

变电运行技能培训教材

(500kV 变电所)

江苏省电力工业局 编

变电运行技能培训教材
(500kV 变电所)

中国电力出版社

目 录

前 言	
第一章 变电运行调度管理	1
第一节 电网的频率、电压调整管理.....	2
第二节 变电所设备的停电检修与新设备的投入管理.....	3
第三节 倒闸操作管理.....	5
第四节 系统继电保护及安全自动装置的管理.....	8
第五节 事故处理的管理.....	9
第二章 变电所主接线、倒闸操作及安全措施	11
第一节 变电所电气主接线	11
第二节 500kV 3 / 2 开关接线及其特点和运行方式	11
第三节 变电所一次系统防误装置	15
第四节 电气倒闸操作的概念及原则	21
第五节 典型倒闸操作	32
第六节 变电所的工作票	39
第三章 电力变压器的运行巡视、异常与事故处理	51
第一节 概述	51
第二节 变压器的运行方式	53
第三节 变压器在运行中的巡视检查	55
第四节 变压器的正常运行与维护	57
第五节 变压器运行中的异常与分析	58
第六节 变压器的事故处理	60
第七节 变压器的交接、检修后的验收	63
第四章 高压断路器的运行、检查与事故处理	65
第一节 概述	65
第二节 SF ₆ 气体的管理和断路器的维护	66
第三节 SF ₆ 断路器的巡视检查、交接和大修后的验收	68
第四节 SF ₆ 断路器的事故处理	69
第五章 高压电抗器的运行巡视、异常及事故处理	72
第一节 概述	72
第二节 高压电抗器的正常运行及维护	76
第三节 高压电抗器的巡视检查	76
第四节 高压电抗器运行中的异常与分析	77
第五节 高压电抗器的事故处理	77
第六章 变电所电气设备的运行、检查及事故处理	80

第一节	互感器的运行、检查及事故处理	80
第二节	隔离开关的运行、检查及事故处理	83
第三节	避雷器的运行、检查及事故处理	85
第四节	电力电缆的运行、检查及事故处理	86
第七章	继电保护及自动装置的运行、检查与事故处理	89
第一节	超高压线路保护的要求和配置原则	89
第二节	500kV 线路保护	90
第三节	500kV 开关保护和重合闸	104
第四节	RANZA 型故障测距装置	108
第五节	主变压器保护	114
第六节	高压电抗器保护	124
第七节	低压电抗器保护	126
第八节	RADSS 母差保护	128
第九节	500kV 故障录波器	143
第十节	ASEA 保护图纸阅读方法	149
第十一节	变电所的运动设备、通信设备及其使用方法	151
第八章	变电所的运行管理	160
第一节	变电所的基本制度和常规工作	160
第二节	变电所的设备管理	168
第三节	变电所的技术管理	171
第四节	变电所的安全管理	179
附录	主要设备名称和操作术语	185

第一章 变电运行调度管理

电力系统包括发电厂、变电所、电力线路和有关用户。发电、供电和用电是一个不可分割的整体，必须实行统一调度，分级管理，各有关部门应通力协作，认真遵守调度纪律，以保证电力系统安全、经济运行。

电是商品，且不是一般商品，它具有价值和使用价值。现代化电力工业同社会的关系密切，事关国计民生。电能具有多方面的特点，交流电能的生产、输送，能量的转换和使用，虽然其总量随时在变化，但是，都在瞬间同时完成平衡，以确保电能质量符合国家规定的标准。再则，交流电不易储存，这就需要对电力系统这个技术复杂的系统工程进行严格的科学管理。还要当电力系统发生突然事故时，应能正确迅速地进行处理，并尽快恢复供电。

近年来随着我国电力工业虽然在高速发展，但电力的供需矛盾仍然很大，（能源资源分布与开采的不平衡，电力工业体制改革的深化与电网调度管理出现的新情况）。因此，我国的电力发展正朝着大电网、大容量和高电压的方向发展。目前，我国已经形成了华东、东北、华中、华北和南方互联电力系统等跨省大电力系统，单机容量已有 60 万 kW。在我国的华东、东北、华中、华北和南方互联电力系统最高电压等级已达到交流 500kV，另外，在我国的上海至湖北省葛洲坝之间建有我国第一条直流 500kV 输电线路。电力系统越大，技术越先进、复杂，自动化程度就越高。为保证电力系统安全、稳定和经济运行，客观上就必须设置电力系统各级调度机构，以实现统一调度，使大电力系统在国民经济发展中发挥巨大的作用。

我国电力系统调度体制分为五级，即：国家设“国调”，跨省大电力系统设“网调”，各省、直辖市、自治区设“省调”，各省辖市供电局设“市调”，县（市）供电局设“县调”。目前跨省大电力系统中的 500kV 变电所一般受三级调度部门调度，即：500kV 线路、母线、主变、无功补偿元件属“网调”调度，220kV 跨地区联络线、母线、旁路属“省调”调度，220kV 本地区末端馈线属“市调”调度。由于 500kV 变电所汇集大电源与联络线，处于主系统或地区电力系统的枢纽地位，容量多在 500~1500MVA 以上，是巨大的功率和电压的控制点，如果全所停电将造成严重的后果，影响系统的安全运行。近年来，我国 500kV 电网有了快速发展，不久的将来 500kV 电网将替代 220kV 电网而成为系统的主网架。

电力系统调度管理的任务是指挥系统的运行与操作，按统一调度，分级管理的原则，实现下列基本要求：

- (1) 充分发挥本系统内发供电设备能力，有计划地供应系统负荷的需要。
- (2) 使整个系统安全运行和连续供电。
- (3) 使系统内各处的供电质量（频率、电压、波形）符合规定标准。
- (4) 根据系统的实际情况，采取经济的、技术的、法律和行政的手段，合理地使用燃料和水力资源，使整个系统最大限度地经济方式下运行。

电力系统各级调度机构的值班调度员在其值班期间为电力系统运行和操作的指挥人，按照批准的调度范围行使指挥权。下级调度机构的值班调度员，发电厂值班长，变电所值班长在调度关系上受上级调度机构值班调度员的指挥，接受上级调度机构值班调度员的调度命

令。发布命令的值班调度员应对其发布的调度命令的正确性负责。下级调度机构、发电厂、变电所的值班人员接受上级调度机构值班调度员的调度命令后，应复诵命令，核对无误，并立即执行，对调度命令的内容应做好记录和录音。不得无故拒绝或拖延执行上级调度机构发布的调度命令。如值班人员认为所接受的调度命令不正确时，应对发布命令的上级调度员提出意见，如上级调度员重复他的命令时，值班人员必须迅速执行，如执行该命令，确实会威胁人员、设备或系统的安全时，则值班人员应拒绝执行，并立即将拒绝执行的理由及改正命令内容的建议报告上级值班调度员和本单位直接领导人。

第一节 电网的频率、电压调整管理

电能的质量标准是以频率、电压和波形来衡量的，电能质量的好坏直接影响用户产品质量的高低。

一、系统频率的调度管理

1. 频率标准

我国规定电力系统频率标准是 50Hz，频率偏差不得超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，在自动发电控制装置 (AGC) 投入时应使频率保持在 $50 \pm 0.1\text{Hz}$ 之内运行。禁止升高或降低频率运行。

系统频率的调整，除保持频率在允许偏差范围以内，还应保持电钟与标准钟的误差在任何时候不大于 30s 。

2. 调频厂选择

系统应指定几个电厂担任调频厂。第一调频厂应保持系统频率在 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 以内，当频率超过 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 时，第二调频厂主动调整出力协助第一调频厂调频，使电网频率恢复至 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 以内。除第一、二调频厂以外的其他水、火电厂为负荷频率监视厂，当电网频率超过 $50 \pm 0.5\text{Hz}$ 时应主动调整出力，直至电网频率恢复至 $50 \pm 0.5\text{Hz}$ 以内。

3. 频率正常管理手段

为了保持系统的频率正常，在编制电力系统及发电厂的日负荷调度曲线时，应使发电量保持平衡，并适当安排旋转备用容量（高峰时备用容量一般为系统负荷的 2% ~ 3%）。

4. 频率不正常的处理

系统频率超过 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 为事故频率。事故频率允许的持续时间为：超过 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 持续时间不超过 60min；超过 $50 \pm 1\text{Hz}$ 持续时间不超过 15min，当系统频率降至 49.8Hz 以下时，各级调度、发电厂、变电所运行值班员应根据《电气事故处理规程》规定的步骤使频率迅速恢复到 49.8Hz 以上。

为了加速事故处理，避免系统瓦解，系统内必须装设足够容量的按频率自动减负载装置，同时各级调度部门应按照用户的重要性排出紧急“拉路”顺序表。

系统的按频率自动减负载装置，未经许可不得随意停用，如到规定频率应动作而未动作，应立即自行手动拉开该线路断路器。

二、系统电压的调度管理

1. 电压监视点

系统的运行电压，应考虑电气设备安全运行的要求和现场规程的规定，发电厂母线运行电压一般不得超过额定电压的 $\pm 5\%$ ；变压器运行电压一般不得超过其相应分接头电压的 5%。

为了保持电网电压波形在规定范围内运行，各级运行部门应按部颁《电力系统谐波管理暂行规定》执行，并根据电网特点设置电压、电流波形监测点。

2. 电压正常管理

各电压控制点的发电厂、500kV 变电所的运行人员，应负责监视各级母线运行电压，努力使母线运行电压在电压曲线限值内。具体可按下列方法调整母线运行电压：

(1) 高峰负荷时，应按发电机 $P-Q$ 曲线所规定限额，增加发电厂无功出力，使母线电压逼近电压曲线上限运行。

(2) 低谷负荷时应按发电机规定的允许进相运行力率或滞相最高力率降低发电机无功出力，使母线电压逼近电压曲线下限运行。

(3) 轻负荷时，使母线电压在电压曲线上、下限之中值运行。

(4) 500kV 厂、所低压电抗器投切，是 500kV 系统调压的重要手段，系统负荷低谷时，可投入低压电抗器，降低母线运行电压。负荷高峰时，可切除低压电抗器，提高母线运行电压。

(5) 当调整发电机无功出力及投切低压电抗器操作后，母线运行电压仍不满足合格范围时，所运行人员应及时向上级值班调度员汇报。

3. 电压调整

值班调度员应按照调度管辖范围检查有关电压控制点和电压监视点的运行电压，当发现超过合格范围时，应采取以下办法进行调整：

(1) 就地调整发电机、调相机无功出力（必要时投切变电所电容器组）；

(2) 调整有载调压变压器分接头位置；

(3) 在确保系统安全的前提下，适当提高或降低送电端母线运行电压来调整近距离受电端母线电压水平；

(4) 调整电网接线方式，改变潮流分布，包括转移部分负荷或限电。

4. 不正常电压的处理

发电厂、变电所的值班人员应经常监视母线电压，当母线运行电压偏移额定电压达到 $\pm 5\%$ 及以上时，应立即调整发电机、调相机的无功出力及投切变电所的低压电抗器、电容器组，同时报告有关值班调度员。

为了保持系统静态稳定，调度机构应对系统中若干中枢点规定最低的事故极限电压值。若上述各点电压下降至所规定的事故极限值时，为了避免系统电压崩溃，发电厂和装有同期调相机的变电所值班人员，应利用发电机和调相机事故过负载能力增加无功出力以维持电压，同时报告值班调度员。值班调度员迅速利用系统中所有的无功和有功备用容量来维持电压，并消除上述过负载，必要时切除部分负载，或投入低电压自动减负载装置。

第二节 变电所设备的停电检修与新设备的投入管理

一、停电检修管理

1. 一般规定

系统设备的检修分为计划检修和临时检修。计划检修指系统设备的定期检修、维修、试

验和继电保护及安全自动装置的定期试验。临时检修指非计划性检修，如设备缺陷、故障等原因造成的检修。计划检修分年度、季度、月度、节日检修四种。

凡是已投入电网运行的电力设备，无论在运行状态，还是在冷、热备用状态，当需要进行检修时，均必须按规定提出申请，经所属调度批准，并按照向谁申请，由谁许可的原则执行。禁止在备用状态设备上未经有关调度部门的批准就进行工作。继电保护及二次回路设备亦同样要申请和经审批后再进行工作。

2. 计划检修的管理

列入检修计划的设备，在停电检修前，设备主管单位应在规定时间内向调度机构办理停电申请手续，调度机构批复后方可通知检修单位。

设备停役前应得到值班调度员的命令或许可后才能进行操作，检修申请未同意或未经申请审批手续者，均不得擅自将设备停役检修。

对已批准检修且已停电的设备，在未获得调度许可开工前，不得进行检修。严禁在未经申请和批准虽已停电的设备上（或虽已停电而未得到调度许可开工的设备上）进行工作。严禁约时检修或送电。

检修工作结束后，由停送电联系人向值班调度员汇报。

3. 计划外检修、临时检修和事故检修停电的管理

在办公时间之外的，属网、省调许可而又急于消缺的设备检修，如对系统方式无明显影响，工期以当班为限，可由变电所值班人员向当值调度提出口头申请，值班调度员应予以安排。

已批准停用检修的设备，由于某种原因不能按计划开工时，检修单位应在规定的时间内通知有关值班调度员，并申请延期开工或更改时间。未经值班调度员同意，不得将已批准的检修期限自行推迟。

设备检修如不能按期投入运行，检修单位应在规定的时间前办理延期申请手续，并说明原因（如果计划检修期只有一天者，只允许由于气候突出变化，影响人身和设备安全，不能继续进行计划检修者，方可提出延期申请），未经批准，不得随意自行延期。

已停役开工的设备，要增加工作项目，必须保证设备现有工作状态不变，若有状态变化要求，必须增报申请，待有关调度机构批准后才能工作。新增工作要延长工期，按延期办理申请手续。

4. 设备带电作业的管理

为保证系统和人身安全，有利于调度进行事故处理，带电作业视作业法提出对线路重合闸是否停用及跳闸后是否强送的要求，并且作业前应得到值班调度员的同意后才能进行，带电作业结束后，应及时向值班调度员汇报。

二、新设备投入系统运行的管理

系统设备的命名采用谁管辖谁命名的原则，其中属于上级调度许可的设备，其命名编号应报上级调度机构核准。

1. 新设备投入系统运行的准备工作

(1) 主管工程的省（市）电力公司或地区供电局向有关调度机构提供有关资料。

(2) 主管工程的省（市）电力公司或地区供电局向有关调度机构提出投入系统运行的申请报告，并签订并网协议书。由调度机构对新设备进行正式命名编号，划分设备的调度管辖

和许可范围，确定设备投运后的运行方式及注意事项，对现场规程中与主系统有关部分的意见，有关继电保护、自动装置的整定。

(3) 新设备主管部门应召集有关(会议)单位开启动会议，并对有关部门提出的调度操作、启动、试运行计划进行讨论，并取得统一意见，以便有关单位中先做好启动操作的准备，并贯彻实施。

2. 新设备启动前必须具备的条件

(1) 设备验收工作业已结束，质量符合安全运行要求；

(2) 参数测量工作业已结束，并已以书面提供有关单位(如需要在启动过程中测量参数者，应在投入系统运行的申请书中说明)；

(3) 生产准备工作业已就绪(包括运行人员的培训、考试合格，调度管辖范围的划分、设备命名、现场规程和制度等均已齐全)；

(4) 有关设备及现场具备启动条件，与有关调度部门已签订启动协议，并移交给有关调度及生产单位；

(5) 调度通信、自动化设备运行良好，通道畅通。

3. 新设备投入系统送电的程序

(1) 按照法规和有关验收规程的规定进行冲击试验：线路、配电装置以及大修后的变压器冲击合闸试验3次，新变压器冲击5次。

(2) 对新线路或新变压器核对相序和相位，最后试并一次，确保正确。

(3) 对新保护装置进行必要的测试，如电流相位、不平衡电压等。

新设备移交有关调度后，即属调度管辖(许可)设备，未经调度命令或许可不得进行操作或工作。

第三节 倒闸操作管理

一、倒闸操作一般原则

(1) 系统内的倒闸操作，应根据调度范围划分，实行分级管理。

(2) 凡系统中运行设备或备用设备进行倒闸操作，均应根据值班调度员发布的操作命令票(任务票)或口头命令执行。如有发现直接威胁人身或设备安全时，可先行操作事后立即汇报调度，严禁没有调度命令擅自进行操作。

(3) 对所管辖范围内的设备，只有值班调度员有权发布其倒闸操作命令和改变它的运行状态。同时发电厂值班长、变电所值班负责人、正值班员、下级值班调度员有权接受命令。在发布和接受调度操作命令时，必须互报单位、姓名，严格执行发令、复诵、录音、汇报和记录制度，并使用统一的调度术语和操作术语，发令、受令双方应明确“发令时间”和“完成时间”，以表示操作的始终。

(4) 系统中的正常倒闸操作，应尽可能避免在下列时间进行：

- 1) 值班人员在交接班时；
- 2) 系统接线极不正常时；
- 3) 系统高峰负荷时；
- 4) 雷雨、大风等恶劣气候时；

- 5) 有关联络线输送功率超过稳定限额时;
- 6) 系统发生事故时;
- 7) 地区有特殊要求时等。

正常操作一般安排在系统低谷或潮流较小时进行。特殊情况下进行操作, 必须有相应安全措施。

(5) 现场如遇设备停役检修(如开关、变压器、高、低压电抗器等), 可自行将该设备的跳、合闸回路解除, 但在该设备复役前必须自行恢复至原来状态。

二、倒闸操作管理

1. 并列与解列操作

(1) 两个系统进行同期并列时, 必须①相序相同; ②频率相等; ③电压相等或电压差尽量小。若调整困难, 允许频率差不超过 0.5Hz, 允许 500kV 电压差不超过 10%、220kV 电压差不超过 20%。

(2) 解列操作时, 应先将解列点有功潮流调至接近零, 无功潮流调至尽量小, 使解列后的两个系统频率、电压均在允许范围内。特别注意操作过程中 500kV 系统各点电压不得超过 550kV, 220kV 电压波动不大于 10%。

2. 合环与解环操作

(1) 合环操作必须确保合环后各环节潮流的变化不超过继电保护、系统稳定和设备容量等方面的限额。要求合环开关两端电压相位一致; 电压差调至最小, 正常操作时最大不超过 10%, 事故处理时最大不超过 20%, 电压相角差最大不超过 20 度。

(2) 解环操作应先检查解环点的有功、无功潮流, 确保解环后系统各部分电压在规定范围内, 各环节的潮流变化不超过继电保护、系统稳定和设备容量等方面的限额。

3. 闸刀操作

允许用闸刀(隔离开关的操作术语)进行下列操作:

- (1) 系统无接地时拉、合电压互感器;
- (2) 无雷击时拉、合避雷器;
- (3) 拉、合 220kV 及以下母线的充电电流;

(4) 拉、合开关(断路器的操作术语)或闸刀的旁路电流, 拉合 3/2 开关接线方式的母线环流;

- (5) 拉、合无接地故障的变压器中性点接地;
- (6) 拉、合充电(空载)低压电抗器。

上述设备如长期停用时, 在未经试验前不得用闸刀进行充电。

在未经试验、批准的情况下, 不得用 500kV 闸刀拉、合母线充电电流。

4. 开关操作

(1) 用开关可以拉、合负荷电流和各种设备的充电电流以及额定遮断容量以内的故障电流。

(2) 开关合闸前, 必须检查继电保护已按规定投入。开关合闸后, 必须检查确认三相均已接通。

(3) 利用 500kV 或 220kV 开关进行并列或解列操作, 因机构失灵造成两相开关断开, 一相开关合上的情况时, 不准将断开的两相开关再合上, 而应迅速将原合上的一相开关拉

开，如开关合上两相应将断开的一相再合一次，若不成即拉开合上的两相开关。

(4) 开关操作时，若遥控失灵，现场规程允许进行近控操作时，必须进行三相同步操作，不得进行分相操作。

5. 变压器停送电的操作

(1) 变压器并列运行的条件：

- 1) 接线组别相同；
- 2) 电压比相等；
- 3) 短路电压相等。

当上列条件不符合时，必须事先经过计算，在任何一台变压器都不会过负荷时，才允许并列运行。

(2) 变压器投入运行时应先合上电源侧开关，后合上负荷侧开关，停用时操作顺序相反。

500kV 变压器停送电，一般从 500kV 侧拉停或充电，也可以从 220kV 侧拉停或充电。

(3) 对空载变压器充电时要求：

- 1) 充电变压器应有完备的继电保护，用小电源向变压器充电时应核算继电保护灵敏度。
- 2) 考虑变压器励磁涌流对继电保护的影响。
- 3) 在充电变压器发生故障跳闸后，能保证系统稳定。
- 4) 500kV 变压器充电时，应检查调整充电侧母线电压及变压器分接头位置，以保证充电后各侧电压不超过规定值。

5) 500kV 变压器可在带有低压电抗器的情况下，从 500kV 或 220kV 侧充电或拉停，但此时应充分考虑对所在母线电压的影响。

(6) 变压器充电或拉停时，各侧中性点应保持接地。

6. 500kV 高压电抗器的操作

投、停高压电抗器的操作，必须在 500kV 线路本侧或对侧线路接地的情况下进行，如无法接地可待线路停电冷备用 15min 后拉高压电抗器闸刀。

7. 15.75kV (35kV) 低压电抗器的操作

(1) 投切低压电抗器（即将低压电抗器从充电改为运行或将低压电抗器从运行改为充电），必须用开关进行操作。

(2) 为避免 500kV 线路开关断开状态或线路失电状态，低压电抗器自动投切装置动作使低压电抗器无法投入运行，应在低压电抗器投入运行前先将低压电抗器自动投切装置解除。

(3) 由于系统需要投切低压电抗器，由调度发令操作，系统正常方式进行电压调整的低压电抗器投、切操作，由现场值班人员根据电压曲线要求向调度提出，经调度许可后进行操作，操作后向调度汇报。凡投、切低压电抗器的单一操作可不开操作票，但要做好记录。

8. 线路的操作

(1) 对空载线路充电的一般要求：

- 1) 充电线路的开关必须有完备的继电保护。
- 2) 当充电线路故障时应迅速切除，以保证系统稳定，必要时可改变继电保护定值或降低有关线路的有功潮流。

3) 用小电源向线路充电时, 应核算继电保护的灵敏度, 并应防止线路充电功率使发电机产生自励磁。

4) 考虑线路充电功率对系统及线路末端电压的影响, 防止线路末端过电压。

5) 充电端必须有变压器中性点接地。

(2) 在未经试验和批准的情况下, 不得对末端带有变压器的线路进行充电或拉停。

(3) 新建线路或检修后相位有可能变动的线路投运或复役前应进行核相。

9. 母线的操作

(1) 进行倒母线操作时应注意:

1) 母联断路器应改为非自动;

2) 对母差保护的影响;

3) 各组母线上电源与负荷分布合理。

(2) 双母线中停用一组母线时, 要防止运行母线压变倒充母线而引起次级熔丝或小开关断开使继电保护失压误动作。

(3) 母线复役充电时, 充电开关必须有(反应各种故障的)速断保护, 当充电母线故障跳闸时, 应保证系统稳定, 必要时先降低有关线路有功潮流。

(4) 用变压器向母线充电时, 变压器中性点必须接地。

第四节 系统继电保护及安全自动装置的管理

一、基本要求

继电保护及安全自动装置是保证系统安全稳定运行和保护电力设备的重要装置, 若不能正确动作可能扩大事故和停电范围或损坏电力设备, 甚至造成电力系统崩溃。因此, 各单位要保证所管辖范围内继电保护装置的正常运行及正确动作。

对系统继电保护的管理应实行统一领导, 分级管理, 其运行操作应按调度管辖范围进行。

二、各级继电保护定值管理

(1) 系统继电保护的整定计算应符合部颁《220~500kV 电网继电保护装置运行整定条例》的规定。

(2) 按调度管辖范围进行继电保护的整定计算。

(3) 在系统运行有较大改变, 或新工程投入对系统运行方式及参数均有改变时, 对有关设备的保护定值均应进行验算, 或重新编制整定方案。

(4) 系统保护装置整定方案, 应根据下列资料编制。

1) 系统可能出现和符合实际的正常及检修方式;

2) 最大最小短路容量及开机方式;

3) 主设备和线路的最大潮流, 母线最高、最低运行电压;

4) 系统稳定要求的故障切除时间, 重合闸时间等;

5) 计算所需的设备及线路参数(包括实测参数);

6) 解列点及系统稳定等其它必要的运行资料;

7) 线路在非全相过程中可能出现的最大零序电流;

8) 系统近期发展规划与主接线图。

三、继电保护与自动装置的投、切和运行管理

(1) 凡带有电压的运行中设备，任何时候不得处于无保护状态下运行，当必须停用某设备的全部保护时，则必须验算上一级保护对该设备的后备保护灵敏度应不低于 1.25。

(2) 500kV 继电保护必须按双重化要求配置（即不同套数的保护接不同的流变、压变二次绕组，用不同的直流电源，启动不同的开关跳闸线圈）。

(3) 继电保护和自动装置的投入和停用，均须按调度命令执行。

1) 凡在运行方式改变须变更保护定值时，保护定值由大改小，应待操作结束后更改定值，保护定值由小改大，应首先改变定值后操作。

2) 继电保护设备的运行维护，由设备所在单位负责，当继电保护装置发生异常或有缺陷时，现场值班人员应向有关值班调度员汇报，按有关运行规定处理，并通知局、厂继电保护专业人员及时处理缺陷，必要时上报基层局、厂总工程师。

保护装置发生不正确动作后，基层局、厂的继电保护专业人员应尽早进行事故调查、查明原因，必要时由调度主管单位组织有关单位进行事故调查、检验、分析、评价、制订措施和发事故通报。系统发生事故后，现场值班人员应及时收集和记录保护动作情况，向上级值班调度员汇报，调度员应及时整理保护动作情况，提供事故时保护动作原始报告。

3) 凡继电保护和自动装置改定值，均须按照有关部门发出的定值通知单执行，特殊情况下，需立即改变定值，可由继电保护专责人将须改的定值单交值班调度员口令通知并执行，现场应做好复诵和操作录音。

第五节 事故处理的管理

电力系统发生事故时，应根据事故现象，断路器跳闸，保护动作，潮流变化等特征，迅速判断，尽快处理，以缩小事故范围，减少损失和危害。

事故处理步骤和原则

调度员是领导处理所辖系统事故的指挥者，现场值班负责人是事故处理现场领导，处理是否正确、迅速负责，为此，值班调度员和各变电所值班人员须密切联系，下几方面：

制止事故的发展，消除事故的根源并解除对人身和设备的威胁

尽可能的方法保持对用户的正常供电。

改变系统的运行方式，使其恢复正常。

对已停电的用户恢复供电，对重要用户应优先恢复供电。

事故处理的一般规定

现场值班员在处理事故时，对系统运行有重大影响的操作（如改变电气接线方式，倒闸等），均应得到有关调度员的命令或许可后才能执行。对符合现场规定自行处理的，应一面自行处理，一面简明报告，事后再作详细报告，下列各项操作，现场值班员可待调度命令自行进行。

- 1) 将直接对人员生命有威胁的设备停电；
- 2) 确知无来电的可能性，将已损坏的设备隔离；
- 3) 运行中的设备，有受损伤的威胁，根据现场规程的规定，加以停用或隔离；

4) 当母线电压消失时, 应将母线上的各路电源开关拉开;

5) 其他规程规定可以自行处理者, 如恢复所用电等。

(2) 发生事故时, 值班人员应坚守岗位, 正确执行值班调度员命令, 处理事故。此时, 除有关领导和专业人员外, 其他人员均不得进入控制室和事故地点, 如事先进入的人员均应迅速离开, 便于处理事故。

(3) 发生事故时, 值班员应迅速向有关调度准确简要汇报事故发生的时间、现象、设备名称、编号、跳闸开关、继电保护和自动装置动作情况、频率、电压、潮流变化等, 听候指令。

(4) 现场值班员不要急于复归有关信号和保护掉牌, 以便核查, 供调度员正确分析和处理。

(5) 事故处理时, 各级运行人员必须严格执行发令、复诵、记录、录音和汇报制度, 必须使用统一的调度术语和操作术语, 命令内容应正确无误, 汇报内容应简明扼要。

(6) 系统发生事故时, 非事故单位不应在事故当时向调度员询问事故原因和过程, 以免影响事故处理, 而应密切监视频率、电压、潮流变化情况, 防止事故的扩展, 如发现异常情况应及时报告上级值班调度员。

第二章 变电所主接线、倒闸操作 及安全 措施

第一节 变电所电气主接线

500kV 变电所一般采用自耦变压器，高压侧为 500kV，中压侧为 220kV。低压侧接成三角形，以消除三次谐波，主要用于无功补偿及所用电，不与电网联系，因此电压可能为 35kV、20kV 或其它电压。

一、220kV 电气主接线

220kV 电气主接线采用双母线带旁路。由于 500kV 变电所大部分为枢纽变电所，220kV 出线较多。按照要求，正常情况下，220kV 母线上出线数应不大于 4 回，所以许多 500kV 变电所 220kV 主接线采用双母线单分段带旁路、双母线双分段带旁路接线，母线可能有三段或四段。

二、低压侧电气主接线

由于低压侧负荷较少，主要接无功补偿装置与所用电，故低压侧采用很简单的单母线接线。

自耦变压器低压侧容量一般为高压侧的 50%，而 500kV 主变容量绝大多数都在 360MVA 以上，一般为 500MVA、750MVA，所以低压侧的电流均很大。如两台主变运行，低压侧是不互联的，即各为单母线接线。

三、500kV 电气主接线

一般采用 3/2 开关（断路器的操作术语—接线。其具体内容在本章第二节中详述。

第二节 500kV 3/2 开关接线及其特点 和运行方式

一、3/2 开关接线

由于我国 500kV 电网目前正处于发展阶段，系统结构较薄弱，因而备用容量较少。500kV 变电所在系统中一般担负着连接电源、联网、转送功率和降压供电等多重任务，因此地位十分重要。

目前 500kV 变电所的主要特点是初期规模小，扩建次数多（有的变电所已经过 3~4 次的扩建），最终规模大。电气主接线设计应将满足供电可靠性放在第一位，因此对 500kV 主接线有着更高的要求。

500kV 变电所绝大多数采用 3/2 开关接线，如华东 500kV 系统中所有变电所及升压站中除洛河发电厂采用双母线带旁路接线外，其它均采用 3/2 开关接线。

3/2 开关接线的含义是三台开关串联，接于两条母线，形成一串，从两台开关之间引出两条线路，即三只开关供两条线路，每条线路占 1.5 个开关，因此这种接线又称为一个半开

关接线、一又二分之一开关接线。就世界各国而言，前苏联、日本、巴西等国家也以 3/2 开关接线为主。

典型的 3/2 开关接线如图 2-1 所示。在 3/2 开关接线中，接于母线的两台开关（如 5011、5013 开关）我们称之为母线开关，中间的开关（如 5012 开关）称之为中间开关或联络开关。

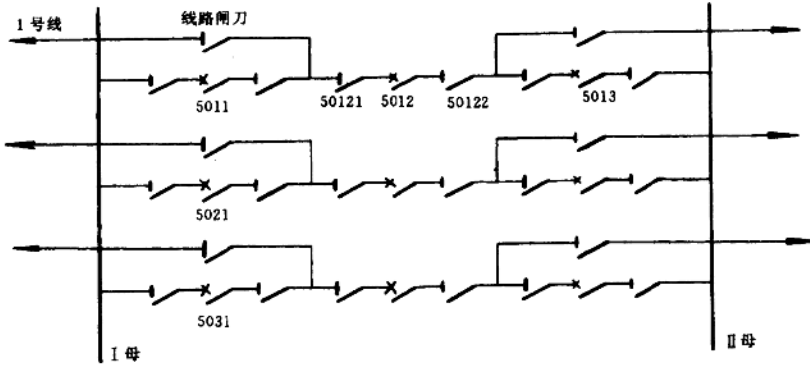


图 2-1 500kV 3/2 开关接线

二、3/2 开关接线的优缺点

1. 3/2 开关接线的优越性

这种主接线的广泛应用是因为它有很突出的优越性。

(1) 供电可靠性高，正常情况下两条母线和所有开关均在运行状态，形成多个环路，每条线路（或主变）都由两台开关供电，一台开关偷跳等情况不影响供电。

(2) 运行方式多样，可以同时检修两台以上不影响线路供电的开关。

(3) 双母线接线中，线路开关拒跳时，要切除此母线上线路或主变，而母联开关拒跳时，将是灾难性的。3/2 接线中，线路开关拒跳，跳开此母线上所有开关是不影响其它线路或主变运行的，中间开关拒跳时，也只影响同一串中另一线路或主变的运行，优点是明显的。

(4) 任意一条母线故障或停役不影响线路或主变的运行，母线故障不再是恶性故障。在极端的情况下，两条母线故障（或一条母线检修，另一条母线故障）时仍能保证功率的传送。

(5) 闸刀仅作为隔离电源使用，不需切换母线，使得操作简单，闭锁易于实现，降低误操作的几率。

2. 3/2 开关接线的不足之处

(1) 设备较多，特别是开关与电流互感器增多，投资增大。

(2) 由于线路或主变故障要由两台开关来切除，重合闸也要重合两台开关，所以二次控制接线比较复杂。

(3) 线路或主变保护的电流取自两组电流互感器，采用和电流接线，而且需要防止外部故障的误动作，接线比较复杂。为了保护的动作死区，一串中两条线路或主变的保护范围要有重叠区，在重叠区故障，保护动作较复杂（这在本书继电保护中将讲到）。

(4) 与双母线带旁路接线相比, 运行经验还不够丰富。

(5) 配电装置占地面积较大。

3. 3/2 开关接线在实际接线时应注意的问题

(1) 如果一串中接两条线路, 应尽量接一条电源线, 一条负荷线, 或接两条联系紧密的相邻线路。这样可保证两条母线故障的情况下, 仍有功率传送。

(2) 如有两台主变, 应将主变分别接于两条母线, 同时禁止将两台主变接在同一串之中。

(3) 由于主变故障几率较小, 可以直接接于母线, 将整个母线接入主变差动保护, 主变保护动作后高压侧跳开此母线上所有开关。由于 3/2 开关接线中母线停电不致于影响供电, 所以主变可以不经开关直接接于母线, 如图 2-2 所示。

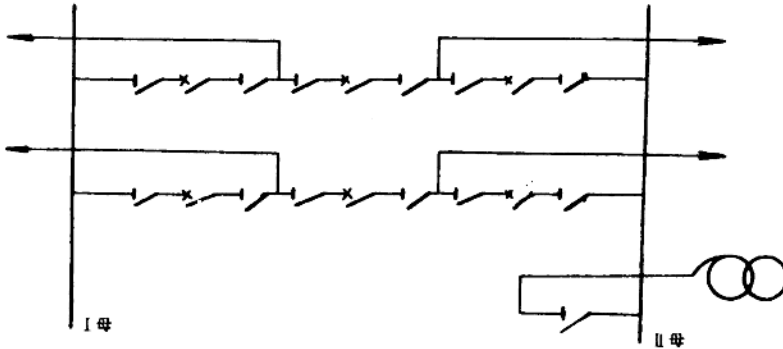


图 2-2 主变不经开关(断路器)接于母线

三、3/2 开关接线的运行方式

下面介绍一下 3/2 开关接线的各种运行方式。

1. 母线故障

如 I 母故障, I 母母差保护动作, 跳开 I 母上 5011、5021、5031 开关, 其它线路正常运行, 不影响其它线路供电(见图 2-1)。

2. 开关检修

如图 2-1 所示, 若 5012 开关检修, 只须拉开 5012 开关和 50121、50122 闸刀即可。

3. 开关检修时母线故障

仍如图 2-1 所示, 当 5012 开关检修时 I 母故障, 保护跳开 5011、5021、5031 开关, 此时除 1 号线路失电, 其它线路正常运行。

4. 线路停役

如 1 号线线路检修, 只须拉开 5011、5012 开关, 拉开 1 号线线路闸刀, 然后再将 5011、5012 开关恢复运行, 如图 2-1 所示。

四、3/2 开关接线的设备配置原则

由于 3/2 开关与传统接线是两种根本不同的接线方式, 因此在 3/2 开关接线中的电流互感器、电压互感器、避雷器的配置是不一样的。

1. 电流互感器

一般每条线路或主变配两台电流互感器，以构成电流回路的和接线，每串用四个电流互感器。如图 2-3 所示。

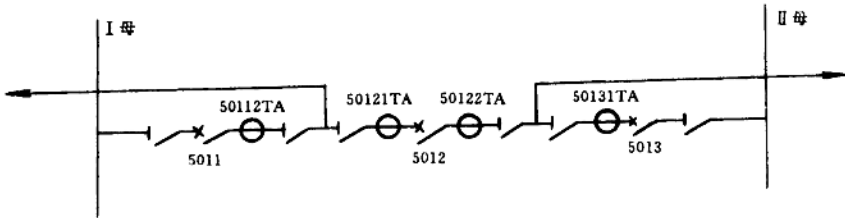


图 2-3 3/2 开关接线中的电流互感器配置

母差保护用母线侧开关电流互感器，即图 2-3 中的 50112TA 和 50131TA。为了防止保护死区，出线保护电流回路采用重叠接线，如图 2-4 所示。

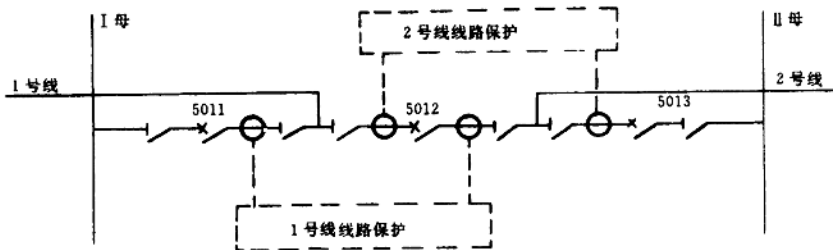


图 2-4 线路保护重叠接线

由于 500kV 电流互感器的二次绕组较多，如日本三菱公司的 PC-50S 型流变有 6 个二次绕组，曾有专家建议每串只用三只电流互感器，即在中间开关两侧减少一只电流互感器，的确也是可行的。

2. 电压互感器

500kV 电压互感器一般采用电容式电压互感器，体积小，重量轻，又可兼作高频通道设备。

3/2 开关接线电压互感器配置如图 2-5 所示。

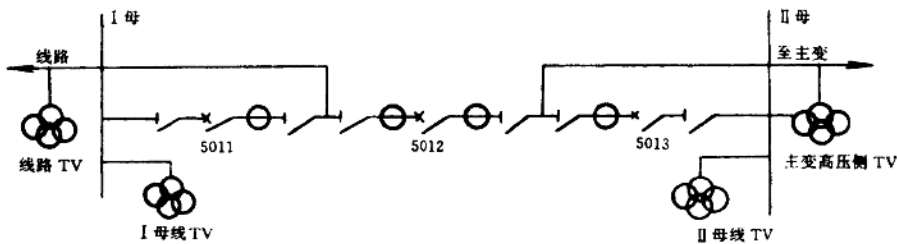


图 2-5 3/2 开关接线电压互感器配置

每一条线路或主变回路均配电压互感器 TV，这与双母线接线不一样，这样每一线路或主变保护均用自己的电压互感器二次电压，不必设公用的电压小母线，可使电压回路接线大