



# 中华人民共和国电力行业标准

DL/T 584 — 2017  
代替 DL/T 584 — 2007

---

## 3kV~110kV 电网继电保护装置 运行整定规程

Setting guide for 3kV~110kV power system protection equipment

2017-12-27 发布

2018-06-01 实施

---

国家能源局 发布



## 目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总则.....	2
5 继电保护运行整定的基本原则.....	2
6 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求.....	4
7 继电保护整定的规定.....	5

## 前 言

本标准依据 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则编写。

本标准是对 DL/T 584—2007《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》进行的修订，与 DL/T 584—2007 相比，除编辑性修改外，主要技术变化如下：

- 增加了术语和定义部分内容；
- 按照保护现行配置和微机保护的特点，补充了线路分相电流差动保护、断路器失灵保护、线路过负荷保护、故障录波器起动原则等整定内容；
- 增加分布式电源接入电网保护的配置及整定原则；
- 增加风电场、光伏电站接入电网保护的配置及整定原则；
- 简化“电流电压保护”，删除不适应内容。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业继电保护标准化技术委员会（DL/TC 15）归口。

本标准起草单位：国网四川省电力公司、国家电网有限公司国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心、中国南方电网广州供电局有限公司、国家电网有限公司西北分部、国网浙江省电力有限公司、国网辽宁省电力有限公司、国网北京市电力公司、中国电力科学研究院有限公司、国网四川省电力公司电力科学研究院、北京中恒博瑞数字电力科技有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、南京南瑞继保电气有限公司、许继电气有限公司、国电南京自动化股份有限公司、华中科技大学、北京四方继保自动化股份有限公司、长园深瑞继保自动化有限公司。

本标准主要起草人：杨向飞、陈军、王伟、刘宇、刘虎林、曹杰、邱健、蔡燕春、李天华、张健康、方愉冬、于游、孙伯龙、王晓阳、周文越、龚仁敏、李嘉逸、郑中、余群兵、廖泽友、张玮、熊军、李蔚凡、陈金富。

本标准自实施之日起代替 DL/T 584—2007。

本标准于 1995 年 11 月 27 日首次发布，2007 年首次修订，本次为第二次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

# 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

## 1 范围

本标准规定了 3kV~110kV 电网的线路、母线、并联电容器、并联电抗器以及变压器保护中与电网保护配合有关的继电保护运行整定原则、方法和具体要求。

本标准适用于电网企业、并网运行发电企业及电力用户负责继电保护管理和运行维护的单位。相关规划设计、研究制造、安装调试单位及部门也应遵守本标准。

本标准以微机型继电保护和安全自动装置为主要对象，对于非微机型装置可参照执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定

GB/T 19964—2012 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 33982 分布式电源并网继电保护技术规范

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

#### 配合 **coordination**

在两维平面（横坐标保护范围，纵坐标动作时间）上，整定定值曲线（多折线）与配合定值曲线（多折线）不相交。

注1：电力系统中的保护相互之间应进行配合。根据配合的实际状况，通常可将之分为完全配合、不完全配合、不配合三类。

注2：整定定值曲线与配合定值曲线之间的空隙是配合系数。

#### 3.1.1

##### 完全配合 **fully coordination**

需要配合的两保护在保护范围和动作时间上均能配合，即满足选择性要求。

#### 3.1.2

##### 不完全配合 **partly coordination**

需要配合的两保护在动作时间上能配合，但保护范围无法配合。

#### 3.1.3

##### 不配合 **un-coordination**

需要配合的两保护动作时间不配合，即无法满足选择性要求。

### 3.2

#### 自动重合闸整定时间 **setting time for auto-recloser**

$t_z$

从保护装置跳闸返回、断路器对应相断开（无流）且设定的重合检定条件满足起到保护装置发出

合闸命令的时间。

### 3.3

#### 常见运行方式 **common mode of operation**

正常全接线运行方式和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。

注：视具体情况，检修的线路和元件总数不宜超过该节点线路和元件总数的 1/2。

### 3.4

#### 联网 **interconnection**

电网与电网之间的物理连接。

### 3.5

#### 分布式电源 **distributed resources**

接入 35kV 及以下电压等级、位于用户附近、就地消纳为主的电源。

注：分布式电源包括同步发电机、异步发电机、变流器等类型。

## 4 总则

4.1 按照 GB/T 14285 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安全自动装置是电网继电保护的物质基础。按照本标准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。

4.2 3kV~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，则应在整定时，保证规定的灵敏系数要求，并按照如下原则合理取舍：

- a) 局部电网服从整个电网；
- b) 下一级电网服从上一级电网；
- c) 保护电力设备的安全；
- d) 保障重要用户供电。

4.3 继电保护装置的运行整定与电网运行方式密切相关，继电保护专业与系统运行专业应相互协调、密切配合。

4.4 继电保护和二次回路的设计和布置，应满足电网安全运行的要求，同时也应便于整定、运行操作、检修调试和维护。

4.5 继电保护运行管理部门，可根据本标准基本原则制定运行整定的相关细则，以便制造、设计、施工和运行维护部门有所遵循。

4.6 对继电保护的特殊方式，应编制特殊方式运行整定方案，经批准后执行。

## 5 继电保护运行整定的基本原则

### 5.1 概述

3kV~110kV 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。可靠性由继电保护装置的合理配置、本身的技术性能和质量及正常的运行维护来保证；速动性由配置的全线速动保护、相间和接地故障的速动段保护及电流速断保护等来保证；通过继电保护运行整定，实现选择性和灵敏性的要求，并满足运行中对快速切除故障的特殊要求。

### 5.2 继电保护的可靠性

5.2.1 电力线路、母线、变压器等电力设备不允许无保护运行。运行中的电力设备，一般应有分别作用于不同断路器，且整定值满足灵敏系数要求的两套独立的保护装置作为主保护和后备保护。不满足

上述要求时，应按 4.6 的规定处理。

5.2.2 3kV~110kV 电网继电保护一般遵循远后备原则，即在邻近故障点的断路器处装设的继电保护或断路器本身拒动时，能由电源侧上一级断路器处的继电保护动作切除故障。

5.2.3 如果变压器低压侧母线无母线差动保护，电源侧高压线路的继电保护整定值应力争对低压母线有足够灵敏度，确无足够的灵敏度时，保护配置应符合下列规定：

- a) 如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数满足规程规定，则在变压器的低压侧断路器与高压侧断路器上配置的过电流保护将成为该低压母线的主保护及后备保护。在此种情况下，要求这两套过电流保护由不同的保护装置（或保护单元）提供。
- b) 如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数不满足规程规定，则应在变压器的低压侧断路器上配置两套完全独立的过电流保护作为该低压母线的主保护及后备保护。在此种情况下，要求这两套过电流保护接于电流互感器不同的绕组，经不同的直流熔断器供电并以不同时限作用于低压侧断路器与高压侧断路器（或变压器各侧断路器）。

5.2.4 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，应由小电源并网线的保护装置切除故障。

5.2.5 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。

5.2.6 电流互感器二次回路断线时，母线保护应采取措施避免可能的误动作，线路及主变压器保护可采用有条件闭锁的方式避免保护装置可能的误动作。

### 5.3 继电保护的选择性

5.3.1 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断路器拒动时，才允许由相邻设备、线路的保护或断路器失灵保护切除故障。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，其保护范围及动作时间，在一般情况下应完全配合，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，如下一级保护因故拒动，一般情况只允许上一级保护动作，切除故障。

5.3.2 遇下列情况，允许适当牺牲部分选择性：

- a) 接入供电变压器的终端线路，无论是一台或多台变压器并列运行（包括多处 T 接供电变压器或供电线路），都允许线路侧的速动段保护按躲开变压器其他侧母线故障整定。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导致电源侧保护的動作时间过长时，可将容量较小的某些中间变电站按 T 接变电站或不配合点处理，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，可按双回线主保护（例如纵联保护）动作或双回线中一回线故障时两侧零序电流（或相电流速断）保护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) 只有两回线路的变电站，当本站变压器全部退出运行时，允许变电站两回线路电源侧的保护切除两回线路中任一回线的故障。
- e) 在构成环网运行的线路中，允许设置预定的不配合点。

5.3.3 变压器电源侧过电流最末段保护的整定，宜为保护变压器安全的最后一級跳閘保护，同时兼作其他侧母线及出线故障的后备保护，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動作时间（包括变压器过电流保护范围可能伸入的相邻线路和相隔线路）。

5.3.4 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動作时间配合；
- b) 与变压器其他侧后备保护跳该侧总断路器動作时间配合；
- c) 与其他侧出线后备保护段的動作时间配合；
- d) 与其他侧出线保全线有规程规定的灵敏系数的保护段動作时间配合；
- 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。

## 5.4 继电保护的灵敏性

5.4.1 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。

5.4.2 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。

5.4.3 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動作灵敏系数要求，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相继動作切除故障。

5.4.4 对于负荷电流与线路末端短路电流数值接近的 35kV 及以下供电线路，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断路器或有效的熔断器。需要时，也可以采用距离保护装置代替过电流保护装置。

5.4.5 在同一套保护装置中闭锁、启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。

## 5.5 继电保护的速动性

5.5.1 下一级电网应满足上一级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，应在下一级电网适当的地方设置不配合点。

5.5.2 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 60% 的故障，应快速切除。

5.5.3 邻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。如线路导线截面积过小不允许延时切除故障，应快速切除故障。对于多级串联供电的单电源线路，由于逐级配合的原因，邻近供电变压器的线路后备保护動作时间较长，如不能满足线路热稳定要求，宜设置短延时的限时速断保护。

5.5.4 手动合闸或重合闸合于故障线路时，应有速动保护快速切除故障。

5.5.5 继电保护配合的时间级差应根据断路器开断时间、整套保护動作返回时间、计时误差等因素确定，保护的配合宜采用 0.3s 的时间级差。对局部时间配合存在困难的，在确保选择性的前提下，微机保护可适当降低时间级差，但应不小于 0.2s。

## 6 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求

6.1 合理的电网结构及电力设备的布置是继电保护装置可靠运行的基础。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，并应符合下列规定：

- a) 宜采用环网布置、开环运行的方式。
- b) 宜采用双回线路布置、单回线路—变压器组分列运行的终端供电方式。
- c) 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。
- d) 以上三种方式均以自动重合闸和备用电源自动投入来增加供电的可靠性。

- e) 不宜在电厂向电网送电的主干线上接入分支线或支接变压器。
- f) 尽量避免短线路成串成环的接线方式。

6.2 继电保护能否保证电网安全稳定运行，与调度运行方式的安排密切相关。在安排运行方式时，应综合考虑下列问题：

- a) 注意保持电网中各变电站变压器的接地方式相对稳定。
- 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) 避免采用多级串联供电的终端运行方式。
- e) 避免采用不同电压等级的电磁环网运行方式。
- f) 同一 220kV 及以上变电站的 110kV（66kV）双回线一般不得并列运行；若并列运行，则系统侧宜接于同一段母线。
- g) 不允许平行双回线上的双 T 接变压器并列运行。

6.3 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，应采取下列措施：

- a) 酌情停运部分电力设备，或改变电网运行接线、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。
- b) 临时更改继电保护整定值，在不能兼顾选择性、灵敏性、速动性要求时，按 4.2 进行合理的取舍。

6.4 重要枢纽变电站的 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，减少母线故障的概率。
- 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断路器，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。

6.5 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或缩短线路两侧的保全线有规程规定的灵敏系数段动作时间，以保证电网安全。此时，加速段保护可能无选择性动作，应备案说明。

6.6 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。

## 7 继电保护整定的规定

### 7.1 一般规定

7.1.1 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。

7.1.2 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  $X_2 = X_1$ 。

- b) 发电机及调相机的正序电抗可采用次暂态电抗  $X_d''$  的饱和值。
- c) 发电机电势可以假定均等于 1（标幺值）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。

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

7.1.3 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，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，具体原则如下：

- a) 同杆并架的双回线，应考虑双回线同时检修或同时跳开的情况。
- b) 发电厂有两台机组时，一般考虑一台机组停运的方式；有三台及以上机组时，一般应考虑其中两台容量较大的机组同时停运的方式。发电厂机组全部同时停运的方式，按特殊情况处理。
- c) 区域电网中，相邻的几个电厂全停时，应按特殊情况处理。
- d) 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。
- e) 110kV 电网变压器中性点接地运行方式应尽量保持变电站零序阻抗基本不变。遇到使变电站零序阻抗有较大变化的特殊运行方式时，应根据运行规程规定或根据当时的实际情况临时处理，具体原则如下：

- 1) 发电厂只有一台主变压器，则变压器中性点宜直接接地运行，当变压器检修时，按特殊情况处理。
- 2) 发电厂有接于母线的两台主变压器，则宜保持一台变压器中性点直接接地运行。如由于某些原因，正常运行时必须两台变压器中性点均直接接地运行，则当一台主变压器检修时，按特殊情况处理。
- 3) 发电厂有接于母线的三台及以上主变压器，则宜两台变压器中性点直接接地运行，并把它们分别接于不同的母线上，当不能保持不同母线上各有一个接地点时，按特殊情况处理。视具体情况，正常运行时也可以一台变压器中性点直接接地运行，当变压器全部检修时，按特殊情况处理。
- 4) 变电站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。
- 5) 绝缘有要求的变压器中性点必须直接接地运行，无地区电源的单回线供电的终端变压器中性点不宜直接接地运行。
- 6) 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。

7.1.4 有配合关系的不同动作原理的保护定值，可酌情简化配合整定。

7.1.5 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。

7.1.6 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。线路保护的灵敏系数除去

设计原理上需靠相继动作的保护外，必须保证在对侧断路器跳闸前和跳闸后，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断路器拒动时，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。

7.1.7 为了提高保护动作的可靠性，单侧电源线路的相电流保护不应经方向元件控制。双侧电源线路的相电流保护和零序电流保护，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動作性能，方向元件要有足够的灵敏系数，且不能有动作电压死区。

7.1.8 按下列原则考虑距离保护振荡闭锁元件的运行整定：

- a) 35kV 及以下线路距离保护一般不考虑系统振荡误动问题。
- b) 下列情况的 66kV~110kV 线路距离保护不应经振荡闭锁：
  - 1) 单侧电源线路的距离保护；
  - 2) 动作时间大于 0.5s 的距离 I 段、大于 1.0s 的距离 II 段和大于 1.5s 的距离 III 段保护。

注：系统最长振荡周期按 1.5s 考虑。

- c) 有振荡误动可能的 66kV~110kV 线路距离保护装置一般应经振荡闭锁控制。
- d) 有振荡误动可能的 66kV~110kV 线路的相电流速断定值应可靠躲过线路振荡电流。
- e) 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。

7.1.9 躲区外故障、躲振荡、躲负荷、躲不平衡电压等整定，或与有关保护的配合整定，都应考虑必要的可靠系数。对于两种不同动作原理保护的配合或有互感影响时，应选取较大的可靠系数。

## 7.2 继电保护装置整定的具体规定

### 7.2.1 110kV 线路零序电流保护

7.2.1.1 单侧电源线路的零序电流保护一般为三段式，终端线路也可以采用两段式，一般应遵循下述原则：

- a) 零序电流 I 段定值按躲本线路末端接地故障最大零序电流 ( $3I_0$ ) 整定，线路附近有其他零序互感较大的平行线路时，参照 7.2.1.4 整定。如本线路接地距离 I 段保护投入运行，则零序电流 I 段保护宜退出运行。
- b) 三段式保护的零序电流 II 段电流定值，应按保护本线路末端接地故障时不小于 7.2.1.10 规定的灵敏系数整定，还应与相邻线路零序电流 I 段或 II 段保护配合，动作时间按配合关系整定。
- c) 三段式保护的零序电流 III 段作本线路经电阻接地故障和相邻元件接地故障的后备保护，其电流一次定值不应大于 300A，在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下，力争满足相邻线路末端故障时有 7.2.1.11 规定的灵敏系数要求；校核与相邻线路零序电流 II 段或 III 段的配合情况，动作时间按配合关系整定。
- d) 终端线路的零序电流 I 段保护范围允许伸入线路末端供电变压器（或 T 接供电变压器），变压器故障时线路保护的无选择性动作由重合闸来补救。
- e) 终端线路的零序电流最末一段作本线路经电阻接地故障和线路末端变压器故障的后备保护，其电流定值应躲过线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流，不应大于 300A（一次值）。
- f) 采用前加速方式的零序电流保护各段定值可以不与相邻线路保护配合，其定值根据需要整定，线路保护的无选择性动作由顺序重合闸来补救。

7.2.1.2 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护一般为四段式或三段式保护，在使用了阶段式接地距离保护的复杂电网，零序电流保护宜适当简化。

7.2.1.3 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护一般应遵循下述原则：

- 零序电流 I 段保护作为速动段保护使用，如本线路接地距离 I 段保护投入运行，则零序电流 I 段保护宜退出运行。
- 三段式保护的零序电流 II 段保护（四段式保护的 II 段或 III 段保护），应能有选择性切除本线路范围的金属性接地故障，其动作时间应尽量缩短。
- 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，零序电流保护最末一段的电流定值不应大于 300A（一次值）。
- 零序电流保护的整定公式见表 1。对未经方向元件控制的零序电流保护，还应考虑与背侧线路零序电流保护的配合。

表 1 110kV 线路零序电流保护整定表

保护名称	符号	电流定值			动作时间		
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电流 I 段保护	$I_{0I}$	$I_{opI} = K_K 3I_{0max}$	$3I_{0max}$ 为区外故障最大零序电流	$K_K \geq 1.3$	$t_1 = 0s$	动作值躲不过断路器合闸三相不同步最大 3 倍零序电流时，重合闸过程中带 0.1s 延时或退出运行	
零序电流 II 段保护	$I_{0II}$	与相邻线路零序 I 段保护配合： $I_{opII} = K_K K_F I'_{opI}$	$I'_{opI}$ 为相邻线路零序 I 段动作值； $I'_{opII}$ 为相邻线路零序 II 段动作值； $K_F$ 为最大分支系数	$K_K \geq 1.1$ $K'_K = 1.1 \sim 1.3$	$t_{II} \geq \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	$t'_II$ 为相邻线路零序 II 段保护动作时间
		与相邻线路零序 II 段保护配合： $I_{opII} = K_K K_F I'_{opII}$			$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$		
		校核变压器 220kV（或 330kV）侧接地故障流过线路的 $3I_0$ ： $I_{opII} = K'_K 3I_0$			$t_{II} \geq \Delta t$		
零序电流 III 段保护	$I_{0III}$	与相邻线路零序 II 段保护配合： $I_{opIII} = K_K K_F I'_{opII}$	$I'_{opII}$ 为相邻线路零序 II 段动作值； $I'_{opIII}$ 为相邻线路零序 III 段动作值； $K_F$ 为最大分支系数	$K_K \geq 1.1$	$t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	$t'_{II}$ 为相邻线路零序 II 段保护动作时间； $t'_{III}$ 为相邻线路零序 III 段保护动作时间； $t''_{II}$ 为线路末端变压器 220kV（或 330kV）侧出线接地保护 II 段保护最长动作时间
		与相邻线路零序 III 段保护配合： $I_{opIII} = K_K K_F I'_{opIII}$			$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$		
		校核变压器 220kV（或 330kV）侧接地故障流过线路的 $3I_0$			$t_{III} \geq t''_{II} + \Delta t$		

表 1 (续)

保护名称	符号	电流定值		动作时间			
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电流IV段保护	$I_{0IV}$	与相邻线路零序III段保护配合: $I_{opIV} = K_K K_F I'_{opIII}$	$I'_{opIII}$ 为相邻线路零序III段动作值; $I'_{opIV}$ 为相邻线路零序IV段动作值; $K_F$ 为最大分支系数	$K_K \geq 1.1$	$t_{IV} \geq t'_{III} + \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	$t'_{III}$ 为相邻线路零序III段保护动作时间; $t'_{IV}$ 为相邻线路零序IV段保护动作时间; $t''_{II}$ 为线路末端变压器 220kV (或 330kV) 侧出线接地保护 II 段保护最长动作时间
与相邻线路零序IV段保护配合: $I_{opIV} = K_K K_F I'_{opIV}$	$t_{IV} \geq t'_{IV} + \Delta t$						
校核变压器 220kV (或 330kV) 侧接地故障流过线路的 $3I_0$	$t_{IV} \geq t''_{II} + \Delta t$						

## 7.2.1.4 零序电流 I 段保护整定。

- a) 零序电流 I 段电流定值按躲区外故障最大零序电流 ( $3I_0$ ) 整定: 在无互感的线路上, 零序电流 I 段的区外最严重故障点选择在本线路对侧母线或两侧母线上。当线路附近有其他零序互感较大的平行线路时, 故障点有时应选择在该平行线路的某处。例如: 平行双回线, 故障点有时应选择在该双回线之一的断路器断开情况下的断口处, 见图 1 a); 不同电压等级的平行线路, 其故障点有时可能选择在不同电压等级的平行线上的某处, 见图 1 b)。

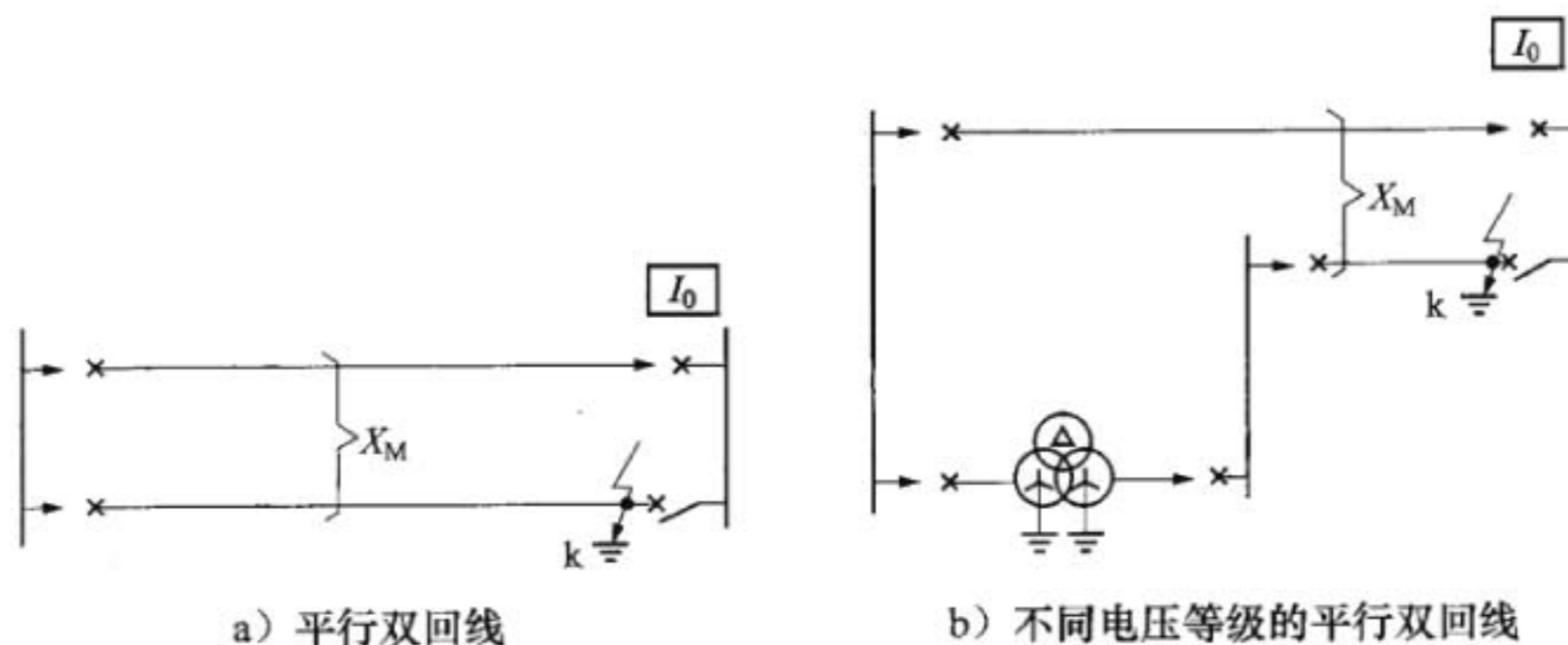


图 1 零序电流 I 段故障点的选择

- b) 在计算区外故障最大零序电流时, 一般应对各种常见运行方式及不同故障类型进行比较, 取其最大值。如果所选择的停运检修线路是与本线路有零序互感的平行线路, 则应考虑检修线路在两端接地的情况。
- c) 由于在计算零序故障电流时没有计及可能出现的直流分量, 因此, 零序电流 I 段定值按躲开区外故障最大零序电流 ( $3I_0$ ) 保护整定时, 可靠系数不应小于 1.3, 宜取 1.3~1.5。

## 7.2.1.5 零序电流 II 段保护整定。

7.2.1.5.1 三段式保护的零序电流 II 段电流定值应按保本线路末端故障时不小于 7.2.1.10 规定的灵敏系数整定, 还应与相邻线路零序电流 I 段或 II 段保护配合, 保护范围一般不应伸出线路末端变压器 220kV (或 330kV) 电压侧母线, 动作时间按配合关系整定。

7.2.1.5.2 四段式保护的零序电流 II 段保护电流定值按与相邻线路零序电流 I 段保护配合整定, 相邻线路全线速动保护能长期投入运行时, 也可以与全线速动保护配合整定, 电流定值的灵敏系数不作规定。

7.2.1.5.3 如零序电流 II 段保护被配合的相邻线路是与本线路有较大零序互感的平行线路，则应考虑该相邻线路故障，在一侧断路器先断开时的保护配合关系，见图 2a)。

a) 当与相邻线路零序电流 I 段保护配合时：

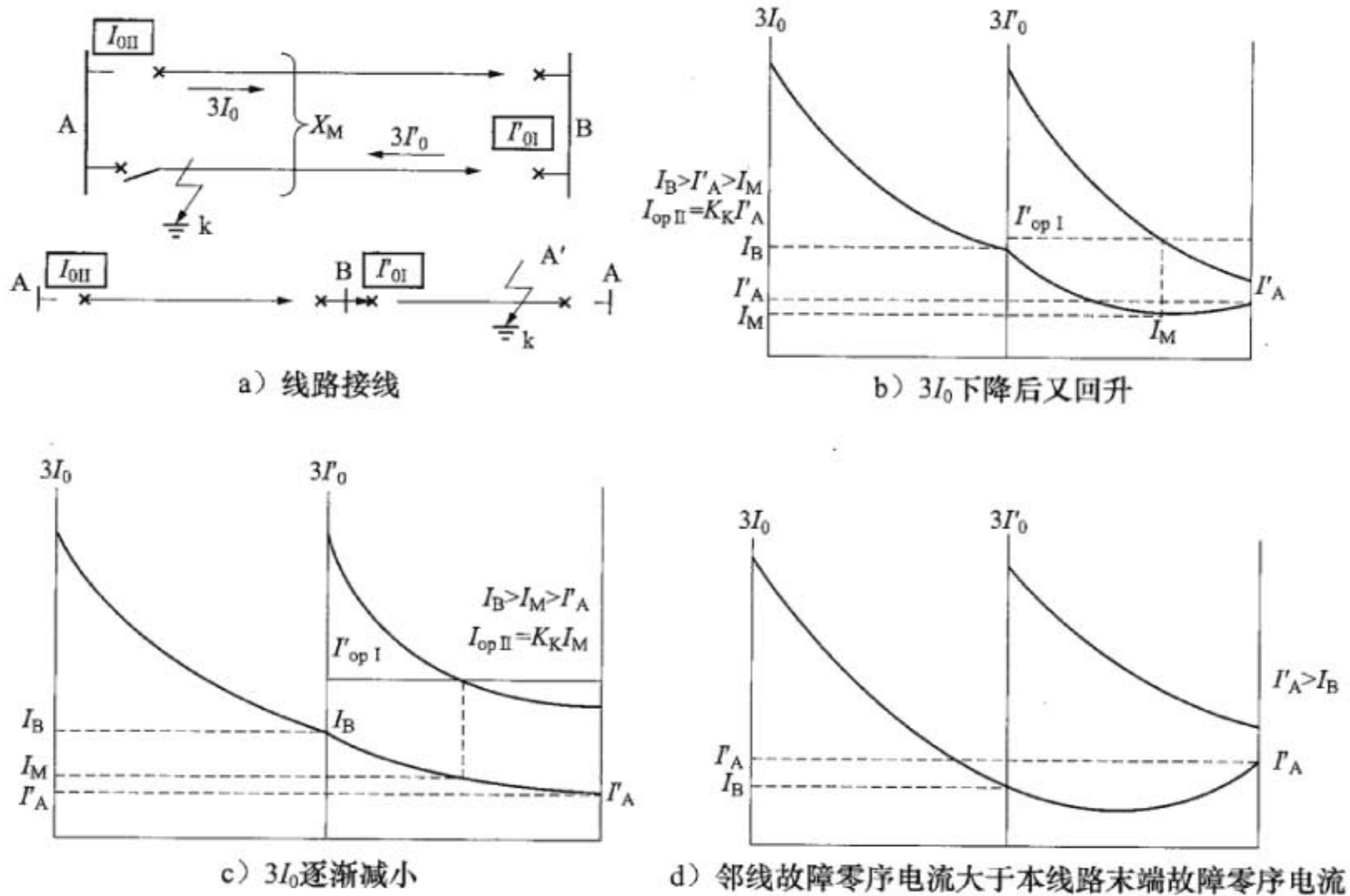
1) 如相邻线路零序电流 I 段保护能相继动作保护全线路，则本线路零序电流 II 段保护定值计算应选用故障点在相邻线路断路器断口处的分支系数  $K_F$  值，按与相邻线路零序电流 I 段保护配合整定。

2) 如相邻线路零序电流 I 段保护不能相继动作保护全线路，则按下述规定整定：

——若相邻线路上的故障点逐渐移近断路器断口处，流过本保护的  $3I_0$  逐渐减少，见图 2 c)，则本线路零序电流 II 段保护定值按与相邻线路零序电流 I 段保护配合整定。

——若故障点移近断路器断口处，流过本保护的  $3I_0$  下降后又逐渐回升，并大于相邻线路第 I 段末端故障流过本保护的  $3I_0$ ，但不超过本线路末端故障流过本保护的  $3I_0$ ，则本线路零序电流 II 段保护定值应按躲断路器断口处故障整定，见图 2 b)。同上情况，但在断路器断口处故障流过本保护的  $3I_0$  大于在本线路末端故障流过本保护的  $3I_0$  时，见图 2 d)，本线路零序电流 II 段保护无法与相邻线路零序电流 I 段保护配合，只能与相邻线路零序电流 II 段保护配合，此时，允许双回线内部零序电流 II 段保护有不配合的情况。

b) 零序电流 II 段保护的电流定值与相邻线路零序电流 II 段保护配合时，故障点一般可选在相邻线路末端。



说明：

$I_B$ ——本线路末端短路故障时流进本线路的  $3I_0$ ；

$I_M$ ——相邻线路零序电流 I 段保护范围末端故障时流过本线路的  $3I_0$ ；

$I'_A$ ——断路器断口处故障时流过本线路的  $3I_0$ 。

图 2 平行互感线路零序电流保护之间的配合计算

7.2.1.6 零序电流 III 段保护整定。

a) 三段式保护的零序电流 III 段保护作本线路经电阻接地故障和相邻元件故障的后备保护，其电流

定值不应大于 300A（一次值），在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下，力争在相邻线路末端故障时满足 7.2.1.11 规定的灵敏系数要求。校核与相邻线路零序电流 II 段、III 段或 IV 段保护的配合情况，并校核保护范围是否伸出线路末端变压器 220kV 或 330kV 电压侧母线，动作时间按配合关系整定。

b) 四段式保护的零序电流 III 段保护按下述方法整定：

- 1) 如零序电流 II 段保护对本线路末端故障有规定的灵敏系数，则零序电流 III 段保护定值取与零序电流 II 段保护相同定值。
- 2) 如零序电流 II 段保护对本线路末端故障达不到 7.2.1.10 规定的灵敏系数要求，则零序电流 III 段保护按三段式保护的零序电流 II 段保护的方法整定。

7.2.1.7 零序电流 IV 段整定。

四段式保护的零序电流 IV 段保护按三段式保护的零序电流 III 段保护的方法整定。

7.2.1.8 零序电流保护最末一段与相邻线路零序电流保护配合整定有困难或动作时间过长时，如有必要，可设置适当的不配合点。

7.2.1.9 分支系数  $K_F$  的选择，要通过常见各种运行方式的比较，选取其最大值。在复杂的环网中，分支系数的大小与故障点的位置有关，在考虑与相邻零序电流保护配合时，应选用故障点在被配合段保护范围末端的  $K_F$  值，但为了简化计算，也可选用故障点在相邻线路末端的可能偏高的  $K_F$  值。

7.2.1.10 保全线有灵敏系数的零序电流定值对本线路末端金属性接地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 的线路，不小于 1.4；
- c) 50km 以上线路，不小于 1.3。

7.2.1.11 零序电流最末一段电流定值，对相邻线路末端金属性接地故障的灵敏系数宜不小于 1.2，确有困难时，可按相继动作校核灵敏系数。

7.2.1.12 零序电流保护与接地距离保护配合时，可先找出接地距离的最小保护范围，与之配合的零序电流保护按躲开此处接地故障整定。

7.2.1.13 三相重合闸后加速一般应加速对线路末端故障有足够灵敏系数的零序电流保护段，如果躲不开后一侧合闸时，因断路器三相不同步产生的零序电流，则两侧的后加速保护在整个重合闸周期中均应带 0.1s 延时。

7.2.1.14 当 110kV 线路零序电流保护范围伸出线路相邻变压器 220kV（330kV）电压等级母线时，如配合有困难，110kV 线路零序电流保护定值可以不与 220kV（330kV）电压等级的变压器零序电流保护配合，但应与该侧出线接地距离或零序电流保全线有灵敏系数的保护段配合。必要时，也可以与 220kV（330kV）电压等级母线和线路的速动段保护配合。

7.2.1.15 当 110kV 电网线路配置阶段式相间和接地距离保护时，允许仅保留切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

## 7.2.2 接地距离保护

7.2.2.1 接地距离保护的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的，对于采用距离保护的电缆线路，正序和零序阻抗角都会有较大的偏差，应按实测参数整定。

7.2.2.2 接地距离保护一般为三段式。

7.2.2.3 接地距离 I 段保护阻抗定值按可靠躲过本线路末端发生金属性接地故障整定。对于超短线路的接地距离 I 段保护，宜退出运行。

7.2.2.4 接地距离 II 段保护阻抗定值按本线路末端发生金属性接地故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路接地距离 I 段保护或 II 段保护配合，动作时间按配合关系整定。如相邻线路有失灵保护，则必须与失灵保护时间配合。

7.2.2.5 接地距离 II 段保护与相邻线路接地距离 I 段保护配合时, 单相接地故障或两相短路接地故障的计算公式为

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_{\text{opI}} + K_K \frac{(1+3K')K_{Z0} - (1+3K)K_{Z1}}{I_{\text{ph}} + K3I_0} I_0 Z'_{\text{opI}} \quad (1)$$

将等式右侧第二项中的  $K_{Z1}$  (正序助增系数) 改用  $K_{Z0}$  (零序助增系数), 可写成如下形式:

a) 单相接地故障:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{\text{opI}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})I_1 + 3(K' - K)K_{Z0}I_0}{I_{\text{ph}} + K3I_0} Z'_{\text{opI}} \quad (2)$$

b) 两相短路接地故障:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{\text{opI}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})(I_{\text{ph}} - I_0) + 3(K' - K)K_{Z0}I_0}{I_{\text{ph}} + K3I_0} Z'_{\text{opI}} \quad (3)$$

式中:

$K_{Z1}$ 、 $K_{Z0}$  —— 正序和零序助增系数;

$K$ 、 $K'$  —— 本线路和相邻线路零序补偿系数;

$Z_1$  —— 本线路正序阻抗;

$Z'_{\text{opI}}$  —— 相邻线路接地距离 I 段保护阻抗定值;

$I_1$ 、 $I_0$  —— 流过本线路的正序和零序电流;

$I_{\text{ph}}$  —— 流过本线路的故障相电流;

$K_K$  —— 可靠系数。

c) 假定  $K=K'$ , 当  $K_{Z0}$  大于  $K_{Z1}$  时, 可略去式 (1) 中的最后一项; 当  $K_{Z1}$  大于  $K_{Z0}$  时, 可略去式 (2)、式 (3) 中的最后一项, 结果可以归纳为:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{\text{opI}} \quad (4)$$

式中:

$K_Z$  ——  $K_{Z1}$  和  $K_{Z0}$  两者中的较小值。

7.2.2.6 接地距离 II 段保护范围一般不宜超过相邻变压器的其他侧母线, 如 II 段保护范围超过相邻变压器的其他侧母线时, 动作时限按配合关系整定。

a) 阻抗定值按躲变压器小电流接地系统侧母线三相短路整定:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_T \quad (5)$$

式中:

$Z_1$  —— 线路正序阻抗;

$K_{Z1}$  —— 正序助增系数;

$Z'_T$  —— 变压器并联正序等值阻抗;

$K_K$  —— 可靠系数。

b) 阻抗定值按躲变压器其他侧 (变压器中性点直接接地) 母线接地故障整定 (按单相接地故障或两相接地故障):

$$Z_{\text{opII}} = K_K \frac{U_{\text{ph}}}{I_{\text{ph}} + K3I_0} \quad (6)$$

式中:

$U_{\text{ph}}$ 、 $I_{\text{ph}}$ 、 $I_0$  —— 变压器其他侧 (变压器中性点直接接地) 母线单相或两相接地故障时, 在接地距离保护安装处所测得的故障相电压、故障相电流以及零序电流。

简化公式为:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T \quad (7)$$

式中:

$Z_1$  —— 线路正序阻抗;

$K_Z$  —— 助增系数, 取  $K_{Z1}$  和  $K_{Z0}$  两者中的较小值;

$Z'_T$  —— 变压器并联正序等值阻抗。

c) 考虑到对 110kV 线路而言, 相邻变压器高压侧 (如 220kV 侧) 可能为变压器其他中性点接地侧, 而变压器 110kV 侧等值阻抗约等于零, 所以, 可以近似认为, 在变压器高压侧 (如 220kV 侧) 母线接地故障时, 110kV 侧的正序、零序助增点基本一致, 可以近似计算为:

$$\begin{aligned} K_{Z0} &= I_{02} / I_{01} \\ K_{Z1} &= I_{12} / I_{11} \end{aligned} \quad (8)$$

式中:

$I_{02}$ 、 $I_{12}$  —— 并联变压器高压侧 (如 220kV 侧) 零序电流标幺值和正序电流标幺值;

$I_{01}$ 、 $I_{11}$  —— 110kV 侧故障线路的零序电流标幺值和正序电流标幺值。

简化计算时可以取  $K_Z = 1$ 。

d) 当线路所带负荷为牵引变压器时, 应考虑牵引变压器不同接线方式、最不利故障类型对线路距离保护的影响, 即

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T / K_T \quad (9)$$

式中:

$K_K$  —— 可靠系数, 取 0.7~0.8;

$K_{KT}$  —— 变压器计算用可靠系数, 不大于 0.7;

$Z_1$  —— 线路正序阻抗值;

$Z'_T$  —— 变压器单相容量下的正序阻抗值 (取最小短路阻抗);

$K_T$  —— 折算系数, 根据牵引变压器接线形式确定。

折算系数的确定原则: 单相牵引变压器两相供电, 低压侧 TR 或 TF (带回流线) 短路时,  $K_T$  取 2; VV 接法三相供电, 低压侧异相接地短路时,  $K_T$  取 3; VX 接法三相供电, 低压侧 TF 或异相接地短路时,  $K_T$  取 3; 平衡变压器三相供电时,  $K_T$  取 2 ( $Z'_T$  采用全容量参数计算时,  $K_T$  取 1)。

7.2.2.7 当相邻线路无接地距离保护时, 接地距离 II 段保护可与相邻线路零序电流 I 段保护配合。为了简化计算, 可以只考虑相邻线路单相接地故障情况, 两相短路接地故障靠相邻线路相间距离 I 段动作来保证选择性。如无法与相邻线路零序电流 I 段保护配合, 则与零序电流 II 段保护配合。

a) 由于保护动作原理不一致, 接地距离保护与零序电流保护配合关系比较复杂, 但为了简化计算和满足选择性要求, 可用以下简化计算公式:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{\text{II}(\text{II})} \quad (10)$$

式中:

$K_K$  —— 可靠系数;

$K_Z$  —— 相邻线路零序电流 I 段或 II 段最小保护范围末端故障时对应的正序、零序最小助增系数;

$Z_1$  —— 本线路正序阻抗;

$Z'_{\text{II}(\text{II})}$  —— 相邻线路零序电流 I 段 (或 II 段) 最小保护范围所对应的线路正序阻抗值。

b) 与零序电流 II 段保护配合时, 也可以使用更简化的公式:

$$Z_{\text{opII}} = K_K Z_1 + K_K K_{\text{sen}} Z'_1 \quad (11)$$

式中:

$K_{\text{sen}}$  ——零序电流 II 段保护最小灵敏系数；

$Z'_1$  ——相邻线路全长的正序阻抗。

7.2.2.8 零序电流补偿系数  $K$  应按线路实测的正序阻抗  $Z_1$  和零序阻抗  $Z_0$  计算获得， $K = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$ 。实用值宜小于或接近计算值。

7.2.2.9 对于互感较大线路接地距离 I 段保护的可靠系数，应考虑互感影响，适当降低可靠系数，防止保护越级动作。

7.2.2.10 接地距离 II 段保护阻抗定值对本线路末端金属性接地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 的线路，不小于 1.4；
- c) 50km 以上线路，不小于 1.3；
- d) 互感较大的线路应考虑互感影响，适当提高灵敏系数。

7.2.2.11 圆特性的接地距离 III 段保护，阻抗定值按与相邻线路的接地距离 II 段或 III 段保护配合，并对相邻元件有远后备整定，负荷电阻线按可靠躲过本线路的事故过负荷最小阻抗整定。当线路末端有变压器，距离 III 段保护不能作为变压器低压侧母线故障的远后备保护时，一些装置可通过投入外抛四边形等方式实现，增加了接地距离附加段的整定，不需要时，整定为与 III 段距离保护定值相同。

7.2.2.12 四边形特性的接地距离 III 段保护，阻抗定值按与相邻线路的接地距离 II 段或 III 段保护配合，并力争对相邻元件有远后备整定，电阻定值按可靠躲过本线路事故过负荷最小阻抗整定。

7.2.2.13 接地距离 III 段保护阻抗定值，对相邻线路末端接地故障和本线路对侧变压器低压侧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。

7.2.2.14 接地距离 III 段的动作时间应按配合关系整定。

7.2.2.15 上下级接地距离阻抗定值应按金属性短路故障进行配合整定，不计及故障电阻影响。

7.2.2.16 接地距离保护整定计算见表 2。

表 2 接地距离保护整定计算表

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离 I 段保护	$Z_{0I}$	躲本线路末端故障： $Z_{opI} = K_K Z_1$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗； $K_K \leq 0.7$	$t_1 = 0s$	
		单回线终端变压器方式，送电侧保护伸入变压器内： $Z_{opI} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T$	$Z_1$ 为线路正序阻抗； $Z'_T$ 为终端变压器并联等值正序阻抗； $K_K = 0.8 \sim 0.85$ ； $K_{KT} \leq 0.7$	$t_1 \geq 0s$	
接地距离 II 段保护	$Z_{0II}$	与相邻线路接地距离 I 段保护配合： $Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{opI}$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗； $Z'_{opI}$ 为相邻线路接地距离 I 段保护动作阻抗； $K_Z$ 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值； $K_K = 0.7 \sim 0.8$	$t_{II} \geq t'_I + \Delta t$	$t'_I$ 为相邻线路接地距离 I 段保护动作时间； $\Delta t$ 为时间级差
		按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定： $Z_{opII} = K_{\text{sen}} Z_1$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗； $K_{\text{sen}} = 1.3 \sim 1.5$	动作时间按配合关系整定	

表 2 (续)

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离 II 段保护	$Z_{0II}$	与相邻线路接地距离 II 段保护配合: $Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{opII}$ ; 与相邻线路零序电流 II 段保护配合: $Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_{sen} Z'_1$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗; $Z'_{opII}$ 为相邻线路接地距离 II 段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$ ; $K_Z$ 为助增系数, 选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值; $K_{sen}$ 为零序电流 II 段保护在不利运行方式的灵敏系数; $Z'_1$ 为相邻线路的正序阻抗	$t_{II} = t'_{II} + \Delta t$	$t'_{II}$ 为相邻线路接地距离 II 段保护或零序电流 II 段保护动作时间; $\Delta t$ 为时间级差
		躲变压器其他侧母线故障整定: $Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T$	$Z'_T$ 为相邻变压器并联正序等值阻抗; $K_Z$ 为助增系数, 选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值, 对于变压器其他中性点接地侧, 简化计算时也可取 $K_Z = 1$ ; $K_K = 0.7 \sim 0.8$	动作时间按配合关系整定	
接地距离 III 段保护	$Z_{0III}$	与相邻线路接地距离 II 段保护配合: $Z_{opIII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{opII}$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗; $Z'_{opII}$ 为相邻线路接地距离 II 段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$ ; $K_Z$ 为助增系数, 选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_{III} = t'_{II} + \Delta t$	$t'_{II}$ 为相邻线路接地距离 II 段保护动作时间
		与相邻线路接地距离 III 段保护配合: $Z_{opIII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{opIII}$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗; $Z'_{opIII}$ 为相邻线路接地距离 III 段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$ ; $K_Z$ 为助增系数, 选用正序助增系数与零序助增系数两者中较小者	$t_{III} = t'_{III} + \Delta t$	$t'_{III}$ 为相邻线路接地距离 III 段保护动作时间
		躲负荷阻抗: $Z_{opIII} = K_K Z_L / \cos(\varphi_{sen} - \varphi_L)$	$Z_L$ 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$ ; $\varphi_{sen}$ 为阻抗继电器灵敏角; $\varphi_L$ 为负荷阻抗角		适用于不带负荷电阻线的圆特性
		负荷电阻线: $R_{op} = K_K Z_L (\cos \varphi_L - \sin \varphi_L / \tan \alpha_1)$	$R_{op}$ 为阻抗元件的负荷电阻线定值; $Z_L$ 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$ ; $\varphi_L$ 为负荷阻抗角; $\alpha_1$ 为负荷电阻线倾斜角		适用于四边形特性以及带负荷电阻线的圆特性

表 2 (续)

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离Ⅲ段保护	$Z_{0Ⅲ}$	按对侧变压器低压侧有灵敏度整定： $Z_{opⅢ} = K_{sen}(Z_1 + K_z Z'_T)$	$Z_1$ 为本线路正序阻抗； $Z'_T$ 为对侧变压器等值正序阻抗； $K_{sen}$ 为远后备灵敏系数，取 1.2； $K_z$ 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数中最大者	动作时间按配合关系整定	对于圆特性，当不满足躲负荷要求时，可投入外抛四边形，将该条原则所计算定值作为距离保护附加段阻抗定值
<p>注 1. 所给定的阻抗元件定值，包括幅值和相角两部分，都应是在额定频率下被保护线路的正序阻抗值，方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。</p> <p>注 2. 本表适用于接于相电压与带零序补偿的相电流的接地阻抗元件。</p> <p>注 3. 接线为其他方式的接地距离保护的整定计算可参照本表。</p>					

### 7.2.3 相间距离保护

7.2.3.1 相间距离保护的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的，对于采用距离保护的电缆线路，正序和零序阻抗角都会有较大的偏差，应按实测参数整定。

7.2.3.2 相间距离保护一般为三段式。

7.2.3.3 相间距离Ⅰ段保护阻抗定值，按可靠躲过本线路末端发生金属性相间故障整定。超短线路的相间距离Ⅰ段保护，宜退出运行。

7.2.3.4 相间距离Ⅱ段保护阻抗定值，按保本线路末端发生金属性相间故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路相间距离Ⅰ段或Ⅱ段保护配合，动作时间按配合关系整定；如相邻线路有失灵保护，须考虑与失灵保护时间配合。

7.2.3.5 相间距离Ⅱ段保护范围一般不宜超过相邻变压器的其他各侧母线，如Ⅱ段保护范围超过相邻变压器的其他各侧母线时，动作时限按配合关系整定。

当线路所带负荷为牵引变压器时，应考虑牵引变压器不同接线方式、最不利故障类型对线路距离保护的影响。

$$Z_{opⅡ} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T / K_T \quad (12)$$

式中：

$K_K$  ——可靠系数，取 0.7~0.8；

$Z_1$  ——线路正序阻抗值；

$K_{KT}$  ——变压器计算用可靠系数，不大于 0.7；

$Z'_T$  ——变压器单相容量下的正序阻抗值（取最小短路阻抗）；

$K_T$  ——折算系数，根据牵引变压器接线形式确定。

折算系数  $K_T$  取值：单相牵引变压器两相供电，低压侧 TR 或 TF（带回流线）短路时， $K_T$  取 2；VV 接法三相供电，低压侧异相接地故障时， $K_T$  取 3；VX 接法三相供电，低压侧 TF 或异相接地短路时， $K_T$  取 3；平衡变压器三相供电时， $K_T$  取 2（ $Z'_T$  采用全容量参数计算时， $K_T$  取 1）。

7.2.3.6 相间距离Ⅱ段保护阻抗定值对本线路末端相间金属性故障的灵敏系数应满足如下要求：

- 20km 以下的线路，不小于 1.5；
- 20km~50km 的线路，不小于 1.4；
- 50km 以上的线路，不小于 1.3。

7.2.3.7 圆特性的相间距离Ⅲ段保护，阻抗定值按与相邻线路的相间距离Ⅱ段或Ⅲ段保护配合，并力争