

- ★ 四川省一级期刊
- 万方数据数字化期刊群入网期刊
- 《中国学术期刊（光盘版）》入编期刊
- 《中国期刊全文数据库》收录期刊

- 首届《CAJ-CD规范》执行优秀奖获奖期刊
- 北极星 中华期刊网入网期刊
- 中国学术期刊综合评价数据库统计刊源期刊
- 中国农村电气化信息网

- 重庆维普中文科技期刊数据库
- 《超星数字图书馆》入网期刊
- 《中国核心期刊（遴选）数据库》收录

# 四川電力技术

SICHUAN ELECTRIC POWER TECHNOLOGY



ISSN 1003-6954



9 771003 695128

四川省电机工程学会 四川电力试验研究院

Vol.35

2012

No.2

# 四川省电机工程学会 2012年秘书长工作会会议纪要

2012年3月9日，四川省电机工程学会2012年秘书长工作会议在四川省资阳市召开。

四川省电机工程学会副理事长兼秘书长袁邦亮、副秘书长王卓、田立峰、张治安、方文弟参加了会议，四川省电力公司科技信息部胡灿副主任、四川省电力公司资阳公司欧居勇副总工程师、东方电气集团况明伟主任应邀出席会议。

会议由四川省电机工程学会副秘书长张治安主持。四川省电力公司资阳公司总经理、四川省电机工程学会副秘书长王卓致欢迎词，并介绍了资阳地理概况，以及四川省电力公司资阳公司的经营状况，对参会代表到资阳开会表示热烈欢迎。张治安副秘书长宣读了四川省电机工程学会《关于增补田立峰为四川省电机工程学会副秘书长的决定》。

参加会议的13个专委会简要介绍了2011年工作情况和2012年的工作打算，通过交流达到了相互沟通启发，相互促进的目的。

学会副秘书长方文弟、东方电气集团电气室主任况明伟汇报了“电力系统智能化专委会”、“电气制造和新能源专委会”的筹备情况。田立峰副秘书长感谢大家的信任，表示要和大家一起，全力支持和做好学会工作。

副理事长兼秘书长袁邦亮作了总结讲话，对秘书长工作会的成功召开给予积极评价，感谢资阳公司为本次会议投入了大量的人力、物力、财力。重申专委会2012年的工作重点，要求各专委会、主任、副主任委员单位大力支持专委会工作，依托四川电网的独特优势，促进四川电机工程事业的繁荣和发展。

与会代表对2012年的工作计划、学术年会等重大事宜进行了认真讨论，形成了以下共识：

- 一、根据学会2012年工作计划和要求，各专委会认真执行贯彻七大、七届一次常务理事会的要求，发挥学会共同体的作用，今年至少举行一次学术会议，向学术年会提供两篇以上高水平的论文，认真实施2012年工作计划。
- 二、各专委会要积极向《四川电力技术》期刊和国内高水平学术期刊推荐优秀论文，提高论文的学术水平和实用性。
- 三、边远十五省市学术交流会计划于4月中下旬在成都举行，技术参观定在大渡河边甘谷地开关站。
- 四、会议重申2012年学术年会于8月底或9月初召开，各专委会要认真组织，“电力系统智能化专委会”、“电气制造和新能源专委会”将在年会上正式成立，具体时间、地点在初步讨论的基础上进一步考察后确定，另行通知。
- 五、积极大力发展会员，加强会员管理和规范工作，做好会员登记和发证工作，进一步壮大组织，提高学会的影响力和吸引力。



## CONTENTS

Discussion on System - level Commissioning Method for Secondary Equipment of Smart Substation .....	Jiang Zhenchao Liu Mingzhong(1)
Summary of Test Methods for Secondary System of Smart Substation .....	Wang Biao Zhen Wei Zhang Hua et al(4)
Superficial Analysis on Field Test of Online Monitoring Device for Grounding Current in Transformer Core .....	Liu Rui Chen Ling(9)
On - site Test of Electronic Instrument Transformer and Problem Analysis .....	Liu Gang Jiang Bo Yang Huayun(12)
Design on Hardware Platform of Whole - scene Testing Apparatus for Smart Substation Based on FPGA and ARM .....	Wu Jie Huang Qi Jin Shi et al(15)
Reactive Power Compensation Based on Regional Voltage Distance .....	Zhu Mi Liu Junyong(19)
Research of Regional Grid Stability Based on WAMS .....	Guo Xiang Huang Xiaowen Gou Jing(24)
Research on PI Control Strategy Based on Internal Model Control of VSC - HVDC Systems for Grid Connection with Wind Farms .....	Fan Shuaijun Ling Ying Zhao Lihua(28)
Research on Optimal Undervoltage Load Shedding of Power System Based on Hierarchical Structure Poly - particle Swarm Optimization .....	Liu Li(33)
Research on Virtual Electricity Trade of Regional Small Hydropower Based on Game Theory .....	Chen Ling Jiang Le Li Jun et al(37)
Research on Operating Principle of Switching Power Supply in a Closed Loop of 10 kV Line in Zhongshan Power Grid .....	Ou Changcen(41)
Research and Application of Online Partial Discharge Detection Device for Switchgear .....	Wang Ge Wang Qiang Tian Zhigang et al(44)
Analysis on Lightning Test of Secondary System in Substation with Independent Ground Grid .....	Guo Qiang Li Jianming Tian Zhigang et al(49)
Hidden Danger of ABB Switch (ELK - SP3) Caused by Three - phase Inconsistent Problem .....	Li Zongyu(52)
Principle for Tap Changer Control of Tian - Guang HVDC Converter Transformer Based on UAPCPlatform .....	Liu Yang(56)
Reconstruction of Furnace Safety Supervision System for 300 MW Coal - fired Units .....	Zhu Jing Cui Chaochao Xiao Sheng(61)
Application of Double - speed Reformation of Electric Motor in Circulating Water Pump to 600 MW Unit .....	Li Jizhong(65)
Modeling of Microturbine Generation System and Its Characteristics Analysis .....	Deng Hao Li Chunyan(70)
Analysis on Necessity and Feasibility of Operation in Three Units during Low Water Period in Ertan Hydropower Station .....	Jiang Kaibo Yang Dong(73)
Solution Method for Subsynchronous Oscillation in Power Plant .....	Liu Daixiang Wang Li(78)
Optimal Nonlinear Coordinated Control between Generator Excitation and SVC .....	He Zhenyu Li Huaqiang(85)
Optimized AGC Control Strategy for Guangán Power Plant under "Two Rules" .....	Guo Bochun(91)

SICHUAN ELECTRIC POWER  
TECHNOLOGY

2012 Vol. 35 No. 2

(Ser. No. 218)

Bimonthly, Started in 1978

Address: No. 24, Qinghua Road, Chengdu, Sichuan, China

Postcode: 610072

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering

Sichuan Test and Research Institute of Electrical Power

Editor in chief: Hu Can

Editor & Publisher:

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER  
TECHNOLOGY

《四川电力技术》  
编辑委员会名单

主任委员 王平  
副主任委员 张伟  
刘俊勇  
委 员  
(按姓氏笔画为序)  
方文弟 王卓 白家棣  
刘勇 朱白桦 朱国俊  
朱康 邓亚军 邬小端  
李兴源 李建明 严平  
胡灿 徐波 唐茂林  
韩晓言 谢舫 甄威  
秘 书 李世平  
吴小冬

四川电力技术

双月刊 1978年创刊

中国标准连续出版号:

ISSN1003-6954  
CN51-1315/TM

2012年第35卷第2期(总218期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力试验研究院

发行范围:公开

主 编:胡 灿

副 主 编:吴小冬 谢 舫

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发 行:四川电力试验研究院情报室

地 址:成都市青华路24号

邮政编码:610072 电话:(028)87082037

传 真:(028)87082036

E-mail:cdsedljs@163.com

印 刷:四川明源印务有限责任公司

封面设计:成都宏泰广告有限公司

国内定价:每册6.00元

[期刊基本参数]CN51-1315/TM\*1978\*

b\* A4\* 94\* zh\* P\* ¥6.00\* 4300\* 22\*

2012-04

目 次

• 智能变电站专栏 •

智能变电站二次设备系统级调试方法探讨 ..... 姜振超 刘明忠(1)

智能变电站二次系统试验方法综述

..... 王 彪 甄 威 张 华 等(4)

变压器铁心接地电流在线监测装置现场检测浅析 ..... 刘 睿 陈 凌(9)

电子式互感器现场检测及问题分析

..... 刘 刚 江 波 杨华云(12)

基于 ARM 和 FPGA 的智能变电站全场景试验装置硬件平台设计

..... 吴 杰 黄 琦 井 实 等(15)

• 电网技术 •

基于区域电压距离的无功补偿投入的研究 ..... 朱 觅 刘俊勇(19)

基于广域测量系统的地区电网稳定性研究 ..... 郭 翔 黄潇文 苟 竞(24)

基于内模控制的 VSC-HVDC 风电并网系统控制策略研究

..... 范帅军 凌 颖 赵莉华(28)

基于多种群分层粒子群优化算法的电力系统低压减载优化方法研究

..... 刘 丽(33)

基于博弈论的区域小水电虚拟电交易研究 ..... 陈 岭 蒋 乐 李 俊 等(37)

中山电网 10 kV 线路合环转供电操作原则研究 ..... 欧昌岑(41)

• 高电压技术 •

开关柜局部放电综合在线检测装置的研究与应用

..... 王 戈 王 强 田志刚 等(44)

采用独立地网的变电站二次系统防雷测试分析

..... 郭 强 李建明 田志岗 等(49)

ABB 开关(ELK-SP3)机构三相不一致的安全隐患 ..... 李宗宇(52)

基于 UAPCPlatform 的天广直流换流变压器分接头控制原理 ..... 刘 洋(56)

• 电厂技术 •

300 MW 燃煤机组 FSSS 改造 ..... 朱 静 崔超超 肖 胜(61)

循环水泵电动机双速改造在 600 MW 机组中的应用 ..... 李继忠(65)

微型燃气轮机发电系统建模与特性分析 ..... 邓 浩 李春艳(70)

二滩电站枯水期 3 机运行必要性与可行性分析 ..... 姜开波 杨 东(73)

发电厂次同步振荡(SSO)问题的解决办法 ..... 刘代祥 汪 立(78)

发电机励磁及 SVC 非线性最优协调控制 ..... 何振宇 李华强(85)

“两个细则”下广安电厂 AGC 控制策略优化 ..... 郭伯春(91)

• 简讯 •

高压技术所赴 500 kV 桃乡变电站开展带电检测工作 ..... (48)

# 智能变电站二次设备系统级调试方法探讨

姜振超, 刘明忠

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

**摘要:**按照国网公司的智能电网建设战略规划,目前智能变电站已进入全面建设阶段。智能变电站二次设备与组网方式同传统变电站存在明显差异,其设备间的联系更加紧密,设备间的互操作性是系统调试的重点,探索完善、高效的系统级调试方法是智能变电站能否顺利投产的关键。在总结智能变电站二次设备系统级调试工作经验的基础上,探讨智能变电站系统级调试方法,并对系统级调试过程中的关键问题进行探讨,提出了建议及解决方案,对今后智能变电站系统级调试工作具有一定的借鉴意义。

**关键词:**智能变电站; 系统级调试; 互操作性

**Abstract:** According to the strategic planning of State Grid Corporation of smart grid construction, the construction of smart substations has been carried into execution completely. There are significant differences between smart substation and the traditional substation in secondary equipment and networking, the devices of smart substation are more closely linked and their interoperability is the focus of the system commissioning. Therefore, studying the perfect and efficient system-level commissioning method is the key whether the smart substation can be put into operation successfully. On the basis of summing up the experiences of system-level commissioning of secondary equipment in smart substation, the methods of system-level commissioning in smart substation are discussed as well as the key issues in the process of system-level commissioning, and the suggestions and solutions are also proposed, which can be available for reference in system-level commissioning of smart substation in the future.

**Key words:** smart substation; system-level commissioning; interoperability

中图分类号: TM63 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0001-03

## 0 引言

按照国家电网公司智能电网战略规划,2011—2015年为智能电网全面建设阶段。智能变电站以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能,并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同等高级功能的变电站<sup>[1]</sup>。智能变电站二次系统由合并单元、智能终端、保护装置、测控装置、网络报文分析装置、故障录波装置、在线监测装置、交换机及其他智能电子设备(intelligent electronic device, IED)、过程层网络、站控层网络等构成<sup>[2]</sup>。

截至2011年年底,四川省电力公司新建智能变电站2座,已建数字化变电站3座(含改造站)。其中220 kV变电站2座,110 kV变电站3座。对于智能变电站的系统调试,目前还处于探索阶段。在调试

过程中发现各二次设备生产厂家对于IEC 61850标准的理解上存在差异,导致不同厂家生产的IED设备虽然通过了一致性测试,但在构成系统时不同厂家IED设备存在互操作性问题<sup>[2-5]</sup>,因此研究智能变电站的系统级调试技术和方法十分必要。在总结智能变电站系统级调试工作经验的基础上,研究智能变电站系统级调试方法,对今后的智能变电站系统调试工作有一定的参考价值。

## 1 智能变电站二次系统调试流程

智能变电站二次系统调试对象种类多、系统构成复杂,要实现全面高效、零缺陷的变电站启动投运需要对二次系统的调试工作实现全过程调试。目前智能变电站二次系统调试的主要工作流程分为以下几个阶段<sup>[1]</sup>: ①出厂验收与联调; ②单体调试; ③分系统调试; ④系统调试; ⑤带负荷试验。图1描述了目前智能变电站二次系统调试的主要工作流程,虚线框

内包含内容为现场调试部分。

经过多个智能变电站的现场调试工作,认为目前的智能变电站调试应加大集成测试与联调的深度和广度,在调试工期上应适当增加,在集成测试与联调阶段尽可能发现互操作和运行要求方面的问题,及时进行更正,满足相关标准、规范和运行的要求。因此,建议智能变电站二次系统调试主要工作流程应如图 2 所示。其中,出厂验收应对产品的工艺及制造过程进行验收,监督其满足相关标准、规程和订货合同的要求;集成测试与联调属于系统级测试的内容,应在除设备生产厂家的第三方进行,包含单体调试、一致性测试、互操作性测试、网络性能测试等等,此项内容为智能变电站调试工作的重点和关键;现场进行的分系统调试、系统调试是在二次系统设备及接线安装完毕后进行的功能性测试,较目前的智能站相关的测试内容要简单的多,很多互操作性测试已在集成测试与联调项目中完成。

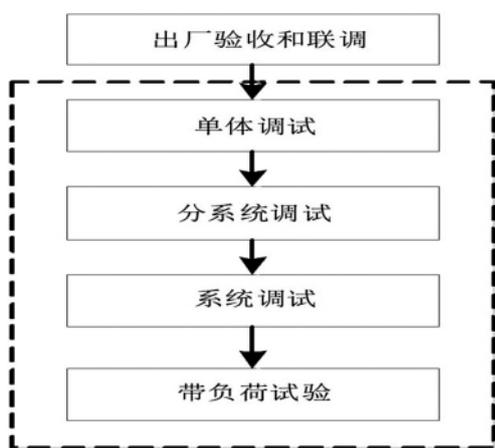


图 1 目前智能变电站二次系统调试主要工作流程

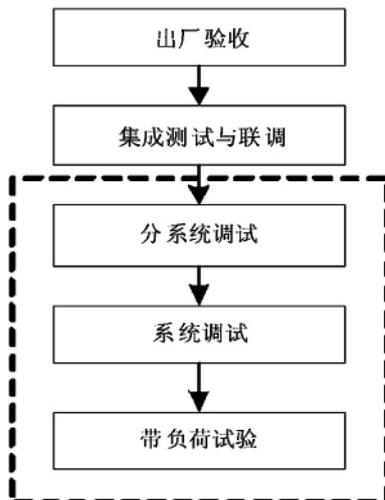


图 2 智能变电站二次系统调试建议主要工作流程

## 2 智能变电站二次设备系统级测试

### 2.1 测试平台

智能变电站二次设备系统级测试工作应在第三方机构进行,该机构应具有智能变电站一致性测试和互操作性测试平台,可模拟具体工程变电站一次系统状况和“两网(站控层网、过程层网)”网络结构环境<sup>[6-7]</sup>,具有相关测试设备和测试方法,可进行满足标准、规程、运行要求的相关测试。

### 2.2 被测试设备

参与系统级测试的设备应满足入网条件要求,中标设备已按照工程要求(根据 SCD 文件等)进行了配置,应包含相应工程调试范围内所有二次设备。

### 2.3 测试内容及方法

#### 2.3.1 一致性测试

一致性测试是验证 IED 通信接口与标准要求的一致性。它验证通信链路上数据流与有关标准的一致性,如访问组织、帧格式、位顺序、时间同步、定时、信号形式和电平,以及对错误的处理等。一致性测试是互操作性测试的基础,可提高协议之间能够互操作的概率。图 3 为一致性测试评估过程图<sup>[9]</sup>。

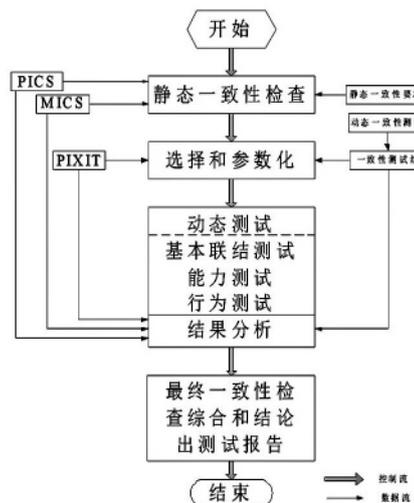


图 3 一致性测试评估过程图

其中, PICS, 也被称为 PICS 示范, 是被测系统能力的总结; PIXIT, 包括系统特定信息, 涉及被测系统的容量; MICS, 详细说明由系统或设备支持的标准数据对象模型元素。

一致性测试是互操作性测试的前提和基础, 只有各厂家的设备均通过了一致性测试, 装置模型已按相关标

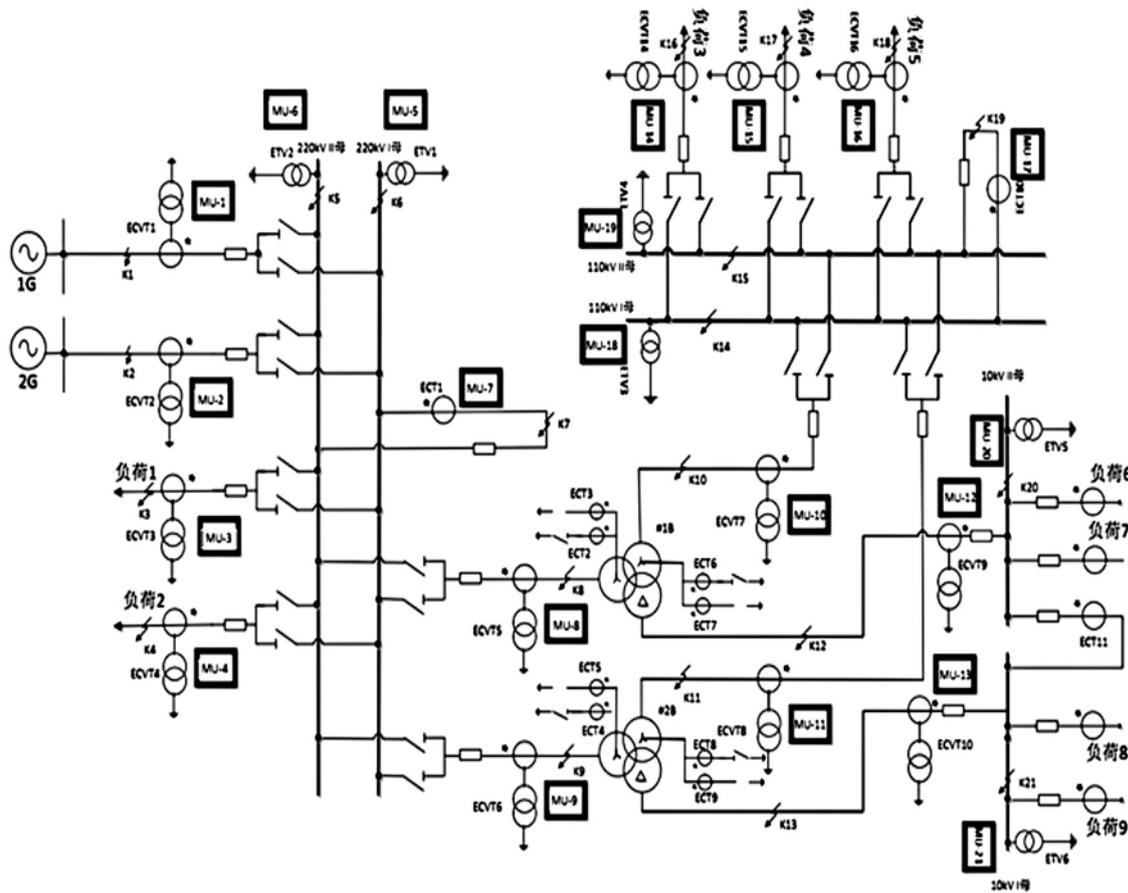


图4 220 kV 智能变电站 RTDS 试验仿真系统示意图

准或规程进行了标准化才能为互操作性测试扫清道路。

### 2.3.2 互操作性试验系统

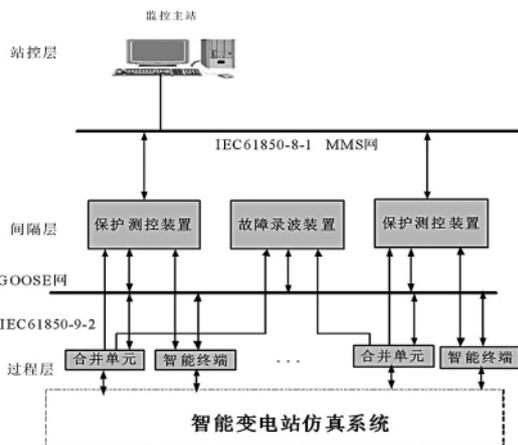


图5 220kV 智能变电站试验系统网络结构图(单网)

为了对智能变电站二次系统设备的互操作性及满足相关标准、运行要求的能力进行验证,需要搭建智能变电站二次系统测试平台<sup>[8]</sup>。该平台包括 RTDS 仿真系统、模拟信号接口、数字信号接口、电子式互感器模拟装置及相关测试设备等。图4是一个

220 kV 智能变电站 RTDS 试验仿真系统示意图。该 220 kV 试验系统具有 3 个电压等级: 220 kV、110 kV 和 10 kV。220 kV、110 kV 采用双母线接线, 10 kV 采用单母线分段接线。图4中给出了电子式互感器配置、合并单元配置、仿真系统设置故障点示意图。

图5是220 kV 智能变电站试验系统网络结构示意图,这里只给出了单网(MMS网、GOOSE网)结构图。智能变电站仿真系统(RTDS)与合并单元、智能终端通过模拟信号接口、数字信号接口、电子式互感器模拟装置相连实现闭环测试。

### 2.3.3 系统级测试试验目的

系统级测试的主要试验目的如下。

(1) 合并单元、智能终端、保护装置、测控装置、故障录波器(报文分析装置)性能及基于 IEC 61850 标准的互操作能力。

(2) GOOSE 跳闸机制的可靠性,考核保护装置、智能操作箱实现 GOOSE 跳合闸方式的性能。

(3) 模拟合并单元采样报文异常考核对保护装

(下转第8页)

- [5] 吴卫民. 110 kV 数字化变电站二次系统检验规范的研究[J]. 华东电力 2009, 37(7): 1185 - 1188.
- [6] 梅德冬, 黄国方, 孙军陵. 智能变电站二次设备自动检测系统设计[J]. 低压电器 2011(4): 43 - 46.
- [7] 河南省电力公司洛阳供电公司. 智能变电站仿真测试系统[DB]. 中国科技成果数据库 2011.

作者简介:

王彪(1985)男, 工程师, 主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

甄威(1956)男, 教授级高级工程师, 主要从事电力系统仿真、继电保护技术研究工作;

张华(1985)男, 工程师, 主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

黄琦(1976)男, 博士, 教授, 博士生导师, 从事电力系统广域测量与控制、智能电网等方面研究工作;

井实(1980)男, 博士研究生, 从事电力系统广域测量与控制、智能变电站保护技术等方面研究工作;

胡凤凯(1987)男, 硕士研究生, 从事电力系统广域测量与控制研究工作;

吴杰(1986)男, 硕士研究生, 从事检测技术与自动化装置研究工作。

(收稿日期: 2012 - 02 - 21)

=====

(上接第3页)

置、测控装置的影响及检查故障录波(报文分析装置)的录波性能(报文分析、查找故障的能力)。

(4) 光纤链路、过程层网络异常工况对保护装置的影响。

(5) 智能变电站相关标准、规程、反措执行情况及实施效果。

### 2.3.4 系统级测试试验内容

(1) 模拟量回路联调试验, 正常运行工况下合并单元、保护装置、测控装置、故障录波装置(网络报文分析装置)示值正确性检查, 对于级联合并器或跨间隔保护需检查其同步性能, 对于电压合并器需要检查其并列及切换功能。

(2) 开关量联调试验, 检查智能终端示值及响应性能、间隔层设备(保护、测控等)与智能终端的互操作性检查。

(3) 间隔层设备联调试验, 主要为间隔层设备间闭锁、启动失灵等信号互通性检查。

(4) 监控系统联调试验, 监控系统与间隔层设备间的信号互通性检查。

(5) 远动通信系统检查及操作试验。

## 3 结 语

智能变电站二次设备系统级测试是保证变电站顺利投产的重要环节, 也是检验变电站所使用的电气设备功能及性能是否满足设计和运行要求的关键试验, 是检查变电站全站二次设备互操作性的重要手段。试验结果可作为设备投产依据, 也为将来变电站运行维护提供参考资料。只有应用科学的测试方法,

建立完善严格的测试流程, 利用完备的监控和测试手段, 才能通过系统级测试对智能变电站系统的有效性、可靠性、适用性、经济性进行合理评估, 为智能变电站的推广和现场运行维护提供良好的技术支撑。

### 参考文献

- [1] 姜振超, 刘明忠. 智能变电站二次系统调试技术研究[J]. 电网技术 2011, 35(1): 12 - 17.
- [2] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术[J]. 电网技术 2006, 30(23): 67 - 71, 87.
- [3] 龚晓波, 胡敏强, 吴在军, 等. 数字化变电站通信网络性能仿真分析[J]. 电网技术 2008, 32(17): 98 - 104.
- [4] 辛耀中, 王永福, 任雁铭. 中国 IEC 61850 研发及互操作试验情况综述[J]. 电力系统自动化 2007, 31(12): 1 - 6.
- [5] 操丰梅, 任雁铭, 王照, 等. 变电站自动化系统互操作实验建议[J]. 电力系统自动化 2005, 29(3): 86 - 89.
- [6] 邱智勇, 陈建民, 朱炳权. 基于 IEC 61850 标准的 500 kV 三层结构数字化变电站建设[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(12): 103 - 107.
- [7] 李兰欣, 苗培青, 王俊芳. 基于 IEC 61850 的数字化变电站系统解决方案的研究[J]. 电网技术 2006, 30(S2): 321 - 324.
- [8] 周春霞, 詹荣荣, 姜建宁, 等. 500 kV 数字化变电站动模试验研究[J]. 电网技术 2010, 34(6): 193 - 197.
- [9] 崔厚坤, 汤效军, 梁志成, 等. IEC 61850 一致性测试研究[J]. 电力系统自动化 2006, 30(8): 80 - 83.

作者简介:

姜振超(1981)男, 硕士研究生, 工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作;

刘明忠(1964)男, 大学本科, 高级工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作。

(收稿日期: 2012 - 02 - 15)

# 智能变电站二次系统试验方法综述

王彪<sup>1</sup> 甄威<sup>1</sup> 张华<sup>1</sup> 黄琦<sup>2</sup> 井实<sup>2</sup> 胡凤凯<sup>2</sup> 吴杰<sup>2</sup>

(1. 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072; 2. 电子科技大学, 四川 成都 610054)

**摘要:**伴随经济发展及能源综合利用需求,国家电网公司提出建设坚强智能电网的目标。智能变电站作为智能电网基本要素,获得快速发展机遇。但目前仍没有一个灵活、全面、可靠的智能变电站二次系统调试试验方法,以完整地检验智能变电站二次系统的功能。首先描述了国内关于智能变电站试验方法现状,最后详细介绍一种全新的试验方法,即智能变电站全场景试验方法。该试验方法是基于电网仿真、无线同步与传输和分散注入,将实验室的试验能力带到了电力现场,为智能变电站二次系统调试提供了一种全新的试验方法。

**关键词:**智能变电站; 二次系统; 全场景试验; 数字仿真; 无线 1588 同步; 分散注入

**Abstract:** With the development of economy and the demand of comprehensive energy utilization, the State Grid Corporation advances the goal of building a strong and smart grid. As the important part of the smart grid, the smart substation gets a fast development opportunity. But there is still no flexible, comprehensive and reliable test method for the commissioning of the secondary system of smart substation. Firstly, the current situation of the domestic test methods for smart substation is described. And then, a new test method, that is, whole scene test method of smart substation, is introduced, which is based on power grid simulation, wireless synchronization with the transmission and dispersed injection. It brings the test ability of the laboratory to the site of power system, and provides a new test method for the secondary system commissioning of smart substation.

**Key words:** smart substation; secondary system; whole scene test; digital simulation; 1588 wireless synchronization; dispersed injection

中图分类号: TM932 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0004-05

## 0 引言

2011年国家电网公司提出“十二五”期间将建设数千座智能变电站,推动了智能变电站及其相关产业的发展,也为实现智能电网打下坚实的基础。

根据《智能变电站导则》,定义智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能,并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

与数字化变电站相比,数字变电站是智能变电站的技术基础,而智能变电站更加强调体现智能化和适应智能电网发展的高端应用技术,例如:设备状态监测、基于多信息融合技术的综合故障诊断和智能操作票系统等。

下面首先描述了智能变电站试验方法现状,最后介绍了一种全新的智能变电站试验方法,即智能变电站全场景试验方法,并介绍了该试验方法的概念、技术实现和工程应用。

## 1 智能变电站试验方法现状

智能变电站是由智能化一次设备和网络化二次设备组成,这些新型设备的使用使得智能变电站的试验方法区别于传统变电站试验方法。

在智能变电站中,电子式互感器首先将模拟信号转换成以数字化方式表达的模拟量信号,经光纤传送至合并单元,合并单元接收多台采集器信号并根据不同装置(继电保护装置、测控装置和计量装置等)需要对数字量信号进行组织、分配,并经不同光纤将不同信号送至各二次设备。智能变电站中的网络交换机是利用GOOSE网络实现保护间状态信号和命令信号传递任务,是实现保护间复杂配合关系的关键性

环节。因此,智能变电站现场试验的检验范围应包含合并单元和网络交换机,以检查其完成信息组织、分配和传递功能的正确性。

而进行传统变电站的继电保护装置现场试验时,只需要经电缆向继电保护装置信号输入端注入试验信号,即可检验保护装置技术性能。

目前保护设备检验方法有3种。方法1是向被试保护设备提供试验信号,检验范围没有包括实际完成信号组织、分配任务的合并器和交换机,试验连接关系图如图1所示。

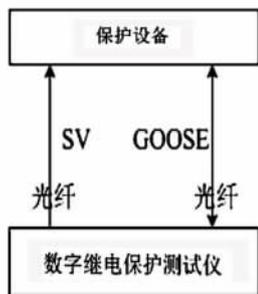


图1 继电保护测试系统1

方法2的试验范围包含了“保护设备和智能终端”,但检验范围也没有包括实际完成信号组织、分配任务的合并器和交换机,试验连接关系图如图2所示。

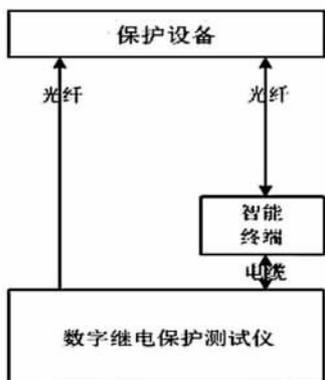


图2 继电保护测试系统2

方法3的试验范围包含了“合并器、保护设备和智能终端”,但不能实现跨间隔保护信息(包括SV信息和GOOSE信息)组织正确性的检验,也不能完成复杂保护配置正确性检验,无法进行网络性能的检验,试验连接关系图如图3所示。

若智能变电站仍采用上述传统变电站保护装置试验方法,都不能完整地检验整个智能变电站二次系统的功能,这样给智能变电站运行带来重大隐患。

为了全面地进行智能变电站二次系统各项试验,

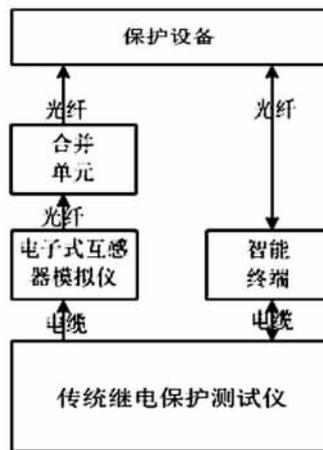


图3 继电保护测试系统3

目前在国内主要采用动模试验方法<sup>[1-3]</sup>。文献[1]介绍了浙江500 kV兰溪、海宁数字化变电站开展的系统级动模试验,以验证工程中应用的基于IEC 61850标准的过程层、间隔层及站控层3层设备的适用性,考核各设备在故障期间的动作行为、整体配合性能。并详细分析了整体动模试验难点,提出试验方案,内容包括:建立变电站级物理动态模拟一次系统,构建与试验规模相适应的过程层、站控层2层网络,智能终端、保护装置、数字式录波器、保护信息主站等3层设备在实验系统中的接入方式,试验项目设计原则,模拟故障试验项目和网络性能测试项目和装置测试性能要求。

文献[2]是在传统动模一次系统基础上进行数字化升级改造,即在保留原动模系统常规电流、电压互感器的基础上,串联接入电子式电流互感器,并联接入电子式电压互感器,同时配置合并单元,将电气量信息转换成符合IEC 61850-9-1标准的数据格式。这样改造后的动模系统可以在保留原功能不变的前提下,提供符合数字化保护要求的数字量输出,从而实现数字化变电站试验需求。但是动模试验不具备灵活性,试验工作量大。

部分文献也对智能变电站二次系统试验进行了探讨<sup>[4-5]</sup>,但是没有提到一个能够全面地完整地检验二次系统性能的试验方法。文献[4]详细阐述了智能变电站二次系统的试验对象及试验内容,但是没有介绍一种能够完成现场系统试验的试验方法。文献[5]阐述了数字化变电站的技术特点与结构特点,比较了数字化变电站二次系统检验与常规综合自动化变电站在检验范围、检验方法方面的差异,并指出了研究一种新的检验方法,研究思路主要是研制一种数

数字化变电站通用的测试接口装置,这样一方面是把模拟信号转换为数字式保护可以接收的数字信号,另一方面是把数字式保护发送的GOOSE报文转换成空接点信号,这样测试接口装置就成为连接传统测试仪器和数字化变电站之间的桥梁,可是该方法仍不能实现对智能站二次系统完整全面的试验。

文献[6]介绍了一种基于IEC 61850通信规约,由PC机和嵌入式测试仪两部分构成的自动检测系统,能够实现对测试设备的自动虚拟接线,可方便、灵活地设置检测方案,实现基于检测方案的输入信号自动模拟、输出信息自动验证、测试过程自动记录等功能。该自动检测系统主要应用于智能变电站间隔层二次设备的检测。

文献[7]介绍了一种智能变电站仿真测试系统,该测试系统首先利用电磁暂态仿真得到电压、电流采集信号,并按照IEC 61850协议打包送至通信卡;基于PCI总线的通信卡提供光纤以太网端口与保护装置及控制设备相连;保护装置产生的开关变位等信息通过GOOSE网,并经通信卡返回测试主机,由测试主机模拟智能断路器的动作情况;通过对测试系统不同运行方式的仿真,实现对智能变电站二次系统各项性能、指标的测试。该仿真测试系统虽然实现智能变电站二次系统的各项功能检验,但是只能应用于实验室,不同于之后提到的智能变电站全场景试验方法,后者基于电网仿真、无线同步与传输、分散注入,而且将实验室的试验能力带到电力现场。

## 2 智能变电站全场景试验方法

从上面关于智能变电站试验方法的描述可知,目前还没有出现对智能变电站二次系统功能进行完整性检验的试验方法,下面介绍一种实现智能变电站二次系统完整性测试的试验方法。

### 2.1 智能变电站全场景试验方法

智能变电站全场景试验方法是指将智能变电站二次系统视为一个整体,将合并单元和网络交换机纳入检验范围,性能检验时保持智能变电站二次系统接线完整性和输入信息完整性,从而达到检验智能变电站整体性能的目的。

图4给出了变电站一次系统和二次系统的接线示意图。全场景试验方法是利用采集器模拟器代替电子式互感器,开关模拟器代替断路器,首先通过电

网数字仿真智能变电站一次系统,将时域仿真结果以无线形式发送至采集器模拟器,在保持二次系统接线完整性的条件下,采集器模拟器将仿真结果经光纤传送给合并单元,合并单元同步地将数据进行分配、组织后传送给继保装置、测控装置、计量装置和网络交换机等,继保装置将保护的命令动作传送到智能操作箱,通过开关模拟器检测智能操作箱发出的开关动作命令,以检测二次系统功能的正确性。

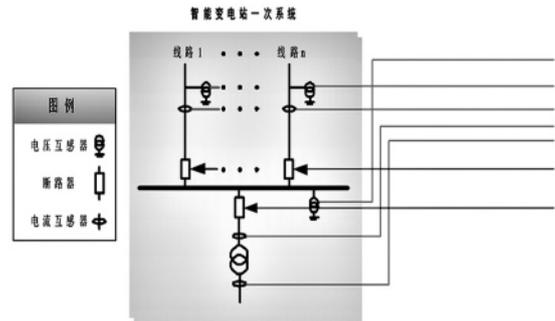


图4 智能变电站一次系统、二次系统关系示意图

可见,该试验是基于电网仿真、无线同步与传输和分散注入的全场景试验方法。

### 2.2 智能变电站全场景试验系统

智能变电站全场景试验系统由变电站仿真系统、无线主控主机、采集器模拟器和开关模拟器组成。图5是利用本试验方法检验智能变电站二次系统性能的示意图。利用图5所示试验系统可以完成智能变电站二次系统整体性能的测试和继电保护行为的检验,可以完成智能变电站继电保护装置、测量控制装置、安控装置、故障录波器等设备的单体调试和二次系统整体性能测试,也可为调度端联调提供测试条件。

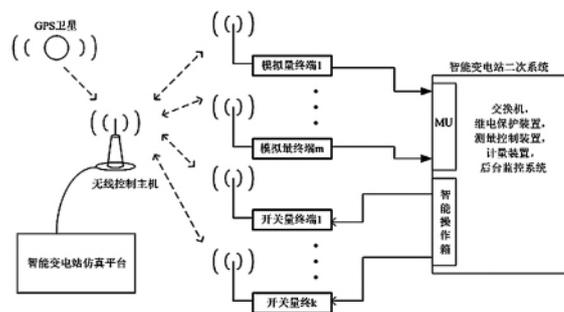


图5 智能变电站二次系统全场景试验示意图

下面介绍全场景试验系统的各部分职能。

#### 1) 智能变电站仿真平台

由图形化建模软件、电力系统仿真软件、模拟量波形显示软件和试验控制软件及笔记本电脑组成,完

成智能变电站仿真平台建模、时域仿真、以仿真结果的波形显示以及试验过程控制,显示由“开关模拟器”检测的“智能操作箱”分、合闸命令发生时刻。

#### 2) 无线控制主机

完成试验系统与GPS的校对,完成与“采集器模拟器”和“开关模拟器”的时间校正。接收“智能变电站仿真平台”的时域仿真结果并以无线传输方式将时域仿真结果下装到“采集器模拟器”。完成试验的同步控制。

无线控制主机由GPS对时模块、高稳定主时钟模块、基于无线方式的IEEE 1588授时模块、无线收发控制模块组成。

#### 3) 采集器模拟器

接收“无线控制主机”发送的仿真数据。在“无线控制主机”控制下,多台“采集器模拟器”信号同步输出到合并单元。采集器模拟器包括无线收发模块、高稳定从时钟模块、输出控制模块、曼彻斯特编码转换模块。

#### 4) 开关模拟器

开关模拟器实现下述功能。

(1) 检测变电站智能操作箱发出的开关操作命令,将开关操作命令打上时间标记,并将“带时标的开关操作命令”以无线方式发送到“无线控制主机”。

(2) 接收“无线控制主机”转发的“智能变电站仿真系统”开关状态,将开关状态转换成“开关位置”信号,并将开关位置信号送至变电站的“智能操作箱”实现对智能变电站开关状态的模拟。

### 2.3 技术实现

全场景试验的技术路线如下。

(1) 将智能变电站二次系统(包含继电保护装置、测量控制装置、计量装置、安控装置、后台监控系统等设备)视为检验对象。试验时,被试二次系统保持联接完整性。

(2) 以变电站一次主接线及与之直接相联的线路、电源为对象,建立“变电站仿真系统”。“变电站仿真系统”可以仿真被试二次系统工作所需要的全部工频信号。

(3) 根据变电站电子式电流、电压互感器配置及试验需求,确定“采集器模拟器”数量。

(4) 根据二次系统整体性能试验需求,确定“开关模拟器”数量。

(5) 根据对智能变电站继电保护装置及二次系

统整体性能检验需要,确定仿真条件,建立仿真对象的动态微分方程组,利用数值仿真方法,得到对象系统的时域仿真结果。

(6) 利用无线传输技术,将变电站时域仿真结果分别送到各个“合并单元”。在统一时钟控制下,各合并单元同步输出“变电站仿真系统”的时域仿真结果。试验人员检查二次系统信息组织、分配、传输正确性,检查二次设备(继电保护、测量控制装置、安控装置、计量装置、后台监控系统等)行为正确性。

由于电网仿真只需要一台笔记本,无线控制主机、采集器模拟器和开关模拟器也便于携带,利用这套全场景试验系统可以实现在变电站对二次系统(包括继电保护装置、测控装置、安控装置、网络分析仪、故障录波器、监控系统等)功能和技术性能进行完整检测,提高了现场试验质量,为智能变电站建设提供了新的技术手段。

### 2.4 工程应用

基于该试验方法的全场景试验装置已于2011年年底成功地应用于四川220 kV绵阳东和泰兴智能变电站,实现了对智能站二次系统功能的检验测试,使用效果良好。

## 3 总结

由于智能变电站中全新技术和设备的使用,使得智能变电站的试验方法也区别于传统变电站。首先描述了国内智能变电站常用的试验方法及存在的问题,最后介绍了智能变电站全场景试验方法。该方法将智能变电站二次系统视为一个整体,将合并单元和网络交换机纳入检验范围,性能检验时保持智能变电站二次系统接线完整性和输入信息完整性,从而达到检验智能变电站整体性能的目的。

#### 参考文献

- [1] 周春霞,詹荣荣,姜健宁,等. 500 kV 数字化变电站动模试验研究[J]. 电网技术, 2011, 34(6): 193-197.
- [2] 王涛,高厚磊,邹贵彬,等. 基于 IEC 61850 标准的数字化保护动模测试系统[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(24): 133-136.
- [3] 周家旭,张延鹏. 智能化变电站保护及过程层组网试验研究[J]. 东北电力技术, 2010(10): 25-27.
- [4] 王云茂,张春欣. 智能变电站二次系统试验技术探讨[J]. 电力与电工, 2010, 30(2): 19-22.

- [5] 吴卫民. 110 kV 数字化变电站二次系统检验规范的研究[J]. 华东电力 2009, 37(7): 1185 - 1188.
- [6] 梅德冬, 黄国方, 孙军陵. 智能变电站二次设备自动检测系统设计[J]. 低压电器 2011(4): 43 - 46.
- [7] 河南省电力公司洛阳供电公司. 智能变电站仿真测试系统[DB]. 中国科技成果数据库 2011.

作者简介:

王彪(1985)男, 工程师, 主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

甄威(1956)男, 教授级高级工程师, 主要从事电力系统仿真、继电保护技术研究工作;

张华(1985)男, 工程师, 主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

黄琦(1976)男, 博士, 教授, 博士生导师, 从事电力系统广域测量与控制、智能电网等方面研究工作;

井实(1980)男, 博士研究生, 从事电力系统广域测量与控制、智能变电站保护技术等方面研究工作;

胡凤凯(1987)男, 硕士研究生, 从事电力系统广域测量与控制研究工作;

吴杰(1986)男, 硕士研究生, 从事检测技术与自动化装置研究工作。

(收稿日期: 2012 - 02 - 21)

=====

(上接第3页)

置、测控装置的影响及检查故障录波(报文分析装置)的录波性能(报文分析、查找故障的能力)。

(4) 光纤链路、过程层网络异常工况对保护装置的影响。

(5) 智能变电站相关标准、规程、反措执行情况及实施效果。

### 2.3.4 系统级测试试验内容

(1) 模拟量回路联调试验, 正常运行工况下合并单元、保护装置、测控装置、故障录波装置(网络报文分析装置)示值正确性检查, 对于级联合并器或跨间隔保护需检查其同步性能, 对于电压合并器需要检查其并列及切换功能。

(2) 开关量联调试验, 检查智能终端示值及响应性能、间隔层设备(保护、测控等)与智能终端的互操作性检查。

(3) 间隔层设备联调试验, 主要为间隔层设备间闭锁、启动失灵等信号互通性检查。

(4) 监控系统联调试验, 监控系统与间隔层设备间的信号互通性检查。

(5) 远动通信系统检查及操作试验。

## 3 结 语

智能变电站二次设备系统级测试是保证变电站顺利投产的重要环节, 也是检验变电站所使用的电气设备功能及性能是否满足设计和运行要求的关键试验, 是检查变电站全站二次设备互操作性的重要手段。试验结果可作为设备投产依据, 也为将来变电站运行维护提供参考资料。只有应用科学的测试方法,

建立完善严格的测试流程, 利用完备的监控和测试手段, 才能通过系统级测试对智能变电站系统的有效性、可靠性、适用性、经济性进行合理评估, 为智能变电站的推广和现场运行维护提供良好的技术支撑。

### 参考文献

- [1] 姜振超, 刘明忠. 智能变电站二次系统调试技术研究[J]. 电网技术 2011, 35(1): 12 - 17.
- [2] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术[J]. 电网技术 2006, 30(23): 67 - 71, 87.
- [3] 龚晓波, 胡敏强, 吴在军, 等. 数字化变电站通信网络性能仿真分析[J]. 电网技术 2008, 32(17): 98 - 104.
- [4] 辛耀中, 王永福, 任雁铭. 中国 IEC 61850 研发及互操作试验情况综述[J]. 电力系统自动化 2007, 31(12): 1 - 6.
- [5] 操丰梅, 任雁铭, 王照, 等. 变电站自动化系统互操作实验建议[J]. 电力系统自动化 2005, 29(3): 86 - 89.
- [6] 邱智勇, 陈建民, 朱炳权. 基于 IEC 61850 标准的 500 kV 三层结构数字化变电站建设[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(12): 103 - 107.
- [7] 李兰欣, 苗培青, 王俊芳. 基于 IEC 61850 的数字化变电站系统解决方案的研究[J]. 电网技术 2006, 30(S2): 321 - 324.
- [8] 周春霞, 詹荣荣, 姜建宁, 等. 500 kV 数字化变电站动模试验研究[J]. 电网技术 2010, 34(6): 193 - 197.
- [9] 崔厚坤, 汤效军, 梁志成, 等. IEC 61850 一致性测试研究[J]. 电力系统自动化 2006, 30(8): 80 - 83.

作者简介:

姜振超(1981)男, 硕士研究生, 工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作;

刘明忠(1964)男, 大学本科, 高级工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作。

(收稿日期: 2012 - 02 - 15)

# 变压器铁心接地电流在线监测装置现场检测浅析

刘睿陈凌

(四川电力科学研究院 四川成都 610072)

**摘要:**针对变压器铁心接地电流在线监测装置很少开展现场检测工作,对四川某智能变电站的两套铁心接地电流在线监测装置进行了现场检测。检测发现这两台装置基本不能满足变压器铁心多点接地故障的监测、分析和判断的要求。鉴于检测结果,建议今后厂家提高变压器铁心接地电流在线监测装置的产品质量,用户加强装置的入网检测工作。

**关键词:**铁心接地电流;在线监测;现场测试;变压器

**Abstract:** Because little field test is performed on online monitoring devices for the grounding current of transformer core, two online monitoring devices for the grounding current of transformer core are tested in the field, which are installed in a smart substation in Sichuan province. It is found that these two devices can not meet the requirements for monitoring, analyzing and diagnosing the multipoint grounding faults of transformer core. According to the results of field tests, it is suggested that the quality of these devices should be enhanced and the permission tests should be performed to guarantee its accuracy in power grid.

**Key words:** grounding current of transformer core; online monitoring; field test; transformer

中图分类号:TM831 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2012)02-0009-03

## 0 引言

变压器铁心在通过变化磁场传输能量的过程中会感应出电流,当铁心要求接地时,这部分电流会通过接地线流向地被称为接地电流(含电容式耦合电流),变压器正常运行时因无电流回路形成,该电流是很小的。根据变压器结构的不同,铁心接地电流在几毫安至几十毫安。规程要求,变压器铁心接地电流应在100 mA以下。

变压器正常运行时,带电的绕组与油箱之间存在电场,而铁心处于该电场中。由于电容分布不均,场强各异,如果铁心不可靠接地,则将产生充放电现象,破坏固体绝缘和油的绝缘强度,所以铁心必须有一点可靠接地<sup>[1,2]</sup>。

如果铁心有两点或两点以上(多点)接地时,则接地点间就会形成闭合回路,它将交链部分磁通,感生电动势,并形成环流,产生局部过热,甚至烧毁铁心。这就是变压器铁心多点接地故障<sup>[3,4]</sup>。根据接地点的位置不同,流过铁心接地线的电流各不相同,可达到几安培至几十安培。

目前,大中型变压器普遍采用铁心和夹件分别引

出接地的方式。通过检测铁心接地线中的电流能有效地发现铁心多点接地故障。并可根据铁心接地电流的大小以及油色谱初步判断接地点位置。

在变压器设备逐步智能化的今天,铁心接地电流在线监测装置得到了广泛的应用,这为运行维护人员提供了极大的方便,提高了工作效率。然而,目前生产变压器铁心接地电流在线检测装置的厂家众多,技术水平参差不齐。同时,由于规范变压器铁心接地电流在线监测装置的国家标准或企业标准还没有正式出台,这就导致不同厂家铁心接地电流在线监测装置功能不一、精度各异;在出厂试验、型式试验、入网检测试验、现场试验和特殊试验环节中的测试项目、测试条件等不明确。特别是对入网检测和现场测试的忽视,导致一些不满足标书中技术要求(功能、测量精度等)的铁心接地电流在线监测装置入网运行,这就可能在以后运行中对铁心接地故障出现误判或不判的现象,为变压器的安全稳定运行带来了隐患。

针对目前用户单位忽视开展铁心接地电流在线监测装置现场检测实际状况,对四川某智能变电站中两台主变压器的由同一公司生产的同一型号的铁心接地电流在线监测装置进行了测量准确度、基本功能等现场测试及检验,判断了该套装置的测量误差、测

量范围、装置功能能否满足运行要求。这次现场检测对以后铁心接地电流在线监测装置入网检测、现场测试等具较大的参考价值。

## 1 现场检测对象

该铁心接地电流在线监测装置电源由220 V交流供电;铁心电流传感器采用有源零磁通传感器,完成对被测信号的测量。其标称测量范围为1~1 000 mA。

铁心接地电流在线监测装置包括铁心电流传感器、电流数据接收模块、铁心状态分析软件,并与主IED(intelligent electronic device)组成在线监测系统。系统构成及原理如图1所示。

穿心式传感器从被监测设备的接地电缆线直接得到被监测对象的幅值信息,并将该信息上送至电流数据接收模块,接收模块经模数转换后,通过485方式上传给主IED,由主IED分析诊断后,将分析及数据上传给站级后台系统,并可以通过后台系统设定电流报警值。后台系统界面如图2所示。

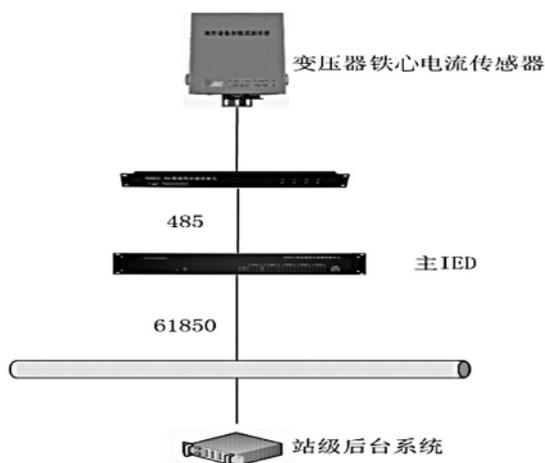


图1 监测装置系统原理图

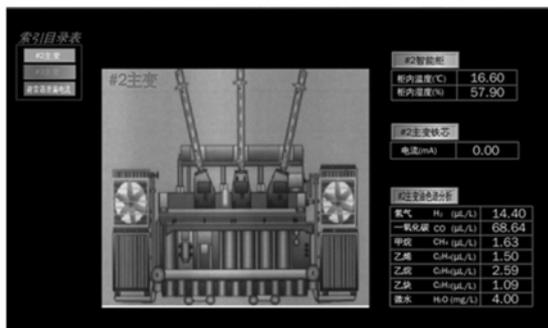


图2 主变压器铁心接地电流在线监测后台界面

## 2 现场检测方法及其结果

对该监测装置的测量误差和功能进行了现场检

测和检查。

### 2.1 误差测试

出厂检测记录中所使用的校验仪器测量范围为1~10 mA,却完成了该监测装置1~1 000 mA的测试,所以可认为出厂报告中的测量范围及测量误差是不可信的。

对该铁心接地电流在线监测装置的现场测试回路如图3所示。

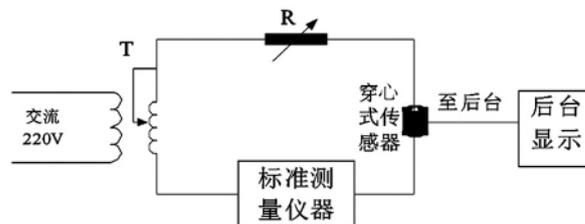


图3 误差测试原理图

图3中,T为0~200 V的调压器;R为0~3.2 kΩ连续可调的滑动电阻;标准测量仪器采用精度为0.01 mA的高精度钳形电流表。通过改变电压和电阻来改变通过穿心式传感器的电流,同时采用标准测量仪器和监测装置对通过穿心式传感器的电流同时进行测量并进行比对,从而可得该监测装置的测量误差,其定义为

$$\frac{\text{监测装置测量值} - \text{标准仪器测量值}}{\text{标准仪器测量值}} \times 100\%$$

该装置的测量误差试验结果如表1和表2所示。

表1 2号主变压器铁心接地电流监测装置测试误差

标准仪器测量电流值 /mA	后台显示值 /mA	误差 /%
5.04	4.2	-16.67
5.32	4.6	-13.53
9.98	9.2	-7.82
20.16	19.8	-1.79
30.18	30.1	-0.27
39.9	39.5	-1.00
51.4	50.6	-1.56
62.9	61.7	-1.91
73.4	71	-3.27
81.3	81.7	0.49
92.80	93.2	0.43
100	101.1	1.10
151	154.3	2.19
200	185.3	-7.35
243	223.6	-7.98
250	229.7	-8.12
299	256	-14.38
399	293	-26.57
499	316	-36.67

表2 3号主变压器铁心接地电流监测装置测试误差

标准仪器测量电流值 /mA	后台显示值 /mA	误差 /%
2.5	2.1	-16.00
5.0	4.6	-8.00
10.1	9.8	-2.97
15.2	14.9	-1.97
20	19.9	-0.50
50	49.7	-0.60
101	100.6	-0.40
200	199.9	-0.05
230	229.8	-0.09
250	248.7	-0.52
300	279.9	-6.70
400	312	-22.00
500	319.6	-36.08

由表1和表2可知2号主变压器铁心接地电流在线监测装置在接地电流小于10 mA时误差超过10% ,10~250 mA之间测试误差小于10% ,大于300 mA时误差超过10% 。3号主变压器铁心接地电流在线监测装置在电流小于5 mA时误差超过10% ,5~300 mA之间测试误差小于10% ,大于300 mA时误差超过10% 。由此可知,该装置在接地电流10~300 mA时有较高的准确度,但当电流小于10 mA或大于300 mA时误差较大,因此该装置在其测量范围内部不能正确反映变压器铁心接地电流大小。

### 2.2 功能检查

通过检测发现该装置数据传输功能正常,能够将测试的电流值由电流数据模块进行模数转换后经IED上传至站级后台系统。但是,该套装置后台系统功能过于简单,仅能简单地对历史数据进行查看,不具备功能介绍中的数据分析功能,不能结合油色谱数据对铁心故障进行分析,不满足标书中提出的对铁心绝缘状况进行预测的功能要求。

该套装置仅具备数据超标报警功能,不具备测试功能异常报警及信号回路异常报警,当装置出现故障时不能及时进行维护处理。

虽然该监测装置的标称测量范围为1~1 000 mA,但它分为两个档位,1~300 mA为一档,大于300 mA为一档。当电流超过300 mA时,需要调档后方可进行测量,而档位的调节不能自动进行,必须在智

能柜上进行接线更换,所以该套装置的实际测量范围应为1~300 mA。前面介绍,铁心故障时接地电流可达到几十安,因此,该测量范围不满足铁心接地故障中的接地电流监测要求。

### 3 结论与建议

通过对某智能变电站两套变压器铁心接地电流在线监测装置的现场测试与检查可得出如下结论。

(1) 这两台监测装置的测量误差只在10~300 mA内的误差较小,超过这个范围该装置的测量误差较大;

(2) 该监测装置的实际测量范围为1~300 mA,不满足不同铁心接地故障情况下的接地电流监测要求;

(3) 该监测装置的部分功能与技术协议不符。

由上所述,该装置基本不能满足铁心多点接地故障电流的监测和故障的判断、分析的要求。造成以上结果的原因主要是由于当前没有规范铁心接地电流在线监测装置的标准或规范正式出台,厂家对铁心接地电流在线监测装置重视不够,用户对铁心接地电流在线监测装置入网把关不严。因此,建议今后厂家提高铁心接地电流在线监测装置的产品质量,用户加强入网检测和现场检验,保证其能正确地监测变压器铁心接地电流,准确反映变压器铁心多点接地故障。

### 参考文献

- [1] 孙鹏举. 变压器铁心接地电流超标缺陷分析及处理[J]. 变压器, 2009, 46(1): 71-73.
- [2] 叶启明. 变压器铁心接地电流在线监测装置[J]. 大众用电, 2010(4): 24-25.
- [3] 刘庆宁. 变压器铁心多点接地故障判断[J]. 四川电力技术, 1998(3): 25-27.
- [4] 肖飞. 大中型变压器铁心接地故障的分析、判断及处理[J]. 湖南电力, 2004(B10): 38-40.

作者简介:

刘睿(1973),女,高级工程师,高电压与绝缘技术专业,现主要从事变压器技术工作。

(收稿日期:2012-03-01)

# 电子式互感器现场检测及问题分析

刘刚 江波 杨华云

(四川电力科学研究院 四川 成都 610072)

**摘要:**介绍了电子式互感器的原理和现场调试系统,通过对某智能变电站的电子式互感器现场调试,对发现的一些问题进行了分析、探讨,为电子式互感器的现场测试提供参考和帮助。

**关键词:**电子式互感器;采集单元;合并单元;电磁场

**Abstract:** The principle of electronic instrument transformer and the on-site test system are introduced firstly. And then, through the on-site test of electronic instrument transformer in a smart substation, the problems in the test are discussed and analyzed, which can provide the references and help for the on-site test of electronic instrument transformer.

**Key words:** electronic instrument transformer; sampling unit; merging unit; electromagnetic field

中图分类号:TM45 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2012)02-0012-03

## 0 引言

随着中国经济的不断发展,电网容量的不断增加,电力系统向更高电压等级发展,传统互感器由于以下原因,越来越不满足高电压、大电流条件下对互感器的要求:①传统互感器绝缘结构复杂,体积大,造价高,电压等级升高一倍,其绝缘、体积和造价将显著增加;②电流互感器线性度低,在短路时容易饱和;③传统互感器绝缘方式大多采用油纸绝缘,具有油纸绝缘的通病如油易燃等;④电压互感器容易出现铁磁谐振,从而损坏设备<sup>[1-3]</sup>。同时,随着智能电网的不断建设,也对互感器的多项技术指标提出了新的要求。电子式互感器不但可以避免传统互感器的上述问题,也满足智能电网建设的诸多要求。因此,电子式互感器的应用具有重要意义。

电子式互感器的性能决定着计量装置是否准确计量、继电保护装置是否准确动作,它对电网的安全、稳定运行起着至关重要的作用。因此,为了保证寿命长、重要性高的电子式互感器具有良好的各项技术指标,把好电子式互感器入网关,就需要对电子式互感器进行现场测试,投运之前发现电子式互感器是否存在缺陷和不足。目前,电子式互感器处于现场应用的初期阶段,大量文献从理论角度分析了电子式互感器的误差,分析电子式互感器校准相关的方法和技术及对电子式互感器在数字化变电站中的应用基本原理

进行了介绍<sup>[4-8]</sup>,丁涛等<sup>[9]</sup>也指出电子式互感器现场测试中存在校验技术规程滞后等问题。但总的来说,对电子式互感器现场误差测试研究较少,对现场测试中的具体问题研究更少。对某智能变电站电子式互感器的现场测试发现的某些问题进行了探讨分析,为电子式互感器的现场测试提供参考和帮助。

## 1 电子式互感器介绍

### 1.1 电子式互感器参数

该试验所测电子式互感器参数如表1所示。

表1 电子式互感器参数

类型	额定电压 额定电流	测量、计量 准确度等级	保护通道 准确度等级
电子式电流互感器	800 A	0.2 S	5 TPE
电子式电压互感器	110/ $\sqrt{3}$ kV	0.2 S	3 P

### 1.2 电子式互感器结构及原理

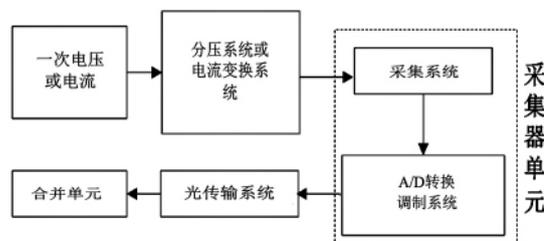


图1 电子式互感器结构图

电子式互感器结构见图1,电子式互感器由电子式互感器本体及光传输系统、合并单元组成,其中电子式电压/电流互感器本体又包括分压系统/电流变换系统、采集系统和A/D转换系统(由于不同电压等级、各厂家的设计方案不同,有的厂家将采集系统和A/D转换系统从互感器本体中分离出来,与合并单元做成一个整体,这次调试的电子式互感器采用前者)<sup>[9]</sup>。从图1可以看出,一次电压/电流经过分压系统(此次调试的电子式互感器采用串联感应分压器分压)/电流变换系统(此次调试的电子式互感器测量线圈为LPCT线圈,保护线圈为罗氏线圈)将高电压/大电流转换成低电压/小电流,经采集器单元(采集器单元有采集系统和A/D转换调试系统组成,对于较重要的电子式互感器,可能有多组A/D转换通道)将模拟量转换为数字量并调制成光信号,然后经光传输系统送至合并单元。

## 2 现场试验介绍

### 2.1 试验主要设备

- (1) 0.05级(0~3 000) A/5 A 标准电流互感器 1台;
- (2) 0.05级 110/√3 kV/100/√3 V 标准电压互感器 1台;
- (3) 电子式互感器校验仪。

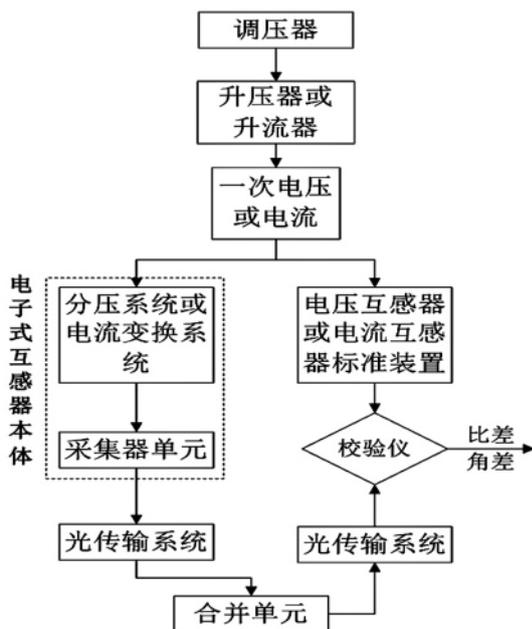


图2 电子式互感器现场测试原理图

### 2.2 现场测试原理

电子式互感器现场测试原理图如图2所示,经升压器或升流器获得的一次电压和电流分别提供给电子式互感器和标准互感器,电子式互感器获得的一次电压或电流信号经分压器系统或电流转换系统、采集、A/D转换后提供给合并单元,然后再经光传输系统进入校验仪成为被测信号,标准互感器获得的一次电压或电流信号经标准互感器变换后,得到的二次侧信号直接进入校验仪成为标准信号。被测信号和标准信号进行比较得出比差和角差,从而知道电子式互感器的性能。

### 2.3 试验依据

本试验依据 GB/T 20840.7-2007《电子式电压互感器》、GB/T 20840.8-2007《电子式电流互感器》、JJG 1021-2007《电力互感器》对电子式互感器进行现场测试。

## 3 电子式互感器现场调试问题分析

### 3.1 互感器误差调整

电子式互感器不仅包含电子式互感器一次设备本体,还包括对应的合并单元。因为经A/D转换及调制后进入合并单元的信号为数字量,当误差不合格时(适用于误差超差不大的情况,误差超差较大时就需要对整个电子式互感器进行全面分析,确定误差来源),可根据相关公式修改相应合并单元标定系数,改变合并单元的输出值而对电子式互感器误差进行调整。若互感器额定输出数字量为 $a$ ,在比差系数为1的时候实测互感器输出数字量为 $b$ ,则实测的互感器比差为 $c = [(b - a) / a] \times 100\%$ ,则最终定标的比差系数为 $d = 1 / (1 + c)$ ,从而可以灵活、方便地对电子式互感器误差进行调整。这点和传统互感器误差的调整完全不同<sup>[10]</sup>。

### 3.2 互感器额定电流参数错误

电子式互感器铭牌显示其额定一次电流为800 A,测试中将标准互感器、校验仪、合并单元等一次电流设置为800 A,当一次电流从0升至120%额定电流时,得到测试点的比差、角差数据如表2所示,可以看出角差合格,比差均为-33.3左右,经检查合并单元、校验仪等装置参数均正确设置,说明电子式互感器本体传给合并单元的信号比正常情况下小1/3。经计算,该互感器的额定一次电流为1 200 A,将相关

参数调为1 200 A 并再次进行测试,得到误差数据如表3所示,各测试点数据均在0.2 S级误差限值范围内。其原因分析如下(设合并单元内设置比差系数为1):该电子式互感器的实际额定一次电流为1 200 A,设该电子式互感器测量线圈将额定一次电流1 200 A转换为小信号a,则其“变比”为1 200/a,当电流升至800 A时,测量线圈出来的小信号为 $800 \times a/1\ 200 = 2a/3$ ;当合并单元中电子式互感器一次电流设置为800 A时(因电子式互感器铭牌显示一次额定电流为800 A,合并单元中一次电力设置也为800 A),其设置虚拟“变比”为 $800/a$ ,当输入小信号为 $2a/3$ ,合并单元输出的一次电流值为 $800 \times 2a/3a = 800 \times 2/3$ ,与标准互感器(此时,标准互感器一次电流值也置为800 A档)比较,比差约为-33.3,则为表2数据。将额定一次电流改为1200 A后,所测各点数据在0.2 S级误差限值范围内。因此,当互感器误差较大时,应对误差来源进行全面分析,不能只通过修改合并单元的相关参数而实现误差调节,否则可能不能正确发现问题,造成严重后果。

表2 一次电流额定值为800 A时的误差数据

电流百分比 /%	1	5	20	100	120
比差 /%	-33.373	-33.448	-33.297	-33.282	-33.281
角差 /'	2.43	2.89	1.71	8.14	8.94

表3 一次电流额定值为1 200 A时的误差数据

电流百分比 /%	1	5	20	100	120
比差 /%	-0.051	-0.084	-0.009	-0.002	0.032
角差 /'	0.26	0.18	0.23	1.26	0.04

### 3.3 邻近效应对电子式电压互感器影响

通常在实际运行中,隔离开关(垂直于互感器)将一次电流电压送给电子式互感器。而现场测试中,升压器、标准电压互感器和电子式电压互感器通过一次导线相连,由于电子式电压互感器顶端较高(更高电压等级时更是如此),远高于升压器、标准电压互感器的顶端,因此,一次导线与电子式电压互感器将有小于90°的角度(由于场地等限制,一般为45°~75°),导致互感器本体的电磁场分布与实际运行状态时不一致,从而出现一种情况下比差和角差合格,而另一种情况下不合格的情况。以通过绝缘梯离电子式互感器的距离远近而影响电子式互感器本体电磁场分布(此时同实际运行一样,通过隔离开关将一次电流电压送给互感器)为例来说明电磁场分布改变

对电子式电压互感器误差的影响。表4为额定电压下绝缘梯离电子式电压互感器本体不同距离时对误差的影响,可以看出,没有绝缘梯时(此时条件实际运行时相同),互感器具有很好的比差和角差,绝缘梯离互感器越近,将越严重影响互感器本体的电磁场分布,从而对比差产生严重影响甚至对互感器的误差判断产生质的变化。同时,由表4可知,互感器本体电磁场的变化对角差影响不大。因此,在进行互感器误差测试时,应使电子式互感器本体的电磁场分布与实际运行时一致。

表4 额定电压下绝缘梯离互感器不同距离对误差的影响

误差	绝缘梯离电子式互感器距离/cm		
	5	15	∞
比差 /%	0.269	0.185	0.015
角差 /'	-8.64	-8.03	-6.51

注:∞表示没有绝缘梯的情况。

### 3.4 外界电磁场对采集单元影响

采集单元是电子式互感器非常重要的一个组成部分,它是信号正确采集及转换的关键。而采集单元由电子元器件组成,这些元器件对外界条件如电磁场等较敏感。该电子式电压互感器的采集卡在互感器的底部,将采集单元接进线路中但是放在互感器外,与放在互感器内并封好,测出的比差和角差也会有较大差异。如表5所示,采集单元在电子式互感器内外其角差变化不大,比差则有较大改变,在外部测出合格的数据,当置于内部时,其数据将发生重大变化,甚至改变对其结论的判断。这进一步说明,电子式互感器现场测试时,应在电子式互感器的实际运行条件下测试,否则不能保证所测数据的准确性和有效性。

表5 采集单元处于不同位置时互感器的误差

采集卡位置	电压百分比 /%	误差		
		80	100	120
采集卡置于	比差 /%	0.065	-0.011	-0.055
底座盒子外	角差 /'	2.97	0.03	1.93
采集卡装在	比差 /%	-0.133	-0.211	-0.244
底座盒子内	角差 /'	3.56	1.15	0.47

## 4 结 论

通过对电子式互感器的现场测试并对测试中发现问题进行分析后,得出以下结论。

(1) 电子式互感器存在系统误差时可通过修改

(下转第48页)

评判,从而及时发现开关柜内潜在的安全隐患,确保现场设备持续、安全、有效地运行,提高供电可靠性。

### 参考文献

[1] 田勇,田景林. 6~10 kV 开关柜事故统计分析与改进意见[J]. 东北电力技术, 1996(8): 5-10.

[2] 杨保初. 高电压技术[M]. 重庆: 重庆大学出版社, 2002.

[3] Blackburn T R, James R E. Optical Fiber Sensor for Partial Discharge Detection and Location in High Voltage Power Transformers [C]//Proc IEE 6th Int' 1 Conf on Diel Mat Meas and Appl, 1992: 33-36.

[4] Stone G C. Partial Implementation of Ultra Wide Band Partial Discharge Detectors [J]. IEEE Trans. on Elect. Insul, 1992, 27(1): 70-81.

[5] Krivda A. Automated Recognition of Partial Discharges

[J]. IEEE Trans on Diel and Elect Insul, 1995, 5(2): 796-821.

[6] 肖猛,文曹. 一种新型绝缘子带电检测方法-紫外成像法[J]. 高电压技术, 2006, 32(6): 42-44.

[7] 冯岗,范康林,周军,等. 高压开关柜内绝缘故障在线监测系统[J]. 电测与仪表, 2011, 48(5): 60-62.

[8] 王娟,刘云鹏,律方成等. 基于 UHF 局部放电检测技术的高压开关柜状态在线监测的研究[J]. 高电压技术, 2006, 32(6): 42-44.

### 作者简介:

王强(1986),男,研究生,研究方向为电力设备在线监测与故障诊断技术;

李建明(1952),男,教授级高工,高电压与绝缘技术专家,四川电力科学研究院副总工程师。

(收稿日期:2012-02-29)

(上接第 14 页)

合并单元或者采集单元参数来调整误差。在带来误差调整灵活性和方便性的同时,也带来误差可任意修改的严肃问题,尤其对计量而言是亟待解决的管理性问题;

(2) 当测试发现较大误差的情况时,应对产生误差的原因进行全面分析,给出正确处理措施;

(3) 应模拟电子式互感器实际运行条件下开展测试工作,以确保其结果准确性和有效性。

### 参考文献

[1] 邱红辉. 电子式互感器的关键技术及其相关理论研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2008.

[2] 方春恩,李伟,王佳颖,等. 基于电阻分压的 10 kV 电子式电压互感器[J]. 电工技术学报, 2007, 22(5): 58-63.

[3] 徐大可,赵建宁,张爱祥,等. 电子式互感器在数字化变

电站中的应用[J]. 高电压技术, 2007, 33(1): 78-82.

[4] 林国营,周尚礼. 电子式互感器校验系统的误差分析方法[J]. 电测与仪表, 2010, 47(6): 28-31.

[5] 王鹏,张贵新,李蓬子,等. 电子式互感器误差分析[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2007, 47(7): 1105-1108.

[6] 徐波,张志. 电子式互感器数字输出校验技术[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(9): 147-150.

[7] 余春雨,叶国雄,王晓琪,等. 电子式互感器的校准方法与技术[J]. 高电压技术, 2004, 30(4): 20-22.

[8] 李九虎,郑玉平,古世,等. 电子式互感器在数字化变电站的应用[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(7): 94-98.

[9] 丁涛,徐二强,武宏波,等. 电子式互感器现场误差测试与问题分析[J]. 电测与仪表, 2011, 48(4): 36-39.

[10] 陈应林,黄德祥,孙志杰. OET700 电子式互感器的结构与性能[J]. 变压器, 2006, 43(6): 1-5.

(收稿日期:2012-03-01)

### · 简讯 ·

## 高压技术所赴 500 kV 桃乡变电站开展带电检测工作

四川电科院高压技术所协助省公司生技部完成 2012 年度全省 220 kV 及以上变压器(电抗器)、GIS 设备、SF<sub>6</sub> 断路器、互感器、避雷器等变电设备的带电检测任务。位于成都龙泉的 500 kV 桃乡变电站的 500 kV HGIS 在此前曾出现 50211 隔离开关故障和 5082 隔离开关出线气室盆式绝缘子破裂导致气体泄漏。2012 年 3 月 21 日,高压所技术人员在现场利用 GIS 超声波局部放电带电检测仪对 500 kV HGIS 新更换的两个气室和所有断路器气室、部分刀闸气室进行了检测。

# 基于 ARM 和 FPGA 的智能变电站全场景 试验装置硬件平台设计

吴杰<sup>1,2</sup>, 黄琦<sup>1,2</sup>, 井实<sup>1,2</sup>, 王彪<sup>2,3</sup>, 张华<sup>2,3</sup>

(1. 电力系统广域测量与控制四川省重点实验室, 四川 成都 611731;

2. 电子科技大学能源科学与工程学院, 四川 成都 611731;

3. 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

**摘要:**针对现有继电保护实验装置均不能对合并单元输出信号的分配、传输环节进行完整检验的缺陷,设计了一种新型基于高级 RISC 微处理器(advanced RISC machines, ARM)和现场可编程门阵列(field-programmable gate array, FPGA)协同工作的智能变电站全场景试验装置硬件平台。结合软件仿真平台,该系统可以实现模拟实际智能变电站内电子式互感器→采集单元→合并单元的数据传输全过程,将实验室进行的试验带到现场,从而方便、快捷、安全地模拟线路中各种故障,为智能变电站二次继电保护试验提供一种新型的试验装置。实验结果表明,硬件平台能正确发送数据并且同步精度达到 20 μs。

**关键词:**智能变电站;同步对时;仿真故障;FPGA 处理器;RISC 处理器

**Abstract:** Aiming at the defects of relay protection testing apparatus that the distribution and transmission of output signal of merging unit can not be inspected thoroughly, a new hardware platform of whole-scene testing apparatus based on advanced RISC machines (ARM) and field-programmable gate array (FPGA) is designed. With the software platform, the hardware platform can realize the whole process of data transmission from electronic instrument transformer to acquisition unit, and to merging unit in the real smart substation, which can bring the laboratory tests to the field so that the different faults can be simulated conveniently, fast and safely. It provides a testing apparatus for relay protection in secondary sides of smart substation. The test results show that the data can be transmitted correctly by the hardware platform and the synchronization accuracy is 20 μs.

**Key words:** smart substation; time synchronization; simulation fault; FPGA processor; RISC processor

中图分类号:TM769 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2012)02-0015-04

## 0 引言

根据国家电网公司规划,近些年国内将新建大量智能变电站。相对于传统变电站,智能变电站放弃了原有以电缆为媒介传输电气信号的方式,转而采用光纤数字化方式传输运行信息。于是,电子式互感器、合并器、交换机等数字化设备大量出现在智能变电站中,这给变电站信息的接入、分配带来灵活性,提高了变电站内部信息交换能力和处理数据的能力,为实现变电站智能化创造了先决条件,同时也使变电站继电保护试验趋于复杂化,由此加大了二次侧调试的难度<sup>[1]</sup>。

变电站二次设备现场试验的目的是对变电站继

电保护设备、测量控制设备、安全自动装置等设备的功能和技术指标进行验证。按照传统试验,继电保护测试仪将电压、电流按照 IEC 61850 协议打包后传送给保护装置,缺乏测试的整体性,即测试环节不包括合并单元。因此,研究适用于智能变电站条件下的新调试方法及检测装置迫在眉睫。

针对继电保护试验新方法,根据 IEC 60044-8、IEC 61850-9-1/2<sup>[2,3]</sup>标准对合并单元的规定,在此基础上提出一种基于 ARM 高级 RISC 微处理器(advanced RISC machines, ARM)和 FPGA 现场可编程门阵列(field-programmable gate array, FPGA)协同工作的智能变电站全场景实验装置硬件平台<sup>[4,5]</sup>。如图 1 所示,该系统含有 1 套主装置和多套从装置,以及能够仿真变电站各种故障的软件平台,可真实地模拟一

次侧采集器到二次侧合并单元的过程,完成变电站全站的一次继电保护试验过程,以检验主控室内合并单元、继电保护设备、测控设备等的配置、性能指标以及信息的组织与分配的正确性。

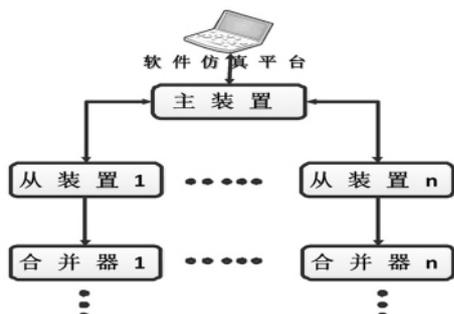


图1 全场景试验平台

## 1 全场景试验硬件平台设计

### 1.1 硬件平台方案

硬件系统框图如图2所示,分为主系统和从系统两部分。该系统可以完成无线同步对时和无线同步发送仿真数据的功能。

无线同步对时部分的设计是考虑到两个原因。其一降低现场调试环境的复杂程度,系统同步对时和发送数据均采用无线方式,从而减少了多条网线和GPS天线的连接;其二为了模拟智能变电站全场景实验,一次需要多个从装置给多个合并单元同时输入仿真数据量。

系统的主硬件平台包括GPS解析模块、时间同步模块。GPS解析模块完成接收GPS信号、解析时间、为时间同步模块提供标准时间的任务。于是,利用恒温晶振的短期运行稳定和GPS的长期运行稳定的特点,使二者共同为主硬件平台提供时间基准,有效地防止时钟模块产生积累误差和随机误差的产生;时间同步模块实现与从硬件平台时间同步的功能,在整个系统中,起着标准时钟源的作用。

从硬件平台包括数据接收模块、数据发送模块、时间同步模块。数据接收模块处理、存储通过无线网络接收到的软件平台仿真数据;数据发送模块提取数据接收模块中的数据,编码以后通过电光转换模块发送给合并单元和液晶显示模块;时间同步模块以无线网络为传输介质,采用能到达 $\mu\text{s}$ 级的IEEE 1588协议与主时间同步模块进行同步对时。

由于ARM具有强大的数据处理能力,FPGA拥

有丰富的I/O资源和快速的并行处理能力<sup>[7]</sup>,硬件平台采用二者协同工作的方案。ARM处理器主要负责接收软件平台的仿真数据以及对数据通道分配处理;FPGA处理器主要负责IEEE 1588同步对时,以及按照特定协议将来自ARM处理器的数据重新编码后发送给合并单元。

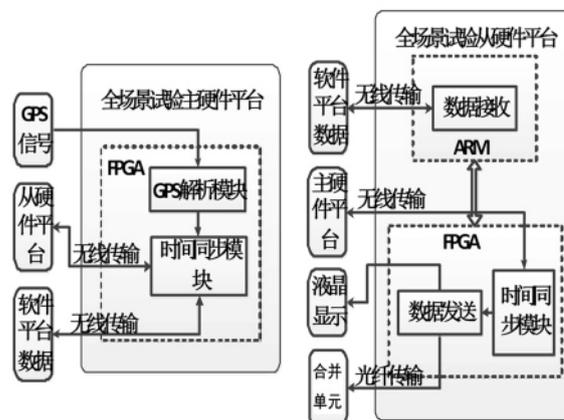


图2 硬件平台功能图

### 1.2 无线通信

硬件系统是通过无线的方式进行数据的接受和IEEE 1588同步对时,所以在设计其他模块之前,选择一种合适的无线传输技术至关重要,常见的无线传输技术有红外、调频、蓝牙、2.4 GHz等。为了选取合适的传输介质,将上述几种无线传输技术的优缺点归纳到表1中。

表1 常见无线传输技术优缺点

类别	优点	缺点
红外	带宽大,光波传输	接收距离短,单方向
调频	传输距离长,全方位传输	单向传递
蓝牙	低成本,抗干扰强	传输信息量小
2.4 GHz	全双工,抗干扰强,开放式网络协议	成本相对较高

根据IEEE 1588协议标准<sup>[8]</sup>,传输介质需要支持双向信号传输,才能实现同步对时功能;而且从硬件平台也要和软件仿真平台通信,需要支持全双工的传输介质,因此,选择2.4 GHz WLAN无线网络作为数据收发和IEEE 1588对时的传输介质,它有支持全双工、开放式协议的优点<sup>[9,10]</sup>。无线发射终端采用支持802.11 b/g/n无线标准的网桥,具有体积小、发射功率大、功耗低、组网方便、能显示网中任意子网络的接收功率的特点,为平台快速组件传输网络提供了方便。

数据接收模块需要配置以太网接口,以完成嵌入

式操作系统与网桥之间的以太网通信。由于 AT91RM9200 处理器内部集成有 MAC ( medium/ media access control ,介质访问控制) 层 ,因此外部只需配置一块完全集成的和符合成本效益的快速以太网 PHY( physical layer 物理层) 芯片即可; 同样 FPGA 处理器也需要配置以太网口和 PHY 层来完成到无线网桥的通信过程。

### 1.3 数据收发模块

数据接收模块通过无线网络接收软件仿真平台仿真数据 ,处理以后存入双口 RAM 中。当收到软件平台的发送数据指令以后 ,数据发送模块通过控制总线请求数据接收模块读取双口 RAM 中的数据 ,然后处理读取的数据并发送给液晶显示屏和合并单元。数据接发模块设计框图如图 3 所示。

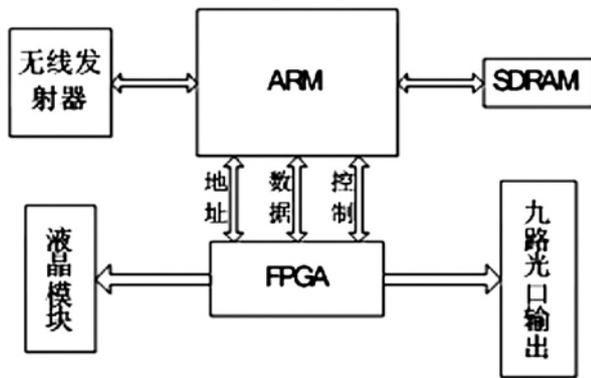


图3 数据接发模块框图

ARM 处理器接收软件平台通过无线网络发送来的数据 ,经过 CRC 校验、分配 9 路输出数据通道后 ,经数据总线存入 2 片 8 MB 的双口 RAM 中。数据发送模块和数据接收模块通过双口 RAM 进行数据交互 ,每次从一块双口 RAM 中提取半个周波的数据到数据接收模块进行编码 ,将其按照特定协议转换成合并单元能够识别的 9 路电信号 ,然后以时钟同步模块提供的准确时间为基准 ,将电信号传输给电光转换模块。

电光转换模块具有传输带宽高、抗干扰性能强、信号稳定、无误码率的要求 ,以保证合并单元接收到正确的光信号。

### 1.4 时钟同步模块

为了实现同步定时 ,时钟同步模块由主同步模块和从同步模块构成。作为整个硬件平台的时钟标准 ,主时钟同步模块需要高精度的 GPS 作为时间标准 ,以确保自身时钟的准确性 ,然后在与从时钟模块完成

IEEE 1588 同步定时 ,同时主时钟内部还装有一个高精度的恒温晶振 ,弥补 GPS 失效时不能给从时钟模块提供精准时间的缺陷; 各从同步模块依次同主时钟模块进行 IEEE 1588 定时 ,等全部同步定时完成以后 ,完成主时钟模块、从时钟模块、GPS 三者同步的目的。于是各从硬件平台同步给合并单元发送仿真数据 ,保证了合并单元要求的接收数据时间延迟。具体框图见图 4。

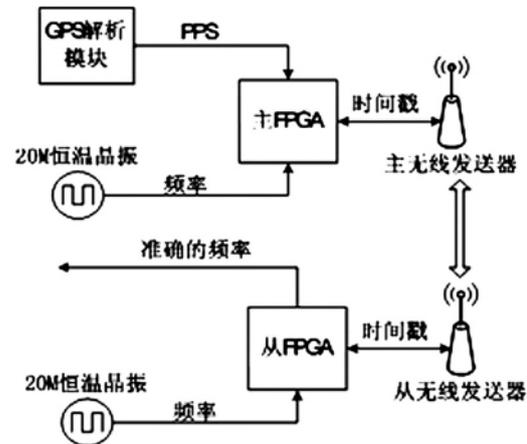


图4 时钟同步模块

GPS 解析模块具有体积较小、误差小、功耗小、易集成到装置中、支持纽扣电池供电等优点。当收到 GPS 解析模块解析出来的时间信息和产生的 PPS ( pulse per second ,秒脉冲) 信号 ,主时钟模块利用 PLL( phase locked loop ,锁相环) 将 20 MHz 频率倍频到 50 MHz 后 ,将产生 PPS 信号与 GPS 产生的 PPS 比对 ,然后修正自身的时钟; 从同步模块是由 20 MHz 的恒温晶振、FPGA 处理器以及 PHY 层等构成。按照 IEEE 1588 的标准 ,从同步模块与主同步模块定时 ,直到同步到主时钟上然后给数据发送模块提供时间依据 ,确保各个合并单元收到的数据延迟都在指标内。

## 2 系统测试与验证

### 2.1 实验平台

为简单、快捷、有效地验证硬件平台功能 ,选取一套主装置和两套从装置 ,在实验室模拟智能变电站实际情况 ,分别给绵阳线和赤化线的两个合并单元发送仿真平台的模拟互感器的数据量。实验环境如图 5 所示 ,验证硬件平台能否将软件平台的仿真数据准确地发送给合并单元的功能 ,同时检验两个从硬件

平台的同步效果。

首先,通过无线网络,软件平台将事先仿真的赤化线上 CA 相间短路数据发送给两台从硬件平台,然后主平台依次同两个从硬件平台完成 IEEE 1588 同步对时,最后在得到仿真软件下发的仿真实验开始指令后,两个硬件平台通过光纤将存储的数据发送给各自的合并单元。当接收到合并单元发送来带有故障信息的报文时,数字录波器记录下合并单元输出的一次侧电流、电压以及相角值。通过分析仿真软件的波形文件和数字录波器上录制的波形文件,可以检验该套硬件平台方案的可行性。



①软件平台②主硬件平台③2套从硬件平台  
④合并单元⑤数字录波器  
图 5 模拟现场实验

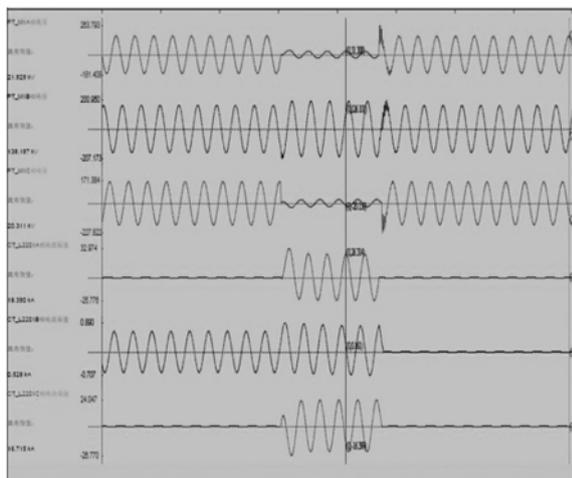


图 6 软件平台仿真 CA 相间接地短路波形

## 2.2 数据接发模块

通过对比仿真软件的波形和数字录波器上录制

的波形,可以定性和定量地验证硬件平台数据接收模块和数据发送模块的正确性。图 6 是软件平台仿真出来的 CA 两相接地短路波形;图 7 为数字录波器录制的合并单元输出的波形。

由图 6 可以看出,CA 相间短路故障在 0.6 s 时刻发生,持续 0.1 s (5 个周波)后,在 0.7 s 时刻结束。

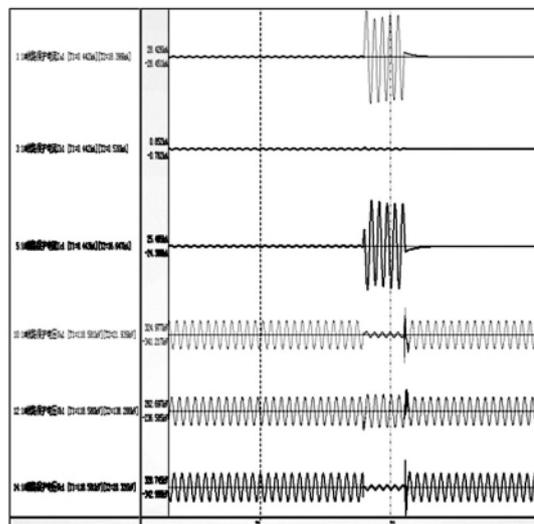


图 7 录波器显示 CA 相间接地波形

由图 7 可以看出,数字录波器显示的波形也是在 0.6 s 时刻发生 CA 相间故障,持续 5 个周波以后,在 0.7 s 时刻结束故障,恢复稳定态,正确地重现 CA 相间短路故障的波形,且故障前、故障中、故障后的波形和图 4 基本一致,定性验证硬件平台数据发送和数据接收模块的正确性。为定量说明,将仿真平台的仿真数据和数字录波器上读取的实验数据列入表 2 中。

由表 2 可得,在整个仿真过程中,软件平台仿真数值和数字录波器得到的数值误差均在 1% 以内,满足实验要求,定性验证硬件平台传输数据的能力。

表 2 录波器与仿真平台的电压/电流数值

测试参数		仿真值 /(kV/kA)	实测值 /(kV/kA)	误差 /%
故障前	$U_a/U_b/U_c$	118.50	118.58	0.070
	$I_a/I_b/I_c$	0.440	0.442	0.455
	$U_a$	21.92	21.94	0.096
故障	$U_b$	138.15	138.23	0.059
	$U_c$	20.33	20.34	0.074
	$I_a$	18.370	18.407	0.201
跳开后	$I_b$	0.530	0.531	0.189
	$I_c$	16.735	16.795	0.359
	$U_a/U_b/U_c$	116.75	116.84	0.074
	$I_a/I_b/I_c$	0	0	—

(下转第 69 页)

参考文献

[1] GB 1032-85,三相异步电动机试验方法[S].

[2] 7. QI-7.4-0.2,大型交流异步(同步)电机修理规范[S].

[3] 孙克军.异步电动机与变压器[M].北京:化学工业出版社

(上接第18页)

2.3 时钟同步效果

通过数字录波器比较两条线路B相保护电流的相角,可以估算出两套从硬件平台之间的时间同步误差。数字录波器默认将A相电流通道作为其余通道的基准,故设为0.00°。

表3 录波器显示的相角量

通道	相角 / °
合并单元甲	119.99
合并单元乙	119.68

分析表3数据,两条线路的B相保护电流相角为0.31°。按照一个周期20ms计算,将相角差转换成时间差得17μs,而合并单元是按照250μs的周期接收数据,所以平台实现的同步对时指标远远满足要求。

3 结 语

提出了一种基于FPGA和ARM处理器协同工作的智能变电站全场景实验硬件平台方案。经实验验证,该套硬件平台能准确接收和发送数据,无线同步对时效果达到20μs以内,为智能变电站二次侧继电保护试验新方法提供了一种可操作的硬件平台。

参考文献

[1] Q/GDW 383-2009,智能变电站技术导则[S]. 2009: 4-7.

[2] IEC 61850,Communication Networks and Systems in Substations[S].

[3] IEC 60044-8,Instrument Transformers Part: Electronic Current Transformers[S].

[4] 张明珠,邹欣洁.基于FPGA & ARM9合并单元的研制[J].电力系统保护与控制,2010(9): 84-87.

社2010.

作者简介:

李继忠(1978),男,工程师,从事发电厂电气设备的维护、检修、管理工作,公司技术支持部电气专工岗位。

(收稿日期:2011-12-23)

[5] Jingmeng Liu, Wheihai Chen, Tianmiao Wang et al. Hardware Circuit Design of NC System Based on ARM and FPGA[C]. The IEEE International Conference on Industrial Informatics(INDIN 2008) DCC, Daejeon, Korea 2008.

[6] 朱超,黄灿,梅军,等.基于FPGA与ARM的智能合并单元设计[J].电网技术,2010,6(8): 84-87.

[7] 卢祥弘,陈儒军,何展翔.基于FPGA的恒温晶振频率校准系统的设计[J].电子技术应用,2010(7): 104-107.

[8] IEEE Std 1588-2008,IEEE Standard for a precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems[S].

[9] T. Cooklev, J. C. Eidson and A. Pakdaman. An Implementation of IEEE 1588 over IEEE 802.11b for Synchronization of Wireless Local Area Network Nodes[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2007, 23(2): 1632-1639.

[10] Aneeq Mahmood and Feorg Gaderer. Timestamping for IEEE 1588 based Clock Synchronization in Wireless LAN[J]. International IEEE Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement, Control and Communication Brescia, 2009, 21(1): 12-16.

作者简介:

吴杰(1986),男,硕士研究生,研究方向为电力系统广域测量与控制;

黄琦(1976),男,教授博导,研究方向为电力系统控制、电力系统分布式计算、电力系统通信及超导直流输电;

井实(1980),男,博士研究生,主要研究方向为电力系统广域测量与控制;

王彪(1985),男,硕士研究生,主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

张华(1985),男,硕士研究生,主要从事电力系统分析与仿真计算工作。

(收稿日期:2012-03-01)

# 基于区域电压距离的无功补偿投入的研究

朱 觅,刘俊勇

(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

**摘 要:**在无功补偿位置、容量确定的情况下,对电力系统无功补偿的投入进行了研究。首先利用“电气距离”进行分区,运用电压稳定裕度思想,考虑主导节点法的不足,提出了基于区域电压距离指标的无功补偿投入参数模型;然后采用粒子群算法对该模型下系统的这种无功补偿最优投入参数进行了计算,并给出了具体的计算流程。IEEE-30 算例结果表明,所提参数有效地改善了系统无功投入的合理性,并相应降低了系统损耗,对系统无功补偿有较好的实用价值。

**关键词:**无功补偿;投入参数;区域电压距离;粒子群算法;电气距离

**Abstract:** Putting the reactive power compensation into power system when the position and capacity of reactive power compensation is determined is studied. The "electrical distance" is used to divide the grid firstly and a parameter model based on regional voltage distance is put forward by using voltage stability margin theory. Then, the optimal input of reactive power compensation in this model is calculated by particle swarm optimization (PSO). The results of IEEE-30 numerical example show that the proposed parameters are practicable because they can make reactive power compensation much more rational and reduce the system losses, which provides a better practical value for reactive power compensation in power system.

**Key words:** reactive power compensation; operational parameter; regional voltage distance; particle swarm optimization (PSO); electrical distance

中图分类号:TM732 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0019-05

## 0 引 言

无功补偿是电力系统安全经济运行的一个重要组成部分。电力系统的安全性和经济性与无功补偿节点的选择和无功补偿的投切密切相关。合理地选择无功补偿点,并对电力系统无功电源进行合理配置,再合理地投入系统运行,能够有效地维持电压水平并提高电力系统运行的稳定性,还可避免无功的远距离传输,从而降低有功网损和无功网损,使电力系统能够安全经济运行。

迄今为止,国内外电压弱节点及其补偿的研究主要集中在无功补偿点的确定<sup>[2-6]</sup>,而其中系统在运行到何种状态下投入无功补偿仅只是凭借运行人员工作经验,鲜少见有对具体投切方面的研究。文献[2]利用无功裕度的排序确定了无功补偿点;文献[3]在对临界电压和临界功率在静态电压稳定极限作用进行分析,对简单交流电路的电压电流特性进行讨论后,提出了确定电力系统无功补偿点的一种方法;文献[4-6]分别运用协同进化法、遗传禁忌混合算法、

改进的免疫遗传算法确定无功补偿点。

电压质量的提高是无功补偿的显著特征,研究人员提出了多种基于主导节点的电压控制方法<sup>[7-8]</sup>。但在实际电网中的电压越限时主导节点无法控制继而引起控制失效的情况要求了主导节点的可控性,这说明主导节点必须在具有无功补偿设备的节点中进行选择。但是,当具有无功补偿设备的节点不能很好地代表整个区域地电压水平时,主导节点法将失去其优势。

鉴于上述原因,在无功补偿点确定的基础上,提出了系统无功补偿最优投入参数模型,建立了区域电压距离来衡量无功补偿投入参数的优劣,并得出了该模型下的最优投入参数方案。最后在 IEEE-30 节点系统中进行了仿真计算校验。

## 1 无功补偿投入参数模型

### 1.1 区域的划分

电力系统中大多数的控制或扰动仅对其发生点附近与其联系紧密的节点的运行有较大影响,而那些

在电气上远离该点的节点所受影响是很微小的,因此,最好的电压无功控制方法是按区域来进行。

电气距离实际就是节点间相互联系的紧密程度,采用某一节点的电压变化幅值  $\Delta V$  对另一节点处无功功率变化  $\Delta Q$  的灵敏度来表示,电气距离大说明电气上相隔较远,相互间影响小;电气距离小说明电气上联系紧密,相互影响大,可以划分在同一个控制分区中。

根据牛顿-拉夫逊潮流算法可以得到下式。

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{p\theta} & J_{pv} \\ J_{Q\theta} & J_{Qv} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1)$$

其中  $\Delta P$  和  $\Delta Q$  分别为节点注入有功功率和无功功率的变化;  $\Delta\theta$  和  $\Delta V$  分别为节点电压相角和幅值的变化量。由于有功与电压间属于弱耦合关系,因此,假设  $\Delta P = 0$ , 得到下式。

$$\Delta V = S\Delta Q \quad (2)$$

式中  $S = [J_{QV} - J_{Q\theta} - J_{q\theta}^{-1}J_{pv}]^{-1}$ , 即为电压幅值变化对无功功率变化的灵敏度矩阵。

其元素  $S_{ij}$  表示节点  $j$  处的无功功率注入变化一个单位时,节点  $i$  处的电压幅值的变化量。一般情况下虽然  $S_{ij} \neq S_{ji}$ , 但它们往往非常接近,所以可用  $(S_{ij} + S_{ji})/2$  或简单地以  $S_{ij}$  来衡量节点  $i$  和  $j$  之间电气距离的大小。

$$S_{ij} = S_{ji} = \begin{cases} [(S_{ij})_{ij} + (S_{ij})_{ji}]/2 & i \neq j \\ 0 & i = j \end{cases} \quad (3)$$

如果电气距离  $S_{ij}$  大,则节点  $i$  与节点  $j$  耦合强度大,联系紧密;如果  $S_{ij}$  小,则节点  $i$  与节点  $j$  耦合强度小,联系弱。

所考虑的是无功补偿容量和地点固定情况下,哪种状态投入无功补偿最优,因此,选取无功补偿节点为中枢点对系统进行分区。

### 1.2 无功补偿投入参数指标构建

随着负荷的持续增长或网络中有突发故障时,系统中局部或全部母线电压向临界崩溃点逼近,此时对系统进行无功补偿,则电压回升。当无功补偿点确定时,由于不同运行状态下投入无功补偿,节点电压回升到不同数值,对应网络损耗也会不同。因此,在系统运行到何种状态下投入无功补偿则成为了系统电压稳定和经济运行的关键:一方面,在不适当的状态下投入无功补偿,电压可能不能回升到足够稳定的数值,此时的网络损耗也相应较大;另一方面,在不适当的状态下投

入无功补偿,可能会出现无功过补偿现象。若经常出现过补与欠补,则设备常处于设备闲置状态,利用率低,无功补偿效果不理想,浪费投资。

电压是电能质量的重要标志。供给用户的电压与额定电压值的偏移不超过规定的数值,是电力系统运行调整的基本任务之一。各种用电设备是按照额定电压来设计制造的,只有在额定电压下运行才能取得最佳的工作效率。且电压能直观地反应无功补偿需求,因此选择电压作为无功补偿的投入参数,根据其数值来确定具体在何种状态下投入无功补偿。

系统的电压稳定与投入无功补偿后节点恢复到的电压有关,其值越接近额定值,电压允许波动范围越大。为此,定义节点电压距离得

$$\eta_i = \left| \frac{U_i - U_n}{U_B} \right| \quad (4)$$

其中  $U_i$  为投入无功补偿后恢复到安全范围内的节点电压;  $U_n$  为额定电压;  $U_B$  为系统基准电压。 $\eta_i$  量化的是在投入无功补偿后节点电压的恢复水平。它能直观地表征各节点投入无功补偿后电压与额定电压的远近程度。

由前所述,无功功率具有较强的区域解耦特性,因此,需要对无功补偿的区域进行有效界定,定义区域电压距离。

定义区域电压距离得

$$\lambda = \sum_{j=1}^m \eta_j \quad (m = 2, 3, 4) \quad (5)$$

其中  $i$  为区域内无功补偿点;  $j$  为前述电气分区所得到的在  $i$  所属区域内的点。

区域电压距离  $\lambda$  量化的是在区域内投入无功补偿后与最佳运行点的距离。由于在电压回升的过程中,各节点电压不是同时到达允许范围,因此,在某一时刻,以此刻区域内所有节点电压距离之和作为区域的电压距离,能真实地反应当前区域的运行状态。区域电压距离越小,各节点越接近稳定运行电压,区域电压越稳定;反之,区域电压距离越大,各节点电压离稳定运行电压越远,区域电压趋向不稳定。

## 2 最优投入参数的计算

### 2.1 目标函数

由前节所述,合理地选择无功补偿投入参数,不仅可以提高电压稳定性,而且能减少网络损耗。因

此,以区域电压距离最小作为目标函数,即

$$\min \lambda = \sum_{j=1}^m \eta_j \quad (6)$$

### 2.2 约束条件

等式约束方程为功率平衡方程。

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j \in i} (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (7)$$

式中  $P_i$ 、 $Q_i$  表示节点  $i$  的注入有功、无功,由于不同的网络状态,有不同的无功补偿投入参数,相应地有不同的有功功率  $P_i(t)$  和无功功率  $Q_i(t)$ ;  $U_i$ 、 $U_j$  为节点  $i$ 、 $j$  的电压;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  为节点  $i$ 、 $j$  之间的电导、电纳;  $\theta_{ij}$  为节点  $i$ 、 $j$  之间的电压相角差;  $j \in i$  表示所有与节点  $i$  相连的节点。

不等式约束方程如下。

$$\begin{cases} t_{\min} \leq t \leq t_{\max} \\ U_{\min} \leq U \leq U_{\max} \end{cases} \quad (8)$$

式中  $t$  为无功补偿投入参数;  $U$  为节点电压状态变量,各变量均在上下限约束中。

### 2.3 基于粒子群算法的投入参数计算

基于粒子群算法 (particle swarm optimization, PSO) 具有全局最优、算法简单、计算快速、易于实现、收敛性高等优点,因此选取此方法对何种状态下投入无功补偿最优这个问题进行求解。

(1) 迭代公式。每个粒子代表一个无功补偿投入系统参数,在每一次迭代中,粒子通过跟踪两个“极值”来更新自己:一个是个体极值  $pbest$ ,即粒子先前的最佳位置;另一个是全局极值  $gbest$ ,即所有粒子中最佳粒子的指数。在找到这两个最优解时,粒子根据以下公式来更新自己的速度和新的位置。

$$\begin{cases} V_{ij}^{k+1} = w_k v_{ij}^k + c_1 r_1 (pbest_{ij}^k - x_{ij}^k) \\ \quad + c_2 r_2 (gbest_j^k - x_{ij}^k) \\ x_{ij}^{k+1} = x_{ij}^k + v_{ij}^{k+1} \end{cases} \quad (9)$$

式中,下标  $i$  代表第  $i$  个粒子,下标  $j$  代表速度(或位置)的第  $j$  维,上标  $k$  表示迭代代数。 $w_k$  为上一代速度对于当前速度影响的权重,该值从大到小变化;  $v_{ij}^k$  和  $x_{ij}^k$  分别表示第  $i$  个粒子在第  $k$  次迭代中第  $j$  维的速度和位置;  $c_1$  和  $c_2$  是学习因子,通常  $c_1$ 、 $c_2 \in [0, 4]$ ;  $r_1$  和  $r_2$  是介于  $[0, 1]$  之间的随机数;  $pbest_{ij}^k$  是第  $i$  个粒子在第  $j$  维的个体极值的坐标;  $gbest_{ij}^k$  是群体在第  $j$  维的全局极值的坐标。

(2) 编码和适应度函数。PSO 算法解决优化问题的过程中有两个重要的步骤:问题解的编码和适应度函数。

无功补偿投入参数  $t$  采用实数编码,即  $t = \{t_1, t_2, \dots, t_n\}$ ,其中  $t_i$  为实数。

粒子群适应度函数一般取目标函数最大值,选取模型中的目标相反数作为适应度函数,即  $\lambda' = -\lambda$ 。

### 2.4 计算步骤

第1步:根据各无功补偿投入系统的限制条件,对群体中的个体进行随机初始化。在正常运行情况下,让负荷按照一定方式增长,当无功补偿点电压降低到临界点时停止计算,随机抽取负荷增长过程中的节点电压;在突发故障情况下,计算各故障下无功补偿点最低电压,随机抽取无功补偿点由正常运行电压到最低电压中的节点电压。

第2步:根据适应度函数计算群体中每个个体的适应度函数值  $x_i$ 。

第3步:将每个个体的评价值得同  $pbest$  值进行比较,  $pbest$  值中最好的评价值得表示为  $gbest$ 。

第4步:根据式(6)对每个个体  $x_i$  的粒子速率和位置进行修改。

第5步:如果每个个体的适应度函数值优先于先前的  $pbest$ ,则把当前值设为  $pbest$ 。如果优于  $gbest$ ,则把值设为  $gbest$ 。

第6步:如果迭代次数到达最大值,则进行第7步。否则,从第2步开始。

第7步:产生最新  $gbest$  的个体,为各无功补偿点的最佳无功补偿投入参数。

## 3 算例分析

采用 IEEE-30 节点标准系统为例说明所提出方法的有效性。IEEE-30 节点标准系统包括 6 条发电机母线、21 条负荷母线和 43 条支路。在节点 7、19、30 并联电容器进行无功补偿。电容器容量分别取两组不同的值,第一组为 12 Mvar、18 Mvar、12 Mvar,第二组为 18 Mvar、27 Mvar、18 Mvar。在仿真计算中将 IEEE-30 节点系统中的发电机设为 PV 节点。

按所述分区方法将系统划分为 3 个区域,见表 1。

表1 区域划分结果

区域序号	包含节点
区域1	1 2 3 4 5 6 7 8 28
区域2	9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 , 20 21 22 23 24 25 26
区域3	27 29 30

### 3.1 情况1 负荷持续增加

在满足电压稳定条件下,负荷按照一定方式增长时,由参考文献[9]方法得到各负荷节点临界电压如表2所示。

表2 临界情况时节点电压表

负荷节点	电压	负荷节点	电压
3	0.953 45	18	0.876 61
4	0.930 91	19	0.872 54
7	0.910 3	20	0.876 75
10	0.893 21	21	0.861 31
12	0.936 23	23	0.833 64
14	0.907 48	24	0.769 41
15	0.889 71	26	0.500 25
16	0.909 59	29	0.665 93
17	0.891 87	30	0.671 47

运用粒子群算法对何种状态下投入无功补偿最佳进行求解。粒子群大小为100,学习因子 $c_1$ 和 $c_2$ 取2,速度影响权重 $\omega$ 随迭代次数从0.9到0变化,最大迭代次数为150。

按步骤求取3个补偿点投入电容器组时的最佳投入参数与最小区域电压距离,再计算出对应的系统网损,并与传统的按照电压低于95%时投入无功补偿相比较,第一组容量的电容器的计算结果如表3所示。

表3 无功补偿投入系统方案1

节点	传统方案		考虑投入参数方案	
	投入参数 /%	区域电压 距离	投入参数 /%	区域电压 距离
7		0.064	96.4	0.035
19	95	0.219	96.5	0.168
30		0.017	95.7	0.005
网损 /MW		2.475		2.389

表3中,投入参数为各节点电压额定值的百分数,即在电压降至这个数值时,投入无功补偿。95%为设定的传统投入参数,96.4%、96.5%、95.7%分别为用粒子群算法计算出的无功补偿点7、19、30的无功补偿投入参数。区域电压距离和网络损耗则分别是在这些投入参数进行无功补偿后,系统恢复到稳定

时的值。

图1为负荷持续增加的情况下,由第一组变容器按照传统方案与考虑投入参数方案进行无功补偿后的各负荷节点电压效果对比图。

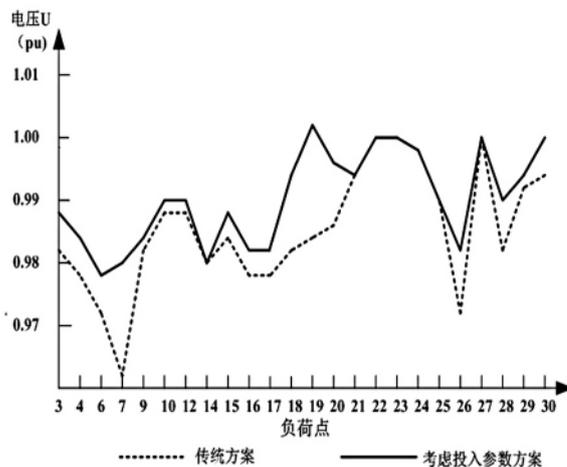


图1 负荷持续增长时两方案电压效果对比

在负荷持续增加的情况下,由第2组较多容量变容器进行补偿的计算结果如表4所示。

表4 无功补偿投入系统方案2

节点	传统方案		考虑投入参数方案	
	投入参数 /%	区域电压 距离	投入参数 /%	区域电压 距离
7		0.052	95.9	0.038
19	95	0.182	95.7	0.159
30		0.018	93.7%	0.007
网损 /MW		2.667		2.521

图2为负荷持续增加的情况下,由第2组变容器按照传统方案与考虑投入参数方案进行无功补偿后的各负荷节点电压效果对比图。

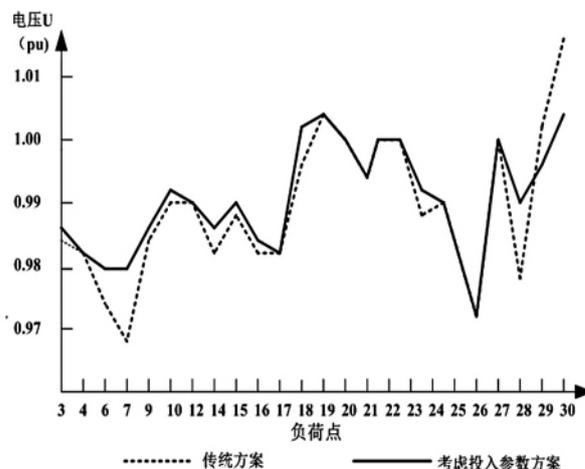


图2 负荷持续增长时两方案电压效果对比

### 3.2 情况 2 突发故障

在  $N-1$  故障情况下,对所选网络进行计算。表 5 列出了  $N-1$  故障情况下部分故障类型及故障时无功补偿点电压情况。

表 5 突发故障下无功补偿点电压情况

故障类型	电压越线 节点个数	电容器 补偿节点	各补偿点最低电压
发电机 8 退出	2	7	0.96
		19	0.962
		30	0.932
线路 35 退出	8	7	0.948
		19	0.962
		30	0.97
变压器 4 退出	6	7	0.944
		19	0.948
		30	0.97

表 6 为以变压器 4 退出,由第 1 组电容器进行补偿为例,得出的有突发故障时对各无功补偿点进行补偿的最优投入参数结果。

表 6 无功补偿投入系统方案 3

节 点	传统方案		考虑投入参数方案	
	投入参数	区域电压	投入参数	区域电压
	1%	距离	1%	距离
7		0.096	96.3	0.042
19	95	0.225	96.7%	0.173
网损 /MW	3.528		3.176	

其中 95% 为设定的传统无功补偿投入参数 95.8% 和 96.7% 分别为计算出的无功补偿点 7 和 19 在变压器 4 退出时的最优投入参数。区域电压距离和网络损耗则分别是在这些投入参数进行无功补偿后,系统恢复到稳定时的值。

图 3 为变压器 4 退出的情况下,由第 1 组变器按照传统方案与考虑投入参数方案进行无功补偿后的各负荷节点电压效果对比图。

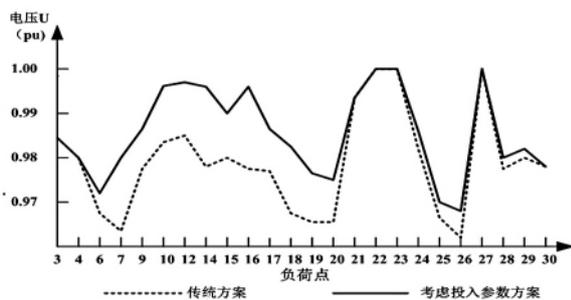


图 3 突发故障时两方案电压效果对比

### 3.3 与主导节点法相比较

主导节点的可控性要求主导节点必需是具有无功补偿设备的点;而本文所采取的以无功补偿点为中枢纽,通过电气距离的分区方式,说明了本文的无功补偿节点能在一定程度上代表各区域的电压水平,具有主导节点的客观性。因此,仿真算例中,节点 7、19、30 分别为各区域的主导节点。

主导节点法对主导节点电压进行调节控制,将各区域内主导节点电压调节到一个合适的设定值上时,即可保证本区域内所有节点电压均在允许范围内。因此,运用主导节点法进行无功补偿,其目标函数为各主导节点的电压距离最小。

在负荷持续增加的情况下,由第 1 组变器按照以主导节点电压距离为指标与以区域电压距离为指标进行无功补偿后的最优投入参数结果如表 7 所示。

表 7 无功补偿投入系统方案 4

节 点	主导节点法		区域电压距离法	
	投入参数	主导节点电压 距离	投入参数	区域电压 距离
	1%	距离	1%	距离
7	95.9	0.02	95.9	0.038
19	94.7	0.001	95.7	0.159
30	93.3	0	93.7	0.007
网损 /MW	2.471		2.521	

图 4 为负荷持续增加的情况下,由第 1 组变器分别按照主导节点法与区域电压距离法进行无功补偿后的各负荷节点电压效果对比图

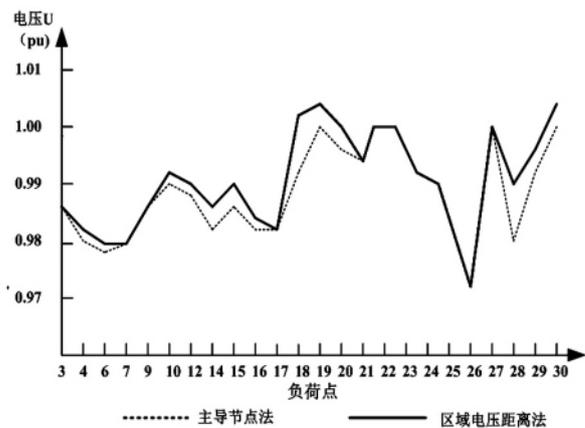


图 4 主导节点法与区域电压距离法电压效果对比

### 3.4 数据分析

在对仿真模型的最优补偿计算中可以看出,无论是在负荷持续增长的情况下,还是在有突发故障的情况下,按照考虑投入参数的方案投入电容器,其节点 (下转第 77 页)

与电网调度部门进行协商沟通,避免省调 AGC 频繁下发跨越振动区的有功设定值。

### 参考文献

[1] 王世界. 二滩水电厂发电机变压器组吸收线路无功最大容量计算 [J]. 水电自动化与大坝监测, 2008, 32 (1): 43 - 46.

[2] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析(下册)(第三版) [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.

(上接第 23 页)

电压距离远小于按照传统方案进行无功补偿, 相应的网络损耗也有所减小。

由图 1、图 2、图 3 可以看出, 在按照传统方案进行无功补偿, 系统各节点电压虽然能回到正常运行范围之内, 但电压偏移较大; 而按照考虑投入参数的方案进行无功补偿, 能使负荷点的电压基本集中在 0.98 ~ 1.01 p. u. 之间, 缩小了电压偏移范围, 预留了较多的电压安全校正空间, 有效地提高了电压质量。

对比表 3、表 4 的计算结果可以看出, 对于同一补偿节点, 补偿容量不同, 最佳投入补偿的参数也不同, 最佳投入参数有可能高于 95%, 也有可能低于 95%。

虽然由表 7 计算结果得知, 由传统的主导节点法计算得出的有功功率网损较小。但由图 4 可以看出, 由区域电压距离计算得到的各节点电压的偏移量更小, 系统更加稳定。

结果表明, 虽然各个节点各种情况下最优无功补偿投入参数不相同, 不能得到一个统一固定的值, 但是可以看出, 建立的节点的电压评价指标能判断无功补偿在不同运行状态下不同投入参数进行无功补偿后系统的电压稳定能力, 所提出的方法能在保证电压稳定的基础上, 减少网络损耗。

## 4 结 论

以上阐述了无功补偿的基本原理, 针对传统的无功补偿未考虑何种状态下投入系统较优的问题, 在电压稳定的思想上建立了区域电压距离指标, 再运用粒子群算法得出确定无功补偿投入参数的具体方案, 方法比较简单实用, 直观方便。虽然不能得出系统关于何种状态下投入无功补偿最佳的统一结论, 但与传统的仅凭运行人员经验相比, 用此方法计算能得到一个

[3] 张健, 孙华东. 二滩电站枯水期调压策略研究 [D]. 中国电力科学研究院, 2009.

作者简介:

姜开波(1977), 男, 工程师, 学士, 主要从事水电站运行管理工作;

杨东(1974), 男, 工程师, 硕士, 主要从事水电站运行工作。

(收稿日期: 2012 - 01 - 09)

具体值, 保证了系统运行的电压稳定性, 减少了网络损耗, 兼顾了安全性和经济性, 有一定的实际意义和应用价值。

### 参考文献

[1] CARSON W. TAYLOR. 电力系统电压稳定 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

[2] 刘传铨, 张焰. 电力系统无功补偿点及其容量的确定 [J]. 电网技术, 2007, 31(12): 78 - 81.

[3] 卢勇, 李盛林, 卢志强. 电力系统无功补偿点的确定及其补偿方法 [J]. 电力电容器, 2002(2): 8 - 11.

[4] 王建学, 王锡凡, 陈皓勇. 基于协同进化法的电力系统无功优化 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 124 - 129.

[5] 谭涛亮, 张尧. 基于遗传禁忌混合算法的电力系统无功优化 [J]. 电网技术, 2004, 28(11): 57 - 61.

[6] 王秀云, 邹磊, 张迎新, 等. 基于改进免疫遗传算法的电力系统无功优化 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(1): 1 - 5.

[7] 丁晓群, 黄伟, 章文俊. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法 [J]. 电网技术, 2004, 28(14): 44 - 48.

[8] 龙启峰, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于可控主导节点的电压分区及电压校正研究 [J]. 电网技术, 2005, 29(24): 59 - 62.

[9] 杨琪, 李华强. 基于电压稳定的区域电网无功能力评价 [J]. 电力系统保护与控制,

[10] 张聪誉, 陈民铀, 罗辞勇, 等. 基于多目标粒子群算法的电力系统无功优化 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 20(4): 164 - 169.

[12] 李磊, 黄彦全, 董家读, 等. 基于无功/电压控制的电网优化分区方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2005, 14(6): 95 - 99.

作者简介:

朱觅(1987), 女, 硕士研究生, 研究方向为电压无功;

刘俊勇(1963), 男, 博士, 教授, 主要从事配电网自动化方面的研究。

(收稿日期: 2011 - 12 - 12)

# 基于广域测量系统的地区电网稳定性研究

郭翔<sup>1</sup>, 黄潇文<sup>2</sup>, 苟竞<sup>2</sup>

(1. 贵州电网公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002;

2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**在介绍了广域测量系统(WAMS)基本概念和架构的基础上,将广域测量技术与地区电网稳定相联系,提出了基于WAMS的地区电网稳定性研究方法,并分别采用深度优先算法、模拟退火算法、最小生成树算法及 $N-1$ 安全递归算法对地区电网PMU的优化配置问题进行讨论。此外,分析了WAMS在地区电网稳定性研究中的相关应用,如系统动态监测、状态估计及稳定预测控制、系统模型验证及参数校正、系统广域保护与故障定位、故障录波等,并对WAMS在地区电网中的应用做出了展望。

**关键词:**广域测量系统;地区电网;稳定性

**Abstract:** Based on the basic concept and the structure of wide-area measurement system (WAMS), the association of wide-area measurement technology and regional grid stability is conducted. The research method of regional grid stability based on WAMS is proposed, and the algorithms of optimizing PMU placement in regional grid are discussed, including depth first, simulated annealing, minimum spanning tree, and  $N-1$  safety recursion, etc. In addition, the relevant applications of WAMS to the research of regional grid stability are analyzed, such as system dynamic monitoring, state estimation and stability forecasting control, system model validation and parameter correction, system wide-area protection and fault location, fault recording, etc. Finally, the prospects of WAMS in the application of regional grid are presented.

**Key words:** wide-area measurement system (WAMS); regional grid; stability

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0024-04

## 0 引言

随着负荷的增长,复杂化与大范围是地区电网网架结构的发展趋势,安全性与稳定性将成为地区电网运行的主要计算和分析内容<sup>[1]</sup>。

广域测量系统具有良好的实时特性,能够在同一参考时间框架下捕捉到大规模互联电力系统多地点的实时动态、稳态信息,为电力系统潮流计算、状态估计、暂态稳定分析、电压稳定分析、频率稳定分析和反馈控制等提供数据支撑。随着广域测量系统的发展,其在一定程度上能够缓解大规模互联电力系统动态分析和控制上的难题。

贵州电网位于南方电网中部,作为主要送端电网,其西电东送输电系统具有典型的长距离、多回和交直流并联等特点。目前,贵州电网通过青岩—河池500 kV双回线、兴仁—天二500 kV线路、安龙—天二和兴义—天二220 kV线路以及贵广2回直流(高肇直流、兴安直流)与南方电网相连,2007年夏季向

南方电网送电规模达5700 MW。贵州电网已经形成较为坚强的“日”形网架结构,500 kV/220 kV电磁环网已全部打开。一旦500 kV变压器跳闸后将导致与其相联的220 kV电网与主网解列运行,解列地区电网可能出现大幅度的频率上升。

主网解列运行和地区电网解列运行的问题虽然归属不同层次,但其安全稳定措施的相互配合具有重要意义,广域测量系统在地区电网安全稳定运行中的应用能够为其提供新的视角。

## 1 WAMS的概念与架构

广域测量系统(wide-area measurement system, WAMS)是以相量测量单元(phase measurement unit, PMU)为底层测量单元,经通信系统将测量值实时传送到数据采集器,经过一定的数据处理后对电力系统运行进行动态监测及实现其他高级功能的系统。相量测量单元作为广域测量系统的核心部件,能够利用全球定位系统(global position system, GPS)的授时功

能 给以相量形式测量到的各节点或者线路的各种状态量打上时标的一种测量装置。

WAMS 系统一般主要包括处于调度中心的主站服务器(包括超级相量数据集中器 super phasor data concentrator ,super PDC 等)、分布于系统关键节点的子站(即同步相量测量单元 PMU 以及相量数据集中器 PDC) 以及联系两者的高速数字化通信网络组成。其拓扑结构一般采用主站—子站树状层级结构。

子站位于发电厂或变电站,是为其基础安装的同步相量测量装置,其性能的关键主要体现在三方面:可靠性、准确性和实时性。而 PMU 同步采样精度的提高和海量数据压缩是其关键技术两大方面,主要涉及时标精度提高、失去 GPS 信号时的高精度守时钟、系统频率变化下的自适应采样和相量数据无损压缩等技术环节。

主站位于调度中心,一般由基础平台及之上的高层应用功能组成,用于对子站实时动态测量的数据进行接收、管理、储存、转发、分析等步骤。其关键技术涉及基于电力系统动态特征识别的运行状态监测与告警技术、WAMS 与现存监测系统(SCADA/EMS)数据的交互整合、基于数据挖掘的实时相量数据分析处理和分类储存技术、自适应广域保护、在线稳定计算分析及其安稳控制技术等。

## 2 地区电网 PMU 优化配置

PMU 具有较高成本,如何在系统中的 PMU 优化配置,成为 WAMS 在地区电网中应用的关键。优化配置问题通常以保证系统完全可观测下 PMU 配置最少为目标。

若一个含有  $n$  条母线的电力系统,设  $m$  维测量向量  $z$  包含有  $m$  个电压和电流的量测值, $n$  维状态向量  $x$  包含有  $2n - 1$  个状态变量,则系统量测方程为

$$Z = Hx + e \quad (1)$$

式中  $H$  为  $m \times (2n - 1)$  维测量矩阵; $e$  为  $m$  维测量误差向量。进一步将向量  $z$  分解为电压向量  $z_U$  和电流量向量  $z_I$ ,同时把状态向量  $x$  分解为量测向量  $V_M$  和非量测向量  $V_C$ ,则式(1)变为

$$\begin{bmatrix} z_U \\ z_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ Y_{IM} & Y_{IC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_M \\ V_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_U \\ e_I \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中  $I$  为单位矩阵; $Y_{IM}$ 和  $Y_{IC}$  分别为网络支路的串联和并联导纳矩阵。

系统拓扑可观测性的判断可通过式(3)得到。

$$\text{rank}H = 2n - 1 \quad (3)$$

式(3)意味着测量矩阵满秩,系统完全满足可观测性的条件。

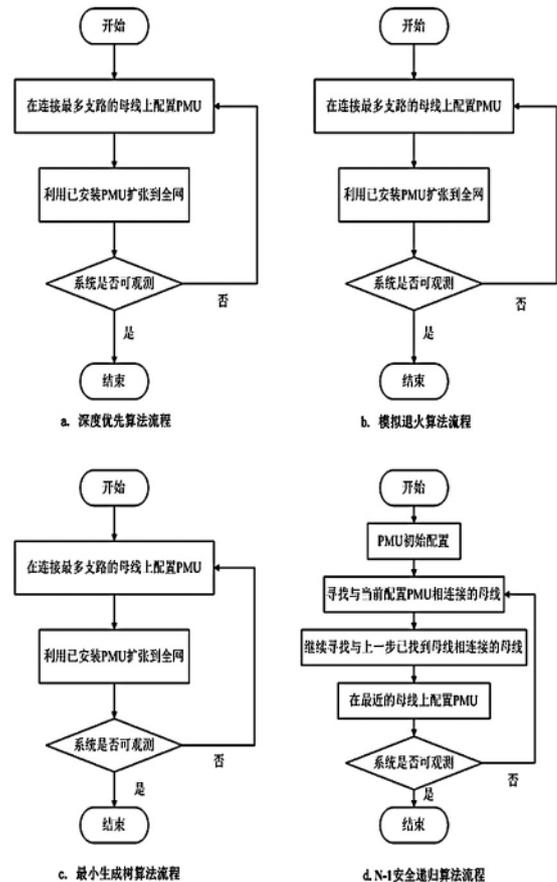


图 1 PMU 优化配置算法流程

深度优先算法(depth first, DF): 深度优先算法基于网络图论。该方法以在系统中连接最多支路的母线上配置一台 PMU 作为初始步骤,若存在连接最多支路数目的母线有一条以上的情况,则随机选取其中任意一条母线配置初始 PMU,并据此规则继续配置,直到整个电网达到可观测。DF 算法只是基于深度最大原则,缺陷在于增加了 PMU 的重复配置,难以保证在可观测条件下的 PMU 配置最少。深度优先算法的主要流程如图 1(a) 所示。

模拟退火算法(simulated annealing, SA): 模拟退火算法可以简单描述为:模拟退火过程是在给定结构后,从一个状态到另一个状态的随机游动。基于模拟退火的优化方法,在优化过程中,不用考虑初始配置原则确定出的必须配置和不必配置的节点,采用模拟退火法减少 PMU 的数量,优化配置位置,直至配置最优。在传统模拟退火算法的发展基础上,发展出了考

考虑灵敏度约束的系统可观测下采用模拟退火法达到最优 PMU 配置的方法。显而易见,模拟退火算法详细地考虑了各种规则,具有良好的收敛性,但随着系统规模的增大,算法的收敛速度成为模拟退火算法的缺陷,模拟退火算法的主要流程如图 1(b) 所示。

最小生成树算法(minimum spanning tree, MST):从原理上看,可以理解为一种改进的深度优先算法。MST 算法以电网中每条母线进行枚举,执行  $n$  次运算,根据上一步得到的配置方案,重新放置 PMU 到最初安装这台 PMU 的节点相连的母线上,以能否实现系统可观测性为判据,判定这个方案的保留与否。另外,若系统中存在纯传输节点,即每个配置方案都取出一台 PMU 仍使得系统可观,那么 PMU 数目就可以减少。MST 算法的流程如图 1(c) 所示,它利用不同的初始配置进行多次迭代求解,将寻找能最大限度覆盖全网的母线  $j$  作为寻优规则,综合提高了算法的收敛速度和收敛效果。

$N-1$  安全递归算法:事实上,某条线路或者某个 PMU 的故障影响到整个系统的可观测性。以上几种算法均是在保证系统结构和 PMU 装置完全可靠工作的情况下的最优配置。所以,优化配置问题应该考虑由故障引起的系统网络拓扑结构变化的情况,即优化配置方法应该具有解的多样性。 $N-1$  安全递归算法是基于这一点,发展出的 PMU 最优配置算法。该算法的核心是  $N-1$  安全规则,该算法流程如图 1(d) 所示。

### 3 地区电网 WAMS 应用研究

地区电网 WAMS 应用方框图见图 2。

#### 3.1 系统动态过程监测

目前,电网监测系统能够监测系统电压、电流和功率,与系统稳定关系密切的相角特性只能离线计算。通过 PMU 监测电网各节点不同母线间的相角差,可直接计算出系统潮流分布。电力系统中用于控制电压幅值的无功注入与负荷特性及传输中的无功损耗密切相关。

当系统结构改变或发生事故而产生振荡时,功角  $\delta$  可直接反映系统的潮流和稳定程度,振荡过程直接反映在功角变化上。电网各枢纽节点上的相量信息可用于指导系统的稳定控制措施和调度策略。

#### 3.2 状态估计及稳定预测控制

传统的状态估计是根据各测量点的遥测量(有

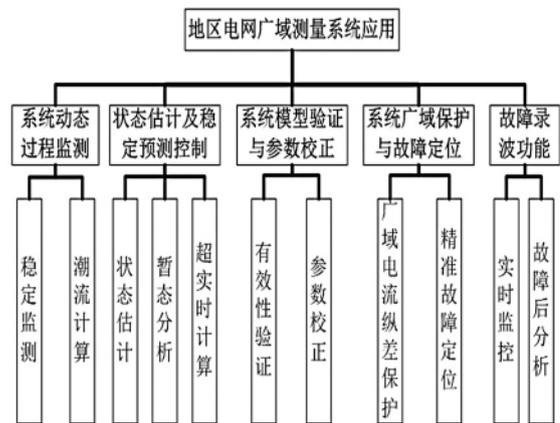


图 2 地区电网 WAMS 应用

功、无功、电压、电流)和网络拓扑结构,利用非线性方程的求解方法求出状态量。PMU 能够提供相角量测,作为系统潮流计算中的松弛节点直接带入方程,为状态估计提供更准确的状态解。

首先,改写方程如下。

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_m \\ \Delta X_e \end{bmatrix} \quad (4)$$

其中,  $\Delta X_m$ 、 $\Delta X_e$  分别为配置和未配置 PMU 的母线电压相量状态偏差。

对已配置 PMU 母线构建附加方程为

$$\begin{bmatrix} \Delta P_a \\ \Delta Q_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_a & F_a \\ G_a & N_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中,当节点  $i$  配有 PMU 时,  $M_a$ 、 $F_a$ 、 $G_a$ 、 $N_a$  对应的行矢量只有一个非零元素位于第  $i$  列;同理节点  $j$ ;当  $i$ 、 $j$  同时配有 PMU 时,则对应行矢量完全相同,由此建立状态方程如下。

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_a \\ \Delta Q_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & F \\ G & N \\ M_a & F_a \\ G_a & N_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (6)$$

同步相量测量实时监测全系统暂态现象的进程,为系统暂态稳定性分析提供了新的途径。其提供的状态变量及导出量不仅用于观测,同时可通过一定的指标计算,预测未来一段时间内系统运行的可靠性,并依此采取相应的保护和控制措施。

“离线计算、实时匹配”和“在线与决策、实时匹配”成为目前实际应用系统中的两个主流。但由连锁故障引起的“不可预见性事故”威胁着电网安全与稳定,WAMS 系统在地区电网中的应用能够在纵向

上为区域电网和地区电网调度人员提供实时信息,为“超实时计算、实时匹配”提供了基础,提升地区电网整体安全性。

### 3.3 系统模型验证与参数校正

电力系统的设计、监视、控制、保护及运行和维护等,都需依据一定的系统模型参数。模型的有效性,是电力系统动态分析和控制的起点,而模型的有效性并没有得到评估。因为 SCADA 数据采集在非统一时标下完成,对于同一个断面的电力系统状态不能有效反映。WAMS 的时间序列信息能够为系统模型辨识和参数校正提供支持,保障地区电网系统模型的有效性和实时性,为地区电网安全稳定运行提供支撑。

### 3.4 系统广域保护与故障定位

作为简单快速的保护方式,传统电流纵差保护因时钟同步精度不高,在对长线路进行保护时存在多种困难。在 GPS 时钟同步下,若采样同步误差小于  $1 \mu\text{s}$ ,电流值带上时间标签后送到对端,可简单完成线路纵差保护。

目前的故障定位方法分为行波法和阻抗法,而以行波法为基础的单端测量和双端测量成为目前故障定位主要采用的方式,总体来说,行波法优于阻抗法,双端测量优于单端测量,WAMS 的发展,为统一时标下精确双端故障定位奠定了基础,提高了定位精度。对于故障原因电网发生解列之后,缩短了地区电网与区域电网恢复安全稳定运行的时间。

### 3.5 故障录波

通过配置 PMU 记录动态过程全相量参数(幅值、相角、瞬时频率、正序分量)。在同一参考时间框架下,全网动态过程的信息能够被 PMU 记录,实现故障录波功能。动态过程信息,既可以上传至地区电网调度中心进行实时监视和控制,也可以对事故进行分析。

## 4 结论与展望

以 WAMS 为依托,通过总结 WAMS 在系统动态过程监测、状态估计及稳定预测控制、系统模型验证

与参数校正、系统广域保护与故障定位、故障录波等方面的应用,针对地区电网安全稳定的要求对 WAMS 的应用进行了相关探索。

快速仿真和建模是一个自愈系统的必备条件,传统的模式识别的电网静态安全分析方法有较高的快速性,如能进一步有机结合静态数据和动态信息提供其准确性,可为快速的仿真与建模做出有益的探索。

基于 WAMS 技术构建地区电力系统的广域安全监测及控制系统将作为一个独特视角,同时,多元化与统一建模、多源信息融合、超实时仿真、全网数字化与协同决策技术将进一步促进地区电网安全稳定运行高层应用与控制的发展。

### 参考文献

- [1] 鞠平,代飞. 电力系统广域测量技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [2] 孙华东,王雪冬,马世英,等. 贵州主网及其地区电网孤网运行的安全稳定控制[J]. 电网技术, 2008, 32(17): 35-39.
- [3] 李配配,黄家栋,赵永雷. 基于双端不同时测距的配电网单相接地故障定位研究[J]. 电力科学与工程, 2011, 27(8): 20-23.
- [4] 傅周兴,郭颖娜,何文林. 基于 GPS 同步时钟的相量测量在电力系统中的应用研究[J]. 继电器, 2001, 29(7): 31-34.
- [5] 常乃超,兰洲,甘德强,等. 广域测量系统在电力系统分析及控制中的应用综述[J]. 电网技术, 2005, 29(10): 46-52.
- [6] 路志刚,刘俊勇,谢连芳. 广域测量系统中 PMU 优化配置方法的比较[J]. 现代电力, 2009, 36(3): 19-22.

作者简介:

郭翔(1978),男,高级工程师,从事电力系统调度自动化和节能减排工作;

黄潇文(1989),男,硕士研究生,从事电力系统分析研究;

苟竞(1988),男,硕士研究生,从事电力系统分析研究。

(收稿日期:2012-03-01)

欢迎投稿 欢迎订阅

# 基于内模控制的 VSC - HVDC 风电并网系统控制策略研究

范帅军, 凌颖, 赵莉华  
(四川大学, 四川 成都 610065)

**摘要:** 针对轻型直流输电技术(VSC - HVDC 系统)在采用双闭环 PI 控制时的参数多并且整定复杂的问题, 采用内模控制原理对 PI 参数整定算法进行改进, 改进算法只需调节一个参数, 使参数整定变得简单快捷, 同时可以保留双闭环 PI 控制系统优良性能。仿真结果表明, 基于内模控制原理的一个参数整定的 VSC - HVDC 系统参数保有双闭环 PI 控制系统的优良性能, 系统鲁棒性好, 控制精度高, 动态响应快。

**关键词:** VSC - HVDC; 内模控制; PI 控制; 风电并网

**Abstract:** The double closed-loop PI control in voltage sourced converter HVDC (VSC - HVDC) system for grid connection with wind farms is widely used. But the parameters of PI control are too many to be set. A novel control scheme based on internal model control is used to improve the setting algorithm of PI parameters, which just needs to adjust one parameter and makes the parameter setting simple and quick. At the same time, the characteristics of PI control could be retained. The simulation results show that VSC - HVDC system based on internal model control keeps the excellent features of double closed-loop PI control with good robustness, high control precision and fast dynamic response.

**Key words:** voltage sourced converter HVDC (VSC - HVDC); internal model control; PI control; grid connection with wind farms

中图分类号: TM734 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2012)02 - 0028 - 05

## 0 前言

近年来, 轻型直流输电技术(voltage sourced converter HVDC, 以下简称 VSC - HVDC) 作为一种新型输电方式备受关注, 它是一种电压源型变换器, 以 IGBT 等全控型器件和脉冲宽度调制(pulse-width modulation, PWM) 技术为基础。与传统的交流输电技术和以晶闸管为主控器件的传统高压直流输电技术比较, VSC - HVDC 技术具有很多优点, 如能够快速并且独立控制系统有功功率和无功功率, 灵活改变潮流方向, 向交流系统提供紧急无功补偿, 易于实现多端直流系统并联, 换流站设备小型化和模块化, 系统可靠性更高等。所以, VSC - HVDC 技术得到了日益广泛的应用, 尤其适合于新能源发电系统(如风力发电、燃料电池、光伏发电等分布式电源)的并网、城市配电系统供电、两个交流系统之间的非同步运行, 向孤岛系统供电等场合。

在 VSC - HVDC 系统中, 对电压源型变换器的控制是关键, 它将直接影响系统的运行性能。目前在

VSC - HVDC 系统中大多采用较成熟的 PID 控制技术, 这种控制方式实现起来结构简单, 但系统需要整定的参数较多, 整定复杂, 而参数值整定的好坏直接影响控制效果。采用基于内模控制的 PID 控制方式, 在控制器设计时只需要调节一个参数, 使参数整定简单快捷, 容易实现, 同时可以保留双闭环 PI 控制系统的优良性能, 使得系统同时具有良好的鲁棒性和动态响应速度。通过对 VSC - HVDC 风电并网系统的仿真, 结果表明, 基于内模控制原理的一个参数整定的 VSC - HVDC 系统参数保有双闭环 PI 控制系统的优良性能, 系统鲁棒性好, 控制精度高, 动态响应快。

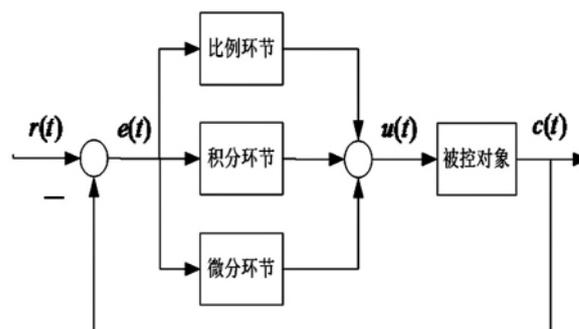


图 1 PID 控制系统原理框图

## 1 内模PID控制基本原理

传统PID控制原理框图如图1所示。图1中  $r(t)$  是系统输入  $c(t)$  是系统输出  $u(t)$  为控制信号  $e(t)$  为系统的误差信息,可知系统传递函数为

$$G_c(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left[ 1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right] \quad (1)$$

式中  $K_p$  为系统的比例增益;  $T_i$  为积分时间常数;  $T_d$  为微分时间常数。

在PID控制系统中,控制器参数  $K_p$ 、 $T_i$ 、 $T_d$  整定的好坏,直接影响控制效果。PID参数的整定有多种方法,这里采用基于内模控制的方法整定控制参数。

图2为内模控制原理框图,图中  $G_c(s)$  为基于内模控制的PID控制器,它除了包括传统PID控制器  $Q(s)$  外,还包括了过程模型  $p_m(s)$ ,而  $G_p(s)$  表示被控对象,所以图2中内环的传递函数  $G_c(s)$  为

$$G_c(s) = \frac{Q(s)}{1 - Q(s)p_m(s)} \quad (2)$$

系统闭环响应为

$$C(s) = \frac{Q(s)G_p(s)}{1 + Q(s)[G_p(s) - p_m(s)]}R(s) + \frac{1 - Q(s)p_m(s)}{1 + Q(s)[G_p(s) - p_m(s)]}D(s) \quad (3)$$

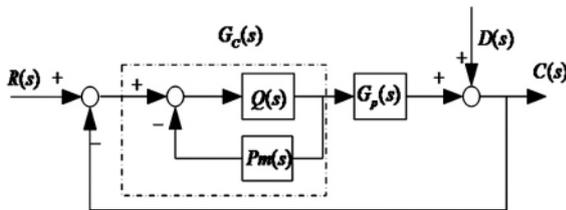


图2 内模PID控制原理框图

将式(3)中的过程模型  $p_m(s)$  分解为  $p_{m+}(s)$  两项和  $p_{m-}(s)$ ,则有

$$p_m(s) = p_{m+}(s)p_{m-}(s) \quad (4)$$

其中  $p_{m+}(s)$  是一个全通滤波器的传递函数,对于所有频率  $\omega$  都满足  $|p_{m+}(j\omega)| = 1$ ,所以  $p_{m+}(s)$  包含了内模中所有的时滞环节和右半平面的零点。 $p_{m-}(s)$  是具有最小相位特征的传递函数,即稳定且不包含预测项。

内模PID控制器设计中,最重要的是设计理想内模控制器  $Q(s)$ ,其设计的主要思想是使  $Q(s) = P_m^{-1}(s)$ ,实际中在不考虑模型失配、约束条件和各种扰动情况下,可使  $Q(s) \rightarrow P_m^{-1}(s)$ 。为确保系统的稳定

性和鲁棒性,在  $P_{m-}(s)$  上增加一滤波器,则内模控制器为

$$Q(s) = \frac{1}{P_{m-}(s)}f(s) \quad (5)$$

$$f(s) = \frac{1}{(T_f s + 1)^r} \quad (6)$$

$f(s)$  表示静态增益为1的低通滤波器,  $T_f$  为滤波器时间常数,其大小决定了系统响应速度。 $T_f$  越大,则闭环输出响应越慢,但  $C(s)$  对  $R(s)$  的跟踪滞后越小,其大小应兼顾动态性能和系统的鲁棒性。参数  $r$  为一正整数,取值应保证内模控制器  $Q(s)$  有理。 $|f(s)|$  的最大幅值为1时,系统有好的鲁棒性能。当  $r$  大于1时,  $f(s)$  的滤波器能得到更好的输出响应。可知,内模PID控制器只有一个整定参数  $T_f$ ,  $T_f$  的大小同时受系统动态性能与鲁棒性的约束。所以采用内模控制的PID控制器,其参数整定更为简单、便捷。

将式(5)代入式(2)中可以得到内模PID控制器的传递函数为

$$G_c(s) = \frac{\frac{1}{P_{m-}(s)}f(s)}{1 - \frac{1}{P_{m-}(s)}f(s)} \quad (7)$$

## 2 基于内模控制的电流控制器设计

VSC-HVDC系统原理图如图3所示,它由两个PWM电压源型换流器、直流传输线路、滤波电容等组成。图中左侧交流系统  $E_{s1}$  为交流系统1,右侧交流系统为交流系统  $E_{s2}$  为交流系统2,与交流系统1相连的变换器为VSC1,与交流系统2相连的变换器为VSC2;  $R$  为换流器电阻;  $L$  为换流变压器的电感,它连接换流器与交流系统,同时滤除交流谐波;4个滤波电容  $C$  为换流器提供直流侧支撑电压,同时减小直流侧谐波。 $E_{s1n}$ 、 $E_{s2n}$  分别为交流系统1、2的电压,  $i_{n1}$  和  $i_{n2}$  为它们的电流;  $U_{1n}$ 、 $U_{2n}$  分别为两个变换器交流侧电压;  $U_{dc1}$ 、 $U_{dc2}$  为两个变换器直流侧电压,  $i_{d1}$ 、 $i_{d2}$  为两个换流器直流侧电流(这里  $n = a, b, c$ )。

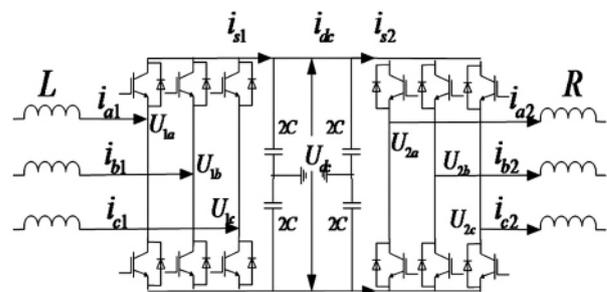


图3 VSC-HVDC系统原理框图

图3中两个变换器及两侧交流系统对称,以交流系统1为例进行讨论。列出交流侧动态微分方程如下。

$$L \frac{di_{n1}}{dt} + Ri_{n1} + U_{1n} = E_{s1n} \quad (8)$$

对式(8)进行d、q变换,得到方程组为

$$\begin{cases} L \frac{di_{d1}}{dt} = -Ri_{d1} + \omega Li_{q1} + E_{s1d} - U_{d1} \\ L \frac{di_{q1}}{dt} = -Ri_{q1} - \omega Li_{d1} + E_{s1q} - U_{q1} \end{cases} \quad (9)$$

式中  $U_{d1}$ 、 $U_{q1}$  为变换器侧三相交流电压的d轴和q轴分量;  $E_{s1d}$ 、 $E_{s1q}$  为交流系统1三相电压的d轴和q轴分量;  $i_{d1}$ 、 $i_{q1}$  为交流系统1的三相电流d轴和q轴分量。从式(9)可知,电流  $i_{d1}$ 、 $i_{q1}$  不仅受VSC1侧电压  $U_{d1}$ 、 $U_{q1}$  的影响,还受到交流系统1的三相电压  $E_{s1d}$ 、 $E_{s1q}$  和电流交叉耦合项  $\omega Li_{d1}$ 、 $\omega Li_{q1}$  的影响。为了实现d、q轴的解耦,首先对式(1)采用前馈解耦控制算法,使电压前馈,为了消除d轴、q轴之间的电流耦合和电网电压扰动,令

$$\begin{cases} U_{d1} = -k_{p1}(i_{s1dref} - i_{s1d}) - k_{i1} \int (i_{s1dref} - i_{s1d}) dt + \Delta V_{q1} + E_{s1d} \\ U_{q1} = -k_{p2}(i_{s1qref} - i_{s1q}) - k_{i2} \int (i_{s1qref} - i_{s1q}) dt - \Delta V_{d1} + E_{s1q} \end{cases} \quad (10)$$

式中  $i_{s1dref}$ 、 $i_{s1qref}$  分别为VSC1侧有功电流和无功电流的参考值;  $k_{p1}$ 、 $k_{i1}$ 、 $k_{p2}$ 、 $k_{i2}$  分别为VSC1内环电流d、q轴PI控制器的比例积分系数。

令式(10)中  $\begin{cases} \Delta V_{d1} = \omega Li_{s1d} \\ \Delta V_{q1} = \omega Li_{s1q} \end{cases}$

于是,由式(9)、(10)得出

$$\begin{cases} k_{p1}(i_{s1dref} - i_{s1d}) + k_{i1} \int (i_{s1dref} - i_{s1d}) dt = L \frac{di_{d1}}{dt} + Ri_{d1} \\ k_{p2}(i_{s1qref} - i_{s1q}) + k_{i2} \int (i_{s1qref} - i_{s1q}) dt = L \frac{di_{q1}}{dt} + Ri_{q1} \end{cases} \quad (11)$$

从式(11)可以看出,调节PI参数使之满足式(11),便可实现内环电流的d、q轴解耦控制,进而实现对  $U_{d1}$ 、 $U_{q1}$  的控制。内环电流控制图如图4所示。

由于d、q轴电流各自的控制对象相同,因此控制系统结构和参数可以设置相同,这里仅以d轴电流控制器为例进行设计。

考虑到由于数字化控制带来的控制周期的延迟以及PWM脉冲装置的延迟时间,在控制器中加入一个小时间常数的一阶惯性环节作为信号采样延迟环节,控制框图如图5所示。

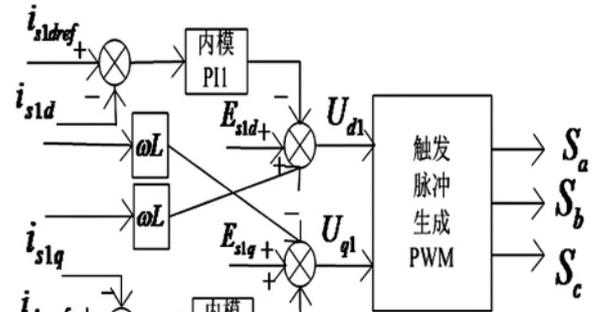


图4 内环电流控制框图

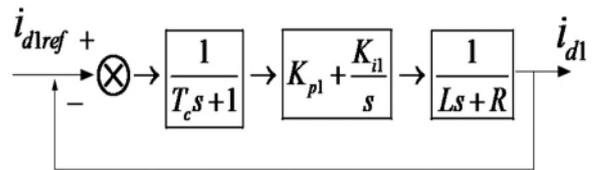


图5 内环电流控制器传递函数等值框图

由于VSC换流器开关频率比较高,可将图5系统进一步简化为图6所示。

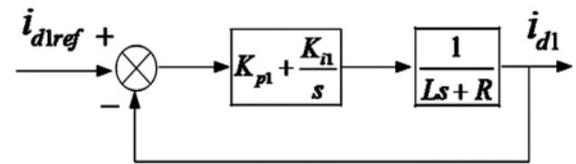


图6 简化后的内环电流控制器传递函数等值框图

图6中  $G_p(s) = \frac{1}{R + Ls}$ , 为一阶系统, 因为  $G_p$  为一阶系统, 取  $r = 1$ , 即可使式(6)有理, 可知内模  $P_m(s) = G_q(s)$ 。从图6可以看出,  $P_m(s)$  中没有非最小相位环节和时滞环节, 则有  $P_{m+}(s) = 1$ 。根据内模原理, 可得

$$G_c(s) = \frac{L}{T_f} \left( 1 + \frac{1}{\frac{L}{R}s} \right) \quad (12)$$

即可得出

$$k_p = \frac{L}{T_f} k_i = \frac{L}{R} \quad (13)$$

由此可以看出, 对于VSC-HVDC内环电流控制简化的一阶系统而言, 采用内模控制原理算法整定PI参数, 由公式(13)可知, 积分系数  $k_i$  为固定值, 比例系数  $k_p$  只需由滤波时间参数  $T_f$  确定, 其大小需折中考动态性能和系统的鲁棒性。所以, 基于内模原理控制算法来对内环PI参数进行参数整定时, 只需

调节  $k_p$ , 即只需要整定一个参数即可。

通过对 VSC1 侧内环电流内模 PI 控制器和外环直流电压 PI 控制器的设计, 可以得到 VSC1 系统的定直流电压和定无功功率控制系统结构图如图 7 所示。

### 3 系统仿真

对图 3 所示系统进行仿真, 主要仿真参数为: 交流系统频率  $f = 50\text{Hz}$ ,  $E_{s1} = E_{s2} = 220\text{kV}$ ,  $C = 7500\mu\text{F}$ ,  $R = 0.8\Omega$ , 变压器额定容量  $S = 200\text{MVA}$ , 直流电压参考值为  $U_{dc} = 100\text{kV}$ , 直流线路长度为  $70\text{km}$  的电缆, IGBT 开关频率为  $1350\text{Hz}$ 。VSC1 换流器采用定直流电压控制  $U_{dc}(\text{pu}) = 1$  和定无功功率控制; VSC2 换流器采用定有功功率控制  $p_2(\text{pu}) = 1$  和定无功功率控制。分别进行了对无功功率控制、潮流反向控制和三相故障的仿真。

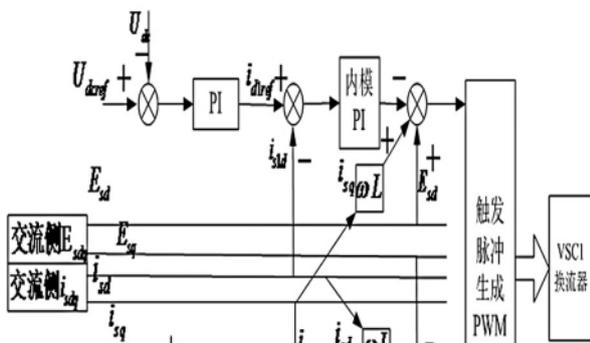


图 7 VSC1 直流电压、无功功率控制系统结构图

#### 3.1 无功功率控制

仿真的目的是研究当系统送端风力充足全力输出有功而受端处于不同负荷阶段时, 两端换流站无功功率流入(流出)的调整情况。送端为定直流电压控制且  $U_{dc}(\text{pu}) = 1$ , 受端为定有功控制且  $P_2(\text{pu}) = 1$ , VSC1 侧输出有功保持恒定。

仿真时在  $t = 1.5\text{s}$  时刻, 将 VSC2 侧无功由  $Q_2(\text{pu}) = 0$  调整为  $-0.3$ ;  $t = 2\text{s}$  时刻, VSC1 侧无功由  $Q_1(\text{pu}) = 0$  调整为  $0.3$ 。仿真波形如图 8 ~ 图 11 所示。从仿真波形可以看出, 对 VSC1 和 VSC2 两侧在不同时间进行无功调节, 换流器有功输出和直流电压都基本保持恒定, 表明系统可根据受端网络和送端网络对无功功率的需求量, 在各端灵活调整无功, 以达到无功就地平衡的目的。就近补偿无功功率, 避免了

无功功率远距离传输, 减少了网损。而且在受端系统换流站还可以减少对无功设备的投资, 不需要根据负荷因数的变化不停地投切无功设备。

#### 3.2 潮流反向

轻型直流输电技术可以通过改变直流电流的方向, 瞬时改变有功功率传输方向。

仿真时,  $t = 1.5\text{s}$  时刻, VSC2 侧输入有功从  $P(\text{pu}) = 0.5$  调整为  $-0.5$ , 无功从  $Q(\text{pu}) = 0$  调整为  $-0.2$ 。仿真波形如图 13 ~ 图 17 所示, 可以看成, 轻型直流输电可以通过改变直流电流的方向, 来实现有功功率的反向传输, 而在系统潮流反向后, 功率反向传输非常稳定, 直流电压有  $5\%$  左右的变化。

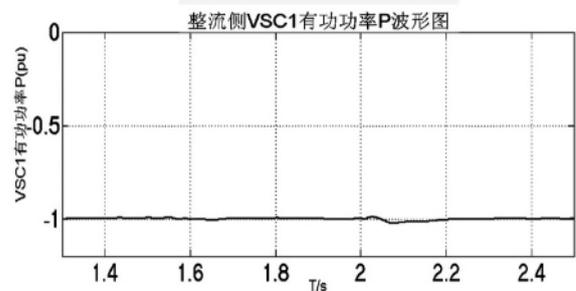


图 8 整流侧 VSC1 有功功率 P 波形

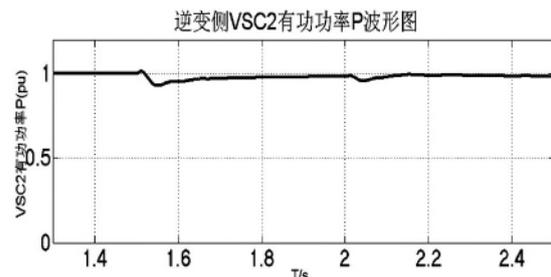


图 9 逆变侧 VSC2 有功功率 P 波形

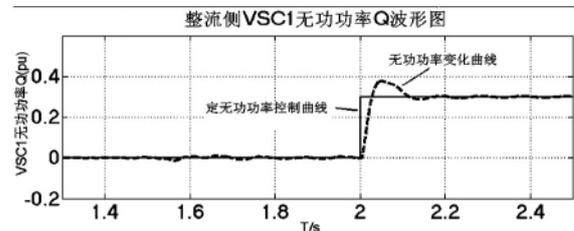


图 10 整流侧 VSC1 无功功率 Q 波形

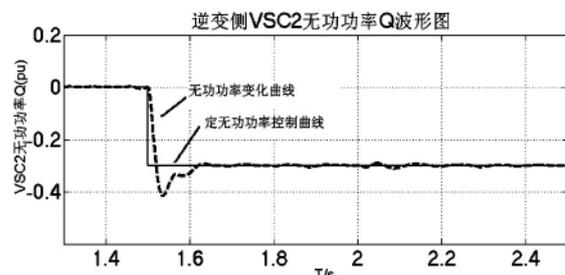


图 11 逆变侧 VSC2 无功功率 Q 波形

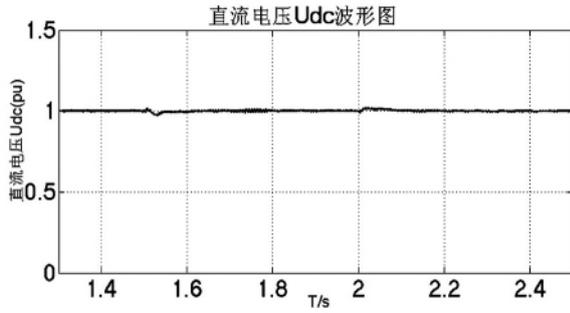


图12 直流电压波形图

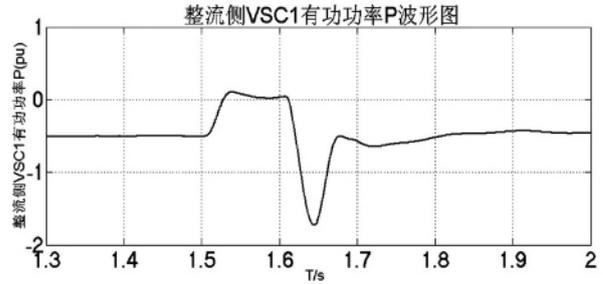


图17 整流侧 VSC1 有功功率 P 波形图

### 3.3 三相故障

在  $t = 1.5\text{ s}$  时, VSC2 侧负荷端发生三相短路故障, 故障时间为  $0.1\text{ s}$ 。各参考量仿真波形具体见图 17 ~ 图 21。

VSC2 侧负荷端发生三相接地故障, 通过对比两侧有功波形及故障侧的电压、电流波形, 可以得出 VSC2 系统故障期间, 直流电压出现 15% 的跌落, 当故障切除  $0.1\text{ s}$  后, 直流电压恢复到故障前额定值。同时, VSC2 侧的交流电压、有功、无功都降至为 0。当故障切除  $0.1\text{ s}$  后, VSC1、VSC2 有功、无功又恢复到故障前的稳定情况。

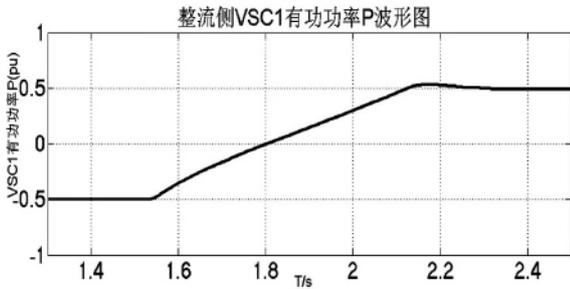


图13 整流侧 VSC1 有功功率 P 波形

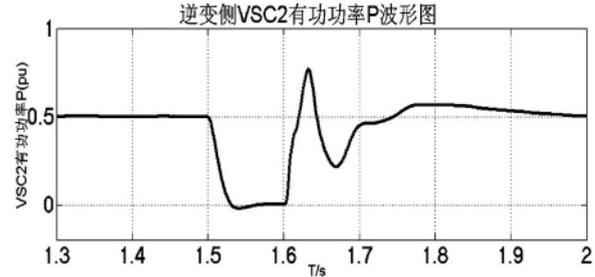


图18 逆变侧 VSC2 有功功率 P 波形图

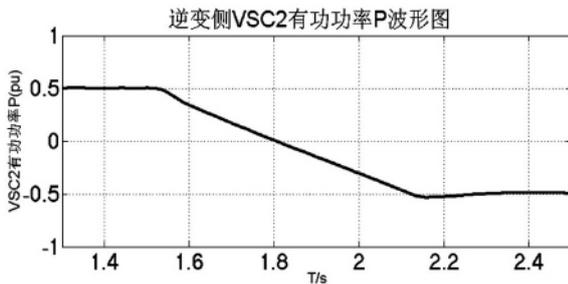


图14 逆变侧 VSC2 有功功率 P 波形

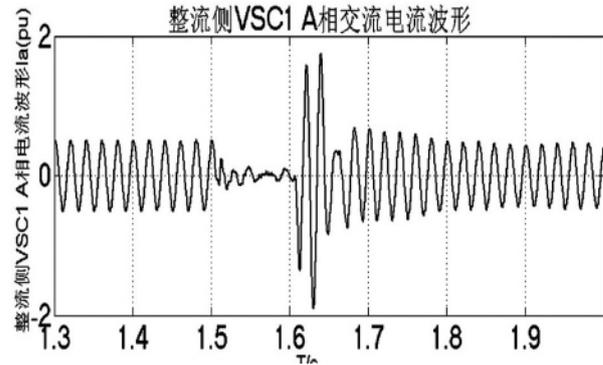


图19 整流侧 VSC1 A 相交流电流波形

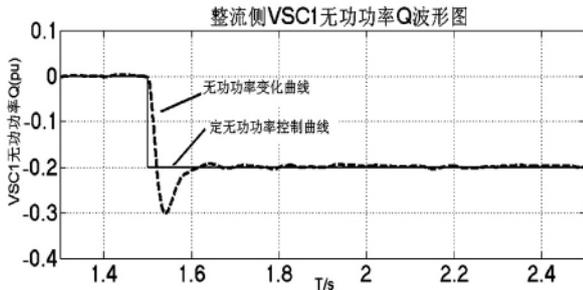


图15 整流侧 VSC1 无功功率 Q 波形

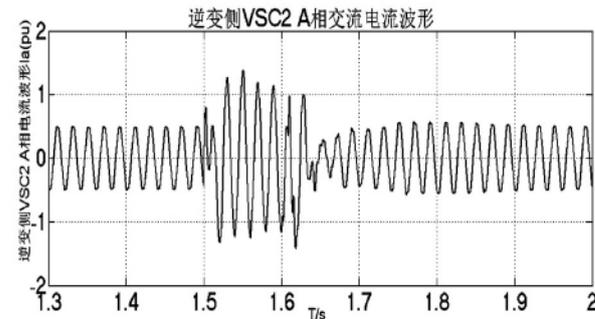


图20 逆变侧 VSC2 侧 A 相交流电流波形

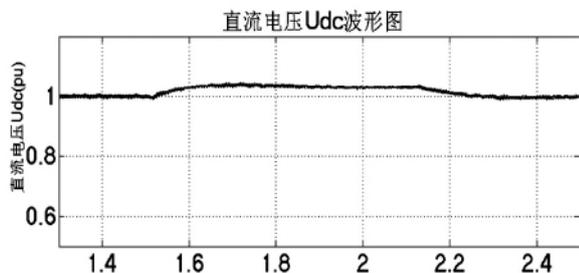


图16 直流电压波形

(下转第94页)

### 3.4.2 调整机前压力偏差负荷修正作用

汽轮机主控中,功率控制回路采用单回路调节,外加机前压力偏差负荷修正回路,其作用为抑制在大负荷变动过程中,压力偏差不至于过大,导致系统发散。这是以牺牲负荷为代价换取压力的稳定。此压力偏差负荷修正回路是包含死区的机前压力变化对实际负荷造成变化的动态试验函数关系,若修正偏大,有利于压力的稳定,但不利于负荷的响应,造成负荷波动大;修正偏小,利于负荷的稳定,但不利于压力的稳定,原因为压力变化造成的负荷变化对调门的反向动作会让压力更加剧烈的波动。因此,调整机前压力偏差负荷修正作用,使其既负荷的响应,有利于压力的稳定,来满足 AGC 的调节精度指标。

## 4 结 语

广安电厂 600 MW 直吹式制粉系统机组通过对 AGC 控制策略优化和完善后,经过 CCS 负荷变动试验和 AGC 负荷跟随试验,试验结果证明,能够满足

(上接第 32 页)

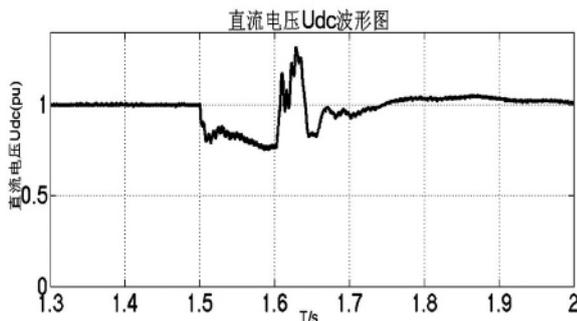


图 21 三相故障直流电压波形

## 4 结 论

采用基于内模控制的 PID 控制算法,克服了传统 PI 控制中参数多且整定复杂的缺点,在控制器设计时只需要调节一个参数,使参数整定简单快捷,容易实现,同时可以保留双闭环 PI 控制系统优良性能,使得系统同时具有良好的鲁棒性和动态响应速度。通过对基于内模控制的 PI 控制构成的 VSC - HVDC 风电并网系统的仿真,仿真结果表明,基于内模控制原

“两个细则”对火电厂投入 AGC 的调节性能要求。机组投入 AGC 后,优化前暴露的问题得到了有效的处理和解决。为了深入优化机组自动调节能力,适应投入 AGC 的需要,2011 年广安电厂利用机组大修机会,对其一次风机和引风机电机进行了高压变频改造,利用高压变频自动控制,一次风压和炉膛压力调节的线性度和快速性得到了很大的提高,既有利于投入 AGC,又节能降耗显著。

### 参考文献

- [1] 国家电力监管委员会华中监管局. 华中区域并网发电厂辅助管理实施细则 [Z]. 2011.
- [2] 毕贞福主编. 火力发电厂热工自动控制实用技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

作者简介:

郭伯春(1976),男,工程师,从事电厂热工仪表及自动装置技术管理及检修方面工作。

(收稿日期:2012-01-12)

理的一个参数整定的 VSC - HVDC 系统参数保有双闭环 PI 控制系统的优良性能,系统鲁棒性好,控制精度高,动态响应快。

### 参考文献

- [1] 刘洋,王钦若. 基于内模控制的 PID 参数整定及仿真 [J]. 广东工业大学学报, 2008, 25(1): 66 - 68.
- [2] 徐应年,赵阳,谌海涛,等. 电压源逆变电源输出电压 IMC - PID 控制技术研究 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(28): 90 - 95.
- [3] Sonali Dasgupta, Gayatri Agnihotri. A Control Strategy of a VSC HVDC System for Power System Enhancement [J]. IEEE Computer Society, 2009, 6(9): 549 - 554.
- [4] Robinson, G. Joós, VSC - HVDC Transmission and Off-shore Grid Design for a Linear Generator Based Wave Farm [J]. 2009, 1(9): 54 - 58.

作者简介:

范帅军(1984),男,硕士研究生,研究方向为电力电子与电力传动。

(收稿日期:2012-02-14)

# 基于多种群分层粒子群优化算法的电力系统 低压减载优化方法研究

刘 丽

(成都电业局,四川 成都 610021)

**摘 要:** 低压减载是维护电力系统电压稳定的一道重要防线。最优减载问题是离散变量(地点和轮次)和连续变量(各轮的控制量)的混合优化问题。提出了一种利用多种群分层粒子群优化算法(HSPPSO)求解最优减载问题的新思路,采用受动态电压约束的系统最优潮流所建立的优化模型,以所切负荷总量最小为目标函数。最后以 IEEE-39 节点作为算例,结果与标准粒子群算法(PSO)和遗传算法(GA)对比,得出在同样的稳定裕度和迭代次数要求下,HSPPSO 算法总能够得到最小的减载量,表现出了在求解 UVLS 问题时的良好适应性。

**关键词:** 电力系统;电压崩溃;最优减载;低压减载;多种群分层粒子群算法(HSPPSO)

**Abstract:** Undervoltage load shedding (UVLS) is an important measure for maintaining the voltage stability of power system. Optimal load shedding is a problem mixed with discrete variables and continuous variables. A new idea using hierarchical structure poly-particle swarm optimization (HSPPSO) to solve the optimal UVLS is presented. Simultaneously, the concept of dynamic security-constrained optimal power flow (OPF) is employed to develop a model for optimal UVLS, which takes the minimum quantity of load shedding as the objective function. Finally, taking IEEE 39-bus system for example, the results of HSPPSO are compared with the results obtained by other two evolutionary approaches like particle swarm optimization (PSO) and genetic algorithm (GA). It can be obtained that HSPPSO can get the minimum quantity of load shedding under the same stability margin and iteration numbers, which has shown the good flexibility in solving UVLS problems.

**Key words:** power system; voltage collapse; optimal load shedding; undervoltage load shedding; hierarchical structure poly-particle swarm optimization

中图分类号:TM744 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0033-04

## 0 引 言

随着中国国民经济的飞速发展,电网规模不断扩大,逐渐形成了以超特高压电网为骨架、多区域电网互联的新形势。系统的运行状态越来越接近其极限,系统电压崩溃的事故出现频次增多。近些年来,世界范围内的几次电压崩溃事故引起了各国学者对电压崩溃所造成的严重影响和经济损失的重视。快速及时地辨识出系统是否处于紧急状态,并且采取紧急控制措施对防止电压崩溃具有重要意义。电力系统的电压失稳控制措施大多保守且昂贵,自动低压减载装置作为电力系统稳定的重要措施,其有效性和经济性引起了越来越多的关注。

选择合适的安装地点和恰当的控制量可以提高低压减载的效率,对有效实施低压减载,提高系统稳定性至关重要。考虑到传统的低压减载通常根据运

行人经验采用试凑的方法,效率低、安全性差,近年来学者们对最优减载进行了研究。

文献[1]-[6]中,最小切负荷量的计算都是在常规潮流计算框架下进行的,这些方法存在一个严重的不足,即:减载后不能保证系统拥有要求的负荷裕度以及总切负荷量通常较大,不利于系统的经济运行。

首次提出利用多种群分层粒子群优化算法<sup>[7]</sup>求解低压减载这种非线性混合(离散量和连续量)优化问题的新思路,同时考虑系统电压的稳定裕度,以切负荷量最小为目标函数,避免了利用 PSO 算法结果易于出现早熟的缺陷,同时提高了优化计算速度,减小了总切负荷量,有利于系统经济运行。在 IEEE-39 节点系统上的仿真验证了此方法的快速和有效性。

## 1 低压减载

### 1.1 低压减载原理

电力系统的电压稳定问题通常发生在重负载情况下元件故障、负荷的突增和重要传输线路的断开。这些扰动都要求系统能够提供足够的无功备用,支撑节点电压,避免系统向电压崩溃点移动。在中国电力系统中,低压减载作为防止电力系统电压崩溃第三道防线中的重要措施有着非常重要的作用<sup>[8]</sup>,其原理如图 1 所示。

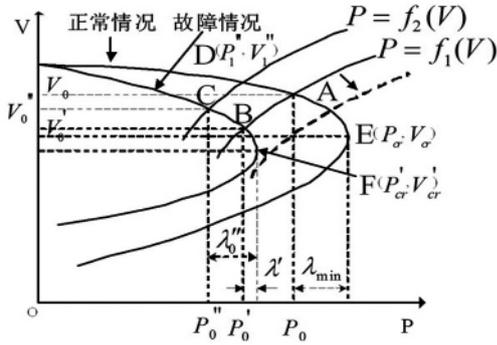


图 1 低压减载原理图

正常情况下,节点的  $P-V$  曲线  $DAE$  与负荷特性曲线  $P=f_1(v)$  平衡于  $A(P_0, V_0)$  点: ①当系统运行状态不变而负荷持续增长,负荷特性曲线向图 1 虚线处移动,节点电压向崩溃点靠拢,负荷裕度低于允许值,当系统出现扰动时负荷再增加或者系统出现故障时,就会出现电压崩溃; ②当节点负荷不变,系统发生故障时  $P-V$  曲线转变为曲线  $CBF$ ,  $B(P_0', V_0')$  成为新的运行点  $B$  点距离电压崩溃点  $F(P_{cr}, V_{cr})$  的负荷裕度  $\lambda$  远低于所要求的最小负荷裕度  $\lambda_{min}$ ,系统遭受扰动时同样会发生电压崩溃。以上两种情况下,系统都是处于紧急状态的。

此时,若根据确定的目标(一定的负荷裕度)切除一定的负荷,系统的负荷曲线变化为  $P=f_2(V)$  与正常情况的曲线  $DAE$ (故障情况曲线  $CBF$ ) 相交于  $D(P_1', V_1')$  ( $C(P_0'', V_0'')$ ) 点,其负荷裕度  $\lambda_1'$  ( $\lambda_0''$ ) 都大于最小负荷裕度  $\lambda_{min}$ ,能够保证系统遭受扰动时的稳定。

### 1.2 低压减载数学模型

所考虑电压安全裕度  $\lambda_{min}$ ,以切负荷总量最小为目标函数,同时考虑电压安全裕度为潮流约束条件。

目标函数如下。

$$\text{Min}(\sum_{i=1}^{N_k} \Delta P_{Di}) \quad (1)$$

式中,  $N_k$  表示负荷可切点的集合;  $\Delta P_{Di}$  是切负荷点的

当次可切量,具体有  $\Delta P_i = K \frac{1}{d} \int_{t_0}^{t_{0+d}} (V_{min} - V) dt$ ;  $K, d$  为权重因子,使得积分量和减载量为同一数量级。

约束条件如下。

$$P_{Gi}^0 - P_{Di}^0 + \Delta P_{Di} = \sum_{j=1}^N |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\delta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2)$$

$$Q_{Gi}^0 - Q_{Di}^0 + \Delta Q_{Di} = - \sum_{j=1}^N |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\delta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3)$$

$$P_{Gi}^C - P_{Di}^C + \Delta P_{Di} = \sum_{j=1}^N |V_i^C||V_j^C||Y_{ij}| \cos(\delta_{ij} + \delta_j^C - \delta_i^C) \quad (4)$$

$$Q_{Gi}^C - Q_{Di}^C - \Delta Q_{Di} = - \sum_{j=1}^N |V_i^C||V_j^C||Y_{ij}| \sin(\delta_{ij} + \delta_j^C - \delta_i^C) \quad (5)$$

$$Q_{Gi}^C - Q_{Di}^C + \Delta Q_{Di} = - \sum_{j=1}^N |V_i^C||V_j^C||Y_{ij}| \sin(\delta_{ij} + \delta_j^C - \delta_i^C) \quad (6)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad i \in N_L$$

$$V_i^{Cmin} \leq V_i^C \leq V_i^{Cmax} \quad i \in N_L \quad (7)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{max} \quad \forall ij \in \text{lines} \quad (8)$$

$$|P_{ij}^C| \leq P_{ij}^{Cmax} \quad \forall ij \in \text{lines} \quad (9)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad I \in N_G \quad (10)$$

$$\Delta P_{Di}^{min} \leq \Delta P_{Di} \leq \Delta P_{Di}^{max} \quad I \in N_D \quad (11)$$

式中,有上标“0”和“C”的分别表示故障前和故障后的相应电气量。 $N_L$ 、lines、 $N_G$ 、 $N_D$  分别表示节点、线路、发电机、可切负荷点的集合。通过式(2)、(3)、(4)、(5)表明,目标函数在求解过程中既满足静态电压稳定也满足动态电压稳定裕度约束。同时在计算中,假设系统网损由平衡节点提供,发电机的无功输出保持常量。

## 2 多种群分层粒子群算法

### 2.1 基本的 PSO 算法

粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法最初是由 Kennedy 和 Eberhart 博士<sup>[9]</sup>于 1995 年受人工生命研究结果启发,在模拟鸟群觅食过程中的迁徙和群集行为时提出的一种基于群体智能的演化计算技术。在该算法中,每个优化问题的解都是  $D$  维目标搜索空间中的一个粒子,  $m$  个粒子组成一个群体。每个粒子性能的优劣程度取决于待优化问题目标函数确定的适应值,每个粒子由一个速度决定其飞

行的方向和速率的大小,粒子们追随当前的最优粒子在解空间中进行搜索<sup>[9-10]</sup>。假定一个包含  $m$  个粒子的粒子群在  $D$  维目标空间中搜索,代表潜在问题解的  $m$  个粒子组成一个种群  $S = \{X_1, X_2, \dots, X_i, \dots, X_m\}$ , 其中  $X = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ , 表示第  $i$  个粒子在  $D$  维解空间的一个矢量点。将  $X_i$  代入一个与求解问题相关的目标函数,即可计算出相应的适应值。用  $P = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iD})$  记录第  $i$  个粒子自身搜索到的最优位置,即适应值为最好,记为  $pbesti$ 。而在这个种群中至少有一个粒子是最好的,将其编号记为  $g$ , 则  $P_g = (p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gD})$  就是该种群搜索到的最优值(即  $gbest$ )。其中  $g \in \{1, 2, \dots, m\}$  表示搜索到的最优值应该是种群中的某一个粒子。而每个粒子还有一个速度变量,可以用  $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$  表示第  $i$  个粒子的速度。PSO 算法一般采用以下公式对粒子的位置进行更新。

$$\begin{cases} v_i^{k+1} = \omega v_i^k + c_1 r_1 (P_i^k - X_i^k) + c_2 r_2 (P_g^k - X_i^k) \\ X_i^{k+1} = X_i^k + v_i^{k+1} \end{cases} \quad (12)$$

其中,  $k$  为迭代的次数; 学习因子  $c_1, c_2$  是两个正常数,一般取值为 2;  $r_1, r_2$  是均匀分布在  $[0, 1]$  之间的两个随机数。为了控制  $v_i^k$  和  $X_i^k$  在合理的区域内,需要指定其最大值  $v_{max}$  和  $X_{max}$  限制。 $\omega$  称为惯性因子,可以是正常数,也可以是以时间为变量的线性或非线性正整数<sup>[11, 12]</sup>。 $\omega$  的取值较大时,适于对解空间进行大范围搜索,较小时适合进行小范围搜索。

### 2.2 多种群分层粒子群算法

多种群分层粒子群算法吸取了控制理论的分层思想。在第 1 层采用多种群粒子群并行计算,等同于增加了粒子个数,扩大了粒子搜索空间范围。在第 2 层把第 1 层每个种群看成一个粒子,种群的最优值作为当前粒子的个体最优值,进行第 2 层粒子群优化,并把优化结果得到的全局最优解反馈到第 1 层。这样既提高了优化算法的效率,改善了算法的收敛性,同时也使其适用于大规模系统的优化应用<sup>[7]</sup>。

假设在第 1 层有  $L$  个种群,每个种群有  $m$  个粒子, $L$  个种群并行计算,相当于粒子的个数增大为  $L \times m$ ,因粒子数量增多扩大了粒子搜索空间范围。对粒子群进行迭代操作的公式如下。

$$\begin{cases} V_{ij}^{k+1} = \omega v_{ij}^k + c_1 r_1 (P_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_2 r_2 (P_{ig}^k - x_{ij}^k) \\ \quad + c_3 r_3 (P_g^k - x_{ij}^k) \\ \text{if } v_{ij}^{k+1} > v_{max} \quad p_{ij}^{k+1} = v_{max}; \\ \text{if } v_{ij}^{k+1} < v_{min} \quad p_{ij}^{k+1} = v_{min}; \\ x_{ij}^{k+1} = x_{ij}^k + v_{ij}^{k+1} \end{cases} \quad (13)$$

式中  $p_{ig}$  代表第  $i$  个种群的全局最优值;  $p_g$  代表第 2 层全局最优值;  $k$  为迭代次数;  $\omega$  为惯性因子;  $c_1, c_2, c_3$  为学习因子;  $r_1, r_2, r_3$  为区间  $[0, 1]$  上的随机数;  $i$  代表种群,  $i = (1, \dots, L)$ ;  $j$  代表粒子,  $j = (1, \dots, m)$ ;  $x_{ij}$  为第  $i$  个种群第  $j$  个粒子的位置变量;  $p_{ij}$  为第  $i$  个种群第  $j$  个粒子的个体极值。

第 2 层在第 1 层多种群粒子群算法的优化基础上再进行 2 次优化,将  $L$  个种群的每个种群看成一个粒子,种群的最优值  $p_{ij}$  作为当前粒子的个体最优,应用粒子群算法进行第 2 层寻优。对粒子群算法速度更新进行迭代操作的公式如下。

$$\begin{cases} v_i^{k+1} = \omega v_i^k + c_1 r_1 (P_{ig}^k - x_i^k) + c_2 r_2 (P_g^k - x_i^k) \\ \text{if } v_i^{k+1} > v_{max} \quad p_i^{k+1} = v_{max}; \\ \text{if } v_i^{k+1} < v_{min} \quad p_i^{k+1} = v_{min}; \\ x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \end{cases} \quad (14)$$

## 3 算法实现

运用多种群分层粒子群算法解决低压减载优化问题的算法流程如图 2 所示。

## 4 算例分析

以 IEEE-39 节点系统为例说明上述方法的应用。最后的结果与采用基本粒子群算法(PSO)及遗传算法(GA)的结果比较。同时为了更好地展示低压减载(UVLS)对改善系统电压稳定裕度的积极作用,假设系统在重载条件下运行,即:将系统的负荷值调整为基础值的 1.5 倍,同时增加发电机输出保证功率平衡。

图 1 表示系统中电压灵敏度最高的 4 条母线在正常运行情况下的 PV 曲线。

可以看出 4 条母线的负荷裕度都在允许的范围之内,同时具有较大的稳定裕度。

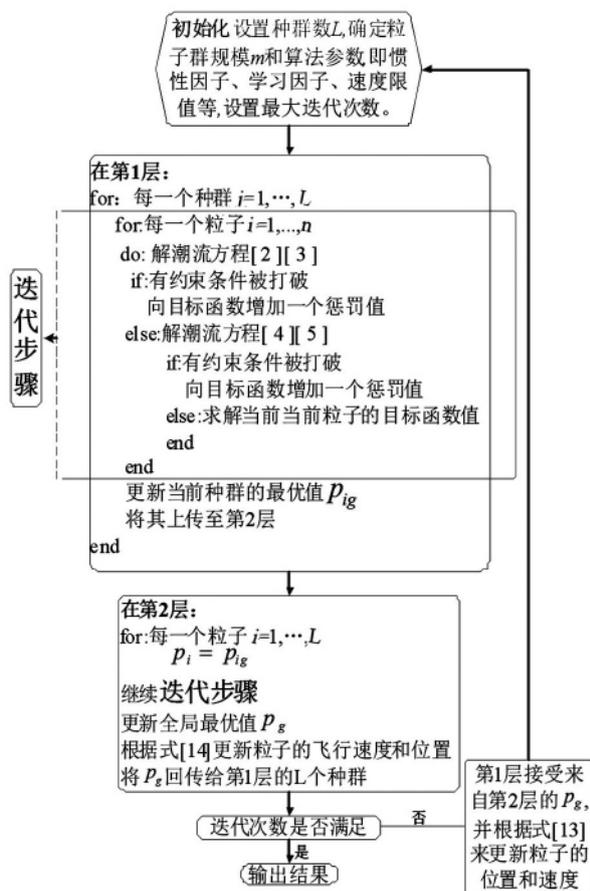


图2 低压减载流程图

此时人为地产生一个扰动,即断开系统中16号和21号节点间的线路A条母线的PV曲线如图3所示。

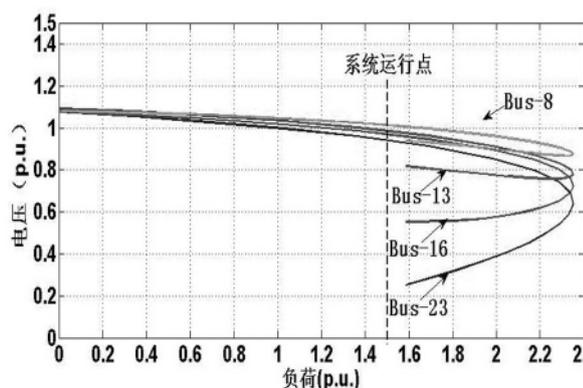


图3 正常运行方式下的PV曲线图

可以看出A条母线的负荷裕度急剧减小,系统进入紧急状态,为避免系统在新的扰动产生时出现电压崩溃的情况,运用所提方法对系统进行优化减载,其结果与PSO和GA算法比较,结果如表1所示。

表1表明:在同样的裕度和迭代次数要求下,HSPPSO较其他两种算法对UVLS表现出了更好地适

应性,以更小的代价满足了要求的电压指标。同时可以看出HSPPSO很好地解决了PSO算法易于陷入局部收敛的缺点。表2表示两种算法在相同的粒子个数和负荷裕度(0.07)要求下,不同迭代次数下总减载量的对比。

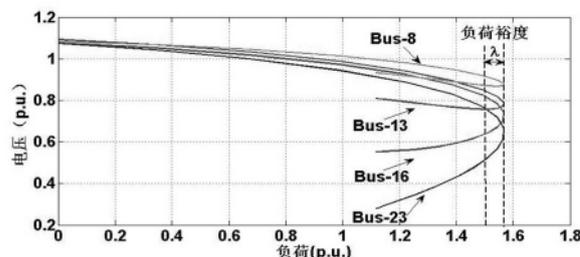


图4 16-21号线路断开情况下的PV曲线图

表1 3种算法满足不同裕度时的总减载量

$\lambda/p.u.$	总减载量/MW		
	GA	PSO	HSPPSO
0.01	160.73	12.51	10.23
0.03	202.47	156.30	120.96
0.07	749.32	529.18	447.50
0.10	1303.26	1107.62	804.39

表2 PSO和HSPPSO总减载量比较

迭代次数/次	总减载量/MW	
	PSO	HSPPSO
20	1031.53	875.15
30	529.18	447.50
40	507.60	441.27
60	506.60	440.29
70	506.61	440.29

通过表2可以看出,在同样的迭代次数下,所应用的HSPPSO较传统的PSO算法表现出了更好的加速收敛效果及精确度。即将分层理论应用于PSO算法改善了该算法收敛速度及早熟的问题。

## 5 结论

粒子群算法在优化过程中充分发挥了个体和群体的认知、协调能力,是一种全新的智能优化算法,可以解决大规模混合非线性组合优化问题。介绍了电力系统低压减载的基本原理,在考虑系统电压稳定裕度的基础上提出了利用多种群分层粒子群算法(HSPPSO)来解决UVLS这种混合非线性组合优化问题的新思路。在IEEE-39节点系统上的仿真结果表明,所提的方法较PSO和GA算法能够更好地适应

(下转第60页)

谐波分量增大,交直流滤波器应力大,损耗大;⑤在所有低于额定功率的工况,由于换流变压器二次侧电压选得高,降低了设备的绝缘裕量。定角度控制,通过调整分接头位置来维持触发电角  $\alpha$  或关断角  $r$  在指定范围内,使换流器在各种运行工况下保持较高的功率因数,也就是在输送相同功率的情况下,换流器吸收的无功功率较少,但同时分接头动作次数比较频繁,缩短分接头的检修周期。相比较而言,定角度控制除增加一定的维护费用外,其他方面明显优于定电压控制,因此正常控制模式时,推荐采用定角度控制。

### 参考文献

[1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

[2] 曹继丰. 高压直流输电现场实用技术问答[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.

[3] 2008 浙大直流组. 直流输电[M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.

[4] 中国南方电网公司. 直流输电技术研究[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.

作者简介:

刘洋(1983),男,工学、理学双学士,工程师,主要从事高压直流输电系统的运行、维护及课件开发工作。

(收稿日期:2012-01-09)

(上接第36页)

所研究的问题,同时 HSPPSO 有效地解决了 PSO 算法易于早熟的缺点,为电力系统最优减载提供了新的参考。

### 参考文献

[1] 刘斌,陈磊,闵勇. 考虑暂态电压稳定的低压减载地点选择[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(5): 11-14.

[2] TUAN T Q, FANDINO J. Emergency Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Instability Using Indicators [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(1): 341-351.

[3] 马平,蔡兴国,于继来,等. 基于最小不匹配函数的低压减载算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 27-31.

[4] 李碧君,徐泰山,周霞,等. 低压减载参数优化整定中暂态电压安全性的考虑[J]. 江苏电机工程, 2006, 25(5): 6-8.

[5] Tso S K, Zhu T X, Zeng Q Y, et al. Evaluation of Load Shedding to Prevent Dynamic Voltage Instability Based on Extended fuzzy reasoning [J]. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 1997, 144(2): 81-86.

[6] 戴剑锋,朱凌志,周双喜,等. 基于风险的低压减载策略问题研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(19): 18-22.

[7] 吕林,罗绮,刘俊勇,等. 一种基于多种群分层的粒子群优化算法[J]. 四川大学学报: 工程科学版, 2008, 40(5): 171-176.

[8] 米增强,田建设,刘力丰. 低压减载对电压稳定作用机理的探讨[J]. 华北电力大学学报, 1999, 26(1): 31-36.

[9] Kennedy J, Eberhart R. Particle Swarm Optimization [C]. Proceedings of IEEE Conference on Neural Networks, Perth, Australia, 1995(4): 1942-1948.

[10] Shi Y, Eberhart R. A Modified Swarm Optimizer [C]. IEEE International Conference of Evolutionary Computation, Anchorage, Alaska, USA, 1998.

[11] Clerc M, Kennedy J. The Particle Swarm: Explosion, Stability, and Convergence in Multi-dimension Complex space [J]. IEEE Trans on Evolutionary Computation, 2002, 16(1): 58-73.

[12] Eberhart R, Shi Y. Particle Swarm Optimization: development, Applications and Resource [C]. IEEE Int Conf on Evolutionary Computation, Seoul, Korea, 2001: 81-86.

作者简介:

刘丽(1975),女,本科,电力工程师,从事电力系统生产技术、人力资源管理。

(收稿日期:2011-11-29)

# 基于博弈论的区域小水电虚拟电交易研究

陈 岭<sup>1</sup> 蒋 乐<sup>2</sup> 李 俊<sup>3</sup> 魏震波<sup>2</sup>

(1. 成都电业局, 四川 成都 610041; 2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065;  
3. 国家开发银行重庆分公司, 重庆 400023)

**摘 要:** 区域间能源资源分布不均衡和经济发展及电力消费水平的不均衡, 导致小水电生产的大量优质低价电能需要通过大网外售; 而地方电网公司和省级电网公司的利益冲突, 导致电力外送困难, 未达到资源的优化配置。在虚拟电概念基础上, 通过博弈建模, 分析省级电网公司、大用电工业企业和代表小水电的地方电网公司三方的利益关系; 通过模型求解得出, 当小水电销售价格低于国网电价一定程度, 且电力可靠性相差不大时, 通过虚拟电交易不仅能引入竞争解决低价电售电难的问题, 而且能促进地方电网提高其电力可靠性及安全性, 并提高电力资源利用效率和优化电力资源配置。算例结果表明: 虚拟电交易是解决当前电力资源优化配置和合理利用的有效途径。

**关键词:** 虚拟电; 虚拟电交易; 博弈; 小水电

**Abstract:** With the unbalanced distribution of regional resources and the imbalance in economic development and electricity consumption, a large amount of electricity with high quality and lower price from small hydropower can only sell out through large power grid. And the conflicts between local and provincial power grid make the electricity with lower price from local small hydropower difficult to be sold out, leading to the non-optimal allocation of resources. The term of "virtual electricity" is proposed and it is believed that it is an effective way for the optimal allocation and rational utilization of electricity resources by developing virtual electricity trade. A game-based model is set up to analyze the profit relationships among local power grids, provincial power grid corporations and major electricity customers. The result of solving the model shows that when the selling price of small hydropower lowers to a certain extent and the reliability differs a little from provincial power grid, the virtual electricity trade not only can solve the problem of difficult-selling of electricity with lower price, but also can promote the reliability and safety of local electric power grids and improve the utilization efficiency of small hydropower resources.

**Key words:** virtual electricity; virtual electricity trade; game theory; small hydro-power

中图分类号: F407.6 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0037-04

## 0 引 言

历史原因导致中国许多地方存在着地方政府牵头建设的小水电和地方电网, 这些小水电和地方电网在实现农村电气化建设、提高当地居民生活水平、促进当地经济发展起到了重要作用。近些年, 由于小水电的进一步开发及地方电网公司和省级电网公司的利益冲突, 导致小水电生产的大量电能无法通过大网外售。但在地区之间, 小水电窝电的同时, 又存在电力不足现象。例如西部水电大省四川<sup>[1]</sup>, 2004 年全省建成中小水电站 4 253 座, 年发电量达到 210. 90 GWh, 同时全省中小水电站的窝电量高达 43. 60 GWh, 占到了总发电量的 20% 以上; 另一方面, 枯水期四川主网电力供需缺口却在 30 000 GWh 至 40 000 GWh, 丰水期也难改缺电困局。小水电窝电的原因包

括小水电自身的局限(来水量不均匀)和电力需求负荷的波动性(负荷峰谷变化)等, 但大小网之间的利益冲突和大网的强势垄断地位是造成其现状的主要原因。优质可再生能源生产的低价电能未能充分利用, 不仅不符合国家节能调度政策, 而且使资源未达到优化的配置。因此, 如何处理好省级电网公司与代表地方小水电企业的地方电网之间的关系, 促进小水电发展, 使其成为水资源丰富地区地方产业优势并带动相关产业的发展, 是各级政府及相关电力企业共同关注的重大课题。

文献[2]在分析了非合作状态下省级电网公司和地方电网公司利益冲突的基础上, 提出了建立合作联盟是解决大小电网矛盾的有效途径, 并采用 shapley 值来分配合作得益; 文献[3]在合作博弈的基础上探讨了地方电力处理大小电网矛盾的体会。以上文献中: ①都是从合作博弈角度讨论电能输送过程的

各方利益冲突;②考虑问题出发点全部基于实际电能必须通过输电网售出或买入。

电能是生产生活的基础性资源,在以实体方式输送过程中由于各方利益协调问题而受到阻碍时,从经济学的角度,将电能以虚拟的形式“传输”,不仅可以补充实体传输的不足,而且可以缓解水电资源分配不均和电力消费水平不均的矛盾。

### 1 虚拟电、虚拟电交易及其含义

虚拟电概念借鉴于虚拟水、虚拟土概念,并考虑电能自身的特点进行改进。虚拟水是国外20世纪90年代提出的新概念,随后引入中国<sup>[4-6]</sup>,获得商品和服务所需要的水资源数量。虚拟水不是真正意义上的水,而是以“虚拟”的形式包含在产品中的“看不见”的水,因此也被称为“嵌入水”和“外生水”,它以“无形”的形式寄存在其他的产品中,相对于实体水资源而言,其便于运输的特点使贸易变成了一种缓解水资源短缺的有用工具。因此,从经济学的角度解决水电资源分配不均及电力传输阻塞问题,虚拟电有着非常重要的现实意义。笔者认为,虚拟电是指在商品和服务生产过程中所需要的电力资源数量。虚拟电并非真正意义上的电,是指以“虚拟”的形式隐形于产品中的电。虚拟电的特征主要表现为:①非真实性。顾名思义,虚拟电不是真正意义上的电,而是以“虚拟”的形式包含在产品中,是“看不见”的电。②社会交易性。虚拟电是通过商品交易即贸易来实现的,没有商品交易或服务就不存在虚拟电。③便捷性。基于实体电贸易中的传输瓶颈,虚拟电以“无形”的形式存在于其他商品中,其易于运输的特点使贸易变成了一种可以缓解电力资源短缺的有用工具,并为充分利用可再生能源发电及传输提供了有效途径。

### 2 产品虚拟电的量化方法

产品虚拟电主要指在工业产品生产和加工过程中所需用的电量。虚拟电的计量方式相对虚拟水略有不同。对于虚拟水而言,目前计算农作物产品虚拟水含量的方法主要有两种<sup>[5,6]</sup>:一种是Chapagain和Hoekstra提出的研究不同产品生产树的方法;另一种是Zimmer和Remault基于对不同产品类型进行区分

的计算方法。虚拟电主要是针对工业产品。工业产品的虚拟电计算总的来说应包括工业产品的生产、运输及服务全过程用电。在工业产品生产、运输和服务过程中,电能的消耗主要有以下几部分:原材料和燃料生产用电、原材料和燃料运输用电、生产过程中机械损耗折合生产用电、生产人员生产生活用电、生产过程中的服务性用电。根据工业产品生产中电能及虚拟电的消耗途径,从生产者角度设定虚拟电的计算公式如下。

$$W_v = W_p + W_l W_o W_l + W_s \quad (1)$$

$$W_{vpp} = W_v / Q \quad (2)$$

其中, $W_v$ 为某工厂年产工业产品所含虚拟电总量; $W_p$ 为年原材料和燃料生产用电; $W_l$ 为年原材料和燃料运输用电; $W_o$ 为年生产过程中机械损耗折合用电; $W_l$ 为年生产人员生产生活用电; $W_s$ 为年生产过程中的服务性用电; $W_{vpp}$ 为单位产品虚拟电的含量; $Q$ 为企业年产量。

### 3 虚拟电交易模型

#### 3.1 模型假设

1) 假设有 $m$ 个工业用电企业, $W_{vpp}^i$ 表示第 $i$ 个企业的产品单位虚拟电含量, $Q_i$ 表示第 $i$ 个企业的年产量。

2) 不妨设电网公司的电力供给曲线为一条直线。省级电网公司的电力供给函数 $P_1 = a_1 + b_1 W_1$ ,地方电网公司的电力供给函数 $P_2 = a_2 + b_2 W_2$ 。由于地网(地方电网,下同)电力公司主要是小水电,相对于大型水电或火力发电,投资较小,即 $a_2 < a_1$ ;且一般情况下,地方电网公司的边际发电成本更小,即 $b_2 < b_1$ ,这也是区域小水电低价形成的原因,在此不再详述。如图1所示。

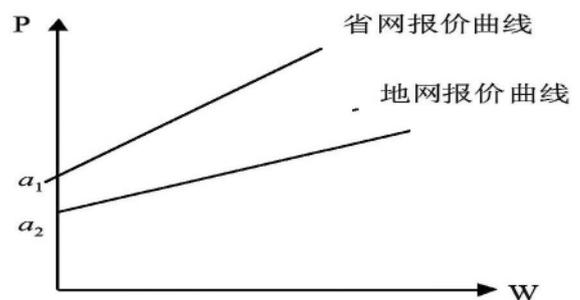


图1 电网公司电力报价比较

- 3) 假设市场完全竞争且信息对称。
- 4) 假设企业在省网(省级电网,下同)供电区域

或在代表小水电的地网供电区域内产量不变。

5) 假定社会总工业用电量不变,即省网供区的工业用电量为  $W_1$ ,地网供区的工业用电量为  $W_2$ ,而总的工业用电量  $W_{total} = W_1 + W_2$ ,  $W_{total}$  总量不变。

模型分为企业用户、省级电网、小水电(地方电网)三部分。

### 3.2 企业用户

无论对省网还是地方电网,对企业用户而言,都不能参与电价的制定,只能被迫接受电价,但能通过对省网电价和地网电价的高低比较以及电能可靠性、电能质量等其他因素的综合评价,确定企业选址在省网或地网的供电区域。

企业用户  $i$  在给定的电力报价函数情况下,根据自身利益最大化,确定企业选址。

$$\Delta S_i = Q_i W_{pp}^i (P_1 - P_2) + \Delta T_i - \Delta F_i \quad (3)$$

$$\Delta S_i \begin{cases} > 0 & \text{企业选址在地网供电区域} \\ \leq 0 & \text{企业选址在省网供电区域} \end{cases}$$

其中  $Q_i W_{pp}^i (P_1 - P_2)$  表示企业  $i$  选址不同导致企业生产成本中电力成本的差异;  $\Delta T_i$  表示企业  $i$  在地网供电区域内享受的比省网多的政府转移支付,包括税收的优惠、政策的优惠等;  $\Delta F_i$  表示企业  $i$  在地网供电区域增加的费用,如原材料、产品运输中增加的费用。

因此,考虑电价的原因而导致的总的虚拟电量为愿意选址在地网供电区域内的企业的生产用电量总和。

$$W_T = f(P_1 - P_2) = \sum_{i=1}^n Q_i W_{pp}^i \mid (\Delta S_i > 0) \quad (4)$$

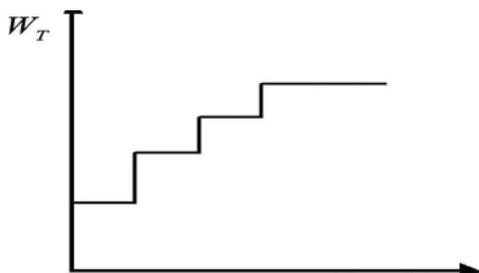


图2 总虚拟电量与电价差的关系

即,总的虚拟转移的电量  $W_T$  为含  $\Delta S_i$  的条件函数,由于  $\Delta S_i$  与  $(P_1 - P_2)$  有关,因此  $W_T$  为  $(P_1 - P_2)$  的条件分段函数,当  $(P_1 - P_2)$  越大,即小水电电网电价与省网电价差值越大时,愿意选址在地网供区的企

业越多,实现的虚拟电转移量  $W_T$  越大,如图2所示。

### 3.3 省级电网

对省级电网而言,由于国家控股,其利润的变化直接影响税收的变化,同时,省网供电区域的负荷大小的变化也影响着电网公司对电网建设和电网投资的变化。所以,省网公司应是在电网潮流约束和投资约束条件下追求自身利益的最大化,其目标函数为

$$\text{MAX}(R_1) = P_1(W_1 - W_T) - C_1(W_1 - W_T) - I_1 - T_1 + F \quad (5)$$

其中  $I_1$  为电网建设投资,建设投资量应该是电网负荷量的增函数。

$$I_1 = \alpha_1 + \beta_1(W_1 - W_T) \quad (6)$$

其中,缴纳的税收  $T_1$  是企业利润的增函数。

$$T_1 = v_1 + \omega_1 R_1 \quad (7)$$

其中  $F$  为可靠性补偿,即省网公司协助地网公司解决电能可靠性差而获得的收益,  $F$  为地方电网公司销售电量的增函数。

$$F = \theta(W_2 + W_T) \quad (8)$$

约束条件有省级电网电价约束、发电机出力约束、潮流约束、电量约束。

$$\begin{cases} C_1 < P_1 \leq P_{MAX} \\ G_{MIN} < G_i \leq G_{MAX} \\ L_i < L_{i,max} \\ W_1 = \sum_{i=1}^m G_i \end{cases} \quad (9)$$

电力不仅具有商品的属性,同时也具有公共品的属性,因此,政府应对电力实行最高限价  $P_{MAX}$ ,最高限价可用 Ramsey - Boiteux 公用品定价模型制定<sup>[10]</sup>。考虑  $W_T \geq 0$ ,即相对之前负荷  $(W_1 - W_T) \leq W_1$ ,所以实际上发电机出力约束、输电约束和平衡约束都是松约束。将式(4)、(6)和(7)代入式(5),并考虑约束条件式(9)整理得式(10)。

由式(10)可知,在  $P_2$  一定的情况下,省网公司问题的实质是电价在一定范围内变化时,关于  $P_1$  的开口向下的二次分段函数的极大值求解问题。

### 3.4 小水电(地方电网)

由于地方电网公司和小水电企业一般属于当地政府主办的公共事业,或者由当地居民集资兴建的,

$$\left. \begin{aligned} R_1(P_1, P_2) &= \frac{P_1 \cdot W_T}{1 + \omega_1} + \frac{P_1 W_1 + (C_1 + \beta_1 + \theta) \cdot W_T}{1 + \omega_1} - \frac{C_1 W_1 + \alpha_1 + \beta_1 W_1 + v_1 - \theta W_2}{1 + \omega_1} \\ C_1 &< P_1 \leq P_{MAX} \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

地方政府的有关意志以及当地居民的利益一般都会通过地方电网公司来反映,因此,将小水电抽象为代表地方政府利益的地方电网公司和代表当地居民利益的地方电网公司。其目标函数为

$$\begin{aligned} \text{MAX}(R_2) &= P_2(W_2 + W_T) \\ &- C_2(W_2 + W_T) - I_2 - T_2 - F \end{aligned} \quad (11)$$

其中  $I_2$  为电网建设投资,建设投资量应该是电网负荷量的增函数。

$$I_2 = \alpha_2 + \beta_2(W_2 + W_T) \quad (12)$$

缴纳的税收  $T_2$  是企业利润的增函数。

$$T_2 = v_2 + \omega_2 R_2 \quad (13)$$

$F$  为可靠性补偿,对地网公司而言,是依靠省网公司解决电力可靠性问题而支付的成本。

约束条件同前。

$$\begin{cases} C_2 < P_2 \leq P_1 \\ g_{\text{MIN}} < g_i \leq g_{\text{MAX}} \\ l_i < l_{i,\text{max}} \\ W_2 + W_T = \sum_{i=1}^m g_i \end{cases} \quad (14)$$

将式(4)、(12)和(13)代入式(11),考虑约束条件式(14)简单数学推导可得

$$\left. \begin{aligned} R_2(P_1, P_2) &= \frac{P_2 \cdot W_T}{1 + \omega_2} + \frac{P_2 W_T - (C_2 + \beta_2 + \theta) \cdot W_T}{1 + \omega_2} \\ &- \frac{(C_2 W_2 + \alpha_2 + \beta_2 W_2 + v_2 + \theta W_2)}{1 + \omega_2} \\ C_2 < P_2 \leq P_1 \cdots \cdots f(P_1 - P_2) &= \sum_{i=1}^m g_i - W_2 \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

由式(15)知,在  $P_1$  一定的情况下,代表小水电的地方电网问题的实质是在潮流约束下,电价  $P_2$  在一定范围内变化时,关于  $P_2$  的开口向下的二次分段函数的极大值求解问题。

### 3.5 模型求解

对式(10)利用拉格朗日极值法求极值,考虑约束条件,得省网公司最优电价为

$$P'_1 = f(P_2) = \begin{cases} C_1 & C_1 \geq P \\ P_1 & C_1 < P_1 \leq P_{\text{MAX}} \\ P_{\text{MAX}} & P_1 > P_{\text{MAX}} \end{cases} P_1 = (W_1 - W_T) \cdot \frac{\partial P_1}{\partial W_T} + C_1 + \beta_1 + \theta \quad (16)$$

对方程(15)利用拉格朗日极值法求极值,考虑

约束条件,得地方电网公司最优电价为

$$P'_2 = f(P_1) = \begin{cases} C_2 & C_2 \geq P_2 \\ P'_2 & C_2 < P_2 \leq P_1 \\ P_1 & P_2 > P_1 \end{cases} P_2 = -(W_2 + W_T) \cdot \frac{\partial P_2}{\partial W_T} + C_2 + \beta_2 + \theta \quad (17)$$

再联解式(16)和(17),即可得到完全信息下省网公司和地网公司的博弈达到均衡时的最优解组合  $(P_1^*, P_2^*)$ 。将  $(P_1^*, P_2^*)$  代入式(4),求得均衡时虚拟电交易总量  $W_T^* = f(P_1^*, P_2^*)$ 。同时,将  $(P_1^*, P_2^*)$  分别代入式(10)和(15),均衡时省网公司的利润为  $R_1^* = R_1(P_1^*, P_2^*)$ ,地网公司的利润为  $R_2^* = R_2(P_1^*, P_2^*)$ 。

## 4 结论

通过以上模型可得到如下结论:①所提模型的实质是通过虚拟电交易,增加了地方电网和小水电销售电量,而增加的利润空间通过可靠性补偿系数  $F$  部分转移给省级电网公司,使双方实现了利润最大化。模型既解决了窝电问题,又淡化了电力传输过程中地网公司和省级电网公司之间的利益冲突,使可再生能源得以充分利用,资源达到了优化配置;②如果市场完全竞争,当地方电网和省级电网的电价差越大时,虚拟电转移量越大,符合比较优势理论。虚拟电交易的实行,在一定程度上缓解了电力输送压力,也是换一种形式对“西电东送”政策的补充;③地方电网和省网双方在博弈过程中各自如何定价就成了决定虚拟电交易量大小的关键因素;④虚拟电交易具有很强的可操作性和可持续性,这对大型输电工程项目来说是一种环境上的替代方法,从经济效益和环境效益角度来看,都具有明显的优越性,也为在思路解决水电资源配置予以重新审视。

虚拟电交易进一步将电力资源管理问题从单个行业拓展到整个社会经济系统,产品中的虚拟电的量化可以使人们意识到生产各种产品所需要的实际耗电量,增强生产过程中对消耗电力资源系统的认识,促使生产者增强节能意识,促使消费者优化消费结

(下转第64页)

动作的硬后备,消除了机组的安全隐患。

其次,在油枪调试中也有些小优化。由于设备老化,油角三用阀在吹扫位置已经不能保持很长时间(原设计为30s),这样使得每次程控停止油角,都存在无法退出油枪的问题。经过多次实践,对吹扫时间稍微做了些调整,优化了油角的程停逻辑,使得程控操作简单实用,降低了运行人员的劳动强度。在RB投油方面,也根据实际情况优化了自动投入BC层油的程序。主要体现在RB发生时,BC层油的顺控程序能自动走两遍,这样可以避免RB工况时突然投油,很多油枪点火枪存在卡涩导致油角跳闸不能投入油角的问题,增强了RB工况时机组的响应能力,使得BC层油枪能在RB工况时尽可能多的起到助燃锅炉的作用。

## 4 结 语

广安31号机FSSS系统改造,从安装接线、调试点火到并网发电,全部工作历时35d。31号机FSSS

系统改造完成后,彻底解决了原老系统存在的设备老化、抗干扰能力差、故障率高、运行风险大等问题;同时在软硬件设计方面又尽量做到与原先的设计保持一致,操作习惯保持一致。在个别软件逻辑方面又做出了优化,提高了机组的控制水平。这些工作的完成都为以后机组安全稳定继续运行打下了坚实的基础。

## 参考文献

- [1] 周姚芳. 三种典型MFT控制回路可靠性探讨[J]. 浙江电力, 2009(4): 48-51.
- [2] DL/T 1091-2008, 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程[S].

作者简介:

朱 静(1974),女,电厂热控专业工程师,主要从事电厂热工检修与维护工作;

崔超超(1984),男,工程师,主要从事电厂现场总线与控制技术研究;

肖 胜(1978),男,工程师,主要从事电厂现场总线与控制技术研究。

(责任编辑:2011-12-12)

(上接第40页)

构,提高电力资源的使用价值。

## 参考文献

- [1] 王代林. 四川大小电网之痒[EB/OL]. (2004-07-07)[2011-11-16] <http://www.sc.xinhuanet.com/content/2004-07/07/content->
- [2] 邱永志,王先甲. 省级电网公司与地方电网公司基于供区整合的合作博弈行为研究[J]. 四川水利发电, 2006, 25(2): 101-105
- [3] 何永祥,吴杰后. 国家电网与地方电力开展合法竞争的体会[J]. 四川电力技术, 2005(3): 61-62.
- [4] 程国栋. 虚拟水——中国水资源安全战略的新思路[J]. 中国科学院院刊, 2003(4): 260-265.
- [5] 龙爱华,徐中民,张志强. 西北四省(区)2000年的水资源足迹[J]. 冰川冻土, 2003, 259(6): 692-699.
- [6] 徐中民,龙爱华,张志强. 虚拟水的理论方法及在甘肃省的应用[J]. 地理学报, 2003, 58(6): 861-869.
- [7] 罗贞礼,黄璜. 区域土地资源可持续利用的社会化管理研究——兼论虚拟水战略与区域粮食安全问题[C]//

2004 全国土地资源态势与持续利用学术研讨会论文集. 昆明: 云南科学技术出版社, 2004: 301-307.

- [8] 罗贞礼,龙爱华,黄璜,等. 虚拟水战略与区域土地资源可持续利用的社会化管理[J]. 冰川冻土, 2004, 26(5): 624-631.

- [9] 牛树海. 虚拟水分析理论和方法[J]. 华侨大学学报, 2004, 25(3): 331-333.

- [10] 任玉珑,李俊. 基于博弈控制的需求侧分时电价研究[J]. 科技管理研究, 2006, 2(2): 180-183.

作者简介:

陈 岭(1975),女,工程师,本科,从事电力企业管理研究;

蒋 乐(1975),男,工程师,博士研究生,研究方向为电力系统分析;

李 俊(1981),男,博士,从事电力市场、电力经济评估等方面的研究工作;

魏震波(1978),男,讲师,博士,研究方向为电力系统分析。

(收稿日期:2011-12-22)

# 中山电网 10 kV 线路合环转供电操作原则研究

欧昌岑

(中山供电局 广东 中山 528400)

**摘要:** 10 kV 线路合环转供电可提高供电的延续性,但由于线路的负荷、合环开关两侧存在电压差、相角差等原因,合环时产生的环流容易导致操作失败。在仿真软件计算的基础上,结合实际操作经验,总结出中山电网 10 kV 线路合环转供电的操作原则,对降低合环操作的电网风险和供电可靠性具有重要意义。

**关键词:** 配电网;合环操作;合环电流;冲击电流

**Abstract:** Switching the power supply in a closed loop of 10 kV lines can improve the continuity of power supply. However, the operation may fail due to the ring current arising in the closed loop, as a result of the difference of voltages and phases between the two sides of the closed-loop switches and loads. Based on the calculation of simulation software and practical operating experiences, the operating principles of switching the power supply in a closed loop of 10 kV lines in Zhongshan Power Grid are summarized, which plays an important role in reducing the grid risk during closed-loop operation and improving the reliability of power supply.

**Key words:** distribution network; closed-loop operation; closed-loop current; surge current

中图分类号:TM732 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0041-03

## 0 引言

随着国民经济的发展,配电网一般采用闭环设计、开环运行的供电方式,不同片区间的 10 kV 线路合环操作普遍采用“先断后通”方式,操作过程中需短时停电,降低了供电连续性。若采用合环转电方式,合环时的电网潮流分布受系统运行影响较大,目前调度人员进行合环转供电操作时,只能依靠以往经验,没有系统的操作原则,调度人员难把握,存在操作风险。一般进行合环操作时,受电网运行方式和电网参数影响,将可能出现因合环潮流过大而引起设备过载、继电保护误动、电磁环网引起事故扩大等风险,影响电网安全。

## 1 国内外现状

国外对配电网合环转供电研究较早,理论也较成熟,在配电网规划、建设时也按配电网合环转供电要求来规划、建设。因此在实际运行中,配电网合环转供电操作较顺利,整个配电网供电可靠性很高。早在 1998 年,英国的中压配电网供电可靠性已达 99.988%,美国达 99.984%,法国达 99.991%,日本东京电力公司达 99.999%。

中国原有电力设施建设落后,但近几十年各级电网建设都取得了长足的进步。配电网合环转供电研究也在近 10 年如火如荼地开展,部分地区供电局已逐步实施了 10 kV 合环转供电,但仍没有明确的配电网合环操作原则。随着配电网规划、建设的发展及进一步提高供电可靠性的要求,制订并明确 10 kV 线路合环转供电操作原则日益迫切。

## 2 合环操作的相关规定

根据《广东电网电力系统调度规程》的有关规定:合环操作必须相位相同,应保证合环后各环节潮流的变化不超过继电保护、系统稳定和设备容量等方面的限额。合环前应将合环点两端电压幅值差调整至最小,220 kV 系统一般允许在 20%,最大不超过 30%,负荷相角差一般不超过 30°,500 kV 系统一般不超过 10%,最大不超过 20%,负荷相角差不超过 20°。

核相工作是中山供电局(中山局,下同) 10 kV 线路形成环网的必备条件,目前中山局在运的 10 kV 环网相位正确率为 100%。上述规程没有明确 10 kV 系统合环允许的电压差及相角差,而且对于配电网 10 kV 系统,合环点(包括变电站内的 10 kV 馈线开关、线路上负荷开关)单侧或两侧没有安装 TV、TA,

表1 几种典型网络接线下的计算数据与实测数据对比

网络分析	序号	线路	编号	所属变电站及母线	变电站出线开关电流/A				合环是否成功
					计算值		实测		
					合环时		合环前	合环时	
					冲击	稳态	稳态	稳态	
同一 220 kV 网络	1	水厂线	713	中山站 2M	-1 329	371	36	455	是
		教育线	717	博爱站 2M	1 383	338	108	373	
	2	松苑线	711	库充站 1M	-91	40	79	94	是
		竹苑线	716	富豪站 2M	227	102	70	46	
	3	新武线	729	库充站 3M	-340	165	77	190	是
		交警线	703	库充站 1M	437	94	58	178	
	4	莲峰线	719	库充站 2M	318	77	55	108	是
		柏桠线	710	莲塘站 1M	-283	82	18	113	
	5	长江线	713	博爱站 2M	866	227	168	274	是
		水库线	715	凯茵站 2M	866	227	58	380	
	6	中塑线	702	中山站 1M	-914	313	89	590	是
	鳌新线	701	博爱站 1M	1 051	242	95	471		
7	中塑线	702	中山站 1M	-475	197	92	259	是	
	荣厦线	722	富豪站 2M	583	145	23	185		
不同 500 kV 电源	8	长泰线	720	茂辉站 2M	110 000	710.548			
		金星线	704	横栏站 1M	-110 000	329.947			不采用合环转供电
	9	名杜线	706	海洲站 1M	121 000	820			
同一 500 kV 电源 不 同 220 kV 网络		宝厂线	716	西岸站 2M	-121 000	310			
	10	富山线	703	裕丰站 1M	1 177.053	603.534			不采用合环转供电
		前进线	733	东风站 2M	-1 177.053	615.133			
	平板线	712	裕丰站 1M	448.047	227.998				
	玉峰线	716	裕丰站 2M	-81.672	481.171			是	

规程上允许同期合环的电压差、相角差无法实时直观获得。而且 10 kV 合环的开关没有安装同期合闸保护检测,在不考虑合环后电流增大可能引起过流保护动作的情况下,电压差、相角差不影响 10 kV 开关成功合环。

但合环开关两侧的电压差、相角差会产生环流,环流与线路上的负荷电流叠加后所产生的暂态冲击电流及稳态电流有可能造成 10 kV 过流 I 段或 II 段动作而导致变电站的 10 kV 馈线开关跳闸。

因此,10 kV 线路合环转供电成功的关键在于合环后的冲击电流及稳态电流值是否能躲过变电站 10 kV 馈线过流 I 段及过流 II 段的定值。

### 3 合环操作原则分析

按目前中山电网继保整定原则,以 TA 为 600/1 的 10 kV 馈线开关为例,合环瞬间如冲击电流达到 2 160 A 时,将会造成 10 kV 馈线过流 I 段动作跳闸;稳态电流如达到 780 A,持续时间超过 0.5 s,过流 II

段将会动作跳闸。

按目前中山电网 10 kV 过流 I 段最小动作定值 2 160 A 整定及取可靠系数 1.3 倍考虑,中山局明确 10 kV 线路合环后的冲击电流须不得超过 1 600 A。

按目前中山电网 10 kV 过流 II 段最小动作定值 780 A 整定及取可靠系数 1.3 倍考虑,合环后的稳态电流实测值不得大于 660 A。同时根据《广东电网公司 12 kV 交流金属封闭开关设备和控制设备选型标准》文件要求(10 kV 开关柜合环运行开关电流不得大于 630 A),中山局明确合环后的稳态电流实测值不得大于 630 A。

也就是说,实际操作时暂态冲击电流及稳态电流数值如果满足上述条件可确保 10 kV 线路合环成功。

### 4 利用合环辅助决策支持系统对合环操作仿真

在明确了 10 kV 线路合环的原则后,下一步的关键在于需对合环工作进行风险预控。为此,中山局与南瑞科技在配电网自动化系统(OPEN3200)上开发

了配电网合环辅助决策支持系统。通过实时读取网络和状态数据,识别网络环路状态,分析当前合环操作的安全性,对合环后产生的冲击电流及稳态电流进行预判,严格按照“先计算,再合环”方法,若具备合环条件时,10 kV 环网线路转供电可采用不停电的方式进行。

鉴于目前该模块的误差,结合中山局开展配电网合环课题研究以来的理论计算值与实测值的经验,中山局明确了10 kV 线路允许合环的稳态电流理论计算值不得大于450 A,暂态冲击电流理论计算值不得大于1 400 A。

### 5 实践校验

中山局自2010年开展10 kV 线路合环转供电课题研究,根据上述合环原则,共开展1 800次合环转供电工作,成功1 800次,失败0次,表1为几种典型网络接线下的计算数据与实测数据对比。

根据表1数据,中山局总结10 kV 线路合环转供电规律如下。

(1) 涉及合环线路如属于同一220 kV 网络(如图1),理论计算稳态电流值均小于450 A,冲击电流均小于1 600 A,实测电流均小于630 A,合环操作全部成功。

(2) 涉及合环线路如属于不同500 kV 电源(如图2),理论计算稳态电流值超过450 A,实测电流将会超过630 A,有可能造成10 kV 馈线开关保护动作跳闸,不建议进行合环操作。

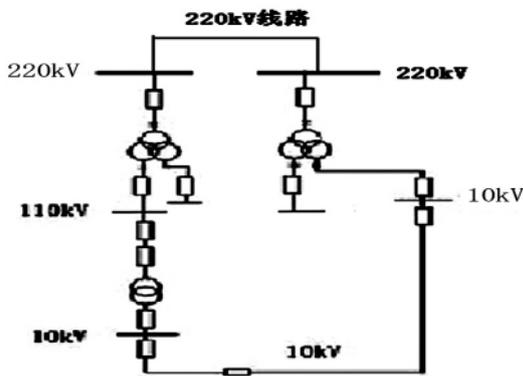


图1 合环线路属于同一 220 kV 网络

(3) 涉及合环线路如属于同一500 kV 电源,不同220 kV 网络(如图3),理论计算稳态电流值有可能大于450 A,也有可能小于450 A。应严格执行“先

计算,再合环”规定,只允许合环稳态电流理论计算小于450 A 的线路进行合环。

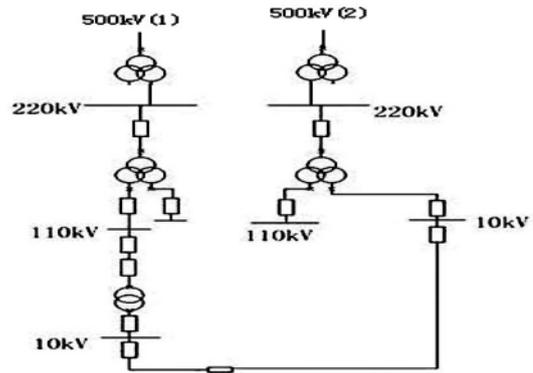


图2 合环线路属于不同 500 kV 电源

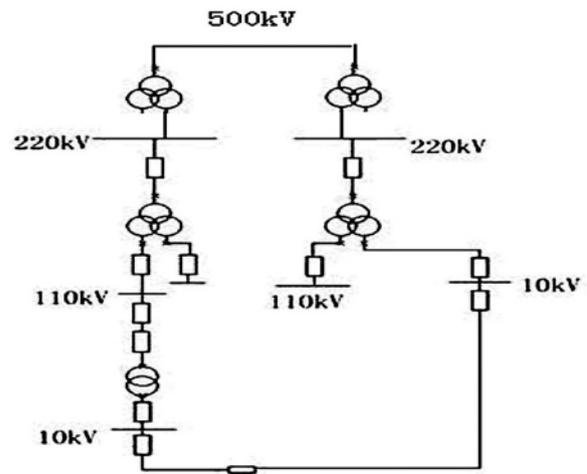


图3 合环线路属于同一 500 kV 电源,不同 220 kV 网络

### 6 结 语

10 kV 线路合环转供电操作原则有效指导了中山局配电网合环工作,减少了停电次数,提高了供电的延续性,不仅给居民带来了生活上的方便,也使工厂企业避免了因停电中断而带来的或多或少的经济损失,更重要地也使供电企业得到了实际的经济收益和社会效益,自2010年开始共进行合环转供电1 200条次,每条次线路合环减少停电时间15 min、每条线路平均负荷3 MW 计算,这些合环直接产生的电量就是90 000 kWh。

希望所做的研究及分析能对国内其他地市局开展10 kV 线路合环课题研究提供新的参考与指引。

作者简介:

欧昌岑(1979),男,硕士学位,电气工程师,研究方向为电力系统分析。  
(收稿日期:2011-12-21)

# 开关柜局部放电综合在线检测装置的研究与应用

王戈<sup>1</sup>, 王强<sup>2</sup>, 田志刚<sup>2</sup>, 周文乐<sup>3</sup>, 李建明<sup>4</sup>

(1. 四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 西华大学电气信息学院, 四川 成都 610039;  
3. 沙湾供电局, 四川 乐山 614900; 4. 四川电力科学研究所, 四川 成都 610072)

**摘要:**采用紫外光技术和超高频技术共同检测开关柜内设备局部放电的发生,研究了一种开关柜局部放电综合检测装置,该装置通过检测局部放电过程中辐射的紫外光脉冲和超高频信号,达到对电气设备局部放电的准确识别,且具有动作时间快、灵敏度高、抗干扰能力强、费用低等优点。研究了紫外脉冲法和超高频法的测量原理,分别给出了紫外部分和超高频部分的信号处理方法以及装置各硬件部分的设计。进行了电容型放电间隙棒-板电晕放电模拟检测试验,证明了该装置能够准确检测不同强度的放电,并能相对反映放电强度的大小。

**关键词:**局部放电; 紫外脉冲法; 超高频法; 开关柜

**Abstract:** The UV method and UHF technology are used together to detect partial discharge of electrical equipment in switchgear, and then a kind of partial discharge detection device for switchgear is developed. The device can achieve an accurate identification of partial discharge of electrical equipment by detecting the UV pulse and UHF signals that are radiated in the process of partial discharge, and has many advantages such as fast action, high sensitivity, strong anti-interference ability and low cost, etc. The measuring principle of UV pulse method and UHF technology are studied, the signal processing method of UV part and UHF part are presented respectively, and the hardware design of this device is also presented. The rod-plate corona discharge test is carried out and it proves that the device can detect the discharge of different intensity accurately, and the discharge intensity can be relatively reflected too.

**Key words:** partial discharge; UV pulse method; UHF method; switchgear

中图分类号: TM855 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0044-05

## 0 引言

开关柜是电力配电系统非常重要的电气设备,由于种种原因引起的开关柜运行状态恶化甚至烧毁,常使安全运行受到严重威胁,如果处理不当将可能会扩大发展为输电网事故,造成重大的经济损失。而高压开关设备内部绝缘部分的缺陷或劣化、导电连接部分的接触不良是高压故障率最高的一类故障。根据1989—1992年间全国电力系统6~10 kV开关柜事故统计,绝缘和载流引起的故障占总数的40.2%,其中由于绝缘部分的闪络造成的事故占绝缘事故总数的79.0%<sup>[1]</sup>。由于在事故潜伏期可能产生放电现象,故可以通过对放电的监测得到相关的信息。

目前在线检测局部放电的方法很多。主要有红外成像法、紫外成像法、脉冲电流法、超声法以及超高频法等<sup>[2]</sup>。这些检测方法在不同的方面都有各自的

优点,在实践中也都得到了一定程度的应用,但同时也都存在各自的不足<sup>[3-5]</sup>。文献[6]采用紫外成像法对绝缘子放电进行测量,通过用紫外成像仪观察线路绝缘子的紫外成像特点来分析其沿面放电特点,从而判断绝缘子的运行状态,达到了一定的效果,并具有良好的放电定位精度,但检测仪器价格昂贵,难以对放电进行定量化的分析。文献[7]研制了一种紫外脉冲检测仪,能实现在线监测,抗干扰能力强,动作反应迅速,取得了一定的成果。但是开关柜内设备密集,光又是沿直线传播的,一旦遇到遮光将无法检测到放电,且对内部绝缘的局部放电不敏感,可靠性得不到保障。文献[8]使用超高频天线来检测局部放电,取得了很好的效果。超高频的特点是能够探测内部绝缘的局部放电,以及信号在传递过程中不易遮挡,因此超高频检测法在电气设备的局部放电检测中得到广泛应用。然而超高频信号极容易受到其他高频干扰,如附近局部放电、无线通信、广电信号、遥

测遥控信号等,虚警率高,为局部放电的判定带来一定的难度。基于此,则提出采用紫外光技术和超高频技术共同来检测电气设备局部放电的有无,发扬两种方法各自的优点,同时弥补紫外法容易被遮光和超高频法容易受干扰的缺陷,研制了一种开关柜局部放电综合在线检测装置,并通过现场模拟棒-板电晕放电对装置作了验证,该装置具有抗干扰能力强、虚警率低、灵敏度高、性能稳定、费用低等优点。

## 1 检测原理

### 1.1 紫外脉冲法

在开关柜电力设备中,由于电极和绝缘表面存在的缺陷,以及导电粒子的存在,会发生不同程度的放电。根据电场强度的不同,会产生电晕、闪络或电弧,一般情况下,电离的主要形式还是电晕,只有当情况恶化时才会发生闪络或者电弧,此时可以将其看作更为严重的放电。电离过程中,空气中的电子不断获得和释放能量,当电子释放能量时,伴随有发光辐射现象,其辐射光谱包括可见光、红外线、紫外线。其中,紫外辐射在大气中传播时衰减较小,而且日盲区的紫外线不易受到环境因素的干扰,较为稳定,所以选择紫外辐射作为局部放电检测的特征量是一种极其有效的手段。

高压输电线路其起晕起始场强  $E_c = 30.38m\delta^n (1 + 0.298/\sqrt{r})$  kV/cm,式中  $\delta$  为空气相对密度; $n$  为空气密度指数; $r$  为导线半径; $m$  为表面粗糙系数( $< 1$ )。设备放电时的紫外线辐射强度与电场强度直接相关,紫外检测系统可对单位时间内计量到的电晕脉冲数进行统计,从而确定电气设备的放电强度,为设备状态监控提供依据。

### 1.2 超高频法

当开关柜绝缘结构中发生局部放电时,沿放电通道将会有过程极短的脉冲电流产生,并激发瞬态电磁波辐射。当放电间隙比较小时,放电过程的时间比较短,电流脉冲的陡度比较大,辐射高频电磁波的能力比较强;而放电间隙的绝缘强度比较高时,击穿过程比较快,此时电流脉冲的陡度比较大,辐射高频电磁波的能力比较强。通常开关柜绝缘结构中发生的局部放电信号可以看成是由一个点源所发出的,当电介质某处发生局部放电时,由放电产生的电磁扰动随时间变化,将会产生电磁波,它们遵循麦克斯韦的电磁

场基本方程。

由于局部放电电流形成的通道很细,放电路径一般很短,可以用电偶极子来等效,其辐射特性遵循电偶极子的辐射规律。场强  $E = \frac{q\Delta l}{4\pi\epsilon_0\gamma^3} \sqrt{1 - k^2 r^2 + (k^2 r^2)^2}$ ,式中  $k = 2\pi f/c$  ( $c$  为真空中的光速)。放电脉冲可以辐射上升沿达到  $1 \sim 2 \mu s$ 、频率达到数 GHz 的高频电磁波,为一种横向电磁(transverse electro-magnetic, TEM)波,该电磁波的能量以固定的速度沿电磁波的传播方向流动。所以,通过耦合这种以 TEM 波形式传输的电磁信号,就可以检测到开关柜内设备的局部放电,并进一步认识其绝缘状态。

根据现场运行的开关柜的结构特点,采用紫外检测法与超高频法联合测试法来检测开关柜局部放电,可以充分发挥两种方法的优点和避免两种方式各自的缺点,扬长补短,综合检测,从而综合判定开关柜内局部放电的产生。

## 2 检测装置整体设计

如图 1 所示,整体框图由紫外传感器组件、超高频传感器组件、微处理器、电源部分、液晶显示单元、报警单元及通信模块组成。

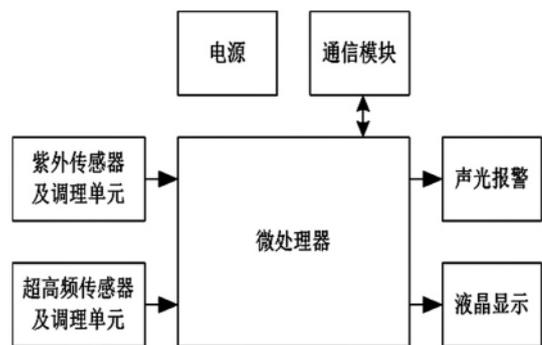


图 1 检测装置整体框图

紫外传感器接收局部放电辐射出的紫外光脉冲,将其转换为电脉冲,然后进行放大、滤波、AD 采样后,将信号送至微处理器,通过程序设计,把超过一定电平值的信号记录为一次脉冲,在规定的时间内(这里规定为 10 s),若总脉冲数超过了预设的阈值  $n$ ,则判定为有局部放电的产生,报警器报警,并将记录的数据显示在液晶屏上。同样,超高频天线接收局部放电辐射的超高频信号,经过放大、混频、检波、滤波以及 AD 采样后,交由微处理器判定控制,最后将结果

送至报警器和显示器,也可由通信模块将信号送到PC机,实现远程监控。电源部分包括紫外高压驱动模块和信号处理电路的电源。处理器单元包括单片机及外围电路,采用美国 silicon 公司高性能微处理器 C8051F120,具有独立工作的片上系统的混合信号系统芯片,系统时钟设定在 100 MHz。液晶显示模块采用内藏 KS0107 控制器 YXD-12864A-02 图形液晶显示模块(如图 2),显示屏自带背光,还有 4 个按键及蜂鸣器等,操作方便。



图2 显示器

由于开关柜内设备复杂,空间狭小,所以该检测装置要便于安装,其大小和形状都要进行合理的设计,装置实物如图 3 所示,使用封闭的金属壳,起到很好的屏蔽作用,有益于抗干扰。



图3 装置实物图

### 3 信号处理模块设计

#### 3.1 紫外部分

高压设备局部放电产生的紫外线大部分波长在 280~400 nm 的区域内,也有小部分波长在 160~280 nm,太阳光中也含有紫外线,但是波长小于 280 nm 的部分几乎全部被臭氧吸收,称为太阳盲区。为了去除可见光源的干扰,采用高灵敏度的日盲区紫外光敏管 R2868 来检测局部放电产生的紫外光辐射。

由于紫外传感器的工作原理是外界游离因素引

起的自持放电,所以必须设计具有灭弧功能的紫外驱动电路。当紫外线射入光阴极的表面产生光电效应,转换为负向的电流脉冲信号,经前置反向比例放大电路,得到正向电压信号。再进行滤波处理,使之通过二阶巴特沃斯高通滤波器,滤除低频干扰。为了满足 AD 采样电路的输入要求,还需进行正向放大调整,然后进行模数转换,最后将信号送 MCU 处理器作进一步的处理。紫外光电信号处理框图如图 4 所示。

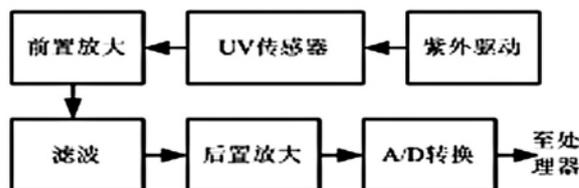


图4 紫外光电信号处理框图

#### 3.2 超高频部分

超高频天线用于接收局部放电产生的超高频信号,它性能的好坏至关重要,考虑到适用于开关柜的体积及成本因素,本装置选择鞭状天线来进行设计。

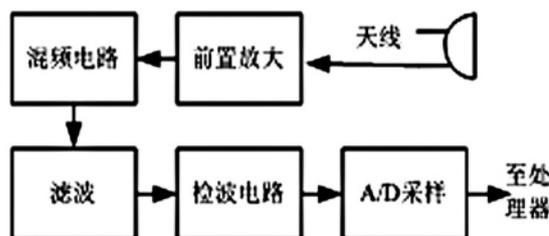


图5 超高频电信号处理框图

超高频电信号处理框图如图 5 所示。从天线接收到的信号输入电路后为超高频电压信号,经过传播途中的绕射及反射,信号强度十分微弱,无法直接处理,所以在提取有用信息前先通过一个放大器,以保证放电信号到达信号调理单元时信号的功率幅值符合其输入范围。本部分采用高集成度放大器 ADL5521,它的工作频率范围为 400~4 000 MHz,能够提供低噪声和高增益。

超高频信号在处理过程中极易受到干扰,而且频率很高,一般的 A/D 采集卡的采集频率很难达到要求,但是局部放电测量通常只关心信号的峰值及其出现的相位,将超高频信号无失真地采集下来也意义不大,且数据量极大,数据处理难度高,所以采用混频电路降低局部放电超高频信号的频率。本装置选用的混频器为双差分对平衡混频器(AD831),并采用了切比雪夫逼近设计了 20 MHz 带宽的 5 阶切比雪夫 I 型 LC 低通滤波器,

将混频后的和频分量滤除 输出差频分量。

检波电路的作用是将低通滤波器的输出信号进行检波(包络提取)和放大。由于局部放电超高频信号电平的动态范围较宽,对数据采集卡的位数要求较高,增加了数据采集卡的选用难度。因此在设计检波电路提取信号包络的基础上,将输入电平幅度作对数运算,以此来压缩信号电平范围。用 ADI 公司的一款解调对数放大器 ADL5513,能够精确地将射频(radio frequency, RF)输入信号转换为相应的分贝标度输出。

## 4 试验数据与分析

### 4.1 试验方法

为了验证该检测装置的局部放电检测能力,用刚出厂未投入使用的开关柜进行模拟试验,打开断路器开关,使母线形成了对地的电容,用铜丝从 A 相引出,构成棒极, B、C 两相用导线相连,构成板极,铜丝尖端与 B 相留有间距,形成局部放电间隙,与 BC 相母线对地电容串联,并与 A 相母线对地电容并联,这样就构成了经典的电容局部放电回路,模拟棒-板电晕放电。该方法在棒-板间隙被击穿时,不至于使电源短路损坏,并通过对地电容的充、放电,使放电过程不断循环。把检测装置安装在开关柜横梁上,人为给 A 相加压,从 1 kV 缓慢升压,直到产生明显电弧击穿,记录该装置不同电压等级下的紫外脉冲数和超高频脉冲数,这些脉冲数是装置每 10 s 钟内记录的数据。棒-板间距可调,每组按棒-板间距为 1 cm、0.5 cm 进行试验检测,每点测量 5 次。

### 4.2 数据及分析

试验数据如表 1 所示,分别列出了电容型放电间隙间距为 1 cm 和 0.5 cm 的紫外、超高频脉冲数,实验时开关柜柜门是打开的,且现场通风条件较好,热传递迅速,因此在测试过程中,温度基本维持在 28 °C ~ 29 °C。

由表 1 可以看出,随着所加电压的上升,测得的紫外脉冲和超高频脉冲数都有明显升高,符合电场强度越强,放电越明显的规律。因此,可以通过分析脉冲数目的多少来判断设备的放电程度。对比不同电压等级下的两组数据可知,相对 0.5 cm 棒-板间距,1 cm 时放电强度更强,这也符合放电的规律,因为随着间距的增大,电场分布越不均匀,越容易产生放电。此外,当产生放电现象并不严重,还未衍生至可见电

弧光时,系统依然能够可靠报警,从而可以预先发现开关柜内潜在的故障点,确保现场设备持续、安全、有效地运行,提高供电可靠性,为开关柜的运行状态提供诊断数据,为状态检修提供依据。

表 1 开关柜局部放电测量 10 s 内的脉冲数

加压	间距 1 cm		间距 0.5 cm	
	紫外	超高频	紫外	超高频
3 kV	14	30	6	28
	10	37	12	30
	17	38	8	25
	16	33	10	22
	20	45	7	38
	25	68	17	67
5 kV	26	101	21	64
	30	61	22	72
	29	80	23	68
	34	93	18	82
	42	113	32	101
	57	122	33	103
8 kV	44	116	40	109
	38	125	45	136
	60	131	52	112
	125	218	136	214
	182	226	158	221
	147	231	129	218
10 kV	174	241	142	230
	86	249	169	213

## 5 结论

研究了紫外光技术和超高频技术综合检测局部放电的联合测量法,进行了开关柜局部放电综合检测装置的设计,并进行了模拟棒-板电晕放电检测试验。试验结果表明如下。

1) 该装置能够准确检测不同强度的放电,并能相对反应放电强度的大小。在开关柜中,可以通过设置不同强度的电弧检测阈值,提高继电保护的灵活性。

2) 当有局部放电发生时,装置能够反映出较大强度的放电信号,不同电压等级下和棒板间距体现出来的放电强弱符合放电规律。

3) 该装置具有动作时间快、抗干扰能力强、虚警率低、灵敏度高、费用低等优点,在检测过程中不必提供高压测试电源、不必停电,也无需消耗较多的人力物力,安装方便。

根据获取的紫外和超高频数据,再结合每相电压、电流情况,对开关柜的运行状态进行综合的分析

评判,从而及时发现开关柜内潜在的安全隐患,确保现场设备持续、安全、有效地运行,提高供电可靠性。

### 参考文献

[1] 田勇,田景林. 6~10 kV 开关柜事故统计分析与改进意见[J]. 东北电力技术, 1996(8): 5-10.

[2] 杨保初. 高电压技术[M]. 重庆: 重庆大学出版社, 2002.

[3] Blackburn T R, James R E. Optical Fiber Sensor for Partial Discharge Detection and Location in High Voltage Power Transformers [C]//Proc IEE 6th Int' 1 Conf on Diel Mat Meas and Appl, 1992: 33-36.

[4] Stone G C. Partial Implementation of Ultra Wide Band Partial Discharge Detectors [J]. IEEE Trans. on Elect. Insul, 1992, 27(1): 70-81.

[5] Krivda A. Automated Recognition of Partial Discharges

[J]. IEEE Trans on Diel and Elect Insul, 1995, 5(2): 796-821.

[6] 肖猛,文曹. 一种新型绝缘子带电检测方法-紫外成像法[J]. 高电压技术, 2006, 32(6): 42-44.

[7] 冯岗,范康林,周军,等. 高压开关柜内绝缘故障在线监测系统[J]. 电测与仪表, 2011, 48(5): 60-62.

[8] 王娟,刘云鹏,律方成等. 基于 UHF 局部放电检测技术的高压开关柜状态在线监测的研究[J]. 高电压技术, 2006, 32(6): 42-44.

### 作者简介:

王强(1986),男,研究生,研究方向为电力设备在线监测与故障诊断技术;

李建明(1952),男,教授级高工,高电压与绝缘技术专家,四川电力科学研究院副总工程师。

(收稿日期:2012-02-29)

(上接第 14 页)

合并单元或者采集单元参数来调整误差。在带来误差调整灵活性和方便性的同时,也带来误差可任意修改的严肃问题,尤其对计量而言是亟待解决的管理性问题;

(2) 当测试发现较大误差的情况时,应对产生误差的原因进行全面分析,给出正确处理措施;

(3) 应模拟电子式互感器实际运行条件下开展测试工作,以确保其结果准确性和有效性。

### 参考文献

[1] 邱红辉. 电子式互感器的关键技术及其相关理论研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2008.

[2] 方春恩,李伟,王佳颖,等. 基于电阻分压的 10 kV 电子式电压互感器[J]. 电工技术学报, 2007, 22(5): 58-63.

[3] 徐大可,赵建宁,张爱祥,等. 电子式互感器在数字化变

电站中的应用[J]. 高电压技术, 2007, 33(1): 78-82.

[4] 林国营,周尚礼. 电子式互感器校验系统的误差分析方法[J]. 电测与仪表, 2010, 47(6): 28-31.

[5] 王鹏,张贵新,李蓬子,等. 电子式互感器误差分析[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2007, 47(7): 1105-1108.

[6] 徐波,张志. 电子式互感器数字输出校验技术[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(9): 147-150.

[7] 余春雨,叶国雄,王晓琪,等. 电子式互感器的校准方法与技术[J]. 高电压技术, 2004, 30(4): 20-22.

[8] 李九虎,郑玉平,古世,等. 电子式互感器在数字化变电站的应用[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(7): 94-98.

[9] 丁涛,徐二强,武宏波,等. 电子式互感器现场误差测试与问题分析[J]. 电测与仪表, 2011, 48(4): 36-39.

[10] 陈应林,黄德祥,孙志杰. OET700 电子式互感器的结构与性能[J]. 变压器, 2006, 43(6): 1-5.

(收稿日期:2012-03-01)

### · 简讯 ·

## 高压技术所赴 500 kV 桃乡变电站开展带电检测工作

四川电科院高压技术所协助省公司生技部完成 2012 年度全省 220 kV 及以上变压器(电抗器)、GIS 设备、SF<sub>6</sub> 断路器、互感器、避雷器等变电设备的带电检测任务。位于成都龙泉的 500 kV 桃乡变电站的 500 kV HGIS 在此前曾出现 50211 隔离开关故障和 5082 隔离开关出线气室盆式绝缘子破裂导致气体泄漏。2012 年 3 月 21 日,高压所技术人员在现场利用 GIS 超声波局部放电带电检测仪对 500 kV HGIS 新更换的两个气室和所有断路器气室、部分刀闸气室进行了检测。

# 采用独立地网的变电站二次系统防雷测试分析

郭强<sup>1</sup>, 李建明<sup>2</sup>, 田志岗<sup>1</sup>, 周文乐<sup>3</sup>

(1. 西华大学电气信息学院, 四川 成都 610039; 2. 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072;  
3. 沙湾供电局, 四川 乐山 614900)

**摘要:**针对采用独立地网的变电站二次系统,分析了雷电波侵入的途径,并简要分析了其损害机理。针对雷电波不同途径侵入二次设备的情形,以实际变电站为对象进行现场试验,模拟雷电波入侵时的情形,测得每种情况下各接地体的冲击电位升,并计算电位差。最后根据实测数据和计算结果,分析该站二次系统防雷接地存在的一些问题,并提出整改建议。

**关键词:**独立地网; 二次系统; 防雷接地; 反击

**Abstract:** Aiming at the secondary system in the substation with independent ground grid, the ways of lightning surge on incoming services are analyzed, and the damage mechanism is also briefly analyzed. According to the different ways of lightning surge invading secondary equipment, the field test is carried out taking an actual substation as the object, and the impulse potential rise in each case is measured and the potential difference is calculated. Finally, according to the measured data and the calculated results, some problems existing in the lightning protection ground of secondary system in such substation are analyzed, and the rectification suggestions are proposed.

**Key words:** independent ground grid; secondary system; lightning protection ground; counterattack

中图分类号: TM835 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0049-03

## 0 引言

随着变电站智能化程度和电压等级的日益提高,投入了更多的二次设备对一次设备进行精确监控和保护<sup>[1]</sup>。在这些电子或微电子设备带来方便的同时,其耐压水平低也给变电站智能化带来了新的问题,尤其是当雷击变电站时,雷电流被引入地网散流,引起地网的电位升高从而对二次设备造成干扰甚至反击。近年来,因雷击造成变电站二次系统微机保护误动、监控装置死机甚至烧坏的事故时有发生,严重影响了变电站的正常运行<sup>[2]</sup>。由于国内大部分变电站全站设备共用一个接地网,变电站接地网的技术规范 DL/T 621-1997《交流电气装置的接地》也规定厂(站)共用一个主接地网,所以国内大部分针对变电站二次系统防雷保护的研究都是基于一、二次系统共用一个接地网的模型<sup>[3-8]</sup>。但随着特高压、大容量、远距离、多回路输电的增多,发生雷击、大电流接地等冲击事件相应增加,增大了变电站主地网的电位波动,有些精密二次系统则采用独立地网以隔离一次地

网的干扰影响。目前,针对采用独立地网的二次系统防雷保护研究相对较少,而采用独立地网的二次系统并不意味着就彻底安全,从实际运行经验来看,依然会出现设备被击坏甚至烧毁的事故,不得不引起重视。

下面分析了采用独立地网的二次系统遭受雷击的几种典型情况,并通过采用模拟雷电流波形的现场测试,测得独立地网的电位升及电位差,给采用独立地网的变电站二次系统防雷保护提供参考。

## 1 雷电侵入二次系统的途径

尽管采用独立地网能有效隔离雷电波的直接侵入,但并不等于二次系统就绝对安全。由于二次系统处于变电站复杂电磁环境中,通过电磁耦合、感应以及站内金属导体的传导,雷电波主要通过以下途径侵入监控系统。

### 1.1 低压电源传导

由于二次系统使用站内低压电源,而低压电源来自远端高压线路经变压器变换成二次设备所需电压。

当雷击高压线路或低压线路接地装置时,雷电波会通过低压电源传导到二次设备。雷电波经低压电源传导进而干扰二次系统,是最常见的干扰类型,往往造成二次系统电源模块损坏<sup>[9-10]</sup>。如图1所示,图中点A、B、C分别为雷击高、低压线路及低压线路接地装置时的情形。

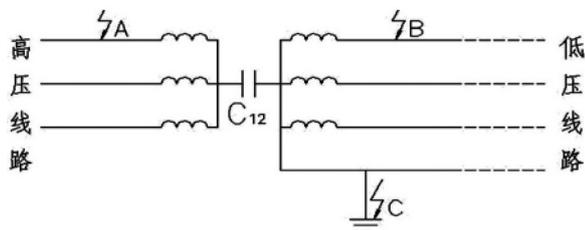


图1 雷电波经低压电源传导示意图

当雷击高压线路时,如图1中点A所示,雷电波经变压器绕组间的互电容 $C_{12}$ 耦合到低压线路,再传导到二次系统的电源模块。当雷击低压线路或低压线路接地体时,如图1中点B、C所示,雷电波直接通过线路侵入低压电源。

### 1.2 主接地网干扰

变电站主地网和独立地网均埋设在站内复杂土壤和电磁环境中,相互间距小,存在不可忽略的耦合关系,如图2所示。变电站内避雷针、避雷器及一次设备都与主地网用接地扁钢作电气连接,当雷击变电站内避雷针或避雷器时,雷电流会通过站内主接地网向大地散流,引起主地网的电位升,并在独立地网上引起一定量的电位升,如电位升超过二次设备的耐压极限,将导致对二次系统的反击。如果变电站有独立敷设接地体的避雷针,当其遭受雷击时,雷电流通过接地体依然会耦合到独立地网中。

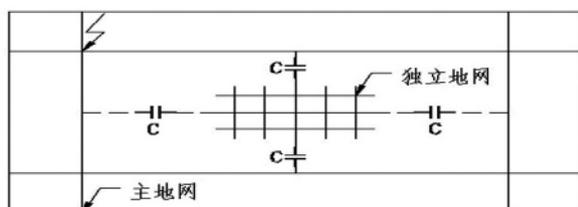


图2 主接地网对独立地网干扰示意图

### 1.3 独立地网传导

当雷击独立地网或与独立地网相连的金属管道等导体时,雷电流在独立地网上散流会引起电位升,当电位足够高时,就会反击二次设备。二次设备接地方式一般采用浮点接地,能有效降低地电位升产生的影响。

## 2 地电位干扰测量分析

### 2.1 测量回路及方法

本次现场测试选取位于多雷区的某110 kV变电站为测试对象,该站位于生产厂区内,附近敷设有大型复杂金属管道等易引雷装置,从该站近几年运行记录反映出多次出现在雷雨后天二次设备出现故障甚至烧坏事故。而该站主接地网接地电阻在雨季测试时基本符合 $0.5 \Omega$ 的标准,初步认为事故是雷击造成对二次设备的反击所致。

以站内避雷针接地体为冲击电流注入点,与打在距离变电站3倍于主地网对角线长度、0.7 m深的接地角钢用电力电缆连接,构成电流回路。用冲击电流发生器对主地网注入冲击电流,其波形接近标准雷电流(2.6/50  $\mu$ s),用以模拟雷击避雷针时主地网发生冲击电位升并影响二次系统的情形。在安放二次系统柜体的主控室分别测量主接地网接地母排、独立地网接地端子及低压电源中性点三者冲击电流作用下,相对避雷针接地体的电位,并折算到5/10 kA冲击电流作用下产生的电位升,以及计算它们之间的电位差。

### 2.2 数据计算分析

为避免对运行中的变电站设备产生干扰影响,冲击电流发生器的放电电压设置为500 V,测得低压电源中性点、主接地网及独立地网三者电位升如表1所示。其中,各实测数据均为多次测量所取的平均值。

表1 中性点、主地网及独立地网电位升

电位测试点	电位 /V	电流 /A	折算后的电位 /V	
			5 kA	10 kA
中性点	21.24	3.486	30 464.7	60 929.4
主地网	23.63	3.501	33 747.5	67 495.0
独立地网	23.08	3.494	33 026.9	66 053.8

由表1可以看出,三点均产生一定的电位升,当其中两点之间电位差大到一定程度时,便会击穿二次设备内的绝缘或电容等装置。由表1计算数据计算三点中两两之间的电位差,如表2所示。

表2 三点中两两之间的电位差

电位点	5 kA 时电位差 /V	10 kA 时电位差 /V
独立地网主地网	720.6	1 441.2
独立地网中性点	2 562.2	5 124.4
主地网中性点	3 282.8	6 565.6

由表2计算结果可知,当雷击变电站内避雷针或

其他与主地网相连的设备时,低压电源中性点与主地网、低压电源中性点与独立地网之间电位差较大(大于2 kV),应引起运行人员的注意并采取相应措施,避免二次设备遭受反击。

### 3 低压电源干扰测量分析

#### 3.1 测量方法

以低压电源中性点为电流注入点,与打在距离变电站3倍于主地网对角线长度、0.7 m深的接地角钢用电力电缆连接,构成电流回路。以低压电源中性点为电位参考点,分别测量主地网与独立地网产生的电位,并折算到5/10 kA时计算两者的电位差。

#### 3.2 数据计算分析

独立地网与主地网产生的电位如表3所示(各实测数据均为多次测量求取的平均值)。独立地网与主地网之间电位差计算结果如表4所示。

表3 独立地网与主地网的电位升

电位测试点	电位 /V	电流 /A	折算后的电位 /V	
			5 kA	10 kA
独立地网	30.47	3.486	43 703.4	87 406.8
主地网	27.48	3.492	39 347.1	78 694.2

表4 独立地网与主地网间的电位差

电位点	5 kA时电位差 /V	10 kA时电位差 /V
独立地网主地网	4 356.3	8 712.6

由表4计算结果可知,当雷电波从低压电源侵入时,变电站主地网与独立地网间的电位差大于2 kV,必须引起足够的重视,采取必要的措施。

### 4 结 论

(1) 以冲击电流模拟雷电流沿雷电流入侵途径注入,可测得接地系统中主地网、独立地网及低压电源中性点电位,并能方便地计算出三者两两之间电位差,此试验方法能有效反映出二次系统是否容易遭受反击,有助于评估和检验带有独立地网的变电站二次系统的防雷特性。

(2) 通过理论分析、现场试验及数据计算可知,

该变电站二次系统在遭受雷击的情况下,接地系统存在不可忽略的电位差,严重时可能会造成对二次设备的反击,必须引起足够的重视和采取必要的措施,如装设电涌保护器等。

(3) 鉴于在雷击情况下,安放二次系统的主控室或保护室接地系统中各接地点间存在超出安全范围的电位差,应尽可能降低主地网、独立地网的接地电阻,提高其散流能力,并优化接地网在站内的分布。

#### 参考文献

- [1] 李宏博,李卫国,吴雄,等.基于ATP的超高压变电站二次设备防雷保护的仿真[J].电力自动化设备,2009,29(5):142-144.
- [2] 陶蓉,李景禄,李超,等.雷击变电站地网引起的地电位干扰及防护措施研究[J].电瓷避雷器,2008,221(1):40-41.
- [3] 李建胜,邝立新,宋志国,等.雷电波侵入低压电源线引起冲击电压的仿真研究[J].电网技术,2007,31(16):26-29.
- [4] 唐宝锋,范辉,贺春光,等.二次系统等电位接地网的敷设[J].电力系统保护与控制,2009,37(14):112-115.
- [5] 李汉明,陈维江,张翠霞,等.多雷地区110 kV和220 kV敞开式变电所的雷电侵入波保护[J].电网技术,2002,26(8):39-43.
- [6] 陈贤彬,明哲.变电站二次系统防雷保护初探[J].广东电力,2004,17(5):15-18.
- [7] 李宾皓.电力系统二次设备的接地和接地铜排的敷设[J].华东电力,2005,33(9):60-63.
- [8] 陈卫.弱电系统雷电及过电压防护探讨[J].冶金动力,2005,15(3):19-22.
- [9] 仇炜,李景禄,马超,等.变电站二次系统防雷措施的探讨[J].电瓷避雷器,2009,228(2):28-29.
- [10] 吴将,李卫国,马继先,等.500 kV变电站二次设备雷击暂态过电压仿真研究[J].电瓷避雷器,2009,232(6):23-25.

作者简介:

郭强(1985),男,硕士研究生,研究方向为电力系统防雷与接地技术;

李建明(1952),男,教授级高工,主要研究方向为高压试验技术、电力系统接地技术。

(收稿日期:2012-02-29)

# ABB 开关( ELK - SP3) 机构三相不一致的安全隐患

李宗宇

(四川超(特)高压运行检修公司绵阳中心,四川 绵阳 621000)

摘要: ABB 公司 500 kV GIS 设备普遍运行经验少, 该设备在茂县站运行的几年中暴露出一些安全隐患。就机构三相不一致运行中暴露出的问题进行分析, 并提出改进意见。

关键词: ABB 开关; 三相不一致保护; 安全隐患

Abstract: 500 kV GIS devices manufactured by ABB company, in general, have little operation experiences, so the devices running in Maoxian Substation have exposed many hidden dangers in recent years. The problems exposed in three-phase inconsistent operation are analyzed, and some improvement suggestions are proposed.

Key words: ABB switch; three-phase inconsistent protection; hidden danger

中图分类号: TM561 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0052-04

## 0 引言

ELK-SP3 型开关的集中控制是 ABB 的一项新技术, 在实际运行中暴露出一些不足和隐患。根据运行中发生的故障情况和对该型号机构三相不一致设计的理解, 就其存在的安全隐患进行分析。

## 1 事故经过

2011 年 2 月 17 日运行人员在对 500 kV 茂谭二

线送电中, 在合 5032 开关(合环)时, 开关机构三相不一致动作开关跳闸, 在开关转冷备用后合开关操作时, 开关机构三相不一致再次动作<sup>[1]</sup>。经操作过程中的观察和故障后检查, 在对开关进行合闸时三相均正确动作, 开关保护三相不一致未动作, 初步判断为机构三相不一致误动作。

### 1.1 ABB 开关机构三相不一致原理接线图

原理接线图见图 1。

### 1.2 三相不一致工作原理

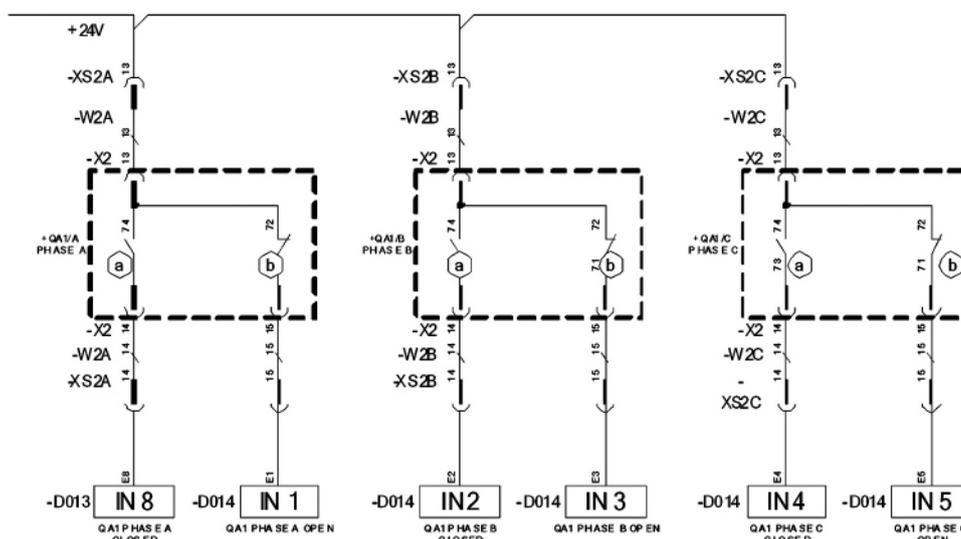


图 1 开关机构三相不一致原理接线图

注: IN8、IN1、IN2、IN3、IN4、IN5 是从开关机构引入就地控制柜控制模块的开关辅助触点, 作为开关三相不一致判据(见图 2)

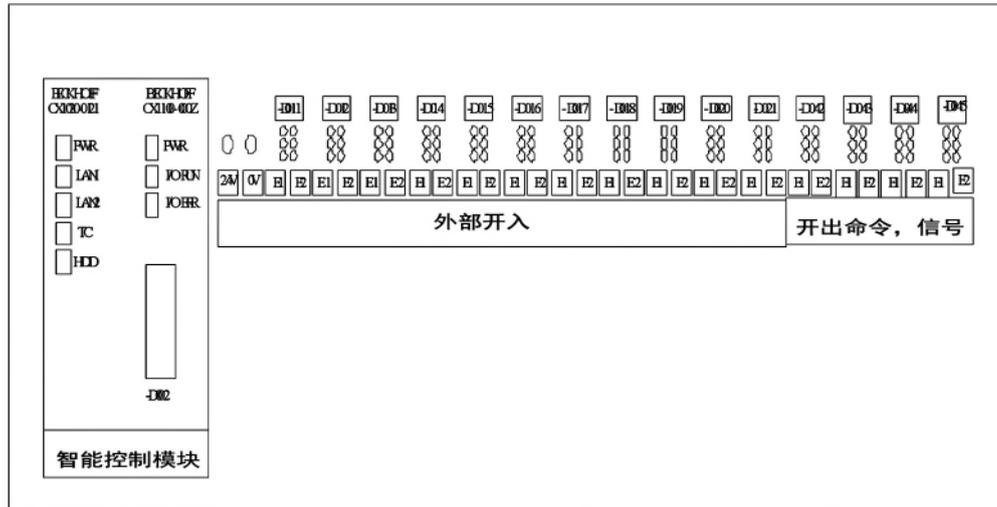


图2 就地控制柜控制模块

正常情况下,开关在合位时,断路器辅助接点 73 - 74 闭合, IN8、IN2、IN4 均有电位开入, 71 - 72 辅助接点断开, IN1、IN3、IN5 无开入, 开关在分位时, 其辅助接点 71 - 72 闭合, IN1、IN3、IN5 均有电位开入, 73 - 74 辅助接点断开, IN8、IN2、IN4 均无电位开入; IN8、IN2、IN4、IN1、IN3、IN5 开入情况均被引进开关就地控制柜电脑, 任有一相(两相)无开入, 经一定延时判开关机构三相不一致, 并发三相

跳闸命令到机构使开关三相跳闸(故障后经试验验证不论开关在分位还是合位只要有一相无电位开入其出口继电器均动作)。

1.3 故障后的检查处理情况

1) 对 LCC 柜(就地控制柜)非全相开入 IN1、IN3、IN5 电位进行检查(开关分位), 电位正常, 判断 24 V 电源正常, 开关在分位时电位正确开入, 分析可能是开关在合位时开关辅助接点未将电位引入装置。

表1 开关辅助触点状态与智能模块非全相判断结果表

开关机构相别	A 相		B 相		C 相		结 论	
	73 - 74	71 - 72	73 - 74	71 - 72	73 - 74	71 - 72		
开关辅助触点状态	开关合位	闭合	断开	闭合	断开	闭合	断开	正常
		闭合	断开	闭合	断开	断开	断开	开关非全相
		闭合	断开	断开	断开	闭合	断开	开关非全相
		断开	断开	闭合	断开	闭合	断开	开关非全相
		闭合	断开	断开	断开	断开	断开	开关非全相
		断开	断开	闭合	断开	断开	断开	开关非全相
	开关分位	断开	闭合	断开	闭合	断开	闭合	正常
		断开	闭合	断开	闭合	断开	断开	开关非全相
		断开	断开	断开	闭合	断开	闭合	开关非全相
		断开	闭合	断开	断开	断开	断开	开关非全相
		断开	断开	断开	断开	断开	闭合	开关非全相
		断开	断开	断开	闭合	断开	断开	开关非全相

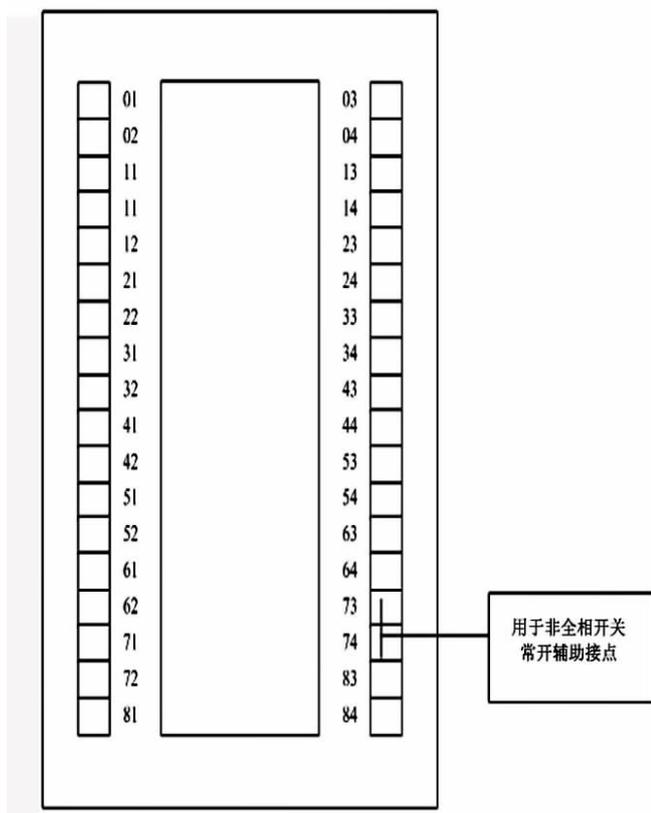


图3 机构内辅助触点进行检查

2) 运行人员打开开关 C 相机构箱盖,对开关辅助节点 73 - 74 进行了检查,辅助接点稍有松动,对其作了紧固处理。

3) 对开关机构 C 相 X2 插把卸下进行检查,插头、插座内受潮严重,有凝露,在用电吹风进行干燥处理后恢复(开关辅助触点经 X2 引入汇控柜,再接入智能控制模块)。

在经过以上详细的检查处理后,再对开关进行合闸,机构非全相保护未动作,开关运行正常。

## 2 原因分析

从检查处理的各环节分析,引起开关机构非全相动作原因是:开关在合位时 C 相电位未引入 LCC 柜智能控制模块 D014 IN4(见图 1 和图 2)。而造成电位未正确引入的原因可能有以下 3 种。

- 1) 机构内辅助触点 73 - 74(见图 1 和图 3) 接触不良;
- 2) X2 插把未紧固插头接触不良;
- 3) 因受潮接地造成 24 V 电位不能引入。

## 3 设计方案安全上存在的隐患分析

开关辅助接点在接入智能模块前经过许多环节:开关机构端子排—开关机构插把—开关控制柜插线板—控制柜接线端子排—开入智能控制模块。其中,中间许多地方是插入式连接,有可能存在接触不良的情况(在安装调试期间,多次发生因开关分合震动造成机构插把松动接触不良,开关不能进行分合的情况)。

运行中,当开关在合闸位置时,常开辅助接点闭合,经 IN8、IN2、IN4 开入电位作为开关三相运行的判据。若因开关某一相(两相)常开辅助接点所接回路接触不良或其他原因引起回路断线等,都会导致该相(两相)无开入,由于没有其他辅助判别条件,装置将判开关发生非全相运行,直接发跳闸命令,使开关三相跳闸。

## 4 建议采取的措施

### 4.1 方式 1

1) 改变开关接点回路接线:将开关三相常开辅助接点并联和并联的三相常闭辅助接点串联,再开入就地控制柜智能模块<sup>[2]</sup>。其接线如图 4 所示。

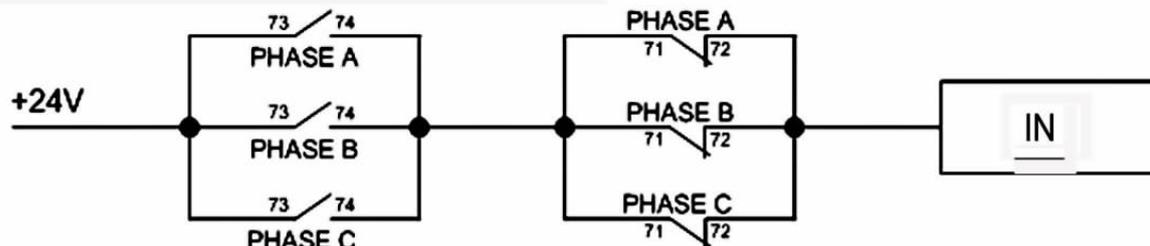


图4 改后三相不一致原理接线图

注: IN 开入开关就地控制柜控制模块作为开关三相不一致判据

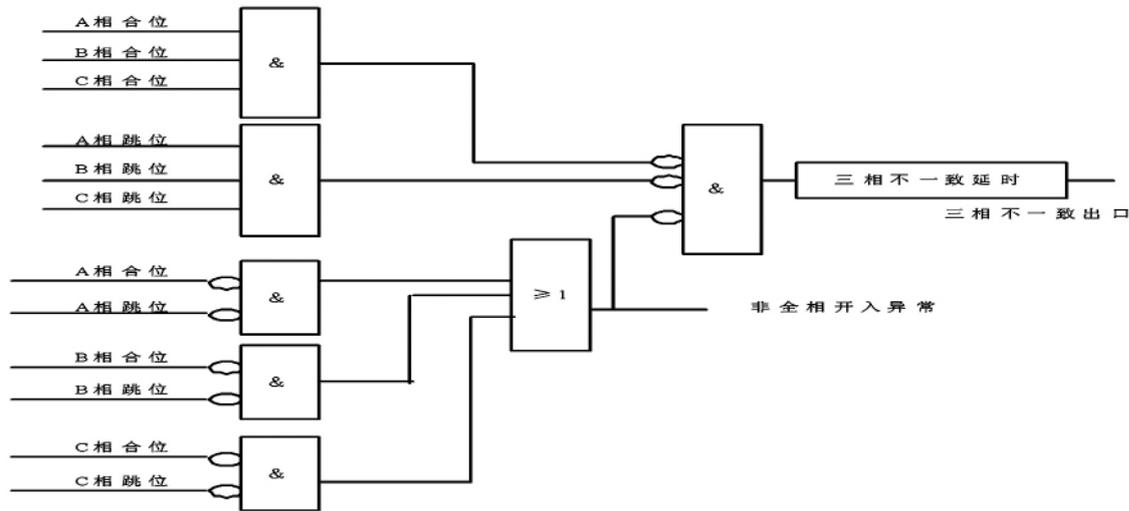


图5 开关三相不一致逻辑图

注: ①A、B、C 合闸位置接开关常开辅助触点; A、B、C 跳闸位置接开关常闭辅助触点。

②当开关三相不一致且没有不一致异常开入闭锁时,三相不一致经延时出口。

③因在该接线方式下,从概率上考虑,该逻辑没考虑开关分、合位都高电位开入的情况(因二次短路等情况可能造成)。

④虽然该逻辑相对较复杂,但在采取智能控制时,实现是很容易的。

2) 判断逻辑改为有电位开入就判开关三相不一致。

该方案的优点: ①用此接线方式和判断逻辑,任何一相发生断线(或其他原因无电位开入) 24 V 电位不能开入装置,不会发生因误判断而造成事故; ②用此方案控制模块开入量减少,接线清晰,装置工作逻辑简单。

该方案的不足: 当开关发生三相不一致,而该回路断线时装置不能正确动作,如开关 A、B 相在合位, C 相在分位时,正常情况下 A 相和 B 相的 73 - 74 常开触点及 C 相的 71 - 72 常闭触点(见图 4) 应闭合,装置判发生三相不一致,正确动作跳闸;但如果此时, C 相 71 - 72 常闭触点引入回路发生断线时,装置将不能进行正确判断,这时需要通过开关保护的三相不一致实现正确出口跳闸。

#### 4.2 方式 2

不改接线,改判断逻辑: 当 IN8、IN2、IN4 和 IN1、IN3、IN5 两组开入都不一致,且发生对应变化时,判开关三相不一致。如当 IN8、IN2 有电位开入, IN4 无电位开入,且 IN1、IN3 无电位开入,而 IN5 有

电位开入时,可判开关 A、B 相在合位,而 C 相在分位,即开关三相不一致。若只有一组开入不一致或虽两组都有不一致开入,但不对应则判三相不一致开入异常,并发信号到监控系统提醒运行人员检查处理。开关三相不一致逻辑图(如图 5)。

## 5 结 论

因三相不一致有两套(机构和保护),发生拒动的可能性较小。而保护三相不一致有电流判据作为闭锁,误动可能性较小;机构三相不一致无辅助判据,误动的可能性较大。因此,机构三相不一致在设计上可适当保守,主要是要避免发生误动给电网安全带来影响;在采取智能控制时,可以通过采取严谨、合理的故障判断逻辑来提高装置动作的正确性。

作者简介:

李宗宇(1965) 男,技师,大专,主要从事 500 kV 变电运行与维护。

(收稿日期:2011 - 12 - 08)

# 建设节约型环境友好电网

# 基于 UAPCPlatform 的天广直流换流变压器分接头控制原理

刘 洋

(中国南方电网有限责任公司教育培训评价中心, 广东 广州 510520)

摘 要:介绍了换流变压器分接头控制功能,阐述了基于 UAPCPlatform 的换流变压器分接头控制的两种方式及其基本原理,分析了两种控制方式的优缺点,对控制保护系统改造后的天广直流运行和维护有一定的借鉴意义。

关键词:换流变压器;分接头;触发角;熄弧角;电压

**Abstract:** The tap changer control (TCC) function of converter transformer is introduced, the basic principles of two kinds of control modes for TCC of converter transformer based on UAPCPlatform are described, and the advantages and disadvantages of these two control methods are analyzed, which has a certain reference significance for Tian - Guang HVDC operation and maintenance after the reconstruction of control and protection system.

**Key words:** converter transformer; tap changer; firing angle; extinction angle; voltage

中图分类号:TM762 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2012)02 - 0056 - 05

## 0 引 言

分接头控制(tap changer control, TCC)是直流极控系统中的一个重要功能模块,其作用是通过对换流变压器分接头的控制使触发角( $\alpha$ )、熄弧角( $\gamma$ )或阀侧理想空载直流电压  $U_{dio}$  等被控量保持在其参考值附近,以提高换流器工作的功率因数,减小其无功消耗,降低直流传输中的线损等。此外,分接头控制还用于确保  $U_{dio}$  低于其最大值。分析清楚天广直流工程中的分接头控制功能及其优缺点,具有重要的实际运用意义,对高压直流输电系统的运行和维护具有很好的借鉴作用。

## 1 分接头控制功能

### 1.1 总体说明

按照分接头控制策略,在正常运行时,分接头控制可采用角度控制或电压控制两种控制方式。角度控制方式用于保持触发角( $\alpha$ )、熄弧角( $\gamma$ )在额定值附近,电压控制方式用于保持阀侧理想空载直流电压  $U_{dio}$  在其额定值附近<sup>[1]</sup>。

由于分接头的动作是逐级而非连续的,因此需要为被控量设定一个合适的动作死区以避免分接头动作振荡。

实际采用的分接头控制方式由运行人员确定,在角度控制和电压控制中选择一种方式。

在角度控制方式下,整流侧分接头控制  $\alpha$  角为  $15^\circ \pm 2^\circ$ , 逆变侧分接头控制  $\gamma$  角为  $19^\circ \pm 1.5^\circ$ 。

在电压控制方式下,分接头控制本侧  $U_{dio}$  为  $(1 \pm 1\%) U_{dioN}$ , 其中整流侧  $U_{dioN} = 281.6 \text{ kV}$ , 逆变侧  $U_{dioN} = 268 \text{ kV}$ 。

为了避免设备承受过高的稳态电压,分接头控制应保证  $U_{dio}$  不大于某一最大值。当  $U_{dio}$  大于该最大值时,分接头立即动作使  $U_{dio}$  降低到限值以下。

换流变压器未充电时,分接头的位置应位于初始挡位。当分接头调至规定的最高或最低位置后,就不再允许分接头继续上调或下调。

当分接头之间出现不同步时应能通过对分接头的自动控制使分接头之间自动恢复同步。

### 1.2 控制模式

#### 1.2.1 手动模式

换流变压器分接头控制具有手动和自动两种模式<sup>[2]</sup>。如果选择了手动模式,报警信号将送至 SCA-DA 系统。当运行在手动模式时,可调节单相换流变压器分接头,也可同时调节三相换流变压器分接头。如果选择了调节单个分接头,那么在切换回自动模式前,必须对所有换流变压器的分接头进行手动同步。手动控制模式仅在自动控制模式失效的情况下才被启用。而且在传输直流功率的过程中应避免对分接

头进行手动控制,因为在传输功率的过程中,分接头是用于控制触发/熄弧角和  $U_{dio}$  的。无论是在手动模式还是在自动模式,当分接头被升至最高位或降至最低位时,极控系统将发出信号至 SCADA 系统,并禁止分接头继续升高或降低。

### 1.2.2 自动模式

自动模式是分接头控制的主要控制模式,它是根据被控量偏离其参考值的程度来自动的调节分接头,使被控量恢复到要求的范围内。根据被控量的不同可分为以下几项。

#### (1) 空载控制

换流变压器分接头的空载控制用于换流器闭锁和空载加压试验的情况下。空载控制能将换流变压器分接头控制在预先设定的位置。如果换流变压器失电(交流断路器断开),换流变压器分接头将移至初始位置(天生桥站 12 挡,广州站 7 挡)。如果换流变压器充电,并且不在空载加压试验的状态下,换流变压器分接头会根据最小运行电流(0.1 p. u.) 工况的需要建立  $U_{dio}$ 。

在空载加压试验时,空载控制根据试验需要的直流电压值控制  $U_{dio}$  到要求的值。在天广直流中,分接头动作死区设为  $\pm 1$  倍的一挡调节量,即  $\pm 1.0\% U_{dioN}$ 。

#### (2) alpha 角度控制

整流侧的 alpha 控制用来维持触发角(alpha)为要求的参考值, alpha 参考值由 VARC(电压角度参考值计算)功能产生<sup>[3]</sup>。为了防止分接头动作产生振荡, alpha 控制的目的是将 alpha 控制在以其参考值为中心的动作死区范围内, alpha 控制比较参考值和测量值,如果其差值超出了动作死区,分接头就要求动作。在天广直流工程中,整流侧 alpha 参考值为  $15^\circ$ ,死区大小设为  $\pm 2^\circ$ 。

假设整流侧交流电压上升,换流器触发控制将迅速增大触发角以保持直流电流等于电流指令值。如果 alpha 变化至大于 alpha 参考值加上  $2^\circ$  ( $17^\circ$ ),分接头动作,降低阀侧电压来使 alpha 回到动作死区范围内。如果交流电压下降, alpha 下降至小于 alpha 参考值减去  $2^\circ$  ( $13^\circ$ ),分接头动作,增大阀侧电压,直到 alpha 重新回到死区范围内。

#### (3) 电压控制

正常工况下,电压控制用于维持换流变压器阀侧的理想空载直流电压  $U_{dio}$  恒定。为了防止分接头动

作产生振荡,电压控制的目的是将  $U_{dio}$  控制在以其额定值为中心的动作死区范围内,死区大小可设为  $\pm 1.0\% U_{dioN}$ 。

假设交流电压上升,使得  $U_{dio}$  上升至大于  $(1 + 1.0\%) U_{dioN}$  时,分接头动作以降低阀侧电压,使得  $U_{dio}$  回到死区范围内。如果交流电压降低,使得  $U_{dio}$  下降至小于  $(1\% \sim 1.0\%) U_{dioN}$  时,分接头动作,增大阀侧电压,直到重新回到死区范围内。

#### (4) gamma 角度控制

逆变侧的分接头用来维持熄弧角 gamma 在预期的范围内,其控制类似于 alpha 控制。gamma 控制比较参考值与测量值之间的差值,如果差值超出了动作死区,分接头就要求动作。在天广直流工程中,分接头控制的 gamma 参考值为  $19^\circ$ ,死区大小设为  $\pm 1.5^\circ$ 。

#### (5) $U_{dio}$ 限制

$U_{dio}$  限制的目的是为了设备承受过高的稳态电压。因此,  $U_{dio}$  限制是优先于其他正常的分接头控制之上的。通过控制换流变压器阀侧电压来保证稳态时的  $U_{dio}$  永远不会大于  $U_{dioL}$ 。与  $U_{dio}$  限制相关的限值有两个:  $U_{dioG}$  和  $U_{dioL}$ ,这两个限值在直流保护程序中整定。

$U_{dio}$  限制在以下电压范围内起作用。

$$\textcircled{1} U_{dioG} \leq U_{dio} \leq U_{dioL}$$

当  $U_{dio}$  大于  $U_{dioG}$  但小于  $U_{dioL}$  时,  $U_{dio}$  限制闭锁任何会增大换流变压器阀侧电压的分接头动作指令。

$$\textcircled{2} U_{dio} > U_{dioL}$$

当  $U_{dio}$  大于  $U_{dioL}$  时,  $U_{dio}$  限制发出降低换流变压器阀侧电压的分接头指令。

其中,  $U_{dioG}$  为换流变压器分接头控制中能够发出增大  $U_{dio}$  指令的上限。为了避免分接头的振荡,例如紧跟着下调  $U_{dio}$  的指令又发出一个上调  $U_{dio}$  的指令,  $U_{dioL}$  应选的足够高。

在所有控制模式,包括手动模式下,  $U_{dio}$  限制功能都被投入,它在分接头控制中具有最高的优先级。

#### (6) 同步控制

当换流变压器的分接头位置不一致时,同步控制功能可以自动在分接头之间进行同步。同步控制功能仅在自动模式下投入。

同步控制功能力图同步换流变压器的分接头,如果同步不成功,将发出一个报警信号,并禁止其他自动控制功能。

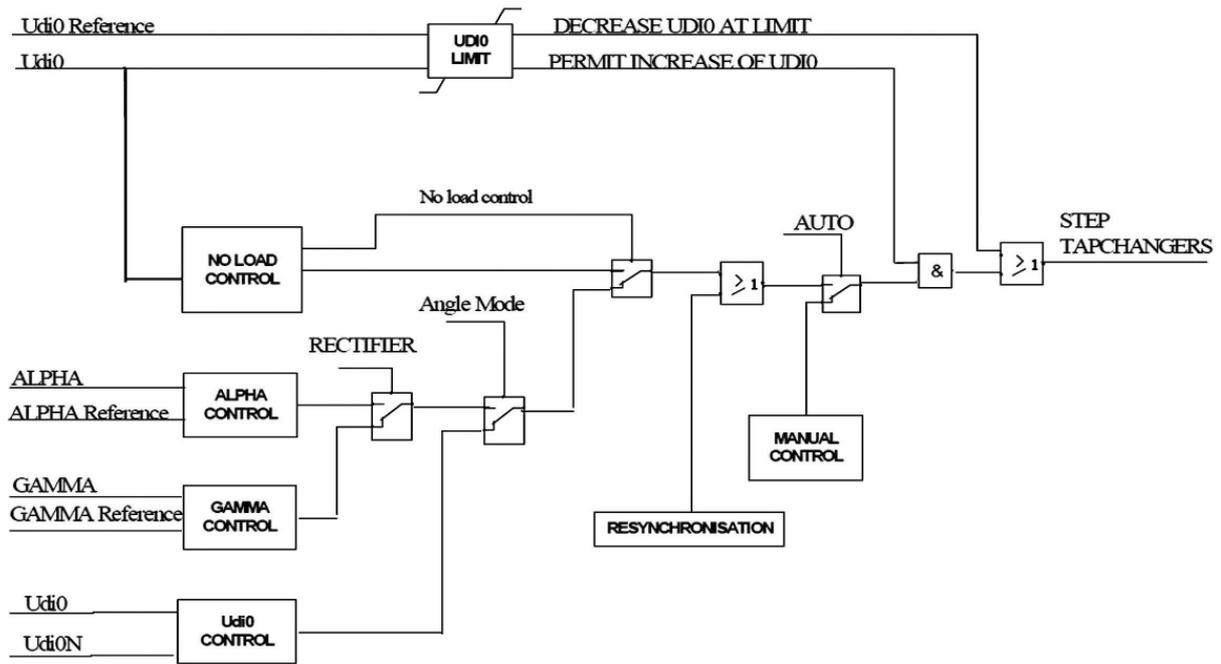


图1 TCC功能概况图

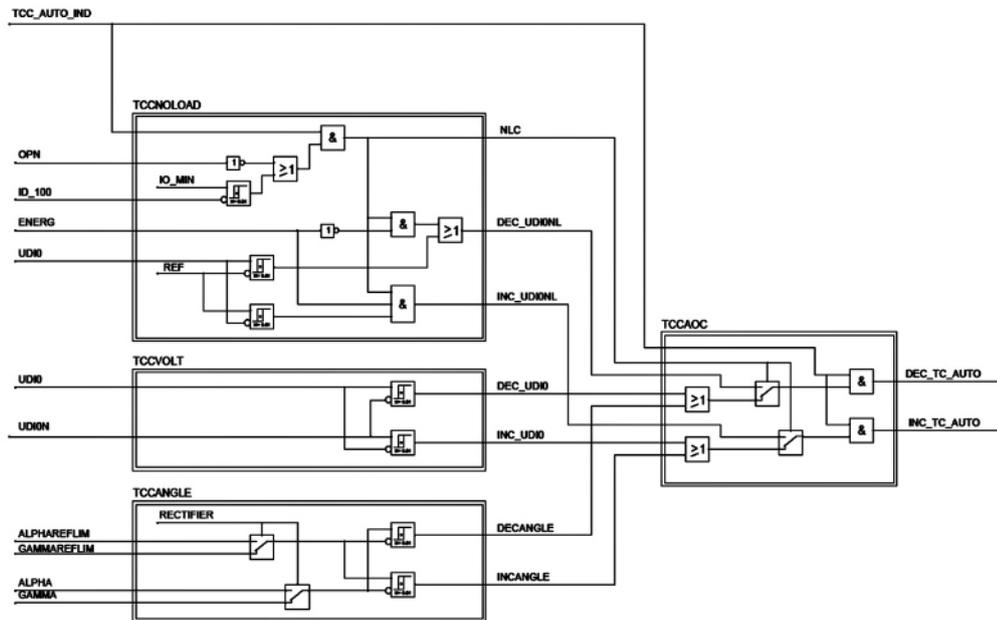


图2 分接头自动控制逻辑框图

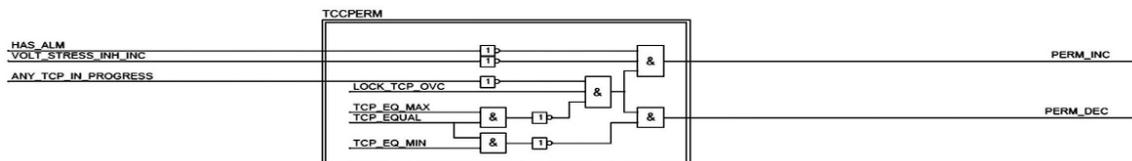


图3 分接头允许动作逻辑框图

在手动模式下,如果选择了调节单个换流变压器分接头的控制方式,在返回自动模式前换流变压器分接头必须被手动同步。

## 2 软件逻辑分析

### 2.1 功能配置

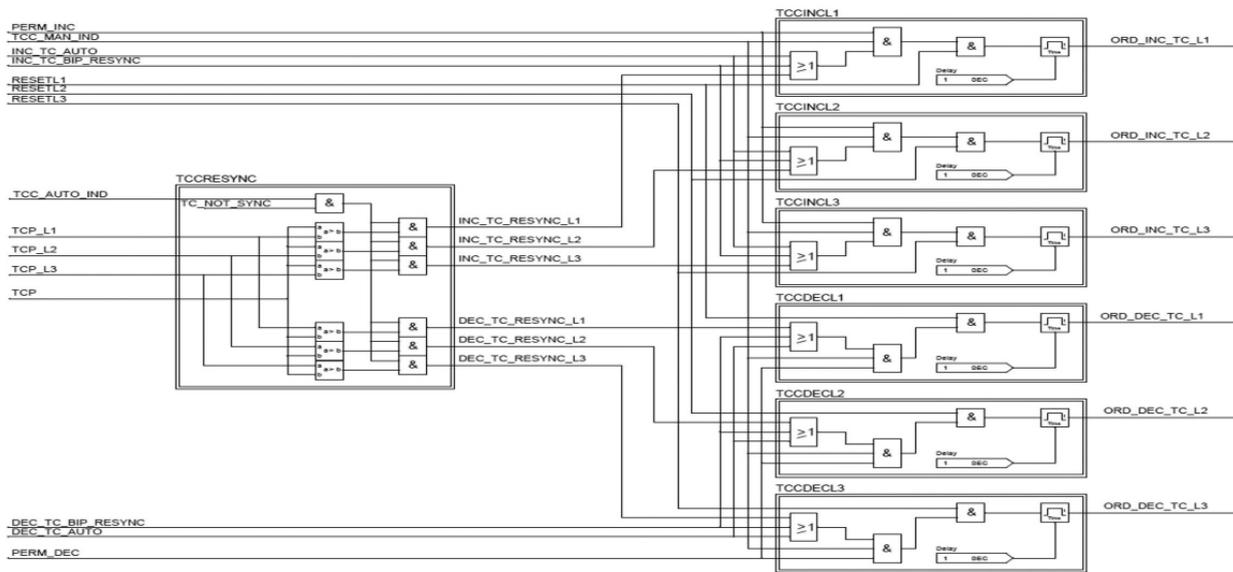


图4 分接头同步以及最终动作指令逻辑框图

分接头控制的功能概况图如图1所示。

控制模式可在自动和手动模式下进行切换。在自动模式时,控制方式可以在角度控制和电压控制之间手动选择切换;在分接头不同步时自动进行分接头的同步。当 $U_{dio}$ 超出要求的限值时,立刻调节分接头以降低 $U_{dio}$ ,当该控制发出的指令与正常情况下分接头控制发出的指令矛盾时,优先执行该控制发出的指令。

## 2.2 功能描述

### 2.2.1 自动模式下各种控制方式及其协调选择

空载控制只在直流系统未运行或直流电流不大于允许的最小运行电流时才起作用。在空载控制下,比较 $U_{dio}$ 和其参考值,差值大于死区范围就产生增或减 $U_{dio}$ 的指令。

角度控制分别在整流侧和逆变侧比较 $\alpha$ 、 $\gamma$ 角和其参考值,如果差值大于死区范围就产生增/减角度的指令。

电压控制比较 $U_{dio}$ 和其额定值,如果差值大于死区范围就产生增/减 $U_{dio}$ 的指令。

协调选择功能根据该侧的运行方式决定最终选择哪个控制功能产生的动作指令作为增/减分接头的指令<sup>[4]</sup>。

以上功能的逻辑实现框图如图2。

### 2.2.2 分接头允许动作

在一些情况下,对有分接头动作指令时该情况下是否允许动作进行判断。当分接头挡位等于最大值时,禁止分接头的上升;当分接头挡位等于最小值时,禁止分接头的下降。

当设备承受的应力过大或直流电流过大时,禁止分接头的动作。

该功能的逻辑实现框图如图3。

### 2.2.3 分接头的同步以及最终动作指令的产生

当某相分接头挡位与挡位平均值不同时就要进行分接头的同步。如果同步不成功,将发出一个报警信号,并禁止其他自动控制功能。

自动模式下各控制功能产生的分接头动作指令或者人工模式下的动作指令经过判断如果是允许被执行的就产生最终的动作指令。

该功能的逻辑实现框图如图4。

## 3 结 语

直流输电系统换流变压器有载分接头控制有定电压控制和定角度控制两类。定电压控制,只需检测换流变压器二次侧电压,再经过公式换算,求得的值与整定值进行比较并根据差值决定动作,所以控制较为简单,而且分接头动作不太频繁,有利于延长分接头控制机构的寿命。但由于要保持换流变压器二次侧电压恒定,所以不管输送功率和直流电压如何变化,这一值都不变,从而导致换流器控制角波动范围较大,尤其是在较小功率或降压运行时,换流器将运行在较大的触发角 $\alpha$ 和熄弧角 $r$ ,这样会导致以下不利影响:①换流器运行不经济,吸收无功多;②阀和直流开关场设备承受的电气应力增大,有可能因疲劳而影响寿命,尤其在降压运行时,更加明显;③阀阻尼回路损耗大;④交、直流

谐波分量增大,交直流滤波器应力大,损耗大;⑤在所有低于额定功率的工况,由于换流变压器二次侧电压选得高,降低了设备的绝缘裕量。定角度控制,通过调整分接头位置来维持触发电角  $\alpha$  或关断角  $r$  在指定范围内,使换流器在各种运行工况下保持较高的功率因数,也就是在输送相同功率的情况下,换流器吸收的无功功率较少,但同时分接头动作次数比较频繁,缩短分接头的检修周期。相比较而言,定角度控制除增加一定的维护费用外,其他方面明显优于定电压控制,因此正常控制模式时,推荐采用定角度控制。

### 参考文献

[1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

(上接第36页)

所研究的问题,同时 HSPPSO 有效地解决了 PSO 算法易于早熟的缺点,为电力系统最优减载提供了新的参考。

### 参考文献

- [1] 刘斌,陈磊,闵勇. 考虑暂态电压稳定的低压减载地点选择[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(5): 11-14.
- [2] TUAN T Q, FANDINO J. Emergency Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Instability Using Indicators [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(1): 341-351.
- [3] 马平,蔡兴国,于继来,等. 基于最小不匹配函数的低压减载算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 27-31.
- [4] 李碧君,徐泰山,周霞,等. 低压减载参数优化整定中暂态电压安全性的考虑[J]. 江苏电机工程, 2006, 25(5): 6-8.
- [5] Tso S K, Zhu T X, Zeng Q Y, et al. Evaluation of Load Shedding to Prevent Dynamic Voltage Instability Based on Extended fuzzy reasoning [J]. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 1997, 144(2): 81-86.
- [6] 戴剑锋,朱凌志,周双喜,等. 基于风险的低压减载策略问题研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(19): 18-22.

出版社, 2004.

- [2] 曹继丰. 高压直流输电现场实用技术问答[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [3] 2008 浙大直流组. 直流输电[M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [4] 中国南方电网公司. 直流输电技术研究[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.

作者简介:

刘洋(1983),男,工学、理学双学士,工程师,主要从事高压直流输电系统的运行、维护及课件开发工作。

(收稿日期:2012-01-09)

- [7] 吕林,罗绮,刘俊勇,等. 一种基于多种群分层的粒子群优化算法[J]. 四川大学学报: 工程科学版, 2008, 40(5): 171-176.
- [8] 米增强,田建设,刘力丰. 低压减载对电压稳定作用机理的探讨[J]. 华北电力大学学报, 1999, 26(1): 31-36.
- [9] Kennedy J, Eberhart R. Particle Swarm Optimization [C]. Proceedings of IEEE Conference on Neural Networks, Perth, Australia, 1995(4): 1942-1948.
- [10] Shi Y, Eberhart R. A Modified Swarm Optimizer [C]. IEEE International Conference of Evolutionary Computation, Anchorage, Alaska, USA, 1998.
- [11] Clerc M, Kennedy J. The Particle Swarm: Explosion, Stability, and Convergence in Multi-dimension Complex space [J]. IEEE Trans on Evolutionary Computation, 2002, 16(1): 58-73.
- [12] Eberhart R, Shi Y. Particle Swarm Optimization: development, Applications and Resource [C]. IEEE Int Conf on Evolutionary Computation, Seoul, Korea, 2001: 81-86.

作者简介:

刘丽(1975),女,本科,电力工程师,从事电力系统生产技术、人力资源管理。

(收稿日期:2011-11-29)

# 300 MW 燃煤机组 FSSS 改造

朱 静<sup>1</sup>, 崔超超<sup>2</sup>, 肖 胜<sup>2</sup>

(1. 四川广安发电有限公司, 四川 广安 638500; 2. 西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710032)

**摘 要:**通过对广安电厂 31 号机组炉膛安全监视系统(FSSS)改造前后软硬件系统设计的分析,总结了两种 DCS 系统在设计 FSSS 方面的优缺点,取长补短,消除了机组持续运行软硬件方面的安全隐患,提高了机组的可靠性和安全经济运行的能力,同时也为同类机组改造提供借鉴。

**关键词:**炉膛安全监视系统; MFT 柜; 油枪点火优化; 改造

**Abstract:** Through the analyses on the hardware and software design before and after the technical reconstruction for furnace safety supervision system ( FSSS) of No. 31 unit in Huadian Guangan Power Generation Co. Ltd , the merits and demerits in FSSS design by using new and old DCS systems are summarized. After overcoming the weakness , it can eliminate the security risks in the hardware and software for the long - time operation of the unit , and improve its reliability and ability of safe and economic operation. It also provides a reference for the reconstruction of similar unit.

**Key words:** furnace safety supervision system ( FSSS) ; MFT cabinet; oil - gun ignition optimization; reconstruction

中图分类号:TK323 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2012)02 - 0061 - 04

## 0 概 述

锅炉的炉膛安全监视系统(furnace safety supervision system, FSSS)是现代大型火电机组锅炉所必须具备的一种安全监控系统,主要承担锅炉炉膛安全监控和燃烧系统管理两大任务,是锅炉安全运行的保证。广安电厂 31 号机组建于 1997,1999 年并网发电,其使用的 DCS 系统至今已有十几年之久。卡件电子元器件老化严重,大小故障时有发生;备品备件购买困难。随着电力生产的进一步进行,DCS 系统的安全可靠性已成为机组稳定运行的重大障碍,广安发电有限公司决定于 2011 年大修期间对 DCS 系统进行全面改造,这里仅对 FSSS 系统改造情况进行技术总结。

## 1 硬件系统分析

广安电厂 31 号机组 FSSS 系统共有五面柜子组成,MFT 主保护没有独立的机柜,MFT 主保护由 MFT 跳闸继电器板 BBPR01 - 11 块, BBPR01 - 22 块完成,安装在 30 号柜中。

首先,随着电子信息技术的飞速发展,现代 DCS

系统完全可以做到模件和端子板合二为一,无需单独的端子柜。此次改造采用艾默生公司的 OVATION3.2 系统,正是体现了这一点。OVATION 系统的硬件模件分为特性模件和电子模件,现场输入由特性模块提供浪涌保护和路由,然后发送到电子模块进行转换。电子模块完成信号调节和模数转换;同时,新系统的所有模件均在内部实现了信号的隔离和过流过压保护,可靠性和易用性相比老系统均有显著提高;经过此次改造 FSSS 部分由原来五面柜子降为三面柜子。除此之外,新的模件还具有封装良好、防尘能力强、安装快捷方便、组态简单、操作和维护成本低等其他优点。

其次,OVATION 系统 MFT 主保护柜的设计相对改造前的老系统有明显改善。原来系统的主保护柜跟普通控制柜没有明显的区分,由三块继电器板组成,电源取自 DCS24VDC。BBPR01 - 1 继电器板上有 A、B 两组共 6 路干接点开关量输入。A 组的 3 路输入信号来自 MFT 的逻辑输出,B 组的 3 路输入信号来自手动 MFT 按钮;这两组输入信号分别通过三个继电器实现 3 取 2 逻辑判断后去驱动一个 MFT 判断继电器,该判断继电器的输出作为 BBPR01 - 1 的输出信号;BBPR01 - 2 根据 BBPR01 - 1 的输出向现场扩展输出 16 路常开或常闭干接点数字信号<sup>[1]</sup>。

跳闸继电器输出设计为失电动作,动作继电器为单稳态继电器,即:逻辑判断MFT信号或者操作台按钮复位,硬回路动作消失。

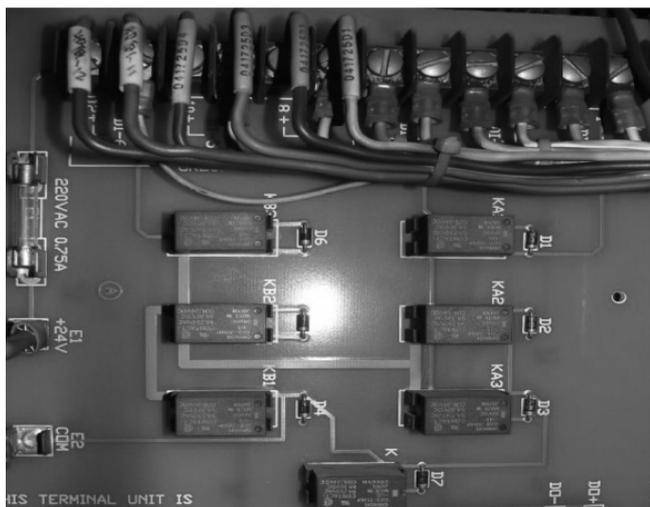


图1 ABB系统MFT跳闸BBPR01-1板

原来DCS系统的MFT电路板的设计无疑具有其独创性。但是也暴露出设计上的某些瑕疵。比如主保护柜跟普通的控制柜混在一起,其电源系统取自控制柜电源,经控制柜转换得到5V和24V,这些设计都没有体现出锅炉主保护的重要性;跳闸回路采用电路板搭载固态继电器,防尘能力差,随着机组运行时间进一步加长,元器件持续老化,电子线路抗干扰能力持续下降,这样的设计可靠性已经大为降低。

此次改造采用OVATION系统的继电器柜。其继电器柜独立于DCS普通控制柜,在设计时充分考虑到了组装、检修维护的易用性和可靠性,全部电路

采用继电器搭接而成,原理清晰明白(原理图见图2),实际电路简单易用,并且充分做到了软硬件的上下统一。继电器电源直接取自厂直流110V电源,提供了最高级别的安全电源。硬件电路仍采用两路3取2设计,1路来自DCS逻辑判断,1路来自操作盘按钮,主继电器采用双稳态继电器,动作之后必须由DCS复位指令复位才能消除动作信号。复位回路中又串入动作继电器的闭触点,防止在有硬回路动作的情况下DCS复位MFT。电源故障信号仅作为DCS报警显示。总体设计为带电跳闸,锅炉吹扫完成脉冲来同时复位软硬回路的MFT动作。

## 2 软件系统分析

广安电厂31号机组的锅炉为亚临界自然循环汽包锅炉,一次再热、单炉膛、平衡通风、半露天π型布置、全钢悬吊构架、固态排渣。燃用广安混煤,分设计煤种和校核煤种I、II。点火为二级点火,即高能点火器点轻油,由轻油点燃煤粉,点火及助燃用油为0号轻柴油。锅炉配套的制粉系统为钢球磨中间储仓制热风送粉系统,配置4台DTM350/700钢球磨煤机。燃烧器采用四角切圆直流式。

机组原FSSS逻辑严谨可靠,这里仅对机组改造前后由于DCS硬件不同导致逻辑的不同作出总结。

### 2.1 锅炉主保护

基本遵照原先的设计。主要包括:

- 1) 运行人员跳闸(MFT按钮3选2,2s脉冲);

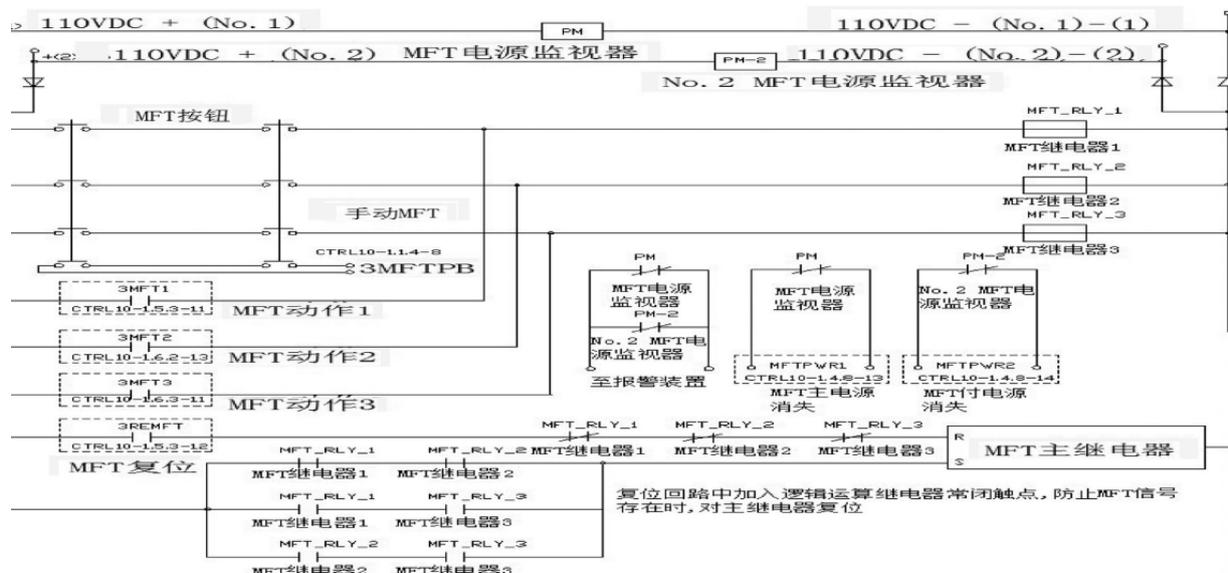


图2 OVATION系统MFT跳闸原理图

2) 蒸汽无通道;当汽机跳闸且锅炉负荷 > 40% 产生 MFT。当汽机跳闸且锅炉负荷 < 40% ,延时 10 s 后 ,如果高旁门或低旁门未打开 ,则发生 MFT 跳闸。如果高旁门和低旁门均打开 ,不发生 MFT 跳闸;

- 3) 炉膛压力高高 3 选 2 ,延时 2 s;
- 4) 炉膛压力低低 3 选 2 ,延时 2 s;
- 5) 汽包水位高高 3 选 2 ,延时 10 s;
- 6) 汽包水位低低 3 选 2 ,延时 10 s;
- 7) 两台送风机均停 ,延时 2 s;
- 8) 两台引风机均停 ,延时 2 s;
- 9) 两台空预器均停 ,延时 5 s;
- 10) 火检冷却风压力低低 ,延时 600 s;
- 11) 总风量 < 30% ,延时 10 s;

12) 延时点火: MFT 复位后 ,在 600 s 之内炉膛没有建立第一个火焰; 13) 失去所有燃料(进油快关阀全关且所有油角阀全关 ,且所有煤层停止 ,且有燃烧器投运记忆 ,即在停炉时不认为失去全部燃料;

14) 失去全部火焰 ,每层 4 个火检中 ,若有 3 个显示无火 ,即为该层无火。若所有层均显示无火 ,即为失去全部火焰 MFT 跳闸;

- 15) 一次风机跳闸且任一煤层投运 ,延时 25 s;
- 16) MFT 继电器已动作。

此次因为 MFT 柜子发生了重大变化 ,原先的 FSSS 电源故障必须做出改动;原先的 MFT 设计为失电跳闸 ,在 MFT 继电器板出现问题或者 DCS 全部失电时 ,MFT 直接动作。这样的设计能起到在 DCS 失电时 ,硬后备仍能停炉的作用。在软件逻辑里将 MFT 跳闸继电器的一副接点采样进来和无 MFT 的指令相与判断为 FSSS 电源故障 ,做到 MFT 动作的软硬统一。但此次如果仍按照原先的设计 ,就会出现问題。因为 OVATION 系统 MFT 柜设计为带电跳闸。MFT 柜失电后跳闸继电器不会动作。所以此次为了做到 MFT 动作的软硬统一 ,将此条逻辑修改为 MFT 已动作信号(脉冲)。

### 2.2 油枪点火

油枪点火逻辑 ,原先的层次不够清晰。在油枪单角程控启动操作中 ,将油枪点火枪同时进 ,并且同时打火 ,这样的设计虽然能在点火之初 ,或者紧急情况下快速投入油枪 ,但在其中一个设备故障情况下 ,效果并不太理想。此次改造优化了油枪的程控步序 ,进油枪 ,进点火枪 ,打火 ,开油阀<sup>[2]</sup> ,任一步骤有故障即退出程控 ,这样在时间上不输于原先的逻辑 ,同时也

保证了故障情况下设备能及早退出。

## 3 调试中遇到的问题及处理

FSSS 部分的系统调试贯穿于整个机组 DCS 改造的全过程 ,在调试中发现了些非常典型的故障。在此对这些一一做出分析。

首先 ,在 31 号机组建设过程中 ,原 MFT 硬回路系统设计不太完善 ,没有触点容量大 ,专门驱动 6 kV 电机的直流继电器 ,采用了如图 3 所示 ,小继电器带大继电器的方案完成 6 kV 电机的 MFT 动作。图 3 中 A1 节点为 DCS 输出 MFT 信号 ,A3 为操作台手动 MFT。这样的设计对于在 DCS 失电的情况下 ,操作台的手动 MFT 实际是起不到硬后备作用的。因为继电器柜的电源同样依赖于 DCS ,在 DCS 失电的情况下 ,图 3 中 K2 继电器是不能带电的。虽然这样的设计是有缺陷的 ,但是对于驱动能力有限的 MFT 动作小继电器来说 ,也许当时只能通过这样的方式完成硬手操 MFT 的动作。

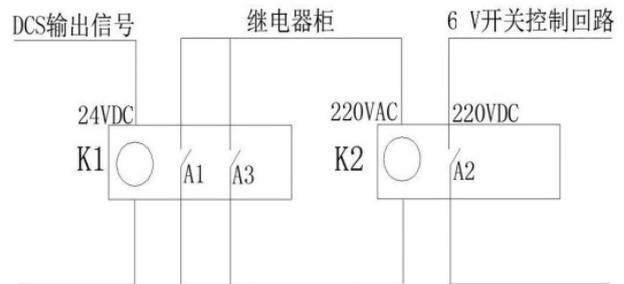


图3 老系统驱动大电机继电器方案

此次改造 OVATION 系统的 MFT 硬回路完全可以满足这方面的要求。如图 4 中 ,A3 操作台手动 MFT 直接去驱动 MFT 柜内的动作继电器 ,因为 MFT 柜内动作继电器电源取自 110 V 直流系统 ,即使 DCS 全部失电 ,操作台手动 MFT 仍能够通过新系统安全停炉 ,这样极大地提高了机组的安全水平 ,使得 MFT 硬回路动作完全独立于 DCS 系统 ,真正实现了 MFT

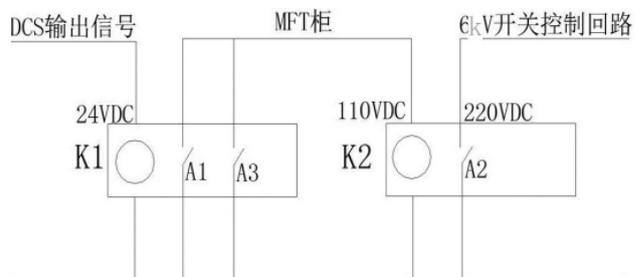


图4 OVATION 系统驱动大电机继电器方案

动作的硬后备,消除了机组的安全隐患。

其次,在油枪调试中也有些小优化。由于设备老化,油角三用阀在吹扫位置已经不能保持很长时间(原设计为30 s),这样使得每次程控停止油角,都存在无法退出油枪的问题。经过多次实践,对吹扫时间稍微做了些调整,优化了油角的程停逻辑,使得程控操作简单实用,降低了运行人员的劳动强度。在RB投油方面,也根据实际情况优化了自动投入BC层油的程序。主要体现在RB发生时,BC层油的顺控程序能自动走两遍,这样可以避免RB工况时突然投油,很多油枪点火枪存在卡涩导致油角跳闸不能投入油角的问题,增强了RB工况时机组的响应能力,使得BC层油枪能在RB工况时尽可能多的起到助燃锅炉的作用。

## 4 结 语

广安31号机FSSS系统改造,从安装接线、调试点火到并网发电,全部工作历时35 d。31号机FSSS

系统改造完成后,彻底解决了原老系统存在的设备老化、抗干扰能力差、故障率高、运行风险大等问题;同时在软硬件设计方面又尽量做到与原先的设计保持一致,操作习惯保持一致。在个别软件逻辑方面又做出了优化,提高了机组的控制水平。这些工作的完成都为以后机组安全稳定继续运行打下了坚实的基础。

### 参考文献

- [1] 周姚芳. 三种典型MFT控制回路可靠性探讨[J]. 浙江电力, 2009(4): 48-51.
- [2] DL/T 1091-2008, 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程[S].

作者简介:

朱 静(1974),女,电厂热控专业工程师,主要从事电厂热工检修与维护工作;

崔超超(1984),男,工程师,主要从事电厂现场总线与控制技术研究;

肖 胜(1978),男,工程师,主要从事电厂现场总线与控制技术研究。

(责任编辑:2011-12-12)

(上接第40页)

构,提高电力资源的使用价值。

### 参考文献

- [1] 王代林. 四川大小电网之痒[EB/OL]. (2004-07-07)[2011-11-16] <http://www.sc.xinhuanet.com/content/2004-07/07/content->
- [2] 邱永志,王先甲. 省级电网公司与地方电网公司基于供区整合的合作博弈行为研究[J]. 四川水利发电, 2006, 25(2): 101-105
- [3] 何永祥,吴杰后. 国家电网与地方电力开展合法竞争的体会[J]. 四川电力技术, 2005(3): 61-62.
- [4] 程国栋. 虚拟水——中国水资源安全战略的新思路[J]. 中国科学院院刊, 2003(4): 260-265.
- [5] 龙爱华,徐中民,张志强. 西北四省(区)2000年的水资源足迹[J]. 冰川冻土, 2003, 259(6): 692-699.
- [6] 徐中民,龙爱华,张志强. 虚拟水的理论方法及在甘肃省的应用[J]. 地理学报, 2003, 58(6): 861-869.
- [7] 罗贞礼,黄璜. 区域土地资源可持续利用的社会化管理研究——兼论虚拟水战略与区域粮食安全问题[C]//

2004 全国土地资源态势与持续利用学术研讨会论文集. 昆明: 云南科学技术出版社, 2004: 301-307.

- [8] 罗贞礼,龙爱华,黄璜,等. 虚拟水战略与区域土地资源可持续利用的社会化管理[J]. 冰川冻土, 2004, 26(5): 624-631.

- [9] 牛树海. 虚拟水分析理论和方法[J]. 华侨大学学报, 2004, 25(3): 331-333.

- [10] 任玉珑,李俊. 基于博弈控制的需求侧分时电价研究[J]. 科技管理研究, 2006, 2(2): 180-183.

作者简介:

陈 岭(1975),女,工程师,本科,从事电力企业管理研究;

蒋 乐(1975),男,工程师,博士研究生,研究方向为电力系统分析;

李 俊(1981),男,博士,从事电力市场、电力经济评估等方面的研究工作;

魏震波(1978),男,讲师,博士,研究方向为电力系统分析。

(收稿日期:2011-12-22)

# 循环水泵电动机双速改造在 600 MW 机组中的应用

李继忠

(安徽阜阳华润电力有限公司, 安徽 阜阳 236158)

**摘要:**交流电动机的调速方法很多,有变频调速、改变磁极对数调速、改变转差率调速、转子回路(绕线式)串电阻调速等等。其中改变磁极对数调速因改造费用低、维护运行保养方便、可靠性高等优点被越来越广泛应用。

**关键词:**电动机;双速;循环水泵;节能

**Abstract:** There are many speed control methods for AC motor, such as variable-frequency speed control, speed control by changing the number of pole pairs, speed control by changing the slippage, speed control with resistance series-connected in wound rotor circuit and so on. Among them, the speed control by changing the number of pole pairs has been widely used because of its low transformation expense, convenient maintenance and operation and higher reliability.

**Key words:** electric motor; double-speed; circulating water pump; energy conservation

中图分类号:TM303 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2012)02-0065-05

## 0 前言

随着电力行业竞争的加剧,发电厂节能降耗的压力越来越大,600 MW 机组电能消耗的 60%~70% 是被电动机消耗的,因此对电动机的节能运行要求越来越高。近年来鼠笼型异步电动机调速运行应用很广泛,调速方式也比较多,其中双速改造因改造费用低、维护运行保养方便、可靠性高等优势被越来越认可。此方法仅改变定子绕组的接线方式,不添置和改变任何设备,即可达到两种速度。在改造设计时以高转速档为基本极,进行对称轴线优化,把电动机在 16 极和 18 极的绕组引线全部引出,在电动机中性点接线盒旁重新设置一个双速切换的端子箱,通过改变接线端子连接片的位置,即可改变电动机的极数,从而达到改变转速实现节能运行的目的,而整个电气系统不需变动。

## 1 改造原理及节能潜力估算

安徽阜阳华润电力有限公司(简称为公司,下同)总装机容量  $2 \times 600$  MW,每台机组配置两台循环水泵,出口节门采用蝶阀,只有全开全关两个位置。机组运行中,不同季节的凝汽器供水量只有依靠增减循环水泵的台数来调节。在春、秋、冬季节会出现 2

台循环泵供冷却水量偏少,而 3 台循环泵机组供给又偏多的现象。考虑将循环水泵电机由单一转速改为双速,在四季环境温度变化时,通过改变循环泵电机转速和几台循环水泵不同转速组合的运行方式,既可满足运行需要,又可实现节能的目的。

循环水泵是长沙水泵厂生产的 88KLXA-26 型混流泵,电机型号为 YKKL3600-16/2150(3 600 kW, 6 kV, 372 r/min, 由湘潭电机股份有限公司制造)2009 年 8 月委托西安热工研究院对公司机组进行了冷端试验,试验后认为循环水泵进行双速改造是可行的。

根据电动机转速公式  $n = (1 - s) \frac{60f}{p}$

其中  $p$  为电动机极对数; $s$  为转差率。

改变电动机的极对数  $P$  即可改变电动机转速,将电机的 16 极改为 18 极,转速相应地变为 330 r/min。

根据泵类流体定律,改变泵的转速,泵的效率近似不变,其性能近似关系式为

$Q_1/Q_2 = n_1/n_2, H_1/H_2 = (n_1/n_2)^2, P_1/P_2 = (n_1/n_2)^3$ 。

$Q_1, H_1, P_1, Q_2, H_2, P_2$  分别表示在转速  $n_1$  和  $n_2$  情况下水泵的流量、扬程和所需轴功率。根据公式,当电动机的转速下降时,流量成正比关系下降,扬程成平方关系下降,泵的轴功率成 3 次方关系下降,因此电动机改造后有功率消耗会大幅度下降。

### 1.1 降速后单泵工作点的确定(以2A循环水泵为例)

根据2A循环水泵的实测性能曲线,结合2号机组循环水系统的实际阻力特性,计算得出循环水泵降速后的性能工作点,见图1。

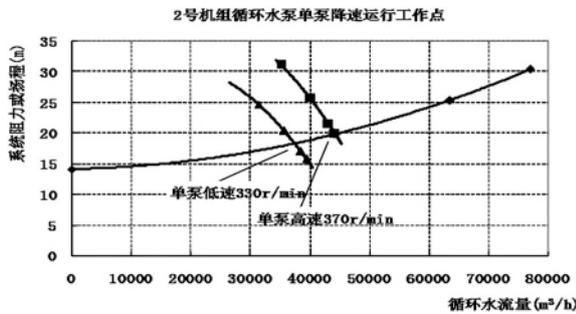


图1 2号机组循环水泵降速后的工况点

图1为2号机组2A循环水泵降速(转速由370 r/min降为330 r/min)后的运行工况点,转速降为330 r/min后,根据循环水系统的阻力特性曲线计算出此时的循环水泵的运行工况点为:工作流量37 500 m<sup>3</sup>/h、扬程18.4 m。单泵低速(330 r/min)运行和高速(370 r/min)运行相比较,能降低电动机功率约26.7%,见表1。

在冬季循环水温较低(低于15℃)、负荷低于400 MW的情况下,选择一台循环水泵进行高低速改造,可以进一步降低厂用电率。

表1 循环水泵降速后的节能效果

单泵工作点	高速	低速
转速/(r·min <sup>-1</sup> )	370	330
流量/(m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup> )	44 276	37 500
扬程/m	19.86	18.4
轴功率/kW	3 425	2 510
效率/%	69.7	74.4
电动机功率/kW	3 663	2 684
节约厂用电/kW		979
节电率/%		26.7

### 1.2 降速后运行安全性分析

2号机组一台循环水泵降速运行后,在循环水系统单元制运行条件下,2号机组的循环水泵可能的运行方式有:单泵低速运行、单泵高速运行、1台高速和1台低速并联运行、2台高速并联运行4种方式。单台循环水泵降速后与另外一台定速泵并联运行安全

性尤为重要。2号机组2A循环水泵降速后与2B循环水泵(定速)并联运行的工作状态,见图2。

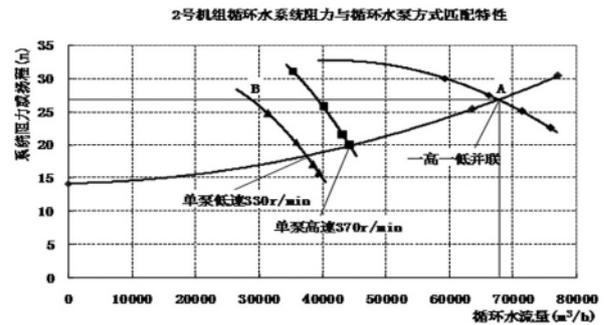


图2 循环水泵一高速一低速并联运行状态

从图2中看出,循环水泵一高速一低速并联运行的工作点为:并联流量67 600 m<sup>3</sup>/h、扬程26.8 m(图中A点)。此时低速泵的流量约为29 200 m<sup>3</sup>/h、扬程为26.8 m(图中B点),具体并联特性见表2。

表2 循环水泵高低速并联运行工况确定

2B高速2A低速 并联运行工作点	2A、2B 并联	2A泵(低速)	2B泵
流量/(m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup> )	67 600	29 200	38 400
扬程/m	26.8	26.8	26.8
效率/%	/	80.5	79.5
轴功率/kW	6 152	2 638	3 513
电动机功率/kW	6 579	2 822	3 758

在循环水系统阻力特性下,循环水泵一高速与一低速并联运行是可行的,能保证低速泵的运行稳定性和安全性。只有在循环水系统阻力接近或超过33 m时,低速循环水泵会空转或呛水现象,危害泵的安全。

## 2 改造要点及措施

(1) 电动机改造后极对数由8改为9,额定功率由3 600 kW变为2 600 kW,额定电流由444 A变为333 A,功率因数由0.83变为0.795,额定转速由372 r/min变为331 r/min,定子绕组接线由4Y改为2Y/△接法。由于电动机改造后低速运行时的接线方式为△接法,综合保护装置中的“差动保护”将被退出,另外在每次的高低速切换运行时,由于功率及接线方式的变化,综合保护装置参数均需重新修改。

(2) 电动机送至专业修理厂,根据原定子槽数、绕组线规和匝数、接线方式等,重新设计电动机定子绕组,重新确定绕组上述参数,新定子绕组兼顾高低

速性能。

(3) 定子绕组拆除、制造、嵌装,采用真空压力浸漆(VIP工艺)。

(4) 直阻、绝缘、直流耐压、交流耐压、定子铁耗温升试验及整机试转。

(5) 电动机的高压引线和中性点引线盒均不变,在中性点引线盒旁单独设立一个高低速切换箱,电动机高低速运行的选择,只需改变切换箱内连接片的连接方式即可(电动机需停电),图3为接线箱内两种不同的连接方式图。

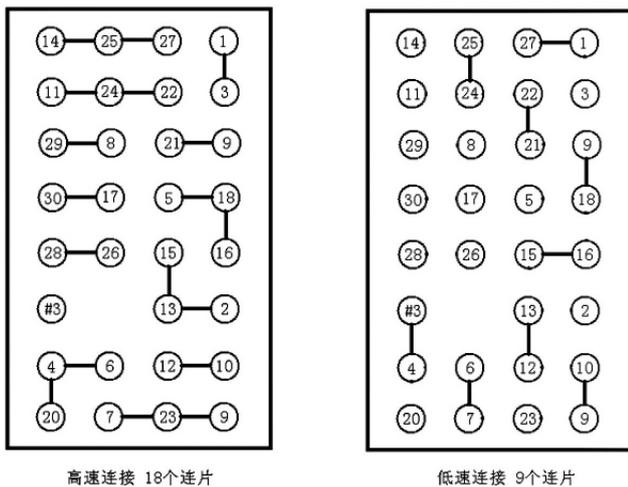


图3 高低速切换箱内端子连接图

(6) 电动机改造前接线方式为4Y接法,改造后高速接线方式为2Y接法,低速接线方式为 $\Delta$ 接法,接线方式完全不同。

### 3 改造后调试

#### 3.1 电动机低速空载运行

检查电动机电源引线、中性点引线、加热器引线、TA二次引线、温度测点引线连接正确;电动机高低速切换端子箱内连接片为低速连接方式;电动机综合保护装置参数重新设定,电动机二次额定电流( $I_e$ )项由4.44改为3.33,所有差动相关控制字选择“退出”,差动保护出口压板退出;将循环水泵启动允许条件置“1”,将2A循泵出口门强制“关”;将就地蝶阀控制柜上蝶阀控制方式切到“就地”方式,并在控制柜上挂“设备调试,禁止操作”临时标示牌,核实蝶阀处于关闭位置;1、2号机循环水联络门关闭;电动机送电并启动运行;电动机运行4h,间隔30min测试电动机电流、振动、温度等参数。

#### 3.2 电动机高速空载运行

电动机高低速切换端子箱内连接片改为高速连接方式;核对电动机中性点TA二次线连接的正确性;电动机综合保护装置参数重新设定,将电动机二次额定电流( $I_e$ )项由3.33改为4.44,所有差动相关控制字选择“投入”,差动保护出口压板投入;将循泵启动允许条件置“1”,将2A循泵出口门强制“关”;将就地蝶阀控制柜上蝶阀控制方式切到“就地”方式,并在控制柜上挂“设备调试,禁止操作”临时标示牌,核实蝶阀处于关闭位置;电动机运行4h,间隔30min测试电动机电流、振动、温度等参数。

#### 3.3 电动机高速带泵运行

电动机找中心并连接对轮;解除循环水泵启动允许条件置“1”,恢复正常运行方式;将就地蝶阀控制柜上蝶阀控制方式切到“远方”控制方式,将控制柜上挂“设备调试,禁止操作”临时标示牌去除;1、2号机循环水联络门关闭;电动机送电并启动;测试电动

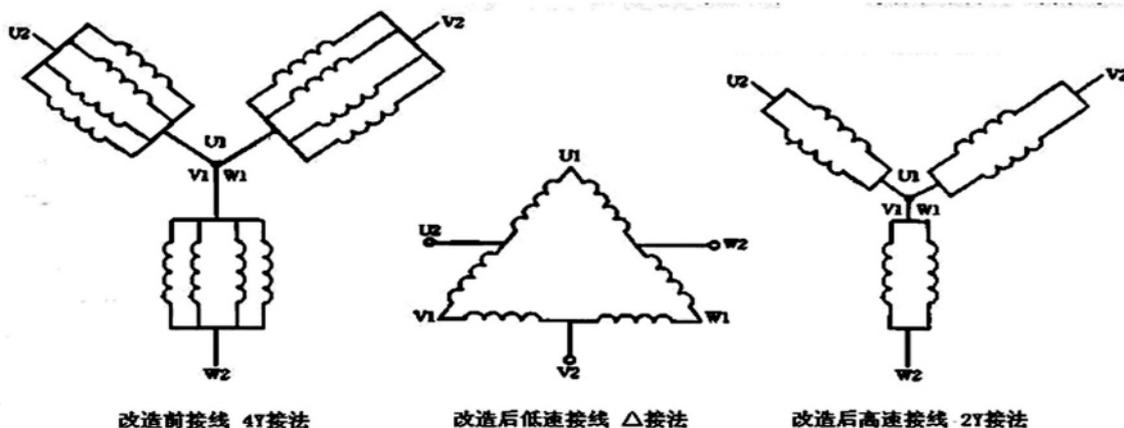


图4 双速改造前后定子绕组原理图



图5 电动机改造后实物图

机电流、振动、温度等参数,观察运行2 h。

### 3.4 电动机低速带泵运行

电动机高低速切换端子箱内连接片改为低速连接方式;电动机综合保护装置中二次额定电流( $I_e$ )项由4.44改为3.33,所有差动相关控制字选择“退出”,差动保护出口压板退出;解除循环水泵启动允许条件置“1”,恢复正常运行方式;确认就地蝶阀控制柜上蝶阀控制方式为“远方”控制方式;高、低速循环水泵并联运行前单元循环水系统的阀门应全开;确认1、2号机循环水联络门已关闭;电动机送电并启动运行;测试电动机电流、振动、温度等参数,观察并投入正常运行。

## 4 节能效果

2A循环水泵电动机投低速稳定运行15 d后,选择2台机组负荷基本相同时(510 MW),分别记录1号机组1A循环水泵电动机电流为387.8 A(未进行双速改造)2A循环水泵电动机电流为309.4 A。

1A电动机有功损耗  $P_1 = 1.732 \times 6.3 \times 387.8 \times 0.83 = 3\,512.2 \text{ kW}$ (未改)

2A电动机有功损耗  $P_2 = 1.732 \times 6.3 \times 309.4 \times 0.795 = 2\,683.9 \text{ kW}$ (未改)

节电率  $= (P_1 - P_2) / P_1 = (3\,512.2 - 2\,683.9) / 3\,512.2 = 23.58\%$

节约有功功率  $= (P_1 - P_2) = 3\,512.2 - 2\,683.9 = 828.3 \text{ kW}$

年节约费用  $= 320 \text{ d} \times 24 \text{ h} \times 828.3 \text{ kW} \times 0.39 \text{ 元/kWh} = 248.09 \text{ 万元}$

## 5 结束语及经验分享

(1) 高压电动机在设计中,根据不同的功率和极对数,在考虑损耗、磁场对称等因素情况下都设计了最佳的定、转子槽数。而在双速改造过程中,需要在两种不同的极对数情况下使用同一、转子槽数,根据绕组理论得知,绕组每极每相槽数  $Q = 168 / (18 \times 3) = 28/9$ ,只要 $Q$ 的分母为3或3的倍数,可能会得到不对称的三相绕组,也就是定子168槽,18极时,三相绕组不对称(本次改造存在这种情况),就是三相磁场不对称(119°多或120°多),会导致振动。针对这种情况在电动机改造前与XXX电动机修理厂总工程师进行了充分沟通,认为在制造厂里这种型号的18极电动机是不会采用168槽的,这个问题确实存在,但是根据改造经验,这个型号的电动机因此产生的振动放大是可以接受的,基本不会影响电动机的运行。改造结束后从试转指标来看,振动值确实都在合格范围内,因此并未对电动机的稳定运行产生影响,改造是成功的。但是不是所有的电动机都会遇到这种情况,有些电动机并不适合改造,改造前应充分论证,应充分收集其他电厂和改造厂家的意见和建议。

(2) 电动机改造过程中的真空压力浸漆工艺(VPI)的好坏直接影响着电动机的使用寿命,不同的修理厂因成本和操作复杂的原因对这个工艺的执行都存在很大偏差,而执行的好坏在电动机改造结束后从外观上是无法判断的,因此这个过程需有人见证。

(3) 电动机的改造时间长、工序多、工艺要求高,因此在选择比较有实力的修理公司的同时,需要有熟练掌握相关工艺的人员进行关键点见证甚至全程监督。

(4) 改造工期约10~15 d,重要辅机失去备用时间较长,不利于机组的稳定运行,改造应尽量安排在机组检修期间进行。

(5) 高速电动机降低转速,转子圆周速度降低,轴承发热会得到改善。虽然通风条件变坏,但因定子电流减小,定子铜耗也会明显减小,发热量减小,所以不会造成电动机整体温度的升高。

参考文献

[1] GB 1032-85,三相异步电动机试验方法[S].

[2] 7. QI-7.4-0.2,大型交流异步(同步)电机修理规范[S].

[3] 孙克军.异步电动机与变压器[M].北京:化学工业出版社

(上接第18页)

2.3 时钟同步效果

通过数字录波器比较两条线路B相保护电流的相角,可以估算出两套从硬件平台之间的时间同步误差。数字录波器默认将A相电流通道作为其余通道的基准,故设为0.00°。

表3 录波器显示的相角量

通道	相角 / °
合并单元甲	119.99
合并单元乙	119.68

分析表3数据,两条线路的B相保护电流相角为0.31°。按照一个周期20ms计算,将相角差转换成时间差得17μs,而合并单元是按照250μs的周期接收数据,所以平台实现的同步对时指标远远满足要求。

3 结 语

提出了一种基于FPGA和ARM处理器协同工作的智能变电站全场景实验硬件平台方案。经实验验证,该套硬件平台能准确接收和发送数据,无线同步对时效果达到20μs以内,为智能变电站二次侧继电保护试验新方法提供了一种可操作的硬件平台。

参考文献

[1] Q/GDW 383-2009,智能变电站技术导则[S]. 2009: 4-7.

[2] IEC 61850,Communication Networks and Systems in Substations[S].

[3] IEC 60044-8,Instrument Transformers Part: Electronic Current Transformers[S].

[4] 张明珠,邹欣洁.基于FPGA & ARM9合并单元的研制[J].电力系统保护与控制,2010(9): 84-87.

社 2010.

作者简介:

李继忠(1978),男,工程师,从事发电厂电气设备的维护、检修、管理工作,公司技术支持部电气专工岗位。

(收稿日期:2011-12-23)

[5] Jingmeng Liu, Wheihai Chen, Tianmiao Wang et al. Hardware Circuit Design of NC System Based on ARM and FPGA[C]. The IEEE International Conference on Industrial Informatics(INDIN 2008) DCC, Daejeon, Korea 2008.

[6] 朱超,黄灿,梅军,等.基于FPGA与ARM的智能合并单元设计[J].电网技术,2010,6(8): 84-87.

[7] 卢祥弘,陈儒军,何展翔.基于FPGA的恒温晶振频率校准系统的设计[J].电子技术应用,2010(7): 104-107.

[8] IEEE Std 1588-2008,IEEE Standard for a precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems[S].

[9] T. Cooklev, J. C. Eidson and A. Pakdaman. An Implementation of IEEE 1588 over IEEE 802.11b for Synchronization of Wireless Local Area Network Nodes[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2007, 23(2): 1632-1639.

[10] Aneeq Mahmood and Feorg Gaderer. Timestamping for IEEE 1588 based Clock Synchronization in Wireless LAN[J]. International IEEE Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement, Control and Communication Brescia, 2009, 21(1): 12-16.

作者简介:

吴杰(1986),男,硕士研究生,研究方向为电力系统广域测量与控制;

黄琦(1976),男,教授博导,研究方向为电力系统控制、电力系统分布式计算、电力系统通信及超导直流输电;

井实(1980),男,博士研究生,主要研究方向为电力系统广域测量与控制;

王彪(1985),男,硕士研究生,主要从事电力系统分析与仿真计算工作;

张华(1985),男,硕士研究生,主要从事电力系统分析与仿真计算工作。

(收稿日期:2012-03-01)

# 微型燃气轮机发电系统建模与特性分析

邓 浩 李春艳

( 德阳电业局 四川 德阳 618000)

摘 要:基于微型燃气轮机与电力电子装置工作原理,对采用双脉宽调制(PWM)变换器结构的微型燃气轮机发电系统进行了整体建模。为控制交直流变换器中电容电压,整流器采用 PWM 恒压控制;为保证负荷侧电能质量,逆变器采用 V/F 控制,实现负荷侧电压与频率的稳定。利用 PSCAD/EMTDC 软件对微型燃气轮机发电系统动态特性进行仿真验证,结果表明该模型能够反映实际微型燃气轮机发电系统的动态特性。

关键词:微型燃气轮机发电系统;建模;双 PWM 变换器;特性分析

**Abstract:** Based on the working principle of microturbine and its power electronic converter, an overall model of microturbine generation system with dual PWM converter is established. In order to maintain the capacitive voltage of AC/DC converter, a constant voltage control method is used for the rectifier. And in order to ensure the power quality of load side, V/F control is used for the inverter to realize the stability of voltage and frequency. PSCAD/EMTDC software is also used to simulate and verify the dynamic characteristics of microturbine generation system. The results show that the actual dynamic characteristics of microturbine generation system can be reflected by the model.

**Key words:** microturbine generation system; modeling; dual PWM converter; characteristics analysis

中图分类号:TM743 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0070-03

## 0 引 言

随着能源危机和环境污染的日益严重,分布式发电技术已经成为人们关注的热点。其中,微型燃气轮机发电系统是一种技术上最为成熟、商业应用前景最为广阔的分布式发电技术。微型燃气轮机一般是指功率在几百千瓦以内的小型热动装置,以可燃性气体或液体为燃料,可同时产生热能和电能,与常规发电机组相比,具有寿命长、可靠性高、燃料适应性好、环境污染小和便于灵活控制等优点<sup>[1]</sup>,是目前实现冷热电联产的主要设备。利用 PSCAD/EMTDC 软件建立了微型燃气轮机发电系统完整的数学模型,研究了双 PWM 变流器的控制策略,分析了在负荷扰动时微型燃气轮机发电系统的动态特性。

## 1 微型燃气轮机发电系统结构

微型燃气轮机发电系统结构如图 1 所示。微型燃气轮机采用单轴结构,通过压缩机涡轮产生转矩驱动高速发电机发电,与采用齿轮变速系统的分轴结构

相比,单轴结构系统效率更高、结构更紧凑、可靠性更高。一般,微型燃气轮机转速高达 50 000 ~ 120 000 r/min,通常采用高能永磁材料(如钕铁硼材料或钕钐材料)的永磁同步发电机(PMSG),其产生的高频交流经过整流逆变转化为工频交流,通过 LC 滤波器滤除高频谐波,输送至负荷或大电网<sup>[2]</sup>。这里采用 PWM 控制的电压源整流器和逆变器。

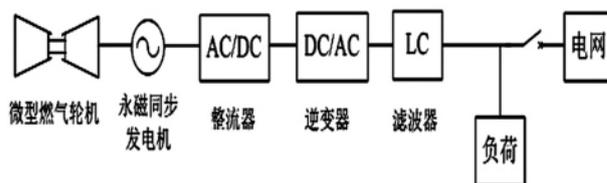


图 1 微型燃气轮机发电系统结构

## 2 微型燃气轮机数学模型

微型燃气轮机模型如图 2 所示,其中,排气温度函数  $f_1$ 、涡轮转矩输出函数  $f_2$ 、燃料供给系统中阀门定位器和燃料制动器的传递函数  $f_3$  分别为

$$f_1 = T_{ref} - 700(1 - \omega_{f1}) + 500(1 - \omega) \quad (1)$$

$$f_2 = 1.3(\omega_{f2} - 0.23) + 0.5(1 - \omega) \quad (2)$$

$$f_3 = \frac{1}{(0.05s + 1)(0.4s + 1)} \quad (3)$$

式中,  $T_{ref}$  为排气温度基准, 取  $T_{ref} = 950 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $w_{f1}$ 、 $w_{f2}$  为燃料流量信号;  $w$  是涡轮机实际转速。

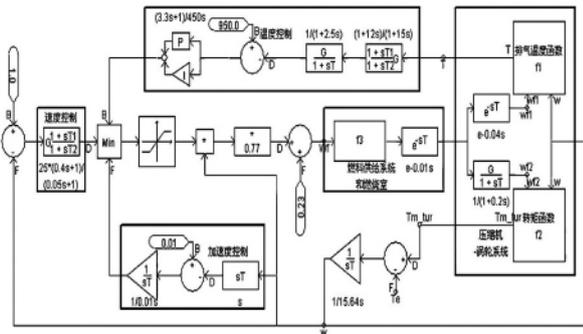


图 2 微型燃气轮机模型

从图 2 可以看出, 微型燃气轮机模型包括转速与加速度控制、温度控制、燃料供给和燃烧室以及压缩机-涡轮系统等部分。在非满载时, 微型燃气轮机主要速度控制方式为斜率控制, 即以转子速度与预先设定参考值间的差值作为输入信号, 以速度偏差比例值作为输出信号; 加速度控制目的是限制转速的变化率过大, 防止转子超出允许范围; 温度控制通过限制燃料输入量来保护系统温度不超过限定值<sup>[2, 3]</sup>。为了维持正常运行需要燃料量占了额定燃料量很大的比重, 取 0.23 的额定燃料量作为微型燃气轮机的基荷, 因此微型燃气轮机要尽量避免运行在低负荷状态以提高经济效益。

### 3 双 PWM 变换器控制策略

#### 3.1 整流器控制策略

三相电压型 PWM 整流器 (VSR) 主电路拓扑结构如图 3 所示。通过控制整流器桥臂上各功率器件的导通与关断, 实现交直流的转换, 直流侧采用电容

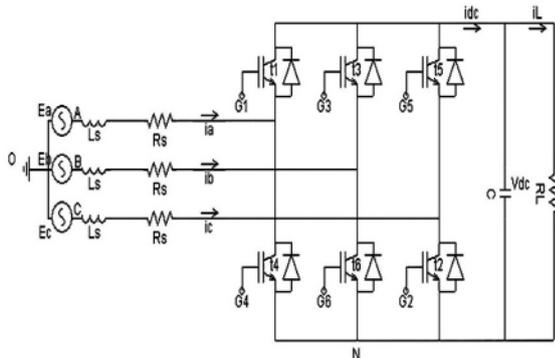


图 3 三相电压型 PWM 整流器主电路拓扑

进行直流储能, 从而使 VSR 直流侧呈低阻抗的电压源特性。由于 PWM VSR 具有谐波小、控制灵活的特点, 可通过合适算法, 快速调节微型燃气轮机输出功率, 达到缩短系统动态响应时间的目的。

三相静止对称坐标系下的 VSR 数学模型交流侧变量都为时变交流量, 不利于控制系统的设计。因此, 通过坐标变换将三相静止  $abc$  坐标系转化为与基波频率同步旋转的  $dq0$  坐标系, 简化控制系统的设计<sup>[4]</sup>。三相电压型 PWM 整流器控制结构如图 4 所示, 采用基于前馈解耦控制策略的双闭环控制结构, 图中  $V_{dref}$  为直流侧电压参考值, 直流侧电压差值经 PI 控制后产生有功电流参考值  $i_{qref}$ ; 由于无功功率取为 0, 则无功电流参考值  $i_{dref}$  取为 0, 再通过内环对  $dq$  轴电流的跟踪, 产生 PWM 脉冲信号控制绝缘栅双极型晶体管 (IGBT) 的通断, 维持直流侧电压的恒定, 实现了对有功功率和无功功率的解耦控制。电压外环的主要作用是在负荷功率变化时维持 VSR 直流侧电压恒定; 电流内环作用是按电压外环输出的电流指令进行电流控制, 实现单位功率因数正弦电流控制。整流器输出为直流, 通过逆变器转化为工频交流供给

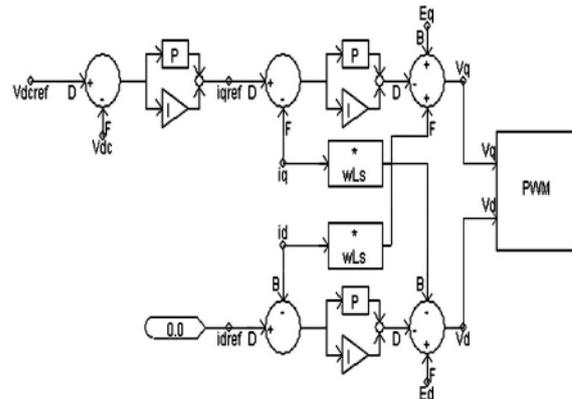


图 4 三相电压型 PWM 整流器双环控制结构

#### 3.2 逆变器控制策略

三相 PWM 逆变器主电路拓扑结构如图 5 所示,

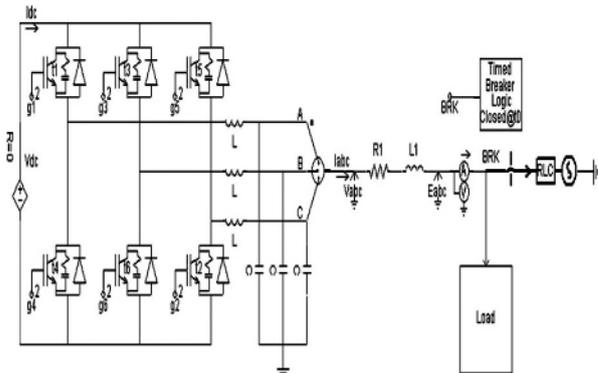


图 5 三相 PWM 逆变器主电路拓扑

负荷,通常逆变器输出的工频电流含有谐波,所以在逆变器输出端加装 LC 滤波器,滤除开关频率及其邻近频带的高次谐波,保证负荷的电能质量。

微型燃气轮机发电系统可运行在并网与孤岛两种状态。并网时,微型燃气轮机发电系统接入大电网,输出指定功率;孤岛时,微型燃气轮机接本地负荷。主要分析孤岛时微型燃气轮机发电系统的运行特性。如图 5 所示,开关 BRK 断开,系统运行在孤岛状态,由微型燃气轮机保证负荷侧电压与频率在功率变化时维持恒定值。逆变器采用 V/F 控制,控制框图如图 6 所示,采用电压电流双闭环结构,将逆变器出口的电压及频率控制为给定值,电压幅值设为 310 V,频率为 50 Hz,可得到电压参考值  $V_{aref}$ 、 $V_{bref}$ 、 $V_{cref}$ ,对其进行派克变换,得到 dq 轴上电压参考值  $V_{dref}$ 、 $V_{qref}$ 。通过采集滤波器输出端口电压信号,可以计算出逆变器电压 dq 轴分量  $V_d$ 、 $V_q$ ,与 dq 轴电压参考值进行比较后通过 PI 控制使得输出波形跟踪给定值,其输出作为电流内环的给定值;内环是瞬时负荷电流值的反馈,采用 PI 控制,该环节增加了逆变器的阻尼系数,使整个系统更加稳定<sup>[5]</sup>。

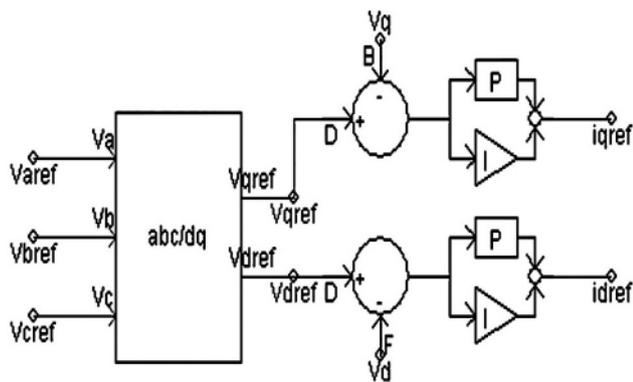


图 6 V/F 控制框图

#### 4 微型燃气轮机发电系统特性分析

根据图 1 微型燃气轮机发电系统结构,在 PSCAD/EMTDC 环境下建立了微型燃气轮机发电系统仿真图,如图 7 所示,开关 BRK 断开,微型燃气轮机处于孤岛运行状态,承担本地负荷的波动。微型燃气轮机额定功率取 30 kW,额定转速为 60 000 r/min,直流侧电压参考值  $V_{dref}$  取 800 V,同时,不考虑微型燃气轮机非线性的启动阶段,本地负荷按每 20 s 变化 50% 从空载到满载再到空载变化,观察微型燃气轮机发电系统的动态特性。

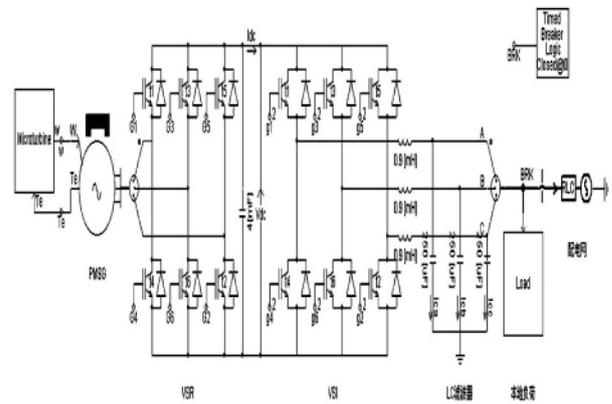
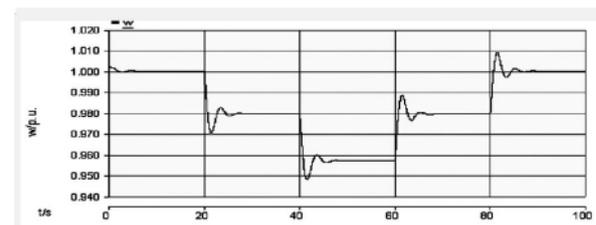
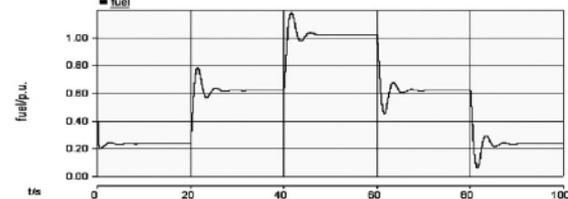


图 7 微型燃气轮机发电系统仿真图

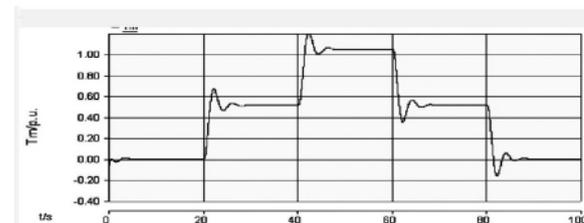
图 8 为微型燃气轮机特性仿真曲线。从图 8(a) 可以看出,空载时,转速  $w$  达到额定值 1 p.u.,当负荷功率增加至 100% 时,转速下降到 0.957 p.u.,即随着负荷功率的增加,转速会下降,仿真过程中转速基本维持在额定转速附近;从图 8(b) 可以看出,微型燃气轮机空载时所需燃料流量为 0.23 p.u.,满载时为 1.018 p.u.,验证了前面所提到的微型燃气轮机为维持正常运行所需的基础燃料为设定值 0.23 p.u.,从仿真过程来看,微型燃气轮机所需调整的燃料流量范围约为 23% ~ 100%,正好与 0 ~ 100% 的负荷功率相对应,符合实际要求;从图 8(c) 可以看出,机械转矩  $T_m$



(a) 转速



(b) 燃料流量



(c) 机械转矩

图 8 微型燃气轮机特性仿真曲线

(下转第 90 页)

[9] 鲜艳霞,李兴源.提高暂态稳定性的 HVDC 与发电机励磁的非线性最优协调[J].继电器,2004,32(20):1-4.

[10] 王宝华,杨成梧.FACTS 稳定控制策略综述[J].电力自动化设备,2000,20(2):15-21.

[11] 杨波,刘天琪,李兴源,等.基于最优变目标的 HVDC 与 SVC 非线性综合协调控制[J].继电器,2006,34(17):29-33.

[12] 严伟佳,蒋平.抑制区域间低频振荡的 FACTS 阻尼控制[J].高电压技术,2007,33(1):189-192.

[13] D. Z. Fang, Xiondong Yang, T. S. Chung, et al. Adaptive Fuzzy - logic SVC Damping Controller Using Strategy of

Oscillation Energy Descent [J]. IEEE Transactions of Power System, 2004, 19(3): 1414-1421.

[14] 马幼捷. SVC 与发电机励磁协调非线性控制[J].电工技术学报,1998,13(4):1-4.

作者简介:

何振宇(1987)男,硕士研究生,研究方向为电力系统稳定控制;

李华强(1965)男,教授,硕士生导师,从事电压稳定及无功优化控制问题研究。

(收稿日期:2011-12-07)

(上接第72页)

并没有严格按照负荷的变化成比例变化,空载时转矩为 0 p. u.,满载运行时转矩为 1.048 p. u.,其原因在于负荷增加时转速下降,空载时转速为额定值 1 p. u.,满载时转速为 0.957 p. u.,而  $P_e = T_e \omega$  ( $P_e$  为电磁功率,  $T_e$  为电磁转矩,  $\omega$  为转速),由于电磁转矩和机械转矩在稳定状态下平衡,故实际满载运行时,机械转矩会略高于 1 p. u.,但整个仿真过程中转速都维持在额定转速附近。

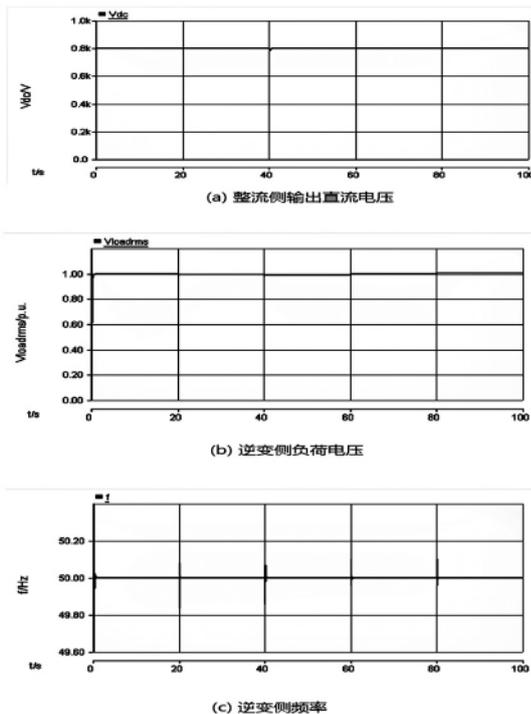


图9 整流侧和逆变侧的电压、频率

图9为微型燃气轮机发电系统整流侧和逆变侧的电压与频率,由于整流器采用双闭环恒压控制,其输出直流侧电压  $V_{dc}$  能保持在参考值 0.8 kV 附近;随着负荷的变化,逆变侧负荷电压  $V_{loadrms}$  能基本维持在 1 p. u. 左

右;频率  $f$  最高不超过 50.1 Hz,最低为 49.84 Hz,最后稳定在 50 Hz,变化范围为  $\pm 0.2$  Hz,从而保证了负荷对电能质量的要求。

### 5 结 语

根据微型燃气轮机的工作原理,把微型燃气轮机及其变流部分当作一个整体,建立了微型燃气轮机发电系统的完整数学模型。整流器采用双闭环恒压控制,维持了直流侧电压的恒定;逆变器采用 V/F 控制,保证了负荷侧电压与频率的稳定。利用 PSCAD/EMTDC 软件对微型燃气轮机动态特性进行仿真分析,验证了该模型的有效性。

### 参考文献

[1] 杨策,刘宏伟,李晓.微型燃气轮机技术[J].热能动力工程,2003,18(1):1-4.

[2] 王成山,马力,王守相.基于双 PWM 换流器的微型燃气轮机系统仿真[J].电力系统自动化,2008,32(1):56-60.

[3] 余涛,童家鹏.微型燃气轮机发电系统的建模与仿真[J].电力系统保护与控制,2009,37(3):27-31,45.

[4] 丁奇,严东超,曹启蒙.三相电压型 PWM 整流器控制系统设计方法的研究[J].电力系统保护与控制,2009,37(23):84-87,99.

[5] 陈江辉,谢运祥,陈兵.逆变电路的控制技术与策略[J].电气应用,2006,25(9):102-106.

作者简介:

邓浩(1986)男,硕士,研究方向为电力系统自动化和电能质量;

李春艳(1985)女,硕士,研究方向为电力系统自动化和电能质量。

(收稿日期:2011-12-21)

# 二滩电站枯水期3机运行必要性与可行性分析

姜开波 杨东

(二滩水力发电厂,四川攀枝花 617100)

**摘要:**针对二滩电站机组在枯水期的进相运行情况,分析了少开机组带来的节水效益,并通过计算得出了在500 kV系统要求的电压下,3台机运行时全站吸收系统无功最大能力曲线,经过实际数据验证表明能如实反映机组及主变压器吸收无功的能力,能满足电网电压调整要求。可用于指导开多少台机组可以满足系统电压调节要求。

**关键词:**低励限制;进相运行;耗水率;无功损耗

**Abstract:** For the leading phase operation condition of Ertan Units in low water period, the benefits brought by saving water via reducing the number of operating units are analyzed. The curves indicating the maximum capacity of absorbing the reactive power of whole station is drawn by computing the desired voltage of 500 kV grid when there are three units in operation. The curves can reflect the real capacity of absorbing the reactive power by the units and main transformer which is verified by the real operating data, and indicate that the operation in three units can satisfy the demands of voltage regulation. The results can be applied to decide how many units in operation will satisfy the demands of system voltage regulation.

**Key words:** restriction of low excitation; leading phase operation; water consumption rate; reactive power loss

中图分类号:TM622 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0073-05

## 0 前言

二滩电站共6台机组,单机额定容量为550 MW,5回500 kV出线,其中二普三回线是与四川主网的联系通道,每回长约200 km,属于长距离高压输电线路。在枯水期运行主要面对两个问题,一是日发电量较少,机组负荷率低,旋转备用经常多达3台机额定总容量,即经常有机组在空载运行,这无益会增加耗水率,降低电站经济运行效益;二是二普线为轻载线路,向系统注入大量无功,加之普提站无功不能就地平衡,电网仍要求二滩电站吸收二普线路充电无功及电网部分无功,二滩机组在某种程度上主要为调压而开四台机并网。如果3台机运行能满足电网无功及稳定运行要求,少开1台机并网,无论对节水增效还是降低机组磨损都是有益的。文献[1]通过计算分析了二滩发变组吸收系统无功的能力,但只基于机组低励限制考虑,而实际机组允许进相的深度还受机端电压的影响,分析时不能忽略。下面在文献[1]的基础上针对上述两方面的问题,对二滩电站3机运行的必要性和可行性进行了分析。

## 1 节水效益

为了避免并网机组吸收电网有功,并网机组最小

须带负荷20 MW,相当于空载运行,此时机组过机流量约 $38 \text{ m}^3/\text{s}$ 。机组枯水期平均耗水率约 $2.47 \text{ m}^3/\text{kWh}$ ,将这些数值代入式(1)可以计算出1台机带最小负荷1 h损失的水量为 $87\,400 \text{ m}^3$ ,若少开1台机并网,该水量即为节约水量。

$$V_s = Q_n(3\,600 - P_{\min}t)c_{\text{avg}} \quad (1)$$

式中, $V_s$ 为1台机带最小负荷时浪费的水量, $\text{m}^3$ ;  $Q_n$ 为1台机带最小负荷时的过机流量, $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $P_{\min}$ 为机组最小负荷,kW;  $t$ 为机组带负荷运行时间,h;  $c_{\text{avg}}$ 为机组枯水期平均耗水率, $\text{m}^3/\text{kWh}$ 。

将此水量按耗水率折算成电量约为35\,400 kWh,按每度电0.28元的上网电价计算,价值约1万元。针对4台机并网的情况,每天如能保持少开1台机即3台机运行8 h,枯水期按5个月算,将所节约的水全部发电则可增收1\,200万元,因此节水增发电的效益很值得关注。

## 2 稳定分析

对于3台机并网能否满足电网稳定运行要求,主要从3方面考虑:一是由于线路是轻载运行,因此不易出现低频振荡等功角稳定问题;二是事故情况下对系统电压的影响,全站3机运行,此时跳1台机组对

系统电压的抬高以及跳一条线路后系统电压被拉低的问题,经过四川电力试验研究院的稳定计算表明不会引起四川电网的电压稳定问题;三是机组重新并网的问题,二滩电厂机端额定电压 18.0 kV,励磁系统调整机端电压范围为 ±10%,机组并网允许的最大电压偏差为 1%,励磁 V/f 限制值为 1.07,故机组能够顺利并网所允许的系统最高电压为  $1.07 \times 1.01 \times 522.5 \text{ kV} = 564.7 \text{ kV}$ ,跳 1 台机后,最不利的情况下,500 kV 系统电压会升高至 544 kV,理论上讲,当系统电压在 564.7 kV 以下时,二滩电厂机组可以顺利并网。

另外对于频率,随着四川电网装机容量的快速增加以及与重庆电网的增强联系,以及与西北电网、华东电网的联系,加上 3 机运行时机组所带负荷通常不足 455 MW,因此不会因为跳 1 台机而受到影响。

### 3 全站吸收电网无功的能力

在满足电网稳定要求时,对于开 3 台是否能满足枯水期电网的电压调整要求就是主要考虑的问题。该问题可以描述成当电网要求某一系统电压时,各种有功负荷下机组最大进相加上主变压器消耗无功的总和能否满足电网要求全站吸收的无功。通常可以通过试验方式来确定机组及主变压器吸收电网无功的最大能力,但由于涉及频繁调整系统电压、机组有功及无功,运行操作风险较大,同时测得的值也受电网运行方式的影响,因此采用计算的方式来确定机组与主变压器吸收电网无功的最大能力。计算主要考虑机组低励限制和最小机端电压限制对于机组进相的影响。

#### 3.1 机组低励限制曲线的修正

二滩机组的低励限制曲线按表 1 的几个典型负

荷点下低励限制值给出,不同的负荷下允许的进相无功可以分段按线性插值求得。但应注意的是机组低励限制还与机端电压有关,该表所列值是在机端额定电压 18 kV 下给出的,实际运行中还应该按实际机端电压与定额电压比值的平方进行修正,即按式(2)进行修正。

$$Q_g = Q_e \left( \frac{U_g}{18} \right)^2 \quad (2)$$

式中  $Q_g$  为发电机实际机端电压对应的允许进相无功, Mvar;  $Q_e$  为额定电压对应的允许进相无功,可从表 1 按线性插值求得, Mvar;  $U_g$  为发电机实际机端电压, kV。

表 1 额定机端电压(18 kV)下机组低励限制

P / MW	0.0	138.0	413.0	462.0	550.0
Q / Mvar	-300.0	-237.5	-112.5	-90.0	-50.0

按机端电压最低值 17.1 kV 修正,可以得到此时的允许进相无功,见表 2。

表 2 机端电压(17.1 kV)下机组低励限制

P / MW	0.0	138.0	413.0	462.0	550.0
Q / Mvar	-270.8	-214.3	-101.5	-81.2	-45.1

#### 3.2 机组功率分配

对于 3 台机运行时功率的分配主要考虑振动区,按照水头 185.0 m、机组振动区为 150 ~ 455 MW,根据 AGC 负荷分配原则,可知 3 台机运行时,机组有功不可分配区域有 3 段,即:①450 ~ 495 MW;②850 ~ 930 MW;③1 250 ~ 1 365 MW。AGC 投入省调控制运行时,将不可分配的负荷区间传送给省调 AGC,省调 AGC 下发设定值时会躲过不可分配负荷的区域,考虑 3 台机总负荷从最小负荷 60 MW 到最大 1 650 MW,可以得出表 3 所示的典型负荷分配。

表 3 典型有功分配及计算所得无功

总有功给定 / MW	$P_1$ / MW	$Q_1$ / Mvar	$P_2$ / MW	总有功给定 / MW	$Q_2$ / Mvar	$P_3$ / MW	$Q_3$ / Mvar
60	20	-202	20	60	-202	20	-202
150	60	-202	60	150	-202	30	-202
420	150	-199	150	420	-199	120	-201
450	150	-199	150	450	-199	150	-199
500	455	-84	25	500	-202	20	-202
840	540	-49	150	840	-199	150	-199
850	550	-45	150	850	-199	150	-199
930	455	-84	455	930	-84	20	-202
1 170	515	-59	505	1 170	-64	150	-199
1 240	545	-47	545	1 240	-47	150	-199
1 250	550	-45	550	1 250	-45	150	-199
1 370	460	-82	455	1 370	-84	455	-84
1 650	550	-45	550	1 650	-45	550	-45

表3中  $P_1 - P_3, Q_1 - Q_3$  即分别为第1台机至第3台机的有功与无功。

### 3.3 机组与主变压器吸收无功能力的计算

二滩发电变压器组采用单元接线,所有发电变压器组通过主变压器高压侧双母线并联向电网供电。在计算的时候主要考虑主变压器的电抗参数,而忽略电阻及激励支路,同时忽略厂用电系统,则得出参数折算至主变压器高压侧的简化潮流计算模型,即图1所示。

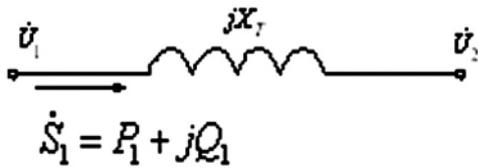


图1 机组无功计算模型

图1中,  $U_1$  为发电机机端电压按主变压器变比折算至主变压器高压侧的电压, kV;  $X_T$  为主变压器电抗,  $\Omega$ ;  $U_2$  为主变压器高压侧母线电压, kV;  $S_1$  为发电机复功率, MVA;  $P_1$  为发电机有功功率, MW;  $Q_1$  为发电机无功功率, Mvar。

主变压器是由3台单相双绕组变压器按 Y/D-11 方式连接构成,单相额定容量是  $S_N = 21\,400$  MVA, 高压侧额定电压  $U_N = 550/\sqrt{3}$  kV, 低压侧额定电压 18 kV, 抽头在3档即变比  $k = 522.5/18$ 。将主变压器短路电压百分比值  $U_k\% = 14.51$  代入  $X_T = U_k\% U_N^2 / 100 / S_N$  求出主变压器电抗  $X_T$  [21]。

从发电机端  $U_1$  往主变压器高压端  $U_2$  计算,按式(3)求得主变压器高压侧电压有效值。

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - DU)^2 + dU^2} \quad (3)$$

式中,  $DU$  为主变压器电抗电压降纵分量, kV;  $dU$  为主变压器电抗电压降横分量, kV;  $U_2$  为主变压器高压侧母线电压有效值, kV;  $U_1$  为发电机机端电压按主变压器变比折算至主变压器高压侧的电压有效值, kV。

将  $DU = Q_1 X_T / U_1$  与  $dU = P_1 X_T / U_1$  代入式(3)可以得到式(4),即

$$U_2^2 = (U_1 - Q_1 X_T / U_1)^2 + (P_1 X_T / U_1)^2 \quad (4)$$

由式(4)可以看出,当已知发电机有功、机端电压与主变压器高压侧母线电压则可以求出此时机组的无功。

四川电网在2011—2012年枯期对二滩母线电压曲线最低为524 kV,实际运行中,只要求母线电压最低调至526 kV,此时端电压进相至17.1 kV时,机组

只能吸收无功170 Mvar,不及机组低励限制最大值,所以必须考虑机端电压对机组进相能力的影响。当机组在振动区下沿以下运行时,由于有功小,机组低励限制允许进相较大,此时机组最大进相能力主要受机端电压的限制,而对于机组在振动区上沿以上运行时,有功较大,机组低励限制允许进相较小,机端电压不会运行在最低值,此时机组最大进相能力主要受低励限制的作用。表3中是机组无功计算值,相对机组有功小于150 MW时对应的低励限制值相比,可以看出此时发电机在满足机端电压要求与低励限制要求的两个条件中,的确是前者更严格。

对应于表3中所示的各种负荷,可以按式(5)求出主变压器无功损耗,结果列于表4。

$$DQ_T = (P_1^2 + Q_1^2) X_T / U_1^2 \quad (5)$$

式中  $DQ_T$  为主变压器损耗无功, Mvar。

其他参数含义同图1、式(3)。

表4 对应于表3各负荷计算所得各主变压器的无功

1B /Mvar	2B /Mvar	3B /Mvar
12	12	12
13	13	12
18	18	16
18	18	18
63	12	12
87	18	18
90	18	18
63	63	12
79	76	18
88	88	18
90	90	18
64	63	63
90	90	90

将表3中的各机组的允许进相的无功与表4中各并网机组对应的各主变压器的无功消耗一起考虑,即可得出3台机运行忽略其他主变压器及厂用电时各负荷点下全站吸收系统无功的最大能力,可以作出图2中的机组加主变压器吸收无功能力曲线,该曲线类似于机组的低励限制曲线(见图2中机组最大进相能力曲线),此曲线表明如果电网要求的某系统电压下的潮流点落于左侧则表明无法满足此系统电压的调节要求,落于右侧则能。

### 3.4 实际运行数据的验证

从实际运行数据取母线电压为526 kV的数据点,工况为3台机运行,5回出线运行,5台主变压器

运行,见表5。

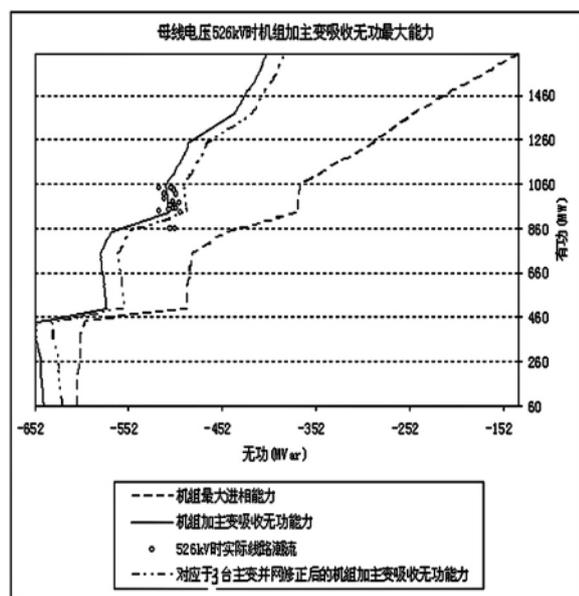


图2 母线电压526 kV时机组加主变吸收无功能力

表5 主变压器高压侧母线电压526 kV的实际运行数据

$P_1$ /MW	$Q_1$ /Mvar	$P_2$ /MW	$Q_2$ /Mvar	$P_3$ /MW	$Q_3$ /Mvar
24	-208	463	-102	456	-105
25	-178	459	-103	457	-106
70	-181	459	-103	456	-105
106	-180	459	-103	402	-127
101	-180	459	-103	458	-105
127	-180	457	-103	458	-105
62	-191	460	-102	456	-105
126	-179	458	-103	458	-106
58	-183	458	-103	458	-106
128	-182	457	-103	456	-106
128	-183	459	-103	458	-107
87	-182	456	-103	456	-106
43	-183	457	-105	456	-107
43	-184	456	-104	456	-106
92	-183	459	-103	457	-107
61	-183	461	-103	455	-106
35	-184	461	-103	457	-106
153	-160	556	-60	148	-176
60	-159	555	-63	242	-184
151	-164	457	-103	324	-158

通过式(5)可以计算表5中对应的各负荷情况下主变压器的无功损耗,而线路总无功与机组总无功的差值是实际主变压器、厂用电等无功损耗的总和,忽略厂用电的情况下该差值即主变压器实际损耗的无功,将计算与实际主变压器损耗无功相比,发现计算值比实际值大约20 Mvar,见图3所示。分析原因

是计算模型的简化所致,可以进行修正,得出图2中“对应于3台主变压器并网修正后的机组加主变吸收无功能力”曲线。考虑到实际工况有1台主变压器小修不投运、其余2台备用机组主变压器空载运行及厂用电无功消耗情况,全站吸收无功的能力,接近于3台机并网时计算出的机组进相总无功和主变压器消耗的无功。

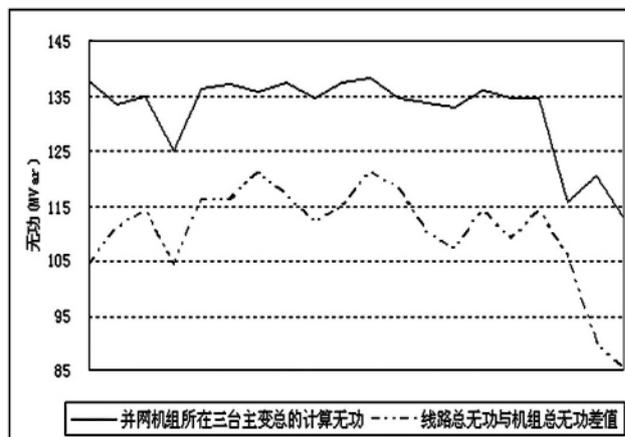


图3 主变压器计算无功损耗与实际损耗的比较

将表5的实际运行数据以散点方式在图2中作出,可以看出,大部分数据落于全厂无功吸收能力曲线的右边,且靠近曲线边缘;也有4个数据点落于该曲线左侧,但都是有功负荷比较大的点,有2台机在振动区上沿的情况。这说明3台机运行时,在小负荷情况下(2台机在振动区下沿),可以将系统电压调下限;当2台机在振动区上沿运行时,要将系统电压调下限,二滩电厂机组进相值将达到低励限制报警值或机端电压下限值边缘。实际情况是,在枯水期的低谷时段,二滩电厂负荷均在600 MW以下,只需1台机运行在振动区的上沿。

## 4 结 语

(1) 基于少开1台机的经济效益以及机组减少磨损考虑,表明3台机运行方式是有必要的。

(2) 采用计算方法确定全站吸收电网无功的能力,经过实际数据验证表明开3台机能满足电网电压下限运行的调整要求,但调节裕度不大,上限则明显可以得到满足。电网的稳定试验表明3台机不会存在稳定性问题。因此3机运行方式是可行的。

(3) 实际运行数据表明,AGC分配原则会导致3机运行会带来机组频繁跨越振动区的问题,应该通过

与电网调度部门进行协商沟通,避免省调 AGC 频繁下发跨越振动区的有功设定值。

### 参考文献

[1] 王世界. 二滩水电厂发电机变压器组吸收线路无功最大容量计算[J]. 水电自动化与大坝监测, 2008, 32(1): 43-46.

[2] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析(下册)(第三版)[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.

(上接第23页)

电压距离远小于按照传统方案进行无功补偿, 相应的网络损耗也有所减小。

由图1、图2、图3可以看出, 在按照传统方案进行无功补偿, 系统各节点电压虽然能回到正常运行范围之内, 但电压偏移较大; 而按照考虑投入参数的方案进行无功补偿, 能使负荷点的电压基本集中在0.98~1.01p.u.之间, 缩小了电压偏移范围, 预留了较多的电压安全校正空间, 有效地提高了电压质量。

对比表3、表4的计算结果可以看出, 对于同一补偿节点, 补偿容量不同, 最佳投入补偿的参数也不同, 最佳投入参数有可能高于95%, 也有可能低于95%。

虽然由表7计算结果得知, 由传统的主导节点法计算得出的有功功率网损较小。但由图4可以看出, 由区域电压距离计算得到的各节点电压的偏移量更小, 系统更加稳定。

结果表明, 虽然各个节点各种情况下最优无功补偿投入参数不相同, 不能得到一个统一固定的值, 但是可以看出, 建立的节点的电压评价指标能判断无功补偿在不同运行状态下不同投入参数进行无功补偿后系统的电压稳定能力, 所提出的方法能在保证电压稳定的基础上, 减少网络损耗。

## 4 结 论

以上阐述了无功补偿的基本原理, 针对传统的无功补偿未考虑何种状态下投入系统较优的问题, 在电压稳定的思想上建立了区域电压距离指标, 再运用粒子群算法得出确定无功补偿投入参数的具体方案, 方法比较简单实用, 直观方便。虽然不能得出系统关于何种状态下投入无功补偿最佳的统一结论, 但与传统的仅凭运行人员经验相比, 用此方法计算能得到一个

[3] 张健, 孙华东. 二滩电站枯水期调压策略研究[D]. 中国电力科学研究院, 2009.

作者简介:

姜开波(1977), 男, 工程师, 学士, 主要从事水电站运行管理工作;

杨东(1974), 男, 工程师, 硕士, 主要从事水电站运行工作。

(收稿日期:2012-01-09)

具体值, 保证了系统运行的电压稳定性, 减少了网络损耗, 兼顾了安全性和经济性, 有一定的实际意义和应用价值。

### 参考文献

[1] CARSON W. TAYLOR. 电力系统电压稳定[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

[2] 刘传铨, 张焰. 电力系统无功补偿点及其容量的确定[J]. 电网技术, 2007, 31(12): 78-81.

[3] 卢勇, 李盛林, 卢志强. 电力系统无功补偿点的确定及其补偿方法[J]. 电力电容器, 2002(2): 8-11.

[4] 王建学, 王锡凡, 陈皓勇. 基于协同进化法的电力系统无功优化[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 124-129.

[5] 谭涛亮, 张尧. 基于遗传禁忌混合算法的电力系统无功优化[J]. 电网技术, 2004, 28(11): 57-61.

[6] 王秀云, 邹磊, 张迎新, 等. 基于改进免疫遗传算法的电力系统无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(1): 1-5.

[7] 丁晓群, 黄伟, 章文俊. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法[J]. 电网技术, 2004, 28(14): 44-48.

[8] 龙启峰, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于可控主导节点的电压分区及电压校正研究[J]. 电网技术, 2005, 29(24): 59-62.

[9] 杨琪, 李华强. 基于电压稳定的区域电网无功能力评价[J]. 电力系统保护与控制,

[10] 张聪誉, 陈民铀, 罗辞勇, 等. 基于多目标粒子群算法的电力系统无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 20(4): 164-169.

[12] 李磊, 黄彦全, 董家读, 等. 基于无功/电压控制的电网优化分区方法[J]. 电力系统保护与控制, 2005, 14(6): 95-99.

作者简介:

朱觅(1987), 女, 硕士研究生, 研究方向为电压无功;

刘俊勇(1963), 男, 博士, 教授, 主要从事配电网自动化方面的研究。

(收稿日期:2011-12-12)

# 发电厂次同步振荡( SSO) 问题的解决方法

刘代祥<sup>1</sup> 汪立<sup>2</sup>

( 1. 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610061;

2. 四川中电福溪电力开发有限公司, 四川 成都 645152)

**摘 要:**当直流换流站发生单极或双极闭锁时,靠近直流换流站的发电机组就极有可能产生次同步振荡( SSO),这就需要引入发电机轴系扭振保护( TSR) 装置和 SEDC 装置来用于解决次同步振荡( SSO) 引发的轴系扭振,避免造成轴系某些部件如联轴器断裂或疲劳损坏,保证机组和电网的安全运行。

**关键词:**次同步振荡( SSO); 扭振保护( TSR); 附加励磁阻尼控制器( SEDC)

**Abstract:** While monopolar or bipolar blocked in HVDC converter station, the subsynchronous oscillation ( SSO) may occur in the generating unit nearby HVDC converter station. So a subsynchronous torsional protection ( torsional stress relay) scheme is highly required to protect generator shafts from damage caused by subsynchronous resonance( SSR), which may cause some parts of generator shafts ( such as shaft coupling) broken. The subsynchronous torsional protection and supplementary excitation damping controller( SEDC) demonstrate their effectiveness in detecting subsynchronous vibration and protecting generator shafts.

**Key words:** subsynchronous oscillation; torsional stress relay; supplementary excitation damping controller

中图分类号:TK474 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2012)02-0078-07

## 0 引 言

汽轮发电机组轴系扭振是指在发生机电扰动时,汽轮机驱动转矩与发电机电磁制动转矩之间失去平衡,使轴系这个弹性质量系统产生一种振动形式——扭转振动。引起扭振的原因来自两方面:机械扰动与电气扰动。前者主要指不适当的进汽方式、调速系统晃动、快控汽门等。后者一般根据大小分为两类:一类是由串联电容补偿所引起的次同步谐振( subsynchronous resonance, SSR) 及有源电力设备及其控制系统( HVDC、PSS、SVC 等) 引起的次同步振荡( subsynchronous oscillation, SSO); 另一类是指各种急剧扰动造成的暂态冲击,如短路、自动重合闸、误并列、甩负荷等。由直流输电引起的汽轮发电机组的次同步振荡问题,1977 年首先在美国 Square Butte 直流输电工程调试时被发现,后来,在美国的 CU、IPP、印度的 Rihand - Deli、瑞典的 Fenno - Skan 等高压直流输电工程中,都表明有可能导致次同步振荡。根据 IEEE 的 SSR 工作小组的定义,次同步谐振是电力系统的一种状态,即电网在低于系统同步频率的一个或几个频率

下与汽轮发电机进行能量交换。由于汽轮机和发电机的转子惯性较大,表现出对轴系本身的低阶扭振模态十分敏感,呈低周高应力的受力状态,这种机电共振直接严重威胁机组的安全可靠运行,次同步振荡现象会对发电机组和电网的安全运行带来直接的重大危险。

## 1 次同步振荡产生的机理

高压直流输电系统( HVDC) 引起的次同步振荡,已经确认有两种可能的产生机理,其中一种与直流输电换流器的快速控制有关。直流输电换流器控制与邻近汽轮发电机组轴系扭振相互作用的机理,可用图 1 进行解释:若机组轴系受到电磁转矩的小扰动,会导致某一扭振模态转速和转角摄动(  $\Delta\omega$  和  $\Delta\theta$  ),将引起机端电压幅值与相位的相应摄动(  $\Delta V$  和  $\Delta\theta_v$  ),从而导致换流母线电压幅值与相位的摄动。对应于换流母线电压相位的摄动,换流阀触发角将产生相同的摄动(  $\Delta\alpha$  ),从而导致直流电压和电流产生摄动(  $\Delta V_d$  和  $\Delta I_d$  );而对应于换流母线电压幅值的摄动,同样也会使直流电压和电流产生摄动。

上述两者的作用将导致直流电压和电流偏离平衡状态,而 HVDC 控制将感应这种偏差并加以快速校正和调整,引起发电机电磁转矩的扰动( $\Delta T_e$ ),最终又反馈作用于机组轴系。如果发电机转速变化与由此引起的电磁转矩变化之间的相位滞后(包括闭环控制系统的附加相位滞后)超过  $90^\circ$ ,则将形成一种正反馈性质的扭振相互作用,不断助增扰动幅值,导致轴系扭振失稳。

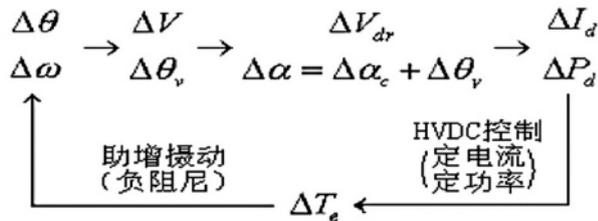


图1 HVDC 换流器控制引起次同步振荡示意图

## 2 盘南电厂引入扭振保护的必要性

盘南电厂  $4 \times 600$  MW 机组全部投入运行,电厂通过两回 85 km 的 500 kV 输电线路接入兴仁 500 kV 直流换流站,兴仁换流站另外还有两回 500 kV 线路分别与八河和天生桥 II 站相连,兴仁换流直流站的直流额定功率为 3 000 MW,双极直流  $\pm 500$  kV,通过一回线路送电至广东电网,直流双极已于 2007 年 10 月投入商业运行(电网结构如图 2 所示)。

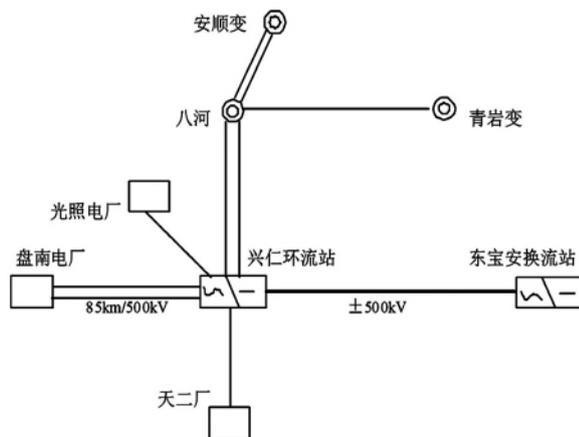


图2 盘南电厂所在区域电网结构图

由于盘南电厂距离兴仁换流站较近,经南方电网技术研究中心计算分析,当直流换流站投入运行时,盘南电厂机组的 SSR 稳定性与直流线路的输送功率及兴仁换流站连接并运行的交流输电线路的回路数有关,兴仁换流站与交流系统的联系越弱,越容易产

生 SSO。直流系统输送最大功率,兴仁换流站与交流系统的联系最弱的运行方式是产生 SSO 问题的最严重的方式,即当盘南电厂孤岛运行或天换线停运时发生次同步振荡的可能性最大。

盘南电厂  $4 \times 600$  MW 机组采用东方汽轮机厂生产的亚临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽、冲动式、直接空冷凝汽式 N600-16.67/538/538 汽轮机配东电生产的 QFSN-600-2-22B 型汽轮发电机,其汽轮发电机的机电系统特征频率见表 1。

表1 汽轮发电机的机电系统特征频率

试验频率测量结果/Hz				
模态 1	模态 2	模态 3	模态 4	模态 5
13.115	25.095	29.330	—	—

时域仿真的结果表明,盘南电厂机组轴系的不稳定主要表现在模态 1 和模态 2,在兴仁换流站加装阻尼控制回路 SSDC 后,盘南电厂机组模态 1 和模态 2 的在各种方式下的轴系振荡均被抑制。但是, HVDC 系统是一个非常复杂的电网,当各种没有考虑到的或超出设计范围之外的特殊运行方式出现时,换流站附近的发电机组同样可能产生次同步振荡,因此必须在盘南电厂各台机组上安装轴系扭振保护装置(torsional stress relay, TSR),作为发电机组防止产生 SSO 的后备措施和最后一道防线,当机组发生次同步振荡且振荡达到一定的程度时可以切除发电机组,以保护机组的安全。

## 3 盘南电厂 TSR 保护配置

每台汽轮发电机组装设两套 CSC-812 型扭振保护(TSR),CSC-812 装置通过在机端监测扭振信号经解调后计算出轴系各段的疲劳,采用特殊的实时算法计算实时疲劳。每台 TSR 对每台汽轮发电机组都有单独的输入信号和跳闸输出(TSR 监测原理结构图) 2 套 TSR 保护之间无任何电气联系,当一套 TSR 保护因异常退出或检修时,不影响另一套 TSR 保护正常运行。TSR 保护功能有反时限疲劳保护和扭振发散保护。

TSR 保护定值整定原则及跳闸曲线如下。

- 1) TSR 装置作为 SSO 工况下的汽轮发电机组轴系扭振保护,以保护汽轮发电机组轴系安全为主要目的。
- 2) TSR 装置动作将导致切机,TSR 装置应当尽可能少动作。

3) 在SSO工况下,盘南电厂4台600 MW机组TSR各自独立按照整定定值动作,暂不考虑4台机组切机的疲劳定值的配合。

4) 盘南电厂TSR保护的疲劳整定定值为1%动作,即机组轴系经过一次扰动产生的疲劳损耗达到轴系疲劳寿命的1%时,TSR保护动作。

模态1值为0.33 rad/s时达到5 kWh位置疲劳极限,7951 s左右跳闸,扭转功率为180 MW。

模态2值为0.21 rad/s时达到6 kWh位置疲劳

极限,3525 s左右跳闸,扭转功率为210 MW。

模态3值为0.41 rad/s时达到2 kWh位置疲劳极限,4104 s左右跳闸,扭转功率为70 MW。

## 4 TSR保护可靠性验证

1) 2008年3月31日电网故障,兴仁HVDC换流站直流功率闭锁时2号机TSR装置的录波文件分析如图3和图4。



图3 电网故障TSR装置的模式波形

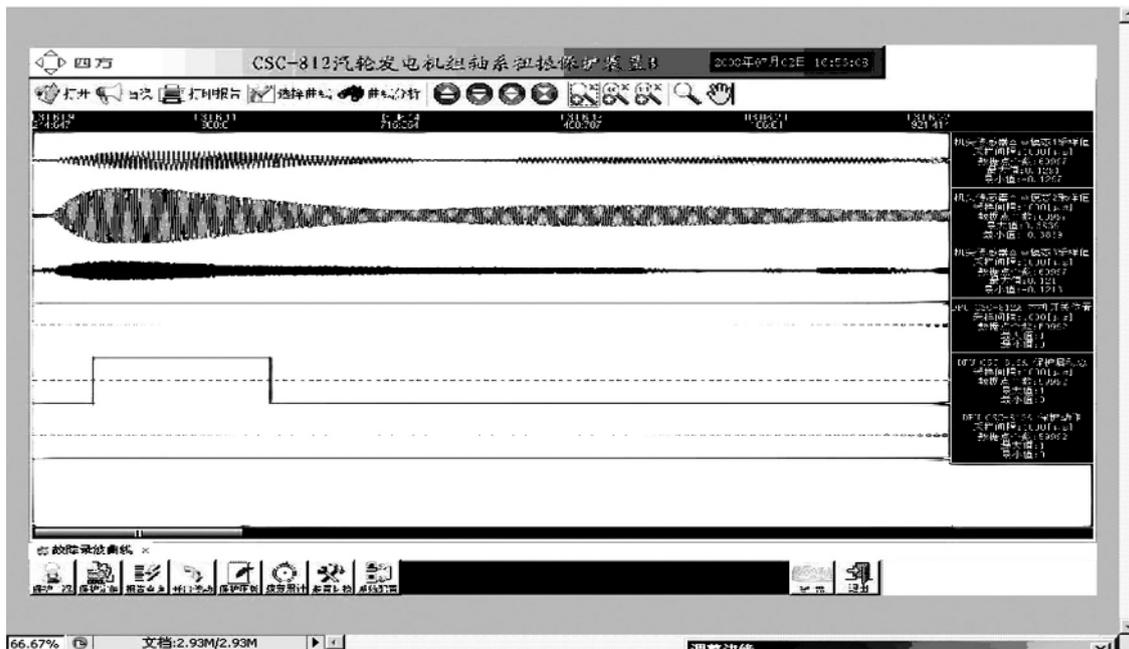


图4 电网故障TSR装置的局部图形

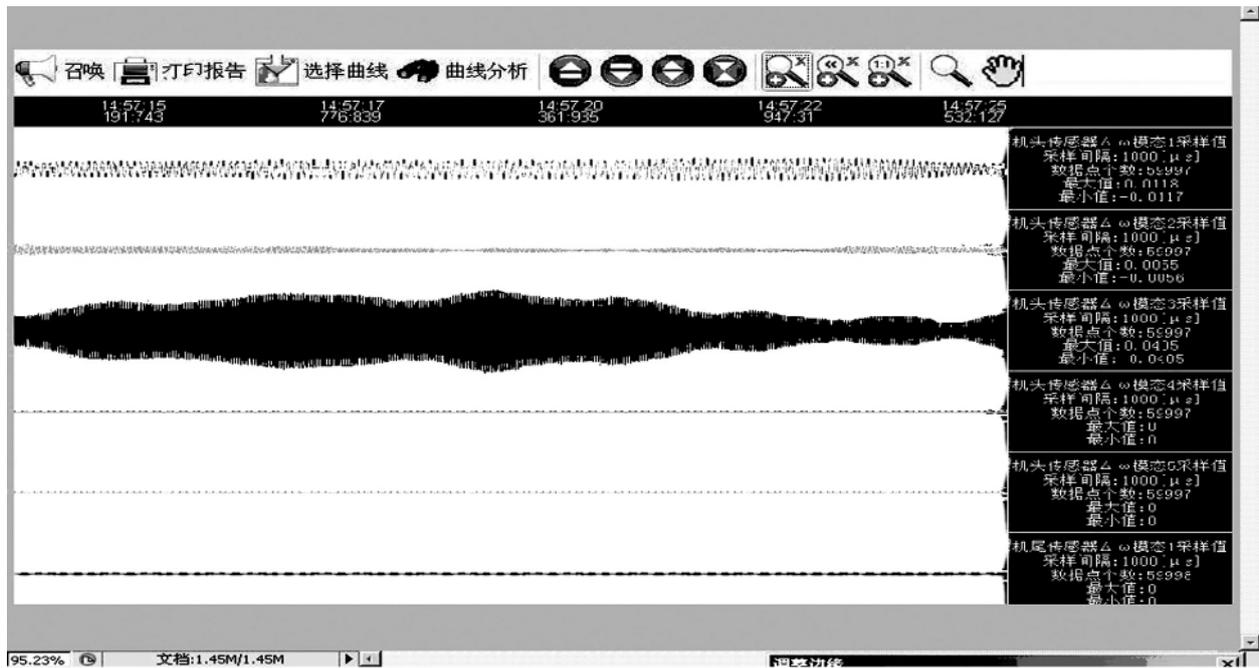


图5 降压运行试验的模式波形

模态1最大值为0.1291,最小值为-0.1297;模态2最大值为0.3839,最小值为-0.3839;模态3最大值为0.121,最小值为-0.1213。通过离线分析3个模态幅值均未达到轴系扭转疲劳累计,其中模态2幅值最大,但距疲劳累计值也较远,且在20s内完成衰减,因此对机组轴系疲劳无影响。

2) 图5是兴仁换流站进行降压运行试验时录下

的波形。

由于降压运行是一个稳态的过程,所以由图5可知3个模态的幅值都很小,即使是模态3的幅值也远没有达到录波启动的门槛值0.2,所以它对机组的大轴不会产生影响。

3) 图6是功率波动试验时的录波图形。

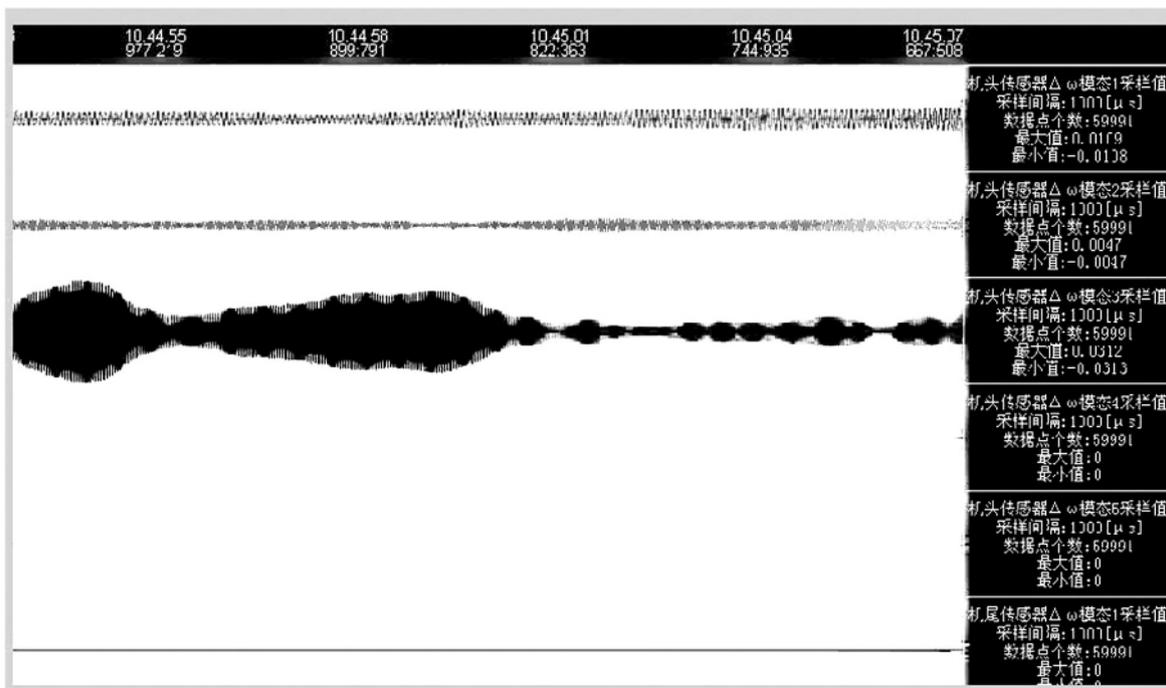


图6 功率波动试验的模式波形

由图6可知在HVDC系统做小的功率波动试验时3个模态中只有模态3有一点很小的反应,其他两个模态基本上没有变化,所以这种功率波动试验对机组不会有影响。

### 5 盘南电厂的SSO问题解决

南方电网技术研究中心在RTDS系统上做了针对盘南电厂轴系扭振保护装置(TSR)的动模试验,试验结果表明,在各种运行方式下(正常运行、八换线检修、天换线检修和电厂孤岛运行等各种运行方式)直流投入SSDC均可有效抑制次同步振荡,不会引起TSR装置动作。针对盘南电厂负荷通过双回直流线路送出引发的SSO问题,从TSR装置做静态试验到机组的启动试验机组正常运行,再到兴仁换流站的在线功率波动试验及直流闭锁试验可以看出CSC-812(TSR)都做出了正确的反应。

### 6 SEDC装置的引入

在目前的网架结构下,仿真结果显示盘南电厂的SSO问题在直流侧投入SSDC装置后可以有效抑制次同步振荡,但随着直流网架的增加,其周边大型发电机组的SSO问题将会日益复杂,随着对机组SSO问题的深入研究,提出了采用汽轮发电机组附加励磁阻尼控制器(supplementary excitation damping control-

ler, SEDC)来抑制机组的次同步振荡的方法。

#### 6.1 SEDC装置原理

目前国内的SEDC装置是通过安装在汽轮发电机组上的轴系测速传感器,对汽轮发电机组的转速进行连续监视和分析,并对转速信号进行滤波的解调处理,进而得到与转子的固有扭振频率相对应的扭振分量,再经过对各个扭振模态信号的比例移相处理,形成各个模态的控制信号,同时考虑励磁控制器的容量限制进行限幅,将各个模态的控制信号进行叠加形成总的SEDC控制输出信号,将此控制输出信号叠加到励磁调节器的控制信号上,通过励磁控制器产生一个与发电机转子上的次同步感应电流幅值大小相等、相位相反的电流,进而形成与机组扭振作用相反的电磁转矩,只要SEDC的调节比例和移相环节参数适当,这个转矩就能对轴系的次同步扭振起到正阻尼作用,从而抵消机组扭振的影响,如图7。

#### 6.2 SEDC装置在伊敏电厂的应用

2010年6月23日,四方公司的CSC-811P附加励磁阻尼控制器(SEDC)在伊敏发电厂,成功完成了二期两台600MW机组的扭振激发、抑制试验和串补投退、拉合线路等试验,试验结果如下。

图8为投伊冯乙线固定串补时,分别在有/无SEDC情况下3号机组模态2的转速差对比图。通过计算分析,无SEDC投固定串补时3号机组模态2衰减系数为0.063,收敛时间34s;有SEDC投固定串补时3号机组模态2衰减系数为0.199,收敛时间12s。

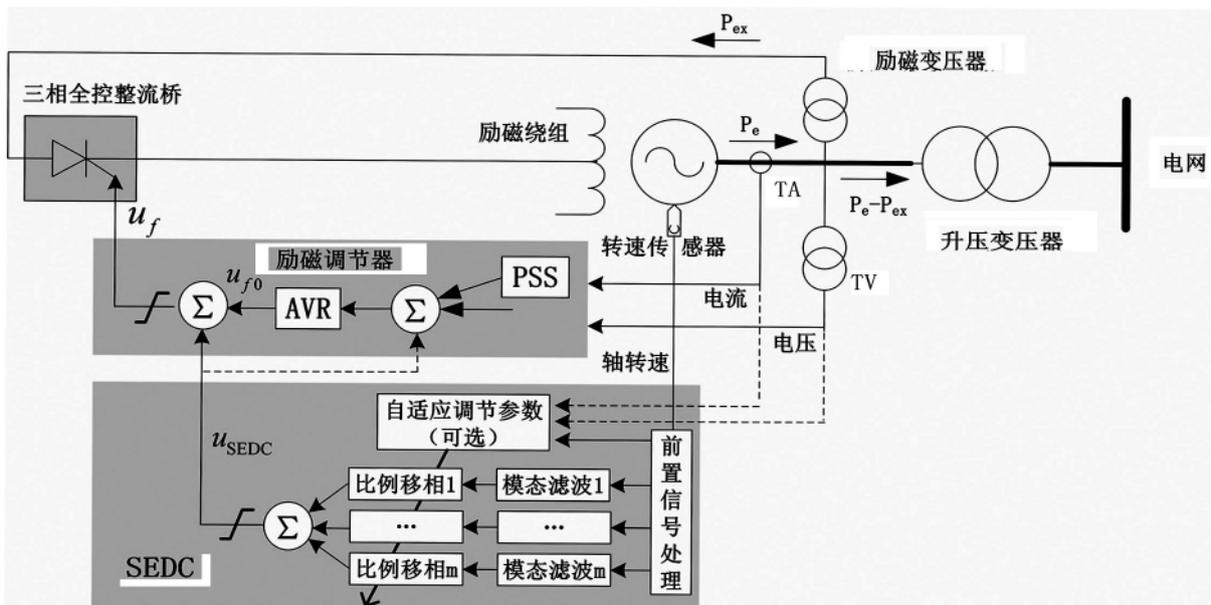


图7 SEDC的逻辑应用原理框图

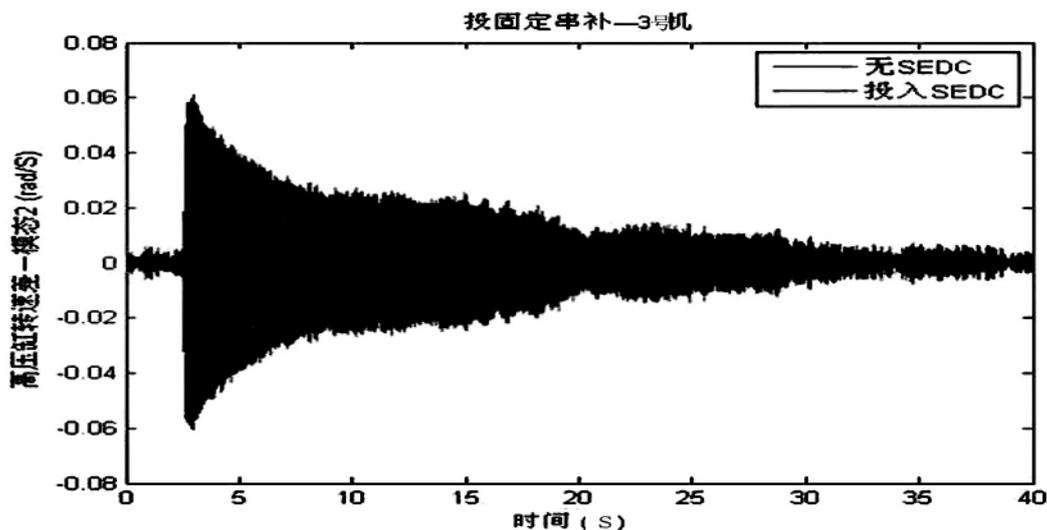


图8 投固定串补3号机组模式2动态过程

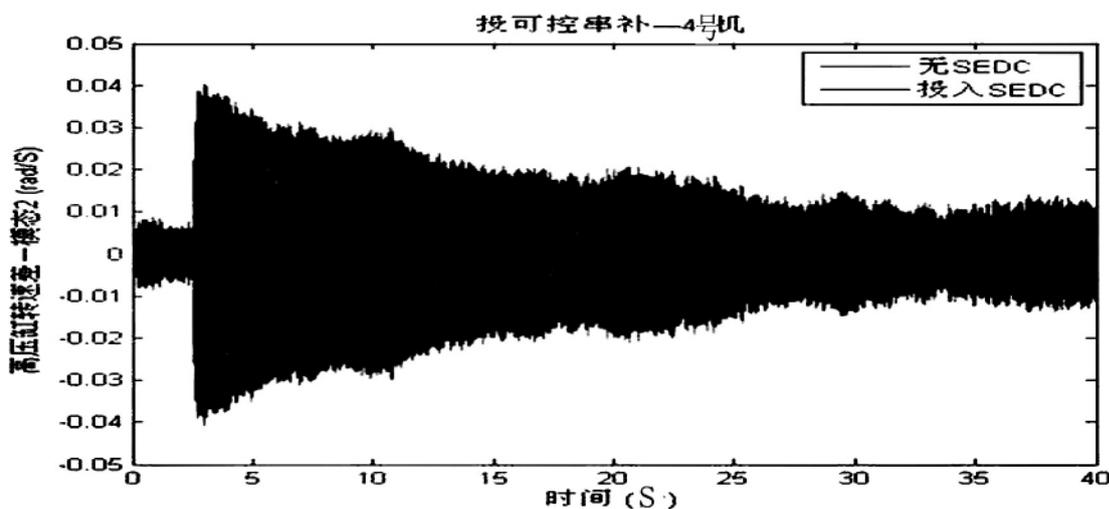


图9 投可控串补4号机模式2动态过程

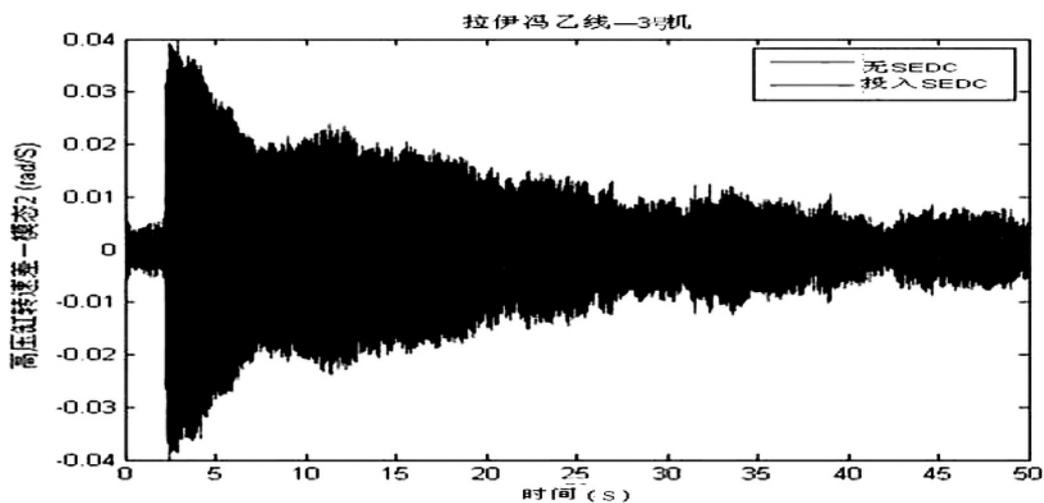


图10 拉线路3号机模式2动态过程

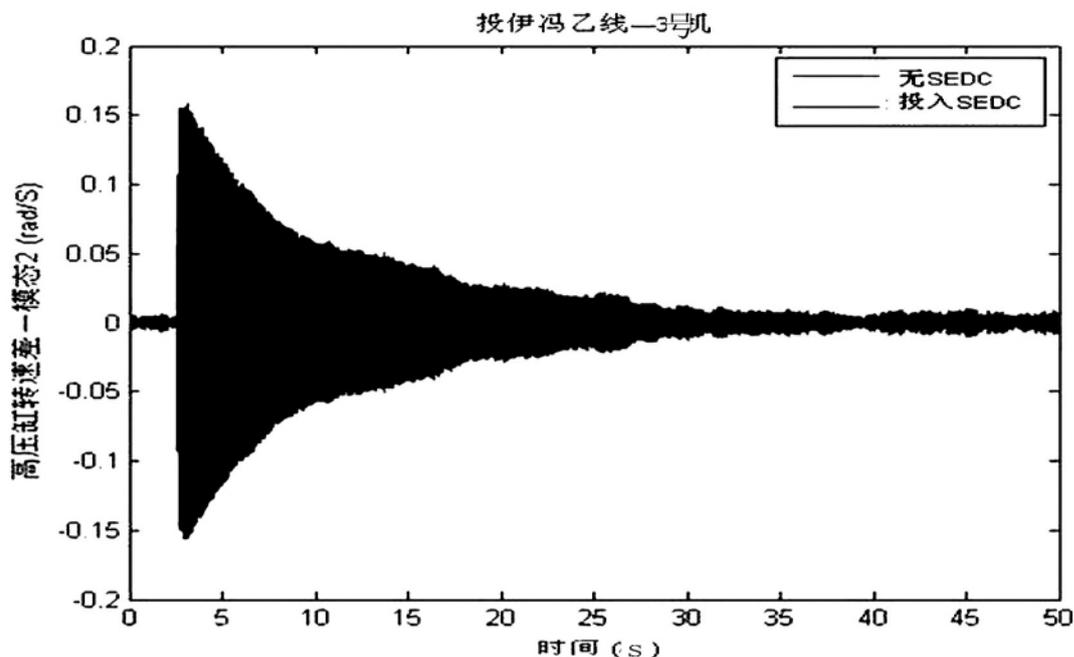


图11 合线路3号机模式2动态过程

图9为投伊冯乙线可控串补时,分别有/无SEDC情况下4号机组模式2的转速差对比图。通过计算分析,无SEDC投可控串补时4号机组模式2衰减系数为0.041,收敛时间32s;有SEDC投可控串补时4号机组模式2衰减系数为0.127,收敛时间20s。

图10为拉开伊冯乙线时,有/无SEDC情况下3号机组模式2的转速差对比图。通过计算分析,无SEDC拉开线路时3号机组模式2衰减系数为0.041,收敛时间50s;有SEDC拉开线路时3号机组模式2衰减系数为0.194,收敛时间12s。

图11为合伊冯乙线时,有/无SEDC情况下3号机组模式2的转速差对比图。通过计算分析,无SEDC合线路时3号机组模式2衰减系数为0.092,收敛时间33s;有SEDC合线路时3号机组模式2衰减系数为0.244,收敛时间13s。

## 7 结 语

盘南电厂SSO问题已通过投入SSDC & TSR装置得到解决,伊敏电厂的SSO问题可以利用附加励磁阻尼控制器明显地抑制,证明SSDC和SEDC是主动预防SSO问题的方案,而TSR是SSO问题产生后的后备保护。因此,对于直流输电产生的次同步振荡问题可以通过在电厂侧装设SEDC & TSR以及在换流站投入SSDC的方式来解决,在系统发生SSO引发机组轴系扭振时,加快SSO的衰减速度,减少机组的疲劳损伤,保障机组的安全运行。

作者简介:

刘代祥(1996),男,工程师,从事继电保护和高压试验工作;

汪立(1982),男,助理工程师,从事继电保护和高压试验工作。

(收稿日期:2012-02-15)

# 质量是企业的生命线

# 发电机励磁及 SVC 非线性最优协调控制

何振宇 李华强

(四川大学电气信息学院智能电网四川省重点实验室 四川 成都 610065)

**摘要:**发电机励磁和静止无功补偿器(static var compensator, SVC)对远距离输电的稳定性有很大影响。为了提高系统在大扰动情况下的暂态稳定性,提出一种发电机励磁系统与 SVC 协调非线性最优控制方法。通过建立发电机励磁与 SVC 系统的综合模型,将微分几何反馈线性化理论与线性最优控制理论相结合,设计了发电机励磁与 SVC 系统的非线性最优协调控制规律。控制信号实现了本地化,避免了远距离的信号传输。仿真结果证明,该控制方法能同时改善系统的功角稳定性和电压稳定性。

**关键词:**励磁系统; SVC; 非线性控制; 微分几何; 反馈线性化; 电压稳定

**Abstract:** The influence of generator excitation system and static var compensator (SVC) on the stability of long-distance transmission system is great. A nonlinear coordinated control of SVC and generator excitation is presented to improve the transient stability of power system in the presence of large disturbance. Firstly, a model including SVC and generator excitation is developed. Then, based on the differential geometric feedback linearization method of nonlinear system and the optimal control theory of linear system, a rule of optimal nonlinear coordinated control for SVC and generator excitation is designed. The control signal can realize the localization and avoid the remote signal transmission. Simulation results show that, by use of the proposed control strategy, the stability of power angle and voltage can be improved.

**Key words:** excitation system; static var compensator (SVC); nonlinear control; differential geometry; feedback linearization; voltage stability

中图分类号: TM301 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)02-0085-06

## 0 引言

电力系统的安全稳定是电力系统最重要的问题<sup>[1]</sup>。随着电网规模的不断扩大,超高压、远距离输电线路日益增多,使得电力系统的稳定控制变得愈加复杂<sup>[2]</sup>。系统的稳定性包括功角稳定性和电压稳定性。运行实践和理论表明,在电力系统的重要枢纽点快速的提供动态电压支撑是解决电力系统安全稳定的一个重要途径<sup>[3-4]</sup>。如何在提高系统功角稳定性的同时,改善系统的电压稳定性,是一个值得考虑的问题。

发电机励磁系统对电力系统的动态行为有很大的影响,长期以来,人们对用发电机励磁的控制来提高电力系统稳定性有深入的研究<sup>[5-9]</sup>。其附加控制即 PSS 对于增加系统阻尼、改善系统功角稳定性具有重要作用,但 PSS 对于改善系统的电压稳定性作用不大,尤其对于一个远距离输电的系统。

柔性交流输电系统(flexible AC transmission system, FACTS)元件的出现为解决电力系统的稳定控制

问题提供了新的手段。FACTS 家族的许多控制器,如静止无功补偿器(static var compensator, SVC)、可控串补(thyristor controlled series compensation, TCSC)以及静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)等已成为提高系统暂态稳定的有效措施<sup>[10]</sup>。其中, SVC 作为电力系统的动态电压支撑的重要手段,越来越广泛地应用于电力系统<sup>[11-13]</sup>。SVC 具有突出的控制快速性,因此,深入研究 SVC 控制在改善电力系统稳定性中的作用具有重要意义。

与此同时,考虑到电力系统是一个强非线性系统,常规的控制器是根据某个运行点的线性化模型设计的,在大扰动的情况下可能无法发挥理想的控制效果。如何考虑电力系统的非线性特性,要求 SVC 与发电机励磁系统进行协调控制以提高电力系统稳定,这已成为电力系统控制工作者研究的一个热点问题。文献[14]用反馈线性化技术对 SVC 与发电机励磁协调非线性控制进行了研究。直接反馈线性化技术在处理系统的非线性问题时,没有给出函数方程求逆的一般过程,在处理多输入多输出的复杂系统时较为困难。

微分几何理论源自于20世纪80年代,近年来,近代微分几何理论与非线性控制系统相结合,形成了一门新的学科体系,即非线性系统几何理论。微分几何理论结合现代控制理论在电力系统控制技术中得到了很好的应用。被用于解决大型发电机的励磁控制、无功补偿的非线性控制等,得到了比较好的控制效果。

采用微分几何反馈线性化理论设计 SVC 控制器,并与发电机励磁系统进行协调控制,结合现代控制理论,设计了发电机励磁和 SVC 系统的最优控制规律,使得控制器可以同时满足发电机功角稳定和 SVC 接入点电压稳定两个目标。仿真结果证明了控制规律的有效性。

### 1 微分几何状态反馈线性化理论简述

考虑到文中的情况,针对一个双输入双输出的仿射非线性系统。其一般形式如下。

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f(X) + g_1(X)u_1 + g_2(X)u_2 \\ y_1(t) = h_1(X) \\ y_2(t) = h_2(X) \end{cases} \quad (1)$$

其中  $X$  是  $n$  维状态向量;  $f(X)$  及  $g_1(X)$ 、 $g_2(X)$  均是  $n$  维向量场;  $u_1$ 、 $u_2$  是  $n$  维控制变量;  $y_1(t)$ 、 $y_2(t)$  是输出变量;  $h_1(X)$ 、 $h_2(X)$  是  $X$  的标量函数。

根据微分几何理论,对于每一个输出量  $y_i$ ,有一个对应的关系度  $r_i$ ,则多变量系统的关系度  $r$  是一个集合。对于文中的系统,假定有  $r = r_1 + r_2 = n$ ,  $n$  是状态向量维数。若非线性系统(1)能被输入状态反馈线性化,则在一个邻域  $\Omega$  内存在一个微分同胚  $T$ ,做坐标变换,系统(1)变换成。

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dots \\ \dot{z}_{r_1-1} = z_{r_1} \\ \dot{z}_r = L_f^{r_1} h_1(X) + L_{g_1} L_f^{r_1-1} h_1(X) u_1 + L_{g_2} L_f^{r_1-1} h_1(X) u_2 \\ \dots \\ \varphi_1 = \varphi_2 \\ \dots \\ \dot{\varphi}_{r_2-1} = \varphi_{r_2} \\ \dot{\varphi}_{r_2} = L_f^{r_2} h_2(X) + L_{g_1} L_f^{r_2-1} h_2(X) u_1 + L_{g_2} L_f^{r_2-1} h_2(X) u_2 \end{cases} \quad (2)$$

即可转化为以新坐标系表达的标准型。

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dots \\ \dot{z}_{r_1-1} = z_{r_1} \\ \dot{z}_r = a_1(Z) + b_{11}(Z)u_1 + b_{12}(Z)u_2 \\ \dots \\ \varphi_1 = \varphi_2 \\ \dots \\ \dot{\varphi}_{r_2-1} = \varphi_{r_2} \\ \dot{\varphi}_{r_2} = a_2(Z) + b_{21}(Z)u_1 + b_{22}(Z)u_2 \end{cases} \quad (3)$$

其中  $Z = [z_1, \dots, z_{r_1}, \varphi_1, \dots, \varphi_{r_2}]^T$

$$= \begin{bmatrix} L_f^{r_1} h_1(X) \\ L_f^{r_2} h_2(X) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_{11}(Z) & b_{12}(Z) \\ b_{21}(Z) & b_{22}(Z) \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} L_{g_1} L_f^{r_1-1} h_1(X) & L_{g_2} L_f^{r_1-1} h_1(X) \\ L_{g_1} L_f^{r_2-1} h_2(X) & L_{g_2} L_f^{r_2-1} h_2(X) \end{bmatrix}$$

在新坐标下,系统是一个线性系统,可以利用成熟的线性控制理论来设计控制器。

微分几何反馈线性化数学概念清晰,是一种精确的线性化方法,数学变换理论严格,经证明,经过微分几何线性化后的系统的能控性、能观性都不发生改变,是一种优秀的非线性控制理论。

### 2 系统数学模型

#### 2.1 系统接线方式

考虑最典型的单机远距离与无穷大电网互联的系统如图1所示。

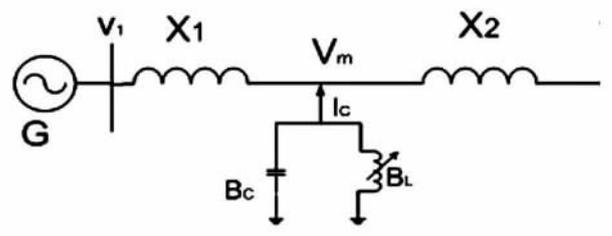


图1 具有 SVC 的单机无穷大系统

#### 2.2 发电机模型

对于单机无穷大系统,发电机模型可描述为

$$\begin{cases} \dot{\delta} = \omega(t) - \omega_0 \\ \dot{\omega} = -\frac{D}{H}(\omega(t) - \omega_0) + \frac{\omega_0}{H}(P_m - P_e) \\ \dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} [E_f(t) - E_q(t)] \end{cases} \quad (4)$$

且有

$$E_q(t) = E'_q(t) + (X_d - X'_d) I_d(t) \\ = \frac{X_{d\Sigma}}{X'_{d\Sigma}} E'_q(t) - \frac{X_d - X'_d}{X'_{d\Sigma}} V_2 \cos\delta(t) \quad (5)$$

$$P_e(t) = \frac{E'_q(t)}{X'_{d\Sigma}} V_2 \sin\delta(t) \quad (6)$$

$$I_d(t) = \frac{E'_q(t) - V_2 \cos\delta(t)}{X'_{d\Sigma}} \quad (7)$$

$$E_f(t) = k_c u_f \quad (8)$$

$$E_q(t) = X_{ad} I_f(t) \quad (9)$$

式中  $I_d(t)$  是发电机直轴电流;  $I_f(t)$  是励磁电流;  $u_f$  是励磁电压;  $X_{ad}$  为定子绕组与励磁绕组的互感抗,  $X_{d\Sigma} = X_d + X_1$ ,  $X'_{d\Sigma} = X'_{d\Sigma} = X'_d + X_1$ ,  $X_1 = X'_d + X_1 + X_2 + (X'_d + X_1) \cdot X_2 \cdot B_{svc}$ ;  $X_d$  和  $X'_d$  分别是发电机的直轴电抗和暂态电抗;  $E'_q(t)$  为发电机交轴暂态电势;  $\delta$  为发电机相对无穷大母线的功角;  $B_{svc}$  是 SVC 的等值电纳。

### 2.3 SVC 模型

SVC 采用如图 2 所示的实用模型。

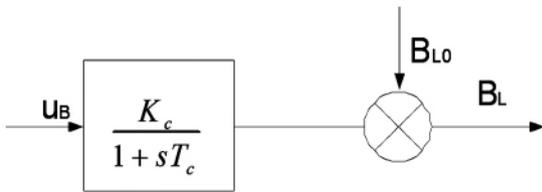


图2 SVC 模型

其动态数学模型为

$$\dot{B}_L = \frac{1}{T_c} [-B_L + B_{L0} + k_B \mu_B(t)] \quad (10)$$

式中  $T_c$  是 SVC 控制器的时间常数;  $B_L$  为 SVC 中电感支路电纳;  $B_{L0}$  是初始值;  $k_B$  是控制器增益;  $\mu_B$  为控制器输入。

为了简化设计,一般假定如下。

(1) 发电机采用三阶模型。

(2) 不考虑励磁系统的动态过程,即  $E_f = V_R$ ,  $E_f$  是励磁系统的输出电压(输入),  $V_R$  是励磁系统的控制电压(输入)。

(3) 发电机的机械功率在暂态过程中保持不变。

基于以上假设,单机无穷大系统结合 SVC 的数学模型,便得到带有 SVC 的系统模型,控制目标是要同时满足发电机功角稳定和 SVC 处电压稳定两个目标,因此选取功角偏差和电压偏差作为输出量。写成状态空间形式为

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f(X) + g_1(X) \mu_1 + g_2(X) \mu_2 \\ y_1 = h_1(X) = \delta - \delta_0 \\ y_2 = h_2(X) = V_m - V_{m0} \end{cases} \quad (11)$$

$V_m$  为 SVC 接入点的等效电压;  $V_{m0}$  是其稳态值。又根据 SVC 电路特性有:  $V_m = \frac{I_c}{B_L}$ ,  $I_c$  是可调电感支路电流。

$$X = [\delta \ \omega \ E'_q \ B_L]^T, [\mu_1 \ \mu_2] = [\mu_f \ \mu_B]^T$$

$$f(X) = \begin{bmatrix} \omega(t) - \omega_0 \\ \frac{\omega_0}{H} (P_m - D \frac{\omega(t) - \omega_0}{\omega_0} - \frac{E'_q(t) V_2 \sin\delta(t)}{X'_{d\Sigma}}) \\ \frac{1}{T'_{d0}} (-\frac{X'_d}{X'_{d\Sigma}} E'_q(t) + \frac{X_d - X'_d}{X'_{d\Sigma}} V_2 \cos\delta(t)) \\ \frac{1}{T_c} (-B_L + B_{L0}) \end{bmatrix}$$

$$g_1(X) = [0 \ 0 \ \frac{1}{T'_{d0}} k_c \ 0]^T$$

$$g_2(X) = [0 \ 0 \ 0 \ \frac{1}{T_c} k_B]^T$$

### 3 基于微分几何反馈线性化的控制器设计

对于所提的仿射非线性系统,首先验证其是否能进行精确线性化,为此需求解其对两个输出  $y_1 = h_1(X)$ 、 $y_2 = h_2(X)$  的关系度  $r_1$ 、 $r_2$ 。对于  $y_1 = h_1(X)$  有

$$L_{g_1} h_1(X) = \frac{\partial h_1(X)}{\partial X} g_1(X) = 0 \quad (12)$$

$$L_{g_2} h_1(x) = \frac{\partial h_2(x)}{\partial X} g_1(X) = 0 \quad (13)$$

$$L_f h_1(x) = \frac{\partial h_1(x)}{\partial X} f(X) = \omega - \omega_0 \quad (14)$$

$$L_{g_1} L_f h_1(x) = \frac{\partial(L_f h_1(x))}{\partial X} g_1(X) = 0 \quad (15)$$

$$L_{g_2} L_f h_1(x) = \frac{\partial(L_f h_1(x))}{\partial X} g_2(X) = 0 \quad (16)$$

$$L_{g_1} L_f^2 h_1(x) = \frac{\partial(L_f^2 h_1(x))}{\partial X} g_1(X) = \frac{k_c E'_q V_2 \sin\delta}{T_c X'_{d\Sigma}} \neq 0 \quad (17)$$

由此可知  $r_1 = 3$ 。对于  $y_1 = h_2(X)$  有

$$L_{g_1} h_2(x) = \frac{\partial h_2(x)}{\partial X} g_1(X) = 0 \quad (18)$$

$$L_{g_2} h_2(x) = \frac{\partial h_2(x)}{\partial X} g_2(X) = -\frac{k_B I_c}{T_c B_L^2} \neq 0 \quad (19)$$

可知  $r_2 = 1$ 。则有  $r = r_1 + r_2 = n = 4$ 。满足系统被线性化的条件,因此,存在一个坐标变换使得系统被新坐标下线性化。

选择如下的坐标变换。

$$\begin{aligned} z_1 &= h_1(X) = \delta - \delta_0 \\ z_2 &= L_f h_1(X) = \omega(t) - \omega_0 \\ z_3 &= L_f^2 h_1(X) = \frac{\omega_0}{H} (P_m - \frac{D}{\omega_0} (\omega - \omega_0) - P_e) \quad (20) \\ z_4 &= h_2(X) = \frac{I_c}{B_L} - V_{m0} \end{aligned}$$

其雅各比矩阵为

$$J = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -\frac{\omega_0 C_2 \sin \delta}{HX'_{d\Sigma}} & 0 \\ -\frac{\omega_0 E'_q V_2 \cos \delta}{HX'_{d\Sigma}} \omega & -\frac{D}{H} & -\frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{HX'_{d\Sigma}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{I_c}{B_L^2} \end{bmatrix}$$

在系统运行范围内,矩阵的行列式值不为 0,由此可知该坐标变换是一组合格的坐标变换。对于新坐标下的系统有

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dot{z}_2 = z_3 \\ \dot{z}_3 = L_f^3 h_1(X) + L_{g_1} L_f^2 h_1(X) u_1 + L_{g_2} L_f^2 h_1(X) u_2 \\ \dot{z}_4 = L_f h_2(X) + L_{g_1} h_2(X) u_1 + L_{g_2} h_2(X) u_2 \end{cases} \quad (21)$$

令

$$\begin{aligned} \dot{z}_3 &= -\frac{\omega_0 E'_q V_2 \cos \delta}{HX'_{d\Sigma}} \omega (\omega - \omega_0) - \frac{D\omega_0}{H^2} (P_m - \\ & D \frac{D - \omega_0}{\omega_0} - P_e) + \frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{HX'_{d\Sigma} T'_{d0}} E_q - \frac{Dk_c}{HT'_{d0}} \mu_f = v_1 \\ \dot{z}_4 &= -\frac{I_c}{B_L^2 T_c} (-B_L + B_{L0}) - \frac{I_c}{B_L^2 T_c} k_B \mu_B = v_2 \end{aligned}$$

得到线性化方程

$$\dot{Z} = AZ + BV \quad (22)$$

其中  $Z = [z_1 \ z_2 \ z_3 \ z_4]^T$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} B = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} V = [v_1 \ v_2]$$

输出方程

$$y_1 = z_1 \quad (23)$$

$$y_2 = z_4 \quad (24)$$

求解  $u_1, u_2$  得

$$\begin{aligned} u_f &= -\frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{Dk_c} \omega (\omega - \omega_0) - \frac{\omega_0}{Hk_c} (P_m - D \frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} \\ & - P_e) + \frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{X'_{d\Sigma} Dk_c} E_q - \frac{\omega_0 H}{Dk_c} v_1 \quad (25) \end{aligned}$$

$$u_B = -\frac{1}{k_B} (-B_L + B_{L0}) - \frac{B_L^2 T_c}{I_c k_B} v_2 \quad (26)$$

根据线性二次最优控制理论,选取性能指标  $J =$

$\int_0^{\infty} (Z^T QZ + V^T R V) dt$  使得性能指标达到极值的状态反馈向量表示为

$V = -R^{-1} B^T P Z = -KZ$ , 其中,  $P$  是 Riccati 方程  $A^T P + PA - PBR^{-1} B^T P + Q = 0$  的对称正解。对于系统,选取合适的权矩阵,求得最优反馈增益系数为

$$K = \begin{bmatrix} 1 & 2.414 & 2.414 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

得到  $\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} z_1 + 2.414z_2 + 2.414z_3 \\ z_4 \end{bmatrix}$ , 代入式

(25)、(26) 即可得到完整的非线性控制规律。

$$\begin{aligned} u_f &= -\frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{Dk_c} \omega (\omega - \omega_0) + \frac{\omega_0 V_2 \sin \delta}{X'_{d\Sigma} Dk_c} E_q + \frac{\omega_0 H}{Dk_c} \\ & (\delta - \delta_0 + 2.414(\omega - \omega_0)) + 2.414 \\ & (\frac{\omega_0^2}{Dk_c} - \frac{\omega_0}{Hk_c}) (P_m - D \frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} - P_e) \quad (27) \end{aligned}$$

$$u_B = -\frac{1}{k_B} (-B_L + B_{L0}) + \frac{B_L^2 T_c}{I_c k_B} (\frac{I_c}{B_L} - V_{m0}) \quad (28)$$

从控制规律可以看出,发电机励磁系统和 SVC 均实现了本地信号控制,因此所设计的控制器具有分散协调性,而无需要信号的通信,减少了由于信号延迟等引起的误差。

## 4 仿真分析

利用电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 对图 1 所示的单机无穷大系统进行仿真。SVC 接在长距离输电线路的中点,系统参数如下。

$X_d = 1.8548$ ,  $X'_d = 0.2568$ ,  $X_1 = X_2 = 0.0343$ ,  $H = 8$  s,  $T'_{d0} = 9.22$  s,  $T_c = 0.1$  s, 发电机容量 350 MW, 功率因数 0.9, 故障设置分为两种: (1) 1.0 s 时发电机出口三相接地短路,持续时间 0.1 s。(2) 1.5 s 时

线路中点发生三相接地短路,持续时间0.1 s。发电机功角曲线及 SVC 接入点电压曲线如图 5 所示。图 3、图 4 表示故障 1 的情况,图 5、图 2 表示故障 2 的情况。

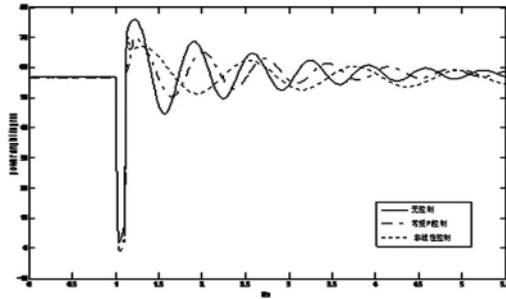


图 3 机端故障发电机功角

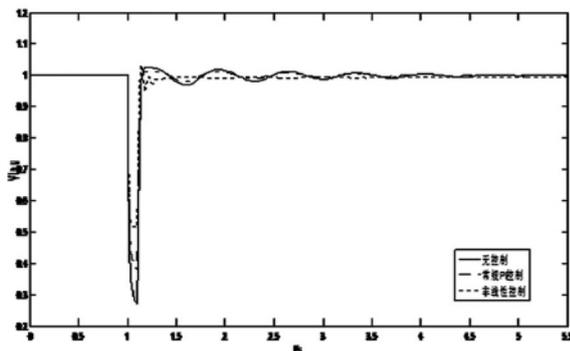


图 4 机端故障电压曲线

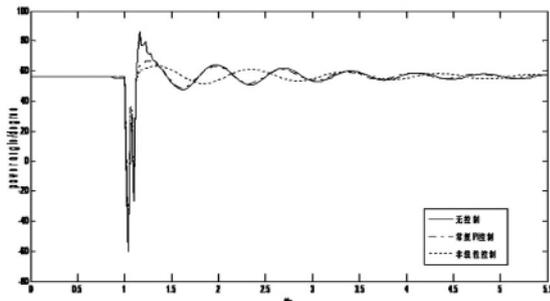


图 5 中点故障功角曲线

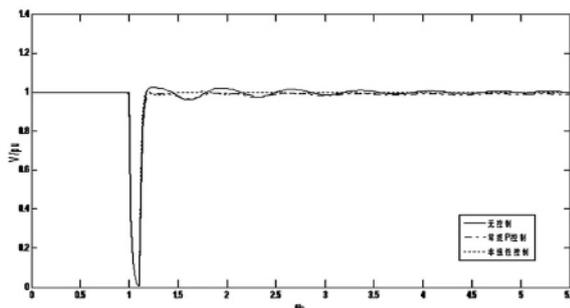


图 6 中点故障电压曲线

由图可知,系统加装控制器后,发电机功角振荡

和 SVC 接入点的电压波动都能很快平息,系统的暂态稳定性和电压稳定性都得以提高,较常规的 PI 控制器效果要好。

### 5 结 语

电力系统是一个强非线性系统,针对所提的单机无穷大系统,通过微分几何反馈线性化理论,结合最优控制方法,在保留系统的非线性特性的情况下,设计了一种发电机励磁系统和 SVC 非线性协调最优控制规律。仿真验证了控制规律能有效提高系统的功角稳定性和电压稳定性,提出的方法都能够保证系统的稳定性,且控制规律实现了本地信号控制。

利用非线性理论设计的控制器能明显地提高电力系统暂态稳定性和电压稳定性。微分几何反馈线性化的数学理论基础坚实,但也有无法克服的缺点,如:要求系统的数学模型精确,不具备对模型和参数不确定的鲁棒性,数学推导及控制规律非常复杂等。这都是以后研究将要注意的地方。

### 参考文献

- [1] 柯宁,苏建设,陈陈. TCSC 与 SVC 用于提高输电系统暂态稳定性的仿真研究[J]. 电力系统自动化,2004,28(1):20-24.
- [2] 兰洲,倪以信,等. 现代电力系统暂态稳定控制研究综述[J]. 电网技术,2005,29(15):40-50.
- [3] 陈闽江,王杰,等. 含 STATCOM 多机系统的广义 Hamilton 非线性控制设计[J]. 高电压技术,2010,36(7):1833-1838.
- [4] 廖民传,蔡广林,张勇军. 交直流混合系统受端电网暂态电压稳定分析[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(10):1-4.
- [5] 张帆,徐政. 励磁系统及电力系统稳定器对发电机组次同步谐振阻尼特性的影响[J]. 电网技术,2006,30(18):14-18.
- [6] 梅生伟,黎雄,卢强,等. 基于反馈线性化方法的励磁系统非线性  $H_{\infty}$  控制研究[J]. 电力系统及其自动化学报,1999,11(4):1-7.
- [7] 刘辉,李啸骢,韦化. 基于目标全息反馈法的发电机非线性励磁控制设计[J]. 中国电机工程学报,2007,27(1):14-18.
- [8] Lu Q, Sun Y, Xu Z, et al. Decentralized Nonlinear Optimal Excitation Control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1957-1962.

[9] 鲜艳霞,李兴源.提高暂态稳定性的 HVDC 与发电机励磁的非线性最优协调[J].继电器,2004,32(20):1-4.

[10] 王宝华,杨成梧.FACTS 稳定控制策略综述[J].电力自动化设备,2000,20(2):15-21.

[11] 杨波,刘天琪,李兴源,等.基于最优变目标的 HVDC 与 SVC 非线性综合协调控制[J].继电器,2006,34(17):29-33.

[12] 严伟佳,蒋平.抑制区域间低频振荡的 FACTS 阻尼控制[J].高电压技术,2007,33(1):189-192.

[13] D. Z. Fang, Xiondong Yang, T. S. Chung, et al. Adaptive Fuzzy - logic SVC Damping Controller Using Strategy of

Oscillation Energy Descent [J]. IEEE Transactions of Power System, 2004, 19(3): 1414-1421.

[14] 马幼捷. SVC 与发电机励磁协调非线性控制[J].电工技术学报,1998,13(4):1-4.

作者简介:

何振宇(1987)男,硕士研究生,研究方向为电力系统稳定控制;

李华强(1965)男,教授,硕士生导师,从事电压稳定及无功优化控制问题研究。

(收稿日期:2011-12-07)

(上接第72页)

并没有严格按照负荷的变化成比例变化,空载时转矩为 0 p. u.,满载运行时转矩为 1.048 p. u.,其原因在于负荷增加时转速下降,空载时转速为额定值 1 p. u.,满载时转速为 0.957 p. u.,而  $P_e = T_e \omega$  ( $P_e$  为电磁功率,  $T_e$  为电磁转矩,  $\omega$  为转速),由于电磁转矩和机械转矩在稳定状态下平衡,故实际满载运行时,机械转矩会略高于 1 p. u.,但整个仿真过程中转速都维持在额定转速附近。

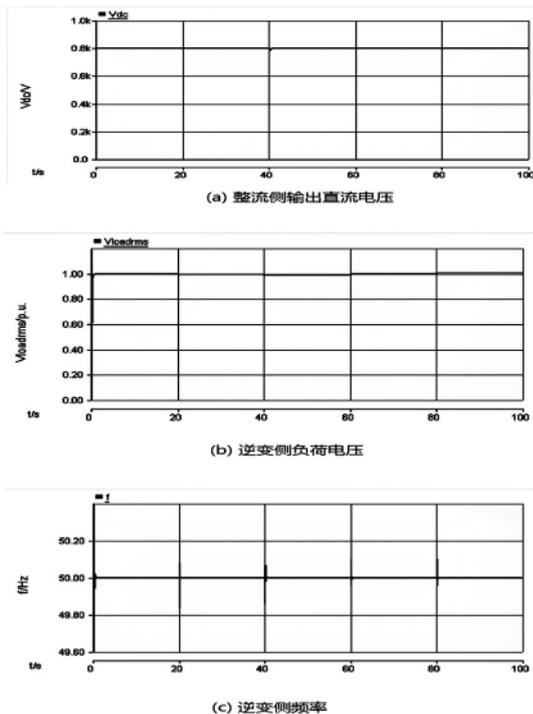


图9 整流侧和逆变侧的电压、频率

图9为微型燃气轮机发电系统整流侧和逆变侧的电压与频率,由于整流器采用双闭环恒压控制,其输出直流侧电压  $V_{dc}$  能保持在参考值 0.8 kV 附近;随着负荷的变化,逆变侧负荷电压  $V_{loadrms}$  能基本维持在 1 p. u. 左

右;频率  $f$  最高不超过 50.1 Hz,最低为 49.84 Hz,最后稳定在 50 Hz,变化范围为  $\pm 0.2$  Hz,从而保证了负荷对电能质量的要求。

## 5 结 语

根据微型燃气轮机的工作原理,把微型燃气轮机及其变流部分当作一个整体,建立了微型燃气轮机发电系统的完整数学模型。整流器采用双闭环恒压控制,维持了直流侧电压的恒定;逆变器采用 V/F 控制,保证了负荷侧电压与频率的稳定。利用 PSCAD/EMTDC 软件对微型燃气轮机动态特性进行仿真分析,验证了该模型的有效性。

## 参考文献

[1] 杨策,刘宏伟,李晓.微型燃气轮机技术[J].热能动力工程,2003,18(1):1-4.

[2] 王成山,马力,王守相.基于双 PWM 换流器的微型燃气轮机系统仿真[J].电力系统自动化,2008,32(1):56-60.

[3] 余涛,童家鹏.微型燃气轮机发电系统的建模与仿真[J].电力系统保护与控制,2009,37(3):27-31,45.

[4] 丁奇,严东超,曹启蒙.三相电压型 PWM 整流器控制系统设计方法的研究[J].电力系统保护与控制,2009,37(23):84-87,99.

[5] 陈江辉,谢运祥,陈兵.逆变电路的控制技术与策略[J].电气应用,2006,25(9):102-106.

作者简介:

邓浩(1986)男,硕士,研究方向为电力系统自动化和电能质量;

李春艳(1985)女,硕士,研究方向为电力系统自动化和电能质量。

(收稿日期:2011-12-21)

# “两个细则”下广安电厂 AGC 控制策略优化

郭伯春

(四川广安发电有限责任公司,四川 广安 638000)

**摘要:**以四川广安发电有限责任公司 600 MW 机组为例,详细介绍“两个细则”规定的火电机组投入自动发电控制 (AGC) 指标,并针对投入 AGC 控制后暴露的问题,从“投运率、调节容量、响应速度、调节精度”4 个方面对 AGC 控制策略进行完善和优化,优化后的 AGC 能够满足其调节性能的要求。

**关键词:**两个细则;自动发电控制 (AGC);控制策略;响应速度;调节精度;优化

**Abstract:** Taking the automatic generation control (AGC) of 600 MW unit in Guang'an Power Plant for example, the indicators required by the "two rules" when AGC is put into operation in thermal power unit are introduced in detail, and the control strategies of AGC are optimized and perfected in four aspects, that is, "rate of putting into operation, regulation capacity, response speed, regulation accuracy", according to the problems exposed when AGC is put into operation. Finally it proves the AGC system after its optimization can meet the performance requirements pretty well.

**Key words:** two rules; automatic generation control (AGC); control strategy; response speed; regulation accuracy; optimization

中图分类号:TK323 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0091-04

## 0 引言

AGC(automatic generation control)即自动发电控制,指发电机组在规定的出力调节范围内,依据中调负荷指令,实时调整负荷,以满足不断变化的电力需求,使电网处于经济运行状态。2011年9月实施的《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》(以下简称“两个细则”),对本区域内发电厂投入AGC规定了具体的指标和考核办法。由于发电厂之前对投入AGC的重视程度不够,直接投入AGC,存在负荷响应速度慢、主蒸汽压力波动大等问题,需要对原有控制策略修改和完善,对协调控制组态和方案调整和优化,才能满足“两个细则”的要求。

## 1 “两个细则”中 AGC 指标

“两个细则”中,对火电厂投入AGC的投运率、调节容量、响应速度、调节精度等指标做了详细的规定<sup>[1]</sup>,以供本区域内火电厂投入AGC时遵照执行(如下表1)。

## 2 广安电厂 AGC

广安电厂600MW机组采用中速磨冷一次风机正压直吹式制粉系统,共6台中速磨煤机,燃烧设计煤种时5台运行,1台备用。DCS系统采用爱默生Ovation系统,与AGC相关的I/O测点,通过电气RTU与中调通信,实现投入AGC的硬件要求。

表1 华中区域火电机组AGC调节性能要求

额定容量 /MW	投运率 (每月) /%	调节范围下限( 额定容量的百分数) /%	调节范围上限( 额定容量的百分数) /%	调节速度 /min <sup>-1</sup>	调节精度 /%
100(含) - 200	90 以上	75	100	2.0%	±3
200(含) - 300	90 以上	66	100	2.0%(直吹式制粉系统机组为1)	±3
300(含) - 600	90 以上	60	100	2.0%(直吹式制粉系统机组为1)	±3
600 及以上	90 以上	55	100	2.0%(直吹式制粉系统机组为1)	±3

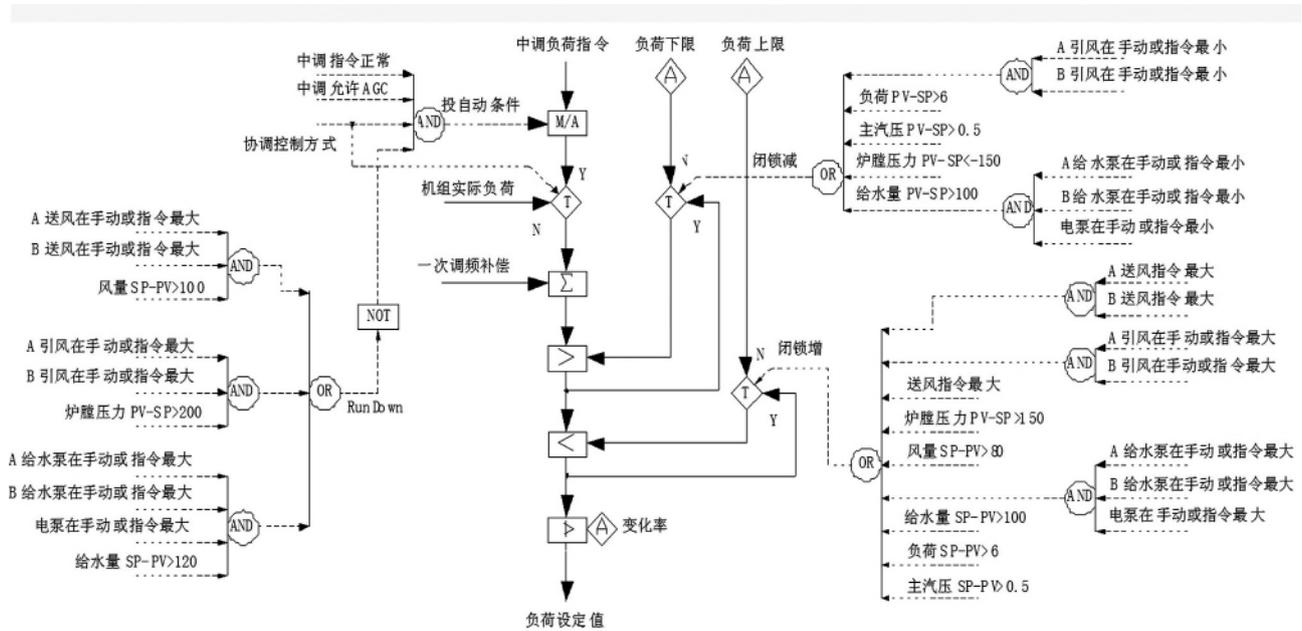


图1 广安电厂600 MW 机组投入AGC控制原理图

软件方面,在协调控制系统的负荷设定回路(如图1所示)增加投切AGC的手/自动站,在“投自动条件”满足时投入自动,中调负荷指令与“一次调频补偿”相加后,作为负荷设定值。其中引入的负荷上限和下限,在发生“闭锁增”或“闭锁减”时,起到限制负荷变化范围,保证机组的正常出力的作用;引入“变化率”,防止中调负荷指令变化过快,超过机组响应能力,影响机组安全运行。由于中调负荷指令存在频繁且较大变化以及不可预知的特性,机组投入AGC会引起主参数大幅度波动,特别是主蒸汽压力、燃料量、主蒸汽温度等受到影响很大,不利于机组的稳定运行。加之直吹式制粉系统燃料量变化的响应速度慢,调节滞后导致过热器超温,影响机组安全运行。另外,机组主参数的波动,引起调节系统的执行机构频繁动作,磨损严重且故障率高,调节精度下降,维护量和维护费用增加。譬如广安电厂一次风机出口调门执行器由于长期动作频繁,运行中发生突然关闭的异常现象,严重影响投入AGC。

### 3 AGC 控制策略优化

投入AGC后,受中调负荷指令特性的影响,要求机组自动控制能力更高,需要协调控制系统具有更高的调节水平。针对广安电厂600 MW直吹式制粉系统机组的实际情况,主要通过以下4个方面对AGC控制策略完善和优化,来满足AGC指标。

#### 3.1 保证AGC投运率

从AGC投运的条件来看(如图1所示),需要满足“中调指令无异常、中调允许AGC、协调控制方式、RunDown”4个条件。当前通过电气RTU与中调通信,基本解决了DCS与中调的接口问题,运行机组未发生“送风出力已最大仍小于设定值100”、“引风出力已最大仍小于设定值200”、“给水出力已最大仍小于设定值120”等极端异常工况时,其中3个条件都能满足,只有“协调控制方式”需要重视。对于火电厂来说,机组长期稳定地投入协调控制方式,是件复杂而繁重的工作,特别是机组长时间运行或大小修后,与协调控制系统相关的测量系统和执行机构特性参数会发生改变,控制参数不匹配,应调整有关参数,包括静态参数和动态参数,并进行必要的扰动试验,特别是负荷扰动试验,使协调控制系统能满足大幅度负荷变动的要求。

为保证AGC投运率,应选择合理的协调控制策略。协调控制系统中,以锅炉跟踪为基础的协调控制方式(简称CCBF方式),由锅炉和汽轮机共同完成主蒸汽压力和机组功率的调节任务,锅炉侧重于主蒸汽压力控制,汽轮机侧重于机组功率控制,在负荷变动过程中,能有效地利用锅炉蓄热,快速适应机组负荷指令的要求,同时主蒸汽力压的偏差也不大,可保障机组稳定运行;加之中调负荷指令特性的影响,投入AGC时应考虑减少主蒸汽压力的波动,同时减小其他参数的波动,为更有效地减小主蒸汽压力的动态偏

差,广安电厂采用“直接能量平衡的 CCBF 方式”投入 AGC 的控制策略。

### 3.2 完善调节容量

机组投入 AGC 后,其调节容量与当前运行的主要设备状况有关(如图 1 所示),出现负荷闭锁增或闭锁减时,将无法达到额定容量的 55%~100% 调节范围要求。为了避免负荷闭锁增和闭锁减发生,对一、二次风量测点、炉膛压力测点等,进行定期检查和取样管路吹扫,对一、二次风量取样还加装了在线连续吹扫装置,从而保证长期测量的准确性和可靠性;提高入炉煤的质量,从燃料上满足负荷的需求;把电动给水泵长期投入备用,备用时其液力耦合器的开度跟踪最大出力的给水泵,单台给水泵跳闸后电动给水泵立即投入运行,减小对给水量的扰动;出现高压加热器解列、煤质差等情况时,应适当更改 AGC 的手动输入上限值。

广安电厂 600 MW 直吹式制粉系统机组 AGC 负荷在 55%~100% 全范围变化时,需要在动态过程中启停磨煤机,因此会引起煤量和炉膛压力较大的扰动,需优化燃料量主控调节参数,去掉不必要的延迟时间,使其能够在尽量短的时间内响应因启停磨煤机而引起的煤量变化,来减小扰动。另外,还需要优化各个主系统和子系统与负荷变化的函数关系,达到投入 AGC 后协调控制良好,不影响负荷调节容量指标。

### 3.3 提高响应速度

#### 3.3.1 提高燃料响应速度

广安电厂 600 MW 直吹式制粉系统,从煤量指令上升到给煤机转速变化,到磨煤机一次风量变化,再到入炉煤粉变化,最后燃烧产生热量变化,这个过程需要约 160 s 左右,严重影响 AGC 负荷扰动时燃料响应速度。因此,其控制策略完善如下。

利用负荷指令的前馈<sup>[2]</sup>,迅速改变给煤量,使锅炉的燃烧率发生变化,以适应负荷变化的需要。在煤量指令变化的同时,提前改变一次风量,充分利用磨煤机存在大量余粉,提高燃料响应速度。一次风量主要受冷、热风调门开度和一次风压的影响,在磨煤机热风调门控制回路中引入了给煤量作为前馈,根据给煤量变化来提前调整调门开度,同时用一次风量的测量值进行修正,从而使入炉燃料能快速响应负荷变化;对于调节一次风压的一次风机出口调门开度,按照负荷与一次风压的对应关系优化其控制参数,从而提高不同负荷下一次风压的响应速度。

#### 3.3.2 采用“定-滑-定”的联合滑压方式

为了在低负荷下具有快速的负荷响应速度,又有较好的经济性,广安电厂 600 MW 机组在投入 AGC 时,采用“定-滑-定”的联合滑压方式。即根据滑压运行方式下负荷变动过程中主汽压力的变化规律,在滑压函数曲线后经过一个两阶惯性环节后形成主蒸汽压力设定值,使主蒸汽压力设定值变化速率特性为抛物线,变负荷初期,主蒸汽压力设定值缓慢变化近似定压运行,利用锅炉蓄热使机组获得快速的变负荷速度;在中后期随着预加前馈的反应,锅炉热量的变化使主蒸汽压力逐渐变化,此时压力设定值也迅速变化;负荷稳定后,主蒸汽压力设定值缓慢接近滑压曲线压力点,这样既能满足快速变负荷的要求,又能在稳态时保证滑压运行要求。

### 3.4 优化调节精度

#### 3.4.1 校准热量信号

对于广安电厂采用的“直接能量平衡的 CCBF 方式”投入 AGC 的控制策略,锅炉的热量释放与机组的能量需求,有如下关系式。

$$P_s \times \frac{P_1}{P_t} = P_1 + C_k \times \frac{dP_b}{d_t}$$

式中  $P_s$  为机前压力定值;  $\frac{P_1}{P_t}$  为汽轮机调节级压力与机前压力之比,代表汽轮机调门的有效阀位;  $P_s \times \frac{P_1}{P_t}$  为能量平衡信号,表征不同工况下汽轮机的能量输入;  $C_k$  为锅炉的蓄热系数;  $P_b$  为汽包压力;  $p_1 + C_k \times \frac{dP_b}{d_t}$  为热量信号,间接表示进入锅炉的燃料量和相应风量,作为燃料主控调节器的测量值,其计算是否准确直接影响 AGC 的调节精度。

广安电厂的控制策略中,热量信号作为燃料的测量值应主要反映燃料的变化,而在调门开度的扰动下,应调整  $P_1$  的变化使之与  $C_k \times \frac{dP_b}{d_t}$  的作用基本相等、方向相反,从而排除调门开度的干扰。但在实际运行过程中,随着调门的开大热量信号也在同步上升,广安电厂 600 MW 直吹式制粉系统,从煤量上升到产生热量变化需要约 160 s 左右,在此时间段内热量信号是不应该产生明显变化。因此,需校正  $P_b$  的微分参数,使之输出与  $P_1$  变化相等,可以通过固定给煤量,然后改变调门开度,使  $P_1$  发生阶跃变化,对应改变  $P_b$  的微分参数使热量信号保持不变。

### 3.4.2 调整机前压力偏差负荷修正作用

汽轮机主控中,功率控制回路采用单回路调节,外加机前压力偏差负荷修正回路,其作用为抑制在大负荷变动过程中,压力偏差不至于过大,导致系统发散。这是以牺牲负荷为代价换取压力的稳定。此压力偏差负荷修正回路是包含死区的机前压力变化对实际负荷造成变化的动态试验函数关系,若修正偏大,有利于压力的稳定,但不利于负荷的响应,造成负荷波动大;修正偏小,利于负荷的稳定,但不利于压力的稳定,原因为压力变化造成的负荷变化对调门的反向动作会让压力更加剧烈的波动。因此,调整机前压力偏差负荷修正作用,使其既负荷的响应,有利于压力的稳定,来满足 AGC 的调节精度指标。

## 4 结 语

广安电厂 600 MW 直吹式制粉系统机组通过对 AGC 控制策略优化和完善后,经过 CCS 负荷变动试验和 AGC 负荷跟随试验,试验结果证明,能够满足

(上接第 32 页)

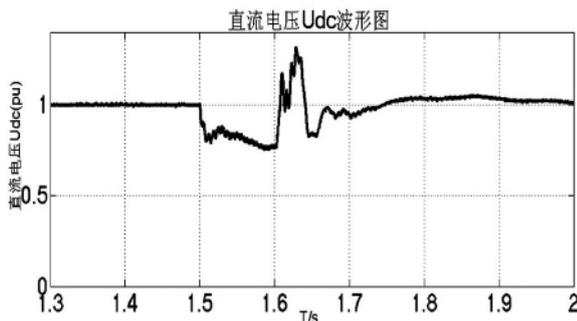


图 21 三相故障直流电压波形

## 4 结 论

采用基于内模控制的 PID 控制算法,克服了传统 PI 控制中参数多且整定复杂的缺点,在控制器设计时只需要调节一个参数,使参数整定简单快捷,容易实现,同时可以保留双闭环 PI 控制系统优良性能,使得系统同时具有良好的鲁棒性和动态响应速度。通过对基于内模控制的 PI 控制构成的 VSC - HVDC 风电并网系统的仿真,仿真结果表明,基于内模控制原

“两个细则”对火电厂投入 AGC 的调节性能要求。机组投入 AGC 后,优化前暴露的问题得到了有效的处理和解决。为了深入优化机组自动调节能力,适应投入 AGC 的需要,2011 年广安电厂利用机组大修机会,对其一次风机和引风机电机进行了高压变频改造,利用高压变频自动控制,一次风压和炉膛压力调节的线性度和快速性得到了很大的提高,既有利于投入 AGC,又节能降耗显著。

### 参考文献

- [1] 国家电力监管委员会华中监管局. 华中区域并网发电厂辅助管理实施细则 [Z]. 2011.
- [2] 毕贞福主编. 火力发电厂热工自动控制实用技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

作者简介:

郭伯春(1976),男,工程师,从事电厂热工仪表及自动装置技术管理及检修方面工作。

(收稿日期:2012-01-12)

理的一个参数整定的 VSC - HVDC 系统参数保有双闭环 PI 控制系统的优良性能,系统鲁棒性好,控制精度高,动态响应快。

### 参考文献

- [1] 刘洋,王钦若. 基于内模控制的 PID 参数整定及仿真 [J]. 广东工业大学学报, 2008, 25(1): 66 - 68.
- [2] 徐应年,赵阳,谌海涛,等. 电压源逆变电源输出电压 IMC - PID 控制技术 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(28): 90 - 95.
- [3] Sonali Dasgupta, Gayatri Agnihotri. A Control Strategy of a VSC HVDC System for Power System Enhancement [J]. IEEE Computer Society, 2009, 6(9): 549 - 554.
- [4] Robinson, G. Joós, VSC - HVDC Transmission and Off-shore Grid Design for a Linear Generator Based Wave Farm [J]. 2009, 1(9): 54 - 58.

作者简介:

范帅军(1984),男,硕士研究生,研究方向为电力电子与电力传动。

(收稿日期:2012-02-14)

# 三峡水利枢纽梯级调度通信中心



随着三峡工程的全面竣工及金沙江下游梯级电站的逐步投运，三峡梯调通信中心将逐步接管溪洛渡、向家坝、乌东德、白鹤滩梯级电站的调度管理。作为三峡集团公司所属梯级电站的调度机构，未来十年，三峡梯调通信中心将分别在成都、昆明设立两个区域调控中心，对

所属区域的梯级电站按“调控一体化”管理模式进行调度和远程集中控制，在长江流域和金沙江流域逐步形成“水库统一调度、电力分区控制”的管理模式，不断巩固和提升梯级流域统一联合调度核心竞争力，努力实现构建国际一流梯级调度中心的目标。

