



中华人民共和国国家标准化指导性技术文件

GB/Z 25841—2010

1 000 kV 电力系统继电保护技术导则

Guide of protection relaying for 1 000 kV power system

2010-12-23 发布

2011-05-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 一般性要求	2
4 线路保护技术要求	4
5 变压器保护技术要求	6
6 母线保护	8
7 断路器失灵保护和重合闸	8
8 远方跳闸及过电压保护	10
9 并联电抗器保护	10
10 短引线保护	11

前 言

本指导性技术文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本指导性技术文件主要起草单位：国家电网公司、南京南瑞继保电气有限公司、中国南方电网电力调度通信中心、北京四方继保自动化有限公司、国电南京自动化设备股份有限公司、华中电力调度通信中心、华北电力调度通信中心、中国电力科学研究院。

本指导性技术文件主要起草人：郑玉平、韩先才、舒治淮、柳焕章、黄少锋、周泽昕、王宁、赵曼勇、黄健、刘洪涛。

1 000 kV 电力系统继电保护技术导则

1 范围

本指导性技术文件规定了1 000 kV电力系统继电保护的科研、设计、制造、试验、施工和运行等有关部门共同遵守的基本准则。

本指导性技术文件适用于1 000 kV电力系统继电保护装置(简称特高压保护)。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本指导性技术文件的引用而成为本指导性技术文件的条款。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指导性技术文件,然而,鼓励根据本指导性技术文件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指导性技术文件。

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14598.9 电气继电器 第22-3部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 辐射电磁场干扰试验(GB/T 14598.9—2002,IEC 60255-22-3:2000,IDT)

GB/T 14598.10 电气继电器 第22-4部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验(GB/T 14598.10—2007,IEC 60255-22-4:2002,IDT)

GB/T 14598.13 电气继电器 第22-1部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1 MHz脉冲群抗扰度试验(GB/T 14598.13—2008,IEC 60255-22-1:2007,MOD)

GB/T 14598.14 量度继电器和保护装置的电气干扰试验 第2部分:静电放电试验(GB/T 14598.14—1998,idt IEC 60255-22-2:1996)

GB/T 14598.16—2002 电气继电器 第25部分:量度继电器和保护装置的电磁发射试验(idt IEC 60255-25:2000)

GB/T 14598.17—2005 电气继电器 第22-6部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验-射频场感应的传导骚扰的抗扰度(IEC 60255-22-6:2001,IDT)

GB/T 14598.18—2007 电气继电器 第22-5部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验-浪涌抗扰度试验(IEC 60255-22-5:2002,IDT)

GB/T 15145 输电线路保护装置通用技术条件

GB 16847 保护用电流互感器暂态特性技术要求(GB 16847—1997,idt IEC 60044-6:1992)

GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验(GB/T 17626.8—2006,IEC 61000-4-8:2001,IDT)

GB/T 17626.9 电磁兼容 试验和测量技术 脉冲磁场抗扰度试验(GB/T 17626.9—1998,idt IEC 61000-4-9:1993)

GB/T 19520.12 电子设备机械结构 482.6 mm(19 in)系列机械结构尺寸 第3-101部分:插箱及其插件

GB/T 20840.7 互感器 第7部分:电子式电压互感器(GB/T 20840.7—2007,IEC 60044-7:1999,MOD)

GB/T 20840.8 互感器 第8部分:电子式电流互感器(GB/T 20840.8—2007,IEC 60044-8:2002,MOD)

GB/T 22386 电力系统暂态数据交换通用格式(GB/T 22386—2008,IEC 60255-24:2001,IDT)

- DL/T 364 光纤通道传输保护信息通用技术条件
- DL/T 478 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
- DL/T 587 微机继电保护装置运行管理规程
- DL/T 667 远动设备和系统 第 5 部分:传输规约 第 103 篇 继电保护设备信息接口配套标准 (IEC 60870-5-103:1997, IDT)
- DL/T 670 微机母线保护装置通用技术条件
- DL/T 720 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件
- DL/T 770 微机变压器保护装置通用技术要求
- DL 860 变电站通信网络和系统
- DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算导则
- IEC 60255-11:2008 Measuring and protection equipment—Part 11: Voltage dips, short interruptions, variations and ripple on auxiliary power supply port
- IEC 60721-3-3 环境条件分类 第 3 部分环境参数组及其严酷程度的分类分级 第 3 节:在有气候防护场所的固定使用
- ITU-T 2Mbit/s G703 规约

3 一般性要求

3.1 系统性要求

- 3.1.1 在合理的 1 000 kV 电网结构、接线形式和运行方式下,特高压保护应满足特高压电网和电力设备安全运行的要求。特高压保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。
- 3.1.2 制定保护配置方案时,对同时出现的多重故障可仅保证切除故障。
- 3.1.3 对于特高压电网每一保护对象(主设备或输电线路),应配置两套主后一体的保护装置。每一套保护装置的二次输入/输出(含跳合闸)回路、信息传输通道及电源输入回路,独立于另一套保护装置。
- 3.1.4 保护用电流互感器配置应避免出现主保护的死区。接入保护的互感器二次绕组的分配,应注意避免当一套保护停用时,出现被保护区内故障时的保护动作死区,同时又要尽可能减轻电流互感器本身故障时所产生的影响。
- 3.1.5 保护装置应满足 GB/T 14285、DL/T 478 的要求。
- 3.1.6 为提高传送跳闸命令的可靠性,应设立独立的远方跳闸装置和独立的命令传输通道。

3.2 工作环境要求

保护装置工作运行场所应满足相关国家和 DL/T 478 规定的条件,具备防御雨、雪、风、沙的措施,空气无明显污染,各种有害杂质含量低于 IEC 60721-3-3 中 3C1 和 3S1 类的规定数值,不存在超过规定水平的电磁骚扰和振动,并有必要的接地、屏蔽、安全防范措施。保护装置应能在上述规定条件下,通过国家和行业权威检测中心的试验测试验证,并应在上述工作条件下安全、可靠、稳定地运行。

3.3 电磁兼容

- 3.3.1 在不外接抗干扰元件的前提下,保护装置应满足有关电磁兼容标准的要求。
- 3.3.2 保护装置电磁兼容性能应达到表 1 试验等级要求。

表 1 装置应达到的电磁兼容试验等级

序号	试验项目名称	依据的标准	试验等级
1	静电放电试验	GB/T 14598.14	4
2	辐射电磁场干扰试验	GB/T 14598.9	3
3	快速瞬变干扰试验	GB/T 14598.10	4

表 1 (续)

序号	试验项目名称	依据的标准	试验等级
4	浪涌(冲击)抗扰度试验	GB/T 14598.18	3
5	1 MHz 和 100 kHz 脉冲群干扰试验	GB/T 14598.13	3
6	电压跌落、短时中断、辅助电源瞬变和纹波	IEC 60255-11	
7	工频磁场抗扰度试验	GB/T 17626.8	5
8	射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 14598.17	3
9	电磁发射试验	GB/T 14598.16	
10	脉冲磁场抗扰度试验	GB/T 17626.9	5

3.4 保护装置要求

3.4.1 保护配置

应将被保护设备或线路的主保护及后备保护综合在一整套装置内,共用直流电源输入回路及交流电压、电流的二次回路。该装置应能反应被保护设备或线路的各种故障及异常状态,并动作于跳闸或给出信号。

3.4.2 自检

保护装置应具有在线自动检测功能,包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。自动检测必须是在线自动检测,不应由外部手动起动;装置的任一元件(出口继电器可除外)损坏后,自动检测回路应能发出告警或装置异常信号,并给出有关信息指明损坏元件的所在部位,在最不利情况下应能将故障定位至模块(插件)。

保护装置任一元件(出口继电器可除外)损坏时,装置不应误动作跳闸。

3.4.3 独立起动元件

装置应具有独立的启动元件,只有在电力系统发生扰动时,才允许开放出口跳闸回路。

3.4.4 中央信号

装置的跳闸中央信号的触点在直流电源消失后应能自保持,只有当运行人员复归后,信号触点才能返回,人工复归应能在装置外部进行。

3.4.5 输入输出隔离

3.4.5.1 装置的输入/输出回路应具有隔离措施,不应与其他装置或设备有电的直接联系。

3.4.5.2 保护跳闸回路以及直接启动保护跳闸的开关量输入回路应有足够的启动功率,防止控制回路一点接地引起保护误动。

3.4.6 交流电压异常

装置在电压二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时应发出告警信号,并闭锁可能误动作的保护。

3.4.7 定值

保护装置的定值设置应满足保护功能的要求,应尽可能做到简单、易整定;为适应系统运行方式的变化,应设置多套可切换的定值组。

3.4.8 故障记录

保护装置必须具有故障记录功能,以记录保护的動作过程,为分析保护動作行为提供详细、全面的数据信息,但不要求代替专用的故障录波器。保护装置故障记录的要求是:

- 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、相别;
- 在被保护对象发生故障时,应可靠记录并不丢失故障信息;
- 应能保证在装置直流电源消失时,不丢失已记录信息。

3.4.9 事件记录

保护装置应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息,如开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值切换等,记录应保证充足的容量。

3.4.10 辅助接口

保护装置应配置必要的维护调试接口、打印机接口。

3.4.11 记录输出

保护装置应能输出装置本身的自检信息及故障记录,后者应包括时间、动作事件报告、动作采样值数据报告、开入、开出和内部状态信息、定值报告等,装置应具有数字/图形输出功能。故障记录输出格式应符合 GB/T 22386 要求。

3.4.12 通信接口

保护装置应具备与监控系统等相连的通信接口,通信数据格式应符合 DL 860 或 DL/T 667 系列标准规约。

3.4.13 辅助软件

宜提供必要的辅助功能软件,如通信及维护软件、定值整定辅助软件、故障记录分析软件、调试辅助软件等。

3.4.14 软件安全防护

保护装置的软件应设有安全防护措施,防止出现不符合要求的更改。

3.4.15 时钟和时钟同步

保护装置应具有硬件时钟电路,装置在失去直流电源时,硬件时钟应能正常工作。保护装置应具有与外部标准授时源的 IRIG-B 对接接口。装置时钟精度:24 h 不超过 ± 2 s;经过时钟同步后相对误差不大于 ± 1 ms。

3.4.16 直流电源

保护装置的直流工作电源,应保证在外部电源为 80%~115%额定电压、纹波系数不大于 5%的条件下可靠工作。拉、合装置直流电源或直流电压缓慢下降及上升时,装置不应误动。直流电源消失时,应有输出接点以起动告警信号。直流电源恢复时,装置应能自动恢复工作。

3.5 互感器要求

3.5.1 电子式互感器应符合 GB/T 20840.7、GB/T 20840.8。

3.5.2 线路、变压器、母线保护用电流互感器应采用 TPY 电流互感器,其性能应符合 DL/T 866 和 GB 16847 的要求。

3.5.3 保护区内故障时,电流互感器误差应不影响保护可靠动作;保护区外最严重故障时电流互感器误差应不会导致保护误动作或无选择动作。

3.6 机械结构要求

装置机械结构应符合 GB/T 19520.12、DL/T 720 技术要求。

3.7 运行管理

宜根据 DL/T 587 要求,结合特高压电网运行技术管理要求进行。

4 线路保护技术要求

4.1 一般要求

4.1.1 应满足 GB/T 15145 相关要求。

4.1.2 应反映 1 000 kV 输电线路各种故障和异常状况,主要应考虑并满足以下要求:

- a) 线路输送功率大,稳定问题严重,要求保护动作快,可靠性高及选择性好;
- b) 线路采用大截面分裂导线、不完全换位及紧凑型线路所带来的影响;
- c) 电流互感器变比大,正常运行及故障时二次电流比较小对保护装置的影响;

- d) 同杆并架双回线路发生跨线故障对两回线跳闸和重合闸的不同要求；
 - e) 采用大容量发电机、变压器所带来的影响；
 - f) 线路分布电容电流明显增大所带来的影响；
 - g) 系统装设串联电容补偿和并联电抗器等设备所带来的影响；
 - h) 采用带气隙的电流互感器和电容式电压互感器后，二次回路的暂态过程及电流、电压传变的暂态过程所带来的影响；
 - i) 高频信号在长线路上传输时，衰减较大及通道干扰电平较高所带来的影响以及采用光缆、微波迂回通道时所带来的影响；
 - j) 高压直流输电设备所带来的影响。
- 4.1.3 线路在空载、轻载、满载等各种状态下，在保护范围内发生金属性和非金属性的各种故障(包括单相接地、两相接地、两相不接地短路、三相短路及复合故障、转换性故障等)时，保护应能正确动作。在保护范围末端经小过渡电阻相间故障时应具有抗静态超越的能力。
- 4.1.4 保护范围外发生金属性和非金属性故障时，装置不应误动。
- 4.1.5 外部故障切除、故障转换、功率突然倒向及系统操作等情况下，保护不应误动作。
- 4.1.6 应能根据电压电流量判别线路运行状态，实现线路非全相状态的判别和重合后加速跳闸。
- 4.1.7 每套保护应分别起动断路器的一组跳闸线圈。
- 4.1.8 每套保护应分别使用互相独立的远方信号传输设备。
- 4.1.9 系统正常情况下，当通道有故障或异常时，纵联保护不应误动作。
- 4.2 保护配置
- 4.2.1 主保护采用分相电流差动保护或纵联距离保护，双重化配置，复用光纤通道构成全线速动保护。
- 4.2.2 应配置快速反映近端严重故障的、不依赖于通道的快速距离保护。
- 4.2.3 后备保护配置完整的三段式分相跳闸的相间和接地距离后备保护。在接地后备保护中，还应配置定时限和/或反时限零序电流保护以保护高阻接地故障。零序功率方向元件采用自产零序电压。
- 4.2.4 应具有在电压回路异常情况下投入的后备保护功能。
- 4.2.5 应配置独立的选相功能并有单相和三相跳闸逻辑回路。
- 4.2.6 每套保护应具有故障测距功能，并能判别故障类型及相别。
- 4.2.7 对同杆并架线路，宜配置分相电流差动或其他具有跨线故障选相功能的全线速动保护。
- 4.3 功能要求
- 4.3.1 选相
- 4.3.1.1 线路故障时能正确选相实现分相跳闸或三相跳闸。
- 4.3.1.2 系统发生经高过渡电阻单相接地故障时，对于分相电流差动保护，当故障点电流大于 800 A 时，保护应能选相动作切除故障；对于光纤距离保护，当零序电流($3I_0$)大于 300 A 时，保护应能选相动作切除故障。
- 4.3.2 振荡闭锁
- 4.3.2.1 系统发生全相或非全相振荡，振荡过程中又发生区外故障，保护装置不应误动作跳闸；
- 4.3.2.2 系统在全相或非全相振荡过程中，被保护线路如发生各种类型的不对称故障，保护装置应有选择性地动作跳闸，纵联保护仍应快速动作；
- 4.3.2.3 系统在全相振荡过程中发生三相故障(不考虑故障在振荡中心)，保护装置应可靠动作跳闸，但允许带短延时。
- 4.3.3 弱馈
- 线路保护应能适用于弱电源侧。
- 4.3.4 同杆并架
- 4.3.4.1 应避免跨线故障误跳双回线路。

4.3.4.2 距离保护应能适应同杆并架线路对装置的特殊要求,宜具有按相跳闸、按相顺序重合闸功能。

4.3.5 串联补偿

对装有串联补偿电容的 1 000 kV 线路和相邻线路,应考虑以下因素影响并采取必要的措施防止保护装置不正确动作:

- a) 由于串联电容的影响可能引起故障电流、电压的反相;
- b) 故障时,串联电容保护间隙的击穿情况;
- c) 电压互感器装设位置(在电容器的内侧或外侧)对保护装置工作的影响。

4.3.6 电流差动保护

电流差动保护应有专门的措施,以消除特高压系统产生的谐波和直流分量的影响,并对电容电流尤其是暂态电容电流进行补偿。

4.3.7 测距

对于金属性短路,测距误差应不大于线路全长的 3%。

4.3.8 动作时间

4.3.8.1 主保护动作时间(不包括通道传输时间):光纤分相电流差动主保护整组动作时间不超过 30 ms;光纤距离保护在金属性故障时整组动作时间应 ≤ 30 ms。

4.3.8.2 距离 I 段(0.7 倍整定值),不超过 30 ms。

4.4 保护与通道的接口

4.4.1 采用光纤通道时,保护装置与通信设备的接口、接口连接、保护通道构成方式,以及应遵守的技术原则、可靠性指标应符合 DL/T 364。

4.4.2 保护应采用 2 Mbit/s 数字接口,ITU-T 2 Mbit/s G703 规约。

4.4.3 每回线的每套分相电流差动保护的通信接口设备应完全独立。

4.4.4 保护装置直接采用光纤与保护接口设备连接。

4.4.5 保护装置对复用光纤通道应具有监视功能,当通道异常、误码率很高时应能发出告警信号,必要时应能闭锁主保护。

5 变压器保护技术要求

5.1 一般要求

5.1.1 1 000 kV 变压器保护装置的保护范围应包括主变压器、调压变、补偿变压器。

5.1.2 应满足 DL/T 770 基本要求。

5.1.3 变压器保护应采用主后一体化保护装置,具有被保护变压器所要求的全部主后备保护功能。

5.1.4 非电量电气保护应独立于电气量保护装置,瞬时出口或延时出口。

5.2 保护配置

5.2.1 变压器保护应配置两套主后一体化装置。

5.2.2 每套保护应完全独立配置,应满足如下要求:

- a) 具有接入高、中压侧和公共绕组回路的零序差动保护或分侧差动保护,不应将中性点零序电流接入差动保护;
- b) 非电量保护分相设置;
- c) 各侧应灵活配置后备保护,各侧应各装设一套不带任何闭锁的过流保护或零序电流保护作为变压器的总后备保护。

5.2.3 每套保护应配置如下保护功能:

- a) 变压器绕组及其引出线的相间短路和中性点直接接地或经小电阻接地侧的接地短路;
- b) 绕组匝间短路;
- c) 外部相间短路引起的过电流;

- d) 外部接地短路引起的过电流及中性点过电压；
- e) 过负荷；
- f) 过励磁；
- g) 中性点非有效接地侧的单相接地故障；
- h) 油面降低；
- i) 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

5.2.4 主变压器保护和调压变压器、补偿变压器保护应独立配置，分布于不同保护装置内，并单独组屏，以方便现场运行调试。

5.2.5 主变压器保护应配置纵差保护，或分相差动保护加上低压侧小区差动保护。

5.2.6 主变压器各侧应配置后备保护和过负荷功能，各侧应各装设一套不带任何闭锁的过流保护或零序电流保护作为变压器的总后备。

5.2.7 为了保证调压变和补偿变匝间故障的灵敏度，两者必须单独配置差动保护，调压变和补偿变不配置差动速断和后备保护。

5.3 功能要求

5.3.1 纵联差动保护

5.3.1.1 应能躲过励磁涌流(包括和应涌流等各种由于变压器铁芯饱和引起的励磁电流)和外部短路产生的不平衡电流；

5.3.1.2 在变压器过励磁时不应误动作。

5.3.1.3 在电流回路断线时应发出断线信号，电流回路断线允许差动保护动作跳闸。

5.3.1.4 在正常情况下，差动保护的保护区应包括变压器套管和引出线，在设备检修等特殊情况下，允许差动保护短时利用变压器套管电流互感器，此时套管和引线故障由后备保护动作切除。

5.3.2 相间后备保护

5.3.2.1 对外部相间短路引起的变压器过电流，变压器应装设相间短路后备保护，保护带延时跳开相应断路器。

5.3.2.2 在满足灵敏性和选择性要求的情况下，应优先选用简单可靠的电流、电压保护作为相间短路后备保护。

5.3.2.3 对电流、电压保护不能满足灵敏性和选择性要求的变压器可采用阻抗保护。

5.3.3 接地后备保护

5.3.3.1 对外部单相接地短路引起的变压器过电流，变压器应装设接地短路后备保护，保护带延时跳开相应断路器。

5.3.3.2 为简化保护和降低零序过流保护的動作时间，高、中压侧的零序过流保护只设置两段，一段动作于变压器本侧断路器，二段动作于变压器各侧断路器。

5.3.3.3 为满足选择性要求，零序过流保护可增设方向元件。

5.3.4 过激磁保护

应具有定时限或反时限特性并与被保护变压器的励磁特性相配合。定时限保护由两段组成，低定值动作于信号，高定值动作于跳闸，定时限过激磁保护的返回系数应不小于 0.97。

5.3.5 非电量保护

5.3.5.1 非电量保护应有独立的出口回路，非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

5.3.5.2 对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应经抗干扰继电器重动后开入。抗干扰继电器的启动功率应大于 5 W，动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围内。

5.3.5.3 不允许由非电气量保护启动失灵。

5.3.6 动作时间

变压器保护整组动作时间 ≤ 30 ms(差流大于 2 倍整定值时)。

6 母线保护

6.1 一般性要求

6.1.1 应满足 DL/T 670 基本要求。

6.1.2 保护装置应有专门的滤波措施,以避免特高压系统产生的谐波和直流分量对保护装置的影响。

6.1.3 在由分布电容、并联电抗器、变压器(励磁涌流)、高压直流输电设备和串联补偿电容等所产生的稳态和暂态的谐波分量和直流分量的影响下,保护装置不应误动作或拒动。

6.1.4 各小室距离较远时宜优先考虑分布式母线保护装置并采用光纤通信。

6.2 保护配置

6.2.1 每组母线应配置两套母线保护装置。

6.2.2 每套保护装置的直流电源、各单元二次电流回路及出口跳闸回路应互相独立。

6.2.3 功能要求

6.2.3.1 保护应能正确反应母线保护区内的各种类型故障,并动作于跳闸。

6.2.3.2 母线差动保护必须具有抗 TA 饱和功能,对各种类型区外故障,母线保护不应由于短路电流中的非周期分量引起电流互感器的暂态饱和而误动作。

6.2.3.3 当母线发生经高过渡电阻单相接地故障时,当故障点电流大于 3 000 A 时,保护应能切除故障。

6.2.3.4 母线区内故障流出电流小于 30% 时,保护不应因有电流流出的影响而拒动。

6.2.3.5 分布式母线保护

任一分布单元的通讯中断不应造成整个通讯网络的中断。任何通讯故障不应造成保护装置误动,并能发出报警信号。

各分布单元采样同步的电角度误差应小于 0.1° 。

6.2.3.6 动作时间

母线保护整组动作时间 ≤ 15 ms (差流大于 2 倍整定值时)。

6.2.4 TA 变比调整

母线保护应允许使用不同变比的电流互感器。当变比在现场调整时,应能通过整定方法简单方便完成电流通道平衡,不应通过修改保护软件来完成。

6.2.5 断线检测和闭锁

母线保护装置中应对 TA 二次回路异常运行状态进行检测,当交流电流回路不正常或 TA 断线时发告警信号并闭锁母差保护。

6.2.6 电压闭锁

母线保护装置无需设置电压闭锁。

7 断路器失灵保护和重合闸

7.1 断路器失灵

7.1.1 一般性要求

7.1.1.1 边断路器失灵判别设置在断路器保护中。

7.1.1.2 对于 3/2 接线,靠母线侧断路器的失灵保护跳本母线所有断路器的出口回路宜与相应母差共用出口。

7.1.1.3 应设置灵敏的、不需整定的失灵开放电流元件并带 50 ms 的固定延时,防止由于失灵开入异常等原因造成失灵联跳误动。

7.1.1.4 失灵保护应有足够的跳闸出口接点。

7.1.2 保护配置

7.1.2.1 保护应按断路器配置,包括断路器失灵保护、充电保护、死区保护。

7.1.2.2 与线路相连的断路器保护应配重合闸功能。

7.1.2.3 当 TA 和断路器之间存在保护死区时,应配置死区保护,以缩短失灵保护动作时间。

7.1.3 功能要求

7.1.3.1 断路器失灵保护的起动应符合下列要求:

- a) 故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回;
- b) 断路器未断开的判别元件动作后不返回。

7.1.3.2 判别元件的动作时间和返回时间均不应大于 30 ms。

7.1.3.3 失灵保护应瞬时再次动作于本动作相断路器跳闸,再经第一时限三跳本断路器,经第二时限动作于其他相邻断路器。

7.1.3.4 失灵保护动作跳闸应同时动作于两组跳闸回路。

7.1.3.5 失灵保护动作应闭锁重合闸。

7.1.3.6 线路断路器失灵保护动作后,应通过通道向线路对侧发送远方跳闸信号。

7.1.3.7 充电保护应可通过压板投退,动作后应能启动失灵保护。

7.1.3.8 充电保护设置两段相过电流、一段零序电流保护,Ⅱ段过流与零序共用一段时限。

7.1.3.9 死区保护与失灵保护应共用跳闸出口。

7.2 重合闸

7.2.1 一般性要求

7.2.1.1 重合闸应具备常规重合闸及按相顺序重合闸功能。

7.2.1.2 常规重合闸应按断路器配置,按相顺序重合闸应按线路配置。

7.2.1.3 重合闸装置应有外部闭锁重合闸的输入回路,以便在手动跳闸、手动合闸、母线故障、变压器故障、断路器失灵、断路器三相不一致、远方跳闸、延时段保护动作等情况下接入闭锁重合闸接点。

7.2.1.4 重合闸装置应具有“压力低闭锁重合闸”的接入回路。断路器操作压力降低闭锁重合闸应保证只检查断路器操作前的操作压力。

7.2.1.5 在断路器无法重合时,对应断路器的重合闸应准备好三跳回路,在线路保护发出单跳令时,该断路器三跳,同时不应影响另一个断路器重合闸功能。

7.2.1.6 重合闸沟通三跳应只沟通本断路器的三跳回路。

7.2.1.7 重合闸合闸脉冲宽度应不小于 100 ms,以保证断路器可靠合闸,不会使断路器产生二次重合闸或跳跃现象。

7.2.1.8 重合闸装置中任意一个元件损坏或有异常,应不发生多次重合闸及规定不允许三相重合闸的三相重合闸。

7.2.2 功能要求

7.2.2.1 常规重合闸

- a) 启动方式包括线路保护跳闸启动和断路器位置不对应启动,重合闸装置收到起动脉冲后,应能将起动脉冲自保持;
- b) 应能实现单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸及停用方式。三相重合闸及综合重合闸应采用无电压或检查同期实现;
- c) 只实现一次重合闸,在任何情况下不应发生多次重合闸。

7.2.2.2 按相顺序重合闸

- a) 按相顺序重合闸由线路保护的按相重合闸命令启动;
- b) 对于同塔双回线,线路保护综合两回线的信息,完成双回线的按相顺序重合闸功能;断路器保护根据线路保护的重合闸指令完成重合闸出口功能;按相顺序重合闸应能可靠避免重合于可能的跨线永久故障及近处严重故障;

- c) 投入按相顺序重合闸,若无 PT 断线、通道异常等情况,则固定退出常规重合闸;当发生通道异常、PT 断线等异常情况时,按相顺序重合闸应能自动转为常规重合闸方式,该方式为常规重合闸预设的重合闸方式;
- d) 一回线三相跳闸应闭锁该回线的按相顺序重合闸功能。

7.3 非全相保护

如电力系统不允许长期非全相运行,为防止断路器一相断开后,由于单相重合闸装置拒绝合闸而造成非全相运行,应具有断开三相的非全相保护功能。

8 远方跳闸及过电压保护

8.1 一般要求

8.1.1 远方跳闸

一般情况下,发生下列故障时应传送远方跳闸命令,使相关线路对侧断路器跳闸切除故障:

- a) 断路器失灵保护动作;
- b) 高压侧无断路器的线路并联电抗器保护动作;
- c) 线路过电压保护动作;
- d) 线路变压器组的变压器保护动作;
- e) 高压线路串联补偿电容器的保护动作。

8.1.2 过电压保护

8.1.2.1 过电压保护应能在线路出现未能预料到的任何危及绝缘的不正常工频过电压时,断开有关的断路器。

8.1.2.2 在系统正常运行或在系统暂态过程的干扰下均不应误动作。过电压保护的動作时间和整定值应与特高压变电站一次设备过电压保护协调配合。

8.1.2.3 过电压保护应按相装设过电压继电器。以保证单相断开时测量电压的准确性。

8.1.2.4 过电压继电器应能适用于电容式电压互感器。过电压继电器的返回系数应大于 0.98。

8.1.2.5 过电压继电器动作后,应发送远方跳闸信号,使线路对侧断路器跳闸。

8.2 保护配置

保护应配置双重化的远方跳闸及过电压保护。

8.3 通道

传送跳闸命令的通道优先选用光纤通道。

8.4 就地故障判别和闭锁

为提高远方跳闸的安全性,防止误动作,执行端均应设置就地故障判别元件。只有在收到远方跳闸命令、且就地故障判别元件起动时,才允许出口跳闸跳开相关断路器。远方跳闸保护动作应闭锁重合闸。

可以作为就地故障判别元件起动量的有:低电流、过电流、负序电流、零序电流、低功率、负序电压、低电压、过电压等。就地故障判别元件应保证对其所保护的线路或电力设备故障有足够灵敏度。

9 并联电抗器保护

9.1 一般要求

对并联电抗器的下列故障及异常运行方式,应装设相应的保护:

- a) 线圈的单相接地和匝间短路及其引出线的相间短路和单相接地短路;
- b) 油面降低;
- c) 油温度升高和冷却系统故障;
- d) 过负荷。

9.2 保护配置

9.2.1 电抗器保护应采用主后一体双重化配置。

9.2.2 并联电抗器内部和引线的各种故障应有完善的快速保护,应配置纵差保护、匝间短路保护及过流后备保护。

9.2.3 非电量保护的直流电源和跳闸出口回路应与电量保护的直流电源和跳闸出口回路相对独立。

9.3 功能要求

9.3.1 匝间短路

1 000 kV 并联电抗器,应装设匝间短路保护,保护应不带时限动作于跳闸。

9.3.2 过负荷

对 1 000 kV 并联电抗器,当电源电压升高并引起并联电抗器过负荷时,应装设过负荷保护,过负荷特性宜采用反时限特性且与电抗器的允许过电压倍数特性曲线相配合。保护带时限动作于信号或跳闸。

对三相不对称等原因引起的接地电抗器过负荷,宜装设过负荷保护,保护带时限动作于信号。

9.3.3 后备保护

作为速断保护和差动保护的后备,应装设过电流保护,保护整定值按躲过最大负荷电流整定,保护带时限动作于跳闸。

中性点接地小电抗一般不需配置后备保护。

9.3.4 非电量保护

非电量保护应有独立的出口回路,非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈;对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量,应经抗干扰继电器重动后开入;抗干扰继电器的启动功率应大于 5 W,动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围内。

不允许由非电气量保护启动失灵。

9.3.5 起动远跳

1 000 kV 线路并联电抗器的保护在无专用断路器时,其动作除跳开线路的本侧断路器外还应起动远方跳闸装置,跳开线路对侧断路器。

9.3.6 动作时间

1 000 kV 并联电抗器,应装设纵联差动保护。瞬时动作于跳闸。保护整组动作时间 ≤ 30 ms(差流大于 2 倍整定值时)。

10 短引线保护

10.1 保护配置

10.1.1 保护应双重化配置,保护设有差动保护及两段充电过流保护功能。

10.1.2 配置两段充电过流保护,可兼作线路的充电保护。

10.2 功能要求

10.2.1 差动保护

短引线保护应装设差动保护,瞬时动作于跳闸。

10.2.2 短线路保护

短引线保护可根据线路刀闸辅助接点投退。

10.2.3 TA 断线

保护装置中应对 TA 二次回路异常运行状态进行检测,当交流电流回路不正常或 TA 断线时发告警信号,并闭锁差动保护。