

Q/CSG

中国南方电网有限责任公司企业标准

南方电网 10kV~110kV 系统继电保护整定
计算规程

Setting guide for 10kV-110kV power system protection equipment of CSG

2012-06-30 发布

2012-06-30 实施

中国南方电网有限责任公司 发布

目 次

1	范围.....	1
2	规范性引用文件.....	1
3	总则.....	1
4	继电保护运行整定的基本原则.....	1
5	整定计算的有关要求.....	3
6	继电保护整定的一般规定.....	4
7	线路保护.....	6
8	自动重合闸.....	24
9	母线保护.....	25
10	变压器保护.....	26
11	母联保护.....	31
12	低电阻接地系统的电流保护.....	32
13	并联补偿电抗器保护.....	34
14	并联补偿电容器保护.....	34
15	站用变压器保护.....	36

前 言

继电保护的正确可靠动作对保证电网安全稳定有着极其重要的作用，整定计算是决定继电保护能否正确动作的关键环节之一。为发挥好继电保护保障电网和设备安全的作用，规范和指导南方电网 10kV~110kV 系统的继电保护整定计算工作，中国南方电网有限责任公司系统运行部组织制定了本标准。

本标准由中国南方电网有限责任公司系统运行部提出。

本标准由中国南方电网有限责任公司系统运行部归口并负责解释。

本标准主要起草人员：王莉、张少凡、杨咏梅、赵曼勇、周红阳、余江、陈朝晖、黄乐、黄佳胤、曾耿晖、王宇恩、孟菊芳、余荣强、罗跃盛、黄健伟、杨旺霞、张薇薇、曹杰、刘顺桂、陈莉莉、宛玉健、邱建、杨令、袁欢、徐凤玲

南方电网 10kV~110kV 系统继电保护整定计算规程

1 范围

本标准规定了南方电网 10kV~110kV 系统继电保护运行整定的原则、方法和具体要求。本标准适用于南方电网 10kV~110kV 系统的线路、母线、降压变压器、并联电容器、并联电抗器、站用变压器和接地变压器的继电保护运行整定。对于中低压接有并网小电源的变压器及变电站 10 千伏出线开关以外配电网保护设备可参照执行。本标准以微机型继电保护为主要对象，对于非微机型装置可参照执行。本标准适用于南方电网企业、并网运行发电企业及用户负责继电保护管理和运行维护的单位。有关规划设计、研究制造、安装调试单位及部门亦应遵守本规程。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本整定规程的引用而成为本整定规程的条款。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）或修订版均不适用于本整定规程，然而，鼓励根据本整定规程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整定规程。

- GB/T 14285-2006 继电保护和安全自动装置技术规程
- DL/T 584-2007 3 kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 684-1999 大型发电机变压器继电保护整定计算导则
- DL/T 866-2004 电流互感器和电压互感器选择及计算导则

3 总则

3.1 按照 GB/T-14285-2006《继电保护和安全自动装置装置技术规程》的规定，配置结构合理、质量优良和技术性能满足运行要求的继电保护及自动重合闸装置是电网继电保护的物质基础；按照本规程的规定进行正确的运行整定是保证电网稳定运行、减轻故障设备损坏程度的必要条件。

3.2 10kV~110kV 电网继电保护的整定应满足选择性、灵敏性和速动性的要求，如果由于电网运行方式、装置性能等原因，不能兼顾选择性、灵敏性和速动性的要求，则应在整定时，保证规定的灵敏系数要求，同时，按照如下原则合理取舍：

- 地区电网服从主系统电网；
- 下一级电网服从上一级电网；
- 局部问题自行处理；
- 保护电力设备的安全；
- 保重要用户供电。

3.3 继电保护装置能否充分发挥作用，继电保护整定是否合理，继电保护方式能否简化，从而达到电网安全运行的最终目的，与电网运行方式密切相关。为此，继电保护部门与调度运行部门应当相互协调，密切配合。

3.4 继电保护和二次回路的设计和布置，应当满足电网安全运行的要求，同时也应便于整定、调试和运行维护。

3.5 为了提高电网的继电保护运行水平，继电保护运行整定人员应当及时总结经验，对继电保护的配置和装置性能等提出改进意见和要求。各继电保护运行管理部门，可根据本规程基本原则制定运行整定的相关细则，以便制造、设计和施工部门有所遵循。

3.6 对继电保护特殊方式的处理，应经所在单位总工程师批准，并备案说明。

4 继电保护运行整定的基本原则

4.1 地区电网的继电保护，应当满足可靠性、选择性、灵敏性及速动性四项基本要求，特殊

情况的处理原则见本规程第 3.2 条。

4.2 继电保护的可靠性

4.2.1 继电保护的可靠性主要由配置结构合理、质量优良和技术性能满足运行要求的继电保护装置以及符合有关规程要求的运行维护和管理来保证。

4.2.2 任何电力设备（电力线路、母线、变压器等）都不允许无保护运行。运行中的电力设备，一般应有分别作用于不同开关，且整定值有规定的灵敏系数的两套独立的保护装置作为主保护和后备保护，以确保电力设备的安全。对于不满足上述要求的特殊情况，按本规程第 3.6 条的规定处理。

4.2.3 10kV~110kV 电网继电保护一般采用远后备原则，即在临近故障点的开关处装设的继电保护或开关本身拒动时，能由电源侧上一级开关处的继电保护动作切除故障。

4.2.4 对中低压侧接有并网小电源的变压器，如变压器小电源侧的过电流保护不能在变压器其他侧母线故障时可靠切除故障，则应由小电源并网线的保护装置切除故障。

4.2.5 对于装有专用母线保护的母线，还应有满足灵敏系数要求的线路或变压器的保护实现对母线的后备保护。

4.3 继电保护的选择性

4.3.1 选择性是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障，当故障设备或线路本身的保护或开关拒动时，才允许由相邻设备、线路的保护或开关失灵保护切除故障。为保证选择性，对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内有配合要求的两元件，其灵敏系数及动作时间，在一般情况下应相互配合。

按配合情况，配合关系分为：

- a) 完全配合：动作时间及灵敏系数均配合；
- b) 不完全配合：动作时间配合，在保护范围的部分区域灵敏系数不配合；
- c) 完全不配合：动作时间及灵敏系数均不配合。

电网需要配合的两级继电保护一般应该是完全配合，如灵敏性和选择性不能兼顾，在整定计算时应保证规定的灵敏系数要求，由此可能导致两级保护的不完全配合，两级保护之间的选择性由下一级保护的可靠动作来保证，此时，如下一级保护因故拒动，允许上一级保护失去选择性。

4.3.2 遇如下情况，允许适当牺牲部分选择性：

- a) 线路的速动段保护允许按躲开变压器其他母线故障整定。需要时，线路速动段保护可经一短时限动作。
- b) 对串联供电线路，如果按逐级配合的原则将过分延长电源侧保护的的动作时间，则可将某些变电站按不配合点处理，以减少配合的级数，缩短动作时间。
- c) 双回线内部保护的配合，可按双回线纵续动作的条件考虑，确有困难时，允许双回线中一回线故障时，两回线的延时保护段间有不配合的情况。
- d) 在构成环网运行的线路中，允许设置预定的解列点或解列线路。

4.3.3 变压器电源侧过电流最末一段保护的整定，原则上主要考虑为保护变压器安全的最后一级跳闸保护，同时兼作其他侧母线故障的后备保护，其动作时间及灵敏系数视情况可不作为一级保护参与选择配合，但动作时间必须大于所有配出线后备保护的的动作时间（包括变压器过流保护范围可能伸入的相邻变压器和相隔线路）。

4.3.4 线路保护范围伸出相邻变压器其他侧母线时，可按下列顺序优先的方式考虑保护动作时间的配合：

- a) 与变压器同电压侧的后备保护的的动作时间配合；
- b) 与变压器其他侧后备保护跳该侧总断路器动作时间配合；
- c) 与其他侧出线后备保护段的的动作时间配合；
- d) 与其他侧出线保全线有规程规定的灵敏系数的保护段动作时间配合；
- e) 如其他侧的母线装有母线保护、线路装有纵联保护，需要时，也可以与其他侧的母线保护和线路纵联保护配合。

4.4 继电保护的灵敏性

4.4.1 电力设备电源侧的继电保护整定值应对本设备故障有规定的灵敏系数，对远后备方式，继电保护最末一段整定值还应对相邻设备故障有规定的灵敏系数。

4.4.2 对于无法得到远后备保护的电力设备，应酌情采取相应措施，防止同时失去主保护

和后备保护。

4.4.3 对于 110kV 电网线路，考虑到在可能的高电阻接地故障情况下的动作灵敏系数要求，其最末一段零序电流保护的电流定值一般不应大于 300A（一次值），此时，允许线路两侧零序保护纵续动作切除故障。

4.4.4 在同一套保护装置中闭锁、起动和方向判别等辅助元件的灵敏系数应不低于所控的保护测量元件的灵敏系数。

4.5 继电保护的速动性

4.5.1 地区电网应满足主网提出的整定时间要求，下一级电压电网应满足上一级电压电网提出的整定时间要求，供电变压器过电流保护时间应满足变压器绕组热稳定要求，必要时，为保证设备和主网安全、保重要用户供电，应在地区电网或下一级电压电网适当的地方设置不配合点。

4.5.2 对于造成发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压的 60% 的故障，应快速切除。

4.5.3 临近供电变压器的供电线路，设计单位应充分考虑线路出口短路的热稳定要求。如线路导线截面过小，不允许延时切除故障时，应快速切除故障。对于多级串供的单电源线路，由于逐级配合的原因，临近供电变压器的线路后备保护动作时间较长，如不能满足线路热稳定要求，宜设置短延时的延时电流速断保护。

4.5.4 手动合闸或重合闸重合于故障线路，应有速动保护快速切除故障。

4.5.5 继电保护配合的时间级差应综合考虑开关跳闸断开时间，整套保护动作返回时间，时间继电器的动作误差等因素，在采用高精度时间继电器时，保护的配合可以采用 0.3s 的时间级差。如果因定值时间限额等原因配合存在困难时，在开关跳闸断开时间等条件具备的情况下，对于微机保护可考虑适当降低时间级差，但最低不能小于 0.25s。

4.5.6 对于负荷电流与线路末端短路电流数值接近的供电线路，过电流保护的电流定值按躲负荷电流整定，但在灵敏系数不够的地方应装设负荷开关或有效的熔断器。需要时，也可以采用距离保护装置代替过电流保护装置。

4.6 在电力设备由一种运行方式转为另一种运行方式的操作过程中，被操作的有关设备均应在保护范围内，允许部分保护装置在操作过程中失去选择性。

4.7 除母线差动保护外，不宜采用专门措施闭锁因电流互感器二次回路断线引起的保护装置误动作。

5 整定计算的有关要求

5.1 对电网接线的要求

合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础，继电保护装置能否积极发挥作用，与电网结构及电力设备的布置是否合理有密切关系，必须把它们作为一个有机整体统筹考虑，全面安排。电网规划部门不能仅考虑经济性使得继电保护配置、二次回路等复杂化来提高运行的可靠性。对严重影响继电保护装置保护性能的电网结构和电力设备的布置、厂站主接线等，应限制使用，下列问题应综合考虑：

5.1.1 宜采用环网布置，开环运行的方式。

5.1.2 110kV 电网宜采用双回链或双回辐射式接线，链接变电站数不宜超过 2~3 个，避免短线路成串成环的接线方式。向多处供电的单电源终端线路，宜采用 T 接的方式接入供电变压器。以自动重合闸和备用电源自动投入等手段来提高供电可靠性。

5.1.3 不宜在电厂向电网送电的主干线上接入分支线或分支变压器。

5.1.4 电网规划部门应及时提供电网近、中期发展规划与接线，以便整定计算部门编制或修订继电保护整定方案。

5.1.5 电力工程的设计工作中，也应包括必要的继电保护整定计算工作，主要目的是论证继电保护装置选型和保护方案配置的正确性，甚至是电网接线的合理性。

5.2 对调度运行方式的要求

5.2.1 继电保护能否保证电网安全稳定运行，与调度运行方式密切相关。继电保护应能满足电网的稳定运行要求，但若继电保护对某些运行方式无法同时满足选择性、灵敏性和速动性的要求时，则应限制此类运行方式。在安排运行方式时，下列问题应综合考虑：

- a) 注意保持电网中各变电站变压器接地方式相对稳定；

- b) 避免在同一厂、站母线上同时断开所连接的两个及以上运行设备（线路、变压器），当两个厂、站的母线之间的电气距离很近时，也要避免同时断开两个及以上运行设备；
 - c) 在电网的某些点上以及与主网相连的有电源的地区电网中，应设置合适的解列点，以便采取有效的解列措施，确保主网的安全和地区电网重要用户供电；
 - d) 避免采用多级串供的终端运行方式；
 - e) 避免采用不同电压等级的电磁环网运行方式；
 - f) 不允许平行双回线上的双 T 接变压器并列运行。
- 5.2.2 调度运行部门应及时提供系统运行方式书面资料，作为继电保护整定计算的依据。
- 5.2.3 因部分继电保护装置检验或故障停运导致继电保护性能降低，影响电网安全稳定运行时，应酌情改变电网运行方式和调整运行潮流，使运行中的继电保护动作性能满足电网安全稳定运行的要求。
- 5.2.4 对于正常配置全线速动保护的线路，因检修或其它原因全线速动保护退出运行时，应根据电网要求采取调整运行方式、调整线路后备保护动作时间或通过保护纵续动作的办法，保证电网安全。
- 5.2.5 重要枢纽变电所的 110kV 母线差动保护因故退出危及系统稳定运行时，应采取下列措施：
- a) 尽可能缩短母线差动保护的停用时间。
 - b) 不安排母线及连接设备的检修，尽可能避免在母线上进行操作，减少母线故障的几率。
 - c) 应考虑当母线发生故障时，由后备保护延时切除故障，不会导致电网失去稳定；否则应改变母线接线方式、调整运行潮流。必要时，可由其他保护带短时限跳开母联或分段开关，或酌情按稳定计算提出的要求加速后备保护，此时，如被加速的后备保护可能无选择性跳闸，应备案说明。

6 继电保护整定的一般规定

6.1 整定计算所需的发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路、并联电抗器、串联补偿电容器的阻抗参数均采用换算到额定频率的数值。下列参数应使用实测值：

- a) 三相三柱式变压器的零序阻抗；
- b) 66kV 及以上架空线路和电缆线路的阻抗；
- c) 平行线之间的零序互感阻抗；
- d) 其他对继电保护影响较大的有关参数。

6.2 以下的假设条件对一般短路电流计算是许可的：

- a) 忽略发电机、调相机、变压器、110kV 架空线路和电缆线路等阻抗参数的电阻部分，66kV 及以下的架空线路和电缆，当电阻与电抗之比 $R/X > 0.3$ 时，宜采用阻抗值 $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ ，并假定旋转电机的负序电抗等于正序电抗，即 $X_1 = X_2$ 。
- b) 发电机及调相机的正序电抗可采用 $t=0$ 时的纵轴次暂态电抗 X_d'' 的饱和值。
- c) 发电机电势可以假定均等于 1（标么值）且相位一致，只有在计算线路全相振荡电流时，才考虑线路两侧发电机综合电势有一定的相角差。
- d) 不考虑短路电流的衰减。对利用机端电压励磁的发电机出口附近的故障，应从动作时间上满足保护可靠动作的要求。
- e) 各级电压可以采用标称电压值或平均电压值，而不考虑变压器分接头实际位置的变动。
- f) 不计线路电容电流和负荷电流的影响。
- g) 不计故障点的相间电阻和接地电阻。
- h) 不计短路暂态电流中的非周期分量。

对有针对性的专题分析和对某些装置特殊需要的计算时，可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

6.3 合理地选择运行方式是改善保护效果，充分发挥保护效能的关键之一。继电保护整定计算应以常见运行方式为依据。所谓常见运行方式，是指正常运行方式、被保护设备相邻近的

部分线路或元件检修的正常检修方式和环网布置开环运行的电网相互之间的负荷转供方式。视具体情况，检修的线路或元件的数量不宜超过该接点线路或元件总数的 1/2。

对特殊运行方式，可以按专用的运行规程或依据当时实际情况临时处理。

- 6.4** 对同杆并架的双回线路，应考虑双回线同时检修或同时跳开的情况。
- 6.5** 发电厂有两台机组时，一般应考虑一台机组停运的方式，两台机组同时停运的方式，按特殊情况处理；有三台及以上机组时，一般考虑其中两台容量较大的机组同时停运的方式，机组全部停运的方式按特殊情况处理。对水力发电厂的机组，还应结合水库运行特性选择，必要时可考虑所有机组同时停运的方式。
- 6.6** 区域电网中，相邻的几个电厂全停时，应按特殊情况处理。
- 6.7** 应以调度运行方式部门提供的系统运行方式书面资料为整定计算的依据。
- 6.8** 110kV 系统应该采用有效接地方式，即系统在各种条件下发生接地故障时不应造成过电压，并尽量保持变电站的零序阻抗基本不变。遇到使变电站零序阻抗变化较大的特殊运行方式时，应根据运行规定和当时的实际情况临时处理。
- 绝缘有要求的变压器中性点必须直接接地运行。
 - 因运行方式安排、整定配合等原因变压器中性点直接接地运行有困难时，其中性点可采用间隙或间隙并联避雷器保护。
 - 负荷侧无地区电源的 110kV 变压器中性点不宜直接接地运行。
 - 发电厂的 110kV 变压器中性点宜直接接地运行。若主接线为单母线或并列运行的双母线，选择一台变压器中性点直接接地运行，若双母线分列运行则每段母线上选择一台变压器中性点直接接地运行。若发电厂集中的区域变压器中性点都接地导致中性点过分集中时，也可以选择部分变压器中性点间隙接地运行。
 - 变压器中性点的接地方式应尽量保持地区电网零序阻抗基本不变，同时变压器中性点直接接地点也不宜过分集中，以防止事故时直接接地的变压器跳闸后引起其余变压器零序过电压保护动作跳闸。
 - 当某一短线路检修停运时，为改善保护配合关系，如有可能，可以用增加中性点接地变压器台数的办法来抵消线路停运时对零序电流分配的影响。
- 6.9** 计算保护定值时，一般只考虑常见运行方式下，一回线或一个元件发生金属性简单故障的情况。
- 6.10** 按相同动作原理的保护进行整定配合时，不再考虑不同原理保护间的相互配合；有配合关系的不同动作原理的保护定值，允许酌情按简化方法进行配合整定，但应选取较大的可靠系数。
- 6.11** 影响接地距离计算准确度的因素较多，在条件允许的情况下，宜采用整定计算软件模拟保护装置感受的最小测量阻抗进行接地距离的整定计算：

$$Z_{dz} \leq K_k \frac{U_\phi}{I_\phi + K3I_0} \quad (1)$$

K_k ——可靠系数，取 0.7~0.8；

U_ϕ ——保护安装处相电压(本线路末端、相邻线路末端接地故障或相邻变压器各侧母线故障)；

I_ϕ ——保护安装处相电流；

I_0 ——保护安装处零序电流；

K ——零序电流补偿系数。

- 6.12** 本线路保护与相邻线路保护定值配合应包括与旁路代供相邻线路定值配合。
- 6.13** 为提升距离、相电流和零序电流保护最末一段做远后备的性能，最末一段保护可按与相邻下一级保护不完全配合的原则整定。
- 6.14** 根据电网结构、保护配置等实际情况，在条件允许的情况下，零序电流保护应用可适当简化。
- 6.15** 保护灵敏系数允许按常见运行方式下的单一不利故障类型进行校验。线路保护（设计上需靠续流动作的保护除外）的灵敏系数，必须保证在对侧开关跳闸前和跳闸后，均能满足规定的灵敏系数要求。在复杂电网中，当相邻元件故障而其保护或开关拒动时，允许按其

他有足够灵敏系数的支路相继跳闸后的接线方式，来校验本保护作为相邻元件后备保护的灵敏系数。

6.16 按下列原则考虑距离保护振荡闭锁装置的运行整定：

6.16.1 35kV 及以下线路距离保护一般不考虑系统振荡误动问题。

6.16.2 一般情况下 66~110kV 线路距离保护不宜经振荡闭锁。下列情况的 66~110kV 线路距离保护不应经振荡闭锁：

- a) 单侧电源线路的距离保护；
- b) 在现有可能的运行方式下，无振荡可能的双侧电源线路的距离保护；
- c) 躲过振荡中心的距离保护段；
- d) 动作时间不小于 0.5s 的距离 I 段、不小于 1.0s 的距离 II 段和不小于 1.5s 的距离 III 段。

注：系统最长振荡周期按 1.5s 考虑。

6.16.3 有振荡误动可能的 66~110kV 线路距离保护装置一般应经振荡闭锁控制。

6.16.4 有振荡误动可能的 66~110kV 线路的相电流速断定值应可靠躲过线路振荡电流。

6.16.5 在单相接地故障转换为三相故障，或在系统振荡过程中发生不接地的相间故障时，可适当降低对保护装置快速性的要求，但必须保证可靠切除故障。

6.17 微机保护的功率方向元件除在高阻接地故障情况下一般可认为没有死区，为了提高保护动作的可靠性、简化整定配合，要求：

6.17.1 单侧电源线路的相电流保护不应经方向元件控制。

6.17.2 双侧电源线路的相电流和零序电流保护，如经核算在可能出现的不利运行方式和不利故障类型下，均能与背侧线路保护配合，也可不经方向元件控制；在复杂电网中，为简化整定配合，相电流和零序电流保护宜经方向元件控制。为不影响相电流和零序电流保护的动作性能，方向元件要有足够的灵敏系数，且不能有动作电压死区。

6.18 躲区外故障、躲振荡、躲负荷、躲不平衡电压等整定，都应考虑必要的可靠系数。

6.19 电缆线路或电缆架空混合线路，应投入过负荷发信，必要时按要求的定值可动作于跳闸。

6.20 不要求投入的保护，保护定值一般应根据欠量最小、过量最大的原则按保护装置定值范围整定。

6.21 应综合考虑系统短路电流水平和设备一次额定电流，参照相关规程合理选择保护用电流互感器变比。

6.22 对 110kV 纵联保护有如下要求：

- a) 在旁路开关代线路开关运行时，宜保留纵联保护继续运行。
- b) 在本线路纵联保护退出运行而线路无法停运时，如有配合与稳定要求，可加速线路两侧的保全线有规程规定的灵敏系数段，此时，加速段保护可能无选择性动作，应备案说明

6.23 110kV 线路保护在常见运行方式下，保全线有灵敏系数的保护段对本线路末端金属性故障的灵敏系数应满足如下要求：

- a) 20km 以下线路，不小于 1.5；
- b) 20km~50km 线路，不小于 1.4；
- c) 50km 以上线路，不小于 1.3。

6.24 110kV 线路保护在常见运行方式下，做远后备的保护段对保护范围末端金属性故障的灵敏系数应不小于 1.2。

7 线路保护

7.1 纵联保护

7.1.1 光纤电流差动

7.1.1.1 差动电流定值，按可靠躲过最大负荷时不平衡电流和线路最大稳态电容电流整定。差动电流定值两侧一次值应取一致。

- a) 躲最大负荷时不平衡电流：

$$I_{CD} = K_k \times K_{er} \times K \times I_f \quad (2)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 1.5；

K_{er} ——CT 比误差, 取 0.06

K ——线型系数, 架空线 $K=1.1$, 电缆 $K=1$;

I_f ——线路安全载流量。

b) 躲电容电流:

$$I_{CD} \geq K_k \times I_c \quad (3)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 按厂家建议;

I_c ——线路实测或计算的电容电流。

差动电流高定值(无延时)取一次值不大于 600A; 差动电流低定值(短延时)取一次值不大于 480A。

7.1.1.2 零序差动电流按保证高阻接地故障有灵敏系数整定, 取一次值不大于 480A。

7.1.1.3 为保护人身和设备的安全, CT 断线可不闭锁差动保护。CT 断线差流定值按躲本线最大负荷电流整定。

7.1.2 纵联距离

7.1.2.1 纵联距离元件应躲过线路最大负荷电流对应的负荷阻抗。

7.1.2.2 纵联距离元件按全线有灵敏系数整定, 灵敏系数应满足如下要求:

- a) 20km 以下线路, 不小于 2
- b) 20km~50km 线路, 不小于 1.7
- c) 50km 以上线路, 不小于 1.6

7.1.3 纵联零序

纵联零序方向元件按躲最大负荷时不平衡电流整定, 尽可能实现高阻接地故障能可靠动作, 取一次值不大于 480A。

7.1.4 纵联保护启动定值两侧一次值应取一致。纵联保护两侧正反方向元件灵敏度应有配合。

7.2 零序电流保护

7.2.1 零序电流 I 段

7.2.1.1 终端线

a) 若 I 段时间可整定, 按保全线原则整定

$$I_{0I} \leq \frac{3I_{0.min}}{K_{lm}}, \quad T_{0I}=0.15s \quad (4)$$

式中:

$3I_{0.min}$ ——线路末端短路时最小零序电流;

K_{lm} ——为灵敏系数

T_{0I} ——零序 I 段保护动作时间。

若 T_{0I} 取 0.15s 不利于多级串供线路逐级配合时, 可取 0s。

b) 若 I 段时间不可整定

可将 I 段退出, 按保全线原则设置 II 段定值, 时间取 0.15s

若 I 段退出不利于多级串供线路逐级配合时, 按保全线原则整定

$$I_{0I} \leq \frac{3I_{0.min}}{K_{lm}}, \quad T_{0I}=0s \quad (5)$$

式中:

$3I_{0.min}$ ——线路末端短路时最小零序电流;

K_{lm} ——灵敏系数;

T_{0I} ——零序 I 段保护动作时间。

c) 将 I 段退出, 该情况主要针对并列双回线、所供变电站为桥接线或有 110kV 母联、联络刀闸等;

d) 小电源侧零序 I 段退出。

7.2.1.2 有相邻下级线路的联络线、220kV 站之间的 110kV 联络线，原则上零序 I 段按退出运行整定。

7.2.1.3 较短线路在整定困难且配有接地距离保护的情况下，为避免保护失配，也可退出零序电流 I 段。

7.2.2 零序电流 II 段

a) 按保证线末故障满足灵敏系数要求整定

$$I_{0II} \leq \frac{3I_{0.min}}{K_{lm}}, \quad T_{02} \leq T_{L2} - \Delta T \quad (6)$$

式中：

$3I_{0.min}$ ——线路末端故障时最小零序电流；

K_{lm} ——灵敏系数；

T_{02} ——为零序 II 段动作时间；

T_{L2} ——上级线路零序 II 段动作时间。

若按规定的 K_{lm} 计算出的定值不利于与上级线路或 220kV 变压器零序配合，可提高 K_{lm} 取值。

b) 与相邻下级线路零序 I 段配合整定

$$I_{0II} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{0I}, \quad T_{02} = T_{0I}' + \Delta T \text{ 且 } \leq T_{L2} - \Delta T \quad (7)$$

式中：

I'_{0I} ——相邻下级线路零序 I 段动作值；

K_k ——可靠系数，取 1.1；

K_{fc} ——最大分支系数；

T_{02} ——零序 II 段动作时间；

T_{0I}' ——相邻下级线路零序 I 段动作时间；

T_{L2} ——上级线路零序 II 段动作时间。

c) 与相邻下级线路零序 II 段配合整定

$$I_{0II} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{0II}, \quad T_{02} = T_{0II}' + \Delta T \text{ 且 } T_{02} \leq T_{L2} - \Delta T \quad (8)$$

式中：

I'_{0II} ——相邻下级线路零序 II 段动作值；

K_k ——可靠系数，取 1.1；

K_{fc} ——最大分支系数；

T_{02} ——零序 II 段动作时间；

T_{0II}' ——相邻下级线路零序 II 段动作时间；

T_{L2} ——上级线路零序 II 段动作时间。

d) 与上一级变压器 110kV 侧零序 I 段配合整定

$$I_{0II} \leq \frac{I'_{0I}}{K_p \times K_{fc}}, \quad T_{02} = T_{0I}' - \Delta T \text{ 且 } T_{02} \leq T_{L2} - \Delta T \quad (9)$$

式中：

I'_{0I} ——上一级变压器 110kV 侧零序 I 段动作值；

K_p ——配合系数，取 1.1；

K_{fc} ——最大分支系数；

T_{02} ——零序 II 段动作时间；

T_{0I}' ——变压器中压侧零序 I 段动作时间；

T_{L2} ——上级线路零序 II 段动作时间。

7.2.3 零序电流 III 段

a) 按保证线末故障满足灵敏系数要求整定

$$I_{0III} \leq \frac{3I_{0.min}}{K_{lm}} \quad (10)$$

式中:

$3I_{0.min}$ ——线路末端故障时最小零序电流;

K_{lm} ——灵敏系数, 建议取 3。

b) 与相邻下级线路零序 III 段配合整定

$$I_{0III} \geq K_k \times K_{fz} \times I'_{0III}, \quad T_{03} = T_{03}' + \Delta T \quad (11)$$

式中:

I'_{0III} ——相邻下级线路零序 III 段动作值;

K_k ——可靠系数, 取 1.1;

K_{fz} ——最大分支系数;

T_{03} ——零序 III 段动作时间;

T_{03}' ——相邻下级线路零序 III 段动作时间。

c) 与相邻下级线路零序 II 段配合整定

$$I_{0III} \geq K_k \times K_{fz} \times I'_{0II}, \quad T_{03} = T_{02}' + \Delta T \quad (12)$$

式中:

I'_{0II} ——相邻下级线路零序 II 段动作值;

K_k ——可靠系数, 取 1.1;

K_{fz} ——最大分支系数;

T_{03} ——零序 III 段动作时间;

T_{02}' ——相邻下级线路零序 II 段动作时间。

7.2.4 110kV 线路零序电流 IV 段

考虑高阻接地整定

I_{0IV} 一次值不大于 300A, 动作时间应与本线路相邻 110kV 变压器 110kV 侧过流时间 T' 和 220kV 变压器 110kV 侧中性点零序过流 II 段第一时限 T_{012} 配合, 即 $T' + \Delta T \leq T_{04} \leq T_{012} - \Delta T$ 并和相邻线路零序 IV 段动作时间配合。其他电压等级线路可参照 110kV 线路执行。

7.2.5 与联络线零序定值配合的下级线路保护零序动作值:

220kV 站之间的 110kV 联络线, 考虑可能转供相邻 220kV 站负荷, 计算能与 I_0 配合的下级线路保护的 I'_0

$$I'_0 \leq \frac{I_0}{K_p} \quad (13)$$

式中:

I'_0 ——下级线路保护零序动作值;

K_p ——配合系数, 取 1.1。

7.3 接地距离保护

7.3.1 接地距离 I 段

7.3.1.1 终端线

a) 若 I 段时间可整定, 按保全线有足够灵敏度整定

$$Z_{DZ1} \geq K_{lm} \times Z_l, \quad T_1 = 0.15s \quad (14)$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

Z_l ——本线路正序阻抗;

T_1 ——接地距离保护 I 段动作时间。

若 $T_1 = 0.15s$ 不利于多级串供线路逐级配合时, 时间取 0s (以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性)。

b) 若 I 段时间无法整定

I 段按退出整定, 按躲变压器中低压侧设定 II 段定值, 时间取 0.15s。

若 I 段退出不利于多级串供线路逐级配合时, 按保全线且躲变压器中低压侧整定 (以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性)。

$$Z_{DZI} \geq K_{lm} \times Z_l, T_1=0s \quad (15)$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

Z_l ——本线路正序阻抗;

T_1 ——接地距离保护 I 段动作时间。

$$Z_{DZI} \leq K_k \times Z_l + K_{kt} \times K_z \times Z_T \quad (16)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 0.8-0.85;

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_{kt} ——变压器可靠系数, 取不大于 0.7;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值;

Z_T ——变压器并联正序等值阻抗。

c) 与相邻上级线路接地距离 II 段配合整定

$$Z_{DZI} \geq \frac{Z'_{DZII} / K_k - Z'_l}{K_z}, T_1=T'_2 - \Delta T \quad (17)$$

式中:

Z'_{DZII} ——相邻上级线路接地距离 II 段阻抗定值;

Z'_l ——相邻上级线路全线正序阻抗;

K_k ——可靠系数;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值;

T_1 ——本线路接地距离 I 段动作时间;

T'_2 ——相邻上级线路接地距离 II 段动作时间。

d) 按躲线末故障整定

$$Z_{DZI} \leq K_k \times Z_l, T_1=0s \quad (18)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取不大于 0.7;

Z_l ——本线路正序阻抗。

7.3.1.2 有相邻下级线路的联络线、220kV 站之间的 110kV 联络线

按躲线末故障整定:

$$Z_{DZI} \leq K_k \times Z_l, T_1 \leq 0.15s \quad (19)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取不大于 0.7;

Z_l ——本线路正序阻抗。

线路有 T 接变压器时, 时间取 0.15s。

7.3.2 接地距离 II 段

a) 按躲变压器中、低压侧故障整定

$$Z_{DZII} \leq K_k \times Z_l + K_{kt} \times K_z \times Z_T \quad (20)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 0.8~0.85;

Z_l ——本线路正序阻抗；

K_{kt} ——变压器可靠系数；取不大于 0.7

Z_T ——变压器并联正序等值阻抗；

K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值。

b) 与 220kV 变压器 110kV 侧保护 I 段配合

$$Z_{DZII} \geq \frac{1}{K_z} \left(K_k \times \frac{E_x}{I'_{L1}} - Z_{xt\min} \right), T_2 \leq T'_{L1} - \Delta T \quad (21)$$

$$Z_{DZII} \geq K_p \times Z_{DZ}, T_2 \leq T'_1 - \Delta T \quad (22)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 1.2；

K_p ——配合系数，取 1.1；

K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值；

E_x ——系统电源的相电势；

I'_{L1} ——主变变中过流 I 段动作值；

$Z_{xt\min}$ ——保护安装处系统最小阻抗；

Z_{DZ} ——主变变中接地保护动作阻抗；

T_2 ——本线路接地距离 II 段动作时间；

T'_{L1} ——主变变中过流 I 段动作时间；

T'_1 ——主变变中接地距离 I 段动作时间。

c) 与相邻上级线路接地距离 II 段 Z'_{DZII} 配合

$$Z_{DZII} \geq \frac{Z'_{DZII} / K_k - Z'_l}{K_z}, T_2 = T'_2 - \Delta T \quad (23)$$

式中：

Z'_{DZII} ——相邻上级线路接地距离 II 段动作阻抗；

Z'_l ——相邻上级线路正序阻抗值；

K_k ——可靠系数，取 0.7~0.8；

K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值；

T_2 ——本线路接地距离 II 段动作时间；

T'_2 ——相邻上级线路接地距离 II 段动作时间。

d) 与相邻下级线路接地距离 I 段配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZ1}), T_2 = T'_1 + \Delta T \quad (24)$$

式中：

Z'_{DZ1} ——相邻下级线路接地距离 I 段动作阻抗；

Z_l ——本线路正序阻抗；

K_k ——可靠系数，取 0.7~0.8；

K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{z1} 和零序助增系数 K_{z0} 中的较小值；

T_2 ——本线路接地距离 II 段动作时间；

T'_1 ——相邻下级线路接地距离 I 段动作时间。

e) 与相邻下级线路接地距离 II 段配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZII}), T_2 = T'_2 + \Delta T \quad (25)$$

式中:

Z'_{DZII} ——相邻下级线路接地距离 II 段动作阻抗;

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_k ——可靠系数, 取 0.7~0.8;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值;

T_2 ——本线路接地距离 II 段动作时间;

T'_2 ——相邻下级线路接地距离 II 段动作时间。

f) 与相邻下级线路过流保护 I (II) 段 (低压闭锁) 配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{bh\min}) \quad (26)$$

与电流元件配合 $Z'_{bh\min} = \frac{\sqrt{3}}{2} E_x / I'_{dz} - Z'_{xt\max}$

与电压元件配合 $Z'_{bh\min} = \frac{U'_{dz} \times Z'_{xt\min}}{\sqrt{3} E_x - U'_{dz}}$

式中:

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_k ——可靠系数, 取 0.7~0.8;;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值。

$Z'_{xt\max}$ ——电流保护安装处最小方式下最大等值阻抗;

$Z'_{xt\min}$ ——电流保护安装处最大方式下最小等值阻抗;

E_x ——系统运行相电势。

I'_{dz} ——下级线路过流保护动作值;

U'_{dz} ——下级线路过流保护电压闭锁值;

取电流、电压元件保护范围小者代入计算

g) 220kV 站之间的 110kV 联络线, 考虑可能转供相邻 220kV 站负荷, 计算能与 Zdz II 配合的下级线路保护的 Z'_{DZ} 或对应 $Z'_{bh\min} = Z'_{DZ}$ 的 I'_{dz} 、 U'_{dz}

$$Z'_{DZ} \geq \frac{Z_{DZII} / K_k - Z_l}{K_z} \quad (27)$$

$$I'_{dz} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{E_x}{Z'_{Dz} + Z'_{xt\max}} \quad (28)$$

$$U'_{dz} \geq \frac{\sqrt{3} \times E_x \times Z'_{dz}}{Z'_{Dz} + Z'_{xt\min}} \quad (29)$$

式中:

Z_{DZII} ——本线路接地距离 II 段保护动作阻抗;

Z'_{DZ} ——相邻下级线路接地距离保护动作阻抗;

I'_{dz} ——下级线路过流保护动作值;

U'_{dz} ——下级线路过流保护电压闭锁值;

$Z'_{xt\max}$ ——保护安装处最小方式下最大等值阻抗;

$Z'_{xt\min}$ ——保护安装处最大方式下最小等值阻抗;

- E_x ——系统运行相电势；
 Z_l ——本线路正序阻抗；
 K_k ——可靠系数；
 K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值。

7.3.3 接地距离Ⅲ段

a) 按躲最大负荷电流整定

$$Z_{DZIII} = \frac{Z_{fh.min}}{K_k \times K_{fh} \times K_{zqd} \times \cos(\alpha_l - 31.8^\circ)} \quad (\text{圆特性}) \quad (30)$$

式中：

- $Z_{fh.min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗，计算公式见式(32)；
 K_k ——可靠系数，取 1.3；
 K_{fh} ——返回系数，取 0.95~1；
 K_{zqd} ——自启动系数，取 1~1.2；
 α_l ——线路阻抗角。

$$X_{DZIII} = \frac{Z_{fh.min}}{K_k \times K_{fh} \times K_{zqd}} \quad (\text{四边形特性}) \quad (31)$$

式中：

- $Z_{fh.min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗，计算公式见式(32)；
 K_k ——可靠系数，取 1.3；
 K_{fh} ——返回系数，取 0.95~1；
 K_{zqd} ——自启动系数，取 1~1.2。

$$Z_{fh.min} = \frac{0.9U_e}{\sqrt{3} \times K \times I_f} \quad (32)$$

式中：

- $Z_{fh.min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗；
 U_e ——额定线电压；
 K ——线型系数，架空线 $K=1.1$ ，电缆 $K=1$ ；
 I_f ——线路载流量。

b) 按保相邻变压器低压侧故障满足灵敏系数要求整定， K_{lm} 大于 1.2

$$Z_{DZIII} \geq K_{lm} \times (Z_l + K_z \times Z_T) \quad (\text{圆特性}) \quad (33)$$

式中：

- K_{lm} ——灵敏系数；
 K_z ——助增系数，取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值；
 Z_l ——本线路正序阻抗；
 Z_T ——变压器正序等值阻抗。

若阻抗圆距离继电器按躲最大负荷电流整定无法满足保相邻变压器低压侧故障灵敏系数的要求，可通过投入外抛四边形（圆）、负序阻抗继电器等方式实现保相邻变压器低压侧故障有足够灵敏度：

$$X_{DZIII} \geq K_{lm} \times (Z_l + K_z \times Z_T) \quad (\text{四边形特性}) \quad (34)$$

$$T_{L12} \geq T_3 \geq T' + \Delta T$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

K_z ——助增系数;

Z_l ——本线路正序阻抗;

Z_T ——变压器正序等值阻抗;

T' ——相邻下一级线路接地 III 段或本线路所供变电站 110kV 母联或变压器过流时间;

T_{L12} ——220kV 变压器中压侧过流段保护切 110kV 母联时间。

距离 III 段定值整定可遵循不完全配合原则, 即时间要求配合, 定值不要求完全配合。

c) 与相邻下级线路接地距离 II 段配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZII}) \quad , \quad T_3 = T'_2 + \Delta T \quad (35)$$

式中:

Z'_{DZII} ——相邻下级线路接地距离 II 段动作阻抗;

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_k ——可靠系数, 取 0.7~0.8;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值;

T'_2 ——相邻下级线路接地距离 II 段时间。

d) 与相邻下级线路接地距离 III 段配合

$$Z_{DZIII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZIII}) \quad , \quad T_3 = T'_3 + \Delta T \quad (36)$$

式中:

Z'_{DZIII} ——相邻下级线路接地距离 III 段动作阻抗;

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_k ——可靠系数, 取 0.7~0.8;

K_z ——助增系数, 取正序助增系数 K_{Z1} 和零序助增系数 K_{Z0} 中的较小值。

T'_3 ——相邻下级线路接地距离 III 段时间。

e) 接地距离 III 段阻抗定值, 对相邻线路末端相间故障的灵敏系数应力争不小于 1.2, 确有困难时, 可按相继动作校核灵敏系数。

7.4 相间距离保护

7.4.1 相间距离 I 段

7.4.1.1 终端线

a) 若 I 段时间可整定, 按保全线有足够灵敏度整定

$$Z_{DZI} \geq K_{lm} \times Z_l \quad , \quad T_1 = 0.15s \quad (37)$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

Z_l ——本线路正序阻抗;

T_1 ——为相间距离保护 I 段动作时间。

若 I 段时间取 0.15s 不利于多级串供线路逐级配合时, 取 0s (以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性)。

b) 若 I 段时间无法整定

I 段按退出整定, 按躲变压器中低压侧设定 II 段定值, 时间取 0.15s。

若 I 段退出有利于多级串供线路逐级配合时, 按保全线且躲变压器中低压侧整定 (以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性)。

$$Z_{DZI} \geq K_{lm} \times Z_l \quad , \quad T_1 = 0s \quad (38)$$

式中：

K_{lm} ——灵敏系数；

Z_l ——本线路正序阻抗；

T_1 ——相间距离保护 I 段动作时间。

$$Z_{DZ1} \leq K_k \times Z_l + K_{kt} \times K_z \times Z_T \quad (39)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；

Z_l ——本线路正序阻抗；

K_{kt} ——变压器可靠系数，取不大于 0.7；

K_z ——正序助增系数；

Z_T ——变压器并联正序等值阻抗。

c) 按躲线末故障整定

$$Z_{DZ1} \leq K_k \times Z_l, T_1=0s \quad (40)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；

Z_l ——本线路正序阻抗；

T_1 ——本线路相间距离 I 段动作时间。

7.4.1.2 有相邻下级线路的联络线、220kV 站之间的 110kV 联络线

按躲线末故障整定

$$Z_{DZ1} \leq K_k \times Z_l, T_1 \leq 0.15s \quad (41)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；

Z_l ——本线路正序阻抗。

线路有 T 接变压器时，时间取 0.15s。

7.4.2 相间距离 II 段

a) 按躲变压器中、低压侧故障整定

$$Z_{DZII} \leq K_k \times Z_l + K_{kt} \times K_z \times Z_T, T_2 \leq 0.3s \quad (42)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；

Z_l ——本线路正序阻抗；

K_{kt} ——变压器可靠系数，取不大于 0.7；

K_z ——正序助增系数；

Z_T ——变压器并联正序等值阻抗；

T_2 ——相间距离 II 段动作时间。

b) 与 220kV 变压器 110kV 侧保护 I 段配合

$$Z_{DZII} \geq \frac{1}{K_z} \left(K_k \times \frac{E_x}{I'_{L1}} - Z_{st \min} \right), T_2 \leq T'_{L1} - \Delta T \quad (43)$$

$$Z_{DZII} \geq K_p \times Z_{DZ}, T_2 \leq T'_1 - \Delta T \quad (44)$$

式中：

K_k ——可靠系数，取 1.2；

K_p ——配合系数，取 1.1；

K_z ——正序助增系数；

E_x ——系统电源的相电势；

I'_{L1} ——主变变中过流 I 段动作值；
 $Z_{xt\min}$ ——保护安装处系统最小阻抗；
 Z_{DZ} ——主变变中相间距离 I 段动作阻抗；
 T_2 ——相间距离 II 段动作时间；
 T'_{L1} ——主变变中过流 I 段动作时间；
 T'_1 ——主变变中相间距离 I 段动作时间。

c) 与相邻上级线路相间距离 II 段 Z'_{DZII} 配合

$$Z_{DZII} \geq \frac{Z'_{DZII}/K_k - Z'_l}{K_z}, T_2 = T'_2 - \Delta T \quad (45)$$

式中：

Z'_{DZII} ——相邻上级线路相间距离 II 段动作阻抗；
 Z'_l ——相邻上级线路正序阻抗值；
 K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；
 K_z ——正序助增系数；
 T_2 ——本线路相间距离 II 段动作时间；
 T'_2 ——相邻上级线路相间距离 II 段动作时间。

d) 与相邻下级线路相间距离 I 段配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZI}), T_2 = T'_1 + \Delta T \quad (46)$$

式中：

Z'_{DZI} ——相邻下级线路相间距离 I 段动作阻抗；
 Z_l ——本线路正序阻抗；
 K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；
 K_z ——正序助增系数；
 T_2 ——本线路相间距离 II 段动作时间；
 T'_1 ——相邻下级线路相间距离 I 段动作时间。

e) 与相邻下级线路相间距离 II 段配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZII}), T_2 = T'_2 + \Delta T \quad (47)$$

式中：

Z'_{DZII} ——相邻下级线路相间距离 II 段动作阻抗；
 Z_l ——本线路正序阻抗；
 K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；
 K_z ——正序助增系数；
 T_2 ——本线路相间距离 II 段动作时间；
 T'_2 ——相邻下级线路相间距离 II 段动作时间。

f) 与相邻下级线路过流保护 I 段(低压闭锁)配合

$$Z_{DZII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{bh\min}) \quad (48)$$

$$\text{与电流元件配合 } Z'_{bh\min} = \frac{\sqrt{3}E_x}{2I'_{dz}} - Z'_{xt\max}$$

$$\text{与电压元件配合 } Z'_{bh\min} = \frac{U'_{dz} \times Z'_{xt\min}}{\sqrt{3}E_x - U'_{dz}}$$

式中：

$Z'_{xt\max}$ —— 电流保护安装处最小方式下最大等值阻抗;

$Z'_{xt\min}$ —— 电流保护安装处最大方式下最小等值阻抗;

K_k —— 可靠系数, 取 0.8~0.85;

E_x —— 系统运行相电势。

I'_{dz} —— 下级线路保护过流保护动作值;

U'_{dz} —— 下级线路过流保护电压闭锁值
取电流、电压元件保护范围小者代入计算

g) 与相邻下级线路过流保护 II 段(低压闭锁)配合 $T_2=T'_2+\Delta T$

h) 220KV 站之间的 110KV 联络线, 考虑可能转供相邻 220KV 站负荷, 计算能与 Z_{DZII} 配合的下级线路保护的 Z'_{DZ} 或对应 $Z'_{bh\min} = Z'_{DZ}$ 的 I'_{dz} 、 U'_{dz} :

$$Z'_{DZ} \geq \frac{Z_{DZII}/K_k - Z_l}{K_z} \quad (49)$$

$$I'_{dz} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{E_x}{Z'_{dz} + Z'_{xt\max}} \quad (50)$$

$$U'_{DZ} \geq \frac{\sqrt{3} \times E_x \times Z'_{dz}}{Z'_{dz} + Z'_{xt\min}} \quad (51)$$

式中:

Z_{DZII} —— 本线路相间距离 II 段保护动作阻抗;

Z'_{dz} —— 相邻下级线路相间距离 I 段保护动作阻抗;

I'_{dz} —— 下级线路保护过流保护动作值;

U'_{dz} —— 下级线路过流保护电压闭锁值;

$Z'_{xt\max}$ —— 保护安装处系统最大等值阻抗;

$Z'_{xt\min}$ —— 保护安装处系统最小等值阻抗;

E_x —— 系统电源的相电势;

Z_l —— 本线路正序阻抗;

K_k —— 可靠系数;

K_z —— 正序助增系数。

7.4.3 相间距离 III 段

a) 按躲最大负荷电流整定

$$Z_{DZIII} = \frac{Z_{fh.\min}}{K_k \times K_{fh} \times K_{zqd} \times \cos(\alpha_l - 31.8^\circ)} \quad (\text{圆特性}) \quad (52)$$

式中:

$Z_{fh.\min}$ —— 最大负荷电流对应的最小负荷阻抗, 计算公式见式(54);

K_k —— 可靠系数, 取 1.3;

K_{fh} —— 返回系数, 取 0.95~1;

K_{zqd} —— 自启动系数, 取 1~1.2;

$$\alpha_l \quad \text{——线路阻抗角。}$$

$$X_{DZIII} = \frac{Z_{fh.min}}{K_k \times K_{fh} \times K_{zqd}} \quad (\text{四边形特性}) \quad (53)$$

式中:

$Z_{fh.min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗, 计算公式见式(54);

K_k ——可靠系数, 取 1.3;

K_{fh} ——返回系数, 取 0.95~1;

K_{zqd} ——自启动系数, 取 1~1.2。

$$Z_{fh.min} = \frac{0.9U_e}{\sqrt{3} \times K \times I_f} \quad (54)$$

式中:

$Z_{fh.min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗;

U_e ——额定线电压;

K ——线型系数, 架空线 $K=1.1$, 电缆 $K=1$;

I_f ——线路载流量。

b) 按保相邻变压器低压侧故障满足灵敏系数要求整定, K_{lm} 大于 1.2

$$Z_{DZIII} \geq K_{lm} \times (Z_l + K_z \times Z_T) \quad (\text{圆特性}) \quad (55)$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

K_z ——正序助增系数;

Z_l ——本线路正序阻抗 ;

Z_T ——变压器正序等值阻抗。

若阻抗圆距离继电器躲最大负荷电流后, 无法满足保相邻变压器低压侧灵敏系数的要求, 可通过投入外抛四边形 (圆)、负序阻抗继电器等方式实现保相邻变压器低压侧故障有足够灵敏度。

$$X_{DZIII} \geq K_{lm} \times (Z_l + K_z \times Z_T) \quad (\text{四边形特性}) \quad (56)$$

$$T_{L12} \geq T_3 = T' + \Delta T$$

式中:

K_{lm} ——灵敏系数;

K_z ——正序助增系数;

Z_l ——本线路正序阻抗 ;

Z_T ——变压器正序等值阻抗;

T' ——相邻下一级线路相间 III 段或本线路所供变电站 110kV 母联或变压器过流时间;

T_{L12} ——220kV 变压器中压侧过流段保护切 110kV 母联时间。

c) 与相邻下级线路相间距离 II 段配合

$$Z_{DZIII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZII}), \quad T_3 = T'_2 + \Delta T \quad (57)$$

式中:

Z'_{DZII} ——相邻下级线路相间距离 II 段动作阻抗;

- Z_l ——本线路正序阻抗;
 K_k ——可靠系数, 取 0.8~0.85;
 K_z ——正序助增系数;
 T_2 ——相邻下级线路相间距离 II 段时间。

d) 与相邻下级线路相间距离 III 段配合

$$Z_{DZIII} \leq K_k \times (Z_l + K_z \times Z'_{DZIII}), T_3 = T'_3 + \Delta T \quad (58)$$

式中:

- Z'_{DZIII} ——相邻下级线路相间距离 III 段动作阻抗;
 Z_l ——本线路正序阻抗;
 K_k ——可靠系数, 取 0.8~0.85;
 K_z ——正序助增系数;
 T_3 ——相邻下级线路相间距离 III 段时间。

e) 相间距离 III 段阻抗定值, 对相邻线路末端相间故障的灵敏系数应力争不小于 1.2, 确有困难时, 可按相继动作校核灵敏系数。

7.5 电流电压保护

7.5.1 电流 I 段

7.5.1.1 终端线

a) 躲变压器中、低压侧故障整定

$$I_{DZ1} \geq K_k \times I_{k\text{-max}}^{(3)}, Udz=0.7Ue, T_1 \leq 0.15s \quad (59)$$

式中:

- $I_{k\text{-max}}^{(3)}$ ——变压器中、低压侧最大三相短路电流;
 K_k ——可靠系数, 取 1.5;
 Udz ——低电压保护动作值;
 Ue ——额定线电压;
 T_1 ——动作时间。

校验小方式线末故障灵敏度系数 $K_{lm} = \frac{I_{k\text{min}}^{(2)}}{I_{DZ1}}$, 要求 $K_{lm} \geq 1$

b) 若 I 段时间不可整定为 0.15s, 可退出该段保护, 如退出不利于多级串供线路逐级配合时, 电流 I 段按保全线且躲变压器中低压侧整定 (以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性)

c) 退出或取值同 I_{DZII}

主要针对用户专线, 线路有主保护, 所供变电站为桥接线或有 110kV 母联、联络刀闸等。

7.5.1.2 有相邻下级线路的联络线

a) 若 I 段时间可整定为 0.15s

①躲变压器中、低压侧故障整定

$$I_{DZ1} \geq K_k \times I_{k\text{-max}}^{(3)}, Udz=0.7Ue \quad (60)$$

式中:

- $I_{k\text{-max}}^{(3)}$ ——变压器中、低压侧最大短路电流;
 K_k ——可靠系数, 取 1.5;
 Udz ——低电压保护动作值;
 Ue ——额定线电压;

②与相邻线路过流保护 I 段(低压闭锁)配合

$$I_{DZ1} \geq K_k \times K_{fz} \times I'_{dz1}, Udz=0.7Ue \quad (61)$$

式中:

$I'_{dz I}$ ——相邻过流保护 I 段动作值;

K_k ——可靠系数, 取 1.1;

K_{fc} ——最大分支系数;

Udz ——低电压保护动作值;

Ue ——额定线电压;

b) 若 I 段时间不可整定, 可退出该段保护。

7.5.1.3 联络线

a) 躲变压器中、低压侧故障整定

$$I_{DZ I} \geq K_k \times I_{k \cdot \max}^{(3)}, \quad Udz=0.7Ue, \quad T_1 \leq 0.15s \quad (62)$$

式中:

$I_{k \cdot \max}^{(3)}$ ——变压器中、低压侧最大短路电流;

K_k ——可靠系数, 取 1.5;

Udz ——低电压保护动作值;

Ue ——额定线电压;

T_1 ——动作时间。

b) 退出

联络线在转供 110kV 线路时, 可将 I 段退出, II 段按躲变压器中低压侧整定 (可靠系数 $K_k=1.5$), 动作时间应与被转供线路保护动作时间和变压器中压侧保护动作时间配合。

7.5.2 电流 II 段

a) 躲变压器中、低压侧故障整定

$$I_{DZ II} \geq K_k \times I_{k \cdot \max}^{(3)}, \quad Udz=0.7Ue \quad (63)$$

式中:

$I_{k \cdot \max}^{(3)}$ ——变压器中、低压侧最大短路电流;

K_k ——可靠系数, 取 1.4;

Udz ——低电压保护动作值;

Ue ——额定线电压。

校验小方式线末故障灵敏度系数 $K_{lm} = \frac{I_{k \cdot \min}^{(2)}}{I_{DZ II}}$, 要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

b) 与变压器相间保护 I 段配合 $T_2=T'_{I1}-\Delta T$

1) 与相间电流保护 I 段配合

$$I_{DZ II} \leq \frac{I'_{dz I}}{K_k \times K_{fc}} \quad (64)$$

式中:

$I'_{dz I}$ ——变压器相间电流保护 I 段动作值;

K_k ——可靠系数, 取 1.1;

K_{fc} ——最大分支系数。

2) 与相间距离保护 I 段配合

$$I_{DZ II} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times E_x}{\frac{Z'_{dz}}{K_z \times K_k} + Z'_{xt \max}} \quad (65)$$

式中:

Z'_{dz} ——变压器相间距离保护 I 段动作阻抗;

- E_x ——系统相电势；
 $Z'_{xt\max}$ ——变压器保护安装处系统最大等值阻抗；
 K_k ——可靠系数，取 0.8~0.85；
 K_z ——助增系数；

c) 与相邻线路过流保护 I 段(低压闭锁)配合

$$I_{DZII} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{dzI}, \quad U_{dz}=0.7U_e \quad (66)$$

$$I_{DZII} \geq K_p \times \frac{E_x - U'_{dz}/\sqrt{3}}{Z_l + Z'_{xt\min}} \quad (\text{可不计算此项}) \quad (67)$$

两式计算结果取大值作为电流定值。

式中：

- I'_{dzI} ——相邻线路相间电流保护 I 段动作值；
 U'_{dz} ——相邻线路过流保护电压闭锁值；
 E_x ——系统相电势；
 $Z'_{xt\min}$ ——本线路保护安装处系统最小等值阻抗；
 U'_{dz} ——低电压保护动作值；

- Z_l ——本线路正序阻抗；
 K_k ——可靠系数，取 1.1；
 K_p ——配合系数，取 1.1；
 K_{fc} ——最大分支系数。

d) 与相邻过流保护 II 段(低压闭锁)配合

$$I_{DZII} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{dzII} \quad (68)$$

式中：

- I'_{dzII} ——相邻线路相间电流保护 II 段动作值；
 K_k ——可靠系数，取 1.1；
 K_{fc} ——最大分支系数。

e) 与相邻距离保护 I 段配合

$$I_{DZII} \geq K_k \times \frac{E_x}{K_z \times Z'_{dzI} + Z'_{xt\min} + Z_l}, \quad T_2=T_1+\Delta T \quad (69)$$

式中：

- Z'_{dzI} ——相邻线路距离保护 I 段动作值；
 E_x ——系统相电势；
 $Z'_{xt\min}$ ——本线路保护安装处系统最小等值阻抗；
 Z_l ——本线路正序阻抗；
 K_k ——可靠系数，取 1.2；
 K_z ——助增系数；
 T_1 ——相邻线路距离保护 I 段动作时间；
 T_2 ——本线路保护动作时间。

f) 与相邻距离保护 II 段配合

$$I_{DZII} \geq K_k \times \frac{E_x}{K_z \times Z'_{dzII} + Z'_{xt\min} + Z_l}, \quad T_2=T_2+\Delta T \quad (70)$$

式中:

Z'_{dzII} ——相邻线路距离保护 II 段动作值;

E_x ——系统相电势;

Z_{xtmin} ——本线路保护安装处系统最小等值阻抗;

Z_l ——本线路正序阻抗;

K_k ——可靠系数, 取 1.2;

K_z ——助增系数;

T'_2 ——相邻线路距离保护 II 段动作时间;

T_2 ——本线路保护动作时间。

7.5.3 电流 III 段

按躲最大负荷电流整定

$$I_{DZIII} = \frac{K_k \times K \times I_f}{K_{fh}} \quad (71)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 1.3;

K ——线型系数, 架空线 $K=1.1$, 电缆 $K=1$;

I_f ——线路安全载流量(多线径混合线路取最大载流量);

K_{fh} ——返回系数, 微机保护取 0.95-1, 电磁型取 0.85。

校验所供分支变, 终端变低压侧灵敏系数 $K_{lm} = \frac{I_{kmin}^{(2)}}{I_{DZIII}}$, 要求 $K_{lm} \geq 1.2$ 。

动作时间 T_3 与 220kV 变压器中压侧过流段保护切 110kV 母联时间 T_{L12} 、相邻下一级线路相间 III 段或本线路所供变电站 110kV 母联或变压器过流时间 T' 配合, 即 $T_{L12} \geq T_3 \geq T' + \Delta T$ 。

7.6 后加速

7.6.1 距离保护

手合后加速一般程序固定加速 III 段, 重合闸后加速一般瞬时加速 II 段。

- 终端线一般 I 段保全线 (动作时间 $T_1 \leq 0.15s$)、II 段躲变压器中低压侧整定, 不必投后加速。
- 终端线若 I 段退出 (动作时间无法整定), II 段躲变压器中低压侧且动作时间 $T_2 \leq 0.15s$, 也不必投后加速。
- 电缆线路重合闸退出, 与电流保护统一, 后加速按上述原则投退。
- 加速段灵敏度应不低于启动重合闸段的灵敏度。

7.6.2 相间电流保护

手合及重合闸后加速一般加速过流 II 段。

- 终端线一般 I 段保全线 (动作时间 $T_1 \leq 0.15s$), 不必投后加速。
- 终端线若 I 段退出 (动作时间无法整定), II 段保全线且动作时间 $T_2 \leq 0.15s$, 也不必投后加速。
- 电缆线路重合闸退出, 考虑手合, 后加速按上述原则投退;
- 加速段一般经电压闭锁。
- 加速段灵敏度应不低于启动重合闸段的灵敏度。

7.6.3 零序电流保护

手合及重合闸后加速一般 0.1s 延时加速 II 段

- 终端线一般 I 段保全线整定 (动作时间 $T_1 \leq 0.15s$), 不必投后加速。
- 终端线若 I 段退出 (动作时间无法整定), II 段保全线且动作时间 $T_2 \leq 0.15s$, 也不必投后加速。
- 电缆线路重合闸退出, 考虑手合, 后加速按上述原则投退。
- 加速段灵敏度应不低于启动重合闸段的灵敏度。

7.7 PT 断线相过流定值

7.7.1 线路有光纤差动

- a) PT 断线相过流 I 段退出;
b) PT 断线相过流 II 段按躲负荷电流整定:

$$I_{DZ} = K_k \times K \times I_f \quad (72)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 1.3;

K ——线型系数, 架空线取 1.1, 电缆线路取 1。

时间一般可取本线路距离 III 段时间。

需要校本线分支或终端变压器中、低压侧故障的灵敏度

- c) 若 PT 断线相过流只有一段, 定值整定同 PT 断线相过流 II 段。

7.7.2 线路无光纤差动

- a) PT 断线相过流 I 段:

- ①按与上级保护距离或过流保护配合的原则整定

$$I_{DZ} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times E_x}{\frac{Z_{dz} - K_k \times Z'_L}{K_z \times K_k} + Z_{xt \max}} \quad (73)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 0.8;

K_z ——助增系数;

Z'_L ——上级线路正序阻抗;

Z_{dz} ——上级线路保灵敏度段或变压器中压侧距离保护动作阻抗;

E_x ——系统运行相电势;

$Z_{xt \max}$ ——保护安装处最大等值阻抗。

$$I_{DZ} \leq \frac{I'_{DZ1}}{K_k \times K_{fz}} \quad (74)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 1.1;

K_{fz} ——最大分支系数;

I'_{DZ1} ——上级线路保灵敏度段或变压器中压侧过流保护动作值。

时间一般可取本线路距离保护保全线段时间

- ②按保线末故障的原则整定 $I_{DZ} \leq \frac{I_{K \min}^{(2)}}{K_{lm}}$

按躲变压器中低压侧故障的原则整定 (K_k 取 1.3~1.5) 参见公式 59

考虑与上级线路配合、保证全线有灵敏度后与躲变压器中低压侧无法兼顾时, 应按与上级线路配合、保证全线有灵敏度取值。

- b) PT 断线相过流 II 段: 按躲负荷电流整定

$$I_{DZ} = K_k \times K \times I_f \quad (75)$$

式中:

K_k ——可靠系数, 取 1.3;

K ——线型系数, 架空线取 1.1, 电缆线路取 1;

I_f ——线路安全载流量。

校验所供分支变、终端变变压器低压侧灵敏系数 $K_{lm} = \frac{I_{k\min}^{(2)}}{I_{DZ}} \geq 1.2$

时间一般可取本线路距离III段时间

1. 若 PT 断线相过流只有一段，定值整定同 PT 断线相过流 I 段。

7.8 其他定值和控制字

7.8.1 相电流过负荷定值(告警)按躲负荷电流整定 $K_{fh} \times I_f / Nct$ (负荷系数 K_{fh} 取 0.95, I_f 为线路 25° 安全载流量, 多线径混合线路取最小载流量)

7.8.2 接地距离零序补偿系数: $K_b = \frac{Z_0 - Z_1 - \frac{Z_{m0}^2}{Z_0}}{3Z_1}$ (圆特性)

$$K_x = \frac{X_0 - X_1 - \frac{Z_{m0}^2}{X_0}}{3X_1}, \quad K_R = \frac{R_0 - R_1}{3R_1} \quad (\text{四边形特性})$$

a) 有实测参数, 用实测参数计算, 若计算值 > 0.67 , 则取 0.67。

b) I、II 段躲变压器中低压侧整定时, K 仍按线路参数取。

7.8.3 接地距离电阻定值 (四边形特性):

$$R_{D1} = K_k \times (\cos \alpha_{fh} - \sin \alpha_{fh} / \text{tg} 60^\circ) \times Z_{fh.\min}$$

K_k ——可靠系数, 可取 0.7;

α_{fh} ——负荷阻抗角, 一般取 31.8。

$Z_{fh.\min}$ ——最大负荷电流对应的最小负荷阻抗, 计算公式见式(32);

7.8.4 相间距离电阻定值 (四边形特性): 一般可取 $R_{X1} = 0.5 \times R_{D1}$

7.8.5 正序灵敏角、零序灵敏角: 按线路的正序、零序阻抗角整定。

7.8.6 接地距离偏移角: 为扩大测量过渡电阻能力, 接地距离 I、II 段的特性圆可向第一象限偏移, 按厂家建议整定。除了线路长度, 还应考虑 I、II 段实际保护范围来确定是否偏移。

7.8.7 相间距离偏移角: 为扩大测量过渡电阻能力, 相间距离 I、II 段的特性圆可向第一象限偏移, 按厂家建议整定。除了线路长度, 还应考虑 I、II 段实际保护范围来确定是否偏移。

7.8.8 振荡闭锁: 地方电源并网线路, 若振荡中心不会落在线路上, I、II 段不经振荡闭锁。

7.8.9 静稳破坏检测按躲负荷电流整定: $I_{jw} = K_k \times K \times I_f$ (可靠系数 K_k 取 1.3, 线型系数 K 架空线取 1.1, 电缆线路取 1, I_f 为线路 25° 安全载流量, 多线径混合线路取最大载流量), 同一条线路两侧 I_{jw} 一次值应相同。

8 自动重合闸

8.1 自动重合闸的动作时间

8.1.1 单侧电源线路的三相重合闸时间除应大于故障点断电去游离时间外, 还应大于开关及操作机构复归原状准备好再次动作的时间。

8.1.2 双侧电源线路的三相重合闸时间除了考虑单侧电源线路重合闸的因素外, 还应考虑线路两侧保护装置以不同时间切除故障的可能性。

重合闸整定时间应等于线路对侧有足够灵敏系数的延时段保护的動作时间, 加上故障点足够断电去游离时间和裕度时间, 再减去开关合闸固有時間, 即:

$$t_{z.\min} = t_{II} + t_D + \Delta t - t_K \quad (76)$$

$t_{z.\min}$ ——最小重合闸整定时间;

t_{II} ——对侧保护延时段动作时间;

- t_D ——断电时间，对三相重合闸不小于 0.3s；
- t_k ——开关合闸固有时间；
- Δt ——裕度时间。

8.1.3 对分支线路，在整定重合闸时间时，尚应考虑对侧和分支侧开关相继跳闸的情况下，故障点仍有足够的断电去游离时间。

8.1.4 为提高线路重合成功率，可酌情延长重合闸动作时间：单侧电源线路的三相一次重合闸动作时间宜大于 0.5s；如采用二次重合闸，第二次重合闸动作时间不宜小于 5s。

8.2 如果分支侧变压器低压侧无电源，分支侧开关可以在线路故障时不跳闸，但线路后加速电流定值应可靠躲过重合闸时分支侧最大负荷电流。

8.3 双侧电源的线路，除采用解列重合闸的单回线路外，均应有一侧检同期重合闸，以防止非同期重合闸对设备的损害。检同期合闸角的整定应满足可能出现的最不利方式下，小电源侧发电机的冲击电流不超过允许值。一般线路检同期合闸角整定在 30° 左右。

8.4 保护启动重合闸与不对应启动重合闸若能独立，电缆线路可保留不对应启动重合闸。

8.5 110kV 及以下电网均采用三相一次或多次重合闸。

8.5.1 单侧电源线路一般选用非同期重合闸方式。

8.5.2 双侧电源线路一般选用一侧检无压（具备检同期功能），另一侧检同期或检线路有压母线无压重合闸方式，也可选用解列重合闸方式：

- a) 线路发生故障，在地区电源解列后，主网侧检无压重合，地区电源侧检同期或检线路有压母线无压（说明地区电源已经解列）重合；
- b) 地区电源经多级串联线路并网，当地区电源侧的保护不具备检线路有压母线无压重合功能时，可将并网线路系统侧的保护都正常投入，地区电源侧的线路保护只保留地区电源升压站出线开关的线路保护。
- c) 双侧电源单回线路也可选用解列重合闸方式。

8.5.3 环网配置开环运行的 220kV 站之间的 110kV 联络线，一般考虑选用检无压方式。

- a) 同期合闸角：不大于 30°
- b) 自动重合闸过程中，如相邻线路发生故障，允许本线路后加速保护无选择性跳闸。

8.6 电缆线路的重合闸

8.6.1 全线敷设电缆的线路，由于电缆故障多为永久性故障，不宜采用自动重合闸。

8.6.2 部分敷设电缆的终端负荷线路，宜以备用电源自投的方式提高供电可靠性，视具体情况，也可以采用自动重合闸。

8.6.3 含有少部分电缆、以架空线路为主的联络线路，当供电可靠性需要时，可以采用重合闸。

8.6.4 部分敷设电缆的线路，宜酌情采用以下有条件重合闸：

- a) 单相故障重合、相间故障不重合。
- b) 判别故障不在电缆线路上才重合。

8.7 架空绝缘导线的重合闸使用方式可参考电缆线路。

8.8 配合自动重合闸的继电保护整定应满足如下基本要求：

8.8.1 自动重合闸过程中，必须保证重合于故障时快速跳闸，重合闸不应超过预定次数，相邻线路的继电保护应保证有选择性。

8.8.2 零序电流保护的速断段和后加速段，在恢复系统时，如果整定值躲不开合闸三相不同步引起的零序电流，则应在重合闸后延时 0.1s 动作。

8.8.3 自动重合闸过程中，相邻线路发生故障，允许本线路后加速保护无选择性跳闸。

8.8.4 各自投装置动作时间应与上级线路自动重合闸时间配合。

9 母线保护

9.1 具有比率制动特点的母线保护的差电流起动元件、母线选择元件定值，应保证母线短路故障在母联开关跳闸前后有足够的灵敏度，并尽可能躲过任一元件电流二次回路断线时由负荷电流引起的最大差电流

$$a) \quad I_{zd} \geq K_k \times I_{FH.max} \quad (77)$$

$I_{FH.max}$ ——母线上任一元件在常见运行方式下的最大负荷电流；

K_k ——可靠系数，取 1.1~1.3。

- b) 差电流起动元件、选择元件定值，按母线最不利的接线方式，最严重的故障类型、以最小动作电流为基准校验灵敏系数，灵敏系数一般不小于 2.0，以保证母线短路故障在母联开关跳闸前后有足够的灵敏度，若灵敏系数小于 2.0，可适当降低电流二次回路断线的动作条件。

9.2 具有比率制动特性的母线保护制动系数 K_z 的选取原则

- a) 差电流起动元件、选择元件制动系数 K_z 的选取，应可靠躲过外部故障时最大不平衡差电流，同时还应保证各种接线方式的母线在母联开关（分段开关）断开和合上的各种条件下均能可靠动作。
- b) 对于制动系数 K_z 为差动电流与制动电流之比值的母线保护，在最不利的情况下， K_z 约为 0.33。视母线保护装置的具体情况，制动系数 K_z 可在 0.3~0.7 范围选取，复式比率制动的母线保护可按相应公式折算。
- c) 对于不同母线接线的母线保护，差电流起动元件、选择元件制动系数 K_z 的选取可能不一致。

9.3 母线保护的电流回路断线闭锁元件，其电流定值应躲过正常最大不平衡电流，一般可整定为电流互感器额定电流的 0.05~0.1 倍，动作时间大于母线联接元件保护的最大动作时间。

$$I_{dx} = K_k \times 2 \times 0.03 I_N \quad (78)$$

K_k ——可靠系数，取 1.5~2。

9.4 母线保护的电流回路异常告警元件，其电流定值应躲过正常运行实测最大不平衡电流，一般可整定为电流互感器额定电流的 0.02~0.1 倍。可以根据装置精工电流而定，按厂家推荐值整定。

9.5 母联死区动作时间

应大于母联开关 TWJ 动作与主触头灭弧之间的时间差，防止母联 TWJ 开入先于开关灭弧动作而导致母联死区保护误动作，定值可取 100ms。

9.6 母线保护的复合电压闭锁元件，包含低电压、零序电压、负序电压闭锁元件，应保证母线在各种故障情况下有足够的灵敏度。

低电压闭锁元件定值按躲正常最低运行电压整定，一般可整定为母线额定运行电压的 0.6~0.7 倍。

负序或零序电压闭锁元件定值按躲正常运行的最大不平衡电压整定。负序相电压 U_2 一般整定为 4~12V，三倍零序电压 $3U_0$ 一般整定为 4~12V。

电压闭锁元件的灵敏系数应比相应的电流起动元件高。

9.7 母联失灵电流元件按有无电流的原则整定，一般不应低于 0.1I_N，灵敏系数 ≥ 1.5；母联失灵时间元件应大于母联开关的跳闸灭弧时间加失灵保护返回时间及裕度时间，一般整定 0.2~0.25s。

9.8 母线充电时，充电保护动作不闭锁母差保护。

10 变压器保护

10.1 差动保护

10.1.1 差动速断电流应按躲过变压器初始励磁涌流整定，推荐值如下：

6300kVA 及以下变压器： $7 \sim 12 I_e$

6300-31500kVA 变压器： $4.5 \sim 7 I_e$

40000-120000 kVA 变压器： $3 \sim 6 I_e$

120000 kVA 及以上变压器： $2 \sim 5 I_e$

其中， I_e 在本节中表示变压器额定电流。

10.1.2 差动动作电流按 0.4~0.6 I_e 整定，建议取 0.5 I_e 。

10.1.3 比率制动系数按 0.5 整定。

适用于制动电流为 $I_r = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m |I_i|$ 、 $I_r = \max\{|\dot{I}_h|, |\dot{I}_m|, |\dot{I}_l|\}$ 和 $I_r = ||I_d| - |I_h| - |I_m| - |I_l||$ 。若制动电流 $I_r = \max\{|\dot{I}_h|, |\dot{I}_m|, |\dot{I}_l|\}$ 可选择，制动电流不能只取负荷侧电流（区外短路故障时差动保护可靠性降低）。若制动电流计算方法有别于常规，制动系数取值需结合实际，并参考厂家建议整定。

10.1.4 二次谐波制动系数按 0.15~0.2 整定，一般取 0.15，特殊情况下可适度降低，但最小不低于 0.12，并经分管领导批准。

10.1.5 CT 断线闭锁差动保护定值按如下原则整定：建议 CT 断线或短路且差流小于 $1.2 I_e$ 时闭锁差动保护，大于 $1.2 I_e$ 时不闭锁差动保护。若无上述区域选择，CT 断线建议不闭锁差动保护。

10.1.6 差流越限告警（CT 断线报警）取 $0.15 I_e$ 。

10.1.7 差动保护 CT 断线若采用负序电流判据，建议取 $0.33 I_e$ 。

10.1.8 若 110kV 站变压器为双变低，且其中一支暂不接入时，该分支差动保护 CT 变比调整系数仍按投运后的实际整定，不取装置最小值。

10.2 变压器后备保护

10.2.1 110kV 过电流保护

可选择经复压闭锁或不经复压闭锁。

a) 经复压闭锁时，过电流保护按躲负荷电流整定

$$I_L = \frac{K_k \times K_{zqd} \times I_{He}}{K_{fh}} \quad (79)$$

I_{He} ——主变高压侧额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.2~1.3；

K_{zqd} ——自启动系数，取 1.0~1.2；

K_{fh} ——返回系数，电磁型取 0.85，微机型取 0.95~1。

$$U_{\min} = \frac{0.9 \times U_\phi (\text{或 } U_{\phi\phi})}{K_k} \quad (80)$$

U_{\min} ——低电压定值；

K_k ——可靠系数，取 1.3；

U_ϕ ——额定相电压；

$U_{\phi\phi}$ ——额定线电压。

$$U_2 = 0.06 \times U_\phi \quad (81)$$

U_2 ——负序电压定值，一般可取 4~12V。

b) 不经复压闭锁时，考虑躲备自投动作后变压器可能的最大负荷电流

$$I_L = \frac{K_k \times I_{He}}{K_{fh}} \quad (82)$$

I_{He} ——主变高压侧额定电流；

K_k ——可靠系数，建议取 2.2；

K_{fh} ——返回系数，电磁型取 0.85，微机型取 0.95~1。

校验小方式 10kV 母线故障：

$$K_{lm} = \frac{I_{k\min}^{(2)}}{I_L} \quad (83)$$

- $I_{k\min}^{(2)}$ ——10kV 侧母线相间故障时主变 110kV 侧的最小故障电流；
 I_L ——主变 110kV 侧过流保护定值；
 K_{lm} ——灵敏系数，要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

注：不经复压闭锁 110kV 过电流定值考虑躲自备投动作后变压器可能的最大负荷电流。若该定值在变压器低压侧故障灵敏系数小于 1.5 时，一般按保证灵敏系数原则整定。

按躲负荷电流整定的 110kV 过电流定值如能可靠躲过自备投动作后变压器可能的最大负荷电流，可选择不经复压闭锁。

保护动作后经 TBL22+ Δt 延时跳变压器各侧开关，其中 TBL22 为变压器中、低压侧过流 II 段二时限。

10.2.2 110kV 中性点零序过流保护（两段式）

10.2.2.1 零序过流 I 段按如下原则整定：

- a) 保证小方式 110kV 母线接地故障满足灵敏度要求

$$I_{01} \leq \frac{3I_{0.\min}}{K_{lm}} \quad (84)$$

$3I_{0.\min}$ ——主变 110kV 侧母线故障流过变压器最小零序故障电流；

K_{lm} ——灵敏系数，要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

- b) 与 110kV 出线零序 II 段配合

$$I_{01} \geq K_k \times K_{fz} \times I'_{02} \quad (85)$$

I'_{02} ——主变 110kV 侧出线线路零序过流 II 段定值；

K_k ——可靠系数，取 1.1；

K_{fz} ——最大分支系数。

校验小方式 110kV 母线故障灵敏度：

$$K_{lm} = \frac{3I_{0.\min}}{I_{01}} \quad (86)$$

$3I_{0.\min}$ ——主变 110kV 侧母线最小零序故障电流；

I_{01} ——主变 110kV 侧零序过流 I 段定值；

K_{lm} ——灵敏系数，要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

- c) 若不满足 $K_{lm} = \frac{3I_{0.\min}}{I_{01}} \geq 1.5$ ，与 110kV 出线零序 III 段配合整定，并校验小方式

110kV 母线故障灵敏度。

保护动作后经 $T_{01} = T'_{02(3)} + \Delta t$ 延时跳 110kV 侧母线母联开关；经 $T_{02} = T_{01} + \Delta t$ 延时跳变压器各侧开关。其中 $T'_{02(3)}$ 为线路零序 II 段或 III 段时限。

10.2.2.2 零序过流 II 段取一次值不大于 300A。

保护动作后经 $T_{01} = T'_{04} + \Delta t$ 延时跳 110kV 侧母线母联开关；经 $T_{02} = T_{01} + \Delta t$ 延时跳变压器 110kV 侧开关；经 $T_{03} = T_{02} + \Delta t$ 延时跳变压器各侧开关。其中 T'_{04} 为线路零序 IV 段时限。

注：若 110kV 中性点零序电流保护为一段式，按上述 II 段要求整定。

10.2.3 110kV 中性点间隙过流和零序过电压保护

10.2.3.1 变压器间隙零序过电压元件单独经较短延时出口，变压器间隙零序过流和零序过电压元件经各自独立延时出口或组成“或门”逻辑，经较长延时出口。

间隙保护动作时间整定要求如下：

a) 变压器间隙零序过电压保护动作跳变压器各侧开关时间应满足变压器中性点绝缘承受能力要求；

b) 110kV 变压器间隙零序过电压动作跳变压器各侧开关时间宜取 220kV 变压器的 110kV 侧间隙零序过电压保护动作时间加一个时间级差；

c) 中低压侧有小电源上网的 110kV 变压器间隙零序过电压动作后第一时限先跳小电源进线开关，第二时限跳变压器各侧开关；

d) 110kV 变压器中低压侧有小电源上网时, 间隙零序电流动作后第一时限先跳小电源进线开关, 与 110kV 线路保护全线有灵敏度段动作时间配合, 第二时限跳变压器各侧开关;

e) 110kV 变压器中低压侧没有小电源上网时, 间隙零序电流动作跳变压器各侧开关, 时间与 110kV 线路后备保护距离 III 段及零序 IV 段动作时间配合, 并宜与 220kV 变压器 110kV 侧间隙零序过流保护动作时间配合。

10.2.3.2 变压器间隙零序过流和零序过压元件共用延时出口, 间隙保护动作时间整定要求如下:

a) 220kV 变压器 110kV 侧间隙保护动作时间与 110kV 线路保护全线有灵敏度段动作时间配合;

b) 110kV 变压器中低压侧有小电源上网时, 110kV 变压器间隙保护动作后第一时限先跳小电源进线开关且与 110kV 线路保护全线有灵敏度段配合, 第二时限跳变压器各侧开关。第二时限应满足变压器中性点绝缘承受能力要求;

c) 110kV 变压器中低压侧没有小电源上网时, 110kV 变压器间隙保护动作跳变压器各侧开关时间与 110kV 线路后备保护距离 III 段及零序 IV 段动作时间配合, 并宜与 220kV 变压器 110kV 侧间隙零序过流保护动作时间配合。

10.2.3.3 变压器间隙零序过流元件一般按一次值 100A 整定, 变压器零序过压元件一般按 150V-180V (二次值)。

10.2.4 变压器 35kV 复合电压闭锁过电流保护

以下整定原则适用于变电站 35kV 母联配置独立保护情况, 未配置母联保护时, 变压器 35kV 复合电压闭锁过电流保护的配合原则和动作时限可参照执行。

10.2.4.1 过流 I 段 I_{dzI}

a) 按小方式 35kV 母线故障有足够灵敏度整定:

$$I_{dzI} \leq \frac{I_{k\min}^{(2)}}{K_{lm}} \quad (87)$$

$I_{k\min}^{(2)}$ ——小方式下 35kV 母线故障两相短路故障最小故障电流;

K_{lm} ——灵敏系数, 要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

b) 与 35kV 母联速断保护或限时过流保护定值配合:

$$I_{dzI} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{dzI} \quad (88)$$

I'_{dzI} ——35kV 母联电流速断段定值;

K_{fc} ——最大分支系数;

K_k ——可靠系数, 要求 $K_k \geq 1.1$ 。

$$I_{dzI} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{dzII} \quad (89)$$

I'_{dzII} ——35kV 母联限时过流段定值;

K_{fc} ——最大分支系数;

K_k ——可靠系数, 要求 $K_k \geq 1.1$ 。

保护动作后经 $T_{BL11} = T_{M1} + \Delta t$ 延时跳变压器本侧开关, 同时闭锁 35kV 侧备自投。其中 T_{M1} 为母联过流保护速断段动作时限。

低电压及负序电压闭锁退出。

10.2.4.2 过流 II 段 I_{dzII}

a) 按躲最大负荷电流:

$$I_{dzII} = \frac{K_k \times I_{L\max}}{K_{fh}} \quad (90)$$

$I_{L\max}$ ——最大负荷电流;

K_{fh} ——返回系数, 电磁型取 0.85, 微机型取 0.95~1.0;

K_k ——可靠系数, 取 1.2~1.3。

注：最大负荷电流的计算应考虑：当接有大量异步电动机时，应考虑电动机的自启动电流；中压侧并列运行，负荷侧母线分段开关上装有备自投时，应考虑备自投投入后增加的负荷电流。

b) 时间定值按时间配合整定。

保护动作后经 $T_{BL11}=T_{M2}+\Delta t$ 延时跳变压器本侧开关同时闭锁 35kV 侧备自投；经 $T_{BL21}=T_{BL11}+\Delta t$ ，跳变压器各侧开关。其中 T_{M2} 为母联过流保护限时电流段保护动作时限。

低电压及负序电压闭锁投入。

10.2.4.3 复合电压定值按如下原则整定

$$U_{\min} = \frac{0.9 \times U_{\phi} (\text{或 } U_{\phi\phi})}{K_k} \quad (91)$$

U_{\min} ——低电压定值；

K_k ——可靠系数，取 1.3；

U_{ϕ} ——额定相电压；

$U_{\phi\phi}$ ——额定线电压。

$$U_2 = 0.06 \times U_{\phi} \quad (92)$$

U_2 ——负序电压定值，一般可取 4~12V。

10.2.4.4 方向元件投退按如下原则整定

35kV 所有出线无电源接入的情况，退出方向元件；

35kV 出线有电源接入的情况，电流定值若能躲过变压器其它侧短路时流过保护安装处的最大短路电流，则退出方向元件，否则，应经方向闭锁，方向指向 35kV 母线。

10.2.5 变压器 10kV 复合电压闭锁过电流保护

以下整定原则适用于变电站 10kV 母联配置独立保护情况，未配置母联保护时，变压器 10kV 复合电压闭锁过电流保护的配合原则和动作时限可参照执行。

10.2.5.1 过流 I 段

a) 按保小方式 10kV 母线故障 1.5 灵敏度计算：

$$I_{dzI} \leq \frac{I_{k\min}^{(2)}}{K_{lm}} \quad (93)$$

$I_{k\min}^{(2)}$ ——10kV 母线故障两相短路最小故障电流；

K_{lm} ——灵敏系数，要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

可靠大于最大负荷电流，低电压及负序电压闭锁可退出。

b) 与 10kV 母联速断保护定值配合

$$I_{dzI} \geq K_k \times K_{fc} \times I'_{dzI} \quad (94)$$

I'_{dzI} ——10kV 母联电流速断保护定值；

K_{fc} ——最大分支系数；

K_k ——可靠系数，要求 $K_k \geq 1.1$ 。

保护动作后经 $T_{BL11}=T_{M1}+\Delta t-0.2$ 延时闭锁 10kV 备自投；经 $T_{BL12}=T_{M1}+\Delta t$ 延时切变压器本侧开关。其中 T_{M1} 为母联过流保护速断段动作时限。

可靠大于最大负荷电流，低电压及负序电压闭锁可退出。

10.2.5.2 过流 II 段

a) 躲负荷电流整定

$$I_L = \frac{K_k \times K_{zqd} \times I_{Le}}{K_{fh}} \quad (95)$$

I_{Le} ——主变 10kV 侧额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.2~1.3；

K_{zqd} ——自启动系数，取 1.0~1.2；

K_{fh} ——返回系数，电磁型取 0.85，微机型取 0.95~1。

b) 校验小方式 10kV 母线故障：

$$K_{lm} = \frac{I_{k\min}^{(2)}}{I_L} \quad (96)$$

$I_{k\min}^{(2)}$ ——10kV 侧母线相间故障最小故障电流；

I_L ——主变 10kV 侧过流保护定值；

K_{lm} ——灵敏系数，要求 $K_{lm} \geq 1.5$ 。

保护动作后经 $T_{BL21}=T_{L2}+\Delta t-0.2s$ 延时闭 10kV 备自投；经 $T_{BL22}=T_{L2}+\Delta t$ 延时跳变压器本侧开关；经 $T_{BL23}=T_{BL22}+\Delta t$ 延时跳变压器本侧开关。其中 T_{L2} 为 10kV 馈线过流保护过流段动作时限。

低电压及负序电压闭锁投入。

10.2.5.3 复合电压定值按如下原则整定

$$U_{\min} = \frac{0.9 \times U_{\phi} (\text{或 } U_{\phi\phi})}{K_k} \quad (97)$$

U_{\min} ——低电压定值；

K_k ——可靠系数，取 1.3；

U_{ϕ} ——额定相电压；

$U_{\phi\phi}$ ——额定线电压。

$$U_2 = 0.06 \times U_{\phi} \quad (98)$$

U_2 ——负序电压定值，一般可取 4~12V。

PT 断线时取消复合电压闭锁。

10.2.5.4 方向元件投退按如下原则整定

10kV 所有出线无电源接入的情况，退出方向元件；

10kV 出线有电源接入的情况，电流定值若能躲过变压器其它侧短路时流过保护安装处的最大短路电流，则退出方向元件，否则，应经方向闭锁，方向指向 10kV 母线。

10.3 变压器过负荷（各侧均投入）

过负荷电流：

$$I_{fh} = \frac{K_k \times I_e}{K_{fh}} \quad (99)$$

I_e ——主变对应侧的额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.05~1.2；

K_{fh} ——返回系数，电磁型取 0.85，微机型取 0.95~1。

过负荷动作经 5s 延时发信。

10.4 110kV 过负荷闭锁调压

$$I = K_k \times I_{He} \quad (100)$$

I_{He} ——主变 110kV 侧额定电流；

K_k ——可靠系数，取 0.85~1.2。

过负荷闭锁调压动作时间为 0.1~9s。

11 母联保护

11.1 母联短时充电保护

手合开入后短时开放的母联充电保护，建议退出。

11.2 110kV 母联过流保护

- a) 配置母线差动保护时，母联过流保护正常运行时退出，仅充电时投入。
过电流定值及动作时间可参照下列原则整定：（电流值为一次值）
过流 I 段取 2400A，0.2s；过流 II 段取 1200A，0.6s。
零序 I 段取 600A，0.2s；零序 II 段取 240A，0.6s。
- b) 若母线未配置母差保护，母联过流正常投入有利于保护逐级配合时，母联过流保护按与电源侧线路保护配合整定。

11.3 35kV、10kV 母联保护

配置独立母联保护时，母联过流保护正常运行投入；未配置母联保护时，变压器后备保护联切母联开关。由于母联保护无复压闭锁功能，过负荷时易误动，若整定困难，在主变保护有联跳母联功能也可退出母联保护。

11.3.1 电流 I 段

一般要求同时满足以下三条原则，若不能同时满足时，至少要满足原则 b、c；在同时满足原则 b、c 时，一般按原则 c 整定；若不能同时满足原则 b、c 应向有关部门备案。动作时间等于 35kV、10kV 馈线带时限电流速断保护的的动作时间加上裕度时间。

- a) 保证小方式 35kV、10kV 母线两相短路 $K_{lm} \geq 1.5$

$$I_1 \leq \frac{I_{k\min}^{(2)}}{K_{lm}} \quad (101)$$

$I_{k\min}^{(2)}$ ——母线两相短路电流；

K_{lm} ——灵敏系数，不小于 1.5。

- b) 与 35kV、10kV 馈线延时电流速断保护配合

$$I_1 \geq K_p \times I_{L1} \quad (102)$$

K_p ——配合系数，取 1.1；

I_{L1} ——馈线延时电流速断保护；

- c) 与变压器 35kV、10kV 延时电流速断保护配合

$$I_1 \leq \frac{I_{B1}}{K_p} \quad (103)$$

K_p ——配合系数，取 1.1；

I_{B1} ——变压器 35kV、10kV 延时电流速断保护；

11.3.2 电流 II 段

- a) 与变压器 35kV、10kV 定时限过电流保护配合

$$I_2 \leq \frac{I_{B2}}{K_p} \quad (104)$$

K_p ——配合系数，取 1.1；

I_{B2} ——变压器 35kV、10kV 定时限过电流保护；

- b) 与 35kV、10kV 馈线延时电流速断保护配合

$$I_2 \geq K_p \times I_{L1} \quad (105)$$

K_p ——配合系数，取 1.1；

I_{L1} ——馈线延时电流速断保护；

- c) 若无法同时满足上述原则，一般按原则 b 整定；与变压器 35kV、10kV 过流保护定值上可能出现失配，靠时间级差来配合。

12 低电阻接地系统的电流保护

12.1 适用于单侧电源低电阻接地系统中的专用 Z 形接地变压器（以下简称：接地变压器）保护、连接于母线的线路、电容器、电抗器、站用变等设备反应接地故障的保护装置。（注：在以下整定配合的规定中，电源侧为上一级，负荷侧为下一级。）

12.2 10kV~35kV 低电阻接地系统中接地电阻的选取宜为 6~30 欧姆，单相接地故障时零序电流 ($3I_0$) 以 1kA 左右为宜。

12.3 保护整定与运行要兼顾灵敏性、速动性和选择性，低电阻接地系统的设备发生单相接地故障，本设备的保护应可靠切除故障，允许短延时动作，但保护动作时间必须满足有关设备热稳定要求。只有当本设备保护或开关拒动时，才允许由相邻设备的保护切除故障。

12.4 在低电阻接地系统中，应考虑线路经高阻接地故障的灵敏度，线路零流保护最末一段定值不宜过大。

12.5 低电阻接地系统必须且只能有一个中性点接地运行，当接地变压器或中性点电阻失去时，供电变压器的同级开关必须同时打开。

12.6 接地变压器的接线方式：

- a) 接地变压器接于变电站相应的母线上。
- b) 接地变压器直接接于变电站供电变压器相应的引线上。
- c) 不宜采用几个中性点合用一个接地电阻的接线方式。

12.7 接地变压器中性点上装设零序电流 I 段、零序电流 II 段保护，作为接地变压器单相接地故障的主保护和系统各元件的总后备保护。接地变压器电源侧装设三相式的电流速断、过电流保护，作为接地变压器内部相间故障的主保护和后备保护。

12.8 接地变压器相间电流保护整定

- a) 接地变压器接于低压侧母线，电流速断和过流保护动作后可根据设备要求选择联跳供电变压器同侧开关，过电流保护动作时间宜与供电变压器后备保护跳低压侧开关时间一致；
- b) 接地变压器接于供电变压器低压侧时，电流速断和过流保护动作后跳供电变压器各侧开关。过电流保护动作时间宜大于供电变压器后备保护跳各侧开关时间。
- c) 电流速断保护电流定值：
- d) 保证接地变压器电源侧在最小方式下二相短路时有足够灵敏度。
- e) 保证在充电合闸时，躲过励磁涌流，一般大于 (7~10) 倍接地变压器额定电流。
- f) 躲过接地变压器低压侧故障电流。
- g) 过流保护电流定值：
躲过接地变压器额定电流。
躲过区外单相接地时流过接地变压器的最大故障相电流。

12.9 接地变压器零序电流保护整定

- a) 零序电流 I 段定值：
电流定值保证单相接地故障有足够灵敏度；
与下级零序电流 II 段保护定值配合。
动作时间应大于母线各连接元件零序电流 II 段的最长动作时间。
- b) 零序电流 II 段定值
电流定值保单相高阻接地故障有灵敏度；
可靠躲过线路的电容电流。
动作时间应大于接地变压器零序电流 I 段的动作时间。
- c) 跳闸方式
接地变压器接于变电所相应的母线上，零序电流 I 段保护动作跳母联开关；零序电流 II 段保护动作跳供电变压器的同侧开关。
接地变压器直接接于变电所变压器相应的引线上，零序电流 I 段保护第一时间跳母联开关，第二时间跳供电变压器同侧开关；零序电流 II 保护动作跳供电变压器各侧开关。

12.10 母线连接元件的零序电流保护

- a) 母线连接元件 (含站用变压器、电容器，电抗器、出线) 应配置两段零序电流保护为该元件的接地故障的主保护和后备保护。
- b) 零序电流 I 段保护
- c) 电流定值应对本线路单相接地故障有灵敏度，且与相邻元件零流保护 I 段定值配合。
- d) 动作时间按与接地变压器零序电流保护配合整定。
- e) 零流电流 II 段保护

- f) 电流定值应对本线路经电阻单相接地故障有灵敏度、可靠躲过线路的电容电流、且与相邻元件零流保护Ⅱ段定值配合。
- g) 动作时间与本线路相间过流保护相同。
- h) 线路反时限零序电流保护，按与接地变压器零序电流保护配合整定。

12.11 母线保护

- a) 低电阻接地系统，一般未装设专门的母线差动保护。
- b) 由相应接地变压器的零序电流保护作为母线单相接地故障的保护，由供电变压器的过电流保护作为母线相间故障的保护。

13 并联补偿电抗器保护

13.1 差动保护

由于电抗器投入时无励磁涌流产生的差电流，电抗器所装设的差动保护，不论何种原理，其动作值均可按 0.3~0.5 倍额定电流整定。

13.2 电流速断保护

电流速断保护电流定值应躲过电抗器投入时的励磁涌流

$$I_{L1} = K_k \times I_e \quad (106)$$

I_e ——电抗器额定电流；

K_k ——可靠系数，取 3~5；

动作时间可按瞬时动作切电抗器开关整定。

在常见运行方式下，电抗器端部引线故障时灵敏系数不小于 1.3。

13.3 过电流保护

过电流保护电流定值应可靠躲过电抗器额定电流，

$$I_{L2} = \frac{K_k \times I_e}{K_{fh}} \quad (107)$$

I_e ——电抗器额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.3~2；

K_{fh} ——返回系数，微机型保护取 0.95~1，电磁型保护取 0.85。

动作时间需考虑与上一级过电流保护配合，一般可整定为 0.5~1.0s。

13.4 零序电流保护

接于低电阻接地系统的电抗器所装设的零序电流保护的零序电流定值按如下原则整定：

- a) 确保在最小接地故障电流时，零序电流定值的灵敏系数不小于 2。
- b) 与上一级零序电流保护配合。

动作时间与上一级零序电流保护配合，一般可整定为 0.5~1.0s。

13.5 过负荷保护

$$I_{fh} = \frac{K_k \times I_e}{K_{fh}} \quad (108)$$

I_e ——电抗器额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.05；

K_{fh} ——返回系数，微机型保护取 0.95~1，电磁型保护取 0.85；

动作时间建议取 5s，动作后发出告警信号。

14 并联补偿电容器保护

14.1 延时电流速断保护

速断保护电流定值按躲电容器最大充电电流整定，保证电容器端部引线故障时有足够的灵敏系数整定。

$$I_{L1} = K_k \times I_e \quad (109)$$

I_e ——电容器额定电流；

K_k ——可靠系数，取 3~5；

考虑电容器投入过渡过程的影响，速断保护动作时间一般整定为 0.1~0.2s。

在电容器端部引出线故障时灵敏系数不低于 2。

14.2 过电流保护

a) 过电流保护应为三相式。

b) 过电流保护电流定值应可靠躲电容器组额定电流，躲额定电流

$$I_{L2} = \frac{K_k \times I_e}{K_{fh}} \quad (110)$$

I_e ——电容器额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.3~2；

K_{fh} ——返回系数，微机型保护取 0.95~1，电磁型保护取 0.85。

动作时间与上一级过电流保护配合，一般整定为 0.3~1.0s。

14.3 零序电流保护

接于低电阻接地系统的电容器所装设的零序电流保护的零序电流定值按如下原则整定：

a) 确保在最小接地故障电流时，零序电流定值的灵敏系数不小于 2。

b) 与上一级零序电流保护配合。

动作时间与上一级零序电流保护配合，一般整定为 0.5~1.0s。

14.4 过电压保护

过电压保护定值应按电容器端电压不长时间超过 1.1 倍电容器额定电压的原则整定。

$$V_H = 1.1 \sim 1.15 U_n \quad (111)$$

U_n ——电容器额定电压。

动作时间可参考取 5S

过电压定值按实际放电 PT 变比计算，一般要求放电 PT 额定一次电压与电容器额定电压匹配。

例如，电压取自母线 PT，过电压定值

$$U_{DZ} = K_V \times \left(1 - \frac{X_L}{X_C} \right) \times U_E \quad (112)$$

K_V ——过电压系数，取 1.1~1.15；

X_L ——串联分路电抗器感抗；

X_C ——分路电抗器组容抗；

U_E ——电容器组额定相间电压。

过电压保护可根据实际情况选择跳闸或发信号。

14.5 低电压保护

低电压定值应能在电容器所接母线失压后可靠动作，而在母线电压恢复正常后可靠返回，如该母线作为备用电源自投装置的工作电源，则低电压定值还应高于备用自投装置的低电压元件定值，一般整定为 0.2~0.5 倍额定电压。

$$U_{DZ} = 0.2 \sim 0.5 U_E \quad (113)$$

U_E ——电容器组额定相间电压

保护动作时间与本侧出线后备保护延时电流速断段时间配合。

低压电流闭锁宜投入，闭锁值建议取 $0.1I_n$ (I_n 为 CT 二次额定值)

14.6 不平衡保护

a) 电容器组正常运行时的不平衡电压应满足厂家要求和安装规程的规定。

b) 不平衡电压（差压、电流）：按厂家提供的数据整定

c) 时间建议取 0.1~0.2s

型号较旧的保护或厂家暂无法提供不平衡定值的，可按不平衡电压 $V_{BP}=5V$ 、差压 $\Delta V=5V$ 、不平衡电流 $I_{BP}=2A$ （一次值），或依实际情况进行调整。

15 站用变压器保护

15.1 电流速断保护

- 电流速断保护电流定值应保证站用变在充电合闸时，躲过励磁涌流，一般大于（7~10）倍额定电流。
- 电流速断保护电流定值应躲过站用变低压侧故障最大故障电流。

$$I_1 = K_k \times I_{k \max}^{(3)} \quad (114)$$

$I_{k \max}^{(3)}$ ——站用变低压侧三相金属性短路最大故障电流；

K_k ——可靠系数，取 1.5；

- 电流速断保护电流定值要求在常见运行方式下，站用变端部引线故障时灵敏度不小于 1.5，为消除系统阻抗及运行方式发生变化对短路电流造成的影响，最大短路电流 $I_{k \max}^{(3)}$ 的计算可忽略系统阻抗。
- 电流速断保护动作时间可按瞬时动作整定，切站用变各侧开关。

15.2 过电流保护

- 过电流保护电流定值躲站用变额定负荷电流整定

$$I_2 = \frac{K_k \times I_e}{K_{fh}} \quad (115)$$

I_e ——站用变额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.3~2；

K_{fh} ——返回系数，微机型保护取 0.95~1，电磁型保护取 0.85。

- 过电流保护电流定值应对站用变低压侧故障有不小于 1.5 的灵敏系数。
- 动作时间与上一级过电流保护配合，切站用变各侧开关。

15.3 零序电流保护

接于低电阻接地系统的站用变所装设的零序电流保护的零序电流定值按如下原则整定：

- 确保在最小接地故障电流时，零序电流定值的灵敏系数不小于 2。
- 与上一级零序电流保护配合。

动作时间与上一级零序电流保护配合，一般整定为 0.5~1.0s，切站用变各侧开关。

15.4 380V 侧零序电流保护

380V 侧零序电流定值可按躲站用变正常运行时的不平衡电流整定。

$$I_0 = K_k \times K_{bp} \times I_e \quad (116)$$

I_e ——站用变 380V 侧额定电流；

K_k ——可靠系数，取 1.3；

K_{bp} ——不平衡系数，取 0.25。

380V 侧零序电流保护动作时间定值可参考取 2s，切站用变各侧开关。