



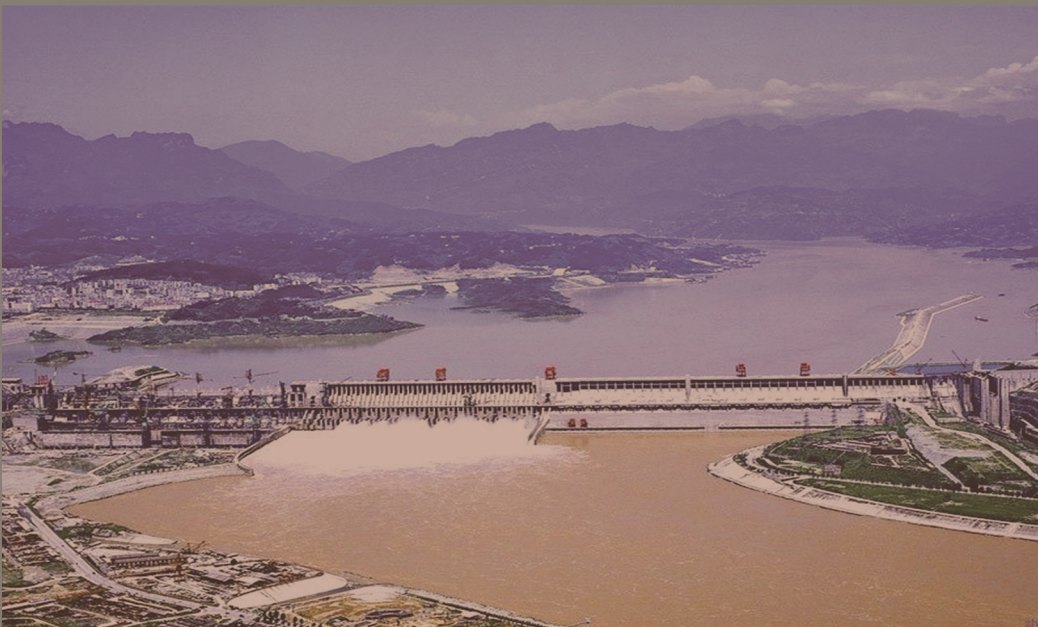
中国水力发电工程学会

CSHE

2014年继电保护专业委员会年会

暨学术研讨会论文集

江苏 南京



主 办：中国水力发电工程学会继电保护专业委员会

承 办：南京南瑞继保电气有限公司



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

目 录

适应智能电网的大型发变组保护模式研究—大型发变组层次化继电保护系统引论	尹项根, 张哲, 鲁功强, 王育学, 戚宣威, 文明浩, 陈卫 (1)
100MW 及以下水轮发电机主保护配置方案的优化设计	桂林, 李荷婷, 王祥珩 (7)
智能励磁系统在葛洲坝水力发电厂的应用	牛国强, 高劲松 (13)
零序电压型与注入式定子接地保护的灵敏度分析	陈俊, 汤炳章, 张琦雪, 严伟, 沈全荣 (20)
同步发电机转子匝间短路故障在线监测的研究评述与展望	郝亮亮, 桂林, 陈俊 (23)
旋转型转子接地保护系统研究及应用	王光, 王钧, 陈俊, 张琦雪, 于海波, 刘乐 (35)
国产微机保护在 CPR1000 核电机组上的应用	何其伟, 姬生飞, 潘仁秋, 陈佳胜 (39)
基于 OCT 的裂相横差保护在沙河电站抽水蓄能机组上的应用	李德敏, 杨海学, 赵苏彦, 蒋立宪, 王凯 (42)
发电机扭振保护若干问题探讨	王凯, 鲍永, 张琦雪, 陈俊, 王光, 张驰 (46)
电网短路下双馈感应发电机励磁回路动态研究	欧阳金鑫, 熊小伏 (50)
国产大型静止变频器 (SFC) 系统设计及应用	徐峰, 高苏杰, 张亚武, 衣传宝, 石祥建, 刘为群 (63)
水电站轴电流保护误报警问题分析	刘小波 (66)
基于气隙电动势制动的大型发电机零序横差保护	王育学, 尹项根, 鲁功强, 娄玲娇 (71)
数字化技术在水电厂厂用电系统中的应用	张灵凌, 高健, 侯炜, 严伟, 邹颖, 王淑超, 牛洪海 (76)
智能化水电厂发变组保护设计方案	刘艳东, 陈海龙, 张军红, 石伟, 陈留印, 张长庚 (81)
基于 UAPC 平台的新型发变组故障录波装置	陈佳胜, 姜涛, 钟守平, 陈俊 (85)

水电站数字物理混合动态仿真的研究	陈扬 (89)
不同容量光伏发电场综合自动化监控系统组网方案探讨	何海波, 杨健, 孙亮, 姬生飞, 施挺 (94)
分布式发电接入对线路距离保护的影响及应对策略	赵月灵, 程秋秋, 代莹, 张庆伟, 张春雷 (97)
智能化技术在电厂升压站的应用	潘仁秋, 杨健, 孙亮, 何海波, 房康 (101)
新一代发变组保护软件开发平台的软件架构设计	曾水根, 刘浏, 丁俊健, 刘万斌 (105)
一种基于 EMS 实时数据及故障录波数据的故障分析系统	刘焕志, 邱迪文, 祁忠 (109)
燃气轮机启动过程中的继电保护处理方案探讨	姬生飞, 房康, 牛元超 (114)

适应智能电网的大型发变组保护模式研究

——大型发变组层次化继电保护系统引论

尹项根，张哲，鲁功强，王育学，戚宣威，文明浩，陈卫

(强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北省 武汉市 430074)

摘要: 智能电网具有含大规模间歇性电源、柔性输电技术和复杂多变的运行方式等特征, 这要求作为主力电源的大型发变组提供高效、灵活而坚强的电源支撑。总结近年来机组事故和考虑未来运行特点, 现有大型发变组保护难以满足上述要求。本文提出研究一种大型发变组层次化继电保护系统: 它由就地层各发变组保护和发电厂级站域保护构成, 由站域保护实现其与电网、机组自动监控(DCS、AGC、CMS等)以及厂内其他发变组保护间的信息交互, 并利用这些信息提供满足机网协调要求的大型主力机组的安全防护, 同时改进就地层发变组的继电保护。

关键词: 大型发变组; 层次化继电保护; 就地层; 站域层; 失步保护; 和应涌流

0 引言

智能电网具有间歇性电源大规模接入、新型输电技术广泛应用和运行方式多变等特征, 构筑坚强智能电网离不开坚实而灵活的电能供给。大型常规能源发电机组作为系统主力支撑电源^[1], 其自身安全以及与电网协同运行的安全是发挥智能电网优势和效益的重要保障。

智能电网中风能、太阳能等新能源发电大规模接入, 其间歇性和随机性对大型常规能源机组的支撑能力提出了更高要求^[2, 3]; 直流输电、柔性输电、分布式发电等新型输电技术的应用使得机组的外部电网环境愈加复杂多变^[4, 5]。另一方面, 大型发电机组容量巨大, 结构复杂, 其安全和过载裕度大为减少。大型机组运行安全面临新的挑战。

若孤立地看待大型发变组, 现有继电保护已日趋完善, 但按机网协调运行和多机协调配合的要求, 大型发变组安全防护技术已暴露出其功能局限性和信息局限性。继电保护不能获取诸如机组状态监测、机组发电控制指令等本地和电网信息, 使保护不掌握机组安全状况, 这种被动应对故障的模式不利于对机组安全的防护, 如各种过负荷保护不能适应机组当前健康状态和运行特点的变化可能带来潜在安全问题。发变组之间、机网之间缺乏信息的集成与共享, 而针对基于本机就地量的保护策略改良无法有效解决问题, 如多机失步协调保护、复杂合应涌流问题等, 因只能利用本机信息, 使得保护原理复杂, 保护性能

却难以达到预期^[6, 7]; 由于无法获取电网侧信息, 失磁保护、低频保护、低压保护等涉网保护也难以适应电网工况的变化, 导致系统扰动时发生误动作。

现有保护模式因缺乏机网间协调、机组间配合、保护与自动监控装置(DCS、AGC、AVC、CMS等)间交互, 会给发变组安全防护带来严重缺陷, 甚至酿成事故。

2003年9月28日意大利大停电事故中, 系统动态相互作用引起电压降低, 许多发电机组很快退出运行, 导致系统电压、频率更加恶化而最终崩溃^[8]。1998年7月29日中国台湾大停电事故中, 机组低频保护和系统低频减载缺乏协调, 大量机组低频跳闸使事故迅速恶化, 引起频率崩溃^[9]。2008年中国南方冰雪灾害中, 也曾发生由于机组之间切机信息缺乏交互和配合, 引起多台机组同时切机, 造成某地区的供电完全中断。

2009年俄罗斯萨扬-舒申斯克水电站“8.17”特事故的主要原因是机组设备老化、安全状态不佳, 加之远方发电控制不解机组状态, 使其处于不恰当运行工况, 导致机组发生剧烈振动飞逸, 而当继电保护动作为时已晚, 最终造成机组损毁、厂房坍塌、大量人员伤亡的严重事故, 直接经济损失130亿美元^[10]。若有厂级站域保护获取和利用状态监测信息, 在满足远程发电调度的同时采取自动化措施避免机组运行于不恰当工况, 事故完全可能避免。

为适应智能电网发展, 提高大型发变组的安

全防护能力, 需要以现有继电保护、状态监测和发电控制为基础, 通过它们之间以及多机之间、机网之间的信息交互与融合, 建立多层次的新型发变组安全防护系统, 以协同、改进并完善现有的发变组继电保护配置方案。本文探讨了发变组层次化继电保护系统的体系结构和功能, 介绍了大型发变组层次化保护需要研究的问题。

1 发变组层次化继电保护系统结构与功能

发变组层次化继电保护系统以提升现有大型发变组继电保护安全防护能力为目标, 力图整合机组状态监测信息、机组发电控制信息、继电保护信息、网侧信息等多信息源, 并进而实现机组之间、机网之间的信息共享交互, 改变当前发变组保护面向间隔的设计思想和功能上相对独立的结构, 形成由本地基本保护与厂域综合保护协同保障机组安全的新型发变组继电保护方案。图 1 给出了一种具有两层结构的发变组层次化继电保护系统结构示意图(图中虚线代表数据通信网络, 实线代表一次系统连接), 由就地层和站域层构成。

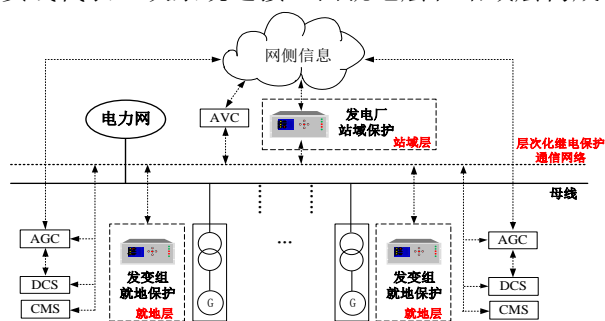


图 1 发变组层次化继电保护系统结构示意图

Fig. 1 Structure diagram of hierarchical protection system for generator unit

就地层保护由发变组就地保护装置构成, 主要实现机组本地保护功能, 但其保护功能的信息来源不局限于发变组保护就地测量量, 还包括通过通信网络(在站域层保护的支持下)与其他发变组保护、发电厂自动电压控制系统 (AVC)、发变组自动发电控制系统 (AGC)、发变组分布式控制系统 (DCS) 和发变组状态监测系统 (CMS) 等之间的信息交互。这使得就地层保护除了能够完成对快速性和可靠性要求较高的基于本地电气量信息的继电保护功能之外, 还具备利用外部状态信息与控制信息补充改善现有保护功能的可能, 从而形成更全面、有效的机组继电保护和预警方案。此外, 就地层保护还承担着执行站域层

下达的安全防护任务, 按照站域层的统一决策完成如告警、切机、调节出力等动作。

站域层保护是发变组层次化继电保护系统在现有机组安全保护装置的基础上新增设的一层。站域层能提供机组之间、机网之间交互的信息平台, 作为管理全厂各机组信息、网侧信息的枢纽, 能满足就地层相关保护的信息需求。更重要地, 站域层将实现基于站域信息的保护技术, 一是改善、提升传统基于就地量的涉网保护性能, 更好地适应机组与系统协同安全运行; 二是从正常状态下的电厂高效、安全运行调控出发, 充分反映机组侧健康状态约束、电网侧运行安全约束, 形成满足机网实时安全状态的机组发电调度控制措施。

发变组层次化继电保护系统不改变现有发变组的继电保护装置以及自动监控装置等基本配置, 只需增添通信网络、另设站域保护装置即完成了系统的基本架构, 非常便于实现。这种新型大型发变组保护模式的信息交互与结构分层的显著特点, 可为传统继电保护带来以下优势和作用:

(1) 在就地层通过本地机组保护电气量信息与机组监控信息的交互, 将机组运行状态纳入继电保护考量范围, 使其能够全面反映机组即时性损伤 (短路、断线等破坏性严重故障) 和累积性损伤 (发热、振动、绝缘破坏等累积性、演变性异常运行状况), 扩大机组安全防御范围, 使机组更好地应对智能电网下的复杂电网运行环境。例如系统次同步振荡时的机组轴系扭振问题已经受到高度重视, 但仅利用机端电气量无法形成对其有针对性的识别方法和防护措施。基于层次化的发变组保护系统, 在就地层就有条件综合机组轴系机械检测量和机端电气量, 构成准确反映发电机轴系安全的保护方案;

(2) 在就地层通过本地机组保护电气量信息与机组监控信息的交互, 从机组的非电气量得到机组发生轻微故障时电气量难以灵敏反应的故障信息, 改善现有就地层发变组保护性能。例如传统零序横差保护由于制动量选取不合适, 存在小匝差匝间短路故障拒动现象。机组主气隙在线监测能够感知气隙主磁场磁通在故障时的变化情况, 基于层次化的发变组保护系统, 将监测结果作为零序横差保护的辅助判断量, 将能提高其应对匝间轻微短路故障的灵敏度;

(3) 在站域层通过发变组之间以及机网之间

的信息交互,解决传统就地量保护很难实现与机组周围运行环境协调配合的问题。例如,机组频率保护、电压保护与电网稳控、保护装置的配合方法主要为保护定值的简单配合,其考虑的配合模式基于“单机—无穷大”系统,每台机组的保护定值都按照统一的既定配合原则整定,有可能造成多台机组之间动作失去配合。必须基于层次化的发变组保护系统,在站域层利用多机组信息、网侧信息,站在更高角度充分考量其运行环境,制定适应于真实多机系统的保护配合方法,甚至是保护原理上的改变,才有可能做到机网协同安全。

2 发变组层次化继电保护原理初探

基于发变组层次化保护系统,下面提出关于多机失步保护及复杂和应涌流应对策略的层次化继电保护原理初步研究。

2.1 层次化失步保护

发电机失步可分为以下四类典型模式:单台发电机对无穷大系统失步;连于同一母线的发电机群对无穷大系统失步;同调机群对无穷大系统失步;多个同调机群发生多频失步振荡。本小节主要考察应对共母机群对无穷大系统(如图2所示)失步情况的失步保护方案。

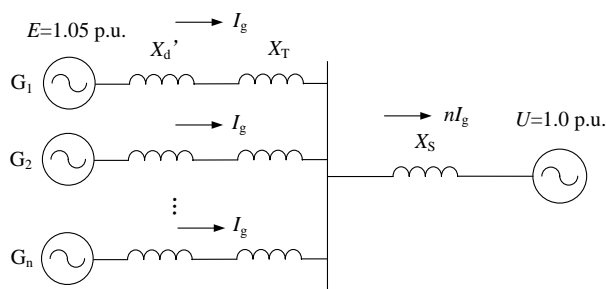


图2 多机-无穷大系统

Fig. 2 Multi-generator infinite bus system

传统发电机失步保护方案基于单机失步情形考虑,在共母机群对外失步时将面临动作特性和跳闸方式的双重问题。一方面,失步保护原理基于单机-无穷大系统模型,整定动作区时,其系统等值阻抗认为是本发变组单元外侧的全部电源阻抗的并联,包含了无穷大系统和厂内其它并联运行机组,失步动作区在阻抗平面第一象限的范围较小。当考虑共母机群失步情形时,由发电机机端向线路侧视入,系统等值阻抗将感受到其它共母机组助增性质的振荡电流,实际机端测量阻抗

变大,测量阻抗轨迹可能无法进入失步动作区而拒动,威胁机组安全。另一方面,由于每台机组的整定定值相同,失步保护只要检测到该台发电机与外部系统发生失步振荡且满足一定条件就出口跳闸,没有与其他并联运行机组的失步保护出口方式相互配合。因而在共母机群失步情形下,所有机组要么被同时切除,要么同时拒动,十分不利于电网稳定运行。

综上,必须首先考虑电厂共母机群对外失步与否,区分不同失步模式,还需按当前运行机组数自适应调整失步动作边界(或定值),并进一步确定动作切机方案。为此,可考虑形成如下的层次化失步保护方案:

(1) 基本配置。在共母机群高压侧母线处设置站域层失步保护判断元件,以检测共母机群等值发电机与无穷大系统间的失步状态;保留发电机机端失步元件作为就地层失步保护判断元件,以检测单台发电机与外界系统间的失步状态,并通过与站域层失步保护的交互,适应不同失步模式。

(2) 动作特性。站域层判定发生共母机群失步时,就地层失步元件按照考虑共母机组助增作用自适应构造其动作边界;同时若就地层每台机组的测量阻抗轨迹满足失步动作区内要求,则共母机群失步情形成立,以提高共母对外失步模式下保护动作可靠性。除此之外,不属于共母机群失步模式,各就地层失步元件仍按照单机失步模式动作边界动作。

(3) 跳闸策略。当判定结果为单机失步模式并满足出口条件时,由就地层按最佳切除时机直接切除失步发电机;当判定结果为共母机群失步模式并满足出口条件时,由站域层发出按轮次切机指令并交由就地层执行,该指令可与系统稳定控制相配合。完成每一次切机后,站域层和就地层失步元件继续追踪测量阻抗轨迹,以此决定此后的失步模式和跳闸策略,直至系统重新稳定,保护返回。

2.2 层次化复杂和应涌流识别方案

近年来,发生了多起空投变压器导致相邻变压器或者发电机差动保护误动的事故,和应涌流因与这种现象密切相关而受到广泛关注。由于大型发变组普遍装设机端断路器,主变空载合闸的几率增多,和应涌流的影响更为突出(如图3所示);大型发电厂内机组电气联系紧密,更易产生

和应涌流，当考虑发电机作用时，表现为一种复杂的和应涌流现象，由其引起的保护误动切除正常运行机组将造成严重后果。

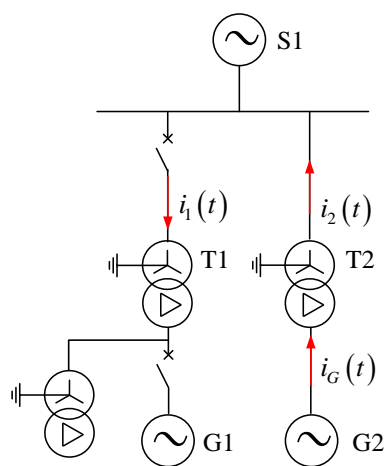


图3 发电厂复杂和应涌流示意图

Fig. 3 Diagram of complex synthetic inrush in power plant

目前，研究普遍认为和应涌流造成差动保护误动由两方面因素引起，一方面是和应涌流本身造成差流增大引起误动，另一方面是和应涌流有较大的衰减直流分量，可能会使变压器两侧的电流感应器发生暂态饱和程度不一致，造成差流增大，且差流的二次谐波含量较低，变压器差动保护谐波制动判据不能可靠闭锁而导致误动。

针对和应涌流与故障差流的辨识，当前主要有以下几种方法：改进时差法^[11]、改进比率制动特性^[12]、提高差动保护启动定值^[13]、计算相对磁链累积法^[14]等，这些方法依据单台运行设备电气量，难以有效保证辨识准确度，容易降低差动保护应对区内故障的灵敏性。

和应涌流是多台变压器之间发生的电磁交互过程，仅根据单台变压器的信息较难实现准确的判断，特别是与互感器饱和问题相交织，大大增加了甄别的难度。但若获取发电厂内多台变压器的电气信息，则可以通过它们之间的电气关联特征，准确地辨识和应涌流。研究表明^[15]，运行变和应涌流的产生滞后于空投变涌流，且幅值先逐渐增大后缓慢衰减；运行变与空投变励磁支路偏磁的方向相反，偏磁中直流衰减分量的符号相反，二者在相反的衰减直流分量的作用下交替饱和，使得运行变与空投变涌流每隔半个周期交替产生，且二者极性相反，二次谐波相角相差 180° 。由此，提出一种基于二次谐波相位特征的层次化

和应涌流识别方案：

(1) 利用站域信息获取空载合闸变压器合闸侧和相关运行变压器两侧电流，计算差动电流。

(2) 比较合闸与运行变压器差动电流的二次谐波相位，满足反相条件时判定为和应涌流，实现对变压器差动保护的制动。

(3) 当运行变和应涌流衰减满足返回判据后，取消制动。

3 发变组层次化继电保护需要研究的问题

构建完整的适应智能电网的发变组层次化继电保护系统需要研究的问题很多，暂列以下几个方面：

(1) 发变组层次化继电保护构建模式

根据智能电网对发变组保护性能的要求以及保护原理对信息获取的要求，确定就地层和站域层保护的功能配置；对集合机组监控信息、多机信息、网侧信息的层次化保护系统进行信息流分析，确定机组之间、机网之间以及各功能模块之间的信息组织与交互模式；研究就地层保护与站域层保护之间的协调配合机制。

(2) 发变组层次化继电保护信息技术

根据发变组层次化继电保护系统对站内数据交互的性能要求，设计数据通信网络的组网方式与通信协议；确定本系统与电网侧的通信交互方式；研究系统内信息冗余与容错识别技术，进行通信系统可靠性分析；研究发变组层次化继电保护系统海量数据的信息挖掘与应用、数据组织与管理等大数据技术。

(3) 发变组层次化继电保护新原理

信息交互与分层结构为继电保护性能的提升打开了新的局面，基于发变组层次化继电保护系统的新型继电保护技术研究可以从三个方面入手。一是传统大型发变组保护原理的补充与改善研究，以适应复杂电网及大型机组环境下的保护需求，包括大型机组本体保护完善研究以及传统涉网保护完善研究；二是面向智能电网与大型机组协同安全的站域层大型发变组保护研究，这方面的课题内容丰富，力图从智能电网协同安全的内涵出发，利用层次化保护系统站域层的充分信息支持，更好地达到继电保护服务于机网安全稳定运行进而保证二者协同互动的目的。三是保障智能电网和机组高效运行的综合防护技术研究，基于多信源对机组侧健康状态限制、电网侧运行安全限制

的全面反映, 通过站域层和就地层的配合, 实现机组和电网实时安全约束下的发电控制。

4 结语

智能电网具有含大规模间歇性电源、柔性输电技术和复杂多变的运行方式等特征, 这要求作为主力电源的大型发变组提供高效、灵活而坚强的电源支撑。总结近年来机组事故和考虑未来运行特点, 现有大型发变组保护难以满足上述要求。本文提出研究一种大型发变组层次化继电保护系统: 它由就地层各发变组保护和发电厂级站域保护构成, 由站域保护实现其与电网、机组自动监控(DCS、AGC、CMS等)以及厂内其他发变组保护间的信息交互, 并利用这些信息提供满足电网协调要求的大型主力机组的安全防护, 同时改进就地层发变组的继电保护。文章进一步针对当前大型发变组运行实际中遇到的一些问题, 提出了相关保护的改进方案或思路, 这些问题的妥善解决仍然需要借助于上述多种信息的集成交互。最后探讨了构建发变组层次化保护技术需要深入研究的问题, 以期对后续研究有所参考和启发。

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会. 2013 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. [2014-01-26]. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/yuedushuju/2014-01-26/116224.html>
- China Electricity Council. The national electric power industry statistics in 2013. [EB/OL]. [2014-01-26]. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/yuedushuju/2014-01-26/116224.html>.
- [2] 姚建国, 赖业宁. 智能电网的本质动因和技术需求. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 1-4, 28.
- YAO Jianguo, LAI Yening. The Essential Cause and Technical Requirements of the Smart Grid. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 1-4, 28.
- [3] 王小海, 齐军, 侯佑华, 等. 内蒙古电网大规模风电并网运行分析和思路. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 90-96, 146.
- WANG Xiaohai, QI Jun, HOU Youhua, et al. Operation Research for Large Scale Wind Power Grid Integration and Further Developments in Inner Mongolia. Automation of Electric Power Systems,

- 2011, 35(22): 90-96, 146.
- [4] 李兴源, 魏巍, 王渝红, 等. 坚强智能电网发展技术的研究. 电力系统保护与控制, 2009, 37(17): 1-7.
- LI Xingyuan, WEI Wei, WANG Yuhong, et al. Study on the development and technology of strong smart grid. Power System Protection and Control, 2009, 37(17): 1-7.
- [5] 常康, 薛峰, 杨卫东. 中国智能电网基本特征及其技术进展评述. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 10-15.
- CHANG Kang, XUE Feng, YANG Weidong. Review on the Basic Characteristics and Its Technical Progress of Smart Grid in China. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 10-15.
- [6] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用. 第 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- WANG Weijian. Electrical equipments relaying protection principle and application. The 2nd edition. Beijing: China Electric Power Press, 2001.
- [7] 张保会, 尹项根. 电力系统继电保护. 第 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- ZHANG Baohui, YIN Xianggen. Power system relaying protection. The 2nd edition. Beijing: China Electric Power Press, 2010.
- [8] 国家电力调度通信中心. 电网典型事故分析(1999~2007 年). 北京: 中国电力出版社, 2008.
- Power Dispatching and Communication Center of State Grid. Analysis of typical power accident(1999~2007). Beijing: China Electric Power Press, 2008.
- [9] 袁季修. 防御大停电的广域保护和紧急控制. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- YUAN Jixiu. Wide area protection and emergency control to prevent large scale blackout. Beijing: China Electric Power Press, 2007.
- [10] 杨建东, 赵琨, 李玲, 等. 浅析俄罗斯萨扬-舒申斯克水电站 7 号和 9 号机组事故原因. 水力发电学报, 2011(04): 226-234.
- YANG Jiandong, ZHAO Kun, LI Ling, et al. Analysis on the causes of units 7 and 9 accidents at Sayano-Shushenskaya hydropower station. Journal of Hydroelectric Engineering, 2011(04): 226-234.
- [11] 谷君, 郑涛, 肖仕武, 等. 基于时差法的 Y/Δ 接线变

压器和应涌流鉴别新方法[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(13): 6-11.

GU Jun, ZHENG Tao, XIAO Shiwu, et al. A New Algorithm Based on Time Differential Method to Identify Sympathetic Inrush of Transformers Connected in Wye-delta Mode[J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2007, 27(13): 6-11.

- [12] 郑涛, 赵萍. 和应涌流对差动保护的影响因素分析及防范措施[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(3): 74-78.
ZHENG Tao, ZHAO Ping. Analysis of Influence Factors of Sympathetic Inrush on Differential Protection and Its Solutions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(3): 74-78.

- [13] 袁宇波, 李德佳, 陆于平, 等. 变压器和应涌流的物理机理及其对差动保护的影响[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(6): 9-14.

YUAN Yubo, LI Dejie, LU Yuping, et al. Physical Mechanism of Sympathetic Inrush of Transformer and Its Influence on Differential Protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(6): 9-14.

- [14] 毕大强, 冯存亮, 葛宝明. 电流互感器局部暂态饱和和识别的研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(31): 184-190, 插 24.

BI Daqiang, FENG Cunliang, GE Baoming. Research on Identification of Partial Transient Saturation in Current Transformers[J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2012, 32(31): 184-190, plus 24.

- [15] 王奕, 戚宣威, 罗航, 等. 复杂和应涌流及其对电流差动保护的影响[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 98-105.

WANG Yi, QI Xuanwei, LUO Hang, et al. Complex Sympathetic Inrush and Its Influence on Current Differential Protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 98-105.

100MW 及以下水轮发电机主保护配置方案的优化设计

桂林, 李荷婷, 王祥珩

(清华大学电机系电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 北京市 100084)

摘要: 单机容量在 100MW 及以下的中小型水轮发电机主保护方案的设计不能简单沿用传统设计方案(完全纵差+零序电流型横差保护)。本文以 60MW 那邦冲击式发电机和 90MWSoubre 混流式发电机主保护的定量化设计为例, 并结合已有的大中型水轮发电机主保护定量化及优化设计的经验, 说明应根据中小型发电机定子绕组形式所决定的内部故障特点的不同, 来决定是沿用传统设计方案还是在其基础上增设裂相横差保护。上述设计思路可供水电设计院和相关监理公司参考。

关键词: 中小型水轮发电机; 主保护设计; 内部短路计算; 绕组形式; 故障特点

0 前言

随着中国水电“十二五规划”的逐步落实和中国水电“走出去”战略的加快实施, 国内外水电领域出现了一批单机容量在 100MW 及以下的中小型机组, 受各种客观条件的制约, 其发电机主保护方案的设计无法都采用基于全面内部故障分析的定量化设计方法^[1-4], 发电机主保护的设计一般都沿用传统设计方案——完全纵差保护+零序电流型横差保护。

下面以那邦水电站(3×60MW, 冲击式水轮发电机)和 Soubre 水电站(3×90MW, 混流式水轮发电机)发电机主保护的定量化设计为例, 并结合已有的大中型水轮发电机主保护定量化及优化设计的经验, 对 100MW 及以下水轮发电机主保护配置方案的优化设计提出合理化建议, 供水电设计院和相关监理公司参考。

1 那邦发电机主保护定量化设计过程

那邦水电站位于云南省德宏州盈江县西部勐乃河上, 电站总装机容量 18 万千瓦(3×60MW); 其发电机采用分数槽($q=26/5$)“半波绕组”(定子绕组节距为 $y_1=14$ 、 $y_2=17$), 10 极, 定子槽数为 156, 每相 2 分支, 每分支 26 个线圈。

那邦发电机额定参数为: $P_N=60\text{MW}$, $U_N=10.5\text{kV}$, $I_N=3770.45\text{A}$, $\cos\phi_N=0.875$, $I_{f0}=480\text{A}$, $I_{fN}=795\text{A}$ 。

1.1 调查发电机的故障特点, 确定典型故障特征。

根据对东方电气集团四川东风电机厂有限公司提供的发电机定子绕组展开图的分析, 该发电机定子绕组实际可能发生的内部短路如表 1 和表 2 所示:

- 定子槽内上、下层线棒间短路共 156 种(等于定子槽数)。

通过对同槽故障的分析, 发现: 没有同相同分支匝间短路; 同相不同分支匝间短路 108 种, 占 69.23%; 相间短路 48 种, 占 30.77%。

- 定子绕组端部交叉处短路共 4524 种。

通过对端部交叉故障(简称为端部故障)的分析, 发现: 同相同分支匝间短路 630 种, 占 13.93%, 其中最小短路匝数为 5 匝(对应的短路匝比为 19.23%)、有 120 种, 最大短路匝数为 26 匝(对应的短路匝比为 100%)、有 6 种; 同相不同分支匝间短路 702 种, 占 15.52%; 相间短路 3192 种, 占 70.56%。

表 1 那邦发电机 156 种同槽故障

同相同分支匝间短路	同相不同分支匝间短路	相间短路 48 种	
		分支编号	分支编号
		相同	不同
0	108	48	0

表 2 那邦发电机 4524 种端部交叉故障

同相同分支匝间短路 630 种				同相	相间短路 3192 种	
短路	5	6-21 匝	26	不同分支	分支编	分支编
匝数	匝		匝	匝间短路	号相同	号不同
故障数	120	504	6	702	1572	1620

从表 1~表 2 可以看出，那邦发电机所采用的分数槽“半波绕组”使得实际可能发生的内部短路中不存在小匝数同相同分支匝间短路，将有利于主保护方案性能的提高^[5-6]。

1.2 运用“多回路分析法”进行全面的内部短路仿真计算，在定量分析的基础上确定传统设计方案的合理性。

通过全面的内部短路仿真计算，可以得到那邦发电机故障时每一支路电流的大小和相位（包括两中性点间的零序电流的大小），以此为基础进行主保护方案的灵敏度分析，又能清楚认识到每种保护的长处（能灵敏反应哪些短路）和短处（不反应哪些短路），从而在定量分析的基础上确定最终的主保护配置方案。

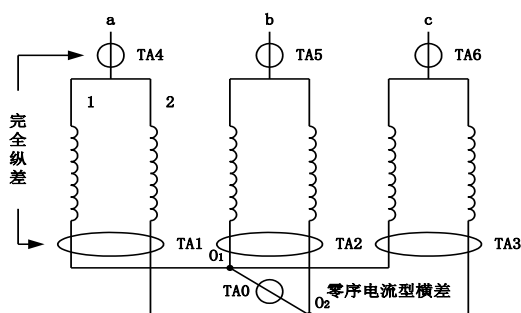


图 1 那邦发电机内部故障主保护及 TA 配置方案

那邦发电机采用图 1 所示的传统设计方案（无需装设分支 TA），对于实际可能发生的 4680 种内部故障没有保护死区，对 3240 种内部故障（占内部故障总数的 69.23%）有两种及以上原理不同的主保护灵敏动作；由于完全纵差保护不反应匝间短路，故传统设计方案的双重化指标不高，

考虑到微机保护装置是用软件来实现继电器的功能，可适当降低对双重化指标的要求。

2 Soubre 发电机主保护定量化设计过程

Soubre 水电站位于非洲科特迪瓦共和国萨桑德拉河上的 Naoua 瀑布处，总装机容量 270MW（3×90MW）；其发电机采用分数槽（ $q=29/7$ ）叠绕组（定子绕组节距为 $y_1=11$ ），56 极，定子槽数为 696，每相 4 分支，每分支 58 个线圈。

Soubre 发电机额定参数为： $P_N=90\text{MW}$ ， $U_N=10.5\text{kV}$ ， $I_N=5822\text{A}$ ， $\cos\varphi_N=0.85$ ， $I_{f0}=837\text{A}$ ， $I_{fN}=1572\text{A}$ 。

2.1 调查发电机的故障特点，确定典型故障特征。

根据对阿尔斯通水电设备（中国）有限公司提供的发电机定子绕组展开图的分析，该发电机定子绕组实际可能发生的内部短路如表 3 和表 4 所示：

- 定子槽内上、下层线棒间短路共 696 种（等于定子槽数）。

通过对同槽故障的分析，发现：同相同分支匝间短路 420 种，占 60.34%，其中最小短路匝数为 2 匝（对应的短路匝比为 3.45%）、有 88 种，最大短路匝数为 7 匝（对应的短路匝比为 12.07%）、有 20 种；同相不同分支匝间短路 36 种，占 5.17%；相间短路 240 种，占 34.48%。

- 定子绕组端部交叉处短路共 6429 种。

通过对端部交叉故障的分析，发现：同相同分支匝间短路 948 种，占 14.75%，其中最小短路匝数为 1 匝（对应的短路匝比为 1.72%）、有 360 种，最大短路匝数为 6 匝（对应的短路匝比为 10.34%）、有 20 种；同相不同分支匝间短路 33 种，占 0.51%；相间短路 5448 种，占 84.74%。

表 3 Soubre 发电机 696 种同槽故障

同相同分支匝间短路 420 种				同相	相间短路 240 种	
短路	2	3	4-7	不同分支	分支编	分支编
匝数	匝	匝	匝	匝间短路	号相同	号不同
故障数	88	68	264	36	120	120

表 4 Soubre 发电机 6429 种端部交叉故障

同相同分支匝间短路 948 种				同相	相间短路 5448 种	
短路匝数	1 匝	2-3 匝	4-6 匝	不同分支匝间短路	分支编号相同	分支编号不同
故障数	360	304	284	33	2720	2728

由于 Soubre 发电机采用的是叠绕组且绕组节距接近整距, 使得同槽故障中大多数属于同相故障(若为整距绕组, 则同槽故障均为同相故障), 且同槽故障中的同相同分支匝间短路只可能发生在相邻 N、S 极下的线圈间, 从而导致同相同分支匝间短路的短路匝数不大; 端部故障中的同相同分支匝间短路则可能发生在同一极下的相邻线圈之间, 对应的短路匝数更小; 而 Soubre 发电机由于转速低, 每分支线圈数反而很多(由 58 个线圈串联而成), 使得同相同分支匝间短路的短路匝比(短路匝数/每分支线圈数)很小, 主保护灵敏度问题突出^[5-6]。

2.2 运用“多回路分析法”进行全面的内部短路仿真计算, 在定量分析的基础上确定最终的主保护配置方案。

由于篇幅限制, 主要对比一下传统设计

方案与推荐的定量化设计方案的差异。

2.2.1 传统设计方案——完全纵差保护(代号 3)+一套零序电流型横差保护(代号 01)

按照传统设计方法(基于概念、经验和定性分析), 大型水轮发电机需配置完全纵差保护, 以对付实际可能发生的相间短路; 由于还存在匝间短路的可能, 故需增设横差保护, 零序电流型横差保护由于结构简单、功能全面而被优先选择。

Soubre 发电机传统设计方案的构成如图 2 所示, 在 $o_1 - o_2$ 之间接一个电流互感器 TA0, 以构成一套零序电流型横差保护; 利用每相机端和中性点侧的相电流互感器 TA1~TA6, 可构成一套完全纵差保护。

传统设计方案的性能如表 5 所示, 不能动作故障数为 1079 种(占故障总数的 15.14%), 双重化指标为 79.79%。

表 5 Soubre 发电机同槽和端部故障时传统设计和定量化设计方案的动作情况

故障类型	构成形式	几种主保护均不动作	只有 1 种主保护动作	2 种及以上主保护都动作
同槽故障数	K01+3_12-34	290	166	240
	K01+3_13-24	269	187	240
	K01+3_14-23	299	163	234
	K01+10+3_12-34	178	130	388
	K01+10+3_13-24	137	168	391
	K01+10+3_14-23	187	130	379
端部故障数	K01+3_12-34	789	195	5445
	K01+3_13-24	796	192	5441
	K01+3_14-23	798	439	5192
	K01+10+3_12-34	686	134	5609
	K01+10+3_13-24	632	220	5577
	K01+10+3_14-23	695	134	5600

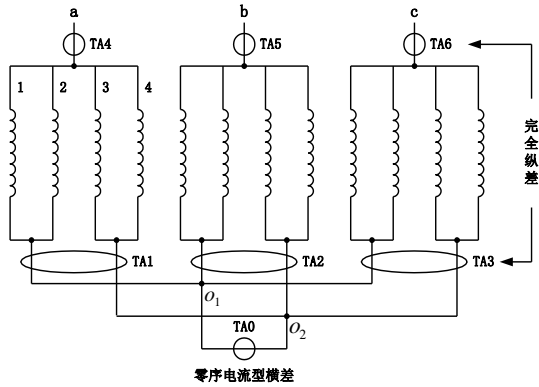


图 2 Soubre 发电机传统设计方案（相邻连接，12-34）

2.2.2 定量化设计方案——完全纵差保护（代号 3）+一套零序电流型横差保护（代号 01）+完全裂相横差保护（代号 10）

经主保护定量化设计过程，推荐方案如图 3 所示，将每相的 1、3 分支接在一起，形成中性点 o_1 ；再将每相的 2、4 分支接在一起，形成中性点 o_2 。在 o_1-o_2 之间接一个电流互感器 TA0，以构成一套零序电流型横差保护；并在每相的 1、3 分支组和 2、4 分支组上装设分支电流互感器 TA1~TA6，且有机端相电流互感器 TA7~TA9，以构成一套完全裂相横差保护和一套完全纵差保护（其中性点侧相电流取自每相已有的两个分支组 TA）。

对于 Soubre 发电机实际可能发生的 7125 种内部故障，图 3 所示推荐方案不能动作故障数有 769 种，占内部故障总数的 10.79%，不能动作的故障类型大多为短路匝比 $\leq 5\%$ 的小匝数同相同分支匝间短路；对 5968 种内部故障（占内部故障总数的 83.76%）有两种及以上原理不同的主保护灵敏动作，如表 5 所示。

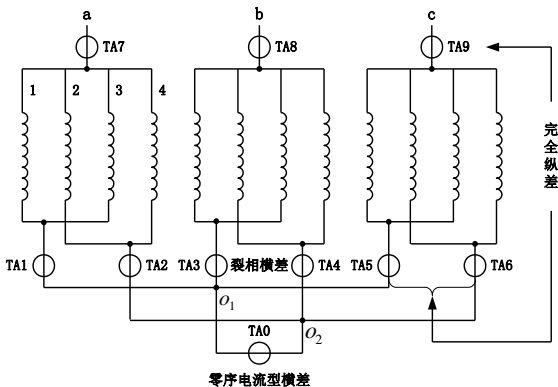


图 3 Soubre 发电机内部故障主保护及 TA 配置推荐方案（相隔连接，13-24）

由于 Soubre 发电机定子绕组形式所决定的故障特点中小匝数匝间短路问题突出，即使采用更加复杂的中性点引出方式并增设分支 TA（如图 4 所示），其不能动作故障数也高达 608 种，占内部故障总数的 8.53%。

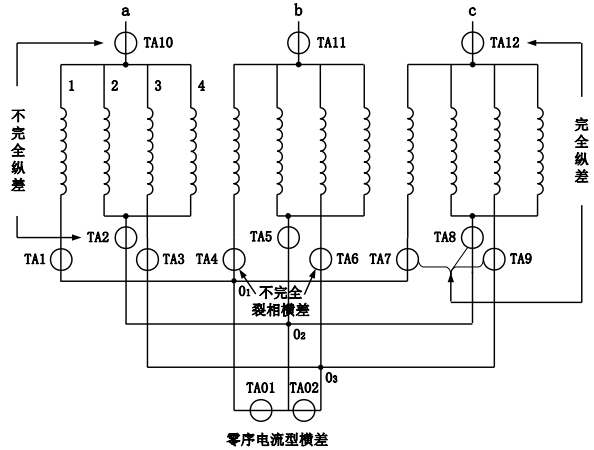


图 4 Soubre 发电机内部故障主保护及 TA 配置可能方案（相隔连接，1-24-3）

通过进一步的分析发现，相比于图 3 所示推荐方案，图 4 所示方案不能动作故障类型中发生几率大的大匝数同相同分支匝间短路数反而增大了（如表 6~表 7 所示），究其原因在于随着短路匝数的增加，故障相故障分支与非故障分支的中性点侧电流大小和相位相差越来越大，故障分支中性点侧电流对故障相不平衡度的影响越来越显著，当故障分支恰好为被舍弃的分支时，故障相其余分支之间的不平衡度就很小了，必然导致故障相不完全裂相横差保护灵敏度的降低。

表 6 Soubre 发电机同槽故障时各种主保护配置方案不能动作故障数及其性质

主保护方案	不能动作故障数	同相同分支匝间短路						同相不同分支匝间短路	相间短路
		2 匝	3 匝	4 匝	5 匝	6 匝	7 匝		
推荐方案	137	76	40	4	6	0	2	9	0
可能方案	138	41	24	27	20	13	6	7	0

表 7 Soubre 发电机端部故障时各种主保护配置方案不能可靠动作故障数及其性质

主保护方案	不能动作故障数	同相同分支匝间短路						同相不同分支匝间短路	相间短路
		1 匝	2 匝	3 匝	4 匝	5 匝	6 匝		
推荐方案	632	360	176	60	22	6	2	6	0
可能方案	470	246	98	43	48	23	6	6	0

一般来说,完全裂相横差保护反应匝间短路的能力要优于零序电流型横差保护,因为完全裂相横差反应的是一相两部分之间的不平衡,而零序电流型横差则是将三相绕组分成两部分、反应流过中性点连线的不平衡电流;对于小匝数同相同分支匝间短路,不完全裂相横差保护的灵敏性与完全裂相横差保护的灵敏性相差不大,甚至要好于完全裂相横差,但是随着短路匝比的增加,不完全裂相横差保护的灵敏性逐渐变差。

3 大中型水轮发电机主保护量化及优化设计经验^[7-10]

分析对比已有的 300 多台大中型水轮发电机主保护的量化设计结果,不难发现:

- 采用叠绕组的高转速水轮发电机,譬如鲁德巴(2×230MW, 20 极)、瓦屋山(2×130MW, 18 极)、仙游抽蓄(4×300MW, 14 极)、清远抽蓄(4×320MW, 14 极)、仙居抽蓄(4×375MW, 16 极)、洪屏抽蓄(4×300MW, 12 极)和深圳抽蓄(4×300MW, 14 极)发电机,经量化设计过程均取得了良好的保护性能,其主保护配置方案的不能动作故障率(不能动作故障数/内部故障总数)分别仅为 0.27%、0.0%、0.08%、0.16%、0.27%、0.0%和 0.17%。
- 采用波绕组的高转速水轮发电机也取得了良好的保护性能,譬如溧阳抽蓄电站(6×250MW, 20 极)发电机主保护配置方案无保护死区。

- 采用叠绕组的低转速水轮发电机,即使采用与上述高转速水轮发电机相同的主保护配置方案,也难以取得良好的保护性能,譬如桥巩(4×57MW, 72 极, Alstom 机组)、岩滩扩机工程(2×300MW, 84 极)和梨园(4×600MW, 64 极)发电机主保护配置方案的不能动作故障率分别高达 15.48%、11.14%和 9.70%,究其原因在于发电机定子绕组形式所决定的内部故障中小匝数同相同分支匝间短路所占比率太大。

4 结论

- 传统设计方案仅凭概念、经验和定性分析来确定,未经全面的内部短路分析计算及主保护量化设计过程,分支的分组及主保护方案的选取难免存在盲目性。
- 对于高转速中小型水轮发电机,无论其定子绕组是采用叠绕组还是波绕组,均可沿用传统设计方案,无需增设分支 TA。
- 对于低转速中小型水轮发电机,若其定子绕组采用叠绕组,需在传统设计方案(完全纵差+零序电流型横差保护)的基础上增设裂相横差保护,以改善对于小匝数同相同分支匝间短路的灵敏性。

参考文献:

- [1] 高景德,王祥珩,李发海.交流电机及其系统的分析(第二版).北京:清华大学出版社,2005.

- [2] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用(第二版). 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [3] 桂林. 大型发电机主保护配置方案优化设计的研究[D]. 北京: 清华大学, 2003.
- [4] 桂林. 大型水轮发电机主保护量化设计过程的合理简化及大型汽轮发电机新型中性点引出方式的研究[D]. 清华大学博士后研究报告, 2006.
- [5] 白延年. 水轮发电机设计与计算. 北京: 机械工业出版社, 1982.
- [6] 许实章. 交流电机的绕组理论. 北京: 机械工业出版社, 1985.
- [7] 桂林, 王维俭, 孙宇光, 等. 三峡右岸发电机主保护配置方案设计研究总结. 电力系统自动化, 2005, 29(13): 69-75.
- [8] 桂林, 王祥珩, 孙宇光, 等. 巨型水轮发电机定子绕组设计建议——由发电机主保护量化设计引出的反思. 电力系统自动化, 2009, 33(4): 45-48.
- [9] 桂林, 王祥珩, 孙宇光, 等. 叠绕组水轮发电机内部故障特点与主保护性能分析. 电力系统自动化, 2010, 34(7): 70-74.
- [10] 桂林, 王祥珩, 孙宇光, 等. 向家坝和溪洛渡水电站发电机主保护设计总结. 电力自动化设备, 2010, 30(7): 30-33.

作者简介:

桂 林(1974-), 男, 博士, 副教授, 研究方向为大机组保护及故障分析。

李荷婷(1990-), 女, 硕士研究生, 研究方向为发电机故障分析及其保护。

王祥珩(1940-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电机分析与控制、电机故障及保护、电气传动及其自动化等。

智能励磁系统在葛洲坝水力发电厂的应用

牛国强，高劲松

(葛洲坝水利发电厂 湖北宜昌 443000)

摘要： 传统励磁系统强调整体性，励磁核心是调节器，无其它智能设备。为适应智能电站的发展方向，提出了智能励磁系统的概念。本文结合葛洲坝励磁改造工程，介绍了 PCS-9400I 分布式智能励磁系统的特点、组成和功能。

关键字： 水电站；智能励磁系统；分布式

0 前言

葛洲坝电站位于湖北宜昌市境内的长江三峡末端河段上，是长江干流上修建的第一座大型水电站。电站总装机容量 2715MW，其中二江水电站安装 2 台 170MW 和 5 台 125MW 机组，大江水电站安装 14 台 125MW 机组。电站以 500kV 和 220kV 输电线路并入华中电网，并通过 500kV 直流输电线路向上海送电。

电站使用多家厂商的励磁系统，其中包括南瑞继保最新研制的 PCS-9400 智能励磁系统。该系统是在原 RCS-9400 励磁系统长期成功运行经验的基础上，结合最新的计算机技术而研发出的

全新一代励磁系统，智能化程度有显著提升，全面支持数字化电厂的应用要求。

PCS-9400 采用分布式全智能控制架构，励磁各设备间通过光纤交换信息，打破了原系统设备间需要就近放置的局限性，使得励磁设备即使远距离布置，也能成为一个有机整体。光纤通讯实时性强，能满足高速大容量的通讯要求，减少柜间接线，提高了系统运行可靠性。分布式脉冲触发技术使各整流桥触发脉冲相互独立，提高整流桥相互独立性，从根本上解决脉冲共用的问题，提高整流系统运行可靠性，同时实现实时智能均流。

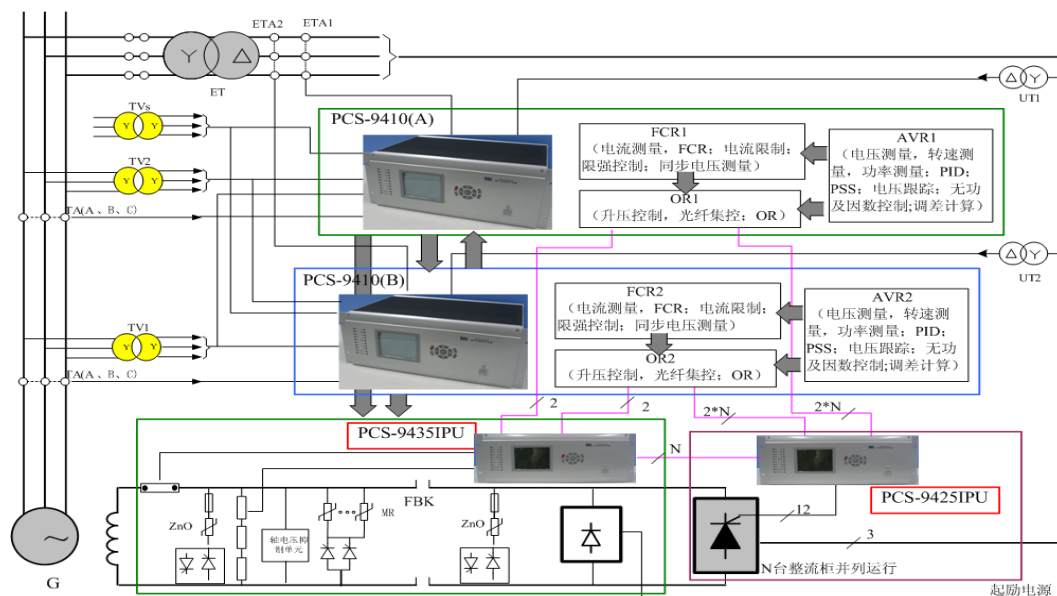


图 1 PCS-9400 智能励磁系统原理框图

PCS-9400 励磁系统主要由调节、整流和灭磁三大部分组成，每一部分均配置智能测控装置，主要有 PCS-9410、PCS-9425、PCS-9435、PCS-9415 四种装置，如图 1 所示。

PCS-9410——励磁调节器，是励磁系统的核心控制设备，采用双套冗余配置。

PCS-9425——整流桥测控装置，实现可控硅整流器移相触发、智能均流、风机控制等功能。

PCS-9435——灭磁测控装置，实现灭磁顺序控制、灭磁电阻在线监测。

PCS-9415——信息管理装置，实时监测励磁各设备运行状态，实现故障预警。

1 调节器

PCS-9410 数字励磁调节装置在励磁控制及限制保护功能配置上适合现代 600MW 以上大型发电机组励磁系统的应用要求，它采用 IEEE 最新发布的标准 ST5B 控制模型，如图 2 所示，电压闭环调节（主环）和各励磁限制（辅环）参数

及模型完全独立，相互不影响，可以同时将主环和辅环动态响应指标调整到最佳，同时将电力稳定器（PSS）输出叠加点移至主辅环选择后面，这样，励磁限制动作时不影响 PSS 的作用，在励磁限制状态也能提高系统的正阻尼，防止有功功率低频振荡。

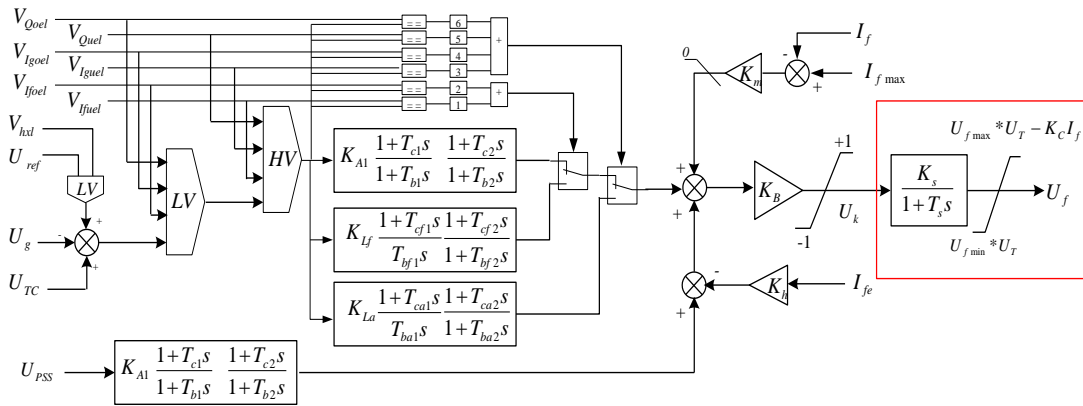


图 2 IEEE ST5B 数学模型

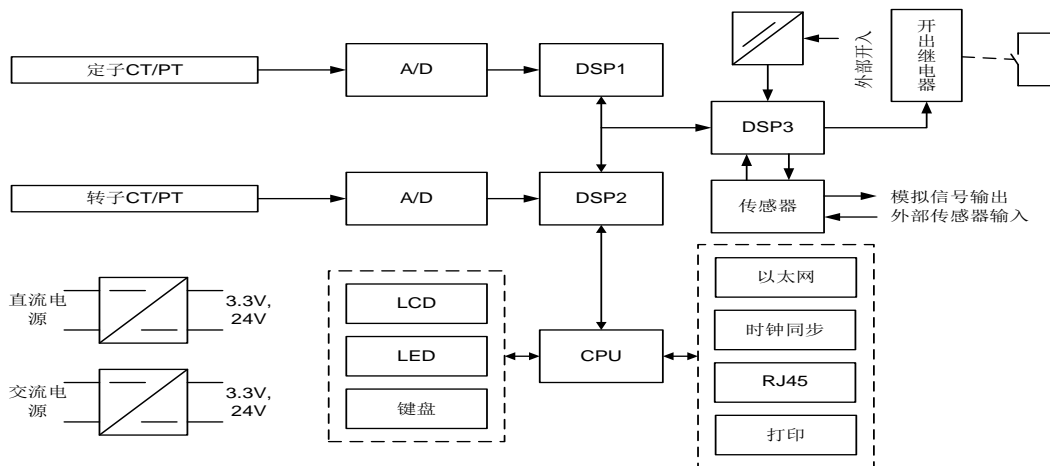


图 3 PCS-9410 硬件结构

图 3 是励磁调节器的硬件结构。调节器采用多处理器并行结构，极大地提高程序计算速度。DSP1 负责采样定子相关的电气量，并进行 AVR+PSS 计算+主从通讯。DSP2 负责采样转子相关的电气量，并进行 FCR+限制保护计算+故障检测+主从通讯。DSP3 负责运行主程序，协调 DSP1 和 DSP2 的工作，开入开出。CPU 负责顺序事件记录（SOE）、录波、打印、对时、人机接口及与监控系统通讯。

光纤通讯技术具有传输容量大、高可靠性、无电磁干扰等传统电缆通讯技术无法比拟的优势，

但是光纤通讯需要先进的处理器作为支撑，高成本使得光纤通讯技术在励磁行业长期无法得到真正的应用。随着电子技术的发展，数字硬件成本和光纤使用复杂度不断降低，光纤作为新一代通讯载体，逐渐应用在电力系统行业。PCS-9400I 以调节器为核心，其余智能设备为外围，通过光纤互联在一起，构成完整的智能系统，如图 4 所示，屏柜间数字和模型信号都改从光纤传输，取消电缆连接，简化柜间接线，既减小了调试维护工作量又提高了系统运行的可靠性。



图 4 PCS-9400 智能励磁系统光纤连接示意图

励磁系统属于智能电站的电气控制部分，为适应智能电站的建设，PCS-9410 励磁调节器全面支持 61850 通讯协议，可向监控上传所有测量值、状态量、参数等信息，实现智能设备间的信息共享和互操作。

2 整流测控装置

每个整流桥配置一台 PCS-9425 整流桥智能测控装置，除实现可控硅整流器移相触发、智能均流、故障保护外，还负责可控硅整流桥元件电流、快熔状态、风机运行、机柜温度等可控硅整

流器状态信息检测。为了不影响整流柜的冷却通道，PCS-9425 装置采用分体式结构，机箱本体放在屏柜底部，液晶显示部分安装在屏柜前面板上，便于运行人员查看操作。

为实现数字均流，PCS-9425 之间的连接方式如图 5 所示。通过这种连接方式，每台 PCS-9425 装置能获得所有其它 PCS-9425 的状态信息，实现整流桥的智能均流、智能限流等宏观控制，各个整流桥智能控制均由各自独立的 PCS-9425 完成，互不影响。

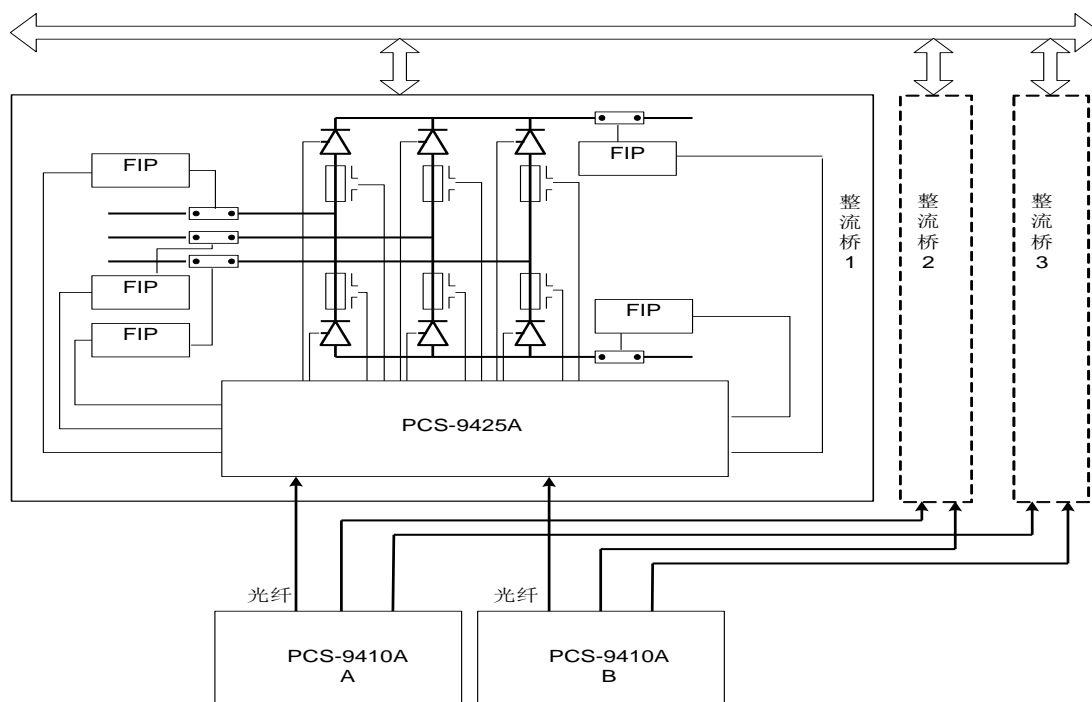


图 5 PCS-9425 间连接图

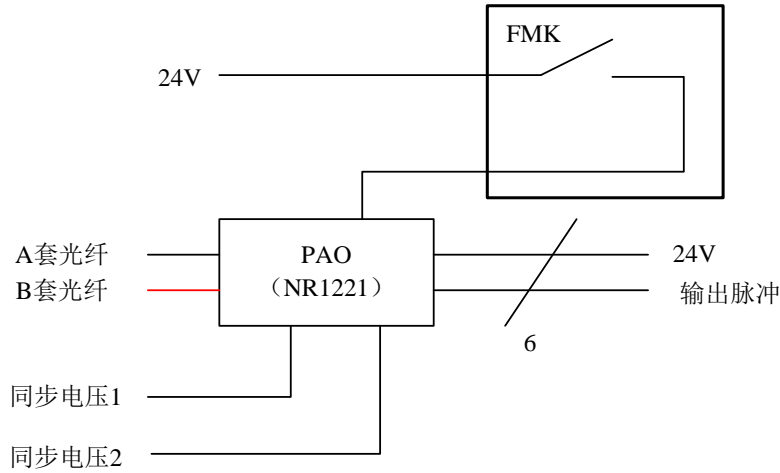


图 6 触发脉冲电子切换原理图

图 6 是主从脉冲信号电子开关切换原理图，主从两路脉冲不再通过机械开关有触点切换，而是利用脉冲单元（NR1221）内的数字逻辑门电路进行无触点选择，保证任何情况下都不会出现切换或接触问题导致脉冲丢失故障。

式机箱结构。该装置主要功能是测量灭磁回路电流、控制灭磁开关。图 7 是 PCS-9435 电气接线示意图，模拟量有励磁电压、励磁电流和每个灭磁支路电流，状态量有过压动作、灭磁开关位置和初励接触器位置。

3 灭磁测控装置

PCS-9435 也是采用与 PCS-9425 类似的分体

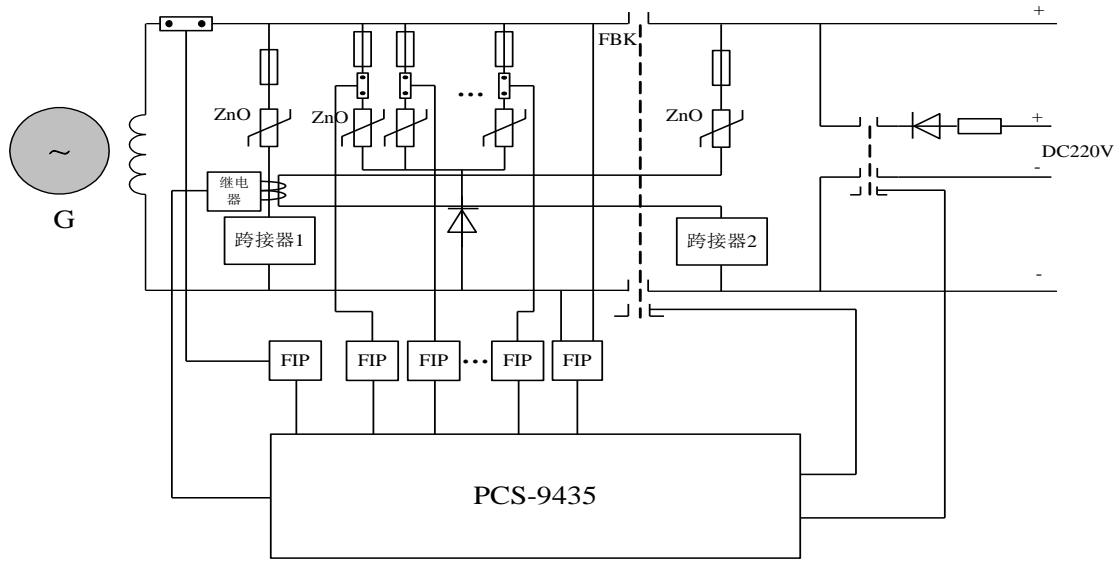


图 7 PCS-9435 接线示意图

葛洲坝电站 4F、6F 机组的励磁系统共有 9 个灭磁支路，其中 8 个是非线性电阻回路，1 个是线性电阻回路。在每个回路中安装一个分流计用于监测回路电流。当发电机需要故障灭磁时，灭磁开关跳闸切断励磁供电回路，发电机励磁电流转移至灭磁回路，由 9 个灭磁支路共同承担。通过监测 9 个支路在灭磁过程中的电流大小，可判断出 9 个并联灭磁支路的均流情况、计算每个支路的灭磁能量、判断是否有灭磁电阻出现异常，

提前向用户发出报警信息，避免异常情况发展成故障导致停机，扩大影响范围。

为简化外部控制回路，提高智能化程度，灭磁部分取消了分合闸逻辑电路，由装置实现灭磁开关智能控制，防止并网状态下误分闸，防止分合闸线圈长期带电而损坏。

4 在线监测

PCS-9415 是智能信息管理装置，通常安装在

调节柜内,通过光纤通讯,从 PCS-9410、PCS-9425、PCS-9435 等装置获取各励磁设备状态信息,实时监测励磁各设备运行状态,预报设备隐患,提高

发电机励磁系统严重故障防范能力,提高电网、发电机及励磁系统运行可靠性。图 8 是 PCS-9415 的光纤连接图。

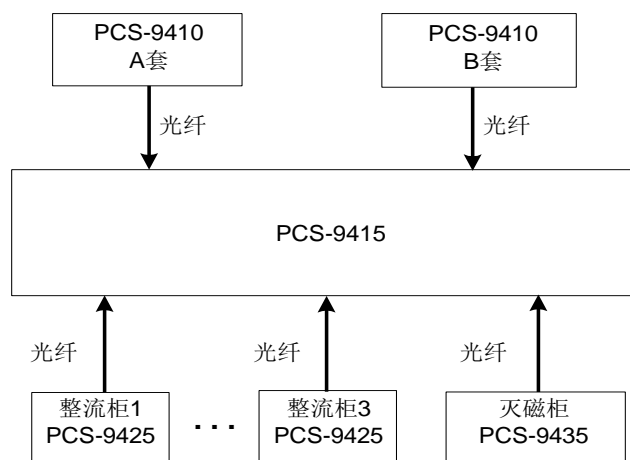


图 8 PCS-9415 光纤连接图

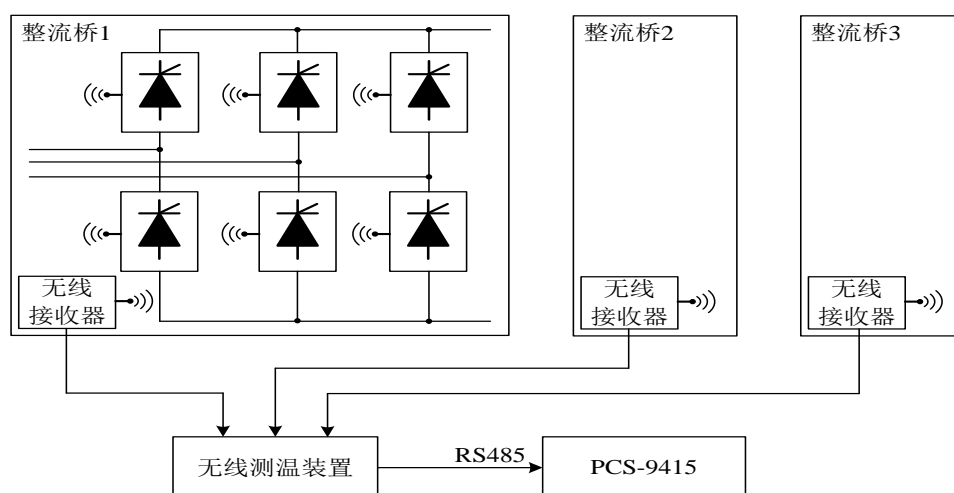


图 9 无线测温拓扑结构

整流桥均流的实质是晶闸管热效应均衡,热效应则体现在晶闸管的温度。为了研究整流桥的均流情况,判别桥臂上晶闸管的差异性,需要能准确的监测到每个晶闸管的实时温度。常规的贴片式热电偶虽然能测到近晶闸管的散热器温度,但是无法有效隔离一次回路与二次回路。无线射频技术是个很好的切入点,它彻底解决了绝缘问题。如图 9,在每个晶闸管散热器上安装一个无线测温探头,通过无线传输到本柜的无线接收器上,每个柜子的无线接收器通过通讯电缆与无线测温装置连接,最后通过 RS485 接口与装置 PCS-9415 连接,从而能获取所有晶闸管的实时温度。

PCS-9415 作为励磁系统信息管理,主要起信

息集中管理、故障预警的作用,指导设备检修方向,提高检修效率。在励磁系统中处于次要位置,即使该装置退出运行,也不会对励磁系统产生不利影响。

5 投运情况

葛洲坝 4F、6F (扩容后 135MW 水电) 改造成 PCS-9400I 全智能励磁系统,已于 2014 年 1 月投入运行。在发电机空载和负载情况下,完成所有励磁试验,试验结果显示新系统性能稳定、满足标准。图 10 是起励录波图,图 11 是空载阶跃响应录波图,图 12 两张图分别是 PSS 退出和投入时的 4%阶跃响应录波图,图 13 是甩负荷录波图。

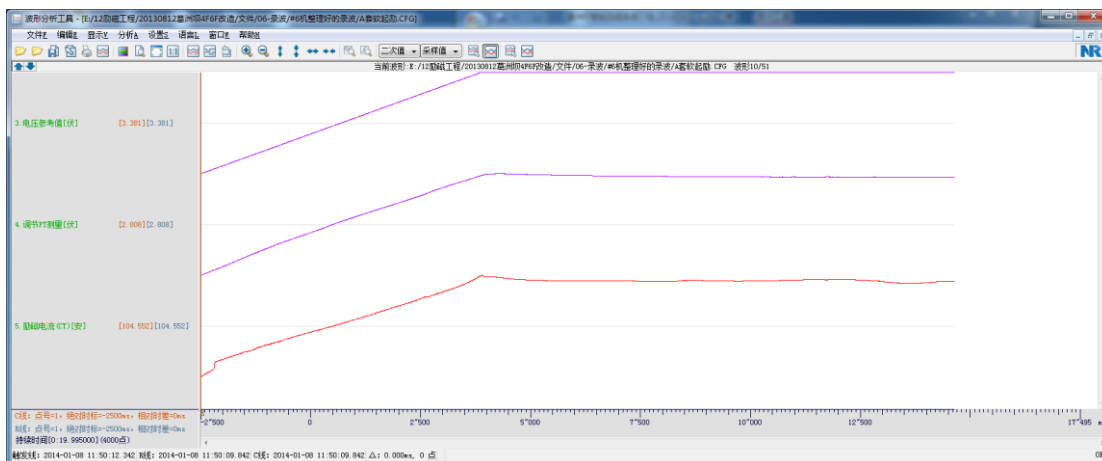


图 10 软起励

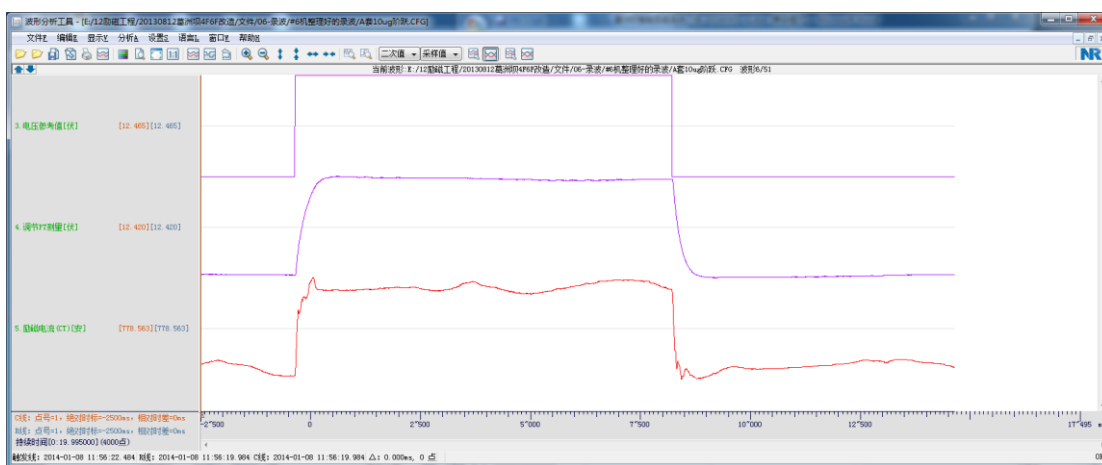


图 11 空载 10%上下阶跃

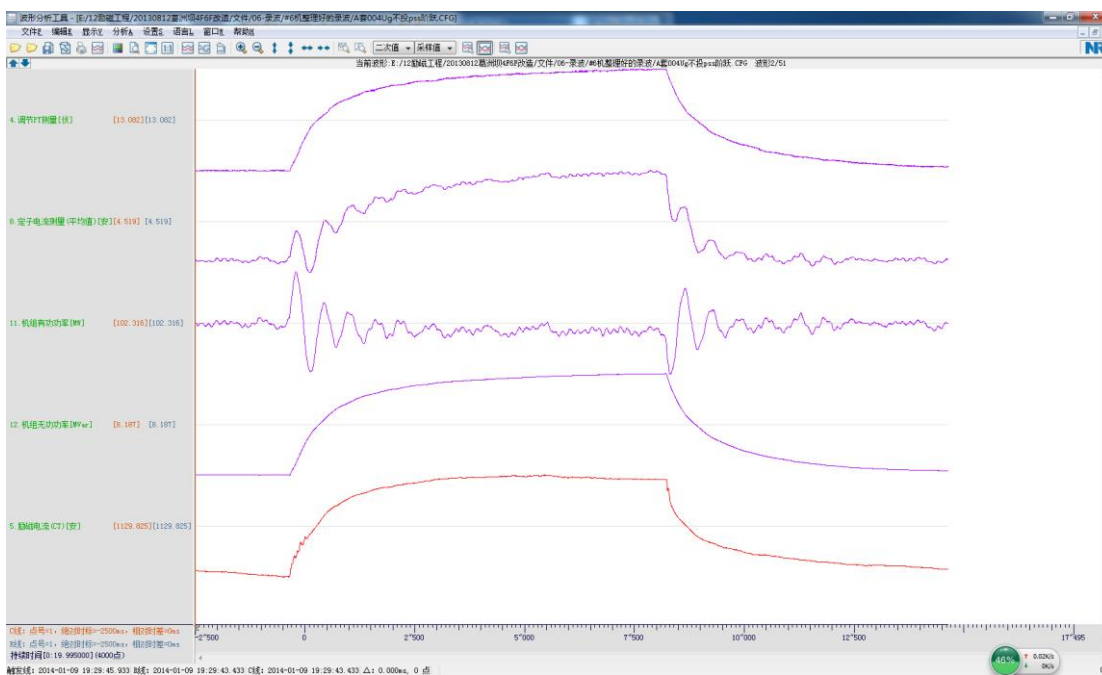


图 12-1 退 PSS 阶跃 4%

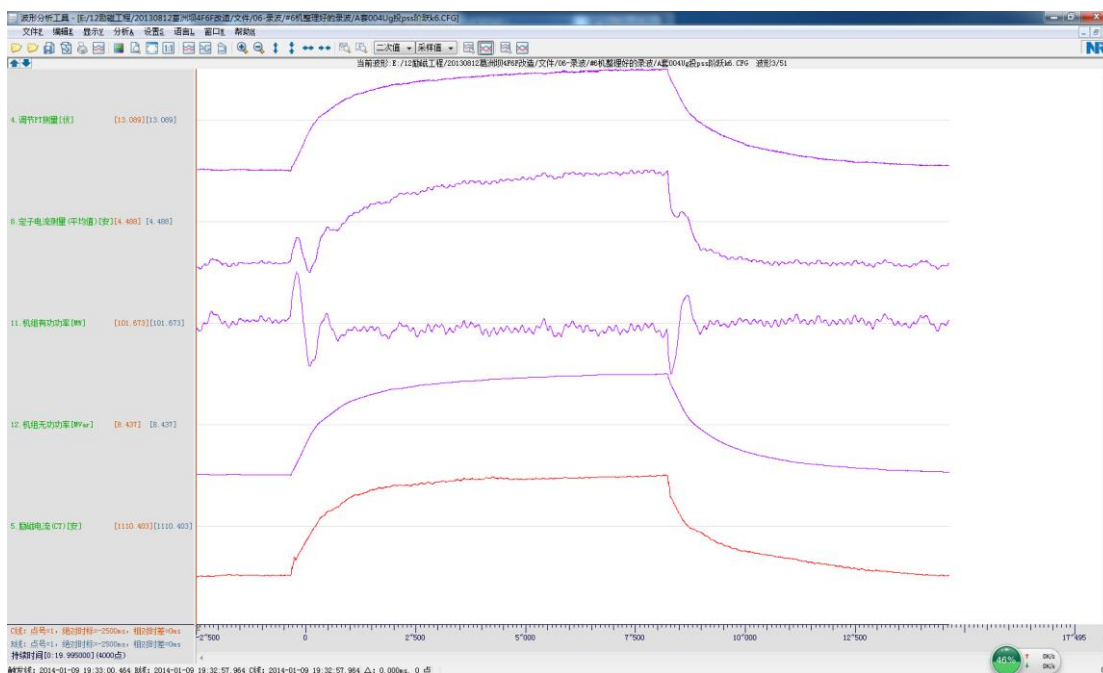


图 12-2 投 PSS 阶跃 4%

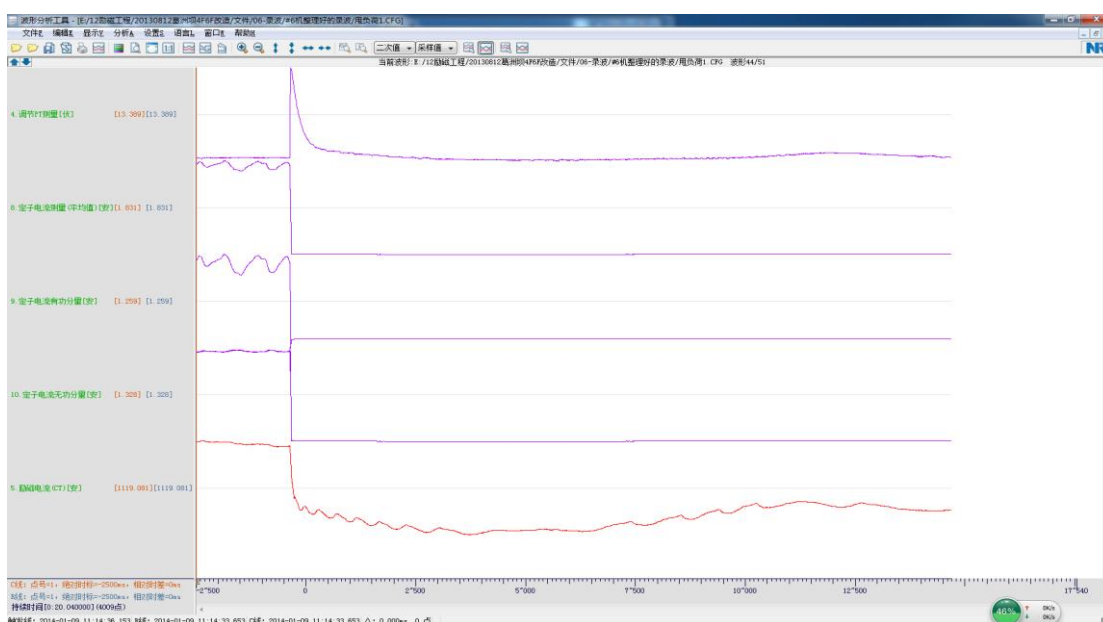


图 13 32%Sn 甩负荷

与原系统相比，PCS-9400I 在功能软件、系统数字化、调试智能化方面都有全面提升，减轻了用户在励磁系统日常维护及检修调试工作量，提高了励磁系统的可靠性和稳定性。目前所有设备运行正常，现场反馈良好。

参考文献：

[1] 《GBT7409.2-2008 同步电机励磁系统电力系统研究用模型》。

[2] PCS-9410 数字励磁调节装置技术使用说明书. 南京南瑞继保电气有限公司。

作者简介

牛国强（1962—），男，教授级高级工程师，葛洲坝水利发电厂，从事发电运行管理。

高劲松（1965—），男，高级工程师，葛洲坝水电厂，励磁专业。

零序电压型与注入式定子接地保护的灵敏度分析

陈俊, 汤炳章, 张琦雪, 严伟, 沈全荣

(南京南瑞继电电气有限公司, 南京市 211102)

摘要: 本文对基波零序电压定子接地保护和注入式定子接地保护的灵敏度进行定量分析, 研究结果显示注入式定子接地保护的电阻判据在发电机中性点附近的灵敏度明显优于基波零序电压定子接地保护, 而在大部分的范围内其灵敏度低于基波零序电压定子接地保护, 两者配合使用可实现优势互补, 从而提升大型机组定子接地保护方案的性能。

关键词: 注入式定子接地保护; 零序电压型定子接地保护; 灵敏度; 过渡电阻

0 前言

定子单相接地故障是发电机组比较常见的故障形式。目前在现场得到广泛应用的定子单相接地保护原理包括基波零序电压定子接地保护(也称为零序电压型定子接地保护)、三次谐波电压型定子接地保护和注入式(20Hz 或 12.5Hz)定子接地保护原理。发电机注入式定子接地保护具有不受运行工况影响、灵敏度一致、不受传递过电压的影响等优点, 近年来受到了广泛关注, 并且在各种类型的大型机组上得到了推广应用^[1,2,3,4]。

由于注入式定子接地保护的以上特点, 少数人过度放大了注入式定子接地保护的优点, 认为注入式定子接地保护的性能全面优于基波零序电压定子接地保护, 包括接地故障检测的灵敏度, 甚至要求双套定子接地保护均采用注入式原理, 由于只能采用同一个注入电源, 一旦注入电源异常, 两套保护均将受到影响, 存在安全隐患。基于以上情况, 有必要定量分析这两种定子接地保护的性能, 正确认识不同原理的优缺点, 便于制定合理的定子接地保护配置方案, 实现优势互补。

1 零序电压型定子接地保护的灵敏度分析

假设发电机三相绕组对地电容相等, 则发电机定子单相接地故障位置与零序电压、接地过渡电阻的关系式^[5]如下:

$$\alpha = -\dot{U}_0 \left(\frac{1}{R_n} + \frac{1}{R_g} + j\omega C_\Sigma \right) \frac{R_g}{\dot{E}_\phi} \quad (1)$$

式中: α 为定子单相接地故障位置, \dot{U}_0 为

发电机定子零序电压一次值, \dot{E}_ϕ 为发电机单相接

地故障相电动势, C_Σ 为机端三相绕组对地电容之和, R_n 为中性点接地变负载电阻(一次值), R_g 为接地故障点的过渡电阻(一次值)。

令 $X_C = \frac{1}{\omega C_\Sigma}$, 则:

$$\begin{aligned} \alpha &= \left| -\dot{U}_0 \left(\frac{1}{R_n} + \frac{1}{R_g} + j\omega C_\Sigma \right) \frac{R_g}{\dot{E}_\phi} \right| \\ &= \left| -\frac{\dot{U}_0}{\dot{E}_\phi} \left[\left(\frac{R_g}{R_n} + 1 \right) + j \frac{R_g}{X_C} \right] \right| \quad (2) \\ &= \frac{|\dot{U}_0|}{|\dot{E}_\phi|} \sqrt{\left(\frac{R_g}{R_n} + 1 \right)^2 + \left(\frac{R_g}{X_C} \right)^2} \end{aligned}$$

经过整理得:

$$\left(\frac{1}{R_n^2} + \frac{1}{X_C^2} \right) R_g^2 + \frac{2}{R_n} R_g + \left[1 - \left| \frac{\alpha \dot{E}_\phi}{\dot{U}_0} \right|^2 \right] = 0 \quad (3)$$

求解接地电阻得:

$$R_g = \frac{\sqrt{\frac{1}{R_n^2} - \left(\frac{1}{R_n^2} + \frac{1}{X_C^2} \right) \left(1 - \left| \frac{\alpha \dot{E}_\phi}{\dot{U}_0} \right|^2 \right)} - \frac{1}{R_n}}{\frac{1}{R_n^2} + \frac{1}{X_C^2}} \quad (4)$$

由上式即可分析在整定一定的零序电压定值的情况下, 保护能够反映的接地过渡电阻值 R_g 与接地故障位置 α 的关系。

设中性点零序电压 PT(或中性点接地变压器)

变比为 $U_{\varphi N} / U_{0n}$ ，则当机端单相金属性接地时，中性点零序电压二次值为 U_{0n} ，基波零序电压保护的电压定值一般按 kU_{0n} ($k = 5\% \sim 10\%$) 整定，对应的零序电压一次值为 $kU_{\varphi N}$ ，则：

$$\left| \dot{E}_\varphi / \dot{U}_0 \right| \approx U_{\varphi N} / U_0 = 1/k \quad (5)$$

将式 (5) 代入式 (4) 可得：

$$R_g = \frac{\sqrt{\frac{1}{R_n^2} - \left(\frac{1}{R_n^2} + \frac{1}{X_C^2} \right) \left[1 - \left(\frac{\alpha}{k} \right)^2 \right]} - \frac{1}{R_n}}{\frac{1}{R_n^2} + \frac{1}{X_C^2}} \quad (6)$$

由式 (6) 可知，当 $\alpha < k$ 时， $R_g < 0$ ，为不合理，即接地故障位置小于 k 的范围为基波零序电压保护的死区，这也是基波零序电压保护又被称为 95% 定子接地保护的原因。

以某 350MW 发电机为例，一次额定电压为 23kV，中性点接地变压器二次负载电阻为 0.33Ω，电压变比为 23kV/190V，则折算到一次侧的电阻值为 4836Ω，发电机中性点接地电阻一般按照一次电阻值小于等于容抗设计，为计算方便，可取电阻等于容抗值，则机端单相金属性接地时的中性点零序电压二次值为 190V/1.732=109.7V，当基波零序电压定子接地保护按有 10% 死区整定时 ($k=10\%$)，不同接地故障位置所能检测的过渡电阻值如图 1 所示。

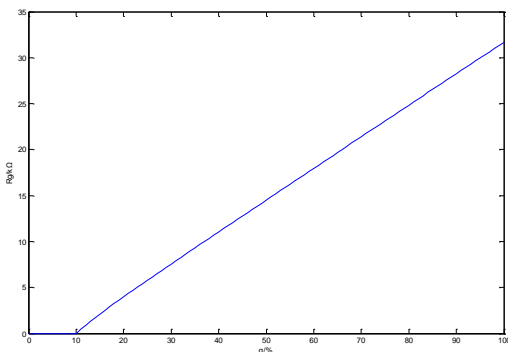


图 1 不同接地故障位置所能检测的过渡电阻值

可见，按以上零序电压定值整定时，基波零序电压定子接地保护在发电机中性点附近有 10% 的死区，在不同接地故障位置具有不同的灵敏度，

越靠近发电机机端其灵敏度越高，该例子中在发电机机端单相接地故障时的检测灵敏度可达 30kΩ 以上。

2 注入式定子接地保护灵敏度分析

注入式定子接地保护一般由低电阻判据和零序电流判据构成，低电阻判据反映定子绕组对地绝缘电阻的下降，零序电流判据可以作为注入电源异常时的后备保护。

低电阻判据的整定以静止状态下中性点位置模拟接地故障时所能准确测量的过渡电阻值为依据，由于注入的信号强度比较弱，考虑各种测量环节误差的影响，该原理所能准确测量的过渡电阻一般不超过 20kΩ，考虑一定的可靠系数，电阻定值一般按 1kΩ~5kΩ 整定，因此，注入式定子接地保护的灵敏度判据在整个定子绕组上的灵敏度不超过 5kΩ。基于以上问题，国内学者提出了自适应 20Hz 电源注入式定子接地保护的思路，接地电阻整定值随接地故障允许电流限制和接地故障位置变化而自动改变，接地电阻定值的表达式如下^[6]：

$$R_{g.set} = \frac{-R_N}{1 + \lambda^2} + \sqrt{\frac{U_{0d}^2}{K_K^2 I_Y^2} - \frac{R_N^2}{1 + \lambda^2} \left(1 - \frac{1}{1 + \lambda^2} \right)} \quad (7)$$

上式中： $\lambda = R_N / X_C$ ， U_{0d} 为零序电势， I_Y

为接地故障允许电流限制， K_K 为可靠系数。

以上自适应方法同样受到所能准确测量的过渡电阻的影响，在机端附近接地时，即使接地电阻定值动态抬高了，但由于注入式原理无法准确测量比较大的过渡电阻值，导致判据失效，因此，难以实际应用。

零序电流判据采用与频率无关的算法，不仅仅反映基波分量，因此，零序电流中的三次谐波分量对其有一定的影响，定值整定时要躲过该不平衡量，其灵敏度要比基波零序电压保护略低，其在不同接地故障位置所能检测的过渡电阻值与基波零序电压型接地保护类似。

3 两种保护原理的灵敏度比较

由图 1 可见，注入式定子接地保护的灵敏度判据在发电机中性点附近的灵敏度明显优于基波零序电压保护，基波零序电压保护在靠近机端附

近的灵敏度可达 $30\text{k}\Omega$ 以上, 在接地故障位置超过 22.8% 时的灵敏度即可超过 $5\text{k}\Omega$, 因此, 实际上在定子绕组上绝大部分的位置发生接地故障时, 基波零序电压保护的灵敏度均比注入式定子接地保护电阻判据高。当然, 注入式定子接地保护除了低电阻判据外, 还有零序电流判据, 零序电流定值躲过不平衡电压和主变高压侧单相接地传递过电压的影响来整定, 定值门槛一般较高, 即使这样也弥补了注入式电阻判据在靠近机端附近灵敏度比较低的不足, 这也是电阻判据要与零序电流判据配合使用的重要原因。

4 结论

注入式定子接地保护和基波零序电压定子接地保护各有优缺点, 其灵敏度高低与接地故障位置有关, 不能一概而论, 基波零序电压保护在定子绕组大部分范围内的灵敏度远高于注入式定子接地保护的电阻判据, 但其中性点附近存在死区, 需要靠三次谐波电压型定子接地保护去弥补, 且不能在无励磁状态下工作; 而注入式定子接地保护在中性点附近可获得较高的灵敏度, 无死区且不受运行工况的影响, 两种方案配合使用可以实现优势互补, 提升大型机组定子接地保护方案的性能。

参考文献:

- [1] 张琦雪, 陈佳胜, 陈俊, 等. 大型发电机注入式定子接地保护判据的改进. 电力系统自动化, 2008, 32 (3): 66-69.
- [2] 兀鹏越, 陈飞文, 黄旭鹏, 等. 1036MW 机组注入式定子接地保护调试及动作分析. 电力自动化设备, 2011, 31 (3): 147-150.
- [3] 张天吾. 注入式发电机定子接地保护在构皮滩水电站 600MW 机组上的应用. 贵州水力发电, 2009, (2): 70-72.
- [4] 陈俊, 陈佳胜, 张琦雪, 等. 超超临界机组发电机定子和转子接地保护方案. 电力系统自动化, 2008, 32 (20): 101-103.
- [5] 陈俊, 刘梓洪, 王明溪, 等. 不依赖注入式原理的定子单相接地故障定位方法, 电力系统自动化, 2013, 37 (4): 104-107.
- [6] 姚晴林, 赵斌, 郭宝甫, 等. 自适应 20Hz 电源注入式定子接地保护. 电力系统自动化, 2008, 32 (18): 71-73.

作者简介:

陈俊 (1978-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事发电厂继电保护的研究、开发和管理工作的。

E-mail: chenj@nari-relays.com。

汤炳章 (1981-), 男, 学士, 助理工程师, 主要从事发电厂保护及自动化相关技术工作。

张琦雪 (1974-), 男, 博士, 研究员级高级工程师, 从事电气主设备微机保护的研究和开发工作。

严伟 (1975-), 男, 硕士, 研究员级高级工程师, 从事发电厂继电保护的研究、开发和管理工作的。

沈全荣 (1965-), 男, 硕士, 研究员级高级工程师, 从事电力系统继电保护的研究、开发和管理工作的。

同步发电机转子匝间短路故障在线监测的研究评述与展望

郝亮亮¹，桂林²，陈俊³

(1.北京交通大学电气工程学院，北京，100044；2.清华大学电机系，北京，100084；
3.南京南瑞继保电气有限公司，南京，211102)

摘要：转子匝间短路是大型发电机常见的一种电气故障，会引起励磁电流增大、输出无功减小、机组振动加剧等不良影响，若不及早处理还可能引起更严重的转子接地故障和大轴磁化。对转子匝间短路故障在线监测的研究是近年来的热点，本文首先对该故障各种诊断方法的原理及优缺点进行了详细的评述，指出基于运行中电气量的在线监测方案最具可行性。结合作者近年来的一系列研究，对故障的数学建模、故障特征及其机理、故障的在线监测方案进行了简要的介绍，并结合当前的研究现状对该领域的研究趋势进行了展望。

关键词：同步发电机；励磁绕组；匝间短路；故障诊断

Review and Prospect of Research on Online Monitoring of Field Windings Inter-turn Short Circuit in Synchronous Generator

HAO Liangliang¹ GUI Lin²

(1. School of Electrical Engineering, Beijing Jiao Tong University, Beijing 100044, China
2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract As a common electrical fault of the large generator, the inter-turn short circuit in field windings (ISCFW) causes the field current increasing, reactive power output decreasing, the vibration aggravating, and may even lead to the earth fault between the field winding and the rotor body and the main shaft magnetizing if no timely treatment has been taken. Research of the ISCFW on-line monitoring has become a hot spot in recent years. The paper firstly makes a detailed review of principles and advantages and disadvantages of various diagnosis methods for the fault, and points out that the on-line monitoring scheme based on electric parameters is the most feasible. Combined with a series of researches the author has made recently, a simple introduction of the mathematical model of the fault, fault characteristics and mechanism, and the online monitoring scheme of the fault is made, and moreover, prospect of the research concerning the field is discussed in combination with the current research state.

Keywords: Synchronous Generator, Field Winding, Inter-turn short circuit, Fault Diagnosis

0 引言

同步发电机作为电能生产的基本设备，对电力系统的安全运行起着至关重要的作用。伴随电力系统的快速发展，发电机的容量也在不断的增加，人们对大型发电机安全运行的要求越来越高。近年来，CIGRE（国际大电网会议）的历届年会中，发电机的故障保护及监测一直是 SC-A1（旋转电机专业委员会）的重点议题^[1]。

转子匝间短路是同步发电机常见的一种电气故障，近年来对该故障的报道屡见不鲜^[2-5]，三峡

发电机在机组检修中就曾发现转子匝间短路；而仅中国广东省在 2009-2011 的三年中，就已经有十余台 400MW~1000MW 等级的发电机出现了转子匝间短路故障，在 2010 年就已确认发生了 5 起。

轻微的短路故障不会给发电机带来严重的后果，但若无法实现故障的早期诊断，而任其不断恶化，会引起励磁电流的增加、输出无功能力的降低以及机组振动的加剧。故障还有可能恶化为发生在励磁绕组与转子本体之间的一点或两点接

地故障,严重时还可能会烧伤轴颈、轴瓦,给发电机组及电力系统的安全稳定运行带来巨大的威胁^[6]。由转子匝间短路故障引起损失的例子也不胜枚举,上世纪 90 年代中国某火电厂 4 台 300MW 发电机中就有 3 台因转子匝间短路等原因最终导致大轴磁化,其中 2 台还烧坏护环;2002 年某核电站 2 号发电机组在更换 C 相主变后的起机过程中,由于转子匝间短路在主变事故冲击下发展为接地故障,机组被迫停机检修^[7];2005 年凤滩水电站 6 号发电机的转子匝间短路故障还引起了主保护的動作。

检测发电机转子匝间短路故障现场常用的传统方法主要包括:开口变压器法、直流阻抗法、交流阻抗和功率损耗法、空载及短路特性试验法、两极电压平衡试验、绕组分布电压测量、冲击脉冲法试验、红外热成像法等^[1-2,7-8]。这些方法有的已在现场应用多年,并且积累了很多经验,适合于进行离线的故障检测或定位,但都不能在实际运行工况下对故障进行在线监测,有的方法甚至要将转子抽出,应用效果往往不太理想,文献^[8]对各种离线检测方法进行了详细的介绍。

除加工工艺不良以及绝缘缺陷等原因造成的稳定性转子匝间短路外,发电机转子高速旋转中励磁绕组承受离心力造成绕组间的相互挤压及移位变形、励磁绕组的热变形、通风不良引起的局部过热以及金属异物等是导致转子发生匝间短路的重要原因,这些原因引起的动态匝间短路故障多在发电机的实际运行中发生。如果能够在发电机运行中实现对转子匝间短路故障的在线监测,及时发现处于萌芽期的小匝数早期故障,监视其发展并确定是否需要检修,就能避免轻微的故障恶化成为严重的匝间短路或转子接地故障。这对保障大型发电机的安全运行具有重要的意义。因此,近年来国内外专家学者更加关注于对发电机转子匝间短路故障在线检测的研究。

本文首先总结了转子匝间短路故障的在线监测技术方案,对其基本原理及优缺点进行了全面客观的评述。在此基础上,重点对基于运行中电气量的在线监测方法及相关研究进行了探讨,结合当前的研究现状指出目前研究中存在的不足,并对该领域的研究趋势进行了展望。

1 转子匝间短路故障在线监测方法的原理及评述

近年来国内外专家学者对同步发电机转子匝间短路故障的在线检测进行了大量的研究,并提出了很多方法。

1.1 基于磁场探测的故障检测方法

同步发电机发生转子匝间短路后,转子主极磁场和漏磁场都将不同于正常运行,通过在气隙中布置探测导体或线圈提取磁场特征进行故障检测是一种可行的方案。

单导线微分法^[9]是我国哈尔滨大电机研究所提出的一种方法,并在太原热电厂试验成功。该方法将一根与发电机轴向平行的探测导线固定在定子槽中或槽楔上,通过该导线感应电动势的微分波形对故障进行检测。图 1 为该方法的原理示意图,由转子表面的磁场分布可知,探测导线的感应电动势波形呈现阶梯状,而每一阶梯的高低取决于对应槽的磁通变化率,与匝数有关。若各槽绕组的匝数相等,正常运行时各槽磁通变化率也相等,各阶梯的高度也就相等;当某槽内有短路匝时,相应匝数减少,那么阶梯的高度就会降低。同时,利用微分电路将所有阶梯降到同一水平面进行比较,依据此便可判断某槽是否发生了短路。

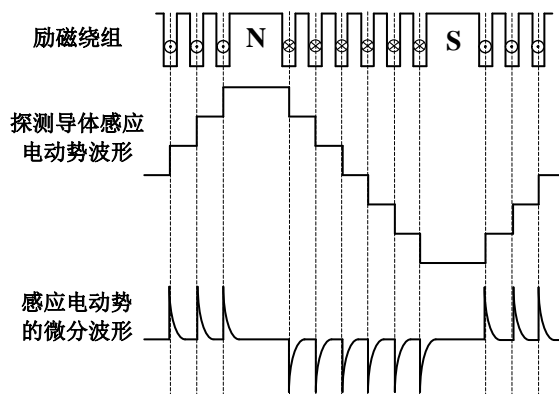


图 1 单导线微分法的原理图

显然该方法仅适合空载时的故障检测,发电机负载时会受到电枢反应的影响,使检测结果失效。

微分线圈动测法是英国学者 Albright 提出的^[10],围绕该方法学者们进行了大量的研究^[11-13]。由于主磁场是由所有线圈共同产生的,转子匝间短路虽然会影响主磁通的强度,但是由于所占比例很小,不容易测量。而漏磁通分别交链于各槽

的励磁绕组，其大小与该槽内线圈匝数成正比，能直接反映出各槽线圈匝数的变化。因此该方法将探测线圈固定在定子上，并使其尽量靠近转子铁心，同时测量转子漏磁通的径向分量和切向分量，并对其进行微分，通过对微分波形的分析可判断发电机是否发生了转子匝间短路故障。

图 2 是发电机空载运行时微分线圈动测法的原理示意图。如果励磁绕组不存在匝间短路，则探测线圈感应电压波峰的包络线连续平滑，其波峰个数和序号与转子槽一一对应。当励磁绕组某槽线圈存在匝间短路时，交链于该槽的漏磁通就会减少，在探测线圈上所感应出的电动势就会相应降低。因此，当探测线圈感应电压波形的某一特征波峰离开包络线凹缩变短时，即表明它对应槽中的绕组存在匝间短路故障。

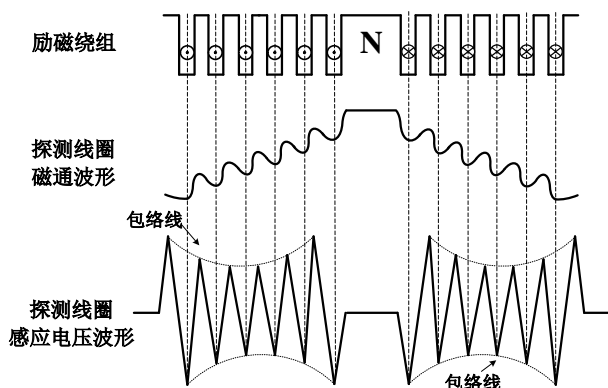


图 2 微分线圈动测法的原理图

微分线圈动测法一定程度上弥补了单导线微分法在发电机负载时的局限性，最适合在空载及机端三相对称短路时监测发电机转子是否存在匝间短路以及判断短路的严重程度。但在实际运行时，电枢反应引起的气隙磁场畸变以及铁心饱和等因素，仍给匝间短路的准确判断带来了困难^[14]。有学者在微分线圈动测法的基础上，将小波变换应用于对探测线圈感应电动势波形特征的提取^[15]，一定程度上克服了该困难，起到了较好的效果。因目前绝大多数发电机出厂时未装设探测线圈，在已经投运的发电机上加装该线圈十分困难，也较难被电厂所接受，因此该方法的应用受到了一定的限制。

1.2 冲击脉冲法

英国的 Wood J W 等学者提出的冲击脉冲法^[16]是建立在行波理论的基础上。如图 3 所示，利用信号发生器发出连续的陡前沿脉冲波，将该脉

冲波同时加在励磁绕组的两端，在监测点可测到两组响应曲线。若发电机的励磁绕组不存在匝间短路，则两组响应曲线的差值为一条直线；反之，若励磁绕组存在匝间短路，这时两响应曲线不重合，差值不再是一条直线。因此，可以用显示在示波器上的两个响应特性曲线之差的合成波形来判定发电机是否存在励磁绕组匝间短路，若波形有突起的地方说明存在匝间短路，并且突起的波幅大小反映了短路的严重程度。理论上即使励磁绕组出现 1 匝的短路故障，应用冲击脉冲法也有较高的灵敏度^[17-18]。

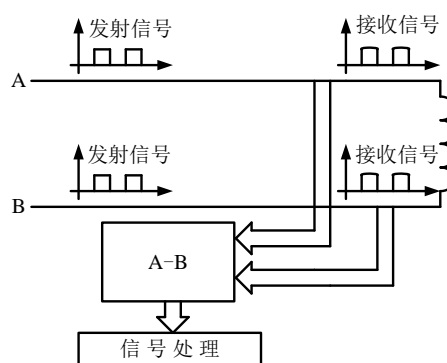


图 3 冲击脉冲法原理图

冲击脉冲法所需的检测装置简单，且灵敏度较高，适合于在转子静态下对故障进行检测及辅助定位，而用于机组运行状态下在线监测的研究也正在开展，但效果尚不理想^[19-20]。

1.3 利用机组振动特性

机组的振动特性为电机及变压器的绕组内部故障监测提供了一种崭新的思路，F.C.Trutt 等学者对此进行了大量研究^[21-24]。实际中确曾出现较多由于转子匝间短路故障引起的机组振动超标的案例。在工程实践中，当电厂运行人员发现机组瓦振或轴振超标，且振动幅值与励磁电流和无功功率呈现较为一致的变化趋势时，就会怀疑发电机发生了转子匝间短路^[25]。华北电力大学的万书亭等学者在转子匝间短路对发电机定子和转子振动特性影响方面做了大量开创性的理论研究工作^[26]，推导了故障时定子和转子的振动特性方程，并指出：“对于转子，故障将激发工频振动；对于一对极发电机的定子，2 倍机械转频振动下降；对于多对极发电机的定子，工频、2 倍频振动增加。”

但当短路匝数较少时，故障引起的机组振动不明显，且实际中引起发电机振动的因素也很多

(比如转子热不平衡、风路堵塞、轴瓦碰磨、偏心、机座下沉等),尚无法单纯利用振动特性来诊断包括转子匝间短路在内的发电机内部故障,一般只能作为辅助判据。

1.4 利用轴电压

轴电压是指由磁不对称等原因引起的存在于电机主轴两端的交流电压。若防护不当,轴电压将可能引起破坏性的轴电流,因此近年来国内外学者对轴电压进行了广泛且深入的研究^[27-28],也有学者尝试利用发电机的轴电压进行转子匝间短路故障的检测^[29-30]。文^[29]以一台 30KVA 的 2 对极汽轮发电机为例,分析了转子匝间短路时转子的轴电压谐波特征,得出故障发生后将产生 2 倍频、4 倍频和 6 倍频的轴电压。文^[30]提出利用通过齿槽谐波轴电压诊断转子匝间短路故障的方法,指出:“发电机定子齿槽效应可以导致发电机气隙磁通密度畸变,在转轴两端感应频率与齿槽数相对应的轴电压特征分量,可以利用该特征分量诊断转子匝间短路故障。”

但由于引起轴电压的原因很多,每一种磁场的不对称都有可能引起不同幅值及频率的轴电压,使得轴电压的频率成分非常复杂。除此之外,静电电荷、静态励磁系统、剩磁及电容电流等原因均可能造成轴电压各种复杂的频率分量^[1]。而目前利用轴电压进行发电机转子匝间短路故障监测还仅局限于定性分析与实验,也仅可作为一种辅助的监测手段。

1.5 利用运行中的电气量

利用运行中的电气量实现对转子匝间短路故障的在线监测不需对发电机一次侧进行改造,且针对性强,能发现运行中的动态短路,是目前的研究热点。

国内学者提出了利用发电机运行监测数据中的励磁电流进行故障诊断的方法^[31]。文中的理论分析和实验表明,转子匝间短路会引起励磁电流的增大和无功功率的减少,可以把故障后发电机的输出状态(包括有功功率、无功功率、定子电压和电流等)看成是发电机定、转子绕组均正常的运行结果,用正常发电机的数学模型计算出励磁电流,将励磁电流的正常理论计算值与实测值的相对偏差作为是否存在转子匝间短路及短路严重程度的判据。但因发电机参数受运行方式和条件的影响,由发电机的输出状态量准确计算励磁电流比较困难。

文^[32-33]对转子匝间短路时的励磁电流特性进行了分析,实验表明了转子匝间短路故障时励磁电流附加交流分量的存在,而且附加谐波电流的幅值还可反应转子匝间短路故障的严重程度。但励磁电流附加交流谐波分量比较小,无法据此区分是转子匝间短路还是其他电气故障(比如定子绕组内部故障等)。文中也仅限于对谐波产生原因的定性分析,没有研究不同的定子绕组形式对励磁电流谐波成分的影响,而且没有考虑附加谐波成分对气隙磁场及定、转子电流带来的影响,更不能准确地定量计算。文^[34]以定子单个线圈为基本对象,对转子匝间短路时定子和转子电流特征进行分析,但文中的分析并没有全面考虑定子单个线圈之间的联接关系,而事实上,定子绕组的分布及连接方式也会对故障后的定转子电流频率特性产生本质的影响。

针对采用无刷励磁方式的同步发电机,文^[35]基于对转子匝间短路故障特征传递规律的研究,创造性的提出利用励磁机励磁电流监测主发电机的转子匝间短路故障。但同时文中也指出了励磁机励磁电流的故障特征幅值对发电机的励磁方式和 AVR(自动电压调节器)的整流方式较为敏感,选取合适的监测阈值还需要进一步研究,这首先需要对不同运行方式下发生不同匝数短路时的励磁机励磁电流进行定量计算。

文^[36]还提出了一种基于神经网络的在线监测方法,无需建立精确的发电机数学模型,但此方法需要测量发电机正常状态极限运行范围内的励磁电流、无功功率以及有功功率等大量数据样本,在实际应用中有一定局限性。

检测转子匝间短路的另一种方法是用定子绕组本身作探测线圈,利用转子匝间短路时定子并联支路中产生的环流来检测故障。此法是 Kryukhin 首先提出的^[37],并在英国的许多发电机上得到应用。大型汽轮发电机一般只有 1 对极,每相的 2 个分支分布在不同极的相同位置,并且绕向相反。正常运行时,转子磁场的基波及奇数次谐波在同相不同分支中感应出相同的电动势,不会产生环流。但当转子发生匝间短路时,将出现偶数次空间谐波转子磁场,进而会在同相 2 个并联分支中感应出大小相等、方向相反的电动势,引起定子相绕组内的偶次谐波环流。

国内学者在这方面也做了很多实验和理论分析工作^[38]。空载实验和并网负载实验都表明,发

生转子匝间短路后, 定子同相的 2 个并联分支之间存在偶次谐波环流, 而且其大小随短路匝数的增加而上升。其中文献^[39]针对气隙均匀的汽轮发电机, 用磁网络法计算转子匝间短路引起的定子环流大小, 在计算中把励磁电流当作已知的常量来考虑励磁绕组产生的磁动势。由于定子环流产生的电枢反应磁场影响了气隙磁场, 又会引起励磁电流 (包括励磁绕组正常部分电流和短路匝电流) 的变化, 这种计算定子环流的方法在某些故障情况下会出现较大误差, 还有待进一步完善。

文^[40]的实验表明, 一台 4 极、每相 2 分支的同步发电机发生转子匝间短路时, 定子绕组中会产生 1/2 及 3/2 等分数次谐波的环流。事实上, 对多极的同步发电机, 转子匝间短路后定子相绕组中环流的谐波成分还与定子绕组结构 (包括每相分支数以及各分支的位置) 有关, 有些电机会出现偶次谐波环流, 也有些电机出现分数次谐波的环流, 需要进一步深入分析并准确计算其大小。

2 基于电气量在线监测的相关研究进展

通过上述分析可以看到, 虽然近年来学者们对转子匝间短路故障检测进行了大量研究, 但实际应用中还存在局限性: 或无法实现在线监测 (传统检测法及冲击脉冲法等); 或需对发电机一次侧进行改造 (基于磁场探测); 或检测结果缺乏针对性 (利用机组振动及轴电压)。而所认识到的电气故障特征往往十分微弱、模糊、且多种因素交织在一起, 无法对故障进行准确的在线分析和诊断。基于此, 笔者近年来围绕着基于电气量的转子匝间短路故障在线监测进行了大量研究, 取得了初步的研究成果。

2.1 故障的数学建模

由于转子匝间短路破坏了发电机电气参数的对称性, 引起气隙磁场的畸变和定子相绕组内部的不平衡电流, 对称分量法及相坐标法均不再适用。为突破以往无法准确计算故障时发电机电气量的研究瓶颈, 文^[41]采用多回路分析法按照定、转子的实际回路列出了以定、转子所有回路电流为变量的状态方程:

$$(M' + M_T) pI' + (pM' + R' + R_T) I' = E \quad (1)$$

式 (1) 相关的符号解释见文^[41], 该式为同步发电机转子匝间短路故障的数学模型, 对凸极机和隐极机均适用。

采用诸如 Runge-Kutta 等数值方法对式 (1) 进行求解, 可得自故障发生到进入稳态的整个过渡过程。但对于极对数和阻尼回路多的大型水轮发电机, 式 (1) 的维数很高, 迭代求解到稳态将花费大量机时, 实用性不强。为此文^[42]根据同步发电机转子匝间短路故障后的气隙磁场及其在定、转子回路中感应电流的一般性分析, 提出了故障的稳态数学模型, 该模型将式 (1) 的时变系数微分方程组转化成以定、转子电流的各次谐波的正弦和余弦分量幅值为变量的线性代数方程组, 可直接求得故障后的稳态电流, 实现故障的快速求解。

两种数学模型的计算结果均经过了模拟样机的实验验证。

2.2 故障特征及其机理

文^[43]以一台 12kW、3 对极的隐极同步发电机样机为例, 通过对转子绕组和定子绕组产生的磁动势性质及其在气隙磁场中相互作用的理论分析, 对实验中出现的定、转子各次谐波分量进行物理解释。在此基础上, 文^[44]基于对该台发电机定子绕组 3 种不同形式的变换 (转子保持不变), 利用故障的数学模型对不同定子绕组形式的电机所发生的同一种转子匝间短路故障进行了计算; 通过傅立叶分解得到了稳态故障电流的谐波特征, 并进行比较分析, 揭示了定子绕组形式对故障稳态电流谐波特征的影响。进而得到 1 对极大型汽轮发电机及常见定子绕组形式的大型水轮发电机故障时的稳态电流特征^[45], 并对故障特性量的影响因素 (包括结构完整的阻尼绕组、分布式励磁绕组短路位置、短路匝数等) 进行了理论分析^[46]。

理论分析和仿真计算都表明, 转子匝间短路故障后相绕组内部会出现偶数次或与极对数有关的分数次谐波的稳态不平衡电流, 这种故障特征与其它常见电气故障及系统振荡等不正常状态的特征存在明显差异, 为故障监测提供了理论依据。

2.3 基于定子相绕组内部不平衡电流有效值的故障监测方案

由于定子绕组内部故障对发电机的破坏力极大, 大型发电机一般都配置了主保护。若发电机主保护配置的 CT 在反应定子内部故障的同时也能实现对转子匝间短路故障的监测将是十分有意义的。

为此, 文^[47]以三峡左岸 VGS 发电机为例, 通过定量分析转子匝间短路故障对主保护不平衡

电流的影响,提出了基于定子相绕组内部稳态不平衡电流总有效值的故障监测原理。计算与分析表明,该故障监测原理能解决依靠单一谐波检测所带来的一系列问题,可较灵敏反应转子的小匝数短路故障。而且这种监测方法只需利用主保护配置的分支(组)CT或中性点连线间CT,工程可行性较强。根据该原理研制的故障在线监测装置已于2012年3月在浙江新安江水电站投入试运行。

3 转子匝间短路故障在线监测技术的研究展望及初步思路

3.1 无死区灵敏监测方案的研究

虽然基于定子相绕组内稳态不平衡电流总有效值的故障监测原理已实现了对稳态故障特征量的最大程度提取,但由于发电机机端和中性点两侧的电流感应特性不完全一致以及发电机的制造偏差等原因,正常运行时也会有不平衡电流进入故障监测装置,这会引起监测灵敏性的下降。例如对于彭水ALSTOM#1发电机,实测正常时进入不完全裂相横差保护的不平衡电流总有效值为432.6A,而经过计算可知,当励磁绕组短路11匝(短路匝比为0.92%)时引起的不平衡电流才与正常时相当,可见监测的灵敏性还不够高。因此,需要进一步深入研究励磁绕组全范围内无死区的匝间短路监测方案。

监测原理可不拘泥为利用稳态电气特征,比如可尝试利用暂态电气特性进行故障监测。根据超导体闭合回路的磁链守恒可知,当发生转子匝间短路故障的发电机定子相电流变小的瞬间,为了保持励磁故障附加回路的磁链不变,该回路中将引起相应的较大的瞬变电流。反过来,这一瞬变电流将会引起定子相绕组内不平衡电流的增加。这是转子匝间短路故障所特有的(必须有不对称的励磁故障附加回路),可在此基础上研究基于暂态不平衡电流的故障监测新原理。当然,这里仅是给出一种可能的研究思路,还需进一步的研究进行论证。若该原理可行,那么显然短路匝数越小监测灵敏性越高,可弥补利用稳态电流进行监测的小匝数短路死区。

3.2 对不具备分支电流感应安装条件发电机的故障监测研究

除少量俄供机型外,中国绝大多数的大型汽轮发电机中性点仅引出3个端子,尚不具备分支

电流感应的安装条件。而实际上,相比水轮发电机而言,汽轮发电机的工作环境更为恶劣,转子匝间短路故障发生几率更高。对不具备分支电流感应安装条件发电机的故障监测可通过以下途径展开:

(1) 研究基于转子励磁磁动势的故障监测原理

转子匝间短路将引起不同于正常运行时的励磁磁动势,这为故障的监测提供了一条新思路。如图4(a)所示的隐极同步电机为例,该电机的励磁绕组是由11'、22'、33'、44'四组同心式线圈串联而成。励磁绕组正常时,励磁磁动势的波形如图4(b)所示,其基波幅值为

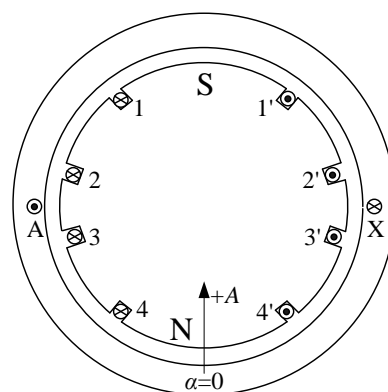
$$F_f = \frac{1}{2} N_f I_f \quad (2)$$

其中: N_f 为励磁绕组的串联总匝数, I_f 为励磁电流直流分量, k_f 为励磁磁动势的波形因数。

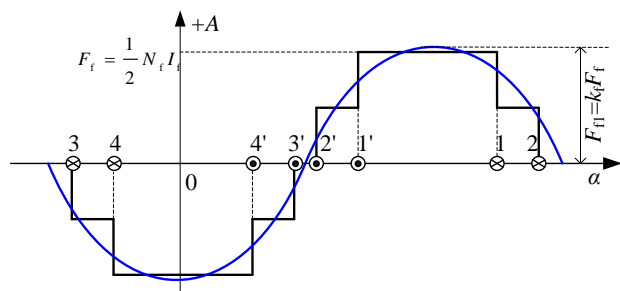
假设励磁绕组11'发生部分匝间短路,短路后的励磁磁动势分布如图4(c)所示,由于励磁绕组有效匝数的减少,短路后的基波励磁磁动势的幅值 F_{f1}' 将必然小于按励磁绕组正常时计算的 F_{f1} 。即:若短路后的励磁电流直流分量为 I_f' ,则

$$F_{f1}' < \frac{1}{2} k_f N_f I_f' = F_{f1} \quad (3)$$

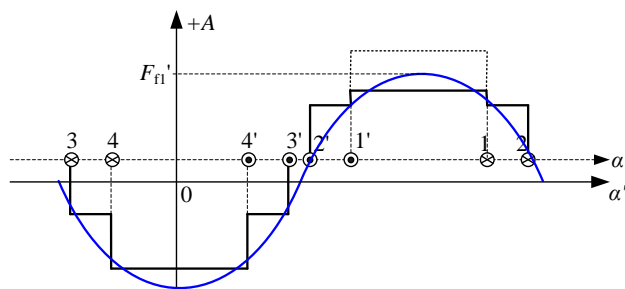
因此,若能准确计算出发电机实际运行时的基波励磁磁动势 F_{f1}' ,将之与正常运行时的基波励磁磁动势 F_{f1} 相比较,理论上正常运行时两者应相同,而转子匝间短路时将有(3)式的关系,由此即可实现对短路故障的判断。



(a) 隐极电机的励磁绕组



(b)励磁绕组正常时的励磁磁动势



(c)励磁绕组匝间短路时的励磁磁动势

图 4 转子匝间短路故障前后的励磁磁动势

由于发电机实际运行时的基波励磁磁动势的计算受发电机参数、磁化曲线、转子漏磁等因素影响,该方法对小匝数短路监测的灵敏性不高。但随着短路匝数的增加,判据的灵敏性也将增加,可弥补监测大匝数短路故障的死区。

由于该方法基于转子励磁磁势的计算与比较,因此不论励磁调节器如何动作,负载如何变化,该方法均不受影响。实现这一原理监测的关键点有两个,首先是实际运行时励磁磁动势的准确计算模型,模型中的参数应受发电机运行工况影响较小;另外,还需研究其他故障对监测判据的影响,以采取相应的闭锁等方式解决。

(2) 基于机组振动的监测方案

目前对转子匝间短路故障时定、转子振动特性的理论分析研究还较为初步,在分析时大都没有全面的考虑故障后定、转子各种时间电流所产生的各种空间谐波磁场之间的相互作用,因此分析还有局限性,得不到严谨、完整的结论。

可在已有研究的基础上^{[25][26]},更进一步细致分析故障后定、转子的振动特性(包括切向和径向),以期找到故障所独有的振动特性,并明晰其影响因素和变化规律,在此基础上研究基于振动的监测方案。

以典型的一对极大型汽轮发电机为例,对转子匝间短路故障时发电机的振动特征进行初步分

析。

已有的研究已表明:常见一对极汽轮发电机发生转子匝间短路后,定子相绕组内部会出现 2、4 等偶次谐波不平衡电流,进而产生偶次电枢反应磁场;励磁电流仍以直流分量为,由于故障导致了励磁绕组在各极下的结构差异,励磁电流直流分量亦会产生偶次谐波磁场。

下面主要分析故障引起的转子振动。由于转子刚性较强,气隙磁场引起的径向力不会在转子各点引起分布式的振动,转子的径向振动取决于电磁力在转子各点的径向不平衡合力。发电机正常运行时,转子所受径向力是平衡的,不会引起转子径向振动。下面将选取转子匝间短路故障时引起转子振动的主要因素进行分析。

a) 定子基波电流产生的基波磁场与转子直流分量产生的偶次谐波磁场作用

定子基波电流产生的基波磁场和转子直流分量产生的偶次谐波磁场相对转子均静止。从图 5 可以看出,在转子上相距为 π 弧度两处由转子直流分量产生的偶次磁场相等,而由定子基波电流产生的基波磁场相反。因此,两处电磁力大小相等,但方向一个指向转子圆心,另一个背离转子圆心。转子受到恒定的不平衡磁拉力,不会引起转子的振动。但由于该不平衡磁拉力随转子同步旋转,对于轴瓦的某点,将受到径向的基频交变力,可引起轴瓦的基频振动。

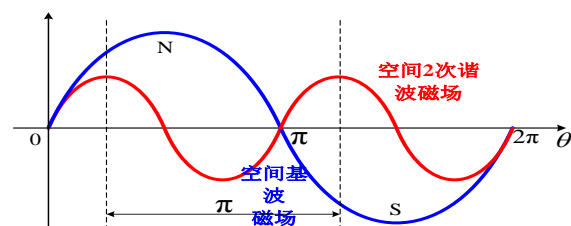


图 5 空间基波和 2 次谐波磁场之间的作用

b) 定子 2 次谐波电流产生的偶次磁场与转子直流分量产生的偶次谐波磁场作用

从图 6 可以看出,在转子相距为 π 弧度两处由转子直流分量产生的偶次磁场相等,由定子 2 次谐波电流产生的偶次磁场也相等。因此,两处电磁力大小相等,方向也相同。不论定、转子偶次磁场的谐波次数、转速、转向如何,均不会引起转子的不平衡磁拉力,也不会造成转子及轴瓦的振动。

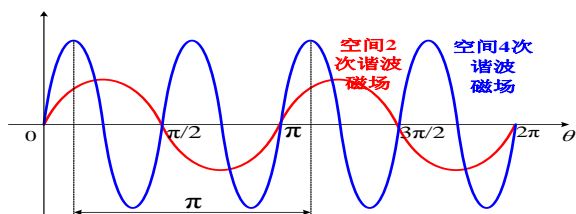


图6 空间2次和4次谐波磁场之间的作用

c) 定子2次谐波电流产生的偶次磁场与转子直流分量产生的基波和奇数次谐波磁场作用

定子2次谐波不平衡电流产生的2次谐波磁场同转子直流分量产生的基波和奇数次谐波磁场均与转子相对静止。按上文的分析方法可知：其相互作用会在转子上产生恒定的不平衡径向磁拉力，可引起轴瓦的基频振动。

以上理论分析初步表明，常见的1对极大型汽轮发电机发生转子匝间短路故障后，转子轴瓦会出现基频振动，多家电厂的故障实例也印证了这一结论。除此之外，故障时的转子热不平衡以及脉动电磁转矩也会引起转子的振动，而故障气隙磁场引起的径向电磁力还会对空心圆柱形定子产生弹性壳体振动。需细致全面分析故障对振动的影响机理，并研究振动特征的影响因素，才能为基于振动的故障监测奠定坚实的基础。

3.3 对故障在线定位的研究

目前对同步发电机转子匝间短路故障在线定位的研究还较少，多数情况下是利用分布电压法或冲击脉冲法进行故障的离线定位。对于受转子旋转影响的动态匝间短路（如因相互挤压引起的短路），即使在线检测发现了故障，但在停机后可能无法找到故障位置。这就需要研究对故障在线定位进行研究，在发现故障后找到对应的故障磁极（对于隐极电机还需找到短路槽）。

一种较为初步的思路是，引入发电机的转子鉴相信号，找到故障后电气量的时域特点或某些时间谐波的相位特点与转子位置的关系。

若不考虑磁路饱和，转子某一极下的匝间短路故障可看做正常的励磁磁场与故障磁极产生附加磁场的叠加。正常的励磁磁场不会产生定子不平衡电流，而由于定转子之间的相对运动，故障磁极产生的附加磁场将随着转子运动周期性的改变定子不平衡电流。目前大型发电机一般都安装有转轴鉴相传感器，利用其发出的鉴相信号配合发电机的转速信号可准确获取任意时刻的转子位置角，从而为定子不平衡电流打上时标（得到不平衡电流随转子位置角变化的波形）。理论上对于

不同磁极的故障，不平衡电流应具有相同的时域特点，只不过其波形的特征波峰或波谷出现的时刻不同；而对于不平衡电流某一次故障特征时间谐波（与极对数有关）的相角与转子位置角的差也能反映出故障磁极。

如图7所示，以一台2对极的发电机为例进行简要说明，该发电机的定子每相由相同极性下的两分支正向并联而成，在由鉴相脉冲和转速信号获取到转子位置信息后可给相电流和不平衡电流打上时标。经理论分析易知，若位于转子d轴的1号磁极发生短路故障，则不平衡电流的特征波峰和波谷分别出现在1号磁极和3号磁极中心正对A1分支中心的时刻。对不平衡电流中的1/2次谐波的波峰和波谷的分析类似，不再详述。

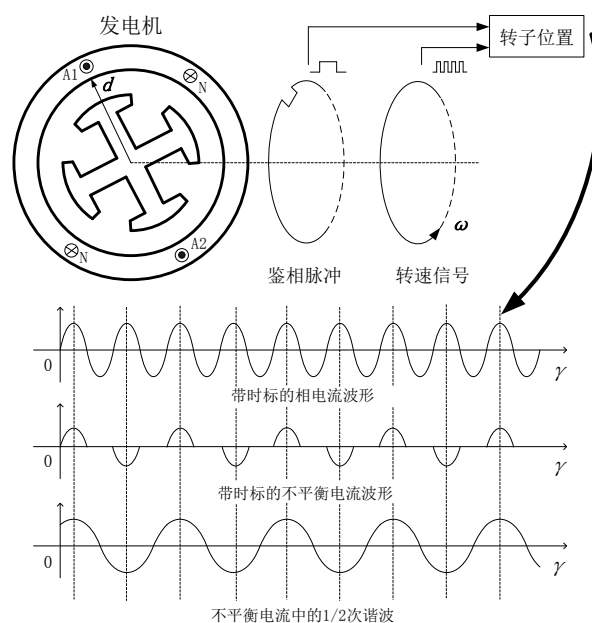


图7 故障在线定位方案的可行性分析

显然定子绕组的分布与连接以及实际存在的各种干扰因素（如制造偏差等）会对不平衡电流的波形产生影响，需要进一步深入分析并选取合适的识别方法

4 结语

近年来大型发电机转子匝间短路故障频发，已引起很多电厂的重视。虽然转子小匝数短路故障不会引起励磁电流、无功及振动的显著变化，对发电机运行影响不大。但初步的分析表明，越是小匝数的短路越容易受到其他故障或过渡过程（起停机等）的冲击而恶化（转子接地等）。

从文中的展望中还可以看到，对大型汽轮发电机转子匝间短路故障监测的研究更为迫切。在

这里笔者呼吁大型汽轮发电机的设计专家与制造厂商能够改变目前的中性点 3 端子引出方式, 已有的研究成果已充分论证了引出分支电流 CT 的可行性^[48]。若能加以推广必将实现对发电机的定、转子绕组的高质量保护或监测, 进一步提高运行可靠性。

参考文献

- [1] 马宏忠. 电机状态监测与故障诊断[M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [2] 邹炯斌, 赵锋, 宁颖辉. 1000MW 机组发电机转子绕组匝间短路故障分析[J]. 热力发电, 2012, 41(6):74-76.
Zou Jiongbin, Zhao Feng, Ning Yinghui. Analysis of inter-turn short-circuit fault occurred in 1000MW generator's rotor winding [J]. Thermal Power Generation, 2012, 41(6):74-76.
- [3] 唐芳轩, 许艳霞. 秦山第二核电站发电机转子匝间短路故障的诊断与处理[J]. 电力设备, 2005, 6(1):67-69.
Tang Fangxuan, Xu Yanxia. Diagnosis and treatment of turn-to-turn short circuit fault for generator rotor in Qinshan No. 2 nuclear power station [J]. Electrical equipment, 2005, 6(1):67-69.
- [4] 杨素华. 丹江口电厂发电机转子匝间短路的诊断与处理[J]. 云南水利发电, 2005, 23(2):95-97.
Yang Suhua. Diagnosis and treatment of turn-to-turn short circuit fault for generator rotor in Danjiangkou power station [J]. Yunnan Water Power, 2005, 23(2):95-97.
- [5] Tavner P J. Review of condition monitoring of rotating electrical machines [J]. IET Electric Power Applications, 2008, 2(4): 215-247.
- [6] Huang Haizhou, Zhang Kanjun, Zhang Yong. Detection of turbine generator field winding serious inter-turn short circuit based on the rotor vibration feature[C].//Proceedings of the 44th Universities Power Engineering Conference. Glasgow: IET, 2009: 1-5.
- [7] 全国旋转电机标准化技术委员会. JB/T 8446-2005 隐极式同步发电机转子匝间短路测定方法[S]. 北京: 机械工业出版社, 2005.
National Technical Committee 26 on Electric Rotating Machinery of Standardization Administration of China. Methods for the determination of interturn short-circuit in the rotor winding of cylindrical synchronous generators [S]. Beijing: China Machine Press, 2005.
- [8] 彭发东, 张征平, 陈杰华, 等. 大型汽轮发电机转子匝间短路故障的分析与诊断[J]. 大电机技术, 2010, (6):17-19.
Peng Fadong, Zhang Zhengping, Chen Jiehua, et al. Analysis and diagnosis of large turbogenerator rotor inter-turn short-circuit fault [J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2010, (6):17-19.
- [9] 赵玉升. 大型汽轮发电机转子线圈动态匝间短路的检测[J]. 大电机技术, 1982,(5):18-23.
Zhao Yusheng. Detection of rotor dynamic inter-turn short-circuit of large turbogenerator [J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2010, (6):17-19.
- [10] Albright D R. Interturn short-circuit detector for turbine-generator rotor windings[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1971, PAS-90(2): 478-483.
- [11] Stoll R L, Hennache A. Method of detecting and modeling presence of shorted turns in DC field winding of cylindrical rotor synchronous machines using two airgap search coils [J]. IEE Proceedings—Electric Power Applications, 1988, 135(6):281-294.
- [12] Ramirez-Nino J, Pascacio A. Detecting interturn short circuits in rotor windings [J]. IEEE Computer Applications in Power, 2001, 14(4):39-42.
- [13] Fišer R, Makuc, D, Lavrič, H, et al. Modeling, analysis and detection of rotor field winding faults in synchronous generators [C].//Proceedings of the 19th International Conference on Electrical Machines. Rome: IEEE, 2010:1-6.
- [14] Albright D R, Albright D J, Albright J D. Flux probes provide on-line detection of generator shorted turns [J]. Power Engineering, 1999, 103(9):28-32.
- [15] 刘庆河, 蔡维铮, 徐殿国. 汽轮发电机转子绕组匝间短路在线检测方法的研究[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9):234-237.
Liu Qinghe, Cai Weizheng, Xu Dianguo. Study of on-line detection of interturn short circuit in turbogenerator rotor windings [J]. Proceedings of CSEE, 2004, 24(9):234-237.

- [16] Wood J W. Rotor winding short detection[J]. IEE Proceedings on Electric Power Applications, 1986, 133(3): 30-35.
- [17] EI-Sharkawi M A, Marks R J II, Oh S, et al. Localization of winding shorts using fuzzified neural networks[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1995, 10(1): 140-143.
- [18] Streifel R J, Marks R J II, EI-Sharkawi M A. Detection of shorted-turns in the field winding of turbine-generator rotors using novelty detectors—development and field test [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11(2):312-317.
- [19] Guttormsson S E, Marks R J II, EI-Sharkawi M A, et al. Elliptical novelty grouping for on-line short-turn detection of excited running rotors [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999, 14(1):16-22.
- [20] Kulkarni A S, EI-Sharkawi M A, Marks R J II, et al. Development of a technique for on-line detection of shorts in field windings of turbine-generator rotors: circuit design and testing [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2000, 15(1): 8-13.
- [21] Ding F, Trutt F C. Calculation of frequency spectra of electromagnetic vibration for wound-rotor induction machines with winding faults [J]. Electric Machines and Power Systems, 1988, 14:137-150.
- [22] Trutt F C, Sottile J, Kohler J L. Detection of AC machine winding deterioration using electrically excited vibrations [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2001, 37(1): 10-14.
- [23] Trutt F C, Sottile J, Kohler J L. Condition monitoring of induction motor stator windings using electrically excited vibrations [C].// Proceedings of the 37th Industry Applications Annual Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania. USA: IEEE, 2002:2301-2305.
- [24] Tsytkin M. Induction motor condition monitoring: Vibration analysis technique—A practical implementation [C].// Proceedings of the 8th International Electric Machines and Drives Conference. Niagara Falls, USA: IEEE, 2011:406-411.
- [25] 张征平, 刘石. 大型汽轮发电机转子匝间短路故障在线诊断方法[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(8):148-152.
- [26] Peng Fadong, Zhang Zhengping, Chen Jiehua, et al. Analysis and diagnosis of large turbogenerator rotor inter-turn short-circuit fault [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(8):148-152.
- [27] 万书亭. 发电机绕组与偏心故障交叉特征分析及检测方法研究[D]. 保定: 华北电力大学电气工程学院, 2005.
- [28] Zare F. Practical approach to model electric motors for electromagnetic interference and shaft voltage analysis [J]. IET Electric Power Applications, 2010, 4(9):727-738.
- [29] Shami U T, Akagi H. Identification and Discussion of the Origin of a Shaft End-to-End Voltage in an Inverter-Driven Motor [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 25(6): 1615-1625.
- [30] Alan M. Mirko C. Experimental research on rotor fault diagnosis using external coil voltage analysis and shaft voltage signal analysis [C].// Proceedings of the Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives. Vienna, Austria: IEEE, 2005:1-4.
- [31] 武玉才. 发电机故障的交叉特性分析及机电联合故障诊断研究[D]. 保定: 华北电力大学电气工程学院, 2010.
- [32] Li yonggang, Zhao hua, Li heming. The new method on rotor winding inter turn short-circuit fault measure of turbine generator [C].// Proceedings of the 2003 IEEE International Electric Machines and Drives Conference. Wisconsin, USA: IEEE, 2003:1483-1487.
- [33] Wan Shuting, Li Heming, Li Yonggang, et al. The diagnosis method of generator rotor winding inter-turn short circuit fault based on excitation current harmonics[C].// Proceedings of the 5th International Conference on Power Electronics and Drive Systems. Singapore: IEEE, 2003:1669-1673.
- [34] Neti P, Nandi S. Analysis and modeling of a synchronous machine with structural asymmetries[C].//Proceedings of 2006 IEEE Conference on Electrical and Computer Engineering. Ottawa: IEEE, 2006:1236-1239.
- [35] 张超, 夏立, 吴正国, 等. 同步发电机转子绕组匝间短路故障特征规律分析[J].高电压技术, 2010, 36(6):1506-1512.

- Zhang Chao, Xia Li, Wu Zhengguo, et al. Analysis on fault characteristics law of interturn short circuit in synchronous generator rotor winding [J]. High Voltage Engineering, 2010, 36(6):1506-1512.
- [35] 张超, 夏立, 吴正国, 等. 同步发电机转子绕组匝间短路故障特征传递规律[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(14):52-57.
- Zhang Chao, Xia Li, Wu Zhengguo, et al. Transfer law of fault characteristics of interturn short circuit in synchronous generator rotor winding [J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(14):52-57.
- [36] Marcos F S, Angelo V D, Pyramo P. Detection of shorted turns in the field winding of turbogenerators using the neural network MLP [C].// Proceedings of 2010 International Conference Systems Man and Cybernetics. Arizona, Tucson: IEEE, 2010:1930-1935.
- [37] Kryukhin S S. A new principle for synchronous machine protection from rotor winding inter-turn and double earth faults[J]. Electric Technology, 1972, 2(5):47-59.
- [38] Li Y G, Li H M, Zhao H, et al. Fault identification method of rotor inter turn short-circuit using stator winding detection [C].// Proceedings of the 6th International Conference on Electrical Machines and Systems. Beijing: IEEE, 2003:856-860.
- [39] Wan S T, Li H M, Li Y G, et al. Reluctance network model of turbo-generator and its application—Part 1: Model [C].// Proceedings of the 8th International Conference on Electrical Machines and Systems. Nanjing: IEEE, 2005:1988-1993.
- [40] Sottile J, Trutt F C, Leedy A W. Condition monitoring of brushless three-phase synchronous generators with stator winding or rotor circuit deterioration [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2006, 42(5):1209-1215.
- [41] 孙宇光, 郝亮亮, 王祥珩. 同步发电机励磁绕组匝间短路的数学模型与故障特征[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(6):45-50.
- SUN Yuguang, HAO Liangliang, WANG Xiangheng. math model and fault characteristics of field winding inter-turn short circuit of synchronous generator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(6):45-50.
- [42] Hao Liangliang, Sun Yuguang, Qiu Arui, et al. Steady-state calculation and online monitoring of interturn short circuit of field windings in synchronous machines[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2012, 27(1):128-138.
- [43] 孙宇光, 郝亮亮, 王祥珩. 同步发电机励磁绕组匝间短路故障时的稳态电流谐波特征研究[J]. 中国电机工程学报, 2010,30(33): 51-57.
- Sun Yuguang, Hao Liangliang, Wang Xiangheng. Steady-state currents harmonic characteristics of synchronous machine with inter-turn short circuits of field windings[J]. Proceedings of CSEE, 2010,30(33): 51-57.
- [44] 郝亮亮, 孙宇光, 邱阿瑞, 等. 定子绕组形式对同步发电机励磁绕组匝间短路稳态电流特征的影响[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(30): 61-68.
- HAO Liangliang, SUN Yuguang, QIU Arui, et al. Effects of Stator Winding Configurations on Steady-state Currents Characteristics of Synchronous Generator With Inter-turn Short Circuits of Field Windings[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(30): 61-68.
- [45] 郝亮亮, 孙宇光, 邱阿瑞, 等. 大型水轮发电机励磁绕组匝间短路的稳态故障特征分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35 (4): 40-45.
- HAO Liangliang, SUN Yuguang, QIU Arui, et al. The steady-state fault characteristics of large hydro-generator with inter-turn short circuit of field windings[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35 (4): 40-45.
- [46] 郝亮亮, 孙宇光, 邱阿瑞, 等. 隐极发电机励磁绕组匝间短路故障定位及短路匝数估算[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(21): 85-92.
- HAO Liangliang, SUN Yuguang, QIU Arui, et al. Fault location and short circuit turns estimation of inter-turn short circuits of field windings in non-salient-pole synchronous generator [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(30): 85-92.
- [47] 郝亮亮, 孙宇光, 邱阿瑞, 等. 基于主保护不平衡电流有效值的转子匝间短路故障监测[J]. 电力系统自动化, 2011, 35 (13): 83-87,107.
- Hao Liangliang, Sun Yuguang, Qiu Arui, et al. Monitoring of field winding inter-turn short circuit based on unbalanced current effective value in main protection[J]. Automation of Electric Power Systems,

2011, 35 (13): 83-87,107.

- [48] 桂林, 王祥珩, 王维俭, 等. 大型汽轮发电机中性点引出方式及保护配置方法 [P]: 中国, CN101702512A. (中国专利公开号)

作者简介:

郝亮亮(1985—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向: 电力系统主设备保护与监测, 柔性直流输电系统的控制与保护; 电力系统分析与控制。E-mail: llhao@bjtu.edu.cn

桂林(1974—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向: 大机组保护与故障分析。E-mail : guilin99@mails.tsinghua.edu.cn

陈俊(1978—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向: 电力主设备继电保护和工业过程控制。E-mail:chenj@nari-relays.com

旋转型转子接地保护系统研究及应用

王光，王钧，陈俊，张琦雪，于海波，刘乐

(南京南瑞继保电气有限公司，南京市 211102)

摘要：针对已有无刷励磁发电机组旋转型转子接地保护存在的问题，本文提出了新型旋转型转子接地保护系统方案，阐述了基本原理和系统结构，并就注入方波电压式转子接地保护原理、无线通讯方式、自适应方波频率调整技术、灵活的应用方式等关键技术进行了分析；最后介绍了该保护系统的应用情况，证明了本文提出的新型旋转型转子接地保护系统完全能够满足无刷励磁机组的应用需求。

关键词：无刷励磁机组；旋转型转子接地保护；注入式转子接地保护原理

0 前言

目前发电机励磁方式主要有无刷励磁（或旋转励磁）和自并励两种方式，无刷励磁发电机组以美国西屋公司，日本三菱公司，德国西门子公司和法国阿尔斯通公司产品居多。无刷励磁是指旋转整流装置与发电机、主励磁机和副励磁机在同轴上旋转，经过整流后向发电机转子回路提供励磁电流，不需要任何滑环、换相器、集电环、炭刷等元件，减少了日常的工作维护量，提高设备的运行可靠性。

对于无刷励磁机组来说，发电机转子绕组、励磁机电枢部分和整流回路均同轴旋转，无需引入任何外部量，因此常规发电机转子接地保护应用遇到了一定问题。目前转子绕组接地故障检测主要有两种常用方法。一种是设置检测碳刷，经过检测碳刷引出转子正端或负端实现转子接地保护，为减少碳刷磨损，延长碳刷的使用寿命，通常采用定时检测的方式（定时举刷装置），这样一般3个月左右需更换一次碳刷，但是这种方法不是连续的监测及保护，在绝大多数时间内处于无转子接地保护状态，存在安全隐患。

另一种是安装随转子一同旋转的接地检测设备，与外部信号接收及处理单元共同构成旋转型转子接地保护系统。阿尔斯通公司的旋转型检测装置 MRET^[1]为目前国内应用较多的一种旋转型转子接地保护系统，该系统具有实现方式简单、可实现转子绕组接地故障在线持续监测等优点，但在应用中也存在很多不足之处，故障率较高，应用情况一般，主要存在以下问题^[2~4]：①装置硬件故障率较高，且难以分析原因；②转子接地故障检测灵敏度在转子绕组不同位置 and 不同励磁电压水平时不一致；③保护定值内部硬件固化，

难以满足电厂不同运行需求；④保护检测的是转子绕组绝缘泄漏电流，并未检测和计算转子绕组对地绝缘电阻，因此并未反应真实的转子绕组对地绝缘情况；⑤无故障录波功能，不利于故障分析和事故排查；⑥采用红外传输技术，信号传输易受油污等环境影响。

针对已有旋转型转子接地保护应用中出现的上述问题，迫切需要研究一种新型的旋转型转子接地保护系统，以改进和提高无刷励磁发电机组的转子接地保护性能。

1 旋转型转子接地保护系统结构

新型旋转型转子接地保护系统适用于大型无刷励磁发电机组的转子绕组对地绝缘监测和保护。该保护系统由旋转检测单元、信号转接单元和保护计算单元三个子系统共同构成，系统结构图如图1所示。

旋转检测单元安装于发电机励磁机侧的转子轴端，和大轴一同高速旋转，是旋转部件，由同轴旋转的小容量永磁发电机提供电源，在旋转检测单元内部产生一个方波电源，通过转子绕组端部引出线（一般接转子绕组负端）注入至转子绕组对地回路中，实现转子绕组接地故障检测，并将检测信号通过无线射频技术传送至励磁机定子支架上的信号转接单元。

信号转接单元安装在励磁机定子支架上，通过无线射频方式接收旋转检测单元的检测信号，并进行信号转换，通过光纤方式将数据发送给保护计算单元。

保护计算单元安装在保护屏柜内，该装置通过光纤通讯方式接收信号转接单元的数据信号，实时求解转子一点接地电阻值，构成转子一点接

地判据，完成转子接地保护。并完成故障录波、通讯等人机接口。

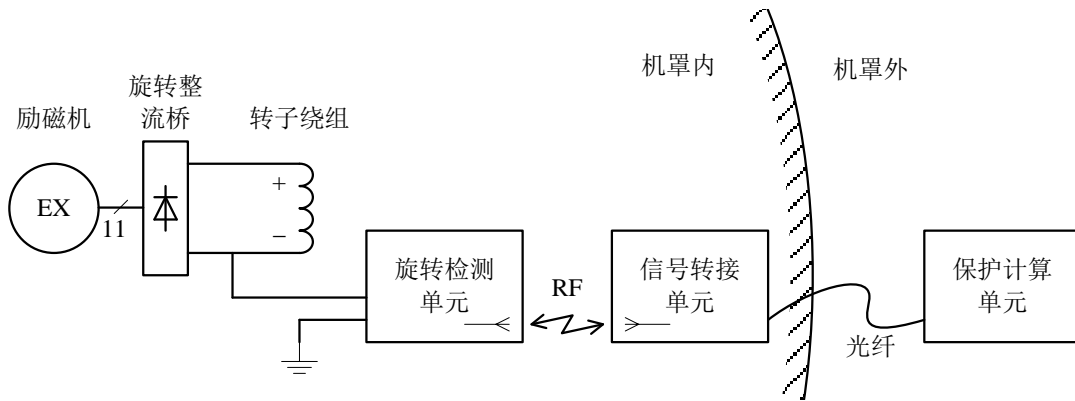


图 1 新型旋转型转子接地保护系统结构示意图

2 关键技术研究

已有无刷励磁发电机组的旋转型转子接地保护应用中存在不少应用问题，严重影响了其保护性能，多次出现装置故障和不正确动作，针对这些问题，需要进行深入研究。

2.1 注入方波电压式转子接地保护原理

旋转型转子接地保护检测设备安装于发电机转子转轴端部，首次采用注入方波电压式转子接地保护原理^[5]，如图 2（a）和图 2（b）所示。旋转时由永磁机发电并调制产生方波电源，在转子绕组两端、负端或正端和大轴之间注入方波电压信号，发电机正常运行时转子绕组回路对地（大轴）是绝缘的，发生转子绕组接地故障后，对地绝缘被破坏，采集方波电压和转子绝缘漏电流可实时计算转子绕组对大轴绝缘电阻阻值。

原有 MRET 转子接地保护采用类似于叠加直流电压原理，根据转子绕组绝缘泄漏电流大小反映转子接地故障，不具有转子绕组对地绝缘电阻测量功能，无法反应真实的转子绕组对地绝缘情况，且在转子绕组不同位置 and 不同励磁电压水平发生接地故障时保护灵敏度不一致。

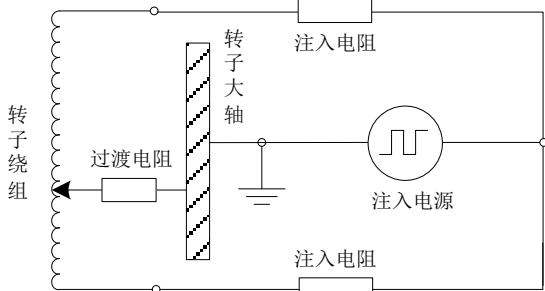


图 2(a) 双端注入式转子接地保护原理

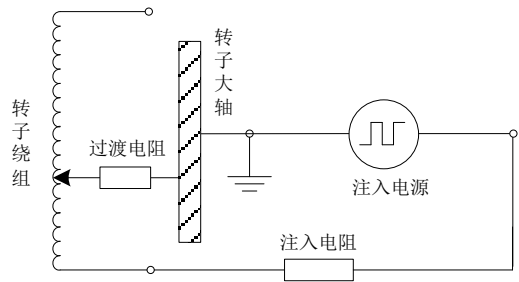


图 2(b) 单端注入式转子接地保护原理

无刷励磁发电机组一般仅能引出转子绕组的一端（通常为负端），因此下面以转子绕组负端注入式原理为例进行阐述，其等效电路图如图 3 所示：

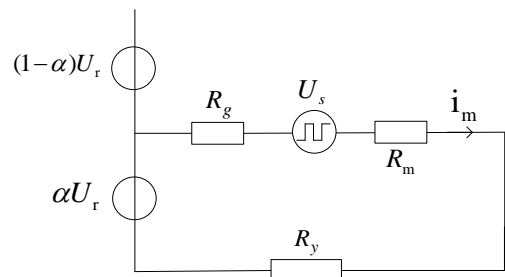


图 3 负端注入式保护等效电路图

图中， U_r 为转子电压， U_s 为注入方波电源， R_y 为注入大功率耦合电阻， R_m 为注入回路测量电阻， i_m 为转子绕组接地故障泄漏电流， α 为以百分比表示的转子绕组故障接地位置（负端为 0%）， R_g 为转子绕组接地故障过渡电阻。

旋转型转子接地保护方波电源有正负半波两种状态，对应测量电流为 i_{m1} 、 i_{m2} ，对应方波电压为 U_{s1} 、 U_{s2} 。根据等效电路，则状态 1 回路方程为：

$$\alpha U_{r1} + U_{s1} = i_{m1} (R_y + R_m + R_g) \quad (1)$$

状态 2 回路方程为：

$$\alpha U_{r2} + U_{s2} = i_{m2}(R_y + R_m + R_g) \quad (2)$$

根据上述回路方程可得到转子绕组接地故障过渡电阻 R_g :

$$R_g = \frac{U_{s1} - U_{s2} \frac{U_{r1}}{U_{r2}}}{i_{m1} - i_{m2} \frac{U_{r1}}{U_{r2}}} - (R_m + R_y) \quad (3)$$

注入方波电压式转子接地保护原理可满足无励磁状态下的测量要求, 不受转子绕组对地电容的影响, 灵敏度高且一致。该原理既能在 100% 范围内测量转子接地故障, 同时也能反映转子绕

组绝缘下降, 起到对绝缘老化监视的作用, 解决了以往 MRET 保护存在的问题。

2.2 无线射频通讯技术

旋转设备和静止接收设备之间需要无线方式通信, 在旋转型转子接地保护中采用高频的无线射频技术, 频段远离发电机固有电气频率以及高次谐波, 保证了通信的可靠性, 解决了原有旋转型保护 MRET 红外通讯技术易受油污等环境影响的问题。旋转型转子接地保护无线射频通信技术系统结构如图 4 所示, 无线射频通信模块分别安装于旋转检测单元和信号转接单元, 完成旋转部分和静止设备间的无线通信要求。

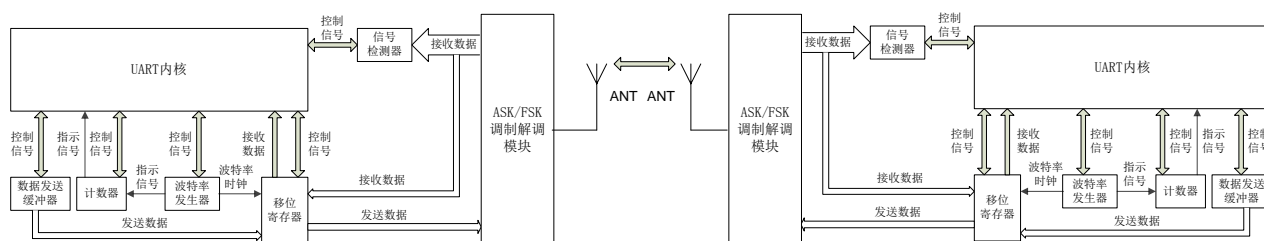


图 4 旋转型转子接地保护无线射频通信技术

旋转型转子接地保护无线射频通信技术方案由无线 UART 控制器和 RF 接收器两大部分构成, 通信频率为 868MHz, 采用直接序列扩频(DSSS)技术在信号堵塞的 RF 环境下提供鲁棒的数据通信, 支持多种通信模式。该技术方案提供数据包处理、数据缓冲、数据包定时、RSSI (接收信号强度指示)、能量检测、链接质量指示、空闲信道评估、FCS (现场总线控制系统) 计算和 CRC (循环校验码) 检测等功能。

2.3 自适应方波频率调整技术

对于不同发电机, 其转子绕组等效对地电容可能相差较大。如方波固定于某一频率, 则当方波频率过高时不能躲过电容充放电过程, 所采集的数据为暂态数据, 计算结果完全错误; 如方波频率固定按躲过各种机组最大电容充放电周期设定, 将导致保护固有延时过长, 对机组安全不利。

针对上述情况, 新型旋转型转子接地保护系统采用了自适应方波频率调整技术。保护计算单元通过检测阻容回路的充放电过程, 实时计算并跟踪调整方波电源频率, 并将方波电源频率信号下发至旋转检测单元, 自动修正方波电源频率, 进而可靠躲过暂态过程, 消除转子绕组对地电容

的影响, 确保了接地电阻测量的精确度。方波电源频率的调整范围宽, 调整范围可达 0.1Hz 至 1Hz。

2.4 灵活的定值整定方式

旋转型转子接地保护系统可根据需要多段定值, 分别动作于报警和跳闸, 报警和跳闸延时分开, 电阻定值和延时定值可在保护计算单元上方便的整定, 电厂可以根据运行要求灵活的进行定值整定和修改, 以及保护功能的投退。

原有 MRET 保护定值内部硬件固化, 出厂设定后无法更改, 难以适应电厂的应用需求。

2.5 数字化保护系统

新型旋转型转子接地保护系统实现了完全数字化, 在旋转型转子接地保护检测回路中设置若干测量元件, 将电气模拟量就地数字化转换为数字量, 在此基础上保护系统所有数据处理和传输、保护计算、人机接口等全部实现了数字化, 极大提高了保护系统小信号抗干扰能力和整体性能水平。具备完善的事件记录和故障录波功能, 为现场故障分析提供大容量的数据记录, 便于故障分析和排查。具备强大的通信功能, 支持电力行业通讯标准 DL/T667-1999 (IEC60870-5-103)、Modbus 通讯规约和新一代通讯标准 IEC61850,

满足电厂未来数字化发展需要。

原有旋转型转子接地保护 MRET 保护几乎全部采用模拟器件, 未实现数字化, 保护系统无信息记录和故障录波功能, 故障报警时难以区分是真实转子接地故障还是装置工作异常, 不利于故障分析和事故排查。

3 现场应用

新型旋转型转子接地保护已在多台机组上投入运行, 运行情况良好, 具有广泛的应用前景。浙江某电厂 330MW 无刷励磁发电机组原采用阿尔斯通旋转型转子接地保护 MRET, 保护系统灵敏度较低, 易受运行工况影响, 现场多次发生设备故障退出和保护误报警, 且设备更换价格昂贵, 无任何技术支持和售后服务, 给电厂造成了很大的损失。改造时选用了新型旋转型转子接地保护系统, 旋转检测单元安装于发电机转子转轴端部, 信号转接单元安装于励磁机定子支架, 保护计算单元安装于保护室。

该机组起机时进行了详细的转子接地故障动态模拟试验, 试验结果优于《DL/T 671-2010 发电机变压器组保护装置通用技术条件》等相关标准和规范要求, 试验数据如表 1 所示:

表 1 模拟转子接地故障试验数据

序号	模拟试验电阻 (Rg/kΩ)	转子接地测量电阻 (Rg/kΩ)	误差 (%/kΩ)
1	0	0.19	+0.19kΩ
2	4	4.16	+0.16kΩ
3	6	6.23	+3.8%
4	10	10.31	+3.1%
5	15	15.34~15.5	+2.3%~+3.3%
6	19	19.28~19.35	+1.5%~+1.8%
7	19.7	19.99~20.13	+1.5%~+2.2%
8	21	21.46~21.53	+2.2%~+2.5%
9	25	25.47~25.63	+1.9%~+2.5%

该保护系统于 2013 年 6 月投入运行, 至今运行情况良好, 未发生任何异常, 可靠保障了机组运行安全。

4 结论

本文分析了以往旋转型转子接地保护存在的不足, 针对无刷励磁机组对转子接地保护的要求,

研制了新型旋转型转子接地保护系统, 并应用于多台无刷励磁机组, 该系统具有以下优点:

(1) 首次在旋转型转子接地保护采用注入方波电压式原理, 不受机组运行状况影响、无死区、灵敏度高;

(2) 具有转子接地故障电阻测量功能和完善的故障录波功能, 便于事故分析和故障排查, 并能够监视转子绝缘的缓慢老化;

(3) 采用自适应方波频率调整技术, 能够适用不同类型发电机组;

(4) 采用无线射频通讯技术, 保证通信可靠性的同时解决了原有 MRET 红外技术易受油污影响的问题;

(5) 具有灵活的定值整定方式, 适应不同电厂的应用需求。

参考文献:

- [1] 转子接地检测装置 (MRET) 技术说明书。
- [2] 马铁军, 胡贤优, 尹柏清, 薛斐, 郭建平. 发电机转子接地保护频繁退出运行原因分析与解决措施. 内蒙古电力技术, 2009, 27(2):16-18.
- [3] 庚文峰. 发电机转子接地监测装置中旋转检测单元 (MRET) 替代电路的设计制作. 广东电力, 2008, 21(9): 49-52.
- [4] 刘兴华, 陈宇锋. 沙角 C 电厂 2 号发电机转子接地检测装置改造. 广东电力, 2003, 16(5): 58-61.
- [5] 王光, 温永平, 陈俊, 严伟. 注入方波电压式转子接地保护装置的研制及应用. 江苏电机工程, 2009, 28(2): 74-77.

作者简介:

王光 (1980-), 男, 内蒙古达拉特旗人, 高级工程师, 从事电气主设备微机保护的研究、开发和技术管理工作。

王钧 (1978-), 男, 内蒙古集宁人, 助理工程师, 从事电力系统控制保护的技术服务和营销工作。

陈俊 (1978-), 男, 江苏姜堰人, 高级工程师, 从事电气主设备微机保护的研究、开发和技术管理工作。

张琦雪 (1974-), 男, 江苏沭阳人, 教授级高工, 从事电气主设备微机保护的研究和开发工作。

于海波 (1984-), 男, 黑龙江海林人, 工程师, 从事电力系统控制保护的结构研究和设计工作。

刘乐 (1983-), 男, 山东日照人, 工程师, 从事电力系统控制保护的硬件平台研究和设计工作。

国产微机保护在 CPR1000 核电机组上的应用

何其伟, 姬生飞, 潘仁秋, 陈佳胜

(南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102)

摘要: 为了确保百万千瓦核电机组的安全稳定运行, 对中广核宁德核电站 1~4#机组保护进行了技术改造。按照反措要求, 遵循双重化、双 CPU 配置的原则, 选用国产微机保护装置, 优化了注入式定子接地保护、高厂变分支低电压保护、发电机过频保护等逻辑, 完成了保护的国产化改造, 简化了机组保护二次回路, 并满足相关技术规程要求, 有力地促进了我国核电站机组保护的技术进步, 打破了国外厂家在 CPR1000 核电机组保护上的技术垄断。

关键词: 继电保护; 核电站; CPR1000

0 引言

根据中电联发布的《2014 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》, 截至当年 6 月底我国核电机组装机容量 1778 万千瓦、装机容量不超过全国总装机容量的 2%, 与世界上核电的装机容量平均水平 17% 相差甚远, 核电的发展空间巨大。根据国务院批准的《核电中长期发展规划(2011-2020 年)》, 到 2015 年, 在运行核电装机容量为 4000 万千瓦, 在建核电装机容量超过 2000 万千瓦; 到 2020 年, 在运行核电装机容量 5800 万千瓦, 在建核电装机容量 3000 万千瓦。

中广核福建宁德核电站 4 台机组保护为国产微机保护首次应用于 CPR1000 型核电机组, 彻底打破了国外公司对该领域的垄断, 促进了我国核电机组保护领域的技术进步。

1 机组国产保护方案

宁德核电厂安装 4 台 CPR1000 型二代改进型压水堆核电机组, 以 500kV 电压接入系统, 主接线形式为 3/2 接线。本期 500kV 系统为 4 个完整串, 其中 500kV 母线装有 1 组高压并联电抗器。发电机出口设有断路器。励磁系统采用自励无刷旋转整流器励磁系统。每台机组设置 2 台高压厂用变压器。

宁德核电 4 台机组原均采用国外公司继电保护产品, 在福建省电网主管部门组织的安全检查中发现: 该产品为“单 CPU 架构”, 无法适应福建地区关于“发变组保护双 CPU 配置”的反事故措施要求。因此, 宁德核电 4 台机组均陆续换型为国产继电保护产品。

宁德核电站机组保护方案如下:

- 1) 采用主、后备一体化、“双 CPU+双 DSP 架构”的装置 RCS-985, 按照双重化配置原则, 共组 7 面屏柜。其中 A、C 屏各配置一台发电机(含励磁机)保护装置, 提供发电机, 励磁机的全套双重化电气量保护功能。B、D 屏各配置一台主变压器(含 2 台高厂变)保护装置, 提供主变压器, 2 台高厂变的全套双重化电气量保护功能。E 屏配置 2 套变压器非电量保护装置, 分别提供主变和 2 台高厂变的全部非电量保护功能。F 屏配置发变组保护管理机及就地工作站。另配 1 面发电机定子接地附件箱, 安装于机房内, 安装注入式定子接地保护辅助电源装置 1 台。
- 2) 保护功能配置上保留了百万千瓦级核电机组保护的基本功能, 从保护配置、保护外部开入、保护跳闸出口接点型式等均严格按照国内相关技术规程及反措的要求设计, 满足核电站的需求。
- 3) 考虑到宁德核电站的实际情况, 对其原有部分特殊保护逻辑、二次回路进行了充分讨论和优化改进。

2 宁德核电站机组保护的特点

宁德核电站因其电站运行方式和核岛安全设计的要求, 有其特殊之处, 主要有以下三点保护逻辑优化。

2.1 注入式定子接地保护逻辑优化

宁德核电站主变低压侧配置有 1 台接地变压器。当发电机出口断路器(GCB)开关分断时, 发电机系统只有 1 个接地点, 即发电机中性点接地变二次侧的负载电阻; 当 GCB 开关合上时, 发电

机系统具有2个接地点,分别为发电机中性点接地变和厂变高压侧接地变二次侧的负载电阻。这些接地变二次侧的负载电阻对于注入式定子接地保护电阻的测量是有影响的。

RCS-985G发电机保护装置采取了如下方法来消除两个接地点副边并联电阻的影响:当发电机未并网时,计算模型中扣除掉发电机中性点接地变负载电阻的影响;当发电机处于并网状态时,计算模型中扣除掉发电机中性点和厂变高压侧接地变负载电阻的影响。程序自动识别发电机并网状态,自动进行计算模型的切换,投入并联电阻补偿,以适应核电站单双接地点变化的工况,以保证电阻测量的准确性。

表1为单双接地点切换时进行的注入式定子接地保护静态电阻测试数据,数据表明,并网前后的测量电阻均在5%误差范围内,满足工程应用要求。

表 1 并网前后测量电阻数据

并网状态	静态电阻	测量电阻值	误差
并网前	11	11.53	4.77%
	9	9.39	4.33%
	7	7.27	3.90%
	5	5.11	2.11%
	4	3.99	-0.11%
	3	2.98	-0.67%
	2	1.96	-2.05%
	1	0.98	-2.25%
并网后	0.5	0.49	-2.00%
	13	13.37	2.83%
	10	10.04	0.40%
	5	4.95	-1.00%
	4.75	4.67	-1.68%
	3	2.94	-2.00%
	2	1.95	-2.50%
	1	0.97	-3.00%
0.5	0.49	-2.00%	

2.2 高厂变分支低电压保护逻辑优化

高厂变分支低电压保护,用于分支故障所导致的电压低情况下及时切除故障点和启动备自投,保障厂用电安全。I 时限经 2.5s 动作于解列,II 时限经 4s 动作于全停同时切辅助变。其动作方程

为 $U_{pp} < U_{ppdyzd}$, 并经过分支负序电压和断路器位置接点闭锁。详细逻辑参见图 1。

为防止 PT 三相熔丝熔断或进线空开异常跳开导致的“虚假低电压”,保护增加了分支进线 PT 有压门槛;真实故障时,厂变低压分支电压由额定电压开始下降,在未降至有压门槛时可保证快速动作。为防止 PT 一次及二次熔丝单相、两相熔断,同时发生一次单相接地时不误闭锁低电压保护,采用负序电压来实现闭锁。

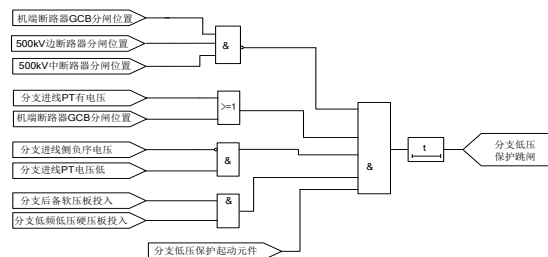


图 1 高厂变分支低电压保护原逻辑图

宁德核电现场提出事故预想:在主变倒送电运行情况下,500kV 系统如果突然失电(对侧变电站跳开或自然灾害等原因),则厂变低压分支电压在 2.3s 以内会降低到 0V(根据现场录波图),因低电压保护存在“进线 PT 有压门槛”,低电压保护无法动作于厂用电切换,因此希望优化该保护逻辑。

若直接取消进线 PT 有压门槛判别,则 PT 二次回路故障(如空开偷跳或误操作)时,会直接导致低电压保护误出口危及机组安全。因此,经讨论提出优化改进方案如下(具体逻辑参见图 2):

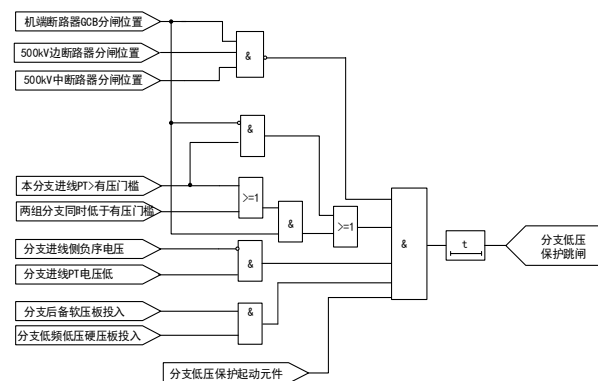


图 2 优化后的高厂变分支低电压保护逻辑图

当 GCB 分位时,500kV 高压侧系统失电或故障导致厂变两组分支 PT 会同时低电压,且电压很快降低到 0,而 PT 二次回路故障时只有 1 组分支电压降低到 0。据此,当两组分支 PT 同时低电压时认为是系统侧失电,自动退出“进线 PT 有压门槛”,保护能可靠动作;否则,保护则判定为厂用系统故障,投入“进线 PT 有压门槛”,可靠防

止 PT 二次回路故障（如空开偷跳或误操作）导致低电压保护误出口。

当 GCB 合位时，由于励磁系统的调节作用，分支 PT 电压不可能短时降低到低于“有压门槛”，“有压门槛”一直投入。

2.3 发电机过频保护逻辑优化

根据《GB/T 14285-2006 继电保护和安全自动装置技术规程》规定，发电机过频保护用于保护汽轮机，为防止发电机在频率高时，使汽轮机的叶片及其拉筋发生断裂。

另根据《DL/T 684-2012 大型发电机变压器继电保护整定计算导则》“附录表 G1 大机组频率异常运行允许时间建议值”来看，推荐意见为：过频单次 30s 延时动作。

经现场核实，宁德核电 2 号机组过频 III 段整定值 51.5Hz、延时 2.5s、动作于 500kV 开关解列。该保护段设置的目的是和整定方法与上述两个规程要求不一致。根据参考电站设计和整定值分析，该段保护是为防止系统频率波动影响到核电站的厂用系统。

若发电机频率采样引自机组机端 PT，过频保护按照常规电厂逻辑配置，那么，在正常运行发电时，当 GCB 开关因外部原因发生偷跳或误跳，导致汽轮机超速，发生发电机过频，延时 2.5s 将动作于 500kV 断路器解列。从而，导致厂用电同时失去发电机和系统两个电源点，按核电运行规程要求，将进入停堆、慢速切换厂用电流程，从而引发停堆事故。

因此，根据上述情况，经设计方确认，过频 III 段增加“经 GCB 断路器位置闭锁”控制字，供用户选择投入（具体逻辑参见图 3）。当投入此控制字时，GCB 为分位时，过频 III 段退出；GCB 为合位时，过频 III 段投入。

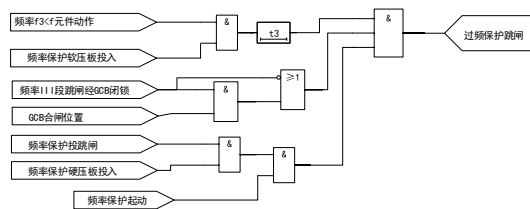


图 3 优化后的发电机过频保护逻辑图

3 宁德核电国产机组保护运行情况

2013 年 4 月 11 日宁德核电站 2 号机组 500kV 倒送电一次成功，主变和高厂变保护投入运行，

设备运行良好。

2014 年 5 月 4 日 21 时 50 分，经过 168 小时满载试运行试验考核，中广核福建宁德核电站 2 号机组正式投入商业运行。RCS-985 机组保护投运试验历经数月，经受了核电项目“零缺陷”的严格考验。

从商运发电以来，国产机组保护装置在宁德核电站运行状态良好，无任何异常情况。

4 结论

从 2009 年江苏田湾核电百万千瓦机组保护的国产化应用，到方家山核电、福清核电 CNP1000 机组，再到宁德核、防城港核电 CPR1000 机组，南瑞继保已陆续完成 14 台 1000MW 级核电机组新建或改造核电站的国产化微机保护设计研发工作。

国产保护供应商具有设计研发实力强、应急响应迅速、售后服务及时、备品备件供给充足、沟通顺畅有效等优势，其产品更为符合国内的运行习惯。国产微机保护在核电领域已形成逐步取代进口产品之势。

参考文献：

- [1] GB/T 14285-2006—继电保护和安全自动装置技术规程.
- [2] DL/T 684-2012 大型发电机变压器继电保护整定计算导则.
- [3] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用. 北京：中国电力出版社，2002.
- [4] RCS-985G 发电机保护装置技术说明书 2014.
- [5] RCS-985BT 发电机变压器成套保护装置技术说明书 2014.

作者简介：

何其伟（1976-），男，工程师，从事电力主设备微机保护的设计工作。

E-mail: heqw@nari-relays.com

姬生飞（1983-），男，工程师，从事电力主设备微机保护的设计工作。

潘仁秋（1975-），男，工程师，从事电力主设备微机保护的设计工作。

陈佳胜（1975-），男，硕士，高级工程师，从事电力主设备微机保护的研发工作。

基于 OCT 的裂相横差保护在沙河电站抽水蓄能机组上的应用

李德敏¹, 杨海学¹, 赵苏彦¹, 蒋立宪¹, 王凯²

(1. 江苏沙河抽水蓄能电站, 江苏省常州市 213332;

2. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏省南京市 211102)

摘要:沙河抽水蓄能电站发电机组因中性点空间狭小, 无法在分支上安装传统电磁式电流互感器, 仅配置单元件横差保护应对定子匝间短路故障, 在某些匝间故障下灵敏度较低。而全光纤式光学电流互感器可安装于狭小空间, 完成发电机分支电流的测量, 进而实现裂相横差保护配置。本文首先介绍了全光纤式光学电流互感器的原理、特点及安装方式, 然后给出了沙河电站基于光学电流互感器的裂相横差保护的架构, 并分析指出了保护改造后提高了定子匝间保护灵敏度, 完善了定子匝间保护配置, 最后, 通过与传统电磁式 CT 对比, 分析了光学电流互感器对保护性能的提升作用。

关键词:光学电流互感器 (OCT); 裂相横差保护; 全光纤式光学电流互感器

0 引言

水轮发电机组一般是多分支的, 在部分或所有分支上安装传统电磁式电流互感器, 即可实现不完全差动、裂相横差保护来应对定子匝间短路故障。抽水蓄能机组很多是双分支的, 由于发电机中性点分支空间有限, 无法安装传统电磁式电流互感器, 只能在两分支中性点的连接线上安装横差电流互感器, 配置单元件横差保护来应对定子匝间短路故障。单元件横差保护在某些匝间故障情况下灵敏度较低, 不能快速动作于切除故障, 导致机组损伤较大。例如, 浙江某水电厂, 先后两次发生定子匝间短路故障, 虽然单元件横差保护均正确动作, 但故障持续时间较长, 发电机定子受损严重。

对于此类受发电机中性点分支物理空间限制而无法安装传统电磁式电流互感器的机组, 如何完善定子匝间短路保护配置就成了一个亟待解决的问题。

1 全光纤式光学电流互感器实现发电机中性点狭小空间的分支电流测量

全光纤式光学电流互感器 (Optical Current Transducer, OCT) 基于 Faraday 磁光效应原理, 其传感原理如图 1 所示。

线偏振光通过处于磁场中的 Faraday 材料 (磁光玻璃或光纤) 后, 偏振光的偏振方向将产生与磁感应强度平行分量大小相关的旋转, 应用干涉原理和动态补偿方式实现偏振光的干涉来检测相位变化, 进而测量产生磁场的电流大小^[1-4]。

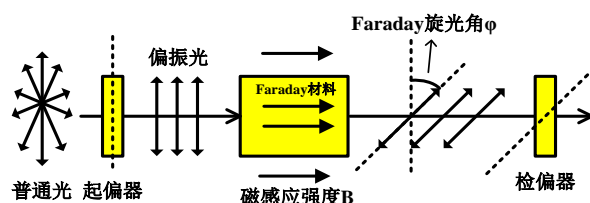


图 1 光学电流互感器原理示意图

全光纤式 OCT 将一次传感器制成光缆形式, 传感光缆可以方便的缠绕在任何形式的一次导体上, 对一次导体的几何形状没有任何要求, 可以较好满足电厂中导体直径较大的需求。同时, 全光纤式 OCT 对物理空间要求很小, 能够在狭小空间内完成互感器的安装, 可以解决抽蓄机组中性点空间小无法在分支上安装传统 CT 实现电流测量的问题。

全光纤式 OCT 的磁光材料为传感光纤, 结构型式可具体设计, 安装方式也较为灵活。对于实际工程, 需要由 OCT 设计人员实地调研运行环境, 综合考虑各种环境因素对 OCT 性能、稳定性和使用寿命的影响后, 设计出合理的结构型式, 并确定最佳安装方式。

沙河抽水蓄能电站的发电机共有两个分支, 两分支铜排之间的距离约 40~50mm, 如此近的距离根本无法在两个分支分别安装传统电磁式 CT, 仅安装了总的中性点 CT, 从图 2 也可以看出中性点 CT 尺寸与分支间距离的差别之大。

后安装的 OCT 位于发电机接地柜内, 传感光缆缠绕在柜体底部横向的铜排上, 在相互并行的两分支铜排上分别配置一台 OCT。另外, 在柜体侧壁布置一个光纤转接盒, 用于将分支 OCT 引出

的光纤合并为一根光缆后送至采集单元。图 2 为 OCT 的一次传感光纤缠绕方式的正视图，图 3 为 OCT 的一次传感光纤缠绕方式的侧视图。

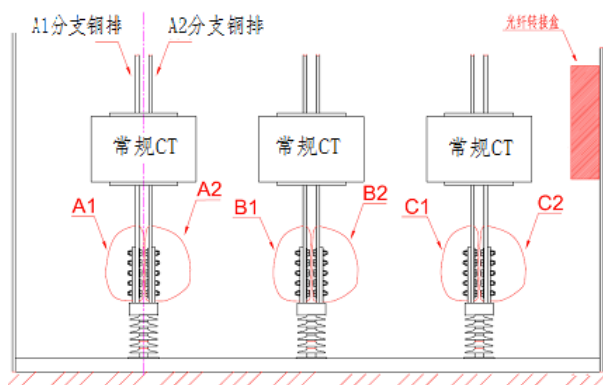


图 2 OCT 一次传感光纤缠绕方式正视图

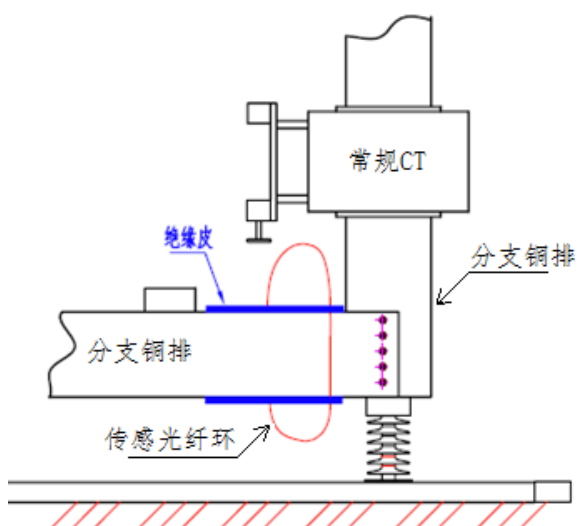


图 3 OCT 一次传感光纤缠绕方式侧视图

2 基于光学电流互感器的裂相横差保护

裂相横差保护需引入发电机中性点双分支电流，在中性点两个分支分别装设一组 OCT，OCT 送出的光信号经光缆送至光学互感器采集单元进行解析处理，得到数字量采样数据。所有的数字量采样数据上送至合并单元，由合并单元进行数据同步后送至保护装置实现裂相横差保护。保护系统的整体架构如图 4 所示。

裂相横差保护比较的是中性点两分支各相的不平衡，单元件横差保护比较的是中性点两个分支之间的不平衡，二者均能反应定子匝间短路，但是对于特定的匝间短路故障形式，二者的灵敏度并不一致^[5]。参考文献[6]对三峡电站 1#发电机组内部故障进行了全面的分析计算，摘取其中部

分计算结果如下：对于单机空载工况下的同槽匝间故障，单元件横差保护能够灵敏动作数为 210，可能动作数 81，不能动作数 189，裂相横差保护能够灵敏动作数为 359，可能动作数 40，不能动作数 81；而对于单机空载工况下的端部匝间故障，单元件横差保护能够灵敏动作数为 1371，可能动作数 54，不能动作数 165，裂相横差保护能够灵敏动作数为 1508，可能动作数 55，不能动作数 27^[6]。从以上数据可以看出，三峡发电机由同槽和端部交叉故障导致的匝间短路，裂相横差保护的灵敏度要优于单元件横差保护。沙河抽水蓄能电站改造后的定子匝间保护方案由裂相横差保护和单元件横差保护共同组成，对于特定的定子匝间故障，保护的灵敏度取决于灵敏度较高的匝间保护元件，定子匝间保护的整体灵敏度得到提高。

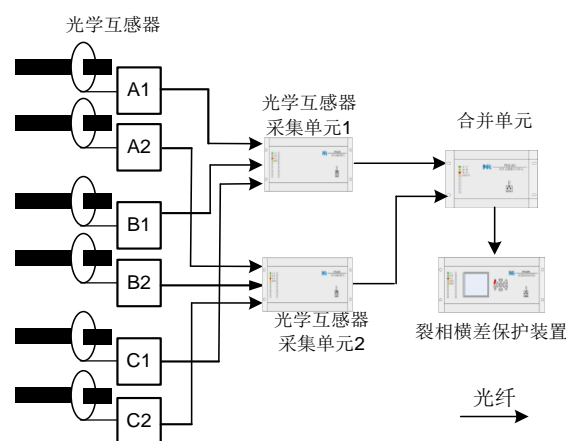


图 4 保护系统整体架构示意图

另外，裂相横差保护和单元件横差保护有不同的保护死区，同时配置后减小了保护死区。裂相横差保护还能够反应相间故障和分支开焊故障，对原有的内部故障主保护也是一种加强和完善。

3 光学电流互感器对保护的影响分析

与传统电磁式电流互感器相比，OCT 具有优越的电流测量性能，具体分析如下：

(1) OCT 无饱和现象，有助于提高差动保护的動作速度和可靠性。传统电磁式 CT 的铁心的磁化特性为非线性的，当发生短路故障时，故障电流中非周期分量可能导致铁心的磁通密度饱和，二次电流严重畸变，波形出现缺损，幅值下降。以往业内对这些问题进行了大量研究，提出了很多识别方法和判据，但都不能彻底解决 TA 饱和带来的不利影响^[7]。而 OCT 基于 Faraday 磁光效应，结构中没有铁心，不存在饱和问题，保

护装置无需进行 CT 饱和判别, 简化了保护逻辑, 提高了差动保护的動作速度和可靠性。

(2) OCT 低频传变特性好, 在抽蓄机组低频启动初始阶段, 无需闭锁保护, 且提高了保护可靠性。抽蓄机组存在低频启动过程, 在启动过程的初始阶段, 发电机电气量频率很低, 传统电磁式 CT 对低频信号的传变特性较差, 特别是 5Hz 以下, 电流波形严重畸变, 易导致保护不正确动作。某抽蓄机组低频启动过程初始阶段 (3Hz 左右), 发电机机端、中性点电流和装置计算的差流波形如图 5 所示。从图中可以看出, 电流波形畸变严重, 且机端 CT 和中性点 CT 传变不一致, 导致装置计算出虚假的差动电流。

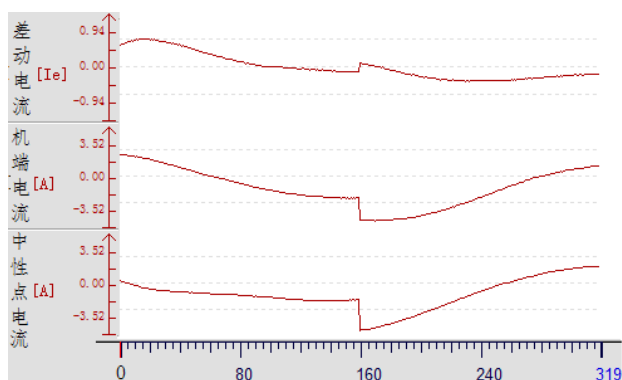


图 5 频率为 3Hz 左右时传统 CT 的传变波形

以往的抽蓄机组保护装置一般采用极低频率下直接闭锁保护的方式来防止保护误动, 这又导致了发电机的短时无保护状态。而 OCT 对包含直流在内的极低频率信号均具有良好的传变效果, 从而保证了低频启动过程采样数据的准确性, 启动过程保护可以全程投入^[8-9]。

(3) OCT 还具有绝缘简单、暂态特性好、小电流测量精度高、动热稳定性好等优势。另外, OCT 采用全光学结构, 不存在二次开路过电压等问题, 安全性好。

综上所述, 采用 OCT 获取分支电流的裂相横差保护从信号源头保证了采样数据的真实性, 且无需考虑 CT 饱和等带来的负面影响, 简化了保护逻辑, 提高了保护可靠性。

值得注意的是, 虽然 OCT 在变电站已经有较多的应用实例, 但是当其应用于电厂时, 由于电厂设备运行环境的复杂性, 仍需要进行一些分析研究。例如, 发电机中性点分支一次电流很大, 各相铜排的距离较近, 电流产生的磁场相互交叠, 需保证某相 OCT 的测量不受其他相电流磁场的

影响; 发电机环境温度相对较高, 变化范围宽, OCT 传感光纤的双折射会受温度影响, 从而导致随温度变化产生的精度飘移^[10]; 发电机是旋转设备, 运行时持续的振动也会对 OCT 的测量精度产生一定的影响; 另外, 还要考虑热老化、湿度等对 OCT 器件寿命的影响。

4 现场应用情况

基于光学电流互感器的裂相横差保护在现场投运以来, 运行状况良好, 无异常报警。由于尚未有保护启动或动作的波形, 在此给出投运期间手动录波的发电机 A 相电流波形, 如图 6 所示。

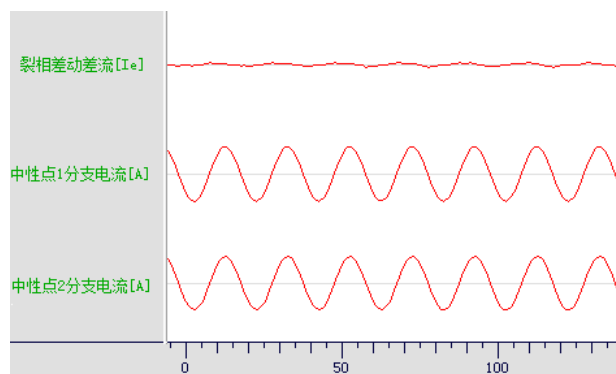


图 6 沙河电站抽蓄机组发电机 A 相电流波形

5 结束语

(1) 全光纤式 OCT 可实现狭小空间安装, 且不受一次导体形状限制, 解决了某些发电机中性点空间狭小不能在分支上安装传统 CT 而无法实现裂相横差保护的问题。

(2) OCT 解决了传统电磁式 CT 存在的非周期分量易致饱和、低频传变特性差、小电流测量精度差等问题, 为提高保护性能创造了良好的条件。

(3) 基于 OCT 的裂相横差保护的实现, 完善了定子匝间保护配置方案, 提高了定子匝间保护的灵敏度。

(4) 鉴于电厂运行环境的复杂性, OCT 在电厂运行的长期稳定性及寿命有待于进一步的验证。

参考文献:

- [1] 肖智宏. 电力系统中光学互感器的研究与评述[J]. 电力系统保护与控制, 2014,42(12):148-154.
- [2] 郭志忠. 电子式电流互感器研究评述[J]. 继电器, 2005, 33(14):11-16.
- [3] 张健, 及洪泉, 远振海, 等. 光学电流互感器及其应用综述[J]. 高电压技术, 2007,33(5):32-36.

- [4] 盛珑, 高桦, 张国庆, 等. 用于微机保护的光学电流互感器的开发[J]. 继电器,1999 ,27 (3) :29-31.
- [9] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [10] 桂林, 王祥珩, 王维俭. 三峡发电机主保护灵敏性的全面分析和讨论 [J]. 电力系统自动化, 2002,26(8):45-49.
- [5] 于文斌. 光学电流互感器光强的温度特性研究[D] . 哈尔滨:哈尔滨工业大学,2005.
- [6] 贺家李, 宋从矩. 电力系统继电保护原理[M] . 北京: 中国电力出版社,2004.
- [7] 滕林, 刘万顺, 李贵存. 光学电流传感器及其在继电保护中的应用[J] . 电网技术,2002 ,26 (1) :31-34.
- [8] 尚秋峰, 王仁洲, 杨以涵. 光学电流互感器及其在电力系统中的应用 [J]. 华北电力大学学报, 2001,28(2):14-18.

作者简介:

李德敏 (1976-), 男, 广东东莞人, 工程师, 从事电厂运行技术管理工作。

杨海学 (1979-), 男, 江苏南通人, 工程师, 从事继电保护工作。

赵苏彦 (1988-), 男, 江苏溧阳人, 助理工程师, 从事电气一次设备管理工作。

蒋立宪 (1988-), 男, 江苏溧阳人, 助理工程师, 从事电气一次设备管理工作。

王凯 (1983-), 男, 河南南阳人, 工程师, 从事电气主设备继电保护研究。 E-mail : wangkai3@nari-relays.com

发电机扭振保护若干问题探讨

王凯，鲍永，张琦雪，陈俊，王光，张驰

(南京南瑞继保电气有限公司，江苏省南京市 211102)

摘要：发电机扭振保护的工程应用较少，尚未形成公开的国内外标准或行业规范。本文就发电机扭振保护在现场应用过程中遇到的若干问题展开探讨，以期能够找到合适的解决方案，文中所关注的问题包括扭振保护的双重化配置方案、提高转速信号测量可靠性的措施、转速传感器安装后的预测试方法等。最后，给出了扭振保护现场应用的若干波形，并做简单分析。

关键词：轴系扭振保护 (TSR)；次同步振荡；不完全双重化

0 引言

我国山西、内蒙古、陕西、新疆等地的火电基地是西电东送北通道的发端，由于当地电力负荷较低，多采用“点对网”交流输电模式，并大多规划实施串联补偿技术。这种输电模式易引发次同步谐振 (Subsynchronous Resonance, SSR)，并通过机电扭振互作用，引起发电机大轴扭振，造成大轴材料疲劳寿命损耗，严重时可能导致大轴扭断^[1-4]。为此，一些电厂陆续安装了轴系扭振保护 (Torsional Stress Relay, TSR)，对发电机大轴的扭转振动进行监测和保护。但是，由于工程应用仍然较少，到目前为止，仍未形成相应的国际、国内或行业标准。本文对 TSR 在现场应用时遇到的若干问题展开探讨，以求能够找到合适解决办法。

1 保护双重化配置方案

次同步振荡及扭振发生的可能性可事先经过电力系统仿真分析确定，只有经过分析评估，确认存在次同步振荡风险的电厂才需要安装 TSR^[5]。作为防止轴系扭振引起机组轴系损伤的最后一道防线，TSR 的重要性不言而喻。一旦次同步振荡引起的轴系扭振对大轴产生了超过限值的疲劳损伤，造成的损失将是非常大的。2008 年，国内 YM 电厂发生了发电机扭振事故，先后导致 2 台发电机组轴系损伤，造成重大设备损失和生产发电经济损失。参照重要的发电机组电气量继电保护设备的配置，发电机扭振保护宜按照双重化原则配置，以保证在某台 TSR 硬件故障或设备定检时，仍有一台 TSR 在运行状态。

双重化配置的两套 TSR 应包含以下方面：单独的装置电源、单独的转速传感器、独立的采样回路和出口跳闸回路等。发电机大轴的转速传感

器采集的转速脉冲信号是 TSR 的主要信号源，它的双重化配置方案如图 1 所示。每套 TSR 分别从两个 180° 夹角安装的转速传感器获取转速信号，双重化配置的 TSR 共需要在机头测速齿盘上安装 4 根转速传感器。

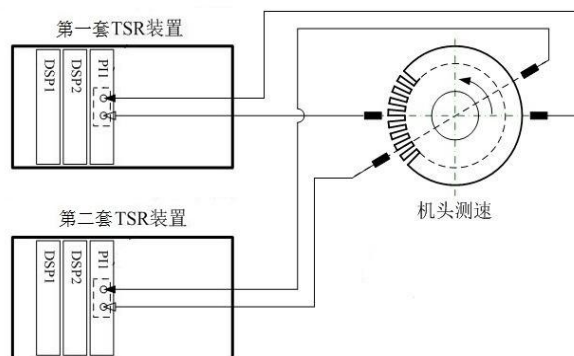


图 1 转速传感器的完全双重化配置

这种完全双重化的保护配置方案可靠、安全，但在实际的推广应用却遇到困难。某电厂机组在安装发电机扭振保护之前，机头处测速齿盘上的传感器安装情况如图 2 所示。电厂机头测速齿盘上方的支架上已经安装了不少转速传感器，用于 DEH、DCS、超速保护等，剩余的位置非常有限，无法安装双重化配置所需的所有 4 根传感探头；有些发电机机头测速齿盘上方的支架并非围绕齿盘一周的整圈支架，一般是对应 180°~240° 圆心角的一段弧形支架，很难找到两对恰好呈 180° 夹角的相对位置安装传感器。

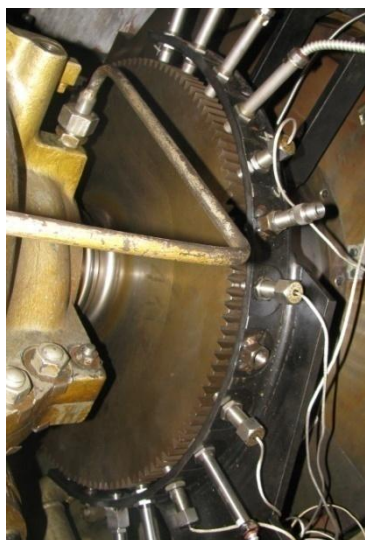


图2 某电厂机头测速齿盘探头安装情况

为适应现场应用需要，可采用图3所示的不完全双重化方案。两套 TSR 装置共用一对呈 180° 安装的转速传感器，由于共用转速信号采集回路，因此称为不完全双重化配置。

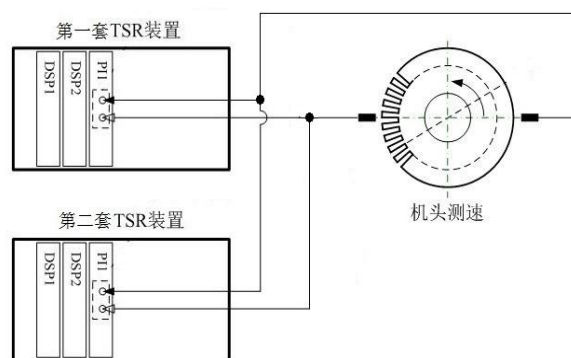


图3 转速传感器的不完全双重化配置

不完全双重化配置方案解决了转速传感器安装位置受限的问题，实现了双套 TSR 的同时在线运行。在某一台 TSR 硬件故障等情况下，保证仍有一台 TSR 对大轴进行保护，且降低了设备成本，减小了现场安装实施的工作量。但是，这种方案也有着明显的缺点，当任一根转速传感器故障时，两台 TSR 均受影响。

对于特定的电厂，采用哪种保护配置方案，应根据现场实际情况区别对待，总的原则是：优先采用完全双重化的配置方案，只有在受安装位置限制，无法安装足够转速传感器时，再考虑采用不完全双重化配置方案。

2 转速信号测量的可靠性

TSR 采集转速脉冲信号，从中分离出发电机轴系固有频率点的扭振分量，进而计算大轴材料

的疲劳损伤。准确的获取转速信号是后续计算处理的基础，而转速传感器安装气隙厚度、传感器电源的稳定性等因素都会对转速信号的准确度产生影响。高压电缆对信号回路的电磁感应、信号电缆的断线、传感器本身的工作异常也有可能发生，这些都要求 TSR 对接收到的转速信号采取一定的校验处理，及时准确识别信号异常，以保证可靠性。

机组正常运行时，在同一时刻，各转速传感器输出的转速脉冲信号宽度应基本一致，且机组大轴机械转速应与电气量频率呈一定关系。利用这些特征，可以采取如下的转速信号校验措施：对不同转速传感器的转速脉冲宽度进行比较，若差异超出限值，则某一个传感器信号异常；比较同一时刻发电机机械转速与定子磁场转速（TSR 采集发电机电压后测频计算得到），在无系统振荡等异常情况下，二者应基本一致。

参考文献[6]作者对某公司 TSR 进行了可靠性试验：对 RTDS 输出的高频转速信号做丢脉冲处理后输入 TSR，观察装置动作行为变化。试验结果发现：在丢失 3 个或 6 个脉冲时，TSR 动作时刻均提前到丢脉冲时刻，且不丢脉冲和丢脉冲试验的 TSR 装置动作截面也不同^[6]。

PCS-987R 扭振保护装置采取措施对转速信号进行校验，解决了上述问题，具体如下：不考虑多个转速传感器输出信号同时丢失脉冲的情况，装置对输入的多路转速脉冲信号进行互相校验，可以判别出任一路信号脉冲丢失；由丢失脉冲的转速信号计算得到的机械转速与定子磁场转速会有较大偏离，也可以有效甄别异常信号。

3 转速传感器安装完后的预测试方法

常见的用于 TSR 测量的转速传感器类型是霍尔传感器，在发电机处于静止状态时，无脉冲信号输出，只有大轴上转速齿盘旋转起来后，才会输出频率随转速变化的脉冲信号。轴系扭振保护所用的转速传感器安装于机头的转速齿盘支架上，支架上方罩着机盖，起保护作用。要安装转速探头，必须使用起重设备吊起机盖进行安装，探头安装完成后，不可能立即启机对探头进行校验，只有等机盖装回原位后启机察看传感器的输出信号是否正常。如果发现信号异常，且经检查外部连接回路无断线，则需要重新吊装机盖排除机盖内部接线故障或者传感器本身的故障。整个

过程耗时耗力，成本高昂。

探头安装完成后，若能采取措施立即进行校验，就可以避免上述情况的出现。在此介绍一种简单的校验方法：使用普通导线手动绕制一个数匝的简易线圈，使用继保测试仪在线圈中通入 50Hz 交流电流，将线圈靠近转速传感器的探测端，使用万用表或示波器测量传感器输出信号的电压，若无任何变化或变化很小，则说明传感器已损坏或输出回路断线。此方法的原理是：利用简易线圈中的交变磁场改变传感器探测端的磁场分布，从而改变霍尔效应产生的输出电压。本方法所需器材和仪器易于获取，简单实用。

5 现场应用波形分析

目前，国内已有多个电厂安装了发电机扭振监测或保护设备，积累了一定的运行经验。下面给出部分典型波形，并进行简单的分析。

(1) 转速信号异常

转速信号通过电缆送至扭振保护屏柜，然后经端子排连接至保护装置的转速测量插件。图 4 为端子排连接松动时 TSR 录波波形，从图中可以看出，信号通道处于时断时连状态，在第一次出现信号回路断开时，TSR 在十余毫秒后即判出“转速信号异常”，发出报警信号。

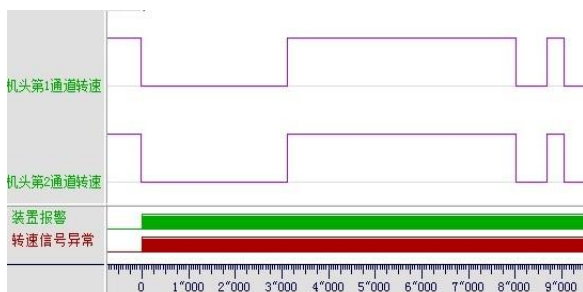


图 4 转速信号通道异常时 TSR 录波波形

(2) 系统扰动引起电厂功率波动

图 5 为系统扰动引起电厂输出功率波动时 TSR 的录波数据，前 3 路波形为发电机机端三相电流，第 4、5 路波形为机头处转速传感器信号测得的大轴波动转速（实时转速扣除额定转速后的波动量），最后 3 路波形为 TSR 计算出的扭振模态分量。从图中可以看出，此次扰动主要激发了模态 2 扭角分量（最大值约为 0.058deg），并呈现快速衰减趋势，模态 1 扭角分量有短时的突增，而模态 3 扭角分量一直较小。

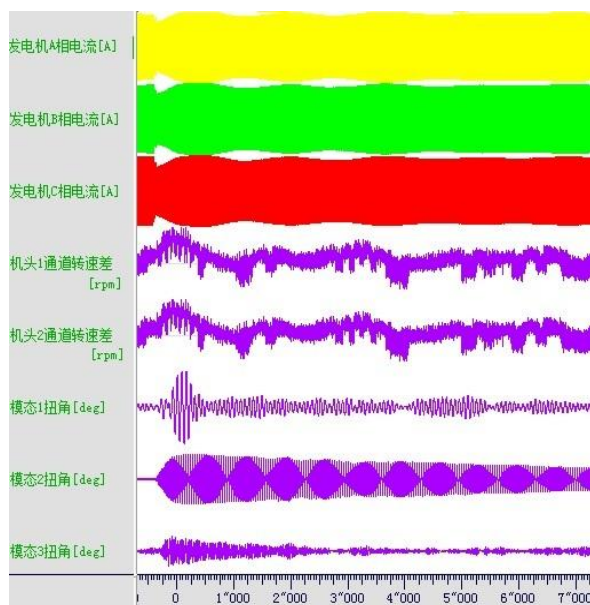


图 5 系统扰动导致电厂功率波动时 TSR 录波波形

(3) 系统侧故障

图 6 为系统侧发生短路故障时 TSR 的录波数据，从图中推测系统首先发生单相接地故障，切除后又重合于永久性故障。此次扰动主要激发了模态 1 和模态 2 扭角分量，且模态 2 扭角分量在第二次冲击时出现突增，最大达到 0.121deg，然后呈现快速衰减趋势。

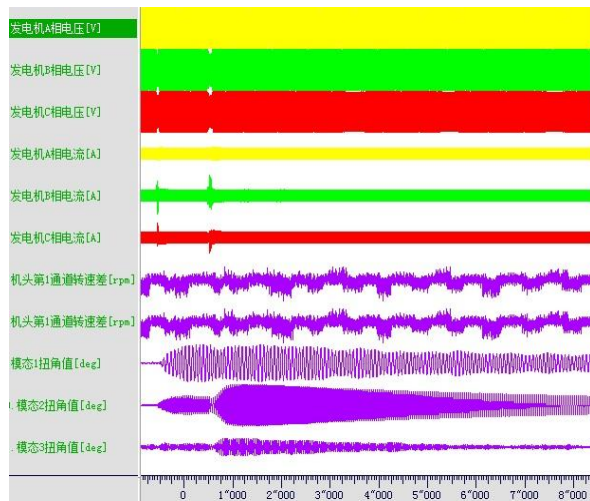


图 6 系统侧故障时 TSR 录波波形

(4) 电厂区内故障

图 7 为电厂区内发生短路故障时 TSR 的录波数据。区内故障后保护动作于机组停机后，发电机转速快速上升，相对于前述扰动，此次故障过程激发的三个模态扭角分量均相对较大，模态 2 扭角最大值达到 0.34deg，最终各模态均呈现衰减趋势。

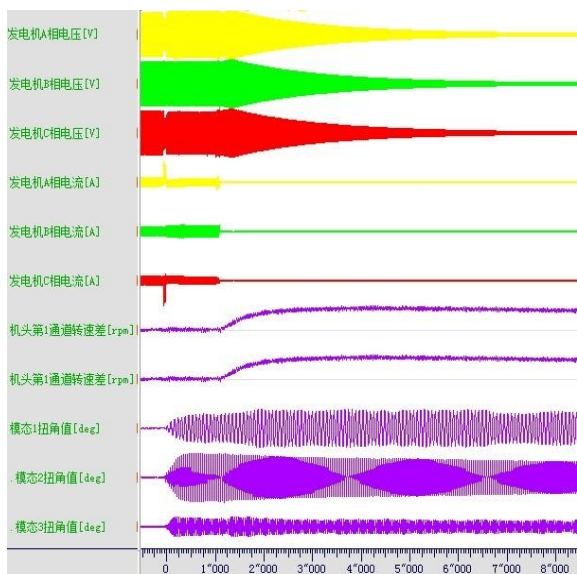


图 7 电厂区内故障时 TSR 录波波形

6 结束语

本文就 TSR 在现场应用过程中遇到的若干问题进行了分析讨论，提出了以下看法：

- (1) 优先采用完全双重化配置方案，在受限于转速传感器安装条件时，可采用不完全双重化配置。
- (2) TSR 应采取措施对转速信号进行校验，及时发现信号异常，提高转速测量的可靠性。
- (3) 转速传感器安装完成后，通过改变转速传感器探头端磁场分布，进而测量输出信号变化，可以实现转速传感器及信号回路的预测试。

参考文献：

- [1] 余颖辉，张保会. 汽轮发电机组轴系扭振研究的发展与展望[J]. 电力系统自动化，1999年第10期.
- [2] 鲍文，王西田，于达仁，等. 汽轮发电机组轴系扭振研究综述[J]. 汽轮机技术，1998,40(4):193-203.
- [3] 陈陈，杨煜. 几种次同步振荡分析方法和工具的阐述[J]. 电网技术，1998,22(8):10-13.
- [4] 吴俊勇，程时杰，陈德树. 电力系统次同步振荡和轴系扭振研究的现状及发展方向[J]. 电力系统自动化，1991年Z1期.
- [5] 何青，唐贵基，杜永祚，等. 300MW汽轮发电机组扭振的模拟试验研究[J]. 中国电机工程学报1998, 18(4):241-245.
- [6] 李战鹰，韩伟强，黄立滨，等. 汽轮发电机组轴系扭振保护装置 RTDS 测试[J]. 南方电网技术，2008, 2(4): 28-31.

作者简介：

王凯 (1983-), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电气主设备继电保护。E-mail: wangkai3@nari-relays.com

鲍永 (1979-), 男, 工程师, 山东泰安, 主要从事发电厂自动化相关技术工作。

张琦雪 (1974-), 男, 博士, 研究员级高级工程师, 主要研究方向: 电气主设备继电保护。E-mail: zhangqx@nari-relays.com

陈俊 (1978-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向: 电气主设备继电保护。E-mail: chenj@nari-relays.com

王光 (1980-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向: 电气主设备继电保护。E-mail: wangg@nari-relays.com

张驰 (1985-), 男, 学士, 工程师, 主要研究方向: 电气主设备继电保护。E-mail: zhangc@nari-relays.com

电网短路下双馈感应发电机励磁回路动态研究

欧阳金鑫，熊小伏

(输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆市 沙坪坝区 400030)

摘要: 双馈风电机组的规模化应用使得电力系统的电源结构和故障特性发生变化。但是，目前双馈风电机组的暂态运行状态还难以准确获得，其核心难点在于难以考虑双馈感应发电机励磁回路的暂态过程及影响。这极大制约了电力系统保护系统的改进，同时影响双馈风电机组控制性能的提升。本文对双馈感应发电机励磁回路的暂态特性及影响进行研究，以电网短路冲击作用下 DFIG 各部件的相互耦合为突破，构建包括变流器调节过程和励磁回路的电磁动态在内的 RSC 和 GSC 动态模型，推导了 DFIG 励磁回路的暂态过程及其传递关系，分析了控制器参数和实现方式对 DFIG 暂态的影响，提出了励磁回路电气量的简化表达式，并利用时域仿真进行进一步分析和验证。

关键字: 双馈感应发电机；风力发电；矢量控制；暂态特性；短路故障。

Dynamic Behavior of the Excitation Circuit of a Doubly-fed Induction Generator under a Symmetrical Voltage Drop

Jinxin Ouyang, Xiaofu Xiong

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, School of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: The large-scale application of doubly-fed wind turbines has significantly changed the fault transient characteristics of power systems. However, the transient state of a doubly-fed induction generator (DFIG) under large disturbances is difficult to accurately evaluate. The main difficulty lies in the failure to acquire the transient process of the DFIG excitation circuit because of the high orders and the strong coupling of excitation control. This paper presents a detailed transient analysis of a DFIG, with focus on the dynamic behavior and effects of the excitation circuit. The dynamic models of the rotor-side converter and the grid-side converter, which include the excitation regulation and the electromagnetic process, were constructed. The effects of the implementation of controllers on the transient behavior of the DFIG are analyzed by deducing the transitive relation of transient processes. Simplified expressions of DFIG electrical variables are proposed with the excitation regulation considered.

Index Terms: doubly-fed induction generator, wind power, vector control, transient characteristics, short-circuit fault

0 引言

风力发电是可再生能源发电的主力，被认为是传统电源的有效替代^[1]。目前，风力发电的年增长率超过 30%，在一些区域电网中，其装机容量已超过系统电源总容量的 10%。风力发电正逐步由补充能源向主流能源方向发展。采用双馈感应发电机组的风力发电是当前风力发电的主流机型，其市场份额超过 50%。与传统定速风电机组相比，双馈风电机组具有更宽的调速范围和更高

的能量转换效率，而与直驱变速风电机组相比，其所需变流器容量更小（约为机组额定容量的 30%）^[2]。

DFIG 实质上是一个转子交流励磁的绕线式异步发电机。电网发生短路后，机端电压跌落使得定转子绕组产生暂态直流磁链分量。由于 DFIG 励磁回路的变流器仅能提供部分的转子额定电压，电网短路会造成 DFIG 出现转子冲击电流和直流母线过电压^[3]。为了保障 DFIG 的安全，过去通

常利用 Corwbar 电阻短接转子绕组，并将双馈风电机组从电网中切除^[4]。但是，随着风电的规模化运用，风电机组被要求能够在电网故障期间保持并网，甚至提供电压支撑以促进电网故障的恢复^[5]。

DFIG 低电压穿越的实施依赖于对 DFIG 暂态运行特性的充分掌握。同时，电网短路期间 DFIG 的并网运行使得 DFIG 输出能够对电网暂态特性产生直接影响，同样需要全面了解 DFIG 的暂态特性用以改进电网保护和控制方案。目前，为了解决 DFIG 接入后电力系统的安全问题，DFIG 的暂态问题受到了广泛关注^{[6][7]}。时域仿真是 DFIG 暂态分析最常用的方法。利用仿真能够从宏观上了解 DFIG 各参数的变化情况，但是却无法获悉其组成、产生机理等特征^[8]。部分研究人员利用数学解析的方法对 DFIG 的暂态过程进行了推导，但是相关研究主要针对转子电压为零的情况，即 Crowbar 动作后的 DFIG，并不能反映 DFIG 本身的暂态过程^[9-11]。

DFIG 的暂态包含发电机电磁暂态与励磁回路调控的两个过程。在同步发电机中，自动励磁装置的调节是一个逐步的过程，励磁电流的变化通常可以忽略。与同步发电机的机械励磁系统不同，DFIG 励磁的变流器具有快速响应能力，能够对机端电压跌落做出快速反应，进而改变转子激磁电流及定子感应电势。更为重要的是，DFIG 的励磁控制是一个多阶闭环系统，励磁调节能够改变 DFIG 定子侧动态，同时发电机状态的变化又会影响到励磁回路的输出，由此形成一个复杂的非线性耦合关系。

忽略励磁回路的影响，将电网短路期间 DFIG 的励磁电压视为恒定是简化 DFIG 暂态过程的常用方法^[12]。通过这种假设，能够分析发电机本身的电磁暂态过程，但是并不足以反映整个 DFIG 机组的暂态特性。为了解决此问题，部分研究人员针对励磁调节对 DFIG 暂态过程的影响进行了分析。文献 13 验证了 RSC 控制对 DFIG 动态性能的影响，但是由于采用了线性模态分析法，因而不能描述系统在运行点遭受大扰动后的动态过程。文献 14 和 15 通过转子侧变流器控制方程与 DFIG 状态方程的联立求解分析了 RSC 控制对 DFIG 的影响。但是，由于所组成的方程组变量较多，尚不能考虑 RSC 全部扰动对 DFIG 暂态的影响。更为重要的是，目前关于 DFIG 励磁回路

的直流电压以及网侧变流器暂态输出特性的研究未见相关报道。

直流母线暂态电压难以定量计算，将影响 DFIG 低电压穿越阈值的选取，也无法评价电网暂态期间 PWM 控制的特性。网侧变流器输出不能评估，将制约整个 DFIG 的短路电流的计算。为此，本文对包含 RSC、GSC 以及直流联络线在内的 DFIG 励磁回路的暂态过程进行研究。以磁链定向的矢量控制为对象，通过建立 RSC 和 GSC 的动态等效模型，重点分析电网对称短路下 RSC 与发电机、RSC 与 GSC 以及 GSC 与电网 3 个耦合过程的特征，分析控制参数、控制器实现方式对励磁回路及 DFIG 暂态的影响，通过推导扰动项至励磁回路变流器交直流侧电气量的传递函数，提出励磁回路电气量的简化计算式。

本文主要包括以下几个部分：第二节建立 DFIG 励磁回路的动态模型并提出变流器 PI 控制器的参数设计；第三节利用 DFIG 复数模型推导 DFIG 的电磁暂态过程，提出转子电流的简化计算式，并获取 GSC 动态的功率扰动项；第四节分析 GSC 的暂态特性，推导直流电压以及 GSC 电流的表达式，分析 GSC 与 RSC 的耦合特征；第五节利用时域仿真验证分析和表达式的正确性。

1 双馈感应发电机模型及控制

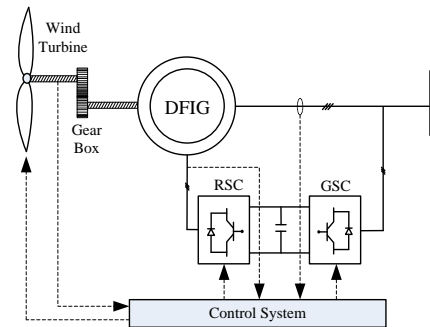


图 1 双馈风电机组结构

双馈风电机组的结构如图 1 所示。其中，DFIG 的转子励磁回路一般由两个背靠背连接的四象限变流器构成，通过将机端电压回馈来为转子绕组提供交流励磁。两个变流器的交流侧分别与转子绕组以及电网相连，按照相对位置的不同一般被称为转子侧变流器(RSC)和网侧变流器(GSC)。2 个变流器的直流侧一般接有电容，通过电容的储能来抑制直流母线电压的波动。

1.1 转子侧变流器控制

由于结构的一致性，DFIG 的定转子电压和

磁链方程与常规感应发电机相同。定子磁链定向是转子电流控制一种主要方法。但是，与定子磁链定向相比，定子电压定向具有更高的精度^[16]。若选择同步旋转坐标系的 d 轴定向至电网虚拟磁链，即 d 轴滞后于机端电压矢量 90°。定子绕组采用发电机惯例，转子绕组采用电动机惯例，不计磁饱和，忽略激磁损耗，DFIG 的定转子动态可描述为：

$$\begin{aligned} 0 &= \left(\frac{R_s}{\sigma L_s} + \frac{1}{\omega_b} \partial \right) \psi_{sd} - \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \psi_{rd} \\ u_{sq} &= \omega_0 \psi_{sd} - \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \psi_{rq} \\ u_{rd} &= \left(R_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_b} \partial \right) i_{rd} - \omega_{di} \sigma L_r i_{rq} + e_d \\ u_{rq} &= \left(R_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_b} \partial \right) i_{rq} + \omega_{di} \sigma L_r i_{rd} + e_q \end{aligned} \quad (1)$$

式中，转子反电动势为：

$$e_d = \frac{L_m}{\omega_b L_s} \partial \psi_{sd}, \quad e_q = \frac{L_m}{\omega_b L_s} \psi_{sd} \quad (2)$$

在转子电压方程中，耦合项 $\omega_{di} \sigma L_r i_{rq}$ 和 $\omega_{di} \sigma L_r i_{rd}$ 的存在，使得转子电压 d、q 轴分量相互影响。通过引入前馈环节来补偿交叉耦合项，d、q 轴转子电流可由对应分量的转子电压控制。此外，还可以通过前馈补偿反电势的扰动来提高转子电流的跟踪精度^[17]。利用 PI 控制器，转子电压可以控制为：

$$\begin{aligned} u'_{rd} &= u'_{rd} - \hat{\omega}_{di} \sigma L_r \hat{i}_{rq} + k_e \hat{e}_d \\ u'_{rq} &= u'_{rq} + \hat{\omega}_{di} \sigma L_r \hat{i}_{rd} + k_e \hat{e}_q \end{aligned} \quad (3)$$

其中，

$$\begin{aligned} u'_{rd} &= k_{rp} (i_{rd}^* - i_{rd}) + k_{ri} \int (i_{rd}^* - i_{rd}) dt \\ u'_{rq} &= k_{rp} (i_{rq}^* - i_{rq}) + k_{ri} \int (i_{rq}^* - i_{rq}) dt \end{aligned} \quad (4)$$

系数 k_e 等于 0 或 1。 $k_e = 0$ 时，反电势未补偿；而当 $k_e = 1$ 时，则代表 d、q 轴反电势均进行了补偿。

在磁链定向的坐标系中，DFIG 定子侧输出的有功功率仅由转子 q 轴电流决定，而无功功率与转子 d 轴电流对应。转子电流 q 轴电流一般用于速度控制。速度控制器根据速度参考值运算得到电磁转矩，然后通过转矩控制获得 q 轴电流的参考值。转子 d 轴电流通常直接用于无功功率控制，为了实现 DFIG 的单位功率运行，其指令值

一般设置为零。由于电磁转矩难以测量，且为了获得更快的外环响应速度，转矩和无功功率控制一般通过开环方式实现^[18]。所以，转子 d、q 轴电流参考值可写为：

$$i_{rq}^* = -\frac{T_e^*}{3n_p \hat{\psi}_s}, \quad i_{rd}^* = \frac{L_s Q_s^*}{L_m \hat{u}_s} + \frac{\hat{\psi}_s}{L_m} \quad (5)$$

式中，磁链为瞬时值的估计，或者可以采用额定运行时的磁链 U_{sn}/ω_0 。

当转子参考电压由电流环运算确定后，可作为产生 PWM 波的指令信号，控制变流器开关元件的开断。由于 PWM 器的响应远远快于 DFIG 的电磁动态，所以忽略 PWM 控制的延时和动态^[15]。将式 (3) 代入式 (2)，可得电压 u'_{rd} 、 u'_{rq} 至转子电流的传递函数为：

$$G_r(s) = 1 / \left(R_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_b} s \right) \quad (6)$$

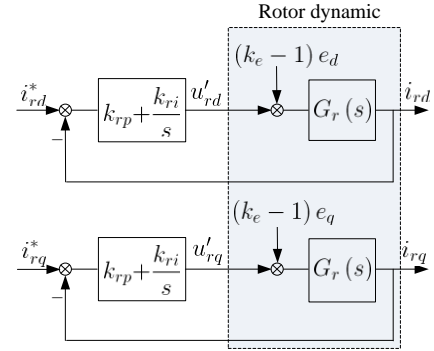


图2 RSC 转子电流控制的动态模型

图 2 所示为转子电流控制的 RSC 动态模型。当采用反电势补偿控制时，RSC 动态仅包含电流参考值一个输入。而若反电势未补偿，由于转子电流参考值主要由机端电压决定，所以转子电流可认为是反电势和机端电压 2 个输入的响应。

1.2 电网侧变流器控制

为了滤除 PWM 矩形脉冲波中的高次谐波，在 GSC 的交流侧通常装有低通滤波器。在 GSC 交流电压虚拟磁链定向的同步坐标系中，GSC 交流侧电流的标么值动态方程可写为：

$$\begin{aligned} u_{gd} &= (R_g + L_g \partial) i_{gd} - \omega_0 L_g i_{gq} + u_{sd} \\ u_{gq} &= (R_g + L_g \partial) i_{gq} + \omega_0 L_g i_{gd} + u_{sq} \end{aligned} \quad (7)$$

通过电流耦合项的前馈补偿，GSC 交流侧电压同样仅与对应分量电流有关。电网电压 u_{sd} 和 u_{sq} 为扰动项，也可以通过前馈进行补偿耦合项。所以，GSC 交流电压可控制为：

$$\begin{aligned} u_{gd}^* &= u'_{gd} - \hat{\omega}_0 L_g \hat{i}_{gq} + k_u \hat{u}_{sd} \\ u_{gq}^* &= u'_{gq} + \hat{\omega}_0 L_g \hat{i}_{gq} + k_u \hat{u}_{sq} \end{aligned} \quad (8)$$

k_u 等于0或1,为表征电压补偿与否的系数。

引入PI控制器,电压 u'_{gd} 和 u'_{gq} 可由GSC电流余差得到:

$$\begin{aligned} u'_{gd} &= k_{gp} (i_{gd}^* - i_{gd}) + k_{gi} \int (i_{gd}^* - i_{gd}) dt \\ u'_{gq} &= k_{gp} (i_{gq}^* - i_{gq}) + k_{gi} \int (i_{gq}^* - i_{gq}) dt \end{aligned} \quad (9)$$

当PWM能够无差地跟踪参考电压时,GSC电流控制的PI控制器输出电压 u'_{gd} 、 u'_{gq} 至滤波器电流的传递函数为:

$$G_g(s) = 1/(R_g + L_g s) \quad (10)$$

GSC控制的主要目标是抑制直流母线电压波动,其有功电流参考值 i_{gq}^* 由直流电压控制环决定。GSC的无功功率参考值一般设置为零,并由此获得无功电流的参考值 i_{gd}^* 。

DFIG励磁回路的直流母线电压动态取决于流入和流出电容的功率。实际变流器的损耗较小,变流器损耗可以被忽略。采用线性化方法^[19],取直流联络线电容储能为 $W_{dc} = U_{dc}^2$,直流母线电压动态可由RSC流入转子绕组的功率 P_r 以及GSC流入电网的功率 P_g 确定:

$$\partial W_{dc} = C_{dc} U_{dc} \partial U_{dc} = -P_r - P_g \quad (11)$$

对直流母线电压的动态而言,功率 P_r 为扰动项。为了使得功率 P_r 的波动快速衰减,引入主动阻尼 R_D ,GSC交流电流q轴分量的参考值可确定为:

$$\begin{aligned} i_{gq}^* &= i'_{gq} + R_D W_{DC} \\ i'_{gq} &= k_{dp} (W_{dc}^* - W_{dc}) + k_{di} \int (W_{dc}^* - W_{dc}) dt \end{aligned} \quad (12)$$

将式(12)代入式(11),电流 i'_{gq} 至直流母

线电容储能 W_{dc} 的传递函数为:

$$G_D(s) = \frac{-2U_{gm}}{C_{dc}s + 2R_D U_{gm}} \quad (13)$$

当忽略GSC的PWM控制动态时,GSC控制下的直流母线电压的动态模型如图3所示。

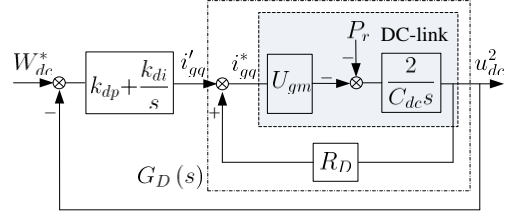


图3 GSC直流电压控制的动态模型

1.3 基于内模控制的PI控制器参数设计

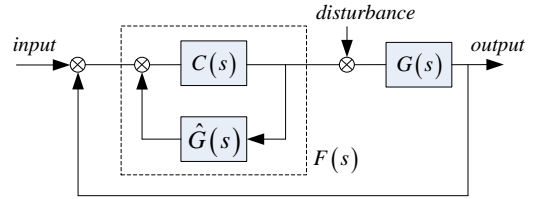


图4 基于IMC的控制系统结构

内模控制(IMC)是交流电机速度和电流控制的经典方法^[20],它可以根据被控对象模型的参数设定控制器的参数。IMC实质是将PI控制器的零点置于被控对象传递函数的主极点,以使被控对象的输出具有良好的跟踪性能。如图4所示,对于被控系统 $G(s)$,PI控制器的传递函数为:

$$F(s) = \frac{\alpha^n}{(s + \alpha)^n - \alpha^n} G^{-1}(s) \quad (14)$$

带宽 α 主要由控制对象输出的期望上升时间 t_r 决定,一般为 $\alpha = \ln 9/t_r$ 。由于 $G_r(s)$ 、 $G_g(s)$ 和 $G_D(s)$ 均为1阶系统, n 取为1。所以,利用IMC,取RSC和GSC电流控制的带宽分别为 α_r 、 α_g ,PI控制器参数可设置为:

$$k_{rp} = \frac{\alpha_r \sigma L_r}{\omega_b}, \quad k_{ri} = \alpha_r R_r \quad (15)$$

$$k_{gp} = \alpha_g L_g, \quad k_{gi} = \alpha_g R_g \quad (16)$$

选择GSC直流控制的阻尼电阻为 $R_D = \alpha_D C_{dc}/2U_{gm}$,以使得转子功率扰动以直流电压控制器的带宽 α_D 为时间常数衰减。此时,GSC直流电压控制的PI控制器参数可设置为:

$$k_{dp} = -\frac{\alpha_D C_{dc}}{2U_{gm}}, \quad k_{di} = -\frac{\alpha_D^2 C_{dc}}{2U_{gm}} \quad (17)$$

2 电网短路下DFIG转子侧变流器动态

2.1 DFIG的电磁暂态过程

电网发生短路后,系统等效阻抗增大引起DFIG机端电压跌落。在电网磁链定向的坐标系下,若坐标系始终准确定向,电压d轴分量为零,q轴分量等于电压幅值。将d、q轴分量合成复数

形式，电网发生对称短路后 DFIG 机端电压可写为：

$$\mathbf{u}_{sf} = j\mu U_{sn} = \mu \mathbf{u}_{sn} \quad (18)$$

系数 μ 表示短路后电压幅值与额定电压的比值。若电网故障发生时刻为 t_0 ，由式 1 可以求得短路后 DFIG 定子磁链为：

$$\psi_{sf} = \frac{\mu \mathbf{u}_{sn} + \mathbf{U}_{s0} e^{-\tau_e t}}{j\omega_0} \quad (19)$$

式中， $\mathbf{U}_{s0} = (1 - \mu) \mathbf{u}_{sn} e^{\tau_e t_0}$ ，为直流磁链的初始值， τ_e 为 DFIG 定子绕组暂态时间常数 τ_s 在同步旋转坐标系下的等效：

$$\tau_e = \omega_b (\tau_s + j\omega_0) \quad (20)$$

电网短路后，为了保证磁链连续，DFIG 定子绕组中感生出直流磁链分量。直流磁链不断衰减，使得定子磁链矢量的旋转速度随之发生变化。当采用定子磁链定向进行 RSC 控制时，参考坐标系转速的变化将使得 DFIG 暂态电气量出现非正弦振荡^[15]。而在电压虚拟磁链定向控制时，由于风电场容量相对于电网很小，DFIG 输出引起的机端电压波动可近似忽略，参考坐标系的旋转速度基本保持恒定。

由于定子磁链直流分量的出现，即使不考虑定子电阻的影响，定子磁链 q 轴分量也不为零。即定子磁链 d 轴分量不等于磁链幅值，其值可写为：

$$\psi_{sfd} = \frac{\mu U_{sn}}{\omega_0} + \Psi_{sd0} \cos(\omega_b \omega_0 t - \varphi_p) e^{-\omega_b \tau_s t} \quad (21)$$

短路后的定子 d 轴磁链，除直流分量外，还包含交流分量，其幅值和初相位分别为：

$$\Psi_{sd0} = (1 - \mu) U_{sn} e^{\omega_b \tau_s t_0} / \omega_0 \quad (22)$$

$$\varphi_p = \omega_b \omega_0 t_0 \quad (23)$$

此时，DFIG 反电势的复数矢量为：

$$\begin{aligned} \mathbf{e}_f &= \frac{L_m}{\omega_b L_s} \partial \psi_s + \frac{j\omega L_m}{L_s} \psi_s \\ &= \frac{p L_m \mu \mathbf{u}_{sn}}{L_s} + \frac{(p-1) L_m \mathbf{U}_{s0} e^{-\tau_e t}}{L_s} \end{aligned} \quad (24)$$

机端电压的跌落，使得反电势的周期分量出现同比例的降低。同时，反电势中出现直流分量，其大小除与直流磁链成正比外，还与 DFIG 的转速有关。

2.2 RSC 暂态特性

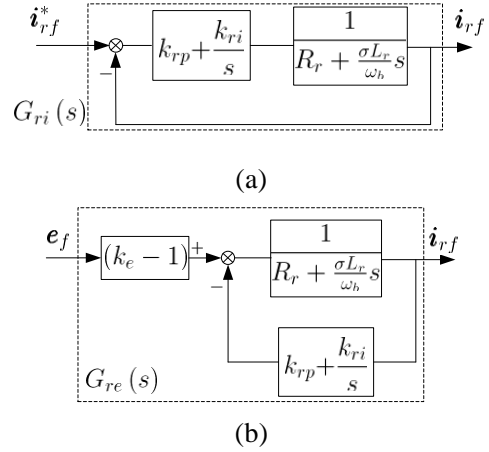


图 5 RSC 暂态响应模型(a)转子电流参考值扰动模型(b)反电势扰动模型

电网短路后，机端电压跌落除使得反电势出现扰动外，转子电流的参考值同样将发生变化。将 RSC 的 d、q 轴动态合并为复数形式，RSC 的动态模型可分解为图 5 (a) 和图 5 (b) 两个动态的叠加。在式 (15) 的 ITAE 下，转子参考电流和反电势至转子短路电流的闭环传递函数分别为：

$$G_{ri}(s) = \frac{\alpha_r}{(s + \alpha_r)} \quad (25)$$

$$G_{re}(s) = \frac{\alpha_r (k_e - 1)}{k_{rp} (s + \alpha_r)} \quad (26)$$

当 RSC 转矩控制的磁链估计值取为额定值时，由于电网短路的短时间内转速基本不变，即转矩参考值恒定，此时电网故障期间转子 q 轴参考电流的扰动为零。否则，故障后 d、q 轴转子电流参考值均将发生变化。忽略短路前后定子铁耗和铜耗的变化，利用定子稳态有功功率代替电磁转矩，若磁链瞬时值被准确估计时，短路后转子电流的参考值可写为：

$$\mathbf{i}_{rf}^* = \frac{L_s \bar{\mathbf{S}}_{|0|}}{L_m \mu \mathbf{u}_{sn}} + \frac{\psi_{sfd}}{L_m} \quad (27)$$

式中， $\bar{\mathbf{S}}_{|0|} = P_{s|0|} - jQ_{s|0|}$ 为短路前 DFIG 定子复功率的共轭。

两个输入 \mathbf{e}_f 和 \mathbf{i}_{rf}^* 均包含直流分量和交流分量，即 $\omega = 0$ 和 $\omega = \omega_0$ 。由于 RSC 控制的闭环带宽一般选择为 $\alpha_r = 7\omega_0$ ^[20]，在 ITAE 下，对于工频和直流输入，传递函数 $G_{ri}(s)$ 的幅频特性接近于常数 1，而相频特性约为 0° 。RSC 对转子电流参考值的扰动为单位增益，转子电流基本完全复现参考值的变化，以此保证转矩或转速控制的效

果。当反电势未进行补偿时，传递函数 $G_{re}(s)$ 的幅频和相频特性为 $G_{ri}(s)$ 的 $1/k_{rp}$ 倍，也为常数。所以，转子短路电流可写为：

$$\mathbf{i}_{rf} \approx \mathbf{i}_{rf}^* + \frac{(k_e - 1)}{k_{rp}} \mathbf{e}_f \quad (28)$$

其中，转子有功电流为：

$$\begin{aligned} i_{rq} = & -\frac{L_s P_{|0|}}{L_m U_{sn}} + \frac{p L_m \mu U_{sn}}{L_s} + \\ & + i_{rq0} \cos(\omega_b \omega_0 t - \varphi_p) e^{-\omega_b \tau_s t} \end{aligned} \quad (29)$$

式中，转子有功电流的初始值为：

$$I_{rq0} = L_m (p - 1) (1 - \mu) U_{sn} e^{\omega_b \tau_s t_0} / L_s \quad (30)$$

忽略转子绕组铜耗，可求得电网短路时的转子功率为：

$$P_{rf} = P_{r|0|} + \tilde{P}_{r0} + \tilde{P}_{rp} \cos(\omega_b \omega_0 t - \varphi_p) e^{-\omega_b \tau_s t} \quad (31)$$

其中， $P_{r|0|}$ 为正常运行时的转子电流， \tilde{P}_{r0} 为转子直流功率故障分量， \tilde{P}_{rp} 为工频转子功率幅值：

$$\tilde{P}_{r0} = X_o (\mu^2 - 1) (p U_{sn})^2 \quad (32)$$

$$\tilde{P}_{rp} = X_o \mu p (p - 1) (1 - \mu) U_{sn}^2 e^{\omega_b \tau_s t_0} \quad (33)$$

式中，系数 X_o 为：

$$X_o = (k_e - 1) L_m^2 / (L_s^2 k_{rp}) \quad (34)$$

流入转子绕组的直流有功功率变化量由反电势扰动造成，其值与反电势故障分量相对应。此外，定子绕组中感应出的直流磁链，通过转子反电势的传递关系，使得转子绕组有功功率中产生一个衰减的工频分量。而定子d轴工频暂态磁链的出现仅影响转子无功功率。反电势的补偿方式，直接决定了转子功率的组成和大小。当反电势被准确的估计值补偿时，转子功率基本不存在直流功率扰动。而当反电势仅由额定值补偿时，尽管能减小一定的直流扰动，但是对工频功率扰动无影响。

3 网侧变流器暂态分析

3.1 直流母线动态

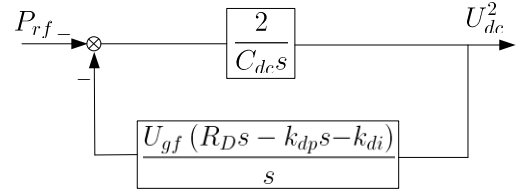


图6 电网短路下直流母线电压的动态模型

电网短路时，RSC直流母线电压控制的参考值保持不变。直流母线电压动态为转子功率扰动的响应，其动态模型如图6所示。在式(17)的ITAE下，机端电压跌落所引起的RSC功率变化量至直流电压的传递函数：

$$G_{P_r}(s) = \frac{-2s}{C_{dc}(s^2 + 2\alpha_D \lambda s + \alpha_D^2 \lambda)} \quad (35)$$

式中， $\lambda = U_{gf} / U_{gn}$ 。

上述传递函数的极点为：

$$s_{1,2} = -\alpha_D (\lambda \pm j\sqrt{\lambda - \lambda^2}) \quad (36)$$

当系统正常运行时，传递函数 G_{P_r} 有2个相等的负实数极点 $-\alpha_D$ 。在电网短路下， λ 小于1，极点逐渐接近于虚轴。当机端电压跌落0.5p.u时，复数极点位于s平面上与负实轴成 $\pm 45^\circ$ 夹角线上，这时系统的平稳性和快速性都比较理想。随着机端电压跌落增加，极点越接近于负实轴，直流电压的振荡将加剧。

电网短路时，直流母线电压对于转子功率扰动的幅相频率特性为：

$$|G_{P_r}(j\omega)| = \frac{2}{\left[C_{dc} \sqrt{(2\alpha_D \lambda)^2 + (\omega - \alpha_D^2 \lambda / \omega)^2} \right]} \quad (37)$$

$$\angle G_{P_r}(j\omega) = \arctan \frac{\omega - \alpha_D^2 \lambda / \omega}{2\alpha_D \lambda} \quad (38)$$

对于附录A所示1.5MW双馈风电机组，传递函数 $G_{P_r}(j\omega)$ 的波特图如图7所示。图7(a)为 $\alpha_D = 0.2$ pu时，幅相频率特性随机端电压跌落的关系；图7(b)为机端电压跌落60%时频率特性随闭环带宽的变化。 $G_{P_r}(j\omega)$ 对于工频输入的幅相频率特性受机端电压以及闭环带宽变化的影响较小。对于RSC输出的直流功率扰动，直流电压控制器的幅频特性与电压跌落率成正比。特别是当电压跌落大于0.5p.u后，幅频增益的变化对机端跌落更加敏感。在相同的机端电压下，尽管闭环带宽的增加能够增大阻尼，但是同时将造成

直流母线电压对工频功率输入响应的超调量增加。

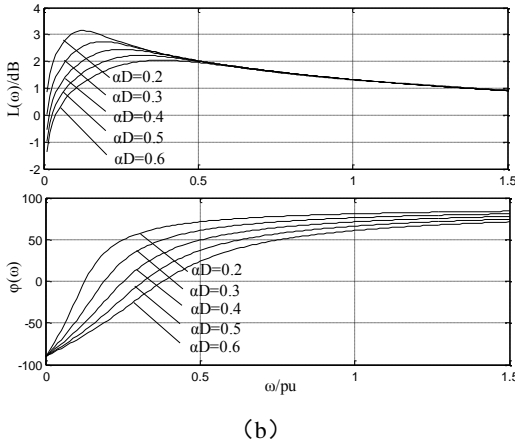
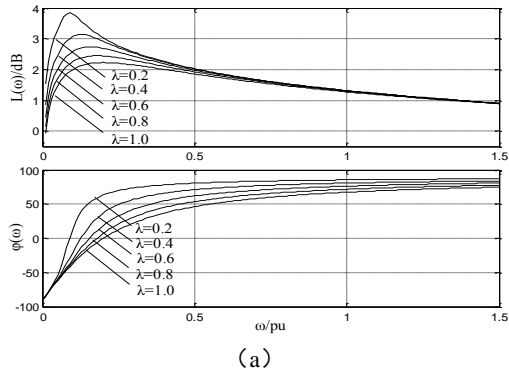


图7 对数频率特性 (a) 与机端电压跌落的关系 (b) 与闭环带宽的关系

GSC 直流电压控制的功率扰动包含式 (31) 的第 2 项和第 3 项。对于直流的功率扰动，直流母线电压的响应为：

$$\tilde{U}_{dc1} = -\frac{2\tilde{P}_{r0}}{\omega_w C_{dc}} e^{-\alpha_D \lambda t} \sin(\omega_w t) \quad (39)$$

式中， $\omega_w = \alpha_D \sqrt{(1-\lambda)\lambda}$ 。

电网短路冲击下，DFIG 转子产生工频功率，由此产生的直流母线电压响应为：

$$\tilde{U}_{dc2} = -\frac{\tilde{P}_{rp}}{C_{dc}} \left\{ e^{-\alpha_D \lambda t} \sum_{k=1}^2 [|A_{uk}| \cos(\omega_w t + \angle A_{uk})] + e^{-\tau_s t} |A_{u3}| \cos(\omega_0 t + \angle A_{u3}) \right\} \quad (40)$$

式中，

$$\begin{aligned} A_{u1} &= \frac{\omega_w + j\alpha_D \lambda}{\omega_w [-\alpha_D \lambda + j(\omega_w - \omega_0)]} e^{-j\varphi_p} \\ A_{u2} &= \frac{\omega_w - j\alpha_D \lambda}{\omega_w [-\alpha_D \lambda - j(\omega_w + \omega_0)]} e^{-j\varphi_p} \\ A_{u3} &= \frac{j2\omega_0}{-\omega_0^2 + j2\alpha_D \lambda \omega_0 + \alpha_D^2 \lambda} e^{-j\varphi_p} \end{aligned} \quad (41)$$

电网短路时，直流母线叠加了暂态的工频分量和频率为 ω_w 的周期分量。频率 ω_w 的大小决定于 GSC 端电压的跌落大小，其关系为一个开口向下的抛物线。当电压跌落 0.5pu 时，频率 ω_w 最大，为 $0.5\alpha_D$ ；电压跌落为 0 和 1pu 时，频率为零。DFIG 转子直流功率扰动越大， ω_w 频率电压的幅度也越大。有意思的是， ω_w 频率电压的衰减速度与机端电压跌落大小有关。电压跌落越大，暂态分量的衰减越慢。

3.2 网侧变流器交流输出动态

电网故障后，为了控制直流母线电压，在 RSC 输出功率扰动的作用下，GSC 电流参考值将发生变化。由图 3，可得从 RSC 功率扰动至 q 轴电流参考值的闭环传递函数为：

$$G_{ig}(s) = \frac{2\alpha_D s + \alpha_D^2}{U_{gn} (s^2 + 2\alpha_D \lambda s + \alpha_D^2 \lambda)} \quad (42)$$

图 8 为传递函数 G_{ig} 的对数幅频特性。当电网正常运行时， G_{ig} 对于直流的 RSC 功率扰动为单位增益。随着电压跌落增大，幅值增益增大，电压跌落 80% 时，直流输入的增益达到约 1.7dB。GSC 电流 q 轴参考值的超调可能十分显著。对于工频的 RSC 功率扰动， G_{ig} 的幅频特性与电压跌落的大小基本无关，其值约为 -0.8dB。在图 8 中， G_{ig} 对于直流功率输入的幅频特性与 α_D 基本无关，但是对于工频输入，幅频增益随 α_D 的增大而增加。

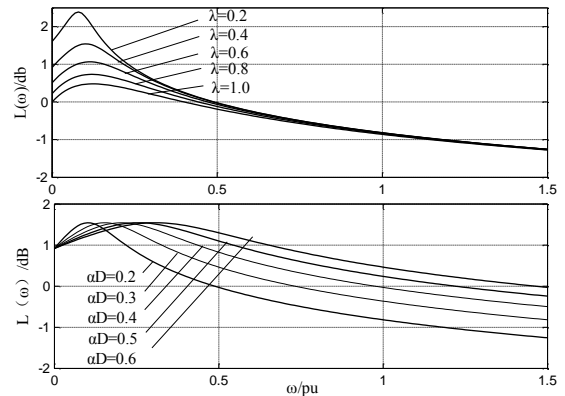


图8 转子电流参考值的对数幅频特性

由式(44)的闭环传递函数，对于直流的 RSC 功率扰动，q 轴电流参考值的响应为：

$$\tilde{i}_{gq1}^* = \frac{\tilde{P}_{r0}}{\lambda U_{gn}} + \frac{\tilde{P}_{r0} e^{-\alpha_D \lambda t}}{U_{gn}} [|A_{i1}| \cos(\omega_w t + \angle A_{i1})] \quad (43)$$

式中，

$$A_{i1} = \frac{2\alpha_D(-\alpha_D\lambda + j\omega_w) + \alpha_D^2}{j\omega_w(-\alpha_D\lambda + j\omega_w)} \quad (44)$$

对于电网短路产生的 RSC 工频功率扰动, q 轴电流参考值为:

$$\begin{aligned} \tilde{i}_{gq2}^* = \frac{\tilde{P}_{rp}}{U_{gn}} \left\{ e^{-\alpha_D\lambda t} \sum_{k=2}^3 [|A_{ik}| \cos(\omega_w t + \angle A_{ik})] \right. \\ \left. + e^{-\tau_s t} |A_{i4}| \cos(\omega_0 t + \angle A_{i4}) \right\} \quad (45) \end{aligned}$$

式中, A_{i2} 、 A_{i3} 和 A_{i4} 分别为:

$$\begin{aligned} A_{i2} &= \frac{2\alpha_D\omega_w + j(2\alpha_D^2\lambda - \alpha_D)}{\omega_w[-\alpha_D\lambda + j(\omega_w - \omega_0)]} e^{-j\varphi_p} \\ A_{i3} &= \frac{2\alpha_D\omega_w - j(2\alpha_D^2\lambda - \alpha_D)}{\omega_w[-\alpha_D\lambda - j(\omega_w + \omega_0)]} e^{-j\varphi_p} \\ A_{i4} &= \frac{2(\alpha_D + j2\alpha_D\omega_0)}{-\omega_0^2 + j2\alpha_D\lambda\omega_0 + \alpha_D^2\lambda} e^{-j\varphi_p} \quad (46) \end{aligned}$$

与直流母线的动态相似,在 RSC 功率扰动下, GSC 的 q 轴电流参考值出现了暂态的工频分量和频率为 ω_w 的周期分量。 ω_w 频率电流的衰减时间和频率决定于电压跌落的大小。电压跌落较大,该分量的幅值更大,而衰减速度更慢,对电网的影响也更为明显。

由于 GSC 电流环控制通常具有较大的带宽,对于包括接近直流的 ω_w 频率分量以及工频分量在内的 q 轴电流参考值,其增益接近于单位增益。所以, GSC 输出的工频电流为:

$$\tilde{i}_{gq} = [\tilde{i}_{gq}^* + (k_u - 1) \Delta \tilde{i}_{gq}] \quad (47)$$

式中, $\Delta \tilde{i}_{gq}$ 为机端电压扰动的响应项:

$$\Delta \tilde{i}_{gq} = \frac{(\mu - 1) U_{gn}}{\alpha_g L_f - R_f} \left(e^{-\frac{R_f}{L_f} t} - e^{-\alpha_g t} \right) \quad (48)$$

当无功功率采用开环进行控制,若电网故障时 GSC 无功参考值保持不变, GSC 的 d 轴电流扰动项为:

$$\tilde{i}_{gd} = (1 - \mu) Q_g^* / \mu U_{sn} \quad (49)$$

式 51 表明,为了维持直流母线电压稳定, GSC 的 q 轴电流与转子功率扰动直接相关。归算到静止三相坐标系,转子功率扰动使得 GSC 交流电流出现 2 倍工频分量以及 $\omega_w + \omega_s$ 频率。其中,2 倍工频分量由 RSC 工频扰动功率产生。同时,机端电压扰动产生暂态衰减的工频分量,其值与机端电压跌落幅度成正比,可能产生很大的暂态

分量。

4 仿真分析

本节利用 MATLAB/Simulink 对 DFIG 的暂态过程进行仿真。仿真用 1.5MW 双馈风电机组参数如附录 A 所示。励磁回路参数和电气量均为归算至定子侧的标么值,基准功率为双馈机组额定视在功率和额定相电压有效值。RSC 和 GSC 矢量控制均采用电网虚拟磁链定向。DFIG 通过升压变压器和一条 30km 长的联络线与无穷大系统相连。短路前,DFIG 稳定运行,转速约为 0.8pu,定子有功、无功功率分别为 0.6p.u.和 0p.u.,网侧变流器无功参考值为 0p.u.。短路点设置在升压变压器高压母线。在整个仿真过程中, RSC 和 GSC 的控制参考值均保持恒定, DFIG 转子保护以及电网保护均未考虑。

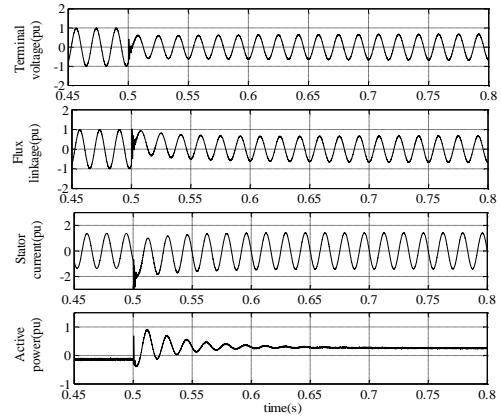


图 9 电压跌落约 35%时, DFIG 定子电气量

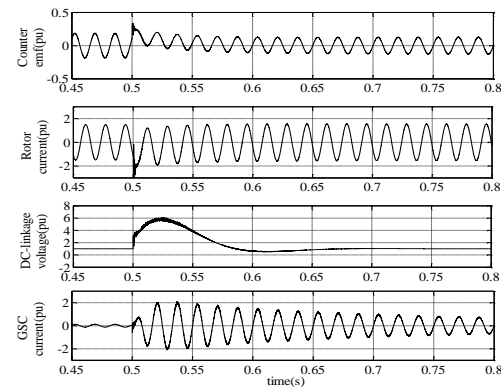


图 10 电压跌落约 35%时, DFIG 励磁电气量

RSC 电流控制带宽为 7, GSC 直流母线和电流控制带宽分别为 0.2 和 7。DFIG 的 RSC 和 GSC 控制均未补偿扰动项, RSC 的功率控制采用瞬时磁链的估计值。假设 $t=0.5s$ 时, DFIG 升压变高压母线发生三相短路。图 9 和图 10 分别为 DFIG 定子侧和励磁回路的电气量。电网短路后,机端

电压跌落约 0.35pu，电压频率基本保持不变，因而电网虚拟磁链定向的坐标系保持同步旋转，定子磁链没有出现非工频振荡。短路后，在定子暂态磁链作用下，转子反电势的大小和成分均发生显著变化。机端电压的跌落使得故障稳态的反电势降低，但是在故障初期，直流分量的出现使得反电势电压的瞬时值明显大于正常运行值。进而使得定子有功功率出现工频振荡，直流母线突然增加并不断衰减，以及 GSC 电流不断振荡衰减。

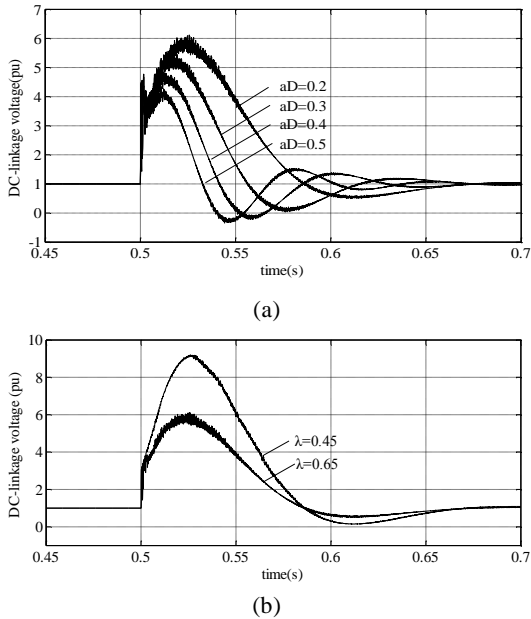


图 11 直流母线电压暂态特性 (a) 直流电压控制闭环带宽的影响 (b) 机端电压跌落的影响

在相同电网故障情况下，改变 GSC 直流母线电压控制的带宽，仿真可得直流电压如图 11 (a) 所示。与传递函数 G_{P_r} 的幅频特性一致，随着带宽的增加，暂态直流电压的超调量降低，峰值减小。图 11 (b) 为在直流电压控制带宽为 0.2 情况下不同电压跌落时的直流电压。机端电压跌落越大，直流电压的峰值越大。当机端电压跌落 0.35pu 时，直流电压的最大值为 6pu；而当电压跌落 0.55pu 时，其最大值达到 9pu。

在图 9 和图 10 中，RSC 控制的反电势扰动以及 GSC 控制的电压扰动均未被补偿。在反电势直流分量和转子电流参考值直流分量的共同作用下，转子绕组中出现了明显的直流暂态分量。同时，由于电压跌落产生的扰动对于部分功率的 GSC 而言很大，所以 GSC 电流出现较大的衰减分量。该衰减电流分量在故障初期衰减较快，衰减时间大于 DFIG 的暂态磁链分量，即其包含了两个不同暂态时间常数的衰减分量。

若在 RSC 控制中补偿反电势，DFIG 转子短路电流如图 12 (a) 中黑线所示。此时，转子短路电流仅包含转子电流参考值的扰动项。电网正常运行时和短路时，反电势补偿控制时的转子电流均小于未补偿的情况。即反电势补偿控制对于抑制转子过电流具有一定能力。在反电势补偿控制时，为了保持机端电压跌落 DFIG 的功率输出，转子电流大于正常运行时的转子电流。但是在反电势未补偿时，转子电流参考值与反电势电压相位差大于 90 度，此时尽管转子电流参考值增大，由于反电势电压降低，所以使得转子短路电流较正常运行的变化不大。

图 12 (b) 中黑线为 GSC 控制补偿电压扰动后的 GSC 交流电流，蓝色线为未补偿机端电压扰动时的电流。在未补偿机端电压的跌落影响时，GSC 电流最大值达到约 2.1pu。在 GSC 控制补偿电压扰动项后，GSC 交流短路电流仅为对 RSC 输入功率扰动的响应，其衰减时间与定子磁链暂态分量接近，最大值约为 0.7pu。与未补偿时相比，机端电压的补偿控制对正常运行的输出影响很小，但是能够极大降低网侧输出电流的暂态分量。

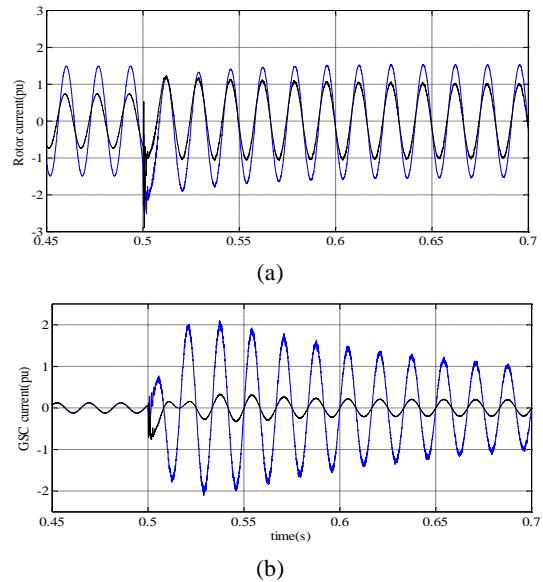
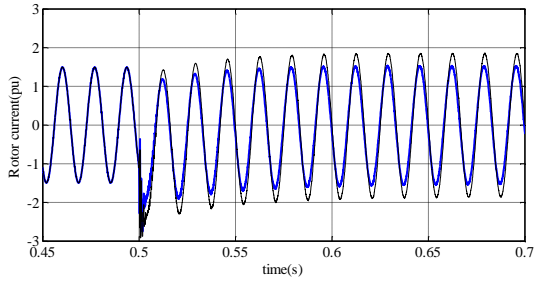


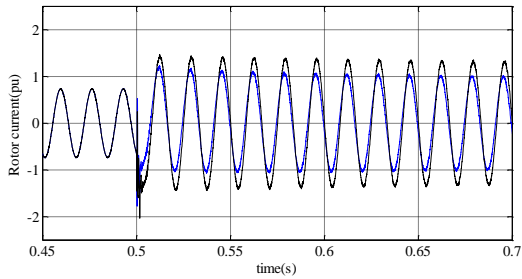
图 12 扰动补偿的影响 (a) DFIG 转子电流 (b) GSC 交流电流

除转子反电势扰动的补偿与否外，RSC 功率控制中磁链估计值的选择也对转子短路电流具有影响。图 13 为磁链估计值分别采用额定值和瞬时值时转子电流的波形，蓝色为采用磁链瞬时值，黑色为采用磁链参考值。在磁链采用额定值时，由于磁链直流分量为零，而周期分量更大，与采

用磁链瞬时值时相比转子电流的工频分量增大，而直流分量基本不变。这表明，尽管选择磁链估计为额定值会降低控制跟踪精度，但是这有益于电网短路时变流器的安全。在转子反电势补偿控制中，RSC 控制仅包含转子电流扰动一个输入，此时磁链估计值选取的影响更为显著(图 12(b))，转子短路稳态电流之差接近 0.3p.u.



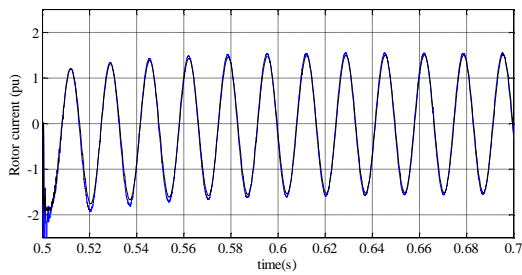
(a)



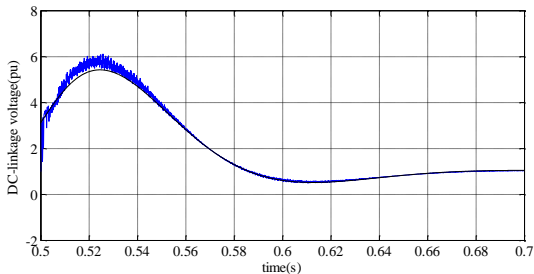
(b)

图 13 功率控制磁链估计值选择的影响

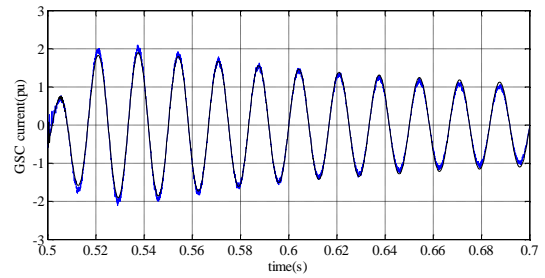
(a) 反电势未补偿 (b) 反电势补偿控制



(a)



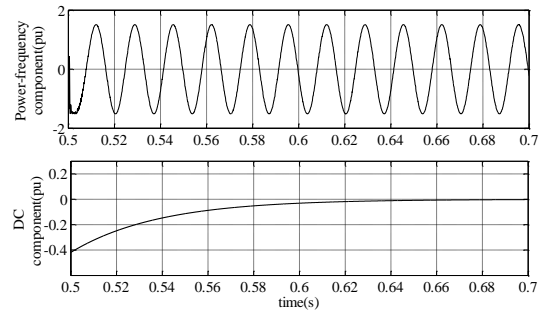
(b)



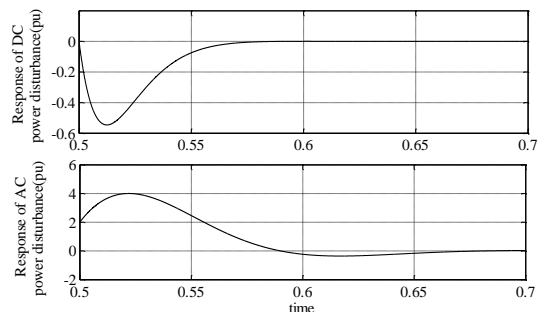
(c)

图 14 仿真结果与解析表达式计算结果的比较 (a) 转子电流 (b) 直流电压 (c) GSC 交流侧电流

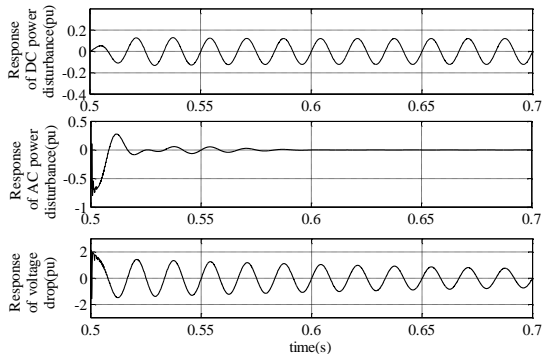
当反电势和机端电压均未补偿，RSC 功率控制采用瞬时磁链估计时，在电压跌落 0.35pu 和 $ad=0.2$ 的情况下，分别利用所推导的解析表达式计算转子电流、直流电压和 GSC 电流。图 14 分别为转子电流、直流电压和 GSC 电流计算值与仿真值的比较。灰线为仿真结果，黑线为解析表达式的计算结果，二者基本吻合。仅在短路初期出现了较小的误差。产生误差这是由于解析表达式的推导以忽略故障瞬间机端电压波动为条件，而实际上短路初期 DFIG 机端电压存在一定振荡。所推导的解析表达式基本能够反映 RSC 和 GSC 控制的暂态过程，可以直接求解复杂暂态过程。



(a)



(b)



(c)

图 15 短路电气量的组成 (a) 转子电流 (b) 直流电压 (c) GSC 交流侧电流

图 15 为转子电流、直流电压以及 GSC 交流电流的各分量的计算值。转子电流包含工频周期分量和暂态直流分量。DFIG 运行于次同步状态，因而反电势电压引入的直流电流为负，其初始值约为 0.4pu 。由于短路发生在转子电流的负的最大时刻，所以使得转子电流的瞬时值的最大有效值达到 2.1pu 。

在电压跌落为 0.35pu 时， $\omega_m = 0.095\text{pu}$ ，直流电压对 RSC 直流功率扰动的响应的频率很小。该分量的最大有效值约为 0.5pu ，远小于 RSC 工频功率扰动的响应项。即在直流暂态电压中 RSC 工频功率扰动的响应项占据主要部分。直流电压对 RSC 工频功率扰动的响应项中，2 个 ω_m 频率分量的最大有效值分别为 0.2pu 和 0.85pu ，工频衰减分量的最大值为 2.82pu 。

图 15 (c) 中，GSC 电流对机端电压扰动的响应项占据了较大的组成部分，其初始值接近于 2.0pu 。GSC 电流对 RSC 直流工频扰动的响应基本上为工频分量，即其 q 轴电流参考值中主要包含直流分量。在 2 个 ω_m 频率分量和 1 个工频分量的叠加下，GSC 电流对 RSC 暂态工频扰动的响应项在故障初期较大，但其衰减很快，在故障后 15ms ，其值接近于零。

5 结论

灵活的励磁控制造就了双馈风电机组高效的运行特性，但是同时使得双馈机组的暂态运行特性十分复杂。针对 DFIG 暂态分析尚无法准确考虑变流器励磁调节影响的问题，本文对 DFIG 转子励磁回路的电磁暂态特性及影响进行了研究。

电网短路下，控制参考值和反电势两个扰动均会影响 RSC 的输出。由于 GSC 需要控制直流

母线电压的稳定，RSC 控制作用下的转子功率波动将改变直流电压和 GSC 电流。本文同时考虑了变流器调节过程和励磁回路的电磁动态。通过推导 RSC 与发电机以及 GSC 与电网的传递函数，本文获得了 DFIG 转子励磁回路电气量的暂态特性及相关影响关系，分析了控制器参数和实现方式的影响，提出了转子电流、直流电压以及网侧电流的解析表达式。

本文遵照了公认的假设，所以推导是严密的，同时利用了仿真进行了验证。尽管分析以最常用的磁链定向为目标，但是所提出的思路适用于任何形式的矢量控制。本文所提出的简化表达式可以避免复杂的迭代计算，能够满足电力系统计算的需求；而励磁回路的暂态特性对于改进控制算法、促进 DFIG 低电压穿越研究具有有益参考作用。

附录 A

术语：

u : 电压瞬时值

i : 电流瞬时值

e : 转子反电势瞬时值

U_{dc} : 直流母线电压

U_{sn} : 机端额定电压幅值

U_{gn} : 网侧变流器额定电压幅值

U_{gm} : 网侧变流器电压瞬时幅值

R : 电阻

L : 电感

C_{dc} : 直流母线电容

σ : 漏电系数

p : 发电机转差

ω_0 : 电网频率

ω_{di} : 转差角频率

ω_b : 坐标系转速

k_{rp} 、 k_{ri} : 转子电流的 PI 控制器参数

k_{gp} 、 k_{gi} : 网侧电流的 PI 控制器参数

k_{dp} 、 k_{di} : 直流电压的 PI 控制器参数

黑体: 复数矢量

下标:

s 、 r 、 g 定、转子及网侧变流器电气量
 d 、 q 直、交轴电气量
 n 、 f 电网短路前后的电气量
上标 \wedge : 估计参数
上标 $*$: 控制参考值
上标 \sim : 故障分量

附录 B:

双馈风电机组参数:

额定电压: 690V 额定容量: 1.5MW

定子电阻: 0.023 转子电阻: 0.016

定子漏感: 0.18 转子漏感: 0.16

激磁电感: 2.9

直流母线电容: 0.539p.u.

滤波器电感: 0.3p.u.

滤波器电阻: 0.003p.u.

双馈机组升压变压器参数:

额定容量: 1.75MW

额定电压: 高压侧35kV, 低压侧690V

额定电感: 高压侧0.07105H 低压侧
 $0.018 \times 10^{-3} \text{H}$

参考文献

- [1] T. S. Millais C, "Wind Force 12: a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020". Greenpeace and European Wind Energy Association, <<http://www.ewea.org/03publications/WindForce12.htm>>, 2004.
- [2] Pena R, Clare J. C, Asher G. M. Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-back PWM Converters and its Application to Variable Speed Wind-energy Generation[J]. IEEE Proceedings on Electric Power Applications, 1996, 143(3): 231-241.
- [3] V. Akhmatov. Induction Generators for Wind Power, Multi-Science Publishing Company Ltd., 2005.
- [4] J. Morren and S. W. H. de Haan, Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. IEEE Trans. Energy Convers., vol. 20, no. 2, pp. 435-441, Jun. 2005.
- [5] Muyeen, S. M., Takahashi Rion, Murata Toshiaki, Tamura Junji. A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 25(1): 331-340, FEB 2010.
- [6] Lopez J, Sanchis P, Roboa X. Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator During Three-phase Voltage Dips[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(3): 709-717.
- [7] Lopez J, Gubia E, Sanchis P, et al. Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generator under Asymmetrical Voltage[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 321-330.
- [8] Mansour Mohseni, Syed M. Islam, Mohammad A. S. Masoum. Impacts of Symmetrical and Asymmetrical Voltage Sags on DFIG-Based Wind Turbines Considering Phase-Angle Jump, Voltage Recovery, and Sag Parameters. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, 2011, 26(5): 1587-1598.
- [9] Graham Pannell, David J. Atkinson, and Bashar Zahawi. Analytical Study of Grid-Fault Response of Wind Turbine Doubly Fed Induction Generator, IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, 25(4): 1081-1091.
- [10] F. Sulla, J. Svensson, O. Samuelsson. Symmetrical and unsymmetrical short-circuit current of squirrel-cage and doubly-fed induction generators. Electric Power Systems Research, 2011(81):1610-1618.
- [11] Cui Y, Yan G G, Jiang D W, Zhou Z Q, Wang X B, Li Q. DFIG-based Wind Farm Equivalent Model for Power System Short Circuit Current Calculation. 2009 INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER GENERATION AND SUPPLY, vol: 1-4, pp.1517-1521, 2009.
- [12] M. S. Vicatos J, A. Tegopoulos. TRANSIENT STATE ANALYSIS OF A DOUBLY-FED INDUCTION GENERATOR UNDER THREE PHASE SHORT CIRCUIT, IEEE Transactions on Energy Conversion, 6(1): 62-75.
- [13] Mohsen Rahimi, Mostafa Parniani. Dynamic behavior analysis of doubly-fed induction generator wind turbines – The influence of rotor and speed controller parameters. Electrical Power and Energy Systems, 32(2010);464-477.
- [14] Rahimi M, Parniani M. Grid-fault ride-through analysis and control of wind turbines with doubly fed induction generators[J]. Electric Power Systems Research, 2010(8): 184-195.
- [15] G. D. Marques, and Duarte M. Sousa, Understanding

the Doubly Fed Induction Generator During Voltage Dips. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, 27(2): 421-431.

- [16] J. L. Duarte, A. V. Zwam, C. Wijnands, and A. Vandepuut, "Reference frames fit for controlling pwm rectifiers," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 46, no. 3, pp. 628–630, June 1999.
- [17] B. Hopfensperger, D. J. Atkinson, and R. A. Lakin, "Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder," *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 147, pp. 241–250, July 2000.
- [18] ANDREAS PETERSSON. Analysis, Modeling and Control of Doubly- Fed Induction Generators for Wind Turbines , CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY G öteborg, Sweden 2005.
- [19] N. Hur, J. Jung, and K. Nam, "A fast dynamic dc-link power-balancing scheme for a PWM converter–inverter system," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 48, no. 4, pp. 794–803, Aug. 2001.
- [20] L. Harnefors and H.-P. Nee, "Model-based current control of ac machines using the internal model control method," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 34, no. 1, pp. 133–141, Jan./Feb. 1998.

国产大型静止变频器（SFC）系统设计及应用

徐峰¹，高苏杰²，张亚武²，衣传宝²，石祥建¹，刘为群¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司，江苏 南京 211102；2.国网新能源控股有限公司，北京 100761)

摘要：静止变频器（Static Frequency Converter，简称 SFC）长期以来依赖进口，SFC 系统技术及市场被国外少数公司垄断。南瑞继保公司依托国家电网 2013 年科技项目“百兆瓦级抽水蓄能机组静止启动变频器(SFC)关键技术研究”，研制满足 300MW 级抽水蓄能机组启动要求的 SFC 系统。本文介绍该国产大型静止变频器(SFC)在安徽响水涧电站的系统设计方案及现场应用情况。

关键词：抽水蓄能；静止变频器；SFC；国产化

0 概述

抽水蓄能电站在电力系统中担负着调峰填谷、旋转备用，事故备用，调频调相等任务^[1]。抽水蓄能机组在电动机工况下，应尽可能平稳的启动，避免对电网过大的冲击，因此，静止变频器(SFC)启动是大型抽水蓄能机组首选的启动方式。它把工频电流经整流及逆变变换后，根据电机转子位置或机端电压信息，以逐渐升高的频率交替向电机定子某两相通入电流，产生超前于转子磁场的定子旋转磁场，通过该磁场与励磁电流形成的转子磁场相互作用，生成加速力矩将电机转子加速到同步转速，再由同期装置实现机组并网^[2,3]。

SFC系统属于交直交变频器，SFC系统一般由输入断路器、输入变压器、整流阀组（网桥）、直流电抗器、逆变阀组（机桥）、输出刀闸、输出变压器（若有）、输出断路器等设备组成。

SFC常见的拓扑结构有以下几种：

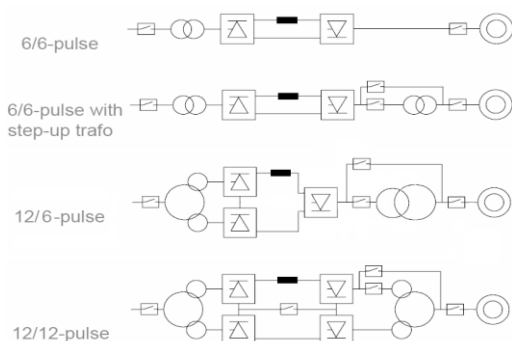


图 1 常见 SFC 拓扑结构

安徽响水涧抽水蓄能电站拥有 4 台 250MW 抽水蓄能机组，总装机容量 1000MW，电站临近华东电网负荷中心。设计为日调节纯抽水蓄能电站，其开发任务：是电网调峰电源之一，为系统承担调峰、填谷和提供事故备用，同时担任系统

调频、调相等任务，以缓解系统严重的调峰矛盾，改善系统火电、核电机组运行状况，提高系统供电质量，为电网安全运行提供保证。

1 设计方案：

安徽响水涧抽水蓄能电站原ABB生产的静止变频系统（下称原SFC）为高低高、6-6脉动拓扑结构，主接线如下图所示，

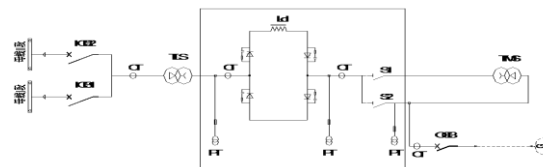


图 2 响水涧原 SFC 系统主接线图

本次依托国网科技项目“百兆瓦级抽水蓄能机组静止启动变频器(SFC)关键技术研究”，由南瑞继保电气有限公司为安徽响水涧抽水蓄能电站研制一套满足300MW级抽水蓄能机组变频启动要求的PCS-9575静止变频系统。

由于厂房空间的限制，及工程造价等方面的考虑，新增PCS-9575静止变频器（下称新SFC）也采用高低高、6-6脉动拓扑结构，并与原SFC系统共用输入断路器ICB1、输入断路器ICB2、输入变压器TLS、输出变压器TMS及输出断路器OCB。为了实现两套SFC系统相互间平稳切换，安全、可靠运行，需对两套SFC系统的一次系统及二次系统接口部分进行重新设计。

1.1 一次接口方案

两套 SFC 系统一次接口方案见下图。图中框内标出的为新 SFC 系统及两套 SFC 系统的隔离点，其余部分为原 SFC 系统设备。

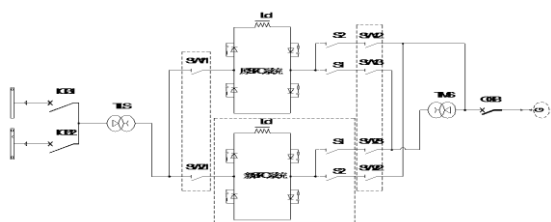


图 3 改造后两套 SFC 系统主接线图

两套 SFC 系统的隔离和切换通过 6 套隔离排实现(如图 SW11、SW12、SW13、SW21、SW22、SW23)，隔离排装在 24kV 等级的中置式开关柜中，隔离排为手动操作，两套 SFC 系统的隔离排之间设计防误操作措施。

1.2 二次接口方案

两套SFC系统除了共用一次设备，还需共用二次控制信号。除了SFC系统内共用的断路器、变压器等一次设备的二次控制及状态信号，还包括机组相关信号。二次信号接口采用集中切换方式，即二次信号在进入原SFC机柜前，选择合适的位置布置切换柜，信号经过切换柜切换后，送给原SFC系统或新SFC系统。

1.3 PCS-9575 静止变频器系统介绍

PCS-9575 静止变频系统是首台套国产化 300MW 级抽水蓄能机组静止变频设备，南瑞继保公司拥有完全自主知识产权。一次功率部分基于南瑞继保 SVC 及直流融冰高压电力电子系统设计制造技术，二次控制保护部分基于南瑞继保 UAPC 通用平台，满足大型抽水蓄能机组变频启动要求。

1.3.1 一次功率部分

本次提供的 PCS-9575 静止变频器采用高-低-高、6-6 脉动，带输出变压器主回路拓扑结构，功率桥臂采用多管串联方式，由可控硅元件、散热器、过压保护、触发单元组成整流组件单元，一个桥臂的多个整流组件单元串接成为一个阀串，六组阀串组成三相全控整流/逆变功率桥，功率桥使用强迫风冷方式，取消了复杂的水冷系统。

PCS-9575 静止变频器触发系统使用光电触发方式，可控硅附近安装可控硅控制单元(TCU)实现就地高压耦合取能，可控硅触发，监视阀组的触发状态及正向过电压保护，结合常规的交流侧过电压保护及可控硅并联阻容保护，完成对阀组的完整控制保护及状态检测。TCU 采用电子电路，实现晶闸管过电压保护，体积小，定值稳定，转折电压值偏差小；

1.3.2 二次控制保护部分

PCS-9575 静止变频器的控制系统基于南瑞继保自主知识产权的 UAPC 通用平台，该平台广泛应用于特高压、高压直流控制保护系统、FACTS (灵活交流输电) 控制保护系统，数字化变电站控制保护系统等。该平台是高性能分散、分布式系统，拥有友好的人机环境，方便进行功能扩展。

PCS-9575 静止变频器的控制系统包括 PCS-9575 静止变频器主控装置，采样装置，智能 IO 装置，PCS-9586 阀控装置，PCS-985FA 静止变频器保护装置；

PCS-9575 静止变频器采样装置实现输入变压器，网桥，机桥，输出变压器等设备的模拟量采集，PCS-9575 智能 IO 装置实现 SFC 系统必须的各种开关量的采集，流程控制，开关刀闸的操作，PCS-9575 静止变频器主控装置根据采样装置和智能 IO 装置获得模拟量与开关量信息，完成控制保护计算，触发脉冲输出，励磁系统控制。主控装置分别形成网桥、机桥的触发信号送给 PCS-9586 阀控装置形成网桥、机桥阀组的光纤触发脉冲，输出经光纤送至可控硅控制单元(TCU)，TCU 高压就地取能形成触发可控硅的电脉冲，触发机桥、网桥阀组。同时将阀组状态信息反馈阀控装置。

PCS-9575 静止变频器控制系统，采用双闭环控制方式：外环为转速闭环，一般采用 PI(比例、积分)调节，内环为电流闭环，一般也采用 PI 调节方式。当机组频率可以测量到时，计算机组转速给定值与机组转速测量值的差值，经过 PI 控制计算，产生网桥输出直流电流的给定值；直流电流给定值与网桥输出直流电流测量值的差值，经 PI 调节计算所得的控制量，经余弦移相产生触发角度值 α 。逻辑图如下。

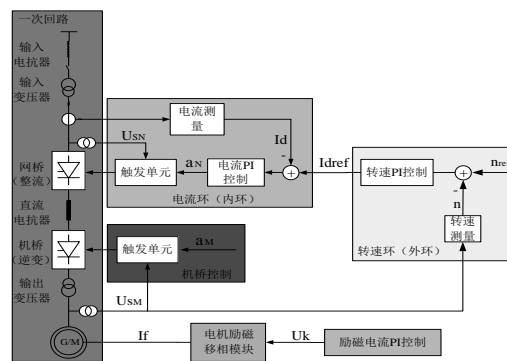


图 4 SFC 系统控制逻辑图

整个启动控制过程中, PCS-9575 静止变频器控制系统的控制可以分为三个阶段:

(1) 初始触发控制: 该阶段是要实现正确的电机初始转动。首先给电机转子加励磁电流阶跃, 根据电磁感应原理, 电机定子将感应出三相电压, SFC控制装置根据该电压信号计算出转子的初始位置, 从而得到首次应该被触发的机桥阀组编号。启动网桥, 同时, 触发机桥相应阀组, 这样有励磁的转子就在定子磁场的牵引下开始转动。

(2) 脉冲换相控制: 在电机转动频率比较低时(比如小于5Hz), 机端感应的电压值比较低, 不足以使机桥的阀组在需要换相时自然关断, 需人为控制来实现机桥的换相, 即脉冲换相。当根据机端电压判断出机桥需要换相时, 首先使网桥逆变, 当回路中电流降为零时, 则机桥相应阀组由于无法续流而被关断, 再给机桥下一对需要开通的阀组发送触发信号, 同时恢复网桥整流输出。这样就完成了机桥的换相控制。

(3) 负载换相控制: 当电机频率比较高时(比如大于5Hz), 机端感应出的电压足够高, 能够使机桥需要被关断的阀组自然关断, 控制进入负载换相控制阶段。在这个阶段, 网桥一直处于整流工作状态, 机桥则一直处于逆变工作状态, 这样就可以为电机定子提供持续的转动力矩, 使电机转速不断上升, 以达到需要的转速。

PCS-9575静止变频器主控单元拥有完备的控制保护功能, 如SFC系统差动保护, 过流保护, 电压越限保护, 过磁通保护, 电流变化率保护, 电机过速保护等, 同时为防止控制系统异常造成保护功能失效, 另设一套独立的SFC保护装置 PCS-985FA, 实现输入变压器, 输出变压器, SFC功率桥的差动保护, 过流保护, 电压异常保护等, 构成了控制系统保护和外加独立装置的双重化保护方案。

2. 现场应用

2013年12月-2014年3月经过各方专家的共同努力, 完成新SFC系统的设备安装和静态调试, 3月24日起进行新SFC设备的动态试验。

2014年4月1日下午2:03分新SFC系统完成全部动态试验连续拖动4台机组成功并网。单台机组的全过程启动录波如下图:

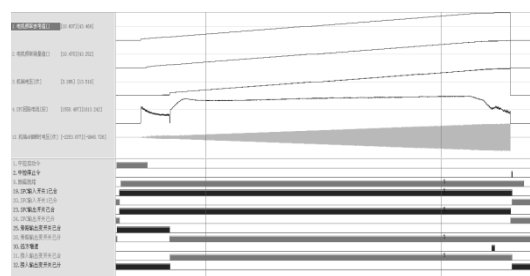


图5 SFC系统启动过程录波

3. 结语

响水涧国产大容量SFC系统的成功投运彻底打破了国外厂家在抽水蓄能电站静止变频器领域的技术垄断, 同时宣告大型抽水蓄能发电机组及其辅助设备的全部国产化已经实现。同时, 新增SFC系统与原SFC系统共用部分设备的方案, 节约的工程投资, 为现场老设备改造及SFC系统双重化提供了一套完整的解决方案, 有一定的借鉴意义。

参考文献:

- [1] 高苏杰, 娄素华. 抽水蓄能电站综合效益评估综述. 水电自动化与大坝检测, 2008, 32(1).
- [2] 闫伟, 石祥建等. 抽水蓄能电站 SFC 系统研制及应用. 《第十八次中国水电设备学术讨论会论文集》2011年.
- [3] 舒建红, 郑建锋, 静态变频器在抽水蓄能电站中的应用, 华电技术, 2010, 32(8).

作者简介:

徐峰(1981-), 男, 辽宁沈阳人, 工程师, 从事静止变频器, 发电机励磁系统等电力电子设备设计工作。

高苏杰(1961-), 男, 甘肃兰州人, 高级工程师, 从事抽水蓄能电站和新能源技术管理工作。

张亚武(1973-), 男, 福建莆田人, 高级工程师, 从事抽水蓄能电站运行维护管理工作。

衣传宝(1982-), 男, 山东临沂人, 工程师, 从事抽水蓄能电站和新能源技术管理工作。

石祥建(1980-), 男, 江苏徐州人, 工程师, 从事电力电子设备在电力系统应用研究及工业过程自动控制研究。

刘为群(1966-), 男, 安徽滁州人, 高级工程师, 从事电力电子设备在电力系统应用研究。

水电站轴电流保护误报警问题分析

刘小波

(南京国电南自美卓控制系统有限公司 研发中心, 南京 210061)

摘要: 发电机轴电流对机组危害较大, 针对周宁水电站轴电流保护误报警问题, 本文对其成因做了一定的分析和探讨, 并提出了硬件、软件相结合的滤波措施, 消除了低频干扰, 采样基波作为保护判据。现场静态试验、空载试验及负荷试验证明这种解决措施效果较好, 解决了轴电流保护误报警问题。

关键词: 水电站; 轴电流; 空间磁场干扰; 滤波措施

The Discussion on the Problem of Shaft-Current Protection in Zhou Ning Hydropower Station

LIU Xiaobo

(NANJING GUODIANNANZI METSO CONTROL SYSTEM Co., LTD.

Research and development center, NANJING, 210061)

Abstract: The damage to generator of shaft-current is large, to solve the problem which shaft-current protection mistakenly alarm in zhou ning hydropower station, the paper done some analysis and discussion on the causes, and proposed the filter measures of hardware and software combining, then the low frequency interference had been eliminated, and base wave had been sampled as protection criterion. Static test, no-load test and load test proved that the effect of this measures were good, the problem which shaft-current protection mistakenly alarm had been solved.

Keywords: hydropower station; shaft-current; Space magnetic field interference; Filter measures

0 引言

正常情况下, 发电机转轴与轴承间存在的润滑油膜, 能起到绝缘的作用。对于较低的轴电压, 润滑油膜仍能保护其绝缘性能, 轴电流较小, 但当轴承底座绝缘垫因油污损坏或老化等原因失去绝缘性能且当轴电压达到一定数值时, 则轴电压足以击穿轴与轴承间的油膜而发生放电, 轴电流将明显增大, 使轴瓦发生电蚀而损伤甚至毁坏, 并加速轴承润滑油的变质老化^[1~4]。

福周宁水电站两台机组为400m 的混流式水轮发电机组, 单机容量125 MW, 额定转速428 6 r/min, 发电机型号SF125- 14 /5380, 为三相凸极发电机, 采用具有上下两个导轴承的立轴悬式结构, 推力轴承位于转子上方, 布置在上机架中心体上部, 上导轴承布置在上机架中心体内。该电站轴电流保护集成在国电南自发变组保护装置801B上面, 2005年4月投入运

行, 投运至今, 轴电流保护一直运行不正常, 在空载和带负荷工况下, 轴电流二次输出值均达到了180-240mA左右, 造成轴电流保护一直动作。

1 现场测试

现场轴电流 CT 变比为 2/0.005A, 其二次输出报警值整定为 5mA, 安装在上机架中心体下部, 亦即转子和上机架中心体之间。经现场实测不同工况下两台机轴电流二次输出值, 均达到了 180~240mA, 造成机组轴电流保护一直动作告警。因该轴电流 CT 饱和倍数为 10 倍, 而测试值达到了近 40 倍, 从另一方面说明了二次轴电流确实存在。

现场分析了轴电流产生的原因, 如磁不平衡产生轴电压、静电感应产生轴电压、外部电源的介入产生轴电压、轴电流 CT 本体内故障等, 并采取了相应措施, 但效果都不理想。

为了查找轴电流产生的真正原因，从而采取相应的解决措施，现场对两台机组按照以下几个方面进行了检测。

(1) 1、2 号机组轴电流、轴电压实测
表 1 为两台机组轴电流实测结果汇总表。
表 2 为 2 号机组轴电压实测结果。

表 1 1 号、2 号发电机轴电流实测结果汇总表

Table 1 shaft-current measured results summary form of unit 1 and unit 2

机组号	工况	测量地点	轴电流	
			幅值 (mA)	主频 (Hz)
1 号	125MW(满负荷)	1 号发变组保护屏	180	(1)7.1 (2)14.2
2 号	125MW(满负荷)	2 号发变组保护屏 (试验绕组短路)	220	(1)7.1 (2)14.2
	125MW(满负荷)	2 号发电机端子箱 (试验绕组短路)	220	(1)7.1 (2)14.2
	空转	2 号发变组保护屏 (试验绕组开路)	12.5	(1)7.1 (2)14.2
	空载	2 号发变组保护屏 (试验绕组开路)	320	(1)7.1 (2)14.2

表 2 2 号机组轴电压实测结果

Table 2 shaft-voltage measured results of unit 2

工况	轴电压		备注
	幅值 (mV)	主频 (Hz)	
125MW	480	50(即工频)	轴 CT 试验绕组短路
空载	480	50	轴 CT 试验绕组开路

由表 1、表 2 可以看出：1、2 号机组带满负荷，在发变组保护屏处实测此时的轴电流：1 号机组为 180mA，2 号机组为 220mA，在 2 号机组机端处测得的轴电压为 480mV。经录波分析，可知 2 号机轴电流中含有 14.2Hz 左右的谐波分量和 7.1Hz 左右的谐波分量，见图 1。2 号机组轴电压频率为 50Hz，如图 2 所示。

为了分析各种运行状态下的轴电流，将 2 号机本体端子箱中的轴电流二次的试验绕组开路，机组分别运行在空转、空载状态，录取了轴电流波形。在空转时，轴电流大小为 12.5mA，频率约为 14~15Hz 之间。在空载时，轴电流大小为 320mA，频率约为 14.2Hz。轴电压大小约为 480mV，频率为 50Hz。

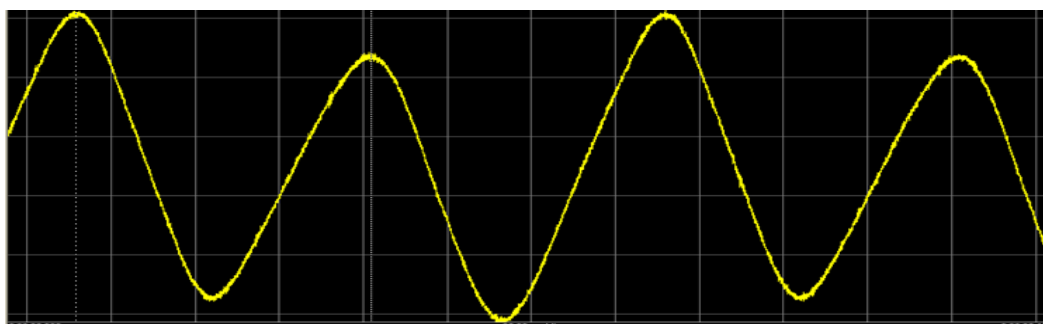


图 1 满负荷状态下 2 号机轴电流录波图

Figure 1 shaft-current wave record figure of unit 2 in full load condition

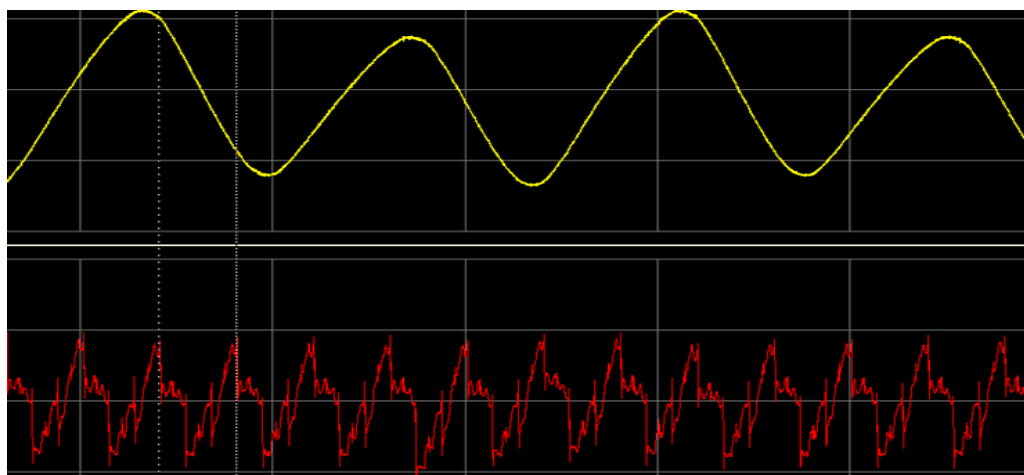


图2 空载状态下2号机组轴电流、轴电压录波图

Figure 2 shaft-current and shaft-voltage wave record of unit 2 in no-load condition

(2) 发电机主轴绝缘实测

用万用表在发电机接地碳刷接线端子处检测发电机主轴对地电阻:机组停机时,电阻值接近为0;机组运行时,电阻值均大于 $1M\Omega$ 。由于机组下导轴承未采用绝缘隔离措施,停机时主轴与下导瓦直接接触,故其电阻值接近为0;机组运行中,轴承瓦面油膜已建立,故其电阻值大于 $1M\Omega$ 。机组检修时,用500V摇表检测上导轴承和推力轴承的绝缘也均满足要求。可见机组转轴对地绝缘并无异常。

(3) 机组转轴剩磁检测

停机时在1号、2号机组的上导轴、下导轴和水导轴处使用吊线回形针测试其剩磁状况,结果发现主轴均有轻微吸附回形针现象,且2号机组主轴对回形针的吸力强于1号机组。转轴剩磁检测转轴存在磁化现象,但不严重。

(4) 现场模拟一次轴电流流通过路径及实测一次轴电流

在空载运行状态下,分别将上机架、大轴碳刷一点接地及上机架和大轴碳刷短接,模拟一次轴电流流通过路径,轴电流CT二次电流值较小,说明实际转轴没有出现轴电流。同时实测一次轴电流,其数据较小,进一步说明一次轴电流不存在。

(5) 轴电流CT周围空间磁场

在开机状态下,利用制作的线圈对#1机发电机上导、下导空间磁场情况进行了测量。在轴电流CT的固定架上加装了两个线圈,一个垂直安装,一个水平安装。在空载时上导处均感应测得7.1HZ的电压。而下导空间则没有。

说明发电机轴电流CT处确实存在异常的空间磁场,而发电机下导处基本不存在类似的空间磁场。

2 轴电流产生原因分析

由上述现场测试分析可知:

(1)发电机轴电流和轴电压频率不一致,因此轴电流不可能是由工频轴电压引发的。

(2)实测轴电压较小(0.48V),同时,机组在空转、空载时转轴绝缘良好,无法形成一次电流回路,而且机组检修中轴瓦和绝缘油均未见异常,因此,机组不大肯能出现较大的一次轴电流。

(3)发电机转子上导处轴CT的内侧,有两根沿转轴上下走向、在转轴圆周上呈约 103° 夹角分布的励磁引线。对称布置的励磁引线,其起励电流对轴电流监测装置有影响。发电机加励后,励磁回路将产生横向分布的磁场。该磁场随主轴一起旋转,并与轴CT和空心线圈的磁回路相互作用,在轴CT和空心线圈内部极可能产生与转频或二倍转频一致的感应电势。由此推断:机组运行中,转子上部空间存在的转频或二倍转频空间磁场应主要与磁极引线及励磁回路产生的磁场有关。下导处由于没有类似励磁引线的通电导体且离转子较远,基本上不存在空间磁场,因而空心线圈测得的感应电压很小,且不存在转频成分。

(4)轴CT一次轴电流不存在,对机组安全运行不会构成威胁,而二次轴电流由轴CT附近的空空间磁场感应产生,轴电流保护装置接于轴CT

二次侧，由感应产生的轴电流使得保护误发信号。

3 轴电流问题解决措施

3.1 可能的解决措施

- 1) 在发电机保护柜内对轴CT 二次回路采取低阻高通信号过滤装置，滤除7.1Hz和14.2Hz谐波分量的低频干扰信号，并确保工频50Hz及以上高频信号进入轴电流保护装置，同时在软件上进行滤波和优化，则轴电流异常超标问题即可得到解决。
- 2) 鉴于发动机下导处不存在空间干扰磁场，

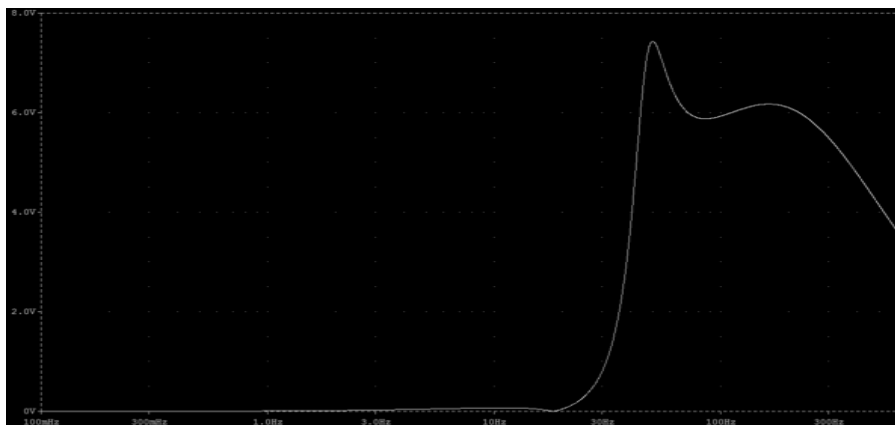


图3 滤波通道幅频特性

Figure 3 filter channel amplitude frequency characteristics

如图3所示，基波对7.1Hz谐波滤过比为 $5/0.06=84$ ；基波对8Hz谐波滤过比为 $5/0.066=76$ ；基波对9Hz谐波滤过比为 $5/0.07=72$ ；基波对14.2Hz谐波滤过比为 $5/0.062=81$ ；基波增益为 $7.5/5=1.5$ （倍）；三次谐波增益为 $6.16/5=1.2$ （倍）。由此可知：加入该通道的低频谐波被很大程度的消减。

2) 保护装置交流模件CT的选择

要使得上述通道具有上述幅频特性，在输入端输入的电压波形必须为正弦波，然而当低频信号通过普通CT时，CT饱和，二次侧电压产生畸变，从而使得输入通道的电压不再是正弦波，无法抑制低频信号的同时，也产生了新的干扰。经过多次试验，采用了能够让低频信号通过的“LH2A/4V”。该CT具有动态线性范围广、频率范围宽，同时加大电流（5A~10A）时不致马上毁坏，很好的满足了上述通道的幅

若将轴CT由发电机转子上部改装到发电机下导轴承下部，可望有效解决轴电流异常超标问题。

3.2 软硬件相结合的滤波措施

考虑到在轴CT二次侧加装低阻高通的滤波装置更为方便，本文采用了4.1中措施1)的方法。

1) 硬件滤波

硬件滤波参考文献[5]，主要设计一个有源二阶滤波通道，其目的为滤除低频谐波分量，同时让基波和三次谐波通道通过。该通道幅频特性如图3所示。

频特性。

3) 以7.1Hz为基波的傅氏算法

为了可靠的滤掉7.1Hz和14.1Hz谐波，保护采用了以7.1Hz为基波的傅氏算法。以7.1Hz为基波，提取其7次谐波（50Hz）分量。

对于全周傅氏算法^[6~8]，采样频率为600Hz，则以7.1Hz为基波的7次倍频分量（50Hz）的实部、虚部模值为：

$$U_{Rn} = \frac{1}{6} \sum_{k=1}^{12} u_{(7k-6)} \cos\left(\frac{7}{6} k\pi\right) \quad (1)$$

$$U_{In} = -\frac{1}{6} \sum_{k=1}^{12} u_{(7k-6)} \sin\left(\frac{7}{6} k\pi\right) \quad (2)$$

(1)、(2)其滤波特性如图5所示。由于在现场检查测试中，并没有发现轴电流中存在35.5Hz的谐波分量，因此，该算法满足要求。

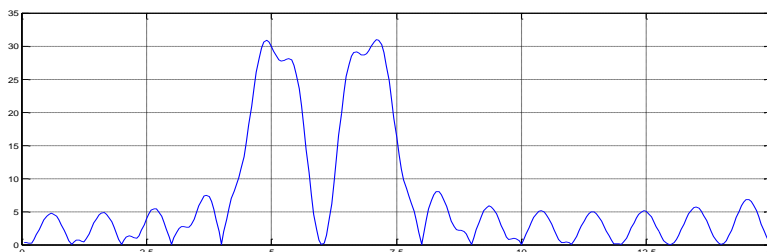


图4 以7.1Hz为基波的傅氏算法幅频响应

Figure 4 The frequency response of the Fourier algorithm based on 7.1 Hz

由式(1)、(2)可知,计算结果必须在故障后第78个采样值出现后才是准确地,所以该算法存在0.128S的固有延时,现场轴电流保护动作于发信,且延时整定为10S,可以在延时整定中考虑补偿此固有延时。

4 结语

针对周宁水电站轴电流保护运行不正常,本文对轴电流成因做了分析,提出了硬件、软件相结合的滤波措施,消除了低频干扰,只采样基波和三次谐波作为保护判据。目前,已将上述解决措施成功应用于轴电流保护装置,通过现场试验,效果较好,从而彻底解决轴电流保护误报警问题。

参考文献

- [1] 王维俭.电气主设备继电保护原理与应用[M].2版.北京:中国电力出版社,2002:199-200.
WANG Wei-jian. Principle and application of protection for electric main equipment [M]. Edition 2. Beijing : China Electric Power Press, 2002:199-200.
- [2] 周建为.抽水蓄能机组轴电流保护[J].水电自动化与大坝监测,2003.27(1):68-69.
ZHOU Jian-wei. Shaft current protection of pumped-storage unit[J]. Hydropower Automation and Dam Monitoring, 2003.27(1):68-69.
- [3] 田葳,李树科.发电机轴电流的危害及防范措施[J].电机技术,2004(24):28-29.
TIAN Wei, LI Shu-ke. Damage and preventive measures of generator shaft current[J]. Electrical Machinery Technology, 2004(24):28-29.
- [4] 宁屹,宁峻.发电机上导油槽油色变黑成因分析及处理[J].江西电力,2007,31(2):15-16.
Ning Yi,Ning Jun. Analysis and processing of the origin of oil color darken in generator fuel tank[J]. Jiangxi Electric Power, 2007,31(2):15-16.
- [5] 刘小波,包明磊.百万机组注入式定子接地保护的研究与开发[C].第十一届全国保护和控制学术研讨会论文集.第十一届全国保护和控制学术研讨会,南京,2007:104-108,112.
LIU Xiao-bo, BAO Ming-lei. Research and exploitation of subharmonic injection scheme for million-capability generator stator ground protection[C]. 11 th national protection and control roceedings. Nangjing, 2007:104-108,112.
- [6] 谢小荣,韩英铎.电力系统频率测量综述[J].电力系统自动化,1999,3(3):1-10.
Xie Xiao-rong, Han Ying-duo. An overview on power system frequency measurement[J]. Automation Of Electric Power Systems, 1999,3(3):1-10.
- [7] 陈德树.计算机继电保护原理与技术[M].北京:中国电力出版社,1992.
CHEN De-shu. Theory and technology of computer relay protection[M]. Beijing: China Electric Power Press, 1992.
- [8] 胡志坚,张承学等.滤除衰减非周期分量的微机保护算法研究[J].电网技术,2001.25(3):7-11.
HU Zhi-Jian, ZHANG Cheng-Xue,etal. Study on protective algorithm for elimination of decaying aperiodic component[J]. Power System Technology, 2001.25(3):7-11.

作者简介:

刘小波(1978-),男,江苏如东人,工程师,硕士,从事电厂继电保护开发研究工作。E-Mail: xiaobo-liu@sac-china.com

基于气隙电动势制动的大型发电机零序横差保护

王育学，尹项根，鲁功强，娄玲娇

(强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学)，湖北省 武汉市 430074)

摘要：零序横差保护是大型发电机反应匝间短路的重要主保护，其主要难题是在保证区外各种扰动下不误动的同时提高反应内部小匝差短路灵敏度。论文分析了零序横差不平衡电流的产生机理和影响因素，指出在发电机内部结构不对称程度一定时不平衡电流与气隙磁通成正比，进而提出了一种基于气隙电动势制动的零序横差保护判据，与现有带制动特性的零序横差保护判据配合使用，可在保证外部故障制动能力的同时，扩大对内部匝间短路的覆盖范围。

关键词：大型发电机；零序横差保护；气隙磁通；小匝差匝间故障

0 引言

零序横差保护是发电机重要的主保护之一，不仅可以反应定子绕组匝间短路和相间短路，而且还被证明是目前唯一能够灵敏反应定子绕组分支开焊故障的保护^[1-3]。大型发电机对零序横差保护的性提出了更高要求，特别是反映小匝差匝间故障的灵敏度。尽管小匝差匝间故障时机端短路电流不大，但短路环内电流很大，若长期存在也会损坏定子绕组绝缘，可能引发更为严重的故障^[4]。如果为提高零序横差保护的灵敏度而盲目降低动作定值，则发电机外部故障时的零序横差不平衡电流可能导致保护误动，引起不必要的停机，不利于电网的安全稳定运行。

为提高零序横差保护的灵敏度，文献[5, 6]提出以发电机相电流作为制动量的判据，根据相电流大小自动调整保护动作值，在外部故障时增大定值防止误动，而内部故障时定值较小，有利于提高灵敏度。但文献[4]指出发电机零序横差不平衡电流是多种因素综合作用的结果，其大小和相电流之间没有明确的线性关系，因此相电流比率制动判据缺乏充分的理论依据，应慎重使用。此外，发电机发生内部故障时，机端相电流也可能较大，此时该判据可能会因较大的制动量而拒动。因此，相电流比率制动判据缺乏有力理论支撑，其性能难以达到预期效果。

为此，本文分析了大型发电机零序横差保护不平衡电流的影响因素，在此基础上，提出一种基于气隙电动势制动的零序横差保护判据，与现有带制动特性的保护判据配合使用，形成一种新的保护综合方案。通过自主研发的发电机内部故障仿真软件进行仿真分析，证明了该方案可以覆

盖的内部故障范围更广，在保证外部故障制动能力的同时提高了保护的灵敏度。

1 零序横差不平衡电流影响因素分析

图 1 为发电机每相并联 5 分支的定子绕组结构示意图，在中性点侧接成两个中性点 o_1 和 o_2 ，零序横差保护装设在二者的连线上。

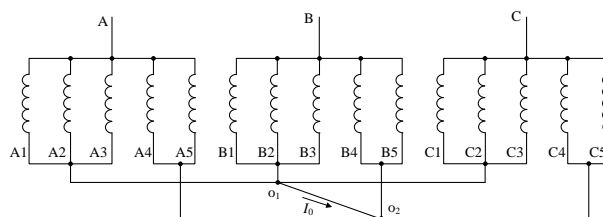


图 1 发电机多分支定子绕组结构示意图

Fig. 1 Schematic of generator stator winding with multi-branch

将该图中连接在同一中性点的同相并联分支用一条支路进行等效，得到图 2 所示的等效电路图。图中， E_{A1} 为连接在 o_1 中性点 A 相各分支的综合等效电动势， Z_{A1} 为综合等效内阻抗，各分支之间的互感已反映在该综合等效内阻抗中。其余各变量的含义依此类推。

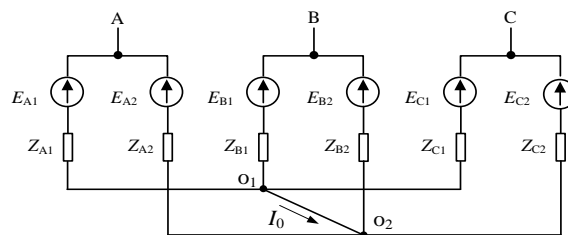


图 2 发电机多分支定子绕组等效电路图

Fig. 2 Equivalent circuit of generator stator winding

可将连接在同一中性点的三相支路进一步合并等效为一条支路，如图 3 所示。 E_1 、 E_2 为等效感应电动势，反映三相感应电动势的不对称程度； Z_1 、 Z_2 为等效内阻抗，则有

$$I_0 = \frac{|E_1 - E_2|}{Z_1 + Z_2} = \frac{\Delta E}{Z_1 + Z_2} \quad (1)$$

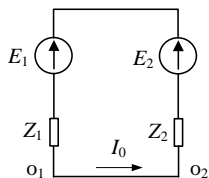


图 3 发电机多分支定子绕组简化电路图

Fig. 3 Simplified equivalent circuit of generator stator winding

上式中 ΔE 反映的是定子绕组感应电动势的不平衡程度。发电机正常运行和外部对称故障时，理论上三相定子绕组感应电动势对称， $\Delta E=0$ ，没有电流流过中性点连线。但实际上，由于发电机制造和安装工艺的限制，以及运行中机组振动、大轴摆动造成的转子偏心等^[7]，发电机的内部结构不可能完全对称，引起定子绕组的电感、电阻等电气参数和感应电动势不对称， $\Delta E \neq 0$ ，中性点连线上流过不平衡电流。归根结底，发电机内部结构不对称是产生零序横差不平衡电流的根本原因。

由前述分析可知，零序横差不平衡电流是由于定子绕组的感应电动势不平衡产生的，而根据电机的电磁关系，定子绕组的感应电动势是主气隙磁通随时间交变产生的，发电机定子绕组感应电动势的表达式为^[8]

$$E = 4.44 f N k_{N1} \Phi_m \quad (2)$$

式中， E 为定子绕组感应电动势有效值， N 为定子绕组匝数， k_{N1} 为绕组系数， f 为工频频率， Φ_m 为主气隙磁通大小，为发电机定、转子电流在气隙中的综合作用磁通，且满足

$$\Phi_m \propto LI \quad (3)$$

其中， L 为发电机绕组综合等效电感， I 为发电机定转子综合等效电流。

由式(2)得定子绕组不平衡感应电动势为

$$\Delta E = 4.44 f N k_{N1} \Delta \Phi_m \quad (4)$$

式中， $\Delta \Phi_m$ 为定子绕组不平衡主气隙磁通，结合式(3)有

$$\Delta \Phi_m \propto \Delta LI \propto \frac{\Delta L}{L} \Phi_m \quad (5)$$

式中 ΔL 为各分支绕组的电感参数差异，反映了发电机内部结构的不对称程度。

联合式(4)、(5)可得

$$\Delta E \propto \frac{\Delta L}{L} \Phi_m \quad (6)$$

因此，当发电机内部结构不对称程度一定时，定子绕组不平衡感应电动势与主气隙磁通成正比。

2 基于气隙电动势制动的零序横差保护

根据上节分析的结果，发电机零序横差不平衡电流可以看作是内部结构不对称与主气隙磁通合力的作用，在结构不对称程度一定时，横差不平衡基波电流随气隙主磁通的增大而线性增大，并且斜率是固定的，其值与发电机内部结构不对称程度有关。而发电机气隙综合电动势 E_δ （后文简称气隙电动势）与主气隙磁通成正比^[8]，所以零序横差不平衡电流也与气隙电动势成线性关系。基于此，提出一种以气隙电动势作为制动量的零序横差保护判据方案。

发电机气隙电动势 E_δ 不能直接测量得到，为此需要研究其获取方法。无论对于隐极同步发电机还是凸极同步发电机，都有图 4 所示的等效电路，图中 \dot{E}_δ 为发电机气隙感应电动势， R_a 和 X_σ 分别为发电机定子绕组电阻和漏电抗， \dot{U}_g 和 \dot{I}_g 分别为发电机机端电压和电流，且有

$$\dot{E}_\delta = \dot{U}_g + \dot{I}_g (R_a + jX_\sigma) \quad (7)$$

式中， \dot{U}_g 和 \dot{I}_g 可通过互感器测量得到， R_a 和 X_σ 为发电机参数，可由厂家提供或试验测量得到。因此根据式(7)保护装置很容易实时计算出发电机的气隙感应电动势。

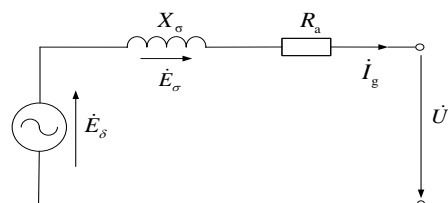


图 4 发电机等效电路图

Fig. 4 Equivalent circuit of generator

基于气隙电动势制动的零序横差保护的动

特性曲线如图 5 所示。图中 $E_{\delta n}$ 应整定为发电机运行过程中可能出现的最小气隙电动势，根据式 (7)， $\dot{U}_g = 0$ 且 $\dot{I}_g = \dot{I}_n$ 时气隙电动势取最小值 $|\dot{I}_n(R_a + jX_o)|$ ，对应短路电流等于额定电流的机端三相短路情况，此时的零序横差不平衡电流 I_{0n} 可根据零起短路升流试验数据得到，为保证可靠性，整定时 I_{0n} 在实际值的基础上乘一可靠系数。

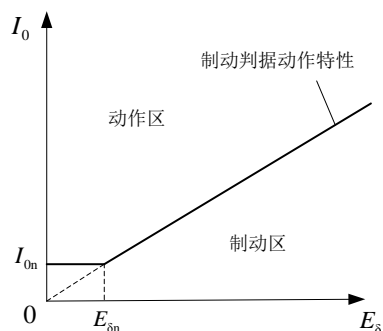


图 5 基于气隙电动势制动的零序横差保护动作特性曲线
Fig. 5 Operating characteristic curve of $E\delta$ based single transverse differential protection

保护动作判据为

$$(I_0 > I_{0n}) \cap (I_0 > \frac{I_{0n}}{E_{\delta n}} E_{\delta}) \quad (8)$$

前文分析都是基于发电机内部结构不对称程度一定的前提，对于已经安装成型的发电机，当内部结构一定时，其结构不对称程度不会有较大改变。即使随着发电机运行时间的增加，内部结构不对称程度发生改变，可以通过重新整定保护动作曲线的斜率进行调整。

相电流比率制动判据在防止外部故障误动方面有较好的性能，但在某些内部匝间故障下可能拒动。而气隙电动势制动判据在内部匝间故障时，由于机端电压与电流一般不会有较大改变，则气隙电动势不会有较大变化，而横差电流增大，因而会正确动作；即使某些内部匝间故障情况下机端电流有较大增大，由于气隙电动势与机端电压及电流均相关，而机端电压一般波动幅度较小，可在一定程度上限制气隙电动势增大的幅度，防止进入制动区。因此，若将气隙电动势制动判据和相电流比率制动判据配合使用，可弥补后者在内部故障可能拒动的不足，扩大保护范围，提高

灵敏度。

3 数字仿真分析

为验证所提保护方案的有效性，对大型发电机零序横差保护进行相关数字仿真分析。目前常用的电力系统仿真软件（如 ATP、EMTP、EMTDC、MATLAB 等）都对发电机进行模块封装，不能对内部短路故障进行暂态仿真计算。为此，本文利用自主研发的“大型水轮发电机内部故障暂态仿真软件”进行仿真分析，该软件的详细介绍见文献 [9, 10]。该软件系统已通过以三峡 ALSTOM 机组为原型的动模机组验证，并成功应用于三峡、向家坝左岸等电站大型水轮机组的内部故障仿真，试验结果和运行经验表明，仿真结果符合实际过程，精度满足工程应用要求。

仿真中选取向家坝水电站 800MW 哈电机组作为案例，其主要参数见表 1。

表 1 哈电机组的主要参数

Tab. 1 Main parameters of a generator made by HEC

参 数	数 值
额定功率	800 MW
额定相电流	25660 A
额定电压	20 kV
定子铁心槽数	840
每相并联分支	8
每分支串联匝	35
转子极对数	40
定子绕线方式	波绕+回绕
定子漏抗	0.173 p.u.
次暂态电抗	0.244 p.u.

为将气隙电动势制动判据和相电流比率制动判据配合使用的方案与现有简单过流判据、相电流比率制动判据进行比较，对案例发电机可能发生的所有内部故障进行仿真计算，并考察三种保护方案的动作结果。首先根据发电机定子绕组的绕线结构，软件生成了定子绕组可能发生的短路故障集，故障统计见表 2，其中“槽内”是指位于同一槽内的上下层线圈绝缘破坏引起的短路，“端部”是指线圈端部交叉处绝缘破坏引起的短路。

表 2 发电机定子绕组内部短路故障集

Tab. 2 Internal short-circuit fault set of generator stator winding

	同相同 分支	同相异 分支	异相	总数
槽内	432	48	360	840
端部	768	3792	11400	15960
总数	1200	3840	11760	16800

从仿真结果可知, 发电机正常运行和外部故障时零序横差不平衡电流最大可达 302.5A, 取 1.1 倍可靠系数得简单过流判据的动作电流整定值为 332.8A。

对于相电流比率制动判据, 判据为

$$\begin{cases} I_0 > I_d & I \leq I_n \\ I_0 > \left(1 + K \frac{I - I_n}{I_n}\right) \times I_d & I > I_n \end{cases} \quad (9)$$

横差电流值 I_d 整定为发电机额定工况下的零序横差不平衡电流 283.9A, 制动系数 K 取 $283.9/25660=0.011$ (判据中各量均采用一次有名值)。

对于气隙电动势制动判据, 根据对短路电流等于额定电流的机端三相短路情况的仿真结果, 式(8)中 E_{0n} 整定为最小气隙电动势 0.173 (标么值, 后同), I_{0n} 整定为此时的零序横差不平衡电流 43.28A。

三种方案的动作统计结果见表 3。从表中可以看出简单过流判据可反应的内部故障总数为 16537 种, 在三种方案中最少, 其原因是整定的动作值较大; 相电流比率制动判据可反应内部故障数量为 16654 种, 相比简单过流判据有所增加, 是因为引入制动量降低了保护动作值; 综合方案可反映的故障数量为 16745 种, 说明气隙电动势制动判据补充反应了 91 种故障。选取其中一种故障进行分析, 测得的零序横差电流为 307.8A, 机端相电流增大为 30592A, 机端电压为 19.53kV, 计算得气隙电动势为 1.083, 则相电流比率制动判据的动作值为 $283.9+(30592-25660) \times 0.011=338.2A$, 大于横差电流, 保护拒动; 而对于气隙电动势制动判据, 动作值为 $1.083 \times 43.28/0.173=270.9A$, 小于横差电流, 保护动作。

因此, 本文提出的综合方案相比现有零序横差保护, 能覆盖的内部故障更多, 提高了灵敏度, 增强了对大型发电机安全的保障。

表 3 发电机定子绕组内部短路故障集

Tab. 3 Internal short-circuit fault set of generator stator winding

	同相同 分支	同相异 分支	异相	总数
槽内	432	48	360	840
端部	768	3792	11400	15960
总数	1200	3840	11760	16800

4 结论

零序横差保护是大型发电机的重要主保护之一, 其主要问题是零序横差不平衡电流影响其灵敏度, 不能反应某些内部小匝差匝间短路, 可能引发更为严重的故障。本文在分析零序横差不平衡电流影响因素的基础上, 提出一种以气隙电动势为制动量的零序横差保护判据方案, 并进行了大量数字仿真分析。主要结论如下:

(1) 由于设计、制造、安装和运行等各方面原因, 发电机内部结构无法做到绝对对称, 使得定子各分支绕组电感参数不同, 引起主气隙磁通不平衡, 造成定子绕组感应电动势不平衡, 从而产生零序横差不平衡电流。零序横差不平衡电流可以看作是内部结构不对称与主气隙磁通合力的作用, 在内部结构不对称程度一定时, 零序横差不平衡电流随主气隙磁通的增大而线性增大。

(2) 相电流比率制动判据建立在零序横差不平衡电流与机端相电流有一定线性关系的基础上, 而相关文献表明零序横差不平衡电流与相电流之间没有明确关系; 发电机发生内部故障时, 机端相电流也可能较大, 相电流比率制动判据可能因较大的制动量而拒动。

(3) 气隙电动势制动判据在内部匝间故障下, 即使机端电流有较大增大, 由于气隙电动势与机端电压及电流均相关, 考虑到机端电压一般波动幅度较小, 可在一定程度上限制气隙电动势增大的幅度, 避免拒动。将气隙电动势制动判据和相电流比率制动判据配合使用, 可扩大内部故障的覆盖范围, 提高保护灵敏度。

参考文献

- [1] 屠黎明, 胡敏强, 吴济安. 大型水轮发电机内部故障零序横差保护的灵敏度分析[J]. 中国电机工程学报, 1999(11): 33-37.
TU Liming, HU Minqiang, WU Jian. Sensitivity analysis of the single element transverse differential protection for large sized hydro generator with internal armature winding faults[J]. Proceedings of the CSEE, 1999(11): 33-37. (in Chinese).
- [2] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 第2版. 北京: 中国电力出版社, 2001.
WANG Weijian. Electrical equipments protection principle and application. The 2nd edition. Beijing: China Electric Power Press, 2001. (in Chinese).
- [3] 张保会, 尹项根. 电力系统继电保护[M]. 第2版. 北京: 中国电力出版社, 2010.
ZHANG Baohui, YIN Xianggen. Power system relaying protection. The 2nd edition. Beijing: China Electric Power Press, 2010. (in Chinese).
- [4] 张侃君. 特大型水轮发电机保护系统及其动模试验新技术. [D]. 武汉: 华中科技大学, 2008.
ZHANG Kanjun. Protection System and New Dynamic Simulation Experiment Technology of Huge Hydro Generator[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2008. (in Chinese).
- [5] 伍叶凯, 邹东霞. 一种高灵敏度的发电机横差保护方案[J]. 电网技术, 1997, 21(01): 35-37.
WU Yekai, ZOU Dongxia. A project of high sensitivity transverse differential protection for generator[J]. Power System Technology, 1997, 21(01): 35-37. (in Chinese).
- [6] 崔新奇, 郇能灵, 刘静. 基于相电流制动的发电机故障分量零序横差保护[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(12): 61-63.
CUI Xinqi, TAI Nengling, LIU Jing. New Uni-t transverse Differential Protection Based on the Fault Contributed Zero Sequence Current[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(12): 61-63. (in Chinese).
- [7] 诸嘉慧, 袁新枚, 邱阿瑞, 等. 大型水轮发电机转子偏心对零序横差保护影响的分析. 电力系统自动化, 2005(11): 45-48.
ZHU Jiahui, YUAN Xinmei, QIU Arui, et al. Analysis of the effect of eccentricity on single element transverse differential protection in large-sized hydro-generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005(11): 45-48. (in Chinese).
- [8] 辜承林, 陈乔夫, 熊永前. 电机学[M]. 第二版. 武汉: 华中科技大学出版社, 2005.
GU Chenglin, CHEN Qiaofu, XIONG Yongqian. Electrical machine [M]. The second edition. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology Press, 2005. (in Chinese).
- [9] 杨经超. 巨型水轮发电机故障暂态仿真及发变组保护研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2004.
YANG Jingchao. Study on Fault Transient Simulation for Huge Hydro-Generators and Protection Technology for Generator-Transformer Units [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2004. (in Chinese).
- [10] 夏勇军. 大型水轮发电机故障暂态仿真及主保护优化的研究与应用[D]. 华中科技大学, 2006.
Study and Application on Huge Hydro Generator Internal Fault Transient Simulation and Optimized Main Protection Scheme. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2006. (in Chinese).

数字化技术在水电厂厂用电系统中的应用

张灵凌¹, 高健¹, 侯炜¹, 严伟¹, 邹颖², 王淑超¹, 牛洪海¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司, 江苏南京 211102;

2.中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院, 云南昆明 650051)

摘要: 提出了基于IEC61850标准的水电厂厂用电气系统数字化方案, 该方案可简化水电厂厂用电气系统二次接线, 节省投资, 优化系统功能, 提高全厂运行效率; 依托数字化网路的过程层GOOSE及SMV技术, 以二次智能设备为载体的关键应用, 可为目前水电厂厂用电系统普遍存在的问题提供良好的解决途径; 数字化方案为全厂运维、保护及监控提供全面、快速的数据支撑, 提升全厂自动化水平。

关键词: 水电厂; 厂用电气系统; 数字化技术; IEC61850

Application of Digital Technology in Auxiliary Power System of Hydropower Plant

ZHANG Lingling¹, GAO Jian¹, HOU Wei¹, YAN Wei¹, ZOU Ying², WANG Shuchao¹, NIU Honghai¹

(1. Nanjing Nari-relays Co., Ltd, Nanjing 211102, China;

2. HydroChina Kunming Engineering Corporation, Kunming 650051, China)

Abstract: The integrated solution of the auxiliary power system in hydropower plant based on IEC61850 is presented. It simplifies the secondary wiring of hydropower plants and reduces investment, importantly optimizes performance and improves the efficiency on the whole. The key applications taken by secondary intelligent equipments base on GOOSE and SMV technology could appropriately solve the common problems of hydropower plants. The digital solution supply complete and fast information transmission for the maintenance, protection and monitoring of hydropower plants, which greatly promotes the level of automation.

Key words: hydropower plant; auxiliary power system; digital technology; IEC61850

0 引言

我国水电厂计算机监控系统经过多年的发展已逐步成熟, 实现了对水电厂工艺系统的监控, 但该系统对厂用电气系统信息的采集较少, 只局限于运行人员关心的少数开关量及电流、功率等信号。

当前, 我国大型水电厂数量日益增多, 厂用电系统也变得越来越复杂, 传统的计算机监控系统在某些性能方面已逐渐无法满足系统运行要求, 暴露出一些影响水电厂安全经济生产的问题: (1) 很多电厂高压厂用变压器容量不足以带动全部厂用负荷, 对于接线复杂大型水电厂的厂用电系统, 发生连续故障进而引发多级备投动作时, 高压厂用变压器极易面临过负荷问题, 容易发生设备损坏或者跳闸, 导致大范围的停电, 影响生产, 造成重大经济损失; (2) 随着微机型综合保护测控

装置及各种智能装置在现场的普及, 原有的通过计算机监控所反映出的厂用电信息显得非常局限, 监控实现方式主要依赖于硬接点信号, 消耗大量电缆, 敷设工程复杂; 即使某些工程采用通讯方式将厂用电气二次设备接入计算机监控系统, 也仅提供少量与运行相关的必要信息, 大量表征电厂运行状况的信息无法在现有计算机监控系统中充分体现, 运行人员不能得到厂内设备全面的信息, 系统数据分析和事件处理能力薄弱; (3) 厂用电气设备种类多, 各厂家设备通讯规约、模型不统一, 极大的限制了信息交互性, 增加了通讯管理方面的额外成本。以上问题普遍存在于我国现有的大中型水电厂厂用电系统中^[1]。

基于 IEC61850 标准的数字化技术近年来发展迅速, 在电力行业内应用广泛, 针对水电厂的应用标准已经明确 (水电厂监控通信标准

IEC61850-7-410、水电厂建模思想与导则标准 IEC61850-7-510)。依托先进的智能元件及基础设备,构建基于国际 IEC61850 标准的分散分布式网络架构,全面提高信息交互的快速性、可靠性及准确性,实现厂用电系统数字化^[2,3],以全面、快速的数据支撑来保障安全经济运行。现阶段,以 IEC61850 数字化标准为基础,先期整合电厂内电气控制装置的数据通信、在线监测、智能操控和继电保护等功能产品,可以解决上述提到的一系列问题。

1 厂用电系统数字化方案

1.1 设计思路

建立在 IEC61850 通信规范基础上的能够实现智能电气设备间信息共享和互操作的现代化电气系统,其主要特征包括智能化一次设备(电子式互感器、智能化开关等)和网络化二次设备分层(过程层、间隔层、站控层)构建,针对厂用电系统,厂用电综合保护测控装置就地开关柜安装,距离一次设备很近,由电缆导致的 CT 饱和及干扰的概率较小,且厂用系统电子式互感器相对常规互感器价格较高,采用电子式互感器及智能终端不具有优势,因此采用常规采样及出口方案,综合保护测控装置之间通过 GOOSE 网络实现现阶段厂用系统所不具备的功能。

1.2 系统架构及数据网络

根据 IEC61850 标准,结合数字化变电站的技术经验,水电厂厂用电系统可划分为三层结构:站控层、间隔层、过程层。站控层设备包括系统服务器、工程师站、操作员站等;间隔层涵盖各电压等级二次智能设备,主要为保护、测控、计量以及其他装置;过程层主要设备为电子式互感器、智能化开关设备(智能操作箱)等。

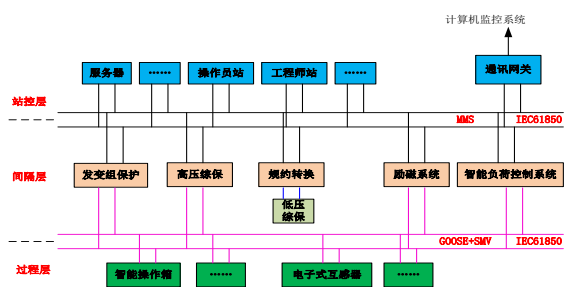


图 1 数字化厂用电气监控系统结构

Fig.1 The structure of auxiliary power supervisory control system based on digital technology

如图 1 所示,厂用电系统通讯网络可分为两

层:间隔层通讯网络和过程层通讯网络。间隔层通讯网络用于建立站控层设备与间隔层二次设备之间的物理链接;过程层网络用于建立间隔层二次设备与过程层设备间的物理链接。由于 380V 低压厂用电保护装置数量庞大,而且 380V 设备信息量较少,用户对故障录波等不作要求,如果采用以太网,网络成本大,综合考虑,该部分采用总线方式接入通讯管理单元转换成 IEC61850,除此以外,其它环节采用以太网双网结构、IEC61850 规约。发变组保护所需互感器除机端电压互感器采用常规互感器以外,其它均可采用电子式互感器,可有效解决目前互感器存在的 CT 饱和问题,而且动态范围大、精度与负载无关、绝缘简单且 CT 无开路危险^[5];负荷控制主、从机实现了厂用负荷的控制,解决了高厂变容量不足的情况下当自备投动作时可能导致的过负荷问题,负荷控制从机可以兼做高、低压厂用电自备投功能。

在站控层以太网通讯中,各高压厂用电综合保护测控装置直接通过以太网口与厂用电监控系统通讯,通讯协议以 MMS 为主。站控层设置操作员站(或只设置监视站)。

在过程层,原间隔层装置间的大部分复杂的二次接线被快速 GOOSE 专网通讯所取代,大大简化了电厂二次系统结构。

另外,基于过程层 GOOSE 星型网,还新增一些数字化 GOOSE 保护新应用,如基于 GOOSE 的水电厂厂用负荷智能控制方案、高压厂用电母差与失灵保护等就可大量应用于本方案中,大大提高保护系统的灵活性,节省大量电缆投资,减少现场电缆敷设。星型的 GOOSE 网络结构避免了网络风暴的发生,提高了 GOOSE 网络的安全性。

系统对时方式可以同时采用两种方式,SNTP 和 IRIG-B;其中 SNTP 是简单网络时间协议,主要用来同步保护的系统时钟,它可以为以太网直接相连的高压厂用电保护测控装置和通讯管理单元对时。SNTP 理论精度可以达到 1ms,同时还保留了 IRIG-B 对时方式,装置将自动适应两种对时方式,且它们互为冗余,提高系统对时可靠性。

2 厂用电系统数字化方案的优势特征

水电厂厂用电气系统数字化方案为厂用电气系统提供了监视、控制、统计、事故分析、事件

负荷, 如果备自投动作后会发生过负荷, 则主机将通过 GOOSE 网向 400V 从机发送切负荷指令, 切第一轮负荷后, 主机向目标中压从机发出启动备自投指令, 由中压从机完成自投操作, 如果自投完成后仍有过负荷现象, 则主机向 400V 从机发出第二轮减载指令 (切负荷指令可根据用户要求, 按照负荷重要程度设置多轮); 如果 I 母或 III 母失电, 中压备自投无需进行目标母线选择, 主机只需判断自投动作后 II 母电源是否会过负荷, 若判断结果显示会发生过负荷, 则向 400V 装置切负荷的顺序按照事先设定的优先级顺序, 第一轮切负荷后, 主机向中压从机发送允许备投指令, 备投成功后, 若仍过负荷, 则进行二三轮切负荷, 依次类推。

针对具有多段 6/10kV 母线的情况, 方案与三段母线的类似; 智能负荷控制方案所需设备除主机需要单独设立外, 中低压从机均在原有备投装置上提升功能, 不需要增加过多的投资成本。

3.2 基于过程层网络的简易母线保护

传统厂用电母线由于经济性及间隔数较多等原因均不配置母差保护, 采用数字化一体化方案使厂用电母线保护成为可能。如图 3 所示, 简易母线保护由嵌入在 6/10kV 厂用变压器后备保护装置中的动作元件和嵌入在各间隔(厂用变压器、电动机保护等)保护装置中的闭锁元件组成, 母线上装置之间通过 GOOSE 网络通信, 不增加任何额外的硬件成本^[7]。

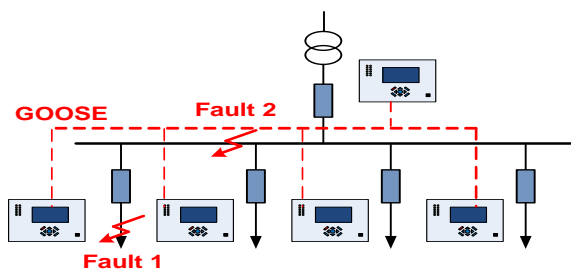


图 3 简易母线保护方案结构

Fig.3 The structure of the scheme for simple bus protection

如图 3 所示, 当故障点 1 发生故障时, 该间隔的综合保护测控装置快速启动, 同时通过 GOOSE 网络将闭锁信号传送给进线保护装置, 防止进线保护跳闸, 而由自己切除故障, 进线保护收到闭锁信号后闭锁保护, 如果馈线保护动作后经固定延时故障仍未切除, 判断为馈线断路器失灵, 馈线保护收回闭锁信号, 进线开放保护将

故障切除, 实现失灵保护功能; 如在故障点 2 发生故障, 即母线故障时, 所有馈线保护均不启动, 不发闭锁信号, 因此进线保护可以快速将故障切除。新方案可以大大缩短母线故障的切除时间。既不增加装置, 又不增加任何二次硬接线, 就可以实现高压厂用母线的快速保护。

4 结束语

水电厂厂用电系统数字化进程, 相比变电站及火电厂而言, 相对滞后, 因此, 推广和实施过程, 需要充分借鉴变电站及火电厂的成功案例。推进数字化技术在水电厂厂用电系统的应用, 是建设安全、稳定、高效、规范的电力系统的重要一环, 也是必然选择。应用数字化技术, 将数字化过程层网络概念引入水电厂厂用电系统, 提高全厂自动化水平的同时, 以过程层网络为基础开发高级应用, 可以为国内水电厂目前普遍存在的安全方面隐患提供良好的解决途径。为进一步提高水电厂的运行效率, 基于数字化技术的水电厂电气系统二次一体化概念, 是需要后续深入研究的方向。

参考文献

- [1] 严伟, 王淑超, 侯 炜等. 基于数字化技术的发电厂电气二次一体化方案. 电力系统自动化, 2012, 36(16): 93-97,131.
YAN Wei, WANG Shuchao, HOU Wei, et al. Integrated Solution of Power Plant Electrical Secondary System Based on Digital Technology, 2012, 36(16): 93-97,131.
- [2] 李向荣, 郝悍勇, 樊 涛等. 构筑数字化电网 建设信息化企业. 电力系统自动化, 2007, 31(17): 1-5,44.
LI Xiangrong, HAO Hanyong, FAN Tao, et al. Constructing Digital Grid and Informatized Enterprise. Automation of Electric Power systems, 2007, 31(17):1-5,44.
- [3] 徐洁, 张红芳, 蔡波, 凌霄. 水电厂数字化设备各层互联技术的现状及发展趋势. 水电自动化与大坝监测, 2008, 32(6):2-4.
XU Jie, ZHANG Hongfang, CAI Bo, LING Xiao. Status and Trend of Communication Technology for Hydropower Plant Digital Devices. Hydropower Automation and Dam Monitoring, 2008, 32(6): 2-4.
- [4] 李朝晖, 杨 贤, 毕亚雄. 水电机组数字化及其工程

应用. 电力系统自动化, 2008, 32(23): 76-80.

LI Zhaohui, YANG Xian, BI Yaxiong. Digitization of Hydro-turbine Generator Sets and Its Engineering Applications. Automation of Electric Power systems, 2008, 32(23):76-80.

[5] 刘万斌, 李 莉. 发变组继电保护技术在数字化电厂中的发展. 2010 年中国水力发电工程学会继电保护学术研讨会, 2010, 中国, 成都: 25-27.

[6] 李天智, 张英. 溪洛渡水电站厂用电运行方式及风险分析. 水电与新能源, 2013,4:41-45.

LI Tianzhi, ZHANG Ying. The Operation Mode and Its Risk Analysis of Auxiliary Power in Xiluodu Hydropower Plant. Hydropower And New Energy, 2013,4:41-45.

[7] 李 斌, 马 超, 贺家李, 等. 基于 IEC 61850 的分布式母线保护方案. 电力系统自动化, 2010, 34(20): 66-70.

LI Bin, MA Chao, HE Jiali, et al. Distributed Busbar Protection Scheme Based on IEC 61850. Automation of Electric Power systems, 2010, 34(20):66-70.

作者简介

张灵凌 (1986—), 男, 通信作者, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电力系统自动化。E-mail: zhanglingling@nari-relays.com

智能化水电厂发变组保护设计方案

刘艳东，陈海龙，张军红，石伟，陈留印，张长庚

(许继电气股份有限公司，河南 许昌 461000)

摘要：智能化发电厂也是坚强智能电网的重要基础和支撑，贯穿智能电网建设的整个过程，提高发电厂电气自动化系统的通信安全性、可靠性，提高系统集成度，使系统紧凑化、一体化，并增强其高级应用功能和一次设备智能化是建设智能化电厂的重要内容。发变组保护是电厂电气自动化系统的重要组成部分，本文主要对一台 200MW 的水轮发电机组发变组保护智能化设计方案做简要介绍。

关键词：智能化；发变组保护；配置方案

0 概述

智能电网是电网未来的发展方向，其涵盖了发电、输电、变电、调度、配电和用电多个环节，未来的“智能化电厂”也是坚强智能电网的重要基础和支撑。在国内采用 IEC61850 规约、智能化一次设备、网络化二次设备等关键技术的全数字化的智能变电站自动化系统发展很快，积累了丰富的运行经验，进入全面推广应用阶段。随着各种智能化设备的发展、先进网络技术的应用，智能化发电厂的建设也基本具备了条件。本文介绍了一台 200MW 水轮发电机组发变组保护智能化设计方案。

1 电厂继电保护系统现状

继电保护系统是电厂安全自动装置的重要组成部分，微机型保护在原理和技术上已相当成熟，电厂电气系统发生的事故大部分是由于电缆老化、CT 特性恶化、二次控制回路接线所引起，这些问题局限于电厂传统的二次系统结构体系和控制体系，难以从根本上加以解决。

(1) 传统电磁式电流互感器在大电流或非周期分量作用下，铁芯饱和导致保护误动、电压互感器存在铁磁谐振问题，这些给继电保护设计带来困难；

(2) 电厂二次接线复杂，需要大量的传输电缆。二次电缆互相耦合造成电磁干扰，造成保护装置误动。控制信息以开关量输入输出，接线端子众多，加大安装调试和维护检修的工作量。

(3) 保护装置信息接口不规范，通讯标准不统一，各种接口并存，网络结构构建困难，难以实现信息共享。

(4) 各保护装置之间交互能力不足，影响保

护性能。各类保护之间没有主动协同能力，相互孤立，之间主要依靠时间和定值相互配合，很容易扩大事故范围。

(5) 电气一次设备无智能化接口，设备的状态和控制信息均通过电缆的硬接线方式传递，可靠性较差。

以上都是保护生产厂家、电厂方面希望从根本上解决的技术问题，单方面从保护装置入手无法达到目的，应从电厂电气设备的整体出发，利用智能变电站相关应用技术，构建全新的智能化电厂继电保护系统。

2 智能化发变组保护装置简介

发变组保护装置是智能水电站中间隔层 IED 设备，许继 WFB-800B 智能化发变组保护装置系统设计基于成熟的软、硬件平台，信息模型和信息交换模型完全遵循 IEC 61850 的规范，按照《Q/GDW396—2010 IEC61850 工程继电保护应用模型》规范进行保护逻辑建模^[2]。保护装置在满足“可靠性、选择性、灵敏性、速动性”的基础上，利用电子式互感器的特性进行了发变组保护新原理、新特性的保护性能提升^[1]。保 WFB-800B 智能化发变组保护的实现如下图 1 所示。

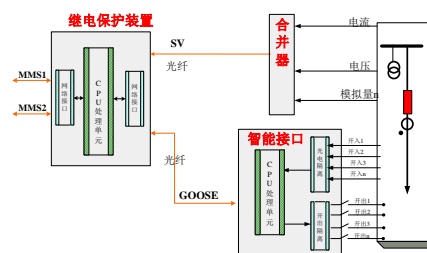


图 1 WFB-800B 智能化发变组保护示意图

电压、电流进行就地采集、合并，电压、电

流量可通过传统互感器或电子式互感器采集，组成过程层采样值 SV 网络。断路器智能接口单元主要担负一个间隔内一次设备位置和状态告警信息的采集和监视，对设备的智能控制，并具有防误操作功能。保护装置通过过程层 GOOSE 网络与智能接口交互。SV 及 GOOSE 采用点对点方式接入保护装置，同时接入相应的 SV 网及 GOOSE 网，SV 网及 GOOSE 网独立组网。保护装置的跳闸及重要开出 GOOSE 信号采用光纤点对点方式直接接入就地智能终端。

保护装置通过站控层 MMS 制造报文规范向厂级监控系统传递保护状态、跳闸、信号和录波信息，并接收监控系统的操控，实现开放式信息交互。

WFB-800B 智能化发变组保护装置与常规的发变组保护有很大不同。主要体现在硬件设计上取消了模拟变换插件、开入/开出插件、保护硬压板等。增加具有网络光纤接口的 NPI(过程层接口)插件及 CPU 插件上的网络光纤接口。保护装置结构紧凑、简洁，其结构布置及背面示意图如图 2 所示。

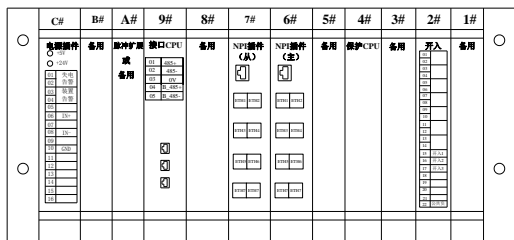


图 2 保护装置的结构布置及背面示意图

转子接地保护采用单独的智能化转子接地保护装置，就地安置于励磁柜，具有乒乓式及注入式两种不同的原理。

3 智能化发变组保护系统过程层设备组成

智能化发变组保护系统过程层设备主要包括数据合并单元、智能接口单元等。

3.1 数据合并单元

数据合并单元主要是对电子式电流、电压互感器输出的数字量进行合并和处理，并按 DL/T 860.92-2006(实例化遵循 IEC61850-9-2LE)标准转换成以太网数据，再通过光纤输出到过程层网络或相关的智能电子设备。

3.2 智能接口单元

智能接口单元主要完成该间隔内断路器以

及其相关隔离刀闸、接地刀闸和快速接地刀闸的操作控制和状态监视，直接或通过过程层网络基于 GOOSE 服务发布采集信息；直接或通过过程层网络基于 GOOSE 服务接收指令，驱动执行器完成控制功能，并具有防误操作功能。

4 智能化水电厂继电保护配置方案

下面以一台 200MW-500kV 水轮发电机-变压器组为例，介绍智能化水电厂继电保护系统工程应用方案：

该系统建立在 IEC 61850 通信技术规范基础上，按分层分布式来实现智能化电厂发变组智能电气设备间的信息共享和互操作性。从整体上分为三层：站控层、间隔层、过程层，网络图如图 3 所示。

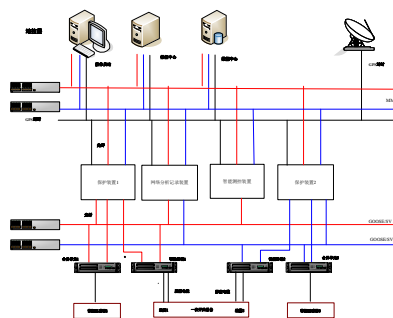


图 3 继电保护系统网络结构图

(1)过程层采样值和跳闸信息采用点对点传输，其它 GOOSE 信息采用网络传输模式；

(2)过程层 SV/GOOSE 网络、站控层 MMS 网络独立配置；

(3)站控层与间隔层保护测控等设备通信采用 IEC61850-8-1 协议，过程层采样值报文通信采用 IEC 61850-9-2 协议，开关量报文通信采用 GOOSE 协议。

4.1 发电机（含励磁变）间隔保护以及过程层配置方案

(1) 过程层配置

a、过程层采样值网络 SV 和 GOOSE 信息网络共网，均为双重化配置：SV/GOOSE 网络 A、SV/GOOSE 网络 B。

b、发电机间隔采用常规电流电压互感器，采用双合并单元配置，合并单元提供足够的光口至保护测控装置满足点对点直采原则。

c、发电机智能接口设备(含 GCB 智能接口)提供一个光口接入 GOOSE 网络传输发电机开入

量接点（如发电机断水、开关位置）等 GOOSE 信息。智能接口提供足够的光口至保护装置满足点对点直跳原则。智能接口装置双重化配置。

d、发电机(含励磁变)间隔过程层共配置 5 个合并单元（合并单元可采集两组保护电流，一组保护电压，合并单元数量为单套配置所需）：其中主变低压侧三相电流、低压侧零序电压合用 1 个合并单元；发电机机端三相电流、机端第一组 PT 三相电压及开口三角电压合用 1 个合并单元；发电机中性点单分支三相电流、机端第二组 PT 电压合用 1 个合并单元；发电机中性点双分支三相电流、横差保护电流、中性点接地变二次电压、注入式定子接地保护电流、注入式定子接地保护电压合用 1 个合并单元、励磁变高压侧三相电流采用 1 个合并单元。

e、合并单元采用室内集中组屏安装方式，智能终端采用就地安装方式。

(2) 保护双重化配置方案

发电机保护装置 A 提供一个光口接入 SV/GOOSE 网络 A，接收发电机间隔 SV 和 GOOSE 信息。发电机保护装置 B 提供一个光口接入 SV/GOOSE 网络 B，接收发电机间隔 SV 和 GOOSE 信息。

4.2 主变压器（含厂变）间隔保护以及过程层配置方案：

(1) 过程层配置

a、主变压器过程层网络配置同发电机间隔过程层网络。

b、变压器高压侧采用常规互感器，采用双合并单元配置，合并单元提供足够的光口至保护测控装置满足点对点直采原则。

c、高压侧断路器智能接口设备提供一个光口接入 GOOSE 网络传输开关位置接点等 GOOSE 信息。智能终端双重化配置。高压侧智能接口提供足够的光口至保护装置满足点对点直跳原则。

d、主变本体配置一个变压器智能接口就地安装于主变本体端子箱中，完成主变非电量保护功能以及主变档位、温度采集和遥调控制。本体非电量保护跳闸采用电缆直跳各侧断路器方式。

e、厂变本体不单独配置智能接口设备，厂变本体的温度接点接入主变本体智能接口装置内。

f、变压器高压侧共配置 1 个合并单元（合并单元可采集两组保护电流，一组保护电压，合

并单元数量为单套配置所需）。主变中性点电流、电压互感器数据接入主变高压侧合并单元，不独立配置。

g、厂变高压侧共配置 1 个合并单元，合并单元提供足够的光口至保护测控装置满足点对点直采原则。

h、合并单元采用室内集中组屏安装方式，智能终端采用就地安装方式。

(2) 保护双重化配置方案

a、主变压器保护装置 A 提供一个光口接入 SV/GOOSE 网络 A，接收主变间隔 SV 和 GOOSE 信息。主变压器保护装置 B 提供一个光口一个光口接入 SV/GOOSE 网络 B，接收主变间隔 SV 和 GOOSE 信息。保护装置均提供足够的光口满足点对点直采直跳原则。

b、该保护装置包括高厂变电气量保护。

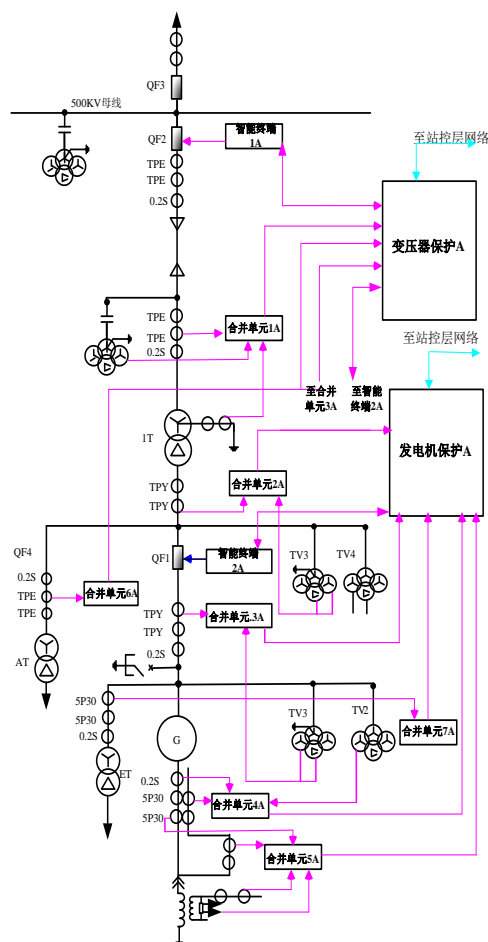


图 4 继电保护过程层设备配置图

5 继电保护智能化需关注的问题

(1) 智能化电厂的设计缺少相应的标准和规范。

当前没有智能化电厂技术标准的客观条件下，

可以以 IEC61850 标准为基础,先期整合发电厂内部电气系统设备的数据共享、在线监测、继电保护等。电厂的调速系统、控制系统等目前还没有实现智能化的相应标准。

(2) 电子式互感器问题

目前,发电机用电子式互感器尚无成熟的应用经验,相比目前在电网系统广泛应用的电子式互感器,还存在安装方式、抗振动要求高、测量范围广(发电机额定电流大)等问题,需要进一步深入论证。

(3) 交换机问题

交换机是目前智能化电厂系统中必不可少的组成部分,其实时性、可靠性要求极高,特别是过程层交换机。由于智能化发电厂保护系统保护通道很多,网络流量大,必须保证交换机数据传输的带宽、实时性、误码率等指标,同时过程层交换机的应用会显著加大应用成本。

(4) 合并单元问题

合并单元伴随电子式互感器的产生而产生,把电子互感器采集单元输出的数字量进行合并和处理,并按 IEC61850-9-1/2 规约转换成以太网数据,输出到过程层网络总线。其内部工作逻辑相对固定,但可靠性、实时性要求极高,其重要度与继电保护装置相当。如何根据发电厂主接线型式合理配置合并单元,达到可靠、经济的目的也是一个需要关注的问题。

参考文献:

- [1] 王维俭,电气主设备继电保护原理及应用 北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 赵立东.郭宝甫 发变组保护装置在智能水电站中的设计及应用《水电自动化与大坝监测》,2012.

作者简介:

刘艳东(1975-),男,本科学历,工程师,从事电力系统继电保护研究和开发。

陈海龙(1975-),男,本科学历,高级工程师,从事电力系统继电保护研究和开发。

基于 UAPC 平台的新型发变组故障录波装置

陈佳胜¹, 姜涛², 钟守平¹, 陈俊¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司, 南京 211106;

2.安徽响水涧抽水蓄能有限公司, 芜湖 241083)

摘要: 本文基于 UAPC 控制保护通用平台, 研制了新型发变组故障录波装置。采用专业的启动判据保证灵敏可靠启动, 采用 HTM 高速总线实现大容量数据传输和冗余存储, 支持模块化配置和逻辑编程, 采用全景录波方式完整再现故障现场, 分析管理后台软件可提供开机试验录波、WEB 浏览服务等多种功能以满足故录数据分析管理的需要, 已在国内外各种型式的发电机组上得到应用。

关键词: 发变组故障录波; 启动判据; 冗余存储; 全景录波; 开机试验

0 前言

随着我国电力建设的蓬勃发展, 电力系统对发变组故障录波装置的采样速度、记录容量、数据格式、数据完整性和可靠性、数据分析能力均提出了越来越高的要求^{[1][2]}。

总结现行发变组故障录波装置设计、制造和运行情况, 普遍存在以下不足^[3]:

- ◆ 硬件水平急需提高。现行录波器多采用 PC 二级系统, 不适应工业现场长期 24 小时实时运行的需求, 数据存储容量较小, 传送速度慢, 易死机或丢失数据;
- ◆ 故障录波启动判据针对性不强。对发变组故障特征分析不够, 在某些故障类型(如轻微定子接地故障、轻微匝间短路)下不能灵敏启动, 在某些情况下(如抽水蓄能机组或燃气轮机变频启动过程)又会频繁启动, 浪费了宝贵的存储资源, 分析时还会误导用户;
- ◆ 数字化接口没有或种类不全。不支持电子式互感器, 不支持 IEC61850 规约, 不适应电厂未来数字化发展的需要。

随着高性能的 CPU、DSP 及 RAM 芯片不断推出, 发变组故障录波装置硬件系统的更新换代是大势所趋。因此, 有必要研制新型发变组故障录波装置, 提高其硬件水平、完善启动录波判据并支持数字化应用。

1 新型发变组故障录波装置总体方案

UAPC 为南瑞继保电气有限公司新一代保护控制平台。它基于软硬件解耦理念设计, 采用 32 位高性能 CPU 芯片及 32 位高速 DSP 芯片。标准化插件、灵活可配置, 抗电磁干扰能力强。基于

Linux 内核的系统软件功能完备, 扩展性强, 支持多种数字化接口及 IEC61850 规约。

基于该平台研制的微机保护装置已在国内外得到广泛应用, 经受了大量的现场考验。为提高录波可靠性, 新型发变组故障录波装置在 UAPC 平台^[4]上进行研发, 模块化设计、支持逻辑编程, 接口完备、可靠性强。

装置最大可接入 102 路模拟量和 200 路开关量, 录波频率最高可达 11.2kHz。根据发变组单元内故障的电气特征, 专门设计了启动录波判据, 以保证灵敏可靠录波。如基于电流制动浮动门槛技术的单元横差启动录波, 快速跟踪频率变化的启停机启动录波等。

基于跨平台实时数据库技术开发的配套管理和分析软件, 可提供多种分析和配置功能, 并提供专用于发电机开机试验的辅助录波分析模块, 如发动机空载试验、短路试验、灭磁试验等。

整套系统由发变组故障录波器、故障信息管理站(安装后台分析管理软件)组成, 如图 1 所示。其中装置完成数据的采集、录波启动判别、录波数据存储和传送; 故障信息管理站完成录波装置的配置、管理、录波数据的分析等功能。

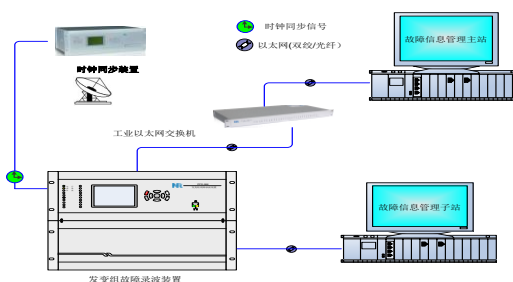


图 1 发变组故障录波系统构成

2 发变组故障录波装置的关键技术

基于 UAPC 平台研制的发变组故障录波装置,采用了如下关键技术:

2.1 专业的故障录波启动判据。

由于发变组单元内的电气设备种类多(发电机和主变、厂高变、励磁变、启备变等),运行方式复杂(并网、空载、调相、倒送电和变频启动等),需根据发变组自身特点,结合相关标准^[5]^[6],专门针对发变组设计准确可靠的启动录波判据,并为快速分析故障指明方向。除了常规的电压、电流越限及突变量启动判据外,还包含以下专业启动判据:

- 1) 发电机定子接地故障,故障点在靠近中性点侧时,基波零序电压变化不大,3次谐波电压变化明显。多采用3次谐波电压比率来启动,但是在某些水电机组上,并网前后3次谐波电压比率变化较大,使得该判据有误启动或不启动的风险。装置采用自适应3次谐波电压比率判据和3次谐波电压差动判据^[7],并结合可靠的3次谐波滤波算法,保证3次谐波电压启动判据的准确可靠。
- 2) 发电机横差电流直接反应匝间故障,多利用横差电流越限来启动;但是横差电流含有较多的3次谐波分量,且区外故障、强励等异常情况下横差电流会增大,导致横差电流判据误启动。装置采用高滤过比的算法,3次谐波滤过比大于100,并采用相电流制动浮动门槛技术^[6],提高了横差电流越限启动的准确性。针对无横差电流或匝间专用PT的场合,采用负序功率方向判别来可靠启动录波,为匝间故障分析提供宝贵数据。
- 3) 发电机、主变、厂变等发生内部故障时,其对应的差流均增大,装置利用本特征设计了差流启动录波判据,区内故障时能可靠启动;以往录波器中未设置该判据。
- 4) 为了在发电机起停机过程故障时灵敏启动,装置设有发电机中性点低频过流启动录波判据,启动算法不受频率影响。常规录波器多采用基于工频的傅氏算法,此时会误启动。
- 5) 低频过流启动录波判据,满足了抽水蓄能电站及燃气-蒸汽联合循环电厂的变频启动过程的需求。对于主要承担调峰任务的抽水蓄能电站,1天之内会进行10多次的SFC变频启动;对于燃气机组,每次启动过程可能长

达10多分钟。因此低频过流启动录波判据在该类型的机组故障录波中很有必要。

2.2 录波数据的冗余存储和高速传输

发变组由于接入录波通道多,录波速率高,在启动录波时存在短时大数据量高速传输的瓶颈。装置采用基于HTM总线的数据传输和冗余存储^[8],能较好的解决这些困难。

HTM指的是一种实时多路复用同步高速传输串行总线协议。如图2所示,装置采用两条独立的、具有专利技术的HTM总线进行录波数据高速大容量传输。暂态录波和稳态录波数据存储分别采用完全独立的硬件(CPU1和CPU2)、软件模块(CPU1进程和CPU2进程)和存储介质(32G和128G电子盘),保证了数据的可靠性。

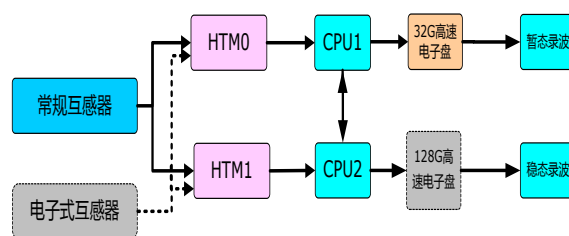


图2 数据高速传输和冗余存储

录波数据存储的载体,经历了胶卷、软盘、硬盘几个阶段。目前,录波装置几乎都采用旋转式硬盘作为记录载体,但硬盘不适合长期连续的写操作,连续的写操作很容易损坏磁盘,此类型故障在现场多次出现。

基于此,装置的存储介质采用自主研发的快速接口的128G大容量固态电子盘,取代传统硬盘,克服了传统硬盘具有旋转部件且长期持续写硬盘易损坏的缺陷。

2.3 全景录波方式

如何全面、完整、有效地记录系统在扰动过程中电气量变化的暂态过程和事件变化的时序关系,以及暂态过程能在更广泛时间轴背景中再现前因后果,是当前故障录波的研究重点之一。

目前国内外相关产品,在暂态记录方面都做的比较完善,一般采样率可以达到10kHz左右,这对于再现暂态扰动过程的细节十分有利,但对于长过程的记录大多采取速率较低的方式,或者根本没有。暂态过程记录由于采样速率高,记录时间稍长就会形成巨大的文件,信息传输的效率较低,不适合快速与故障信息系统交互。

为此,装置采用全景录波方式,以不同时间

尺度对电力系统进行无缝的监视、测量和记录，完整再现电力系统各种动态过程。全景录波包含暂态录波、稳态录波、慢速录波三种模式。

暂态录波：检测到系统扰动后，以最高录波速率记录波形，扰动消失或单一持续故障超过设定的长度后返回，可再现暂态过程的细节。

稳态录波：无条件以固定频率（录波频率可设定，不高于 1200Hz）连续记录波形，可记录 7 天以上的数据。超过记录容量，遵循 FIFO 原则，最新数据自动覆盖最旧数据。稳态录波作为暂态录波的后备，最多可追溯故障发生前 7 天的所有数据。

慢速录波：以 1Hz 的记录速率连续记录厂站电气系统相关数据，包括频率、转子电压、序分量、谐波、功率等值，数据可保存 1 年以上，满足了对机组运行情况长期监测的需要。

2.4 完备的管理分析软件

装置还具有完善的配套管理分析软件。在实时数据库平台上开发的软件，可提供功能强大的管理和配置功能，包括装置硬件配置、定值管理、波形管理、运行监视、故障诊断、故障简报短信提醒、邮件提醒等功能。

专业的波形分析工具，可提供阻抗分析、序分量分析、谐波分析、开机试验特性分析、公式计算、波形编辑、打印等功能。

为支持远程访问，装置内嵌 WEB 服务器，支持远程客户登录本机浏览。有权限的远方用户可通过互联网远程登录，查看就地录波装置的定值、报文、实时采样、故障录波数据等。

发电机开机试验录波分析功能，包括发电机空载升压、短路升流、灭磁等试验项目，可避免现场临时接线，并快速统计数据、进行特性分析，给出试验报告。

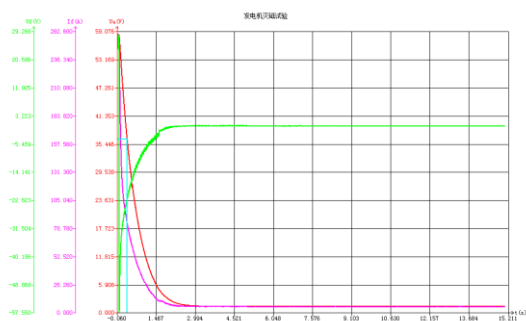


图 3 发电机灭磁特性试验分析画面

图 3 示为发电机灭磁试验的分析画面。将发电机励磁电压、励磁电流和发电机机端电压集成

在一个画面上显示，并给出了用户关心的灭磁时间常数、最大反向转子电压、机端 PT 残压等关键性指标，减轻了现场工作量，提高了数据分析的速度和准确性。

3 现场运行情况

新型发变组故障录波装置已在华能金陵电厂 1000MW 机组、印度米特发电厂 600MW 机组等 100 多个工程得到广泛使用，机组类型涵盖常规火电、水电、抽水蓄能和燃气轮机组，运行情况良好。

其中在浙江秦山核电三厂的失去四级电源试验（国家核安全局重点检查项目）中，录下了全程 240s/1200Hz 的数据，极大减少现场工作量，提高试验成功率，保证了核反应堆按时升功率投役运行。图 4 为试验时的录波数据分析图。

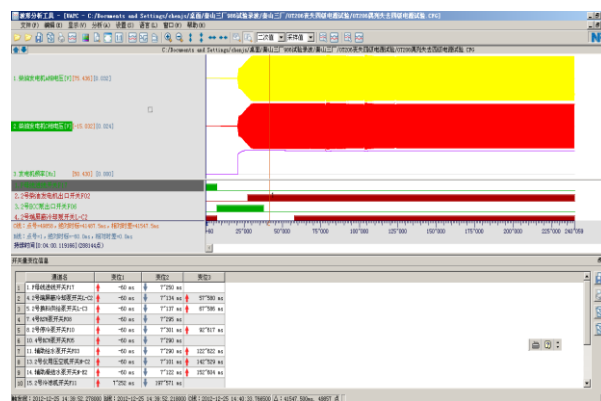


图 4 秦山核电 3 厂 OT206 丧失四级电源试验录波分析图

4 结论

和传统故障录波器相比，基于 UAPC 平台研制的新型发变组故障录波装置，采用模块化设计、支持逻辑编程、配置灵活；启动录波判据全面且针对性强，配套管理分析软件功能齐备，克服了以往故障录波装置存在的不足，并已在国内外诸多电厂得到成功使用，为电厂安全自动设备的动作评价和故障分析提供了宝贵的原始数据。

参考文献：

- [1] 骆健, 丁网林, 唐涛. 国内外故障录波器的比较[J]. 电力自动化设备, 2001, 21(7): 28-31.
- [2] 孙淑东. 电力系统故障录波装置使用中的几个问题[J]. 继电器, 2000, 28(8): 59-61.
- [3] 白青刚, 夏瑞华, 周海斌. 采用高性能集成芯片的故障录波装置设计[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(22): 94-96.

- [4]李钰,焦彦军.新型发电机变压器组故障录波装置的研究[C].中国高等学校电力系统及其自动化专业第二十二届学术年会,2006
- [5]DL/T 553 220kV~500kV 电力系统故障动态记录技术标准[S].1994.
- [6]DL/T 873 微机型发电机变压器组动态记录装置技术条件[S].2004.
- [7]RCS-985 发电机变压器成套保护装置技术说明书[M].南京:南京南瑞继保电气有限公司,2005.
- [8]一种实时多路复用同步高速传输串行总线协议 专利申请号: 200810242609.4.

作者简介:

陈佳胜(1975-),男,硕士研究生,从事电力主设备微机保护及故障录波装置的研究和开发工作。

姜涛(1987-),男,吉林长春人,本科,从事继电保护运行维护管理工作。

钟守平(1986-),男,硕士研究生,从事电力主设备微机保护及故障录波装置的研究和开发工作。

陈俊(1978-),男,江苏姜堰人,硕士,高级工程师,从事电力主设备微机保护及故障录波装置的研究和开发工作。

水电站数字物理混合动态仿真的研究

陈扬

(北京四方继保自动化股份有限公司 仿真部 北京 100084)

摘要: 基于数字物理混合仿真, 研究水电站水轮机以及调速器的动态模型, 完成一套水电站仿真系统。并给出开关机过程中的导叶开度曲线和负荷曲线, 仿真结果很好地满足水电仿真要求和规范。

关键词: 数字物理; 水电; 导叶开度; 负荷

0 概述

数字物理混合仿真是电厂仿真甚至是仿真行业的一个热门的发展方向, 他由一部分的数学仿真和一部分的实体来构建出整个仿真系统, 不仅能够满足学员对 DCS 的操作学习, 更加能够对现场实际的设备、保护柜等有实际的、直观的认识。而水电站相比较于火电, 设备少, 操作简单, 十分符合数字物理仿真方式的开发理念。

本系统建立在四方公司自主知识产权的通用仿真支撑系统平台、通用图形组态软件、逻辑编程软件基础上。系统设计严格遵循国家有关标准, 完全满足仿真系统真实性、一致性、灵活性、开放性、实用性、稳定性、可维护性、先进性的要求。

1 系统总体设计

1.1 设计目标

该仿真系统采用数字物理混合仿真方式, 具备正常工况运行操作过程仿真、异常工况运行操作过程仿真、紧急事故工况处理操作仿真、计算机监控系统仿真、综合反事故仿真、生产过程运

行知识与专业理论培训、仿真培训成绩评定等功能系统。

同时数字物理混合仿真系统能充分满足学员对水电站综合自动化系统二次设备的培训及实验需求, 系统采用了数字化的一次模型及部分二次模型与部分实际二次设备相结合的数字与物理、软件与硬件无缝连接的激励式混合仿真技术, 构成了水电站综合自动化仿真系统。

1.2 系统总体结构

本系统运行在 Windows Xp、Windows2007 操作系统上, 商用数据库采用通用的关系型数据库, 系统通信协议采用 TCP/IP 协议。系统主要包括: 通用仿真支撑系统(CyberSim)、室内控制及保护室仿真软件、教员台及培训管理软件、监控系统软件、通用图形组态软件 (CyberControl)、逻辑编程软件 (CyberLogic) 以及从实时数据库中数据读取及处理接口程序等。

本系统采用开放式体系结构, 基于国际公认标准的网络环境及分布式客户/服务器体系, 系统配置灵活方便, 可以进行任意的工位扩展。

系统总体结构示意图如下:

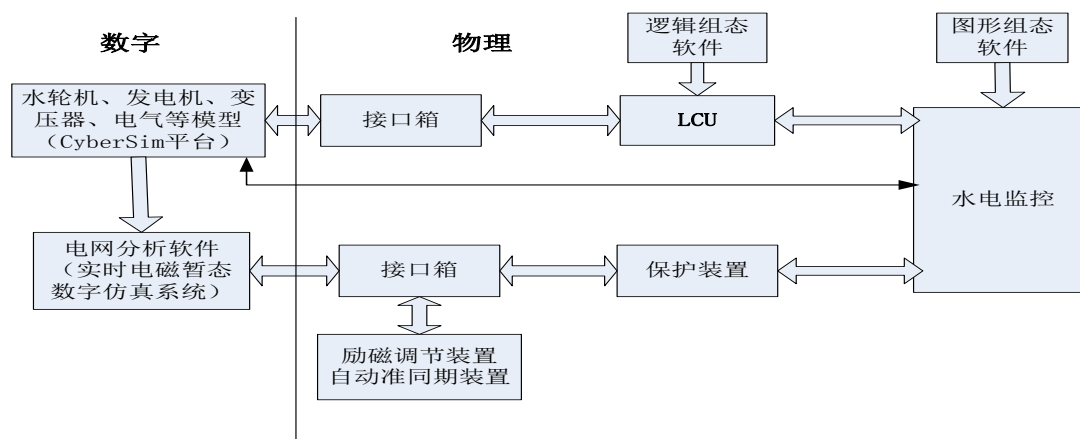


图 1 系统总体结构示意图

在 CyberSim 仿真平台下建立水轮机、发电机、变压器、电气等模型，真实的 LCU 装置通过接口箱与仿真平台相连。逻辑组态软件工具可以将各种控制逻辑下装到 LCU，LCU 将监控所需的信号上送给真实的水电监控后台，同时接收真实水电监控后台的命令。仿真平台通过通信与真实水电监控后台相连。

1.3 通讯

在该项目一期中涉及了四个部分之间的通讯，他们都以 CyberSim 仿真平台为桥梁实现互相通讯。基本的通讯过程如下图所示：

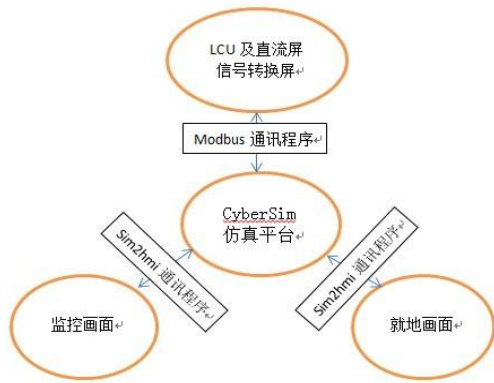


图 2 通讯简图

2 模型介绍

仿真对象为 HLD294-LJ-290 水轮机，基

2.2 非线性模型

此模型是对水轮机动态过渡过程相应参数及相关影响因素严格分析后建立的解析形式的水轮机动态模型^[1]，忽略动态项，即可得混流式水轮机稳态有名值基本方程

$$H_e = \frac{\omega}{g} \left[\left(\frac{ctg\alpha}{2\pi b_0} + r \frac{ctg\beta}{F} \right) Q - \omega r^2 \right] \quad (4)$$

$$M_T = \rho Q \left[\left(\frac{ctg\alpha}{2\pi b_0} + r \frac{ctg\beta}{F} \right) Q - \omega r^2 \right] \quad (5)$$

式中， H_e 表示水轮机工作水头(m)； M_T 为稳态力矩(N.m)； ω 为角速度(rad/s)； Q 为流量(m^3/s)； α 为导叶出流角(rad)； b_0 为导叶高度(m)； F 为水轮机转轮出口面积(m^2)； r 为水轮机转轮中间流面半径(m)； β 为轮机转轮中间流面出口角(rad)。

2.3 模型简化

水轮机流量方程 Q 的方程可认为是：

$$Q = k_m C_a \sqrt{\Delta P} \quad (6)$$

式中， k_m 表示比例系数； C_a 表示水轮机的实

本参数：

型号说明：HL——表示混流式水轮机

D294——表示转轮型号

LJ——表示立式金属蜗壳

290——表示转轮直径

额定功率：44.274MW

最大水头：82.6 m

平均水头：73.59 m

额定水头：69m

最小水头：67.03 m

额定流量：70.48 m^3/s

电站引用流量：211.44 m^3/s

额定转速：214.3r/min

飞逸转速：432.5 r/min

在额定水头时吸出高度：1.77m

在最大水头时轴向水推力：152.8t

2.1 水轮机数学模型

混流式水轮机力矩 M 、流量 Q 与导叶开度 y 、水头 H 及转速 n 的函数关系如下

$$M = f(Y, H, n) \quad (1)$$

$$Q = g(Y, H, n) \quad (2)$$

其中， Y 原本是指接力器位移相对值，现假设接力器位移与水轮机导叶开度间的为线性关系，故可用 Y 表示水轮机导叶相对开度。

际通流导纳； ΔP 表示水头差。

其中，

$$C_a = kYC \quad (7)$$

式中， k 表示通流导纳修正系数； C 表示水轮机额定通流导纳。

水轮机总功率

$$P = eQg\Delta P \quad (8)$$

式中， P 表示水轮机总功率； e 表示水轮机效率； g 表示重力加速度。

调相工况下的动态方程（不考虑水和空气之间的换热）：

$$\frac{\partial M_A}{\partial \tau} = M_{IA} - M_{OA} \quad (9)$$

$$\frac{\partial M_W}{\partial \tau} = M_{IW} - M_{OW} \quad (10)$$

式中， M_A 代表水轮机中空气质量； M_W 代表水轮机中水的质量； M_{IA} 代表水轮机入口空气流量； M_{OA} 代表水轮机出口空气流量； M_{IW} 代表水

轮机入口水的流量； M_{ow} 代表水轮机出口水的流量。

水温计算由能量守恒方程得：

$$\frac{\partial Q}{\partial \tau} = Q_I - Q_O + R \quad (11)$$

式中， Q_I 表示入口水的热量； Q_O 表示出口水的热量； R 表示水轮机中水吸收的水轮机的产热

部分。

3 关键曲线

3.1 接力器位移与导叶开度曲线拟合

根据电厂实际运行曲线，可得出接力器位移与导叶开度的一组数据见表 1。

表 1 接力器位移与导叶开度对应表

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
导叶开度	8.99	11.9	14.69	17.59	20.49	23.4	26.5	29.5	45.05
接力器位移	131.8	176.5	219.2	263.1	306.5	349.5	395	438.5	657.4

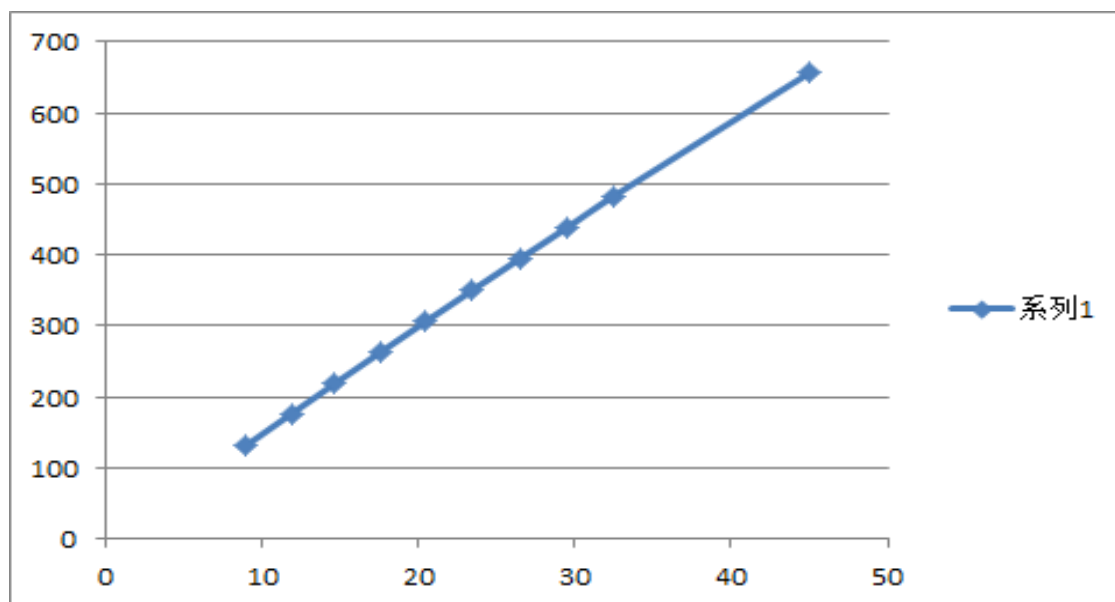


图 3 接力器位移与导叶开度对应图

横坐标，导叶开度单位 deg；纵坐标，接力器位移单位 mm

观察曲线发现，导叶开度 y 与接力器位移 Y 基本属于线性关系：

$$Y = ky + y_1 \quad (12)$$

3.2 导叶开度曲线

导叶的开度曲线规律基本属于以下规律：

在开机过程中，导叶开度分为四个过程：导叶开度首先从 0 上升到空转开度，这是一个上升阶段方程；然后经过一定时间的振荡，导叶开度稳定在空载开度；然后开始有功上升阶段，需要一定时间达到最大开限；经过振荡衰减，导叶开

度最后稳定在最大开限。

关机过程中，水机调速器关机时，导叶开度从最大开限不断下降到空载开度；然后经过一定的振荡过程，接着平稳过渡；过渡后，导叶开度逐渐关为 0，关机结束。

下图 4 和图 5 分别为开机和关机过程中的导叶开度曲线。

图 4 中，横坐标为时间，单位是 min；纵坐标为开度百分比，单位是 %。

图 5 中，横坐标为时间，单位是 min；纵坐标为开度百分比，单位是 %。



图 4 导叶开度开机曲线

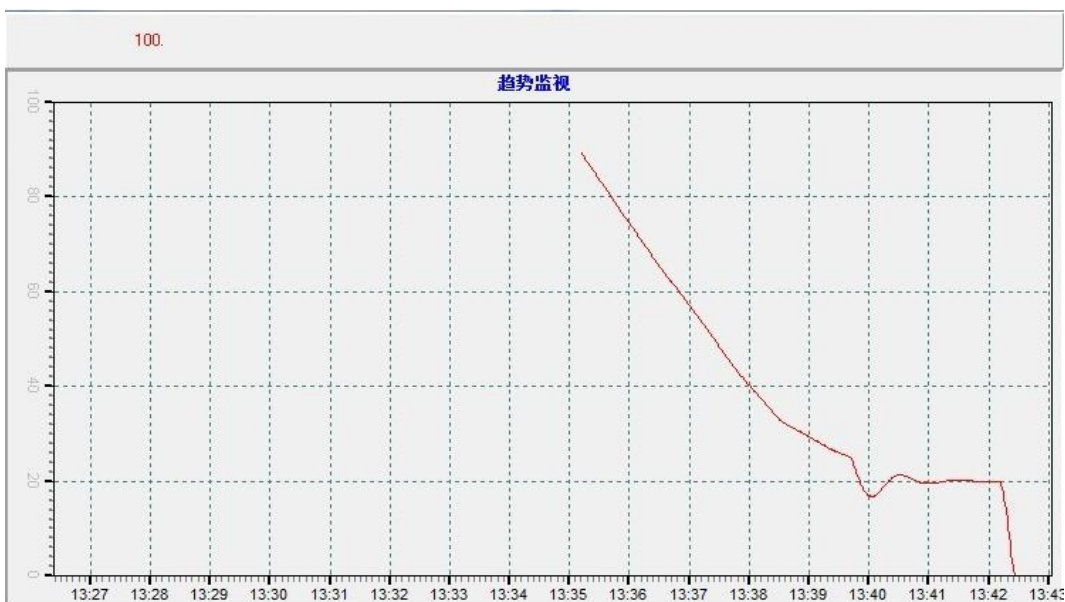


图 5 导叶开度关机曲线

3.3 负荷曲线

水轮发电机组的开机和关机负荷曲线如下图

6、图 7 所示。

图 6 中，横坐标为时间，单位是 min；纵坐

标为负荷百分比，单位是%（总量程为 55MW）。

开机过程中，出口断路器合闸后，负荷不断上升至 44MW 左右，之后在这个值上下波动，逐渐波动减小，并稳定在 43.3MW 左右。



图 6 开机负荷曲线

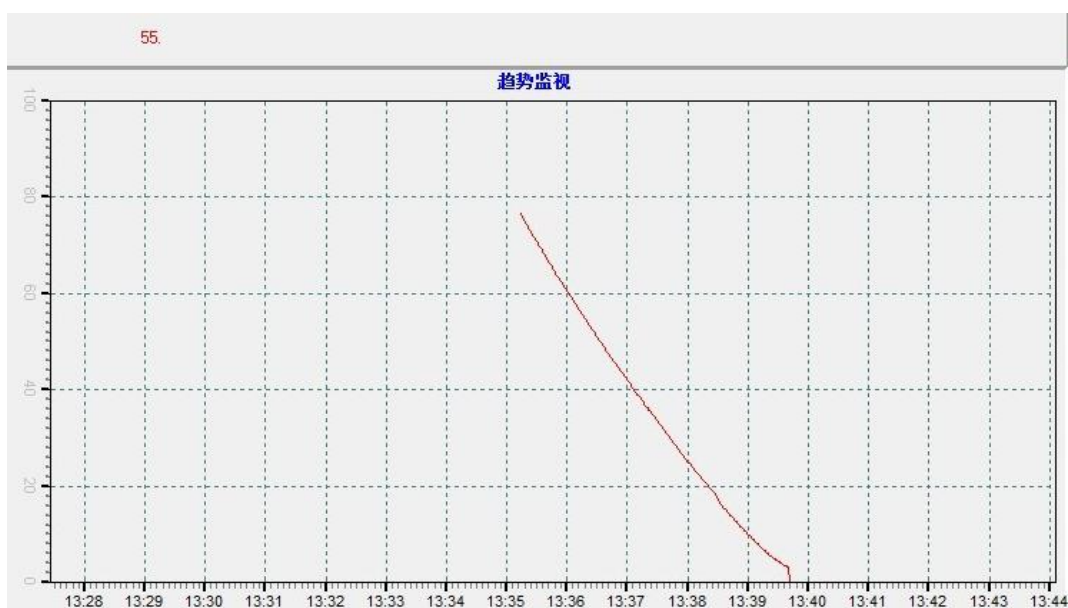


图 7 关机负荷曲线

图 7 中，横坐标为时间，单位是 min；纵坐标为负荷百分比，单位是%（总量程为 55MW）。

关机过程中，机组开始降负荷，在负荷到达设定值 1.5MW 时，状态为有功减至空载，跳出口断路器开关，负荷降为 0。

4 结论

本文建立了水轮机的动态数学模型，能够准确地模拟水轮机发电机组的参数变化趋势，具有良好的静态特性和动态特性。其中，导叶开度曲线以及负荷曲线与实际基本相符，能够满足仿真

的需求。

经过工程实际应用，验证了本文中采用的数字物理混合仿真形式能够更好地实现培训学员的目标，使学员能够对水电有直观的、准确的了解。

参考文献

- [1] 常近时. 水力机械过渡过程[M]. 北京: 水利电力出版社, 1996.

不同容量光伏发电场综合自动化监控系统组网方案探讨

何海波，杨健，孙亮，姬生飞，施挺

(南京南瑞继保电气有限公司，南京市 211102)

摘要：伴随国家新能源发展规范的发布，光伏发电系统以其安全、清洁、永不衰竭的优势，在全国大部分地区开始大面积开发建设。光伏发电场的安装容量也在不断增加，大于 100MW_p 的光伏发电场逐渐增多。本文从不同容量的光伏发电场组网方案出发，讨论各种组网方案的优缺点，寻找适用于不同容量光伏发电场的组网方案。

关键词：光伏发电；网络结构；通讯系统

0 前言

随着中国新能源“十二五规划”的逐步落实和实施，光伏发电系统以其安全、清洁、永不衰竭的优势，在全国大部分地区开始大面积开发建设。容量在 100MW_p 以上的大型或者超大型光伏发电场逐渐增多。

光伏发电场综合自动化监控系统是二次系统的一个重要组成部分，实现对一次设备、箱变、逆变器、电池板等设备的数据采集、监示、控制、操作、故障记录及其他自动化功能，是保证发电场安全、经济运行的一种新型技术手段。另外对于光伏发电场，光功率预测系统及光伏发电 AGC/AVC 系统同样与监控系统也密不可分，合理的监控系统组网方案对于以上 2 个系统的稳定及可靠运行也至关重要。下面分别以小于 50MW_p 和大于 50MW_p 的光伏发电场为例，探讨其组网方案。

1 光伏发电场容量在 50MW_p 及以下的组网方案

以 50MW_p 的光伏发电场来说，一般是由 50 个 1MW_p 光伏组件子方阵组成，1MW_p 光伏组件子方阵由若干路光伏组件串并联而成，

每个光伏组件串由 20 块光伏组件串联组成，50 个 1MW_p 光伏组件子方阵通过组串式逆变器或集中式逆变器两种方式变换为交流电后通过箱变后汇流输送到升压站或开

关站后并网接入电网。光伏发电系统基本结构如图 1 所示。

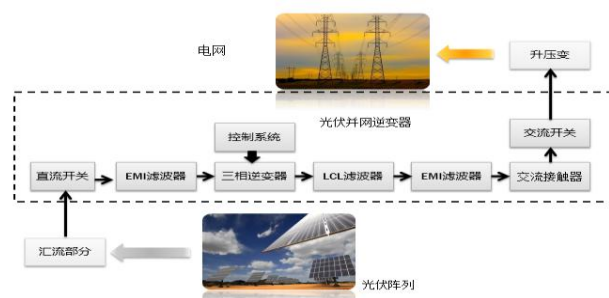


图 1 光伏发电系统基本结构图

光伏发电场的占地面积大，对于集中式逆变器方式来说，50 个逆变器室分布在光伏厂区的不同位置，位置比较分散，故光伏逆变器室间的通讯均采用单模光缆组成单环网方式接入站控层交换机。逆变器室配置就地通讯管理机及环网交换机，负责采集光伏子方阵的逆变器、汇流箱、箱变测控等设备的信息，上送监控系统。典型网络结构如图 2 所示。

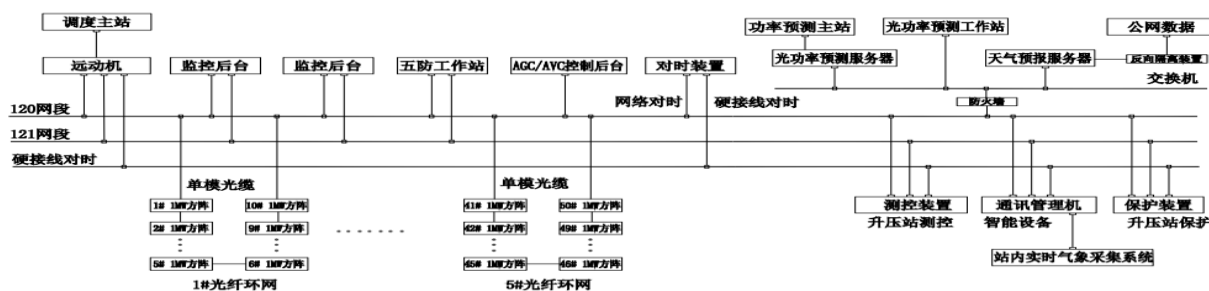


图 2 50MW_p 光伏发电系统网络结构图

从分层、分布网络结构、模块化管理角度出发,当前对于大型光伏电站通常需要划分光伏发电分区,常规按 50MW 为一个发电分区。

从网络结构图 3 中可看出本系统由全站主监控系统、主光伏发电 AGC/AVC 系统、分区监控系统、分区 AGC/AVC 系统系统组成。

分区监控用于本光伏分区内的逆变器、箱变、汇流箱等设备的数据采集、监示、控制、操作、故障记录。该监控后台安装在升压站,供值班员随时监控查阅。分区远动用于转发本光伏区重要数据给升压站监控及升压站远动系统,将光伏区重要级别较低的数据在此处过滤,并在链路上加以隔离,从而不会对升压站的核心设备造成网络冲击。同样每个分区 AGC/AVC 系统可按照主 AGC/AVC 系统下发的策略控制本分区内的相关设备。

每个分区将分区重要数据上送全站主监控系统进行集中显示。

这样结构清晰、便于管理,且易于后期扩建,将大量的测点数据分散处理,降低了单一监控的处理负担,降低了故障概率。同时网络分布隔离,增加了系统整体通信的可靠性,另外 AGC、AVC 分层并行控制,集中管理,大幅度提高控制效率。

3 结论

本文分别以小于 50MW_p 和大于 50MW_p 的光伏发电场为例,探讨了适用于不同容量光伏发电场的组网方案,可供设计院和相关同行参考。对于 100MW_p 及以上的大型光伏发电场,可考虑采用本文中分区监控系统方案。

参考文献:

- [1] GB 19964-2012 光伏电站接入电力系统技术规定.
- [2] 南京南瑞继保电气有限公司.PCS-9700 厂站监控系统说明书.
- [3] 李英姿. 太阳能光伏并网发电系统设计与应用. 北京: 机械工业出版社, 2013.

作者简介:

何海波 (1981-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

杨 健 (1983-), 男, 学士, 助理工程师, 主要

从事继电保护及监控系统设计工作。

孙 亮 (1988-), 男, 学士, 助理工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

姬生飞 (1983-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

施 挺 (1982-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

分布式发电接入对线路距离保护的影响及应对策略

赵月灵，程秋秋，代莹，张庆伟，张春雷

(国电南瑞科技股份有限公司,江苏 南京 211106)

摘要: 为研究分布式电源对所接入配电网距离保护的影响,以 DG 接入单电源配电网的 110kV 终端变电站为例,以故障点是否出现在系统电源进线段为切入点,通过分析 DG 接入对线路短路电流增量的影响以及线路故障尚未切除时 DG 能够满足暂态稳定运行时间的长短,进而研究分布式电源的不同容量、不同接入方式对所接入变电站原有三段式距离保护的影响以及避免此影响的应对策略。并通过 EMTDC/PSCAD 仿真加以验证,结果表明,分布式电源对所接入的线路距离保护的影响主要取决于 DG 容量的大小及故障时 DG 失稳时间的长短。

关键词: 分布式发电; 距离保护; 故障; 应对策略

0 前言

分布式发电(DG)不仅局限于功率较小的微型燃气轮机、光伏发电和风力发电等,还包含了生物质能发电、热电联产以及大型风电场等装机容量相对较大的机组^[1,2]。

随着分布式发电(DG)的大量接入,配电网的网络结构将由辐射性单电源转变为双电源,甚至是多电源和负荷共存的复杂拓扑结构。原有馈线保护的保护区、选择性、灵敏性、可靠性将受到严重影响,从而使保护装置误动、拒动,严重影响配电网安全稳定运行,大大降低供电可靠性^[3-7]。

本文以分布式发电接入单电源配电网的 110 kV 终端变电站为例,主要分析了 DG 对所接入线路三段式距离保护的影响,以及避免此影响的相应控制策略。

1 DG 接入对线路距离保护的影响分析及应对策略

由于 35 kV 及以上电压的复杂网络中,一般采用距离保护作为线路的主保护,DG 机组通过 110 kV 母线接入时,其向故障线路提供的短路电流增量将可能影响变电站原有距离保护的定值。

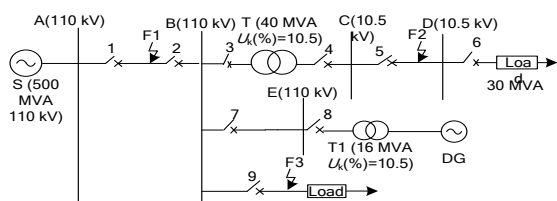


图 1 DG 通过 110 kV 母线接入系统时的等效网络图

Fig.1 Equivalent network of distribution system

including DG which connected to the 110 kV bus

1.1 系统电源进线段故障时 DG 接入对线路距离保护的影响分析

若故障出现在系统电源进线段(如图 1 中 F₁ 点故障),保护 1 动作切除故障线路,系统电源 S 将与变电站解列。由于 DG 仍和变电站相连接,则断路器 1 处的重合闸无法进行检无压重合;失去系统电源 S 的支撑后,小容量的 DG 机组将快速失去稳定性,因此无法实现同期重合功能,此时若强行手动重合,则系统电源 S 与 DG 之间将出现非同期合闸的问题,将对变电站系统及 DG 产生冲击和破坏。

为避免轻载时 DG 向系统倒送功率,当前绝大多数 DG 无论通过中压母线接入还是通过高压母线接入,其容量均小于负荷容量,所以系统故障时暂不考虑 DG 孤岛运行。为避免分布式电源接入造成的非同期合闸问题,故障后应迅速切除 DG 机组。具体实现方法如下:如图 1 所示,可在系统电源进线段开关 2 处加装功率方向元件,功率方向作为保护 8 动作的判据之一。当开关 2 处的功率方向为母线流向线路,且流过保护 8 的短路电流大于其额定值时,则可以判断故障发生在系统电源进线段,此时由远方集控室发出遥控信号断开保护 8 处的断路器,若远方集控室没有收到断路器 8 成功跳闸的返回信号,且开关 2 处仍能检测到功率方向为母线流向线路,则在自动重合闸装置动作之前应就地断开断路器 7。待瞬时故障切除后,系统电源 S 由开关 1 处的重合闸装置检无压将其重新投入运行,而 DG 机组则由其端口处的检同期装置将其重新并入变电站系统

恢复供电。

由于系统电源进线段故障时，为避免非同期合闸问题，迅速切除 DG 机组，此时分布式电源的接入对配电网原有线路距离保护不会产生影响。

1.2 非系统电源进线段故障时 DG 接入对变电站距离保护的影响分析

若故障出现在非系统电源进线段（如图 1 中 F_2 点、 F_3 点故障），DG 在解列之前将会与系统电源 S 共同向故障点注入的短路电流，此时分布式发电接入将对变电站原有距离保护产生影响，具体分析如下。

1.2.1 DG 接入对故障点提供的短路电流增量

图 1 中 F_2 、 F_3 点故障时，将由 DG 与系统电源 S 共同向故障线路提供短路电流，此时 DG 对故障点提供的短路电流增量为：

$$I_{DG^*} = \frac{1}{1 + \frac{X_{DG}'' + X_{T1} + X_{BE}}{X_S + X_{AB}}} \quad (1)$$

式中： X_S 为系统等效电抗标么值； X_{DG}'' 为 DG 机组等效次暂态电抗标么值； X_{T1} 为升压变 T_1 等效电抗标么值； X_{AB} 为线路 AB 等效电抗标么值； X_{BE} 为线路 BE 等效电抗标么值。

由式（1）分析可知，DG 对故障点提供的短路电流增量取决于 DG 至接入点的等效电抗标么值与接入点处至系统 S 的等效电抗标么值的比值 $X_{DG}'' + X_{T1} + X_{BE} / X_S + X_{AB}$ ，此比值越大，DG 向故障线路提供的短路电流增量就越小；反之，它向故障线路提供的短路电流增量就越大。

DG 接入后对故障点提供的短路电流增量取决于其容量的大小及故障后其稳定运行的时间。就同一故障点而言，当系统 S 等效电抗一定时，DG 机组容量越大越不易失稳，容量越小越易失稳；对于相同容量的 DG 机组而言，故障点和 DG 接入母线为同一电压等级时较其和接入母线不为同一电压等级时更易失稳。

1.2.2 DG 机组正向助增电流对原有距离保护的影响

(1)距离保护 I 段瞬时动作，其整定阻抗一般按躲开本线路末端短路时的测量阻抗进行整定。距离保护同时反应于电压和电流量，当有 DG 助

增作用时，继电器的测量电流增大，相应的测量电压也增大，因此，可以认为 DG 机组的接入对原有距离 I 段保护无影响。

(2)图 1 中 F_2 点故障时，由于 DG 机组助增电流的影响，与无 DG 机组的情况相比，将使保护 1 处的测量阻抗增大，所以 DG 机组的接入只会使保护 1 距离 II 段的保护范围缩小，可能会影响其灵敏度，但不会失去选择性。DG 机组接入对原有距离 II 段保护的灵敏度有无影响，视其助增电流的大小及稳定运行时间的长短而定。若 DG 机组失稳前向故障线路提供的短路电流增量小于 DG 机组接入前速断保护整定值的 10%，则 DG 机组的接入对原有距离 II 段保护的灵敏度无影响；如果 DG 机组失稳前向故障线路提供的短路电流增量大于其接入前速断保护整定值的 10%，则 DG 机组的接入将可能影响原有距离 II 段保护的灵敏度，此时为满足其灵敏度的要求，应重新校验原有距离 II 段保护的定值。

DG 机组通过 110 kV 母线接入后，其失稳前向故障线路提供的短路电流是否大于原整定值的 10%可按式（2）加以判断：

$$\frac{1}{(X_{DG}'' + X_{T1} + X_{BE}) / (X_S + X_{AB})} - \frac{1}{X_S + X_{AB}} \leq 0.1 \frac{1}{X_S + X_{AB}} \quad (2)$$

化简可得：

$$(X_{DG}'' + X_{T1} + X_{BE}) / (X_S + X_{AB}) \geq 10 \quad (3)$$

(3)因小容量的 DG 机组向距离保护 III 段提供的助增电流很小，并且距离保护 III 段能够从动作时限上躲过 DG 机组正向助增电流对它的影响。因此，可以认为分布式电源的接入对距离保护 III 段无影响。

1.2.3 DG 机组反向助增电流对原有距离保护的影响

距离保护可以在多电源的复杂网络中保证动作的选择性，因此 DG 机组的反向助增电流对原有距离保护无影响。

1.3 避免 DG 接入对线路距离保护影响的应对策略

当 DG 机组失稳前向故障线路提供的正向助增电流大于其接入前速断保护整定值的 10%，则 DG 机组的接入将可能影响原有距离 II 段保护的

灵敏度。此时为满足原有距离 II 段保护灵敏度要求, DG 机组投入运行时, 距离 II 段保护应采用重新校验后的保护定值。因此, 应实时检测 DG 机组是否投入运行: 若 DG 机组投入运行, 距离 II 段保护应采用重新校验后的保护定值; 若 DG 机组退出运行, 则距离 II 段保护应采用原有保护定值。

2 仿真分析

由上述理论分析可知, DG 对接入配电网继电保护定值及灵敏度的影响取决于其对故障线路助增电流的大小, 即 DG 机组容量的大小; 而对线路距离保护的影响程度取决于故障时 DG 机组失稳时间的长短。因此, 下文给出了分布式发电接入配电网后, 系统发生三相短路时, DG 机组对故障线路助增电流的波形图, 以及系统不同点故障时 DG 机组稳定运行的情况。

2.1 DG 机组不同容量、不同接入方式对故障线路助增电流的影响仿真

DG 机组通过 110kV 母线接入时, 当系统出线故障 (如图 1 中 F_2 点故障) 时, DG 相当于助增电源。DG 容量为 30MVA 时, 计算可得:

$$\left(X_{DG}'' + X_{T1} + X_{BE} \right) / \left(X_S + X_{AB} \right) = 44.8 > 10 \quad (4)$$

显然(4)式满足(3)式, 此时 DG 的接入不会影响原有距离 II 段保护的灵敏度。DG 机组对故障线路助增短路电流的仿真结果如图 2 所示。在(4)式的计算中, 为了简化计算, 系统电源等效为无限大功率系统, 所以计算值稍微偏大, 但不影响分析结论。

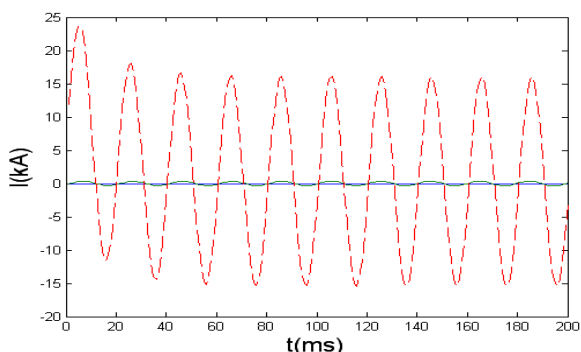


图 2 DG 通过 110kV 母线接入容量为 30MVA 时其短路电流增量

Fig.2 Short circuit current increment by 30 MVA DG connected to 110 kV bus

图中虚线为 DG 接入前系统等效电源单独向故障点提供的短路电流, 实线为系统故障时 DG 失稳前向故障点提供的短路电流增量。由图 2 分析可知, 当 DG 机组通过 110kV 母线接入容量为 30MVA 时, DG 向故障点提供的短路电流增量为其接入前系统等效电源向故障点提供的短路电流的 $2.6\% < 10\%$, 即满足(2)式, 表明此时 DG 的接入不会影响原有距离 II 段保护的灵敏度。

由上述分析可知, 当 DG 机组通过 110kV 母线接入容量为 30MVA 时, DG 对故障线路提供的短路电流增量仅为其接入前系统等效电源单独向故障点提供短路电流的 2.6%, 远小于 10%, 对原有距离 II 段保护灵敏度无影响。显然, 若 DG 机组通过 110kV 母线接入容量为 8MVA 时, 更不会影响原有距离 II 段保护的灵敏度。

2.2 不同接入方式、不同容量及系统不同故障点对 DG 机组失稳时间的影响仿真

DG 机组通过 110kV 接入系统时, 系统等效网络及主要参数如图 1 所示, 在使用 PSCAD/EMTDC 中的发电机模型进行仿真时, 考虑了 DG 机组的惯性时间常数, 针对不同的接入方式、不同容量及系统不同的故障点对 DG 失稳的情况进行了仿真, 仿真结果如表 1 所示。

表 1 不同容量 DG 机组通过 110kV 母线接入时不同点三相短路故障时其稳定运行时间(S)

Tab.1 Steady running time of DG with different capacities connected to 110 kV bus for three-phase short circuit fault at different points

DG 容量 (MVA)	故障点 F1	故障点 F2	故障点 F3
30	0.27	不失稳	0.30
15	0.21	不失稳	0.26
6	0.18	不失稳	0.21

由表 1 中的数据比较分析可以得知:

(1)DG 机组无论以何种方式并网, 系统电源进线段故障 (如表 1 中的 F_1 点故障) 时机组均快速失稳, 进一步证明了为避免非同期重合闸需迅速切除 DG 机组;

(2)相同容量的 DG 机组, 其距离故障点的电气距离越远越不易失稳;

(3)DG 机组以同种方式接入变电站时,其相对容量越大越不易失稳,反之,其相对容量越小越容易失稳。

3 结论

本文主要研究了 DG 对所接入配电网的线路距离保护的影响,现将结论总结如下:

(1)系统电源进线段故障时,若强行手动合闸将会引起非同期合闸问题,若快速切除 DG 机组,则 DG 的接入不会对变电站原有距离保护产生影响;非系统电源进线段故障时, DG 机组和系统电源 S 仍然保持电气联系,不会出现非同期合闸问题,但此时 DG 向故障线路提供短路电流增量将可能对变电站原有距离保护产生影响。

(2)非系统电源进线段故障时, DG 机组接入对距离保护的影响:

A. DG 机组的正向助增电流对距离保护 I 段无影响;对距离保护 II 段而言,只会缩小其保护范围,可能降低其灵敏度,但不会使其失去选择性;对距离保护 III 段而言,能够从动作时限上躲过对它的影响。

B. DG 机组的反向助增电流对原有距离保护无影响。

参考文献

- [1] 梁振锋, 杨晓萍, 张婷. 分布式发电技术及其在中国的发展[J]. 西北水电, 2006, 1: 51-53.
LIANG Zhen-feng, YANG Xiao-ping, ZHANG Ping. Distributed Power Generation Technology and Its Development in China[J]. Northwest Water Power, 2006, 1: 51-53.
- [2] Davis M W, Distributed Resource Electric Power System Offer Significant Advantages over Central Station Generation and T&G Power System (Part II) [A]. in: Proceeding of IEEE / PES Winter Meeting[C]. New York (USA): 2002, 1034-1036.
- [3] 庞建业, 夏晓宾, 房牧. 分布式发电对配电网继电保护的影响[J]. 继电器, 2007, 35 (11): 5-8.
PANG Jian-ye, XIA Xiao-bin, FANG Mu. Impact of Distributed Generation to Relay Protection of Distribution System[J]. Relay, 2007, 35 (11): 5-8.
- [4] 张超, 计建仁, 夏翔. 分布式发电对配电网馈线保护的影响[J]. 继电器, 2006, 34 (13): 9-12.
ZHANG Chao, JI Jian-ren, XIA Xiang. Effect of

- Distributed Generation on the Feeder Protection in Distribution Network[J]. Relay, 2006, 34 (13): 9-12.
- [5] 胡成志, 卢继平, 胡利华, 等. 分布式电源对配电网继电保护影响的分析[J]. 重庆大学学报, 2006, 29 (8): 36-39.
HU Cheng-zhi, LU Ji-ping, HU Li-hua, et al. Analysis of the Impact of DG on the Protection of Distribution System[J]. Journal of Chongqing University, 29(8): 36-39 (in Chinese).
- [6] 高飞翔, 蔡金锭. 分布式发电对配电网电流保护的影响分析[J]. 电力科学与技术学报, 2008, 23 (3): 58-61.
GAO Fei-ling, CAI Jin-Ding. Analysis for Distributed Generation Impacts on Current Protection in Power Distribution Networks[J]. JOURNAL OF ELECTRIC POWER SCIENCE AND TECHNOLOGY, 2008, 23 (3): 58-61.
- [7] 丁磊, 潘贞存, 王宾. 分散电源并网对供电可靠性的影响分析 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31(20): 89-93.
DING I ei, PAN Zhencun, WANG Bin. Impact on reliability of distribution networks with dispersed generators[J]. Automation Of Electric Power Systems, 2007, 31(20): 89-93.

作者简介:

赵月灵 (1983-), 女, 硕士, 主要从事电力系统继电保护的工作。

智能化技术在电厂升压站的应用

潘仁秋, 杨健, 孙亮, 何海波, 房康

(南京南瑞继保工程技术有限公司, 南京市 211102)

摘要: 基于 IEC61850 标准的智能化变电站已经在国内外得到了大量应用, 同时面向分布式能源发电、风力发电、水力发电等的 IEC61850 及其扩展标准已经制定。相比传统电力通信规约, IEC61850 标准对模型的描述能力大大提高, 装置互操作性大大增强, 智能化技术必然会带动水电站的自动化技术进步和发展。本文从基于 IEC61850 标准建设的葛洲坝 500kV 智能化开关站改造项目出发, 讨论智能化技术在水电站应用的优缺点。

关键词: 智能化水电站; 网络结构; IEC61850

0 前言

IEC61850 提出了一种公共的通信标准, 通过对设备的一系列规范化, 使其形成一个规范的输出, 实现系统的无缝连接。IEC61850 作为制定电力系统运动无缝通信系统基础能大幅度改善信息技术和自动化技术的设备数据集成, 减少工程量、现场验收、运行、监视、诊断和维护等费用, 节约大量时间, 增加了自动化系统使用期间的灵活性。它解决了变电站自动化系统产品的互操作性和协议转换问题。采用该标准还可使变电站自动化设备具有自描述、自诊断和即插即用 (Plug and Play) 的特性, 极大的方便了系统的集成, 降低了变电站自动化系统的工程费用。在我国采用该标准系列将大大提高变电站自动化系统的技术水平、提高变电站自动化系统安全稳定运行水平、节约开发验收维护的人力物力、实现完全的互操作性。

1 葛洲坝水电站 500kV 智能化开关站工程改造设计

葛洲坝电站是华中电网的骨干电站之一, 分为二江电站和大江电站, 总装机 21 台, 目前总容量 2757MW, 其中大江电站装机 14 台, 总容量 1771 (13×125+1×146) MW, 二江电站装机 7 台, 总容量 986 (2×170+4×125+1×146) MW。大江电站发变组采用二机一变扩大单元接线, 升压至 500kV 后, 共 4 回架空进线接入电站上游右岸敞开式 500kV 开关站与 500kV 系统连接。

1981 年 7 月葛洲坝电站第一台机组并网发电, 至今已运行近 30 年。由于多年长期高负荷运行, 电站输变电系统设备, 包括 500kV 和 220kV 开关站的设备均不同程度地发生老化和锈蚀, 整体运

行性能不断下降, 给电站安全运行造成了严重威胁。为了提高开关站的整体运行性能及运行可靠性, 满足电站和电网的安全稳定运行要求, 将对葛洲坝大江电站 500kV 开关站进行整体改造。

1.1 葛洲坝水电站 500kV 开关站改造内容

500kV 开关站布置在大江电站上游右岸, 原为敞开式设备, 改造后将采用 GIS 配电装置, 并布置在开关站内靠 500kV 进线杆塔侧的原联变及绿化区, 在此修建 GIS 配电装置室, 采用户内 GIS 配电装置。电气主接线仍采用原 3/2 断路器接线方式, 共 6 串, 出线 6 回。500kV 开关站主接线如图 1 所示。

1.2 葛洲坝水电站 500kV 开关站组网方案

计算机监控系统采用分散分层分布式系统, 采用 IEC61850 通信标准。物理结构上, 智能化变电站由三个层次构成, 分别为过程层、间隔层、站控层, 每层均由相应的设备及网络设备构成。本工程过程层采用 GOOSE 与 SMV 共网模式。

过程层主要设备包括互感器、合并单元、智能终端等, 其主要功能是完成实时运行电气量的采集、设备运行状态的监测、控制命令的执行等。本工程采用常规电压及电流互感器, 通过合并单元数字化的方案。

间隔层主要设备包括各种保护装置、自动化装置、安全自动装置、计量装置等, 其主要功能是各个间隔过程层实时数据信息的汇总; 完成各种保护、自动控制、逻辑控制功能的运算、判别、发令; 完成各个间隔及全站操作联闭锁以及同期功能的判别; 执行数据的承上启下通信传输功能, 同时完成与过程层及站控层的网络通信功能。

站控层主要设备包括主机、操作员站、网络通信

记录分析系统、卫星对时系统等设备，其主要功能是通过网络汇集全站的实时数据信息，不断刷新实时数据库，并定时将数据转入历史数据记录库；按需要将有关实时数据信息送往调度端；接受电网调度或控制中心的控制调节命令下发到间隔层、过程层执行；全站操作闭锁控制功能；具

有站内当地监控、人机联系功能；具有对间隔层、过程层二次设备的在线维护、参数修改等功能。

本工程智能化开关站智能终端合并单元配置如图 2 所示。

本工程最终的网络结构示意图如图 3 所示。

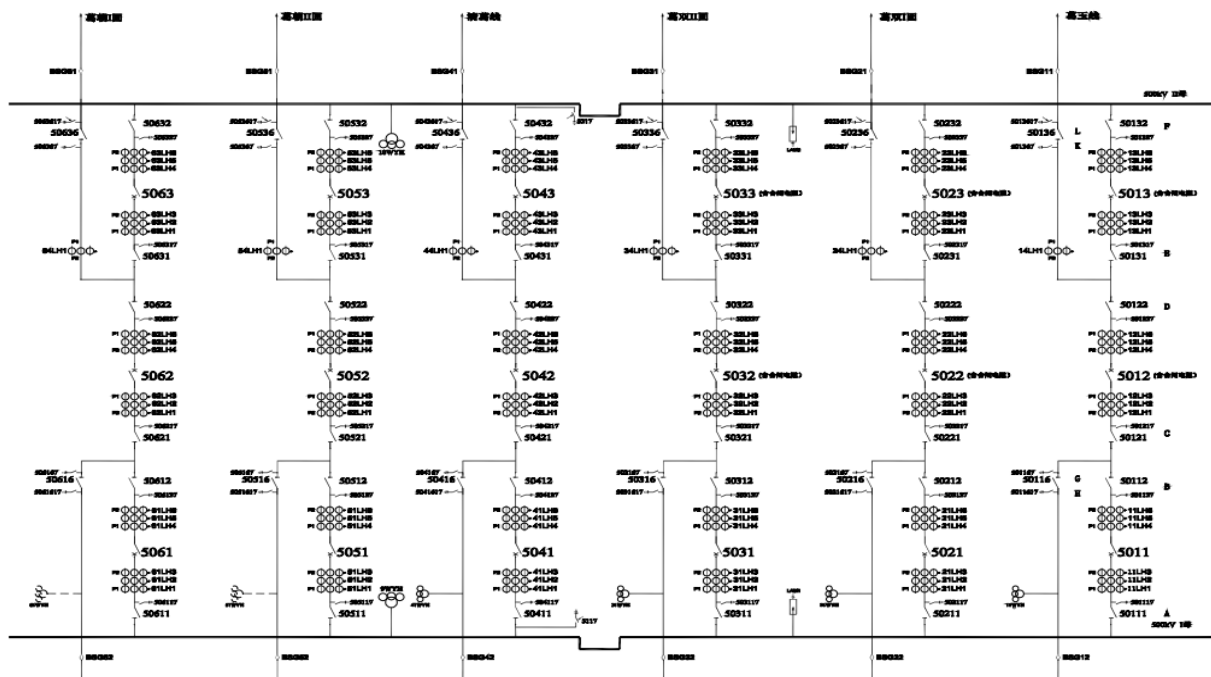


图 1 500kV 开关站主接线

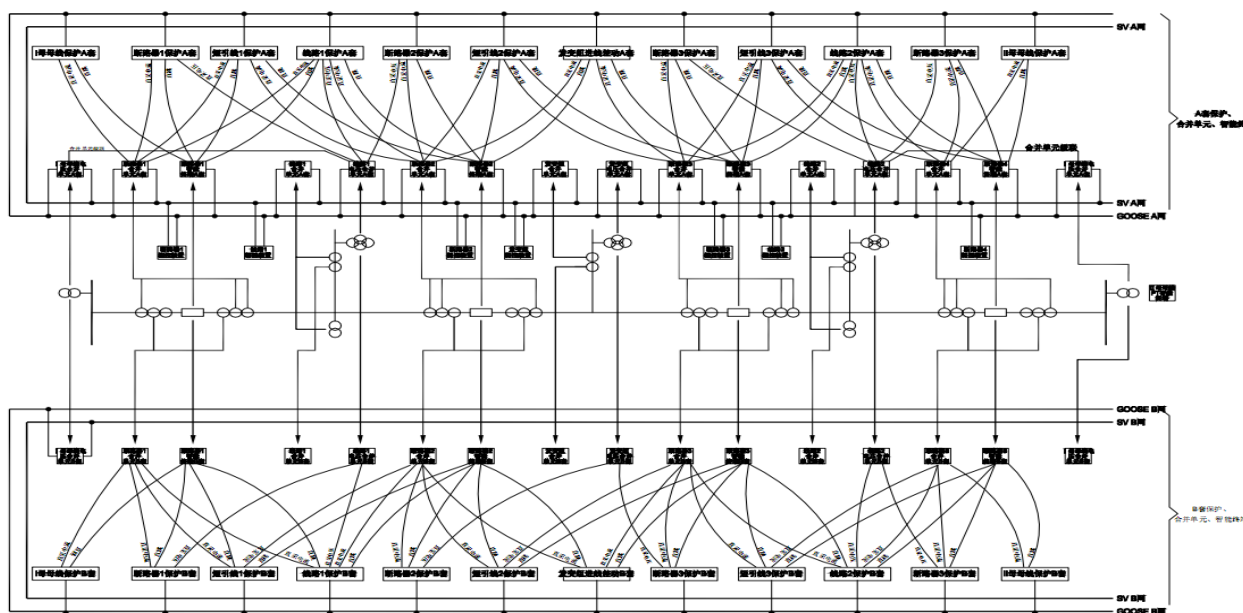


图 2 500kV 开关站一个完整串配置图

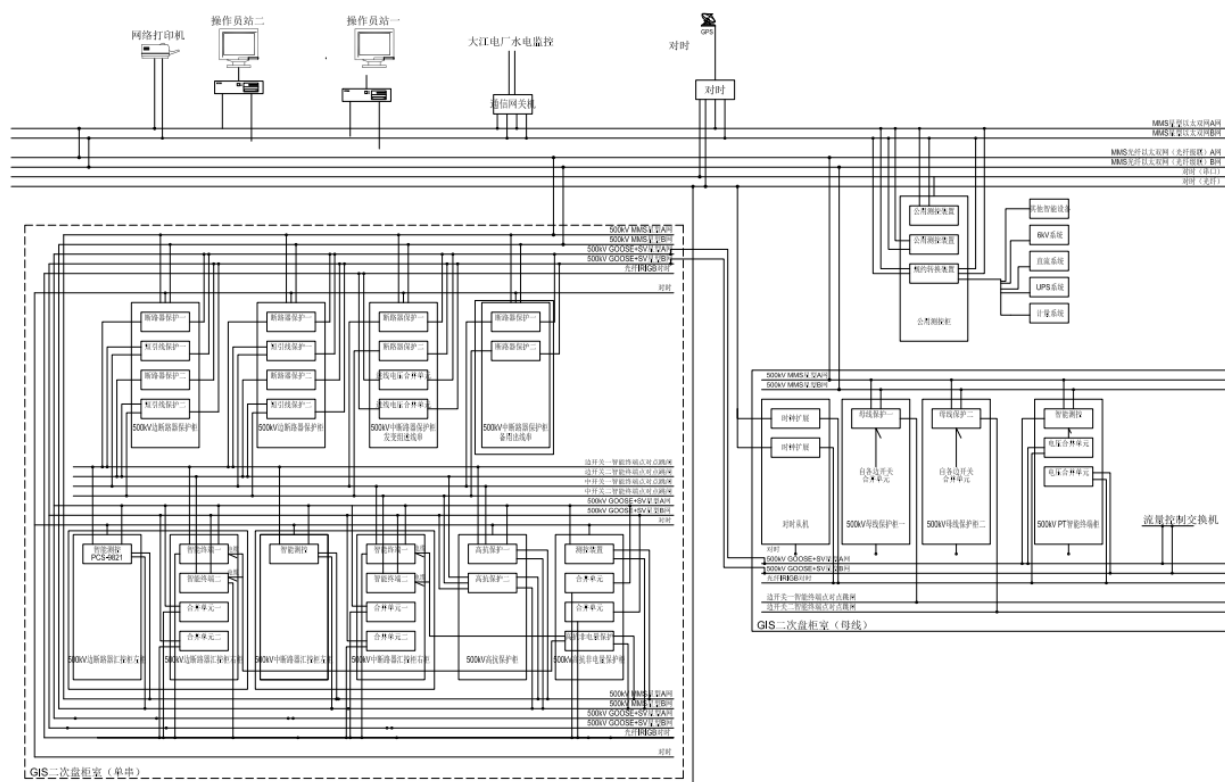


图 3 葛洲坝智能化开关站网络结构图

1.3 葛洲坝水电站 500kV 开关站新尝试

本工程采用智能 GIS 汇控柜方案，智能化 GIS 汇控柜特别适合室内 GIS 设备，智能化 GIS 通过以先进的计算机技术实现对 GIS 设备的位置信号采集和监视、模拟量信号采集与显示、远方/就地控制、信号与操作事件记录与上传、谐波分析、储能电机的驱动和控制、在线监测、基于网络通讯的软件联锁等一系列功能。将传统的二次测控功能与 GIS 监控有机结合在一起，联合组屏设计、优化控制回路，构成智能的控制功能。

GIS 的全新变电站设计方案和设计理念为用户节省了大量投资，节约了保护小室及主控室等的占地面积和投资，节约了电缆等设备投资以及相应的施工投资，优化了二次回路和结构，原来由于一次和二次的专业细分，使得原传统汇控柜内的许多功能与保护控制二次中的功能相重复，例如防跳、压力闭锁、三相不一致等等。

另外智能化 GIS 汇控柜还有其他优势，如：基于一二次整合的 GIS 智能控制柜能够有效地取消和简化冗余回路，提高了整个二次回路的可靠性；智能控制装置提供了系统的交互性；联调在出厂前完成，现场调试工作量减少；一次二次联合设计，减轻了设计院的负担；基于通讯和组态

软件的联锁功能比传统硬接点联锁方便；缩小了与互感器的电气距离，减轻了互感器的负载。智能化 GIS 汇控柜与常规方案对比如图 4 所示。

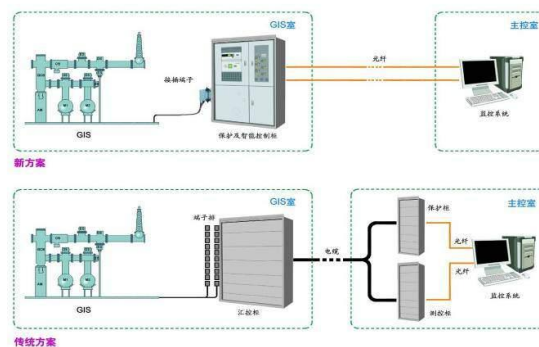


图 4 基于保护及智能控制柜的变电站基本结构

本工程实施过程中，为了减少现场光缆的熔接和安装工作量，采用了预制室内光缆模式。屏柜安装就位后仅需将定制光缆按照光缆清册敷设好，即插即用，将智能化保护测控与网络相连即可，大大降低了施工工作量，同时降低了施工时间。

1.4 葛洲坝水电站 500kV 开关站改造问题

从网络结构图中可以看出本工程在站控层配置了网关接口装置，用于与水电监控系统通信，将开关站信息转发给水电监控作为流程控制信号，同时可将水电监控的控制信息通过网关装置下达给智能控制装置进行操作。对于水电站，目前水电监控集成厂家还无法实现基于 IEC61850 标准的通讯能力，故需要通过网关装置来实现信息的互相交互。随着水电监控厂家基于 IEC61850 标准产品的开发使用，今后必能实现智能化设备的无缝连接。

对于电厂类项目来说，3/2 断路器接线方式中对于进出线一般均配置有隔离刀闸，线路 PT 一般安装于隔离刀闸外侧，这样对于断路器同期电压的选择就会有近区优先的问题，也就是说对于同一个断路器在不同的运行方式下可能选取的同期电压会不一样。对于常规工程来说，一般由近区优先同期电压切换装置来实现模拟量电压的切换。但是对于数字化变电站，所有的电压信号全部已经为数字量，势必无法通过常规回路来完成此功能，本工程尝试将此功能集成于智能测控装置中，智能测控通过网络采集串内运行方式，自动切换断路器两侧的同期电压，实现近区优先功能。

鉴于发变组保护目前没有实际应用案例，本工程发变组保护依然采用常规采样保护，随着智能化技术的不断发展，数字化发变组保护将会在水电站中使用。

2 结论

随着 IEC61850 标准的不断发展，智能化技术在水电站的应用会不断增多，随着工程实施的增加，总结经验不断提高，水电站的自动化水平将会有长足的进步。

参考文献:

- [1] Q / GDW_441-2010《智能变电站继电保护技术规范》.
- [2] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计 110 (66)~750kV 智能变电站部分. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [3] 吴在军, 胡敏强. 变电站通信网络和系统协议 IEC 61850 标准分析【J】. 电力自动化设备, 2002,22 (11):70-72.

作者简介:

潘仁秋 (1972-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

何海波 (1981-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

杨 健 (1983-), 男, 学士, 助理工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

孙 亮 (1988-), 男, 学士, 助理工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

房 康 (1985-), 男, 学士, 工程师, 主要从事继电保护及监控系统设计工作。

新一代发变组保护软件系统开发平台的软件架构设计

曾水根，刘浏，丁俊健，刘万斌

(国电南京自动化股份有限公司，南京 210032)

摘要：新一代发变组保护软件系统开发平台使用VC++2012语言开发，供发变组保护类PC机软件二次开发使用的基础平台。文中从满足发变组保护类软件需求兼顾操作系统快速发展的实际出发，利用VC++2012的新特性，采用合理的设计方法将系统分割成多个功能模块，本文主要介绍了该平台的软件架构和设计思路。

关键词：系统；设计；软件架构；功能模块

0 引言

新一代发变组保护软件系统开发平台（以下简称平台）面向发变组保护PC机端软件应用二次开发，使用Visual Studio2012（以下简称VS2012）作为开发工具。以往的发变组保护PC机端软件多采用VS6.0编写，虽然VS6.0曾经无比辉煌，但开发出来的软件产品与win7及以上版本操作系统的兼容性问题日益突出，而VS2012则没有这类问题。平台使用Visual C++2012（以下简称VC++2012）作为主开发语言，因其对C++新标准C++0x全面支持^[1]，Ribbon界面可视化的设计、更加人性化的使用、提升了的安全可靠性、更加容易发布与部署简洁等特点为所有的开发人员做了贴心而又周全的考虑。

平台大量采用.NET成熟的组件技术，降低二次开发及维护成本与风险。

1 设计思路

平台使用VS2012作为主要开发工具，综合应用VC++2012的CLI、MFC、COM等技术实现封装和系统之间的跨进程通信，并利用Win32API技术实现和Windows系统间的交互^[2]。

根据发变组保护 PC 机端软件的共性，将平台分成多语言、数据库、串口通信、以太网通信、公共类、公用重写控件、权限角色和事件日志共八大功能模块。各功能模块项目为 VC++2012 的 CLR 类库项目。

为避免不同模块间的名称命名冲突，充分运用标准 C++引入的关键字 namespace（命名空间/名字空间/名称空间/名域），每个功能模块拥有独一无二的命名空间名称。为省去每次调用模块成员都要添加“命名空间名::成员名”的麻烦，使用标

准 C++的 using 编译指令（“using namespace 命名空间名称”）来简化对命名空间中的成员的使用；同时使用 using 声明来简化对命名空间中的名称的使用。

总体功能框架如图 1。

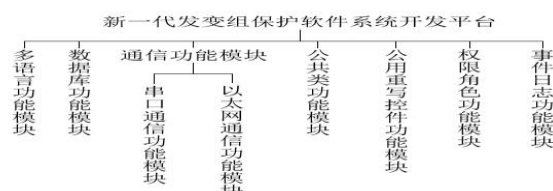


图 1 新一代发变组保护软件系统开发平台框架图

2 名称定义和方法实现

名称定义原则上要基本体现类型和意义。如以“CLR”开头的名称代表命名空间名称，“lbl”开头的名称表示标签（Label）类型的变量名等。

2.1 命名空间名称定义法则

为方便二次开发人员快速读懂程序，命名空间命名采用有名的命名空间命名法则，C++标准文档中的有名命名空间语句如下：

named-namespace-definition:

```
namespace identifier
{ namespace-body }[3]
```

简单描述为：

```
namespace 命名空间名 {
    声明序列[可选]
}
```

命名空间名称从字面上要基本反映出模块的大概功能，如多语言功能模块命名空间名称为“CLRDIILanguage”，其中“CLRDIIL”前缀表示类型为CLR类库项目，“MLanguage”为“Multi Language”的简写，从字面上即可看出和多语言有

关。

2.2 命名空间中的名称定义法则

命名空间中的名称均使用有意义的名称，通过名称基本能反映出类型和用途。

(1) 对于控件类型的变量，前3个字符一般为控件类型名的缩写，后面的字符反应变量的作用。如“mnuAlltrip”表示这是个菜单项的名称，和跳闸功能有关。

(2) 对于类的实例变量，变量名即为类名去掉前缀C（如果有）后余下部分的小写，如commonfunc为CCommonFunc类的实例。

(3) 一般变量命名采用骆驼命名法规则，混合使用大小写字母，如userLevel等。

各功能模块主要类的名称与功能模块命名空间名称差别仅在于前1-6个字符，前1-6个字符反应的是功能模块类型。如CLR类型类库项目功能模块命名空间名前缀以字符串“CLRDIIL”开始，而类以字符“C”开始，后面的字符串基本相同。如多语言功能模块的命名空间名称为“CLRMLanguage”，其主要类名为“CMLanguage”，从字面上很容易理解分别为多语言功能模块命名空间名称和多语言功能模块主要实现类的名称。

3 功能模块设计和主要类介绍

3.1 功能模块设计

各模块对应命名空间名称如表1：

表1 新一代发变组保护软件开发平台命名空间表

模块名称	命名空间	模块名称	命名空间
多语言功能模块	CLRDIILMLanguage	公共类功能模块	CLRDIILCommonFun
数据库功能模块	CLRDIILDbTrans	公用重写控件功能模块	CLRDIILControLib
串口通信功能模块	CLRDIILSerialPort CLRDIILMSComm	权限角色功能模块	CLRDIILRole
以太网通信功能模块	CLRDIILSocket	事件日志功能模块	CLRDIILEvent

(1) 多语言功能模块

适应软件项目国际化的需要，实现多语言切换功能。

(2) 数据库功能模块

根据系统设置中选择的数据库类型提供相应的数据连接支持，以实现数据的存取等操作。

(3) 串口通信功能模块

实现将串口通信相关功能的封装，二次开发人员只需创建该模块实例即可直接进行串口通信的设置、数据发送及接收等，而不用每次重复繁琐的串口控件创建与管理操作。

(4) 以太网通信功能模块

实现将以太网通信相关功能的封装，二次开发人员只要创建该模块的实例即可实现以太网通信相应的设置、数据发送及接收及网络监听等功能。

(5) 公共类功能模块

将使用频率较高的公用方法归集到公共类功能模块，方便维护或BUG查找及改进。

(6) 公用重写控件功能模块

将使用频率较高且需要加入一定限制的系统控件集中于此模块进行重写实现，以便根据实际情况需要对此类控件的限制条件统一进行调整。

(7) 权限角色功能模块

纳入角色分级管理模式实现用户权限的划分。

(8) 事件日志功能模块

自动记录用户每次操作和装置事件并分类存档。

3.2 主要类介绍

各模块主要类如表2：

表2 新一代发变组保护软件开发平台主要类表

模块名称	主要类	模块名称	主要类
多语言功能模块	CMLanguage	公共类功能模块	CCommonFun
数据库功能模块	CDbTrans	公用重写控件功能模块	CControLib
串口通信功能模块	SerialPort CMSComm	权限角色功能模块	CRole
以太网通信功能模块	CSocket	事件日志功能模块	CEvent

数据库功能模块是新一代发变组保护软件系统开发平台的核心部分，其它功能模块功能的实现几乎都离不开数据的读写以及存储，所以这里以数据库功能模块为例来介绍平台类的方法实现。

(1) CEDbFlags

数据库类型枚举类，将需要实现支持的数据库类型在枚举类中列出，如图2。

```

1 #pragma once
2 namespace CLRD11DbTrans {
3     /*数据库类型枚举*/
4     public enum CEDbFlags
5     {
6         //数据库类型枚举
7         SqlServer2000=1,
8         Access=2,
9         Oracle=3,
10        DB2=4,
11        MySql=5
12    };

```

图2 CEDbFlags类(部分截图)

(2) CEDbAddrFlags类

数据库位置枚举，将需要支持的数据库位置类型在枚举类中列出，如图3。

```

1 #pragma once
2 namespace CLRD11DbTrans {
3     /*数据库位置枚举*/
4     public enum CEDbAddrFlags
5     {
6         //数据库地址类型
7         LocalOld=1,
8         NetDB=2
9     };
10

```

图3 CEDbAddrFlags类(部分截图)

(3) CDbTrans类

数据库功能模块主类，包含数据库模块的主要参数定义和实现方法，如图4。

```

10 namespace CLRD11DbTrans {
11     public ref class CDbTrans
12     {
13     public:
14     #pragma region 构造与析构方法
15         CDbTrans(String^ dbPath, int dbType, int addrType);
16         CDbTrans(CDbDcp* dbDesc);
17         ~CDbTrans();
18     #pragma endregion 构造与析构方法
19
20     #pragma region 主实现方法
21         OleDbConnection^ DbConn() //返回数据连接
22         bool executeSql(String^ sql) //直接对指定数据库执行sql语句
23         DataSet^ CreateAllboolinputDs() //布尔量数据集
24         int UpdateAllboolinputDs(DataSet^ dataSet) //条件更新布尔量数据集
25     #pragma endregion 主实现方法
26
27     #pragma region 数据适配器
28         OleDbDataAdapter^ OleDbDataAdapter_allanainput //模拟量名称管理
29         OleDbDataAdapter^ OleDbDataAdapter_allboolinput //布尔量名称管理
30     #pragma endregion 数据适配器
31
32     #pragma region 命令
33         OleDbCommand^ OleDbCommand_allanainput //模拟量名称管理
34         OleDbCommand^ OleDbCommand_allboolinput //布尔量名称管理
35     #pragma endregion 命令
36     };

```

图4 CdbTrans类定义实现(部分截图)

(4) 跨模块名称使用

为简化代码，使用另一个功能模块的名称(如类)首先在工程项目的引用里加入对被使用模块的引用，然后在模块类的前部加入“using namespace 模块名”语句，最后实例化要使用的功能模块中的类名，就可以通过调用实例的方法或变量，就像使用本模块中的名称一样使用另一个

功能模块中的名称了。

4 软件架构初步测试

基于以上设计，研发了新一代发变组软件系统开发平台。并编写了以DGT801系列的发变组保护装置数据库定义工具软件，对该工具软件进行测试，测试结果见表3。

表 3 新一代发变组保护软件开发平台测试结果

主要功能测试	测试结果满足工程定义需求。
主要性能测试	CPU使用率不超6%；内存实用3.6M；响应时间不超过4s。
可靠性测试	对无效输入能有效拦阻；对错误输入不崩溃；异常退出软件和数据不出现损坏现象。
安全性测试	标题、提示等无超时限；相关操作等重要信息均写进日志，能有效跟踪；传输信息进行了必要的加密，传输信息完整。
用户界面测试	窗口切换、移动、改变大小均正常；数据项能正确回显；操作顺序及按钮等排列合理。
测试质量	百行代码bug率不超过2%。

5 结束语

笔者选定VS2012作为开发工具，使用VC++2012作为开发语言，是基于对发变组保护软件系统功能复杂，并且对稳定、精确的数据传输要求的特点，以及基于操作系统快速更新换代的事实做出的选择。

通过搭建一个性能卓越、技术先进、安全可靠、易于扩展、便以进行快速二次开发的基础平台，为后期发变组保护软件系统的升级换代及新产品开发提供技术支撑和保障。

参考文献

- [1] 刘冰,张林,蒋贵全.Visual C++ 2010 程序设计案例教程[M].北京:机械工业出版社,2013.
- [2] Horton. Visual C++ 2012 入门经典[M].北京:清华大学出版社,2013(5).
- [3] 斯坦利 李普曼,约瑟 拉乔伊.C++ Primer 中文版[M].北京:电子工业出版社,2013(9).

作者简介:

曾水根(1978-),男,国电南自发变组专业资深研发人员, zshg1977@126.com。

一种基于 EMS 实时数据及故障录波数据的故障分析系统

刘焕志，邱迪文，祁忠

(南京南瑞继保电气有限公司，南京市 211106)

摘要：为有效提高电网故障时段调度员处理事故效率，本文提出一种基于 EMS 实时数据和故障录波数据的故障分析系统。该系统采用基于 IEC61970 标准扩展的电网一二次设备全景建模、基于保护动作链的快速故障诊断、基于故障录波数据的故障详细分析和基于软保护的保护动作行为分析等关键技术；同时，充分考虑各种数据类型的采集特性，分阶式故障诊断。该系统已经在福建省厦门地调和福建省调稳定运行两年余，省调诊断故障三十余次，为电网调度提供有力的辅助决策，进一步提高了电网调度以及继电保护专业的智能化水平。

关键词：实时数据；录波数据；故障诊断；全景建模；保护动作

0 前言

随着电网规模的不断扩大和电网结构的日益复杂，电力系统的安全可靠运行变得至关重要。在电网故障时段，大量的故障信息(如保护动作、开关分合、越限告警、异常告警、暂态数据、故障简报等)在短时间内涌入调度中心，超过了调度主站值班人员的处理能力，易使调度员误判、漏判。为了适应各种简单和复杂事故情况下故障的快速、准确识别，迫切需要一个能在电网故障初发时段，快速从海量数据中获取重要信息，快速准确诊断出故障原因，自动提出故障诊断方案的智能继电保护故障信息分析系统，为调度中心的调度人员和保护人员的工作提供决策参考。

随着网络技术、通信技术的快速发展，故障录波器联网系统的建成，电网调度端可以随时收集分布于各个厂站端的故障录波器的信息^[1,2]。

基于此，本文提出一种基于 EMS 实时数据和故障录波数据的故障分析系统。利用开关分合和保护动作实时信息进行快速故障诊断，生成快速故障诊断报告；利用故障录波数据进行故障点详细分析，保护动作正确性和完整性分析，生成综合故障分析报告，展示给调度人员，为调度人员及时准确处理电网故障提供信息支持、辅助分析与决策参考。

1 系统设计

1.1 系统架构

系统采用了分布式、可扩展、可异构的体系架构。具有如下特点：

1) 硬件平台：可以是 RISC 体系结构的计算机，

也可以是 CISC 体系结构的计算机；可以是 32 位机，也可以是 64 位机。

- 2) 操作系统：选用多种现今流行的操作系统，如几种主流的 UNIX, LINUX 和 Microsoft Windows 等。
- 3) 中间件层：包括操作系统屏蔽中间件层和 CORBA 中间件层。正是由于操作系统屏蔽中间件层的存在，才使得故障分析系统能够在多种操作系统和硬件平台上，具有很好的可移植性。CORBA 中间件层的存在，使得保护分析系统具有应用组件技术所带来的优越性，如可伸缩性、异构系统、可互操作性等
- 4) 统一分布式支撑平台：支撑平台包括支持订阅和发布的网络管理系统、面向对象的分布式实时数据库管理系统、多现场的系统管理和任务管理系统、分布式的人机管理系统、通用的事件和告警管理系统、历史数据管理和报表系统等。
- 5) 故障分析应用软件层：故障分析应用软件在统一支撑平台层之上，实现智能故障分析功能，如快速故障诊断、故障点详细分析、保护动作行为分析、告警及事件管理等。

1.2 系统软件流程

基于 EMS 实时数据及故障录波数据的故障分析系统软件流程图如图 1 所示。首先，系统判断快速故障诊断的启动条件满足后，进行快速故障诊断，并生成快速故障诊断报告，报告内容包括：故障时间、故障设备和故障性质；然后，系统判断若有可疑故障设备，将同一事故导致的相

关继电保护故障信息进行智能组群,包括保护动作信息、安全自动装置信息、开关分合信息、故障简报索引、故障录波数据索引,可疑故障设备(可疑故障设备集),可疑误动保护装置、可疑拒动保护装置、可疑误动作开关、可疑拒动开关等等,为数据的综合展示和后续进一步深入的事故分析做准备;最后,系统准备就绪故障波形分析所需的数据后,进行故障点详细分析和保护动作行为评价,生成综合故障分析报告。

故障分析报告以 xml 文件形式存储,故障分析结果的综合展示分为两个部分:基于在线画面的展示和基于实时告警窗口的展示。当故障发生后,分析进程得出分析结果,将在线画面上相应的故障元件标记出来,并将此刻的故障报告关联到这个元件上,同时,还将分析结果以告警事件的形式发送至实时告警窗口。

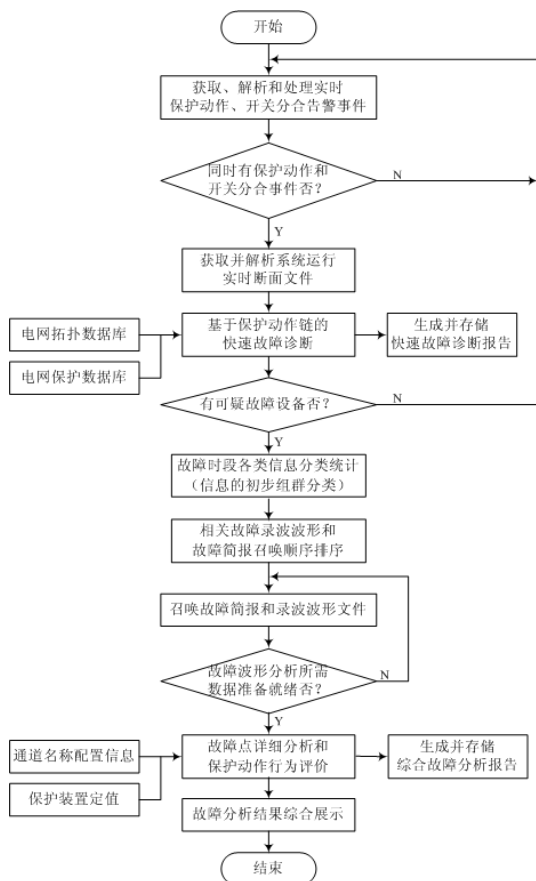


图1 系统软件流程图

2 关键技术

基于 EMS 实时数据及故障录波数据的故障分析系统,采用了如下关键技术:

2.1 基于 IEC61970 标准扩展的电网一二次设备全景建模

由于 IEC61970 CIM 模型中关于二次设备的建模信息比较简单,不能满足保信系统的要求,必须对 IEC61970 CIM 模型进行扩展。扩展的二次设备模型应考虑通用性,从保护原理出发,屏蔽各厂家保护设备的差异,同时又能够完整表达实际电网中保护装置的各种定值、控制字、软硬压板、动作信号、保护状态、故障信息等信息。基于 CIM 扩展的通用保护模型由三个部分组成:保护装置、保护装置模型以及通用保护模型等三个部分。其中,保护装置部分描述了电网中各个具体的保护装置对象,即保护装置实例;保护装置模型部分按保护装置类型描述了各保护装置的模型,每一种实际保护装置类型对应了一个保护装置模型对象;通用保护模型部分是对保护装置模型的进一步抽象,它不涉及具体的保护装置,而是基于保护原理,对不同类型保护装置进行语义和功能上的规范。

在建立保护通用模型的基础上,建立保护装置实例与 CIM 一次设备的关联关系,实现电网一二次设备的全景建模。采用自主研发的面向对象实时数据库,构建电网一二次设备全景数据库,在数据库中不仅描述了一二次设备属性,还描述了一二次设备对象之间的关系,提供了方便扩容和扩展工具,满足未来应用功能不断扩展的需要。

2.2 基于保护动作链的快速故障诊断

基于保护动作链的快速故障诊断的方法,充分利用保护动作和开关分合信息的易获取性,根据事故前后的系统运行方式、事故区域内开关分合情况、保护装置动作情况、安全自动装置动作情况、事故后全网设备电流、电压越限情况等信息,分析保护动作告警和断路器开断告警之间的配合关系,保护动作的重要等级,以及有效保护动作关联的被保护主设备之间的关系,形成以可疑故障元件为单位的保护动作链,实现对电力系统的故障位置进行诊断,达到分析快速的诊断效果。并在事故发生后两分钟内生成快速诊断事故简报。以便调度中心值班人员在事故后最短的时间内获得事故相关的最核心的信息,以及这一系列二次设备动作和开关分合背后隐藏的电力系统事故真相。

进行快速故障诊断需要建立电网拓扑模型和保护信息模型。对于网络建模,可利用图形编辑

工具导入符合 IEC61970 CIM 规范的模型文件, 将一次设备及其连接关系填入数据库, 构建电网拓扑数据库; 对于保护信息建模: 在网络建模的基础上, 在数据库中为一次设备对象添加保护装置对象, 并为保护装置对象添加相应的保护信息, 定义保护信息的属性, 按照一次设备, 保护装置, 保护信息, 断路器跳闸的层次关系进行保护信息建模, 建立保护主设备—保护信息—断路器动作之间的关联关系。

基于保护动作链的快速故障诊断步骤如下:

- 1) 设定启动故障诊断判据, 实时逐条扫描数据采集与监视控制 SCADA 系统的告警信息, 寻找满足启动故障诊断判据的告警信息, 记录符合故障诊断判据的告警信息, 得到故障诊断信息表 CFA;
- 2) 获得符合判据的告警信息后, 将此告警信息标记为当前故障时段的第一条告警信息;
- 3) 设定故障告警结束判据, 根据故障告警结束判据, 确定当前故障时段最后一条告警信息;
- 4) 进入故障诊断的预处理阶段, 对故障诊断信息表 CFA 内的告警信息进行过滤, 只保留会触发断路器跳闸的保护动作信息、自动装置动作信息和断路器变位信息;
- 5) 针对过滤后的告警信息进行基于保护动作链的故障诊断, 所有保护动作链组成保护动作链表 PAG, 保护动作链指电网中安装在各主设备上的保护装置应对一个电网事故时, 将某一故障隔离在一定停电区域内的处理动作过程;
- 6) 故障诊断结果的显示以及故障诊断报告的保存; 其中, 当前故障时段指从满足启动故障诊断判据开始, 一直到满足故障告警结束判据为止的时段。

2.3 基于故障录波数据的故障详细分析

系统将同一事故导致的相关继电保护故障信息进行智能组群, 包括保护动作信息、安全自动装置信息、开关分合信息、故障简报、故障录波数据索引, 可疑故障设备(可疑故障设备集), 可疑误动保护装置、可疑拒动保护装置、可疑开关误动作、可疑拒动开关等等, 为数据的综合展示做准备, 并为后续进一步深入的事故分析做准备。

系统对暂态数据(比如故障录波数据、保护录波数据、保护装置故障简报等)的召唤优先级进行自动排序, 在优先级排序结果基础上, 主动

对故障涉及的暂态数据进行主动召唤; 对优先级高的装置波形数据进行优先召唤、读取、展示和分析, 从而告别“捞网式”的波形采集和分析模式, 提高分析效率。

系统根据快速故障诊断结果、故障信息智能组群结果、以及暂态数据召唤优先级排序结果, 主动召唤装置波形数据, 进行故障详细分析。主要进行如下 2 类动作事件详细分析:

1) 快速诊断中正确动作事件详细分析

根据快速诊断结果, 对判为正确的动作事件, 召唤相应故障录波装置信息进行解析, 并与保护装置的故障信息进行对比, 给出故障位置, 故障类型, 故障相别、过渡电阻, 保护安装处测量阻抗、故障电流(含相电流、零序电流、负序电流、方向)、故障电压等信息。

2) 快速诊断中置可疑标志动作事件详细分析

对可疑动作事件, 系统快速召唤相关故障录波波形文件进行进一步分析。检验疑似故障设备是否确实发生故障。对区外故障引起的开关越级动作或误动事件, 系统通过波形分析并结合动作开关的保护信息, 明确可疑事件动作具体原因。给出波形信息分析结果, 如: 相电流、负序电流、零序电流、零序电压、方向等。

2.4 基于软保护的保护动作行为分析

基于软保护的保护动作行为分析过程为, 利用故障录波数据记录的 CT 和 PT 的测量值作为保护的采样输入, 通过保护功能函数的计算与整定值比较来判断保护是否动作^[3]正确。

系统基于故障录波波形分析实现保护动作完整性的判断, 对可疑的动作元件, 遗漏元件进行提示。系统对于双重化配置情况下两套保护动作为互校功能, 记录行为差异, 在行为不一致情况下通过录波波形分析, 对保护异常行为进行校验。

系统诊断元件保护动作行为时, 对线路选用差动、距离 I 段、距离 II 段和距离 III 段保护模型, 对母线选用差动保护模型, 对变压器选用差动保护模型。其中, 线路差动保护动作行为分析过程为: 1) 按相计算出差动电流和制动电流; 2) 计算零序差动电流和零序制动电流; 3) 判断差动是否该动作, 如果动作, 则根据这些结果计算出故障相别和故障动作时刻。线路距离 I 段动作行为分析过程为: 1) 计算出故障测距的结果; 2) 利用录波数据计算出距离 I 段阻抗继电器的动作情

况；3) 结合差动继电器的动作情况，判断距离 I 段是该动、不动作、还是处于边界无法确定的情况，把结果分析展示给用户。母线差动保护动作行为分析过程为：1) 利用拓扑结构，确定母差保护的电气量；2) 计算大差的差动电流和制动电流；3) 计算小差的差动电流和制动电流；4) 根据差动电流和制动电流，以及低电压，判断大差、小差是否该动作；5) 判断故障点是否在区内，同时给出故障相别和故障相的各种电气量。变压器差动保护动作行为分析过程为：1) 根据主变接线方式和变比不同，进行采样电流调整，消除变压器各侧幅值和相位的差异；2) 计算差动电流和制动电流；3) 计算谐波用于识别励磁涌流；4) 按相进行差动保护判断，确定故障点在区内还是区外，同时给出故障点的各种电气量。

3 现场运行情况

智能故障分析系统已经应用于福建省厦门地调和福建省调 2 年余，系统自投运以来，运行状况良好，省调诊断故障三十余次，为电网调度提供有力的辅助决策。该系统从 SCADA 系统周期获得系统断面数据和开关动作信息，从保护信息系统获得保护动作信息和保护波形文件，从故障录波管理主站系统获得故障录波信息，进行实时快速智能故障分析、综合故障诊断、故障重演和动作逻辑展示，请见附图 1-3。根据分层分区的原则，省调主站系统负责 500kV 网架的智能故障分析，各地调负责本地区 220kV、110kV 智能故障分析并将分析结果上传至省调主站。故障分析报告内容包含：故障时间、故障元件、故障性质、开关动作信息、保护动作信息、故障相别、故障电流、故障测距结果、保护动作行为评价结果、故障的相关波形集群索引。



图 2 快速故障诊断结果展示



图 3 故障过程重演展示

故障信息管理系统的研究和开发工作。

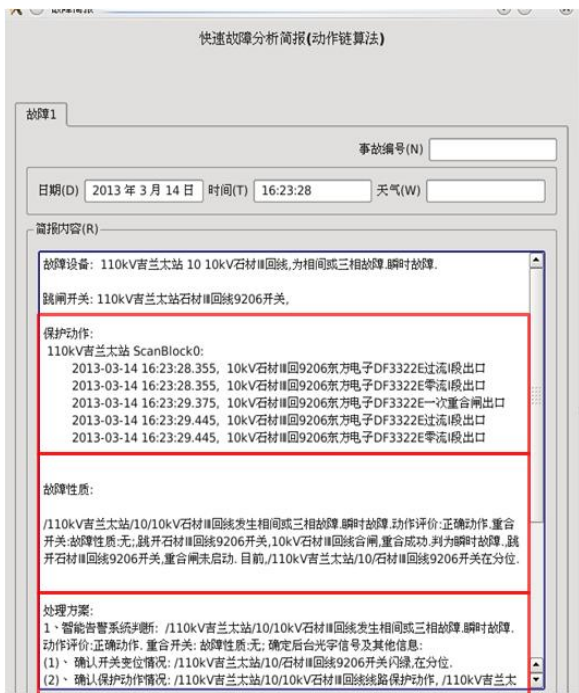


图 4 故障分析简报展示

4 结论

基于 SCADA 实时数据及故障录波数据的智能故障分析系统,从实时性、适用性、综合性角度出发,根据不同数据类型的采集特性、不同领域算法的适用范围,将分析系统分为若干子系统,分阶段的开展电网故障诊断,提高了系统的适应性;同时使调度端迅速掌握电网故障情况和保护动作行为,缩短故障分析时间,加快对事故的处理,有力保证电网安全稳定运行,进一步提高了电网调度以及继电保护专业的智能化水平。

参考文献:

- [1] 王立新,郭登峰,张小川.微机保护和故障录波器联网系统[J].继电器,2000,28(4):46-49.
- [2] 骆敬年.华东500kV电网故障录波器联网系统[J].华东电力,2000,(1):4-6.
- [3] 王颖,王增平,潘明九.一种基于故障录波信息的调度端电网故障诊断系统.继电器,2003,31(12):37-40.

作者简介:

刘焕志(1977-),女,硕士研究生,从事继电保护及故障信息管理系统的开发和测试工作。

邱迪文(1979-),男,本科,从事发电厂自动化相关技术工作。

祁忠(1977-),男,高级工程师,从事继电保护及

燃气轮机启动过程中的继电保护处理方案探讨

姬生飞, 房康, 牛元超

(南京南瑞继保电气有限公司, 江苏省 南京市 211102)

摘要: 根据燃气轮机组在变频启动过程中的电气特性, 分析在启动过程中发电机定子接地、低频过流、过电压、主变差动的处理方案, 以及提出在启动过程中需要闭锁的常规保护, 以期对后续的燃气机组继电保护设计提供一些参考。

关键词: 燃气机组; 变频启动; 定子接地; 低频过流; 主变差动; 继电保护设计

0 引言

中国现在发电机组以火力发电为主, 主要是燃煤发电, 为控制 PM2.5 排放, 随着西气东输及缅甸、中亚天然气管道的铺通, 国内天然气供应大为改善。其中大中城市用天然气替代煤炭发电, 燃气发电机组是适应世界环保要求和市场新环境而开发的新型发电机组。它是取代燃油、燃煤机组的新型绿色环保动力, 充分利用各种天然气或有害气体作为燃料, 变废为宝、运行安全方便, 成本效益高, 排放污染低, 并适宜热、电联产等优点, 市场前景十分广阔。燃气发电具有能源转换效率高、污染物排放少、启停迅速、运行灵活等特点^[1]。近年来, 我国燃气发电产业持续快速发展, 为优化能源结构、促进节能减排、缓解电力供需矛盾、确保电网安全稳定发挥了重要作用, 是今后的发展方向, 也将迎来广阔的市场需求。

1 燃气轮机组的启动方式

燃气轮机组的启动方式, 按启动时间的长短, 燃气轮机启动方式主要分为两种, 即正常启动(Normal start)和快速启动(Fast start)。正常启动是按设定程序进行的一种启动, 启动过程中需要暖机, 严格控制机组的加速率和加载率, 避免在机体内产生过大的热应力, 保证机组启动过程中热应力在一个安全水平内。因此, 这种启动方式所需时间较长, 重型机组大约需 10-22min, 为适应简单循环燃气轮机发电装置调峰的需要, 有些机组除正常启动外, 还设置了快速启动, 这也是按设定程序进行的一种启动, 但提高了程序中的加速率和加载率, 减少了暖机时间。因此, 启动时间缩短, 过程中的热应力仍然在可以接受的水平内。例如, GE 公司的 6B 型机组, 在用柴油机启动时, 从静止到全速空载, 正常启动的时间为

12min(包括柴油机暖机时间 2min), 快速启动的时间为 7min10s, 加载过程正常启动为 4min, 快速启动为 2min, 总的启动时间分别为 16min 和 9min10s。

除上述两种启动方式外, 还有一种时间更短的启动, 称为紧急启动(Emergency start)这是一种强制性启动, 即在很短时间内超越正常程序强行将机组从静止带至满负荷。由于这种启动对机组的损害太大, 除非万不得已, 很少在实际使用。

其中, 大容量燃气轮发电机正常启动方式一般采用变频启动方式, 有外部电源经静态变频装置(SFC)给电机定子绕组供电, 并经启动励磁装置给励磁绕组励磁电源^[2], 本文主要基于燃气轮发电机变频启动的过程, 分析继电保护的处理方案。

2 燃气轮机组的典型配置和启动状态电气量。

燃气轮机电站的系统接线, 既不同于常规的燃煤电站和水电站, 也不同于抽水蓄能电站。与常规的水电站和火电站相比, 燃气轮发电机组由于无法实现自启动, 因此需要装设专门的启动设备和启动母线以及相应的断路器和隔离开关。与抽水蓄能电站相比, 燃气轮发电机组不存在反向运行的可能性, 因此不需要装设抽水蓄能机组所需要的换相开关。与常规电站的系统接线相比, 燃气轮机电站在厂用变压器低压侧增加了静止变频器(SFC), 及其电源侧断路器 DLs 和发电机侧的隔离开关 ZDs, 辅助励磁变压器 AET 及其电源侧断路器 DLse 和励磁装置侧的隔离开关 ZDse。燃气轮发电机组装设出口断路器(GCB)除了缩小事故范围、简化厂用电设备的切换操作以及减少高压断路器的操作次数外^[3], 还能避免主变压器

较长,为此需考虑设计针对起动期间相间故障的低频过流保护。

考虑在燃气轮机启动过程中,频率较低,常规的小变流器对低频电流传变效果差,一些工频算法会出现较大误差,所以在此期间发生相间故障时,发电机的常规保护可能拒动。本文建议此时低频过流保护采用低频传变效果好的小变流器,频率跟踪以及与频率无关的算法。并要求低频过流保护采用 SFC 输出端隔离开关的辅助接点与过流元件组成“与”门出口, SFC 切除后低频过流保护自动退出。

3.3 SFC 启动过程中过电压保护方案

在 SFC 启动过程时,为了保护 SFC 启动回路,需考虑 SFC 启动过程中的过电压保护,建议保护经发电机出口断路器 GCB 位置和 SFC 输出端隔离开关的辅助接点双重闭锁。以 SFC 启动额定电压为 3.4kV 为例,过电压定值可按 4kV 整定计算。

3.4 SFC 启动过程中主变差动保护方案

燃气轮电站 SFC 配置方案如下图:

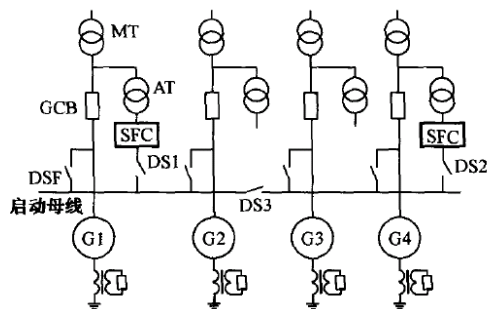


图 2 燃气轮电站 SFC 配置方案

SFC 变频启动过程中, DSF 闭合, GCB 打开, 主变压器通过厂用变压器倒送电运行, 过流 TA2 的电流为主变差动不平衡电流, 且该电流为低频电流。

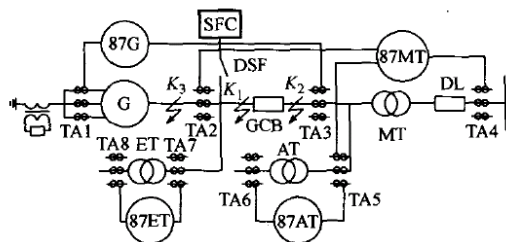


图 3 燃气轮机组主保护配置图

SFC 变频启动期间,发电机机端 GCB 断开,主变通过厂变倒送电运行, SFC 启动回路流过的电流对主变差动保护来说为不平衡电流, 且该电流为低频电流。在图 3 中,当 K1 点故障时, TA4

和 TA5 电流不变,主变差流即为 TA2 电流, SFC 和燃气轮机同时向 K1 点提供故障电流(流经 TA2), 可能导致主变差动保护动作于解列和切换厂用电, 导致事故操作复杂化, 甚至可能失去厂用电, 造成事故范围扩大^[7-8]。实际上, 此时发电机低频过流保护完全可以保护 K1 点, 而且灵敏度更好, 且只需动作于灭磁, 无需解列和切换厂用电。

通过上述分析, 可以引入 GCB 辅助接点, 通过辅助接点的状态控制主变差动的范围, 在变频启动过程中, GCB 打开时, 主变差动保护经采用 TA4 和 TA5 电流, 当并网后, 主变差动保护采用 TA4、TA5 和 TA2 电流。

3.5 SFC 启动过程中保护闭锁方案

根据燃气轮机变频启动过程电气特征, 发电机频率的变化在 0.05~33.3HZ 直接, 机端电压很低, 约为 17%Un, 发电机的 U/f 值范围为 0.25~1.0, 因此发电机低频保护、低电压保护、频率异常保护应闭锁, 发电机并网后再投入运行, 此时保护的方案可考虑以发电机出口断路器辅助接点实现上述闭锁

在燃气轮机组变频启动过程中, SFC 投入阶段, 燃气轮机是吸收有功的, 相当于同步电动机以同步方式启动^[9]。此时如果逆功率保护按照常规机组整定, 则燃气轮机的逆功率保护在变频启动过程中有可能动作, 因此此时逆功率保护可通过适当抬高定值的方式躲过, 一般按躲过机组启动的最大功率进行整定, 一般为 10%Pn 以上。这个在启动过程中逆功率保护可正常投入, 若逆功率保护按常规定值整定是, 需考虑闭锁, 发电机并网后再投入运行, 此时继电保护的方案可考虑以发电机出口断路器辅助接点实现上述闭锁。

另外, 在变频启动过程中, 发电机频率和电压均很低, 根据电机厂家的意见, SFC 启动过程中, 过励磁保护应闭锁, 机组并网后再投入运行。

4 结论

结合燃气轮机组在变频启动时的电气量特点, 本文针对燃气轮机组在变频启动过程中的低频过流保护、定子接地保护、过电压保护、主变差动保护进行了分析和探讨, 给出了处理方案, 并分析了启动过程中需要闭锁的保护功能, 希望对以后燃气轮机组的继电保护设计方面有所帮助。

(a) 燃气轮机组在变频启动时需考虑定子接地保护、低频过流保护，保护处理上需考虑采用与频率无关的算法

(b) 燃气轮机组在变频启动过程中，为保护启动回路，需考虑启动过程的过电压保护，保护处理方案可考虑采用 GCB 位置接点和 SFC 隔离开关辅助接点的双重闭锁。

(c) 可引入 GCB 辅助接点的状态，时时控制主变差动的范围，实现变频启动过程中的主变差动保护功能的差动范围调节。

(d) 燃气轮机组在变频启动过程中，发电机频率低，定子电压低，发电机低频保护、低电压保护、频率异常保护应闭锁，逆功率保护可根据定值情况进行选择性的闭锁。上述保护可在发电机并网后再投入运行。

参考文献：

- [1] 徐润涛. 我国燃气轮机发电站的发展概况及其展望. 燃气轮机技术, 1998, 11(3): 5-10.
- [2] 阮伟. 大型燃机变频调速系统的运行及控制特点[J]. 电力建设, 2008, 29(2): 88-89.
- [3] 闫观清, 夏富军. 宝泉抽水蓄能电站电气主接线设计探讨. 红水河, 2000, 19(3): 66-19.
- [4] 罗炳林. 论电气主接线与装设发电机出口断路器的关系. 电力建设, 2005, 26(3): 5-7.
- [5] GB/T 14285-2006. 继电保护和安全自动装置技术规范 [S].
- [6] DL/T 684-1999. 大型发电机变压器继电保护整定计算导则[S].
- [7] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用 (第二版), 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [8] GB/T 50062-2008. 电力装置的继电保护和自动装置技术规范[S].
- [9] 马晓静. 燃机电厂电气设计特点[J]. 电力建设, 2006, 27(5): 41-44.

作者简介：

姬生飞 (1983-), 男, 学士, 黑龙江佳木斯人, 工程师, 从事发电厂电气设计工作。

房康 (1986-), 男, 学士, 江苏南京人, 助理工程师, 从事发电厂电气设计工作。

牛元超 (1988-), 男, 学士, 山东泰安人, 助理工程师, 从事发电厂电气设计工作。