

★四川省一级期刊

• 万方数据数字化期刊群入网期刊

• 《中国学术期刊(光盘版)》入编期刊

• 《中国期刊全文数据库》收录期刊

• 首届《CAJ-CD规范》执行优秀奖获奖期刊

• 北极星中华期刊网入网期刊

• 中国学术期刊综合评价数据库统计刊源期刊

• 中国农村电气化信息网

• 重庆维普中文科技期刊数据库

• 《超星数字图书馆》入网期刊

• 《中国核心期刊(遴选)数据库》收录

四川電力技术

SICHUAN ELECTRIC POWER TECHNOLOGY



德阳供电公司

ISSN 1003-6954



9 771003 695159



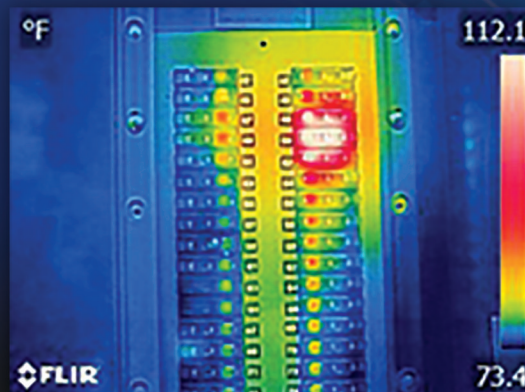
四川省电机工程学会 四川电力科学研究院

Vol.38
2015
No.2

FLIR® E8

火热促销中，
限时贴心好礼！

2015年1月1日-6月30日



E8 分辨率：320x240
(高达 E4 分辨率的 16 倍)

FLIR E8 新增了**手动水平和跨度温度调节**功能，使您能够灵活地控制亮度和对比度，更方便地查看细微的温度差别，并抓取更清晰的细节。更有**多波段动态成像(MSX)**功能，能够创建细节极为详细、质感更高的热图像，可检测更多的异常位置，更为详细地开展分析，并以极快的速度得到结论。

FLIR E8 限时促销，仅售49,999元
单次购机3台即送 IPHONE 6 PLUS*

*最终用户从参加活动的经销商处单次购机3台可获得价值6088元的IPHONE 6 PLUS或其他等值礼品，礼品由参加活动的经销商提供

*参与活动经销商

四川、重庆经销商
FLIR中国公司总部

成都英孚德科贸有限公司

028-85250223

前视红外光电科技（上海）有限公司 400-683-1958

最终解释权归FLIR中国公司所有

精彩2014 亮点纷呈



“电力天路”工程全面完成



精心检修



开展防汛演练，确保电网安全

2014年，国网德阳供电公司在省公司和市委市政府的坚强领导下，紧紧围绕“两个转变”的工作要求，深入贯彻落实国网公司、省公司各项战略决策部署，公司上下紧紧围绕“安全立企、依法治企、创新强企、人才兴企”的工作主线，攻坚克难、砥砺奋进，在建企三十周年之际成功实现了百亿电量的历史性突破，全面完成了“电力天路”建设任务，成功获得了同业对标“两连冠”的优异成绩，全力推动了精神文明建设再上新台阶，圆满完成了“1910”的年度工作目标，有力促进了企业整体实力和发展能力提升。



关爱留守儿童



走访用户征求意见



上门服务



▲35 kV级油浸式变压器



▲110 kV级电力变压器



▲油浸式非晶合金变压器



▲树脂绝缘干式变压器



▲非包封线圈干式变压器

CHHG
沪光集团

沪光集团有限公司

沪光集团有限公司创立于1993年，是一家专业生产制造电力变压器的高新技术型企业。电压等级达220 kV。集团总占地面积400余亩，总资产5亿多元，年产值11亿元。集团拥有沪光集团(安徽)电气有限公司、宁波东博电力科技有限公司、江苏大和电气有限公司、浙江东瑞节能科技有限公司等多家子公司，2010年顺利通过国家电网集中采购供应商资格审查，2013年产品成功入围国家高效节能配电变压器推广目录，2014年度被国家工信部列为“能效之星”企业。

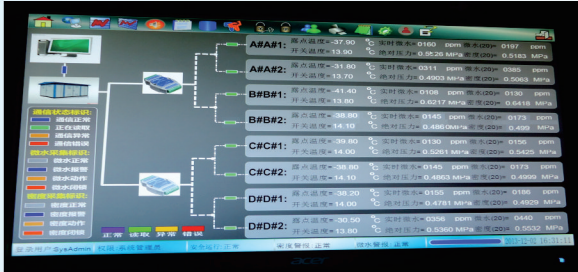
公司严格执行标准化管理，通过了ISO9001质量管理体系认证、ISO14001环境管理体系认证、OHSAS18001职业健康安全管理体系认证，获得国际权威机构荷兰KEMA认证、意大利CESI认证，产品达到I.E.C和国家标准；先后荣获中国民营企业500强、国家二级安全生产标准化企业、国家火炬计划项目、中国变压器行业十大信誉保障品牌、浙江省高新技术企业、浙江省知名商号、高新技术产业重点推广产品、乐清市变压器行业协会会长单位等上百余项荣誉；产品广泛应用于国家电网、南方电网、五大发电集团以及农网改造等国家重点项目，并远销欧洲、美洲、非洲、澳大利亚、中东、东南亚等国家与地区，受到国内外客商的广泛关注与好评，产品均由中国人民保险公司承保。

公司一直以“精心制造，诚信经营”为宗旨，坚守本业，立足做专做精。企业坚持自主创新，获得国家专利25个，SG(C)10型非包封线圈C级绝缘干式变压器属国内领先；非晶合金铁心配电变压器系列(SBH15、SBH16；SCBH15、SCBH16)、S13、S14系列、SCB12、SCB13系列产品均通过国家能效认证和节能认证，享受国家节能补贴。其中非晶合金环保型变压器被国家发改委认定为“绿色变压器”，并获得国家工业信息部的嘉奖。2014年，公司已研发新型结构变压器——平面折弯式卷铁心变压器。通过反复试验、检验，产品技术成熟，技术参数全部优于国家标准，工艺精湛、质量可靠，含有十几项发明和实用新型专利，既可用于各种油浸式电力变压器，也可用于各种干式变压器。



RDWS100系列SF₆气体密度和微水在线监测系统

能够在线监测SF₆电气设备的SF₆气体密度和SF₆气体微水，因而能对SF₆电气设备做出在线监测与故障诊断，可在线显示SF₆电气设备的SF₆气体密度，当SF₆电气设备发生漏气时能够及时报警及闭锁；可在线显示SF₆电气设备内部SF₆气体微水，当SF₆电气设备的SF₆气体微水超标时能够及时报警。利用标准化的压力计算检测出是否存在突发的和微小的泄露，而在线露点测量为操作人员随时警示水分状态，保证电网安全运行。



系统主要特点：

- 1、不但可以测量露点，同时还能测量压力和温度，进而计算出包括SF₆密度在内的其他四个参量，对评估SF₆绝缘状态提供了很好的依据。
- 2、采用乐研独创的专利技术，真实反映SF₆电气设备内部的微水。
- 3、采用标准的通讯方式，符合IEC61850通讯要求。
- 4、具备自动校准功能，自动纠正零点偏差，以保证测量的准确性。

主要技术指标：

- 1、压力测量：0.00 MPa ~ 1.000 MPa，优于 ±0.5%FS
- 2、密度测量：0.00 MPa ~ 1.000 MPa，优于 ±1.5%FS
- 3、露点测量：-80℃ ~ 20℃，±2℃
- 4、湿度测量：10 ~ 10,000 PPMv，优于 ±5%FS
- 5、温度测量：-40 ~ 80℃，±1℃
- 6、微水报警：软件中可以任意设置；密度报警闭锁：软件中可以任意设置
- 7、密封性能：漏气率 ≤ 1 × 10⁻⁸ mbar·l/s (氦气检漏)，定量检漏年泄露率 < 0.5%
- 8、通讯方式：RS485接口，MODBUS通讯协议，通过IED可以实现IEC61850
- 9、监测点数：不限
- 10、抗电强度外壳与电源间：>2 000 V
- 11、电磁兼容特性：快速瞬变脉冲群GB/T17626.4-1999 3级
- 12、雷击(浪涌)：GB/T17626.5-1999 3级

成功案例有：德阳、银川、乌鲁木齐、长春、荆州……等多家供电公司。

RDM型远传式SF₆气体密度继电器

RDM系列远传式SF₆气体密度继电器是机械与电子的完美结合，机械部分实现密度显示、报警、闭锁功能；电子部分可将密度、压力、温度等信息实时采集、远距离传输。采用最新的微机技术及精确的SF₆气体压力和温度之间关系的数学模型，选用高性能的数字智能式压力、温度传感器，使电网实现在线监测SF₆电气设备的密度，实现设备状态检修，确保SF₆电气设备的安全运行，满足国家智能化电网建设要求。

主要技术性能

精度等级：机械部分为：2.5级（-40℃ ~ 60℃）

电子部分为：1.5级（-40℃ ~ 60℃）

测量范围：-0.1 ~ 0.9 MPa

工作电源：10 V ~ 30 V (DC24 V时2 mA电流)

抗振性能：200 m/s²

抗冲击性能：500 m/s²

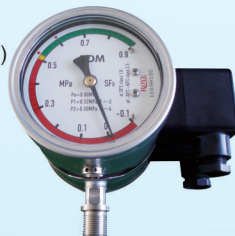
外壳防护等级：IP65

密封性能：5.0 × 10⁻⁹ mbar·l/s

触点容量：AC/DC 250 V 1 000 VA/500 W

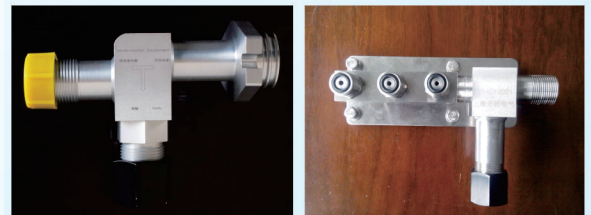
环境温度：-40℃ ~ +60℃

通信方式：RS485、4 ~ 20 mA、CAN、HART协议等。配合我公司集线器，符合IEC61850通讯要求



RDF系列SF₆气体密度继电器自动校验装配接头

一款非常经典的专利产品，会改变人们的工作方式



符合国网公司新十八项反措要求

全国5 000多套的成功运行经验

自动校验，具有防止校验误操作的功能

密封性能：≤ 1 × 10⁻⁸ mbar·l/s (氦气检验)

抗振性能：30 m/s²

抗冲击性能：100 g

工作环境：温度为-60℃ ~ +80℃

相对湿度 ≤ 95%RH

外壳防护等级：IP65

乐研电气——拥有100多项专利技术，引领创新，创造卓越！出口欧美，多家国际电力巨头供应商。



华一致能
HYERGY



四川华一电器有限公司座落于四川省广汉市(三星堆古文化遗址),距离成都市区38 km 具有良好的交通运输条件。公司注册资金10 160万元,占地230亩(其中生产厂房建筑面积67 000 m²);现有员工500余人,40%员工具有大专以上文化程度。

四川华一电器有限公司成立于2001年,是集研发、设计、制造、销售为一体的输配电成套设备制造企业。是四川省高新技术企业、四川省重合同守信用企业、省级企业技术中心,是低压成套开关设备CCC认证产品A类生产企业。

公司是西门子、ABB等世界知名电气公司战略合作伙伴及授权生产商。

公司主要产品:40.5 kV及以下高低压成套开关设备、户内和户外断路器、预装式变电站、开闭所、“三箱”类产品、电缆桥架、封闭式母线槽、变压器等。产品广泛应用于发电厂、变电站、石化、冶金、市政、轨道交通、机械、建材、军工等国民经济重要领域,畅销全国并出口越南、印度、阿塞拜疆、印度尼西亚、土耳其等国家。以其高品质及高效快捷的服务,赢得了广大客户的认同和好评。

公司按照ISO9001、ISO14001和OHSAS18001标准建立了质量、环境、职业健康与安全一体化的管理体系,使产品从设计、开发到生产、服务全过程都得到有效的管理和控制。所有产品均通过了国家级试验站型式试验,低压成套开关设备全部通过CCC认证。



四川华一电器有限公司

全国服务热线: 400-1698-678

地址: 四川省广汉市三亚路三段一号
电话: 0838-5100668 0838-5105556

邮编: 618300
传真: 0838-5100888

《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

2015年第38卷第2期(总236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

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* 21*

2015-4

目 次

• 高压技术 •

特高压直流同塔双回输电线路互感对电压突变量保护动作特性的影响

..... 禹 佳 孙 文 周 波(1)

±1100 kV 特高压直流输电线路导线结构参数研究 李晓丽 李先志(6)

超高压及特高压直流输电线路雷击闪络研究 周 唯 陈兴福 任 伟(10)

特高压及超高压同塔输电线路相角差的分析计算

..... 吴庆华 张光翔 陈宏明 马进霞 李 惺(16)

四川500 kV 输电线路覆冰冰型观测及密度测量

..... 陈 静 林雪松 周林抒(19)

500 kV 敞开式变电站雷电侵入波分析

..... 刘守豹 许 安 刘 强 崔 涛 濮峻嵩 刘小江(22)

电网谐波产生高电压工况下三电平变流器的谐波电流抑制

..... 赵 宇 张 建 刘 刚 高亚春 李 龙 刘海旭(26)

二滩电站 GIS TV 铁磁谐振分析 于远鹏 杨 东(32)

• 电力系统 •

基于模糊状态量的二次设备状态检修模型研究

..... 何小飞 童晓阳 王 锐 李江陵(35)

经验模态分析综合法在负荷预测中的应用 余 林 舒 勤 马 哲(40)

重庆中长期负荷特性分析及预测 秦浩庭 刘 燕 肖 汉 郑 荡(45)

灰色理论在预测 SF₆ 组合电器漏气情况中的应用

..... 费 韬 叶金翔 许 格(51)

交流系统接地故障对直流换相失败的影响分析 尹广力(54)

基于 ZigBee 的变电站设备灾害期水位监测报警装置

..... 林天佑 叶旭灿 黄建波 章伟伟(59)

陡峻山区输电铁塔与基础连接形式设计研究 孙珍茂 赵庆斌(63)

基于自抗扰的变速恒频双馈风力发电机并网控制研究

..... 田永贵 王 奔 李小明 吴桂良 李 慧(67)

考虑风速相关性的多风电场接入电网无功规划优化研究

..... 高顺刚 褚洪川 高一涵(73)

关于一例600 MW 发电机转子一点接地故障的查找及处理

..... 逯 静 蒲鹏飞(78)

多电机同步控制在多台水泵并列运行中的必要性 王启业(82)

• 智能变电站 •

一种智能变电站备自投功能的改进设计方案 王立晶 倪宏坤 朱占文(85)

新一代智能变电站技术的研究应用与发展 苟旭丹(89)

CONTENTS

Influence of Mutual Inductance between HVDC Double - circuit Lines on Same Tower on Operating Characteristics of Voltage Fault Component Protection	Yu Jia Sun Wen Zhou Bo (1)
Research on Conductor Structure Parameter of ± 1100 kV UHVDC Transmission Lines	Li Xiaoli Li Xianzhi (6)
Research on Lightning Flashover of UHV and EHV DC Transmission Lines	Zhou Wei Chen Xingfu Ren Wei (10)
Analysis and Calculation of Phase Difference of UHV/EHV Transmission Lines on Same Tower	Wu Qinghua Zhang Guangxiang Chen Hongming Ma Jinxia Li Kui (16)
Ice - type Observation and Icing Density Measurement of Ice Accretion in 500 kV Transmission Line of Sichuan	Chen Jing Lin Xuesong Zhou Linshu (19)
Analysis on Lightning Intruding Surge Wave of 500 kV AIS Substation	Liu Shoubao Xu An Liu Qiang Cui Tao Pu Junsong Liu Xiaojiang (22)
Harmonic Current Suppression Strategy for Three - level Converter when Harmonic Generating High Voltage	Zhao Yu Zhang Jian Liu Gang Gao Yacun Li Long Liu Haixu (26)
Analysis on Ferro - resonance of TV in GIS of Ertan Hydropower Plant	Yu Yuanpeng Yang Dong (32)
Research on Condition - based Maintenance Model of Secondary Equipment Based on Fuzzy State Variable	He Xiaofei Tong Xiaoyang Wang Rui Li Jiangling (35)
Application of Synthetic Method Based on Empirical Mode Decomposition to Load Forecasting	Yu Lin Shu Qin Ma Zhe (40)
Analysis of Medium and Long - term Load Characteristics in Chongqing and Its and Forecast	Qin Haoting Liu Yan Xiao Han Zheng Dang (45)
Application of Grey Theory to Forecasting Leakage of GIS Equipment	Fei Tao Ye Jinxiang Xu Ge (51)
Analysis on the Effects of AC Grounding Faults on HVDC Commutation Failure	Yin Guangli (54)
Water Level Detecting and Warning Equipment for Substation Devices during Disaster Period Based on ZigBee	Lin Tianyou Ye Xucan Huang Jianbo Zhang Weiwei (59)
Research on Connecting Structure Design for Transmission Tower an Foundation in Steep Mountainous Areas	Sun Zhenmao Zhao Qingbin (63)
Cutting - in Control Based on ADRC Control for VSCF Doubly - fed Wind Power Generator	Tian Yonggui Wang Ben Li Xiaoming Wu Guiliang Li Hui (67)
Research on Reactive Power Planning Optimization for Power Grid Containing Multiple Wind Farms Considering Wind Speed Correlation	Gao Shungang Zhu Hongchuan Gao Yihan (73)
Checking of Rotor One - point Grounding Fault in a 600 MW Generator and Its Treatment	Lu Jing Pu Pengfei (78)
The Necessity of Multi - motor Synchronization Control during Multiple Pumps in Parallel Operation	Wang Qiye (82)
An Improved Design Scheme for Automatic Throw - in Function of Emergency Power Supply in Smart Substation	Wang Lijing Ni Hongkun Zhu Zhanwen (85)
Research Application and Development for a New Generation of Smart Substation Technology	Gou Xudan (89)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2015 Vol. 38 No. 2
(Ser. No. 236)

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

特高压直流同塔双回输电线路互感对电压 突变量保护动作特性的影响

禹佳¹, 孙文¹, 周波²

(1. 国家电网公司运行分公司宜宾管理处, 四川 宜宾 644000;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 针对宾金特高压直流 2014 年 7 月 31 日不对称运行时所出现的极 1 故障导致极 2 闭锁事件进行了细致的分析。分析结果表明, 由于特高压直流线路采用同塔双回方式架设, 线路间互感作用明显, 在暂态过程中一极电流突变会在另一极中产生明显的感应电压, 导致直流电流失控。对特高压直流同塔双回输电线路互感作用的机理进行了分析, 并探讨了互感在暂态过程中对电压突变量保护的影响。最后根据试验结果对电压突变量保护的定制修改提出了建议。

关键词: 特高压直流输电; 输电线路; 互感; 电压突变量保护

Abstract: During the asymmetric operation of HVDC transmission project from Yibin to Jinhua on 31st July 2014, its first pole ran up against a fault condition, which resulted in the blocking of the second pole, so a detailed analysis is carried out. As the two circuits of HVDC transmission lines share the same tower, there exists an obvious mutual inductance between the lines. So the sudden change of the current in one pole under transient process will give rise to an evident induced voltage in the other pole, which will lead to the direct current out of control. The mutual inductance action mechanism of HVDC double-circuit lines on the same tower is analyzed and the influence of the mutual inductance on the voltage fault component protection is discussed. Finally, the advices for modifying the setting values of the voltage fault component protection are given based on experimental results.

Key words: UHVDC; transmission line; mutual inductance; voltage fault component protection

中图分类号: TM774 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0001-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.001

0 引言

随着中国西部大开发和电力能源战略的推进, 集中于四川金沙江、雅砻江流域的多条特高压直流输电工程已逐渐投运^[1-3]。四川境内锦苏、复奉以及宾金 3 条 ± 800 kV 特高压直流输电工程总输送容量达到 21 600 MW, 已达到四川电网总外送能力的 80%。

由于输电通道的限制, 锦苏、复奉以及宾金 3 条直流输电线路均采用同塔双回方式架设。双极线路间的互感对直流系统的暂态特性会产生明显的影响, 甚至导致保护误动作。

2014 年 7 月 31 日, 宾金直流极 1 双阀组、极 2

单阀组运行, 双极直流功率 6 000 MW。17:34, 极 1 直流线路故障, 再启动 2 次, 重启成功。然而极 1 直流线路故障时刻, 金华站非故障极(极 2)却发生电压突变量保护动作, 导致宾金直流极 2 低端阀组闭锁。

1 事件简介

宾金直流极 1 双阀组 800 kV、极 2 单阀组(低端阀组) 400 kV 运行, 双极直流功率 6 000 MW。

极 1 直流线路故障, 再启动 2 次, 重启成功。

极 1 直流线路故障时刻, 金华站极 2 电压突变量保护动作, 宾金直流极 2 低端阀组闭锁。

其中, 事件相关的录波波形如图 1、图 2 所示。

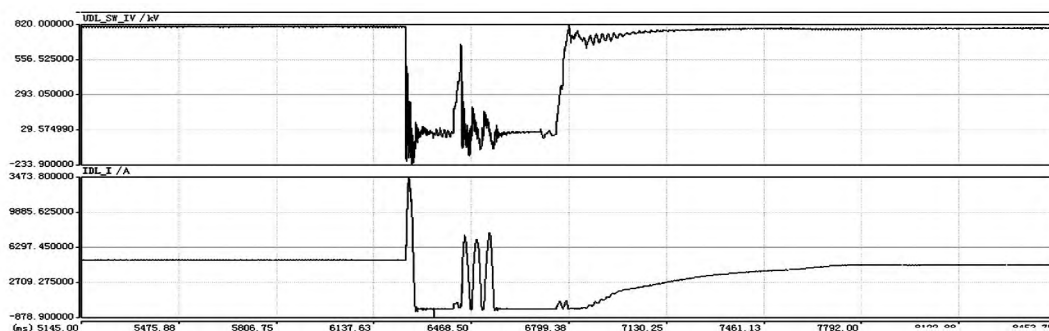


图 1 宜宾站极 1 线路故障重启成功波形

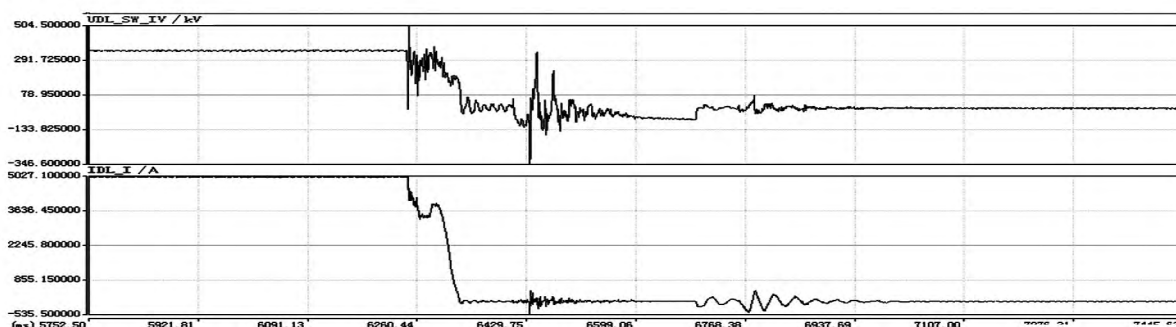


图 2 金华站极 2 电压突变量保护动作极 2 闭锁波形

2 特高压直流线路互感作用的机理分析

架空线路具有 4 个电气参数(电阻 r 、电感 L 、导纳 g 、电容 c)，由于通常线路绝缘良好，泄漏电流很小，可以将它忽略，故认为 $g = 0$ ；为了简化分析，忽略对地电容，即认为 $c = 0$ 。如果系统双极运行时，当极 1 线路发生接地故障，故障清除后系统重启过程中的等效电路可用图 3 来表示。

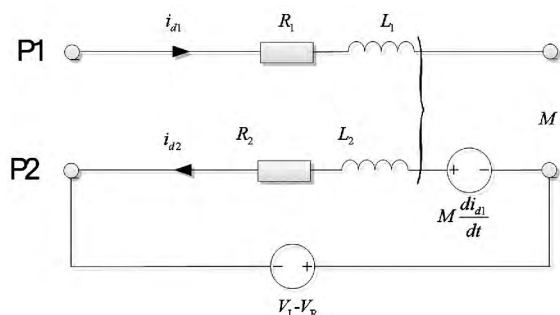


图 3 暂态过程中线路耦合等效图

极 1 重启动时极 2 线路上由自电感和互电感引起的感应电动势为

$$\Delta U = L_2 \frac{di_{d2}}{dt} - M_{12} \frac{di_{d1}}{dt}$$

对 ΔU 进行定性分析能很好地解释短路过程中

的暂态过程，计算可得溪浙特高压直流架空线路极导线的单位长自电感为 1.7 mH/km ，互电感为 0.92 mH/km ，单位长电阻为 $0.0053 \text{ } \Omega/\text{km}$ ，单位对地电容为 $0.012 \text{ } \mu\text{F/km}$ 。考虑线路全长，故可得

$$\Delta U = 2.8 \frac{di_{d2}}{dt} - 1.5 \frac{di_{d1}}{dt}$$

1) 暂态情况下，如果是极 1 线路故障或重启，直流电流迅速增加，即 di_{d1}/dt 较大(如 150 ms 电流升高 5000 A ，此时约为 35000)，极 2 直流电流变化不大，可认为 $di_{d2}/dt \approx 0$ ，此时极 1 电流变化在极 2 引起感应电动势 ΔU ，从而在极 2 电流回路中产生与极 2 直流电流同方向的较大电流。

2) 暂态过程中极 2 直流电流是由上述感应电动势和直流/逆变侧换流器直流电压差两部分构成，当 ΔU 值较大时候，可能造成整流侧电流控制器失控的情形。

3 直流线路互感对电压突变量保护的影响

3.1 电压突变量保护原理

保护检测直流电压和直流电流，直流线路接地故障的特征为直流电压以较高的速率下降到一个较

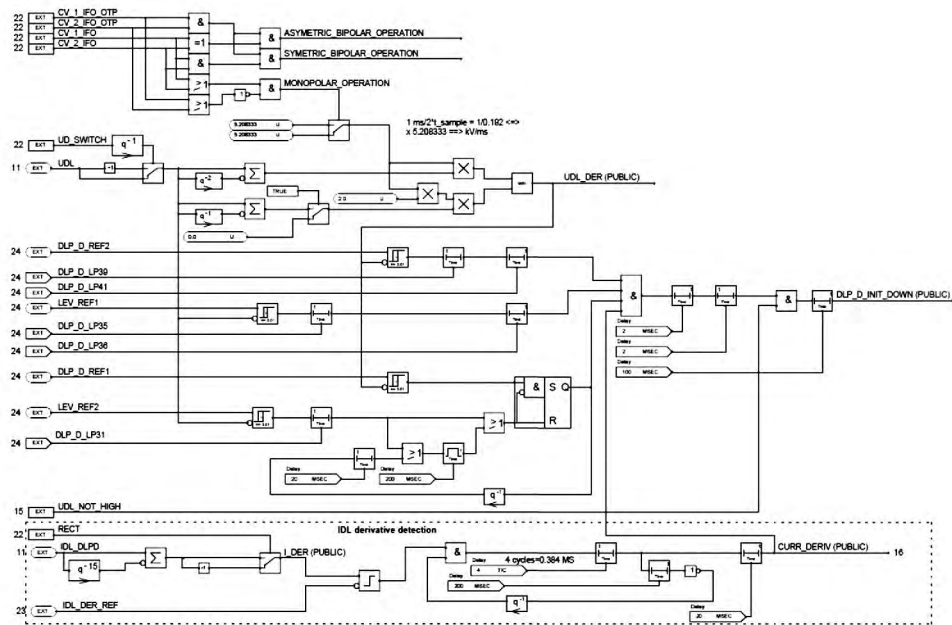


图 4 特高压直流电压突变量保护原理图

低值(突变量)。保护的执行部分仅在整流站有效。突变量部分非常快速,可实现 2~3 ms 内的故障检测。

突变量检测由微分电路构成,与两个参考值进行比较。较小的突变量参考值用于启动检测电路,如果突变量超过较大的参照值,则达到突变量动作条件。为了区分站内故障和直流线路故障,采用电压时间微分(dU/dt)与直流线路电流时间微分(dI/dt)相结合的方法。为确保突变量保护可靠,避免因电压暂态变化导致的意外动作,保护配置有直流低电压辅助判据。

四川特高压直流电压突变量保护原理如图 4 所示。

图 4 中,直流线路额定电压 $UDL_NOM = 800$ kV(两个换流器正常运行且没有降压); $UDL_NOM = 560$ kV(两个换流器正常运行且降压); $UDL_NOM = 400$ kV(仅一个换流器正常运行); UDL_SW_{q-n} 为 n 个采样周期前的直流线路电压; UDL_DER 为直流线路电压突变量; 电流突变量参考值 $CUR_DER_REF = 0.1$ (两个换流器正常运行), $CUR_DER_REF = 0.05$ (非两个换流器正常运行)。

宾金直流电压突变量保护采用 4 个判据,综合判断两段电压突变量、电压跌落以及电流突变量,4 个判据均满足后在出口前辅助直流线路低电压判据。

3.2 宾金直流电压突变量保护定值

宾金特高压直流电压突变量保护定值如表 1 所示。

3.3 直流线路互感对电压突变量保护仿真研究

为验证宾金直流一极直流线路故障对另一极的影响以及分析电压突变量保护动作问题,在实验室开展了“7.31”宾金直流线路故障实验室仿真试验。

表 1 宾金特高压直流电压突变量保护定值

物理量	定值
低电压定值	0.55
低电压动作延时/ms	0.2
低电压动作展宽时间(单阀组运行)/ms	1.0
低电压动作展宽时间(双阀组运行)/ms	0.1
复归定值	0.05
电压复归延时/ms	20
du/dt 定值 1	-0.7
du/dt 定值 2	-0.95
定值 2 动作延时/ms	0.1
定值 2 动作展宽时间/ms	2.0
低电压判据定值	0.7

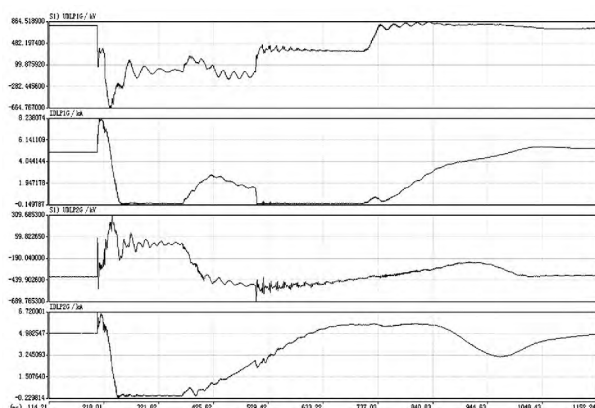
试验中宾金特高压直流工程控制保护仿真系统控制保护设备与工程现场一致,随工程同期建设,在该系统上完成了宾金直流控制保护系统与阀控设备、安控装置和光 TA 等接口设备的联调试验。

试验工况与现场保持一致:极 1 双阀组 800 kV、极 2 单阀组(低端阀组) 400 kV 运行,双极直流功率 6 000 MW,极 1 直流线路故障,故障点距宜站 100 km,故障接地时间 300 ms(模拟 2 次重后)。

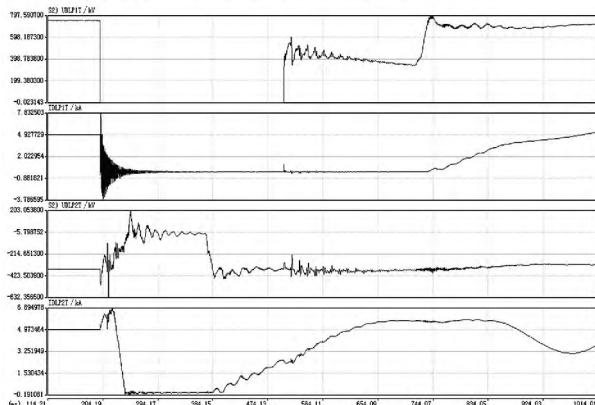
仿真试验录波如图 5 所示。

试验结果表示试验中极 1 线路故障,行波保护,电压突变量保护动作,极 1 重后 2 次,重启动成功。

极1接地故障期间,极2电压、电流扰动较大。对比RTDS仿真试验和现场实际故障,故障特征较为接近。



(a) 宜宾站试验录波(极1、极2电压、电流)



(b) 金华站试验录波(极1、极2电压、电流)

图5 仿真试验波形

通过仿真试验可知,宾金直流在不对称运行方式下(一极800 kV一极400 kV运行),800 kV运行极线路故障导致400 kV运行极电压突变量保护动作。保护动作原因为,故障极对非故障极电压、电流造成的较大扰动符合电压突变量保护判据,按照当前的保护设置难以区分是区内故障还是区外故障,因此保护动作。

3.4 相关风险排查

为充分验证一极直流线路故障对另一极的影响,在实验室开展了宾金直流不同运行方式下的直流线路故障试验。

3.4.1 不对称运行,800 kV运行极接地故障

进行极1双阀组800 kV、极2单阀组400 kV运行,功率6 000 MW运行工况下,极1直流线路接地故障试验。分别进行了极1直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。试验结果如表2。

3.4.2 不对称运行,400 kV运行极接地故障

进行极1双阀组800 kV、极2单阀组400 kV运行,功率6 000 MW运行工况下,极2直流线路接地故障试验。

表2 不对称运行800 kV运行极接地故障计算结果

序号	极1故障点位置	极2整流站电压突变量	极2逆变站电压突变量
1	首端接地		✓
2	100 km处接地		✓
3	末端接地	✓	

分别进行了极2直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。该运行方式下极1整流站、逆变站电压突变量保护均未动作。

3.4.3 双极对称运行

进行双极均800 kV、直流功率8 000 MW以及双极均400 kV、直流功率4 000 MW运行工况下,极1直流线路接地故障试验。

分别进行了极1直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。该运行方式下极2整流站、逆变站电压突变量保护均未动作。

3.4.4 试验结论及发现的问题

通过双极对称运行、不对称运行方式下,开展的不同故障点位置的仿真试验发现,在不对称运行方式下,800 kV运行极接地故障易引起了400 kV运行极的电压突变量保护动作。

4 改进措施分析

宾金直流电压突变量保护中直流低电压判据为0.7,根据仿真试验结果,在极1故障时对极2造成的电压扰动(2~3 ms后第一个波头过后),极2电压通常跌落在230~290 kV之间。当前程序中直流低电压判据为0.7(400 kV运行时为280 kV),达到了低电压条件。因此,适当降低低电压判据有利于防止误动。

另外,从故障特征分析,对于区外故障造成的扰动,直流电压在振荡一段时间后即会升高,而区内故障将会引起直流电压持续降低,因此,延长低电压的判断时间以及采用平滑处理有利于防止误动。

根据仿真试验结果,提出宾金直流电压突变量改进措施如下。

(1) 电压突变量保护中直流低电压判据由0.7 p. u. 改为0.5 p. u.;

表 3 仿真校验结果

序号	直流功率/MW	故障位置	极 1		极 2	
			整流站	逆变站	整流站	逆变站
1	6 000	极 1 首端	行波电压突变量	电压突变量	×	×
2	6 000	极 1 末端	行波电压突变量	电压突变量	×	×
3	6 000	极 1 中点	行波电压突变量	电压突变量	×	×
4	6 000	极 2 首端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
5	6 000	极 2 末端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
6	6 000	极 2 中点	×	×	行波电压突变量	电压突变量
7	6 000	极 1 首端	行波电压突变量	电压突变量	×	
8	6 000	极 1 末端	行波电压突变量	电压突变量	×	
9	6 000	极 1 中点	行波电压突变量	电压突变量	×	
10	6 000	极 2 首端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
11	6 000	极 2 末端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
12	6 000	极 2 中点	×	×	行波电压突变量	电压突变量

(2) 电压突变量判断逻辑出口后的展宽和延时由 2 ms 改为 18 ms,并进行 2 ms 的平滑处理。

对宾金直流进行上述改动后,进行了多种典型运行方式和不同故障位置的线路接地故障试验,其结果如表 3 所示。

表 3 结果表明,当电压突变量保护定值修改后,非故障极电压突变量保护均未动作。

5 结 论

针对 2014 年 7 月 31 日宾金特高压直流不对称运行时所出现的极 1 故障导致极 2 闭锁事件进行了细致的分析,得到了以下结论。

(1) 由于特高压直流线路同塔双回架设,相互之间存在明显的互感。暂态情况下,如果是极 1 线路故障或重后,直流电流迅速增加,此时极 1 电流变化在极 2 引起感应电动势 ΔU ,从而在极 2 电流回路中产生与极 2 直流电流同方向的较大电流。暂态过程中极 2 直流电流是由上述感应电动势和直流/逆变侧换流器直流电压差两部分构成,当中 ΔU 值较大时候,可能造成整流侧电流控制器失控的情形。

(2) 通过双极对称运行、不对称运行方式下,开展的不同故障点位置的仿真试验发现,在不对称运行方式下,800 kV 运行极接地故障易引起了 400 kV 运行极的电压突变量保护动作。

(3) 根据仿真试验结果,提出宾金直流电压突变量改进措施如下。

1) 电压突变量保护中直流低电压判据由 0.7 p. u. 改为 0.5 p. u. ;

2) 电压突变量判断逻辑出口后的展宽和延时由 2 ms 改为 18 ms,并进行 2 ms 的平滑处理。

对宾金直流进行上述改动后,进行了多种典型运行方式和不同故障位置的线路接地故障试验,非故障极电压突变量保护均未动作。

参考文献

[1] 谢绍宇,王秀丽,王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2011,31(7) : 10 - 16.

[2] IEEE PES Transmission and Distribution Committee. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having low Short - circuit Capacities [J]. Newyork: IEEE, 1997.

[3] Aik D L H, Andersson G. Power Stability Analysis of Multi - infeed HVDC Systems [J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 1998,13(3) : 923 - 931.

[4] 郑晓冬,邵能灵,杨光亮,等. 特高压直流输电系统的建模与仿真 [J]. 电力自动化设备,2012,32(7) : 10 - 14.

[5] 李璟延,吴方劼,聂定珍. ± 800 kV 特高压直流输电工程换流器谐波特性分析 [J]. 电力建设,2012,33(7) : 12 - 16.

[6] 马春,李明,曹燕明. ± 800 kV 锦屏—苏南特高压直流输电工程交流滤波器暂态额定值计算 [J]. 电力建设,2012,33(12) : 32 - 36.

作者简介:

禹 佳(1983),工程师,研究方向为特高压直流输电技术;

孙 文(1980),工程师,研究方向为特高压直流输电技术。

(收稿日期:2014 - 10 - 20)

± 1100 kV 特高压直流输电线路 导线结构参数研究

李晓丽¹, 李先志²

(1. 国网成都供电公司, 四川 成都 610021; 2. 西南电力设计院, 四川 成都 610021)

摘要: 导线选型及分裂方式的确定是发展 ± 1100 kV 特高压直流输电工程的关键技术之一, 对线路的可靠运行、环境保护和控制工程投资至关重要。采用国际公认的、经过实际工程验证且广泛使用的计算分析方法, 研究了 ± 1100 kV 直流输电线路的结构参数(导线分裂数、子导线截面、导线分裂间距、极导线对地高度和极导线间距)对合成电场、可听噪声和无线电干扰场强的影响; 对不同的导线方案进行了经济性比较。根据电磁环境预测分析及经济比较结果, 确定了 ± 1100 kV 直流输电线路的导线结构。

关键词: ± 1100 kV 特高压直流; 电磁环境; 导线选型

Abstract: Determination of conductor type selection and bundle structure is one of the key technologies for developing ± 1100 kV UHVDC transmission line projects, which is of vital importance to the reliable operation of transmission lines, the environmental protection and the control of project investment. Employing the internationally recognized, practically verified and widely used calculation and analysis methods, the influence of the structure parameters of ± 1100 kV UHVDC transmission lines, such as splitting number, sectional area of sub-conductors, splitting-wire spacing, conductor elevation to the ground and pole conductor distance, on total electric fields, audible noise and radio interference field intensity is studied. The economic comparison is carried out with regard to different conductor schemes. Finally, the conductor structure of ± 1100 kV UHVDC transmission lines is determined on the basis of electromagnetic environment forecast analysis and economic comparison results.

Key words: ± 1100 kV UHVDC; electromagnetic environment; conductor type selection

中图分类号: TM751 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0006-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.002

随着中国经济持续发展, 电力需求逐年增长, 经济发达地区的电力缺口不断扩大, 加之中国资源地域分布的特殊性, 煤炭、水能等电力一次资源主要集中在经济欠发达地区, 而发达地区的资源则较为匮乏, 因此采用特高压直流线路进行长距离输电是解决电力供应问题的重要举措。根据电网发展规划, 结合新疆地区煤电资源丰富的特点, 拟建设一回疆电外送 ± 1100 kV 特高压直流线路工程, 输电容量约 10 000 MW, 单极电流约 4.5 kA。该项目目前正在前期论证工作。

导线选择是特高压直流输电工程的关键技术之一, 对线路可靠运行、环境保护和控制工程投资至关重要。而 ± 1100 kV 特高压线路在工程实践中属新的电压等级, 目前尚无标准、规范、设计运行经验可供参考。但根据现有 ± 800 kV 输电线路研究结论^[1,2], 并进行合理类推发现, 决定 ± 1100 kV 特高压

线路导线选择的因素是电磁环境要求。因此, 下面将主要从电磁环境要求出发, 对采用不同结构导线时的电场、离子流密度、可听噪声和无线电干扰进行分析, 并结合年费用计算等经济性比较。提出 ± 1100 kV 直流输电线路导线分裂数和子导线截面选择建议。

1 电磁环境限值

± 1100 kV 特高压线路的电磁环境要求尚无规范可以执行, 本工程仍参照《 ± 800 kV 直流架空输电线路设计规范》(报批稿)规定, 电磁环境主要控制指标为^[3]: ①一般非居民区线路下方最大地面合成场强的控制指标为 30 kV/m; 邻近民房的最大合成场强的控制指标为 25 kV/m。②线路下方离子流密度的控制指标为一般地区: 100 nA/m²; 居民区: 80 nA/m²。③直流磁场的控制指标为 10 mT。

表1 导线型号及特性一览表

序号	导线型号	铝、钢股数	总截面 /mm ²	直径 /mm	铝/钢 截面比	线重 /(kg·m ⁻¹)	电阻(20℃) /(Ω·km ⁻¹)
1	JL/G1A-1 120/90	84×4.12/19×2.47	1 211.20	45.30	12.3	3.812	0.025 8
2	JL/G3A-1 000/45	72×4.21/7×2.80	1 043.20	42.10	23.1	3.100	0.028 9
3	JL/G2A-900/75	84×3.69/7×3.69	975.00	40.60	12.0	3.074	0.032 2
4	JL/G1A-800/55	45×4.80/7×3.20	870.60	38.40	14.5	2.690	0.035 5
5	JL/G2A-720/50	45×4.53/7×3.02	775.41	36.20	14.5	2.398	0.039 8
6	JL/G1A-630/45	45×4.22/7×2.81	674.00	33.80	14.5	2.079	0.045 9

表2 导线分裂数组合一览表

分裂数	导线型号			
8分裂	8×JL/G1A-800/55	8×JL/G2A-900/75	8×JL/G3A-1000/45	8×JL/G1A-1120/90
9分裂	9×JL/G1A-630/45	9×JL/G2A-720/50	9×JL/G1A-800/55	9×JL/G2A-900/75
10分裂	10×JL/G1A-630/45	10×JL/G2A-720/50		

④无线电干扰的控制指标:海拔1 000 m及以下地区,距直流架空输电线路正极性导线对地投影外20 m处,80%时间,80%置信度,0.5 MHz频率的无线电干扰不超过58 dB($\mu\text{V}/\text{m}$)。⑤电晕可听噪声的控制指标:海拔1 000 m及以下地区,距直流架空输电线路正极性导线对地投影外20 m处由电晕产生的可听噪声(L₅₀)不超过45 dB(A);海拔高度大于1 000 m且线路经过人烟稀少地区时,控制在50 dB(A)以下。

其中直流线路的磁场与地磁相当,远小于国际非电离辐射防护委员会(ICNIRP)建议的公众暴露限值^[4,5];地面离子流密度计算值也远小于限值。在导线选型时,磁场和离子流密度两个指标不会起制约作用。

2 导线及分裂方式的初选

2.1 总截面的选取

特高压直流线路所采用的导线,一般应符合有效的国家电线产品技术标准。需要采用非标准产品或国外产品时,应符合国际或生产国相同产品的技术标准。根据现行导线标准《圆线同心绞架空导线》^[6],基于以上要求和系统确定的总截面等条件,按照中国现有导线生产的情况,选择以下钢芯铝绞线导线进行比较,其特性如表1,各导线的分裂数组合列入表2。

2.2 分裂间距

导线分裂间距 S 的选取与子导线直径 d 有关,

并需考虑分裂导线的次档距振荡和电气两个方面的特性。然而两者要求却是矛盾的,防止次档距振荡要求分裂间距尽量大($S/d > 13.80 \sim 18.0$),而电气方面,对本项目而言则要求分裂间距尽量小,以降低表面场强进而降低电磁环境参数值(如图1)。

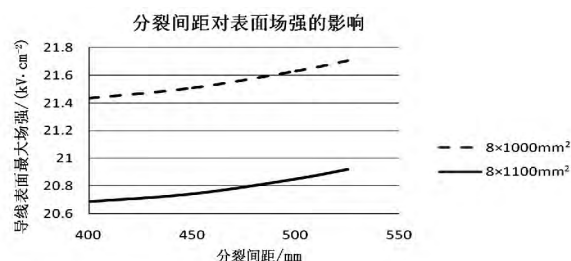


图1 分裂间距与导线表面场强的关系

由于 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流线路电磁环境影响较大,分裂间距选取时应更多考虑电气因素而取较小的值,次档距振荡则通过合理安装阻尼间隔棒来解决。从运行经验来看,中国皖电东送、锡盟—南京等1 000 kV交流特高压线路选择的分裂间距为400 mm($8 \times 630\ \text{mm}^2$ 导线),但由于本工程参选导线截面更大,大截面导线时分裂间距应适当增加。对大截面导线来说,宁东—山东 $\pm 660\ \text{kV}$ 输电线路分裂间距为450 mm($4 \times 1\ 000\ \text{mm}^2$ 导线)。基于以上考虑,本工程导线分裂间距按表3选取。

3 电磁环境计算

在本节的各种计算中,导线采用双极水平排列,绝缘子串为V串布置,为深入研究不同导线方案对技术经济的影响,挂线尺寸在合理范围内选取多种

数值参与计算,极间距取 24、26、28 m,一般地区最小对地高度按 25、27、29 m(计算地面合成场强用) ,对应导线平均高取 30、32、34 m(计算可听噪声和无线电干扰) 。

表 3 导线分裂间距及 S/d 值一览表

分裂根数	分裂间距/mm	分裂导线圆直径/mm	S/d
8	450(其余)	1 175.9	10.11 ~ 11.72
	500(1120/90 导线)	1 307.2	11.04
9	450(900/75 导线)	1 315.7	11.08
	400(其余)	1 169.5	10.42 ~ 11.83
10	400	1 294.4	11.05 ~ 11.83

3.1 地面合成场强计算

地面合成场强关系到线路附近居民的人身安全问题。美国 Dalles 试验中心曾经做过相关人体试验,试验表明,人在 22 kV/m(±400 kV) 电场下,头皮有轻微刺痛感觉;在 27 kV/m(±500 kV) 电场下,头发有刺激感,耳朵和毛发有轻微感觉;人体在 32 kV/m(±600 kV) 电场下,头皮有强烈的刺痛感觉。因此,将合成场强和离子流密度限定在一定的范围内对环保具有重要的意义。

最小对地距离分别取 25、27、29 m,极间距取 24、26、28 m,计算各种导线的地面合成场强 E_s 的计算结果见表 4。

由表 4 可知,参选导线在海拔为 0 晴天条件下,合成场强小于 30 kV/m,满足限值要求。尽管海拔

高度对合成场强、离子流密度的影响较大,但根据研究,合成电场强度随海拔高度每升高 1 000 m 最大增加约 4 ~ 5 kV/m,因此参选导线的合成场强,在海拔 1 000 m 也基本控制在 30 kV/m。海拔 1 000 m 时,合成场强可能超过 30 kV/m 限值的,主要存在于表 4 中 25 kV/m 以上的导线方案,由于这些导线方案的导线表面场强也比较大,在满足可听噪声限值方面也可能存在困难。

3.2 无线电干扰和可听噪声

3.2.1 无线电干扰计算方法

《±800 kV 直流架空输电线路设计规范》(报批稿) 推荐的无线电干扰场强的计算方法是国际无线电干扰特别委员会 CISPR 的公式,试验结果表明,CISPR 计算方法具有较高的准确度,采用 CISPR 公式进行无线电干扰场强的预估计算。

$$RI = 38 + 1.6(g_{\max} - 24) + 46\log r + 5\log n + 33\log \frac{20}{D}$$

(1)

式中,RI 为输电线路的无线电干扰水平值,dB; $g_{\max}$ 为导线表面最大电位梯度,kV/cm; r 为子导线的半径,cm; D 为距正极性导线的距离(适应小于 100 m) ,m; n 为分裂导线根数。

式(1) 适用于 0 ~ 500 m 海拔,其后海拔每升高 300 m,无线电干扰增加 1 dB。式(1) 计算值为好天气,50% 概率无线电干扰电平,换算至无线电干扰双 80% 值还应增加 3 dB。

3.2.2 可听噪声计算方法

表 4 地面合成场强计算结果(海拔 0,晴天)

最小对地高/m	H = 25			H = 27			H = 29		
极间距/m	24	26	28	24	26	28	24	26	28
8 × JL/G1A - 800/55	26.7	26.7	26.6	23.8	23.8	23.7	21.4	21.3	21.3
8 × JL/G2A - 900/75	24.9	24.8	24.7	22.2	22.0	21.9	19.9	19.7	19.6
8 × JL/G3A - 1000/45	23.7	23.5	23.3	21.1	20.9	20.6	18.8	18.7	18.5
8 × JL/G1A - 1120/90	21.5	21.2	20.9	19.0	18.7	18.3	16.9	16.6	16.3
9 × JL/G2A - 900/75	21.7	21.4	21.0	19.2	18.8	18.5	17.0	16.7	16.4
9 × JL/G1A - 800/55	23.2	23.0	22.8	20.6	20.4	20.1	18.4	18.2	18.0
9 × JL/G2A - 720/50	25.2	25.1	25.0	22.5	22.3	22.1	20.1	20.0	19.9
9 × JL/G1A - 630/45	27.3	27.3	27.3	24.4	24.4	24.3	21.9	21.9	21.9
10 × JL/G1A - 630/45	25.1	25.0	24.8	22.3	22.1	21.9	20.0	19.8	19.6
10 × JL/G2A - 720/50	22.6	22.3	22.0	20.0	19.7	19.4	17.8	17.5	17.2

表 5 海拔 1 000 m 时不同导线的可听噪声预估值/dB(A)

线均高/m	Hav = 30			Hav = 32			Hav = 34		
极间距/m	24	26	28	24	26	28	24	26	28
8 × JL/G1A - 800/55	46.77	46.1	45.51	46.46	45.78	45.18	46.16	45.48	44.87
8 × JL/G2A - 900/75	46.12	45.46	44.86	45.81	45.13	44.53	45.51	44.83	44.22
8 × JL/G3A - 1000/45	45.89	45.04	44.45	45.39	44.71	44.11	45.10	44.42	43.80
8 × JL/G1A - 1120/90	44.90	44.23	43.64	44.59	43.91	43.30	44.29	43.6	42.99
9 × JL/G2A - 900/75	44.52	43.83	43.22	44.20	43.50	42.88	43.90	43.20	42.56
9 × JL/G1A - 800/55	44.99	44.32	43.72	44.67	43.99	43.39	44.38	43.69	43.08
9 × JL/G2A - 720/50	45.75	45.08	44.49	45.43	44.76	44.15	45.14	44.45	43.84
9 × JL/G1A - 630/45	46.45	45.79	45.19	46.14	45.46	44.86	45.85	45.16	44.55
10 × JL/G1A - 630/45	44.97	44.29	43.68	44.66	43.96	43.34	44.36	43.65	43.02
10 × JL/G2A - 720/50	44.27	43.58	42.97	43.95	43.25	42.63	43.66	42.95	42.32

注:表中的数值为距正极导线对地投影外 20 m 处的值,下划线加黑表示海拔修正后满足要求的值。

关于导线电晕引起的可听噪声的计算方法,国际上许多研究机构进行过深入的研究,提出了各自的预测公式,但由于各自的实验环境和条件不同,其预测公式的计算结果也存在差异。《±800 kV 直流架空输电线路设计规范》(报批稿)推荐采用 BPA 及 EPRI 的两种计算公式,这里采用 EPRI 计算公式。

$$P_{dB} = 56.9 + 124 \log \frac{E}{25} + 25 \log \frac{d}{4.45} + 18 \log \frac{n}{2} - 10 \log R_p - 0.02 R_p + K_n \quad (2)$$

式中, P_{dB} 为输电线路的可听噪声,dB(A); E 为导线表面最大场强,kV/cm; n 为次导线分裂根数; R_p 为距正极性导线的距离,m; $n \geq 3$ 时, $K_n = 0$ 。

对于高海拔修正,按照采用中国电力科学研究院的最新研究结论推荐的 0~4 300 m 按 0~5 dB 线性修正方法进行高海拔修正所得计算值作为判据。

3.2.3 计算及比较

按照上述计算方法,各种导线的可听噪声(AN)及无线电干扰值(RI)计算结果列入表 5、表 6。

表 5、表 6 中的计算结果表明,所有参选方案的无线电干扰均小于 58 dB(μV/m),而可听噪声值是否满足 45 dB(A)的要求,则随导线和布置尺寸的不同存在显著差异。故决定导线型式的因素是可听噪声。

各种导线方案的可听噪声值随极间距和线高不同而变化,且极间距的影响比线高的影响更大。10 × 630 和 10 × 720 在表中所有排列尺寸下均满足可听噪声限值要求,而 8 × JL/G1A - 800/55 与 9 × JL/G1A - 630/45 两方案在满足可听噪声要求下,极间距达 28m,对地均高达 34m,明显不经济,因此,这两种导线方案首先被淘汰。在其余导线方案中,按最经济原则,选取满足可听噪声条件下极间距和线高

最小的布置尺寸(列入表 6),再进行年费用比较。

表 6 按最经济原则确定的导线型式及其布置尺寸

序号	导线型号	导线高/m		极间距/m
		最小对地高	对地平均高	
1	8 × JL/G1A - 1120/90	27	32	24
2	8 × JL/G3A - 1000/45	27	32	26
3	8 × JL/G2A - 900/75	25	30	28
4	9 × JL/G2A - 900/75	25	30	24
5	9 × JL/G1A - 800/55	27	32	24
6	9 × JL/G2A - 720/50	27	32	26
7	10 × JL/G2A - 720/50	25	30	24
8	10 × JL/G1A - 630/45	27	32	24

4 年费用比较

表 6 中的导线均满足电气特性要求,要确定最优的导线方案只能通过经济性进行比较。年费用法为财务评价方法之一,能反映工程投资的合理性、经济性。年费用比较法是将参加比较的诸多方案在计算期内的全部支出费用折算成等额年费用比较,年费用低的方案在经济上最优。年费用包含初投资年费用、年运行维护费用、电能损耗费用及资金的时间价值(即利息)。年费用计算中难点在于估计各种导线方案对应的本体投资。这里充分考虑了各种导线对铁塔的外负荷,以及表 6 中不同导线对应的极间距和塔高的不同对造价的影响,以便更为准确地估计不同导线方案的本体投资。以 10 mm 冰区典型线段为例,各导线方案的年费用比较如图 2、图 3。

年损耗在 3 500 h,年费用较低的导线方案是 8 × JL/G3A - 1000/45、9 × JL/G1A - 800/55、9 × (下转第 50 页)

负荷率将降低, ρ 值略有下降趋势。其中 2020 年 ρ 值约 0.8 左右, 2030 年 ρ 值约 0.79 左右。

参考文献

- [1] 国家发展改革委经济运行调节局, 等. 负荷特性及优化 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [2] 赵希正, 等. 中国电力负荷特性分析与预测 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [3] 《中国电力年鉴》编辑委员会编. 中国电力年鉴 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000-2013.
- [4] 国家统计局编. 中国统计年鉴 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2013.
- [5] H. 钱纳里 (H. Chenery), 等著, 吴奇, 等译. 工业化和经济增长的比较研究 [M]. 上海: 上海人民出版社, 1995.
- [6] 陈佳贵, 等. 中国工业化进程报告 [M]. 北京: 社会科学文献出版社, 2007.
- [7] 郭克洛. 中国工业化的进程、问题与出路 [J]. 中国社会科学, 2000(3): 60-71.
- [8] 重庆市人民政府. 2013 年政府工作报告 [R].
- [9] 国家统计局. 国家统计局数据库 [DB/OL]. 北京, 2014. [2014-06-10]. <http://data.stats.gov.cn/>

- [10] World Bank. The world bank statistics database [DB/OL], 2013 [2014-06-15]. <http://data.worldbank.org.cn/>
- [11] 战略和综合研究所. 我国中长期电力需求发展趋势研究 [R]. 北京: 国家电力规划研究中心, 2012.
- [12] 国务院. 国务院关于印发节能减排“十二五”规划的通知 [R]. 国发(2012)40号. 2012.
- [13] 吴敬儒, 等. 中国电力工业 2010-2050 年低碳发展战略研究 [M]. 北京: 水利水电出版社, 2012.
- [14] 中国能源中长期发展战略研究项目组. 中国能源中长期(2030、2050)发展战略研究 [R].
- [15] 胡兆光. GDP 能耗与电耗的关系 [J]. 中国能源, 2006, 28(7): 11-15.
- [16] 重庆市人民政府. 关于印发重庆市“十二五”节能减排工作方案的通知 [R]. 渝府发(2011)109号, 2011.
- [17] 秦浩庭、肖汉、郑荡, 等. 重庆电力负荷需求及特性预测 [R]. 成都, 西南电力设计院系统规划中心, 2014.
- [18] 重庆市委、市政府. 关于科学划分功能区域、加快建设五大功能区的意见 [R]. 渝委发(2013)14号, 2013.

作者简介:

秦浩庭(1981), 工程师, 研究方向为电力系统规划。

(收稿日期: 2014-11-28)

(上接第9页)

JL/G2A-720/50 导线等方案, 最高的是 $8 \times \text{JL/G1A}-1120/90$, $9 \times \text{JL/G2A}-900/75$ 导线。年损耗在 4 500 h, 年费用最低的导线方案是 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$, 最高的是 $9 \times \text{JL/G2A}-900/75$ 和 $10 \times \text{JL/G1A}-630/45$ 导线。总体来看, 年费用最低的是 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$ 。

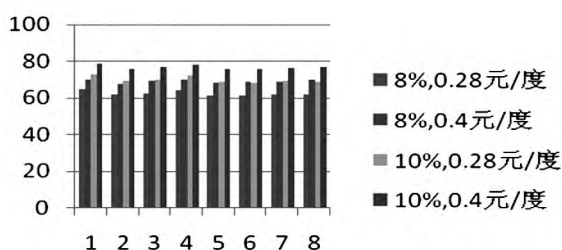


图2 导线年费用比较图(3 500 h)

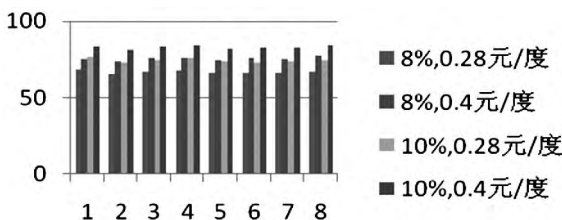


图3 导线年费用比较图(4 500 h)

5 结 论

± 1100 kV 特高压直流线路导线选择的主要控制因素是可听噪声, 按海拔 1 000 m 时 45 dB(A) 限

值控制, 有 6 种导线型式可供选择。最终结合经济性比较, 建议选择 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$ 导线方式, 分裂间距 450 mm。

参考文献

- [1] 张文亮, 陆家榆, 鞠勇, 等. ± 800 kV 直流输电线路的导线选型研究. 中国电机工程学报 [J]. 2007, 27(27): 1-6.
- [2] 梁明, 王永刚, 周刚. ± 800 kV 输电线路按电晕条件的导线选择. 高电压技术 [J]. 2008, 34(9): 1875-1879.
- [3] 中华人民共和国国家标准. ± 800 kV 直流架空输电线路设计规范(报批稿) [S].
- [4] 陆家榆, 鞠勇. ± 800 kV 直流输电线路电磁环境限值研究 [J]. 中国电力, 2006, 39(10): 37-42.
- [5] 中华人民共和国国家电网公司企业标准. Q/GDW 145-2006, ± 800 kV 直流架空输电线路电磁环境控制值 [S].
- [6] GB/T 1179-2008, 圆线同心绞架空导线 [S].

作者简介:

李晓丽(1983), 硕士, 工程师, 主要从事电力系统过电压与接地研究;

李先志(1982), 硕士, 工程师, 主要从事送变电线路设计与研究。

(收稿日期: 2014-10-27)

超高压及特高压直流输电线路雷击闪络研究

周 唯¹, 陈兴福², 任 伟³

(1. 西南电力设计院, 四川 成都 610021;

2. 国网浙江省电力公司台州供电公司, 浙江 台州 318000;

3. 四川华能宝兴河水电有限责任公司, 四川 雅安 625000)

摘 要: 雷击是造成输电线路闪络的重要原因。在中国跳闸率比较高的地区, 高压线路由雷击引起的跳闸约占40%~70%, 尤其是在多雷、土壤电阻率高、地形复杂的地区, 雷击事故率更高。根据已建超高压及特高压直流输电线路的雷电活动情况及特高压直流工程的典型杆塔型式, 从宏观上评估电网雷害的总体风险水平, 评估输电线路所经区域的雷击闪络风险, 以行波法和电气几何模型法与先导法对直流输电线路的反击跳闸率和绕击跳闸率进行了计算研究, 并总结了目前中国直流线路雷击闪络的主要特点。

关键词: 超高压; 特高压; 直流输电线路; 雷击闪络

Abstract: Lightning stroke is an important cause of the flashover of transmission lines. The tripping caused by lightning stroke in HV lines is about 40%~70%. Especially in the areas with much thunders, high soil resistivity and complex topography, the accident rate caused by lightning stroke is higher. According to the typical tower type and the lightning activities in UHV and EHV DC transmission lines which have been established, the overall risk level of lightning disturbance is evaluated from a macroscopic view, and the risk of lightning flashover in the region that the transmission lines passes through is also evaluated. The back-flashover tripout rate and the shield failure tripout rate of DC transmission lines are calculated and studied with the traveling wave method, electrogeometric model method and leader development method. And the main characteristics of lightning flashover in DC lines in China are summarized.

Key words: ultra-high voltage (UHV); extra-high voltage (EHV); DC transmission lines; lightning flashover

中图分类号: TM863 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0010-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.003

0 引 言

近年来东部沿海的城市建设规模和工业生产区域都在扩大发展, 中国的经济发展形势对国家电网的输送能力和交直流配套电网的可靠性提出了更高的要求。中国高压直流输电起步相对较晚, 按照电力系统规划方案, 在“十一五”和“十二五”期间, 国家电网公司加快了超特高压直流输电建设步伐。1987年年底中国投运了自行建成的舟山100 kV海底电缆直流输电工程, 随后葛洲坝—上海±500 kV电压等级, 1200 MW的大功率直流输电线路投运, 大大促进了中国高压直流输电水平的提高。2000年以后, 中国又相继建成了±800 kV特高压直流复奉示范工程、云广直流工程、锦苏直流工程、哈郑直流工程、溪浙

直流工程, 另外还有目前正在规划和建设中的灵绍(宁东)直流、酒湖直流工程。另外, 国家电网工程还建成了±660 kV银东示范工程、±500 kV葛南、龙政(三常)、江城(三广)、宜华(三沪)、德宝、伊穆(呼辽)、林枫(葛沪二回)、天广、贵广、贵广二回直流工程, 以及灵宝背靠背、高岭背靠背直流工程^[1-4]。

1 国网系统直流线路运行情况

通过国家电网公司下属运行单位和科研单位的调查统计, 截止2014年3月, 国家电网公司共拥有直流线路13条, 共计16587.2 km。±800 kV直流线路4回, 为复奉线(1907 km)、锦苏线(2058 km)、哈郑线(2195 km)、溪浙线(1680 km); ±660 kV直流线路1回, ±500 kV直

表 1 2005—2012 年国家电网公司系统直流输电线路跳闸次数统计表

电压等级/kV	雷击/次	污闪/次	冰害/次	外力破坏/次	风偏/次	鸟害/次	其他/次	合计/次
± 800	3	0	0	0	0	0	4	7
± 660	0	0	0	1	0	0	0	1
± 500	73	47	42	15	14	4	17	212
± 400	1	0	0	1	0	2	0	4
合计	77	47	42	17	14	6	21	224

表 2 2005—2012 年国网公司直流输电线路故障停运次数统计表

电压等级/kV	雷击/次	污闪/次	冰害/次	外力破坏/次	风偏/次	鸟害/次	其他/次	合计/次
± 800	1	0	0	0	0	0	2	3
± 660	0	0	0	0	0	0	0	0
± 500	3	0	14	8	6	1	3	35
± 400	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	4		14	8	6	1	5	38

流线路 7 回, ±400 kV 直流线路 1 回。

2005—2012 年, 国网公司系统直流线路共发生闪络 224 次, 强迫停运 38 次。其中由雷击引起的闪络 77 次, 占统计数据的 34%。2005—2012 年国家电网公司系统直流输电线路跳闸次数统计详见表 1 所示。可以看到雷击是造成直流输电线路闪络的最主要的因素。

2005—2012 年, 国家电网公司系统直流输电线路共发生故障停运(线路闪络后闭锁) 38 次, 其中由雷击引起的故障停运仅为 4 次, 占统计数据的 10%。2005—2012 年国网公司直流输电线路故障停运次数统计详见表 2 所示。

2 国网公司系统直流线路雷击闪络情况分析

2005—2012 年国家电网公司系统直流输电线路雷击闪络情况, 详见表 3 所示。由此可知, 除 2007 年以外, ±500 kV 直流线路的雷击闪络率均在 0.07~0.29 次/(100 km·a) 之间波动。2007 年夏季受大范围强对流天气影响, 公司系统区域范围内连降大雨, 直流线路雷击闪络也达到历史最高的 18 次; 近年来虽然雷击跳闸数仍在 10 次/a 左右浮动, 但由于直流线路长度增加, 雷击跳闸率下降至 0.1 次/(100 km·a) 左右。2005—2012 年各年度各电

压等级直流输电线路雷击闪络次数详见图 1 所示。

表 3 2005—2010 年国网公司直流输电线路雷击跳闸情况

电压等级 时间/a	± 500 kV 雷击跳闸率/(次·100 km ⁻¹ ·a ⁻¹)
2005	0.07
2006	0.066
2007	0.463
2008	0.287
2009	0.229
2010	0.153
2011	0.093
2012	0.108

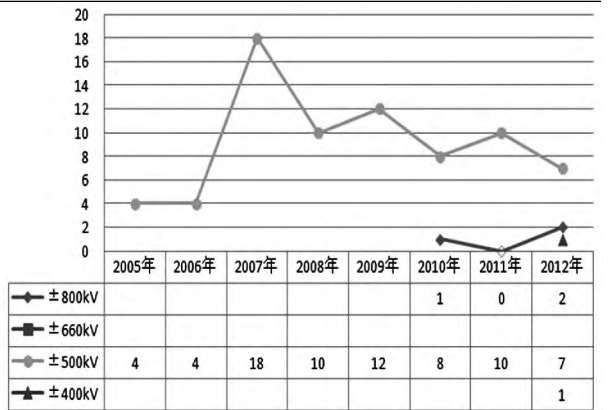


图 1 2005—2012 年各年度各电压等级直流输电线路雷击闪络次数

3 典型直流线路的雷击闪络情况分析

3.1 葛南、林枫高压直流输电工程

葛洲坝—南桥 ±500 kV 直流输电工程是中国第一项远距离高压直流输电工程,该工程极 I 和极 II 分别于 1989 年 9 月 17 日和 1990 年 8 月 20 日投入商业运行。额定输送功率为 1 200 MW,线路全长约 1 045 km。

随着中国电力建设的发展,特别是三峡水利发电工程的建成投运,加快了西电东送的步伐。为增加三峡水电站至华东电网输送功率、提高线路走廊输送能力,国家电网公司利用现有单回葛南 ±500 kV 直流输电线路走廊,改造为 ±500 kV 同塔双回直流输电线路,即葛南直流与林枫直流(三沪二回)线路。2011 年 3 月,随着林枫直流的投产,该同塔双回线路额定输送功率为每回 3 000 MW,共 6 000 MW,这使原走廊条件下线路的送电能力大大提高。

葛南直流工程运行前期,由于缺乏直流外绝缘设计的相关经验,外绝缘普遍偏低,外绝缘问题一直是影响该工程安全运行的一个突出问题。随着葛南直流工程外绝缘改造的完成,葛南直流输电工程的后期运行情况有所好转。图 2 所示为 2002—2009 年 ±500 kV 葛南直流输电工程各类型外绝缘事故所占比例统计情况。由图中可以看出,线路雷击闪络所占比例最大为 45%。葛南线 2004—2007 年雷击闪络次数统计,详见表 4 所示。葛南线雷击闪络率高于交流 500 kV 线路雷击跳闸率 0.14 次/(100 km·a)的平均值。正极线易发生雷击闪络,约 81% 的雷击闪络发生在极线 I 上。

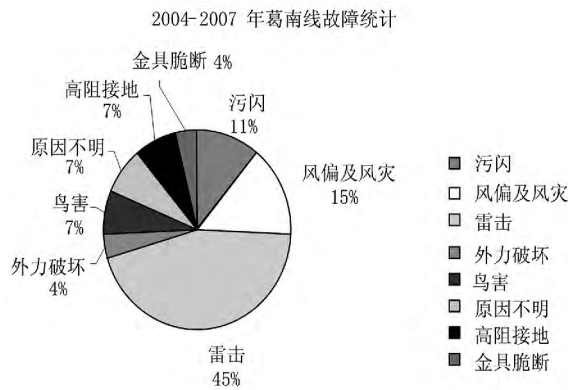


图 2 2004—2007 年 ±500 kV 葛南直流输电线路的外绝缘事故

表 4 葛南 ±500 kV 直流线路雷击闪络(2002—2009 年)

时间/a	雷击闪络/次
2002	2
2003	2
2004	4
2005	0
2006	4
2007	4
2008	4
2009	6
合计	26 (5)
雷击闪络率/(次·100 km ⁻¹ ·a ⁻¹)	0.31

注:2002—2009 年的 26 次雷击闪络中除 5 次是极 II(负极)闪络外均为极 I(正极)闪络。

3.2 ±500 kV 江城高压直流输电工程

±500 kV 江城直流输电线路起于湖北江陵换流站,由北至南穿越湖南省境内,止于广东惠州鹅城换流站,是三峡电力外送的主要通道。输电线路纵横延伸,地处旷野,穿越平原、山丘、大山区或跨越江河,且大都处于地面的制高点,因而易遭受雷击。由雷击造成的线路跳闸事故在电网总事故中占有很大的百分比。据统计,±500 kV 江城直流输电线路的雷击跳闸率占该线路总跳闸率的 40% 以上。

2004—2009 年江城线共发生雷击跳闸 20 次,全部为绕击跳闸,其中极 I(正极)跳闸 17 次,占全部雷击跳闸的 85%,极 II(负极)跳闸 3 次,占全部雷击跳闸的 15%,平均每年雷击跳闸 3.33 次,平均雷击跳闸率为 0.389 次/(100 km·a),其中 5~8 月为雷击集中期。200—2009 年江城 ±500 kV 直流线路雷击闪络次数统计,详见表 5 所示。

表 5 江城 ±500 kV 直流线路雷击闪络(2004—2009 年)

线路	年份	月份							合计
		4	5	6	7	8	9	11	
江城线	2004		1		2	1			4
	2005		1	1					2
	2006	1	1	1		1			4
	2007	1		1	1	1			4
	2008		1	1		1			3
	2009		1						1
	总计	2	5	4	3	4	1	1	20

3.3 天广、贵广高压直流输电工程

表 6 为南方电网广州局 ± 500 kV 天广、贵广直流线路雷电闪络情况。由表中可以看到: 2003—2006 年天广、贵广线共发生雷击跳闸 8 次,其中极 I (正极) 跳闸为 7 次,占全部雷击跳闸的 87.5%; 绕击跳闸 6 次,占全部雷击跳闸的 75%; 山地地形下跳闸 6 次,占全部雷击跳闸的 75%。2004—2007 年广州局直流线路雷电闪络次数统计,详见表 6 所示。

4 ± 800 kV 与 ± 500 kV 直流线路防雷性能分析

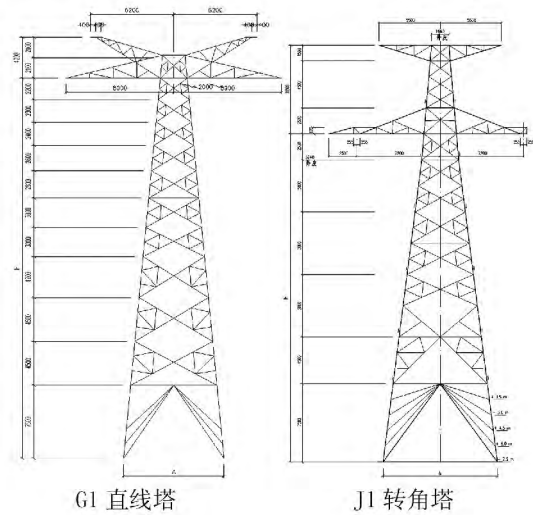
国内 ± 500 kV 直流线路已经有 20 年的设计、运行经验,可作为 ± 800 kV 直流线路设计的参考。现以 2003 年建成投产的三峡至华东第一回 ± 500 kV 直流工程(宜昌龙泉—常州政平,以下称为龙政直流)为例,计算其防雷性能,并与实际防雷运行参数相比较。

表 6 广州局直流线路雷电闪络(2004—2007 年)

线路名称	时间	线路极性	地形	类型	重合闸
± 500 kV 天广	2003-08-23	+	水塘	绕击	不成功
	2004-08-11	+	山地	绕击	成功
	2004-08-23	+	山地	绕击	成功
	2004-09-19	+	山地	反击	成功
	2004-09-21	+	平地	绕击	成功
± 500 kV 贵广	2006-06-02	+	山地	绕击	成功
	2006-05-04	-	山地	绕击	成功
	2006-06-16	+	山地	不明	成功

4.1 ± 500 kV 直流线路参数

± 500 kV 龙政直流线路全长 860.2 km,典型杆塔单线图如图 3 所示。



注: 计算中杆塔呼称高采用经济称高 36 m。

图 3 ± 500 kV 直流输电线路典型塔的单线图

全线平均雷暴日为 40 天。 ± 500 kV 龙政直流线路主要参数详见表 7 所示。

表 7 ± 500 kV 直流线路计算所用导线地线参数

项目	型号	直流电阻 $/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	导线 外径 /mm	水平 间距 /m	悬挂 高度 /m	弧垂 /m	分裂 间距 /m
地线	GJ-80	2.482 0	11.4				
	OPGW-90	0.690 0	13.0	12.4	40	13	/
极导线	6×ACSR -720/50	0.039 8	36.2	16.0	31	15	0.5

沿线地形分布和各地形的杆塔接地电阻,详见表 8 所示。

表 8 ± 500 kV 直流线路沿线地形分布和杆塔工频接地电阻

地形	比例/%	工频接地电阻/ Ω
平地、河网	64.76	5~10
丘陵	11.25	10~15
一般山地	20.95	15~20
高山大岭	3.04	20~30

中国电科院对 ± 500 kV 直流线路的雷电性能进行了计算,绕击采用电气几何模型方法(electro-geometric model,EGM)计算,反击采用行波法计算。系统最大工作电压为 510 kV,雷电 $U_{50\%}$ 为按间隙距离 6 m 考虑,为 3 150 kV。

4.2 ± 500 kV 直流线路耐雷性能计算

目前,国内外用于输电线路绕击耐雷性能的计算方法,主要采用电气几何模型法和先导发展模型法。这里采用 EGM 对特高压直流线路进行绕击耐雷性能的评估,并与电气几何模型法、先导法等计算结果进行对比计算,并采用了 IEEE 标准所推荐的击距公式,计算中假设雷电的极性为负极性^[5,6]。EGM 的基本原理为:由雷云向地面发展的先导头部到达距被击物体临界击穿距离(简称击距)的位置以前,击中点是不确定的,先到达哪个物体的击距之内,即向该物体放电;击距同雷电流幅值有关。根据杆塔单线图, ± 500 kV 龙政直流地线保护角为 11.3° 。 ± 500 kV 直流线路绕击雷电性能的计算结果,详见表 9 所示。

从表 9 中计算结果可见,虽然地线在杆塔处的保护角相对较大,但由于杆塔高度相对较低,平原和丘陵地区地线可以完全屏蔽极导线;只有在山地和高山正负极线均有可能发生绕击闪络,绕击闪络概

率相对较大。

表 9 ±500 kV 直流线路绕击雷电性能的计算

地线保护角/(°)	地形	极线	绕击闪络率	绕击闪络率/(次·100 km ⁻¹ ·a ⁻¹)
11.3	平原	+	0	0
		-	0	
	丘陵	+	0	0
		-	0	
	山地	+	0	0
		-	0	
	1.5h _{di}	+	2.836	3.223
		-	0.387	
	高山	+	4.641	6.540
		-	0.899	

±500 kV 直流线路反击耐雷水平的计算结果,详见表 10 所示。计算中,对于负极性雷,反击闪络均发生在正极线上,负极线不易发生反击闪络。从表 10 中计算结果可见:杆塔工频接地电阻在 10 Ω 以下时,±500 kV 直流线路反击耐雷水平较高,反击闪络率较低^[7,8]。

将 ±500 kV 直流线路的绕击闪络率和反击闪络率相加便可得到其雷击闪络率再考虑沿线地形等因素便可求得整条线路的加权平均雷击闪络率^[9]。

通过计算可得:全线 860.2 km 每年雷击闪络约 5 次,加权平均雷击闪络率为 0.58 次/(100 km·a)。

表 10 ±500 kV 直流线路反击雷电性能的计算

间隙距离	工频接地电阻/Ω	反击耐雷水平/kA	反击耐雷水平概率	反击闪络率/(次·100 km ⁻¹ ·a ⁻¹)
6 m	30	136	0.028 5	0.533
	20	173	0.010 8	0.202
	15	201	0.005 2	0.065
	10	243	0.001 7	0.021
	5	312	0.000 3	0.004

表 11 ±500 kV 直流线路雷电闪络事故

线路	线路长度/km	雷击闪络次数					雷击闪络率/(次·100 km ⁻¹ ·a ⁻¹)
		2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	合计	
葛南线	1 045	4	0	3	4	11	0.26
龙政线	895	1	2	1	4	8	0.22
江城线	940	1	2	4	4	11	0.29
宜华线	1 070	/	/	/	5	5	0.47

4.3 ±500 kV 直流线路运行经验

国家电网公司 ±500 kV 跨区直流输电工程 2004—2007 年运行情况,详见表 11 所示。

从表 11 中数据可知 4 条 ±500 kV 直流线路雷击闪络率运行值为 0.22~0.47 次/(100 km·a),4 条直流线路的综合雷击闪络率为 0.28 次/(100 km·a)。此运行数据小于龙政线的雷击闪络率的计算值 0.58 次/(100 km·a)。可见采用 EGM 对特高压直流线路进行绕击耐雷性能的评估还是偏保守的,原因分析如下。

(1) 山地的绕击闪络率占雷击闪络率的比重较大,而山区地形复杂,较难用一种模型进行模拟,计算中偏严考虑,采用了严苛的情况^[10]。

(2) 随着防污的要求,直流线路逐年调爬,实际线路杆塔的空气间隙距离可能大于计算值 6 m。

4.4 ±800 kV 直流线路雷击闪络率计算值

雷击一直是导致输电线路闪络和强迫停运的主要原因之一,直流线路也不例外。由于 ±800 kV 特高压直流线路绝缘高,不易发生雷电反击闪络,雷击闪络主要是由于绕击造成的,为此途径雷电活动频繁地区的 ±800 kV 线路采用了负地线保护角的措施来降低绕击闪络率。

对 ±800 kV 特高压直流线路的雷电性能计算分析,可采用电气几何模型进行绕击闪络率计算,采用行波法进行反击闪络率计算。表 12 统计出了复奉、锦苏、哈郑、溪浙、灵绍特高压直流输电线路防雷计算结果,计算偏严考虑,反击计算时杆塔接地电阻

表 12 ± 800 kV 特高压直流线路的防雷校核计算结果

线路名称	复奉线	锦苏线	哈郑线	溪浙线	灵绍线
线路长度/km	1 907	2 058	2 195	1 680	1 720
年平均雷暴日	47.2	50.3	24.7	63.7	29.5
绕击闪络率/ (次 $\cdot 100\text{ km}^{-1}$ $\cdot \text{a}^{-1}$)	0.225	0.241	0.094	0.298	0.069
反击闪络率/ (次 $\cdot 100\text{ km}^{-1}$ $\cdot \text{a}^{-1}$)	0.139	0.143	0.039	0.152	0.12
雷击闪络率/ (次 $\cdot 100\text{ km}^{-1}$ $\cdot \text{a}^{-1}$)	0.364	0.384	0.133	0.45	0.189
数据来源	中国电科院	中国电科院	中国电科院 (武汉)	中国电科院	中国电科院

采用设计值,绕击计算时,地形因素偏严苛考虑。

从表 12 计算结果统计值可知,线路路径雷电活动越强烈雷击闪络率越大,绕击闪络占雷击闪络的主要部分。 ± 800 kV 特高压直线塔采用 V 型绝缘子串,保护角小于 -6° ,平原、丘陵地区地线可完全屏蔽导线,山区和高山大岭地区绕击闪络率较大。

目前绕击计算所采用的方法和参数和 ± 500 kV 高压直流线路运行经验相对一致,但 ± 800 kV 复奉线 2010—2012 年的平均雷击闪络率为 0.05 次/($100\text{ km} \cdot \text{a}$),表 4~12 雷击闪络率计算值大于复奉线的运行值,主要是因为计算中山地的绕击闪络率占雷击闪络率的比重较大,而山区地形复杂,较难用一种模型进行模拟,计算中偏严考虑,采用了严苛的情况。且 ± 800 kV 复奉线运行时间相对较短,有待进一步积累运行经验,修正防雷计算方法。

5 小 结

由以上运行数据及模拟计算分析,可以总结出中国直流线路雷击闪络的主要特点为如下。

(1) 随着中国输电线路防雷技术及管理水平的不断提高,近年来直流线路因雷击造成的闪络率则呈持续下降的趋势;

(2) 与交流系统相同,直流线路的雷击闪络绝

大多数为绕击闪络,且在山区地形下更容易发生闪络;

(3) 由于中国的雷电多为负极性雷,直流线路正极性导线容易发生雷击闪络。

参考文献

- [1] 朱文卫. 特高压直流输电线路耐雷水平和雷击闪络率的研究 [J]. 科技信息, 2010(31): 751, 807.
- [2] 李立涅, 司马文霞, 杨庆, 等. 云广土 800 kV 特高压直流输电线路耐雷特性研究 [J]. 电网技术, 2007, 31(8): 1-5.
- [3] Hara T, Yamamoto O. Modelling of a Transmission Tower for Lightning - surge Analysis [J]. IEEE PGTD, 1996(3): 283-289.
- [4] 鲁旭臣, 毕海涛, 黄福存. ± 500 kV 超高压直流输电线路耐雷性能的研究 [J]. 中国电机工程学会高压专业委员会 2009 年学术年会论文集, 2009.
- [5] 聂定珍, 周沛洪, 戴敏, 等. ± 500 kV 同杆双回直流线路雷电性能的研究 [J]. 高电压技术, 2007, 33(1): 148-151, 155.
- [6] 叶会生, 何俊佳, 李化, 等. 雷击高压直流线路杆塔时的过电压和闪络仿真研究 [J]. 电网技术, 2005, 29(21): 31-35.
- [7] 孙振, 王建国, 谢从珍, 等. 110~500 kV 复合绝缘子的雷闪电络特性 [J]. 电网技术, 2008, 32(16): 43-46.
- [8] 任晋旗, 崔吉峰, 李震宇, 等. 合成绝缘子悬挂方式对雷电冲击特性影响 [J]. 高电压技术, 2006, 32(1): 29-31.
- [9] 孙鹤鸿, 任晋旗, 严萍, 等. 架空输电线路雷击跳闸率影响因素研究现状 [J]. 高电压技术, 2004, 30(12): 12-14.
- [10] 陆宠惠, 聂定珍. 线路雷电过电压的绝缘配合 [J]. 高电压技术, 1996, 22(2): 91-94.

作者简介:

周 唯(1982), 硕士, 工程师, 从事输电线路技术设计工作;

陈兴福(1982), 硕士, 工程师, 从事电网工程基建项目管理工作;

任 伟(1982), 本科, 工程师, 从事水电站运行维护工作。

(收稿日期: 2014-12-21)

特高压及超高压同塔输电线路相角差的分析计算

吴庆华,张光翔,陈宏明,马进霞,李 慍
(中南电力设计院,湖北 武汉 430071)

摘 要: 相角差是 1 000 kV/500 kV 同塔混压线路设计要考虑的众多因素中的一个,必须对此研究。通过建立合适的模型可以对影响相角差的因素进行分析计算。计算结果表明,系统潮流和线路长度是主要原因。在满负荷条件下,变压器的影响在 5° 左右,300 km 线路的相角差在 5° 左右。特高压超高压同塔输电线路设计计算条件建议可按相角差 10° 考虑最大影响。

关键词: 多回路; 相角差; 特高压; 输电线路

Abstract: The phase difference is one of the factors which should be considered when designing multi-circuit transmission lines with dual voltage 1 000 kV/500 kV on the same tower. A suitable model is established to analyze and calculate the factors influencing the phase difference. The calculation results show that power system flow and length of transmission line are the major factors. Under full load, the impact of transformer on phase difference is about 5° and the phase difference of 300 km line is about 5° . It is suggested that a phase difference of 10° could be a reference for overvoltage calculation of UHV/EHV transmission lines on the same tower.

Key words: multi-circuit; phase difference; UHV; transmission line

中图分类号: TM726.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0016-03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.004

0 引 言

目前,中国电力网络主要为 50 Hz 同频交流电网。以往超高压同塔双回线路的电压、线路参数、路径走向多数相同,且两端基本上连接于同一变电站的母线,可以认为线路上各处同名相间无相角差。但由于联网和大功率远距离输电的原因,电网的“尺寸”越来越大,电网越来越复杂,输电线路参数越来越多样,同塔双回的同名相可能会有不等的相角差^[1,2]。特别是某些局部区域可能会出现 1 000 kV/500 kV 同塔混压多回输电线路,电压等级提高、输送容量增大、输电线路另一端并不连接于同一变电站等因素可能放大相角差^[3]。

对于 1 000 kV/500 kV 同塔混压线路,当不同回路中的同名相存在相角差,与其他相间便不是标准的超前和滞后 120° 的关系。这样,线路设计中基于相序的顺序、逆序、同序的条件遭到破坏,无论杆塔尺寸、塔头间隙、闪络特性和走廊电磁环境的分析计算的结论均可能改变。这种原因产生的相角差之前工程中没有遇到,同时涉及系统、变电和线路多个

专业,鲜见讨论。通过对同塔双回路相角差大小、产生的原因、影响变化的因素等进行分析和计算,便可以进一步对同塔双回路的设计给出新的约束条件和指导。限于篇幅,基于有相角差条件下的同塔双回路线路设计不再讨论。

假设同塔双回路的 1 000 kV/500 kV 线路电气上不是孤立的,有一定的电气联系,一端连接同一变电站的 1 000 kV/500 kV 母线,另一端连接于不同变电站母线。建立计算模型,如图 1 所示,1 000 kV 变电站出线 2 条单回路线路,局部共杆。假定潮流由 1 000 kV 变电站通过与 1 000 kV 和 500 kV 母线相连的 1 000 kV 和 500 kV 线路送出。计算范围包含 1 000 kV 变压器、母线、高抗、补偿装置在内的同塔双回路上线路各处的同名相相角。

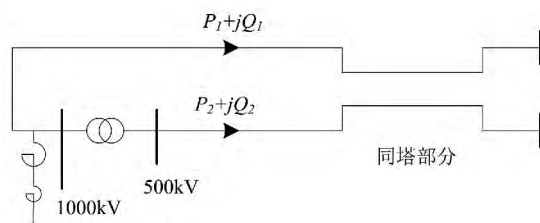


图 1 计算模型图

1 1 000 kV /500 kV 线路长度的影响

1.1 等值电路

输电线路的参数实际上是沿线路分布的,采用Π型分布参数等值电路进行分析计算。500 kV 线路导线考虑为4×LGJ-500,1 000 kV 线路导线为8×LGJ-500,采用典型的酒杯型单回路铁塔计算,Π型等值电路参数RXGB结果如表1所示^[4],线路等值电路如图2所示。

表1 线路Π型等值电路参数

	500 kV	1 000 kV
电阻 $R/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	0.014 53	0.007 265
电抗 $X/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	0.277 453 173	0.273 192 005
电导 $G/(\text{S} \cdot \text{km}^{-1})$	*	*
电纳 $B/(\text{S} \cdot \text{km}^{-1})$	4.004 81E-06	4.038 35E-06

注:经计算电导在数值上比电纳小2个数量级以上,故忽略不计。

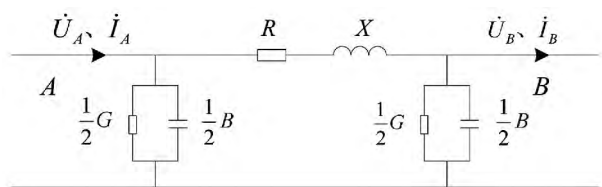


图2 线路等值电路

1.2 线路相角差计算

500 kV 线路输送容量为1 500 MVA,1 000 kV 线路输送容量为5 000 MVA,功率因数为0.95。按每公里等值为一个Π型电路,以A点相电压为参考相量进行计算。

1) 对于500 kV 线路

$$\dot{U}_A = 303.11 \angle 0^\circ \text{ kV}, \dot{I}_A = 1.649 6 \angle -18.195^\circ \text{ kA}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= \dot{U}_A - \left(\dot{I}_A - \dot{U}_A \cdot \frac{1}{2} jB \right) \cdot (R + jX) \\ &= 302.944 \angle -0.081^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{功率因数角 } \varphi' = -0.081^\circ + 18.235^\circ = 18.154^\circ$$

从计算可见,1 km后500 kV 线路相电压相角由0°变为-0.081°,功率因数角由18.195°变为18.154°,按每公里重复上述计算过程。

2) 对于1 000 kV 线路。

$$\dot{U}_A = 606.22 \angle 0^\circ \text{ kV}, \dot{I}_A = 2.749 3 \angle -18.195^\circ \text{ kA}$$

$$\dot{U}_B = \dot{U}_A - \left(\dot{I}_A - \dot{U}_A \cdot \frac{1}{2} jB \right) \cdot (R + jX)$$

$$= 605.967 \angle -0.067^\circ \text{ kV}$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_A - \left(\dot{U}_A + \dot{U}_B \right) \cdot \frac{1}{2} jB = 2.750 \angle -18.243^\circ \text{ kA}$$

$$\text{功率因数角 } \varphi' = -0.067^\circ + 18.243^\circ = 18.178^\circ$$

从计算可见,1 km后1 000 kV 线路相电压相角由0°变为-0.067°,功率因数角由18.195°变为18.178°,按每公里重复上述计算过程。

1 000 kV /500 kV 线路相角差如表2所示,500 kV、1 000 kV 线路的相角差随着线路长度增加而增加。题设输送容量条件下,500 kV 线路滞后1 000 kV 线路,300 km后两者的相角差为5.128°。2个电压等级线路的输送容量变化或潮流方向变化,相角差的大小和方向也相应变化。

表2 1 000 kV /500 kV 线路相角差

长度 /km	500 kV 相角 / (°)	1 000 kV 相角 / (°)	相角差 / (°)
0	0.000	0.000	0.000
1	-0.081	-0.067	0.014
5	-0.405	-0.335	0.070
10	-0.812	-0.671	0.141
20	-1.632	-1.348	0.285
30	-2.461	-2.030	0.431
40	-3.299	-2.718	0.581
50	-4.145	-3.411	0.734
60	-4.999	-4.110	0.889
70	-5.861	-4.814	1.047
80	-6.732	-5.524	1.208
90	-7.611	-6.239	1.372
100	-8.498	-6.960	1.537
150	-13.048	-10.649	2.399
200	-17.776	-14.476	3.301
250	-22.653	-18.434	4.220
300	-27.642	-22.514	5.128

2 变压器的影响

特高压变压器为中性点无励磁调压单相强迫油循环风冷自耦变压器,型号为ODFPS-100 000 0/1 000,额定容量为100 000 0/100 000 0/334 000 kVA,额定电压为 $(1 050/\sqrt{3}) / (525/\sqrt{3} \pm 4 \times 1.25\%) / 110 \text{ kV}$;以

高压绕组额定容量为基准的短路电压百分比 $U_{k\text{高中}}(\%) = 18, U_{k\text{高低}}(\%) = 62, U_{k\text{中低}}(\%) = 40$; 额定容量时总损耗(空载损耗+负载损耗)为 1 583 kW, 空载损耗为 173 kW^[6]。

2.1 等值电路

短路电压百分比已是额定容量时的值, $U_{k\text{高中}}(\%)$ 、 $U_{k\text{高低}}(\%)$ 和 $U_{k\text{中低}}(\%)$ 在计算各绕组电抗时不必按容量再折算^[6,7]。各绕组的短路电压百分比为

$U_{k\text{高}}(\%) = [U_{k\text{高低}}(\%) + U_{k\text{高中}}(\%) - U_{k\text{中低}}(\%)]/2 = 20, U_{k\text{中}}(\%) = -2, U_{k\text{低}}(\%) = 42$; 归算到高压侧的各绕组电抗值为

$$U_{k1} = \frac{U_{k\text{高}}(\%)}{100} \times \frac{U_N^2}{S_N} \times 10^3 = \frac{20}{100} \times \frac{1\,050^2}{3\,000\,000} \times 10^3 = 73.5 \, \Omega, U_{k2} \approx 0 \, \Omega, U_{k3} = 154.35 \, \Omega; \text{短路损耗 } \Delta P_k = 1\,583 - 173 = 1\,410 \, \text{kW}, \text{空载损耗 } \Delta P_0 = 173 \, \text{kW}; R_T =$$

$$\frac{\Delta P_k \times U_N^2}{S_N^2} \times 10^3 = \frac{1\,410 \times 1\,050^2}{3\,000\,000} \times 10^3 = 0.172\,7 \, \Omega, G_T = \frac{\Delta P_0 \times U_N^2}{U_N^2} \times 10^3 = \frac{173^2}{1\,050^2} \times 10^3 = 1.569 \times 10^{-7} \, \Omega。$$

$$\frac{\Delta P_0}{U_N^2} \times 10^3 = \frac{173^2}{1\,050^2} \times 10^3 = 1.569 \times 10^{-7} \, \Omega。$$

可见特高压变压器效率很高。为简化问题,忽略变压器励磁支路和铜耗,得到等值电路,如图3所示。

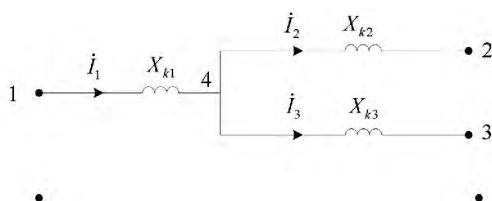


图3 变压器等值电路

2.2 变压器相角差计算

设变压器一次侧相电压为参考相量, 输送容量 $S = 1\,500 \, \text{MVA}$, $\cos\varphi = 0.95$, 计算有 $\dot{U}_1 = 606.22 \angle 0^\circ \, \text{kV}$, $\dot{I}_1 = 0.824\,79 \angle -18.195^\circ \, \text{kA}$, $\dot{U}_4 = \dot{U}_1 \times \dot{I}_1 \times jX_{k1} = 606.22 \angle 0^\circ - 0.824\,79 \angle -18.195^\circ \times j154.35 = 590.106 \angle -5.601^\circ \, \text{kV}$ 二次侧相电压 $\dot{U}_2 = \dot{U}_4/k = 295.053 \angle -5.601^\circ \, \text{kV}$, 一、二次相电压的相角差 $\theta = 5.601^\circ$, 二次侧滞后一次侧; 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 18.195^\circ = 12.594^\circ$ 。改变输送容量和功率因数进行计算, 结果如表3所示, 可见一、二次相电压的相角差与输送容量和功率因数有关, 其中输送容量是主要影响因素。题设输送容量条件下, 二次侧滞后一次侧 5.601° 。

3 低压绕组补偿的影响

3.1 电抗补偿

一组低压电抗容量为 240 Mvar, 每相为 80 Mvar, 电抗值为 $X_k = (110 \times 10^3 / \sqrt{3})^2 / 80\,000\,000 = 50.417 \, \Omega$, 折算到高压侧, $X'_k = 50.417 \times (1\,050/110)^2 = 4\,593.75 \, \Omega$ 。考虑无功补偿时等值电路如图4所示。

表3 不同输送容量和功率因数下一、二次相电压的相角差

功率因数 输送容量/MVA	0.80	0.85	0.90	0.95
750	2.361	2.499	2.634	2.763
800	2.524	2.671	2.813	2.950
900	2.851	3.015	3.174	3.324
1 000	3.180	3.361	3.536	3.701
1 100	3.512	3.710	3.900	4.078
1 200	3.846	4.061	4.266	4.457
1 300	4.183	4.414	4.634	4.837
1 400	4.522	4.769	5.004	5.218
1 500	4.865	5.127	5.376	5.601

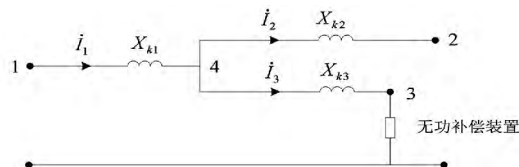


图4 考虑无功补偿时等值电路

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_4}{j(X_{k3} + X'_k)} = \frac{590.106 \angle -5.601^\circ}{j(154.35 + 4\,593.75)} = 0.806\,86 \angle -9.549^\circ \, \text{kA}$$

功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 9.549^\circ = 3.948^\circ$

投入两组电抗器时, $\varphi' = -5.601^\circ + 9.549^\circ =$

3.948° , $\dot{I}_2 = 0.807\,246 \angle -1.274^\circ \, \text{kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 1.274^\circ = -4.327^\circ$ (超前)。电抗性无功补偿时, 二次侧的相电压未改变, 一、二次电压相角差也未改变, 只改变了功率因数角。

3.2 电容补偿

一组低压电容容量为 210 Mvar, 额定相电容 $C = 37 \, \mu\text{F}$ (电抗率 12% 时), 电纳值为 $B = \omega C = 11.618 \times 10^{-3} \, \text{S}$ 。考虑 12% 串联电抗率后, 补偿

(下转第 31 页)

Dividing Frequency - control Method [1]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(1): 424 - 432.

- [2] Shuai Zhikang, Luo An, Zhu Wenji, et al. Study on A Novel Hybrid Active Power Filter Applied to a High Voltage Grid [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(4): 2344 - 2352.

作者简介:

赵宇(1985), 硕士, 工程师, 研究方向为大功率变流器技术;

张建(1957), 高级工程师, 从事高压直流输电换流阀与SVG产品开发;

刘刚(1972), 硕士, 高级工程师, 从事大功率变流器系统方案与控制设计。

(收稿日期: 2014 - 11 - 10)

(上接第18页)

装置的阻抗为 $Z_c = \frac{j0.12}{B} + \frac{1}{jB} = -j75.7445 \Omega$, 折算到高压侧, $Z'_c = -j6901.5 \Omega$, 等值电路如图4。

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_4}{jX_{k3} + Z'_c} = \frac{590.106 \angle -5.106^\circ}{j154.35 - j6901.5} =$$

$0.848166 \angle -23.971^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 23.971^\circ = 18.37^\circ$ 。投入2组电容器时, $\dot{I}_2 = 0.881311 \angle -29.629^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 29.629^\circ = 24.028^\circ$ 。电容性无功补偿时, 二次侧的相电压未改变, 一、二次电压相角差也未改变, 只改变了功率因数角。

4 线路高抗的影响

特高压线路并联高压电抗器型号为BKD-200000/1000, 额定容量为960 Mvar, 额定电压 $1100/\sqrt{3}$, 额定电抗 $X_G = 2016 \Omega$ 。考虑线路高抗时等值电路如图5所示[8]。

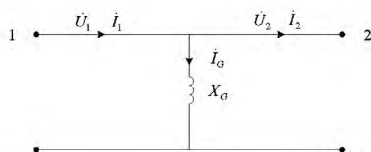


图5 考虑线路高抗时等值电路

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_1}{jX_G} = 2.7493 \angle -18.195^\circ - \frac{606.22 \angle 0^\circ}{j2016} =$$

$2.671 \angle -12.049^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = 0^\circ + 12.049^\circ = 12.049^\circ$ 。投入线路并联高压电抗时, 一次侧的相电压未改变, 只略微改变了功率因数角。由前面对变压器的分析可知, 特高压线路高抗对一、二次电压相角差影响很小。

5 结语

(1) 对于1000 kV/500 kV同塔混压线路, 2个电压等级同一相间存在相角差。

(2) 影响相角差的因素较多。其中, 潮流大小

是主要因素, 输送容量越大, 相角差越大; 功率因数是次要因素。对变压器而言, 功率因数越大, 一、二次相角差越大。对线路而言, 相角差的大小和方向与具体输送容量大小和方向相关。线路长度越长, 2个电压等级间的相角差越大[9,10]。

(3) 低压补偿装置和线路高抗对相角差的影响较小。

(4) 在满负荷条件下, 变压器的影响在5°左右, 300 km线路的相角差在5°左右。同塔混压线路的相关设计[11]建议可按相角差10°考虑最大影响。

参考文献

- [1] Q/GDW 131-2006, 电力系统实时动态监测系统技术规范 [S].
- [2] 熊敏, 施慧. 两地功角相量监测系统在电力系统中的应用 [J]. 中国电力, 1998, 31(2): 7-9, 24.
- [3] 中国电力工程顾问集团公司. 特高压交直流与500kV交流同塔多回输电线路研究 [R]. 2011.
- [4] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程输电线路工程设计 [R]. 2010.
- [5] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程变电工程设计总结 [R]. 武汉: 中南电力设计院, 2010.
- [6] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.
- [7] 熊信银, 张步涵. 电力系统工程基础 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2005.
- [8] 易强, 周浩, 计荣荣, 等. 交流特高压线路高抗补偿度上限 [J]. 电网技术, 2011(7): 6-18.
- [9] 胡经民. 长距离输电线路的分析方法及其对相差高频保护运行分析的应用 [J]. 黑龙江电力, 1981, (4): 10-18.
- [10] 盛鹏, 李永丽, 李斌, 等. 特高压输电线路过电压的研究和仿真 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(6): 13-18.
- [11] 吴庆华, 谢帮华. 输电铁塔中相采用T型串减小塔窗尺寸的分析 [J]. 电力建设, 2011(4): 38-41.

(收稿日期: 2014 - 11 - 10)

四川 500 kV 输电线路覆冰冰型观测及密度测量

陈 静¹, 林雪松¹, 周林抒²

(1. 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072; 2. 重庆大学工程力学系, 重庆 400030)

摘 要: 针对四川 500 kV 输电线路覆冰进行现场冰型观测和覆冰密度测量, 得到冰型和密度基础数据, 为覆冰导线舞动的深入探讨和防治方法研究打下了坚实的基础。

关键词: 500 kV 输电线; 覆冰; 冰型观测; 覆冰密度测量; 覆冰导线舞动

Abstract: Aiming at the ice accretion of 500 kV transmission lines in Sichuan, the on-site ice-type observation and icing density measurement are carried out, and the basic data of ice type and density are obtained, which lays a solid foundation for the further discussion on iced conductor galloping and the research on its precautionary measures.

Key words: 500 kV transmission line; ice accretion; ice-type observation; icing density measurement; iced conductor galloping

中图分类号: TM732 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2015)02-0019-03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.005

0 引 言

输电线路导线的舞动是一个长期困扰电网安全运行的难题, 导线舞动导致的线路跳闸、伤线、断线甚至杆塔倒塌等事故造成了重大的经济损失和社会影响。随着国家西部能源利用战略的实施, 超、特高压输电工程将大规模上马, 对 500 kV 超特高压输电线路的安全运行提出了更高的要求。

2008 年年初中国发生了重大冰雪灾害, 致使承担电力输送任务的输电线大量结冰, 在覆冰导线空气动力特性和舞动特性的双重作用下, 电力系统遭受了前所未有的严重破坏, 严重影响了人民生活 and 经济发展。因此对覆冰导线的舞动观测, 为其防治方法研究的深入开展就更加迫切和重要。

导线覆冰舞动问题的研究是一个复杂的系统工程, 要从理论和实践彻底解决舞动问题, 还需要进行大量的工作, 包括机理研究、基本参数试验与测定以及工程实践等。因地理环境和气候条件的差异, 各地覆冰导线的冰型和密度也不同。覆冰导线的冰型和密度的观测, 为覆冰导线基本参数的实验提供必要的参数。

1 导线舞动机理

输电导线舞动是指风激励下导线所产生的一种低频、大振幅的自激振动, 多发生在寒冬偏心覆冰的

输电导线上。其形成主要取决于导线覆冰、风激励及线路结构参数等^[1]。

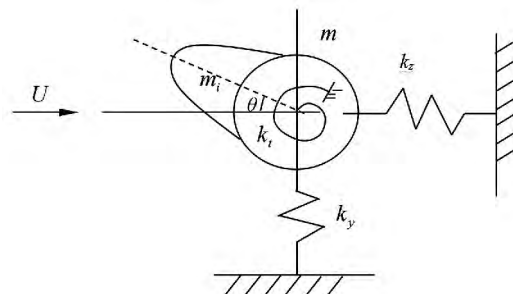


图1 三自由度集中参数系统模型

影响覆冰导线舞动的主要因素有3个: 覆冰、风和线路结构, 目前被广泛接受的舞动机理理论主要有 Den Hartog 垂直舞动机理^[2]、Nigol 扭转舞动机理^[3]和 Yu 的偏心惯性耦合机理^[4]。覆冰导线在风激励下, 竖向振动与扭转振动并不是孤立的, 而是相互耦合的。上述3种舞动机理都可以理论上通过式(1)三自由度导线振动及扭转振动的运动方程得出^[5]。式(1)~式(3)中导线升力、阻力、扭矩系数和覆冰质量等基本参数需通过实验得到。而这些空气动力学参数与覆冰导线的冰型和密度密切相关, 因此对覆冰导线的冰型和密度的观测, 对于研究具体工程线路导线覆冰导线舞动问题, 从工程实践上预防和防止导线舞动而言是一项必要的基础性工作。

$$m \ddot{y} + \left[2m\zeta_y \omega_y + \frac{1}{2} \rho U^2 D \left(\frac{\partial C_L}{\partial \theta} + C_D \right) \right] \dot{y} + k_y y = -m_i r \cos \theta_0 \ddot{\theta} - \frac{1}{2} \rho u^2 D C_y \frac{1}{U} \frac{dz}{dt} + \frac{1}{2} \rho u^2 D C_y \frac{\partial C_y}{\partial \theta} \quad (1)$$

$$m \ddot{z} + \left(2m\zeta_z \omega_z + \frac{1}{2} \rho U^2 D C_D \frac{1}{U} \right) \dot{z} + k_z z = -m_i r \sin \theta_0 \ddot{\theta} + \frac{1}{2} \rho U^2 D \frac{\partial C_D}{\partial \theta} \theta \quad (2)$$

$$J \ddot{\theta} + \left(2J\zeta_\theta \omega_\theta + \frac{1}{2} \rho U^2 D^2 \frac{\partial C_M R}{\partial \theta U} \right) \dot{\theta} + \left(k_\theta - \frac{1}{2} \rho U^2 D^2 \frac{\partial C_M}{\partial \theta} - m_i r g \sin \theta_0 \right) \theta = -m_i r \cos \theta_0 \ddot{y} - m_i r \sin \theta_0 \ddot{z} - \frac{1}{2} \rho U^2 D^2 C_M \frac{1}{U} \dot{z} \quad (3)$$

式中, θ 和 θ_0 分别为扭转角和初始凝冰角; m 和 m_i 分别为单位长度导线质量和覆冰质量; J 为单位长度导线的等效转动惯量; ζ_y 、 ζ_z 、 ζ_θ 分别为导线竖向、横向、扭转方向的阻尼比; k_y 、 k_z 、 k_θ 分别为导线竖向、横向、扭转方向的等效弹簧刚度; ω_y 、 ω_z 、 ω_θ 分别为导线竖向、横向、扭转方向的振动频率; C_L 、 C_D 、 C_M 分别为导线升力、阻力、扭矩系数; U 和 D 分别为风速度和迎风尺寸; r 为导线半径; C_y 为竖向风载荷系数; R 是特征半径。

2 导线覆冰条件及类型

导线上要形成覆冰, 必须具备 3 个条件: (1) 空气湿度比较大, 一般为 85% 以上, 干雪不易凝结在导线上, 雨淞、冻雨或雨加雪是导线覆冰常见的气候条件; (2) 合适的温度, 一般为 $0 \sim -5^\circ\text{C}$, 温度过高或过低均不利于导线覆冰; (3) 可使空气中水滴运动的风速, 一般大于 1 m/s 。当空气相对湿度小或无风、风速很小时, 即使空气温度在 0°C 以下, 也不能形成覆冰。

研究表明^[9]: 在气温为 $-8^\circ\text{C} \sim -11^\circ\text{C}$, 雨量较少的情况下, 由于细小水滴与试件表面一触即凝, 易形成典型的新月形覆冰, 如图 2(a) 所示; 而当气温较高, 雨量较大时, 水滴到达试件表面时达不到一触即凝, 此时, 如风速较低, 则形成典型的扇形覆冰, 如图 2(b) 所示; 若风速较低, 则在水滴未凝结之前, 被风推挤而形成近似 D 形的覆冰, 如图 2(c) 所示。

新月形截面最容易引起导线的气动力失稳, 导致导线的低频大幅舞动。

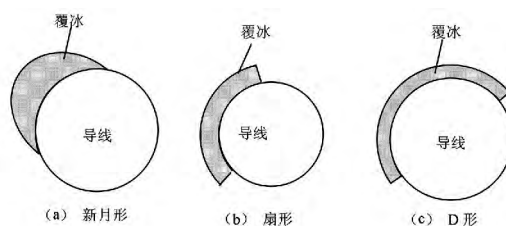


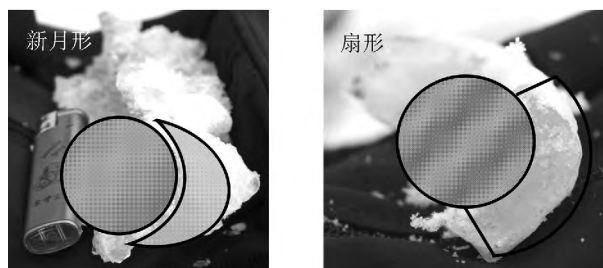
图 2 典型覆冰截面形状

3 现场覆冰观测

2008 年对四川西昌市美姑县大风顶西昌七里坝二普 1 线、昭觉大坝乡瓦布村二普 3 线、美姑瓦侯大风顶普洪 I、II 回线、黄毛梗普天线、普洪 I、II 回线、马边县和峨边县对普洪 I、II 回线路建立观测站并安装摄像头, 现场记录了 500 kV 四分裂导线的覆冰情况并对导线覆冰密度进行了测量。

4 覆冰冰型观测

这次冰型观测线路为西昌七里坝二普 1 线、昭觉大坝乡瓦布村二普 3 线、美姑瓦侯大风顶普洪 I、II 回线、黄毛梗普天线、普洪 I、II 回线、马边县和峨边县对普洪 I、II 回线路 7 条线路, 每条线路根据地貌不同分别采集样本现场进行观测。发现四川西昌所观测到的 500 kV 覆冰冰型主要有新月形和扇形(D 型) 两种。图 3 样本 1 所示可以视为新月形覆冰, 可简化为规则的新月形覆冰模型。图 3 样本 2 所示可以视为扇形覆冰, 可简化为规则的扇形覆冰模型。



样本 1

样本 2

图 3 西昌地区导线覆冰冰型样本

5 覆冰密度测量

5.1 测量步骤

2008 年 1 月 23 日,项目组成员曾前往西昌美姑县大风顶和黄毛梗对 500 kV 线路覆冰进行了观测。该地区为山区,平均海拔为 2 200 m,最高海拔为 3 400 m。该地区湿度高,风速适宜,严冬期间输电导线非常容易覆冰,属于输电线路中冰区,500 kV 普洪 I、II 回输电线路,以及普天 500 kV 输电线路均经过该地区。这次重点观测了普天 500 kV 四分裂线路导线覆冰情况。观测区域线路设计覆冰厚度为 20 mm,最大档距为 1 100 m,线路平均高度为 20 ~ 25 m。输电子导线采用 LGJ-400/50 钢筋铝绞线,地线采用 19-13.0-1270-A-GB1200-88 型号导线。间隔棒采用加拿大进口的 ZL4 型间隔棒。观测该种间隔棒专用于重冰区的分裂导线,观测时环境温度为 -10 ℃。

覆冰采样地点:西昌市美姑县大风顶。

采样地海拔高度:3 000 m。

采样和测量时间:2008 年 1 月 23 日 10 点。

采样时环境温度: -10 ℃。

采样线路:普天 500 kV 四分裂线路。

5.2 测量原理

为测量覆冰的密度,应先测量覆冰的体积。测量覆冰体积的实用方法是“排液法”。即将覆冰放进与冰不相融的液体中,如四氯化碳、石油醚等。测量覆冰排出的液体体积即得覆冰的体积。覆冰的质量用高精度电子天平很容易测量,最后按下述公式即可计算出导线覆冰的密度。

$$\rho_{\text{冰}} = \frac{m_{\text{冰}}}{v_2 - v_1} \quad (4)$$

式中, $m_{\text{冰}}$ 为覆冰的质量; v_1 为液体的原始体积; v_2 为放入覆冰后液体的体积。

5.3 测量结果

对该区域大风顶普洪 I、II 回线 500 kV 输电导线覆冰截面形状进行定量分析。测量时选取了 10 块覆冰样块,每个样块分别进行了 3 次测量,测量结果见表 1,经测量该段线路导线覆冰密度平均值为 0.856 g/cm³,导线覆冰的形状多为新月形型,属于 B 型混合淤。

6 结 论

对四川西昌地区多条 500 kV 输电线路的覆冰情况进行了现场调研和测量,对线路覆冰冰型和覆

表 1 导线覆冰密度的平均值

覆冰样块	测量值/(g·cm ⁻³)				平均密度 /(g·cm ⁻³)
	1	2	3	4	
样块 1	0.865	0.811	0.868	0.865	0.852
样块 2	0.796	0.910	0.783	0.808	0.824
样块 3	0.890	0.679	0.767	0.885	0.805
样块 4	0.866	0.825	-	-	0.846
样块 5	0.868	0.842	0.855	0.938	0.876
样块 6	0.955	0.818	0.844	-	0.872
样块 7	0.870	0.804	0.882	0.897	0.863
样块 8	0.848	0.900	0.813	0.860	0.855
样块 9	0.848	0.900	0.813	0.860	0.855
样块 10	0.890	0.890	0.887	0.998	0.916

冰厚度进行了观测,根据现场取样观测的情况,发现四川西昌所观测到的 500 kV 覆冰冰型主要有新月形和扇形(D 型)两种,在导线上覆冰的分布较均匀,在地势较宽敞平坦的地方,由于湿度和风速等比较均匀,导线上覆冰形状相对比较规则。对覆冰的密度测量表明该区域覆冰为 B 型混合淤。由于新月形截面最容易引起导线的气动力失稳,导致导线的低频大幅舞动,该地区在线路设计上应对覆冰导线舞动的预防和防治上应重点加以考虑。同时观测结果能够为四分裂覆冰导线气动特性研究提供必要的试验参数。

参考文献

- [1] 郭应龙,李国兴,尤传永. 输电线路舞动 [M]. 北京: 中国电力出版社,2003.
- [2] O. Nigol, P. G. Buchan. Conductor Galloping . 1. Den Hartog Mechanism [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems,1981, 100(2) : 699 - 707.
- [3] O. Nigol, P. G. Buchan. Conductor Galloping . 2. Torsional Mechanism [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems,1981, 100(2) : 708 - 720.
- [4] P. Yu, A. H. Shah, N. Popplewell. Inertially Coupled Galloping of Iced Conductors [J]. Journal of Applied Mechanics - transactions of the ASME, 1992, 59(1) : 140 - 145.
- [5] 夏正春. 特高压输电线的覆冰舞动及脱冰跳跃研究 [D]. 武汉: 华中科技大学,2008.

(收稿日期:2014-12-08)

500 kV 敞开式变电站雷电侵入波分析

刘守豹, 许 安, 刘 强, 崔 涛, 濮峻嵩, 刘小江

(国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 变电站雷电侵入波防治是电力系统防雷的重要内容, 为了对 500 kV 敞开式变电站雷电侵入波特性进行分析, 根据典型设计规程在电磁暂态计算软件 ATP-EMTP 中建立了计算模型, 通过计算说明了出线间隔避雷器安装的必要性, 分析了不同运行方式对雷电侵入波过电压幅值的影响, 重点研究了单母线单变压器单出线运行方式下绕击和反击雷电侵入波过电压幅值与雷电流大小的关系。分析表明 500 kV 敞开式变电站耐受雷电侵入波的能力薄弱, 在变电站近区出线段应该严格执行相关防雷设计标准, 确保变电站安全。

关键词: 侵入波; 避雷器; 电磁暂态; ATP-EMTP

Abstract: Protection of lightning intruding surge in substation is an important part in lightning protection of power system. The performance of lightning intruding surge in 500 kV AIS substation is analyzed. The simulation models are established in ATP-EMTP according to the typical design specification, and the necessity of installing lightning arresters in line lateral is described through the calculation of lightning intruding surge with or without lightning arresters. The influence of lightning intruding surge on overvoltage amplitude in different operating modes is analyzed. The relationship between overvoltage amplitude of back-flashover and shield failure lightning intruding surge and lightning current is the emphasis of the study in the operating mode of single-bus single transformer single outlet. The analysis shows that the lightning performance of 500 kV AIS substation is weak, and the lightning protection design standards of incoming lines should be executed seriously in order to protect the safety of substation.

Key words: lightning intruding surge; lightning arrester; electromagnetic transient; ATP-EMTP

中图分类号: TM863 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0022-04

DOI: 10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.006

0 引 言

变电站是电力系统中变换电压、接受和分配电能、控制电力流向和调整电压的电力设施, 它通过其变压器将各电压等级的电网联系起来。变电站包括了大部分种类的电力系统一次设备, 做好变电站设备抗击外界干扰的能力对于电力系统安全运行具有重要意义^[1-3]。

电力系统设备多处于开阔的户外, 在雷电活动频繁的区域由于雷击引起的电力系统故障时有发生。为了防止雷击导致的设备损坏, 变电站采用了相当严苛的防雷标准: 变电站地表下有遍布全站的主接地地网, 即便在土壤电阻率较大的地区下, 也要求将全站主接地网电阻降低到可接受的范围内; 另外, 在变电站内设置了高大的避雷针, 可以对相对较低的其他设备形成有效雷电屏蔽, 因此变电站内设

备受到直击雷危害的可能性极低。但是变电站进线为雷电入侵变电站提供了通道, 尤其是近区(输电线路出变电站 2 km 范围内) 雷击形成的雷电侵入波对变电站设备的影响不容忽视^[4-6]。

下面选取典型 500 kV 敞开式变电站为研究对象, 分析不同情况下变电站近区雷电侵入波对变电站设备的影响, 为变电站雷击故障分析和处理提供了参考。

1 仿真模型建立

选取 500 kV 敞开式变电站为分析对象, 变电站为两母线两变压器三出线结构, 变电站接线方式如图 1 所示。

其中出线间隔避雷器型号为 Y10W-444/1015, 主变压器避雷器型号为 Y10W-420/960, 管母线采用 $\Phi 150/\Phi 136$ mm 铝锰合金管, 一次设备二分裂连接线型号为 $2 \times \text{LGJQT}-1400/35$ 。架空线杆

塔类型为 ZM3 直线猫头塔,500 kV 导线型号为 $4 \times \text{LGJ}-400/50$,地线型号为 $\text{GJ}-70$,绝缘子串为 28 片 $\text{XP}-160$ 型绝缘子,线路档距为 500 m,杆塔接地电阻为 $10\ \Omega$,雷电流波形采用 $2.6/50\ \mu\text{s}$ 单极脉冲波。500 kV 一次设备雷电冲击绝缘水平 1 550 kV,将绝缘裕度取为 1.15,则允许的最大侵入波过电压为 1 348 kV。

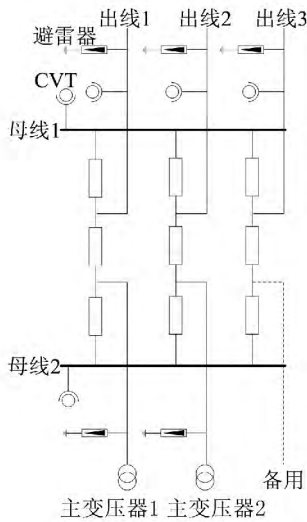


图 1 计算模型主接线图

在变电站雷击暂态计算中,主要设备均等效为电容^[7-9],电容量大小按照 IEEE 标准取值如表 1 所示。

表 1 主要设备的等值电容 (pF)

变压器	CVT	TA	套管
5 000	5 000	100	200

在电磁暂态分析中,对于雷电过电压分析,变压器通常只需要知道一次侧端子过电压,不需要考虑过电压在绕组间的传递,因此只需要将 500 kV 变压器的高压绕组等效为入口电容^[10]。基于 ATP-EMTP 建立如图 2 所示的仿真模型。

绕击 3 号杆塔的 A 相导线,在不同的 A 相电压初始相角时最小绕击击穿雷电流幅值如表 2 所示。

表 2 3 号杆塔的 A 相导线不同初始相角时
最小绕击击穿雷电流幅值

相角/ $^{\circ}$	0	30	60	90	120	150	180
电流/kA	17.6	18.1	19.4	21.2	23.1	24.4	24.9

备注:由于 1 号杆塔靠近变电站,其最小绕击击穿雷电流幅值比其他杆塔高(初始相角为 180° 时,最小绕击击穿电流为 31.4 kA)。

为了更严苛反映变电站耐受绕击侵入波的能力,将 A 相初始相角设置为 180° 。反击雷电流幅值设置为 200 kA(绝缘子串未击穿)和 250 kA(绝缘子

串击穿,在雷暴日超过 20 天的地区雷电流幅值超过该值的概率是 0.14%),初始相角设置为 0° 。

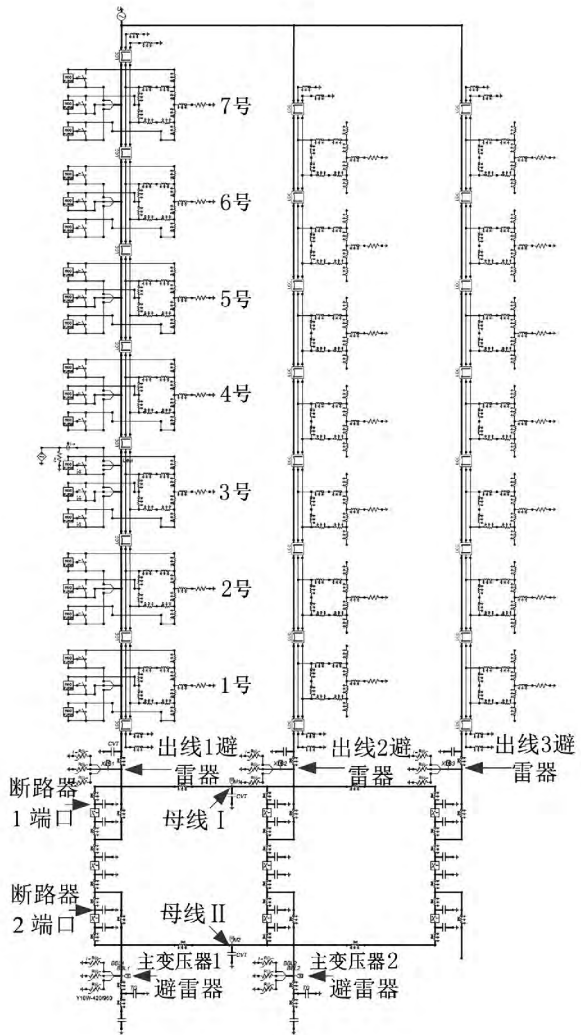


图 2 仿真模型及相关电压观测点

2 变电站雷电侵入波影响因素分析

对雷电侵入波过电压及避雷器保护动作情况进行分析,首先对没有出线间隔避雷器情况下线路绕击和反击侵入波过电压幅值进行计算,其次对不同运行方式下同幅值雷电侵入波造成的过电压进行比较。

2.1 无出线间隔避雷器时的侵入波过电压

为了对线路侧安装出线避雷器的必要性进行说明,取消图 2 中的所有出线避雷器,使用不同幅值雷电流绕击出线 1 的 3 号杆塔 A 相导线,得到双母线双变压器三出线运行方式下的侵入波过电压幅值如表 3 所示。

对于雷电反击,如果要形成大的雷电侵入波过电压,需要将绝缘子串击穿,使雷电流通过绝缘子串

表 3 双母线双变压器三出线运行方式下无出线避雷器时的绕击侵入波过电压幅值 (kV)

雷电流幅值 /kA	出线 2 A 相 CVT	出线 2 A 相 CVT	出线 3 A 相 CVT	母线 1 A 相	母线 2 A 相	主变压器 1 A 相避雷器	主变压器 2 A 相避雷器
15	925	781	771	800	763	875	830
20	1 370	945	933	961	917	920	917
24	1 725	1 052	1 009	1 073	1 089	932	934
30	2 259	884	890	931	977	939	943

表 4 双母线双变压器三出线运行方式下无出线避雷器时的反击侵入波过电压幅值 (kV)

雷电流幅值 /kA	出线 1 C 相 CVT	出线 2 C 相 CVT	出线 3 C 相 CVT	母线 1 C 相	母线 2 C 相	主变压器 1 A 相避雷器	主变压器 2 A 相避雷器
250	2 309	955	1 005	993	1 085	935	921

表 5 不同运行方式下 3 号杆塔绕击在不同一次设备上产生的侵入波幅值 (kV)

运行方式	出线 1 A 相 避雷器	出线 2 A 相 避雷器	出线 3 A 相 避雷器	母线 1 A 相	母线 2 A 相	主变压器 1 A 相避雷器	主变压器 2 A 相避雷器
双母线双变压器三出线	1 125	735	743	762	757	903	909
单母线双变压器三出线	1 125	658	705	813	—	904	766
单母线单变压器三出线	1 125	680	687	834	—	914	—
双母线双变压器两出线	1 125	838	—	765	848	886	913
单母线双变压器两出线	1 125	775	—	802	—	901	758
单母线单变压器两出线	1 125	821	—	911	—	917	—
双母线双变压器单出线	1 125	—	—	1 038	974	936	913
单母线双变压器单出线	1 125	—	—	973	—	931	922
单母线单变压器单出线	1 125	—	—	1 222	—	937	—

进入导线进而侵入变电站。250 kA 雷电流反击 3 号杆塔时,出现的过电压幅值如表 4 所示。

从表 3 和 4 可以看出,在没有安装出线间隔避雷器的情况下,即使幅值一般的雷电绕击也能在出线侧产生很高的过电压,使一次设备受损;大幅值雷电流反击造成绝缘子串击穿产生的侵入波过电压也将导致出线侧出线高幅值侵入波过电压。因此在变电站出线处安装出线避雷器对于保护变电站内一次设备非常必要。

2.2 不同运行方式下的侵入波过电压

安装出线间隔避雷器情况下,使用 50 kA 雷电流绕击出线 1 的 3 号杆塔 A 相导线,在不同运行方式下不同位置的侵入波幅值情况如表 5 所示。

从表 5 可以看出,由于出线 1 入口处的侵入波过电压取决于线路侧传递的雷电能量,而运行方式对该能量基本没有影响,使得出线 1 避雷器处侵入波过电压在不同运行方式下保持不变。但侵入波引起站内其他一次设备的过电压与变电站运行方式有较大关系,一般来说运行一次设备越少,侵入波引起的过电压越高。

单母线单变压器单出线情况下,母线过电压幅值

达 1 222 kV,主变压器侧过电压幅值达 937 kV,是 9 种运行方式下过电压最严重的,在下面的分析中将着重对这种运行方式下的雷电侵入波过电压进行分析。

3 单母线单变压器单出线运行方式下侵入波分析

3.1 绕击侵入波过电压

为了对不同绕击点和绕击雷电流情况下侵入波的幅值进行分析,绕击杆塔选取 1 号和 4 号杆塔的 A 相导线为绕击点,得到绕击侵入波幅值如表 6 和表 7 所示。

从表 6 和表 7 可知:同样绕击电流下,绕击点越远离变电站则其造成的侵入波过电压幅值越小;同一绕击位置,不同绕击雷电流下,并非雷电流幅值越大,侵入波造成的过电压越大,大雷电流如果引起绝缘子串击穿,则其并不一定比小幅值未造成绝缘子串击穿的雷电流造成更大的侵入波过电压。

由于出线避雷器和主变压器避雷器的动作,其所在区域的侵入波过电压得到了较好的限制,但母线和断路器所在支路未安装避雷器,故其过电压幅

值超标。这种敞开式变电站在带电运行设备较少的情况下,一旦发生近区落雷绕击杆塔,即便是小幅值雷电流也可能造成一次设备击穿。

表 6 单母线单变压器单出线运行方式下绕击
1 号杆塔侵入波过电压幅值 (kV)

雷电流幅 值/kA	位置			
	母线 I CVT A 相	断路器 1 A 相端口	断路器 2 A 相端口	主变压器 1 A 相
10(未击穿)	1 231	1 183	1 132	1 005
15(未击穿)	1 472	1 333	1 306	1 110
20(未击穿)	1 575	1 394	1 318	1 158
30(未击穿)	1 647	1 532	1 476	1 220
40(击穿)	1 305	1 591	1 543	1 029
50(击穿)	1 411	2 107	1 809	1 109

表 7 单母线单变压器单出线运行方式下绕击 4 号
杆塔侵入波过电压幅值 (kV)

雷电流幅 值/kA	位置			
	母线 I CVT A 相	断路器 1 A 相端口	断路器 2 A 相端口	主变压器 1 A 相
10(未击穿)	1 211	1 160	1 104	977
15(未击穿)	1 395	1 280	1 249	1 102
20(未击穿)	1 487	1 354	1 276	1 151
30(击穿)	1 462	1 305	1 290	1 214
40(击穿)	962	1 202	1 097	1 077
50(击穿)	1 157	1 445	1 560	1 049

3.2 反击侵入波过电压

雷电流反击时如果未造成绝缘子串击穿,则雷电流通过杆塔和地线入地,不会形成侵入波过电压。

使用 250 kA 雷电流分别对 1 号和 4 号杆塔进行反击,产生的侵入波过电压如表 8 所示。

表 8 250 kA 雷电流反击产生的侵入波过电压 (kV)

反击杆塔	母线 I CVT C 相	断路器 1 C 相端口	断路器 2 C 相端口	主变压器 1 C 相
1 号	1 407	1 749	1 592	1 125
4 号	1 233	1 506	1 306	1 160

大雷电流反击造成绝缘子串击穿,部分雷电流将进入导线并侵入变电站,其原理与雷电流直接绕击导线类似,进而产生较大的侵入波过电压。

4 采用母线安装避雷器的改进措施

通过第 3 节的分析可知,在单母线单变压器单出线运行方式下由于母线未配置避雷器,在小幅值雷电流绕击和大幅值雷电流反击下,侵入波在站内产生的过电压超过允许值。为此,采用在母线安装避雷器方式进行限制,在母线 I 安装 Y10W - 420/

960 型站用避雷器,对该改进情况下变电站的侵入波耐受能力进行分析。

4.1 雷电流绕击侵入波耐受能力分析

采用不同幅值雷电流对 1 号和 4 号杆塔 A 相导线进行绕击,得到不同一次设备处过电压幅值如表 9 和表 10 所示。

表 9 不同幅值雷电流绕击 1 号杆塔 A 相
产生的侵入波过电压 (kV)

雷电流幅 值/kA	位置			
	母线 I CVT A 相	断路器 1 A 相端口	断路器 2 A 相端口	主变压器 1 A 相
20(未击穿)	943	1 061	1 073	1 157
31(未击穿)	951	1 205	1 240	1 224
32(击穿)	945	1 389	1 370	1 229
40(击穿)	931	1 468	1 515	1 027
50(击穿)	941	1 895	1 721	1 115

表 10 不同幅值雷电流绕击 4 号杆塔
A 相产生的侵入波过电压 (kV)

雷电流幅 值/kA	位置			
	母线 I CVT A 相	断路器 1 A 相端口	断路器 2 A 相端口	主变压器 1 A 相
20(未击穿)	941	1 045	1 052	1 150
24(未击穿)	945	1 099	1 084	1 178
25(击穿)	942	1 215	1 289	1 184
30(击穿)	931	1 058	1 113	1 212
40(击穿)	896	1 227	1 059	1 074
50(击穿)	921	1 360	1 472	1 026

通过表 9 和表 10 可知,对于绕击侵入波而言,大幅值雷电流导致的过电压在避雷器保护范围以外的区域仍然超出了允许范围,实际工程中也不可能通过不断增加站内避雷器的方式进行侵入波限制。

4.2 雷电流反击侵入波耐受能力分析

在 1 号和 4 号杆塔分别受 250 kA 雷电流反击情况下,侵入波过电压幅值如表 11 和 12 所示。

表 11 不同幅值雷电流反击 1 号
杆塔产生的侵入波过电压 (kV)

雷电流幅 值/kA	母线 I CVT C 相	断路器 1 C 相端口	断路器 2 C 相端口	主变压器 1 C 相
200(未击穿)	467	544	525	476
250(击穿)	942	1 571	1 437	1 125

表 12 不同幅值雷电流反击 4 号
杆塔产生的侵入波过电压 (kV)

雷电流幅 值/kA	母线 I CVT C 相	断路器 1 C 相端口	断路器 2 C 相端口	主变压器 1 C 相
200(未击穿)	470	548	498	467
250(击穿)	929	1 334	1 223	1 160

(下转第 62 页)

测报警终端对安装位置最低的端子箱进行实时水位监测。同时,在监控终端增加一个激光测距模块解决了不同端子箱中排线最低位置不同造成的报警水位不同的问题。采用 ZigBee 技术将水位信息实时传输到远方监控中心,有效保护灾害期电网安全。

参考文献

- [1] 任秀丽. ZigBee 无线通信协议实现技术的研究 [J]. 计算机工程与应用, 2007, 43(6): 143-145.
- [2] 丁国兴, 高琴. ZigBee 无线传感器网络的端子箱环境监测系统 [J]. 现代建筑电气, 2013, 4(9): 45-51.
- [3] 安全, 范瑞琪. 常用水位传感器的比较和选择 [J]. 水利信息化, 2014(3): 52-54, 60.
- [4] 刘亮, 邓世建, 胡媛媛. 给排水系统中水位检测技术的研究 [J]. 工矿自动化, 2011, 37(12): 21-24.

(上接第 25 页)

从表 11 和表 12 可知,在雷电流反击近区杆塔时,一旦发生反击击穿,就会产生较高的雷电侵入波过电压,即使装设了母线避雷器,也会对一次设备主绝缘造成破坏。

5 结 论

基于上述 500 kV 敞开式变电站雷电侵入波过电压分析,得出结论如下:①出线避雷器是防治雷电侵入波的第一道屏障,对于保障站内设备具有重要作用,必须按规程配置并保证其正常运行;②变电站运行方式对雷电侵入过电压幅值有较大影响,一般而言,运行一次设备越少侵入波过电压幅值越大;③在单母线单变压器单出线运行方式下,敞开式变电站承受雷电侵入过电压的能力较弱,尤其是在 1 号杆塔遭受雷电绕击和反击并造成绝缘子串击穿的情况下;④为防止变电站近区落雷造成的雷电侵入波过电压,变电站近区线路在设计和施工上应该严格执行设计和施工标准,尽量采用地线负保护角设计,不宜使用高塔和大跨越,避免近区杆塔位于大坡度山腰和山顶,切实降低杆塔接地电阻;⑤对于因实际条件限制无法将最大绕击侵入电流和反击击穿电流限制在合理范围内的变电站,或者结构简单运行设备较少的变电站,应该在母线配置站用避雷器进行雷击侵入波防治。

- [5] 张文昭, 洪添胜, 刘志壮, 等. 一种压力式液位仪的设计 [J]. 微计算机信息, 2007, 23(10): 207-208, 41.
- [6] 常凤筠, 崔旭东. 基于激光测距传感器的铁轨测距系统 [J]. 应用激光, 2005, 25(6): 374-376.
- [7] 章伟聪, 俞新武, 李忠诚. 基于 CC2530 和 ZigBee 协议栈设计无线网络传感器节点 [J]. 计算机系统应用, 2011, 20(7): 184-187.
- [8] 李俊斌, 胡永忠. 基于 CC2530 的 ZigBee 通信网络的应用设计 [J]. 电子设计工程, 2011, 19(16): 108-111.

作者简介:

林天佑(1984), 主要研究方向为电力系统自动化等;
叶旭灿(1986), 主要研究方向为电力系统检修及运行等;
黄建波(1982), 主要研究方向为电力系统检修及运行等;
章伟伟(1991), 硕士研究生, 主要研究方向为微网通信等。
(收稿日期: 2014-11-14)

参考文献

- [1] 袁兆祥, 周洪伟. 500 kV HGIS 变电站雷电侵入波的计算分析 [J]. 高电压技术, 2007, 33(6): 71-76.
- [2] 朱传华, 刘念, 田冰冰, 等. 基于 Bergeron 模型的 500 kV 变电站雷击过电压计算 [J]. 电力自动化设备, 2010, 30(12): 66-69.
- [3] 孔繁钦, 徐鹏. 雷电侵入波对变电站设备的影响及防范措施 [J]. 华中电力, 2011, 24(6): 64-68.
- [4] 万磊, 宋倩, 徐晓娜, 等. 特高压 GIS 变电站母线不装避雷器可行性研究 [J]. 高电压技术, 2012, 38(12): 3331-3337.
- [5] 赵晨惠, 褚炳上. 变电站快速暂态过电压的分析 [J]. 广东电力, 2011, 24(4): 1-5.
- [6] 李东坡, 张明理. 氧化锌避雷器在 500 kV GIS 变电站中的防雷作用 [J]. 东北电力技术, 2013, (2): 19-22.
- [7] 高飞, 陈维江, 刘之方, 等. 1 000 kV 交流输电系统串补站的雷电侵入波保护 [J]. 高电压技术, 2010, 36(9): 2199-2205.
- [8] 陈水明, 王威, 于化鹏, 等. 计及工频电压的特高压变电站雷电侵入波过电压分析 [J]. 高电压技术, 2010, 36(8): 1852-1857.
- [9] 韩永霞, 卢毓欣, 陈辉祥, 等. ± 800 kV 换流站的雷电侵入波过电压仿真分析 [J]. 高电压技术, 2010, 36(1): 218-223.
- [10] 吴文辉, 曹祥麟. 电力系统电磁暂态计算与 EMTP 应用 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2012.

作者简介:

刘守豹(1983), 博士, 工程师, 从事过电压及工程电磁场计算方面的工作。
(收稿日期: 2014-10-14)

电网谐波产生高电压工况下三电平变流器的谐波电流抑制

赵宇¹, 张建¹, 刘刚¹, 高亚春², 李龙³, 刘海旭³

(1. 许继柔性输电系统公司, 河南 许昌 461000; 2. 许继风电科技有限公司, 河南 许昌 461000;
3. 国网新能源张家口风光储示范电站有限公司, 河北 张家口 075000)

摘要: 介绍了中点钳位型三电平变流器的数学模型, 分析了电网谐波条件下变流器谐波电流产生的原理。提出一种新型电网谐波下三电平变流器的谐波电流抑制方案, 该方案采用 $\alpha-\beta$ 正负序解耦计算电网电压基波前馈项, 采用 $d-q$ 正负序解耦进行电流闭环控制, 并引入电网电压谐波经 P 调节器作为电压前馈项叠加至基波调制波进行谐波电流抑制。Matlab 仿真表明, 所提控制策略比传统的 $d-q$ 正负序解耦控制, 明显改善了谐波电流含量。

关键词: 三电平变流器; 谐波电流抑制; 正负序解耦; 电压前馈

Abstract: The mathematical model of three-level neutral-point-clamped converter is introduced, and the theory of harmonic current generated by harmonic grid voltage is analyzed. A novel harmonic current suppression strategy is proposed. The strategy use $\alpha-\beta$ positive and negative sequence decoupling to calculate the fundamental component of grid voltage, use $d-q$ positive and negative sequence decoupling to control current loop, and use harmonic grid voltage through P controller to suppress harmonic current. The feasibility of this strategy is analyzed by Matlab simulation. Compared with the traditional $d-q$ decoupling control, the simulation of the proposed control strategy significantly improves the harmonic current.

Key words: three-level converter; harmonic current suppression; positive and negative sequence decoupling; feed-forward of voltage

中图分类号: TM761 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0026-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.007

0 引言

近年来,随着新能源发展的兴起,中国风力发电装机容量达到世界第一。由于中国风电多采用大规模、集中式分布,风电机组的频繁投切、控制系统不稳定等现象均会对电网产生扰动,常发故障表现为电网谐波大、过欠压波动。下面研究电网谐波产生过压条件下,三电平风电变流器的控制运行。

目前针对电网低次谐波下 PWM 变流器的控制,取得了不少的研究成果。这些方案主要分为两大类:①改进电流环控制方案,在 $\alpha-\beta$ 、 $d-q$ 坐标系下进行正负序解耦,对谐波电流进行抑制^[1-3],但这些方案都是单独在 $\alpha-\beta$ 或单独在 $d-q$ 坐标系下进行正负序解耦。②对谐波电压扰动直接采集控制,通过采集电网电压的谐波分量经过 P 调节器作为前馈项,叠加至基波调制波以消除谐波电流^[4]。

$\alpha-\beta$ 正负序解耦采用带通滤波器,在采集电

压、电流时,能够较好地分离谐波分量,缺点是电流作为控制回路(采用 PR 控制器)损失了较大的带宽,容易引起超调大且响应速度慢^[5]。 $d-q$ 正负序解耦采用低通滤波器,采集电压、电流时能够获取带宽较大的电压、电流,但却只能对正负序基波分量进行分离,无法分离谐波分量。

以三电平变流器为研究对象,综合 $\alpha-\beta$ 、 $d-q$ 正负序解耦的优点,对传统的 $d-q$ 正负序解耦控制进行改进,提出一种新颖的谐波电流抑制方案:①舍弃传统的 $d-q$ 正负序解耦下计算电网基波的算法,改用 $\alpha-\beta$ 正负序解耦下获取较精确的电网电压基波,但仍在 $d-q$ 正负序解耦下对电流环控制,以获取较宽的控制带宽。②同时,使用带通滤波器采集电网电压谐波分量,再通过 P 调节器叠加至基波调制波以消除谐波电流。

此方案的特点是,比 $\alpha-\beta$ 正负序解耦的电流控制带宽大,同时又降低了 $d-q$ 正负序解耦谐波电压分量。Matlab 仿真表明,此控制策略比传统的 d

-q 正负序解耦控制,大大降低了谐波电流含量。

1 NPC 三电平变流器的原理

1.1 NPC 三电平变流器的数学模型

NPC 三电平 PWM 变流器在 abc 静止坐标系下的数学模型为

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = u_{sa} - i_a R - u_{ca} \\ L \frac{di_b}{dt} = u_{sb} - i_b R - u_{cb} \\ L \frac{di_c}{dt} = u_{sc} - i_c R - u_{cc} \end{cases} \quad (1)$$

式中, L 、 R 为等效阻抗; u_s 为电网侧电压; u_c 为三电平变流器交流侧电压。

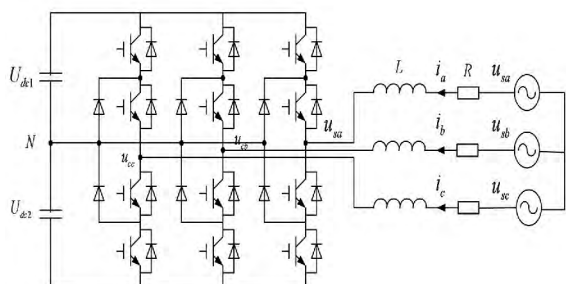


图1 三电平 PWM 变流器的等效电路图

1.2 三电平变流器的常用控制策略

1.2.1 d-q 正负序解耦控制

$d-q$ 正负序解耦控制采用 park 变换得到正负序电压、电流分量,并对 $d-q$ 轴电流进行闭环控制,特点是对谐波分量无法进行抑制^[3]。

如图2所示,根据式(2)可得到的消除2倍频谐波的正负序分量。

$$\begin{cases} u_{d+}^* = u_{d+} - \bar{u}_{d-} \cos 2\omega t - \bar{u}_{q-} \sin 2\omega t \\ u_{q+}^* = u_{d+} + \bar{u}_{d-} \sin 2\omega t - \bar{u}_{q-} \cos 2\omega t \\ u_{d-}^* = u_{d-} - \bar{u}_{d+} \cos 2\omega t + \bar{u}_{q+} \sin 2\omega t \\ u_{q-}^* = u_{d-} - \bar{u}_{d+} \sin 2\omega t - \bar{u}_{q+} \cos 2\omega t \end{cases} \quad (2)$$

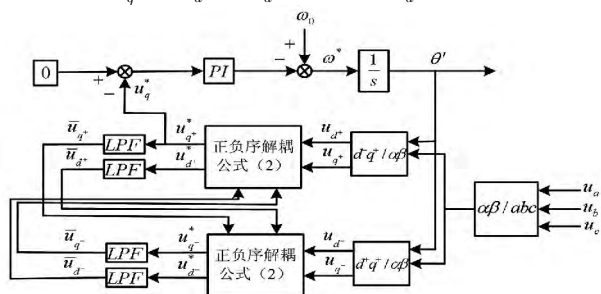


图2 d-q 正负序解耦原理图

图2中的 LPF 滤波为: $F(s) = 1/(T_s s + 1)$ 。

式中, $T_s = 1/\delta\omega_0$; ω_0 为电压基频; δ 为常数,取 $\delta = 0.707$ 。

以下对正序 $d-q$ 控制做简介。

对式(1)进行 $3s/2r$ (三相静止到两相旋转)坐标变换,可得三电平变流器在两相同步旋转 $d-q$ 坐标系下的数学模型。

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q + u_{sd} - u_d \\ L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q - \omega Li_d + u_{sq} - u_q \end{cases} \quad (3)$$

式中, u_d 、 u_q 为变流器交流侧电压的 d 、 q 轴分量; u_{sd} 、 u_{sq} 为电网电压的 d 、 q 轴分量。

将同步旋转坐标系的 d 轴定向于电网电压矢量 u_s 的方向上,则 d 轴表示有功分量参考轴,而 q 轴表示无功分量参考轴。

将式(3)改写为

$$\begin{cases} u_d = -\left(L \frac{di_d}{dt} + Ri_d\right) + \omega Li_q + U_{sd} \\ \quad = -u_d' + \Delta u_d + u_{sd} \\ u_q = -\left(L \frac{di_q}{dt} + Ri_q\right) - \omega Li_d + u_{sq} \\ \quad = -u_q' + \Delta u_q + u_{sq} \end{cases} \quad (4)$$

式中,

$$\begin{cases} u_d' = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d \\ u_q' = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q \end{cases}, \begin{cases} \Delta u_d = \omega Li_q \\ \Delta u_q = -\omega Li_d \end{cases} \quad (5)$$

式中, u_d' 、 u_q' 与各自的电流分量具有一阶微分关系,可用电流闭环 PI 调节器计算得到; Δu_d 、 Δu_q 为消除定子电压、电流交叉耦合的补偿项; 电网电压 U_{sd} 、 U_{sq} 作为前馈补偿,实现 d 、 q 轴电流的独立控制。

1.2.2 $\alpha-\beta$ 正负序解耦控制

$\alpha-\beta$ 正负序解耦采用 Clarke 变换得到正负序电压、电流分量,并对 $\alpha-\beta$ 轴电流进行闭环控制。

以下介绍采用复数滤波器(CCF),即采用正序谐振(PSDR)控制器、负序谐振(NSDR)控制器对正负序分量进行解耦。

正负序谐振控制器如式(6)所示。

$$\begin{cases} G_{PSDR}(s) = \frac{k i \omega_c}{s - j\omega_0 + \omega_c} \\ G_{NSDR}(s) = \frac{k i \omega_c}{s + j\omega_0 + \omega_c} \end{cases} \quad (6)$$

式中, ω_0 为谐振频率,取为电网电压基频; ω_c 为截止

频率; k_i 为增益系数。取 $\omega_c = 300 \text{ rad/s}$, $k_i = 1.1$ 。

如图 3 所示,根据式(7)可得到的谐振控制器的正负序分量。

$$\begin{cases} u_{\alpha+\beta+} = \frac{\omega_c u_{\alpha\beta} - \omega_c u_{\alpha\beta} + j\omega_0 u_{\alpha\beta}}{s} \\ u_{\alpha-\beta-} = \frac{\omega_c u_{\alpha\beta} - \omega_c u_{\alpha\beta} + j\omega_0 u_{\alpha\beta}}{s} \end{cases} \quad (7)$$

式中, $u_{\alpha\beta}$ 为输入电网电压矢量; $u_{\alpha+\beta+}$ 与 $u_{\alpha-\beta-}$ 分别为正序与负序谐振控制器的电压分量。

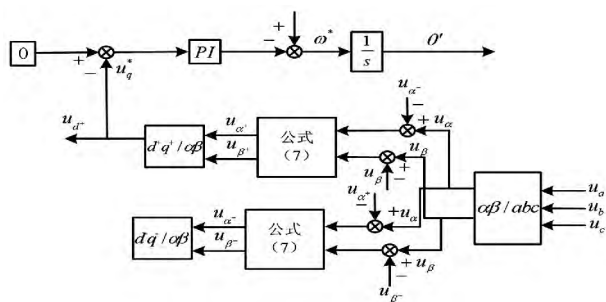


图 3 $\alpha-\beta$ 正负序解耦原理图

通过 $\alpha-\beta$ 正负序解耦,可以减少 $d-q$ 坐标变换,电流环控制则常在 $\alpha-\beta$ 坐标系下进行比例谐振(PR)控制。但 PR 控制器仅能对基频附近的带宽进行较好的控制,对基频以外的扰动控制效果较差,且 PR 的积分运算时间较长,易造成超调大、响应慢。

2 三电平变流器的谐波电流抑制策略

2.1 电网谐波下谐波电流产生的机理

2.1.1 $d-q$ 正负序解耦控制

$d-q$ 正负序解耦控制,会在电网发生谐波下会产生较大的谐波电流。

对于 $d-q$ 正负序基波电压下的式(4),叠加上谐波电压、电流条件可表达为

$$\begin{cases} u_d = u_{d-base} + (-\omega L i_{qn} + u_{sdn}) + p i_{dn} \\ u_q = u_{q-base} + (-\omega L i_{dn} + u_{sqn}) + p i_{qn} \end{cases} \quad (8)$$

式中, u_d 、 u_q 为变流器交流侧 $d-q$ 电压; u_{d-base} 、 u_{q-base} 为变流器交流侧基波电压 $d-q$ 分量; u_{dn} 、 u_{qn} 为 $d-q$ 变换后采集的谐波电压; i_{dn} 、 i_{qn} 为谐波电流; $p i_{dn}$ 、 $p i_{qn}$ 为 PI 控制谐波电流时产生的谐波电压。

由式(8)可见,谐波电流由 3 部分组成。

(1) 网谐波电压在三相负载 RL 上直接产生的谐波电流, $i_{qn1} = u_{dn}/\omega_n L$, $i_{dn1} = -u_{qn}/\omega_n L$ 。

(2) $d-q$ 正负序解耦得到的电压前馈项与电

流解耦项,形成新的谐波电压分量,即式(8)中的 $-\omega L i_{qn} + u_{sdn}$ 、 $-\omega L i_{dn} + u_{sqn}$,会产生谐波电流 i_{dn2} 、 i_{qn2} 。

(3) PI 控制器输出了谐波电压,即式(8)中的 $p i_{dn}$ 、 $p i_{qn}$,会产生谐波电流 i_{dn3} 、 i_{qn3} ,比较小可以忽略不计。具体解释如图 4。

根据 3.1 节的 PI 参数,其 Bode 图如图 4 所示。

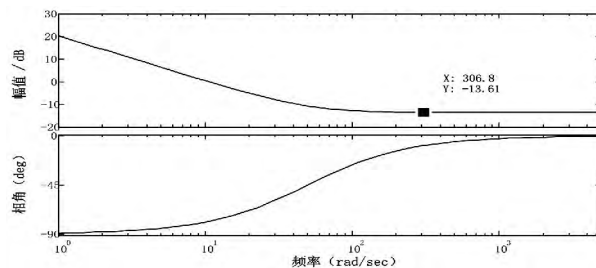


图 4 PI 控制器的伯德图

PI 控制器从低带宽到高带宽呈衰减趋势,在 $307/2/\pi = 48.8 \text{ Hz}$ 基本稳定于 -13.6 dB 。说明 PI 能够对 48.8 Hz 的输入产生增益并进行控制,无法对大于 48.8 Hz 的谐波电流进行有效控制。

2.1.2 $\alpha-\beta$ 正负序解耦控制

$\alpha-\beta$ 正负序解耦控制,在电网发生谐波下会产生较大的谐波电流,其谐波电流包括如下两部分。

(1) $\alpha-\beta$ 正负序解耦控制,虽然能够较好地滤除谐波电压、电流分量,解耦变换未引起新的谐波电压,但是也无法对电网谐波电压、电流进行采样、控制。

(2) PR 控制器无法对基频外的谐波电流进行控制。常见的 PR 控制器的 Bode 图如图 5 所示。

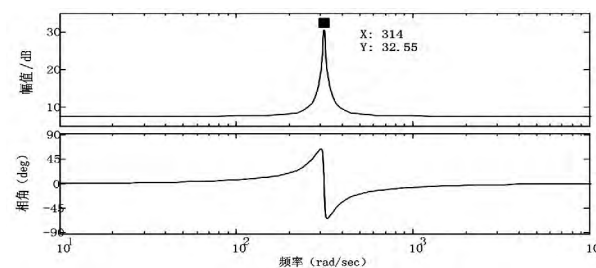


图 5 PR 控制器的伯德图

PR 控制器在基频处的增益最大,在非基频处的增益非常小。说明 PR 控制器能够对 50 Hz 的输入产生增益并进行控制,但无法有效抑制电网非基频处的谐波。

$\alpha-\beta$ 正负序解耦控制下,其谐波电流主要是由电网谐波电压在等效三相负载 RL 上产生的谐波电流。

2.2 改进 $d-q$ 正负序解耦的谐波控制方案

综合了 $\alpha-\beta$ 、 $d-q$ 正负序解耦控制、谐波电压前馈补偿三种技术,提出一种改进 $d-q$ 正负序解耦的谐波电流抑制方案,如图6所示。

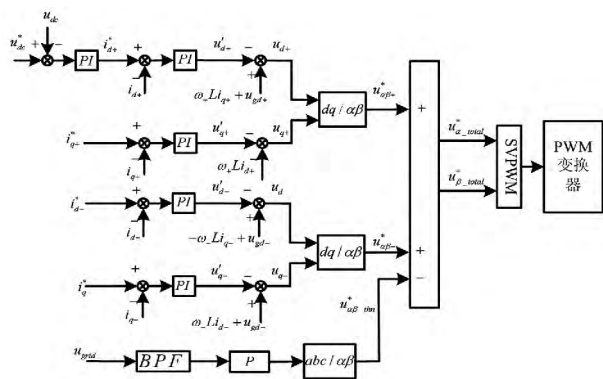


图6 谐波电流抑制方案框图

(1) 按照图3原理使用 $\alpha-\beta$ 正负序解耦控制,获得电压正负序基波分量、相角。

(2) 按照图2的原理使用 $d-q$ 正负序解耦控制,获得电流分量并进行闭环控制。

(3) 经过(1)、(2)控制谐波电流只剩下电网电压谐波产生的分量,采用谐波电压前馈补偿技术,引入电压前馈项经P调节器,进行谐波电流抑制^[7-9]。

图6中,负序基波电流分量指令值均设定为0。对电压谐波的采集,采用二阶带通滤波器(带宽30 Hz)提取出 n 次谐波电压 u_{grid_thn} ,并采用P比例调节器,产生谐波前馈补偿电压 $u_{\alpha\beta_thn}^*$ 。为保证较好的控制效果,电压采样频率为10 kHz。最终的PWM调制波是在 $\alpha-\beta$ 坐标下的 $u_{\alpha\beta+}^*$ 、 $u_{\alpha\beta-}^*$ 、 $u_{\alpha\beta_thn}^*$ 相叠加的结果,生成总的调制波 $u_{\alpha_total}^*$ 、 $u_{\beta_total}^*$ 。

3 仿真研究

3.1 仿真参数

此三电平变流器的系统参数如下。

电网线电压3 kV(RMS),频率50 Hz,等效电阻 $R = 0.03 \Omega$ 。LCL滤波器, $L_g = 1 \text{ mH}$, $L_{con} = 0.5 \text{ mH}$, $C = 80 \mu\text{F}$ 。直流母线电容 $C1 = C2 = 1200 \mu\text{F}$,电压指令 $U_{dc}^* = 5400 \text{ V}$ 。额定电流 $I_e = 577 \text{ A}$ (RMS)。开关频率 $f_s = 200 \text{ Hz}$ 。PI参数, $K_p = 0.5$, $K_i = 12$ 。

3.2 仿真结果

3.2.1 传统 $d-q$ 正负序解耦控制

以下采用 $d-q$ 正负序解耦控制,采用标幺化方法,利用Matlab进行仿真分析。

传统 $d-q$ 正负序解耦,在采集电网电压基波、

变流器电流时,均采用 $d-q$ 正负序解耦,造成无法抑制电网电压中谐波分量的后果。

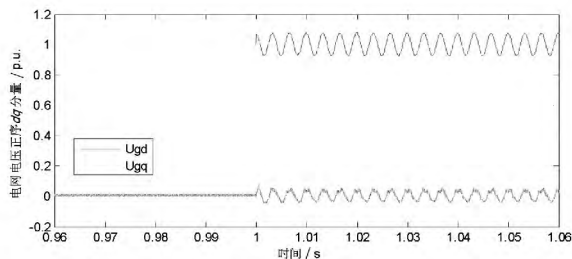


图7 传统方法采集的电网电压正序 $d-q$ 分量

图7中,在 $t = 1 \text{ s}$ 前电网无谐波,在 $t = 1 \text{ s}$ 后注入7%的7次电压谐波分量。采集的电网电压正序 $d-q$ 分量出现0.07左右的8次谐波分量,无法消除电网中的谐波分量。

图8中,在 $t = 1 \text{ s}$,电网电压注入7次谐波,变流器交流侧输出的 u_d 、 u_q 电压含有8次谐波在0.1左右,参见式(8)。

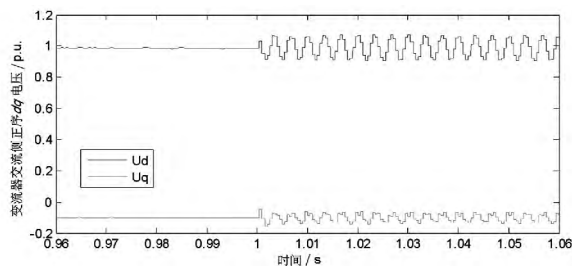


图8 传统方法变流器交流侧输出的正序 $d-q$ 电压

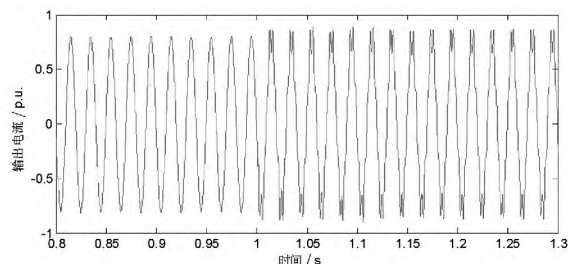


图9 传统方法输出的A相电流

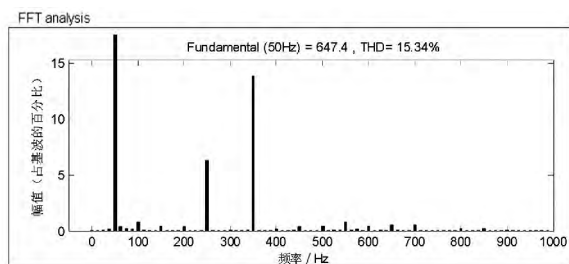


图10 传统方法输出A相电流的THD

图9、图10中,在 $t = 1 \text{ s}$,电网电压注入7次谐波,变流器输出电流产生7次谐波电流,THD = 15.34%,无法满足电流THD < 5%的标准。

3.2.2 改进 $d-q$ 正负序解耦的谐波控制方案

采用2.2节改进 $d-q$ 正负序解耦的谐波抑制方案,得到的仿真波形如下。

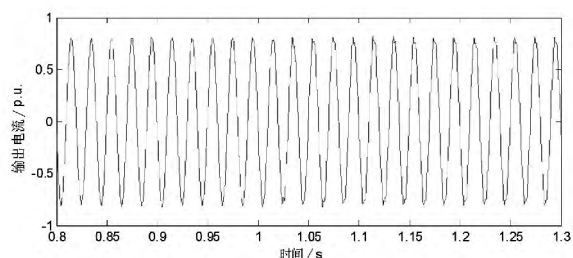


图11 改进方案采集的电网电压正序 $d-q$ 分量

图11中,在电网电压注入7%的7次谐波下,采用 $\alpha-\beta$ 正负序解耦,采集的电网电压正序 $d-q$ 分量只出现0.012的8次谐波分量,能够较好地滤除谐波分量。

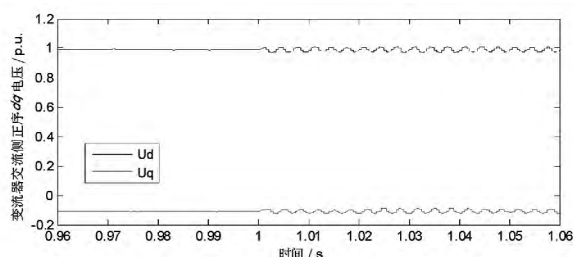


图12 改进方案变流器交流侧输出的正序 $d-q$ 电压

图12中,在 $t=1$ s,电网电压注入7次谐波,变流器交流侧输出的电压含有8次谐波0.02左右,说明新控制方案减小了交流侧调制波的谐波分量。

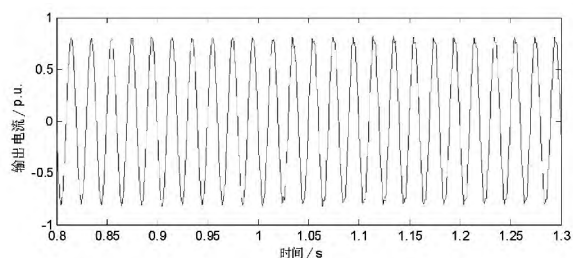


图13 改进方案输出的A相电流

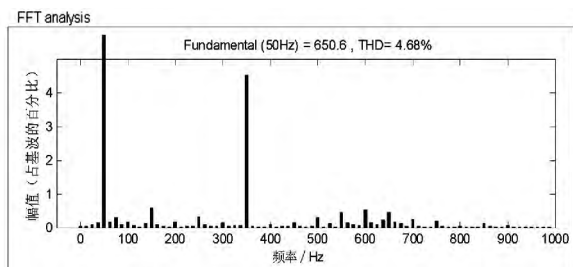


图14 改进方案输出A相电流的THD

图13、图14显示,采用所提改进方案, $t=1$ s后电网注入7%的7次电压谐波,变流器电流有所波动,电流 $\text{THD} = 4.68\%$ 。相比传统 $d-q$ 正负序解耦控制的电流 $\text{THD} = 15.34\%$,新控制方案大大减小了谐波电流含量。

4 结论

针对目前应用广泛的三电平变流器,进行了电网谐波电压下的数学模型分析。对传统 $d-q$ 正负序解耦控制进行改进,提出一种全新的谐波电流抑制方案。该方案使用 $\alpha-\beta$ 正负序解耦获取带宽较窄的电网电压基波,采用 $d-q$ 解耦进行带宽较大的电流闭环控制,采用谐波电压前馈补偿技术,经P调节器进行谐波电流抑制,既可以消除电网电压谐波分量,又保证了电流环的控制带宽。

该方案涉及到多种坐标系复合应用技术、电网电压带宽与电流带宽各不相同条件下的平滑控制,更深入的控制器设计(例如可采用重复控制器进行电流环的进一步优化)、解耦过程中滤波器的选择对控制性能的影响等,都十分具有研究空间。

通过仿真表明,所提方案比传统的 $d-q$ 正负序解耦控制大大降低了谐波电流含量,并且算法工作量比单独提取特定次谐波电流控制方案大大减小,具有发展潜力。

参考文献

- [1] 黄建明,吴春华,许富强. 基于相序解耦谐振控制器的基波正序电压相位检测方法[J]. 电网技术,2013,37(3):667-672.
- [2] 欧阳华,吴正国,尹为民. dq 变换和MUSIC算法在谐波检测中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报,2012,24(5):83-87.
- [3] 杨洪耕,惠锦,侯鹏. 电网电压不平衡下电压同步信号的检测[J]. 电力系统及其自动化学报,2010,22(2):65-69.
- [4] 闫利峰,元迎川,苏巧,等. 基于PR控制的电流控制型逆变器研究[J]. 空军雷达学院学报,2012,26(1):49-51.
- [5] 刘旺,李志勇,鄢文清,等. 基于PR控制和虚拟阻抗的光伏并网逆变器的研究[J]. 低压电器,2012,11(2):29-32.
- [6] 姜卫东,杨柏旺,黄静,等. 不同零序电压注入的NPC三电平逆变器中点电位平衡算法的比较[J]. 中国电机工程学报,2013,33(33):17-25.
- [7] Abeyasekera T, Johnson C M, Atkinson D J, et al. Suppression of Line Voltage Related Distortion in Current Controlled Grid Connected Inverters[J]. Power Electronics, IEEE Transactions on Power Delivery,2005,20(6):1393-1401.
- [8] Luo An, ShuaiZhikang, ZhuWenji, et al. Development of Hybrid Active Power Filter Based on the Adaptive Fuzzy

Dividing Frequency - control Method [1]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(1): 424-432.

- [2] Shuai Zhikang, Luo An, Zhu Wenji, et al. Study on A Novel Hybrid Active Power Filter Applied to a High Voltage Grid [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(4): 2344-2352.

作者简介:

赵宇(1985), 硕士, 工程师, 研究方向为大功率变流器技术;

张建(1957), 高级工程师, 从事高压直流输电换流阀与SVG产品开发;

刘刚(1972), 硕士, 高级工程师, 从事大功率变流器系统方案与控制设计。

(收稿日期: 2014-11-10)

(上接第18页)

装置的阻抗为 $Z_c = \frac{j0.12}{B} + \frac{1}{jB} = -j75.7445 \Omega$, 折算到高压侧, $Z'_c = -j6901.5 \Omega$, 等值电路如图4。

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_4}{jX_{k3} + Z'_c} = \frac{590.106 \angle -5.106^\circ}{j154.35 - j6901.5} =$$

$0.848166 \angle -23.971^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 23.971^\circ = 18.37^\circ$ 。投入2组电容器时, $\dot{I}_2 = 0.881311 \angle -29.629^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 29.629^\circ = 24.028^\circ$ 。电容性无功补偿时, 二次侧的相电压未改变, 一、二次电压相角差也未改变, 只改变了功率因数角。

4 线路高抗的影响

特高压线路并联高压电抗器型号为BKD-200000/1000, 额定容量为960 Mvar, 额定电压 $1100/\sqrt{3}$, 额定电抗 $X_G = 2016 \Omega$ 。考虑线路高抗时等值电路如图5所示[8]。

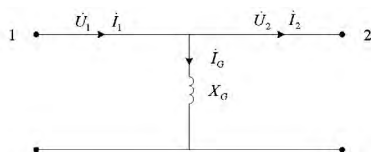


图5 考虑线路高抗时等值电路

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_1}{jX_G} = 2.7493 \angle -18.195^\circ - \frac{606.22 \angle 0^\circ}{j2016} =$$

$2.671 \angle -12.049^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = 0^\circ + 12.049^\circ = 12.049^\circ$ 。投入线路并联高压电抗时, 一次侧的相电压未改变, 只略微改变了功率因数角。由前面对变压器的分析可知, 特高压线路高抗对一、二次电压相角差影响很小。

5 结语

(1) 对于1000 kV/500 kV同塔混压线路, 2个电压等级同一相间存在相角差。

(2) 影响相角差的因素较多。其中, 潮流大小

是主要因素, 输送容量越大, 相角差越大; 功率因数是次要因素。对变压器而言, 功率因数越大, 一、二次相角差越大。对线路而言, 相角差的大小和方向与具体输送容量大小和方向相关。线路长度越长, 2个电压等级间的相角差越大[9,10]。

(3) 低压补偿装置和线路高抗对相角差的影响较小。

(4) 在满负荷条件下, 变压器的影响在5°左右, 300 km线路的相角差在5°左右。同塔混压线路的相关设计[11]建议可按相角差10°考虑最大影响。

参考文献

- [1] Q/GDW 131-2006, 电力系统实时动态监测系统技术规范 [S].
- [2] 熊敏, 施慧. 两地功角相量监测系统在电力系统中的应用 [J]. 中国电力, 1998, 31(2): 7-9, 24.
- [3] 中国电力工程顾问集团公司. 特高压交直流与500kV交流同塔多回输电线路研究 [R]. 2011.
- [4] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程输电线路工程设计 [R]. 2010.
- [5] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程变电工程设计总结 [R]. 武汉: 中南电力设计院, 2010.
- [6] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.
- [7] 熊信银, 张步涵. 电力系统工程基础 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2005.
- [8] 易强, 周浩, 计荣荣, 等. 交流特高压线路高抗补偿度上限 [J]. 电网技术, 2011(7): 6-18.
- [9] 胡经民. 长距离输电线路的分析方法及其对相差高频保护运行分析的应用 [J]. 黑龙江电力, 1981, (4): 10-18.
- [10] 盛鹏, 李永丽, 李斌, 等. 特高压输电线路过电压的研究和仿真 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(6): 13-18.
- [11] 吴庆华, 谢帮华. 输电铁塔中相采用T型串减小塔窗尺寸的分析 [J]. 电力建设, 2011(4): 38-41.

(收稿日期: 2014-11-10)

二滩电站 GIS TV 铁磁谐振分析

于远鹏, 杨 东

(二滩水力发电厂, 四川 攀枝花 617100)

摘 要: 二滩电站 500 kV 系统主接线为 3/2 与 4/3 混合接线方式, 500 kV GIS 设备包括断路器、隔离开关、接地刀、TV、TA、母线、设备互联短引线等。主变压器高压侧 T 区在倒闸操作中, 当处于热备用状态时, 一般情况下电压较低, 三相电压平衡, 约 120 kV 左右; 有时电压较高, 三相电压不平衡, 高的约 260 kV 左右。该现象对运行操作及二次系统产生了影响。分析该现象属于铁磁谐振现象, 对其形成原因作了相应分析, 并通过仿真得到了验证。

关键词: 二滩水电站; GIS; TV; 铁磁谐振; 过电压; ATP-EMTP

Abstract: The main wiring of 500 kV system in Ertan Hydropower Plant is 3/2 and 4/3 mixed mode, and 500 kV GIS devices include breakers, disconnecting switches, earth switches, TV, TA, buses and short approach lines etc. During the switching operation of T area in high voltage side of main transformer, when in the hot standby, generally the voltage is lower, three-phase voltage is balance and about 120 kV. But sometimes the voltage is higher, three-phase voltage is unbalance and up to 260 kV, which has an impact on the operation and the second systems. Through the analysis of the phenomenon, it is obtained that it is ferro-resonance phenomenon. The causes for this phenomenon is analyzed and verified by the simulation.

Key words: Ertan Hydropower Plant; GIS; TV; ferro-resonance; overvoltage; ATP-EMTP

中图分类号: TM864 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0032-03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.008

0 前 言

二滩电站 GIS 主接线采用 4/3 与 3/2 混合接线方式, 在主变压器停送电过程中, 主变压器高压侧 T 区(见图 1) 会存在热备用与带电运行状态的转换, 在这个转换倒闸操作中多次出现 T 区处于热备用状态(主变压器未接入) 时 T 区 TV 电压过高的现象。主要表现三相不平衡, 两个线电压约 300 kV, 另一个线电压为 480 kV, 哪些相电压过高不确定, 历史数据见表 1。此时安控装置测量到主变压器高压侧带电且不平衡, 从而报 TV 断线, 闭锁安控装置。该现象已经影响到安控装置的正常运行和运行人员对断路器是否拉开的正确判断, 有必要对该现象的形成原因、影响、防范措施进行研究, 以利于设备的安全正常运行。

表 1 主变压器高压侧 T 区电压历史数据 (kV)

	1B	2B	3B	4B	5B	6B
U_a	68	69	280	275	67	68
U_b	278	279	72	275	68	278
U_c	278	278	72	69	274	278

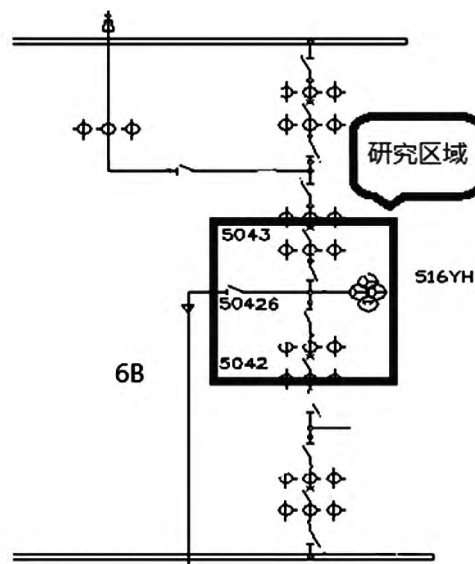


图 1 主变压器高压侧 T 区范围

正常情况下, 主变压器高压侧 T 区电压约 120 kV 左右, 且三相平衡。相对于这个值, 从表 1 可见最高的约 280 kV, 达到了 2 倍多, 因此提到的电压过高是指这种情况, 而不是相对于额定相电压 288 kV(线电压 500 kV)。

从电压不平衡现象、值的大小来看, 可以排除因为感应电压、工频过电压等引起, 而与铁磁谐振过电压特征比较吻合。

1 主变压器高压侧 T 区铁磁谐振分析

铁磁谐振过电压产生的根本原因在于 TV 铁心的饱和特性,随着系统电压的变化、断路器操作、电路参数的变化等,其他部分元件的参数均可能与铁心呈现的非线性电感形成谐振条件,从而导致过电压出现。所研究的二滩电站主变压器高压侧 T 区的电压值虽然并没有超出 TV 额定电压多少,按理说 TV 仍然处于比较接近线性工作区域,但断路器突然的断开引起的暂态电压变化也可能导致 TV 铁心工作特性的变化,加上断路器断口并联电容的突然接入,则还是可能产生铁磁谐振的。

二滩主变压器高压侧 T 区装设的三菱的电磁式电压互感器,其等效电路及铁心饱和特性测量曲线见图 2。

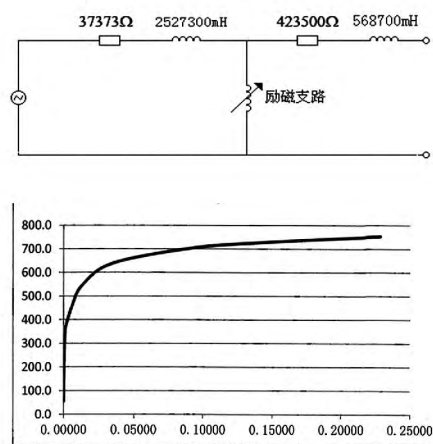


图2 GIS TV 等效电路及铁心特性曲线图

考虑到 TV 工作电流很小,接近于空载,且一次绕组电抗相对于铁心电抗来说可以忽略,且由于铁心的电气特性没有解析表达式,无法直接从理论上分析其铁磁谐振原因,因此在此采用文献 [1] 提到的方法,对于其工频铁磁谐振进行解析分析,考虑图 1 的结构,可以得到用于研究 TV 铁磁谐振的电路,见图 3 所示。

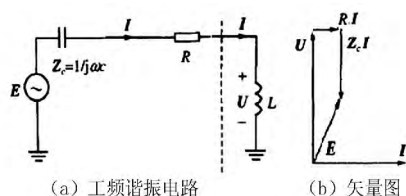


图3 TV 工频铁磁谐振分析电路图

与文献 [1] 采用的分析方法有所不同,分析采用串联电路,即从图 3 中的 TV 一次绕组电阻向系统侧进行等效,其中电源 E 认为是系统等效的理想

电源, Z_c 是图 1 中两个断路器均断开后各自的断口并联电容相并联得后的阻抗,图 3 中的 (b) 即表示的等效电源相量图,则该相量图可以得到各相量间的有效值关系。

$$(U - Z_c I)^2 + (RI)^2 = E^2 \quad (1)$$

对于 TV 铁心饱和特性虽然没有解析表达式,但可以采用分段线性化处理,将其模拟为 2 段线性,该处理方法对于 TV 铁磁谐振的定性分析带来的误差可以接受 [2]。分段线性化处理中要用到 TV 的 $\Phi - i$ 特性中的系数,采用 ATP - EMTP 的 SATURATION 程序将 TV 的试验 $U - I$ 曲线转换为 $\Phi - i$ 曲线,见表 2。

若采用第 3 个点作为线性与饱和的转折点,第 3 个点至第 7 个为线性化后的第二段,原点至第 3 个点为线性化后的第一段,则两段线性化处理后的 $\Phi - i$ 折线第二段的斜率 $k = (3151 - 2025) / (0.5492 - 0.0347) = 2188$,第二段在纵轴上的截距 $b = 3151 - 0.5492 \times k = 1949$,因此可得 TV 的 $U_p - I_p$ 曲线为

$$U_p = 2\pi f k I_p + 4\sqrt{2}bf = 687032I_p + 551177 \quad (2)$$

将式 (1) 表示的将 $U_s - I_s$ 曲线与式 (2) 表示的 $U_p - I_p$ 曲线画在同一个坐标中,在相交点则可以激发工频铁磁谐振,如图 4,表明此时工频铁磁谐振在额定电压附近不太可能发生,大约要在 TV 接近满载情况下才可能发生。

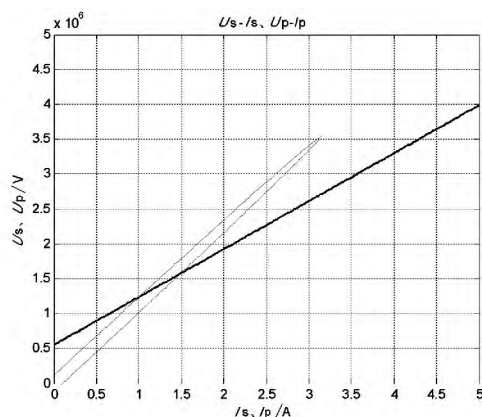


图4 $U_s - I_s$ 与 $U_p - I_p$ 比较图

但该分析电路与方法对于其他谐振情况无法进行,比如电路工况的转变导致 TV 出现励磁涌流,可能激发谐振,因此还得依赖于仿真分析。

2 主变压器高压侧 T 区铁磁谐振仿真

如图 1 中二滩 GIS 设备,主要考虑断路器断口并联电容 100 pF (一个断路器 550 pF), T 区短引

表 2 主变压器高压侧 T 区 TV 伏安特性与 $\Phi-i$

TV 伏安特性							
I/A	0.001 9	0.002 8	0.005 6	0.007 4	0.013 9	0.020 4	0.083 8
U/V	202 079	230 947	259 815	288 684	317 552	346 420	404 157
转换后 $\Phi-i$ 的关系							
i/A	0.008 1	0.015	0.034 7	0.037 5	0.090 1	0.116 9	0.549 2
Φ/Wb	157 6	180 0	202 5	225 0	247 5	270 1	315 1

线、TA、隔离开关、断路器等对地电容 1 730 pF,TV 一次绕组电阻 37 373 Ω ,TV 铁心特性采用非线性电感表示,其 $\Phi-i$ 值见表 2,可以得到图 5 的仿真电路。

变压器高压侧电压因为铁磁谐振原因引起的过高及不平衡的现象。

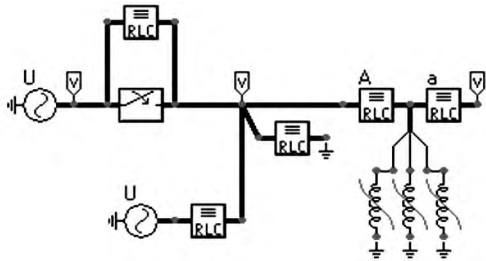


图 5 TV 铁磁谐振仿真电路

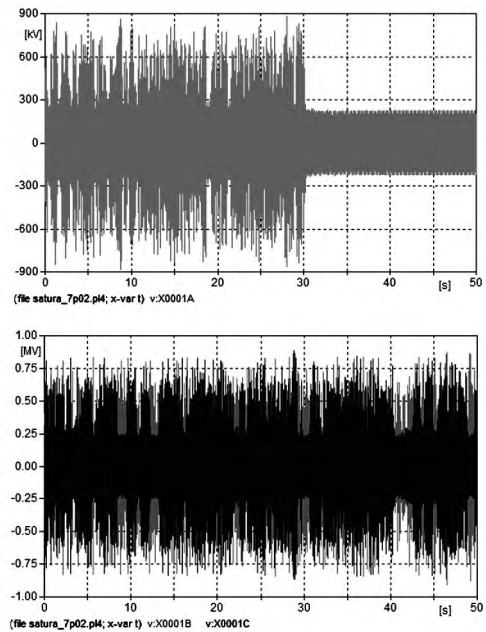


图 6 0 s 时刻拉开断路器三相电压波形

仿真模拟先拉开 T 区一个断路器,然后拉开另一个断路器的操作。先拉开的断路器相当于已经接入了断口并联电容,另一个断路器采用一个断路器仿真模型来模拟不同的分闸时刻,图 6 是在 0 s 时刻拉开断路器时三相电压 50 s 的波形,对于其他分闸时刻、电压大小、对地电容的改变等仿真不在此处进行。

从图 6 可以看出,A、B、C 相电压偏高,但 A 相在 30 s 后正常,而 B、C 相依然偏高,衰减较慢,幅值最高达到了 750 kV,有效值与观察到的实际数据 280 kV 接近。该仿真的结果较好地说明了二滩主

3 结 论

通过二滩主变压器高压侧 TV 工频铁磁谐振解析分析表明,在二滩现有 GIS 设备参数条件下主变压器高压侧 T 区进行倒闸操作不会引起工频铁磁谐振过电压,但仿真表明有其他成分的铁磁谐振发生,仿真结果与电压历史数据吻合。

对于二滩主变压器高压侧 T 区出现的电压过高及不平衡现象,由于电压只是接近额定电压,高出正常情况下 T 区值的 2 倍多,不足以危害到 TV 及断路器断口电容,但不排除在其它谐振条件下引起超过额定电压的过电压值从而危及到 TV 本身的安全。对于安控装置的影响很严重,安控装置本身被闭锁极有可能对电网的安全稳定运行产生不利影响,因此可以通过 T 状态转换前,投入相应的发变组检修压板,不让安控装置对该电压进行判断,从而避免因三相电压不平衡而导致安控装置被闭锁。

同时从二滩 GIS 断路器检修情况来看,曾经发现一个断路器分合闸机械指示不能正确反映断路器触头实际位置,因此对于铁磁谐振判断的研究有利于运行人员快速正确判断断路器的位置,以免影响系统操作。

参考文献

[1] 李云阁,施围. 应用解析法分析中性点接地系统中的工频铁磁谐振——谐振判据和消谐措施 [J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(9): 142-145.

[2] 李云阁,施围. 应用解析法分析中性点接地系统中的工频铁磁谐振——非线性电感工频励磁特性的求取 [J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(10): 94-98.

作者简介:
于远鹏(1974),学士,主要从事水电站运行管理工作;
杨 东(1974),高级工程师,硕士,主要从事水电站运行工作。

(收稿日期:2014-11-16)

基于模糊状态量的二次设备状态检修模型研究

何小飞¹, 童晓阳², 王 锐¹, 李江陵¹

(1. 国网乐山供电公司, 四川 乐山 614000; 2. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘 要: 简要介绍了二次设备状态检修基本理论, 并提出了基于模糊状态量的二次设备状态检修策略。它是通过将影响二次设备运行工况的各类分解为检测型模糊状态量、失效风险模糊状态量、可靠性模糊状态量和改进型模糊状态量 4 类, 并分别对以上 4 类模糊状态量进行定义并建模, 最后通过模型合成得到状态检修总体评价模型, 最后根据评价结果后制定出检修策略。通过实例证明了该方法是可行的, 并与传统计划检修相比, 在设备可靠性和检修经济性上具有明显优势。

关键词: 二次设备; 状态检修; 模糊状态量; 评估模型

Abstract: The basic theory of condition-based maintenance for secondary equipment is introduced in brief. The factors influencing the operating condition of secondary equipment is divided into four classes, that is, detecting fuzzy state variable, fuzzy state variable with failure risk, fuzzy state variable with reliability and improved fuzzy state variable. These four fuzzy state variables are defined and modeled respectively. The overall evaluation model of condition-based maintenance is obtained through the composite model and the maintenance strategy is given according to the evaluation results. The feasibility of the proposed method is verified by the examples, which has the obvious advantage over equipment reliability and maintenance economy compared with the traditional scheduled maintenance.

Key words: secondary equipment; condition-based maintenance; fuzzy state variable; evaluation model

中图分类号: TM734 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0035-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.009

0 引 言

随着电网发展, 设备数量不断增多, 传统的计划检修模式也逐渐无法满足设备安全性需求。而随着网络通讯技术、传感器技术发展使状态检修成为可能。状态检修通过状态监测手段, 诊断设备健康状况, 从而确定设备最佳检修时机。相比计划检修, 可以减少停运时间, 降低检修费用, 提高经济效益。而对于二次设备而言, 由于目前还缺少有效足够的在线监测手段, 因此二次设备状态检修较一次设备发展缓慢一些。

1 二次设备状态检修基本原理

1.1 二次设备状态检修的定义

二次设备状态检修可定义为: 在根据各类手段监测的基础上, 以间隔为单元, 根据分析诊断的结果科学安排检修时间和项目的检修方式。二次设备

状态监测是状态检修的基础, 二次状态检修策略有 3 个组成部分: 实际状态信息的采集、设备状态诊断方法和状态检修策略应用。

1.2 二次设备状态评价策略基本思路

设备状态监测无疑是状态检修的基础。站内二次设备的状态监测可通过日常巡视、红外测温、装置自检、缺陷消除、家族性缺陷分析等。与一次设备不同的是二次设备的状态监测不过分依靠传感器。因此, 电气二次设备的离线检测数据也是状态监测与诊断的重要依据。

2 二次设备状态评价模型建立

2.1 基于模糊状态量的二次设备状态检修评价模型基本理论

根据二次设备中各类可能影响到设备运行工况和使用寿命的因素分析, 可将评价模型分解为 4 类模糊状态量: 检测型状态量、失效风险状态量、可靠性状态量和改进型状态量。其中检测型状态量指直

表 1 乐山供电公司近 5 年来二次设备故障统计分析

时间 / 次数	电源 插件	模拟量 输入 插件	开关量 输入 插件	CPU 插件	光纤 (高频) 通道	打印 机	UPS 电源	二次 回路	故障 录波 器	行波 测距 装置	直流 充电 模块	交流屏	蓄电池
2009	5	1	0	4	9	1	1	13	12	6	1	1	7
2010	7	0	0	9	8	4	0	12	13	6	2	2	4
2011	6	3	1	9	5	4	1	15	12	9	3	1	8
2012	8	1	0	4	7	8	3	14	10	7	0	0	7
2013	9	1	0	6	8	6	2	13	12	8	0	0	5

接观测、装置自检或仪器检测到的设备运行环境和运行工况的状态量,包括设备的运行状态和环境状态等。可靠性状态量指制造厂家某类设备可靠性的状态量。失效风险状态量指设备长时间未检修后故障发生概率的状态量。改进型状态量指设备性能下降但在改进和完善后能恢复到正常水平的状态量。

2.2 检测型模糊状态量评价模型原理

二次设备故障主要包括保护装置故障、辅助装置故障、自动装置(总控后台)故障、交直流系统故障。对所在公司近 5 年二次设备在运维和检修中发现的缺陷进行统计,分别包含 220 kV、110 kV、35 kV 变电站 14 座、31 座、29 座。所有变电站的近 5 年来缺陷统计分析情况见表 1。通过对表 1 分析,可得出以下结论:①相比保护装置本身,辅助装置(包括故障录波、行波测距、交直流系统等)、其他二次回路及元件上缺陷较多;②二次设备中电源及 CPU 插件部分的缺陷较多;③二次设备的缺陷次数,主要取决于出厂设备质量及安装质量。

根据以上分析,可以将状态量划分为装置本体(保护、自动化装置)和二次回路两部分,具体明细见表 2。

表 2 检测型模糊状态量及分值

评价对象	状态量	标准分	评价对象	状态量	标准分
装置本体	运行环境	8	二次回路	运行环境	8
	红外测温	10		绝缘状况	8
	绝缘状况	8		红外温度	10
	数据采样	8		锈蚀状况	8
	通道运行情况	8		封堵状况	8
	差流检查情况	8		积尘状况	8

2.2.1 设备运行环境状态量评价

(1) 运行环境温度评分 K_1 按图 1 规定执行(以

斜率计算得分)。

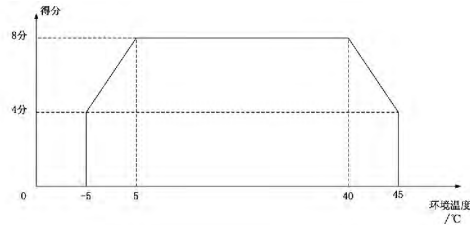


图 1 运行环境温度评价模型

根据温度采集数据,运行环境温度评分计算公式为

$$K_1 = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{n} \tag{1}$$

式中, i 为采集的次数; K_i 为采集时对应的评价分数; n 为评价周期内总的采集次数,当评价得分为 0 的次数占总采集次数 10% 以上时,该项目不得分。

(2) 运行环境湿度评分。根据湿度采集数据,运行环境湿度评分计算公式同式(1),其中 i 为采集的次数; K_i 为采集时对应的评价分数; n 为评价周期内总的采集次数,当评价得分为 0 的次数占总采集次数 30% 以上时,该项目不得分。

2.2.2 红外测温状态量评价

根据要求同一个二次回路不同相别之间的相对温差应该在 5℃ 以内。而二次回路红外测温评价采用温度最高点所处同一回路不同相别之间的相对温差,温差在 5℃ 内为满分,温差在 5 至 10 分内按比例 K 下降,温差超过 10℃ 则 0 分计。

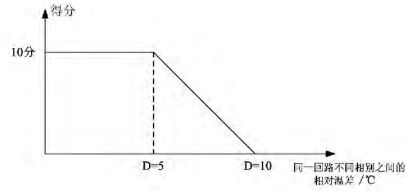


图 2 红外测温评价模型

评价周期内装置本体和二次回路红外测温计算

式同式 (1), 其中 i 为采集的次数; K_i 为单次巡视时二次回路红外测温评分; n 为评价周期内总的采集次数。单次测温异常直接取 0 分。

2.2.3 装置绝缘状况状态量评价

根据要求回路绝缘应大于 $10\text{ M}\Omega$, 根据实测的绝缘电阻数据以及绝缘数据变化率计算, K_1 评分标准按图 3 规定执行。

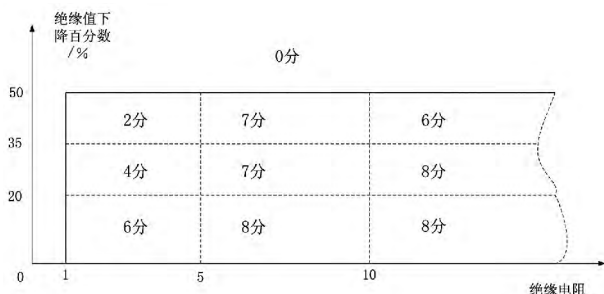


图 3 交、直流回路绝缘评价模型

评价周期内装置绝缘状况计算式同式 (1), 其中, i 为采集的次数; K_i 为单次采集时对应的评价分数; n 为评价周期内总的采集次数。

2.2.4 通道运行情况状态量评价

光纤通道运行情况评分标准以通道丢包率、误码率不超过标准值为限。丢包率、误码率标准值取装置设计告警门槛值。评价周期内光纤通道运行情况计算式同式 (1), 其中 i 为采集的次数; K_i 为单次巡视时装置通道运行情况评分; n 为评价周期内总的采集次数; 如果 K_1 无法计算, 则取 8 分; 评价周期内高频通道。其中 K_2 为评价周期内光纤通道故障告警次数或高频通道 3 dB 告警次数。光纤通道只考虑自身原因导致的丢包、误码, 外部通信设备故障、装置死机重启等导致的丢包、误码不计入统计评价。

2.2.5 装置数据采集状态量评价

电流、电压通道各组测量值的平均值 CT_i 、 PT_i , 与其参考值的偏差值来判断装置采样的整体性能, 采样精度计算方法如式 (2)。

采样误差值 =

$$\left(1 - \max\left(\frac{|CT_i - CT_{i\text{参考}}|}{CT_{i\text{参考}}}, \frac{|PT_i - PT_{i\text{参考}}|}{PT_{i\text{参考}}}\right)\right) \times 100\% \quad (2)$$

式中, CT_i 为保护各通道采样值; $CT_{i\text{参考}}$ 为参考测量值。测试时电流应大于 $0.1I_n$ 。若检修巡视与例行试验数据同时存在, 装置采样误差值取两者较大值。模拟量采集评分数 K_1 按图 4 规定执行 (以斜率计算得分), 当负荷电流小于 $0.1I_n$ 时, 电流模拟量采集不评分。

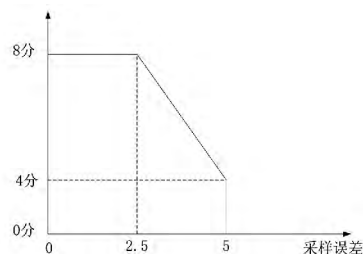


图 4 装置采样数据评分模型

评价周期内装置模拟量采集得分同式 (1), 其中 i 为采集的次数; K_i 为单次巡视采样评分; n 为评价周期内总的采集次数。开关量采集评分数 K_2 计算: 评价周期内发生开入异常得 0 分, 不发生开入异常得 1 分, 装置数据采集评分为

$$K = K_1 \times K_2 \quad (3)$$

2.2.6 回路锈蚀、封堵、积尘状态量评价

对于二次回路中锈蚀、封堵、积尘状态量评价基本原理一致, 对于锈蚀情况, 要求端子箱无渗水, 端子排锈蚀程度 $< 15\%$, 若端子箱无渗水现象, 得 4 分, 有渗水现象, 得 2 分, 若端子箱无凝露现象, 得 4 分, 有凝露现象, 扣 2 分。对于封堵情况, 要求电缆孔洞封堵良好, 防火墙和防火涂料齐全, 对于积尘情况, 如有灰尘, 但尚不影响屏内、箱体内、端子排上标识的辨认, 扣 2 分。如灰尘使保护标识无法辨认, 灰尘形成串状物或即将形成串状物, 扣 4 分。

2.3 可靠性模糊状态量评价模型原理

可靠性模糊状态量分值低表明设备整体可靠度差于同型号整体可靠度, 在评价周期内, 某厂家同型号产品的故障率高, 故障性质严重, 其产品的同型号整体可靠度则差。计算评价周期内某厂家设备的加权平均缺陷评分为

$$\mu = \frac{\text{同型号设备(一般缺陷次数} \times A_1 + \text{严重缺陷次数} \times A_2 + \text{危急缺陷次数} \times A_3) / \text{同型号设备台数}}{\times 100} \quad (4)$$

根据影响程度装置缺陷类型一般、严重、危急缺陷赋予不同的权值统计。一般缺陷权值 $A_1 = 1$, 严重缺陷权值 $A_2 = 2$, 危急缺陷权值 $A_3 = 5$ 。

计算评价周期内某厂家设备的正确动作评分 K_i , $K_i = \text{同型号设备评价周期内正确动作次数} \times 100 / \text{同型号设备评价周期内动作总次数}$ 。

$$K_2 = 100 \times e^{-(100 - K_i) B_1} \quad (5)$$

$B_1 = 10$ 为加速系数。同型号可靠度评价得分为

$$K = K_1 \times 0.6 + K_2 \times 0.4 \quad (6)$$

2.4 失效风险模糊状态量评价模型原理

在没有得到有效验证的情况下,设备长时间运行后失效风险状态量(预计可靠度)会下降。当失效风险状态量随着时间的增长(预计可靠度)下降到一定程度,表明需要对二次设备的部分或者整体进行例行试验。失效风险状态量依据设备的最后一次检验时间和故障率进行评价。

t 时刻装置本体及其二次回路健康因子指数 = t 时刻的装置本体可靠度 $\times t$ 时刻的二次回路可靠度。

$$t \text{ 时刻的装置本体可靠度} = e^{-\lambda_1(t-t_1)} \quad (7)$$

式中, λ_1 为保护装置本体故障率; t_1 为最近一次装置得到完整检验的时间,取上一次检验时间。

$$t \text{ 时刻的二次回路可靠度} = e^{-\lambda_2(t-t_2)} \quad (8)$$

式中, λ_2 为二次回路故障率; t_2 为最近一次二次回路得到完整检验的时间,取上一次检验时间。

保护间隔在 t 时刻的装置本体及其二次回路预计可靠度用以下方式计算。

$$R_s(t) = e^{-[\lambda_1(t-t_1) + \lambda_2(t-t_2)]} \quad (9)$$

$$\lambda_n = \frac{1}{MTBF_n} \quad (10)$$

$MTBF$ 为平均无故障时间计算值(该数据由厂家提供原始参考,设备运行中由统计数据予以校核,无法获取初始值时取设计寿命取值)。

设 5 年后设备的随机失效指数为 65% 且 $\lambda_1 = \lambda_2$, 则有 $\lambda = \lambda_1 = \lambda_2 = 4.3\%$ (此参数可保证若开关 3 年内未检修,则进入注意状态)。

$$\text{预计可靠度得分} = R_s(t) \times 100 \quad (11)$$

2.5 改进型模糊状态量评价模型原理

改进型模糊状态量反映间隔设备状况,包括非家族性缺陷、家族性缺陷、反措。改进型状态量得分低表明需要版本升级、更换部件或进行技术改造。装置运行年限通过评价周期内间隔设备的累计运行时间与同类产品的平均运行年限的比值,得到该设备与同类产品相比较的相对品质优劣。对于本间隔装置的运行年限,同类产品平均运行年限无基准数据参考时可取 12 年。

对于家族性缺陷,存在疑似家族性缺陷得 0.6 分,存在严重家族性缺陷得 0.8 分。无家族性缺陷或家族性缺陷消除得 1 分。对于反事故措施,无反措项目得 1 分。在评价周期内应完成的反措未完成得 0.6 分。

2.6 二次设备状态评估模型合成

双重化配置二次装置本体和二次回路状态评价

结果以间隔总评分汇总输出。当间隔内包含多套保护系统时,可对每套装置本体及二次回路分别评价,间隔总评价得分取各套保护的最低分。因此第二节介绍,可将 4 个状态量进行合成,得到一个设备状态评估总模型,计算式见式(12)、式(13)。

$$\text{间隔评价分值} = \text{Min}\{\text{第 1 套装置本体及二次回路评分值} \cdots \text{第 } n \text{ 套装置本体及二次回路评分值}\} \quad (12)$$

$$\text{第 } n \text{ 套装置本体及二次回路评分值} = (\text{检测型状态量} \times A_1 + \text{可靠性状态量} \times A_2 + \text{失效风险状态量} \times A_3) \times \text{改进型状态量} \quad (13)$$

式中, A_1 、 A_2 、 A_3 为加权因子,分别取 0.4、0.2、0.4。

3 检修策略确定原则

根据式(12)计算取得值可将设备分为以下 4 个状态。

(1) 健康状态: $Z \geq 86$, 表示设备处于正常状态。

(2) 亚健康状态: $86 > Z \geq 71$, 表示该状态比健康状态较差,但设备仍处于正常,建议此类设备纳入重点巡视范围。

(3) 异常状态: $70 > Z \geq 61$, 表示此类装置一般都是在评价周期内出现过问题,但并不严重。建议此类装置纳入第 2 年检修计划。

(4) 严重异常状态: $Z < 60$ 。表示此类设备已十分危急,应立即开展检修。

4 实例分析

乐山公司从 2012 年起对公司 10 座 110 kV 变电站和 3 座 220 kV 变电站二次设备进行基于模糊状态量的状态检修应用试点,通过近两年的试点应用,具体比较见表 3。

从表 3 可知,对于试点变电站的主要二次设备,通过状态检修应用后,2012 年和 2013 年检修次数与以往计划检修相比,分别减少了 42 次和 43 次,据初步估计,分别节约了检修费用共计 56 万元和 59 万元。而从近两年来设备运行情况看,以上试点的 13 座变电站在二次设备运行情况良好,危急严重缺陷次数较往年有显著减少,实例证明该方法达到预期效果。

表 3 乐山公司 2012—2013 年二次设备状态检修试点应用情况

次数	110 kV 线路 保护装置	110 kV 主变压器 保护装置	35 kV 线路 保护装置	10 kV 线路 保护装置	220 kV 线路 保护装置	220 kV 主变压器 保护装置	220 kV 母差 保护装置	110 kV 母差 保护装置	110 kV 备自投装置
设备台数	41	18	17	95	13	6	6	5	7
2012 年 计划检修	13	6	8	28	4	2	2	1	2
状态检修	5	2	3	13	1	0	0	0	0
危急严重 缺陷	3	4	7	28	3	1	0	0	0
2013 年 计划检修	14	7	7	25	3	3	2	2	2
状态检修	4	2	3	14	1	0	0	0	0
危急严重 缺陷	3	4	5	24	2	0	0	0	0

5 评价模型应用中应注意的问题

在进行状态评价时应注意设备评价结果主要反映元器件等硬件部分的状态水平,软件原理和反事故措施执行情况、缺陷情况等也纳入到评价范畴。同时应注意通过更换备件、更换二次电缆等措施整改后消除缺陷的,其状态评价中涉及的相关原扣分可取消,但有关情况可作为评价结论调整的依据之一。在评价周期方面建议设备状态评价每年至少 1 次,宜在设备检修后增加 1 次评价,检修后评价用以检验检修的效果。

6 结 语

针对二次状态检修工作展开研究,在对二次设备缺陷进行分析基础上,提出了基于模糊状态量的状态评价模型,通过实际应用,证明了该方法同以往的计划检修模式相比,在很多方面有更多优越性。今后乐山公司将逐步推广该方法,同时在实际应用中不断对评价模型进行优化完善,一方面将更多可能影响到设备运行工况的因素(如电网运行方式等)考虑进去,另一方面探索将现有状态量模型用函数化表示,使得评价模型更为科学合理,更能全面真实地反映设备的运行工况,制定出更为科学经济的检修策略,使得状态检修达到更好效果。

参考文献

[1] 黄建华. 变电站高压电气设备状态检修的现状及其发展 [J]. 电力系统自动化, 2008(2): 12 - 14.

[2] 李明,韩学山. 变电站状态检修决策模型与求解 [J]. 电机工程学报,2013(9): 35 - 38.

[3] 潘乐真,鲁国起. 基于风险综合评判的设备状态检修决策优化 [J]. 电力系统自动化,2012(9): 35 - 38.

[4] 汲国强,吴文传. 一种适用于状态检修的电力设备时变停运模型 [J]. 电机工程学报,2012(10): 55 - 58.

[5] 王佳明,刘文颖. 基于寿命周期成本管理的输变电设备状态检修策略研究 [J]. 电力系统保护与控制,2012(12): 55 - 58.

[6] 秦建光,刘恒. 电力系统二次设备状态检修策略 [J]. 现代电力技术,2013(12): 25 - 28.

[7] 叶远波,孙月琴. 二次状态检修在现代电网中的应用研究 [J]. 华东电力,2011(8): 45 - 49.

[8] 李永丽,李致中,杨维. 二次装置可靠性及其最佳检修周期的研究 [J]. 中国电机工程学报,2011,21(6): 63 - 65.

[9] 陈维荣,宋永华,孙锦鑫. 电力系统设备状态监测的概念及现状 [J]. 电网技术,2010,24(11): 12 - 17.

[10] Przytula K. W., Thompson D. . Construction of Bayesian Networks for Diagnostics [C]. IEEE Aerospace Conference Proceedings, 2012(5): 193 - 200.

[11] Heung Jae Lee, Bok Lhin Ahn, Young Moon Park. A Fault Diagnosis Expert System for Distribution Substations [J]. IEEE, Trans. on Power Delivery, 2012, 15(1): 92 - 97.

作者简介:

何小飞(1986), 硕士, 工程师, 主要从事二次设备检修工作;
童晓阳(1970), 博士, 副教授, 主要研究方向为智能变电站、信息技术及故障诊断在电力系统中的应用、变电站自动化;
王 锐(1975), 本科, 高级工程师, 主要从事变电检修技术工作。

(收稿日期: 2014 - 11 - 20)

经验模态分析综合法在负荷预测中的应用

余林, 舒勤, 马哲

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要: 针对电力负荷的周期相似性, 提出一种基于经验模态分析法的综合负荷预测方法。先对原始数据进行统计, 使用 EMD 将统计的时间序列分解为有限个固有模态分量, 对固有模态分量使用模糊 C 均值聚类, 再采用 ARMA 将聚类后的固有模态分量预测, 最后把每个分量预测值求和得到负荷预测值。实例仿真计算表明, 该算法比直接使用 ARMA 模型进行预测具有更高的预测精度, 是一种有效短时预测方法。

关键词: 负荷预测; 经验模态分解; 自回归滑动平均; 聚类

Abstract: According to the similarity of power load, an integrated load forecasting method based on empirical mode decomposition (EMD) is proposed. Firstly, an artificial statistical is done for the raw data, and the statistical time series is decomposed into different intrinsic modes by EMD, then the intrinsic mode components are clustered by fuzzy clustering. Then, these different clustered components are predicted by autoregressive moving average (ARMA) model. Finally, the forecasted load is obtained by adding together the predicted values of each component. The experiment simulations show that the proposed algorithm has a higher forecasting accuracy than the direct use of ARMA model, which is an effective short-term forecasting method.

Key words: load forecasting; empirical mode decomposition; autoregressive moving average; cluster

中图分类号: TM714 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0040-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.010

0 引言

电力系统短期负荷预测对电力系统控制、电网安全、经济运行、系统规划、优化调度及电能质量等方面起着十分重要的作用, 是能量管理系统的重要组成部分^[1]。随着电力生产和消费日益市场化, 准确的进行电力系统短期负荷预测可合理地规划地市电网用电的供需平衡, 有效地增强电网运行的安全性及可靠性, 提高电力企业的经济效益和社会效益。因此, 短期负荷预测已成为电力系统中一个重要研究领域。

短期负荷预测的关键问题是如何提高预测日期的精度。国内外许多专家和学者在此方面做了大量的研究工作, 提出了很多预测方法^[2], 可分为传统预测方法和人工智能方法两大方面。传统预测方法包括回归分析法、时间序列法等, 回归分析法是根据历史数据变化规律及影响负荷变化因素建立回归方程, 确定参数来预测负荷值, 该方法对历史数据要求高, 结构过于简单, 精度不高; 时间序列法是按一定

时间间隔对电力负荷进行采样得到的时间序列, 建立模型, 虽然该算法较为成熟, 但只适用于负荷变化较为均匀的短期负荷, 且没有考虑天气、节假日等因素。人工智能方法包括专家系统^[3]、模糊逻辑方法^[4]和人工神经网络方法^[5]等。专家系统是基于知识的程序设计方法建立计算机系统, 根据专家知识和经验丰富系统并预测, 其只适用于单一系统, 且容易出现人为错误; 模糊逻辑法是建立在模糊数学理论上的新技术, 但在实际应用中较困难; 人工神经网络具有学习及自适应能力, 很适合电力短期负荷预测, 但其存在收敛速度慢、泛化能力差等不足。近年, 支持向量机(SVM)^[6]是建立在统计学习理论上的一种新方法, 其提高了泛化能力, 具有预测能力强、收敛速度快等特点, 但依然存在核函数和参数的最优选择等问题。

这里首先对一定时间间隔采集到的时间序列电力负荷数据对其进行曲线拟合, 之后利用采用经验模态分解(empirical mode decomposition, EMD)对负荷数据进行分解。对提取的分量聚类处理, 再对聚类后的分量分别进行自回归滑动平均(autoregres-

sive moving average, ARMA) 预测, 最终得到预测日一天的负荷。通过试验验证了该方法的有效性。

1 经验模态分解(EMD)

由于电力负荷模型是一个受到多种不确定因素影响的非线性大系统, 其系统的高度复杂性和不确定性, 导致数据成分复杂且不满足广义平稳信号的条件: ①其均值为常数, 与时间变量无关; ②自相关函数仅为时间差的函数; 因此是一种典型的非平稳信号。其信号成分的不同代表不同的特征, 确定的成分代表负荷的主要趋势, 非确定的成分代表着负荷在主要趋势附近的波动。EMD 方法对非平稳性信号有较大的优越性与适应性, 已经成为处理非线性、非平稳信号的一种有效工具^[9-12]。经验模态分解可以将原始信号分解为一系列固有模态分量(intrinsic mode function, IMF)。EMD 分解能够起到放大关键部位数据的效果, 经过分解信号得到的各个固有模态分量放大了数据的局部特征, 对它们进行分析, 可以更准确有效地把握原数据的特征信息。因此对电力负荷的统计数据做 EMD 分解可以有效、准确得到信号的瞬时特征, 通过对 IMF 分量的分析能够更清楚地发现负荷的本质和变化趋势。EMD 分解后的每个 IMF 需要满足两个条件: ①在整个数据长度上, 必须有相同数目的极值点和过零点, 或者二者之差不能多于一个; ②在任意时刻, 上包络线(由局部极大值点形成)与下包络线(由局部极小值点形成)的均值为零; 经过 EMD 分解得到的各个 IMF 分量从高频到低频依次分布, 每个 IMF 分量的频率成分与信号自身变化、采样频率等因素有关, 因此该方法具有自适应性, 适合应用在复杂信号的研究中。EMD 的本质就是一个筛分过程, 设定一个信号由多个 IMF 组成, 步骤如下^[13]。

(1) 确定信号 $x(t)$ 的所有局部极值点, 并求出上下包络线。所有原信号数据都应该在这两条包络线内;

(2) 将这两条包络线的均值记为 $m(t)$, 并求出 $y_1(t) = x(t) - m(t)$;

(3) 判断 $y_1(t)$ 是否为 IMF, 若 $y_1(t)$ 不满足 IMF 条件, 则将 $y_1(t)$ 视为新的 $x(t)$, 重复以上步骤, 直到 $y_1(t)$ 满足 IMF 条件, 此时, 记 $y_1(t) = c_1(t)$, 则 $c_1(t)$ 为信号 $x(t)$ 的第一个 IMF 分量, 它代表信号 $x(t)$

中最高频率的分量; (4) 将 $c_1(t)$ 从 $x(t)$ 中分离出来, 即得到一个去掉高频分量的差值信号 $r_1(t)$, 即有 $r_1(t) = x(t) - c_1(t)$;

(5) 重复以上步骤, 得到 $c_2(t) \cdots c_n(t)$, 直到 $c_n(t)$ 或者 $r_n(t)$ 满足给定的终止条件(通常使 $r_n(t)$ 成为一个单调函数)时终止筛选, 由此可得 $x(t)$ 的分解式为

$$x(t) = \sum_{i=1}^n c_i(t) + r_n(t)$$

式中, $r_n(t)$ 为残余函数, 代表信号的平均。而各 IMF 分量 $c_1(t), c_2(t), \cdots, c_n(t)$ 代表了信号的高频分量到低频分量的变化, 各分量频率由高频到低频依次分布。

2 模糊 C 均值聚类(FCM)

模糊 C 均值聚类算法(fuzzy c-means algorithm, FCM)^[14]的基本思想为: 将数据集 $X = \{x_1, x_2, \cdots, x_n\} \in R$ 划分为 c 类, $u_{ik} \in R$ 为数据集 X 中任意数据对 i 类的隶属度, 模糊隶属度矩阵 $U = \{u_{ik}\} \in R$ 来表示分类结果, 隶属度矩阵满足以下条件。

$$\begin{aligned} u_{ik} &\in [0, 1], \forall i, k \\ 0 &< \sum_k u_{ik} < n, \forall i \\ \sum_k u_{ik} &= 1, \forall K \end{aligned} \quad (1)$$

模糊 C 均值聚类是通过迭代的方法不断更新隶属度矩阵 U 和聚类中心 V 以达到目标函数 $J_m(U, V)$ 收敛来实现的, 目标函数如式(2)。

$$J_m(U, V) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c (u_{ik})^m d_{ik}^2(x^k, v^i) \quad (2)$$

其中, $U = \{u_{ik}\}$ 为满足条件式(2)的隶属度矩阵; $V = \{v_1, v_2, \cdots, v_c\} \in R$ 为聚类中心点集; m 为加权指数, 其范围为 $[1, \infty)$, 一般情况下 $m=2$ 是较理想的取值。第 k 个样本到第 i 类中心点的距离定义为式(3)。

$$d_{ik}^2(x_k, v_i) = \|x_k - v_i\|_A^2 = (x_k - v_i)^T A (x_k - v_i) \quad (3)$$

A 为 $p \times p$ 的正定矩阵, 当 $A=1$ 时, d_{ik}^2 为欧氏距离。模糊 C 均值聚类就是通过反复迭代更新隶属度和中心来对目标函数式(2)进行优化, 具体步骤如下。

(1) 初始化聚类中心 $V = \{v_1, v_2, \cdots, v_c\}$;

(2) 计算隶属度矩阵为

$$u_{ik} = \left[\sum_{j=1}^c \left(\frac{d_{ik}(x_k, v_i)}{d_{jk}(x_k, v_j)} \right)^{2/(m-1)} \right]^{-1} \quad (4)$$

(3) 更新聚类中心为

$$v_i = \frac{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m x_k}{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m} \quad i=1, 2, \dots, c \quad (5)$$

(4) 重复步骤(2)、(3)直到式(2)收敛。

3 时间序列方法模型

电力负荷的历史数据是按一定时间间隔进行采样记录下来的有序集合,因此它是一个时间序列,电力负荷时间序列预测方法就是根据负荷的历史资料设法建立一个时间序列的数学模型,用这个模型一方面来描述电力负荷时间序列变化的规律,另一方面在该模型的基础上建立负荷预测的数学表达式,对未来的负荷进行预测。传统的时间序列模型^[15,16]有以下几种。

3.1 自回归模型(AR模型)

在 p 阶的AR模型中,时间序列的当前值表示为序列中过去的 p 个值与随机噪声的线性组合。

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \dots + \varphi_p y_{t-p} + a_t \quad (6)$$

式中, y_t 为第 t 时刻的最大或最小负荷; y_{t-i} ($i=1, 2, \dots, p$)为 $t-i$ 时刻的最大或最小负荷; a_t 为白噪声。

设 B 为时间后移算子

$$Bz_t = z_{t-1}, B^m z_t = z_{t-m}$$

$$\varphi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p \quad (7)$$

则式(6)可以改写为

$$\varphi(B) y_t = a_t \quad (8)$$

自回归过程可能是平稳的或是非平稳的。平稳的条件是: $\varphi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p$ 看作为 B 的 p 次多项式, $\varphi(B)$ 所有根的绝对值都必须大于1,即所有根都在单位圆以外。

3.2 滑动平均模型(MA模型)

在 q 阶MA模型中,时间序列的当前值表示为过去的 q 个随机噪声的线性组合为

$$y_t = a_t - \theta_1 a_{t-1} - \dots - \theta_q a_{t-q} \quad (9)$$

且乘在 a 上的权数 $1, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ 不必总和为1,也不必是正数。令

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (10)$$

则式(9)可写为

$$y_t = \theta(B) a_t \quad (11)$$

由于 $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$ 为有限 q

项,所以 $\theta(B)$ 无条件收敛,即该过程是无条件平稳。

3.3 自回归滑动平均模型(ARMA模型)

在实际时间序列的拟合中,将自回归和滑动平均两个模型组合起来一同纳入一新模型,可得到更一般的 (p, q) 阶自回归滑动平均模型为

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \dots + \varphi_p y_{t-p} + a_t - \theta_1 a_{t-1} - \dots - \theta_q a_{t-q}$$

$$\text{即 } \varphi(B) y_t = \theta(B) a_t \quad (12)$$

ARMA模型的阶数主要由准则函数进行判定,选取合适的阶数使得模型对原始数据拟合程度最高,即在此时准则函数达到最小值。实际应用中ARMA模型的阶数通常都比较低,因此可以从低到高逐渐选取 p 值和 q 值,并判断每种取值情况下的准则函数值是否达到极小值。常用的准则函数有AIC准则、BIC准则、FPE准则等。ARMA模型具有随机差分方程的形式,利用它不仅能揭示负荷时序数据本身的结构与规律,也可以定量地了解观测数据之间的线性相关特性,预测其未来值的大小。

4 EMD与ARMA负荷预测模型算法

对电力负荷信号进行EMD分解,形成若干个固有模态分量,去除其中干扰分量,然后对分量进行模糊C聚类,最后对分类后的分量建立ARMA预测模型来进行负荷预测。具体算法如下。

(1) 应用第1节中的EMD分解步骤进行负荷数据分解;

(2) 分析分解后的分量,去除其中的随机干扰分量;

(3) 对IMF分量进行模糊C均值聚类,设定聚类个数为 n ;

(4) 对聚类后的分量无量纲化处理;

(5) 对分量建立ARMA模型进行预测;

(6) 将预测结果进行反无量纲化处理;

(7) 将全部的预测数据结果累加得到负荷的预测结果。

5 实例仿真以及结果分析

采用某地市地区的负荷数据,每15 min采集一次数据,从零点15分开始到第2天零点,一天共96个负荷值。选择历史负荷的天数为21天,来预测第22天的负荷,即根据连续21天的共2016个负荷值

数据来预测下一天的 96 个负荷数据。21 天的负荷数据如图 1 所示。

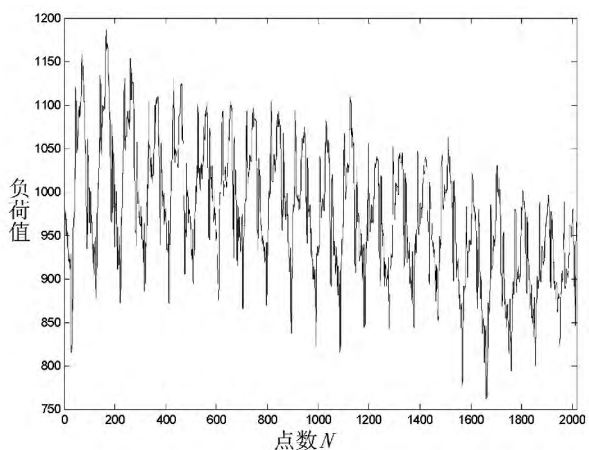


图 1 21 天电力负荷数据

5.1 EMD 分解

利用所提方法,对要预测日前面 21 天的数据进行 EMD 分解,分解的结果如图 2 所示,共有 12 个 IMF,从上至下分别为 IMF1 到 IMF12,第一个模态分量主要为随机干扰,在预测中去除,最后一个为残余量,表示平均趋势。由于电力负荷数据存在周期性的相似性质成分,故将分解后的 IMF 采用模糊 C 均值聚类,将聚类数设定为 6 类,结果如图 3 所示。

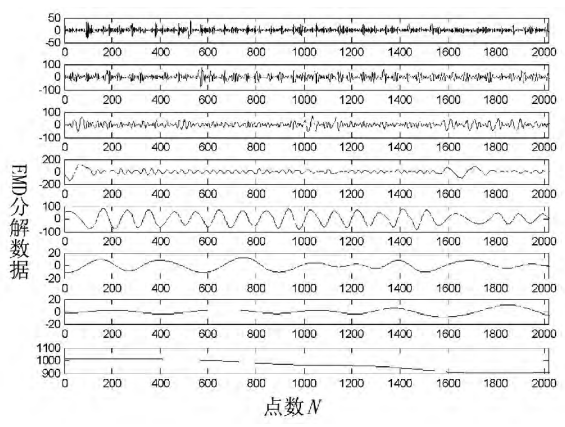


图 2 电力负荷 EMD 分解

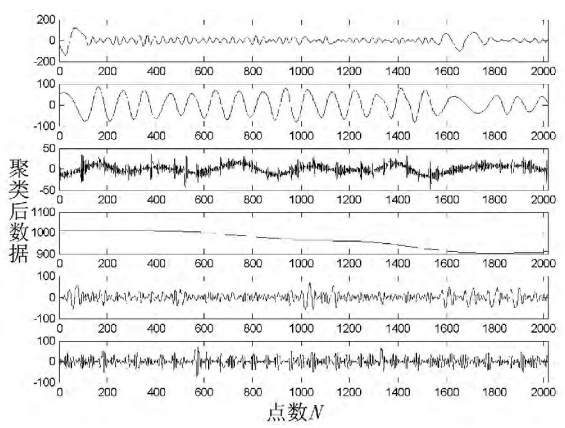


图 3 经过模糊聚类后的分量

5.2 IMF 的预测

利用 ARMA 模型对聚类后的分量分别进行预测,将预测结果累加得到负荷值。前面采用一步预测,对每一个分量采用 AIC 准则,使得信息量达到最小来确定 ARMA 模型的阶数,具体的分类如表 1 所示。取 2013 年 1 月 3 日至 1 月 24 日的电力负荷数据作为训练样本数据,以 2013 年 1 月 25 日的负荷数据作为预测样本数据,对 2013 年 1 月 25 日的负荷数据进行预测。利用 Matlab 实现前面所提方法预测,结果如图 4 所示。

表 1 聚类后每个 ARMA 模型阶数(p,q)

类别数	n_1	n_2	n_3	n_4	n_5	n_6
P 值	5	4	2	4	2	1
Q 值	6	4	4	4	3	5

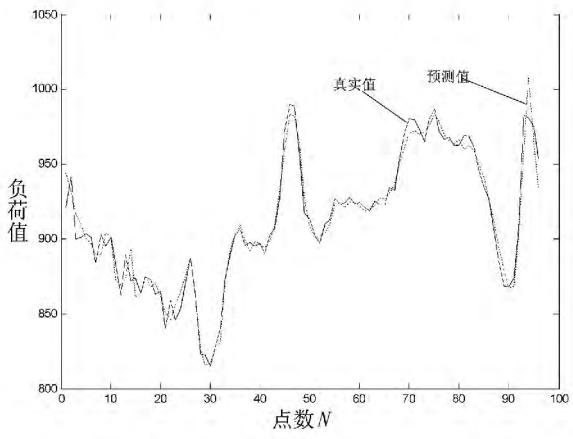


图 4 EMD - ARMA 预测与实际值的比较

为了比较所提方法的优越性,将其用直接的 ARMA 进行预测的方法进行比较。直接使用 ARMA 方法对样本进行训练后,预测的负荷值与实际值比较结果如图 5 所示。

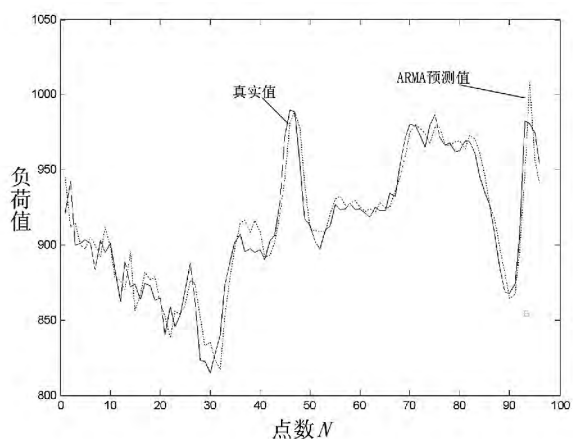


图 5 ARMA 预测与实际值的比较

为更加可靠、方便对比,引入如下为一些误差的计算公式。

1) 平均绝对误差

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (|Y_i - \hat{Y}_i|) \quad (13)$$

2) 均方误差

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |Y_i - \hat{Y}_i|^2 \quad (14)$$

3) 平均绝对百分比误差

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{Y_i - \hat{Y}_i}{Y_i} \right| \quad (15)$$

其中, Y_i 表示的是第 i 个负荷实际值; $\hat{Y}_i$ 表示的是第 i 个负荷预测值; N 代表的是需要预测的负荷个数, 这里是预测一天 96 个点的负荷量, 所以 N 为 96。

表 2 中给出了两种方法的平均绝对误差, 均方误差和平均绝对百分比误差

表 2 两种方法的平均绝对误差、均方误差和平均绝对百分比误差的对比

平均绝对误差	均方误差	平均绝对百分比误差
时间序列法	11.623 1	1.581 3
所提方法	6.223 3	0.842 8

从表中可以验证所提方法的有效性, 误差小于直接用 ARMA 方法, 具有更高的预测精度。

6 结 语

提出了一种基于短时负荷的预测方法, 采用 EMD 分解和时间序列模型进行负荷预测。经验模态分解方法将负荷信号序列分解成多个本征模态分量, 把分解后的每个分量进行模糊聚类, 再就聚类后的分量构造时间序列模型进行预测, 然后将各个子模型预测值相加获得电力负荷预测值。从具体的地市区市的负荷数据进行验证, 预测下一天的负荷量。仿真结果和预测误差表明, 该方法性能较好, 优于一般的时间序列预测方法, 可以有效地对负荷数据进行短时预测。

参考文献

- [1] 康重庆, 夏清, 刘梅. 电力系统负荷预测 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [2] 康重庆, 夏清, 张伯明. 电力系统负荷预测研究综述与发展方向的探讨 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(17): 1-11.
- [3] 雷绍兰, 孙才新, 周淑, 等. 电力短期负荷的多变量时

间序列线性回归预测方法研究 [J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(2): 25-29.

- [4] 万昆, 柳瑞禹. 区间时间序列向量自回归模型在短期电力负荷预测中的应用 [M]. 电网技术, 2012, 36(11): 77-81.
- [5] Ho Ku-Long, Hsu Yuan-Yih, Lee C E, et al. Short-term Load Forecasting of Taiwan Power System Using a Knowledge-based Expert System [J]. IEEE PWRs, 1990, 5(4): 46-57.
- [6] Chow Mo-yuen, Zhu Jin-xiang, Hahn Tram. Applications of Fuzzy Multi-objective Decision Making in Spatial Load Forecasting [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(3): 1185-1190.
- [7] Park D C, El-Sharkawi M. A, Marks J, et al. Electric Load Forecasting Using a Neural Network [J]. IEEE Trans on Power System, 1991, 6(2): 442-449.
- [8] 赵登福, 王蒙, 张讲社, 等. 基于支撑向量机的短期负荷预测 [J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(4): 26-30.
- [9] 杨宇, 于德介, 程军圣. 基于 EMD 与神经网络的滚动轴故障诊断方法 [J]. 振动与冲击, 2005, 24(1): 85-86.
- [10] 陈小强, 王琦, 汪同庆, 等. 基于 EMD 的轻轨锚固螺杆故障诊断方法研究 [J]. 机械强度, 2009, 31(4): 548-552.
- [11] Huang N E, Shen Z, Long S R, et al. The Empirical Mode Decomposition and the Hilbert Spectrum for Non-linear and Non-stationary Time Series Analysis [J]. Proc R Soc Lond A, 1998, 454: 903-905.
- [12] 刘霖雯, 刘超, 江成顺. EMD 新算法及其应用 [J]. 系统仿真学报, 2007, 19(2): 446-447.
- [13] 罗向龙, 牛国宏, 潘若禹. 交通流量经验模态分解与神经网络短时预测方法 [J]. 计算机工程与应用, 2010, 46(26): 212-214.
- [14] 杜海顺, 汪凤泉. 一种快速的模糊 C 均值聚类彩色图像分割方法 [J]. 计算机工程与应用, 2009, 45(33): 138-140.
- [15] 张冉, 赵成龙. ARIMA 模型在网络流量预测中的应用研究 [J]. 计算机仿真, 2011, 28(2): 171-174.
- [16] 叶瑰昀, 罗耀华, 刘勇. 基于 ARMA 的电力系统负荷预测方法研究 [J]. 信息技术, 2002(6): 74-76.

作者简介:

余 林(1988), 硕士, 研究方向为电力系统信号检测与处理、现代信号处理;

舒 勤(1958), 教授, 博士, 研究方向为现代信号处理、智能电网;

马 哲(1989), 硕士, 研究方向为电力系统信号检测与处理、现代信号处理。

(收稿日期: 2014-10-25)

重庆中长期负荷特性分析及预测

秦浩庭¹, 刘 燕², 肖 汉¹, 郑 荡¹

(1. 西南电力设计院, 四川 成都 610021; 2. 四川电力职业技术学院, 四川 成都 610072)

摘 要: 分析了重庆电网历史负荷特性, 研究了影响重庆负荷特性的主要因素, 通过对重庆电网分产业负荷特性调研收资, 掌握了重庆各产业及行业的综合负荷特性。研究了重庆气温与负荷变化的相关性, 采用基础负荷对比法提取了重庆温度敏感负荷曲线。根据重庆未来用电结构的发展趋势, 采用行业负荷曲线重构法, 量化预测了全社会综合日负荷特性, 定性预测了年负荷特性发展趋势。

关键词: 负荷特性; 影响因素; 曲线重构; 中长期预测

Abstract: Load characteristics of Chongqing power grid in history are analyzed and the main factors influencing the load characteristics of Chongqing are studied. Through the investigation and research, the load characteristics of the industries are extracted. The correlation of temperature and load is studied, and the temperature sensitive load curves are extracted with the foundation load comparing method. According to the future development trend of the electricity consumption structure of Chongqing, the development trend of synthetic daily load characteristics is forecasted with the method of industry load curve reconstruction, and the development trend of yearly load characteristics is qualitatively forecasted.

Key words: load characteristics; influencing factors; curve reconstruction; medium and long-term forecast

中图分类号: TM714 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0045-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.011

0 研究的背景

负荷特性研究是电力规划中电力电量平衡和电源建设空间测算的基础。受客观条件制约, 重庆目前仍缺乏对全网负荷特性系统、全面的分析研究。负荷特性的研究是重庆“十三五”电力规划的重要先行工作和重要的设计依据。基于对历史负荷特性的详细分析, 对分产业(行业)负荷特性、空调负荷特性的详细调研, 提出负荷特性的主要影响因素及发展趋势, 为全网电力规划提出了必要的依据。

1 重庆历史负荷特性及影响因素分析

1.1 历史负荷特性分析

1.1.1 年负荷特性分析

重庆电网年内最大负荷一般出现在7~9月。主要原因是夏季气候炎热, 持续的高温及早情将导致降温负荷及农灌负荷持续上升。年内第二高峰一般出现在12月或1月, 主要原因在于企业年底加紧生产和冬季取暖负荷增加等; 年内最小负荷一般出

现在春季4、5月份。

1.1.2 日负荷特性分析

重庆电网夏季早高峰一般出现在11~13点, 近年来部分年份夏季早高峰出现在13~15点, 晚高峰出现在20~22点左右, 最小负荷出现在早晨5~7点左右。冬季早高峰一般出现在11~12点, 晚高峰出现在18~20点, 最小负荷出现在凌晨4~6点左右, 重庆历史负荷特性主要指标见表1。

表1 重庆电网历史负荷特性

年/指数	γ		β		ρ
	夏季	冬季	夏季	冬季	
2003	0.81	0.79	0.59	0.57	0.74
2005	0.85	0.83	0.64	0.65	0.82
2010	0.86	0.84	0.64	0.64	0.76
2013	0.84	0.83	0.62	0.61	0.74

1.2 负荷特性影响因素分析

从重庆电网多年的运行经验来看, 用电结构、产业(或行业)用电特性^[1,2]、气温是影响其负荷特性的主要因素, 可作本次工作的主要分析对象。

1.2.1 重庆用电结构分析

重庆“十五”至“十二五”期间全市经济运行势

表 2 重庆用电结构变化情况

项目/年份	单位/100 GWh				
	2005	2010	2013	“十一·五”	“十二·五”前三年
全社会用电量	350	626	813	12.3%	9.1%
用电结构/%					
(1) 第一产业	0.5	0.2	0.3	-14.3%	9.9%
(2) 第二产业	69.9	69.7	65.9	0.0%	-1.8%
(3) 第三产业	12.2	13.9	16.5	2.8%	5.8%
(4) 居民	17.5	16.1	17.3	-1.6%	2.4%

态良好,工业经济稳步增长,表现为以第二产业用电为主导的用电结构。但随着工业化进程的深入和产业结构的逐步调整,第二产业用电比重呈逐步下降趋势,第三产业和居民生活用电则稳步增长。重庆历史用电结构变化情况见表 2。

1.2.2 行业典型用电特性分析

重庆第一产业用电比重极小,对负荷特性影响基本可忽略,第二产业用电主要为工业用电负荷,第三产业主要用电商业负荷。因此分产业的负荷特性研究,可进一步转化为对工业、商业、居民生活用电特性研究。

(1) 工业负荷特性分析

① 传统高能耗行业

重庆传统高能耗行业主要为冶炼、石化、建材制造等。通常为三班 24 小时工作制。年负荷曲线相对平稳,其中冶炼、化工等产业的各月最大负荷有缓慢递增的趋势,但增幅不大,建材制造生产的负荷水平在全年基本持平。高耗能行业日负荷曲线十分平缓,夏冬两季日负荷率及最小日负荷率均较高,夏季典型日的负荷率通常高于冬季。这部分负荷在全社会负荷中主要担任基荷部分,其用电量占比较大,对全网负荷曲线起“拉平”效应。重庆主要高耗能作业日负荷特性参数见表 3。

表 3 重庆主要高耗能行业日负荷特性参数

行业/指数	夏季		冬季	
	γ	β	γ	β
冶炼	0.91	0.83	0.91	0.83
石化	0.82	0.53	0.81	0.68
水泥	0.94	0.89	0.81	0.67

② 战略新兴行业

此类企业多数为一班制或两班制生产,少数企业为三班制生产,由于对市场的依赖使得这类行业

用电量变化呈现出明显的市场导向的周期性,全年波动较大。日负荷特性上两班制企业显现出明显的昼夜变化特点,如汽车制造业最低负荷时段出现在凌晨 5~7 点,最大负荷出现在上午 10~12 点;而三班制企业则 24 小时生产,全天负荷曲线相对平缓。总体来说,这类负荷的日峰谷差较大,日负荷率值较低,对全社会负荷特性呈“削尖”效应。重庆主要新兴行业日负荷特性参数见表 4。

表 4 重庆主要新兴行业日负荷特性参数

行业/指数	夏季		冬季	
	γ	β	γ	β
汽车	0.8	0.48	0.74	0.5
电脑	0.73	0.55	0.71	0.5
纺织	0.9	0.73	0.85	0.69

(2) 商业用电

对重庆典型商圈的综合用电特性调研分析,可知其年负荷特性表现出极强的时间性和季节性。而这种变化主要是这类用电部门越来越广泛地采用空调、电梯、制冷设备之类的与气候敏感电器所致。日负荷特性方面,高峰与平段负荷较高,低谷时段负荷很低,峰谷差极大,负荷率较低,与温度变化关系密切。典型的商业体从 9 点开始负荷急剧增加,大概在 11~13 点左右达到峰值,随后一直在高峰运行,直到 20~21 点左右急剧下降。高峰与平段持续时间长,峰谷差极大,日负荷率较低。全社会负荷曲线起到“挖谷平峰”,即加大峰谷差,但拉平峰段负荷的效应。

(3) 居民生活用电

对重庆典型社区的用电特性调研分析,其年负荷特性受季节性影响较强,夏季降温负荷对重庆居民用电负荷影响较大,居民夏季负荷水平普遍高于冬季负荷水平。这种变化主要是居民广泛地采用空

调、制冷设备之类的与气候敏感电器所致。日负荷特性方面:重庆居民生活用电一般会出现两个高峰,即早(次)高峰、晚高峰。峰谷差较大,对全社会负荷曲线的“削尖”效应明显。

1.2.3 气温敏感负荷分析

重庆是长江沿岸四大“火炉”城市之一,近年来空调负荷在地区负荷中比重日益增大。

(1) 夏季降温负荷

为研究降温负荷受气温的影响,以2013年夏季气温、负荷数据为典型研究对象,采用“相关系数”来确定各项指数对气象敏感负荷影响。相关系数计算公式如下,设 z 为相关系数, σ_{xy}^2 为序列 x 和 y 的协方差, σ_x^2 、 σ_y^2 为序列 x 、 y 的方差。经计算,重庆夏季最大负荷与最高温度相关系数约0.81,具有较强的相关性。

$$z = \frac{\sigma_{xy}^2}{\sqrt{\sigma_x^2 \sigma_y^2}}$$

再采用基础负荷对比法估算夏季降温负荷,考察重庆历史气温变化情况,春季3月下旬~4月上旬气温通常在15℃~25℃之间,秋季10月下旬~11月上旬气温通常在15℃~23℃之间,上述时段的天气凉爽,基本无空调降温负荷,因此可以选作基础负荷曲线。

设春季、秋季典型日负荷曲线的负荷值分别用 $P_{sp \cdot h}$ 、 $P_{au \cdot h}$ 表示,则用于计算夏季降温负荷的基础负荷可表示 $P_{su \cdot h \cdot base}$ 为

$$P_{su \cdot h \cdot base} = \frac{\sum_{w=1}^{w=n} P_{sp \cdot h} + \sum_{w=1}^{w=n} P_{au \cdot h}}{2n}$$

式中, n 为春、秋季代表性工作日天数; $h=1, 2, \dots, 24$,代表24小时。上述方法已消除了负荷自然增长的影响,故夏季工作日的负荷 $P_{su \cdot h}$ 与无降温基础负荷 $P_{su \cdot h \cdot base}$ 的差值可以作为当天降温负荷曲线,峰值即为当天最大降温负荷。

初步估算(结果见表5)表明,重庆电网“十二五”期夏季最大降温负荷均在5 000 MW以上,2012年因气温、经济等多种原因经历了小幅回落后,2013年迅猛回升,达到约6 000 MW。降温负荷曲线峰谷差较大,平均负荷率约为0.71~0.72,最小负荷率约为0.32~0.33,可以判断夏季降温负荷是加大重庆全网电力负荷峰谷差的重要因素。“十二五”期夏季典型日降温负荷计算曲线见图1。

表5 “十二五”期最大降温负荷估算

单位/10 MW

年/项目	统调最大 降温负荷	统调最大 负荷	统调降温 负荷占比/%
2011	549	1 188	46.3
2012	500	1 190	42.0
2013	603	1 405	42.9

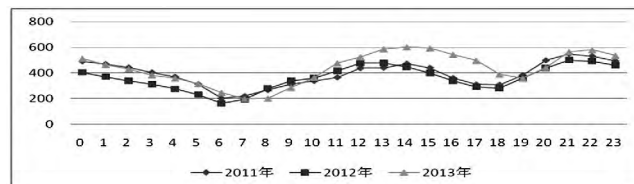


图1 “十二五”期夏季典型日降温负荷曲线

(2) 冬季取暖负荷

分析思路与夏季基本一致,经计算,重庆冬季最大负荷与最低温度相关系数约-0.46,即呈现一定的负相关性。计算表明重庆电网“十二五”期冬季最大取暖负荷均在2 000 MW以上,2013年超过2 500 MW左右。此外,降温负荷曲线峰谷差较大,平均负荷率约为0.65~0.70,最小负荷率约为0.23~0.3,因此可以判断冬季取暖负荷也是加大全网电力负荷峰谷差的重要因素。“十二五”期冬季典型日降温负荷计算曲线见图2。

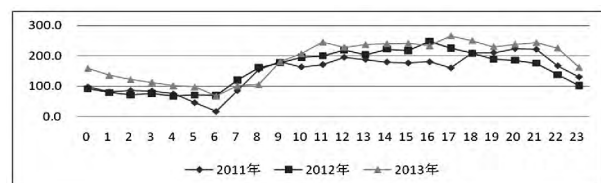


图2 重“十二五”期夏季典型日降温负荷曲线

2 负荷特性预测

负荷特性的预测分为日负荷特性预测和年负荷特性预测两部分。日负荷特性考虑采用基于分行业负荷曲线重构的方式,对于不同用电结构分情景进行定量分析;年负荷特性通过对历史特性的分析总结,宏观定性的预测其发展趋势。

2.1 基于行业负荷曲线重构的日负荷特性预测

以分产业负荷特性作为切入点,结合全社会用电结构的变化趋势,通过产业负荷曲线重构的方式,预测全社会综合负荷特性的发展趋势。基于行业负

荷曲线重构的日负荷特性预测方法流程图见图 3。



图 3 基于行业负荷曲线重构的日负荷特性预测流程

2.1.1 用电结构预测

结合重庆近年用电增长和产业用电结构发展趋势，对重庆 2020 年、2030 年分产业用电结构预测见图 4。

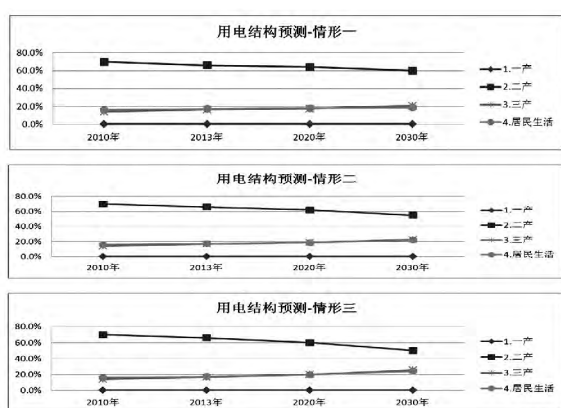


图 4 重庆中长期用电结构预测

2.1.2 全网综合负荷曲线拆解

根据前述产业用电特性的研究结论，全网综合负荷曲线按产业可拆解为二产、三产用电曲线和居民生活用电曲线，其中二产用电曲线可进一步拆解为传统高耗能负荷和其他二产负荷曲线。具体步骤如下。

(1) 对调研数据进行必要的综合归纳，并对日负荷数据进行标么化，得到三产、居民生活负荷特性曲线 $P_c^*(i)$ 、 $P_r^*(i)$ ， $P_c^*(i) \in [0, 1]$ ， $P_r^*(i) \in [0, 1]$ ， $i=0, 1, \dots, 23$ ；

(2) 求取全网第三产业、居民生活负荷有名值曲线。设第三产业典型日电量为 Q_c 。则第三产业典型日最大负荷 $P_{c-\max}$ 、典型日 t 时刻负荷可由如下方式求取，居民生活负荷有名值曲线求取方法相同。

$$P_{c-\max} = Q_c \div \sum_{i=0}^{23} P_r^*(i), P_c(i) = P_{c-\max} \times P_c^*(i)$$

(3) 求取第二产业负荷特性曲线。由全社会负荷有名值曲线减去第三产业和居民生活有名值负荷曲线后，得到第二产业综合负荷有名值曲线，再进行标么化即可得到第二产业负荷特性曲线。

通过负荷曲线分解，得到“十二五”期重庆各行业的典型负荷曲线，各类行业综合负荷曲线主要日负荷特性指标见表 6。

表 6 重庆分产业日负荷特性指标

行业/指标	夏季		冬季	
	γ	β	γ	β
1. 第二产业	0.894	0.757	0.850	0.717
①高能耗行业	0.913	0.840	0.907	0.820
②其他行业	0.799	0.569	0.742	0.483
2. 第三产业	0.687	0.270	0.677	0.260
3. 居民生活	0.683	0.320	0.678	0.310

2.1.3 基于曲线重构的日负荷特性预测

结合未来用电结构的变化趋势，采用曲线重构的方式预测未来的全社会负荷特性曲线，曲线重构的步骤与 2.1.2 节分解的步骤正好相反，区别仅在于采用 2.1.1 节预测的用电结构。采用此方法，只需灵活修正未来分产业用电比例和分产业负荷特性，即可迅速得到未来全网综合负荷曲线。

针对前述用电结构情形，采用曲线重构法分别预测 2020 年、2030 年日负荷曲线，结果见图 5，日负荷特性指标见表 7。计算可知，在不同的用电结构下全网综合负荷特性曲线特性呈现出一定的区别。其中用电结构情形一中第二产业及高电耗行业占比最高，其综合负荷特性相对平直，在此“拉平”效应下其负荷曲线的“峰谷差”相对较小，可以预见在此负荷特性下系统的调峰压力相对较小；反之用电结构情形三中负荷曲线的“峰谷差”相对较大，可以预见在此负荷特性下系统的调峰压力相对较大。

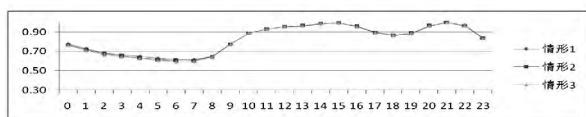
表 7 重庆负荷特性指标预测

		夏季		冬季	
		γ	β	γ	β
2020	情形一	0.83	0.62	0.81	0.59
	情形二	0.82	0.60	0.80	0.58
	情形三	0.81	0.59	0.79	0.56
2030	情形一	0.81	0.59	0.79	0.56
	情形二	0.80	0.58	0.78	0.54
	情形三	0.79	0.56	0.76	0.50

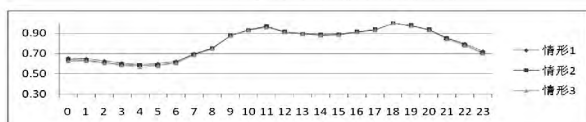
2.2 年负荷特性分析预测

随着重庆市社会经济发展及产业结构逐步调整升级成效显著，传统高能耗产业用电量增速明显放缓，战略性新兴产业快速发展，用电量稳步增长。第三产业用电比重稳步上升，居民生活水平不断提高，家用电器加大普及。反应在年用电趋势上，工业比

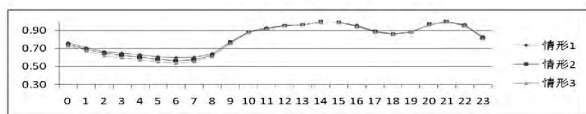
重将缓慢下降将对年负荷特性呈“削尖”作用,但考虑到重庆近年来逐年夏季夏季降温负荷在经历了一个高速增长时期后将逐步趋于饱和,而冬季取暖负荷及其他家用电器使用的比例提高逐年增加。预计重庆年负荷特性将逐步向着“双高峰”的方向发展,这对年负荷特性的发展又起到一定的“拉平”作用。重庆电网季不平衡系数与第二产业用电的变化趋势见图 6。



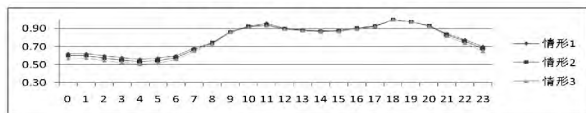
(a) 2020 年夏季典型日负荷曲线



(b) 2020 年冬季典型日负荷曲线



(a) 2030 年夏季典型日负荷曲线



(b) 2030 年冬季典型日负荷曲线

图 5 2020 年、2030 年夏季、冬季典型日负荷曲线

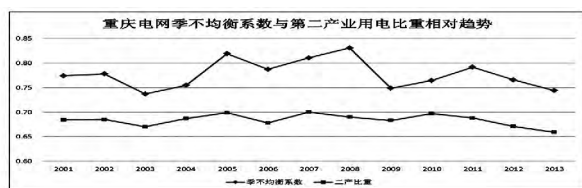


图 6 重庆电网季不平衡系数与第二产业用电的变化趋势

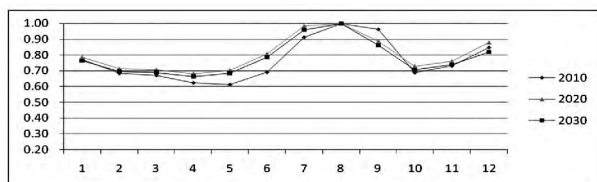


图 7 重庆中长期年负荷特性曲线

综合近年来年负荷特性的变化情况,预计“十三五”期随着重庆战略新兴产业的布局逐步完成,年负荷特性相对平稳, ρ 值变化不大。2020年以后,随着经济结构调整的逐步深入,第二产业用电的进一步降低,用电结构调整的累积效应将逐步明显, ρ 值略有下降趋势。其中2020年 ρ 值约0.8左右,2030年 ρ 值约0.79左右。预测的重庆电网年负荷

曲线见图 7。

3 结 论

(1) 用电结构、产业(或行业)用电特性、气温是影响重庆负荷特性的主要因素,有以下 5 点。

① 用电结构方面,重庆电网目前仍以第二产业用电为主导、居民生活用电和第三产业用电次之。随工业化进程的深入和产业结构的逐步调整,二产用电比重呈逐步下降趋势,三产和居民生活用电比重稳步上升。

② 产业用电特性方面:重庆第二产业用电中传统高能耗行业日负荷率值较高,这部分负荷在全社会负荷中担任基荷部分,其对全社会负荷曲线起“拉平”效应。战略新兴产业和传统轻工业基本为非连续性生产企业,这类负荷的日峰谷差较大,日负荷率值较低,对全社会负荷特性呈“削尖”效应。商业负荷特性表现出极强的时间性和季节性,峰谷差极大,负荷率较低,但峰段负荷持续时间较长且相对平稳。对全社会负荷曲线起到“挖谷平峰”,即加大峰谷差,但拉平峰段负荷的效应。居民用电负荷与人口密度、气候变化、居民生活水平及生活习惯有关,日负荷特性基本上与人们的日常生活规律相一致,一般会出现双高峰,全天峰谷差较大。总体而言,居民生活用电峰谷变化对全社会负荷曲线的“削尖”效应明显。

③ 气温方面,重庆夏季最大负荷与气温具有较强的相关性,在温度 $26^{\circ}\text{C} \sim 37^{\circ}\text{C}$ 左右,电力负荷对温度的敏感度较高,在此区间负荷与温度拟合曲线基本呈同步增长,温度每升高 1°C ,负荷增加约 408 MW;“十二五”期夏季降温负荷占比已达到全网负荷 40% 以上,降温负荷曲线峰谷差较大,平均负荷率低,是加大重庆全网电力负荷峰谷差的重要因素。

(2) 采用基于行业负荷曲线重构的日负荷特性预测方法,结合未来用电结构的变化趋势,可有效预测未来的全社会日负荷特性曲线。经预测,2020 年夏季 γ 值约为 0.81~0.83、 β 值约为 0.59~0.62,冬季 γ 值约为 0.79~0.81、 β 值约为 0.56~0.59;2030 年夏季 γ 值约为 0.79~0.81、 β 值约为 0.56~0.69,冬季 γ 值约为 0.76~0.79、 β 值约为 0.50~0.56。

(3) “十三五”期随着重庆战略新兴产业的布局逐步完成,年负荷特性相对平稳, ρ 值变化不大。2020 年以后,随着经济结构调整的逐步深入,第二产业用电的进一步降低,用电结构调整的累积效应将逐步明显,年

负荷率将降低, ρ 值略有下降趋势。其中 2020 年 ρ 值约 0.8 左右, 2030 年 ρ 值约 0.79 左右。

参考文献

- [1] 国家发展改革委经济运行调节局, 等. 负荷特性及优化 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [2] 赵希正, 等. 中国电力负荷特性分析与预测 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [3] 《中国电力年鉴》编辑委员会编. 中国电力年鉴 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000-2013.
- [4] 国家统计局编. 中国统计年鉴 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2013.
- [5] H. 钱纳里 (H. Chenery), 等著, 吴奇, 等译. 工业化和经济增长的比较研究 [M]. 上海: 上海人民出版社, 1995.
- [6] 陈佳贵, 等. 中国工业化进程报告 [M]. 北京: 社会科学文献出版社, 2007.
- [7] 郭克洛. 中国工业化的进程、问题与出路 [J]. 中国社会科学, 2000(3): 60-71.
- [8] 重庆市人民政府. 2013 年政府工作报告 [R].
- [9] 国家统计局. 国家统计局数据库 [DB/OL]. 北京, 2014. [2014-06-10]. <http://data.stats.gov.cn/>

- [10] World Bank. The world bank statistics database [DB/OL], 2013 [2014-06-15]. <http://data.worldbank.org/cn/>
- [11] 战略和综合研究所. 我国中长期电力需求发展趋势研究 [R]. 北京: 国家电力规划研究中心, 2012.
- [12] 国务院. 国务院关于印发节能减排“十二五”规划的通知 [R]. 国发(2012)40号. 2012.
- [13] 吴敬儒, 等. 中国电力工业 2010-2050 年低碳发展战略研究 [M]. 北京: 水利水电出版社, 2012.
- [14] 中国能源中长期发展战略研究项目组. 中国能源中长期(2030、2050)发展战略研究 [R].
- [15] 胡兆光. GDP 能耗与电耗的关系 [J]. 中国能源, 2006, 28(7): 11-15.
- [16] 重庆市人民政府. 关于印发重庆市“十二五”节能减排工作方案的通知 [R]. 渝府发(2011)109号, 2011.
- [17] 秦浩庭、肖汉、郑荡, 等. 重庆电力负荷需求及特性预测 [R]. 成都, 西南电力设计院系统规划中心, 2014.
- [18] 重庆市委、市政府. 关于科学划分功能区域、加快建设五大功能区的意见 [R]. 渝委发(2013)14号, 2013.

作者简介:

秦浩庭(1981), 工程师, 研究方向为电力系统规划。

(收稿日期: 2014-11-28)

(上接第9页)

JL/G2A-720/50 导线等方案, 最高的是 $8 \times \text{JL/G1A}-1120/90$, $9 \times \text{JL/G2A}-900/75$ 导线。年损耗在 4 500 h, 年费用最低的导线方案是 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$, 最高的是 $9 \times \text{JL/G2A}-900/75$ 和 $10 \times \text{JL/G1A}-630/45$ 导线。总体来看, 年费用最低的是 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$ 。

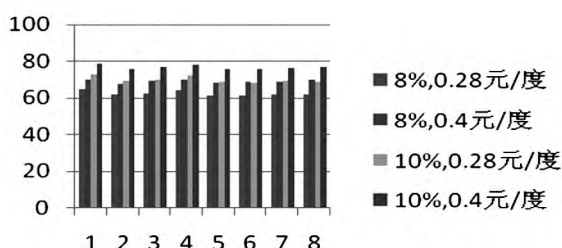


图2 导线年费用比较图(3 500 h)

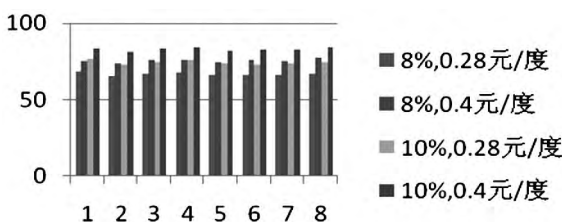


图3 导线年费用比较图(4 500 h)

5 结 论

± 1100 kV 特高压直流线路导线选择的主要控制因素是可听噪声, 按海拔 1 000 m 时 45 dB(A) 限

值控制, 有 6 种导线型式可供选择。最终结合经济性比较, 建议选择 $8 \times \text{JL/G3A}-1000/45$ 导线方式, 分裂间距 450 mm。

参考文献

- [1] 张文亮, 陆家榆, 鞠勇, 等. ± 800 kV 直流输电线路的导线选型研究. 中国电机工程学报 [J]. 2007, 27(27): 1-6.
- [2] 梁明, 王永刚, 周刚. ± 800 kV 输电线路按电晕条件的导线选择. 高电压技术 [J]. 2008, 34(9): 1875-1879.
- [3] 中华人民共和国国家标准. ± 800 kV 直流架空输电线路设计规范(报批稿) [S].
- [4] 陆家榆, 鞠勇. ± 800 kV 直流输电线路电磁环境限值研究 [J]. 中国电力, 2006, 39(10): 37-42.
- [5] 中华人民共和国国家电网公司企业标准. Q/GDW 145-2006, ± 800 kV 直流架空输电线路电磁环境控制值 [S].
- [6] GB/T 1179-2008, 圆线同心绞架空导线 [S].

作者简介:

李晓丽(1983), 硕士, 工程师, 主要从事电力系统过电压与接地研究;

李先志(1982), 硕士, 工程师, 主要从事送变电线路设计与研究。

(收稿日期: 2014-10-27)

灰色理论在预测 SF_6 组合电器漏气情况中的应用

费 韬, 叶金翔, 许 格

(国网浙江省电力公司检修分公司, 浙江 杭州 311232)

摘 要: GIS 设备在变电站的应用越来越普遍, 但漏气是影响 GIS 设备正常运行的一个非常重要的因素。GIS 设备漏气时, 其气室压力值下降呈非线性趋势。通过灰色理论来拟合该下降趋势, 得到拟合后的趋势曲线, 该趋势曲线通过残差、关联度及后验差 3 种检验方式进行检验, 若检验结果满足要求, 则该拟合是有效的。因此, 可通过拟合后的下降曲线, 来预测漏气的 GIS 设备下一步的漏气情况, 为检修计划的制定提供参考。通过国内某特高压变电站 500 kV GIS 组合电器气室 SF_6 气体泄漏的例子, 来详细阐述利用灰色理论建立模型, 检验该模型, 并进一步利用该模型来预测该组合电器将来 SF_6 气体泄漏的情况。

关键词: 变电站; GIS; SF_6 漏气; 灰色理论; 检修计划; 在线监测

Abstract: The application of GIS equipment is more and more popular, but gas leakage is a very important factor influencing its safe operation. When gas leakage happens, the decrease of the pressure volume in the air chamber shows the nonlinear tendency. Through the grey theory the descending trend is fitted to obtain the trend curve which is tested by the residual error, the relational grade and the posterior error. As a result, the descending curve after the tests can predict the next step of gas leakage and provide a reference for the maintenance schedule. Taking SF_6 leakage of 500 kV GIS equipment in an UHV sub-station for example, the model established based on grey theory is described in detail, and then the next happening of gas leakage in GIS equipment is predicted with the proposed model after its verification.

Key words: substation; GIS; SF_6 leakage; grey theory; maintenance schedule; online monitoring

中图分类号: TM595 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0051-03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.012

0 SF_6 GIS 简介

SF_6 气体是一种无毒、无色、无味, 化学性能极稳定的物质, 具有良好的电气绝缘性能及优异的灭弧性能, 其耐电强度为同等压力下氮气的 2.5 倍, 击穿电压是空气的 3 倍, 是世界上目前最优良的绝缘介质和灭弧介质, 现广泛应用在 SF_6 断路器、 SF_6 组合电气设备 GIS、 SF_6 电流电压互感器及小容量的变压器上^[1]。GIS 是指 SF_6 封闭式组合电器, 国际上称为“气体绝缘开关设备”(gas insulated switch-gear), 简称 GIS, 它将一座变电站中除变压器以外的一次设备, 包括断路器、隔离开关、接地开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、母线、电缆终端、进出线套管等, 经优化设计有机地组合成一个整体^[2]。

内 SF_6 气体的压力值, 上传到变电站计算机监控系统, 以供远程监控及数据整合利用^[3]。

变电站 GIS 组合电器内 SF_6 压力值, 通过现场传感器, 经接入层模数转换, IEC 61850 通信规约转换, 再接入变电站监控系统。通过监控系统即可实时查看组合电器 SF_6 压力值, 并对数据进行记录。 SF_6 在线监测装置接入监控系统的结构如图 1 所示。

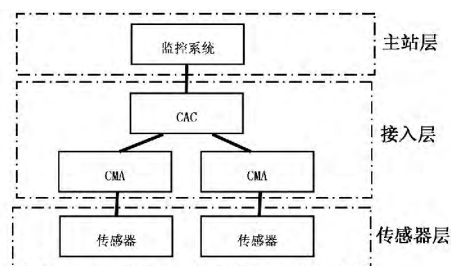


图 1 SF_6 在线监测接入监控系统结构图

1 变电站 SF_6 在线监测装置的应用

变电站 SF_6 在线监测装置的作用是将 GIS 设备

2 灰色理论简介

灰色系统理论是在经典控制理论、现代控制理论

(包括大系统理论)、模糊控制理论(即白色控制理论)的基础上,针对要求高而又难于用传统方法建模的系统发展起来的新方法。灰色系统理论进行预测具有要求原始数据少、不考虑分布规律、短期预测精度高、易于检验等优点,现已在很多领域得到了应用。

变电站 GIS 组合电器在 SF_6 气体发生泄露时, SF_6 气体的压力值相应地不断下降。但是根据在线监测装置采集到的 SF_6 压力值历史数据分析,以及现场的运行经验, GIS 组合电器设备漏气时, SF_6 压力值下降趋势是非线性的。另一方面, GIS 组合电器设备 SF_6 气体压力值的大小受到许多因素的影响,比如电气设备负荷大小、环境温度。同时,经在线监测装置上送的压力值,又受到传感器误差、通信异常等因素影响。

因此组合电器 SF_6 压力值的变化是一个典型的灰色系统。通过灰色系统理论对发生漏气的 SF_6 组合电器漏气速度进行预测具有一定的现实意义。

3 案例分析

国内某特高压变电站在对在线监测装置采集到的组合电器 SF_6 压力值数据进行历史比对时,发现 500 kV GIS 设备某气室的 SF_6 压力值不断下降。现场利用红外检漏仪对该气室进行检测,确定该气室存在漏气现象,并定位了漏气点。如图 2 为红外检漏仪检测情况,图 3 为该气室漏气点位置。

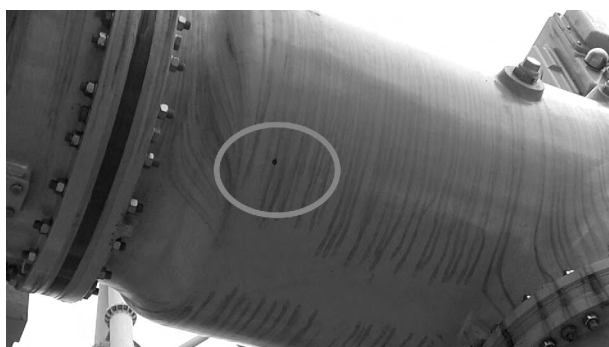


图 2 通过红外检漏仪探测到漏气点

经过检测,确定该漏气点位于 GIS 设备罐体,如图 3 所示。GIS 组合电器设备的正常运行要求内部 SF_6 气体压力值维持在一定范围内。 SF_6 气体的持续泄露,将导致气体压力的不断降低,进而危及到设备的可靠运行。一定时期内可以对该气室进行带电补充 SF_6 气体,使气体压力值升高至额定值或大于额定

值,以维持该设备继续运行;要根本解决该漏气问题,应该制定停电计划,对该设备进行整体更换。

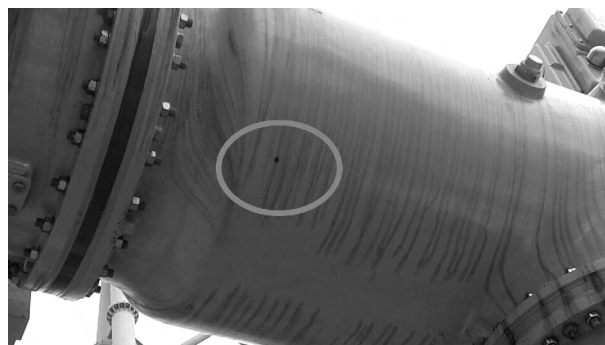


图 3 现场确定漏气点位置

该设备投入运行约一年,运行过程中曾经补气 2 次。该气室压力值及补气情况如表 1 所示。

表 1 漏气气室 SF_6 压力历史值

时间节点	气室压力值/MPa
投运初期	0.516
第 6 个月	0.484
第 6 个月补气后	0.530
第 12 个月	0.494
第 12 个月补气后	0.536

备注:该气室压力额定值为 0.5 MPa,警告值为 0.45 MPa。

从表 1 可知,运行到第 12 个月时,该气室压力降至 0.494 MPa,然后现场进行了补气,使压力值升至 0.536 MPa。

GIS 组合电器设备的正常运行要求内部 SF_6 气体的压力值应不低于额定值。则现场补气之后,气体压力何时会降低到额定值以下,成为讨论的重点。在对降低到额定值的时间进行预测了之后,就可以此为参考依据,制定检修计划,或再次带电补气,或停电更换设备。

下面将利用在线监测装置采集存储的气室压力值历史数据,进行灰色理论建模,拟合该设备气体压力下降趋势曲线,以预测数据的走势。

4 模型的建立及验证

4.1 建立模型

令原始数据序列为 $X^{(0)}$ 。

$$X^{(0)} = (x^{(0)}(1), x^{(0)}(2), \dots, x^{(0)}(n))$$

然后先构造累加数列。

$$X^{(1)} = (x^{(1)}(1), x^{(1)}(2), \dots, x^{(1)}(n))$$

其中,

$$X^{(1)}(k) = X^{(0)}(K) + X^{(1)}(K-1), X^{(1)}(1) = X^{(0)}(1)$$

再做作紧邻均值生成。

$$Z^{(1)} = (Z^{(1)}(1), Z^{(1)}(2), \dots, Z^{(1)}(n))$$

$$\text{其中, } Z^{(1)}(k) = \frac{x^{(1)}(k) + x^{(1)}(k-1)}{2}.$$

构造B矩阵和Y矩阵如下。

$$B = \begin{pmatrix} -z^{(1)}(2) & 1 \\ -z^{(1)}(3) & 1 \\ \dots & \dots \\ -z^{(1)}(n) & 1 \end{pmatrix}, Y = \begin{pmatrix} -x^{(0)}(2) \\ -x^{(0)}(3) \\ \dots \\ -x^{(0)}(n) \end{pmatrix}$$

对参数 $\hat{\alpha}$ 进行最小二乘估计得

$$\hat{\alpha} = (B^T B)^{-1} B^T Y = \begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix}, \text{求出 } a, b \text{ 的值。}$$

由于灰色理论GM(1,1)白化方程为

$$\frac{dx^{(1)}}{dt} + ax = b$$

则预测模型为

$$\hat{x}^{(1)}(k+1) = \left(x^{(0)}(1) - \frac{b}{a} \right) e^{-ak} + \frac{b}{a}$$

求出 $\hat{x}^{(1)}$ 后,累减即可得到预测模拟序列。

$$\hat{x}^{(1)} = (\hat{x}^{(0)}(1), \hat{x}^{(0)}(2), \dots, \hat{x}^{(0)}(n))$$

其中,

$$\hat{x}^{(0)}(k) = \hat{x}^{(1)}(k) - \hat{x}^{(1)}(k-1), \hat{x}^{(0)}(1) = \hat{x}^{(1)}(1)$$

于是,将历史数据导入 $X^{(0)}$,即可得到由该模型

生成的拟合序列 $\hat{X}^{(0)}$ 。

4.2 模型检验

下面通过3种方法来验证该模型的精度:残差检验法、关联度检验法、后验差检验法。

(1) 残差检验法

首先构建残差序列。

$$E^{(0)} = (e^{(0)}(1), e^{(0)}(2), \dots, e^{(0)}(n)),$$

$$\text{其中, } e^{(0)}(k) = |\hat{x}^{(0)}(k) - x^{(0)}(k)|$$

然后计算平均相对误差。

$$\sigma = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{e(k)}{x^{(0)}(k)}$$

导入历史数据进行计算,运行初期至6个月这段时间的 $\sigma=0.0018$,精度为99.82%;6个月至12个月 $\sigma=0.0019$,精度为99.81%;第12个月至今 $\sigma=0.0015$,精度为99.85%,很明显,精度非常高,预测结果可信。

(2) 关联度检验法

首先将原始序列和预测序列都初始化,每个数都除以第一个数,得到

$$X_1 = (x_1(1), x_1(2), \dots, x_1(n))$$

$$\text{其中, } x_1(k) = \frac{x^{(0)}(k)}{x^{(0)}(1)}$$

$$X_2 = (x_2(1), x_2(2), \dots, x_2(n))$$

$$\text{其中, } x_2(k) = \frac{\hat{x}^{(0)}(k)}{\hat{x}^{(0)}(1)}$$

$$\text{再求出差序列 } \Delta = (\Delta(1), \Delta(2), \dots, \Delta(n))$$

$$\text{其中, } \Delta(k) = |x_1(k) - x_2(k)|$$

$$\text{求出二级差, } M = \max(\max(\Delta)), m = \min(\min(\Delta))$$

然后计算关联系数序列为

$$\eta(k) = \frac{m + 0.5M}{\Delta(k) + 0.5M}$$

$$\text{则关联度为 } \gamma = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \eta(k)$$

导入历史数据进行计算,运行初期至6个月这段时间的 $\gamma=0.701$,第6个月至第12个月 $\gamma=0.719$,第12个月至今 $\gamma=0.674$,依据灰色理论,要求 γ 越大越好,一般认为 $\gamma>0.6$,模型令人满意^[4]。因此本模型符合要求。

(3) 后验差检验法

先求出原始序列的均方差为

$$S_1 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [x^{(0)}(k) - \bar{x}]^2}$$

其中, $\bar{x}$ 为原始序列的平均值。

再求出残差序列 $E^{(0)}$ 的均方差为

$$S_2 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [e^{(0)}(k) - \bar{e}]^2}$$

其中, $\bar{e}$ 为残差序列的平均值。

$$\text{则后验差比值 } c = \frac{S_2}{S_1}.$$

小误差概率为

$$p = P\{|e(k) - \bar{e}| < 0.6745S_1\}$$

经计算,运行初期至6个月这段时间的 $c=0.078$, $p=1$,6个月至12个月 $c=0.076$, $p=1$,第12个月至今 $c=0.278$, $p=0.96$,根据文献^[4],后验差比值 $c<0.35$,且 $p>0.95$ 的精度等级为“好”(共4个等级,分别为:好、合格、勉强、不合格),所以该模型满意。

综上,通过3种检验方法对该模型进行了检验,检验结果符合要求。所以,利用灰色理论来拟合本次漏气的GIS气室SF₆气体压力值下降趋势,是可靠的。

(下转第81页)

6 防范措施

运维人员应强化对“转子一点接地保护”工作原理、装置内部结构、关键测试数据标准和同类电厂转子一点接地保护动作原因及控制措施的学习。将转子接地保护装置输出特性的标准列入检修规程及检修文件包。将转子一点接地保护装置列入公司隐患进行管理,并落实相应的控制措施。下一阶段,应该利用机组大修机会进行技术更新或改造,将原来配置 UNS3020a 型发电机接地保护装置改用南瑞继电保护 RCS-985RE 型保护装置。

7 结 语

转子一点接地保护受转子绕组对地电容的影响大,当转子绕组对地电容较大时,保护灵敏度较低^[8-10],由此引起保护信号误发和机组非停事件不时出现,直接影响到机组和电网安全稳定运行,在出现一点接地故障后,应根据具体情况分析接地类型、接地原因,根据具体情况确定查找方法并制定针对性的防范措施。

参考文献

- [1] 李锋,刘海霞. 转子一点接地故障原因分析及处理措

(上接第53页)

4.3 根据模型预测气室压力值下降趋势

最后一次补气之后,将在线监测装置采集并存储的 SF_6 历史压力值数据导入模型,得到拟合序列 $\hat{X}^{(0)}$ 。

观察拟合序列发现,补气后的 231 天压力降至额定值 0.5 MPa。因此若在保证该气室始终不低于额定值运行,则应考虑不迟于此时间进行处理。可以进行再次补气,但因漏气点并未消除,所以补气后还应继续跟踪该设备漏气情况;或者考虑纳入停电计划^[9],对该设备进行更换处理。

5 灰色理论模型的推广应用

变电站在正常运行情况下,通过人工或在线监测装置采集到大量非线性、较易受环境影响的数据,对这些数据的分析平常只能靠人工检查,费时费力,且数据量大的情况下,难以发现隐藏的问题且难以准确判断变化趋势。根据所建上述模型在分析 SF_6 气室压力、断路器液压、避雷器泄露电流、变电设备局部放电在线监测、潮流等变电站重要数据方面,都

施 [1]. 华电技术,2013,35(8):41-45.

- [2] 陈国栋. 一起发电机转子一点接地故障的查找及处理 [J]. 电力安全技术,2012,14(6):52-54.
- [3] 罗真,李书兴. 发电机励磁回路两点接地保护的研究 [J]. 继电器,2007,5(3):81-84.
- [4] 竺士章. 发电机励磁系统试验 [M]. 北京:中国电力出版社,2005.
- [5] 马铁军,马骋,胡贤优,等. UNS3020 型发电机转子接地保护误动作原因分析 [J]. 华电技术,2008,30(6):49-51.
- [6] 刘建平. ABB 发电机转子接地保护装置国产化改造的研究与应用 [J]. 浙江电力,2012(1):49-51.
- [7] 陈俊,王光,严伟,等. 关于发电机转子接地保护几个问题的探讨 [J]. 电力系统自动化,2008,32(1):90-92.
- [8] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用 [M]. 北京:中国电力出版社,2002:267-277.
- [9] 毕大强,徐振宇. 发电机励磁回路接地保护新原理的研究 [J]. 继电器,2000,28(7):37-40,54.
- [10] 刘小波,刘万斌,包明磊,等. 转子一点接地保护双重化配置研究 [J]. 电力自动化设备,2013,33(10):162-167.

作者简介:

逯 静(1983),工程师,从事发输电二次设计工作;

蒲鹏飞(1978),高级工程师,从事电力技术及管理工作。

(收稿日期:2014-12-22)

能提供一个较为合理的预测,为制定变电站设备检修计划和运维工作提供更好的支撑作用。

参考文献

- [1] 孟勇. GIS 设备 SF_6 漏气处理技术 [J]. 应用技术,2009,5(b):120,121.
- [2] 李提. SF_6 全封闭组合电器的漏气分析与处理 [J]. 湖北电力,2003,27(4):53-62.
- [3] 刘可龙. SF_6 气体在线监测技术的现状及发展趋势 [J]. 通信电源技术,2013,30(6):83-88.
- [4] 徐国祥. 统计预测和决策 [M]. 上海:上海财经大学出版社,2008:112-113.
- [5] 宁宣熙,刘思峰. 管理预测与决策方法 [M]. 北京:科学出版社,2009:113-145.
- [6] 李鸣青. 气体绝缘金属封闭开关设备的漏气处理 [J]. 供用电,2010,27(6):72-73.

作者简介:

费 韬(1985),从事超高压及特高压变电站运维工作;

叶金翔(1985),从事超高压及特高压变电站运维工作;

许 格(1990),从事超高压及特高压变电站运维工作。

(收稿日期:2014-12-03)

交流系统接地故障对直流换相失败的影响分析

尹广力

(国网北京昌平供电公司, 北京 102200)

摘要: 换相失败是高压直流输电系统中常见的故障之一, 而受端交流系统故障是诱发换相失败的重要原因。利用序分量法详细推导了交流系统发生不同接地故障时换相电压与线电压过零点偏移的变化情况, 比较系统地分析了各种交流侧接地故障对换相失败的影响。分析结果表明: 不同的故障类型对换相过程影响不同; 随着过渡电阻的变化, 换相电压过零点偏移可能会从超前转为滞后; 并基于理论分析结果对关断角的表达式进行了相应的修正。最后以天广直流输电系统为原型, 利用 PSCAD 搭建了双极 HVDC 仿真模型, 验证了结论的正确性; 并利用仿真结果对影响换相失败的两大因素, 即换相电压和过零点偏移的影响程度进行了探讨。

关键词: 换相失败; 序分量法; 过渡电阻; 换相电压; 相位偏移

Abstract: As one of the most common faults in HVDC transmission system, commutation failure is considered to be caused mostly by AC system faults in the receiving - end. A detailed analysis of the relationship between commutation voltage reduction and line voltage zero - crossing point drift is given when various types of grounding faults occur in AC system by using sequence components method. Thus the systemic analysis about the impacts of grounding faults on commutation failure is presented. The results indicate that the influence on commutation process varies with fault types, and the phase of commutation voltage may change from lead to lag compared to the voltage before the faults as the transition resistance changes. The expressions for extinction angle is modified correspondingly based on the theoretical analysis results. A bi - polar HVDC simulation model is established with PSCAD/EMTDC based on Tian - Guang HVDC transmission system, which verifies the correctness of the conclusion. A further discussion is presented about the effects of commutation voltage reduction and line voltage zero - crossing point phase shift on the commutation failure according to the simulation results.

Key words: commutation failure; sequence components method; transition resistance; commutation voltage; phase shift

中图分类号: TM726 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954(2015)02 - 0054 - 05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.013

换相失败是高压直流输电系统中最常见的故障之一, 它将导致直流电压降低、输送功率减少、电流增大、换流阀寿命缩短、换流变压器直流偏磁及逆变侧弱交流系统过电压等不良后果^[1]。若采取的控制措施不当, 还会引发后继的换相失败, 严重时将导致直流传输功率中断, 使整个系统失去稳定, 影响电网的安全运行^[2-3]。引发直流输电系统换相失败的原因可分为两大类: 第一类是直流输电系统自身的故障; 第二类是受端交流系统故障或扰动。其中换相失败对交流系统的故障尤为敏感, 交流侧故障是诱发换相失败的主要原因^[4]。因此研究交流侧故障对换相失败的影响具有重大意义。

现利用序分量法, 充分考虑了实际短路故障中存在过渡电阻的因素, 比较系统地分析了各种接地故障对换相失败的影响, 并详细推导了交流系统故障时换相电压幅值和过零点偏移角度之间的关系,

同时对关断角的表达式进行了相应的修正。最后基于 EMTDC/PSCAD 仿真模型验证了结论的正确性, 并探讨了换相电压与过零点偏移对换相失败不同的影响程度。

1 换相失败的机理

当两个桥臂之间换相结束后, 刚退出导通的阀在反向电压作用的一段时间内, 如果未能恢复阻断能力或在反向电压期间换相过程一直未能进行完毕, 这两种情况在阀电压转变为正向时, 被换相的阀都将向原来预定退出导通的阀倒换相, 即换相失败^[5]。换相失败的根本原因是关断角 γ 过小^[6]。当逆变侧交流系统发生不对称故障并使换相电压过零点前移角度 ϕ 时, 逆变器关断角的表达式为^[14]

$$\gamma = \arccos(\sqrt{2}kI_dX_c/U_L + \cos\beta) - \Phi \quad (1)$$

式中, k 为换流变压器的变比; X_c 为换相电抗; U_L 为换流母线线电压有效值; β 为超前触发角。显然, 发生对称性故障时 $\Phi = 0$ 。

当 $\gamma < \gamma_{\min}$ 时表示直流系统发生换相失败。其中 $\gamma_{\min}$ 对应换流阀恢复阻断能力所需的时间, 考虑到串联元件的误差, 一个可控硅阀的恢复时间 $\gamma_{\min} \approx 10^\circ$ [8]。

2 交流侧接地故障对换相失败的影响

交流侧故障对换相失败的影响主要体现在换相电压幅值变化和线电压过零点偏移(不对称故障)两个方面, 因此下面的分析主要围绕这两个方面展开。需要指出的是: HVDC 输电系统一般采用 12 脉动换流器, 为了便于分析, 以 Y 型换流器为例, D 型换流器的分析方法与此相同, 不再赘述。

2.1 单相接地短路

设故障前网侧交流母线处的 A 相电压标幺值为 $\dot{U}_{A101} = 1 \angle 0^\circ$, 如图 1 所示。

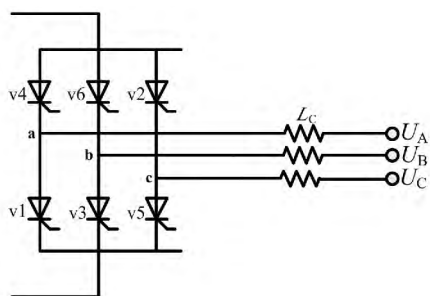


图1 三相桥式逆变器等效电路

则网侧的三相线电压表达式为

$$\begin{cases} \dot{U}_{AB101} = \dot{U}_{A101} - \dot{U}_{B101} = \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ \dot{U}_{BC101} = \dot{U}_{B101} - \dot{U}_{C101} = \sqrt{3} \angle -90^\circ \\ \dot{U}_{CA101} = \dot{U}_{C101} - \dot{U}_{A101} = \sqrt{3} \angle 150^\circ \end{cases} \quad (2)$$

在直流系统没有出现换相失败的情况下, 如果交流侧发生 A 相接地故障, 那么由故障分析可知, 短路点的各序电流、电压为

$$\dot{I}_{A1} = \dot{I}_{A2} = \dot{I}_{A0} = \frac{\dot{E}_A}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}) + 3R_f} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \dot{U}_{A1} = \dot{E}_A - jx_{1\Sigma} \dot{I}_{A1} \\ \dot{U}_{A2} = -jx_{2\Sigma} \dot{I}_{A1} \\ \dot{U}_{A0} = -jx_{0\Sigma} \dot{I}_{A1} \end{cases} \quad (4)$$

式中, $\dot{E}_A$ 为故障前短路点处的空载电势, 取 $1 \angle 0^\circ$; R_f 为故障点的过渡电阻; $x_{1\Sigma}$ 、 $x_{2\Sigma}$ 、 $x_{0\Sigma}$ 为故障点向网络看进去的正、负、零序等值电抗。

将各序分量叠加后即可得到故障点处的 ABC 三相电压, 而换相电压实际为换流变阀侧线电压, 因此需分析故障前后阀侧线电压的变化情况。但注意到对于 Y 型换流变压器, 假设变比为 1, 则原、副边的相电压幅值、相位均相同, 因此仅需分析网侧的线电压变化情况即可。另外, 通常假设电力系统的正负序阻抗近似相等, 即 $x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$, 由此得到的故障后网侧各个线电压如式(5)。

$$\begin{cases} \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} \angle 30^\circ - j3x_{1\Sigma} \frac{1}{j(k+2)x_{1\Sigma} + 3R_f} \\ \dot{U}_{BC} = \dot{U}_B - \dot{U}_C = \sqrt{3} \angle -90^\circ \\ \dot{U}_{CA} = \dot{U}_C - \dot{U}_A = \sqrt{3} \angle 150^\circ + j3x_{1\Sigma} \frac{1}{j(k+2)x_{1\Sigma} + 3R_f} \end{cases} \quad (5)$$

式中, 系数 $k = x_{0\Sigma}/x_{1\Sigma}$ 。

(1) $\dot{U}_{AB}$ 随过渡电阻的变化

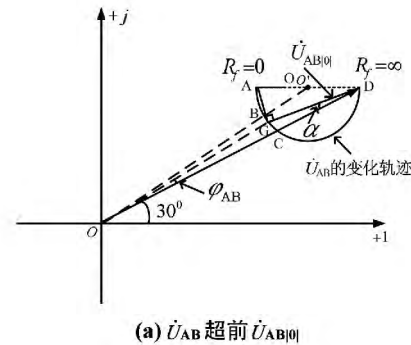
经推导对于形如 $\frac{1}{R+jx}$ 的表达式, 当 x 不变, R 从 0 增大到 ∞ 时的轨迹是复平面上的半圆, 直径为 $\frac{1}{x}$ 。于是, 由式(5)可得 $\dot{U}_{AB}$ 的变化轨迹如图 2 所示, 其中半圆的直径 $|AD| = \frac{3}{k+2}$ 。

由图 2 可知: ①随着 R_f 从 0 逐渐增大为 ∞ , $\dot{U}_{AB}$ 的相位从超前变化到滞后 $\dot{U}_{AB101}$, C 为临界变化点, 对应的过渡电阻, 可称为中值电阻。② $\dot{U}_{AB}$ 的幅值 m_{AB} 随着 R_f 的增大并不单调变化。在弧 AB 上, m_{AB} 随着 R_f 的增大而逐渐减小, 在弧 BD 上, m_{AB} 随着 R_f 的增大而逐渐增大。因此, m_{AB} 存在最小值, 即 $|OB|$ 。为了给出定量的分析结果, 一般可取 $k=3$ [7], 此时 $1.180 \leq m_{AB} \leq 1.732$ 。

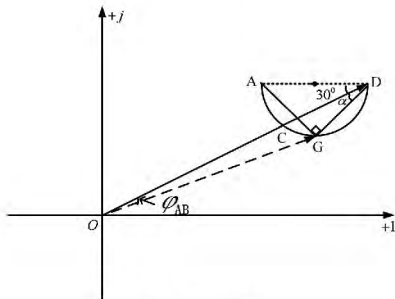
由上述分析可知, 随着 R_f 的不断增大, $\dot{U}_{AB}$ 将由超前变化为滞后于 $\dot{U}_{AB101}$, 其偏移的角度 φ_{AB} 计算如下。

1) $\dot{U}_{AB}$ 超前于 $\dot{U}_{AB101}$

此时对应的 $\dot{U}_{AB}$ 轨迹位于弧 AC 上, 其中 G 为弧 AC 任一点, 如图 2(a) 所示, 则 $|OG| = m_{AB}$, 在 $\triangle OGD$ 中有



(a) $\dot{U}_{AB}$ 超前 $\dot{U}_{AB|0|}$



(b) $\dot{U}_{AB}$ 滞后 $\dot{U}_{AB|0|}$

图 2 $\dot{U}_{AB}$ 的变化轨迹图

$$\frac{|OG|}{\sin \alpha} = \frac{|GD|}{\sin \varphi_{AB}} = \frac{|OD|}{\sin(180^\circ - \alpha - \varphi_{AB})} \quad (6)$$

式中, $|GD| = |AD| \cos(30^\circ - \alpha)$

由 $\frac{|OG|}{\sin \alpha} = \frac{|OD|}{\sin(180^\circ - \alpha - \varphi_{AB})}$ 可得到

$$\frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} = \frac{\sqrt{3} - m_{AB} \cos \varphi_{AB}}{m_{AB} \sin \varphi_{AB}} \quad (7)$$

记 $R = \sqrt{3} - m_{AB} \cos \varphi_{AB}$, $S = m_{AB} \sin \varphi_{AB}$, 进一步可以求得

$$\cos^2 \alpha = \frac{R^2}{R^2 + S^2} \quad (8)$$

又由于 $\frac{|OG|}{\sin \alpha} = \frac{|GD|}{\sin \varphi_{AB}}$, 展开化简为

$$m_{AB} \sin \varphi_{AB} = \frac{3}{2(k+2)} \left[\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin 2\alpha - \frac{1}{2} \cos 2\alpha \right] \quad (9)$$

由式(8)可得

$$\begin{cases} \sin 2\alpha = 2 \sin \alpha \cos \alpha = 2 \frac{S}{R} \cos^2 \alpha = \frac{2SR}{R^2 + S^2} \\ \cos 2\alpha = 2 \cos^2 \alpha - 1 = \frac{R^2 - S^2}{R^2 + S^2} \end{cases} \quad (10)$$

将其代入式(9)中, 即得

$$m_{AB} \sin \varphi_{AB} = \frac{3}{2(k+2)} \frac{S^2 + \sqrt{3}SR}{R^2 + S^2} \quad (11)$$

式(11)即为故障后的 AB 线电压超前时电压幅值与过零点偏移角度之间的关系。

2) $\dot{U}_{AB}$ 滞后于 $\dot{U}_{AB|0|}$

此时对应的 $\dot{U}_{AB}$ 轨迹在弧 CD 上, 其中 G 为弧 CD 上任一点, 如图 2(b) 所示, 则最终分析结果为

$$m_{AB} \sin \varphi_{AB} = \frac{3}{2(k+2)} \frac{\sqrt{3}SR - S^2}{R^2 + S^2} \quad (12)$$

(2) $\dot{U}_{BC}$ 随过渡电阻的变化

由式(5)可知, $\dot{U}_{BC} = \dot{U}_B - \dot{U}_C = \dot{E}_{BC} = \sqrt{3} \angle -90^\circ$, 即 $\dot{U}_{BC}$ 在故障前后始终保持不变。

(3) $\dot{U}_{CA}$ 随过渡电阻的变化

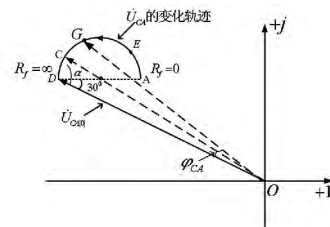


图 3 $\dot{U}_{CA}$ 的变化轨迹图

$\dot{U}_{CA}$ 在单相经过过渡电阻短路时的相量图及其变化轨迹如图 3 所示。由图 3 可知: ①随着过渡电阻 R_f 从 0 增大到 ∞ , $\dot{U}_{CA}$ 的幅值 m_{CA} 先增大后减小, 即在弧 AC 上, m_{CA} 随着 R_f 的增大而增大, 在弧 CD 上, m_{CA} 随着 R_f 的增大而减小, 幅值最大值出现在 C 点。当 $k=3$ 时, $1.249 \leq m_{CA} \leq 1.780$ 。② $\dot{U}_{CA}$ 始终超前 $\dot{U}_{CA|0|}$, 但相对后者偏移的相位大小(记作 φ_{CA})并不随着过渡电阻的增大而单调变化。在弧 AE 上, 随着 R_f 从 0 逐渐增大, φ_{CA} 也增大, 在 E 点(E 为圆的切点)之后, R_f 仍不断增大, φ_{CA} 则不断减小, 直到为 0。

设 G 为半圆上任一点, 则 $|OG| = m_{CA}$, 则 $\dot{U}_{CA}$ 相对 $\dot{U}_{CA|0|}$ 的相位偏移 φ_{CA} 与幅值的关系为

$$m_{CA} \sin \varphi_{CA} = \frac{3}{2(k+2)} \frac{S^2 + \sqrt{3}SR}{R^2 + S^2} \quad (13)$$

式中, $R = \sqrt{3} - m_{CA} \cos \varphi_{CA}$, $S = m_{CA} \sin \varphi_{CA}$ 。

表 1 给出了交流侧发生 A 相接地故障时, 换相电压的幅值与过零点偏移角度之间的关系。

通过表 1 可以看出: ①3 个线电压中只有 $\dot{U}_{AB}$ 存在过零点前移的情况, 而且角度较大, 考虑到此时的过渡电阻较小, 所以换相压降也比较大, 因此使得其控制的换流阀变小, 容易引起换相失败; ②随着过渡电阻的增大, $\dot{U}_{AB}$ 呈现滞后的相位偏移, 因此在计算 AB 对应控制的换流阀关断角时, 应对式(2)做适当修正为

$$\gamma = \arccos(\sqrt{2}kI_d X_c / U_L + \cos \beta) \mp \Phi(R_f) \quad (14)$$

表 1 A 相接地故障时线电压幅值与相位偏移的关系

幅值	1.20	1.24	1.50	1.55	1.60	1.65	1.70	$\sqrt{3}$
$\dot{U}_{AB}/(^\circ)$	10.4	13.4	-5.7	-5.2	-4.4	-3.2	-1.5	0
$\dot{U}_{BC}/(^\circ)$	*	*	*	*	*	*	*	0
$\dot{U}_{CA}/(^\circ)$	-10.4	-13.4	-17.3	-16.8	-16.1	-14.9	-13.2	0

注: 表格中正值表示过零点前移, 负值为后移; * 表示不会取到对应的电压幅值, 下同。

式中, $\Phi(R_f)$ 表示线电压过零点偏移的角度是过渡电阻的函数, 前移时取负号, 后移时取正号。

(3) 随着过渡电阻的增大, 3 个线电压的幅值降落减小, 过零点后移, 由式(14)可知 γ 增大, 因而发生换相失败的可能性大为降低。

两相接地故障和三相接地故障分析过程与上述方法相同, 限于篇幅, 只给出相应的结论。

2.2 其他接地短路

表 2 给出了 BC 两相接地故障时换相电压的幅值与相位偏移之间的关系。

表 2 BC 两相接地故障时换相电压的幅值与相位偏移的关系

幅值 m	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50
$\dot{U}_{AB}/(^\circ)$	-32.3	-34.1	-34.4	-33.6	0
$\dot{U}_{BC}/(^\circ)$	*	*	*	*	*
$\dot{U}_{CA}/(^\circ)$	27.7	25.9	25.6	26.4	0

由表 2 可知: ①当交流侧系统发生 BC 两相接地短路时, $\dot{U}_{AB}$ 、 $\dot{U}_{CA}$ 的幅值下降一定幅度, 而 $\dot{U}_{BC}$ 的电压从 $\sqrt{3}$ 下降为 0, 因此后者很有可能引起相应换流阀发生换相失败; ② $\dot{U}_{CA}$ 过零点前移的角度很大, 因此也容易引发换相失败故障。

三相故障时每个线电压幅值都降低, 过零点后移。因此理论上讲, 三相短路时对每个阀的换相过程影响相同。

3 仿真验证

3.1 仿真模型

采用电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 搭建了仿真模型, 如图 4 所示。仿真模型采用单级运行方式, 换流站采用 12 脉动换流器接线。

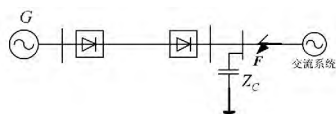


图 4 HVDC 仿真模型

由图 1 可以看出, U_{AB} 决定阀 V1、V4 的换相情况; U_{CA} 决定阀 V5、V2 的换相情况; U_{BC} 决定阀 V3、V6 的换相情况。通过仿真模型可以准确提取阀电流波形, 通过阀电流波形可以准确定位每个阀的换相情况。

3.2 仿真结果

单就一次故障而言, 故障时刻会影响到阀的换相情况。为了从整体上分析不同阀的换相失败情况, 采取如下措施: 故障以脉冲的形式在一个工频周期内施加在换流母线上 10 次, 脉冲宽度为 1/8 个周波。每施加一次就仿真一次, 以确定哪个阀发生了换相失败故障。然后从统计学的角度来分析每个阀的换相失败情况。

由表 3 可以得出如下结论: ①A 相接地故障时, 阀 V1、阀 V4 发生换相失败的概率最大; ②过渡电阻较小时, 由于其他阀的换流母线电压值比较低, 因此也有可能发生换相失败故障; ③随着过渡电阻的增大, 阀 V1、阀 V4 发生换相失败的概率降低; ④当过渡电阻增大到一定值时, 不再发生换相失败故障。

由表 4 可以得出以下结论: ①整体上阀 V3、阀 V6 发生换相失败的概率最大, 这是由于 $\dot{U}_{BC}$ 幅值为 0 的缘故; ②阀 V2 与阀 V5 发生换相失败的概率也较大, 这是由于 $\dot{U}_{CA}$ 线电压过零点前移较大的缘故; ③同样的, 当过渡电阻较大时, 由于电压降非常有限, 因此不再发生换相失败。

通过表 5 可以看出: ①三相故障时每个阀都有发生换相失败的情况, 不同的故障时间会引发不同阀发生换相失败故障; ②同样的, 当过渡电阻较大时, 由于电压降非常有限, 因此不再发生换相失败。

3.3 换相电压和过零点偏移对换相失败的影响探讨

通过关断角的表达式可以看出, 换相电压与过零点偏移是影响换相失败的两个重要因素。通过表 1 可得, $\dot{U}_{CA}$ 线电压过零点虽然始终处于滞后状态, 但由表 3 可以看出, 阀 V2 在过渡电阻较小时也发生了换相失败故障; 同时由表 2 可以得到, 在 BC 接地故障下, 由于 $\dot{U}_{CA}$ 线电压过零点始终处于超前状态, 而且超前的角度很大, 因此阀 V2 与阀 V5 可能会发生换相失败故障, 但由表 4 可以看出, 随着过渡电阻的增大, 此时两个阀也不再发生换相失败故障; 理论分析表明对称性故障时换相电压幅值下降, 虽然线电压过零点始终滞后, 但由表 5 可得换相电压幅值下降较大时仍然会引发换相失败故障。综合上面 3 种情况可以得出, 换相电压幅值对换相失败的

表 3 A 相接地故障换相失败概率统计

编号	项 目						
	R_g/Ω	V1/次	V2/次	V3/次	V4/次	V5/次	V6/次
1	20	5	1	0	5	0	0
2	50	5	1	0	5	0	0
3	100	3	0	0	5	0	0
4	120	3	0	0	3	0	0
5	180	0	0	0	0	0	0

表 4 BC 两相接地故障换相失败概率统计

编号	项 目						
	R_g/Ω	V1/次	V2/次	V3/次	V4/次	V5/次	V6/次
1	20	0	2	8	0	2	8
2	80	0	1	7	0	1	7
3	130	0	0	4	0	0	4
4	200	0	0	0	0	0	0

表 5 三相接地故障换相失败概率统计

编号	项 目						
	R_g/Ω	V1/次	V2/次	V3/次	V4/次	V5/次	V6/次
1	30	3	2	1	1	2	1
2	60	3	2	2	3	2	2
3	120	1	3	2	0	3	2
4	180	0	0	0	0	0	0

影响程度最大,过零点偏移仅仅是个辅助因素,并不是决定性因素。

4 总 结

(1) 交流系统故障容易引发换相失败。对不同
类型的故障,每个换流阀换相失败的概率不同。A
相接地故障时,V1、V4 发生换相失败的概率最大;
BC 两相接地短路时,V3、V6 发生换相失败的概率
最大;三相接地短路时,每个阀发生换相失败的概
率是均等的。

(2) 某些阀的关断角表达式要进行修正。因为
过渡电阻的影响,换相电压与故障前电压的相位偏
移关系并不固定。当 A 相经过渡电阻接地时, $\dot{U}_{AB}$
随着过渡电阻的增大从超前转变为滞后于 $\dot{U}_{AB101}$ 。

(3) 换相电压对换相失败的影响程度超过过零
点偏移对换相失败的影响程度。一般来说,当过渡
电阻超过某一值时,即使线电压过零点可能仍处于
超前状态,但换相电压幅值下降较低,此时就不会引
发换相失败故障。

参考文献

[1] 浙江大学直流输电教研组. 直流输电 [M]. 北京: 电
力工业出版社,1982: 180 – 185.

[2] 余晓鹏,陆明,张振安,等. 特高压直流对交流系统背景
谐波的影响分析 [J]. 现代电力,2014,31(4): 39 – 43.
[3] 蔡恒,刘东兴,刘崇茹,等. 特高压直流输电接入江西
电网动态电压稳定分析 [J]. 现代电力,2011,28(6):
17 – 22.
[4] 李新年,易俊,李柏青,等. 直流输电系统换相失败仿
真分析及运行情况统计 [J]. 电网技术,2012,36(6):
266 – 271.
[5] 王钢,李志铿,黄敏,等. HVDC 输电系统换相失败的
故障合闸角影响机理 [J]. 电力系统自动化,2010,34
(4): 49 – 54.
[6] 汪隆君,王钢,李海峰,等. 交流系统故障诱发多直流
馈入系统换相失败风险评估 [J]. 电力系统自动化,
2011,35(3): 9 – 14.
[7] 郝跃东,倪汝冰. HVDC 换相失败影响因素分析 [J].
高电压技术,2006,32(9): 38 – 41.
[8] 荆勇,欧开健,任震. 交流单相故障对高压直流输电换
相失败的影响 [J]. 高电压技术,2004,30(3): 60 – 62.
[9] 邵震. 高压直流系统换相失败对交流侧继电保护的影
响 [J]. 南方电网技术,2007,1(1): 72 – 80.
[10] 罗隆福,周金萍,李勇,等. HVDC 换相失败典型暂态
响应特性及其抑制措施 [J]. 电力自动化设备,
2008,28(4): 5 – 9.

作者简介:

尹广利(1978),工学学士,工程师,主要从事输电专业。
(收稿日期: 2014 – 12 – 08)

基于 ZigBee 的变电站设备灾害期水位监测报警装置

林天佑¹, 叶旭灿¹, 黄建波¹, 章伟伟²

(1. 国网浙江省电力公司检修分公司, 浙江 杭州 311232; 2. 浙江工业大学信息工程学院, 浙江 杭州 310023)

摘 要: 传统水位监测只关注变电所整体水位, 实际上各配电装置安装位置地势各不相同, 且设备构架、大小尺寸也不尽相同, 因此在灾害期间受灾情况、采取的应对措施也不同。关注具体设备间隔的进水情况, 设计了一个安装于每个端子箱内的水位监测报警装置。采用压力硅传感器采集水位信息, 激光测距传感器获得报警水位高度, CC2530 具有的 8051 微控制器采集和处理数据, 选用 TI/Chipcon 公司的 CC2530 硬件解决方案和 Z-Stack 协议栈来实现一种 ZigBee 无线传感器网络将水位信息发送给监控中心。

关键词: 无线传感; ZigBee; 变电所; 水位监测; 激光测距

Abstract: The traditional water level detection only focuses on the whole water level of substation. But actually, the installation position of distribution devices is quite different as well as their architectures and sizes. Focusing on the water circumstance of specific device, one kind of water level detecting and warning equipment which is installed on each terminal box is designed. Pressure silicon sensor is used to collect the information of water level and laser ranging sensor is used to obtain the height of alarm water level. The inner 8051 microcontroller of CC2530 is used to collect and process the data. And ZigBee wireless sensor is proposed to transmit the water level information to the monitoring center, which is based on CC2530 hardware solution and Z-Stack protocol stack of TI/Chipcon Company.

Key words: wireless sensor; ZigBee; substation; water level detection; laser ranging

中图分类号: TM763 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0059-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.014

供相关信息与预警, 保证电网安全。

0 引 言

每年台风期间, 多个地区的变电所均会遭受洪涝灾害。如果水位到达安装位置最低的开关端子箱端子排处, 则必须立即拉停相关线路间隔及该间隔的全部交、直流电源, 否则将造成配电装置失控、二次回路短路、所用交直流电流短路接地等严重后果, 甚至导致全所失电。但由于水位较深, 人身安全受威胁, 运行人员无法实时到现场巡视, 也就无法掌握设备受灾情况。即使运行人员到现场开箱检查, 也可能造成检查时雨水进箱, 加重灾情。

因此调度在灾害期间无法实时掌握是否需要停电、何时停电, 对电网运行存在巨大的安全隐患。

针对上述分析, 基于 ZigBee 无线通信技术设计了一种适用于变电设备受灾期间的水位监测报警装置, 在设备受灾时代替人工实时监测设备进水情况。当水位逼近设备一、二次带电部位安全距离时, 能及时报警并提供相应数据, 从而为调度运行的决策提

1 水位监测报警系统总体设计

传统水位监测只关注变电所整体水位, 实际上各配电装置安装位置地势各不相同, 且设备构架、大小尺寸也不尽相同, 因此在灾害期间受灾情况、采取的应对措施也不同。关注具体设备间隔的进水情况, 准备研制安装于设备内的水位监测报警装置, 对每个受灾装置提供独立的警报与监测数据。

由于变电所单个间隔内端子箱安装位置最低, 因此目标为研制能够通用于各类端子箱的水位监测报警装置。对于各种类型的端子箱, 以及端子排不同的安装高度, 该装置作简单调整后均能适用。

为减少由此装置增加的维护工作, 本装置设计自带工作电源, 且可移动安装。当公司发布灾害预警响应时, 才将本装置安装到间隔的端子箱内, 响应结束后即可拆除。日常无需维护, 安装时不涉及运行设备。

装置带通讯模块,在水位报警启动后能实时将水位数据传送至设立在主控室的通讯主机,让运行人员对各设备受淹情况实时掌握,从而为调度决策提供有力支撑,将灾害对电网的影响降到最小。

系统总体拓扑如图 1 所示,水位监测报警终端采集处理数据,当水位达到一定位置的时候,报警电路启动,并通过 ZigBee 网络向远方监控中心发送实时水位信息。



图 1 系统总体拓扑

2 通信系统

水位监测终端和远方监控中心通过 ZigBee 无线传感网络通信。ZigBee 是一种近距离、低复杂度、低功耗、低数据率、低成本的双向无线通信技术^[1]。它适用于变电所内的短距离通信,而传输水位信息所需要的实时性不是很高(1 min 采集一次数据足够),并且 ZigBee 的低功耗使得可以采用电池实现供电。

ZigBee 网络中有 3 种类型的节点:协调器(Coordinator)、路由器(Router)、终端(EndDevice)。ZigBee 网络有自组织能力,由协调器自动管理网络中的所有节点,路由器和终端加入协调器组织的网络。协调器为每个加入网络的节点分配一个地址,并对整个网络的地址进行管理;网络中的终端和路由器节点可通过路由器节点进行数据路由,延长通信距离或通过链路迂回提高通信可靠性^[2]。

ZigBee 通信的有效距离一般考虑不大于 1 km,对于应用在变电所中,考虑到电磁干扰、遮挡、设备功耗以及通信可靠性等因素,其有效距离可按 100 m 考虑。因此,必须合理安排安装该设备到变电所的端子箱内。

选用 TI/Chipcon 公司的 CC2530 硬件解决方案和 Z-Stack 协议栈来实现所述无线传感器网络。CC2530 是一款完全支持 ZigBee 2007 协议的高性能

SOC(片上系统)芯片,整合了 ZigBee 射频(RF)、收发器、增强型 8051 微控制器和存储器,是 ZigBee 网络的理想单芯片解决方案。ZigBee 网络协调器的电路设计如图 2 所示。

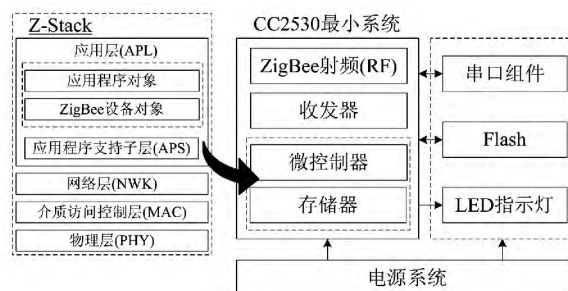


图 2 ZigBee 网络协调器

协调器是 ZigBee 网络的中枢,负责网络的维护,工作量大,为防止数据溢出,对存储器进行了扩展。LED 指示灯用于指示设备工作状态。串口组件用于与系统服务器交换数据,如此,可在服务器的可视窗口中查看各设备的拓扑情况、工作状态及历史记录等,方便人机交互。

3 水位监测终端设计

水位监控终端主要由水位传感器、激光测距传感器、微控制器和 ZigBee 无线通信模块组成,结构如图 3 所示。液位传感器选用投入式压力硅传感器^[3,4],输出 4~20 mA 电流;选用 TI/Chipcon 公司的 CC2530 硬件解决方案和 Z-Stack 协议栈来实现所述无线传感器网络,而 CC2530 具有优良的性能和具有代码预取功能的低功耗 8051 微控制器内核可以用来采集和处理数据;测距采用激光测距传感器。

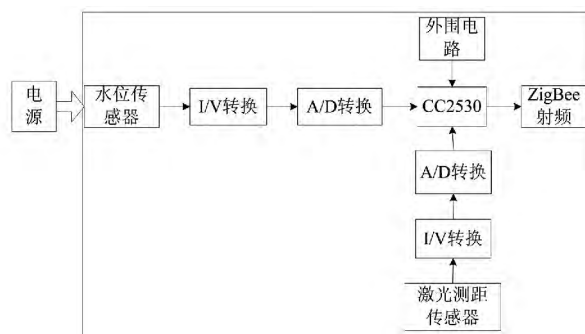


图 3 监测终端硬件结构图

水位传感器采集水位高度 a ,激光测距传感器测量端子箱内排线到箱底的距离 b 作为报警水位,当水位高度达到报警水位的时候向远方监控中心发送报警信息。水位测量示意如图 4 所示。

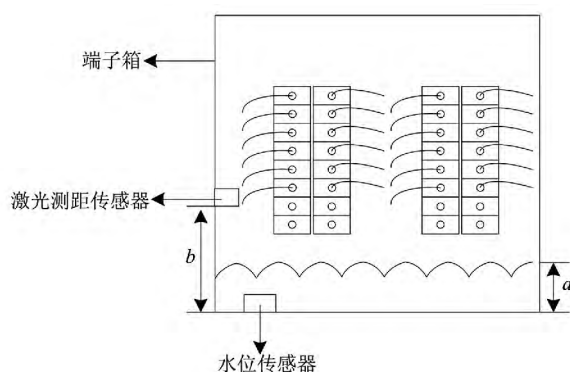


图4 水位监测示意图

3.1 投入式压力液位传感器

投入式液位传感器的原理^[8] (如图5所示):当液位传感器投入到被测液体中时,传感器迎液面受到的压力公式为

$$P = \rho gh + P_0$$

式中, P 为传感器迎液面所受压力; ρ 为被测液体密度; g 为当地重力加速度; P_0 为液面上大气压; h 为传感器投入液体的深度。

同时,通过导气不锈钢将液体的压力引入到传感器的正压腔,再将液面上的大气压 P_0 与传感器的负压腔相连,以抵消传感器背面的 P_0 ,使传感器测得压力为 ρgh ,显然,通过测取压力 P ,可以得到液位深度。

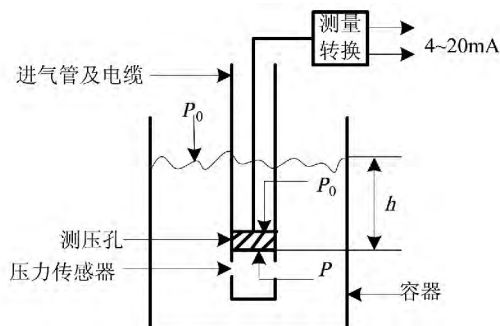


图5 压力式水位监测原理

投入式压力传感器具有稳定性好、固态结构可靠性高、安装方便、结构简单、经济耐用等特点。考虑到变电所有较大的电磁干扰,这就要求压力传感器不仅要过压能力强,而且要求机械密封可靠、防松动,传感器自身的引线、引脚以及外导线都应加以电磁屏蔽,并将屏蔽良好接地。

3.2 激光测距传感器

考虑到变电所内端子箱的大小不同以及箱内排线到箱底的距离也不一定,无法统一设定报警水位。因此采用激光测距传感器来获得最低的排线到端子箱底的距离作为报警水位。

排线到箱底的距离一般只有几十厘米,测量的距离比较短,要求的精度相对较高,故选择高精度短

距离测量^[9]的激光测距传感器。

利用激光传输时间来测量距离的基本原理是通过测量激光往返目标所需时间来确定目标距离。

3.3 微控制器

CC2530^[7,9]是用于2.4 GHz IEEE 802.15.5/ZigBee/RF4CE应用的一个真正的片上系统(SoC)解决方案。它能够以非常低的总的材料成本建立强大的网络节点。CC2530结合了领先的RF收发器的优良性能,业界标准的增强型8051CISC,系统内可编程闪存,8 KB RAM和许多其他强大的功能。CC2530有2个支持多种串行通信协议的强大USART,可以用来分别和液位传感器和激光测距传感器通信。而CC2530具有的8051微控制器内核可以用来采集和处理数据。

3.4 电源

为减少由此装置增加的维护工作,本装置设计自带工作电源,且可移动安装。设计中的CC2530具有低功耗的特点,且本装置只在灾害来临时安装于变电所端子箱内,灾害过后即拆除,蓄电池的供电完全可以满足工作要求。

3.5 软件设计

激光测距传感器将测量的报警水位传输给CC2530,水位传感器将采集的水位信息传输给CC2530,通过CC2530处理数据,当水位达到报警水位的时候,发送报警信息给监控中心,主程序流程图如图6所示。

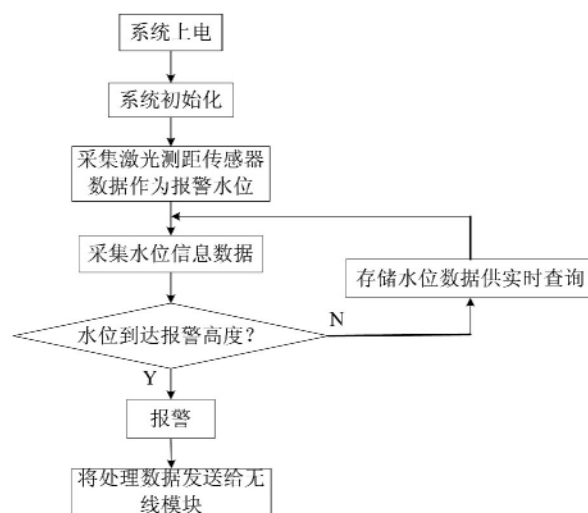


图6 主程序流程图

4 结 语

传统的水位监测只能监测变电所整体的水位,而不能关注具体的设备进水情况,所提出的水位监

测报警终端对安装位置最低的端子箱进行实时水位监测。同时,在监控终端增加一个激光测距模块解决了不同端子箱中排线最低位置不同造成的报警水位不同的问题。采用 ZigBee 技术将水位信息实时传输到远方监控中心,有效保护灾害期电网安全。

参考文献

- [1] 任秀丽. ZigBee 无线通信协议实现技术的研究 [J]. 计算机工程与应用, 2007, 43(6): 143-145.
- [2] 丁国兴, 高琴. ZigBee 无线传感器网络的端子箱环境监测系统 [J]. 现代建筑电气, 2013, 4(9): 45-51.
- [3] 安全, 范瑞琪. 常用水位传感器的比较和选择 [J]. 水利信息化, 2014(3): 52-54, 60.
- [4] 刘亮, 邓世建, 胡媛媛. 给排水系统中水位检测技术的研究 [J]. 工矿自动化, 2011, 37(12): 21-24.

(上接第 25 页)

从表 11 和表 12 可知,在雷电流反击近区杆塔时,一旦发生反击击穿,就会产生较高的雷电侵入波过电压,即使装设了母线避雷器,也会对一次设备主绝缘造成破坏。

5 结 论

基于上述 500 kV 敞开式变电站雷电侵入波过电压分析,得出结论如下:①出线避雷器是防治雷电侵入波的第一道屏障,对于保障站内设备具有重要作用,必须按规程配置并保证其正常运行;②变电站运行方式对雷电侵入过电压幅值有较大影响,一般而言,运行一次设备越少侵入波过电压幅值越大;③在单母线单变压器单出线运行方式下,敞开式变电站承受雷电侵入过电压的能力较弱,尤其是在 1 号杆塔遭受雷电绕击和反击并造成绝缘子串击穿的情况下;④为防止变电站近区落雷造成的雷电侵入波过电压,变电站近区线路在设计和施工上应该严格执行设计和施工标准,尽量采用地线负保护角设计,不宜使用高塔和大跨越,避免近区杆塔位于大坡度山腰和山顶,切实降低杆塔接地电阻;⑤对于因实际条件限制无法将最大绕击侵入电流和反击击穿电流限制在合理范围内的变电站,或者结构简单运行设备较少的变电站,应该在母线配置站用避雷器进行雷击侵入波防治。

- [5] 张元昭, 洪添胜, 刘志壮, 等. 一种压力式液位仪的设计 [J]. 微计算机信息, 2007, 23(10): 207-208, 41.
- [6] 常凤筠, 崔旭东. 基于激光测距传感器的铁轨测距系统 [J]. 应用激光, 2005, 25(6): 374-376.
- [7] 章伟聪, 俞新武, 李忠诚. 基于 CC2530 和 ZigBee 协议栈设计无线网络传感器节点 [J]. 计算机系统应用, 2011, 20(7): 184-187.
- [8] 李俊斌, 胡永忠. 基于 CC2530 的 ZigBee 通信网络的应用设计 [J]. 电子设计工程, 2011, 19(16): 108-111.

作者简介:

林天佑(1984), 主要研究方向为电力系统自动化等;
叶旭灿(1986), 主要研究方向为电力系统检修及运行等;
黄建波(1982), 主要研究方向为电力系统检修及运行等;
章伟伟(1991), 硕士研究生, 主要研究方向为微网通信等。

(收稿日期: 2014-11-14)

参考文献

- [1] 袁兆祥, 周洪伟. 500 kV HGIS 变电站雷电侵入波的计算分析 [J]. 高电压技术, 2007, 33(6): 71-76.
- [2] 朱传华, 刘念, 田冰冰, 等. 基于 Bergeron 模型的 500 kV 变电站雷击过电压计算 [J]. 电力自动化设备, 2010, 30(12): 66-69.
- [3] 孔繁钦, 徐鹏. 雷电侵入波对变电站设备的影响及防范措施 [J]. 华中电力, 2011, 24(6): 64-68.
- [4] 万磊, 宋倩, 徐晓娜, 等. 特高压 GIS 变电站母线不装避雷器可行性研究 [J]. 高电压技术, 2012, 38(12): 3331-3337.
- [5] 赵晨惠, 褚炳上. 变电站快速暂态过电压的分析 [J]. 广东电力, 2011, 24(4): 1-5.
- [6] 李东坡, 张明理. 氧化锌避雷器在 500 kV GIS 变电站中的防雷作用 [J]. 东北电力技术, 2013, (2): 19-22.
- [7] 高飞, 陈维江, 刘之方, 等. 1 000 kV 交流输电系统串补站的雷电侵入波保护 [J]. 高电压技术, 2010, 36(9): 2199-2205.
- [8] 陈水明, 王威, 于化鹏, 等. 计及工频电压的特高压变电站雷电侵入波过电压分析 [J]. 高电压技术, 2010, 36(8): 1852-1857.
- [9] 韩永霞, 卢毓欣, 陈辉祥, 等. ± 800 kV 换流站的雷电侵入波过电压仿真分析 [J]. 高电压技术, 2010, 36(1): 218-223.
- [10] 吴文辉, 曹祥麟. 电力系统电磁暂态计算与 EMTP 应用 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2012.

作者简介:

刘守豹(1983), 博士, 工程师, 从事过电压及工程电磁场计算方面的工作。

(收稿日期: 2014-10-14)

陡峻山区输电铁塔与基础连接形式设计研究

孙珍茂, 赵庆斌

(四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610016)

摘要: 随着电压等级的提高, 输电铁塔的根开也越来越大。即使采用长短腿加高低基础方案, 对地形坡度大于 50° 的塔位仍然难以满足要求。为了降低铁塔基础造价、降低基础施工难度和尽量减少降基开挖引起的环境破坏, 提出了直独立塔架、斜独立塔架与联合塔架等输电铁塔与基础的连接形式。研究了连接结构位移对铁塔杆件内力的影响, 提出了连接结构水平位移的控制值为 8 mm、竖向位移的控制值为 4 mm。提出了各连接结构的设计方法, 并以某工程为例进行了技术经济分析, 结果表明所提出的铁塔与基础的连接形式节约基础本体费用效果明显, 不少连接形式甚至可以节约一半基础本体费用。

关键词: 陡峻山区; 输电塔; 直独立塔架; 斜独立塔架; 联合塔架

Abstract: With the voltage level increasing, the foot distance of transmission tower is bigger and bigger. The tower leg is difficult to fit the 50° slope terrain even using long-short leg and height-low foundation. Erect independent tower, inclined independent tower and union tower are presented to connect transmission tower and foundation, which can lower the foundation price, reduce the difficulty of construction and decrease the environmental damage. The effect of displacement of connecting structure acting on members' forces is studied. It is proposed that the limited horizontal displacement value is 8 mm and the limited vertical displacement value is 4 mm. The design method of different connecting structure is presented and the economic analysis is carried out with a certain project. The result shows that the proposed connecting structures can reduce the cost of foundations obviously.

Key words: steep mountainous areas; transmission tower; erect independent tower; inclined independent tower; union tower

中图分类号: TM753 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0063-04

DOI: 10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.015

0 引言

四川地区输电线路多在崇山峻岭中走线, 塔基处地形陡峻, 不少塔位坡度已达 50° 以上。同时随着电压等级的提高, 输电铁塔的根开也越来越大, 如同塔双回 500 kV 线路铁塔的对角根开已达 20 m 以上。该塔基处即使采用铁塔长短腿加高低基础方案, 也难以满足地形要求, 如图 1(a) 所示。以往工程常采取两种措施来解决这个问题。

(1) 降低输电铁塔短腿的基面, 如图 1(b) 所示。该措施造成土石方开挖量大, 费用高, 对环境的破坏很严重, 对塔基的地质稳定有较大的影响, 存在安全隐患。

(2) 将输电铁塔长腿的基础向上延伸使之与铁塔连接, 称之为高立柱基础。立柱高度较小时, 高立柱基础是较为理想的措施。但当立柱高度较大时,

则有两个较大的缺点: ①在交通条件及施工场地条件都很恶劣的山区, 模板高度越大, 施工难度越大。②高立柱基础的埋深大, 混凝土的消耗量相应也很大, 不经济。

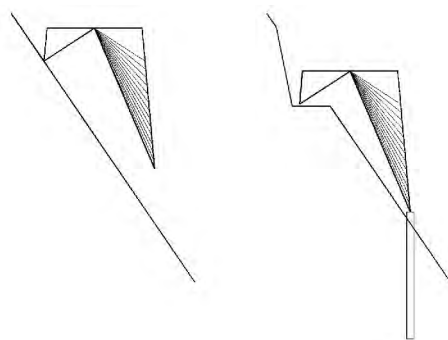


图1 陡峻山区塔腿示意图

为了克服以上两种常用措施的缺点, 提出了直独立塔架、斜独立塔架和联合塔架这 3 种基础与输电铁塔的新型连接形式。

1 几种连接形式

直独立塔架是由高立柱基础变化而得到,即将露出地面以上的立柱改为由钢材组成的空间塔架结构,它可以减小地面以下基础的直径、降低混凝土的用量,降低混凝土施工难度。

斜独立塔架是由直独立塔架沿着塔腿主材方向倾斜得到,其各个横截面仍为方形。由于倾斜的作用,斜独立塔架所受的竖向力可以抵消一部分水平力产生的弯矩,从而起到减小连接结构顶部水平位移的作用。

联合塔架由立柱和横梁组合而成,水平力由横梁直接传递到土中,减小了立柱所受的弯矩。联合塔架输电铁塔塔腿处的水平位移主要由与横梁相连基础的顶部位移产生。联合塔架的立柱主要受竖向压力作用,弯矩很小,因此其底部根开较小,只需安装在单个基础之上,既节约了混凝土,也解决了直独立塔架的下坡侧腿离地面仍较高的缺点。

2 连接结构位移控制值

当输电铁塔的一条塔腿安装在连接结构上,另外 3 条塔腿安装在基础之上时,如果连接结构的刚度远小于基础的刚度,则与连接结构相连的塔腿相对于其他 3 条塔腿就有附加变形,它会引起输电铁塔内的附加应力。连接结构除了要有足够的强度外,还要有足够的刚度,使铁塔内杆件的附加应力限制在一定范围之内。因此,设计连接结构之前需先确定连接结构的位移控制值。

2.1 非耦合计算

将某工程所采用的直线塔和转角塔根据基础作用力大小分为 5 组,分别为直线塔 Z1、Z2、Z3 和转角塔 J1、J2。将各组输电塔的 3 个腿设为铰结,另一个腿处分别作用 10 mm 的水平位移和 10 mm 的竖向位移,通过有限元分析得到输电塔杆件内的附加应力。各组输电塔附加应力较大的部位都基本相同,都是在腿部横隔面、变坡点横隔面、塔身斜材及腿部主材处附加应力较大。水平位移和竖向位移引起的附加应力比如表 1、表 2 所示。

由表 1 可知:不论是直线塔还是转角塔,水平位移在腿部横隔面处杆件中产生的附加应力都最

表 1 10 mm 水平位移在铁塔内产生的附加应力百分比

杆件部位	腿部横隔面 / %	变坡点横隔面 / %	塔身斜材 / %	腿部主材 / %
直线塔 Z1	26	10	9	1.2
直线塔 Z2	29	12	8	1.2
直线塔 Z3	32	9	7	1.2
转角塔 J1	40	13	6	1.6
转角塔 J2	37	15	5	1.7

大,变坡点横隔面次之,塔身斜材最小。其中,塔身斜材中附加应力最大的是腿部斜材和变坡点隔面下面的 K 材。主材的应力比只增加了 1.2%,因此,水平位移对主材应力基本没有影响。

表 2 10 mm 竖向位移在铁塔内产生的附加应力百分比

杆件部位	腿部横隔面 / %	变坡点横隔面 / %	塔身斜材 / %	腿部主材 / %
直线塔 Z1	72	65	31	10
直线塔 Z2	71	66	29	10
直线塔 Z3	82	48	27	10
转角塔 J1	90	50	18	9
转角塔 J2	90	50	18	9

由表 2 可知:与水平位移产生的附加应力类似,竖向位移也是在腿部横隔面处产生的附加应力最大,变坡点横隔面处次之,塔身斜材再次之,主材最小。

由表 1 与表 2 对比,可知:竖向位移远大于水平位移产生的附加应力,特别是竖向位移对塔身斜材的影响远比水平位移大,竖向位移在腿部主材上产生的附加应力也达到 10%,不能忽略。

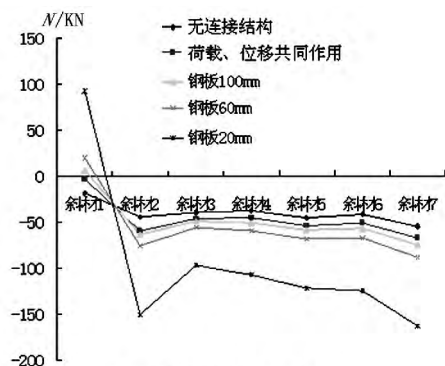
连接结构的设计不仅要控制水平位移,更需要控制竖向位移。位移的控制值应以塔身斜材和腿部主材不超过设计值的原则来确定。经过计算分析得到连接结构设计时水平位移的控制值为 8 mm,竖向位移的控制值为 4 mm。

2.2 耦合计算

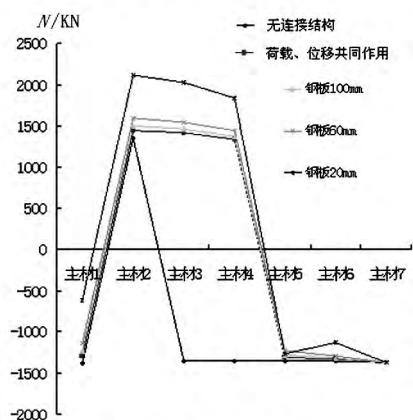
非耦合计算是将铁塔的基础作用力作用在连接结构的顶端,从而得到连接结构的位移值,然后将该位移值作用于输电铁塔的塔腿,就可以求得铁塔中的附加应力。由于基础作用力是基于铁塔塔腿铰接于基础顶部的计算模型而得到的,而连接结构自身的变形则比较大,由铰接模型得到的基础作用力与作用于连接结构顶部实际的作用力存在差异。因此,需要将输电铁塔与连接结构作为整体来计算连接结构位移对输电铁塔内力的影响,即将两者耦合

计算。

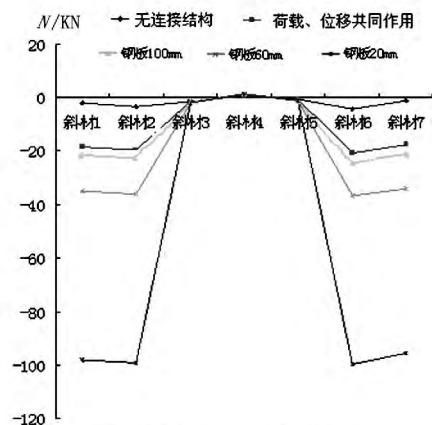
以某高 7.5 m 的直独立塔架为例进行耦合计算,分别计算了无连接结构、位移和荷载共同作用(非耦合计算)、100 mm 厚顶板、60 mm 厚顶板以及 20 mm 厚顶板等情况时铁塔侧面斜材、主材以及横隔面斜材的轴力,各种情况输电塔轴力变化较大的杆件对比如图 2 所示。



(a) 塔身斜材轴力对比



(b) 主材轴力对比



(c) 横隔面斜材轴力对比

图 2 各种计算模型铁塔构件轴力对比

由图 2(a) 可以看出:当顶板厚为 100 mm 时最大内力相对于荷载、位移共同作用于塔腿时的最大增幅为 7%;当顶板厚为 60 mm 时塔身斜材最大内

力相对于荷载、位移共同作用于塔腿时的最大增幅为 31%;当顶板厚为 20 mm 时塔身斜材最大内力相对于荷载、位移共同作用于塔腿时的最大内力增幅为 150%。

由图 2(b) 可以看出:当板厚为 100 mm 时主材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时主材最大内力增幅为 4%;当板厚为 60 mm 时主材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时主材最大内力增幅为 10%;当板厚为 20 mm 时主材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时主材最大内力增幅为 41%。

由图 2(c) 可以看出:当板厚为 100 mm 时横隔面斜材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时横隔面斜材最大内力增幅为 10%;当板厚为 60 mm 时横隔面斜材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时横隔面斜材最大内力增幅为 93%;当板厚为 20 mm 时横隔面斜材最大内力比荷载、位移共同作用于塔腿时横隔面斜材最大内力增幅为 450%。

综上所述可知,当顶板厚度较大时,耦合计算的内力与非耦合计算的内力相差最大在 10% 之内,可以用非耦合计算代替耦合计算。但当顶板厚度较小时,顶板自身的变形很大,需要考虑顶板变形的影响。

3 连接结构设计方法

3.1 直独立塔架设计

直独立塔架分为单基础直独立塔架和四基础直独立桁架两种,单基础直独立塔架的 4 条腿是安装到一个共同的基础之上,而四基础直独立桁架的 4 条腿则是安装到各自独立的基础之上,如图 3 所示。

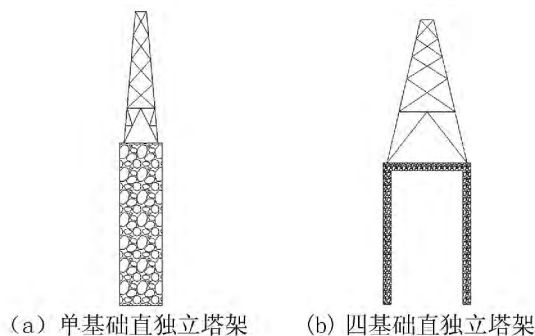


图 3 直独立塔架

直独立塔架的设计除了要满足其自身的强度要求外,其顶部的位移还需要满足前述位移控制值的要求。直独立塔架的底部根开越大,其横截面的抗弯刚度就越大,顶部水平位移就越小。因此,直独立

塔架的根开是在满足其自身强度和顶部位移控制值两个条件下优化得到。优化的原则除了连接结构及基础总费用要低外,更重要的是根开要小。因为根开越大,连接结构自身的 4 条塔腿也有下坡侧塔腿离地面距离太大的问题。

3.2 斜独立塔架的设计

根据下部基础个数的不同,斜独立塔架也可以分为单基础斜独立塔架和四基础斜独立塔架两种,如图 5 所示。

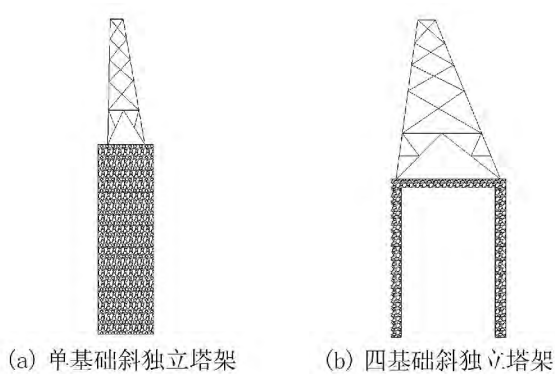


图 4 斜独立塔架

斜独立塔架的坡度按照竖向力产生的弯矩与水平力产生的弯矩完全抵消的原则来确定是最优的,但由于工况多,各种工况计算得到的坡度都不相同,取输电塔塔腿主材的坡度作为斜独立塔架坡度是比较合理的方法。

3.3 联合塔架的设计

联合塔架由立柱、横梁及横梁端部小柱 3 部分组成。如图 5 所示。联合塔架立柱内的弯矩很小,立柱的根开可与单基础直独立塔架相同。横梁的长度与立柱高度及地形坡度有关,由几何关系求得。

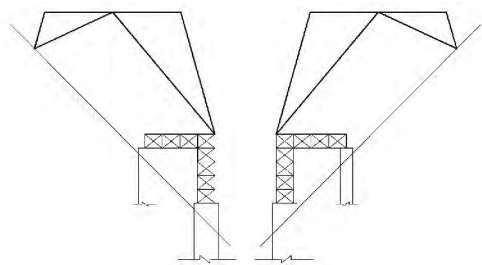


图 5 联合塔架

4 经济效益分析

仍以前述工程算例进行技术经济比较,结果见表 3,由该表可知:陡峻山区输电铁塔与基础的连接形式能显著降低基础的造价,很多情况甚至能节约

基础本体造价的一半,经济效益较好。

表 3 新型连接形式经济性比较

连接结构高度/m		3	4.5	6	7.5	9
Z1	节约造价/万元	2.9	3.2	6.2	11.0	
	百分比/%	40.0	28.9	37.6	49.6	
Z2	节约造价/万元	0.8	2.8	7.8	8.6	
	百分比/%	10.6	25.3	43.6	35.1	
Z3	节约造价/万元	0.7	4.3	9.9	7.7	
	百分比/%	5.8	24.1	37.5	24.8	
J1 压腿	节约造价/万元	16.0	17.3	20.0	29.0	39.2
	百分比/%	55.3	55.7	54.4	61.0	64.8
J1 拔腿	节约造价/万元	11.1	14.9	16.7	12.4	14.4
	百分比/%	46.8	51.7	49.6	34.4	34.8
J2 压腿	节约造价/万元	14.5	14.5	14.3	23.6	35.7
	百分比/%	48.3	44.7	33.7	44.3	53.3
J2 拔腿	节约造价/万元	6.6	20.7	20.2	14.0	13.5
	百分比/%	31.6	57.7	52.3	34.0	31.0

5 结 论

研究提出了直独立塔架、斜独立塔架和联合塔架等铁塔与基础的连接形式,采用非耦合计算及耦合计算研究了连接结构位移对铁塔杆件内力的影响,提出了连接结构设计时水平位移的控制值为 8 mm,竖向位移的控制值为 4 mm。

提出了直独立塔架、斜独立塔架和联合塔架的设计方法,并以某工程为例进行了技术经济分析,计算结果表明所提出的铁塔与基础的连接形式节约基础本体费用效果明显,不少连接形式甚至可以节约一半基础本体费用。

参考文献

[1] 陈绍蕃. 钢结构设计原理(第 3 版) [M]. 北京: 科学出版社,2005.
[2] 《钢结构设计手册》编辑委员会. 钢结构设计手册: 上册(第 3 版) [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2004.

作者简介:

孙珍茂(1979), 结构工程专业博士,从事输电结构专业设计工作。

(收稿日期:2015-02-05)

基于自抗扰的变速恒频双馈风力发电机并网控制研究

田永贵, 王 奔, 李小明, 吴桂良, 李 慧
(西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘 要: 将矢量控制技术、非线性函数和自抗扰技术相结合, 提出了一种新型的变速恒频双馈风力发电机空载并网控制策略。双馈异步发电机在 dq 坐标系下的数学模型是非线性耦合系统。采用把系统分成“动态耦合”部分加上“静态耦合”部分的方法, 并且在控制量和输出量之间并行地嵌入自抗扰控制器来实现转子电压线性化解耦。利用 Matlab 软件搭建变速恒频双馈风力发电系统的仿真模型, 进行仿真分析。仿真结果表明, 所采用的控制策略能够完成双馈异步发电机的柔性接入电网, 并网运行效果理想, 实现了定子输出有功功率与无功功率的解耦控制。与 PI 控制策略相比, 自抗扰控制方案具有更好的动态响应性能。

关键词: 风力发电机; 矢量控制; 自抗扰控制; 解耦控制; 并网

Abstract: A control strategy is presented for no-load cutting-in of VSCF doubly-fed wind power generator, which combines the vector control, nonlinear function and auto/active disturbances rejection control (ADRC). The mathematic model of doubly-fed wind power generator is a nonlinear coupling system in $d-q$ coordinates. The system is divided into two parts, "dynamic coupling" and "static coupling", and embedded auto/active disturbances rejection controller in parallel between the input vector and the output vector to realize the linearized decoupling of rotor voltage. The simulation model of VSCF doubly-fed wind power generation system is established with Matlab. The simulation results show that the generator can be flexibly connected with power grid under the proposed control strategy. The proposed control strategy realizes the decoupling control of active and reactive power of stator output and has a good performance. Compared with PI control strategy, ADRC controller shows a better dynamic response performance.

Key words: wind turbine; vector control; ADRC control; decoupling control; cutting-in

中图分类号: TM734 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0067-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.016

0 引 言

近年来, 采用变速恒频双馈电机的风力发电系统成为国内外电力科研的一个热门方向。国内外许多学者对这种变速恒频双馈电机并网发电系统的数学模型及控制策略进行了深入研究。文献 [1-4] 建立了风力发电系统基于同步旋转坐标系下的数学模型, 并用反馈线性化理论、变结构控制理论、鲁棒控制理论、逆系统等多种控制方法设计了转子侧控制器。文献 [5] 设计出一种基于指数趋近率的积分变结构控制策略, 并分别在理想情况和电网电压波动情况下的双馈风力发电系统空载并网过程进行仿真分析, 改善了系统在电压波动时的运行特性。由于双馈风力发电机数学模型本身的复杂性, 这里将自抗扰技术 (auto/active disturbances rejection con-

troller, ADRC) 引入双馈电机并网发电系统中, 避免了控制系统对复杂数学模型的过度依赖, 具有很强的鲁棒性。

ADRC 理论是 20 世纪 90 年代提出的一种控制策略。该方法吸收了现代控制的理论成果, 继承并发扬了 PID 思想的精髓, 融合了非线性控制的理念, 却又消除了 PID、非线性 PID 控制所固有的一些缺点。ADRC 技术已经在航空、航天、电力、化工、生物等领域得到广泛应用。这种控制方法对被控对象的数学模型依赖低, 具有响应速度快、控制精度高、超调量小和鲁棒性强等优点。文献 [6] 将 ADRC 引入到风力发电变桨系统中, 结果表明自抗扰控制具有良好的动态性能及对风速扰动的鲁棒性。文献 [7] 将自抗扰技术引用到三相电压型整流器中, 并优化了一阶自抗扰控制器进行控制, 实验结果证明了一阶自抗扰控制器在三相 PWM 整流器中具有优良的

控制性能及良好的鲁棒性。

在简要介绍风力发电系统并网原理的基础上,建立了基于同步旋转坐标系下 DFIG 的数学模型。为实现转子侧有功功率、无功功率的独立解耦控制,利用 ADRC 方法设计了应用于 DFIG 转子侧有功、无功双环控制器。利用 Matlab/Simulink 软件建立双馈风力发电机并网仿真模型,最后,研究了基于 ADRC 变速恒频双馈风力发电机的空载运行及并网全过程的动态性能。

1 数学模型

1.1 风力发电系统空载并网原理

双馈风力发电系统并网条件是发电机定子的输出电压与电网电压在幅值、频率及相位上一致。空载并网具体步骤为:当风速达到切入风速后,风力机带动双馈发电机升速;当发电机达到最小运行速度且满足转子励磁变流器容许范围时,交流励磁系统投入工作;控制定子空载电压跟随电网电压,当发电机定子输出电压与电网电压在幅值、相位、频率满足并网条件时,进行并网操作,并网完成后,发电机转入发电机运行控制。

为了实现双馈风力发电机组并网前的端电压准确调节,并网后输出的有功、无功功率的解耦控制,采用了定子磁场定向的矢量控制策略。

1.2 DFIG 数学模型

定子侧电压、电流的正方向取发电机惯例,转子侧电压、电流正方向取电动机惯例,可得到 DFIG 在定子同步转速 $d-q$ 坐标系下的数学模型^[8,9]。

定、转子电压方程为

$$\begin{cases} u_{ds} = -R_s i_{ds} - p\psi_{ds} + \omega_1 \psi_{qs} \\ u_{qs} = -R_s i_{qs} - p\psi_{qs} - \omega_1 \psi_{ds} \\ u_{dr} = R_r i_{dr} + p\psi_{dr} - \omega_s \psi_{qr} \\ u_{qr} = R_r i_{qr} + p\psi_{qr} + \omega_s \psi_{dr} \end{cases} \quad (1)$$

定、转子磁链方程为

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} - L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} - L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} - L_m i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} - L_m i_{qs} \end{cases} \quad (2)$$

电磁转矩、运动方程为

$$\begin{cases} T_e = \frac{3}{2} n_p L_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \\ T_m - T_e = \frac{J}{n_p} \frac{d\omega_m}{dt} \end{cases} \quad (3)$$

式中, R_s 、 R_r 分别为定、转子绕组的等效电阻; L_s 、 L_r 、 L_m 分别为 $d-q$ 轴定、转子绕组自感及互感; i_{ds} 、 i_{qs} 、 i_{dr} 、 i_{qr} 、 u_{ds} 、 u_{qs} 、 u_{dr} 、 u_{qr} 分别为 $d-q$ 轴定、转子电流和电压; ψ_{ds} 、 ψ_{qs} 、 ψ_{dr} 、 ψ_{qr} 分别为 $d-q$ 定、转子磁链; ω_1 为同步角速度; ω_2 为转子角速度; $\omega_s = \omega_1 - \omega_2$, 为转差角速度; p 为微分算子; J 为转动惯量; n_p 为电机极对数; T_e 、 T_m 分别为电磁转矩和机械转矩。

将式(2)带入式(1)整理得

$$\begin{cases} u_{ds} = -(R_s + pL_s) i_{ds} + \omega_1 L_s i_{qs} + pL_m i_{dr} - \omega_1 L_m i_{qr} \\ u_{qs} = -\omega_1 L_s i_{ds} - (R_s + pL_s) i_{qs} + \omega_1 L_m i_{dr} + pL_m i_{qr} \\ u_{dr} = -pL_m i_{ds} + \omega_s L_m i_{qs} + (R_r + pL_r) i_{dr} - \omega_s L_r i_{qr} \\ u_{qr} = -\omega_s L_m i_{ds} - pL_m i_{qs} + \omega_s L_r i_{dr} + (R_r + pL_r) i_{qr} \end{cases} \quad (4)$$

空载时,将 $i_{ds} = i_{qs} = 0$ 带入式(4)简化得

$$\begin{cases} u_{ds} = pL_m i_{dr} - \omega_1 L_m i_{qr} \\ u_{qs} = \omega_1 L_m i_{dr} + pL_m i_{qr} \\ u_{dr} = (R_r + pL_r) i_{dr} - \omega_s L_r i_{qr} \\ u_{qr} = \omega_s L_r i_{dr} + (R_r + pL_r) i_{qr} \end{cases} \quad (5)$$

式(5)即为发电机空载时的数学模型。

2 自抗扰控制器

2.1 自抗扰控制器算法

自抗扰控制器是基于状态观测及其扰动补偿的非线性控制器。它对受控对象数学模型的依赖低,结构和算法简单,且响应速度快,控制精度高。所建立的自抗扰控制器主要由两部分构成:非线性状态反馈控制律(NLSEF)和扩张状态观测器(ESO)。非线性反馈控制律(NLSEF)为误差反馈环节;扩张状态观测器(ESO)通过输入的运算可以实时估计系统内、外部干扰以及由于模型不确定所引起的扰动,并对其进行补偿。通过优化后的控制器即为一阶自抗扰控制器,其原理图如图1所示。图中 v_{ref} 为被控输出量参考值; v 为被控输出量; z_1 为输出 v 的跟踪信号; z_2 为扰动观测值; u 为控制量; b 为补偿因子。

2.2 ESO

ESO 是一个动态系统,其输入为被控对象的输入-输出信息。它能对受干扰的系统进行自动补偿,

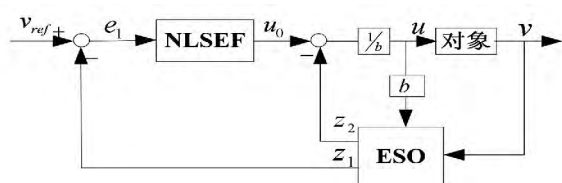


图 1 一阶自抗扰控制器原理图

从而实现精确跟踪参考值,最终达到预期设定目标值。ESO 的算法如式(6)、式(7)所示。

$$\begin{cases} e = v - z_1 \\ \dot{z}_1 = z_2 - \beta_1 e + bu \\ \dot{z}_2 = \beta_2 Fal(e, \alpha, \delta) \end{cases} \quad (6)$$

$$Fal(e, \alpha, \delta) = \begin{cases} |e|^\alpha \text{sgn}(e) & |e| > \delta \\ e/\delta^{1-\alpha} & |e| \leq \delta \end{cases} \quad (7)$$

式中, β_1, β_2 为输出误差校正系数,选择合适的值即可实现很好的状态估计; $Fal(e, \alpha, \delta)$ 为最优控制函数,是 ESO 控制核心部分,具有滤波功能^[10,11]; δ 为滤波因子; α 为非线性因子,其值对系统的低频振荡有影响,甚至可以起到消除振荡的作用。

2.3 NLSEF

一阶自抗扰控制器中的非线性 NLSEF 采用比例环节控制。

$$\begin{cases} e = v - z_1 \\ u_0 = ke \end{cases} \quad (8)$$

式中, k 为反馈控制率的比例系数,可影响系统电压及电流跟踪参考值的逼近程度。

3 定子磁场定向发电机空载运行自抗扰控制策略

3.1 定子磁场定向发电机空载并网控制策略

为了使定子电压的相位、幅值、频率同网侧电网电压保持一致,满足并网发电的要求,需要根据电网电压的信息对转子励磁电流进行控制。由于大容量发电机在工频下电感远大于电阻,所以电阻可以忽略不计。这里选取轴 d 方向与定子磁链方向重合,定子端电压 u 滞后定子磁链 ψ_1 90° , u_m 为三相系统相电压的幅值, ψ_1 为定子磁链幅值,如图 2 所示。

当双馈发电机处于空载状态时,定子侧和电网脱离,定子电流 d, q 轴分量都为 0,在定子磁链定向和忽略定子绕组电阻的情况下,有

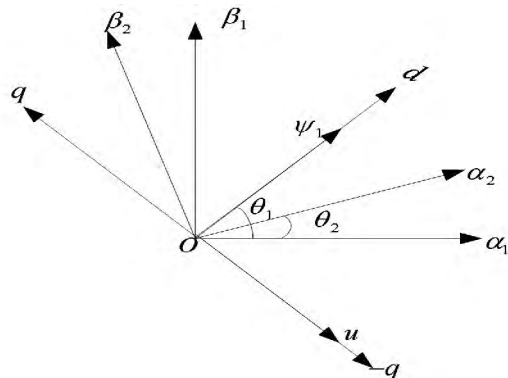


图 2 定子磁场定向示意图

$$\begin{cases} \psi_{ds} = \psi_1 \\ \psi_{qs} = 0 \\ u_{ds} = 0 \\ u_{qs} = -u_1 \end{cases} \quad (9)$$

将式(9)带入式(1),并略去定子电阻可简化为

$$\begin{cases} p\psi_1 = 0 \\ u_1 = \omega_s \psi_1 \end{cases} \quad (10)$$

即空载运行时,DFIG 定子磁链保持恒定,其值为定子电压与同步角速度之比。

同理,可将式(2)简化为

$$\begin{cases} \psi_1 = -L_m i_{dr}, i_{qr} = 0 \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr}, \psi_{qr} = 0 \end{cases} \quad (11)$$

将式(11)带入式(5)中可得

$$\begin{cases} u_{dr} = (R_r + L_r p) i_{dr} \\ u_{qr} = \omega_s L_r i_{dr} \end{cases} \quad (12)$$

考虑到实际调节过程中磁场定向的误差, i_{qr} 不可能为 0,更为适用的转子电压方程应为

$$\begin{cases} u_{dr} = (R_r + L_r p) i_{dr} - \omega_s L_r i_{qr} \\ u_{qr} = \omega_s L_r i_{dr} + (R_r + L_r p) i_{qr} \end{cases} \quad (13)$$

根据式(9)~式(13)可得到交流励磁双馈发电机空载并网控制策略。空载时,由三相电网电压得到电网电压的幅值和相角,从而计算出定子磁链和相角,然后将磁链的相角和转子位置相角一起用于矢量控制中的坐标变换。由式(13)可知,转子电压、电流除了一阶微分关系外,还存在交叉耦合。传统 PI 控制是根据式(13)设计 PI 调节器,将转子电流经闭环调节后加上耦合补偿项得到转子电压,很难做到精确解耦控制。这里采用多输入-多输出系统的解耦控制方法,然后设计系统的自抗扰控制器完成控制。

3.2 转子电流自抗扰控制器设计

对于转子电压方程

$$\begin{cases} u_{dr} = (R_r + L_r p) i_{dr} - \omega_s L_r i_{qr} \\ u_{qr} = \omega_s L_r i_{dr} + (R_r + L_r p) i_{qr} \end{cases} \quad (14)$$

选取状态变量 $[x_1, x_2] = [i_{dr}, i_{qr}]$, 选取输入变量 $[u_1, u_2] = [u_{dr}, u_{qr}]$, 选取输出变量 $[y_1, y_2] = [x_1, x_2]$, 得到状态变量的表达式为

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = (-R_r x_1 + \omega_s L_r x_2 + u_1) / L_r \\ \dot{x}_2 = (-R_r x_2 - \omega_s L_r x_1 + u_2) / L_r \\ y_1 = x_1 \\ y_2 = x_2 \end{cases} \quad (15)$$

根据多输入-多输出系统解耦方法^[12]对式(15)系统进行线性化解耦, 然后, 设计出 $d-q$ 轴转子电流自抗扰控制器。ADRC1、ADRC2 算法如式(16)、式(17)。

$$\begin{cases} e = i_{dr}^* - z_1, fe = Fal(e, \alpha, \delta) \\ \dot{z}_1 = z_2 + \beta_1 e + bu_{dr} \\ \dot{z}_2 = \beta_2 Fal(e, \alpha, \delta) \\ u_0 = ke \\ u_{dr} = (u_0 - z_2) / b \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} e = i_{qr}^* - z_1, fe = Fal(e, \alpha, \delta) \\ \dot{z}_1 = z_2 + \beta_1 e + bu_{qr} \\ \dot{z}_2 = \beta_2 Fal(e, \alpha, \delta) \\ u_0 = ke \\ u_{qr} = (u_0 - z_2) / b \end{cases} \quad (17)$$

综上所述, 双馈风力发电机空载并网控制器控制框图如图 3 所示, i_{dr}^* 、 i_{qr}^* 为 $d-q$ 轴转子电流参考值; i_{dr} 、 i_{qr} 为 $d-q$ 轴转子电流; u_{dr} 、 u_{qr} 为转子 $d-q$ 轴电流误差经自抗扰控制器调节后的输出电压控制量; $\Delta u_{dr} = \omega_s L_r i_{qr}$, $\Delta u_{qr} = \omega_s L_r i_{dr}$ 为前馈补偿量; u_{dr}^* 、 u_{qr}^* 为同步旋转坐标系中的转子电压控制量。

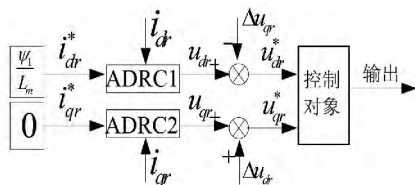


图 3 双馈风力发电空载并网控制器

4 建模仿真

4.1 系统仿真建模

为了验证所建模型和控制器的正确性, 在 Matlab/Simulink 搭建了变速恒频双馈风力发电系统的仿真模型。所用参数见表 1, 均已折算到定子侧。

表 1 双馈风力发电系统仿真参数

名称	仿真参数		
风机(水平轴,水平轴上风向)			
风机	$\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$	$D = 5 \text{ m}$	$K = 5.289$
	$C_{pmax} = 0.48$	$\lambda_m = 8.2$	
双馈风电机(Y/Δ 联接,两对极)			
双 馈 风 电 机	$p = 3\ 000 \text{ W}$	$U = 300 \text{ V/50 Hz}$	$n = 1\ 200 \text{ r/min}$
	$R_s = 0.197\ 8 \ \Omega$	$R_r = 2.531\ 2 \ \Omega$	$J = 0.2 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
	$L_s = 0.241\ 3 \text{ H}$	$L_r = 0.241\ 3 \text{ H}$	$L_m = 0.244\ 0 \text{ H}$

发电机空载时定子电压为输出量, 并网时定子电压受电网电压制约, 为输入量, 因此建立了空载和并网两个模型。仿真时, 空载模型首先运行, 然后, 进行并网控制过程仿真; 并网完成后, 将并网运行最后数据转移到并网模型, 转入并网运行, 实施最大风能追踪控制^[13,14], 实现有功、无功功率的独立调节。

4.2 系统仿真结果

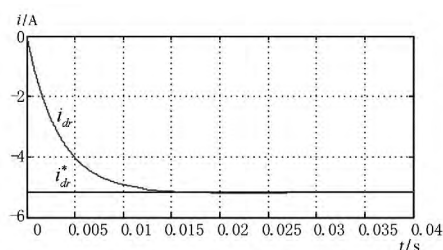
在 Matlab 仿真模型基础上, 对系统空载、并网过渡过程进行仿真研究。并网前, 取电网电压幅值、频率、相位信息作为控制依据, 经过控制系统调节发电机的转子励磁电压, 控制发电机的输出定子电压, 满足并网条件后进行并网。并网成功后切换为发电控制模式, 实施最大风能追踪控制, 实现有功、无功功率的独立调节。

4.2.1 理想情况下系统空载并网控制仿真

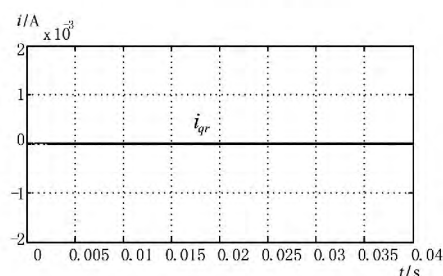
图 4 为理想情况下, 并网前空载运行的变速恒频风力发电系统分别采用 ADRC 控制和矢量控制相结合时转子电流、定子电压波形。如图 4(a)、(b) 所示, i_{dr} 很快跟踪上 i_{dr}^* , i_{qr} 很快稳定且几乎为 0, 这与前面的控制策略是相符合的。如图 4(c)、(d) 所示, 定子 a 相输出电压 u_{as} 与电网电压 u_{gd} 绝对误差在半个周期内就达到了并网需要的精度, 且稳态误差近似为 0。可见, 在理想情况下系统空载并网 ADRC 控制的动态性能和稳态性能都很优越, 对电网冲击不会太大, 符合并网发电的要求。

4.2.2 电压波动时系统空载并网控制仿真

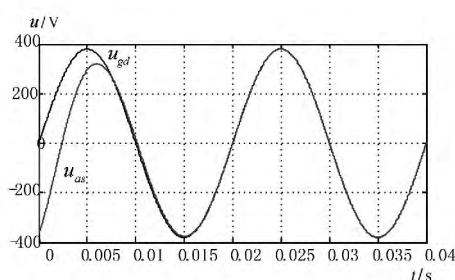
图 5(a)、(b) 分别为发电机在额定转速下和电网电压稳定在 300 V 时, 自抗扰控制与 PI 控制下输出定子电压波形图。可见, 采用自抗扰控制比采用



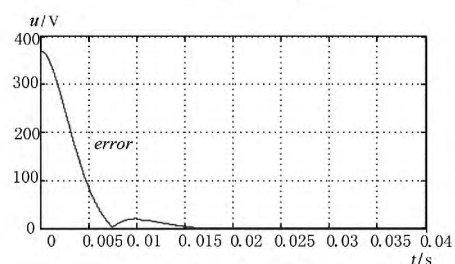
(a) 转子电流 i_{dr} 跟踪 i_{dr}^* 的波形



(b) 转子电流 i_{qr} 波形



(c) 定子电压 u_{as} 跟踪 u_{gd} 的波形



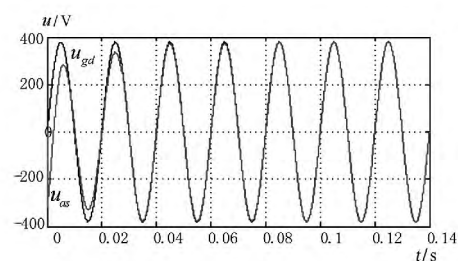
(d) 定子电压和电网电压误差绝对值波形

图 4 并网前过渡过程的仿真波形

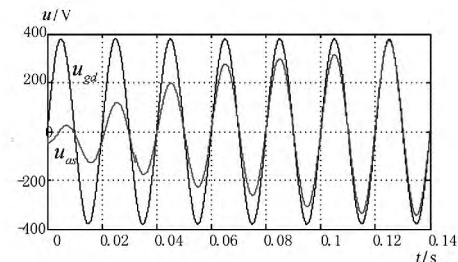
PI 控制的响应速度要快,输出定子电压能迅速跟踪电网电压。考虑到实际电压波动频繁,图 5(c)、(d) 分别为电压突变时,采用自抗扰控制与 PI 控制的输出定子电压波形图。电网电压在 0.15 s 突降到额定值的 40%, 0.3 s 时恢复, 0.45 s 时仿真结束。由图可以看出, PI 控制对电压波动调节比较缓慢,跟踪效果较差;而 ADRC 控制动态调节快,定子电压完全跟踪上电网电压波动,系统并网动态响应对电网电压等外部扰动具有较强的鲁棒性。

4.2.3 ADRC 控制下系统空载并网全过程仿真

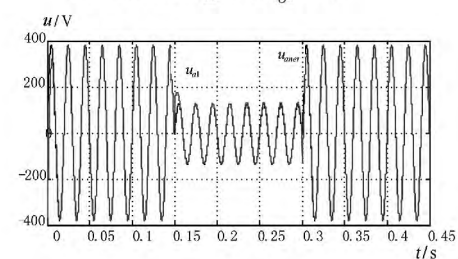
基于以上仿真结果,可假设 ADRC 控制下的风力发电系统满足并网条件,并于 1 s 时实施并网操作;此时风速为 7 m/s, 10 s 时阶跃至 8 m/s, 20 s 时又变回 7 m/s, 30 s 时仿真结束;并网过程中保持无功功率为 600 var 不变。对理想情况下系统从并网前空载运行到并网后最大风能追踪运行全过程进行仿真,仿真结果如图 6 所示。



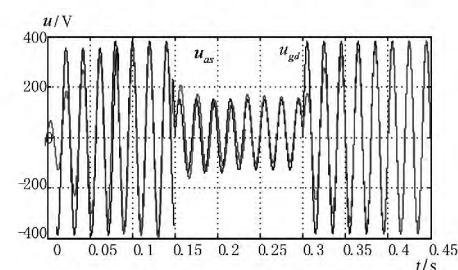
(a) 自抗扰控制下 u_{as} 跟踪 u_{gd} 波形



(b) PI 控制下 u_{as} 跟踪 u_{gd} 波形



(c) 电网电压突变时自抗扰控制下 u_{as} 跟踪 u_{gd} 的波形

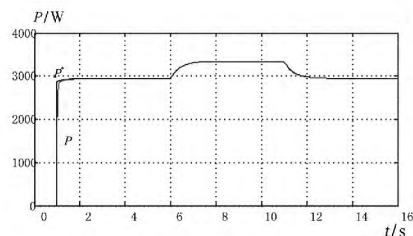


(d) 电网电压突变时 PI 控制下 u_{as} 跟踪 u_{gd} 的波形

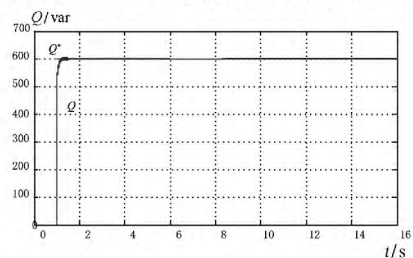
图 5 自抗扰控制与 PI 控制的仿真波形

图 6 为当风速变化时双馈发电机定子侧输出功率曲线。由图可以看出,并网前由于系统空载,双馈发电机定子输出有功功率和无功功率均为 0;系统

安全并网后,由图 6(a) 可见定子侧有功功率 p 随着风速的变化而变化,有功功率 p 能很好地跟踪有功功率指令 p^* 。图 6(b) 可见,定子侧无功功率 Q 很好地跟踪给定值 600 var 保持不变,这说明有功功率和无功功率能够实现独立调节。由此可知,自抗扰控制方案很好地实现了系统有功功率与无功功率的解耦,并且响应速度快,在风速变化情况下跟踪效果比较理想。



(a) 风速变化时定子有功 P 跟踪 P^* 的波形



(b) 风速变化时定子侧无功 Q 跟踪 Q^* 的波形

图 6 自抗扰控制下空载并网整个过程仿真波形

5 结 论

利用 Matlab 建立了变速恒频双馈风力发电系统的完整仿真模型,采用自抗扰控制与矢量控制相结合的控制策略,对发电机空载运行、并网全过程进行了仿真研究。仿真结果证明,该控制策略能够实现发电系统柔性接入电网;系统并网运行时,有功功率与无功功率能够实现独立调节,完成最大风能追踪控制;该控制策略与 PI 控制的策略相比,具有响应速度快、超调量小和跟踪性能好等更好的动态响应性能。

参考文献

- [1] 郑雪梅,郭玲,徐殿国,等. 双馈感应发电机空载并网的高阶滑模变结构控制策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7): 12-16.
- [2] 刘向向,李新宇,王奔,等. 变结构控制策略在直驱永

磁同步发电机中的应用[J]. 电网技术, 2013, 37(2): 520-525.

- [3] 刘其辉,贺益康,张建华. 交流励磁变速恒频风力发电机运行与建模仿真[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(5): 43-50.
- [4] 丁贵立,王奔. 双馈风电机组的非线性变结构功率解耦控制[J]. 中国电力, 2013, 46(8): 64-69.
- [5] 夏长亮,王慧敏,宋战峰,等. 变速恒频双馈风力发电系统空载并网积分变结构控制[J]. 天津大学学报, 2008, 41(11): 1282-1286.
- [6] 夏长亮,宋战峰. 变速恒频风力发电系统变桨距自抗扰控制[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(14): 92-95.
- [7] Ramadan H S, Siguerdidjane H, Petit M. A Robust Stabilizing Nonlinear Control for VSC-HVDC System: Comparative Study [C] // IEEE International Conference on Industry Technology. Gippsland, Australia: IEEE, 2009: 1-6.
- [8] 孙国霞,李啸骢,蔡义明. 大型变速恒频风电系统的建模与仿真[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(10): 69-72.
- [9] 李晶,王伟胜,宋家骅. 双馈发电机简化动态模型及在风电系统中的应用[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(1): 58-62.
- [10] 王宇航,姚郁,马克茂. Fal 函数滤波器的分析及应用[J]. 电机与控制学报, 2010, 14(11): 88-91.
- [11] 范彬,王奔,李新宇. 基于自抗扰控制技术 VSC-HVDC 系统控制器设计[J]. 电力自动化设备, 2013, 5(5): 65-69.
- [12] 韩京清. 自抗扰控制技术[M]. 北京: 国防工业出版社, 2008.
- [13] Pena R, Clare J C, Asher G M. Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-back PWM Converters and Its Application to Variable-speed Wind-energy Generation[J]. IEEE Proceedings Electric Power Application, 1996, 143(2): 231-241.
- [14] Tang Y, Xu L. A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 1996, 10(4): 472-478.

作者简介:

田永贵(1988),硕士研究生,研究方向为风力发电、自抗扰控制。

(收稿日期:2014-12-22)

考虑风速相关性的多风电场接入电网无功规划优化研究

高顺刚, 褚洪川, 高一涵

(国网大连供电公司, 辽宁 大连 116000)

摘 要: 随着接入电网的风电场装机容量和风电场个数增加, 风电场并网后造成的影响越来越大, 传统无功规划优化方法未考虑风速相关性, 且难以适应新的电网结构。根据风速快速变化和风速相关性特点, 研究了基于 Nataf 变换产生不同相关性风速样本的方法, 以电网年净收益最大为目标函数, 建立考虑效益 - 成本 - 风险的无功规划优化模型, 采用改进遗传内点算法对模型进行求解, 利用实际的多风电场接入电网进行计算分析, 证明了考虑风速相关性的无功规划优化的有效性和实用性。

关键词: 风速相关性; Nataf 变换; 效益 - 成本 - 风险; 风电场; 无功规划

Abstract: With the increase of installed capacity and the number of grid-integrated wind farms, the impacts caused by wind farms after its integration become much greater. The traditional reactive power planning does not consider the wind speed correlation, so it is difficult to adapt to new structure of power grid. According to the fast changes of wind speed and the wind speed correlation, the method for generating wind speed samples with different correlation is studied based on Nataf transformation. It takes the maximum annual net profit of power grid as the objective function, and the optimization model of reactive power planning considering benefit - cost - risk is established. The improved genetic - interior point algorithm is adopted to solve the model, and the calculation and analysis are carried out by connecting the real multiple wind farms to power grid, which verifies the validity and practicability of reactive power planning considering wind speed correlation.

Key words: wind speed correlation; Nataf transformation; benefit - cost - risk; wind farm; reactive power planning

中图分类号: TM933 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954(2015)02 - 0073 - 05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.017

0 引 言

近年来, 国际能源短缺问题日益凸显, 电力电子技术、电网控制技术不断革新, 风能作为发展最成熟的可再生清洁能源越来越受到各国发电企业的重视。中国地域辽阔, 风能资源较丰富, 随着国家能源政策的调整^[1], 风能开发已经进入了一个高速发展的新时期, 越来越多的大中型风电场投入运行, 取得了良好的经济效益。但由于风电的随机性和波动性, 传统的无功规划方法不再适用于新的电网, 国内大多数风电场均采用异步风力发电机, 当并网运行时, 需要向系统吸收大量无功^[2-4], 风电场满出力时, 系统无功严重不足, 导致电压越限, 潮流不合理, 同时网损增加。因此, 研究含多风电场的电网无功规划具有重要意义。

国内外诸多学者在无功规划优化方面做了很多研究, 文献 [5] 提出了含多风电场的配电网无功优化模型和算法, 基于多场景的理论建立无功优化的

场景模型, 并针对多场景的潮流计算提出了一种高效算法; 文献 [6] 提出利用基于利用拉丁超立方采样的蒙特卡洛模拟嵌入非支配排序遗传算法求解多目标无功规划模型的方法; 文献 [7] 提出利用随机模拟的方法来求解无功容量优化的机会约束模型; 文献 [8] 基于无功电压运行特性, 对酒泉风电基地接入电网的无功补偿和输电通道输送能力进行研究, 提出了典型情况下电网无功补偿配置方案; 文献 [9] 基于场景概率的分析方法, 更准确地建立了含有风电场的电力系统无功规划优化数学模型, 并利用混合算法进行优化求解; 文献 [10] 考虑风电机组输出功率变化对电网的影响, 采用改进遗传内点算法对含风电场的电力系统进行无功优化。虽然上述研究取得了一定理论成果, 但均未考虑风电场之间的风速相关性, 而风速相关性对于系统的影响不容忽视, 因此, 在充分考虑各风电场的风速相关性, 采用 Nataf 变换分析相关性风速的产生, 提出了结合效益 - 成本 - 风险的综合无功规划优化模型, 并利用实际算例验证了考虑风速相关性下的无功规划优

化结论的实用性。

1 相关性风速的 Nataf 变换

1.1 风速概率分布描述

考虑多风电场接入的电力系统无功规划优化,需要充分结合各风电场的风电出力波动性,风电功率与风速有直接关系,通常各风电场的年平均风速的概率密度函数 $f(v, c, k)$ 和累积分布函数 $F(c, k)$ 可以用 Weibull 函数^[11,12]来描述。

$$f(v, c, k) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (1)$$

$$F(c, k) = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (2)$$

式中, v, k, c 分别代表风电场的风速、形状系数以及反映风电场年平均风速的尺度系数。风电机组的有功出力可以用分段函数形式来描述为

$$P_w = \begin{cases} 0 & v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ \frac{v^3 - v_{in}^3}{v_R^3 - v_{in}^3} P_R & v_{in} \leq v \leq v_R \\ P_R & v_R \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中, P_w 为单风电机组有功出力; v, v_{in}, v_R, v_{out} 分别为当前风速、切入风速、额定风速和切出风速; P_R 为单风电机组额定有功功率。

1.2 风速 Nataf 变换

1.2.1 相关系数矩阵

相关系数是衡量不同变量之间的相关程度,对于不同风电场 A, B 的风速 V_A 和 V_B ,其相关系数^[3] r_{AB} 可以由式(4)求得。

$$r_{AB} = \frac{\sum_{i=1}^K (v_{Ai} - \bar{v}_A) (v_{Bi} - \bar{v}_B)}{\sqrt{\sum_{i=1}^K (v_{Ai} - \bar{v}_A)^2 \cdot \sum_{i=1}^K (v_{Bi} - \bar{v}_B)^2}} \quad (4)$$

式中, $v_{Ai}, \bar{v}_A, v_{Bi}, \bar{v}_B$ 分别代表风电场 A 和风电场 B 的采样值和平均值,由式(4)知 $r_{AB} = r_{BA}$,由此可以求得 N 个不同风电场的风速相关系数矩阵 R_N 为

$$R_N = \begin{bmatrix} 1 & r_{12} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & 1 & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & 1 & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

可见, R_N 为对称矩阵。

1.2.2 相关性风速 Nataf 变换

相关性变量的等效变换主要有 3 种方法: Nataf 变换、Ronsenblatt 变换和 Orthogonal 变换^[14-16],基本思想都是将相关非正态变量变换成独立标准正态变量。Ronsenblatt 变换需要已知联合累计分布函

数,很难满足工程应用,Orthogonal 变换误差相对较大,因此在进行风速相关性变换时常考虑用 Nataf 变换。

定义 N 个不同风电场的风速矩阵为 N 维向量 $V = [V_1, V_2, \cdots, V_N]^T$,各风电场的风速相关性矩阵 R_N 可以通过式(4)和式(5)求出,每个风电场的风速边缘累积分布函数为 F_{Vi} ,其反函数为 F_{Vi}^{-1} 。利用等概率变换原则可以将 N 维向量 V 转变成另一 N 维标准正态分布变量 $W = [W_1, W_2, \cdots, W_N]^T$, V 和 W 中变量关系如式(6)。

$$V_i = F_{Vi}^{-1} [\Phi(W_i)] \quad i = 1, 2, \cdots, n \quad (6)$$

变量 W 的相关系数矩阵 r_N 中元素 r_{wij} 和 R_N 中的元素 r_{vij} 有如下关系。

$$r_{wij} = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(W_i, W_j, r_{vij}) \cdot \left(\frac{F_{Vi}^{-1}(\Phi(W_i)) - \mu_{Wi}}{\sigma_{Wi}} \right) \cdot \left(\frac{F_{Vj}^{-1}(\Phi(W_j)) - \mu_{Wj}}{\sigma_{Wj}} \right) dW_i dW_j \quad (7)$$

式中, μ_{Wi}, σ_{Wi} 和 μ_{Wj}, σ_{Wj} 分别为不同风电场风速 W_i 和 W_j 的期望值和标准差; $\varphi(W_i, W_j, r_{vij})$ 是相关性系数为 r_{vij} 的二维标准正态分布变量的联合概率密度函数。

r_N 元素的计算相对复杂,工程应用中常利用 DerKiureghian 和 Liu 给出以下的经验公式来计算。

$$r_{wij} = F(r_{vij}) r_{vij} \quad (8)$$

$$F(r_{vij}) = 1.063 - 0.004 r_{vij} - 0.2 \left(\frac{\sigma_{Vi}}{\mu_{Vi}} + \frac{\sigma_{Vj}}{\mu_{Vj}} \right) - 0.001 r_{vij}^2 + 0.337 \left(\frac{\sigma_{Vi}^2}{\mu_{Vi}^2} + \frac{\sigma_{Vj}^2}{\mu_{Vj}^2} \right) - 0.007 \frac{\sigma_{Vi} \sigma_{Vj}}{\mu_{Vi} \mu_{Vj}} + 0.007 r_{vij} \left(\frac{\sigma_{Vi}}{\mu_{Vi}} + \frac{\sigma_{Vj}}{\mu_{Vj}} \right) \quad (9)$$

式中, μ_{Vi}, σ_{Vi} 和 μ_{Vj}, σ_{Vj} 分别为不同风电场风速 V_i 和 V_j 的期望值和标准差。对相关系数矩阵 r_N 进行 Cholesky 分解可以求出一个与之对应的三角矩阵 L_N 为

$$r_N = L_N L_N^T \quad (10)$$

具有已知相关性风速的 N 维向量 V 可以通过三角矩阵 L_N 转换成具有独立标准正态分布的向量 $V' = [V'_1, V'_2, \cdots, V'_N]^T$,

$$V' = L_N^{-1} V \quad (11)$$

上述变化即为 Nataf 变换,利用上述变化的逆变换可以得到具有任意相关性的风速样本^[17]。

2 综合无功规划优化模型

2.1 效益-成本-风险分析

电网无功规划优化不仅需要考虑无功补偿设备建设安装和运行检修成本^[18],还需要考虑电网安全运行风险,在允许一部分节点存在适当电压越限风险的同时,取得最大投资收益。

$$F = Benefit - Cost - Risk \quad (12)$$

式中, F 为无功补偿后的净收益; $Benefit$ 为无功补偿后产生的经济效益; $Cost$ 为无功补偿设备建设和运行检修成本; $Risk$ 为无功补偿设备投运后引起的电网安全风险,图1表示满足电网约束条件下的效益、成本和风险之间的关系曲线。

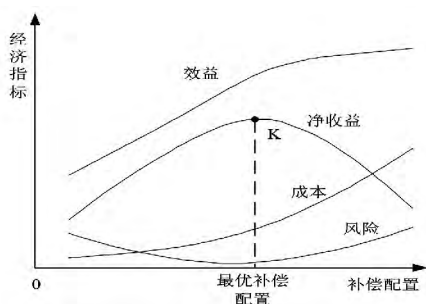


图1 效益-成本-风险曲线

效益、成本分别对无功补偿容量 Q_C 求导后,效益微增量 $dBenefit/dQ_C$ 呈逐渐减小趋势,成本微增量 $dCost/dQ_C$ 呈逐渐增大趋势。随着无功补偿配置容量的增加,风险指标呈先减小后增大趋势,成本的增速大于效益的增速,即收益的增加需要更多成本的投入,经济效益反而不佳,并且会带来更多的电网运行风险。净收益对无功补偿容量 Q_C 的导数 $dF/dQ_C = 0$ 时,净收益达到最高峰 K 点,此时对应的无功补偿配置最优。

2.2 目标函数

综合效益-成本-风险的无功规划优化目标函数,选取电网年净收益最大为目标,如式(13)所示。第一部分为效益经济指标,表示由于无功补偿设备的投入,有功损耗进一步减少所带来的经济效益;第二部分为成本经济指标,包括无功补偿设备的购置安装和运行检修费用;第三部分为风险经济指标,定义为电网各节点电压越限值与越限概率乘积再乘以电压越限惩罚费用因子。

$$\max F = T \cdot P_r \cdot \Delta P_{loss} - \sum_{i=1}^n (Q_{Bi} + Q_{Ri}) - \sum_{j=1}^k P_{kj} \cdot K_v |\Delta V_{Aj}| \quad (13)$$

式中, T 为系统累计运行时间; P_r 系统单位电价; ΔP_{loss} 为系统无功补偿前和补偿后网损的减少量; Q_{Bi} 为购置安装费用; Q_{Ri} 为运行检修费用; P_{kj} 为电压越限概率; K_v 为电压越限惩罚费用因子; V_{Aj} 为实际运

行电压; ΔV_{Aj} 为电压越限值,参与计算时取电压绝对值。

2.3 约束条件

无功规划优化的约束条件包括风电场出力在内的决定电网收敛性的等式约束(即潮流约束)和不等式约束两部分。

1) 等式约束

$$\begin{cases} P_i - U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_i - U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中, P_i 、 Q_i 分别为节点 i 处的有功功率和无功功率; U_i 、 U_j 分别为节点 i 和与之相连的所有节点 j 处的电压幅值; G_{ij} 、 B_{ij} 、 θ_{ij} 分别为节点 i 和节点 j 之间的电导值、电纳值和相角差值。

2) 不等式约束

$$\begin{cases} P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \\ Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max} \\ T_{\min} \leq T \leq T_{\max} \\ Q_{C\min} \leq Q_C \leq Q_{C\max} \\ P_{kj} \{ V_j > V_{j\max} \cup V_j < V_{j\min} \} < P_{kj\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中, $P_{\max}$ 、 $P_{\min}$ 表示系统内包括风电机组在内的所有发电机发出的有功功率上下限; $Q_{\max}$ 、 $Q_{\min}$ 表示系统内除风电机组外的所有发电机发出的无功功率上下限,风电场均采用恒功率因素控制,且功率因素为1,即无功输出为0; $T_{\max}$ 、 $T_{\min}$ 表示系统内所有可调变压器的档位上下限; $Q_{C\max}$ 、 $Q_{C\min}$ 表示系统内无功补偿节点的无功补偿容量上下限; P_{kj} 、 $P_{kj\max}$ 表示节点 j 电压越限概率和允许的电压越限概率最大值。

2.4 风电场出力模型求解步骤

多场景分析方法的本质就是不确定性场景向多个确定性场景转换的方法,由于常规场景的选择没有考虑风电场之间的关联性,系统内部分风电场由于距离较近,风速相关性极强。模拟出的多场景并不能准确地模拟未来可能发生的场景,如所有风电场有功出力为0的场景和所有风电场满出力的场景,在实际风电场运行中,发生的概率极低。考虑风速相关性的电力系统无功规划优化,结合了各风电场自身的出力特性以及风电场出力之间的相关性,在进行系统潮流计算时,通过1.2节的方法,可以计算出各风电场的风速相关性,并将各风电场风速样本转换成具有已知相关性的多个风速样本,每个风速样本对应一个确定的风电场出力。

综合效益-成本-风险的无功规划模型求解采

表 1 风电场接入容量

风电场名称	WF1	WF2	WF3	WF4	WF5	WF6	WF7	WF8	WF9
装机容量/MW	198	180	148.5	148.5	99	297	99	87	49.5

用改进遗传内点算法^[10],步骤如下:①输入电网系统原始参数,获取节点和支路信息;②输入已知相关性的风速数据,计算各风电场的输出有功;③修改潮流计算中的雅克比矩阵的相关值,计算初始潮流,产生初始种群;④划分解空间,均匀分布初始群体;⑤小生境法选取算子,交叉,变异;⑥计算障碍函数,修正和计算适应度值;⑦是否达到终止条件,否则返回第⑤步;⑧是否重新启动,是则返回第④步;⑨输出结果。

3 算例分析

选取某实际电网进行计算分析。电网主网架如图 2 所示,系统共包含节点 28 个,其中 220 kV 节点 24 个,500 kV 节点 2 个,110 kV 节点 2 个,基准容量取 100 MVA。该电网含常规能源发电厂两座,风电场 9 座,WF1 至 WF9 依次通过节点 20、24、28、26、27、25、22、3、15 接入电网,除 WF5 接入 110 kV 节点外,其余风电场均接入 220 kV 节点,所有风电场风机均为异步风力发电机,各风电场接入容量如表 1

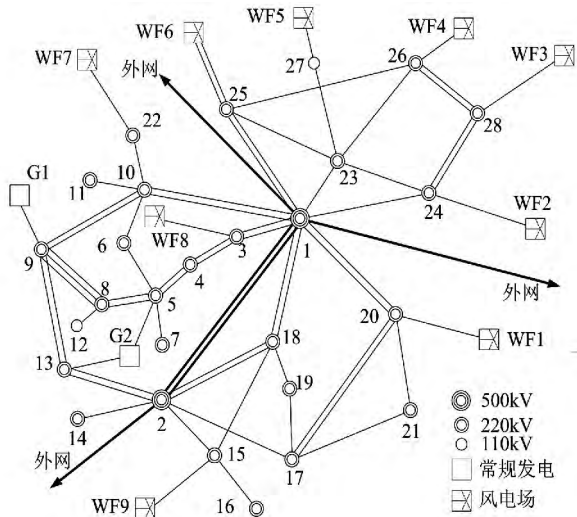


图 2 电网结构示意图

所示。优化计算中,系统内所有发电机节点的电压约束设为 0.98 p. u. 至 1.02 p. u. ,其他节点电压约束设为 0.95 p. u. 至 1.05 p. u. ,节点电压越限概率最大值取 0.05,累计运行时间取 5 000 h,电网电价取 0.55 元/kWh,无功补偿设备购置安装费取 3.2 万元/Mvar,运行检修费取 0.15 万元/Mvar,电压越限

惩罚费用因子取 1.5 万元/kV,切入风速取 3 m/s,切出风速取 25 m/s,额定风速取 15 m/s。允许配置无功补偿的节点包括节点 1、2、3、4、5、10、13、15、17、18、20、22、23、24、25、26、27。考虑这 9 座风电场风速的不同相关性,选取的样本个数 $N = 6\,000$,参考文献[10]所提出的改进遗传内点算法及 2.4 节模型求解步骤进行求解,可得到不同相关性下各无功补偿节点的补偿容量。

图 3 给出了各风电场风速存在强正相关、弱正相关、强负相关情况下,节点 25 的无功补偿容量对比。可以看出,不同相关性下节点 25 的无功补偿容量不相同。

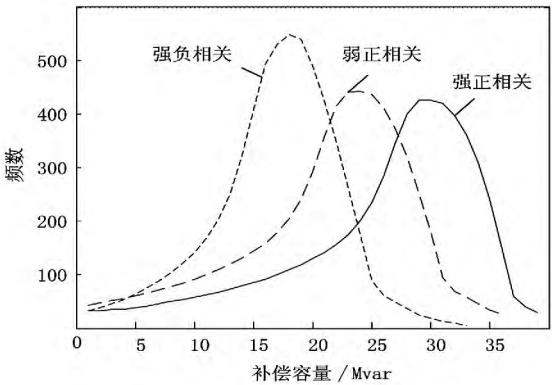


图 3 不同风速相关性下节点 25 无功补偿容量对比

强正相关和弱正相关情况下的无功补偿容量曲线相比较,出现“后移”现象,即强正相关的大量风速样本场景下,节点 25 的无功补偿容量偏高的累计频次大于弱正相关情况下无功无功容量偏高的累计频次。强正相关情况下,各风电场的有功出力基本一致,即当某一风电场出力达到最大时,其余风电场的出力也达到大出力水平,全网潮流也较重,全网出力波动性较大,节点电压越限的风险也较高,因此需要更大容量的无功补偿来保证电网的安全稳定运行。强正相关和强负相关情况下的无功补偿容量曲线相比较,“后移”现象更明显,强负相关情况下,同一无功补偿容量出现的最高频次大于强正相关情况下的最高频次,这说明了当风电场之间存在强负相关的情况下,各风电场出力能够起到“削峰填谷”的作用,即产生“平滑效应”,对于全网来说,波动性会减小,电压越限的风险更低,所需的无功补偿容量也较低,更有利于全网的运行。

表2 不同风速相关性无功补偿后的相关指标

条件	最大收益 /万元	最大网损 /MW	电压越限概率 /%
强正相关	2 650	24.7	0.042 5
弱正相关	2 437	22.8	0.031 2
强负相关	2 861	23.5	0.030 9
多场景法	2 303	26.4	0.063 9

表2为考虑不同风速相关性下无功补偿后的电网效益、网损以及电压越限的概率。当风速存在强正相关时,电网效益比强负相关性情况下低,无功补偿后电网网损比弱正相关、强负相关情况下的,且电压越限概率均高于弱正相关和强负相关下的电压越限概率。各风电场强正相关的风会造成电网更大的出力波动,电压越限的风险也更大。在强负相关性下,电网效益随着无功补偿配置成本的降低而增加,由于全网的风电出力趋于平缓,无功补偿效果更明显,电压越限概率更低。利用多场景方法进行无功规划时,各项指标均大于考虑风速相关性的规划方法,主要原因在于场景选取不够合理。在进行含有多风电场的电网无功规划优化时,需要充分结合当地实际风速规律,准确把握风速相关性,尽可能全面考虑未来电网的不同场景,做到不盲目投资,但能保证电网安全运行。

4 结 论

多风电场接入的电网,由于受风电场出力波动的影响,给电网运行带来巨大风险,当风电场出力水平较高时,造成电网的无功不足。传统的无功规划方法,由于场景的选择不能准确把握地区风电特性,导致无功补偿配置不满足电网运行要求,甚至得出错误的规划结论。介绍了基于 Nataf 变换的相关性风速产生原理,建立了考虑效益-成本-风险的无功规划优化模型,采用改进遗传内点算法求解,通过实际算例进一步研究不同风速相关性下的无功规划优化,规划结论更具有针对性和适应性,降低了电网运行风险的同时,带来了更大的经济效益,对电网无功规划具有实际指导意义。

参考文献

- [1] 刘钺,蔡国伟,杨德友,等. 计及风机无功约束的电压稳定性分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(1): 1-6.
- [2] 迟永宁,刘燕华,王伟胜,等. 风电接入对电力系统的影响[J]. 电网技术, 2007, 31(3): 77-81.

- [3] 邵志敏,欧阳红林,王杰,等. 混合风电场的无功功率协调控制策略与仿真[J]. 电力系统及其自动化学报, 2012, 24(6): 62-66.
- [4] 张永武,孙爱民,张源超,等. 风电场无功补偿容量配置及优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2011, 23(6): 151-156.
- [5] 何禹清,彭建春,毛丽林,等. 含多个风电机组的配电网无功优化[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(19): 37-41.
- [6] 张沈习,程浩忠,张立波,等. 含风电机组的配电网多目标无功规划[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 40-46.
- [7] 江岳文,陈冲,温步瀛. 随机模拟粒子群算法在风电场无功补偿中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 47-52.
- [8] 王义红,黄镇,申洪,等. 酒泉风电基地二期 3GW 风电接入电网的无功补偿设备配置及输电能力研究[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1440-1446.
- [9] 刘沛津,谷立臣. 含风电场的电力系统无功规划优化[J]. 电网技术, 2010, 34(7): 175-180.
- [10] 魏希文,邱晓燕,李兴源,等. 含风电场的电网多目标无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(17): 107-111.
- [11] 丁明,吴义纯,张立军. 风电场风速概率分布参数计算方法的研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(10): 107-110.
- [12] 杨秀媛,肖洋,陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 1-5.
- [13] 刘燕华,田茹,张东英,等. 风电出力平滑效益的分析与应用[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 987-991.
- [14] 陈雁,文劲宇,程时杰. 考虑输入变量相关性的概率潮流计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(22): 80-87.
- [15] 牟聿强,王秀丽,别朝红,等. 风电场风速随机性及容量系数分析[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(1): 65-70.
- [16] 董雷,程卫东,杨以涵. 含风电场的电力系统概率潮流计算[J]. 电网技术, 2009, 33(16): 87-91.
- [17] 蔡德福,陈金富,石东源,等. 风速相关性对配电网运行特性的影响[J]. 电网技术, 2013, 37(1): 150-155.
- [18] 朱勇,杨京燕,高领军,等. 含异步风力发电机的配电网无功优化规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(5): 80-84.

作者简介:

高顺刚(1964),工程师,长期从事电力相关业务研究;
褚洪川(1987),助理工程师,长期从事电力相关业务研究;
高一涵(1988),助理工程师,长期从事电力相关业务研究。

(收稿日期:2014-12-16)

关于一例 600 MW 发电机转子一点 接地故障的查找及处理

逯 静¹, 蒲鹏飞²

(1. 西南电力设计院, 四川 成都 610021; 2. 神华集团公司, 北京 100011)

摘要: 介绍了 UNS3020a 型发电机转子接地保护装置的原理以及存在问题。通过一例 600 MW 发电机转子一点接地保护装置故障的分析查找, 最终发现误动原因并采取措施消除故障, 总结了此类故障暴露的问题和防范措施, 供同类发电机保护装置运行和设计参考。

关键词: 转子一点接地; 原理; 存在问题; 防范措施

Abstract: The principle and existing problems for rotor grounding protection device of UNS3020a type generator are introduced. The one-point grounding protection fault of 600 MW generator rotor is checked and analyzed, and the causes of the fault are found and the measures are taken to remove the fault. The problems of such kind of faults and the precautionary measures are summarized, which can provide a reference for the operation of its protection device of similar generator and its design.

Key words: one point grounding of rotor; principle; existing problem; precautionary measures

中图分类号: TM864 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2015)02-0078-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.018

0 引言

转子接地保护是励磁绕组的主要保护。励磁回路最常见的故障是发电机转子发生一点接地, 由于还未形成电流回路, 对发电机运行不会产生直接的危害^[1]。但此时接地极对地电压降低, 未接地极对地电压升高, 极易在转子绝缘薄弱部位诱发第二个接地故障点。若发生两点接地故障时, 严重时将造成转子铁心或护环严重烧坏, 同时一部分转子绕组被短接而破坏了转子磁场的对称性, 使得转子铁心被磁化和机组发生剧烈的振动^[2,3]。因此, 当发电机转子绕组一点接地故障时, 应迅速采取有效措施消除故障, 避免两点接地故障的发生。

某电厂 1 号发电机组为上海电机厂生产的 QF-SN-600-2 型空冷发电机组配置 UNITROL5000 励磁调节器, 自带 UNS3020a 型发电机转子接地保护装置。

1 转子接地保护装置

1.1 转子接地故障继电器原理

UNITROL5000 励磁系统自带 UNS3020a 型转子接地保护装置, 采用惠斯通(Wheatstone)电桥原理来测量转子绕组与大轴之间的接地电容, 以监视转子绕组对地绝缘水平, 转子接地保护原理见图 1。

装置测量电桥的平衡条件为

$$C_x = \frac{1}{\frac{1}{C_{k1} + C_{k2}} + \frac{1}{C_R}}$$

式中, C_{k1} 、 C_{k2} 为隔离电容; C_R 为转子绕组与大轴接地之间的分布电容; C_x 为测量电桥的补偿电容。正常情况下 C_{k1} 和 C_{k2} 远大于 C_R , 测量桥的辅助电源既可由独立的交流电源供电, 也可由发电机出口电压互感器供电。当发电机转子绕组发生接地故障时, 电容 C_R 则被部分或完全旁路掉了, 电桥平衡被打破, 跨越电桥的电压值 U 上升, C_R 越小, 则 U 越大, 根据 U 值的大小决定发出报警(Stage 1 alarm)或跳闸(Stage 2 trip)信号。

1.2 UNS3020a 保护装置存在的问题

从保护装置的回路进行分析, UNS3020a 存在的主要问题如下。

(1) 由于转子接地保护采用惠斯通电桥原理, 容易受到汽机侧大轴接地状况变化, 引起对地电容

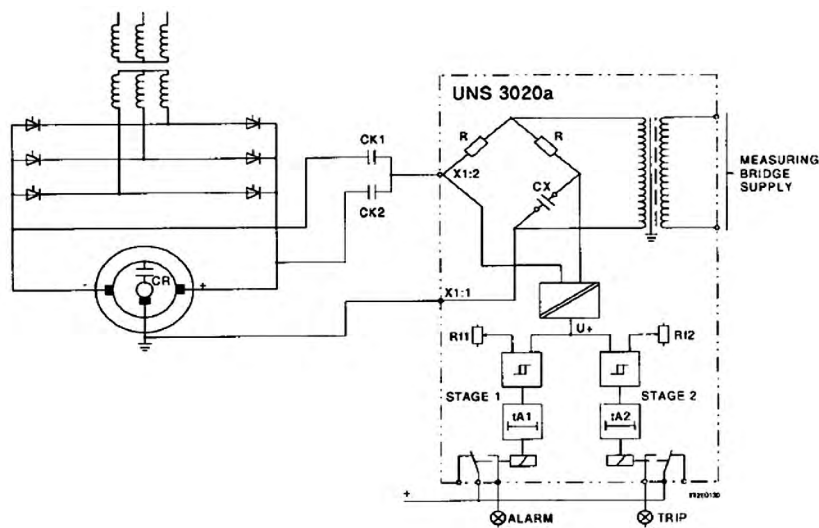


图1 转子接地故障继电器原理图

值摆动影响而出现误动。

(2) 基建调试期间,保护装置的补偿电容 C_x 及电桥平衡未能调到最优状态,机组投产以后,正常运行时, U_+ 始终有电压存在,极易引起误动^[4]。

(3) 发电机励磁绕组高速运转时,由于发电机内部积累大量杂质飞扬,当密度达到一定程度时候,对大轴形成导电层,进而发生转子接地。

(4) 由于碳刷硬度不够或者固定碳刷的弹簧压力不够等从而导致碳刷与大轴接触不良造成电桥输出较大导致机组跳闸^[5]。

(5) 设计回路不完善、缺少“励磁系统直流母线正对地、负对地”录波数据,不利于转子一点接地保护动作分析。

2 事故情况

2.1 事故前工况

某年9月5日,1号机组带负荷520 MW 正在升负荷,辅机A、B引风机、A、B送风机、A、B一次风机运行,A、B、C、D、F制粉系统运行,A、B电动给水泵运行、A凝结水泵运行;其他各机组运行正常。500 kV 升压站运行方式为双母线运行,其中一、二、三、四串合环运行,两回出线正常运行。1号高压厂用变压器带10 kV 工作1A、1B段厂用电运行,1号高压公用变压器带10 kV 公用01A段厂用电运行。

2.2 事故经过

9月5日6时23分52秒,DCS发出1号发电机转子接地故障报警、AVR励磁装置总告警;33分50

秒,5011、5012开关跳闸、灭磁开关跳闸;33分51秒,汽轮机跳闸,主汽门关闭,检查汽机各润滑油泵联后正常;锅炉MFT。1号机组故障录波器启动,机组电压、电流、励磁电压及电流无突变;励磁系统就地检查,转子接地装置I段、II段动作信号灯均亮。

3 事故的检查过程

3.1 发电机转子绝缘检测

机组启动前,测量发电机转子绝缘电阻为2 G Ω ,合格。做发电机不同转速下转子交流阻抗(盘车:5.14 Ω 、600 r/min:4.752 Ω 、2 100 r/min:4.373 Ω 、3 000 r/min:4.413 Ω),与历次试验值相比合格。做不同转速下转子绝缘(盘车:2.1 G Ω 、600 r/min:7.5 G Ω 、2 100 r/min:10.2 G Ω 、3 000 r/min:8.31 G Ω),合格。同时用转子故障诊断仪(RSO)进行盘车、3 000 r/min 状态下接地情况检查,无接地现象。

3.2 励磁回路绝缘检测

检查励磁直流母线绝缘(正母21.5 G Ω ,负母26 G Ω ,正负间40 G Ω),合格。检查励磁交流母线绝缘(6.25 G Ω),合格。检查发电机接地碳刷电缆绝缘(大于1 G Ω),合格。打开励磁交直流共箱母线箱盖(内部干净),对母线绝缘子进行检查、清理。打开励磁正负极间排风扇外壳,对内部进行检查(内部干净)、清理。

3.3 碳刷与大轴接触情况检查

发电机大轴接地碳刷在运行中会因为磨损、积灰等原因造成接触不良。当接地碳刷和转子大轴接

触不可靠时,转子对地电容会有个频繁充放电过程,此时的转子绕组对地电容电流是个暂态电流。对地电容的变化能造成转子接地装置误发接地报警信号,甚至在极端条件下可能误发跳闸信号。

就地检查发电机大轴接地碳刷与转子滑环的接触情况,接触良好,并未发现有松动或者污垢沉积的地方;碳刷辫与连接电缆接触完整,连接牢固。可以排除“由于碳刷与大轴接触不良而造成接地保护输出”原因。

3.4 转子接地保护装置检查

检查转子接地保护回路分流器、分压器绝缘,(大于1 GΩ),合格。对转子接地保护装置进行动作值试验,I段动作值3 200 Ω,0.503 V;II段动作值560 Ω,1.9 V;对转子接地保护装置外观等检查未发现其他问题。

若保护装置补偿电容及电桥平衡没有调整到最优状态,则发电机在正常运行期间,装置输出电压始终存在一定的电压,待机组启动后做不同转速下的相关试验,发现在汽轮机3 000 r/min时,测试转子保护装置不平衡输出电压104 mV(绝缘老化、元器件老化等),大于厂家标准值(不大于100 mV)。

4 原因分析

4.1 直接原因

1号发电机转子一点接地保护装置电桥输出不平衡电压高于标准值(不高于100 mV),在机组升负荷期间转子对地电容发生改变,保护装置判断错误,装置误动,机组跳闸。

4.2 间接原因

运行和维护人员对转子一点接地保护装置内部结构、工作原理不熟悉,对转子二次回路检查测试数据分析不够。

检修规程、检修文件包等技术标准不全面,未对转子一点接地保护装置不平衡输出电压值有明确规定及说明,导致转子接地保护装置不平衡电压超差未及时发现。

工程移交资料、厂家交底不全面,维护人员对主要设备参数未能认真收集,关键数据存在盲区,对厂家要求的“转子一点接地保护装置电桥输出不平衡电压不能高于100 mV”掌握不够。

对多个电厂励磁系统故障原因未引起足够重

视,未认真剖析同类设备存在的隐患,未制定有效的防范措施。

电气二次专业对转子接地保护装置受外界其他因素影响风险评估不充分,对装置受转子对地电容变化、对运行年限较长的保护装置,存在的风险等风险评估辨识不足。

5 故障的处理

5.1 现场处理

对转子接地装置及转子保护回路中C10、C11电容进行更换,对更换后保护装置进行静态、动态调试(更换转子保护外回路C10、C11电容,原电容标称值2 μF,测试值2.02 μF,满足±10%要求,但是考虑其运行年限较长,将C10、C11进行更换,测试值均为2.02 μF)。

更换装置后汽轮机3 000 r/min:转子保护装置不平衡电压11.9 mV,I段动作值2 150 Ω,0.410 3 V、5 s信号;II段动作值491 Ω,1.1 V、2 s跳闸。

更换装置后励升压空载测试:转子保护装置不平衡电压30.7 mV,I段动作值2 100 Ω,0.417 V、5 s;II段动作值462 Ω,1.11 V、2 s;转子一点接地保护装置测试合格。

5.2 下一阶段工作

由于UNS3020a保护装置存在的自身缺陷无法从根本上解决,目前许多发电厂改用具有较高安全可靠性的南瑞继保RCS-985RE型保护装置,该装置采用直流双端注入式转子接地保护原理。发电机正常运行时,转子绕组回路对地(大轴)绝缘,发生转子绕组接地故障时,对地绝缘破坏。在发电机转子绕组两端注入方波信号,可区分正常运行和接地故障。通过检测由注入方波电源引起的对地泄露电流变化,可实时计算转子一点接地故障过渡电阻及故障位置,并由接地位置变化量实现转子两点接地保护功能^[6-7]。

下一阶段,应该利用机组大修机会进行技术更新或改造,本着变动最小、安全可靠,尽可能保留原回路的改动原则,拆除励磁系统灭磁柜内UNS3020a转子接地保护装置及电容C10、C11,不留寄生回路。在灭磁柜内加装装置功能压板和保护出口压板,RCS-985RE安装在灭磁柜内,增加报警信号和跳闸回路。

6 防范措施

运维人员应强化对“转子一点接地保护”工作原理、装置内部结构、关键测试数据标准和同类电厂转子一点接地保护动作原因及控制措施的学习。将转子接地保护装置输出特性的标准列入检修规程及检修文件包。将转子一点接地保护装置列入公司隐患进行管理,并落实相应的控制措施。下一阶段,应该利用机组大修机会进行技术更新或改造,将原来配置 UNS3020a 型发电机接地保护装置改用南瑞继电保护 RCS-985RE 型保护装置。

7 结 语

转子一点接地保护受转子绕组对地电容的影响大,当转子绕组对地电容较大时,保护灵敏度较低^[8-10],由此引起保护信号误发和机组非停事件不时出现,直接影响到机组和电网安全稳定运行,在出现一点接地故障后,应根据具体情况分析接地类型、接地原因,根据具体情况确定查找方法并制定针对性的防范措施。

参考文献

- [1] 李锋,刘海霞. 转子一点接地故障原因分析及处理措

施[J]. 华电技术,2013,35(8):41-45.

- [2] 陈国栋. 一起发电机转子一点接地故障的查找及处理[J]. 电力安全技术,2012,14(6):52-54.
- [3] 罗真,李书兴. 发电机励磁回路两点接地保护的研究[J]. 继电器,2007,5(3):81-84.
- [4] 竺士章. 发电机励磁系统试验[M]. 北京:中国电力出版社,2005.
- [5] 马铁军,马骋,胡贤优,等. UNS3020 型发电机转子接地保护误动作原因分析[J]. 华电技术,2008,30(6):49-51.
- [6] 刘建平. ABB 发电机转子接地保护装置国产化改造的研究与应用[J]. 浙江电力,2012(1):49-51.
- [7] 陈俊,王光,严伟,等. 关于发电机转子接地保护几个问题的探讨[J]. 电力系统自动化,2008,32(1):90-92.
- [8] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 北京:中国电力出版社,2002:267-277.
- [9] 毕大强,徐振宇. 发电机励磁回路接地保护新原理的研究[J]. 继电器,2000,28(7):37-40,54.
- [10] 刘小波,刘万斌,包明磊,等. 转子一点接地保护双重化配置研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(10):162-167.

作者简介:

逯 静(1983),工程师,从事发输电二次设计工作;

蒲鹏飞(1978),高级工程师,从事电力技术及管理工作。

(收稿日期:2014-12-22)

(上接第53页)

4.3 根据模型预测气室压力值下降趋势

最后一次补气之后,将在线监测装置采集并存储的 SF_6 历史压力值数据导入模型,得到拟合序列 $\hat{X}^{(0)}$ 。

观察拟合序列发现,补气后的 231 天压力降至额定值 0.5 MPa。因此若要保证该气室始终不低于额定值运行,则应考虑不迟于此时间进行处理。可以进行再次补气,但因漏气点并未消除,所以补气后还应继续跟踪该设备漏气情况;或者考虑纳入停电计划^[8],对该设备进行更换处理。

5 灰色理论模型的推广应用

变电站在正常运行情况下,通过人工或在线监测装置采集到大量非线性、较易受环境影响的数据,对这些数据的分析平常只能靠人工检查,费时费力,且数据量大的情况下,难以发现隐藏的问题且难以准确判断变化趋势。根据所建上述模型在分析 SF_6 气室压力、断路器液压、避雷器泄露电流、变电设备局部放电在线监测、潮流等变电站重要数据方面,都

能提供一个较为合理的预测,为制定变电站设备检修计划和运维工作提供更好的支撑作用。

参考文献

- [1] 孟勇. GIS 设备 SF_6 漏气处理技术[J]. 应用技术,2009,5(b):120,121.
- [2] 李提. SF_6 全封闭组合电器的漏气分析与处理[J]. 湖北电力,2003,27(4):53-62.
- [3] 刘可龙. SF_6 气体在线监测技术的现状及发展趋势[J]. 通信电源技术,2013,30(6):83-88.
- [4] 徐国祥. 统计预测和决策[M]. 上海:上海财经大学出版社,2008:112-113.
- [5] 宁宣熙,刘思峰. 管理预测与决策方法[M]. 北京:科学出版社,2009:113-145.
- [6] 李鸣青. 气体绝缘金属封闭开关设备的漏气处理[J]. 供用电,2010,27(6):72-73.

作者简介:

费 韬(1985),从事超高压及特高压变电站运维工作;

叶金翔(1985),从事超高压及特高压变电站运维工作;

许 格(1990),从事超高压及特高压变电站运维工作。

(收稿日期:2014-12-03)

多电机同步控制在多台水泵并列运行中的必要性

王启业

(华电电力科学研究院, 浙江 杭州 310030)

摘 要: 分析了热网循环水系统中并列运行的大功率水泵组电机转速不同步对泵组效率和运行振动的影响, 提出了电机转速不同步会导致泵组整体效率下降以及水泵运行振动加剧, 并对并联同步控制进行了仿真分析, 验证了并联同步控制在多台泵并列运行中的可行性。在国家节能降耗的政策背景下, 同步控制对热电厂降低厂用电率、优化水泵运行显得至关重要。

关键词: 循环水泵组效率; 并联同步控制; 节能降耗

Abstract: The influence of out - sync motor speed of high - power water pump in parallel operation on the efficiency of pump units and operation vibration is analyzed in the circulating water system of the heat supply network. It is proposed that the motor speed which is out of sync will lead to the reduced overall efficiency and excessive vibration of the pump units. The simulation analysis shows that the feasibility of parallel synchronization control is verified in the parallel operation of multiple pumps. In the context of energy conservation and consumption reduction policy, the synchronization control is of great importance to the reduction of auxiliary power rate and the optimization of pump operation.

Key words: efficiency of circulating pump units; parallel synchronization control; energy conservation and consumption reduction

中图分类号: TM763 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2015) 02 - 0082 - 03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.019

0 引 言

厂用电率作为电厂节能降耗的一个重要指标, 不容被忽视, 热电厂的厂用电率一般在 8% 左右^[1], 厂内主要的耗电设备多为水泵和风机, 其中大功率的给水泵、凝汽器循环水泵、热网循环泵及其凝结水泵都是多台并列运行, 并留有备用泵, 这些泵耗电量很大, 占整个厂用电的比例达到 75%, 因此, 通过提高大功率水泵组的运行效率、降低其耗电量, 来降低厂用电率显得尤为重要。

在水泵的性能实验中通过实验数据计算出泵的运行效率, 运行效率低可直接反映出水泵电耗高, 造成厂内水泵电耗高的原因主要有两个: 一是泵选型不合理, 主要表现在泵的设计扬程比实际扬程偏大很多, 这种情况, 可通过泵腔内叶轮改造使泵运行在高效区域; 二是并列布置的泵组运行不合理导致泵组的整体效率下降, 造成电耗增加。针对后者进行分析, 通过国内某电厂热网水循环泵实验数据验证泵之间运行不同步导致泵组效率下降, 并给出理论

分析, 利用 MATLAB 仿真分析得出: 并联同步控制可有效提升泵组运行效率。

1 热网水循环泵组性能实验

国内某热电厂热网首站配套 8 台热网循环泵, 循环泵型号为 KQSN/J350 - M4/693, 单极双吸离心泵, 一拖一变频控制, 设计为 6 用 2 备, 最多实际运行数量为 7 台。供热末期对其中 4 台热网水循环泵进行了性能考核。

1.1 热网水循环泵组并列运行结构

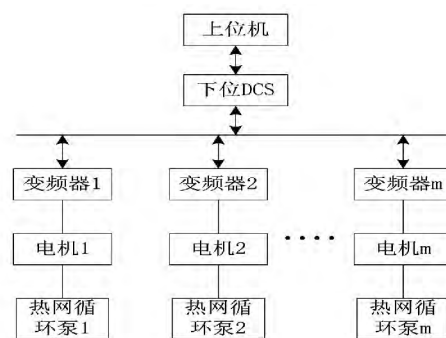


图 1 热网水循环泵的控制结构图

国内热电厂均采用 DCS(集散控制) 控制系统, 厂内热网水循环泵的控制系統结构如图 1 所示。

1.2 热网循环泵参数及其实验参数

热网循环泵设计参数如表 1 所示。

表 1 热网循环泵设计参数

参数名称	额定工况
流量/(t·h ⁻¹)	1 500.0
扬程/m	160.0
转速/(r·min ⁻¹)	1 480.0
泵的效率/%	75.0
必须汽蚀裕量(NPSHr)/m	5.5

性能实验分为 5 个工况进行, 如表 2 所示。

表 2 试验工况表

工况编号	工况说明	开始时间	结束时间
T01	4 台循环泵变频器频率分别为 43 Hz、40 Hz、47 Hz、41 Hz	11:25	11:55
T02	4 台循环泵变频器频率均为 40 Hz	12:10	12:40
T03	4 台循环泵变频器频率均为 38 Hz	12:50	13:20
T04	4 台循环泵变频器频率均为 35 Hz	13:30	14:00
T05	4 台循环泵变频器频率均为 33 Hz	14:10	14:40

实验数据记录如表 3 所示。

表 3 实验数据记录

	T01	T02	T03	T04	T05
流量/(t·h ⁻¹)	4 769	4 623	4 306	4 049	3 758
扬程/m	76.8	71.5	67.0	57.9	51.0
电机轴功率/kW	2 653.4	2 110.9	1 821.2	1 447.8	1 211.3
泵效率/%	37.6	42.9	43.13	44.08	43.07

注: 循环泵扬程设计偏离设计值过大, 导致泵效率偏低。

1.3 实验数据分析

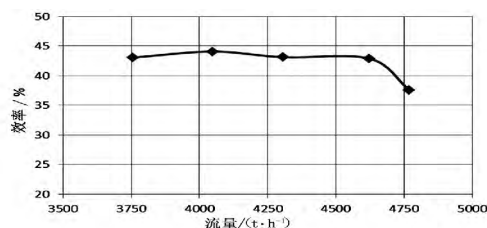


图 2 热网循环泵组效率与流量的关系曲线

从图 2 中可以看出, 泵组转速不同步(工况 1: 频率不同步) 时, 泵组的效率明显低于转速相同时的工况。实验中还发现, 频率不同步的泵组中有 2 台泵振动明显加剧, 主要是因为频率低的水泵被“抢水”, 泵流量下降, 进出口管路水流出现周期性喘息现象, 导致泵的振动加剧, 运行不稳定。

2 多电机同步控制方案

对多电机的同步控制研究, 大致分为 4 种^[2]:

(1) 基于同一给定电压的并联运行方法, 各电机的速度环采用同一给定电压, 这种方法线路简单, 实现容易, 但启动同步跟随性好, 抗负载扰动能力差; (2) 基于同一给定电压的串联运行方法, 以前一台电机的转速输出作为下一台电机的速度给定, 这种方法简单易行, 但启动过程跟随性能不是很理想, 抗负载扰动不十分理想; (3) 基于补偿原理的输出耦合控制方法, 在各电机采用同一给定电压或以前一台电机的转速输出作为下一台电机的速度给定的基础上, 比较主从电机的转速, 其差值经补偿器加到从或主电机的控制输入端, 这种方法使同步控制精度和抗负载扰动能力都得到了很大的提高, 在实际应用中使用最广泛, 补偿的方式方法不同效果也有差异; (4) 基于现代控制理论的控制方法, 这种控制方法主要是在前 3 种方法的基础之上将现代控制理论应用到控制 kongz 控制器的设计和被控对象的模型辨识中。

鉴于上述几种同步控制方法实现难易程度不同, 综合考虑电厂实际运行逻辑, 提出将简单易实现的并联同步控制方法运用到热网水循环泵组的控制中, 即所有电机给定同一转速, 并联同步控制结构图如图 3 所示。

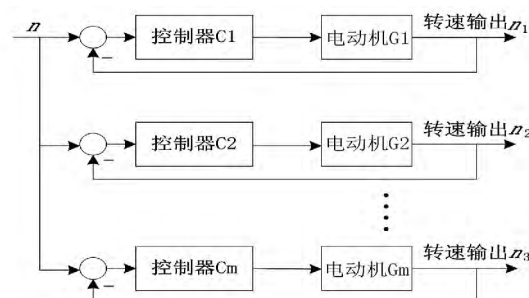


图 3 并列同步控制结构图

3 模型设计与仿真分析

在实际运行中, 拖动热网水循环泵的电动机采用大功率的三相异步交流电动机。交流电动机的动态数学模型是一个高阶、非线性、强耦合的多变量系统^[3]。在实际工程中大多运用矢量控制技术^[4], 通过坐标变换, 把交流电动机的定子电流分解成转矩分量和励磁分量, 用来分别控制电动机的转矩和励磁, 获得和直流电动机相仿的高动态性能, 因此这里直接选取直流电动机来做仿真研究。

3.1 模型设计

选取直流电动机参数: 额定数据为 10 kW, 220 V, 55 A, 1 000 r/min, 电枢电阻 $R_a = 0.5 \Omega$; 通过计算得出电动机的电动势系数 $C_e = 0.1925 \text{ V} \cdot \text{min/r}$, 取电枢回路总电阻 $R = 1 \Omega$, 飞轮惯量 $GD^2 = 10 \text{ N} \cdot \text{m}^2$, 通过计算, 得出电磁时间常数 $T_l = 0.017 \text{ s}$, 机电时间常数 $T_m = 0.075 \text{ s}$ 。

实际中同一型号电动机的参数通常都是略有差别, 取 4 台电机的电磁时间常数和机电时间常数如表 4 所示。

表 4 各电机电磁时间常数和机电时间常数

	电机 1	电机 2	电机 3	电机 4
T_l / s	0.017	0.02	0.021	0.015
T_m / s	0.075	0.1	0.095	0.1

电动机的转速由变频器来调节, 将变频器中电力电子变换装置看作一阶惯性环节 $\frac{K_s}{T_s s + 1}$, 在直接转速给定下将变频器传递函数取为 $\frac{0.05}{s + 0.03}$ 。转速跟踪控制器选用 PI 调节满足无静差。

基于 Ziegler - Nichols 方法的 PID 整定^[8]: 该方法是基于稳定性分析的 PID 整定方法。整定比例系数的思想是, 首先置 $K_D = K_I = 0$, 然后增加 K_p 直至系统开始振荡(即闭环系统极点在轴上) 再将 K_p 乘以 0.6, 即为整定后的比例系数 K_p 。

整定公式如下。

$$K_p = 0.6 K_m; K_D = \frac{K_p \pi}{4 \omega_m}; K_I = \frac{K_p \omega_m}{\pi} \quad (2)$$

式中, K_m 为系统开始振荡的 K 值; ω_m 为振荡频率。

利用根轨迹法可以确定 K_m 和 ω_m 。对于给定的被控对象函数, 可以得到其根轨迹。对于穿越轴时的增益即为 K_m , 而此点的 ω 值即为 ω_m 。

通过 Ziegler - Nichols 方法的 PID 整定得到: $K_p = 14.2634$, $K_I = 0.4532$, $K_D = 0.1251$; 在仿真中将跟踪控制器传递函数取为 $\frac{14.26s + 0.45}{s}$ 。

3.2 仿真分析

给定电机转速为 1 000 r/min, 4 台电机的转速曲线如图 4 所示。

从图 4 中可以看出仅在 1 s 以后, 4 台电机转速就都达到 1 000 r/s, 速度同步性能相当好。

在 5 s 的时刻, 模拟两台电机的电源发生扰动, 即给电机 1 施加 +5 A 的阶跃负载电流, 给电机 2 施加 -5 A 的阶跃负载电流, 4 台电机的转动速度曲线如图 5 所示。

5 s 时电机 1 与电机 2 的速度曲线发生了变化,

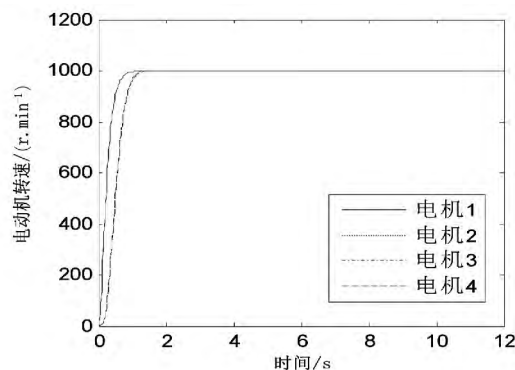


图 4 载重恒定下 4 台电机转动速度曲线

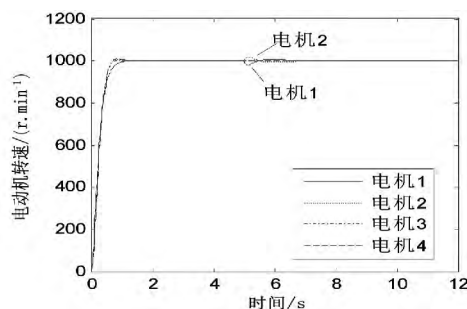


图 5 电源扰动下 4 台电机转动速度曲线

如图 5 所示。它们的速度超调量为

$$\sigma\% = \frac{1070 - 1000}{1000} \times 100\% = 7\%$$

可以满足实际工程中对平稳性的要求, 恢复时间 $t_v = 2 \text{ s}$ 。

4 总 结

通过性能实验验证了循环水泵转速不同会导致泵组整体效率下降、泵振动加剧, 并给出了理论分析。提出将并联同步控制运用于泵组的同步控制中, 可有效提升泵组的整体效率, 使泵运行更加稳定, 延长泵的使用寿命。建议国内热电厂推行这种控制方式, 进一步降低厂用电率, 降低热电厂运行成本, 同时达到“节能减排”的目的。

参考文献

- [1] 王林川. 电厂厂用电率及对策 [J]. 东方电气评论, 2002, 16(3): 158.
- [2] 刘福才, 张学莲, 刘立伟. 多级电机传动系统同步控制理论与应用研究 [J]. 控制工程, 2002, 9(4): 87-89.
- [3] 陈坚. 交流电机数学模型及调速系统 [M]. 北京: 国防工业出版社, 1989.
- [4] 陈伯时. 电力拖动自动控制系统 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2005: 206.
- [5] 刘金琨. 先进 PID 控制 MATLAB 仿真(第 2 版) [M]. 北京: 电子工业出版社, 2004: 86-87.

作者简介:

王启业(1985), 硕士研究生, 研究方向为电站控制与节能技术。

(收稿日期: 2014-11-11)

一种智能变电站备自投功能的改进设计方案

王立晶¹, 倪宏坤², 朱占文³

(1. 国网乌鲁木齐供电公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;

2. 国网新疆电力公司, 新疆 乌鲁木齐 830063;

3. 国网和田供电公司, 新疆 和田 848000)

摘要: 传统上变电站备自投功能大多采用的独立备自投装置完成, 通过相关间隔的断路器、隔离开关位置、电流、电压等信息传给备自投装置, 由备自投装置完成运行方式的识别和动作逻辑判别, 最终完成断路器的分合闸。具体提出智能变电站备自投功能的改进设计方案。此方案能够直接应用到以 IEC 61850 标准为基础建立起来的智能化变电站中, 可使备自投功能的实现更加灵活, 在工程实践中具有较大的实用价值。

关键词: 智能化变电站; IEC 61850; 备自投

Abstract: An independent automatic throw-in equipment of emergency power supply is generally adopted to realize automatic throw-in function by the traditional substation. By means of sampling the information of the breaker, the disconnected switch, AC current and voltage and so on, the automatic throw-in equipment achieves the recognition of operating mode and the discrimination of action logic, and drives the breakers tripping. An improved design scheme of automatic throw-in function for smart substation is put forward. The proposed scheme can be directly applied to the smart substation established on the basis of IEC 61850, which can make the automatic throw-in function more flexible. And this scheme has the practical value for engineering application.

Key words: smart substation; IEC 61850; automatic throw-in equipment of emergency power supply

中图分类号: TM763 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2015)02-0085-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.020

时在继电保护上又能达到备用电源自投的目的。

0 引言

当前在电力系统中, 备用电源自动投入装置(以下简称备自投)作为提高供电可靠性的有效手段得到广泛的应用。在传统变电站中备自投功能的实现通常由配置专门的微机备自投装置加以完成。备自投装置通过经传统信号控制电缆传输的方式, 采集供电电源及备用电源的电流、电压、断路器位置、隔离开关位置、合闸后状态等交流输入模拟量和输入、输出开关量, 再进行相应的一次系统运行方式识别及备自投动作逻辑判别, 最后将动作逻辑输出信号经控制电缆传输给相应间隔的断路器, 完成断路器的分合闸, 达到维持供电, 缩小停电范围的目的^[1]。

下面所论述的方案将基于网络的 GOOSE 传输机制的理念应用于智能变电站中的备自投功能的实现中, 通过数据采集数字化和网络化, 实现数据共享、独立判断, 有效减少了变电站设备冗余而更加经济, 同

1 分布式备自投的含义

智能化变电站是以 IEC 61850 为通信标准, 在信息采集、传输、处理、输出的过程完全数字化的变电站^[2,3]。GOOSE 机制在符合 IEC 61850 的数字化变电站中具有广阔的应用前景, 除了被应用于传送实时跳闸信号、间隔逻辑闭锁、检同期等功能外^[4], 也可以实现基于 GOOSE 机制的分布式母线保护、分布式备自投、分布式低周减载等功能的继电保护及安全自动装置。

由于在传统上, 变电站的间隔划分通常以具有保护功能的断路器设备为依据, 这样备自投功能的所需信息来自三个间隔(两条线路及分段)。通常对于独立配置的微机备自投装置, 首先经电缆传输的方式完成对 I、II 母线电压、线路 I、II 电流、线路 I、II 和分段断路器分、合闸位置及合闸后位置信息

的采集;其次在备自投装置中实现对 I、II 母线电压有无电压,线路 I、II 有无电流以及线路 I、II 和分段断路器位置的相应判别;最后根据逻辑判断结果动作后以装置输出开关量节点的方式,通过信号控制电缆传输给对应的断路器完成跳、合闸操作^[5]。

伴随变电站的智能化发展趋势和网络化采样技术及基于 GOOSE 机制的应用,传统的二次信号控制电缆逐渐为信息网络所取代,由此智能化变电站的各过程层装置、各间隔层装置,即可通过网络实现信息共享,传递配置和控制命令,而采用此类技术的备自投称为分布式备自投^[6]。

2 基于 GOOSE 传输机制的分布式备自投实现方式

GOOSE 传输机制是分布式保护或分布式自动化功能赖以实现的基础,不仅可用于间隔层与过程层设备之间的纵向联系如跳闸信息等,而且还可用于间隔层设备的横向联系,保护和测控等智能 IED 设备之间可以互相交换信息,更好地满足智能化变电站的互操作和功能自由分布的要求^[7]。

分布式备自投可具备以下两种实现方式^[8]。

(1) 基于过程层采样值(SMV)传输的分布式备自投,此种方式要求接收采样值由各装置独立完成,备自投逻辑功能判别由单一装置独立完成;

(2) 基于间隔层 GOOSE 报文的分布式备自投,此种方式则将接收采样值(SMV)和备自投逻辑判断功能以不同的程度分散到各相关装置中加以完成。

基于间隔层 GOOSE 报文的分布式备自投功能是由不同间隔设备的间隔层装置共同完成,由各进线保护测控装置完成进线有无电压和有无电流判别,以及母线有无电压判别;由分段智能接口单元完成分段断路器分、合位置及合闸后位置采集;由线路智能接口单元完成线路断路器分、合闸位置及合闸后位置采集;将获得的信息通过网络传输给主模块,完成运行方式识别和动作逻辑判断。

此方式开入开出信息采用 IEC 61850 标准 GOOSE 报文,通过数字传输网络传输给主模块,逻辑输出结果也以 GOOSE 报文传输给分散执行单元,完成断路器的跳合。这样使备自投功能的实现更加灵活,备自投可以存在于任意间隔的保护测控装置中^[9]。

如上所述,将智能变电站备自投功能改进设计方案做出了具体配置设计,如图 1 所示。

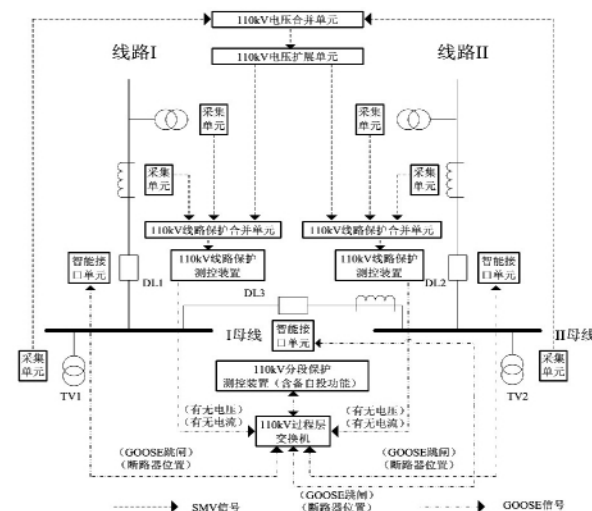


图 1 基于 GOOSE 传输机制的分布式备自投的配置方案图

2.1 各间隔保护测控装置配置

各间隔保护测控装置配置的备自投逻辑模块可基本分为以下两大类。

(1) 备自投功能主模块

需配置此模块的间隔: 分段保护测控装置。

分段间隔主模块功能: 识别分段断路器的分合闸位置及合闸后状态,接收各从模块发送至本模块的有无电流、有无电压、断路器分合闸位置及合闸后状态等相关信息,结合实时一次系统运行方式及所采用的相应备自投方案逻辑加以判别,最终将跳合闸出口逻辑以 GOOSE 报文形式发送至各从模块执行。

若现场需将主模块独立配置或集成于其他保护测控装置内部时,仅需将上述分段断路器的分合闸位置信息及合闸后状态,按照线路间隔从模块传输方式上送主模块即可。

(2) 备自投功能从模块

需配置此模块的间隔: 线路 I 保护测控装置、线路 II 保护测控装置、TV1 测控装置、TV2 测控装置。

线路间隔从模块功能: 根据继电保护定值整定值判别线路所经电流的实际状态,并转化为“是”或“否”的 GOOSE 报文形式传输至主模块;同时将线路所对应的断路器的分合闸位置信息及合闸后状态转化为“是”或“否”的 GOOSE 报文形式传输至主模块。

接收主模块传输的备自投 GOOSE 跳、合闸命令,作用于线路所对应的断路器实现备自投出口的

跳、合闸功能。

TV 间隔从模块功能: 根据继电保护定值整定值判别 I、II 母线所带电压的实际状态, 并转化为“是”或“否”的 GOOSE 报文形式传输至主模块; 同时结合继电保护定值完成 I、II 母线 TV 断线告警判别, 进而闭锁备自投功能以及输出告警信号值后台监控的功能。

2.2 采样值(SMV)的获取

I、II 母线的电压数字信号通过光纤传输至电压合并单元, 经母线电压扩展装置单元传输至两条线路各自所对应的合并单元, 实现采样值的合并处理。线路保护测控装置从线路保护合并单元获取本保护装置判别采样所需的实时电压、电流信号。

2.3 分布式备自投逻辑功能的实现

如前所述, 分布式备自投逻辑功能由分段保护测控装置主模块和线路保护测控装置从模块共同完成, 而分布式备自投的动作逻辑和常规备自投相同。各从模块共同承担完成备自投功能的分散执行(判断本间隔有无电流、有无电压, 再通过 GOOSE 报文将判断结果发送至主模块), 同时主模块结合由智能 IED 通过 GOOSE 报文传输的断路器分、合闸位置及合闸后状态, 完成备自投功能的集中处理^[7,10]。

备自投功能的动作执行由主模块通过 GOOSE 报文实时传输至线路或分段断路器的智能 IED 完成。

此外备自投功能还需引入一个闭锁备自投信号, 此信号通过 GOOSE 报文得到。若现场需实现过负荷减载功能, 则联跳开出信号也可通过 GOOSE 报文至相应间隔智能接口单元 IED 设备予以实现。

3 基于 GOOSE 传输机制的分布式备自投动作行为分析

3.1 采用 GOOSE 传输机制的分段备自投方式

采用 GOOSE 传输机制的分段备自投方式的逻辑框图如图 2 所示。

(1) 分段备自投方式投入工作, 即主单元相应投退把手至“投入”位置且投退型定值为“投入”;

(2) 工作电源和备用电源均正常, 即符合有压条件, TV 间隔从模块负责有无电压逻辑判别, 并将判别结果以 GOOSE 报文形式传输至分段间隔主模块;

(3) 工作和备用断路器位置正常, 即工作断路器合位且处于合闸后状态, 备用断路器跳位。线路间隔从模块检测断路器分合闸位置及合闸后状态, 并将判别结果以 GOOSE 报文形式传输至分段间隔主模块;

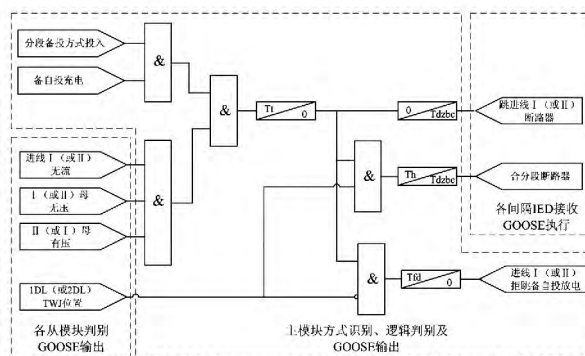


图2 采用 GOOSE 传输机制的分段备自投方式逻辑框图

(4) 无闭锁条件、放电条件。分段间隔主模块接收母线有无电压、线路间隔断路器分合闸位置及合闸后状态等 GOOSE 报文, 结合自身断路器分合闸位置信息及合闸后状态, 判断备自投功能是否处于正常工作状态;

(5) 所有充电条件均满足经 10 s, 备自投充电正常, 完成备自投动作准备。

当备自投完成充电过程后, 若发生线路 I 失压并无法对 I 母线供电情况:

(1) TV1 间隔从模块判别 I 母无电压, 发 I 母母线无电压 GOOSE 报文至分段间隔主模块, TV2 间隔从模块判别 II 母有电压, 发 II 母母线有电压 GOOSE 报文至分段间隔主模块;

(2) 线路 I 间隔从模块判别线路 I 无流, 发线路 I 进线无电流 GOOSE 报文至分段间隔主模块;

(3) 经 T_t 跳闸延时(若有加速开入, 则不经延时)后, 分段间隔主模块发跳线路 I 断路器 GOOSE 报文至线路 I 间隔从模块, 令就地智能 IED 完成断路器跳闸, 同时就地智能 IED 发线路 I 断路器跳位 GOOSE 报文至分段间隔主模块, 判断其是否跳开。

若跳闸命令发出 5 s 后, 线路 I 断路器未跳开, 分段间隔主模块即收回跳闸 GOOSE 报文, 并终止备自投过程;

(4) 分段间隔主模块收到线路 I 跳位 GOOSE 报文并经 T_h 合闸延时后, 发合分段断路器 GOOSE 报文至就地智能 IED 执行合闸, 备自投动作成功,

失压母线恢复送电,整个备自投功能全部完成。

3.2 采用 GOOSE 传输机制的进线备自投方式

采用 GOOSE 传输机制的进线备自投方式的逻辑框图如图 3 所示。

(1) 进线备自投方式投入工作,即主单元相应投退把手至“投入”位置且投退型定值为“投入”;

(2) 工作电源和备用电源均正常,即符合有压条件,TV 间隔从模块负责有无电压逻辑判别,并将判别结果以 GOOSE 报文形式传输至分段间隔主模块;

(3) 工作和备用断路器位置正常,即工作断路器合位且处于合闸后状态,备用断路器跳位。线路间隔从模块检测断路器分合闸位置及合闸后状态,并将判别结果以 GOOSE 报文形式传输至分段间隔主模块;

(4) 无闭锁条件、放电条件。分段间隔主模块接收母线有无电压、线路间隔断路器分合闸位置及合闸后状态等 GOOSE 报文,结合自身断路器分合闸位置信息及合闸后状态,判断备自投功能是否处于正常工作状态;

(5) 所有充电条件均满足经 10 s,备自投充电正常,完成备自投动作准备。

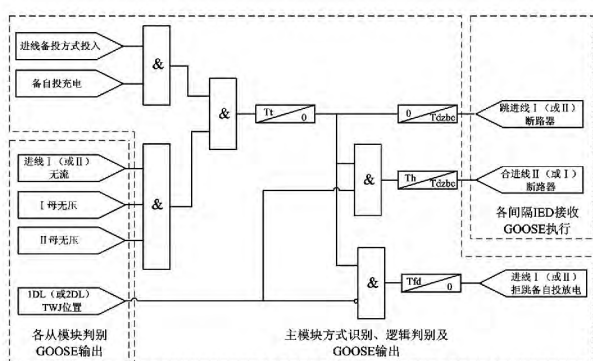


图 3 采用 GOOSE 传输机制的进线备自投方式逻辑框图

当备自投完成充电过程后,若发生线路 I 失压并无法对 I、II 母线供电情况:

(1) TV1 间隔从模块判别 I 母无电压,发 I 母母线无电压 GOOSE 报文至分段间隔主模块,TV2 间隔从模块判别 II 母有电压,发 II 母母线有电压 GOOSE 报文至分段间隔主模块;

(2) 线路 I 间隔从模块判别线路 I 无流,发线路 I 进线无电流 GOOSE 报文至分段间隔主模块;

(3) 经 T_t 跳闸延时(若有加速开入,则不经延

时)后,分段间隔主模块发跳线路 I 断路器 GOOSE 报文至线路 I 间隔从模块,令就地智能 IED 完成断路器跳闸,同时就地智能 IED 发线路 I 断路器跳位 GOOSE 报文至分段间隔主模块,判断其是否跳开。

若跳闸命令发出 5 s 后,线路 I 断路器未跳开,分段间隔主模块即收回跳闸 GOOSE 报文,并终止备自投过程;

(4) 分段间隔主模块收到线路 I 跳位 GOOSE 报文并经 T_h 合闸延时后,发合线路 II 断路器 GOOSE 报文至就地智能 IED 执行合闸,备自投动作成功,失压母线恢复送电,整个备自投功能全部完成。

4 改进设计方案的优点

(1) 各相关间隔保护测控装置所配置的从单元内完成电压、电流、断路器位置及合闸后位置等信息的判别,并以 GOOSE 传输机制方式传输至主单元,逻辑处理结果再以 GOOSE 报文传输机制发送至各个间隔就地智能 IED,故从变电站硬件配置方面简化了专门的备自投装置。

(2) 当运行变电站需要扩建线路间隔时,仅需将新增间隔设备相关信息接入备自投网络,再对原有备自投软件做相应修改调整即可,故无需改造或更换原有设备,可实现减少建设投资、缩短调试周期及现场施工风险的目的。

(3) 新增线路间隔或更换保护测控装置时,可利用智能化变电站已有的网络结构,任何支持 IEC 61850 通信协议的设备均可接入备自投网络^[1],无需配置专用规约转换软硬件进行规约转换。

5 结 语

前面设计提出一种基于 GOOSE 传输机制的分布式备自投在智能化变电站的应用方案。

本方案是由各相关间隔的保护测控装置所配置的从模块负责有无电压、有无电流、断路器位置及合闸后位置等采样和逻辑判别,判别结果以 GOOSE 报文经数字传输网络传输至主模块,输出结果也以 GOOSE 报文形式通过数字传输网络传给相应的保护测控装置令智能 IED 完成整个逻辑功能。电压电流模拟量采样值采用 IEC 61850 标准 SMV 服务

(下转第 94 页)

监控系统需要提供至少一个网络通道,同时为该变电站的视频处理单元分配一个 IP 地址,变电站通过网络与监控中心相连。系统支持带宽自动检测、控制功能,根据网络带宽情况,自动限制上传图像数量,保证网络畅通,并支持多画面复合上传功能。

4.4 系统功能

完善的辅助系统综合监控系统应实现以下功能:

①实时监控功能,包括实时预览、云台控制、视频轮巡、OSD 叠加;②录像管理功能;③环境监测功能;④报警功能,包含报警等级、报警联动策略设置、实时告警接收与显示、历史告警记录和查询等内容;⑤电子地图功能,包括设备定位显示功能、查看视频、告警事件定位和操作、地图操作等多项内容;⑥大屏管理功能;⑦门禁管理功能;⑧与综自系统联动。

4.5 选用系统应注意的问题

通过对运行工程案例的分析对比,在智能辅助系统的设计选型中还应注意以下几个方面的问题:

①兼容性问题;②操作模式多样化;③必须支持高清全景视频接入;④安全性问题;⑤绿色节能问题;⑥对集成商技术水平、综合协调能力的要求。同时设计方应该把好技术关,从各系统的原理、设备的配置合理性、通讯协议方面提出具体要求,以完全满足智能变电站可视化监控和调度,提高运行和维护的安全性及可靠性。

(上接第 88 页)

报文传输至保护测控装置,断路器位置、合闸后位置以及判别逻辑输出的传输采用 GOOSE 通道。

该方案从设计理论方面对分布式备自投的深层次应用做了全新的探索,具有很好的现场工程实用价值。

参考文献

- [1] 甘景福. 一起备自投装置拒动事故的分析 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(17): 97-99.
- [2] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术 [J]. 电网技术, 2006, 30(23): 67-71.
- [3] 樊唯钦. 智能化变电站的发展与应用 [J]. 电网技术, 2006, 30(5): 97-100.
- [4] 高翔, 周健, 周红, 等. IEC 61850 标准在南桥变电站监控系统中应用 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(16): 105-107.
- [5] 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.
- [6] 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.

5 结 语

以上仅是讨论了智能变电站新技术的一小部分内容,对相关部分也仅仅进行了粗浅和较为表面的分析。除此之外,在诸如二次设备监控、网络结构、层次化保护系统、一体化监控系统的高级应用等方面,新技术、新设备存在广阔的研究空间和应用前景。特别对于应用成效和效益分析,还必须具备足够的工程实例、充足的投运时间来进行技术支撑,研究的技术手段也应该更加多样化、多元化和多维度,因此这项研究工作既应该是即时的,同时也应该是严肃严谨和长期的,做为智能化电网建设的参建者,有义务有责任认真科学、有条不紊地开展这项工作,进一步推动智能变电站的创新发展。

参考文献

- [1] 曹楠, 李刚, 王冬青. 智能变电站关键技术及其构建方式的探讨 [J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(5): 63-68.
- [2] 黄新波, 贺霞, 王宵宽, 等. 智能变电站的关键技术及应用实例 [J]. 电力建设, 2012, 33(10): 27-33.
- [3] 王鹏, 罗承沐, 张贵新, 等. 基于低功率电流互感器的电子式电流互感器 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(4): 98-101. (收稿日期: 2014-12-22)
- [4] 宋丽君, 王若醒, 狄军峰, 等. GOOSE 机制分析、实现及其在数字化变电站中的应用 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 31-35.
- [5] A. P. Apostolov. IEC 61850 Distributed Analog Values Applications in Substation Automation Systems [C]. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005(2): 1155-1162.
- [6] 梅德冬, 黄国方. 符合 IEC 61850 标准的分布式备自投的设计 [J]. 电网技术, 2006(30): 471-475.
- [7] 余方元. 110 kV 进线备自投在数字化变电站中的应用及改进 [J]. 电力自动化, 2010(9): 22-23.
- [8] 张志鹏, 胡君慧, 刘国平, 等. 基于点对点技术的数字化变电站工程实践 [J]. 电力自动化设备, 2009, 29(4): 139-142.

作者简介:

王立晶(1982), 硕士研究生, 工程师, 从事电力系统方式及稳定分析工作;

倪宏坤(1980), 硕士研究生, 工程师, 从事电力系统继电保护运行及管理工作;

朱占文(1987), 大学本科, 助理工程师, 从事继电保护定值整定计算工作。

(收稿日期: 2014-12-16)

新一代智能变电站技术的研究应用与发展

苟旭丹

(成都城电电力工程设计有限公司, 四川 成都 610041)

摘要: 随着电力系统迈入智能时代步伐的加快,智能变电站建设所涉及的新技术、新设备、新工艺,已经成为推动智能技术创新发展的关键。分析了新一代智能变电站的部分新技术应用情况,并提出了一些建议和前景展望。

关键词: 智能电网; 智能变电站; 新技术; 展望

Abstract: With the faster development of power system entering the era of smart grid, the new technologies and facilities involved in the construction of smart station have become the significant factors to promote the development of smart technical innovation. The utilization of some new technologies in new generation of smart station is analyzed, and some suggestions and prospects are proposed.

Key words: smart grid; smart substation; new technology; prospect

中图分类号: TM769 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0089-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.021

0 引言

电力系统正进入智能电网建设时代,而智能变电站是智能电网中的关键节点。所谓智能变电站,就是采用先进、可靠、集成和环保的智能设备,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和检测等基本功能,同时,具备支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策和协同互动等高级功能的变电站。

国家电网公司从2009年开始进行了第一批智能变电站试点建设,按照“试点先行、总结完善、稳步推进”的工作方针,在各区域的各电压等级范围内,选取了数十个涵盖各种类型的变电站进行试点建设,并在投运之后开展了广泛的技术总结和经验特色提炼。工程实践表明,智能化技术得以规范,节约环保、节资效果明显,在设备整合、系统集成、网络优化、组柜优化、布置优化等方面取得成效,有效控制了工程造价。新一代智能变电站在此基础上,以“系统高度集成、结构布局合理、装备先进适用、经济节能环保、支撑调控一体”为目标,着力探索前沿技术,推动智能变电站创新发展。

1 电子式互感器的应用及问题处理

1.1 电子式互感器的发展背景

传统的电流和电压互感器是电磁感应式的,具有类似变压器的结构。随着电力系统传输的电力容量不断增加、电压等级的提高,互感器逐渐暴露出一系列固有的缺点。近年来,随着光电子技术、微电子技术及光纤通信技术的发展,有源光电互感器得到迅速发展。在国网公司试点工程中,各种原理的电子式互感器都得到了工程应用,电子式互感器的应用成为智能变电站的一个重要特征。

1.2 电子式互感器的分类及性能比较

1.2.1 电子式互感器的分类

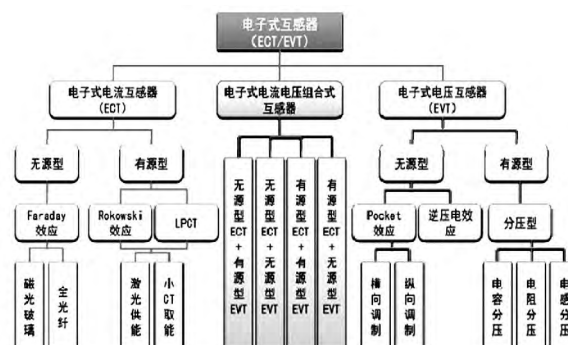


图1 电子式互感器的分类

1.2.2 电子式互感器同常规互感器优缺点比较

表 1 电子式互感器同常规互感器比较

比较项目	常规互感器	电子式互感器
绝缘	复杂,有易燃易爆等缺陷	绝缘简单,无易燃易爆等缺陷
体积及重量	大、重	体积小、重量轻
TA 动态范围	TA 动态范围小、有磁饱和,采集精度低,保护动作可靠。	TA 动态范围宽、无磁饱和,采集精度高,保护动作可靠。
TV 谐振	易产生铁磁谐振	TV 无谐振现象
TA 二次输出	不能开路	可以开路
输出形式	模拟量输出	数字量输出
电磁干扰问题	有	无
造价	高	低

1.3 电子式互感器与常规互感器全寿命周期比较

1.3.1 一次投资成本(IC)

暂不考虑目前电子式互感器价格虚高的成份,随着时间推移,该技术成熟后,价格应比常规互感器低。根据相关统计分析,户外 AIS 变电站智能化方案后共可节省控制电缆费用为 7.5 万元。按常规变电站户外控制电缆中 TA/TV 电缆占全站控制电缆 40% 计算,因此可节省控制电缆费用 3 万元。GIS 变电站节省费用与此相当。

1.3.2 运行成本(OC)

采用电子式互感器不存在更换 TA、TV 至合并单元控制电缆费用,控制电缆、光缆按 12 年寿命考虑,在变电站全寿命周期内更换两次。智能变电站比常规变电站可节省 3 万元。

1.3.3 故障引起的中断供电损失成本(FC)

电子式互感器的应用不存在电磁式电流互感器由于绝缘问题而造成的故障(如瓷套爆裂、爆炸等)及其带来的严重后果。由于不好量化,因故障引起的中断供电损失成本按 $FC=0$ 计算。

1.3.4 报废成本(DC)

变电站二次设备达到使用年限报废后,基本没有回收的价值,DC 按 0 计算。

1.3.5 全寿命周期成本比较计算结果

采用电子式互感器后,在变电站全寿命周期的成本(控缆部分) $LCC(\text{增量}) = IC + OC + FC + DC = -6$ 万元,其全寿命周期成本比常规互感器有所减少。

1.4 电子式互感器存在的问题及应对

在看到电子式互感器应用技术效果明显进步的同时,也看到扩展应用中面临的新问题:参与厂家众多,各厂家产品良莠不齐,出现不同质量故障问题;整个生产、验收各个环节,缺乏指导标准,没有一个统一的制造标准、试验标准,验收标准。据统计,采集器故障为电子式互感器最突出的故障类型,在三类电子式互感器中的占比分别达到 44%、27% 和 89%。无源电流互感器的光纤故障问题、有源电压互感器的绝缘问题均不容忽视,且电子式互感器故障后因备品供货时间长,检修周期延长,直接影响供电安全,造成间接经济损失。

1.4.1 电子式互感器存在的问题

通过收集研究前期电子式互感器的应用情况,在试点运行过程中的可靠性和稳定性较差,故障率较高,归纳总结电子式互感器出现的问题集中在以下几个方面:VFTO 干扰,频繁损坏采集器的问题;采集器至合并单元通信规约或接口不统一问题;精度及温漂问题;密封问题;计量问题。

1.4.2 电子式互感器问题的应对

鉴于短时间内无法解决以上问题的出现,为确保电网运行安全,2011 年版《国网公司输变电工程通用设计 110(66)~750 kV 智能变电站部分》电流电压互感器仍采用常规互感器加合并单元来实现,全面停用电子式互感器的应用。但是随着电力系统自身的不断发展,传统电磁式互感器的缺点越来越明显,已无法满足当前智能变电站的需求。电子式互感器因其具备的优越性,再次引起电力行业部门的重视。

(1) 电磁兼容问题的解决:目前,厂家从设计构思、出厂试验验证两个方面提出解决方案。抗电磁干扰技术设计有:采集回路设计、有效的接地系统设计、信号输入端设计、电源模块设计、一体化设计。

(2) 采集器至合并单元通信规约或接口不统一问题的应对:各厂家宜相互配合,逐渐形成行业标准,对远期推广电子式互感器,形成调试和检修规范提供有利条件。

(3) 精度及温漂问题的应对:这一问题,许继研制的 GIS 组合式电子式互感器通过独特的温度补偿技术,已顺利通过测试。

(4) 密封问题的应对:采用双层防水技术,有效解决互感器顶部由于凝露问题带来的浸水问题。

(5) 关口计量问题的应对:数字电度表与测控

共用合并单元; 电子式互感器加装数模转换插件。同时建议相关部门加快数字电表作为关口计量的标准制定和认证工作, 引起有关部门及厂家的高度重视。

1.5 结论

(1) 目前电子式互感器行业已对前期出现的问题部分进行整改、规范制造, 设备正在从当初的间隔挂网运行、整站试点逐渐进入到实际工程推广应用阶段。

(2) 220 kV、110 kV 智能变电站互感器配置方案: 户内 GIS 考虑采用有源电子式电流互感器 ECT 或 ECVT, 阻容分压式电压互感器 EVT 配合合并单元实现。

(3) 结合地区特点要求及前期工程可研批复意见, 也可采用常规互感器 + 合并单元的配置方案。

2 集成式智能设备

随着智能变电站建设的发展, 智能一次设备已成为技术重要组成部分之一。从一、二次设备智能化的发展来看, 一次设备智能化程度滞后于二次设备, 二次设备与一次设备的信息交互仍然得由二次回路完成。就地智能终端及合并单元的应用作为实现传统一次设备数字化的重要手段被采用。

2.1 智能化一次设备发展趋势

智能化一次设备由传统高压设备和智能组件组成, 传感器和执行器为两者间的枢纽, 三者类似身体、大脑和神经。智能组件承担宿主的数字化测量、智能化控制和状态监测的基本功能, 也可集成相关保护、测量、计量等扩展功能。一次设备智能化演变趋势如图 2。

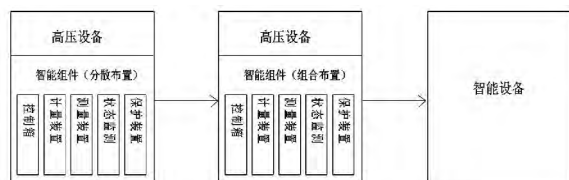


图 2 一次设备智能化演变趋势图

在第一阶段, 智能组件是分散独立的, 也是传统的二次设备, 其与传统的一次设备构成了一个松散的“智能设备”, 而智能组件和高压设备刚好画出了相当于过程层和间隔层的接线; 在第二阶段, 在线监测设备融入高压设备中, 主要是传感器与高压智能

设备本体的一体化安装, 保护、测控、计量的安装随着技术的成熟逐渐走出小室, 安装在高压设备附近。松散的“智能设备”体现了紧凑型一体化的趋势; 在第三阶段, 智能组件和高压设备将进一步融合, 高压设备可以集成的智能组件越来越多, 直至智能组件全部嵌入高压设备, 实现对一次高压设备的智能化控制操作、状态评估和检修时, 最终形成真正意义上的紧凑型一体化的智能设备。

2.2 集成式智能控制柜需要解决的问题

目前智能变电站采用预制式设备、实现标准化建设、工厂化加工、即插即用等新的建设模式已经成为变电站建设的趋势, 这对智能控制柜的应用提出了新的要求, 但在建设实践中还存在如下问题。

(1) 在工程实施中, 一、二次厂家需要配合设计, 在一次设备厂内完成一次接线和部分二次接线(一次设备与智能组件之间), 在现场完成剩余二次接线(二次过程层与间隔层设备之间)。

(2) 一、二次接口不清晰, 造成多个厂家设计间的反复修改、推诿扯皮, 耗费多方精力且责任划分不明确, 这样的设计模式已难以满足新的建设模式要求。

2.3 220 kV 系统智能控制柜设计方案研究

以 220 kV 变电站为例, 对 220 kV 电压等级智能设备进行讨论。

220 kV 采用双母线接线形式, 母差保护柜、对时柜、网络交换机柜、直流分电柜等下放布置在 220 kV 配电装置室; 220 kV 间隔层设备、过程层设备均下放布置于 220 kV 配电装置室。

2.3.1 220 kV GIS 智能控制柜布置组合方案

以下方案主要是在一、二次设备接口界面、柜内设备优化接线、控制柜体标准化三个方面进行标准化、预制式研究。

2.3.2 方案比较

方案 1、方案 2 均为部分组合式智能控制柜, 两模块间的接口可以采用预制光缆, 实现标准化连接也较为容易。但两面柜体联合布置需要仔细设计, 考虑间隔宽度和 GIS 室面积, 采用前后布置或并列布置。在调试时, 需分两个阶段, 或分别调试或现场联调。方案 1 将智能组件全部下放, 使一次设备具备数字化接口, 具备智能一次设备形式。方案 2 将间隔层、过程层 A、B 套完全分开, 实现了 220 kV 两套二次回路的物理上的完全隔离。

表 2 智能控制柜布置组合方案

方案	组合方式	一般分工	数量
方案 1	一次设备本体(带机构箱) + 传统汇控柜 + 过程层设 备 A、B 套	一次厂家	2
	间隔层设备 A、B 套	二次厂家	
方案 2	一次设备本体(带机构箱) + 传统汇控柜 + 过程层、间 隔层设备 A 套	一次厂家	2
	过程层设备、间隔层设备 B 套	二次厂家	
方案 3	一次设备本体(带机构箱) 传统汇控柜 + 过程层设备 A、B 套 + 间隔层设备 A、B 套	一次厂家	1
		二次厂家	

两个方案每个间隔都要配置两面智能控制柜,增加占地面积,增加投资,也增加了施工周期。

方案 3 实现了将一次设备本体(带机构箱)作为一部分,将传统汇控柜、智能控制过程层部分、智能控制间隔层部分作为一个模块,以此实现内部接线工厂化加工。

220 kV 集成式智能控制柜在设计生产过程中,应实现以下部分的标准化: 220 kV 智能控制柜内交直流供电方案、端子排及回路布置要求、操作开关、电源空气开关、柜体结构、控制柜外观及尺寸。

2.4 结论

集成智能式设备的采用能实现以下改进。

(1) 缩小 GIS 配电装置室的尺寸: 智能控制柜使保护控制下放,减少了二次设备室的面积,缩小了 GIS 配电装置室的尺寸,减少了城市变电站的占地面积。

(2) 实现一次设备的智能化: 保护、测控、表计、PMU、合并单元、智能终端等各种组件与高压设备集成,使智能高压设备具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化、信息互动化特征,对关键设备的运行状况进行实时监控,进而实现电网设备可观测、可控制和自动化。

(3) 节约了电缆等设备投资以及相应的施工投资: 实现了对智能控制柜接口和责任的明确划分,且大大减少了电缆、光缆消耗,缩短了现场调试时间、施工时间,基本上做到了即插即用,体现了装配式建设的理念。

3 基于无人值守智能变电站的一体化电源系统

智能变电站的一大亮点是“无人值守”,较之前的“无人值班”更强调“调控一体、运维一体”。为满足智能变电无人值守的要求,采用交直流一体化电源系统方案,统一设计、集控、生产、调试、服务,实现对一体化电源系统进行分散数据采集、控制和集中集控管理,远程可实时查看各电源的参数、运行状态等,可修改系统参数、运行方式、遥控开关设备,实现站用交直流电源的状态检修和智能化管理,减少日常巡视和维护工作量。

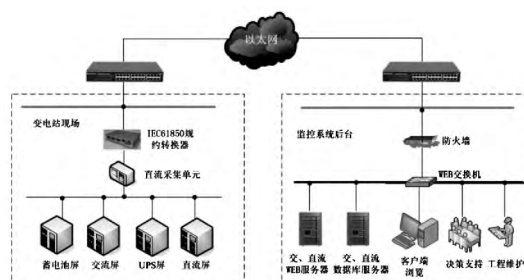


图 3 智能变电站一体化电源系统图

3.1 系统现存的问题

随着电网规模的日益扩大和负荷需求的不断增加,电网系统对变电站交、直流系统的运行要求越来越高,现运行系统存在以下问题: 缺乏统一技术规范,无法推广应用; 无统一监控系统平台,各设备监测装置各自独立形成系统,形成多个信息孤岛,造成资源浪费; 信息通信标准不统一,信息传输交换难度大; 缺乏设备信息状态诊断、智能分析、预警、寿命预测和管理等高级应用功能,不能为运行部门进行状态检修和全寿命管理提供有效支持。

3.2 一体化电源系统的设计

3.2.1 系统功能

交直流电源运行状态一体化监测与诊断系统实现远程集中监控交流电源、直流电源、蓄电池组、UPS 等设备的实时和历史运行信息。系统功能包括: 监视功能、实时监控、实时通讯、地理图导航、数据查询、录波浏览、日志服务等,另外还兼具高级应用功能(含专家分析、充电机性能分析、直流馈线环网告警)、管理功能(含报表管理、用户管理、系统设置、参数管理),通过平台的建设,积累大量的变电站交直流系统运行数据,形成了交直流系统数据仓

库,为以后设备的运行评价等工作积累了数据财富。

3.2.2 系统特点

一体化监测与诊断系统,在具备以上功能的基础上,突破传统的系统概念,搭建起一体化的交直流数据监控平台、变电站交直流系统全景数据平台、变电站交直流系统专家分析与诊断平台,提供了交直流系统在线测试平台,最终可实现了远程智能专家诊断,重点体现在:站用电源系统联动、预测和诊断蓄电池性能、充电机性能分析、设备缺陷等级判断,并能创新用户体验和丰富的 WEB 浏览发布功能,实现了变电站内统一的数据通信标准。

3.3 效益对比分析

通过一体化电源系统设计,提高了变电站交直流监测的管理水平,实现了统一的变电站交直流系统监控管理平台,提高了变电站管理的信息化程度,节省了人力成本,进一步提升了变电站交直流系统的安全和经济运行水平及智能系统的决策反应的快速性和正确性。

3.4 设备研究方向

基于新一代智能变电站背景,为实现目标,对交直流一体化电源系统的现状进行了进一步分析,分析发现包括系统各馈线回路在内,站内所有用电设备的电源均仅具备故障后告警功能,而不具备回路电流、电压量监测及远方控制的功能,这一领域的空白致使现场维护工作量大,对调控一体的支撑力度不够,不满足电网运维管理体制转变的要求。因此研究能实现回路实时监控的设备成为必然,智能磁保持微型断路器是近年开发的设备,具有三遥、保护、通信功能,可以支持一体化电源系统的高级应用,实现远端控制和事故处理,提高运检效率,避免人为事故,实现协调控制。同时,对并联蓄电池的相关参数、各方案技术经济比较的研究,也成为参建各方越来越关注的部分。

一体化电源系统是变电站各类设备的生命线,电源系统故障直接影响到电网稳定和设备安全。通过引入一些新技术、新装置,可以适时监控电源系统的运行参数,及时发现事故隐患,实现前瞻式管理,确保后备电源系统可靠、安全、高效运行,并且可以减少人工检测因误操作可能引起的设备损害,也是未来的发展趋势。

4 智能变电站辅助系统综合监控平台技术

目前国内多家智能辅助系统研发公司开发了适应智能化变电站辅助系统综合管理的多种数字监控设备及系列智能视频监控软件,具有完全的自主知识产权,广泛应用于国内电网的多个变电站以及发电厂。经过多年的研究开发和工程实践,这些公司基本上形成了较为完整的电力视频监控及安全防范解决方案。

4.1 辅助系统综合监控平台结构

辅助系统综合监控平台系统采用集中管理,分散控制的网络结构,通过 IP 通信网,实现系统的分级、分区域部署,实现主站与站端间、站端与设备间的互联互通,实现资源的共享和信息的分级分权限控制。

分层:系统分为主站系统、前端系统两个层次;分级:采用集控中心、站端两级结构;分域:系统按照所管辖的范围可划分为不同监控区域分别管理。见图 4。

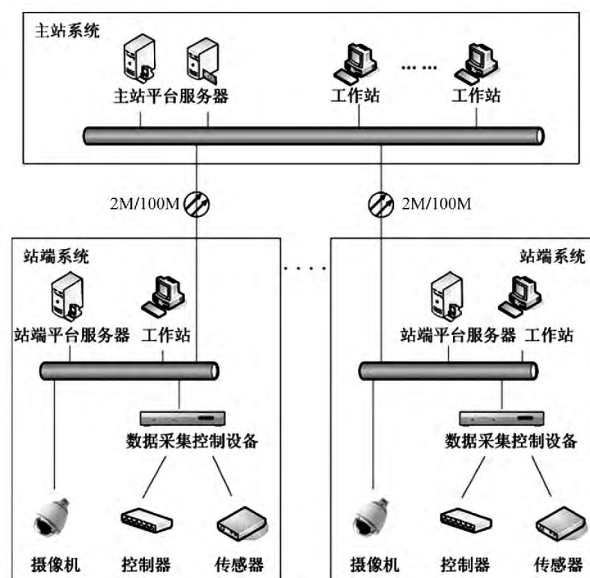


图 4 辅助系统综合监控平台结构图

4.2 站端系统组成

智能辅助系统综合监控平台根据功能的不同可划分为视频监控系统、报警与环境监测系统、智能分析系统、智能控制系统、对讲系统和门禁系统,并具有与综自、消防联动功能。

4.3 网络要求

监控系统需要提供至少一个网络通道,同时为该变电站的视频处理单元分配一个 IP 地址,变电站通过网络与监控中心相连。系统支持带宽自动检测、控制功能,根据网络带宽情况,自动限制上传图像数量,保证网络畅通,并支持多画面复合上传功能。

4.4 系统功能

完善的辅助系统综合监控系统应实现以下功能:

①实时监控功能,包括实时预览、云台控制、视频轮巡、OSD 叠加;②录像管理功能;③环境监测功能;④报警功能,包含报警等级、报警联动策略设置、实时告警接收与显示、历史告警记录和查询等内容;⑤电子地图功能,包括设备定位显示功能、查看视频、告警事件定位和操作、地图操作等多项内容;⑥大屏管理功能;⑦门禁管理功能;⑧与综自系统联动。

4.5 选用系统应注意的问题

通过对运行工程案例的分析对比,在智能辅助系统的设计选型中还应注意以下几个方面的问题:

①兼容性问题;②操作模式多样化;③必须支持高清全景视频接入;④安全性问题;⑤绿色节能问题;⑥对集成商技术水平、综合协调能力的要求。同时设计方应该把好技术关,从各系统的原理、设备的配置合理性、通讯协议方面提出具体要求,以完全满足智能变电站可视化监控和调度,提高运行和维护的安全性及可靠性。

(上接第 88 页)

报文传输至保护测控装置,断路器位置、合闸后位置以及判别逻辑输出的传输采用 GOOSE 通道。

该方案从设计理论方面对分布式备自投的深层次应用做了全新的探索,具有很好的现场工程实用价值。

参考文献

- [1] 甘景福. 一起备自投装置拒动事故的分析 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(17): 97-99.
- [2] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术 [J]. 电网技术, 2006, 30(23): 67-71.
- [3] 樊唯钦. 智能化变电站的发展与应用 [J]. 电网技术, 2006, 30(5): 97-100.
- [4] 高翔, 周健, 周红, 等. IEC 61850 标准在南桥变电站监控系统中应用 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(16): 105-107.
- [5] 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.
- [6] 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.

5 结 语

以上仅是讨论了智能变电站新技术的一小部分内容,对相关部分也仅仅进行了粗浅和较为表面的分析。除此之外,在诸如二次设备监控、网络结构、层次化保护系统、一体化监控系统的高级应用等方面,新技术、新设备存在广阔的研究空间和应用前景。特别对于应用成效和效益分析,还必须具备足够的工程实例、充足的投运时间来进行技术支撑,研究的技术手段也应该更加多样化、多元化和多维度,因此这项研究工作既应该是即时的,同时也应该是严肃严谨和长期的,做为智能化电网建设的参建者,有义务有责任认真科学、有条不紊地开展这项工作,进一步推动智能变电站的创新发展。

参考文献

- [1] 曹楠, 李刚, 王冬青. 智能变电站关键技术及其构建方式的探讨 [J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(5): 63-68.
- [2] 黄新波, 贺霞, 王宵宽, 等. 智能变电站的关键技术及应用实例 [J]. 电力建设, 2012, 33(10): 27-33.
- [3] 王鹏, 罗承沐, 张贵新, 等. 基于低功率电流互感器的电子式电流互感器 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(4): 98-101. (收稿日期: 2014-12-22)
- [4] 宋丽君, 王若醒, 狄军峰, 等. GOOSE 机制分析、实现及其在数字化变电站中的应用 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 31-35.
- [5] A. P. Apostolov. IEC 61850 Distributed Analog Values Applications in Substation Automation Systems [C]. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005(2): 1155-1162.
- [6] 梅德冬, 黄国方. 符合 IEC 61850 标准的分布式备自投的设计 [J]. 电网技术, 2006(30): 471-475.
- [7] 余方元. 110 kV 进线备自投在数字化变电站中的应用及改进 [J]. 电力自动化, 2010(9): 22-23.
- [8] 张志鹏, 胡君慧, 刘国平, 等. 基于点对点技术的数字化变电站工程实践 [J]. 电力自动化设备, 2009, 29(4): 139-142.

作者简介:

王立晶(1982), 硕士研究生, 工程师, 从事电力系统方式及稳定分析工作;

倪宏坤(1980), 硕士研究生, 工程师, 从事电力系统继电保护运行及管理工作;

朱占文(1987), 大学本科, 助理工程师, 从事继电保护定值整定计算工作。

(收稿日期: 2014-12-16)



三峡水利枢纽梯级调度通信中心

Three Gorges Cascade Dispatch & Communication Center



三峡水利枢纽梯级调度通信中心（以下简称“梯调中心”）是中国长江电力股份有限公司下属生产单位，是金沙江下游-三峡梯级电站的水资源利用、调度运行、综合协调、通信保障及施工水文气象服务机构，其主要职能是在保障枢纽安全和施工的前提下，最大限度地发挥流域梯级综合效益。

2014年梯调中心在公司的正确领导下，在全体干部职工的共同努力下，全面完成了各项工作任务，全年安全生产无事故；精确预测预报，初步开展“四库联调”，高效利用来水资源，充分发挥了流域梯级综合效益，三峡电站全年发电98 800 GWh时，刷新了单座水电站年发电量的世界纪录；葛洲坝电站全年发电17 800 GWh时，创投产34年来最好水平；完成了三峡工程第五次175 m试验性蓄水和溪洛渡首次600 m蓄水工作；成功实施了溪洛渡、向家坝最后8台机组的同步接机，实现了对两座电站全部26台机组的“调控一体化”管理和全年“零非停”的目标；在建立流域水雨情信息共享机制上取得了重大突破；完成了金沙江施工现场水文气象服务向乌东德、白鹤滩的稳步推进。

2015年梯调中心将继续贯彻“用好每一方水，调好每一度电”的工作理念，全力完成各项任务，加快培育水资源利用与流域梯级统一联合调度核心能力，努力打造国际一流的梯级调度中心。

眉山多能电力设计咨询有限责任公司

眉山多能电力设计咨询有限责任公司成立于2002年，公司执有建设部颁发的电力行业（送电、变电）“乙”级工程设计资格证书；四川省建设厅颁发工程勘察专业类电力工程“乙”级资格证书；国家发改委颁发“丙”级工程咨询资格证书，并获得ISO9001：2008质量管理体系认证证书，ISO14001：2004环境管理体系认证证书，OHSAS18000；2007职业健康安全管理体系认证证书。是眉山地区唯一具有全国电力勘察设计乙级资格和企业法人资格的专业电力设计公司。从事220 kV及以下送、变、配电工程的专业设计。

该公司是一家专门从事220 kV及以下电力工程勘察设计、工程咨询（编制220 kV及以下电网规划、项目建议书、项目申请、可行性研究、评估咨询、项目管理咨询）及220 kV及以下送变电工程项目总承包服务的机构。在四川省电力公司、四川省电力公司眉山公司关怀支持下，在四川电网建设和发展中，发挥了巨大贡献，同时也培养了大量技术人才和管理人才。

该公司机构设置完善，有综合办公室、线路室、电气室、配网室、技经室、市场部、财务室7个专业科室；截至2013年4月，公司拥有专业技术、管理人员38人，其中具有高级职称者6人、中级职称者11人、初级职称者8人。其中一级结构师1名，二级结构师1名，二级建筑师1名，国家注册咨询师3名。

该公司拥有优良的办公环境，配置微机38台及网络激光打印、复印机多台；引进办公自动化软件、图库管理系统、档案MIS系统及大量勘察设计应用软件；大型晒图机；勘察配有全站仪、GPS、测量仪等装备；各种车辆10台；保证联络的通讯设备；具有同时开展多项工程设计的能力。

虽公司成立时间较短，但工程工作较多，主要完成了220 kV先锋变电站交流系统大修、220 kV先锋变电站场地端子箱、二次电缆和电度表屏大修、220 kV枣树变电站综合自动化改造工程、220 kV平春变电站断路器改造工程、220 kV平春变电站综合自动化改造工程、眉山220 kV东平III线线路工程等。通过10年的发展，完成220 kV工程项目16项；110 kV变电站新建、改扩建工程100余项。

公司自成立以来，没因项目可研和勘察设计，造成重大质量事故和人生伤亡事故。没有违反国家有关招应答法律、法规、规章及本次招标文件规定的其他情形，信誉良好，诚实守信，财务状况良好。

未来几年，眉山多能电力设计咨询有限责任公司将紧紧围绕“十二五”发展规划，抓住电网发展的机遇，内强素质，外树形象，开拓进取，构建和谐，努力服务于国家电网建设；同时，竭诚为广大顾客提供一流的产品和最诚挚的服务。

