

《四川电力技术》
编辑委员会

主任委员 刘 勇
副主任委员 王 平
刘俊勇
委 员 (按姓氏笔画笔形为序)
丁理杰 邓亚军 甘德刚
田立峰 李镇义 朱国俊
朱 康 刘天琪 苏少春
杨子辛 肖 红 吴广宁
余 熙 邹见效 陈 纓
胡 灿 袁邦亮 徐 波
董秀成 韩晓言 曾嘉志
秘 书 李世平
程文婷

目 次

· 电网技术 ·

考虑气象累积效应的 IPSO - BP 神经网络短期负荷预测算法
..... 张宜忠,杨旭东,张正卫,刘丽新(1)

基于关联关系的配电网投入产出效益评价体系设计
..... 周鹏程,吴南南,王晟嫣,曾 鸣(6)

同塔双回线路准三相运行及改进跳合闸策略研究
..... 李世龙,滕予非,李小鹏,尹项根,陈 卫(13)

基于 PLC 的风力发电混合储能系统控制方法研究 王战栋,赵丰刚(18)

末端送出电网风电大规模脱网对主电网安全稳定控制策略分析
..... 邓 梅,李长福,张 颖,张 燕,胡仁祥(22)

四川电网 35 kV 及以上电网降损潜力分析
..... 贺星棋,唐 伟,鲜其军,田佩平,罗 涛(26)

阿里电网经济可靠运行相关问题研究
..... 张立锋,徐 潜,何志强,刘晓明,郑 勇,范 宇,晏小彬(29)

· 高电压技术 ·

高压直流单回输电线路耐雷性能研究 王恒康,王佳灿,高洛宜,何发玺(34)

一种基于广域量测的电容式电压互感器运行状态评估方法
..... 代宇涵,邹沛恒,孙永超,张凤西,黄华伟,高艺文(39)

光纤复合架空地线直流融冰绝缘化改造方法应用研究
..... 邓元实,廖文龙,陈 俊,朱 军,李 昆,刘凤莲,陈少磊,卜祥航(44)

基于过程免疫力的动态电压恢复器优化配置 黄 瑞,肖先勇,陈 振(50)

断路器选相分闸技术在扎鲁特换流站中应用实践研究
..... 朱鹏飞,屈延师,汤会增,余开伟(56)

水轮发电机中性点接地装置选型分析 ... 何 伟,刘云平,罗永刚,黄智欣,陈玉红(59)

· 经验交流 ·

一起由接地工艺引起的 220 kV 高压电缆故障分析
..... 刘凤莲,朱 军,卢金奎,曾 宏,吴 驰,张涵轶,杜 颢(64)

一起 110 kV 变压器短路承受能力试验不合格的分析及整改措施研究
..... 谢 茜,刘 睿,张宗喜,蒋 伟,龙震泽,冯 运,白 欢(68)

正确接线情况下三相三线电能表负电流现象原因分析
..... 宋钰钰,王点睛,李生建,覃明吉,沈学峰,刘义华,唐 科(72)

一起 252 kV GIS 盆式绝缘子放电故障分析
..... 邱 炜,蔡 川,杨红权,徐清鹏,黄 鑫,马锡良(75)

一起有载切换开关故障引起的 110 kV 变压器运行事故原因分析
..... 黄 鑫,胡 林,陆晓彬,蔡 川,兰 洋,黄克全,马锡良(80)

日内现货交易环境下智能发电调度系统的设计与实现
..... 袁贵川,李 荣,李金龙,何 川,胡与非,付凤翔,刘 俊,高 也(85)

基于 AI 的无人机电网智能巡检方案研析
..... 张仕民,雷泽宇,刘 意,杨 蔚,赵 强,杨生兰,徐 鹏(90)

四川电力技术

双月刊 1978 年创刊

中国标准连续出版物号:

ISSN1003 - 6954

CN51 - 1315/TM

2019 年第 42 卷第 3 期(总 261 期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力科学研究院

发行范围:公开

主 编:陈 纓

副 主 编:程文婷

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发 行:四川电力科学研究院

地 址:成都市锦晖西二街 16 号

邮政编码:610041

电话:(028)69995169,69995168,69995165

E-mail:cdscdljs@163.com

印 刷:四川科锐得文化传播有限公司

封面设计:成都宏泰广告有限公司

国内定价:每册 6.00 元

[期刊基本参数] CN51 - 1315/TM * 1978 *

b * A4 * 94 * zh * P * ¥ 6.00 * 3000 * 20 *

2019 - 6

CONTENTS

· Power System Technology ·

Short - term Load Forecasting Method Based on IPSO - BP Neural Network Considering Meteorological Cumulative Effect	Zhang Yizhong, Yang Xudong, Zhang Zhengwei, Liu Lixin(1)
Design of Input - Output Benefit Evaluation System for Distribution Network Based on Relevance Relation	Zhou Pengcheng, Wu Nannan, Wang Shengyan, Zeng Ming(6)
Research on Tripping and Reclosing Strategy and Quasi - three - phase Operation of Double - circuit Transmission Lines on the Same Tower	Li Shilong, Teng Yufei, Li Xiaopeng, Yin Xianggen, Chen Wei(13)
Research on Control Method in Hybrid Energy Storage System of Wind Power Generation Based on PLC	Wang Zhandong, Zhao Fenggang(18)
Analysis on Security and Stability Control Strategy after Off - grid of Large - scale Wind Turbine Units in End of Grid	Deng Mei, Li Changfu, Zhang Ying, Zhang Yan, Hu Renxiang(22)
Analysis of Loss Reduction Potential of 35 kV Power Grid and above in Sichuan	He Xingqi, Tang Wei, Xian Qijun, Tian Peiping, Luo Tao(26)
Research on Related Problems of Economic and Reliable Operation for Ali Power Grid of Tibet	Zhang Lifeng, Xu Qian, He Zhiqiang, Liu Xiaoming, Zheng Yong, Fan Yu, Yan Xiaobin(29)

· High - voltage Technology ·

Research on Lightning Protection Performance of HVDC Single - circuit Transmission Line	Wang Hengkang, Wang Jiachan, Gao Luoyi, He Faxi(34)
An Assessment Method for Running State of Capacitor Voltage Transformer Based on Wide - area Measurement	Dai Yuhan, Zou Peiheng, Sun Yongchao, Zhang Fengxi, Huang Huawei, Gao Yiwen(39)
Engineering Research on Insulation Reconstruction for DC De - icing of OPGW	Deng Yuanshi, Liao Wenlong, Chen Jun, Zhu Jun, Li Kun, Liu Fenglian, Chen Shaolei, Bu Xianghang(44)
Optimal Configuration of Dynamic Voltage Restorer Based on Process Immunity	Huang Rui, Xiao Xianrong, Chen Zhen(50)
Practice Research on Controlled Switching Technology for Circuit - breakers in Zhafute Converter Station	Zhu Pengfei, Qu Yanshi, Tang Huizeng, Yu Kaiwei(56)
Analysis on Type Selection of Hydro - generator Neutral Grounding Device	He Wei, Liu Yunping, Luo Yonggang, Huang Zhixin, Chen Yuhong(59)

· Experience Sharing ·

Fault Analysis of a 220 kV High - voltage Cable Caused by Grounding Technique	Liu Fenglian, Zhu Jun, Lu Jinkui, Zeng Hong, Wu Chi, Zhang Hanyi, Du Hao(64)
Analysis on an Unqualified Test for Short - Circuit Withstand Ability of 110 kV Transformers and Its Rectification Measures	Xie Qian, Liu Rui, Zhang Zongxi, Jiang Wei, Long Zhenze, Feng Yun, Bai Huan(68)
Cause Analysis on Negative Current of Three - phase Three - wire Electric Energy Meter under Correct Wiring	Song Yuyu, Wang Dianjing, Li Shengjian, Qin Mingji, Shen Xuefeng, Liu Yihua, Tang Ke(72)
Analysis on Discharge Fault of Basin - type Insulator in 252 kV GIS	Qiu Wei, Cai Chuan, Yang Hongquan, Xu Qingpeng, Huang Xin, Ma Xiliang(75)
Analysis of a 110 kV Transformer Operation Accident Caused by Failure of On - load Tap Changer	Huang Xin, Hu Lin, Lu Xiaobin, Cai Chuan, Lan Yang, Huang Kequan, Ma Xiliang(80)
Design and Implementation of Intelligent Generation Dispatching System Considering Intraday Spot Market	Yuan Guichuan, Li Rong, Li Jinlong, He Chuan, Hu Yufei, Fu Fengxiang, Liu Jun, Gao Ye(85)
Research and Analysis on Intelligent Inspection Scheme of Unmanned Aerial Vehicle Based on Artificial Intelligence	Zhang Shimin, Lei Zheyu, Liu Yi, Yang Wei, Zhao Qiang, Yang Shenglan, Xu Peng(90)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2019 Vol. 42 No. 3

(Ser. No. 261)

Bimonthly, Started in 1978

Address: No. 16, 2ND Jinhui West Street, Chengdu, Sichuan,
China

Postcode: 610041

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering

Sichuan Electric Power Research Institute

Editor in chief: Chen Ying

Editor & Publisher:

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

考虑气象累积效应的 IPSO - BP 神经网络 短期负荷预测算法

张宜忠¹, 杨旭东¹, 张正卫², 刘丽新²

(1. 国网四川雅安电力(集团)股份有限公司, 四川 雅安 625000;

2. 北京清软创新科技股份有限公司, 北京 100085)

摘要:气象因素是短期负荷预测中的重要因素,考虑气象累积效应选取相似日作为训练样本,提出基于改进粒子群优化算法的 BP 神经网络负荷预测方法(IPSO - BP)。首先通过相关性分析得出与日负荷相关程度较大的气象因素;在此基础上,采用加权几何距离选取与待预测日关联度较大的历史日作为相似日,并对 IPSO - BP 神经网络模型进行训练和预测。实际应用结果表明,所提出的预测模型和数据处理方法能够得到更加精确的预测结果。

关键词:短期负荷预测;气象累积效应;相似日选取;改进粒子群优化算法;BP 神经网络

中图分类号:TM715 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2019)03 - 0001 - 05

Short - term Load Forecasting Method Based on IPSO - BP Neural Network Considering Meteorological Cumulative Effect

Zhang Yizhong¹, Yang Xudong¹, Zhang Zhengwei², Liu Lixin²

(1. State Grid Sichuan Ya'an Electric Power (Group) Co., Ltd., Ya'an 625000, Sichuan, China;

2. Beijing Tsingsoft Technology Co., Ltd., Beijing 100085, China)

Abstract: Meteorological factors are important in short - term load forecasting. Considering the cumulative effect of meteorology, similar days are selected as training samples, a BP neural network load forecasting method based on improved particle swarm optimization algorithm (IPSO - BP) is proposed. Firstly, the meteorological factors more relevant to daily loads are determined by means of correlation analysis. On this basis, the weighted geometric distance is used to select the historical days which have a greater correlation with the predicted day as the similar day, and the IPSO - BP neural network model is trained and used in short - term load forecasting. The practical application results show that the proposed prediction model and data processing method can achieve more accurate prediction results.

Key words: short - term load forecasting; meteorological cumulative effect; similar day selection; improved particle swarm optimization algorithm; BP neural network

0 引言

电力运行、调度和规划部门对用户的用电规律和变化趋势的把握是安全可靠供电的重要前提,短期负荷预测是指对未来小时至天时间尺度的负荷进行预测,其预测精度直接影响机组最优组合、经济调度、电力市场交易等方面^[1]。相对传统方法如回归分析法、时间序列预测法、频域分量预测法等,新型

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777196)

的智能预测法(如人工神经网络法)能很好地考虑多个影响因素与负荷序列非线性关系以及负荷变化的随机性和不确定性,同时短期负荷复杂演变规律很难用单一模型准确描述,为充分利用不同方法优点及所包含信息量,采用适当权重综合多种效果较好的方法进行负荷预测,从而提高预测精度和适应性^[2]。

气象因素对短期负荷具有重要影响,且不同地区影响程度不同,如空调/取暖负荷较大地区受气温因素影响明显,小水电富集地区降雨量直接影响水电出力。所研究的四川雅安地区处在天气多变、降

雨较多的区域,因此,要实现雅安电网负荷准确预测,首要考虑气象因素的主导作用。文献[3]提出一种温度修正公式并利用最小二乘法求解累积系数来反映不同条件下气温累积效应对负荷的影响,但未考虑到其他气象因素。文献[4]基于神经网络提出了考虑温度、湿度等实时气象因素的短期负荷预测新模型,能够得到更精确的预测结果,但实时气象因素获取困难,且输入变量较多,存在数据维数大、训练时间较长的缺点。

下面通过考虑气象累积效应来修正气象值,采用加权几何距离评价待预测日与历史日气象数据相近程度来选取相似日作为神经网络训练样本,提出惯性权重线性变化的改进粒子群优化算法,并将其应用于BP神经网络初始参数优化,可提高算法寻优精度和效率。这样不仅能更加全面考虑负荷影响因素,还能减少计算时长,提高预测精度。

1 气象因素分析

所研究的四川雅安地区电网,负荷基值较小,径流式小水电众多。气象条件的变化导致其负荷较大波动,如多日累积的降雨量将使小水电出力剧烈变化并间接影响网供负荷。同时气象因素具有很强的累积效应,即某日负荷是之前多日气象因素综合作用的结果。下面根据地区特点,初步选取最高温度、平均温度、最低温度、降雨量、风力5个气象因素,分析其与负荷相关性从而得到主导气象因素。

1.1 气象因素的相关性分析

采用统计学中相关系数来分析负荷与气象之间相互关联、相互影响的关系,据此得出与负荷强相关的主导气象因素。相关系数的计算公式为

$$R = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \sum (y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

式中: R 为相关系数; x_i 、 y_i 分别为气象指标和负荷指标; $\bar{x}$ 、 $\bar{y}$ 分别为气象指标和负荷指标的平均值。

雅安地区日平均负荷与气象因素相关系数计算结果如表1所示。

由表1可得日平均负荷与最低温度和风力之间相关性较低,因此选取最高温度、平均温度和降雨量3种因素来分析其对负荷的影响。

1.2 气象因素累积效应

表 1 相关系数计算结果	
气象因素	相关系数
最高温度	0.83
最低温度	0.42
平均温度	0.79
降雨量	0.86
风力	0.36

累积效应(cumulative effect, CE)是指待预测日负荷不仅与当前气象值有关,同时受之前多日持续作用^[8]。已有文献针对气温累积效应开展了广泛研究^[5],同时考虑到雅安地区径流式小水电装机比例较大,降雨量对小水电出力影响较大,因此主要考虑温度和降雨的气象累积效应对负荷预测的影响。

以降雨量为例,选取雅安市2014年月最大负荷和平均降雨量数据,对负荷和降雨量进行归一化处理以便于分析比较,两者关系曲线如图1所示。由图1可知,月最大负荷与平均降雨量变化趋势相反,即降雨量增大时负荷减小,同时负荷低谷滞后于降雨量峰值出现,这就是降雨累积效应。

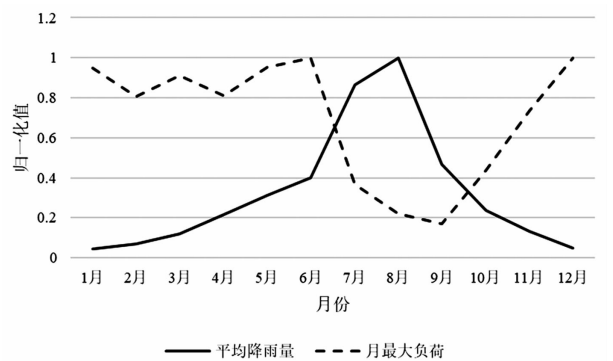


图 1 雅安市最大负荷与平均降雨量关系曲线

通过对雅安气象数据分析,只有当某日气象值达到一定阈值才表现出累积效应,如降雨量大于25 mm、夏季连续数天的高温大于32℃、冬季连续数天的低温小于10℃。

假设待预测日前*i*日第*j*个气象因素值对待预测日气象累积分量 $\omega'_{i,j}$ 为

$$\omega'_{i,j} = h_i \times \omega_{i,j} \times \eta_j \quad (2)$$

式中: h_i 为时间权重因子, $i = 1, 2, \cdots, d$; η_j 为累积阈值函数,当气象因素值满足阈值要求时, $\eta_j = 1$,否则 $\eta_j = 0$ 。

由此可确定考虑累积效应后待预测日第 j 个气象因素修正值 ω'_j 为

$$\omega'_j = \omega_j + \sum_{m=1}^d \omega'_{m,j} \tag{3}$$

1.3 考虑气象累积效应相似日选取

选择相似日的目的是从已有数据中筛选出与目标日相似程度较高的历史日,用来指导负荷预测,因此相似日的选择直接关系到负荷预测的效果。考虑到气象累积效应的影响,将根据待预测日与历史日气象数据相近程度,来选取相似日作为神经网络训练样本,公式为

$$d_c(s) = \sum_{i=1}^n \{ \omega_i [R_i(s) - R_i]^2 \} \tag{4}$$

式中: ω_i 为第 i 个气象因素重要程度系数; $R_i(s)$ 、 R_i 分别为第 s 个历史日和待预测日的第 i 个气象因素值。

2 粒子群优化算法及其改进

2.1 基本粒子群优化算法

粒子群优化算法 (particle swarm optimization, PSO) 源于受鸟群捕食行为启发,通过群体中个体之间的协作和信息共享来寻找最优解。

PSO 算法通过跟随历史最优位置迭代求解最优解。设在一个 D 维目标搜索空间中,有 n 个粒子,每个粒子都具有位置、速度和适应度值 3 种属性, $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ 、 $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$ 分别代表第 i 个粒子的位置和速度向量,将粒子位置 x 代入目标函数即可算出适应度,再根据适应度大小定义单个粒子搜索极值为 p_{best} ,所有粒子群体极值为 g_{best} ,个体在寻优时,不断对比自身和 p_{best} 、 g_{best} 的适值更新自身携带信息,采用如式(5)、式(6)更新粒子速度和位置。

$$v_{id}(t+1) = \omega v_{id}(t) + c_1 r_1 [p_{\text{best}id}(t) - x_i(t)] + c_2 r_2 [g_{\text{best}d}(t) - x_{id}(t)] \tag{5}$$

$$x_{id}(t+1) = x_{id}(t) + v_{id}(t+1) \tag{6}$$

式中: ω 为惯性权重; c_1 、 c_2 为学习因子,分别调节向个体最优和全局最优移动的方向; r_1 、 r_2 为 $[0,1]$ 范围内的均匀随机数。

式(5)由 3 部分组成:第 1 部分代表粒子具有

保持原来运动速度的惯性;第 2 部分代表粒子趋向自身极值能力;第 3 部分代表粒子趋向群体极值能力,通过协调各粒子运动速度快速寻找全局最优点。

算法终止条件为达到最大迭代次数或历史最优位置的适应度值小于预设阈值。

2.2 改进粒子群优化算法

基本粒子群优化算法存在全局与局部寻优间的矛盾。算法初期粒子运动速度较快,存在忽略最优位置的可能;算法后期粒子运动速度较慢,容易陷入局部最优而停滞不前,同时采用固定惯性权重 ω 精细搜索的能力较差,收敛精度不高^[6]。

如采用较大的权重因子则粒子惯性大,便于全局寻优,反之则粒子能在较小范围内精细搜索。因此为了提升算法寻优能力,采用随迭代次数线性变化的权重,让惯性权重从最大值 ω_{max} 线性减小到最小值 ω_{min} ,如式(7)所示。

$$\omega = \omega_{\text{max}} - \frac{t \times (\omega_{\text{max}} - \omega_{\text{min}})}{t_{\text{max}}} \tag{7}$$

式中: ω_{max} 、 ω_{min} 分别为 ω 的最大值和最小值,通常取 $\omega_{\text{max}} = 0.9$ 、 $\omega_{\text{min}} = 0.4$; t 为当前迭代次数; t_{max} 为最大迭代步数。

采用随迭代次数线性变化的惯性权重可巧妙实现下述功能:迭代初期惯性权重较大,从而快速在全局范围内寻优,避免陷入局部最优;迭代后期惯性权重较小,可在全局最优点附近精细寻优,提高收敛精度。此时速度更新公式为

$$v_{id}(t+1) = \omega(t)v_{id}(t) + c_1 r_1 [p_{\text{best}id}(t) - x_i(t)] + c_2 r_2 [g_{\text{best}d}(t) - x_{id}(t)] \tag{8}$$

3 BP 神经网络预测模型

3.1 BP 神经网络

BP 神经网络是 20 世纪 80 年代由 Rumelhart 等初次提出的误差反向传播算法 (error back propagation training, BP),具有自学习能力^[7]。BP 学习算法可以模拟人脑来对信息进行处理,对具有大量非线性、不准确信息的事件有很灵活的处理能力,网络自身具有自适应性,同时具有存储知识、自主学习、处理模糊数据和优化计算等特点。影响电力负荷的

因素多种多样,如气象因素(温度、湿度和降雨量等)、时间因素和日期类型等因素。某时刻的负荷值是由多种确定性和随机因素综合作用的结果。因此,神经网络广泛应用于电力系统负荷预测。

BP 神经网络结构图如图 2 所示。

BP 神经网络输入向量 $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, 输出向量 $y = (y_1, y_2, \dots, y_m)$, 隐含层输出向量 $z = (z_1, z_2, \dots, z_q)$, 设 V_{ij} 为输入层第 j 个神经元与隐含层第 i 个神经元间的连接权值, b_i 为隐含层第 i 个神经元的阈值, 则有

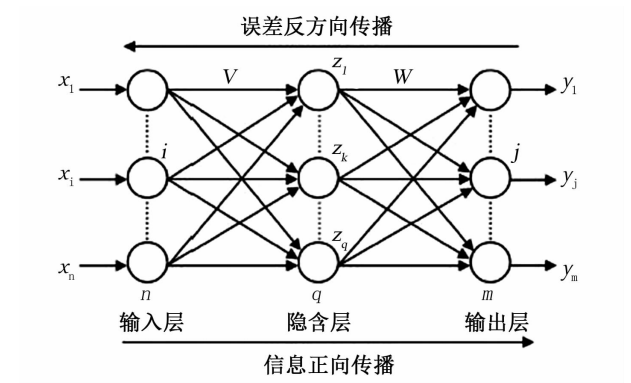


图 2 BP 神经网络结构

$$\begin{cases} z_i = f(H_i) = \frac{1}{1 + e^{-H_i}} \\ H_i = \sum_{j=1}^n W_{ij}x_j + b_i \end{cases} \quad (9)$$

式中: H_i 为隐含层第 i 个神经元输入; $f(\cdot)$ 为神经元激活函数,通常采用非线性函数 sigmod 函数。

定义误差平方和函数为

$$E = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p \sum_{j=1}^n (Y_{j,i} - y_{j,i})^2 \quad (10)$$

式中: p 为训练样本数; n 为输出神经元数目; $Y_{j,i}$ 、 $y_{j,i}$ 分别为负荷预测值和实际值。

网络训练过程中根据误差函数反向调节各神经元权值和阈值参数,最终得到最优预测模型。但是,BP 神经网络初始参数通常依据人工经验或随机设定,可能导致网络训练时间较长甚至不收敛情况,因此采用改进粒子群算法对 BP 模型的权值参数进行优化,在此基础上再用 BP 算法进一步精确优化,可提高算法寻优精度和效率。

3.2 基于气象累积效应相似日和 IPSO – BP 神经网络负荷预测算法

建立了考虑气温累积效应的相似日选取的 IPSO – BP 神经网络短期负荷预测模型,用于预测 96 点负荷。应用改进粒子群优化算法优化 BP 神经网络参数的具体步骤如下:

- 1)针对已有的负荷数据,对气象因素的相关性进行分析,选取相关程度较高的气象指标,考虑温度和降雨量等气象累积效应对负荷的影响。
- 2)建立短期负荷模型,根据输入输出数据确定神经网络结构及各层神经元数目,采用改进粒子群算法对神经网络权值和阈值参数进行优化。
- 3)初始化粒子位置 $x(0)$ 及速度 $v(0)$ 、极值 $p_{best}(0)$ 、 $g_{best}(0)$;确定粒子数目 N ,惯性权重 $\omega(0)$ 及上、下限 ω_{max} 、 ω_{min} ,学习因子 c_1 、 c_2 ,最大迭代次数 t_{max} 及最小误差 e 。
- 4)以神经网络误差平方和 E 作为粒子的适应度值,计算每个粒子适应度值 $F_i(t)$,并通过对比确定极值,若 $F_i(t) < p_{best i}(t - 1)$,则更新个体极值 $p_{best i}(t) = F_i(t)$,否则保持不变;若所有粒子个体极值中最好的优于当前全局极值,则更新全局极值 $g_{best}(t)$,并将该全局极值作为下次迭代神经网络的权值和阈值参数。
- 5)按照式(7)更新惯性权重 $\omega(t + 1)$,按照式(8)、式(6)计算粒子速度 $v(t + 1)$ 及位置 $x(t + 1)$ 。
- 6)当 $t = t_{max}$ 或 $F(g_{best}) < e$,则结束优化,输出全局极值,否则将 t 增加 1 次 转向步骤 2)。
- 7)利用 IPSO 算法最优解对应的权值作为 BP 网络的初始参数,进行短期电力负荷预测。

4 算例分析

为验证所提出的考虑气象累积效应和 IPSO – BP 神经网络短期负荷预测模型的准确性和可行性,选取雅安市 2014-1-10 至 2014-5-23 的负荷数据作为样本数据,并以 2014-5-24 这一天作为预测日,对该日的 96 点负荷进行预测。

为探究所提出的负荷预测模型的实际效果,采用以下 3 种方案来分析预测精度。

方案 1:不考虑气象累积效应的 BP 神经网络负荷预测。

方案2:考虑气象累积效应的 PSO – BP 神经网络负荷预测。

方案3:考虑气象累积效应的 IPSO – BP 神经网络负荷预测。

采用 Matlab 中神经网络工具箱构建 BP 神经网络负荷预测模型,采用单隐层的 3 层神经网络:使用 sigmoid 函数作为激活函数,输入量 15 个,分别为预测日前 3 天 t 时刻负荷值,预测日前 3 日及预测当日的降雨量、最高温度和平均温度;隐藏层由 6 个神经元构成;输出层为 1 个。

使用改进粒子群算法进行参数寻优时,算法初始参数为:学习因子 $c_1 = c_2 = 2$; $r_1、r_2$ 为 $[0,1]$ 随机数;惯性权重 $\omega_{\max} = 0.9、\omega_{\min} = 0.4$;粒子群数 $N = 30$;最大迭代次数 $t_{\max} = 500$ 。再用训练后的模型对待预测日负荷进行预测,得到 3 种方案的负荷预测曲线,如图 3 所示。预测精度对比如表 2 所示。

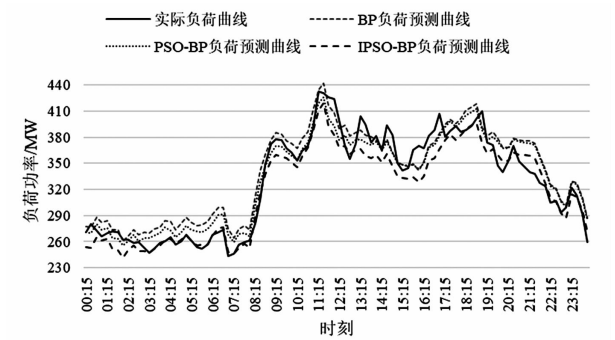


图3 不同方案负荷预测结果对比曲线

由表 2 可知:采用方案 1 所得负荷预测曲线与实际负荷预测曲线误差较大,预测精度仅为 96.54%;方案 2 预测精度为 97.65%,而采用所提出的 IPSO – BP 神经网络负荷预测方法所得负荷预测曲线与实际负荷曲线基本重合,各点的预测误差很小,预测精度达到 98.67%,远高于前两种方案。由此说明所提出的负荷预测方法是对 BP 神经网络法的改进,能够有效减少训练时间,提高负荷预测精度。

表 2 不同方案网供负荷预测精度对比表

方案	预测精度/%	预测精度提高/%
1	96.54	—
2	97.65	1.11
3	98.67	2.13

5 结 语

根据所研究地区的气象及负荷特点,通过相关性分析确定了与负荷相关程度较高的气象因素,提出了考虑气象累积效应的气象因素修正方法。根据待预测日与历史日气象数据近似程度来进行相似日的选取,可以提高相似日选取效果。提出惯性权重随迭代次数线性变化的改进粒子群优化算法,并将其应用于 BP 神经网络初始参数优化,可提高算法寻优精度和效率。仿真结果表明所提方法可以显著提高负荷预测的精度,验证了所提负荷预测模型的可行性和有效性。

参考文献

[1] 康重庆,夏清,刘梅. 电力系统负荷预测[M]. 北京:中国电力出版社,2007.

[2] 蒋建东,程志豪,朱明嘉. 考虑积温效应的短期负荷组合预测方法[J]. 电力自动化设备,2011, 31(10): 28 – 31.

[3] 黎灿兵,杨朋,刘玮,等. 短期负荷预测中考虑夏季气温累积效应的方法[J]. 电力系统自动化,2009, 33(9): 96 – 99.

[4] 康重庆,周安石,王鹏,等. 短期负荷预测中实时气象因素的影响分析及其处理策略[J]. 电网技术,2006,30(7): 5 – 10.

[5] 刘嘉龙,李小燕,刘思捷,等. 考虑气温累积效应的短期负荷预测[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2013,40(1):49 – 54.

[6] 师彪,李郁侠,于新花,等. 改进粒子群 – BP 神经网络模型的短期电力负荷预测[J]. 计算机应用,2009, 29(4): 1036 – 1039.

[7] 姜云腾,李萍. 基于改进粒子群神经网络短期负荷预测[J]. 电气技术,2018, 19(2): 87 – 91.

[8] 徐玮,罗欣,刘梅,等. 用于小水电地区负荷预测的两阶段还原法[J]. 电网技术,2009, 33(8): 87 – 92.

作者简介:

张宜忠(1971),本科,研究方向为电网负荷预测及经济运行;

张正卫(1991),硕士研究生,研究方向为电力负荷预测及安全稳定分析控制。

(收稿日期:2019 – 02 – 09)

基于关联关系的配电网投入产出效益评价体系设计

周鹏程, 吴南南, 王晟嫣, 曾 鸣
(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

摘 要:为提升电网企业在配电网发展方面的资源优化配置能力,明确投资方向和管理重点,设计了基于关联关系的配电网投入产出效益评价体系。为此,以电网企业配电网投资管理体系和发展战略目标为纲,分电压等级梳理配电网关键投入资源及产出数据,利用关键成功因素分解法区分关键投入类指标、关键产出类指标,明确配电网投入产出效益指标设计思路;充分考虑配电网投入产出关联关系,包括单位投资供电质量提升贡献、单位投资供电能力提升贡献等7个一级指标,设计了基于关联关系的配电网投入产出效益评价体系,为电网企业明确投资方向和管理重点,提升国有资产增值保值能力提供理论基础。

关键词:配电网效益;投入产出;评价指标体系;关联关系
中图分类号:F426.61 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0006-07

Design of Input – Output Benefit Evaluation System for Distribution Network Based on Relevance Relation

Zhou Pengcheng, Wu Nannan, Wang Shengyan, Zeng Ming
(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract:In order to improve the resource allocation ability of grid enterprises in the development of distribution network, and to clarify the investment direction and management focus, an input – output benefit evaluation system for distribution network is designed based on relevance relation. For this purpose, taking the distribution network investment management system of power grid enterprises and the development strategy as the outline, the key input resources and output data of distribution network are sorted out by voltage levels, and the key input indicators and key output indicators are distinguished using key success factor decomposition method. Furthermore, the design ideas of distribution network input and output efficiency indicators are clarified. Considering fully the relationship between input and output of distribution network, including seven first – level indicators such as the contribution of unit investment to the improvement of power supply quality etc, an input – output benefit evaluation system for distribution network is designed based on relevance relation, which provides a theoretical basis for power grid enterprises to clarify the investment direction and management focus, and enhances the value – added and preservation ability of state – owned assets.

Key words:benefits of distribution network; input – output; evaluation index system; relevance relation

0 引 言

随着中国新一轮电力体制改革的不断深化,电网企业更加注重配电网投资所带来的经济效益和社会效益。开展配电网投入产出效益评价体系建设工作,有利于实现新电改下国家对电网企业资源优化配置能力提升和国有资产保值增值要求:一方面,配

基金项目:国家自然科学基金(51507061,71601078)

电网业务的有序放开将逐步引入市场竞争,加强配电网投入产出效益分析是市场化的必然结果,旨在有针对性地提升国有电网企业在配电网发展方面的资源优化配置能力和核心竞争力;另一方面,配电网作为电网企业重要资产,建设配电网投入产出效益评价体系有利于电网企业明确投资方向和管理重点,提升国有资产保值增值能力。

鉴于此,在充分考虑配电网投入产出关联关系下,设计了基于关联关系的配电网投入产出效益评

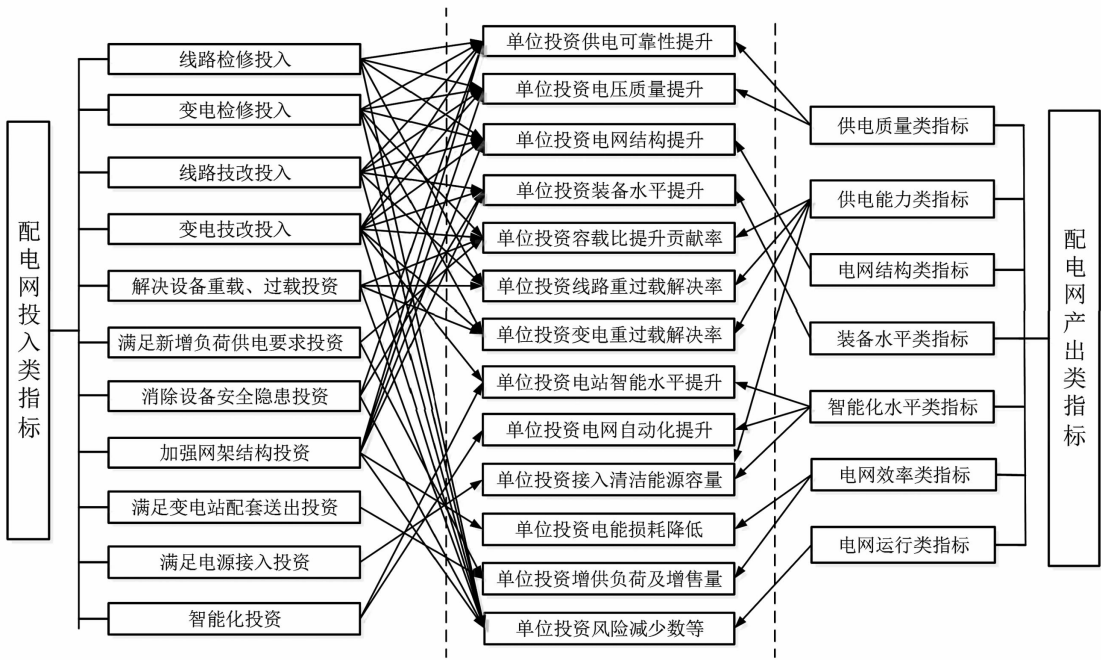


图 1 配电网投入产出评价体系

价体系,实现电网企业有效掌握电力资源投入的分布情况,做到对投入资源的科学追踪并判断投入产出合理性,从而发现不合理的投入,提高资源利用效率,促进电网投资效益产出最大化。

1 设计思路

构建配电网效益指标体系应明确投入类、产出类指标的类型,并对两者进行关联分析,总结出投入产出的关键评价指标。一般而言,投入类指标主要涉及各类配电网项目投资,如线路技改和检修投入、变电技改和检修投入,满足新增负荷供电要求投资等;产出类指标主要包含相关产出的数量、质量、效率、价值(或效益),分别对应配电网的供电能力、供电质量、电网效率和综合效益等属性。此外,配电网的一些支撑性基础指标也应作为其投入产出来考虑,如电网结构、装备水平、智能化水平、电网运行服务水平等。

此外,在进行指标选取时,应以电网企业配电网投资管理体系统和发展战略目标为纲,分电压等级梳理企业关键投入资源及产出数据,利用关键成功因素分解法构建反映电网企业配电网管理的效益指标体系,从定性、定量的角度建立起两者之间的联系,并依此区分关键投入类指标、关键产出类指标,从而构建涵盖投入指标、产出指标的配电网投入产出评

价指标体系。配电网投入产出评价体系“橄榄形”关系图如图 1 所示。

2 评价指标说明

2.1 单位投资供电质量提升贡献

1)单位投资供电可靠性提升

单位投资供电可靠性提升 X_{11} 包括用户年平均减少停电时间 X_{111} 和用户年平均减少停电次数 X_{112} 等指标。

$$X_{111} = \frac{T_1^{\text{outage}} - T_0^{\text{outage}}}{INT_1 + INT_2 + INT_3 + INT_4} \tag{1}$$

$$X_{112} = \frac{N_1^{\text{outage}} - N_0^{\text{outage}}}{INT_1 + INT_2 + INT_3 + INT_4} \tag{2}$$

式中: T_1^{outage} 和 T_0^{outage} 分别为当年和上一年用户年平均停电时间; N_1^{outage} 和 N_0^{outage} 分别为当年和上一年用户年平均停电次数; INT_1 为消除设备安全隐患投资; INT_2 为加强网架结构投资; INT_3 为配电网技改投入; INT_4 为配电网检修投入。

2)单位投资电压质量提升

单位投资电压质量提升 X_{12} 包括解决供电端电压越限问题数 X_{121} 和减少受电端“低电压”用户数 X_{122} 等指标。

$$X_{121} = \frac{V^{\text{limit}}}{INT_1 + INT_2 + INT_3 + INT_4} \tag{3}$$

$$X_{122} = \frac{V^{\text{low}}}{\text{INT}_1 + \text{INT}_2 + \text{INT}_3 + \text{INT}_4} \quad (4)$$

式中： V^{limit} 为当年解决供电端电压越限问题数； V^{low} 为当年解决受电端“低电压”用户问题数。

单位投资供电质量提升贡献评价指标说明如表 1 所示。

表 1 单位投资供电质量提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{11}	X_{111}	每百万元相关投资减少的用户年平均停电时间	h/百万元
	X_{112}	每百万元相关投资减少用户年平均停电的次数	次/百万元
X_{12}	X_{121}	每百万元相关投资解决的供电端电压越限问题数	个/百万元
	X_{122}	每百万元相关投资减少的受电端“低电压”用户数	户/百万元

2.2 单位投资供电能力提升贡献

1)单位投资 110 kV 电网供电能力提升

单位投资 110 kV 电网供电能力提升 X_{21} 包括提升 110 kV 变电容载比 X_{211} 、解决 110 kV 重过载线路数 X_{212} 和解决 110 kV 重过载主变压器数 X_{213} 等指标。

$$X_{211} = \frac{C_1^{\text{substaion}} - C_0^{\text{substaion}}}{\text{INT}_{10}^{110} + \text{INT}_2^{110} + \text{INT}_3^{110} + \text{INT}_4^{110}} \times 100\% \quad (5)$$

$$X_{212} = \frac{L^{\text{overload}}}{\text{INT}_{10}^{110} + \text{INT}_5^{110} + \text{INT}_6^{110}} \quad (6)$$

$$X_{213} = \frac{T^{\text{overload}}}{\text{INT}_{10}^{110} + \text{INT}_3^{110} + \text{INT}_4^{110}} \quad (7)$$

式中： $C_1^{\text{substaion}}$ 和 $C_0^{\text{substaion}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 变电容载比； L^{overload} 为当年解决 110 kV 重过载线路问题数； T^{overload} 为当年解决 110 kV 重过载主变压器问题数； INT_{10}^{110} 为解决 110 kV 设备重过载投资； INT_2^{110} 为 110 kV 网架结构投资； INT_3^{110} 为 110 kV 变电技改投入； INT_4^{110} 为 110 kV 变电检修投入； INT_5^{110} 为 110 kV 线路技改投资； INT_6^{110} 为 110 kV 线路检修投资。

2)单位投资 35 kV 电网供电能力提升

单位投资 35 kV 电网供电能力提升 X_{22} 包括提升 35 kV 变电容载比 X_{221} 、解决 35 kV 重过载线路数 X_{222} 和解决 35 kV 重过载主变压器数 X_{223} 等指标,其计算方式同 110 kV 相似,此处不再赘述。

3)单位投资 10 kV 及以下电网供电能力提升

单位投资 10 kV 电网供电能力提升 X_{23} 包括解决 10 kV 重过载线路数 X_{231} 和解决 10 kV 重过载配电变压器数 X_{232} 等指标,计算方式同 110 kV 和 35 kV 相似。

单位投资供电能力提升贡献评价指标说明如表 2 所示。

表 2 单位投资供电能力提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{21}	X_{211}	每百万元相关投资提升的 110 kV 变电容载比	1/百万元
	X_{212}	每百万元相关投资解决的 110 kV 重过载线路条数	条/百万元
	X_{213}	每百万元相关投资解决的 110 kV 重过载主变压器个数	个/百万元
X_{22}	X_{221}	每百万元相关投资提升的 35 kV 变电容载比	1/百万元
	X_{222}	每百万元相关投资解决的 35 kV 重过载线路条数	条/百万元
	X_{223}	每百万元相关投资解决的 35 kV 重过载主变压器个数	个/百万元
X_{23}	X_{231}	每百万元相关投资解决的 10 kV 重过载线路条数	条/百万元
	X_{232}	每百万元相关投资解决的 10 kV 重过载配电变压器个数	个/百万元

2.3 单位投资电网结构提升贡献

1)单位投资 110 kV 电网结构提升

单位投资 110 kV 电网结构提升 X_{31} 包括提升 110 kV 主变压器“ $N-1$ ”通过率 X_{311} 和提升 110 kV 线路“ $N-1$ ”通过率 X_{312} 等指标。

$$X_{311} = \frac{T_1^{\text{passing-rate}} - T_0^{\text{passing-rate}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_5^{110} + \text{INT}_6^{110}} \times 100\% \quad (8)$$

$$X_{312} = \frac{L_1^{\text{passing-rate}} - L_0^{\text{passing-rate}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_5^{110} + \text{INT}_6^{110}} \times 100\% \quad (9)$$

式中： $T_1^{\text{passing-rate}}$ 和 $T_0^{\text{passing-rate}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 主变压器“ $N-1$ ”通过率； $L_1^{\text{passing-rate}}$ 和 $L_0^{\text{passing-rate}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 线路“ $N-1$ ”通过率。

2)单位投资 35 kV 电网结构提升

单位投资 35 kV 电网结构提升 X_{32} 包括提升 35 kV 主变压器“ $N-1$ ”通过率 X_{321} 和提升 35 kV 线路“ $N-1$ ”通过率 X_{322} 等指标。

3)单位投资 10 kV 及以下电网结构提升

单位投资 10 kV 及以下电网结构提升 X_{33} 包括提升 10 kV 配电线路“ $N-1$ ”通过率 X_{331} 和提升 10 kV 配电线路联络率 X_{332} 等指标。 X_{332} 如式 (10) 所示, X_{331}

计算方式同 110 kV 相似。

$$X_{332} = \frac{L_1^{\text{contact-rate}} - L_0^{\text{contact-rate}}}{\text{INT}_2^{10} + \text{INT}_5^{10} + \text{INT}_6^{10}} \times 100\% \quad (10)$$

式中： $L_1^{\text{contact-rate}}$ 和 $L_0^{\text{contact-rate}}$ 分别为当年和上一年 10 kV 配电线路联络率。

单位投资电网结构提升贡献评价指标说明如表 3 所示。

表 3 单位投资电网结构提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{31}	X_{311}	每百万元相关投资提升的 110 kV 主变压器“N-1”通过率	1/百万元
	X_{312}	每百万元相关投资提升的 110 kV 线路“N-1”通过率	1/百万元
X_{32}	X_{321}	每百万元相关投资提升的 35 kV 主变压器“N-1”通过率	1/百万元
	X_{322}	每百万元相关投资提升的 35 kV 线路“N-1”通过率	1/百万元
X_{33}	X_{331}	每百万元相关投资提升的 10 kV 配电线路“N-1”通过率	1/百万元
	X_{332}	每百万元相关投资提升的 10 kV 配电线路联络率	1/百万元

2.4 单位投资装备水平提升贡献

1)单位投资 110 kV 装备水平提升

单位投资 110 kV 装备水平提升 X_{41} 包括提升 110 kV 线路截面标准化率 X_{411} 、提升 110 kV 主变压器容量标准化率 X_{412} 、提升 110 kV 有载调压变压器占比 X_{413} 、新增 110 kV 线路长度 X_{414} 和新增 110 kV 变电容量 X_{415} 等指标。

$$X_{411} = \frac{L_1^{\text{section}} - L_0^{\text{section}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_5^{110}} \times 100\% \quad (11)$$

$$X_{412} = \frac{T_1^{\text{capacity}} - T_0^{\text{capacity}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_5^{110}} \times 100\% \quad (12)$$

$$X_{413} = \frac{T_1^{\text{pressure}} - T_0^{\text{pressure}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_5^{110}} \times 100\% \quad (13)$$

$$X_{414} = \frac{L^{\text{new-110}}}{L^{\text{investment-110}}} \times 100\% \quad (14)$$

$$X_{415} = \frac{T^{\text{new-110}}}{T^{\text{investment-110}}} \times 100\% \quad (15)$$

式中： L_1^{section} 和 L_0^{section} 分别为当年和上一年 110 kV 线路截面标准化率； T_1^{capacity} 和 T_0^{capacity} 分别为当年和上一年 110 kV 主变压器容量标准化率； T_1^{pressure} 和

T_0^{pressure} 分别为当年和上一年 110 kV 有载调压变压器占比； $L^{\text{new-110}}$ 和 $L^{\text{investment-110}}$ 分别为新增 110 kV 线路长度和 110 kV 线路投资； $T^{\text{new-110}}$ 和 $T^{\text{investment-110}}$ 分别为新增 110 kV 变电容量和 110 kV 变电投资。

2)单位投资 35 kV 装备水平提升

单位投资 35 kV 装备水平提升 X_{42} 包括提升 35 kV 线路截面标准化率 X_{421} 、提升 35 kV 主变压器容量标准化率 X_{422} 、提升 35 kV 有载调压变压器占比 X_{423} 、新增 35 kV 线路长度 X_{424} 和新增 35 kV 变电容量 X_{425} 等指标,计算方式同 110 kV 相似。

3)单位投资 10 kV 及以下装备水平提升

单位投资 10 kV 及以下装备水平提升 X_{43} 包括提升 10 kV 线路截面标准化率 X_{431} 、提升 10 kV 配电变压器容量标准化率 X_{432} 、提升 10 kV 架空线路绝缘化率 X_{433} 、提升节能型配电变压器占比 X_{434} 、新增 10 kV 线路长度 X_{435} 和新增 10 kV 变电容量 X_{436} 等指标。 X_{433} 如式(16)所示,其他指标计算方式同 110 kV 相似。

$$X_{433} = \frac{L_1^{\text{insulation-10}} - L_0^{\text{insulation-10}}}{\text{INT}_2^{10} + \text{INT}_5^{10}} \times 100\% \quad (16)$$

式中, $L_1^{\text{insulation-10}}$ 和 $L_0^{\text{insulation-10}}$ 分别为当年和上一年 10 kV 架空线路绝缘化率。

单位投资装备水平提升贡献评价指标说明如表 4 所示。

2.5 单位投资电网智能化水平提升贡献

1)单位投资变电站智能化水平提升

单位投资变电站智能化水平提升 X_{51} 包括提升 110 kV 智能变电站占比 X_{511} 和提升 35 kV 变电站光纤覆盖率 X_{512} 等指标。

$$X_{511} = \frac{S_1^{\text{intelligent-110}} - S_0^{\text{intelligent-110}}}{\text{INT}_3^{110} + \text{INT}_7^{110}} \times 100\% \quad (17)$$

$$X_{512} = \frac{F_1^{\text{coverage-35}} - F_0^{\text{coverage-35}}}{\text{INT}_3^{35} + \text{INT}_7^{35}} \times 100\% \quad (18)$$

式中： $S_1^{\text{intelligent-110}}$ 和 $S_0^{\text{intelligent-110}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 智能变电站占比； $F_1^{\text{coverage-35}}$ 和 $F_0^{\text{coverage-35}}$ 分别为当年和上一年 35 kV 变电站光纤覆盖率； INT_7^{110} 为 110 kV 智能化投资。

2)单位投资配电自动化水平提升

单位投资配电自动化水平提升 X_{52} 包括提升配电自动化覆盖率 X_{521} 、提升终端光纤覆盖率 X_{522} 和提升“三遥”终端占比 X_{523} 等指标。

表 4 单位投资装备水平提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{41}	X_{411}	每百万元相关投资提升的 110 kV 线路截面标准化率	1/百万元
	X_{412}	每百万元相关投资提升的 110 kV 主变压器容量标准化率	1/百万元
	X_{413}	每百万元相关投资提升的 110 kV 有载调压变压器占比	1/百万元
	X_{414}	每万元相关投资新增的 110 kV 线路长度	km/百万元
	X_{415}	每万元相关投资新增的 110 kV 变电容量	MW/百万元
X_{42}	X_{421}	每百万元相关投资提升的 35 kV 线路截面标准化率	1/百万元
	X_{422}	每百万元相关投资提升的 35 kV 主变压器容量标准化率	1/百万元
	X_{423}	每百万元相关投资提升的 35 kV 有载调压变压器占比	1/百万元
	X_{424}	每万元相关投资新增的 35 kV 线路长度	km/百万元
	X_{425}	每万元相关投资新增的 35 kV 变电容量	MW/百万元
X_{43}	X_{431}	每百万元相关投资提升的 10 kV 线路截面标准化率	1/百万元
	X_{432}	每百万元相关投资提升的 10 kV 配变压器容量标准化率	1/百万元
	X_{433}	每百万元相关投资提升的 10 kV 架空线路绝缘化率	1/百万元
	X_{434}	每百万元相关投资提升的 节能型配电变压器占比	1/百万元
	X_{435}	每百万元相关投资新增的 10 kV 线路长度	km/百万元
	X_{436}	每百万元相关投资新增的 10 kV 变电容量	MW/百万元

$$X_{521} = \frac{A_1^{\text{coverage}} - A_0^{\text{coverage}}}{\text{INT}_3^{10} + \text{INT}_7^{10}} \times 100\%$$

(19)

$$X_{522} = \frac{F_1^{\text{coverage}} - F_0^{\text{coverage}}}{\text{INT}_7^{10}} \times 100\%$$

(20)

$$X_{523} = \frac{T_1^{\text{remote}} - T_0^{\text{remote}}}{\text{INT}_7^{10}} \times 100\%$$

(21)

式中： A_1^{coverage} 和 A_0^{coverage} 分别为当年和上一年配电自动化覆盖率； F_1^{coverage} 和 F_0^{coverage} 分别为当年和上一年终端光纤覆盖率； T_1^{remote} 和 T_0^{remote} 分别为当年和上一年“三遥”终端占比。

3)单位投资用户互动化水平提升
单位投资用户互动化水平提升 X_{53} 包括提升

配变信息采集率 X_{531} 和提升智能电表覆盖率 X_{532} 等指标。

$$X_{531} = \frac{I_1^{\text{acquisition}} - I_0^{\text{acquisition}}}{\text{INT}_7^{10}} \times 100\%$$

(22)

$$X_{532} = \frac{M_1^{\text{coverage}} - M_0^{\text{coverage}}}{\text{INT}_7^{10}} \times 100\%$$

(23)

式中： $I_1^{\text{acquisition}}$ 和 $I_0^{\text{acquisition}}$ 分别为当年和上一年配变信息采集率； M_1^{coverage} 和 M_0^{coverage} 分别为当年和上一年智能电表覆盖率。

4)单位投资环境友好水平提升
单位投资环境友好水平提升 X_{54} 包括接入分布式电源容量 X_{541} 和接入电动汽车充换电站容量 X_{542} 等指标。

$$X_{541} = \frac{D^{\text{capacity}}}{D^{\text{investment}}}$$

(24)

$$X_{542} = \frac{V^{\text{capacity}}}{V^{\text{investment}}}$$

(25)

式中： D^{capacity} 和 $D^{\text{investment}}$ 分别为当年新接入分布式电源容量和 10 kV 及以下分布式电源接入投资； V^{capacity} 和 $V^{\text{investment}}$ 分别为当年新接入电动汽车充换电站容量和 10 kV 及以下新增负荷供电要求投资。

单位投资电网智能化水平提升贡献评价指标说明如表 5 所示。

表 5 单位投资电网智能化水平提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{51}	X_{511}	每百万元相关投资提升的 110 kV 智能变电站占比	1/百万元
	X_{512}	每百万元相关投资提升的 35 kV 变电站光纤覆盖率	1/百万元
X_{52}	X_{521}	每百万元相关投资提升的 配电自动化覆盖率	1/百万元
	X_{522}	每百万元相关投资提升的 终端光纤覆盖率	1/百万元
	X_{523}	每百万元相关投资提升的 “三遥”终端占比	1/百万元
X_{53}	X_{531}	每百万元相关投资提升的 配变信息采集率	1/百万元
	X_{532}	每百万元相关投资提升的 智能电表覆盖率	1/百万元
X_{54}	X_{541}	每百万元相关投资接入的 分布式电源容量	MW/百万元
	X_{542}	每百万元相关投资接入的 电动汽车充换电站容量	MW/百万元

2.6 单位投资电网效率提升贡献

1)单位投资 110 kV 电网设备利用率提升

单位投资 110 kV 电网设备利用率提升 X_{61} 包括提升 110 kV 线路负载率平均值 X_{611} 和提升 110 kV 主变压器负载率平均值 X_{612} 等指标。

$$X_{611} = \frac{L_1^{\text{load-rate}} - L_0^{\text{load-rate}}}{\text{INT}_8^{110}} \times 100\% \tag{26}$$

$$X_{612} = \frac{T_1^{\text{load-rate}} - T_0^{\text{load-rate}}}{\text{INT}_8^{110}} \times 100\% \tag{27}$$

式中: $L_1^{\text{load-rate}}$ 和 $L_0^{\text{load-rate}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 线路负载率平均值; $T_1^{\text{load-rate}}$ 和 $T_0^{\text{load-rate}}$ 分别为当年和上一年 110 kV 主变压器负载率平均值; INT_8^{110} 为 110 kV 线路投资。

2)单位投资 35 kV 电网设备利用率提升

单位投资 35 kV 电网设备利用率提升 X_{62} 包括提升 35 kV 线路负载率平均值 X_{621} 和提升 35 kV 主变压器负载率平均值 X_{622} 等指标,计算公式同 110 kV 相似。

3)单位投资 10 kV 电网设备利用率提升

单位投资 10 kV 电网设备利用率提升 X_{63} 包括提升 10 kV 线路负载率平均值 X_{631} 和提升 10 kV 配电变压器负载率平均值 X_{632} 等指标,计算公式同 110 kV、35 kV 相似。

4)单位投资电能损耗降低

单位投资电能损耗降低 X_{64} 包括降低 110 kV 及以下综合线损率 X_{641} 和降低 10 kV 及以下综合线损率 X_{642} 等指标。

$$X_{641} = \frac{L_0^{\text{line-loss-110}} - L_1^{\text{line-loss-110}}}{\text{INT}_2^{110} + \text{INT}_2^{35}} \times 100\% \tag{28}$$

$$X_{642} = \frac{L_0^{\text{line-loss-10}} - L_1^{\text{line-loss-10}}}{\text{INT}_2^{10}} \times 100\% \tag{29}$$

式中: $L_0^{\text{line-loss}}$ 和 $L_1^{\text{line-loss}}$ 分别为上一年和当年相关电压等级综合线损率。

5)单位投资电网效益提升

单位投资电网效益提升 X_{65} 包括新增供电负荷 X_{651} 和新增售电量 X_{652} 等指标。

$$X_{651} = \frac{P_1^{\text{load}} - P_0^{\text{load}}}{\text{INT}_9^{110} + \text{INT}_9^{35} + \text{INT}_9^{10}} \tag{30}$$

$$X_{652} = \frac{E_1^{\text{sale}} - E_0^{\text{sale}}}{\text{INT}_9^{110} + \text{INT}_9^{35} + \text{INT}_9^{10}} \tag{31}$$

式中: P_1^{load} 和 P_0^{load} 分别为当年和上一年供电负荷;

E_1^{sale} 和 E_0^{sale} 分别为当年和上一年售电量; INT_9 为满足相关电压等级的新增负荷供电要求投资。

单位投资电网效率提升贡献评价指标说明如表 6 所示。

表 6 单位投资电网效率提升贡献指标			
分指标	子指标	含 义	单 位
X_{61}	X_{611}	每百万元相关投资提升的 110 kV 线路负载率平均值	1/百万元
	X_{612}	每百万元相关投资提升的 110 kV 主变压器负载率平均值	1/百万元
X_{62}	X_{621}	每百万元相关投资提升的 35 kV 线路负载率平均值	1/百万元
	X_{622}	每百万元相关投资提升的 35 kV 主变压器负载率平均值	1/百万元
X_{63}	X_{631}	每百万元相关投资提升的 10 kV 线路负载率平均值	1/百万元
	X_{632}	每百万元相关投资提升的 10 kV 配电变压器负载率平均值	1/百万元
X_{64}	X_{641}	每百万元相关投资降低的 110 kV 及以下综合线损率	1/百万元
	X_{642}	每百万元相关投资降低的 10 kV 及以下综合线损率	1/百万元
X_{65}	X_{651}	每百万元相关投资增供负荷的多少	MW/百万元
	X_{652}	每百万元相关投资增售电量的多少	(MW·h)/百万元

2.7 单位投资电网运行水平提升贡献

1)单位投资电网调度水平提升

单位投资电网调度水平提升 X_{71} 包括解决关键一次设备风险数 X_{711} 和解决关键二次设备风险数 X_{712} 等指标。

$$X_{711} = \frac{E_1^{\text{risk-rate}}}{\text{INT}_1 + \text{INT}_{10} + \text{INT}_2 + \text{INT}_4} \tag{32}$$

$$X_{712} = \frac{E_2^{\text{risk-rate}}}{\text{INT}_1 + \text{INT}_{10} + \text{INT}_2 + \text{INT}_4} \tag{33}$$

式中: $E_1^{\text{risk-rate}}$ 和 $E_2^{\text{risk-rate}}$ 分别为解决关键一次和二次设备风险数。

2)单位投资电网运检水平提升

单位投资电网运检水平提升 X_{72} 包括提升生产运行工作标准化率 X_{721} 和提升应检设备检修率 X_{722} 等指标。

$$X_{721} = \frac{R_1^{\text{standard}} - R_0^{\text{standard}}}{\text{INT}_3 + \text{INT}_4}$$

(34)

$$X_{722} = \frac{E_1^{\text{inspection-rate}} - E_0^{\text{inspection-rate}}}{\text{INT}_3 + \text{INT}_4}$$

(35)

式中： R_1^{standard} 和 R_0^{standard} 分别为当年和上一年生产运行工作标准化率； $E_1^{\text{inspection-rate}}$ 和 $E_0^{\text{inspection-rate}}$ 分别当年和上一年应检设备检修率。

3)单位投资客户服务水平提升
单位投资客户服务水平提升 X_{73} 包括提升故障报修到达现场及时率 X_{731} 。

$$X_{731} = \frac{R_1^{\text{malfunction}} - R_0^{\text{malfunction}}}{\text{INT}_3 + \text{INT}_4}$$

(36)

式中， $R_1^{\text{malfunction}}$ 和 $R_0^{\text{malfunction}}$ 分别为当年和上一年单位投资提升故障报修到达现场及时率。

单位投资电网运行水平提升贡献评价指标说明如表 7 所示。

表 7 单位投资电网运行水平提升贡献指标

分指标	子指标	含 义	单 位
X_{71}	X_{711}	每百万元相关投资解决的关键一次设备风险次数	次/百万元
	X_{712}	每百万元相关投资减少的关键二次设备风险次数	次/百万元
X_{72}	X_{721}	每百万元相关投资提升的生产运行工作标准化率	1/百万元
	X_{722}	每百万元相关投资提升的应检设备检修率	1/百万元
X_{73}	X_{731}	每百万元相关投资提升的故障报修到达现场及时率	1/百万元

3 结 语

为实现电网企业资源优化配置能力提升和国有资产保值增值,明确企业未来的配电网投资方向和管理重点,设计了基于关联关系的配电网投入产出效益评价体系。基于投入产出基础理论,按照不同电压等级及不同评价效用,梳理配电网相关投入指标和产出指标,并对两者之间的关系进行对应,构建了配电网投入产出效益综合评价指标体系。

配电网投入产出效益综合评价指标体系综合考虑配电网投入类指标与产出类指标之间的对应关系,不仅体现出配电网整体的投入产出效益,而且能

够就某一局部电网、某一电压等级的投入产出效益进行评估,兼具整体性和针对性,以便更加有效地指导电网企业电力资源的优化配置,发现经营管理中的薄弱环节,进行配电网投入产出相关的模拟预测高级分析,促进电网投资效益产出最大化。

参考文献

[1] 周鹏程,吴南南,曾鸣. 考虑投入产出关联关系的配电网效益评价研究[J]. 山东电力技术,2017,44(12):1-5.

[2] 王喆,归三荣,李扬,等. 电改新形势下配电网规划不确定因素分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2017,29(4):110-114.

[3] 沈红宇,陈晋,归三荣,等. 新一轮电力改革对电网企业配电网规划的影响与对策[J]. 电力建设,2016,37(3):47-51.

[4] 焦丰顺,张劲松,唐晟,等. 智能配电网项目综合效益分析评价方法研究[J]. 南方能源建设,2017,4(1):134-137.

[5] 韩柳,李金超,胡殿刚,等. 基于超效率 DEA 模型的配电网智能化发展综合效率评价[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(22):102-107.

[6] Konstantelos I, Giannelos S, Strbac G. Strategic Valuation of Smart Grid Technology Options in Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2):1293-1303.

[7] 曾鸣,钟琼雄,李源非. 基于系统动力学的电网可靠性指标影响因素分析[J]. 电力建设,2015,36(12):123-130.

[8] Han X, Zhang H, Yu X, et al. Economic Evaluation of Grid-connected Micro-grid System with Photovoltaic and Energy Storage under Different Investment and Financing Models[J]. Applied Energy, 2016, 184: 103-118.

[9] 王宗耀,苏浩益. 配网自动化系统可靠性成本效益分析[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(6):98-103.

作者简介：
周鹏程(1991),硕士研究生,主要研究能源互联网；
吴南南(1994),硕士研究生,主要研究电力工业经济管理；
王晟嫣(1995),硕士研究生,主要研究技术经济及管理；
曾 鸣(1957),教授,博士生导师,主要研究综合能源系统。

(收稿日期:2019-02-13)

同塔双回线路准三相运行及改进跳合闸策略研究

李世龙¹,滕予非¹,李小鹏¹,尹项根²,陈卫²
(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;
2. 华中科技大学电气与电子工程学院,湖北 武汉 430074)

摘要:传统同塔双回线路保护为单回线配置,即按两回独立线路配置保护,因此跳合闸策略也多为独立配置,跨线故障发生后将导致同塔双回线路全线跳闸。线路两侧系统电气联系中断,造成严重负荷损失,威胁电力系统安全稳定运行。针对全程同塔双回的输电线路,重新定义了准三相运行,并对准三相运行的可行性进行了分析。在此基础上提出了同塔双回线路改进跳合闸策略,降低故障后全线跳闸的概率,减少断路器的跳合闸操作次数。利用PSCAD/EMTDC搭建了典型同塔双回线路模型,验证了准三相运行的可行性,并分析验证了改进跳合闸策略的优势。
关键词:同塔双回线路;准三相运行;跳合闸策略;PSCAD/EMTDC
中图分类号:TM773 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0013-05

Research on Tripping and Reclosing Strategy and Quasi – three – phase Operation of Double – circuit Transmission Lines on the Same Tower

Li Shilong¹, Teng Yufei¹, Li Xiaopeng¹, Yin Xianggen², Chen Wei²
(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, Hubei, China)

Abstract:Conventional protection of double – circuit transmission lines on the same tower trips and recloses the two circuits independently after the faults occurring in transmission line. The possibility of tripping all lines is high when inter – circuit faults occur. Large amount of load will be rejected and electrical link between two sides will be disconnected, which has negative effects on the stability of power system. A novel tripping and reclosing strategy is proposed which regards the double circuits as a whole. It can decrease the possibility of tripping all lines and reclose to permanent faults. The feasibility of quasi – three – phase operation (QTPO) is analyzed. A typical model of double – circuit transmission lines on the same tower is established in PSCAD/EMTDC. Some important electrical indexes which can reflect the performance of QTPO are analyzed by simulation.
Key words:double – circuit transmission lines on the same tower;quasi – three – phase operation; tripping and reclosing strategy;PSCAD/EMTDC

0 引言

同塔双回线路由于其占地面积小,输电容量大等优势广泛应用于超高压输电线路。目前同塔双回线路的跳合闸策略多为双回线单独配置,跨线故障发生后同塔双回线路存在极大被双线切除的可能性^[1]。输电线路中的短路故障多为瞬时性故障,切除故障线路后通过重合闸可实现系统恢复正常运

行^[2]。对于永久性故障,盲目重合将对电力系统造成二次冲击,对电力系统稳定造成更大危害^[3]。因此需对瞬时性故障和永久性故障予以区分,由此引出的自适应重合闸得到了广泛关注。传统单回线的自适应重合闸主要利用电弧特性、恢复电压和限流电抗器电流^[2,4,5]等电气量特性构成。然而同塔双回线故障种类多样,线间自互感作用复杂,对故障性质的判别产生较大影响。目前对于应用于同塔双回线路的自适应重合闸研究较少,文献[6]通过对永

久性和瞬时性故障后故障点电压特性的分析与比较,提出一种同塔双回线路自适应重合闸判据,对于永久性故障切除故障线路并闭锁重合闸;对于瞬时性故障,切除故障线路后按相重合,根据减少系统震荡维持系统稳定的原则确定故障后的重合时间。文献[7]针对同塔双回线路单相故障和单相跨线故障提出一种自适应重合闸组合判据,组合判据中包括相位自适应判据和电压自适应判据,兼顾二者的优势并弥补各自的不足,有利于提高重合闸成功率,降低永久性故障对系统稳定的影响。文献[8]提出了一种基于波形估计的瞬时故障与永久性故障判别方法,通过单相接地瞬时性构造目标函数进而得到故障性质判断值,此方法不受过渡电阻、故障位置等因素影响,具有较高的可靠性。文献[9]利用故障相并联电抗器差模电流瞬时故障后只存在衰减周期分量,而永久故障中只存在衰减直流分量的特征,提出一种仅需要单端电气量的自适应的三相重合闸判据。同塔双回线路的传输容量通常较大,若故障后造成全线切除将导致受端较大的功率缺额,影响系统稳定。文献[10]对同塔双回线路准三相运行进行了初步探讨,准三相运行作为一种故障后的短时运行方式,有利于维持功率传输和系统稳定

针对目前同塔双回线路在传统跳合闸策略下跨线故障发生后容易造成两回线路全部跳闸,且自适应重合闸策略目前在同塔双回线路应用较少的情况,基于同塔双回线路保护一体化思想,将两端共母线的同塔双回线路作为一个整体,提出一种基于准三相运行的同塔双回线路跳合闸策略。

1 准三相运行及其特性研究

1.1 准三相运行定义

对于全程同塔双回的线路,故障后每相(ABC)中至少保留一回输电线路的故障后非全相运行方式。根据运行时所包含的电线根数,同塔双回线路准三相运行可分为:五线准三相运行(如1ABC2BC)、四线准三相运行(如1AB2BC、1AB2AC等)和三线准三相运行(如1A2BC、1AB2C等)。以往研究中定义的准三相运行属于三线准三相运行,是这里所定义准三相运行方式中的一种。与传统定

义相比,这里定义的准三相运行在故障后的非全相运行状态中有可能包含更多的电线根数,有利于提高故障后的线路传输功率,从而尽可能减少由于送端与受端功率不平衡对系统稳定造成的威胁。

全程同塔双回线路准三相运行的可行性分析将从准三相运行状态中的传输功率、线路过负荷、系统不平衡度和线路温升方面进行研究。考虑到同塔双回线路各线之间复杂的自互感作用以及实际工况中线路参数并不理想对称的情况,通过仿真手段对上述指标进行研究讨论,利用PSCAD/EMTDC电磁暂态仿真软件搭建同塔双回线路模型,线路全长150 km,电压等级500 kV,考虑到最恶劣的运行工况,同塔双回线路模型使用非理想换位的相频特性模型,杆塔模型空间结构如图1所示。

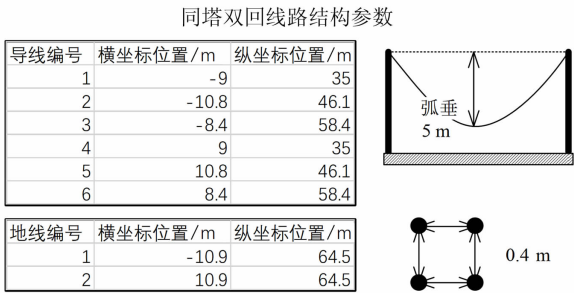


图 1 同塔双回线路准三相运行线路模型结构

1.2 准三相运行状态中传输功率研究

准三相运行工况下的剩余传输功率决定着同塔双回线路受端侧负荷能否正常运行,若故障后传输功率缺额较大将影响受端系统的安全可靠运行。以线路重载情况为例,当额定有功功率为1500 MW时,进入不同准三相运行工况后的传输功率如表1所示。

表 1 不同准三相运行工况下的传输功率

准三相运行方式		传输功率/(p. u.)
五线准三相	1ABC2BC	0.948
	1ABC2A	0.903
四线准三相	1AB2BC	0.897
	1ABC	0.853
三线准三相	1AB2C	0.844

表中功率基准值为正常运行条件下的额定有功功率值。可以看出,准三相运行线路数目越多,输送的有功功率越多,在三线准三相运行工况下仍可维持额定有功功率的80%以上,对于故障后的受端一

表 2 不同准三相运行工况下的线路电流

额定有功功率 /MW	准三相运行工况	电流/kA					
		1A	1B	1C	2A	2B	2C
1500	正常运行	0.86	0.88	0.89	0.88	0.87	0.88
	1ABC2BC	1.48	0.94	0.86	0	0.83	0.90
	1ABC2A	0.87	1.51	1.54	0.85	0	0
	1AB2BC	1.49	0.89	0	0	0.88	1.50
	1ABC	1.45	1.53	1.52	0	0	0
	1AB2C	1.49	1.51	0	0	0	1.46

侧交流系统的功率维持有积极作用。对于四线准三相运行和三线准三相运行,若其中一回线能构成全相运行(如 1ABC2A、1ABC),则其传输的有功功率大于相同线路数目的其他准三相运行工况。

1.3 准三相运行状态中过电流研究

同塔双回线路故障发生进入准三相运行状态后,原本故障相所承担的传输功率将转移到故障相的同名非故障线路,导致线路电流升高。线路电流升高一方面将导致线路温度升高,因输电线路受热膨胀使其总长度变长、弧垂下降,危及线路安全;另一方面,线路电流升高有可能导致过负荷保护的误动;因此需要对同塔双回线路准三相运行时的过电流进行研究。仍以线路额定有功功率分别为 1500 MW 的工况为例,不同准三相运行工况下的线路电流如表 2 所示。

准三相运行工况下的最大过电流率 K_{oc} 可定义为

$$K_{oc} = \left| \frac{I_{\varphi_{max}} - I_{op}}{I_{op}} \right| \times 100\%$$

(1)

式中: I_{op} 为同塔双回线路正常运行时线路中流过的电流; $I_{\varphi_{max}}$ 为同塔双回线路准三相运行时输电线路中流过的最大电流值。根据表 2 中的准三相运行电流数据,可得到不同工况下准三相运行的最大过电流率如表 3 所示。

表 3 不同准三相运行工况下的最大过电流率

准三相工况	最大过载率/%
1ABC2BC	70
1ABC2A	77
1AB2BC	72
1ABC	75
1AB2C	73

由表 3 可看出,同塔双回线路准三相运行中最

大电流过载率不仅与准三相运行中的输电线路数目有关,还与其中一回线是否全相运行有关。由表 1 中的分析结果可知,准三相运行线路数目相同时,若一回线能满足全相运行时准三相的传输功率最大,此时线路最大过电流率也将最大,与表 3 中的仿真结果一致:相同电线根数的准三相运行工况下,若其中一回线能满足全相运行,其最大过电流率大于其他准三相运行工况。

1.4 准三相运行状态中不平衡度研究

不平衡度作为电能质量衡量指标之一,研究其在准三相运行工况下的变化有着重要意义。根据 IEEE 电能质量标准,不平衡度可利用负序电流值与正序电流值之比表示^[10]:

$$K_i = \left| \frac{I_{neg}}{I_{pos}} \right| \times 100\%$$

(2)

式中: K_i 为电流不平衡度; I_{pos} 和 I_{neg} 分别为线路中正序电流和负序电流。

根据表 2 中的仿真结果,不同准三相运行工况下两回线路及母线处电流不平衡度如表 4 所示。

表 4 准三相运行情况下的电流不平衡度

准三相 运行工况	第 1 回线 电流不平 衡度/%	第 2 回线 电流不平 衡度/%	母线电流 不平衡度 /%
正常运行	0.62	2.10	1
1ABC2BC	18	54	6.7
1ABC2A	17	—	3.4
1AB2BC	62	64	5.9
1ABC	3.0	—	3.0
1AB2C	52	—	4.2

注:“—”表示“无”。

当同塔双回线路其中一回线只有 1 线运行时,此回线的正负零序电流均一致,此时不对其不平衡

度进行分析。由于同塔双回线路模型考虑到实际运行工况中的线路参数不对称情况,正常运行时线路电流存在一定程度的不对称。准三相运行时,除单回线构成的准三相运行工况(1ABC、2ABC)外,两回线路的不平衡度均较大,远超过国际标准中所规定的不平衡电流上限。同塔双回线路母线处的电流不平衡度在准三相运行中有一定程度升高,但仍处于规定范围内,不会对同塔双回线路两侧交流系统的电能质量造成严重影响。单回线内部的电流不平衡度较大有可能会 导致线路保护误动,但对线路以外的交流系统而言,同塔双回线路可以作为一个整体,其通过线路两端交流母线与外界相连,其母线电流所反映出的整体不对称度决定了准三相运行对外界的影响程度。因此同塔双回线路准三相运行不会威胁外部交流系统的安全稳定。

2 基于准三相运行的改进跳合闸策略

同塔双回线路单重接地故障按照故障是否接地和故障包含的同名相对数可分为如下几类,对于接地故障:

- 1) 无同名相接地故障,如 1AG、1ABG、1ABCG、1A2BCG 等;
- 2) 含一对同名相接地故障,如 1A2AG、1B2ABG、1AB2ACG 等;
- 3) 含两对及以上同名相接地故障,如 1AB2ABG;1ABC2ABCG 等。

- 对于不接地故障:
- 1) 无同名相线间故障,如 1AB、1ABC、1A2B、1A2BC 等;
 - 2) 含一对同名相线间故障,如 1A2A、1B2AB、1AB2AC 等;
 - 3) 含两对同名相线间故障,如 1AB2AB、1ABC2AB 等;
 - 4) 含三对同名相线间故障,如 1ABC2ABC。

为尽可能维持故障后的传输功率并尽可能降低重合闸于永久性故障的概率,改进跳合闸策略从减少跳闸与合闸两方面进行改进。

减少需被切除的故障线路。对于全程同塔双回线路,由于线路两侧的同名相分别连接于相同母线上,

因此当包含一对同名相的非接地线间故障发生时,这对同名相可被保留而不切除。这是因为同名相线路参数相近且两端分别接于相同母线,故同名相间非接地短路故障对系统影响微弱,只需将其他故障线路切除就能实现准三相运行。以 1A2AB 不接地故障为例,只需切除 2B 线路即可实现准三相运行。1A2A 线路不需要切除从而可在准三相运行时维持较多的输送功率。

减少需被重合的故障线路。对于所有可仅通过切除故障线路就能实现准三相运行的故障类型,在故障线路被切除后闭锁重合闸不再重合。以 1A2BG 为例,保护只需切除 1A2B 线路即可实现准三相运行。减少重合线路数可尽可能避免重合于永久性故障的可能性,目前同塔双回线路实际运行中使用自适应重合闸的线路非常少,因此缺乏对故障性质的判别。与传统重合闸策略相比此方案能够尽可能减少永久性故障对系统造成的二次冲击。对于切除故障线路后需重合一回故障线路才能实现准三相运行的故障类型,可进行重合闸。若重合闸成功,则同杆并架线路进入准三相运行状态,若重合失败则切除全部线路并闭锁重合闸。如 1A2AG 故障,1A 或 2A 在故障线路切除后可以尝试进行重合闸。对切除故障线路后需重合至少两回故障线路才能实现准三相运行的故障情况,则放弃进行重合闸操作,直接切除全部线路并闭锁重合闸。如 1AB2ABG 故障,至少需要重合两回线路才可实现准三相运行,此时故障后全线跳闸并闭锁重合闸。

根据上述原则,以 6 种典型同塔双回线故障为例,对比传统跳合闸策略和改进跳合闸策略,如表 5 所示。

故障后需要全线跳闸的故障种类大为减少,仅需切除故障线路。从而使双回线保留更多的传输功率,提高系统稳定性,减少了需重合的故障线路,降低了重合于永久性故障的概率。

考虑到永久性故障发生的可能性,在传统跳合闸策略下,故障发生后最终全线跳闸且闭锁重合闸的故障种类为 98 种,包括全部永久性故障时的跨线故障;不需重合进入准三相的短路故障种类为 16 种,包括所有同塔双回线路单回线相间故障;重合失败后进入准三相的短路故障种类为 6 种,包括所有

表 5 6 种典型故障的传统跳合闸策略与改进跳合闸策略对比

序号	故障线路	传统策略		改进策略	
		跳闸	重合	跳闸	重合
1	1AB2AB	全线跳闸	—	1B2B	1B/2B
2	1A2BC	1A2ABC	1A	2BC	—
3	1AB2ABG	全线跳闸	—	全线跳闸	1A2B/1AB/1B2A/2AB
4	1A2AG	1A2A	1A2A	1A2A	1A/2A
5	1A2BCG	1A2ABC	1A	1A2BC	—
6	1BCG	1ABC	—	1BC	—

注：“—”表示不进行任何操作；“/”表示“或”。

单相故障。基于准三相运行的改进跳合闸策略下，全线跳闸并闭锁重合闸的短路故障种类为 47 种，包括所有包含一对同名相及以上的接地故障和包含两对及以上同名相的不接地故障；不需重合进入准三相运行的短路故障种类为 73 种，包括所有不包含同名相的接地短路故障和一对同名相及以下的不接地故障。与传统跳合闸策略相比，改进跳合闸策略下需全线跳闸的故障种类大大减少，降低了同塔双回线短路故障后线路两端交流系统电气联系完全切断的可能性，绝大多数短路故障类型可通过跳闸策略直接进入准三相运行工况，有利于故障后系统稳定性的维持。

综上所述，基于准三相运行的同塔双回线路准三相运行策略以故障后尽可能实现准三相运行为目的，与传统跳合闸策略相比，可降低故障后全线跳闸的可能性，并发挥线路准三相运行的优势，提高故障后的系统稳定性。

3 结 语

重新定义了同塔双回线路准三相运行概念，验证了准三相运行的优势及可行性，提出了基于同塔双回线路一体化的准三相跳合闸策略。通过仿真与理论计算，对准三相运行工况下的传输功率、过电流、不平衡度及线路温升进行了研究，论证了准三相运行的可行性及其优势。在此基础上，提出了基于准三相运行的同塔双回线路改进跳合闸策略，以切除和重合最少故障线路为目的，实现准三相运行并尽可能减少重合于永久性故障的可能性。

参考文献

[1] 邹耀,陈卫,李世龙,等. 同杆双回线准三相运行与

跳合闸策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(15): 137-142.

[2] Radojevic Z M, Shin J R. New Digital Algorithm for Adaptive Reclosing Based on the Calculation of the Faulted Phase Voltage Total Harmonic Distortion Factor [J]. IEEE Transactions on Power Delivery. 2007, 22(1):37-41.

[3] 林达. 自适应重合闸和自适应电流保护技术研究[D]. 杭州:浙江大学,2016.

[4] 王增平,刘浩芳,徐岩,等. 基于改进型相关法的单相自适应重合闸新判据[J]. 中国电机工程学报,2007, 27(10): 49-55.

[5] 索南加乐,孙丹丹,付伟,等. 带并联电抗器输电线路单相自动重合闸永久故障的识别原理研究[J]. 中国电机工程学报,2006,26(11): 75-81.

[6] 李博通,李永丽. 基于故障点电压的单相自适应重合闸判据[J]. 电力系统自动化,2013,37(10): 86-91.

[7] 刘毅,张哲,尹项根,等. 同杆并架双回线自适应重合闸组合判据[J]. 电力系统自动化,2011,35(2): 56-61.

[8] 王慧芳,林达,何奔腾. 基于波形估计的带并联电抗器输电线路故障性质判别方法: CN103048567A [P]. 2013-04-17.

[9] 王庆庆,王慧芳,林达,等. 基于并联电抗器差模电流波形特征的三相自适应重合闸永久性故障识别[J]. 电网技术, 2015,39(4): 1127-1132.

[10] 刘星,郭维雅,胡叶宾,等. 3/2 接线方式同杆双回线路准三相运行相关保护的实现[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(11): 32-35.

作者简介:

李世龙(1989),博士,研究方向为电力系统继电保护。
(收稿日期:2019-01-06)

基于 PLC 的风力发电混合储能系统控制方法研究

王战栋,赵丰刚
(新疆大学电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 830046)

摘要:风力发电具有波动性的特点,因此为了避免风力发电并网对电网的冲击及其影响,将西门子 S7-200 系列的 PLC 控制系统应用在储能系统中来平抑风电功率的波动性。根据蓄电池和超级电容器组成的混合储能系统的控制要求,绘制 PLC 的硬件接线图;分析混合储能的控制过程,利用 PLC 的编程软件进行 PLC 编程;最后验证该控制策略的可行性。

关键词:风力发电;混合储能系统;PLC

中图分类号:TM614 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0018-04

Research on Control Method in Hybrid Energy Storage System of Wind Power Generation Based on PLC

Wang Zhandong, Zhao Fenggang
(Xinjiang University, Urumqi 830046, Xinjiang, China)

Abstract: Because of the fluctuation of wind power generation, in order to avoid the impact of grid integration on power grid and its influences, PLC control system of Siemens S7-200 series is applied to energy storage system to reduce the fluctuation of wind power. According to the control requirements of hybrid energy storage system composed of battery and ultracapacitor, the hardware wiring diagram of PLC is drawn. The control process of hybrid energy storage is analyzed, and PLC is programmed using PLC programming software. Finally, the feasibility of the proposed control strategy is verified.

Key words: wind power generation; hybrid energy storage system; PLC

0 引 言

由于环境污染愈发严重,迫切需要一种新型无污染的能源。风力发电作为一种对环境无污染的新型可再生能源受到人们的追捧。而由于受到复杂的地理环境和气象环境的影响,风电输出功率具有较强的随机性和波动性,因此风力发电大规模并入电网将会产生不利的影响^[1-2]。怎样降低风电的波动性满足并网条件就成了当前的研究热点,储能技术是当前平滑风电功率波动最有效的方式之一。储能设备成本快速下降、性能大幅度提升,使得储能技术在风力发电的平抑输出功率波动性上的应用趋于热门。利用蓄电池和超级电容各自的优缺点形成互补性,基于PLC的核心控制作用于蓄电池和超级电

基金项目:国家自然科学基金(51467020,11762021)

容器,使其吞吐能力起到了平抑风电功率波动性的目的,即风力发电输出功率快速增大时,PLC 控制混合储能系统吸收功率;反之则控制混合储能系统释放功率^[1-5]。

随着工业控制领域的快速发展,PLC 作为一种可编程的存储器,用于内部存储程序、执行逻辑运算、顺序控制、计数与算术等指令,并通过数字或模拟式输入/输出控制各种类型的工业生产过程^[5]。PLC 具有抗干扰能力强、可靠性高、编程简单、功能强大、成本低廉等特点,广泛应用于各种工业控制领域中。总结上面所述优势,将 PLC 应用在以蓄电池和超级电容器组成的混合储能系统中,能快速响应调节混合储能的充放电,平抑风电的输出功率,使蓄电池和超级电容器的 SOC 荷电状态稳定在可靠范围之内,避免蓄电池和超级电容器过充过放,延长其使用寿命。

1 混合储能系统总体设计

1.1 控制要求

混合储能系统以 PLC 为核心控制器,将混合储能系统分为储能阶段和释能阶段,由电力采集模块将风力发电输出功率的采集信息传到 PLC 控制器中,与满足电网要求的功率设定值进行比较:当采集值大于设定值时,即风力发电输出功率大于并网需求功率时,向混合储能中输入功率;当采集值小于设定值时,即风力发电输出功率小于并网需求功率时,混合储能系统输出功率。

1.2 混合储能系统构成

除了风力发电机组和 AC/DC 变换器外,混合储能系统主要包括 PLC 主控制器、电力参数采集模块、DC/AC 变换器、通信模块、数字量输入/输出模块、显示屏。混合储能系统将 PLC 作为控制器把各个模块连接起来,提高系统的稳定性。

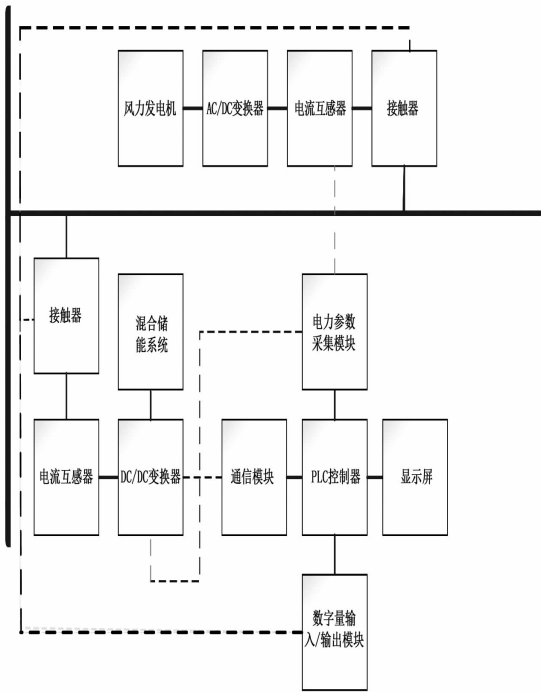


图 1 控制系统硬件结构

2 控制过程

采用蓄电池和超级电容器组成的混合储能系统对风力发电输出功率进行平抑的控制方法,是将风力发电的输出功率分为高频与低频部分,用蓄电池

与超级电容器进行功率补偿^[4]。

在研究混合储能的控制方法时,风电机组接收到的风速是平均风速,由于国网调度的需要,在进行功率的参考值设定时,一定时间内电网调度需要的功率是稳定不变的^[3-5]。

蓄电池由于能量密度大,价格较低,经常应用于储能系统中,但其功率密度小,不能应用于大功率、频繁的充放电场合。若单独使用蓄电池充放电,会缩短蓄电池的使用寿命,因此将蓄电池应用在平抑风电输出功率的低频部分。而超级电容器由于功率密度大,充放电速度较快,将其应用在平抑风电输出功率的高频部分^[6-8]。混合储能系统补偿功率公式为

$$\Delta P = P_w - P_k$$

式中: ΔP 为蓄电池需要补偿的功率; P_w 为风力发电输出功率; P_k 为电网调度需要输入的稳定不变功率。

若 $\Delta P > 0$ 时,即风力发电输出功率大于电网调度需求功率,向混合储能系统中储存能量; $\Delta P < 0$ 时,即风力发电输出功率小于电网调度需求功率,则由混合储能系统进行功率补偿。低频功率部分由蓄电池进行补偿,高频部分由超级电容器进行补偿。为了使混合储能系统充放电能力得到保证,并发挥超级电容器反应速度快和储能电池容量大的特点,利用电池荷电状态 (state of charge, SOC) 分级优化平抑混合储能系统的风电功率,此方法在实现风力发电有功功率波动平抑的同时,使混合储能系统整体较高的充放电能力得以实现,充分利用超级电容器反应速度快和储能电池容量大的特点,维持储能器件 SOC 在合理范围,避免了储能设备的过充过放。

3 PLC 模块设计

平抑风电功率的混合储能系统需要实时的数学计算以及分析,西门子生产的 PLC 控制器能满足混合储能系统的控制要求。PLC 控制器运算速度快、逻辑分析准确,其可靠的网络结构和系统性都为 PLC 应用在混合储能系统中提供了可能。

3.1 CPU 模块

当前市场上大多数采用的 PLC 产品为 PLC - 200。PLC - 200 系列可靠性高,指令集丰富,便于学习,操作简单,内置集成功能丰富,通讯能力较强。PLC - 200CPU 模块主要有 CPU224CN、CPU221、

CPU224 – XP 等,不同的 CPU 型号对应的功能不同。为了所提控制要求,这里采用的 CPU 模块为 S7 – 224CN^[6]。

3.2 I/O 模块

I/O 模块具有 PLC 与外部设备进行数据信息交换的功能,其将系统中各种数据与信息连接起来,并传送到 PLC 控制器中进行处理与传出。PLC224CN 型 CPU 的 I/O 地址分配如表 1 所示,模拟量输入地址分配如表 2 所示。

表 1 I/O 地址分配

序号	信 息	地址
1	风机启动	I0.0
2	风机急停	I0.1
3	蓄电池储能	I0.2
4	蓄电池释能	I0.3
5	超级电容储能	I0.4
6	超级电容释能	I0.5
7	停止	I0.6
8	风机启动	Q0.0
9	风机启动指示灯	Q0.1
10	蓄电池	Q0.2
11	超级电容器	Q0.3
12	蓄电池报警指示灯	Q0.4
13	超级电容器报警指示灯	Q0.5
14	报警喇叭	Q0.6

表 2 模拟量输入地址分配

序号	信 息	地址
1	风力发电输出功率	AIW0
2	蓄电池补偿功率	AIW2
3	超级电容器补偿功率	AIW4
4	电网调度需要的稳定功率	AQW0

4 PLC 软件设计

PLC 作为混合储能平抑风力发电输出功率功能的核心控制器,在进行软件设计的过程中需要对重要的参数进行初始化,使其满足系统任务的设定;对 I/O 端口的设计,使其能够准确读取参数传送到 PLC 核心控制器中进行处理,完成对混合储能系统的控制作用;对整个混合储能系统控制作用进行分

析,写出整个系统的控制主流程图以及子流程图;基于 PLC 任务平台设计控制程序,当整个系统出现故障时,PLC 应能够及时发送停机指令,使得整个系统能够平稳安全的运行。PLC 工作方式采用循环扫描方式,在输入采样阶段对所有的输入信号进行采样,然后对被控制量执行编程程序,在输出阶段根据执行结果输出到输出接口。

PLC 结构紧凑,编程指令丰富,性价比较高,抗干扰能力强大,PLC 中程序将外部模拟量信号经过逻辑运算处理转变为 PLC 的脉冲信号输出^[10-12]。将功能强大的 PLC 作为混合储能系统的核心控制器,使混合储能控制系统在平抑风电输出功率时可靠性高,系统维护方便,保证风电输出功率安全平稳地输出到电网中。

4.1 系统流程设计

由于整个控制系统较为复杂,可采用模块化的方式把一个复杂的程序,分解成两个或若干个便于理解和调用的过程,使整个程序段变得简单,每个模块都具有各自的子功能。采用模块化进行系统编程,加上一定的运行条件和逻辑判断实现整个控制系统的功能。在进行编程时,需要注意降低软件编程的复杂性,提高理解能力和维护能力,模块不能任意划分,在分解时应保证其具有独立性。因此将控制程序分为主程序和子程序,主程序主要用于系统的初始化以及子程序的调用,子程序主要应用于具有独立功能的混合储能系统的控制程序段。模块化的程序设计有利于后期的系统调试以及程序的修改。主程序、混合储能控制系统子程序流程如图 2、图 3 所示。

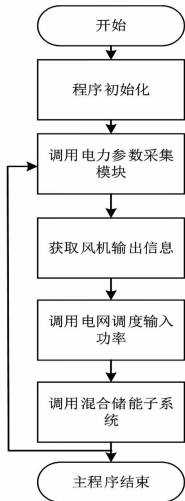


图 2 主程序流程

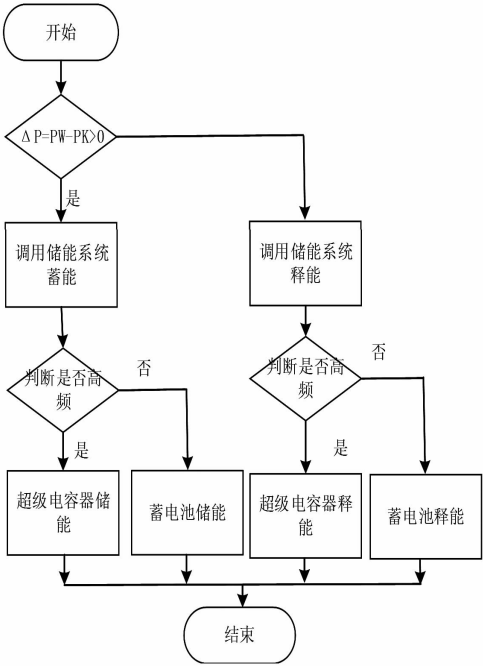


图 3 子程序流程

程序初始化是对程序中准备使用的寄存器设定初始值,因为 PLC 有断电保护作用,通电之后其数据分配被打乱,因此要对这些数字量信号进行清零与复位操作。程序初始化流程见图 4。

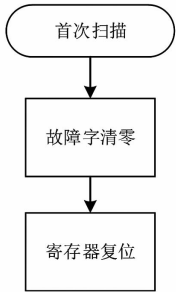


图 4 初始化流程

4.2 PLC 编程软件的设计

采用西门子公司 PLC - 200 系列的编程软件 Step 7 编写 PLC 程序。PLC - 200 编程软件常采用梯形图以及语句表,梯形图由于直观、实用、形象,是当前工业控制领域最为常用的 PLC 编程语言。梯形图以网络为单位,逻辑顺序按从左到右、从上到下的顺序进行^[9,12]。部分梯形图如图 5 所示。

5 仿真分析

将所提的以 PLC 为控制器的混合储能系统,对风力发电的功率波动控制策略在 Matlab/Simulink

中进行仿真分析。以额定功率为 0.5 MW 的风机输出功率数据,对其进行仿真分析,结果如图 6、图 7 所示。

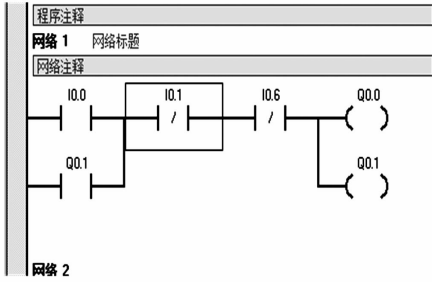


图 5 部分梯形图

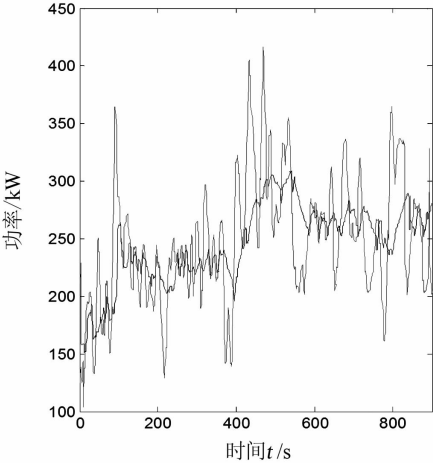


图 6 风机输出功率曲线和混合储能平抑后功率曲线

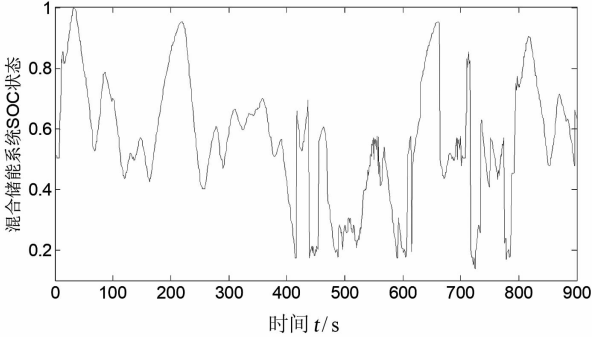


图 7 混合储能系统 SOC 状态

由图 6 可知,混合储能结合了蓄电池和超级电容器两者的优点,蓄电池平抑风电输出功率的低频部分,超级电容器平抑风电输出功率的高频部分,两者能够很好地平抑风电输出功率的波动性。

由图 7 可知以蓄电池和超级电容器组成的混合储能系统荷电状态工作于 25% ~ 75% 之间,始终在可靠范围之内,避免了蓄电池与超级电容器的过充过放,保证了混合储能系统的安全性。

(下转第 38 页)

末端送出电网风电大规模脱网 对主电网安全稳定控制策略分析

邓梅¹, 李长福², 张颖³, 张燕², 胡仁祥²

(1. 新疆天电达坂城风力发电有限责任公司, 新疆 乌鲁木齐 830002;
2. 吐鲁番供电公司, 新疆 吐鲁番 838000; 3. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘要:针对含大量风电场的末端地区电网外送通道由220 kV上升为750 kV网架后,研究风电机组大规模脱网时,地区电网和主电网电压、频率的动态过程,运用PSASP程序仿真分析,提出稳定控制策略。计算结果表明,变电站母线电压波动的幅度与一次性脱网的风电区域容量成线性关系。在电压振幅较大的变电站加装动态无功补偿设备,该变电站母线电压的攀升得到了有效控制。

关键词:电力系统;稳控;控制策略;风电场;脱网

中图分类号:TM743 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0022-04

Analysis on Security and Stability Control Strategy after Off-grid of Large-scale Wind Turbine Units in End of Grid

Deng Mei¹, Li Changfu², Zhang Ying³, Zhang Yan², Hu Renxiang²

(1. Xijiang Tiandian Dabancheng Wind Power Generation Co., Ltd., Urumqi 830002, Xinjiang, China;
2. Turpan Electric Power Supply Company, Turpan 838000, Xinjiang, China;
3. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830002, Xinjiang, China)

Abstract: Aiming at a large amount of wind farms increased from 220 kV to 750 kV grid, the dynamic process of voltage and frequency problems in regional power grid and main power grid is studied after off-grid of large-scale wind turbine units, and the stability control strategy is put forward after simulation analysis with PSASP program. The calculation results show that the voltage fluctuation of substation bus is proportional to the capacity of wind power area. Dynamic reactive power compensation equipment is installed in substation with large voltage amplitude, and the voltage increase of the variable bus is effectively controlled.

Key words: power system; stability control; control strategy; wind farm; off-grid

0 前言

电力系统稳定指正常运行时,系统经受干扰(如短路、切除故障、切除线路、切机等),电网保持同步运行、不发生频率和电压崩溃的一种能力。这种抗干扰的能力就是电力系统能保证正常运行所必须具备的能力,通常用暂态稳定来判据。电力系统每一次遭受大扰动后,电网中各发电机之间的相对功角开始大幅振荡,然后快速恢复至另一个稳定状

态,电网中各变电站电压也恢复到一个合理的范围。

电网中,通过换流器并网的新能源发电设备,由于设备内换流器在受到电网扰动(如短路等)时,厂家为保护换流器的电子设备,发电设备这时将自动切机,起到保护自身的作用,但对电网将造成二次扰动。根据切机容量的不同,这种方式将增大电网运行的风险。

下面主要针对含大量风电场的末端地区电网外送通道由220 kV上升为750 kV网架后,研究风电机组大规模脱网时,地区电网和主电网电压、频率的

动态过程,提出在关键节点加装动态无功补偿设备,快速响应电网电压的变化。

1 风机和风场模型

1.1 风机模型

仿真计算的新疆某末端电网中,风电场机组以双馈风电机组占比较多、直驱式风电机组占比较少。双馈风机控制系统如图1所示。

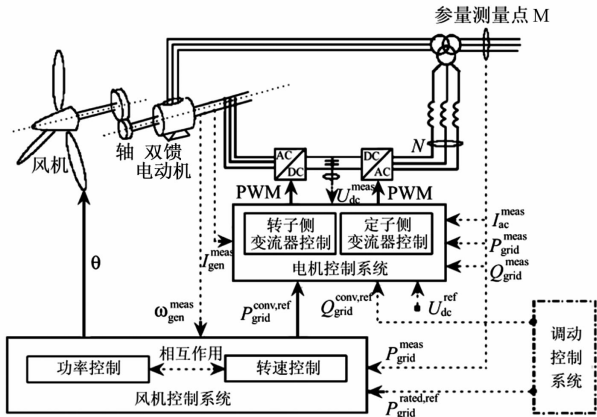


图1 双馈风机控制系统

从图1中可以看出,转子经一个背靠背脉冲宽度调制的变流器与大电网相连,这种控制系统就是双馈电动机的一个特色。

1.2 风场等效模型

大规模的风电场接入电网的系统潮流仿真分析时,为减少数据节点加速计算,采取整个风电场等效的形式参与系统潮流计算,风电场的等效包含发电机模型等效和风速分布模型等效两个方面。不计尾流效应和电场风速分布,将一个风电场按同一个风速考虑,仿真的风电场机组采用额定容量为1.5 MW的双馈感应风电机组多台并联方式接入系统,如图2所示。

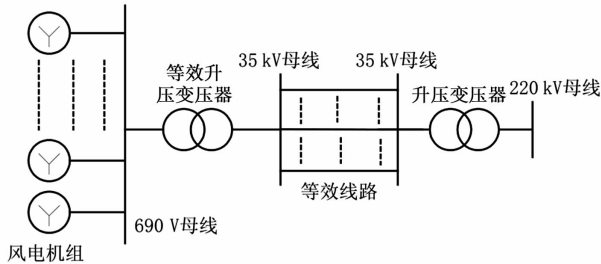


图2 风电场等效模型

风电场内的机组端电压0.69 kV,经第1级升到35 kV,再经第2级升到220 kV后,通过220 kV

线路并入公用电网。

风电场的有功出力等效为

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_i \tag{1}$$

风电场的无功出力等效为

$$Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_i \tan(\theta_i) \tag{2}$$

式中, n 为被等效风电场发电台数。

2 有功功率波动与电压波动之间的关系

由电压变化计算公式可以推算出,当风电场送出的无功功率 Q 保持恒定时,因风电出力的间歇性,风电场送出的有功功率是一个变化的值,这个时刻为 P ,下一个时刻为 $\Delta P + P$, ΔP 即为变化值。可以推算出 ΔP 变化与 ΔU 之间的数学公式为

$$\Delta U \approx -(X/U S_{sc} \Delta P^2 + 2X/U S_{sc} P \Delta P) \tag{3}$$

式中: U 为送端电压; X 为联络线的电抗; S_{sc} 为母线的短路容量。

从式(3)可以得出,电压的波动变化与 ΔP 的变化十分紧密,同时与送端电压、线路电抗、母线短路容量等指标也有密切的联系。 ΔP 变化越大, ΔU 的波动幅度也越大。

由式(3)继续推导可得

$$\Delta Q = [(X/U) \times (\Delta P + 2P) \times (\Delta P/\Delta t)] \times \Delta t \tag{4}$$

因 ΔU 受 ΔP 的影响, ΔQ 的快速变化能控制 ΔU 的振幅,所以要求风电场的动态无功补偿设备能快速响应,降低 ΔU 对电网的影响。

3 有功功率波动与频率波动之间的关系

衡量电能质量的关键指标之一就是电网频率,电网频率跟电网中发出的和使用的有功功率平衡有关。因风电机组无励磁系统,不具备快速调节有功出力的能力,然而大规模风电并网后,风电的出力占据了常规能源机组的发电出力空间。当电网受到大的扰动时(如切机、切负荷等),此时电网频率势必将发生波动。因常规机组开机降低,旋转备用不足,势必导致电网频率波动恢复缓慢。若此时风电机组

因电压波动,出于自身设备原因再发生机组脱网,电网将出现大的有功缺额,电网频率恢复将更加缓慢,甚至发生频率失去稳定,造成安全自动装置低频切负荷,将电网事故进一步扩大。

4 风电脱网仿真分析

用于仿真的末端电网处于新疆电网的最北端,总装机容量约2 520.5 MW,其中风电为1 138.5 MW,水电为732 MW,火电为600 MW,其他为50 MW。网内负荷约800 MW。剩余电量原通过220 kV 丰齐线和龙丰线与新疆主电网联络送出。750 kV 塔城变电站、五家渠变电站投运后,通过750 kV 塔五双线将该地区丰富的风电出力送入新疆主网、送往内地省份,如图3所示。

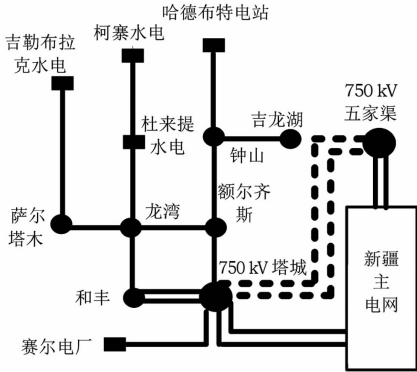


图3 某地区电网结构及与主电网联络

1) 工况1:脱网30%,约300 MW。

由图4至图6可知,当电网风机脱网300 MW时,750 kV 母线电压最高达762.9 kV,波动3.26%;220 kV 母线电压最高达235.8 kV,振幅3.47%,振幅最大为750 kV 塔城变电站的220 kV 母线电压。脱网30%风电对电网频率几乎无影响。

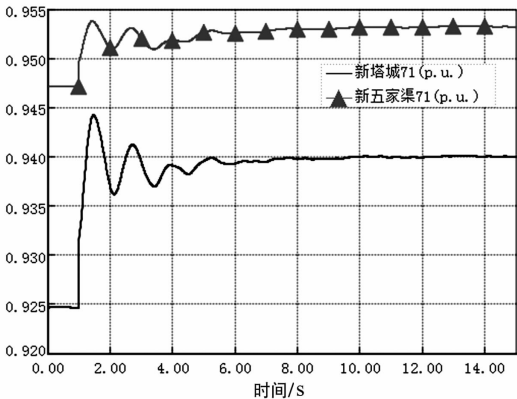


图4 750 kV 变电站母线电压波动(工况1)

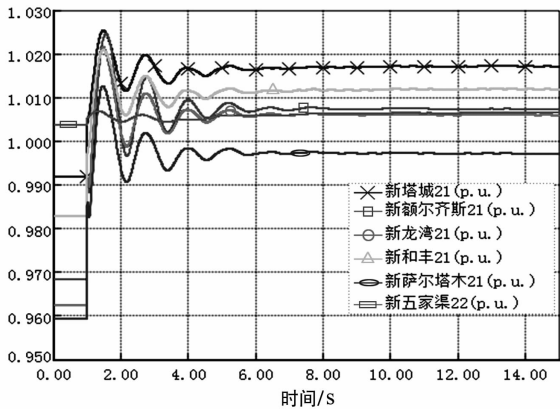


图5 220 kV 变电站母线电压波动(工况1)

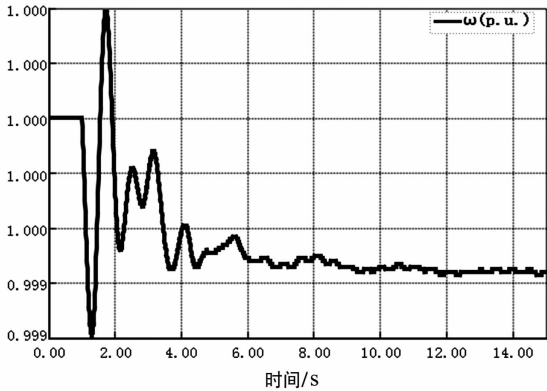


图6 电网频率波动(工况1)

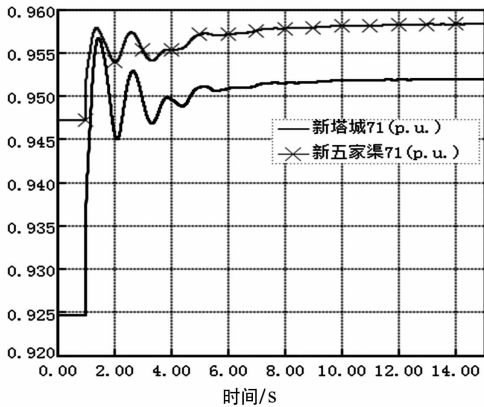


图7 750 kV 变电站母线电压波动(工况2)

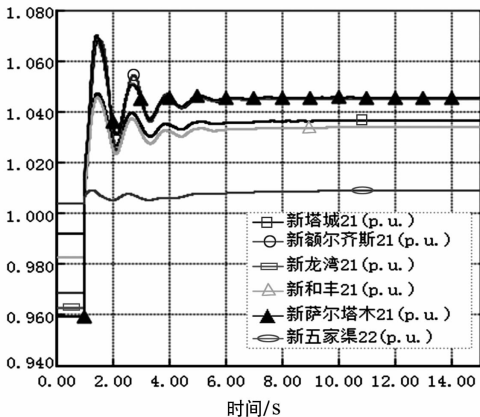


图8 220 kV 变电站母线电压波动(工况2)

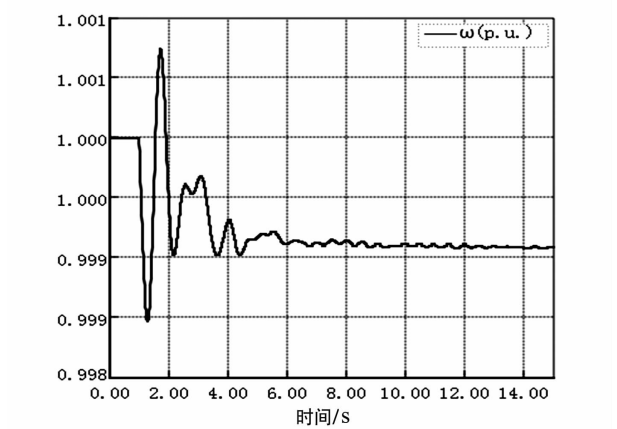


图9 电网频率波动(工况2)

2) 工况2: 脱网60%, 约600 MW。
由图7至图9可知, 当电压风机脱网600 MW时, 750 kV 母线电压最高达765.3 kV, 波动3.45%; 220 kV 母线电压最高达246.1 kV, 振幅11.51%, 振幅最大为220 kV 萨尔塔木变电站的220 kV 母线电压。脱网60% 风电对电网频率几乎无影响。

3) 工况3: 脱网90%, 约900 MW。
由图10至图12可知, 当电网风机脱网900 MW时, 750 kV 母线电压最高达766.9 kV, 波动3.67%;

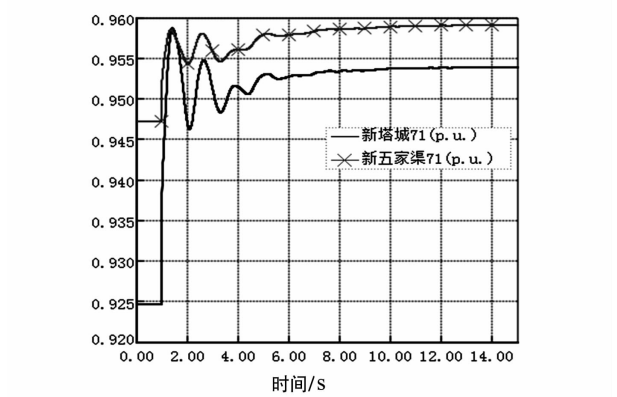


图10 750 kV 变电站母线电压波动(工况3)

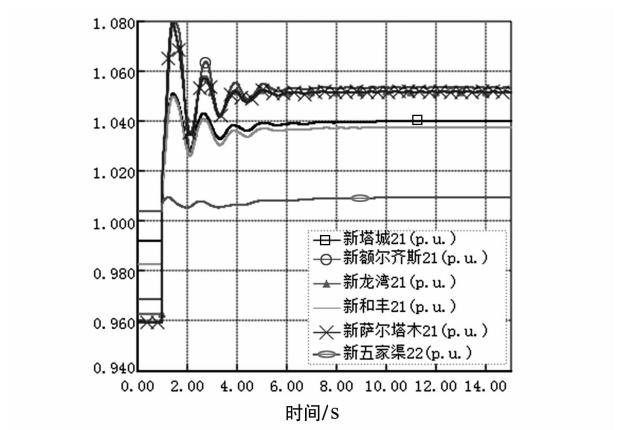


图11 220 kV 变电站母线电压波动(工况3)

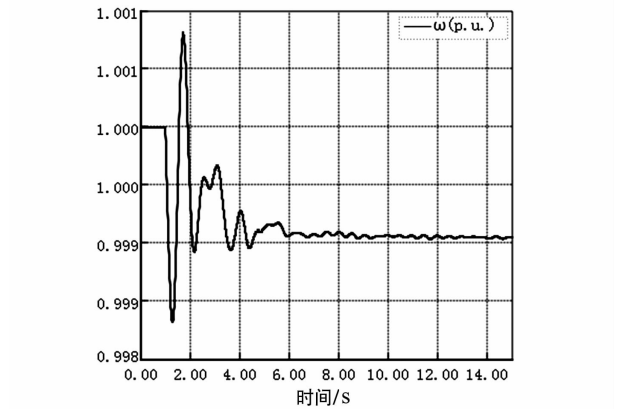


图12 电网频率波动(工况3)

220 kV 母线电压最高达248.3 kV, 振幅12.48%, 振幅最大为220 kV 萨尔塔木变电站的220 kV 母线电压。脱网90% 风电对电网频率几乎无影响。

各工况下数据分析如表1所示。

表1 3种工况下电网电压变化情况

仿真 工况	750 kV 最高电压		220 kV 最高电压		影响最大 变电站
	幅值/kV	振幅/kV	幅值/kV	振幅/kV	
脱网 30%	762.9	3.26	235.8	3.47	750 kV 塔城
脱网 60%	765.3	3.45	246.1	11.51	220 kV 萨 尔塔木
脱网 90%	766.9	3.67	248.3	12.48	220 kV 萨 尔塔木

从表1可以看出该末端电网风电有功出力脱网30%及以下的时候, 对电网几乎无影响。但脱网60%及以上的时候, 对电网220 kV 变电站的母线电压影响较大, 超过运行上限, 对电网一次设备的耐高压水平提出了更高的要求。此时急需动态无功补偿设备快速响应防止高电压损坏电网一次设备。

5 控制措施

采取在电压波动最大的220 kV 萨尔塔木变电站加装容量为18 MVA 的SVC 装置, 风电脱网后的3.5 s 采取控制措施, 萨尔塔木变电站220 kV 母线电压的攀升得到了控制, 如图13 所示。

6 结 语

1) 末端风电送出电网发生机组脱网, 由于地区电网潮流较轻, 充电无功功率增大, 导致该地区电网220 kV 以及近区的塔城变电站和对端五家渠变

(下转第49页)

四川电网 35 kV 及以上电网降损潜力分析

贺星棋¹, 唐 伟², 鲜其军¹, 田佩平¹, 罗 涛¹
(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘 要:基于2018年7月25日的负荷实测日数据对四川电网35 kV及以上电网的理论计算结果进行了分析,在考虑相关管理及技术因素的前提下,接电压等级提出了相应的降损潜力,对于指导四川电网进一步降损增效具有重要的参考价值。
关键词:降损;理论线损;线损分析
中图分类号:TM727 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0026-03

Analysis of Loss Reduction Potential of 35 kV Power Grid and above in Sichuan

He Xingqi¹, Tang Wei², Xian Qijun¹, Tian Peiping¹, Luo Tao¹
(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Research Insititute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Based on the measured load data of Sichuan power grid on July 25, 2018, the theoretical line loss of 35 kV power grid and above is analyzed. Considering the relevant management and technical factors, the corresponding potential of loss reduction is proposed in different voltage class. The research results have an important reference significance for guiding the loss reduction and efficiency improvement of Sichuan power grid.
Key words:loss reduction;theoretical line loss;line loss analysis

0 引 言

线损理论计算是根据电网结构和运行参数,运用电路理论,对电网元件的理论线损电量及所占比例进行定性和定量分析,并对电网结构和运行方式的合理性、经济性进行鉴定,具有指导降损节能,促进线损管理深化、科学化的作用。一般说来,中低压配电网因设备基础相对差,电压等级低,线损率相对高。四川电网作为全国水电基地和西北、华中电力交换的枢纽平台,存在潮流复杂、过网电量大的特点,由此造成35 kV及以上电网线损电量大,是影响四川电网线损率的重要因素,因此有必要对其进行专题分析。基于2018年7月汛期大负荷方式下的实测数据^[1],对四川电网35 kV及以上电网的理论计算结果进行了分析,考虑各种技术降损措施后,提

出了相应的降损潜力,对于指导四川电网进一步降损增效具有重要的参考价值。

1 理论计算情况

2018年7月25日为西南电网统一选定的负荷实测日。代表日当天,四川电网全社会口径装机容量97 214 MW,其中水电77 143 MW,火电16 619 MW,风电2105 MW,光伏1347 MW。主网层面,四川电网:通过±500 kV 德宝直流与西北电网联网运行;通过复奉、宾金、锦苏±800 kV 特高压直流与华东电网联网运行;通过500 kV 洪板、黄万、资思双回与重庆电网联网运行。500 kV 纳九线停运,500 kV 纳日变电站停运,桃乡第2台主变压器中压侧开关断开,无其他设备检修、停运,无临时负荷转带等。各地区在确保电网安全运行的前提下,保持电网正常

表 1 全网线损理论计算结果

电网	供电量 /MWh	损失电量/MWh	线损率/%	分压损失占比/%
全网(不含过网)	659 902.4	48 410.8	7.34	100.0
全网(含过网)	1 290 107.0	48 410.8	3.75	100.0
500 kV	1 041 274.3	11 998.3	1.15	24.8
220 kV	700 233.0	5 277.8	0.75	10.9
110 kV	646 929.7	6 382.8	0.99	13.2
35 kV	168 642.2	3 011.9	1.79	6.2
10 kV	469 858.7	10 951.5	2.33	22.6
380 V	174 692.9	10 788.5	6.18	22.3

运行方式。

根据全网线损理论计算结果(见表 1):四川电网 10 kV 及以上电网分压线损占比为 44.91%;35 kV 及以上电网分压线损占比达到 55.09%,占全网电量损失的绝大多数。这也正是四川电网作为电力交换枢纽平台的直观反映。

整体看来,是否计及过网电量的影响对四川电网理论线损率的影响极大:在计及过网电量的条件下,汛期大负荷方式下四川电网的理论线损率仅为 3.75%;剔除过网电量影响,理论线损率则升至 7.34%,升高了 3.59 百分点,增幅达 95.73%。由此可见,巨量特高压和大量超高压外送对四川电网输电网线损率影响巨大。

2 电网损耗及降损潜力分析

2.1 500 kV 电网

500 kV 电网理论计算结果如表 2 所示。该电压等级线损率为 1.15%,较 110 kV、220 kV 电网分压线损率高。同时,500 kV 分压线损电量占比也是各个电压等级中最高的,达到 24.8%。

表 2 500 kV 电网代表日计算结果

损耗类别	损失电量 /MW	损耗率 /%	损失分项 占比/%
线路	10 669.35	1.02	88.92
变压器铜损	407.59	0.04	3.40
变压器铁损	438.57	0.04	3.66
其他	482.79	0.05	4.02
合计	11 998.30	1.15	100.00

注:有功电量为 1 041 274.25 MWh,无功电量为 160 170.33 MVAh。

从 500 kV 电压等级损耗的分布来看,线路损失

电量占比达到了 88.92%,是主变压器电量损失的 12.59 倍。一是由于四川电网作为国家西电东送的电源送出端和西北火电、风电送华中的电力交换平台,在 500 kV 线路中存在巨量的过网电量,该部分电量只在线路中产生电量损耗,并不经过主变压器下网;二是四川省是大型水电基地,四川电源集中在西部、省内负荷集中在东部,加之南部、中部的过网外送电量大,500 kV 主网潮流呈现从西向东的流向特点,输电通道潮流重,输电距离远:因此,综合造成 500 kV 线路电量损失远大于主变压器损耗。

从线路损耗的构成来看(见表 3):线损率小于 0.2% 的线路条数最多,占线路总条数的 55.23%;但线损率位于 0.5%~1% 的线路损失电量最大,为 4 507.46 MWh,占线路总损失电量的 42.25%,是影响 500 kV 线路损失的主要因素。进一步分析,线损率位于 0.5%~1% 的主要线路:一是国调调度的溪洛渡电厂、锦西电厂(直流送出配套电源)水电送出线路,输送电量大导致损失电量大,如溪宾三回和西锦三回共 6 条线路,产生电量损失 2 022.21 MWh,占本区间线路损失电量的 44.44%;二是甘孜、雅安地区水电送至成都线路及攀枝花、凉山地区水电送出线路,线路较长,平均为 151.4 km,导致损失电量大。

表 3 500 kV 线路线损分布情况

线损率/%	线路数量 /条	线路 占比/%	损失电量 /MWh	损失电量 占比/%
≥1.0	12	6.98	3 187.33	29.87
≥0.5~<1.0	26	15.12	4 507.46	42.25
≥0.2~<0.5	39	22.67	2 131.84	19.98
<0.2	95	55.23	842.72	7.90
合计	172	100.00	10 669.35	100.00
≥0.46(均值)	44	25.58	8 411.76	78.84

从负载率分布来看:平均负载率大于 50% 的线路共 29 条,总损失电量为 5 997. 71 MWh,占线路总损失电量的 56. 21%;平均负载率位于 30% ~ 50% 的线路共 45 条,总损失电量为 3 454. 81 MWh,占线路总损失电量的 32. 38%;平均负载率位于 10% ~ 30% 的线路共 67 条,总损失电量为 1 142. 32 MWh,占比 10. 71%;平均负载率小于 10% 的线路共 31 条,总损失电量为 74. 52 MWh,占比 0. 7%。以上数据表明 500 kV 电网线路负载分布不均衡,重载线路集中分布在水电输送通道,产生的损失电量绝对值大,占总线路损失电量的比例高,对本层损耗的贡献非常大。因此,通过加强对攀西、凉山地区的普洪三回线路、瀑布沟水电送出的布坡四回线路的运行监测,防止断面输送容量超过稳定限额引发安全供电问题;协调成都市政府,加快推进白泉到龙王双回线路投运工作,尽早实现成都双环网运行以进一步加强成都 500 kV 网络供电能力;加快推进雅中直流工程的核准和建设,将外送点引入川西水电腹地,减少外送电力经四川 500 kV 网络传输的比例,均能够有效降低输电线路电量损失,实现 500 kV 线路的节能降损增效。

实测日当天,500 kV 电压等级整体功率因数已达 0. 99,与此同时,主变压器的铜铁损比为 0. 93,已接近 1 的经济运行状态,降损潜力已不大。

2.2 220 kV 电网

220 kV 电网理论计算结果如表 4 所示。该电压等级分压线损率为 0. 76%,在各电压等级中绝对值最低,这也与当前省内各地区 220 kV 电网一般为环网或双环网结构、运行可靠性高、方式调整相对灵活、等效输电阻抗低的实际相吻合。

表 4 220 kV 电网代表日计算结果

损耗类别	损失电量 /MW	损耗率 /%	损失分项 占比/%
线路	3 189. 90	0. 46	60. 44
变压器铜损	883. 34	0. 13	16. 74
变压器铁损	1 079. 23	0. 15	20. 45
其他	125. 35	0. 02	2. 37
合计	5 277. 82	0. 76	100. 00

注:有功电量为 700 233. 00 MWh,无功电量为 115 576. 17 MVAh。

实测日当天,220 kV 电压等级整体功率因数已达 0. 99,但主变压器平均负载率为 33. 09%,容载比为 2. 48,铜铁损比为 0. 82,说明该电压等级主变压

器整体轻载,距离变压器经济运行区间 40% ~ 60% 还有一定差距,仍存在一定的降损潜力。

从该电压等级损耗的分布来看,线路损失电量占比 60. 44%,是主变压器电量损失的 1. 63 倍,这也与 220 kV 电网作为地区的主要输电网,承担供电辖区内电力转移任务,大部分电量均要通过线路实分配,因此线路损耗相对大。

2.3 110 kV 电网

110 kV 电网理论计算结果如表 5 所示。该电压等级分压线损率为 0. 99%,在各电压等级中处于第 2 低位。

表 5 110 kV 电网代表日计算结果

损耗类别	损失电量 /MW	损耗率 /%	损失分项占比 /%
线路	3 899. 88	0. 60	61. 10
变压器铜损	949. 91	0. 15	14. 88
变压器铁损	1 231. 92	0. 19	19. 30
其他	301. 00	0. 05	4. 72
合计	6 382. 71	0. 99	100. 00

注:有功电量为 649 929. 67 MWh,无功电量为 171 693. 89 MVAh。

实测日当天,110 kV 主变压器平均负载率为 31. 95%,容载比为 2. 63,铜铁损比为 0. 77,说明该电压等级主变压器与 220 kV 情况相似,整体轻载,距离变压器经济运行区间 40% ~ 60% 还有一定差距。同时,110 kV 电压等级整体功率因数为 0. 97,通过提升功率因数来减小线路降损的潜力已不大。同时,当前各地区 110 kV 电网结构一般为辐射型,其潮流分布完全取决于负荷分布,因此,通过适当调整负荷电源,也可适当减少线路电量损耗。

2.4 35 kV 电网

35 kV 电网理论计算结果如表 6 所示。该电压等级分压线损率为 1. 79%,因该电压等级电量整体偏小,分压线损电量占比也是最小,仅为 6. 2%。但理论线损率水平相对 500 kV、220 kV、110 kV 分压线损率却较高。

从表 6 来看,线路损耗占比达 70. 84%,是主变压器损耗的 2. 4 倍,说明线路损失是影响本电压等级线损率的关键因素。实测日当天,35 kV 电压等级功率因数为 0. 83,功率因数偏低,因无功功率的传输也将增加线路、主变压器的有功功率损耗,因此可通过调整功率因数实现降损的目的。

(下转第 43 页)

阿里电网经济可靠运行相关问题研究

张立锋¹,徐 潜¹,何志强²,刘晓明¹,郑 勇²,范 宇²,晏小彬²

(1. 国网西藏电力有限公司,西藏 拉萨 850000;

2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘 要:根据阿里地区已建电源现状、能源资源状况和负荷预测结果,研究与西藏中部电网联网前阿里电网供电问题解决方案的可行性及其经济性。

关键词:阿里电网;供电问题;本地电源;储能光伏电站

中图分类号:TM727 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0029-05

Research on Related Problems of Economic and Reliable Operation for Ali Power Grid of Tibet

Zhang Lifeng¹, Xu Qian¹, He Zhiqiang², Liu Xiaoming¹, Zheng Yong², Fan Yu², Yan Xiaobin²

(1. State Grid Tibet Electric Power Company Limited, Lhasa 850000, Tibet, China;

2. Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., of CPECC, Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract: According to the current status of power supply, energy resources and power load forecasting results in Ali area, the feasibility and economical efficiency of the solutions for power supply problems in Ali power grid are studied before interconnecting with the central Tibet power grid.

Key words: Ali power grid; power supply problems; local power station; photovoltaic power station with energy storage

经济运行并保障电网后续可持续发展的解决方案。

0 引 言

西藏电网长期维持西藏中部电网和昌都、阿里电网“一大二小”3个独立电网的供电格局。2018年年底藏中联网工程实现西藏中部电网与昌都电网联网后,仅剩阿里电网未纳入西藏统一电网。根据规划及目前实际工作进展,阿里与藏中电网联网工程最早也要在2020年年底左右才能建成投产。

阿里电网目前主要电源为狮泉河水电站以及部分燃油机组和光伏电站。其中狮泉河水电站受水库库容和来水情况限制,出力有限;光伏电站因电网调峰能力低和储能未发挥效果,出力较低;总体上需柴油机组大量发电,发电成本极高。在阿里与藏中电网联网工程建成前,阿里电网仍为孤网运行,缺电矛盾和经济运行问题均较为突出。^[1]

下面研究在阿里与藏中电网联网工程建成前,在保障阿里电网可靠供电的前提下,进一步实现其

1 阿里地区电力系统概况^[2-3]

1.1 能源资源概况和主要电源现状

阿里地区的能源资源种类较多,其中相对较为丰富的有水能、太阳能、风能和地热能,煤炭、石油和天然气等化石能源资源则尚无探明储量。

阿里电网已建电源主要概况如下:

1) 狮泉河水电站:装机容量为6.4 MW,年均发电量约 1.34×10^7 kWh。其夏季最大出力可以达到6.4 MW,一般最大出力约为2.4 MW,最小出力1.1 MW;冬季最大出力约为2.8 MW,最小出力0.8 MW。

2) 阿里光伏电站:总装机容量10 MW,电站多年平均年发电量 1.837×10^7 kWh,配置10.64 MWh的储能装置。目前,阿里光伏电站储能装置由于故障原因基本处于停用状态。

3) 阿里柴油机组:包括阿里过渡电源、阿里渡冬

电源和阿里应急电源,合计装机容量约 28.2 MW。由于高原降效因素,阿里地区柴油机组单机最大出力仅能达到额定容量的 65% 左右。由于长期满负荷运行,加上运行条件恶劣和维护水平较差等原因,上述柴油机组大部分已经故障停运,目前实际可用仅有 9 台机组,夏季单台最大出力按 0.5 MW 控制,合计可用出力为 4.5 MW;冬季单台最大出力约为 0.8 MW,合计可用出力为 7.2 MW。

4)阿里热电联产机组:于 2018 年年底建成,装机容量 2×6 MW,扣除厂用电后实际最大可用出力为 6 MW。

5)阿里地区地方小水电:合计容量 2.35 MW,丰期平均出力可达 1.5 MW,枯期平均出力可达 0.7 MW。

1.2 电网现状

阿里地区位于中国西藏自治区的西部,面积 30 多万平方公里,共辖 7 个县,人口不足 10 万,是世界上人口密度最小的地区。阿里电网目前最高电压等级为 110 kV,仅覆盖噶尔县狮泉河镇、札达县、革吉县及周边部分地区。

截至 2017 年年底,阿里电网装机容量为 46.95 MW,其中水电装机容量 8.75 MW,占比 18.64%;火电(含油机)装机容量 28.2 MW,占比 60.06%;光伏装机容量 10 MW_p,占比 21.3%。

2017 年,阿里电网实际最大负荷 13.6 MW,同比增长 29.5%;实际用电量 6.4×10⁷ kWh,同比增长 18.5%。

根据规划,到 2020 年阿里电网将纳入西藏统一电网,主电网覆盖范围将扩大到全部 7 个县的主要乡镇。由于覆盖范围的不断增加导致阿里电网负荷快速增长,与西藏中部电网联网前阿里电网缺电问题十分突出。

1.3 “十三五”后期电网规划简述^[4]

1.3.1 负荷预测

阿里与藏中联网工程建成前,阿里电网将维持覆盖噶尔县、札达县、日土县和革吉县等 4 县。在现有负荷的基础上,2019—2020 年阿里电网新增主要负荷如下:

- 1)边防用电负荷,2~4 MW;
- 2)热电厂站外系统用电负荷,约 1.5 MW;
- 3)日土、札达和革吉县采暖负荷,各约 2.5 MW。

按照上述新增主要点负荷及阿里电网用电负荷的自然增长,预测 2019 年和 2020 年阿里电网最大

负荷分别为 23.3 MW 和 30.3 MW。

1.3.2 电源规划

2019—2020 年,阿里电网暂无电源投产。

1.3.3 2019—2020 年电力空间分析

根据阿里电网负荷预测和电源规划进行电力平衡计算得出其电力空间结果见表 1 和表 2。从计算结果来看,2019—2020 年阿里电网缺电问题将十分严重,到 2020 年其最大电力缺额将达到 18.1 MW。

表 1 2019—2020 年电力平衡 单位:MW

项 目	2019 年		2020 年	
	枯期	丰期	丰期	枯期
系统需要容量	18.7	26.8	24.4	34.8
电源可调出力	8.4	16.7	8.4	16.7
电力盈亏	-10.3	-10.1	-16	-18.1

表 2 2019—2020 年电量平衡 单位:10⁸ kWh

项目	2019 年	2020 年
系统需要电量	1.03	1.35
电源可发电量	0.77	0.79
电量盈亏	-0.26	-0.56

2 阿里电网供电问题解决方案研究

2.1 电源建设方案

2.1.1 电源建设方案选择

根据前述阿里电网电力空间分析计算结果,如果只考虑目前已建电源,2019—2020 年阿里电网缺电问题十分严重,在联网工程建成前需要通过自建电源加以解决。

根据阿里地区能源资源情况,阿里电网可能的电源建设方案有扩建热电联产机组、建设地热电站、建设太阳能热电站、建设太阳能光伏电站、建设风电站、建设水电站和扩建柴油机组等方案。

除 2025 年以后方可投产的阿青水电站外,阿里地区暂无其他规划水电电源,因此建设水电站方案无法解决阿里电网近期缺电问题。

由于阿里地区地处青藏高原,空气密度低、风中含沙量大,这会造成风力机组运行难度大、发电功率不稳定、机组轴承损坏故障等问题。因此在现有开发技术条件下,阿里地区不宜开发风电作为主力电源。

虽然阿里地区地热资源丰富,但由于西藏地区

地热电站建设周期约为 18 ~ 24 个月,再加上阿里地区尚无明确的地热开发规划,因此建设地热电站方案也无法满足阿里电网近期缺电需要。

虽然阿里地区太阳能资源也较为丰富,但由于西藏尚无光热电站建设经验,加之光热电站建设周期也至少约为 18 ~ 24 个月,因此建设光热电站也无法解决阿里电网近期缺电问题。

综上所述,要解决阿里与藏中电网联网工程建成前阿里电网缺电问题,可供选择的仅有扩建热电联产机组、建设太阳能光伏电站和扩建柴油机组等方案。

2.1.2 方案技术经济综合分析比较

1) 方案经济性

表 3 为各方案成本电价初步比较结果。由表可见,建设太阳能光伏电站方案成本电价同扩建热电联产机组和扩建柴油机组方案相比有明显优势。

表 3 成本电价比较表

方案	成本电价 /(元/kWh)	备 注
扩设热电联产机组	1.6 ~ 3.7	利用小时 1000 ~ 3000 h
建设光伏电站	0.9 ~ 1.2	已考虑储能成本
扩建柴油机组方案	4.0 ~ 5.0	利用小时 1000 ~ 3000 h

2) 建设周期

扩建热电联产机组建设周期为 18 ~ 24 个月以内。建设太阳能光伏电站一般建设周期约为 4 ~ 6 个月^[5]。根据实际工程经验,阿里地区扩建燃油机组建设周期需要 6 ~ 12 个月。

相比之下,建设太阳能光伏电站方案能够最快满足阿里电网缺电需要。

3) 环保问题

建设太阳能光伏电站利用的是清洁能源,其建设和运行不会带来环保问题。扩建热电联产机组和燃油机组开机方案使用的分别是煤炭和燃油,其运行和运输过程中均有可能会对环境造成污染。

4) 建设方案灵活性和可行性

扩建阿里热电联产项目、扩建燃油机组方案和建设光伏电站均可根据电网负荷发展需要投产所需机组,其建设灵活性均较高。

由于阿里地区均有建设经验,3 个方案的技术方案和可行性也均较为明确。

2.1.3 推荐方案

根据方案技术经济综合分析比较结果,由于建

设光伏电站(配置储能)方案经济性相对较优,能够最快满足阿里电网负荷发展需要,不会带来环保问题,建设方案灵活度较高,方案可行性不存在制约因素,因此推荐作为阿里与藏中电网联网前阿里电网缺电问题方案。

2.2 电源建设规模

2.2.1 电源建设规模

若推荐建设光伏电站解决阿里电网近期缺电问题,则光伏电站建设规模应按满足最大日电量缺额考虑。

根据负荷预测结果及阿里电网夏季和冬季典型日负荷曲线,阿里电网冬季日最大电量需求约为 561 000 kWh,夏季日最大电量需求约为 390 000 kWh。

根据目前阿里电网实际运行数据,其夏季和冬季水电日均发电量分别为 68 000 kWh 和 37 000 kWh;应急柴油机组日最大发电量分别为 108 000 kWh 和 173 000 kWh;热电联产机组冬季日最大发电量为 144 000 kWh;阿里光伏电站日均发电量约为 50 000 kWh。

由此计算得出阿里电网夏季典型日电量缺额为 164 000 kWh,冬季典型日电量缺额为 157 000 kWh。

因此,阿里电网 2020 年最大日电量缺额为 164 000 kWh。按照阿里电网已建光伏电站运行特性(10 MWp 光伏项目日均电量约 50 000 kWh),需新建约 32.8 MWp 光伏电站才能完全满足阿里电网日最大电量缺额的需要。考虑一定裕度后,推荐新建光伏电站的容量按 40 MWp 考虑(光伏多发的情况下应急柴油机组和热电联产机组可以少发)。

2.2.2 建设规模适应性

根据负荷预测结果及阿里电网典型日负荷曲线及最小日负荷率(8 月份约为 0.54),可计算得出 2020 年阿里电网夏季日最小电量需求约为 211 000 kWh。由于已建阿里光伏电站和规划新建 40 MWp 光伏项目日均发电量可达 250 000 kWh,因此在夏季最小负荷日即便考虑其它电源均不发电,规划新建光伏项目仍可能存在少量弃光问题。根据初步计算结果,规划新建光伏项目在夏季最小负荷日弃光限电比例约 18%,其合计年弃光限电比例合计不超过 10%。

随着阿里电网负荷的进一步增长及阿里与藏中联网工程的建设,规划新建光伏项目初期弃光问题短期内即可得到解决。

2.3 储能配置方案

2.3.1 储能方式选择

储能技术是通过装置或物理介质将能量储存起来以便以后需要时利用的技术^[6]。鉴于光伏电站发电具有随机性的特点,在电站配置储能模块是解决其接入电网产生各种问题的有效措施。电力系统中引入储能环节后,可以有效地实现需求侧管理、消除昼夜间峰谷差、平滑负荷,不仅可以更有效地利用电力设备,降低供电成本,还可以促进系统稳定性、调整频率、补偿负荷波动^[7]。

储能技术按照储存介质进行分类,可以分为机械类储能、电气类储能、电化学类储能、热储能和化学类储能。根据阿里地区能源资源及其开发现状,阿里电网储能方案选择电气类储能、热储能和化学类储能基本不具备可行性,可供选择的仅有机械类储能中的抽水蓄能和电化学储能(蓄电池)方案。但阿里电网选择抽水蓄能方案存在诸多问题:

1)建设周期问题。阿里地区建设抽水蓄能电站建设周期约为7~21个月,难以尽快满足阿里电网需要。

2)常规抽水蓄能电站利用效率仅为65%~75%,需要消耗较多电力满足调峰需求。

3)根据电力平衡结果,阿里电网2020年最大电力缺口为18.1 MW,要建设相应出力能力的抽水蓄能项目才能满足需求。但由于狮泉河实际来水量有限,特别是在冬季甚至会出现断流现象,阿里地区建设较大规模的抽水蓄能电站基本没有可能。

4)阿里电网与西藏中部电网联网前其规模较小,抽水蓄能项目抽水运行时其出力波动将给电网带来较大冲击。

5)阿里电网后期将实现与西藏中部电网联网且还将建成具有年调节能力的阿青水电站,远期抽水蓄能项目的调峰能力发挥空间有限。

6)阿里电网建设抽水蓄能电站并无明显经济效益,初期只有电网企业或政府部门投资,远期需要配套政策才能维持正常运行。

综上所述,阿里电网不宜建设抽水蓄能电站作为储能手段。

阿里电网采用电化学储能(蓄电池)则有较高的可行性。考虑到蓄电池的性能参数、使用寿命、后期维护难度、技术成熟度,并且结合场地占地面积、初期投资成本等因素,初步推荐采用磷酸铁锂电池

作为阿里电网储能方案,该方案在国内大中型储能系统中已有多个应用案例^[8-11]。

2.3.2 储能建设规模

1)储能功率选择

根据电力平衡结果,储能装置出力达到18.1 MW即可满足需求。但由于规划新建光伏电站装机容量为40 MWp且与储能共用逆变器,为充分发挥项目装机容量的作用,储能功率仍可选择为40 MW。

2)储能容量选择

规划新建光伏电站配置储能装置,一方面是要满足“削峰填谷”的需求,另一方面则需要满足平滑光伏发电出力波动的需要。

根据阿里电网已建电源的可调出力及典型日负荷曲线,为满足“削峰填谷”需求,计算得出2020年夏季典型日和冬季典型日有效储能容量分别达到130 MWh和155 MWh,才能满足将规划新建光伏电站高峰时刻所发电力的余额全部储存的需求。

狮泉河水电站从停机状态到满载的启动时间约为6 min,柴油机组从停机状态到满载的启动时间为2 min左右。为满足平滑光伏发电出力波动的需要,考虑实际运行中的时间裕度,这部分储能容量可按照保证电网在光伏出力突降后可稳定运行15~30 min来考虑。由于规划新建光伏电站最大出力为40 MWp,因此平滑光伏发电出力波动所需的最大有效储能容量为10~20 MWh。

规划新建光伏电站初步推荐采用磷酸铁锂电池,其电池效率可达85%,放电深度可达90%。实际工程中蓄电池配置容量计算公式为

蓄电池配置容量(MWh)=蓄电池有效储能容量(MWh)/放电深度(%)/电池效率(%)

计算得出规划新建光伏电站需要配置蓄电池容量约为230 MWh。

3 解决方案研究经济性及适应性

3.1 经济性

根据西藏近期工程建设经验,初步估算阿里电网建设一座容量为40 MWp的光伏电站并配置储能容量为230 MWh的磷酸铁锂电池投资约为6.9亿元,其中光伏发电部分造价约为4.4亿元,储能部分造价约为2.5亿元。

阿里电网已建光伏电站年利用小时数约为

1800 h。按照年发电量 7.20×10^7 kWh 及目前西藏光伏上网电价 1.05 元/kWh 计算,其投资回报率约为 10%,对光伏发电企业将有一定的吸引力。

由于西藏光伏项目建设热度较高,实际还可考虑引进投资商以配额的方式在阿里地区建设光伏发电项目(如将在阿里地区建设“光伏+蓄电池”项目作为在西藏其他地区建设常规光伏项目的前提条件)以解决本项目的投资问题。

3.2 远期适应性

根据 2025 和 2030 年电力供需平衡结果(详见表 4),阿里电网远期丰期有明显电力富余,特别是 2030 年考虑阿青电站投产后,丰期电力富余将达到 38.1 MW。根据平衡结果,远期规划新建光伏项目枯期将主要满足阿里电网自身负荷需求,丰期则可参与阿里电网富余电力外送。

表 4 2025 年和 2030 年电力平衡 单位:MW

项 目	2025 年		2030 年	
	丰期	枯期	丰期	枯期
系统需要容量	31.2	44.5	38.8	55.4
电源可调出力	43.9	43.5	76.9	54.5
电力盈亏	12.7	-1.0	38.1	-0.9

4 结 语

1)根据阿里地区能源资源禀赋及利用现状,结合方案经济性、建设周期、环保、方案灵活度和可行性等方面综合比较结果,推荐在充分利用现有电源的基础上,采用新增“光伏+蓄电池储能”模式解决阿里与藏中电网联网前阿里电网缺电问题。考虑到蓄电池的性能参数、使用寿命、后期维护难度、技术成熟度,并且结合场地占地面积、初期投资成本等因素,初步推荐采用磷酸铁锂电池作为阿里电网储能方案。

2)根据电力电量平衡计算结果,推荐阿里电网建设一座容量为 40 MWp 的光伏电站并配置储能容量为 230 MWh 的磷酸铁锂电池。

3)为满足阿里电网电压和无功调节需求,新建光伏电站还需配置一组容量为 -8 Mvar ~ +8 Mvar 的 SVG。

4)为保证光伏出力波动时电网安全稳定运行,需修复或更换已建阿里光伏电站的储能设备。

5)阿青水电站具有年调节能力,建成后可为阿里电网提供调峰能力和电源支撑,还可有效提升阿里与藏中电网联网工程的送电能力和阿里电网的安全稳定水平,建议加快推进阿青水电站的建设。

6)由于西藏光伏项目建设热度较高,建议可考虑引进投资商以配额的方式在阿里地区建设光伏发电项目以解决本项目的投资问题。

参考文献

[1] 何志强,郑勇,张立锋,等. 边远地区局域电网供电问题研究[J]. 四川电力技术,2017,40(5):18-21.

[2] 阿里电网经济可靠运行相关问题研究[R]. 拉萨:国网西藏电力有限公司,西南电力设计院,等. 2018.

[3] 阿里电网 2018 年度运行方式[R]. 拉萨:国网西藏电力有限公司,2018.

[4] 西藏电网“十三五”发展规划[R]. 拉萨:国网西藏电力有限公司,西南电力设计院,等. 2015.

[5] 西藏自治区阿里地区并网 10 MWp 光伏电站可行性研究报告[R]. 拉萨:国网西藏电力有限公司,成都勘测设计院,等. 2015.

[6] 戴丽. 储能决定可再生能源发展水平[J]. 节能与环保,2018(5):26-27.

[7] 张祖平,刘思革,梁惠施. 电力储能技术在不同电压等级配电网中的应用[J]. 供用电,2012,29(1):1-4.

[8] 李欣然,黄际元,陈远扬,等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(7):145-153.

[9] 李建林,马会萌,袁晓冬,等. 规模化分布式储能的关键应用技术研究综述[J]. 电网技术,2017,41(10):3365-3375.

[10] 孙冰莹,杨水丽,刘宗歧,等. 国内外兆瓦级储能调频示范应用现状分析与启示[J]. 电力系统自动化,2017,41(11):8-16.

[11] 胡娟,杨水丽,侯朝勇,等. 规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示[J]. 电网技术,2015,39(4):879-885.

作者简介:

张立锋(1978),高级工程师,主要从事西藏电网电力系统规划建设管理工作。

(收稿日期:2019-03-04)

高压直流单回输电线路耐雷性能研究

王恒康¹,王佳灿¹,高洛宜²,何发玺²

(1. 云南电网有限责任公司丽江供电局,云南 丽江 674100;
2. 云南宇恬防雷材料有限公司,云南 昆明 650000)

摘要:近年来,中国高压直流输电线路比例显著增加,线路的雷击事故也随着增加。建立了以杆塔多波阻抗为基础的反击闪络模型以及考虑地面倾角和接地电阻作用的绕击模型;依据具体运行杆塔模型,研究了雷暴日、地闪密度和接地电阻对反击跳闸率的影响规律,同时也分析了雷暴日、地闪密度和倾角对绕击跳闸率的影响规律;最后,采取有效的措施降低跳闸率,安装避雷器后线路的反击和绕击耐雷水平各增加了32.5%和162.3%,线路总跳闸率明显降低。

关键词:单回输电线路;绕击耐雷性能;反击耐雷性能;跳闸率;避雷器

中图分类号:TM863 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0034-05

Research on Lightning Protection Performance of HVDC Single – circuit Transmission Line

Wang Hengkang¹, Wang Jiachan¹, Gao Luoyi², He Faxi²

(1. Lijiang Electric Power Supply Company, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Lijiang 674100, Yunnan, China;
2. Yunnan Yutian Lightning Protection Material Co., Ltd., Kunming 650000, Yunnan, China)

Abstract:In recent years, with the scale expansion of EHV/UHV transmission lines, the accidents caused by lightning stroke are increasing. Lightning stroke performance analysis model based on multi – wave impedance of the tower is established, at the same time, lightning performance of winding analysis model is established which takes the action of ground inclination and grounding resistance into account. Aiming at the tower model in a running line, the influence rules of thunderstorm day, ground lightning density and grounding resistance on the tripping rate of counterattack are analyzed, and the influence rules of thunderstorm day, ground lightning density and ground inclination on shielding failure tripping rate are also analyzed. At last, after the surge arresters are installed, the back – flashover resistance level and the lightning shielding failure proof level of the circuit increase by 32.5% and 162.3% respectively, and the total tripping rate of the circuit decreases obviously.

Key words:single – circuit transmission line; lightning shielding performance; lightning back – flashover performance; tripping rate; surge arrester

0 引言

近年来,中国大力发展直流输电线路,其中高压直流输电线路比例显著增加,线路的雷击事故也随着增加^[1-2]。雷击线路不仅会影响电网的稳定运行,也会给人民的财产和生命带来危害,因此对高压直流输电线路的耐雷性能进行分析,并提出合理的耐雷措施具有重要的研究价值^[3]。

输电线路耐雷性能的研究方法经历了几个重要

阶段,从最开始的以考虑感应雷为主^[4],到运用行波理论来计算绝缘子串电压分布^[5],再到采用模拟实验、理论分析和现场测试等技术开展线路初步耐雷性能分析^[6-7],以及到现在的利用模拟试验、现场实测、概率统计、计算机模拟计算等方法综合分析计算线路耐雷性能等多个阶段^[8-9]。通过线路运行多年的总结经验以及相关学者的理论分析结果可以得出:500 kV 及以上的输电线路由于自身绝缘强度设计裕度比较大,跳闸率中绕击占比较大;而针对占比较大的110 kV 和220 kV 高压输电线路,由于绝缘

强度裕度相对比较小,雷击跳闸以反击为主^[1-2,7,9]。

针对线路反击和绕击有多种分析方法,但每种方法都有其对应的适用条件,因此对线路耐雷水平进行研究时需要考虑具体的现场运行环境,建立合适的反击和绕击模型^[12-13]。针对跳闸率高的线路,需在耐雷性能水平理论研究的基础上提出了多种措施,但此类方法的效果也是参差不齐^[14,16]。

下面建立了较为精确的杆塔反击和绕击闪络模型,并依据此模型分析了两种杆塔线路的雷击跳闸率,最后定量研究了避雷器对线路跳闸率的影响。

1 线路的耐雷性能分析模型

1.1 线路反击闪络模型

利用 EMTP 软件建立基于行波法的反击闪络模型,并采用 2.5/50 μs 的标准雷电波。为了模拟的准确性,将高压直流输电线路塔身分段,并在程序中设置随频率变化的线路阻抗,如图 1 所示。闪络判断依据以绝缘子的 $U_{50\%}$ 值来判定,并考虑杆塔接地装置的冲击阻抗和雷电感应电压的计算。

采用基于行波法的 EMTP 程序来计算输电线路反击耐雷水平 I_{FOC} ,结合对线路走廊雷电参数的统计结果,根据规程推荐的方法计算反击跳闸率 n_{SF} 为

$$n_{\text{SF}} = N_{\text{L}} \eta g [P(I > I_{\text{FOC}})] \quad (1)$$

式中: N_{L} 为百公里长度的落雷总次数; η 为建弧率; g 为击杆率,按照规程规定取值; $P(I > I_{\text{FOC}})$ 为大于 I_{FOC} 的雷电流概率密度函数。

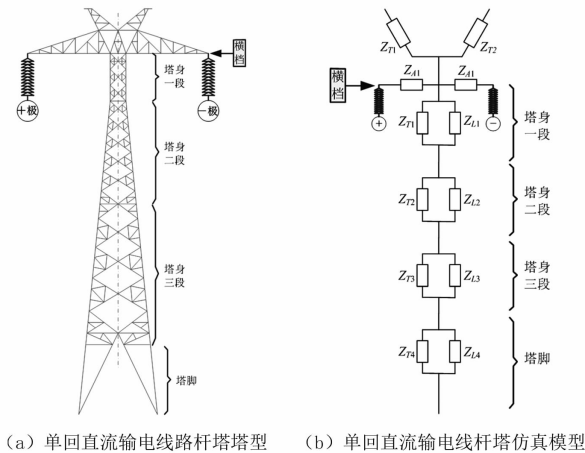


图1 线路杆塔及其等效模型

1.2 线路绕击闪络模型

在之前研究模型中,很少有考虑先导入射角度和杆塔在地面的倾角等因素对绕击的影响,这里同

时考虑这两种情况的共同作用,示意如图 2 所示。

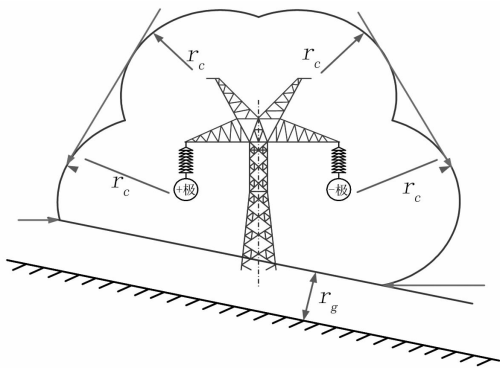


图2 高压直流线路绕击耐雷性能分析模型

在文献[17]和文献[18]对绕击闪络分析的基础上,考虑先导入射角 ψ 和地面倾角等因素的影响,得出发生绕击闪络的概率。

导线 C1 的绕击闪络概率为

$$S_{\text{FFORC1}} = \frac{N_g}{10} \int_{I_c}^{I_{\text{C1max}}} \int_{\varphi_1}^{\varphi_2} LP(\psi) P(I) d\psi dI \quad (2)$$

导线 C2 的绕击闪络概率为

$$S_{\text{FFORC2}} = \frac{N_g}{10} \int_{I_c}^{I_{\text{C2max}}} \int_{\varphi_3}^{\varphi_4} LP(\psi) P(I) d\psi dI \quad (3)$$

线路的总绕击闪络概率为

$$S_{\text{FFORC}} = S_{\text{FFORC1}} + S_{\text{FFORC2}} \quad (4)$$

式中: N_g 为地闪密度; I_{min} 为最小的绕击发生电流; I_c 为绕击的临界雷电流; I 为绕击闪络时的最大电流; L 为垂直于雷电入射方向的导线的暴露投影距离; $p(\psi)$ 为先导入射角 ψ 的概率密度分布函数; $P(I)$ 为 I 的概率密度函数; I_{C1max} 和 I_{C2max} 为两导线绕击的最大雷电流; φ_1 和 φ_2 为导线 C1 的先导入射方向的最小和最大角度; φ_3 和 φ_4 为导线 C2 的先导入射方向的最小和最大角度。

根据规程法可以计算出线路的绕击跳闸率为

$$n_{\text{FFOR}} = N_{\text{L}} \eta S_{\text{FFORC}} \quad (5)$$

故总的线路跳闸率为

$$n = n_{\text{SF}} + n_{\text{FFOR}} \quad (6)$$

2 线路雷击跳闸率分析

2.1 高压直流单回输电线路参数

搭建 ±500 kV 单回线路模型,相关参数见表 1。

2.2 杆塔线路的雷击跳闸率

1) 杆塔线路的反击跳闸率

针对负极性的雷电,正极导线更容易发生反击。

表 1 ±500 kV 单回线路相关参数

参数	参数值
绝缘子型号	FXBW－500/160
绝缘子长度/m	5.44
50% 冲击闪络电压/kV	3087
导线波阻抗/ Ω	448
地线波阻抗/ Ω	433
杆塔呼高/m	39
地线保护角/ $^{\circ}$	12

因此这里主要计算雷击正极性线路的情况,计算结果如表 2 所示。雷暴日和地闪密度对跳闸率有直接的影响,反击跳闸率与雷暴日和地闪密度的乘积成

表 2 杆塔反击跳闸率(正极性线路)

雷暴日/ $(\text{d} \cdot \text{a}^{-1})$	地闪密度 $/(\text{次} \cdot \text{km}^{-2} \cdot \text{a}^{-1})$	杆塔反击跳闸率/ $(\text{次} \cdot (100 \text{ km})^{-1} \cdot \text{a}^{-1})$		跳闸率 变化量/%
		接地电阻 3.9 Ω	接地电阻 0.75 Ω	
31	0.127 5	0.003 3	0.002 7	18.18
24.5	0.103 7	0.001 7	0.001 6	5.88
20.833	0.068 4	0.000 1	0.000 1	0

表 3 杆塔绕击跳闸率(正极性线路)

雷暴日 $/(\text{d} \cdot \text{a}^{-1})$	地闪密度 $/(\text{次} \cdot \text{km}^{-2} \cdot \text{a}^{-1})$	杆塔绕击跳闸率/ $(\text{次} \cdot (100 \text{ km})^{-1} \cdot \text{a}^{-1})$			
		地面倾角 10 $^{\circ}$	地面倾角 5 $^{\circ}$	地面倾角 3 $^{\circ}$	地面倾角 0 $^{\circ}$
31	0.127 5	0.363 9	0.103 8	0.050 8	0.008 0
24.5	0.103 7	0.296 0	0.084 4	0.041 3	0.006 5
20.833	0.068 4	0.195 2	0.055 7	0.027 2	0.004 3

表 4 杆塔绕击跳闸率(负极性线路)

雷暴日 $/(\text{d} \cdot \text{a}^{-1})$	地闪密度 $/(\text{次} \cdot \text{km}^{-2} \cdot \text{a}^{-1})$	杆塔绕击跳闸率/ $(\text{次} \cdot (100 \text{ km})^{-1} \cdot \text{a}^{-1})$			
		地面倾角 10 $^{\circ}$	地面倾角 5 $^{\circ}$	地面倾角 3 $^{\circ}$	地面倾角 0 $^{\circ}$
31	0.127 5	0.046 8	0	0	0
24.5	0.103 7	0.038 1	0	0	0
20.833	0.068 4	0.025 1	0	0	0

表 5 杆塔总跳闸率(正极性线路)

雷暴日 $/(\text{d} \cdot \text{a}^{-1})$	地闪密度 $/(\text{次} \cdot \text{km}^{-2} \cdot \text{a}^{-1})$	接地电阻 $/\Omega$	杆塔绕击跳闸率/ $(\text{次} \cdot (100 \text{ km})^{-1} \cdot \text{a}^{-1})$			
			地面倾角 10 $^{\circ}$	地面倾角 5 $^{\circ}$	地面倾角 3 $^{\circ}$	地面倾角 0 $^{\circ}$
31	0.127 5	3.90	0.367 2	0.107 1	0.054 1	0.011 3
		0.75	0.366 6	0.106 5	0.053 5	0.010 7
24.5	0.103 7	3.90	0.297 7	0.086 1	0.043 0	0.008 2
		0.75	0.297 6	0.086 0	0.042 9	0.008 1
20.8	0.068 4	3.90	0.195 3	0.055 8	0.027 3	0.004 4
		0.75	0.195 3	0.055 8	0.027 3	0.004 4

正比;反击跳闸率与杆塔接地电阻正相关。

2)杆塔线路的绕击跳闸率

依据第 1.2 节相关理论,计算线路的绕击跳闸率,由表 3 可知,杆塔的倾斜角与绕击跳闸率正相关,倾斜角越大意味着暴露弧的面积越大,绕击负极性线路时的跳闸率为 0。

3)杆塔线路的雷击总跳闸率

由表 2 至表 5 的计算结果可知,反击跳闸率随接地电阻的增大而增大,绕击跳闸率随地面倾角的增大非线性增大。线路跳闸率随地闪密度增加线性增大。500kV 线路工作电压的极性对跳闸率也有

明显影响,负极性雷电反击正极性线路时线路反击耐雷水平更低,跳闸率更高;负极性雷电绕击正极性线路时线路绕击耐雷水平高于负极性,但正极性导线对雷电先导的击距明显大于负极性导线;因此正极性导线绕击跳闸率更高,负极性较小。

3 避雷器对线路耐雷性能影响分析

加装线路型避雷器是防止雷击线路跳闸的最有效措施之一。但一般而言加装避雷器只能对所加装相有较好的保护作用,对其他相邻杆塔和本杆塔其他未加装相影响很小。线路型避雷器一般只装设在某些雷击跳闸率严重偏高的杆塔上,例如山区地面倾角过大处、杆塔接地电阻过高处、转角塔、保护角过大或特高杆塔等处。依据前述计算结果,正极性导线跳闸率更高,因此分析中主要针对正极性线路加装避雷器的情况。依据上述分析,将单回输电杆塔的正极导线加装避雷器,参数见表 6。

表 6 单回线路加装线路避雷器

参数	参数值
接地电阻/ Ω	3.9
地面倾角/ $^{\circ}$	6
绝缘子串长/m	5.44
雷暴日/ $(d \cdot a^{-1})$	31
地闪密度/ $(次 \cdot km^{-2} \cdot a^{-1})$	0.127 5
安装位置	正极性

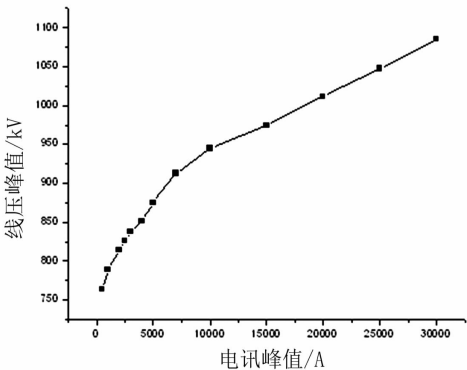


图 3 避雷器伏安特性曲线

3.1 单回线路反击耐雷水平

表 7 为避雷器对反击跳闸效果的影响(正极性线路)。

由表 7 的计算结果可知,加装避雷器后,反击耐雷水平增加了 32.5%。雷电反击的耐雷水平均大于 400 kA,高于 400 kA 的雷电概率几乎为 0。

3.2 单回线路绕击耐雷水平

表 8 为加装避雷器前后线路绕击耐雷水平的比

表 7 避雷器对反击跳闸效果的影响(正极性线路)

对比参量	相关数值		
$U_{50\%}$ 闪络电压/kV	3087		
接地电阻/ Ω	3.9	0.75	3.9
加装避雷器前耐雷水平/kA	302	308	302
加装避雷器后耐雷水平/kA	>400	>400	>400
耐雷水平提高量/%	>32.5		

较(绕击正极性线路)。

由表 8 的计算结果可知,加装避雷器后,该杆塔的绕击耐雷水平大幅度提高,绕击耐雷水平提高了 162.3%。

表 8 加装避雷器前后线路绕击耐雷水平的比较
(绕击正极性线路)

对比参量	相关数值
$U_{50\%}$ 闪络电压/kV	3974
最大绕击电流/kA	45.4
加装前耐雷水平/kA	30.5
加装后耐雷水平/kA	80.0
耐雷水平提高/%	162.3

4 结 语

1)搭建了以杆塔波阻抗为基础的反击闪络模型以及考虑地面倾角和接地电阻作用的绕击闪络模型,提高了模型计算的准确性。

2)依据具体运行杆塔模型,研究了雷暴日、地闪密度和接地电阻对反击跳闸率的影响规律,同时也分析了雷暴日、地闪密度和倾角对绕击跳闸率的影响规律。

3)线路设置避雷器后,线路的反击和绕击耐雷程度各增加了 32.5% 和 162.3%,线路总跳闸率明显下降。

参考文献

[1] 国家电网公司. 国家电网公司 2005—2010 年架空输电线路运行分析报告[R]. 北京:国家电网公司生产技术部,2011.

[2] 郭小薇. 东莞电网 220 kV 同塔多回架空线路防雷技术应用[D]. 广州:华南理工大学,2013.

[3] 岳灵平,陆利平,章旭泳,等. ± 500 kV 宜华直流输电线路雷电性能评估研究[J]. 电网技术,2012,36(7): 161–165.

[4] 李汉明,陈维江,詹铭,等. 220/110 kV 同杆四回路耐

雷性能的研究[J]. 电网技术,2005,29(21):27-30.

[5] 周浩,赵斌财,王东举,等. 500/220 kV 同塔四回线路的耐雷性能研究[J]. 高电压技术,2008,34(10):2075-2080.

[6] 莫付江,陈允平,阮江军. 输电线路杆塔模型与防雷性能计算研究[J]. 电网技术,2004,28(21):81-84.

[7] 孙义豪,司马文霞,杨庆,等. 1000 kV/500 kV 同塔混压4 回输电线路的防雷性能[J]. 高电压技术,2011,37(9):2102-2110.

[8] 范冕,万磊,戴敏,等. 1000 kV/500 kV 特、超高压同塔4 回交流输电线路雷电性能仿真分析[J]. 高电压技术,2013,39(3):584-591.

[9] 苏杰,曹炯,姜文东,等. 220 kV/110 kV 同塔四回输电线路双回同时闪络耐雷性能及防治[J]. 电瓷避雷器,2013(5):90-96.

[10] 彭向阳,李振,李志峰,等. 杆塔接地电阻对同塔多回线路防雷性能的影响[J]. 高电压技术,2011,37(12):3113-3119.

[11] 张永记,司马文霞,张志劲. 防雷分析中杆塔模型的研究现状[J]. 高电压技术,2006,32(7):93-98.

[12] 王东举,周浩,陈稼苗,等. 特高杆塔的多波阻抗模型设计及雷击暂态特性分析[J]. 电网技术,2007,31(23):12-16.

(上接第 21 页)

6 结 语

先是分析了风力发电的混合储能系统硬件结构,以 PLC 作为控制器,利用 PLC 成熟的技术应用在混合储能系统对风力发电输出功率波动性的平抑上;再是设计了系统的主流程图以及子流程图,在 PLC 的编程软件中设计了梯形图。通过对整个控制系统软硬件的设计,较好地解决了风力发电在并网中的波动性问题。

参考文献

[1] 蒋平,熊华川. 混合储能系统平抑风力发电输出功率波动控制方法设计[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):122-127.

[2] 周念成,闫立伟,王强钢. 光伏发电在微电网中接入及动态特性研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(14):119-127.

[3] 薛文,任宝森,王凯. 超级电容器与蓄电池的混合储能技术在风力发电中的应用[J]. 电源世界,2016(11):38-42.

[4] 王振浩,刘金龙,李国庆,等. 基于超级电容器储能的并网风电场功率与电压调节技术[J]. 电力自动化设

[13] 梁义明,葛栋. 同塔多回线路防雷计算中的杆塔模型[J]. 高电压技术,2006,32(1):76-78.

[14] 李振,余占清,何金良,等. 线路避雷器改善同塔多回线路防雷性能的分析[J]. 高电压技术,2011,37(12):3120-3128.

[15] 彭晓亮,陈坤,刘新,等. ± 500 kV 直流线路避雷器在江城线的应用[J]. 电瓷避雷器,2014(4):111-115.

[16] 郑江,林苗. 线路避雷器在防雷中的作用研究[J]. 电瓷避雷器,2006(6):38-41.

[17] 钱冠军. 下行雷闪屏蔽问题的研究及其在输电线路中的应用[D]. 武汉:华中科技大学,1998.

[18] 李晓岚,尹小根,余仁山,等. 基于改进电气几何模型的绕击跳闸率的计算[J]. 高电压技术,2006,32(3):42-44.

作者简介:

王恒康(1989),工程师,从事输电线路运行检修工作;
王佳灿(1988),助理工程师,从事输电线路运行检修管理工作;
高洛宣(1995),助理工程师,从事防雷研究及相关工作;
何发奎(1993),助理工程师,从事防雷研究及相关工作。

(收稿日期:2019-01-18)

备,2011,31(3):113-116.

[5] 刘青,樊世通,付超,等. 考虑不同蓄电池 SOC 状态的风/储/海水淡化孤立微电网能量管理系统设计. 高电压技术,2015,41(7):2173-2179.

[6] 廖常初. PLC 编程及应用[M]. 北京:机械工业出版社,2014.

[7] Qu L, Qiao W. Constant Power Control of DFIG Wind Turbines with Super Capacitor Energy Storage[J]. IEEE Transactions on Industry Application,2011,47(1):359-367.

[8] Li Jianlin, Liang Liang, Yang Shuili, et al. Study on Energy Storage System Smoothing Wind Power Fluctuations [C]// International Conference on Power System Technology, IEEE Xplore, 2010:1-4.

[9] Siemens AG. Step 7 V5.5 硬件配置与通信连接[Z]. 2010.

[10] 王阿根. 电气可编程控制原理与应用[M]. 北京:电子工业出版社,2013.

[11] 王永华. 现代电气控制及 PLC 应用技术[M]. 北京:北京航空航天大学出版社,2008.

[12] 石淮. 西门子 S7-200 PLC 模拟量输入处理方法的应用研究[J]. 中国高新技术企业,2012(8):66-68.

作者简介:

王战栋(1992),硕士研究生,从事风力发电与储能技术研究;
陈 洁(1976),博士研究生,教授,从事储能技术方面的研究。

(收稿日期:2019-01-16)

一种基于广域量测的电容式电压互感器运行状态评估方法

代宇涵¹, 邹沛恒², 孙永超¹, 张凤西³, 黄华伟⁴, 高艺文¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 国网乐山供电公司, 四川 乐山 614000; 3. 国网甘孜供电公司, 四川 康定 626000; 4. 国网南充供电公司, 四川 南充 637000)

摘要:变电站电压互感器是满足变电站各节点电压可观的必要设备,数量众多、分布广泛且结构封闭,难以经济可靠地实现在线监测与实时状态评估。通过分析电容式电压互感器采集偏差模型,对采集偏差进行分解、聚类,提出一种基于广域电网运行数据驱动的电容式电压互感器运行状态评估方法。
关键词:偏差模型;设备内部偏差;外部因素偏差;电压互感器;评估方法
中图分类号:TM451 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0039-05

An Assessment Method for Running State of Capacitor Voltage Transformer Based on Wide-area Measurement

Dai Yuhan¹, Zou Peiheng², Sun Yongchao¹, Zhang Fengxi³, Huang Huawei⁴, Gao Yiwen¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Leshan Electric Power Supply Company, Leshan 614000, Sichuan, China;
3. State Grid Ganzi Electric Power Supply Company, Kangding 626000, Sichuan, China;
4. State Grid Nanchong Electric Power Supply Company, Nanchong 637000, Sichuan, China)

Abstract: Voltage transformer is the necessary equipment to satisfy the considerable voltage of each node in the substation. It is difficult to realize on-line monitoring and real-time state assessment economically and reliably because of its large number, wide distribution and closed structure. Capacitor voltage transformers are widely designed and applied in the newly-built substations over 220 kV through the country. By analyzing the acquisition bias model of capacitor voltage transformers, the acquisition bias is decomposed and clustered, and an assessment method for running state of capacitor voltage transformers is proposed which is driven based on wide-area grid operation data.
Key words: deviation model; internal deviation of device; deviation of external factors; voltage transformer; assessment method

0 引言

电力系统运行分析离不开实时采集电网物理量数据的测量装置,测量装置的精度与运行状态会伴随使用年限与变电站端的复杂工况而发生变化,导致电压采集量的偏移与突变。电网真实运行数据经过多次采样-转换-传输周期,再传送至调度自动化主站分析系统后,监控数据与真实数据的偏差进一步放大,甚至已经无法在母线节点上满足基尔霍夫定律,导致潮流计算与各类电网分析难以收敛,成

为电网各项分析预警功能的重大隐患^[1]。测量装置的运行管理包括现场检验及升级换代,如无法对其进行实时监测和故障预警,将难以适应变电站智能化对测量设备智能化管理的迫切需求。
互感器误差受采集原理与恶劣环境等影响会在其工作寿命内出现量测偏差越限,同时互感器分布范围大、数量多、难以带电检测与全面感知,使得现有的管理机制与检验手段无法确定其真实情况与潜在隐患。
如何在面对广域、多源头、多测点的监控数据时高效甄别、去伪存真,对其充分利用是一项世界难题。

下面通过借助精细化的电容式电压互感器采集偏差模型,对采集偏差贡献进行分解、聚类,结合广域量测整合分析,突破量测波动不确定局限,对广域分布的互感器展开量测偏差分析与运行状态评价^[2]。

1 基于广域量测数据的偏差模型

根据文献调研^[3],电力系统高电压等级中三相电压分量不平衡度较低,可认为三相电气量呈对称平衡分布。单个电容式电压互感器(CVT)三相采集偏差贡献 D ,主要由如下独立偏差贡献 D_i 组成:分压器引起的偏差 D_1 、电磁单元引起的偏差 D_2 、电源频率变化引起的偏差 D_3 、温度变化引起的偏差 D_4 、其他原因引起的偏差 D_5 。

对某三相对称运行电网的 A 监控范围内的任意第 j 个CVT($j \in A$),在任意 t 时刻取被量测点AB相的相间电压值 $V(j, t)$,一定时间范围内的线电压量测值矩阵记为

$$M(j, t) = D(j, t) \times V(j, t), j \in A \quad (1)$$

定义总偏差矩阵为

$$D(j, t) = \prod_{i=1}^5 (1 + D_i), j \in A \quad (2)$$

1.1 设备内部偏差

高压电容 C_1 和中压电容 C_2 的实际值与额定值 C_{1n} 和 C_{2n} 不相等时,就会产生电压误差。

$$f_c = \frac{C_{1n}}{C_{1n} + C_{2n}} - \frac{C_1}{C_1 + C_2} \quad (3)$$

额定频率下可以利用电抗器的调节绕组对相位差进行调整,但当电容 C_1 的介损因数 $\tan\delta_1$ 和电容 C_2 的介损因数 $\tan\delta_2$ 不相等时,就会增加相位误差。

$$\delta_c \approx \tan \delta_c = \frac{C_2}{C_1 + C_2} (\tan \delta_1 - \tan \delta_2) \times 3440' \quad (4)$$

在分压部分不出现故障的情况下,测量偏差主要由分压器变比引起,记为 $D_1 = f_c \angle \delta_c$ 。

电磁单元误差包括空载误差和负荷误差,互感器运行时应为负荷误差。

电压误差:

$$f_L = \frac{-(RS_n \cos \varphi + X_L S_n \sin \varphi)}{U_1^2} \times 100\% \quad (5)$$

相位误差:

$$\delta_L \approx \tan \delta_L = \frac{R S_n \sin \theta - X_L S_n \cos \theta}{U_1^2} \times 3440' \quad (6)$$

在电磁单元不出现故障的情况下,测量偏差主

要由电磁单元误差引起,记为 $D_2 = f_L \angle \delta_L$ 。

设备内部偏差主要由分压偏差 D_1 与电磁单元偏差 D_2 组成,对某电网 A 监控范围内的任意第 j 个CVT($j \in A$),定义一定时间范围内的内部偏差矩阵 $D_{in}(j, t)$ 。

$$D_{in}(j, t) = \prod_{i=1}^2 (1 + D_i), j \in A \quad (7)$$

1.2 外部因素偏差

实际电网上的频率经常是偏离额定频率的,这样 $|X_1 - X_c|$ 的值将发生变化,即存在剩余电抗 $X_0 = |X_1 - X_c|$,相对于额定容抗之比,暂记为电源频率变化引起的偏差 D_3 。

此外,温度变化、电磁干扰、数据传输通道等其他原因导致的偏差,在常规运行环境中具有较大随机性,难以通过电气模型精确描述。

因此,在分析过程中将 D_3 、 D_4 、 D_5 合并成为外部因素偏差。对某电网 A 监控范围内的任意第 j 个CVT($j \in A$),在任意 t 时刻采样值 $S(j, t)$,定义一定时间范围内的外部偏差矩阵 $D_{out}(j, t)$ 。

$$D_{out}(j, t) = \prod_{i=3}^5 (1 + D_i), j \in A \quad (8)$$

这部分偏差作为总偏差矩阵 $D(j, t)$ 的一部分,会被集中监视的主站系统纳入统计,但是对设备本体的运行健康状态无法正确反馈。

将外部偏差矩阵定义为修正矩阵。因此,排除电源频率、温度变化、电磁干扰、数据传输通道等外界干扰因素,在总偏差矩阵的基础上通过修正矩阵,即外部偏差矩阵进行修正后,获取真正能够反馈设备问题运行状况的内部偏差矩阵 $D_{in}(j, t)$,成为了基于广域运行数据开展设备运行状态分析的关键点。

$$D_{in}(j, t) = \frac{D(j, t)}{D_{out}(j, t)}, j \in A \quad (9)$$

2 偏差分析与修正

2.1 基于状态估计的聚类与集群

面对变电站电压互感器数量众多,分布广泛的特点,求取不同特征环境下的修正矩阵^[4],即外部偏差矩阵 $D_{out}(j, t)$, $j \in A$,从实时监视的时效性上考虑存在一定困难。若基于一定环境特征开展聚类分析,选取一定特征下的互感器集群 J ,尝试求取 $D_{out}(j, t)$, $j \in J$,(J 为 A 的子集),可极大缩短偏差

分析的计算时间。同样将作为输入量的广域量测数据 $M(j,t)$, $j \in A$ 按照特征划分为局部量测数据 $M(j,t)$, $j \in J$ 。

真实的电压值经互感器、AD 转换、合并单元、前置网关机、调度数据网等多级传输送至调控主站。传输过程中延时、误差、丢失等原因导致的不良坏数据只能反映多级量测传输设备的状态,需要经剔除清理后才能用于源头,即电压互感器的状态评估。

为保持电网可观性,相同电压节点的量测采集数据存在冗余。基于这种冗余性开展的状态估计,可以帮助解决通道中断和一次设备运行状态变更等外部偏差因素。若将相同电压节点的电压互感器纳入一个统一的集群进行数据分析,可以高效区别内部偏差与外部偏差对局部量测的总偏差进行修正。

同一个集群的外部偏差在传输通道、时间延迟等因素上都具有较大共性,而集群间的偏差则相对独立。不同电压节点的量测采集数据相互关联因素不大,不同电压节点的电压互感器纳入不同集群,例如甲站 500 kV 集群与乙站 220 kV 集群的运行环境存在典型区别。

2.2 基于局部量测的总偏差分析

基于电网冗余 SCADA 量测,调度自动化主站的状态估计应用可以求得互感器集群 J 中各量测点 AB 相的相间电压值,组成电压值矩阵 $V(j,t)$, $j \in J$ 。在电力系统中,电压采集数据往往都需要在变电站采集。变电站端不具备大批量数据存储与分析的计算机系统,采样值需经过调度数据网传输至调控主站汇集。调控主站电压数据根据采样间隔主要分为:毫秒级的 WAMS 电压值和秒级的 SCADA 电压值。对于相同的时间间隔 T_w ,多通道的电压量测数据来自于各个量测点相同的互感器,可以获取每一个集群 J 内部的互感器 j 在调控主站对应的 N 个量测值 $M(j,k,t)$, $j \in J, k = 1, 2, \dots, N$ 。

假设量测数据总体大致呈正态分布,如图 1 所示。黑色区域是距平均值小于一个标准差之内的数值范围。在正态分布中,此范围所占比率为全部数值之 68%。对于正态分布,两个标准差之内(黑色、浅黑)的比率合起来为 95%。对于正态分布,正负 3 个标准差之内(黑色、浅黑、灰色)的比率合起来为 99%,如图 1 所示。

取电压采集数据正常的置信水平为 95%,即认为正常电压采集数据有 95% 的概率落入

$[\bar{V} - 2\sigma_V, \bar{V} + 2\sigma_V]$ 的置信区间。将互感器集群 J 中采集电压 $M(j,k,t)$ 超出这一范围的电压数据过滤掉后,剩余的 n 个量测值($n \leq N$) 映射至电压量测值 $M(j,t)$ 。

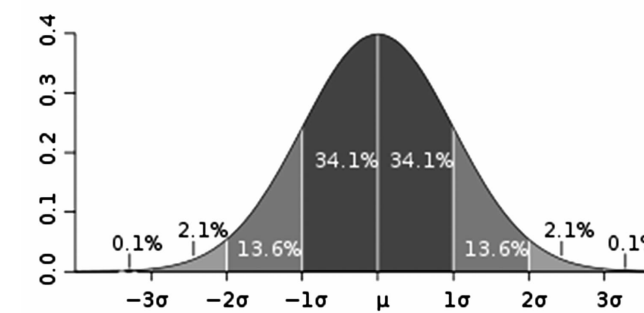


图 1 正态分布概率

$$M(j,t) = \frac{\sum_1^n M(j,k,t)}{n}, j \in J \quad (10)$$

由于电压量测在调控主站均与电网一次设备模型——关联供状态估计计算应用,即对任意互感器 $j \in J$ 有电压量测 $M(j,t)$ 与电压值 $V(j,t)$ 一一对应,从而可以在调控主站实时求取基于局部量测数据 $M(j,t)$, $j \in J$ 的总偏差矩阵 D 。

$$D(j,t) = \frac{M(j,t)}{V(j,t)}, j \in J \quad (11)$$

2.3 广域量测异常辨识与修正

由于外部偏差作为修正矩阵不具备相应电气模型的支持,存在随机性且波动范围大,非常容易导致修正后的内部偏差矩阵出现错误数据而引起误判断。考虑将集群 J 中的所有外部因素偏差简化为与 j,t 无关的随机波动量 D_{out} ,从而可以在相同电压节点对应的集群 J 中求取修正后的局域内部偏差矩阵 D_{in} 。

$$D_{in}(j,t) = \frac{D(j,t)}{D_{out}} = \frac{M(j,t)}{D_{out} \times V(j,t)}, j \in J \quad (12)$$

若在状态估计计算中,将电网 A 划分为了 P 个电压节点,每个电压节点对应的互感器集群 J 存在特定的修正矩阵 $D_{out}(p)$,则对电网 A 中的任意互感器 $j \in J$,可以计算出广域内部偏差矩阵 D_{in} 。

$$D_{in}(j,t) = \frac{M(j,t)}{D_{out}(p) \times V(j,t)}, j \in A, p \in P \quad (13)$$

3 基于内部偏差的评估分析

类似于人体健康指数,互感器设备也同样存在健康程度,对于大规模互感器设备而言,追踪设备寿命过程,建立每一套设备的健康指数,能够更好地

帮助评估设备运行现状。可将广域内部偏差矩阵 $D_{in}(j,t)$ 作为所有电压互感器的健康指数“风向标”。横向对比相同生产厂家与相同型号设备的运行数据,可将电容式互感器设备运行状态分为健康、亚健康、不健康。内部偏差超过该型号设备精度范围即定义为不健康状态;内部偏差超过该型号设备精度范围的 80% 而未超过 100% 即定义为亚健康状态;内部偏差不超过该型号设备精度范围的 50% 即定义为健康状态。

根据设备内部偏差模型,贯穿式击穿故障会导致电容式互感器短时间周期内从健康状态直接进入不健康状态;分压设备的老化偏移则会让电容式互感器经历健康状态—亚健康状态—不健康状态这一长期过程。

对于任意采集点,其偏差电压 $D_{in}(j,t)$,若采样周期为 T_s ,在 T_w 时间段中共存储历史数据 $n = T_w / T_s$ 次,基于准实时数据绘制电压互感器偏差电压曲线。如果电压互感器 PT1 的电压偏差绝对值 $|D_{in}(PT1,t)|$ 在 T_w 时间窗内持续超出最大允许采集偏差 $MaxD\%$,属于健康状态直接进入不健康状态,推送该电压互感器可能存在故障。

以 nT_s 为周期,绘制采集点电压偏差变化率曲线 $DR(j,t) = \left| \frac{dD_{in}(j,t)}{dt} \right|$ 。从设备台账中可以获取某互感器 PT2 投运时间、预计服役寿命 L_{PT2} 与最大允许采集偏差 $\pm MaxD\%$,其最大电压偏差率绝对值 $\left| \frac{dD_{in}(j,t)}{dt} \right|$ 应小于 $\frac{2 \times MaxD\%}{L_{PT2}}$,如果出现越限即可预判为健康状态—亚健康状态—不健康状态过程,推送该电压互感器存在电容容量偏移隐患。

4 应用算例

以某调控主站的 500 kV 变电站 220 kV 母线运行状态为例,状态估计可以判断出并列运行的 I 母线、II 母线、III 母线线电压 228.412 $\angle$ -2.375 kV 与停运的旁路母线线电压 0 kV,组成局部电压值矩阵 V ,如表 1 所示。

基于某日 15:30 时电网运行数据,可获知各互感器采集值 M ,并计算偏差值 D 与内部偏差值 D_{in} ,如表 2 所示。

基于当月电网运行数据,以 15 min 为采样周期,在 24 h 内共存储历史数据 96 次,可绘制 96 点电压互感器偏差电压曲线。绘制内部偏差曲线后发现该站 II 母线 PT 内部偏差存在 78 点超过该设备型号精度范围的 80%,即长期超出最大允许采集偏差,处于亚健康状态,怀疑电磁单元二次侧出现匝间短路或电容单元存在损坏,建议停电检修期间开展核查。

5 结 语

所有的调控主站为开展调度、监控范围内的电网分析,必然需要消除 SCADA 不良量测,获取收敛的可观测电网运行数据。在这个过程中,基于每一个电压节点都需要冗余的电压量测值。冗余测点的量测数据为互感器设备的运行状态监视提供了有效的分析环境。

利用调控主站数据采集面广,历史数据存储周

表 1 局部电压值矩阵

序号	母线名	电压等级/kV	线电压/V	相角	停运标志
1	洪沟 220 kV I 母线	220	228.412	-2.375	0
2	洪沟 220 kV II 母线	220	228.412	-2.375	0
3	洪沟 220 kV 旁路母线	220	0	0	1
4	洪沟 220 kV III 母线	220	228.412	-2.375	0

表 2 内部偏差矩阵

序号	互感器	电压值/V	采集值 M/V	偏差值/%	内部偏差值/%
1	洪沟 220 kV I 母线 PT	228.412	228.557	0.21	0.11
2	洪沟 220 kV II 母线 PT	228.412	228.971	0.88	0.43
3	洪沟 220 kV 旁路母线 PT	0	0	0	0
4	洪沟 220 kV III 母线 PT	228.412	228.329	-0.42	-0.21
5	220 kV 洪舒南线 PT	228.412	228.686	0.57	0.29
6	220 kV 洪舒北线 PT	228.412	228.401	-0.11	-0.06

期长,电网拓扑分析准确等优势,最大程度利用现有测点,以相同电压节点为特征,聚集电压互感器集群,将广域电压偏差划分为局域电压偏差,逐步修正集群内外部因素偏差,剔除不良数据。

实践证明,调控主站的电压运行数据可以辅助评估电压互感器的运行状态并给出隐患预警,无需额外增加采集成本,扩大厂站无人值守后的监视范围,为电网监视与分析提供更高的可靠性。

参考文献

[1] 饶广,曾明贵,李盛涛,等. 35 kV 电磁式电压互感器连续爆炸事故探讨[J]. 高压电器,2012,48(10):114-119.

(上接第 28 页)

表 6 35 kV 电网代表日计算结果

损耗类别	损失电量 /MW	损耗率 /%	损失分项占比 /%
线路	2 133.78	1.27	70.84
变压器铜损	227.26	0.13	7.55
变压器铁损	292.56	0.17	9.71
其他	358.30	0.21	11.90
合计	3 011.90	1.79	100.00

注:有功电量为 168 642.23 MWh,无功电量为 115 452.24 MVAh。

电力在线路中传输产生的损耗与线路电压、功率因数的平方成反比,与线路传输的有功负荷的平方以及线路单位长度电阻成正比,通过改变线路功率因数,线路降损幅度为

$$\Delta P\% = \left(1 - \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}\right) \times 100\%$$
$$= \left(1 - \frac{\cos^2 \varphi_1}{\cos^2 \varphi_2}\right) \times 100\%$$

式中,cosφ₁、cosφ₂ 分别为调整前后的线路功率因数。当 35 kV 整体功率因数由实测日的 0.83 提升至 0.95 及以上时,线路线损电量降幅可达 23.67% 以上,即线损损耗电量可减少 505.07 MWh,影响 35 kV 分压线损率降低 0.3 百分点。同时,当前四川电网在运 35 kV 主变压器的平均空载损耗为 7.53 kW,相对还较高,说明还存在部分高耗能变压器,通过设备的逐步更换,在铁损方面也具有一定的降损潜力。

2.5 降损潜力

由上述分析可见,当前四川电网随着网架结构的不断完善、运行方式的持续优化、电能质量的稳定提升、电网设备的逐步更新,还具有较大的降损潜力,尤

[2] 苏春雷. 一种基于大数据和机器学习的网络威胁感知系统架构[J]. 工业控制计算机,2018,31(9):117-118.

[3] 王红星,张国庆,蔡兴国,等. 电力系统中电子式电压互感器的误差特性研究与参数优化设计[J]. 广东电力,2011,24(12):85-91.

[4] 康重庆,夏清,相年德. 灰色系统参数估计与不良数据辨识[J]. 清华大学学报(自然科学版),1997,37(4):72-75.

作者简介:

代宇涵(1989),硕士研究生,现从事调度自动化技术支持工作。

(收稿日期:2019-02-19)

其在 35 kV、500 kV 电网方面,均具备较大的降损潜力。与此同时,也应同步加强对 110 kV、220 kV 电网的管理和相关配套输变电工程的推进,发展负荷,提升主变压器运行的经济性,也能一定程度实现降损增效。

3 结 语

四川电网的电源结构、电网结构和外送电量的过网损耗决定了较高的主网线损率。近年来,通过精准分析线损影响主要因素,在电网运行、技术改造、计量管理、营销管理等多方面采取了大量的措施,如针对主网部分变压器、线路运行不经济的情况,在保证 N-1 的情况下,拉停轻载设备,既保证了电网的安全运行,也实现了线损率的稳中有降。下一步,通过有针对性地不断完善电网规划和技术改造,优化电网潮流,加强电网设备运维管理和无功电压管理,预计四川电网 2019 年线损率将进一步下降至 8% 以下,节能降损效益将进一步显著。

参考文献

[1] 国网四川省电力公司. 2018 年理论线损计算分析报告[C]. 2018.

作者简介:

贺星棋(1978),博士,高级工程师,主要研究方向为电网运行与控制、节能减排;

唐 伟(1990),硕士,工程师,主要研究方向为电网运行与控制、节能减排。

(收稿日期:2019-01-28)

光纤复合架空地线直流融冰绝缘化改造方法应用研究

邓元实¹,廖文龙¹,陈俊²,朱军¹,李昆³,刘凤莲¹,陈少磊²,卜祥航¹
(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司,四川 成都 610041;3. 国网四川省电力公司凉山供电公司,四川 西昌 615000)

摘 要:在覆冰季节,输电线路重冰区段的光纤复合架空地线(optical fiber composite overhead ground wire,OPGW)易发生因覆冰后应力过载导致的光纤断裂事故。覆冰已严重影响重冰区段的 OPGW 光缆安全运行。针对既有线路,可采用对 OPGW(地线)绝缘化改造后,通过直流融冰消除覆冰。以国网凉山公司 110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 重冰区段 OPGW(地线)为研究对象,在已有 OPGW 绝缘化改造直流融冰研究成果基础上,对包含 OPGW(地线)直流融冰回路、绝缘段感应电压计算、接地方式、地线绝缘子选型在内的关键技术问题进行了研究。目前,采用所研究成果实施的 N56 至 N80 重冰区段 OPGW 绝缘化改造工程已完成。在 2018 年冬季至 2019 年春季,已对该线路绝缘改造区段 OPGW 开展直流融冰 4 次,融冰效果良好,线路运行正常。对该线路 OPGW(地线)绝缘改造涉及到的关键技术说明可供后续 OPGW 绝缘化改造参考。

关键词:光纤复合架空地线;绝缘化改造;直流融冰

中图分类号:TM75 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0044-06

Engineering Research on Insulation Reconstruction for DC De-icing of OPGW

Deng Yuanshi¹, Liao Wenlong¹, Chen Jun², Zhu Jun¹, Li Kun³, Liu Fenglian¹,
Chen Shaolei², Bu Xianghang¹
(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
3. State Grid Liangshan Electric Power Supply Company, Xichang 615000, Sichuan, China)

Abstract:Optical fiber composite overhead ground wire (OPGW) located in heavy icing area of transmission line is likely to suffer fracture accident caused by stress overload when icing in winter. The icing has a strong impact on safe operation of OPGW in heavy icig area. The method of DC de-icing using insulation reconstruction is adopted to eliminate the ice covered on OPGW. Based on the existing research results, taking N56 ~ N80 OPGW, which is in heavy icing area belonging to 110 kV Leiba II line of State Grid Liangshan Power Supply Company, as the research object, the relevant simulation and calculation, including DC de-icing circuit, induced voltage, grounding mode, selection of insulator and insulation reform method for different types of towers, are illustrated. Using the obtained conclusions, the insulation reconstruction project for N56 ~ N80 OPGW of 110 kV Leiba II line has been completed. DC de-icing has been carried out four times from December of 2018 to January of 2019 which has a good de-icing effect, and the line is operating normally. The insulation reconstruction method of OPGW can provide a reference for the subsequent projects.

Key words:optical fiber composite overhead ground wire (OPGW); insulation reconstruction; DC de-icing

0 引 言

悬挂在输电杆塔最顶端的 OPGW 具有电力系

统通信和普通地线的双重功能,在中国的电力通信网整体应用率超过了 90%。由于其挂点高、缆径小,所以其等值覆冰厚度较相同档距内的导线更为严重。OPGW 光缆承载着电力系统保护、安控、调度

等重要业务,一旦发生光纤因覆冰断裂或应力过载,将造成电力数据传输中断或输电线路力学体系失衡,为杆塔倾斜甚至倒塌埋下隐患。因此,解决好 OPGW 覆冰问题,是提高输电线路整体抗冰能力的关键技术问题,对提高线路运行可靠性、保障电网安全起着决定性的作用。

2013 年起,国家电网公司专门设立《光纤复合架空地线(OPGW)抗冰技术及措施研究》项目,开展了 OPGW 抗冰机理及关键技术研究,提出了适用于线路绝缘化改造和非绝缘化改造的 OPGW 融冰技术方法。

非绝缘化改造的 OPGW 融冰方法是利用可融冰光纤复合架空地线内置的通流导体,在施加电流后使导体发热融冰。该方法需重新敷设可融冰光纤复合架空地线。从成本经济性考虑,该方法适用于新建线路。

绝缘化改造的 OPGW 融冰是利用绝缘金具将 OPGW 与铁塔绝缘,然后给 OPGW 外加融冰电流发热后实现融冰。该方法通过绝缘金具实现现有 OPGW 光缆的绝缘处理,无需重新敷设光缆,因此适用于有 OPGW 融冰需求的既有线路。

国网凉山供电公司 110 kV 雷坝二线全线共 146 基塔。N55 至 N80 穿越四川凉山雷波县山陵岗区域,为单回架设的重冰区段。该区段导线设计覆冰厚度为 20 mm,线路长 7.334 km,地线采用 GJ-100 型钢绞线,OPGW 光缆采用 OPGW-24B1-100 型。根据 2017 年冬季至 2018 年春季期间导线覆冰拉力数据计算,该区段导线等值覆冰厚度最大值约 30 mm,已超过该区段设计等值覆冰厚度(20mm)。架空地线与 OPGW 光缆的覆冰则较导线更为严重。从经济性考虑,采用对雷坝二线 N56 至 N80(重冰区)的架空地线与 OPGW 光缆进行绝缘化改造方法,实现 OPGW 光缆融冰。

下面将以 110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 为研究对象,开展融冰电流、绝缘段感应电压计算、绝缘化改造、融冰回路、绝缘金具选择等 OPGW 光缆改造关键技术说明,以供后续实施 OPGW 光缆绝缘化改造工程技术人员的参考。

1 OPGW 绝缘化改造直流融冰方法

1.1 融冰回路

为了防止绝缘区段感应电压过高和融冰时直流

融冰电压过高,一般仅需对重冰区段内的 OPGW 光缆和地线进行绝缘化改造。OPGW 光缆直流融冰回路由线路导线、OPGW 光缆和架空地线构成。

该工程中采用位于 110 kV 菜坝变电站的移动直流融冰装置(额定容量:25 MVA/2000 A)作为融冰电源。该线路 N146 至 N79 A 相导线将融冰电流引流至 N80 塔后,经绝缘化改造的 N55 至 N81 地线与 OPGW 光缆后,再通过 N146 至 N79 B 相导线留回站内,形成“一去一回”串联融冰回路,如图 1 所示。

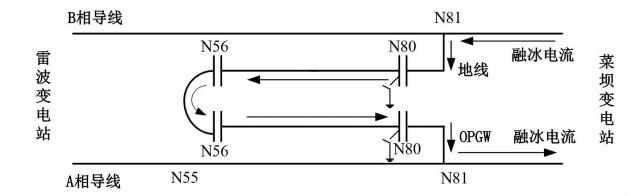


图 1 雷坝二线 N56 至 N80 OPGW(地线)融冰回路

1.2 绝缘段感应电压

当 OPGW 光缆区段进行绝缘化改造后,在线路正常运行时,会产生较高的感应电压。特别是同塔双回线路,当一回线路运行,另一回线路停运时,停运回地线因两回线路间的电磁耦合和静电耦合产生感应电压,将对检修人员安全带来威胁。因此,必须对地线与 OPGW 光缆绝缘区段的感应电压进行仿真计算,明确绝缘段的分段数和接地点的设置。GB 26859-2011《电力安全工作规程(电力线路部分)》规定,1 kV 及其以下为低压,1 kV 以上电压为高压。因此将绝缘区段的感应电压限制在低电压等级是有助于作业安全的^[1]。

110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 导线型号为 LGJ-240/40,绝缘子型号为 U70BP-146,悬垂串为 8 片绝缘子串长 1.314 m。在杆塔平均呼高 18 m、平均档距 200 m、土壤电阻率 100 Ω·m、杆塔接地电阻 10 Ω 的条件下,当线路以额定电流运行时,采用 ATP-EMTP 软件对绝缘化改造后各种接地情况下的 N56 至 N80 感应电压和感应电流进行仿真计算,结果如表 1。

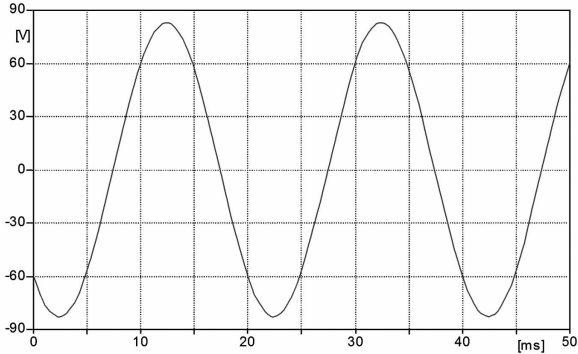
从仿真结果可知,若 N56 至 N80 绝缘化改造后悬空,绝缘段感应电压将达到 4.2 kV(有效值),超过 GB 26859-2011 规定。当在绝缘段任意位置设置单点接地后,绝缘段感应电压将降至 100 V(有效值)以下。

考虑到 OPGW 数据传输稳定性和施工便捷,采

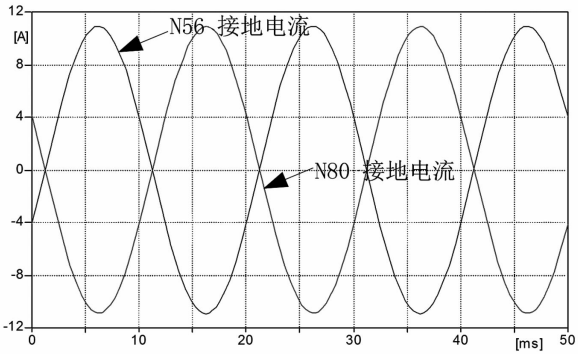
用在 N80 架空地线侧和 OPGW 侧分别设置接地点的“单绝缘段, 双点接地”方式接地。根据仿真结果, 当雷坝二线以额定电流运行时, 绝缘段感应电压为 70 V, 感应电流为 2.8 A, 满足运行与检修要求, 如图 2、图 3 所示。

表 1 110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 绝缘段
感应电压仿真结果

接地方式	N56 处 感应电压 /kV	N80 处感应电压		接地 点电 流/A
		架空地 线侧 /kV	OPGW 侧 /kV	
不接地	4.2	4.2	4.2	
单 点 接 地	N80 地线侧接地	0.079	0.045	
	N80 OPGW 侧接地	0.070	0.043	
	N56 接地		0.078	0.069
双 点 接 地	N56 OPGW、 N80 OPGW 侧接地		0.058	7.8
	N80 地线、OPGW 侧接地	0.070		2.8



(a) N80 地线侧感应电压



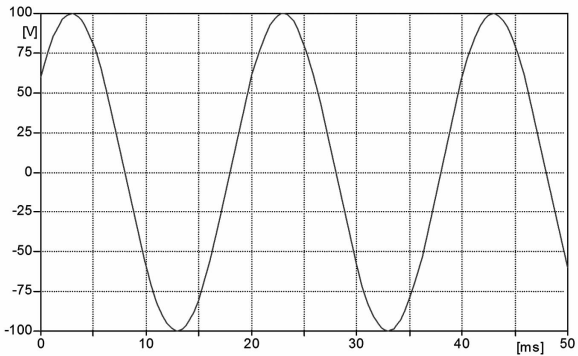
(b) 接地点入地电流

图 2 绝缘段感应电压与入地电流仿真结果
(在 N56 地线与 N80 OPGW 侧接地)

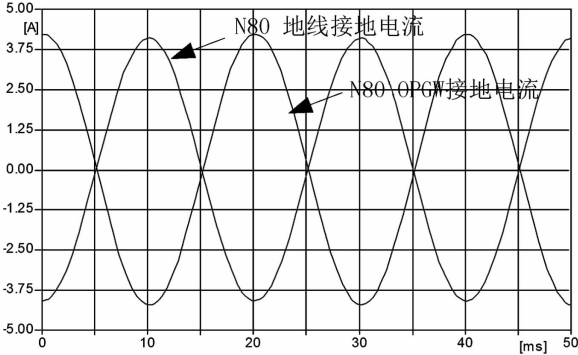
1.3 融冰电流

按照镀锌钢绞线最高耐受温度 125 ℃^[2] 和 OPGW 光缆内部光单元最高允许温度 85 ℃^[3] 的温

度限制下, 在环境温度 -5 ℃、风速 5 m/s、覆冰厚度 10 mm 时计算得到的绝缘区段最大、最小融冰电流如表 2 所示。



(a) N80 地线侧感应电压



(b) 接地点感应电流

图 3 在 N80 地线与 N80 OPGW 侧接地绝缘段仿真结果
表 2 110 kV 雷坝二线架空地线与 OPGW 光缆融冰电流

型号	单位电阻 /(Ω · km ⁻¹)	最小融冰 电流/A	最大融冰 电流/A
GJ - 100	0.242	149.5	380.2
OPGW - 24B1 - 100	0.440	126.8	365.8

1.4 金具选择

OPGW(地线)全绝缘改造所用绝缘金具包括了 OPGW 绝缘耐张金具、OPGW 悬垂耐张金具、带并联间隙 OPGW 绝缘子、光缆绝缘接头盒、绝缘余缆架、绝缘引下线夹、融冰接地刀闸等。重点对两种重点金具进行说明。

1.4.1 OPGW(地线)绝缘子并联间隙选择

10 kV OPGW(地线)绝缘子并联间隙应满足以下 3 个条件^[1]:

- 1)在正常运行时不被线路工频感应电压击穿;
- 2)在融冰时不被融冰电压击穿;
- 3)在雷电梯级先导发展阶段可靠击穿。

由 1.2 节可知,N56 至 N80 区段 OPGW(地线)采用“单绝缘段,双点接地”的方式可以使线路工频感应电压不超过 1 kV。选择 1.15 倍^[1] 安全系数,OPGW(地

线)绝缘子并联间隙耐压值应大于1.15 kV。20 mm 以上的放电间隙即可满足要求。

从融冰电压考虑,采用额定容量为25 MVA/2000 A 融冰装置对 N55 至 N80 线路段进行直流融冰时,融冰端电压不会超过10 kV。地线绝缘子配合10 mm 以上的并联间隙即可满足要求。

从雷电先行击穿考虑,一般并联放电间隙距离与地线绝缘子最小电弧距离之比介于80%~85%即可满足要求^[1]。一般10 kV 绝缘子干弧距离为150 mm,则并联放电间隙距离不大于120 mm 时,并联放电间隙即会先于地线绝缘子击穿。

综上3个因素,选取带40 mm 并联间隙的合成悬式棒型绝缘子(FXBZW-10/120)并配合双悬垂金具和耐张金具分别安装于直线塔和耐张塔处,如图4所示。



(a)耐张串地线绝缘子 (b)悬垂串地线绝缘子

图4 110 kV 雷坝二线地线绝缘子

1.4.2 OPGW 接续盒

OPGW 绝缘接续盒分为中间型绝缘接续盒和终端型绝缘接续盒。中间型隔离接续盒安装于原OPGW 接续处,终端型接续盒安装于绝缘段起始塔处,如图5所示。

雷坝二线 N63、N71 的 OPGW 接头盒需更换为中间型绝缘接续盒,实现融冰时 OPGW 数据仍正常传输数据。

雷坝二线 N56、N80 的 OPGW 接头盒改造成终端型绝缘接头盒,实现 OPGW 数据传输接续和分段绝缘。

1.5 OPGW(地线)绝缘化改造

在 OPGW(地线)悬垂塔处,采用1套带并联间隙双悬垂串绝缘子实现地线与铁塔地线塔头之间绝缘;在地线耐张塔处,采用2套带并联间隙绝缘耐张垂串绝缘子实现地线与塔头绝缘。

在 OPGW(地线)接续塔,按照1.4.2节所述实现 OPGW 数据传输与分段绝缘。其余 OPGW 与地线一致,采用带有并联间隙的绝缘子实现与塔头绝缘。

地线与 OPGW 改造明细如表3、图6所示。

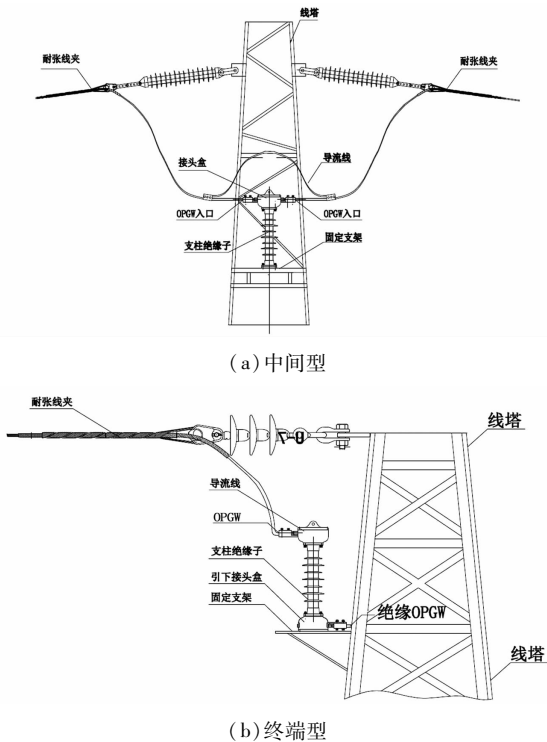


图5 110 kV 雷坝二线 OPGW 绝缘接续盒安装

2 应用成效

2018年12月11日,受强降温影响,110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 塔 OPGW(地线)出现15 mm 覆冰。为及时消除覆冰对 OPGW(地线)的影响,采用位于110 kV 菜坝变电站的移动直流融冰装置(额定容量为25 MVA/2000 A)作为融冰电源对 N56 至 N80 地线与 OPGW 光缆通过导线形成的“一去一回”串联回路进行直流融冰工作。

2.1 绝缘区段感应电压

110 kV 雷坝一线正常运行时,闭合雷坝二线 N80 塔地线与 OPGW 引下线接地开关,B相导线-地线-OPGW-A相导线形成的 OPGW(地线)融冰回路感应电压值为59 V。该值与仿真结果一致,也满足 GB 26859-2011 的要求。

2.2 绝缘区段绝缘电阻

在110 kV 菜坝变电站内,用5 kV 绝缘电阻表测试 B 相导线-地线-OPGW-A 相导线形成的

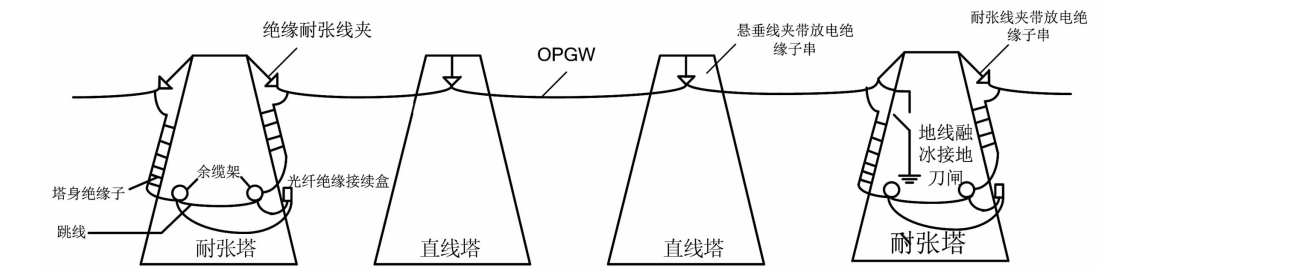


图 6 OPGW 光缆绝缘化改造

OPGW(地线)融冰回路绝缘电阻。在不拆除回路接地线时,其绝缘电阻 $R_1 = 0\ \Omega$;拆除回路接地线后,其绝缘电阻 $R_2 = 74.2\ \text{M}\Omega$ 。上述结果说明融冰回路无接地点、无断线,接线正确。

表 3 110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 区段
OPGW(地线)绝缘化改造明细

杆塔号 /区段	杆塔 类型	改造方案
N56	耐张	在大号侧安装带并联间隙 OPGW(地线)绝缘耐张串; 在塔头安装地线与 OPGW 引流线; 安装高压隔离分段 OPGW 绝缘接续盒。
	耐张	在小号侧安装带并联间隙 OPGW(地线)绝缘耐张串; 在大号侧安装带并联间隙 OPGW(地线)绝缘耐张串; 安装 OPGW(地线)绝缘跳线。
N57 至 N79	直线	安装带放电间隙地线悬垂线夹。
	OPGW 接续	安装 OPGW 绝缘引下线夹; 安装高压隔离分段 OPGW 绝缘接续盒。
N80	耐张	在大号侧安装带放电间隙 OPGW(地线)绝缘耐张串; 在小号侧安装耐张线夹(通过融冰接地开关接地); 安装 OPGW(地线)绝缘跳线; 安装融冰接地开关; 在地线小号侧地线耐张线夹处安装导线-地线引流线; 在 OPGW 小号侧安装导线-OPGW 引流线; 安装高压隔离分段 OPGW 绝缘接续盒(终端型)。
	耐张	

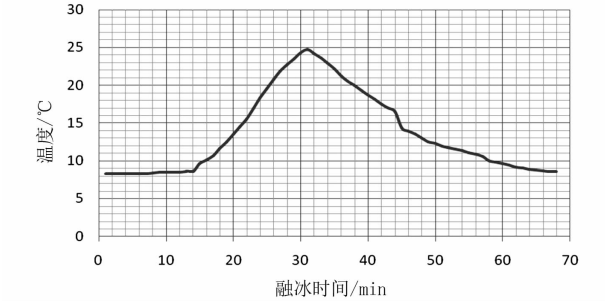
2.3 融冰电压与融冰电流

本次试验设置起始输出融冰电流为 200 A,电流增长步长为 20 A,最终增大到 280 A 并持续 30 min。融冰装置直流出线侧的融冰电压、电流如表 4 所示。

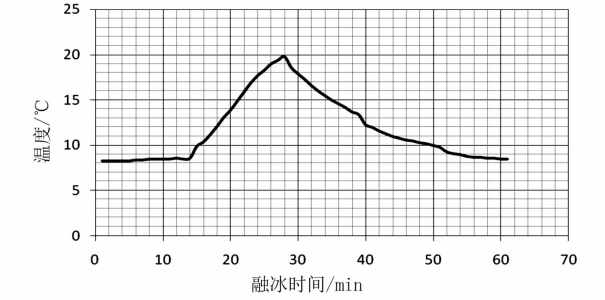
为监测融冰期间 OPGW(地线)温升情况,采用测温贴片测试 OPGW(地线)表面温度。融冰期间,OPGW 与地线表层温升曲线如图 7 所示。

表 4 直流融冰装置出线侧融冰参数

融冰电流/A	融冰电压/kV	容量/MW
198	5.2	1.35
225	6.4	1.98
245	7.5	2.51
261	8.5	3.10
278	9.9	3.51



(a) OPGW 温升曲线



(b) 地线温升曲线

图 7 OPGW 融冰温升曲线

融冰 15 min 后,OPGW(地线)上的覆冰开始脱落。25 min 后,该区段 OPGW(地线)覆冰全部脱落。整个融冰期间,OTDR 测试数据正常,OPGW 光缆纤芯传输数据正常,热稳定性良好。

3 结 语

在采用绝缘改造的 OPGW 直流融冰研究成果基础上,针对性地分析了 110 kV 雷坝二线 N56 至 N80 重冰段直流融冰回路、绝缘段感应电压与接地方式、地线绝缘子并联间隙选择、绝缘化改造具体方

法。在 2018 年冬季至 2019 年春季覆冰季节期间，已采用该方法对该区段开展直流融冰 4 次，OPGW 光缆（地线）未发生因冰故障。

OPGW（地线）绝缘化改造需差异化进行。今后将开展不同电压等级下单回、同塔双回和交叉跨越线路的 OPGW（地线）感应电压分布规律，明确地线绝缘子并联间隙取值范围，绝缘改造长度、接地方式和导线换位情况对电能损耗影响规律研究，为相关绝缘化改造工程的实施提供依据和参考。

参考文献

[1] 陈秀娟,夏潮,朱海宇,等. 光纤复合架空地线直流融冰绝缘化改造对地线绝缘子与并联放电间隙的电气要求[J]. 高电压技术,2017,43(8):2733-2738.

[2] 110 kV~750 kV 架空输电线路设计规范:GB-50545-2010 [S],2010.

(上接第 25 页)

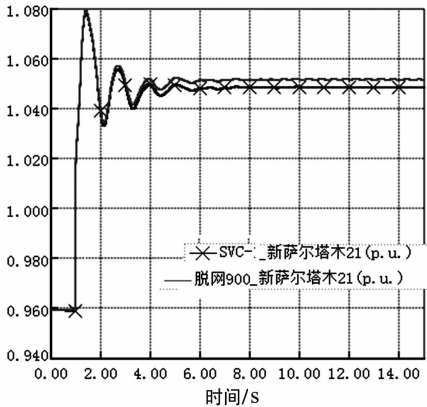


图 13 脱网工况 3 下萨尔塔木变电站 220 kV 母线电压升高的控制效果

站 750 kV 母线电压幅值都有一定程度增加,但相对而言,片区的 220 kV 母线电压增长和波动幅度较 750 kV 大些。

2)当风电区域的脱网容量由 30% 增长至 90% 时,仿真计算得出,变电站 220 kV 母线电压波动的幅度与一次性脱网的风电区域容量成线性关系。当风电脱网 60% 时,220 kV 萨尔塔木变电站 220 kV 母线电压越上限(242 kV);当风电脱网达到 90% 时,750 kV 塔城变电站、220 kV 额尔齐斯变电站、龙湾变电站、和丰变电站、萨尔塔木变电站等 220 kV 母线电压均越上限运行,给电网的安全稳定造成风险。因此,随着末端电网的风电并网规模增大,应控

[3] 孟志高. 光纤复合架空地线(OPGW)直流融冰过程与模型研究[D]. 重庆:重庆大学,2017.

[4] 陈绍辉,孙鹏. 输电线路架空地线直流融冰方法[J]. 云南电力技术,2017,45(5):32-36.

[5] 陈璨. 架空线路 OPGW 融冰技术研究[J]. 南方能源建设,2016,3(2):82-87.

[6] 胡叶舟,余绍峰,张琳,等. 输电线路架空地线融冰特性的研究[J]. 浙江电力,2015,34(9):29-33.

[7] 李丹. 并联间隙地线绝缘子覆冰闪络的仿真分析与实验研究[D]. 株洲:湖南工业大学,2016.

[8] 张福泉. 光纤复合架空地线 OPGW 的施工技术[J]. 电气技术,2013(7):76-78.

作者简介:

邓元实(1985),高级工程师,主要从事架空输电线路抗冰除冰技术工作。

(收稿日期:2019-04-03)

制风电的接入,按照并网标准强化风电的故障穿越能力,增强其抗扰动性。

3)在风电汇集的 220 kV 变电站加装动态无功补偿设备是控制 220 kV 母线电压越线的有效措施。

参考文献

[1] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 北京:中国电力出版社,1995:223-229.

[2] 常喜强,解大,姚秀萍. 新疆阿勒泰地区电网的频率动态过程仿真[J]. 四川电力技术,2008,31(5):35-38.

[3] 张会参,秦艳辉. 基于 SVC 的异步风力发电机并网系统的暂态稳定性研究[J]. 电工电气,2011(2):4-7.

[4] 程旻,吴琛,李玲芳,云南电网主网高周切机方案研究[J]. 云南电力技术,2008,36(1):1-4.

[5] 周川梅,孙斌. 贵州主网及地区电网孤网运行安全稳定措施研究[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(19):29-32.

[6] 李付强,沈卫东,王彬. 大规模风电并网对京津唐电网的影响和对策分析[J]. 电力技术,2009,18(10):44-48.

[7] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 电力系统安全稳定导则[M]. 北京:中国电力出版社,2001.

作者简介:

邓梅(1975),工程师,从事新能源发电工作;
胡仁祥(1987),硕士,从事电网调度运行工作。

(收稿日期:2019-01-19)

基于过程免疫力的动态电压恢复器优化配置

黄 瑞¹,肖先勇¹,陈 振²

(1. 四川大学电气信息学院,四川 成都 610065;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘 要:优质电力园区以最低成本满足用户对电能质量的特殊需求,成为解决电压暂降问题的新途径,已在国内外开展了广泛的试点应用。针对中国优质电力园区规划缺少经济高效的优化配置方法的实际情况,提出了一种基于过程免疫力的动态电压恢复器优化配置方法。基于工业过程电压暂降免疫力,以满足用户用电需求为目标,以治理设备购置费用最低为约束,采用遗传算法对园区供电质量分级制定动态电压恢复器的优化配置方案,实现工业园区电压暂降治理的经济性。对大型精密温控系统的电压暂降治理装置的优化配置方法进行仿真计算,验证了所提方法的有效性与经济性。

关键词:电压暂降治理;过程免疫时间;动态电压恢复器;优化配置;遗传算法

中图分类号:TM71 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0050-06

Optimal Configuration of Dynamic Voltage Restorer Based on Process Immunity

Huang Rui¹, Xiao Xianyong¹, Chen Zhen²

(1. College of Electrical Engineering & Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Premium power park meets the special needs of users for power quality at the lowest cost, and has become a new way to solve the voltage sag problem, which has been widely applied at home and abroad. Aiming at the lack of cost-effective optimization configuration method for premium power park in China, a dynamic voltage restorer optimization configuration method based on process immunity is proposed. To achieve the governance goals for economics and reliability, the genetic algorithm is adopted to optimize the power quality level combining with the process immunity, by the constraints of meeting customers' short-duration voltage variation quality demand and taking the minimum cost of the sag mitigation equipment as the objective. Through the simulation analysis of a precise temperature control system, the proposed configuration scheme is more cost-efficient compared with the traditional one.

Key words: voltage sag mitigation; process immunity time; dynamic voltage restorer; optimal configuration; genetic algorithm

0 引 言

电能以其高效、清洁、适应性强等特点,已逐渐成为当今社会使用最为广泛的二次能源,电力行业也已逐步成为中国经济社会快速发展的基石。现代电力传输已普遍满足了普通用户的用电需求,但在如今高度发达的工业和数字经济时代,以微电子、计算机为主要设备的数字化和信息化技术企业以及基

于电力电子等技术的可再生能源发电系统,对电能质量扰动的敏感度不断上升,工业生产过程对电能质量提出了更高的要求^[1-5]。在众多电能质量问题中,电压暂降已成为最为突出的电能质量问题。

优质电力园区以最低成本满足用户对电能质量的特殊需求,成为了解决电压暂降问题的新途径,已在美国特拉华科技园区^[6]、台南科技园区^[7]、日本仙台科技园区^[8]以及厦门示范区等开展了试点应用。优质电力园区的核心在于应用定制电力设备,

根据用户需求进行分级供电。

目前对定制电力装置在配电网中的优化配置问题多有研究。文献[9]基于遗传算法提出了电压质量调节器的优化配置策略,解决了高渗透分布式发电配电网系统中的电压质量和电流谐波问题。文献[10]应用上下限约束法以及加权移动平均控制法,对混合储能装置容量进行优化配置,实现平滑分布式发电的输出功率和微电网负荷的削峰填谷。文献[11]采用遗传算法对配电网中动态电压恢复器(dynamic voltage restorer, DVR)的容量和位置进行优化,但该方法由于DVR配置台数过多,经济性较差,不适用于优质电力园区。

为最小化定制电力设备优化配置的成本,充分考虑工业过程的电压暂降免疫力,以满足用户用电需求为目标,以治理设备购置费用最低为约束,采用遗传算法对园区供电质量分级,制定定制电力设备的优化配置方案,实现工业园区电压暂降治理的经济性。当前,以超级电容器储能为储能系统的动态电压恢复器是进行电压暂降治理最有效设备,下面以该设备为治理设备,对大型精密温控系统进行仿真计算,验证了所提方法的有效性与经济性。

1 动态电压恢复器

1.1 动态电压恢复器工作原理

DVR是目前最有前途的电压暂降治理设备^[12-13]。它串联于电源与敏感负荷之间,主要有旁路和运行两种工作模式。负荷正常运行时,DVR被旁路,由电源为负荷供电;当系统发生电压暂降时,DVR可以在毫秒级的时间内投入运行,对负荷的供电电压进行有效补偿。DVR主要由滤波电路、逆变电路和能量存储单元3部分构成,如图1所示。滤波电路是实现功率变换必不可少的组成部分。滤波电路类型、安装位置和参数设计对DVR的性能有着非常重要的影响。逆变电路是DVR完成电压补偿功能的核心组成部分,直接影响到DVR系统的整体工作性能。储能系统作为DVR的重要组成部分,是DVR能量的直接来源,主要有两种储能方式:一种是采用专用的储能元件储能;另一种是从系统直接获取能量。储能型DVR的容量可以从几十千伏安到几百兆伏安,常见的储能方式有超导储能、飞轮储能、超级电容器和蓄电池。

由于DVR只在为负荷提供补偿电压时会出现功率消耗,所以工作效率较高,其性能远优于SVC

与DSTATCOM,且较UPQC而言,具有更高的经济效益。综上所述,动态电压恢复器因其良好的动态性能和极高的性价比,已成为了治理电压暂降问题最经济有效的手段。

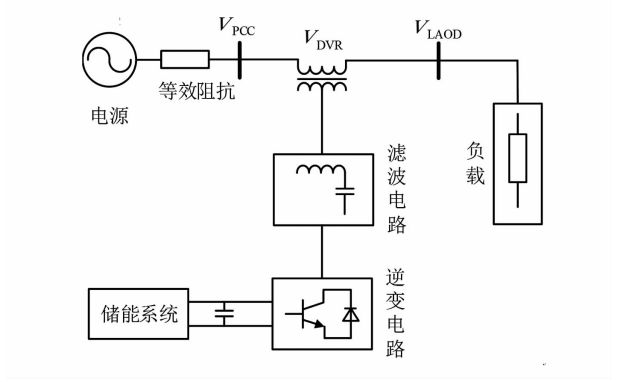


图1 动态电压恢复器的运行原理

1.2 储能系统

储能系统作为DVR的重要组成部分,是DVR能量的直接来源。从能源的供给方式来看,主要有两种形式:一种是采用储能系统为DVR提供补偿负载电压所需的有功功率和无功功率;另一种是无储能系统的DVR,它直接采用不控整流桥,从系统直接获得能量为负载提供无功支撑。由于无储能系统的DVR没有能量来源,在补偿时只能发出无功功率,因此补偿电压与负载电流之间的夹角为 90° ,使得其补偿能力大大降低。因此,实际工程应用中多使用具有储能系统的DVR。

储能系统的响应速度、容量大小、经济造价等方面对DVR有着极其重要的意义^[14]。储能系统的响应速度直接影响了DVR对电压暂降的补偿速度,倘若储能系统响应速度过慢,则可能会造成敏感设备的损坏。储能容量的大小直接关系着DVR的补偿效果,容量越大,DVR抑制电压暂降的能力越强。储能系统的造价随着储能容量和能量的增加而增加,过大的储能容量与能量,会造成不必要的资源浪费。综合上述3个方面,通常用作DVR储能系统的主要有飞轮储能、超级电容器、超导储能和蓄电池,具体参数对比见表1和表2。从技术性和经济性两个指标出发,

表1 常用储存系统参数对比

储能系统	额定功率 /kW	响应时间	功率密度 /(W·kg ⁻¹)
飞轮储能	5~5×10 ³	秒级	5×10 ³
超级电容器	1~100	秒级	10 ⁵ ~10 ⁶
超导储能	10~2×10 ⁴	毫秒级	10 ⁷ ~10 ⁸
蓄电池	1~1×10 ⁴	分钟级	200~315

以超级电容器为储能系统的 DVR 已广泛应用于工程实际中。

表 2 常用储能系统费用比较

储能系统	能量成本 /(美元/kWh)	容量成本 /(美元/kW)
飞轮储能	96	1.2
超级电容器	711	6
超导储能	370 000	59
蓄电池	69	91

2 工业过程免疫力

一个工业过程通常由一组相互协同作业的设备组成。在大型复杂过程中,涉及的或相关的设备数量庞大,元件之间存在着复杂的电气连接或物理连接,无法仅单纯地依靠典型敏感设备的电压暂降免疫力来描述整个工业过程的抗电压暂降扰动的能力。CIRED、CIGRE 和 UIE 联合工作小组 C4.110 结合工业过程结构,分析工业过程中各设备的关键过程参数,提出过程免疫时间 (process immunity time, PIT) 的概念,以刻画工业过程电压暂降免疫力^[15]。过程免疫时间为敏感过程经受给定幅值电压暂降时,过程参数超过极限阈值的时间,如图 2 所示。过程参数是指受生产过程中各子过程设备影响整个过程状态的物理指标,包括水温、油压、阀门流量等,与设备类型有关。图 2 中, P_{nom} 为过程参数额定值; P_{limit} 为过程参数极限阈值; t_1 为暂降发生时刻; Δt 为过程响应延时; t_2 为过程参数越过 P_{limit} 的时刻, PIT 定义为

$$PIT = t_2 - t_1 \tag{1}$$

当暂降时间 $t < \Delta t$, 生产过程正常; 当 $\Delta t < t < PIT$, 生产过程可自动恢复至正常状态; 当 $t > PIT$, 生产过程中断。PIT 越大, 生产过程抵抗电压暂降的能力越强, 免疫力越强。

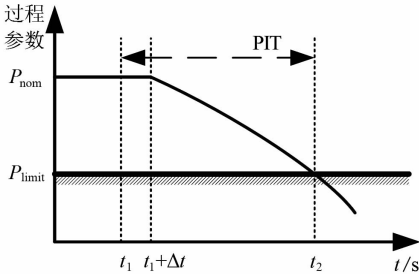


图 2 过程免疫时间曲线

引入过程免疫时间,在对 DVR 储能系统进行配置时,考虑过程自身抵抗电压暂降的能力,减少储能能量,提高 DVR 配置的经济性。

3 DVR 优化配置方法

3.1 DVR 优化配置模型

动态电压补偿器对电压暂降的补偿能力主要取决于补偿容量与储能系统容量,补偿时间取决于储能系统的能量。动态电压补偿器与储能系统的补偿容量决定了对于给定过程所能补偿的电压幅值,而对于较长时间的电压暂降,储能元件所储存的能量很大程度决定了所能补偿的时间。因此,可得动态电压恢复器配置模型为

$$\begin{aligned} \min \text{Cost} &= \sum_{i=1}^{ND} P_{\text{cost}}^i_{\text{DVR容量}} + \sum_{i=1}^{ND} P_{\text{cost}}^i_{\text{储能容量}} + \sum_{i=1}^{ND} S_{\text{cost}}^i_{\text{储能容量}} \\ &= \sum_{i=1}^{ND} (P_{\text{DVR容量}} + p_{\text{储能容量}}) \cdot P_i + \sum_{i=1}^{ND} p_{\text{储能能量}} \cdot S_i \\ &= \sum_{i=1}^{ND} (P_{\text{DVR容量}} + p_{\text{储能容量}}) \cdot P_i + \sum_{i=1}^{ND} p_{\text{储能能量}} \cdot P_i \cdot T \end{aligned} \tag{2}$$

式中:ND 为园区内补偿设备的数量; $P_{\text{cost}}^i_{\text{DVR容量}}$ 为第 i 个 DVR 的容量成本; $P_{\text{cost}}^i_{\text{储能容量}}$ 为第 i 个储能系统的容量成本; $S_{\text{cost}}^i_{\text{储能容量}}$ 为第 i 个储能系统的能量成本; $p_{\text{DVR容量}}$ 为 DVR 单位容量成本; $p_{\text{储能容量}}$ 为储能系统单位容量成本; P_i 为第 i 个补偿设备的容量; $p_{\text{储能能量}}$ 为储能系统单位储能能量成本; S_i 为第 i 个补偿设备的储能能量; T 为补偿时间。

PIT 可描述为工业过程能够抵御电压暂降的时间,是一种过程固有免疫特性,即是说,在园区母线最大电压暂降持续时间为 t 时,仅需对工业过程进行补偿的时间为 $T = t - PIT$,式(2)可改写为

$$\begin{aligned} \min \text{Cost} &= \sum_{i=1}^{ND} (p_{\text{DVR容量}} + p_{\text{储能容量}}) \cdot P_i + \\ &\quad \sum_{i=1}^{ND} p_{\text{储能能量}} \cdot P_i \cdot (t - PIT) \end{aligned} \tag{3}$$

第 i 台 DVR 的单位容量成本是其容量的函数:

$$P_{\text{DVR容量}} = f(P_i) \tag{4}$$

式中, $f(P_i)$ 为 DVR 的单位容量投资成本函数,二者函数关系如图 3。

储能单元的能量成本一方面取决于能量的多少,另一方面也取决于储能系统的类型,几种常见的储能系统的费用如表 2。

根据 DVR 补偿原理,不考虑相角跳变,以补偿短时电压变化后过程端电压大于或等于第 i 级过程的最大短时电能质量需求为约束:

$$U_1^i \geq \max \{ U_{\text{demand}(t)}^i \} \tag{5}$$

$$U_{\text{bus}} + U_{\text{DVR}}^i = U_1^i \tag{6}$$

式中: U_1^i 为第 i 条馈线所接过程端电压; $U_{\text{demand}(t)}^i$ 为第 i 条馈线上第 t 个负荷的最大电能质量需求; U_{bus} 为园区母线电压; U_{DVR}^i 为第 i 台 DVR 的补偿电压。

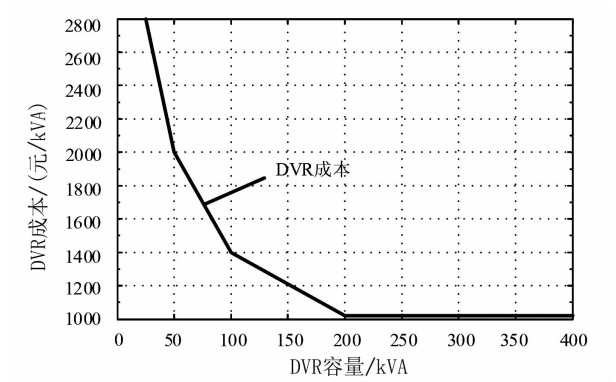


图3 DVR 的单位容量投资成本

需配置 DVR 容量与其输出补偿电压和补偿过程容量相关,可得 DVR 容量约束条件:

$$P_i = \frac{U_{\text{DVR}}^i}{U_{\text{bus}}} \sum_{t=1}^T P_L^t \tag{7}$$

式中: T 为供电质量第 i 级的总负荷数; P_L^t 为供电质量第 i 级中第 t 个负荷的容量。

3.2 遗传算法

遗传算法 (genetic algorithm, GA) 是根据生物界中“物竞天择、适者生存”的生物进化论和遗传学理论而设计的优化算法,它主要模拟了生物进化过程中基因交叉、突变和选择进化等过程作为优化搜索空间的方式,寻求多目标优化问题的全局最优解。简单而言,遗传算法采用群体搜索技术,用种群代表一组解,以适应度作为选择、交叉和变异等一系列遗传操作的准则,通过数次遗传运算,使种群进化到包含近似最优解的状态。简单高效的基因编码方法,合适的适应度函数选择,选择算子、交叉操作和基因突变方法的设计是遗传算法的关键。

以用户供电质量需求为遗传算法的个体,采用二进制编码的方式对用户供电等级进行分级,依据 DVR 配置费用最低的适应度函数,对种群个体作遗传运算,最后得到最优配置方案,遗传算法计算流程如图 4。其中,初始设定的 0.6 交叉概率和 0.01 变异概率。

具体 DVR 优化配置策略如下所示:

- 1) 初始化。输入园区原始数据,包括过程数量、各过程电能质量需求、过程容量、过程免疫时间以及初始化迭代次数 N_g 等。
- 2) 选取合适的编码方式对待求解问题进行编码,在该问题中是采用二进制编码对最优供电质量等级 U_A 和 U_{AA} 进行编码,形成种群 V (初始解集)。其中,为简化计算,令 U_{AAA} 为定值, $U_{AAA} = \max \{ U_1, U_2, U_3 \cdots U_n \}$ 。
- 3) 以约束条件为适应度函数,计算每个个体的适应度 C 。
- 4) 根据个体的适应度进行遗传运算,形成新的种群 $V+1$ 。其中,遗传运算包括了遗传、交叉和变异以及精英保留。
- 5) 判断迭代次数。若 $k < N_g$,则重复步骤 3) 至步骤 5), 否则对最优个体进行解码,输出最优供电质量等级限值电压 U_A 和 U_{AA} 。

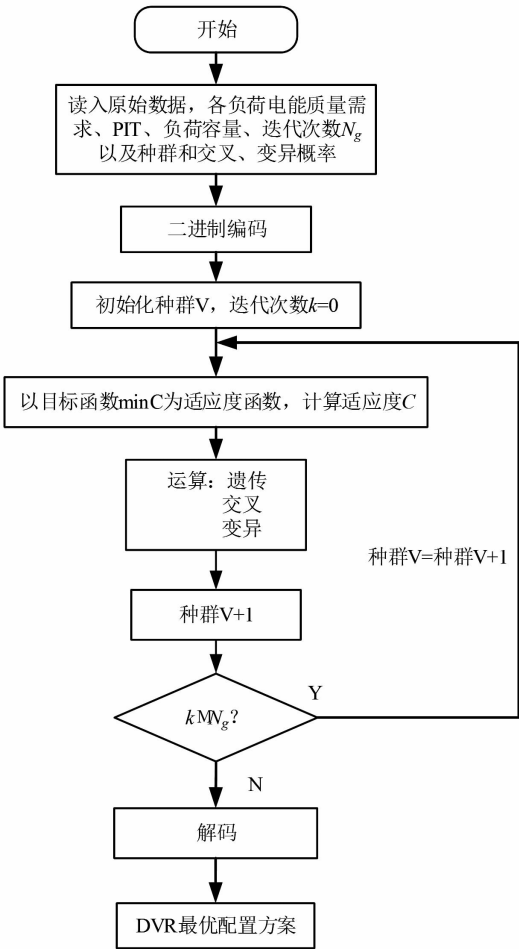


图4 遗传算法计算流程

4 算例分析

以某光学中心的精密温控系统为例,应用所提方法对该精密温控系统进行 DVR 优化配置,实现电压暂降的优化治理。其中,该温控过程由供风段、过滤段、表冷段、加热段、加湿段和送风段等 6 个环节组成,按功能逻辑各环节又可进一步划分为若干子过程(设备)。根据对该精密温控系统的实际调研和测试,其工业环节、工艺过程、容量及 PIT 值如表 3 所示。

表 3 精密温控系统工艺过程

工业环节	工艺过程	PIT /ms	过程容量 /kVA	供电质量 需求/%	过程 编号
供风环节	通风机 (新风)	90	24	65	过程 A
	通风机 (回风)	110	27	65	过程 B
	过程控制系统	130	31.5	85	过程 C
过滤环节	通风机	145	32.4	65	过程 D
	过程控制系统	180	4.5	80	过程 E
表冷环节	压缩机	50	75.6	85	过程 F
	温度传感器	73	9	90	过程 G
加热环节	热处理器	45	150	62	过程 H
	温度传感器	70	9	90	过程 I
加湿环节	蒸发器	102	63	53	过程 J
	湿度传感器	65	12	74	过程 K
送风环节	通风机	30	45	65	过程 L
	过程控制系统	119	6.8	83	过程 M
	过程控制系统	78	5.4	90	过程 N

此外,为了对精密温控系统的电压暂降问题进行更为准确的治理,对系统接入点的电压暂降水平进行统计分析,包括暂降频次、幅值和持续时间等,也是十分必要的。对精密温控系统的 10 kV 母线接入点 2007—2014 年的电压暂降监测记录进行了统计分析,表 4 为接入点处不同幅值区间的电压暂降次数及平均持续时间,表 5 为精密温控系统接入点按年度统计的暂降情况。

由表 4 和表 5 可见,该精密温控系统接入点有较高的电压暂降水平,接入点暂降最低残余电压为

18%,暂降最长持续时间为 1220 ms。为提高电压暂降治理方法的可靠性拟在暂降最严重的情况下对该精密温控系统进行优化配置,即考虑暂降残余电压为 18%,持续时间为 1220 ms 的情况。基于精密温控系统的工艺过程、过程容量、供电质量需求和过程 PIT 值,考虑精密温控系统电压暂降最严重的情况,以补偿后的电压满足用户供电质量需求为目标,以设备购置费用最低为约束,采用遗传算法计算得到园区 DVR 最优配置方案如下:

1)该精密温控系统的供电质量等级分为 2 级,即 A 级和 AA 级,相应地配置 2 台 DVR 与 2 台储能系统。2 台 DVR 补偿容量分别为 160.458 kVA 和 110.736 kVA,DVR 单位容量价格为 1 170.26 元和 1 359.2 元;2 台储能系统的能量分别为 0.053 kWh 和 0.036 kWh,具体的供电质量等级对应的子过程如表 6 所示。

表 4 精密温控系统接入点不同幅值区间的电压暂降次数及平均持续时间

残余电压	暂降次数	平均持续时间/s
85% ~ 90%	124	0.128 1
70% ~ 85%	73	0.177 1
40% ~ 70%	9	0.112 2
10% ~ 40%	2	0.075 0
0% ~ 10%	0	0.000 0

表 5 精密温控系统接入点年度暂降情况统计

年份	暂降 次数	最短持续 时间/ms	最长持续 时间/ms	平均持续 时间/ms	最低残余 电压/%
2007	21	19	1050	287.0	57
2008	36	20	1150	100.0	77
2009	28	9	599	215.3	80
2010	27	9	600	227.1	50
2011	40	9	380	61.4	55
2012	20	9	430	99.6	63
2013	24	19	1220	120.8	77
2014	12	19	80	53.7	18

表 6 供电质量等级划分

供电质量等级	过程	补偿容量/kVA	供电质量 需求/%	储能能量 /kWh	补偿时间/ms
A 级	过程 A、B、D、H、J、L	160.458	≥65	0.053	1190
AA 级	过程 C、E、F、G、I、K、M、N	110.736	≥90	0.036	1170

2)所提出方案的设备购置总费用为 349 620 元,对比传统的配置方式具有更好的经济性,如表 7。

表 7 不同配置方案经济性比较

技术方案	配置总经费 /元	DVR 容量 /kVA	储能能量 /kWh
所提方法	349 620.0	271.194	0.089 0
单台 DVR	378 569.4	356.544	0.117 9
各工艺环节	643 280.2	336.729	0.108 4

3)针对除超级电容器以外的储能方式进行了计算,计算结果如表 8。通过分析计算结果发现,飞轮储能方式具有最高的经济效益,但如表 1 中所示,飞轮储能方式功率密度较低,充放电速度较慢,因此,在费用相差不大的情况下,推荐选择超导电容器作为 DVR 的储能系统。

表 8 不同储能方式经济性比较

储能方式	配置总经费 /元	DVR 费用 /元	储能费用 /元
超级电容器	349 620	338 290.2	11 329.8
飞轮储能	340 530	338 290.2	2 239.8
超导储能	650 000	338 290.2	327 909.8
蓄电池	486 400	338 290.2	165 389.8

算例所采用的遗传算法具有可靠的收敛性,收敛速度如图 5。

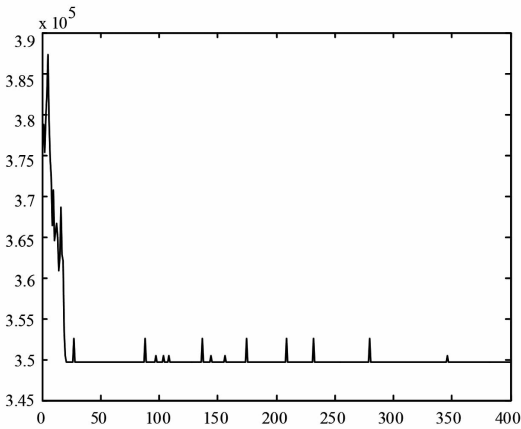


图 5 遗传算法收敛性

5 结 语

前面介绍了一种解决电压暂降问题的新途径——“优质电力园区”,其核心在于应用定制电力设备,根据用户供电质量需求进行分级供电。在传统方法仅粗略将供电等级划分为 A 级、AA 级和 AAA 级的基础上,引入遗传算法以满足用户供电质量需求为目标,同时以暂降治理设备费用最小为约

束,对供电质量等级划分进行优化,实现兼顾经济性和可靠性的暂降治理目标。在实际应用中,采用暂降治理中广泛应用的 DVR 作为治理设备,采用超级电容器作为 DVR 的储能系统,对光学中心的精密温控系统进行电压暂降治理。仿真结果表明,对比仅用单台 DVR 和对子过程分别治理的两种方案,所提出的配置方法更具经济性。最后,从经济性与技术性两方面应证了超级电容器是当前最适合于 DVR 的储能系统。

参考文献

[1] 刘旭娜,肖先勇,汪颖. 电压暂降严重程度及其测度、不确定性评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2014,34(4):644-658.

[2] Yan X,Venkataramanan G,Flannery P S,et al. Evaluation of the Effect of Voltage Sags Due to Grid Balanced and Unbalanced Faults on DFIG Wind Turbines [J]. EPE Journal,2010,20(4):51-61.

[3] Biswas S,Goswami S K,Chatterjee A . Optimum Distributed Generation Placement with Voltage Sag Effect Minimization[J]. Energy Conversion and Management,2012,53(1):163-174.

[4] Victor Flores Mendes,Clodualdo Venicio de Sousa,Selênio Rocha Silva, et al. Modeling and Ride-through Control of Doubly Fed Induction Generators during Symmetrical Voltage Sags [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2011,26(4):1161-1171.

[5] Shareef H,Mohamed A,Marzuki N. Analysis of Personal Computer Ride Through Capability during Voltage Sags [J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(12):1615-1624.

[6] Alexander Domijan,Alejandro Montenegro,Albert J F,et al. Simulation Study of the World’s First Distributed Premium Power Quality Park[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2005,20(2):1483-1492.

[7] Tzong-Yih G,Chiung-Yi H,Ching-Yun L,et al. Power Quality Task Force of Taipower:Experiences & Results on PQ Monitoring and Mitigation[C]. Sixth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management(Asdcom 03), 2003:41-48.

[8] Keiichi Hirose,Takashi Takeda,Seiichi Muroyama. Study on Field Demonstration of Multiple Power Quality Levels System in Sendai[C]. The 28th International Telecommunications Energy Conference(IEEE Cat. NO. 06CH37806), 2006:1-6.

[9] 冯兴田,韦统振,齐智平. 配网中电压质量调节器的优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012,40(8):78-83.

(下转第 71 页)

断路器选相分合闸技术 在扎鲁特换流站中应用实践研究

朱鹏飞, 屈延师, 汤会增, 余开伟

(国网河南省电力公司检修公司, 河南 郑州 450000)

摘要: 论述了断路器选相分合闸技术原理, 总结了采用此原理的 PSD 装置在扎鲁特换流站实践应用。通过对比分析不同型号交流滤波器的三相合位产生时间的离散性, 推论出不同型号的小组交流滤波器对选相合闸装置过零点的影响, 最后通过录波图验证这种推论的正确性, 为其他工程采用该装置提供应用参考。

关键词: 选相合闸; 电压过零; 预击穿

中图分类号: TM561 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2019)03-0056-03

Practice Research on Controlled Switching Technology for Circuit – breakers in Zhazhute Converter Station

Zhu Pengfei, Qu Yanshi, Tang Huizeng, Yu Kaiwei

(State Grid Henan Maintenance Company, Zhengzhou 450000, Henan, China)

Abstract: The theory of controlled switching technology is discussed and the practice results of PSD in Zhazhute converter station are summarized. By analyzing and comparing the discreteness of closing time of circuit – breakers, the influence on zero crossing of phase voltage in different AC filters (ACF) is deduced. Finally, the correctness of deduction is verified by waveform, which can provide application reference for other projects with the proposed device.

Key words: controlled switching; zero crossing of phase voltage; pre – strike

换流站配置的交流滤波器组在合闸瞬间可能会产生数倍于正常工作电流的合闸涌流, 其大小与合闸瞬间的电压相位有关。之前的解决方案之一是在断路器的触头并联一个合闸电阻以限制暂态冲击, 但是在合闸之前先接入电阻再进行合闸, 从设备制造成本及后期维护角度来讲, 存在一定局限性。文献[1-3]均指出了加装合闸电阻的局限性以及取消合闸电阻的可能性。断路器选相分合闸技术(controlled switching, CS)通过一定手段使断路器动、静触头在系统电压波形的指定相角处分合, 使电力设备在对自身和系统冲击最小的情况下投切入电力系统。目前该技术已广泛应用于 110 kV 及以上的滤波器组、电容器组、空载线路、空载变压器、电抗器等, 换流站的小组交流滤波器投入时也普遍采用此技术。

下面论述了 CS 技术原理, 分析 ± 800 kV 扎鲁特换流站换相合闸装置在实践中的应用, 通过对比分析不同型号交流滤波器的三相合位产生时间的离

散性, 推论出不同型号的小组交流滤波器对选相合闸装置过零点的影响, 最后通过录波图验证这种推论的正确性, 为其他工程采用该装置提供应用参考。

1 CS 技术原理

断路器选相分合闸装置通过实时采集断路器带电侧母线 PT 电压, 随机接受来自控制系统的三相合分闸命令, 并在合适的电压处, 经过适当的延时发出分相的分合闸命令。选相分合闸装置根据外部环境参数对断路器机构的动作特性影响进行补偿, 并考虑到现场实际开合过程的燃弧和预击穿特性, 使断路器总能在预定的电气相位进行实际分合, 有效避免随机分合所造成的暂态过电压、过电流, 从而减少对系统、设备的冲击^[4-7]。目前市场采用的成熟装置包括 ABB 的 CAT 系列、Switchsync 系列、西门子的 PSD 系列、国立智能 SID-3YL、南瑞 PCS-

9830 系列等产品。

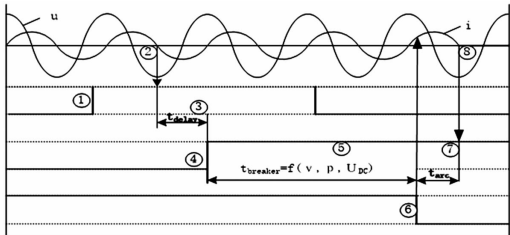


图1 断路器选相合闸过程

图1 是西门子断路器选相分合闸装置 PSD 工作过程示意图^[8]。从图中可以看出:PSD 装置收到控制系统下发的分合闸指令后(对应图中①),通过采样测量断路器所连母线电压,在一定时间内(该时间定义为过零识别时间,大概在 2 个周波内)确定系统电压过零时刻(对应图中②),再经过一定的时间延时(对应图中③,该延时时间长短取决于控制回路电压补偿、环境温度补偿及静止时间补偿,补偿后得出相对精确的开关合闸时间,误差控制在 0.5 ms 范围内)向断路器分合闸线圈下发分合指令(对应图中③),而后实现电压在近似过零点时对应断路器电流流动开始时刻(也即预放电开始电压开始时刻)合闸,此时合闸过程对系统冲击最小。图2 为直接接地系统单相电容器组的原理图,其中 C 为电容器组总电容,L 为负载电感。

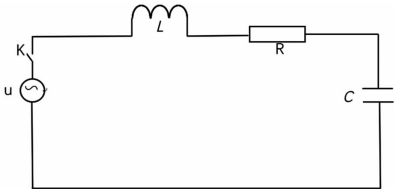


图2 电容器组选相合闸原理

在断路器动触头与静触头接触瞬间,系统中暂态过程的电路方程为

$$L \frac{di_3}{dt} + Ri_3 + \frac{1}{C} \int i_3 dt = U_m \sin (\omega t + \alpha) \quad (1)$$

对式(1)计算微分运算可得:

$$\frac{d^2 i_3}{dt^2} + \frac{R}{L} \frac{di_3}{dt} + \frac{1}{LC} i = \frac{U_m \omega}{L} \cos (\omega t + \alpha) \quad (2)$$

求解式(2),可得

$$i_3 = e^{-\delta t} \left(C_1 \cos \sqrt{\varphi^2 - \delta^2} t + C_2 \sin \sqrt{\varphi^2 - \delta^2} t \right) + A \sin (\omega \delta + \alpha + \varphi) \quad (3)$$

式中:

$$A = \frac{U_m \omega}{L \sqrt{(\varphi^2 - \omega^2)^2 + 4 \omega^2 \delta^2}};$$

$$C_1 = A \sin \varphi; \quad \delta = \frac{R}{2L};$$

$$\varphi = \arctg \frac{2 \omega \delta}{\varphi^2 - \omega^2};$$

$$C_2 = -\frac{\delta}{\sqrt{\delta^2 - \varphi^2}} A \sin \varphi - \frac{(2 \delta^2 + \varphi^2)}{\omega} A \cos (\alpha + \varphi)。$$

同理,当 $U_{c(0+)} = 0$ 时,可得到合闸瞬间的电压。

$$U_c(t) = U_m \left[\sin (\omega t + \alpha) - \sin \alpha \cos \varphi t - \frac{\omega}{\varphi} \cos \alpha \sin \omega t \right] \quad (4)$$

式中: α 为合闸时电源的初相角; U_m 为电源电压峰值。

由 i_3 及 $U_c(t)$ 计算可知,关合电容器组时,合闸涌流幅值与电压初相角有关,当在 $\alpha = 0$ 附近进行预放电,将会减小其暂态过程,合闸涌流也会大幅度减小,能够有效降低合闸涌流对设备及电力系统的影响。

下面对其他两相合闸过程进行分析。图3 是向直接接地的电容器组合闸充电过程示意图。

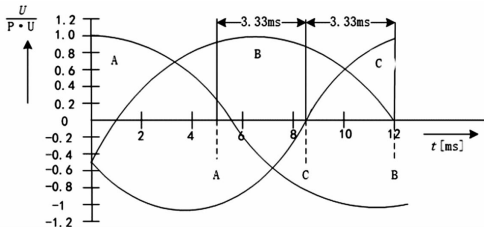


图3 直接接地电容器组选相合闸

从图中可以看出,电容器组直接接地系统合闸过零点选择相对简单:开关 A 相过零点后,C 相过零点时刻与 A 相相差 $T/6$ (即 3.33 ms);B 相过零点时刻与 A 相相差 $T/3$ (即 6.66 ms)。而在实际应用过程中,B 相、C 相过零点的选择不仅仅与 A 相的相位有关,同时和负载性质、负载接线方式等相关。容性负载合闸选择电压过零点,感性负载选择电流过零点,变压器合闸还需考虑剩磁的影响;当电容器组不接地时 A 相合闸后,C 相合闸时需考虑到 A 相电压的影响,其零点选择理论上在 A、C 相电压叠加和为 0 处,B 相零点选择在 A、B、C 相电压叠加和为 0 处,所需要的时间间隔相较而言会更长。图4 是容性负载在不接地系统合闸示意图。

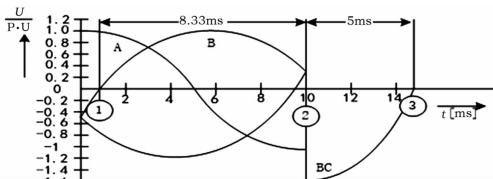


图4 不接地电容器组选相合闸

从图4中可以看出:B相过零点合闸后,C相合闸在B、C相电压叠加过零处,A相合闸在三相电压叠加过零处。

在换流站配置的交流滤波器组接线更为复杂,电容器组往往串联电抗器、电阻等负载来滤除谐波,合闸过零点的选择相对更为复杂。

2 PSD 在实践中的应用

±800 kV 特高压扎鲁特换流站配备了20组小组滤波器,共4种型号,包括SC、HP24/36、HP3、BP11/13,合闸时均采用PSD合闸同期装置,其接线如图5至图8所示。

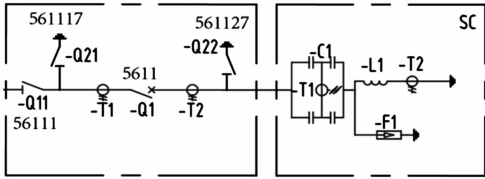


图5 SC主接线

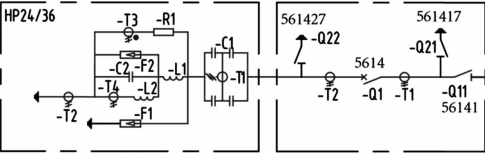


图6 HP24/36主接线

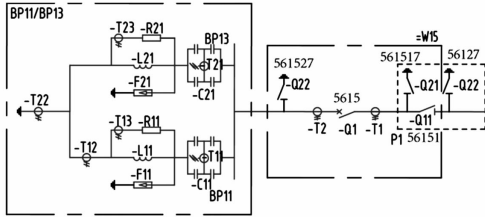


图7 BP11/13主接线

查看断路器合闸时的故障录波,扎鲁特换流站交流滤波器场断路器合闸次序均按照A相→C相→B相的次序进行,对其中3种接线方式下断路器三相合位产生间隔时间进行统计,如表1所示。表中,以A相产生合位的时刻为0时刻,分别统计10次C相与A相时间间隔 T_{C-A} 、B相与C相时间间隔 T_{B-C} 。

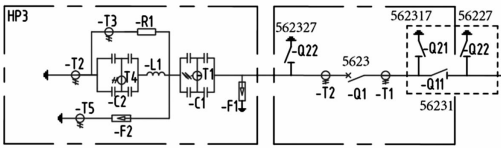


图8 HP3主接线

表1 断路器三相合位产生时间间隔统计 单位:ms

次数	HP3		BP11/13		HP24/36	
	T_{C-A}	T_{B-C}	T_{C-A}	T_{B-C}	T_{C-A}	T_{B-C}
1	4.2	1.3	4.4	5.5	3.0	3.0
2	3.9	0.5	3.9	5.8	2.6	2.5
3	4.7	1.0	4.1	4.4	1.9	2.3
4	3.7	0.7	4.7	5.6	1.7	2.3
5	4.5	0.4	3.4	5.3	2.1	2.0
6	2.9	1.4	3.9	6.3	2.3	1.9
7	4.2	1.3	4.7	5.6	2.0	3.2
8	4.7	1.2	4.9	4.9	1.7	2.8
9	4.1	1.1	4.6	4.1	1.8	2.5
10	4.1	1.3	4.4	6.2	2.2	2.6
均值	4.10	1.02	4.30	5.37	2.13	2.51

按照PSD装置说明书,在电容器组直接接地系统中:C相滞后于A相的合闸时间为3.33 ms(角度相差60°),B相滞后于C相3.33 ms(角度相差60°)。排除断路器不同相合位产生时刻的干扰因素,从表1中10次统计数据的平均值可以看出:不同接线方式下PSD选相合闸装置计算电压过零点以及选相合闸时间有一定差异。为验证此结论,查看了全部调试期间PSD装置内开关合闸录波,截图如图9所示。

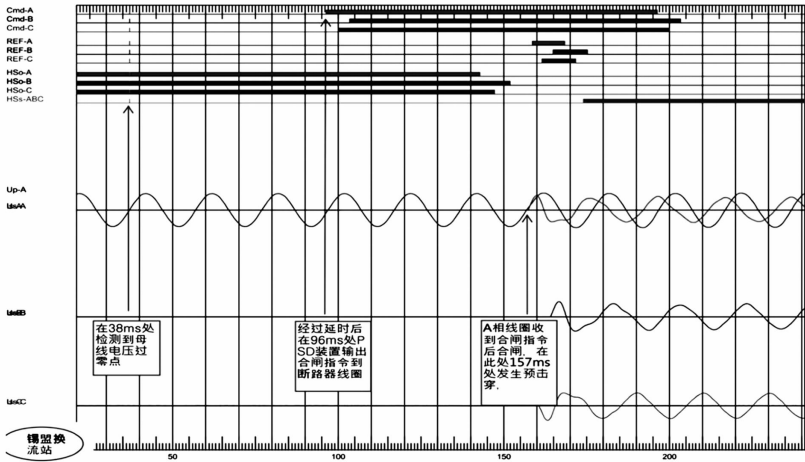


图9 选相合闸过程录波

(下转第79页)

水轮发电机中性点接地装置选型分析

何 伟,刘云平,罗永刚,黄智欣,陈玉红
(东方电气集团东方电机有限公司,四川 德阳 618000)

摘 要:水轮发电机中性点接地装置选型需要考虑定子接地故障电流、故障点暂态过电压和位移电压等。针对某水电站中性点装置的两种接地装置,定量分析对比参数调节对接地点故障电流、故障电流中阻性与容性成分的比值以及中性点位移电压放大系数等关键参数的影响。通过对比得出:案例中高阻抗变压器方案仅能在中性点位移电压较小时,以放大位移电压为代价来降低接地故障电流,调节效果是单向的;而并联电抗方案的参数调节是双向的,相比高阻抗变压器方案其现场调节的灵活性更好。

关键词:水轮发电机;中性点装置;并联电抗;高阻抗;故障电流;位移电压;暂态过电压

中图分类号:TM312 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0059-05

Analysis on Type Selection of Hydro – generator Neutral Grounding Device

He Wei, Liu Yunping, Luo Yonggang, Huang Zhixin, Chen Yuhong
(Dongfang Electric Machinery Co., Ltd., Deyang 618000, Sichuan, China)

Abstract:In order to control the grounding current, transient overvoltage and displacement voltage, the neutral grounding device is needed in hydropower station. The fault current in grounding point, the reactance and impedance proportion in fault current, the amplification factor of displacement voltage of neutral point between grounding devices with high impedance and shunt reactance in a hydropower station are compared. The calculations are as follows: in this case, the high impedance scheme can reduce the fault current at the low displacement voltage, but it increases the displacement voltage too, and the adjustment is unidirectional, while the adjustment of shunt reactance scheme is bidirectional, which has better flexibility in the site adjustment.

Key words:hydro – generator; neutral grounding device; shunt reactance; high impedance; fault current; displacement voltage; transient overvoltage

0 引 言

大型水轮发电机均设有中性点接地装置,其主要目的:一是降低定子线圈一点接地故障下的接地故障电流,防止造成定子铁心的大面积损坏;二是限制故障点暂态过电压和传递过电压,避免损坏绝缘。根据相关研究结果,要求接地故障电流的阻性分量大于等于容性分量,以保证接地暂态过电压小于2.6倍的相电势^[1]。中性点接地装置选型时,一般按该2个电流分量相等进行参数计算。

近年来,随着水轮发电机容量不断增加,电压和回路电容也不断增大,导致电机电容电流过大,必须

依靠中性点接地装置提供感性电流予以补偿以降低接地点故障电流^[2]。而部分机组的运行数据和相关的研究表明,中性点接地装置提供补偿感性电流之后,会导致正常运行时电机中性点位移电压出现放大趋势,放大倍数约等于电容电流与期望的接地点故障电流的比值。虽然中性点位移电压产生的根源是电机三相回路电容的不平衡,但是追求过小的接地点故障电流会加剧中性点位移电压放大现象,导致产生较大的中性点位移电压,甚至超过10%相电势的标准允许值。

1 中性点接地装置主要参数计算

1)某大型水轮发电机的参数

发电机额定电压 $U_N = 24\text{ kV}$;
发电机单相对地电容 $C_g = 3.53\text{ }\mu\text{F}$;
接地点故障电流 $I_k = 25\text{ A}$ 。

2) 参数计算

发电机电容电流为

$$\dot{I}_{cf} = j\sqrt{3}U_N\omega C = j\ 55.3\text{ A}\tag{1}$$

接地点故障电流为

$$\dot{I}_k = \frac{25}{\sqrt{2}} + j\frac{25}{\sqrt{2}} = 17.7 + j17.7\text{ A}\tag{2}$$

中性点接地装置一次侧电流为

$$\dot{I}_{n1} = \dot{I}_k - \dot{I}_{cf} = 17.7 - j37.6\text{ A}\tag{3}$$

$$I_{n1} = \sqrt{17.7^2 + 37.6^2} = 41.58\text{ A}\tag{4}$$

等效至一次侧的中性点接地装置阻抗为

$$\dot{R}_{n1} = \frac{U_N/\sqrt{3}}{\dot{I}_{n1}} = 141.6 + j301.6\text{ }\Omega\tag{5}$$

接地变压器容量为

$$S \geq \frac{U_N \cdot I_{n1}}{4.7} = 212.3\text{ kVA}\tag{6}$$

接地变压器容量取值为

$$S = 225\text{ kVA}\tag{7}$$

从上面计算式可以看出,只要发电机基本参数和接地故障电流确定,中性点接地装置等效至一次侧的参数就已经确定了。不同型式的装置,其参数选择的区别在于二次侧电压(或接地变压器变比)的选取以及二次侧回路阻抗的实现方式。

2 中性点接地方案

应用于大型水轮发电机的中性点接地方案主要有两种:高阻抗变压器方案和并联电抗方案^[1-3]。

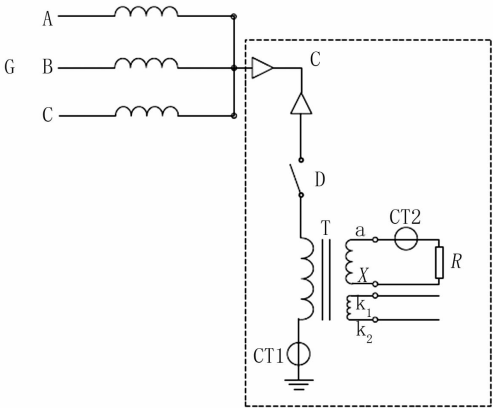
1) 高阻抗变压器方案

高阻抗变压器方案接线原理如图 1 所示,中性点经二次侧带负载电阻的接地变压器接地。当发电机发生单相接地故障时,在定子绕组一点接地继电保护的配合下瞬时切除故障,防止定子铁心受损坏。中性点接地装置包括连接电缆、隔离开关、接地变压器、负载电阻、电流互感器、柜体、相关附件以及所有必需的内部连接等。中性点装置的电阻由变压器自身电阻和外接串联电阻组成,而电抗由高阻抗变压器自身提供。

2) 并联电抗方案

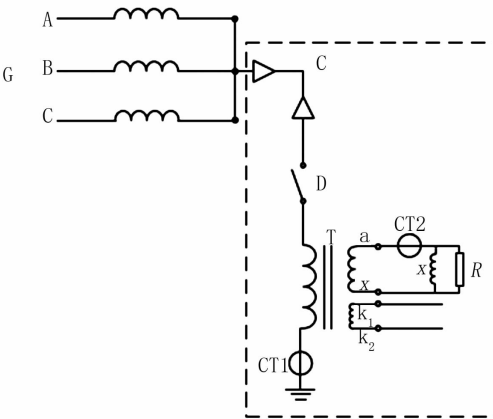
并联电抗方案接线原理如图 2 所示。中性点经

二次侧带负载电阻和并联电抗的接地变压器接地,当发电机发生单相接地故障时,保证在定子绕组一点接地继电保护的配合下瞬时切除故障,防止定子铁心受损坏。中性点接地装置包括连接电缆、隔离开关、接地变压器、负载电阻、并联电抗、电流互感器、柜体、相关附件、所有必需的内部连接等。接地变压器提供部分电阻和电抗,外接的电阻和电抗并联回路提供剩余部分。



G - 发电机;C - 单芯电缆;D - 隔离开关;T - 接地变压器;CT1、CT2 - 电流互感器;R - 负载电阻

图 1 高阻抗变压器方案



G - 发电机;C - 单芯电缆;D - 隔离开关;T - 接地变压器;CT1、CT2 - 电流互感器;R - 负载电阻;X - 并联电抗

图 2 并联阻抗变压器方案

3 两种方案接地变压器和二次侧元件参数

两种方案接地变压器和二次侧元件参数及计算见表 1。

由表 1 数据可以看出,两种方案的接地装置均能计算得到合适的参数配置,而且等效至一次侧的参数完全一致。

表 1 两种方案接地变压器和二次侧参数对比

参 数	计算方法	并联电抗 方案	高阻抗 变压器方案
二次侧电压 U_2/V		500	1000
变比 K	$U_N/\sqrt{3}U_2$	27.71	13.86
二次侧阻抗 $\dot{R}_{n2}/\Omega$	$\dot{R}_{n1}/K^2$	$0.184 + \text{j}0.393$	$0.737 + \text{j}1.57$
变压器容量 S/kVA		225	225
负载损耗 P/W	按经验	3400	3400
变压器电阻 电压百分比 $R_1/\%$	P/S	1.51	1.51
变压器电阻 R_1/Ω	$P/(S/\sqrt{3}U_2)^2$	0.05	0.201
变压器电抗 电压百分比 $X_1/\%$		3.7 (按标准 3% ~ 5%)	$11.78X_1(S/\sqrt{3}U_2)^2/S$
变压器电抗 X_1/Ω		$0.123X_1\%S$ $/(S/\sqrt{3}U_2)^2$	$1.57(\dot{R}_{n2}\text{的虚部})$
变压器阻抗 电压百分比 $/Z_1\%$	$\sqrt{R_1\%^2 + X_1\%^2}$	4	11.88
变压器阻抗 $\dot{Z}_1/\Omega$	$R_1 + \text{j}X_1$	$0.05 + \text{j}0.123$	$0.201 + \text{j}1.57$
外接阻抗 Z_{ad}/Ω	$\dot{R}_{n2} - \dot{Z}_1$	$0.134 + \text{j}0.27$	0.536
外接电阻 R_{ad}/Ω		0.675	0.536
并联电抗 X_{ad}/Ω		0.336	
并联电抗电感 值 L_{ad}/mH		1.07	

4 两种方案参数调节对短路电流和中性点偏移的影响分析

中性点接地装置参数调节的需求主要基于两点：

1) 回路电容、装置参数计算值与实际运行值可能存在差异,需要根据实际运行情况对参数进行调整。

2) 如果运行过程中发生了较为严重的中性点位移现象,可以通过调节装置参数,降低位移电压放

大倍数,在一定程度上降低中性点位移电压;反之,如果中性点位移电压控制效果很好,可以通过调整装置参数进一步减小接地故障电流。

中性点装置参数调节需要保证：

1) 接地故障电流中的阻性分量大于等于容性分量；

2) 接地故障电流不超过 25 A。

中性点装置接入后,中性点位移电压放大系数计算公式为

$$K = \frac{|\dot{U}_{0N}|}{|\dot{U}_{0N}|} = \frac{|\text{j}\omega C_\Sigma|}{|\text{j}\omega C_\Sigma + \dot{Y}_{n1}|}$$

(8)

式中: C_Σ 为三相回路对地总电容; $\dot{Y}_{n1}$ 为等效至一次侧的中性点接地装置导纳,其值按变比 K 的平方与等效至二次侧的导纳 $\dot{Y}_{n2}$ 成正比。

下面按照 $\pm 15\%$ 的调节范围,对两种方案参数调节对接地点故障电流、故障电流中阻性与容性成分的比值以及中性点位移电压放大系数等关键参数的影响进行定量分析对比。

4.1 高阻抗变压器方案参数调节

高阻抗变压器方案参数调节的计算结果见表 2。

表 2 高阻抗变压器方案参数调节计算

外接电阻 调节比例/%	接地故障 /A	故障电流阻性 与容性分量比值	位移电压 放大系数
85	23.01	1.012	2.403
90	23.67	1.010	2.336
95	24.32	1.007	2.273
100	25.00	1.000	2.214
105	25.61	0.997	2.159
110	26.23	0.991	2.108
115	26.85	0.984	2.060

从表 2 数据可以看出,由于受故障电流中阻性与容性分量比值的限制,高阻抗变压器方案二次侧外接电阻仅能朝偏小值调节。调节结果使位移电压放大系数增加和接地故障电流减小。也就是说,高阻抗变压器方案仅能实现在中性点位移电压较小时,以放大位移电压为代价从而降低接地故障电流。而当中性点位移电压较大时,并不能通过参数调节达到降低位移电压的目的,其调节效果是单向的。

4.2 并联电抗方案参数调节

并联电抗方案在不同外接电阻和并联电感参数调节下,计算得到的接地故障电流值见表 3,故障电

流中阻性与容性分量的比值见表 4,位移电压放大系数见表 5。

表 3 中,灰色底纹区域表示接地故障电流满足不大于 25 A 的参数调节范围,加粗字体区域对应表 4 中可选但接地故障电流大于 25 A 的参数调节范围。

由表 4 可以得知,由于受故障电流阻性与容性分量比值的限制,外接电阻和并联电感的调节范围仅能在表 4 中的灰色底纹区域选取。

将表 3 和表 4 的参数选择区域整合到表 5,并结合位移电压放大系数结果,可以得出以下结论:

1) 当中性点位移电压较大时,可以通过选择

表 5 中字体加粗区域的参数配置,以减小中性点位移电压,但代价是接地故障电流会超过 25 A。中性点位移电压最大可减少 13%,此时接地故障电流增大至 28.6 A。

2) 当中性点位移电压较小时,可以通过选择表 5 灰色底纹区域的参数配置,以提高中性点位移电压为代价,减小接地故障电流。接地故障电流最小可调节至 20.8 A,此时中性点位移电压增大至 19.8%。

因此,并联电抗方案的参数调节是双向的,相比高阻抗变压器方案其现场调节的灵活性更好。

需要说明的是,上述计算仅是针对调节比例在

表 3 不同参数下接地故障电流计算结果(并联电抗方案)

外接电阻 调节比例/%	并联电感不同调节比例下故障电流/A										
	85%	88%	91%	94%	97%	100%	103%	106%	109%	112%	115%
85	23.64	24.22	24.80	25.37	25.94	26.50	27.04	27.58	28.1	28.61	29.10
88	23.27	23.85	24.44	25.02	25.59	26.15	26.7	27.24	27.76	28.27	28.77
91	22.92	23.61	24.1	24.68	25.26	25.82	26.38	26.92	27.45	27.96	28.47
94	22.59	23.19	23.78	24.37	24.95	25.51	26.07	26.62	27.15	27.67	28.18
97	22.29	22.88	23.48	24.07	24.65	25.23	25.79	26.34	26.88	27.4	27.92
100	22.00	22.60	23.20	23.79	24.38	24.96	25.53	26.08	26.62	27.15	27.66
103	21.72	22.33	22.93	23.53	24.12	24.71	25.28	25.83	26.38	26.91	27.43
106	21.47	22.07	22.68	23.29	23.88	24.47	25.04	25.6	26.15	26.69	27.21
109	21.22	21.83	22.45	23.05	23.65	24.24	24.82	25.38	25.94	26.47	27.00
112	20.99	21.61	22.22	22.83	23.44	24.03	24.61	25.18	25.73	26.28	26.8
115	20.77	21.39	22.01	22.63	23.23	23.83	24.41	24.98	25.54	26.09	26.62

表 4 不同参数下故障电流中阻性和容性分量比值(并联电抗方案)

外接电阻 调节比例/%	并联电感不同调节比例下阻性和容性分量比值										
	85%	88%	91%	94%	97%	100%	103%	106%	109%	112%	115%
85	1.49	1.39	1.32	1.25	1.19	1.14	1.1	1.06	1.03	1.00	0.97
88	1.45	1.36	1.28	1.21	1.16	1.11	1.07	1.03	1.00	0.97	0.94
91	1.42	1.32	1.25	1.18	1.13	1.08	1.04	1.00	0.97	0.94	0.92
94	1.39	1.29	1.22	1.15	1.1	1.05	1.01	0.98	0.95	0.92	0.89
97	1.36	1.27	1.19	1.13	1.07	1.03	0.99	0.95	0.92	0.89	0.87
100	1.33	1.24	1.16	1.1	1.05	1.00	0.97	0.93	0.90	0.87	0.85
103	1.30	1.21	1.14	1.08	1.03	0.98	0.94	0.91	0.88	0.85	0.83
106	1.28	1.19	1.12	1.06	1.01	0.96	0.92	0.89	0.86	0.83	0.81
109	1.25	1.17	1.1	1.04	0.99	0.94	0.90	0.89	0.84	0.82	0.79
112	1.23	1.15	1.08	1.02	0.97	0.92	0.89	0.85	0.82	0.80	0.78
115	1.21	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.87	0.84	0.81	0.78	0.76

表 5 不同参数下位移电压放大系数(并联电抗方案)

外接电阻 调节比例/%	并联电感不同调节比例下位移电压放大系数										
	85%	88%	91%	94%	97%	100%	103%	106%	109%	112%	115%
85	2.34	2.28	2.23	2.18	2.13	2.09	2.04	2.01	1.97	1.93	1.90
88	2.38	2.32	2.26	2.21	2.16	2.11	2.07	2.03	1.99	1.96	1.92
91	2.41	2.35	2.29	2.24	2.19	2.14	2.10	2.05	2.01	1.98	1.94
94	2.45	2.38	2.33	2.27	2.22	2.17	2.12	2.08	2.04	2.00	1.96
97	2.48	2.42	2.35	2.30	2.24	2.19	2.14	2.10	2.06	2.02	1.98
100	2.51	2.45	2.38	2.32	2.27	2.22	2.17	2.12	2.08	2.04	2.00
103	2.55	2.48	2.41	2.35	2.29	2.24	2.19	2.14	2.10	2.05	2.02
106	2.58	2.5	2.44	2.37	2.32	2.26	2.21	2.16	2.11	2.07	2.03
109	2.61	2.53	2.46	2.4	2.34	2.28	2.23	2.18	2.13	2.09	2.05
112	2.63	2.56	2.49	2.42	2.36	2.30	2.25	2.20	2.15	2.10	2.06
115	2.66	2.58	2.51	2.44	2.38	2.32	2.26	2.21	2.16	2.12	2.08

±15% 范围内电阻和电感参数调节的趋势计算,因受限于元件制造难度,电阻和电感实际的可调节范围和抽头数量并不会按表中计算点设计,调度幅度有限。

从上面计算结果可以看出,当发生严重的中性点电压位移时,通过调节中性点接地装置的参数以期望减少中性点位移电压的幅度是有限的,只能作为一种辅助措施。根本的措施还是需要对三相回路电容平衡性进行严格限制,或者在回路适当位置通过电容调节来改善三相回路电容的平衡性。

5 结 语

两种接地方案均能计算得到合适的参数配置,而且等效至一次侧的参数完全一致。

案例中,高阻抗变压器方案仅能实现在中性点位移电压较小时,以放大位移电压为代价来降低接地故障电流。而当中性点位移电压较大时,并不能通过参数调节实现降低位移电压的目的,其调节效

果是单向的。而并联电抗方案的参数调节是双向的,相比高阻抗变压器方案其现场调节的灵活性更好。具体的案例需要具体分析,所提分析方法有助于其他机组的中性点装置选型。

参考文献

[1] 沈兵,关鹤,刘祖高. 大型水轮发电机中性点接地变压器二次侧电阻并联电抗器的探讨[J]. 电工技术,2018(5):139-140.

[2] 乔照威,李洪超. 发电机中性点接地装置阻抗参数设计[J]. 上海大中型电机,2016(2):16-18.

[3] 张琦雪,曾祥君,徐金,等. 大型发电机中性点组合型接地方式的分析与探讨[J]. 电力自动化装置,2018,38(11):217-221.

作者简介:

何 伟(1985),工程师,主要从事水轮发电机设计工作;
刘云平(1986),工程师,主要从事水轮发电机和智慧产品设计工作;
罗永刚(1979),高级工程师,主要从事水轮发电机设计工作。

(收稿日期:2019-02-13)



欢迎订阅
《四川电力技术》

一起由接地工艺引起的 220 kV 高压电缆故障分析

刘凤莲¹,朱 军¹,卢金奎²,曾 宏¹,吴 驰¹,张涵轶³,杜 颢³

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;

2. 国网四川省电力公司,四川 成都 610041;3. 国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:以某 220 kV 高压电缆线路故障为例,分析了电缆的放电通道和施工工艺等问题,最后对电缆接头的接地工艺进行了探讨。对故障的电缆进行解体后,发现电缆接头的铜壳与铝护套间的焊接工艺不规范,接头两侧的焊点处存在接触面积不足、虚焊、脱焊等现象。由于电缆铜壳未能与铝护套有效连接,导致铝护套与铜壳在运行中长期存在异常放电。此外,这种接地情况导致本该从铜壳流走的电流,会从绝缘预制件外表面缠绕的薄铜网中流过,并在接触电阻较大的铝护套断口附近引起发热。长期发热会逐渐灼伤电缆本体,并最终引起绝缘击穿故障。

关键词:高压电缆;接地工艺;铝护套;故障分析

中图分类号:TM854 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0064-04

Fault Analysis of a 220 kV High – voltage Cable Caused by Grounding Technique

Liu Fenglian¹, Zhu Jun¹, Lu Jinkui², Zeng Hong¹, Wu Chi¹, Zhang Hanyi³, Du Hao³

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;

3. State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Taking insulation breakdown of a 220 kV high – voltage cable for example, the discharge channel, installation procedure and so on are analyzed to find out the main reason of cable fault, and the grounding technique of high – voltage cable is discussed too. After dismantling the broken – down cable joint, it is found that welding technology between copper shell and aluminum sheath is not standard, and there are some phenomena such as false welding, welding off, and inadequate contact area in welding points at the two sides of cable joints. This connection between copper shell and aluminum sheath is not effective, and the abnormal discharge exists for a long time in the running. Besides, the current which is designed to flow through the copper shell, would flow through copper mesh from the outside of insulating prefabricated part, which would lead to abnormal heating at the edge of aluminum sheath where the contact resistance is larger. The long – term heating would burn the cable, and cause insulation breakdown finally.

Key words:high – voltage cable; grounding technique; aluminum sheath; fault analysis

0 引 言

高压电力电缆在城市地下电网、发电厂、变电站等场所应用广泛,但随着新建电缆工程的快速扩张,高压电缆线路故障频发,严重影响了电网的安全可靠运行^[1-7]。据不完全统计,电缆附件现场施工工艺不符合施工要求是导致高压电缆线路故障的主要原因。

高压电缆附件安装过程中,主绝缘的预处理、应力锥安装、接地与密封是 3 个关键环节。长期以来,供电企业、监理单位等技术监督单位的人员都将关注力度放在电缆主绝缘的预处理、应力锥安装上,而忽视了电缆接地系统的工艺处理,导致近年来因接地工艺缺陷引起的电缆故障频发^[8-10]。

根据 DL/T 342-2010《额定电压 66 kV ~ 220 kV 交联聚乙烯绝缘电力电缆接头安装规程》^[11]、DL/T 344-2010《额定电压 66 kV ~ 220 kV 交联聚乙烯绝

缘电力电缆户外终端安装规程》^[12], 电缆中间接头或户外终端的尾管与金属套进行接地连接时可采用封铅方式或采用接地线焊接等方式, 密封可采用封铅方式或采用环氧混合物/玻璃丝带等方式。

目前四川地区常采用封铅方式作为高压电缆附件的接地与密封, 部分线路采用了接地线焊接、环氧混合物/玻璃丝带密封的接地工艺。封铅或接地焊接的主要作用是使电缆附件的铜壳或尾管与电缆铝护套间实现电气连接; 封铅或环氧混合物/玻璃丝带主要起到密封防水作用。若接地、密封工艺不良, 附件就会在运行过程中逐渐进水受潮或在感应电压作用下引起异常放电, 进而引起电缆绝缘击穿故障。

由于电缆及附件的绝缘设计裕度较大, 而有效检测方法少, 尤其是对处于低电场区域的接地系统, 若安装工艺存在缺陷, 通常难以通过回路电阻、耐压等常规试验项目发现。此类高压电缆附件若运行于城市电网的重要干线中, 将严重威胁着电网的安全稳定。下面以某 220 kV 高压电缆线路故障为例, 重点剖析了电缆线路的接地工艺, 以期对高压电缆的安装、管理提供借鉴参考。

1 某 220 kV 高压电缆故障的基本情况

2018 年 7 月, 220 kV 甲线故障跳闸, 为 C 相单相接地故障。故障跳闸前, 甲线负荷为 448.6 A, 载流量控制值为 2252 A, 负荷占比为 19.9%。故障发生前, 电缆线路两侧变电站内的设备均运行正常, 线路无分合闸操作。

220 kV 甲线是两座 220 kV 变电站间的联络线, 为混合线路, 线路全长 29 km。其中, 架空线路 15.8 km; 电缆长度 13.7 km, 电缆段的敷设方式为隧道, 电缆型号为 YJLW02 - Z - 127/220 kV - 1 × 2500 mm², 线路含中间接头共 27 组、GIS 终端 1 组、户外终端 1 组。线路的接地由 9 个完整的交叉互联单元构成, 其中站内 GIS 终端, 3 号、6 号、9 号、12 号、15 号、18 号、21 号、24 号中间接头以及户外终端为直接接地方式, 其余电缆接头为保护接地方式, 故障位置在 9 号接头附近。接地系统连接情况如图 1 所示。

甲线自 2013 年 12 月投运后, 运维单位按照 Q/GDW 1512 - 2014《电力电缆及通道运维规程》的相关要求, 定期开展了巡视维护工作, 并于 2014 年

10—12 月对甲线开展了高频局部放电检测, 检测中未发现异常放电信号。发生故障的电缆接头高频局放信号如图 2 所示。

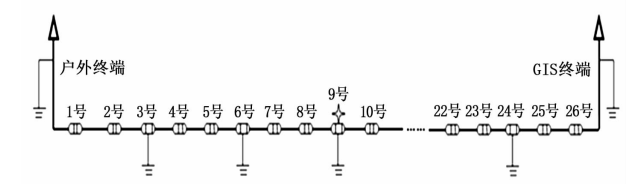


图 1 220 kV 甲线接地系统连接情况

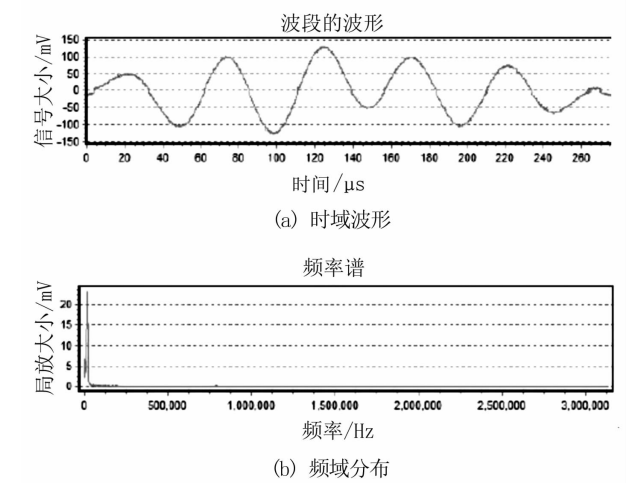


图 2 故障接头的局部检测信号

此外, 甲线无过负荷运行记录, 2018 年的最高负荷约 500 A, 远低于其额定负荷电流。

2 故障电缆接头的解体分析

甲线的故障位置位于电缆端部接地铜壳附近, 其余部分外护套完好。去掉故障接头两端外层的防水胶、绕包带材后, 可见击穿点附近的电缆焊接情况如图 3 所示, 非击穿侧的电缆焊接情况如图 4 所示。两侧电缆均采用局部焊接的方式连接铝护套和铜壳, 焊接面积较小, 击穿点附近的电缆焊接部分已翘起, 与铝护套无电气连接, 但故障后已难以判断这是在运行中形成, 还是由故障发生引起。



图 3 击穿点附近的电缆焊接情况



图4 非击穿侧的电缆焊接情况

非击穿侧的电缆焊接面积也较小,在靠近铝护套侧焊接明显不牢,焊接点下方的铝护套表面及周围区域呈黑色。焊接点与铝护套接触不紧密,焊料下方有黑色填充胶;焊料与其下方的铝护套之间存在黑色物质隔离,焊接处疑似有放电产生,如图5所示。此外,接地编组线未按工艺要求以每处5根、至少两处的方式与波纹铝护套紧密焊接,也未按工艺要求用4组镀锡软铜线捆扎。



图5 铝护套表面及周围区域呈黑色

去掉绝缘预制件外层的铜壳、绕包带材后,可见电缆故障击穿点位于绝缘预制件的外部、铝护套断口端部的下方,位置距绝缘预制件端部约180 mm处,击穿孔约25 mm×25 mm,击穿通道从电缆线芯直接击穿交联聚乙烯主绝缘后,到达接地的铝护套,烧损电缆端部的绕包带材及外护套。

拆除电缆铝护套后,发现电缆本体表面的绝缘屏蔽层上有明显的波纹铝护套压痕,剖开绝缘屏蔽层后,可见铝护套下方的电缆本体内部已被灼伤,主绝缘颜色已变为棕色。击穿点附近一侧的电缆本体约在距电缆端部约360~560 mm的区段内已变色,非击穿侧的电缆本体约在距电缆端部约370~480 mm的区段内已变色,发热最严重的位置约在铝护套断口附

近,如图7、图8所示。



图6 故障击穿点位置



图7 击穿点附近的电缆本体表面情况



图8 非击穿侧的电缆本体表面情况

此外,接头覆盖范围内的电缆本体颜色略黄,而其他区域电缆本体为乳白色,初步判断为附件产品硫化或带材渗透所致。

3 电缆故障主要原因分析

220 kV 甲线的故障电缆接头,击穿路径清晰,击穿通道从电缆线芯,直接击穿交联聚乙烯主绝缘后,到达接地的铝护套,烧损电缆端部的绕包带材及外护套,击穿通道如图9所示。

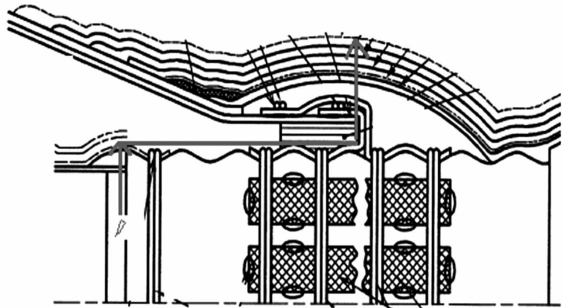


图9 电缆端部击穿通道

根据解体分析情况,认为此次电缆故障的直接原因是由于电缆端部的铝护套附近发热,引起铝护套下方区段内的交联聚乙烯主绝缘受损,并最终引起绝缘击穿。

经分析,认为引起电缆接头端部铝护套附近发热的原因:电缆接头的铜壳与铝护套间的焊接工艺不规范,接头两侧的焊点处存在接触面积不足、虚焊、脱焊现象。击穿侧铜壳与铝护套间的焊接已脱离,使铝护套和铜壳失去了等电位连接点。未击穿侧铜壳与铝护套间的焊接点存在接触面积不足、虚焊现象。在铜壳未与铝护套有效连接的情况下,铝护套上会存在一定的感应电压,与接地的铜壳间长期发生放电现象。此外,由于接地工艺缺陷,本该从铜壳流走的接地环流、电容电流,会从绝缘预制件外表面缠绕的薄铜网中流过,而在两侧铝护套与铜网连接的断口附近接触电阻较大,导致发热最严重,灼伤电缆本体。

在该故障案例中,接地线焊接工艺不良是主要问题,未见因密封不良引起的受潮、进水情况。但综合考虑到四川盆地地下水位较高、雨水丰沛的地域特征,高压电缆通道在夏季经常被淹没,当采用环氧混合物/玻璃丝带密封的方式时,其防水密封性要差于采用封铅密封方式。但采用封铅方式,对接地工艺的技术要求更高:一般要求封铅应与电缆金属套和电缆附件的金属套管紧密连接,封铅致密性应良好,不应有杂质和气泡,且厚度不应小于12 mm;封铅时不应损伤电缆绝缘,应掌握好加热温度,封铅操作时间应尽量缩短;圆周方向的封铅厚度应均匀,外形应光滑对称。这就对施工安装和技术监督人员提出新的关注点,需要制定方案或开发新的检测手段,及时发现或避免高压电缆附件安装时因接地工艺执行不到位而引起的虚焊、脱焊等情况。

4 结 论

1)根据解体情况分析,认为此次电缆故障的主要原因是由于电缆端部的铝护套附近发热,引起铝护套下方区段内的交联聚乙烯主绝缘受损,并最终在运行中引起绝缘击穿。

2)电缆接头的铜壳与铝护套间的焊接工艺不规范,接头两侧的焊点处存在接触面积不足、虚焊、脱焊的现象。在铜壳未与铝护套有效连接的情况下,铝护套上会存在一定的感应电压,并与接地的铜壳间发生异常放电。由于铜壳与铝护套间的接地失效,导致本该从铜壳流走的电流,会从绝缘预制件外表面缠绕的薄铜网中流过,并在接触电阻较大的铝

护套断口附近引起发热,并灼伤电缆本体。

3)在新建工程中,应对运行在通道湿度较大或可能浸水环境中的电缆接头,采用全封铅方式进行接地与密封处理,以防止潮气进入电缆内部引起电化学腐蚀或绝缘劣化。

4)高压电缆附件的施工安装、运行维护及技术监督人员应重视附件的接地工艺问题,制定专项整改方案或开发新的检测手段,及时发现或避免高压电缆附件安装时因接地工艺执行不到位而引起的虚焊、脱焊等情况。

参考文献

- [1] 边航,王金锋,杨大渭,等.一种容易被误判的XLPE电缆附件故障机理[J].电线电缆,2016(6):30-32.
- [2] 杨代勇,刘俊博,张益云,等.66 kV电缆中间头击穿故障诊断及电场仿真分析[J].吉林电力,2016,44(5):45-47.
- [3] 姜芸,闵红,罗俊华,等.220 kV电缆接头半导电尖端缺陷的局部放电试验[J].高电压技术,2010,36(11):2657-2661.
- [4] 何泽斌,熊俊,王晓兵,等.一起220 kV交联聚乙烯电缆中间接头故障原因分析及运行建议[J].广东电力,2011,24(4):87-89.
- [5] 黄顺涛.一起电力隧道中220 kV电缆接头爆炸机理的研究及应对措施[J].企业技术开发,2015,34(36):82-85.
- [6] 申积良,罗俊华,汤美云,等.110 kV电缆终端头爆炸事故分析[J].高电压技术,2005,31(11):74-75.
- [7] 段建家,陈细玉,韦文榜,等.110 kV电缆接头故障分析及试验研究[J].湖南电力,2017,37(1):63-65.
- [8] 吴明祥,毛琳明.一起220 kV电缆终端击穿故障原因分析[J].浙江电力,2012,31(9):10-12.
- [9] 胡泉伟,王荣亮,何金,等.一起XLPE电缆中间接头故障解体分析实例[J].电力与能源,2018,39(2):282-285.
- [10] 庞锴,董曼玲.一起110 kV电缆终端铝套击穿故障及原因分析[J].河南电力,2016(5):12-15.
- [11] 额定电压66 kV~220 kV交联聚乙烯绝缘电力电缆接头安装规程:DL/T 342-2010[S].北京:中国电力出版社,2011.
- [12] 额定电压66 kV~220 kV交联聚乙烯绝缘电力电缆户外终端安装规程:DL/T 344-2010[S].北京:中国电力出版社,2011.

作者简介:

刘凤莲(1986),高级工程师,主要从事电力电缆的绝缘性能检测、状态评估、故障分析等工作。

(收稿日期:2019-02-13)

一起 110 kV 变压器短路承受能力试验不合格的分析及整改措施研究

谢 茜, 刘 睿, 张宗喜, 蒋 伟, 龙震泽, 冯 运, 白 欢
(国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘 要: 变压器是电力系统中的重要设备之一, 变压器承受短路的能力对电网的安全稳定运行有重要的作用。对一起 110 kV 变压器短路承受能力试验不合格进行分析, 通过对该变压器短路前后试验数据的对比, 结合变压器解体情况, 从设计、材质、工艺 3 个方面分析事件发生的原因, 并提出针对性的整改措施。

关键词: 变压器; 抗短路能力; 整改措施; 屈服强度

中图分类号: TM41 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2019)03-0068-04

Analysis on an Unqualified Test for Short – Circuit Withstand Ability of 110 kV Transformers and Its Rectification Measures

Xie Qian, Liu Rui, Zhang Zongxi, Jiang Wei, Long Zhenze, Feng Yun, Bai Huan
(State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Transformer is one of the important equipment in power system. The ability of transformer to withstand short circuit plays an important role in the safe and stable operation of power grid. An unqualified test for short – circuit withstand ability of a 110 kV transformer is analyzed. By comparing the test data before and after the short circuit of transformer, the causes of the accident are analyzed from the aspects of design, material and process combined with the disintegration of the transformer. And the targeted rectification measures are proposed at last.

Key words: transformer; ability to withstand short circuit; rectification measures; yield strength

0 引 言

变压器是电力系统中的重要设备之一, 其安全稳定运行对电网的稳定性及供电的可靠性有直接影响。根据近 10 年国家电网公司变压器故障统计数据, 变压器外部短路是引起变压器故障的首要原因, 占比约 35.7%。

2018 年以来, 国网四川省电力公司加大对 110 kV 变压器的抽检力度, 重点抽检项目为主变压器“短路承受能力试验”。该试验的目的是考核变压器在遭遇外部短路时, 其承受过电流作用下的动、热效应的能力, 是对变压器设计制造工艺的综合考核^[1]。该试验是变压器最为严苛的考核性试验。

下面以某 110 kV 变压器短路能力抽检不合格事件为例, 通过计算及试验, 找出该变压器不合格的主

要原因。同时, 结合该变压器现有结构、材质及工艺, 对其抗短路能力提升提出有针对性的措施和建议。

1 试验概况

2018 年 8 月 10 日至 15 日, 某第三方检验中心对某 110 kV 新建输变电工程主变压器进行第三方抗短路能力抽检试验。该台变压器额定容量为 50 MVA, 额定电压为 $110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ kV, 额定电流为 262.4/749.8/2749 A, 型号为 SSZ11-50000/110, 变压器出厂时间为 2017 年 11 月。

此次短路试验采用 GB 1094.5-2008《电力变压器第 5 部分: 承受短路的能力》推荐的试验方法, 采用单相电源进行主变压器短路承受能力试验^[2], 试验电压采用 1.5 倍相电压。该变压器为三绕组变压器, 高压侧及中压侧均带分接开关, 一

般情况下将进行高对中、高对低及中对低 3 种情况的短路试验。由于在实际运行中,中压侧无电源,即不存在中对低短路的可能,因此,只对该变压器进行高对低和高对中短路试验。

此次短路承受能力试验首先进行高对中试验。根据 GB 1094. 5 – 2008 规定,在各相进行高对中短路试验时,中压侧处于额定挡,分别在高压侧 1、9b、17 这 3 个分接位置各进行 1 次试验^[2]。完成 A 相高对中 3 次试验后,在对变压器进行 B 相高对中第 3 次试验时,监视到波形出现异常。中压侧对称短路电流明显变小,为 6200 A。随后测量变压器短路阻抗时,发现 B 相电抗出现严重偏差,变化达 8.2%,见表 1。

表 1 短路承受能力试验前后高压 – 中压(9b 挡)电抗值				
相别	初始值 /Ω	试验 次数	试验后测量值 /Ω	偏差 /%
A	24.090	1	24.169	0.33
		2	24.212	0.51
		3	24.197	0.44
B	24.743	1	24.680	-0.25
		2	24.891	0.6
		3	26.773	8.2

按照 GB 1094. 5 – 2008 中规定每次短路试验后,变压器每相电抗值与原始值之差应不大于 2%。据此,第三方检验中心判定该台变压器未通过此次短路试验。

2 试验检查

针对该变压器短路试验不合格情况,复测该变压器直流电阻、变比、电容量及油色谱。试验结果表明,变压器油色谱、绕组直流电阻、绕组电压比测试数据合格。但高、中对低及地的电容量偏差达到 10.79%,高对中低及地的电容量偏差为 -3.64%,超过 GB 50150 – 2016《电气装置安装 工程电气设备交接试验标准》中规定的 3% 偏差注意值^[3]。具体数据见表 2 及表 3。

表 2 试验前后变压器油中溶解气体色谱分析				
单位:μL/L				
组分	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄
试验前	0.53	1.97	52.37	0.12
试验后	0.65	2.03	54.89	0.14
组分	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	总烃
试验前	0	0	0	0.12
试验后	0	0	0	0.12

表 3 变压器短路承受能力试验后变压器绕组电容量测试数据				
测量部位	施加电压 /kV	短路试验后 电容量/pF	短路试验前 电容量/pF	初值差 /%
高压 – 中压、 低压及地	10	10 850	11 260	-3.64
中压 – 高压、 低压及地	10	19 250	18 230	5.6
低压 – 高压、 中压及地	10	20 540	19 060	7.76
高压、中压、 低压 – 地	10	14 090	14 060	0.21
高压、中压 – 低压及地	10	14 480	13 070	10.79

从复测数据来看,该变压器短路试验后油色谱无明显变化,高对中电容量及阻抗值增大。因此,初步判断该变压器在高对中 B 相第 3 次短路冲击后其内部绕组出现一定程度变形,结构件出现位移或松动。

3 变压器解体情况

为查明该变压器短路承受能力不合格原因,对该主变压器进行返厂解体检查。短路试验开始前,已在变压器各相绝缘压板及绕组上进行画线标记处理。吊罩后,发现变压器 A、B 相画线均发生偏移,C

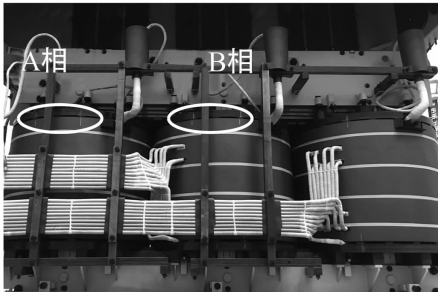


图 1 变压器画线位移情况

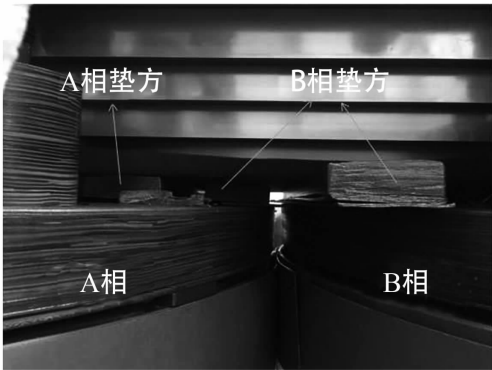


图 2 变压器垫方位移情况

相画线未见明显偏移,见图 1。同时,发现该变压器

A相及B相垫方位移严重,且B相绝缘压板破损,见图2及图3。



图3 变压器B相绝缘压板破损情况

对该变压器各相进行拔圈检查,发现A、C两相所有线圈和B相(高压、低压、调压)线圈均未见异常,但B相中压线圈出现轴向变形及辐向内收,该线圈内侧未见鼓包,见图4及图5。



图4 变压器B相中压线圈轴向变形情况



图5 变压器B相中压线圈辐向内收情况

4 原因分析

从变压器绕组短路冲击后变形的状况来分析,

该变压器B相中压线圈在短路电动力的作用下,既有辐向变形,又有轴向变形。线圈在电动力的作用下发生辐向内收,同时由于变压器轴向压紧力不足,导致线圈轴向也发生变形。

变压器抗短路能力主要与变压器3个方面的因素相关,即设计、材质及工艺^[4]。设计方面主要包括变压器结构设计以及对材质参数的选择,可以通过理论计算来校核其是否满足GB 1094.5-2008的相关要求。电磁线是影响变压器短路承受能力主要材质之一,电磁线的机械强度是最重要的考核指标。变压器的工艺由厂家控制且无相关的校核方法,因此工艺控制是否满足抗短路能力要求一般无法进行计算校核。

在设计方面,对变压器B相中压线圈屈服强度进行理论计算校核。根据GB 1094.5-2008的要求,计算得到当B相中压线圈在承受短路冲击时,最大非对称电流第1峰值为17 810.54 A^[2]。根据绕组匝数、绕组高度、绕组平均直径等中压绕组相关参数,计算可得:绕组平均环形压缩应力 σ_c 为84.13 N/mm²;导线幅向弯曲应力 σ_b 为55.16 N/mm²。该变压器中压线圈电磁线验证应力 $R_{p0.2}$ 设计值为200~220 N/mm², $0.6R_{p0.2}$ 为120 N/mm²,大于绕组平均环形压缩应力 σ_c ;其 $0.9R_{p0.2}$ 为180 N/mm²,大于导线幅向弯曲应力 σ_b 。根据GB 1094.5-2008^[2]的要求,理论上该电磁线满足抗短路的要求。

在材质方面,将变压器中压线圈电磁线送往3家不同机构分别做了材质检测。拉伸试验结果见表4。从拉伸试验结果看,中压线圈电磁线的屈服强度在159.22~178.03 N/mm²之间,平均值为171.03 N/mm²,不满足设计值的要求。

表4 中压线圈电磁线屈服强度检测结果

机构	屈服强度/(N·mm ⁻²)			
	第1根	第2根	第3根	平均值
A	170.6	191.7	171.8	178.03
B	154.49	166.60	156.58	159.22
C	170.60	183.97	172.91	175.83

在工艺方面,结合现场解体情况进行分析。从现场吊心情况看,变压器轴向变形发生在夹件与压板之间的垫方边缘。短路冲击时,垫方在力的作用下松动移位,导致绕组轴向压紧不足而发生变形,说明厂家在部分压紧结构件的工艺上存在缺陷。此外,厂家在加装垫方时,加装顺序为B相→A相→C相,

在完成边相的加装后没有对中相再次紧固,会使中相发生松动。最后,厂家在安装夹件拉杆时,为减小铁心窗尺寸,在压板上开槽宽 30 mm、深 20 mm,这种开槽结构降低了压板的机械强度。

综上所述,该台 110 kV 变压器短路承受能力抽检不合格,是厂家在产品工艺控制及工艺设计上存在问题以及电磁线屈服强度不满足设计值要求导致变压器安全裕度降低等因素综合作用的结果。

5 整改措施

根据上述原因分析,对该 110 kV 变压器制定了整改措施,增加其轴向及幅向抗短路能力。

一是增加轴向抗短路能力的措施:

- 1) 中压硬纸筒厚度由 3 mm 提升至 5 mm;
- 2) 整体套装时低压与中压套装后距离减小 1 mm;
- 3) 增加内撑条数量;
- 4) 提高中压线圈电磁线屈服强度,设计采用 $R_{p0.2}$ 为 250 N/mm² 的半硬自粘换位导线。

二是增加辐向抗短路能力的措施:

- 1) 减小压板开槽的尺寸,将压板开槽宽 30 mm 深 20 mm 更改为宽 25 mm、深 10 mm;
- 2) 更改压紧工序工艺,按照 B 相→A 相→C 相→B 相的顺序,在 C 相压紧完毕后,再次对 B 相进行压紧;
- 3) 垫方增加限位及薄弱区域加强压紧结构;
- 4) 在线圈整体套装时,用压敏纸进行检测,保证内外线圈的高度一致。

2018 年 12 月,整改后的变压器在原第三方检

验中心按照原试验方案再次进行短路承受能力试验,试验通过。

6 结 语

变压器短路承受能力是变压器最重要的性能之一,抗短路能力不足会严重影响电网的供电可靠性。变压器短路承受能力是变压器综合性能的体现,每台变压器抗短路能力不足的原因都不尽相同,需要厂家设计可靠并严把产品质量控制关口,以确保设备安全可靠运行。

参考文献

- [1] 胡启凡. 变压器试验技术[M]. 北京:中国电力出版社,2010.
- [2] 全国变压器标准技术委员会. 电力变压器 第 5 部分: 承受短路的能力:GB 1094. 5 - 2008[S]. 北京:中国标准出版社,2008.
- [3] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 电气装置安装工程电气设备交接试验标准:GB 50150 - 2016[S]. 北京:中国计划出版社,2016.
- [4] 谢毓城. 电力变压器手册[M]. 北京:机械工业出版社,2014.
- [5] G. B. Kumbhar, S. V. Kulkarni. Analysis of Short - circuit Performance of Split - winding Transformer Using Coupled Field - circuit Approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(2): 936 - 943.

作者简介:

谢 茜(1990), 博士, 工程师, 主要从事变压器类设备状态评价、故障分析及新技术研究。

(收稿日期:2019 - 02 - 13)

(上接第 55 页)

- [10] 刘舒,李正力,王翼,等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78 - 84.
- [11] 盛晓光,韦统振,马明,等. 配电网中多台动态电压恢复器的优化配置研究[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2991 - 2996.
- [12] Masoud Shahabadini, Hossein Iman - Eini. Improving the Performance of Cascaded H - bridge - based Interline Dynamic Voltage Restorer[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(3): 1160 - 1167.
- [13] Parag Kanjiya, Bhim Singh, Ambrish Chandra, et al. "SRF Theory Revisited" to Control Self - supported Dynamic Voltage Restorer (DVR) for Unbalanced and Non-

linear Loads[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2013, 49(5): 2330 - 2340.

- [14] 范永宇. 动态电压恢复器的直流储能系统关键技术研究[D]. 武汉:华中科技大学,2011.
- [15] 郑颖,刘旭娜,刘阳,等. 基于过程免疫时间和可接受后果状态的优质园区供电质量等级划分[J]. 电网技术, 2014, 38(1): 211 - 216.

作者简介:

黄 瑞(1994), 硕士研究生, 从事电压暂降相关研究;
肖先勇(1968), 博士, 教授, 博士生导师, 从事不确定性理论在电力系统的应用、电能质量、智能电网等的教学和科研;
陈 振(1991), 博士, 主要从事电力系统数据科学研究。

(收稿日期:2019 - 04 - 07)

正确接线情况下三相三线电能表 负电流现象原因分析

宋钰钰,王点晴,李生建,覃明吉,沈学峰,刘义华,唐 科
(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:针对用电采集系统中正确接线的三相三线电能表负电流现象展开分析,利用计量原理和相量图从功率因数的角度做出了规律总结,并结合负荷性质和现场工作情况验证了该一般性结论。
关键词:三相三线电能表;负电流;功率因数
中图分类号:TM933 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2019)03-0072-03

Cause Analysis on Negative Current of Three – phase Three – wire Electric Energy Meter under Correct Wiring

Song Yuyu, Wang Dianjing, Li Shengjian, Qin Mingji, Shen Xuefeng, Liu Yihua, Tang Ke
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610300, Sichuan, China)

Abstract: Aiming at the negative current phenomenon of three – phase three – wire electric energy meter correctly connected in electricity information acquisition system, the measurement principle and the phasor diagram are used to summarize the laws from the perspective of power factor, and the general conclusion is verified by the nature of the load and the field work.
Key words: three – phase three – wire electric energy meter; negative current; power factor

0 引 言

电能计量是电力生产、营销以及电网安全运行的重要环节。电能计量的准确与否将影响电能贸易结算的公平、公正,关系到电力企业、广大电力客户和老百姓的经济利益。电力用户用电信息采集系统是对日常计量采集运维工作进行异常监测、消缺反馈的重要途径。

异常计量模块电流失流数据中常会出现电能表负电流现象,在排除了装表人员接线错误或电能表故障的情况,也就是说现场接线正确、表计准确计量的时候,电能表负电流现象一般由负荷性质导致。

下面将通过“两表法”计量基本原理和相量图,从功率因数的角度分析出正确接线情况下三相三线电能表出现负电流的原因。

1 两表法计量基本原理及接线相量图

图1是三相三线电能表接线示意图,电能表内

部由两只单相功率电能表组成,分别称作第一元件、第二元件。第一元件的流入电流为 I_a ,两端的电压为 U_{ab} ;第二元件的流入电流为 I_c ,两端的电压为 U_{cb} ,则两功率元件的功率表达式为

$$P_I = U_{ab} I_a \cos < \dot{U}_{ab}, \dot{I}_a > \tag{1}$$

$$P_{II} = U_{cb} I_c \cos < \dot{U}_{cb}, \dot{I}_c > \tag{2}$$

另一方面,三相三线电能表的功率表达式为

$$\begin{aligned} P &= \dot{U}_a \dot{I}_a + \dot{U}_b \dot{I}_b + \dot{U}_c \dot{I}_c = \dot{U}_a \dot{I}_a + \dot{U}_b (-\dot{I}_a - \dot{I}_c) + \dot{U}_c \dot{I}_c \\ &= U_{ab} I_a \cos < \dot{U}_{ab}, \dot{I}_a > + U_{cb} I_c \cos < \dot{U}_{cb}, \dot{I}_c > \\ &= P_I + P_{II} \end{aligned} \tag{3}$$

这就是两表法计量的基本原理,可以看到第一元件与第二元件的功率正负取决于线电压和对应相电流之间夹角的余弦值。需要注意的是,单一元件的功率正负仅仅是数学表达,并不具备物理意义。两元件的功率之和才能反映三相三线电能表的总功率。

图2是与图1对应的接线向量图, φ_a 、 φ_c 为A、C相的功率因数角,即对应相电流滞后相电压的角度。考虑到一般专变客户负荷为阻感性, $\cos\varphi_a$ 、

$\cos\varphi_c$ 的值约为 $0.8 \sim 0.9$ 。此时式(3)可以简化为

$$P = U_{ab}I_a \cos(30^\circ + \varphi_a) + U_{cb}I_c \cos(30^\circ - \varphi_c)$$

(4)

式中: $(30^\circ + \varphi_a)$ 为第一元件的功率夹角; $(30^\circ - \varphi_c)$ 为第二元件的功率夹角。

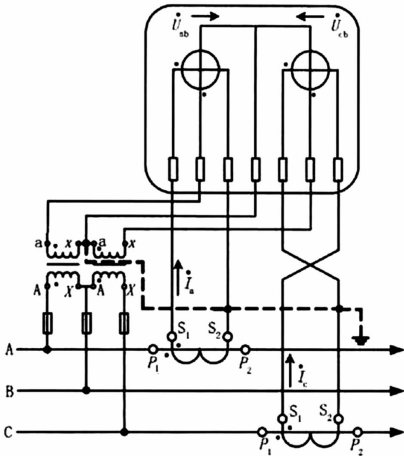


图1 三相三线电能表接线

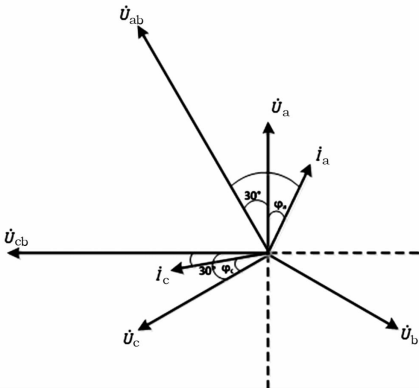


图2 典型三相三线电能表电压-电流向量

2 负电流现象及原因解释

根据 DL/T 645 - 2007《多功能电能表通信协议》,标准的三相三线制智能电表在正确接线情况下会由于负载的性质产生负电流。三相智能电表显示的某相电流的正负取决于该相电流与对应电压的功率夹角,也就是说负电流是电能表功率元件反映负功率的直接表现。当 $(30^\circ + \varphi_a)$ 或 $(30^\circ - \varphi_c)$ 大于 90° 时,该相功率即为负功率,在电能表上显示的为负电流。考虑到符合现实中的一般情况以及用户无功补偿装置投切过程中的极端情况,认为负荷为阻感性(含纯电感)或阻容性负载(含纯电容)。

2.1 A相负电流

图3为A相负电流的向量图。如图所示,当A

相功率因数较低的时候, $\varphi_a \in (60^\circ, 90^\circ)$, 第一元件的功率夹角 $(\varphi_a + 30^\circ) \in (90^\circ, 120^\circ)$, 此时A相为负功率,电能表显示A相电流为负。

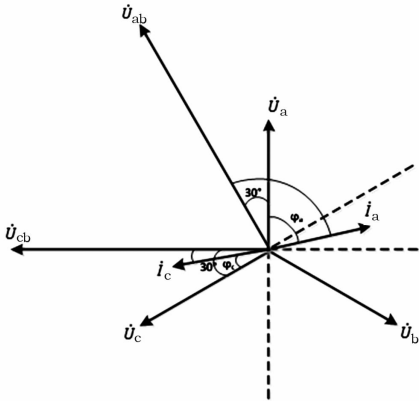


图3 A相负电流向量

2.2 C相负电流

图4为C相负电流的向量图,如图所示,当C相过补偿、负荷为容性且电流相位超前电压时,第二元件的功率夹角 $(30^\circ - \varphi_c) \in (90^\circ, 120^\circ)$, 此时C相为负功率,电能表显示C相电流为负。

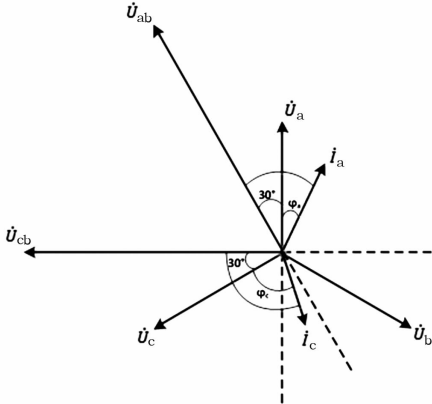


图4 C相负电流向量

在工作现场,专变客户普遍在总配电柜处对设备采取集中式无功补偿方案,以满足功率因数达到国家规定的标准值,故在正确接线的情况下,A、C相电流不会同时出现负值。当A相出现负电流时,一般是由于负荷功率因数偏低,且客户未投入无功补偿导致;C相出现负电流一般是由于过补偿导致。关于这两种情况的研判,还可通过电费发票中的力调电费项加之辅助判断。

3 实例验证

实例1:某食品加工企业变压器容量为400 kVA,

采用高供高计计量方式、三相三线电能表计量, 电流互感器变比为 30/5, 电压互感器变比为 10 000/100。表计 A 相出现负电流, 通过用电信息采集系统召测电能表数据如表 1 所示, 图 5 是一天内该表计的电流变化曲线图。

通过营销业务系统查看该户发票, 发现每月力调电费均为正, 判定该用户每月功率因数均未达到考核值, 同时经现场勘查, 该用户未装设无功补偿装置。故电能表 A 相出现负电流的原因是由于该用户功率因数偏低导致。

实例 2: 某建材制造公司变压器容量为 315 kVA, 采用高供高计计量方式、三相三线电能表计量, 电流互感器变比为 20/5, 电压互感器变比为 10 000/100。表计 C 相出现负电流, 通过用电信息采集系统召测该电能表数据如表 2 所示, 图 6 是一天内该表计的三相电流变化曲线图。

通过营销业务系统查看该户发票, 发现每月力调电费均为负, 判定该用户每月功率因数超过考核值, 予以奖励。同时经现场调查了解, 该用户凌晨仅有部分生产保安负荷, 变压器几乎空载运行, 且该用户集中式无功补偿装置自动投切装置故障, 只能转换至手动投切。该用户全天候投入无功补偿装置, 故判断电能表 C 相出现负电流的原因是轻负荷下电容过补偿导致的电流负值。

4 结 语

三相三线电能表在正常接线的情况下, 表计显示或者用电采集系统会出现负电流。具体来说, A 相电流为负是因为功率因数过低、无功补偿不足导致, C 相电流为负是因为无功补偿装置过补偿造成的。对于此类现象, 采集运维人员要利用用电信息

表 1 实例 1 用电信息采集系统随机采集数据 - A 相负电流

数据日期	电压/V			电流/A			有功功率/kW				功率因数			
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相	总	A 相	B 相	C 相	总	A 相	B 相	C 相
2019-01-08 00:00:00	102.7	0	102.8	0.129	0	0.163	0.010 8	-0.002 1	0	0.013 4	0.458	-0.127	0	0.874

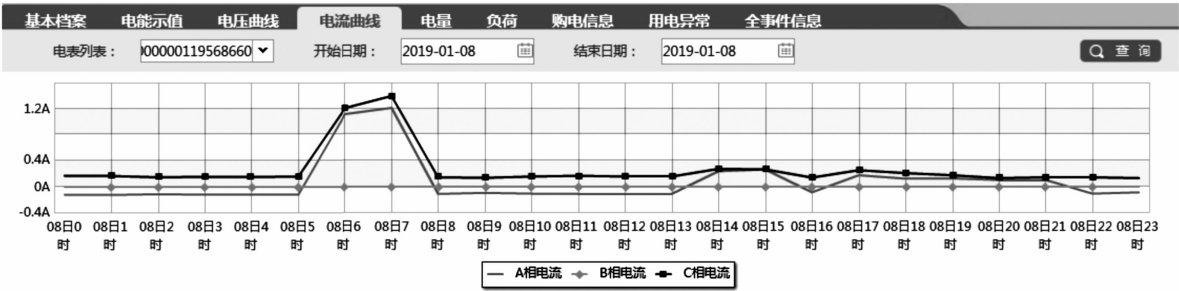


图 5 实例 1 电流曲线变化图 - A 相负电流

表 2 实例 2 用电信息采集系统随机采集数据 - C 相负电流

数据日期	电压/V			电流/A			有功功率/kW				功率因数			
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相	总	A 相	B 相	C 相	总	A 相	B 相	C 相
2018-12-20 00:00:00	102.8	0	102.5	0.048	0	0.053	0.002 7	0.004 6	0	-0.002 1	0.567	0.968	0	-0.073

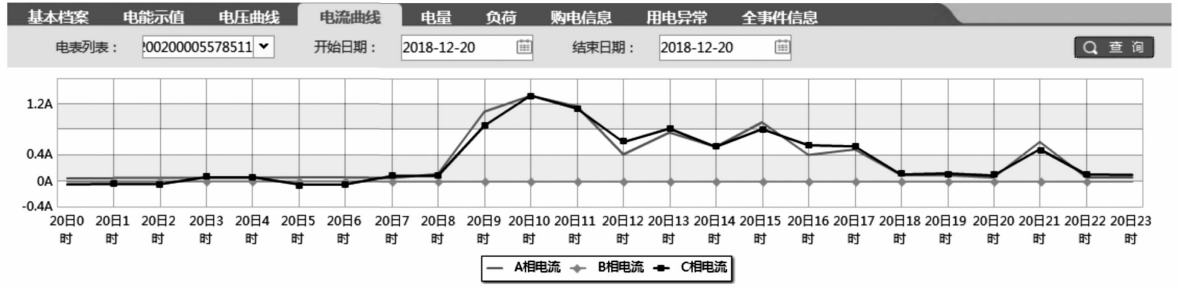


图 6 实例 2 电流曲线变化图 - C 相负电流

(下转第 84 页)

一起 252 kV GIS 盆式绝缘子放电故障分析

邱 炜,蔡 川,杨红权,徐清鹏,黄 鑫,马锡良
(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:对一起 252 kV GIS 盆式绝缘子在送电过程中以及在修复后的耐压试验过程中沿面闪络放电故障进行了分析,结合故障录波、SF₆ 气体分解产物检测等技术手段确定了故障气室位置,解体分析了盆式绝缘子沿面放电故障原因和发展过程,提出金属嵌件与环氧树脂结合处工艺处理不良以及基建安装时绝缘子表面清理不彻底是导致放电的主要原因,最后提出了 GIS 设备在设计、安装调试等方面的几点建议。

关键词:GIS;盆式绝缘子;放电故障;防范措施

中图分类号:TM595 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2019)03-0075-05

Analysis on Discharge Fault of Basin – type Insulator in 252 kV GIS

Qiu Wei, Cai Chuan, Yang Hongquan, Xu Qingpeng, Huang Xin, Ma Xiliang
(State Grid Chengdu Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The surface flashover discharge fault of basin – type insulator during breaker operation and AC withstand voltage test is analyzed. By combing with the fault recording and SF₆ gas decomposition product detection, the fault gas chamber is located accurately, the main reasons of surface flashover and degradation process are analyzed by disassembling the fault chamber. It is proposed that the processing of epoxy resin and the incomplete cleaning of insulator surface are the main causes for discharge fault. Finally, some suggestions for structure design and installation of GIS are proposed.

Key words:GIS; basin – type insulator; discharge fault; preventive measure

0 引 言

气体绝缘组合电器(gas insulated switchgear, GIS)以其占地空间小、检修周期长、运行可靠性高等特点在电力系统 110 kV 及以上电压等级得到了广泛应用^[1-2]。

盆式绝缘子由以氧化铝为填料的环氧树脂复合体系进行浇注和固化而形成,包括盆式支持绝缘子(通气)和盆式隔板(不通气)。作为 GIS 最为核心的部件之一,盆式绝缘子起着分隔气室、支撑导体和电气绝缘的作用^[3-4]。根据典型开关设备厂家的故障统计,盆式绝缘子是 GIS 最主要的绝缘薄弱环节,特别是当开关设备触头磨合产生的金属颗粒掉落到盆式绝缘子表面、基建安装阶段 GIS 盆式绝缘子表面异物清理不到位时,会导致盆式绝缘子沿面闪络电压严重下降^[5-8]。

下面介绍了一起 252 kV GIS 在送电过程中及在故障修复后耐压试验时盆式绝缘子放电击穿故障,分析了盆式绝缘子沿面闪络的主要原因和发展过程,提出了减少 GIS 内部绝缘故障的防范措施。

1 故障概况

2018 年 7 月 6 日 17:10:50,某 220 kV 变电站运维人员遥控合闸 1 号主变压器 220 kV 侧 201 断路器,17:11:02,1 号主变压器两套保护差动速断动作,跳开 201 断路器,动作时间 5 ms,保护动作二次电流 50 A,1 号保护故障相别为 ABC 相(PCS-978,转角方式为角转星),2 号保护故障相别为 AC 相(CSC-326,转角方式为星转角)。

故障前,该 220 kV 变电站运行方式如图 1 所示,220 kV 系统为双母线接线方式。261、262 线路作为主供电源运行在 220 kV I 母,2 号主变压器 202 断路器

运行在I母,带全站负荷运行,母联 212 断路器热备用,263、264 线路运行在II母,201 断路器热备用,预备在 I 母投运。1 号主变压器 110 kV 侧 101 断路器、10 kV 侧 901 断路器均处于热备用。

该站 252 kV GIS 设备为 2014 年出厂,2016 年 2 月投运,故障前正进行 201 断路器检修后送电操作。

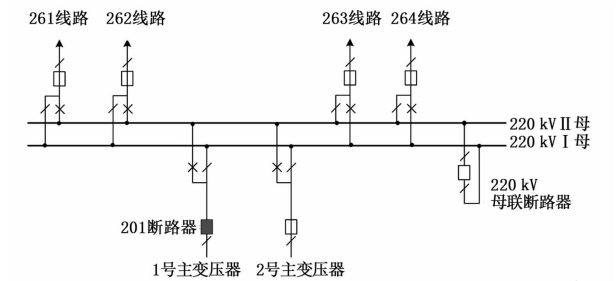


图1 故障前某 220 kV 变电站运行方式

1.1 设备外观检查及故障录波信息

检修人员在事故发生后第一时间现场检查发现各气室压力均在正常范围内,一次设备外观检查无异常。由故障录波信息(见图 2)可看出:A 相一次故障电流为 12 800 A,B、C 相电流为 0,A 相故障电压为 0,B、C 相电压不变,持续时间 60 ms。

其他保护均未动作,也无其他断路器跳闸。

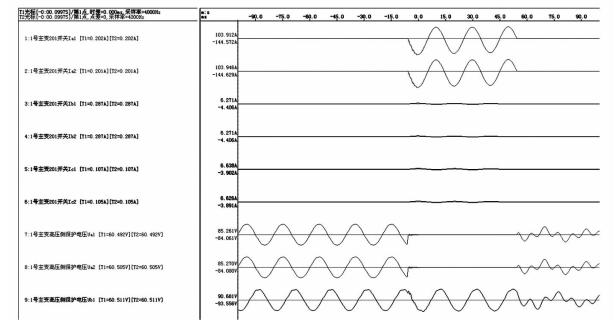


图2 故障录波信息

1.2 试验分析及故障气室定位

由于该站两套母差保护均未动作,两套主变压器差动速断保护均动作,主变压器非电量保护未动作且变压器本体、瓦斯继电器、集气盒、压力释放阀等检查无异常。初步判断故障范围在 201 断路器 A 相 CT1 与 1 号主变压器本体之间,如图 3 所示。主变压器故障 2 h 后对相关气室进行 SF₆ 分解产物检测未见异常,故障 5 h 后 SF₆ 分解产物检测发现 1 号主变压器 2016 隔离开关气室存在异常分解产物,SO₂ 含量为 2.2 μL/L,H₂S 含量为 1.1 μL/L,如表 1 所示。同时对该气室相邻气室进行检测,未发现异常。因此确定 1 号主变压器 2016 隔离开关 A 相气室存在故障。

表 1 2016 隔离开关气室 SF₆ 气体分解产物检测数据

检测时间	分解产物成分及含量/(μL·L ⁻¹)		
	SO ₂	H ₂ S	CO
5 h	22.2	1.1	14.3
16 h	312.5	/	/

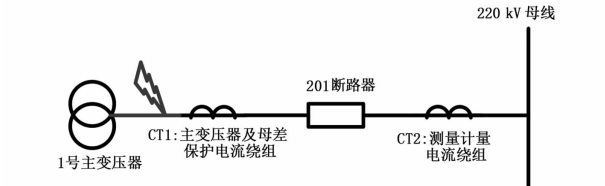


图3 故障位置

2 故障气室解体检查

2016 隔离开关 A 相气室自投运以来 SF₆ 压力正常,未发生漏气现象。2018 年 7 月 5 日至 6 日开展 201 断路器机构隐患整治,更换断路器合闸弹簧后调试数据合格,且故障后断路器气室分解产物未见异常。

故障气室为三相分体式,但三相气管连通,为确定 A 相气室放电对其他两相气室污染情况,对 1 号主变压器 2016 隔离开关三相气室均开罐检查。

解体发现 A 相气室内遗留大量盆式绝缘子环氧树脂放电后产生的粉尘,位于 110 kV GIS 室夹层处的盆式绝缘子表面有明显电弧灼烧痕迹,该放电盆式绝缘子位置如图 4 所示,为水平布置(凸面朝上)。水平布置的盆式绝缘子类似于收集皿,GIS 装配过程中的粉尘以及金属屑极易掉落其表面引起电场畸变。

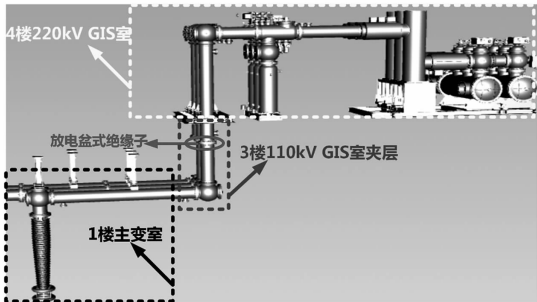


图4 放电气室

图 5 为放电的 A 相盆式绝缘子烧蚀受损情况,可以看出该盆式绝缘子表面明显受大电流电弧烧蚀,金属嵌件及导体屏蔽罩已烧蚀严重变形,GIS 筒体表面也有明显烧蚀痕迹,筒内存在大量盆式绝缘子放电后产生的粉末。

对 1 号主变压器 2016 隔离开关 B 相气室开罐检查未见异常,盆式绝缘子表面无放电痕迹,分支母

线筒内无放电粉尘。



图 5 1 号主变压器 2016 隔离开关气室
A 相放电盆式绝缘子

对 1 号主变压器 2016 隔离开关 C 相气室开罐检查,分支母线筒内无放电粉尘,但 C 相位于 110 kV GIS 夹层处的水平布置盆式绝缘子表面有明显放电痕迹。该间隔自投运以来无异常,在 1 号主变压器 201 断路器隔离开关合闸送电时 C 相电流也无异常。根据放电树枝分析,该放电树枝明显是在较小能量下放电形成的,可排除运行中放电的可能。根据 DL/T 618-2011 规程,GIS 耐压调试过程中发生放电,若重复耐压通过则认为试验合格。经咨询基建调试单位,该间隔交接验收时确实发生过放电击穿,但重复耐压试验合格。故判断该放电痕迹为基建调试交流耐压时盆式绝缘子放电造成,虽然盆式绝缘子表面有放电闪络痕迹,但绝缘未完全破坏、绝缘子仍可承受试验电压。

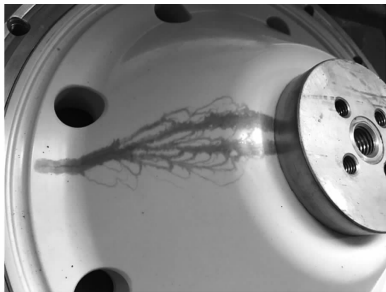


图 6 1 号主变压器 2016 隔离开关气室
C 相放电盆式绝缘子

根据现场 GIS 受损情况,修复方案为更换 1 号主变压器 2016 隔离开关 A 相气室水平布置盆式绝缘子以及 110 kV GIS 夹层受损的分支母线筒,更换 1 号主变压器 2016 隔离开关 C 相气室水平布置盆式绝缘子,并对 1 号主变压器 2016 隔离开关三相气室全面清理,检查该气室三相所有盆式绝缘子沿面状况,确认盆式绝缘子沿面洁净。

故障修复后现场交流耐压试验值为 368 kV(出厂试验值的 80%),其中 A、C 相一次通过,但 B 相在耐压试验过程中放电击穿(放电电压在 220 ~ 250 kV

间)。现场核实耐压设备及高压引线对地距离后再次对 B 相试验,第 1 次升压至 252 kV 10 s 后放电击穿,第 2 次加压至 180 kV 放电击穿,第 3 次加压至 210 kV 放电击穿,判定在耐压区域 B 相内发生绝缘击穿。

对 1 号主变压器 2016 隔离开关 B 相气室再次开罐检查,发现 220 kV GIS 室垂直布置盆式绝缘子表面有明显放电痕迹,放电位置如图 7 中所示,放电痕迹如图 8、图 9 所示。

从图 8 中放电树枝形态分析,该盆式绝缘子表面有多条放电通道,且对耐压区域其他盆式绝缘子及母线筒检查无异常,因此判断盆式绝缘子在试验过程中沿面发生多次放电击穿。

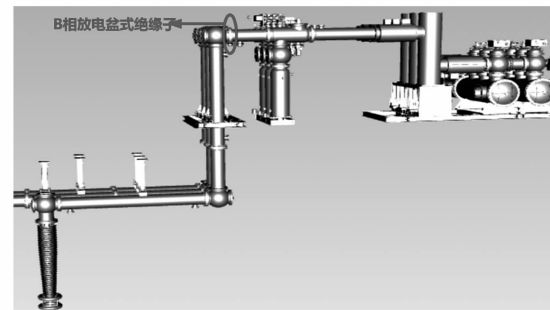


图 7 1 号主变压器 2016 隔离开关气室 B 相放电
盆式绝缘子位置(耐压试验时放电击穿)



图 8 B 相盆式绝缘子放电痕迹
(耐压试验时放电击穿)

从图 9 中可以看出放电点处金属嵌件与环氧树脂结合处有明显烧蚀痕迹,且图 9 中虚框内金属嵌件与环氧树脂结合处明显不平整,该处为环氧树脂、金属嵌件以及 SF₆ 气体三交界面,属于电场畸变区,在绝缘子表面未清理干净的情况下易发生放电。

同时该盆式绝缘子安装在拐角处,由于安装位置限制,在故障后回收气体、抽真空过程中,绝缘子表面吸附异物后不易清理干净。

3 金属颗粒对绝缘子表面电荷影响分析

图 10 为金属微粒对盆式绝缘子表面电荷影响



图 9 放电盆式绝缘子与金属嵌件交界情况
(耐压试验时放电击穿)

示意图。当高压导体电压为正半波,金属微粒 A 端相对于高压导体为负极性,B 端相对于外壳为正极性。由于负极性电晕放电起始电压低于正极性,当 A 端局部电场强度超过电晕放电起始电场强度时,

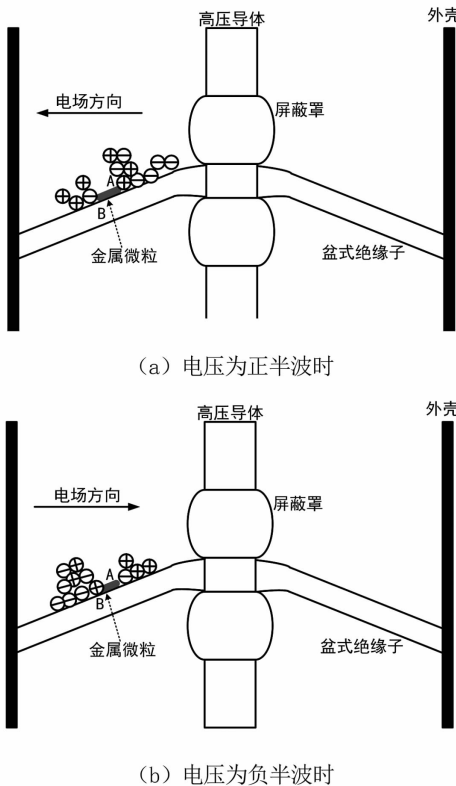


图 10 金属微粒对盆式绝缘子表面电荷影响

A 端将先于 B 端发生负极性电晕放电。A 端附近盆式绝缘子表面聚集起正极性表面电荷,在离 A 端较远的空间则是分散的负电荷,A 端附近的正电荷使电场畸变更容易形成流注、产生电晕放电,放电产生的许多电子崩造成了弥散分布的等离子层,削弱了等离子体前方的电场,不利于放电的向前发展,因此 A 端放电类似于汤逊放电,分布较为弥散,在放电路径上积聚起负极性表面电荷^[9]。

当 B 端局部电场强度超过电晕起始场强,B 端

发生正极性电晕放电,在 B 端附近盆式绝缘子表面积聚起少量正极性表面电荷。

当高压导体电压为负半波时,B 端首先发生负电晕放电,在 B 端附近盆式绝缘子表面积聚负极性表面电荷;当电压升高到 A 端发生正极性电晕放电时,在 A 端附近盆式绝缘子表面积聚起少量正表面电荷。

由于电压极性周期性变化,电荷整体分布比较均匀,但负极性电晕放电比正极性电晕放电更容易起始,放电更为弥散,且 SF₆ 气体为强负电性气体,很容易吸附电子形成负离子,因此在交流电压下,绝缘子沿面放电会产生以负电荷为主的电荷积聚^[4,9]。盆式绝缘子表面电荷积聚及其电场畸变直接导致沿面闪络电压降低。

4 结 语

故障前无恶劣天气,所有保护装置及系统无异常,在 1 号主变压器 201 断路器检修完成后送电 1 号主变压器时发生 A 相盆式绝缘子沿面闪络放电,B、C 相盆式绝缘子均在试验电压下发生沿面放电,经分析本次故障的原因属产品或装配质量问题。

造成本次三相盆式绝缘子放电的原因是:

1) 盆式绝缘子生产过程中,金属嵌件与环氧树脂结合处工艺不良。由于该处为环氧树脂、金属及 SF₆ 气体 3 类电介质交界面,工艺处理不良产生不光滑的毛刺后会导致电场畸变产生局部放电,在表面有粉尘、金属屑等异物的情况下局部放电加剧,最终导致放电击穿。

2) 在基建安装时绝缘子表面未清理干净。GIS 装配过程中的粉尘以及金属屑掉落在盆式绝缘子表面引起电场畸变,在送电过程中产生的操作过电压以及机械振动作用下,绝缘子表面绝缘裂化或异物跳跃至高电场区域,导致盆式绝缘子沿面放电。

建议:1) 制造厂应加强盆式绝缘子的浇筑、固化工艺质量管控,加强磨具的清洁度检查,避免绝缘子内存在异物、空穴、裂纹等隐性缺陷。

2) 基建安装时应应对 GIS 内盆式绝缘子、导体、筒体全面清理,确保安装质量工艺,并严格按照 100% 出厂耐压试验值开展现场交流耐压试验。

3) 根据 DL/T 618-2011《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》,GIS 耐压过程中发生击穿放电,可进行重复耐压,若重复耐压能经受规定的

试验电压,认为耐压试验通过。然而从本次耐压试验结果以及C相盆式绝缘子表面已有放电痕迹仍在运行电压下正常运行的情况来看,建议GIS耐压试验时一旦发生放电击穿就应该开罐检查确认放电点及放电原因。

4)根据220 kV室内变电站典型设计方案,该站220 kV GIS主变压器进线分支母线从4楼GIS室至1楼主变压器室设计为一个气室,气室长20 m左右且三相气室连通,主变压器室内GIS分支母线和套管安装高度12 m左右且无检修通道,在发生故障时施工难度极大、故障影响范围大,建议在今后的新建变电站中避免采用此类设计。

参考文献

[1] 邱炜,刘石. GIS设备现场交流耐压试验放电故障定位与分析[J]. 四川电力技术,2016,39(5):67-70.
[2] 刘石,蒋鹏,彭晨光,等. 一起1100 kV GIS盆式绝缘子击穿故障分析[J]. 浙江电力,2016,35(10):36-39.

(上接第58页)

从图9中可以分析出:断路器A相在PSD装置接收到合闸命令38 ms后,检测到交流母线A相电压过零点,而后再延时96 ms PSD装置向断路器合闸线圈开出高电平,经过157 ms发生预击穿。对带电调试期间PSD装置选相合闸录波中发生预击穿时与电压过零点角度偏差进行统计,数据取30次断路器合闸时角度偏移的平均值,如表2所示。

表2 断路器预击穿时刻与电压过零点角度

型号	A相/(°)	B相/(°)	C相/(°)
HP3	7.60	12.60	11.00
BP11/13	9.90	10.95	10.50
BP24/36	14.25	16.05	12.15

从表2中数据可以看出,不同类型的交流滤波器组合闸角度与母线电压过零点存在一定的偏差,偏差角度与交流滤波器的接线形式有一定的联系。

3 结 语

通过选相合闸装置PSD在扎鲁特换流站交流滤波器合闸中的应用分析,推论出不同型号交流滤波器在选相合闸过程中电压过零点的差异,并利用PSD装置内的录波图论证了推论的正确性。下一步将结合不同型号滤波器的参数及其接线形式,从原理上推导PSD选相合闸装置电压过零点的理论值。

[3] 林海丹,刘熊,梁义明,等. 绝缘材料沿面闪络发展特性的研究进展[J]. 绝缘材料,2015,48(7):1-8.
[4] 孙秋芹,罗宸江,汪泓,等. 特高压GIS盆式绝缘子沿面闪络特性研究综述[J]. 高压电器,2018,54(5):17-25.
[5] 李秀卫,王庆玉,毛惠卿,等. 一起组合电器内部绝缘故障综合分析[J]. 高压电器,2012,48(8):99-102.
[6] 李超,陶蓉. 一起126 kV GIS设备故障后的检测实例分析[J]. 高压电器,2015,51(1):145-149.
[7] 黄荣辉,张欣,秦逸帆,等. 雷电冲击下金属污染物对GIS中盆式绝缘子闪络特性的影响[J]. 高压电器,2016,52(4):111-116.
[8] 李庆民,王健,李伯涛,等. GIS/GIL中金属微粒污染问题研究进展[J]. 高电压技术,2016,42(3):849-860.
[9] 严璋,朱德恒. 高电压绝缘技术[M]. 北京:中国电力出版社,2007:72-74.

作者简介:

邱 炜(1985),工学硕士,高级工程师,主要从事变电设备检修、技术监督工作。

(收稿日期:2019-02-04)

参考文献

[1] 曾昭华,段世航,黄庆宜,等. 我国500 kV断路器取消合闸电阻的几个问题—兼评SD119-84的有关规定[J]. 电力技术,1990(4):2-6.
[2] 杨帆,宋天奇,张雪波,等. ±800 kV侨乡换流站500 kV交流滤波器小组断路器选相合闸问题分析[J]. 南方电网技术,2014,8(6):34-38.
[3] 杨广羽,李锋涛,刘高峰,等. 高压直流输电工程分合闸选相装置的工作原理及应用情况[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(16):34-36.
[4] 范兴明,葛琳,张鑫,等. 基于选相合闸技术的变压器励磁涌流的仿真分析[J]. 高压电器,2014,50(2):54-59.
[5] 班连庚,郑彬,周佩朋,等. 特高压交流变压器选相合闸技术研究及工程应用[J]. 电网技术,2018,42(4):1226-1233.
[6] 张俊,李腾亮,李军. 选相合闸装置对直流输电控制系统的影响[J]. 电气应用,2014(24):106-109.
[7] 涂彩琪,吴水锋. 开关设备选相分合闸技术应用研究[J]. 湖北电力,2015,39(2):29-31.
[8] 西门子(杭州)高压开关有限公司. PSD02控制单元操作说明书[Z].

作者简介:

朱鹏飞(1981)硕士,工程师,从事特高压交直流系统及新型大容量调相机运维分析研究工作。

(收稿日期:2019-01-08)

一起有载切换开关故障引起的 110 kV 变压器运行事故原因分析

黄鑫,胡林,陆晓彬,蔡川,兰洋,黄克全,马锡良
(国网成都供电公司,四川成都 610041)

摘要:基于一起 110 kV 变压器的有载切换开关故障,对其进行油色谱分析、短路阻抗、绕组变形、绕组直流电阻和有载分接开关切换时间和动作顺序试验,结合吊罩检查,分析出了事故原因及过程,并且针对事故提出了预防性措施。
关键词:变压器;有载分接开关;故障;预防性检测
中图分类号:TM41 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2019)03-0080-05

Analysis of a 110 kV Transformer Operation Accident Caused by Failure of On-load Tap Changer

Huang Xin, Hu Lin, Lu Xiaobin, Cai Chuan, Lan Yang, Huang Kequan, Ma Xiliang
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The switching process of on-load tap changer (OLTC) is introduced. The oil color spectrum analysis, short-circuit impedance, winding deformation, winding DC resistance and the switching time and action sequence of on-load tap changer are tested based on the fault of on-load tap changer of a 110 kV transformer. The cause and process of the accident are analyzed according to those test results combined with the inspection of hanging cover, and a new preventive detection method and new organizational measures are given for the accident.
Key words:transformer; on-load tap changer (OLTC); fault; preventive detection method

0 引言

电力变压器作为电力系统中的枢纽设备,连接着电网、发电厂、用户,在电网中起着电能转换的重要作用,其运行状态直接关系到电网的平稳运行。电力变压器在运行过程中,由于高峰低谷时输送容量不同会造成电压幅值波动,为解决这一问题,采用有载分接开关实现变压器的可变变比供电。有载调压电力变压器现在已普遍运用于各变电站中,其基本原理就是在保证不中断负载电流的情况下,实现变压器绕组分接头的切换,从而改变绕组的匝数即变压器的电压比,最终实现调压的目的。随着电能质量要求的不断提高,有载调压变压器调整电压频率和累积电压调节的频率增加,这就使得有载分接开关故障率不断提高。由于有载开关作为变压器中的运动部件,它的工作状态将直接影响变压器的运行。

根据运行数据统计,有载分接开关故障导致变压器故障占变压器事故总数的 40% 以上,因此针对由有载开关故障导致变压器运行故障的典型案例分析具有十分重要的意义。下面基于一起由 110 kV 变电站主变压器有载分接开关的切换开关故障引起的变压器本体重瓦斯跳闸故障的案例,结合继保动作、录波、化学、高压试验和返厂吊罩检查情况,对故障经过、故障原因及大修方案进行了分析,并提出针对性的建议和预控措施。

1 有载分接开关的切换过程

图 1 所示为双电阻有载调压开关的切换过程。其中图 1(a)为开始切换前的状态,此时分接开关接在分接触头 1 上;图 1(b)为切换开始时,开关的滑动触头向分接触头 2 移动,开关通过过渡电阻 R_1 与

分接触头1相连;图1(c)为滑动触头滑动到与1'、2'相连,滑动触头通过 R_1 、 R_2 分别与触头1、2相接;图1(d)为开关通过电阻 R_2 与分接触头2相连;图1(e)所示为切换完成状态,此时滑动触头与分接触头2连上,开关完全切到了分接触头2上。

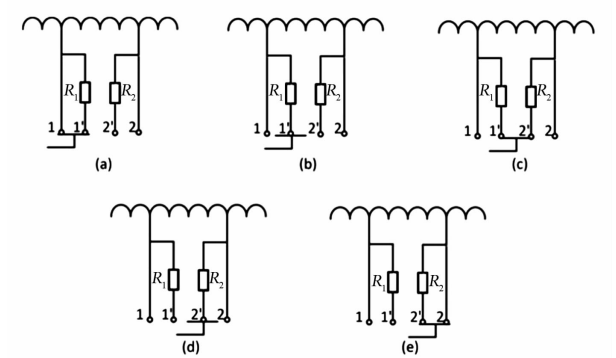


图1 有载分接开关工作顺序

因此从整个切换过程中电阻值的变化就能测定开关的工作顺序是否正确。从切换过程中三相的过渡电阻值随时间的变化曲线 $R-t$,可获得过渡时间、过渡电阻、三相同期性等参数。由切换开关的动作原理可知,切换开关在切换过程中,串入回路的电阻值随时间有规律地改变,将这一变化以图形方式记录下来,并与标准波形进行比较,就可以判断出切换开关的动作是否正常。

2 故障经过与设备概况

2.1 事故前运行方式

110 kV 某变电站 110 kV 为内桥式接线且仅有单进线,由某支线 181 断路器供 110 kV I 母及 1 号主变压器,经 110 kV 内桥 130 断路器供 110 kV II 母,110 kV I、II 段母线并列运行。10 kV 为单母线分段接线,事故前分裂运行。

2.2 设备基本情况

110 kV 某变电站 1 号主变压器型号为 SFZ10-50000/110,2012 年 9 月曾返厂大修更换绕组,2016 年 2 月进行预试维护,对有载切换开关进行吊检,发现其缸体存在漏油现象。2017 年 12 月进行现场大修,从检修人孔进入处理有载切换开关渗漏问题。

有载开关型号为 MH600-72.5/C-10193W,过渡电阻为 3.2 Ω ,出厂时间为 2008 年 7 月,故障发生时,累积调挡 11 434 次。变压器铭牌如表 1

所示。

表1 变压器铭牌参数

联结组别	空载电流 $I_0/\%$	空载损耗 W_0/kW	额定电压 /kV	额定电流 /A
YNd11	0.15	28.697	$110\pm8\times 1.25\%/10.5$	$262.4/2749.3$

2.3 事故经过

2018 年 4 月 14 日 06:47,110 kV 1 号主变压器非电量保护本体重瓦斯动作跳开 110 kV 某支线 181 断路器、110 kV 分段 130 断路器、1 号主变压器 901 断路器。1 号主变压器本体轻瓦斯未动作,电量保护均未启动,差动高低后备保护均未动作,全站失压。

3 事故现场检查情况及试验情况

故障发生后,对事故变压器开展继保、检修、高压、化学等检查及诊断试验。

3.1 保护及录波情况

结合非电量保护装置、监控后台、故障录波器等装置报告,得到以下故障信息。

1 号主变压器跳闸前,保护装置未见启动,且所有保护均未动作,保护电压未见明显降低,故排除 1 号主变压器外部故障的可能。10 kV 备自投由于两段母线电压消失,正常放电不动作。结合本体重瓦斯跳闸,怀疑其内部存在故障。

3.2 现场检查

主变压器外观无异常,本体瓦斯继电器内部无气体,主变压器各处均无放电及渗漏油痕迹且油位正常。现场传动调试瓦斯信号正确。110 kV 0 相升高座能放出少量气体。有载挡位停在 5、6 挡之间,查看主变压器监控后台信息,4 月 13 日 21:45 主变压器从 7 挡调至 6 挡,4 月 14 日主变压器跳闸时正在从 6 挡调至 5 挡。现场检查挡位圈数时,从 6 挡调往 5 挡的方向进行调挡,发现经过 11 圈选择分接开关动静触头闭合(简称选合),再过 7 圈指示盘刻度 5 挡到位。该型号的有载分接断路器的选择及切换顺序为 12 $\pm$ 1 圈时选择开关动静触头分离(简称选分),24 $\pm$ 1 圈选合,27-28 圈单双挡位切换,33 圈动作完成到位。由此可以分析选择开关在选分刚刚结束时因失去操作电源而停止,此时选择开关圈

表 2 油色谱分析结果									单位: $\mu\text{L/L}$
取样口及脱气量	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	总烃	结论
中部 2.6 ml	28.1	162.1	1 394.9	5.8	3.6	0.4	12.7	22.5	C_2H_2 超标
下部 3.2 ml	611.9	172.2	1 279.4	172.9	276.8	13.5	665.4	1 128.7	H_2 、 C_2H_6 、总烃超标

数如图 2 所示。

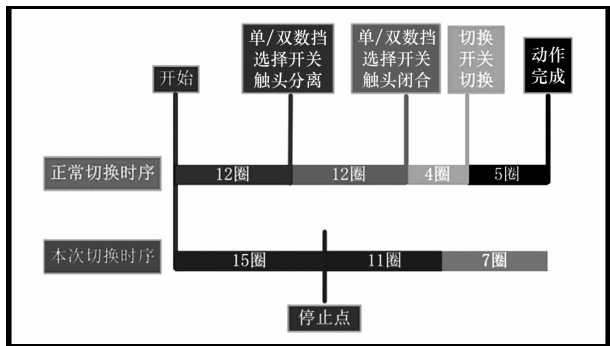


图 2 有载圈数检查

3.3 诊断试验

3.3.1 油化试验

从主变压器中部及下部两个取样口取样,发现中部(靠油枕侧)油样特征气体含量远小于下部(靠有载侧),因此判断放电位置在变压器下部(靠有载侧)。

化验人员对该主变压器本体油样进行油中溶解气体色谱分析,结果如表 2。根据油样分析结果,油样中部 C_2H_2 含量 $12.7\ \mu\text{L/L}$,下部 C_2H_2 含量为 $665.4\ \mu\text{L/L}$,超过状态检修试验规程要求值(不大于 $5\ \mu\text{L/L}$),其他气体含量也有增长。计算油中气体三比值编码为“1、0、2”,初步判断存在放电故障;由于中部油样特征气体含量远小于下部,因此判断放电位置在变压器下部。但进一步定位故障点和故障过程还应结合高压试验和返厂吊罩检查验证分析。

3.3.2 高压试验

高压诊断试验结果如下:1)短路阻抗、绕组变形、主体绝缘、低电压空载试验结果均合格;2)绕组直流电阻和有载分接开关切换时间和动作顺序试验结果不合格,试验结果分别如表 3 至表 5 所示。

由绕组直流电阻试验结果可以看出:1)在单数挡位时,相间不平衡度均在 1% 以下,满足要求;2)在双数挡时,C 相直流电阻比 A、B 相高 $100\ \text{m}\Omega$ 以上,相间不平衡度均在 20% 以上,试验结果不合格。可以推测,C 相双数挡位选择开关抽头或者有载切换开关主抽头接触不良,甚至有灼伤。如表 5 所示,在直流电阻测试过程中,换挡时发现切换开关不动

作。综上所述,初步怀疑可能是由于有载分接开关中切换开关的单/双切换存在故障。

3.3.3 返厂吊罩检查

为了验证分析结论,将 1 号主变压器返回变压器厂进行吊罩检查。

表 3 高压绕组直流电阻试验结果

分接位置	R_{A0}/Ω	R_{B0}/Ω	R_{C0}/Ω	相间不平衡度 /%
1	0.494 4	0.498 2	0.497 1	0.77
2	0.482 4	0.485 2	0.597 8	22.12
3	0.480 9	0.484 6	0.483 8	0.77
4	0.468 7	0.471 5	0.582 8	22.48
5	0.467 3	0.470 9	0.470 1	0.77
6	0.470 3	0.472 4	0.607 8	26.60
7	0.455 8	0.457 0	0.458 3	0.55
8	0.456 4	0.459 6	0.608 7	29.97
9a	0.439 3	0.442 2	0.441 6	0.66
9b	0.441 5	0.444 1	0.590 3	30.25
9c	0.439 2	0.442 1	0.441 5	0.66
10	0.441 3	0.443 6	0.589 0	30.06
11	0.454 5	0.457 7	0.456 9	0.70
12	0.455 8	0.458 3	0.587 9	26.38
13	0.468 4	0.471 3	0.471 2	0.62
14	0.469 1	0.472 1	0.613 2	27.81
15	0.481 9	0.484 9	0.484 5	0.62
16	0.483 0	0.485 6	0.621 3	26.10
17	0.495 3	0.498 7	0.497 7	0.68

表 4 低压线圈直流电阻试验结果

R_{ab}/Ω	R_{bc}/Ω	R_{ca}/Ω	线间不平衡度 /%
0.006 215	0.006 201	0.006 228	0.43

1)切换开关检查:发现切换开关绝缘筒连接处内侧均压环由于螺栓松动脱落至枪机处,对枪机下滑块造成卡涩。如图 3 所示,圆形框内为均压环实际位置,方框内为均压环该在位置。

检查切换开关桶底,发现外侧均压环及螺帽落

表5 分接开关选择及切换动作时序

动作顺序	2→3	3→4	4→3	3→2
选分(位置)/圈	11.0	11.5	11.0	11.0
选合(位置)/圈	22.5	22.0	22.5	22.0
切换	不动作	不动作	不动作	不动作
到位(位置)/圈	33	33	33	33

备注:“不动作”指切换开关没有动作时啪的一声响。

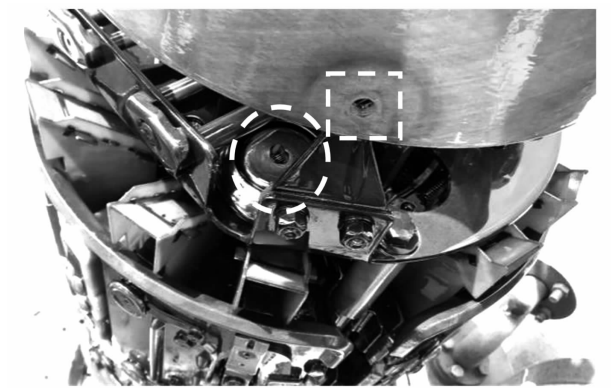


图3 均压环脱落卡住枪机

至桶底,但未找到对应平垫。同时在桶底还发现有一个多余的螺帽,将切换开关解体后发现这是A相过渡触头的固定螺栓上脱落的螺帽,如图4所示。



图4 切换开关内部螺栓脱落

2)选择开关检查:在选择开关7挡A、B、C三相动、静触头处均有明显的拉弧痕迹,其中C相尤其严重,如图5所示。

3)接触电阻试验:在均压环取出和放回时,分别对切换开关进行主触头接触电阻试验,其结果分别如表6、表7所示。

表6、表7的试验结果表明:均压环脱落造成机构卡涩,使得单数挡对应的主触头接触电阻为正常情况下的4~20倍,双数挡回路不通;机构卡涩时,使得切换开关无法切换至双数挡,而底部的极性选择开关正常动作且属于带负荷动作,会产生触头电

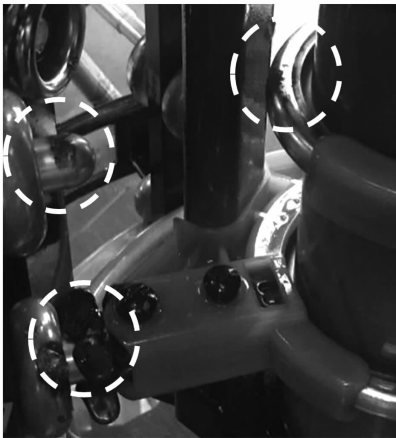


图5 拉弧痕迹

表6 主触头接触电阻测试
(均压环取出,正常动作)

主触头	A _上	A _下	B _上	B _下	C _上	C _下
单数挡阻值/ $\mu\Omega$	401	468	322	477	444	462
双数挡阻值/ $\mu\Omega$	367	432	427	434	466	457

表7 主触头接触电阻测试
(均压环放回原位置,机构卡涩)

主触头	A _上	A _下	B _上	B _下	C _上	C _下
单数挡阻值/ $\mu\Omega$	401	468	322	477	444	462
双数挡阻值/ $\mu\Omega$	不动作	不动作	不动作	不动作	不动作	不动作

弧烧蚀。吊罩发现选择开关最下面的C相7挡触头确实存在明显的烧蚀痕迹,与油化试验报告指出的中部油样特征气体含量远小于下部的结果相吻合。

4)回路电阻测试:对选择开关和本体绕组分别单独进行了回路电阻测试,试验结果均合格,说明绕组并未受到影响,这与现场所做高压试验结果一致。

4 故障原因分析

综上所述,本次主变压器事故是由有载切换开关均压螺栓脱落,造成机构卡涩引起。其事故发生过程推演如下。

在4月13日21:45挡位由7挡向6挡切换时,切换开关因下落的均压环卡住枪机下滑块,未能由“双”切换到“单”,虽然挡位盘已显示为6挡,但电气上仍然通过选择开关的7挡及切换开关的单极导流,选择切换过程如图6所示。

当由6挡向5挡切换时,首先选择开关单数动触头由7挡向5挡转动,因切换开关卡在单数极不

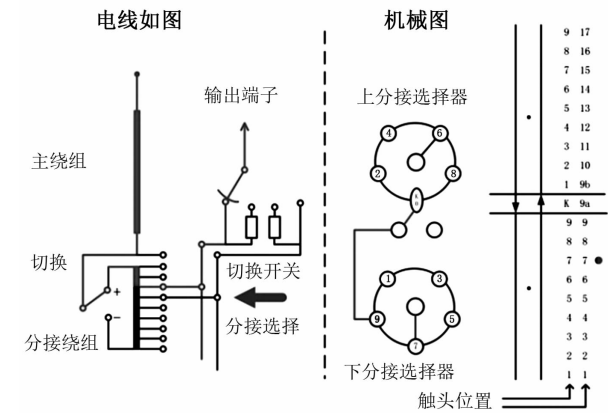


图6 选择切换过程

能切换,故选择开关带电流拉开导致拉弧放电。

5 结 语

有载分接开关内部机械零件及电动机构电气元件繁多,连接复杂。尽管产品在设计 and 制造时,对容易松动和故障的零部件采取了可靠的防振动、防松动及防脱落措施,如采用一次性防松动螺栓螺母。但在投入现场运行后,由于有载切换开关频繁动作,长时间运行的积累效应必将会导致螺栓螺母松动。这就需要检修人员定期对螺丝进行检查。

但由于对有载开关的内部检查需要吊罩,且需要主变压器停电配合,因此通常只有在主变压器进行大修时才可对有载切换开关进行检查。这给定期检查内部螺栓是否松动带来了困难,可以通过在线检测技术的应用加以解决。另外,为保证有载开关在频繁调挡时的可靠性,必须严格把控有载开关质量,并严格开展检修工作。

当变压器有载分接开关动作次数、运行时间临近厂家规定值时,应提前制定检修方案和计划对有载分接开关进行吊检大修。检查检修过程中,应重

(上接第74页)

采集系统提供的数据认真分析,画出向量图并结合现场实际判断准确原因。

参考文献

[1] 唐毅. 三相三线误接线对计量的影响[J]. 四川电力技术, 2008, 31(Z1): 18 - 19.

[2] 邱炳正. 交流电度表错误接线百例解析[M]. 北京: 中

点检验螺栓、螺母和线夹紧固情况。触头是易磨损的部件,应做好触头磨损记录,随时关注磨损程度,磨损严重的应及时更换。

参考文献

[1] Wang C, Lu L, Ma H, et al. Diagnosis for Loose Switching Contact Fault of On - load Tap - changer in Transformer[C]// China International Conference on Electricity Distribution, IEEE, 2010: 1 - 6.

[2] Erbrink J, Gulski E, Smit J, et al. Experimental Model for Diagnosing On - load Tap Changer Contact Aging with Dynamic Resistance Measurements[C]// The International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, IET, 2009: 1 - 17.

[3] 杜瑞红. 变压器有载分接开关特性测试系统的研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2007.

[4] 李建明, 梁作德, 李琪. 一起由开关故障引起的变压器短路事故的分析计算[J]. 变压器, 2016, 53(12): 72 - 75.

[5] 黄志明. 110 kV 变压器有载开关吊检研究[J]. 军民两用技术与产品, 2016(8): 140.

[6] 杨义军. 主变压器有载分接开关故障原因分析及处理[J]. 变压器, 2012, 49(9): 73 - 74.

[7] 赵敏, 刘立, 别长报, 等. 一起 110 kV 变压器有载分接开关放电故障分析与处理[J]. 变压器, 2014, 51(8): 64 - 66.

[8] 国家电网公司. 输变电设备状态检修试验规程: Q/GDW 168 - 2008[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

[9] 杨军亭, 彭鹏, 温定筠, 等. 一起变压器有载分接开关事故分析[J]. 变压器, 2016, 53(2): 64 - 66.

[10] Caccese V, Mewer R, Vel S S. Detection of Bolt Load Loss in Hybrid Composite/Metal Bolted Connections[J]. Engineering Structures, 2004, 26(7): 895 - 906.

作者简介:

黄鑫(1986), 工程硕士, 工程师, 主要从事变压器检修管理工作。(收稿日期: 2019 - 02 - 26)

国计量出版社, 1996.

[3] 张莉. 用电信息采集系统显示电能表负电流原因分析[J]. 电工技术, 2017(4): 111 - 112.

[4] 于海波, 刘佳, 王春雨, 等. 功率因数对电能计量的影响[J]. 电测与仪表, 2014, 59(11): 9 - 11.

作者简介:

宋钰钰(1992), 硕士研究生, 助理工程师, 从事装表接电工作, 研究方向为智能供用电。

(收稿日期: 2019 - 02 - 11)

日内现货交易环境中智能发电调度系统的设计与实现

袁贵川¹, 李 荣¹, 李金龙¹, 何 川¹, 胡与非¹, 付凤翔², 刘 俊², 高 也²

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041;

2. 国网信通产业集团四川中电启明星信息技术有限公司, 四川 成都 610094)

摘 要:四川省内水电装机容量大、数量多且安全约束复杂,日内现货交易出清后的实时发电计划调整难度大。为满足日内交易需求,开发了智能发电调度系统。该系统综合考虑日前发电计划、超短期负荷预测及电网约束,过滤无效数据后,实时生成日内滚动计划,批量下达发电调令。约1年的运行实践表明,该系统能正确生成匹配现货交易的日内滚动计划,迅速下达各电厂,及时满足了现货交易需求,极大减轻了调度员的工作量。

关键词:日内现货交易;日内滚动计划;智能发电调度;发电调令

中图分类号:TM732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0085-05

Design and Implementation of Intelligent Generation Dispatching System Considering Intraday Spot Market

Yuan Guichuan¹, Li Rong¹, Li Jinlong¹, He Chuan¹, Hu Yufei¹, Fu Fengxiang², Liu Jun², Gao Ye²

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. Aostar Information Technologies Co., Ltd., Chengdu 610094, Sichuan, China)

Abstract: Because of the great number and large capacity of hydropower plants in Sichuan province, and the particularly complicated security constraints of power grid, power generation plan adjusted in real time is very difficult, especially in intraday spot market. Intelligent generation dispatching system is developed to meet the needs. The system can work out real-time rolling power generation plan and send to power plants in batches. Day-ahead generation schedule, ultra-short-term load forecasting and grid security constraints are considered, and invalid data is filtered. The operational practice for about one year shows the correctness of real-time rolling power generation plan by this system, the swiftness of sending orders to power plants and the timeliness of meeting the demand of intraday spot market.

Key words: intraday spot market; rolling power generation plan; intelligent generation dispatching; generation order

0 引 言

四川省内水电数量多^[1-2]、装机容量差别大,集中打捆送出和分散接入并网方式并存且约束复杂^[3-4],现货交易调令计算及实时执行难度大^[5-11]。为此四川省电力公司开发了集成现货交易执行功能的智能发电调度系统。该系统读取水电厂日内现货交易出清结果,与调度员根据电网约束等调整后的发电计划整合形成日内滚动计划数值。系统根据当前发电调令自动生成新发电调令和日内

滚动计划,并与超短期负荷预测形成的滚动计划区分自动过滤后,群发至各水电厂实时执行。该系统已平稳运行约1年,实现了日内现货交易在发电侧的实时执行,增加富裕水电外送电量,促进水电消纳,实现了发电调度自动化和现货交易电量执行的智能化。

1 日内交易模块架构

1.1 智能发电调度系统

四川电网已有的智能发电调度系统,读取日前

发电计划并自动下发至各个电厂。电厂可根据来水变化、设备非计划停运情况、煤质等自身情况于当日申请调整发电计划,经调度员批准后执行。调度员也可根据电网约束、联络线变化和用电负荷变化等主动调整,形成日内发电计划下发至各个电厂执行。该系统同时读取超短期负荷预测形成的日内滚动计划,由 AGC 之外承担偏差的电厂执行,滚动平衡日内负荷或联络线偏差。

根据以上需求,日内发电调令分为 4 类^[12]:1) 执行日前发电计划,即按照日前发电计划发电;2) 设置上网出力,即调度员将发电计划调整为固定值;3) 调频,根据需求发电,不产生考核电量;4) 执行日内滚动计划,根据超短期负荷预测结果滚动计算发电计划。

1.2 日内交易执行流程

在规定的时间内,省调发布日内现货交易信息,有参与日内交易意向的电厂通过交易平台申报交易意愿。调度员进行有效性校核和安全性校核。有效性校核是防止发电厂申报出力超过自身发电能力上限,又分为电量校核与电力校核:

$$P_{i_0} + P_{i_w} \leq P_{\max} \tag{1}$$

$$\int (P_{i_0} + P_{i_w}) dt \leq Q_{\max} \tag{2}$$

式中: P_{i_0} 为电厂 i 的原发电计划; P_{i_w} 为意向电力; $P_{\max}$ 为最大发电能力; $Q_{\max}$ 为最大电量能力。

安全性校核为考虑电网各断面安全约束的稳定限额,通过调整断面内电厂申报出力值,使断面内电厂日内交易后断面功率仍不超过稳定限额内:

$$\sum_{i=1}^N P'_{i_w} P_s \tag{3}$$

式中: P'_{i_w} 为经有效性校核的意向电力; P_s 为断面裕度。

省调将日内交易意向电力汇总后提交至国调,国调撮合交易后下发日内交易总量。省调将本省送出日内交易总量分配至相关电厂,并通过智能发电调度系统下发调令执行。智能发电调度系统的目标为在现有发电调令基础上,自动生成日内滚动发电计划,该计划自动纳入交易出清结果(与通过超短期负荷预测生成的日内滚动计划不同),根据该计划生成可执行的发电调令并及时下发,确保交易结果实时执行。根据需求,日内交易的日内滚动计划和调令形成分为交易开始和结束两个时间节点。交易实时性要求出清 15 min 内将新的调令下发,结束

后 15 min 内也下发新调令,流程如图 1。

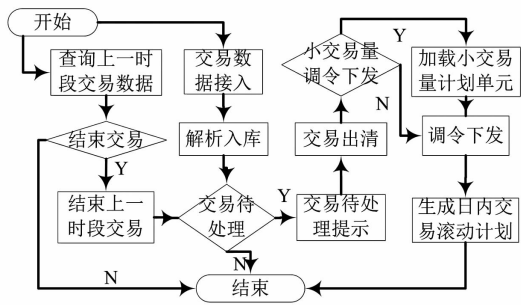


图 1 日内交易的执行流程

1.3 日内交易数据交互

日内交易分为固定交易段和非固定交易段。固定交易段分为 5 个时间段(0:15-08:00、08:15-12:00、12:15-16:00、16:15-20:00、20:15-24:00),非固定交易段为减少根据“三弃”(弃风、弃光、弃水)情况而临时增加的交易段。

令日内交易开始执行时刻为 T ,在 $T-15$ min 前,交易平台将出清结果以规范化的文件格式发送至公用数据服务器,内容包含水电厂名称、时刻、最大发电能力、出清电力,如图 2 所示。

// 计划单元名称 时刻 最大发电能力				
# 波罗	16:15	32.000 0	3.492 0	
# 波罗	16:30	32.000 0	3.492 0	
# 波罗	16:45	32.000 0	3.492 0	

图 2 日内现货交易数据交互文件格式

采用 Kettle6 ETL 工具自动解析并存储数据文件,步骤如下:1) 判断公用数据服务器指定目录中是否存在交互文件;2) 获取系统日期;3) 清空存放当次交易数据交互文件明细的临时数据表;4) 通过 ETL 工具读取交互文件每行数据并存入临时表;5) 临时表过滤计算,通过最大发电能力、当前计划以及出清电力过滤数据并将需执行的出清电力数据存入正式表,若同一交易段有多笔交易将出清结果叠加;6) 发电调令生成。流程如图 3 所示。

1.4 出清策略自动下发

为避免日内现货交易生成过多的调令增加调度员工作量,将日内滚动计划叠加于上一条发电调令对应的计划之上,生成新的发电计划和发电调令并列表展示,由调度员确认后下发,新调令生成规则为:

- 1) 上一交易段已参与交易、目前正执行上一

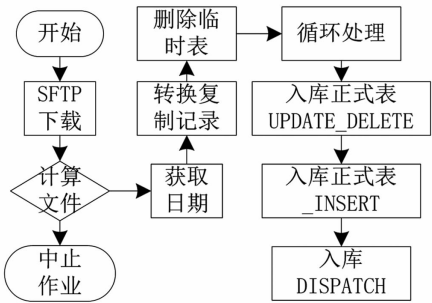


图 3 日内现货交易接口交互 ETL

交易段出清结果,调令为“执行日内滚动计划”的电厂,继续执行该条调令,但跟踪本时段新下发的日内滚动计划值(该计划值为原有发电计划叠加上清电力)。

2) 上一交易段已参与交易、但因电网异常或故障等约束,未执行“日内滚动计划”调令的电厂,表示由调度员根据电网实际情况调整了发电计划,则继续执行调度员调令,但生成本时段的日内滚动计划(该计划值为调度员调整后的计划叠加上清电力)。

3) 上一交易段未参与交易,目前执行“日前发电计划”的电厂,其日内滚动计划值为日前发电计划值叠加交易出清电力值,调令类型为“执行日内滚动计划”;调令时间为本交易段开始执行时间,调度侧默认勾选下发。

4) 上一交易时段未参与交易,目前执行“设置

上网出力”的电厂,其日内滚动计划值为上一条调令值叠加交易出清电力值,调令类型为“执行日内滚动计划”;调令时间为本交易段开始执行时间,调度侧默认勾选下发。

5) 上一交易时段未参与交易,目前执行“调频”的电厂,调令不做调整。

交易生成的“日内滚动计划”调令均自动备注为“日内交易”,区分已有的超短期负荷预测生成的日内滚动计划类型,以便统计和结算。每条发电调令均有选择、取消和修改选项,并提供全选、全部取消和批量修改功能,调度员可根据安全校核结果进行修改。同时具备一键下发至全部电厂的功能。交易出清界面如图 4 所示。

1.5 下一阶段调令策略

本时段交易结束即下一阶段交易开始,交易出清电厂有所变化,生成调令不同。系统读取当前发电调令和下一时段的出清结果综合判断,自动生成交易结束的发电调令:

1) 目前“执行日内滚动计划”,如果下一交易时段不再参与交易,则新调令保持为该电厂的上一条调令,若上一条调令为“执行日内滚动计划”,则调令调整回“执行日前发电计划”,开始时间为本交易段结束时间。

2) 目前未“执行日内滚动计划”,如果下一交易时段不再参与交易,则调令保持不变。

交易出清								
上一交易时段已参与交易,目前执行“日内滚动计划”电厂:								
下发	电厂	交易电力	拟下调令	上网出力	调令开始时间	上一调令	最大发电能力	备注
上一交易时段已参与交易,目前未执行“日内滚动计划”电厂: 全选								
下发	电厂	交易电力	拟下调令	上网出力	调令开始时间	上一调令	最大发电能力	备注
☒	安谷	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日内滚动计划:0	500.00~750.00	日内交易
☒	巴郎口	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日内滚动计划:0	110.00~110.00	日内交易
☒	百花滩	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日内滚动计划:0	0~80.00	日内交易
上一交易时段未参与交易,目前执行“日前发电计划”电厂:								
下发	电厂	交易电力	拟下调令	上网出力	调令开始时间	上一调令	最大发电能力	备注
☒	巴郎口	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日前发电计划:0	110.00~110.00	日内交易
☒	宝州	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日前发电计划:0	0~116.00	日内交易
☒	溪东	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日前发电计划:0	82.00~147.00	日内交易
☒	波罗	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日前发电计划:0	0~48.00	日内交易
☒	茶园	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	执行日前发电计划:0	14.00~15.00	日内交易
上一交易时段未参与交易,目前执行“设置上网出力”电厂:								
下发	电厂	交易电力	拟下调令	上网出力	调令开始时间	上一调令	最大发电能力	备注
☒	安谷	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	设置上网出力:340.00	500.00~750.00	日内交易
☒	百花滩	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	设置上网出力:11.80	0~80.00	日内交易
☒	宝兴河	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	设置上网出力:20.00	120.00~135.00	日内交易
☒	毕棚沟	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	设置上网出力:1.40	10.00~18.00	日内交易
☒	槽渔滩	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	设置上网出力:8.00	49.00~61.00	日内交易
上一交易时段未参与交易,目前执行“调频”电厂:								
下发	电厂	交易电力	拟下调令	上网出力	调令开始时间	上一调令	最大发电能力	备注
☒	宝峰寺	查看曲线	执行日内滚动计划	0	2018-06-23 00:00	调频:0	0~700.00	日内交易
☐ 是否下发过小交易量调令								
								确认下发 取消

图 4 内现货交易出清界面

1.6 数据过滤

为避免日内交易出清电力总量较小,而分配电厂较多导致大部分电厂分得的出清电力过小以致无法执行的情况,根据多次实测结果,采取了按最大发电能力自动过滤数据的策略,确保下发调令能在实际生产中有效执行。交易电量过小的电厂,本时段不下发调整计划调令,其交易电量纳入次日日前发电计划,或将多次日内交易结果累加至可执行电量,再进行滚动平衡。

令出清电力为 P_{eq} ,最大发电能力为 P_{nl} ,满足以下条件中的任何一个,将结果自动过滤:

$$P_{nl} \leq 10 \text{ MW}, \text{ 且 } P_{eq} \leq 1 \text{ MW} \tag{4}$$

$$10 \text{ MW} < P_{nl} \leq 50 \text{ MW}, \text{ 且 } P_{eq} \leq 2 \text{ MW} \tag{5}$$

$$50 \text{ MW} < P_{nl} \leq 300 \text{ MW}, \text{ 且 } P_{eq} \leq 5 \text{ MW} \tag{6}$$

$$300 \text{ MW} < P_{nl}, \text{ 且 } P_{eq} \leq 10 \text{ MW} \tag{7}$$

2 高级应用

2.1 最大发电能力校核

为防止交易前后通过主动调整发电计划的方式抢占交易电量,系统增加了最大发电能力校核功能。令日内滚动计划为 P_{gd} ,当前计划为 P_{dq} ,校核方法为

$$P_{gd} = \max(P_{dq} + P_{cq}, P_{nl}) \tag{8}$$

2.2 数据传输校核

由于日内交易执行的实时性要求,一旦数据传

输延迟或通道短时故障造成数据缺失,电厂侧接收的发电计划将无法反应交易结果,造成交易执行偏差和考核电量,考虑如下两种数据传输校核算法。

调令缺失:电厂侧智能发电调度系统客户端接收调令后,传送回执消息至调度主站服务器,服务器将接收时间和调令内容录入数据库。若未收到回执,判定为通道异常重新下发调令。

日内滚动计划未更新:服务端后台程序定时抽取电厂侧未来 30 min 的日内滚动计划曲线进行校验,若数据与主站曲线不匹配或者数据有缺失,触发重新计算机制并更新电厂侧日内滚动计划数据。

2.3 交易统计

系统提供交易笔数、录入时间、交易时段、调令下发情况以及已发调令统计功能,方便统筹掌握交易执行情况,为调度员根据执行结果修改发电调令提供辅助决策,统计界面如图 5 所示。

3 应用分析

该系统已在 2017 年 5 月部署于四川省调,平稳运行至今。截止目前,累计处理日内现货交易结果 127 笔,下发交易出清调令 73 次,下发日内滚动计划调令 594 次,发电侧执行日内滚动计划调令时长累计约 7250 h,增加清洁能源外送电量约 230 GWh。

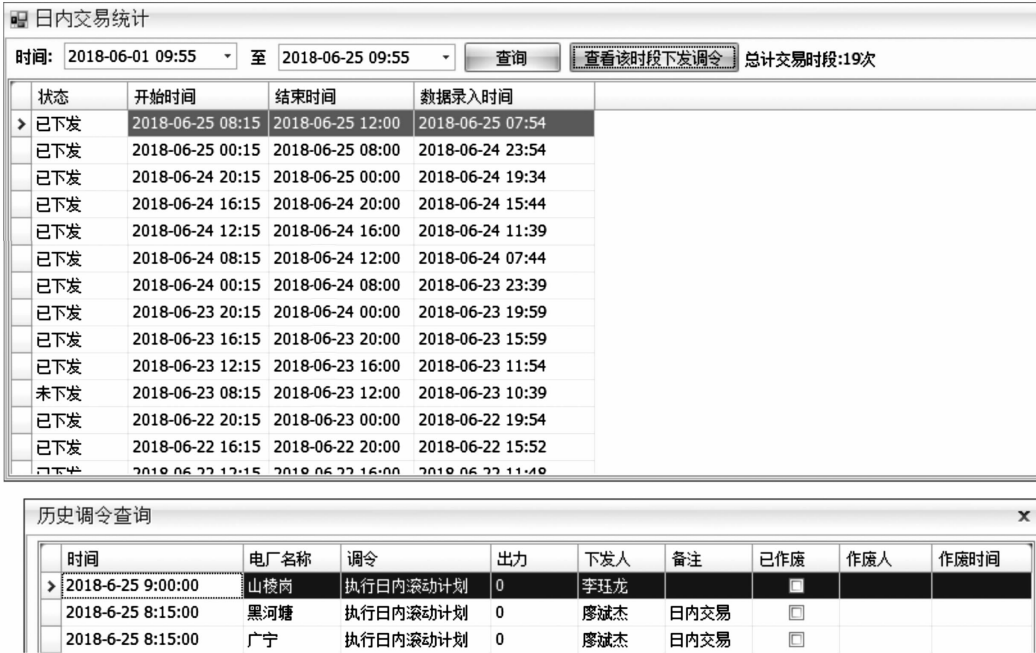


图 5 交易统计界面

全省发电量同比增加 2 871.2 GWh,其中日内现货交易占比 20.77%。由于日内交易首年开展,2017 年 10 月 21 日至 11 月 21 日期间,申报弃水的电厂由去年的 1958 次下降为 1296 次,同比下降 33.8%。运行实践表明该系统有效减少了弃水。

4 结 语

介绍了四川省调日内现货交易生成日内滚动计划的流程、安全校验的原理以及发电调令生成策略。日内现货交易的实时执行,实现了清洁能源的增量外送,提高了外送通道利用率和电网经济性,有效促进清洁能源消纳,改善了电能结构。随着电力体制改革以及调度工作相关要求的提升,未来将从 3 个方面开展系统性能的提升工作:1)电力调度精益化要求的提升对调度员关于水情的掌握提出了更高的要求,后续将在智能发电调度系统中集成水情模块,根据电厂下泄流量要求、水位情况以及来水情况综合分析,得出电厂最佳出力以及上下游匹配方式以指导精益化调度工作。2)考虑到日内现货交易的经济属性,后续将开发基于该系统历史数据的数据分析功能。通过整合日内现货交易成交量、价格、时间段、季节等因素,分析其相互耦合关系,实时判断影响当前日内现货交易成交的关键因素,在申报跨省跨区交易中提供指导。3)随着电力市场改革的不断推进,省内电厂日内现货交易将会提上日程,根据这一需求进一步完善系统功能,为省内日内现货交易做好系统保障。

参考文献

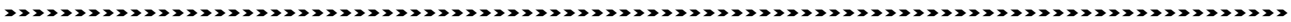
[1] 杨极,邓武军,郭涌涛,等. 电力市场下网损分摊策略综述[J]. 四川电力技术,2005,28(3):48-51.
[2] 李俭. 新的电力市场营销体系模式探讨[J]. 四川电力技术,2000,23(4):19-25.
[3] 张国芳,吕林,刘俊勇. 考虑分布式电源的智能电网备用

市场交易模型[J]. 四川电力技术,2009,32(S1):24-28.
[4] 胡尚诚. 电力市场环境下发电企业竞价策略研究[J]. 四川电力技术,2002,25(1):48-51.
[5] 张文璽,陆浩,袁旭峰. 梯级水电站节能发电多目标优化调度模型研究[J]. 电测与仪表,2013,50(2):1-4.
[6] 吴慧军. 西南地区大规模水电跨省消纳与调峰方法研究[D]. 大连:大连理工大学,2016.
[7] 帅伟. 西南水电“弃水”困局与对策[J]. 中国电力,2017,50(10):171-175.
[8] 王信茂. 四川丰水期水电消纳的问题与对策[J]. 中国电力企业管理,2015(11):26-28.
[9] 张今. 水电弃水电量跨省消纳的定价方法研究[J]. 中国农村水利水电,2016(7):175-179.
[10] 程春田,励刚,程雄,等. 大规模特高压直流水电消纳问题及应用实践[J]. 中国电机工程学报,2015,35(3):549-560.
[11] 罗洋涛,李建兵. 新常态下四川水电发展战略探讨[J]. 四川水力发电,2017,36(1):160-164.
[12] 陈颖,周剑,银涛,等. 四川电网智能调度系统的设计与实现[J]. 四川电力技术,2016,39(03):75-79.

作者简介:

袁贵川(1977),硕士,高级工程师,研究方向为电力系统调度运行与管理;
李 荣(1991),硕士,助理工程师,研究方向为电力系统调度与控制;
李金龙(1987),硕士,高级工程师,研究方向为电力系统调度与控制;
何 川(1987),硕士,工程师,研究方向为电力系统调度与控制;
胡与非(1986)硕士,高级工程师,研究方向为电力系统调度与控制;
付凤翔(1988),学士,工程师,研究方向为电力系统软件工程;
刘 俊(1979),学士,工程师,研究方向为电力系统软件工程;
高 也(1988),学士,工程师,研究方向为软件工程。

(收稿日期:2019-01-26)



欢迎投稿 欢迎订阅

基于 AI 的无人机电网智能巡检方案研析

张仕民,雷泽宇,刘 意,杨 蔚,赵 强,杨生兰,徐 鹏
(国网四川省电力公司检修公司,四川 成都 610041)

摘要:实现电力巡线的规范化、智能化和自动化是电力巡线业务发展的终极目标。简述了电力巡线的发展历程,同时分析了人工智能赋能电力巡线行业的可行性,提出了“无人机巡检+AI 智能分析”处理方案,并对人工智能与电网深度融合进行了展望。

关键词:人工智能;无人机;电网巡检

中图分类号:TM75 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2019)03-0090-05

Research and Analysis on Intelligent Inspection Scheme of Unmanned Aerial Vehicle Based on Artificial Intelligence

Zhang Shimin, Lei Zheyu, Liu Yi, Yang Wei, Zhao Qiang, Yang Shenglan, Xu Peng
(State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Realizing the standardization, intellectualization and automation of power line inspection is the ultimate goal of the development of power line inspection service. The development history of power line inspection is briefly described, and the feasibility of AI-enabled power line inspection industry is analyzed. The processing scheme with UAV inspection and AI intelligent analysis is proposed, and the future of deep integration of AI and power grid is prospected.

Key words:artificial intelligence (AI); unmanned aerial vehicle(UAV); power grid inspection

0 引言

近些年,随着中国经济和社会的快速发展,电力需求也与日俱增,发电量和用电量都呈逐年上升趋势。早在“十二五”期间,中国的电网建设规模就已跃居世界首位,到目前为止中国已经建设成了南方、西北、华东、华中、华北和东北六大跨省区电网,输电线路总长度已超过了1 150 000 km。据国际咨询机构 Global Data 报告称,到2020年,中国的输电线路总里程将增加至1 590 000 km 以上,占世界近一半的里程数,输电线路建设的年复合增长率将达到6%,高于全球3%的增速。

电网作为国民经济的重要支撑,电力线路的稳定性和可靠性与人们的生活和生产活动密切相关,若电网线路出现故障,将会给社会带来不可低估的经济损失,为此电网巡检工作显得十分重要,战略地位与刚性需求非常突出。

1 电网巡检的历史变迁

早期,受制于技术以及各项软硬件条件不足,中国的电力巡检主要以人力巡检为主。经过多年的技术演进和设备的发展,电力巡检方式逐渐出现了人力巡检为主、载人直升机和无人机巡检协同配合的新局面。由于载人直升机有许多局限,所以,无人机电力巡线和人力巡线的结合成为电力行业的主要趋势^[1]。

1)传统人工巡检:完全依赖纯人力巡线,因自然环境复杂,导致此方式成本高、花费时间长,且困难大、风险高、效率较低。

传统的人工巡检主要靠巡检人员到达巡检位置后,通过望远镜或手持红外设备对塔杆进行巡查,或者登上铁塔使用相关仪器对绝缘子等进行检测。虽能第一时间发现隐患并进行处理,但是由于中国地形地貌环境较为特殊,导致输电线路分散、面积广,

所处地形复杂,自然环境恶劣。传统人工巡线往往需翻山越岭,效率极其低下,通常一个班组在山区一天只能巡视 2 座铁塔,遇到恶劣天气往往无法巡检。同时,由于巡检人员素质参差不齐,漏检误检时有发生^[2]。另一方面,预计到 2020 年,中国输电线路总长度预计将达 1 590 000 km,若以每公里人工成本 2 万元/年计算,电网公司每年在电力巡检上的花费将超过 300 亿元,且呈连年增长趋势,成本巨大。

中国电力行业长期依赖人工进行线路巡检的作业模式,如今无论是从生产效率还是成本考虑,显然已越来越不适应电力行业发展的需要。

2) 无人机巡检 + 人工处理:无人机巡线代替人力完成影像的采集,解放前端人力成本,不过影像的处理仍需人工检查,枯燥繁琐,且易遗漏。

无人机是无人驾驶飞机(unmanned aerial vehicle,UAV)的简称,是利用无线电遥控设备和自备的程序控制装置的不载人飞机。从某种角度来看,无人机可以在无人驾驶的条件下完成复杂空中飞行任务和各种负载任务。下面文中无人机是指可搭载相关设备,用于电力巡检的无人机。

节省人工成本、提供安全系数和效率,是无人机巡线将逐步代替人工的必然逻辑。相比传统的人工巡检方式,它可以在作业难度较大的崇山峻林和江河湖泊之间轻松作业,不仅更加高效且更加安全。在作业精度上,也逐渐实现了跟专业摄像机相当的精度效果,那些用人工很难发现的线路受损部分,通过无人机空中巡视,可以清楚地进行研判^[3]。

经过几年的探索,无人机已经在电力巡检、故障处置以及电网建设放线等领域发挥越来越重要的作用。目前,市场正处于人工巡检向无人机巡检的过渡期,国家电网公司、南方电网公司已基本完成对无人机电力巡检的前期试点及经验总结工作,无人机电力巡检进入推广阶段,市场规模潜力巨大。以南方电网为例,计划到 2020 年,基本实现“机巡为主 + 人巡为辅”的协同巡检目标,无人机的市场占有率将达到 70%。

2 国家战略导向下的产业升级

虽然无人机巡检已显著提升生产效率,但仍存在因人工检查不当造成的问题遗漏。随着人工智能(artificial intelligence,简称 AI)技术的不断成熟,用

人工智能技术来解决无人机电网巡检目前的痛点,进行产业再升级,已成为目前业界一致的看法。

2.1 人工智能带来的热潮

随着新一轮科技革命进程加快,人工智能正在全球范围内加速兴起,中国也越来越重视人工智能所带来的影响和变化,从国家顶层设计方面制定了一系列政策。2017 年 3 月,在十二届全国人大五次会议的政府工作报告中,“人工智能”首次被写入政府工作报告。2017 年 7 月国务院发布了《新一代人工智能发展规划》,将人工智能提升为国家战略高度,并为我国发展人工智能技术和应用指明了方向。2017 年 10 月,人工智能进入十九大报告,将推动互联网、大数据、人工智能和实体经济深度融合,人工智能时代已然来临。

人工智能技术是在移动互联网、大数据、超级计算等新技术以及经济社会发展强烈需求的共同驱动下发展演进的,它作为一项基础技术,能够渗透至各行各业,并助力传统行业实现跨越式升级,提升行业效率,推动经济社会各领域从数字化、网络化向智能化加速跃升。人工智能正在逐步成为掀起互联网颠覆性浪潮的新引擎。

2.2 AI 赋能电网智能巡检

当前采用无人机对电网线路进行巡检虽然已经在电网系统内部快速落地与推广,但是在精细化巡检中,由于目前由无人机巡检电网线路采集的影像,仍然依赖人工对影像进行查看,操作人员需要不断放大缩小观察各重点部位细节,才能识别出其中的故障和隐患;此外,巡检采集的影像总量巨大,人工检查枯燥繁琐且很难保证故障隐患的全面、及时发现。

随着人工智能技术的成熟,通过 AI 来解决目前电力巡检生产阶段的痛点,已经成为行业的共识。对无人机巡线影像数据进行 AI 处理,可以完全消除人为干扰因素,达到全流程自动化,极大提升巡检效率,降低运维成本。

3 无人机巡检 + AI 智能处理方案

这里创新性的提出了“无人机巡检 + AI 智能处理”方案,通过人工智能可以让电力巡检变成一件简单化、标准化、智能化的事情,重塑生产效率。

1) 简单化的工作:巡线工人动动手指即可完成,轻松成为可能。



图 1 无人机巡检 + AI 智能处理方案

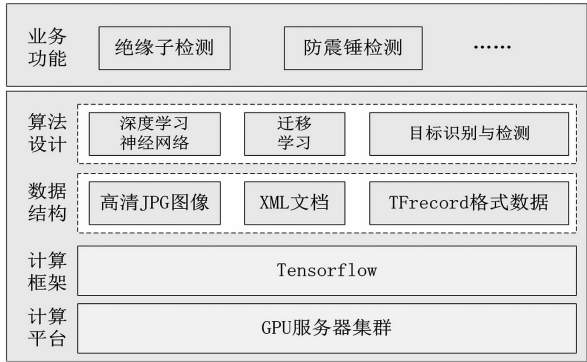


图 2 人工智能处理平台技术架构

- 2) 标准化的巡检流程: 剔除人为干扰因素, 让一切有章可循。
- 3) 智能化的一键检测: 检测报告自动生成, 极大提升效率。

3.1 总体方案简介

基于大数据、云计算、人工智能基础技术, 结合无人机线路巡检的实际业务需求, 构建无人机线路巡查的人工智能分析技术服务: 识别无人机线路巡查中的故障发生点, 对判明的故障点进行明确的标记与类别提示, 便于检查人员快速判别。通过人工智能的识别, 大幅降低人工检视分析的工作量, 并提升故障点的检出率, 减少人员因素导致的漏检发生。该无人机巡检 + AI 智能处理方案主要由以下几个功能模块组成, 见图 1 所示。

1) 数据采集: 利用无人机飞巡执行数据采集任务, 并通过地面控制平台将数据实时回传。2) 大数据分析: 对采集到的图像数据进行标注、分类、清洗, 并进行大数据分析。3) 人工智能平台处理: 通过深度学习和神经网络技术建模, 对图像数据进行智能化、自动化的处理, 一键生成报告。其中人工智能处理平台是整个方案的核心部分(见图 2)。

如图 2 所示, 人工智能处理平台的技术架构主要由以下几方面组成:

- 1) 计算平台(GPU 服务器集群)

GPU(graphic processing unit) 中文名为图形处理器, 它拥有超高的运算速度。GPU 擅长于图像处理, 主要应用于图像、视频游戏等领域。

2) 计算框架

如可采用 Google 的开源框架 Tensorflow, 它是谷歌进行研发的第二代人工智能学习系统, 其命名来源于本身的运行原理。Tensor(张量) 意味着 N 维数组, Flow(流) 意味着基于数据流图的计算, TensorFlow 为张量从流图的一端流动到另一端计算过程。TensorFlow 是将复杂的数据结构传输至人工智能神经网络中进行分析 and 处理过程的系统。

3) 数据结构

为了实现整个系统, 对数据、数据标注的 xml 文档进行了处理, 形成了特定的 TFrecord 格式的数据, 从而可以更好的与 Tensorflow 框架进行数据的传入传出。

4) 算法设计

通过设计专有的故障识别算法, 从而实现整个目标识别的模块。

5) 业务功能

主要是指输电线路巡线过程中的相关应用场景, 如绝缘子破损故障, 防震锤脱落及移位故障, 输电线路间隔棒脱落故障等, 并且可根据业务需求方便地进行拓展。

3.2 方案的创新性

无人机巡检 + AI 智能处理方案为全自动化的解决方案, 从前端的无人机飞巡到后端的 AI 识别, 提供一站式的服务。此方案在业界具备一定的创新性: 首先是理念创新, 将人工智能技术与电力巡线业务进行结合, 通过 AI 赋能传统行业, 提升产业新动能; 其次是技术创新, 将迁移学习引入算法框架以及目标识别框架进行故障判断, 提升准确率, 并且通过不断的落地实施, 通过飞巡图像数据的积累, 经过清洗与处理, 形成有效数据资产。

迁移学习(transfer learning) 顾名思义就是把已

学训练好的模型参数迁移到新的模型来帮助新模型训练。考虑到大部分数据或任务是存在相关性的,所以通过迁移学习可以将已经学到的模型参数(也可理解为模型学到的知识)通过某种方式来分享给新模型,从而加快并优化模型的学习效率,不用像大多数网络那样从零学习(starting from scratch, tabula rasa)。

在无人机电网巡线领域,可充分利用其他领域积累的海量数据和已经建好的模型,降低前期工作量及难度。首先通过海量源数据(如通信铁塔的防震锤图片)进行AI建模,利用faster rcnn网络生成

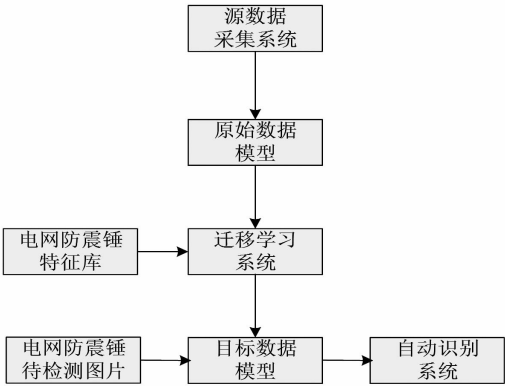


图3 迁移学习技术应用流程

原始数据模型;其次结合电网防震锤特征,通过迁移学习算法等进行模型迁移,生成目标数据模型;最终通过目标数据模型对待检测电网防震锤图片进行自动识别和检测(见图3)。

最后是产品创新,针对目前需要人工检索图像的弊端,创新性地提出一键输入及检测服务,大大提高检测效率。通过AI智能处理赋能无人机巡检,也从各个方面极大地提升了电网客户的体验,产生很大的价值。所提方案的具体优势见表1所示。

表1 方案的优势体现

优势	具体体现
提高行业生产效率	AI智能识别,数秒钟即可自动识别缺陷照片,比传统人工效率提升数十数百倍,大大提升生产效率。
降低客户支出成本	前端采用工业无人机,后端采用AI智能识别,替代传统人工作业,大幅降低人工支出成本。
提升安全性能	传统的电力巡线需要工人在户外条件非常苛刻的环境下作业,如高山、沙漠中,本方案可大幅改善工人的安全生产环境。
增加准确性	无人机定位可以精确到厘米级,并且携带专业的相机,能极大提升故障检测的准确率。

3.3 方案的应用情况

前期应用该方案面向试点线路完成了基于玻璃绝缘子及销钉的智能识别研究,通过对两条典型线路的绝缘子缺失故障的分析,在绝缘子识别方面已经达到了召回率99.3%,准确率97.6%的结果,在绝缘子缺陷识别已经达到了召回率99%,准确率93%的结果。具体识别效果如图4所示。

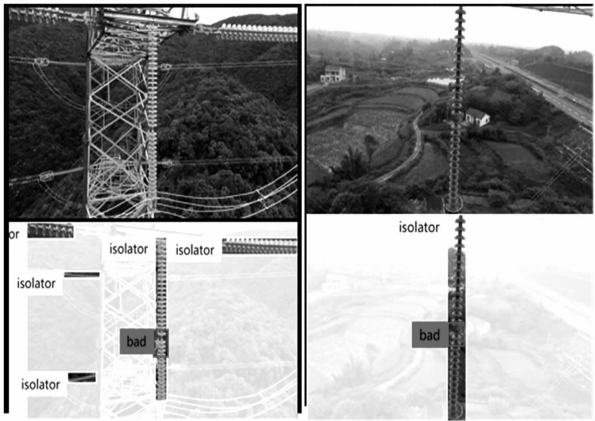


图4 玻璃绝缘子识别效果

(上方为原图,下方为识别结果图)

在销钉识别方面(目标图片切片后)已经达到了召回率95%,准确率81%的结果,在销钉缺失识别(目标图片切片后)已经达到了召回率91%,准确率73%的结果。具体识别效果如图5所示。

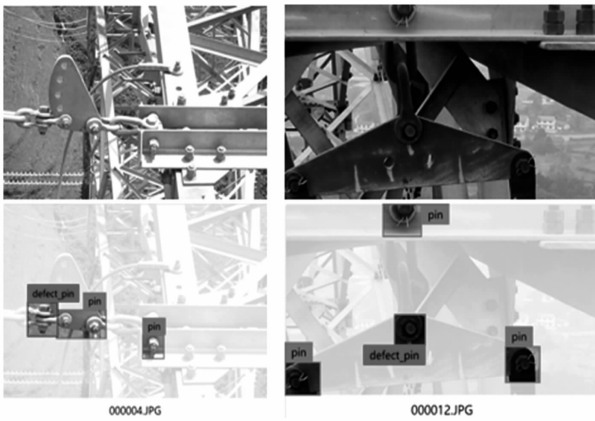


图5 销钉识别效果

(上方为原图,下方为识别结果图)

4 结 语

《新一代人工智能发展规划》将人工智能提升到国家战略层面,电网行业也积极响应国家号召启动了基于人工智能的一系列专项规划,AI赋能无人

机电力巡检正是其中最重要的一环,它是人工智能与实体经济的深度融合,是电网行业成像技术全面化、影像处理机器化、机器巡检自主化和运检工作智能化的基础,更是落实国家供给侧改革的重要举措。

相信在不久的将来,人工智能技术将深入到电网行业的各个生产环节,降本增效,助推企业升级转型,为国民经济发展提供更强动力。

参考文献

[1] 何桂麟.关于配电网架空线中无人机巡视应用探讨[J].科技创新与应用,2018(14):153-154.

[2] 郑贤龙,汪旭旭,叶鹏涛.输电线路无人机巡检技术应用现状及相关问题分析[J].电气开关,2018(3):92-94.

[3] 陶承志,黄禹铭,李宇程,等.无人机电力巡检技术[J].

中国科技信息,2016(18):24-25.

作者简介:

张仕民(1964),硕士,高级工程师,研究方向为电力系统自动化;

雷泽宇(1980),本科,高级工程师,研究方向为输电线路运维管理;

刘意(1983),本科,高级工程师,研究方向为电力系统软件开发;

杨蔚(1978),本科,高级工程师,研究方向为电气技术;

赵强(1975),本科,高级工程师,研究方向为电力工程;

杨生兰(1987),硕士,工程师,研究方向为模式识别与智能系统;

徐鹏(1989),硕士,工程师,研究方向为机械制造及自动化。

(收稿日期:2019-03-04)

《四川电力技术》投稿须知

《四川电力技术》是国网四川省电力公司主管,四川省电机工程学会和国网四川省电力公司电力科学研究院联合主办的国内外公开发行的综合性学术类电力科技期刊,主要刊登电力系统的科研、规划、生产运行、设备和系统维护等方面的研究报告、专题论述、应用研究、经验交流、技术讨论等文稿,尤其是科研创新方面的论文。本刊热诚欢迎投稿。根据科技论文规范化的要求,本刊对来稿提出以下要求。

- 1)文稿内容应具有科学性、创新性和实用性;论点明确、数据可靠、说明严谨、数学推导简明;语言流畅、文字简练、层次分明、重点突出。学术论文请按 GB 7713-1987《科学技术报告、学位论文和学术论文的编写格式》书写,篇幅以版面不超过 6 000 字(包括图表所占篇幅)为宜。
- 2)文稿须写有中文摘要、关键词。摘要内容包括研究目的、方法、结果和结论四要素。摘要在 150~300 字之内。关键词是反映论文的词组,选 3~8 个。摘要及关键词、文章题目均附英文译文。
- 3)文稿表格尽量采用“三线表”。表格上方写表序和表名。表注放在表底。插图应清晰,少而精,插图下方应有图序和图名。能用文字和表格描述的尽可能不用插图。
- 4)来稿计量单位一律采用《中华人民共和国法定计量单位》和符号。
- 5)文中或公式中外文字母符号要注明文种、大小写、上下标、正体、斜体。
- 6)参考文献应尽量选用公开发表的资料,按在正文中出现的先后次序列于文后,以[1]、[2]……标识序号,且与正文中的指标序号一致。按 GB/T 7714-2005《文后参考文献著录规则》、CAJ-CD B/T 1-2006《中国学术期刊(光盘版)检索与评价数据规范修证版试行稿》的要求著录文后参考文献。

文献类型及其标识为:普通图书[M];会议论文[C];报纸文章[N];期刊文章[J];学位论文[D];报告[R];标准[S];专利[P];汇编[G];档案[B];古籍[O];参考工具[K];其他未说明的文献类型,例如可公开的政府行政部门编号文件、行业或大公司的技术规范或工作手册[Z];网上期刊[J/OL];网上电子公司[EB/OL]。电子文献尚需在载体标记后加上发表或更新日期(加圆括号)、引用日期(加方括号)和电子文献网址。

- 7)投稿可通过 E-mail 提供电子文档,信箱为 cdscljs@163.com。稿件上注明详细地址、邮政编码、联系电话,并请自留底稿,本刊一律不退稿。作者在投稿 2 个月后可致电 028-69995169 或 E-mail 到编辑部了解审稿情况。
- 8)本刊投稿自愿,文责自负。对录用稿件编辑部有权进行必要的删改,如不愿被删改,请在原稿上注明。
- 9)本刊已加入万方数字化期刊群全文数据库、中国期刊全文数据库等,稿件一经录用刊登,作者著作权使用费用及稿酬已一次付清,如作者不同意收录,请在来稿时提出声明,本刊将作适当处理。

编辑部地址:四川省成都市高新区锦晖西二街 16 号
邮政编码:610041
电话:(028)69995169,69995168
E-mail:cdscljs@163.com