

团 体 标 准

T/CET 408—2023

110 kV~220 kV 局域电网继电保护配置及 整定技术规范

Technical specification for protection configuration and setting of
110 kV~220 kV local area power grid

2023-11-01 发布

2023-12-10 实施

中国电力技术市场协会 发 布
中 国 标 准 出 版 社 出 版

目 次

前言 I

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 通则 2

5 继电保护整定计算基本任务及要求 2

6 继电保护装置配置 3

7 继电保护整定计算 7

附录 A（资料性） 定值整定流程 13

附录 B（资料性） 定值单流转流程 14

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力技术市场协会提出并归口。

本文件起草单位：霍林河循环经济电力监控指挥中心、内蒙古霍煤鸿骏铝电有限责任公司、南京南瑞继保电气有限公司、内蒙古霍煤鸿骏铝电有限责任公司电力分公司、国家电投集团内蒙古能源有限公司、国核电力规划设计研究院有限公司、武汉佳华创新电气有限公司。

本文件主要起草人：付永军、赵晋宇、吴岩、杨辉、程明、范红刚、李泽华、韩哲、平彦军、徐晓春、姜彬、李力、刘福志、胡长松、樊晓静、王玉龙、刘菊菲、王亚超、杨志强、闫方、于鹤男、安利军、张鹏林、何宝华、葛亮、蒋超鹏、高守明、徐江、陆军、葛小宁、任文鹏、杨柏雨。

本文件在执行过程中如有意见和建议，请反馈至中国电力技术市场协会标准化技术委员会秘书处（地址：北京市西城区广安门外大街 168 号朗琴国际大厦 A 座 8 层 806，邮编：100055）。

110 kV~220 kV 局域电网继电保护配置及 整定技术规范

1 范围

本文件规定了 110 kV~220 kV 局域电网继电保护配置和继电保护整定计算。

本文件适用于含有常规电网特征、频繁启动重工业负荷、新能源输电线路、多点 T 接输电线路、线路-变压器组等应用场景的 110 kV~220 kV 局域电网,110 kV 以下局域电网可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;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 继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 32900 光伏电站继电保护技术规范
DL/T 478 继电保护和安全自动装置通用技术条件
DL/T 559 220 kV~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程
DL/T 584 3 kV~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程
DL/T 684 大型发电机变压器继电保护整定计算导则
DL/T 860(所有部分) 电力自动化通信网络和系统
DL/T 1631 并网风电场继电保护配置及整定技术规范
NB/T 10675 110 kV 多端输电线路保护装置标准化设计规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

局域电网 local area power grid

在火力发电、风光储一体化新能源系统、大型重工业等发电与用电的密集区域,具有常规电网特征,同时还存在新能源场站接入、多点 T 接输电线路、线路-变压器组、重工业负荷频繁波动、架空线电缆混接等新型特征应用场景的 220 kV 及以下局部自治电网。

3.2

多点 T 接输电线路 multipoint T-connected transmission line

不同分支线路通过一定方式连接,连接点处呈现一个或多个“T”型的三端及以上交流输电线路。

3.3

线路-变压器组 line-transformer group

输电线路与变电压不经断路器直接连接的一种输变电方式。

4 通则

4.1 继电保护配置及整定方案综合考虑以下方面：

- a) 电力设备和系统结构特点和运行特点；
- b) 故障出现的概率和可能造成的后果；
- c) 系统近期发展及规划情况；
- d) 相关专业技术发展情况；
- e) 经济合理性；
- f) 国内外先进成熟经验。

4.2 继电保护装置配置及整定方案应满足系统结构和厂站主接线的要求，以及系统和厂站运行方式的灵活性要求。

4.3 系统扩建、改建工程设计中，除新建部分外，还应包括对原有系统继电保护装置和整定不符合要求部分的改造。

4.4 新能源场站涉网相关的保护定值及动作报告应方便调阅，保护定值修改时应保证安全措施。

4.5 新能源场站汇集系统设备保护配置和整定应与一次系统相适应，应防止故障造成主变压器及出线跳闸。

4.6 局域电网中架空线、电缆的混合线路、多点 T 接输电线路应进行各段及全长参数收集。

4.7 继电保护在特殊运行方式下的配置以及整定计算应对策略，应经审核批准并备案。

4.8 继电保护选型应采用技术成熟、性能可靠、质量优良、经有资质的专业检测机构检测合格的产品。

5 继电保护整定计算基本任务及要求

5.1 整定计算基本任务

5.1.1 局域电网继电保护整定计算应符合 DL/T 559、DL/T 584 及 DL/T 684 的规定。

5.1.2 新能源光伏电站继电保护整定计算应符合 GB/T 32900 的规定，新能源风电场继电保护整定计算应符合 DL/T 1631 的规定。

5.1.3 局域电网继电保护的运行管理、整定计算应保证系统安全稳定运行，为满足速动性、选择性和灵敏性的要求，应遵循如下原则：

- a) 局部电网服从整个电网；
- b) 下级电网服从上级电网；
- c) 局部问题自行处理；
- d) 尽量照顾局部电网和下级电网的需要。

5.2 整定计算划分范围

5.2.1 系统继电保护整定计算应符合统一调度、分级计算的原则。

5.2.2 局域电网管辖范围为 110 kV～220 kV 线路保护、母线保护、变压器保护、线路-变压器组保护；110 kV～220 kV 发变组保护及电厂的涉网保护。

5.3 整定参数及资料要求

5.3.1 参数

对于接入局域电网的工程，应提供和整理继电保护整定计算所需参数资料，参数资料应包括下列

内容。

- a) 110 kV、220 kV 变电所电气一次主接线图、保护装置配置图,且要求图实相符;生产厂家继电保护装置使用说明书。
- b) 发电机铭牌参数、生产厂家及自身容量为基准的次暂态阻抗、容量、功率因数。
- c) 变压器铭牌参数、零序阻抗实测值,零序阻抗应测额定分接头位置的有名值。
- d) 线路参数:线路长度、杆塔数、导线型号、正序电阻、正序电抗、零序电阻、零序电抗正序容抗、零序容抗,对有互感的线路还应实测互感参数。
- e) 电流互感器、电压互感器变比,电流互感器变比含主变中性点电流互感器变比。
- f) 风电场出线整定时应提供风机出厂测试的短路电流或风机等效电抗,风机机组匹配的箱变,汇集线等实测参数。
- g) 光伏电站出线整定时应提供光伏逆变器或逆变升压一体机出厂参数,光伏阵列匹配的汇集线实测参数。

5.3.2 参数资料要求

对于接入局域电网的工程,参数资料要求应包括下列内容。

- a) 整定计算用的参数应是实测值,主要为三相三柱式变压器的零序阻抗;35 kV 及以上架空线路和电缆线路的各种阻抗,平行线之间的零序互感阻抗;风电机变组、光伏阵列组汇集线到 35 kV 母线的等值阻抗;其他对继电保护影响较大的有关参数。
- b) 整定计算中应分析系统运行方式及有关数据,包括正常或特殊运行方式、正常及事故最大有功、无功潮流、母线最低运行电压、电势摆角、重合闸使用及稳定要求等。

5.3.3 参数资料管理要求

整定计算工作宜分为计算、审核、批准等多级,继电保护定值整定计算流程见附录 A。整定过程中应根据系统方式变更、参数变化更改系统主接线图、正序及零序阻抗图,并及时对所辖系统保护定值进行整定计算及校验。

6 继电保护装置配置

6.1 一般规定

6.1.1 保护配置、设备规范及二次回路应满足 GB/T 14285、DL/T 478 要求,双重化配置的保护宜采用不同厂家的保护。

6.1.2 保护装置中的零序电流方向元件宜采用自产零序电压,不宜采用电压互感器的开口三角电压。

6.1.3 在电压互感器二次回路断线、失压时,保护装置应识别并发告警信号,并闭锁可能误动作的保护。

6.1.4 在电流互感器二次回路不正常或断线时,保护装置应能识别并发告警信号。

6.1.5 保护装置应具有故障记录功能,但不应代替专用的故障录波器,保留 8 次以上最新动作报告,每个动作报告至少应包含故障前 2 周波、故障后 6 周波。

6.1.6 保护装置故障记录要求如下。

- a) 记录内容应为故障时的输入模拟量和开关量、输出开关量、动作元件、动作时间、返回时间、相别。
- b) 应保证发生故障时不丢失故障记录信息。
- c) 应保证在装置直流电源消失时,不丢失已记录信息。

6.1.7 保护装置应以时间顺序记录开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换等正

常运行的操作信息,记录应保证充足的容量。

6.1.8 保护装置应满足自动化系统的通信要求,应至少提供 3 组 RS-485 或以太网通信接口,通信传输协议应符合 DL/T 860(所有部分)的有关规定。

6.1.9 保护装置应具备存储多区保护定值的能力,不少于 16 区。

6.1.10 保护装置应设置硬件时钟电路,装置失去直流电源时,硬件时钟应能正常工作,24 h 误差不大于 5 s,保护装置应配置与外部授时源的校对接口,使用 RS-485 串行数据通信接口接收站内统一设置的 GPS 时钟校对系统发出的 IRIG-B(DC)时码。

6.1.11 保护装置直流电源额定电压应为 110 V 或 220 V,允许偏差范围为 $-20\% \sim 10\%$,波纹系数应不大于 5%。

6.1.12 220 kV 断路器应配置三相不一致保护,应由断路器本体机构实现。

6.1.13 断路器防跳功能和断路器跳、合闸压力异常闭锁功能应由断路器本体机构实现,断路器本体机构应提供两组完全独立的压力闭锁重合闸接点。

6.2 线路保护

6.2.1 线路保护基本配置

局域电网中的 110 kV 的线路宜单套配置,局域电网中的 220 kV 及以上线路应配置两套完全独立的保护装置,每套保护均应配置完整的主、后备保护;主保护宜选用光纤分相电流差动保护。两套保护之间不应有任何电气联系(电压切换回路应按双套配置),当一套保护退出时不应影响另一套保护的运行。其他要求如下。

- a) 两套主保护的交流电流、交流电压回路和直流电源互相独立;当不具备线路三相电压互感器时,两套主保护的电压回路宜分别接入母线电压互感器的不同二次绕组;电流回路应分别取自电流互感器互相独立的绕组,并合理分配电流互感器二次绕组,避免可能出现的保护死区。分别接入保护的互感器二次绕组时,还应避免运行中一套保护退出时可能出现的电流互感器内部故障死区问题。
- b) 每套主保护对全线路内发生的各种类型故障(包括单相接地、相间短路、两相接地、三相短路、非全相运行期间再故障及转换性故障等)均应快速动作切除故障。
- c) 每套保护应有独立选相功能;220 kV 线路保护应具备分相跳闸和三相跳闸。

6.2.2 纵联保护配置原则

纵联保护遵循下列配置原则。

- a) 纵联保护通道宜采用运行可靠的光纤通道,不宜采用迂回光纤通道方式,避免中间环节过多而降低纵联保护运行的可靠性。
- b) 两套纵联保护的通道应遵循相互独立的原则配置,两套保护装置应具有传输远跳信号功能和相应的出口压板。
- c) 同杆架设线路应采用双套分相电流差动保护装置,防止发生跨越故障时保护误选相。
- d) 纵差保护装置在通道异常时应能闭锁保护,并发告警信号,在通道恢复正常时应自动解除闭锁。
- e) 光伏、风电等新能源场站出线保护应配置光纤分相差动保护装置,保护均应配置完整的主、后备保护。

6.2.3 后备保护配置原则

后备保护遵循下列配置原则。

- a) 220 kV 线路接地电阻不大于 100 Ω ,故障时保护应可靠地、有选择切除故障。
- b) 配置接地距离保护、相间距离保护,对于接地故障并辅以阶段式或反时限零序电流保护。

6.2.4 多点 T 接输电线路保护配置

局域电网内的多点 T 接的三端及以上线路应配置多端差动保护装置,线路每端应配置后备保护,各组电流互感器应分别引入保护装置。保护装置应配置纵联电流差动保护、距离保护、零序过流保护及自动重合闸功能,功能配置应符合 NB/T 10675 规定,其中差动保护具体要求如下。

- a) 差动保护应传输可供用户整定的通道识别码,并对通道识别码进行校验,校验出错时告警并闭锁差动保护。
- b) 差动保护在任何弱馈情况下,应正确动作。
- c) 输电线路各侧采用的电流互感器相关特性宜一致,额定一次值之比不宜大于 4。
- d) 三端差动保护宜采用环型方式,三端以上差动保护宜采用主从机方式,差动保护应支持差动保护端数变化的运行方式。
- e) 差动端数切换时,应先退出差动保护功能,投入/退出需要切换的主机和从机通道压板,再投入新的差动保护功能。
- f) 通信通道异常时,差动保护功能应瞬时退出,并延时报警;通信通道恢复正常时,差动保护功能应自动投入,并自动复归报警信号。
- g) 线路差动保护压板状态不一致时应发告警信号,差动保护控制字及压板投入状态下,差动保护因其他原因退出后,保护装置应有相关告警。

6.2.5 负荷频繁波动线路保护配置

线路保护装置应适应负荷频繁波动的运行工况,不应出现因冲击性负荷导致保护启动、复归信息频繁上送和频繁打印启动报告的情况,应对负荷频繁波动功能应可投退。

6.3 母线保护

6.3.1 局域电网内 220 kV 母线保护均应采用双重化保护配置,且每套单独组屏。

6.3.2 母差保护功能及选型应能满足最终一次接线的要求。

6.3.3 110 kV~220 kV 单母或双母接线方式下应设有电压闭锁元件,可在启动出口继电器的逻辑中设置电压闭锁回路,不应在跳闸出口接点回路上串接电压闭锁触点。

6.3.4 双母线方式的母线保护应保证母联与分段断路器跳闸出口时间不应大于线路及变压器断路器的跳闸出口时间。

6.3.5 构成环路的母线接线方式,当母线短路,该母线上所接元件的电流可能自母线流出时,母线保护不应拒动。

6.3.6 区外短路时,母线保护不应由于电流互感器饱和以及短路电流中的暂态分量而引起误动作。

6.3.7 单母线、双母线接线方式断路器失灵保护与母差保护应共用同一装置。失灵保护电流判别应采用母线保护装置中的失灵电流判别功能,每套线路或变压器保护动作各起动一套失灵保护,母差和失灵保护应能分别停用。

6.3.8 单、双母线断路器失灵保护应经电压闭锁元件控制,应减少较多一次元件被误切除的可能性。

6.3.9 对于双母线接线,断路器与电流互感器之间故障时对侧线路保护快速切除故障,母差、失灵保护动作时应远方跳闸。

6.4 变压器保护

6.4.1 变压器保护配置要求

220 kV 电压等级的主变压器保护除非电量保护外应按双重化配置,并符合下列要求。

- a) 主变压器保护应采用两套完整、独立并安装于各自柜内的保护装置。每套保护均应配置完整的主、后备保护。
- b) 主变压器非电量保护应设置独立的电源回路(包括直流空气小开关及其直流电源监视回路)和出口跳闸回路,且应与电气量保护完全分开,在保护柜上的安装位置也应相对独立。
- c) 非电量保护应经重动继电器跳闸,重动继电器启动功率应大于 5 W,动作电压应在额定直流电源电压的 55%~70%范围内,额定直流电源电压下动作时间应为 10 ms~35 ms,应具有抗 220 V 工频干扰电压的能力。

6.4.2 新能源场站变压器配置要求

新能源场站 110 kV 电压等级的主变压器保护宜配置主、后备一体化的双套电气量保护或主、后备独立的单套电气量保护,同时配置一套非电量保护。

6.4.3 变压器纵差保护要求

变压器纵差保护符合下列要求。

- a) 应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流。
- b) 在变压器过励磁时不误动。
- c) 差动保护范围应包括变压器套管及其引出线。如不能包括引出线时,应采取快速切除故障的辅助措施。
- d) 具有防止电流互感器饱和造成保护不正确动作的措施。
- e) 微机型差动保护对电流互感器变比应无特殊要求,由软件完成电流互感器接线形式的换算。

6.4.4 变压器后备保护要求

变压器后备保护符合下列要求。

- a) 220 kV 电压等级变压器保护高压侧配置阻抗保护,可根据需要配置过电流保护,低压侧配置过流保护。后备保护应配置零序过流保护。
- b) 110 kV 电压等级变压器后备应配置过流保护、零序电流保护。
- c) 应配置间隙电流保护和零序电压保护。

6.5 线路-变压器组保护

6.5.1 线路-变压器组保护应分别配置线路侧和变压器侧线路-变压器组保护装置,两侧保护装置应采用光纤通道传输方式,形成电流差动主保护。

6.5.2 线路侧线路-变压器组保护装置应配置线路距离、零序过流后备保护。

6.5.3 变压器侧线路-变压器组保护装置应配置变压器复压过流、零序过流、间隙过流、零序电压后备保护。

6.5.4 线路-变压器组保护装置应具有远跳、远传功能,符合下列要求。

- a) 线路侧线路-变压器组保护装置应将失灵联跳开入通过数字通道传送给变压器侧线路-变压器组保护装置。
- b) 变压器侧非电量保护装置动作后,传送给数字通道让线路侧线路-变压器组保护装置远跳。
- c) 任一侧线路-变压器组保护装置可将远传开入传送给对侧保护装置,对侧装置反映到对应的开出接点。

6.5.5 线路-变压器组保护装置应具有联跳功能,线路侧线路-变压器组装置动作或变压器侧线路-变压器组装置高压出口动作时均应将动作出口信息传送给对侧实现相互联跳。

7 继电保护整定计算

7.1 整定计算通则

7.1.1 对局域电网设备的整定计算应强化主保护,以保障系统安全、合理配合关系、方便运行管理、提高工作效率为宗旨,应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的原则要求进行继电保护定值计算工作。

7.1.2 根据局域电网实际情况,220 kV 整定计算中宜采用近后备保护方式,即当故障元件的一套继电保护装置拒动时,由相互独立的另一套继电保护装置切除故障。当断路器拒动时,启动失灵保护,断开与故障元件相连的所有其他断路器。110 kV 宜采用远后备原则,即当故障元件的继电保护拒动或断路器拒动时,能由上一级断路器处的继电保护动作切除故障。

7.1.3 整定计算数据采用标幺值时,基准容量为 100 MVA 或 1 000 MVA,220 kV 系统基准电压为 230 kV,110 kV 系统基准电压为 115 kV。

7.1.4 220 kV 系统线路保护最低灵敏度应符合 DL/T 559 的规定,110 kV 系统线路保护最低灵敏度应符合 DL/T 584 的规定。

7.1.5 零序电流保护、接地距离保护应按线路末端单相接地、线路末端单相接地及一侧断路器三相跳开或相继动作、两相短路接地等金属性短路计算;对于相间距离保护应按线路末端三相短路、两相短路、两相短路接地、相间短路或相间接地短路及一侧断路器三相跳开或相继动作等金属性短路计算。

7.1.6 整定计算宜按照相同原理保护之间进行配合整定,不同原理之间相互配合时,线路后备保护段可考虑与下级线路纵联保护配合或与主变差动保护配合。

7.1.7 局域电网中双回并行短线环之间配合,当长度小于 30 km 的双回短线环线路之间,可不采用双回线后备保护段定值之间的配合,仅靠时间配合。环外较长线路与短线环配合时也可仅采用时间配合。

7.1.8 后备保护Ⅱ段与下一级线路保护Ⅰ段或主保护的时间配合级差宜取 0.5 s,局域电网长短线路配合困难时部分线路后备保护的配合级差可缩短至 0.3 s。与下一级线路动作时间 0.5 s 及以上的保护配合时,各后备段保护可缩小时间配合级差至 0.3 s。

7.1.9 局域电网 220 kV 及以上系统母差保护应按双套配置,可不计及双套母差同时停用的情况,双套母差停用时按特殊情况处理。

7.1.10 220 kV 系统主变瓦斯保护正常投入状态下,主变双套差动保护需退出时可短时停用,应将足够灵敏度的主变后备保护延时缩短至 0.2 s,且开放电压闭锁。

7.1.11 光伏、风电等新能源场站整定时,应提供光伏、风电机组额定容量、额定电压、额定电流、短路电流特性及其对继电保护影响较大的相关参数。

7.1.12 光伏、风电等新能源应提供光伏、风电机组及场站的计算模型、仿真模型、参数及控制特性等资料,用于新能源接入电网的相关计算、仿真分析。整定计算中,光伏、风电机组应采用符合实际情况的计算模型及参数,同时考虑新能源场站的运行特点。

7.1.13 电压降低造成新能源大规模脱网,应快速切除单相短路、两相短路及三相短路故障,视情况允许适当牺牲部分选择性。

7.2 线路保护

7.2.1 电流差动保护

电流差动保护整定的相关规定如下。

- a) 分相电流差动和零序电流差动两侧定值一次值应相同。
- b) 纵联分相差动保护低定值按躲线路电容电流整定,最小运行方式下线路末端故障灵敏度宜不小于 4,弱电源侧线路分相差动定值应按强电源侧末端短路电流进行灵敏度校验。

- c) 纵联分相差动保护高定值应按最小运行方式下线路末端故障灵敏度不小于 2 整定。
- d) 零序电流差动宜按保证线路末端故障最低灵敏度校验,宜躲外部故障最大三相不平衡电流。
- e) 多端差动保护自环试验时将本侧识别码和通道一对侧识别码、通道二及其他通道对侧识别码整定为一致;两侧差动自环试验时将本侧识别码和通道一对侧识别码(或其他通道对侧识别码)整定为一致。
- f) 三端或多端线路、混合线路纵联分相差动保护定值应躲过线路综合电容电流,当电容电流较大时可适当对定值调整。

7.2.2 零序电流保护

零序保护保证线路高阻接地故障(220 kV 线路:100 Ω)时应可靠切除。零序保护末段方向可投退,电流定值按一次值 300 A 整定,若二次计算值低于 0.1 I_n (I_n 为 CT 二次额定值),固定取 0.1 I_n 。有条件时,零序保护末段动作时间与全网距离保护末段最长时间及变压器保护 110 kV 侧零序方向电流保护时间配合。

7.2.3 接地距离保护

接地距离保护宜配置三段,其整定要求如下。

- a) 接地距离 I 段一般按不大于线路正序阻抗的 70% 整定,长度小于 5 km 线路应退出接地距离 I 段。
- b) 新能源出线接地距离 I 段一般按不大于线路正序阻抗的 70% 整定,当可靠性不满足要求时应退出。
- c) 多端线路接地距离 I 段一般按本侧到较近端线路阻抗的 70% 整定,对于有互感的线路,应考虑互感影响。
- d) 接地距离 II 段宜与下一线路接地距离 I 段、主变差动保护配合,并允许与相邻线路纵联保护配合;当灵敏度不满足要求时,可与下一线路接地距离 II 段配合,灵敏度仍不满足要求则按保证最低灵敏度整定。按最低灵敏度整定的接地距离 II 段动作延时应按下一级线路接地距离 II 段最长时间加 0.3 s 时间级差整定。
- e) 接地距离 II 段动作延时宜整定为 0.5 s~2 s,与下一级线路动作时间不小于 0.5 s 以上的接地距离 II 段配合时,时间级差为 0.3 s。
- f) 接地距离 I 段、II 段应经振荡闭锁控制。
- g) 接地距离 III 段正常与下一级线路接地距离 II 段配合,当灵敏度不满足要求时,可与下一线路接地距离 III 段配合;灵敏度仍不满足要求则按保证灵敏度为 2.0 整定,动作延时应按下一级线路接地距离 III 段最长时间至少增加一个时间级差整定。接地距离 III 段动作时间应大于系统振荡周期,即不小于 1.5 s,不宜大于零序保护末端时间定值。接地距离 III 段还应躲事故情况下的最小负荷阻抗,不应大于 0.7 倍负荷阻抗。

7.2.4 相间距离保护

相间距离保护宜配置三段,整定要求如下。

- a) 相间距离 I 段宜按不大于线路正序阻抗的 80% 整定,长度小于 5 km 线路应退出相间距离 I 段。
- b) 新能源出线接地距离 I 段一般按不大于线路正序阻抗的 80% 整定,当可靠性不满足要求时应退出。
- c) 多端线路相间距离 I 段一般按本侧到较近端线路阻抗的 80% 整定。
- d) 相间距离 II 段正常与下一线路相间距离 I 段、主变差动保护配合,并允许与下一线路纵联保护

配合；当灵敏度不满足要求时，可与下一线路相间距离Ⅱ段配合，灵敏度仍不满足要求应按保证最低灵敏度整定。按最低灵敏度整定的相间距离Ⅱ段动作延时应按下一级线路距离Ⅱ段最长时间加 0.3 s 时间级差整定，不宜大于 1.5 s。

- e) 相间距离Ⅱ段动作延时一般整定为 0.5 s~1.5 s，与下一级线路动作时间不小于 0.5 s 相间距离Ⅱ段配合时，时间级差为 0.3 s。
- f) 相间距离Ⅲ段正常与下一级线路相间距离Ⅱ段、主变差动保护配合，当灵敏度不满足要求时，可与下一线路相间距离Ⅲ段配合；灵敏度仍不满足要求应按保证灵敏度为 2.0 整定，动作延时应按下一级线路距离Ⅲ段最长时间加 0.3 s 时间级差整定。距离Ⅲ段动作时间应大于系统振荡周期，不小于 1.5 s，不宜大于 4.5 s。相间距离Ⅲ段还要考虑躲事故情况下最大负荷的最小负荷阻抗，不应大于 0.7 倍负荷阻抗。
- g) 相间距离Ⅰ、Ⅱ段应经振荡闭锁控制，相间距离Ⅲ段不经振荡闭锁控制。相间距离Ⅱ段时间整定为 1.5 s 时，不经振荡闭锁控制。

7.2.5 重合闸

局域电网 110 kV~220 kV 系统线路重合闸宜采用线路保护的重合闸功能，应能投退。

7.2.6 零序补偿系数

7.2.6.1 零序补偿系数整定值影响接地距离保护的动作范围，其整定原则见 7.2.6.2~7.2.6.4。

7.2.6.2 非混合线路无互感影响时应按线路实测的正序阻抗 Z_1 和零序阻抗 Z_0 计算见公式(1)。

$$K = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1 \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

K ——零序补偿系数；

Z_0 ——线路实测零序阻抗；

Z_1 ——线路实测正序阻抗。

实际应用时宜小于或接近计算值。

7.2.6.3 互感电抗占零序电抗的 20% 以上的全线同塔双回线，可采取两种方法进行整定。

a) 第一种方法如下。

- 1) 接地距离保护Ⅰ段的零序补偿系数按双回线一回检修并接地时 K 值最小的情况计算，计算见公式(2)。

$$K_{\min} = (Z_0 - Z_{0m}^2 / Z_0 - Z_1) / 3Z_1 \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$K_{\min}$ ——零序补偿系数最小值；

Z_0 ——线路实测零序阻抗；

Z_{0m} ——线路实测零序互感阻抗；

Z_1 ——线路实测正序阻抗。

- 2) 接地距离的Ⅱ段的规定灵敏系数提高到 $(1 + K_{\max}) / (1 + K_{\min})$ 倍， $K_{\min}$ 计算见公式(2)， $K_{\max}$ 计算见公式(3)。

$$K_{\max} = (Z_0 + Z_{0m} - Z_1) / 3Z_1 \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中：

$K_{\max}$ ——同塔双回线正常运行时，考虑互感影响的零序补偿系数最大值；

Z_{0m} ——线路实测零序互感阻抗；

Z_0 ——线路实测零序阻抗；

Z_1 ——线路实测正序阻抗。

b) 第二种方法如下。

1) 计算 3 种情况的 K 值。

正常双回线路运行,不考虑互感的 K ,计算见公式(1);

正常双回线路运行,考虑互感的最大 $K_{\max}$,计算见公式(3);

双回线一回检修并接地时的最小 $K_{\min}$,计算见公式(2)。

2) 接地距离保护采用正常双回线路运行,不考虑互感的 K 值,在各种运行方式下, K 值不变,计算见公式(1)。

3) 将 I 段的阻抗定值缩小为 $Z_{\text{DZ I}}$,计算见公式(4),将 II 段的定值放大为 $Z_{\text{DZ II}}$,计算见公式(5)。

$$Z_{\text{DZ I}} = K_K \cdot Z_l \cdot (1 + K_{\min}) / (1 + K) \cdots \cdots (4)$$

$$Z_{\text{DZ II}} = K_{\text{lm}} \cdot Z_l \cdot (1 + K_{\max}) / (1 + K) \cdots \cdots (5)$$

式中:

$Z_{\text{DZ I}}$ ——接地距离保护 I 段阻抗整定值;

$Z_{\text{DZ II}}$ ——接地距离保护 II 段阻抗整定值;

K_K ——可靠系数;

K_{lm} ——灵敏系数;

Z_l ——线路全长实测正序阻抗。

7.2.6.4 局域网中由不同阻抗线路组成的混合线路时,宜实测保护安装处至各段线路联结点的综合阻抗的零序补偿系数。确定接地距离保护 I 段的保护范围后选择其保护范围外各联结点的综合阻抗零序补偿系数的较小值进行整定,接地距离保护 II 段、III 段应满足灵敏度要求。

7.3 母线保护

7.3.1 差动电流元件

差动电流元件的整定要求如下。

- 差动保护可靠躲过区外故障最大不平衡电流,差动电流定值不小于 0.15 倍区外故障最大短路电流。
- 躲过任一元件电流回路断线时由于负荷电流引起的最大差电流,差动电流定值不小于 1.8 倍正常情况下母线上最大支路负荷电流。母线故障最小运行方式下灵敏度应不小于 1.5。
- 电压闭锁元件:各电压闭锁元件按母线出线末端故障最低灵敏度应不小于 1.5 整定,应保证在各种类型故障下电压元件可靠动作开放母差保护。

7.3.2 失灵保护

失灵保护的整定要求如下。

- 线路断路器失灵启动判别元件包括相电流、零序电流及负序电流元件,按线路末端单相接地故障灵敏度不小于 1.5 整定,相电流判别元件宜躲线路最大负荷。
- 主变、发变组失灵启动判别元件包括相电流、零序电流及负序电流元件,按主变各侧故障有灵敏度整定,相电流判别元件宜躲主变额定电流。
- 主变保护启动失灵解除母线电压闭锁功能投入。非电量保护不启动失灵保护。
- 双母线:失灵保护宜 0.15 s 跟跳,0.25 s~0.3 s 跳母联,0.5 s 切除失灵断路器所在母线所有断路器。
- 单母线:失灵保护宜 0.15 s 跟跳,0.3 s 跳母联,0.5 s 除失灵断路器所在母线所有断路器。
- 电压闭锁元件,整定原则应符合母差保护的规定。

7.4 变压器保护

7.4.1 变压器差动保护

变压器差动保护的整定要求如下。

- a) 纵差保护启动电流定值,应大于变压器正常运行时的差动不平衡电流,按小方式下变压器低压侧金属性故障不小于 2 倍灵敏度校核。
- b) CT 断线闭锁比率差动保护,投入时,CT 断线后,差动电流达到 $1.2 I_e$ 时差动保护出口跳闸。退出时,CT 断线后闭锁差动保护,一般投入。

7.4.2 变压器阻抗保护

变压器阻抗保护的整定要求如下。

- a) 指向主变的相间、接地阻抗定值不伸出变压器对侧母线,可靠系数宜取 70% 整定。
- b) 指向高压侧母线的相间、接地阻抗定值按指向主变相间、接地阻抗定值的 10% 整定,作为主变高压侧母线的后备保护,与本侧出线距离保护配合。当与出线配合困难时,允许部分失去选择性。

7.4.3 变压器过流保护

变压器过流保护的整定要求如下。

- a) 变压器各侧的过电流保护应躲变压器额定负荷整定,但不应作为短路保护的一级参与选择性配合,动作时间应大于所有出线保护的最长时间。
- b) 变压器高中侧复压过流保护电流元件应对低压侧母线故障有足够灵敏度,灵敏度系数不小于 1.5。低电压元件灵敏度系数不小于 1.3,负序电压元件灵敏度系数不小于 1.5。

7.4.4 变压器中性点零序保护

变压器中性点零序保护的整定要求如下。

- a) 变压器中性点直接接地零序电流保护按两段整定。零序 I 段宜带方向,按与出线接地距离保护或零序电流非末端保护配合整定,无法配合按保证母线故障最低灵敏度不低于 1.5 整定,同时躲过非全相运行工况,动作时间按与线路保护配合整定。零序 II 段,可不带方向,按与出线零序电流末端配合整定,一次值不低于 330 A,动作后跳主变各侧断路器。三卷变压器的高、中压侧零序电流 II 段保护要考虑相互配合。
- b) 主变中性点间隙接地零序电流保护,一次值宜整定为 100 A,动作时间 0.5 s。
- c) 主变中性点间隙零序过电压保护,零序电压宜整定为 $3U_0 = 180 \text{ V}$ (电压二次值),动作时间 0.5 s。
- d) 主变中性点间隙接地零序电流保护与零序过电压保护为“或”逻辑功能,动作后跳变压器各侧断路器。

7.5 线路-变压器组保护

7.5.1 纵联分相差动保护定值应躲线路和变压器电容电流整定,最小运行方式下线路末端故障、变压器各侧故障灵敏度不小于 2。

7.5.2 线路侧接地和相间距离保护应按变压器接线方式和变压器阻抗综合整定,应按线路保护整定原则整定。

7.5.3 变压器侧后备保护的整定宜按照主变保护整定原则整定。

7.6 继电保护定值单要求

7.6.1 局域电网中应将母差及失灵保护、变压器保护、故障录波器中的系统参数、装置参数等定值,纳入到现场整定定值单中,应保证参数正确性。

7.6.2 局域电网整定计算中应将下发的主变中性点零序保护等涉网定值统一“植入”到主变保护定值单中,应明确相应定值项、控制字、压板等内容,确保保护定值正确性。

7.6.3 正式或临时定值单应按预定规则编号,应明确区分。

7.6.4 局域电网与其他电网交界并相互配合的,应与其他电网互报交界处定值单。

7.6.5 新投运的或修改定值后的保护装置投运前,应按运行规程要求核对定值无误后将保护装置投入运行。

7.6.6 定值单流转过程中应多级审批,流程见附录 B。

附 录 A
(资料性)
定值整定流程

局域电网继电保护定值整定时,一般按各自管辖范围提供保护装置说明书、软件版本号、定值清单等资料,同时根据系统运行方式、设备参数、图纸资料、事故最大负荷、稳定需求、重合闸方式等相关资料,开始进行定值整定计算和编制整定草稿,再结合实测参数开展校核工作,上一级对整定计算定值进行审核、批准,最后完成整定算稿存档。具体流程见图 A.1。

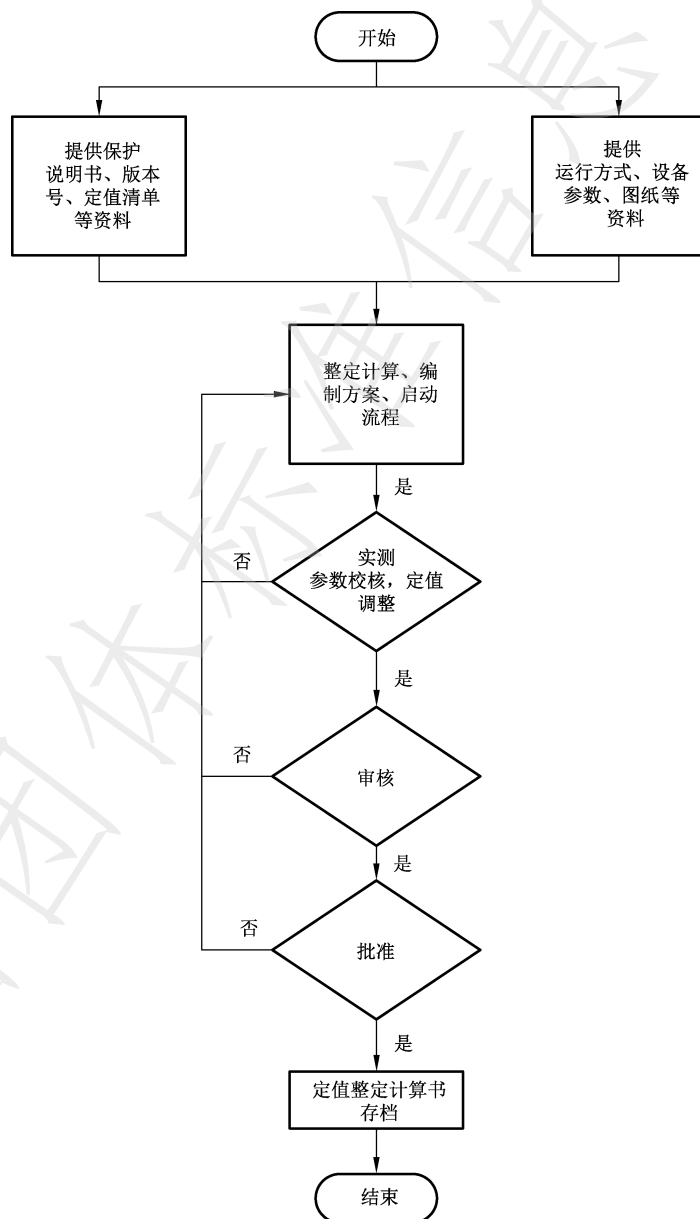


图 A.1 继电保护定值整定计算流程

附录 B
(资料性)
定值单流转流程

局域电网继电保护定值单流转中,可参照如下步骤执行:

- a) 继电保护部专责按约定格式编制形成定值单并上传定值单,启动定值单流程。
 - b) 继电保护部负责人对定值单进行审核。
 - c) 再上一级继电保护部负责人对定值单进行批准并生效。
 - d) 将定值单加盖专用章,根据管辖范围下发定值单到各单位,并做好下发记录。
 - e) 接收单位接收定值单并安排核对和修改计划。
 - f) 定值单录入现场装置。
 - g) 调度人员负责与现场运行人员核对并执行定值单。
 - h) 已执行定值单回执返回定值单整定负责部门。
 - i) 查收定值单执行记录和现场回执并负责定值单入册存档,并负责履行“已执行、作废”等手续。
- 具体流程见图 B.1。

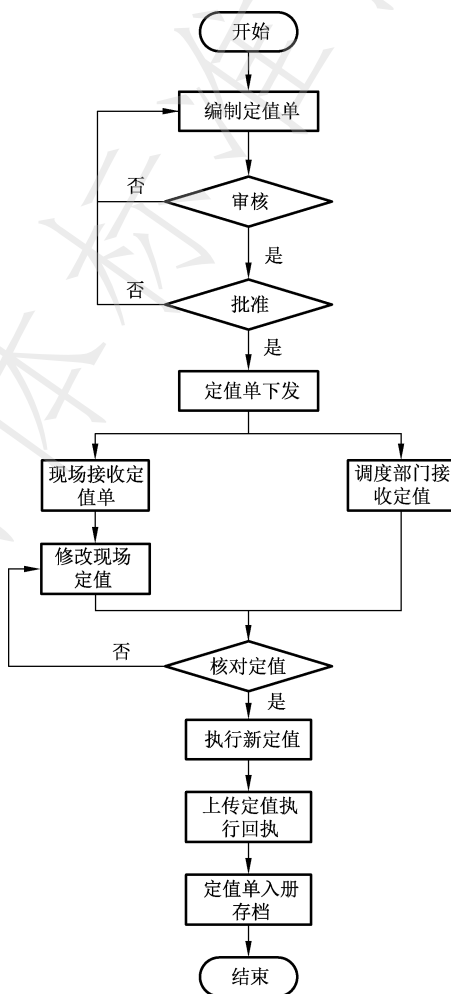


图 B.1 定值单流转流程

