



中华人民共和国国家标准

GB/T 14285—2023

代替 GB/T 14285—2006

继电保护和安全自动装置技术规程

Technical code for relaying protection and
security automatic equipment

2023-11-27 发布

2024-03-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	III
引言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义、缩略语	2
3.1 术语和定义	2
3.2 缩略语	3
4 总体要求	4
5 交流继电保护	5
5.1 一般规定	5
5.2 旋转电机保护	6
5.3 电力变压器保护	17
5.4 线路保护	21
5.5 母线保护	26
5.6 断路器保护	28
5.7 串联补偿装置保护	29
5.8 并联补偿装置保护	31
5.9 串联电抗器保护	35
5.10 其他	35
6 直流输电系统的保护	37
6.1 一般规定	37
6.2 单 12 脉动常规直流输电系统的保护	37
6.3 双 12 脉动常规直流输电系统的保护	42
6.4 背靠背常规直流输电系统的保护	42
6.5 柔性直流输电系统的保护	42
7 安全自动装置	44
7.1 一般规定	44
7.2 防止电力系统失稳的控制装置	44
7.3 防止电力系统崩溃的控制装置	45
7.4 电源恢复控制装置	46
7.5 励磁调节与控制装置	48
7.6 自动准同期装置	49
8 对继电保护和安全自动装置、相关回路和设备的要求	49

8.1 一般规定	49
8.2 继电保护和安全自动装置	50
8.3 辅助装置及辅助继电器	50
8.4 安装方式及屏(柜)要求	52
8.5 二次回路	53
8.6 电流互感器及电压互感器	56
8.7 断路器及隔离开关	58
8.8 直流电源	58
8.9 通信通道	58
8.10 电磁兼容	59
9 故障录波、故障信息管理及在线监视与分析	60
附录 A (资料性) 智能变电站继电保护和安全自动装置	62
附录 B (资料性) FACTS 设备对周边电力设备保护的影响及对策	67
附录 C (资料性) 新能源场站和电化学储能电站继电保护和安全自动装置	72
附录 D (资料性) 配电网和微电网继电保护和安全自动装置	77
附录 E (资料性) 工业、交通用户供电系统继电保护和安全自动装置	79
附录 F (资料性) 常规直流输电系统的保护	82
附录 G (资料性) 典型柔性直流输电系统的保护	85
参考文献	90



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。

本文件代替 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》，与 GB/T 14285—2006 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- 增加了术语和定义及缩略语(见第3章)；
- 增加了同步调相机保护(见5.2.6)；
- 增加了750 kV和1 000 kV电压等级的交流继电保护(见5.3.9、5.4.4)；
- 增加了柔性输电设备保护，增加含柔性输电设备线路及其相邻线路的保护的特殊要求(见5.7.4、5.8.2.4、5.8.5、5.8.6、5.4.6)；
- 增加了串联电抗器保护(见5.9)；
- 增加了柔性直流输电保护、特高压直流输电保护(见6.2、6.3、6.4、6.5)；
- 增加了配电网保护、微电网保护、光伏电站保护、风电场保护、电化学储能电站保护(见5.10)；
- 增加了低频振荡监测与控制装置(系统)(见7.2.2)、次同步振荡监测与控制装置(系统)(见7.2.3)；
- 增加了电源快速切换装置(见7.4.3)、自动准同期装置(见7.6)；
- 增加了对继电保护和安全自动装置硬件、软件的基本原则要求(见8.2、8.10)；
- 增加了对辅助装置及辅助继电器的基本原则要求(见8.3)；
- 增加了对继电保护和安全自动装置的安装方式及屏(柜)的要求(见8.4)；
- 增加了对继电保护及安全自动装置的在线监视与分析要求(见第9章)；
- 删除了规范性附录—短路保护的最小灵敏系数、保护装置抗扰度试验要求。

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。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件起草单位：南京南瑞继保电气有限公司、国家电力调度控制中心、中国南方电力调度控制中心、国网电网公司直流技术中心、南方电网超高压检修中心、国家电网有限公司华北分部、国家电网有限公司东北分部、国家电网有限公司华东分部、国家电网有限公司西北分部、国家电网有限公司华中分部、国家电网有限公司西南分部、中国电力科学研究院有限公司、国网河北省电力有限公司、国网冀北电力有限公司、国网四川省电力有限公司、国网浙江省电力有限公司、广东电网有限责任公司、云南电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国国电集团有限公司、中广核核电运营有限公司、中国长江电力股份有限公司、电力规划设计总院、中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司、清华大学、华北电力大学、华中科技大学、西安交通大学、天津大学、北京四方继保自动化有限公司、国电南京自动化股份有限公司、许继电气股份有限公司。

本文件主要起草人：沈国荣、舒治淮、黄河、赵希才、孙集伟、余振球、王海军、凌刚、刘宇、张弛、王宁、鲍斌、栗小华、李会新、余锐、刘虎林、张志、刘千宽、周泽昕、常风然、高旭、陈军、陈水耀、李一泉、李本瑜、马晋辉、尹羽、钟浩文、张舸、刘亚东、吴晓蓉、罗克宇、张立平、吴利军、陈志蓉、吴向军、李佑淮、桂林、王增平、尹项根、康小宁、李永丽、赵青春、聂娟红、钱国明、倪传坤。

本文件于1993年首次发布，2006年第一次修订，本次为第二次修订。

引 言

近年来,随着新能源发电、特高压交直流输电、柔性交直流输配电、分布式发电与微电网等工程的建设,电网结构和运行特性发生了很大变化;同时,经济和社会发展对供电可靠性的要求进一步提高,对继电保护和安全自动装置在系统设计、功能配置、运行整定、检验试验等方面提出了新要求;微电子技术、网络通信技术的进步也为继电保护和安全自动装置的实现提供了新的技术手段,基于电子式互感器、断路器智能终端、网络传输的智能变电站开始出现,迫切需要对现行标准加以修订,以确保电力系统的安全经济运行。

继电保护和安全自动装置技术规程

1 范围

本文件规定了电力系统继电保护和安全自动装置的总体要求、交流继电保护、直流输电系统的保护、安全自动装置以及相关回路和设备的要求等。

本文件适用于交流 3 kV 及以上、直流±100 kV 及以上电压等级电力系统中的继电保护和安全自动装置的研发、设计、制造、试验、安装、调试、运行、维护、检修、管理等。

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 2900.17 电工术语 量度继电器
- GB/T 2900.49—2004 电工术语 电力系统保护
- GB/T 2900.50 电工术语 发电、输电及配电 通用术语
- GB/T 7409.1 同步电机励磁系统 定义
- GB/T 7409.2 同步电机励磁系统 第 2 部分:电力系统研究用模型
- GB/T 7409.3 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求
- GB/T 14598.24 量度继电器和保护装置 第 24 部分:电力系统暂态数据交换(COMTRADE)通用格式
- GB/T 14598.26 量度继电器和保护装置 第 26 部分:电磁兼容要求
- GB/T 20840.2 互感器 第 2 部分:电流互感器的补充技术要求
- GB/T 20840.3 互感器 第 3 部分:电磁式电压互感器的补充技术要求
- GB/T 20840.5 互感器 第 5 部分:电容式电压互感器的补充技术要求
- GB/T 20840.7 互感器 第 7 部分:电子式电压互感器
- GB/T 20840.8 互感器 第 8 部分:电子式电流互感器
- GB/T 22390.5 高压直流输电系统控制与保护设备 第 5 部分:直流线路故障定位装置
- GB/T 22390.6 高压直流输电系统控制与保护设备 第 6 部分:换流站暂态故障录波装置
- GB/T 26216.1 高压直流输电系统直流电流测量装置 第 1 部分:电子式直流电流测量装置
- GB/T 26217 高压直流输电系统直流电压测量装置
- GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 34132 智能变电站智能终端装置通用技术条件
- GB/T 37138 电力信息系统安全等级保护实施指南
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 38969 电力系统技术导则
- GB/T 40599 继电保护及安全自动装置在线监视与分析技术规范
- GB/T 40864 柔性交流输电设备接入电网继电保护技术要求
- DL/T 282 合并单元技术条件

- DL/T 364 光纤通道传输保护信息通用技术条件
- DL/T 553 电力系统动态记录装置通用技术条件
- DL/T 688 电力系统远方跳闸信号传输装置
- DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算规程
- DL/T 1455 电力系统控制类软件安全性及其测评技术要求
- DL/T 1782 变电站继电保护信息规范
- NB/T 42088 继电保护信息系统子站技术规范

3 术语和定义、缩略语



3.1 术语和定义

GB/T 2900.17、GB/T 2900.49—2004、GB/T 2900.50 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

继电保护 relay protection

在电力系统中检出故障或其他异常情况,从而使故障切除、异常情况终止,或发出信号或指示的一种重要措施。

[来源:GB/T 2900.49—2004,448-11-01,有修改]

3.1.2

主保护 main protection

满足电力系统稳定和电力设备安全要求,能以最快速度有选择地切除被保护电力设备故障或者结束其异常情况的保护。

3.1.3

后备保护 backup protection

由于主保护不能动作、动作失效或者相关联的断路器动作失灵,导致在预定的时间内电力系统故障未被切除或其他异常情况未被发现时预定动作的保护。

注:后备保护包括近后备保护(3.1.4)和远后备保护(3.1.5)。

[来源:GB/T 2900.49—2004,448-11-14,有修改]

3.1.4

近后备保护 local backup protection

当主保护不能动作或动作失效时,由该电力设备的另一保护实现的后备保护;或者当相关联的断路器动作失灵时,由断路器失灵保护来实现的后备保护。

3.1.5

远后备保护 remote backup protection

当主保护不能动作或动作失效、或者相关联的断路器动作失灵时,由相邻电力设备的继电保护装置实现的后备保护。

3.1.6

辅助保护 auxiliary protection

作为主保护和后备保护的补充,或当主保护和后备保护退出运行而临时增设的简单继电保护。

3.1.7

纵联保护 pilot protection, line longitudinal protection

借助通信通道(如导引线、载波、光纤)传送线路各端规定的保护信息,经比较、判别后动作的一种保护。

示例:纵联差动保护,纵联距离保护,纵联方向保护。

3.1.8

继电保护装置动作时间 operate time of protection device

在规定的条件下,对处于初始状态的继电保护装置,从其输入激励量发生能使之动作的变化的时刻起至其动作的时刻止的持续时间。

3.1.9

继电保护整组动作时间 operate time of protection

从故障开始到断路器分闸回路收到继电保护装置发出的跳闸脉冲为止的时间。

注1:在常规变电站中,继电保护整组动作时间包括互感器转换时间(可忽略不计)、继电保护装置动作时间、中间继电器动作时间(如果有)。

注2:在智能变电站中,继电保护整组动作时间包括电子式互感器、合并单元、继电保护装置、断路器智能终端及相关网络交换机等所有环节的处理时间。

3.1.10

安全自动装置 automatic security control equipment

用以防止电力系统失去稳定性、防止事故扩大、防止电网崩溃、恢复电力系统正常运行的各种自动装置。

示例:安全稳定控制装置、自动解列装置、失步解列装置、低频减负荷装置、低压减负荷装置、过频切机装置、低频振荡控制装置、次同步振荡控制装置、自动励磁调节装置、备用电源自动投入装置、自动重合闸、水电厂低频自启动装置等。

[来源:GB/T 26399—2011,3.2.7,有修改]

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

ADC:模数转换器(Analog to Digital Converter)

AGC:自动发电控制(Automatic Generation Control)

COMTRADE:暂态数据交换通用格式(Common Format for Transient Data Exchange)

CSR:可控并联电抗器(Controllable Shunt Reactor)

CT:电流互感器(Current Transformer)

DCS:分散控制系统(Distributed Control System)

FACTS:柔性交流输电/灵活交流输电(Flexible AC Transmission System)

FCB:机组快速切负荷并带厂用电孤岛运行(Fast Cut Back)

FCL:故障电流限制器(Fault Current Limiter)

GOOSE:面向通用对象的变电站事件(Generic Object Oriented Substation Event)

MCR:磁控电抗器(Magnetically Controlled Reactors)

MCU:微控制单元(Micro Control Unit)

MOV:金属氧化物压敏电阻(Metal Oxide Varistor)

FPGA:现场可编程逻辑门阵列(Field Programmable Gate Array)

MPU:微处理器(Micro Processor Unit)

MU:合并单元(Merging Unit)

PSS:电力系统稳定器(Power System Stabilizer)

PT:电压互感器(Potential Transformer)

SDH:同步数字体系(Synchronous Digital Hierarchy)

SFC:静止变频器(Static Frequency Converter)

SNMP:简单网络管理协议(Simple Network Management Protocol)

SOE:事件顺序记录(Sequence of Event)

STATCOM:静止同步补偿装置(Static Synchronous Compensator)

SV:采样值(Sampled Value)

SVG:静止无功发生器(Static Var Generator)

TCR:晶闸管控制的电抗器(Thyristor Controlled Reactor)

TCT:晶闸管控制的变压器(Thyristor Controlled Transformer)

TCSC:可控串联补偿装置(Thyristor Controlled Series Compensator)

TSC:晶闸管投切的电容器(Thyristor Switched Capacitor)

TSR:晶闸管投切的电抗器(Thyristor Switched Reactor)

UPFC:统一潮流控制器(Unified Power Flow Controller)

4 总体要求

4.1 在合理的电网结构前提下,电力系统继电保护和安全自动装置应能反映电力系统的各种故障及异常情况,并动作于跳闸或给出控制、告警信号,满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求,保证电力系统和电力设备的安全稳定运行。任何时候电力设备不应无保护运行。

4.2 确定电网结构、厂站主接线和系统运行方式以及进行电力设备选型时,应与继电保护和安全自动装置的配置与运行统筹考虑,合理安排。新型电力设备首次应用时,应研究相关继电保护的适应性。对导致继电保护和安全自动装置不能保证电力系统和电力设备安全稳定运行的电网结构、厂站主接线、变压器接线、电力设备、互感器配置和系统运行方式,应避免使用。

4.3 确定继电保护和安全自动装置配置时,应关注以下几个方面因素:

- a) 电源、电网结构和厂站主接线的要求;
- b) 电力设备和电网的运行特性与灵活性;
- c) 故障出现的概率和可能造成的后果;
- d) 电力系统的近期发展规划;
- e) 相关专业的技术发展状况;
- f) 经济上的合理性;
- g) 国内和国外的经验。

4.4 继电保护和安全自动装置的配置、整定应与电力系统稳定性、电力设备安全性、负荷供电可靠性的要求相适应,应选用性能满足要求、原理尽可能简单的继电保护和安全自动装置方案,优先选用具有成熟运行经验的数字式装置。同一电力网或同一厂站内继电保护和安全自动装置的型式,品种不宜过多。

4.5 同一电力设备不同保护之间、相邻电力设备保护之间、交流继电保护与直流输电系统继电保护之间、电源侧和电网侧保护之间、继电保护与安全自动装置之间、继电保护和安全自动装置与相关控制系统之间应协调配合,以保证电力系统和电力设备的运行安全。继电保护和安全自动装置应计及控制系统响应对故障特征的影响;应充分利用相关控制系统的快速响应能力改善电力系统和电力设备的暂态性能、抑制故障发展、避免事故扩大。相关控制系统宜为继电保护和安全自动装置提供故障识别与隔离的便利。

4.6 运行中的继电保护和安全自动装置,凡不能满足技术要求和运行要求的,应制定计划尽快改造。在系统设计中,除新建部分外,还应包括对不符合要求的在运继电保护和安全自动装置的改造。

4.7 设计安装的继电保护和安全自动装置应与一次系统同步投运。

4.8 继电保护和安全自动装置的新产品,应按规定的要求和程序进行检测或鉴定,合格后方可推广使用。

4.9 应按规范进行继电保护和安全自动装置的定值整定、运行管理、维护检修,以保证其正确发挥作用。宜完善继电保护和安全自动装置的在线监测功能及对远方控制的支持功能,为智能运维、状态检修创造条件。

5 交流继电保护

5.1 一般规定

5.1.1 可靠性、选择性、灵敏性和速动性要求

5.1.1.1 交流继电保护应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求,简称“四性”要求。“四性”要求既相辅相成又相互制约,当不能完全满足时,应针对不同的使用条件进行协调平衡。

5.1.1.2 可靠性是指保护该动作时应动作(不拒动,即保证可信赖性),不该动作时不应动作(不误动,即保证安全性)。

5.1.1.3 选择性是指在电力设备故障后尽可能减少影响范围。为保证选择性,首先应由故障电力设备本身的保护切除故障,当故障电力设备本身的保护或相关联的断路器拒动时,才允许由断路器失灵保护或相邻电力设备的保护装置提供的远后备保护切除故障;相邻电力设备有配合要求的保护之间,其灵敏系数及动作时间应相互配合。

5.1.1.4 灵敏性是指在电力设备的被保护范围内发生故障时,保护具有的正确动作能力的裕度,一般以灵敏系数来描述。

5.1.1.5 速动性是指保护应能尽快地切除短路故障,以提高电力系统稳定性、减轻故障设备损坏程度、缩小故障影响范围、提高自动重合闸和备用电源(设备)自动投入的效果等。电压等级为 220 kV 及以上电力系统中继电保护整组动作时间应满足 GB/T 38969 的要求。

5.1.1.6 制定继电保护配置方案时,对两种故障同时出现的稀有情况,可仅保证切除故障。

5.1.2 主保护、后备保护及辅助保护功能的配置和配合要求

5.1.2.1 主保护应能在确保速动性、选择性、可靠性(保证安全性,不误动)的前提下尽可能提高灵敏性,以反映各种不同的故障和异常情况。当失去全部主保护功能时,宜停用被保护电力设备;其中,对 220 kV 及以上电压等级的线路,当失去全部全线速动保护时,宜停用该线路。

5.1.2.2 220 kV 及以上电压等级的线路,应采用近后备保护原则。构成近后备保护的各保护功能元件应能在性能上相互补充,尽可能反映被保护电力设备各种类型的故障和异常情况。

5.1.2.3 应按 5.6.2.1 的要求配置断路器失灵保护,作为相关联的断路器拒动时的近后备保护。

5.1.2.4 对于已按 5.1.3.2 双重化原则配置保护的电力设备,宜考虑由上级(或相邻)电力设备的继电保护装置提供远后备保护的可行性。当在线路电源侧(上级)电力设备上配置本线路远后备保护时,为保证可靠切除本线路故障,在能可靠躲过本线路主保护动作时间的前提下,允许远后备保护相继动作或失去选择性。

5.1.2.5 对于未按 5.1.3.2 双重化原则配置保护的电力设备,应由上级(或相邻)电力设备的继电保护装置提供远后备保护,优先选用易于与本电力设备主保护和近后备保护配合的远后备保护功能元件。

5.1.2.6 针对母线充电、新设备(间隔)投运等特殊情形,必要时可配置临时投入的辅助保护。

5.1.3 继电保护的冗余配置要求

5.1.3.1 针对每一电力设备,应根据其重要程度以及一旦故障后对电力系统造成的影响,按下列要求,分别选择按双重化原则、双套原则或者单套原则配置继电保护装置。每套继电保护装置均应能实现本电力设备所需的主保护、近后备保护(断路器失灵保护除外),并尽可能为下级(或相邻)电力设备提供远后备保护,其中:

- a) 100 MW 及以上容量的发电机或发变组,应按双重化原则配置;
- b) 220 kV 及以上电压等级的电力设备,应按双重化原则配置;
- c) 110 kV(66 kV)及以下电压等级的电力设备,一般按单套原则配置;重要的 110 kV(66 kV)及

以下电压等级电力设备的继电保护,可按双重化原则或者双套原则配置。

5.1.3.2 按双重化原则配置时,应保证两套装置及其相关回路各自的独立性,其中:

- a) 工作电源、互感器二次回路应相互独立,无电气连接;各回路的电缆、光缆应相互独立;
- b) 对线路纵联保护,每条线路应配置至少两套独立的通信设备,通信设备的单一故障不应导致同时失去两套纵联保护功能;
- c) 当断路器具有两组跳闸线圈时,每套装置的跳闸回路应与两组跳闸线圈分别一一对应,两组跳闸线圈的控制电源应按照 8.5.5.2 c) 的要求相互独立。

5.1.3.3 按双套原则配置时,两套装置可共用工作电源、互感器二次回路、通信通道、跳闸回路等。条件允许时,可参照双重化原则配置要求,尽可能保证两套装置各自的独立性。

5.1.3.4 按单套原则配置时,如本电力设备的主保护、近后备保护功能分别由不同的保护装置实现,宜保证两套装置工作电源、互感器二次回路各自的独立性;如只装设一台装置,可同时实现主保护、近后备保护(断路器失灵保护除外)。

注:智能变电站不同建设方案下,继电保护的冗余配置方式也不同。关于智能变电站继电保护和安全自动装置的更多信息,见附录 A。

5.2 旋转电机保护

5.2.1 同步发电机保护

5.2.1.1 一般规定

5.2.1.1.1 容量在 100 MW 及以上的同步发电机,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护,容量在 100 MW 以下的同步发电机可参照执行:

- a) 定子绕组及其引出线相间短路;
- b) 定子绕组接地;
- c) 定子绕组匝间短路故障;
- d) 发电机外部相间短路;
- e) 定子绕组过电压;
- f) 定子绕组过负荷;
- g) 转子表层(负序)过负荷;
- h) 励磁绕组过负荷;
- i) 励磁绕组匝间短路故障(必要时);
- j) 励磁回路接地;
- k) 励磁电流异常下降或消失(失磁);
- l) 定子铁芯过励磁;
- m) 发电机组失去原动力(正向低功率和逆功率);
- n) 频率异常;
- o) 失步;
- p) 发电机突然加电压;
- q) 发电机启停机过程中的故障;
- r) 发变组高压侧并网断路器断口闪络;
- s) 机组功率送出通道异常中断(功率突降、零功率);
- t) 其他故障和异常运行状态。

5.2.1.1.2 发电机各项保护,宜根据故障和异常运行状态的性质及动力系统具体条件,分别动作于:

- a) 停机:跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器,灭磁,根据原动机的不同分别采取关闭汽轮机主汽门、燃气轮机燃料阀或水轮机导水叶等措施。
- b) 解列灭磁:跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器,灭磁,汽轮机甩负荷。

- c) 解列:跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器,汽轮机甩负荷。
- d) 启动 FCB:跳开发变组高压侧断路器,向 DCS 发 FCB 命令。
- e) 程序跳闸:对汽轮发电机,先关主汽门,待逆功率元件动作后,再跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器并灭磁;对水轮发电机,首先将导水叶关到空载位置,再跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器并灭磁。
- f) 厂用电源切换:跳开厂用工作电源分支断路器,启动厂用电源切换装置(如有)。
- g) 分出口:动作于单独回路。
- h) 信号:发出信号至机组分散控制系统(DCS)、事件顺序记录(SOE)系统、故障录波装置(FR)等。

5.2.1.1.3 容量在 100 MW 及以上的发电机或发变组,应按双重化原则配置电气量保护。

5.2.1.2 定子绕组及其引出线相间短路故障主保护

5.2.1.2.1 对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障,应按本节规定,配置相应的保护,作为发电机的主保护。

5.2.1.2.2 容量在 1 MW 及以下单独运行的发电机,中性点侧有引出线时,应在中性点侧配置过电流保护;如中性点侧无引出线,应在机端配置低电压保护。

5.2.1.2.3 容量在 1 MW 及以下与其他发电机或与电力系统并列运行的发电机,应在机端配置电流速断保护。如电流速断保护灵敏系数不符合要求,可配置纵联差动保护;对中性点侧没有引出线的发电机,可配置低压闭锁过电流保护。

5.2.1.2.4 容量在 1 MW 以上的发电机,应配置纵联差动保护。其中:

- a) 容量在 100 MW 及以上的发变组,应分别为发电机与变压器配置各自独立的纵联差动保护;
- b) 容量在 100 MW 以下的发电机,当其与变压器之间有断路器时,宜分别为发电机与变压器配置各自独立的纵联差动保护;
- c) 如发电机定子绕组采用多分支结构,经过计算分析满足要求时,可采用不完全纵联差动保护。

5.2.1.2.5 在穿越性短路故障、励磁涌流及自同步或非同步合闸过程中,纵联差动保护应采取措施,减轻电流互感器饱和及剩磁的影响,提高可靠性。

5.2.1.2.6 纵联差动保护应具备电流互感器二次回路断线监视功能,该功能动作于信号。发生电流互感器二次回路断线时不宜闭锁纵联差动保护。

5.2.1.2.7 过电流保护、电流速断保护、低电压保护、低压闭锁过流和纵联差动保护均应动作于停机。

5.2.1.3 定子绕组单相接地故障保护与监视

5.2.1.3.1 对发电机定子绕组及其引出线的单相接地故障,应根据发电机中性点接地方式和发电机定子绕组单相接地故障电流允许值,配置相应的接地故障保护功能或接地故障监视功能。发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按发电机制造厂的规定值,如无规定值时可参照表 1 中所列数据执行。

表 1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压 kV	发电机额定容量 MW		接地电流允许值 A
6.3	≤50		4
10.5	汽轮发电机	50~100	3
	水轮发电机	10~100	

表 1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值 (续)

发电机额定电压 kV	发电机额定容量 MW		接地电流允许值 A
13.8~15.75	汽轮发电机	125~200	2 ^a
	水轮发电机	200~300	
18~20	汽轮发电机	300~660	1
	水轮发电机	400~700	
22~27	汽轮发电机	800~1 750	0.5
	水轮发电机	800~1 000	

^a 对氢冷发电机为 2.5。

5.2.1.3.2 在表 2 给定的发电机中性点接地方式下,当发电机单相接地故障持续电流小于允许值时,可配置单相接地故障监视功能,动作于信号;大于允许值时,应配置单相接地故障保护。

表 2 定子绕组单相接地故障保护与监视功能配置

若中性点不接地 单相接地故障持续电流	选择 中性点接地方式	给定中性点接地方式下 单相接地故障持续电流	功能配置方案
<允许值	不接地	<允许值	单相接地监视
>允许值	经消弧线圈接地	<允许值 ^a	单相接地监视
		>允许值 ^b	单相接地保护
	经高电阻接地 ^c	—	单相接地保护
	组合型接地 ^d	—	单相接地保护

^a 正常情况下,补偿后的残余电流不应大于允许值。
^b 存在消弧线圈退出运行或由于其他原因使残余电流大于允许值的情况。
^c 经单相配电变压器或三相配电变压器接地。
^d 随着机组容量的增大,面对剧增的发电机对地电容电流,倾向于采用组合型接地方式(高漏抗接地变压器,或配电变压器+负载电阻/并联电感)来补偿电容电流同时控制过电压水平,使得接地故障电流不超过规定的上限值(例如 15 A~25 A),借助于 100%定子接地故障保护的快速动作和发电机制造厂家铁芯快速修复工艺,确保巨型发电机定子接地故障造成的铁芯损伤可快速修复。

5.2.1.3.3 对与母线直接连接的发电机和扩大单元接线的发电机,单相接地故障保护宜具有选择性。当接地电流小于允许值时,保护带时限动作于信号;当接地电流大于允许值时,保护应动作于停机。

5.2.1.3.4 对经限流(串联)电抗器接入高压厂用电系统运行的发电机,单相接地故障保护宜采用零序方向闭锁,保护动作于信号或停机。

5.2.1.3.5 对发变组接线方式的发电机,容量在 100 MW 以下时,应配置保护区不小于 90%的单相接地故障保护;容量在 100 MW 及以上时,应按双重化原则配置保护区为 100%的单相接地故障保护,其中一套宜采用注入式发电机定子绕组单相接地故障保护。

5.2.1.3.6 注入式发电机定子绕组单相接地故障保护不应启动断路器失灵保护。

5.2.1.4 定子绕组匝间短路故障保护

5.2.1.4.1 对发电机定子绕组匝间短路、分支开焊等故障,应配置定子绕组匝间短路故障保护,保护应动作于停机。

5.2.1.4.2 定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端的发电机,应配置零序电流型横差保护或裂相横差保护、不完全纵联差动保护作为定子绕组匝间短路故障保护。

5.2.1.4.3 容量在 50 MW 及以上的发电机,当定子绕组为星形接线方式,中性点只有三个引出端子时,根据用户和发电机制造厂的要求,也可配置专用的定子绕组匝间短路故障保护。当无法安装定子绕组匝间短路故障保护专用电压互感器时,可配置基于负序方向、自产纵向零序电压原理的定子绕组匝间短路故障保护。

5.2.1.5 相间短路故障后备保护

5.2.1.5.1 对外部相间短路故障引起的发电机过电流,以及作为相邻电力设备的后备保护,同时兼作发电机内部故障的后备保护,发电机应配置相间短路故障后备保护。保护宜带有二段时限,以较短时限动作于缩小故障影响范围或动作于解列,以较长时限动作于停机。其输入电流宜取自发电机中性点侧电流互感器。

5.2.1.5.2 容量在 1 MW 及以下、与其他发电机或与电力系统并列运行的发电机,应配置过电流保护。

5.2.1.5.3 容量在 1 MW 以上的发电机,宜配置经复合电压(负序电压、线电压)闭锁的过电流保护;经复合电压闭锁的过电流保护灵敏度不满足要求时,可增配负序过电流保护。

5.2.1.5.4 自并励(无串联变压器)发电机,宜采用带电流记忆(保持)的复合电压闭锁过电流保护。

5.2.1.5.5 并列运行的发电机、发变组的后备保护,对所连接母线的相间短路故障,应具有必要的灵敏系数。

5.2.1.6 定子绕组过电压保护

5.2.1.6.1 对发电机定子绕组的过电压,水轮发电机、燃气轮发电机、容量在 100 MW 及以上的汽轮发电机应配置反映线电压的发电机定子绕组过电压保护。

5.2.1.6.2 发电机定子绕组过电压保护的整定值应根据发电机制造厂提供的允许过电压能力或定子绕组绝缘状况决定。保护应带时限动作于解列灭磁或停机。

5.2.1.7 定子绕组过负荷保护

5.2.1.7.1 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流,应配置定子绕组过负荷保护。

5.2.1.7.2 定子绕组为非直接冷却的发电机,应配置定时限过负荷保护。保护带时限动作于信号。

5.2.1.7.3 定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低时(例如,低于 1.5 倍、60 s),应配置由定时限和反时限两部分组成的过负荷保护。

a) 定时限部分:带时限动作于信号。

b) 反时限部分:动作于解列、程序跳闸或者停机。保护应能反映电流变化时定子绕组的热积累过程。

5.2.1.8 转子表层(负序)过负荷保护

5.2.1.8.1 对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起的负序电流,应配置发电机转子表层过负荷保护,其构成和整定依据发电机容量以及转子表层承受负序电流能力确定。转子表层承受负序电流能力通常以 A 值表示。

注:存在不同的 A 值计算方法如公式(1)、公式(2)所示:

$$A = I_{2*}^2 \cdot t \quad \dots\dots\dots(1)$$

$$A = (I_{2*}^2 - I_{2\infty}^2) \cdot t \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中：

- A ——表征转子表层承受负序电流能力的常数,单位为秒(s)；
- I_{2*} ——发电机负序电流标么值,无量纲；
- $I_{2\infty}$ ——发电机长期允许负序电流标么值,无量纲；
- t ——转子表层可持续承受负序电流 I_{2*} 的时间,单位为秒(s)。

5.2.1.8.2 容量在 50 MW~100 MW 之间并且 A 值大于 10 的发电机,应配置定时限负序过负荷保护。定时限负序过负荷保护可与 5.2.1.5.3 规定的负序过电流保护组合在一起。保护的动作电流按躲过发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序不平衡电流值整定,保护带时限动作于信号。

5.2.1.8.3 容量在 100 MW 及以上或者 A 值不大于 10 的发电机,应配置由定时限和反时限两部分组成的转子表层过负荷保护。

- a) 定时限部分,动作电流按躲过发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序不平衡电流值整定,带时限动作于信号。
- b) 反时限部分,动作特性按发电机制造厂提供的发电机承受短时负序电流能力确定,动作于解列或程序跳闸,或者动作于停机。保护应能反映电流变化时发电机转子的热积累过程。

5.2.1.9 励磁绕组过负荷保护

5.2.1.9.1 对因励磁系统故障或强励时间过长导致的励磁绕组过负荷,采用半导体励磁装置励磁的发电机,应装设励磁绕组过负荷保护。励磁绕组过负荷保护可装设在励磁系统的交流侧或者直流侧。励磁绕组过负荷保护可作为自动调节励磁装置过励限制的后备保护,见 7.5.2 e)。

5.2.1.9.2 容量在 300 MW 及以上的发电机,应配置由定时限和反时限两部分组成的励磁绕组过负荷保护。

- a) 定时限部分,带时限动作于信号或跳闸。
- b) 反时限部分,动作于解列灭磁或程序跳闸,或者动作于停机。保护应能反映电流变化时励磁绕组的热积累过程。

5.2.1.9.3 容量在 300 MW 以下的发电机,可配置定时限励磁绕组过负荷保护,保护带时限动作于信号和降低励磁电流。

5.2.1.10 励磁绕组匝间短路故障保护

5.2.1.10.1 对励磁绕组匝间短路故障,容量在 100 MW 及以上的发电机,可配置励磁绕组匝间短路故障保护。保护可动作于信号或停机。

5.2.1.10.2 对于定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端的发电机,可采用基于定子侧绕组分支环流谐波原理的励磁绕组匝间短路故障保护。

5.2.1.10.3 对于不具备中性点侧分支电流引出条件的发电机,可采用基于气隙探测线圈原理的励磁绕组匝间短路故障保护。

5.2.1.11 励磁回路接地故障检测与保护

5.2.1.11.1 对励磁回路一点接地故障,应根据发电机容量,配置相应的接地故障保护功能或接地故障检测功能。

5.2.1.11.2 容量在 1 MW 及以下发电机,可配置励磁回路一点接地故障定期检测功能。

5.2.1.11.3 容量在 1 MW 以上、采用静止整流器励磁的发电机,应配置两段励磁回路一点接地故障保护,带时限动作于信号或停机,有条件时可动作于程序跳闸。

5.2.1.11.4 容量在 1 MW 以上、采用旋转整流器励磁的发电机,宜配置励磁回路一点接地故障定期检测功能,带时限动作于信号或跳闸。

5.2.1.11.5 容量在 100 MW 及以上的发电机,宜按双重化原则配置励磁回路一点接地故障保护,两套保护可采用不同原理。双重化配置的两套励磁回路一点接地故障保护,正常运行时应只投入其中一

套,另一套作为备用。

5.2.1.12 失磁保护

5.2.1.12.1 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障,并网运行的同步发电机,应配置失磁保护。

5.2.1.12.2 失磁保护应能检测机组的静稳边界或稳态异步边界,应能检测不同负荷下的各种全失磁状态(励磁电流完全消失)和部分失磁状态(励磁电流异常下降),应防止正常进相运行、系统振荡、系统故障与故障切除过程中发生误动,应防止电压互感器回路断线和电压切换时发生误动。

5.2.1.12.3 失磁保护宜瞬时或以较短的时限动作于信号;失磁后,若发电机机端电压低于保证厂用电稳定运行所要求的最低电压时,保护宜动作于切换厂用电源;失磁后,若系统母线电压低于允许值时,宜以较短的时限动作于解列或停机。

5.2.1.12.4 宜配置一段不经低电压判别的失磁保护,以较长的时限动作于程序跳闸。

5.2.1.13 过励磁保护

5.2.1.13.1 对发电机过励磁引起定子铁芯过热使绝缘老化,容量在 300 MW 及以上的发电机,应配置定时限过励磁保护或反时限过励磁保护,并与被保护发电机过励磁特性配合。有条件时,应优先配置反时限过励磁保护。保护分别动作于信号、解列灭磁或停机。其中:

- a) 定时限过励磁保护,低定值段带时限动作于信号,高定值段动作于解列灭磁或停机;
- b) 反时限过励磁保护,反时限段、速断段(上限定时限段)动作于解列灭磁,长延时段(下限定时限段)动作于信号。

5.2.1.13.2 发电机过励磁保护的电压元件应接入机端线电压,以防止发电机单相接地时误动作。

5.2.1.13.3 发变组接线方式下(发电机、变压器之间无断路器),发电机、变压器可共用一套过励磁保护,定值可按发电机、变压器过励磁能力较低的要求整定。

5.2.1.14 逆功率保护

5.2.1.14.1 对发电机变电动机运行的异常运行状态,汽轮发电机、燃气轮发电机、贯流式和斜流式等低水头水轮发电机组,以及容量在 200 MW 及以上的水轮发电机组,应配置逆功率保护。保护带时限动作于解列灭磁。

5.2.1.14.2 逆功率保护的输入电流,宜取自精度不低于 0.5 级的测量用电流互感器,精度满足工程应用要求时也可取自保护用电流互感器(包括具有暂态特性的保护用电流互感器)。

5.2.1.14.3 逆功率保护应具有电压互感器回路断线闭锁功能。

5.2.1.15 频率异常保护

5.2.1.15.1 对低于额定频率带负荷运行的异常情况,容量在 300 MW 及以上的汽轮发电机,应配置低频率保护,保护动作于信号。

5.2.1.15.2 对高于额定频率带负荷运行的异常情况,容量在 100 MW 及以上汽轮发电机、水轮发电机和燃气轮发电机,应配置过频率保护,保护动作于信号或程序跳闸。

5.2.1.15.3 频率异常保护应具有按频率分段时间累积功能。

5.2.1.15.4 发电机启停机过程中和停机期间应自动闭锁低频率保护。

5.2.1.15.5 频率异常保护的动作频率和延时,应根据发电机制造厂家提供的技术参数确定,并与电力系统的低频减负荷、高频切机相配合,防止出现频率连续恶化的情况。

5.2.1.16 失步保护

5.2.1.16.1 对电力系统短路、断线或发电机低励等故障产生振荡而导致的失步,容量在 300 MW 及以上发电机,宜配置失步保护。

5.2.1.16.2 在短路故障、系统同步振荡、电压互感器回路断线等情况下,失步保护不应误动作。

5.2.1.16.3 失步保护应能正确判别失步振荡中心所处的区间,当振荡中心在发变组外部时,保护应动

作于信号;当振荡中心在发变组内部且滑极次数超过规定值时,保护应动作于解列,并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。对同一电厂内多台同型机组并列运行的情况,应协调解列措施,避免多台同型机组被同时切除。

5.2.1.17 发电机突然加电压保护(误上电保护)

5.2.1.17.1 对发电机停机状态、盘车状态及并网前机组启动过程中误合发电机或发变组高压侧断路器的异常情况,容量在 300 MW 及以上的机组,宜配置突然加电压保护(误上电保护)。

5.2.1.17.2 突然加电压保护(误上电保护)带时限动作于解列灭磁。

5.2.1.17.3 发电机正常并网后,突然加电压保护(误上电保护)应自动退出。

5.2.1.18 发电机启停机过程中的故障保护

5.2.1.18.1 对发电机启停机过程中低转速运行时的定子绕组单相接地故障及相间短路故障,可配置专门的启停机保护,保护动作于停机。启停机保护不应受频率变化的影响。

5.2.1.18.2 对启停机过程中的定子绕组相间短路故障,可配置过电流保护、纵联差动保护。

5.2.1.18.3 启停机过程中的定子绕组单相接地故障保护,可由装于机端或中性点的零序过电压保护构成,不要求滤除三次谐波。

5.2.1.18.4 发电机正常并网后,启停机保护应退出。

5.2.1.19 其他故障和异常运行状态保护

5.2.1.19.1 功率送出通道较少的火力发电厂,对发电机组单元(包括发电机、变压器、汽轮机、锅炉及辅机系统等)以外的故障或异常引起的发电机组功率送出通道异常中断,容量在 300 MW 及以上的汽轮发电机组,可配置发电机组功率突降保护(零功率保护)。保护动作于解列或停机。

5.2.1.19.2 对并入 220 kV 及以上电压等级电力系统的发变组,为防止并网过程中发变组高压侧断路器断口承受过大电压造成闪络事故,应配置断路器断口闪络保护。断路器闪络保护可只考虑断路器单相或两相闪络,以断路器处于断开位置但有负序电流作为判据。有发电机断路器时,保护动作于解列(跳发电机断路器)并切换厂用电或者动作于停机;无发电机断路器时,保护动作于解列灭磁或停机。

5.2.1.19.3 对调相运行的水轮发电机,在调相运行期间有可能失去电源时,为防止电源中断再恢复时发电机遭受异步启动冲击,应配置调相失压保护。调相失压保护带时限动作于停机。

5.2.1.19.4 容量在 100 MW 及以上的水轮发电机和容量在 15 MW 及以上的贯流式水轮发电机,为防止推力轴承或导轴承绝缘损坏时轴瓦过热烧损,宜配置轴电流保护。轴电流保护宜采用套于大轴上的特殊专用电流互感器作为测量元件,也可采用其他电压型、泄漏电流型或轴绝缘监视等装置作为测量元件。保护动作于信号,也可带时限动作于解列灭磁。

5.2.1.19.5 因机组-电网发生次同步谐振可能诱发汽轮发电机组轴系扭振时,可配置轴系扭振监测保护装置。装置应在监测到轴系扭振信号达到阈值时动作于信号;在轴系寿命疲劳损耗达到设定值时,或当轴系被激发特征频率的次同步扭振的振幅逐步发散达到设定值时,动作于信号或解列。对多台同型机组并列运行的情况,应协调解列措施,避免多台同型机组被同时切除。

5.2.1.19.6 对发电机断水(采用水冷却系统的发电机)、水力机械保护、发电机火灾和励磁系统故障等,可配置非电气量保护,动作于信号、程序跳闸、解列灭磁或停机。

5.2.2 异步发电机保护

5.2.2.1 一般规定

5.2.2.1.1 对 3 kV 及以上电压等级的异步发电机,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保

护,3 kV 以下电压等级的异步发电机可参照执行:

- a) 定子绕组相间短路;
- b) 定子绕组单相接地;
- c) 定子绕组过负荷;
- d) 相电流不平衡及断相;
- e) 发电机组失去原动力(正向低功率和逆功率);
- f) 其他故障或异常运行状态。

5.2.2.1.2 异步发电机各项保护,宜根据故障和异常运行状态的性质及动力系统具体条件,分别动作于:

- a) 停机:跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器,根据原动机的不同分别采取关闭汽轮机主汽门、燃气轮机燃料阀或水轮机导水叶等措施;
- b) 解列:跳开发电机断路器或发变组高压侧断路器;
- c) 信号:发出信号至机组分散控制系统(DCS)、事件顺序记录(SOE)系统、故障录波装置(FR)等。

5.2.2.2 定子绕组及其引出线相间短路故障主保护

5.2.2.2.1 对异步发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障,应按下列规定,配置相应的保护,作为异步发电机的主保护。

- a) 容量在 1 MW 及以下的异步发电机,中性点侧有引出线时,应在中性点侧配置电流速断保护;如中性点侧无引出线,应在机端配置电流速断保护。如电流速断灵敏系数不符合要求,可配置纵联差动保护。
- b) 容量在 1 MW 以上的异步发电机,应配置纵联差动保护。

5.2.2.2.2 在穿越性短路、穿越性励磁涌流及并网冲击过程中,纵联差动保护应采取措施,减轻电流互感器饱和及剩磁的影响,提高可靠性。

5.2.2.2.3 纵联差动保护应具备电流互感器二次回路断线监视功能,该功能动作于信号。发生电流互感器二次回路断线时不宜闭锁纵联差动保护。

5.2.2.2.4 纵联差动保护、电流速断保护均应动作于停机。

5.2.2.3 相间短路故障后备保护

5.2.2.3.1 对异步发电机外部相间短路故障引起的发电机过电流,以及作为相邻电力设备的后备保护,同时兼作异步发电机内部故障的后备保护,发电机应配置相间短路故障后备保护。保护宜带时限动作于解列或停机,其输入电流宜取自异步发电机中性点侧电流互感器。

5.2.2.3.2 容量在 1 MW 及以下的异步发电机,应配置过电流保护。

5.2.2.3.3 容量在 1 MW 以上的异步发电机,宜配置经复合电压(负序电压、线电压)闭锁的过电流保护。有速动性要求时,可配置两段经复合电压闭锁的方向过电流保护,一段指向发电机,一段指向系统。

5.2.2.3.4 相间短路故障后备保护,应与并网冲击电流的衰减特性配合,防止并网冲击电流引起的误动作。

5.2.2.4 定子绕组单相接地故障保护

5.2.2.4.1 对发电机定子绕组及其引出线的单相接地故障,当接地故障电流大于 5 A 时,应配置单相接地故障保护。

5.2.2.4.2 单相接地故障电流为 10 A 及以上时,保护宜动作于停机;单相接地故障电流为 5 A ~10 A 时,保护可动作于解列或停机,也可动作于信号。

5.2.2.4.3 对采用扩大单元接线方式、直接或经限流电抗器连接到母线并列运行的异步发电机,定子绕组单相接地故障保护应具有选择性。

5.2.2.5 其他故障和异常运行状态保护

5.2.2.5.1 对过负荷引起的异步发电机定子绕组过电流,应配置定子绕组过负荷保护,带时限动作于信号。

5.2.2.5.2 容量在 1 MW 以上的异步发电机,为反映异步发电机相电流的不平衡(包括断相导致的不平衡),可配置负序过电流保护,保护可动作于信号,也可动作于解列或停机。

5.2.2.5.3 异步发电机应配置逆功率保护,可正常运行在发电和电动两种状态的异步发电电动机除外。

5.2.2.5.4 异步发电机处于异步电动机运行状态时,按照 5.2.7 中有关异步电动机的规定配置相应的保护。

5.2.3 抽水蓄能发电电动机组保护的特别要求

5.2.3.1 抽水蓄能发电电动机组,应根据其机组容量和接线方式,配置与一般水轮发电机类似的保护,且应能满足机组静止、发电、发电调相、抽水、抽水调相等五种基本工况及工况之间转换的需要。保护功能应能按当前运行工况自动投退。随工况转换自动投退的保护,在工况正常切换过程中不应误动,在工况转换过程中发生故障时其动作时间应满足要求。

5.2.3.2 对抽水工况、发电调相工况和抽水调相工况运行时的失电故障或机端电压过低,应配置低电压保护。保护带时限动作于停机。

5.2.3.3 对抽水工况、发电调相工况和抽水调相工况运行时的失电故障或系统频率过低,应配置低频率保护。保护带时限动作于停机。

5.2.3.4 对抽水工况运行时的突然失电故障或入力过低,应配置电动机低功率保护。保护带时限动作于停机。

5.2.3.5 对换相隔离开关故障或误合造成机端电压相序与旋转方向不一致,应配置电压相序保护。保护带时限动作于停机。

5.2.3.6 针对拖动、被拖动、电气制动下的故障,应配置专用保护。专用保护应具备良好的低频工作性能。

5.2.3.7 对静止变频器启动、背靠背启动时定子绕组及其引出线的相间短路故障,应配置能在低频率下工作的过电流保护,保护带时限动作于停机。

5.2.3.8 对电气制动时定子绕组端头短接开关(电气制动短路开关)接触不良的故障,宜配置电流不平衡保护。保护经短延时动作于灭磁。

5.2.4 燃气轮发电机组保护的特别要求

5.2.4.1 燃气轮发电机组,应根据其机组容量和接线方式,配置与一般汽轮发电机类似的保护,并应满足变频启动的特殊要求。

5.2.4.2 对燃气轮发电机组变频启动过程中的故障,应按照 5.2.1.18 的规定配置变频启动过程专用保护。专用保护应具备良好的低频工作性能。

5.2.4.3 在燃气轮发电机组变频启动过程中,三次谐波电压保护(用作定子接地故障保护)、逆功率保护、低频率保护应能自动退出运行,注入式定子单相接地故障保护中的接地电阻判据应能自动退出。

5.2.5 励磁机保护和励磁变压器保护

5.2.5.1 对同步发电机交流主励磁机短路故障,宜配置电流纵联差动保护或输入电流取自中性点侧电流互感器的电流速断保护作为主保护、过电流保护作为后备保护。保护特性应满足交流主励磁机回路

的频率范围要求。

5.2.5.2 对自并励发电机励磁变压器短路故障、绕组匝间短路,宜配置纵联差动保护作为主保护、过电流保护作为后备保护,可配置电流速断保护作为主保护。

5.2.5.3 对自并励发电机励磁变压器温度过高,可配置超温保护。

5.2.6 同步调相机保护

5.2.6.1 同步调相机,应根据其机组容量和接线方式,配置与一般同步发电机类似的保护,同时,考虑到同步调相机无原动机、高励磁倍数等特性和变频启动、进相运行等特殊运行工况,可不配置失步保护、频率异常保护和逆功率保护。

5.2.6.2 同步调相机各项保护,宜根据故障和异常运行状态的性质,分别动作于停机、跳 SFC 及发信号等。

5.2.6.3 对同步调相机变频启动过程中的故障,应按下列规定配置相关启动保护。启机保护应具备良好的低频工作性能。在同步调相机正常运行时,启动保护应自动退出。

a) 对定子绕组相间短路故障,配置启机过电流保护和启机纵联差动保护。

b) 对定子绕组单相接地故障,配置专门的启机零序过电压保护。

5.2.6.4 同步调相机失磁保护,考虑到调相机进相运行的要求,应不检测机组的静稳边界和稳态异步边界。

5.2.6.5 为防止电源中断再恢复时调相机遭受异步启动冲击,应配置低压解列保护。保护应具有解列后自动退出运行的功能,应防止电压互感器回路断线和电压切换时发生误动。

5.2.7 电动机保护

5.2.7.1 一般规定

5.2.7.1.1 对 3 kV 及以上电压等级的三相异步电动机和同步电动机,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护,3 kV 以下电压等级的电动机可参照执行:

- a) 定子绕组相间短路;
- b) 定子绕组单相接地;
- c) 定子绕组过负荷;
- d) 定子绕组低电压;
- e) 相电流不平衡及断相;
- f) 异步电动机启动时间过长或堵转;
- g) 同步电动机失步、失磁、出现非同步冲击电流;
- h) 其他故障和异常运行状态。

5.2.7.1.2 当单台设备或单组设备由 2 台及以上电动机共同拖动时,保护配置应满足对每台电动机的保护灵敏度要求,灵敏度不满足要求的应按每台电动机分别配置保护。

5.2.7.1.3 对双速电动机,保护配置和设置应满足不同转速下的保护灵敏度要求。

5.2.7.2 定子绕组相间短路故障保护

5.2.7.2.1 容量在 2 MW 以下的电动机,应配置电流速断保护作为相间短路故障的主保护;电流速断保护灵敏系数不符合要求时,应配置纵联差动保护或者磁平衡差动保护。

5.2.7.2.2 容量在 2 MW 及以上的电动机,应配置纵联差动保护或者磁平衡差动保护。

5.2.7.2.3 宜配置过电流保护作为相间短路故障的后备保护。

5.2.7.2.4 纵联差动保护应具有防止在电动机启动和自启动过程中误动作的措施。

5.2.7.3 定子绕组单相接地故障保护与检测

5.2.7.3.1 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统中的电动机,应配置定子绕组单相接地故障检测功能或单相接地故障保护功能。单相接地故障保护可采用零序过电流元件、零序方向元件等。单相接地故障电流为 10 A 及以上时,保护应能检出故障支路,并动作于跳闸;单相接地故障电流为 10 A 以下时,保护宜能检出故障支路,可动作于信号或跳闸。

5.2.7.3.2 对中性点经低电阻接地系统中的电动机,应配置零序过电流保护,保护动作于跳闸。

5.2.7.4 定子绕组过负荷保护

5.2.7.4.1 运行过程中易发生过负荷的电动机,应配置反映电动机电流的过负荷保护。保护应根据电动机的负荷特性整定,带时限动作于信号或跳闸。

5.2.7.4.2 对电动机过热故障,宜配置热过载保护。保护动作特性可根据电动机制造厂提供的电动机热极限曲线、过负荷能力或热过负荷模型确定,应能反映电动机的热积累过程。热过载保护带时限动作于信号或跳闸,动作于跳闸时宜同时闭锁电机再启动直至电动机热量下降至安全值。

5.2.7.5 定子绕组低电压保护

5.2.7.5.1 下列电动机应配置低电压保护,保护应动作于跳闸:

- a) 当电源电压短时降低或短时中断后又恢复时,为保证重要电动机自启动而需要主动断开的次要电动机;
- b) 当电源电压短时降低或短时中断后又恢复时,不允许或不需要自启动的电动机;
- c) 当电源电压中断后又恢复时需要自启动,但在电源电压长时间消失后存在人身和设备安全风险需自动断开的电动机;
- d) 属 I 类负荷并装有自动投入装置的备用机械的电动机。

5.2.7.5.2 对涉及公共安全和重大设备安全、在电源电压降低或短时中断后仍需工作或自启动的电动机(如消防水泵电动机等),低电压保护不宜动作于跳闸。

5.2.7.6 负序过电流保护

5.2.7.6.1 对电动机相电流不平衡、断相、匝间短路以及较严重的电压不对称等异常运行状态,宜配置负序过电流保护。负序过电流保护也可作为不对称短路故障的后备保护。

5.2.7.6.2 采用熔断器作为相间短路故障保护的电动机,应配置负序过电流保护作为后备保护。

5.2.7.6.3 负序过电流保护可由定时限或反时限组成,动作于信号或跳闸。

5.2.7.6.4 反时限负序过电流保护应防止在保护范围外部短路故障时误动,还应防止外部短路故障切除后负序电流下降过程中发生误动作。

5.2.7.7 异步电动机保护的的特殊要求

5.2.7.7.1 对启动或自启动困难,需要防止启动或自启动时间过长的电动机,应配置启动时间过长保护,保护带时限动作于跳闸。

5.2.7.7.2 对启动或运行过程中易发生堵转的电动机,可配置堵转保护,保护带时限动作于跳闸。

5.2.7.8 同步电动机保护的的特殊要求

5.2.7.8.1 对同步电动机失步,应配置失步保护。对重要电动机,保护带时限动作于再同步;不能再同步或不需要再同步的电动机,保护带时限动作于跳闸。

5.2.7.8.2 对负荷变动大的同步电动机,当采用以定子过负荷为判据的失步保护时,应同时配置失磁保

护,保护带时限动作于跳闸。

5.2.7.8.3 对不允许非同步冲击的同步电动机,为防止电源中断再恢复时造成非同步冲击,应配置非同步冲击电流保护。非同步冲击电流保护应确保在电源恢复前动作。对重要的电动机,非同步冲击电流保护宜动作于再同步;对不能再同步或不需要再同步的电动机,保护应动作于跳闸。

5.2.7.8.4 对具有自动灭磁装置的同步电动机,保护动作于跳闸的同时,还应动作于灭磁。

5.2.7.9 变频调速电动机保护的的特殊要求

5.2.7.9.1 对采用变频调速的电动机,宜按下列三个区域分别配置保护:

- a) 电动机;
- b) 变频器本体(电力电子装置);
- c) 输入隔离变压器。

5.2.7.9.2 对电动机,在其工作环境所要求的频率范围内,保护应适应频率的连续变化。

5.2.7.9.3 对变频器本体(电力电子装置),应根据变频器的电压等级、容量、型式以及电动机的实际情况,选择配置下列保护,动作于告警或跳闸:

- a) 隔离变压器副边绕组短路故障保护;
- b) 进线过电流保护;
- c) 变频器过电流、过负荷、过电压、欠电压、缺相、电压不平衡、接地故障;
- d) 变频器冷却系统故障、变频器过热;
- e) 变频器本体辅助电源故障、过程控制通信故障、速度反馈丢失;
- f) 电动机过电压、过励磁、过电流、过负荷、超速、启动时间过长、缺相;
- g) 当变频器输出的陡波电压对电动机的匝间绝缘和绝缘老化产生较大影响时,宜配置电压变化率保护或绕组匝间短路故障保护,保护动作于信号或跳闸。

5.2.7.9.4 对输入隔离变压器,应按照 5.3 的规定配置相应的保护。

5.3 电力变压器保护

5.3.1 一般规定

5.3.1.1 对电力变压器,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 绕组及其引出线的相间短路;
- b) 绕组及其引出线接地;
- c) 绕组匝间短路;
- d) 变压器外部相间短路引起的过电流;
- e) 变压器外部接地故障引起的中性点过电压或过电流;
- f) 过负荷;
- g) 过励磁;
- h) 绕组温度过高及冷却系统故障;
- i) 油浸式变压器油面降低,油温过高及油箱压力过高;
- j) 其他故障和异常运行状态。

5.3.1.2 对 220 kV 及以上电压等级的变压器,应按双重化原则配置电气量保护。110 kV(66 kV)电压等级的变压器,电气量保护采用主后一体化继电保护装置时,应按双套原则配置。

5.3.1.3 变压器非电气量保护可按单套原则配置。110 kV(66 kV)及以上电压等级变压器的非电气量保护应与电气量保护相对独立,具有独立的工作电源和跳闸出口电路。当断路器具有两组跳闸线圈时,非电气量保护装置应同时作用于断路器的两组跳闸线圈。

5.3.1.4 变压器任一侧断路器有失灵保护时,应配置该侧断路器失灵保护经由变压器保护装置联跳各侧断路器功能[见 5.6.2.5 d)]。

5.3.1.5 变压器后备保护动作时限数量及各时限跳闸方式的设置,应满足变压器各侧接线类型及运行方式的要求。

5.3.2 变压器内部及引出线故障的主保护

5.3.2.1 按变压器容量及重要性的不同,应配置下列保护作为变压器内部及引出线故障的主保护,并瞬时动作于跳开变压器的各侧断路器。

- a) 10 kV 及以下电压等级或 10 MVA 及以下容量的变压器,采用电流速断保护;对重要变压器,宜采用纵联差动保护。
- b) 10 kV 以上电压等级且 10 MVA 以上容量的变压器,应采用纵联差动保护。
- c) 500 kV 及以上电压等级的分相变压器,可增配由变压器各侧绕组电流构成的分相电流差动保护。低压侧有断路器时,可增配由变压器低压侧绕组电流和断路器电流构成的电流差动保护。
- d) 为提高切除内部单相接地短路故障的可靠性,自耦变压器可增配由高、中压侧和公共绕组电流构成的分侧电流差动保护或零序电流差动保护。
- e) 换流变压器、大型分相升压变压器等可增配由绕组两端 CT 构成的绕组电流差动保护。
- f) 0.4 MVA 及以上容量的户内油浸式变压器和 0.8 MVA 及以上容量的油浸式变压器,均应配置瓦斯保护。

5.3.2.2 在正常情况下,纵联差动保护及分相电流差动保护的 protection 范围应包括变压器绕组、变压器套管和引出线;特殊情况下,如保护范围不能覆盖引出线时,应采取快速切除故障的辅助措施。

5.3.2.3 各类电流差动保护应具备电流互感器二次回路断线监视功能,该功能动作于信号。发生电流互感器二次回路断线时不宜闭锁差动保护。

5.3.3 相间短路故障后备保护

5.3.3.1 对外部相间短路故障引起的变压器过电流,电力变压器各侧应配置相间短路故障后备保护,作为相邻电力设备(例如相邻母线、线路)的后备保护,同时兼作变压器内部故障的后备保护。该保护宜能反映电流互感器与断路器之间的故障。

5.3.3.2 相间短路故障后备保护宜采用过电流保护;过电流保护不能满足灵敏性要求时,宜采用经复合电压(负序电压、线电压)闭锁的过电流保护;与相邻电力设备(例如相邻母线、线路)保护有配合要求时,应根据配合需要增配相间阻抗保护。

5.3.3.3 相间短路故障后备保护带延时跳开相应的断路器,分别作用于缩小故障影响范围(如跳开母联断路器、分段断路器)、跳开本侧断路器、跳开变压器各侧断路器。

- a) 对单侧电源双绕组变压器和三绕组变压器,电源侧后备保护带时限作用于跳开变压器各侧断路器;非电源侧后备保护带两个或三个时限,分别作用于缩小故障影响范围、跳开本侧断路器、跳开变压器各侧断路器。
- b) 对两侧有电源的双绕组变压器、两侧或三侧均有电源的三绕组变压器,各侧相间短路故障后备保护可带两个或三个时限,分别作用于缩小故障影响范围、跳开本侧断路器、跳开变压器各侧断路器。为满足选择性的要求或为降低后备保护的動作时间,相间短路故障后备保护可带方向,方向宜指向各侧母线,但跳开变压器各侧断路器的后备保护不应带方向。

5.3.3.4 对低压侧各分支接至分开运行母线段的变压器,除在电源侧配置相间短路故障后备保护外,还应在低压侧每个分支配置相间短路故障后备保护。

5.3.3.5 如变压器低压侧所接母线无专用母线保护,为提高切除低压侧母线故障的可靠性,宜在变压器的低压侧配置两套过电流保护,输入电流分别取自不同电流互感器二次回路。

5.3.3.6 发变组在升压变压器的低压侧可不另设相间短路故障后备保护,而是利用发电机的相间短路故障后备保护,作为变压器高压侧外部、变压器内部和发电机变压器连接线相间短路故障的后备保护。

5.3.4 接地故障后备保护

5.3.4.1 与中性点直接接地电网连接的电力变压器各侧,对变压器绕组、引出线单相接地故障引起的变压器过电流,以及作为相邻电力设备(例如相邻母线)的后备保护,同时兼作变压器内部接地故障的后备保护,应配置接地故障后备保护,该保护宜能反映 CT 与断路器之间的接地故障。保护带延时跳开相应的断路器,分别作用于缩小故障影响范围(如跳开母联断路器、分段断路器)、跳开本侧断路器、跳开变压器各侧断路器。

- a) 如变压器本侧中性点直接接地运行,应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜与相邻线路零序过电流保护相配合,以较短时限动作于缩小故障影响范围或动作于本侧断路器,以较长时限动作于跳开变压器各侧断路器。对自耦变压器和高、中压侧均直接接地的三绕组变压器,为满足选择性要求,零序过电流保护可增设零序方向元件,方向宜指向各侧母线。220 kV 及以上电压等级的系统联络变压器,可增配接地阻抗保护作为变压器绕组、引线及母线单相接地故障的后备保护。
- b) 如变压器本侧中性点可能接地运行或不接地运行时,对外部单相接地故障引起的过电流,以及因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高,应按下列规定配置后备保护。
 - 1) 对全绝缘变压器,除按 5.3.4.1 a) 的要求配置零序过电流保护之外,应增配零序过电压保护。当变压器所连接的电网失去接地中性点,又发生单相接地故障时,零序过电压保护带时限动作于跳开变压器各侧断路器。
 - 2) 对分级绝缘变压器,应在变压器中性点配置放电间隙,除按 5.3.4.1 a) 的要求配置用于中性点直接接地时的零序过电流保护之外,还应配置用于经放电间隙接地的间隙零序过电流保护,并增配零序过电压保护。当变压器所接的电网失去接地中性点,又发生单相接地故障时,零序过电压保护和/或间隙零序过电流保护带时限动作于跳开变压器各侧断路器。

5.3.4.2 与中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地电网连接的电力变压器各侧,可配置零序过电压保护,保护动作于信号;可按照 5.4.1.3 的规定,配置单相接地故障检测或保护功能。

5.3.4.3 中性点经小电阻接地的变压器各侧,应配置零序过电流保护。

5.3.4.4 高压侧接入 10 kV 及以下电压等级不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统,绕组为星形—星形接线方式,低压侧中性点直接接地的变压器,对低压侧单相接地故障应配置下列保护之一。

- a) 在低压侧中性点回路配置零序过电流保护。
- b) 灵敏度满足要求时,可利用高压侧的相间过电流保护作为低压侧单相接地故障的后备保护,此时该保护应采用三相式,保护带时限跳开变压器各侧断路器。

5.3.5 过负荷保护

5.3.5.1 0.4 MVA 及以上容量数台并列运行的变压器和作为其他负荷备用电源的单台运行变压器,应根据实际可能出现的过负荷情况,配置过负荷保护。

5.3.5.2 对自耦变压器和多绕组变压器,过负荷保护应能反映公共绕组及各侧过负荷的情况。

5.3.5.3 过负荷保护可为单相式,具有定时限或反时限的动作特性。

5.3.5.4 过负荷保护可动作于信号、跳闸或切除部分负荷。

5.3.6 过励磁保护

5.3.6.1 对 330 kV 及以上电压等级的变压器,为防止由于频率降低或电压升高引起变压器磁密过高而

损坏变压器,应配置过励磁保护。其他电压等级的变压器,可根据需要配置过励磁保护。

5.3.6.2 过励磁保护应具有定时限特性或反时限特性并与被保护变压器过励磁特性配合。定时限特性保护动作于信号,反时限特性保护宜动作于跳闸。

5.3.7 非电气量保护

5.3.7.1 为保护变压器本体,应根据需要配置相关非电气量保护,包括变压器本体重瓦斯、本体压力释放、冷却器全停、本体轻瓦斯、本体油位异常、本体油面温度、本体绕组温度等。有载调压变压器的充油调压开关,也应配置瓦斯保护。

5.3.7.2 对油浸式变压器,当变压器壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时,瓦斯保护(本体轻瓦斯)应动作于信号,需要时可动作于跳闸;当变压器壳内故障产生大量瓦斯时,瓦斯保护(本体重瓦斯)应瞬时动作于跳开变压器各侧断路器。

5.3.7.3 应采取措施,防止因瓦斯继电器的引线故障、震动、受潮等引起瓦斯保护误动作。

5.3.7.4 变压器非电气量保护不应启动断路器失灵保护。

5.3.8 发变组接线方式下变压器保护的的特殊要求

5.3.8.1 变压器过励磁保护的的特殊要求见 5.2.1.13.3。

5.3.8.2 变压器相间短路故障后备保护的的特殊要求见 5.3.3.6。

5.3.8.3 变压器保护动作于跳闸时,应同时动作于停机。

5.3.9 750 kV、1 000 kV 变压器用中性点调压补偿变压器保护的的特殊要求

5.3.9.1 对 750 kV、1 000 kV 变压器用中性点调压补偿变压器,应按双重化原则配置电气量保护;可按单套原则配置非电气量保护。

5.3.9.2 组成中性点调压补偿变压器的调压变压器、补偿变压器,应分别配置电流差动保护以反映其内部故障,可不配置差动速断保护和后备保护。

5.3.9.3 有载调压变压器的电流差动保护,应设置灵敏段和不灵敏段,以配合调压操作。无载调压变压器的电流差动保护,灵敏段定值随档位同步调整时,可不设置不灵敏段。

5.3.10 直流输电换流变压器保护的的特殊要求

具体要求见 6.2.7、6.5.1.2、6.5.1.3。

5.3.11 柔性交流输电设备用变压器保护的的特殊要求

5.3.11.1 柔性交流输电设备用并联变压器,可按照对应电压等级常规变压器的规定配置相应的保护。

5.3.11.2 柔性交流输电设备用串联变压器,按下列要求配置相应的保护。

- a) 应配置纵联差动保护。
- b) 宜配置使用串联绕组两端 CT 构成的绕组差动保护。
- c) 应配置绕组过电流保护。
- d) 可配置由串联绕组两侧电压互感器构成的绕组过电压保护,该保护应具有电压互感器回路断线判别功能及防误动措施。
- e) 可配置由平衡绕组 CT 构成的零序过电流告警功能。
- f) 若采用旁路断路器合闸作为保护串联变压器的首要手段,宜配置旁路断路器合闸失灵保护。在旁路断路器合闸失灵时,保护动作跳相邻断路器以隔离故障。

注:柔性交流输电设备(FACTS 设备),是基于电力电子技术对交流输电系统的电压、阻抗、相位角、功率、潮流等实施灵活快速调节控制的一类交流输电设备的统称。更多信息,见附录 B。

5.3.12 移相变压器保护的的特殊要求

5.3.12.1 对整流用移相变压器,宜配置电流速断保护作为主保护,低压侧分支绕组较少时可配置纵联差动保护。

5.3.12.2 用于电网潮流控制的移相变压器,应根据其结构,配置不同形式的差动保护作为主保护,包括纵联差动保护和绕组差动保护。

5.3.13 3 kV~66 kV 系统专用接地变压器保护的的特殊要求

5.3.13.1 专用接地变压器电源侧应配置三相式的电流速断保护、过电流保护,作为接地变压器内部相间短路故障的主保护和后备保护。对中性点经低电阻接地系统的专用接地变压器,还应配置零序过电流保护,作为专用接地变压器单相接地故障的主保护和系统各元件单相接地故障的总后备保护,零序过电流保护的输入电流应取自接地变压器中性点零序 CT。

5.3.13.2 当专用接地变压器不经断路器直接接于主变压器低压侧时,电流速断保护、过电流保护、零序过电流保护(如果有)动作于跳开母联断路器或分段断路器、主变压器各侧断路器。

5.3.13.3 当专用接地变压器接于主变压器低压侧母线时,电流速断保护、过电流保护、零序过电流保护(如果有)动作于跳开母联断路器或分段断路器、接地变压器断路器及主变压器低压侧断路器。对接于新能源场站汇集母线的专用接地变压器,电流速断保护、过电流保护、零序过电流保护还应动作于跳开所接母线上的所有断路器以及与所接母线并列运行的其他母线上的所有断路器。

注:关于新能源场站继电保护的更多信息,见附录 C。

5.4 线路保护

5.4.1 3 kV~35 kV 线路保护

5.4.1.1 一般规定

5.4.1.1.1 对 3 kV~35 kV 线路,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护和监视功能:

- a) 相间短路;
- b) 单相接地;
- c) 过负荷。

5.4.1.1.2 对线路相间短路故障,下列情况应快速切除故障:

- a) 线路发生相间短路,使发电厂厂用母线电压低于允许值(一般为额定电压的 60%)时;
- b) 如切除线路故障时间长,可能导致线路超过热稳定限额时;
- c) 城市配电网的直馈线路,为保证供电质量需要时;
- d) 与高压电网邻近的线路,如切除故障时间长,可能导致高压电网发生稳定问题时。

5.4.1.1.3 对单相接地故障,保护应动作于告警或者跳闸。其中:

- a) 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统,保护应具有跳闸功能;
- b) 对中性点经低电阻接地系统,保护应动作于跳闸。

注:3 kV~35 kV 线路保护是配电网保护的一部分。更多信息,见附录 D。

5.4.1.2 相间短路故障保护

5.4.1.2.1 对单侧电源线路相间短路故障,可在电源侧配置三段式过电流保护,终端线路可只配置两段过电流保护。过电流保护不能满足灵敏性要求时,宜采用经复合电压(负序电压、线电压)闭锁的过电流保护。35 kV 线路可增配阶段式距离保护。必要时,可配置纵联保护作为主保护,带时限的过电流保护为后备保护。

- a) 自发电厂厂用母线引出的厂用电源线(包括带限流电抗器的电源线),宜配置纵联保护作为主保护,带时限的过电流保护作为后备保护。
- b) 未配置纵联保护,且线路短路使发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于允许值(一般为额定电压的 60%),以及线路导线截面过小不允许带时限切除短路故障时,应配置电流速断保护。
- c) 由几段线路串联的单侧电源线路及分支线路,如电流速断保护不能满足选择性、灵敏性和速动性的要求,电流速断保护可无选择地动作(前加速方式),但应以自动重合闸或备用电源自动投入来补救。此时,电流速断保护应躲开下游降压变压器低压侧母线的短路故障。
- d) 带串联电抗器的线路,如其断路器不能切断串联电抗器前的短路,则不应配置电流速断保护。此时,应由上游其他保护切除串联电抗器前的故障。

5.4.1.2.2 对双侧电源线路相间短路故障,可配置带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护。35 kV 线路可增配阶段式距离保护。必要时,可配置纵联保护作为主保护,带时限的过电流保护为后备保护。

- a) 短线路、电缆线路宜采用纵联保护作为主保护,带方向或不带方向的电流保护作为后备保护。
- b) 平行线路宜分列运行。如必须并列运行时,应配置纵联保护,带方向或不带方向的电流保护作后备保护。
- c) 环形网络宜开环运行。如必须环网运行,可采用故障时先将环网自动解列而后恢复的方法,以简化保护;对不宜解列的线路,应配置纵联差动保护,带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

5.4.1.2.3 相间短路故障保护如由过电流保护构成且只接于两相电流互感器上,则在同一网路的所有线路上,过电流保护均应接于相同相别的两相电流互感器上。

5.4.1.3 单相接地故障监视、检测与保护

5.4.1.3.1 对单相接地故障,应按下列规定,配置相应的监视、检测与保护功能。

- a) 在厂站母线上,应配置反映零序电压的单相接地监视功能,动作于告警。
- b) 中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统中的线路,宜配置小电流接地系统单相接地故障检测功能(即小电流接地系统单相接地故障选线功能);对人身安全和设备安全有特别要求时,还应配置有选择性的小电流接地系统单相接地故障保护,动作于跳闸。
- c) 中性点经低电阻接地系统中的线路,应配置两段式零序过电流保护,分别动作于告警、跳闸;对双侧电源线路,宜配置零序电流差动保护,带方向的零序过电流保护作为后备保护。

5.4.1.3.2 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统,单相接地故障选线功能、单相接地故障保护功能采用专用零序电流互感器时,其变比和容量应依据系统电容电流选择。

5.4.1.3.3 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统,单相接地故障选线功能、单相接地故障保护宜具有接地故障相判别功能、自动轮切功能。单相接地故障保护进行轮切时,应具备合于故障后加速跳闸功能,该功能应可投退。

5.4.1.3.4 线路正常运行过程中,发生接地电阻不大于下列规定数值的单相接地故障时,单相接地故障选线功能应能正确选出故障线路,单相接地故障保护功能应能有选择性地跳闸:

- a) 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统:1 k Ω ;
- b) 对中性点经低电阻接地系统:300 Ω 。

5.4.1.4 过负荷保护

5.4.1.4.1 电缆线路、电缆与架空混合线路,应配置过负荷保护。

5.4.1.4.2 可能出现过负荷的架空线路,可配置过负荷保护。

5.4.1.4.3 过负荷保护宜带时限动作于信号,必要时可动作于跳闸。

5.4.2 66 kV 线路保护

5.4.2.1 对 66 kV 线路,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护和监视功能:

- a) 相间短路;
- b) 单相接地;
- c) 过负荷。

5.4.2.2 对单侧电源线路相间短路故障,应在电源侧配置阶段式相间距离保护、三段式过电流保护。负荷侧可不配置线路保护。

5.4.2.3 对双侧电源线路相间短路故障,应配置阶段式相间距离保护、三段式过电流保护,过电流保护可增设方向元件。

5.4.2.4 符合下列条件之一时,至少应配置一套纵联保护,优先选用光纤纵联差动保护:

- a) 根据电力系统稳定要求需要快速切除故障时;
- b) 线路发生三相短路故障,使发电厂厂用母线电压低于允许值(一般为额定电压的 60%),且其他保护不能无时限和有选择性地切除短路故障时;
- c) 采用全线速动保护后,不仅可改善本线路保护性能,而且能够改善整个电网保护的性能时。

5.4.2.5 符合下列条件之一时,宜配置纵联保护:

- a) 短线路;
- b) 电缆线路、电缆与架空混合线路;
- c) 平行双回线、环网线路;
- d) 发电厂和新能源场站并网线路;
- e) 需考虑线路之间互感影响的线路。

注:关于新能源场站继电保护的更多信息,见附录 C。

5.4.2.6 带分支的线路,可配置纵联差动保护。

5.4.2.7 应按照 5.4.1.3 的规定,配置单相接地故障检测或保护功能。

5.4.2.8 应按照 5.4.1.4 的规定,配置过负荷保护。

5.4.3 110 kV 线路保护

5.4.3.1 对 110 kV 线路,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护和监视功能:

- a) 相间短路;
- b) 接地故障;
- c) 过负荷。

5.4.3.2 对单侧电源线路,应在电源侧配置阶段式相间距离保护和接地距离保护,并辅之以至少一段零序过电流保护以切除经电阻接地故障。负荷侧可不配置线路保护。

5.4.3.3 对双侧电源线路,应配置阶段式相间距离保护和接地距离保护,并辅之以至少一段零序过电流保护以切除经电阻接地故障。

5.4.3.4 符合下列条件之一时,至少应配置一套纵联保护:

- a) 根据电力系统稳定要求需要快速切除故障时;
- b) 线路发生三相短路故障,使发电厂厂用母线电压低于允许值(一般为额定电压的 60%),且其他保护不能无时限和有选择性地切除短路故障时;
- c) 采用纵联保护后,不仅可改善本线路保护性能,而且能够改善所在电网的保护的整体性能时。

5.4.3.5 符合下列条件之一时,宜配置纵联保护:

- a) 单侧电源多级串联线路;
- b) 平行双回线、环网线路;

- c) 短线路；
- d) 电缆线路、电缆与架空混合线路；
- e) 发电厂和新能源场站并网线路；
- f) 需考虑线路之间互感影响的线路；
- g) 其他对速动性和选择性有特别要求的线路。

注：关于新能源场站继电保护的更多信息，见附录 C。

5.4.3.6 带分支的线路，可配置纵联差动保护。

5.4.3.7 线路正常运行过程中，发生故障电流不小于 1 000 A 的单相接地故障时，保护应能正确动作于跳闸。

5.4.3.8 应按照 5.4.1.4 的规定，配置过负荷保护。

5.4.4 220 kV~1 000 kV 线路保护

5.4.4.1 一般规定

5.4.4.1.1 对 220 kV~1 000 kV 线路，应针对下列故障及异常运行状态，配置相应的保护，保护动作于跳闸、启动远方跳闸、告警等：

- a) 相间短路故障；
- b) 接地故障；
- c) 过电压(必要时)；
- d) 过负荷(必要时)。

5.4.4.1.2 线路正常运行过程中，发生故障电流不小于 1 000 A 的单相接地故障时，保护应能正确动作于跳闸。

5.4.4.1.3 具有全线速动保护的线路，线路主保护装置动作时间应满足下列要求。

- a) 对近端故障： ≤ 20 ms；
- b) 对远端故障： ≤ 30 ms(不计纵联保护通信通道实际传输时间)。

5.4.4.1.4 保护不应因系统振荡导致误动作：

- a) 系统全相或非全相运行，发生振荡时，被保护线路无故障情况下，保护不应误动作跳闸；
- b) 系统全相或非全相运行，发生振荡时，如被保护线路发生各种类型的不对称故障，故障线路的保护应有选择性地动作跳闸，其中纵联保护仍应快速动作；
- c) 系统全相运行，发生振荡时，如被保护线路发生三相短路故障，故障线路的保护应可靠动作跳闸，并允许带短延时。

5.4.4.1.5 保护应具有选相跳闸功能。

5.4.4.1.6 在故障相单相跳闸后至重合闸重合前的两相运行过程中，健全相再故障时，以及重合于本线路故障时，本线路的保护应具有快速动作于三相跳闸的功能，相邻电力设备的保护应保证选择性。

5.4.4.1.7 在故障相单相跳闸后至重合闸重合前的两相运行过程中，以及在重合闸后加速的时间内，发生区外故障时，允许被加速的本线路保护无选择性。

5.4.4.2 纵联保护

5.4.4.2.1 应按双重化原则配置纵联保护作为全线速动保护，优先采用纵联差动保护，也可采用纵联距离保护、纵联方向保护等。

5.4.4.2.2 纵联差动保护应允许线路各端采用变比不同的电流互感器，电流互感器额定一次电流之比不宜大于 4 倍。

5.4.4.2.3 纵联差动保护只有在各端差动保护都处于“运行”状态时才能动作，各端投退状态(投入运

行/退出运行)不一致时应发告警信号。

5.4.4.2.4 纵联差动保护装置应具有数字地址编码,线路各端的保护装置应能实时相互交换地址编码并进行校验,校验出错时应告警并闭锁保护。

5.4.4.2.5 为降低通信通道故障的影响、提高纵联差动保护的可用性,纵联差动保护宜支持双通道接口,同一保护的两个通道应相互独立、避免交叉。

5.4.4.2.6 在保护通道发生故障或出现异常情况时,纵联保护不应误动作(采用单频制专用收发信机的闭锁式纵联保护除外);在通道故障或通道异常达到规定阈值时应能发出告警信号。

5.4.4.3 距离保护和零序过电流保护

5.4.4.3.1 应配置不带延时的 I 段距离保护和带延时的 II、III 段距离保护(包括相间距离保护、接地距离保护)。其中:

- a) I 段距离保护作为本线路非全线速动的主保护;
- b) II 段距离保护作为本线路近后备保护,在相邻电力设备故障且其主保护拒动时允许失去选择性;
- c) III 段距离保护是本线路延时近后备保护,同时尽可能作为相邻电力设备的远后备保护;
- d) II 段距离保护、III 段距离保护允许与相邻电力设备的主保护相配合,以简化动作时间的整定配合。

5.4.4.3.2 距离保护应具有防止线路过负荷导致保护误动的措施。

5.4.4.3.3 应配置零序过电流保护等以应对高阻接地故障。

5.4.4.4 过电压保护

5.4.4.4.1 应根据一次系统过电压要求,配置过电压保护。

5.4.4.4.2 过电压保护应测量保护安装处的电压。过电压保护应动作于跳闸,同时发送远方跳闸信号至线路对端跳线路对端断路器。

5.4.4.5 过负荷保护

应按照 5.4.1.4 的规定,配置过负荷保护。

5.4.4.6 其他特殊要求

5.4.4.6.1 对中长线路,为快速切除出口故障,宜增配专门反映近端故障的保护。

5.4.4.6.2 对同塔双回线路,宜配置纵联差动保护或其他具有跨线故障选相功能的全线速动保护,以减少同塔双回线路同时跳闸的可能性。

5.4.4.6.3 对一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线、角形接线、桥形接线等双断路器接线方式,线路保护装置应支持双 CT 二次绕组分别直接接入,避免采用和电流接入。

5.4.4.6.4 为了保证线路后备保护的选择性,简化后备保护的整定方案,330 kV 及以上电压等级的输电线路,不应在电网的联络线上接入分支线路或分支变压器;对 220 kV 电压等级的线路,不宜在电网的联络线上接入分支线路或分支变压器。

5.4.5 短引线保护和 T 区保护

5.4.5.1 对一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线、角形接线、桥形接线等双断路器接线方式,若双断路器所连接的电力设备的保护使用双断路器的电流互感器,当双断路器所连接的电力设备退出运行而双断路器之间仍连接运行时,应配置短引线保护以反映该运行方式下双断路器之间连接线上发生的故障。

5.4.5.2 对一个半断路器接线(3/2接线)、4/3接线、角形接线、桥形接线等双断路器接线方式,以及发电厂扩大单元主变接线方式,若双断路器所连接的电力设备进出线装设独立的电流互感器,且该电力设备的保护使用进出线电流互感器时,应配置T区保护以反映双断路器、进出线电流互感器之间区域(T区)内发生的故障。应合理设计电流互感器配置和二次绕组分配,避免出现保护死区。

5.4.5.3 短引线保护、T区保护应按5.1.3.1确定的原则配置。应采用电流差动保护,保护动作后跳双断路器。在双断路器所连接的电力设备运行时,T区保护动作后,应同时启动远方跳闸跳线路对端断路器,或者联跳变压器其他各侧断路器。

5.4.6 含柔性输电设备线路及其相邻线路的保护的特殊要求

5.4.6.1 装有串联补偿装置(含可控串联补偿装置)的220 kV~1 000 kV线路及其相邻线路,应计及下述因素对保护的影响,采取必要的措施防止保护的不正确动作:

- 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,串联电容保护间隙击穿;
- c) 电压互感器装设位置不同(在串联补偿装置的母线侧或线路侧)。

5.4.6.2 装有可控并联电抗器的220 kV~1 000 kV线路,针对可控并联电抗器参数变化对线路纵联差动保护的影响,应采取必要的措施保证线路纵联差动保护的性能不受影响。

5.4.6.3 对柔性直流输电系统近区交流线路的保护,针对柔性直流输电系统及其控制策略对交流线路故障电流特性的影响,应采取必要的措施防止不正确动作。这些因素包括:

- a) 当交流侧发生故障时,受运行方式影响,柔性直流输电系统提供的故障电流可能反向;
- b) 当交流侧发生故障时,受柔性直流输电控制系统影响,柔性直流输电系统提供的故障电流可能迅速变小;
- c) 当交流侧发生不对称故障时,柔性直流输电控制系统会抑制负序电流。

注:关于FACTS设备对周边电力设备保护的影响及对策,见附录B。

5.4.7 重要负荷供电线路的特殊要求

5.4.7.1 电气化铁路牵引站、大型钢厂等供电线路的保护配置及整定,应满足所接入电网的安全稳定要求,同时考虑牵引站、钢厂可靠运行的需要。

5.4.7.2 电气化铁路牵引站供电线路,220 kV及以上电压等级应按双重化原则配置全线速动保护,宜采用纵联差动保护;宜按双重化原则实现远方跳闸。采用三相式供电的线路,可配置与一般线路相同的后备保护。采用两相式供电的线路,宜采用适用于两相式供电的后备保护,配置和流保护以切除接地故障,可不配置接地距离保护。

5.4.7.3 电气化铁路牵引站、大型钢厂等供电线路的保护应具备防止不对称分量和冲击负荷导致线路保护频繁启动的措施和防止谐波分量导致保护不正确动作的措施。

注:关于工业、交通等重要负荷供电系统继电保护的更多信息,见附录E。

5.5 母线保护

5.5.1 为保证电网稳定或电力设备安全,需要快速切除故障的母线,应按照下列规定,配置专用母线保护。

- a) 220 kV及以上电压等级母线,应按双重化原则配置母线差动保护。
- b) 110 kV(66 kV)双母线,以及需要快速切除母线故障的110 kV(66 kV)单母线,应配置母线差动保护;其中330 kV及以上电压等级变电站内的110 kV母线,宜按双套原则配置母线差动保护。
- c) 35 kV母线,需要快速而有选择地切除母线上的故障时,应配置母线差动保护。

- d) 3 kV~20 kV 分段母线及并列运行的双母线,须快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障以保证发电厂及电网安全稳定运行和重要负荷的可靠供电时,以及当线路断路器不允许切除线路串联电抗器前的短路故障时,应配置母线差动保护。
- e) 风电场、光伏电站汇集母线应配置母线差动保护。

5.5.2 3 kV~20 kV 分段母线,可配置由部分支路电流构成的不完全电流差动保护。保护可仅接入有电源支路的电流。不完全差动保护由两段组成:

- a) 第一段采用带短时限的差动电流速断保护,当灵敏系数不符合要求时,可采用电压闭锁差动电流速断保护;
- b) 第二段采用差动电流过流保护,当灵敏系数不符合要求时,可将一部分负荷较大的配电线路接入差动回路以降低保护的启动电流,或者采用电压闭锁差动电流过流保护。

5.5.3 未配置专用母线差动保护的 35 kV 及以下单母、单母分段或单母三分段接线方式的母线,可配置由进线过流元件启动、出线过流元件闭锁的电流闭锁式母线保护。未配置母线差动保护的空气绝缘高压开关柜,每段母线可配置独立的母线弧光保护。

5.5.4 母线差动保护应允许使用不同变比的电流互感器。各支路电流互感器额定一次电流之比不宜大于 4 倍。

5.5.5 母线差动保护应具有 CT 二次回路断线告警功能,当交流电流回路不正常或断线时应闭锁母线差动保护,并发出告警信号;但对一个半断路器接线,可只发告警信号而不闭锁母线差动保护。

5.5.6 双母线、单母线(不含一个半断路器接线、4/3 接线)接线方式下的母线差动保护,应设有电压闭锁元件。电压闭锁元件应具有母线 PT 回路断线监视功能,母线 PT 回路断线时应发告警信号。母线差动保护跳母联断路器或分段断路器的跳闸回路可不经电压闭锁。

5.5.7 母线差动保护,应能在母线区内发生各种故障时正确动作,在各种类型区外故障时不误动:

- a) 在线路分布电容、并联电抗器、串联补偿装置、变压器、高压直流输电设备等等所产生的稳态和暂态谐波分量、直流分量的影响下,保护不应误动或拒动;
- b) 当故障引起电流互感器暂态饱和,波形维持正确传变时间不小于 3 ms 时,保护不应误动或拒动;
- c) 保护应能正确切除母线相继故障或由区外转区内的故障;
- d) 对构成环路的各种母线,保护不应因母线故障时电流流出的影响而拒动。

5.5.8 母线差动保护,应能适应被保护母线的各种运行方式。

- a) 保护应能在母线分组或分段运行时,有选择性地切除故障母线。
- b) 保护应能自动适应母线连接元件运行位置的切换,发生母线故障时能有选择性跳开故障母线连接元件。对母线连接元件的倒闸操作,不应造成电流互感器二次回路开路。在母线连接元件运行位置切换过程中,系统正常运行或者发生区外故障时,保护不应误动作;母线发生故障时,保护应能可靠切除故障,允许失去选择性。
- c) 在母线充电过程中,合闸于有故障的母线时,保护应能正确动作切除故障母线。
- d) 对含母联断路器或分段断路器接线方式的母线,母线保护跳母联断路器与分段断路器的跳闸出口动作时间不应大于跳其他间隔的出口动作时间。

5.5.9 母线差动保护可仅提供三相跳闸出口,接于本母线各支路的断路器失灵保护可共用母线差动保护跳闸出口回路。

5.5.10 对发生于母线各支路断路器与电流互感器之间的故障,母线差动保护或相关快速保护动作后跳支路断路器仍不能隔离故障时,母线差动保护跳闸出口应:

- a) 单母线及双母线接线方式下,对接于故障母线的线路,母线差动保护通过启动线路远方跳闸、停止线路闭锁式纵联保护发闭锁信号等手段,使线路对端断路器跳闸;
- b) 对接于故障母线的变压器,母线差动保护联跳其他各侧断路器;

- c) 对接于故障母线的发电机或发变组,母线差动保护动作于机组停机;
- d) 在其他需要母线差动保护联锁跳闸的情形下,联跳相关断路器。

5.6 断路器保护

5.6.1 一般规定

5.6.1.1 对断路器自身可能出现的下列异常状态,应配置相应的保护,以防止对电力系统或电力设备造成不利影响:

- a) 由于机械故障、跳闸回路断线等断路器自身原因造成的断路器跳闸功能失灵;
- b) 由于机械故障、偷跳或合闸回路断线等断路器自身原因造成的断路器三相主触头状态不一致;
- c) 在断路器断开状态,由于断口承受过高电压而发生闪络导致主断口两侧导通(见 5.2.1.19.2);
- d) 对于故障或异常运行状态下用于旁路被保护电力设备(如串联变压器、串联补偿装置)的旁路断路器,由于机械故障、跳闸合闸断线等断路器自身原因造成的断路器合闸功能失灵[见 5.3.11.2 f)、5.7.3.4]。

5.6.1.2 根据主接线方式和保护安装方式,断路器各项保护功能,可由独立配置的断路器保护装置、继电器回路(例如,断路器三相位置不一致保护回路)实现,也可由母线保护、线路保护、发电机保护等装置实现。

5.6.1.3 独立配置的断路器保护装置,宜按单套原则配置,智能变电站可按双重化原则或双套原则配置。对具有双跳闸线圈的断路器,按单套原则配置的断路器保护动作后应同时作用于两组跳闸线圈,按双重化原则或双套原则配置的两套断路器保护动作后应分别作用于其中一组跳闸线圈。

5.6.2 断路器失灵保护

5.6.2.1 对断路器跳闸功能失灵,应按下列要求配置断路器失灵保护:

- a) 220 kV 及以上电压等级的电网,应配置断路器失灵保护;
- b) 110 kV(66 kV) 电网个别重要部分,由远后备保护切除故障时故障切除时间不满足稳定要求的,应配置断路器失灵保护;
- c) 容量在 100 MW 及以上的发电机或发变组,发电机断路器或发变组高压侧断路器应配置失灵保护。

5.6.2.2 分相操作的断路器,可仅考虑断路器单相拒动(失灵)的情况。三相操作的断路器,除考虑断路器单相拒动(失灵)外,宜同时考虑断路器三相拒动(失灵)的情况。

5.6.2.3 为提高断路器失灵保护的可靠性,应同时具备下列条件,保护方可启动:

- a) 故障电力设备上的继电保护装置,能瞬时复归的出口动作后不返回(故障切除后,启动断路器失灵保护的出口返回时间应不大于 30 ms);
- b) 判断断路器未断开的电气量判别元件动作后不返回(判别元件的动作时间和返回时间均不应大于 20 ms,其返回系数不宜低于 0.9)。

5.6.2.4 为提高断路器失灵保护的可靠性,应按下列要求配置闭锁元件。其中:

- a) 单母线及双母线接线方式下,应配置电压闭锁元件;
- b) 一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线、桥形接线、角形接线等双断路器接线方式下,可不配置电压闭锁元件;
- c) 发电机、变压器及高压并联电抗器故障时,为防止电压闭锁元件灵敏度不足,应采取解除电压闭锁的措施;
- d) 对电压闭锁元件灵敏度不足的长线路上的故障,宜采取解除电压闭锁的措施。

5.6.2.5 断路器失灵保护,应根据接线方式,按要求分别动作于跟跳本断路器、跳相邻断路器、闭锁重合

闸、启动远方跳闸。

- a) 一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线等接线方式下,断路器失灵保护应经短延时动作于再跳本断路器三相,再经较长延时动作于跳开其他相邻断路器。
- b) 单母线、双母线接线方式下,断路器失灵保护可较短延时动作于跳开与拒动断路器相关的母联断路器及分段断路器,再经一时限动作于跳开与拒动断路器连接在同一母线上的所有支路或所有有源支路的断路器;也可仅经一时限同时动作于跳开与拒动断路器连接在同一母线上的所有支路或所有有源支路的断路器,包括母联断路器及分段断路器。双母线接线方式下,断路器失灵保护应能自动识别连接元件运行位置,有选择地跳开连接在同一母线上的所有支路或所有有源支路的断路器。
- c) 配有重合闸的线路,断路器失灵保护动作后,应闭锁重合闸。
- d) 变压器断路器失灵时,还应跳开本变压器其他各侧的断路器或有电源各侧的断路器(见 5.3.1.4)。
- e) 线路断路器、线变组断路器失灵时,还应启动远方跳闸,使相关线路对端断路器跳闸以切除故障。
- f) 发电机机端断路器、发变组高压侧断路器失灵时,还应动作于机组停机。

5.6.2.6 断路器失灵保护动作后以触点形式经母线保护装置、变压器保护装置、远方跳闸信号传输装置等出口时,应配置防误动措施。

注:防误动措施,可包括采用大功率(不小于 5 W)中间继电器、双触点校验(如“二取二”逻辑与门输出)、母线保护装置增加针对断路器失灵保护的就地辅助判据(如电压闭锁逻辑)等。

5.6.3 断路器三相位置不一致(非全相)保护

5.6.3.1 对断路器三相主触头状态不一致,分相操作的断路器,应配置以位置信号为判据的三相位置不一致(非全相)保护;三相操作的发电机断路器,必要时可配置以电气量为判据的三相位置不一致(非全相)保护。

5.6.3.2 断路器三相位置不一致(非全相)保护,动作于跳本断路器。动作时间应为 0.3 s~4.0 s 连续可调且满足精度要求,以躲开单相重合闸的动作周期,并与相邻电力设备非对称故障保护(例如线路零序过电流保护,变压器零序过电压保护)后备段延时相配合。

5.6.3.3 对分相操作的断路器,当断路器三相位置不一致(非全相)保护需要启动断路器失灵保护或有其他特定需求时,应增加可整定的电气量作为辅助判据。

5.6.3.4 由断路器自身控制回路实现的三相位置不一致(非全相)保护功能不满足特定应用需求时,应另行配置继电保护装置实现该功能。

5.7 串联补偿装置保护

5.7.1 一般规定

5.7.1.1 对线路串联补偿装置,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 电容器故障;
- b) MOV 故障、间隙故障、旁路开关故障;
- c) 串补平台闪络;
- d) 诱发的系统次同步谐振;
- e) 可控串联补偿装置中的晶闸管阀及其冷却系统故障;
- f) 外部故障引起的串联补偿装置过电流、过电压和失压;
- g) 其他故障和异常运行状态。

5.7.1.2 串联补偿装置各项保护,宜根据故障和异常运行状态的性质及串联补偿装置重投模式,分别动作于:

- a) 暂时旁路单相电容器或者暂时旁路三相电容器；
- b) 永久旁路三相电容器；
- c) 触发间隙；
- d) 启动远方跳闸，联跳线路；
- e) 告警；
- f) 闭锁重投；
- g) 闭锁晶闸管阀(适用于可控串联补偿装置)。

5.7.1.3 220 kV 及以上电压等级的串联补偿装置，应按双重化原则配置保护。重要的 110 kV(66 kV) 串联补偿装置，宜按双重化原则配置保护。按双重化原则或者双套原则配置的串补保护装置，当两套保护均退出时，应自动永久旁路三相电容器。

5.7.2 6 kV~110 kV 电压等级固定串联补偿装置保护

5.7.2.1 对电容器单元内部故障，应配置电容器阻抗保护。保护经延时动作于永久旁路三相电容器。

5.7.2.2 对串联补偿装置所在线路故障引起的电容器过流、过压或失压，应配置电容器过电流保护、过电压保护和失压保护。保护应经延时动作于暂时旁路三相电容器。

5.7.3 220 kV 及以上电压等级固定串联补偿装置保护

5.7.3.1 对电容器单元或电容器单元内部元件故障，应配置电容器不平衡保护。为避免电容器长期过负荷运行而损坏，应配置电容器过负荷保护。

5.7.3.2 对靠近串联补偿装置安装点的线路故障，为避免 MOV 通流时间过长而发生热崩溃，应配置 MOV 过电流保护、能量保护和温度保护。对 MOV 本体内部故障，应配置 MOV 不平衡保护。

5.7.3.3 对间隙未收到触发命令却自主导通，应配置间隙自触发保护。对间隙收到触发命令后延迟导通，应配置间隙延迟触发保护。对间隙收到触发命令后不导通，应配置间隙拒触发保护。对间隙持续导通，应配置间隙持续导通保护。

5.7.3.4 对旁路开关三相位置不一致故障，应配置旁路开关三相位置不一致保护。对旁路开关分闸失灵故障，应配置旁路开关分闸失灵保护。对旁路开关合闸失灵故障，应配置旁路开关合闸失灵保护。

5.7.3.5 对可能诱发系统次同步谐振的串联补偿装置，可配置次同步谐振保护。对串联补偿装置诱发系统次同步谐振可能波及的电厂，可按 5.2.1.19.5 配置轴系扭振监测保护装置，有条件时该装置可联动串联补偿装置，经短延时动作于暂时旁路三相电容器。对串联补偿装置诱发系统次同步谐振可能涉及的新能源发电汇集站，可配次同步谐振监测装置。

5.7.3.6 对串补平台上一次设备与平台之间的闪络故障，应配置串补平台闪络保护。

5.7.3.7 应配置线路联动串补保护，当串联补偿装置所接入线路发生故障、线路保护动作时，联动合串补补偿装置旁路开关。

5.7.3.8 对分段安装于同一条线路上的多个串联补偿装置，应配置分段联动串补保护。

5.7.3.9 对采用晶闸管阀保护方式(而不是 MOV 加间隙方式)的固定串联电容器补偿装置，还应配置晶闸管阀触发异常保护、晶闸管阀状态异常保护、晶闸管阀电压击穿保护。

5.7.3.10 220 kV 及以上电压等级固定串联补偿装置保护，应符合 GB/T 40864 的规定。

5.7.4 可控串联补偿装置保护

5.7.4.1 对可控串联补偿装置，除应满足 5.7.2 或 5.7.3 的要求外，还应按本节规定，配置相应的保护。

5.7.4.2 对晶闸管阀的各种故障和异常运行状态，应配置晶闸管阀过载保护、拒触发保护、裕度不足保护、不对称触发保护、异常闭锁保护。保护动作于永久旁路三相电容器、闭锁晶闸管阀。

5.7.4.3 对阀冷却系统的各种故障和异常运行状态，应配置水流量低保护、水电导率保护、水位保护和

温度保护。保护经延时动作于永久旁路三相电容器、闭锁晶闸管阀。

注：关于可控串联补偿装置的更多信息，见 B.2。

5.8 并联补偿装置保护

5.8.1 一般规定

5.8.1.1 对并联补偿装置，包括高低压并联电抗器、并联电容器、静止无功补偿装置、静止同步补偿装置，应按以下原则配置相应的保护。其中：

- a) 220 kV 及以上电压等级并联补偿装置，应按双重化原则配置电气量保护；
- b) 重要的 110 kV(66 kV)电压等级并联补偿装置，宜按双套原则配置电气量保护；
- c) 重要的 35 kV 电压等级直挂式静止无功补偿装置、静止同步补偿装置，宜按双套原则配置电气量保护。

5.8.1.2 并联补偿装置保护，宜根据故障和异常运行状态的性质，分别动作于跳闸、告警。

5.8.1.3 对可控型并联补偿装置(包括可控并联电抗器、静止无功补偿装置、静止同步补偿装置等)，保护应能适应系统的不同运行工况、可控型并联补偿装置的调节。在装置调节过程中，保护不应误动作。

5.8.1.4 为确保测量精度和保护灵敏度，当并联补偿装置的容量远小于系统短路容量时，并联补偿装置保护用电流互感器一次电流额定值不宜大于 6 倍的并联补偿装置额定电流。对并联补偿装置的电流差动保护或电流速断保护，在定值不超过 $2 I_n$ (I_n 为 CT 二次值，下同)，通过 $20 I_n \sim 80 I_n$ 的故障电流，持续时间不超过 300 ms 的情况下应能可靠动作。

注：对无源并联补偿装置，当引线最大短路电流超过 CT 额定值的 80 倍时，另外配置电流速断保护作为引线故障主保护，以避免出现保护死区。

5.8.2 220 kV 及以上电压等级高压并联电抗器保护

5.8.2.1 一般规定

5.8.2.1.1 对 220 kV 及以上电压等级油浸式高压并联电抗器，应针对下列故障及异常运行状态，配置相应的保护：

- a) 绕组单相接地和匝间短路；
- b) 引出线的相间短路和单相接地短路；
- c) 油面降低；
- d) 油温度升高和冷却系统故障；
- e) 过负荷；
- f) 其他故障和异常运行状态。

5.8.2.1.2 线路并联电抗器无专用断路器时，其保护除动作于跳开线路本侧断路器、闭锁重合闸外，还应启动远方跳闸跳开线路对端断路器。

5.8.2.2 电气量保护

5.8.2.2.1 对并联电抗器内部及其引出线的相间短路和单相接地故障，应按下列规定，配置相应的保护：

- a) 配置纵联差动保护，保护瞬时动作于跳闸；
- b) 配置过电流保护，保护带时限动作于跳闸。

5.8.2.2.2 对绕组匝间短路故障，应配置绕组匝间短路故障保护。保护宜动作于跳闸。对线路高压并联电抗器，匝间短路故障保护如需电压信号，应使用并联电抗器所在线路间隔的三相电压互感器。对母线高压并联电抗器，匝间短路故障保护如需电压信号，应使用并联电抗器所在母线的三相电压互感器。

5.8.2.2.3 对电源电压升高引起的并联电抗器过负荷,应配置并联电抗器本体过负荷保护。保护带时限动作于信号。对三相不对称等原因引起的接地电抗器过负荷,宜配置接地电抗器过负荷保护,保护带时限动作于信号。

5.8.2.3 非电气量保护

5.8.2.3.1 对油浸式并联电抗器本体及接于并联电抗器中性点的油浸式接地电抗器,应配置瓦斯保护。当电抗器油箱内部产生大量瓦斯时,瓦斯保护应动作于跳闸;当产生轻微瓦斯或油面下降时,瓦斯保护宜动作于信号,必要时可动作于跳闸。

5.8.2.3.2 对油浸式并联电抗器油温度升高和冷却系统故障,应配置相应的保护。保护动作于信号或带时限动作于跳闸。

5.8.2.4 可控并联电抗器保护的特定要求

5.8.2.4.1 对分级调节式可控并联电抗器(即开关控制型可控并联电抗器),应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护。其中:

- a) 对主绕组、控制绕组相间短路、匝间短路和接地故障,应配置磁平衡差动保护作为主保护,配置控制绕组自产零序过电流保护、控制绕组外接零序过电流保护作为后备保护;
- b) 对阀故障和异常,应配置阀过电压保护、阀拒触发保护、阀持续导通保护、阀裕度不足保护等。

5.8.2.4.2 对磁控式可控并联电抗器(又称可控饱和并联电抗器),应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护。其中:

- a) 对控制绕组相间短路、匝间短路和接地故障,宜配置横差保护、间隙过电流保护;
- b) 对直流母线接地故障,应配置直流母线接地故障保护;
- c) 对补偿绕组(辅助绕组)相间短路、接地故障和匝间短路,宜配置过电流保护、零序过电压接地故障保护和输入电流取自角内 CT 的电流平衡保护。

注:关于可控并联电抗器的更多信息,见 B.3。

5.8.2.5 具有抽能绕组的并联电抗器保护的特定要求

5.8.2.5.1 对具有抽能绕组的并联电抗器,保护应具有防止抽能侧区外故障误动的措施。

5.8.2.5.2 对抽能绕组匝间短路故障,应配置抽能绕组匝间短路故障保护。当抽能绕组采用角接方式时,可配置输入电流取自抽能绕组角内 CT 的零序过电流保护作为抽能绕组匝间短路故障后备保护。

5.8.2.5.3 对抽能绕组侧相间短路和接地故障,宜配置电流差动保护、经复合电压闭锁的过电流保护和零序过电压接地故障保护。

5.8.3 110 kV 及以下电压等级并联电抗器保护

5.8.3.1 对 110 kV 及以下电压等级并联电抗器,应针对并联电抗器内部及其引出线的相间短路故障和单相接地故障,配置相应的保护。其中:

- a) 应配置电流速断保护,保护瞬时动作于跳闸;
- b) 应配置过电流保护,保护带时限动作于跳闸;
- c) 中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统中的并联电抗器,应配置零序过电压保护,作为单相接地故障保护,保护动作于信号;可按照 5.4.1.3 的规定,配置其他单相接地故障检测或保护功能。

5.8.3.2 对油浸式并联电抗器,应按照 5.8.2.3 的要求配置非电气量保护。

5.8.3.3 对母线电压升高或三相不对称等原因引起的并联电抗器过负荷,宜配置过负荷保护,保护带时限动作于信号。

5.8.4 并联补偿电容器组保护

5.8.4.1 对 3 kV 及以上电压等级的并联补偿电容器组,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 电容器组和断路器之间连接线短路故障;
- b) 电容器内部故障及其引出线短路故障;
- c) 电容器组中,某一故障电容器切除后所引起剩余电容器的过电压;
- d) 电容器组的单相接地故障;
- e) 电容器组过电压;
- f) 所连接的母线失压;
- g) 中性点不接地系统中的电容器组,各组对其中性点的单相短路;
- h) 其他故障和异常运行状态。

5.8.4.2 对电容器组和断路器之间连接线的短路故障,可配置带有短时限的电流速断和过电流保护,动作于跳闸。

5.8.4.3 对电容器内部故障,应配置电流不平衡保护或者电压不平衡保护,带延时动作于跳开整组电容器。不平衡保护应与内熔丝配合。

5.8.4.4 对电容器组的单相接地故障,可按照 5.4.1.3 的规定,配置单相接地故障检测或保护功能,但安装在绝缘支架上的电容器组可不再配置单相接地故障保护。

5.8.4.5 对电容器组过电压,应配置过电压保护。保护带时限动作于信号或跳闸。

5.8.4.6 对电容器组母线失压,应配置失压保护。保护带时限切除接在同一电容器组母线上的所有电容器。

5.8.4.7 对电容器组过负荷,宜配置过负荷保护。保护带时限动作于信号或跳闸。

5.8.4.8 对谐波严重的电力系统中的电容器组,宜配置谐波保护。保护动作于信号。

5.8.4.9 对电容器组缺相,宜配置缺相保护。保护动作于信号。

5.8.5 静止无功补偿装置保护

5.8.5.1 一般规定

5.8.5.1.1 对静止无功补偿装置,包括晶闸管投切的电容器(TSC)型、晶闸管投切的电抗器(TSR)型、晶闸管控制的电抗器(TCR)型、晶闸管控制的变压器(TCT)型、磁控电抗器(MCR)型等,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 交流母线过压;
- b) 交流母线失压;
- c) 相间短路;
- d) 过负荷;
- e) 单相接地;
- f) 电容器组故障;
- g) 交流滤波器组故障;
- h) 电抗器故障;
- i) 其他故障和异常运行状态。

5.8.5.1.2 对交流母线过电压,应配置过电压保护。保护带时限动作于跳闸。

5.8.5.1.3 当有交流滤波器组或固定电容器组支路时,对交流母线失压,应配置低电压保护。保护带时限动作于跳闸。

5.8.5.1.4 对静止无功补偿装置交流引线、电抗器、晶闸管阀、电容器、串联电抗器等的相间短路故障,应配置电流速断保护和过电流保护,输入电流应取自断路器 CT,保护动作于跳闸。

5.8.5.1.5 对静止无功补偿装置过负荷,应配置过负荷保护。保护带时限动作于发信。

5.8.5.1.6 对静止无功补偿装置单相接地故障,可按照 5.4.1.3 的规定,配置单相接地故障检测或保护功能。

5.8.5.1.7 对固定电容器组、晶闸管投切电容器(TSC)组的故障和异常运行状态,应按照 5.8.4 的规定配置相应的保护。

5.8.5.1.8 对交流滤波器组的故障和异常运行状态,除按 5.8.5.1.7 的要求配置相应的保护外,对由于元器件参数改变而造成的串联电抗器和电容器过负荷,宜配置全电流热过负荷保护,全电流应至少包含基波分量和 11 次及以下谐波分量。

5.8.5.1.9 对固定电抗器、晶闸管投切电抗器(TSR)、晶闸管控制电抗器(TCR)、晶闸管控制变压器(TCT)、磁控电抗器(MCR)的故障和异常运行状态,应按照 5.8.2 或者 5.8.3 的要求配置相应的保护。

5.8.5.1.10 对串联电抗器的故障和异常运行状态,应按照 5.9 的规定配置相应的保护。

5.8.5.2 TCR 型静止无功补偿装置保护的的特殊要求

5.8.5.2.1 对 TCR 晶闸管阀和相控电抗器相间短路,应配置输入电流取自角内 CT 的两段式基波过电流保护。保护动作于 TCR 跳闸。

5.8.5.2.2 对 TCR 晶闸管阀和相控电抗器的热过负荷,应配置输入电流取自角内 CT 的全电流热过负荷保护。全电流应至少包含基波分量和 11 次及以下谐波分量。保护动作于 TCR 跳闸。

5.8.5.2.3 对应用在重要场合且容量大于 100 Mvar 的 TCR,宜配置输入电流取自角内 CT 和角外 CT 的 TCR 电流差动保护。保护瞬时动作于 TCR 跳闸。

5.8.6 静止同步补偿装置保护

5.8.6.1 对静止同步补偿装置,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 交流母线过压;
- b) 交流母线失压;
- c) 相间短路;
- d) 过负荷;
- e) 单相接地故障;
- f) 冷却系统故障;
- g) 其他故障和异常运行状态。

5.8.6.2 对交流母线过电压,应配置过电压保护。保护带时限动作于跳闸。

5.8.6.3 针对交流母线失压,应配置低电压保护。保护带时限动作于跳闸。

5.8.6.4 对静止同步补偿装置相间短路,应按下列规定,配置相应的保护。其中:

- a) 对交流引线、换流链和换流电抗器的相间短路故障,应配置输入电流取自断路器 CT 的电流速断保护和过电流保护,保护动作于跳闸;
- b) 对角接静止无功发生器换流链和换流电抗器的相间短路故障,宜配置输入电流取自角内 CT 的角内过电流保护,保护动作于跳闸;
- c) 对重要的 35 kV 直挂式角接静止同步补偿装置,可配置输入电流取自角内 CT 和角外 CT 的电流差动保护,保护瞬时动作于跳闸。

5.8.6.5 对静止同步补偿装置过负荷,应配置过负荷保护。保护带时限动作于发信。

5.8.6.6 对静止同步补偿装置单相接地故障,可按照 5.4.1.3 的规定,配置单相接地故障检测或保护功能。

5.8.6.7 对冷却系统故障,应配置相应的保护。

5.9 串联电抗器保护

5.9.1 用于限制短路电流或调整线路输送功率的串联电抗器,宜由所在电力设备(例如线路、并联电容器)的保护装置提供保护,并由上游电力设备(变压器、母线或者线路)的保护装置提供后备保护。

5.9.2 对油浸式串联电抗器,应配置瓦斯保护。当电抗器油箱内部产生大量瓦斯时,瓦斯保护应动作于跳闸;当产生轻微瓦斯或油面下降时,瓦斯保护宜动作于信号,必要时可动作于跳闸。

5.9.3 对油浸式串联电抗器的油温度升高和冷却系统故障,应配置相应的保护。保护动作于信号或带时限动作于跳闸。

5.10 其他

5.10.1 辅助保护

5.10.1.1 在母联断路器或分段断路器上,宜配置相电流过电流保护或零序过电流保护,作为母线充电保护,并兼作新线路投运时(母联断路器或分段断路器与新投运线路断路器串接)的辅助保护。保护应具备可瞬时和延时跳闸的回路。

5.10.1.2 一个半断路器接线方式(3/2 接线方式)、4/3 接线方式下,断路器可配置线路辅助保护。

5.10.1.3 如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区,而其他后备保护切除又扩大停电范围并引起严重后果时,可为该保护死区增配死区保护,以快速切除该类故障。

5.10.2 配电网保护



5.10.2.1 开关站、环网柜、配电房进出线保护

5.10.2.1.1 进出线开关宜装设三相电流互感器、独立的零序电流互感器,母线宜装设零序电压互感器。

5.10.2.1.2 对进出线相间短路故障,应按照 5.4.1.2 的规定配置保护。

5.10.2.1.3 对进出线单相接地故障,应按照 5.4.1.3 的规定配置检测或者保护功能。

5.10.2.2 开关站、环网柜、配电房母线保护、断路器失灵保护

5.10.2.2.1 对供电可靠性有特别要求时,可按照 5.5 的规定,配置母线保护。

5.10.2.2.2 为防止断路器拒跳,可按照 5.6.2 的规定,配置断路器失灵保护。

5.10.2.3 柱上开关保护

5.10.2.3.1 柱上开关宜装设三相电流互感器、专用零序电流互感器、零序电压互感器。

5.10.2.3.2 柱上开关为断路器时,对相间短路故障,宜配置三段定时限过电流保护、重合闸及合闸后加速保护;对单相接地故障,中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地系统中的柱上开关宜配置小电流接地系统单相接地故障保护、重合闸及合闸后加速保护,中性点经低电阻接地系统的柱上开关宜配置零序过电流保护。

5.10.2.3.3 柱上开关为负荷开关时,可配置电压电流时间型就地馈线自动化功能。

5.10.2.4 配电变压器保护

5.10.2.4.1 配电变压器高低压两侧宜装设熔断器,实现短路故障保护和过载保护。

5.10.2.4.2 对大容量配电变压器,熔断器无法兼顾躲负荷电流和保证灵敏度时,应装设断路器和继电保护装置。

注:关于配电网继电保护的更多信息,见附录 D。

5.10.3 微电网保护

5.10.3.1 并网点处的保护

5.10.3.1.1 并网点处,应配置方向过电流保护,可包括由公共电网指向微电网侧的方向过电流保护、由微电网指向公共电网侧的方向过电流保护。

5.10.3.1.2 当不允许微电网向公共电网提供电能时,在并网点处应配置逆功率保护。

5.10.3.1.3 应根据公共电网的需要配置防孤岛保护,保护动作于跳开并网点开关。

5.10.3.2 微电网内部保护

5.10.3.2.1 对微电网内的分布式电源,宜配置频率保护、电压保护。逆变器型分布式电源应具备快速检测孤岛并断开与主电网连接的能力。

5.10.3.2.2 对微电网内 10 kV 及以上电压等级的母线、变压器、线路,宜配置差动保护。

5.10.3.2.3 微电网内宜配置过电流保护,过电流保护应能适应并网、离网两种运行状态。

注:关于微电网继电保护的更多信息,见附录 D。

5.10.4 光伏电站保护

5.10.4.1 对光伏逆变器,宜配置下列保护。

- a) 交流侧频率保护、电压保护、短路故障保护。保护动作于停机。
- b) 直流侧过电压保护、过载保护。保护动作于停机。
- c) 直流极性误接保护。当光伏方阵线缆的极性与光伏逆变器直流侧接线端子极性接反时,保护逆变器不至损坏,极性正接后逆变器恢复正常工作。
- d) 反充电保护。当逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时,防止逆变器直流侧有电流流过。
- e) 其他在系统发生故障或异常运行时保护电力设备安全的保护功能。

5.10.4.2 必要时,光伏电站应配置独立的防孤岛保护。

5.10.4.3 对光伏电站中的集电线路、集电母线、升压变压器、无功补偿装置等,应按照本文件各相关部分的规定,配置相应的保护。

注:关于光伏电站继电保护的更多信息,见 C.3。

5.10.5 风电场保护

5.10.5.1 对风力发电机变流器,宜配置下列保护。

- a) 低电压保护和过电压保护。保护带时限动作于停机。
- b) 低频率保护和高频率保护。保护带时限动作于停机。
- c) 三相电压不平衡保护。保护带时限动作于停机。
- d) 其他在系统发生故障或异常运行时保护电力设备安全的保护功能。

5.10.5.2 对风电场中的集电线路、集电母线、升压变压器、无功补偿装置等,应按照本文件各相关部分的规定,配置相应的保护。

注:关于风电场继电保护的更多信息,见 C.2。

5.10.6 电化学储能电站保护

5.10.6.1 对储能变流器,宜配置下列保护。

- a) 交流侧频率保护、电压保护、短路故障保护。保护动作于停机。
- b) 直流侧过电压保护、过载保护。保护动作于停机。

- c) 直流极性误接保护。当电池直流线缆的极性与储能变流器直流侧接线端子极性接反时,保护储能变流器不至损坏,极性正接后储能变流器恢复工作。
- d) 储能元件故障保护。保护动作于停机。
- e) 离网过电流保护。
- f) 超温保护。
- g) 交流进线相序错误保护。
- h) 通信故障保护。
- i) 冷却系统故障保护。

5.10.6.2 独立的电化学储能电站接入电网并网运行时,宜配置独立的防孤岛保护。在由并网运行模式切换至离网运行模式时,应退出防孤岛保护。只在离网模式下运行的电化学储能电站,不配置防孤岛保护。

5.10.6.3 电化学储能电站中的其他电力设备等,应按照本文件各相关部分的规定,配置相应的保护。

注:关于电化学储能电站继电保护的更多信息,见 C.5。

6 直流输电系统的保护

6.1 一般规定

6.1.1 直流输电系统的保护,应与直流输电系统的控制、交流继电保护、安全稳定控制系统等协调配合,应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

6.1.2 对直流输电系统,包括单12脉动常规直流输电、双12脉动常规直流输电、柔性直流输电等,应按其拓扑结构,针对交流滤波器及其大组母线、换流变压器及其引线、换流器、直流场设备、接地极线路和直流输电线路的故障及异常运行状态,分区配置相应的保护。不同极(换流器)的保护应相互独立。

6.1.3 直流输电系统的保护装置,应按双重化原则或三重化原则冗余配置。

- a) 冗余配置中的每一套保护装置均应具备独立的测量回路、电源回路、输入输出回路和通信回路,相互之间无直接的电气联系。线路保护的站间通信通道宜相互独立。
- b) 按双重化原则配置时,配置两套独立的保护装置,每套保护应采用“启动+动作”与门逻辑出口方式。
- c) 按三重化原则配置时,配置三套独立的保护装置,三套保护应采用“三取二”逻辑出口方式。该逻辑应同时配置在“三取二”装置和直流输电控制系统中,“三取二”装置应按双重化原则配置。

6.1.4 直流输电系统的保护应能自动适应直流输电系统各种运行方式的转换;当需要利用开关、隔离开关和接地开关位置判别运行方式时,应避免因信号电源掉电或位置信号异常而导致对运行方式的误判。

6.1.5 直流输电系统的保护装置在“试验状态”下,任何保护动作不应出口;在有保护动作信号时,应能防止由“试验状态”切换至“运行状态”时保护出口。

注:关于常规直流输电系统、柔性直流输电系统的保护的更多信息,见附录 F、附录 G。

6.2 单12脉动常规直流输电系统的保护

6.2.1 一般规定

6.2.1.1 对单12脉动常规直流输电系统,宜划分为换流器区、极区、双极区、直流线路区、直流滤波器区、换流变压器区、交流滤波器区,按区域分别配置相应的保护。

6.2.1.2 针对换流器区、极区、双极区、直流线路区,对两端直流输电系统,同一极的保护宜采用同一装置实现;对多端直流输电系统,直流线路区宜配置独立的保护装置。

6.2.2 换流器区保护

6.2.2.1 对换流器区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 换流器桥臂短路;
- b) 换流器 Y 桥短路;
- c) 换流器 D 桥短路;
- d) 换流器短路;
- e) 换流器接地故障;
- f) 换流变压器阀侧相间短路;
- g) 换流变压器阀侧接地故障;
- h) 换流器过负荷;
- i) 换相失败;
- j) 其他故障和异常运行状态。

6.2.2.2 对换流器区短期过负荷、短路和接地故障,应配置换流器过电流保护。

6.2.2.3 对换流器区故障,应配置由换流器交流侧三相电流的绝对最大值(或整流值)和直流侧电流构成差动保护的阀短路故障保护。保护可只检测换流器区的短路故障,也可同时检测换流器区的短路故障和接地故障。保护应有防止交、直流互感器暂态特性不一致导致误动的措施。

6.2.2.4 对换流器接地故障,应配置换流器差动保护(直流差动保护)。

6.2.2.5 对换流器闭锁状态下换流变压器阀侧接地故障,应配置换流变压器阀侧中性点偏移保护。保护宜采用保护装置自产零序电压,在换流器解锁前投入,换流器解锁后自动退出。

6.2.2.6 对换相失败、阀短路、换流器直流侧出口高压端和中性端对换流器中点短路等故障,可配置由换流器 Y 桥和 D 桥交流侧三相电流的绝对最大值(或整流值)构成的桥差保护。保护应有防止交流系统故障、换流变压器励磁涌流以及互感器暂态特性不一致等导致误动的措施。

6.2.2.7 对丢脉冲或误触发故障、交流系统故障或扰动以及其他原因导致的换相失败,应在逆变侧配置换相失败保护。保护应有防止交、直流互感器暂态特性不一致导致误动的措施。

6.2.3 极区保护

6.2.3.1 对极区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 极母线接地故障;
- b) 极中性母线接地故障;
- c) 接地极开路故障;
- d) 直流过电压;
- e) 直流低电压;
- f) 极区开关故障;
- g) 其他故障和异常运行状态。

6.2.3.2 对极母线接地故障,应配置极母线差动保护。

6.2.3.3 对极中性母线接地故障,应配置极中性母线差动保护。

6.2.3.4 对直流线路电流互感器与中性母线电流互感器间发生的接地故障,应配置极差动保护。

6.2.3.5 对接地极开路故障,应配置接地极开路保护。为了提高保护的灵敏度,可分别为双极运行方式、单极大地回线运行方式、单极金属回线运行方式设置不同的动作定值和动作时限。

6.2.3.6 对直流过电压,应配置直流过电压保护。保护宜将极母线电压和极中性母线电压作为故障特征量。

6.2.3.7 对直流系统接地故障和交流系统故障引起的直流低电压,应配置直流低电压保护。保护可仅

在整流侧配置。当在逆变侧配置时,应增加防止无通信情况下解锁时保护误动的措施(例如加长延时)。保护动作时限应大于交流系统后备保护的动作时限和直流系统所有接地故障保护的动作时限。

6.2.3.8 对交流系统故障和直流输电控制系统异常,应配置直流谐波保护。保护应至少能够检测 50 Hz 谐波分量和 100 Hz 谐波分量。其中:

- a) 50 Hz 谐波保护用于检测直流输电控制系统或换流器本体故障;
- b) 100 Hz 谐波保护用于检测交流系统故障,动作时限宜大于交流系统后备保护的动作时限。

6.2.3.9 对中性母线开关分闸失灵,应配置中性母线开关保护。

6.2.4 双极区保护

6.2.4.1 对双极区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 双极中性母线接地故障;
- b) 站内接地过流;
- c) 金属回线运行方式下的线路接地故障;
- d) 双极区直流开关故障;
- e) 接地极线路接地故障;
- f) 接地极线路过负荷;
- g) 其他故障和异常运行状态。

注:“双极中性母线”,又称为“接地极母线”,以下同。

6.2.4.2 对双极中性母线接地故障,应配置双极中性母线差动保护。保护应自适应双极大地回线运行方式、单极大地回线运行方式、单极金属回线运行方式。

6.2.4.3 对站内接地过流,应配置站接地过电流保护。保护定值应小于站内接地网的过流能力。

6.2.4.4 对金属回线运行方式下的线路接地故障,应配置金属回线横差保护,可配置反映接地点电流的金属回线接地保护。在两端直流输电系统中,保护宜仅在接地站配置;在多端直流输电系统中,可在非接地站配置。

6.2.4.5 对双极区直流开关分闸失灵,应配置站内接地开关保护、大地回线转换开关保护、金属回线转换开关保护。针对故障暂态过程中的交流分量对谐振回路及避雷器的影响,保护应采取必要的措施。

6.2.4.6 对接地极线路接地故障,应配置接地极线不平衡保护。

6.2.4.7 对接地极线路过负荷,应配置接地极线过电流保护。

6.2.5 直流线路区保护

6.2.5.1 对直流线路区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 直流输电线路故障;
- b) 直流输电线路与交流线路碰线故障;
- c) 多端直流输电系统汇流母线故障;
- d) 其他故障和异常运行状态。

6.2.5.2 直流线路区保护应能可靠区分故障极线路和非故障极线路。

6.2.5.3 对直流输电线路故障,应配置行波保护、电压突变量保护作为主保护,配置直流线路低电压保护、线路纵联差动保护作为后备保护。

- a) 当线路发生金属性接地故障时,至少一侧的主保护应能保证动作。
- b) 直流线路低电压保护在交流系统故障、换相失败等区外故障时不应动作。保护可仅在整流侧配置。当在逆变侧配置时,应增加防止无通信情况下解锁时保护误动的措施。
- c) 线路纵联差动保护在站间通信故障、线路任意一端的电流测量设备异常、线路另一端相应的保护主机处于紧急故障或试验状态时应自动退出。

6.2.5.4 对直流输电线路与交流线路碰线故障,应配置交直流碰线保护。应避免一极发生交直流碰线时另外一极因为双极线路耦合产生的工频分量导致保护误动。

注:发生直流输电线路与交流线路碰线故障时,交流线路保护、直流线路保护可能先于交直流碰线保护动作。

6.2.5.5 对金属回线接地故障,应配置仅在金属回线运行方式下投入的金属回线纵联差动保护。保护在站间通信故障、线路任意一端的电流测量设备异常、线路另一端相应的保护主机处于紧急故障或试验状态时应自动退出。

6.2.5.6 对多端直流输电系统中的汇流母线故障,应配置汇流母线差动保护。

6.2.6 直流滤波器区保护

6.2.6.1 对直流滤波器区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 直流滤波器内部接地故障;
- b) 直流滤波器电容故障;
- c) 直流滤波器过流;
- d) 直流滤波器失谐;
- e) 其他故障和异常运行状态。

6.2.6.2 对直流滤波器区,应根据直流滤波器的接线方式,配置差动保护、高压电容器不平衡保护、失谐监视;可根据需要选配高压电容器接地保护、电阻器过负荷保护、电抗器过负荷保护、过电压保护、过电流保护。

6.2.6.3 差动保护应具有防止区外故障保护误动的制动特性,并具有避免冲击电流造成保护误动的措施。

6.2.6.4 高压电容器不平衡保护应具有防止区外故障保护误动的制动特性。

6.2.6.5 失谐监视功能应监视直流滤波器调谐点。双极运行时,宜通过检测同极或两个极相同类型直流滤波器尾端谐波电流幅值的方式实现;单极运行时,通过检测两个极相同类型直流滤波器尾端谐波电流幅值的方式实现的失谐监视应退出。

6.2.6.6 高压电容器不平衡保护不配置跳闸段时,应配置电容器接地故障保护。

6.2.6.7 电阻器过负荷保护宜采用符合设备发热特性的反时限动作曲线。

6.2.6.8 电抗器过负荷保护宜采用符合设备发热特性的反时限动作曲线,并计及集肤效应对保护的影响。

6.2.6.9 过电压保护宜采用极母线电压。

6.2.6.10 过电流保护宜采用直流滤波器首端电流。

6.2.7 换流变压器区保护

6.2.7.1 对换流变压器区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 换流变压器及其引线的相间短路和接地故障;
- b) 换流变压器绕组匝间短路故障;
- c) 交流过电压;
- d) 换流变压器饱和;
- e) 换流变压器频率异常;
- f) 其他故障和异常运行状态。

6.2.7.2 换流变压器区电气量保护,宜按三重化原则配置,采用“三取二”逻辑出口方式;也可按双重化原则配置,每套保护采用“启动+动作”与门逻辑出口方式。

6.2.7.3 对换流变压器引线及换流变压器内部故障,应配置换流变压器本体及引线差动保护(又称大差保护)。

- 6.2.7.4 对换流变压器网侧电流互感器和阀侧电流互感器之间区域的接地或短路故障,应配置换流变压器本体差动保护(又称小差保护)。
- 6.2.7.5 对换流变压器绕组接地故障,应配置换流变压器绕组差动保护。
- 6.2.7.6 对换流变压器引线电流互感器至换流变压器网侧电流互感器之间的接地故障,应配置换流变压器引线差动保护。
- 6.2.7.7 对换流变压器网侧内部接地故障,可配置换流变压器零序差动保护。
- 6.2.7.8 对换流变压器引线过电流或换流变压器过电流,应配置换流变压器开关过电流保护、换流变压器网侧过电流保护。
- 6.2.7.9 对换流变压器单相接地故障,应配置换流变压器零序过电流保护。保护在动作时间上应与区外故障零序过电流保护配合。
- 6.2.7.10 对在某些运行方式下换流变压器中性点流入直流电流或换流器触发角不平衡等原因引起的换流变压器饱和,应配置换流变压器饱和和保护,可使用变压器网侧中性点电流作为输入量。保护应配置反时限特性段。换流变饱和保护也可配置在换流器区。
- 6.2.7.11 为防止由于频率降低或电压升高引起变压器磁密过高而损坏换流变压器,应按照 5.3.6 的要求配置换流变压器过励磁保护。
- 6.2.7.12 为保护换流变压器本体,应按 5.3.7 的要求,配置非电气量保护。非电气量保护,应按三重化原则配置,保护应采用“三取二”逻辑出口方式。

6.2.8 交流滤波器区保护

6.2.8.1 一般规定

6.2.8.1.1 对交流滤波器区,应针对下列故障及异常运行状态,配置大组母线保护和各交流滤波器小组保护:

- a) 交流滤波器引线及交流滤波器小组内的短路和接地故障;
- b) 交流滤波器小组电容器损坏造成的电容器臂不平衡;
- c) 交流滤波器小组过电流;
- d) 交流滤波器小组电阻器过负荷;
- e) 交流滤波器小组电抗器过负荷;
- f) 交流滤波器大组母线过电压;
- g) 交流滤波器小组失谐;
- h) 其他故障和异常运行状态。

6.2.8.1.2 交流滤波器区保护应按双重化原则配置,每套保护采用“启动+动作”与门逻辑出口方式。

6.2.8.2 大组母线保护

6.2.8.2.1 对交流滤波器母线短路故障,应配置交流滤波器大组母线差动保护。

6.2.8.2.2 对交流滤波器母线过电压,应配置交流滤波器大组母线过电压保护。

6.2.8.2.3 对交流滤波器小组断路器失灵故障,应配置断路器失灵保护。断路器失灵保护可在大组母线保护中实现,也可在独立的失灵保护装置中实现。

6.2.8.3 交流滤波器小组保护

6.2.8.3.1 对交流滤波器小组内的接地和短路故障,应配置交流滤波器小组差动保护。

6.2.8.3.2 对交流滤波器小组电容器损坏造成的不平衡电流,应配置交流滤波器小组电容器不平衡保护。该保护应具备补偿电容器固有不平衡电流的功能。

6.2.8.3.3 对交流滤波器小组内的过电流,应配置交流滤波器小组过电流保护,作为差动保护的后备保护。

6.2.8.3.4 对交流滤波器小组内的接地故障,应配置交流滤波器小组零序过电流保护,作为差动保护的后备保护。

6.2.8.3.5 对交流滤波器小组电阻器热过负荷,应配置反映全电流的交流滤波器小组电阻器热过负荷保护。保护应采用符合设备发热特性的反时限动作曲线。

6.2.8.3.6 对交流滤波器小组电抗器热过负荷,应配置反映全电流的交流滤波器小组电抗器热过负荷保护。保护应采用符合设备发热特性的反时限动作曲线,并计及集肤效应的影响。

6.2.8.3.7 对交流滤波器小组失谐,应配置交流滤波器小组失谐监视功能,该功能宜通过检测交流滤波器尾端电流特征实现。

6.3 双12脉动常规直流输电系统的保护

6.3.1 对双12脉动常规直流输电系统,保护除应满足6.2的要求外,还应遵循本节规定。

6.3.2 换流器区保护,应按换流器在各自独立的装置上实现。双端直流输电系统的极区保护、双极区保护、直流线路区保护应在同一装置上实现;多端直流输电系统的直流线路区保护宜配置独立的装置。

6.3.3 应增配旁通开关保护,可增配旁通对过负荷保护、高低端换流器连接线差动保护、直流过电压保护、直流低电压保护、接地极线差动保护、中性母线冲击电容器过电流保护等。

6.3.4 换流器两端都装设电流测量设备时,应为每一个换流器配置差动保护,以反映换流器内部接地故障。

6.3.5 对高低端换流器连接线区域,当高低端换流器连接线两端都装设电流测量设备时,应配置高低端换流器连接线差动保护。该保护只在双换流器运行时投入,单换流器运行时退出。高端换流器单独运行时,该区域应纳入极中性母线区保护范围;低端换流器单独运行时,该区域应纳入极母线区保护范围。

6.3.6 直流过电压保护,可按换流器配置,也可按极配置。

6.3.7 直流低电压保护,可按换流器配置,也可按极配置。按极配置时,应配置以极母线直流电压低为故障特征量的跳闸段。

6.3.8 对接地极线接地故障,可增配接地极线差动保护。

6.3.9 对中性母线冲击电容器击穿故障引起的过电流,可增配中性母线冲击电容器过电流保护。

6.3.10 谐波保护,可按换流器配置,也可按极配置。

6.4 背靠背常规直流输电系统的保护

6.4.1 对背靠背常规直流输电系统,宜划分为换流器区、极区、换流变压器区、交流滤波器区,按区域分别配置相应的保护。除应满足6.2相关保护的要求外,还应遵循本节规定。

6.4.2 背靠背两侧换流器区、极区的保护功能宜集成在同一保护主机中。保护主机宜按三重化原则配置,采用“三取二”逻辑出口方式。

6.4.3 对换流器和直流场区域内的接地故障,应增配极区接地故障保护(站内接地网过电流保护)。

6.4.4 可增配背靠背差动保护作为背靠背常规直流输电系统的后备保护。

6.4.5 对12脉动桥中点接地的背靠背常规直流输电系统,针对12脉动桥中点不接地一侧的接地故障,可增配12脉动桥中点接地监视功能。

6.5 柔性直流输电系统的保护

6.5.1 一般规定

6.5.1.1 对不同拓扑的柔性直流输电系统,应按照以下要求,分别配置相应的保护。

- a) 对称单极柔性直流输电系统:宜划分为换流变压器区、交流连接线区、换流器区、极区、直流线路区,按区域分别配置相应的保护。
- b) 对称单换流器双极柔性直流输电系统:宜划分为换流变压器区、交流连接线区、换流器区、极区、双极区、直流线路区,按区域分别配置相应的保护。
- c) 特高压双换流器柔性直流输电系统:宜划分为换流变压器区、交流连接线区、换流器区、极区、双极区、直流线路区,按区域分别配置相应的保护。其中,交流连接线区、换流器区的保护应按换流器配置。
- d) 背靠背柔性直流输电系统:宜划分为换流变压器区、交流连接线区、换流器区、极区,按区域分别配置相应的保护。

6.5.1.2 换流变压器区、极区、双极区的保护应分别满足 6.2.2、6.2.3、6.2.4 的相关要求。

6.5.1.3 换流变压器区可配置独立的保护装置。换流变压器保护应采取措施,防止柔性直流输电系统对称单极、双极或其他特殊拓扑下产生的谐波分量导致的保护不正确动作。

6.5.1.4 对多端柔性直流输电系统,直流线路、直流母线宜配置独立的保护装置。

6.5.2 交流连接线区保护

6.5.2.1 对交流连接线接地故障及相间短路故障,应配置交流连接线差动保护作为主保护。对交流连接线接地故障,当换流变压器阀侧中性点经高阻接地时,还应配置换流变压器阀侧中性点过电流保护。

6.5.2.2 对交流连接线和换流器接地故障及相间短路故障,应配置交流连接线过电流保护。

6.5.2.3 为防止在换流器充电过程中启动电阻上长期流过大电流而损坏,应配置启动电阻过负荷保护和启动电阻过电流保护。保护可在启动电阻旁路后退出。

6.5.2.4 对换流器充电启动过程中发生的换流器阀侧接地故障,应配置阀侧零序过电压保护。保护可在换流器解锁后退出。

6.5.2.5 可配置换流变压器网侧过电压保护、换流变压器网侧低电压保护、换流变压器网侧零序过电压保护、换流变压器阀侧中性点电阻过负荷保护、换流变压器阀侧中性点过电流保护、换流变压器阀侧高频谐波保护等。

6.5.3 换流器区保护

6.5.3.1 对桥臂接地故障,应配置桥臂差动保护。

6.5.3.2 对换流器的接地、短路故障以及换流器过负荷,应配置桥臂过电流保护。

6.5.3.3 对桥臂电抗器接地故障,应配置桥臂电抗器差动保护。

6.5.3.4 可配置直流低电压过电流保护、直流差动(换流器差动)保护、直流谐波差动保护、桥臂电抗器谐波保护、直流过电压保护、直流低电压保护等。

6.5.4 直流线路区保护

6.5.4.1 对柔性直流输电系统的直流线路区,应针对下列故障及异常运行状态,配置相应的保护:

- a) 直流输电线路故障;
- b) 直流输电线路与交流线路碰线故障;
- c) 多端直流输电系统汇流母线故障;
- d) 其他故障和异常运行状态。

6.5.4.2 直流线路区保护应能可靠区分故障极线路和非故障极线路。

6.5.4.3 对直流输电线路故障,对称单极柔性直流输电系统宜配置低压过电流保护和电压不平衡保护作为主保护,对称单换流器双极柔性直流输电系统和特高压双换流器柔性直流输电系统宜配置行波保护、电压突变量保护作为主保护。宜配置直流线路低电压保护、线路纵联差动保护作为后备保护。

6.5.4.4 对直流输电线路与交流线路碰线故障,应配置交直流碰线保护。

注:发生直流输电线路与交流线路碰线故障时,交流线路保护、直流线路保护可能先于交直流碰线保护动作。

6.5.4.5 对专设的金属回线上发生的故障,应配置金属回线纵联差动保护。

6.5.4.6 对多端直流输电系统中的汇流母线故障,应配置汇流母线差动保护。

7 安全自动装置

7.1 一般规定

7.1.1 应按 GB/T 38969、GB 38755、GB/T 26399 的要求,依据电力系统网架结构和系统运行特点、通信通道条件等,制定相适应的稳定控制策略,合理配置安全自动装置,以防止电力系统稳定破坏、防止电力系统崩溃或大面积停电,以及恢复电力系统正常运行。

7.1.2 安全自动装置应能按预期设定的动作策略,实现其控制作用。在故障或异常运行时,安全自动装置的启动元件和判别元件应有足够的反应能力。

7.2 防止电力系统失稳的控制装置

7.2.1 安全稳定控制装置(系统)

7.2.1.1 应依据 GB 38755 的规定,在必要的电力系统安全稳定计算的基础上,根据稳定控制措施的要求配置安全稳定控制装置(系统)。

7.2.1.2 为防止电力系统安全稳定破坏,安全稳定控制装置(系统)可根据电网具体情况采用下列控制措施:

- a) 切机;
- b) 切负荷或切除抽水蓄能电站泵机;
- c) 解列联络线;
- d) 投切串、并联无功补偿装置;
- e) 投入备用电源(如电化学储能电站);
- f) 调整直流输电系统输送功率;
- g) 调整 UPFC、TCSC、CSR、STATCOM 等 FACTS 设备;
- h) 调整发电机的有功、无功输出;
- i) 调整新能源场站(如光伏电站)的有功、无功输出;
- j) 调整调相机无功输出。

7.2.1.3 安全稳定控制装置(系统)宜按分层、分区原则配置。

7.2.1.4 同一厂站需解决不同电压等级电网的稳定问题时,安全稳定控制装置(系统)宜按电压等级独立配置。

7.2.1.5 两个及以上安全稳定控制系统需要监测或控制同一电力设备时,对该电力设备可分别配置各自独立的安全稳定控制装置。

7.2.1.6 220 kV 及以上电压等级系统的安全稳定控制装置(系统)宜按双重化原则配置。

7.2.1.7 各类相关安全稳定控制措施之间应相互协调配合,各相关安全稳定控制装置(系统)之间应相互协调配合:

- a) 安全稳定控制装置(系统)动作后,不应启动重合闸和断路器失灵保护;
- b) 安全稳定控制装置(系统)切除负荷或机组后,应闭锁相关备用电源自投装置、重合闸装置及相关机组 AGC 功能,防止已切除的负荷再次投入或者已切除的机组被其他运行机组转代出力。

7.2.2 低频振荡监测与控制装置(系统)

7.2.2.1 经分析计算存在低频振荡风险或已发生过低频振荡的电网,应配置低频振荡监测与控制装置(系统)。

7.2.2.2 低频振荡监测与控制装置(系统),应根据自身采集的数据或电网调度系统提供的测量数据,识别频率范围在 0.1 Hz~2.5 Hz 的低频振荡,并根据振荡情况采取措施消除振荡源,尽快减弱、平息、消除振荡。

7.2.3 次同步振荡监测与控制装置(系统)

7.2.3.1 存在以下情况的电网,可装设次同步振荡监测与控制装置(系统):

- a) 汽轮发电机组送出工程及近区存在串联补偿装置或直流整流站;
- b) 新能源场站集中接入、短路比(SCR)较低;
- c) 新能源场站近区存在串联补偿装置或直流整流站;
- d) 已发生过次同步振荡;
- e) 其他存在次同步振荡或超同步振荡风险的情况。

7.2.3.2 次同步振荡监测与控制装置(系统),应能识别频率范围为 5 Hz~45 Hz 的功率振荡或频率范围为 5 Hz~45 Hz 和 55 Hz~95 Hz 的间谐波电流,应根据振荡情况采取措施尽快抑制振荡。

7.3 防止电力系统崩溃的控制装置

7.3.1 失步解列装置

7.3.1.1 针对存在失步振荡风险的电力系统,应选择适当的厂站装设失步解列装置,当系统发生振荡时作用于预先选定的解列点,以消除电力系统失步振荡状态,防止系统崩溃。

7.3.1.2 装置应在第一个失步振荡周期内能可靠地判别出系统失步振荡,并在判断系统失步振荡后动作。不同断面的失步解列装置可通过振荡次数、振荡中心位置等进行配合,防止多个断面同时解列。

7.3.1.3 失步解列装置应具有独立性、完整性,失步解列功能不宜集成在其他安全自动装置中。220 kV 及以上电压等级的系统联络线、大型发电厂的失步解列装置应按双重化原则配置。

7.3.2 低频减负荷装置和低频解列装置

7.3.2.1 有功功率缺额情况下频率可能异常降低的电力系统,应配置低频解列装置、低频减负荷装置。

- a) 在系统频率降低时,为了减轻弱互联电力系统的相互影响,保证局部电网的安全稳定运行,低频解列装置在预先选定的断面将系统解列。
- b) 当系统频率降低到无法满足运行要求时,低频减负荷装置自动切除部分负荷以使频率恢复到允许范围内。

7.3.2.2 低频减负荷装置应设置短延时的基本轮和长延时的特殊轮。

7.3.2.3 确定低频减负荷总容量时,应针对系统可能出现的最严重事故情况,安排足够数量的可切负荷。

7.3.2.4 低频减负荷切除负荷线路的顺序,应按负荷的重要性进行整定,宜优先选择切除工作在抽水状态的抽水蓄能机组、可中断负荷等,不宜切除重要负荷(用户)。

7.3.2.5 低频减负荷装置的动作频率和延时的整定应与低频解列装置、网内发电机组低频率保护相配合,避免在频率下降过程中,局部电网因联络线解列加重功率缺额或机组先于低频减负荷装置动作被切除,致使频率进一步恶化。

7.3.3 低压减负荷装置和低压解列装置

7.3.3.1 无功功率缺额或局部不平衡情况下某些节点电压可能降低到超出允许范围的电力系统,应配置低压解列装置、低压减负荷装置。

- a) 当系统电压降低时,为了有效隔离低压事故区域,低压解列装置在电网的分区点上将系统解列。
- b) 当系统电压降低无法满足运行要求时,低压减负荷装置自动切除部分负荷以使电压迅速恢复到安全稳定运行水平之上。

7.3.3.2 低压减负荷装置应设置短延时的基本轮和长延时的特殊轮。低压减负荷轮次和容量的配置,应计及系统电压跌落时的负荷效应、负荷的低电压释放、低压直流负荷的低电压跳闸等因素。

7.3.3.3 低压减负荷功能与低频减负荷功能可以集成在同一台装置内,共用切负荷的出口回路,但低压减负荷功能与低频减负荷功能应完全独立,不能互相关锁。

7.3.4 过频切机装置和过频解列装置

7.3.4.1 有功功率过剩情况下频率可能异常升高的电力系统,应配置过频切机装置或过频解列装置。当系统频率升高无法满足运行要求时,装置自动切除本地发电机组或者解列电源送出线路,以使系统频率恢复到运行允许范围内。

7.3.4.2 应统筹互联电力系统过频切机和过频解列的设置轮次和顺序,各轮均宜各自独立判别。

7.3.4.3 过频切机每轮次切机量不宜过大。可按照单轮次动作后引起的频率降低不致使系统低频自动减负荷装置动作的原则来设置。

7.3.4.4 对安装在 220 kV 及以上电压等级厂站的过频切机和过频解列装置,应按双重化原则配置。

7.3.4.5 若电厂母线在解列后可能成为两个或多个独立的系统时,宜按母线独立装设过频切机和过频解列装置。

7.4 电源恢复控制装置

7.4.1 自动重合闸

7.4.1.1 对 3 kV 及以上电压等级的线路,在装设线路断路器的条件下,对架空线路应配置自动重合闸功能;对电缆与架空混合线路,如设备允许,也应配置自动重合闸功能。自动重合闸宜按断路器配置;需特别考虑对电力系统稳定的影响时,可按功能配置。

示例:同塔双回线路,可只配置一套重合闸(按功能配置);当双回线之间发生跨线故障时,两回线路的重合闸功能可以相互协同(按相重合)。一个半断路器接线方式(3/2 接线方式)、4/3 接线方式下,可根据设计需要,按串配置重合闸。

7.4.1.2 自动重合闸的启动,可由保护启动和/或断路器位置不对应启动,应具有接收外来闭锁信号的功能。以手动方式就地或通过遥控装置将断路器跳开时,不应启动自动重合闸。

7.4.1.3 自动重合闸的动作时限,应躲过故障点灭弧时间(计及负荷侧电动机反馈对灭弧时间的影响)及周围介质去游离时间、断路器及操动机构跳闸后准备好再次动作的时间,并考虑电力系统稳定的要求。对双侧电源线路,还应计及线路两端继电保护以不同时限切除故障的可能性以及潜供电流对灭弧时间的影响。对接于小电源的线路,还应计及小电源的解列时间。

7.4.1.4 自动重合闸的动作次数,应符合预先设定。当一组断路器配置有两套重合闸功能(例如线路的两套保护装置均集成有重合闸功能)且同时投运时,应有措施保证线路故障后仍仅实现预先设定次数的重合闸。

7.4.1.5 自动重合闸动作后,应能经一定延时自动复归,为下一次启动做好准备。

7.4.1.6 对 110 kV 及以下电压等级的单侧电源线路,宜采用不检同期的三相一次重合闸方式,必要时可采用两次重合闸方式。由几段线路串联的单侧电源线路及分支线路,为了补救速动保护无选择性动

作,可采用带前加速的重合闸或顺序重合闸方式。

7.4.1.7 对 110 kV 及以下电压等级的双侧电源单回线路,可采用解列重合闸方式,即将一侧电源解列,另一侧检无压重合;也可采用一侧检无压、另一侧检同期的三相重合闸方式,以避免非同期重合及两侧电源均重合于故障线路上。当线路一侧电源为水电厂且水电厂条件允许时,水电厂可采用不检定重合闸方式(合闸后自同步)。

7.4.1.8 对 110 kV 及以下电压等级的双侧电源多回线路,重合闸方式的选择要求如下。

- a) 并列运行的发电厂或电力系统之间具有四条以上联系的线路或三条紧密联系的线路时,可采用不检查同期的三相重合闸方式。
- b) 并列运行的发电厂或电力系统之间具有两条联系的线路或三条联系不紧密的线路时,可采用检无压和检同期的三相重合闸方式。

7.4.1.9 对 220 kV 单侧电源线路,可采用不检同期的三相一次重合闸方式。

7.4.1.10 对 220 kV 双侧电源线路,当符合 7.4.1.8 a) 相关条件时,可采用不检查同期的三相重合闸方式;当符合 7.4.1.8 b) 有关条件且能满足电力系统稳定要求时,可采用检无压和检同期的三相重合闸方式;其他情况下,应采用单相重合闸方式。

注:三相重合闸方式也包括仅在单相故障时的三相重合闸(即特殊重合闸方式:单相故障时三相跳闸、三相重合;多相故障时三相跳闸、闭锁重合)。

7.4.1.11 对 330 kV~1 000 kV 线路,宜采用单相重合闸方式。对可能发生因直流分量过大而导致断路器无法灭弧的线路,应采用检有压的单相重合闸方式。

7.4.1.12 对可能发生跨线故障的 330 kV~1 000 kV 同塔双回线路,可采用按相顺序自动重合闸方式,当相关条件不满足时应能自动切换为常规重合闸方式。

7.4.1.13 采用检无压三相重合闸方式的重合闸,可配置当线路有压时自动转为检同期三相重合闸方式的功能。

7.4.1.14 当装有同步调相机和大型同步电动机时,线路重合闸方式及动作时限的选择,宜按双侧电源线路的规定执行。

7.4.1.15 配置于发电厂出口线路的重合闸,宜在确认线路对端断路器重合成功后再重合,以防止重合于永久性故障对发电机可能造成的冲击。

示例:配置于发电厂出口线路的重合闸,可以在检查同期的基础上,增加检查线路三相有压的逻辑。

7.4.2 备用电源自动投入

7.4.2.1 一般规定

7.4.2.1.1 在下列场合,应装设备用电源自动投入装置(以下简称备自投装置):

- a) 具有备用电源的发电厂厂用电源和变电站站用电源;
- b) 由两个及以上电源供电,其中至少一个电源经常断开作为备用电源;
- c) 降压变电站内有备用变压器或有互为备用的电源;
- d) 发电厂内有备用电源的某些重要辅机。

7.4.2.1.2 220 kV 及以上电压等级电力系统,宜按双套原则配置备自投装置。

7.4.2.1.3 由几段线路串联供电的多个变电站、开闭所或环网柜且串供回路上只有一个开环点时,以及仅依靠就地备自投无法完全实现自动恢复供电的其他场合,可装设区域备用电源自动投入装置。

7.4.2.1.4 除发电厂备用电源快速切换(见 7.4.3)外,备自投装置应保证在工作电源(或工作设备)断开后,才投入备用电源(或备用设备)。工作电源(或工作设备)上的电压,不论因何种原因消失,除有闭锁条件外,备自投装置均应动作。工作电源(或工作设备)电压互感器回路断线时,备自投装置不应误动作。

7.4.2.1.5 备自投装置宜支持多种自投方式,并根据运行状态自动转换。对同一种自投方式,只允许动

作一次。

7.4.2.1.6 应校核备用电源(或备用设备)自动投入时过负荷及电动机自启动的情况,如负荷超过允许限度或不能保证电动机自启动时,应有备自投装置动作时自动减负荷的措施。

7.4.2.1.7 对于含分布式电源的负荷,备自投装置应计及分布式电源的影响,并与分布式电源故障解列、防孤岛保护相配合。

7.4.2.1.8 当备自投装置动作时,如备用电源(或备用设备)投于故障,宜有相关保护加速跳闸。

7.4.2.2 发电厂厂用电源备自投装置的特殊要求

7.4.2.2.1 当一个备用电源同时作为几个工作电源的备用时,如备用电源已代替其中一个工作电源后另一工作电源又被断开,必要时备自投装置应仍能动作(根据运行状态自动转换自投方式,见 7.4.2.1.5)。

7.4.2.2.2 在有两个备用电源的情况下,当两个备用电源为彼此独立的电力系统时,应装设各自独立的备自投装置。备自投装置之间应协调配合,避免两个备用电源同时投入。

7.4.2.2.3 当备用柴油发电机作为应急备用电源时,应具备自动并联、按带载指令自动加载等功能。

7.4.2.2.4 当厂用母线快速保护动作、工作电源分支保护动作,或工作电源由手动或 DCS 跳闸时,应闭锁备自投功能。

7.4.3 厂用电源快速切换装置

7.4.3.1 为保证厂用电源系统供电连续性及其可靠性,减少厂用电源的失电时间,降低厂用电源段上旋转负荷的自启动电流,防止厂用电源崩溃,具有备用电源的大型发电厂厂用母线宜装设厂用电源快速切换装置。

7.4.3.2 厂用电源快速切换装置应支持正常启动、事故启动及异常启动方式,应具有接收外来闭锁信号的功能。正常启动方式应支持双向切换,事故启动、异常启动方式应只支持从工作电源向备用电源的单方向切换。

7.4.3.3 厂用母线故障时应闭锁厂用电源快速切换。

7.4.3.4 厂用电源快速切换装置应具有启动相关保护后加速功能。

7.4.3.5 厂用电源快速切换装置每动作一次后应自动闭锁,应待人工复归后方可进行下一次切换。

7.5 励磁调节与控制装置

7.5.1 同步发电机、同步电动机、调相机,均应装设自动调节励磁装置。自动调节励磁装置包括功率单元和控制单元(即自动电压调节器 AVR)。

7.5.2 对自动调节励磁装置的要求如下。

- a) 在励磁系统的电流和电压不大于 1.1 倍额定值的工况下,应能连续正常运行。
- b) 在电力系统发生故障时,应根据系统要求提供必要的强行励磁倍数。励磁系统的短时过电流能力应不小于电机励磁绕组允许的过负荷能力,强励时间应不小于 10 s。
- c) 应具有定子电压闭环控制、励磁电流或励磁电压闭环控制、无功调差功能;宜支持恒无功功率控制、恒功率因数控制等励磁调节方式。
- d) 应具有 PSS 功能。对快速功率调节的机组,宜采用具有抗反调功能的 PSS 模型。
- e) 应具有过励限制、低励限制和 V/Hz 限制功能,宜具有定子电流限制功能。低励限制的动作值应根据机端电压变化自动修正。各限制器应与电机(或发变组、调变组)相关特性匹配,先于相应特性的电机(或发变组、调变组)继电保护动作,并留有一定裕度。
- f) 宜具有电压互感器一次熔断器慢熔检测功能。
- g) 应具有励磁系统故障告警功能。

7.5.3 自动调节励磁装置所需的定子电压信号,应采自两组不同的定子电压互感器。电压回路不应装

设熔断器。当电压回路装设交流空气开关时,应有防止交流空气开关开断时误强励或误调节的措施。

7.5.4 自动调节励磁装置所需的定子电流信号,宜采自两组不同的定子电流互感器。

7.5.5 发电机自动电压调节器及其控制的励磁系统,其性能应符合 GB/T 7409.1~GB/T 7409.3 的规定。

7.5.6 容量在 100 MW 及以上的水轮发电机组、300 MW 及以上的汽轮发电机组、100 MW 及以上的燃气发电机组等大型发电机,对其自动电压调节器(AVR)的要求如下。

- a) 应具有两个独立的自动调节通道。
- b) 正常运行时,应采用定子电压闭环控制方式。
- c) 应设有定子电压测量回路断线、触发脉冲丢失、同步信号故障等异常告警功能。
- d) 宜能实现与自动准同期装置、数字式电液调节器(DEH)、机组同步相量测量装置(PMU)和分布式控制系统或电站监控系统之间的通信。

7.5.7 同步电机应配置灭磁功能、励磁绕组过电压保护功能。同步电机正常停机时,宜采用逆变的方式灭磁;事故停机时,宜采用跳磁场断路器、投灭磁电阻的方式灭磁。磁场断路器宜有两个独立的分闸线圈,其控制电源宜取自不同的直流母线。

7.6 自动准同期装置

7.6.1 同步电机与系统之间、系统与系统之间按准同期要求并列时,应装设自动准同期装置。

7.6.2 自动准同期装置,应具备同频和差频并网功能,可自动发出调压、调速及合闸指令。出现可能影响同期并网的情形时,应能闭锁自动准同期功能。

7.6.3 自动准同期装置,应能够自动补偿同期点两侧电压固有相位角差,适应两侧系统不同接地方式,两侧电压可选择采用相同或不同的额定电压输入。

7.6.4 自动准同期装置,应与同期检查继电器配合使用(例如触点串联),以防止发电机非同期合闸。

8 对继电保护和安全自动装置、相关回路和设备的要求

8.1 一般规定

8.1.1 实现继电保护和安全自动控制功能的物理系统由继电保护和安全自动装置、相关辅助装置、二次回路、互感器、直流电源及通信通道等环节构成。

8.1.2 各环节中的各类装置应稳定可靠,满足电磁兼容标准的要求,具有必要的自动检测、闭锁、告警等措施。各类微机型装置宜基于嵌入式平台,采用成熟、安全、可靠的操作系统,按模块化、平台化思路设计,便于整定、调试和运行维护;应符合有关网络安全和信息安全的規定,设有软件安全防护措施,防止程序出现不符合安全要求的意外更改;对装置运行状态产生影响的操作,均应设置密码。

8.1.3 各环节中各类装置的输入输出信号的类别、数量、方式应满足装置功能、性能和配合要求。各环节之间的接口宜满足相关标准化要求,以增强同类设备之间的兼容性,并保证互联设备之间的兼容性。

8.1.4 相关辅助装置、辅助继电器、二次回路、互感器、直流电源及通信通道等的设计、选型及性能指标应满足继电保护和安全自动装置的性能和配合要求。

8.1.5 交换机、网络报文分析仪、故障录波装置、母线保护、公用测控装置、母线电压互感器合并单元等公用设备,应为扩建设备(间隔)预留相关接口及通道,避免扩建时公用设备改造增加运行设备风险。

注:关于智能变电站继电保护和安全自动装置的更多信息,见附录 A。

8.1.6 继电保护和安全自动装置、相关辅助装置和辅助继电器、电子式互感器等应采用直流电源供电。其他相关装置,宜采用直流电源供电;因条件限制只能采用交流供电的,交流电源宜取自厂站用不间断电源。交流电源回路不宜接入继电保护屏(柜)。

8.2 继电保护和安全自动装置

8.2.1 继电保护和安全自动装置应优先通过自身实现相关功能,尽可能减少外部输入量,以降低对相关回路和相关设备的依赖。确需采用外接信号(如开关量输入、时钟信号)时,应选择合适的接入方式,并充分考虑其对功能可靠性的影响。

注:智能变电站 SV 组网方式下,可以采用基于延时可测的网络采样方案,以摆脱对外部对时系统的依赖;基于无线通道(如 5G)的配电网馈线差动保护可能需要外部对时系统。

8.2.2 继电保护和安全自动装置及其出口回路应能不依赖于厂站自动化系统独立运行。

8.2.3 继电保护和安全自动装置定值设置应满足功能实现要求,宜简单易整定,定值套数、定值范围应满足应用需求。同一装置中有配合要求的功能元件(如继电保护装置中的启动元件与跳闸元件、闭锁元件与动作元件)之间,其灵敏系数及动作时间应相互配合。

8.2.4 继电保护装置应具备故障记录功能、事件顺序记录、在线自动检测功能,宜支持时间同步管理功能;故障记录、事件顺序记录信息应符合 DL/T 1782 的要求。适用于 110 kV 及以上电压等级线路的继电保护装置,还应具有测量故障点距离的功能,对金属性短路故障测距误差不大于线路全长的 $\pm 3\%$ 。

8.2.5 继电保护和安全自动装置内部除出口继电器外任一元件损坏不应造成误动作跳闸。

8.2.6 继电保护和安全自动装置的工作电源发生中断、突升或突降、缓升或缓降等异常情况时,装置不应误动作或误发信号,且能在工作电源恢复后自动恢复正常工作。应设有工作电源消失的告警回路,在工作电源消失时应能输出告警信号。

8.2.7 对电流互感器、电压互感器回路断线可能引起不正确动作的功能元件,应配置互感器回路断线监视功能,断线时应能告警,根据需要选择闭锁或者不闭锁相应的功能元件:

- a) 电压互感器二次回路一相、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;
- b) 电流互感器二次回路不正常或断线时,应发出告警信号,除母线保护外,允许跳闸。

8.2.8 继电保护和安全自动装置应具有数字通信接口,便于联网监视、信息共享及远方控制、查看及监视。

8.2.9 继电保护和安全自动装置应能提供装置动作、装置告警信号。动作信号可保持,并可复归。

8.2.10 继电保护和安全自动装置应具备对时、调试接口,宜具备打印机接口。

8.2.11 用于 220 kV 及以上电压等级交流系统的继电保护装置,不应在单台装置内集成多个电力设备(一组母线、发变组等视为同一电力设备)的主保护功能。

8.3 辅助装置及辅助继电器

8.3.1 一般规定

8.3.1.1 应装设必要的辅助装置及辅助继电器,用于协助继电保护和安全自动装置,实现操作、互联等功能。辅助装置及辅助继电器主要包括:

- a) 操作箱及操作继电器;
- b) 电压并列与电压切换装置(继电器);
- c) 线路纵联保护和安全稳定控制装置(系统)通道通信接口装置;
- d) 远方跳闸信号传输装置、远方信号传输装置;
- e) 交换机。

8.3.1.2 辅助装置及辅助继电器的平均无故障工作时间应不低于继电保护和安全自动装置。

8.3.2 操作箱、操作继电器及智能终端

8.3.2.1 对断路器,宜装设操作箱、操作继电器或者智能终端,作为继电保护和安全自动装置及测控等

二次设备与断路器操动机构配合的接口装置或器件,以实现对接路器的控制、监视等功能,并为相关二次设备提供断路器位置等信息。

8.3.2.2 操作箱或操作继电器应满足 8.5.6 对断路器控制回路的要求。

8.3.2.3 断路器智能终端的额定参数和有关性能,应符合 GB/T 34132 的要求。继电保护和安全自动装置按双重化原则配置时,断路器智能终端也应按双重化原则配置。智能终端内部除出口继电器外任一元件损坏不应造成继电保护及安全自动装置误动作。

8.3.3 电压并列与电压切换装置(继电器)

8.3.3.1 对双母线接线、单母分段接线方式,当母线并列运行、其中一段母线 PT 停运而该段母线上所连接的电力设备仍需继续运行时,应配置电压并列装置(继电器),其输出触点将两段母线电压互感器的二次电压输出并列联结,以继续向 PT 停运母线所连接的电力设备的继电保护装置等二次设备提供电压信号。

8.3.3.2 对双母线接线方式,各出线间隔无线路侧电压互感器且未同时引入两条母线的电压互感器信号时,应配置电压切换装置(继电器),其输出触点根据一次系统运行方式选择对应的母线电压互感器二次电压输出供本间隔的二次装置使用。

8.3.3.3 电压并列与切换装置(继电器)应提供能正确反映电压并列、切换主回路实际状态的信号触点、信号指示灯等。

8.3.3.4 电压并列与切换装置(继电器)应具备告警功能,以反映非正常工作状态。

8.3.3.5 电压并列与切换回路应具有防止电压反送的措施。

8.3.3.6 由合并单元实现的电压并列与切换功能,应按照本节规定执行。

8.3.4 线路纵联保护和安全稳定控制装置(系统)通道通信接口装置

8.3.4.1 用于光纤通道的数字接口装置,应具备光纤信号数字复接功能,实现光纤接口、电信号接口的数据传输。数字接口装置宜支持符合 DL/T 364 要求的 2 Mb/s 数字接口,应满足光波长、发光功率、接收灵敏度、饱和光功率等指标要求。

8.3.4.2 载波机保护接口设备对收到的允许式保护信号脉冲或者闭锁式保护信号脉冲均不应展宽。继电保护专用电力线载波收发信机,在命令信号的持续时间内,收信输出信号不应出现大于 1 ms 的间断。

8.3.5 远方跳闸信号传输装置、远方信号传输装置

8.3.5.1 当电力系统发生故障或者异常,下列保护动作后需要使线路对端断路器跳闸时,应配置远方跳闸功能,利用通信通道将跳闸信号传送到对端:

- a) 除一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线方式外,其他主接线方式下,线路所接母线的母线差动保护动作;
- b) 一个半断路器接线(3/2 接线)、4/3 接线、角形接线、桥形接线、线变组接线等接线方式下的断路器失灵保护动作;
- c) 一个半断路器接线(3/2)、4/3 接线、角形接线、桥形接线等双断路器接线方式下,在进出线运行时 T 区保护动作;
- d) 高压侧无专用断路器的线路并联电抗器保护动作;
- e) 线路过电压保护动作,或要求线路两端同时跳闸的线路保护动作;
- f) 对线路-变压器组、线路-发变组接线方式,在变压器无专用断路器的情况下,变压器保护或发

变组保护动作；

- g) 线路串联补偿电容器的保护动作且电容器旁路断路器拒动或串补平台故障；
- h) 其他需要使线路对端断路器跳闸的相关保护动作。

8.3.5.2 远方跳闸功能可由独立的、符合 DL/T 688 要求的远方跳闸信号传输装置实现,也可集成在线路保护等装置中。

8.3.5.3 为提高远方跳闸的安全性,宜在执行端采取故障就地判别、双信号校验(如“二取二”逻辑与门输出)等措施防止误动作。

8.3.5.4 集成在线路保护等装置中的远方跳闸功能,可在执行端线路保护等装置中经可选择的本地判别后出口,或者利用线路保护等装置的“远方信号传输”功能在执行端提供独立的重动出口。

8.3.5.5 当线路保护等装置需要在线路各端交换除跳闸信号之外的其他信号时,可通过其本身的“远方信号传输”功能实现,或者经由独立的远方信号传输装置实现。

8.3.5.6 在线路各端传送远方跳闸信号和其他信号的通道,可选用控制电缆、光纤、电力线载波或者其他混合通道,优先选用光纤通道;宜复用线路纵联保护的通道。

8.3.6 交换机

8.3.6.1 交换机应能可靠传输继电保护及安全自动装置的各种类型数据报文。

8.3.6.2 交换机宜支持 DL/T 860 和 SNMP 通信协议。

8.4 安装方式及屏(柜)要求

8.4.1 宜根据一次主接线、二次设备选型等,选择合适的布置方式:

- a) 继电保护室集中布置;
- b) 继电保护小室分散布置;
- c) 开关柜、控制柜、端子箱等就地布置。

8.4.2 继电保护(小)室的环境条件应满足继电保护和安全自动装置的安全稳定运行要求,应具有温湿度控制、照明、防火、通风、防尘、防小动物的措施。

8.4.3 继电保护(小)室及屏(柜)布置应在满足安全要求的前提下使控制电缆尽可能短,并易于运行维护。

8.4.4 组屏安装的继电保护和安全自动装置均宜采用柜式结构。屏(柜)应满足电子设备对运行环境(温度、湿度、防尘、防水、防腐蚀、防小动物、机械、电磁骚扰等)的要求,满足运维检修安全性需求。屏(柜)内设备及附件应合理分区布置,保证散热良好、运维安全便利。

8.4.5 就地安装有继电保护和安全自动装置及其辅助装置的室内外开关柜、控制柜、端子箱,应满足相关安装环境继电保护屏(柜)的技术要求(见 8.4.4)。

8.4.6 屏(柜)内的试验部件、连接片、切换片,其安装中心线离底面不宜低于 300 mm。

8.4.7 屏(柜)内宜根据功能不同分段设置端子排,交流端子排和直流端子排应分别安排在不同的段。端子排离底面不宜低于 350 mm。

8.4.8 屏(柜)安装在振动场所时,应采取减振措施。

8.4.9 屏(柜)前后距离应便于运行维护。屏(柜)和屏(柜)上设备的前面和后面,应有必要的标志,标明其所属安装单位及用途。

8.4.10 屏(柜)端子、布线和其他附件应满足阻燃要求,满足载流要求。屏(柜)内布线可采用多股铜质软导线,电流回路芯线截面不应小于 1.5 mm²,电压回路芯线截面不应小于 1.0 mm²,信号回路芯线截面不应小于 0.5 mm²。

8.4.11 屏(柜)下部应设有截面不小于 100 mm² 的接地铜排[不要求与屏(柜)本体绝缘]。

8.5 二次回路

8.5.1 一般规定

8.5.1.1 按双重化原则配置的两套保护装置与其他保护和相关设备配合的回路应遵循相互独立的原则,应保证每一套保护装置与其他相关设备(如通道接口装置、断路器失灵保护装置)联络关系的正确性,防止因交叉停用导致保护功能缺失。

8.5.1.2 厂站内重要设备的继电保护和自动装置,应装有经常监视控制电源的功能(或装置)。各断路器的跳闸回路,重要设备的断路器合闸回路,以及装有自动重合闸的断路器合闸回路,应装设监视回路完整性的监视功能(或装置)。监视功能(或装置)可发出光信号或声光信号,或通过自动化系统向本地后台、远方传送信号。

8.5.1.3 与继电保护和自动装置有关的二次回路不应出现寄生回路。

8.5.1.4 二次回路的工作电压不宜超过 250 V。

8.5.1.5 在触点断开继电器线圈等纯电感负载可能发生拉弧导致操作过电压并对继电保护和自动装置产生电磁干扰的二次回路中,应采取降低操作过电压的措施,例如对电感大的线圈并联消弧回路。

8.5.1.6 在有振动的地方,应采取防止导线接头松脱和继电器、装置误动作的措施。

8.5.1.7 对经长电缆(例如,跨继电保护小室)直接启动跳闸的回路,应采取防止长电缆分布电容影响和防止出口继电器误动的措施。

8.5.2 电缆(光缆)的选择与敷设

8.5.2.1 型式与截面选择

8.5.2.1.1 保护用控制电缆应采用铜芯控制电缆和绝缘导线。

8.5.2.1.2 保护用控制电缆的绝缘类型和护层类型选择,应符合敷设环境条件和环境保护的要求,在绝缘可能受到油浸蚀的地方应采用耐油绝缘导线。

8.5.2.1.3 保护和控制设备的直流电源、交流电流、交流电压以及其他二次回路应采用屏蔽电缆。

8.5.2.1.4 保护用控制电缆芯线截面的选择应符合下列要求:

- a) 继电保护及自动装置交流电流回路的电缆芯线截面,应保证交流电流互感器误差不超过规定值;
- b) 继电保护及自动装置交流电压回路的电缆芯线截面,应保证最大负荷时电缆的交流电压降不超过额定二次电压的 3%;
- c) 控制回路的电缆芯线截面,应保证最大负荷时控制电源母线至被控设备间连接电缆的电压降不超过额定电压的 10%;
- d) 按机械强度要求,强电控制回路控制电缆或绝缘导线的芯线截面不应小于 1.5 mm²,弱电控制回路的芯线截面不应小于 0.5 mm²。

8.5.2.1.5 保护用控制电缆宜采用多芯电缆,尽可能减少电缆根数。

8.5.2.1.6 传送保护用数字信号,传送距离大于 50 m 时,应采用光缆。

8.5.2.1.7 厂站内设备间联系所采用的光缆,应根据传输距离及速率选择多模或单模铠装光缆。

8.5.2.1.8 继电保护(小)室与通信机房的连接光缆或尾缆,应采用防水、防折、防鼠咬的非金属加强芯光缆。

8.5.2.2 设计与敷设

8.5.2.2.1 同一根控制电缆(光缆),所有芯线的首端应接至同一安装单位,尾端也宜接至同一安装

单位。

8.5.2.2.2 与保护连接的同一回路(如连接互感器同一组二次绕组的回路、驱动同一继电器的直流正负极回路),应在同一根控制电缆中走线。

8.5.2.2.3 下列情况的回路,相互间不应合用同一根控制电缆:

- a) 交流电流回路和交流电压回路;
- b) 交流回路和直流回路;
- c) 强电信号回路与弱电信号回路;
- d) 由不同电源驱动的控制回路;
- e) 由配电装置至继电器室的同一组电压互感器二次绕组的星形接线回路(三相电压回路)和三次绕组开口三角形接线回路(零序电压回路);
- f) 保护装置的跳闸回路和启动断路器失灵保护的回路;
- g) 交流断路器两组跳闸线圈的控制回路。

8.5.2.2.4 对使用光纤作为通信通道的每套保护装置,应配备备用芯。

8.5.2.2.5 保护用控制电缆敷设路径,宜避开高压母线及高频暂态电流的入地点,如避雷器和避雷针的接地点、并联电容器、电容式电压互感器、结合电容及电容式套管等设备。

8.5.2.2.6 强电电缆、弱电电缆走线宜相互避开,以防电磁干扰耦合。保护用控制电缆与电力电缆不应同层敷设。必要时,可使用可靠接地的金属电缆托盘,将不同用途的电缆分类、分层隔离。

8.5.2.2.7 同一条线路按双重化原则配置的两套保护,其通道光缆宜经不同路由敷设进入通信机房。

8.5.2.2.8 保护用光缆或尾缆应加护套防护,并在继电保护(小)室的电缆敷设通道设置光缆、尾缆、网线专用敷设槽盒或桥架。

8.5.2.2.9 保护用控制电缆(光缆)在任何敷设方式及其全部路径条件下,上下左右改变部位,均应满足电缆(光缆)允许弯曲半径要求,并应符合电缆(光缆)绝缘及其构造特性的要求。

8.5.2.3 屏蔽与接地

8.5.2.3.1 保护用电缆应具有必要的屏蔽措施并妥善接地。在电缆敷设时,应充分利用自然屏蔽物的屏蔽作用。必要时,可与电缆平行设置专用屏蔽线。对双层屏蔽电缆,内屏蔽层应一端接地,外屏蔽层应两端接地。对单层屏蔽电缆,除传送低频、低电平模拟信号的电缆外,屏蔽层应两端接地。

8.5.2.3.2 连接开关场和继电保护(小)室的二次电缆,应采用屏蔽电缆。电缆屏蔽层两端应在开关场和继电保护(小)室内分别接地。在开关场,电缆屏蔽层应接至端子箱内的接地铜排,接地铜排再通过截面积不小于 100 mm^2 的铜排(缆)就近与主接地网相连,尽量避开避雷线及一次设备的接地引下线。在继电保护(小)室内,电缆屏蔽层宜在保护屏(柜)上接于屏(柜)内的接地铜排,接地铜排再通过截面积不小于 50 mm^2 的铜排(缆)与地面下的等电位接地母线相连。为防止变电站接地网中的大电流流经电缆屏蔽层,应沿电缆敷设截面积不小于 100 mm^2 的专用铜排(缆),并在电缆屏蔽层两端与主接地网相连。

8.5.2.3.3 从一次设备引至端子箱的二次电缆,应利用金属管做护套,由一次设备接线盒(箱)引至电缆沟。金属管上端应与一次设备的支架槽钢和金属外壳良好焊接,下端应就近与主接地网良好焊接。电缆屏蔽层应在端子箱单端接地。

8.5.2.3.4 传送保护用数字信号,若使用屏蔽同轴电缆,屏蔽层应在电缆两端接地;并沿电缆敷设截面积不小于 100 mm^2 的铜导线,该铜导线应在两端与电缆的屏蔽层可靠并联接地。

8.5.2.3.5 电力线载波用同轴电缆,屏蔽层应在两端分别接地,并紧靠同轴电缆敷设截面不小于 100 mm^2 两端接地的铜导线。

8.5.2.3.6 对传送低频、低电平模拟信号的电缆,如热电偶用电缆,屏蔽层(或双层屏蔽电缆的内屏蔽层)应在电平最不平衡的一端(例如,热电偶的冷端/补偿端)或电路本身接地处一点接地。

8.5.3 电流回路

8.5.3.1 按双重化原则配置的两套继电保护装置,应分别接入电流互感器的不同二次绕组。按双套原则配置的两套继电保护装置,宜分别接入电流互感器的不同二次绕组;按单套原则配置的相互独立的主保护装置、后备保护装置宜分别接入电流互感器的不同二次绕组。

8.5.3.2 需要引入两组及以上电流互感器二次输出构成和电流的保护装置,各组电流互感器二次输出宜分别直接引入保护装置。

8.5.3.3 电流互感器的二次回路不宜进行切换。确有必要切换时,应采取防止开路的措施。

8.5.3.4 电流互感器的二次回路应有且只能有一点接地。对有几组电流互感器二次回路连接在一起进入继电保护和安全自动装置的情况,应在和电流处经端子排接地。

8.5.4 电压回路

8.5.4.1 按双重化原则配置的两套继电保护装置,应分别接入电压互感器的不同二次绕组。按双套原则配置的两套继电保护装置,宜分别接入电压互感器的不同二次绕组;按单套原则配置的相互独立的主保护装置、后备保护装置宜分别接入电压互感器的不同二次绕组。

8.5.4.2 在电压互感器二次回路中,除另有规定(例如接有自动调节励磁装置的回路,见 7.5.3)外,应装设分相交流空气开关或熔断器,接有距离保护时宜选用交流空气开关。

8.5.4.3 电压互感器的二次回路应有且只允许有一点接地。各电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。已在继电保护(小)室一点接地的电压互感器二次线圈,必要时可在开关场将各二次线圈中性点分别经放电间隙或氧化锌阀片接地,应经常维护检查放电间隙或氧化锌阀片以防止出现两点接地的情况。

8.5.4.4 从开关场引自电压互感器二次绕组星形接线的四根引出线(三相电压)中的 N 线和引自电压互感器三次绕组开口三角形接线的两根引出线(零序电压)中的 N 线应分开,不应共用。

8.5.4.5 电压互感器的一次侧隔离开关断开后,其二次回路应有防止电压反送的措施。对电压调节装置及功率调节装置的交流电压回路,应采取措施,防止电压互感器一次侧或二次侧断线时,发生误强励或误调节。

8.5.5 电源回路

8.5.5.1 由不同熔断器或直流空气开关供电的两套装置的直流逻辑回路间不允许有任何电的联系。

8.5.5.2 直流熔断器或直流空气开关及相关电源回路,应能满足功能冗余配置的要求。

- a) 按双重化原则配置的两套继电保护或安全自动装置,应分别由不同的直流电源或直流分电屏提供工作电源,并分别设有专用的直流熔断器或直流空气开关。
- b) 由同一套装置控制多组断路器时(例如母线保护、变压器保护、发电机保护、各种双断路器接线方式下的线路保护等),装置到每一断路器的操作回路应分别由专用的直流熔断器或直流空气开关提供控制电源。
- c) 有两组跳闸线圈的断路器,其每组跳闸线圈应分别由专用的直流熔断器或直流空气开关提供控制电源。

8.5.5.3 非电气量保护启动跳闸的继电器,应具有独立的工作电源、直流熔断器或直流空气开关以及直流电源监视回路,不得与其他回路混用。

8.5.5.4 单断路器接线方式下,断路器仅有一组跳闸线圈时,线路保护装置的工作电源可与断路器操作回路控制电源合用直流熔断器或直流空气开关,也可分别使用独立的直流熔断器或直流空气开关。

8.5.5.5 电力设备无完全独立的后备保护装置时(见 5.1.3.4),其所有保护装置以及断路器操作回路等可仅由一组直流熔断器或直流空气开关供电。

8.5.5.6 信号回路应由专用的直流熔断器或直流空气开关供电,不应与其他回路混用。

8.5.5.7 上、下级直流熔断器或直流空气开关之间应相互配合,直流故障时能有选择性熔断或者跳闸。

8.5.6 断路器控制回路

8.5.6.1 为实现对断路器的控制、监视等功能,应装设断路器控制回路。断路器控制回路由断路器本体相关回路和断路器外部控制回路共同构成。

8.5.6.2 断路器控制回路应能够满足断路器三相联动操动机构与分相操动机构的不同需求。

8.5.6.3 断路器控制回路应能接收保护分相跳闸(对具有分相操动机构的断路器)、三相跳闸、重合闸、手动合闸、手动分闸等命令信号。

8.5.6.4 为避免由继电保护与安全自动装置及其辅助装置的触点切断分合闸电流,保证断路器可靠分、合闸,断路器控制回路应具有跳、合闸出口自保持功能;采用串联自保持时,接入跳合闸回路的自保持线圈,其动作电流不应大于额定跳合闸电流的50%,线圈压降不应大于额定值的5%。

8.5.6.5 为防止断路器操动机构同时收到跳、合闸命令时反复跳、合,各电压等级的断路器,应装设防跳跃回路,在分闸命令、合闸命令同时存在时,防跳跃回路应使之保持在跳闸位置。但对于线路串联补偿装置旁路开关以及直流输电系统中的旁通开关、中性母线开关、站内接地开关、大地回线转换开关和金属回线转换开关,在分闸命令、合闸命令同时存在时,防跳跃回路应使之保持在合闸位置。防跳跃继电器的动作时间应与断路器的动作时间配合。防跳跃继电器采用串联自保持时,接入跳合闸回路的自保持线圈,其动作电流不应大于额定跳合闸电流的50%,线圈压降不应大于额定值的5%。

8.5.6.6 分相操作的断路器,断路器本体应装设符合5.6.3.1、5.6.3.2要求的断路器三相位置不一致(非全相)保护。

8.5.6.7 断路器控制回路应具有控制电源监视功能、跳合闸位置监视功能、跳合闸回路完整性监视功能,应能提供控制电源失电信号、跳合闸位置监视信号、控制回路断线信号,应能够指示断路器跳合闸位置。保护跳闸及合闸时应能够发出信号,保护跳闸、断路器偷跳时应能够提供事故总信号。

8.5.6.8 断路器外部控制回路可以由断路器操作箱及操作继电器或断路器智能终端(见8.3.2)来实现。继电保护和安全自动装置以报文形式向断路器发跳、合闸命令时,断路器应配置断路器智能终端。

8.5.6.9 断路器控制回路不应显著增加继电保护的整组动作时间。

8.5.6.10 用于直接启动跳闸的开关量信号,宜采用增加就地辅助判据、通过冗余信号进行校核(如“二取二”逻辑与门输出、“三取二”逻辑出口)、使用大功率中间继电器隔离转接等防误措施。

8.5.7 信号回路

8.5.7.1 信号的传输可通过硬接线方式或报文方式实现,重要的信号应保留硬接线实现方式。选择硬接线方式实现时,应采用无源触点方式。

8.5.7.2 宜根据回路需要,提供保持触点、不保持触点。

8.6 电流互感器及电压互感器

8.6.1 电流互感器

8.6.1.1 保护用电流互感器的配置及二次绕组的分配宜避免主保护出现死区。

a) 当采用双断路器接线方式时,宜在断路器两侧均装设电流互感器。

b) 220 kV及以上电压等级双母线接线方式下的母联断路器、分段断路器,宜在断路器两侧均装设电流互感器。

8.6.1.2 电流互感器二次绕组的数量应满足8.5.3.1的要求。

8.6.1.3 在保护用电流互感器参数的选择上,应在计及系统远期最大短路电流的情况下,结合电流互感

器的使用条件,合理提出二次负荷、变比设置、短路电流倍数、一次时间常数、工作循环、暂态特性等要求。保护用电流互感器的准确性能应符合 GB/T 20840.2、DL/T 866 的有关规定。同时:

- a) 电流互感器带实际二次负荷在稳态短路电流下的准确限值系数或励磁特性(含饱和拐点),应能满足所接继电保护和安全自动装置动作可靠性的要求。
- b) 应根据所接继电保护和安全自动装置的工作特性和电流互感器暂态饱和可能引起的后果等因素,确定电流互感器暂态特性要求。必要时,应选择能适应暂态要求的 TP 类电流互感器。如装置具有减轻电流互感器暂态饱和影响的功能,可按装置的要求选用适当的电流互感器。
- c) 同一厂站内,相同电压等级的各电流互感器二次额定值宜一致。
- d) 差动保护各侧电流互感器的相关特性宜一致。母线差动保护各支路、线路纵联差动保护各端,电流互感器额定一次电流之比不宜大于 4 倍。变压器各侧互感器变比的选择,不宜使变压器差动保护的平衡系数大于 10。

8.6.1.4 330 kV 及以上电压等级线路保护、330 kV 及以上电压等级变压器的差动保护、1 000 kV 特高压变压器用中性点调压补偿变压器差动保护和容量在 300 MW 及以上的发变组差动保护宜采用 TPY 类电流互感器。互感器在短路暂态过程中误差不应超过规定值。

8.6.1.5 220 kV 线路保护、220 kV 电压等级的变压器和 100 MW~300 MW 容量的发变组差动保护可采用 P 类、PR 类或 PX 类电流互感器。互感器可按稳态短路条件进行计算选择。

8.6.1.6 110 kV 及以下电压等级线路保护可采用 P 类电流互感器。

8.6.1.7 母线保护用电流互感器,可按保护装置的要求或按稳态短路条件选用。

8.6.2 电压互感器

8.6.2.1 保护用电压互感器应能在电力系统故障时将一次电压准确传变至二次侧,传变误差及暂态响应应符合 GB/T 20840.3、GB/T 20840.5、DL/T 866 的有关规定。电压互感器的二次输出额定容量及实际负荷,应在能保证互感器准确等级的范围内。

8.6.2.2 电压互感器二次绕组的数量应满足 8.5.4.1 的要求。

8.6.2.3 选用电磁式电压互感器时,尽可能避免出现铁磁谐振。可能出现铁磁谐振的场合,应装设消谐装置并配置过电压保护。

8.6.3 电子式互感器的特殊要求

8.6.3.1 交流电子式互感器的额定参数和有关性能,应符合 GB/T 20840.7 和 GB/T 20840.8 的要求:

- a) 保护用电子式电压互感器的误差应满足 3P 级要求;
- b) 保护用电子式电流互感器的误差应满足 5P 级或 5TPE 级要求。

8.6.3.2 直流电子式互感器的额定参数和有关性能,应符合 GB/T 26216.1 和 GB/T 26217 的要求。保护用直流电子式互感器的误差应满足 0.2 级要求。

8.6.3.3 电子式互感器内部宜设置校验机制,防止一次传感器和 A/D 采样异常导致保护误动作。

注:电子式互感器内部考虑设置两路 A/D,采样数据可在互感器内部校核,或者同时送至合并单元、继电保护和安全自动装置进行校核;有条件时一次传感器也可冗余配置,见 A.3。

8.6.3.4 按双重化原则配置的保护所使用的交流电子式电流互感器,其一次传感器及二次输出回路应分别独立配置;交流电子式电压互感器的一次传感器宜分别独立配置,二次输出回路应分别独立配置;直流电子式电流互感器、直流电子式电压互感器的一次传感器可单套配置,二次输出回路应分别独立配置。按三重化原则配置的保护所使用的电子式互感器遵照执行。见 A.3。

8.6.4 合并单元

8.6.4.1 合并单元输出的数字量信号,应满足继电保护、测量、计量等不同应用的要求。合并单元输出

的信号,应符合 DL/T 282 的要求。

8.6.4.2 继电保护和安全自动装置按双重化原则配置时,合并单元也应按双重化原则配置。

8.6.4.3 具备交流模拟量采集功能的合并单元,内部宜设置校验机制,防止 A/D 采样异常导致保护误动作。

注:具备交流模拟量采集功能的合并单元,内部考虑设置两路 A/D,采样数据可在合并单元内部校核,或者同时送至下一级合并单元、继电保护和安全自动装置进行校核。

8.6.4.4 合并单元内部任一元件损坏不应造成误输出不正确的信号。

8.7 断路器及隔离开关

8.7.1 220 kV 及以上电压等级的断路器应具有双跳闸线圈。220 kV 及以上电压等级变压器的中低压侧断路器应具有双跳闸线圈。

8.7.2 断路器、隔离开关应提供足够数量的辅助触点供继电保护和安全自动装置使用,辅助触点应动作逻辑正确、接触可靠。如辅助触点数量不满足要求,必须经中间继电器扩展时,应采取有效措施防止回路断线、触点粘连等非正常状态对继电保护和安全自动装置动作行为的影响。

8.7.3 对断路器操动机构未储能或储能不足、灭弧介质压力低(对真空断路器,真空度低),不允许进行分闸、合闸、重合闸操作时,断路器操动机构应提供必要的闭锁触点供断路器控制回路、继电保护和安全自动装置使用。

8.8 直流电源

8.8.1 按双重化原则配置继电保护和安全自动装置的厂站,应至少配置两组蓄电池组、两段直流配电母线。两段直流母线分别为按双重化原则配置的两套装置提供工作电源。

8.8.2 继电保护和安全自动装置使用的直流电源,电压纹波系数应不大于 2%,最低电压不应低于额定电压的 85%,最高电压不应高于额定电压的 110%。

8.8.3 110 kV(66 kV)及以上电压等级继电保护和安全自动装置使用的直流电源系统馈出网络应采用集中辐射或分层辐射供电方式,分层辐射供电方式应按电压等级设置分电屏。

8.9 通信通道

8.9.1 一般规定

8.9.1.1 继电保护和安全自动装置的纵联通信通道应根据电力系统通信网条件合理安排,稳定可靠,满足装置的相关技术要求。

8.9.1.2 具有光纤通道的线路,应优先采用光纤作为传送信息的通道,也可采用载波通道。不具备光纤通道或者载波通道条件,在满足相关技术要求的前提下,可采用无线通道。

8.9.1.3 按双重化原则配置的继电保护和安全自动装置,每套装置采用单通道接口方式时,两套装置的通信通道应互相独立,避免交叉;每套装置采用双通道接口方式时,同一装置的两个通道应相互独立,避免交叉。相互独立的通道,其接口装置、通信设备的电源应互相独立;同一厂站内构成同一通道的接口装置、通信设备,宜由同一站用电源供电。一个光纤复用通道应独立使用一台数字接口装置和单独的光缆及终端熔纤盒。传送信息的接口装置、通信设备、光缆或直流电源等任何单一故障不应导致同一条线路的所有保护通道同时中断。

8.9.1.4 继电保护和安全自动装置及其通道接口装置、通信设备等应具备通道监视功能。

- a) 传输继电保护信息的光纤通道相关设备异常或故障时,应有装置及时发出告警信号。
- b) 在继电保护和安全自动装置上,应可查阅通道时延、通信异常时间、误帧数、丢帧数。通道发生异常时,装置应能记录通道异常时刻及恢复时刻。
- c) 在保护信号传输接口装置上,应可查阅通信异常时间、误帧数、丢帧数。

8.9.2 光纤通道

8.9.2.1 线路纵联保护宜采用架设于与被保护线路同一电压等级线路的光纤通道。

8.9.2.2 对 50 km 及以下短线路,当纤芯资源允许时,线路纵联保护可使用专用光纤芯,采用 2 Mbit/s 数字接口专用通道;对中长线路,宜采用 2 Mbit/s 数字接口复用通道。

8.9.2.3 采用 2 Mbit/s 数字接口复用通道时,宜选择光信号复用通道方式,取消光电转换等中间环节(见 8.3.4.1),由线路纵联保护装置与 SDH 设备通过 2 Mbit/s 光纤接口直连。

8.9.2.4 线路纵联差动保护所用的通道,收发通道应采用同一路由,以确保收发延时一致。

注:现有线路纵联差动保护,多采用基于乒乓原理的数据通道同步方法。双向延时的一致性在保证两侧保护装置采样同步的前提。若通道的收发路由不一致,会导致在系统正常运行时,差动保护检测到有差动电流,严重时会导致保护装置误动。

8.9.2.5 500 kV 及以上电压等级线路按双重化原则配置的双通道接口线路纵联保护装置,其所需的四条通道宜配置不少于三条独立的通信路由。

8.9.2.6 用于继电保护的光纤数字接口通道,其单向时延应符合 DL/T 364 的要求。安全稳定控制装置(系统)的通道传输时间限值应根据实际控制要求确定。

8.9.3 载波通道

8.9.3.1 当按双重化原则配置的两套装置均采用电力线载波通道传送信息时,两套装置应使用相互独立的载波机、远方信号传输装置或远方跳闸信号传输装置等。

8.9.3.2 当采用电力线载波通道传送允许式命令信号时,应采用相-相耦合方式;传送闭锁信号时,可采用相-地耦合方式。

8.9.4 无线通道

8.9.4.1 继电保护和安全自动装置可采用无线通道。无线通道的带宽、传输时延、抗扰能力应与继电保护和安全自动装置的功能和性能要求相适应,宜优先选择带宽高、传输延时短、抗干扰能力强的无线通信技术。

8.9.4.2 无线通道应具备可靠的安全隔离,可为不同业务提供物理资源、虚拟逻辑资源等不同层次的安全隔离能力,为承载继电保护和安全自动装置业务提供安全保障。

8.9.4.3 传输线路纵联保护信息的无线通道,其传输时间、延时抖动及收发延时一致性应满足保护要求。

8.10 电磁兼容

8.10.1 继电保护和安全自动装置、辅助装置及相关设备抗扰度应满足 GB/T 14598.26 的要求,能承受所在安装环境的电磁干扰;装置运行过程产生的电磁传导或辐射发射不应超过 GB/T 14598.26 规定的限值,以免影响其他设备的正常工作。

8.10.2 继电保护和安全自动装置的设计,应计及厂站等安装环境下,各种类型电磁干扰的影响:

- a) 高压电路开、合操作或绝缘击穿、闪络引起的高频暂态电流和电压;
- b) 故障电流引起的地电位升高和高频暂态;
- c) 工频磁场对电子设备的干扰;
- d) 感性负载断开、继电器触点弹跳产生的电快速瞬变;
- e) 干燥环境下人体所带静电对邻近设备进行放电;
- f) 电台、手机等无线电发射装置发出的辐射电磁场以及射频发射机发出的射频传导骚扰;
- g) 变电站接地故障引起的施加于直流开关量输入的短时、传导性工频骚扰;

h) 雷击浪涌对电子设备的干扰。

8.10.3 应根据安装地点电磁环境的具体情况,采用接地、屏蔽、限幅、隔离及合理布线等措施,减缓电磁干扰,满足继电保护和安全自动装置的抗扰度要求。

8.10.4 在发电厂和变电站的开关场内及建筑物外,应设置符合标准要求的接地网。

8.10.5 继电保护和安全自动装置及相关设备,应可靠接地。

a) 每一个继电保护室、继电保护小室内,应设置等电位接地网:屏(柜)地面下的电缆沟道或电缆夹层,宜用截面不小于 100 mm^2 的接地铜排构成等电位接地母线。接地母线应首末可靠连接成环网,并用截面不小于 50 mm^2 、不少于4根的铜排在同一地点与厂站的接地网直接连接。

b) 继电保护室、继电保护小室内组屏安装的继电保护和安全自动装置,其接地端子应用截面不小于 4 mm^2 的多股铜线和屏(柜)下部的接地铜排相连。接地铜排应用截面不小于 50 mm^2 的铜排(缆)与地面下的等电位接地母线相连。

c) 就地装设于开关柜、控制柜、端子箱的继电保护和安全自动装置,其接地端子应用截面不小于 4 mm^2 的多股铜线和柜(箱)内的接地铜排相连。接地铜排应用截面积不小于 100 mm^2 的铜排(缆)就近与主接地网相连,尽量避开避雷线及一次设备的接地引下线。

8.10.6 继电保护和安全自动装置的模拟量输入回路应采用有效的隔离措施(例如,隔离变换器、线性光电耦合器等)。

8.10.7 继电保护和安全自动装置的开关量输入回路应采用中间继电器、光电耦合器等隔离措施。用于直接启动跳闸、无其他闭锁措施、经较长距离(例如,跨继电保护小室)传送的开关量输入触点信号,有受扰(例如直流一点接地、交流串扰等)误动风险时,应采用启动功率不小于 5 W 的中间继电器隔离转接。

9 故障录波、故障信息管理及在线监视与分析

9.1 为分析电力系统事故及继电保护和安全自动装置在事故过程中的动作情况,以及为迅速判定线路故障点的位置,在符合条件的厂站端应配置故障录波装置和具备故障信息管理功能的设备或系统,在主站端应配置具备故障信息管理功能的主站模块:

a) 出线电压等级在 110 kV (66 kV)及以上的发电厂和新能源场站、 110 kV (66 kV)及以上电压等级的变电站、高压直流换流站应配置故障录波装置、故障信息管理设备(子站);

b) 单机容量为 200 MW 及以上的发电机或发变组、 220 kV 及以上电压等级的变压器应配置故障录波装置;

c) 电压等级在 220 kV 及以上的高压交流输电线路、高压直流输电线路应配置故障定位功能(或装置);

d) 在调度主站、运行主站、检修主站、集控站等主站系统中,应根据需要配置故障信息管理模块。

9.2 厂站端故障录波装置(不含高压直流换流站故障录波装置,含发电机、变压器故障录波装置)应符合 DL/T 553 的要求。高压直流换流站故障录波装置应符合 GB/T 22390.6 的要求。故障录波装置应能将记录信息形成录波文件,文件格式应遵循 GB/T 14598.24 的要求,采用 COMTRADE 标准格式。

9.3 厂站端故障信息管理设备(子站)应符合 NB/T 42088 的要求,应能接入厂站内继电保护装置、安全自动装置和故障录波装置,并获取装置的信息;对智能变电站,还应能够接入断路器智能终端、合并单元等过程层设备。

9.4 高压直流输电线路故障定位功能(或装置)应符合 GB/T 22390.5 的要求。

9.5 厂站端故障信息管理设备(子站)应能与调度主站、运行主站、检修主站、集控站等多个主站进行通信,响应主站命令召唤或者主动发送厂站端装置信息。厂站端故障信息管理设备(子站)、主站端故障信息管理模块应满足 GB/T 37138 及 DL/T 1455 的安全防护要求。

9.6 主站端故障信息管理模块应能自动直接接收厂站端的故障录波装置信息及继电保护和安全自动装置的运行信息(见 8.2.4),应能对厂站端的继电保护装置、安全自动装置、故障录波装置进行分类查询、管理和报告提取等操作。

9.7 继电保护和安全自动装置配套分析工具、故障录波装置分析软件、厂站端故障信息管理设备(子站)、主站端故障信息管理模块等宜能实现故障分析功能。故障分析功能宜识别故障类型和范围、分析保护动作特性、评价保护动作行为、做出准确的故障判断和分析,可进行事故回放,以便于指导电网调度和运行人员进行事故处理、制定反事故措施等。

9.8 继电保护及安全自动装置的在线监视与分析功能应符合 GB/T 40599 的规定。

附 录 A

(资料性)

智能变电站继电保护和安全自动装置

A.1 概述

智能变电站是采用可靠、经济、集成、节能、环保的设备与设计,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化、系统功能集成化、结构设计紧凑化、一次设备智能化和运行状态可视化等为基本要求,能够支持电网实时在线分析和控制决策,进而提高整个电网运行可靠性及经济性的变电站。

在智能变电站中,实现继电保护和安全自动控制功能的物理系统由继电保护和安全自动装置、辅助装置、二次回路、互感器、直流电源及通信通道等环节构成。

A.2 智能变电站总体建设方案

智能变电站有各种不同的建设方案。其中,互感器可能是常规互感器、常规互感器加合并单元,或者是电子式互感器(含合并单元);断路器有可能配置智能终端;二次回路由光缆和电缆共同构成,含有交换机等网络通信设备。

本附录给出了两种常见方案,分别见图 A.1、图 A.2。

图 A.1 为直接采样、直接跳闸方式。继电保护装置与合并单元点对点直连,实现直接采样;与断路器智能终端点对点直连,实现直接跳闸。继电保护装置之间的联闭锁信息、失灵启动等信息采用网络传输方式。各电压等级的过程层网络相互独立,SV、GOOSE 共网。

图 A.2 为网络采样、网络跳闸方式。继电保护装置通过过程层网络实现采样、跳闸功能。各电压等级的过程层网络相互独立,SV、GOOSE 共网。配置同源冗余星形双网,通信环节发生 N-1 异常时不影响保护功能实现。

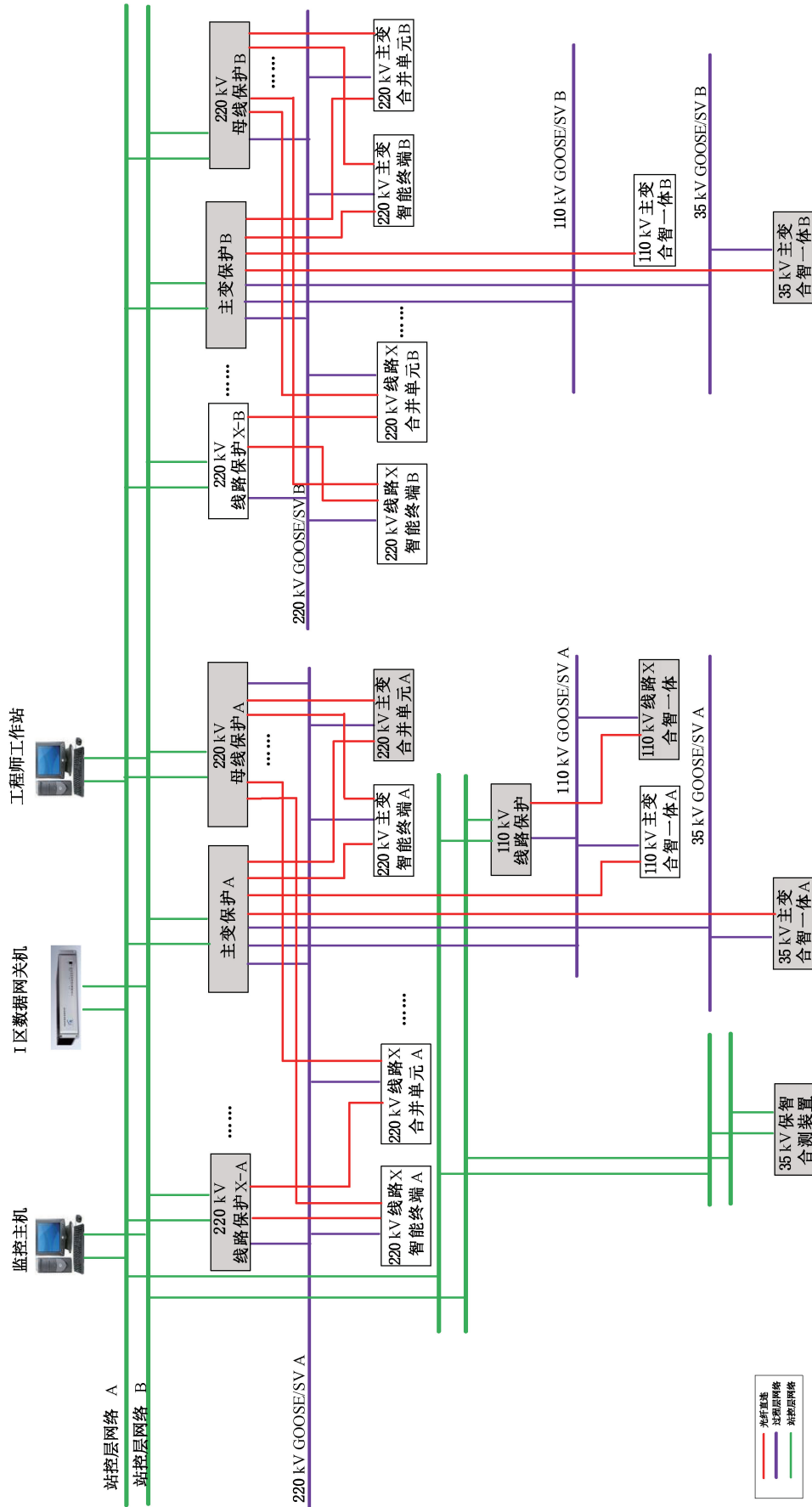


图 A.1 直接采样、直接跳闸方案

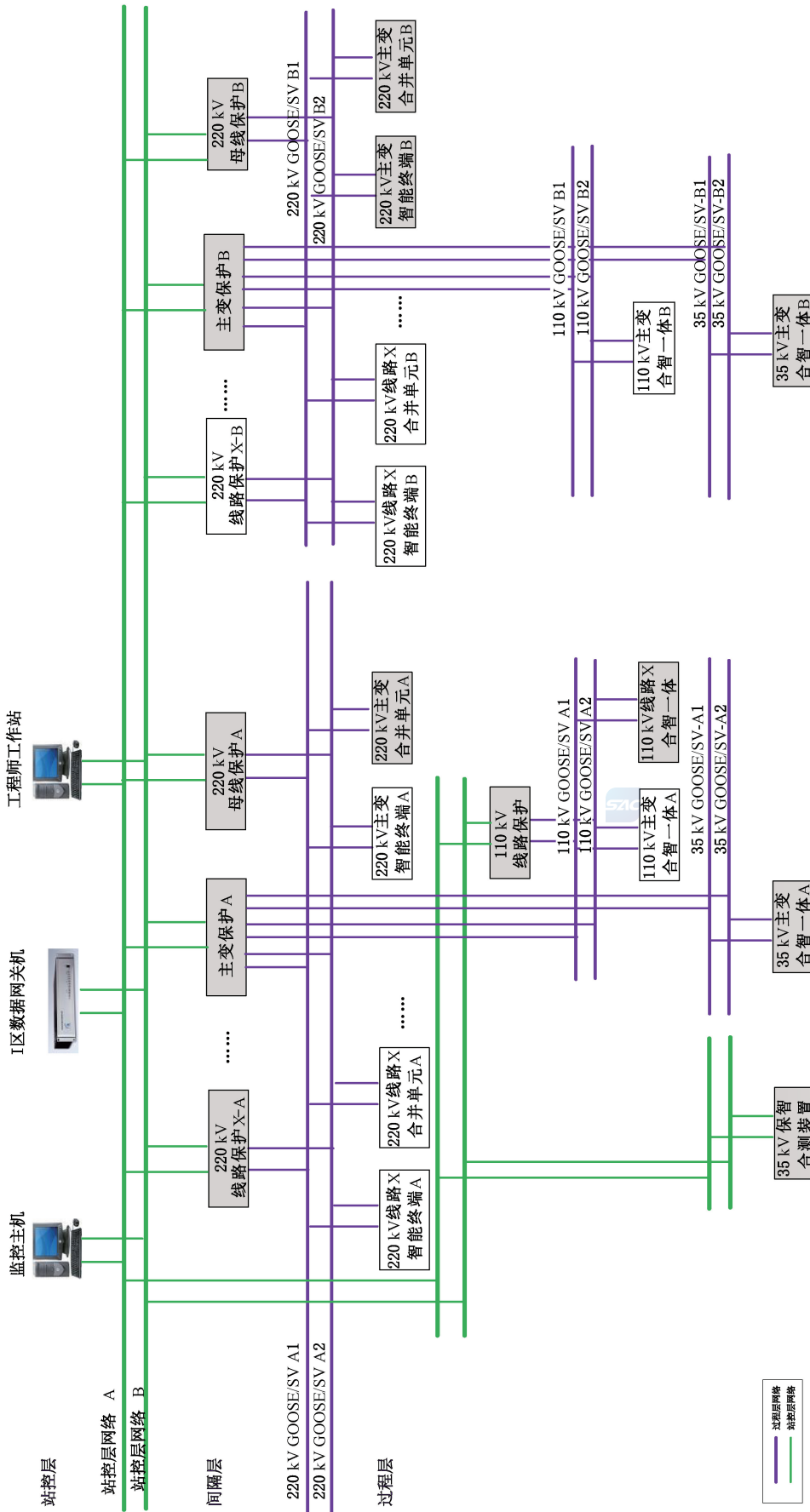


图 A.2 网络采样、网络跳闸方案

A.3 电子式互感器与合并单元

继电保护和安全自动装置按单套原则配置时,电子式互感器与合并单元也按单套原则配置,见图 A.3。

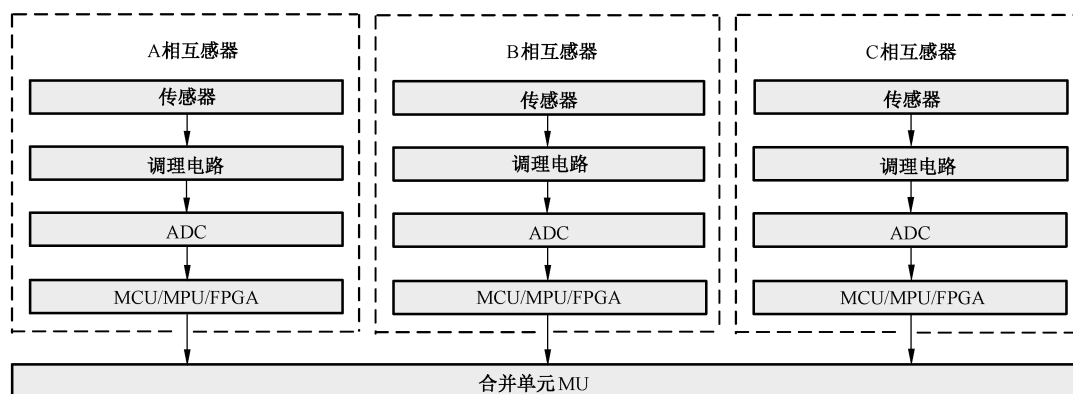


图 A.3 按单套原则配置的电子式互感器与合并单元

电子式互感器内部可设计容错校验机制。电子式互感器内部可考虑设置两路 A/D,采样数据可在互感器内部校核,或者同时送至合并单元、继电保护和安全自动装置进行校核,见图 A.4 a)。有条件时一次传感器也可冗余配置,见图 A.4 b)。

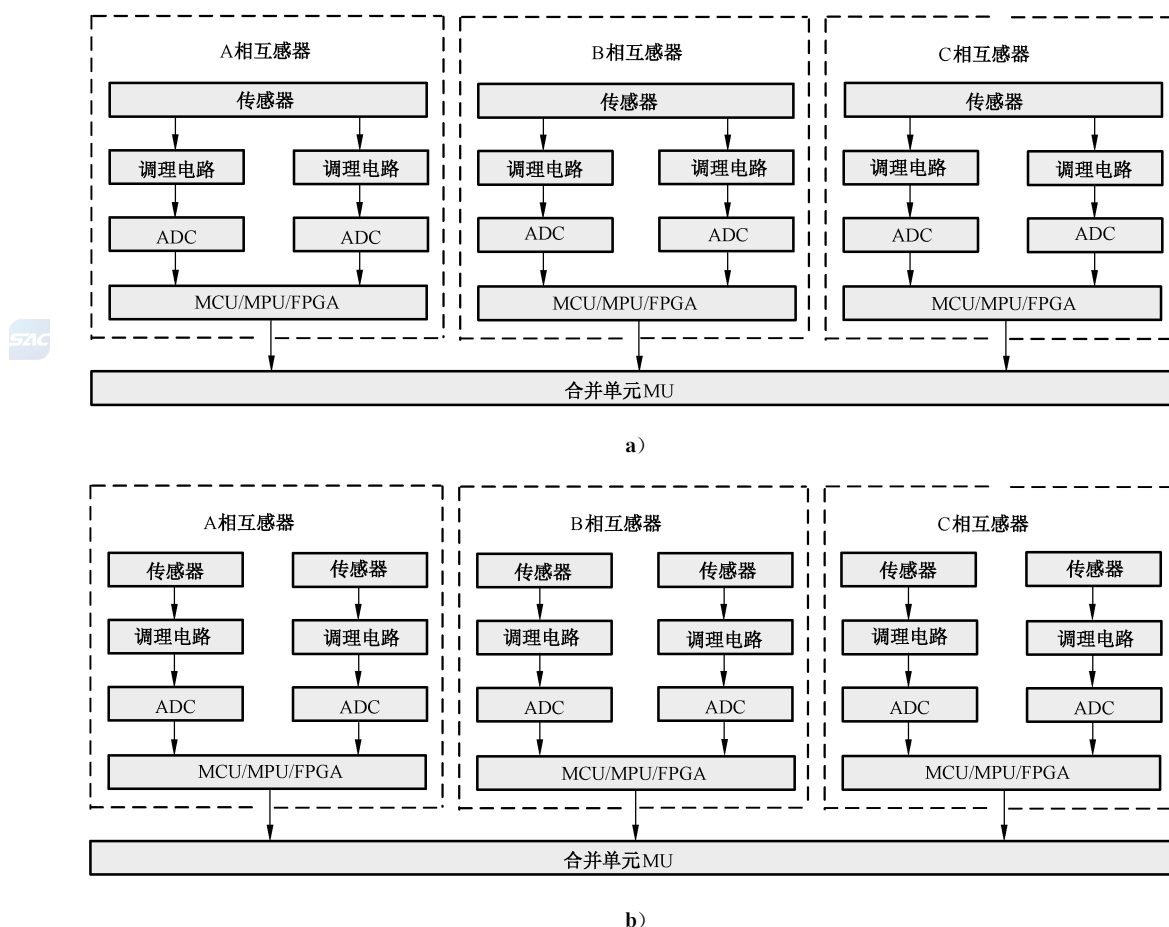


图 A.4 带容错机制的电子式互感器与合并单元

继电保护和安全自动装置按双重化原则配置时,电子式互感器与合并单元及相关网络交换机(如有)也按双重化原则配置,见图 A.5。

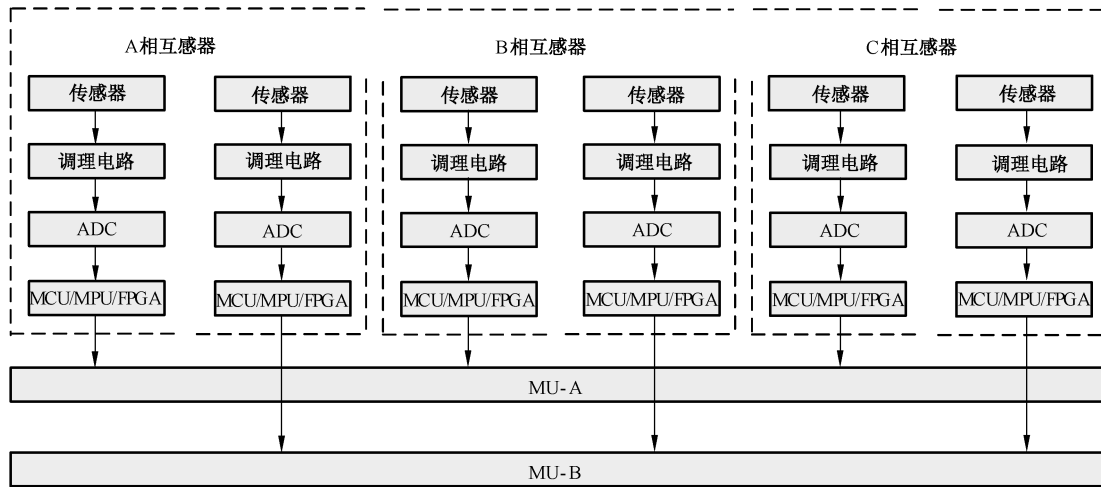


图 A.5 按双重化原则配置的电子式互感器与合并单元

按双重化原则配置的电子式互感器与合并单元,其中每一套电子式互感器+合并单元内部,可按照图 A.4 设计容错校验机制。

一次传感器难以双重化时(如分压式电子式电压互感器),可只设置一套传感器。见图 A.6。

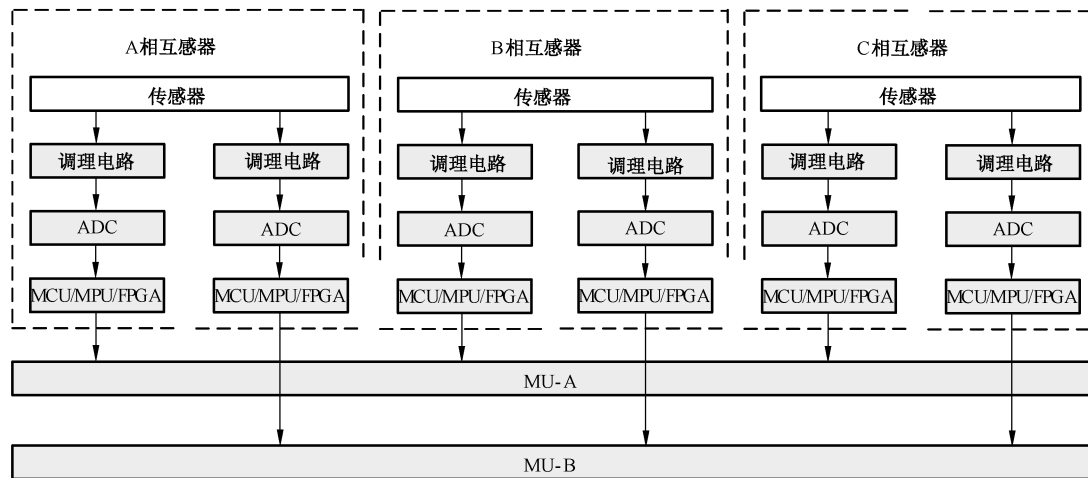


图 A.6 共享一次传感器的双重化配置电子式互感器

按双重化原则配置的直流输电系统的保护所使用的直流电子式电流互感器、直流电子式电压互感器,其一次传感器可单套配置,二次输出回路应分别独立配置。按三重化原则配置的直流输电系统的保护所使用的电子式互感器遵照执行。

A.4 断路器智能终端

继电保护和安全自动装置以 GOOSE 报文形式向断路器发跳、合闸命令时,断路器配置断路器智能终端。继电保护和安全自动装置按双重化原则配置时,断路器智能终端及相关网络交换机(如有)也按双重化原则配置。

断路器智能终端不能显著增加继电保护的整组动作时间。

附录 B

(资料性)

FACTS 设备对周边电力设备保护的影响及对策

B.1 概述

柔性交流输电设备(FACTS 设备),是基于电力电子技术对交流输电系统的电压、阻抗、相位角、功率、潮流等实施灵活快速调节控制的一类交流输电设备的统称。

在电网中增加了 FACTS 设备后,有的会减少线路阻抗,如可控串联补偿装置(TCSC);有的会增加线路阻抗,如故障限流器(FCL)、统一潮流控制器(UPFC)、可控移相器(TCPST)等;有的会改变线路的其他特性,如可控并联电抗器(CSR)。而且这些特性的改变大部分情况下是动态变化的,随之影响到现有保护的功能。规划设计阶段充分考虑继电保护的适应性,为继电保护安全可靠运行创造良好条件。

FACTS 设备在电网中的接入,除了自身的本体保护功能外,有的还需要与系统中的其他保护相配合——或者通过相互之间的信号传输实现联动或闭锁,或者通过定值来实现动作时序的配合。具体要求见 GB/T 40864。

B.2 可控串联补偿装置

B.2.1 设备特性

可控串联补偿装置(TCSC)是串联电容器两端并联一个由双向反并联晶闸管控制的电感回路,从而产生一个叠加在电容器上的可控附加电流,实现对串联补偿电容器外部等效容抗的控制,即通过对晶闸管的触发控制来实现对串联补偿电容的平滑调节和动态响应的控制。TCSC 可提高系统稳定性和线路输送能力、改善系统电压质量和无功功率平衡、合理分配并联线路或环网中潮流。

TCSC 的阻抗特性由串联电容器 C 和 TCSC 电抗器 L 的电路参数所决定,见图 B.1, α_{crit} 为临界触发角。

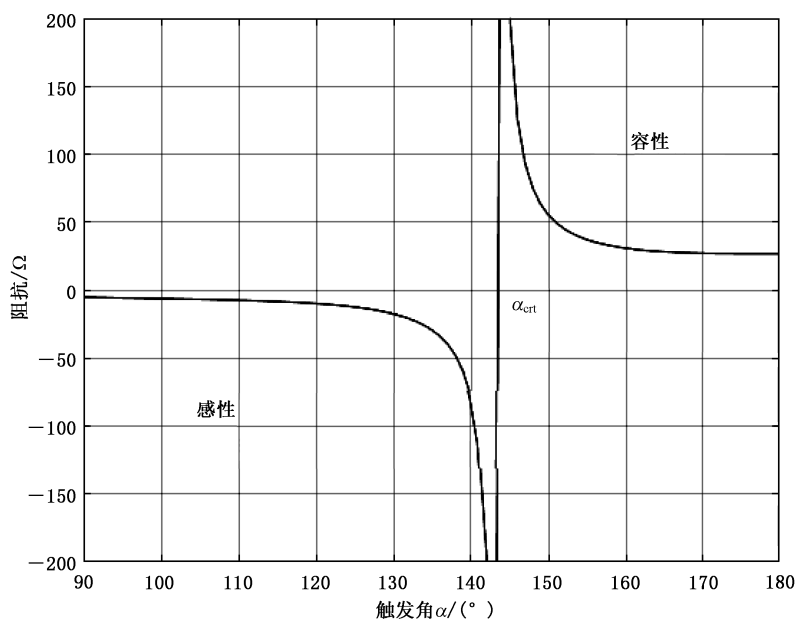


图 B.1 TCSC 阻抗特性图

在实际运行中,TCSC的基本工作模式有如下四种。

- a) 闭锁模式。晶闸管不导通,TCSC相当于固定串联电容补偿装置(FSC)。
- b) 容性调节模式。触发角满足 $\alpha_{\text{crit}} < \alpha < 180^\circ$,TCSC呈容性。
- c) 旁路模式。触发角 $\alpha = 90^\circ$,晶闸管全导通,以降低TCSC过电压、减少短路电流。
- d) 感性调节模式。触发角满足 $90^\circ < \alpha < \alpha_{\text{crit}}$,TCSC呈感性。

B.2.2 对系统的影响

对潜供电流的影响。TCSC可增加潜供电流的暂态分量,降低线路断路器单相重合闸成功的概率。对此,可采取线路断路器与串补装置旁路联动等措施以加速潜供电流的熄弧。

对串补线路工频电压沿线分布的影响。设计时,系统沿线电压不高于系统允许最高运行电压。在对串补线路工频电压沿线分布进行分析时,考虑线路潮流、线路正序和零序参数等影响。

对线路两端断路器瞬态恢复电压的影响。跳开断路器清除故障时,输电线路的串联电容器会增加断路器触头间的暂态电压,影响断路器的正常关断。

对附近汽轮发电机组的影响。串补装置的接入,还可能诱发次同步谐振,对周边区域内运行的汽轮发电机组产生影响。

B.2.3 对周边保护的影响

在电网中增加了串补装置后,会改变线路的阻抗特性。而且这些特性的改变大部分情况下是动态变化的,随之影响到现有保护的功能。TCSC所在电网继电保护针对串补装置的影响采取必要的措施。串补装置的影响主要包括串联电容补偿度、电压反向、电流反向、汽轮发电机组保护次同步谐振。

B.2.4 应对措施

对装设TCSC的新建或改扩建工程,设计单位在工程前期阶段明确TCSC接入后本线及周边线路保护受影响范围,并对继电保护的适应性进行研究论证。

TCSC本身选用技术成熟、性能可靠、质量优良、有成功运行经验的继电保护装置。继电保护的配置满足工程投产初期和终期的运行要求。具体要求见5.7.4。

串补装置所在线路及相邻线路配置纵联差动保护作为线路主保护;受TCSC影响范围内的继电保护装置具有防止串联补偿装置影响的技术措施。具体要求见5.4.6.1。保护定值兼顾串补装置投入运行及退出运行等情况。

对串联补偿装置诱发系统次同步谐振可能波及的电厂,配置次同步谐振保护。具体要求见5.7.3.5。

B.3 可控并联电抗器

B.3.1 设备特性

可控并联电抗器(CSR)包括分级调节式、磁控式两种不同原理。

可控并联电抗器根据系统的电压或无功需求可自动调节自身的阻抗特性,其中分级调节式可控并联电抗器为阶跃式分级调节,磁控式可控并联电抗器为无级连续调节。

B.3.2 对系统的影响

可控并联电抗器一般安装在线路或者母线上。安装在线路上的分级调节式可控并联电抗器对潜供电流有抑制作用,有利于重合闸,因此线路发生短路故障时,需要将可控并联电抗器迅速调节到最大容量。因此需要考虑可控并联电抗器与线路保护的相关配合。

B.3.3 对周边保护的影响

可控并联电抗器在调节期间会动态改变电抗器阻抗特性。可控并联电抗器的动态调整,会影响线路纵联差动保护的电容电流补偿,造成电容电流的过补偿或欠补偿,从而影响差动保护的动作行为,在不利的情况下可能引起误动。

B.3.4 应对措施

对装设可控并联电抗器的新建或改扩建工程,设计单位在工程前期阶段对继电保护的适应性进行研究论证。装有可控并联电抗器的输电线路,按 5.4.6.2 的规定要求配置线路保护。

可控并联电抗器的工作原理及结构特点,与传统容量固定型并联电抗器均有较大差异,配置适用的专门保护。具体要求见 5.8.2.4。

B.4 统一潮流控制器

B.4.1 设备特性

统一潮流控制器(UPFC)通过向线路中注入相角和幅值可控的电压相量,直接改变了线路的首末端的电势特征,从而进一步的改变了系统中的电势相位及幅值分布情况,对整个区域的潮流分布情况起到调节作用。此外,UPFC 还可对电网进行快速的无功功率交换,支持电网电压。

由于 UPFC 系统控制调节的实时性、快速性以及其所呈现的非线性特征,UPFC 在各种情况下的外在阻抗特性难以用解析表达式进行描述,因此无法在阻抗平面考虑其极值情况。其运行特性图见图 B.2。

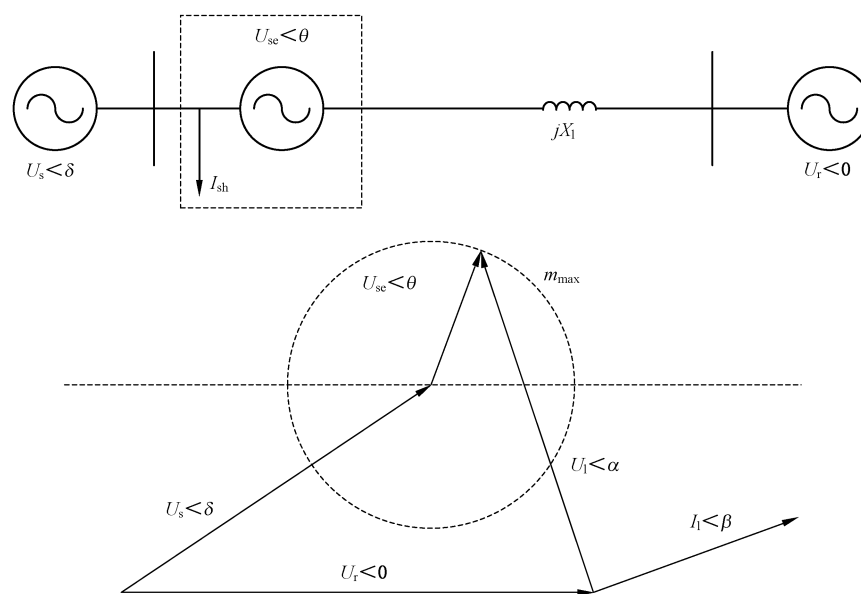


图 B.2 UPFC 运行特性图

B.4.2 对系统的影响

UPFC 设备包含串、并联两个部分。并联部分在系统故障时,根据系统需求注入恒定的电流。并联部分接入母线时,对系统基本无影响。串联部分在系统故障时,可通过 UPFC 的控制保护装置,实现故障穿越或故障重启,对系统影响较小。

B.4.3 对周边保护的影响

UPFC 注入系统中的可调节电压相量改变了输电线路阻抗均匀分布的基本特征,该集中式的阻抗(或电压向量)导致线路保护中距离保护受到影响。

UPFC 接入后对交流系统继电保护的影响,需要结合 UPFC 本体的控制保护逻辑,通过基础的理论分析以及仿真试验验证,来进行评估。

B.4.4 应对措施

根据 UPFC 接入系统的运行需求及 UPFC 控制保护特性,对换流器保护、变压器保护、线路保护、断路器保护等保护功能进行协调配合,提升 UPFC 接入系统的整体运行可靠性。UPFC 接入的线路配置纵联差动保护作为线路主保护。UPFC 所在电网的继电保护的整定按照 GB/T 40864 的规定执行。

注:统一潮流控制器(UPFC)本体的保护,保护范围包括串联变压器、并联变压器、串联变压器与并联变压器之间所有的(交、直流)连接设备和所有的换流器。UPFC 的保护装置宜采用分区配置,包括联接变压器保护区和换流器保护区。联接变压器保护区包含并联变压器区域和串联变压器区域,换流器保护区包括换流器区域和直流区域。换流器保护区保护宜按三重化原则配置、“三取二”逻辑出口方式。

B.5 故障电流限制器

B.5.1 设备特性

故障电流限制器(FCL)是在电力系统短路故障初期使故障点的等值阻抗迅速增大,从而将短路电流限制到安全可控的水平的一种串联型设备。

FCL 类型众多,按照实现方式可分为固态开关型、机械开关型、超导型、谐振型等不同类型的。FCL 可等效为如图 B.3 所示的开关并联电抗的简单模型,其中开关正常运行时闭合提供负荷电流通路,故障后开关快速分闸将短路电流转移至限流电抗器。

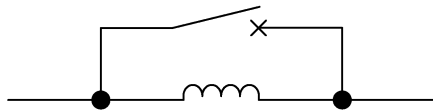


图 B.3 FCL 等效模型

FCL 具有如下主要特性:

- FCL 的阻抗可看作随时间变化的阶跃函数,即在电力系统正常运行时呈现零阻抗或低阻抗,短路故障后呈现高阻抗;
- FCL 从故障发生到短路电流被限制到预定水平的动作时间满足电力系统限流需求,通常在一个工频周波内,以限制短路电流峰值或稳态短路电流;
- FCL 具备自动恢复和连续多次动作的能力,恢复时间与电网自动重合闸时间相匹配。

B.5.2 对系统的影响

FCL 能够显著减小短路电流超标对电网和设备的冲击,提高电力系统可靠性,避免大量更换原有遮断容量不足的断路器,克服采用常规限流措施带来的运行方式、损耗等方面的不利影响,为电网的大规模互联提供技术支撑。

FCL 的接入对系统的影响需要考虑以下几个方面。

- 暂态稳定性的影响。FCL 动作前等值阻抗基本为零,对电力系统稳定性没有影响,限流动作后系统阻抗增大,在一定程度上降低了功角稳定裕度,但由于阻抗投入时间短,对稳定性影响较小。

b) 暂态恢复电压的影响。FCL 动作后等值阻抗增大,提高了暂态恢复电压上升率,影响断路器的正常开断,可通过增大 FCL 的等效端口电容加以抑制。

在电网中增加 FCL 后,会改变线路的阻抗特性,而且这些特性的改变大部分情况下是动态变化的,随之影响到现有保护的功能。

B.5.3 对周边保护的影响

在电网中增加了 FCL 后,故障时 FCL 动作后会增大线路阻抗,改变线路的阻抗特性。而且这些特性的改变大部分情况下是动态变化的,随之影响到现有保护的功能。

若 FCL 动作得比较快,距离保护还没有来得及动作就返回了,这就可能造成距离保护的拒动。FCL 的接入会降低零序过电流保护的灵敏度。

B.5.4 应对措施

FCL 所在线路,配置纵联差动保护作为线路主保护。

FCL 所在电网的继电保护整定原则,可针对 FCL 投入和退出两种运行状态,合理统筹保护定值配合关系。

后备保护整定遵循逐级配合的原则,满足选择性的要求。配合有困难时,允许仅在动作时间上配合。



附录 C

(资料性)

新能源场站和电化学储能电站继电保护和安全自动装置

C.1 概述

新能源发电主要包括太阳能、生物质能、风能、地热能、波浪能、洋流能和潮汐能发电等发电形式。风电场、光伏电站已大规模建设,光热电站、储能电站也已开始应用。并网型风电场、光伏电站、光热电站、储能电站等电气监控系统通过调度数据网接入当地电力调度指挥系统进行统一调度。

新能源场站和储能电站汇集线路保护、送出线路保护、主设备保护与电力系统中常规变电站要求基本一致。注意相应电力设备故障时与常规电源相比较故障特征的特殊性。根据 4.2 的要求,为便于继电保护和安全自动装置的配置与运行,新能源场站送出线路宜避免采用 T 接方式;确需采用 T 接时宜采用单 T 接方式,此时可根据需要配置三端线路纵联保护(见 5.4)等。

对风电场,一般要求单独配置频率电压紧急控制装置。对光伏电站、电化学储能电站,一般要求单独配置防孤岛保护。

新能源场站和储能电站具有一定的故障穿越能力。当电网故障或扰动引起电压跌落时,在一定的电压跌落范围和时间间隔内,风电机组、光伏电站、电化学储能电站能够保证不脱网连续运行。

C.2 风电场保护

并网风电场继电保护配置见 DL/T 1631。典型风电场保护配置示意图如图 C.1 所示。常用保护配置见表 C.1。

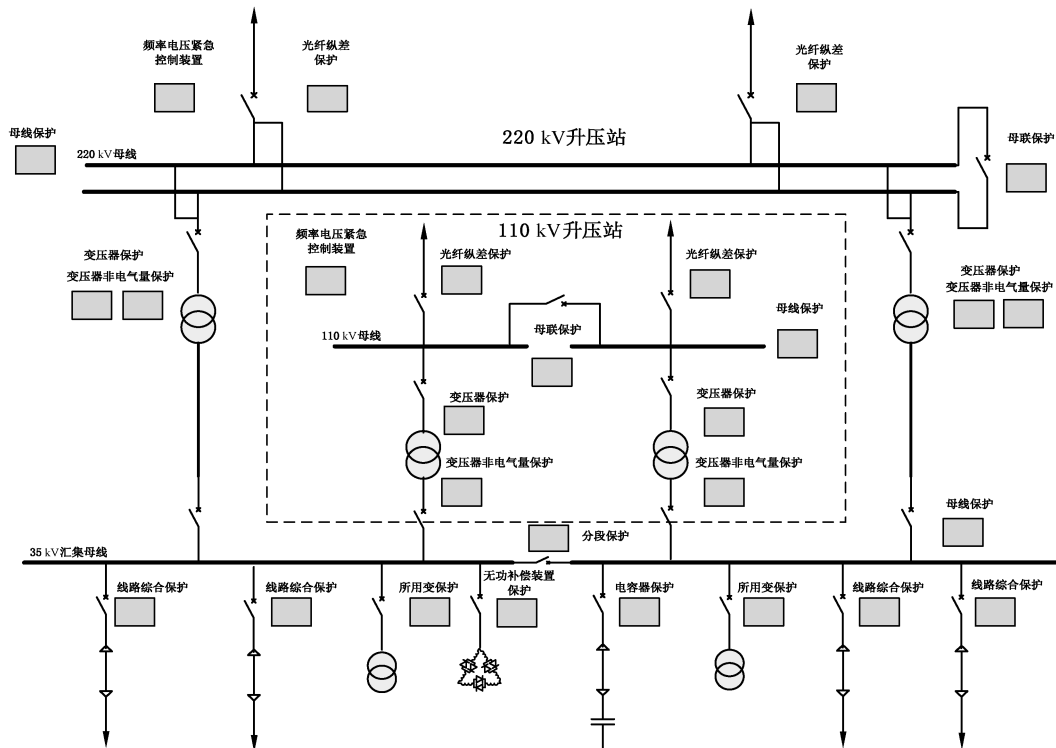


图 C.1 风电场保护典型配置图

表 C.1 典型风电场常用保护配置表

序号	保护名称	说明
1	汇集线路保护	每条汇集线路根据其电压等级,按照 5.4.1 的规定,在汇集母线侧配置一套线路保护
2	汇集母线保护	按照 5.5 的规定,配置母线保护。保护具备差动保护、分段充电过流保护(见 5.10.1.1)、分段死区保护(见 5.10.1.3)、CT 断线判别、抗 CT 饱和、PT 断线闭锁等功能
3	汇集母线分段断路器保护	按照 5.10.1.1 的规定,配置三相过电流保护
4	主升压变压器保护	按照 5.3 的规定,配置变压器保护。 220 kV 及以上电压等级主变:保护按双重化原则配置,非电气量保护独立单套配置。 110 kV(66 kV)主变:主、后备一体保护按双套原则配置,或主、后备独立单套配置,非电气量保护独立单套配置。 35 kV 主变:电气量保护单套配置,非电气量保护独立单套配置
5	无功补偿装置保护	根据实际安装的无功补偿装置,按照 5.8 的规定分别配置相应的保护
6	SVG 变压器保护	容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的 SVG 变压器:配置电流差动保护作为主保护; 容量在 10 MVA 以下的 SVG 变压器:配置电流速断、过流保护,非电气量保护
7	站用变保护	按照 5.3 的规定配置变压器保护。 容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的变压器:配置电流差动保护作为主保护。 容量在 10 MVA 以下的变压器:配置电流速断、过电流保护,非电气量保护
8	接地变压器保护	按照 5.3.13 的规定配置接地变压器保护
9	风电变流器保护	按照 5.10.5.1 的规定配置变流器保护
10	单元变压器保护	高压侧有断路器时配置变压器保护; 高压侧无断路器时配置熔断器加负荷开关。同时配置非电气量保护
11	小电流接地系统单相接地故障选线装置	汇集系统中性点谐振接地的升压站:配置小电流接地系统单相接地故障选线装置
12	频率电压紧急控制装置	风电场升压站配置独立的频率电压紧急控制装置,具备低频率、低电压保护、过频率、过电压等保护功能
13	故障录波装置	升压站应配置故障录波装置

C.3 大型光伏电站保护

大型光伏电站继电保护配置见 GB/T 32900。典型大型光伏电站保护配置示意图如图 C.2 所示。常用保护配置见表 C.2。

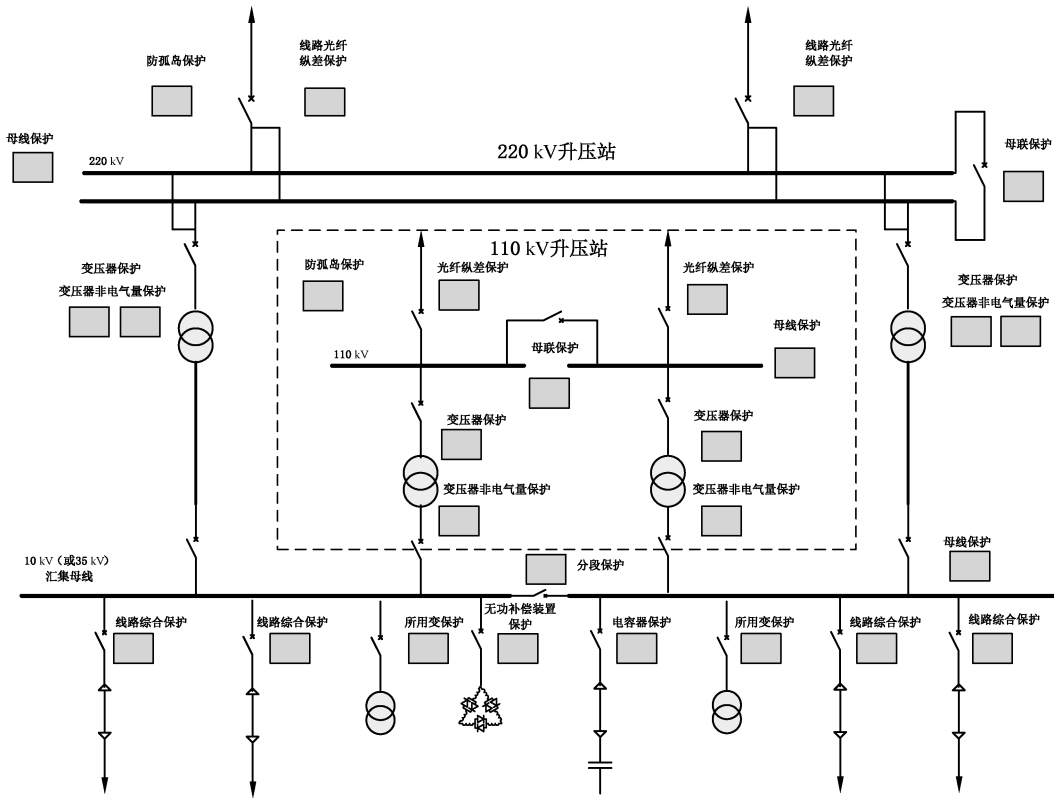


图 C.2 大型光伏电站保护典型配置图

表 C.2 典型光伏电站常用保护配置表

序号	保护名称	说明
1	汇集线路保护	每条汇集线路根据其电压等级,按照 5.4.1 的规定,在汇集母线侧配置一套线路保护(速断、过电流等)
2	汇集母线保护	按照 5.5 的规定,配置母线保护。保护具备差动保护、分段充电过电流保护(见 5.10.1.1)、分段死区保护(见 5.10.1.3)、CT 断线判别、抗 CT 饱和、PT 断线闭锁等功能
3	汇集母线分段断路器保护	按照 5.10.1.1 的规定,配置三相过电流保护
4	主升压变压器保护	按照 5.3 的规定,配置变压器保护: 220 kV 及以上电压等级主变:电气量保护按双重化原则配置,非电气量保护独立单套配置; 110 kV(66 kV)主变:主、后备一体保护按双套原则配置,或主、后备独立单套配置,非电气量保护独立单套配置; 35 kV 电压等级主变:电气量保护单套配置,非电气量保护独立单套配置
5	无功补偿装置保护	根据实际安装的无功补偿装置,按照 5.8 的规定分别配置相应的保护
6	SVG 变压器保护	容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的 SVG 变压器,配置电流差动保护作为主保护; 容量在 10 MVA 以下的 SVG 变压器,配置电流速断、过流保护,非电气量保护

表 C.2 典型光伏电站常用保护配置表（续）

序号	保护名称	说明
7	站用变保护	按照 5.3 的规定配置变压器保护： 容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的变压器，配置电流差动保护作为主保护； 容量在 10 MVA 以下的变压器，配置电流速断、过电流保护，非电气量保护
8	接地变压器保护	按照 5.3.13 的规定配置接地变压器保护
9	逆变器保护	按照 5.10.4.1 的规定配置变流器保护
10	单元变压器保护	高压侧有断路器时配置变压器保护；高压侧无断路器时配置熔断器加负荷开关。同时配置非电气量保护
11	小电流系统单相接地故障选线装置	汇集系统中性点谐振接地的升压站；配置小电流接地系统单相接地故障选线装置
12	防孤岛保护	光伏电站根据需要配置独立的防孤岛保护装置，包含过电压、低电压、过频率及低频率等保护功能
13	故障录波装置	升压站应配置故障录波装置

C.4 光热电站

光热电站根据太阳能光热发电原理采用“光—热—电”的发电方式，利用大规模阵列抛物或碟形镜面收集太阳热能，通过换热装置提供蒸汽，结合传统汽轮发电机的工艺，从而达到发电的目的。

光热电站发电机组及升压变电站的保护配置，可参照火电厂执行。

C.5 电化学储能电站

电化学储能电站可布置于发电侧、电网侧、用户侧、微电网侧。在新能源发电侧，储能可用于减少弃风弃光、平抑新能源发电的波动、提高功率预测精度、为电网提供辅助服务等；在传统发电侧，储能可辅助火电机组参与电网 AGC 调频服务，提升机组综合调频性能，获得更多补偿收益；在电网侧，储能可用于提供调峰、调频、调压、转动惯量、黑启动等辅助服务；在用户侧，储能可用于削峰平谷获得峰谷价差、参与电网需求侧响应，也可离网运行作为备用电源给重要负荷保障供电，提高供电可靠性；在微电网侧，储能可作为主电源，提供电压和频率支撑，保障离网系统稳定运行，提升微电网中新能源渗透率。

电化学储能电站涉网保护及整定要求与电网侧保护相适应，与电网侧重合闸策略相协调。

通过 10(6)kV~35 kV 电压等级专线方式接入的电化学储能电站，宜配置光纤纵联差动保护或纵联方向保护作为主保护，配置电流电压保护作为后备保护。

通过 10(6)kV~35 kV 电压等级采用线路-变压器组方式接入的电化学储能电站，根据其电压等级，按照 5.3 的规定配置相应的变压器保护。

电化学储能电站配置防孤岛保护。

电化学储能电站直流侧可不配置单独的保护装置，直流侧的保护可由功率变换系统及电池管理系统完成。

接入 10(6)kV~35 kV 电压等级且功率为 500 kW 及以上的电化学储能电站，配置故障录波装置。故障录波装置能记录故障前 10 s 到故障后 60 s 的情况。

电化学储能电站与配电网的接口如图 C.3 所示。

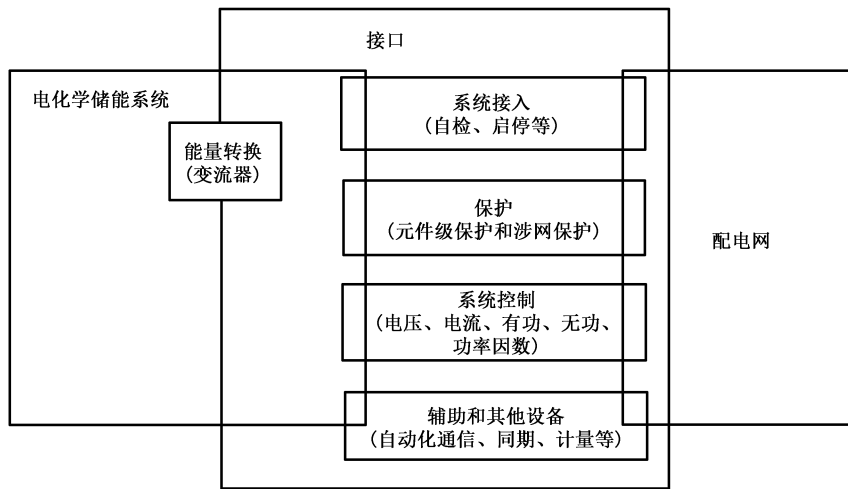


图 C.3 电化学储能电站与配电网接口的示意图

附录 D

(资料性)

配电网和微电网继电保护和安全自动装置

D.1 概述

D.1.1 配电网配置的继电保护装置,能反映配电网的短路故障和异常运行状态,具备相间短路和不同接地方式下的接地故障隔离功能,具备配电网异常运行状态告警功能:

- a) 对辐射型等简单网架的配电网,采用过电流保护,通过时序配合,隔离故障区域;
- b) 对多电源联络、环网等复杂网架的配电网,采用纵联保护和馈线自动化(FA),确保能够快速隔离故障;
- c) 对架空线路、电缆与架空混合线路,配置重合闸;
- d) 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地的配电网,配置小电流接地系统单相接地故障监视功能,宜配置单相接地故障检测功能,必要时可配置单相接地故障保护功能;
- e) 对中性点经低电阻接地的配电网,配置零序过电流保护功能;
- f) 配置重载、过载、低电压、过电压等检测功能可靠识别配电网的异常运行状态并告警;
- g) 在配电网用户接入产权分界点处电网侧配置的用户分界开关,应具有用户内部相间短路故障和单相接地故障隔离功能。必要时,用户分界开关可采用具有相间短路故障和单相接地故障保护跳闸功能的断路器,相间短路故障保护 0 s 跳闸,单相接地故障保护有一定延时并与上级保护相配合;
- h) 可选用合理的配电自动化方式辅助实现故障的快速判断、隔离、故障定位信息上传等功能,并与变电站馈线开关、线路开关、线路故障指示器等具有的故障处理功能及其相关设置相结合。

D.1.2 微电网独立运行时,能满足其内部负荷的有功功率和无功功率需求。为保证内部重要负荷的供电可靠性,可采取投入备用分布式电源、切负荷等措施;内部分布式电源能对电压和频率进行主动控制,维持内部电压和频率的稳定。

D.1.3 分布式电源系统设有母线时,可不配专用母线保护,发生故障时可由母线有源连接元件的后备保护切除故障。如后备保护时限不能满足稳定要求,可配置专用母线保护,快速切除母线故障。

D.2 相间短路故障保护

D.2.1 具有过电流保护跳闸功能,按三段配置,可对其时限、定值进行整定。

D.2.2 具有短路故障告警功能,可对短路故障告警时限、电流定值进行整定。

D.2.3 配合负荷开关使用时,具备过流后无压跳闸功能与非遮断电流闭锁功能。

D.2.4 具备防励磁涌流下误动作的功能。

D.3 接地故障保护

D.3.1 对中性点经低电阻接地的配电网,具有零序过电流保护跳闸功能,按两段配置,可对其时限、定值进行整定,故障接地电阻不大于 300 Ω 时能有选择性地跳闸;具有零序电流接地故障告警功能,可对零序电流接地告警时限、电流定值进行整定。

D.3.2 对中性点不接地/经高阻抗接地/谐振接地的配电网,具有单相接地故障监视功能,通过零序电压识别单相接地故障,动作于告警;宜具备单相接地故障检测功能以检出故障支路;对人身安全和设备安全有特别要求时,还可配置有选择性的单相接地故障保护,动作于跳闸。告警、跳闸延时可整定。故障接地电阻不大于 1 k Ω 时,单相接地故障选线功能能正确地选线,单相接地故障保护能有选择性地

跳闸。

D.4 频率电压紧急控制

D.4.1 出现紧急故障时,为了保持电力系统安全稳定运行和持续供电,在切除故障设备的同时,及时采取果断的控制措施切断电源、切除负荷以及主动解列,使系统尽快恢复。

D.4.2 可根据需要,部署安全稳定控制装置(系统),装设低频低压减负荷装置、低频低压解列装置。

D.5 含分布式电源配电网的特殊考虑

D.5.1 有分布式电源接入配电网时,继电保护和安全自动装置的配置方案符合相关技术规程、运行规程和反事故措施的规定,定值与电网继电保护和安全自动装置配合整定;公共电网线路投入自动重合闸时,校核重合闸时间。

D.5.2 有分布式电源接入配电网时,分布式电源侧具有在电网故障及恢复过程中的自保护能力。

D.5.3 分布式电源切除时间满足与线路保护、重合闸、备自投等的配合要求,以避免非同期合闸。

D.5.4 分布式电源接入 10 kV(6 kV)~35 kV 电压变电站母线时,可在站内更高电压等级,按区域电源接入系统的安全自动装置的配置要求,配置故障解列。故障解列宜以母线段为单位,配置低频率/过频率保护、低电压/过电压保护等,联跳分布式电源联络线断路器。

D.5.5 接入分布式电源的 10 kV(35 kV)用户公共连接点处分界开关以及 380 V(220 V)用户进线计量装置后开关,具备电网侧失压延时跳闸、用户单侧及两侧有压闭锁合闸、电网侧有压延时自动合闸等功能,确保电网设备、检修(抢修)作业人员以及同网其他客户的设备、人身安全。

附录 E

(资料性)

工业、交通用户供电系统继电保护和安全自动装置

E.1 概述

继电保护是保证安全供电和电能质量的重要手段和工具,设计保护配置时可根据供电系统的运行特点合理的制定保护方案。本附录根据工业、交通领域供电系统的特点,对保护装置提出了相应的技术要求,以满足工业、交通领域的继电保护装置的特殊要求。

E.2 电气化铁路

E.2.1 电气化铁路牵引供电系统给电力机车提供牵引用电,由牵引变电站和接触网组成。牵引变电站和接触网之间可能还设有 AT 所、分区所、开闭所/辅助分区所等。

E.2.2 牵引供电系统继电保护装置需充分考虑电气化铁路供电产生的不对称分量、冲击负荷、谐波分量等影响,并采取可靠有效的措施预防保护不正确动作、频繁启动等情况的发生。

E.2.3 牵引供电系统的各级保护之间、馈线保护和重合闸与电力机车或电动车组内部保护之间相互配合。

E.2.4 牵引变压器宜配置纵联差动保护、高压侧过电流保护、低压侧过电流保护、零序过电流保护、失压保护、过负荷保护、非电气量保护及备自投功能。纵联差动保护能满足各种联结组方式的牵引变压器保护要求。

E.2.5 2×27.5 kV 自耦变压器(AT)宜配置差动保护、过电流保护、失压保护、过负荷保护、非电气量保护、备自投功能。

E.2.6 牵引变电站馈线保护装置的设计符合下列规定。

- a) 单线区段直接供电的馈线宜配置一段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能;复线区段直接供电(上、下行在分区所并联)的馈线宜配置两段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能。
- b) 全并联 AT 供电的馈线宜配置两段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能。
- c) 经 1 级开闭所供电的变电站馈线宜配置两段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能;经 2 级开闭所供电的变电站馈线宜配置三段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能。

E.2.7 开闭所保护装置的设计符合下列规定:

- a) 单进线运行时,进线宜配置失压保护及备自投功能;
- b) 双进线运行时,进线宜配置一段距离保护及重合闸功能;
- c) 馈线宜配置一段或两段距离、电流速断、低压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能。

E.2.8 分区所保护装置的设计符合下列规定:

- a) 复线直接供电的分区所宜配置一段正反向距离、低电压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能;
- b) 全并联 AT 供电的分区所宜配置失压、一段距离、低电压启动过电流、电流增量等保护及重合闸功能。

E.3 城市轨道交通

E.3.1 城市轨道交通一般采用直流牵引供电。城市轨道交通直流牵引供电系统由装设直流牵引整流机组的牵引变电所、牵引网(接触网与回流网)等构成。

E.3.2 直流牵引整流机组保护宜配置电流速断保护、过电流保护、牵引整流变压器温升保护、整流器温升保护及整流元件故障保护等。

E.3.3 直流馈线宜配置电流速断保护(含大电流脱扣)、电流变化率及电流增量保护、双边供电联跳保护等,各保护与车辆的主保护相互协调配合。

E.3.4 直流馈线配置接触网故障判别自动重合闸。

E.3.5 牵引直流设备配置框架泄漏电压保护和框架泄漏电流保护。

E.3.6 直流牵引供电系统装设轨电压限位装置。

E.4 钢铁冶金

E.4.1 钢铁冶金行业供电系统馈线多且线路较短,供电环境恶劣,高温、粉尘、震动、电磁干扰严重,且供电系统大功率的电动机及直流、变频设备多,负荷变化剧烈、无规则 and 不对称,对供电系统的可靠性要求较高。因此,继电保护装置需能适应钢铁冶金供电系统的非线性、谐波含量高、冲击电流大和负荷波动大等特点。

E.4.2 电压在 10 kV 以上或容量在 10 MVA 及以上的电炉变压器,配置反映变压器内部故障的电流速断保护和非电气量保护,有条件的情况下可配置纵联差动保护。

E.4.3 电压在 10 kV 以上或容量在 10 MVA 及以上的调压整流变压器组,配置反映变压器内部故障的电流速断保护和非电气量保护,有条件的情况下可配置差动保护。

E.4.4 电压在 10 kV 以上或容量在 10 MVA 及以上的线变组,配置纵联差动保护作为主保护,同时配置反映变压器内部故障的非电气量保护。电压在 10 kV 及以下且容量在 10 MVA 及以下的线变组,可采用电流速断保护作为主保护,对重要变压器,宜采用纵联差动保护。

E.4.5 真空接触器—熔断器组合电器(FC)回路的保护装置配置过流闭锁功能,防止保护装置动作时真空接触器切断超过其断弧能力范围的故障电流。

E.4.6 对异步电动机,按照 5.2.7 的要求配置相应的保护。

E.4.7 对输送大电流的 6 kV~10 kV 线路,按照 5.4.1 的要求配置相应的保护。

E.5 石油石化

E.5.1 石油石化继电保护和安全自动装置的设计需充分考虑行业供电系统特点,提高装置设计的可靠性,适应爆炸风险高、粉尘大等恶劣的工作环境。

E.5.2 石化行业一级负荷为双电源供电,为保证供电可靠性,配置备用电源自动投入装置或者电源快速切换装置。

E.5.3 对应用于爆炸风险高的环境中的电力设备,3 kV~10 kV 电缆线路宜配置零序过电流保护,增安型电动机的过负荷保护应能同时实现堵转保护。

E.5.4 中压电动机配置定子绕组相间短路故障保护、单相接地故障保护、负序过电流保护、堵转保护、过负荷保护、低电压保护,同步电动机还配置失步保护和不同步冲击保护。

E.5.5 低压电动机配置短路故障保护和接地故障保护,并根据具体情况分别配置过负荷保护、断相保护和低电压保护。

E.5.6 自备发电机不能满足生产装置用电要求时,配置自动解列和低频减负荷装置。

E.5.7 电压在 10 kV 以上或容量在 10 MVA 及以上的线变组,配置纵联差动保护作为主保护,同时配置反映变压器内部故障的非电气量保护。电压在 10 kV 及以下且容量在 10 MVA 及以下的线变组,可

采用电流速断保护作为主保护,对重要变压器,宜采用纵联差动保护。

E.5.8 真空接触器-熔断器组合电器(FC)回路的保护装置配置过流闭锁功能,防止保护装置动作时真空接触器切断超过其断弧能力范围的故障电流。

E.6 煤炭矿山

E.6.1 煤炭矿山继电保护和安全自动装置的设计需充分考虑煤矿井下供电系统特点,针对电控系统失控和漏电引爆雷管等问题进行设计,同时井下故障以漏电故障为主,保护具备完善的漏电保护及接地保护性能。

E.6.2 煤矿井下供电系统电源进线从地面变电站引入,接入井下中央变电站。地面变电站的高压馈线上,配置短路保护、过负荷保护、有选择性的单相接地保护。

E.6.3 井下中央变电站高压馈线,为井下各采区变电站、移动变电站或配电点供电。井下中央变电站高压馈线,配置短路保护、过负荷保护、有选择性的单相接地保护。

E.6.4 井下由采区变电站、移动变电站或配电点引出的馈线上,配置短路保护、过负荷保护、绝缘监视保护;配置检漏保护或有选择性的漏电保护,保证自动切断漏电的馈线。

E.6.5 井下配电网路的短路保护,用最小两相短路电流校验灵敏系数。保护保证配电网路中最大容量的电气设备或同时工作成组的电气设备启动时不误动。上下级保护之间宜交换闭锁或开放信号,以兼顾保护的快速性和选择性,防止越级跳闸。

E.6.6 井下高压电动机的控制设备,具有短路保护、过负荷保护、接地保护和欠压释放保护功能。

E.6.7 井下低压电动机的控制设备,具备短路保护、过负荷保护、单相断线保护、漏电闭锁保护功能及远程控制功能。

E.6.8 煤电钻配置检漏、漏电闭锁、短路保护、过负荷保护、断相保护、远距离启动和停止功能。

E.6.9 直接向井下供电的高压馈线、井下高压馈线、井下高压用电设备上,严禁配置自动重合闸。手动合闸时,事先同井下联系。井下低压馈线上有可靠的漏电、短路检测闭锁装置时,可采用瞬间1次自动复电系统。

E.6.10 自井下中央变电站以下,继电保护装置与配套的一次设备整体通过煤矿标志认证(煤安认证)、3C认证,方可投入井下使用。

附录 F

(资料性)

常规直流输电系统的保护

常规直流输电系统,包括单 12 脉动常规直流输电、双 12 脉动常规直流输电和基于晶闸管的背靠背直流输电系统。

对常规直流输电系统,划分为换流器区、极区、双极区、直流线路区、直流滤波器区、换流变压器区、交流滤波器区,按区域分别配置相应的保护,见图 F.1、图 F.2、表 F.1。

注:对背靠背常规直流输电系统,无双极区、直流线路区、直流滤波器区。

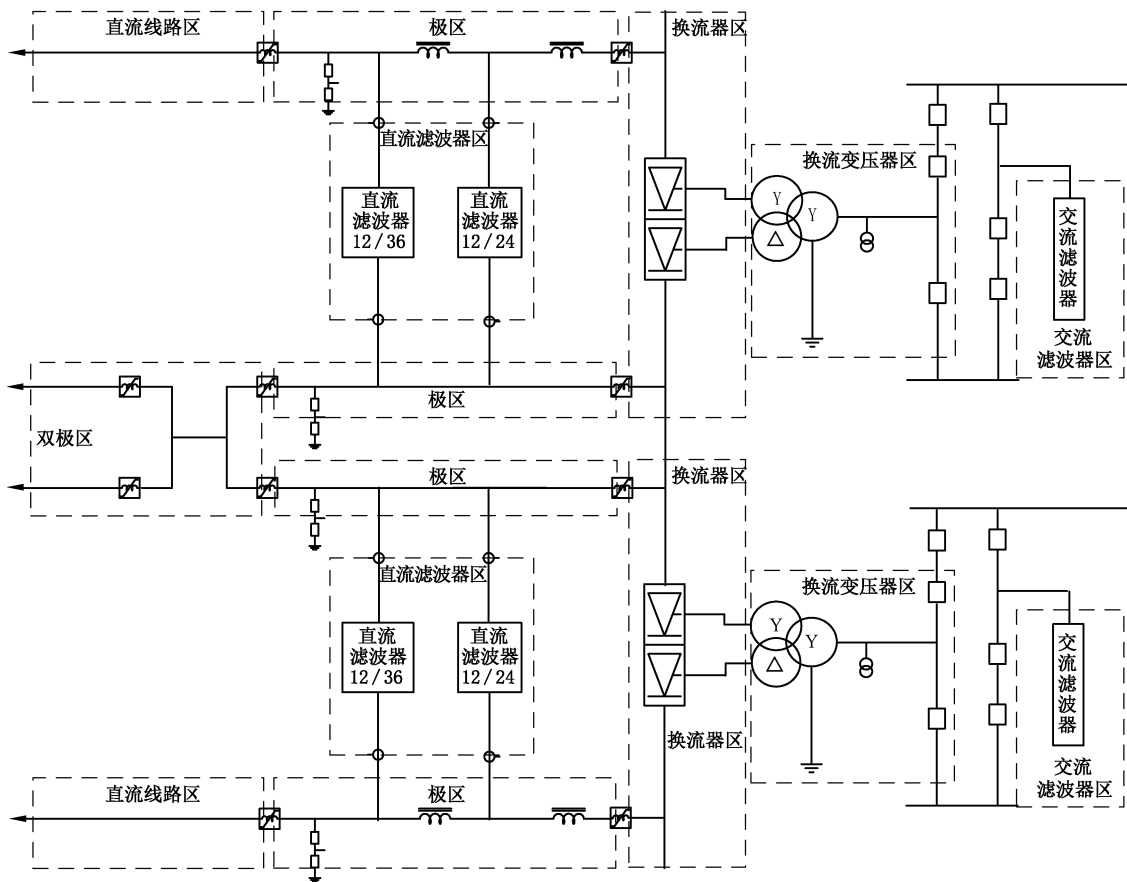


图 F.1 单 12 脉动常规直流输电系统的保护分区



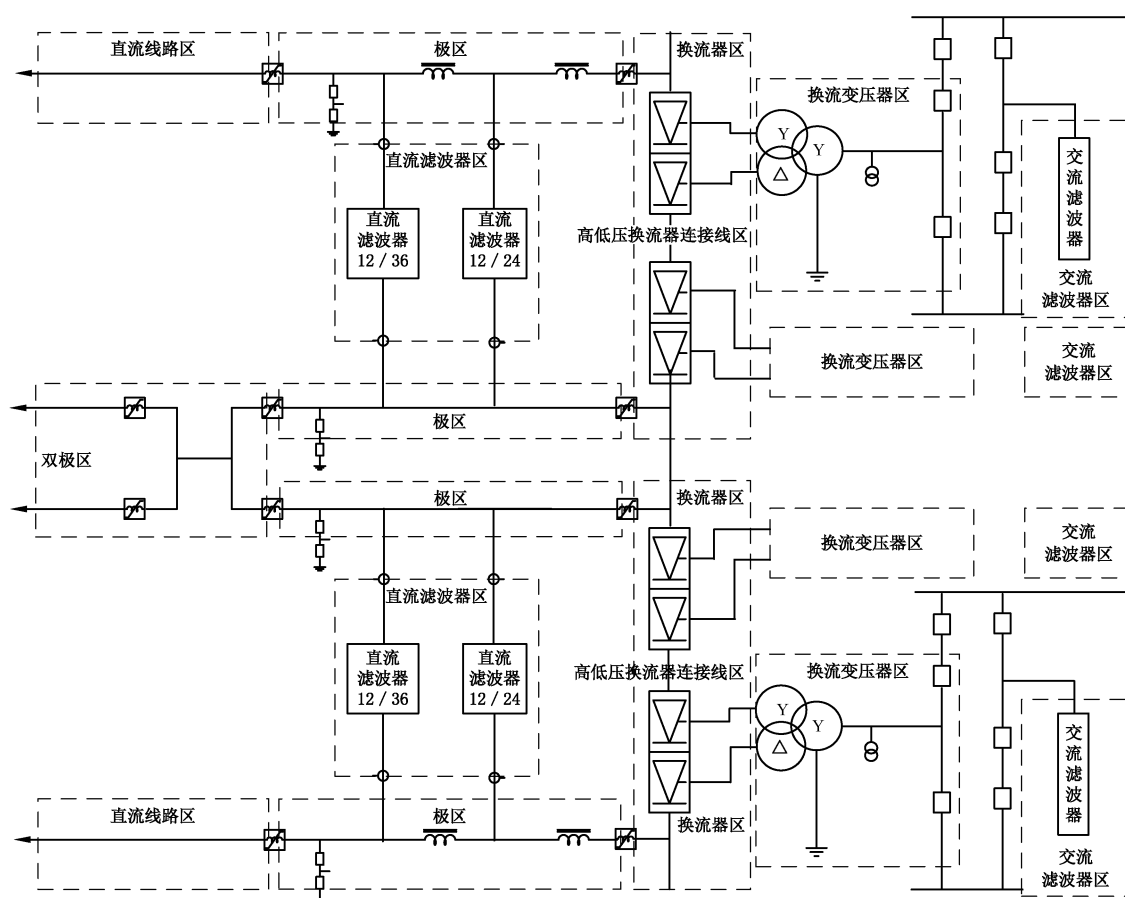


图 F.2 双 12 脉动常规直流输电系统的保护分区

表 F.1 常规直流输电系统的保护

保护区	必配保护	选配保护
换流器区	换流器过电流保护 阀短路保护 换相失败保护 换流器差动保护(直流差动保护) 换流变压器阀侧中性点偏移保护	桥差保护
极区	极母线差动保护 极中性母线差动保护 接地极开路保护 直流过电压保护 直流低电压保护 直流谐波保护 中性母线开关保护 极差动保护	

表 F.1 常规直流输电系统的保护（续）

保护区	必配保护	选配保护
双极区	双极中性母线差动保护 站接地过电流保护 金属回线横差保护 站内接地开关保护 大地回线转换开关保护 金属回线转换开关保护 接地极线路不平衡保护 接地极线路过电流保护	反映接地点电流的金属回线接地保护
直流线路区	行波保护 电压突变量保护 直流线路低电压保护 直流线路纵联差动保护 交直流碰线保护 金属回线纵联差动保护	
直流滤波器区	差动保护 电容器不平衡保护 失谐监视	高压电容器接地保护 电阻器过负荷保护 电抗器过负荷保护 过电压保护 过电流保护
换流变压器区	换流变压器本体及引线差动保护(大差保护) 换流变压器本体差动保护(小差保护) 换流变压器绕组差动保护 换流变压器引线差动保护 换流变压器开关过电流保护 换流变压器网侧过电流保护 换流变压器零序过电流保护 换流变压器饱和保护 换流变压器过励磁保护 换流变压器非电气量保护	换流变压器零序差动保护
交流滤波器区	交流滤波器母线保护： 大组母线差动保护 大组母线过电压保护 交流滤波器小组保护： 小组差动保护 电容器不平衡保护 过电流保护 零序过电流保护 电阻器热过负荷保护 电抗器热过负荷保护 失谐监视	交流滤波器母线保护： 断路器失灵保护 过电流保护
<p>注 1：对双 12 脉动常规直流输电系统，增配旁通开关保护，可增配旁通对过负荷保护、高低端换流器连接线差动保护、直流过电压保护、直流低电压保护、中性母线冲击电容器保护、换流器谐波保护、接地极线差动保护等。</p> <p>注 2：对背靠背常规直流输电系统，无双极区、直流线路区、直流滤波器区保护，增配极区接地故障保护（站内接地网过电流保护），可增配背靠背差动保护、12 脉动桥中点接地监视功能。</p>		

附录 G

(资料性)

典型柔性直流输电系统的保护

G.1 概述

柔性直流输电技术可用于实现远距离大容量多端输电、海上及陆上新能源接入、电网柔性互联、城市中心供电等,也可用于构建直流配电网,可在实现灵活功率传输的同时为电网提供动态无功支撑甚至惯量支撑。柔性直流输电技术仍在发展中,存在不同拓扑的柔性直流输电系统,包括对称单极、对称(单换流器)双极、特高压双换流器等。本附录给出了典型柔性直流输电系统的继电保护配置。

对柔性直流输电系统,针对交流连接区、换流器区、极区、双极区、直流线路区、换流变压器区,按区域分别配置相应的保护,见表 G.1。

表 G.1 典型柔性直流输电系统的保护

保护区	必配保护	选配保护
交流连接区	交流连接线差动保护 交流连接线过电流保护 启动电阻过负荷保护 启动电阻过电流保护 换流变压器阀侧零序过电压保护	换流变压器网侧过电压保护 换流变压器网侧低电压保护 换流变压器网侧零序过电压保护 换流变压器阀侧中性点电阻过负荷保护 换流变压器阀侧中性点过电流保护 换流变压器阀侧高频谐波保护
换流器区	桥臂差动保护 桥臂过电流保护 桥臂电抗器差动保护	直流低电压过电流保护 直流差动(换流器差动)保护 直流谐波差动保护 桥臂电抗器谐波保护 直流过电压保护 直流低电压保护
极区	极母线差动保护 极中性母线差动保护 接地极开路保护 直流过电压保护 直流低电压保护 直流谐波保护 中性母线开关保护 极差动保护	
双极区	双极中性母线差动保护 站接地过电流保护 金属回线横差保护 站内接地开关保护 大地回线转换开关保护 金属回线转换开关保护 接地极线路不平衡保护 接地极线路过电流保护	反映接地点电流的金属回线接地保护 接地极线差动保护

表 G.1 典型柔性直流输电系统的保护（续）

保护区	必配保护	选配保护
直流线路区	行波保护 电压突变量保护 直流线路低电压保护 直流线路纵联差动保护 交直流碰线保护 金属回线纵联差动保护	
换流变压器区	换流变压器本体及引线差动保护(大差保护) 换流变压器本体差动保护(小差保护) 换流变压器绕组差动保护 换流变压器引线差动保护 换流变压器开关过电流保护 换流变压器网侧过电流保护 换流变压器零序过电流保护 换流变压器饱和保护 换流变压器过励磁保护 换流变压器非电气量保护	换流变压器零序差动保护
注：对背靠背柔性直流输电系统,无双极区、直流线路区。		

G.2 对称双极拓扑结构的柔性直流输电系统的保护分区

金属回线拓扑见图 G.1。大地回线拓扑见图 G.2。



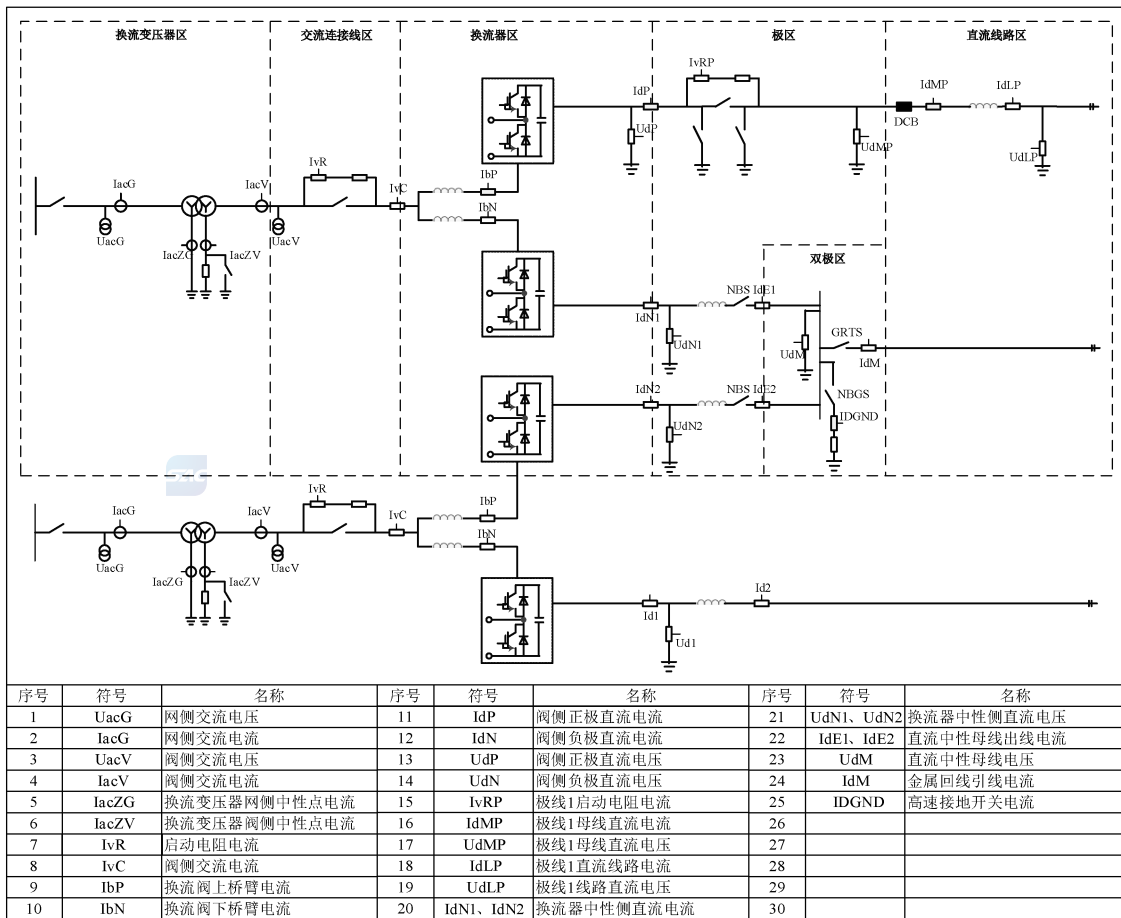


图 G.1 对称双极(金属回线)拓扑保护分区和测点配置示意图

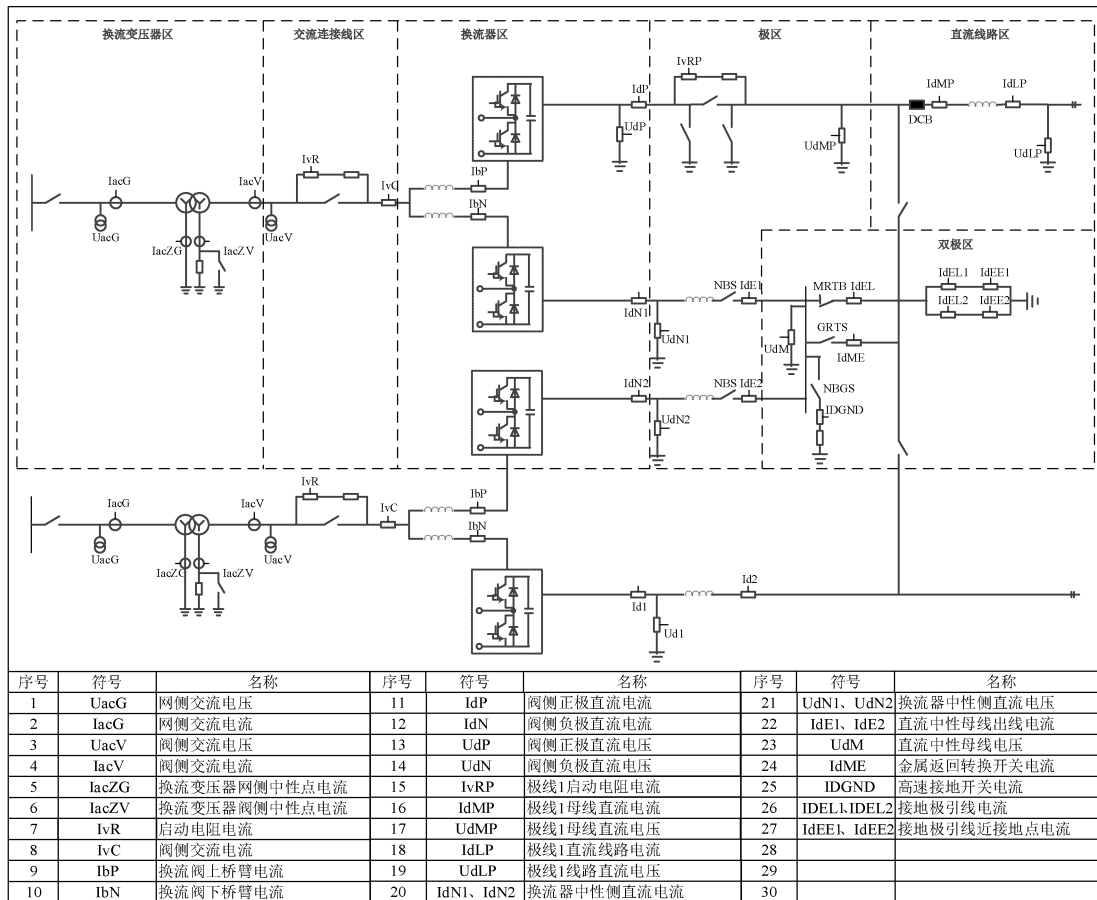


图 G.2 对称双极(大地回线)拓扑保护分区和测点配置示意图

G.3 对称单极拓扑结构的柔性直流输电系统的保护分区

见图 G.3。

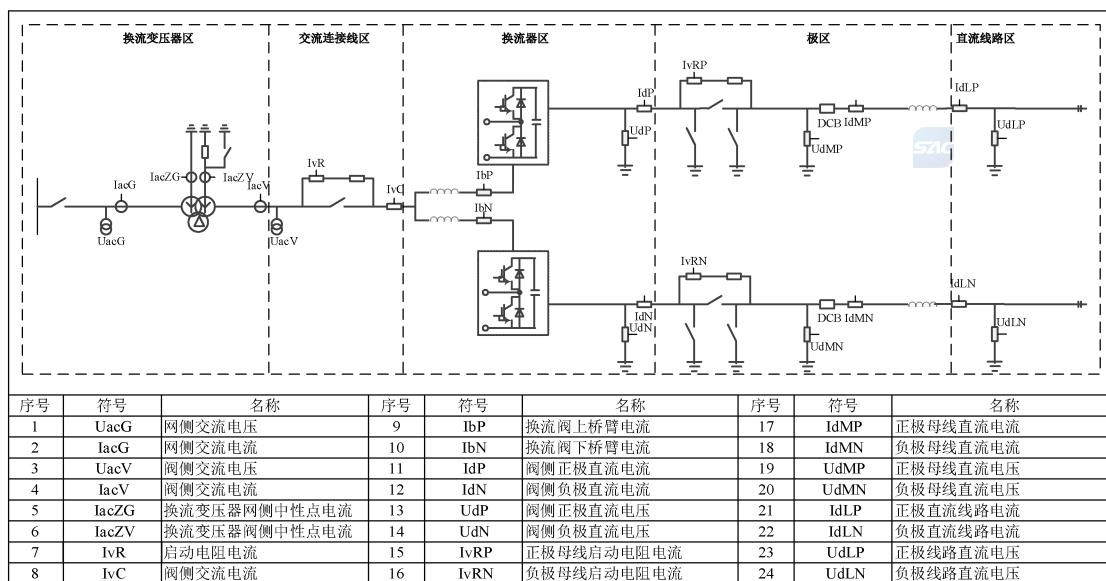


图 G.3 对称单极拓扑保护分区和测点配置示意图

G.4 背靠背拓扑结构的柔性直流输电系统继电保护分区



见图 G.4。

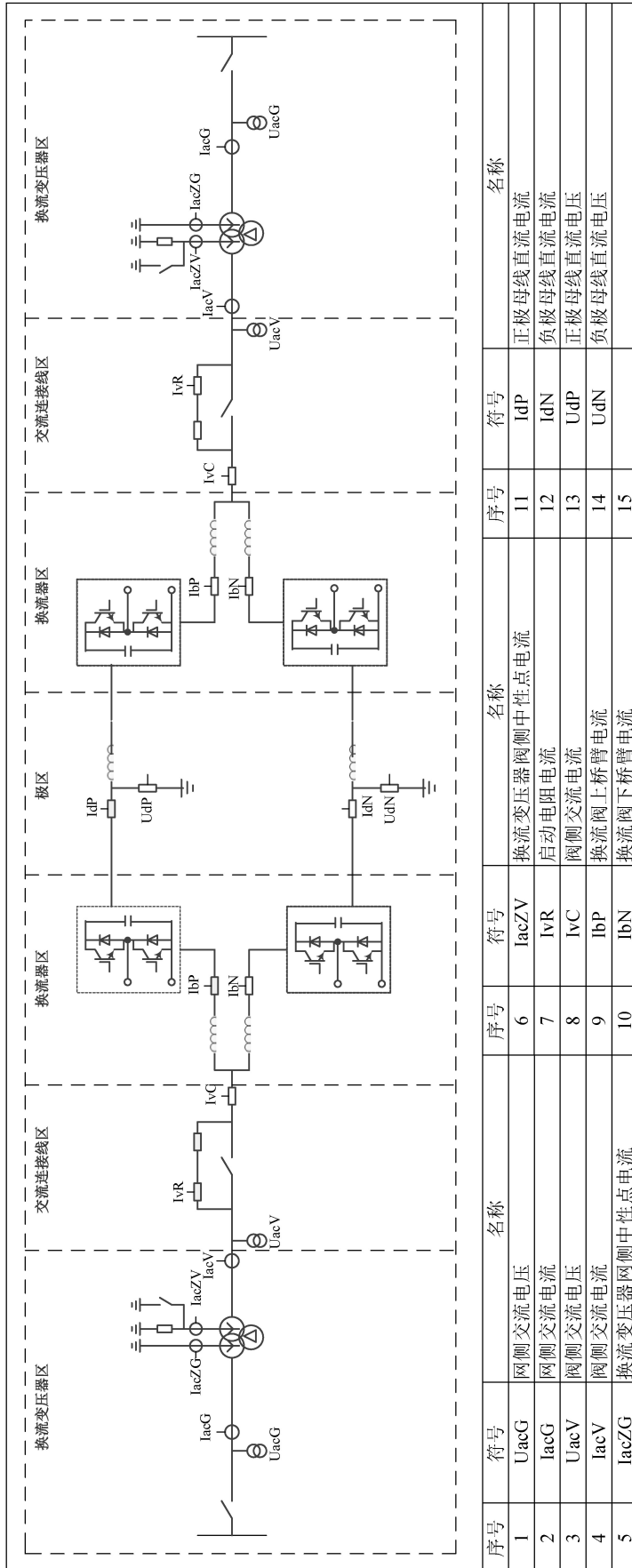


图 G.4 背靠背拓扑保护分区及测点配置示意图

参 考 文 献

- [1] GB/T 19963.1—2021 风电场接入电力系统技术规定 第1部分:陆上风电
 - [2] GB/T 30155—2013 智能变电站技术导则
 - [3] GB/T 32900 光伏电站继电保护技术规范
 - [4] GB/T 36558—2018 电力系统电化学储能系统通用技术条件
 - [5] DL/T 860 电力自动化通信网络和系统(全系列)
 - [6] DL/T 1631 并网风电场继电保护配置及整定技术规范
-



中国标准出版社

继电保护和自动装置技术规程