



中华人民共和国国家标准

GB/T 37549—2019

大型核电发电机变压器组 继电保护技术规范

Technical code for relaying protection of generator-transformer unit in large
capacity nuclear power plant

2019-06-04 发布

2020-01-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
中国国家标准化管理委员会

目 次

| | |
|---|-----|
| 前言 | III |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 术语和定义 | 2 |
| 4 保护配置原则 | 2 |
| 5 保护技术条件 | 8 |
| 6 试验方法 | 12 |
| 7 检验规则 | 14 |
| 8 标志、包装、运输和贮存 | 16 |
| 9 产品随行文件 | 16 |
| 附录 A (规范性附录) 发电机定子绕组对地电容、机端单相接地电容电流及单相接地电流允许值 | 17 |

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口。

本标准起草单位：南京南瑞继保电气有限公司、中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司、中广核工程有限公司、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东电力设计院有限公司、国核电力规划设计研究院有限公司、清华大学、福建福清核电有限公司、中国南方电网有限责任公司、中广核核电运营有限公司、阳江核电有限公司、许继集团有限公司、江苏核电有限公司。

本标准主要起草人：陈俊、陈佳胜、谢创树、谭胜盛、季丽杰、汪元姣、陆建莺、桂林、马铁军、陆明、段贤稳、王云辉、廖泽友、米国政、叶育林、王丽、何其伟。

大型核电发电机变压器组 继电保护技术规范

1 范围

本标准规定了单机容量在 600 MW 及以上的核电发电机变压器组继电保护装置(以下简称保护装置)的基本技术要求、试验方法、检验规则及对标志、包装、运输和贮存的要求。

本标准适用于大型核电厂所用的发电机变压器组(以下简称发变组)保护装置,并作为该装置的设计、制造、试验和运行的依据,单机容量 600 MW 以下的机组可参照本标准执行。

本标准也适用于大型核电厂下列保护装置:

- 发电机保护装置;
- 主变压器保护装置;
- 高压厂用变压器保护装置;
- 辅助变压器保护装置;
- 励磁变压器保护装置。

2 规范性引用文件

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

GB/T 2900.1 电工术语 基本术语

GB/T 2900.17 电工术语 量度继电器

GB/T 7261—2016 继电保护和安全自动装置基本试验方法

GB/T 9361—2011 计算机场地安全要求

GB/T 11287—2000 电气继电器 第 21 部分:量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验 第 1 篇:振动试验(正弦)

GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14598.24—2017 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 19520.12 电子设备机械结构 482.6 mm(19 in)系列机械结构尺寸 第 3-101 部分:插箱及其插件

GB/T 20840.7—2007 互感器 第 7 部分:电子式电压互感器

GB/T 20840.8—2007 互感器 第 8 部分:电子式电流互感器

GB/T 26864—2011 电力系统继电保护产品动模试验

GB/T 50958—2013 核电厂常规岛设计规范

DL/T 478—2013 继电保护和安全自动装置通用技术条件

DL/T 667—1999 远动设备及系统 第 5 部分:传输规约 第 103 篇:继电保护设备信息接口配套标准

DL/T 671—2010 发电机变压器组保护装置通用技术条件

3 术语和定义

GB/T 2900.1、GB/T 2900.17、GB/T 14285—2006、GB/T 50958—2013 和 DL/T 671—2010 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

核电反应堆冷却剂泵 reactor coolant pump; RCP

一回路泵,但主泵电机为核电厂非 1E 级电机,在事故中不承担安全功能。

3.2

辅助变压器 auxiliary transformer

用于给核电厂厂用电提供辅助电源的变压器。

3.3

孤岛运行 house-hold /island operation

当发电机不与外电网联系,输出功率仅输送至厂用电的一种运行方式。

4 保护配置原则

4.1 一般规定

4.1.1 核电厂的发电机变压器单元,应装设短路故障和异常运行的保护。发变组电气设备的短路故障保护应有主保护和后备保护,在不满足要求情况下可增设辅助保护。

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

4.1.3 发电机、主变压器、高压厂用变压器、励磁变压器、辅助变压器等装设数字式保护时,除非电量保护外,应双重化配置。当断路器具有两组跳闸线圈时,两套保护应分别动作于断路器的不同组跳闸线圈。

4.1.4 保护装置电流互感器配置,应考虑到既要消除保护死区,同时又要尽可能减轻电流互感器本身故障时所产生的影响。

4.1.5 技术上无特殊要求及无特殊情况时,保护装置中的零序方向元件应采用自产零序电压。

4.1.6 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时,应发告警信号,并闭锁可能误动作的保护。

保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时,应发告警信号。

4.1.7 使用于 220 kV 及以上电压等级的电力设备非电量保护应设置独立的电源回路和出口跳闸回路,且应与电气量保护完全分开。当断路器具有两组跳闸线圈时,非电量保护应同时动作于两组跳闸线圈。非电量保护不应启动失灵保护。

4.1.8 继电器和保护装置的直流工作电压,应保证在外部电源为 80%~115% 额定电压条件下可靠工作。

4.1.9 跳闸出口控制回路应能自保持,直至断路器断开。

4.1.10 根据故障和异常运行状态的性质、核动力系统条件及电气主接线方式,发变组保护按规定分别动作于:

- a) 全停 I:断开发变组高压侧断路器、断开发电机出口断路器、灭磁,关闭主汽门,断开厂用分支断路器,启动厂用分支切换。
- b) 全停 II:断开发电机出口断路器、灭磁,关闭主汽门,启动发电机出口断路器失灵保护。
- c) 程序跳闸:先关闭主汽门,待正向低功率和逆功率动作后,再跳发电机出口断路器,灭磁。

- d) 切换厂用:断开厂变低压分支断路器,启动低压分支切换。
- e) 解列:断开发变组高压侧断路器,汽轮机甩负荷。
- f) 启动风冷:启动变压器冷却风扇。
- g) 信号:发声光信号至机组分散控制系统(简称DCS)、事件顺序记录系统(简称SOE)、故障录波系统(简称FR)等。

4.2 发电机保护

4.2.1 对发电机的下列故障及异常运行状态,应装设相应的保护:

- a) 定子绕组相间短路;
- b) 定子绕组接地;
- c) 定子绕组匝间短路;
- 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) 励磁回路接地;
- j) 励磁电流异常下降或消失;
- k) 定子铁芯过励磁;
- l) 发电机逆功率;
- m) 频率异常;
- n) 失步;
- o) 发电机突然加电;
- p) 其他故障和异常运行。

4.2.2 对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障,应装设纵联差动保护作为发电机的主保护:

- a) 在穿越性短路、穿越性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,提高保护动作可靠性。
- b) 纵联差动保护应具备电流回路断线监视功能,断线后动作于信号。电流回路断线允许差动保护跳闸。
- c) 纵联差动保护应动作于全停Ⅱ。

4.2.3 发电机定子绕组的单相接地故障的保护应符合以下要求:

- a) 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定值,如无则应符合附录A中表A.2的规定。
- b) 应装设保护区为100%的定子接地保护:
 - 1) 为检查发电机定子绕组和发电机回路的绝缘状况,保护装置应能监视定子绕组对地零序电压。
 - 2) 为在静止、发电、启停等各种工况下提供保护区为100%的定子接地保护及监视定子绕组对地绝缘,宜配置注入式原理的发电机定子接地保护。
 - 3) 基波零序电压原理和注入式原理定子接地保护动作于全停Ⅱ,三次谐波原理定子接地保护动作于信号。

4.2.4 对发电机定子匝间故障,应按下列规定配置定子匝间保护:

- a) 对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,应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护、不完全纵差保护。

- b) 当定子绕组为星形接线,中性点只有三个引出端子时,根据用户和制造厂要求也可装设专用的匝间保护。
- c) 本条中规定装设的保护应动作于全停Ⅱ。

4.2.5 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备,应按下列规定配置相应的保护,保护用电流互感器宜配置在发电机的中性点侧:

- a) 宜装设复合电压(包括负序电压及线电压)启动的过电流保护。灵敏度不满足要求时可增设负序过电流保护。
- b) 自并励(无串联变压器)发电机,宜采用带电流记忆(保持)的低压过电流保护。
- c) 本条中规定装设的以上各项保护装置,宜带有两段时限,以较短的时限动作于解列,以较长的时限动作于全停Ⅱ。

4.2.6 对发电机定子绕组的异常过电压,应装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定,动作于全停Ⅱ。

为防止励磁系统误强励造成的危害,宜装设空载过电压保护,经发电机出口断路器的辅助接点进行闭锁,动作于快速灭磁、关闭主汽门。

4.2.7 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流,应按下列规定装设定子绕组过负荷保护:

- a) 定子绕组非直接冷却的发电机,应装设定时限过负荷保护,带时限动作于信号。
- b) 定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低(例如低于1.5倍、60 s),过负荷保护由定时限和反时限两部分组成:
 - 1) 定时限部分:动作电流按在发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定,带时限动作于信号,在有条件时,可动作于自动减负荷。
 - 2) 反时限部分:动作特性按发电机定子绕组的过负荷能力确定,动作于全停Ⅱ。保护应反应电流变化时定子绕组的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.8 针对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起的负序电流,应装设由定时限和反时限组成的转子表层过负荷保护:

- a) 定时限部分:动作电流按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:动作特性按发电机承受短时负序电流的能力确定,动作于全停Ⅱ。保护应能反应电流变化时发电机转子的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.9 对励磁系统故障或强励时间过长导致的励磁绕组过负荷,应装设励磁绕组过负荷保护:

- a) 其励磁绕组过负荷保护可由定时限和反时限两部分组成。
- b) 定时限部分:动作电流按正常运行最大励磁电流下能可靠返回的条件整定,带时限动作于信号和降低励磁电流。
- c) 反时限部分:动作特性按发电机励磁绕组的过负荷能力确定,并动作于全停Ⅱ或程序跳闸。保护应能反应电流变化时励磁绕组的热积累过程。

4.2.10 发电机应装设转子一点接地保护装置,延时动作于信号,宜减负荷平稳停机,有条件时可动作于程序跳闸。对旋转励磁的发电机宜装设一点接地故障定期检测装置。

4.2.11 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障,应配置失磁保护:

失磁保护宜瞬时或短延时动作于信号,跳闸段动作于全停Ⅱ或程序跳闸。

4.2.12 应装设过励磁保护。保护装置可装设由低定值和高定值组成的定时限过励磁保护或反时限过励磁保护,有条件时应优先装设反时限过励磁保护。

定时限过励磁保护:

- a) 低定值部分:带时限动作于信号和降低励磁电流。
- b) 高定值部分:动作于全停Ⅱ或程序跳闸。

反时限过励磁保护:

- a) 反时限特性曲线由上限定时限、反时限、下限定时限组成。上限定时限、反时限动作于全停Ⅱ或程序跳闸,下限定时限动作于信号。
- b) 反时限的保护特性曲线应与发电机的允许过励磁能力相配合。

4.2.13 对发电机变电动机运行的异常运行方式,应装设逆功率保护。保护装置由灵敏的功率元件构成,带时限动作于信号,经汽轮机允许的逆功率时间延时动作于全停Ⅱ。为确保正常停机跳发电机断路器,宜设置正向低功率判据,并可与逆功率保护一起闭锁程序跳闸回路。功率保护宜取自测量级 CT。

4.2.14 核电机组应设频率异常保护,包括如下的低频保护和高频保护:

- a) 低频保护:低频保护第一时限动作于解列,机组带厂用电运行,如低频故障仍存在则第二时限动作于全停Ⅱ;并可累积各频段异常运行时间。
- b) 高频保护:高频保护带时限动作于解列,机组带厂用电运行;并可累积各频段异常运行时间。

4.2.15 核电机组应装设失步保护。在短路故障、系统同步振荡、电压回路断线等情况下,保护不应误动作。通常保护动作于信号。当振荡中心在发电机变压器组内部,失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时,保护还动作于解列,并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。

4.2.16 对于发电机误合开关等故障和异常运行方式,宜装设突加电(误上电)保护,动作于全停Ⅱ。

4.2.17 核电机组应装设发电机出口断路器失灵保护,当保护动作于跳开发电机出口断路器但断路器失灵时,经延时断开发变组高压侧断路器并启动厂用电切换。失灵保护 CT 宜采用 5P 级。

4.3 主变压器保护

4.3.1 对主变压器的下列故障及异常运行状态,应装设相应的保护:

- a) 绕组及其引出线的相间短路和中性点直接接地侧的接地短路;
- b) 绕组的匝间短路;
- c) 外部相间短路引起的过电流;
- d) 中性点直接接地电力网中外部接地短路引起的过电流及中性点过电压;
- e) 过负荷;
- f) 过励磁;
- g) 中性点非有效接地侧的单相接地故障;
- h) 油面降低;
- i) 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

4.3.2 应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时,应瞬时动作于信号;当壳内故障产生大量瓦斯时,应瞬时动作于全停Ⅰ。

瓦斯保护应采取措施,防止因瓦斯继电器的引线故障、振动等引起瓦斯保护误动作。

4.3.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障,应装设纵联差动保护作为主保护,并瞬时动作于全停Ⅰ。

4.3.4 纵联差动保护应满足下列要求:

- a) 应具有防止区外故障误动的制动特性;
- b) 应具有防止励磁涌流引起误动的功能;
- c) 在变压器过励磁时不应误动作;
- d) 在电流回路断线时应发出断线信号,电流回路断线允许差动保护动作跳闸;
- e) 在正常情况下,纵联差动保护的 protection 范围应包括变压器套管和引出线,如不能包括引出线时,应采取快速切除故障的辅助措施。在设备检修等特殊情况下,允许差动保护短时利用变压器

套管电流互感器,此时套管和引线故障由后备保护动作切除。

4.3.5 对主变压器高压绕组及引出线的单相接地故障,应装设分相差动或者零序差动保护作为主保护,并瞬时动作于全停 I。

对于由三台单相变压器构成的主变压器,分相差动或零序差动保护由接地的各相绕组两端电流互感器构成。零序差动保护也可由接地绕组各相引出端的电流互感器和中性点侧外接零序电流互感器构成。为保证保护性能,分相差动保护或零序差动保护所用的电流互感器宜选用同型号同变比。

4.3.6 对外部相间短路引起的变压器过电流,变压器应装设相间短路后备保护。保护带延时跳开相应的断路器。相间短路后备保护宜选用复合电压(负序电压和线电压)启动的过电流保护。

4.3.7 对于主变压器,根据各侧接线、连接的系统和电源情况的不同,应配置不同的相间短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障,具体要求如下:

- a) 发电机变压器组,在变压器低压侧不另设相间短路后备保护,而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护,作为高压侧外部、变压器和分支线相间短路后备保护。
- b) 相间后备保护对母线故障灵敏度应符合要求。为简化保护,当保护作为相邻线路的远后备时,可适当降低对保护灵敏度的要求。

4.3.8 与 220 kV 及以上中性点直接接地电网连接的主变压器,对外部单相接地短路引起的过电流,应装设接地短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的接地故障,具体要求如下:

- a) 在中性点直接接地的电网中,如变压器中性点直接接地运行,对单相接地引起的变压器过电流,应装设零序过电流保护,保护可由两段组成,其动作电流与相关线路零序过电流保护相配合。每段保护可设两段时限,并以较短时限动作于断开本侧断路器,以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。
- b) 对 500 kV 及以上变压器,为降低零序过电流保护的動作时间和简化保护,高压侧零序一段只带一个时限,动作于断开变压器高压侧断路器;零序二段也只带一个时限,动作于断开变压器各侧断路器。
- c) 普通变压器的零序过电流保护,宜接到变压器中性点引出线回路的电流互感器;零序方向过电流保护宜接到高压侧三相电流互感器的零序回路。

4.3.9 当低压侧有电源的主变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,对外部单相接地短路引起的过电流,以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高,应按下列规定装设后备保护:

按 4.3.8 a) 中规定装设零序过电流保护,满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外,应增设零序过电压保护,当变压器所连接的电力网失去接地中性点时,零序过电压保护经 0.3 s~0.5 s 时限动作断开变压器各侧断路器。

4.3.10 主变低压侧应装设接地保护,作为低压侧及引出线单相接地故障的主保护;保护用零序电压取自主变低压侧电压互感器的开口三角绕组或接地变副边,分两段时限;第一时限动作于信号,第二时限动作于全停 I。

4.3.11 根据实际可能出现过负荷情况,应装设过负荷保护。过负荷保护具有定时限或反时限的动作特性,动作于信号。

4.3.12 330 kV 及以上主变,为防止由于频率降低和/或电压升高引起变压器磁密过高而损坏主变压器,应装设过励磁保护。保护应具有定时限或反时限特性并与被保护变压器的过励磁特性相配合。定时限保护由两段组成,低定值动作于信号,高定值动作于全停 I。

4.3.13 对主变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障,应装设动作于信号或跳闸的装置。

4.4 高压厂用变压器保护

4.4.1 对高压厂用变压器的故障及异常运行状态,应按 4.3.1 的规定装设相应的保护装置。

4.4.2 应装设瓦斯保护。带负荷调压变压器充油调压开关,亦应装设瓦斯保护。其他技术要求应符合 4.3.2 的规定。

4.4.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障,应按 4.3.3 装设保护。

4.4.4 纵联差动保护技术要求应符合 4.3.4 的规定。

4.4.5 对外部相间短路引起的变压器过电流,变压器应装设相间短路后备保护。保护带延时跳开相应的断路器。相间短路后备保护宜选用复合电压(负序电压和线电压)启动的过电流保护。

4.4.6 根据各侧接线、连接的系统和电源情况的不同,应配置不同的相间短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障,具体要求如下:

- a) 高压厂用变压器的相间短路后备保护宜装于高压侧,保护动作于全停 I。
- b) 低压侧有分支,并接至分开运行母线段的变压器,还应在每个分支装设相间短路后备保护,动作于断开对应分支断路器。

4.4.7 根据实际可能出现过负荷情况,应装设过负荷保护。过负荷保护具有定时限或反时限的动作特性,保护动作于信号。

4.4.8 为防止出现核岛厂用辅助设备电压过低,影响 RCP 主泵安全运行的异常工况,可配置高厂变低压分支低电压保护。保护设置一段两时限,第一时限动作于解列,机组带厂用电运行,如果故障依然存在,则经第二时限动作于全停 II 并切换厂用。

4.4.9 为防止出现核岛厂用辅助设备频率过低,影响 RCP 主泵安全运行的异常工况,可配置高厂变低压分支低频保护。保护设置一段两时限,第一时限动作于解列,机组带厂用电运行,如果故障依然存在,则经第二时限动作于全停 II 并切换厂用。

4.4.10 对高压厂用变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障,应按 4.3.13 规定装设保护。

4.5 辅助变压器保护

4.5.1 对辅助变压器的故障及异常运行状态,应按 4.3.1 的规定装设相应的保护装置。

4.5.2 应装设瓦斯保护。其他技术要求应符合 4.4.2 的规定。

4.5.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障,采用纵联差动保护作为主保护,并瞬时动作于断开变压器的各侧断路器。

4.5.4 纵联差动保护技术要求应符合 4.3.4 的规定。

4.5.5 对外部相间短路引起的变压器过电流,变压器应装设相间短路后备保护。保护带延时跳开相应的断路器。相间短路后备保护宜选用复合电压(负序电压和线电压)启动的过电流保护。

低压侧有分支,并接至分开运行母线段的降压变压器,除在电源侧装设保护外,还应在每个分支装设相间短路后备保护。

4.5.6 与 110 kV 及以上中性点直接接地电网连接的辅助变压器,对外部单相接地短路引起的过电流,应按 4.3.8 的要求装设接地短路后备保护。

4.5.7 在 110 kV、220 kV 中性点直接接地的电力网中,当变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,对外部单相接地短路引起的过电流,以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高,应按下列规定装设后备保护:

- a) 对于中性点直接接地运行的变压器,应装设零序过电流保护,以较短时限动作于缩小故障范围,以较长时限断开变压器各侧断路器。
- b) 对于经间隙接地运行的变压器,应装设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护,带时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.5.8 根据实际可能出现过负荷情况,应装设过负荷保护。过负荷保护具有定时限或反时限的动作特性,一般动作于信号。

4.5.9 对辅助变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障,应按 4.3.13 的规定装设保护。

4.6 励磁变压器保护

4.6.1 对励磁变压器的内部、套管及引出线的短路故障,采用电流速断保护作为主保护,也可采用纵联差动保护作为主保护,保护瞬时动作于全停Ⅱ。

4.6.2 纵联差动保护技术要求应符合 4.3.4 的规定。

4.6.3 对外部相间短路引起的变压器过电流,应装设相间短路后备保护。保护带延时动作于全停Ⅱ。相间短路后备保护宜选用过电流保护。

4.6.4 一般在励磁变低压侧配置励磁绕组过负荷保护,采用定时限和反时限,反时限的特性依据制造厂提供的发电机转子绕组允许过载能力。

4.6.5 对励磁变压器绕组温度高等故障,应按 4.3.13 装设保护。

5 保护技术条件

5.1 环境条件

5.1.1 正常工作大气条件

工作在以下气候条件下的保护装置应能正常工作:

- a) 环境温度: $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- b) 相对湿度: $5\% \sim 95\%$ (装置内部既无凝露,也不应结冰);
- c) 大气压力: $80\text{ kPa} \sim 106\text{ kPa}$ 。

5.1.2 贮存、运输极限环境温度

贮存环境温度为 $-20\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +55\text{ }^{\circ}\text{C}$,相对湿度不大于 85% 。

运输环境温度为 $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +70\text{ }^{\circ}\text{C}$,相对湿度不大于 85% 。

5.1.3 周围环境

对周围环境的要求如下:

- a) 应遮阳、挡雨雪、防御雷击、沙尘、通风;
- b) 电磁环境应符合 DL/T 478—2013 中 7.4 的规定;
- c) 场地应符合 GB/T 9361—2011 中 B 类安全要求的规定;
- d) 使用地点不出现超过 GB/T 11287—2000 规定的严酷等级为 1 级的振动;
- e) 无爆炸危险的介质,周围介质中不应含有能腐蚀金属、破坏绝缘和表面镀覆及涂覆层的介质及导电介质,不准许有明显的水汽,不准许有严重的霉菌存在;
- f) 安装地应铺设有首尾相连、横截面不小于 100 mm^2 的专用接地铜排,且该铜排一点与安装地接地网接地点可靠搭接。

5.1.4 特殊使用条件

当超出 5.1.1、5.1.2、5.1.3 规定的环境条件时,由用户与制造商商定。

安装地点环境明显超过 5.1.1 正常工作环境条件时,优先选用的环境温度范围规定为:

- a) 特别寒冷地区: $-25\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- b) 特别炎热地区: $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +70\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

5.2 额定电气参数

5.2.1 直流电源

直流电源技术参数指标应满足：

- a) 额定电压：220 V、110 V；
- b) 允许偏差：-20%~+15%；
- c) 纹波系数：不大于5%。

5.2.2 激励量

交流回路激励量应满足：

- a) 交流电压： $100/\sqrt{3}$ V；100 V；
- b) 交流电流：1 A；5 A；
- c) 额定频率：50 Hz。

5.2.3 电子式互感器

对来自电子式互感器的激励量，宜采用数字量输入，其额定值应符合 GB/T 20840.7—2007 中 5.2 的规定和 GB/T 20840.8—2007 中表 5 的规定。

5.3 结构和外观

5.3.1 机箱、插件的尺寸

装置所采用的插箱及其插件的尺寸应符合 GB/T 19520.12 的规定。

5.3.2 外壳防护

装置的外壳防护要求应满足 DL/T 478—2013 中 4.10.2 的规定。

5.4 测量元件的准确度和变差

装置中测量元件的准确度和变差要求应满足 DL/T 478—2013 中 4.3 的规定。

5.5 过载能力

装置中各回路的过载能力应符合 DL/T 478—2013 中 4.6 的规定。

5.6 功率消耗

装置各回路的功率消耗应符合 DL/T 478—2013 中 4.7 的规定。

5.7 直流电源影响

应符合 DL/T 478—2013 中 7.5 的规定。

5.8 对配线端子、输出继电器和信号继电器的要求

装置配线端子、输出继电器和信号继电器应符合 DL/T 478—2013 中 4.4、4.5.3、4.5.4 的规定。

5.9 装置的功能

5.9.1 装置应具有独立性、完整性、成套性。装置的保护配置、整定范围与被保护的设备有关，但装置

中所含的各保护功能应达到 5.10 的性能指标。

5.9.2 装置应能反映大型核电发电机变压器组各种故障及异常状态。

5.9.3 装置中不同种类保护应设置方便的投入和退出功能。

5.9.4 装置应提供中文显示界面和中文菜单,并能实时显示运行状态和实时信息。

5.9.5 装置在保护动作、告警等事件时,应有对应的事件记录。

5.9.6 装置应配有硬、软件监视功能,并应自动监视硬、软件的工作状态。对发现的异常、故障,应自动采取告警、闭锁等措施。

5.9.7 装置应按 GB/T 14285—2006 中 6.5.3 的要求设置对电磁干扰的防护措施。

5.9.8 装置的开关量输入和输出当采用硬接点时应符合 DL/T 478—2013 中 4.5.1 及 4.5.2 的要求。

5.9.9 装置中央信号的接点在直流电源消失后应能自保持,装置所记录信息,在失去直流电源的情况下不能丢失。

5.9.10 装置的时钟精度要求:对时误差应不大于 1 ms,对时信号消失,采用装置自身时钟,24 h 误差不大于 5 s。

5.9.11 装置应具备通信接口,用以与监控系统和故障信息系统通信,网络和通信的故障不应影响装置的动作行为。通信接口的通信数据格式应遵循统一的规约,符合 DL/T 667—1999 的规定。

5.9.12 装置应具有与外部标准授时源的对时接口。

5.9.13 装置应配置调试接口和辅助软件,具备通信及维护、定值整定、故障记录与分析、调试等功能。

5.9.14 装置应具有故障记录功能并满足以下要求:

- a) 装置应能可靠记录保护动作的相关信息,例如故障时输入的模拟量和开关量、输出开关量、动作元件、动作时间等,并具有存储 8 次以上最新故障录波数据的功能;
- b) 装置记录的所有数据应能转换为 GB/T 14598.24—2017 规定的格式输出;
- c) 具有显示和打印记录信息的功能,提供了解情况和事故处理的保护动作信息;提供分析事故和保护动作行为的记录。

5.10 主要技术要求

5.10.1 总则

装置的保护配置和被保护设备有关,但所选择的单个保护应能达到下面的性能指标。装置应能满足大型核电发电机变压器组的要求,在各种工况,如孤岛运行时,所有保护都不应出现不正确动作。

除了本标准列出的条目外,其他保护的技术条件同 DL/T 671—2010。

5.10.2 注入式定子接地保护

注入式定子接地保护应满足如下要求:

- a) 通常适用于中性点经接地变压器接地的发电机的定子接地保护;
- b) 应能用于具备发电机中性点和主变低压侧两个接地点的系统;
- c) 保护范围为 100% 的发电机定子绕组;
- d) 装置具有注入信号回路监视功能,可反应注入源及注入回路的电压消失、过载及其他故障情况;
- e) 注入源功率不应过大,注入电压不超过 $2\%U_0$ (U_0 为发电机一次侧额定电压);
- f) 可靠反映的发电机定子绕组接地电阻值:不低于 10 k Ω ;
- g) 电阻整定值的误差:±5% 或 0.5 k Ω ;
- h) 电流整定值的误差:±5% 或 0.001 A;
- i) 电阻判据时间整定值的误差(0.5 倍整定值时):±1% 或 150 ms;

- j) 电流判据时间整定值的误差(1.5 倍整定值时): $\pm 1\%$ 或 70 ms。

5.10.3 发电机定子过电压保护

发电机定子过电压保护应满足如下要求:

- a) 为防止励磁误强励,宜设置空载过电压保护,经发电机出口断路器位置接点闭锁;
- b) 返回系数不小于 0.95;
- c) 整定值的误差: $\pm 2.5\%$ 或 $0.01U_n$ (U_n 为发电机机端 PT 二次额定电压);
- d) 时间整定值的误差: $\pm 1\%$ 或 40 ms。

5.10.4 发电机正向低功率保护

发电机正向低功率保护应满足如下要求:

- a) 有功测量原理应与无功大小无关;
- b) 具有电压互感器断线闭锁功能;
- c) 有功最小整定值应不大于 $0.3\% P_n$ (P_n 为发电机二次额定有功功率);
- d) 返回系数不小于 0.8;
- e) 有功整定值的误差: $\pm 10\%$ 或 $0.002P_n$;
- f) 时间整定值的误差(0.5 倍整定值时): $\pm 1\%$ 或 40 ms。

5.10.5 发电机频率异常保护

发电机频率异常保护应满足如下要求:

- a) 应具有按频率分段时间积累功能,低频时间积累在装置掉电时也能保持;
- b) 在发电机停机过程和停机期间应自动闭锁低频保护;
- c) 为防止开关偷跳甩负荷,发电机转速上升,导致过频不正确动作,宜经发电机出口断路器位置接点闭锁;
- d) 应有定时限段;
- e) 频率测量范围 40 Hz~65 Hz;
- f) 频率测量的误差: ± 0.05 Hz;
- g) 时间积累的误差: $\pm 2.5\%$ 。

5.10.6 厂用低压分支低电压保护

厂用低压分支低电压保护应满足如下要求:

- a) 为防止核岛厂用辅助设备电压过低而设此保护;
- b) 为保证低电压保护的可靠性,应设置完善的 TV 断线闭锁;
- c) TV 断线闭锁应考虑一次及二次熔丝单相、两相、三相熔断情况;
- d) 发生一次单相接地时不误闭锁低电压保护;
- e) 返回系数不大于 1.1;
- f) 整定值的误差: $\pm 2.5\%$ 或 $0.01U_n$;
- g) 时间整定值的误差: $\pm 1\%$ 或 40 ms。

5.10.7 厂用低压分支低频保护

厂用低压分支低频保护应满足如下要求:

- a) 为防止核岛厂用辅助设备频率过低而设此保护;
- b) 频率计算宜采用相间电压,并经 TV 断线闭锁;

- c) 频率测量范围 40 Hz~65 Hz;
- d) 频率测量的误差:±0.05 Hz;
- e) 时间整定值的误差:±1%或 70 ms。

5.10.8 主变低压侧接地保护

主变低压侧接地保护应满足如下要求:

- a) 作为主变压器低压引出线单相接地故障保护;
- b) 具备主变低压侧 TV 一次断线闭锁功能;
- c) 发电机机端断路器分断时,本保护投入,否则退出;
- d) 返回系数不小于 0.9;
- e) 整定值的误差:±2.5%或 0.1 V;
- f) 时间整定值的误差:±1%或 70 ms。

5.11 安全要求

装置的安全性能应满足 DL/T 478—2013 中第 6 章的要求。

5.12 绝缘要求

装置的绝缘性能应符合 DL/T 478—2013 中 4.9 的规定。

5.13 电磁兼容性能

装置的抗扰度和电磁发射性能应符合 DL/T 478—2013 中 4.8 的规定。

5.14 耐湿热性能

装置的耐湿热性能应符合 DL/T 478—2013 中 7.3 的规定。

5.15 机械性能

装置的机械性能应符合 DL/T 478—2013 中 4.10 的规定。

5.16 连续通电

装置在完成调试后,应按 DL/T 478—2013 中 7.13 的规定进行连续通电试验。

5.17 动态模拟

装置应进行动态模拟试验,在各种故障条件下,装置动作应正确,信号指示应正常,其主要功能和性能应符合 5.9、5.10 的规定。

6 试验方法

6.1 试验条件

6.1.1 除另有规定外,各项试验均应在 5.1.1 规定的正常工作大气条件下进行。

6.1.2 被试验装置和测试仪表应良好接地。

6.1.3 除另有规定外,周围环境应符合 5.1.3 规定的要求。

6.2 温度试验

6.2.1 最高运行温度试验

按 DL/T 478—2013 中 7.3.3 的规定进行,装置的功能和性能应符合 5.9、5.10 的要求。

6.2.2 最低运行温度试验

按 DL/T 478—2013 中 7.3.4 的规定进行,装置的功能和性能应符合 5.9、5.10 的要求。

6.2.3 突变温度试验

按 DL/T 478—2013 中 7.3.7 的规定进行,装置的功能和性能应符合 5.9、5.10 的要求。

6.3 温度贮存试验

按 DL/T 478—2013 中 7.3.5、7.3.6 的规定进行。试验后,零部件的材料不应出现不可恢复的损伤,通电操作应正常。

6.4 结构和外观检查

按 5.3 及 GB/T 7261—2016 中第 5 章的要求逐项进行检查。

6.5 功率消耗试验

根据 5.6 要求,按 GB/T 7261—2016 中第 8 章的规定和方法,对装置进行功率消耗试验。

6.6 装置功能试验

用继电保护试验设备对装置进行试验,必要时还需进行电力系统模拟试验,试验方法和试验项目参照 GB/T 26864—2011 的规定,装置的功能应符合 5.9、5.10 及相关标准的要求。

6.7 测量元件准确度和变差检查

用继电保护试验设备检查装置测量元件的准确度和变差,应符合 5.4 的规定。

6.8 出口中间继电器检验

用继电保护试验设备检查装置出口继电器的性能,应符合 5.8 的规定。

6.9 过载能力试验

根据 5.5 要求,对装置进行过载能力试验。装置经受过载试验后应无绝缘损坏,其性能应符合 5.9、5.10 的规定。

6.10 直流电源影响试验

根据 5.7 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.5 的规定和方法,对装置进行电源影响试验。在试验中,装置不应误动作。

6.11 安全要求实验

根据 5.11 的要求,按 DL/T 478—2013 中 7.16 的规定和方法,对装置进行安全要求试验。

6.12 绝缘试验和绝缘测量

根据 5.12 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.7 的规定和方法,对装置进行绝缘试验和绝缘测量。

6.13 电磁兼容性能试验

根据 5.13 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.4 的规定和方法,对装置进行电磁兼容性能试验。

6.14 耐湿热性能试验

根据 5.14 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.3.8、7.3.9 的规定和方法,对装置进行耐湿热性能试验。

6.15 机械性能试验

根据 5.15 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.6 的规定和方法,对装置进行振动、冲击和碰撞试验。

6.16 连续通电试验

根据 5.16 要求,按 DL/T 478—2013 中 7.13 的规定和方法,对装置进行连续通电试验。

6.17 装置动态模拟试验

装置通过各项试验后,应在电力系统动态模拟系统上进行整组保护试验,以考核装置保护性能。其模拟系统的基本技术要求,应符合 GB/T 14285—2006 的规定。

试验项目如下(以下项目仅供参考):

- a) 定子绕组相间短路故障;
- b) 定子绕组接地故障;
- 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) 励磁回路接地故障;
- j) 励磁电流异常下降或消失;
- k) 变压器铁芯、发电机定子铁芯过励磁;
- l) 变压器绕组及其引出线的相间短路故障;
- m) 变压器中性点直接接地侧的接地短路故障;
- n) 变压器绕组的匝间短路;
- o) 变压器外部相间短路;
- p) 发电机逆功率;
- q) 频率异常;
- r) 失步;
- s) 发电机突然加电;
- t) 其他故障和异常运行。

7 检验规则

7.1 检验分类

产品检验分出厂检验和型式检验两种。

7.2 出厂检验

7.2.1 每台装置在出厂前应经制造商的质量检验部门进行出厂检验、确认合格后方可出厂。检验合格出厂的产品应具有证明装置合格的产品合格证书。

7.2.2 出厂检验项目见表 1。

表 1 检验项目

| 序号 | 项目名称 | “技术要求”的章条号 | “试验方法”的章条号 | 出厂检验选项 | 型式检验选项 | 备注 |
|----|-----------|---------------|------------|------------------|------------------|----|
| 1 | 温度试验 | 5.1.1 | 6.2 | | √ | |
| 2 | 温度贮存试验 | 5.1.2 | 6.3 | | √ | |
| 3 | 结构和外观检查 | 5.3 | 6.4 | √ | √ | |
| 4 | 装置功能和性能试验 | 5.9,5.10,5.17 | 6.6 | √ | √ | |
| 5 | 电力系统模拟试验 | 5.9,5.10,5.17 | 6.17 | | √ ^{a,c} | |
| 6 | 测量元件准确度检查 | 5.4 | 6.7 | √ | √ | |
| 7 | 过载能力试验 | 5.5 | 6.9 | | √ | |
| 8 | 功率消耗试验 | 5.6 | 6.5 | | √ | |
| 9 | 直流电源影响试验 | 5.7 | 6.10 | | √ | |
| 10 | 出口中间继电器检查 | 5.8 | 6.8 | √ ^g | √ | |
| 11 | 安全要求试验 | 5.11 | 6.11 | √ ^f | √ | |
| 12 | 绝缘性能试验 | 5.12 | 6.12 | √ ^{b,e} | √ | |
| 13 | 电磁兼容性能试验 | 5.13 | 6.13 | | √ ^c | |
| 14 | 耐湿热性能试验 | 5.14 | 6.14 | | √ ^d | |
| 15 | 机械性能试验 | 5.15 | 6.15 | | √ | |
| 16 | 连续通电试验 | 5.16 | 6.16 | √ | | |

^a 用户有要求时进行本项试验。
^b 只进行绝缘电阻测量和耐压试验。
^c 新产品定型鉴定前做动态模拟试验。
^d 恒定湿热试验和交变湿热试验选做其一。
^e 如有必要,对于新的装置可以重复介质耐压试验。重复试验时,试验电压值应为原来规定值的 0.75 倍,或由制造商指明。
^f 出厂检验时只进行安全标志检查、介质强度、绝缘电阻、保护联接连续性试验。
^g 出厂检验仅做接点通断检查。

7.3 型式检验

7.3.1 型式检验应用于按照装置规范和标准检验新的硬件或软件设计。

7.3.2 型式检验包括安全型式试验,可由制造商或具有相应资质的独立检验机构进行。

7.3.3 对于是否符合安全型式试验的要求,可通过适当的试验、测量、目测或评估、技术论证来检查。

7.3.4 凡遇下列情况之一,应进行型式检验:

- a) 新产品定型鉴定前；
- b) 产品转厂生产定型鉴定前；
- c) 正式投产后,如设计、工艺、材料、元器件有较大改变,可能影响产品性能时；
- d) 合同规定时。

7.3.5 对系列产品中一个产品进行型式检验时宜充分考虑覆盖整个产品系列,且提供一个风险评估文件,确定哪些型式检验对整个系列产品有效,系列产品中其余产品还需进行哪些型式检验。

7.3.6 如果装置已通过型式检验且设计、元器件、工艺材料或软件无变更,不宜重复型式检验。一旦前述内容出现改变,应进行风险评估,给出确定哪些型式检验仍然有效,须重做哪些型式检验的文件。

7.3.7 型式检验的样品应从被检同批合格样品中随机抽取。

7.3.8 检验是否合格的判定原则如下:

- a) 试品应为拟研制定型的产品或出厂检验合格的产品；
- b) 试品未发现主要缺陷的,则判定试品为合格；
- c) 对于安全型式试验,只要有一个缺陷即为不合格。

注 1: 装置的主要缺陷是指需经更换重要元器件或对软件进行重大修改后才能消除,或一般情况下不可能修复的缺陷(易损件除外)。其余的缺陷作为一般缺陷。

注 2: 安全型式试验包括电气间隙和爬行距离、冲击电压、介质强度、绝缘电阻、IP 等级、保护连接阻抗、材料和外壳的可燃性、单一故障试验。

7.3.9 应进行的型式检验项目如表 1 规定。其中新产品研发和定型前的型式检验进行表 1 规定的全部试验;其余目的的型式检验,检验项目可视情况和目的,分析评估或协商确定。

7.3.10 所出具的检验报告,应满足 DL/T 478—2013 中 7.17 的要求。

8 标志、包装、运输和贮存

装置的标志、包装、运输和贮存,应满足 DL/T 478—2013 中第 8 章的要求。

9 产品随行文件

随同装置一起供应的文件和物件应有:

- a) 装箱清单；
- b) 装箱文件、资料清单及文件资料；
- c) 装置的电气原理图或接线图；
- d) 产品出厂合格证书；
- e) 按备品清单或合同规定提供的备品、备件(例如元器件、易损件、测试插件、接线座、预制导线等)、安装附件、专用工具等。

附 录 A
(规范性附录)

发电机定子绕组对地电容、机端单相接地电容电流及单相接地电流允许值

国产汽轮发电机定子对地电容及单相接地电容电流值见表 A.1。

表 A.1 国产汽轮发电机定子对地电容及单相接地电容电流值

| 容量 MW | 电压 kV | 每相对地电容 μF | 单相接地电容电流 A |
|----------|----------|-------------------------|---------------|
| 50 | 10.5 | 0.25 | 1.43 |
| 60 | 10.5 | 0.296 | 1.69 |
| 100 | 10.5 | 0.16 | 0.914 |
| 135 | 13.8 | 0.376 | 2.822 |
| 200 | 15.75 | 0.20 | 1.715 |
| 300 | 18.0 | 0.2~0.3 | 1.957~2.937 |
| 600 | 20.0 | 0.213 | 2.317 |
| 1 000 | 27.0 | 0.284 | 4.17 |

发电机定子绕组单相接地故障电流允许值见表 A.2。

表 A.2 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 | | 故障电流允许值 A |
|---------------|---------------|---------|----------------|
| 6.3 | ≤ 50 | | 4 |
| 10.5 | 汽轮发电机 | 50~100 | 3 |
| | 水轮发电机 | 10~100 | |
| 13.8~15.75 | 汽轮发电机 | 125~200 | 2 ^a |
| | 水轮发电机 | 40~225 | |
| 18 及以上 | 300 及以上 | | 1 |

^a 对于氢冷发电机为 2.5 A。

中华人民共和国
国家标准
大型核电发电机变压器组
继电保护技术规范
GB/T 37549—2019

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址: www.spc.org.cn

服务热线: 400-168-0010

2019年6月第一版

*

书号: 155066·1-62675

版权专有 侵权必究



GB/T 37549-2019