

★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

Sieyuan

更安全 更可控 更高效

- 集成产品开发系统
- 博士后科研工作站
- 产品全生命周期管理系统
- 产品全面通过KEMA权威认证
- 高压电器工程技术研究中心
- 国家火炬计划重点高新技术企业

220kV云南曲靖金钟变电站

向全球客户提供一流的电气设备与服务，帮助客户安全、可靠、高效地使用和维护电力。

■ 思源高压 ■ 思源清能 ■ 思源弘瑞 ■ 思源赫兹 ■ 思源储能 ■ 思源电容器 ■ 如高高压 ■ 思源输配电 ■ 一分公司

思源电气股份有限公司
SIEYUAN ELECTRIC CO., LTD.

电话: 021-61610502
地址: 上海市华宁路3399号

销售热线: 021-61610977
邮编: 201108

网址: www.sieyuan.com
E-mail: webmaster@sieyuan.com

ISSN 1003-6954



四川省电机工程学会 四川电力科学研究院

Vol.36
2013
No.3

《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 鄢小端

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

2013年第36卷第3期(总225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

四川电力科学研究院

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:四川电力科学研究院情报室

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:cdsdljs@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* 23*

2013-06

目 次

• 基金项目 •

考虑削峰填谷激励的电动汽车集中充放电策略 王 豪 刘俊勇 刘友波(1)

基于改进模糊层次分析法 SF₆ 断路器状态评估

..... 王军霞 张彼德 赵金龙 等(5)

• 电网 •

四川特高压交直流电网安全运行保障技术框架研究

..... 庞晓艳 李 建 张 蓓 等(11)

综合考虑自励磁和工频过电压的小电网联络线无功补偿优化策略

..... 张 华 李 旻 丁理杰(15)

分布式电源并网的仿真研究 刘 林 罗 剑 舒 斌(19)

向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统无源控制研究

..... 付永良 王 奔 陈新华 等(24)

TCSC 同步信号对抑制次同步振荡的影响研究

..... 刘伟波 康积涛 何 波 等(28)

基于最小负荷损失的自适应备自投策略研究 陈 绩 甄 威(32)

广域继电保护中一种故障判定算法 李运坤 江登笠 周文越(39)

一种带串行接口微功耗 A/D 转换器的逻辑控制策略

..... 沈 策 文 旭 胡 鑫(42)

550 kV 变压器安装过程中故障原因分析及处理

..... 刘贞超 徐文刚 赵燕梅 等(46)

104 规约在成都电网调度自动化系统中的运用分析 张大伟(49)

考虑多规则约束的统调火电机组合同电量修正策略

..... 何治华 刘友波 刘俊勇 等(52)

对三峡地下电站 30 号机转子接地保护连续多次动作的行为分析

..... 陈浩森 丁 威 李光耀(57)

源端维护在唐山的研究与应用 董智勇 韩宝民 徐 歆(60)

• 高电压 •

1 000 kV 变电站雷电侵入波防护分析 张 榆 刘 念 秦 斌 等(64)

500 kV 交流送电网络短路电流研究 吴晓蓉 高 强 郭明阳 等(68)

直流高速真空断路器灭弧方案的仿真研究 高银银 陈民武 方雨菡(72)

500 kV 变电站主变压器低压侧开关分闸回路典型缺陷分析及处理措施

..... 陈宏元 李凡红 庄秋月(76)

35 kV 小型农村变电站主变压器防止过电压研究 曾家斌 李 昂(80)

油浸式电流互感器的不同缺陷原因对比分析

..... 陈安明 杨 洋 许 强 等(83)

• 热控 •

百万千瓦超超临界机组自启停控制系统 龙海云(86)

风力光照 LED 路灯控制系统的研究 司志泽 陈志军 安典强(91)

• 简讯 •

电科院完成锦屏换流站带电检测 (82)

CONTENTS

Centralized Charging and Discharging Strategies for Plug - in Hybrid Electric Vehicle Considering Incentive Measure of Valley and peak Utilization	Wang Hao Liu Junyong Liu Youbo (1)
Condition Assessment of SF6 Circuit Breaker with Improved FAHP	Wang Junxia Zhang Bide Zhao Jinlong et al (5)
Research on Technical Framework for Ensuring Safe Operation of Sichuan UHV Power Grid	Pang Xiaoyan Li Jian Zhang Bei et al (11)
Reactive Power Compensation Optimization Strategy for Local Grid Contact Line Considering Self - excitation and Power - frequency Overvoltage	Zhang Hua Li Min Ding Lijie (15)
Simulation Research of Distributed Generation Integration	LiuLin Luo Jian Shu Bin (19)
Passive Control Design of VSC - HVDC System Connected to Passive Network	Fu Yongliang Wang Ben Chen Xinhua et al (24)
Research for Influence of TCSC Synchronizing Signal on Suppressing Subsynchronous Oscillation	Liu Weibo Kang Jitao He Bo et al (28)
Research on Automatic Self - switching Strategy of Backup Power Source Based on Minimum Load Loss	Chen Ji Zhen Wei (32)
A Fault Identification Algorithm for Wide - area Relaying Protection	Li Yunkun Jiang Dengli Zhou Wenyue (39)
Logic Control Strategy for Micro - power A/D Converter with a Serial Interface	Shen Ce Wen Xu Hu Xin (42)
Cause Analysis and Treatment for 550 kV Transformer Fault during Installation	Liu Zhenchao Xu Wengang Zhao Yanmei et al (46)
Application Analysis of Protocol 104 in Dispatching Automation System of Chengdu Power Grid	Zhang Dawei (49)
Generation Contract Adjustment Strategy for Central - dispatched Coal - fired Units Based on Multi - constraints of Operation and Management Rules	He Zhihua Liu Youbo Liu Junyong et al (52)
Analysis on Continuous Actions of Rotor Ground Protection of No. 30 Unit in Underground Power Station of Three Gorges Project	Chen Haosen Ding Wei Li Guangyao (57)
Research and Application of Data Terminal Maintenance in Tangshan	Dong Zhiyong Han Baomin Xu Xin (60)
Analysis of Lightning Invasion Wave Protection for 1000 kV Substation	Zhang Yu Liu Nian Qin Bin et al (64)
Research on Short - circuit Current of 500 kV AC System in the First - stage Project of Jinsha River	Wu Xiaorong Gao Qiang Guo Mingyang et al (68)
Simulation Research on Arc Extinction Program of DC High - speed Vacuum Circuit Breaker	Gao Yinyin Chen Minwu Fang Yuhua (72)
Analysis for Tripping Loop Defects in Low - voltage Side Switch of Main Transformer in 500kV Substation and Its Treatments	Chen Hongyuan Li Fanhong Zhuang Qiuyue (76)
Research on Protection against Overvoltage of Main Transformer in 35 kV Small Rural Substation	Zeng Jiabin Li Ang (80)
Cause Comparison and Analysis of Different Defects in Oil - immersed Current Transformer	Chen Anming Yang Yang Xu Qiang et al (83)
Automatic Power Plant Startup and Shutdown System of 1000 MW Ultra - supercritical Unit	Long Haiyun (86)
Research of Control System for Wind Solar LED Street Light	Si Zhize Chen Zhijun An Dianqiang (91)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2013 Vol. 36 No. 3

(Ser. No. 225)

Bimonthly, Started in 1978

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

Postcode: 610072

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering

Sichuan Electric Power Research Institute

Editor in chief: Hu Can

Editor & Publisher:

Editorial Department of Sichuan Electric Power Technology

智能电网四川省重点实验室

本实验室重点研究和解决四川乃至全国智能化电网、数字化、电网安全稳定关键理论和工程技术难题。现有三大研究方向分别是电网数字化、电网安全稳定以及电网智能化技术,电网数字化由中国电力市场研究领域开拓者、四川省电机工程学会副理事长刘俊勇博导作为学术带头人;电网安全稳定由四川省学术带头人、中国高压直流输电、大电网安全稳定方面权威专家李兴源博导为学术带头人;电网智能化技术由中国电能质量与电磁环境权威专家杨洪耕博导为学术带头人。

1、电网数字化

(1) 研究和开发能适应不同电压等级、不同母线结构的IEC61850数字化变电站设备模型;

(2) 研究数字化变电站一致性测试标准与方法,形成可行的一致性测试方案,研究并构建遵循IEC61850标准的数字化变电站一致性测试系统和应用功能测试平台;

(3) 研究典型数字化变电站自动化系统中的变电站层、间隔层及过程层设备的数字化技术及一致性测试方法,建立满足工程应用需要的测试平台;

(4) 研究相关传感器、监测装置、数据管理系统、预警系统,研究和解决工程应用中的关键技术难题;

(5) 研究数字化电网应用的其他关键理论和技术,把实验室建设成为未来四川电网数字化技术的大规模应用的科学研究和技术开发中心。

2、电网安全稳定

(1) 灾害条件下电网安全稳定基础理论与应对措施

研究特殊环境下电网事故与故障应对措施、保护方案,研究地震等灾害条件下保证电力用户安全可靠供电的技术措施。

(2) 复杂电网安全稳定基础理论和技术措施

重点研究四川电网在各种运行方式和环境下的稳态和动态安全标准、评估方法、控制策略、应对措施和紧急预案。

(3) 电网安全自动装置的研究与应用

重点研究满足四川电网工程应用需要的SPS技术和装置,用户与电网友好的安全自动装置,研究特殊环境下保证电网安全稳定的技术措施以及灾害条件下保证电网安全的方法和应用技术。

(4) 电网安全控制与预警

结合四川与全国电网互联的实际,重点结合四

川电网以其与外部电网连接后,相关监测点的选取、安全稳定评估模型、评估方法、达到工程应用的技术手段等。重点研究电力市场环境下的安全预警手段,研究特殊环境和灾害条件下的预警措施,研究电网安全运行的可视化、热稳定极限动态监测、多级控制中心的协调以及数据交换与共享技术等。

3、电网智能化技术

(1) 直流输电系统的智能化基本理论及其控制技术。

(2) 交流输电系统智能控制技术。

(3) 对电网与用户友好的智能化技术。

(4) 优质供电技术的基础理论和工程应用。

(5) 研究高级计量体系的关键技术;研究高级配电运行管理系统以及电力系统资产管理系统及关键技术等。

(6) 研究电能质量有效传输与转换的基本理论与技术。

实验室建设:

依托四川大学电气信息学院985实验室的建设,今年学院增添451万余元的设备,该批设备与实验室共用。新增设备包括:新能源发电及控制实验系统,电力系统综合组态实验系统,架空输电线路巡检机器人实验系统,PSD电力系统分析软件工具,光数字继电保护测试仪(4套),50 kV超低频高压发生器,1 800 kV冲击电压发生器。实验室各类办公、试验、教学等场地占地面积4 000 m²。目前实验室人数达53人,其中博士21人,硕士13人;获得正高职称的有14人,副高16人。此外,四川省电力公司拟投入500万元进一步提升实验室科研条件,升级科研设备,为实验室的长期发展奠定坚实的基础。

实验室典型研究项目:

国家自然科学基金-重大国际(地区)合作研究项目:智能电网状态在线感知与交互式风险平抑技术;

四川电网重大科技项目——基于智能检索与决策支持的电能质量监测系统项目;

863计划子课题——提升电网安全稳定和运行效率的柔性控制技术项目科研经费250万元;

国家自然科学基金重点项目——坚强智能电网中送端多直流落点输电系统稳定性机理分析和控制方法研究。

考虑削峰填谷激励的电动汽车集中充放电策略

王 豪^{1,2}, 刘俊勇^{1,2}, 刘友波^{1,2}

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 智能电网四川省重点实验室, 四川 成都 610065)

摘 要: 电动汽车的快速接入技术(V2G)实现了交通系统与电网的灵活连接,为了对插电式混合动力汽车(PHEV)充电进行更好的控制,提出了PHEV集中充放电策略并制定算法,通过对峰值时段的削峰能力和低谷时段消纳能力的激励,实现平抑负荷峰谷差的目标,优化系统供电效率。根据某地区预测数据进行算例仿真,结果表明,所设计的PHEV集中充放电机制与策略可以有效降低峰谷差,有望实现系统侧与用户侧的双赢。

关键词: 电动汽车; 电动汽车入网; 集中充放电策略; 削峰填谷

Abstract: The vehicle to grid (V2G) mode achieves a linkage from transportation system to power system. In order to control the charging and discharging of plug-in hybrid electric vehicle (PHEV) well, the centralized charging and discharging strategy of PHEV is presented via the incentive measures of valley and peak utilization. This strategy can shift the load and make power system more efficient. Finally, a simulation based on the prediction data of an area shows that the proposed centralized charging and discharging strategy can lower the peak-valley difference and the cost of users, which will achieve a win-win result between the system and the user.

Key words: electric vehicle; vehicle to grid (V2G); centralized charging and discharging strategy; valley and peak utilization

中图分类号: TM711 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0001-04

0 引 言

汽车是现代社会的重要交通工具,然而传统燃油汽车在使用过程中产生了大量的废气,且燃油的使用对不可再生资源有很强的依赖性。随着科学技术的持续进步和环保意识的不断提高,插电式电动汽车(plug-in electric vehicle, PEV)已经成为了汽车发展的主要方向之一。在日本、北美以及欧洲地区可入网电动汽车已经初具规模。与传统燃油汽车相比,电动汽车具有环保、节约一次能源消耗的优势,同时电动汽车的使用可以大幅降低CO₂的排放,有利于缓解温室效应。插电式混合动力电动汽车(plug-in hybrid electric vehicle, PHEV)作为PEV的主要类型之一,是一种结合内燃机和电动机2种类型驱动的新型汽车,下述研究主要以PHEV为对象进行。

可入网混合动力电动汽车可以被当做储能装置使用。国内外的研究工作表明大部分的电动汽车在1天中的96%的时间里是被闲置的^[1]。通过电动汽

基金项目: 国家自然科学基金项目(50977059)

车接入网络技术(vehicle to grid, V2G^[2]),这些闲置的电动汽车在用电高峰期可以将电能放到电网中,缓解高峰期的供电压力。

文献[3]介绍了电动汽车电力系统的影响,并评述了现有文献中提到的电动汽车调度和控制方法。文献[4]指出PHEV接入电网后,会对电网负荷曲线产生巨大的影响。文献[5-7]介绍了V2G技术概念及PHEV对环境改善等方面带来的影响预测。文献[8]建立了计及V2G功能的电动汽车的经济调度模型。文献[9]提出了在电力市场环境下的电动汽车调度方法,通过选择电价较低的时段充电和向系统提供调频备用以最小化调度汽车的充电成本。文献[10]建立了一个以丹麦电力市场为背景的电动汽车最优调度方法,最小化大量电动汽车的运行成本。文献[11]提出了基于实时电价的智能用电系统框架。文献[12]提出了基于需求侧响应思想的插电式混合动力电动汽车集中充电机制,并分析了此机制下的经济收益,文献[13]以降低网损为目标,提出了电动汽车充电策略。

在实时电价市场框架下,以最小化负荷峰谷差为目标,创新地考虑了PHEV集中放电的情况,充电

策略与文献[2]类似,在此基础上提出实时电价下的PHEV用户集中充放电策略,通过实际算例分析说明了所建模型的正确性与有效性。

1 可入网混合动力汽车集中充放电机制

PHEV实现了车辆到电网的连接,可以利用夜间低价电力来充电。研究表明,大多数PHEV用户的充电时间在没有外界激励的情况下,会选择在下班到家后的2小时内立即充电,这叫做PHEV自主充电模式。如果PHEV负荷过于集中,导致峰值过大,严重时还会导致负荷畸变,使电网运行存在安全隐患。对于PHEV放电模式,如果不加引导,也不能达到缓解高峰期供电压力的效果。

因此,提出了由供电侧和PHEV用户侧共同参与的集中充放电机制。通过集中调度PHEV用户充放电,来达到缓解电网压力、平滑负荷曲线的目的。

为了实现所设计的集中充放电机制,作出以下假设。

1) 参与集中充放电协议的PHEV用户,在结束每天的出行之后即刻接入电网,一天只充电放电各一次。

2) 对于加入协议的PHEV用户,供电公司保证在规定时间内完成充电,不影响用户白天的使用。

3) 对于参与到集中充放电协议的用户,必须保证有剩余电量供集中放电使用,定义剩余50%电量,充电结束后保证有90%以上的电量。即初始,充电结束后保证有90%以上的电量。即初始 $SOC_1 \geq 50\%$,充电结束后 $SOC_2 \geq 90\%$ 。

4) 为了不影响电池的寿命,供电公司保证连续充电以及连续放电。

2 数学模型

2.1 目标函数

集中充放电机制的主要目标是降低负荷的峰谷差以及最大限度地降低由于部分电动汽车的自主充电导致的峰值增加,因此可以将目标函数定义为峰谷差。定义时间段 $T_A \sim T_B$ 内,对PHEV进行集中充放电,目标函数如下。

$$\min(L_{\max} - L_{\min}) \quad (1)$$

进一步可写为

• 2 •

$$\min(\max(L_i + \Delta L_1) - \min(L_i + \Delta L_1)) \quad (2)$$

$$\Delta L_1 = \sum_{j=1}^n P_{j1} X_{ij} - \sum_{j=1}^m P_{j2} Y_{ij} \quad (3)$$

$$\sum_{k=1}^{T_B} X_{kj} = T_{j1} \quad (4)$$

$$\sum_{k=i}^{T_B} Y_{kj} = T_{j2} \quad (5)$$

式中, $i \in [T_A, T_B]$; $L_{\max}$ 和 $L_{\min}$ 表示日最大和最小负荷值; L_i 为 i 时段的负荷预测值; P_{j1} 为第 j 辆PHEV的充电功率; P_{j2} 表示第 j 辆PHEV的放电功率; n 为 i 时段参与协议下的待充电PHEV集合; m 为 i 时段参与协议下的放电PHEV集合; X_{ij} 和 Y_{ij} 是0-1决策变量,分别表示第 j 辆PHEV在时段 i 是否充电或者放电,0表示未充电或者放电,1表示在充电或者放电; T_{j1} 表示第 j 辆PHEV充电时长; T_{j2} 表示第 j 辆PHEV放电时长。

2.2 约束条件

$$\prod_{i=T_{i1}}^{T_{s1}} X_{ij} = 1 \quad (6)$$

$$\prod_{i=T_{i2}}^{T_{s2}} Y_{ij} = 1 \quad (7)$$

$$T_{i1} \geq T_A, T_{i2} \geq T_A \quad (8)$$

$$T_{i1} + T_{j1} - 1 \leq T_B, T_{i2} + T_{j2} - 1 \leq T_B \quad (9)$$

$$SOC_1 \geq 50\%, SOC_2 \geq 90\% \quad (10)$$

T_{i1} 表示充电开始时间; T_{s1} 表示充电结束时间; T_{i2} 表示放电开始时间; T_{s2} 表示放电结束时间。式(6)和式(7)表示PHEV充电和放电都是连续的,式(8)表示PHEV的初始调度时间不超过研究时段的上限,式(9)表示PHEV的充电放电结束时间不超过研究时段的下限。

3 算法步骤

所提算法的总体思路是在研究时段内,以参与调度的每辆PHEV为单位,分别寻找负荷高峰时插入放电,负荷低谷时段插入充电,具体算法流程如图1所示。

步骤1: 确定安排集中充放电的研究时段 i ($i \in [T_A, T_B]$),读取该时段的负荷信息 L_i 。

步骤2: 读取在 i 时段能够调度放电的PHEV集合 m ,将第 j ($j \in m$)辆PHEV安排在研究时段内负荷预测曲线峰值时段放电,并根据电池类型,初始SOC确定放电时长,形成新的负荷曲线,如果第 j 辆PHEV在负荷曲线峰值时段以后,则 Y_{ij} 为0。

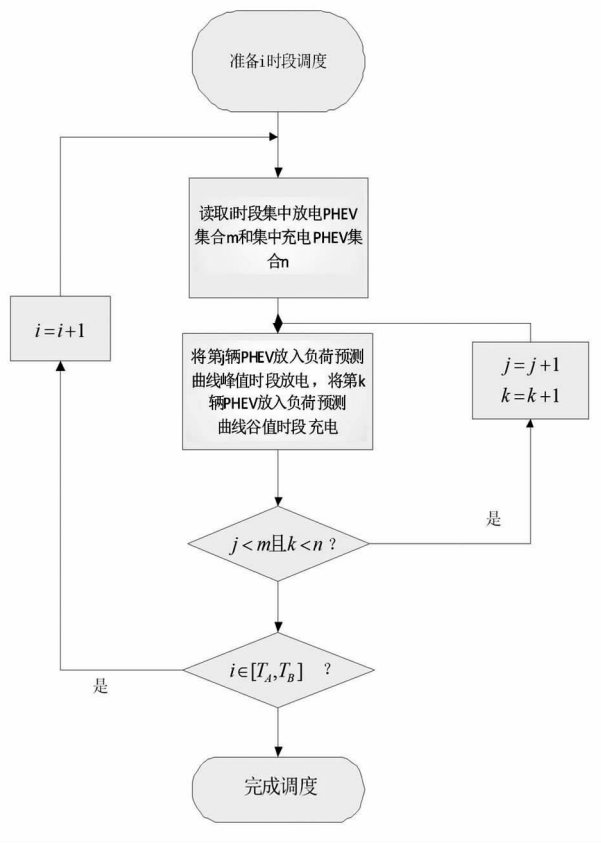


图 1 算法流程

步骤 3: 读取在 i 时段需要充电的 PHEV 集合 n , 将第 k ($k \in n$) 辆 PHEV 安排在研究时段内负荷预测曲线谷值时段充电, 并根据电池类型, 初始 SOC 确定充电时长, 形成新的负荷曲线, 如果第 k 辆 PHEV 在负荷预测曲线谷值时段以后, 则 X_{ij} 为 0。

步骤 4: 重复步骤 2 和 3 直到该时段下的 PHEV 全部调度完毕。

在完成时段的调度后, 进行下一个时段的调度, 最终可以得到优化负荷曲线。

4 算例及结果分析

4.1 算例数据

- (1) 由于夜晚大多数汽车处于未使用状态, 所以取研究时段为 18:00 到次日 06:00, $T_A = 18, T_B = 6$ 。
- (2) 该地区中 PHEV 用户共 376 450 辆, 60% 加入集中充放电协议共 225 870 辆。
- (3) 由于 PHEV 用户电池类型不一样, 将其分为 3 个类型, $8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, $6 \text{ kW} \cdot \text{h}$, $4 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 根据统计, 各类型的 PHEV 分别为 25%, 50%, 25%, 放电功率为和充电功率都 2 kW 。

(4) 据美国交通部的调查统计显示一天中有 86% 的家用车辆被使用^[4], 且被使用车辆最后一次出行结束时间分布如图 2 所示。

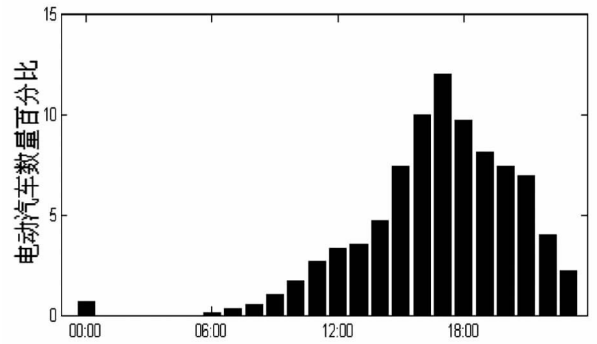


图 2 最后一次出行结束时间

由于各时段加入集中充电的 PHEV 用户数量不同, 按照图 2 中所示比例, 各时段的加入集中充电的 PHEV 数量如表 1。

表 1 各个时段加入集中充放电 PHEV 数量

时 段	集中充放电 PHEV 用户
18:00	135 522
19:00	23 137
20:00	20 708
21:00	16 010
22:00	11 393
23:00	9 134
24:00	6 876
01:00	1 129
02:00	351
03:00	266
04:00	172
05:00	152
06:00	1 020
合 计	225 870

(5) 以美国纽约长岛地区 2010 年 1 月 1 日的实时数据为例, 研究时段为 18:00 ~ 06:00, 各时段价格为 (62.2, 68.1, 70.5, 71.5, 71.1, 63.4, 58.8, 62.7, 39.8, 44.7, 53.1, 65.3, 57.8), 单位美元/MW, 则 $c_{\min} = 3.8$, $c_{\max} = 71.5$ 。

4.2 算例结果分析

根据调查结果^[4], 有 65% 的电动汽车在 18:00 ~ 22:00 接入电网开始充电, 若采用自主充电模式, 电动汽车充电对负荷曲线的影响如图 3 所示。从图中可以看出, 在峰值时段, 采用自主充电模式会拉高负荷曲线峰值, 给系统造成安全隐患, 在谷值时段, 负荷改变不大, 达不到削峰填谷的效果。

采用所提出的 PHEV 集中充放电策略后,结果如图 4 所示,PHEV 集中充放电模式下,在峰谷阶段,PHEV 集中放电会降低负荷峰值,在低谷阶段,PHEV 集中充电会提高负荷谷值,达到了削峰填谷的预期效果。

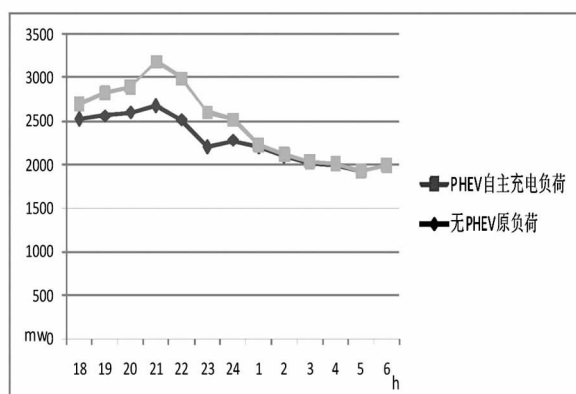


图3 自主充电模式下的负荷曲线

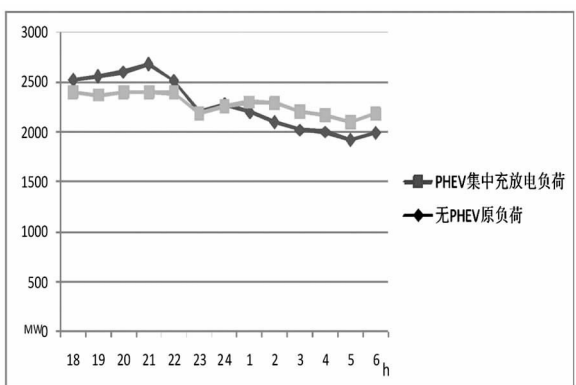


图4 集中充放电模式下的负荷曲线

5 结 语

分析了大量 PHEV 自主充电可能给负荷曲线带来的负面影响,以实时电价为背景建立 PHEV 集中充放电的数学模型,仿真结果表明该策略能降低峰谷差。

参考文献

- [1] Kempton W, Letendre S. Electric Vehicles as A New Power Source for Electric Utilities [J]. Transportation Research, 1977, 2(3): 157-175.
- [2] Kempton W, Tomic J. Vehicle-to-grid Power Implementation: from Stabilizing the Grid to Supporting Large Scale Renewable Energy [J]. Power Sources, 2005, 144(1): 280-294.
- [3] 赵俊华, 文福拴, 杨爱民, 等. 电动汽车对电力系统的影响及其调度与控制问题 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 2-11.
- [4] Schneider K, Gerkensmeyer C, Kinter M, et al. Impact

Assessment of Plug-in hybrid Vehicles on Pacific Northwest Distribution System [J]. Proceedings of 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, USA, 2008.

- [5] Kempton W, Tomic J. Vehicle-to-grid Power Fundamentals: calculating Capacity and Net Revenue [J]. Power Sources, 2005, 144(1): 268-279.
- [6] Hal T, Filipe M. Vehicle-to-grid Systems for Sustainable Development: An Integrated Energy Analysis [J]. Technological Forecasting and Social Change, 2008, 75(8): 1091-1108.
- [7] Benjamin K, Richard H. Beyond Batteries: An Examination of the Benefits and Barriers to Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV) and a Vehicle-to-grid (V2G) Transition [J]. Energy Policy, 2009, 37(3): 1095-1103.
- [8] Saber Y, Venayagamoorthy G. Intelligent Unit Commitment with Vehicle-to-grid: A Cost Emission Optimization [J]. Power Sources, 2010, 195(3): 898-911.
- [9] Caramanis M, Foster J. Management of Electric Vehicle Charging to Mitigate Renewable Generation Intermittency and Distribution Network Congestion [J]. Proceedings of 48th IEEE conference on Decision and Control, China 2009.
- [10] Capion K. Optimized Charging of Electric Drive Vehicles in a Market Environment [J]. Technical University of Denmark: National Laboratory for Sustainable Energy, 2009.
- [11] 殷树刚, 张宇, 拜克明. 基于实时电价的智能用电系统 [J]. 电网技术, 2009, 33(19): 22-28.
- [12] 邹文, 吴福保, 刘志宏. 实时电价下插电式混合动力汽车智能集中充电策略 [J]. 电力系统自动化, 2011, 33(19): 62-67.
- [13] 陈加盛, 张建华, 林建业, 等. 以降低电网损耗为目标的电动汽车充电策略 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2012, 3(24): 139-144.
- [14] Taylor J, Maitra A, Alexander M, et al. Evaluation of the Impact of Plug-in Electric Vehicle Loading on Distribution System Operations [J]. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Canada, 2009.

作者简介:

王豪(1985),男,硕士研究生,从事电力系统稳定和电动汽车方面的研究;

刘俊勇(1963),男,博士,教授,博士生导师,主要从事电力市场、电力系统稳定与控制、电力系统可视化、智能电网等方面的研究;

刘友波(1983),男,博士,讲师,从事智能电网、电力系统脆弱性评估。

(收稿日期: 2013-02-11)

基于改进模糊层次分析法的 SF₆ 断路器状态评估

王军霞¹, 张彼德¹, 赵金龙², 凌骁州¹, 邹江平¹

(1. 西华大学, 四川 成都 610039; 2. 成都电业局, 四川 成都 610000)

摘要: 准确了解和评估高压断路器运行状态, 对节约检修成本和提高系统运行的经济效益, 都具有重要意义。针对以往评估方法中评估参数只局限于某一种特性, 缺乏系统性和综合性, 确定指标权重主观臆断, 缺乏科学准确性, 提出了基于模糊层次分析法确定参数权重的综合状态评估的方法, 从电气、机械等方面综合建立状态评估体系, 为改善人的判断模糊性, 采用引进三角模糊数的改进模糊层次分析法确定评估指标权重, 结合指标权重与评判矩阵进行模糊运算得到高压断路器的综合运行状态。并以 SF₆ 高压断路器为例验证了该方法的有效性。

关键词: SF₆ 高压断路器; 三角模糊数; 模糊层次分析法; 状态评估

Abstract: It is a vital significance for saving inspection cost and improving economic benefits of system operation by accurately comprehending and evaluating the status of HV circuit breaker. Aiming at the former parameter evaluation methods which are confined only to a particular characteristic and lack of systematicness, comprehensiveness and scientific accuracy by subjectively assuming and determining the target weight, the integrated condition assessment method is proposed to determine the weight based on fuzzy analytic hierarchy process (FAHP), and the integrated condition assessment system is established electrically and mechanically. In order to improve the fuzzy judgment of human beings, the improved fuzzy analytic hierarchy process is adopted to determine and evaluate the target weight by importing the triangular fuzzy number, and the comprehensive operational condition of HV circuit breaker is obtained by fuzzy calculation combining with target weight and judgment matrix. Taking SF₆ HV circuit breaker for example, the effectiveness of the proposed method is verified.

Key words: SF₆ HV circuit breaker; triangular fuzzy number; fuzzy analytic hierarchy process; condition assessment

中图分类号: TM561 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0005-06

0 引言

断路器是电力系统中的重要设备之一, 它的检修是目前检修工作的重点内容。随着国家电网公司对输变电状态检修工作的推进, 如何在保障系统安全运行的工作前提下, 更科学地评估判断高压断路器的运行状态, 有针对性地开展检修工作, 理性更换断路器, 对节约检修成本和提高系统运行的经济效益, 都具有重要意义。

中国的状态检修起步较晚, 现有的评估方法还不够完善, 主要存在着对断路器的监测只局限于机械、电气或某一种特性, 缺乏系统性和综合性; 在高压断路器评价指标权重确定方面大多采用主观赋值法, 主观臆断性太强缺乏科学准确性^[1,2], 鉴于以上两方面的主要不足, 综合运用运行参数(机械、电气)、

绝缘介质、相对电磨损、工作环境和其他方面的参数建立评估体系; 为改善主观赋值的随意性和人的判断模糊性, 采用引进三角模糊数的模糊层次分析法确定高压断路器状态评估指标的权重, 从而使高压断路器的状态评判更科学合理。

1 高压断路器状态评估指标体系的建立

根据断路器多年运行经验及故障统计, 参看国内外一些监控系统的运行分析, 目前能监、检、测量体现断路器状态的数据并不多, 主要包括预防性试验、在线监测数据、运行检修记录等(大致有分闸时间、分闸位置、分闸电流、分闸电压、振动信号, 动态电阻、开断电流、行程曲线、气体的湿度、密度、泄露等几大类)。除此之外, 工作环境、生产厂家、外观情况等也包含着断路器运行状态的重要信息, 需依照一定的标准考察与判断^[3-7]。

据国内外对 63 kV、110 kV 及以上高压 SF₆ 断

• 5 •

基金项目: 西华大学省级重点实验室开放研究基金资助(SZJJ2009-015); 西华大学流体及动力机械学部共建教育部重点实验室资助(SBZDPY-11-13, 14); 西华大学研究生创新基金资助(YCJJ201163)

路器运行事故及故障调查及统计,表明主要故障有:拒动、误动事故、绝缘事故、开断事故和载流事故。其中绝缘事故占 41.7%,拒动及开断关合事故占 25%,误动事故占 22.2%,载流事故占 2.8%,其他占 8.3%。按故障发生部位,机械部分为 49.47%,处于工作电压的元部件占 23.13%,电气控制及辅助回路部分占 21.55%,其他占 5.85%^[8-10]。就以上主要故障类型结合目前能监、检、测量体现断路器状态的数据和高压断路器多年的运行记录、检修记录,遵循可行性、时效性和定量与定性相结合的原则,建立多层次评估指标体系(见图1)。

2 建立基于模糊层次法的 SF₆ 高压断路器运行状态的综合评估模型

2.1 建立评估对象的因素集

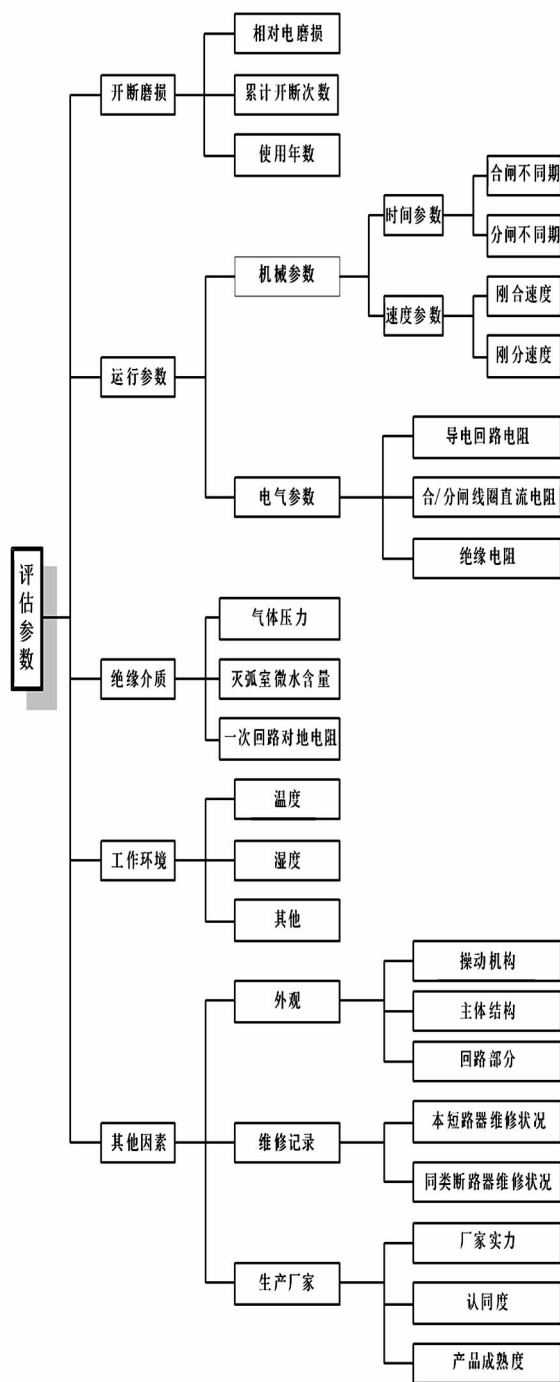
由于电网运行复杂多变,影响高压断路器状态的因素众多,根据多年实际运行维护的经验,将图1的评估体系分成5个主要的评判项目,再根据各个评判项目的自身特点,把各个评判项目分解为下一级的子项目层,子项目层再分解成能够更全面地体现断路器的综合运行状态的评判指标,从而使对断路器评估全面、系统、科学准确。

2.2 确立各评判指标的权重

众所周知,对于复杂的多目标系统进行评估,所选的评估指标越多,建立的评估体系层次也更深,规模也就越大,那么权重就很难确定,即便能确定,也很难通过判断一致性,影响评估结果可靠性和科学性。层次分析法是把定性方法与定量方法有机地结合起来,使复杂的系统分解,通过两两比较确定同一层次元素相对上一层次某相关指标的相对重要性权重。但以往的层次法在确定权重构造两两判断矩阵时多采用 1~9 来说明其相对重要程度(1、3、5、7、9 来表示同等重要、稍微重要、重要、明显重要和非常重要;2、4、6、8 表示中间值),没有考虑人判断的随意性和模糊性,主观臆断性太强缺乏科学准确性;引进三角模糊数来确定评估指标的权重,能有效提高在构造两两判断矩阵时人的判断模糊性,从而使评估结果更科学,该方法将在下面详细讲述。

2.3 隶属度函数的确立

隶属度函数的确定过程,目前还没有一套成熟有效的方法,对于开断磨损、机械试验、电气试验、气



体泄漏试验等可以量化的评估指标,选用典型降半岭分布函数。

对于像工作环境、维修记录、生产厂家、外观情况等其他定性描述的数据,采用模糊统计实验法的专家评定法^[11]:制作专家打分表,对每一具体评价对象的每项指标,根据专家经验和看法进行认定,再通过多位专家调查表的总汇,得到各个因素对应等级的频数,经过归一处理,即可得到各个因素对应等级的隶属度。这种方法虽然带有一定的主观性,但

是却反映了大量的经验积累。

因素的隶属度 $r_{ij} = \frac{\text{认为因素 } i \text{ 属于第 } j \text{ 评语的人数}}{\text{参加评定的总人数}}$

2.4 建立评语集

当评判因素确定后,还要将因素分成等级,等级的划分不宜太多也不宜太少。根据高压断路器状态评价导则,将各因素评语统一设为{“良好”(v₁)、“正常”(v₂)、“注意”(v₃)、“异常”(v₄)}4个等级^[12],对应的隶属函数如下。

第一级隶属函数式为

$$r_{i1} = \begin{cases} 1 & x \leq a_1 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_2 - a_1} \left(\frac{x - a_1 + a_2}{2} \right) \right] & a_1 \leq x \leq a_2 \\ 0 & x \geq a_2 \end{cases}$$

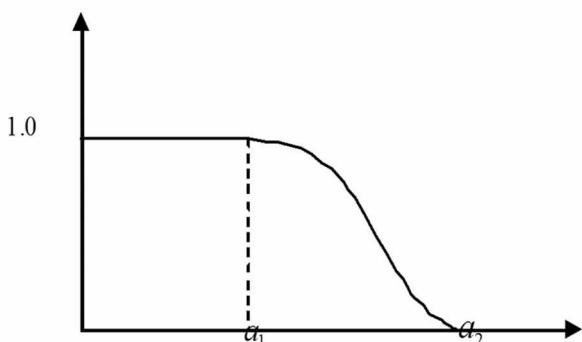


图2 第一级隶属函数图

第二级隶属函数式为

$$r_{i2} = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_4 - a_3} \left(\frac{a_3 + a_4}{2} - x \right) \right] & a_3 \leq x < a_4 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_5 - a_4} \left(x - \frac{a_4 + a_5}{2} \right) \right] & a_4 \leq x < a_5 \\ 0 & x \leq a_5, x < a_3 \end{cases}$$

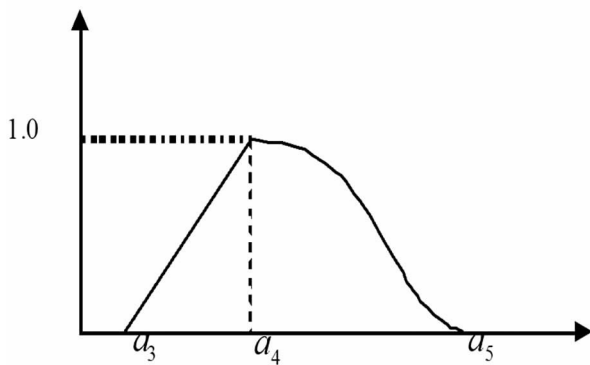


图3 第二级隶属函数

第三级隶属函数式为

$$r_{i3} = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_7 - a_6} \left(\frac{a_6 + a_7}{2} - x \right) \right] & a_6 \leq x < a_7 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_8 - a_7} \left(x - \frac{a_7 + a_8}{2} \right) \right] & a_7 \leq x < a_8 \\ 0 & x \geq a_8, x < a_6 \end{cases}$$

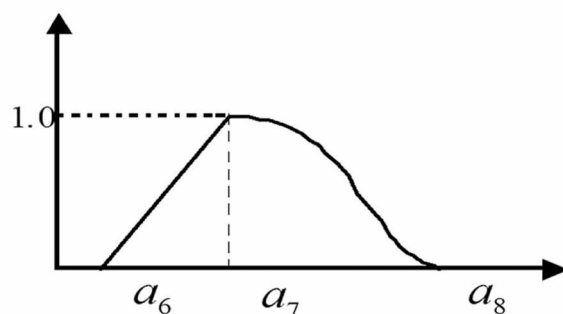


图4 第三级隶属函数图

第四级隶属函数式为

$$r_{i4} = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{a_{10} - a_9} \left(\frac{a_9 + a_{10}}{2} - x \right) \right] & a_9 \leq x < a_{10} \\ 1 & a_{10} \leq x < a_{11} \\ 0 & x \geq a_{11}, x < a_9 \end{cases}$$

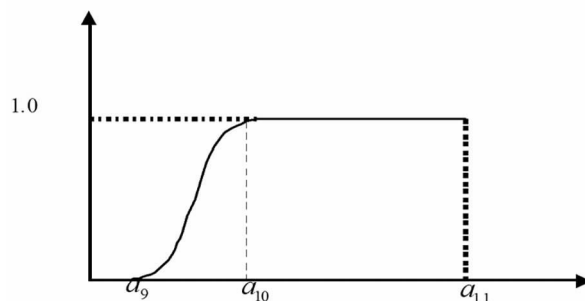


图5 第四级隶属函数图

2.5 采用模糊算子进行模糊综合评估

由于影响断路器的因素众多,采用适合系统综合评估的模糊综合评判。其模型如下。

$$\bar{U} = \bar{B}_i = \bar{A}_i \cdot \bar{R}_i = \bar{A}_i \cdot \begin{bmatrix} \bar{A}_{i1} \cdot \bar{R}_{i1} \\ \bar{A}_{ij} \cdot \bar{R}_{ij} \end{bmatrix}$$

式中, $\bar{B}_i = (b_{i1}, b_{i2} \cdots b_{in})$ 代表第一级模糊评判集合; $\bar{A}_i = (a_1, a_2 \cdots a_m)$ 和 $\bar{A}_{ij} = (\bar{A}_{ij1}, \cdots \bar{A}_{ijn})$ 分别为相应的权重集合; $\bar{R}_{ij}$ 代表划分因素的模糊关系矩阵; “ $\cdot$ ”表示模糊运算,从原则上讲有无穷多种,这里采用加权平均型简写为 $M(+, \cdot)$, 定义为 $b_j = \sum_{i=1}^n a_i \cdot r_{ij}$, 这种运算既考虑了主要因素的影响,又考虑了非主要因素的影响,适合于系统综合指标的评判^[13,14]。运算结果按照最大隶属度原则选择最大的 b_j 所对应的评价 v_j 作为综合评判的结果。

3 引进三角模糊数的模糊层次分析法 (FAHP) 确定权重^[5-17]

荷兰学者 F. J. M. Van Laarhoven 和 W. Pedrycz 提出了用三角 Fuzzy 数表示 Fuzzy 比较判断的方法。

定义: 设论域 R 上的 Fuzzy 数 M , 如果 M 的隶属度函数 $\mu_M: R \rightarrow [0, 1]$ 表示为式(1)形式。式中 $1 \leq m \leq u$, 1 和 u 表示 M 的下界和上界值。 m 为 M 的隶属度为 1 的中值。一般三角 Fuzzy 数 M 表示为 $(1, m, u)$ 。

$$\mu_M(x) = \begin{cases} \frac{1}{m-x}x - \frac{1}{m-l} & x \in [l, m] \\ \frac{1}{m-u}x - \frac{u}{m-u} & x \in [m, u] \\ 0 & x \in (-\infty, l) \cup [u, +\infty) \end{cases} \quad (1)$$

在指标评价的两两比较矩阵中,为了考虑人的模糊性,三角模糊数 M_1, M_3, M_5, M_7, M_9 被用来代表传统的 1, 3, 5, 7, 9 (如表 1), 特别是对于同一评估子项目层有 3 个及以上的评估指标时,大大降低了权重确定的主观随意性,从而提高评估的准确性。

表 1 两两评价指标相对权重

评价指标 A 和 B 的相对权重	定义	说明
M_1	同等重要	A, B 对目标具有同样的贡献
M_3	稍微重要	A 比 B 稍微重要
M_5	重要	A 比 B 重要
M_7	明显重要	A 比 B 明显重要
M_9	非常重要	A 比 B 非常重要

以开断磨损评估项目的相对电磨损 C_1 、开断次数 C_2 、使用年数 C_3 指标为例,以往层次分析法在确定权重,构造两两判断矩阵如下。

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 7 & 6 \\ \frac{1}{7} & 1 & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{6} & 2 & 1 \end{bmatrix}$$

用几何平均法取权重向量,归一化得到权重向量为 $A_{\text{开断磨损}} = (0.7, 0.2, 0.1)$ 。

引进三角模糊数的模糊层次分析法,构造两两判断矩阵如下。

• 8 •

$$A = \begin{bmatrix} M_1 & M_2 & M_3 \\ M_4 & M_1 & M_5 \\ M_6 & M_7 & M_1 \end{bmatrix}$$

其中, M_x 为三角模糊数,根据三角 Fuzzy 数 M 的定义,结合对相对电磨损 C_1 、开断次数 C_2 、使用年数 C_3 的模糊评价矩阵(如表 2)。

表 2 模糊评价矩阵

	C_1	C_2	C_3
C_1	$(1, 1, 1)$	$(1, 2, 3)$ $(2, 3, 4)$ $(1, 2, 3)$	$(1, 1, 2)$ $(1, 2, 3)$ $(1, 2, 3)$
C_2	$(1/3, 1/2, 1/1)$ $(1/4, 1/3, 1/2)$ $(1/3, 1/2, 1/1)$	$(1, 1, 1)$	$(1, 1, 2)$ $(1, 2, 3)$ $(1, 1, 2)$
C_3	$(1/2, 1/1, 1/1)$ $(1/3, 1/2, 1/1)$ $(1/3, 1/2, 1/1)$	$(1/2, 1/1, 1/1)$ $(1/3, 1/2, 1/1)$ $(1/2, 1/1, 1/1)$	$(1, 1, 1)$

根据计算第 K 层元素 i 的综合模糊值 D_i^k (初始权重), 计算公式为

$$D_i^k = \sum_{j=1}^n a_{ij}^k \div \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij}^k \right), i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

去模糊化公式,定义 1: $M_1(l_1, m_1, u_1)$ 和 $M_2(l_2, m_2, u_2)$ 是三角模糊数, $M_1 \geq M_2$ 的可能度用三角模糊函数为式(3):

$$v(M_1 \geq M_2) = \sup_{x \geq y} [\min(u_{M_1}(x), u_{M_2}(y))] \quad (3)$$

$$v(M_1 \geq M_2) = \mu(d) = \begin{cases} 1 & m_1 \geq m_2 \\ \frac{l_2 - u_1}{(m_1 - u_1) - (m_2 - l_2)} & m_1 \leq m_2, u_1 > l_2 \\ 0 & \end{cases}$$

计算得到如下模糊判断矩阵

$$A = \begin{bmatrix} (1, 1, 1) & (1.33, 2.33, 3.33) & (1, 1.67, 2.67) \\ (0.31, 0.44, 0.83) & (1, 1, 1) & (1, 1.33, 2.33) \\ (0.38, 0.67, 1) & (0.44, 0.83, 1) & (1, 1, 1) \end{bmatrix}$$

去模糊化、归一化最终得到的权重向量为

$$A_{\text{开断磨损}} = (0.51, 0.30, 0.19)$$

通过大量实际运行、检修及更换断路器的数据检测,结合相关专家分析,运用三角模糊数得到的全向量更加符合实际运行情况,能更好地避免人的判断主观随意性,从而避免因某个人的主观随意性而影响评估结果的正确性和科学性。

4 实例分析

(1) 开关型号 LW-35, 额定电压 35 kV, 额定开断

电流 31.5 kA, 额定电流 2 000 A, 工频耐受电压 95 kV, 额定热稳定电流 31.5 kA, 机械寿命 3 000 次, 气体报警压力 0.42 MPa, 刚分速度 3.4 ± 0.8 m/s, 刚合速度 3.2 ± 0.2 m/s, 气体重量 8 kg, 生产厂家为西安高压开关厂。该断路器投运 7 年, 累计开断 98 次, 最近一次预防性试验合闸不同期为 1.3 ms, 分闸不同期为 0.5 ms, 导电回路电阻为 $45 \mu\Omega$, 刚分速度为 3.5 m/s, 刚合速度为 3.3 m/s, 绝缘介质中气体压力为 0.487 MPa, 湿度为 163×10^{-6} , 绝缘电阻为 17 G Ω , 分/合闸线圈直流电阻为 102 Ω 。

根据以上信息, 采用普通模糊层次分析法, 得到各目标层的权重为

$$A_{\text{开断磨损}} = (0.758, 0.112, 0.130)$$

$$A_{\text{运行参数}} = (0.55, 0.45)$$

$$A_{\text{绝缘介质}} = (0.309, 0.582, 0.109)$$

$$A_{\text{工作环境}} = (0.5, 0.27, 0.23)$$

$$A_{\text{其他因素}} = (0.4, 0.4, 0.2)$$

而用引入三角模糊数的模糊层次分析法得到各目标层的权重为

$$A_{\text{开断磨损}} = (0.51, 0.3, 0.19)$$

$$A_{\text{运行参数}} = (0.62, 0.38)$$

$$A_{\text{绝缘介质}} = (0.557, 0.310, 0.133)$$

$$A_{\text{工作环境}} = (0.432, 0.332, 0.236)$$

$$A_{\text{其他因素}} = (0.435, 0.338, 0.227)$$

表3 开断磨损隶属度函数

相对电磨损	
良好	$u(x) = \begin{cases} 1 & x < 0.1 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{3} (10x - 2.5) \right] & 0.1 \leq x < 0.4 \\ 0 & x \geq 0.4 \end{cases}$
正常	$u(x) = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} (2 - 10x) \right] & 0.1 \leq x \leq 0.3 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} (10x - 4) \right] & 0.3 \leq x < 0.5 \\ 0 & x \geq 0.5, x < 0.1 \end{cases}$
注意	$u(x) = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} (4 - 10x) \right] & 0.3 \leq x < 0.5 \\ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{3} (10x - 6.5) \right] & 0.5 \leq x < 0.8 \\ 0 & x \geq 0.8, x < 0.3 \end{cases}$
异常	$u(x) = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \sin \left[\frac{\pi}{3} (7.5 - 10x) \right] & 0.6 \leq x < 0.9 \\ 1 & 0.9 \leq x < 1.0 \\ 0 & x \geq 1.0, x < 0.6 \end{cases}$

以开断磨损评估项目为例, 确定各可量化指标参数的隶属函数, 根据相对电磨损概念和 $N_1 - I_c$ 曲线, 求得任意开断电流 I_c 的对应开断次数 N_1 , 则对应的单次开断的相对电磨损为 $1/N_1$ (定义为 Q_m),

于是可以求得开断 m 次的总的相对电磨损为 $\sum Q_m$ 。相对电磨损为 $f(x) = \sum Q_m$, 因为 $\sum Q_m$ 为 0 ~ 1 之间的数, 直接作为隶属函数 x 值。一般来说, 高压断路器的累计动作次数为 3 000 次, 所以将其转换函数设为 $f(x) = \frac{x}{3\,000}$, 将此函数值作为隶属函数中 x 的值。对于规定使用年数为 M 年的断路器, 将其转换函数设为 $f(x) = \left(\frac{x}{M}\right)^2$, 同样将此函数值作为隶属函数中 x 的值。根据实际运行经验和参考有关标准, 得到相应评估参数的隶属度函数^[8,19]。

计算得到开断磨损的评判矩阵如下。

$$R_{\text{开断磨损}} = \begin{bmatrix} 0.997 & 0.006 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

结合用层次分析法得到的权重, 该项目的评估结果为

$$B_{\text{开断磨损}} = A_{\text{开断磨损}} \cdot R_{\text{开断磨损}} \\ = (0.998, 0.05, 0, 0)$$

同理可得到其他项目的评估结果为

$$B_{\text{运行参数}} = (0.521, 0.501, 0.027, 0.007)$$

$$B_{\text{绝缘介质}} = (0.637, 0.045, 0.32, 0)$$

$$B_{\text{工作环境}} = (0.4, 0.25, 0.28, 0.07)$$

$$B_{\text{其他因素}} = (0.623, 0.304, 0.054, 0.01)$$

从而得到整个断路器的评估结果为

$$U_{\text{断路器}} = A_{\text{断路器}} \cdot R_{\text{断路器}} \\ = (0.78, 0.21, 0.045, 0.003)$$

结合引进三角模糊数得到的权重, 各项目的评估结果为

$$B_{\text{开断磨损}} = (0.9, 0.09, 0, 0)$$

$$B_{\text{运行参数}} = (0.577, 0.338, 0.198, 0.004)$$

$$B_{\text{绝缘介质}} = (0.399, 0.827, 0.012, 0)$$

$$B_{\text{工作环境}} = (0.49, 0.25, 0.138, 0.122)$$

$$B_{\text{其他因素}} = (0.479, 0.357, 0.164, 0)$$

从而得到整个断路器的评估结果为

$$U_{\text{断路器}} = A_{\text{断路器}} \cdot R_{\text{断路器}} \\ = \begin{pmatrix} 0.998 & 0.003 & 0 & 0 \\ 0.557 & 0.338 & 0.198 & 0.004 \\ 0.399 & 0.827 & 0.012 & 0 \\ 0.49 & 0.25 & 0.138 & 0.122 \\ 0.479 & 0.367 & 0.164 & 0 \end{pmatrix} \\ = (0.613, 0.354, 0.093, 0.02)$$

根据最大隶属度原则, 结合评判语, 虽然两种评

估方法的评估结果,均为该断路器处于“良好”状态,但运用后者的评估结果更加能说明该断路器虽处于“良好”状态,但有些数据已偏离出厂值或最优值,该断路器的整体可靠性呈下降趋势,在今后的运行巡视工作中应注意,有发生故障的可能性。

(2) 开关型号 LW-35,额定电压 35 kV,额定开断电流 31.5 kA,额定电流 2 000 A,工频耐受电压 95 kV,额定热稳定电流 31.5 kA,机械寿命 3 000 次,气体报警压力 0.42 MPa,刚分速度 3.4 ± 0.8 m/s,刚合速度 3.2 ± 0.2 m/s,气体重量 8 kg,生产厂家为西安高压开关厂。已知其投运 11 年,累计开断 363 次,最近一次预防性试验合/分闸不同期分别为 1.6 ms 和 0.9 ms,导电回路电阻为 $98 \mu\Omega$,刚分速度均为 3.1 m/s,绝缘介质中气体压力为 0.487 MPa,湿度为 163×10^{-6} ,绝缘电阻为 17 G Ω ,分/合闸线圈直流电阻为 215 Ω 。

运用一般层次分析法,(计算过程不再详细列举)得到整个断路器的评估结果是

$$U_{\text{断路器}} = (0.25, 0.46, 0.2, 0.09)$$

根据最大隶属度原则,判断该断路器处于“正常”状态。而运用引入三角模糊数的模糊层次法,得到的评估结果是

$$U_{\text{断路器}} = (0.27, 0.29, 0.42, 0.037)$$

根据最大隶属度原则,判断该断路器处于“注意”状态。两种评估结果不同,对于运行巡视人员安排巡视工作就有差异,前一种评判该断路器处于“正常”状态,运行维护人员只要正常巡视即可;而用引进三角模糊数评判该断路器处于“注意”状态,则要求巡视人员对该断路器重点巡视,缩短巡视周期,做好重点巡视记录;该评估结果与断路器实际运行中分闸时出现铁心卡涩、导致操作时拒分的运行情况吻合,对巡视工作安排提供了正确的指导依据。

(3) 某开关额定电压 550 kV,额定开断电流 50/63 kA,额定电流 4 000 A,机械寿命 3 000 次,合闸时间 80 ms,分闸时间 30 ms,报警压力 0.64 MPa,该断路器投运 4 年,累计开断 126 次,最近一次预防性试验合闸不同期为 0.6 ms,分闸不同期为 0.5 ms,导电回路电阻为 $73 \mu\Omega$,刚分速度为 4.0 m/s,刚合速度为 3.1 m/s,绝缘介质中气体压力为 0.68 MPa,微水含量为 48 $\mu\text{L/L}$,合闸时间为 60 ms,分闸时间为 15 ms。

运用一般层次分析法,(计算过程不再详细列举)得到整个断路器的评估结果是

$$U_{\text{断路器}} = (0.65, 0.26, 0.09, 0.01)$$

根据最大隶属度原则,判断该断路器处于“良好”状态。而运用引入三角模糊数的模糊层次法,得到的评估结果是

$$U_{\text{断路器}} = (0.19, 0.36, 0.38, 0.09)$$

根据最大隶属度原则,判断该断路器处于“注意”状态。该评估结果与断路器实际虽投运 4 年,但由于其多次受外力破坏,贮压筒活塞杆密封圈处出现漏油,出现过打压频繁的运行情况更加吻合;实际工作中已加强对该断路器的重点巡视,并计划合理安排时间检修,更换密封圈。

5 结 论

结合高压断路器的实际运行状况,针对以往状态评估在评估参数选取和评估指标权重确定方面的主观随意性,确立了以高压断路器开断磨损、运行参数(机械参数、电气参数)、绝缘参数、工作环境及其他参数作为评判指标;提出采用引进三角模糊数的模糊层次分析法和模糊综合评判相结合的方法,对断路器整体运行状态进行评估的方法,并通过对大量不同电压等级、不同运行状态断路器的评估以及和以往评判方法评判结果的对比,验证了该方法的有效性。

参考文献

- [1] Farrokhi M, Rafiee M. Evaluation of Used and Repaired Power Transformers Using Neural Networks [J]. Transmission and Distribution Conference and Exposition 2001 (1): 143-146.
- [2] 吴娅. 基于突变理论的高压断路器运行状态模糊综合评估方法的研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2006.
- [3] 刘亚芳. 国内外高压 SF₆ 断路器运行状况及维修策略综述 [J]. 电力设备, 2003, 3(1): 26-29.
- [4] Heising C. R. . Worldwide Reliability Survey of High Voltage Circuit Breakers [J]. IEEE Industry Applications Magazine, 1996(3): 65-66.
- [5] Solver C. E. , Holgersson P. . Modular SF₆ Circuit Breaker for Modern HV Substations [J]. Power System Technology, 1998, 8: 176-180.
- [6] Yanabu S. , Zaima E. , Hasegawa T. . Recent Development of High Voltage Circuit Breaker for High Voltage Power Transmission and Distribution System [J]. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002 (10): 1438-1443.

(下转第 23 页)

滤波电感的感应量应和滞环宽度结合起来一起考虑,经过分析,本实验装置中滞环宽度取为0.000 5,输出滤波电感为0.008 H。图5中,模型首先建立一个可以给定角频率和相位的参考电流模型,然后利用锁相环从系统电压 E_3 处获取角频率和相位;然后将相同的角频率和相位赋给参考电流 I_{ref} ,运用滞环比较器将参考电流 I_{ref} 和并网电流 I_a 进行幅值的比较,并网电流 I_a 和参考电流 I_{ref} 的比较波形如图6所示。

将 S_1 区域放大,如图7。可以看出,并网电流围绕着参考电流进行上下波动,被限制在环宽上限和环宽下限之间。

等效单相分布式电源并网系统输出功率如图8所示。

采用相同的频率特性进行比较,由图9可以看出,并网电流可以快速稳定地跟踪上参考电流的变化,并网电流相位幅值与电网电压同频同相,满足输出功率因数的设计要求。

经分析,并网电流总谐波失真率(THD)小于5%,满足IEEE 1547-2003中关于分布式电源并网电流电能质量的要求,仿真模型得到验证。

6 结 论

利用电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 建立

(上接第10页)

- [1] 曹荣江. 高压交流断路器的运行条件 [M]. 北京: 北京工业大学出版社, 1999: 24-25.
- [2] 苑舜. 高压开关设备状态检修与诊断技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2001: 44-45.
- [3] 刘亚芳. 高压断路器事故调查 [J]. 国际电力, 1997(3): 12-15.
- [4] 陈三运, 谭洪恩, 蒋志刚. 输变电设备的状态检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 42-57.
- [5] 韩富春, 张海龙. 高压断路器运行状态的多级模糊综合评估 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(17): 60-64.
- [6] 国家电网公司企业标准, SF₆ 高压断路器状态评价导则 [S].
- [7] 陈伟根, 李伟. SF₆ 高压断路器状态分析的模糊综合评判方法 [J]. 高压电器, 2004(5): 361-363.
- [8] 余琼芳, 陈迎松. 模糊数学中隶属函数的构造策略 [J]. 河北职业技术学院学报, 2003, 2(1): 12-13.

了等效单相分布式电源并网系统的仿真模型, 包括逆变器、滞环比较器和锁相模块, 利用输出的仿真波形, 结合之前的分析, 验证了模型的正确性。

参考文献

- [1] 袁超, 吴刚, 曾祥君, 等. 分布式发电系统继电保护技术 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(2): 99-105.
- [2] 张志坚, 王建东, 马进, 等. 分布式发电及其关键技术 [J]. 山西电力, 2007(2): 57-61.
- [3] 丁明, 王敏. 分布式发电技术 [J]. 电力系统自动化设备, 2004, 24(7): 31-36.
- [4] 崔容强, 赵春江, 吴达成. 并网型太阳能光伏发电系统 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2007.
- [5] Pongpornsup V, EUA - Arporn B. Impacts of Nonutility Induction Generator to Distribution Network [C]. Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, Yokohama (Japan), 2002(2): 1352-1356.
- [6] 崔岩, 蔡炳煌, 李大勇. 太阳能光伏模板仿真模型的研究 [J]. 系统仿真学报, 2006, 18(4): 529-834.

作者简介:

刘 林(1985), 男, 硕士研究生, 四川省建筑设计院设计三所;

罗 剑(1985), 男, 四川省建筑设计院设计三所。

(收稿日期: 2013-01-06)

- [5] 程里春, 陈化成. 基于有界算子的三角模糊数运算 [J]. 模糊系统与数学, 1993(2): 33-42.
- [6] 唐有文. 模糊层次分析法 [J]. 青海大学学报自然科学版, 2002, (3): 19-23.
- [7] 张吉军. 模糊层次分析法 FAHP [J]. 模糊系统与数学, 2000(2): 80-88.
- [8] 田静, 林铸明, 孙文俊. 模糊层次分析法在渡河决策中的应用 [J]. 工兵装备研究, 2007, 26(6).
- [9] 林莘, 张冠生. 基于模糊理论的真空断路器开断电寿命综合评判的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2000(2): 15-18.

作者简介:

王军霞(1980), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统电气设备状态评估;

张彼德(1975), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电气设备状态检修;

赵金龙(1980), 男, 硕士, 成都电业局线路管理专责。

(收稿日期: 2013-02-19)

四川特高压交直流电网安全运行保障技术框架研究

庞晓艳, 李 建, 张 蓓, 刘柏私
(四川电力调度控制中心, 四川 成都 610041)

摘 要: 对四川特高压交直流电网安全稳定运行的保障技术框架进行研究和分析, 勾勒了建设愿景, 提出了保障技术框架的设计理念和原则, 描绘了该框架系统的总体构架, 最后对该系统中上级调度、本级调度以及下级调度机构所扮演的角色进行了说明。对指导四川特高压交直流电网安全稳定防御控制系统的工程实施具有一定的参考作用。

关键词: 特高压交直流电网; 技术框架; 运行保障

Abstract: The technical framework for ensuring the safe operation of Sichuan UHV power grid is studied and analyzed. The outline of the future vision and designs is established, the concepts and principles of this technical framework are proposed, and the overall architecture of the framework is described. Finally, the functions of three dispatching systems are introduced, which has a reference for guiding the implementation of the defense system for the security and stability of Sichuan UHV power grid.

Key words: UHV AC/DC power grid; technical framework; operation security

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0011-04

1 智能防御系统的建设愿景

远距离、大规模交直流混合送端电网安全运行保障关键技术的研究旨在充分利用大电网安全稳定在线防御技术的已有成果, 结合远距离、大规模交直流混合送端电网特点, 分析其存在的安全稳定问题, 进行整体框架研究、关键技术与应用功能研究, 并根据送端电网实际情况分步实施, 从而构建完善的大规模交直流混合送端电网安全运行保障技术体系^[1]。

安全运行保障体系应达到以下要求。

- 1) 完备的分析预警与辅助决策功能, 在已有的在线安全稳定防御框架基础上进行完善, 针对送端电网存在的各类安全稳定问题进行分析预警, 并给出辅助决策建议; 考虑故障引发安控装置的动作情况, 评估安控装置的切负荷量违反 599 号令的风险;
- 2) 能进行不同输电断面传输功率极限的协调优化, 计及不同输电断面的交互影响, 同时利用交直流、多直流通道的协调, 提升大规模电力的送出能力;
- 3) 具备集中协调控制的能力, 在调度中心站对送端电网内分层分区的安控系统协调, 提升安

控系统的适应性与经济性;

- 4) 提升电网应对严重故障模式的能力, 实现对于群发性故障或连锁故障模式的分析预警, 以及通过交直流、多直流通道的协调控制, 构建集中协调的安控系统分析、控制手段, 应对严重故障模式;

- 5) 提升电网应对外部灾害的能力, 通过灾害信息采集、灾害引发电力设备故障的机理研究, 在线自动生成灾害相关故障集与候选控制措施集, 实现应对灾害的预警与辅助决策功能, 为调度运行人员应对灾害提供支撑;

- 6) 提供便捷的分析研究手段, 通过送、受端电网多时间尺度数据的高效整合, 以及分析结果的及时反馈, 便于送端电网调度运行人员对不同时间尺度下对电网的安全稳定性进行研究;

- 7) 提升多级调度协调控制能力, 通过数据交互、数据整合、在线分析、控制决策等环节的协调技术研究, 提升送端电网调度中心与上、下级调度机构的协同分析控制的能力, 争取更大范围的调度控制资源保障送端电网的安全稳定性, 并降低安全稳定问题的控制代价。同时, 能够为外部电网以及全局的安全稳定分析、控制提供支持。

总之, 智能防御系统的建设能够有效提升电网调度运行控制决策水平, 提升电网安全稳定水平。

2 设计理念和原则

针对远距离、大规模交直流混合送端电网存在的安全稳定问题,传统的在线防御系统未能针对性地予以解决,需要在框架体系、信息采集、分析预警、控制决策等层面加以提升^[4]。智能防御系统应能够在传统的在线防御框架基础上,针对性地解决送端电网存在的如下问题。

1) 目前送端电网安控系统分层分区就地控制,难以实现大范围内的由灾害或电网内部因素所引发的多点群发性故障或相继故障的有效防御,需要从全局角度加以考虑,综合利用中心站所采集的全局信息和候选可用措施,进行协调决策,并通过已有的安控系统实施;

2) 送端电网内部往往有较大规模的电厂群(水、火、风或者风火打捆等),通过送出通道连接到送端电网主网架,然后通过交直流通道输送到远方受端电网。对于这些送端电网内部的输电断面之间、外送的联络线断面之间以及内/外部断面之间需要统一协调,避免不利的交互影响并提升各断面的整体输电能力;

3) 对于大规模的电厂群串联送出情况,应考虑电源特点及安全约束,实现串联通道上不同电厂间的协调控制,以及不同串联通道间的协调优化调度与控制;

4) 对于交直流、多直流通道间需要统一的协调以发挥直流的紧急调制能力,提升安全稳定程度及外送能力;

因此,为达成智能防御系统建设的目标愿景,智能防御系统的设计严格遵循“集中协调,分层分区决策控制”的设计理念与总体原则。

基于该理念设计的智能防御系统能够实现同一串联通道的电厂之间的协调控制、多输电通道间的协调优化控制,交直流、多直流协调控制,安控系统之间协调,多级调度间的协调分析与控制,自适应外部环境的安全稳定防御,极大地提升了电网安全稳定防御的智能化水平。

3 系统总体架构

为满足远距离、大规模交直流混合送端电网安

全、经济运行与控制的需求,以确保电网安全稳定运行,提升大规模交直流混合送端电网电力集中送出能力为总体目标,提出了大规模交直流混合送端电网智能防御系统的应用功能框架,如图1所示。该框架遵循已提出的“集中协调,分层分区决策控制”的设计理念与总体原则,能够综合利用送端电网和外部电网各类控制资源和手段,实现送端电网运行策略的在线自适应优化,预防控制、紧急控制措施的分层分区决策与集中协调优化^[4]。

该框架以送端电网调度中心功能框架为核心,同时为适应大范围资源优化利用、电网结构整体性、运行控制一体化和局部安全稳定影响扩大化等远距离、大规模送端电网典型需求与特征,设计与送端电网调度中心相匹配的上级和下级调度中心的功能框架,从而实现多级调度机构的有效协同,提升送端电网安全性,降低安全稳定控制的代价,同时降低送端电网故障对外部电网的影响。其中,送端电网一般有多个下级调度机构,而上级调度机构只考虑送端电网的直接上级调度。

3.1 送端电网调度中心功能

在送端电网调度中心,应用功能配置覆盖送端电网的三道防线,实现对于导则规定的各级别故障的有效防御,同时考虑灾害引发的送端电网内或连同外部电网在内的大范围连锁故障的有效防御。

智能防御系统的第一道防线涵盖了送端电网基态、超短期、操作前、日计划等不同时间尺度下的安全稳定综合预警、调度运行优化和控制辅助决策功能^[4]。这里的基态包括电网实时状态、预想故障后和实际故障后三类状态,其中实时状态和预想故障后状态是基于电网的状态估计数据周期性的计算。而实际故障后的快速预警与辅助决策则是在送端电网或外部电网实际发生故障后快速启动,形成可靠的故障后电网工况数据并快速分析实际故障后电网的安全稳定问题,并给出消除安全稳定问题的预防控制措施,为调度运行人员进行事故的应急处理提供辅助决策。

智能防御系统的第二道防线对送端电网分层、分区稳控系统,包括直流功率紧急调制等控制手段,进行统一协调,实现稳控系统策略和定值适应性的在线校核,根据送端电网实时运行工况和分层、分区稳控装置的状态,对策略和定值进行在线优化并下发到装置,从而为实现送端电网分层、分区稳控系统的策略

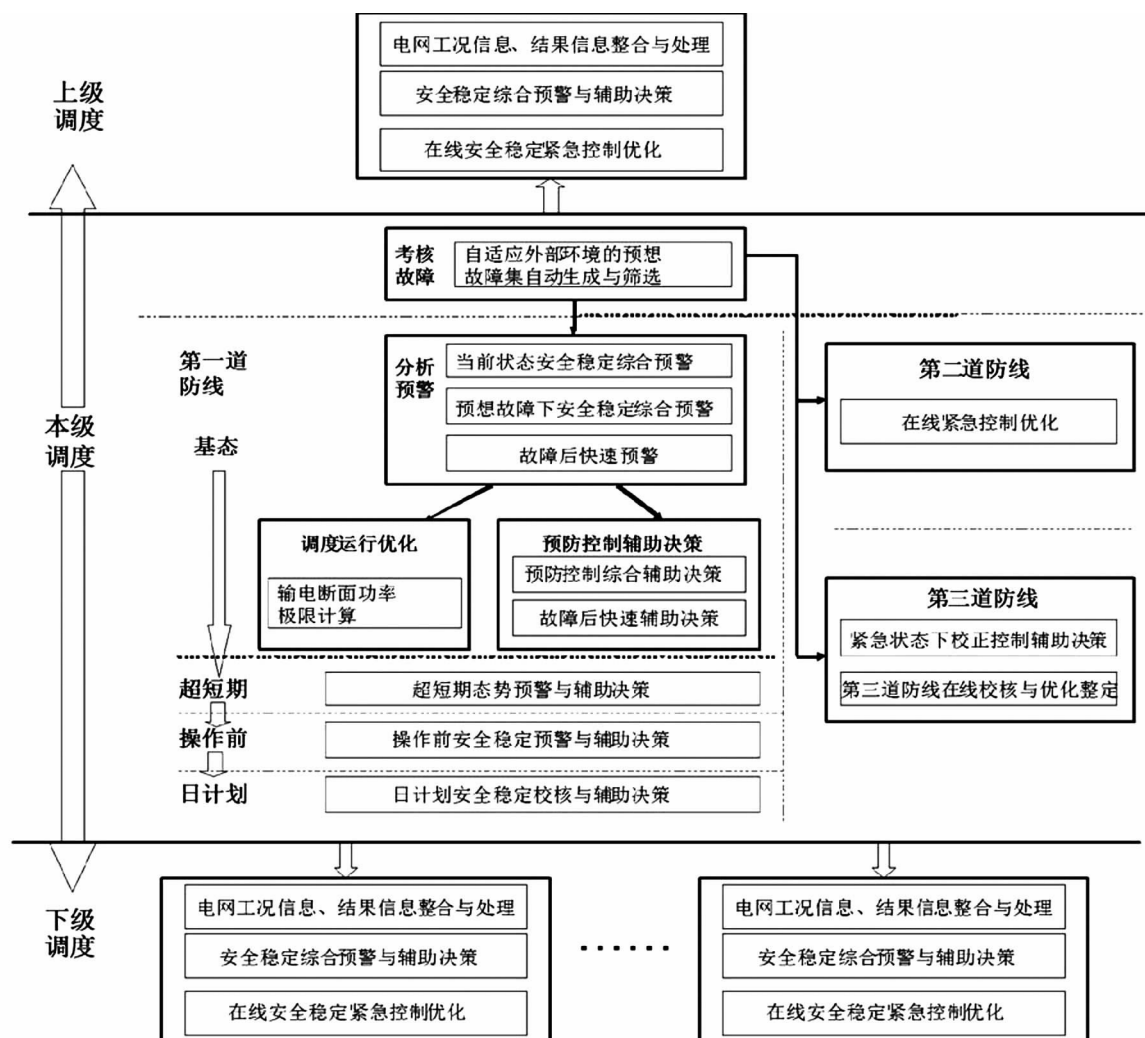


图1 智能防御系统应用功能框架

协调优化提供统一协调的机制和技术手段^[9]。

送端电网往往大量配置的高周切机、失步解列等第三道防线装置,智能防御系统的第三道防线功能基于实时信息实现对这些装置定值的在线校核,并对电源集中区域的第三道防线的定值进行统一协调,避免由于定值不合理导致的过控甚至引发安全稳定问题。此外,对于电网中已经出现的不安全现象,如支路过载、电压越限、低频振荡等,智能防御系统应能够给出辅助决策措施或进行在线的闭环控制以快速消除不安全现象,这类功能也属于第三道防线的范畴。

3.2 上级调度中心功能

对上级调度中心而言,为有效实现与送端电网以及其他调度中心的协同防御,应当配置的应用功能可归结为以下几类。

(1) 电网工况数据、分析结果数据的整合与处理功能。依据在线实测数据校核并修正电网基础参

数,提高在线计算数据的准确性;针对不同调度机构EMS的电网运行数据时标不一致,基于多调度机构实时数据整合在线安全防御计算数据;针对不同调度管辖电网的安全稳定特点,结合调度运行控制的实际,选取外网数据并进行在线等值,进行局部电网实时数据异常(如通信中断、量测值异常)的评价及其实用处理。

(2) 安全稳定综合预警与辅助决策功能。针对大电网多级调度协同运行控制的需求,将对所辖电网的在线安全性影响显著的外网运行工况纳入实时监视范围,例如关联输电通道状态;配置旨在挖掘电网大范围输电能力的在线调度决策功能,以及安全稳定快速分析和辅助决策功能,以实现与下级调度的有效协同。

(3) 在线紧急控制协调优化。配置稳控系统紧急控制优化功能,基于整合后所辖各级电网(含送端电网)工况数据和稳控系统策略、定值,在线优化紧急

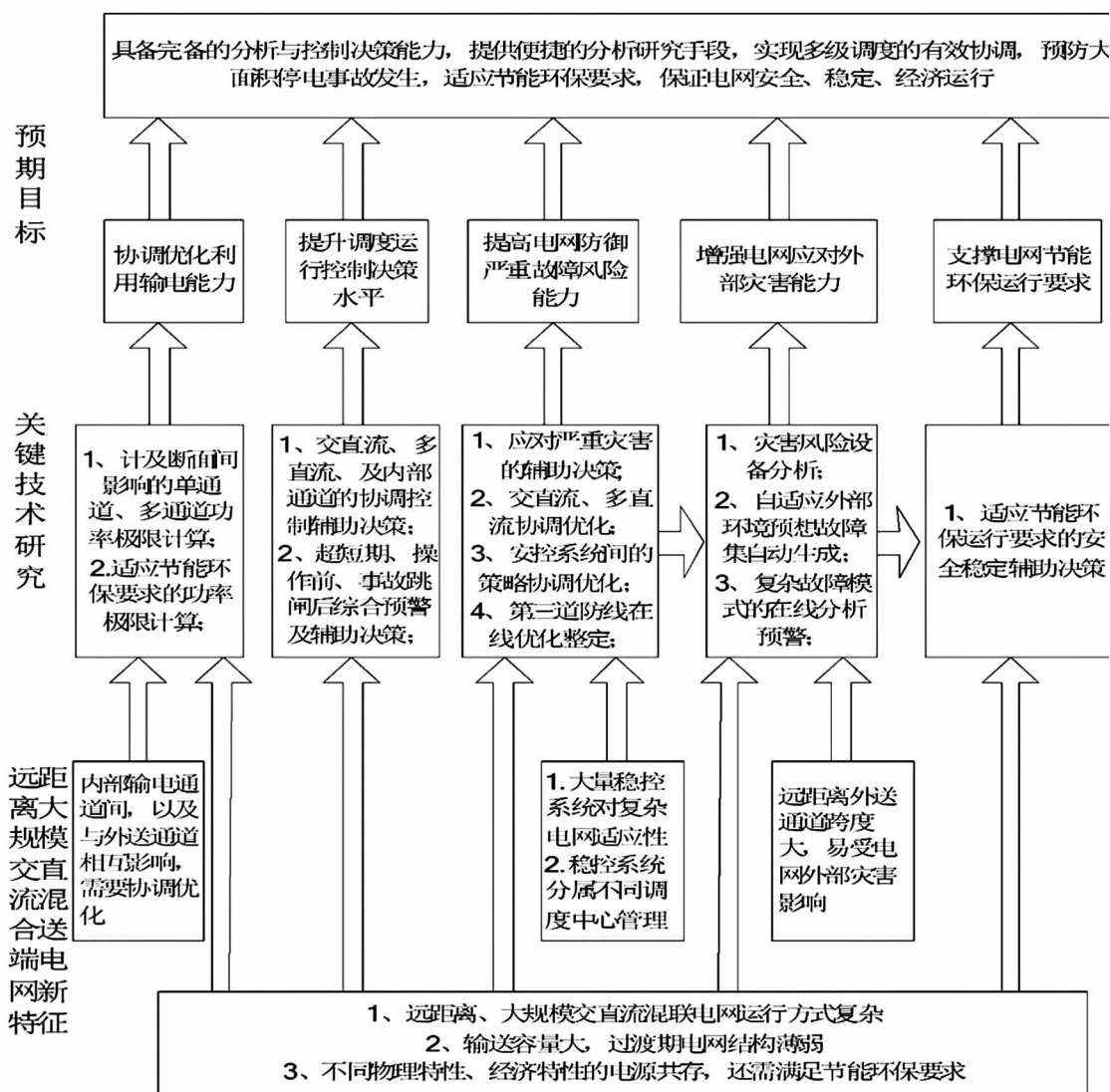


图2 大规模交直流混合送端电网智能防御系统预期目标及关键技术

控制策略，并下发到所辖的稳控装置或者下级电网的稳控装置。其中，不仅需要监视安控装置投运状态及其实际控制对象的运行状况，还要监视安控装置在值控制策略及控制后电网的安全稳定水平。

3.3 下级调度中心功能

对下级调度中心而言，为有效实现自身的安全稳定防御以及与上级（即送端电网）的协同防御，应当配置的应用功能可归结为以下几类。

(1) 电网工况数据、分析结果数据的整合与处理功能。根据上级调度（即送端电网）发送的外部工况数据，选取外网数据并进行在线等值，进行局部电网实时数据异常（如通信中断、量测值异常）的评价及其实用处理。

(2) 安全稳定综合预警与辅助决策功能。根据

下级调度的实际需求，可选择配置旨在挖掘电网输电能力的在线调度决策功能，以及安全稳定快速分析和辅助决策功能，以实现与上级调度的有效协同。由于调度级别较低，因而所考虑的安全稳定问题往往较上级调度简单，因而配置的安全稳定预警功能与辅助决策功能可少于上级调度。

(3) 在线紧急控制协调优化。可选择配置稳控系统紧急控制优化功能，基于整合后的电网工况数据和稳控系统策略、定值，在线优化紧急控制策略，并下发到所辖稳控装置，同时，可以接收上级下发的控制策略和定值。

智能防御系统的预期目标、关键技术及与大规模交直流混合送端电网安全稳定特性关联关系如图2所示。

(下转第45页)

译码地址为 00111 时为设置时钟模块的分频初值;译码地址为 00001 时是采集 A/D 转换后的数据进入 FIFO 中(图中设采集的前 8 个二进制数依次为 11111111、11110100、00000011、11000000、00001111、11110100、11111000)。当 FIFO 中的半满标志位为高时(为了仿真方便,设置的 FIFO 深度为 16,故数据存储深度为 8 时产生半满,实际电路中 FIFO 深度改变其参数为 2K 即可),译码地址为 00100 时,且读 RD_信号有效时,对应读取 FIFO 中的数据到数据总线上 SD [7:0]。从图 5 的逻辑放大图中显示了数据总线 SD [7:0] 上依次读出数据时的波形:输出的数据依次为 255、244、3、255、192、15、255、248(对应二进制数分别为 11111111、11110100、00000011、11000000、00001111、11110100、11111000)共计 8 个数据。输出完 8 个数据时,半满标志位 HF 从 1 变为 0,从而 FIFO 中的数据自动不再允许读出。以防止 FIFO 中的数据读空。由图 4 知 CS_、ADCK、WFIFOCLK 等信号时序均正确。根据电能质量监测系统的采样要求,采样频率设定为 10K。以上数据的正确读出验证了相关控制信号时序设计的正确性,也验证了整个设计方案的合理性。

4 结 语

为满足远程电能质量监测系统便携式监测终端的低功耗、小型化的需要,在一片 FPGA 上完成了多通道带串行接口的低功耗 A/D 的逻辑控制。设计中采用了 FSM、FIFO 等设计模块来完成其逻辑控

制的设计,经验证其控制逻辑能有效对采集的数据进行读写,实际应用中也达到了降低系统整体功耗的设计要求。采用 FPGA 的硬件描述语言的设计方案,使得电路的设计更加灵活、高效,也降低了电路制作 PCB 板的面积开销,也使得电路的集成度更高,系统更加稳定、可靠;由于 FPGA 具有可远程更新的能力,它能够满足了现代仪器网络化中对终端系统进行在线升级的要求。此 A/D 转换逻辑控制的方案不仅适用于前面所描述电能质量监测系统中,在其他对低功耗、小型化要求较高的便携式仪器的嵌入式系统的设计中也有较大的应用价值。

参考文献

- [1] HongLi Zhou. GPRS Based Power Quality Monitoring System [J]. Networking, Sensing and Control, 2005 Proceedings. 19-22 March 2005, Chalmers University of Technology. USA.
- [2] 刘芯宇. 基于 GPRS 的电费抄收催一体化技术在电力系统中的应用 [J]. 四川电力技术, 2012, 35(3): 58-61.
- [3] IEEE Standard 1159. IEEE Recommended Praterice for Monitoring Power Quality [S].
- [4] 16_Bit, High Speed, Micro Power Sampling Analog - to - Digital Converter [OL]. <http://html.alldatasheeten.com/html-pdf/56565/BURR-BROWN/ADS7835/501/1/ADS7835.html>, 2011-10-11.
- [5] Bhasker, J. Verilog HDL Synthesis: A Proctical Primer [M]. Star Galaxy Publishing, PA, 1998.

作者简介:

沈 策(1954),男,专责工程师,主要从事电力系统及其自动化研究和管理工作。(收稿日期:2013-02-01)

(上接第 14 页)

4 结 论

四川电网已形成了特高压交直流混联电网,未来还将形成特高压交直流并列运行的格局。为此,对四川特高压交直流电网安全运行保障技术框架进行了研究,对指导四川电网防御控制系统的实施具有一定的参考作用。

参考文献

- [1] CIGRE WG C2.02.04 Technical Brochure: Defense Plan against Extreme Contingencies [J]. Electra, 2007(231): 47-61.

- [2] 薛禹胜. 综合防御由偶然故障演化为电力灾难——北美“8.14”大停电的警示 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27(18): 1-5.
- [3] 陈相宜,陈允平,李春艳,等. 构建大电网安全防御体系——欧洲大停电事故的分析及思考 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31(1): 4-8.
- [4] 李碧君,许剑冰,徐泰山,等. 大电网安全稳定综合协调防御的工程应用 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 25-30.
- [5] 汪际峰,沈国荣. 大电网智能化的若干关键问题 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 10-16.
- [6] 薛禹胜,肖世杰. 综合防御高风险的小概率事件:对日本相继天灾引发大停电及核泄漏事件的思考 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(8): 1-11.

(收稿日期:2013-02-05)

综合考虑自励磁和工频过电压的小电网 联络线无功补偿优化策略

张 华, 李 旻, 丁理杰

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 结合理论研究和仿真分析, 探讨弱联系小受端电网联络线充电无功的补偿策略, 阐述了分别考虑自励磁和工频过电压进行联络线无功补偿, 将有可能导致电网运行电压不满足要求的缺陷。并提出一种综合考虑自励磁和工频过电压的无功补偿优化策略。最后通过一个仿真实例说明优化策略的效果。

关键词: 地方电网; 自励磁; 工频过电压; 高压电抗器; 无功补偿

Abstract: The theoretical research and simulation analysis are combined to investigate the reactive power compensation strategy for the transmission line which contacts the system and a small end grid. The traditional reactive power compensation strategy of contact line respectively considering the self-excitation and power-frequency overvoltage is described which will likely lead the voltage does not meet the requirements of grid operation. So an optimization strategy comprehensively considering the self-excitation and power-frequency overvoltage is proposed. Finally, a numerical example is provided to prove its effects of the optimization strategies.

Key words: local grid; self-excitation; power-frequency overvoltage; high-voltage reactor; reactive power compensation

中图分类号: TM714 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0015-04

0 引 言

随着西部开发战略的深入推进, 西部地区电网发展也稳步前行。四川电网的主网架逐步向经济发展滞后的偏远地区延伸, 如甘孜、阿坝、凉山地区等。在这些地区建设高电压等级的联络线, 把地方电网与四川主网连接起来, 解决当地长期存在的缺电少电问题, 有利于改善当地民生, 促进经济发展和民族团结。

然而由于当地人口分布稀疏, 负荷需求有限, 且由于自然条件恶劣, 不具备建设密集电网的条件。这些地区联网后将形成众多弱联系末端电网。同时为了利用当地资源, 网内常常含有小型水电机组, 其典型电网结构如图1所示。但网内的水电机组不足以支撑当地

负荷, 因此仍需要通过联络线获得电力供应。

这类电网的特点决定了其必然存在一些安全稳定问题, 其中典型的问题有: 小型发电机自励磁、长线路工频过电压等。这两个问题的根源都来自于长线路的充电无功。目前长线路充电无功补偿策略的制定是将自励磁和工频过电压分别考虑的, 这里将阐述这种方法的缺陷, 并提出一种综合考虑自励磁和工频过电压的弱联系小电网联络线无功补偿优化策略。

1 联络线无功补偿的一般策略

按照补偿对象的不同, 高压电抗器的结构有许多种, 但实际应用最多的是如图1所示的结构^[1]。其中 $X_a = X_b = X_c = X_p$ 是高压电抗器的值, N 为高压电抗器中性点, X_N 为中性点小电抗的值。正常运行时, 若三相绝对对称, N 点电压为零, X_N 上没有电流流过。中性点小电抗只在暂态过程中发挥作用。

输电线路安装并联高压电抗器通常有两个目的: 其一是根据系统无功就地补偿的原则, 对输电线路充电无功进行补偿, 其目的是防止系统稳态电压

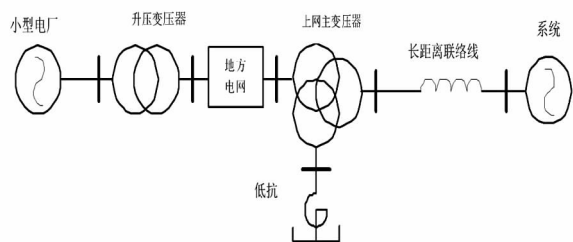


图1 小电厂接入地方电网典型系统结构图

过高,以及防止线路操作过程中产生过高的工频过电压。其二是采用中性点小电抗与高压电抗器配合,降低三相线路之间的耦合作用,从而降低单相重合闸操作过程中产生的潜供电流和恢复电压,促进电弧的快速熄灭且不重燃弧,保证单相重合闸成功^[2,3]。

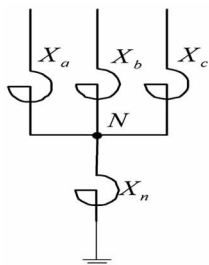


图2 线路高压电抗器结构

表1 线路充电无功经验值

电压等级/kV	110	220	500
每100 km 线路充电无功/Mvar	3	19	120

上述两个目的也同时成为确定高压电抗器参数的约束。第一个目的将对高压电抗器容量的大小,以及高压电抗器安装的位置构成约束。单位长度的某电压等级输电线路空载充电无功通常可以通过表1中的经验值计算。一般高压电抗器的补偿度约为60%~70%。而线路的工频过电压水平则需要采用系统仿真的方式获得。按照标准要求,应该校核输电线路无故障电负荷、单相重合闸电负荷两种工况下的工频过电压水平,并采取措施保证其在规定数值以下。工频过电压的限定值如表2所示^[4,5]。通过仿真分析可以确定线路哪一侧的工频过电压超标,从而确定高压电抗器的安装位置。

表2 线路工频过电压允许上限

电压等级/kV	110 kV		220 kV		500 kV	
工频过电压 /p. u.	线路	母线	线路	母线	线路	母线
	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4

第二个目的将对高压电抗器中性点小电抗的数值构成约束。在高压电抗器容量已定的前提下,采用仿真的方法可以优化中性点小电抗的数值^[2,3],使线路的潜供电流最小。对高压电抗器中性点小电抗的优化不在此讨论范围内。

2 一般补偿策略带来的问题

2.1 地方小电网联络线的特点

通常输电线路单相接地电负荷工频过电压高于无故障电负荷,而单相接地电负荷工频过电压的大小与该故障点 X_0/X_1 的大小有关^[6],其中 X_0 、 X_1 分别为该点的零序综合电抗和正序综合电抗。将比值定义为 k_X ,其值越大,过电压越大。

如图3所示,假设系统的零序电抗为 X_{s10} ,正序电抗为 X_{s11} ,地方小电网的零序电抗为 X_{s20} ,正序电抗为 X_{s21} 。联络线本身的零序电抗为 X_{l0} ,正序电抗为 X_{l1} 。则联络两端发生接地故障,接地点的 K_X 值的大小如式(1)和式(2)。



图3 地方电网联络线示意

$$\text{联络线系统侧故障: } k_X = \frac{X_{s20} + X_{l0}}{X_{s21} + X_{l1}} \quad (1)$$

$$\text{联络线地方电网侧故障: } k_X = \frac{X_{s10} + X_{l0}}{X_{s11} + X_{l1}} \quad (2)$$

通常,输电线路的 X_{l0} 是 X_{l1} 的 2.5~3 倍^[6],而由于发电机和变压器的存在,系统的零序电抗和正序电抗的比值却小得多。因此有式(3)。

$$\frac{X_{s0} + X_{l0}}{X_{s1} + X_{l1}} < \frac{X_{l0}}{X_{l1}} \quad (3)$$

其中, X_{s0} 、 X_{s1} 分别为系统零序和正序电抗。也就是说系统阻抗会拉低故障点的 k_X 值。系统越强,系统阻抗越小,拉低效果越弱, k_X 值越大,相应的工频过电压也越大。

图3所示系统最主要的特点就是线路两端的两个系统强弱程度差别巨大。主网系统的强度远远高于地方电网,因此线路的地方电网侧发生单相故障电负荷产生的工频过电压通常比另一端大。因此线路高压电抗器应该安装在地方电网一侧。

2.2 抑制地方电网自励磁对无功补偿的要求

若地方电网内含有小型同步发电机,则为了避免发生自励磁,需要对线路充电无功进行充分补偿。根据普遍接受的自励磁容量判据,系统不发生自励磁需满足式(4)的条件^[7,8]。而考虑到地方电网内机组容量太小,对系统参数敏感度太高,以及系统频率升高对自励磁的影响,建议采用更为严格的判据,如式(5)。其含义是当系统频率上升到 1.1 p. u. 时,仍能保证对线路充电无功的过补偿,没有富裕无

功注入发电机。

$$S_n > X_d^* Q_c \quad (4)$$

$$Q_l/1.1 > 1.1 Q_c \quad (5)$$

其中, S_n 是发电机容量; X_d^* 是计及变压器、线路电抗的发电机综合同步电抗的标么值; Q_l 是感性无功补偿容量; Q_c 是线路充电无功。

2.3 系统的稳态调压问题

如前所述,为了防范自励磁,感性无功补偿量应为联络线充电功率的 1.21 倍,而线路高压电抗器的补偿度通常为 60% ~ 70%, 剩余的部分将通过在地方电网变压器低压侧配置低压电抗器的方式实现。

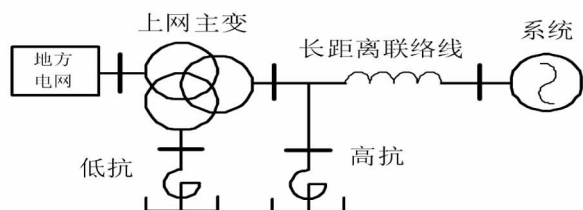


图4 地方电网感性无功集中配置图

如图4,若线路高压电抗器也安装在地方电网一侧,将造成感性无功设备集中布置的局面。稳态运行时,由于地方小电网发电机容量太小,无功发电能力有限,发出的无功无法与上述感性无功相平衡,因此需要通过联络线从系统侧引入大量无功。从而导致联络线两端产生很大的电压损耗。

根据电力系统基础理论,输电线路两端的电压损耗可以用式(6)描述^[8]。

$$\Delta U^* = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \quad (6)$$

其中, P_2 、 Q_2 、 U_2 分别为线路同一侧的功率和电压, R 、 X 为线路阻抗。

为了使读者有感性认识,给出范例如下: 长度为 250 km 的 220 kV 线路,导线型号为单 400 mm。 $X \approx 75$, $R \approx 9.5$, $Q_c \gg 48$ Mvar,按照上述理论 Q_l 需大于 58 Mvar。当线路传输最大热稳定允许功率(约为 27 MW)时,线路的电压损耗可达 13 kV。当线路送端电压为 230 kV 时,受端电压低至 217 kV,不满足 220 kV 系统的最低运行电压限制。且电压等级越低,线路电压损耗越严重。

3 联络线补偿策略优化

首先研究抑制线路工频过电压需要投入的高压电抗器的大小。构建如图5所示仿真系统,线路参

数和传输功率大小同 2.3 节范例。在联络线的地方小电网侧设置单相接地故障,故障 0.12 s 后断路器 B2 跳三相。故障持续 0.2 s 消失。改变高压电抗器的补偿度,线路末端的工频过电压水平如图6所示。

由图6可见,没有高压电抗器时,工频过电压为 1.38 p. u.。逐步增大高压电抗器补偿度至 20%, 线路的工频过电压即可被限制在 1.3 p. u. 以内。从图中还可以看出,工频过电压和高压电抗器补偿度基本成线性关系。

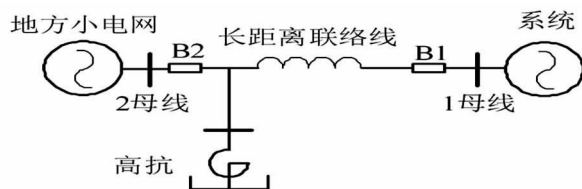


图5 仿真模型结构图

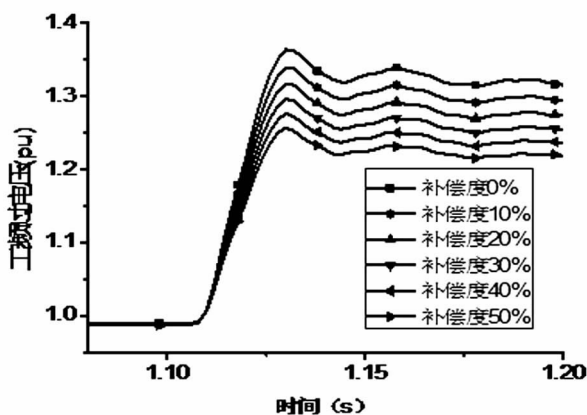


图6 不同高压电抗器补偿度时工频过电压的波形

因此从限制工频过电压的角度来看,根本不需要高压电抗器容量达到线路充电功率的 60% ~ 70%。因此可采用线路两端均配置高压电抗器的做法使感性无功布置分散,如图7。

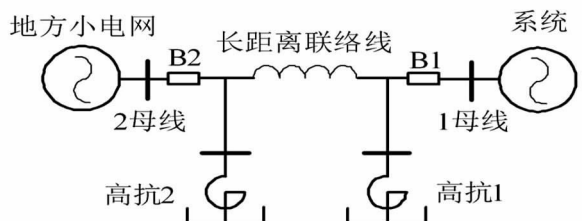


图7 线路两端配置高压电抗器的策略

需要说明的是,大量文献均提出了线路两端装设高压电抗器的补偿方法。但是这些文献的依据,仍然是线路的工频过电压水平。当线路两侧的工频过电压水平均超标时,才会在两侧都布置高压电抗器。而方法是综合考虑自励磁和稳态调压特性的需要提出来的,与线路另一侧的工频过电压无关。

显然,提出上述方法后的下一个任务就是确定这两个高压电抗器的容量配合。如上所述,高压电抗器2的容量需要通过系统仿真来确定。逐步增大高压电抗器2的补偿度直至线路的工频过电压下降到1.3 p. u. 以下即可。如图6,建议取高压电抗器2的补偿度为20%,此时的工频过电压约为1.29 p. u.。高压电抗器1的大小由线路的总补偿容量与高压电抗器2的容量之差决定。为了达到更好的分散无功的效果,建议将线路的总补偿度设为70%。

4 仿真实例

本节给出一个仿真实例来证明上述优化配置的效果。仍采用上述典型系统结构和参数,即220 kV线路长250 km,导线型号为单400 mm,输送潮流27 MW。优化前和优化后的系统结构和参数如图8所示。优化前后系统的稳态电压如表3所示。可见优化方案大幅提高了受端电网的电压,使其可满足电压运行曲线的要求。

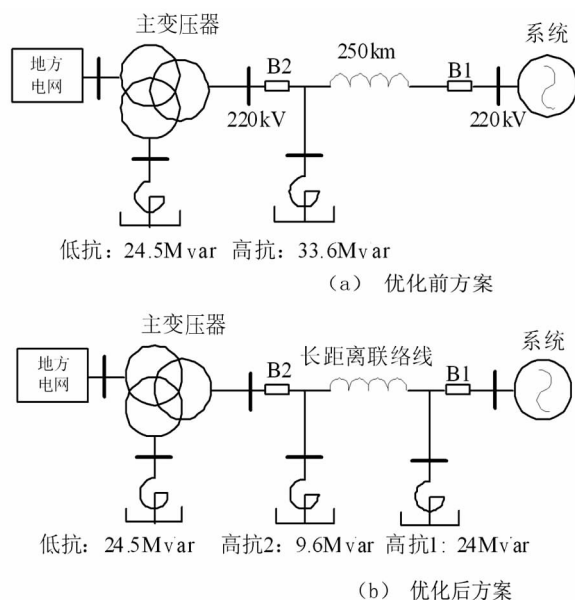


图8 优化前后方案

表3 线路工频过电压允许上限

母线等级/kV	系统母线	地方电网 220 kV 母线
电压有效值	优化前	229.8
/kV	优化后	229.8
		225.3

5 结 论

针对一种普遍存在于西部地区的弱联系地方受端电网,研究其联络线高压电抗器补偿策略。揭示了常规补偿方法分别以抑制线路工频过电压为目的配置联络线高压电抗器,以防范自励磁为目的决定总无功补偿容量的做法带来的系统运行电压不满足运行要求的问题。针对此问题提出了一种综合考虑自励磁、工频过电压和系统稳态调压特性的感性无功优化配置方法,该方法可大幅提高受端电网的电压,使其满足运行要求。对于西部偏远地区受端电网的联网工程规划和设计具有重要的借鉴意义。

参考文献

- 刘海军,韩民晓,文俊. 特高压双回线路并联电抗器中性点小电抗的优化设计 [J]. 电力自动化设备, 2009, 29(11): 87-91.
- 电力工业部电力规划设计总院. 电力系统设计手册 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- 田庆. 特高压工程高压电抗器中性点绝缘水平及小电抗选择 [J]. 高电压技术, 2009, 35(3): 475-479.
- DL/T 620-1997, 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合 [S].
- 国家电网公司. 电力系统安全稳定导则 [S].
- 加 PRABHA KUNDUR 著,周孝信等译. 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- 陈珩. 同步电机运行基本理论及计算机算法 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- 程时杰,曹一家,江全元. 电力系统次同步振荡的理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 2009.

作者简介:

张 华(1985),男,硕士,主要研究方向为电力系统分析与控制;

李 旻(1970),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分析与控制;

丁理杰(1981),男,博士研究生,主要研究方向为电力系统分析与控制。

(收稿日期:2013-01-16)

分布式电源并网的仿真研究

刘林¹, 罗剑¹, 舒斌²

(1. 四川省建筑设计院, 四川 成都 610017; 2. 华电电力科学研究院, 浙江 杭州 310030)

摘要:近年来,分布式发电技术的研究越来越受到世界各国的重视。但是,分布式电源的并网问题始终无法得到有效的解决。运用电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC,通过对逆变器控制方式、电流跟踪方式的确定以及系统锁相环来建立一个等效单相分布式电源并网系统(电流源)的仿真模型。

关键词:分布式电源; 并网; 逆变器

Abstract: For the past few years, more and more countries take distributed generation (DG) into account. However, the grid integration of distributed generation is still a problem. Using PSCAD/EMTDC, a simulation model of equivalent single-phase distributed generation integration system (current source) is established by means of the phase-locked loop and the determination for the control modes of inverter and the current tracking modes.

Key words: distributed generation (DG); grid interconnected; inverter

中图分类号: TM714 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0019-05

功率因数馈入到电网中。

0 引言

目前,分布式发电(distributed generation, 简称 DG)已成为一种重要的电力电源形式。所谓的分布式发电,是指与配电系统(6 kV 或 10 kV)并联运行或采用独立小电网的运行方式,通常指光伏发电、风能发电、燃料电池发电,燃气轮机、微型燃气轮机等以天然气或氢气为燃料的新型发电技术^[1]。分布式电源具有电压等级要求低、电源容量小,运行方式灵活等特点。可以满足大电网运行和电力用户的要求,在一定程度上弥补现有电网的不足。

另外,分布式电源(DG)并网使得配电系统从单电源辐射状网络变为一个多电源网络。各支路的潮流不再是简单的由变电站母线向负荷流动,系统的控制将变得更加复杂。配电网的安全和稳定,规划和运行将大大改变^[2-3]。配电网络中短路电流的大小、流向分布以及重合闸的动作行为都会受到 DG 的影响。

在分布式发电系统中,逆变器作为发电系统与电网的接口设备,它的主电路结构和控制技术决定着整个系统的性能^[4]。它可将分布式电源发出的直流电逆变成与电网电压同频同相的交流电,最终实现将逆变出的交流电能供给本地负载或者以单位

1 分布式电源并网发电的标准

由于分布式电源的并网在一定程度上影响了电网及调节能力,因此国际上对分布式并网系统指定了一系列的技术标准。其中,IEEE1547-2003 是第一个规范分布式电源系统的标准,其限定的是容量不超过 10 MW,工作频率为 60 Hz 的分布式发电系统。对于中国使用的 50 Hz 系统来说,同样具有参考意义。表 1 所示的是在标准下的并网系统频率异常响应时间,表 2 所示的是并网电流的谐波标准。

表 1 并网系统频率异常响应时间

分布式系统容量/kW	频率范围/Hz	响应时间/s
≤30	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
	>60.5	0.16
>30	<(59.8-57)	0.16-300 (可变)
	<57	0.16

表 2 并网电流谐波指标

奇次谐波(h)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	总谐波(THD)
(%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

2 逆变器控制方式的选择

所建立的等效单相分布式电源并网系统是将直流电转化为和电网电压同频、同相的交流电的系统,从而既向负载供电,又可以向电网发电。分布式电源输入直流侧使用等效直流源,输入到交流电网中需要运用逆变器将直流电转变为交流电^[5-6]。逆变器按照控制方式可以分为电压源电压控制、电压源电流控制、电流源电流控制和电流源电压控制4种方式。

一般来说,以电流源输入的逆变器,为了提供稳定的直流电流输入,都需要在直流侧串联很大的电感。但由于串入的电感会导致系统动态响应差,因此大部分的并网逆变器都采用电压源输入的方式。单相电压型逆变器的工作原理如图1所示。

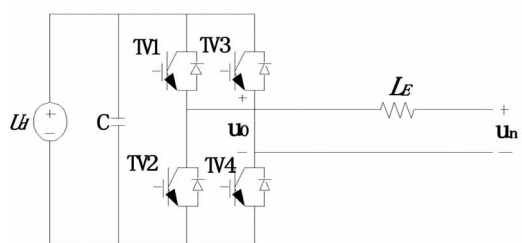


图1 单相电压型逆变器的工作原理图

图1中, U_d 为直流电压; u_n 为逆变后的电压; L_E 为滤波电感,用来滤除交流侧的电流谐波,保证电网的品质; u_n 为电网的电压。

逆变器使用桥式电路作为功率电路,将直流输入变为交流输出。并且由于电感的滤波作用,使得输出的电流波形平滑。桥式逆变电路的驱动信号采用单极性正弦脉宽调制方式(sinusoidal pulse width modulation, SPWM)推动,可以获得低谐波和高品质的电流输出波形。建立的单向电压型逆变器仿真模型如图2所示,由于采用的是理想电压源,因此不需要并联电容C。

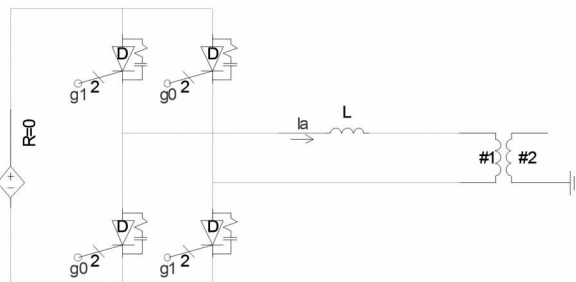


图2 单向电压型逆变器仿真模型

3 电流跟踪方式

这里采用的是电流源输出的控制方式,电流源输出的控制方式主要包括滞环比较方式、定时控制的电流瞬时值比较控制方式、以及跟踪实时电流的三角波比较方式。

由于滞环比较方式具有实时控制、电流相应快、电路设计简单等优点,目前得到了广泛的应用。因此选用滞环比较器的滞环比较方式作为输出电流的控制方式,利用仿真软件PSCAD/EMTDC建立滞环比较器的仿真模型,如图3所示。

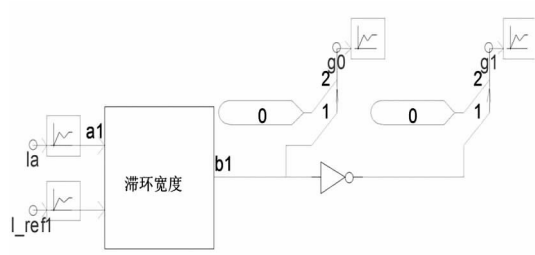


图3 滞环比较器的仿真模型

4 锁相模块

在分布式并网系统中,为了保证输出正弦波电流和电网电压具有相同的角频率和相位,需要装设一个锁相环节(PLL)。简单地说,PLL是一个闭环反馈控制系统,它能使输出相位和参考相位之间的相差减小到最小。系统锁相环的控制图如图4所示。

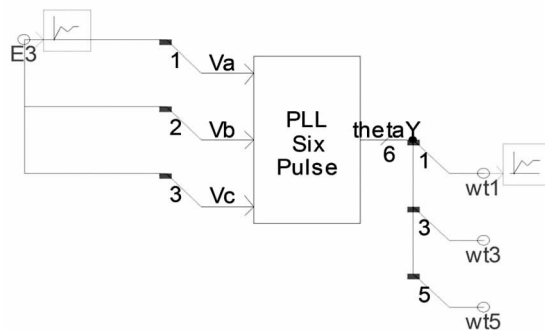


图4 锁相环仿真模型

5 分布式电源并网仿真研究

根据单相分布式电源并网系统的原理,建立等效单相分布式电源并网系统的仿真模型,如图5所示。

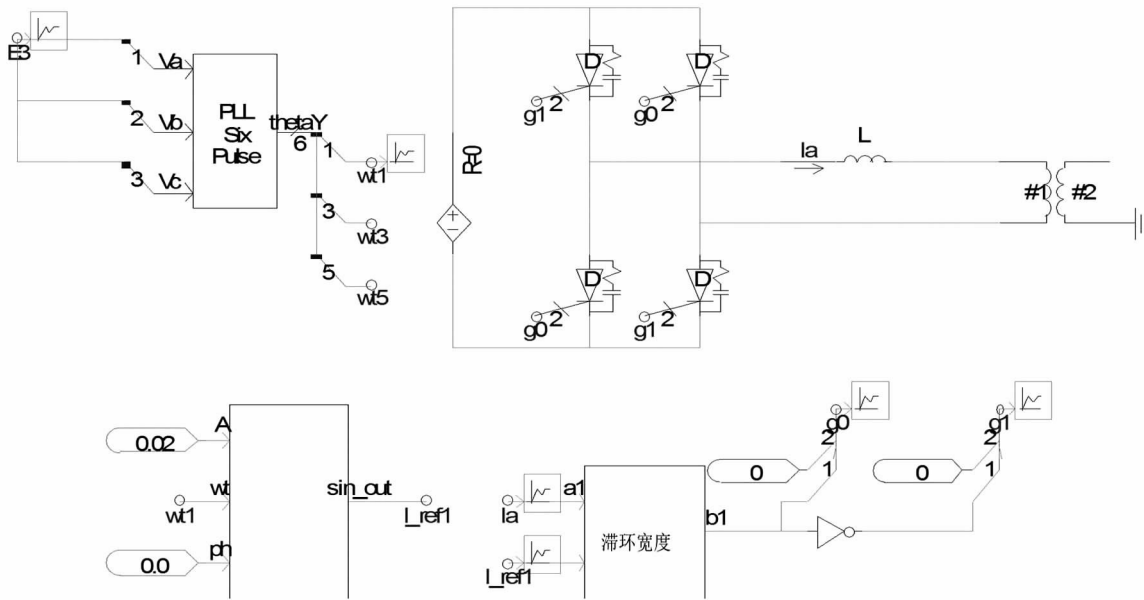


图5 等效单相分布式电源并网系统内部结构

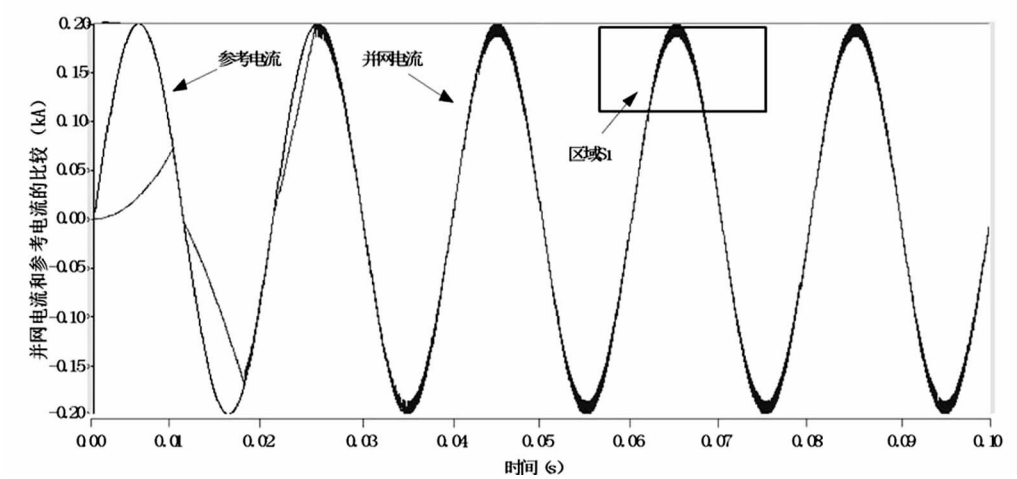


图6 并网电流和参考电流的比较

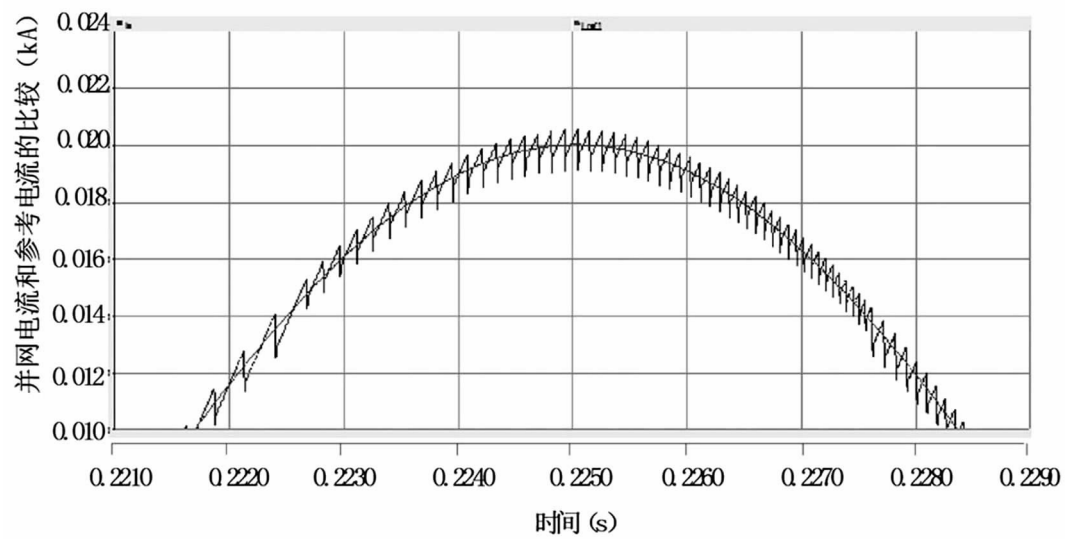


图7 S_1 区域放大图

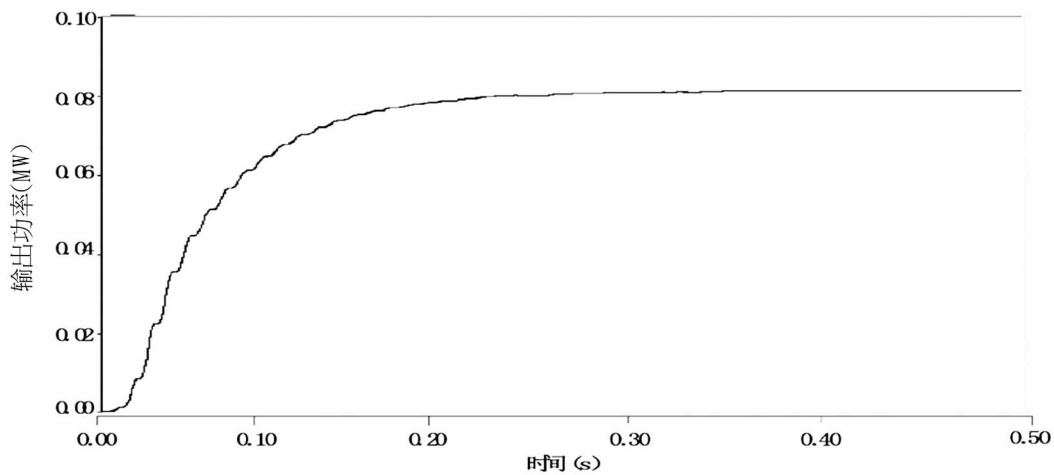


图8 并网系统的输出功率

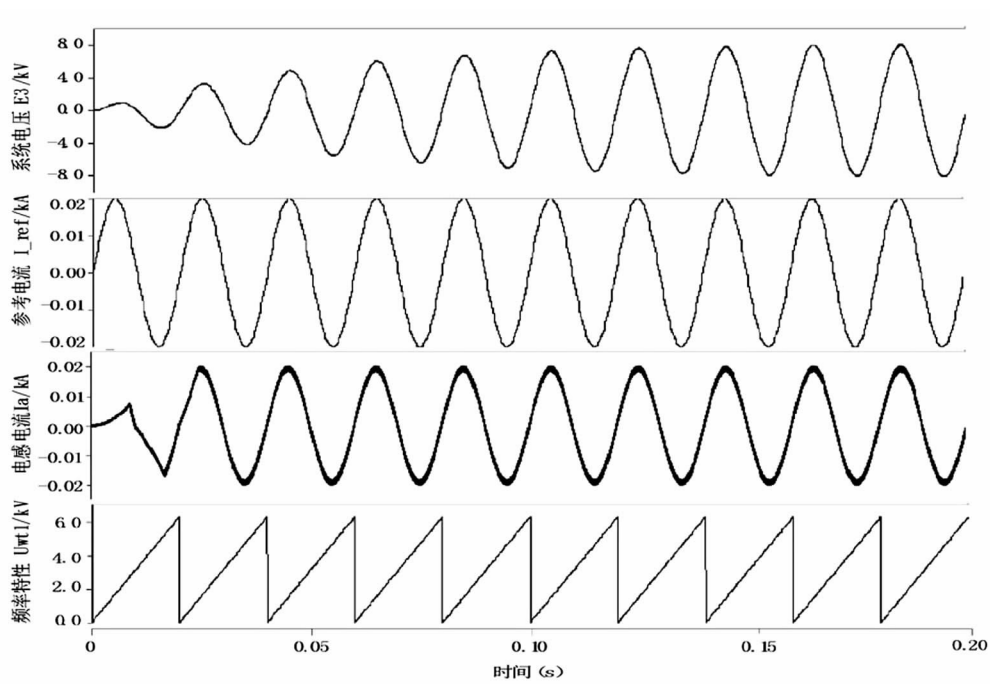


图9 输出电气量的比较

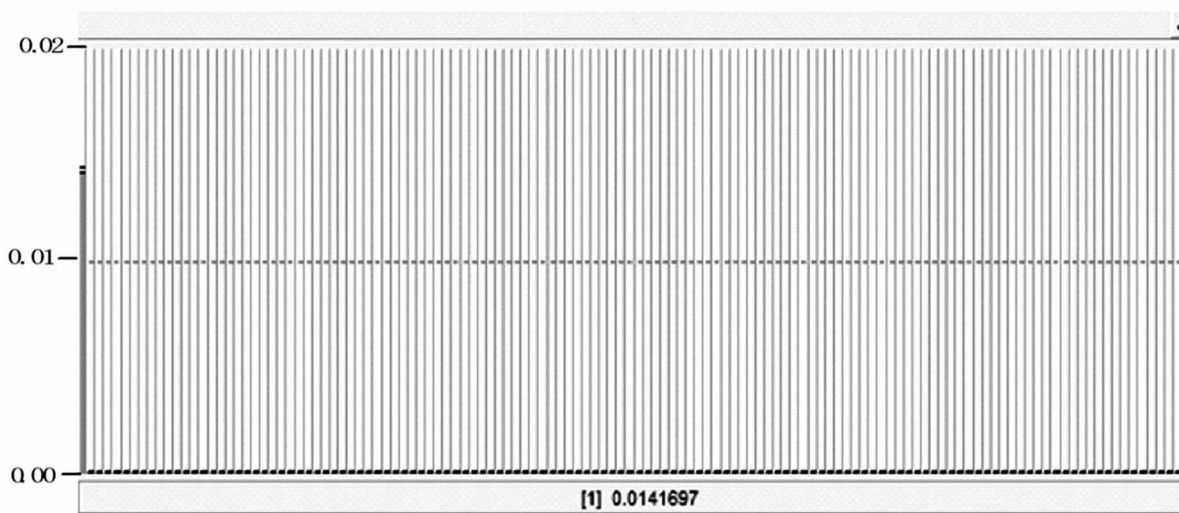


图10 THD分析图

滤波电感的感应量应和滞环宽度结合起来一起考虑,经过分析,本实验装置中滞环宽度取为0.000 5,输出滤波电感为0.008 H。图5中,模型首先建立一个可以给定角频率和相位的参考电流模型,然后利用锁相环从系统电压 E_3 处获取角频率和相位;然后将相同的角频率和相位赋给参考电流 I_{ref} ,运用滞环比较器将参考电流 I_{ref} 和并网电流 I_a 进行幅值的比较,并网电流 I_a 和参考电流 I_{ref} 的比较波形如图6所示。

将 S_1 区域放大,如图7。可以看出,并网电流围绕着参考电流进行上下波动,被限制在环宽上限和环宽下限之间。

等效单相分布式电源并网系统输出功率如图8所示。

采用相同的频率特性进行比较,由图9可以看出,并网电流可以快速稳定地跟踪上参考电流的变化,并网电流相位幅值与电网电压同频同相,满足输出功率因数的设计要求。

经分析,并网电流总谐波失真率(THD)小于5%,满足IEEE 1547-2003中关于分布式电源并网电流电能质量的要求,仿真模型得到验证。

6 结 论

利用电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 建立

(上接第10页)

- [1] 曹荣江. 高压交流断路器的运行条件 [M]. 北京: 北京工业大学出版社, 1999: 24-25.
- [2] 苑舜. 高压开关设备状态检修与诊断技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2001: 44-45.
- [3] 刘亚芳. 高压断路器事故调查 [J]. 国际电力, 1997(3): 12-15.
- [4] 陈三运, 谭洪恩, 蒋志刚. 输变电设备的状态检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 42-57.
- [5] 韩富春, 张海龙. 高压断路器运行状态的多级模糊综合评估 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(17): 60-64.
- [6] 国家电网公司企业标准, SF₆ 高压断路器状态评价导则 [S].
- [7] 陈伟根, 李伟. SF₆ 高压断路器状态分析的模糊综合评判方法 [J]. 高压电器, 2004(5): 361-363.
- [8] 余琼芳, 陈迎松. 模糊数学中隶属函数的构造策略 [J]. 河北职业技术学院学报, 2003, 2(1): 12-13.

了等效单相分布式电源并网系统的仿真模型, 包括逆变器、滞环比较器和锁相模块, 利用输出的仿真波形, 结合之前的分析, 验证了模型的正确性。

参考文献

- [1] 袁超, 吴刚, 曾祥君, 等. 分布式发电系统继电保护技术 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(2): 99-105.
- [2] 张志坚, 王建东, 马进, 等. 分布式发电及其关键技术 [J]. 山西电力, 2007(2): 57-61.
- [3] 丁明, 王敏. 分布式发电技术 [J]. 电力系统自动化设备, 2004, 24(7): 31-36.
- [4] 崔容强, 赵春江, 吴达成. 并网型太阳能光伏发电系统 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2007.
- [5] Pongpornsup V, EUA - Arporn B. Impacts of Nonutility Induction Generator to Distribution Network [C]. Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, Yokohsma (Japan), 2002(2): 1352-1356.
- [6] 崔岩, 蔡炳煌, 李大勇. 太阳能光伏模板仿真模型的研究 [J]. 系统仿真学报, 2006, 18(4): 529-834.

作者简介:

刘 林(1985), 男, 硕士研究生, 四川省建筑设计院设计三所;

罗 剑(1985), 男, 四川省建筑设计院设计三所。

(收稿日期: 2013-01-06)

- [5] 程里春, 陈化成. 基于有界算子的三角模糊数运算 [J]. 模糊系统与数学, 1993(2): 33-42.
- [6] 唐有文. 模糊层次分析法 [J]. 青海大学学报自然科学版, 2002, (3): 19-23.
- [7] 张吉军. 模糊层次分析法 FAHP [J]. 模糊系统与数学, 2000(2): 80-88.
- [8] 田静, 林铸明, 孙文俊. 模糊层次分析法在渡河决策中的应用 [J]. 工兵装备研究, 2007, 26(6).
- [9] 林莘, 张冠生. 基于模糊理论的真空断路器开断电寿命综合评判的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2000(2): 15-18.

作者简介:

王军霞(1980), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统电气设备状态评估;

张彼德(1975), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电气设备状态检修;

赵金龙(1980), 男, 硕士, 成都电业局线路管理专责。

(收稿日期: 2013-02-19)

向无源网络供电的 VSC - HVDC 系统无源控制研究

付永良, 王 奔, 陈新华, 邓大磊
(西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘要: 推导了轻型高压直流(VSC-HVDC)输电系统的端口受控耗散哈密顿系统(PCHD)模型, 针对向无源网络供电的VSC-HVDC系统提出了一种无源控制新方法。该方法将换流站模型VSC-HVDC系统等效成一个具有耗散性质的无源系统, 通过互联与阻尼配置的方法设计无源控制器, 追踪参考电流, 实现对无源网络交流电压的恒定控制。最后, 通过仿真实验验证了所设计的无源控制器的有效性。

关键词: 高压直流输电; 电压源换流器; 无源网络; 无源控制器; 互联与阻尼配置

Abstract: The port-controlled Hamiltonian with dissipation (PCHD) model is derived and a new passive control strategy is proposed for transmitting power to passive network by means of VSC-HVDC system. In the theory, the converter model of VSC-HVDC is equivalent to a dissipative passive system, and the passive controllers are designed by interconnection and damping configuration to trace the reference currents. Finally, the simulation results show that the proposed controller is effective.

Key words: HVDC transmission; voltage source converter; passive network; passive controller; interconnection and damping configuration

中图分类号: TM721 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0024-04

0 引言

随着可控关断型电力电子器件及 PWM 技术的发展, 基于电压源换流器的柔性直流(VSC-HVDC)输电系统越来越受到人们的关注。与传统的 HVDC 相比, 柔性直流输电系统具有可向无源网络供电、无换相失败风险、有功和无功功率可独立控制以及易于构成多端直流供电系统等优点^[1]。

目前, 国内外学术界对 VSC-HVDC 的数学模型和控制策略已经进行了一些有益的研究和探索, 包括采用控制交流侧电压和相位, 进而控制交流侧电流的间接电流控制策略^[2,3]; 采用稳态逆模型, 用前馈解耦的方式来实现系统电流快速跟踪和有功、无功功率独立调节的控制策略^[4], 采用状态反馈精确线性化理论, 来独立调节有功和无功功率的控制策略^[5], 上述文献均没有对 VSC-HVDC 向无源网络供电进行详尽的研究。

针对 VSC-HVDC 向无源网络供电领域的应用^[6-8], 建立向无源网络供电的 VSC-HVDC 端口受控的哈密顿模型, 通过选择适当的能量函数和阻尼注入矩阵, 设计无源控制器, 并利用 Matlab 对所

设计的控制器进行了仿真验证。

1 VSC-HVDC 工作原理和数学模型

向无源网络供电的 VSC-HVDC 输电系统结构如图 1 所示, 两端换流器均采用 VSC, 具有相同的拓扑结构。图 1 中, U_{s1} 、 U_r 、 i_{s1} 分别为整流侧的电源电压、换流器的交流侧电压和电流; U_{s2} 、 U_i 、 i_{s2} 分别为逆变侧交流电压、换流器的交流电压和电流; R_1 、 L_1 和 R_2 、 L_2 分别为整流侧及逆变侧换流器的等效电阻和电感; C_1 、 C_2 、 R_{dc} 分别为直流侧两端电容和直流线路等效电阻; U_{dc1} 、 U_{dc2} 为直流侧两端直流电压。

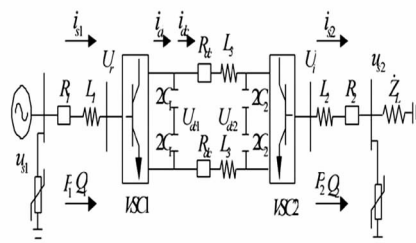


图1 VSC-HVDC 向无源网络供电系统结构图

由于 VSC-HVDC 系统中的整流器和逆变器的电路结构相同, 所以以整流侧电路为例, 如图 2 所示, 建立数学模型。

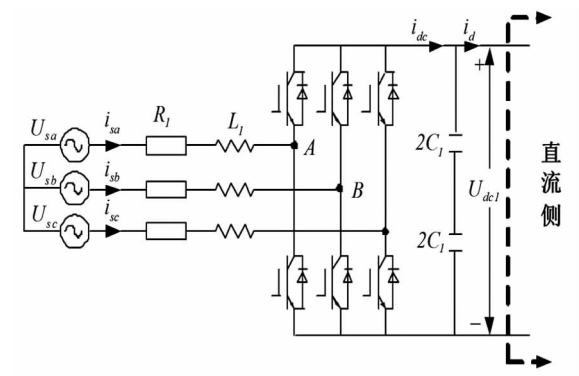


图2 三相电压型PWM换流器电路
换流器在dq旋转坐标下的数学模型,如下。

$$\begin{cases} L \frac{di_{sd}}{dt} = U_{sd} - S_d U_{dc1} + \omega L i_{sq} - R i_{sd} \\ L \frac{di_{sq}}{dt} = U_{sq} - S_q U_{dc1} - \omega L i_{sd} - R i_{sq} \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中, S_d, S_q 表示坐标变换后的开关函数; U_{rd}, U_{rq} 分别为VSC交流侧电压的d、q轴分量; U_{sq}, U_{sd} 、 i_{sq}, i_{sd} 分别为 U_{sabc}, i_{sabc} 变换后的对应的d、q轴分量。

2 PCH模型与无源性控制

端口受控哈密顿系统(PCH)是无源性、耗散性理论研究的最新成果。考虑下面的计及耗散的PCH系统方程为

$$\dot{x} = [J(x) - R(x)] \frac{\partial H(x)}{\partial x} + g(x) u \quad (2)$$

式中, $x \in R^n$ 是状态矢量; $u \in R^m$ 代表输入矢量; $R(x)$ 为半正定对称矩阵,反映了端口上的附加阻尼; $J(x)$ 为斜对称阵,满足 $J(x) = -J^T(x)$,反映了系统内部的互联结构; $H(x)$ 为系统的Hamiltonian函数; $g(x)u$ 等效表示外部源输入。

为使系统渐进稳定在平衡点 x^* , 而加入控制函数, 最终得到系统期望的能量函数, 并设其为

$$H_d(x) = H(x) + H_a(x)$$

寻找一个反馈控制 $u = a(x)$, 并调整互联和阻尼矩阵, 使其闭环系统为

$$\dot{x} = [J_d(x) - R_d(x)] \frac{\partial H_d(x)}{\partial x} \quad (3)$$

$J_d(x), R_d(x)$ 为期望的互联矩阵和阻尼矩阵, $H_d(x)$ 为待定的能量函数, 反映了通过控制输入系统的能量。为在期望的平衡点达到系统稳定, 要求 $H_d(x)$ 在期望的平衡点取最小值。

如果找到函数 $\alpha(x), J_a(x), R_a(x)$ 以及矢量函数 $K(x)$ 满足:

$$[J_d(x) - R_d(x)] K(x) = -[J_a(x) - R_a(x)] \frac{\partial H(x)}{\partial x} + g u \quad (4)$$

并满足如下的条件。

(1) 保持结构性

$$J_d(x) = J_a(x) + J(x) = -[J_a(x) + J(x)]^T$$

$$R_d(x) = R_a(x) + R(x) = [R_a(x) + R(x)]^T$$

(2) 可积性

$$\frac{\partial K(x)}{\partial x} = \left[\frac{\partial K(x)}{\partial x} \right]^T$$

(3) 平衡点指定

$$K(x^*) = -\frac{\partial H(x^*)}{\partial x}$$

(4) Lyapunov 稳定性: 在期望平衡点 x^* 处, $K(x)$ 的雅可比式应满足以下边界条件。

$$\begin{cases} \frac{\partial K(x^*)}{\partial x} > -\frac{\partial^2 H(x^*)}{\partial x^2} \\ u = \alpha(x) \\ H_d(x) = H(x) + H_a(x) \\ \frac{\partial H_a(x)}{\partial x} = K(x) \end{cases}$$

那么闭环系统式(3)为端口受控耗散哈密顿系统(PCHD), 并在平衡点 x^* 处, 闭环系统是稳定的。

由 $K(x) = \frac{\partial H_a(x)}{\partial x}$ 可知, 反馈控制器便可由式(4)求出。

3 控制器设计

3.1 整流侧控制器设计

为实现电流的有效控制, 采用基于互联与阻尼配置的无源控制方法, 将系统式(1)改写成端口受控的哈密顿系统^[8], 即

$$\dot{x} = [J(x) - R(x)] \frac{\partial H(x)}{\partial x} + g(x) u$$

其中,

$$J(x) = \begin{bmatrix} 0 & wL \\ -wL & 0 \end{bmatrix} \quad R(x) = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix}$$

$$g(x) = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} U_{sd} - S_d U_{dc1} \\ U_{sq} - S_q U_{dc1} \end{bmatrix}$$

为实现电流的快速跟踪, 建立误差系统, 令: $\tilde{x}$

$$= [\dot{L}_{sd} = \dot{L}_{sd}^*, \dot{L}_{sq} - \dot{L}_{sq}^*]^T$$

并定义误差系统的哈密顿函数为

$$H_d(x) = \frac{1}{2} \tilde{x}^T D^{-1} \tilde{x}$$

并设

$$J_a(x) = \begin{bmatrix} 0 & -J_a \\ J_a & 0 \end{bmatrix} \quad R_a(x) = \begin{bmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_2 \end{bmatrix}$$

$$K(x) = \frac{\partial H_d(x)}{\partial x} = \frac{\partial H_d(x)}{\partial x} - \frac{\partial H(x)}{\partial x} = -D^{-1} x^*$$

将上式带入公式(4)中就可以计算得到如下的控制率。

$$\begin{cases} S_d = \frac{U_{sd} + r_1 i_{sd} + j_a i_{sq} - (R + r_1) i_{sd}^* + (wL - J_a) i_{sq}^*}{U_{dc1}} \\ S_q = \frac{U_{sq} + r_2 i_{sq} - J_a i_{sd} - (R + r_2) i_{sq}^* - (wL - J_a) i_{sq}^*}{U_{dc1}} \end{cases} \quad (5)$$

VSC-HVDC 系统正常工作的必要条件就是保持直流侧电压的稳定,设计控制器时,整流侧采用定直流电压和定无功功率控制。

根据瞬时功率理论,并忽略换流电抗器电阻和开关损耗时,换流站的无功功率和直流侧的有功功率的表达式如下。

$$\begin{cases} Q_1 = Q_s = \frac{3}{2} (U_{sq} i_{sd} - U_{sd} i_{sq}) \\ P_1 = P_{dc} = U_{dc1} \cdot i_d \end{cases} \quad (6)$$

VSC-HVDC 为三相平衡系统,令交流电源 a 相相电压的初相角为 0° ,有: $U_{sd} = U_s, U_{sq} = 0, U_s$ 为一个恒定值,所以有功功率、无功功率可以通过调节 i_{sd}, i_{sq} 独立来控制。当给定无功功率和直流侧电压的参考值 Q_{ref}, U_{dc1ref} ,由式(6)得到电流的预估值 i_{sd}^*, i_{sq}^* ,为了消除稳态误差,通过 PI 调节器,把实际测得的无功功率以及直流侧电压值和给定参考值之间的偏差转化为修正值 $\Delta i_{sd}, \Delta i_{sq}$,然后用相应的预估值加上修正值,从而得到内环参考电流 i_{sd}^*, i_{sq}^* 。整流侧控制框图如图 3 所示。

3.2 逆变侧控制器设计

向无源网络供电的换流器应提供稳定的交流电压,即频率电压幅值恒定,因此逆变侧采用定交流电压。取逆变侧交流电压 U_{s2} 的方向为 d 轴方向,即 $U_{s2d} = U_{s2}, U_{s2q} = 0$ 。则稳定状态下逆变侧 VSC 的数学模型为

$$\begin{cases} U_{i2d} = U_{s2d} + \omega L i_{sq} - R i_{sd} = U_{s2} + \omega L i_{sq} - R i_{sd} \\ U_{i2q} = U_{s2q} - \omega L i_{sd} - R i_{sq} = \omega L i_{sq} - R i_{sd} \end{cases} \quad (7)$$

由式(7)与 PI 控制器可得逆变侧定交流电压控制器如图 4 所示。

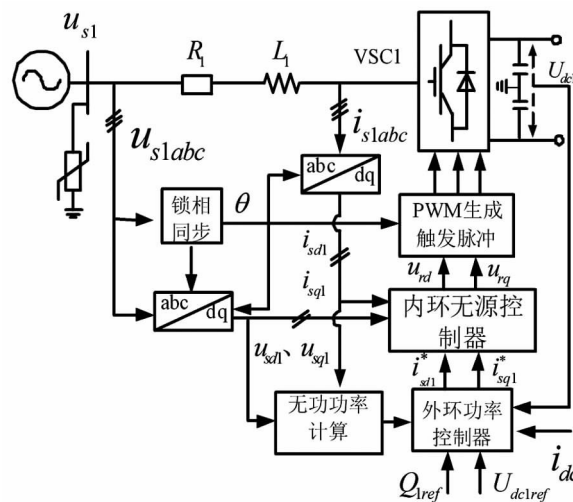


图3 整流侧控制框图

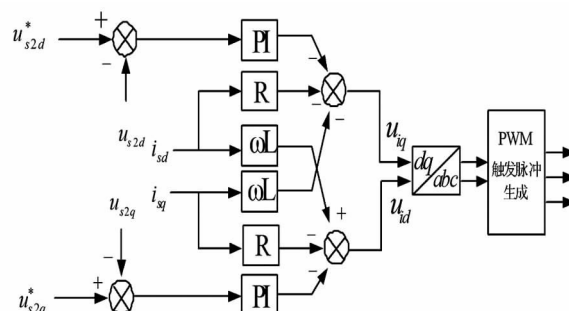


图4 逆变侧控制框图

4 仿真分析

为验证所设计的控制器有效性,在 Matlab 中搭建了图 1 所示的向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统。主要参数如下:系统整流端母线额定电压及无源网络母线电压 $U_{s1} = U_{s2} = 10 \text{ kV}$,直流侧直流电压的设定值为 $U_{dc} = 15 \text{ kV}$,交流侧电感 $L_1 = L_2 = 10 \text{ mH}$,交流侧电阻 $R = 0.2 \Omega$,直流侧等效电阻 $R_{dc} = 0.5 \Omega$,直流侧电容 $C_1 = C_2 = 7 \text{ mF}$,开关频率为 5000 Hz ,换流器额定功率为 25 MW 。采用标么值表示,换流站交流侧基准电压为 8.16 kV ;直流侧电压基准值为 15 kV ,交流侧基准功率为 10 MW 。整流侧外环的 PI 控制器及无源性控制器的参数分别为

$$K_{p1} = 20, k_{i1} = 1; K_{p2} = 30, K_{i2} = 3; r_1 = 10, r_2 = 10$$

正常稳态工作时,设无源网络为纯电阻负荷,起始负荷为 10 MW ;整流侧的直流侧电压定值为 1.0 ,无功功率定值为 0 。

设整流侧无功功率在 0.8 s 时阶跃至 -0.2 p.u. ,

1.0 s 时无功功率阶跃至 0.2 p. u., 1.8 s 时令纯电阻负荷增加到 20 MW, 仿真结果如图 5、6 所示。

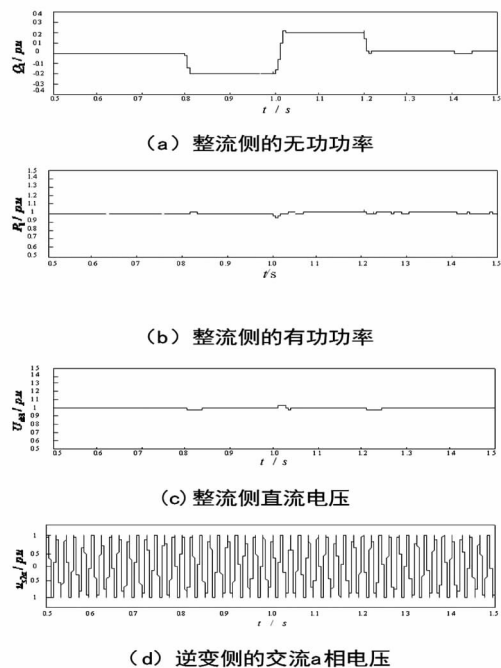


图5 无功阶跃的仿真波形

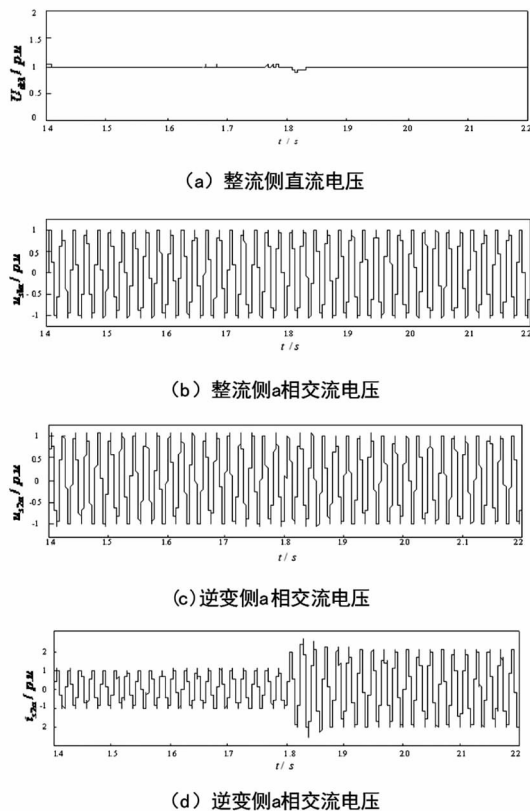


图6 负载变化的仿真波形

通过仿真实验可以得出,整流侧发生无功功率阶跃时,VSC-HVDC 系统能够向无源网络提供稳定的交流电压;无源网络电阻负荷发生变化时,整流侧交流系统电压没有变化,直流侧电压仅发生小幅

度的波动,且快速恢复到稳定状态;逆变侧三相交流电压有略微的波动,但迅速恢复至给定值。

5 结 论

首先建立了向无源网络供电的 VSC-HVDC 输电系统的数学模型,整流侧外环采用定直流侧电压和定无功功率来生成内环参考电流;内环采用基于互联与阻尼配置的无源控制器来实现对参考电流追踪;逆变侧采用定交流电压的控制策略,实现向无源网络的可靠性供电,仿真结果表明,所设计的无源性控制器能够满足向无源网络供电的要求。

参考文献

- [1] 陈谦,唐国庆,胡铭.采用 dqo 坐标的 VSC-HVDC 稳态模型与控制器设计[J].电力系统自动化,2004,28(16):61-66.
- [2] 陈海荣,徐政.基于同步旋转坐标变换的 VSC-HVDC 暂态模型及其控制器[J].电工技术学报,2007,22(2):121-126.
- [3] 陈海荣,徐政.向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统的控制器设计[J].中国电机工程学报,2006,26(23):42-48.
- [4] 李国栋,毛承雄,陆继明,等.基于逆系统理论的 VSC-HVDC 新型控制[J].高电压技术,2005,31(1):45-50.
- [5] Jovcic D, Lamont L, Abbott K. Control System Design for VSC Transmission[J]. Electric Power Systems Research, 2007,77(7):721-729.
- [6] 梁海峰,李庚银,李广凯,等.向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统仿真研究[J].电网技术,2005,29(8):45-50.
- [7] 包宗贤,邹超.向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统的新型控制器设计[J].电力系统保护与控制,2008,36(14):22-27.
- [8] 杨用春,赵成勇.向无源网络供电的 VSC-HVDC 控制性能实验研究[J].电力系统保护与控制,2009,37(21):31-35,66.
- [9] 王久和.电压型 PWM 整流器的非线性控制[M].北京:机械工业出版社,2008.

作者简介:

付永良(1987),男,硕士研究生,从事新型高压直流输电方面的研究;

王 奔(1960),男,博士,教授,主要研究方向为电力系统非线性及变结构控制;

陈新华(1987),女,硕士研究生,从事电能质量控制的相关研究;

邓大磊(1987),男,硕士研究生,研究方向为电能质量控制。(收稿日期:2013-02-29)

TCSC 同步信号对抑制次同步振荡的影响研究

刘伟波,康积涛,何波,张利

(西南交通大学电气工程学院,四川成都 610031)

摘要: TCSC 在次同步频率下的阻抗特性对于抑制次同步振荡非常有利,但其阻尼效果受到很多因素的影响,还需要对其进行详细深入的研究。在不同的同步信号下,TCSC 会呈现出不同的阻抗响应效果,运用测试信号法对 IEEE 第一标准模型在 PSCAD 平台下进行仿真表明,TCSC 同步信号对次同步电气阻尼的影响作用不大;通过对所设计的次同步附加阻尼控制器进行时域仿真,表明在不同的同步信号下,TCSC 都可以达到抑制次同步振荡的效果。

关键词: TCSC; 同步信号; 次同步振荡; 附加阻尼控制器; 测试信号法

Abstract: The impedance characteristics of TCSC in the subsynchronous frequency are very favorable to suppress subsynchronous oscillation. As the damping effect can be affected by many factors, it needs more detailed and in-depth research. TCSC shows different impedance response effect with different synchronizing signal. The simulation of IEEE first standard model in PSCAD platform using the test signal method shows that TCSC synchronizing signals have little effect on subsynchronous electrical damping. The time-domain simulation for the designed additional subsynchronous damping controller indicates that TCSC can suppress the subsynchronous oscillation with different synchronizing signals.

Key words: TCSC; synchronizing signal; subsynchronous oscillation; additional damping controller; test signal method

中图分类号: TM762 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0028-04

0 引言

次同步振荡是电力系统中机电耦合作用引起的一种振荡失稳,其最大危害可对大型汽轮发电机组的转子轴系造成严重的破坏,是目前大型汽轮发电机组中必须解决的一个问题。目前对于次同步振荡的分析方法主要有:频率扫描分析法、机组作用系数分析法、时域仿真分析法、特征结构分析法、复转矩系数分析法等[1]。

可控串联补偿技术(TCSC)是目前应用前景比较好的一种 FACTS 装置,具有投资少、设备简单、操作维护方便等优点。它在提高线路输送功率、阻尼功率振荡[2]、提高系统暂态稳定性[3]、实现动态潮流控制和抑制系统次同步振荡[4]都能起到良好的作用。文献[5]提出运用测试信号法设计 TCSC 功率振荡阻尼控制器;文献[6]基于单机无穷大系统的模型建立了可控串补的状态空间描述,根据线性最优控制理论设计了可控串补控制器;文献[7]运用测试信号法设计了附加多模态次同步阻尼控制器。

TCSC 在次同步频率下的阻抗特性对于阻尼次同步振荡非常有利,但其阻抗效果受到很多因素的

影响,例如 TCSC 的控制方式[8]、触发角大小、同步信号选取等等。这里首先介绍了 TCSC 的同步触发原理,比较了不同触发信号下的阶跃响应;运用测试信号法分析了 TCSC 对于电气阻尼的影响,最后对在不同的同步信号下对所设计的次同步阻尼控制器进行时域仿真,分析同步信号对次同步阻尼的影响。

1 TCSC 触发原理

TCSC 是由一个固定的电容器与一个通过可控硅控制的电抗器并联而成,如图 1 所示。TCSC 的同步触发脉冲是以同步信号过零点为基准的,电容电压 u_c 和线路电流 i_L 都可以作为阻抗控制中触发角的同步信号,不同的阻抗控制方式对 TCSC 的阻抗动态特性有显著的影响。

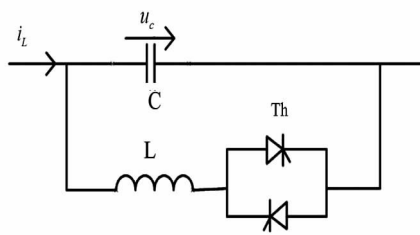


图1 TCSC 结构原理图

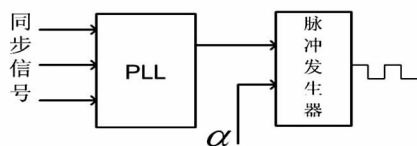


图2 TCSC 触发原理图

对 TCSC 采用开环定阻抗控制方式,令 TCSC 的特征参数 $\lambda = 2.65$ 。当分别采用线路电流和电容电压作为同步触发信号时,阻抗的阶跃响应如图 3 所示,从图中可以看出在电压同步方式下,TCSC 的阻抗阶跃响应^[9]会产生较大的过冲和超调,且需要较长时间才能进入稳定状态,而电流同步触发情况下,基频阻抗则不会产生过冲和超调现象,变化过程比较缓慢,相当于一阶惯性环节。

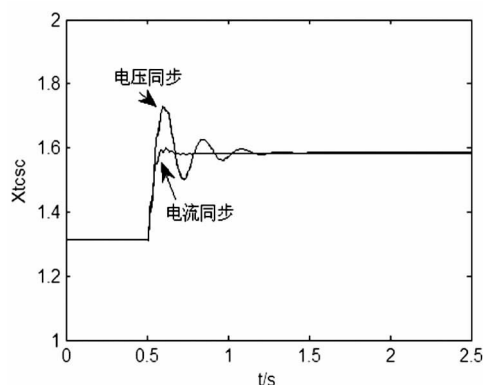


图3 不同同步信号下的阻抗阶跃响应

2 TCSC 抑制次同步振荡原理

TCSC 在同步频率下的阻抗是纯容性的,但是在次同步频率下的 TCSC 会呈现出一个非常不同的阻抗特性,对于阻尼次同步振荡非常有利。从经济因素考虑,一般将 TCSC 和固定串补共同使用以降低投资。

由复转矩系数法可知,在系统的轴系扭振分析中,在轴系的某一扭振频率附近满足机械阻尼系数和电气阻尼系数 D_m 之和 D_e 大于 0,则该轴系扭振是处于稳态的。

$$\begin{cases} \frac{\Delta \dot{T}_m}{\Delta \dot{\omega}} = D_m(\xi) + j \frac{1}{\lambda} K_m(\xi) \\ \frac{\xi \dot{T}_e}{\Delta \dot{\omega}} = D_e(\xi) + j \frac{1}{\lambda} K_e(\xi) \end{cases} \quad (1)$$

其中, $\Delta \dot{T}_m$ 为小扰动下发电机机械转矩增量; $\Delta \dot{T}_e$ 为小扰动下发电机电磁转矩增量; $\Delta \dot{\omega}$ 为同步角速度增量; D_m 、 D_e 分别为系统的机械阻尼系数和电气

阻尼系数^[10]。

$$D_e(\xi) = \operatorname{Re} \left(\frac{\Delta \dot{T}_e}{\Delta \dot{\omega}} \right) \quad (2)$$

由式(2)可见,要使系统的电气阻尼为正, $\Delta \dot{T}_e$ 与 $\Delta \dot{\omega}$ 的相位差必须在 $-90^\circ \sim 90^\circ$ 之间。

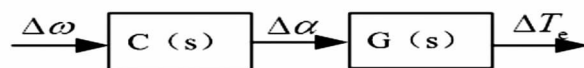


图4 SSDC 提升系统电气阻尼原理

SSDC(subsynchronous damping controller)提升阻尼的原理如图 4 所示,选取发电机转速偏差 $\Delta \dot{\omega}$ 作为输入信号,其中 $C(s)$ 为需要设计的 SSDC 的传递函数, $G(s)$ 为 TCSC 触发角增量到电磁转矩增量的传递函数,设计 SSDC 的目标就是系统次同步频率各模态附近的电气阻尼为正,即使 $\Delta \dot{T}_e$ 滞后, $\Delta \dot{\omega}$ 相位在 $\pm 90^\circ$ 区间内。

3 TCSC 同步信号对次同步振荡的影响

以 IEEE 第一标准模型为测试对象,将原系统中的部分固定串联电容补偿采用可控串补替代,线路总串补度取 75%,其中 TCSC 电抗占总串补电抗的 30%,TCSC 采用开环定阻抗控制,TCSC 的主电路特征参数为 2.65,电容 $C = 32.17 \mu\text{F}$ 。在电容电压同步时,TCSC 的基准触发角为 155° ,由于 TCSC 在运行时一般处于容性状态,TCSC 的电压相位滞后电流 90° ,因此在线路电流同步下的触发角为 245° 。选择发电机的运行方式为 $\text{PG} = 0.9(\text{p.u.})$,功率因数为 0.9(滞后)。发电机的轴系由高压缸(HP)、中压缸(IP)、低压缸 A(LPA)、低压缸 B(LPB)以及发电机(GEN)和励磁机(EXC)6个集中质量块组成。对应有 5 个扭振模式,分别为: 15.7 Hz、20.2 Hz、25.6 Hz、32.3 Hz 和 47.5 Hz。系统的其他电气和机械参数同文献^[12]。

电气阻尼系 D_e 数可以通过测试信号法进行获取,具体方法为:在系统稳定运行条件下,对待研究系统发电机的转子施加一系列频率成整数倍的小值脉冲转矩,待系统再次进入稳态,截取脉动转矩一个公共周期上的发电机电磁转矩 T_e 和发电机角频率 ω ,对这两个分量进行傅里叶分解,得到不同频率下的 $\Delta \dot{T}_e$ 、 $\Delta \dot{\omega}$ 进而求得电气阻尼转矩系数 D_e 。同样对 TCSC 的触发角施加一连串的次同步频率下的小

值脉动信号,获取发电机电磁转矩增量后分别对其进行傅里叶分解,即可求得 $G(s)$ 的幅频和相频特性。

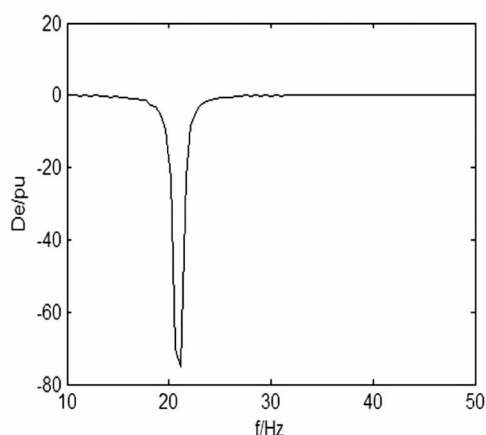


图5 采用固定串补时的电气阻尼曲线

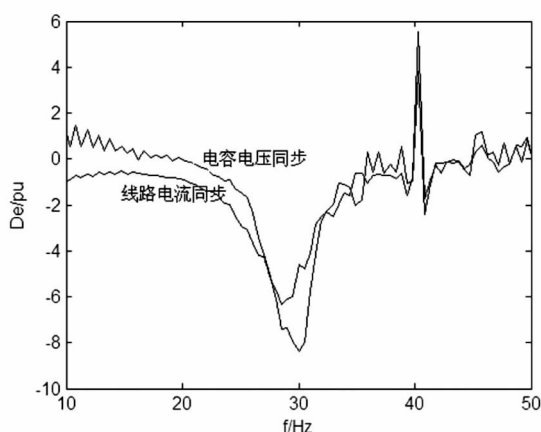


图6 加入 TCSC 的电气阻尼曲线

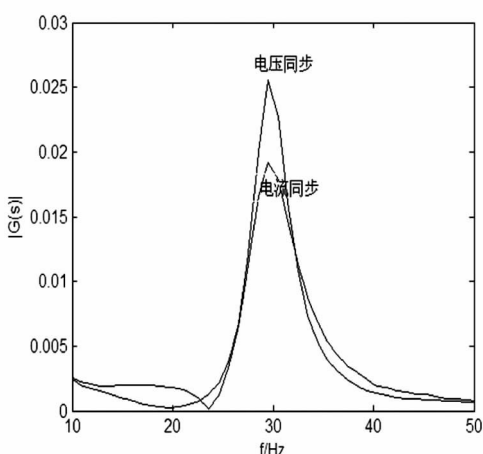


图7 $G(s)$ 的幅频特性

从图5中可以看出系统采用固定串补时在次同步频率范围内的电气阻尼都为负值,保持系统串补度不变,当加入 TCSC 后, TCSC 分别采用电容电压同步和采用线电流同步时的电气阻尼曲线如图6所示,由图可知在不同同步信号下的电气阻尼相差别不是很大,系统加入 TCSC 后的电气阻尼明显得到

提升,但是部分频率下的电气阻尼还处于负值,仍然可能会造成次同步谐振。 $G(s)$ 的幅频和相频特性分别如图7、图8所示。

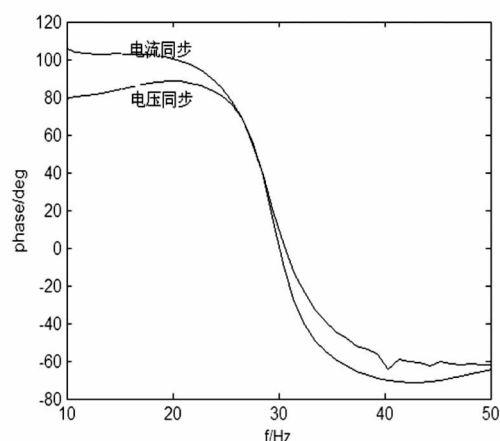


图8 $G(s)$ 的相频特性

4 加入 SSDC 时域仿真分析

选取发电机转速偏差 $\Delta\omega$ 作为输入信号,首先以各扭振模态频率为中心频率的带通滤波器滤除干扰信号,经过放大、相位补偿及限幅环节,输出附加控制信号 $\Delta\alpha$,送到晶闸管的触发极。TCSC 附加 SSDC 控制器结构如图9所示,具体参数整定可以参考文献[3],设计的 SSDC 的控制参数如表1所示。



图9 $C(s)$ 控制结构图

$t = 1$ s 时在无穷大母线处设置三相接地故障,故障时间持续 0.075 s。系统的轴系扭振状态响应如图10所示。

表1 SSDC 补偿参数

模式	通带/Hz	补偿相角/°	放大倍数
1	12 ~ 20	-45	96 000
2	18 ~ 26	-40	10 000
3	24 ~ 30	-30	10 000
4	28 ~ 37	25	70 000

系统在采用固定串补时,当出现三相故障后轴系的扭矩程发散状态,当加入可控串补时,设计多模态的 SSDC 加入系统后,不论 TCSC 采用电容电压同步还是采用线路电流同步,都能达到抑制次同步振荡的效果。

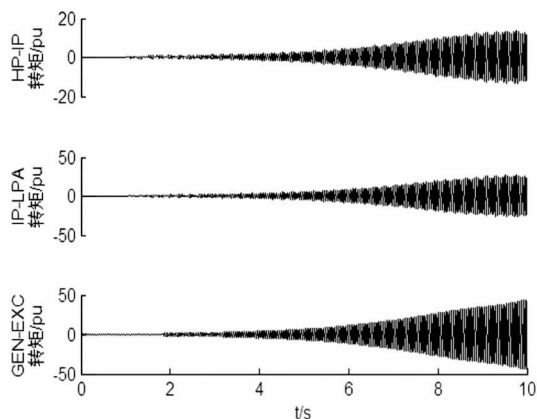


图10 使用固定补偿时的轴系扭振状态响应

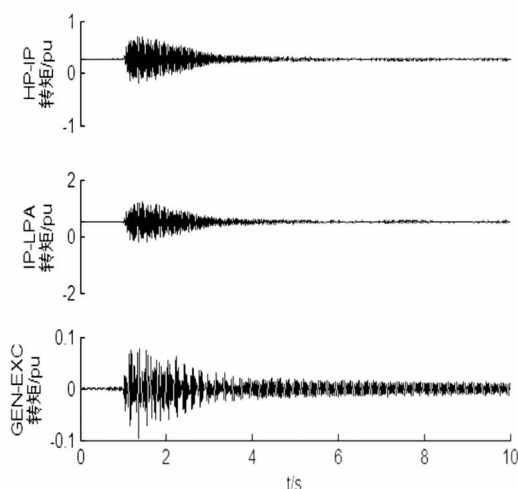


图11 加入 SSDC 时电压同步下轴系扭振状态响应

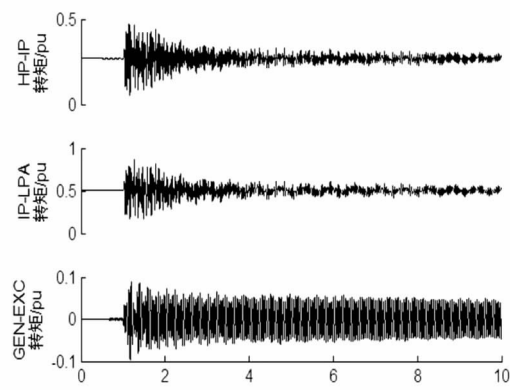


图12 加入 SSDC 时电流同步下轴系扭振状态响应

5 结 论

TCSC 基波电抗分别在电容电压信号同步时,其暂态电抗相应呈现振荡状态;线路电流同步时,暂态电抗相应呈现一阶惯性环节。在次同步频率下,同步信号对于系统的电气阻尼影响作用不大,在所设计的 SSDC 控制下,TCSC 都能达到抑制次同步振荡

的目的。

参考文献

- [1] 程时杰,曹一家,江全元. 电力系统次同步振荡的理论
与方法 [M]. 北京: 科学出版社,2009: 84-93.
- [2] H. Shayeghi a, A. Safari b, H. A. Shayanfar. PSS and
TCSC Damping Controller Coordinated Design Using PSO
in Multi-machine Power System [J]. Energy Conversion
and Management,2010,51: 2930-2937.
- [3] Salman Hameed, Biswarup Das, Vinay Pant. A Self-
tuning Fuzzy PI Controller for TCSC to Improve Power
System Stability [J]. Electric Power Systems Research,
2008,78(10): 1726-1735
- [4] 韩光,童陆园,葛俊,等. TCSC 抑制次同步谐振的机理
分析 [J]. 电力系统自动化,2002,26(2): 18-22.
- [5] 林宇锋,徐政,黄莹. TCSC 功率振荡阻尼控制器的设
计 [J]. 电网技术,2005,29(22): 35-39.
- [6] 李伟,李兴源,洪潮,等. 抑制次同步谐振的可控串
补线性最优控制器设计 [J]. 电网技术,2008,32
(13): 10-13.
- [7] S. R. Joshi, A. M. Kulkarni. Analysis of SSR Perform-
ance of TCSC Control Schemes Using a Modular High
Bandwidth Discrete-time Dynamic Model [J]. IEEE
Transactions on Powersystems,2009,24(2): 840-847.
- [8] Luiz A. S. Pilotto, André Bianco, Willis F. Long, Abdel-
-Aty Edris. Impact of TCSC Control Methodologies on
Subsynchronous Oscillations [J]. IEEE transactions on
Power Delivery,2003,18(1): 243-351.
- [9] 闫冬,赵建国,武守远. 考虑电抗器支路电阻影响的 TC-
SC 触发特性研究 [J]. 电网技术,2004,28(8): 40-41.
- [10] 王敏,康积涛,李康,等. TCSC 次同步谐振阻尼控制
器设计 [J]. 四川电力技术,2012,35(3): 49-50.
- [11] 熊萍,李兴源,徐大鹏. 次同步谐振分析方法的研究
[J]. 四川电力技术,2008,31(5): 14-15.
- [12] 周孝信,郭建波,林集明,等. 电力系统可控串联电容
补偿 [M]. 北京: 科学出版社,2009: 341.
- [13] 郑翔,徐政,张静. TCSC 次同步谐振附加阻尼控制器
[J]. 电工技术学报,2011,26(2): 181-186.

作者简介:

刘伟波(1986),男,西南交通大学硕士研究生,研究方
向为柔性输电的应用与控制;

康积涛(1962),男,教授,主要从事电力调度自动化系
统、电力系统无功优化、电压稳定性、嵌入式测控装置和工业
监控组态软件的研究。

(收稿日期:2013-02-03)

基于最小负荷损失的自适应备自投策略研究

陈 绩¹, 甄 威²

(1. 成都电业局继电保护所, 四川 成都 610021;

2. 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 为了解决变电站增容改造后的特殊接线方式下、传统备自投动作逻辑不能正确动作所带来的停电范围扩大问题, 对各种运行方式下发生各类故障时, 备自投动作暂态过程进行了详细分析, 提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案。通过加入暂态过程特征电气量的变化判据, 并有选择地实施加速动作逻辑, 实现所有无故障设备自动恢复运行。还对备自投与继电保护的配合问题进行了详细分析。在基本不对备自投硬件和二次回路进行改动的情况下, 即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式, 提高供电可靠性。

关键词: 备自投; 自适应; 继电保护; 电力系统

Abstract: In order to solve the load loss problem of traditional automatic self-switching equipment of backup power source in special power grids after the repairs of the substations, a novel method with dynamic self-adaptation logic and self-switching acceleration logic is proposed. Without changing any hardware and electric loop, it only needs to modify the software of automatic self-switching equipment of backup power source by adding the related electric variable judgment in the dynamic process of some equipment's resuming operation and implementing acceleration logic for the suitable conditions, which can realize the target that all of the no-fault equipments automatically resume power supply. The novel method can be applied to most substations after the capacity expansion reform, and improve the reliability of power supply obviously.

Key words: automatic self-switching equipment of backup power source; self-adaptation; relay protection; power system

中图分类号: TM774 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0032-05

0 引 言

近年来, 结合国家电网公司系统内大批老旧变电站的改造升级, 新一代微机保护得到了广泛运用, 智能化变电站技术也日趋成熟。高性能、开放的硬件平台为通过优化软件设计来完善保护功能及提升保护性能提供了良好条件。相比于硬件升级, 改善软件逻辑设计具有周期短、成本低、灵活性强的显著优势。而为设备厂商改进产品提供直接依据的正是广大电力系统工程技术人员在大量的技术实践中所发现问题和找到的有益思路, 而问题的解决对于作为设备用户的电网企业来说, 无疑具有重要意义。

目前, 作为增强电网供电可靠性的主要设备和手段之一, 备用电源自动投入装置(即备自投)得到了越来越广泛的应用^[1-4]。它的主要作用是在主供电源因故障或其他原因中断的情况下迅速自动投入后备电源, 恢复电力供应, 从而提高电网供电可靠

性。文献[5-8]对备自投装置的设计、安装规范及技术标准等作了明确的要求。

针对部分变电站在扩容改造为3台主变压器接线方式后, 传统备自投存在的逻辑缺陷, 提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案。该方案只需对现有分段备自投装置程序进行升级, 在基本不对二次回路进行改动的情况下, 即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式, 提高终端负荷变电站的供电可靠性。

1 经典备自投动作逻辑和局限性

1.1 经典备自投逻辑动作逻辑

经典备自投动作逻辑主要有进线备自投与分段(桥)备自投方式^[9], 以及近年来逐渐开始提出和应用的负荷均分备自投方式^[10], 以图1所示的某变电站主接线图为例, 动作逻辑见表1。

表1 经典备自投动作逻辑

项目	进线备自投(图1)	分段备自投(图1)	负荷均分备自投(图1)
充电条件	①110 kV I、II母均三相有压 ②1DL、3DL合位且合后,2DL分位 ③备用进线II满足有压条件 ④无闭锁备自投的开启 ⑤无其他放电条件经15 s后充电完成	①10 kV I、II母均三相有压 ②4DL、5DL合位且合后,6DL分位 ③无闭锁分段备自投的开启 ④无其他放电条件经15 s后充电完成	①10 kV I、II、III、IV母均三相有压 ②4DL、5DL、7DL、8DL合位且合后,6DL、9DL分位 ③无闭锁分段备自投的开启 ④无其他放电条件经15 s后充电完成
动作条件及过程	①110 kV I、II母均无压 ②1DL无流 ③进线II有压 ④延时跳开1DL ⑤确认1DL跳开后,延时合上2DL	①10 kV I母无压 ②4DL无流 ③10 kV II母有压 ④延时跳开4DL ⑤确认4DL跳开后,延时合上6DL	①10 kV I母无压,4DL无流 ②10 kV II母有压 ③延时跳开4DL ④确认4DL跳开后,延时合上6DL,跳开7DL ⑤确认7DL跳开后,延时合上9DL
放电条件	①当检线路有压控制字投入时,备用线路不满足有压条件 ②2DL在合位 ③手跳1DL或3DL ④有闭锁备自投的开启 ⑤其他放电条件	①10 kV I母或II母不符合有压条件 ②6DL在合位 ③手跳4DL或5DL ④4DL拒跳,6DL拒合 ⑤有闭锁备自投的开启 ⑥其他放电条件	①10 kV I母或II母不符合有压条件 ②6DL在合位 ③手跳4DL或5DL ④4DL拒跳,6DL拒合 ⑤有闭锁备自投的开启 ⑥其他放电条件
备注	当进线II作为主供电电源时,反之	当10 kV II母失压时,反之	当10 kV IV母失压时,反之

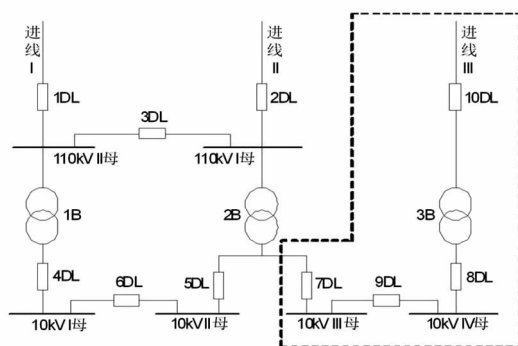


图1 变电站典型接线

1.2 局限性

文献[1-15]对多种技术条件和运行方式下的备自投逻辑作了较深入的研究,但主要是针对2台主变压器或单主变压器运行、双母线接线、扩大内桥等常见运行方式下备自投逻辑的探讨^[1-13],或者是对网络化、智能化等新技术条件下备自投装置设计、应用中一般性问题的讨论^[14-15]。到目前为止,针对多台主变压器运行方式下备自投逻辑的研究也多止于以2台主变压器为基础进行有限扩充,灵活性受到很大限制。对多台主变压器非常规接线方式下的备自投动作研究,更是鲜有涉及。

目前,成都地区大部分双台主变压器配置的110 kV负荷变电站通常采用表1所示的备自投运行方式。考虑到将来负荷增长后扩容,它们中的大部分又是按照3台主变压器配置的远期规划设计

的。在扩建第3台主变压器时,除图1虚线部分所示的主接线方式外,还根据主变压器容量和网架情况采取其他的一些主接线方式。比如2011年完成增容改造后的成都110 kV板桥变电站就采用了如图2所示的主接线,采用类似主接线方式的还有成都官渡、洪河等变电站。

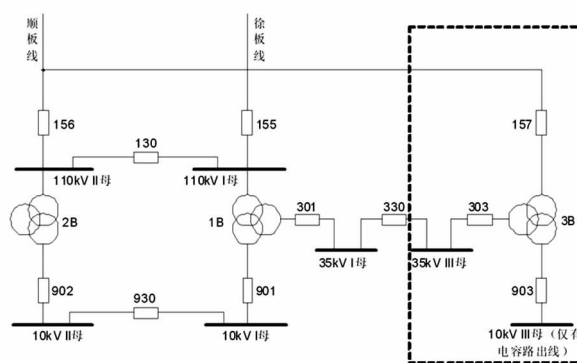


图2 110 kV板桥变电站主接线

在新的主接线方式下,若以“1”表示开关合位,“0”表示开关分位,该变电站常用的3种运行方式及不同的故障后各开关的动作情况如表2、表3和表4所示。

1.2.1 运行方式1

若该站以方式1运行,当发生不同类型故障时,常规备自投逻辑均可以正确动作,不会损失负荷。具体动作情况见表2。

表2 板桥站运行方式1

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1
155 线路故障	1→0	0→1	1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
156 线路故障	1	0→1	1→0	联切	1	0→1	1→0	1	0→1	1→0	1
1B 区内故障	1→0	0	1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
2B 区内故障	1	0	1→0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	1	0	1	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

表3 板桥站运行方式2

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1
156 线路故障	0→1	1	1→0	联切	1	0→1	1→0	1	0	1	1
1B 区内故障	0	1→0	1	1		1→0		0→1	1	1→0	0→1
2B 区内故障	0→1	1→0	1→0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	0	1	1	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

表4 板桥站运行方式3

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
155 线路故障	1→0	1	0→1	1	1	0	1	1	0	1	1
157 线路故障	1	1	0	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1
1B 区内故障	1→0	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
2B 区内故障	1	1→0	0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	1	1	0	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

1.2.2 运行方式2

若该站以方式2运行,在顺板线发生故障时,线路保护动作将156、157开关跳开,全站失压,此时,35 kV 备自投将因两段母线失压而放电,在110 kV 进线备自投动作,合上155开关后,110 kV I、II母,35 kV I母,10 kV I、II母均恢复供电,而35 kV III母却因35 kV 备自投提前放电而无法恢复。

同一运行方式下,若2号主变压器发生区内故障,2号主变压器保护动作跳开156、130、902开关后,110 kV 进线备自投动作合上155开关,110 kV I母、35 kV I母和10 kV I母均恢复供电,而10 kV II母也将因10 kV 备自投提前放电而无法恢复。具体动作情况见表3(无法正确恢复的动作逻辑在表3中以黑框标示)。

1.2.3 运行方式3

若该站以方式3运行,在157线路发生故障时,会出现35 kV 分段备自投动作跳开303开关后,10 kV III母无法恢复的问题,因该段母线上均为电容器出线,为防止非同期合闸导致电容器组过电压损坏,故不可再恢复。

同一运行方式下,若1号主变压器发生区内故障,1号主变压器保护动作跳开155、130、301、901

开关后,110 kV 进线备自投动作合上156开关,35 kV 备自投动作合上330开关,110 kV II母、35 kV I母和10 kV II母均恢复供电,10 kV I母却因10 kV 备自投提前放电而无法恢复。具体动作情况见表4(无法正确恢复的动作逻辑在表4中以黑框标示)。

由此可见,在新的主接线方式下,传统备自投动作逻辑存在明显缺陷。

2 基本思路

根据前面分析可知,导致损失负荷的主要原因是传统的分段备自投逻辑里,没有考虑全站失压后,在部分无故障设备自动恢复供电的暂态过程中,相关电气量条件的变化。如果在设计备自投逻辑时,不仅考虑与相关设备的配合关系,还将中间暂态过程也考虑进去,改瞬时放电为延时放电,若在整定的延时时长内,备自投装置感受到暂态过程电气量变化满足设定前提,则继续执行备自投逻辑。由此可实现全站无故障设备的全部自动恢复供电。

另外,由于中间暂态过程是多个继电保护及自动化设备动作时间的顺序叠加,若自适应备自投仍按整定的分段备投逻辑时间动作,则将使用户掉电

的时间延长,可能造成更大的损失,故考虑在自适应备自投中插入分段加速动作逻辑,以提高系统的快速恢复供电能力。

3 带加速的新型自适应备自投动作逻辑设计

带分段加速功能的暂态自适应备自投动作逻辑见图3。虚线外部分为常规分段备自投逻辑,虚线内部分即所提出并新增的逻辑框图。

图3以10 kV分段备自投及对应开关编号为例进行说明。对35 kV分段备自投,对应替换相应开关及母线编号即可。

在所设计的备自投动作逻辑下,对于图2所示的接线方式,若以前述方式2运行,顺板线线路上发生故障,线路保护动作将156、157开关跳开,全站失去主供电电源。此时,35 kV两段母线失压,301、303开关无电流,35 kV备自投装置进入虚线部分逻辑:35 kV备自投改瞬时放电为延时放电(延时时长可整定,但需大于110 kV备自投动作时间定值),当110 kV进线备自投动作合上155开关后,110 kV I、II母,35 kV I母,10 kV I、II母均恢复供电,此时,35 kV自适应备自投感受到I母电压恢复,同时确认303开关无电流后,不带延时加速动作,跳开303开关,合上330开关,全站无故障设备全部恢复供电。

同一运行方式下,若2号主变压器发生区内故障,主变压器保护动作跳开2号主变压器各侧开关后,110 kV进线备自投动作合上155开关,110 kV I母、35 kV I母和10 kV I母均恢复供电,10 kV自适应备自投延时放电过程中感受到10 kV I母电压恢复,同时902开关无电流后,加速动作,跟跳一次902开关,合上930开关,全站无故障设备全部恢复供电。

若该站以方式3运行,在1号主变压器发生区内故障时,主变压器保护动作跳开1号主变压器各侧开关后,全站失压。110 kV进线备自投延时动作合上156开关,35 kV备自投动作合上330开关,110 kV II母,35 kV I母,10 kV II母均恢复供电,10 kV自适应备自投延时放电过程中感受到10 kV II母电压恢复,同时901开关无电流后,加速动作,跟跳一次901开关,合上930开关,全站无故障设备全部恢复供电。

由此可见,所提出的暂态自适应备自投逻辑下,

前述3种因传统备自投拒动而导致损失负荷的情况全部得以解决。

值得一提的是,考虑到绝大多数情况下,两母同时失压都是由于高一级的电源故障引起,比如前面所提到的因主供线路故障或主变压器故障跳进线等,中低压侧备自投动作不会对系统造成二次冲击。故针对中低压侧两段母线同时失压的情况,特别设计了经压板控制的短延时合分段开关逻辑。在此逻辑下,若中低压侧自适应备自投感受到两段母线同时失压,可经短延时无选择性的合上分段开关,在高压侧进线备自投动作后,全站无故障部分即可全部恢复供电,整个过程动作时间将再次被缩短。至于是否投此功能,可由调度部门根据变电站的主接线方式、负荷类型、电网潮流情况以及系统稳定性等因素综合考虑后下达。

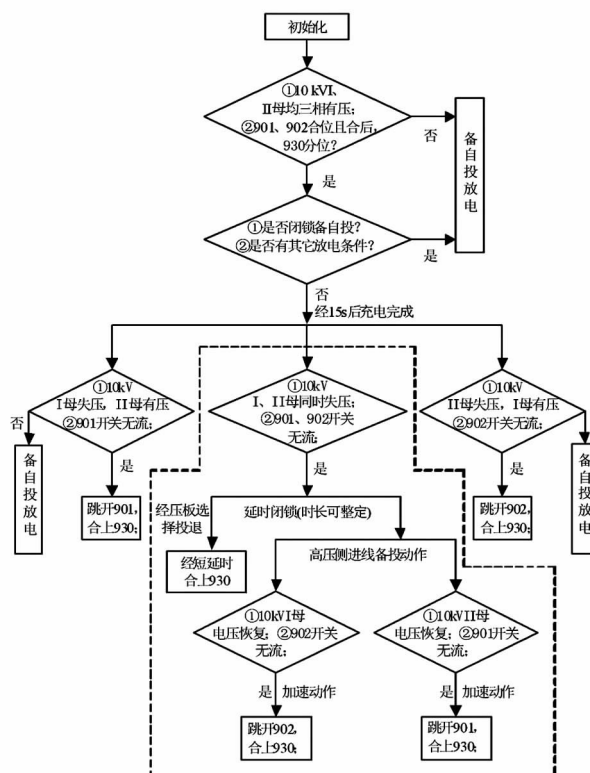


图3 带加速的新型自适应备自投动作逻辑框图

4 模拟量及开关量入口

带加速的新型自适应备自投需采集的模拟量见表5,开关量见表6。表5中TW、HH分别表示断路器操作板跳位开关量和合后开关量。

表 5 自适应备自投模拟量采集列表

名称	模拟量
4DL	$I_A/I_B/I_C$
5DL	$I_A/I_B/I_C$
分段开关 6DL	$I_A/I_B/I_C$
10 kV I 母	$U_{AB}/U_{BC}/U_{CA}$
10 kV II 母	$U_{AB}/U_{BC}/U_{CA}$

表 6 自适应备自投开关量采集列表

名称	开关量
4DL	TW、HH
5DL	TW、HH
6DL	TW、HH
闭锁备自投	外部保护闭锁备自投

5 自适应备自投与继电保护的配合

5.1 概述

为保证所述自适应备自投正确动作,避免因备自投误动造成故障对系统的二次冲击,就需要对自适应备自投与继电保护的配合问题进行分析。

5.2 闭锁逻辑

5.2.1 自适应备自投与线路保护的配合

因线路故障,故障点不在站内,备自投动作不可能对故障线路进行二次冲击,故线路保护动作均不闭锁备自投。

5.2.2 自适应备自投与主变压器保护的配合

主变压器保护闭锁备自投逻辑比较复杂,需要考虑的因素较多。

目前,成都地区的 110 kV 主变压器保护典型配置见表 7。以 10 kV 自适应备自投为例进行说明如下。

10 kV 母线分列运行,造成 10 kV I 母失压且

901 开关无电流的情况有以下几种。

1) 故障发生在 10 kV I 段母线上,1 号主变压器低后备保护动作跳开 901 开关后导致母线失压。这种情况下 10 kV 自适应备自投不应动作,否则将合闸于故障母线。

2) 故障发生在 1 号主变压器差动范围内或变压器油箱内,由差动保护动作或非电量保护动作全切主变压器三侧后导致 10 kV I 段母线失压。这种情况下 10 kV 自适应备自投应该动作。

3) 故障点发生在 10 kV 母线上而低后备保护拒动后,越级至高后备保护动作导致 10 kV I 母失压。这种情况下 10 kV 自适应分段备自投不应动作,否则将合闸于故障母线。

4) 故障点发生在主变压器差动范围内而差动保护拒动,高后备保护动作导致 10 kV I 母失压。这种情况下 10 kV 分段备自投应该动作。

对 10 kV II 母失压且 902 开关无电流的情况分析类似。

在 10 kV 母线分列运行,造成 10 kV I、II 母同时失压且 901、902 开关无电流的情况有以下几种。

表 3 所列运行方式下,1B 区内故障和表 4 所列运行方式下 2B 区内故障的情况,在这两种情况下,母线本身并无故障,自适应备自投动作于恢复 10 kV 母线供电。因此,双母同时失压时,均不能闭锁自适应备自投动作。

综上所述,主变压器中低压侧后备保护动作应该闭锁相应的自适应备自投,且闭锁接点应采用导致备自投误动的段别,即复压过流 2 段;主变压器差动和非电量保护动作不应闭锁自适应备自投。至于

表 7 110 kV 主变压器保护典型配置

主变压器保护		保护配置	跳闸原则
主保护	差动	比率差动、差动速断等	反映主变压器各侧差动 TA 范围内电气故障,动作于全切主变各侧开关
	非电量	本体瓦斯、有载瓦斯、压力释放、油温高等	反映主变压器本体内各类故障,动作于全切主变压器各侧开关
后备保护	高后备	复压闭锁过流 I、II、III 段,独立过流段 接地零序 I、II 段 间隙零序 I、II 段	过流 I 段跳高压侧桥开关; II 段跳高压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。 过流保护方向指向主变压器。零序保护方向指向 110 kV 系统。
	中后备	复压闭锁过流 I、II、III 段,独立过流段	过流 I 段跳中压侧分段开关; II 段跳中压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。方向指向 35 kV 母线。
	低后备	复压闭锁过流 I、II、III 段,独立过流段	过流 I 段跳低压侧分段开关; II 段跳低压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。方向指向 10 kV 母线。

(下转第 63 页)

一的基础。

图形和模型,是智能调度应用功能建设的基础。针对以上内容实现关键技术和应用前景,着重研究了模型转换拼接的核心技术,并提出了可持续性建设关键部分的思路和应用方式。项目成功验证实施了唐山地区源端维护的工程试点工作,必将为智能电网的建设提供强有力支撑。

参考文献

[1] 姚建国,杨胜春,高宗和,等. 电网调度自动化系统发

(上接第36页)

主变压器高后备动作是否闭锁自适应备自投,如果从保证供电可靠性的角度出发,应选择不闭锁分段备自投;如果从防止合闸于故障,减少对系统二次冲击的角度出发,应选择闭锁分段备自投。因此,高后备是否闭锁自适应备自投,各有利弊。综合分析各种故障的可能性,通常来讲,高后备动作闭锁自适应备自投是弊大于利。因此高后备闭锁自适应备自投的出口回路应通过压板控制,投退与否由调度单位继电保护归口管理部门根据实际需要综合考虑后下达。

6 结 语

针对变电站扩容改造为多台主变压器接线方式后,传统备自投动作逻辑不能正确动作所带来的供电可靠性降低问题,提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案,同时设计了经压板控制的无延时合分段开关逻辑。所提出的方案只需要对现有备自投动作逻辑进行程序升级,在基本不对二次回路进行改动的情况下,即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式,全面提高供电灵活性和可靠性。

参考文献

- [1] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网保护配合关系的有向简单回路新方法 [J]. 电网技术,2006,30(21):94-98.
- [2] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 复杂环网保护配合的网络分割新算法 [J]. 继电器,2006,34(23):6-10.
- [3] 吕飞鹏,陈绩. 基于配合依赖关系图计算环网方向保护最优配合顺序的新方法 [J]. 电网技术,2006,30(15):40-44.
- [4] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网方向保护最小断

展趋势展望 [J]. 电力系统自动化,2007(13):7-11.

- [5] 朱永利,王德文,王艳. 基于 IEC 61850 的电力运动通信建模方法 [J]. 电力系统自动化,2009,33(21):72-76.
- [6] 童晓阳,王晓茹,丁力. 采用 IEC 61850 构造变电站广域保护代理信息模型 [J]. 电力系统自动化,2008,32(5):63-67.

作者简介:

董智勇(1980),男,工程硕士,工程师。

(收稿日期:2013-02-11)

点集的改进离散粒子群优化算法 [J]. 电网技术,2008,32(12):90-94.

- [7] DL/T 526-2002,静态备用电源自动投入装置技术条件 [S].
- [8] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护规定汇编 [M]. 北京:中国电力出版社,2000.
- [9] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护实用技术问答(第二版) [M]. 北京:中国电力出版社,1999.
- [10] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理(增订版) [M]. 北京:中国电力出版社,2004.
- [11] 王静. 内桥接线变电站中 110 kV 备自投与 10 kV 备自投配合研究 [J]. 四川电力技术,2007,30(1):30-31.
- [12] 陈绩,杨先义,黄姝雅. 新型负荷均分备自投的设计和接口 [J]. 电网技术,2009,33(增刊2):229-233.
- [13] 梅华,付连元. 主接线方式与备自投的选型及使用问题 [J]. 电力系统保护与控制,2009,37(21):138-140,143.
- [14] 郭碧媛,张丰. 110 kV 扩大内桥接线备自投逻辑分析 [J]. 电力系统保护与控制,2010,38(7):124-128.
- [15] 张丽丽,侯有韬. 备自投装置在双母线接线方式下的改进 [J]. 电力系统保护与控制,2008,36(17):90-91.
- [16] 李海星,王政涛,王锐,等. 基于 IEC 61850 标准的网络化备自投功能 [J]. 电力系统保护与控制,2009,37(14):82-85.
- [17] 彭磊,杨光. 数字化变电站备自投 [J]. 电力系统保护与控制,2009,37(23):58-61.

作者简介:

陈 绩(1979),男,工程师,技师,工学硕士,主要从事电力系统继电保护及变电站综合自动化的设计审查、施工组织、技术改造等技术管理工作;

甄 威(1956),男,教授级高级工程师,国网专家,研究方向为电力系统继电保护及电网分析。

(收稿日期:2013-03-14)

广域继电保护中一种故障判定算法

李运坤¹, 江登笠¹, 周文越²

(1. 德阳电业局检修公司, 四川 德阳 618000;

2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要: 针对现有后备保护配合复杂容易误动的问题, 基于广域测量信息, 提出了一种新型故障判定算法。利用 Petri 网得到元件/IED 关联矩阵, 将方向元件动作信息作为故障判定的主判据, 主保护以及距离 I 段保护的動作信息作为故障判定的辅助判据, 将这两种判据与元件/IED 关联矩阵通过矩阵运算结合在一起, 最后得到故障位置信息。通过算例证明, 该方法运算简单, 容错性强, 可实现快速故障判定。

关键词: 后备保护; 广域继电保护; 分布式结构; Petri 网; 关联矩阵

Abstract: Aiming at decreasing the probability of misoperation, a new algorithm of fault identification based on wide-area measurement information is proposed. The incidence matrix of component/IED is obtained based on Petri net. The primary criterion of fault identification is the action information of directional element, and the assistant criteria are the action information of main protection and the zone 1 of protection relay. The information of the fault position can be obtained by combining with these two criteria and incidence matrix of component/IED through matrix computation. The example verifies that the proposed method has an easy computation and a good fault tolerance, which can identify the fault quickly.

Key words: backup protection; wide-area relay protection; distributed structure; Petri net; incidence matrix

中图分类号: TM77 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0037-05

0 引言

传统继电保护都是采用离线整定以获得保护定值, 但电力系统运行方式太多且变化频繁, 因此无法保证定值的灵敏性和选择性随时都满足要求。近几年的大面积停电表明, 当发生大范围潮流转移时, 传统保护难以区分线路内部故障和过负荷^[1]。为提高继电保护的性能, 提出了广域继电保护的概念, 即利用电力系统中不同位置的广域测量信息来实现继电保护的功能。在现有的高压系统中, 主保护通常是基于纵联差动原理进行动作判定的, 能不受电网运行状态的影响而快速确定故障位置。因此广域继电保护一般用于后备保护。

近年来, 人们对广域继电保护展开了广泛的研究。在系统结构方面, 文献[2-3]根据图论中的相关知识划分保护区域, 文献[4]将多 Agent 引入广域继电保护的体系结构。在保护算法方面, 文献[5-6]根据底层终端的智能电子设备(IED) 的方向信息实现故障判定, 文献[7]利用电压测量信息组成故障判

据。为提高保护的容错性能, 文献[8-10]融合电网多点信息实现故障元件识别。

这里对广域继电保护的算法进行了研究。在混合式广域继电保护系统模型的基础上, 利用 Petri 网得到元件/IED 关联矩阵, 矩阵中的每个元素表明相应元件与 IED 的关联程度, 然后将 IED 的方向信息作为主判据, 主保护和距离 I 段的動作信息作为辅助判据, 识别故障元件。需要说明的是, 这里所指的元件都为电网的一次设备。

1 广域继电保护系统结构

广域继电保护的系統结构可分为 3 种: 集中式、分布式和混合式^[11]。

集中式结构从整个大电网采集数据, 控制中心对数据进行整理分析并决策, 然后将处理信息发送给各个 IED 执行决策。分布式结构将数据的分析和决策放在每个 IED 上。

综合集中式结构和分布式结构的优点, 提出了混合式系统结构。这种结构对整个电网进行分区处

理,每个局域网内有单独的控制决策中心进行数据处理以及决策,并与相邻局域网的控制中心进行信息交换。就目前看来混合式系统结构应该是广域继电保护系统的最佳结构。从整体上看,混合式系统结构与分布式结构相似,每个局域网等同于一个IED,相邻局域网之间进行必要的信息交换,但主要信息在局域网内部传输,因此减少了不必要的信息通信。从局域网层面来看,混合式系统结构又与集中式结构相似,在局域网内部,决策中心负责全部的信息处理,避免了单个IED获取信息过于单一的缺点。再则,考虑到系统升级后,单个IED功能更加完善或者决策中心信息处理能力大幅提高,混合式结构很容易过度到其他两种结构。图1为混合式系统结构示意图。

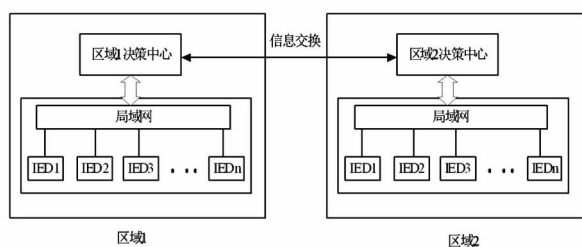


图1 混合式系统结构示意图

这里的故障判定算法是建立在混合式系统结构的基础上。所分析的电网均为单个局域网。对于广域继电保护的保护区划分方法,可参见相关文献,这里不做详细讨论。

2 元件/IED 关联矩阵

如图2所示的电网,被保护的元件为母线B1~B5,线路L1~L5,每个保护上都安装一个IED,可测量该位置短路电流方向,读取所安装保护的动作信息。

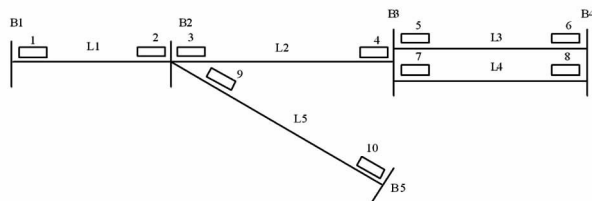


图2 某电网接线图

受与故障元件距离、灵敏度等因素影响,电网内的IED对于故障的反映程度有所不同。对于某一个电力元件而言,其自身保护装置中IED的故障信息无疑是最准确的,其次相邻元件中的IED也能从

某种程度上反映故障元件的特征。因此,希望广域继电保护系统的决策中心在进行故障识别时,能够识别IED与电力元件的这种关系,即对于特定的故障元件,决策中心应当按照IED故障信息的价值对IED加以区分。因此,引入了元件/IED关联矩阵的概念。

$$B = \begin{matrix} & \text{IED}_1 & \text{IED}_2 & \text{IED}_3 & \cdots & \text{IED}_n \\ \begin{matrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ \vdots \\ S_m \end{matrix} & \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & \cdots & b_{1n} \\ b_{21} & b_{22} & b_{23} & \cdots & b_{2n} \\ b_{31} & b_{32} & b_{33} & \cdots & b_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{m1} & b_{m2} & b_{m3} & \cdots & b_{mn} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (1)$$

如式(1)所示, $m \times n$ 维矩阵 B 为一个元件/IED矩阵。矩阵的每一行代表一个被保护元件,每一列代表一个IED,矩阵的元素量化了元件与IED的关联程度。下面将详细阐述基于Petri网推导元件/IED矩阵的方法。

2.1 Petri网的基本原理

Petri网是一种可以用图形表示的组合模型,又是严格定义的数学对象,可以很方便地用于静态结构分析和动态的行为分析。图3为Petri网的典型结构,圆圈表示库所,方框表示变迁,箭头表示有向弧,黑点表示令牌。Petri网的基本规则为:有向弧必须是有方向的;两个库所或变迁之间不允许有弧;位置节点可以拥有任意数量的令牌。

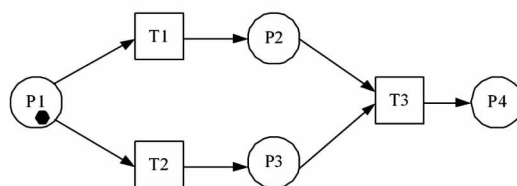


图3 Petri网典型结构

如果一个变迁的每个输入库所都拥有令牌,该变迁即为被激活。一个变迁被允许时,变迁将发生,输入库所的令牌被消耗,同时为输出库所产生令牌。

2.2 元件/IED 矩阵推导过程

以图2所示电网为例说明基于Petri网的元件/IED矩阵推导方法。电网中的IED等同于库所,被保护元件等同于变迁,元件与IED间的功率流动等同于有向弧,方向为由母线到LED,由LED到线路。于是图2所示电网可等同于图4所示Petri网。以推导元件/IED矩阵中L2所在行为例,假设L2故障,放置一个带令牌的库所指向L2所在变迁。

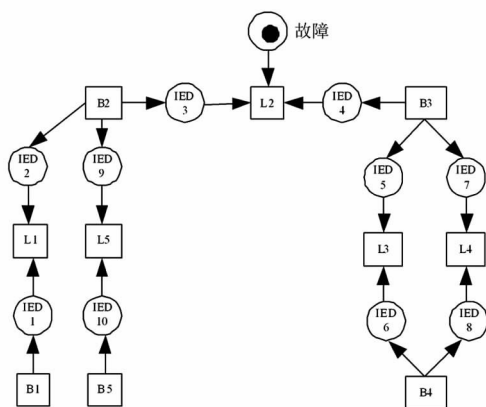


图4 电网的 Petri 网模型

元件/IED 矩阵的求解过程就是令牌在各个库所的转移过程,也就是令牌从故障库所一步步向各个 IED 库所的转移过程,令牌的每一次转移,都是从一个库所转移到离它最近的库所,得到令牌的库所将令牌保存并沿着有向弧继续向其他库所转移令牌,一直重复此过程,直到 Petri 网中所有的库所都接受到令牌。

定义 3 个矩阵 U 、 M 、 C 。 U 与网络结构相关,保持不变。 M 、 C 都为动态矩阵,随着令牌的转移不停变化。

U 为变迁/库所关联矩阵,表明变迁与库所的关系。矩阵的每一列代表一个库所,每一行代表一个变迁。当变迁是库所的输出时 $u_{ij} = 1$,当变迁是库所的输入时 $u_{ij} = -1$ 。图 2 所示电网的 U 为式(2)所示矩阵,其中行按 IED1 ~ IED10 排列,列按 L1 ~ L5、B1 ~ B5 排列。

$$U = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

M 为令牌位置矩阵, M_i 表示第 i 次推导的 M 矩阵,表明令牌在 Petri 网中的分布。对图 2 所示电网, M 的列按 IED1 ~ IED10 排列,这里未考虑故障库所。

$$M_0 = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \quad (3)$$

C 为变迁激活矩阵, C_i 表示第 i 次推导的 C 矩阵,表明 Petri 网中被激活的变迁。如果令牌的转移是从线路到 IED,即与规定的正方向相反,则在 C 中的相应位置取 -1 ,反之如果令牌的转移是按规定的正方向转移则在 C 中的相应位置取 1 。 C 可由 $M \cdot U^T$ 计算得到。由于未考虑故障库所, M_0 为零矩阵,因此不能用 $M_0 \cdot U^T$ 得到 C_1 。对图 2 所示电网, C 的列按 L1 ~ L5、B1 ~ B5 排列。从图 4 可以看出,变迁 L2 被激活。

$$C_1 = [0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \quad (4)$$

令牌在 Petri 网中的传播过程可用下面两个式子表示。

$$M_n = C_n \cdot U \quad (5)$$

$$C_{n+1} = M_n \cdot U^T \quad (6)$$

按式(5)、式(6)进行迭代操作,直到网络中每个库所至少有一个令牌,即矩阵 M 中无零元素。

对图 4 所示 Petri 网进行上述操作,经过三次迭代,可得

$$C_{12} = [1 \ 6 \ 11 \ 11 \ 6 \ 1 \ 6 \ 1 \ 6 \ 1] \quad (7)$$

M_{12} 为最终 L2 对应的令牌位置矩阵。从矩阵 M_{12} 可以看出,IED3、IED4 所在列数值最大,IED2、IED5、IED7、IED9 其次,IED1、IED6、IED6、IED10 最小。这些值表明了 L2 与各 IED 的相关程度。

当 L2 发生短路故障时,IED1、IED3、IED4、IED6、IED8、IED10 处的方向元件判定为负方向,IED2、IED5、IED7、IED9 处的方向元件判定为正方向。用矩阵 I 表示这种关系, I 的列按 IED1 ~ IED10 排列。

$$I_{12} = [1 \ -1 \ 1 \ 1 \ -1 \ 1 \ -1 \ 1 \ -1 \ 1] \quad (8)$$

I_{12} 表示 L2 与各 IED 的方向关系,将 I_{12} 与 M_{12} 点乘,便可将方向信息加入元件与 IED 的相关程度中。修改 M_{12} 矩阵为

$$M_{12} = [1 \ -6 \ 11 \ 11 \ -6 \ 1 \ -6 \ 1 \ -6 \ 1] \quad (9)$$

对电网中的每个元件,按上述方法进行推导时, U 都是一样的,需要改变的是 C_1 和 I 。需注意的是,为保持每个元件的 M 矩阵中元素的符号统一,在推导母线的 M 矩阵时, C_1 中的元素取为负。将所有 M 矩阵组合成一个矩阵如下。

$$\begin{bmatrix} M_{L1} \\ M_{L2} \\ M_{L3} \\ M_{L4} \\ M_{L5} \\ M_{B1} \\ M_{B2} \\ M_{B3} \\ M_{B4} \\ M_{B5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 101 & 175 & -141 & 48 & -11 & 1 & -11 & 1 & -141 & 46 \\ -1 & -6 & 11 & 11 & -6 & 1 & -6 & 1 & -6 & 1 \\ 1 & -11 & 49 & -152 & 195 & 148 & -179 & -132 & -11 & 1 \\ 1 & -11 & 49 & -152 & -179 & -132 & 195 & 148 & -11 & 1 \\ 46 & -141 & -141 & 48 & -11 & 1 & -11 & 1 & 175 & 101 \\ -144 & 233 & -178 & 57 & -12 & 1 & -12 & 1 & -178 & 55 \\ 29 & -74 & -74 & 31 & -9 & 1 & -9 & 1 & -74 & 29 \\ 1 & -9 & 31 & -74 & -75 & 38 & -75 & 38 & -9 & 1 \\ 2 & -26 & 138 & -492 & -658 & 556 & -658 & 556 & -26 & 2 \\ 55 & -178 & -178 & 57 & -12 & 1 & -12 & 1 & -233 & 144 \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$B = \begin{bmatrix} 0.577 & 1 & -0.806 & 0.274 & -0.063 & 0 & -0.063 & 0 & -0.806 & 0.263 \\ -0.09 & 0.545 & 1 & 1 & -0.545 & 0.09 & -0.545 & 0.09 & & \\ 0 & -0.056 & 0.251 & -0.779 & 1 & 0.759 & -0.918 & -0.677 & -0.056 & 0 \\ 0 & -0.056 & 0.251 & -0.779 & -0.918 & -0.677 & 1 & 0.759 & -0.056 & 0 \\ 0.263 & -0.806 & -0.806 & 0.274 & -0.063 & 0 & -0.063 & 0 & 1 & 0.577 \\ -0.618 & 1 & -0.751 & 0.245 & -0.051 & 0 & -0.051 & 0 & -0.763 & 0.236 \\ 0.391 & -1 & -1 & 0.419 & -0.122 & 0 & -0.122 & 0 & -1 & 0.392 \\ 0 & -0.12 & 0.413 & -1 & -1 & 0.507 & -1 & 0.507 & -0.12 & 0 \\ 0 & -0.039 & 0.21 & -0.748 & -1 & 0.845 & -1 & 0.845 & -0.037 & 0 \\ 0.236 & -0.763 & -0.763 & 0.245 & -0.051 & 0 & -0.051 & 0 & -1 & 0.618 \end{bmatrix} \quad (11)$$

可以看出,不同元件 M 矩阵各元素的值相差较大,由于只需要反应元件与 IED 之间相对关联程度,因此为方便比较,将矩阵中的各元素除以元素所在行最大的绝对值,最后得到的矩阵便为元件/IED 关联矩阵。矩阵中的某些元素可能非常小,这表明对应的元件与 IED 关联程度相当低,于是可直接忽略,将该元素置零。最后得到的矩阵即为元件/IED 关联矩阵 B 。

借用 Petri 网络的基本概念和原理,对元件/IED 矩阵的元素取值进行推导,过程直观简便,只需要简单的矩阵运算,便可从数学的角度量化关联矩阵的元素值,从而达到对元件与 IED 之间关联矩阵赋值的目的。相对于其他算法,Petri 网络不需要在庞大的解空间内寻求最优解,从而降低了运算难度。当电网结构发生变化时只需修改矩阵 U 中的相关元素即可。可以看出,基于 Petri 网推导元件/IED 关联矩阵的过程即是不断对电网中 IED 进行赋值,而与元件关联越紧密的 IED 被赋值的次数也就越多,因此最后得到的元件/IED 矩阵反映了元件与 IED 的关联程度。

3 故障判定算法

将方向元件的动作信息作为故障判定的主判

据。而主保护和距离 I 段误动率很低,因此为充分利用冗余信息,将主保护和距离 I 段的动作信息作为故障判定的辅助判据。

方向元件可能的动作情况为

$$f_i = \begin{cases} 1 & \text{正方向故障} \\ -1 & \text{反方向故障} \\ 0 & \text{未检测到故障} \end{cases} \quad (12)$$

主保护可能的动作情况为

$$z_i = \begin{cases} 1 & \text{主保护动作} \\ 0 & \text{主保护不动作} \end{cases} \quad (13)$$

距离 I 段可能的动作情况为

$$l_i = \begin{cases} 1 & \text{距离 I 段动作} \\ 0 & \text{距离 I 段不动作} \end{cases} \quad (14)$$

当保护动作时,经过一段延时后,局域网的决策中心在一定的时间内收集所有 IED 方向元件以及主保护和距离 I 段的动作信息,并按照式(12)、式(13)、式(14)进行赋值。分别用矩阵 F 、 Z 、 L 表示电网中方向元件、主保护和距离 I 段的动作信息。

$$N = [f_1 \ f_2 \ f_3 \ \cdots \ f_n] \quad (15)$$

$$Z = [z_1 \ z_2 \ z_3 \ \cdots \ z_n] \quad (16)$$

$$L = [l_1 \ l_2 \ l_3 \ \cdots \ l_n] \quad (17)$$

n 为电网中 IED 的数量。上面 3 个矩阵的每 1

列表1个相应位置保护的動作信息,排列顺序与元件/IED矩阵的排列顺序一致。

在得到电网的元件/IED关联矩阵和式(15)、式(16)、式(17)3个矩阵后,便可用式(18)计算故障判定值。

$$R = B \cdot (\lambda_1 \cdot N^T + \lambda_2 \cdot Z^T + \lambda_3 \cdot L^T) \quad (18)$$

式中, λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为权重因子,考虑到方向信息为主判据,主保护和距离I段的動作信息为辅助判据, λ_1 应大于 λ_2 、 λ_3 。 R 代表系统中保护范围内所有元件的故障判定值 r_i 组成的列相量如下。

$$R = [r_1 \quad r_2 \quad r_3 \quad \cdots \quad r_m] \quad (19)$$

式中, m 为电网中元件的数量。式(19)就是将每个IED動作值、主保护和距离I段動作值与对应IED与每个元件的关联度相乘,然后将3个值相加。由于元件/IED矩阵已进行过归一化处理,因此式(20)所得向量 R 中的元素定量表示了元件故障概率的相对大小。

元件的故障判据为

$$r_i \geq r_{i \cdot set} \quad (20)$$

式中, $r_{i \cdot set}$ 为预先设定的故障阈值。电网中的每个元件都有自己的故障阈值,应该根据电网的拓扑结构选择每个元件合适的故障阈值。这里从两方面考虑元件的故障阈值。首先,考虑到故障定位的准确性与可靠性,阈值应适当取高;其次,当通信故障或IED灵敏度不够时,可能会造成电网内某些IED不动作或误动,此时因考虑较低的阈值。因此,在计算元件阈值时,应假设该元件故障,在电网内所有IED都正确動作时确定一个阈值,然后以 $N-1$ 切换的方式考虑单个IED故障时,再考虑一定的裕度便可确定最终的元件故障阈值。

4 算例分析

以图2所示电网为例说明所提出的广域继电保护故障判定算法。 λ_1 、 λ_2 、 λ_3 分别为1、0.5、0.5。电网的元件/IED矩阵为式(11)所示矩阵。假设线路2中点处发生故障,保护動作正确、方向元件2误动、拒动。按式(16)计算各个元件的故障判定值,最终的判定结果见表1。

从表1可以看出,故障线路的故障判定值要明显高于其他非故障线路的故障判定值,主要原因在于,在用方向信息进行故障判定时,在非故障线路中

表1 故障判定结果

保护元件	故障判定值			故障阈值	故障判定结果
	正确動作	IED2误动	IED2拒动		
L1	-0.292	0.708	1.71	4	不故障
L2	6.36	5.815	5.27	4	故障
L3	-0.944	-1	-1.052	4	不故障
L4	-0.944	-1	-1.052	4	不故障
L5	-0.292	-1.096	-1.902	4	不故障
B1	-1.529	-0.53	0.471	4	不故障
B2	1.865	0.87	-0.135	4	不故障
B3	2.08	1.96	1.84	4	不故障
B4	2.69	2.651	2.612	4	不故障
B5	1.683	0.917	0.92	4	不故障

负方向元件動作后起到一定的负反馈作用,从而部分抵消了非故障线路的正方向元件動作后的故障计算值,而在故障线路中负方向元件则起到了正反馈作用,使判定值增大。根据这种特征,再加以主保护和距离I段動作信息的辅助判据,决策中心就能区分故障元件与非故障元件,且具有较强的容错性。因此,只要阈值设定合理,即使某个保护误动或拒动,决策中心仍能正确判定故障。

5 结 语

在混合式广域继电保护系统结构的基础上,基于Petri网推导出表示电网一次设备与IED关系的元件/IED关联矩阵。推导过程简单,当网络结构发生改变时,易于更新。故障发生后,将IED的方向信息作为主判据,主保护和距离I段的動作信息作为辅助判据,并借助元件/IED关联矩阵进行故障判定。通过算例分析表明,该算法能很好的分辨出故障元件与非故障元件,并具有较强的容错性。

参考文献

- [1] 杨春生,周步祥,林楠,等. 广域保护研究现状及展望[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(9):147-150.
- [2] 苏盛,K. K. Li,W. L. Chan,等. 广域电流差动保护区划分专家系统[J]. 电网技术,2005,29(3):55-63.
- [3] 李振兴,尹项根,张哲,等. 有限广域继电保护系统的分区原则与实现方法[J]. 电力系统自动化,2005,29(3):55-63.

(下转第90页)

6.1 APS 调试的环境和特殊要求

实现机组级自后/停要通过一个渐进的过程来实现。如何在较短时间内既能较高水平地完成 DCS 各个功能,又能实现 APS 功能且不影响 DCS 其它功能的实现,APS 的结构方案成了关键。机组级自后停(APS)采用多层级功能组结构,最高层为机组级自后停功能组。这样做不但使 APS 对下层 DCS 功能的影响较小,而且还可以把 APS 拆开分步试投。

APS 的调试要尽早进入,在 APS 设计阶段应对 APS 的方案进行审查,对 APS 逻辑进行深入分析研究,不断优化逻辑,在 DCS 系统复原后,满足 DCS 具备启动条件即可逐渐开始 APS 的静态试验调试。

6.2 自后停控制系统仿真试验和测试

自后停控制系统逻辑和画面组态完成后要进行系统仿真试验和测试,仿真试验的目的是检查逻辑设计的合理性和画面组态及连接的正确性。

6.3 自后停控制系统静态调试

机组断点的静态调试是和仿真试验同时进行的,功能的静态调试是把相关设备(泵和风机等)打到试验位置,电动门、调节门尽量实际开关,不能实际开关的要做好隔离措施,保证能实际开关电动门和调节门,强制不满足的条件,启动功能组,模拟功能组的启动过程,试验每一步是否能正常进行下去。

6.4 自后停控制系统动态调试及投运

动态调试阶段是控制系统的实际投运过程,在调试工程中必须密切关注设备的动作和系统的状态,根据实际情况对 APS 系统进行了进一步的修改和完善,确保了机组的安全运行。

在动态调试时,机组断点投运前必须保证断点中的相关设备的传动正确,联锁保护试验完成,设备能够正常后停和投运,断点中所涉及的功能组完成静态试验并可实际投运或已经实际投运过,才能确保 APS 系统控制动作的正确性和整个机组的可靠运行。在动态调试过程中还对投入和使用的控制策略进行了进一步优化和调整,确保了控制的稳定性和准确性。

7 结 语

广东海门 $2 \times 1\,000\text{ MW}$ 机组电厂自后停控制系统的成功应用,推进了国内其他电厂技术进步和技术改造的步伐,目前国内其他一部分 $1\,000\text{ MW}$ 机组电厂等技术改造项目也提出了实施机组自后停控制系统的要求。相信自后停控制技术还将在全国范围内进行推广,机组自后停控制技术在高参数、大容量火力发电站具有广泛的应用前景和发展空间。

(收稿日期:2013-02-22)

(上接第 41 页)

- [1] 李振兴,尹项根,张哲,等. 基于多 Agent 的广域保护系统体系研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(4): 71-75
- [2] 丛伟,潘贞存,赵建国. 基于纵联比较原理的广域继电保护算法研究 [J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(21): 8-14
- [3] 田聪聪,文明浩. 具有高信息冗余的广域后备保护系统 [J]. 电网技术, 2011, 35(10): 214-219
- [4] 杨增力,石东源,段献忠. 基于方向比较原理的广域继电保护系统 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(22): 97-93
- [5] 汪华,张哲,尹项根,等. 基于故障电压分布的广域后备保护算法 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(7): 48-52

- [6] 汪旸,尹项根,赵逸君. 基于遗传算法的区域电网智能保护 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(17): 40-44
- [7] 汪旸,尹项根,张哲,等. 基于遗传信息融合技术的广域继电保护 [J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 174-179
- [8] 尹项根,李振兴,刘颖彤,等. 广域继电保护及其故障元件判别问题的探讨 [J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(5): 1-9

作者简介:

李运坤(1987),男,硕士,从事变电检修工作;

江登莹(1985),男,本科,从事变电检修工作;

周文越(1989),男,硕士研究生,研究方向为电力系统继电保护。

(收稿日期:2013-02-26)

一种带串行接口微功耗 A/D 转换器的逻辑控制策略

沈 策¹, 文 旭², 胡 鑫³

(1. 重庆市电力公司, 重庆 410014; 2. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室 (重庆大学), 重庆 400030; 3. 四川省电力公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 为了实现远程电能质量监测仪的低功耗、小型化, 提出了一种使用带串行接口微功耗 A/D 的并行多通道采集方案。在介绍了该基于嵌入式采集方案总体设计思想后, 具体给出了应用 FPGA 来实现该带串行接口微功耗 A/D 转换器的复杂控制逻辑。该逻辑控制中采用了 FSM、FIFO 等设计模块; 最后, 运用相应的 EDA 工具对所设计的 A/D 时序控制逻辑的正确性进行了仿真验证。所提方案在便携式测试仪器的设计中也具有较高的实用价值。

关键词: 低功耗; 串行接口; A/D 转换; FPGA; 嵌入式处理器; 电能质量监测

Abstract: In order to realize the low-power consumption and miniaturization of the remote power quality monitor, a kind of parallel multi-channel acquisition scheme using micro-power A/D converter with a serial interface is presented. After introducing the designing ideas of total acquisition scheme based embedded processor, the implementation of complex logic control for the micro-power A/D converter using FPGA is given in detail. The logic control models include FIFO, FSM et al. At last, the correctness of sequential design to control the A/D converter is verified by the simulation experiment with EDA tools. The proposed scheme also has great practical values for the design of portable test instrument.

Key words: low power consumption; serial interface; A/D conversion; FPGA; embedded processor; power quality monitoring
中图分类号: TM933 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0042-04

随着电能质量监测仪朝着网络化、小型化方向发展, 对它的功耗限制也就提出了更高要求^[1]。众所周知, A/D 转换是电能质量监测仪的核心器件, 其功耗、体积已直接成为影响监测仪能否实现小型化、低功耗的重要因素。常见带并行接口的 A/D 转换器件, 虽然具有逻辑控制较为简单、设计比较方便的优点; 但因该类 A/D 芯片管脚较多、体积较大, 尤其是其功耗较高, 因此在低功耗、小型化设计中受到了较大的局限。为此, 提出了一种使用带串行接口的微功耗 A/D 的并行多通道采集方案, 并着重给出了基于 FPGA 来设计带串口的微功耗 A/D 转换的复杂控制逻辑的实现途径, 以满足远程电能质量监测仪低功耗、小型化设计的要求。

1 电能质量监测仪的结构

为了监测谐波、功率因素、闪变、相位等各项电能质量指标, 监测仪需要测量三相电流、电压等参数, 然后再根据这些参数来作进一步的综合分析, 以得出各项电能质量指标^[2,3]。同时考虑到远程监测

的需要, 设计的基于 GPRS 电能质量监测结构如图 1 所示。

由图 1 可知, 该监测仪主要由六路并行的 A/D 采集通道、FPGA 控制模块、嵌入式微处理器、GPRS 无线通信模块组成。为扩展数据采集端存储容量, 嵌入式微处理器还连接有电子硬盘。六路模拟信号 (三相电流、三相电压) 分别经过各自的信号调理电路调理后, 再进入六路独立的带串行接口的 A/D 进行同步采集; 而复杂的采集时序逻辑控制, 则主要由 FPGA 来完成; 嵌入式微处理器除了控制整个采集及 A/D 数据的预处理外, 还将通过控制 GPRS 模块, 将所获得的电能质量参数, 经 GPRS 网络传给监控中心, 从而完成最终的电能质量综合分析。

根据系统指标, 选带串口的微功耗 A/D 转换芯片为 ADS8321^[4], 该芯片有以下优点: A/D 转换精度高 (16 位), 体积较小, 采样率为 10 Ksps 时功耗低于 1 mW, 非常适合小型化、低功耗监测仪器的设计要求。为进一步降低系统整体功耗, 其控制逻辑采用 ALTERA 公司的支持低功耗工作模式的 FPGA 来完成。

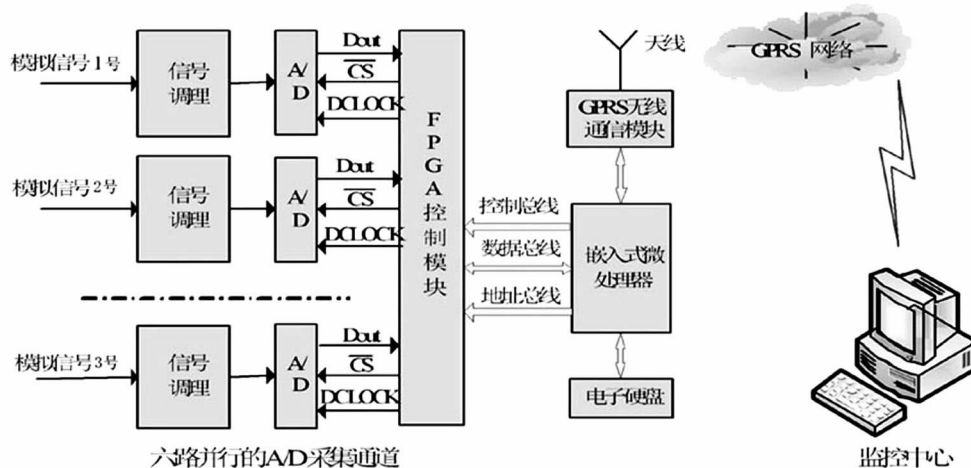


图1 基于 GPRS 电能质量监测仪结构

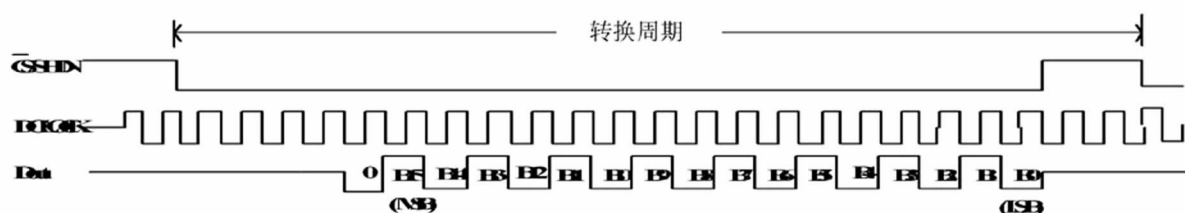


图2 ADS8321 的转换时序逻辑图

在这个论述范围,故在此不做介绍),如图3所示。

2 低功耗 A/D 控制逻辑设计

2.1 ADS8321 的工作时序

此监测仪 A/D 芯片 ADS8321 的基本时序图如图2所示^[4],图中给出了一个完整的 A/D 转换时序逻辑周期。其中CS/SHDN 为片选信号;DCLOCK 为串行转换同步时钟,由其决定转换频率;Dout 为 A/D 转换后的串行数据输出端。当CS/SHDN 为低时,芯片选通信号有效,在此信号下,前4个时钟为对输入的模拟信号采样时间,此后的16个时钟为16位串行数据依次从LSB~MSB(最低有效位到最高有效位)在Dout端输出。数据输出结束后,在CS/SHDN 由低变为高时,ADS8321 处于非片选状态,至此一个转换周期结束。由图可知,为了保证16位数据转换顺利输出,至少需要22个转换状态,这里采用有限状态机FSM(finite state machine)的状态逻辑控制,共22个转换状态。

2.2 FPGA 逻辑控制设计实现

根据图2中ADS8321的A/D转换时序逻辑图,对应的FPGA控制逻辑可分为译码控制模块、FSM控制模块、FIFO(first in first out)模块、时钟模块共4个(在FPGA中还有许多实现其他功能的模块,因不

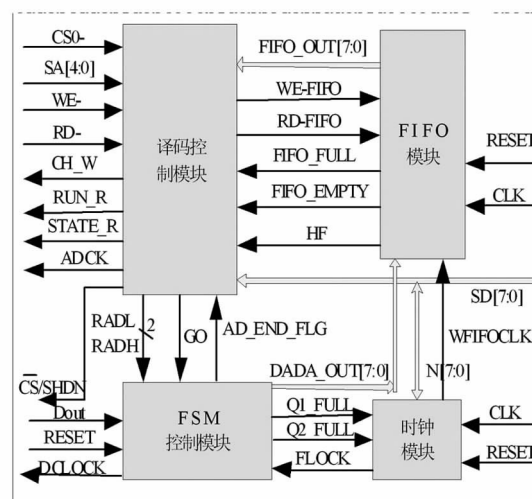


图3 FPGA 控制逻辑图

因该监测仪有6个数据采集通道,就对应应有6个FSM控制模块,而各FSM控制模块原理类同,故现只取其中一个A/D转换通道的控制逻辑进行描述。

图3译码控制模块中:由译码基地址CS0_和译码地址SA[4:0]根据RD_和WE_的微处理器的读写信号,产生设置输入数据通道和量程选择信号CH_W和启动A/D转换信号RUN_R、读A/D转换状态信号STATE_R以及ADCK为AD转换周期、

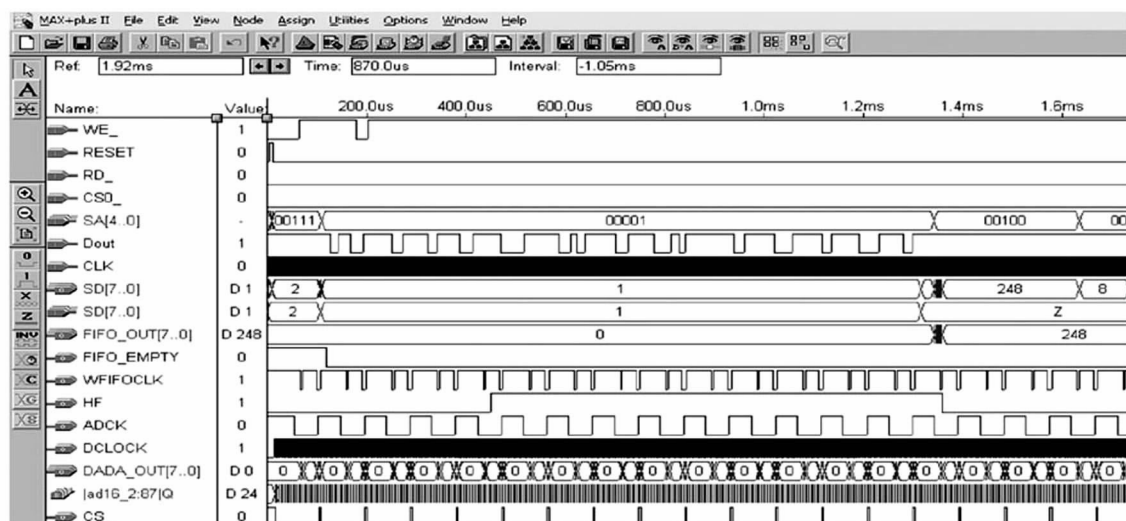


图4 控制逻辑仿真波形图

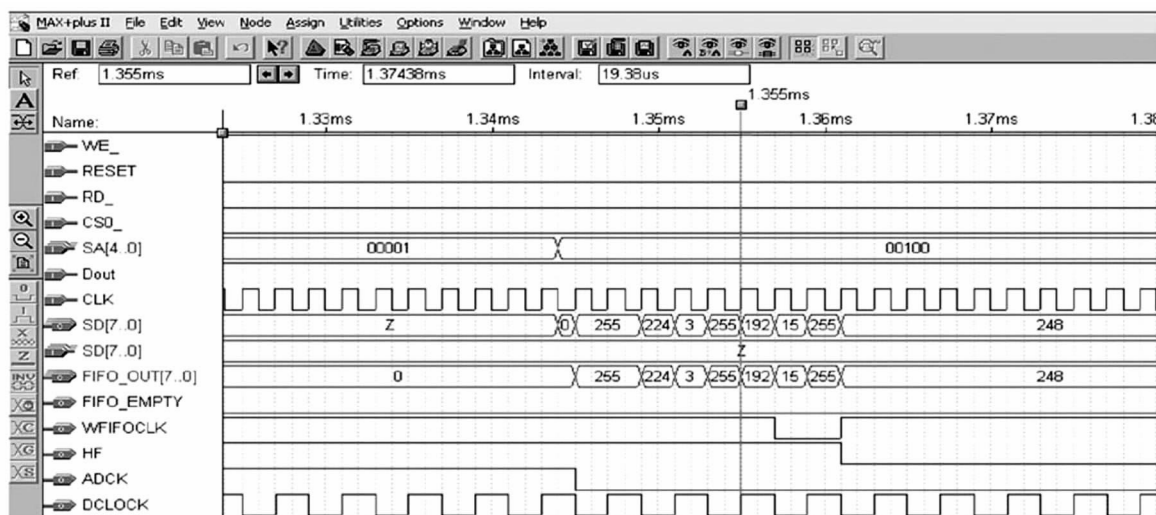


图5 时序放大图(1.356 ms处)

$\overline{CS}/\overline{SHDN}$ 为 AD 片选信号; 另外, $RADH$ 读数据高 8 位; $RADL$ 为读数据低 8 位; GO 为 FSM 转换控制字。在 FSM 控制模块中, $Dout$ 接 AD 芯片输出的串行数据; $FCLOCK$ 由时钟模块产生的 FSM 的转换时钟; $DCLOCK$ 为 AD 转换的同步时钟, 由其决定转换 AD 的转换速率; $Q1_FULL$ 为数据转换后的低 8 位结束信号, $Q2_FULL$ 为高 8 位转换结束信号, 这两个信号在时钟模块中进一步产生写 FIFO 的时钟 $WFIFOCCLK$ 。 AD_END_FLG 为 AD 转换结束标志位, 以用于 AD 转换状态的判断。在时钟模块中, $N[7:0]$ 为对时钟模块设置的分频初值以控制 $FCLOCK$ 的产生频率。在 FIFO 模块中, WE_FIFO 和 RD_FIFO 的读写 FIFO 信号根据 $FIFO_FULL$ 、 $FIFO_EMPT$ 及 HF 为 FIFO 的存储状态标志位对 FIFO 中的数据作读写操作。另外: 在各模块中 $RESET$ 为复位信号; CLK 为全局时钟。

通过上述各个信号的逻辑控制, 由总线译码控制模块对 1~6 号输入通道按时序循环选通, AD 转换后的串行数据由 $Dout$ 端进入 FPGA 中的逻辑控制模块中; 16 位串行数据在 FSM 中就转化为并行数据 $DADA_OUT[7:0]$ (及 16 位数据分高低两次) 存储到 FIFO 中, 由微处理器根据 FIFO 的状态标志位将 FIFO 的数据读出到 $FIFO_OUT[7:0]$ 上, 再由总线译码模块将数据传至微处理器的双向数据总线 $SD[7:0]$ 上。从而在微处理器中完成数据的运算。

3 FPGA 的控制逻辑仿真

根据上面所描述的数据控制流程, 采用 EDA 工具^[8]设计的仿真时序如图 4 所示, 图中重点给出了数据经过 FSM 后进入 FIFO 中和 FIFO 中数据读出到嵌入式微处理器数据总线 $SD[7:0]$ 的波形图。

译码地址为 00111 时为设置时钟模块的分频初值;译码地址为 00001 时是采集 A/D 转换后的数据进入 FIFO 中(图中设采集的前 8 个二进制数依次为 11111111、11110100、00000011、11000000、00001111、11110100、11111000)。当 FIFO 中的半满标志位为高时(为了仿真方便,设置的 FIFO 深度为 16,故数据存储深度为 8 时产生半满,实际电路中 FIFO 深度改变其参数为 2K 即可),译码地址为 00100 时,且读 RD_信号有效时,对应读取 FIFO 中的数据到数据总线上 SD [7:0]。从图 5 的逻辑放大图中显示了数据总线 SD [7:0] 上依次读出数据时的波形:输出的数据依次为 255、244、3、255、192、15、255、248(对应二进制数分别为 11111111、11110100、00000011、11000000、00001111、11110100、11111000)共计 8 个数据。输出完 8 个数据时,半满标志位 HF 从 1 变为 0,从而 FIFO 中的数据自动不再允许读出。以防止 FIFO 中的数据读空。由图 4 知 CS_、ADCK、WFIFOCLK 等信号时序均正确。根据电能质量监测系统的采样要求,采样频率设定为 10K。以上数据的正确读出验证了相关控制信号时序设计的正确性,也验证了整个设计方案的合理性。

4 结 语

为满足远程电能质量监测系统便携式监测终端的低功耗、小型化的需要,在一片 FPGA 上完成了多通道带串行接口的低功耗 A/D 的逻辑控制。设计中采用了 FSM、FIFO 等设计模块来完成其逻辑控

制的设计,经验证其控制逻辑能有效对采集的数据进行读写,实际应用中也达到了降低系统整体功耗的设计要求。采用 FPGA 的硬件描述语言的设计方案,使得电路的设计更加灵活、高效,也降低了电路制作 PCB 板的面积开销,也使得电路的集成度更高,系统更加稳定、可靠;由于 FPGA 具有可远程更新的能力,它能够满足了现代仪器网络化中对终端系统进行在线升级的要求。此 A/D 转换逻辑控制的方案不仅适用于前面所描述电能质量监测系统中,在其他对低功耗、小型化要求较高的便携式仪器的嵌入式系统的设计中也有较大的应用价值。

参考文献

- [1] HongLi Zhou. GPRS Based Power Quality Monitoring System [J]. Networking, Sensing and Control, 2005 Proceedings. 19-22 March 2005, Chalmers University of Technology. USA.
- [2] 刘芯宇. 基于 GPRS 的电费抄收催一体化技术在电力系统中的应用 [J]. 四川电力技术, 2012, 35(3): 58-61.
- [3] IEEE Standard 1159. IEEE Recommended Praterice for Monitoring Power Quality [S].
- [4] 16_Bit, High Speed, Micro Power Sampling Analog - to - Digital Converter [OL]. <http://html.alldatasheeten.com/html-pdf/56565/BURR-BROWN/ADS7835/501/1/ADS7835.html>, 2011-10-11.
- [5] Bhasker, J. Verilog HDL Synthesis: A Proctical Primer [M]. Star Galaxy Publishing, PA, 1998.

作者简介:

沈 策(1954),男,专责工程师,主要从事电力系统及其自动化研究和管理工作。(收稿日期:2013-02-01)

(上接第 14 页)

4 结 论

四川电网已形成了特高压交直流混联电网,未来还将形成特高压交直流并列运行的格局。为此,对四川特高压交直流电网安全运行保障技术框架进行了研究,对指导四川电网防御控制系统的实施具有一定的参考作用。

参考文献

- [1] CIGRE WG C2.02.04 Technical Brochure: Defense Plan against Extreme Contingencies [J]. Electra, 2007(231): 47-61.

- [2] 薛禹胜. 综合防御由偶然故障演化为电力灾难——北美“8.14”大停电的警示 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27(18): 1-5.
- [3] 陈相宜,陈允平,李春艳,等. 构建大电网安全防御体系——欧洲大停电事故的分析及思考 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31(1): 4-8.
- [4] 李碧君,许剑冰,徐泰山,等. 大电网安全稳定综合协调防御的工程应用 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 25-30.
- [5] 汪际峰,沈国荣. 大电网智能化的若干关键问题 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 10-16.
- [6] 薛禹胜,肖世杰. 综合防御高风险的小概率事件:对日本相继天灾引发大停电及核泄漏事件的思考 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(8): 1-11.

(收稿日期:2013-02-05)

550 kV 变压器安装过程中故障原因分析及处理

刘贞超¹, 徐文刚¹, 赵燕梅¹, 刘松杭¹, 高 为²

(1. 二滩水电开发有限责任公司锦屏水力发电厂, 四川 西昌 615000;

2. 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072)

摘 要: 某水电站一台 550 kV 主变压器热油循环完成后, 在测试变压器直流电阻时, 发现其高压侧直流电阻为无穷大, 介绍了该故障的分析与处理过程, 并提出了变压器生产、运输、安装、运行中应注意事项。

关键词: 变压器; 无励磁分接开关; 冲撞记录仪; 故障分析

Abstract: After the completion of hot oil circulation for 550 kV main transformer in a hydropower station, it is found that the DC resistance in high-tension side is infinite when testing the DC resistance of the transformer. The cause analysis and fault processing are introduced, and the matters needing attention in the process of transformer manufacturing, transportation, field installation and operation are proposed.

Key words: transformer; tapping switch without excitation; crash recorder; fault analysis

中图分类号: TM704 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2013)03-0046-03

0 概 述

某水电站安装的单相 550 kV 无励磁调压单相无载调压变压器, 型号为 DSP-223 000/500, 额定电压为 $550\sqrt{3} \pm 2.5\% / 20$ kV, 带某品牌无载分接开关。变压器中性点采用直接接地方式, 冷却方式为 ODWF。变压器的 20 kV 低压侧通过由 ABB Micafil 公司生产的大电流油-空气套管与封闭母线连接, 变压器 550 kV 高压侧通过由 ABB Micafil 公司生产的 RTKG 油-SF₆ 气体套管与 GIS 连接, 中性点套管采用沈阳传奇生产的环氧树脂浸纸油-空气 (ETA) 套管^[1]; 低压线圈采用两柱并联、高压线圈采用两柱串联的双柱结构(图 1)。

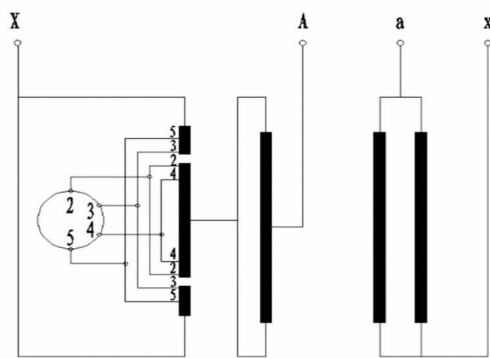


图 1 变压器电气接线原理图

1 故障概况

该变压器于 2012 年 7 月开始安装, 在变压器热油循环完成后, 在进行常规电气试验时, 测试变压器在额定档位(档位 2)的电压比为 $> 10\%$, 严重超出规范要求的 $\pm 0.5\%$, 随后测试其高压绕组的直流电阻值为无穷大, 将档位调至其他档位时, 也存在相同的现象, 甚至用 2 500 V 兆欧表连接绕组首末端, 其绝缘为 200 M Ω , 同时在切换档位过程中无明显变化。初步检查表明, 变压器高压绕组回路存在断点或严重接触不良^[2]。

2 故障原因分析与处理

新安装的变压器, 造成其绕组回路断线或引线接头接触不良的可能因素主要有以下几种可能。

- (1) 变压器在工厂安装中绕组连接错误、接头焊接不良等;
- (2) 工厂安装中绕组引线未接入分接开关、接触不良或接线错误;
- (3) 工厂安装中将分接开关置在空档位置;
- (4) 变压器在运输过程中受到严重冲击, 引起绕组接线、分接开关触头等连接部位松动;

(5) 变压器在入场安装就位过程中受到严重冲击,引起绕组接线、分接开关触头等连接部位松动;

(6) 现场安装过程中绕组引线未接入高压套管、中性点套管的连接端子或引线连接螺栓松动;

(7) 分接开关动触头或静触头接触不良。

从变压器的出厂试验报告(见表1)可以看出,在变压器3档测试中,电压变比最大偏差为 -0.23% ,直流电阻最大相间不平衡率为 0.66% ,均满足标准要求。由此可以排除上述原因的(1)、(2)、(3)项。

变压器在运输中的冲撞记录仪的最大记录值为 1.9 g ,在允许的 3 g 范围内,由此可说明变压器在一次运输中产生的震动不会引起线圈各连接部位松动,可排除第(4)项。

但变压器在入场后即拆除了冲撞记录仪,安装就位中未使用冲撞记录仪检测。场内二次倒运中控制匀速拖动,由于托运轨道在厂房主轨道与进入主变压器室分支轨道交叉处有一个约 3 cm 的间隙(如图2标记所示),变压器在过此间隙时,可能会引起变压器较大幅度的震动;另变压器在落放到基础上的过程中,是由4名工人独立操作4点的千斤顶来完成的,在此过程中产生的升降不同步,变压器会有一定幅度偏移和振动,结合两方面的分析,变压器在场内二次倒运和就位过程中存在冲撞记录超标的可能,会对变压器器身本体的线圈、铁心、分接开关及内部连接部位造成一定冲击,第(5)项存在可能。

表1 出厂试验高压绕组对低压绕组电压比偏差和高压绕组电阻测量数据

分接位置	相序	测量电压比 /%	测量高压绕组电阻 / Ω
1 档	A	-0.20	$0.279\ 1$
	B	-0.23	$0.278\ 3$
	C	-0.19	0.2805
2 档	A	-0.18	$0.271\ 3$
	B	-0.20	$0.272\ 9$
	C	-0.18	$0.269\ 5$
3 档	A	-0.14	$0.261\ 5$
	B	-0.17	$0.261\ 1$
	C	-0.20	$0.262\ 7$

由于第(6)、(7)项原因需要进入变压器内部进行检查才能确认,又结合上述分析,可能的原因主要集中在(5)、(6)、(7)这3个方面。为了进一步查明原因,现场对变压器进行了排油,并做了详细的检查和处理。



图2 变压器运输轨道结构

2.1 检查绕组连接情况

在将变压器油位排到低于中性点套管升高座后,打开中性点套管升高座接线法兰,检查发现中性点套管下端接线端子与高压绕组尾端连接紧固、无松动;而后继续排油,直至排空。打开变压器进入孔,进入变压器内部,经检查,高压套管下端接线端子与高压绕组首端连接紧固、无松动;分接开关与绕组引线连接紧固、无松动。故可排除(5)、(6)项所述原因。

2.2 分接开关检查

2.2.1 分接开关操作机构检查

拆除分接开关开关头进行检查,开关头档位闭锁结构(开关头闭锁结构如图3所示)无异常,槽轮拨杆与耦合轴套配合无异常,开关头和手动操作机构面板位置指示显示一致,无异常。

2.2.2 分接开关本体检查

进入变压器内部,检查发现分接开关动触头位置不正确,发生错位现象,开关档位指示为2档,但是开关触头位置处于空挡位置5档上,从而导致分接开关始终在空挡上切换,使各个档位上故障现象一致,分接开关动触头结构如图4所示;后拆除上部开关头,将开关旋转至1档,同时调整开关头位置,使其档位指示为1档后,回装开关头,测试分接开关在各档位下直流电阻和高压绕组直阻均合格,故障消除。

综上所述,引起直流电阻不合格的原因是由于分接开关的触头错位所致,虽然变压器出厂试验均合格,但是按照变压器厂家的工艺流程,变压器在完成出厂试验后,需重新吊罩检查,吊罩前,需要先拆除分接开关开关头,在这个过程中,使变压器无励磁分接开关旋至空挡位置,造成分接开关错位,回装过程中,安装人员疏忽没有发现,使开关触头实际位置与档位指示不一致,从而导致变压器的本起故障。



图3 分接开关开关头结构



图4 分接开关动静触头

3 结 论

基于此次变压器安装过程中发生的该起故障,对该故障进行了过程分析总结。为了避免类似异常现象再次出现,变压器在生产、运输、安装、运行中建议注意以下几点。

①变压器制造厂在变压器总装后、出厂前,应做好检查和试验,以保证分接开关接线正确、紧固,动触头位置准确。

②冲撞记录仪应在变压器就位后再拆除。变压器从出厂到现场的运输及整体就位前,应连续使用冲撞记录仪,以便监测和记录全程的冲撞情况。尤其是在变压器入场后,二次倒运运输路况的复杂性和就位安装过程中的不可控性因素,使变压器受到冲击的可能性大大增加,因此建议变压器就位以后再拆除冲撞记录仪。冲撞记录仪可以完整记录全过程冲撞数据,为后期内检、安装、试验、运行过程中可能出现的内部故障提供有力的分析依据。

③重视变压器内部检查。变压器的内检工作,应严格按照工序工艺施行,并做好相应的记录,以防

漏项。特别是内部各个部位的引线连接或焊接的可靠性,比如:绕组引线与套管和分接开关是否连接紧固,分接开关触头接触是否良好、无错位等,都应作为重点项目进行检查。

④变压器注油前应进行详细检测。在注油前,应做好变压器铁心及夹件绝缘检查,进行绕组的电压比、直流电阻的测试以及绕组的绝缘电阻检测等有关试验项目,并将测试结果与出厂试验值对比,可及早发现诸如分接开关触头氧化、接线松动等问题,避免在充油后再处理问题的繁琐与困难。

⑤变压器在运行期间,应定期操作分接开关。无载分接开关切换频率较低,长期运行后触头上可能出现油膜氧化物和油污,因此变压器的分接开关应定期操作。虽然有些分接开关采用了超行程设计以保证触头的净化和接触,但在实际操作中仍需往复来回切换档位,以靠动静触头之间的摩擦来清洁触头表面的附着物。

⑥变压器分接开关结构。通过分析本起变压器故障,其实质原因是开关动触头旋转了 180° ,其开关头槽轮拨杆与耦合轴套仍然可以插入。在考虑二者机械强度满足操作要求的情况下,若采取偏心式结构,保证槽轮拨杆与耦合轴套插入位置固定,定然不存在触头实际位置与开关头档位显示不一致的情况。

参考文献

- [1] DL/T 596-2005, 电气设备预防性试验规程 [S].
- [2] 马丽山, 谢彭盛, 李军, 等. 某750 kV 变压器故障分析及处理 [J]. 青海电力, 2010, 29(4): 51-54.
- [3] 党相成. 主变分接开关内部错位实例分析 [J]. 变压器, 1998, 35(7): 35-38.

作者简介:

刘贞超(1985), 男, 助理工程师, 研究方向为高压、电气一次方向;

徐文刚(1975), 男, 工程师, 研究方向为高压、电气一次方向;

赵燕梅(1963), 女, 高级工程师, 研究方向为电气一次方向;

刘松杭(1987), 男, 助理工程师, 研究方向为高压、电气一次方向。

高 为(1983), 女, 工程师, 研究方向为高压电气设备故障诊断。

(收稿日期: 2013-02-26)

104 规约在成都电网调度自动化系统中的运用分析

张大伟

(成都电业局, 四川 成都 610041)

摘要: 针对 104 规约调试过程中出现的问题, 提出了相关解决措施。介绍了 104 规约的设置, 网络通道的调试流程, 变电站数据总召及死区值设定、遥控操作、关键参数设置等内容。通过举例方式列举了基础数据维护中的常见缺陷, 并提出了解决办法, 为电网运行提供准确数据, 保障电网安全可靠运行。

关键词: 104 规约; 自动化主站; 远动终端; 调试; 调度自动化

Abstract: Aiming at the problems occurring in commissioning procedure of protocol 104, the corresponding measures are proposed. The settings of protocol 104 are introduced as well as the commissioning flow of network channel, the deadband and critical parameter setting, total data requirement and remote control. The common defects in basic data maintenance are illustrated with examples, and the countermeasures are proposed. With the use of protocol 104, the dispatching automation system can provide more accurate data for grid operation, which could ensure the safe and reliable operation of power grid.

Key words: protocol 104; automated master station; remote terminal unit; commissioning; dispatching automation

中图分类号: TM76 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0049-03

0 引言

智能电网建设的不断推进, 对电力通信规约提出了更高的要求, 传统的循环式规约已经不能满足智能化变电站通讯的需要, 电力调度数据网的成功建设, 为智能变电站的通讯提供了强有力的保障。目前, IEC 60870-5-104 规约在调度自动化系统中开始广泛运用, 相比于以前的远动规约, 更加灵活、简单、经济、可靠。

目前 104 规约有 1997 版和 2002 版之分, 2002 版对 1997 版的地址段进行了扩充, 更好地满足智能化变电站信息量的需求, 扩充比较如表 1 所示。成都地调 EMS 所使用的 104 版本为华中 2002 版。

表 1 1997 版与 2002 版 104 规约地址分配

类别	1997 版	2002 版
遥信	1H-400H	1H-4000H
遥测	701H-900H	4001H-5000H
遥控	B01H-B80H	6001H-6100H
电度	C01H-C80H	6401H-6600H

1 通道测试

EMS 系统中建立对应的厂站, 填写 IP 地址及

RTU 号, 选择对应的规约(IEC-104 规约), 厂站端也做相应的配置, 104 规约配置如图 1 所示。

若通道配置无误, 则主站端发出激活报文帧功能码 07, 远动设备端应答帧功能码 0B。已建立的链接会通过发送测试 APDU (TESTFR = 激活) 并得到接收站发回的 TESTFR = 确认, 在两个方向上进行测试。

通信地址数	1024	SOE起始地址 (0x)	1
遥测起始地址 (0x)	4001	SOE地址数	1024
遥测地址数	512	SOE转通信变位	否
电度起始地址 (0x)	C01	源地址字节数	1
电度地址数	128	公共地址字节数	2
遥控起始地址 (0x)	6001	信息体地址字节数	3
遥控地址数	128	遥测类型	短浮点数

图 1 104 规约设置

通常通道测试过程中会出现一些问题, 比如可以 ping 通远动设备网关地址, 不能 ping 通远动设备 IP 地址, 或者通道时通时断, 误码率高, 这个时候需要检查网关配置, 查看是否开放 2404 端口, 检查网络硬件设备运行情况等。远动设备应确保配置文件中添加了所有主站前置机的 IP, 以防止主站前置机

切换时通道中断,链路建立的一般流程如图2所示。

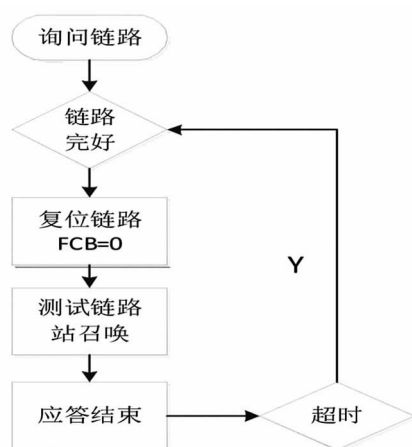


图2 104 链路建立的一般流程

2 总召唤与死区值设定

104 规约中规定,远动设备端主动传送至主站的遥测遥信均为变化数据,若数据一直不变化,则不主动上送,为了防止大批量的数据不刷新状态出现,需要定期对远动设备的全数据进行召唤。主站端总召报文如图3。

发送(总召): 680E90026E8A 64 01 06019500 000000 14
接收(总召): 680E6E8A9202 64 01 07009500 000000 14

图3 总召报文

从报文中可以看出,主站下发06,远动设备端响应(07)正常。在调试110 kV 桐梓林站、110 kV 红旗站、220 kV 三圣站时出现主站端不能主动下发总召命令,经检查为站端变化遥测的死区值设定较小,有大量的变化遥测(一级数据)上送,导致主站不能有效地响应总召命令,修改站端死区值后正常,通常变化遥测的死区值设定为采样精度的5/1 000,系统自动总召周期设定为15 min。

3 基础数据缺陷

基础数据包括开关刀闸位置、保护信号状态、遥测数据。

EMS 主站端与远动设备调试时,一定要注意基础数据的起始点号,一般远动设备端从“1”开始,而主站端从“0”开始,在变电站改造涉及运行设备,此点尤为重要。

• 50 •

3.1 基础遥信缺陷及处理

核对主站信号状态,可能出现和远动设备端状态不一致,包括开关刀闸位置不一致、保护信号状态不一致、开关双位置错等,处理方式为核心对遥信点号、极性、所选通道,若点号极性无误,则为远动设备端故障,通知相关人员处理。

3.2 基础遥测缺陷及处理

遥测数据常见缺陷为数据不刷新,曲线为直线,导致这个问题有两个方面的原因,一是通道保持畅通,数据没有上送,保持在最后一次变化的状态;二是远动设备端设定死区值较大。针对上述两种情况,第1种需要重启站端总控机,第2种情况需要修改死区值。另外常见遥测缺陷为站端更换一、二次设备,更换线路TV、TA,系数变化未及时通知主站值班人员导致系数不对,这种情况需要和站端核对系数并做相应的修改。

另外一个值得注意的缺陷为某一个厂站所有遥测数据均无小数,104 规约遥测传送可以采用归一化值、标度化值、短浮点数传送,通常采用归一化值,但有个别站(如220 kV 苏场站)采用短浮点数传送,若此时规约设置仍选择归一化值,则会出现全厂站无小数的问题。

3.3 报文正常显示,SCADA 显示不正常

报文正常显示,也能够被正确解析,但与实际值核对不上,这是调试104 常见故障之一,造成这种现象的主要原因有两点。一是主站与远动设备端关于遥测、遥信、遥脉、遥控的起始地址定义不一致,造成了“错位”;二是远动设备传送的信息量超过了主站预设的信息范围,对于超出的部分,主站做了丢弃处理。对于第一种情况,处理方法为核心对主站与厂站端的规约设置;第二种情况更改主站端对应厂站的最大允许传送遥测遥信的设置值。

4 遥控操作

104 规约有单点遥控和双点遥控两种模式可供选择,调试前应和远动设备端仔细核对相关设置,通常选用单点遥控。

主站下发典型单点遥控预置报文如下。

68(启动符) 0e(长度) 20 00(发送序号) 06 00(接收序号) 2d(类型标示) 01(可变结构限定词) 06 00(传输原因) 01 00(公共地址即RTU 地址) 05 60

00(信息体地址,遥控号 = 0x6005 - 0x6001 = 4) 80。

如果遥控选择但是没有返回,首先要确认厂站是否允许遥控,其次认真核对遥控号,一般情况自动化主站遥控号从 0 开始(对应 104 规约中的 0x6001),变电站运动设备的遥控号从 1(对应 104 规约中的 0x6001) 开始。

如果有返回,但返回失败,如图 4 所示。



图 4 遥控失败界面

发送(遥控): 680E7A026A88 2D 01 06019500 056000 81
接收(遥控): 680E6A887C02 2D 01 47009500 056000 81

图 5 遥控失败报文

图 5 为返回遥控失败时的报文,可以看到主站发出遥控选择(06),而运动设备应答(47: 未知的信息对象地址),从而遥控失败。首先核对遥控对象号,其次与远东设备端核对 104 规约版本号,另外智能站(如 110 kV 新牧马山、110 kV 威灵站) 对于同一个开关,30 s 内的第 2 次遥控也会报类似的结果。

5 几个关键参数

在通道建立过程中,经常会发生建链超时,可以核对超时参数设置进行检查,超时参数详细说明如表 2 所示。

表 2 超时参数说明

参数	默认值/s	说 明
t_0	10	连接建立的超时
t_1	12	发送或测试 APDU 的超时
t_2	5	无数据报文时确认的超时, $t_2 < t_1$
t_3	15	长期空闲状态下发送测试帧的超时
t_4	8	应用报文确认超时

104 规约对于报文的安全传输也做了特别的规

定。在创建一个 TCP 连接后,发送和接收序列号都置 0,两个序列号在每个 APDU 和每个方向上都应按顺序加一,发送方增加发送序列号,接收方增加接收序列号,当未确认 I 格式达到 k 个时,发送方停止发送,在接收方接收到 w 个 I 格式时就必须给确认,同时还需要遵守表 2 中 t_1 和 t_2 的超时限制,原则上 $w < k$, w 与 k 值详细参数如表 3 所示。

表 3 报文安全传输关键参数

参数	默认值(APDU)	取值范围(APDU)
k	12	1 ~ 32 767
w	12	1 ~ 32 767, $w < 2 k/3$

6 结 论

通过对 IEC 60870 - 5 - 104 规约接入过程中遇到的各种故障现象分析解决,提高了自动化人员处理相关故障的能力,使调度自动化系统运行更加稳定,提供更加准确的实时数据,确保电网安全可靠运行。

参考文献

[1] IEC 60870 - 5 - 104,运动设备及系统第 5 部分传输规约 104 篇采用标准传输协议子集 IEC 60870 - 5 - 101 网络访问 [J].

[2] DL/T 5003 - 2005,电力系统调度自动化设计技术规范 [S]. 北京: 中国电力出版社,2006.

[3] 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.

[4] 郝文斌,洪行旅,陈立. 智能电网地区调度支持系统框架研究 [J]. 四川电力技术,2011,34(4): 1 - 3.

[5] 梁竹靛,韩兵,彭勇. IEC 60870 - 5 - 104 规约在分布式电力监控系统中的应用 [J]. 电力系统保护与控制,2011, 39(4): 124 - 127.

[6] 任雁铭,操丰梅,唐喜,等. 智能电网的通信技术标准化建议 [J]. 电力系统自动化,2011,35(3): 1 - 4.

[7] 温柏坚,俞斌,白裕豪,等. 广东电网新一代调度自动化技术支持系统总体方案研究 [J]. 南方电网技术,2011, 5(1): 18 - 21.

作者简介:

张大伟(1984), 男, 研究生, 工程师, 研究方向为电力调度自动化。

(收稿日期: 2013 - 01 - 10)

考虑多规则约束的统调火电机组合同电量修正策略

何治华¹, 刘友波², 刘俊勇², 刘洋², 李响¹, 凌亮¹, 过夏明¹

(1. 四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要: 在当前电力市场模式下, 电网公司需对供区内统调机组发电合同的计划分解、进度监视、执行修正、合同考核, 而现有分析工具缺乏考虑诸多外部规则的统调机组合同电量修正算法。这里将合同电量修正中的节能环保规则、经济规则、公平性规则、系统规则、定制规则进行集中建模, 以约束的形式体现到合同调整成本最小的决策模型中, 并辅之以一定的松弛条件, 利用 Java Netbeans 7.0 开发平台, 开发了考虑多规则约束的统调火电机组合同电量修正分析程序, 能作为调度部门进行合同电量修正、合同执行进度优化、计划执行质量预警的辅助决策工具。

关键词: 多规则约束; 统调机组; 合同电量; 修正策略

Abstract: Considering nowadays electricity market in China, it is a significant task for the grid corporation to make generation plan schedule, monitor contract progress, perform generation plan adjustment and assess the contract. Due to lack of researches in this field regarding constraints based on complex rules, there are few tools to help manage the task. The rules of environmental protection, economic issues, fairness principle, power system operation restriction and special requirements are established together as a series of constraints of mathematical planning model with relaxation conditions, whose objective is the minimization of adjustment cost. Based on Java Netbeans 7.0 platform, the relevant computer program is developed, which can be used as decision-aided tool for generation contract optimization and generation plan performance monitoring.

Key words: multi-rules based constraints; central-dispatched units; generation contract; adjustment strategy

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0052-05

0 前言

在中国当前电力市场运行机制下, 年度上网电量合同是组织电力交易的最主要形式, 多年实践表明, 省级电网公司调度部门对供区内统调机组发电合同的计划性分解、进度监视、执行修正、完成考核有利于特大型输电系统安全稳定, 并兼顾电力市场平稳运行及合理过渡^[1]。实际工程中, 合同电量的修正一般遵守既定原则, 如“三公”、节能或经济原则, 具体方法简单实用, 但忽略了较多客观因素, 致使电网公司难以进行精细化的发电计划管控; 理论上, 不同时间尺度下的统调机组合同电量分解与滚动是一个多目标、多因素制约的寻优问题, 在时段平均利用小时、机组排放序列、检修计划、丰枯平衡等众多约束下, 寻求一组可行的计划调整方案。近年来, 市场公平性和节能调度愈发受到关注, 统调机组合同电量的精细化管理算法也随之得到了重视。文献[2]根据电量预测偏差、机组少发电量和被核减

合同电量对合同完成率的影响, 定义了修正后的合同电量完成率, 进一步构造了基于修正加权变异系数的合同电量执行公平性指标, 用于测算给定时间跨度内任意机组合同电量实际完成情况及调度公平度。文献[3]考虑风电并网后的不确定性, 提出一种能考虑多时间段各类动态约束的发电计划滚动优化算法, 用以保持发电计划的可行性, 减小系统运行风险。随着人们对环保问题的深入认识, 电力系统节能调度已成为安排系统运行方式的重要原则。文献[4]提出了一种节能发电调度模式下制定火电机组月度发电计划的方法, 可以在计算发电计划同时给出节能发电调度序位表和组合优先级, 但未考虑各机组间合同完成进度, 容易造成实际需求电量严重偏小时某些机组无法开机的问题。在此背景下, 这里提出较为完整的考虑多规则约束的统调火电机组合同电量修正算法, 将时段受阻电量、电量平衡滚动、合同进度偏差、节能调度与利用小时数等多类规则融入到策略模型中。四川电网实际算例验证了所提方法的有效性。

1 统调火电机组合同电量修正

1.1 一般性原则

在一定时间段内(如一月、一旬或一周)待执行合同电量作为制定该时间段内生产方式和考核机组发电水平的重要依据,应充分考虑既定的市场规则、已完成情况、时段内机组特性及检修计划等诸多条件,力求使合同电量的时序分配更符合省级电力市场与系统运行实际。当前,“三公”和节能降耗是合同电量核准修正的主要原则,反映在不同的修正模型中即为不平衡电量分摊机组的排序优先权重具有差异。实际应用中,当出现合同执行偏差时,对统调机组合同电量的处理以滚动修正为主^[6],将对象时段实际执行电量与计划电量的差额按一定原则和约束分配到后续时段中。例如,文献[6]以负荷平衡、检修计划、发电量上下限为约束,以调度公平和经济性作为目标提出了火电机组年合同电量编制算法。而文献[7]则在月度竞价市场框架基础上,开发了将年度中标合同电量分解到各月的均衡化滚动算法,以利于电力市场稳定及降低电网公司购电成本。

1.2 实际应用中存在的问题

当前对省级统调火电机组的合同电量修正方法仍较为粗糙,更多的研究倾向于如何将各机组超前、滞后电量编制到后续电量平衡中,并进行总体控制,使得各机组某时段内合同总量不会偏差过大。然而以单纯滚动编制的手段难以考虑多个规则约束的作用,使执行计划的修正问题缺乏优化操作。造成此类问题的难点之一在于,对合同电量修正的规则性约束较为模糊、相关参数难以确定、阈值选取缺乏依据等。例如传统滚动修正方法中,常见环保优先、兼顾经济、利用小时大致相当等模糊性原则,进一步可细分为如下几方面。

(1) 节能环保规则,即机组煤耗、排放因素需予以考虑,实际中火电机组煤耗、排放性能有既定序列表,理论上可用相应权重参数表示。

(2) 经济规则,不同电气位置的机组上网电量造成的边际网损有一定差异,此外,上网电价也不完全相同,从减小购电成本提高运行效益角度,经济性是电网公司核调合同计划时必须考虑的问题。

(3) 公平性规则,在中国当前电力市场阶段,难以全盘采用竞争性报价方式确定中标合同与上网电

量,仍必须要坚持一定的公平性,例如在节能调度大原则下,排放指标属于同类的机组应具有大致相当的利用小时,同类机组合同执行进度应保持一致,合同偏差方向保持一致等。

(4) 系统规则,即存在从电网安全稳定运行角度出发必须以一定利用小时带负荷上网发电的机组,如某些调峰机组、地区重要无功支撑机组等。

(5) 定制规则,即一些人为制定且已为市场认可的管理性、政策性规则,如某电厂总合同进度保持一定水平、公平和效率因素如何定义和量化等。

目前尚未有成熟的方法能在统调火电机组合同电量执行计划修正中考虑上述多种规则,亦缺乏必要的优化建模过程,无法为更好的修正、调整方案计算提供理论支撑。

2 合同电量修正的多规则约束

传统中对统调机组合同电量的修正考虑因素均过于简单,容易造成未来考察时段内计划电量与实际工况较大幅度失准的情况,削弱了对生产方式安排的指导意义。综合“三公”、节能调度与经济性原则,本节对此过程中应考虑的若干修正策略制定进行详细建模。设在某一固定时间尺度 t 内进行统调机组合同电量的执行计划修正, t 可为月、周或旬,为方便理解,假设 t 为月,即进行月度电量的修正策略优化,其他可以此类推。由于合同电量的计划修正仅与当前执行情况及未来单位时间段内约束有关,设参与合同执行计划修正的机组共 N 台,剩余月份为 M ,机组 i 在第 j 月原上网合同电量为 W_{ij} ,修正变量为 ΔW_{ij} 。

2.1 刚性电量与受阻电量

对于剩余任意月度 m ,机组 i 计划上网电量具有刚性电量与受阻电量约束。刚性电量指由于电气约束、保障性上网而必发的最小电量 $W_{ij,\min}$,通常可用机组 i 在 t 时段内的日均最小利用小时、 t 内小时数和机组容量的积表示,因此存在如下刚性电量约束。

$$W_{ij} + \Delta W_{ij} \geq W_{ij,\min} \quad \exists W_{ij,\min} = h_{ij,\min} TC_i \quad (1)$$

式中, $h_{ij,\min}$ 表示机组 i 在第 j 月内日均最小利用小时; T 为时段总小时数; C_i 为机组 i 装机容量。

受阻电量影响因素主要为检修、供煤、汛期水电大发。其中,汛期配合水电大发因素在年初合同分解时已经考虑,一般不会出现重大变化,而检修和供

煤状况则有可能根据实际情况调整,因此受阻电量可取2者中的较小值,即

$$W_{ij} + \Delta W_{ij} \leq W_{ij\max} \quad (2)$$

$$\exists W_{ij\max} = \min(\alpha_1 Th_{ij\max} C_i, \alpha_2 Th_{ij\max} C_i)$$

式中, $h_{ij\max}$ 表示机组 i 在第 j 月内日均最大利用小时; $\alpha_1, \alpha_2 \in [0, 1]$ 分别为非检修小时数占比、预测存煤可支撑满发小时数占比。在实际中, $h_{ij\min}$ 和 $h_{ij\max}$ 一般为常数,刚性电量与受阻电量给定了机组 i 在月份 j 进行执行电量调整幅度的上下限。

2.2 电量平衡与滚动规则

剩余每个时间段内的发供电量平衡是合同电量执行计划修正的目的之一,而需求侧电量预测在修正前可能有所改成并产生新的偏差累计至各机组后期执行计划中,若将各机组总合同电量设为定值,则可能导致相互矛盾的约束条件而造成模型不可解,因此引入机组合同松弛因子 β 消纳电量平衡所产生的新偏差,其等式约束和不等式约束分别可用式(3)~(5)表达。

$$\sum_{j \in I} (W_{ij} + \Delta W_{ij}) = L_j \quad (3)$$

$$(1 - \beta) E_i \leq \sum_{j \in I} (W_{ij} + \Delta W_{ij}) \leq (1 + \beta) E_i \quad (4)$$

$$|\Delta W_{ij}| \leq \gamma W_{ij} \quad \forall i, j \quad (5)$$

式中, L_j 为第 j 时段需求侧电量预测; 松弛因子 β 可取5%; E_i 为年合同电量与到当前月已实际上网的电量之差。式(5)为各机组各月调整不得超过其原计划电量的比例, γ 为比例系数,取值20%,式(5)和式(1)、(2)共同决定了电量调整幅度约束。

2.3 合同进度偏差约束

对于丰枯期发电构成变化较大的系统,必须分别保证丰水期和枯水期内发电合同执行进度符合一定水平,且从公平性出发,宜保证各机组总合同执行进度大致处于同一水平。基于初始的电量合同分解表,可得到机组 i 在各月初始完成进度。

$$S_{ij} = \frac{W_{i0} + \sum_j W_{ij}}{E_{iy}} \quad \exists j \in [1, M] \quad (6)$$

式中, E_{iy} 为机组 i 年电量合同总量; W_{i0} 表示修正前机组 i 已实际执行的电量; $S_{iM} = 100\%$,修正后的执行进度应处于与修正前大致相当的水平,可用以下不等式表达,其中 ω 为进度水平的约束松弛因子,用于改善解的可行域,这里取 $\omega = 0.075$ 。

$$(1 - \omega) S_{ij} \leq \frac{W_{i0} + \sum_j (W_{ij} + \Delta W_{ij})}{E_{iy} + \sum_j \Delta W_{ij}} \leq (1 + \omega) S_{ij} \quad (7)$$

2.4 节能调度约束

发电排放量是当前电力市场模式下的相当重要考核指标。在合同电量分解阶段,往往以给定排放序列(与机组装机规模有关)进行出清,并辅以一定公平性原则,如同等级机组利用小时大致相当等。在合同电量修正阶段,也应有相应的排放变化量约束。以参数 ξ_i 表示机组 i 的线性化氮氧化物排放当量参数(t/kWh), $\Delta W_{ij} \xi_i$ 即为该机组在第 j 月的排放修正量,节能调度规则表现为剩余时段排放当量不应高于计划剩余排放当量,可描述为

$$\sum_j (W_{ij} + \Delta W_{ij}) \xi_i \leq (1 + \sigma) (N_y - N_a) \quad (8)$$

式中, N_y, N_a 分别为合同电量总排放当量和已发月份排放当量; σ 为排放当量约束的松弛因子,设定为0.02。

2.5 机组利用小时规则

当前的市场考核机制中,机组利用小时约束包括两个方面:①单个机组的日均发电利用小时不能超越所在机组类别的上下限(即同类型机组日均利用小时大致相当);②典型分类机组期望年均利用小时级差应在一定范围内。以 C_i 表示机组 i 的装机容量,该规则约束的数学模型如下。

$$h_{I\min} \leq \frac{W_{ij} + \Delta W_{ij}}{C_i \cdot D_j} \leq h_{I\max} \quad i \in I, j \in M \quad (9)$$

$$H_{I_1} - H_{I_2} \leq h_{diff} \quad (10)$$

$$H_{I_2} - H_{I_3} \leq h_{diff} \quad (11)$$

式中, D_j 表示第 j 月的天数; I 表示机组 i 所属机组类型; $h_{I\min}$ 和 $h_{I\max}$ 分别为该类机组最小最大利用小时。按当前市场规则,将 I 划分为 I_1, I_2, I_3 类:装机600 MW及以上、300至600 MW、300 MW及以下,各相邻类年利用小时级差设定为 $h_{diff} = 300$ h。 H_{I_1} 表示 I_1 类机组的预期年平均利用小时,可用式(12)计算。

$$H_{I_1} = \frac{\sum_i (W_{i0} + \sum_j (W_{ij} + \Delta W_{ij}))}{\sum_i C_i} \quad i \in I_1 \quad (12)$$

机组的类型划分需在计算前设置,属于 I_2 和 I_3 的机组预期年均利用小时具有类似表达式。

2.6 目标函数

对合同电量的修正其本质是对既定发电计划进

行调整,而不同机组的上网电价并不一致,因此导致了调整成本的出现。该模型以考虑规则约束的统调火电机组合同电量修正的调整成本最小为目标函数进行优化,即

$$\min A = \sum_i \sum_j \Delta W_{ij} p_{ij}$$

(13)

式中, p_{ij} 为机组 i 在第 j 月的上网电价; A 为从当前时段开始的总修正成本。上述所提数学模型(1) ~ (13) 中,决策变量是各机组在剩余时段的合同电量修正调整量,即 ΔW_{ij} 。若应用于月度修正,变量个数为 $N \times$ 剩余月度数,对于超过 40 台火电机组省级电网而言,模型属于较大规模线性规划问题,需要鲁棒性较高的求解方法,这里通过 Java 环境的 Net-beans 7.0 开发平台开发考虑多规则约束的统调火电机组合同修正程序,调用 LINDO 线性规划求解动态链接库进行稳定解算,数据库采用 MySQL,能满足工程要求。

3 算例分析

采用四川电网 40 台火电机组 2012 年某时段合同电量完成与计划修正数据为基础建立研究场景(1—10 月为实发电量,11—12 月为修正合同计划

量),进行算例分析,计算流程如图 1 所示。

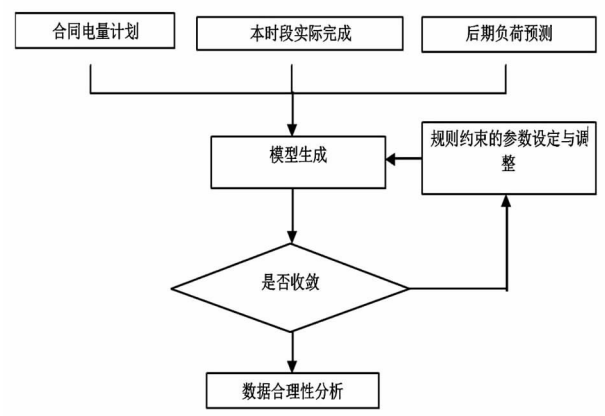


图 1 考虑多规则约束的机组合同电量修正程序计算流程
该程序需要输入合同电量已经执行情况、本期完成情况和后期负荷预测(本算例以月修正为例,日修正具有类似形式),各类规则约束参数如前文所设,机组输入信息如表 1 所示。

输入数据还包括机组上网电价、通过最大最小利用小时数折算的电量修正量上下限、月负荷电量预测值、受阻电量等。以式(13) 为目标函数,(1) ~ (13) 为约束条件,利用所开发的系统求解模型,可得如表 3 所列的考虑前述所有约束在内的统调火电机组合同修正方案。

表 1 机组维护信息

火电机组	容量 /MW	丰期合同 /MWh	枯期合同 /MWh	日最大利用小时	日最小利用小时
云潭 1 号	300	461 500	750 000	20	5
高坝 1 号	100	140 400	250 000	20	5
新平 1 号	600	924 050	1 500 000	20	8
新平 2 号	600	924 050	1 500 000	20	8
...	...	...	...	...	...
黄桷庄 2 号	200	246 560	500 000	18	7.5
白马 2 号	200	259 000	500 000	18	7.5

表 2 合同信息及前期执行情况(MWh)

机组号	1 月		2 月		3 月		...
	合同	实发	合同	实发	合同	实发	...
1	170 500	176 560	175 090	176 550	119 050	118 020	...
2	49 800	51 020	40 210	43 010	39 430	38 700	...
3	260 770	255 960	272 300	278 960	292 400	290 880	...
...	...	...	...	...	...	...	...
39	68 120	67 700	89 040	91 220	71 410	66 180	...
40	79 040	79 910	90 240	90 060	80 150	82 330	...

表3 2012年11—12月合同电量修正策略(MWh)

机组号	11月		12月		丰期进度 (实际) /%	枯期进度 (预期) /%
	W_i	ΔW_i	W_i	ΔW_i		
1	107 300	-5 500	122 510	-1 150	101.3	98.7
2	15 540	-450	16 690	+297	104.4	104.3
3	108 400	+4 220	99 200	+1 040	99.7	100.8
4	108 400	+3 220	99 250	+1 040	107.2	99.4
5	121 340	+2 450	130 450	-640	106.4	101.3
6	121 000	+2 450	128 950	-625	94.5	99.7
...	...	...	...	...	...	...
39	37 470	-14 400	46 390	+157	92.33	101.4
40	50 600	-2 780	38 950	-464	98.46	103.7

表4 其他输出参数统计分析

月份	合同电量修正成本 /万元	排放当量变化比例 /%	600 MW 以上机组 日均利用小时	枯水期平均发电进度 /%	月发电量松弛总量 /MWh
11月	+201.76	+1.072	17.34	84.61	94 183
12月	+127.45	+0.979	16.91	101.71	81 475

从表4可知,所提模型能够有效地在多规则约束下给出统调火电机组的合同修正策略,并能在可接受的排放当量变化比例、月发电量松弛总量范围内,尽量减小合同电量的修正成本,以较小的代价保障不同类型发电机组各自日均利用小时大致相当、合同执行进度在一定控制范围内。

4 结 论

省级统调火电机组待执行合同电量的计划性修正具有其内在规则,而长期以来此类规则尚未得到量化研究与具体建模,这里系统性地研究了合同电量修正过程中的各类规则,进行集中建模,并开发了相应的测试分析系统。从工程角度而言,所开发算法在电力市场某一发展阶段上具有一定通用性,能可靠保证节能减排和各类公平性要求,以较小代价保障合同电量执行质量,可作为省级电网统调火电机组合同电量优化调整辅助决策工具。就算法本身而言,还可以进一步考虑更多的适用场景,如对合同执行异常情况(如大机组因故临时退出运行后的电量补偿问题)、新规则的加入与调整等问题的处

理,这些将是后续的研究重点。

参考文献

- [1] 王漪,汤伟,罗桓桓,等. 编制直调火力发电单元月度电能交易计划的负荷率偏差法 [J]. 电力系统保护与控制,2009,37(22): 134-140.
- [2] 张成刚,王秀丽. 基于修正加权变异系数的电力调度公平性指标 [J]. 电力技术经济,2009,21(5): 5-9.
- [3] 张国强,张伯明,吴文传. 考虑风电接入的协调滚动发电计划 [J]. 电力系统自动化,2011,35(19): 18-22.
- [4] 张慧琦,常永吉,唐大勇,等. 节能发电调度模式下火力发电单元的月度电能计划编制方法 [J]. 电力系统保护与控制,2011,39(4): 84-89.
- [5] 温丽丽,刘俊勇,吴志云,等. 基于月度滚动修正的合同电量分解算法 [J]. 现代电力,2008,25(1): 82-87.
- [6] 张力,刘俊勇,刘继春,等. 火电机组年合同电量的编制与分解算法研究 [J]. 继电器,2007,33(4): 64-69.
- [7] 王漪,于继来,柳焯. 基于月度竞价空间滚动均衡化的年中标电量分解 [J]. 电力系统自动化,2006,30(17): 24-27.

(收稿日期:2013-02-15)

对三峡地下电站30号机转子接地保护连续多次动作的行为分析

陈浩森¹, 丁威¹, 李光耀²

(1. 三峡水力发电厂, 湖北宜昌 443133; 2. 溪洛渡电厂筹建处, 云南昭通 657300)

摘要:介绍了三峡地下电站30号机转子接地保护的基本原理, 对该机组在深水试验期间停机过程中连续多次动作的故障数据及交流法查找故障点的试验数据进行了详细分析, 最终的处理结果以及保护之后的运行情况印证了之前的分析。

关键词: 三峡电站; 转子接地保护; 频繁动作; 原因分析

Abstract: The basic principles of rotor ground protection of No. 30 unit in underground power station of Three Gorges project are introduced. The fault data of continuous actions during shutdown when carrying out deep water level test and the testing data by finding the fault point with AC method are analyzed in detail, and the final processing results and the operation after the protection verify the previous analysis.

Key words: Three Gorges Power Station; rotor ground protection; frequent action; cause analysis

中图分类号: TM772 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2013)03-0057-03

0 引言

三峡地下电站30号机的保护装置由许继(许昌继电器厂, 下同)提供。2011年10月, 该机进行了深水试验, 试验期间开停机次数较多, 在试验期间的停机过程中, 转子一点接地保护多次动作, 每次动作均为不稳定接地, 保护在动作一段时间后自行返回。对此情况, 工作人员对故障数据进行了总结分析并采用了交流法查找故障点, 两种方法相互综合最终找出了故障磁极。处理后经长时间运行观察, 故障点已经成功消除。

1 30号机转子接地保护简介

三峡电站30号机配置了两套转子接地保护, 两套保护经过切换把手互为冷备用, 其中第一套保护为WFB-823A, 采用外加低频方波注入原理(如图1所示), 第二套保护为WFB801S内部集成的乒乓切换式保护(如图2所示)。正常运行时投入注入式保护, 两种保护的基本原理, 保护设置了两段定值, 20 kΩ·5 s 以及 5 kΩ·5 s, 均动作于报警。

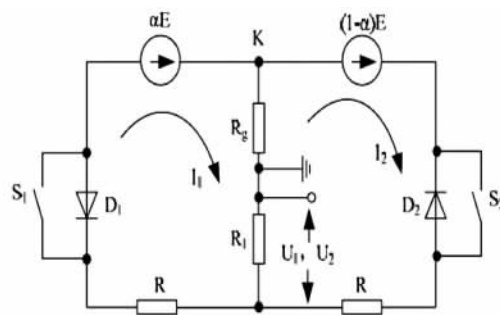


图1 低频方波注入原理图

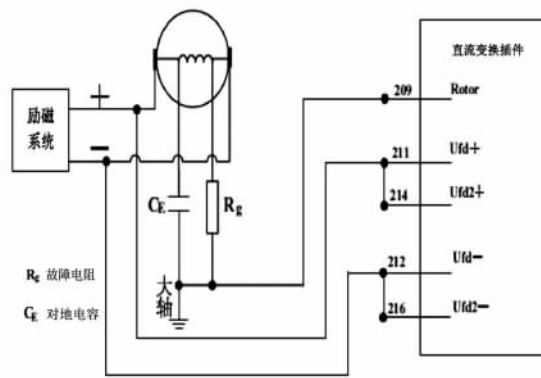


图2 乒乓切换注入式保护原理图

2 保护的動作情况

据记载, 截止2011年11月9日, 30号机进行

深水位试验开停机 18 次,其中转子接地保护动作 10 次,每次都是在电气制动退出前励磁电压为 190 V 左右动作的,接地电阻一般为 0.6 k Ω ,接地位置在距转子负极 90% 处,持续动作时间 6 ~ 14 min 左右。保护分部进行了多次跟踪检查,现列出 3 次能突出反映问题的停机情况。

(1) 2011 年 10 月 22 日 12:38.15 机组停机。

保护动作情况说明如下。

①停机前,励磁电压为 226 V,A 套转子接地电阻为 655.36 k Ω ,B 套转子接地电阻为 250 ~ 655.36 k Ω 。

②停机未投电气制动时,励磁电压为 0.25 V,A 套转子接地电阻为 655.36 k Ω ,B 套因没有励磁电压,不能测出转子接地电阻。

③投入电气制动时,励磁电压为 183 V,B 套转子接地电阻最低 82 k Ω ,切回 A 套,接地电阻 $R_g = 655.36$ k Ω 。切回 B 套观察,最低 0.02 k Ω ,约 3 s 后,励磁电压为 0.25 V(相当于电制动退出),B 套不能测出 R_g ,又切回 A 套,显示 0.023 k Ω 、0.016 k Ω ,5 s 后 A 套转子接地动作,约 10 min 后返回。

从上述过程判断,30F A 套、B 套转子接地保护装置正常。

(2) 2011 年 10 月 26 日 02:07.21 机组停机保护动作情况说明如下。

在电气制动励磁电压从 192 V 以上开始下降时 B 套转子接地保护动作,转子接地持续时间约 10'50",接地电阻 0.632 k Ω ,接地位置距负极 89.7% 处。

(3) 2011 年 11 月 1 日 21:12.54 机组停机保护

动作情况说明如下。

B 套转子接地动作时刻在电气制动投入后,励磁电压为 185 V,励磁电流为 1 842 A,动作 10.53 s 后,励磁电流、励磁电压开始下降,转子接地持续时间约 11'50",接地电阻 0.627 k Ω ,接地位置距负极 89.978% 处。

(4) 2011 年 11 月 6 日 14:06 机组停机保护动作情况说明如下。

转子接地第一次动作时刻在电气制动投入后,励磁电压为 189 V,,动作持续 22.645 s 后返回,又经 4.695 s 后第二次动作(励磁电压已降为 0),约 14 min 后返回。接地电阻 0.125 k Ω ,接地位置距负极 89.901% 处。

(5) A 套转子接地检测故障测距统计如表 1 所示。

从 2011 年 10 月 11 日至 2011 年 11 月 8 日的故障数据中统计分析,30F A 套转子接地能检测故障测距共有 18 次,其中故障点在 7 号磁极和 8 号磁极之间的有 2 次,占磁极总数的 11.1%,8 号磁极和 9 号磁极之间的有 5 次,占磁极总数的 27.8%,在 9 号磁极和 10 号磁极之间的有 6 次,占磁极总数的 33.3%,在 10 号磁极和 11 号磁极之间的有 2 次,占磁极总数的 11.1%,在 11 号磁极和 12 号磁极之间的有 3 次,占磁极总数的 16.7%。由上述统计可见 2011 年 10 月 11 日至 2011 年 11 月 18 日期间,30F 开停机 18 次,其中转子接地保护动作 11 次,每次都是在电气制动退出前励磁电压为 190 V 左右动作的,接地电阻一般为 0.6 k Ω ,持续动作时间 6 ~ 14 min 左右,总体来看故障定位的范围在 7 ~ 12 号磁极间。

表 1 30F WFB-823 A 套转子接地能检测故障测距统计表

序号	转子接地动作时刻	接地电阻值 /k Ω	故障测距(从负极算起) /%	磁极号(从正极算起)
1	2011-10-11 20:59:39.601	0.530	87.536	10.47
2	2011-10-11 20:59:40.264	0.021	89.588	8.75
3	2011-10-13 12:14:14.511	0.224	88.702	9.49
4	2011-10-13 12:14:14.512	0.224	88.702	9.49
5	2011-10-14 23:48:22.015	0.611	90.515	7.97
6	2011-10-14 23:48:23.014	0.811	91.408	7.23
7	2011-10-15 20:28:51.161	0.586	86.889	11.00
8	2011-10-15 20:28:51.829	0.124	87.820	10.23
9	2011-10-16 11:58:00.861	1.019	86.132	11.65
10	2011-10-16 11:58:00.861	1.019	86.132	11.65
11	2011-10-26 02:07:21.325	0.632	89.700	8.65
12	2011-10-26 02:07:21.988	0.095	88.652	9.53
13	2011-11-01 21:16:41.803	0.627	89.978	8.42
14	2011-11-01 21:16:42.472	0.464	88.420	9.73
15	2011-11-06 00:17:33.477	0.125	89.901	8.48
16	2011-11-06 00:17:33.478	0.125	89.901	8.48

3 保护动作原因分析

(1) 为防止因为装置故障出现转子接地保护误动,对 WFB-823A 装置(注入方波原理)的转子接地保护进行了现场测试。该保护主要利用方波两个半波间在采样电阻上的电压差来测量对地电阻的大小。在回路正常时,采样数据为零漂值接近为0,在回路异常时,方波电源会在采样电阻上产生压降,从而使保护动作,因此该保护可简单认为是个采样电阻上方波电压的差电压保护,最后换算成回路电阻值。简单的说测量电阻上有稳定的方波电压采样时,所测量的励磁回路也就有接地回路了。

PR1 盘 A 套许继 WFB-823 1.5 Hz 注入式,定值为 20 kΩ、5 s; 5 kΩ、5 s 均报警,当励磁电压大于 10 V 时可以检测接地电阻和接地位置,励磁电压小于 10 V 时只能检测接地电阻。PR2 盘 B 套许继乒乓式,定值为 5 kΩ、5 s 报警,当励磁电压大于 50 V 时可以检测接地电阻和接地位置,励磁电压小于 50 V 时该保护不起作用。

前 6 次动作时,因电气制动过程中保护动作时间较短,现场无法及时切换至第二套转子一点接地保护装置。过了一会转子接地保护再次动作时转子回路已灭磁,乒乓式原理的第二套转子接地保护已不能正常工作,而此时由于转子电压低于 10 V 所以注入式转子接地保护测距功能退出,装置显示测距位置为 0。装置第 7 次停机时,转子接地保护再次动作,根据现场提供的动作波形数据,正、负半波差压为 0.46~0.48 V,装置测量转子接地电阻阻值为 0。现场人员在发电机已停机转子回路电压降为零时断开注入源端子接线,在装置励磁电压正极输入端对地测量电阻为 17.1 kΩ,电阻等效电路图如图 3。

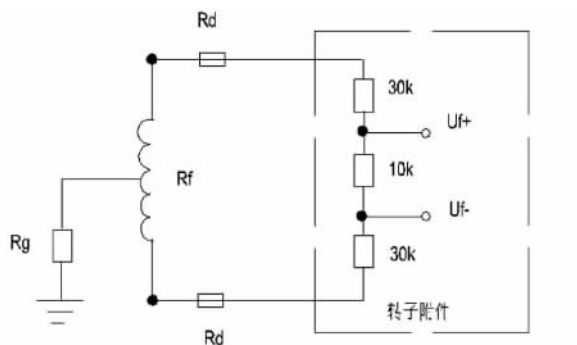


图3 电阻等效电路图

R_f 为转子电阻非常小可等效为 0,转子直接接

地 $R_g = 0$,测量等效图如图 4。

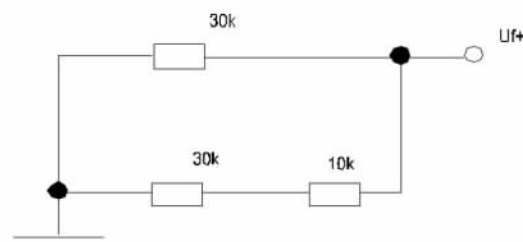


图4 测量等效图

此时 $U_f +$ 理论对地等效电阻为 $30 \text{ k}\Omega // (30 \text{ k}\Omega + 10 \text{ k}\Omega) = 17.14 \text{ k}\Omega$,理论数据与实际测量值一致。而后保护动作复归后再次测量对地电阻为无穷大,由此可判断故障点为转子附件输入端以前,而后对熔断器后至附件的联接导线进行绝缘测量,均正常。

(2) 转子接地保护动作后发电分部也利用交流法查找转子接地点并定位。交流法试验原理简介:在转子正负极间施加交流电压,测量正、负极对地电压值 U_1 、 U_2 (如图 5)。根据交流电在转子正、负极间的电压分布比例,在接地电阻 R_g 为稳定小电抗接地情况下可由式(1)计算得到接地点位于几号磁极附近。

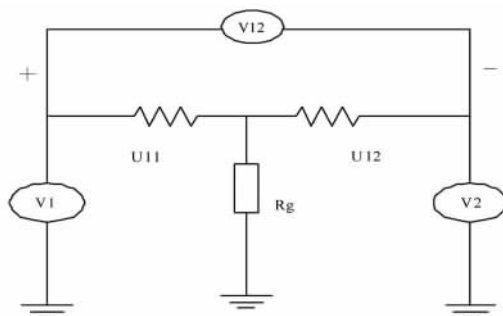


图5 交流法测量转子一点接地原理图

$$n = \frac{2pU_1}{U_1 + U_2} \quad (1)$$

式中, n 为接地磁极; p 为磁极对数。

(3) 测试结果如图 6 所示。

4 主要结论

(1) 在转子接地保护动作多次动作后,保护分部与许继厂家沟通,厂家认为在励磁两端碳刷或外引线处发生接地的可能性较大,建议可以先查找如下几个方面:励磁电压外引保险接线端子、其他外引 (下转第 85 页)

得未屏没有形成整体的等电位体的故障,同样不能通过状态检修例行试验中的介损测试结果有效地发现和诊断此类缺陷,同时由于这不是固体绝缘制造工艺不良或绝缘干燥、脱气处理不彻底带来的缺陷,故而在油色谱跟踪试验中,不会出现氢气和甲烷含量的较大增长,在氢气和总烃含量没有超标的情况下,就出现很大的乙炔含量。如果在色谱测试结果中氢气和甲烷含量较小的情况下,就直接出现乙炔含量,这说明电流互感器很有可能出现了此类故障。

4 结 语

电流互感器若发生事故,必将严重威胁电网的安全运行,造成的损失和影响却很大,故而技术监督人员必须基于各种电流互感器的缺陷类型的原因分析和诊断方法,对电流互感器的缺陷开展卓有成效的监督和跟踪工作,以保证缺陷的在控、可控和电网的安全。从3起油浸式电流互感器绝缘缺陷实例入手,就电流互感器的各种缺陷原因进行了综合对比分析,以梳理清楚对油浸式电流互感器缺陷的分析

思路,从而更好地开展对电流互感器缺陷的技术监督工作。

参考文献

- [1] 陈化钢. 电力设备预防性试验方法及诊断技术 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2009.
- [2] 陈化钢. 电力设备异常运行及事故处理 [M]. 北京: 中国水利电力出版社, 1999.
- [3] 国家电网人力资源部. 电气试验 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [4] 杨香泽. 变电检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [5] 上海超高压输电公司. 变电设备检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [6] 李建明, 朱康. 高压电器设备试验方法 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [7] 张利燕, 郭猛, 陈志勇, 等. 电流互感器故障诊断与分析 [J]. 变压器, 2011, 48(11): 57-59.
- [8] 杨洋, 黄文龙, 郭锐, 等. 一起罕见的电容式电流互感器缺陷的发现及分析 [J]. 电力电容器与无功补偿, 2012, 33(01): 84-87.

(收稿日期: 2013-02-20)

(上接第59页)

励磁电压端子查看是否松动或相邻搭接等、碳刷附近包括碳刷接地是否可靠。根据三峡电站30号机的现场情况分析,推测故障点没有发生在厂家所建议查找的几个方面。

测试结果			
1. 绝缘电阻			
/	交流法测量前/MΩ		交流法测量后/MΩ
绝缘电阻	0		0.031
试验标准	采用 1 000 V 兆欧表测量,转子绝缘电阻值在室温时一般不小于 0.5 MΩ		
试验仪器	FLUKE1520 绝缘摇表		
2. 转子一点接地交流法查找试验			
测量位置	U(转子正负极间)	U1(下滑环对地)	U2(上滑环对地)
电压值/V	168	16.04	152.7
3. 结论与分析			
测量过程中,将滑环室碳刷全部拔出。 经过计算,初步判断接地故障点在 8~9 号磁极。			

图6 测试结果

(2) 三峡电站保护分部和发电分部采用两种方法检查定位的结果较一致,重点检查了7~12号磁

极。测得转子对地电阻确实为0,位置在第8~9号磁极。试验过后紧急展开检修,对转子进行检查,无明显接地金属物,只是发现转子磁极很脏,对相应磁极做了清扫。

(3) 从拔出8~9磁极清扫后,到并网运行16 h后停机,转子接地未再次发生动作。

5 结 语

对30号机转子一点接地保护频繁动作进行了分析,从最终的结果来看,故障点已经查明,但从故障点的实际情况似乎无法解释保护的下列行为:即只在停机过程中动作,动作后保持一段时间之后自行返回。由此看来,该现象仍然值得继续深入分析和讨论。

作者简介:

陈浩森(1987),男,技术员,从事继电保护维护管理工作;

丁 威(1973),男,高级工程师,从事继电保护维护管理工作;

李光耀(1985),男,助理工程师,从事继电保护维护管理工作。

(收稿日期: 2013-02-29)

源端维护在唐山的研究与应用

董智勇¹, 韩宝民¹, 徐 歆²

(1. 唐山供电公司, 河北 唐山 063000; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 210061)

摘 要: 唐山 220 kV 虹桥智能化变电站在接入调度主站系统过程中, 采用源端维护技术实现 IEC 61850 到 IEC 61970 的无缝信息对接。智能变电站采用 IEC 61850 标准, 通过共享建模技术将变电站 SCD 模型转换生成 IEC 61970 CIM 模型, 同时生成 SVG 单线图, 以及 IEC 60870-5-104 通信映射点表, 直接应用与智能变电站和调度主站的无缝通信, 全面解决了模型、图形、通信连接三个方面的工程应用问题, 实现了变电站信息一体化平台标准通信协议与上级调度系统的一致性通信功能。

关键词: IEC 61850; IEC 61970; 抽象服务映射; 模型拼接; SVG

Abstract: Data terminal maintenance is used when 220 kV Hongqiao Smart Substation connects into dispatching system, which realizes the seamless conversion from IEC 61850 to IEC 61970. The smart substation adopts IEC 61850 standard, and it converts SCD model into IEC 61970 CIM model through sharing modeling technology, meanwhile the single line diagram and IEC 60870-5-104 communication information table are generated. It directly realizes the seamless communication between smart substation and dispatching system, solves the engineering application between model, diagram and communication, and realizes the consistency of communication from substation integration platform standard communication agreement to upper dispatching system.

Key words: IEC 61850; IEC 61970; abstract service mapping; model splicing; SVG

中图分类号: TM769 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2013)03-0060-04

0 引 言

随着智能化改造的逐步实施和阶段性成果的不断涌现, 智能模型关键技术的应用在建设中国特色的坚强智能电网中成为重点内容, 电网数据维护应用是其中的核心要点。

唐山 220 kV 虹桥智能化变电站在接入调度主站系统过程中, 采用源端维护技术实现 IEC 61850 到 IEC 61970 的无缝信息对接。目前 IEC 61850 数字化变电站和 IEC 61970 调度系统应用成熟。但是, IEC 61850 和 61970 的模型、服务接口存在较大的差异性, 二者是异构系统。在国内的工程应用中, IEC 61850 标准只应用于变电站内的智能电子设备, 变电站与调度中心之间的通讯需要远动工作站进行协议转换。由于传统规约不支持面向对象的建模方法, 极大地增加了组态和调试的工作量, 而且出错概率高。采用源端维护技术后, 调度系统可以直接访问 IEC 61850 对象模型, 转换为 IEC 61970 模

型, 并自动导入生成数据库表, 减少以前冗长的时间和工作量。变电站与调度主站系统之间采用 SVG 格式来交换主单线图文件。至此, 充分发挥了 IEC 61850 和 IEC 61970 的技术优越性; 同时, 也保持两个异构系统之间的一致性。

变电站 SCD 模型采用一体化信息模型建立技术。通过建立一体化的模型维护升级系统可以为电网智能分析系统应用提供一体化模型基础, 解决因模型不统一, 或不全面而造成的信息资料的欠缺和智能化比对不完整的情况。公共信息模型定义采用面向对象数据建模技术, 并采用统一建模语言作为建模方法。

面向对象是采用使用类和继承机制, 并且对象之间仅能通过传递消息实现彼此通信的系统构建。面向对象分析的关键, 是识别出问题域内的对象, 并分析它们相互间的关系, 最终建立起问题域的简洁、精确、可理解的正确模型。分析就是抽取和整理用户需求并建立问题域精确模型的过程。基本步骤有问题域分析、发现和定义对象和类、识别对象的外部

联系、建立系统的静态结构模型和建立系统的动态行为模型。采用面向对象设计可将分析阶段的需求转变成符合成本和质量要求的、抽象的系统从而实现方案^[1]。

采用面向对象的实现方式为解决变电站与上级主站系统通信模型不一致问题,实现变电站自动化信息与上级调度主站信息的无缝链接起到了基础支撑,为调度中心与变电站实现互动提供数据共享渠道。

项目结合实际应用,在分析变电站模型的特点和应用需求的基础上,提出变电站模型源端维护方案和架构,并实现了这一方案,为实用型电网模型源端维护技术的建立和关键技术的深入研究奠定了坚实的基石。

1 模型关键实现技术研究

项目基于目前国内数字化变电站配置模型中缺少一次设备相关配置内容的现状,深入研究模型关键技术^[2]。在现有 SCD 配置模型基础上扩充一次设备配置模型。以 SCD 为基础模型的生成、维护存在以下几个主要关键内容。

1.1 模型一致性维护

长期以来,电力系统各类厂家 SCD 模型的维护是分散的,而在同一厂家在模型生成的过程中面对不同阶段的不同用户也无法保持模型版本的始终唯一。而转化后的 CIM 模型存在一致性校验方式方法可以保证模型的维护安全。

1.2 模型完整性维护

模型在实际应用中常常需要进行修改,最后确定后还会在实际的站内维护升级过程中进行不断的阶段性调整,如何保持模型完整性维护尤为重要。采用了模型拼接技术直接按模型拼接规则对后续追加或删除模型进行数据完整性保留转移,消除了模型改动有可能造成的源头数据不确定因子。

1.3 模型正确性维护

模型需要进行一致性校验,包括语法规则、有效性、完整性检查等。语法规则检查 CIM RDF 文件是否符合 XML、RDF、XML Schema、RDFS、CIM 等语法规则,资源描述是否满足 CIM 定义。

1.4 模型多样性维护

判断有效性判断转换后的资源 rdf:ID 是否唯一有效,资源间关联关系是否有效等。完整性检查

模型是否能够全面描述变电站系统规格,特别是一次设备接线是否能够通过拓扑连接关系的定义还原建立起来,量测定义是否能够全面描述变电站测控信号。随着电网调度技术不断发展,各级调控中心的相继建设,对模型的需求也各不相同,单一模型已经无法满足,而需要为不同类型应用系统提供各类模型。

源端维护所需的 SCD 文件来源于保护测控装置生产厂家提供的装置配置模板文件,子站集成厂家根据变电站系统设计进行实例化后形成包含一次设备及其连接关系、一次设备与二次设备逻辑节点之间关联关系等描述信息的统一配置文件。配置生成的 SCD 文件由用户统一管理。版本变更时,子站集成厂家向用户提交新的 SCD 文件,用户采用验证工具校验通过后,制定新的版本号,同时通知主站系统集成厂家更新模型,并提供新版 SCD 文件。

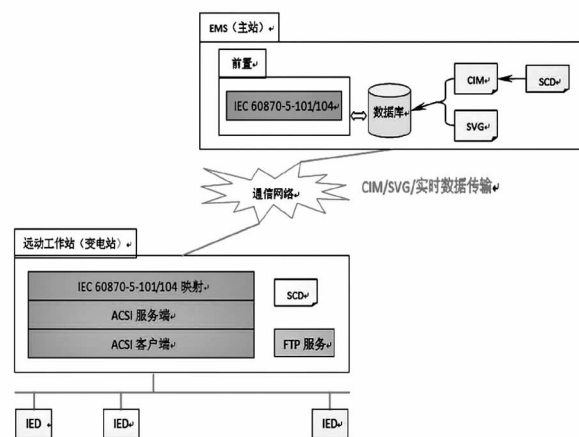


图1 源端维护总体框架

2 模型关键技术实际应用

2.1 模型建立

模型图形收集全站各个厂家装置包括测控装置的 ICD 配置文件形成 SCD 文件,测试导入的 SCD 文件的信息是否符合 IEC 61850 要求并导入配置器。

2.2 模型拼接

针对 IEC 61850 标准中配置描述语言基于可扩展标志语言(Extensible Markup Language XML) 1.0 版,采用 XML Schema 格式描述对象模型,是分层结构可以有多样嵌套。SCD 模型文件必须符合 IEC 61850-6 部分 XML Schema 语法和这 8 个 Schema 文件中规定的语法规范。

针对 IEC 61970 以 CIM 公共信息模型传递变电站的设备模型,包括间隔、母线、开关、刀闸、接地刀闸、交流线段、容抗器、负荷、终端设备等,并包含设备间的完整拓扑关系。为实现前置数据的自动接入,模型中还包括上/下行点号、极性、系数、基值等信息。采用统一模型配置工具生成 CIM 文件。

完成模型拼接后,在唐山调度主站系统接入变电站模型,并对厂站的设备模型进行校验,获得符合 IEC 61970 标准并满足电力系统的一般要求的模型文件;然后将验证通过的模型与数据库中相应厂站的设备模型进行比较,分析并展示两者之间的差异;经确认无误后,将其更新到调度主站系统中。

2.3 模型信息同步验证

针对系统入库模型,在新的厂站信息内查询数据关联是否合理,数据唯一性 ID 是否已经自动添加,厂站信息是否冲突。由于是试验技术应用,采用新厂站接入目标厂站模型数据。

通过图形导入系统验证二次信息和一次信息的唯一性关联认证是否合理有效,并核对信号,验证源端维护功能。实验结果:数据正确,导入成功。

3 源端维护技术的拓展

3.1 模型映射

IEC 61850 标准总结了智能变电站内信息传输所必需的通信服务,设计了独立于所采用网络和应用层协议的抽象通信服务接口(ASCI)。在 IEC 61850-7-2 中,建立了标准兼容服务器所必须提供的通信服务的模型,包括服务器模型、逻辑设备模型、逻辑节点模型、数据模型和数据集模型。客户通过 ACSI,由特定通信服务映射(SCSM),映射到所采用的具体协议栈,例如制造报文规范(MMS)等。目前已经颁布的特定通信服务映射标准有:IEC 61850-8-1、IEC 61850-9-1、IEC 61850-9-2、IEC 61850-80-1 等方式。

映射服务基于必须要基于逻辑节点的数据和功能需要建模,逻辑节点是信息交换的最小功能单元。映射服务建议采用 IEC 104 方式。IEC 61850 公共数据类(CDC)由不同类型的数据属性组成,每个数据属性应映射到不同的 IOA。可以通过 CDC 数据映射方法和 IEC 61850 服务映射方法建立不同的映射渠道^[3]。

3.2 模型拼接

实际应用在各调度中的数据来源包括图形数据和模型数据在内的需求不尽相同,必须对输出的模型图形进行合理、安全的裁减、分割、组合才可能在各级调度之间进行应用,还需考虑模型的一致性,进行模型的对比生成图形。

多样应用图形还需考虑和反映设备的低耦合性,支持数据背景,集成数据类型。

4 总结

源端维护技术的研究主要达到以下目的:通过 IEC 61850 模型拼接技术实现 IEC 61850 到 IEC 61970 的无缝对接。变电站模型拼接的主要目的是基于数字化变电站运动工作站,形成最新的变电站模型文件并进行主站模型的更新和维护。在进行厂站导入的时候,不进行区域判断,直接进行与主站模型的比较和更新。

采用图形化方式在变电站侧通过可视图模配置工具绘制变电站设备,并输出规范化的变电站 SCD 模型以及 SVG 格式接线图。建立图形与模型之间的关联关系,通过 FTP 文件服务上传。

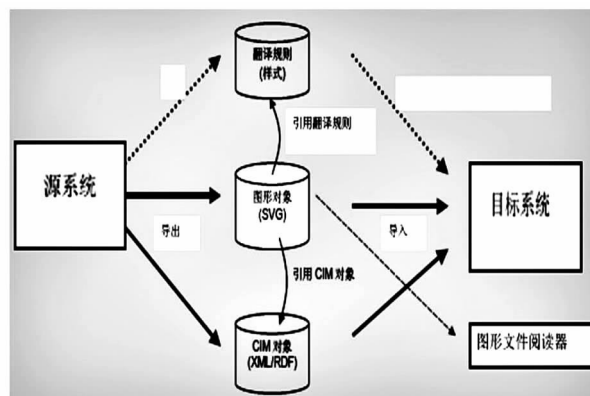


图2 SVG图形交互流程

应用唐山调度系统对 SCD 模型进行校验,校核通过后转换成包含信号映射信息的 CIM 模型。采用 IEC 61850-80-1 规约建立实时通信连接,验证 IEC 61850 与 IEC 61970 的模型对接,实现源端维护。

源端维护模型拼接技术作为智能调度系统中基于统一信息建模技术的实际高级应用,为改造日益庞大的调度数据系统,提供正确、有效、合理、安全的数据源,为调度智能分析、决策等智能化应用提供统

一的基础。

图形和模型,是智能调度应用功能建设的基础。针对以上内容实现关键技术和应用前景,着重研究了模型转换拼接的核心技术,并提出了可持续性建设关键部分的思路和应用方式。项目成功验证实施了唐山地区源端维护的工程试点工作,必将为智能电网的建设提供强有力支撑。

参考文献

[1] 姚建国,杨胜春,高宗和,等. 电网调度自动化系统发

(上接第36页)

主变压器高后备动作是否闭锁自适应备自投,如果从保证供电可靠性的角度出发,应选择不闭锁分段备自投;如果从防止合闸于故障,减少对系统二次冲击的角度出发,应选择闭锁分段备自投。因此,高后备是否闭锁自适应备自投,各有利弊。综合分析各种故障的可能性,通常来讲,高后备动作闭锁自适应备自投是弊大于利。因此高后备闭锁自适应备自投的出口回路应通过压板控制,投退与否由调度单位继电保护归口管理部门根据实际需要综合考虑后下达。

6 结 语

针对变电站扩容改造为多台主变压器接线方式后,传统备自投动作逻辑不能正确动作所带来的供电可靠性降低问题,提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案,同时设计了经压板控制的无延时合分段开关逻辑。所提出的方案只需要对现有备自投动作逻辑进行程序升级,在基本不对二次回路进行改动的情况下,即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式,全面提高供电灵活性和可靠性。

参考文献

- [1] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网保护配合关系的有向简单回路新方法 [J]. 电网技术, 2006, 30(21): 94-98.
- [2] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 复杂环网保护配合的网络分割新算法 [J]. 继电器, 2006, 34(23): 6-10.
- [3] 吕飞鹏,陈绩. 基于配合依赖关系图计算环网方向保护最优配合顺序的新方法 [J]. 电网技术, 2006, 30(15): 40-44.
- [4] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网方向保护最小断

展趋势展望 [J]. 电力系统自动化, 2007(13): 7-11.

- [2] 朱永利,王德文,王艳. 基于 IEC 61850 的电力运动通信建模方法 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(21): 72-76.
- [3] 童晓阳,王晓茹,丁力. 采用 IEC 61850 构造变电站广域保护代理信息模型 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(5): 63-67.

作者简介:

董智勇(1980),男,工程硕士,工程师。

(收稿日期:2013-02-11)

点集的改进离散粒子群优化算法 [J]. 电网技术, 2008, 32(12): 90-94.

- [4] DL/T 526-2002,静态备用电源自动投入装置技术条件 [S].
- [5] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护规定汇编 [M]. 北京:中国电力出版社,2000.
- [6] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护实用技术问答(第二版) [M]. 北京:中国电力出版社,1999.
- [7] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理(增订版) [M]. 北京:中国电力出版社,2004.
- [8] 王静. 内桥接线变电站中 110 kV 备自投与 10 kV 备自投配合研究 [J]. 四川电力技术, 2007, 30(1): 30-31.
- [9] 陈绩,杨先义,黄姝雅. 新型负荷均分备自投的设计和接口 [J]. 电网技术, 2009, 33(增刊2): 229-233.
- [10] 梅华,付连元. 主接线方式与备自投的选型及使用问题 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(21): 138-140, 143.
- [11] 郭碧媛,张丰. 110 kV 扩大内桥接线备自投逻辑分析 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(7): 124-128.
- [12] 张丽丽,侯有韬. 备自投装置在双母线接线方式下的改进 [J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(17): 90-91.
- [13] 李海星,王政涛,王锐,等. 基于 IEC 61850 标准的网络化备自投功能 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 82-85.
- [14] 彭磊,杨光. 数字化变电站备自投 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 58-61.

作者简介:

陈 绩(1979),男,工程师,技师,工学硕士,主要从事电力系统继电保护及变电站综合自动化的设计审查、施工组织、技术改造等技术管理工作;

甄 威(1956),男,教授级高级工程师,国网专家,研究方向为电力系统继电保护及电网分析。

(收稿日期:2013-03-14)

1 000 kV 变电站雷电侵入波防护分析

张 榆, 刘 念, 秦 斌, 徐 诚

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘 要: 在特高压防雷保护研究中, 除了对雷击特高压输电线路的绝缘子闪络短路停运故障的研究, 雷击特高压输电线路进线段时, 传入变电站的雷电过电压波对变电站电气设备(特别是变压器)的危害研究也很有必要。这里将考虑绝缘子串参数、杆塔铁架雷电瞬态参数、杆塔冲击接地电阻、线路工频电压、雷击点位置等诸多因素影响, 利用 ATP-EMTP 对 1 000 kV 变电站的雷电侵入波过电压在变电站电气设备(主要是变压器)上产生的过电压进行精确的计算分析, 找出过电压的分布及变化规律, 提出相应的雷电过电压保护措施, 对电气设备的保护提供有价值的参考依据。该研究思路兼顾安全和经济两方面, 可为工程提供新的参考。

关键词: 雷电侵入波; 冲击接地电阻; 雷击点; ATP-EMTP

Abstract: In the research of protection against lightning for UHV power system, except for the research on insulator flashover short-circuit fault of transmission line caused by lightning stroke, it is necessary to analyze the harm of lightning overvoltage wave flooding from the overhead line to the electric apparatus (especially the transformer) in the substation. Combining incoming lines with a 1000 kV HGIS substation, the lightning invasion wave of 1000 kV substation is investigated via ATP-EMTP simulation program with respect to the influences of the parameters of insulator strings, the lightning instantaneous characteristics of tower, impulse grounding resistance of tower, power-frequency voltage and position of lightning stroke. Overvoltage generated by lightning invasion wave in the electric apparatus (mainly transformers) is calculated and analyzed accurately so that the overvoltage distribution and variation can be obtained, and the corresponding overvoltage protection measures against lightning are proposed, which can provide a valuable reference to the protection of electric apparatus. This research takes both safety and economy into account to provide a reference for the lightning overvoltage protection of HGIS substations.

Key words: lightning invasion wave; impulse grounding resistance; position of lightning stroke; ATP-EMTP

中图分类号: TM866 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0064-04

0 引 言

在中国的特高压电网建设规划中, 将以 1 000 kV 交流特高压输电为主形成国家特高压电压等级骨干的网架, 以实现各大区域电网的同步强联网, 各级电网协调发展的坚强国家电网的战略举措, 这也是今后大电网发展建设的主要趋势^[1]。2006 年 8 月, 国家电网公司晋东南—南阳—荆门 1 000 kV 特高压交流试验示范工程开工建设, 在 2020 年前后, 将建成覆盖华北—华中—华东的坚强的交流特高压同步电网。

尽管特高压线路由于塔高及走廊面积的因素, 遭受雷击的概率较低电压线路增大, 由于其绝缘等级高, 雷击跳闸率并不高, 尤其绝缘子闪络造成线路短路停运故障的概率很小。但对于特高压进线段遭

受雷击反击或绕击后, 未造成短路停运故障, 雷电过电压波传入特高压变电站会对电站二次设备, 特别是特高压变压器造成严重的损害。

特高压变电站的设备雷电过电压绝缘水平和避雷器的布置方案, 主要取决于雷电侵入波过电压的计算结果。由于特高压变电站在电网中位置重要, 投资巨大, 如果计算结果过低, 则易造成变电站故障过多, 对系统运行产生不利影响; 而如果计算结果偏于保守, 则会在经济上会造成巨大浪费。因此, 准确详细地计算雷电侵入波过电压对电力系统合理的绝缘配合以及安全运行很有意义^[2]。

1 模型参数选择

这里以中国某特高压 HGIS 变电站为工程背景, 雷电模型、杆塔模型、进线段线路模型、绝缘子闪络模

型、避雷器模型均根据参数特点自己定义,变电站内的设备,如变压器、隔离开关、断路器、互感器、电抗器等,在雷电波作用下,均用等值冲击入口电容表示。

1.1 1 000 kV HGIS 变电站等效电路图

图1是该特高压 HGIS 变电站的等效电路图,其采用双断路器双母线接线方式,仅考虑一回出线(L1)和一台主变压器(T)运行,出线接至双断路器串,主变压器经临时接线连接两条母线。

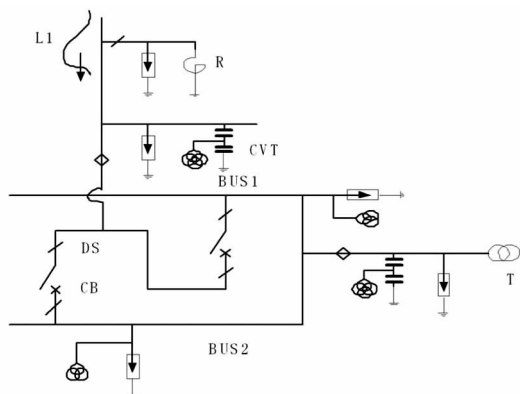


图1 某特高压 HGIS 变电站电气主接线简图

1.2 雷电模型

雷电流属于单极性脉冲波^[9]。对中国现行标准推荐雷电流幅值分布的概率 P 为

$$\lg P = -\frac{I}{88} \quad (1)$$

式(1)中, I 为雷电流值,kA; P 为幅值大于 I 的雷电流概率,选取1.44‰概率的雷电流幅值为250 kA,波形为2.6/50 μ s,式(2)是该条件下双指数波形的表达式。

$$i(t) = 1.058I(e^{-1500t} - e^{-186000t}) \quad (2)$$

1.3 进线段模拟

杆塔模型:实际上,雷电波沿杆塔传播时,不同高度杆塔部分的单位长度的电感和电容都不相同,这就使得沿杆塔分布的波阻抗是变化的,在实际的工程计算中,杆塔的计算时采用多波阻抗模型,将杆塔分成几部分模拟,计算结果比集中电感更符合实际^[9]。这里计算的 HGIS 变电站2 km 进线段内采用的是酒杯杆塔,且是单回输电线路,其多波阻抗模型如图2所示。

线路进线段参数:这里进线段架空线路采用 ATP-EMTP 中的频率分析模块“JMart”模拟,忽略导线电晕。

1.4 绝缘子串模拟

绝缘子串模型见图3,图中 $F(\text{OUT})$ 是输出函

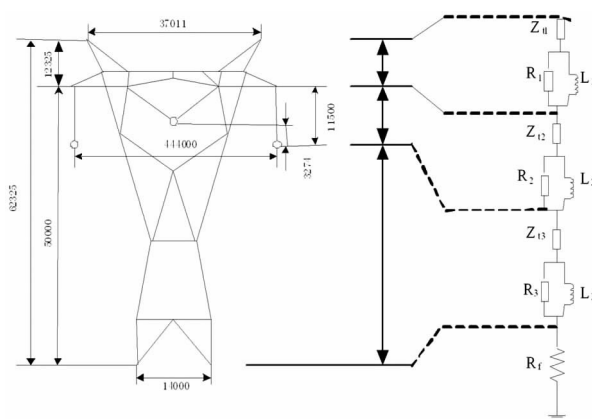


图2 进线段酒杯塔的多波阻抗模型

数;DEV 52 是一个比较器,将绝缘子串两侧过电压与其闪络伏秒特性进行比较;MIN or MAX 是控制开关的输出量,当绝缘子串过电压曲线与其伏秒特性曲线相交时,此时判据部分给定一个输出并传给控制开关部分,控制开关部分将这一输出保持,即绝缘子串发生闪络^[9]。

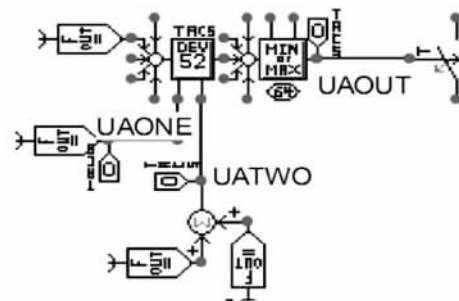


图3 绝缘子串模型

1.5 设备参数

站内设备参数如表1所示。

表1 站内设备等值入口电容及冲击绝缘水平

设备	等值入口电容 /pF	冲击绝缘水平 /kV
主变压器(T)	5 000	2 250
高压电抗器(R)	5 000	2 250
断路器(CB)	800	2 400
电压互感器(CVT)	5 000	2 400
隔离开关(DS)	300	2 400

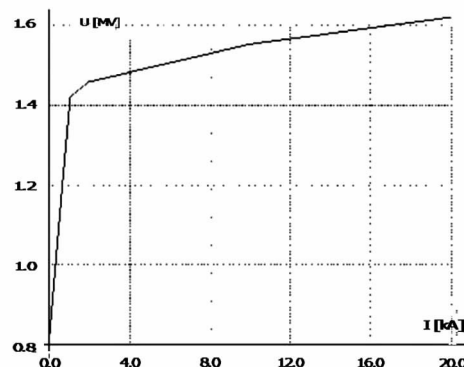


图4 避雷器的伏安特性曲线

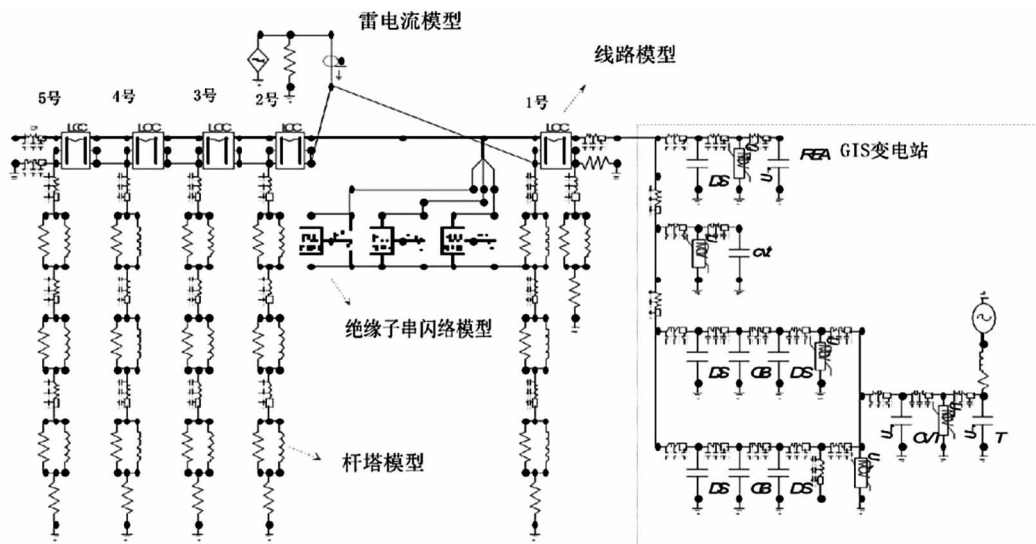


图5 某特高压GIS变电站电气主接线简图

1.6 避雷器模型

1 000 kV 特高压系统采用的金属氧化物避雷器,额定电压为 828 kV,标称放电电流为 20 kA,雷电流保护水平为 1 620 kV。ATP-EMTP 中避雷器生成的非线性伏安特性曲线如图 4。

2 仿真研究

2.1 模型建立

当所有条件给定,运用 ATPDraw 可以画出变电站雷电侵入波的仿真电路图,并且填入各个模型的计算数据,调试运行程序即可得到计算结果。单线路单变压器双断路器运行的仿真模型图如图 5。

2.2 仿真结果

对于雷电流幅值 250 kA 雷击杆塔 1 号,图 6 为主变压器 T 上的过电压曲线图,变电站内高抗 R、出线 CVT-L、主变压器 CVT-T 和主变压器 T 上最大过电压幅值和出现时刻如表 2。

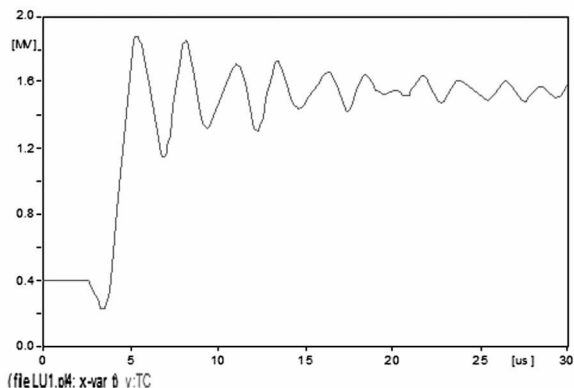


图6 主变压器上过电压波形

表2 各设备上的电压最大值及出现时间

设备名称	R	CVT-L	CVT-T	T
出现时刻 $t/\mu s$	3.09	3.72	4.88	6.01
过电压幅值 U/kV	1 887.7	1 730.5	1 735.2	1 779.3
保护裕度 $\%$	16.1	23.1	22.9	20.9

由表 2 计算结果可知,避雷器初始配置方案在单线单变双母线运行方式下基本满足要求,采用引起绝缘子闪络的最大绕击电流 30 kA,绕击杆塔 1 号与杆塔 2 号档距时,主要电气设备也均有一定的保护裕度。

3 不同因素对侵入波过电压的影响

3.1 雷击点的影响

雷击点距变电站距离的不同,使得在变电站设备上产生的过电压会有差异^[4]。一般来说,雷击点距变电站越远,产生过电压越小,因为雷电波在线路传播的过程中产生了衰减和畸变。这里对该变电站不同的落雷点进行了仿真,雷击 1 号塔和 2 号塔时变压器上过电压结果如图 7 所示。

根据图 7 变压器上的过电压波形比较可得出,雷击 1 号塔过电压幅值小于雷击 2 号塔,这是由于线路波阻抗远小于站内外架空线路,而 1 号塔距 HGIS 变电站距离短,雷电波迅速在 HGIS 入口处产生负反射,与入侵波又进行叠加,降低了过电压^[4]。

3.2 冲击接地电阻的影响

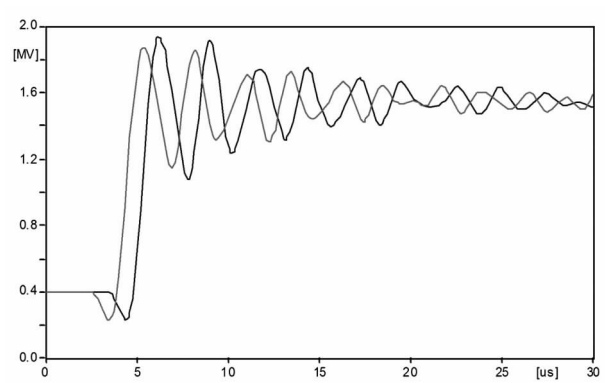


图 7 不同雷击点过电压波形

这里通过对线路杆塔冲击接地电阻的不同取值,计算变电站正常运行,雷击 1 号杆塔在主变压器上产生的雷电过电压水平,计算结果如表 3 所示。

表 3 接地电阻不同时的计算结果

冲击接地 电阻值 /Ω	主变压器上过电压幅值 /kV		
	A 相	B 相	C 相
7	1 769.5	1 752.1	1 779.3
9	1 791.1	1 765.3	1 792.3
10	1 797.2	1 776.2	1 799.4
15	1 823.1	1 805.4	1 824.3
20	1 843.1	1 831.2	1 847.3

从表 3 中数据可以看出,杆塔接地电阻大小的改变对于计算结果的变化有非常显著的影响。随着杆塔冲击接地电阻值的降低,主变压器上过电压值逐渐减小。

3.3 工频电压的影响

因为雷电为负极性,与工频电压叠加,因而工频电压处于负半周时落雷更容易形成高的过电压。表 4 为不同工频相角在主变压器上产生的过电压及流过避雷器的最大电流。

表 4 工频相角对过电压幅值的影响

C 相初相角 /°	主变压器 过电压 /kV	流过避雷器最大 电流 /kA
0	1 779.3	19.134
30	1 790.3	19.235
60	1 810.4	19.420
90	1 837.3	19.782

3.4 避雷器对雷电过电压的影响

计算发现,变电站内如果没有任何保护措施,主变压器上的过电压可达 3 830 kV,远远超过变压器的正常工作电压,因此必须对站内设备尤其是主变

压器进行有效的防雷保护措施^[8]。

4 结 语

(1) 由于雷电波的波头时间虽然很短,但通常大于雷电波在变电站进线段一个档距的传播时间。在 HGIS 入口处雷电电压波的负发射会降低雷电过电压的幅值。因此在变电站设备最大雷电过电压的计算上,根据杆塔档距的不同,有必要对变电站进线端的几个杆塔进行综合计算。

(2) 考虑到雷电流在杆塔接地体上的火花效应及高频特性,相对杆塔的工频接地电阻,在线路绝缘子闪络时,利用杆塔的冲击接地电阻计算传入变电站的雷电过电压水平会更准确。

(3) 不能以一个固定的雷电流作为变电站设备反绕击雷电过电压防雷水平,因为特高压线路在雷击时段工频运行电压在不同相位时幅值差异较大,变电站设备的防雷水平还是一个工频运行电压相位角的函数。

参考文献

[1] 甘凌霄,李雷. 550 kV GIS 变电站雷电过电压保护研究[J]. 高压电器,2009,45(6): 110-114.

[2] 彭鹏,栗时平. 变电站雷电侵入波保护的仿真分析[J]. 电力科学与技术学报,2009,24(3): 49-53.

[3] 曾嵘,耿屹楠. 高压输电线路先导发展绕击分析模型研究[J]. 高电压技术,2008,34(10): 2041-2046.

[4] 杨庆,赵杰. 云广特高压直流输电线路反击耐雷性能[J]. 高电压技术,2008,34(7): 1330-1335.

[5] 莫付江,陈允平. 输电线路杆塔模型与防雷性能计算研究[J]. 电网技术,2004,28(21): 80-84.

[6] 张永记,司马文霞. 防雷分析中杆塔模型的研究现状[J]. 高电压技术,2006,32(7): 93-97.

[7] 陈敏,文远芳. 超高压变电站雷电过电压现场实测与仿真计算[J]. 电瓷避雷器,2008,226(6): 41-46.

[8] 张颖,高亚栋. 输电线路防雷计算中的新杆塔模型[J]. 西安交通大学学报,2004,38(4): 365-369.

作者简介:

张 榆(1986),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统过电压分析;

刘 念(1956),男,教授,硕士生导师,主要从事高电压绝缘和电力设备故障监测方面的研究工作。

(收稿日期:2013-02-09)

500 kV 交流送电网络短路电流研究

吴晓蓉, 高 强, 郭明阳, 刘强国

(四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610016)

摘 要: 随着电力系统规模的不断扩大, 以及交直流系统混联的加强, 部分母线单相短路电流大于三相短路电流的现象时有发生, 给设备选择带来困难。金沙江一期工程的溪洛渡左、向家坝电站电力通过两个 ± 800 kV 直流通道送往华东地区。由于电站汇集区域大机组多、换流变容量大, 并且换流站与周边 500 kV 电网电气联系紧密, 造成换流站 500 kV 侧单相短路电流大于三相短路电流, 且已接近或超过现有设备所能承受的最大遮断容量, 需采取措施进行限制, 以保证电网的安全运行。变压器中性点小电抗接地和调整系统运行方式是限制单相短路电流的有效措施。以金沙江一期工程为背景, 经过详细的模拟计算, 对比了两种方式限制短路电流的效果, 并提出本工程可行的降低换流站 500 kV 侧单相短路电流的措施。

关键词: 单相短路电流; 三相短路电流; 中性点小电抗接地; 系统运行方式

Abstract: With the extension of power system and the enhancement of AC - DC system, the phenomena that the single - phase short - circuit current at some buses is larger than the three - phase short - circuit current will often occur, which makes the troubles in the device selection. The power from Xiluodu and Xiangjiaba hydroelectric power stations (the first - stage project of Jinsha River) is transported to eastern region of China by two ± 800 kV direct current channels. As the great number of large generating units in the hydropower collecting region, the high - capacity of convertor stations, and the close link of convertor stations with 500 kV grid around, the single - phase short - circuit current may be larger than the three - phase short - circuit current at 500 kV buses of convertor stations, even approaching or exceeding the maximum breaking capacity of the devices, which must be restricted by taking some measures to ensure the safe operation of power grid. The neutral point earthed via small reactance of transformer and adjusting the operation mode of power system are the effective measures to reduce the single - phase short - circuit current. According to the first - stage project of Jinsha River, a feasible measure of reducing the single - phase short - circuit current at 500 kV buses in convertor stations is presented through the detailed simulation calculation and the comparison between two different measures of restricting the short - circuit current.

Key words: single - phase short - circuit current; three - phase short - circuit current; neutral point earthed via small reactance; operation mode of power system

中图分类号: TM713 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2013)03 - 0068 - 04

1 金沙江一期工程概况

金沙江是长江上游青海玉树巴塘河口至四川宜宾河段的通称, 跨青、藏、滇、川、黔五省区, 干流全长 2 290 km, 落差 3 280 m, 多年平均径流量 $1\,550 \times 10^8$ m³, 总装机容量可达 750 GW, 约占全国可开发水能资源的五分之一。通过规划论证和方案比选, 国家已经作出决策, 以溪洛渡、向家坝梯级作为开发金沙江的第一期工程, 继三峡工程之后开工建设。

溪洛渡、向家坝是金沙江干流最下游的两个梯级, 开发任务以发电为主。溪洛渡、向家坝分别于

2005 年、2006 年开工建设, 其中溪洛渡电站左右两岸同时施工, 2015 年前全部投产。调整后的溪洛渡装机 18×770 MW (13 860 MW, 左、右岸各 9 台), 向家坝装机 8×800 MW (6 400 MW, 左、右岸各 4 台), 合计容量达到 20 260 MW。根据目前最新的可研工作研究成果, 溪洛渡、向家坝水电站通过 3 个直流通道送出, 其中: 向家坝—上海方向的 ± 800 kV 直流输电容量为 6 400 MW, 溪洛渡左—浙西方向的 ± 800 kV 直流输电容量为 8 000 MW, 溪洛渡右—广东方向的 ± 800 kV 直流输电容量为 6 400 MW。

溪洛渡左和向家坝电站接入系统方案见图 1。

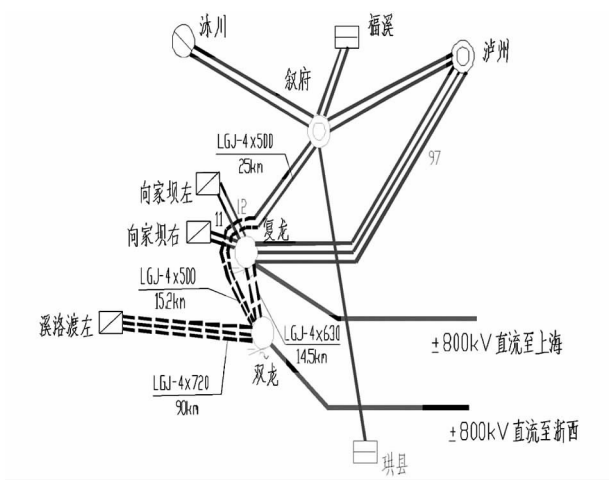


图1 溪洛渡左和向家坝电站接入系统方案示意图

2 初始短路电流校核

2.1 计算条件

- 1) 计算水平年: 2020 年。
- 2) 开机方式: 所有电站全开机。
- 3) 接地方式: 500 kV 并网电源以及 500 kV 变电站全接地; 换流站内换流变压器一半接地, 站用变压器全接地; 向家坝左、向家坝右升压变中性点已加装 $1/3U_k\%$ 小电抗。
- 4) 解环方式: 四川各地市电网之间 500/220 kV 高低压电磁环网原则上解开, 即断开地市电网之间的 220 kV 联络线路。地市电网中, 除成都、眉山地区外, 其他地区维持内部 500/220 kV 高低压电磁环网运行。
- 5) 故障类型: 三相短路、单相接地短路。
- 6) 主要元件阻抗参数: 金沙江一期工程主要发电机、升压变压器及换流站内相关设备阻抗参数如表 1、表 2 所示。

表1 主要电站发电机和升压变阻抗参数

	发电机 X_d''	升压变 压器 X_t ($U_k\%$)	机组 有功 /MW	功率 因数	容量 /MVA	机组 台数
向家坝左	0.23	0.17	800	0.9	889	4
向家坝右	0.23	0.17	800	0.9	889	4
溪洛渡左	0.21	0.16	770	0.9	856	9
向家坝左	升压变压器中性点小电抗			$1/3(U_k\%)$		
向家坝右	升压变压器中性点小电抗			$1/3(U_k\%)$		

2.2 计算结果分析

2020 年金沙江一期工程相关 500 kV 母线短路电流计算结果见表 3。计算结果表明, 泸州、叙府以及向家坝、溪洛渡左岸电站 500 kV 侧短路电流均小于 60 kA; 复龙和双龙换流站 500 kV 侧的三相短路

电流分别为 57.94 kA 和 58.43 kA, 单相接地短路电流分别为 62.01 kA 和 63.06 kA, 单相接地短路电流已接近或超过现有设备所能承受的最大遮断容量 63 kA, 需要采取措施进行限制。

表2 换流站内相关变压器阻抗参数

	$X_t(U_k\%)$	容量 /MVA	台数	接线形式
复龙	0.18	963	8	4 台 YNy0,
				4 台 YNd11
双龙	0.12	40	2	YnY0 + d11
换流变	0.19	406	24	12 台 YNy0,
				12 台 YNd11
站用变	0.12	240	2	YnY0 + d11

表3 2020 年短路电流计算结果(kA)

500 kV		
故障型式	三相	单相
泸州	48.71	39.91
叙府	57.33	52.89
向家坝左	47.76	45.08
向家坝右	48.49	46.10
溪洛渡左	40.82	43.97
复龙	57.94	62.01
双龙	58.43	63.06

3 变压器中性点加装小电抗限制短路电流

3.1 基本原理

(1) 普通变压器中性点经小电抗接地的原理

对于中性点经小电抗接地的普通变压器, 当 Y_0 接法的绕组中通过零序电流时, 中性点接地阻抗上将流过三倍零序电流, 并产生相应的电压降, 使中性点产生与大地不同的电位, 从而限制不对称故障短路电流。因此, 其零序等值阻抗应为该绕组的漏抗与 3 倍中性点小电抗之和。

(2) 自耦变压器中性点经小电抗接地的原理

对中性点经小电抗接地的 YNynd 自耦变压器, 其电气接线图如图 2 所示。

设一次、二次侧端点与中性点之间的电位差的有名值为 U_{In} 、 $U_{II n}$, 中性点电位为 U_n , 则折算到一次侧的一次和二次绕组端点间的电位差为

$$\Delta U = (U_{In} + U_n) - (U_{II n} + U_n) \frac{U_{IN}}{U_{IIN}} \tag{1}$$

其中, U_{IN} 、 U_{IIN} 分别为一次、二次侧额定电压。

表4 变压器中性点小电抗对短路电流的影响
(双龙换流站7回全接线、向家坝电站升压变压器加装 $1/3(U_k\%)$ 中性点小电抗)

中性点小电抗 加装位置	溪左升压 变压器	双龙换流 变压器	复龙换流 变压器	双龙及复龙 换流变压器	双龙站用 变压器	复龙站用 变压器	叙府 变压器
母线电压 /kV	500	500	500	500	500	500	500
故障型式	单相	单相	单相	单相	单相	单相	单相
泸州(39.91)	39.91	39.83	39.74	39.63	39.90	39.91	39.89
叙府(52.89)	52.86	52.52	52.8	52.39	52.84	52.89	52.69
向家坝左(45.08)	45.05	44.72	44.03	43.56	45.03	45.05	45.08
向家坝右(46.1)	46.06	45.72	44.97	44.47	46.05	46.06	46.10
溪洛渡左(43.97)	37.27	43.91	43.96	43.89	43.96	43.97	43.97
复龙(62.01)	61.92	61.05	59.24	58.04	61.88	61.92	62.00
双龙(63.06)	62.74	59.56	62.33	58.59	62.57	63.04	63.05

注:①第一列括号内数值为未加装中性点小电抗时相关站点的单相短路电流值;②叙府变压器加装的中性点小电抗阻值为 $1.0(U_k\%)$,其余站点加装的中性点小电抗阻值均为 $1/3(U_k\%)$, $U_k\%$ 为所连变压器的短路阻抗百分比。

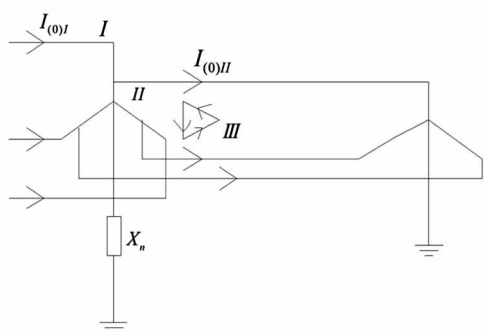


图2 中性点经小电抗接地的自耦变压器接线图

因此,将III绕组断开,折算到一次侧的等值零序电抗 X'_{I-II}

$$X'_{I-II} = \frac{(U_{IN} + U_n) - (U_{II} + U_n) \frac{U_{IN}}{U_{II}}}{I_{(0)I}} = X_{I-II} + 3X_n \left(1 - \frac{U_{IN}}{U_{II}}\right)^2 \quad (2)$$

将II绕组断开,则自耦变压器相当于一台YNd接法的普通变压器,其折算到一次侧的I、III侧之间的零序电抗为

$$X'_{I-III} = X_{I-III} + 3X_n \quad (3)$$

同样,将I绕组断开,也是一台YNd接法的普通变压器,其折算到一次侧的II、III侧之间的零序电抗为

$$X'_{II-III} = X_{II-III} + 3X_n \left(1 - \frac{U_{IN}}{U_{II}}\right)^2 \quad (4)$$

按照求三绕组变压器各绕组等值电抗的计算公式,可求得星形零序等值电路如图3所示。折算到一次侧的各电抗为

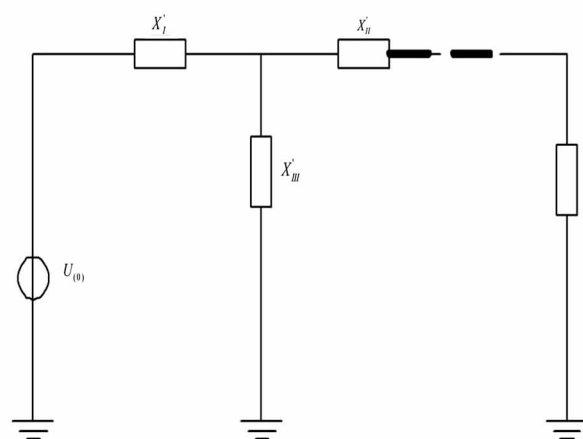


图3 中性点经小电抗接地的自耦变压器零序等值电路图

$$\begin{cases} X'_I = X_I + 3X_n \left(1 - \frac{U_{IN}}{U_{II}}\right) \\ X'_{II} = X_{II} + 3X_n \frac{(U_{IN} - U_{II})}{U_{II}^2} U_{IN} \\ X'_{III} = X_{III} + 3X_n \frac{U_{IN}}{U_{II}} \end{cases} \quad (5)$$

按照上述公式可见,在中性点接入小电抗后,折算到一次侧的I、II侧之间的零序等值电抗值会因接入小电抗阻值而改变,小电抗阻值越大,其零序等值电抗也越大,这就是中性点装设小电抗能限制不对称故障短路电流的原因。

中性点经小电抗接地后,应重新校核中性点的绝缘水平,以保证系统安全稳定运行。

3.2 中性点小电抗对金沙江一期送出工程短路电流的影响

在双龙换流站7回全接线、向家坝电站升压变

表 5 运行方式对短路电流的影响
(向家坝电站升压变已加装 $1/3(U_k\%)$ 中性点小电抗)

母线电压 /kV	全接线		叙府—双龙断 1 回		复龙—双龙断 1 回		叙府—双龙断 2 回		复龙—双龙断 2 回	
	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
故障型式	三相	单相	三相	单相	三相	单相	三相	单相	三相	单相
泸州	48.71	39.91	48.66	39.88	48.34	39.66	48.47	39.79	45.33	38.01
叙府	57.33	52.89	52.14	47.24	56.51	52.26	39.90	36.87	50.16	47.95
向家坝左	47.76	45.08	45.91	43.86	45.51	42.96	40.61	40.25	32.13	32.66
向家坝右	48.49	46.1	46.57	44.81	46.15	43.85	41.09	41.02	32.36	33.08
溪洛渡左	40.82	43.97	39.81	43.11	40.15	43.38	36.75	40.42	35.05	38.85
复龙	57.94	62.01	54.98	59.44	54.33	57.23	46.86	52.33	35.03	38.47
双龙	58.43	63.06	53.55	58.22	55.11	58.66	41.76	47.01	36.67	40.38

压器已加装 $1/3(U_k\%)$ 中性点小电抗的前提下,分别计算了在溪洛渡左岸电站升压变压器、复龙和双龙换流站的站用变压器及换流变压器加装 $1/3(U_k\%)$ 中性点小电抗,以及叙府变压器加装 $1.0(U_k\%)$ 中性点小电抗后,相关 500 kV 母线单相接地短路电流,见表 4。计算结果表明如下。

(1) 在溪洛渡左岸电站升压变压器加装中性点小电抗后,溪洛渡左高压侧单相接地短路电流下降明显,但由于溪洛渡左岸电站送出线路长达 97 km,对复龙和双龙换流站影响很小。

(2) 由于站用变压器容量小、阻抗大,在复龙和双龙换流站的站用变压器加装中性点小电抗,对限制单相接地短路电流作用很小。

(3) 在复龙和双龙换流站的换流变压器加装中性点小电抗,对限制单相接地短路电流有一定作用,但由于换流变结构特殊,加装小电抗较困难。

(4) 在叙府变压器加装中性点小电抗,对限制 220 kV 侧单相接地短路电流作用明显,但对限制 500 kV 侧单相接地短路电流作用很小。

4 通过调整运行方式限制短路电流

上一节的计算表明,通过在变压器中性点加装小电抗以限制复龙和双龙换流站 500 kV 侧的单相接地短路电流效果不明显,因此需要在运行时考虑调整电网接线方式。

这里计算了双龙换流站出口 500 kV 线路不同运行方式下的相关 500 kV 母线单相短路电流,见表 5 所示。计算结果表明:在断开叙府—双龙或复

龙—双龙 1 回线路的情况下,复龙和双龙换流站 500 kV 侧的单相接地短路电流均可下降到 60 kA 以下;若断开叙府—双龙 2 回线路,复龙和双龙换流站 500 kV 侧的单相接地短路电流均可下降到 50 kA 左右;若断开复龙—双龙 2 回线路,复龙和双龙换流站 500 kV 侧的单相接地短路电流均可下降到 40 kA 左右。可见,运行时调整电网接线方式对限制本工程短路电流作用明显。

5 结论及建议

以金沙江一期工程为背景,计算分析了变压器中性点加装小电抗和调整系统运行方式两种措施对限制双龙、复龙换流站 500 kV 侧单相短路电流的作用。计算表明,在溪洛渡左岸电站升压变压器、复龙和双龙换流站的站用变压器及换流变压器加装 $1/3(U_k\%)$ 中性点小电抗,以及叙府变压器加装 $1.0(U_k\%)$ 中性点小电抗后,均能一定程度上降低双龙、复龙换流站 500 kV 侧母线单相短路电流,但由于线路长度较长以及换流站内部结构的局限性,效果均不明显。通过改变双龙换流站出口 500 kV 线路的运行方式则能较明显地降低双龙、复龙换流站 500 kV 侧母线单相短路电流,并且不增加额外投资,能根据电网实际运行情况灵活调节。因此,为限制复龙和双龙换流站 500 kV 侧的单相接地短路电流,远期可考虑根据电网运行情况调整双龙换流站 500 kV 出线方式,即断开叙府—双龙或复龙—双龙 1 回线路运行。调整电网运行方式会降低运行的可

(下转第 94 页)

器组8只串联。

4.2 电能应用

电能的消耗部分主要由卸载电路、直流负载、交流负载3个部分组成。根据用户的用电类型不同,负载分为直流和交流两种。直流负载可由蓄电池直接引入,也可通过一个升压或降压电路(DC/DC)来提供用户需要的直流电压。而交流负载需要设计DC/AC逆变器。卸载电路的主要作用是:当风速很高,但仍未达到过速保护状态时,系统仍需要给负载或蓄电池供电,为了减小大风给开关管及其电路造成的损坏,控制器可以开启卸载电路,使一部分功率在卸载电路消耗掉,从而减少大风对控制器的冲击。

5 LED 路灯

LED灯以发光二极管作为光源,是一种固态冷光源。具有寿命长、响应快、易集成、电流小、电压低、亮度高、节能佳、光分布易于控制、环保无污染等优点。随着技术的发展,LED控制技术有了很大的提高,其价格也随之降低,使LED光源在照明领域的应用将越来越广。LED光源直接由超级电容和蓄电池组成的混合储能装置供电,不需要逆变器,使得风光互补路灯系统的成本进一步降低。

6 结 语

对风力光照互补LED路灯控制系统的研究,解决了单一发电供电不稳定及能量不足的问题,对于

其中采用的LED等进行照明使其性价比大大提高,在电源方面采用了铅酸蓄电池与超级电容混合储能的技术,改善了单一蓄电池储能的循环寿命短、功率密度低、维护量大等一些难以克服及成本昂贵等缺点,在控制策略上采用最大功率点跟踪(MPPT)的控制方法,使其更好地利用资源,让该系统的每一部分都发挥最大的功效。

参考文献

- [1] 朱芳,王培红. 风能与太阳能光伏互补发电应用及其优化[J]. 上海电力,2009(1):23-26.
- [2] 李少林,姚国兴. 风光互补发电蓄电池超级电容器混合储能研究[J]. 电力电子技术,2010(2):13-14.
- [3] Gao L, Dougal R A, Liu S. Power Enhancement of an Actively Controlled Battery/Ultra Capacitor Hybrid [J]. IEEE Trans. on Power Electronics, 2005, 20(1): 236-243.
- [4] 肖贵贤,汪有源. 风光互补发电系统的研究与应用[J]. 中国科技信息,2009(22):20-21.
- [5] 陈亚爱,金雍奥. 风光互补发电系统控制技术综述[J]. 电气传动,2012,42(1):3-9.

作者简介:

司志泽(1987),男,硕士研究生,从事自动化装置与智能仪表的研究;

陈志军(1967),男,硕士生导师,副教授;智能信息处理和智能控制与系统开发;

安典强(1986),男,硕士研究生,从事风力发电机组故障诊断的研究。

(收稿日期:2013-02-19)

(上接第71页)

靠性,为此建议将复龙—双龙双回500kV线路按两个单回建设,并将导线截面适当放大。上述研究成果已得到中国电力顾问集团公司有关专家的认可,推荐在实际工程中进行应用。

参考文献

- [1] 朱天游. 500kV自耦变压器中性点经小电抗接地方式在电力系统中的应用[J]. 电网技术,1999,23(4):15-18.
- [2] 王磊,徐丙华. 华东电网500kV自耦变压器中性点小电抗接地应用的研究[J]. 变压器,2010,47(5):53-56.

- [3] 朱天游. 三峡电站500kV主变压器中性点接地方式优化选择[J]. 电网技术,1997,27(5):48-51.
- [4] 程云志,叶幼君. 500kV自耦变压器中性点装设小电抗的应用研究[J]. 华东电力,2006,34(11):59-61.

作者简介:

吴晓蓉(1981),女,工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

高 强(1984),男,助理工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

郭明阳(1986),男,助理工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

刘强国(1946),男,教授级高级工程师,从事电力系统规划设计工作40余年。

(收稿日期:2013-01-10)

直流高速真空断路器灭弧方案的仿真研究

高银银, 陈民武, 方雨菡

(西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘要: 随着直流输电技术的快速发展, 直流断路器的研制水平成为制约其发展的一个重要因素。针对直流断路器研制的的关键问题——直流高速真空断路器灭弧方案, 介绍了几种典型的直流断路器灭弧方案的工作原理。在此基础上, 结合具体实例, 对采用电流转移原理、实现灭弧进行理论与 Matlab 仿真建模。仿真结果表明, 采用电流转移原理灭弧的直流高速真空断路器具有可行性。

关键词: 直流断路器; 灭弧方案; 电流转移原理; Matlab 仿真

Abstract: With the fast development of HVDC transmission, the manufacturing ability of DC circuit breaker becomes an important factor that restricts its progress. Aiming at the essential question – arc extinction program of DC high – speed vacuum circuit breaker (HSVCB), the working principles of several typical arc extinction programs for DC circuit breaker are introduced. On this basis, combining with the example, the theory of adopting current transfer principle to extinct DC arc are analyzed and its simulation models in Matlab are established. The simulation results show that it is feasible to adopt current transfer principle to extinct the arc for DC HSVCB.

Key words: DC breaker; arc extinction program; current transfer principle; simulation in Matlab

中图分类号: TM561 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2013) 03 – 0072 – 04

0 引言

近年来, 随着科技的进步, 作为解决高电压、大容量、长距离送电和异步联网重要手段的直流输电技术正越来越受到广泛的应用。相比交流输电, 直流输电有较好的经济效益和优越的运行特性。为了增加直流输电的灵活性、多样性, 人们希望采用多端直流输电系统, 直流断路器成为直流电力系统的“瓶颈”问题^[1]。直流电流的开断不像交流电流那样可以利用交流电流的过零点, 直流断路器的主要问题就是没有可直接熄灭电弧的电流零点。因此, 直流开断最重要的问题, 是要采取有效措施让开断直流电流必须创造过零点, 使电弧电流减小到零, 以致熄灭电弧。

真空断路器起初由英国和美国进行开发, 随后日本、西德也进行开发研究, 在这些国家的配电系统中运行。国内真空断路器行业相对国外来说起步比较晚, 但是自真空开关 20 世纪 60 年代初进入电力系统以来, 已有 40 多年的历史。直流断路器的主要问题就是没有可直接熄灭电弧的电流零点。因此, 要采取有效方案使电弧电流减小到零, 以致熄灭

电弧, 对开关电器进行保护。目前对直流断路器灭弧方案的研究已引起国内外的高度重视, 欧美各国、日本的直流系统和电力部门的研究所及高等院校均设置了相关机构从事这方面的研究^[2]。

1 直流高速断路器熄灭电弧方案

国内外采用的直流高速断路器熄灭电弧方案基本可以归纳为: 反向电压法、电流转换法、自激振荡法和电流转移原理的方法。

1.1 反向电压法^[3-4]

由电弧方程可知, 如果电弧电压高于系统电压时, 电弧就可以熄灭, 这就是反向电压法。这种灭弧方式一般用于早期的低压直流断路器, 靠在触头分断时灭弧室强烈的冷却作用来消除电弧能量, 使电弧电压得到提高, 从而达到熄弧的目的。在初期的电气铁道中所使用的直流高速空气断路器, 就是产生一个超过电源电压的电弧电压使其电流过零的一种装置, 它主要是通过拉长发生于断路器触头间的电弧长度来提高电弧电压, 以此把电流限制到零。

但这种切断原理上说不可避免地存在着触头与灭弧栅的损耗, 而为了维持其可靠性, 则需要频繁地

进行维护与检查。此外,由于需要大的电弧间隙和飞弧距离而难于小型化。

1.2 电流转换法^[4]

在一般的使用场合,大部分系统残余能量是靠将电流转换至电阻或电容器中耗散的,少部分能量则借助燃弧来耗散。为了切断直流电弧,在直流断路器的发展过程中,出现了一类分段限流式直流断路器,它是先对直流进行限流,然后开断。即在发生故障时,利用各种手段来实现限流,比如在线路中串联一定量的电感,或在分断时在电路中串有一定量的电阻来限流。但其动作时间长,开断电流小。

1.3 自激振荡法^[4]

自激振荡法由 L-C 电路及电弧本身组成的振荡回路的高频振荡电流来建立电流零点。这种振荡主要取决于电弧的安秒特性。此时,电弧电压随着电流的增加而减小,即电弧的负阻特性。油、空气或 SF₆ 均可选作灭弧介质,而且交流开断技术也较适用于此方法。但是必须对灭弧室加以改进,使之减小并联电容。近几年来,在国内外出现了利用自激振荡原理灭弧的直流断路器,这种断路器是用在备有金属回路的传输线路中,称之为金属返回转换断路器 MRTB (metallic return transfer breaker)。例如在日本建设的 Kii-Channel HVDC Link 中,就配备了此种断路器,在中国的一些直流输电工程中也有类似的应用。但此类高压断路器的分断能力不是很高,而且价格也比较昂贵。因此在实际应用中受到很大的限制。

1.4 电流转移法^[4,7-14]

电流转移法就是利用预充电的电容器通过电感放电产生一个高频反向电流,叠加在直流断路器上,从而达到建立电流零点的目的。

电流转移原理是近年来较受关注的一种灭弧方式,它主要用来开断大电流且成功率较高。

2 仿真分析

由图 1 中所示,结合某船用直流系统保护断路器对图 2 系统发生短路时电路进行仿真分析。

其技术指标和参数如下。^[5]

额定工作电压: DC 1 500 V;

额定工作电流: 4 000 A;

最大预期短路电流: 60 kA;

最大短路电流上升率: 3 000 A/ms;

限流系数: ≤ 0.35 。

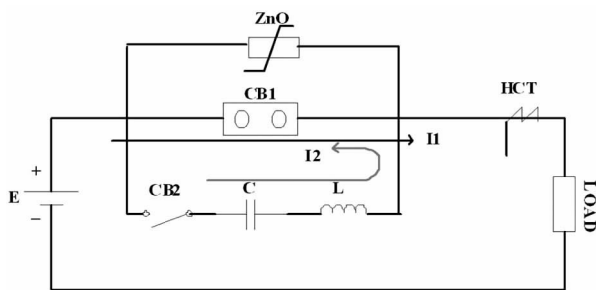


图 1 电流转移原理图

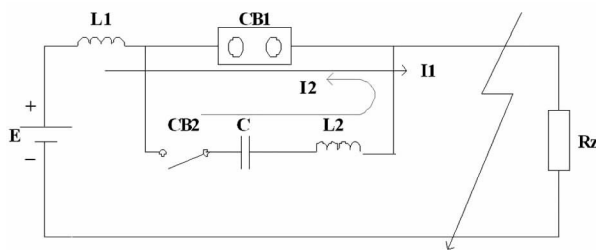


图 2 系统发生短路示意图

图 2 为直流工作系统发生短路的示意图,此时主断路器 CB1 已接到命令开始分闸,产生电弧,并且触头分开到一定的开距,系统中的短路电流快速上升。控制系统同时发出指令闭合 CB2,引入转移电流,促使 CB1 中电流过零,并且在某时刻熄灭电弧。针对以上各阶段,用等效电路做如下分析。

(1) $t=0$ 时,系统发生短路故障,此时其等效电路如图 3 所示,属于一阶全响应电路。

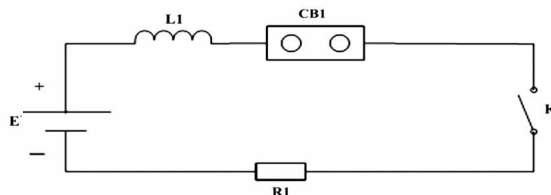


图 3 发生短路时刻等效电路图

$$i_1 = \frac{U}{R_1} + \left(\frac{U}{R_z} - \frac{U}{R_1} \right) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (1)$$

$$\tau = L/R \quad (2)$$

$$U_{L1} = L_1 \frac{di_1}{dt} = -R_1 U \left(\frac{1}{R_z} - \frac{1}{R_1} \right) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3)$$

当短路发生 1 ms 后,故障电流的表达式为

$$i(t) = 60\,000 - 56\,000 e^{-55.1t} \quad (4)$$

其短路波形仿真图如图 4 所示。

(2) 在 $t=t_1$ 时刻,断路器 CB2 闭合,引入转移电流,此时等效电路如图 5 所示。

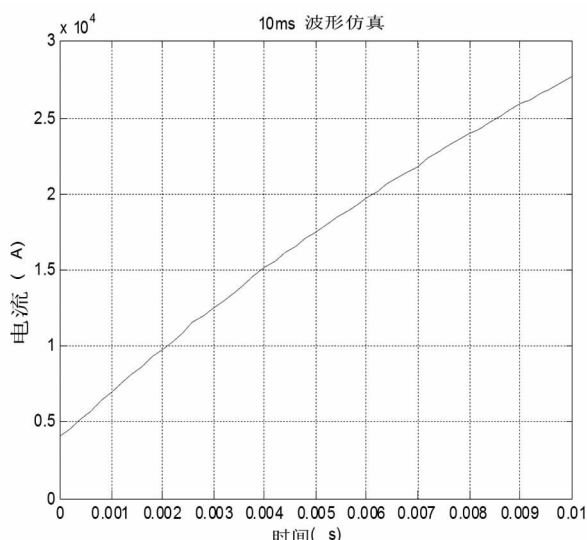


图4 直流系统短路波形仿真图

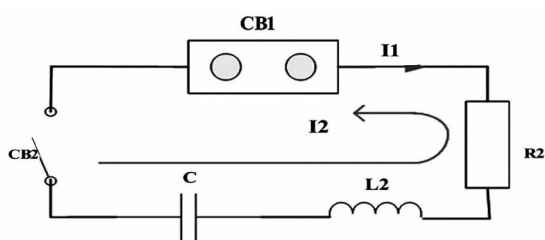


图5 转移电流投入时刻等效图

在 t_1 时刻, 设短路电流上升至 I_2 时, 闭合 CB2, 此时电路属于二阶零输入响应。

$$\begin{cases} U_c = i_2 R_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} \\ i_2 = C \frac{dU_c}{dt} \end{cases} \quad (5)$$

$$i_2 = C \frac{dU_c}{dt} \quad (6)$$

$$\therefore L_2 C \frac{d^2 U_c}{dt^2} + R_2 C \frac{dU_c}{dt} + U_c = 0 \quad (7)$$

解上面二阶常系数奇次线性微分方程, 由于 $R_2 < 2\sqrt{\frac{L_2}{C}}$, 所以此二阶零输入问题的解是一种欠阻尼衰减振荡情况。

$$r_{1,2} = -\frac{R_2}{2L_2} \pm i \sqrt{\frac{1}{L_2 C} - \frac{R_2^2}{4L_2^2}} = \alpha \pm i\beta \quad (8)$$

$$U_c = k \cdot e^{\alpha t} \cdot \sin(\beta t + \varphi) \quad (9)$$

$$U_c(0) = k \cdot \sin \varphi = -U \quad (10)$$

又

$$i_L = i_C = C \frac{dU_c}{dt} \quad (11)$$

$$i_L(t_1) = I_2 \quad (12)$$

得

$$k = \frac{\omega_0 U_0}{\omega} \quad \beta = \arctan \frac{-\alpha}{\omega} \quad (13)$$

$$U_{L2} = L_2 \frac{di_L}{dt} \quad (14)$$

此时通过主断路器 CB1 中的电流为

$$I = i_1 + i_2 = \frac{U}{R_1} + \left(\frac{U}{R_2} - \frac{U}{R_1} \right) e^{\frac{-\alpha}{\omega L_2} t} e^{\alpha(t-t_1)} \sin \omega(t-t_1) \quad (15)$$

当短路发生到一定时刻, 见图4所示, 在6ms左右引入转移电流, 此时在转移回路当中形成振荡, 可得流过CB2的电流波形如图6所示。

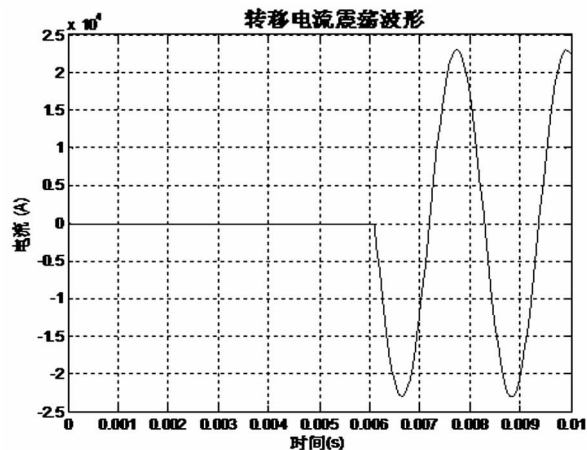


图6 转移电流振荡波形

由图6中可见, 转移振荡电流在第一波峰处超过20kA, 在此时刻, 它与直流系统短路上升电流反向相叠加, 就可以迫使电流过零, 仿真如图7所示。

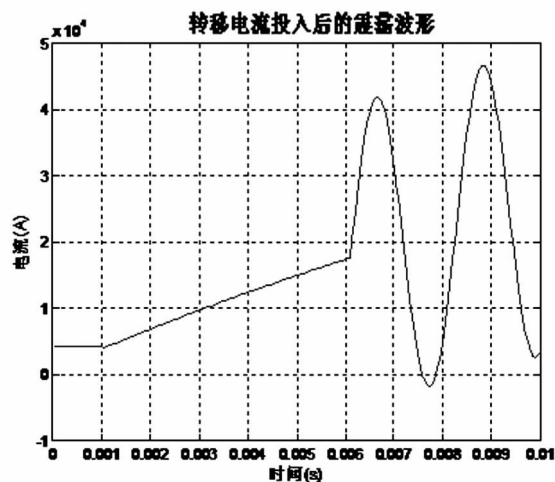


图7 转移电流投入后的振荡波形

(3) 在 $t = t_2$ 时刻, 断路器 CB1 熄灭电弧, 将转移回路串入系统中, 此时等效电路如图8所示。

根据磁链守恒原理, 电路中全部电感的总磁链保持不变。

$$\sum \psi(0_+) = \sum \psi(0_-) \quad (16)$$

$$\text{即, } L_1 i_{L1}(0_+) + L_2 i_{L2}(0_+) = L_1 i_{L1}(0_-) + L_2 i_{L2}(0_-) \quad (17)$$

且换路后, $i_{L1}(0_+) = i_{L2}(0_+) = i(0_+)$ (18)

所以, $i(0_+) = \frac{1}{L_1 + L_2} [L_1 i_{L1}(0_-) + L_2 i_{L2}(0_-)]$ (19)

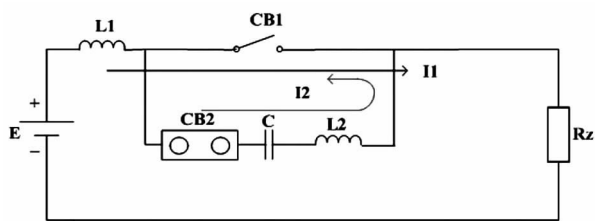


图8 电弧熄灭后系统等效原理图

此时线路中电感值对弧后电流的影响如图9所示。

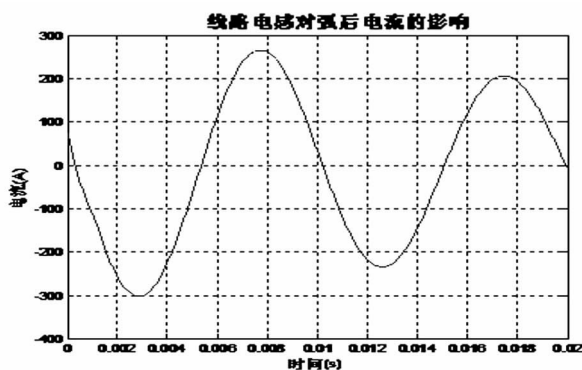


图9 线路中电感值对弧后电流的影响

为了减小振荡电流对断路器的影响,必须采取措施,采用氧化锌避雷器来消除电感中的能量^[15-17],如图1所示,进一步切断电路中的剩余电流等。

3 讨论

在实际的直流系统中,线路的电感值是很大的,可能会高达毫亨量级。这样可能是一个幅值较大的交流电流,这对系统来说也是一个较大的威胁。

所以说在电路开断后,电路中产生的大振荡电流及很长的振荡时间,对系统来说也是不能接受的。

4 结论

通过介绍几种典型直流断路器灭弧方案的原理,主要对选用电流转移电路及转移原理进行分析与仿真研究,对其分断故障电流的3个阶段分别进行理论分析与Matlab建模仿真。结合具体船用直流系统,仿真分析得出采用电流转移灭弧方案的直流高速真空断路器可成功地实现故障电流的分断,

随着中国电力工业发展,在实际应用中具有可行性。

参考文献

- [1] 董恩源. 基于电子操动的快速直流断路器的研究 [D]. 大连: 大连理工大学, 2004.
- [2] 穆云青. 基于开关电源的地铁杂散电流自动检测和动态补偿装置 [D]. 北京: 首都师范大学, 2006.
- [3] 董恩源, 丛吉远, 邹积岩, 等. 1 500 V 船用新型直流断路器的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(5): 153 - 156.
- [4] 乌尔曼. 直流输电 [M]. 北京: 科学出版社, 1983.
- [5] 浙江大学发电教研组直流输电教研组. 直流输电 [M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [6] Lee A, Slade PG, Yoon KH, et al. The Development of a HVDC SF₆ Breaker [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1985, 104(10): 2721 - 2729.
- [7] Sakai M, Kato Y, Tokuyama S, et al. Development and Field Application of Metallic Return Protecting Breaker for HVDC Transmission [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 100(12): 4860 - 4868.
- [8] 赵晚君. 高压直流输电工程技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [9] 阿津莱加. 高压直流输电 [M]. 重庆: 重庆交通大学出版社, 1987.
- [10] DagAndersson, Anders Henriksson. Passive and Active DC Breakers in the Three - Gorges - Changzhou HVDC Project [C]. Icps 2001 Conference, Wuhan, China, 2001.
- [11] Tokuyama S, Arimatsu K, Yoshioka Y, et al. Development and Interrupting Test on 250kV/8kA HVDC Circuit Breaker [J]. IEEE Trans. on power Apparatus and Systems, 1985, 104(9): 2453 - 2459.
- [12] 李天和. 大功率开关装置的物理基础与工程应用 [M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [13] Greenwood A N, Barkan P, Kracht W C. HVDC Vacuum Circuit Breaker [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1972(92): 1575 - 1588.
- [14] Darwish HA, Izzularab MA, Elkalashy NI. Real - time Testing of HVDC Circuit Breakers Part I: Bench Test Development [C]. ICEEC'04, Cairo, Egypt, 2004.
- [15] Krause Ch et al. Testing of Mo - surge Arresters for Application in HVDC System [C]. 6th ISH New Orleans - LA USA Aug. 26, 1959.
- [16] 孙业武. 金属氧化物避雷器限制 10 kV 电容器组操作过电压的研究 [J]. 中国电力, 1995(5): 45 - 49.
- [17] 黄艳. 氧化锌避雷器限制操作过电压研究 [J]. 高压技术, 1997(3): 80 - 82.

(收稿日期: 2013 - 02 - 11)

500 kV 变电站主变压器低压侧开关分闸回路 典型缺陷分析及处理措施

陈宏元, 李凡红, 庄秋月

(四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 现阶段 500 kV 电网已迅速发展成为主构架枢纽网络, 关乎整个电力系统的安全稳定运行, 因此在基建筹备过程中相关保护、控制等回路的调试验收显得尤为重要。以某新投 500 kV 变电站主变压器低压侧开关分闸回路发现存在的典型缺陷为例, 详细阐述了缺陷故障查找和判别的思路和方法, 并有针对性地提出了有效地预控措施来控制、解决同类缺陷, 为类似的基建验收调试工作提供有利的参考价值。

关键词: 500 kV 变电站; 分闸回路; 对地电位测试; 低气压闭锁; 调试验收

Abstract: The 500 kV power grid is developed rapidly to be the main framework terminal network at the present stage, and is related to the safe and stable operation of the whole grid. So the relevant commissioning acceptances of protection and control circuits etc. are particularly important during the construction preparation. Taking the existing typical defects finding in the tripping loop of low side switch in main transformer in a newly-operated 500 kV substation for example, the troubleshooting and discrimination ideas and methods are described in detail, and some effective precautionary measures are put forward to control and solve the similar defects, which provides the favorable references for the similar construction acceptance and commissioning work.

Key words: 500 kV substation; tripping loop; potential to ground test; low pressure lockout; commissioning acceptance

中图分类号: TM407 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0076-04

0 引 言

随着坚强智能电网建设规划的快速发展, 中国 500 kV 输电线路主网架结构日趋成熟。对于日益兴建的变电站, 如何提高调试、验收质量, 确保保护及控制回路的完好正确性就显得尤为重要。依据国家电网公司反措类相关文件要求及规定: 对于各回路, 必须进行所有保护整组检查, 模拟故障检查保护压板的唯一对应关系, 避免有任何寄生回路存在。基于此, 借某新建 500 kV 变电站现场验收过程, 对发现的主变压器低压侧开关分闸回路典型缺陷进行了深入的分析讨论, 并结合现场生产实际及相关反措要求提出了优化解决措施, 为类似典型缺陷的验收发现、排查处理策略及设计预控措施提供了参考方法。

1 现场典型缺陷

该站的两台自耦主变压器连接 3 侧: 即 500 kV

内桥接线、220 kV 双母单分段及 35 kV 单母。内桥接线方式在 500 kV 变电站的应用形式并不常见, 因接线方式单一, 运行危险指数高, 且线路与主变压器停电或故障跳闸均易互相影响, 因此对保护控制及自动化装置的快速、正确动作要求颇高。而在该站现场调试验收过程中, 却发现主变压器低压侧开关 (以 1 号主变压器为例以便清晰) 存在严重的设计及操作缺陷: ①进行整组传动试验时, 低压侧开关不能进行正常的分闸操作; ②在进行直流电源相互独立性检查时发现: 当低压侧只给第二组直流电源时保护无法准确跳开开关。而只给第一组直流电源或第一、二组直流电源同时给上时保护却能按控制要求正确跳开开关。

2 处理及排查策略

为确保对应的保护、控制及信号等重要回路一一对应, 检修人员在验收过程中需要对各回路的独立性及完整性进行校验核查。经过仔细的分析判

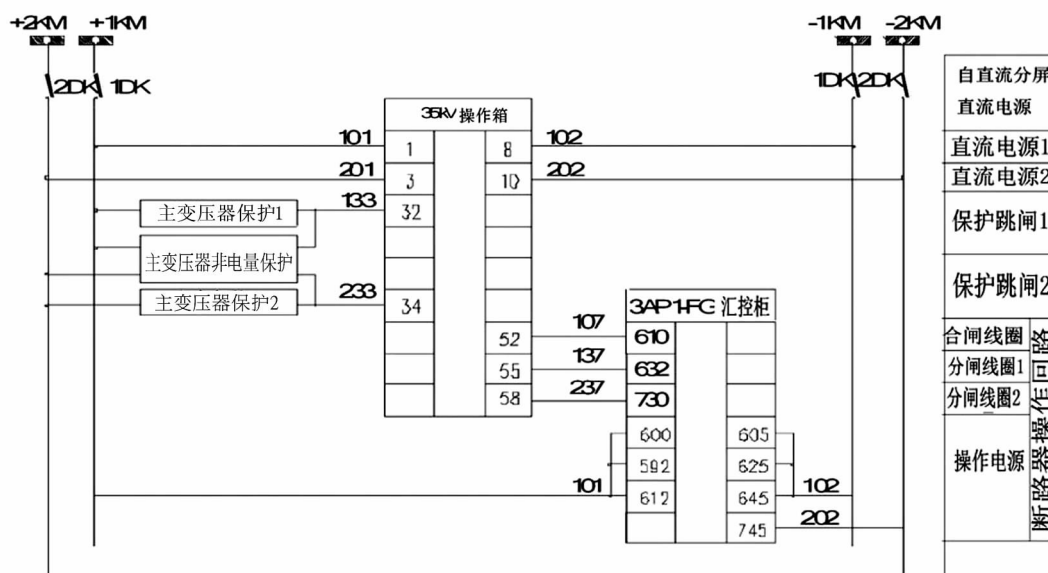


图1 低压侧保护控制回路简图

断,结合发现的缺陷问题拟定了以下基本验收策略:即逐一断开每一组直流电源后,检测两块保护屏的直流正负端对地电位情况,若各接地(101/102和201/202)的对地电位的独立性满足则表明两组控制回路未与其他回路电源进行混接打搅,否则表明回路中可能串入了其他回路的电源,需要进行进一步详细深入的分析排查。在确保控制回路独立完好的基础上,分别依次断开两组直流电源来测试各屏位处的正负直流端、跳闸各出口端(133R、137、233R、237)的电位情况,若满足上述条件则表明两组控制电源相互独立;若不满足则说明两者之间存在直流打搅的现象需要及时排除。

在进行该缺陷问题处理时分了以下两种方式进行排查:一是在带电的情况下进行“回路逐点电位测试”;二是在不带电的情况下进行“回路逐点导通测试”。鉴于二次设备实际调试的后期工作过程中,部分设备及装置已经调试完成且均已正常带电运行,为避免互相干扰影响正常设备或其它可靠回路的稳定试运行,在实际排查过程中侧重以电位测试对其进行分析。

3 原因分析

从上述处理过程中分析可知,在单给任一组控制直流电源并模拟故障时,开关跳闸未成功,而在对应保护屏端子排处短接回路接点(101-137)时,已合闸的开关均不能正确跳开。为避免两组直流存在

打搅现象,在采用直流电源分组测试方法和策略表对其回路进行深入检查时,发现两组直流并未混接。

在此基础之上,为缩小故障排查范围,再给上第一组控制电源,从断路器机构本体箱处再次进行了梳理,却再次发现场地开关就地机构箱在带电的情况下,对合闸开关进行分操作时,亦不能跳开开关的重大问题。现将其开关控制回路简述为图1所示。

当给上第一组直流电源,并将开关机构箱的“远方/就地”把手切于就地位置,在未按S3按钮和按下S3按钮(S3为“分闸”按钮)不放的情况下,分别测试开关机构箱处各点的对地电位,发现仅给第一组保护直流电源并常按S3分闸按钮时,发现分闸继电器Y3两侧的对地电位均为+109V左右,而不按S3时,其两侧对地电位为0,这表明该组控制电源的负端未沟通所致。现场检修人员按其机构内部二次控制回路图进行查线发现端子X1:645未与第一组负电沟通,即端子X1:625和X1:645未有外部线短接(属于接线人员的粗心),如图2左所示。经处理后测试发现能进行正常分闸。

当只给上第二组直流电源,测试开关机构箱处的电源电位,其测试结果发现开关机构箱内的分闸继电器的接点(Y4-A2)对地电位为零,结合第一组SF₆闭锁回路可分析出K55接点未闭合,由此反推为K55继电器未励磁造成。同时检修人员也在现场进行了如下的试验,从而验证了其推断的正确性。即:第一,保护屏处短接正电201接点和跳闸237接点的同时按下K55继电器的动合触点,此时合闸的

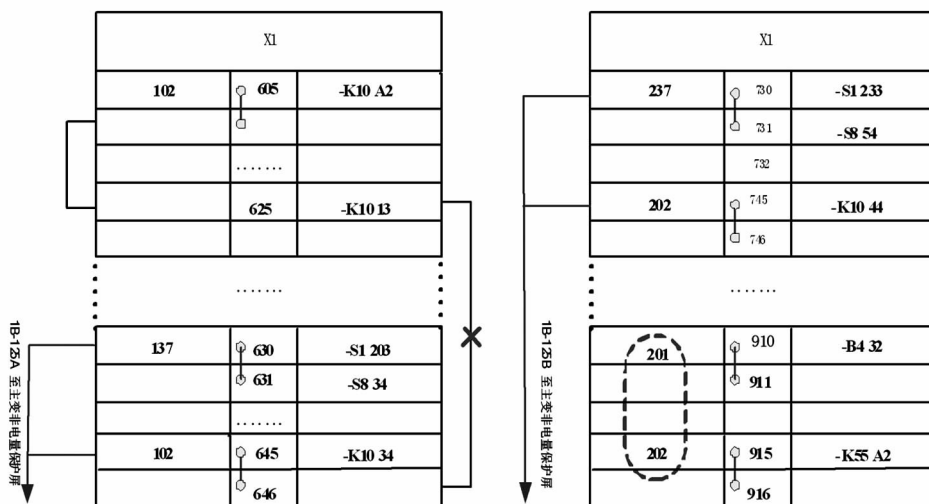


图2 二次回路接线图

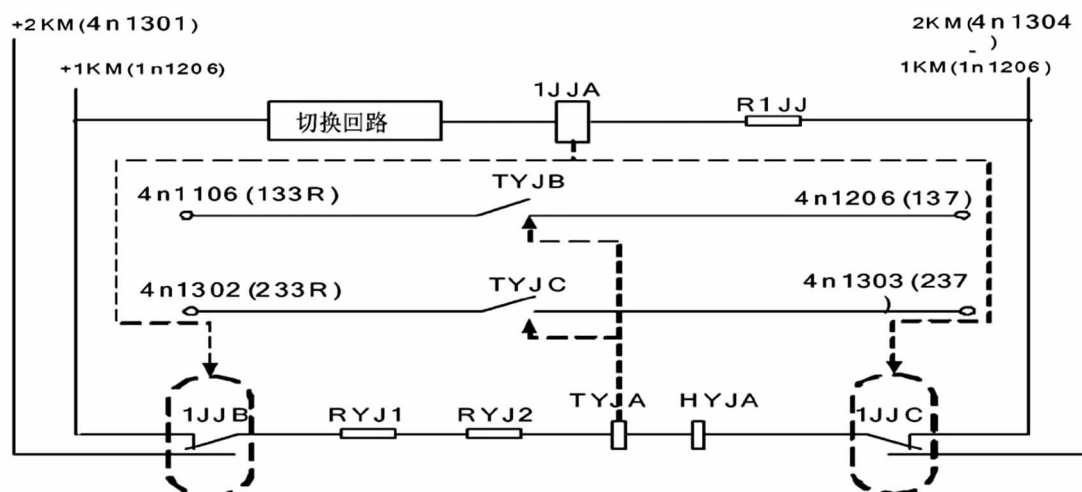


图3 操作箱的控制回路简图

开关跳开;第二,仅在保护屏处短接正电 201 接点和跳闸 237 接点,此时合闸的开关未跳开。

后查阅图纸整体回路发现:由于断路器机构回路内自身带有两组内部压力闭锁功能,分别作用于分闸 1 回路和分闸 2 回路的闭锁,其常开接点串于分闸 1 和分闸 2 回路中,因此当分闸 2 的 SF₆ 压力闭锁继电器未励磁时,由于常开接点断开导致合闸回路不完整,导致分闸不成功。由于设计失误,用于 SF₆ 压力总闭锁继电器 K55 的 910 和 915 未接线(未考虑分闸 2 回路中的 SF₆ 压力闭锁接点并未对其设计接线),如图 2 右红色标注所示。这就导致了 K55 不能正常励磁,使得其分闸 2 回路中的常开接点断开,因此当第二组直流电源给上时,开关不能跳闸。

后与设计进行沟通,结合 18 项新反措要求,将

其接入第二组直流控制电源,使之独立并形成双重化要求,避免出现第一组直流消失后影响开关跳闸^[3]。设计更改之后对其进行机构各点电位测试,各组电位测试均正确。由于第二组控制直流电源是直接供保护 2,现场无手分操作,因此不能判定第二组保护控制回路是否完好,但同时可以确定机构汇控柜处的回路完好。

为检验其第二组的整体回路完整性,检修人员仅在第二组直流电源供电的情况下进行整组传动试验,开关不能跳开,为了进一步缩短故障范围,检修人员将低压侧开关合上(开关在合位),分别给第一组直流电源、第二组直流电源来逐段排查,分别测试操作箱的两组电源端接点 [4n1101(101)、4n1201(102)、4n1301(201)、4n1304(202)] 和两组跳闸回路接点 [4n1106(133)、4n1206(137)、4n1302(233)、

4n1303(237)]的对地电位。从测试结果可以看出两组电源未出现打搅迂回的现象,但仅提供第二组直流电源时其4n1302接点的对地电位始终为零,而两组均供电时其接点对地电压为-109 V左右。这说明回路缺陷存在如下两种可能性:即压力电压切换接点损坏或压力闭锁继电器损坏。

为了更清楚说明故障原由,引以其操作箱的控制回路为例来进行阐述,如图3所示。

从图中可以分析出:双跳圈操作箱的压力电源由电源自动切换继电器1JJ完成:将两组操作电源经切换接点转换后供给分闸压力闭锁继电器,如图5中红色虚线框所示,其目的在于当一组有电时切换在一组电源工作,一组失电自动切换到二组电源,以此保证压力闭锁继电器在任一组失电时仍能正常工作。而由压力闭锁继电器的两组常开接点分别串入两组分闸回路中,从而实现每组分闸回路的压力监视和闭锁功能,如图5中紫色虚线框所示。

综上所述可以断定其故障为压力电压切换接点损坏:若是后者,则当两组同时供电时,则4n1302接点的对地电位应该和单供第二组一样,均为0 V,而与实际测量值不吻合,故排除。其产生的严重后果及隐患为:若将此进行投运使用,当第一组电源出现故障时,即使第二组直流电源正常,由于其压力电源自动切换回路存在断开点,当发生故障保护也不能跳开开关,导致故障不能及时切除,扩大事故范围。

4 相应的处理措施

为解决上述问题,从二次回路实现的角度提出了以下3种处理方案。

方案1:更换带有内部气压低闭锁功能的插件:即更换带有内部气压低闭锁功能的厂家插件,但必须保证其压力电源自动切换回路能够正确切换其直流电源,以保证当仅供一组直流电源时,其相应的压力监视回路能够正常工作。

方案2:采用自身具有闭锁功能的开关机构。由于低压侧开关为西门子厂家的,本身带有两路压力闭锁功能(有两个压力低总闭锁继电器),因此可以利用外部压力闭锁来实现对分闸回路的闭锁功能,因此可以采用不带有内部气压低闭锁功能的插

件来实现。

方案3:更换带有内部气压低闭锁功能的插件+开关机构自身闭锁功能:即采用“内外结合”模式,将两者进行“与”逻辑,共同来实现其闭锁功能。这样的优点是可以防止误闭锁的情况出现,但由于中间环节较多,使其可靠性较大削弱。

上述3种方案均可付诸实施,但各有利弊:前两种方案均采用单一闭锁接点来实现,可靠性高,但前者需要装置插件可靠才能保证回路的完整,而后者要求开关自身的辅助触点要可靠;方案3则是两个闭锁接点(内部和外部)串联来实现,降低了“误闭锁”的机率,但回路复杂且可靠性不高。从个人观点而言,加之该设备长期的运行经验,更倾向于采用方案2,原因在于减少了其压力电压切换环节,使得回路更为简化,有利于回路的可靠性,若出现上述现象也能够保证开关正常分闸。

在与操作箱厂家和设计单位进行了相应的沟通及方案权衡分析后,设计单位出具设计变更采用了方案2来解决对应缺陷。

5 结 论

从上面主变压器低压侧开关分闸回路缺陷的分析过程中可以发现:回路中存在任何缺陷都将导致调试过程中的受控设备不能正常工作,而诸多缺陷的产生有现场施工的粗心,亦有设计的疏忽,亦有设备自身的缺陷,因此为了确保二次回路的完整且正确,要从逆向思维的工作思路及针对性的技术方案出发,采用“逐段排查”的方法来缩小故障范围,对存在多种可能性的故障原由时结合现场的设计图纸和厂家白图来判断,并提出了保证设备可靠运行的参考方案。

作者简介:

陈宏元(1975),男,工程师,长期从事变电运行管控工作;

李凡红(1984),男,工程师,研究方向为电力系统智能运行及控制理论研究,从事继电保护调试方面工作;

庄秋月(1986),女,工程师,研究方向为电力系统运行及暂态分析,从事现场变电运行工作。

(收稿日期:2013-02-27)

35 kV 小型农村变电站主变压器防止过电压研究

曾家斌, 李 昂

(自贡电业局, 四川 自贡 643000)

摘 要: 针对发生的一起主变压器高压绕组短路事故, 结合事故变压器解体及相关检查、试验情况, 对导致事故发生的原因进行分析, 并提出因事故发生而暴露出来的问题以及应采取的相关对策措施。

关键词: 变压器; 雷击; 匝间短路; 感应过电压

Abstract: Aiming at the short-circuit fault of high-voltage winding of main transformer, the causes leading to the fault are analyzed combining with the disassembly of faulty transformer and the related inspections and tests. The weak points reflected by the accident and the corresponding countermeasures are proposed.

Key words: transformer; lightning stroke; interturn short circuit; induced overvoltage

中图分类号: TM86 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0080-03

0 引 言

近年来, 自贡电业局发生数起 35 kV 主变压器因雷击过电压造成绝缘损坏故障, 经试验及吊芯检查发现, 发生故障的主要原因是由于绕组、主绝缘和引线等部位的绝缘问题引起的, 薄弱的绝缘在系统短路时由于短路电流耐受能力不够导致发生故障以及雷电过电压引起的主变压器绝缘损坏事故。下面对一起 35 kV 小型农村变电站主变压器因雷击造成绝缘损坏事故进行分析, 制定改进主变压器防雷技术方案。

1 事故概况

1.1 事故发生经过

某 35 kV 小型农村变电站, 有 1 回 35 kV 进线, 4 条 10 kV 馈线, 由单台主变压器供电。该主变压器容量 6 300 kVA, 于 2008 年 12 月出厂, 2011 年 6 月投运。2011 年 7 月 23 日 03 时 30 分, 该站附近电闪雷鸣, 风雨大作。当天 13 时 01 分, 该站 1 号主变压器重瓦斯、轻瓦斯保护及差动保护动作, 主变压器高、低压侧开关跳闸, 10 kV 母线失压, 4 条 10 kV 馈线速断保护动作跳闸, 全站失压。经现场外观检查, 发现瓦斯继电器内积聚了 500 mL 气体, 初步判断变压器内部经受了严重的故障。事故时, 该站为

单线单变压器结构, 主变压器负荷为 2 300 kVA, 35 kV 进线侧装有一组 YH5WZ-51 型复合式绝缘氧化锌避雷器, 主变压器低压侧母线桥处装有一组 YH5WZ-17/45 型复合式绝缘氧化锌避雷器。变电站由两支与主网相连的针式避雷针构成防直击雷保护, 其与主网接地电阻为 $0.38 \mu\Omega$ 。

1.2 事故后试验检查情况

1.2.1 雷电情况

通过该局建立的雷电定位系统终端, 查询到如下数据: 23 日 03 时 30 分至 04 时 00 分, 半小时内该片区有 6 次不同程度的雷电, 最强一次落雷位置的纬度为 104.814 3, 经度为 29.389 0, 雷电流幅值为 -47.6 kA。使用全球定位系统 GPS 测量得到变电站内主变压器处坐标位置为纬度 104.812 9, 经度 29.393 8。考虑 GPS 的测量误差, 可以认为雷击于变电站附近。但未查询到雷击于站内或站外附近电力设备使外绝缘闪络的任何迹象, 因而落雷应直击于变电站附近。但是在发生雷击时, 并没有立即引

表 1 主变压器高压绕组直流电阻值

试验项目 试验 相别	高压直流电阻 /mΩ			相间最大 差值于三相 平均值之比	最小相
	AO	BO	CO		
交接值	685.5	690.0	688.8	0.66	AO
事故后	677.5	681.7	681.8	0.632	AO
与初始 值比较	1.167	1.203	1.016	——	——

表2 35 kV 1号主变压器色谱分析报告

试验日期	氢气	一氧化碳	二氧化碳	甲烷	乙烯	乙烷	乙炔	总烃
2011.07.02	4.7	14.7	737.3	1.2	0.4	0.2	0.0	1.8
2011.07.23	44.4	316.7	2 443.4	20.2	35.6	2.8	56.7	115.3

起主变压器保护动作,说明在发生雷击时,传到主变压器内部的雷击电压强度不足以完全破坏绕组绝缘;故障延迟了9个多小时之后在13时01分才发生,表明还有其他因素导致了事故的发生。

1.2.2 电气试验

事故后,测试主变压器高低压侧绕组绝缘电阻、介质损耗因数合格。高压绕组直流电阻相间最大差别值(0.632%)不大于三相平均值的2%;与交接相同部位测得值比较,其变化不大于2%(见表1),低压电阻无明显变化。通过常规高压试验数据判断:该主变压器35 kV高低压绕组线圈没有发生严重的贯穿性集中故障、整体受潮或贯通性受潮,有可能产生过局部匝间短路故障。

1.2.3 油色谱分析

事故后,分别取气样和主变压器本体油样作色谱分析,结果如表1所示。该主变压器色谱数据中,乙炔含量超出注意值5 $\mu\text{L/L}$,总烃含量接近注意值150 $\mu\text{L/L}$ (见表2)。经三比值法计算得出该组数据的三比值为102,故障类型判断为高能量电弧放电。另外,色谱中含有大量二氧化碳及一氧化碳,尤其以二氧化碳为主,说明变压器内部曾经发生过强烈过热,导致纸或某些绝缘材料过热分解产生。

1.2.4 主变压器吊罩检查情况



图1 A相绕组放电部位

24日,现场对该主变压器进行了吊心检查。解开35 kV绕组的外围屏,发现高压绕组存在多处明



图2 C相绕组放电部位

显放电痕迹。第一,C相高压线圈自下往上第9饼与第10饼之间严重烧损,第10饼绕组最外一根铜线纠结处明显变形,线圈上所包绝缘纸成散花状掉落于线圈底部,电气故障点位于第9饼与第10饼之间,有明显的放电痕迹,铜线裸露并有部分烧熔,但放电容量不大。第二,A相高压线圈自下往上第3饼与第4饼之间轻度烧损,最外层铜线外绝缘纸脱落,线圈底部绝缘纸板上留有少量铜屑,铜线裸露并有部分烧熔。第三,在B、C相引线上有多个放电电弧在绝缘纸上留下的黑色痕迹。

2 分析总结

在2011年7月23日03时左右,该主变压器周围6次不同程度的感应雷电作用于进线及主变压器高压侧,造成进线避雷器计数器共动作计7次(其中A相1次,B相2次,C相4次)。由于某次直击于变电站附近幅值比较大的落雷,在主变压器35 kV侧过渡引线上形成渡头较缓的雷电感过电压。此时雷电波沿导线两端行进,一侧经主变压器开关至35 kV进线,由线路氧化锌避雷器动作放电;另一侧雷电波直接侵入变压器35 kV绕组。在雷电波入侵的作用下,由于变压器绕组各匝间对地电容的分流影响,绕组中各部分的初始电压分布是不均匀的,愈靠近首端,匝间电位差愈大,电位梯度愈高。也就

是说,当超过变压器全波冲击耐压水平的雷电波入侵主变压器时,首先损坏的应该是高压绕组的主绝缘或首端几饼线圈,而从故障部位来判断,却发生在线圈的接近尾端部,主绝缘没有放电痕迹,匝间短路时放电容量很小。这就足以说明,事故时并没有超过变压器全波冲击耐压水平的雷电波入侵到变压器的35 kV线圈绕组,且主变压器原来存在局部绝缘薄弱点。在这些雷电冲击作用下,这些绝缘薄弱点产生局部放电并且自熄,使得放电处绝缘降低并在其外部绝缘纸上留下黑色的放电痕迹。由于上午该片区负荷比较低,该主变压器继续带病运行。到中午用电高峰到来时,该负荷高峰逐渐加剧了主变压器高压绕组绝缘薄弱点的恶化。13:1',由于电流超过受损绝缘耐受临界值,主变压器内部高温过热,产生大量一氧化碳和二氧化碳,发生匝间电弧放电,致使线饼绝缘受到严重破坏,导致主变压器重瓦斯及差动保护动作造成事故发生。

3 35 kV 小型变电站主变压器防雷措施改进

针对事故的发生,提出技术反措并实施验证,才是进行故障分析、总结经验教训的目的,通过分析总结,提出如下几方面的防雷改进措施。

(1) 为了避免主变压器高压侧过渡引线上雷电感应过电压对高压绕组主绝缘及匝间绝缘的影响,在雷击多发片区,应尽量在主变压器高压侧安装一组避雷器,充分保障主变压器在雷击情况下的安全运行。

(2) 从主变压器事故吊芯情况看,高压绕组线圈有不同程度的变形及多处放电现象。对于这种SZ9型产品,近年来因雷击而导致主变压器绕组变形匝间短路损坏的数量明显上升,应引起制造厂家的足够重视,除了从设计和制造工艺上严格把好质量关外,如有条件,35 kV电力变压器应通过突发短

路试验以考核产品的动稳定能力,提高运行的可靠性。

(3) 结合大修应加强35 kV电力变压器纵绝缘。SZ9型高压绕组应加强其层间绝缘,经过加强绝缘的变压器在冲击试验及运行中均未发生雷击损坏事故。

(4) 应严格执行电力系统运行规程和调度规程,提高运行人员的技术素质,逐步使运行管理规范化。采取有效措施,减少近区短路的发生次数,加强配电线路及变电设备运行维护。运行中若发生变压器主保护动作或10 kV母线出口短路,必须进行全面的检查,尤其当查不到主变压器外部设备故障时,应对变压器进行电气试验及油分析化验,判断无问题后方可投运。严禁只根据外部迹象盲目将已存在故障的变压器再次投运。

4 结 语

重点分析一起由于雷电感应过电压诱发35 kV主变压器高压绕组绝缘降低,最终因当地用电负荷高峰到来而导致主变压器绕组匝间短路故障的原因。有针对地找出了事故所暴露的问题,并提出相应的改进措施,对35 kV小型农村变电站主变压器防止过电压事故发生有一定实用价值。

参考文献

- [1] DL/T 596-1996, 电力设备预防性试验规程 [S].
- [2] GB 7252-87, 变压器油中溶解气体分析和判断导则 [S].
- [3] 操敦奎. 变压器油色谱分析与故障诊断 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [4] 李建明, 朱康. 高压电气设备试验方法 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

(收稿日期: 2013-02-13)

电科院完成锦屏换流站带电检测

按照国网公司运检部统一部署,四川电科院技术人员5月中旬赴锦屏换流站开展带电检测工作。技术人员对全站设备带电运行状态进行普查,经过3天努力,完成了各检测项目,包括:全站GIS和罐式断路器的局部放电在线检测、气体分解产物检测、换流变压器与站用变压器的绝缘油试验、全站避雷器泄漏电流检测、全站一次设备红外测温、换流变压器铁心接地电流测量等。此外,还对油中氢气含量超标的极Ⅱ高端YY-A相换流变压器进行了超声局部放电检测。本次带电检测为锦屏换流站设备带电运行状态进行了全面把脉,为±800 kV特高压锦苏直流输电工程迎峰度夏提供了有力保障。

油浸式电流互感器的不同缺陷原因对比分析

陈安明, 杨 洋, 许 强, 黄文龙, 郭 锐, 张智勇

(四川省电力公司超(特)高压运检公司成都中心, 四川 成都 610000)

摘 要: 介绍了3起油浸式电流互感器的缺陷实例以及造成这3起缺陷的原因, 并基于这3起实例, 对造成油浸式电流互感器缺陷的不同原因进行了详细的对比、讨论和分析, 以梳理清楚对油浸式电流互感器不同缺陷类型的分析思路, 指导对油浸式电流互感器的技术监督工作。

关键词: 油浸式电流互感器; 缺陷; 受潮; 介损; 油色谱

Abstract: Three defect examples of oil-immersed current transformer are introduced. Based on the examples, the different reasons of the defects in three examples are compared, discussed and analyzed in detail, which can give a clear idea for analyzing different defects of oil-immersed current transformer and its technical supervision.

Key words: oil-immersed current transformer; defect; moistened; dielectric loss; oil chromatograph

中图分类号: TM452 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0083-03

0 引 言

电流互感器是电力系统继电保护、自动控制和指示等方面不可缺少的设备, 它利用一定的变比关系将大电流变换为小电流, 并配备上适当的电流表计, 起到测量高电压交流电路内大电流的作用^[1-4]。

电流互感器的绝缘介质分为浇注绝缘、气体绝缘和油绝缘3种。其中采用油绝缘方式的电流互感器被称为油浸式电流互感器, 其内部是油和纸的复合绝缘, 多为户外装置。

油浸式电流互感器分为以下2种。

1) 电磁式电流互感器。一次绕组一般采用“8”字型绝缘结构, 套在有二次绕组的环形铁心上, 一次绕组和铁心都包有较厚的电缆纸。

2) 电容式电流互感器。一次绕组一般采用10层以上同心圆形电容屏围成“U”字形, 主绝缘全部包在一次绕组上。为了提高主绝缘的强度, 在绝缘中放置一定数量的同心圆筒形电容屏, 各相邻电屏间绝缘厚度彼此相等, 且电容屏端部按照长度从里往外成台阶排列的原则制成, 最外层电容屏接地, 各电容屏间形成一个串联的电容器组。各相邻电容屏间在制造时电容相等, 保证其电压分布近于均匀。由于电容屏端部电场不均匀, 在高电压作用下, 端部会产生局部放电, 为了改善端部电场, 通常在两层电

容屏间增放一些短屏或者放置均压环。

目前, 35 kV及以上电流互感器多采用油浸式电流互感器。近年来, 高压油浸式电流互感器内在绝缘缺陷引发的事故时有发生, 引起开关跳闸、爆炸起火等事故。电流互感器虽小, 但若发生事故, 必将严重威胁电网的安全运行, 造成的损失和影响却很大。从3起油浸式电流互感器的缺陷实例入手, 就电流互感器各种缺陷原因进行了综合对比分析。

1 油浸式电流互感器缺陷实例

1.1 实例1

2010年9月, 四川省电力公司超(特)高压运检公司在对某变电站的某35 kV油浸式电流互感器进行年检预试时, 发现B相介损严重超标。此故障相预试结果如表1。

表1 某35 kV电流互感器故障相测试结果

一次绝缘电阻	介损	电容量
3 000 MΩ	36.89%	181.6 pF
测试仪器	2 500 V/10 000 MΩ 手动摇表 泛华 AI-6000F 自动介损测试仪	

进一步取油样时还发现, 开始放油的一瓶油样底部有3 cm深的水分, 可以判断故障相电流互感器绝缘严重受潮。

表2 某220 kV 电流互感器某相色谱测试结果^[1]

油中溶解气体组分及含量 $\mu\text{L/L}$							
CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	总烃
1 498	0.91	114.5	1.32	45 586	155.6	637.7	1 614.8

1.2 实例2

2010年8月,某变电站某220 kV 电流互感器某相油色谱试验数据出现异常^[1],如表2。此电流互感器介损试验数据如表3,介损及电容量测试值与交接值相比未见异常。

表3 某220 kV 电流互感器故障相介损测试结果^[1]

测量时间	介损 /%	电容量 /pF
2005 年交接	0.003 1	792.8
2010 年8月	0.004 9	794.2

解体检查发现^[1]:部分电容屏中有X蜡出现,部分绝缘纸有明显褶皱、破损。

1.3 实例3

2010年12月,四川省电力公司对所辖的某变电站进行首检时,发现两只220 kV 电流互感器乙炔含量超标^[1]。两只故障相TA的色谱测试结果及高压试验数据参见文献[8]。

此两台故障TA,首检时乙炔含量超过 $1 \mu\text{L/L}$ 甚至超过 $5 \mu\text{L/L}$ 时,但同时甲烷含量却只有几个 $\mu\text{L/L}$,氢气含量只有几十个 $\mu\text{L/L}$,乙烷分量只有零点几个 $\mu\text{L/L}$,这个结果与一般的故障发展规律相违背^[1]。而此两只故障TA的高压试验数据(包括介损及电容测得值)均未见异常。

为查找故障原因,对两只220 kV 故障TA进行了解体。解体发现^[1]:两只故障TA的一次绕组端子连接可靠牢固,末屏与地可靠连接;在末屏的铜扁丝带上明显的放电或发热引起的发黑点,紧挨屏的内外绝缘纸未出现放电或发热的痕迹,其它主屏及端屏均无异常;铜扁丝带的缠绕不均匀,匝与匝之间结合不紧密;铜扁丝带的经线采用铜丝和尼龙丝编制,而纬线全部采用的是尼龙丝。

2 3 起实例的缺陷原因分析

1) 对于实例1的缺陷,从解体吊心的结果可知,密封垫老化导致密封不良,这样外部水分通过老化的密封垫侵入,使得内部绝缘严重受潮,从而导致介损测试结果的严重超标。

2) 对于实例2的缺陷^[1],由于生产过程中工艺不良,造成绝缘包绕松紧不均、绝缘纸有皱褶破损等缺陷,使得电流互感器在正常运行电压下有一定的局部放电和过热,逐渐造成从绝缘薄弱点开始的绝缘劣化。

3) 对于实例3的缺陷^[1],纬线全部采用尼龙丝,造成末屏匝与匝之间没有可靠的金属连接^[1],没有形成一个整体的等电位体^[1],从而导致了电场畸变和局部放电,使依附在铜扁丝带上的油膜分解,产生乙炔气体。

3 不同缺陷原因的对比与讨论

1) 对密封不良导致受潮的缺陷,由于受潮会产生贯穿性放电通道,这会使得电流互感器的介损测试结果大大增大,因此可以通过状态检修例行试验中的介损测试有效地发现此类缺陷。

2) 对于绝缘制造工艺不良缺陷,在缺陷的初、中期甚至晚期,由于缺陷尚未发展成贯穿性放电通道,故而通过状态检修例行试验中的介损及电容量测试一般不能有效地发现此类缺陷。一般而言,此种内部故障的初、中期,油中氢气、烃类气体组分首先是氢气快速增长,而在故障的晚期,油中气体组分乙烯增长,并出现少量的乙炔^[1-8]。在故障发展的初期,各种诱发条件导致绝缘层间微弱的局部放电,特征气体为氢气和甲烷,被层间油完全溶解;在故障发展的中期,绝缘层间局部放电导致氢气产出量超出相对封闭区域油的溶解能力,气泡放电出现,随着超出油的溶解能力的游离气体的增加,局部放电区域温度升高,油被裂解聚合成X-蜡,局部放电次要气体组分乙烷出现;在故障发展晚期,故障区域附近出现持续的大范围气泡放电,绝缘油裂变成烃类气体,组分中出现乙烯和乙炔,故障区域压力持续增大,放电产生的特征气体在压力的作用下快速向外扩散,本体油中局部放电特征气体每10天增长一倍左右^[1-8]。对于此类缺陷,可以通过油色谱试验进行发现和跟踪。在此类缺陷初期,虽然并没有乙炔生成,但是氢气或甲烷含量会有较大的增加。所以,即使没有乙炔生成,但是氢气和甲烷含量增加较多,也应引起重视,可能是电流互感器处于此类缺陷的初期,需要加强对互感器的跟踪。如果在跟踪中发现,在氢气和甲烷含量增加很多后,又出现一定的乙烷含量,则说明互感器已处于缺陷的中期;如果又出现乙炔分量,则说明互感器已处于缺陷的晚期。

3) 对于实例3的末屏铜编织带的设计缺陷使

得未屏没有形成整体的等电位体的故障,同样不能通过状态检修例行试验中的介损测试结果有效地发现和诊断此类缺陷,同时由于这不是固体绝缘制造工艺不良或绝缘干燥、脱气处理不彻底带来的缺陷,故而在油色谱跟踪试验中,不会出现氢气和甲烷含量的较大增长,在氢气和总烃含量没有超标的情况下,就出现很大的乙炔含量。如果在色谱测试结果中氢气和甲烷含量较小的情况下,就直接出现乙炔含量,这说明电流互感器很有可能出现了此类故障。

4 结 语

电流互感器若发生事故,必将严重威胁电网的安全运行,造成的损失和影响却很大,故而技术监督人员必须基于各种电流互感器的缺陷类型的原因分析和诊断方法,对电流互感器的缺陷开展卓有成效的监督和跟踪工作,以保证缺陷的在控、可控和电网的安全。从3起油浸式电流互感器绝缘缺陷实例入手,就电流互感器的各种缺陷原因进行了综合对比分析,以梳理清楚对油浸式电流互感器缺陷的分析

思路,从而更好地开展对电流互感器缺陷的技术监督工作。

参考文献

- [1] 陈化钢. 电力设备预防性试验方法及诊断技术 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2009.
- [2] 陈化钢. 电力设备异常运行及事故处理 [M]. 北京: 中国水利电力出版社, 1999.
- [3] 国家电网人力资源部. 电气试验 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [4] 杨香泽. 变电检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [5] 上海超高压输电变电公司. 变电设备检修 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [6] 李建明, 朱康. 高压电器设备试验方法 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [7] 张利燕, 郭猛, 陈志勇, 等. 电流互感器故障诊断与分析 [J]. 变压器, 2011, 48(11): 57-59.
- [8] 杨洋, 黄文龙, 郭锐, 等. 一起罕见的电容式电流互感器缺陷的发现及分析 [J]. 电力电容器与无功补偿, 2012, 33(01): 84-87.

(收稿日期: 2013-02-20)

(上接第59页)

励磁电压端子查看是否松动或相邻搭接等、碳刷附近包括碳刷接地是否可靠。根据三峡电站30号机的现场情况分析,推测故障点没有发生在厂家所建议查找的几个方面。

测试结果			
1. 绝缘电阻			
/	交流法测量前/MΩ		交流法测量后/MΩ
绝缘电阻	0		0.031
试验标准	采用 1 000 V 兆欧表测量,转子绝缘电阻值在室温时一般不小于 0.5 MΩ		
试验仪器	FLUKE1520 绝缘摇表		
2. 转子一点接地交流法查找试验			
测量位置	U(转子正负极间)	U1(下滑环对地)	U2(上滑环对地)
电压值/V	168	16.04	152.7
3. 结论与分析			
测量过程中,将滑环室碳刷全部拔出。 经过计算,初步判断接地故障点在 8~9 号磁极。			

图6 测试结果

(2) 三峡电站保护分部和发电分部采用两种方法检查定位的结果较一致,重点检查了7~12号磁

极。测得转子对地电阻确实为0,位置在第8~9号磁极。试验过后紧急展开检修,对转子进行检查,无明显接地金属物,只是发现转子磁极很脏,对相应磁极做了清扫。

(3) 从拔出8~9磁极清扫后,到并网运行16 h后停机,转子接地未再次发生动作。

5 结 语

对30号机转子一点接地保护频繁动作进行了分析,从最终的结果来看,故障点已经查明,但从故障点的实际情况似乎无法解释保护的下列行为:即只在停机过程中动作,动作后保持一段时间之后自行返回。由此看来,该现象仍然值得继续深入分析和讨论。

作者简介:

陈浩森(1987),男,技术员,从事继电保护维护管理工作;

丁 威(1973),男,高级工程师,从事继电保护维护管理工作;

李光耀(1985),男,助理工程师,从事继电保护维护管理工作。

(收稿日期: 2013-02-29)

百万千瓦超超临界机组自启停控制系统

龙海云

(四川省江电建设监理有限责任公司, 四川 成都 610021)

摘要: 结合广东海门电厂百万机组自启停控制系统 APS 的案例, 分析了实现百万机组自启停控制系统设计的目的和意义, 提出了如何实施百万机组自启停控制系统的设计结构和设计方案, 对做好百万机组自启停控制系统有着指导性的意义。

关键词: 百万机组; 超超临界; 控制系统; APS

Abstract: Combining with the cases of automatic power plant start-up and shutdown system (APS) of 1000 MW unit in Guangdong Haimen Power Plant, the purpose and significance for realizing the design of 1000 MW automatic power plant start-up and shutdown system are analyzed, the design structure and design scheme of APS system for 1000 MW unit are put forward, which has a directive significance in making perfect automatic power plant start-up and shutdown system of 1000 MW unit.

Key words: 1 000 MW unit; ultra-supercritical; control system; automatic power plant startup and shutdown system (APS)

中图分类号: TM323 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0086-05

0 引言

截至 2011 年, 中国投运的 1 000 MW 超超临界机组已达 30 多台。超超临界机组尤其是百万千瓦超超临界机组的设备数量多、容量大, 运行参数高和控制系统结构复杂, 因此机组对运行人员的操作和管理水平提出了更高要求, 在机组运行特别是机组启动和停运过程中, 如果靠运行人员手动操作, 不仅容易发生误操作事故, 而且也极大地影响了机组运行的安全性和经济性。机组自启停控制系统 (automatic power plant start up and shutdown system, APS) 可以使机组按照规定的程序进行设备的启停操作, 不仅大大简化了操作人员的工作, 减少了出现误操作的可能, 提高了机组运行的安全可靠, 同时也缩短了机组启动时间, 提高了机组的经济效益。因此对发电机组特别是大容量、超超临界机组自启停控制技术进行研究和应用, 提高机组的运行效率和经济性, 成为近年电厂热工自动化和自动控制技术的研究热点。

1 自启停控制系统 (APS)

机组自启停控制系统 APS (automatic power

plant startup and shutdown system) 是机组自动启动和停运的控制中心。APS 系统作为一个机组级的顺控系统, 充分考虑机组后停运行特性、主辅设备运行状态和工艺系统过程参数, 并通过相关的逻辑发出对其它顺控功能组 SCS、FSSS、MCS、汽机控制系统、旁路控制系统、给水全程控制系统、燃烧器负荷控制系统及其它控制系统 (如电气控制系统 ECS、电压自动调节系统 AVR 等) 等的控制指令来完成机组的自启停控制, 以实现发电机组的自动启动或自动停运。

APS 对电厂的控制是应用在电厂常规控制系统与上层控制逻辑共同实现的。在没有投入 APS 的情况下, 常规控制系统独立于 APS 实现对电厂的控制; 在 APS 投入时, 常规控制系统给 APS 提供支持, 实现对电厂机组的自动启/停控制。在设计有 APS 功能的机组时, MCS、CCS、FSSS、MEH、DEH 等系统均要围绕 APS 进行设计, 协调 APS 完成机组自启动和停止功能。APS 下面的功能组设计就不能是单纯的顺控, 而是一个能自动完成一定功能的功能组, 功能组具有很强的管理功能, 作为中间的连接环节, 向下协调有关的控制系统 (如 MCS) 按自启停系统的要求控制相关的设备, 向上尽量减少和 APS 的接口, 成为功能较为独立的一块, 这样就减轻了上一级管理级 APS 的负担, 同时也提高了机组自动化水

平。

APS 功能包括机组自动启动与自动停止。其中自动启动有冷态、温态、热态和极热态 4 种启动方式,对于汽轮机来说,其区别主要在于汽轮机自动开始冲转时对主蒸汽参数的要求不同,因而汽轮机冲转前锅炉升压时间不同。对于锅炉来说,区分以上 4 种启动方式,主要由锅炉壁温、分离器压力和停炉时间等来决定。

2 APS 系统设计的目的和意义

机组自后停控制系统的设计研究和应用是个复杂的课题,涉及范围比较广,启动过程从循环水泵开始运转到机组带到一定的负荷,停止过程从当前负荷减负荷到真空破坏、风烟系统停运。因此,真正实现机组自后停控制,对机组的控制和运行具有重要意义。

2.1 提高机组的控制和自动化水平

机组自后停控制系统提高了机组的控制和自动化水平,机组自后停控制是一种先进的控制理念,它涉及到多种复杂控制策略。APS 对电厂的控制是通过电厂底层控制系统与上层控制逻辑共同实现的。在没有投入 APS 的情况下,常规控制系统独立于 APS 实现对电厂的控制;在 APS 投入时,由常规控制系统执行 APS 的控制策略,实现对电厂的自动后/停控制。它将模拟量控制和顺序控制等各个控制系统整合起来,共同完成设备后停任务。

百万千瓦超超临界机组是典型的多输入多输出控制系统,参数之间耦合较强,而且控制对象动态特性的延迟时间和惯性时间比较大,非线性比较严重,这些都对自动控制系统提出了更高的要求。另外,为了实现机组自后停控制,就必须实现风烟系统的全程自动、全程给水自动、燃料的自动增减、燃烧器负荷全程控制、主蒸汽压力全程控制及主蒸汽温度的全程控制。这些控制策略的实施和应用,从本质上提高了机组整体的自动化控制水平和运行效率。

2.2 提高电厂的管理水平和经济效益

机组自后停控制系统实质上是对电厂运行规程的程序化,它的应用保证了机组主、辅机设备的后停过程严格遵守运行规程,减少运行人员的误操作,增强设备运行的安全性。

机组自后停控制系统的设计研发过程,既是对

主设备运行规范优化的过程,也是对控制系统优化的过程。APS 系统的设计和应用不但要求自动控制策略要更加完善和成熟,机组运行参数及工艺准确详实,而且对设备的管理水平也提出了更高的要求。快速准确的机组启动缩短了机组后、停设备时间,优化的控制策略降低了后停过程中的煤耗和油耗,提高了机组运行经济效益。

2.3 具有广泛的推广和应用价值

百万千瓦超超临界机组是目前国内单机容量最大的火电机组,也是今后国内电力系统的主导机组。百万千瓦机组自后停控制系统的设计研究和应用提高了机组的自动控制水平,丰富了热工自动控制的内容,对热工控制先进理论的应用和研究起到了积极的推动作用。同时在百万千瓦超超临界机组自后停控制系统设计和调试中,积累的经验对其他同类型机组自后停控制系统的设计和调试具有重要的参考价值。

3 APS 系统总体结构

3.1 APS 系统的总体架构

APS 系统的总体结构采用金字塔形的分层结构,其结构如图 1 所示。总体上是 4 层结构,即机组控制级、功能组控制级、功能子组控制级和设备控制级。

机组控制级执行最高级的控制任务,包括启动方式的预先选择和协调,可有冷态、温态、热态、极热态 4 种启动方式;运行整个电厂的“启动”和“停止”程序;基于 CRT 的操作;运行方式的切换。机组控制级是整个机组后停控制管理中心,它根据系统和设备运行情况及既定的控制策略,向底层功能组及功能子组发出启动和退出的指令,保证机组的安全运行。

功能控制级又可细分为功能组控制、功能子组控制两个层次,它和机组控制系统相连,接受上级或同级控制系统的指令自动启动或以手动方式启动。其中功能组接受机组控制级的激励信号,决定什么时间哪个功能子组需投运和进入备用状态,运行本功能组内设备的“启动”和“停止”程序。功能子组接受来自功能组的激励信号,决定什么时间哪个子回路需投入运行,运行本功能子组内所控设备的“启动”和“停止”程序。功能子回路接受功能子组

来的命令,将子回路控制设定为要求的运行方式,运行设备的“启动”和“停止”程序。功能组控制的操作方式可以手动操作,也可以接受自动指令。

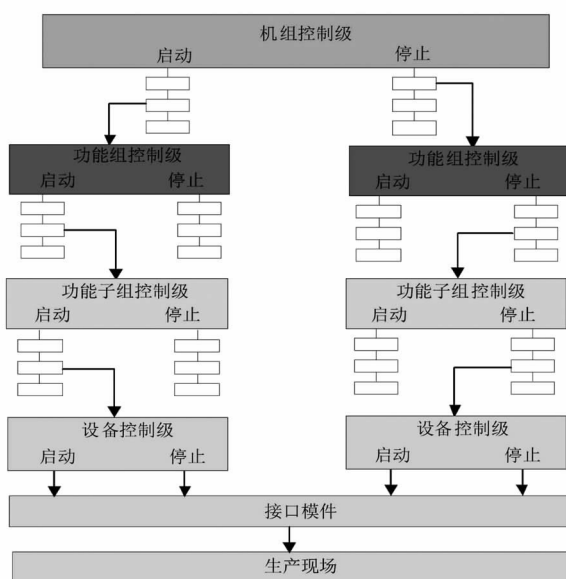


图1 机组自启停系统的层次结构

3.2 机组自启停控制系统功能组设计

功能组和机组控制级以及常规控制系统的关系,机组控制级不直接发指令到常规控制系统驱动设备,更多地是通过对功能组管理实现对设备的调用,因此底层功能组安全顺利地运行,是实现机组自启停控制系统的根本保证。

3.3 断点的设计思想

对于火电机组来说,设计机组自启停时,根据机组的运行方式采用断点控制方式较为理想,根据国外成功的例子,火电机组都是采用断点控制方式的。

断点方式,就是将APS启动这个大顺控分为若干个顺控功能来完成,每个断点的执行均需要人为确认才开始执行。采用断点方式也符合火电机组的运行工艺要求,对于火电机组的点火、冲转、并网等均要人为的确认才能进行。另外,采用断点控制方式,各个断点既相互联系,又相互独立,只要条件满足,均可独立执行,这样适合火电机组多种多样的运行方式,符合电厂生产过程的工艺要求。

APS系统使用断点方式进行机组自启停控制,可实现从机组启动准备到带50%MRC负荷,以及由减负荷至停炉的自动控制。APS分启动模式和停止模式,其中自动启动模式有冷态、温态、热态和极热态4种启动方式,有关APS断点的设置,应根据现场设备的实际情况,满足各常规控制系统运行要求,即可

给APS提供支持,实现机组自动启/停控制,亦可满足操作员对各单独运行工况及过程的操作要求。

4 自启停控制系统APS设计

4.1 APS系统设计范围

百万千瓦机组自启停控制系统APS启动过程起点从凝补水系统启动开始,终点至机组带500MW负荷(高压加热器投入完成、第2台汽动给水泵并泵完成、至少3台磨煤机投入,协调投入),投入给煤机自动管理系统,设定1036MW负荷,退出自启停控制启动模式。APS系统停止过程从机组当前负荷开始减负荷至投汽轮机盘车结束、风烟系统停运。

4.2 APS启动过程设计

依据目前百万千瓦机组的实际情况,APS系统启动过程设置6个断点,停止过程设置3个断点。只有在上一断点启动完成后,运行人员才能通过所提供的按钮确认启动下一断点,在每一断点的执行过程中,均设计“GO/HOLD”逻辑。启动过程包括6个断点,分别是机组启动准备断点、冷态冲洗和真空建立断点、锅炉点火及升温断点、汽轮机冲转断点、并网及初负荷控制断点、升负荷断点。

投入APS前,必须投入相关的外围系统,包括工业水系统、化学凝补水系统等,且灰处理系统具备投入条件,发电机充氢等已准备好。

机组启动准备断点,APS投入凝补水系统启动功能组、闭冷水系统启动功能组、循环水系统启动功能组、磨煤机油站和旁路油站、汽轮机油系统启动功能组(主机润滑油、顶轴油系统、密封油系统及盘车)、机组辅汽系统、炉底水封及渣水系统。

冷态冲洗及真空建立断点,APS启动凝结水系统、用凝结水上水功能组进行凝结水系统清洗,凝结水水质合格后,除氧器上水,炉水泵注水、投辅汽系统、锅炉疏水排气、管道静态注水、启动投轴封、抽真空、除氧器加热、锅炉上水、冷态循环清洗。

锅炉点火及升温断点,APS投入锅炉风烟系统,启动火检冷却风机、给水投自动维持省煤器入口给水流量25%BMC,等离子点火装置点火准备,进行燃油泄漏试验、炉膛吹扫、开始高压缸预暖、等离子点火装置点火或采用油枪点火、投汽轮机旁路系统、启动EH油,投定子冷却水系统,当启动分离器进口

温度达到 190 °C 开始热态清洗直至 $Fe \leq 100 \mu g/L$ 锅炉继续升温升压,当主蒸汽温度高于 271 °C,调节阀(CV)蒸汽室内壁或外壁温度低于 150 °C 时,高压主汽门、调门室预暖,直至调门室预暖完成,主蒸汽参数达到冲转参数。

汽轮机冲转阶段,汽轮机冲转采用 ATC 冲转,在冲转过程中汽轮机转速 $> 1500 \text{ r/min}$ 将低压加热器随机投入。

机组并网断点,APS 投入电气同期装置,并网及带初始负荷暖机。

升负荷断点,APS 以一定的速率升负荷,旁路调节主蒸汽压力,逐渐退出运行;机组负荷升至 150 MW 时投入第二套制粉系统;负荷到 180 MW 时将给水上水旁路调门切到主路运行,维持给水流量稳定;升负荷至 200 MW 第 1 台汽动给水泵开始冲转升速暖机(若临炉供汽,开始升负荷时第 1 台汽动给水泵就开始冲转升速暖机);升负荷到 230 MW 并入第一台汽动给水泵,退出电动给水泵并维持电动给水泵回水循环运行;由湿态转为干态升负荷到 300 MW,投第 3 台磨煤机;升负荷到 350 MW 冲转第 2 台小机进行暖机,投入高压加热器;升负荷到 400 MW 后第 2 台变频凝结水泵运行,将第 2 台小机并入运行,停电动给水泵、退油枪、退等离子点火装置;升负荷至 500 MW 启动第 4 套制粉系统,投入磨煤机管理自动,设定目标负荷 1036 MW,完成 APS 启动过程。

4.3 APS 停机过程设计

机组停运前的各项试验及操作由运行人员进行,此部分可作为机组投入 APS 前的断点内容,停运过程的 APS 设计包括 3 个断点。分别是降负荷断点、机组解列断点、机组停运断点。

降负荷断点,设定目标负荷 450 MW,以一定的速率减负荷,机组负荷到 450 MW 时第 1 台汽动给水泵 SERVICE OUT 并停运,降负荷至 400 MW;若 A 磨煤机运行,将等离子点火装置投入运行,否则投入两层油枪助燃;停运第 3 台磨煤机;降负荷至 350 MW,退出 CCS 模式,降负荷至 250 MW 由干态转湿态,启动电动给水泵将第 2 台汽动给水泵退出,停运 1 台凝结水泵,停运倒数第 2 台制粉系统,减少最后 1 台给煤机出力,将最后 1 台制粉系统退出运行。

机组解列断点:汽机跳闸、发电机解列。

机组停运断点,停运燃烧器,锅炉风烟系统停

运,停运底渣系统,关闭高中压主汽门前疏水,启动真空停运功能组子组,破坏真空,启动轴封停运功能组,停运 1 台循环水泵。

4.4 APS 系统机组控制级框架

从 APS 系统的软件逻辑上分析,机组自启停系统机组控制级的框架可分为 3 层。

第 1 层为操作管理逻辑。其作用为选择和判断 APS 系统是否投入,选择启动模式还是停止模式:选择哪个断点及判断该断点允许进行条件是否成立。如果条件成立则使断点进行。从断点的选择逻辑上分析,可以直接选择最后 1 个断点(如升负荷断点),其产生的指令会判断前面的 6 个断点是否已完成,如没有完成则先启动最前面的未完成断点,即具有判断选择断点功能,从而实现机组的整机启动。

显示启动的状态,是冷态启动、温态启动、热态启动还是极热态启动。

第 2 层为步进程序。是 APS 机组控制级构成的核心内容,每个断点都具有逻辑结构大致相同的步进程序(STEP SEQUENCE)。

第 3 层为各步进行时产生的指令,即产生送至各个控制系统的功能组命令。当该功能组启动完毕,则由锅炉顺序控制系统返回该步完毕信号到 APS。

5 APS 系统与其他系统接口

APS 系统与 MCS、FSSS、SCS、DEH、MEH、ECS 等系统的接口信号全部采用通信的方式实现。APS 系统作为基于 MCS、FSSS、SCS、DEH、MEH、ECS、BPS 之上的机组级指管理、调度系统,实现 APS 系统与这些底层系统的无缝连接是实现 APS 系统自启停的关键。这些系统与 APS 系统接口功能设计的好坏将直接影响 APS 系统功能的实现。

6 APS 系统调试和试验要求

APS 实现从机组启动准备到带满负荷全过程的自动控制,或从满负荷减到零以至机组完全停止的全过程自动控制。实现机组级自启/停要通过一个渐进的过程来实现。如何在较短时间内高水平实现 APS 功能且不影响 DCS 其他功能的实现,对 APS 的调试和投运工作提出了较高的要求。

6.1 APS 调试的环境和特殊要求

实现机组级自后/停要通过一个渐进的过程来实现。如何在较短时间内既能较高水平地完成 DCS 各个功能,又能实现 APS 功能且不影响 DCS 其它功能的实现,APS 的结构方案成了关键。机组级自后停(APS)采用多层级功能组结构,最高层为机组级自后停功能组。这样做不但使 APS 对下层 DCS 功能的影响较小,而且还可以把 APS 拆开分步试投。

APS 的调试要尽早进入,在 APS 设计阶段应对 APS 的方案进行审查,对 APS 逻辑进行深入分析研究,不断优化逻辑,在 DCS 系统复原后,满足 DCS 具备启动条件即可逐渐开始 APS 的静态试验调试。

6.2 自后停控制系统仿真试验和测试

自后停控制系统逻辑和画面组态完成后要进行系统仿真试验和测试,仿真试验的目的是检查逻辑设计的合理性和画面组态及连接的正确性。

6.3 自后停控制系统静态调试

机组断点的静态调试是和仿真试验同时进行的,功能的静态调试是把相关设备(泵和风机等)打到试验位置,电动门、调节门尽量实际开关,不能实际开关的要做好隔离措施,保证能实际开关电动门和调节门,强制不满足的条件,启动功能组,模拟功能组的启动过程,试验每一步是否能正常进行下去。

6.4 自后停控制系统动态调试及投运

动态调试阶段是控制系统的实际投运过程,在调试工程中必须密切关注设备的动作和系统的状态,根据实际情况对 APS 系统进行了进一步的修改和完善,确保了机组的安全运行。

在动态调试时,机组断点投运前必须保证断点中的相关设备的传动正确,联锁保护试验完成,设备能够正常后停和投运,断点中所涉及的功能组完成静态试验并可实际投运或已经实际投运过,才能确保 APS 系统控制动作的正确性和整个机组的可靠运行。在动态调试过程中还对投入和使用的控制策略进行了进一步优化和调整,确保了控制的稳定性和准确性。

7 结 语

广东海门 $2 \times 1\,000\text{ MW}$ 机组电厂自后停控制系统的成功应用,推进了国内其他电厂技术进步和技术改造的步伐,目前国内其他一部分 $1\,000\text{ MW}$ 机组电厂等技术改造项目也提出了实施机组自后停控制系统的要求。相信自后停控制技术还将在全国范围内进行推广,机组自后停控制技术在高参数、大容量火力发电站具有广泛的应用前景和发展空间。

(收稿日期:2013-02-22)

(上接第 41 页)

- [1] 李振兴,尹项根,张哲,等. 基于多 Agent 的广域保护系统体系研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(4): 71-75
- [2] 丛伟,潘贞存,赵建国. 基于纵联比较原理的广域继电保护算法研究 [J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(21): 8-14
- [3] 田聪聪,文明浩. 具有高信息冗余的广域后备保护系统 [J]. 电网技术, 2011, 35(10): 214-219
- [4] 杨增力,石东源,段献忠. 基于方向比较原理的广域继电保护系统 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(22): 97-93
- [5] 汪华,张哲,尹项根,等. 基于故障电压分布的广域后备保护算法 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(7): 48-52

- [6] 汪旸,尹项根,赵逸君. 基于遗传算法的区域电网智能保护 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(17): 40-44
- [7] 汪旸,尹项根,张哲,等. 基于遗传信息融合技术的广域继电保护 [J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 174-179
- [8] 尹项根,李振兴,刘颖彤,等. 广域继电保护及其故障元件判别问题的探讨 [J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(5): 1-9

作者简介:

李运坤(1987),男,硕士,从事变电检修工作;

江登莹(1985),男,本科,从事变电检修工作;

周文越(1989),男,硕士研究生,研究方向为电力系统继电保护。

(收稿日期:2013-02-26)

风力光照 LED 路灯控制系统的研究

司志泽, 陈志军, 安典强

(新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要: 为了研究基于风光互补的 LED 路灯控制系统, 通过分析风力发电、光伏发电各自的特点选择最大功率控制方法, 针对蓄电池的种种弊端, 采用了铅酸蓄电池与超级电容混合储能方式, 设计了一个风力光照互补的发电控制系统, 对 LED 路灯进行供电控制。理论证明这种由风能和太阳能供电的离网照明系统, 将解决目前路灯系统存在的诸多弊端, 有着广阔的前景。

关键词: 风光互补; 混合储能; MPPT; LED 路灯

Abstract: In order to study the control system of LED street light based on wind and solar, and considering the drawbacks of battery, a lead-acid battery and ultra capacitor hybrid energy storage model is used through the analysis on the characteristics of wind power generation and photovoltaic power generation to select the maximum power control method, and a wind and solar generation control system is designed to control the power supply for LED street lights. It is proved by the theory that off-grid lighting system with wind power and solar power could solve many drawbacks of the current street lighting system, which has a broad prospect.

Key words: wind and solar complementary; mixed energy storage; MPPT; LED street light

中图分类号: TM762 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2013)03-0091-04

0 引言

人类社会的飞速发展离不开能源的支持。随着生产力的发展、社会的进步和经济的高速腾飞, 能源短缺和环境保护已经成为社会发展和能源开发最重要的研究课题。风能和太阳能是目前应用比较广泛的两种可再生能源, 太阳能和风能与其它常规能源相比在利用上具有取之不尽、用之不竭、就地可取、分布广泛、不污染环境、不破坏生态、周而复始、可以再生等优点。将风能和太阳能这两种自然能源结合起来, 两者在时间上和地域上都有很强的互补性。白天太阳光最强时, 风很小, 夜晚光照很弱时, 风能加强。夏季, 太阳光强度大而风小, 冬季, 太阳光强度弱而风大。晴天, 阳光充足, 雨天, 风较大^[1]。而对于新疆来说, 这种对比更为明显, 新疆白天光照时间可长达 16 h, 风力资源更是举全国首位。因此在新疆太阳能和风能结合构成风光互补发电系统在资源配置上是最佳的。

1 系统设计

风光互补发电系统的典型结构如图 1 所示。整个系统由发电部分、控制器和负载 3 部分组成。发电部分由风力发电部分和太阳能光伏发电部分组成, 能量存储环节由蓄电池来承担, 引入蓄电池的主要目的是为了尽量消除由于天气等原因引起能量供应和需求的不平衡, 蓄电池在整个系统中能起到能量调节和平衡负载的作用; 能量消耗环节就是各种用电负载, 可分为直流负载和交流负载两类, 交流负载连入电路时需要逆变器。

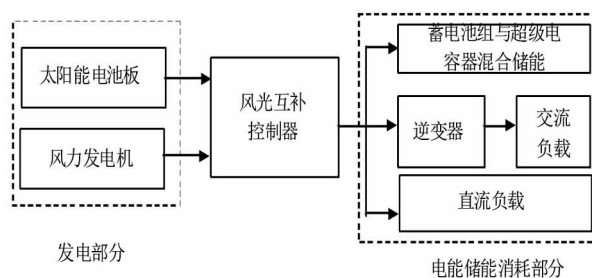


图 1 风力光照互补发电系统结构图

2 风光储发电的特点及应用于 LED 路灯的优缺点

发电部分包括风力发电和光伏发电组成。

2.1 风力发电

风力发电通常采用最大功率点跟踪 (MPPT) 控制方法, 而此方法大致分为 3 类: 叶尖速比控制、最大负载功率曲线控制、最大功率点搜索控制。本设计选择了最大功率点搜索控制法。最大功率点搜索控制法又称作爬山搜索法, 在某一风机转速下, 风机输出功率达到最大值, 也就是最大功率点。最大功率搜索控制法的基本控制思想就是通过搜索控制找到这个最大功率点。

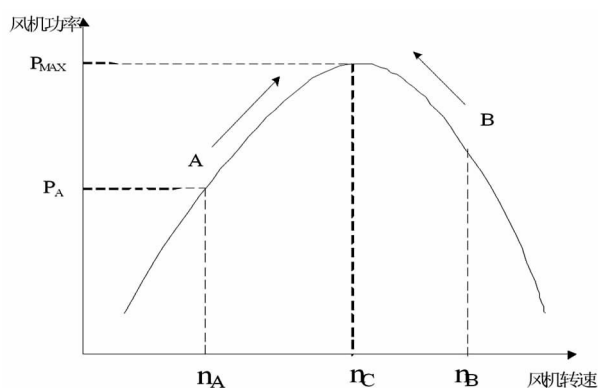


图2 风机的功率输出曲线

所设计的小型风光互补发电系统控制器的风力发电控制部分, 在以往最大功率点搜索法控制基础上, 加以改进, 增加了控制精度, 采用了变步长扰动的最大功率点搜索法。设计在某一风速下, 风机的功率输出曲线如图2所示, 从图中可以看出, 风机的转速 n_c 点对应着风机最大输出功率 P_{MAX} 。若风机未工作在最佳点, 假设工作在 A 点, 这时用步长 d_1 对风机转速进行扰动, 扰动后风机的输出功率为 P_2 , 进行比较。若 $P_2 > P_A$, 则说明扰动方向正确, 继续向该方向扰动; 若 $P_2 < P_A$, 这说明扰动方向不正确, 用同样的步长 d_1 , 向相反方向扰动, 进行比较; 若向两个方向扰动均得到 $P_2 \leq P_A$, 则改变步长, 用步长 d_2 ($d_2 < d_1$) 重复上述步骤, 用步长 d_2 的大小可以视实际情况而定。风机的由工作点 A 逐渐逼近最佳工作点 C 点。当步长 d 的值小于 d_{min} ($|d| < d_{min}$) 时, 停止扰动, 此时风机近似工作在最大功率点附近。其控制框图如图3所示。

最大功率点搜索控制法不需要测风速的设备, 也不需要知道风机的准确功率特性曲线, 系统有自

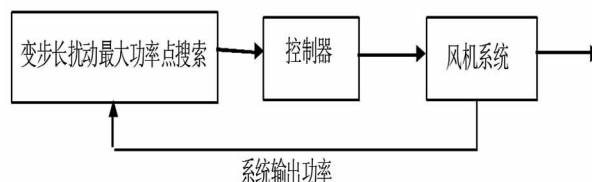


图3 最大功率点搜索控制框图

动跟随与自适应的能力。在这种控制方案控制下, 即使风速稳定, 发电机的最终的功率输出也会有小幅度的波动, 这种波动在系统调节上, 是不可消除的, 也是这个控制算法的一个缺点。但是, 与一般的闭环控制系统不同, 风力发电系统由于受风速的随机性与波动性的影响, 其输出一般不需要十分高的精度与稳定, 所以在允许范围内的小幅度波动是可以接受的。设计采用变步长扰动法, 在一定程度上降低了这种波动程度。

2.2 光伏发电

光伏发电所利用的太阳能电池板的输出是非线性的, 而且输出受光照强度、温度和负载特性的影响, 所以需要实时控制调节光伏电池的输出电压, 使其工作在最大功率点电压处, 从而保证太阳能光伏电池板的输出功率保持最大值, 采用了扰动观察法 (perturb and observe methods, P&O)。

光伏发电扰动观察法是最常用的 MPPT 控制方法之一。其原理是每隔一定的时间增加或者减少光伏电池端电压, 并观测其后的功率变化方向, 来决定下一步的控制信号。其控制框图如图4所示。

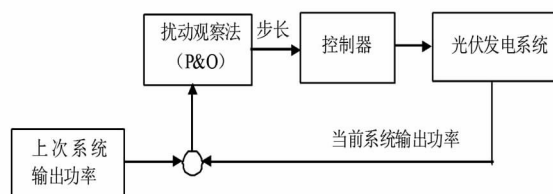


图4 扰动观察法控制框图

3 风光互补控制器

风光互补控制器由三相整流桥、防反二极管、DC/DC 变换器等组成。风力发电机组产生的三相交流电通过三相整流桥, 经过电容稳波后送入 DC/DC BUCK 变换器, 得到蓄电池充电所需的直流电。为了防止反向电压损坏电池板, 其产生的直流电通过一个防反二极管后, 再送入 DC/DC BUCK 变换器。其中 DC/DC 环节即功率变换器, 是电能变换的

核心部分,整个控制器重点就是控制BUCK变换器。

设计采用的是带有RCD型关断缓冲电路的Buck变换器,它的工作原理如下:通过在功率开关管的控制端施加周期一定、占空比可调的PWM驱动信号,使其工作在开关状态如图5所示。当开关管Q2导通时,二极管D9截止,给蓄电池充电,同时使电感L1能量增加;当开关管截止时,电感释放能量使续流二极管D9导通,在此阶段,电感L1把前一段的能量向负载释放,是输出电压极性不变且比较平直。滤波电容C12使输出电压的波纹进一步减小。显然开关管在一个周期内导通时间越长,传递的能量越多,输出的电压越高。其中R42、C31和一个二极管构成了RCD缓冲电路,对MOSFET的冲击起到了缓冲作用。采用的该款变换器,很好的保护了蓄电池,对整个电路的安全性有了很大的提高。

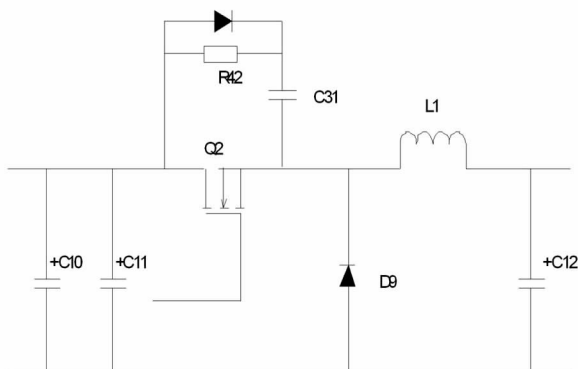


图5 带缓冲电路的BUCK变换器

4 电能储能消耗部分

电能存储消耗环节分为存储和消耗两个部分。

4.1 电能存储

电能主要由蓄电池组与超级电容器混合储能,它是整个风光互补发电系统的储能核心,它的主要作用就是消除由于天气等原因引起的能量供给和需求的不平衡,在整个系统中起到电能调节和平衡负载的作用。

在常用的蓄电池中,主要有铅蓄电池、碱性镍电池和铁镍蓄电池。其中铅酸蓄电池价格低廉、性能可靠、安全性高,且技术上又不断进步和完善,在小型风力发电及光伏发电中得到广泛的应用,但它存在如循环寿命短、功率密度低、维护量大等一些难以克服的缺点,占整个发电系统成本很高。而风光互补发电系统存在输入能量极不稳定。间隙性大等特

性,会导致蓄电池过早失效或容量损失,进一步加大了发电系统的成本,而且超级电容器功率密度大、充电电池能量密度高的优点,可快速充放电且寿命长,表现出卓越的储能优势。故所设计的小型风光互补发电系统选用的是铅酸蓄电池与超级电容混合储能。其电路如图6所示。

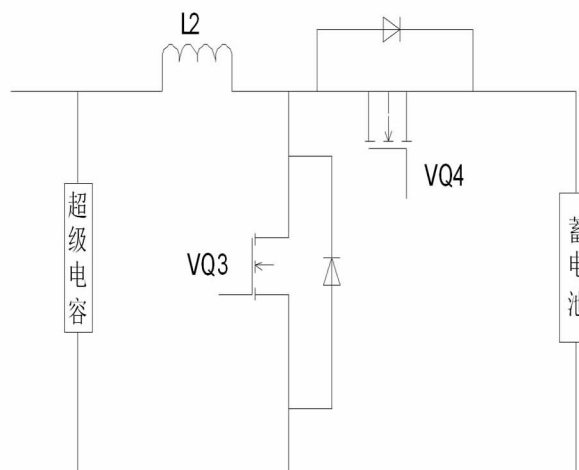


图6 蓄电池与超级电容混合储能电路图

超级电容的选型设计公式为 $C = \frac{I \cdot dt}{dV - I \cdot R_{ES}}$,

式中, dV 为超级电容放电期间端电压的变化量,它往往由一致的工作电压 (V_W) 与系统允许最小电压 (V_{min}) 的差决定; I 为超级电容放电电流,上述公式都是假设恒电流放电进行计算的,当电路电流不稳定时,应考虑以有效值计算。另外,由于超级电容本身有一定的漏电流,所以,它的值应该加上超级电容器的漏电流。 C 为超级电容器总容量,它可以是多个超级电容器串、并联的结果,其计算方法与普通电容器串、并联相同。即: $C = C_{sin} \cdot \frac{n_{par}}{n_{ner}}$, 式中: n_{par} 为超级电容器并联个数; n_{ner} 为超级电容器串联个数。

系统最大允许电压 (V_{max}) 决定超级电容串联个数 (n_{ner})。 $n_{ner} = \frac{V_{max}}{V_{sin}}$, 式中: V_{sin} 为单只超级电容器工作电压。

R_{ES} 为超级电容器总的等效串联电阻,它同样可以是多个超级电容器串、并联的结果,其计算方法与普通电阻串、并联相同,即: $R_{ES} = R_{ESsin} \cdot \frac{n_{ner}}{n_{par}}$ 。

对于储能蓄电池的选择,一般采用阀控式铅酸蓄电池,若选用单体电池 2 V, 40 A 时,那根据计算超级电容器应采用容量为 1 000 F, 1.5 V/只的电容

器组8只串联。

4.2 电能应用

电能的消耗部分主要由卸载电路、直流负载、交流负载3个部分组成。根据用户的用电类型不同,负载分为直流和交流两种。直流负载可由蓄电池直接引入,也可通过一个升压或降压电路(DC/DC)来提供用户需要的直流电压。而交流负载需要设计DC/AC逆变器。卸载电路的主要作用是:当风速很高,但仍未达到过速保护状态时,系统仍需要给负载或蓄电池供电,为了减小大风给开关管及其电路造成的损坏,控制器可以开启卸载电路,使一部分功率在卸载电路消耗掉,从而减少大风对控制器的冲击。

5 LED 路灯

LED灯以发光二极管作为光源,是一种固态冷光源。具有寿命长、响应快、易集成、电流小、电压低、亮度高、节能佳、光分布易于控制、环保无污染等优点。随着技术的发展,LED控制技术有了很大的提高,其价格也随之降低,使LED光源在照明领域的应用将越来越广。LED光源直接由超级电容和蓄电池组成的混合储能装置供电,不需要逆变器,使得风光互补路灯系统的成本进一步降低。

6 结 语

对风力光照互补LED路灯控制系统的研究,解决了单一发电供电不稳定及能量不足的问题,对于

其中采用的LED等进行照明使其性价比大大提高,在电源方面采用了铅酸蓄电池与超级电容混合储能的技术,改善了单一蓄电池储能的循环寿命短、功率密度低、维护量大等一些难以克服及成本昂贵等缺点,在控制策略上采用最大功率点跟踪(MPPT)的控制方法,使其更好地利用资源,让该系统的每一部分都发挥最大的功效。

参考文献

- [1] 朱芳,王培红. 风能与太阳能光伏互补发电应用及其优化[J]. 上海电力,2009(1):23-26.
- [2] 李少林,姚国兴. 风光互补发电蓄电池超级电容器混合储能研究[J]. 电力电子技术,2010(2):13-14.
- [3] Gao L, Dougal R A, Liu S. Power Enhancement of an Actively Controlled Battery/Ultra Capacitor Hybrid [J]. IEEE Trans. on Power Electronics, 2005, 20(1): 236-243.
- [4] 肖贵贤,汪有源. 风光互补发电系统的研究与应用[J]. 中国科技信息,2009(22):20-21.
- [5] 陈亚爱,金雍奥. 风光互补发电系统控制技术综述[J]. 电气传动,2012,42(1):3-9.

作者简介:

司志泽(1987),男,硕士研究生,从事自动化装置与智能仪表的研究;

陈志军(1967),男,硕士生导师,副教授;智能信息处理和智能控制与系统开发;

安典强(1986),男,硕士研究生,从事风力发电机组故障诊断的研究。

(收稿日期:2013-02-19)

(上接第71页)

靠性,为此建议将复龙—双龙双回500kV线路按两个单回建设,并将导线截面适当放大。上述研究成果已得到中国电力顾问集团公司有关专家的认可,推荐在实际工程中进行应用。

参考文献

- [1] 朱天游. 500kV自耦变压器中性点经小电抗接地方式在电力系统中的应用[J]. 电网技术,1999,23(4):15-18.
- [2] 王磊,徐丙华. 华东电网500kV自耦变压器中性点小电抗接地应用的研究[J]. 变压器,2010,47(5):53-56.

- [3] 朱天游. 三峡电站500kV主变压器中性点接地方式优化选择[J]. 电网技术,1997,27(5):48-51.
- [4] 程云志,叶幼君. 500kV自耦变压器中性点装设小电抗的应用研究[J]. 华东电力,2006,34(11):59-61.

作者简介:

吴晓蓉(1981),女,工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

高 强(1984),男,助理工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

郭明阳(1986),男,助理工程师,从事电力系统一次及电网规划设计工作;

刘强国(1946),男,教授级高级工程师,从事电力系统规划设计工作40余年。

(收稿日期:2013-01-10)

四川省电力公司阿坝公司



全国政协常务委员、经济委员会副主任张国宝视察二台山变电站



电监会副主席史玉波视察二台山变电站



省公司王抒祥总经理来公司视察工作



省公司党委书记刘勤到公司视察



加快电网建设 服务藏区百姓



优质服务进羌寨

四川省电力公司阿坝公司（以下简称：分公司）是省公司直属的大型一类供电企业。四川阿坝州电力有限责任公司（以下简称：州公司）是省公司控股的独立核算子公司，与分公司按“两块牌子、一套人员”运作，两家公司合称阿电公司。州公司下辖全资县级子公司10个，均为2011年8月改制成立。阿电公司供电面积达71 000 km²，承担全州705 000人生产生活供电任务，市场占有率95.27%。

阿电公司下设9部1室3中心，现有全民员工1375人（其中分公司93人、州公司本部及10家县公司共计1 282人），援藏人员54名。

截止2012年底，公司拥有固定资产27.46亿元。其中220 kV变电站6座，开关站1座，变电容量1710 MVA；110 kV变电站11座，变电容量403.8 MVA；35 kV变电站38座；220 kV线路24条，总长511.49 km；110 kV线路12条，总长698.84 km；35 kV线路68条，总长1 210.31 km。

2012年，公司完成电网投资10.3亿元，投产3座220 kV变电站、6座110 kV变电站、4座35 kV变电站。全年完成售电量6 583 GWh，同比增长11.78%。实现主营业务收入22.32亿元，同比增长28.72%。流动资产周转率8.3次。全员劳动生产率38.52万元/人·年。综合线损率4.69%。全年未发生人身死亡、重大电网设备和电网大面积停电事故。全面完成省公司下达的各项考核指标。

近年来，公司先后获得“国网公司抗震救灾先进集体”、“省电力公司创建劳动关系和谐企业先进单位”、“省公司安全生产先进单位”、“阿坝州基层先进党组织”、“阿坝州最佳文明单位”、“阿坝州平安企业”、“阿坝州特殊贡献奖”、“阿坝州财政突出贡献奖”、“阿坝州重合同、守信用单位”等荣誉称号。