

坚持以客户为中心 着力推进高质量发展

本刊编辑部

2018年2月5日，国家电网公司召开了2018年营销（农电）工作会议，会议以建设世界一流能源互联网企业为战略目标，坚持以客户为中心，着力推进高质量发展，奋力开创营销工作新局面。

2017年工作回顾

在国家电网公司党组的正确领导下，营销系统广大干部职工认真贯彻落实国家电网公司三届二次职代会精神和营销工作会、座谈会、分析会要求，不忘初心、主动作为，全年售电量完成3870 TWh，同比增长7.5%；电能替代完成115 TWh，占售电量的2.97%；当年电费回收率完成99.99%，陈欠电费回收4.83亿元；业扩容量净增318 GVA，同比增长11.6%，各项工作取得明显成效。

2018年重点工作

总体思路：认真贯彻落实国家电网公司三届三次职代会暨2018年工作会议精神，以“打造具有卓越竞争力的世界一流能源互联网企业新营销”为目标，以“让人民生活更美好八大服务工程”为抓手，紧紧围绕客户服务、售电市场、精益管理、新型业务四条主线，聚焦服务转型、市场开拓、管理创新、能源生态，积极打造新时代新营销，确保公司售电市场主体地位持续巩固，推进能源市场引领优势不断扩大，实现经营成果颗粒归仓，开创优质服务工作全新局面。

完成营销主要指标：售电量完成4060 TWh，同比增长5%。当年电费回收完成99.95%以上，陈欠电费压降60%以上。台区线损月度合格率达到93%以上。

完成国家电网公司重点工作：“八大服务工程”完成年度建设任务。电能替代电量完成130 TWh，综合能源服务收入达到40亿元。“网上国网”统一线上服务平台初步建成，企业电费网银收费突破1000亿元。新建充电桩3万个，智慧车联网新增接入充电桩17万个、新注册50万客户。光伏云网新增接入80万户、30 GW。“多表合一”信息采集接入170万户，创建5个以上公司级示范区。以客户为中心现代服务体系试点取得预期成效。

完成国家专项任务：世界银行“获得电力”排名进入前60名。全面完成“三供一业”供电分离移交任务。全面完成京津冀及周边地区“煤改电”、北方清洁取暖工程年度建设任务。全面完成光伏扶贫、定点扶贫年度任务。

2018年，营销（农电）工作围绕客户服务、售电市场、精益管理、新型业务四条主线，做好22项重点工作。

围绕客户服务主线抓好7项重点工作，提升服务效率和客户感知。全面推动“八大服务工程”建设，深入实施阳光扶贫攻坚计划、全力推进业扩提质提速、积极构建“网上国网”、高效推进现代服务体系建设、狠抓行风和营销廉政建设、强化服务和用电安全管控。

围绕售电市场主线抓好4项重点工作，提升市场服务和竞争能力。主动做好市场服务、充分赋予园区服务职权、积极推进供电分离移交和自供区回收、大力实施电能替代。

围绕精益管理主线抓好6项重点工作，提升效率效益和风险防控能力。全面防控电费回收风险、持续强化降损反窃治理、统筹推进“全能型”供电所、城区网格化综合服务试点建设、深化实施采集功能拓展与计量全寿命周期管理、全面加强营销专业稽查与数据质量管控、进一步健全营销作业与信息安全保障。

围绕新型业务主线抓好5项重点工作，提升商业运营和盈利能力。全面推进综合能源服务、积极打造智慧车联网新业态、深化拓展电商平台功能、加快推进大数据分析应用、深化推进“多表合一”信息采集。

2018年，国家电网公司新的伟大征程已经开启，以重任在肩的使命感和时不我待的紧迫感，奋发有为、求实创新，确保营销工作年度目标任务圆满完成，推进营销发展和优质服务再创新局面。

农村电气化

目次

刊名题字

李鸣

主管

中国科学技术协会

主办

中国电机工程学会

编辑出版

北京国宇出版有限公司

连续出版物号

ISSN 1003-0867

CN 11-2181/TM

CODEN代码

NODIEE

出版日期

每月10日

地址

北京市南蜂窝路5号

邮编

100055

网址

http://www.chinarein.com

编委会名誉主任委员

郑宝森

编委会主任委员

谢明亮

编委会副主任委员

陈小良 (常务)

张莲瑛

编委会委员

刘敏

唐屹峰

盛万兴

王立地

王江

王星

付启刚

史景坚

艾荣奇

龙洲

乔君

安四清

朱成

张江日

李云亭

李青

李涛

杜松怀

汪发明

阿斯卡尔·阿合买提

肖文明

陈红军

陈虹

陈振宇

岳梦华

欧阳亚平

罗基庆

范继臣

郑斌

郑满光

祝林生

胡运重

胡宝玉

赵仰东

郝睿

钟羽良

钱玉春

常俊祥

黄中

嵇立

葛捍东

董新

谢宇明

甄建辉

蔡冠中

戴广钰

总经理兼总编

顾联军

主编

盛万兴

耿立宏

副主编

贺大亮

编辑

张峰亮

刘艳玲

赵文属

美编

周一鹏

编辑部电话

010-63123091/2

926523091/2(系统)

邮箱

ncdqh@csre.org.cn

投稿

http://ncdh.cbpt.cnki.net

QQ交流群

35863746

发行部

010-63123085/6/7

926523085/6/7(系统)

广告部

010-63123056 926523056(系统)

印刷

北京盛通印刷股份有限公司

广告经营许可证号

京西工商广字第8205号

户名

北京国宇出版有限公司

开户行

工行北京会城门支行

账号

0200 0414 0920 1503 351

每期定价

12.00元

全年定价

144.00元

1 坚持以客户为中心 着力推进高质量发展本刊编辑部

◆ 典型推介 >>

5 地区电网风电运行问题分析及对策

.....黄进,肖雅,韩亚平,赵剑飞,杜力

7 基于动态电价的电动汽车充放电对风电消纳的影响

.....黄进,肖雅,苏志朋,程宜风,符骏

◆ 电网建设 >>

9 基于电气图元的配电网络拓扑自动生成方法郭倩倩,杨龙蛟

12 开闭所装接配变容量最优配置宋伟

16 考虑配电网发展现状和未来需求的投资分配策略刘莹

21 农网“低电压”综合治理新进展文雷

◆ 运行维护 >>

23 基于营配调贯通的台区同期线损管理袁学重

26 变压器风冷变频控制中存在的问题

.....许琳,贾振国,冯思瑄,张胜宝,杨忠亮,李岩松

29 0.4 kV 三相四线制供电系统对称运行李广宇,周和平

◆ 安全生产 >>

31 配电网单相接地故障原因分析

.....王邦磊,陈燕,孙丽萍,张洋,张西荣

34 110 kV 主变差动保护误动作事故分析

.....徐勤超,袁强,李业锋,李文利,王任

38 变电站避雷器泄漏电流异常的事故分析范会亮

◆ 智能电网 >>

39 大规模源网荷友好互动系统

.....李明,鲍宗雷,张庆芸,周伟华

42 调控一体化调度自动化系统兰文锐

45 电力变压器油色谱在线监测系统郭亮,武岗



中国科学技术协会优秀期刊
中国期刊方阵双效期刊
全国百家期刊阅览室指定赠刊



2018年第3期 总第370期 (1979年创刊)

◆ 信息系统 >>

- 48 配电网断线监测软件的设计与实现
..... 王士新, 张慧芬, 苗淑平
- 52 多维巡检系统在电网设备状态检修中的辅助应用
..... 胡 金, 刘建忠

◆ QC小组 >>

- 55 缩短电力屏柜标示牌的布防时间
..... 吕琨璐, 耿怡辉, 陈继尧, 马雪原
- 58 可升降安全爬梯 魏 军, 陈 刚, 石 阳

◆ 清洁能源 >>

- 60 生物质发电发展现状及前景 赵巧良
- 64 农村小水电少人值守建设 韦刚毅, 黄 任, 刘柏江

◆ 器具设备 >>

- 67 高可靠性一体化视频监控前端箱 王立功, 闫连龙, 张国聚
- 69 用电信息采集系统中的信号拓展装置 孟凡领
- 70 10 kV 户外交流高压跌落喷射式熔断器
..... 杨文豪, 杨爱华, 王文聪
- 73 LW36-126 户外 SF₆ 高压断路器速度测量传感器安装支架
..... 章宗树, 李晓东

◆ 经验点滴 >>

- 75 配电网常见故障类型及防范措施
..... 刘亚东, 张新东, 田宏波, 王恒超, 刘金环
- 76 不同配电类型中变压器噪音的治理
..... 陈 曦, 白晨旭, 李冰然, 周 磊
- 77 一种断零事故的检测方法
..... 卜佳俊, 杨文斌, 翁利国, 余 彬, 邱海锋

◆ 资讯 >>

- 78 南方电网率先开展远程实时闭环控制试验技术应用等 4 则

《农电管理》2018年第3期要目

- 明确目标 为建设一流能源互联网企业做贡献
奋发有为 求实创新 推进营销发展和优质服务再创新局面
提升运营质效 强化本质服务 全面开启一流现代化配电网建设新征程
点亮百姓美好生活
——国网山东省电力公司枣庄供电公司创新服务记事
鞠同心
- 建试点促联合 厘责任求共赢
——破解电瓶车充电乱象调查 韩 辉 邵思远
- 关于县级供电公司班组“班校家”三元功能建设的研究
李旭峰
- 建立工厂化装配送体系 助力配网作业方式变革
冯晓真 黄宏盛
- 供电企业用电检查权的法律性质辨析
吴淑彬 刘 菲 王鸿雁 陈 涛
- 推动本质工作提升 提高服务保障能力
——访国网河南商丘供电公司总经理刘跃新 闫隆斌
- 基于“台区经理制”的全能型乡镇供电所智能新型管理
王晓亮
- 营销“工匠”有担当
——记国网长治供电公司营业电费室抄收副班长魏丁磊
申廷芳

声 明

本刊发表文章不收取任何费用, 一切收费行为均非本刊所为; 本刊已许可农村电气化网以及中国知网及其系列数据库产品以数字化方式汇编、发行、网络传播本刊全文; 国宇出版公司向作者支付的稿酬已包含上述著作权使用费; 作者向本刊提交文章发表的行为即视为同意我公司上述声明; 未经同意, 本刊辑录之文章和插图, 不得转载或再编辑成书出版。

In This Issue

Typical Referral

- 5 Analysis and Counter-measure of Operating Problem for Qind Power Generation in Region Power Network/Huang Jin, Xiao Ya, Han Yaping, Zhao Jianfei, Du Li
- 7 Influence of Electric Vehicle Charging and Discharging Based on Dynamic Power Rate on Wind Power Generation Elimination and Admitted Capability/Huang Jin, Xiao Ya, Su Zhipeng, Cheng Yifeng, Fu Jun

Power Grid

- 9 Automatic Generation Method of Distributing Network Topology Based on Electric Picture Element/Guo Qianqian, Yang Longjiao
- 12 Finest Configuration Related to Mounted Distribution Transformer Capacity in Switching House Belonging/Song Wei
- 16 Investment Distribution Tactics Research Considered Distributing Network Developed Present Situation and Coming Demand/Liu Ying
- 21 New Progress Related to Systematic Administering of “Low Voltage” in Rural Village Power Networks/Wen Lei

Operation & Maintenance

- 23 Same Term Line Loss Management in Platform Region Based on Business, Distribution and Dispatch Run Through/Yuan Xuezhong
- 26 Existed Problem and Counter-measure in Variable-frequency Control for Air-blast Transformers/Xu Lin, Jia Zhenguo, Feng Sixuan, Zhang Shengbao, Yang Zhongliang, Li Yansong
- 29 Developing Tendency of Symmetric Operation Related to 0.4 kV Three-phase Four-wire Power Supply System/Li Guangyu, Zhou Heping

Safety

- 31 Reason Analyses and Preventive Measures of Single Phase Earthing Fault in Power Distribution Network/Wang Banglei, Chen Yan, Sun Liping, Zhang Yang, Zhang Xirong
- 34 Fault Analysis of Differential Protection False Action in 110 kV Main Transformers/Xu Qinchao, Yuan Qiang, Li Yefeng, Li Wenli, Wang Ren
- 38 Fault Analysis of Lightning Arrester Leakage Current Abnormality in Substations/Fan Huiliang

Smart Grid

- 39 Friendly and Interactive System Based on Large-scale Power Source Network Load/Li Ming, Bao Zonglei, Zhang Qingyun, Zhou Weihua
- 42 Dispatching Automated System Based on Dispatching and Control Integration/Lan Wenrui
- 45 On-line Monitoring System of Chromatography Suited to Power Transformer Oil/Guo Liang, Wu Gang

Information System

- 48 Monitoring Software Used for Conductor Breaking in Power Distribution Network/Wang Shixin, Zhang Huifen, Miao Shuping
- 52 Auxiliary Application of Multi-dimensional Patrol and Dispatch System in Status Repair Suited to for Power Network Equipment/Hu Jin, Liu Jianzhong

QC Group

- 55 Reduction of Related to Placed Time of Indicating Tablet in Power Cabinet or Panel/Lv Kunlu, Geng Yihui, Chen Jiyao, Ma Xueyuan
- 58 Safe Climb Ladders with Go Up and Down Functions/Wei Jun, Chen Gang, Shi Yang

Clean Energy

- 60 Analysis Related to Developed Present Situation and Prospect Related to Biomass Energy Generation/Zhao Qiaoliang
- 64 Less Person On-duty Construction Related to in Small Hydraulic Power Station in Rural Villages/Wei Gangyi, Huang Ren, Liu Bojiang

Equipment

- 67 A Video Monitored Front-end Box with Integrated and High Reliability/Wang Ligong, Yan Lianlong, Zhang Guoju
- 69 Signal Expanding Device in Information Collect System of Power Utilization/Meng Fanling
- 70 H.V. 10 kV a.c. Drop-out Expulsion Fuse Suited to Outdoor/Yang Wenhao, Yang Aihua, Wang Wenchong
- 73 Development of Mounting Bracket for Speed Measurement Sensor Used for LW36-126 Outdoor SF₆ HV Circuit Breakers/Tan Zongshu, Li Xiaodong

Experiences

- 75 Common Fault Type and Countermeasures Used for Distribution Networks/Liu Yadong, Zhang Xindong, Tian Hongbo, Wang Hengchao, Liu Jinhuan
- 76 Administered Cases and Analyses Related to Noise for Different Type Distribution Transformers/Chen Xi, Bai Chenxu, Li Bingran, Zhou Lei
- 77 Analysis of Zero Line Breaking Faults and Introduction of A Zero Line Breaking Protection Method/Bu Jiajun, Yang Wenbin, Weng Liguo, Yu Bin, Qiu Haifeng

(王金鼎译)

地区电网风电运行问题分析及对策

黄进, 肖雅, 韩亚平, 赵剑飞, 杜力

(国网安徽芜湖供电公司, 安徽 芜湖 241000)

随着全球环境污染与资源短缺问题的不断加剧, 为实现节能减排和缓解能源危机, 大力发展风力发电、光伏发电等清洁能源发电已经成为一种必然趋势^[1]。近年来芜湖地区新能源发展迅速, 风力、光伏发电作为新能源发电的主要类型, 受自然条件的影响具有很强的随机性与波动性。大规模风电接入地区电网后, 对电力系统的调峰和安全运行产生了显著影响^[2-3]。因此, 有必要分析地区电网新能源发展现状与运行问题, 并针对风电并网后出现的关键问题给出建议措施, 为将来更大规模新能源接入地区电网后的调度运行以及新能源发展规划提供了有价值的参考。

1 芜湖电网及新能源发展概况

芜湖地区位于长三角西南部, 南倚皖南山系, 北望江淮平原, 辖区包括市区、无为县、繁昌县、芜湖县和南陵县, 因其独特的地理位置, 芜湖电网成为了皖电东送的核心枢纽。截至2017年10月, 芜湖地区内已投运新能源发电项目装机容量共594 MW。其中光伏发电、风能发电、垃圾发电和生物质能发电的装机容量分别为330、166、60、38 MW。

当前芜湖电网分江南电网和江北电网(无为县)两部分运行, 其中无为县新能源总装机容量为316 MW, 包括166 MW的2座大型风电场和150 MW的2座集中式光伏电站, 占芜湖地区新能源总容量的53%, 且风电、光伏容量已占无为县最大负荷的79%, 是芜湖目前风电、光伏发电发展较为典型的地区。因垃圾发电和生物质能发电出力较小且相对较平稳, 故本文以无为县已投运的风电场为研究对象, 分析大规模风电接入对地区电网的影响。

2 风电集中并网运行问题分析

2.1 对地区电网峰谷差的影响

影响地区电网调峰的因素很多, 其中峰谷差是

最主要的一个因素^[4]。为了分析大规模风电接入对系统调峰的影响, 以无为地区容量最大的严桥风电场为例, 统计2016年9月至2017年8月严桥风电出力与无为电网负荷一年的实测数据, 图1为严桥风电接入后对无为电网月峰谷差的影响曲线。

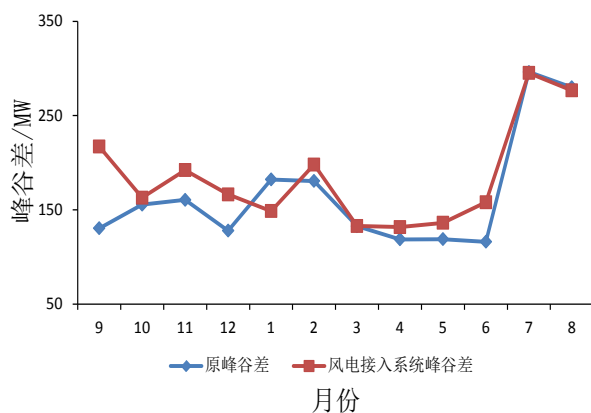


图1 风电接入对地区电网峰谷差的影响

由图1可知, 由于春季(3、4、5、6月)和秋季(9、10、11、12月)无为电网的最大负荷出现在上午10:40左右, 最小负荷出现在凌晨左右, 同时严桥风电晚间出力普遍大于白天, 因此春秋期间无为地区峰谷差均有所增大, 其中9月峰谷差增幅最大为87 MW, 峰谷差的增大, 加大了芜湖江北电网的调峰压力。随着冬夏晚间无为县空调负荷的急剧增长, 电网最大负荷时刻均变化为20:15左右, 其中由于1月份风电在负荷晚高峰时刻出力大于凌晨, 所以该月份风电对系统调峰起积极作用。2月、7月、8月风电在负荷峰谷时刻的出力相差甚小, 从而系统的峰谷差没有明显变化。由于1年中只有1个月份减小了系统峰谷差, 因此风电接入对地区电网调峰效益是很低的。

2.2 对地区电网可靠性的影响

无为地区风电装机容量较大, 大规模风电接入除了影响系统峰谷差外, 还改变了电网原有的潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯性, 因此风电

接入后电网的稳定性会发生变化。由于无为县工业负荷以白天生产为主,夜间风电大发时居民生活负荷不足以就近全额消纳,多余风电电力经 110 kV 线路逐级上送至 220 kV 变电站,受多级电网运行方式的影响导致电网可靠性和经济性降低。

风电接入方案通常仅考虑正常方式下的消纳,在电网设备检修和故障方式下,若风电同时发电,可能存在多座风电场出力叠加情况,造成输电通道过载,致使同母线用户不能安全可靠供电。

3 解决风电运行问题的应对措施

3.1 风电和光伏协调发展

随着新能源的快速发展,大规模风电并网后无为地区峰谷差将逐年增大,由于春秋无为电网在最大负荷时刻风电出力均偏小,在负荷最小时刻风电反而大力发电,导致系统调峰压力加大。由于光伏电站具有正调峰特性,为了减小系统峰谷差,可以在白天无为电网负荷最大时刻安排光伏并网。自无为地区 2017 年初接入 50 MW 光伏电站后,统计分析风电、光伏同时并网对系统峰谷差的影响如图 2 所示。

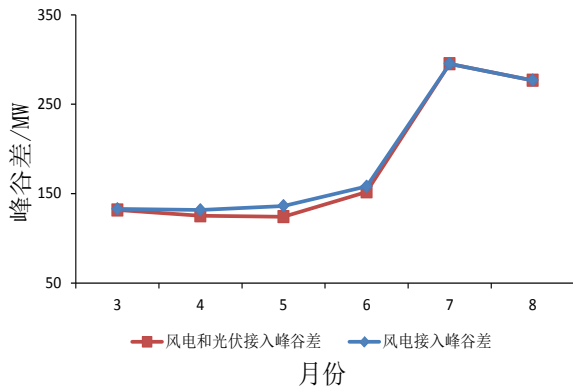


图2 光伏接入对地区电网峰谷差的影响

由图 2 可知,风电与光伏联合运行在春季减小了仅有风电影响下的系统峰谷差,一定程度上改善了风电的反调节特征。由于晚间光伏电站没有出力,因此夏季系统峰谷差没有变化,为了减小夏季系统调峰的压力,建议对用户侧需求侧加强管理,进一步研究储能技术来改善风电反调峰特性,从而提高地区电网接纳更大规模风电的能力^[5]。

3.2 加强电网规划及调度管理

由于风电具有不可控因素的存在,同时无为地

区晚间负荷相对偏小,在电网设备检修或极端天气条件下,受输变电设备限额要求风电可能会面临弃风困难,这就要求无为电网运行方式应具有足够的灵活性,电网规划应合理配置风电并网母线的出线,确保通过合理安排电网运行方式来应对设备检修或电网异常条件下的风电消纳需求。

加强调度精细化管理,在做好风电功率预测的基础上,合理安排输变电设备检修计划,对于影响风电上网的输变电设备计划检修作业,尽可能安排在风电出力较小的季节,从而降低主变和线路检修对风电接纳的影响。针对地区网架结构在短期内无法得到改善的现状,建议一方面研究智能稳控系统来提高地区电网的风电接纳能力;另一方面研究弃风再利用的电价鼓励政策,以优惠的电价鼓励用户在弃风时段启用负荷,来提高各种特殊条件下风电的消纳能力^[6]。

4 结束语

随着风电装机容量占无为地区电网最大负荷比重的不断加大,风电对地区电网安全可靠运行的影响日益显著。本文简要介绍了芜湖电网及新能源发展概况,以无为地区严桥风电场实测数据为例,分析了大规模风电接入对地区电网调峰和安全运行的影响,并针对风电消纳的关键问题提出了应对措施,建议风电和光伏协调发展,同时加强电网规划及调度管理工作,联合政府积极制定政策促进风电消纳,推动地区清洁能源健康发展。

参考文献

- [1] 侯婷婷,周小兵,张维,等.湖北省典型地区风电和光伏出力特性分析[J].湖北电力,2016,40(1):24-30.
- [2] 刘智超.风电接入对电网的影响及对策[J].农村电气化,2015,335(4):54-55.
- [3] 李有亮,麦立,王磊.风力发电对电网旋转备用的影响及对策[J].电气应用,2017(8):73-77.
- [4] 林章岁,罗利群.福建省风电出力特性及其对电网的影响分析[J].电力建设,2011,32(12):18-23.
- [5] 江全元,龚裕仲.储能技术辅助风电并网控制的应用综述[J].电网技术,2015,39(12):3360-3368.
- [6] 杨再敏,靳慧龙,石永富.蒙东地区风电消纳问题分析与研究[J].电网与清洁能源,2014,30(8):77-79.

(责任编辑:张峰亮)

基于动态电价的电动汽车充放电对风电消纳的影响

黄进, 肖雅, 苏志朋, 程宜风, 符骏

(国网安徽芜湖供电公司, 安徽 芜湖 241000)

摘要: 以芜湖电网全年负荷情况及严桥风电场实测数据为基础, 分析了大规模风电接入对芜湖电网调峰和安全运行的影响, 并针对风电消纳问题提出了一种基于动态电价的电动汽车有序充放电策略, 通过仿真结果表明所提策略可以减轻电网调峰压力, 提升风电消纳能力。

关键词: 电动汽车; 风电消纳; 有序充放电; 动态电价

中图分类号: TM727

随着能源短缺和环境污染问题的日益突出, 近年来芜湖地区新能源发展迅速, 风力、光伏发电作为新能源发电的主要类型, 受自然条件的影响具有很强的随机性与波动性。由于风电具有明显的反调峰特性, 大规模接入地区电网后, 对电力系统的调峰和安全运行带来了一系列问题^[1]。因此, 地区电网接纳风电能力的研究已成为当前研究的热点。

电动汽车以无污染、能源利用多元化和高效化等显著优点受到世界各国政府的普遍重视, 作为一种主动负荷, 同时又兼具大规模能量储存能力, 随着电动汽车充放电技术的推广应用, 其必将成为电力调度部门应对风电消纳问题的重要手段^[2]。本文以芜湖电网为例, 首先分析了风电集中并网后出现的关键问题, 然后针对含风电地区电网运行特性提出基于动态电价的电动汽车充放电控制策略, 最后通过仿真分析验证了所提策略的可行性和有效性。

1 风电集中并网运行问题分析

1.1 对地区电网峰谷差的影响

影响地区电网调峰的因素很多, 其中峰谷差是最主要的一个因素。为了分析大规模风电接入对系统调峰的影响, 以芜湖地区装机容量最大的严桥风电场为例, 统计2016年9月至2017年8月严桥风电出力与芜湖电网负荷一年的实测数据, 图1为严桥风电接入后对芜湖电网月峰谷差的影响曲线。

由图1可知, 由于全年芜湖电网的最小负荷均出现在00:00—07:00时段, 此时严桥风电出力普遍大于白天, 导致全年芜湖电网峰谷差均有所增大, 其中1月份峰谷差增幅最大为70 MW。因此, 大规

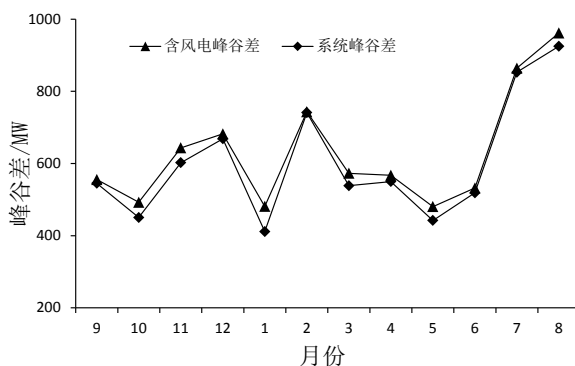


图1 风电接入对电网峰谷差的影响

模风电接入对地区电网调峰是不利的, 而且加剧了火电机组参与调峰造成的大气污染。

1.2 对地区电网日负荷曲线的影响

结合严桥风电场冬季典型日出力数据, 可以得到叠加风电后的系统日负荷曲线, 与叠加前系统用电负荷在冬季典型日的曲线对比如图2所示。

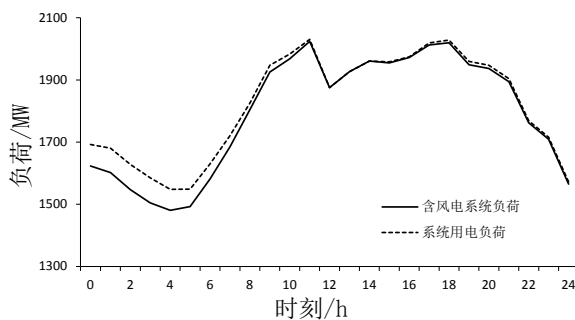


图2 含风电的典型日系统负荷曲线

从图2中可以看出: 在风电出力的影响下, 系统负荷整体有所下降, 其中在00:00—06:00时段系统用电负荷处于低谷期, 但此时风电场出力较大, 叠加风电后系统负荷平均下降了69 MW, 对系统负荷填

谷起到反作用，可能造成输电通道过载使风电无法被消纳而产生弃风现象。图中在 11 点和 18 点两个时刻系统用电负荷处于高峰期，此时由于风电场出力较小，没有对系统尖峰负荷起到明显削峰作用。

2 有序充放电对风电消纳的影响

2.1 有序充放电控制策略

电动汽车充电方式主要有无序充电、有序充电和有序充放电 3 种。其中，有序充放电可受调度集中控制，利用其储能特性来达到平抑风电功率波动的目的，从而提升风电消纳能力^[3-4]。通过对含风电芜湖电网全年负荷曲线进行分析，统计得出全年日最大高峰负荷出现的时刻点随机性很强，使得以往基于峰谷分时定价来调度电动汽车充电方式已不适用^[5]。本文基于负荷率来确定放电电价，规定只有电网实时负荷率低于设置的临界负荷率时电动汽车放电才享受高电价，采用动态电价手段来调度电动汽车有序充放电，从而达到有效平抑含风电系统负荷曲线波动的目的。

将含风电的芜湖电网月最大负荷情况和峰谷分时定价情况进行综合考虑，所得电动汽车有序充放电动态电价方案如表 1 所示。

表1 有序充放电动态电价方案

月	谷电充电 电价/元	峰电充电 电价/元	尖峰放 电电 价/元	放电临界 负荷率
6、7、8	0.25	0.9	0.8	90%
12、1、2	0.3	0.9	0.8	92%
3、4、5 9、10、11	0.3	0.9	0.8	94%

2.2 仿真分析

以芜湖市电动汽车保有量 1.5 万辆为例进行分析，设置电动汽车的充放电功率为 6 kW，电池额定容量为 48 kWh，每 100 km 耗电量为 16 kWh。同样以冬季典型日系统负荷为基础进行分析，根据本文制定的动态电价来调度电动汽车有序充放电，并通过蒙特卡洛仿真法进行仿真，得出叠加电动汽车有序充放电及风电出力的系统负荷曲线如图 3 所示。

由图 3 看出，当采用有序充放电策略时，在凌晨电网用电负荷较低而风电出力较高时段，大规模电动汽车集中充电，可以增大该时段风电的消纳；在白天风电出力较小而用电负荷较高时段，当系统实时负荷率低于临界负荷率时，将会有一部分电动

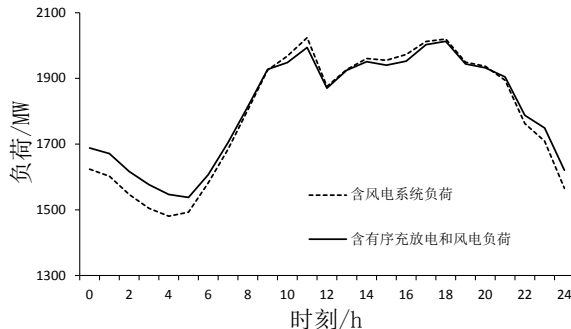


图3 含有序充放电和风电日负荷曲线

汽车对电网进行集中放电，不仅可以使电动汽车用户从中受益，还能够减轻该时段电网的调峰压力。

相比含风电的典型日系统峰谷差，电动汽车有序充放电使得系统峰谷差减小了 68 MW，说明基于动态电价的电动汽车有序充放电对含风电系统起到了很好的“移峰填谷”作用，并且提高了地区电网接纳风电的能力。

3 结束语

随着风电装机容量占芜湖电网最大负荷比重的不断加大，风电对芜湖电网安全可靠运行的影响日益显著。本文以芜湖地区全年负荷情况为例，分析了大规模风电接入对电网调峰和安全运行的影响，并提出一种有序充放电策略以改善风电消纳问题，通过仿真结果可知，基于动态电价的电动汽车有序充放电策略可以改善电网运行条件，减小了含风电系统峰谷差，减轻了负荷高峰期电网的调峰压力，实现了对系统负荷的“移峰填谷”作用。

参考文献

- [1] 刘智超. 风电接入对电网的影响及对策[J]. 农村电气化, 2015(4): 54-55.
- [2] 杨黎晖, 许昭, 等. 电动汽车在含大规模风电的丹麦电力系统中的应用[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 43-47.
- [3] 项顶, 宋永华, 胡泽春, 等. 电动汽车参与V2G的最优峰谷电价研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 15-25.
- [4] 李虹, 刘瑞叶, 高挺. 考虑风电消纳的电动汽车有序充电策略研究[J]. 电力科学与技术学报, 2017, 32(1): 16-22.
- [5] 徐智威, 胡泽春, 宋永华, 等. 基于动态分时电价的电动汽车充电站有序充电策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34 (22): 3638-3646.

(责任编辑: 张峰亮)

基于电气图元的配电网网络拓扑自动生成方法

郭倩倩¹, 杨龙蛟²

(1. 河北省电力勘测设计研究院, 河北 石家庄 050000;

2. 国网河北石家庄供电公司, 河北 石家庄 050000)

摘要: 设计了一种基于电气图元的配电网网络拓扑自动生成方法, 为基于图形界面的配电网高级功能实现奠定基础。该方法首先通过为每类电气图元构建元件连接点, 实现图元连接点之间的自动捕捉功能; 其次通过定义图元节点, 以及图元节点与图元, 图元节点之间的连接关系, 实现绘图的过程中自动生成原始拓扑结构; 最后通过无阻抗图元节点的融合, 以及开关等图元打开时, 图元节点的分离, 实现网络拓扑结构的自动形成与修改。应用分析表明该方法可有效地实现原始拓扑结构和网络拓扑结构的自动生成。

关键词: 电气图元; 拓扑分析; 节点融合; 连接关系; 配电网

中图分类号: TM727

配电网网络拓扑分析是配电网进行潮流计算、故障计算, 故障区段定位, 故障恢复, 以及网络重构的基础^[1-3]。传统配电网网络拓扑分析主要是基于特定数据结构实现的, 如邻接矩阵法^[1], 但数据结构的构建需要人工录入生成, 工作量大易出错, 且可扩展性差。

随着基于图形界面的配电网软件的开发, 如基于图形界面的操作票系统、基于图形界面的继电保护整定计算系统, 基于电气图元的网络拓扑分析方法逐渐发展。该拓扑分析方法首先通过建立电气图元的连接关系, 形成原始拓扑结构, 然后利用节点的融合和分离进行拓扑分析。图元连接关系的建立主要有两种方式: 一种是在绘图过程中人工录入图元的连接关系; 另一种方式是在图元绘制过程中, 利用网格定位等手段严格定位图元, 再通过距离判断确定图元的连接关系。前者人工录入工作量大且易出错, 后者距离判断易造成误判^[4-6]。

本文首先为每类电气图元构建元件连接点, 通过图元连接点之间的自动捕捉功能, 实现电气图元的自动连接; 通过定义图元与图元节点的连接关系以及图元节点间的连接关系, 在绘图的过程中自动形成原始拓扑结构。利用原始拓扑结构可以实现孤岛检测, 供电路径着色等基本功能, 也可以实现故障区段定位, 故障恢复路径搜索等高级功能。最后通过无阻抗图元节点的融合, 以及开关等图元断开

时图元节点的分离, 实现配电网网络拓扑结构的自动形成与修改。

1 电力图元建模

电力设备的连接关系分析以及基于此的网络拓扑分析都是以电力图元的连接关系为基础的, 因此必须首先对电力设备进行图元建模。电力设备元件主要有发电机、等效外部系统、母线、变压器、开关、刀闸、线路、联络线、负荷等。

1.1 图元连接点

图元连接点是用于实现电气图形元件的自动捕捉连接, 图元只能通过连接节点相连。当移动某一图元 G_a , 使图元 G_a 的连接节点 N_a 进入另一图元 G_b 的连接点 N_b 的界定范围内, 则图元 G_a 会被自动移动致使连接节点 N_a 和 N_b 融合, 实现图元 G_a 和图元 G_b 的连接。这样在绘图的过程中, 便可以通过图元连接点的自动捕捉实现电气图元的自动连接。

按照构建图元的连接点个数, 将电力图元定义为单连接点图元, 双连接节点图元, 三连接点图元以及特殊连接图元。发电机、等效外部系统、负荷为单连接点图元; 变压器、开关、刀闸、线路、联络线为双连接节点图元; 母线为特殊连接图元, 母线为中心的矩形区域均为连接捕捉区域。典型电气设备的图元连接点模型, 如表 1 所示。

表1 电气图元连接点模型

	图元	示例
单连接点	发电机	
	负荷	
双连接节	线路	
	开关	
	双绕组变压器	
三连接点	三绕组变压器	
特殊连接图元	母线	

1.2 图元节点及连接关系

1.2.1 图元节点

图元节点是为形成网络节点而定义的，所有的图元连接点均为图元节点。母线只含有一个图元节点，三绕组变压器含有四个图元节点，如图1(a)所示，除此之外电力元件的图元连接点即为图元节点。在进行故障计算时，需要考虑正序网络，负序网络和零序网络。例如三绕组变压器正序阻抗形式如图1(b)所示，零序阻抗形式如图1(c)所示。

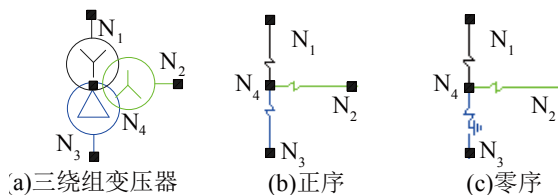


图1 三绕组变压器图元节点

1.2.2 连接关系

连接关系有2类，一类是图元节点与图元节点之间的连接关系，另一类是图元节点与图元的连接关系。对于只含有一个图元节点的图元不存在图元节点之间的连接关系，但默认发电机图元节点与大地相连即与0节点相连；而线路、联络线和双绕组变压器的两个图元节点是相连的；开关和刀闸图元节点与其状态有关，在闭合状态其两个图元节点是相连的，否则是不相连的；如图1(a)，三绕组变压器其图元的连接关系为 N_4 与 N_1 、 N_2 、 N_3 相连；对于图元节点与图元的连接关系，除开关和刀闸图元只有处于闭合状态图元节点才与其相连，其他电力元件的图

元节点均与图元相连。在零序网络中，变压器三角形接线绕组侧端部图元节点分离出一个默认与大地相连的节点，该节点连接关系与原图元节点相同，而原图元节点与该图元其他图元节点不再相连，与该图元也不再相连。

2 形成网络拓扑结构

2.1 形成原始拓扑结构

利用图元连接的自动捕捉功能，实现图元的自动连接。图元连接以后，其对应的图元节点自动融合，但融合后的图元节点还保有原有连接关系。图2(a)为电力图元母线 Bus1、Bus2、Bus3，开关 S1、S2、S3 和三绕组变压器 T 没有连接时的图元节点情况；电力图元开关 S1 和母线 Bus1 连接后，开关 S1 的图元节点 N'_5 和母线的图元节点 N''_5 融合为 N_5 ，电力图元开关 S1 和三绕组变压器 T 连接后，开关 S1 的图元节点 N''_1 和三绕组变压器 T 的图元节点 N'_1 融合为 N_1 。如此类推可以得到所有图元连接后的图元节点情况，如图2(b)所示。由于融合后，图元节点还保有原有连接关系，所以图元节点 N_1 与节点 N_5 和节点 N_4 项链；所以图元节点 N_1 与图元开关和三绕组变压器 T 相连。由于开关 S3 处于断开位置，所以图元节点 N_3 与 N_4 相连，而不再与图元节点 N_7 相连；图元节点 N_3 与电力图元三绕组变压器 T 相连，而不与电力图元母线 Bus3 相连。如此类推，便可以得到图元节点间以及图元节点与图元的连接关系。

2.2 形成网络拓扑结构

当利用图元的自动连接功能形成原始拓扑结构后，需要对原始拓扑结构中的无阻抗元件的节点进行融合形成网络拓扑结构。主要包括无阻抗元件母线、开关和刀闸图元节点的融合，当开关和刀闸处于闭合位置时，其两端图元节点融合，反之若处于断开位置则其两段的图元节点不融合；相连母线的图元节点融合。如图2(c)所示，图元开关 S1 处于闭合状态，其图元节点 N_1 和 N_5 融合为 N_{15} ；图元开关 S3 处于断开状态，其图元节点 N_3 和 N_7 不融合。最后可以得到融合后的图元节点（此时的图元节点即为网络节点）的连接关系，如图2(c)所示，图元节点 N_4 与 N_{15} 、 N_{26} 和 N_3 相连。以此类推，便可以

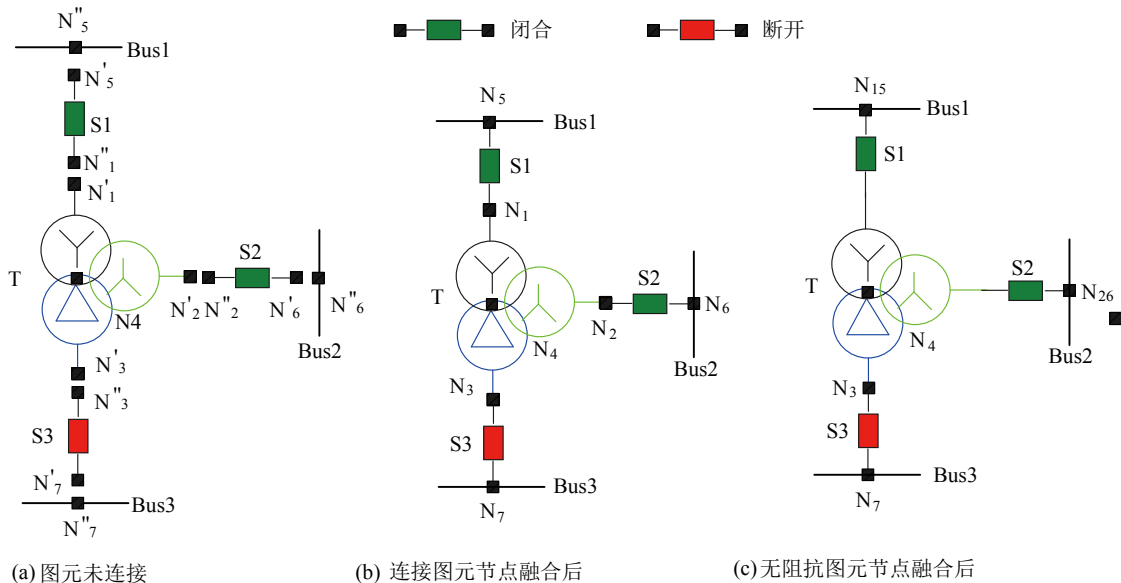


图2 图元连接

得到整个配电网的网络拓扑结构。

3 应用分析

本文利用 C# 开发软件开发了电气绘图软件，该软件可以实现基于图元的配电网拓扑分析。首先建基类 CDrawObject，从该基类派生出图元线路类 CDrawLine、折线类 CDrawPolygonalLine、联络线类 CDrawLinkLine 矩形类、CDrawRectangle 和文本类 DrawText 等，矩形类又派生出断路器 CDrawBreaker、自耦变压器 CDrawAutoTran、两卷变压器 CDrawDoubleTran、三卷变压器 CDrawTriTran 等。主要通过节点 Node 等属性和返回与给定节点相连的节点 GetNodesConnected (Node node) 和返回与给定节点相连的设备 GetEquipsConnected (Node node) 等方法实现网络拓扑的自动生成。

在此基础上开发了基于图形界面操作票系统，利用该系统可以利用原始拓扑结构，搜索图元的连接关系，实现自动开票。可以实现防止误分、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关，防止带电合接地开关，防止合接地开关送电，在图形界面上模拟倒闸操作。

此外，还开发了基于图形界面的继电保护整定计算系统。该系统可以利用自动生成网络拓扑，在此基础上自动生成节点阻抗矩阵，进行故障计算。

4 结束语

给出了电气图元模型，实现绘图过程中原始拓扑结构的自动生成；在此基础上通过非阻抗图元节点的融合，以及开关等图元打开时，图元节点的分离，实现网络拓扑结构的自动形成与修改。

基于图形界面的操作票自动开票系统和基于图形界面的继电保护整定计算系统应用分析表明，基于电气图元的配电网拓扑自动生成方法，可有效的实现原始拓扑结构和网络拓扑结构的自动生成，为设备连接分析，故障计算提供基础。

参考文献

- [1] 姚玉斌, 王丹, 吴志良, 等. 方程求解法网络拓扑分析[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(1): 79-83.
- [2] Goderya F, Metwally A A, Mansour O. Fast detection and identification of Islands in power networks[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1980, PAS-99(1): 217-221
- [3] 王增平, 张晋芳, 张亚刚. 基于主接线图形特征的厂站内拓扑分析新方法[J]. 电工技术学报, 2012, 27(2): 255-260.
- [4] 吴文传, 张伯明. 基于图形数据库的网络拓扑及其应用[J]. 电网技术, 2002(02): 14-18.
- [5] 蒋厚明, 孙昊, 孔震. 一种基于图形数据库的快速电力网络拓扑分析方法[J]. 计算机系统应用, 2012(12): 173-176.
- [6] 孙庆. 基于图形数据库的电力网络拓扑方法的研究与应用[D]. 南京理工大学, 2008.

(责任编辑: 张峰亮)

开闭所装接配变容量最优配置

宋伟

(国网浙江宁波市奉化区供电有限公司, 浙江 奉化 315500)

摘要: 在不同负荷密度下, 综合考虑电网安全性、可靠性、经济性, 研究开闭所装接容量最优配置。首先设定了街区的模型, 包括街区的宽度、总负荷大小及中压电网结构; 然后建立了开闭所布置模型、网损计算模型、可靠性计算模型, 最后得到开闭所固定投资费用模型、网损费用模型、可靠性费用模型, 从而得到了年费用计算模型。通过比较同一负荷密度下开闭所装接不同配变容量的年费用的大小, 得到开闭所装接配变容量的最优配置。

关键词: 开闭所; 配变容量; 最优; 负荷密度; 可靠性; 网损; 费用

中图分类号: TM727.1

开闭所作为变电站 10 kV 母线的延伸, 在配电网中具有重要作用。在总量负荷一定的条件下, 每座开闭所接入负荷的大小, 与开闭所的总量、网损大小、可靠性大小等指标息息相关, 因此研究开闭所装接配变容量的最优配置具有重要意义。

本文以配电网的可靠性和经济性为前提, 通过计算在特定负荷密度下开闭所的最优装接配变容量, 能够对 10 kV 开闭所建设起到一定指导作用, 使中压配电网运行更加安全、可靠、经济。

1 分析方法

给定街区的负荷密度、开闭所不同的装接容量, 首先可以得出开闭所的数量、占地面积、主线、分支线长度, 进而推算出整个网络的固定投资、线路损费用和可靠性损失费用, 综合三方面的投资进行比较, 确定在这一负荷密度下开闭所合理容量。具体分析流程图 1 所示。

2 模型建立

通过建立街区模型以及开闭所的供电模型, 得出开闭所规模与装接配变容量之间的关系。

2.1 基础数据选择

街区: 宽为定值 400 m; 长度为变量 L ; 地块负荷均匀分布, 街区配变总容量为定值 40000 kVA, 考虑配变综合负载率 40%, 街区总负荷为 16000 kW; 不同负荷密度下, 街区的配变容量和负荷保持不变, 街区的长度随之变化。

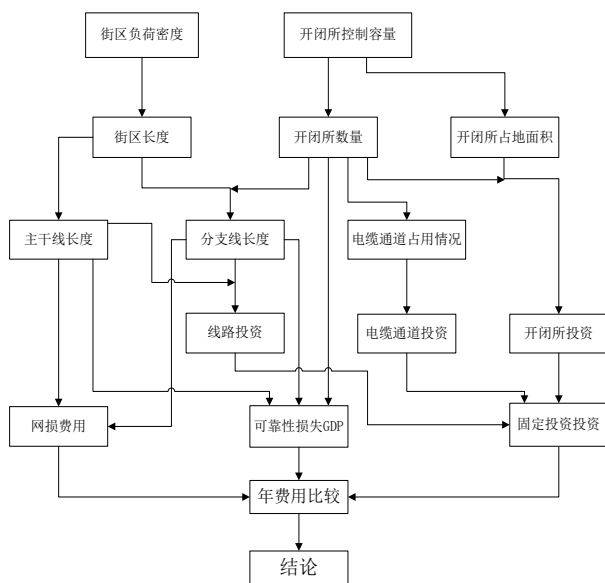


图1 分析比较流程图

线路: 4 回线路形成一组双环网结构为街区供电, 每一回线路的负荷为 4000 kW, 装接配变容量 10000 kVA, 主干线长度为 $0.5L$ 。

开闭所: 开闭所数量、出线数、占地面积、需要电缆通道孔数与开闭所装接配变容量大小有关, 且开闭所的位置为均匀分布。

分支线: 即开闭所的出线, 有 40 回, 每 1 回接入一台配变, 分支线的长度与街区长度和开闭所数量有关。

配变: 街区负荷均匀分布, 将其划分为 40 个均匀地块, 在每一地块中心布置一台 1000 kVA 的配变。

2.2 基础数据计算

2.2.1 街区长度计算

为方便计算，负荷密度取值分别为 5 MW/km²、10 MW/km²、12 MW/km²、14 MW/km²、16 MW/km²、18 MW/km²、20 MW/km²、25 MW/km²、30 MW/km²、40 MW/km²、50 MW/km²。

2.2.2 开闭所数量和面积

本文中开闭所控制容量取值分别为 2000 kVA、4000 kVA、6000 kVA、8000 kVA、10000 kVA、20000 kVA、40000 kVA。可以得出开闭所的数量分别为 20、10、7、5、4、2、1 座。

根据国家电网公司“10 kV 开闭所典型设计”方案号为“KB-9”的设计方案，本次模型进线和环出线采用充气式断路器柜，出线采用充气式负荷开关柜，10 kV 开关柜采用户内双列布置。假设每座开闭所的出线数为 N_i 回，每座开闭所占用地面积 S_{m1} 的公式如下：

$$S_{m1} = 6.7 \times 5.3 + \frac{1}{2} \times 6.7 \times 0.5 \times N_i$$

$$= 35.51 + 1.675 \times N_i \quad (1)$$

假设开闭所数量为 n 座，那么开闭所占用地总面积 S_m ：

$$S_m = S_{m1} \times n$$

$$= (35.51 + 1.675 \times N_i) \times n$$

2.2.3 线路总长度计算

主干线长度，如图 2 所示，单回线路主干线长度为街区长度的一半，主干线路 L_{m1} 为 $2L$ 。

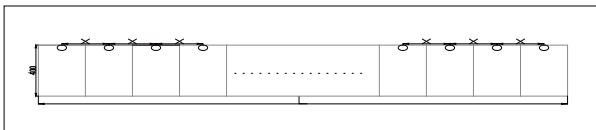


图2 配变分布图

分支线长度，假定分区负荷均匀分布，将分区平均分为 40 个面积相同的街区，40 台容量为 1000 kVA 的配变均匀分布，每台配变之间的距离为 x 。

$$x = \frac{L}{40} \quad (2)$$

假设开闭所配变装接容量为 S_k ($S_k = 2000$ 、4000、6000、8000、10000、20000、40000 kVA)，则该分区需要的开闭所数量为 n ；每座开闭所出线数为 N_i ，则 $N_i = S_k / 1000$ 。

每个开闭所出线长度 L_{mbk}

$$L_{mbk} = 2 \times \left(\frac{1}{2} + \left(\frac{1}{2} + 1 \right) + \dots + \left(\frac{1}{2} + \left(\frac{N_i}{2} - 1 \right) \right) \right) \times \frac{x}{2} \quad (3)$$

$$= \frac{1}{4} \times (N_i^2) \times x$$

开闭所出线总长度 L_{mb} ：

$$L_{mb} = L_{mbk} \times n$$

$$= \frac{1}{4} \times (N_i^2) \times x \times n \quad (4)$$

线路总长度：线路总长度 L_m 为主干线长度 L_{m1} 与开闭所出线（分支线）长度 L_{mb} 之和，公式如下：

$$Y = L_{m1} + L_{mb}$$

$$= 2 \times L + \frac{1}{4} \times (N_i^2) \times x \times n \quad (5)$$

2.2.4 电缆通道计算

假设每座开闭所的出线数为 N_i ，一般情况下，开闭所出线向两侧敷设：一侧各 $0.5N_i$ 回，开闭所进线占用 2 个孔数，考虑 2 孔通信通道。电缆通道最大占用孔数 S_t ：

$$S_t = 0.5N_i + 2 + 2 \quad (6)$$

3 费用计算

3.1 固定投资分析模型

3.1.1 线路总投资

主干线路单价 m_1 为 60 万元 / km；开闭所出线（分支线）单价 m_2 为 50 万元 / km；线路总投资 M_1 为：

$$M_1 = L_{m1} \times m_1 + L_{mb} \times m_2 \quad (7)$$

3.1.2 开闭所总投资

开闭所开关柜包括 4 面进线柜，1 面联络柜，2 面站用变柜以及若干出线柜，其中进线柜和联络柜为为充气式断路器柜，单价 m_3 为 7 万元 / 面；站用变柜和出线柜为充气式负荷开关柜，单价 m_4 为 4 万元 / 面；每座开闭所其余辅助设备总价 m_5 为 10 万元；开闭所土建单价 m_6 为 0.3 万元 / m²。开闭所总投资 M_2 为：

$$M_2 = (5 \times m_3 + 2 \times m_4 + m_5) \times N + 40 \times m_4 + S_m \times m_6 \quad (8)$$

3.1.3 电缆通道投资

电缆通道综合单价 m_7 为每孔 10 万元 / km，则电缆通道投资 M_3 为：

$$M_3 = S_t \times L \times m_7 \quad (9)$$

3.1.4 固定投资

固定投资 M 为线路总投资 M_1 、开闭所总投资 M_2 、电缆通道投资 M_3 之和:

$$M=M_1+M_2+M_3 \quad (10)$$

3.2 网损分析模型

网损包括主干线损耗、分支线损耗、配变空载损耗、配变负载损耗四部分,在考虑电费价格计算出网损费用。

3.2.1 网损计算

主干线损耗^[1-2]主干线路上接入 n 个开闭所,出线电流为 I_0 ,每个负荷的电流为 I_0/n 。一回主干线的损耗为:

$$\begin{aligned} \Delta a_l &= 3 \times \frac{R}{n} \times \left[I_0^2 + \left(\frac{n-1}{n} I_0 \right)^2 + \dots + \left(\frac{I_0}{n} \right)^2 \right] / 1000 \\ &= 3 \times \frac{I_0^2 R}{1000 n^3} [1 + 2^2 + \dots + n^2] \quad (11) \\ &= \frac{3 I_0^2 R}{6000 n^2} (n+1)(2n+1) \end{aligned}$$

主干线采用型号为 YJV22-3×300 电缆,电阻率 $r = 0.06 \Omega/\text{km}$,线路长度为街区长度的一半,即 $0.5L$,则主线电阻 $R = 0.06 \times 0.5L = 0.03L$;馈线负荷为 4000 kW,则 $I_0 = 4000/U = 230.9 \text{ A}$,将 R 和 I_0 带入上式,得出网络中主干线总损耗为:

$$\Delta A_1 = 4 \times \Delta a_1 = 3.2L \frac{(n+1)(2n+1)}{n^2} \quad (12)$$

分支线损耗分支线采用型号为 YJV22-3×240 电缆,电阻率 $r = 0.099 \Omega/\text{km}$,每一回分支线的长度为 L_{bi} ,分支线电流即为配变高压侧电流,考虑配变负载率 40%,负荷为 400 kW,则 I_b 为 23.1 A,则一回分支线的损耗为:

$$\begin{aligned} \Delta a_{lb} &= 3 \times R_{bi} \times I_b^2 / 1000 \quad (13) \\ &= 3 \times 0.099 \times L_{mbi} \times 23.1^2 / 1000 = 0.1585 L_{bi} \end{aligned}$$

40 回分支线的总损耗为:(式中 L_{mb} 为分支线总长度)

$$\Delta A_{lb} = \sum_{i=1}^{40} \Delta a_{lb} = \sum_{i=1}^{40} 0.1585 L_{mbi} = 0.1585 L_{mb} \quad (14)$$

配变空载损耗配变的空载损耗即为铁损,与配变负荷大小无关。本模型中采用 S11-1000 型的配变,单台配变空载损耗为 1.24 kW,则整个网络的配变空载损耗为 49.6 kW。

配变负载损耗配变的负载损耗即为铜损,S11-

1000 型配变的负载损耗 9.15 kW,则单台配变的实际负载损耗为:

$$P_k = 9.15 (I_0 / I_{\text{额}})^2 \quad (15)$$

配变的额定电流 $I_{\text{额}}$ 为 57.74 A,在分支线损耗中已计算 I_b ,将 $I_{\text{额}}$ 、 I_b 带入上式得到整个网络的负载损耗 P_k 为 58.56 kW。

综上,整个系统的网损为:

$$\begin{aligned} \Delta A &= \Delta A_1 + \Delta A_b + P_0 + P_k \quad (16) \\ &= 3.2L \frac{(n+1)(2n+1)}{n^2} + 0.158 L_{mb} + 108.16 \end{aligned}$$

3.2.2 网损费用

电费单价按 0.5 元/kWh,则一年系统的网损费用为:

$$E_{\text{loss}} = 0.5 \times \Delta A \times 8760 / 1000 \text{ 万元} \quad (17)$$

3.3 可靠性费用分析模型

3.3.1 可靠性计算模型

电缆系统由电缆线路、开关站、配变组成,开关站内有多个进出线开关组成^[3]。在配变层可靠性评估中会计算配变及分支线的故障平均停电时间,因而馈线层只计算主干线、开关柜故障的平均停电时间。

为简化可靠性预测模型,对电网进行等效:每一条电缆线路均由主干线、开关站、开关柜、分支线和配变组成。假设电网均以单环网模式运行,每条线路带 n 个开关站,每个开关站均由一段母线供电,等效模型如图 3 所示。本文仅以主干线故障停电为例进行说明^[4-6]。

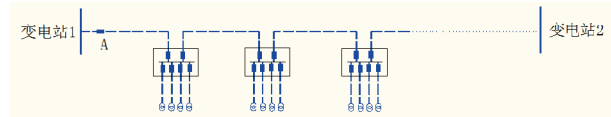


图3 电缆线路等效模型

若线路可转供,第 i 段主干线出现故障,变电站侧开关保护动作,全线停电。排查故障位置后,进行故障隔离,第 i 段线路两侧开关开断,出线开关和联络开关闭合,整条线路恢复供电,待故障修复后,恢复之前供电模式。线路可转供情况下,分段故障停电电量、主干线故障平均停电时间如下所示。

某一段故障停电电量 = 电缆故障概率 × 馈线平均长度 / 分段数 × 故障排查时间 × 馈线负荷 × (1 - 配变双接入比例)

主干线故障平均停电时间 = \sum 某一段故障停电电量 / 馈线负荷 = 电缆故障概率 × 馈线平均长度

× 故障排查时间 × (1 - 配变双接入比例)

分段数 = 馈线负荷 / (故障段允许停电负荷 × 段间同时率), 段间负荷同时率取 0.8。

配变双接入比例是指通过双向投切负荷开关接入双回供电线路的配电变压器比例, 在馈线层发生“N - 1”故障停电时, 双接入的配变不损失负荷。

若线路不可转供, 第 i 段主干线出现故障, 变电站侧开关保护动作, 全线停电。排查故障位置后, 第 i 段线路前侧开关开断, 出线开关闭合, 前段线路恢复供电。故障修复后整条线路恢复供电。线路不可转供情况下, 分段故障平均停电时间公式如下所示。

某一分段故障停电电量 = 电缆故障概率 × 馈线平均长度 / 分段数 × (故障排查时间 × 馈线负荷 + 故障修复时间 × 故障段后负荷) × (1 - 配变双接入比例)

式中, 故障段后负荷: 不同分段故障, 故障段后负荷不同, 所以用遍历各分段故障的段后负荷求和, 这样得到故障段后负荷 = (分段数 + 1) / (2 × 分段数) × 馈线负荷。

将故障段后负荷公式带入上式, 可以化简为:

某一分段故障停电电量 = 电缆故障概率 × 馈线平均长度 / 分段数 × [(故障排查时间 + 故障修复时间 × (分段数 + 1) / (2 × 分段数))] × 馈线负荷 × (1 - 配变双接入比例)

主干线故障平均停电时间 = ∑ 某一分段故障停电电量 / 馈线负荷 = 电缆故障概率 × 馈线平均长度 × [(故障排查时间 + 故障修复时间 × (分段数 + 1) / (2 × 分段数))] × (1 - 配变双接入比例)

3.3.2 可靠性费用计算模型

根据各元件的故障概率、排查时间、修复时间, 计算出线路的等效停电时间。产电比是指某一时期(年)某一地区内国民生产总值(GDP)与所消耗电能的比值(元/kWh), 它描述了某一时期(年)某一地区内单位电能所创造的经济效益, 是对电能货币价值的一种社会度量。利用产电比计算的停电损失为:

$$E_{rs} = P \times S_{AIDI} \times k \quad (18)$$

式中: E_{rs} 为系统停电损失; P 为线路所带的最大负荷; S_{AIDI} 为系统平均停电持续时间; k 为产电比。

3.4 年费用分析模型

网络总费用有固定投资、网损费用和可靠性损

失费用三部分组成, 采用“现值转年值法”采用“最小年费用法”对不同容量开闭所的方案进行动态经济比较, 其计算公式如下:

$$F_n = Z \left[\frac{r_0(1+r_0)^{n_s}}{(1+r_0)^{n_s} - 1} \right] + E_{loss} + E_{rs} \quad (19)$$

式中: F_n 为平均分布在 n 年内整个系统的年费用; Z 为网络的固定投资; n_s 为网络的经济使用年限, 取 20 年; r_0 为电力工业的投资回报率, 现阶段取 10%; E_{loss} 为网损费用; E_{rs} 为可靠性损失费用。

4 结束语

根据各负荷密度下的计算结果, 得出开闭所容量优化结论。当负荷密度小于 1 MW/km² 时, 开闭所容量控制在 2000 kVA 以内最优; 当负荷密度为 1 ~ 6 MW/km² 时, 开闭所容量控制在 4000 kVA 以内最优; 当负荷密度为 6 ~ 15 MW/km² 时, 开闭所容量控制在 8000 kVA 以内最优; 当负荷密度为 15 ~ 30 MW/km² 时, 开闭所容量控制在 10000 kVA 以内最优; 当负荷密度为 30 ~ 50 MW/km² 时, 开闭所容量控制在 20000 kVA 以内最优。因此, 奉化地区开闭所容量配置在 8000 kVA 为最优。

街区的负荷密度应以饱和负荷密度为准, 因此建议做好奉化地区各街区的负荷预测, 为开闭所建设提供技术支持。合理的配置开关站装接配变容量, 能够使得奉化电网更加安全、可靠、经济地运行, 更好的为奉化经济发展保驾护航。

参考文献

- [1] 温步瀛, 陈冲. 改进最大电流法的配电网损耗计算[J]. 福建工程学院学报, 2004, 2(1): 1-2.
- [2] 马瑾, 徐建源, 王胜辉. 配电网的线损计算与分析[J]. 东北电力技术, 2003(1): 15-18.
- [3] 张大力. 城市中压配电网接线与开闭所的配置[J]. 电网技术, 2007, 31(7): 83-86.
- [4] 张红云, 瞿晓凡, 吴晓蓉, 等. 中压配电网可靠性理论计算及分析[J]. 中国电力, 2005, 38(6): 28-32.
- [5] 张功林, 林韩, 温步瀛, 等. 中压配网主干线可靠性与经济性评估[J]. 华东电力, 2009, 37(8): 1355-1359.
- [6] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003.

(责任编辑: 张峰亮)

考虑配电网发展现状和未来需求的投资分配策略

刘莹

(山东国研电力股份有限公司, 山东 济南 250000)

摘要: 基于总体投资总量面向分区域的投资分配策略, 通过对配电网发展水平和投入产出的综合评价, 以地区配电网发展迫切需要解决的问题为出发点, 以配电网发展需求为根本, 兼顾配电网投入产出效益, 以科学实用的定量计算为手段, 全面实施精准投资分配策略。

关键词: 投资效益; 发展水平; 投入产出; 投资分配; 因素理论

中图分类号: TM862

1 配电网投资分配理论研究

1.1 研究思路

对于未来一段时期内配电网投资规模主要参考的依据有以下几个方面。

参考规模: 配电网规模包括负荷/电量规模、设备资产规模等作为反映配电网发展程度的重要特征, 其体量的大小决定了未来发展的投资规模需求, 应将配电网规模作为影响投资分配的首要因素。

兼顾需求: 配电网作为电能配送的关键环节, 应坚持将满足负荷/电量增长的需求问题和解决配电网发展的薄弱环节作为投资分配的主要出发点和落脚点。因此, 在制定配电网投资策略时, 应将需求作为投资分配的重要影响因素。

注重效益: 随着配电网升级改造任务加重和用电需求增长逐步放缓, 公司售电增收压力日益凸显, 服务职能要求也越来越高。面对公司运营新形态, 必须加快精益发展, 把提升效率效益作为配电网投资分配的重要参考。如图 1 所示。

1.2 理论分析

投资分配策略以配电网关键评价指标体系为基础, 通过现状配电网发展水平和投入产出评价分析, 找准配电网发展存在的突出问题, 全面梳理分析新形势下配电网规划投资面临的问题和挑战, 同时结合公司配电网规划管理工作要求, 创新提出基

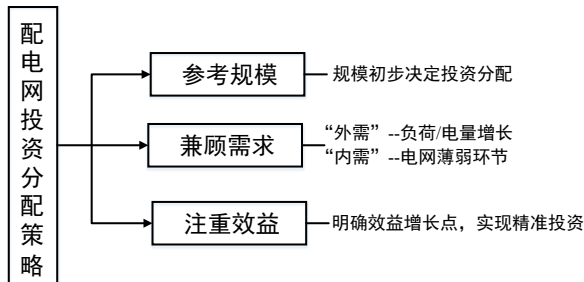


图1 配电网投资策略参考依据

于问题导向的精准投资量化计算方法, 从宏观层面多维度分析确定配电网投资重点领域, 最终实现精准投资目标。

结合配电网情况, 从客观性和全面性角度出发, 决定投资分配的主要有两个因素: 各区域现状及未来电网发展规模, 根据配电网投资效益评价结果确定的综合调整因子。

具体步骤如下: 根据各区域现状配电网规模, 初步确定投资分配比例; 根据配电网发展水平、投入产出评价结果, 设定投资分配调整系数; 根据各区域未来配电网发展需求, 确定最终投资分配比例。

下面重点介绍投资效益评价体系的构建思路。

兼顾配电网存量与增量, 统筹考虑现状电网发展水平和评价期间配电网投入产出效能, 构建两套评价指标体系^[1]。其中, 配电网发展水平评价指标体系, 主要目的在于找准当下配电网发展存在的突出问题, 全面梳理新形势下配电网投资面

临的问题和挑战；配电网投入产出评价指标体系，改变过去单纯从经济效益角度评价配电网投资收益的方式，而是综合考虑配电网投资产生的电网技术水平提升、优质服务带来的社会贡献，突出了电网企业作为公共事业单位的社会责任。依据产出与投入之比，既关注配网发展的绝对“成绩”和“效果”，更关注配网投资的相对“效益”和“效率”，是对传统以产出为主的配电网评价体系的有益补充与改进提升。

配电网投资效益评价的总体流程图如图2所示。

配电网发展水平和投入产出评价体系如图3所示。其中配电网发展水平评价^[2]主要侧重对现状配电网设备和运行水平的评价，从供电质量、供电能力、网架结构、装备水平、运行效率、安全水平等维度展开评价；配电网投入产出评价^[3]主要考评一段时间内投入与产出的成效指标，主要从电网技术和电网效益两大维度展开评价。其中电网技术模块分为单位投资下的规模增量、供电质量、供电能力、网架结构、装备水平、运行效率指标等几个方面；电网效率模块分为单位投资下的安全效益、经济效益、社会效益指标等几个方面。

2 配电网投资分配计算方法

2.1 综合调整分数计算

采用配电网投资倾向于“发展水平指标弱，投入产出指标强”的原则，通过设定区间系数，确定各地市基于配电网投资效益评价^[4]的综合投资调整分数 y_i ，函数如下所示：

$$y_i = (k_{1i}a_i + k_{2i}b_i) / 2$$

式中： a_i 为第*i*个地市配电网发展水平评价分数； k_{1i} 为第*i*个地市配电网发展水平评价调整系数； b_i 为第*i*个地市配电网投入产出评价分数； k_{2i} 为第*i*个地市配电网投入产出评价调整系数。

2.2 综合调整系数计算

引入因素理论[因素理论(Two Factors Theory)又称激励保健理论(Motivator-Hygiene Theory)，是美国的行为科学家弗雷德里克·赫茨伯格(Fredrick Herzberg)提出来的。双因素理论认为引起人们工作动机的因素主要有两个：一是保健因素，二是激励因素。只有激励因素才能够给人们带来满意感，而保健因素只能消除人们的不满，但不会带来满意感。]中激励因子和保健因子的概

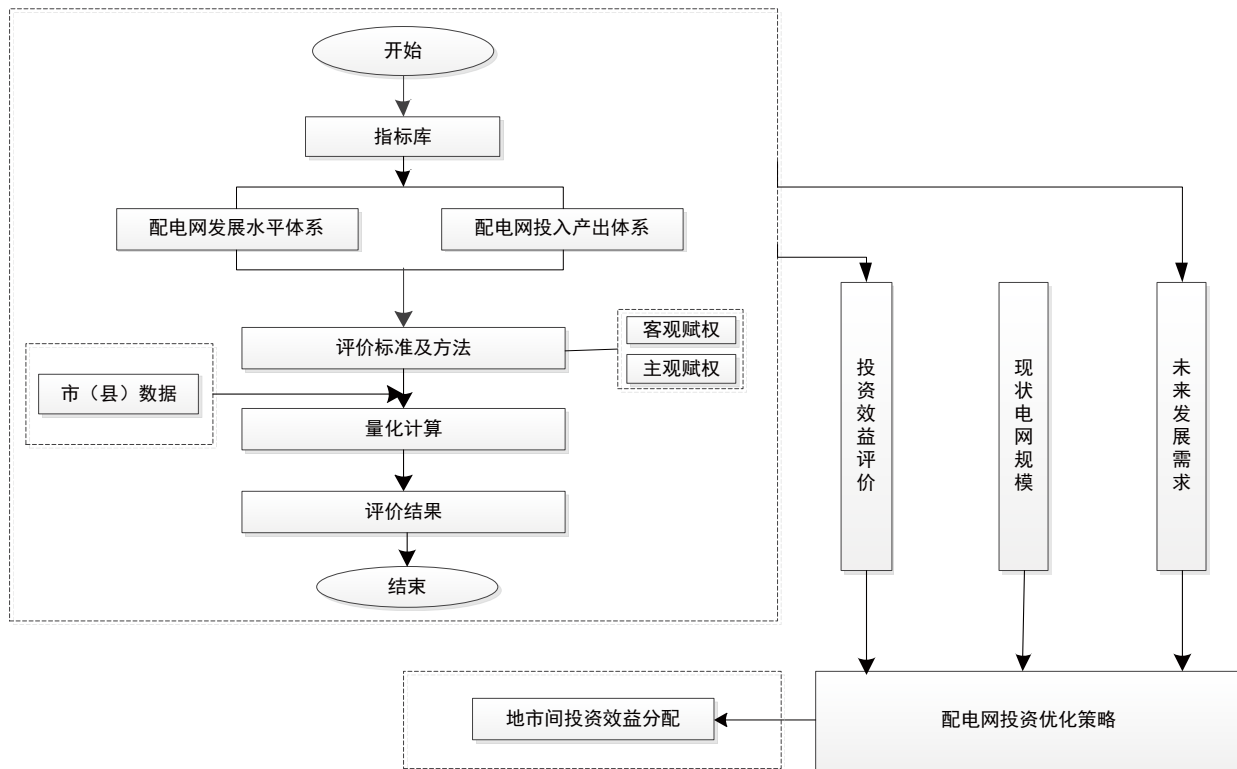


图2 配电网投资效益评价总体流程图

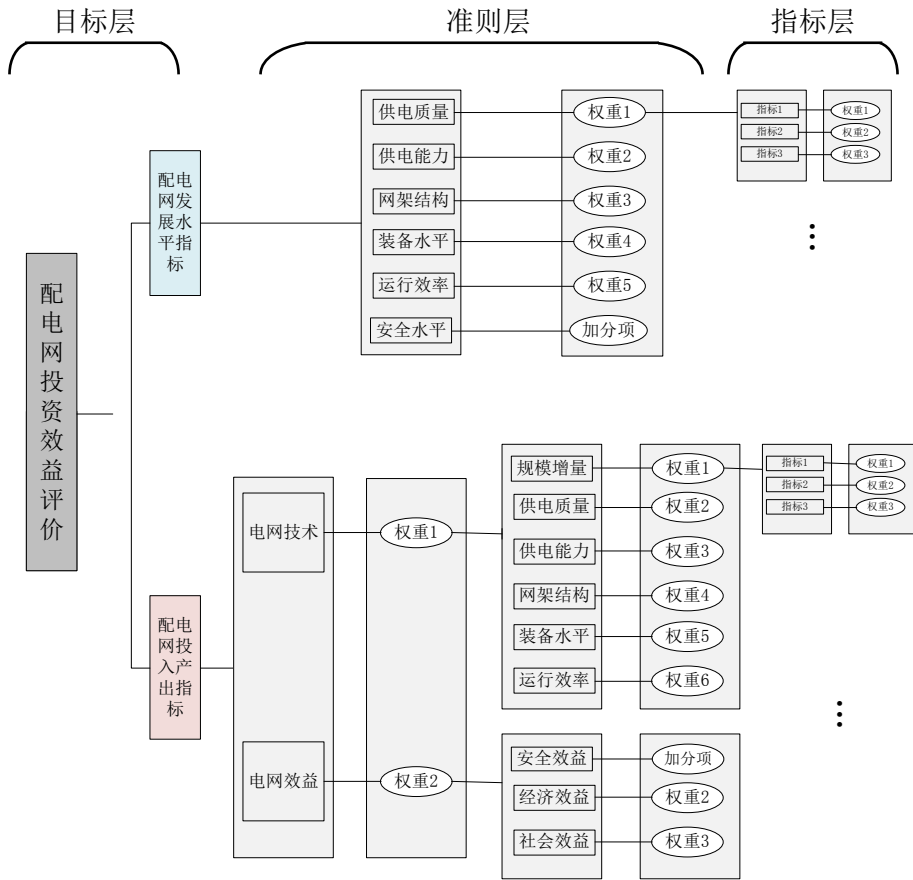


图3 配电网投资效益评价框架

念，定义激励因子为能够引导配电网发展水平和投入产出指标进一步提升的系数 (k_1 、 k_2 取值大于 1 时，定义为激励因子，一般应用在“发展水平指标弱或投入产出指标强”的情况)；考虑现状配电网发展水平，如果发展水平和投入产出指标引导意义不大，仅须维持基本正常需求，定义其采用的系数为保健因子 (即 k_1 、 k_2 取值小于 1 时，定义为保健因子，一般应用在“发展水平指标强或投入产出指标弱”的情况)。

运行评价激励因子 $k_{1max} = a_{max}/a_{min}$ ，保健因子 $k_{1min} = a_{min}/a_{max}$ ；

投资效益激励因子 $k_{2max} = b_{max}/b_{min}$ ，保健因子 $k_{2min} = b_{min}/b_{max}$ 。

k_1 取值：若 a 大于等于省级电网运行评价分数， k_1 取值区间为 $k_{1min} \sim 1$ ；若 a 小于省级电网运行评价分数， k_1 取值区间为 $1 \sim k_{1max}$ ；

k_2 取值：若 b 大于等于省级电网投资效益评价分数， k_2 取值区间为 $1 \sim k_{2max}$ ；若 b 小于省级电网

投资效益评价分数， k_1 取值区间为 $k_{2min} \sim 1$ 。

如图 4 所示：坐标系横坐标代表配电网发展水平评价结果，纵坐标代表配电网投入产出水平评价结果。以全省发展水平和投入产出评价结果为原点，高于省级水平则分别在横轴右侧和纵轴上方延伸，低于省级水平则分别在横轴左侧和纵轴下方延伸。通过省级评价得分，将坐标系划分为四个区间，分别为综合水平高效区、发展水平关注区、投入产出

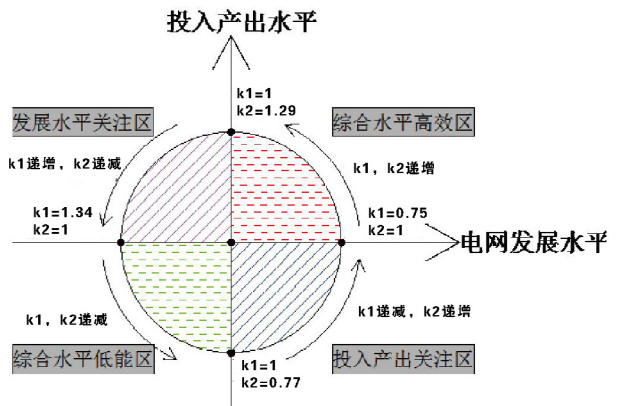


图4 各区间综合调整系数趋势变化

关注区、综合水平低能区。以投入产出关注区为例，代表其配电网发展水平高于省级水平，投入产出水平低于省级水平。其他同理。

利用某一地市投入产出评价分数与省级评价分数差值除以该地市发展水平评价分数与省级评价分数差值，求得地市所在位置的斜率 K 评价。

$$K_{\text{评价}} = (b - b_{\text{省级}}) / (a - a_{\text{省级}})$$

2.3 投资分配方法

现状规模以现状负荷指标来体现。具体表征公示如下：

$$I \propto (P_L \times y_i / y_{\text{全省}} + F_L)$$

式中： I 为投资分配参考值； P_L 为现状 110 kV 及以下网供负荷规模，MW； F_L 为未来 110 kV 及以下网供负荷增量规模，MW；则全省 i 个地市投资分配比例为 $R = I_1 : I_2 : \dots : I_i$ 。

3 配电网投资分配算例分析

选取 S 省 i 个地市进行配电网发展水平和投入产出评价。对比图 2 所划分的四象限，结合表 1 评价得分确定各地市对应的分布象限。

根据地市评价结果，确定激励因子 $k_{1\text{max}} = 1.34$ ，

表1 各地市综合水平评价结果

地市名称	发展水平得分	投入产出得分	所处象限
A	89.8	69.9	投资效益关注区
B	93.6	75.3	综合水平高效区
C	91	79.3	综合水平高效区
D	98	85.6	综合水平高效区
E	91.6	75.6	综合水平高效区
.....
全省	88.4	74.5	坐标原点

保健因子 $k_{1\text{min}} = 0.75$ ，激励因子 k_1 取值区间为 1 ~ 1.34；保健因子 k_1 取值区间为 0.75 ~ 1；激励因子 $k_{2\text{max}} = 1.34$ ，保健因子 $k_{1\text{min}} = 0.77$ ，激励因子 k_2 取值区间为 1 ~ 1.29，保健因子 k_1 取值区间为 0.77 ~ 1。

下面介绍 S 省分地市 k_1 、 k_2 取值的计算方法。以第一象限计算方法为例，其 k_1 的变化区间为 1 ~ 1.34，对应的角度变化范围为 0 ~ $\pi/2$ 。通过斜率因为 $\tan \theta = K_{\text{评价}}$ ，可以反推 $\theta = \arctan K_{\text{评价}}$ 。由于单位角度对应的 k 取值为 $(1.34 - 1) / (\pi/2 - \theta)$ ，求得对应的 k_1 、 k_2 如表 2 所示。

根据配电网发展水平评价和投入产出评价分

表2 S省分地市综合调整分数统计表

地市名称	发展水平评价		投入产出评价		综合调整分数 y
	分数	k_1 取值	分数	k_2 取值	
A	83.20	1.0700	69.86	0.9526	77.79
B	88.93	0.8356	74.71	1.0369	75.89
C	82.02	1.2450	74.12	1.0267	89.10
D	88.67	0.8406	80.28	1.2010	85.48
E	87.52	0.8019	72.90	0.8302	65.35
.....
全省	84.53	1	73.82	1	——

数，结合 k_1 、 k_2 取值，由公式 1 确定综合调整分数 y 。

3.1 分地市现状电网投资

2011—2016 年期间，S 省总投资为 935.93 亿元，分地市投资表如表 3 所示。

3.2 分地市配电网现状规模

表3 2011—2016年各地市投资额统计表

地市名称	2011—2016年投资数额/亿元	比例%
A	58.16	6.21
B	79.07	8.45
C	55.63	5.94
D	69.24	7.40
E	94.28	10.07
.....
全省	935.93	100.00

分地地公司 2016 年 110 kV 及以下网供负荷的数值如表 4 所示。

3.3 分地市配电网未来发展需求

表4 各地市2016年地区网供负荷数值表

地市名称	2016年110 kV及以下网供负荷/MW
A	5416.0
B	6855.0
C	5170.7
D	7376.0
E	5367.3
.....
全省	103031.0

S 省分地地公司 2017—2020 年 110 kV 及以下网供负荷预测值如表 5 所示。

3.4 分地地电网投资分配

已知在 2017—2020 年计划全省投资 3000 亿元，结合现状负荷规模（表 4）及未来负荷发展需求（表 5），考虑各地市综合投资调整分数，根据公式 3 确定分地地投资分配值。则可通过投资分配参考

表5 各地市2017—2020年地区网供负荷数值表

地市名称	2017—2020年110 kV及以下网供负荷增量/MW
A	2657.74
B	3922.88
C	2194.51
D	1935.20
E	2633.84
……	……
全省	36060.85

比例计算出本阶段各地市的具体投资数额分配值，如表6所示。

表6 各地市投资分配参考占比表

地市名称	2017—2020年投资分配值/亿元	占比%
A	172.09	5.74
B	226.32	7.54
C	172.85	5.76
D	213.49	7.12
E	152.36	5.08
……	……	……
全省	3000.00	100.00

4 结束语

本研究以安全为前提，以效率效益为中心构建配电网投资效益评价体系，分地市类别进行投资效益评价，引导各单位制定科学合理的差异化投资策略，优化投资结构，提升配电网发展质量和投资效益。通过构建投资效益评价体系，实现配电网发展水平和投入产出指标横向对比，挖掘现状配电网薄弱环节，量化投资效益水平，为省公司因地制宜制定差异化的投资策略提供决策依据。

参考文献

[1] 曾鸣, 唐永胜, 刘宏志, 等. 基于电网投资效益评价的项目储备库管理机制研究[J]. 华东电力, 2012.
 [2] 赵俊光, 雷波, 聂崇峡. 投资效益分析法在电网规划中的应用推广[J]. 电力建设, 2008.
 [3] 王琬, 刘宗岐, 曾博, 等. 大都市电网综合指标体系与评价模型[J]. 现代电力, 2011.
 [4] 宋伶俐, 徐秋实, 吴耀文. 计及权重的电网投资效益评价与多目标优化[J]. 电力学报, 2013.

[5] 徐超, 高骞, 赵健. 电网企业固定资产投资社会效益全周期评价指标体系研究[J]. 工程经济, 2016.
 [6] 吕朋蓬, 赵晋泉, 李端超, 等. 电网运行状态评价指标体系与综合评价方法[J]. 电网技术, 2015.

(责任编辑: 张峰亮)

资讯

江苏电力建成“多表合一”信息采集示范区

1月25日,扬州“多表合一”信息采集示范区以高分通过国网江苏省电力有限公司专家组的评价验收,成为全省首个省级“多表合一”信息采集示范区。

2017年,为积极响应国家关于加快推进“互联网+”行动的大政方针,落实国家电网公司关于建设国家级、省级“多表合一”示范区的相关要求,国网江苏省电力有限公司选择南京、扬州、泰州、南通供电公司四家单位分别在所负责供区开展省级“多表合一”示范区试点建设。

试点过程中,扬州供电公司积极推动多方参与,该公司主要负责人和分管负责人多次带队与各级政府以及当地水、气企业就多表集采建设事宜进行上门对接,并通过卓有成效的沟通,赢得了地方政府和水、气企业的大力支持,推动扬州市政府将多表采集建设确定为“智慧城市示范市”的重要组成部分,推动扬州地方发改委就多表合一信息采集多次开展专项座谈,出台了《市政府办公室关于进一步加强计量工作的意见》、《“多表合一”信息采集数据传输标准》、《“多表合一”采集数据转换标准》等共计11份发文和领导批示。

同时,积极开展商业运营。该公司与江都自来水公司、宝应粤海水务公司等企业达成了6份代抄代收协议,同步制订了《国网扬州供电公司“多表合一”代抄代收业务规范》和《国网扬州供电公司“多表合一”代抄代收服务收入财务管理规范》,并在工商营业执照经营范围中新增了“代自来水和燃气抄表、收费”项目。2017年,扬州全市实现代收4495笔,代收金额12.32万元。

来源: 中国电力新闻网

农网“低电压”综合治理

文 雷

(和田昆玉鑫能电力建设工程有限公司, 新疆 和田 848000)

摘要: 对电网“低电压”有效治理是关系到千家万户的民生问题, 长期“低电压”和时段性“低电压”使得生产生活十分不便。通过分析“低电压”辅助决策系统及电网结构, 对供电台区的综合管理并联系配变参数进行分析, 体现出“低电压”辅助系统信息化、互动化的智能电网特征, 给出低压配电网进行综合治理的新措施。

关键词: “低电压”综合治理; 电网结构; 智能电网

中图分类号: TM862

1 “低电压”辅助系统开发

1.1 基本原理

农村配电网“低电压”治理的辅助决策系统, 如图1所示。是由配电网参数输入、潮流分析、系统评估、隔离输出等几个部分组成。配电网参数输入(云平台)的组成主要是基于电网结构参数、电力信息交换设备; 主要职能是数据处理程序的云后台, 可以读取系统信息, 获得配电网参数修改控制权限, 可以观察所有数据信息, 搜集配网参数辅助判断电网是否处于“低电压”状态。潮流计算利用专门电力系统软件 PSASP 观察潮分布, 预判系统“低电压”响应状态时间, 发现伪装成正常状态的风险点、故障点。系统评估模块是显示系统所处于风险程度、风险等级指标。使得农村配电网“低电压”治理形成了软件、系统、云平台的新模式, 电力事故、安全风险系数降低到极低数值。隔离输出模块主要作用是“零售”数据中心—特征数据被隔离, 隔离数据特征值只对云平台有效; 单输出模块则是“批发”数据中心。

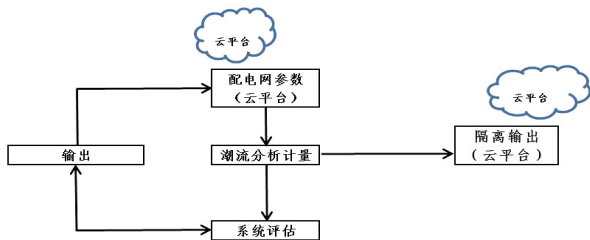


图1 低压电治理辅助结构图

1.2 仿真系统的开发

本文主要探讨“低电压”产生原因, 农网升级、

合理优化配电网参数的一些具体措施, 实际运用后试验结果验证方法有效性, 阐述了“低电压”治理形成了软件、系统、云平台的新模式。与高压输电网不同, 农网“低电压”从源头上治理应充分考虑分布式电源分布点和接入位置、线路电阻参数; 在中间环节技术现状方面, 重点考虑无功补偿调压方式类型及技术选择, 配电变压器选址及容量选择、导线型号、无功补偿等措施。

目前的电力系统管理类软件与大数据、云平台相融合, 发展出电力服务化业务云平台、电力行业解决方案、智能电网和其他一些业务。其中智能电网又包括智能变配电系统、交直流输电系统、智能供用电设备、智能电能表、继电器等电气产品。软件、系统、云平台的新模式满足了目前电能质量治理装置及其他产品的特殊需求, 是模块化的电源装备数据中心。输配电设备制造业近几年来信息爆炸一般的快速发展需求必须依赖信息服务、智能化业务及其产品, 所以系统、云平台的自主软件成了智能电力研究的新热门。软件、系统、云平台的新模式是“低电压”治理的新方案, 也是清洁电力的新业务, 同时也是电网自动化(含调度自动化、变电站自动化)、配用电自动化(含配网自动化、电能信息采集与管理)系统产品的软硬件开发和系统集成的产物。

2 “低电压”综合治理及实例

2.1 智能配电台区管理

根据当地实际情况结合不同时段、不同季节负荷曲线调整电压无功协调控制策略, 确定配变端电压分接头位置, 及时投退无功终端设备。加强中低

压供电设备运维管理,健全配电网“低电压”事故处理监测能力。总体上增加电压监测仪数量,重视监测仪日常维护与保养,发现异常运行的监测仪及时进行维修或更换。

个别电压监测点不具代表性,依据数据难以准确掌握农村电压质量真实状态,台区监测用户用电信息采集运行和状态数据质量参差不齐,这就使得系统性分析、定位“低电压”问题的难度加大。从配变到用户的供电半径区域内,应用智能电能表等智能终端设备,以及通信、信息等技术手段,实现供电台区的综合管理,实现管理与双向互动功能信息化、互动化的智能电网特征。电压监测点一般配置要求,农村电网每一百台配变设置一个电压监测点;城市电网每一百台配变需设置两个电压监测点。这样配置的目的是防止出现中低压电压监测点不全面的现象。“低电压”在线治理仿真辅助系统其物理上的实现顺序为用户监测点、中压侧、配电台区低压侧的电压、中压线路监测点电压、变电站母线监测点电压,如表1所示。

表1 “低电压”监测点线路补偿前后电压和线路损耗

电压监测点	线路损耗	补偿前电压/kV	补偿后电压/kV	功率因数补偿前	相电压/kV	带载能力
监测点1	5.11	9.78	10.11	0.820	6.24	一般
监测点2	5.42	9.73	10.15	0.882	6.17	强

2.2 实例基本情况

线路基本情况如表2所示,某供电公司10 kV农用线半径为11.716 km,配变52台,主要以农村生产生活用电为主,每年的1—3月,6—9月和11—12月农村排灌用电负荷较为集中,用电量非常大,部分带有排灌负荷的公用配变短时出现满载、过载现象。其负荷曲线呈现出季节性负荷和早、晚高峰负荷等明显特征,线路末端用户侧电压偏低,

表2 线路基本情况

线路名称	供电半径/km	配变数量/台	高峰期末端电压/kV
10 kV农用线	11.716	52	9.35

线路功率因数偏低。

对台区内单相用户为均衡分配让线路分别接入A、B、C三相,短时间用电负荷分布不均造成配变低压侧用电负荷不平衡,大量负荷集中严重可导致重载用户端“低电压”。如图2所示,利用“低电压”监测仪监测到的用户处于“低电压”时配变端10 kV线电压波形、配变负荷波形数据。

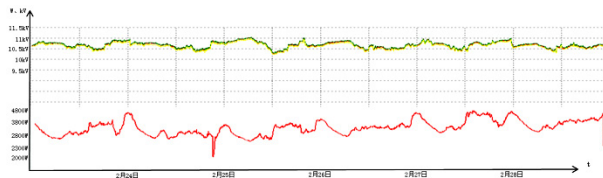


图2 “低电压”时用电信息采集运行和状态数据

应用通信、技术手段在配电台区内利用电压监测仪可以实现对变电站、线路、配电台区和低压用户4个层次的“低电压”问题实时监控,提高管理效率和管理水平,提高配电网供电质量保证能力。

在高峰用电时段易出现低压线路末端“低电压”现象,在电压监测仪位置安装无功补偿装置后,此现象得以缓解,观察到的监测点1、监测点2的功率因数、带载能力高于未安装前数值。通过实例可以看出供电区域的电压监测系统模块自动化,简单实现管理与双向互动功能信息化、互动化的智能电网雏形。农网用户报装接电存在管理松散,大集中负荷接公用配变用电时出现满载、过载现象是“低电压”治理的重点和难点。

3 结束语

通过对农网“低电压”问题的研究,分析“低电压”辅助系统的可操作性及治理措施,本着完善体系结构以及结合实际思考方法,理论联系实际应用在和田昆玉鑫能电力公司,实验结果验证了该系统在解决农网“低电压”的合理适用性。本文主要是从电网建设中的相关技术、运行方式等角度出发,进一步完善电网体系思路结构,对配电网数据、财务数据、相关技术设备方面做出评估,优化目标电网使得整个区域电网技术得到提高,电网社会效益和经济影响良好。

(责任编辑:张峰亮)

基于营配调贯通的台区同期线损管理

袁学重

(国网北京市电力公司, 北京 西城 100031)

摘要: 通过应用营配调贯通数据采集成果, 运用大数据统计、分析方法, 阐述了台区线损管理的新思路和方法, 并通过台区同期线损的统计分析, 提升了台区线损管理水平, 促进了台区全采集率的提升, 收到了良好的降损效果, 提升了公司经营管理水平, 印证了营配调贯通数据采集质量, 为营配调贯通数据质量治理提供方向, 进而促进数据质量持续提升。

关键词: 营配调贯通; 台区同期线损; 全采集率; 可算率; 合格率

中图分类号: TM73

电网电能损失率简称线损率, 是电网经营企业的一项综合性技术经济指标, 直接反映出电网的规划设计、生产技术和运营管理水平。

提升线损管理水平是电网经营企业一项长期的战略任务和系统工程, 在线损管理工作中常用的线损四分管理是指对所管辖电网采取分压、分区、分线和分台区的线损管理方式, 通俗讲就是按电压等级、供电管理区域、10 kV 公用线路、公用配电台区 4 种统计维度开展线损率的统计、分析、评价, 并采取针对性的降损措施, 开展降损管理工作。

低压台区线损管理由于其点多面广成为电网企业线损管理中的难点, 传统的台区线损管理受采集覆盖率低、未实现营配调贯通及台区考核表覆盖率低等条件约束, 无法大规模开展台区同期线损统计、分析、评价, 局限于只能开展台区统计线损分析工作, 而台区统计线损受供电电量不同期、人工抄表质量因素影响, 台区统计线损率与实际的台区线损率存在较大差异, 影响故障定位, 制约台区线损管理水平的进一步提升。

随着国家电网公司组织的营配调贯通建设项目实施, 建立了“变电站—线路—配变—用户”营配调一体化数据模型, 实现了营销用电客户数据与电网设备数据关联贯通, 再加上“全计量全采集”项目的持续推进, 为台区同期线损统计分析奠定了坚实的数据基础。

1 营配调贯通数据成果

国网北京市电力公司自 2014 年开始启动营配调

贯通建设项目, 2015 年 3 月全面完成营配调贯通数据采集和一体化数据模型建模工作, 全市构建了覆盖公司 485 座变电站、1.75 万条线路、9.59 万台专变、6.86 万台公变、518.45 万台表箱、739.41 万具低压电能表的营配统一电网拓扑模型。

国网北京电力在完成营配调贯通数据采集工作基础上, 按照“以用促质、自查整改、抽查检验、严格考核”的工作思路, 重点通过台区同期线损计算分析、停电影响范围反查、台区分相分支识别仪测量等方式, 组织各单位对已采集贯通的电网和营销数据完整性、准确性进行自查整改, 市公司核查组针对各单位自查整改完成的电网和营销数据进行抽查检验。指导各单位通过系统间数据质量核查工具, 对营销系统与电网 GIS 系统间变电站、公线、公变、专线、专变、高压用户点、表箱一致率和变户对应率进行监测, 对不一致数据进行整改, 共计完成 142.01 万条不一致数据专项治理工作, 营配调贯通数据对应率达到 99.19%, 确保了系统间营配调数据一致性, 为台区同期线损计算奠定了数据基础。

2 台区同期线损计算模型

2.1 业务数据情况

实现营配调数据贯通后, 电网 GIS 系统中维护了低压计量箱与公用变压器的拓扑连接关系, 营销业务应用系统中维护了低压计量箱与电能表的对应关系、电能表的综合倍率、计量点主用途类型等营销档案信息, 用电信息采集系统中存在电能表的采

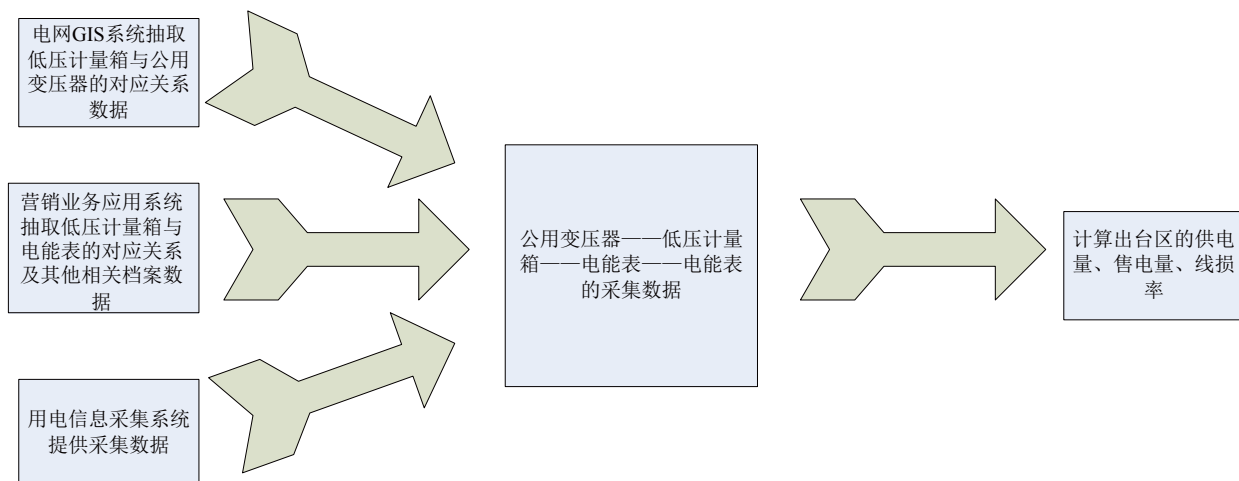


图1 台区同期线损计算实现方式

集数据。

2.2 实现方案

通过集成电网 GIS 系统、营销业务应用系统、用电信息采集系统的相关数据，获取到低压台区全部电能表的相关采集数据，在每一计算周期，取指定时间段的电能表有功总采集示数起止表底，从而计算出台区的供电量、售电量和台区线损率。具体实现方式如图 1 所示。

电网 GIS 系统抽取计量箱条码编号、计量箱安装地址以及计量箱挂接的公用变压器所属的变电站名称、10 kV 线路名称、变压器业务系统 ID、变压器 OID、变压器名称数据，计算出低压计量箱与公用变压器的拓扑连接关系；营销业务应用系统抽取供电公司、供电所、抄表段编号、抄表员、用户编号、用户名称、用户地址、计量点编号、计量点性质、主用途类型、计费关系类型、上级计量点（并列）、资产编号、条形码、综合倍率、计量箱条码编号等用电客户的档案数据，根据电网 GIS 系统低压计量箱与公用变压器的拓扑连接关系，计算出台区内的低压用户及低压用户对应的电能表；用电信息采集系统抽取指定时间的电能表的有功总采集表底数据，根据确定的台区内低压用户对应的电能表，计算出用电信息采集系统中规定时间点的采集表底。实现方案架构如图 2 所示。

2.3 算法

以变压器 OID 为维度进行汇总计算变压器线损率，计算条件为：该变压器下计量箱所带的所有电能表，均已在采集系统中调通并且规定时间段的

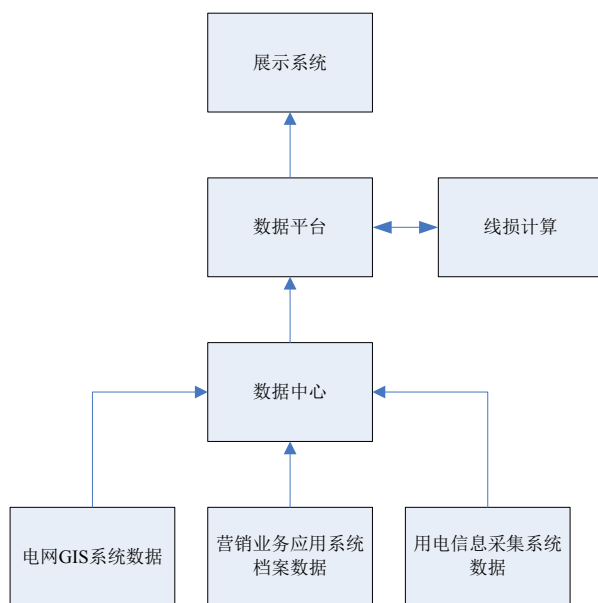


图2 台区同期线损计算架构

电能表，有功总采集起止表底示数 1、示数 2 全有数据并且该变压器存在供电量和售电量；供电量取值范围为计量点上主用途类型为台区供电考核的总电量，售电量取值范围为计量点性质为结算，电卡表，网络表，本地费控表的总电量；主分关系的电能表，主表结算电量 = 主表抄见电量 - \sum 子表抄见电量，子表结算电量 = 子表抄见电量；并列关系的电能表，总结算电量 = \sum 并列关系的计量点电量；台区线损率 = (台区供电量 - 台区售电量) / 台区供电量 $\times 100\%$ 。

3 台区同期线损指标评价体系

在台区同期线损计算中通过台区全采集率、台

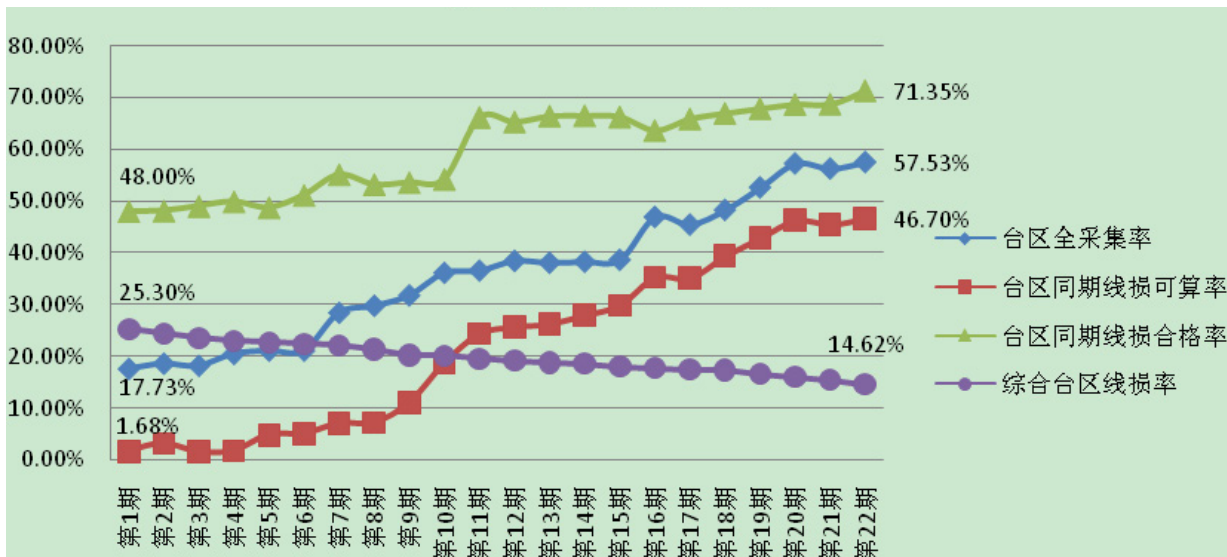


图3 台区同期线损指标趋势图

区同期线损可算率、台区同期线损合格率指标，如图3所示。构建了台区同期线损指标体系，用以评价台区线损管理成效。具体指标算法如下。

台区全采集率 = 全采集台区数 / 已贯通台区数 × 100%。全采集台区数指电网 GIS1.6 系统中该变压器下计量箱所带的所有电能表均已在用电信息采集系统中调通。

台区同期线损可算率 = 同期线损可算台区数 / 已贯通台区数 × 100%。台区同期线损可算率1月目标值为30%，其他月目标值每月递增5%。完成目标值得分100%，完成值比目标值每低0.1%，减指标分值的0.1%。同期线损可算台区数指电网 GIS1.6 系统中，该变压器下计量箱所带的所有电能表均已实现采集且该变压器下存在台区考核表；已贯通台区数剔除带一户一表的高压自管户专变台区。

台区同期线损合格率 = 同期线损合格台区数 / 同期线损可用台区数 × 100%。台区同期线损合格率1月目标值为55%，其他月目标值每月递增3%。完成目标值得分100%，完成值比目标值每低0.1%，减指标分值的0.1%。同期线损可用台区数是指在台区同期线损可算台区中，存在台区考核表和用户电能表且所有电能表起止表底均采集到数据的台区数；同期线损合格台区数指在同期线损可用台区中，同期线损率大于等于-3%且小于等于9%的台区数量（0 kWh ≤ 日供电量和售电量 ≤ 50 kWh 的轻载

台区均视为同期线损合格台区）。

4 台区同期线损管理成效

经过1年的台区同期线损管理工作，台区全采集率由17.73%提升到57.53%，台区同期线损可算率由1.68%提升到46.70%，台区同期线损合格率由48%提升到71.5%，综合台区线损率由25.3%下降到14.62%，降损节约电量7335.8 kWh，挽回经济损失357.67万元。

5 结束语

通过应用营配调贯通数据采集成果，运用大数据统计、分析方法，开展台区同期线损管理工作，确保了数据同源管理，提高了营销业务应用与电网 GIS 系统间数据的一致性，提高用电客户所属台区与现场的一致性，规避了人工抄表质量和用电信息采集抄表不成功问题，确保了台区售电量和供电量的统计时间点同期，确保了台区线损计算结果真实、准确，确保了台区线损评价客观、有效，提升了台区线损管理水平，促进了台区全采集率的提升，收到了良好的降损效果，提升了公司经营管理水平，印证了营配调贯通数据采集质量，为营配调贯通数据质量治理提供方向，进而促进数据质量持续提升。

（责任编辑：刘艳玲）

变压器风冷变频控制中存在的问题

许琳¹, 贾振国¹, 冯思瑄¹, 张胜宝², 杨忠亮², 李岩松³

(1. 长春工程学院, 吉林 长春 130012 2. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000

3. 深圳市远泰电力技术有限公司, 广东 深圳 518101)

摘要: 随着节能减排的深入发展, 变压器风冷变频运行技术在国内发电厂和变电站中得以初步试验应用。在新型装置的调试和试验运行中电磁兼容和运行可靠性问题显得尤为突出。针对变压器风冷变频控制中存在的可靠性和电磁兼容等问题, 在试验分析的基础上提出了具体的解决方案, 试验装置中没有给变频器加装输入和输出滤波器是导致电机发热和啸叫的主要原因, 并通过在变频器输入和输出端加装滤波器后, 干扰的情形会得到抑制, 并给出了对比试验数据。

关键词: 变压器; 风冷; 变频

中图分类号: TM41

1 变压器风冷变频控制的发展

泵与风机类负载采用变频调速技术可以节能30%左右^[1]。发电厂和变电站中的变压器大多采用强迫油循环风冷却或自然油循环风冷却运行方式。常规运行模式为根据变压器顶层油温整组投切工频运行的循环油泵和风机, 在昼夜温差和季节温差较大的地区, 或者用电负荷波动较大的地区势必由于过冷却造成能源的浪费。

1985年日本某公司最先提出了根据变压器负载以及环境温度变化的变压器风冷变频运行方案, 并在理论上进行了节能分析和试验验证^[2]。

1998年国内东北电力学院崔实、赵景林在《节能》期刊上发表了“VVVF变频器在变压器冷却系统应用的节能效果分析”文章, 在理论分析与试验的基础上, 得出了在变压器冷却系统中采用变频调速可以节能1/3以上的结论。

2007年吉林供电公司首次在某变电站进行变压器变频风冷的现场运行试验, 试验结果表明安装变频式变压器风冷控制系统后, 变压器风冷装置日平均耗电量约为原运行方式下的35%。

此后的10余年中, 变压器风冷变频调速装置硬件系统日臻完善, 软件控制算法也更趋合理。随着智能电网和数字化无人值班变电站的发展, 对变压器辅助系统的可靠性和稳定性的要求也越来越高, 泵与风机变频运行过程中的电磁兼容问题越来越突出, 制约了该类产品的应用和推广。

2 试验中发现问题

2.1 试验装置的结构概况

笔者研发的变压器风冷试验装置总体结构如图1所示。装置采用PLC控制, 具有工变频双模运行方式。在变频运行模式下, 可以根据变压器顶层油温和负荷大小采用Fuzzy-PID控制算法自动调节泵与风机的转速。

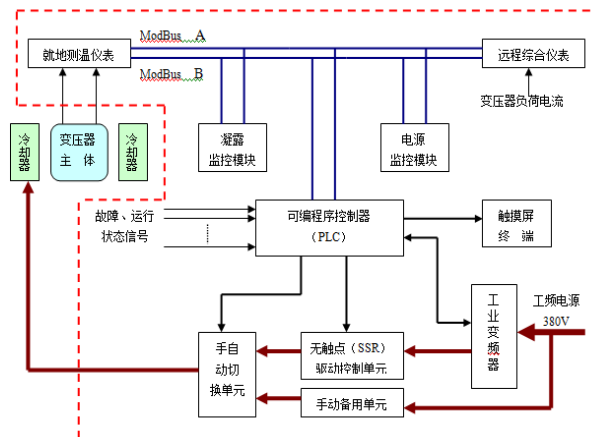


图1 试验装置总体结构框图

2.2 试验中发现问题

2012—2017年间, 笔者研发的装置先后在吉林、辽宁、青海和广东等地110~220kV强迫油循环风冷却和自然油循环风冷却变压器上试验运行, 虽能满足变压器散热需求并具有20%以上的节能效果, 但也发现了下面一些问题。

2.2.1 变频运行泵与风机适应性与谐波问题

吉林某变电站变压器采用自然油循环风冷却方

式,冷却装置共7组,每组配电机功率0.37 kW 风机3台,总功率7.77 kW。风冷控制装置所配变频器额定功率为37 kW,额定电流72 A。初始调试阶段出现低频(35 Hz以下)风机啸叫和风机电机发热现象。

2.2.2 电磁兼容问题

深圳某220 kV变电站,240 MVA变压器共有7组自然油循环风冷却器,每组冷却器配电机功率1.25 kW 风机1台,电机总功率8.75 kW。2017年9月进行变频式风冷控制装置试验,变频器额定功率18.5 kW,额定电流38 A。变压器顶层油温采用具有2支数字温度传感器,1支Pt100铂电阻传感器的数字温度表测量,通过Modbus总线向PLC传送数字测温信号,通过4线制接线方式将Pt100铂电阻传感器温度信号直接传送给主控PLC。试验采用零频分组投入风机,手动升频方式进行。分别做增加风机组数和升频试验,发现随着风机投入组数的增加和频率的升高,数字温度表受到不同程度的干扰,直至无法正常测量和通信,试验现象如表1所示。

表1 零频分组投入风机试验

序号	投入风机组数	数字传感器测温现象	Pt100传感器测温现象
1	1	正常	正常
2	2	偶有错误	正常
3	3	错误频发	正常
4	4	死机,能自复	正常
5	5	死机,能自复	正常
6	6	死机,不能自复	正常
7	7	死机,不能自复	正常

2.2.3 双路电源消失报警与跳闸问题

试验装置采用STN-100F系列负荷开关型双电源自动转换开关。装置正常运行过程中由正常电源供电,当正常电源故障消失后,自动切换到备用电源上工作,正常电源恢复后再自动切回正常电源供电。装置前面板上安装有电源运行指示灯和故障指示灯。试验过程中恰遇两路电源同时消失,所有冷却风机退出运行,就地 and 远方均未发出报警信号,也未发出风冷全停变压器延时跳闸信号,对变压器的安全运行构成威胁。

3 问题分析与解决对策

针对试验中发现的问题,对试验装置采取了如

下分析和改进措施。

3.1 风机适应性与谐波问题的分析与处理

为找出风机啸叫和发热的原因,通过示波器观察变频器输出电压波形如图2所示。可见在变频器

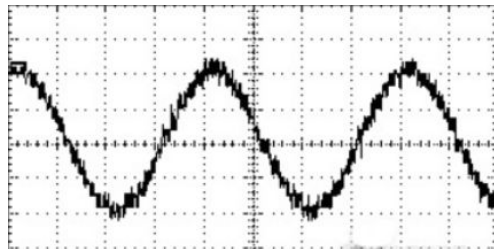


图2 改造前变频器输出电压波形

输出中含有较多的谐波成分。文献[6]中详细地分析了电机的效率和谐波含量的关系,并给出了不同谐波次数导致电机铁损增加的量值。由于在试验装置设计过程中考虑到装置成本和受柜体空间限制,试验装置中没有给变频器加装输入和输出滤波器应该是导致电机发热和啸叫的主要原因。在变频器输入端和输出端增加滤波器后再次试验,啸叫和发热问题得到解决,变频器输出波形如图3所示。

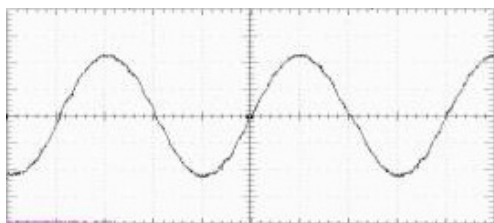


图3 改造后变频器输出电压波形

3.2 电磁兼容问题的分析与处理

变频器应用系统的电磁兼容(EMC)问题主要体现在电磁干扰(EMI)及其抑制上。EMI的传播途径主要包括传导、电磁辐射和感应耦合3种形式。

试验过程中数字温度表中的Pt100传感器能够正常完成测温功能,说明干扰信号并没有叠加到Pt100的信号线上,通过示波器检测也证明了这一点。由于随着变频器所带风机组数的增加,负荷逐渐增大后干扰更加严重,直至表内单片机系统无法正常工作。检查温度表电缆与风机电缆并无完全平行捆扎在一起敷设,说明干扰的主要途径来自于仪表直流电源的可能性较大。于是用示波器观察温度表的12 V直流电源,发现其叠加了很多高频成分,频率范围在10~100 kHz之间,如图4所示。对于这种作用于非隔离电源工作的温度表上的传导干

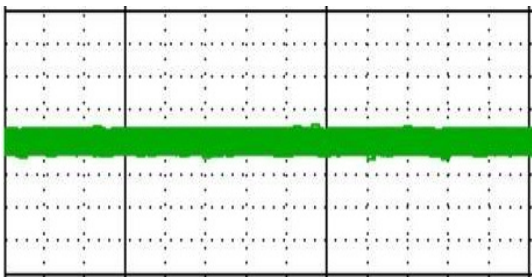


图4 变频器加装滤波器前直流电源波形

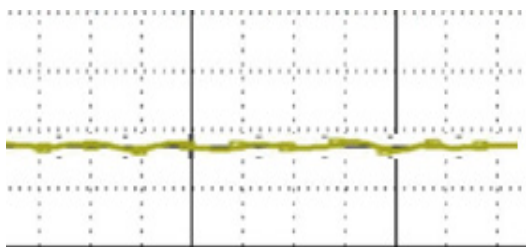


图5 变频器加装滤波器后直流电源波形

扰,通过在变频器输入和输出端加装滤波器后,干扰的情形会得到抑制,改进试验结果也证明了这一点。图5为在变频器输入和输出端加装滤波器后,温度表12V直流电源的波形图。表2为加装滤波器后零频分组投入风机并手动增频到工频的试验现象表。

表2 实验表

序号	投入风机组数	数字传感器测温现象	Pt100传感器测温现象
1	1	正常	正常
2	2	正常	正常
3	3	正常	正常
4	4	正常	正常
5	5	正常	正常
6	6	正常	正常
7	7	偶有错误	正常

象表。

在不增加变频器输出电抗器的前提下,为彻底消除变频器对数字温度表通过电源线耦合的干扰,在温度表直流12V电源入口处增加一只CXDB2-3-100 100V 3A的微型直流滤波器后,反复进行全负荷0~50Hz变频试验,温度表再无测量不准确和死机现象发生,示波器观察12V直流电源已完全成为一条直线。变频器干扰数字温度表问题得以彻底解决。

3.3 电源消失报警与跳闸问题分析与处理

双电源消失是装置运行过程中不会轻易发生的极端情况,此问题与变频与否无关。

改进过程中利用双电源自动转换开关提供的2

路电源状态有源常开触点,分别启动2只中间继电器和2只失电延时继电器,当双路电源均失电后,2只中间继电器失电,其串联常闭接点接通,发出双电源消失立即报警空接点信号。同时,2只时间继电器失电后启动延时,经过0~600s延时整定值之后发出变压器跳闸信号。详细工作过程,此处不再赘述。

4 结束语

目前,随着智能电网建设的日益推进,发电厂和变电站配电装置的运行已实现无人值班化。这对变压器风冷变频控制装置的运行也提出了更高的可靠性要求。在深圳供电局试验过程中发现的问题虽已得到解决,但变频器在运行过程中的维护和主控PLC故障等问题还有待进一步完善。为此,对本产品提出如下改进措施。

采用双变频器互为备用方式,提高变压器风冷变频运行的可靠性。

将现有的S7-200主控PLC更换为具有软件热备用功能的S7-300PLC,提高主机系统工作的可靠性。

在现有基础上增加云平台监测和故障信息云平台推出功能,使相关技术人员或设备厂家能随时查看设备运行状态,实现对设备运行状态的无盲区监控。

参考文献

- [1] 赵贤兵,李芳芹.变频技术在泵与风机系统中应用的节能分析[J].能源工程,2004(5):52-54.
- [2] 森悦纪[日].可变速运行的变压器冷却装置[J].变压器,1985(1):31-35.
- [3] 崔实,赵景林.VVVF变频器在变压器冷却系统应用的节能效果分析[J].节能,1998(2):36-38.
- [4] 焦日升.变频式变压器风冷节能控制技术在大型变压器上的应用[C].吉林省电机工程学会2008年学术年会论文集节能,2007:223-231.
- [5] 贾振国.Fuzzy-PID变频技术在变压器冷却控制中的应用[J].电气时代,2012(1):66-67.
- [6] 柯岩.变频器谐波对电机效率的影响分析[J].电力学报,2010(6):222-224.
- [7] 张亮.电磁兼容(EMC)技术及应用实例详解[M].电子工业出版社,2016.

(责任编辑:刘艳玲)

0.4 kV三相四线制供电系统对称运行

李广宇¹, 周和平²

(1.吉林吉电集团有限公司, 吉林 吉林 132013; 2.吉林电气安装公司, 吉林 吉林 132002)

居民住宅小区采用的是 0.4 kV 三相四线制供电方式, 因单相家用电器如: 电饭锅、电磁炉、电水壶等用电设备功率较大, 不能均匀分布在三相线路上, 用电时间不同步, 导致三相用电负荷不平衡, 并且三相电流大小在变化中。目前已有一些三相负荷不平衡补偿措施, 因系统所含谐波分量及其他因素的存在, 补偿后的效果不尽相同。不能因三相负荷不平衡, 就逐条线路进行补偿, 这不是长久之策, 并会增加日后维护工作量, 降低供电可靠率。为此应从最基础的居民住户供电方式和单相负荷容量作进一步展开分析。

1 负荷不平衡

在 0.4 kV 三相四线制线路上, 因每相用电负荷容量不相等, 功率因数角也有一定差异, 自然形成一组三相不对称电流, 依据基尔霍夫节点电流定律, 流入节点的电流等于流出节点的电流, 即 $I_a + I_b + I_c = I_0$, I_a 、 I_b 、 I_c 分别为流入节点的三相电流; I_0 为流出节点电流, 经由中性线流回到电源。一组不对称三相电流, 通过对称分量可以分解出三组对称分量, 即正序电流、负序电流及零序电流。计算表达式为

$$\begin{aligned} I_{a1} &= 1/3(I_A + \alpha I_B + \alpha^2 I_C) \\ I_{a2} &= 1/3(I_A + \alpha^2 I_B + \alpha I_C) \\ I_{a0} &= 1/3(I_A + I_B + I_C) \\ \alpha &= \angle 120^\circ; \alpha^2 = \angle 240^\circ \end{aligned} \quad (1)$$

式中: I_{a1} 、 I_{a2} 、 I_{a0} 分别为 a 相正、负、零序电流; I_a 、 I_b 、 I_c 分别为三相实际负荷电流; α 为向量旋转因子。通过计算表达式 (1) 分解出正序、负序、零序三组向量, 如图 1 所示。

正序、负序电流分量, 三相互为夹角 120° 对称相等, 即 $I_{a1} + I_{b1} + I_{c1} = 0$; $I_{a2} + I_{b2} + I_{c2} = 0$, 正序与负序间的区别仅是相位不同。三相实际电流向量之和 $I_a + I_b + I_c = I_0$, 即为流过中性线的零序

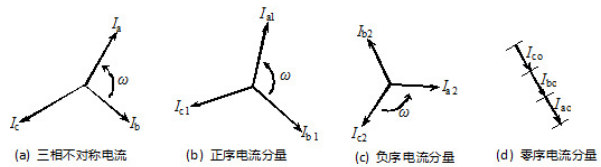


图1 正序、负序、零序向量

电流, 三相零序电流数值相等, 相位一致, 即 $I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = (1/3)I_0$ 。

1.1 变压器铁损

接线组别为 Yy12 点, 采用三铁芯磁柱结构的变压器, 依据工作原理, 一、二次侧正、负序电流所产生的磁通相互抵消, 主磁通 (励磁磁通) 保持不变, 零序电流因三相大小相等方向一致, 在铁芯中所产生的磁通无法形成闭合回路, 只能通过铁芯磁柱与绝缘油 (空气)、箱体形成通路, 并在箱体上产生涡流损耗, 零序电流越大, 铁损也随之增加。

1.2 变压器铜损

三相负荷不平衡电流在变压器绕组电阻上产生的有功损耗为:

$$P_T = (I_{a2} + I_{b2} + I_{c2}) R = \Delta P_a + \Delta P_b + \Delta P_c \quad (2)$$

式中: P_T 为三相功率损耗, kW; I_{a2} 、 I_{b2} 、 I_{c2} 为三相负荷电流, A; R 为变压器二次侧绕组电阻, Ω 。

三相负荷电流平衡时, 产生的有功损耗为

$$P_T' = \Delta P_a + \Delta P_b + \Delta P_c = 3I^2 R \quad (3)$$

三相负荷不平衡导致铜损耗增加部分, 即

$$\Delta P_a = (3I)^2 R = 9I^2 R = 3(3I^2 R) \quad (4)$$

1.3 位移电压

因变压器一次侧绕组为 Y 接线, 零序电流无法形成闭合回路, 二次侧零序电流在铁芯中产生的零序磁通即为励磁磁通, 并与主磁通叠加, 在二次绕组中产生的三相感应电动势与零序感应电动势及向量关系, 如图 2 所示。

图中, E_a 、 E_b 、 E_c 为三相电源感应电动势; E_0 为零序感应电动势, 每相感应电动势与零序感应电

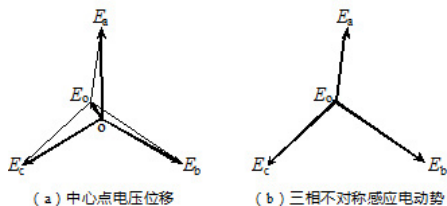


图2 向量关系

动势的向量差值,即为二次侧绕组输出的三相不对称感应电动势,计算表达式为

$$\begin{aligned} E_{a0} &= E_a - E_0 \\ E_{b0} &= E_b - E_0 \\ E_{c0} &= E_c - E_0 \end{aligned} \quad (5)$$

零序电流大小取决三相负荷电流最大的那一相电流值,其产生的零序感应电动势与该相的感应电动势的夹角要小于与其他两相的夹角,由此得出:负荷电流大的那一相的输出感应电动势降低,负荷电流小的输出感应电动势升高。

2 技术措施

2.1 负荷平衡点

三相用电负荷不平衡主要是居民住户普遍采用单相制供电方式,单相家用电器功率较大,用电负荷容量不能均匀分布在三相线路上,用电时间不同步等原因所致。因三相用电负荷不平衡,每年造成的电能损耗是非常大的,这些问题不从根本上解决,三相负荷是不可能平衡的。国标 GB 50052—2009 供配电系统设计规范规定:Yyn0 接线方式的配电变压器中性线电流不能超过相、线电流的 25%,这是从变压器的结构及安全运行所决定的,实际运行即便低于 25%,三相负荷不平衡所造成的损耗也包含其中。对于未来 0.4 kV 三相四线制供电系统,应设定每一住户为三相负荷平衡点。

2.2 供电方式

居民住户应由单相供电制改为三相四线供电制,为保证三相负荷平衡,单相大功率家用电器,如:电饭锅、电水壶、淋浴器、空调等,应改为三相供电制;单相照明负荷:如客厅和厨房照明灯,应均匀分布在三相线路上,如果照明灯功率大于 200 W (暂设定),也应改为三相制供电,确保每一住户在用电时三相负荷平衡。

2.3 配变接线

为抑制零序磁通所产生的感应电动势,配变由原来的 Yyn0 接线方式更改为 Dyn0 接线方式,一次侧△接线为零序电流提供了通路,所产生的零序磁通同样是由铁芯磁柱经绝缘油(空气)和箱体形成闭合回路,因与二次侧 yn0 接线的零序磁通方向相反而相互抵消,杜绝了因涡流产生的铁损耗,中性点位移电压也得到有效抑制,在上述供电方式和配变接线两种技术措施下,能够保证输出三相电压对称相等。在无功补偿方面实施全额补偿方式,即补偿负荷无功和变压器本身所消耗的无功。如图 3 所示。

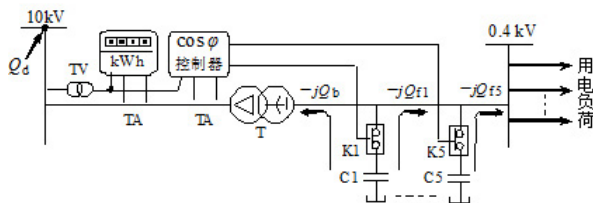


图3 全额无功补偿方式

图 3 中, Q_d 为无功平衡考核点; TV 为电压互感器; TA 为电流互感器; T 为变压器; K1 ~ K5 为控制开关; C1 ~ C5 为补偿电容器组; $-jQ_b$ 为输送到变压器的无功; $-jQ_{f1}$ ~ $-jQ_{f5}$ 为输送到负荷的无功; $\cos\phi$ 控制器安装在 10 kV 侧,根据无功流动的方向投、切补偿电容器组,使之流入或流出无功平衡考核点 Q_d 的无功为 0,提高了电网经济运行效益。

3 结束语

上述分析了三相负荷不平衡运行导致线路、变压器损耗增加,并改变了运行参数,特别在用电高峰时段,中性线电流远超过相、线电流的 25%,直接威胁到电力设备安全运行,这是普遍存在的一个问题。三相运行负荷不平衡,一年所造成的电能损失非常大,为此提出以居民住户为三相负荷平衡点,居民住户由原单相供电制改为三相供电制,同时,家用电器也随之改为三相用电负载,照明负荷也要均匀地分布在三相线路上,基本上达到一用电,三相负荷就平衡的目的。为实现该须目标付出人力和资金,同时也会收获到更大的经济效益。

(责任编辑:刘艳玲)

配电网单相接地故障原因分析

王邦磊, 陈燕, 孙丽萍, 张洋, 张西荣

(国网山东省电力公司五莲县供电公司, 山东 五莲 262300)

摘要: 在现代配电网运行过程中, 单相接地故障所占比例较大。因此, 越来越受到运行维护人员的重视。针对一起因单相接地引起 10 kV 线路断线并导致非计划停电的事故。对单相接地故障情况、故障分类、危害程度等几个方面进行分析总结, 并结合实际情况, 提出相应的预防建议和对策措施。

关键词: 配电网; 单相接地故障; 脱落

中图分类号: TM757

单相接地是配电网中常见的故障类型, 据近期运行数据不完全统计, 五莲地区配电网单相接地故障约占故障总数的 68%。单相接地故障如果不及时切除, 引起停电投诉事件, 甚至有可能引发严重后果, 近期五莲公司发生了一起因单相接地引起 10 kV 线路断线并导致线路非计划停运的事故。因此, 对配电网单相接地情况进行深度分析迫在眉睫。针对一起因单相接地引起 10 kV 线路断线并导致非计划停运的事故实例, 分析总结单相接地故障的原因, 并结合现场实际情况提出相应的对策、预防措施。

1 事故经过

2017 年 5 月 20 日, 五莲公司发生一起 10 kV 线路单相断线事故, 断线掉落于树上, 导致线路中断运行 80 min。事故线路为 110 kV 迟家变电站 10 kV 矿山线, 断线处导线型号为 LGJ-70 架空裸导线, 绝缘子为 P-15 型^[1-2]。该型绝缘子额定电压 15 kV, 瓷高 120 mm, 爬距 280 mm, 其外形如图 1 所示。绝缘子



图1 P-15型绝缘子外形图

顶部有一凹槽, 导线嵌入凹槽内, 采用绑扎法对导线进行固定。

事故原因分析: 该线路是运行近 20 年的老旧线路, 线路经过大理石原材料矿区, 粉尘严重, 污秽等级较高, 矿山线 #32 杆 C 相绝缘子存在裂纹, 在天气骤变情况下水位迅速加深并积水, 绝缘水平下降导致 C 相导线通过绝缘子钢脚接地, 绝缘子钢脚与横担处有明显烧蚀痕迹, 最终造成 C 相导线熔断, 断线跳跃导致三相故障, 并掉落在树上。

2 目前配电网单相接地故障处理方式

实践经验表明, 当系统电容电流小于 10 A 时, 接地电弧在过零点容易自行熄灭, 瞬时性故障可自行恢复; 而电容电流大于 10 A 时电弧难以自行熄灭。因此相关标准均规定: 单相接地故障电容电流在 10 A 及以下时, 采用中性点不接地方式; 电容电流超过 10 A 且小于 100 ~ 150 A 时, 采用经消弧线圈接地方式; 电容电流超过 100 ~ 150 A 以上则采用经小电阻接地方式^[3]。

中性点经小电阻接地方式下, 单相接地故障电流较大, 称为大电流接地故障。此时系统三相电压不再对称, 无法正常供电, 线路保护及时动作切除故障, 一般不会产生严重后果。

中性点不接地和经消弧线圈接地方式下, 单相接地故障电流较小, 称为小电流接地故障, 故障时三相电压对称情况不变, 可带故障运行一段时间, 通常是查找到故障点后再停电处理, 从而提高供电可靠性。但小电流接地故障位置查找往往耗时较长,

在故障点查找期间,故障电流与过电压持续作用有可能导致故障进一步发展。山东配电网按照接地故障电流一般不超过 10 A 的原则,确定中性点接地方式。采用不接地、经消弧线圈接地和经小电阻接地三种中性点接地方式。2017 年初数据显示,全省配出 35 kV 与 10 kV 线路变电站共计 6548 座,其中中性点不接地运行方式 4505 座,占比 68.8%,中性点经消弧线圈接地 1995 座,占比 30.47%,中性点经小电阻接地 48 座,占比 0.73%,如图 2 所示。

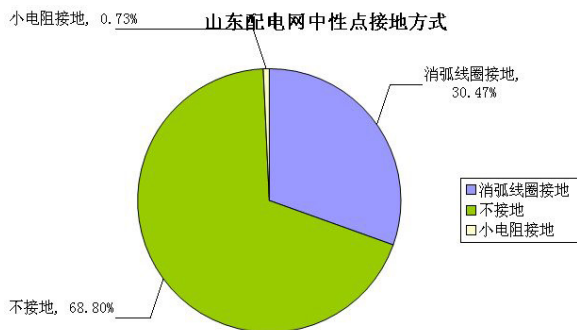


图2 山东配电网中性点接地方式

山东配电网中性点采用不接地和经消弧线圈接地 2 种方式的占比达 99.27%。因此配电线路发生的单相接地故障,基本都是小电流接地故障,通常带故障运行查找故障点,确定故障点后再停电进行处理,带故障运行时间一般不超过 2 h。

3 小电流接地故障分析

配电线路发生的单相接地故障,按故障点稳定程度可分为稳定接地故障与弧光接地故障。

3.1 稳定接地故障

稳定接地故障是故障线路与大地可靠连接,例如避雷器、互感器下引线搭接横担,导线与树木搭接等情况。接地故障发生瞬间,一般存在明显的暂态过渡过程,暂态过程的故障电流幅值是对地电容电流的几倍至十几倍。根据现场录波数据分析,暂态故障电流峰值有时可达 200 A 以上,但暂态尖峰电流持续时间较短,一般不超过 10 ms,相应产生的能量也很小。暂态过程结束后,故障进入稳定状态,稳态故障电流一般小于 10 A。

3.2 弧光接地故障

弧光接地是不稳定的接地故障形式,据文献统计弧光接地故障比例在 10% 左右。其主要特点是线

路对地绝缘降低,在相电压上升到一定程度时绝缘击穿,产生沿面或经空气放电,电压下降后绝缘恢复,如此反复循环多次。架空线路绝缘子存在裂缝、线路绝缘外皮损伤、导线与建筑物过近等情况下,都可能导致绝缘在电压作用下击穿,发生弧光接地。由于弧光接地存在多次击穿过程,电荷在短时间内大量移动,会产生多次瞬时大电流,幅值可达数百安,对导线破坏力较强。

发生弧光接地故障时,由于高频振荡过程积累能量,过电压情况比较突出。对中性点不接地系统,理论分析表明非故障相弧光接地过电压最高可达 3.5 倍额定电压。但实际出现如此高幅值过电压的概率非常低,现场发生的绝大部分弧光过电压不超过 3.0 倍额定电压。消弧线圈在限制单相接地故障电流的同时,还可以降低故障相恢复电压上升速度,从而降低弧光接地过电压的幅值。因此,经消弧线圈接地系统中的弧光接地过电压,明显较中性点不接地系统低,所测得的弧光过电压最高为 2.5 倍额定电压。

4 小电流接地故障危害分析

由于小电流接地故障电流较小,一般不超过线路额定负荷电流,不会引起保护动作,也不会导致线路过载。故障危害主要体现在故障点通流发热烧损线路,以及过电压对系统绝缘产生破坏。

4.1 稳定接地故障

稳定接地故障多发生于架空裸导线,流经故障点的电流一般不超 10 A,且电流随过渡电阻的增加而减小。由于稳定接地故障电流小,产生的能量有限,一般不会导致架空裸导线熔化(铝的熔点为 660 ℃),不会造成实质危害。需要注意的是,如果线路通过搭接树木接地,故障电流产生的热量有可能引燃树木,从而造成导线熔断或引发火灾。架空绝缘导线和电缆由于有绝缘层防护,极少发生稳定接地故障。在特殊情况下出现稳定接地时(如电缆被挖断接地),故障电流小于 10 A,也不会对导线本体造成实质危害。但导线外皮一般为聚乙烯或交联聚乙烯材料,其软化温度在 140 ℃ 左右,故障电流产生的热量有可能造成外皮软化,甚至分解碳化。对于稳定接地故障,非故障相对地电压最大升高到额定线电压,由于配电网路绝

缘裕度较高, 稳定接地故障过电压一般不会对线路绝缘水平造成破坏。

4.2 弧光接地故障危害分析

发生弧光接地时, 每个工频周波存在 2 次熄弧过程, 单次弧光持续时间均值约 5 ms。由于电弧能量高度集中, 会产生大量热量, 弧光表面温度一般可达 3000 ~ 4000 °C, 电弧中心区甚至高达上万摄氏度。理论分析认为, 裸导线发生弧光接地时, 接地电弧在电磁力作用下可沿导线自由移动, 热量不会在一点累积, 因此耐电弧能力较强; 绝缘导线由于绝缘层的限制, 电弧不能移动, 电弧对导线存在较大危害, 甚至导致烧毁断线。中国电科院曾进行过工频电弧燃烧试验, 分析故障电弧对导线的危害。从试验结果来看, 裸导线在单相接地故障电弧作用下, 没有出现断线、断股和局部蚀损现象, 试验后导线机械拉伸强度与试验前相比无明显降低; 对于绝缘导线, 10 A 的单相接地故障弧光电流即可引燃导线绝缘层, 电弧被绝缘层熔化物固定, 持续 15 min 后, 导线已经重度氧化脆化, 轻弯即断。

结合理论分析与试验结果, 可以认为: 架空裸导线对故障电弧的耐受能力较强, 一般不会发生导线烧灼断线的情况; 对于架空绝缘导线, 接地电弧在短时间内即可导致烧损断线; 电缆烧灼情况与架空绝缘线路类似, 电弧在短时间内即可造成断线, 由于电缆沟道内往往存在可燃气体, 接地电弧还可能引起电缆沟道火灾, 导致严重后果。

弧光接地故障产生的过电压幅度较大, 不接地系统可达 3.0 倍额定电压, 消弧线圈接地系统可达 2.5 倍额定电压。接地故障期间, 弧光过电压对非故障相的绝缘存在较强危害, 可能导致绝缘薄弱点击穿, 从而单相接地故障发展为相间短路, 引起保护动作跳闸。经分析某地 2017 年发生的 71 次单相接地故障记录发现, 有 2 次单相接地故障持续期间线路短路跳闸, 占比为 2.82%。

5 预防措施

针对山东配电网单相接地故障可能导致的危害, 提出下一步工作建议如下。

一是加强重点线路巡视与检测。通过超声局放

检测、红外测温等带电检测手段, 及时发现异常线路与设备消除故障隐患, 减少单相接地故障的发生。另外, 对于架空绝缘线路沟道敷设的电缆线路和频繁发生瞬时性接地故障的线路, 也应加强巡视与检测工作。完善线路巡视责任制考核。建立健全配电网线路的日常巡视制度, 分工到个人, 明确巡视的周期, 隐患排查奖惩到责任人。

二是快速就近隔离故障。目前在发生单相接地故障后, 一般带故障运行查找故障点, 确定故障点后再停电处理, 但故障持续期间可能导致严重后果。国家电网公司 2016 年版《配电网技术导则》提出^[7], 对永久性单相接地故障, 在定位故障点后, 宜按快速就近隔离故障的原则进行处理。因此, 建议在持续提升新型故障指示器选线与定位效果的基础上, 选择新型故障指示器覆盖率较高区域, 试点快速就近隔离故障的处理方式, 积累成功经验后在省内逐步推广。

三是排查整改消弧线圈补偿情况。消弧线圈应将接地故障电流限制在 10 A 以下, 有效降低故障电流危害。但现场运行的部分消弧线圈补偿度调整不当, 补偿后电流远超 10 A 限值, 增加了故障电流对导线的危害程度。建议对消弧线圈实际补偿情况进行排查整改, 确保消弧线圈补偿后接地故障电流小于 10 A, 从而切实发挥消弧线圈作用。对以后农网改造升级工程中导线架设、材料选用及自主创新, 提高施工人员、设计人员、管理人员的专业化水平有一定的参考意义。

参考文献

- [1] 董吉谔. 电力金具手册 (第3版) [M]. 中国电力出版社, 2010.
- [2] 帅军庆. 国家电网公司 380/220 V 配电网工程典型设计 [M]. 国家电网公司, 2014.
- [3] 刘振亚. 国家电网公司配电网工程典型设计 10 kV 分册 [M]. 中国电力出版社, 2013.
- [4] 陈延鏢. 钢铁企业电力设计手册 [M]. 冶金工业出版社, 2013.
- [5] GB 50061-1998. 66 kV 及以下架空电力线路设计规范 [S].
- [6] DL/T 602-1996. 架空绝缘配电线路施工及验收规程 [S].
- [7] Q/GDW 0370-2016. 配电网技术导则 [S].

(责任编辑: 刘艳玲)

110 kV主变差动保护误动作事故分析

徐勤超, 袁强, 李业锋, 李文利, 王任

(国网山东省电力公司枣庄供电公司, 山东 枣庄 277000)

摘要: 对一起主变差动保护误动作事故进行分析, 发现该差动保护高压桥侧的采样电流与实际电流值不符, 发生区外故障时造成差动电流大于定值引起误动作。进一步检查电流二次回路, 确定事故原因为并联接入电流互感器二次回路的过电压保护器误动作对差动保护桥开关B相电流产生分流。本次事故对变电二次基建、检修、运维等电力生产环节具有一定警示作用。

关键词: 主变差动保护; 误动作; 过电压保护器

中图分类号: TM774

电流差动保护由于其原理简单、动作可靠而被广泛的用作发电机、变压器、母线等元件的主保护^[1-3]。但是在实际运行中, 差动保护误动作事故也时有发生, 对电力设备的安全可靠运行带来严重影响。

本文针对一起 110 kV 主变差动保护误动作事故, 通过分析保护动作事项和录波波形, 确定主变差动保护误动作的原因为并联接入 TA 二次回路的过电压保护器内部故障产生分流。对类似故障的排查和避免提供参考经验。

1 事故经过

1.1 事故前运行方式

某 110 kV 变电站有 2 台主变, 110 kV 高压侧 2 回进线, 采用单母线分段内桥式接线, 10 kV 低压侧采用单母线分段式接线。事故发生时, 主变高压侧进线 04 开关和母联 00 开关在合位, 带 1 号和 2 号主变运行, 进线 03 开关处于热备用。低压侧 11、12、10 开关在合位, 两台主变并列运行。运行方式如图 1 所示。

1.2 跳闸经过

2017 年 4 月 11 日 19:03:18.618, 该站 1 号主变差动保护动作跳闸, 跳开 110 kV 母联 00 开关和 1 号主变 10 kV 侧 11 开关。经检查发现, 保护动作时 1 号主变差动保护 A 相差动电流为 3.93 A, B 相差动电流为 4.01 A, 差流大于差动启动定值 2.18 A。

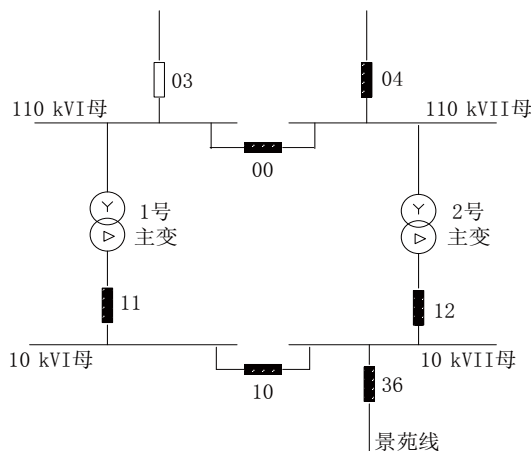


图1 事故前的运行方式

检查站内其他保护装置时, 发现同一时刻 10 kV 景苑线 36 开关发生过流 I 段保护动作跳闸, 故障电流为 A 相 83 A, C 相 13 A, 说明 1 号主变差动保护动作的同时, 存在区外故障。

2 差动保护动作分析

2.1 差动保护动作原理

1 号主变差动保护型号为 SAT33, 2016 年 3 月投运。变压器连接组别为 Yd11, 电流回路采用全星形接线方式, 03、00、11 开关的 TA 回路分别接入差动保护的 I 侧、III 侧、IV 侧。

SAT33 装置的差动保护由差动电流速断保护和比率差动保护组成, 动作特性如图 2 所示。图中阴影部分为动作区, $I_{d\text{sd}}$ 以上为差动速断保护动作区, 其他为比率差动保护动作区。

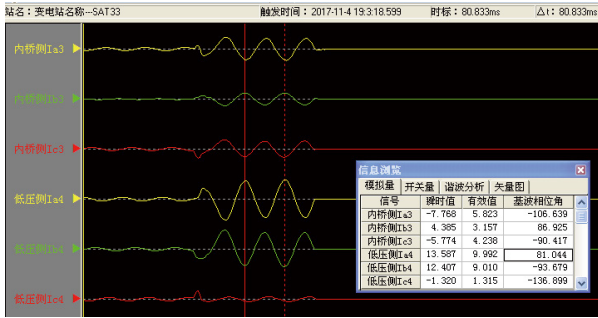


图2 差动保护动作特性

SAT33 装置采用三段折线式比率制动特性，以提高变压器内部轻微故障的灵敏度以及抗区外故障时 TA 饱和的能力。动作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > I_{dzqd} \\ I_d > K_{b1} I_r \\ I_d - K_{b1} I_{dzg} > K_{b2} (I_r - I_{dzg}) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} (I_r < I_{dzqd} / K_{b1}) \\ (I_{dzqd} / K_{b1} < I_r < I_{dzg}) \\ (I_r \geq I_{dzg}) \end{cases}$$

式中： I_{dzqd} 为差动启动电流定值； I_{dzg} 为差动拐点电流定值； K_{b1} 、 K_{b2} 分别为第一、第二斜率（即比率制动系数）； I_d 为差动电流值； I_r 为制动电流值。

各相制动电流的算法如下：

$$I_{r\phi} = \frac{|I_{\phi 1}| + |K_2 I_{\phi 2}| + |K_3 I_{\phi 3}| + |K_4 I_{\phi 4}|}{2} \quad (2)$$

各相差流的算法如下：

$$\begin{cases} I_{da} = |I_{a1} + K_2 \cdot I_{a2} + K_3 \cdot I_{a3} + K_4 \cdot I_{a4}| \\ I_{db} = |I_{b1} + K_2 \cdot I_{b2} + K_3 \cdot I_{b3} + K_4 \cdot I_{b4}| \\ I_{dc} = |I_{c1} + K_2 \cdot I_{c2} + K_3 \cdot I_{c3} + K_4 \cdot I_{c4}| \end{cases} \quad (3)$$

式中： K_2 、 K_3 、 K_4 分别为变压器 II 侧、III 侧、IV 侧的平衡系数， I'_{a1} 、 I'_{a2} 、 I'_{a3} 、 I'_{a4} 分别为 I 侧、II 侧、III 侧、IV 侧相位校正后的 A 相电流。

Y 形侧的电流相位校正方法如下：

$$\begin{cases} I'_a = (I_a - I_b) / \sqrt{3} \\ I'_b = (I_b - I_c) / \sqrt{3} \\ I'_c = (I_c - I_a) / \sqrt{3} \end{cases} \quad (4)$$

差动保护的基本动作逻辑如图 3 所示。

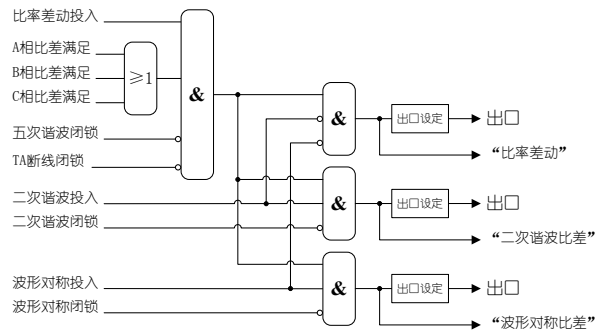


图3 差动保护的基本动作逻辑

2.2 差动保护的动作为

调阅 SAT33 装置的故障录波，动作时刻的电流电压波形图如图 4 所示。

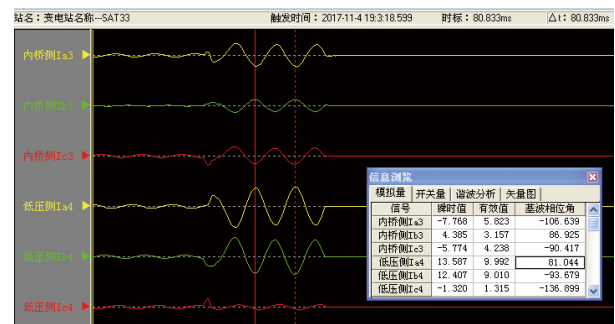


图4 差动保护故障电流波形

从图 4 中可以看出，在保护动作时刻，主变高、低压侧均出现突变的故障电流，其中低压侧 A 相、B 相电流大小相近，相位相反，C 相电流很小，说明低压侧发生了 AB 相间短路故障。结合 10 kV 景苑线 36 开关同时刻发生过流 I 段保护动作，可推断低压侧故障电流的发生原因为景苑线线路发生相间短路故障造成。

因高压侧进线 03 开关未运行，所以进行差流计算时，只涉及高压内桥侧 00 开关电流 I_3 和低压侧 11 开关电流 I_3 。以图 4 中红线时标为例进行差动电流计算，此时主变高、低压侧采样电流有效值和相位角如表 1 所示。

表1 主变高、低压侧采样电流有效值和相位角

电流	有效值	相位角
I_{a3}	5.823	-106.639
I_{b3}	3.157	86.925
I_{c3}	4.238	-90.417
I_{a4}	9.992	81.044
I_{b4}	9.010	-93.679
I_{c4}	1.315	-136.899

与差动保护有关的系统参数及保护定值如表 2 所示。

表2 与差动保护相关的参数及定值

定值种类	定值名称	定值
系统参数	变压器容量/MVA	50
	变压器联接组别	12
	I 侧电压额定值TV1/kV	110
	III 侧电压额定值TV3/kV	110
	IV 侧电压额定值TV4/kV	10
	I 侧TA1一次额定值/A	300
	III 侧TA3一次额定值/A	300
	IV 侧TA4一次额定值/A	3000
差动速断	差动速断	ON
	差动速断电流定值/A	6
比率差动	比率差动/A	ON
	比率制动第一斜率 (制动系数 K_{b1})	0.4
	比率制动第二斜率 (制动系数 K_{b2})	0.6
	比率差动启动电流定值/A	0.5
	比率差动拐点电流定值/A	3

由公式 (2)、(3)、(4) 可分别计算出差动保护三相差动电流和制动电流为:

$$\begin{aligned}
 I_{da} &= 3.97 \\
 I_{db} &= 4.10 \\
 I_{dc} &= 2.93 \\
 I_{ra} &= 7.89 \\
 I_{rb} &= 3.71 \\
 I_{rc} &= 5.02
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

由此可知, 主变差动保护 B 相差动电流满足公式 (1) 的差动动作方程, 差动保护能够动作。

3 事故原因分析

3.1 故障电流分析

为验证差动保护的故障电流采样是否正确, 调阅 1 号主变差动保护动作时, 高后备和低后备保护的启动的故障录波波形, 分别如图 5 和图 6 所示。高后备保护电流的 TA 变比与差动相同为 300/5, 低后备保护电流的 TA 变比与差动相同为 3000/5, 由于故障时, 03 开关未运行, 理论上差动保护与高、低后备的保护电流波形和幅值均应一致。

将高、低后备的保护电流波形及有效值与差动

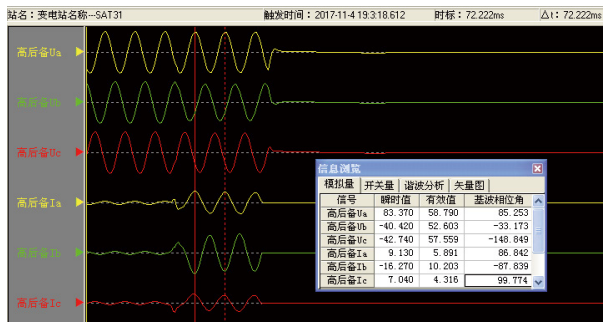


图5 高后备保护的故障电流电压波形

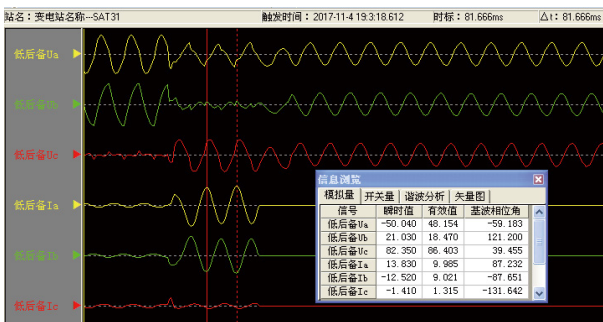


图6 低后备保护的故障电流电压波形

保护的电流波形及有效值对比, 发现低压侧的差动与后备的波形和有效值均一致。高压侧差动和后备 A 相和 C 相电流波形和有效值对应一致, 但高压侧差动保护的 B 相电流有效值为 3.157 A, 高后备 B 相电流有效值为 10.203 A, 差动保护采样 B 相电流明显小于高后备保护 B 相电流。

结合区外保护主变比率差动保护同时动作的现象, 说明差动保护 SAT33 在故障时, 高压桥侧的采样电流与实际电流值不符, 造成差动保护误动作。初步怀疑, 故障时高压桥 00 开关 1 主变差动用绕组 B 相电流存在二次分流现象。

3.2 TA二次回路检查

对高压桥 00 开关 1 主变差动用绕组 B 相电流的二次回路进行检查, 该组电流使用 TA 的第 3 个绕组, TA 变比为 300×2/5, 准确级为 5P20 级, 其 B 相电流变比、极性、接地点均正确。但 00 开关汇控柜内装有电流互感器过电压保护器, 型号为 ZC/TAB-4, 且该装置 B 相告警灯亮, 如图 7 所示。

电流互感器过电压保护器采用并联接入 TA 二次绕组备用抽头的方式, 其接线示意图如图 8 所示。在过电压保护器告警灯亮时, 测量接至 3S2 和 3S3 的保护器侧为导通态。按下复归按钮, 过电压保护



图7 电流互感器过电压保护器

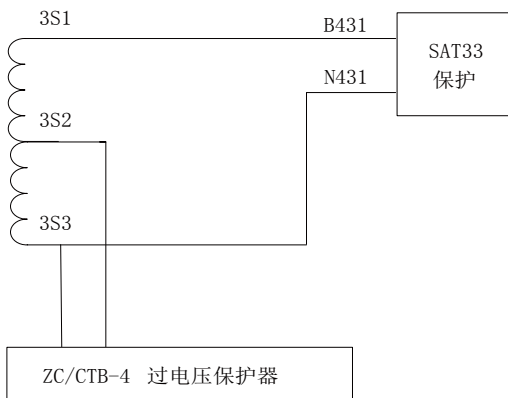


图8 电压保护器接线示意图

器告警灯灭，测量接至 3S2 和 3S3 的保护器侧为开路。说明在主变区外发生故障时，因过电压保护器对差动保护 00 开关保护 B 相电流产生分流，导致差动保护两侧电流不平衡，从而发生导致差动保护误动作。

3.3 过电压保护器利弊分析

当 TA 的二次回路出现异常，特别是出现开路时，会在二次(S1 和 S2、S3)之间产生比较高的电压，这个电压会危机人身和设备安全。接入 TA 回路的过电压保护器的会一直检测 S1 和 S2 两端的电压，当电压超过 150 V 整定值时，内部常开接点会自动闭合，把 TA 二次 S1 和 S2 短接，让电流形成通路，从而消除过电压^[4-5]。过电压保护器主要是起到防止 TA 二次过电压，保护人身和设备安全的作用。

但是使用过电压保护器也是存在风险，如果 TA 二次回路正常运行时，过电压保护器误动作导致接

点闭合，就会对保护装置的采样电流产生分流，导致电流采样不正确。另外，该装置接点动作后不能自动复归，需要手动复位，短接的接点才能断开。如果过电压保护器误动作，在人为复归之前，就会一直对 TA 的二次回路产生分流，直接影响到保护装置采集到的电流准确性。

这个隐患对保护装置会产生两方面影响。第一个影响，是对于差动原理的保护，例如母差保护、主变差动保护、线路纵差保护会引起误动，如果过电压保护器误动作，差动保护两侧采集的电流不平衡，即使线路或设备无故障时，也会产生差流，这种情况下如果出现区外故障，会导致差流突然增大，引起差动保护误动作。第二个影响，就是对于采用距离、零序、过流等原理的保护设备，如果过电压保护器误动作，此时保护装置采集到的电流小于线路实际的电流。若这时候线路或变电设备发生故障，可能会导致因采样电流不准确而发生保护拒动。

4 结束语

电流互感器过电压保护器并联接入电流互感器的二次回路中，其本意为消除电流二次回路异常时产生的过电压而保护人身和设备的安全，但若过电压保护器本身出现异常，则容易对继电保护的正常动作产生影响，造成恶劣后果。鉴于过电压保护器装置本身的不可靠性，不建议其继续使用于涉及保护的电流二次回路中。本次事故的发生，警示在变电二次设计、技改等工作中，工作人员应充分考虑所有元器件的可靠性，任何一点的疏忽都有可能造成继电保护不正确动作事故。

参考文献

- [1] 郑东光. 差动保护误动作分析[J]. 水利科技, 2007(04): 73-74.
- [2] 黄建英, 黄靖. 一起220 kV线路保护误动作分析及防范措施[J]. 内蒙古科技与经济, 2013(23): 123-124.
- [3] 廖承民, 李玉志, 杨文佳, 等. 两变压器差动保护同时误动故障分析[J]. 山东电力技术, 2015(10): 57-60.
- [4] 刘吉伟, 陈兵, 王光中. #1主变差动保护跳闸原因查找及分析[J]. 科技传播, 2014(1): 168-169.
- [5] 戴厚民. 220 kV南冶变电站1号主变差动保护误动原因分析[J]. 红水河, 2011(6): 118-122.

(责任编辑: 刘艳玲)

变电站避雷器泄漏电流异常的事故分析

范会亮

(国网杭州市余杭区供电公司, 浙江 杭州 311100)

1 事件描述

2016年11月26日, 110 kV某变电站#2主变35 kV侧A相避雷器在线监测仪泄漏电流超正常值1.2倍, 但小于1.4倍, 属于重要缺陷, 后加强跟踪, 未发现有恶化趋势。2016年12月3日, 公司检修人员到现场检查处理此缺陷。处理过程中, 发现该避雷器在线监测仪的泄漏电流显示值和钳形电流表测试值均超过正常值1.4倍。

该缺陷被定性为紧急缺陷, 余杭区供电公司运检部联系调度安排停电处理。公司申请#2主变35 kV侧改开关主变检修, 于当天18:30完成三相避雷器的更换, #2主变于20:35复役。#2主变35 kV侧避雷器, 型号为Y5W-42/126。更换后避雷器型号为HY10WZ5-51/120, 2014年6月出厂。

2 原因分析

原#2主变35 kV侧避雷器在历次常规检修和带电检测过程中, 运行情况正常。现场外观检查, 瓷套外观良好, 未发现明显破损或其他缺陷。

检修人员对拆下来的避雷器进行试验测量, 试验结果如表1所示。

表1 #2主变35 kV侧避雷器试验结果

参数	绝缘电阻/MΩ	测量直流1 mA (U_{1mA}) 电压/kV	0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流/ μ A
A相	8983.0	71.3	80.0
B相	86400.0	79.4	14.0
C相	78600.0	79.8	9.0

由试验结果可以看出, A相避雷器直流1 mA (U_{1mA}) 电压对比B、C两相电压明显偏低, 而且A相避雷器0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流也明显超标(一般情况下不应大于50 μ A)。可以判断, #2主变35 kVA避雷器内部故障。

检修人员通过解体检查发现, 该避雷器内腔有水迹, 内腔底部有放电现象。避雷器金属氧化物芯体表面有盐渍存在, 并且一根固定绝缘杆断裂。对

解体后的单片金属氧化物芯体进行绝缘测量, 绝缘均良好, 单体绝缘均在10000 MΩ以上。三根芯体支撑杆绝缘不良, 只有22.5、22.7、32 MΩ。同时在该拆解该避雷器底座时, 发现避雷器底部锈蚀严重, 防爆膜已经开裂。

3 原因分析

考虑到该避雷器投运已近20年, 初步判断此缺陷原因为该避雷器受雨雪等潮湿天气影响, 潮湿空气集聚在避雷器底座空间内, 而避雷器底座为纯瓷绝缘子, 潮气无法扩散, 造成避雷器底部受潮, 长时间运行情况下, 导致避雷器底部防爆膜腐蚀老化, 最终开裂, 潮气进入避雷器内腔, 当避雷器通过泄流电流时, 金属氧化物芯体会发热, 使得避雷器内腔温度升高, 湿度增大; 当外部环境温度发生剧烈变化时, 避雷器内腔的潮气会凝结成水露, 吸附在金属氧化物芯体、绝缘支撑杆和瓷套内壁表面, 形成泄流通道, 使得金属氧化物芯体表面绝缘下降, 泄漏电流增大, 外在表现为避雷器在线检测仪泄流电流读数变大, 与实际相符。当避雷器内腔湿度进一步增大时, 金属氧化物芯体与纯瓷内腔之间会发生闪络, 事实表明, A相避雷器内腔底部存在放电痕迹。同时, 避雷器内腔的潮湿空气和冷凝水使得支撑杆受潮, 绝缘下降, 在某一次的避雷器动作时, 支撑杆断裂。

4 建议及防范措施

加强避雷器反水措施。纯瓷绝缘金属氧化物避雷器顶部及底部依靠不锈钢防爆膜来防水, 其不锈钢防爆膜由6颗螺丝固定, 防水性能差, 在运行检修时, 检修人员应采用防水胶密封, 防止雨水潮气进入避雷器内腔。采用复合绝缘金属氧化物避雷器代替纯瓷绝缘金属氧化物避雷器。对当前的纯瓷绝缘金属氧化物避雷器进行统一的排查, 结合停电逐步进行更换。

(责任编辑: 刘艳玲)

大规模源网荷友好互动系统

李明, 鲍宗雷, 张庆芸, 周伟华

(国网江苏省电力有限公司兴化市供电公司, 江苏 兴化 225700)

摘要: 大规模源网荷友好互动系统通过电源、电网及负荷三者之间的交互, 对于保障电力系统功率动态平衡、提升电网运行安全等具有重要意义。首先介绍大规模源网荷友好互动系统的相关概念, 然后重点阐述用户侧负荷管理终端升级建设的具体内容, 最后以苏州地区切实负荷情况为例, 验证了大规模源网荷友好互动系统的可靠性和安全性。

关键词: 源网荷系统; 电网安全运行; 负荷管理终端; 切实负荷

中图分类号: TM727

随着产业结构调整 and 人民生活水平不断提高, 电力需求季节性差异逐步凸显, 空调用电负荷不断攀升, 用电尖峰越发明显。近年来, 随着晋北—江苏、锡盟—泰州特高压直流工程全面开工, 到“十三五”末, 江苏外电比例将达到30%~40%^[1], 特高压直流大功率线路故障将对电网造成较大冲击。因此, 统筹电网资源与负荷综合配置, 通过对负荷资源的分类、分级、分区域管理, 实现由调度直接发令对分类用户可中断负荷的实时精准控制, 避免变电站或线路整体拉闸, 实现电源、电网、用户负荷互济互动, 将电网故障的社会影响降到最低。

现有用户负荷管理系统的设计主要应用于需求侧管理的有序用电和需求响应, 开展用户负荷监测、远程控制等工作, 其在远程网络通信能力、终端控制输出和信息采集能力、系统处理能力等方面还存在不足^[2], 尚不能满足大电网故障时限电指令分解、下达和执行的全过程秒级响应。因此, 要对现有负荷管理系统进行升级改造, 研制新型负荷管理终端, 使之具备快速执行、精确定位、实时反馈的能力, 以实现“源网荷协调互动”。

为保障大电网安全稳定运行, 国网江苏省电力公司建设了大规模源网荷友好互动系统(以下亦称源网荷系统), 即在电网紧急情况下, 通过对用户负荷、分布式电源、分布式储能资源的远程自动切除, 实现负荷侧与电源、电网有效联动, 为主网和区域电网的安全经济运行提供有效支撑, 共同保障电力有序供应和社会稳定。

1 大规模源网荷友好互动系统

源网荷系统是指电源、负荷与电网三者间通过多种交互形式, 实现更经济、高效和安全地提高电力系统功率动态平衡能力的目标, 本质是一种能够实现能源资源最大化利用的运行模式^[3], 系统结构如图1所示。

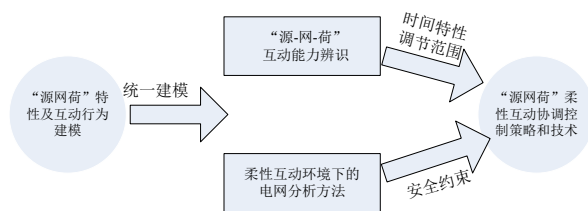


图1 源网荷互动系统结构

源网荷系统旨在通过电源、电网、用户三者的友好互动, 促进清洁能源消纳, 为大电网安全应急处置提供有益辅助和补充^[4]。系统主要由电网侧系统中心站、电源侧出线开关和客户侧系统终端构成, 中心站和系统终端之间通过光纤连接。当发生电网紧急情况时, 源网荷系统可通过系统终端毫秒级自动跳开客户侧分路开关, 保障电网安全。其中, 源网荷系统终端是指安装在客户变(配)电站, 通过连接电缆与客户分路开关连接, 实现对分路负荷的监测、采集、计算, 并具备毫秒级自动跳开客户分路开关能力的可中断负荷控制设备。

可中断负荷是源网荷系统终端监测并记录的、客户源网荷系统所接分路开关跳闸前的瞬时负荷。它是在一定补偿机制下、签订经济合同或协议、电力客户自愿中断用电的负荷, 主要包括家庭热水器、

空调以及工厂非连续性生产负荷等。由于该类负荷中断不会对电力客户生产生活造成实质影响,且可根据电源、电网的动态变化实时启停,因此该类负荷既具有负荷特性,又具有电源特性,相当于随时、随地、随需投运的“虚拟电厂”^[5]。

若供电企业因电网应急处置需要,通过源网荷系统跳开电力客户的分路开关后,根据源网荷系统终端监测和记录的中断负荷量及中断持续时间,按照表1规定的标准^[6],在合同或协议到期后2个月内向电力客户支付费用。

表1 费用标准表

中断持续时间	标准/元·kW ⁻¹
0~10 min (包括10 min)	20
10~30 min (包括30 min)	50
30~60 min (包括60 min)	100

在表1中,中断持续时间是指从源网荷系统所接分路开关跳闸时刻到源网荷系统终端发出合闸提醒信号时刻所经历的时间。

2 用户侧负荷管理终端升级建设

2.1 建设目标

规范现有(新增)专变用户的负荷管理终端改造(建设)和业务应用工作,构建以光纤EPON网通信为网络的源网荷互动信息通信、数据采集、负荷控制网络,实现主站和终端之间的秒级响应,实现用户可中断负荷的秒级切除,实现源网荷之间动态平衡^[7],建立特高压直流大功率线路故障应急响应机制和流程,确保电网安全稳定运行。同时,提高采集系统实用化水平,确保系统安全、稳定、高效运行,全面实现电自动抄表、数据采集、数据统计分析、有序用电等功能。

2.2 建设内容

用户侧负荷管理终端升级改造建设工作主要涉及勘查设计及现场施工环节。

2.2.1 勘查设计

准备工作。开展用户负荷调研工作,收集建设前期的资料,与用户约定勘察时间。收集负荷调查表、原始设计图纸。

现场勘察工作如下:确认屏柜安装位置,并现场确认是否需要新建屏柜基础;确认终端屏所需的

交直流电源的取向及路径;确定接入的用户支路;查看所接开关是否有电压互感器、电流互感器,是否能够正常使用,核对电压互感器、电流互感器的数量与次级;现场确认用户光纤到位施工方案及畅通时间;确认设备进场时间、光纤敷设通道、电缆走向、施工日期;查看电缆通道是否留有足够的空间便于电缆的施工;用户技术交底(含隐蔽工程电缆走向),收集相关原始资料(提供设备一次图纸、二次图纸、厂家出厂图及电气竣工图);商定停电施工、调试时间。

施工设计。完成施工图纸的设计,其中电缆型号规格设计要求如下:电压取样使用ZR-KVV-4×2.5 mm²;电流取样使用ZR-KVV-4×4.0 mm²;控制及遥信使用ZR-KVV-4×2.5 mm²;交直流电源使用ZR-KVV-4×4.0 mm²;抄表计量线使用RVVP-4×0.75 mm²。屏柜基础为600 mm×800 mm。基础用材为10#槽钢、镀锌防锈处理,接地扁铁为L4×40镀锌扁铁,预留12#接地螺母。设计图纸包含以下图纸:设计原理图(包括用户侧开关柜的接入原理图、负荷管理终端屏柜接线原理图)、端子接线图(开关柜的端子排图及负荷管理终端屏柜的端子排图)、电缆清册图、综合材料表。

2.2.2 现场施工

完成柜体安装工作(含基础)。

电缆敷设。

二次小线(含电缆芯线)的施工。

用户开关柜接线施工。

控制线接入施工。

终端调试:调试人员根据调试手册及用户及用户接入开关负荷现场记录表进行调试,调试项目如下。恢复送电前应完成以下调试项目:完成参数设置,包括跳闸轮次、电压互感器、电流互感器等;与主站的数传设置;遥控跳闸功能测试;交流采样的加量测试。恢复送电后应完成以下调试项目:分开屏柜对应压板,从主站远程试跳,观察终端控制状态显示是否与远程指令吻合;校验采集数据是否正常(含抄表)。

施工验收。完成工程资料收集、工程竣工验收。

终端安装调试结束后,收集用户勘查表、施工设计方案、施工计划书、调试报告、竣工验收报告

进行归档。完成工程工程质量验收、功能验收、可控负荷验收、技术移交等。

3 算例分析

2017年5月24日,国网江苏省电力公司圆满完成了大规模源网荷友好互动系统精准切负荷实切演练,共计切除苏州地区233户电力用户共计255 MW可中断负荷,实切验证负荷具体情况分析如下。

本次实切验证共计参与用户248户,共计695个开关,其中非生产性负荷开关为103个,辅助生产负荷为56个,一般生产性负荷为536个。

实切验证切除负荷中,主要负荷为生产性负荷,占比为93.73%,非生产性负荷占比较小,仅仅占2.54%。考虑天气因素,大部分电力客户空调未开启,预计夏季迎峰度夏期间,非生产性负荷可能达到25~30 MW,但也仅占总可切负荷的10%左右。

按每个开关切除的负荷分档情况分析,如表2所示。

表2 实切验证负荷分析

序号	负荷区间	开关数		切除负荷量	
		个	占比/%	负荷/kW	占比/%
1	负荷 ≥2000	20	2.88	141779	55.50
2	1000≤负 荷<2000	19	2.73	26457	10.36
3	500≤负 荷<1000	47	6.76	32126	12.58
4	10≤负 荷<500	423	60.86	54703	21.41
5	负荷<10	186	26.76	403	0.16
合计		695		255468	

由表2可知,切除负荷量超过2000 kW的开关数量为39个,切除负荷比例达到55%,主要负荷为电炉、中频炉,其中仅沙钢一家企业负荷量就达到50000 kW。切除负荷量超过500 kW的开关数量为86个,占总开关数量的12.37%,但切除负荷数量占比达到78%。

从上述分析可知,空调等非生产性负荷中断后对电力客户影响小,是优质的可中断负荷资源,但空调负荷也存在点多、量小和波动性大等特点。从全省空调负荷来看,2016年7月25日,空调负荷最高达到了32400 MW,经分析,其中居民

空调负荷为22800 MW,第三产业空调负荷约为9600 MW,其中可作为源网荷系统控制资源的中央空调负荷约为1100 MW(3000余户),其他为分散式空调。中央空调用户中如再排除政府机关大楼、医院、机场等重要场所,则可控资源将进一步减少。另外,空调负荷仅在夏冬季才能保持较高的可切量,为确保大电网安全,源网荷系统需要在全年均保持一定的可切量,因此,仅仅依靠空调等非生产性负荷尚不能完全满足源网荷系统应用要求。

4 结束语

建设大规模源网荷友好互动系统是应对近年大受端电网转变、大规模清洁能源和电动汽车接入等电力形式变化的一项重大创新,通过多层次、分批次协调和精准控制,满足特高压各种类型故障应急处置及故障恢复要求,确保电网稳定可靠运行。

从本次实切验证情况来看,切除的负荷主要为生产性负荷,由于安全措施到位,本次验证未发生任何电力客户安全问题,部分具备大容量设备负荷的电力客户由于动作后可获得较为可观的激励,参与积极性较高。由此可见,经电力客户同意确认后,一些生产性负荷可以作为可中断负荷纳入源网荷系统。

参考文献

- [1] 许道强,喻伟,熊政,等.大规模供需友好互动系统中用户负荷快速控制技术研究[J].电力需求侧管理,2017,19(S1):37-39.
- [2] 姚建国,杨胜春,王珂,等.智能电网“源-网-荷”互动运行控制概念及研究框架[J].电力系统自动化,2012,36(21):1-12.
- [3] 何贤.关于源网荷互动系统负荷侧建设的探讨[J].电子世界,2016(22):130.
- [4] 杜红卫,鲁文,赵浚婧,等.城市配电网源网荷互动优化调度技术研究与应用[J].供用电,2016(1):45-50.
- [5] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等.兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J].电力自动化设备,2016,36(2):102-111.
- [6] 马洲俊,张明,稽文路.适应城市配电网源网荷三重不对称的智能配电网运行仿真平台研究与应用[J].供用电,2017(6):49-56.
- [7] 罗建裕,李海峰,江叶峰,等.基于稳控技术的源网荷友好互动精准负荷控制系统[J].电力工程技术,2017,36(1):25-29.

(责任编辑:贺大亮)

调控一体化调度自动化系统

兰文锐

(甘肃白银供电公司, 甘肃 白银 730900)

摘要: 通过对白银地调和 3 个集控自动化系统的研究, 提出了在调控一体化背景下实现地调和集控自动化系统互联的技术方案和实施方法, 为白银电网调控一体化运行模式的转型提供了强有力的技术支持。

关键词: 调度自动化系统; 调控一体化; 集控自动化系统

中图分类号: TM734

按照国家电网公司“三集五大”战略部署, 为推动生产组织模式重构和运行机制创新, 完善运行组织架构, 转变调度运行模式, 提高集约化管理水平, 白银供电公司实施了“调控一体化大运行模式”的建设^[1]。

白银电网以前的调度管理模式是, 白银地调负责全网的调度和指挥, 白银集控、靖远集控、景泰集控负责所辖变电站的遥控操作和运行监视。单一的开关操作, 由地调向集控下令, 集控人员通过集控自动化系统进行遥控操作。大型复杂的操作, 由地调向集控下令, 再由集控向运维班下令, 由运维班到变电站现场进行操作。

调控一体化模式实施后, 撤销了白银、靖远、景泰 3 个集控中心, 将监控功能合并至地调, 电网的遥控操作和运行监视由调度中心统一负责^[2]。

调控一体化模式的建设, 必须由调度自动化系统提供强有力的技术支持。因此, 要求地调自动化系统与集控自动化系统实现互联, 保证整个自动化信息网络的坚强, 保证自动化信息的正确、可靠。

1 地调自动化系统与集控自动化系统的互联

由于原来 3 个集控中心的自动化系统运行稳定, 功能完备, 自动化信息正确, 在实施调控一体化后, 可以作为地调自动化系统的分散式备用系统, 一旦地调系统故障或瘫痪, 功能失效, 3 个集控系统可以立即担负监控和指挥电网的重任, 有利于构建坚强的白银电网自动化网络。保留 3 个集控系统, 还可以帮助自动化人员对比和分析变电站上传的电网实时信息, 有利于自动化信息的调试和对自动化系统的维护^[3]。

地调和集控自动化系统目前只是一个个信息孤岛, 迫切要实现地调自动化系统与集控自动化系统的互联, 以利于自动化信息的整合和共享, 实现调度、集控、运行的分级管理。当地调自动化系统上传的电网实时信息中断时, 通过转发 3 个集控系统的信息, 可以保证地调的调度、集控人员对电网不间断地监控, 在目前白银供电公司已全部实现无人值班变电站的情况下, 有利于电网的安全、稳定运行^[4]。

白银地调与 3 个集控已经实现了光纤通信, 因此, 可通过光纤通信网络实现地调与集控自动化系统的互联, 同时, 应满足电力二次系统安全防护的要求^[5]。在甘肃省调已经建设调度数据网络, 而白银地调尚未建设调度数据网络的情况下, 可以借鉴调度数据网络的模式, 实现地调与集控的互联^[6]。如图 1 所示。

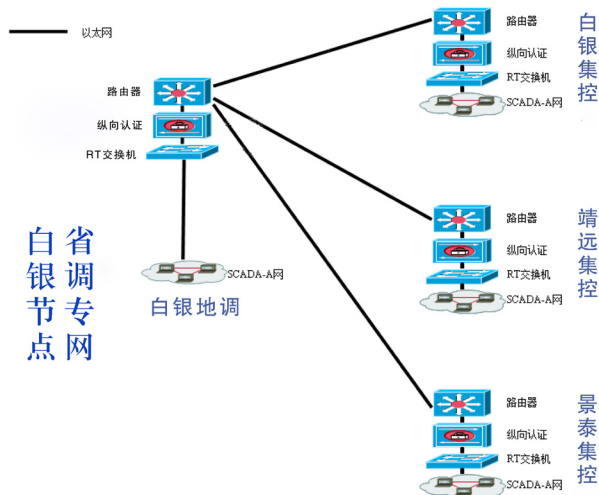


图1 白银地调调度自动化数据网络拓扑图

1.1 硬件配置

在白银集控、靖远集控、景泰集控分别部署 1 台路由器、1 台纵向加密认证装置、1 台 RT (实时)

交换机。由于地调与集控互联，只有自动化信息这一实时业务，无非实时业务，因此不需要部署 NRT（非实时）交换机^[7]。

省调度数据网络在白银地调设有骨干节点，地调与集控的互联，可以利用省调在白银地调的网络设备，不必重新部署在地调的网络设备。由于省调路由器的接口不足，要在省调路由器上增加 1 块 8 个以太网口的接口板^[8]。

1.2 网络通信

地调与集控互联，数据通信量大，也为了灵活组网，方便以后扩充网络带宽，考虑在各个节点路由器与通信光端机之间采用以太网方式连接。

地调自动化系统和 3 个集控自动化系统都是独立的局域网，分属不同的子网，且靖远集控和景泰集控的网络地址完全相同，各个系统各有许多服务器和 workstation，其网络地址不能更改。

通过省调在白银地调的骨干节点进行通信，地调和 3 个集控必须采用省调分配的 IP 地址。地调与集控互联，只是地调前置机与集控前置机通信，向省调申请，为地调和 3 个集控各分配了 2 个 IP 地址。

地调与集控通信，可以采用 2 种方式，一种是在路由器或纵向认证加密装置中进行 NAT 地址转换，另一种是在前置机网口上绑定第二个 IP 地址。为了利于网络的统一管理和增加网络的灵活性，采用第二种方式^[9]。

1.3 具体实现

在省调的调度数据网络中建有实时 VPN 和非实时 VPN，地调与集控的通信纳入到省调的实时 VPN 中。

在前置机网口绑定第二个 IP 地址。白银地调自动化系统和 3 个集控自动化系统均为 A、B 双网结构，而地调与集控互联是单网通信，因此，统一在各个前置机的 A 网网口绑定第二个 IP 地址。靖远集控和景泰集控自动化系统是 Windows 操作系统，绑定第二个 IP 地址很容易。白银地调和白银集控自动化系统是 UNIX 操作系统，绑定第二个 IP 地址稍显复杂。

地调与集控自动化系统之间数据转发。地调和集控的自动化信息量非常庞大，因此，必须采用 TCP/IP 通信方式和 IEC104 规约，实现地调与集控的数据转发和自动化信息的共享。需要转发的每个厂站，在 2 个系统均要建立接收和发送 2 个通道，

即采用非平衡方式。多个通道在两端转发节点对应相同的 IP，不同的端口号。遥测转发原始值，方便信息的接收处理、查看，也方便以后信息的增加、修改。基于安全考虑，数据转发中只转发遥信和遥测，不转发遥控。并采取全信息量转发，即遥信和遥测的全部信息量同时转发。在每个系统中，所辖厂站的自动化信息有 2 个来源，直采和转发。以厂站直采为主用，系统转发为备用^[10]。

实现地调与集控自动化系统数据转发后，地调、集控的自动化信息将变成三角环网模式传送，变电站由 2 路通道同时分别向地调和集控直送数据，地调与集控之间进行数据转发。若变电站的 1 路通道中断，均不会影响地调和集控站的信息采集和对变电站的监控，也满足了变电站到任一自动化主站不同路由双通道的要求，如图 2 所示。

自动化系统数据库修改。在自动化系统数据库

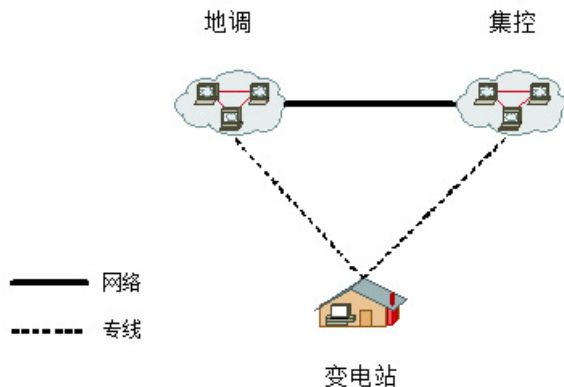


图2 地调、集控与变电站数据传送三角环网图

中，修改通道参数表，为每个变电站增加 1 个转入通道和 1 个转出通道。

修改 RTU 路径参数表，为每个变电站增加 1 个转入通道，每个变电站将有 2 个通道，其中直采通道优先级设为 1，转入通道优先级设为 0，即直采通道为主用，转入通道为备用。

1.4 以网络方式防杀病毒

实现地调与集控自动化系统互联后，可以使白银集控、靖远集控、景泰集控基于 Windows 操作平台的计算机连接到设在地调的防病毒服务器，实现网络方式的防杀病毒和病毒库的自动更新。

地调的防病毒服务器由省调统一部署，并由省调进行病毒库的定时更新。连接到地调防病毒服务器的 Windows 计算机，可以安装由省调统一购置的

网络版瑞星杀毒软件, 并进行病毒库的自动更新。

每个集控只有 2 台前置机能够与地调直接连接, 其他计算机则无法直接与地调连接。采用 Windows 操作系统中“Internet 连接共享”的方法, 实现了其他计算机与地调的连接。

首先在每个集控前置机二的 B 网卡的属性对话框中的“共享”页(只有安装双网卡才会有此页面)中设置将此网卡共享(即选取“允许其他网络用户通过此计算机的 Internet 连接来连接”复选框), (此时系统会自动将 A 网卡 IP 设为:192.168.0.1), 然后打开 A 网卡的属性对话框, 设置 IP (将 192.168.0.1 改为原来的 IP)。

然后在其他计算机的 B 网卡属性对话框中, 将网关设置成前置机二 B 网卡的 IP 地址。这样, 就实现了其他计算机与地调防病毒服务器的连接。

2 结束语

白银地调与 3 个集控的系统互联后, 能够实现自动化信息的共享。对地调而言, 厂站直采和系统转发两个不同途径的数据源可以互为备用, 提高了自动化信息的可靠性, 提高了电网调度自动化运行的整体水平, 对地区电网的安全、优质、经济运行将产生极大的技术支持作用, 能够更好地实现调度、集控、运行的分级管理。

参考文献

- [1] 罗涛, 何海英, 吕洪波, 冯跃龙, 詹国红. 基于全寿命周期理论的电网调控一体化管理模式评价[J]. 华东电力, 2011, 39(2): 172-175.
- [2] 李功新, 黄文英, 任晓辉, 林静怀, 李泽科, 江修波. 调控一体化系统防误校核研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015(7): 97-99.
- [3] 彭晖, 葛以踊, 吴庆曦, 徐春雷, 李云鹏, 陈国华. 地县调控一体化系统分区解并列机制的设计与实现[J]. 电力系统自动化, 2014(6): 75-77.
- [4] 邓小珍. 地区电网调控一体化系统建设的研究与分析[D]. 河北: 华北电力大学, 2013.
- [5] 金双喜, 袁峰源, 宣跃. 地区电网调控一体化系统建设的研究与分析[J]. 陕西电力, 2011(1): 49-52.
- [6] 张道杰, 王广民, 慕宗君, 李江林, 李贞, 包芳. 网络保护调控一体化的研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(14): 149-153.
- [7] 刘晴. 地区电力调度数据网建设模式研究[J]. 电力系统通信, 2013, 34(243): 11-15.

[8] 刘丽榕, 王玉东, 肖智宏, 刘颖, 闫培丽, 辛培哲. 国家电网调度数据网建设方案研究[J]. 电力系统通信, 2011, 32(220): 18-21.

[9] 吴丹, 吴昊. 电力调度数据网结构特性探究[J]. 中国高新技术企业(中旬刊), 2015(2): 150-151.

[10] 丁鹏. 地区电网自动化系统数据采集整体方案的设计[D]. 浙江: 浙江大学, 2008.

(责任编辑: 贺大亮)

资讯

■ 国网江苏电力特高压VR培训系统实效升级

近日, 国网江苏电力完成“设备故障巡视”和“换流阀检修”特高压实训系统研发, 并在 VR (虚拟现实) 培训教室部署试用, 持续深化 VR 技术在特高压培训的实效化应用。

2017 年以来, 该室以“升级实效”为目标, 贴近特高压生产作业实际深入研发 VR 培训系统, 以特高压变电运检为业务示范, 基于 VR 技术优势和实际培训难点, 聚焦“难呈现、高成本、难度大”的生产实践业务, 经过需求调研分析、现场实地采集、作业规范分析, 针对“设备故障巡视”和“换流阀检修”开展了 VR 培训应用的技术研究攻关。

“设备故障巡视”VR 培训应用针对特高压变电运行专业的日常巡视工作, 在虚拟环境中还原特高压站巡视操作, 并按照标准作业规范, 指引运行人员熟练掌握变电巡视要点, 同时还模拟各种设备故障缺陷, 对运行人员虚拟巡视的故障缺陷遗漏情况进行考核; “换流阀检修”培训系统则针对特高压关键设备换流阀实际运行环境难以接触、检修演练难以开展的问题, 按照标准作业要求, 模拟换流阀各项检修工作的操作流程, 为检修人员开展检修演练提供支撑。

据悉, 除特高压 VR 实训系统外, 两年来, 江苏省电科院人资服务室还推出了多个其他专业的虚拟现实培训应用示范案例, 并服务于全省电气试验单元制技能培训、技术培训班、新员工培训等各类培训活动, 累计培训人员约 1000 人次, 且受到广泛欢迎和好评。

来源: 中国电力新闻网

电力变压器油色谱在线监测系统

郭亮, 武岗

(陕西地方电力(集团)有限公司榆林电力分公司, 陕西 榆林 719000)

摘要: 介绍电力变压器油色谱在线监测系统的基本原理、系统组成, 对系统采集到的数据进行了应用分析, 准确地确定了电力变压器的状态, 为实现设备的状态检修提供了依据, 明确指出油色谱在线监测系统, 对电力变压器运行、故障诊断分析及开展状态检修具有一定的实用意义。

关键词: 电力变压器; 油色谱; 状态检修

中图分类号: TM411

电力设备检修发展分三个阶段: 故障检修、周期检修及状态检修。第一阶段: 电网规模小, 电压等级低, 且设备发生故障所带来的损失和影响不大。一般采用事故后检修, 当设备损坏后, 停电检修, 即故障检修, 其原则是坏了就修, 修必修好; 第二阶段: 电网规模逐渐增大, 电压等级也随之提高, 设备故障所产生的影响也相应增大^[1]。从事故后检修逐渐发展到预测性检修, 即周期检修与预防性检修, 其原则是到期必修, 修必修好; 这期间形成了对某些设备的预防性试验试行标准, 并逐渐构建了局部预防性维修体系。随着信息技术进步, 数字化电网与智能电网逐渐被人们认识, 供电可靠性要求也越来越高, 检修策略转变为状态检修, 即根据设备的实时运行参数, 判定其状态, 根据状态决定检修, 其原则是该修则修, 修必修好。电力设备状态监测是实现状态检修的基础, 是状态检修的技术支撑^[2]。

油浸式电力变压器的绝缘主要是由绝缘油和浸在油中的绝缘纸板等组成。其中绝缘油又称变压器油, 主要成分是烷烃、饱和烃、不饱和烃等化合物。绝缘纸板等材料主要是由纤维素构成。通过长时间的运行, 变压器油和固体绝缘材料在热老化、电老化和电化学老化的过程中会分解出极少量的氢气(H_2)、一氧化碳(CO)、甲烷(CH_4)、乙烷(C_2H_6)、乙烯(C_2H_4)、乙炔(C_2H_2)或二氧化碳(CO_2)等气体。当故障发生时这些气体的产量会迅速增加。为确保变压器的安全运行, 利用油色谱试验来分析绝缘油中溶解气体的含量, 以此来判断变压器故障的类别。传统的实验室油色谱试验分析方法, 试验周期长, 时效性差。而油色谱在线监测系统, 可实时监测变

压器运行状态, 及时更新参数, 及时诊断故障, 可以初步判断故障趋势。

1 油色谱在线监测系统工作原理

变压器油色谱在线监测系统, 首先油样采集单元采集油气分离后的故障特性气体; 通过载气把混合故障气体载入色谱柱, 色谱柱把故障特性气体分离; 分离的气体依顺序进入气体传感器; 气敏传感器按出峰顺序对故障特性气体, H_2 、 CO 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2 、 CO_2 等分别检测, 并转换成电信号; 采集单元完成数据的转换和采集, 并对采集到的数据进行存储、计算和分析, 得到故障气体各组份及总烃含量, 并通过以太网传至数据处理服务器, 后台故障诊断专家系统对变压器油色谱数据进行综合分析诊断, 完成变压器故障的判定^[3]。

2 变压器油色谱在线监测系统组成与功能

2.1 变压器油色谱在线监测系统组成

油色谱在线监测系统由色谱分析模块、通信模块、电源模块及后台监控工作站等组成, 如图1所示。绝缘油色谱分析模块: 油气分离单元, 气体检测单元, 控制单元等。完成变压器绝缘油样采集、油气分离、自动取样、组份分离、组份检测等工作。载气装置把样本气体组分, 通过流动性气体载入色谱柱进行分离。油气分离单元采用色谱柱高效、快速分离出变压器油中的溶解气体; 气体检测单元采用微桥式检测器, 流速稳定、体积小灵敏度高, 与实验室内色谱分析水平相近。通信模块: 完成数据及控制指令的传输功能。

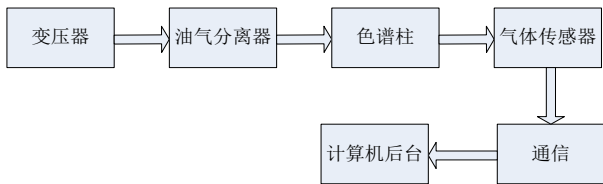


图1 油色谱在线监测系统组成

2.2 变压器油色谱在线监测系统功能

电力变压器油色谱在线监测系统功能如下。

完成变压器油色谱分析仪的数据采集。

报警功能，超阈值范围报警。

故障诊断，依据《GB/T 7252—2001 变压器油中溶解气体分析与判断导则》，完成故障诊断。

数据综合应用，基于变压器基本信息及对应的变压器油色谱数据的数据库管理系统，为变压器的状态分析积累数据^[4]，应用功能的分析流程如图2所示。

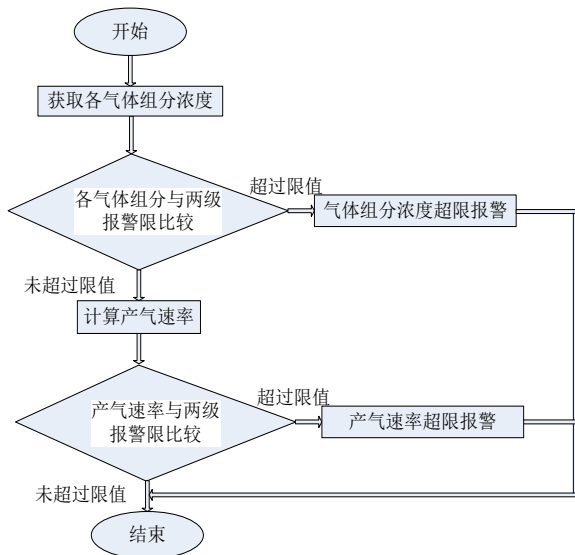


图2 油色谱在线监测系统的分析应用流程

3 变压器油色谱在线监测系统应用

3.1 基于油中溶解气体的变压器故障诊断方法

变压器不同故障会产生不同气体，按照变压器油的气相色谱测定结果和产气的特征性及特征气体的量值等，可以初步对变压器故障及其性质做出判断^[5]。变压器油中溶解气体 H₂、CH₄、C₂H₆、C₂H₄、C₂H₂、CO 和 CO₂ 7 种气体对于判断变压器的故障类型具有参考价值，称为特征气体。其中，CH₄、C₂H₆、C₂H₄、C₂H₂ 的总和称为总烃，H₂ 和总烃的和称为氢烃。根据试验和工程经验的积累，变压器故障类型与性质的判断规则分别如表 1、2 所

示。从气体组分相对占比与绝对量值参考给出了参考判据。

表1 变压器故障类型分类

故障类型	故障特征气体含量
中温过热 (300~700 ℃)	H ₂ 占氢烃总量比例低于27%
高温过热 (700 ℃以上)	特征气体C ₂ H ₄ 、CH ₄ ，二者之和占总烃比例在80%以上，还有C ₂ H ₆ 和H ₂ 及微量C ₂ H ₂ ，其含量小于总烃的6%。固体绝缘故障时产生CO或CO ₂
局部放电	总烃含量不高，主要成份是H ₂ 、H ₄ 。通常H ₂ 占氢烃超过90%，CH ₄ 占总烃也超过90%，少量C ₂ H ₂ ，占总烃的比例小于2%固体绝缘故障时，会产生CO和CO ₂
低能放电	主要成分为H ₂ 、C ₂ H ₂ ，总烃含量不高，但C ₂ H ₄ 占总烃25%~90%，H ₂ 占氢烃总量的比例超过30%，C ₂ H ₄ 占比小于20%，固体绝缘故障时，会产生CO和CO ₂
高能放电	主要成分为 H ₂ 、C ₂ H ₂ 、CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₆ ，H ₂ 占氢烃的30%~90%，C ₂ H ₂ 占总烃的20%~70%，当固体绝缘故障时，会产生CO和CO ₂

表2 变压器故障性质分类

序号	故障性质	特征气体的特点
1	一般过热性故障	总烃高，但C ₂ H ₂ <5 μL/L
2	严重过热性故障	总烃高，C ₂ H ₂ >5 μL/L，但不是总烃的主要成分，H ₂ 较高
3	局部放电	总烃不高，H ₂ >10 μL/L，H ₂ 较高
4	火花放电	总烃不高，C ₂ H ₂ >10 μL/L，H ₂ 较高
5	电弧放电	总烃高，C ₂ H ₂ 高且是总烃的主要成分，H ₂ 含量高

3.2 在线监测系统具体应用

2010年6月，在某变电站#1主变安装了1套变压器油色谱在线监测系统，运行至今，发现了2次疑似故障，经过离线油色谱试验对比分析，确定了1次局部放电事故，检修时做了处理，避免了事故的发展与扩大，起到了相应的作用。

表3是该变压器2011年5月，正常运行的情况下，一天24h内油色谱采样数据。

表4是#1主变2012年9月16日，一天24h采集的数据，从表中数据可以看出，氢气含量达到

表3 某110 kV变电站#1主变油色谱在线监测数据

单位: $\mu\text{L/L}$

时间	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	总烃
0:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
2:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
4:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
6:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
8:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
10:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
12:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
14:00	9.36	9.8	2.5	9.28	0	1163	3234	21.58
16:00	9.56	9.6	2.9	9.36	0	1119	3351	21.86
18:00	9.56	9.6	2.9	9.36	0	1119	3351	21.86
20:00	9.56	9.6	2.9	9.36	0	1119	3351	21.86
22:00	9.56	9.6	2.9	9.36	0	1119	3351	21.86

表4 某110 kV变电站#1主变油色谱在线监测数据

单位: $\mu\text{L/L}$

时间	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	总烃
0:00	9.56	9.6	2.4	9.18	0	1161	3231	21.18
2:00	9.56	9.6	2.4	9.18	0	1161	3231	21.18
4:00	9.56	9.6	2.4	9.18	0	1161	3231	21.18
6:00	9.56	9.6	2.4	9.18	0	1161	3231	21.18
8:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3235	22.85
10:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3235	22.85
12:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3235	22.85
14:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3235	22.85
16:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3355	22.85
18:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3355	22.85
20:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3355	22.85
22:00	10.38	10.8	2.8	9.25	0	1164	3355	22.85

了10.38 $\mu\text{L/L}$,且总烃数不高,CO和CO₂变化不大;根据在线监测的数据出现的异常情况,对该变压器进行了当天现场取样,在试验室内进行油色谱分析试验。结果与在线监测的数据的值趋势是一致的,结合在线与离线油色谱分析的结果,可以判定该变压器存在局部放电故障,但基本不涉及固体绝缘的局部放电,因为CO和CO₂的变化不明显。采取的维修策略是在进行滤油处理。处理后,在线监测的数据恢复到正常状态。

4 结束语

电力变压器结构复杂,故障原因、故障现象多样、故障机理模糊不确定,导致绝缘故障诊断较为困难。本文通过变压器油色谱分析系统的在线监测数据的研判,表明变压器油中溶解气体的组分和含量,可以通过油色谱分析试验得到相应的值,作为表现电气设备电气异常的特征量。对在线监测数据进行处理,实现了图表分析和初步故障诊断等功能。

结合离线试验方法,给出变压器故障的正确诊断和维修策略。

变压器的故障诊断系统是一个复杂的系统,不能依靠单一的特征参数来准确判定故障类型、部位、程度和趋势,要从电、机械及化学等多视角、多参量,来综合评价,形成多判据共同指向某一故障特征,才能更有效、准确地诊断变压器的各类故障。

参考文献

- [1] 关根志,贺景亮. 电气设备的绝缘在线监测与状态维修[J]. 中国电力, 2000, 33(3): 46-50.
- [2] 肖长春. 色谱绝缘在线监测系统在变压器中的应用[J]. 高电压技术, 2001, 27(5): 73-74.
- [3] 严璋. 电气绝缘在线检测技术[M]. 北京: 水利电力出版社, 1996.
- [4] 陈化刚. 电力设备预防性试验方法及诊断技术[M]. 北京: 中国科学技术出版社, 2002.
- [5] 阳少军, 消发明. 变压器色谱在线监测的新型传感器[J]. 高电压技术, 2002, 28(1): 30-31.

(责任编辑: 贺大亮)

配电网断线监测软件的设计与实现

王士新, 张慧芬, 苗淑平

(1. 济南大学自动化与电气工程学院, 山东 济南 250022;
2. 国网山东省电力公司济宁供电公司, 山东 济宁 272100)

摘要:配电网断线故障危害性较大,且难以检测,目前并没有针对这一故障类型的保护装置。为解决这一现状,设计并实现了一种配电网断线监测软件,该软件通过解析故障录波数据文件,实现对录波数据的提取、显示、分析、处理和存储功能;通过对录波数据和线路编号的配置,提取各个线路故障前后负序电流特征量,采用希尔伯特黄变换(HHT)对其进行处理,最终实现对故障线路的选线功能。软件界面简洁、操作简单,仿真测试结果验证了该软件的有效性与实用性。

关键词:配电网断线监测; 软件设计; 数据分析

中图分类号: TM711

配电网发生断线故障时,由于在一般情况下没有危险的大电流或者高电压出现,所以故障难以检测,目前运行的配电网中也没有专门针对断线故障的保护装置^[1-2]。但负序电流的出现会对发电机转子有危害,而且将给用户带来严重的不良影响,研究断线故障的保护方法可以进一步完善智能电网的自愈功能,响应智能电网的发展要求。

配电网断线故障已有较多分析,解决问题的方法也在不断更新^[3-4]。目前配电网大多采用小电流接地方式,当线路发生单相断线故障后,负序电流增量明显且与非故障线路方向相反,故据此作为断线故障诊断与选线的依据切实可行^[5]。但此方法主要停留在理论分析的层面,面向工程的应用研究相对欠缺。

本文采用了C#与MATLAB混合编程的方法,结合了.NET平台强大的桌面应用软件开发能力与MATLAB优秀的科学计算能力,充分考虑用户需求,设计并开发了配电网断线监测软件。该软件具备多种数字信号处理算法和可视化显示功能,实现了分析线路故障电气信息和根据负序电流进行断线故障选线的功能。测试结果表明了配电网断线监测软件的可靠性与实用性。

1 软件系统总体设计

1.1 配电网断线监测软件需求分析

当配电网发生单相断线故障后,故障线路负

序电流突增,非故障线路负序电流较小且变化不明显。实现线路的故障监测功能需要提取各条馈出线电流数据,经过对称分量分解算法得到其各序分量,为了使故障特征更加明显,选取各线路的负序分量经过HHT算法得到突变量最大的线路判断为故障线路。所以本文设计实现的软件要有以下功能需求。

数据读取与解析功能,实现对原始数据的读入。目前将电力系统瞬态数据交换的通用格式协议的故障录波数据进行读取并解析得到原始数据,若实时性要求较高也可将系统升级为在线系统。

数据分析与处理功能,包括FFT分析算法、对称分量分解(MSC)算法和HHT分析算法,实现对信号的多角度分析。

处理结果可视化功能,实现对数据分析结果的显示功能,包括时域波形对比、频域波形显示、各序分量波形显示、HHT分析结果显示和分析报告显示。

1.2 软件总体架构

根据上述需求分析可知,该软件主要包括3个方面的功能,即数据读取与解析、数据分析与处理和结果可视化,软件系统总体架构如图1所示。

从工程应用的角度上考虑,软件系统要有简洁通用的交互界面,使得现场操作人员顺畅地完成各种功能。在断线故障监测功能上,从原始的录波文件中读入并解析数据,利用MATLAB编译的.dll数据算法程序集对数据进行分析 and 判断,最后将分析

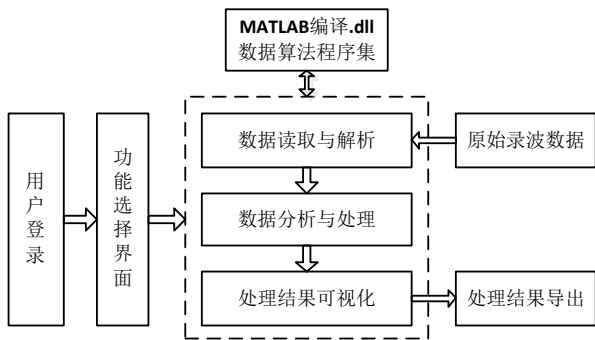


图1 软件系统总体架构

处理的结果可视化显示并存储到计算机硬盘中。

2 软件系统模块化设计

2.1 软件的总体流程和模块化功能结构

根据软件的需求和所搭建的系统总体架构，设计系统的总体流程如图 2 所示。

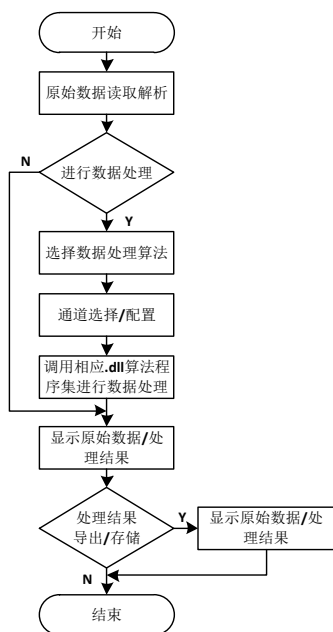


图2 系统总体流程图

根据软件系统总体架构，进一步细化软件主体的 3 个功能，设计软件的模块化功能框图如图 3 所示。

2.2 数据读取与解析模块

数据读取与解析模块主要完成对原始故障录波数据的读取功能。录波数据以 COMTRADE 协议存储，其主要包括标题文件、配置文件、数据文件和信息文件，其中配置文件 (*.cfg) 和数据文件 (*.dat) 为必要文件，且所有文件仅以扩展名区分。配置文件包含除采样数据外所有必要信息，包括站点信息、

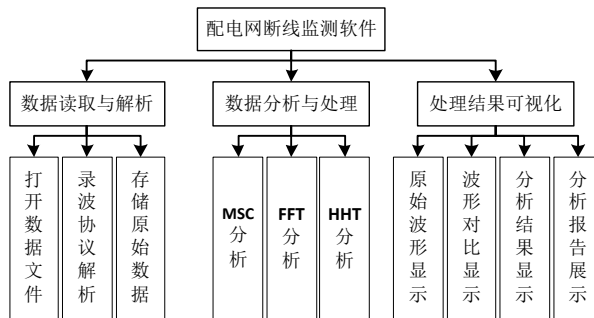


图3 软件的模块化功能结构

通道信息、采样频率信息、时间信息和数据文件类型等，是标准格式的 ASCII 文本文件；数据文件包含被采样的暂态事件的数据值，其存储方式分为二进制存储 (BINARY) 与标准文本存储 (ASCII) 两种。所有文件必须严格遵循 COMTRADE 协议以供计算机处理，其读取流程如图 4 所示。

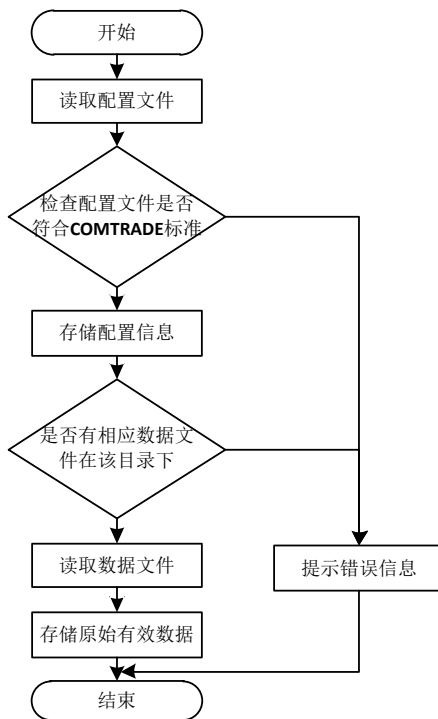


图4 数据读取与解析流程图

2.3 数据分析与处理模块

该软件数据分析与处理是其核心功能模块，包括 FFT 分析功能模块、MSC 分析功能模块和 HHT 分析功能模块，其主要作用是对故障信息进行多角度分析。数据分析算法采取调用 .dll 算法程序集的方式，该程序集由 MATLAB 编写后编译而来，由于 MATLAB 强大的数据分析计算功能，从而降低

了算法开发难度，提高了数据分析质量，更易于算法的升级和其他算法的拓展。

2.3.1 FFT分析功能模块

首先获取所有模拟通道的数据和采样时标序列，然后调用FFT算法程序集，计算得到幅值序列、相位序列和频率序列并存储这些计算结果。FFT分析功能模块流程如图5所示。

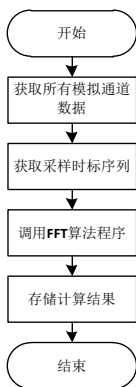


图5 FFT分析功能模块流程图

2.3.2 MSC分析功能模块

对称分量法是将三相不对称数据转换为序分量，因此首先要选择进行分析的通道，且选中通道有且仅有3个，然后获取时标序列，最后调用MSC算法程序集进行计算。MSC分析功能模块流程如图6所示。

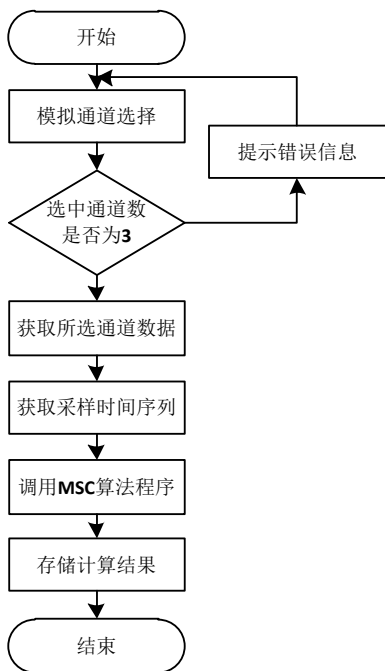


图6 MSC分析功能模块流程图

为了满足实际分析要求，MSC算法的编写采用瞬时对称分量法，这种方法可以进行动态和暂态的对称分量分析，并且为了消除传统瞬时算法移相时产生的误差，采用构造旋转相量的方式代替传统的移相获取序分量的瞬时值。

2.3.3 HHT分析功能模块

HHT分析功能模块为该软件核心功能模块，它的目的是对线路负序电流进行分析，得到其在故障前后突变量的大小，根据分析结果判断故障线路。HHT分析功能模块流程如图7所示。

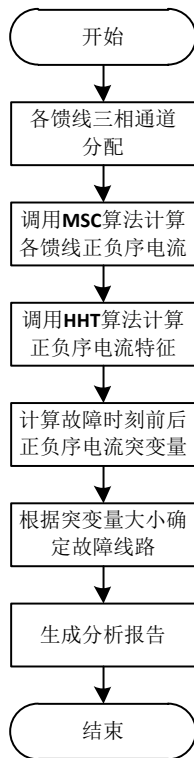


图7 HHT分析功能模块流程图

首先对模拟通道进行分配，其目的是为了将通道信息分配给线路，即要分析的每条线路均包含三相电流通道信息，然后根据分配的信息对各线路采样数据进行MSC计算，获取各线路负序电流分量，最后对各线路的负序电流分量进行HHT分析计算，得到其在故障前后突变量大小，最后生成分析报告，报告内容包括站点信息、时间信息、通道信息和分析结果等。

根据单相断线的故障分析可知，断线后负序电流突变量大小与正序电流突变量大小几乎相等，则若负序电流图变量满足以下条件则判断为故障线路：

$$|I_{2p}| > K_1 |I_{1p}| \quad (1)$$

若负序电流突变量满足以下条件则判断为疑似故障线路：

$$K_1 |I_{1p}| > |I_{2p}| > K_2 |I_{1p}| \quad (2)$$

在式 (1) (2) 中, I_{2p} 为负序电流突变量, I_{1p} 为正序电流突变量, K_1 、 K_2 为自定义可靠系数, 这里取 $K_1 = 0.7$ 、 $K_2 = 0.4$ 。

2.4 处理结果可视化功能模块

在数据读取和分析处理的过程中, 处理结果可视化功能是不可缺少的一部分, 且该部分的设计质量对用户体验有较大的影响。显示环节的具体流程图如图 8 所示。

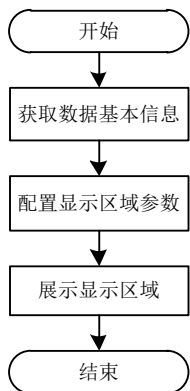


图8 可视化功能流程图

首先应获取要显示数据的基本信息, 包括横轴序列、横轴单位、纵轴序列、纵轴单位和数据标签等, 然后配置每个显示区域的参数, 包括区域位置排列、刷新功能、根据数据的缩放功能等, 最后将配置好的显示区域关联数据后展示出来。

3 软件交互界面实现

C#.NET 具有强大的窗体应用程序设计能力, 可以快捷高效的实现用户界面的开发。本文设计实现的配电网断线监测软件以 Microsoft Visual Studio 2010 作为开发平台, 利用其丰富的控件和接口实现软件各个窗体界面的开发。文中所展示数据包括现场录波数据和仿真数据, 通过二者验证了该软件分析结果的正确性。

软件具有 1 个主程序窗体, 由菜单栏、工具栏、信息栏和显示区域组成, 菜单栏实现软件各个主功能的选择, 工具栏实现常用功能的快速启动, 信息

栏实现展示所打开文件的基本信息, 显示区域实现当前打开数据的展示。

波形对比界面包括 2 个对比显示区域, 每个区域可单独选择需要对比的通道。

MSC 分析界面包括一个通道选择列表、确定按钮、保存按钮和一个显示区域组成, 显示区域显示选中三相通道原始波形和分解后的正负零序波形。

FFT 分析界面与 MSC 分析界面相似, 根据所选通道将计算所得结果逐一显示出来。

HHT 分析功能模块交互界面分为 3 个部分, 包括通道分配界面、HHT 分析结果波形展示界面和分析报告界面, 通道分配完成后点击确认按钮进行 HHT 分析并展示结果, 点击查看分析报告按钮展示分析报告界面。

4 结束语

本文设计并开发了配电网断线监测软件, 实现了对各线路采样数据的对角度分析功能, 并且根据断线故障电气量变化特征实现了对故障线路的故障选线功能。

根据电力系统瞬态数据交换的通用格式的标准, 实现了对录波数据的读取功能。利用 MATLAB 强大的数学计算功能编写数据处理算法, 将其编译为 .dll 程序集供 C#.NET 调用, 实现了二者的优势互补, 提高了对算法升级维护的便利。利用 Microsoft Visual Studio 2010 开发平台优秀的窗体应用程序开发功能, 搭建了界面友好、操作简便、功能完善的软件交互界面。

参考文献

- [1] 张慧芬, 桑在中. 架空线单相断线接地复故障分析[J]. 中国电力, 2013, 46(2): 65-71.
- [2] 盛方正, 陈子聪, 陈晓炯. 中性点不接地系统单相断线故障分析及对策研究[J]. 供用电, 2011, 28(3): 43-45.
- [3] 屈刚, 李长凯. 配电网架空线路断线故障定位[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(12): 35-38.
- [4] 张慧芬, 桑在中. 架空线单相断线接地复故障分析[J]. 中国电力, 2013, 46(2): 65-71.
- [5] 朱玲玲, 李长凯, 张华中, 等. 配电网单相断线故障负序电流分析及选线[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(9): 35-38.

(责任编辑: 贺大亮)

多维巡检系统在电网设备状态检修中的辅助应用

胡 金, 刘建忠

(巴彦淖尔电业局, 内蒙古 巴彦淖尔 015000)

摘要: 变电站的巡检结果是电网设备状态检修的一项重要依据, 根据地区电网的实际情况, 在变电站创新使用多维巡检系统的红外“遥视”技术为状态检修决策服务, 同时结合 SCADA 数据联动技术, 缩短了对设备“遥视”判断时间, 迅速判断设备状态。

关键词: 状态检修; 红外监测; SCADA; 辅助决策

中图分类号: TM727

电网设备状态检修是根据先进的状态监测和诊断技术提供的设备状态信息, 来判断设备的异常、预知设备的故障, 并在故障发生前进行检修的方式^[1]。我国自 1950 年从苏联模式直接引进计划检修以来, 计划检修一直沿用至今, 也是内蒙地区电网的主流检修制度。1970 年提出的状态检修方法显示了状态检修的种种优越性, 并被迅速的推广。电网企业由于地位的特殊性, 安全因素远远超过其他行业, 所以我国电网企业至今没有全面施行状态检修制度, 只是在部分省份进行。目前状态检修的决策标准和手段正在处在不断的完善阶段^[2]。

1 状态检修的决策和实施手段

1.1 状态检修的决策系统

状态检修决策系统主要由 2 部分组成: 基础数据层和决策层, 构成如图 1 所示。

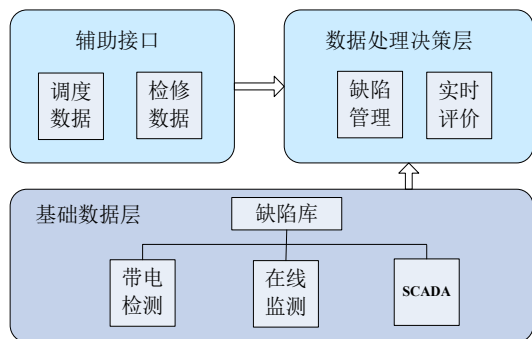


图1 电网设备状态评价系统图

基础数据层包括 SCADA、在线监测缺陷、带电检测缺陷的 3 部分数据, 共同构成缺陷库。

数据处理决策层含缺陷管理和实施评价 2 个模块。缺陷管理包括对缺陷的审核与消缺功能, 实时评价是检修决策的核心, 依据网省公司的决策标准设立, 并加入地区电网的决策标准。

辅助接口包括调度日常对缺陷管理的调度数据模块, 检修需要对家族性缺陷处理的决策单元。

1.2 带电检测和在线监测手段

带电检测手段随着科技的进步正处于基础数据采集方法最活跃的部分, 从设备的分类可以分为变压器、断路器、隔离开关、开关柜等 9 大类; 从检测手段上可以分为红外、紫外、局部放电、设备的机械特性等多种分类, 随着科技进步正不断扩充。

在线监测线监测系统可以多点设置, 在多处设置数据采集点。从类型上分类大致可以分为 SF₆、污秽、杆塔倾斜度、电阻值、直流偏磁、变压器油温、油色谱等。

在线采集 SCADA 数据信息量大, 通过数据的筛选构成, 目前已经应用于变压器实时变化油温、非电量保护等方面。

监测手段目前技术较成熟, 已经在状态检修决策方面发挥作用。决策时, 对某个有缺陷风险的设备而言, 可能存在多个缺陷的预警值和状态量, 目前已经根据智能算法进行加权计算, 算出各个部件

的单项最大值与合计值，对照各个地区的设备状态检修表对其进行评价，来确定该设备的状态评价等级。计算均通过计算机完成。

2 多维巡检系统中的红外监测技术

2.1 巴彦淖尔电网多维巡检系统

巴彦淖尔电网多维巡检系统可以认为是电力系统“遥视”功能的扩展。状态检修的决策可以采用调度接口的数据进行辅助决策。巴彦淖尔调度处调控中心引进的多维巡检系统具有对变电站的设备入手进行远程巡检功能，并智能分析出仪表的度数以及告警，给状态检修的决策提供有力的实时数据。

对状态检修来判断，以下3个部分具有辅助判断的价值。

设备监视页：以设备列表的形式对设备进行监视并可查看电力设备的视频图像以及录像的查询回放。

红外热像子系统页：对电力设备的红外热像进行实时的监视以及历史曲线和历史报表的导出。

SCADA 联动页：对 SCADA 操作记录搜索以及对搜索结果的显示。

2.2 结合红外热像子系统的状态检修决策

电网设备的红外成像技术是以运行设备的热状态分布为依据，判断设备是否良好的重要依据之一。电力设备的故障多种多样，但从这些故障的红外诊断角度来讲，主要可分为外部热故障和内部热故障2大类型^[3-4]。

2.2.1 外部故障

设备连接线接头的过热故障，一般由于氧化或接触不良造成。

隔离开关触头接触不良故障，易于处理。

绝缘子故障。在雨季或者机械外力破坏引起的绝缘降低。

2.2.2 内部故障

断路器内部的接触不良，此类故障比较普遍。

介质损耗增大故障，此类故障易发生在电容器内部。

绝缘材料老化。常见于绝缘套管和电压较高的部分，变压器少油属于此类。

电气设备故障发热在热成像技术应用在巡检系统中，利用红外热像子系统可以方便的显示故障，为状态检修提供辅助决策。以蒙西地区天吉泰 220 kV 变电站的夜间红外图像为例，如图 2 所示。

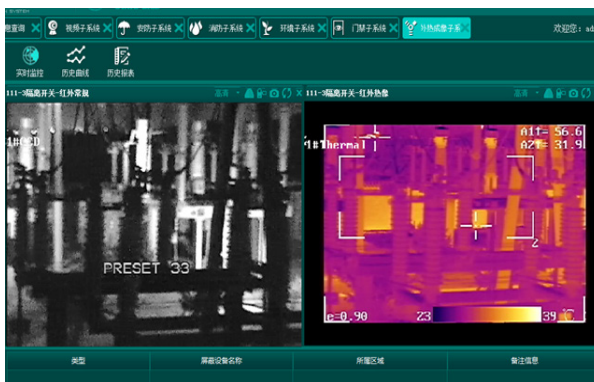


图2 夜间红外图像显示界面

实时监控页可以观看某个设备的红外视频图像，显示操作菜单可以远程控制红外热像仪的上电、获取测温区、删除测温区以及自动聚焦等功能。打开某个设备的红外视频图像，在红外视频窗口按住鼠标左键划取想要查看设备的区域，松开鼠标，此时在红外视频图像中就可以看到刚刚划取得测温区，并在视频窗口的右上角显示该测温区的最高温度，目前测温区可同时获取3个，如图3所示。

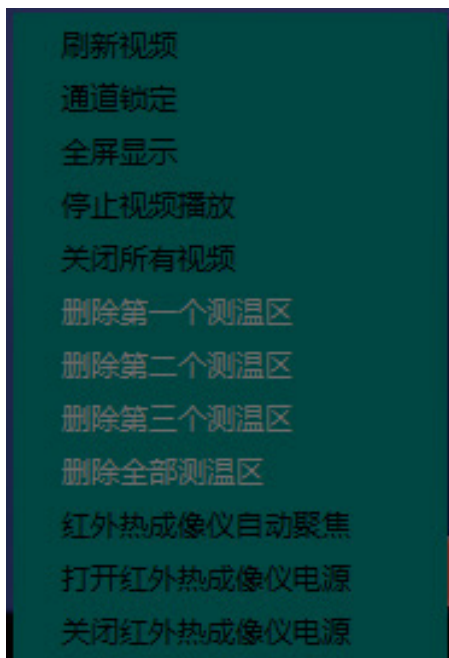


图3 红外热成像仪菜单

3 遥视系统与SCADA联动

SCADA 数据来自调度 EMS，准确性高、实时性强。目前系统已引入变压器油温、非电量保护等数据，通过检测发现异常数据生成缺陷，原理与在线监测类似。未来计划逐步接入更多种类的 SCADA 数据。SCADA 联动设置“允许”，当有 SCADA 联动时自动弹出联动的视频画面，如图 4 所示。

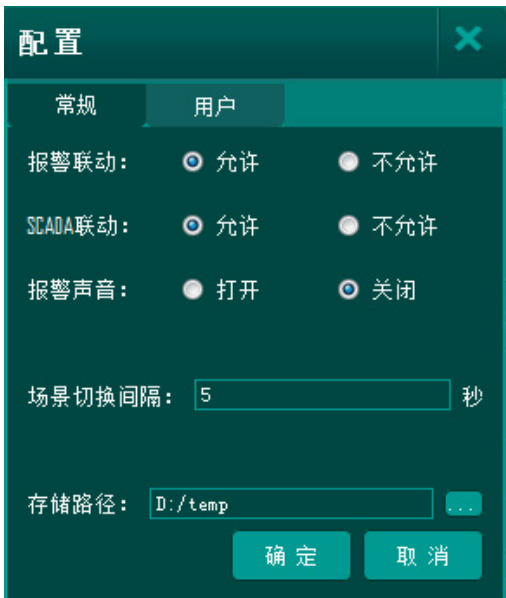


图4 SCADA联动设置画面

发热故障若从调度的监控发出到人工手动调出画面大概 5 ~ 6 min，若采用 SCADA 联动则时间缩短为 2 ~ 3 min，且节省了人力，从而节省了判断时间。

4 结论及后续工作

状态检修的推进有利于电网的可靠持续供电，多方面的自动检测技术为状态检修服务是发展的趋势，其有效性在电网中也得到了证实。巴彦淖尔电业局的巡检系统所采用的红外成像巡检为状态检修决策作了探索性的尝试，天吉泰 220 kV 变电站效果良好。后续工作要结合巴彦淖尔地区电网实际，建立家族性设备的发热图谱，逐步形成红外成像辅助决策标准化规程。

参考文献

[1] 李明, 韩学山, 等. 电网状态检修概念与理论基础研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(34): 43-52.

[2] 郭雅娟, 陈锦铭, 等. 江苏电网设备状态评价系统的研究与实现[J]. 电力信息通信技术, 2014, 31(34): 43-44.
 [3] 杨健, 丁娜. 借助红外热像仪分析电气隐患[J]. 电气开关, 2013(1): 101-103.
 [4] 李海军. 加强电气设备状态检修的有效策略[J]. 农村电气化, 2015(4): 61.

(责任编辑: 贺大亮)

资讯

浙江电力大力推进电网冰情精确预警体系

2月5日, 国网浙江省电力有限公司结束了雨雪冰冻 IV 级应急响应。本轮雨雪冰冻天气是浙江遭遇自 2008 年冰雪灾害后最为严重的一次。浙江电网运行平稳, 未发生电网设备倒塔、主要变电站全停事件。这主要得益于国网浙江电力大力推进的电网冰情精确预警体系和输电线路融冰体系建设, 使得该公司在第一时间采取相应措施, 依托数据分析提升工作效率。

搭建时间、区域、负荷、行业、设备“五维地图”, 助力差异化的供电可靠性监测与服务; 多维度建立分析算法, 强化台区线损管理……在国网浙江电力, 数据正越来越被视为转型升级的动力, 业务连接的纽带和创新创效的源泉。国网浙江电力研究数据资源战略, 以实现“建立连接、开放共享、广泛应用、数字生态”为目标, 致力于打造全能源数字经济, 用数据驱动管理变革和转型升级。目前, 该公司正围绕数据资产管理主线打造价值挖掘、创新驱动、成果应用三大平台, 将数据管理的触角延伸到各个方面, 真正实现用数据分析、用数据决策。

国网浙江电力着力构建“创新驱动平台”, 积极支撑国家电网公司创新发展研究、数字化企业建设、智能监测关键技术研究等课题, 探索产学研用协同新模式, 与政府、高校、互联网企业共建 3 个实践基地, 多维培养人才。同时, 该公司还打造“成果应用平台”, 以数据驱动价值, 推动运营数据可视化, 通过问题识别、风险管控和辅助决策, 实现企业全业务在线监测和智能分析。

来源: 《国家电网报》

缩短电力屏柜标示牌的布防时间

吕琨璐¹, 耿怡辉¹, 陈继尧¹, 马雪原²

(1. 国网宁夏电力有限公司宁东供电公司, 宁夏 宁东 750411;

2. 国网陕西电力公司咸阳供电公司, 陕西 咸阳 712000)

1 选题背景

变电站电力屏柜内一般安装有保护、测控、自动化等二次装置。目前现有的电力屏柜包括柜体和柜门, 柜门采用可视钢化玻璃制作为可以开合的活动屏, 在柜体内部的继电保护装置正常工作时, 活动屏处于关闭状态, 在检修或调试继电保护装置时, 要将活动屏打开操作。

对于带电设备, 出于安全考虑, 将活动屏打开时, 要在设备附近放置或悬挂单独的警示牌, 以提醒工作人员提高警惕, 现有技术中还没有一种与设备结合使用的、并且实时显示活动屏开合状态的装置。

在变电站检修工作中, 检修计划停电时间有一定要求, 如果电力屏柜标示牌布防时间太长, 必定会使检修设备的时间缩短, 容易导致检修工作不能完成或检修工作延期。因此, 确定课题为缩短电力屏柜标示牌的布防时间。

2 现状调查

一般地, 当有检修工作时, 变电运维人员要到安全工器具室取“在此工作”“运行设备”等标示牌、写出库记录, 把有检修工作的电力屏柜前后柜门打开并悬挂“在此工作”标示牌, 并且在检修电力屏柜的相邻屏柜上悬挂“运行设备”标示牌; 当检修工作结束时, 变电运维人员还要将这些“在此工作”“运行设备”标示牌收起、放回安全工器具室、写入库记录。从以上过程可以看出, 在变电运维人员布置安全措施时, 悬挂、回收“在此工作”“运行设备”标示牌的工作比较繁琐、消耗时间。

3 设定目标

QC小组通过对现状调查, 确定了活动目标: 制作一种电力屏柜自动转换电子警示牌, 固定在电力

屏柜门的左上角或右上角, 当没有检修工作时, 电力屏柜门是关闭的, 此时电力屏柜自动转换电子警示牌“运行设备”红牌点亮; 当有检修工作时, 电力屏柜门是打开的, 此时电力屏柜自动转换电子警示牌“在此工作”绿牌点亮。电力屏柜自动转换电子警示牌, 明显地缩短了电力屏柜标示牌的布防时间, 减轻运维人员工作量, 并且可提前结束检修工作票。

4 原因分析

以宁夏某 110 kV 枢纽变电站真实的检修工作为例, 在主控室, 当 110 kV I 段母线、35 kV I 段母线转检修时, 工作内容是: 110 kV I 段母线、35 kV I 段母线所连线路定检、保护定值校验、保护装置检查小修、断路器及电流互感器定检, 110 kV 枢纽变电站主接线图如图 1 所示, 要在 111、112、113、311、312、313、314、315 等间隔的保护屏和测控屏前后柜门处悬挂“在此工作”标示牌, 在其相邻屏柜处悬挂“运行设备”标示牌, 如此多的屏柜要从安全工器具室取出相同数量的相应标示牌, 并做相同数量、相应的出入库记录; 在检修工作结束后, 还要将这么多的标示牌收回并做出入库记录, 工作比较繁琐, 工作量较大, 所消耗的时间较长。

5 制订对策及对策实施

5.1 制订对策

针对问题点找出解决措施: 悬挂“在此工作”“运行设备”标示牌, 收回“在此工作”“运行设备”标示牌, 做标示牌出入库记录, 这些工作比较繁琐、工作量较大。因此, 考虑将“在此工作”“运行设备”标示牌固定在电力屏柜门上某处, 并在门框某处设置自动转换开关, 当电力屏柜门关闭时, “运行设备”红色标示牌点亮(“在此工作”绿色标示牌熄灭); 当电力屏柜门打开时, “在此工作”绿色标示牌点亮

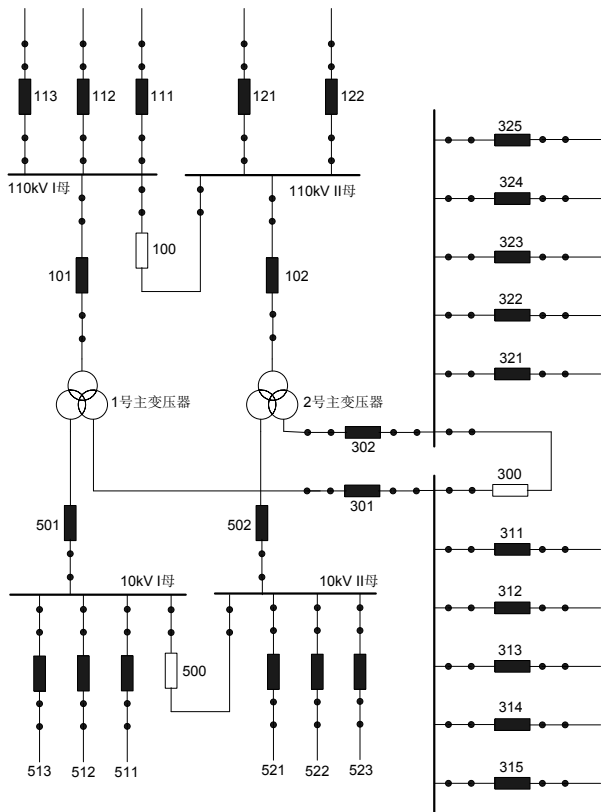
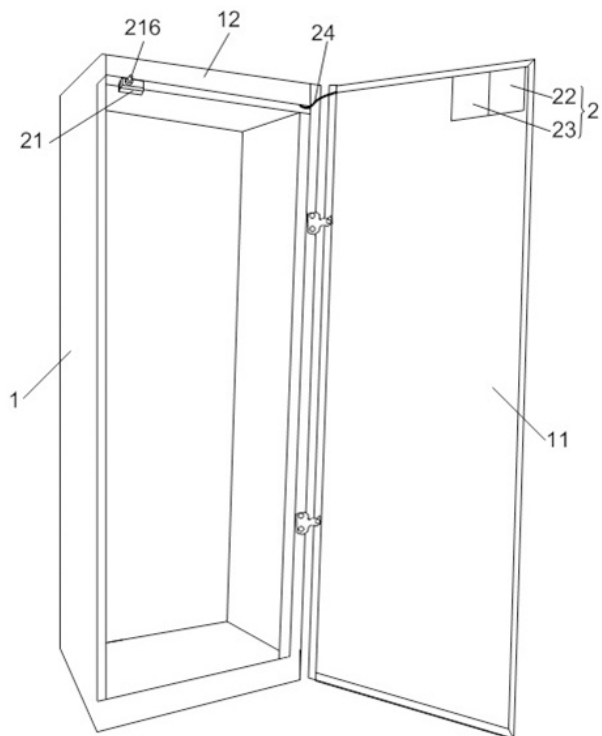


图1 宁夏某110 kV枢纽变电站主接线图



1—电力屏柜体；2—自动变换警示牌；22—“运行设备”显示牌；23—“在此工作”显示牌；11—电力屏柜门；12—电力屏柜上门框；21—自动转换开关；216—活动顶子

图2 设置自动变换电子警示牌的电力屏柜的结构示意图

(“运行设备”红色标示牌熄灭)。

5.2 对策实施

现场调研。

QC小组成员互相讨论，将“在此工作”“运行设备”标示牌固定在电力屏柜门上。

讨论如何将“在此工作”“运行设备”2种状态自动转换。

针对自动转换开关的设置位置进行了适度分析。

现场应用。

图2为设置自动变换电子警示牌的电力屏柜的结构示意图；图3是远动屏实物图一，当电力屏柜门关闭时“运行设备”红色标示牌点亮；图4是远动屏实物图二，当电力屏柜门打开时“在此工作”绿色标示牌点亮。

电力屏柜自动转换电子警示牌，其特征不在于：包括柜体和柜体上设置的自动变换警示装置，柜体的一侧设置活动屏，在活动屏与柜体之间设置连接框，连接框与柜体之间相对固定，活动屏与连接框之间通过铰链活动连接，自动变换警示装置包括自



图3 实物图一



图4 实物图二

动开关和电子警示牌，自动开关设置在连接框上，自动开关包括能够自动复位的活动顶子，活动顶子正对活动屏设置，活动顶子的端部高于连接框的框面，以使活动屏盖合到连接框上时，活动屏先与活动顶子的端部接触，电子警示牌设置在活动屏的表面，电子警示牌包括第一状态显示牌和第二状态显示牌。第一状态显示牌和第二状态显示牌分别与自动开关之间通过导线连接，以通过自动开关控制第一状态显示牌和第二状态显示牌。自动开关包括电源接入端、连接铁片、第一输出端、第二输出端、弹簧、活动顶子，电源接入端用于连接电源，连接铁片的一端与电源接入端连接，连接铁片的另一端用于与第一输出端或第二输出端连接，活动顶子设置在连接铁片的另一端的正上方，用于将连接铁片下压至与第一输出端连接，弹簧设置在连接铁片的另一端的正下方，用于将连接铁片抬起至与第二输出端连接，第一输出端通过导线与第一状态显示牌连接，第二输出端通过导线与第二状态显示牌连接。

电力屏柜自动转换电子警示牌，有益效果是：装置中可复位的自动顶子与活动屏配合，在活动屏关闭和打开时，自动顶子被压下或抬起，装置中的连接铁片分别将第一状态显示牌或第二状态显示牌点亮，从而在显示牌上显示不同的提醒字样，来反应活动屏的状态。此装置无须单独操作，在活动屏动作时同步动作，反应灵敏，简单方便，实时显示活动屏的状态，工作人员无须靠近设备，只要远处观察显示牌即可判断活动屏的开合状态，进而判断设备是否处于工作状态。

电力屏柜自动转换电子警示牌，明显地缩短了电力屏柜标示牌的布防时间，并且显著地减少了变电运维人员的工作量，可提前结束检修工作票。

6 效果检查

在宁夏某 110 kV 变电站枢纽变电站进行效果检查，单个间隔或多个间隔检修时，现场使用电力屏柜自动转换电子警示牌，警示效果明显，布防使用的时间仅是打开电力屏柜门所消耗的时间，不再需要变电运维人员往返于安全工器具室、主控室之间去取放标示牌，同时也免去了做标示牌出入库记录。

在检修工作、停电设备相同的情况下，使用常

规标示牌、电力屏柜自动转换电子警示牌分别布置安全措施，所使用的时间对比如表 1 所示，可见使用电力屏柜自动转换电子警示牌布置安全措施，明显地缩短了电力屏柜标示牌的布防时间。

表1 常规标示牌、电力屏柜自动转换电子警示牌做安全措施所用时间对比

间隔	常规标示牌	电力屏柜自动转换电子警示牌
单个间隔	12 min	5 min
多个间隔	30 min	15 min

7 结束语

通过本次 QC 小组创新活动，研制出了电力屏柜自动转换电子警示牌，实实在在地让一线电力工人受益，还成功获得了国家知识产权局实用新型专利授权（专利号 2017201992501，专利名称：一种带有自动转换警示机构的电力设备屏柜）。另外，QC 小组成员的创新能力得到进一步提高，能够发现变电站检修工作的现场问题，并提出了改进方案，而且效果比较良好。

（责任编辑：贺大亮）

资讯

■ 国网浙江电力采用科技手段应对寒潮

连日来，受强冷空气影响，我省出现较大范围雨雪冰冻天气，全省用电负荷持续攀升。同时，雨雪冰冻天气使浙江电网安全运行遇到严峻考验。国网浙江省电力有限公司采用科技手段应对寒潮，强化在线监测和预警。设备状态评价中心及时反馈输电线路监测与覆冰预报结果，使得相关地区单位加强对易覆冰线路的巡视工作，第一时间采取重点巡视、融冰、除冰等措施。

在宁波、绍兴、金华、台州等易覆冰区的重要变电站内，启动直流融冰装置线路融冰试运行，做好变电站电网设备抵御冰冻各项应急准备。巡检人员采用“无人机+人工”协同巡检模式，利用微气象、可视化装置等高科技手段，对灵绍直流特高压工程输电线路的覆冰严重程度进行研判，为之后可能开展的直流融冰工作提供可靠依据。

来源：中国电力新闻网

可升降安全爬梯

魏军¹, 陈刚², 石阳³

(1. 沈阳兴源电力设备有限公司, 辽宁 沈阳 110034;
2. 国网康平县供电公司, 辽宁 沈阳 110500;
3. 国网沈阳市沈北新区供电公司, 辽宁 沈阳 110121)

1 现状调查

国网沈阳市沈北新区供电公司供电区域面积 1098 km², 拥有 10 kV 配电线路 154 条, 总长 1745.14 km; 配电变压器 6088 台, 总容量 1678.095 MVA; 0.4 kV 低压线路 1206 km, 其中绝大部分为农村配电线路。目前, 农村配电线路普遍使用 15 m 水泥电杆, 无论是计划检修作业还是电力故障抢修工作中, 经常会遇到雨、雪天气, 春、秋季水泥电杆上会覆一层露水或薄霜, 冬季水泥电杆会覆冰。按照《配电网规程》开关杆、刀闸杆、电缆杆等都应安装爬梯, 但为防止非作业人员私自攀爬而引发意外触电伤亡事故, 爬梯对地安全距离一般都在 2.5 m 以上。在实际工作中, 作业人员普遍使用的登杆工具几乎都是脚扣, 当春、秋、冬早晚电杆杆壁上有露水或结霜、结冰时, 杆壁与脚扣之间的摩擦力大大降低, 会导致脚扣扣不紧, 严重影响了作业人员的工作效率和安全系数。

2 目标设定

在现状调查中, QC 小组发现只要将爬梯对地距离下降到一定位置, 抢修人员就可以在不戴脚扣的情况下顺利攀登电杆。但是如果单纯地加长爬梯, 使其对地安全距离缩短, 又会造成非作业人员也能顺利登杆的现状, 加大非作业人员意外触电伤亡事故的安全风险。QC 小组经过认真讨论, 分析得出结论: 如果将爬梯设置成可升降式, 抢修作业时, 用绝缘拉杆等工具拉下爬梯, 作业人员无需再使用脚扣即可登杆, 中途省去更换脚扣子的环节直接登至作业位置; 杆上作业完成后即可直接顺着爬梯下到地面, 作业结束后再用绝缘拉杆等工具将降下的爬梯退回至原位, 就能有效解决原有爬梯的所有弊病。所以 QC 小组决定将课题目标设定为: 可升降

式安全爬梯。

3 确定方案及选择最佳方案

在现状分析调查的基础上, QC 小组先后进行了多种方案的探索与实践。

首先, 组织召开专题会议, 对原有爬梯位置相对固定、对地安全距离过长、脚扣攀爬费时费力、特殊天气登杆作业困难等各种弊病逐一进行了分析, 得出解决爬梯对地距离是主要原因。

其次, 从解决对地距离过长的角度出发, 将原有爬梯单纯加长, 但因对地距离过短, 不符合安全规程, 只能放弃。

第三, 采用抽屉式原理, 利用轨道和滑轮, 将原有爬梯最后一节改造为可升降式。经过 30 多天的登检作业发现, 效果很好。

于是, QC 小组决定选择这种最佳方案。

4 制订对策及实施

第一, 根据国家电网公司配电网工程典型设计 10 kV 架空线路分册 (2016 年版) 中规定, 配电线路开关杆、刀闸杆、电缆杆、接地环杆等均需安装爬梯, 而且爬梯最下端距离地面安全距离为 2.4 m。所以, QC 小组将可升降安全爬梯与原有爬梯的长度、节数均保持一致, 即为 2 m、5 节。

第二, QC 小组通过多次试验反复验证后, 决定在爬梯长度、节数不变的前提下, 只对爬梯的最后一节进行工艺改造, 即将原有爬梯改装为固定爬梯段和升降式爬梯段 2 个部分, 其中固定爬梯段为 4 节、升降式爬梯段为 1 节。可升降式安全爬梯的固定爬梯部分仍然固定在电杆上, 而且安装位置、对地距离均保持不变。

第三, QC 小组将从上往下数第 5 节爬梯宽度改为小于第 4 节爬梯, 且夹在第 5 节爬梯与电杆

之间；第5节爬梯上部抱箍在第4节上部抱箍之下，第5节爬梯下部抱箍在第4节下部抱箍之下；第5节爬梯上抱箍与放下位置大于1 cm，并卡在第4节下抱箍上，第5节爬梯下抱箍与放下位置大于1 cm；第5节爬梯上端焊有固定钢丝绳的螺丝与钢丝绳固定，钢丝绳另一端焊有小勾，挂到第4节爬梯下沿；第4节爬梯上焊有小滑轮，钢丝绳从滑轮中穿过；钢丝长度与第4节、第5节爬梯长度大于10 cm；第5节爬梯下抱箍焊有固定钢丝绳的螺丝与钢丝绳固定，钢丝绳另一端焊有小勾，当爬梯升起时，升降爬梯上的挂钩挂在最底端（即第4节）固定爬梯的爬梯横梁上；第4节爬梯上抱箍焊有小滑轮，钢丝绳从滑轮中穿过；钢丝长度与第4节、第5节爬梯长度大于10 cm。

第四，QC小组利用抽屉式原理，将升降爬梯段与最底端的一节固定爬梯用轨道及滑轮连接，最终实现了升降操作。当升降式安全爬梯拉下时，对地距离仅为0.5 m；而升降式安全爬梯推回原位后，对地距离仍然保持在2.4 m。

第五，抢修作业时，作业人员利用绝缘拉杆将挂在固定爬梯段的挂钩摘下，拉下升降爬梯段即可在不戴脚扣的情况下直接登杆作业。作业结束后，再用绝缘拉杆将爬梯推回至原位置，挂好挂钩。

可升降安全爬梯现场应用如图1所示。



图1 现场应用

5 效果检验

2016年2—8月，QC小组分别在晴天、雨季、雪天使用新型可升降式安全爬梯在10 kV 15 m水泥电杆开展登杆作业。正常天气下，作业人员登杆一次共用时14 min；安装可升降式安全爬梯后，作业人员登杆一次仅用时6 min，极大地缩短了运检人员登杆作业时间。

据统计，使用可升降安全爬梯后，停电时间同比下降57.14%，有效降低了客户停电投诉风险，进一步增加了企业经济效益。

通过应用可升降安全爬梯，大大提高登杆作业的工作效率，减少了非作业人员触电伤亡事故发生的概率，更有效地保障了作业人员的人身安全。事实证明，使用可升降式安全爬梯是安全生产作业的有力保证，它安全可靠、操作简单、使用方便、工作效率高，特别适用于杆塔覆冰时使用，具有广泛的应用前景。

（责任编辑：贺大亮）

资讯

■ 国网赣西供电公司全面启动输电线路“站-站”智慧巡检

2月25日，国网赣西供电公司召开输电线路“站-站”智慧巡检创新项目启动会。

此次创新项目将建立飞机+机场模式，使用高精度定位系统，续航超50 min，在供电枢纽设立机场，设立机巢，通过远程管控机场。将升级现有的无人机巡线方式，变为全流程自主作业，可远程实现飞机自动起飞，自动任务飞行，自动返航降落、数据自动传输、图像智能识别，处理并生成报告。并基于4G实时通讯，实现远程的实时通信，获取飞机的飞行信息、传输飞机实时拍摄的影像、实现云平台超距控制飞机、保证飞机+机场+云平台的互联。同时，云监控平台部署在云端的监控平台作为无人机运行的大脑，管控无人机的各个指标，空域管理接口便于接受相关部门的监管。

来源：中国农村电气化网

生物质发电发展现状及前景

赵巧良

(浙江工业职业技术学院, 浙江 绍兴 312000)

摘要:当前,我国大气污染防治形势严峻,如何合理利用废弃农作物资源,减少环境污染,实现清洁经济发电,是我国大气污染防治工作面临的重大历史性课题。而生物质作为一种低碳低硫的清洁可再生能源,而且总量巨大、利用量低,已成为最具开发利用潜力的新能源之一。本文将分析我国生物质发电的装机容量、分布等发展现状,据此得出我国生物质发电产业的发展问题,最终讨论我国的生物质发电产业的发展前景。

关键词:生物质;发电;可再生能源;环保;装机容量;发展前景

中图分类号:TK6

作为农业大国,我国的农作物产量一直十分巨大。根据《中国统计年鉴》2015年数据,我国农作物年产量达 $7.91 \times 10^8 \text{ t}$ ^[1],其中被焚烧的秸秆量高达 $1.6 \times 10^8 \text{ t}$ 。焚烧如此大规模的农作物不仅会造成资源的浪费,还会产生大量的二氧化碳,并对全球气候产生一定的负面影响。

而在当前我国大气污染防治形势严峻的背景下,生物质燃料作为一种可再生能源在世界范围内分布广泛,不仅能实现二氧化碳零排放,而且具有污染少等特性^[2-6],因而发展生物质发电行业是时下大气污染严峻情势所需。全球生物质发电装机容量在2016年底约为110 GW,其中在北欧地区,生物质能源利用的主导地位的是生物质发电^[7]。同时我国生物质发电并网装机容量在2016年底约12.2 MW。

1 发展生物质发电产业的重要性

首先,发展生物质发电产业能推动绿色经济发展,走可持续发展道路。我国生物质能资源十分丰富而且潜力巨大,如表1所示,其中仅在2015年被焚烧的废弃秸秆就高达 $1.6 \times 10^8 \text{ t}$,而生物质发电是一个利用废弃的农林作物发出电力,废弃农林作物燃烧后产生的灰分还可以作为肥料肥沃土地,能够变废为宝,是一个良性的循环过程。据统计,一台15 MW的生物质电厂,一年可消耗废弃农林作物203000 t,按热值换算,相当于标准煤约63500 t。

其次,发展生物质发电产业能够推进社会主义

表1 2015年我国生物质能源利用潜力

资源来源	可利用资源量		已利用资源量	
	实物量/t	折合标煤量/t	实物量/t	折合标煤量/t
农作物秸秆	3.4×10^8	1.7×10^8	8×10^6	4×10^6
农产品加工剩余物	6×10^7	3×10^7	2×10^6	1×10^6
林业木质剩余物	3.5×10^8	2×10^8	3×10^6	1.7×10^6
畜禽粪便	8.4×10^8	2.8×10^7	3×10^8	1×10^7
城市生活垃圾	7.5×10^7	1.2×10^7	2.8×10^7	5×10^6
有机废水	4.35×10^9	1.6×10^7	2.7×10^7	1×10^5
有机废渣	9.5×10^8	4×10^6	4.8×10^7	2×10^5
合计		4.6×10^8		2.2×10^7

新农村的建设。生物质发电产业的发展,可以为农民创收,增加就业岗位等。据统计,一台15 MW的生物质电厂,一年可发电130 GWh,新增近亿元产值;能够增加1000多个就业岗位,进而增加农民6000多万元的收入。

第三,发展生物质发电产业能实现绿色生产、保护环境。大力发展生物质发电项目,能够解决废弃的农林作物直接焚烧后的污染和安全等问题,并且排放的污染少,进而改善环境。据统计,一台15 MW的生物质电厂每年至少可减少排放 CO_2 超10000 t。

2 生物质发电发展现状

2.1 生物质发电装机容量和投资规模

2016年我国各类生物质能利用规模,如表2所示。

表2 我国各类生物质能利用规模

利用方式	利用规模	年产能量	折标煤/t·年 ⁻¹
生物质发电	12200 MW	63400 GWh	2.26×10^7
户用沼气	4500万户	$2.1 \times 10^{10} \text{ m}^3$	1.46×10^7
大型沼气工程	12万处		
生物质成型燃料	$8 \times 10^6 \text{ t}$		4×10^6
生物燃料乙醇		$2.4 \times 10^6 \text{ t}$	2.1×10^6
生物柴油		$1 \times 10^6 \text{ t}$	1.5×10^6
总计			4.48×10^7

在我国《生物质能发展“十三五”规划》中，明确提出作为可再生能源的生物质能是一种新型的重要的能源。发展生物质能，能够促进能源的革新、消费升级，能够改善环境质量、促进发展循环经济。

生物质能在2020年将基本实现商业化和规模化利用。年利用约 $5.8 \times 10^7 \text{ t}$ 标准煤，达到15 GW的装机容量，达到90000 GWh年发电量时，其中7000 MW直燃发电，7.5 GW垃圾发电，0.5 GW沼气发电； $8 \times 10^9 \text{ m}^3$ 年利用量是生物天然气； $6 \times 10^6 \text{ t}$ 年利用量生物液体燃料； $3 \times 10^7 \text{ t}$ 年利用量生物质成型燃料。生物质能产业到2020年时，新增约1960亿元投资。其中，投资约400亿元属于生物质发电，投资约1200亿元属于生物天然气，新增约180亿元属于生物质成型燃料供热产业，投资约180亿元属于生物液体燃料。

2.2 生物质发电分布特征

我国生物质资源在各地区分布不同，造成生物质发电行业在区域上，分布特点比较明显。生物质燃料丰富的地区，生物质发电项目规模化，有利于成本降低。在我国，华东地区是生物质发电装机的主要聚集地，并网约3.5 GW，占全国总装机容量首位，约45%。装机约1.4 GW的华中地区、装机约1.1 GW的南方地区分别位列全国第二第三位。

2.3 生物质发电技术的发展

2.3.1 直接燃烧发电

国内直接燃烧发电技术已经越来越成熟、完

善，单台机组装机可达15 MW。基于我国生物质资源中主要是秸秆等农作物，国内生物质燃烧技术以秸秆燃烧技术为主。秸秆直接燃烧发电，将秸秆等农作物原料通过燃料输送系统送入锅炉中，直接燃烧产生大量的高温高压蒸汽，蒸汽在汽轮机的涡轮中膨胀做功，通过轴传动驱动发电机发电。水冷式振动炉排燃烧发电技术和流化床燃烧发电技术是目前秸秆直燃发电技术的主要两类^[8-10]。

2.3.2 生物质-煤混合燃料发电

基于生物质燃料的四季产量不同、全国各地地区产量亦不同，为减小以上等因素对电厂生产运行的影响，可通过掺烧煤进行补偿，这也就是生物质-煤混合燃料发电。

生物质与煤共燃发电的发展有很多方面的优势，首先煤粉炉、流化床锅炉效率高，生物质和煤共燃效果较好，排放特性较好，其次投资低，风险低，具有较高的经济效益和环保优势^[11-16]。

2.3.3 生物质气化发电

所谓生物质气化发电，在气化炉中生物质转化为气体燃料，再经净化后，在燃气机中燃烧发电，或者在燃料电池发电。由于生物质原料挥发分能达到70%以上，大量的挥发分物质能在相对较低的温度下析出，灰结渣、团聚等问题可在生物质燃料燃烧过程中避免^[17]。虽然生物质气化发电技术已经发展快60年，有了很大的进步，并且具有良好的发展前景。但是存在的问题仍然不可无视，例如，现有的燃气内燃机的效率低、装机容量小、发电转化效率低（一般只有12%~18%）、燃气热值低，不适应工业大规模应用开发。另外，焦油含量偏高的气化气体会造成二次污染。因此，开发合适的、适合规模化生产的设备和技术仍有待进一步研究。

3 生物质发电产业发展问题

参考国内的生物质电厂的建设投资情况、运行的效果和稳定情况等，可以看出我国生物质发电产业存在如下发展问题。

3.1 建设及运行成本较高

生物质电厂单位造价为1~1.5万元/kWh，燃烧设备的费用较高。虽然我国生物质总量丰富，但是在全国各地区分布十分分散，而且生物质燃料在

一年四季的产量也不相同,导致实际可获得的总量十分有限;同时生物质燃料相比传统燃料,需要经过加工、运输和存储,将无法让生物质电厂经济运行,并且费用偏高。

3.2 存在技术问题

与常规火电机组相比,生物质发电主要复杂在生物质输送和生物质燃烧技术。虽然我国生物质发电的主要设备锅炉本体等已实现了国产化但仍存在一些问题,例如生物质的输送系统,这些都将直接影响生物质电厂运行。由于燃料输送系统仍存在问题、燃烧设备技术不够成熟等因素,目前的设备运行时间一般偏短,直接影响生物质发电厂的效益和经济性。

3.3 缺乏统一规划和管理

目前燃料供应成本偏高、电厂发电成本难以控制等问题,均将影响生物质发电产业的发展,同时也会影响生物质发电产业的推广。为了规范生物质发电产业、指出生物质发电产业的健康发展之路,2010年8月国家发改委印发了《国家发展改革委关于生物质发电项目建设管理的通知》,作出了很多具体细节的要求,例如生物质发电的规划、选址、建设规模以及生物质发电项目核准的管理程序等。有了相关政策制度,能促进生物质发电产业的和谐发展,并在一定程度上减少发展中的一些问题,进而保证行业健康有序的发展^[18-19]。

3.4 政策问题

相比传统发电行业,生物质发电行业仍处劣势,仅现存的法律和政策、激励政策和措施等仍然是不够的。由于生物质燃料和煤不同,政府以脱硫煤为基础,给出的生物质发电上网电价的补贴不足。尤其生物质电厂只能享受运行前15年的补贴,政策扶持力度不够。

4 生物质发电发展前景

由于生物质发电在燃料成本方面费用偏高、燃烧技术不足等,导致与传统电力相比缺乏市场竞争力,只能靠国家采取电价补贴政策,支持生物质发电的发展。以脱硫燃煤机组标杆上网电价为基准,生物质发电厂上网电价可在此基础上补贴电价0.25元/kWh。当常规能源在混合之后的能源

中占比超过20%时,此混燃发电项目将不能享受补贴电价的政策。

我国发展生物质发电一方面能回收利用大量被废弃农作物,可减少被焚烧引起污染,保护环境;另一方面生物质发电产业发展能有效地扶助农民,为农民创收,增加就业岗位。但是随着生物质发电项目增多的同时,缺乏统一的规划和管理,局部生物质发电项目扎堆等,局部生物质原材料价格将不断上升,会导致生物质发电厂的生产成本不断提高,进而会不断有生物质发电厂停产倒闭,因此略显脆弱的生物质发电行业仍需国家进一步加大扶持力度,尤其是在相关政策上。

我国生物质发电并网装机容量在2016年底约12.2GW,同时在《生物质能发展“十三五”规划》中明确提出,到2020年将达到15GW的生物质发电总装机容量,到2020年将达到90000GWh年发电量。届时国家在相关行业政策上进一步加大扶持力度,相关制度不断完善,生物质发电的环境将越来越好,届时生物质发电将突破瓶颈,进入快速发展期。

技术引进和自主开发仍是目前国内生物质发电产业发展的主要方向,但是要清楚地认识到要想有最终的出路,就得努力走自主开发之路,进而不断完善国产技术。生物质发电产业不断发展的关键是配套辅助设备及系统的自主开发以及成熟和完善。而国内辅助系统目前还不够成熟,均存在一些问题,比如燃料的收集、储存、运输、破碎、筛选和给料系统等。随着生物质发电产业的辅助系统不断完善与成熟,中国生物质发电事业将迈上一个新的台阶。

在当前环保政策下,已不再批准燃煤的纯发电项目,新能源才是时下政策所引导的方向。而在新能源的主要板块中,生物质发电相比天然气发电,在经济性方面有着显著的优势。生物质燃料破碎运输到厂价格大约为450元/t,天然气目前的价格约为2.72元/m³。燃烧0.24t生物质燃料折合85m³天然气,产生1t低压蒸汽,即每产生1t蒸汽可节省大约123.2元,节省费用为53.3%,具有很大的优势。因此,生物质发电在当前环保政策下,还是有着自己强足的优势。

5 结束语

当前,我国大气污染防治形势严峻,生物质作为一种低碳低硫的清洁可再生能源,并且能解决大量废弃农作物焚烧引起污染问题,又能为周边农民创收,理应由国家进一步加大相关政策上的扶持力度。虽然目前生物质发电产业还存在一些问题,例如生物质能源分布不均、技术不够成熟等,但随着国家相关政策、制度不断完善,生物质发电产业将走向更美好的明天。

参考文献

[1] 国家统计局. 中国统计年鉴[DB/OL]. [2017-10-21]. <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexch.htm>. State Statistical bureau. Statistical yearbook of China[DB/OL]. [2017-10-21]. <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexch.htm>.

[2] 孙永明,袁振宏,孙振. 中国生物质能源与生物质利用现状与展望[J]. 可再生能源, 2006(2): 78-82.

[3] 李廉明,余春江,柏继松. 中国秸秆直燃发电技术现状[J]. 化工进展, 2010(29): 84-90.

[4] 徐婧. 生物质燃烧过程中碱金属析出的实验研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2006.

[5] 秦建光. 秸秆类生物质流态化燃烧特性研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2009.

[6] 姚向君,田宜水. 生物质能资源清洁转化利用技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2004.

[7] 苏余宁,伍征团. 75t/h生物质循环流化床锅炉风帽沉积特性研究[J]. 热力发电, 2014(12): 77-81.

[8] 华夏绿色能源. 浅谈我国生物质能发电发展[EB/OL]. [2016-4-26]. http://blog.sina.com.cn/s/blog_152bf7fcc0102wiwb.html.

[9] 谢家敏. 浅谈我国生物质能发电发展[J]. 科技资讯, 2013(7): 126-127.

[10] 张铁柱. 我国生物质发电行业现状及前景分析[J]. 农村电气化, 2011(8): 56-58.

[11] 徐向乾. 生物质与煤共燃技术[J]. 热力发电, 2008, 37(5): 50-53.

[12] 盛昌栋,张军. 煤粉锅炉共燃生物质发电技术的特点和优势[J]. 热力发电, 2006(3).

[13] 张红霞. 生物质秸秆与煤混合的焦炭燃烧特性研究[J]. 可再生能源, 2010, 28(2): 127-129.

[14] 张海清,程世庆,尚琳琳,等. 生物质与煤共燃的燃烧特性研究[J]. 能源研究与利用, 2007(2): 13-16.

[15] 马爱玲,谏伦建,黄光许,等. 生物质与煤混烧燃烧特性研究[J]. 煤炭转化, 2010, 33(1): 55-60.

[16] 王智,赵瑞娥. 生物质混煤在流化床锅炉中的燃烧特性[J]. 电力技术, 2010, 19(2): 65-69.

[17] 黄达其,陈佳琼. 我国生物质气化发电技术应用及展

望[J]. 热力发电, 2008, 37(10): 6-8.

[18] 骆俊. 我国发展生物质发电技术的前景分析[J]. 江苏电机工程, 2006(25): 67-690.

[19] 马洪儒,张运真. 生物质秸秆发电技术研究进展与分析[J]. 水利电力机械, 2006, 28(12): 9-13.

(责任编辑:张峰亮)

资讯

■ 国网甘肃电力智能运检系统完成部署

2月23日,从国网甘肃省电力公司获悉,甘肃电网智能运检分析决策系统初步构架部署顺利完成,对甘肃电网运检管理智能化建设、构建运检智能体系具有重要意义。

智能运检分析决策系统建设以国家电网公司大数据平台现状和远景规划为依据,是公司首次建成采用云计算、大数据一体化方案的应用系统。该系统接入PMS2.0、OMS基础数据、状态监测、气象、雷电、山火、覆冰、分布式故障等14类专业系统数据,实现多源数据融合,为深度挖掘数据价值奠定基础;依托中国电力科学研究院数值气象中心,分阶段实现并向智能管控平台推送9 km×9 km、3 km×3 km分辨率的常规数值天气预报服务,将甘肃电网遭遇的强降水、大风、沙尘浓度、高低温、寒潮等要素预报准确率提升至85%,三大直流输电通道等特高压关键区域提升至90%以上。

甘肃电网区域跨度大、点多线长,运检专业信息获取方式传统、来源单一,主要靠电话层层传递,失真率高。在设备管理方面,状态感知自动化程度低;在作业方式方面,还需要投入大量的人力。随着运检智能管控系统的上线应用,国网甘肃电力将国网电科院数值气象预报图层和线路经纬度叠加分析,可将大风、覆冰等气象条件对线路的影响进行主动预测预警,利用大数据平台全面分析设备状态,利用统一视频系统实现全景现场可视化,达到精益作业管理、高效指挥决策,进一步提高设备状态管控力和运维管理的穿透力,数据处理效率提升400倍,大幅提升电网运维检修智能化和集约化水平。

来源:《国家电网报》

农村小水电少人值守建设

韦刚毅, 黄 任, 刘柏江

(广西宏湖水利电业科技发展有限公司, 广西 南宁 530023)

摘要: 在国家农村水电增效扩容改造的大背景下, 结合“十二五”已进行农村小水电增效扩容技改的广西桂水电力宁明发电分公司作为水电站“少人值守”改造项目试点情况, 对广西地区农村小水电开展“少人值守”改造建设进行分析和论证, 提出了广西地区农村小水电“少人值守”系统的建设思路。

关键词: 分布式电源; 配电网; 并网; 潮流计算

中图分类号: TM622

1 水电站“少人值守”建设

广西桂水电力宁明发电分公司管辖有鸬鹚、浦下、派连3座电站, 装机总容量为11800 kW。少人值守改造前有员工合计99人, 2012年经广西水利电业集团有限公司人力部核定编制人数约为120人, 按照电站运行的要求缺编21人, 人手并不十分充裕, 正合适进行水电站“少人值守”改造。利用已经列入“十二五”农村水电站增效扩容项目的机会, 广西桂水电力宁明发电分公司确定实施“少人值守”项目建设试点为两座电站: 一座是鸬鹚水电站, 属河床式水电站, 装机容量为 $1 \times 800 \text{ kW} + 4 \times 1250 \text{ kW} = 5800 \text{ kW}$; 年均发电量为13.80 GWh, 该电站位于宁明县海渊镇友福村明江河上, 距宁明县城64 km。另一座是浦下水电站, 属引水式水电站, 装机容量为 $4 \times 500 = 2000 \text{ kW}$; 年均发电量为7.38 GWh, 该电站位于宁明县板棍乡浦下屯明江支流大埕河上, 距宁明县城区55 km。为了达到减员增效的目的, 改善员工工作环境, 提高对现场运行状态监控和对异常的反应能力, 保障水电站安全运行, 就必须利用科学技术对水电站实行运行状态、环境、安防、消防、水情进行监视、测量和控制, 对发电的各模拟量、开关量等进行监视和控制, 实现远程集中控制, 也就是需要对水电站进行“少人值守”改造。

为了做好水电站少人值守的建设, 在参考陕西秦龙电力股份有限公司二郎坝水力发电公司和湖南省慈利县赵家娅抽水蓄能二级电站无人值守建设方案后, 确定广西桂水电力宁明发电分公司“少人值守”项目的前提条件为: “在最不利的情况下能够实

现紧急停机, 对来水能够监测、泄洪, 实现有效控制”。

2 农村小水电“少人值守”工程建设的关键点

根据广西桂水电力宁明发电分公司增效扩容改造后设备的情况, 对照“无人值班, 少人值守”的标准, 电站端关键点监控的选择根据所建设水电站的机、电、油、气、水实际情况而确立, 一般需要对流量、水头、压力、油位、推力上导、下导、水导油槽油位等关键位置进行监控, 例如增加以下检测和控制内容。

油、气、水的压力和回路的监测及控制: 对调速器、推力轴承、下导轴承等的油位、油压; 水轮机组刹车装置(油压或气压工作类); 以及其他运行相关的油、气、水路, 应在回路的始端(或压力罐)、末端、分支及其末端安装压力检测和流量检测, 确保各检测点压力正常, 通道畅通; 油气水系统的监控, 还需将原人工操作的阀门改造为综合自动化系统控制的电动开关。部分改造效果图如图1、图2、图3所示。

甩负荷时, 调速器迅速关闭导叶, 且导水机构能够紧急关闭, 即自动化系统能够实现自动停机。

水轮机组刹车装置(使用油压或气压驱动工作)为了监控刹车装置完成刹车任务, 是否落下。因此, 需要安装压力变送器, 以监控刹车装置的状态。

集水井水位监视: 集水井安装自动抽水装置, 安装有液位仪和水浸报警器。

机组进水口工作闸门、泄洪闸门的自动化控制: 对进水工作闸门、泄洪闸门的开合、开度的控制和监测。

对于引水式水电站, 要做好前池的监控和管理, 确保顺利开停机及排洪, 上下游水位装置监控, 周围环境监控, 排泄洪的监控等。



图1 调速器油压监控



图2 推力轴承油位监控



图3 压缩空气系统低压气罐的压力监视
具体需要满足内容如表 1 所示。

3 农村小水电“少人值守”的视频监控

建设农村小水电“少人值守”工程主要是在远程完成操作和监护，因此，在通信光纤带宽或者费用较高的情况下，建议视频监控这方面，要实施重点部位，重点监视即可，减少安装的摄像头数量，减少数据传输流量，确保光纤通信通道顺畅，同时减轻后期费用。

各主要视频监控点设置建议：每个电站端溢流坝（泄洪闸门）上安装一个高清网络红外夜视高速球机，对各个闸门位置状态进行监控。在溢流坝坝体上端与整坝顶上端，还另外需分别安装网络红外

一体摄像机对溢流坝通道进行监控。

电站端发电厂房外围建议安装网络红外一体摄像机和声光报警器、音箱和温湿度传感器。以便对发电厂房周围环境情况进行实时监控及入侵报警。

升压站区域采用高清网络红外夜视高速球机，用于对升压站或开关站的变电设备、主变、刀闸、接线柱及站内环境等的综合防控。

主控室及发电层安装的球型摄像机位置要考虑到能监控各监控保护屏柜的正面数据以及设备运行状态。集水井和水泵必须安装监控设备。主要为了监测集水井的水位，及时启动排水泵将水抽到下游，需要在集水井装设水位传感器。

另外需要在视频和综合自动化系统、安防、消防、动环等系统之间实现联动，当发生设备报警、事故、安防、消防、水等方面的报警时，自动推出相关的视频画面，同时系统还应具有操作前的预视功能。

4 农村小水电“少人值守”建设需要注意的问题

对于水电站“少人值守”项目的建设，建议在制定建设标准后，应在水电站新建和进行增效扩容改造时，从设计上要以国家发布的“少人值守”改造设计标准进行设计，特别是在老旧电站进行增效扩容改造时，必须要着重于选择新设备和新工艺，做到一起安排资金，确保项目实施时技术上的衔接。

在光纤的建设中，该分部工程是最早施工的，通信通道宜比其他系统建设提前 2 个月，以确保系统调试时具备通信条件，不误工期。通信通道采用光纤双网结构（或环形网络结构），宜把视频通道与自动化通道分开建设。主站光纤通信通道带宽要达 100 Mbit/s 左右，各水电站根据摄像头的数量，可在 20 ~ 50 Mbit/s 间；自动化数据通道的带宽不低于 2 Mbit/s。

实现“少人值守”后运行管理方式发生了很大的变化，对相应的运行管理维护制度要进行相应的修改，管理制度应该包括值班制度，设备巡检管理制度、设备缺陷管理制度，设备检修管理制度和设备维护管理制度等功能。特别值得注意的是“两票五防”管理，建议同步建立两票五防管理系统，实现少人值守后首先要对于巡视、工作、操作、工作票、

表1 改造具体需求表

序号	功能	设备名称	用途	需要满足条件
1	水文及水控制	渠道检测		需满足前池水位监测
2		水位检测装置		需满足上下游水位监控,并将信号接到综合自动化系统后台
3		泄洪闸门	排泄洪水	闸门控制为电动控制,实现后台远程控制;
4		工作闸门	截断进入水轮机的水	闸门具备行程开关,将信号接到综合自动化系统后台;泄洪闸门能依据水位高低,启动泄洪闸门。
5	机械	水轮机	提供动力	必须实现综合自动化系统后台控制
6		刹车	对发电机转子进行刹车	
7		调速器	控制水轮机导叶,调节发电机负荷	
8	电	发电机		需满足电动控制,并实现综合自动化系统后台控制及监控。
9		发电机推力轴承冷却装置	对发电机推力轴承油槽进行冷却	
10		励磁装置		
11		并网装置		
12		综合自动化系统		
13		继电保护		
14		设备保护		
15		直流系统	提供二次控制、保护电源	
16	高压开关柜		需将相应状态量接入到综合自动化系统后台。	
17	低压配电屏			
18	配备UPS电源及厂用备用电源			需配备UPS电源及厂用备用电源。
19	水	供水泵	提供发电机冷却用水	需实现自动抽水控制,并实现后台远程操控及监控;需具备2套供水泵、排水泵系统;
20		排水泵	排掉全厂渗漏水	排水泵依据集水井水位高低,实现自动抽水功能;供水系统总管道前端和后端需具备示流器和压力传感器,各供水分岔管路需具备示流器和压力传感器。
21	气	气泵	提供发电机制动用气	需实现电动控制,并实现后台远程操控及监控;
22		气泵控制		供气系统总管道前端和后端需具备压力传感器,各分岔管路需具备压力传感器。
23	油	油泵		需实现电动控制,并实现后台远程操控及监控;
24		油路		供油系统总管道前端和后端需具备压力传感器,各分岔管路需具备压力传感器。
25	升压站	变压器		需实现电动控制,并实现后台远程操控及监控。
26		断路器		
27		隔离开关		
28		接地刀闸		

操作票等进行相关的改变,制度也要马上跟着改变。

参考文献

5 结束语

总体来讲,将农村小水电“少人值守”项目与农村小水电增效扩容技改相结合,根据广西农村小水电的发展情况,提出了“少人值守”建设的新模式,对广西地区农村小水电实现人力资源的优化整合,降低电站管理成本,提高设备安全运行和自动化水平具有现实意义。

- [1] 卢任文. 中小型水电站完全无人值班自动化系统在赵家堰水电站的应用[J]. 小水电, 2011(01).
- [2] 冯赵云. 中小水电站运行管理的建议及对策[J]. 中国水能及电气化, 2009(Z1).
- [3] 张亮. 创新运行管理模式[J]. 中国电力企业管理, 2006(07).
- [4] 黄文宝, 卢任文. 中小型水电站完全无人值班运行模式[J]. 中国水能及电气化, 2012(3).

(责任编辑: 张峰亮)

高可靠性一体化视频监控前端箱

王立功¹, 闫连龙¹, 张国聚²

(1. 广东技术师范学院电子与信息学院, 广东 广州 510665;

2. 广东纽脉电器有限公司, 广东 广州 510665)

摘要: 视频前端控制箱是电力视频监控系统中的常用设备, 目前的设备箱仅是安装了电源插座、防雷设备等少量设备, 施工方需要自购其他设备现场安装, 受安装工艺水平的限制, 设备箱成为系统故障的主要来源。通过将箱内设备模块化, 根据系统的需要, 安装设备模块, 将各种设备一体化在箱体内部, 由于这些安装工作由厂家直接完成, 设备箱的整体可靠性大幅提高, 并且节省了大量的施工时间。

关键词: 一体化; 视频监控; 前端箱

中图分类号: TM591

近几年, 视频监控在电力系统中被广泛采用, 变电站、营业厅、生产大楼和作业现场等场合都有应用, 并起到了重要作用。视频监控前端控制箱作为安防领域配套设备之一, 起到对摄像头供电、信号传输、防雷保护等作用。为满足电力系统视频监控的高可靠性要求, 采用一体化的视频前端控制箱, 就是生产厂家根据使用需要, 将各种模块化设备安装在箱中, 施工时仅需要将少量线路接入箱体, 大大地简化了施工时间, 同时极大地提高了可靠性。

1 总体思路

一体化视频前端控制箱是把视频监控需要的设备, 包括综合设备管理系统、交流电源防护子系统、设备电源供电子系统、防雷防浪涌保护子系统、光纤数据传输管理子系统、光纤数据交换子系统、数显自动温度控制子系统、物联网数据采集子系统等模块化后, 集成安装在设备箱中, 以满足视频监控的需要。

1.1 模块化各种设备提高系统的可靠性

各种设备模块化, 箱体内部接线标准化, 可以使由于接线造成的接触不良的故障率大大降低。实际使用中, 由于箱内电源插座松动造成了大量故障, 通过内部的背板总线为各个模块供电, 可以得到完全的消除。通过集成了温度控制、电源保护、防雷等功能, 可以极大地提高系统的可靠性。一体化视频前端控制箱由厂家将需要的各种设备布局安装, 安装工艺和质量得到保障。

1.2 标准化外部接口

一体化视频前端控制箱标准化外部接口, 施工

时只需要接市电线、摄像机电源线、摄像机数据输入线、数据输入/输出线(光纤)等即可, 大大简化了施工接线, 节约施工成本。

1.3 减小控制箱的体积

内部设备的模块化设计可以使安装布局更紧凑, 有利于减少箱体的体积, 实现微型化。

1.4 综合设备管理

物联网数据采集子系统采集箱内各设备的工作状况, 通过网络将数据实时传输给后台服务器, 监控设备的工作状态, 并且可以在综合管理平台上管理设备, 如设备重启、设备配置、自检等。

在总体的设计思路上主要把握2点, 即一体化和模块化。模块化就是把箱内设备按照一定的尺寸设计, 采用模块插拔的方式安装; 一体化就是把需要的功能通过模块化设备集成到箱体内部。从而实现整体的高可靠性。

2 设计内容

2.1 模块的标准化设计

目前视频监控系统的标准化工作的主要内容包括视频监控平台、前端设备互联、视音频编解码和智能监控应用等, 其中前端设备互联工作摄像头一直是主要研究方向, 其他设备的标准化基本无人涉及, 箱内设备的模块化设计可以为这项工作的开展提供方便。

2.1.1 标准化模块的形状

将箱体内部的设备设计成模块, 首先做到尺寸的标准, 各模块的厚度按照美国电子工业协会(EIA)的标准, 设计成4.4 cm高度的整数倍, 宽度设计为

26.7 cm, 深度设计为 3.3 cm。

2.1.2 标准化模块的接口

根据模块的功能需要,设计标准化的接口,接口包括模块供电(5、12 V),数据线输入,数据输出,控制输入、控制输出,采用标准扩展插槽,重新定义各个引脚功能。标准化数据接口(管理接口)可以为前端设备互联提供基础。

2.2 各子系统功能设计

集成化的视频前端控制箱主要由 8 个子系统构成,包括:综合设备管理系统、交流电源防护子系统、设备电源供电子系统、防雷防浪涌保护子系统、光纤数传输管理子系统、光纤数据交换子系统、数显自动温度控制子系统、辅助系统。

2.2.1 综合设备管理系统

综合管理系统组成如图 1 所示,综合管理系统实时监控箱内各个子系统设备的工作状态,及时发现故障,并可以控制相应的设备进行重启或配置。将箱内设备的工作情况通过网络发送到监控中心后台,及时进行故障报警。

2.2.2 交流电源防护子系统

交流电源防护子系统,是对设备箱接入 220 V 电源的各种防护及管理,包含 220 V 交流过流保护、过欠压保护、稳压输出、电源分配。

2.2.3 设备电源供电子系统

设备供电子系统提供了设备箱内所有设备供电,包含光纤收发器、网络交换机、监控固定摄像头、监控球型摄像机、温控器电源、温控风扇电源等。

2.2.4 防雷防浪涌保护子系统

防雷防浪涌子系统,是对设备箱内设备如接入 220 V 电源、球机 24 V 交流电源、枪机 12 V 直流电源、网络 RJ45 数据接口、电源插座、视频同轴电缆进行防浪涌保护,包含单相电源保护、二合一防雷保护、三合一防雷保护、集中电源防雷保护等。

2.2.5 光纤数传输管理子系统

光纤传输管理系统,是指对进入设备箱内的光纤进行固定、熔接、理纤、配线、跳接管理,包含光纤固定座、光纤绕纤环、光纤熔纤盘、光纤配线架、光纤跳线。

2.2.6 光纤数据交换子系统

光纤数据交换系统,是指光传输过程中数据交

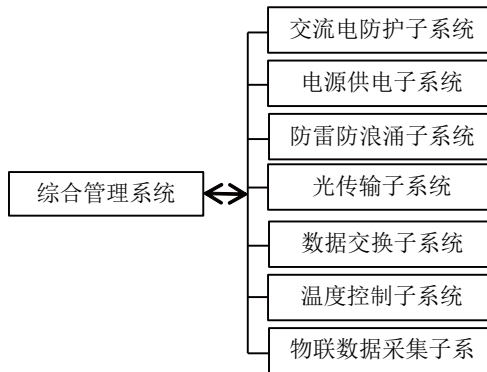


图1 综合管理系统组成示意图

换设备,包含光纤收发器、网络交换机、光纤交换机、视频光端机等

2.2.7 数显自动温湿度控制子系统

湿度和温度的调节应该是全自动运行的,必须配置全自动温湿度控制和调节系统,根据设备箱内的各个功能模块正常工作所需的温湿度范围设定控制阈值,并使用温度传感器对象内的温湿度实时监测。当箱内温度超过阈值时启动温湿度控制系统。自动温湿控系统是指依据设备箱内温湿度变化,通过温湿度控制器自动开启风扇或加热器,本系统可根据需要设定启动温度值,系统包含数显温控器(内置温度传感器)、交流风扇(或直流方式)、加热器、供电电源等。

2.2.8 辅助系统

辅助系统由照明系统、电子控制锁、防雷接地等辅助设备组成,为维护人员提供维护便利,并具有防盗、防雷等功能。

3 结束语

一体化模块化视频前端控制箱经过实际生产和使用,使用效果好。由于安装简单,受到了施工单位的欢迎,并且可靠性得到了极大的提高。一体化使视频前端控制箱成为视频监控系统的整体设备,改变了购买空箱后安装设备的施工方式。模块化箱内设备使安装简单规范、布局清晰。存在的问题是模块化的各种设备特别是光交换等设备没有专门的厂家生产,自主研发的模块产品的性能需要检验和认证。

(责任编辑:刘艳玲)

用电信息采集系统中的信号拓展装置

孟凡领

(国网青海省电力公司海东供电公司, 青海 海东 810600)

目前, 国网青海省电力公司用电信息采集系统建设工程已实现全覆盖, 正处于实现集中抄表、供电质量检测、计量异常监测、负荷数据分析、远程预付费控制等功能全面深化应用的阶段, 以及与营销业务系统、一体化计量与线损管理系统的数据全面对接, 为改善电网运行负荷峰谷差, 确保电网安全经济运行, 降低电网损耗及运行风险, 提高电网经济效益, 实现资源优化配置, 取得良好的社会效益, 提供数据支撑, 对坚强智能电网的概念做出了最好的诠释。

然而, 随着用电信息采集系统建设工程改造的深入, 在山多、偏远地区, 出现了运营商信号覆盖盲点问题, 或者网络信号无法满足采集终端通信要求, 有的地区信号时有时无, 造成采集终端上线率低, 用电信息采集终端无法正常采集传输用户信息, 严重干扰和阻碍了用电信息采集系统建设和应用。

1 无信号覆盖地区解决方案

1.1 网络运营商增加基站数量、改变天线角度或增强信号发射功率

目前, 青海省电力公司用电信息采集系统改造工程中远程通信信道主要采用 GPRS/CDMA 无线公网。利用网络运营商已覆盖的无线公网实现采集终端的数据传输, 电力公司无须进行信道的专门维护, 只须交纳相对应的网络使用费。然而, 运营商出于对地区话务量和经济性的考虑, 在部分山区和偏远地区通信基站的数量和容量有限, 造成信号覆盖存在盲区, 不能通信。电力公司通过与网络运营商沟通协调, 增加基站数量、改变天线角度或增强信号发射功率可以解决信号覆盖和稳定性的问题。但是, 增加基站数量投资较大, 部分基站信号天线角度和发射功率已达到最优化状态, 因此, 这种方案无法全面解决目前青海地区数量庞大的台区无信号覆盖情况。

1.2 安装信号拓展装置

信号拓展装置属于同频放大设备, 是指在无线通信传输过程中起到信号增强的一种无线电发射中转设备。信号拓展装置的基本功能就是一个射频信号功率增强器。信号拓展装置在下行链路中, 在现有的覆盖区域中获取信号, 通过带通滤波器对带通外的信号进行极好的隔离, 将滤波的信号经功放放大后再次发射到待覆盖区域。在上行链路中, 覆盖区域内的采集终端信号以同样工作方式由上行放大链路处理后发射到相应基站, 从而达到基站与采集终端的信号传递, 保证数据连续传输及信号稳定覆盖。

信号拓展装置在安装前必须进行现场勘查, 以确定最佳的安装地点, 实现信号覆盖区域和信号强度最大化。在信号拓展装置最佳安装位置安装一组太阳能光伏电池板和一组无线信号拓展装置。太阳能光伏电池板对蓄电池充电及供电的过程实现自动控制, 蓄电池通过专用逆变器, 将 12 V 直流电变换为 220 V 正弦波交流电为无线信号拓展装置提供稳定、可靠、不间断工作电源, 无线信号拓展装置通信信号扩展至用电信息采集终端安装区域, 保证终端上线。并且安装无线信号拓展装置投资较少, 易于实现, 是解决信号覆盖问题的较佳方案。

2 无线信号拓展装置应用后的经济效益分析

综上所述, 无线信号拓展装置的应用很好地从技术和应用方式上解决了偏远山区及特殊地段无信号或信号较弱的问题, 为实现“全覆盖、全采集、全费控”的目标奠定了技术基础, 为集抄改造采集设备与网络运营商信号有一个稳定的搭接, 使用用电信息采集终端可以将抄读到的用户信息传送至主站, 为供电企业各专业提供及时、准确、完整的信息, 为智能化电网的发展打下了坚实的基础。

(责任编辑: 刘艳玲)

10 kV户外交流高压跌落喷射式熔断器

杨文豪, 杨爱华, 王文聪

(南京紫峰电力设备有限公司, 江苏 南京 210038)

摘要: 针对目前配网使用的 10 kV 传统 33 型熔断器存在的缺陷, 介绍了 10 kV 封闭型筒式瓷绝缘熔断器新技术以及应用情况与 10 kV 封闭型筒式复合绝缘熔断器新技术以及应用情况, 得出结论: 10 kV 封闭型筒式复合绝缘熔断器新技术已开始应用, 可提高配网全绝缘化, 保证供电可靠性, 其成果值得推广。

关键词: 封闭型; 熔管内置结构; 喷射式熔断器, 配备专用安装工具红色醒目量标标识

中图分类号: TM591

1 概述

1.1 背景介绍

我国供电部门一般在 10 kV 配电用户变压器侧或配电线路使用 10 kV 户外交流高压跌落喷射式熔断器。国外简称令克 (line connector), 是配变电室 10 kV 高压到配电盘或 380 V 低压变压器之间的保险, 也叫跌落式保险。一般安装三只, A、B、C 三相各一只。可以在 10 kV 配电线路过负荷或者短路时提供有效保护, 在检修时可以迅速断开电源。相对 10 kV 隔离开关、柱上开关, 它具有结构简单、工程造价低、维护方便等优势。但在长期挂网运行中, 10 kV 传统 33 型跌落式熔断器也暴露出一定的技术局限性, 主要是因为结构设计和材质选用的缺陷造成安全性能、绝缘性能、供电可靠性欠缺。

1.2 10 kV 传统 33 型户外交流高压跌落喷射式熔断器

目前我国 10 kV 配网广泛使用的是美标引进的 10 kV 传统 33 型户外交流高压跌落喷射式熔断器, 它采用的是单端朝下排气方式的, 灭弧效果优良, 其产生的气体不会影响到线路及柱上设备, 但存在的主要问题是动静触头、上下接线端子 (以下简称桩头) 裸露, 安全性较低。针对桩头裸露的问题, 一般在配变侧的熔断器桩头处安装绝缘外罩来加强局部绝缘。而动静触头裸露和熔管外置的情况暂时无较好的解决方案。

2 10 kV 封闭型筒式瓷绝缘熔断器

2.1 市场要求的产品发展趋势

近年来, 国家电网公司各级供电公司郊区线

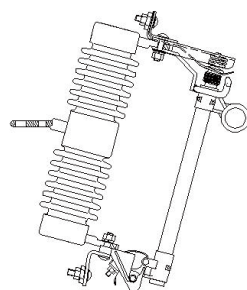


图1 33型瓷绝缘熔断器结构示意图

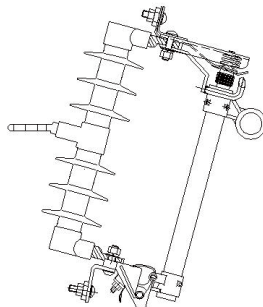


图2 33型复合绝缘熔断器结构示意图

路 10 kV 配电网大范围采用架空绝缘导线线路, 这样不仅可以提高电网绝缘化率还可以满足电力系统现代化线路工程施工迅速的要求。但它对现有 10 kV 配电网的提供保护的过载或保护设备的绝缘配合提出新的严格的技术要求。一般来说, 常规 10 kV 高压跌落式熔断器 (令克) 因为载熔管外置和上下桩头 (接线端子) 裸露的原因无法做到与 10 kV 架空绝缘导线线路全绝缘配合完全匹配的技术要求, 存在一定的安全隐患, 降低了 10 kV 配电网绝缘化率。

2.2 10 kV 封闭型筒式瓷绝缘熔断器

2008 年 12 月, 我国开始从日本引进 10 kV 封闭型瓷绝缘熔断器技术, 当时由中国电力科学研究

院和北京电力公司组织和实施，这样的产品适合线路全绝缘化发展的需要，其工作原理：采取熔管（灭弧管）内置于绝缘封闭型喷射式电瓷绝缘件的结构；采用单端朝下排气方式。熔断器在正常运行时，熔丝管借助熔丝张紧后形成闭合位置。当系统发生故障时，故障电流使熔丝迅速熔断，并形成电弧，消弧管受电弧灼热，分解出大量的气体，使管内形成很高压力，并沿管道形成纵吹，电弧被迅速拉长而熄灭，熔丝熔断后，下部动触头失去张力而下翻，锁紧机械，释放熔丝管，熔丝管跌落，形成明显的开断位置。

产品特点：应用后避免桩头裸露，安全性提高，绝缘性能提高；熔管内置后，采用新式弹簧灭弧动作机构，更加稳定可靠；主要功能仍然采用单端朝下排气方式，在过载或系统内大故障电流（短路时）实现过电流保护，有效脱离电网。

2.3 应用情况

目前在北京、上海等地挂网的日式封闭型瓷绝缘熔断器在试运行的过程中已经发现其动静触头接触存在一定问题，如图1、图2瓷瓶在线路未发生大的短路故障电流时已经因分合闸不到位以及绝缘等问题炸裂。

目前安装封闭型熔断器内部熔管都是凭人的手感和操作感去判断是否安装到位，没有醒目的定位标识，这样非常容易导致熔管没有安装到位，接触点之间存在间隙。在电网持续运行下会发热，严重时会导致线路发生起火，导致事故。

瓷绝缘熔断器的另一个缺陷是较重，安装不方便，瓷瓶在运输过程中容易损坏，其残余碎片百年不腐，对环境造成一定影响，结构图与产品如图3、图4所示。

3 10 kV封闭筒式复合绝缘熔断器

3.1 10 kV封闭筒式复合绝缘熔断器

10 kV 封闭型筒式复合绝缘熔断器更适应现代化建设的全绝缘配网线路要求，创新点是将传统外绝缘支架和护套以及熔管外置的结构改为筒式封闭外绝缘，熔管内置结构，采用封闭型复合外套外绝缘、熔管内置结构的10 kV 封闭型筒式复合绝缘熔断器新技术；其安装时，通过专用安装工具上的红

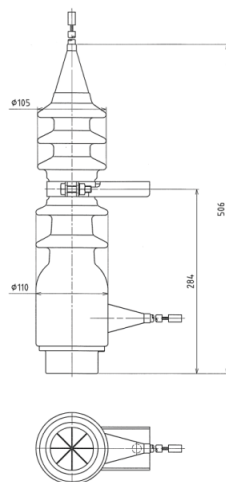


图3 封闭型瓷绝缘熔断器产品结构示意



图4 产品照片

色醒目量标标识表现封闭型熔断器的工作状态。复合绝缘筒式封闭结构比瓷绝缘筒式封闭结构要轻，而且是环保型材料，并且绝缘性能优异，如图5、图6所示。

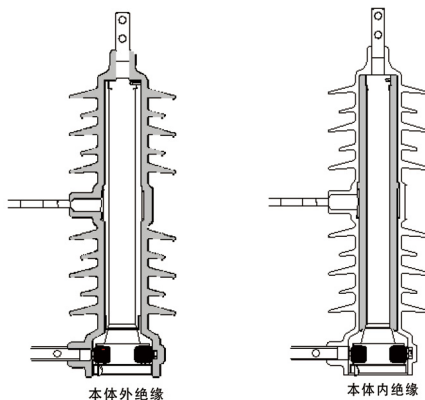


图5 封闭型复合绝缘熔断器产品局部结构示意图

因为产品主要是在户外使用，其大部分联接部件不能裸露在空气中，所以通过加强主体绝缘的方式来解决防雨水、防雪、等环境因素所引起的耐候性问题。

封闭绝缘瓷件设计主要是瓷件结构设计，传统

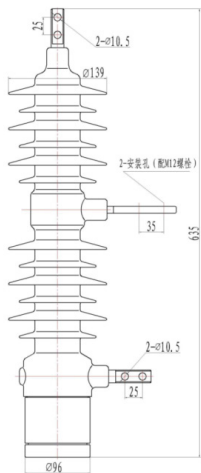


图6 封闭型复合绝缘熔断器主体示意图

高压跌落式熔断器为熔管外置的瓷绝缘结构，封闭型熔断器复合绝缘设计方案采用熔管内置的复合外套筒式绝缘结构，包括选择合适的筒形绝缘子（骨架）、中部安装支架内嵌设计、桩头（上下接线端子）设计、复合外套模腔设计。因为复合绝缘材料轻，运输不易损坏，方便，耐污秽性能好，适合产品使用。

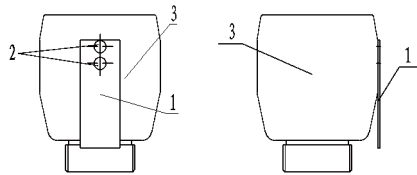
主体外绝缘设计目的是在采用上桩头、中间安装支架、下桩头、内筒骨架紧密连接的无间隙结构的基础上，设计主体外绝缘复合外套结构，“通俗地讲是冬天，人通过穿厚衣服或者冲锋衣来抵御寒冷或雨雪。”

方案具体实施实现的时候借鉴成熟复合外套避雷器设计，设计满足污秽等级IV级的需求。内筒设计相当于是本装置的骨架，起到支撑、内绝缘和上下连接作用，采用环氧树脂卷材层层叠加绕制而成，在实现方案中，关键点/难点在于选择合适的绝缘环氧筒，其电气绝缘强度、耐温系数、机械强度等参数需达到产品进厂检测技术规范要求。电气绝缘强度通过工频耐受绝缘试验来确定，一般10 kV产品要求绝缘的工频耐压为42 kV，1 min。耐温性能：对内绝缘环氧筒进行温升试验，无任何损伤则通过实验。

3.2 封闭型复合绝缘熔断器的解决方案

在设计封闭型复合绝缘熔断器时，针对目前瓷绝缘封闭型熔断器存在的动静触头接触分合不能到位、不可见的缺陷提出改进方案。

在安装时使用专用安装工具，在安装工具上设计一个红色量标式标识，在安装熔管的时候，如果标识露在外面，我们能看到，说明熔管没有安装到



1是专用安装工具标识本体，2是固定孔。3是专用安装工具，4是封闭型筒式熔断器主体、5是封闭型筒式熔断器防护罩。

图7 具有红色量标标识的安装工具结构示意图

位，需要重新安装，如图8所示；如果标识全部顶到封闭型筒式熔断器防护罩内部已经看不到说明熔管安装到位，并且接触点接触可靠，如图9所示，这样就避免了仅凭个人感觉去判断安装是否到位的问题，增加了安全可靠，并且提高安装时的工作效率。

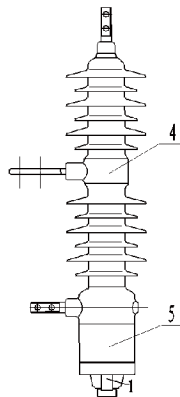


图8 熔管未安装到位结构示意图

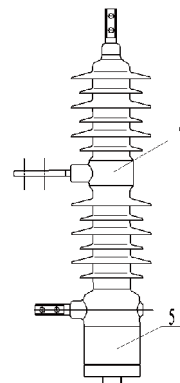


图9 熔管安装到位结构示意图

4 结束语

10 kV 封闭型筒式复合绝缘熔断器新技术已开始应用，可提高配网全绝缘化，保证供电可靠性，其成果可以推广。

(责任编辑：刘艳玲)

LW36-126户外SF₆高压断路器 速度测量传感器安装支架

章宗树, 李晓东

(国网恩施供电公司检修分公司巴东运维站, 湖北 恩施 445000)

摘要: 本文主要介绍了针对 LW36 型 SF₆ 断路器机械特性测试, 而设计制作的断路器特性测试传感器安装支架。能够实现与动触头实际运动过程 1:1 匹配的高精度特性测试, 试验时装拆十分方便。

关键词: 机械特性; 传感器; 模拟开关

中图分类号: TM561

高压断路器机械特性(合闸和分闸时间、速度、开距、超程、三相不同期性、弹跳时间等)是保障断路器能正常工作的关键特性, 因此高压断路器机械特性的参数是判断其性能的重要指标, 机械特性测试是衡量和保障断路器质量状况及性能指标的重要手段。GB 1984—2003 高压断路器规定, 断路器在型式试验、出厂或交接试验前, 须测试空载行程曲线, 记录时间、位移、速度等机械特性参数。另外, 断路器在投运使用过程中, 用户也须按照技术要求和 DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程, 定期进行机械特性测试, 以便预防或发现断路器故障和异常。

LW36-126 户外 SF₆ 高压断路器外形如图 1 所示。

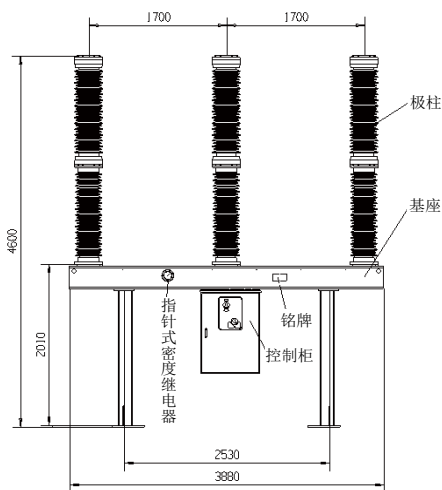


图1 断路器整体结构图(正面)

极柱如图 2 所示(上半部灭弧室, 下半部支柱, 底部为拐臂箱)。

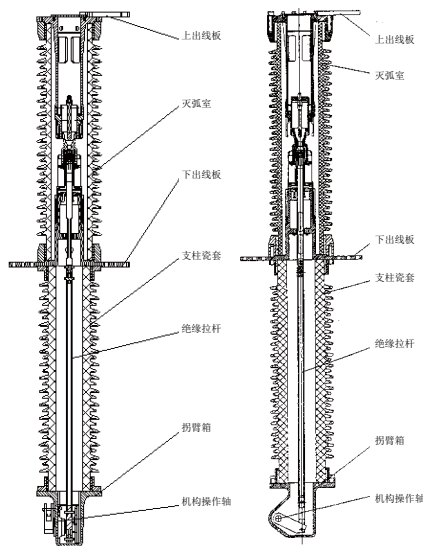


图2 极柱

极柱装配在横梁内转动连接的样式如图 3 所示。

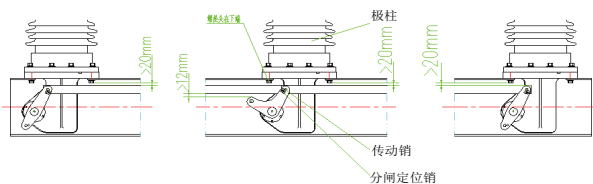


图3 极柱的装配

为了更直观地测试开关的机械特性, 研究一种开关体外模拟直线传感器方法, 将断路器动作信息通过直线传感器引入断路器机械特性测试仪测量: 行程曲线、位移(行程、超程)、速度等参数。断路器机械传动结构如图 4 所示。由于在密封的 SF₆ 断路器中, 难以将直线传感器直接固定在动触头拉杆(8)上。故可考虑根据主轴(4)上输入拐臂(5)至灭弧室内动触头拉杆(8)的实际传动环节, “移植”其结构至密封壳体外, 并设计一动触头的模拟滑

块，最后再连接至直线传感器，实现与动触头实际运动过程 1:1 匹配的高精度特性测试。多种测试方法比较该测试方法实际效果具有显著地优越性：断路器动触头分合闸运动状态“可视化”，与动触头运动实际曲线一致性好、能测到位移—时间曲线而可以直观地体现多种性能参数和特性。

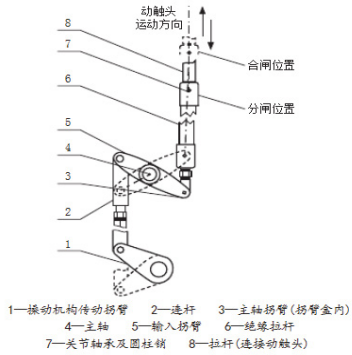


图4 传动结构

根据以上的设计思路，设计制作了第一代直线传感器安装支架，能够比较方便进行 LW36-126 户外 SF₆ 高压断路器机械特性测试。其形式及安装方式如图 5 所示。

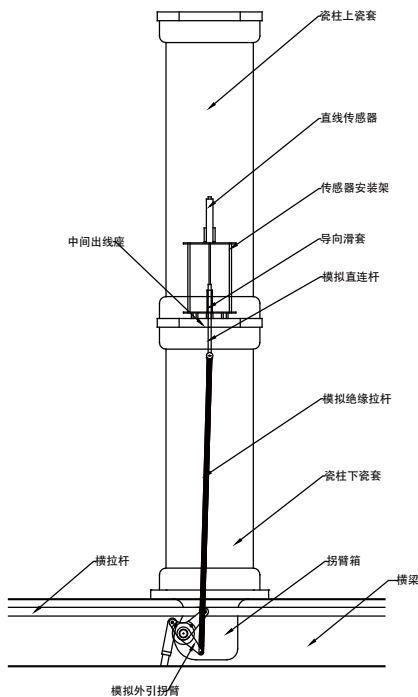


图5 安装方式

这种直线传感器安装方式沿用了在通常采用的传感器对接方式(图 6)和滑块(图 7)导向，但在原有基础上已经对滑块进行了优化设计，采用滑套和模拟直连杆配合，重量更轻，结构也更简单。

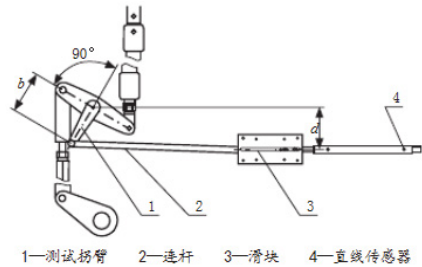


图6 传感器对接方式

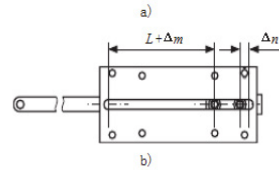
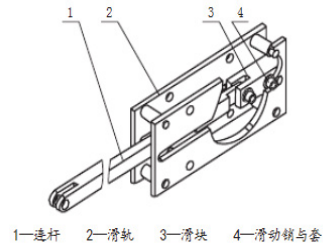


图7 滑块

传感器安装支架及整体测试支架具体实物照片如图 8 所示。



图8 传感器安装支架及整体测试支架

该传感器安装支架，能够实现与动触头实际运动过程 1:1 匹配的高精度特性测试，试验时安装十分方便，能够为检修人员节省大量的人力和物力，并保证了测试数据的准确。

(责任编辑：刘艳玲)

配电网常见故障类型及防范措施

刘亚东, 张新东, 田宏波, 王恒超, 刘金环

(国网辽宁铁岭供电公司, 辽宁 铁岭 112500)

1 配电网常见故障类型

通过日常工作经验总结出配电网常见故障主要有自然灾害、用户设备故障、外力破坏、雷害、鸟害及设备本体和施工质量。针对这些常见故障提出了一些防范措施。

2 整改及防范措施

2.1 加强电网运行管理工作

加强对各运行单位巡视、排查、消缺工作开展情况的监督检查力度,对巡视不到位、排查不彻底、缺陷处理不及时等情况予以警告,必要时根据相关规定予以考核。

做好设备故障、异常分析工作。凡是配电设备发生故障、异常,各单位要当即向公司运检部电话报告,并留存故障经过和处理过程的影像资料,3日内报送正式分析报告。线路跳闸后必须查找出故障点。

2.2 加强用户设备管理

2.2.1 加大用户设备检查、治理工作力度

各单位用电检查人员要与设备运行人员积极配合,对用户自维设备进行全面检查,对存在缺陷的用户设备,要责令限期整改。严格执行《入网用户电力管理办法》,督促用户开展日常检修维护和试验。

2.2.2 加强用户设备管理

因用户原因造成电网故障或异常,可先行对该用户中止供电,并报经委备案;用户自维设备整改验收合格后,方可恢复送电。对于屡次造成电网故障的用户,应建议经委按照有关规定予以处罚。

2.3 强化设备防雷措施

在配电线路临近 66 kV 及以上高压线路地点加装避雷器,其他重点防雷地段加装放电间隙型避雷器,降低雷击跳闸故障。在个别地区尝试使用架空

避雷线。

农网升级改造工程要按照《农村 10 kV 及以下电网建设与改造工程典型设计(试行)》的防雷技术标准进行防雷设计,当采用氧化锌避雷器时要按照每隔 3~4 基电杆安装 1 组。

严格按周期开展接地电阻测试工作,柱上变压器、配电室、柱上开关设备、柱上电容器设备的接地电阻测量每 2 年进行一次,其他设备的接地电阻测量每 4 年进行一次。对接地电阻不符合规程规定或使用年限过长发生腐烂锈蚀的接地装置,及时进行更换,满足电网运行要求。

2.4 防外力破坏措施

开展线路走廊清理整顿,加大电力设施保护宣传力度,提高全社会对电力设施保护的意识。加强对线路走廊附近蔬菜大棚、垃圾场等易产生锡箔纸、塑料布等飘浮物场所的治理和巡视,及时发现和处理故障苗头。

健全地理电缆线路的警示标志,对可能危及线路安全运行的施工场所采取专人看护、严防死守的监护方式。

不断提高配电线路尤其农网配电线路绝缘化水平,线路改造为绝缘导线,对线路开关端子、隔离开关等裸露部分加装绝缘罩。

进一步研究和完善防鸟害措施,在鸟类活动频繁的区域,有选择地加装防鸟罩、驱鸟器。

加强与供水、供热、市政等土建施工较多的单位沟通,争取在工程开工前,监管方人员提前到现场指认电缆路径,防止发生电缆外力破坏事件。

3 结束语

配电网故障现象非常普遍,在日常工作中需要积累经验并进行归纳总结。加强对电网的隐患排查和事先防范有着特殊的意义,确保配电网平稳运行。

(责任编辑:贺大亮)

不同配电类型中变压器噪音的治理

陈 曦, 白晨旭, 李冰然, 周 磊

(国网江苏省电力公司技能培训中心, 江苏 苏州 215004)

1 地面独立配电房变压器噪音治理

治理方案: 首先对变压器进行停电后的检修, 包括进行更换陈旧的变压器油, 对变压器紧固件进行检查, 对变压器进行除尘等; 其次对变压器基础进行加固或者加装隔震装置, 隔震装置可以根据振动的大小程度选择橡胶垫或者弹簧减振器进行; 最后对配电房的薄弱处进行隔音加固, 将普通窗改为消声通风窗(考虑配电房的散热要求), 将普通铁门或铝合金门改为木质防火隔音门或者金属隔音门。一般情况下进行以上处理后, 配电房的噪音基本都能达到符合国标要求, 但考虑到变压器的低频噪音的穿透力很强, 在条件允许的情况下配电房内部还要进行吸音处理, 这样可以衰减噪音的能量。

经验分析: 首先在设计初期就要考虑这类配电房的噪音可能产生的问题, 尽量在远离住宅本体的位置放置配电房; 其次应尽量对变压器的基础进行加固处理, 这样可以抑制变压器振动的放大, 或者给变压器配置减振器; 最后, 尽量将配电房的门窗等隔音的薄弱处不要朝向住宅本体, 如果无法避免, 则将配电房的门窗设计为隔音门窗。

2 地面箱式变压器噪音治理

治理方案: 首先对变压器进行停电后的检修, 包括进行更换陈旧的变压器油, 对变压器紧固件进行检查, 对变压器进行除尘等; 其次对变压器基础进行加固或者加装隔震装置, 隔震装置可以根据振动的大小程度选择橡胶垫或者弹簧减振器进行; 最后由于箱变的外壳都比较单薄, 对其外壳进行隔音加固比较困难, 且位置空间较小, 所以箱变的噪音治理方法是在其外侧加设隔音屏障或者隔音罩。一般情况下进行以上处理后, 箱变的噪音基本都能达到符合国标要求, 如果是隔音罩需要考虑箱变的散热问题, 一般需要有进风系统和排风系统。

经验分析: 首先在设计初期就需要考虑这类箱变的噪音可能产生的问题, 尽量在远离住宅本体的位置放置箱变; 其次应尽量对箱变内的变压器的基础进行加固处理, 这样可以抑制变压器振动的放大, 或者给变压器配置减振器; 最后, 如果无法避免远离住宅主体, 则在箱变的敏感侧加装隔音屏障, 如果日后隔音屏无法隔绝噪音时可再考虑对箱变加装隔音罩来抑制噪音。

3 地下室配电房变压器噪音治理

治理方案: 首先, 对变压器的振动进行阻断, 包括进行更换变压器低压出线母排, 对变压器紧固件进行紧固, 将变压器外壳和变压器本体分开, 在变压器底部加装橡胶垫或减振器, 接地扁铁改为接地编织带等; 其次, 如果需要对配电房进行隔音处理, 则在配电房四周加装隔音或者吸音材料进行噪音能量的隔断和吸收。

经验分析: 首先在设计初期就要考虑这类地下室配电房的噪音可能产生的问题, 尽量在远离住宅投影下方的位置放置配电房; 其次应尽量对箱变内的变压器的基础进行加固处理, 这样可以抑制变压器振动的放大, 或者给变压器配置减振器; 最后, 如果无法避免远离住宅投影下方, 则对变压器进行以上各项隔震措施以杜绝该类噪音投诉问题的产生。

4 结束语

通过不同类型的配电方式对变压器噪音问题进行了综合的治理和分析, 得出针对性的治理方案和预防方案, 根据当地的配电习惯, 在以后的设计过程中需要得到重视, 并在日后遇到类似问题(噪音投诉问题), 可以参照该文中描述的工艺和方法, 能更加有效地解决噪音扰民问题。

(责任编辑: 贺大亮)

一种断零事故的检测方法

卜佳俊, 杨文斌, 翁利国, 余彬, 邱海锋

(国网杭州市萧山区供电公司, 浙江 杭州 311200)

在三相四线配电系统中, 仍经常发生断零事故, 发生断零事故后, 经常大面积烧坏用户设备。零件断线引发的烧坏用户电器的事故, 给供电企业造成很大的压力。只要发生断零事故, 会引起客户索赔, 甚至会影响电费回收等其他业务的开展, 引发供电服务乃至严重社会事件。我国对断零事故一直以来都相当重视, 相继推出了不少预防措施, 但仍未找到一个推广容易, 使用效果确切的合适的解决方案。

1 断零检测方法

检测断零一般采用检测中性线电位的方法来进行, 但必须有一参考的基准零电位才行, 且该基准零电位不能随时间、环境等因素影响, 即不得发生漂移, 以免正常运行时发生检测偏差, 引起误动作。

低压三相四线配电系统的零基准电位获取方法, 应用于三相四线配电系统断零故障的正确判断, 针对现有断零故障检测与保护可靠性低, 误动作频繁等缺陷, 设计了一种三相四线配电系统零基准电位的获取方法。

利用微型三相变压器铁芯, 在铁芯上绕三组相同参数的绕组, 按星型连接, 3组绕组一端分别与三相电源的相线连接, 另一端接在一起作为零基准电位点, 模拟供电端三相变压器的输出绕组的中性线电位点, 只要三相绕组参数一致, 该零基准电位与供电端三相变压器的中性线电位一致, 如图1所示。用该零基准电位与配电系统的中性线电位进行比较, 获得中性线断路器故障信号。该信号经处理, 驱动脱扣器, 断开断路器, 保护负载电气设备免受断零引起的过欠压危害。该零基准电位获取方法具有制作简单、成本低, 零基准电位不受时间、地点、环境等影响, 如图2所示。

2 断零检测的应用

采用零电位获取方法应用于断零保护, 具有动

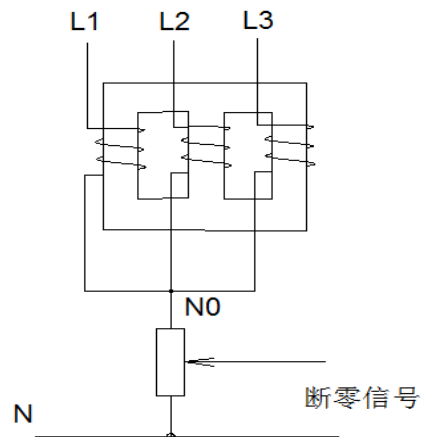


图1 零基准电位获取方法

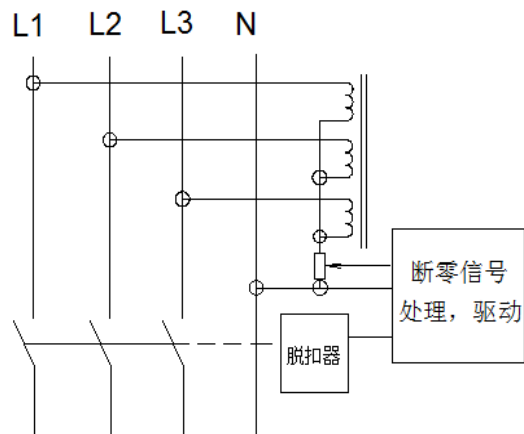


图2 零基准电位获取方法应用于断零保护

作灵敏, 可靠等优点, 对中性线接触不良, 中性线阻抗偏大引起的三相电压不平衡均可进行保护。现阶段采用的自复式过欠压保护器, 过压保护整定值一般为280V, 实际应用中过压值未到整定值, 好多电器已损坏, 不损坏的也已对电器的使用寿命产生较大的影响。本设计方案可在中性线电位发生偏移, 但发生过欠压还不是很严重时, 即动作保护, 还可以根据中性线电位偏移进行反时限保护。大大提高断零保护的有效性。

(责任编辑: 贺大亮)

■ 南方电网率先开展远程实时闭环控制试验技术应用

近日，南网科研院自主研发的南方电网稳控系统 RTDS 远程试验平台首次在云南交流送出断面稳控系统进行现场试点应用工作，标志着南方电网公司在世界上率先开展远程实时闭环控制试验技术应用，是远程试验技术迈向实用化的一个里程碑。

据悉，稳控系统是电网安全三道防线中举足轻重的一环。为确保稳控系统可靠运行，南方电网公司已形成一套成熟的研发试验体系，但实时仿真试验与现场调试完全处于两个分割的阶段，特别是实时仿真试验无法暴露现场稳控系统在策略、定值和通信等环节可能存在的隐性故障。如何结合现场装置试验需求和特点，最大程度地发挥实时仿真综合试验的优势，是南网科研院研发稳控系统实时仿真远程试验平台的主要目标。

来源：《南方电网报》

■ “电池储能电站即插即用技术研究与示范”入选上海启明星计划

2月22日，从上海电力科学研究院获悉，该院青年技术骨干方陈申报的项目——“电池储能电站即插即用技术研究与示范”成功入选2018年度上海市青年科技启明星计划。

不同类型的储能系统接口模式及接入方式多种多样，多源异构的海量监控数据通信交互过程复杂，采用传统发电控制难以适应大规模异构互联储能系统并网接入。“电池储能电站即插即用技术研究与示范”项目旨在克服储能系统规模化应用的并网瓶颈，降低电池储能电站接入区域电网控制难度，使电池储能电站从限制接入和固定接入直接跃升为即插即用、有序接入，切实提高储能系统实用化水平。该项目计划于2021年完成。上海电科院通过开展项目研究，可提升电池储能系统并网的有效性和便捷性，为城市能源互联网技术研发提供帮助。

来源：《国家电网报》

■ 宁夏电力初步建成全业务数据中心

1月22日，国网宁夏电力有限公司完成全业务统一数据中心“大数据的停电监测分析”和“重要用户用电服务全方位监测”两个应用场景上线发布，标志着宁夏电力全业务统一数据中心初步建成，已具备为电力大数据分析应用提供数据支撑的能力。

截至2017年底，宁夏电力完成19套二级部署系统数据全量接入，累计接入数据表81134张，数据量约5.5TB，同步开展模型差异化分析和数据清洗转换工作。在此基础上，积极探索数据应用，深度挖掘数据价值，完成“大数据的停电监测分析”和“重要用户用电服务全方位监测”两个应用场景建设和发布。

来源：《中国电力报》

■ 陕西电力统一视频监控平台建设完成

2月24日，国网陕西省电力公司统一视频平台完成全省范围内具备接入条件的变电站和营业厅共215个监测点位的集中接入工作，有效地节省了沟通成本，充分发挥统一视频平台的监控作用。

目前，国网陕西电力统一视频监控平台已接入511座35kV至750kV变电站及相应输电线路和696个供电营业厅、计量中心、灾备、办公大楼、物资仓库、机房等共计10218个点位的监测视频信号，监控范围愈发全面，视频质量进一步提高，极大地方便了该公司各专业对变电站、营业厅等工作现场的检视、巡视。该平台作为专业管理人员的“千里眼”，不仅在安全生产工作中能够发挥重大作用，同时在基建、营销、调控、物资、运检、运监等多个专业日常管理过程中也被广泛使用，充分体现出信息化在支撑该公司经营管理、安全生产方面的巨大作用和潜力。

来源：《国家电网报》

(责任编辑：张峰亮)

CSEE 系列标准征订

一、联系方式

北京国宇出版有限公司

联系人: 张节 秘莹 电话: 010-63123085 (国网微波926523085)

传真: 010-63123087 QQ: 1401907901 邮箱: 1401907901@qq.com

二、汇款方式

1. 银行汇款:

工商银行账号: 0200 0414 0920 1503 351

工行开户行: 工行北京会城门支行

收款户名: 北京国宇出版有限公司

2. 邮局汇款:

收款商户名称: 北京国宇出版有限公司 商户号: 111340222

收款地址: 北京西城区南蜂窝路5号607 邮编: 100055

3. 汇款注意事项: 汇款人请与订单上提供的联系人或单位保持一致, 如不一致请在订单中备注实际汇款人或在汇款单中备注联系人或单位名称, 注明汇款人姓名及电话, 以便确认汇款来源。



订阅请扫二维码

01	T/CSEE 0003—2016	变压器智能组件地电位升高防护性能检测技术规范	18.00
02	T/CSEE /Z 0004—2016	气体绝缘金属封闭开关设备局部放电带电测试缺陷定位技术应用导则	25.00
03	T/CSEE 0005—2016	T/CEEIA 259—2016 智能隔离断路器试验检测规范	25.00
04	T/CSEE 0006—2016	输变电设备带电检修机器人试验检测规范	25.00
05	T/CSEE 0007—2016	66kV~220kV电缆振荡波局部放电现场测试方法	33.00
06	T/CSEE 0008—2016	T/CEEIA 260—2016大中型电机定子绕组绝缘性能检测方法	64.00
07	T/CSEE 0009—2016	输变电工程施工用液压绞磨技术规范	18.00
08	T/CSEE 0010—2016	1000kV变电站抗震设计规范	39.00
09	T/CSEE 0011—2016	电力通信机房设计规范	25.00
10	T/CSEE 0012—2016	风电场及光伏电站接入电力系统通信技术规范	25.00
11	T/CSEE /Z 0013—2016	同步发电机进相试验进相能力计算导则	18.00
12	T/CSEE 0014—2016	基于电能信息采集系统的多表合一数据传输技术规范	25.00
13	T/CSEE 0015—2016	电力工业控制系统上线信息安全检测技术规范	51.00
14	T/CSEE 0016—2016	面向分布式电源的家庭能效管理系统功能规范	18.00
15	T/CSEE 0017—2016	陆上风电场设备选型技术导则	51.00
16	T/CSEE 0018—2016	纯水中痕量有机物的测量方法	18.00
17	T/CSEE 0019—2016	分布式光伏发电一体化控制保护装置通用技术条件	25.00
18	T/CSEE /Z 0020—2016	架空输电线路山火分布图绘制技术导则	18.00
19	T/CSEE 0021.2—2016	输变电工程数字化设计技术导则 第2部分: 输电线路工程	18.00
20	T/CSEE 0022—2016	输变电工程地质灾害危险性评估技术导则	25.00
21	T/CSEE 0023—2016	输电线路舞动区域分布图绘制技术导则	18.00
22	T/CSEE/Z 0024—2016	电力需求响应接口技术规范	39.00
23	T/CSEE 0025—2017	海上风电工程设备监理技术导则	58.00
24	T/CSEE 0026—2017	水轮机过流部件磨蚀焊接修复与超音速火焰喷涂防护技术导则	25.00
25	T/CSEE 0027—2017	配电系统继电保护及自动化产品动模试验技术规范	33.00
26	T/CSEE/Z 0028—2017	基于天线阵列的变电站内放电点检测与定位导则	25.00

《农村电气化》 《农电管理》

2018年订阅单

以下填表内容为发书凭据，请用楷书认真填写，并将此订阅单传真至010-63123087（系统电话926523087）或发E-mail至1401907901@qq.com，以保证正常发书。

订阅数量	2018年农村电气化	年单价	144.00元	汇款总额	订阅单位盖章
	(册)	合计			
	2018年农电管理	年单价	120.00元		
	(册)	合计			
收书单位			邮编		
详细地址					
收书人			联系电话		
开具发票单位			发票收件人		
备注					

银行汇款	工商银行账号	0200 0414 0920 1503 351			
	工行开户行	工行北京会城门支行			
	收款户名	北京国宇出版有限公司			
邮局汇款	收款人姓名	北京国宇出版有限公司 111340222			
	收款地址	北京市西城区南蜂窝路5号607	邮编	100055	
注意事项		汇款人注明开具发票单位并留电话			

订阅热线：010-63123085/6，926523085/6（系统）；传真：010-63123087，926523087（系统）；

订阅单获取方式：两刊2017年第9期至2018年第3期正文最后一页；通过订阅热线索取。

外网邮箱：1401907901@qq.com；内网邮箱：genglihong@bj.sgcc.com.cn

地址：北京市西城区南蜂窝路5号；邮政编码：100055。