

《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 陈缨

胡灿 袁邦亮 徐波

董秀成 韩晓言 曾嘉志

秘 书 李世平

程文婷

四川电力技术

双月刊 1978年创刊

中国标准连续出版物号:

ISSN 1003-6954

CN 51-1315/TM

2020年第43卷第4期(总268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:陈缨

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]CN 51-1315/TM * 1978 *

b * A4 * 94 * zh * P * ¥ 6.00 * 3000 * 21 *

2020-8

目 次

· 电力与电网技术 ·

基于运行数据的水电站 MILP 模型最优代表水头选取方法

…………… 王亮,苗树敏,滕予非,王永灿,张弛,杜成锐,王金龙(1)

水火机组调速器死区对超低频振荡的影响分析…………… 范成围(5)

变压器复杂电磁暂态下涌流特征及其对差动保护影响分析

…………… 李舟,何安阳,王辉,师琛,谈震,王琨,李宗博,焦在滨(9)

基于改进的电力现货交易下调度研究

…………… 樊国旗,樊国伟,刘昌东,蔺红,王吉利,刘瑞丰,程林,罗庆,刘大贵(15)

一种基于典型接线模式的城市复杂中压配电网的可靠性评估算法

…………… 张顺,文承毅,何礼鹏,陈明帆,吕懿,李琳玮(20)

动态无功补偿装置在特殊供电负荷中的应用研究

…………… 左龙,吴晓蓉,林波,郭明阳(24)

梯级水电站联合调度 AGC 的研究…………… 刘江涛,周政(28)

· 高压技术 ·

基于声电联合及振动的变压器类设备局部放电现场综合诊断方法

…………… 王超,许本茂,冯藩,严敏超,李雨哲,张劲(33)

基于小波分析诊断和支持向量机的避雷器在线监测数据故障分析

…………… 詹仲强,陈文涛,李金良(38)

杆塔接地参数大数据云平台及信息化测量仪的设计与应用

…………… 王牧浪,彭红刚,邱烜,徐研(42)

变电站分层土壤模型构建对土壤电阻率测量深度的要求

…………… 钟山,周炜明,周德才(47)

· 电力规划与设计 ·

光伏升压柔性直流工程设计及调试技术研究…………… 张舵,蒋艾叮,夏雪,李嘉逸(51)

风电功率外送输电容量规划的经济性研究

…………… 于志勇,宋新甫,张增强,辛超山,李海峰(56)

斜坡地形输电线路桩基础设计研究…………… 陈俊帆,蒋锐,黄兴,韩大刚,杨洋(61)

基于风光互补的直流电网规划模型研究

…………… 王康,戴明明,李强,邓亚伟,王奎红,李志永(66)

· 经验交流 ·

雅中换流站大件运输道路小关沟段滑塌特征及治理措施分析

…………… 黄建平,朱军,任泽,郭松林,孔韬,王林,胡国强(70)

台区三相不平衡运行监测和治理分析…………… 唐伟,贺星棋,滕予非,靳旦(75)

主变压器采用双分支接线形式的改造方案

…………… 邹经鑫,程华,刘鑫,袁明哲,赵志浩(80)

六统一母线保护的旁路代路问题及改进方案

…………… 何振宇,张治,方顺,卿俊杰,汪祺航(84)

某300 MW 燃煤锅炉空气预热器差压高分析与处理

…………… 刘建航,石贤捷,马国智,欧兆华(88)

某变压器消防控制回路异常的分析与处理

…………… 艾飞,陈巧勇,胡冬良,张新来,郭世晓,何颖梅,王寅锋(91)

封面图片由周志秀提供

CONTENTS

• Electric Power and Power System Technology •

An Optimal Head Selection Method for MILP Model of Hydropower Plant Based on Operation Data	Wang Liang, Miao Shumin, Teng Yufei, Wang Yongcan, Zhang Chi, Du Chengrui, Wang Jinlong(1)
Analysis of Governor Deadband Influence of Hydro – thermal Generation Unit on Ultra – low Frequency Oscillation	Fan Chengwei(5)
Analysis on Characteristics of Inrush Current in Complex Electromagnetic Transient of Transformer and Its Influence on Differential Protection	Li Zhou, He Anyang, Wang Hui, Shi Chen, Tan Zhen, Wang Kun, Li Zongbo, Jiao Zaibin(9)
Dispatching Research Based on Improved Spot Market	Fan Guoqi, Fan Guowei, Liu Changdong, Lin Hong, Wang Jili, Liu Ruifeng, Cheng Lin, Luo Qing, Liu Dagui(15)
An Algorithm of Reliability Evaluation for Urban Complex MV Distribution Network Based on Typical Connection Modes.	Zhang Shun, Wen Chengyi, He Lipeng, Chen Mingfan, Lyu Yi, Li Linwei(20)
Application Research of Dynamic Reactive Power Compensation Device in Special Power Supply Load	Zuo Long, Wu Xiaorong, Lin Bo, Guo Mingyang(24)
Research on AGC of Joint Scheduling with Cascade Hydropower Stations	Liu Jiangtao, Zhou Zheng(28)

• High Voltage Technology •

On – site Comprehensive Diagnosis Method of Partial Discharge for Transformer Equipment Based on Ultrasonic Associated with Electromagnetic Wave and Vibration Test	Wang Chao, Xu Benmao, Feng Fan, Yan Minchao, Li Yuzhe, Zhang Jing(33)
Fault Analysis of MOA Online Monitoring Data Based on Wavelet Analysis Diagnosis and Support Vector Machine.	Zhan Zhongqiang, Chen Wentao, Li Jinliang(38)
Design and Application of Big Data Cloud Platform and Informatization Measuring Instrument for Tower Grounding Parameters of Transmission Line	Wang Mulang, Peng Honggang, Qiu Xuan, XuYan(42)
Measurement Depth of Soil Resistivity Required by Construction of Layered Soil Model in Substation	Zhong Shan, Zhou Weiming, Zhou Decai(47)

• Electric Project Planning and Design •

Research on Design and Commissioning Technology of Photovoltaic Boost Flexible DC Project	Zhang Duo, Jiang Aiding, Xia Xue, Li Jiayi(51)
Economic Research on Transmission Capacity Planning of Wind Power Delivery	Yu Zhiyong, Song Xinfu, Zhang Zengqiang, Xin Chaoshan, Li Haifeng(56)
Research on Pile Foundation Design of Transmission Line in Slope Terrain	Chen Junfan, Jiang Rui, Huang Xing, Han Dagang, Yang Yang(61)
Research on DC Power Grid Planning Model Based on Wind and Solar Complementation	Wang Kang, Dai Mingming, Li Qiang, Deng Yawei, Wang Kuihong, Li Zhiyong(66)

• Experience Sharing •

Analysis on Landslide Characteristics in Xiaoguangou Section for Large – scale Equipment Transportation Road of Yazhong Converter Station and Its Control Measures	Huang Jianping, Zhu Jun, Ren Ze, Guo Songlin, Kong Tao, Wang Lin, Hu Guoqiang(70)
Operation Monitoring and Regulating Analysis of Three – phase Unbalance in LV Grid	Tang Wei, He Xingqi, TengYufei, Jin Dan(75)
Reconstruction Scheme of Main Transformer with Double Branch Connection	Zou Jingxin, Cheng Hua, Liu Xin, Yuan Mingzhe, Zhao Zhihao(80)
Bypass Switching Problem of Busbar Protection in the Six Unification and Its Improvement Schemes	He Zhenyu, Zhang Zhi, Fang Shun, Qing Junjie, Wang Qihang(84)
Analysis and Treatment on High Differential Pressure of Rotary Air Preheater of One 300 MW Coal – Fired Boiler	Liu Jianhang, Shi Xianjie, Ma Guozhi, Ou Zhaohua(88)
Analysis and Processing on Abnormal Phenomena of Control Circuit of One Fire – fighting Facilities for Transformer	Ai Fei, Chen Qiaoyong, Hu Dongliang, Zhang Xinlai, Guo Shixiao, He Yingmei, Wang Yinfeng(91)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2020 Vol. 43 No. 4
(Ser. No. 268)

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

基于运行数据的水电站 MILP 模型 最优代表水头选取方法

王 亮¹, 苗树敏¹, 滕予非¹, 王永灿¹, 张 弛², 杜成锐², 王金龙²

(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)

摘 要:针对采用设计水头的水电站混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)调度模型计算的出库流量与实际出库流量偏差较大的问题,提出了基于运行数据的水电站 MILP 模型最优代表水头选取方法。首先,基于运行数据采用 MILP 模型,拟合出使模型计算出库流量过程与水电站实际出库流量过程偏差最小的代表水头;然后,在实际调度中,以日平均入库流量和日平均出力作为该代表水头特征向量,根据预测入库流量和日计划电量即可选取最优代表水头。计算实例表明,相比于传统固定水头,该方法能够更好地反应水电站实际的出库过程,有利于提高电网制定调度计划中梯级水电站上下游水量匹配精度。

关键词:水电;混合整数线性规划;短期;水头优化

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0001-04

An Optimal Head Selection Method for MILP Model of Hydropower Plant Based on Operation Data

Wang Liang¹, Miao Shumin¹, Teng Yufei¹, Wang Yongcan¹, Zhang Chi², Du Chengrui², Wang Jinlong²

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

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

Abstract:In order to solve the deviation between the actual discharge and the calculated discharge of hydropower plant by mixed integer linear programming (MILP) model with design head, an optimal head selection method for MILP model of hydropower plant based on operation data is proposed. Firstly, the MILP model of hydropower plant is used to obtain the optimal head which has the minimum deviation between the actual discharge and the calculated discharge. Then, the daily average reservoir inflow and the daily average output are taken as the optimal head eigenvectors. In the actual scheduling process, the optimal head can be selected according to the predicted reservoir inflow and the daily planned energy. The example shows that the proposed method can better reflect the actual discharge of hydropower plant, and is conducive to improving the matching accuracy of upstream and downstream water volume of cascaded hydropower plants in the formulation of power grid dispatching plan.

Key words:hydropower; mixed integer linear programming (MILP); short term; optimal head

0 引 言

目前水电调度问题常用的求解方法有线性规划、非线性规划、混合整数线性规划、动态规划以及启发式现代智能算法等^[1],其中混合整数线性规划

基金项目:国家重点研发计划项目(分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术研究及应用示范 2018YFB0905200);国网四川省电力公司科技项目(促进水电大范围消纳的送端电网水电调度关键技术研究及应用 52199718001B)

(mixed integer linear programming, MILP)方法已经成为电网调度中求解水电调度问题的重要方法之一^[2-3]。经过多年的水电高速开发,四川水电取得了巨大发展,截止 2019 年年底,四川电网全社会口径水电装机容量 78.403 GW,在电源结构中占比超过 79%,居全国省级电网第一位。四川电网高密度、超大规模的在运水电站,使电网结构中出现很多同一通道接入多个流域电站和同一个流域接入多个送出通道的情况,水力电气耦合关系十分复杂,再加

上水电调度本身大规模、高维、非线性的特征,给四川电网水电调度带了巨大挑战。

因此,在将混合整数线性规划应用于具有大规模水电的四川电网时,无法按照文献[4]所提方法对每个水电站都建立考虑水头影响的 MILP 调度模型,否则将出现变量过多而无法求解的情况。当前在实际调度过程中常用处理方式是将调节性能为日调节及以下水电站作为固定水头参与调度^[5],通常采用设计水头。然而,水电站运行过程中水头受上游坝前水位、下游尾水位等影响,仅采用设计水头难以准确描述水电站发电与出库流量间的关联关系,仿真精度较差。特别是受管理水平限制,部分电站还存在设计资料缺失、不完善等问题,进一步加大了传统固定水头模拟与实际运行工况间的偏差,易造成上下游水量不匹配,增加弃水、水库拉空风险。

针对上述问题,下面提出了基于运行数据的水电站 MILP 模型最优代表水头选取方法,以模型模拟的出库流量和弃水流量与实际数据偏差最小为目标,利用离散水头试算的方法确定当日 MILP 模型偏差最小的代表水头,建立逐日平均入库流量、平均出力、代表水头之间的对应关系。实际调度中,基于次日预测的水电站平均入库流量和平均出力可选取对应的 MILP 模型代表水头,与传统固定水头相比,所提方法可以更好地模拟实际运行工况,实现水电精细化调度。

1 基于运行数据拟合代表水头的水电站 MILP 模型

1.1 目标函数

水电站出库流量由发电流量和弃水流量组成,因此必须拟合出库、发电和弃水流量中的 2 个变量才能保证水电站模拟的水力特性与实际一致。考虑水电站上报数据一般为出库流量和弃水流量,因此采用出库流量和弃水流量模拟值与实际值之间偏差最小作为水电站 MILP 代表水头拟合模型的目标函数,具体如下:

$$\min F = \sum_{t=1}^T (|Q_t^{\text{real}} - Q_t| + |S_t^{\text{real}} - S_t|) \quad (1)$$

式中: Q_t^{real} 为 t 时段电站历史出库流量, m^3/s ; Q_t 为 t 时段电站模拟出库流量, m^3/s ; S_t^{real} 为 t 时段电站实际弃水流量, m^3/s ; S_t 为 t 时段电站模拟弃水流量, m^3/s ; T 为计算的时段总数。

1.2 约束条件

1) 出力约束

$$P_t = P_t^{\text{real}} \quad (2)$$

式中: P_t 为 t 时段水电站模拟出力, MW ; P_t^{real} 为 t 时段水电站历史出力, MW 。

2) 水量平衡约束

$$V_t = V_{t-1} + (I_t^{\text{real}} - Q_t) \Delta t \quad (3)$$

式中: V_t 为电站在 t 时段模拟末库容, m^3 ; I_t^{real} 为电站在 t 时段的实际入库流量, m^3/s ; Δt 为调度时段步长, s 。

3) 出库流量平衡约束

$$Q_t = q_t + S_t \quad (4)$$

式中, q_t 为电站在 t 时段的模拟发电流量, m^3/s 。

4) 电站出力特性约束

$$P_t = 1000 \times A \times q_t \times H \quad (5)$$

式中: A 为电站综合出力系数,可参考同类型电站获得; H 为电站代表水头, m 。

5) 出库流量约束

$$Q_t^{\min} \leq Q_t \leq Q_t^{\max} \quad (6)$$

式中, $Q_t^{\min}$ 、 $Q_t^{\max}$ 分别为 t 时段电站最小和最大出库流量, m^3/s 。

6) 发电流量约束

$$q_t \leq q_t^{\max} \quad (7)$$

式中, $q_t^{\max}$ 为 t 时段电站的最大发电流量限制, m^3/s 。

7) 库容约束

$$V_t^{\min} \leq V_t \leq V_t^{\max} \quad (8)$$

式中, $V_t^{\min}$ 、 $V_t^{\max}$ 分别为 t 时段电站的最小和最大允许库容, m^3 。

2 水电站 MILP 调度模型最优代表水头选取步骤

步骤 1:以等间距将电站最小水头 $H^{\min}$ 和最大水头 $H^{\max}$ 作为边界的水头区间,离散为 n 个代表水头; $H^{\min} = H_1 < H_2 < \cdots < H_n = H^{\max}$ 。

步骤 2:整理历史第 i 日水电站的逐时段出库流量、弃水流量、出力等数据,将离散得到的 n 个水头分别代入式(5),求解水电站代表水头拟合 MILP 模型,得到 n 个水头对应的流量偏差情况 $F_i^1, F_i^2, \cdots, F_i^n$ 。

步骤 3:选取第 i 日偏差最小 F_i^{best} 对应的最优代表水头 H_i^{best} ,计算当日平均入库流量 $\bar{I}_i$ 、平均出力 $\bar{P}_i$,组成该日代表水头特性向量 $(\bar{I}_i, \bar{P}_i, H_i^{\text{best}})$ 。

步骤 4:重复步骤 2 和步骤 3,获得下一日的代

表水头特征向量,设总共开展了 m 日的水头拟合计算,则可形成日平均入库流量、平均出力和代表水头的特征矩阵 M 。

$$M = \begin{bmatrix} \overline{I}_1 & \overline{P}_1 & H_1^{\text{best}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \overline{I}_i & \overline{P}_i & H_i^{\text{best}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \overline{I}_m & \overline{P}_m & H_m^{\text{best}} \end{bmatrix}$$

步骤5:利用待确定代表水头调度日 x 的预测平均入库流量 $\overline{I}'$ 和平均出力 $\overline{P}'_i$,逐个计算 $\overline{I}'$ 、 $\overline{P}'_i$ 与矩阵 M 中历史已发生情况下日平均流量和平均出力之间的欧氏距离,选择最小欧式距离所对应代表水头的平均值 H^{best} 作为模型计算的代表水头。

步骤6:调度日 x 结束后,重复步骤2和步骤3,将该日数据更新到特征矩阵 M 中,重复步骤5开始下一日的调度曲线制定。

3 实例应用

3.1 研究对象基本情况

以四川电网某日调节水电站为研究对象,该电站基本参数如表1表示。以电站调度前30 d的数据作为代表水头选取特征矩阵,以1 h为调度时段步长,以2018年实际运行数据为基础,分别以枯水期2月和汛期6月为代表,开展模拟调度,以验证所提方法的有效性。

表1 水电站基本参数

调节性能	装机/MW	最大库容/ (10^4 m^3)	最小库容/ (10^4 m^3)	最小水头/m
日调节	60	1140	520	12
设计水头/m	最大水头/m	最大发电流量/ $(\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1})$	最大出库流量/ $(\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1})$	
16.4	21	417	9820	

3.2 计算结果及分析

在Matlab中搭建MILP模型,调用Cplex软件包分别对该电站2018年1月1日至2018年1月31日历史运行数据按照第2节步骤1至步骤4进行逐日模拟调度,形成初始特征矩阵1,并按照第2节步骤5至步骤6开展2月1日至2月28日的模拟调度。2月份设计水头和基于所提方法预测的代表水头计算出的逐日实际流量与模型计算流量偏差以及当日MILP模型最小流量偏差见图1;典型日实际出库流量、设计水头模拟出库流量以及优化代表水头模拟出库流量过程见图2至图4。

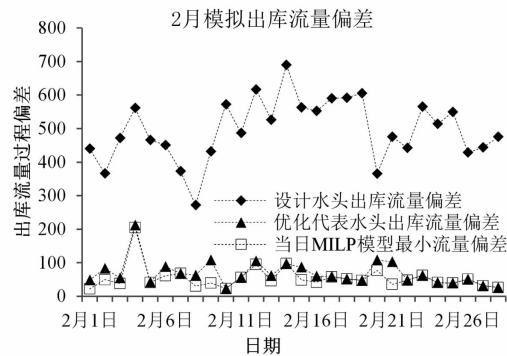


图1 2月模拟调度出库流量偏差

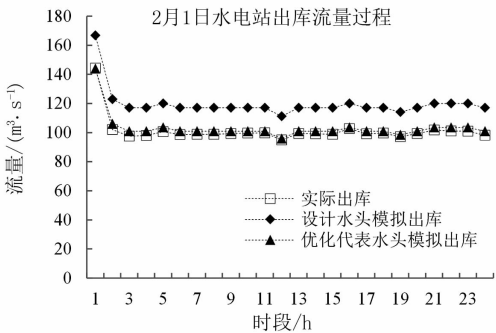


图2 2月1日逐时刻出库流量过程

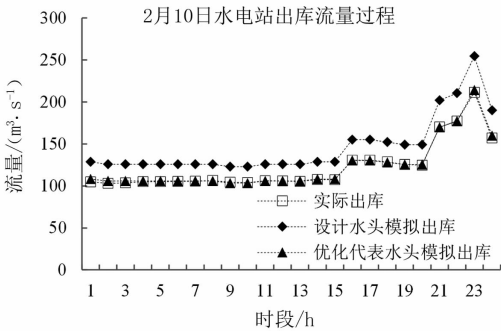


图3 2月10日逐时刻出库流量过程

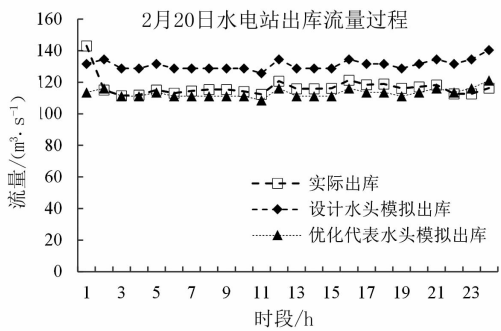


图4 2月20日逐时刻出库流量过程

如图1所示采用所提方法预测的代表水头进行水电站调度时,枯水期2月份出库流量计算偏差与当日MILP所拟合的最小流量偏差基本一致。如图2至图4的典型日逐时刻出库流量过程所示,在枯水期采用经所提方法优化后的代表水头能够较好地拟合实际出库流量过程。

对2018年1月1日至2018年5月31日的历史运行数据进行逐日模拟调度后,扩展原来的特征矩阵,并开展6月1日至6月30日的模拟调度。6月设计水头和基于所提方法预测的代表水头计算出的逐日实际流量与模型计算流量偏差以及当日MILP模型最小流量偏差见图5;典型日实际出库流量、设计水头模拟出库流量以及优化代表水头模拟出库流量过程见图6至图8。

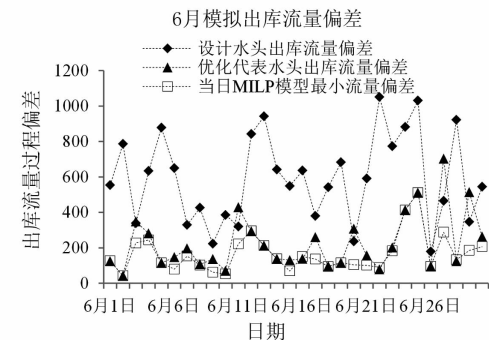


图5 6月模拟调度出库流量偏差

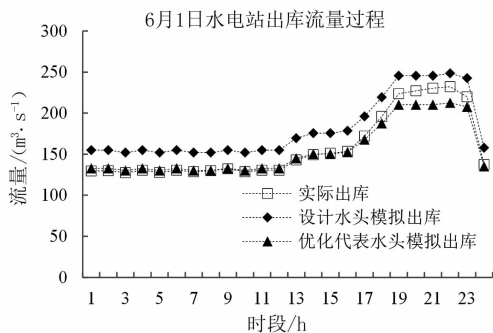


图6 6月1日逐时刻出库流量过程

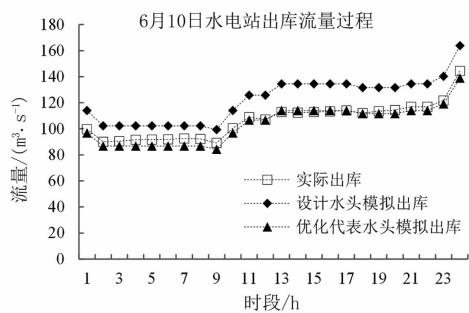


图7 6月10日逐时刻出库流量过程

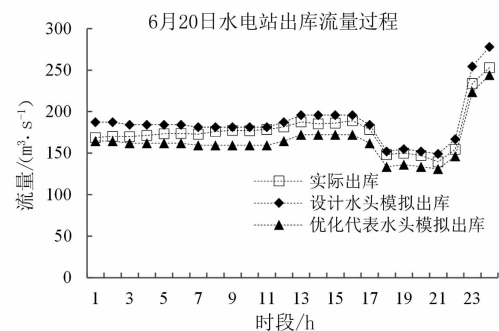


图8 6月20日逐时刻出库流量过程

如图5所示,采用所提方法的代表水头进行汛期水电站调度时,与实际流量过程的偏差多数情况下要小于采用设计水头的模拟偏差。如图6至图8的汛期典型日逐时刻出库流量过程所示,经所提方法优化后的代表水头能够较好地拟合实际出库。

总的来说,所提方法能够更好地反应水电站实际的出库过程,明显优于仅采用固定设计水头的水电站MILP模型调度结果,可有效提高调度计划可行性及精细化水平。

4 结 语

前面提出了基于运行数据的水电站MILP模型最优代表水头选取方法,构建了基于运行数据拟合代表水头的水电站MILP模型,给出了最优代表水头选取步骤,并以四川电网某日调节水电站为例进行了验证。结果表明,在采用固定水头的水电站MILP调度模型中,相比于采用固定设计水头的水电站MILP调度模型,基于历史运行数据选择最优代表水头的水电站MILP调度模型,在枯水期和汛期均能更好地拟合水电站实际出库流量过程,更好地反应水电站实际的出库过程,有利于提高电网制定调度计划中梯级水电站上下游水量匹配精度,实现水资源的优化利用。

参考文献

[1] 程春田,武新宇,申建建,等. 大规模水电站群短期优化调度方法 I: 总体概述[J]. 水利学报, 2011, 42(9): 1017-1024.

[2] 吴宏宇,管晓宏,翟桥柱,等. 水火电联合短期调度的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(28): 82-88.

[3] 贾江涛. 一种带抽蓄机组水电系统短期优化调度方法[J]. 电网技术, 2019, 41(5): 1597-1602.

[4] 贾江涛,管晓宏,翟桥柱. 考虑水头影响的梯级水电站群短期优化调度[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(13): 13-16.

[5] 苏承国,王沛霖,武新宇,等. 考虑机组组合的梯级水电站短期调峰MILP模型[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1883-1891.

作者简介:

王亮(1990), 硕士, 工程师, 主要从事水电系统优化调度研究。
(收稿日期: 2020-03-02)

水火电机组调速器死区对超低频振荡的影响分析

范成围

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘要:超低频振荡是近年来西南电网容易出现的频率稳定问题。现在研究发现调速器系统是引起超低频的关键因素,通过优化调速器参数是抑制超低频振荡的有效手段。除此以外,调速器的死区作为非线性环节,对超低频振荡的影响很大,利用调速器死区实现抑制超低频振荡成为一种可能。基于此利用频率响应模型,分析水、火电机组的调速器死区对超低频振荡的影响,对如何利用死区配置在不损失调频能力的情况下实现超低频振荡抑制给出合理的建议。

关键词:超低频振荡;调速器死区;水、火电机组

中图分类号:TM761 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0005-04

Analysis of Governor Deadband Influence of Hydro – thermal Generation Unit on Ultra – low Frequency Oscillation

Fan Chengwei

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

Abstract: Ultra – low frequency oscillation (ULFO) has been the most common problem of frequency stability in Southwest Power Grid in recent years. The existing researches point out that the governor system is the key factor to cause the ULFO. The optimization of governor parameters is an effective way to suppress the ULFO. Besides, the nonlinearity of governor deadband has a great influence on ULFO, and the appropriate setting of governor deadband contributes to the suppression of ULFO. The frequency response system is adopted to analyze the governor deadband of hydro – thermal generation unit, and its influence on ULFO is presented. Adjusting the deadband setting is suggested for purpose of suppressing ULFO while maintaining the system ability of frequency regulation.

Key words: ultra – low frequency oscillation; governor deadband; hydro – thermal generation unit

0 引言

随着渝鄂背靠背工程的投运,西南电网与西北、华中、华东3个区域电网异步互联,使得四川的电源结构性矛盾更为突出^[1]。四川电网水电装机总量大、占比高,水电机组调节性能、动态特性的好坏严重影响电网的稳定性。系统转动惯量显著减小,系统频率波动将明显加剧,这对系统频率调节策略提出了更高要求。

近年来,异步联网系统振荡现象逐步显现,国内外电网发生了多起超低频率振荡事件^[2]。现有研究发现,水轮机是造成超低频振荡发生的主要

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(水电高占比直流大外送系统多级调频协调策略研究及示范 5100-201926011A-0-0-00)

原因^[3-5]。调速器成为控制水轮机动作特性的关键元件,优化参数设置是解决超低频振荡问题的有效手段。

系统频率稳定与调速器一次调频性能密切相关^[6],为提升高水电占比电网在超低频段的阻尼水平,需要减小调速器PID参数^[7];然而,过小的调速器参数将显著降低一次调频性能,不利于大扰动后频率恢复,系统高频和低频风险突出^[8]。故调速器PID参数需要在一次调频性能和超低频振荡抑制两个矛盾的目标中平衡。

除了控制参数以外,调速器的死区对系统的调频能力影响不可忽略。死区既是调速系统机械环节中不可避免的环节,同时也是避免调速器频繁动作的主要手段。如果能够合理设置死区,则可以实现抑制超低频振荡的目的,同时也能维持系统调节频率超限的能力。因此,下面针对四川电网水电占比

高的特性,分析水、火发电机组的调速器死区对超低频振荡的影响。

1 超低频振荡机理分析

由于水的惯性,导致在水轮机导叶开度变化时,流量不会立即变化。在水轮机导叶变化初期,有功功率初始冲击与导叶位置变化的方向相反:开启导叶时,因压力降低导致功率下降;关闭导叶时,因压力增加导致功率上升。水轮机功率最终按水锤时间常数 T_w 逼近导叶控制指令,如式(1)所示。

$$\Delta P_m(t) = [1 - 3e^{-(2/T_w)t}] \Delta G \tag{1}$$

式中: ΔP_m 为水轮机机械功率; ΔG 为导叶控制指令对应的功率。

水轮机的上述特性导致其成为“非最小相位系统”,在系统解列或水电机组孤立运行期间,可能因水轮机控制不稳定导致超低频振荡现象。

调速器和原动机组成的系统如图 1 所示。



图 1 调速器、水轮机联接模型

典型水轮机调速系统总体简化模型可表示为

$$\Delta T_m = -(\Delta P_E/K_I \Delta \omega) \frac{K_p}{1 + T_R s} \frac{1}{1 + T s} \frac{1 - T_w s}{0.5 T_w s} \tag{2}$$

式中: ΔT_m 为水轮机调速系统输出机械转矩; ΔP_E 为电磁功率; $\Delta \omega$ 为频率偏差量; K_p 、 K_I 为 PID 控制器中比例系数和积分系数; T_R 为调速器控制时间常数; T 为水轮机伺服系统时间常数。

对特定的振荡频率,有

$$\Delta T_m = G_{GOV} (j\omega_d)_K (-\Delta \omega) = -\alpha \angle \beta \cdot \Delta \omega \tag{3}$$

式(3)将机械转矩 ΔT_m 表示为调速系统传递函数 $G_{GOV} (j\omega_d)_K$ 和频率偏差 $\Delta \omega$ 的乘积,用 α 简化表示。调速系统产生的移相角 β 随频率的变化而变化。针对超低频振荡的频率区间,移相角 β 运行在负阻尼区间。水电调速系统在低频段具有明显的相位滞后效应,典型参数下水电机组调速系统在低频段范围内均提供负阻尼。

2 四川电网典型调速器系统

调速器和原动机系统的传递函数为

$$G = G_{\text{调速}} G_{\text{水、汽轮机}} \tag{4}$$

$$\Delta P_m = D_C \Delta \omega + K_C \Delta \delta \tag{5}$$

式中: ΔP_m 为原动机机械功率变化; $\Delta \omega$ 为转速偏差; $\Delta \delta$ 为功角变化; D_C 为阻尼转矩系数; K_C 为同步转矩系数。

由 ΔP_m 与 $\Delta \omega$ 之间的传递函数可知, $D_C > 0$ 时发电机将向系统提供正阻尼。分析水轮机调速系统及原动机开环传递函数的阻尼特性,将调速系统提供的转矩在 ω 轴上的投影(即调速系统提供的阻尼转矩分量)定义为调速系统的阻尼系数,借此评估调速系统的阻尼性能。

四川电网主要包括水电和火电两种能源。在 PSASP 数据模型中,火电机组调速器模型主要为 4 型,水电机组调速器模型主要为 7 型,且仅有开度模式。所有传递函数的参数都展示于模型框图中,详细信息参考 PSASP 用户手册^[9]。

1) 4 型汽轮机调速器模型

4 型调速器由电液调节系统、电液伺服机构、汽轮机模型、主汽压力变化模型组成。

图 2 为忽略功率信号、只考虑转速信号时的电液调节系统。该系统采用负荷反馈控制,频率偏差 $\Delta \omega$ 到阀门开度 P_{CV} 的传递函数可表示为

$$G_1 = \frac{P_{CV}}{-\Delta \omega} = K - K \left(K_p + K_D s + \frac{K_I}{s} \right) \tag{6}$$

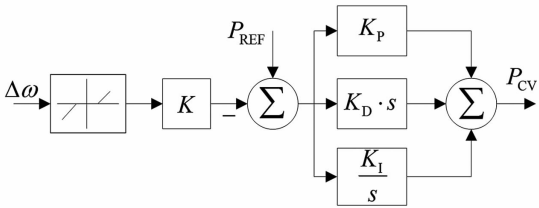


图 2 电液调节系统

图 3 为以 P_{CV} 为输入、 P_{GV} 为输出的电液伺服机构,其传递函数为

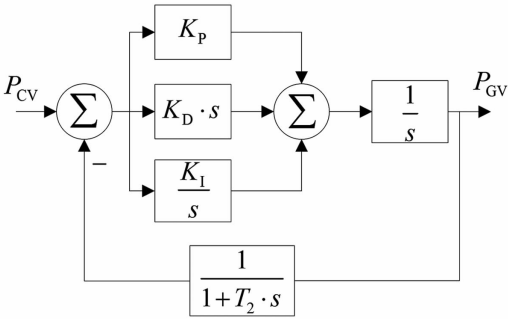


图 3 电液伺服机构模型

$$G_2 = \frac{\left(K_{p1} + K_{D1}s + \frac{K_{I1}}{s}\right) \cdot \frac{1}{T_o} \cdot \frac{1}{s}}{1 + \left(K_{p1} + K_{D1}s + \frac{K_{I1}}{s}\right) \cdot \frac{1}{T_o} \cdot \frac{1}{s} \cdot \frac{1}{1 + T_2s}} \quad (7)$$

图4 为汽轮机模型框图,其传递函数为

$$G_3 = \frac{P_M}{P_{GV}} = \frac{1}{1 + T_{CS}s} \cdot \frac{1}{1 + T_{RH}s} \cdot \frac{1}{1 + T_{CO}s} F_{LP} + \frac{1}{1 + T_{CS}s} \cdot \frac{1}{1 + T_{RH}s} F_{IP} + \left[\frac{1}{1 + T_{CS}s} + \lambda \left(\frac{1}{1 + T_{CS}s} - \frac{1}{1 + T_{CS}s} \cdot \frac{1}{1 + T_{RH}s} \right) \right] F_{HP} \quad (8)$$

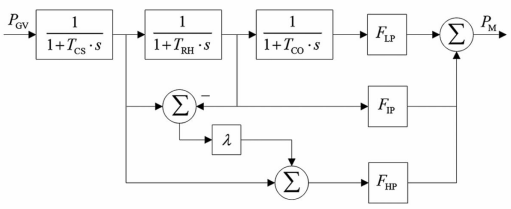


图4 汽轮机模型

2) 7 型水轮机调速器模型

7 型调速器包含调节系统、液压系统以及水轮机模型。附加调节方式为开度模式,调节系统的模型框图如图5 所示。

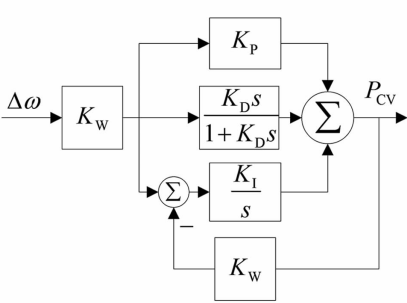


图5 调节系统

调节系统传递函数为

$$G_1 = \frac{K_W \left(K_P + \frac{K_D s}{1 + T_D s} + \frac{K_I}{s} \right)}{1 + b_p \frac{K_I}{s}} \quad (9)$$

液压系统的模型框图如图6 所示,其传递函数为

$$G_2 = \frac{\left(K_P + K_D s + \frac{K_I}{s}\right) \cdot \frac{1}{T_o} \cdot \frac{1}{s}}{1 + \left(K_P + K_D s + \frac{K_I}{s}\right) \cdot \frac{1}{T_o} \cdot \frac{1}{s} \cdot \frac{1}{1 + T_2s}} \quad (10)$$

图7 为考虑水锤效应的水轮机模型,其传递函数为

$$G_{HGov} = \frac{1 - sT_W}{1 + 0.5 \cdot T_W s} \quad (11)$$

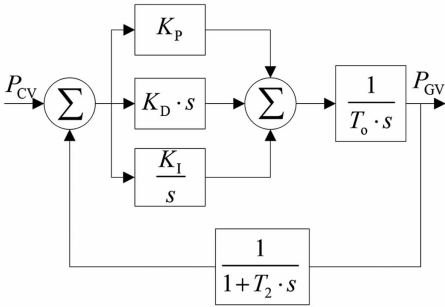


图6 液压系统(含执行机构)模型

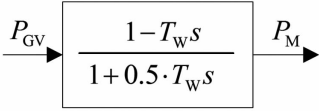


图7 水轮机模型

以上两种调速系统是四川电网中的典型调速模型,下面将其作为重点,研究对应的死区配置对超低频振荡的影响。

3 算例分析

3.1 仿真模型

忽略网络和负荷特性,利用频率响应模型研究多机电力系统的超低频振荡问题是较为常用的方法^[10-11]。针对四川电网的水、火电混合系统特性,在 Simulink 平台上建立如图8 所示的单机带两台调速器的频率响应模型,以研究不同能源机组的死区如何影响超低频振荡。

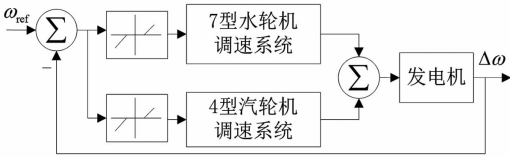


图8 单机两调速器系统

忽略系统网损,考虑负荷频率调节效应和发电机阻尼系统后,图8 中等值发电机的传递函数为

$$G_{gen} = \frac{1}{T_J s + D_s} \quad (12)$$

式中: T_J 为发动机的转动惯量; D_s 为发电机阻尼系数与负荷频率调节效应系数之和。

7 型水轮机调节系统采用 PI 控制。忽略伺服系统微分和积分环节,结合典型仿真数据,调速系统传递函数可以简化为

$$G_{Hgov} = \frac{K_D s^2 + K_P s + K_I}{b_p K_I + s} \cdot \frac{1}{1 + T_G s} \cdot \frac{1 - T_W s}{1 + 0.5 T_W s} \quad (13)$$

对于实际电网仿真,4 型汽轮机通常考虑高压蒸汽和中间再热蒸汽容积效应,调速器保留调差特性,伺服系统忽略微分和积分控制,结合四川电网典型仿真数据,调速系统传递函数可以简化为

$$G_{sgov} = \frac{1}{R} \cdot \frac{1}{1 + T_G s} \cdot \frac{1 + F_{HP} T_{RH} s}{(1 + T_{CH} s)(1 + T_{RH} s)}$$

(14)

- 仿真参数设置如下:
- 1) 发电机 G_{gen} 参数为 $T_J = 10.0\text{ s}$, $D_S = 0.4$;
 - 2) 水轮机 G_{ht} 及其调速器 G_{hgov} 参数为 $K_P = 0.5$, $K_D = 0.7$, $K_I = 1$, $T_W = 1$, $T_{GH} = 0.2$, $b_P = 0.04$;
 - 3) 汽轮机 G_{st} 及其调速器 G_{sgov} 参数为 $R = 0.030\ 3$, $T_G = 0.2$, $F_{HP} = 1$, $T_{RH} = 10$, $T_{CH} = 12$ 。

另外,设置 b_1 和 b_2 分别为水轮机调速器和汽轮机调速器的死区,通过改变死区的大小,测试在不同的扰动输入下,死区对频率振荡的影响。

3.2 死区大小影响分析

所建立的系统由 1 台火电机组和 1 台水电机组构成,分别以不同的死区配置进行仿真,将扰动由小到大按步长 0.000 1 增加,直到系统首次出现发散的振荡波形,记录此时的扰动大小,以此作为该死区配置下的临界扰动大小。当扰动大于临界扰动时,系统不稳定;当扰动小于临界扰动时,系统稳定。算例中水、火电机组调速器死区分别为 0.007 pu 和 0.005 pu 时(基于 50 Hz),以不同幅值的扰动大小测试系统,发现当扰动幅值在 0.020 0 时,激发出收敛的波形,系统是稳定的;而当幅值增加到 0.020 1 时,波形发散,系统失稳。如图 9 所示。所以 0.020 1 即是该死区配置下的系统临界扰动值。用同样的方法测试不同死区配置的仿真,结果如表 1 所示。

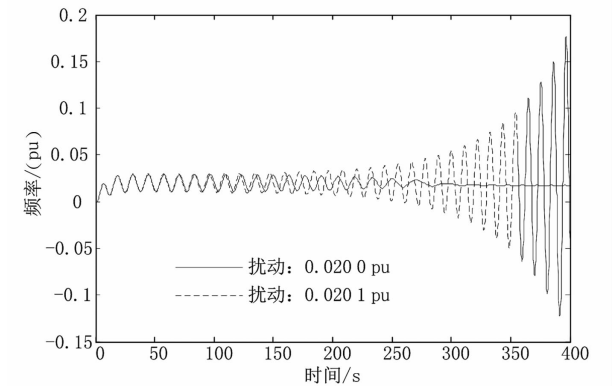


图 9 频率分析的系统等值模型

以算例 1 作为基准,将其他算例的结果与之进行比较,分析讨论死区对系统稳定性高低的影响。

表 1 不同死区的临界振幅值

算例	死区值/(pu)		临界扰动 /(pu)	说明
	b_1	b_2		
1	0.007 0	0.005 0	0.020 1	基准算例
2	0.008 0	0.005 0	0.022 6	增加水电死区
3	0.007 0	0.006 0	0.020 5	增加火电死区
4	0.008 0	0.006 0	0.022 9	共同增加死区
5	0.006 0	0.004 0	0.018 7	共同减少死区
6	0.005 6	0.006 4	0.016 5	减少水电、 增加火电死区
7	0.007 6	0.004 4	0.021 3	增加水电、 减少火电死区

1) 水、火电机组死区独立影响

以算例 1 为基准,将算例 2(单独增加水电死区)和算例 3(单独增加火电死区)的结果与之比较,可以看出:两者死区的增加都增加了临界扰动的大小;并且临界扰动对水电机组调速器的死区更为敏感,同样增加 0.001 pu 的死区大小,算例 2 的临界扰动增幅更大。

2) 共同改变死区

将水、火电机组调速器死区同时增加(算例 4)或同时减少(算例 5),临界扰动的幅值也随之增大或减小。临界扰动幅值与死区大小的变化正相关。

3) 相互反向改变死区

将水、火电机组调速器相互以相反方向改变死区大小,其中算例 6 中水电死区减少、火电死区增加,其临界扰动比算例 1 减小;而算例 7 中水电死区增加、火电死区减少,其临界扰动比算例 1 更高。相比算例 1,算例 6 和算例 7 中水、火电机组调速器死区值的改变量绝对值相同。结果证明,增加水电死区、减少水电机组的调频参与度,同时减少火电机组死区、增加火电机组的调频参与度,对系统的频率振荡有较好的抑制作用,同时也保持了系统的频率调节能力。

4 结 语

调速器死区对超低频振荡的抑制作用比较明显,死区越高则系统发生超低频振荡的风险越低。但不同能源机组的调速器死区对于超低频振荡的抑制效果不同。通过调节水电机组的调速器死区能够明显改变使系统发生频率振荡的扰动幅值,而火电机组则效果较弱。综合来看,不论单独提高某种机组

(下转第 37 页)

变压器复杂电磁暂态下涌流特征 及其对差动保护影响分析

李 舟¹, 何安阳², 王 辉¹, 师 琛¹, 谈 震¹, 王 琨¹, 李宗博², 焦在滨²

(1. 国网陕西省电力公司西安供电公司, 陕西 西安 710032;

2. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要:近年来变压器差动保护误动拒动现象时有发生,现场数据表明差动保护事故多发生于比典型空载合闸复杂的场景。针对以上问题,基于电磁暂态仿真计算,研究了电力变压器在剩磁、直流偏磁、CT饱和以及复杂谐波等工况下的励磁涌流特性,深入分析了复杂电磁暂态环境下主保护的動作性能,并针对变压器保护的拒动和误动问题,提出了切实可行的措施,以提高复杂电磁暂态工况下变压器主保护的性能力,减少不正确动作的发生,保证电力系统的安全运行。

关键词:差动保护;剩磁;直流偏磁;CT饱和;复杂谐波

中图分类号:TM774 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0009-06

Analysis on Characteristics of Inrush Current in Complex Electromagnetic Transient of Transformer and Its Influence on Differential Protection

Li Zhou¹, He Anyang², Wang Hui¹, Shi Chen¹, Tan Zhen¹, Wang Kun¹, Li Zongbo², Jiao Zaibin²

(1. State Grid Xi'an Electric Power Supply Company, Xi'an 710032, Shaanxi, China;

2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi, China)

Abstract: The maloperation and refuse operation of transformer differential protection often occur in recent years. The field data show that the fault of differential protection often occurs in the situation which is more complex than the typical no-load energizing of transformer. It is necessary to study the action of transformer differential protection in the complex electromagnetic transient environment. Aiming at those problems, the mechanism and characteristics of inrush current in the case of remanence, DC bias and CT saturation of transformer are studied, the causes of maloperation and refuse operation of differential protection in the above cases are analyzed, the factors leading to maloperation and refuse operation of transformer are summarized, and the corresponding measures to improve the correct operation rate of differential protection in complex electromagnetic transient are put forward in order to guarantee the safe operation of power system.

Key words: differential protection; remanence; DC bias; CT saturation; complex harmonic

0 引言

随着高压直流输电、新能源、电动汽车等以电力电子设备为接口的电源和负荷的大量涌现,现代电力系统表现出越来越明显的电力电子化特征。在系统故障的暂态过程中,电源和负荷非线性导致故障波形畸变越来越严重,非整数次谐波、衰减直流分量等现象越来越明显。同时,受高压直流输电运行方式、地磁暴以及高空电磁脉冲等因素的影响,变压器

的直流偏磁现象也越来越多地在实际运行中出现,若再考虑到变压器剩磁工况及CT饱和等问题,现代电力系统中的变压器经常处于复杂的电磁暂态工况之中,其主保护的性能力越来越受到人们的关注和重视。目前的电力变压器的主保护是电流差动保护,为保证在空载合闸等工况下保护的可靠性,配置了以二次谐波制动/闭锁为代表的励磁涌流识别判据。有关电力变压器差动保护运行情况的统计数据表明,差动保护的正确动作率一直较低,远落后于线路保护,在复杂电磁暂态过程中出现了大量的不明

原因的不正确动作。据文献报道,近年来出现的多起变压器差动保护不正确动作情况,严重地影响了电力系统的安全运行。文献[1]报道了浙江某抽水蓄能电站主变压器因二次谐波定值设置不适应实际运行复杂电磁暂态工况导致误动的案例。文献[2]报道了江苏常州三井变电站主变压器正常运行时差动保护误动事故,事故分析表明主变压器 110 kV 回路上某发电厂变压器空投产生穿越性涌流,穿越性涌流的直流特性引发和应涌流现象导致主变压器误动。文献[3]报道了东北铁岭清河变电站三次误动事故,事故均发生在附近炼钢厂炼钢炉投入使用时,电力电子设备造成的谐波污染是保护不正确动作的主要原因。文献[4]报道了云南某电厂主变压器在外部某相接地故障时零差保护误动事故,事故分析表明其 CT 性能参数与设计要求不匹配,外部故障电流导致 CT 饱和造成主变压器零差保护误动,而在谐波、频繁操作、偏磁以及存在衰减直流分量等情况下 CT 更容易发生饱和。可见,在复杂的电磁暂态情况下,以励磁涌流理论特性为依据的识别判据的性能遇到了巨大的挑战,进而导致闭锁失败从而引发保护的拒动,或者由于误闭锁导致内部故障切除时间延长,威胁设备及系统的运行安全。因此,有必要研究复杂电磁暂态下涌流机理和特征,分析变压器差动保护异常动作的原因,并提出针对性的解决方案。

根据对电力电子化电力系统故障暂态过程的分析可知,复杂电磁暂态过程对变压器保护的影响主要体现在铁芯严重剩磁、直流偏磁、非线性负荷投入引发的谐波环境以及复杂工况导致的 CT 饱和。下面在分析了变压器剩磁、偏磁工况、复杂谐波环境以及 CT 饱和等因素对励磁涌流特性影响的基础上,基于 PSCAD 电磁暂态仿真,系统地分析研究了在以上复杂电磁暂态工况下的变压器差动保护,特别是励磁涌流识别判据不正确动作的原因,并从现场实际出发,提出了切实可行的提高变压器保护性能的措施,旨在推进复杂电磁暂态下变压器差动保护动作正确率的提升。

1 剩磁

变压器在进行直流电阻测量、空载试验、电压比测量和断路器分闸等操作后^[5],由于铁芯铁磁材料

的磁滞效应,铁芯中会留有残留磁通,称为剩磁。剩磁产生后,如果不采取特定的消磁手段,不会自动消失。变压器空载合闸时,如果铁芯中存在剩磁,将加剧铁芯饱和程度,产生很大的励磁涌流。设加载在变压器上的电压为 $u = U_m \sin(\omega t + \alpha)$,电压和磁通关系满足 $u = N \frac{d\Phi}{dt}$,求解可得变压器磁通为

$$\begin{aligned}\Phi(t) &= -\frac{U_m}{N\omega} \cos(\omega t + \theta) + \Phi' \\ &= -\Phi_m \cos(\omega t + \theta) + \Phi' e^{-\frac{t}{\tau}}\end{aligned}\quad (1)$$

式中: $-\Phi_m \cos(\omega t + \theta)$ 为铁芯磁通稳态分量; Φ' 为铁芯磁通暂态分量。

考虑到铁芯磁通不能突变,将 $t = 0$, $\Phi(t) = \Phi_{rem}$ 代入式(1)可求得

$$\Phi' = \Phi_m \cos \theta + \Phi_{rem} \quad (2)$$

式中, Φ_{rem} 为变压器铁芯剩磁。式(2)表明存在剩磁时,在铁芯剩磁和励磁磁通同向的半个周期内,变压器铁芯更快更容易进入饱和;且剩磁越大,铁芯饱和程度越大,饱和时间越长,励磁涌流越严重。

为进一步探究剩磁对差动电流特征及差动保护的影响,基于 PSCAD 电磁暂态仿真软件搭建了变压器运行模型。其中变压器为 3 台 230/11 kV - 120 MVA 的单相变压器连接组成的三相双绕组变压器组,采用 Y/Δ-11 方式连接。每台变压器铁耗标幺值为 0.07 pu,铜耗标幺值为 0.005 pu,漏抗标幺值为 0.1 pu;采样频率为 10 kHz。二次谐波制动采用 15% 的整定值。下面若无特殊说明则仿真采用相同参数配置。图 1 给出变压器合闸角 60°,在具有不同程度剩磁时空载合闸的差动电流初始基波有效值和初始二次谐波占比。由图可知随剩磁程度增大,差动电流基波有效值增加,励磁涌流越严重。但随着励磁涌流程度增加,差动电流间断角减小,当间断角减小到一定程度时,二次谐波占比将开始下降,因此图中差动电流初始二次谐波占比呈现先增后降的趋势。可见存在剩磁时基于差动电流二次谐波含量的差动保护将无法有效识别励磁涌流,可能造成差动保护错误动作。

由式(2)知合闸角接近 0°时,励磁涌流最严重,此时若存在剩磁,差动电流二次谐波占比将进一步下降。图 2、图 3 具体给出了合闸角 0°且存在 80% 剩磁时,变压器空载合闸的差动电流仿真波形和对应的二次谐波占比。由图可以看出,差动电流存在

严重励磁涌流,间断角明显减小,二次谐波含量低于15%的整定值,差动保护发生误动。

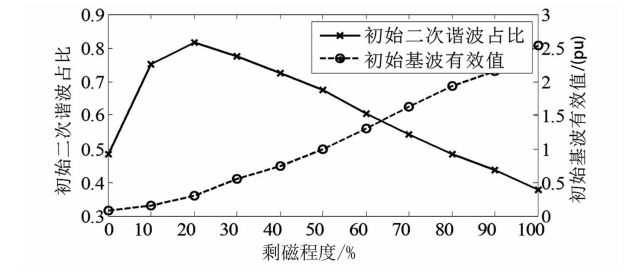


图1 不同剩磁条件下空载合闸时差动电流基波有效值及其二次谐波占比

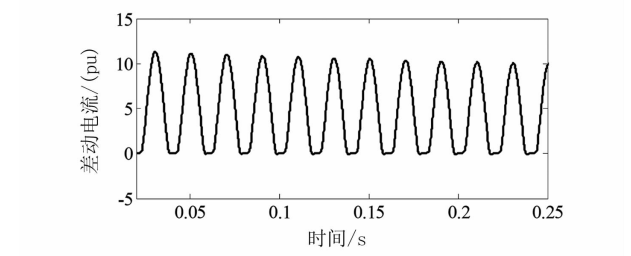


图2 严重剩磁条件下空载合闸时差动电流

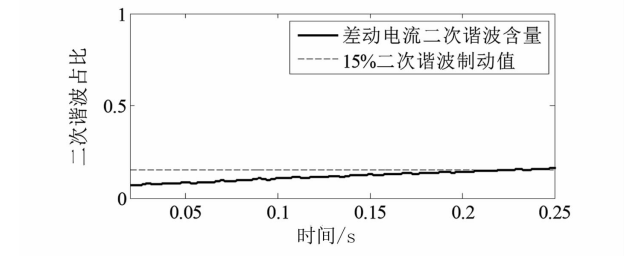


图3 严重剩磁条件下空载合闸时差动电流二次谐波占比

2 直流偏磁

直流偏磁是指变压器绕组中出现直流电流,从而使变压器工作在非正常状态的现象。太阳表面活动旺盛产生太阳磁暴时,会在地球表面形成地磁感应电流,并通过变压器中性点注入变压器形成直流偏磁^[5]。随着直流输电系统的发展,直流偏磁的影响更加明显。当直流输电系统采用单极大地运行方式,或采用双极大地运行方式但一极出现故障或停运检修时,直流电流将通过接地极注入大地,并在大地中形成明显的直流电位差。对于接地极附近的中性点接地变压器,在不同的直流电位差作用下,将有较大的直流电流通过中性点注入变压器,产生直流偏磁现象。

变压器中性点注入直流电流后,变压器磁通 $\Phi'(t)$ 可由式(3)描述。

$$\Phi'(t) = \Phi(t) + \Phi_{DC} \quad (3)$$

式中: $\Phi(t)$ 为无直流偏磁时变压器磁通; Φ_{DC} 为直流偏磁导致的直流磁通。直流磁通的存在使变压器铁芯工作点偏移,铁芯饱和,产生和铁芯存在剩磁时类似的结果,使变压器出现明显的涌流。此外相比合闸后会逐渐衰减的剩磁,直流偏磁可能存在较长时间,一方面导致变压器损耗增加、温度升高、振动加剧,威胁变压器安全及寿命;另一方面使变压器电流发生畸变,导致变压器保护的不正确动作。

图4给出了存在直流偏磁时的变压器差动电流仿真波形。由图可见,直流偏磁导致变压器差动电流逐渐出现偏向时间轴一侧涌流。相比空载合闸时衰减的励磁涌流,由于直流电流一直没有消除,直流磁通积累,涌流逐渐增大直至稳定。图5给出了由正常运行的变压器中性点注入不同程度直流电流,涌流稳定后,二次谐波含量。变压器两侧额定电流为0.30 kA/6.30 kA。随着注入直流电流增大,直流偏磁越严重,差动电流二次谐波含量越高。由图可知注入高压侧额定电流3%的直流电流时,变压器差动电流已出现明显的涌流并含有大量二次谐波,对基于二次谐波制动的差动保护造成严重影响。

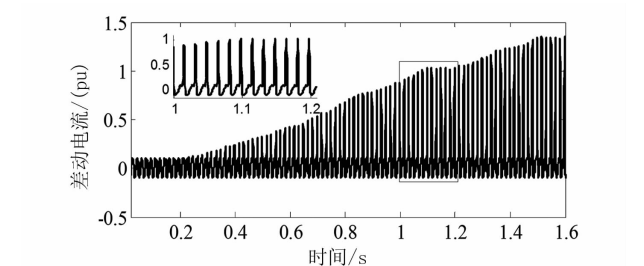


图4 直流偏磁时差动电流

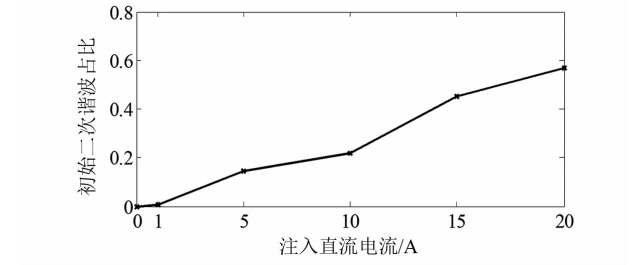


图5 不同直流偏磁程度时差动电流二次谐波占比

图6、图7具体给出了存在直流偏磁且发生内部故障后的故障相差动电流波形及二次谐波占比。由图可见,由于直流偏磁导致变压器饱和,差动电流二次谐波占比明显增加,差动保护无法快速动作切除故障。

此外,需要特别说明的是,对于多个变压器存在耦合的情况,复杂电磁暂态过程可能导致并联或串联的和应涌流现象,其本质与直流偏磁的工况具有

高度的相似性。因此对于变压器保护而言,直流偏磁的分析可以描述复杂电磁暂态过程中变压器发生和应涌流的工况。

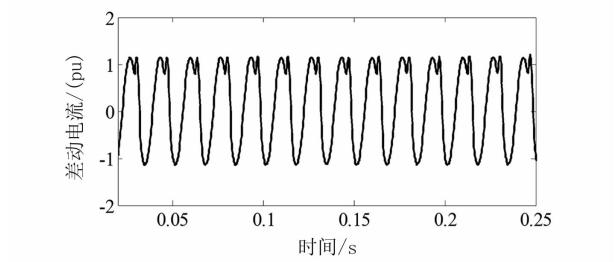


图6 直流偏磁且内部故障时差动电流

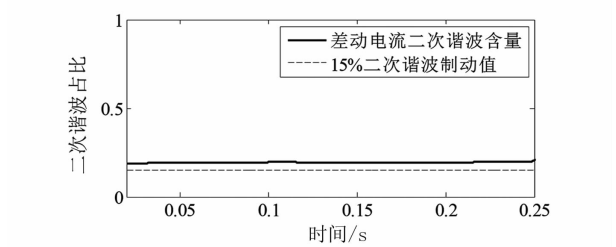


图7 直流偏磁且内部故障时差动电流二次谐波占比

3 系统谐波环境

随着电力系统的发展,其规模不断增大、结构日益复杂,大量非线性元件及负荷投入使用,使变压器的工作环境也更加复杂。典型的电力系统非线性元件及负荷包括铁磁饱和型、电子开关型、电弧型三类。铁磁饱和型指变压器、电抗器等铁磁设备,其具有非线性的磁化特性。电子开关型主要包括交直流系统中整流器、逆变器等换流设备以及基于晶闸管可控开关、变频器等电力电子设备。电弧型主要指工业电弧炉、电焊机等设备,这些设备使用时具有高度波动性、不对称性等非线性特征。此外近年来快速发展的新能源发电及储能也具有明显的非线性特征,可能导致系统谐波含量增加。非线性的元件或负荷具有非线性伏安特性,当其接入电力系统后,导致电力系统的正弦波形畸变,谐波含量增加,电能质量下降。以图8简化的铁磁型非线性元件伏安特性为例,给元件施加工频正弦电压后将产生非正弦的电流,给电力系统注入高次谐波。

电力系统谐波含量的增加一方面将增大系统损耗,导致系统谐振,缩短变压器、发电机等电力设备的使用寿命,威胁电力系统的安全稳定运行;另一方面当系统谐波含量增大时,基于变压器两侧电流计算的差动电流中将注入一定的谐波,对基于谐波制动的变压器闭锁方式产生不良影响。

图9给出了电力系统中存在大量谐波的环境下,变压器发生不同程度内部故障时故障相差动电流二次谐波初始值。由图可知,内部故障越严重差动电流受系统谐波影响越轻。严重内部故障时差动保护能够正确动作,但对于轻微内部故障,系统谐波将导致保护长期误闭锁使故障程度恶化,进而对电力系统安全性与稳定性造成严重影响。图10、图11

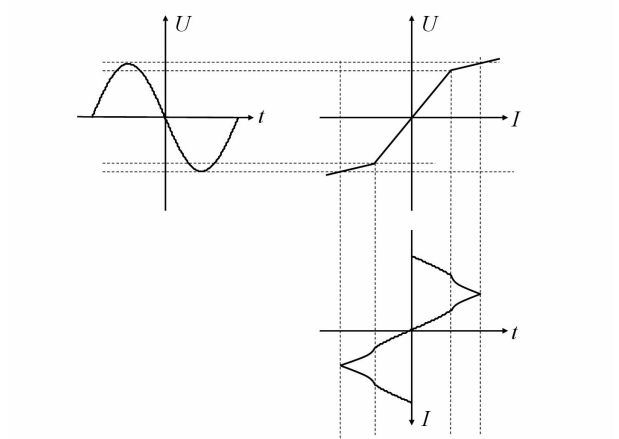


图8 铁磁型非线性元件伏安特性

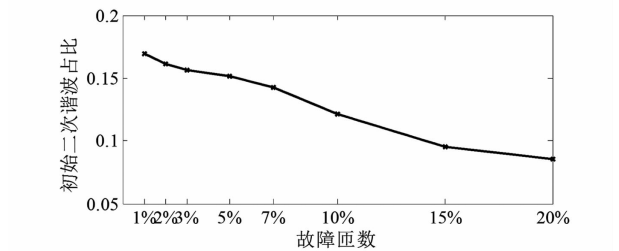


图9 电力系统存在谐波且发生不同内部故障时差动电流二次谐波占比

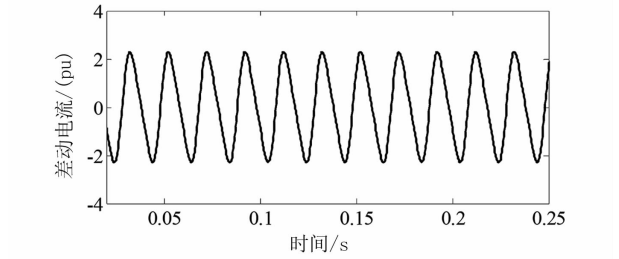


图10 电力系统存在谐波且5%内部故障时差动电流

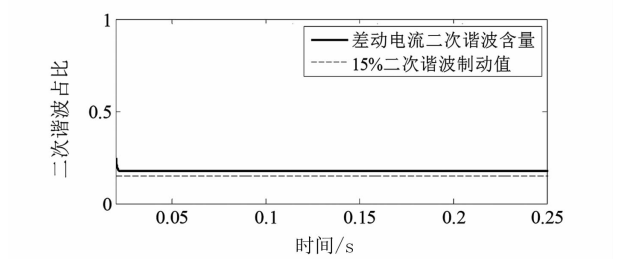


图11 电力系统存在谐波且5%内部故障时差动电流二次谐波占比

具体给出电力系统中存在大量谐波且变压器发生5%匝间短路时的差动电流及其二次谐波占比。系统谐波导致差动电流含有大于15%整定值的二次谐波时,差动保护无法快速动作切除故障。

4 CT饱和

变压器差动保护装置需要通过电流互感器CT测量一次侧的电流信息。但由于CT也是基于电磁感应定律的传变元件,其非线性特性导致CT存在饱和的可能性。当系统发生故障时,流经CT的电流可能高达额定电流的数倍甚至数十倍,且含有衰减的直流分量,从而导致CT饱和。文献[7]指出,多次重合闸可能导致CT中含有较高剩磁,实际变压器空载合闸时,为确保设备无故障会进行多次合闸,也可能导致CT剩磁含量较高从而发生饱和。CT饱和后,CT二次侧电流将发生畸变,无法准确地反映一次侧信息。

考虑CT传变时,变压器差动电流可表示为

$$I_d = I'_1 + I'_2 = I_1 + I_2 - (I_{\mu 1} + I_{\mu 2}) \quad (4)$$

式中: I'_1 、 I'_2 分别为变压器原、副边CT二次侧电流; $I_{\mu 1}$ 、 $I_{\mu 2}$ 为CT励磁支路电流; I_1 、 I_2 为CT一次侧电流。可见CT饱和后,由CT二次侧计算的差动电流将具有不同的特征。传统的差动保护原理未考虑CT饱和后差动电流的特征,在CT饱和后可能异常动作。

图12给出了变压器空载合闸时的差动电流仿真波形,由图可以看出CT饱和后,差动电流波形畸变,相比未饱和时的单侧涌流,出现了偏向时间轴两侧的对称性涌流。尽管在该例中差动电流二次谐波没有明显下降,但间断角显著减小,对称性发生变化,差动保护可能误动。

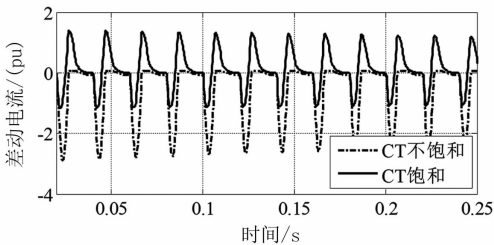


图12 变压器空载合闸且CT饱和时差动电流

图13给出了变压器发生5%内部故障、CT发生不同程度饱和时故障相差动电流二次谐波初始含量。由于CT未饱和时其励磁电流趋近于0,当CT

饱和后会产生峰值较高的涌流,因此图13选择CT励磁电流峰值反映CT饱和程度。由图可见随着CT饱和程度增大,由CT二次侧电流计算的差动电流二次谐波增加,可能导致保护误闭锁。图14、图15具体给出了变压器差动电流仿真波形和CT饱和时差动电流对应的二次谐波占比。由图可以看出,CT饱和时差动电流发生畸变,导致保护启动后差动电流二次谐波含量大于15%的整定值而保护闭锁,无法快速切除内部故障,威胁到电力系统的安全运行。

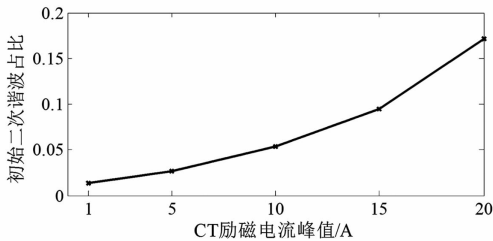


图13 变压器5%内部故障CT不同程度饱和时差动电流二次谐波占比

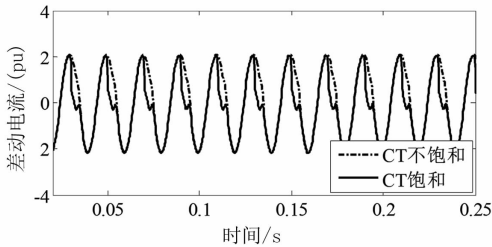


图14 变压器内部故障且CT饱和时差动电流

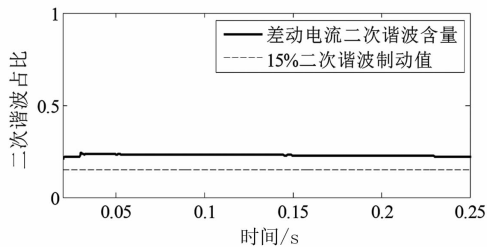


图15 变压器内部故障且CT饱和时差动电流二次谐波占比

5 针对性措施

以上理论分析和仿真结果说明剩磁、直流偏磁、CT饱和等情况将会导致变压器差动保护的异常动作,影响电力系统的安全运行。因此对于可能发生以上情况的变压器,需要采取针对性的措施。

1)针对变压器直流电阻实验后可能存在较大

剩磁时,可以采用直流交变衰减电流法或交流衰减电流法等对变压器绕组施加极性交替变化的衰减电流,使铁芯磁滞回线轨迹逐渐收缩,从而将铁芯剩磁降至较低水平。

2) 针对直流偏磁,一方面在直流输电系统规划设计时,需要合理选取接地极,减小对周边设备的影响;另一方面可以通过变压器中性点串联电阻、串联电容以减小流入变压器的直流电流,也可以设置动态电压源,通过中性点检测并注入反向电流以抵消直流偏磁电流。

3) 针对电力系统谐波,一方面应研究先进的控制技术改善谐波源特性,减少非线性元件谐波的产生,如采用多相整流技术、有源功率因数校正技术等;另一方面可安装专门的谐波治理设备,在谐波检测分析的基础上,采用无源滤波器或有源电力滤波器等,对注入系统的谐波进行抑制和消除。

4) 针对 CT 饱和,在选择 CT 时应综合保护安装处可能出现的最大短路电流、CT 负载能力及饱和倍数,选择型号、特性及变比合适的 CT,以减小 CT 饱和的可能性;同时有必要针对 CT 饱和时差动电流特点,研究和采用抗 CT 饱和的差动保护原理,一些厂家的变压器保护设备已经开始采用时差法或附加制动法^[8]来识别 CT 饱和,并在区外故障且 CT 饱和后闭锁差动保护。

此外,从变压器保护技术的角度,可以在构造保护判据时引入电压量,从而通过励磁支路特性反应变压器铁芯饱和的状态,避免二次谐波闭锁等仅采用电流波形特性的识别判据不正确动作,提升保护的正確动作率。

6 结 论

针对传统变压器差动保护在复杂电磁暂态下误动、拒动的问题,分析了变压器存在剩磁、直流偏磁及 CT 饱和时变压器差动电流涌流的产生机理及特征,并通过 PSCAD 电磁暂态仿真研究了以上情况下差动保护不正确动作的原因。研究结果表明:

1) 变压器铁芯剩磁越大,空载合闸时励磁涌流越严重。当励磁涌流饱和时间超过半个工频周期时,其二次谐波含量将减小,可能导致差动保护误动。

2) 变压器存在直流偏磁且发生内部故障时,变压器铁芯因偏磁电流饱和,差动电流出现涌流特征。随着注入变压器直流电流增大,因直流偏磁导致的差动电流二次谐波含量增大,差动保护无法快速动作。

3) 电力系统由于非线性元件及负荷存在大量谐波时,由变压器两侧电流计算得到的变压器差动电流谐波含量也会上升。变压器轻微内部故障时差动电流二次谐波含量受系统谐波影响较大,差动保护无法快速动作,可能发展为更严重故障。

4) 变压器各侧 CT 饱和时,由 CT 二次侧电流计算的差动电流波形畸变,空载合闸时可能出现对称性涌流,导致差动保护误动;发生内部故障时,差动电流二次谐波含量增大,差动保护可能拒动。

以上因素都可能导致变压器差动保护的异常动作,有必要采取对应措施以提高变压器差动保护正确动作率。

参考文献

[1] 王立大,段周朝. 变压器励磁涌流引起保护误动分析[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(10):138-140.

[2] 周云波,曹良. 一起主变压器差动保护误动事故及防止对策[J]. 电网技术,2001,25(12):71-74.

[3] 翁汉翔,林湘宁. 变压器差动保护误动的复杂电磁暂态分析[J]. 中国电机工程学报,2009,29(13):65-71.

[4] 宋忧乐. CT 饱和引起保护误动故障分析[J]. 云南电力技术,2015,43(2):30-31.

[5] 李景丽,贺鹏威,邱再森,等. 电力变压器铁心剩磁测量方法研究综述[J]. 高压电器,2018,54(7):98-105.

[6] 董霞. 变压器直流偏磁研究[D]. 济南:山东大学,2013.

[7] 郝后堂,史泽兵,江卫良. 重合于故障时 TA 饱和对差动保护的影响及对策[J]. 电力自动化设备,2013,33(4):167-170.

[8] 林湘宁,刘沛,高艳. 基于数学形态学的电流互感器饱和和识别判据[J]. 中国电机工程学报,2005,25(5):46-50.

作者简介:

李 舟(1984),博士,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护;

何安阳(1997),硕士研究生,研究方向为电力系统继电保护;

师 琛(1988),硕士,工程师,研究方向为电系统继电保护。

(收稿日期:2020-03-20)

基于改进的电力现货交易下调度研究

樊国旗^{1,2},樊国伟³,刘昌东²,蔺 红¹,王吉利⁴,刘瑞丰⁴,程 林⁴,罗 庆¹,刘大贵^{1,3}
(1. 新疆大学电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 834200;

2. 国网浙江省电力有限公司金华供电公司,浙江 金华 321001;

3. 国网新疆电力有限公司,新疆 乌鲁木齐 830011;4. 国家电网公司西北分部,陕西 西安 710048)

摘 要:电力现货交易可增加系统调峰能力,从而有效减少新能源限电,促进新能源消纳;但现货交易中部分规定会导致参与成员缺少激励措施而降低参与意愿。基于“非价格歧视”理论对现货交易中自备电厂负荷、谷时段小工业负荷以及新加入采暖负荷机组现货交易成员进行扩展,然后根据报出清顺序确定优先交易对象;通过对比无现货交易、原现货交易和改进现货交易下新能源限电和现货交易下调度成本,验证所提出改进现货交易调度方法的有效性。

关键词:现货交易;价格歧视;激励机制

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2020)04 - 0015 - 05

Dispatching Research Based on Improved Spot Market

Fan Guoqi^{1,2}, Fan Guowei³, Liu Changdong², Lin Hong¹, Wang Jili⁴, Liu Ruifeng⁴,
Cheng Lin⁴, Luo Qing¹, Liu Dagui^{1,3}

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 834200, Xinjiang, China;

2. State Grid Jinhua Electric Power Supply Company, Jinhua 321001, Zhejiang, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Co. , Ltd. , Urumqi 830011, Xinjiang, China;

4. Northwest Branch of Sated Grid Cooperation, Xi'an 710048, Shaanxi, China)

Abstract:Spot market can increase the peak shaving capacity of the system, which can effectively reduce new energy abandonment and promote the consumption of new energy. However, non - price discrimination in spot market can cause participating members to lack incentives and reduce their willingness to participate. In spot market, the self - owned power plant load, small industrial load during the valley period, and the spot market members of newly - added heating load units are expanded, and then the priority transaction object is determined according to the order of clearing. Dispatching costs under new energy curtailment and spot market verify the effectiveness of the proposed improved spot market dispatching method.

Key words:spot market; non - price discrimination; excitation mechanism

0 引 言

新能源在促进可持续发展和低碳社会转型中发挥着重要作用^[1-2],但是由于新能源波动性对电力系统调峰带来了巨大的压力,导致了新能源限电^[3-4]。电力市场建设特别是现货交易开展可增加系统调峰能力减少新能源限电^[1,5-6]。

文献[7]设计了日内基于现货交易下的发电调

度系统。文献[8]设计了新能源富集地区可再生能源现货市场支持系统,从而促进新能源跨区消纳和资源配置能力。文献[9]在考虑多日负荷特性基础上基于市场化方式实现了多日机组组合和日前出清。文献[10]结合增量优化模式和全电量优化模式特点对中国电力现货市场发展提出了建议。

针对以上文献较少关注于现货交易环节中激励机制问题,下面基于“非价格歧视”对现货交易中环节进行改进,增加现货交易成员,解决现货交易成员因价格歧视导致积极性不足的问题。此外,现货交易成员增加可以增减系统调峰能力,减少新能源限

基金项目:新疆维吾尔自治区自然科学基金项目(可再生能源发电基地直流外送系统的稳定控制技术 2017YFB0902000)

电。然后,通过新疆某地区实际算例对比无现货交易、原有现货交易和改进现货交易下的系统成本,验证改进现货交易下调度方法的有效性。

1 现货交易成员

目前现货交易包括火电机组深度调峰、自备电厂虚拟储能、小工业负荷(和自备电厂负荷产业相同,由于负荷较小无自备电源)用户侧调峰。这里将采暖负荷也考虑在内,对原有的现货交易成员进行补充。

1.1 火电机组深度调峰

火电机组通过深度调峰可以降低出力至最小技术出力之下,从而增大新能源消纳。火电机组参与深度调峰现货交易前后火电机组最小技术出力和新能源限电对比如图 1 所示。

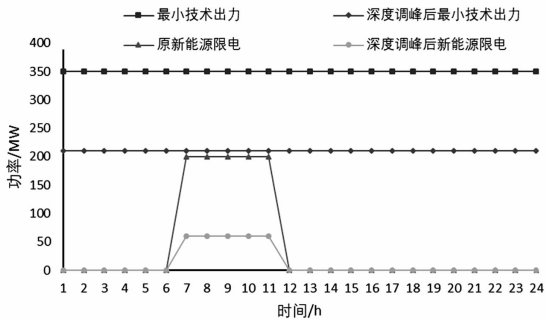


图 1 火电机组深度调峰参与现货交易

1.2 自备电厂虚拟储能

自备电厂虚拟储能通过增减火电机组出力或负荷参与现货交易。自备电厂减小出力(增大负荷)储存电能,可促进新能源消纳;自备电厂增大出力(减小负荷)释放电能,可减小系统非计划失负荷。自备电厂火电机组虚拟储能在最小技术出力和最大技术出力之间,不参与深度调峰。图 2 为自备电厂参与虚拟储能现货交易前后自备电厂出力和新能源限电对比,图 2 中自备电厂负荷未参与虚拟储能现货交易。

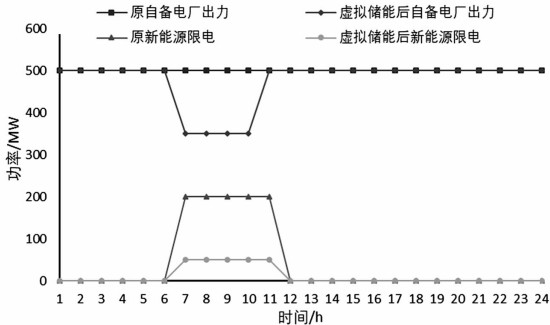


图 2 自备电厂虚拟储能参与现货交易

1.3 小工业负荷用户侧调峰

小工业负荷无自备电源,通常根据系统峰谷电价制定生产计划。目前,小工业负荷在峰电价时段参与用户侧调峰按照平电价结算,在平电价时段参与用户侧调峰按照谷电价结算。新疆峰电价时段为 10:00—13:00 和 19:30—0:30,平电价时段为 8:30—10:00 和 13:00—19:30,谷电价时段为 0:30—8:30。图 3 为小工业负荷用户侧调峰前后小工业负荷和新能源限电对比,图 3 中小工业负荷仅在 10:00—13:00 时段新能源限电时负荷侧调用参与现货交易。

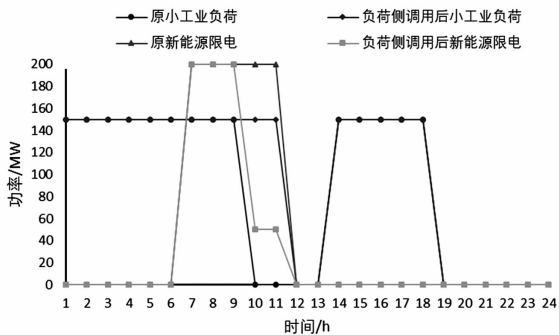


图 3 小工业负荷用户侧调峰参与现货交易

1.4 采暖负荷参与现货交易

目前现货交易成员中未包含采暖负荷,为促进新能源消纳,可将采暖负荷考虑到现货交易中采用供暖机组和电锅炉联合运行。当新能源限电时,可减小供暖机组出力并同等增大电锅炉功率,保持总供暖功率不变。图 4 为采暖负荷参与现货交易前后供暖机组出力和新能源限电对比。

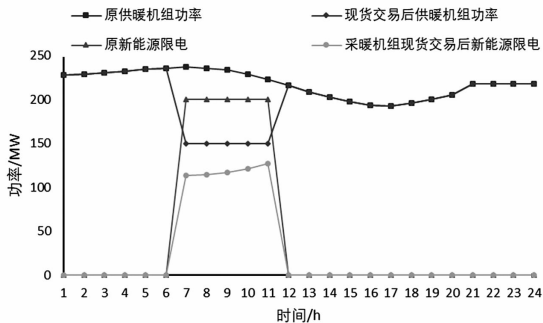


图 4 采暖负荷参与现货交易

2 现货交易成交顺序及改进

2.1 当前成交顺序

当计划不能满足新能源实时消纳需要开展现货交易时,各交易成员按照“集中竞价”方式进行;按照报价从低到高依次成交,报价成本在成交优先顺

序中起到决定性作用。假设没有激励的自备电厂负荷虚拟储能、小工业负荷谷电价时段和采暖负荷不参与现货交易,则现货成交顺序如图5所示。

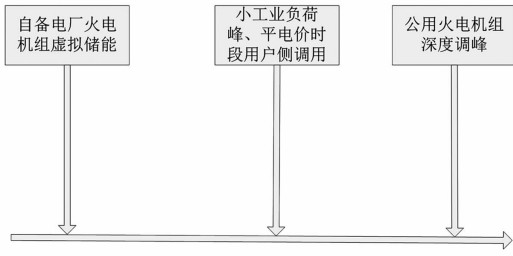


图5 现货交易成交顺序

2.2 改进后成交顺序

在小工业负荷用户侧调峰规定中,峰、谷、平电价时段固定,激励措施只在峰、平电价时段。在谷电价时段未有相应激励措施,不能激励小工业负荷谷电价时段负荷侧调峰的积极性。

自备电厂虚拟储能增减火电机组出力不能满足系统需要时,需要增减负荷。然而自备电厂负荷虚拟储能定价只有50元/MWh,产生“价格歧视”现象^[12]。“价格歧视”指面对不同对象提供相同等级和质量的商品但定价不同。

提出将小工业负荷用户侧调峰谷电价时段调用、自备电厂负荷虚拟储能、采暖负荷参与现货交易按照“非价格歧视原则”激励定价为152.5元/MWh,这个价格和小工业负荷用户侧调峰峰电价、平电价时段的激励定价相同。

通过上述改进后现货交易成交顺序如图6所示。

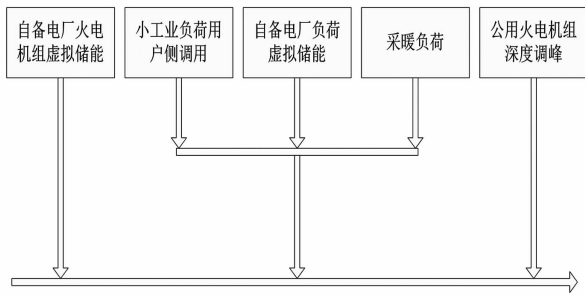


图6 改进后现货交易成交顺序

3 现货交易调度计划

3.1 目标函数

调度目标:新能源限电量 $W_{n.a}$ 最小,即

$$W_{n.a} = \min \sum_{t=1}^T (P_{n.a} \cdot t) \quad (1)$$

式中, $P_{n.a}$ 为新能源限电功率。

新电源限电和现货交易总成本 C_s 为

$$C_s = C_{n.a} + C_{f.d} + C_v + C_1 + C_h \quad (2)$$

式中: $C_{n.a}$ 为新能源限电成本; $C_{f.d}$ 为公用火电机组深度调峰交易成本; C_v 为自备电厂虚拟储能交易成本; C_1 为小工业负荷用户侧调峰交易成本; C_h 为采暖负荷交易成本。

新能源限电成本为

$$C_{n.a} = \sum_{t=1}^T P_{n.a} \cdot t \cdot c_{n.a} \quad (3)$$

式中: $c_{n.a}$ 为新能源限电单位成本; T 为新能源限电时间。

火电机组深度调峰交易成本为

$$C_{f.d} = \sum_{i=1}^{T_1} P_{f,d,i} \cdot t \cdot c_{f,d,i} \quad (i=1,2) \quad (4)$$

式中: $P_{f,d,i}$ 为公用火电机组参与深度调峰功率; $c_{f,d,i}$ 为火电机组深度调峰交易单位成本, $i=1,2$ 分别表示1档深度调峰和2档深度调峰; T_1 为公用火电机组深度调峰时间。

自备电厂虚拟储能交易成本为

$$C_v = \sum_{j=1}^{T_2} P_{v,j} \cdot t \cdot c_{v,j} \quad (j=1,2) \quad (5)$$

式中: $P_{v,j}$ 为自备电厂虚拟储能功率, $j=1,2$ 分别表示自备电厂火电机组和负荷参与虚拟储能; $c_{v,j}$ 为自备电厂虚拟储能交易单位成本; T_2 为自备电厂虚拟储能时间。

小工业负荷用户侧调峰交易成本为

$$C_1 = \sum_{i=1}^{T_3} P_1 \cdot t \cdot c_1 \quad (6)$$

式中: P_1 为小工业负荷用户侧调峰功率; c_1 为小工业负荷用户侧调峰单位交易成本; T_3 为小工业负荷用户侧调峰时间。

采暖负荷交易成本为

$$C_h = \sum_{i=1}^{T_4} P_h \cdot t \cdot c_h \quad (7)$$

式中: P_h 为采暖负荷交易功率; c_h 为采暖负荷交易单位成本; T_4 为采暖负荷交易时间。

3.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{f,i} + P_n = P_L - (P_v + P_1 + P_h) \quad (8)$$

式中: $\sum_{i=1}^N P_{f,i}$ 为火电机组总功率, i 为火电机组台数; P_n 为新能源功率; P_L 为系统负荷功率。

2) 火电机组约束

机组出力 $P_{f,i}$ 约束为

$$P_{f,i}^{\min} \leq P_{f,i} \leq P_{f,i}^{\max} \tag{9}$$

式中： $P_{f,i}^{\min}$ 为第 i 台火电机组最小功率； $P_{f,i}^{\max}$ 为第 i 台火电机组最大功率。

爬坡约束为：

$$\frac{dT}{dt}P_f \leq R_{up}^{\max} \tag{10}$$

$$\frac{dT}{dt}P_f \geq R_{down}^{\max} \tag{11}$$

式中： $\frac{dT}{dt}P_f$ 为机组爬坡速率； $R_{up}^{\max}$ 为机组最大上行爬坡速率； $R_{down}^{\max}$ 为机组最大下行爬坡速率。

4 算例分析

4.1 地区情况

新疆某地区负荷、新能源出力如图 7 所示。非自备负荷为系统总负荷减去自备总负荷,非自备等效负荷为非自备负荷减去新能源功率。公用火电机组深度调峰负荷率为 40% ~ 50% 时按照 200 元/MWh, 负荷率小于 40% 时按照 400 元/MWh 价格计算。峰电价为 547.5 元/MWh, 平电价为 395 元/MWh, 谷电价为 242.5 元/MWh, 新能源限电成本为 500 元/MWh。

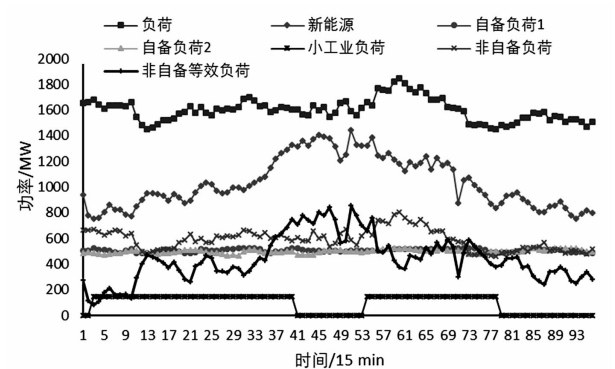


图 7 负荷和新能源曲线

火电机组参数如表 1 所示,其中 1-2 为公用火电机组,3-4 为自备负荷 1 机组,5-6 为自备负荷 2 机组;自备电厂负荷 1、2 最大功率 600 MW,小工业负荷最大功率 200 MW,调用时间不受限制。

表 1 火电机组参数

机组	最大功率 /MW	最大功率 /MW	上行爬坡约束 /MW	下行爬坡约束 /MW
1-6	300	150	90	90

4.2 现货交易效益研究

无现货交易、原现货交易和改进现货交易 3 种

方案为线性混合整数规划问题,采用 lingo12 计算。

无现货交易时功率分配如图 8 所示,小工业负荷和图 7 相同无变化,采暖负荷机组功率参考文献[12]。

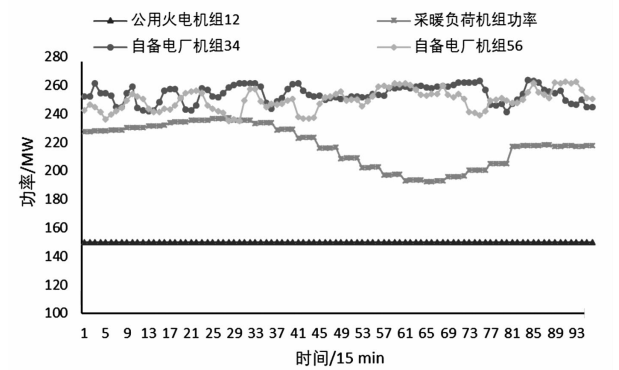


图 8 无现货交易功率分配

由图 8 可知,自备电厂机组与采暖负荷机组有较大减少功率空间;由图 7 可知小工业负荷和自备电厂负荷具有部分增大功率空间,可减少新能源限电。

原现货交易下功率分配如图 9,采暖负荷机组功率和图 8 相同。

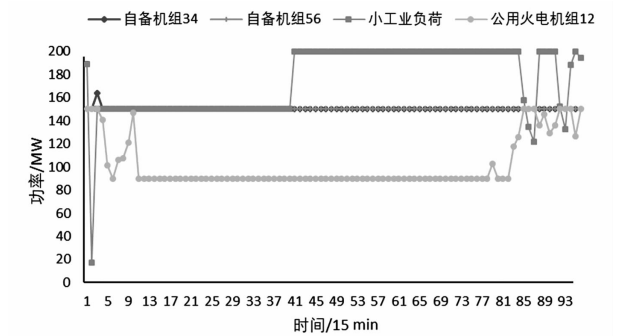


图 9 原现货交易功率分配

改进现货交易下功率分配如图 10 所示,自备机组 34 与自备机组 56 功率和图 9 相同。

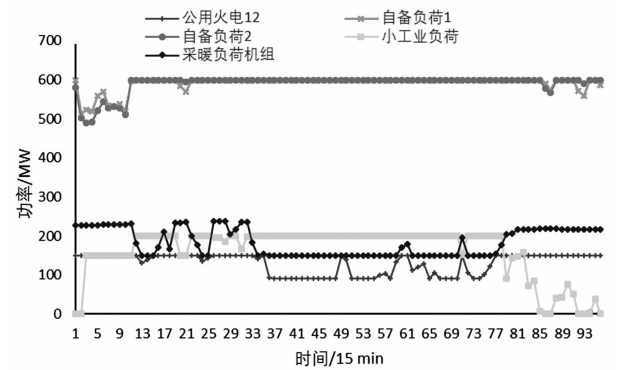


图 10 改进现货交易功率分配

3 种方案下新能源限电和调用如图 11 所示,无现货交易时无调用,图中未画出。

由图 11 可知无现货交易时新能源限电量为

17 840.6 MWh,限电成本为892万元;原现货交易新能源限电量为3 906.7 MWh,限电成本为195.3万元;改进现货交易新能源限电量为514.4 MWh,限电成本为25.7万元。

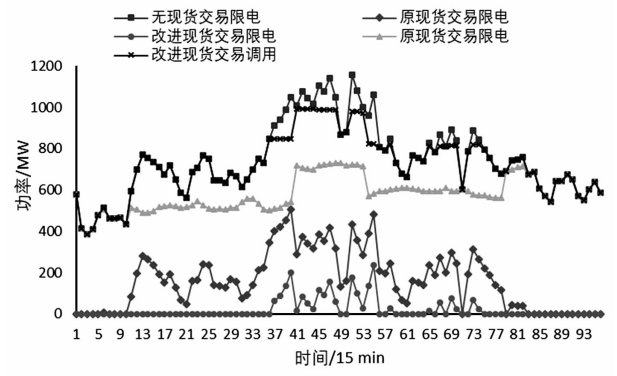


图 11 3 种交易方案下新能源限电

原现货交易和改进现货交易下现货交易对比如表 2 所示。

表 2 原、改进现货交易方式下交易对比

交易 方案	自备 机组 /MWh	自备负荷 + 小工业负荷 + 采暖负荷 /MWh	深度调峰 1 档 /MWh	深度 调峰 2 档 /MWh
原方案	9 761.3	1 834.6	1 225.5	1 112.5
改进 方案	9 761.3	6 564.0	566.8	434.2

通过表 2 数据按公式(2)可计算出原现货交易调用成本为145.8万元,改进现货交易成本为177.6万元;由图 11 和表 2 可计算出,改进现货交易总成本为203.3万元,相比原现货交易成本(341.1万元)减少137.8万元,相比无现货交易成本(892万元)减少688.7万元。

5 结 语

现货交易可有效促进新能源消纳,减少新能源限电,同时减少系统成本。

在原有现货交易基础上,加入新的(采暖负荷)交易成员,并按照“非价格歧视”原则对部分规则进行完善,从而客观上间接增加交易成员(小工业负荷谷时段用户侧调峰、自备电厂负荷参与虚拟储能),增加系统的调峰能力,减少新能源限电。

参考文献

[1] 陈国平,梁志峰,董昱. 基于能源转型的中国特色电力市场建设的分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2002,40(2):369-378.

[2] 樊国旗,蔺红,程林,等. 基于 K 均值模式划分改进模糊聚类与 BP 神经网络的风力发电预测研究[J]. 智慧电力,2019,47(5):38-42.

[3] 隋鑫,卢盛阳,苏安龙,等. 计及风电和柔性负荷的核电多目标优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2019,39(24):7232-7241.

[4] 张瑞山,袁琛,郑蕾燕,等. 火电机组参与风光消纳的问题分析及建议[J]. 上海电力学院学报,2019,35(6):539-543.

[5] 国家能源局西北监管局. 国家能源局西北监管局关于印发西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则的通知[S]. 西安:国家能源局西北监管局,2020.

[6] 陈皓勇. 电力体制改革“不能唯现货论”[N]. 中国能源报,2019-04-22(004).

[7] 袁贵川,李荣,李金龙,等. 日内现货交易环境中智能发电调度系统的设计与实现[J]. 四川电力技术, 2019,42(3):85-89.

[8] 昌力,庞伟,严兵,等. 可再生能源跨区现货市场技术支持系统设计[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(9):158-165.

[9] 杨辰星,程海花,冯树海. 省级电力现货市场中衔接日前出清环节的多日机组组合策略[J]. 电网技术, 2020,44(3):982-990

[10] 陈紫颖,荆朝霞,刘云仁,等. 电力现货市场增量优化与全电量优化模式的比较[J]. 南方电网技术,2019,13(11):1-8.

[11] 罗雨鹤. 垂直一体化企业非价格歧视研究[D]. 重庆:重庆大学,2013.

[12] 樊国伟,樊国旗,蔺红,等. 基于弃风-热的采暖负荷的联合调度补偿方法研究[J]. 四川电力技术,2019,42(2):6-9.

作者简介:
樊国旗(1993),硕士研究生,研究方向为电力系统调度与新能源消纳。

(收稿日期:2020-03-18)

一种基于典型接线模式的城市复杂中压配电网的可靠性评估算法

张 顺¹, 文承毅², 何礼鹏², 陈明帆², 吕 懿², 李琳玮²

(1. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071;

2. 海南电网有限责任公司, 海南 海口 572023)

摘 要:随着中国经济由高速增长阶段转向高质量发展阶段,全社会对电力的依赖程度越来越高,广大用户对供电可靠性提出了更高的要求。在分析复杂配电网网络结构的基础上,提出了一种将含有分支馈线的复杂配电网转化为典型接线模型的方法;在详细分析系统各供电可靠性指标的基础上,提出了一种基于典型接线模式的供电可靠性算法,并依托某城区配电网模型进行了仿真验证,仿真结果表明该算法的有效性。

关键词:复杂配电网;典型接线;简化模型;可靠性评估

中图分类号:TM732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0020-04

An Algorithm of Reliability Evaluation for Urban Complex MV Distribution Network Based on Typical Connection Modes

Zhang Shun¹, Wen Chengyi², He Lipeng², Chen Mingfan², Lyu Yi², Li Linwei²

(1. Central Southern China Electric Power Design Institute, Wuhan 430071, Hubei, China;

2. Hainan Power Grid Co., Ltd., Haikou 572023, Hainan, China)

Abstract: As the economy in China shifts from a high-speed growth stage to a high-quality development stage, the whole society is increasingly dependent on electricity, and users have put forward higher requirements for power supply reliability. Based on the analysis of the network connection of complex distribution network, a simplified method for transforming a complex distribution network with branch feeders into a typical wiring model is proposed. Based on a detailed analysis of the reliability indicators of the system, a power supply reliability algorithm based on typical wiring modes is proposed. And the simulation verification is carried out based on the distribution network model of an urban area. Simulation results show the effectiveness of the proposed algorithm.

Key words: complex distribution network; typical connection modes; simplified model; reliability evaluation

0 引 言

随着中国经济由高速增长阶段转向高质量发展阶段,全社会对电力的依赖程度越来越高,广大用户对供电可靠性提出了更高的要求^[1-5]。因此,在进行配电网规划和建设时需把提高配电网供电可靠性摆在十分重要的位置。

配电网可靠性评估常用方法为故障模式后果分析法(failure mode and effect analysis, FMEA)。该方法通过对各元件状态失效事件进行分析,并确定对负荷点的影响,分析系统故障模式集合,最终形成负荷

点及系统可靠性指标。FMEA法对简单配电网的可靠性评估较有效。但实际配电网中往往含有多种接线模式或复杂分支馈线的区域配电网系统,这种网络结构复杂、故障模式多,如直接用FMEA法搜索复杂系统所有元件的状态,随着元件数目的增多,系统故障模式将急剧增加,计算量呈指数增长^[6-8]。

国内外已有较多文献针对复杂配电网供电可靠性计算做了深入研究。文献[9]结合复杂中压配电网结构特点,提出可靠性评估的快速分块算法;但其只适合开环运行的配电网,对闭环运行的配电网存在局限性。文献[10]根据复杂配电网特点将网络分块,将块等效为简单支路形成简化网络模型。文

献[11]通过对配电网工作机理的分析,介绍了一种带有复杂分支馈线的配电网可靠性评估的网络等值法;但该模型未考虑含有较多主干馈线的大规模配电网可靠性评估简化问题。

复杂中压配电网架结构尽管含有较多复杂的分支馈线,但主干馈线基本是由典型接线构成,下面首先分析了城市复杂中压配电网的接线模式,将复杂配电网依据典型接线模式进行简化,将含有复杂分支馈线的网架结构转化为典型接线模式,同时将配电网系统供电可靠率的计算公式进行相应转化,形成了一种基于典型接线模式的复杂配电网可靠性评估算法。该方法有效解决了大型复杂配电网可靠性计算采用 FMEA 法所面临的故障模式多、计算量大的问题,对规划阶段的中压配电网可靠性评估具有较强的实用价值。

1 复杂中压配电网接线模式分析及简化

城市配电网一般由架空线和电缆线混合组成。通过分析国内外城市中压配电网结构可以发现,城市中压配电网可以分为两层,上层为中压主干馈线,下层为分支馈线。主干线一般采用典型接线模式(分别为单环网、双环网、两供一备、三供一备、花瓣形接线),分支馈线均呈辐射状。主干馈线常用接线方式见图 1。

中压配电网一般在馈线上每隔一定距离安装一个分段断路器,而含子馈线的复杂系统在子馈线入口处也会安装断路器。考虑到分支线入口处一般安装有熔断器(或负荷开关),发生故障时熔断器动作,不影响网络其他部分,故将分支馈线连同分支馈线上的设备构成一个分支块。块内元件的故障后果

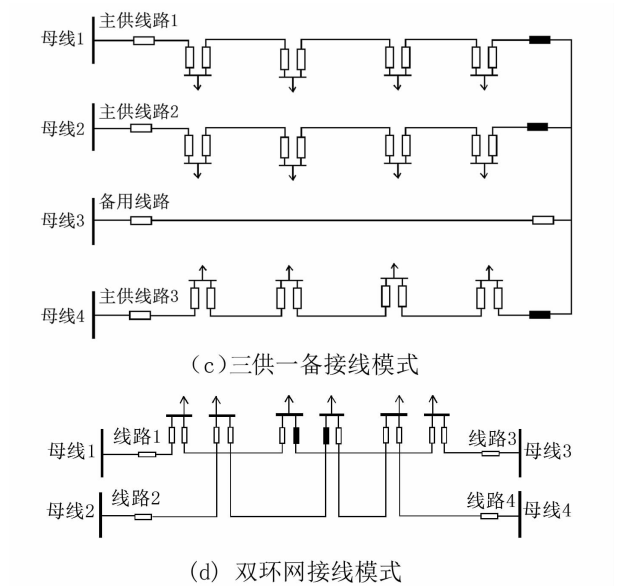
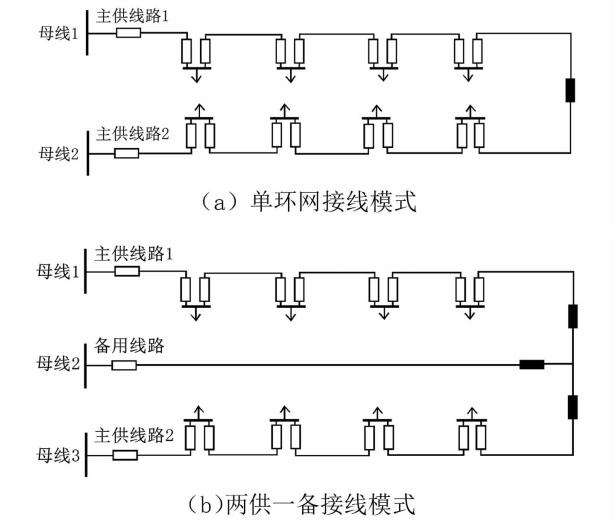


图 1 中压配电网常用接线方式

相同且具有整体性,运行方式的变化不会打破块的结构。因此,为方便分析整个系统的可靠性,将每个分支馈线等效为一个负荷点。

图 2 为复杂配电网的化简流程。

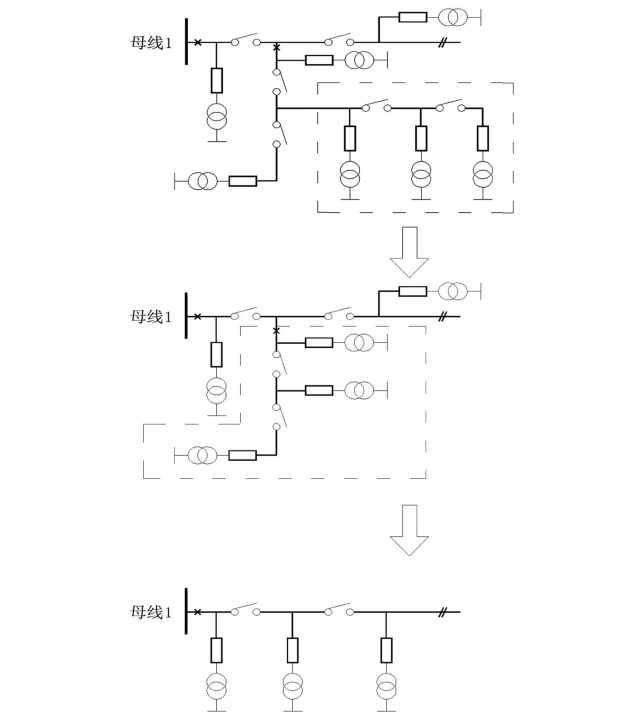


图 2 复杂配电网等效网络

2 复杂中压配电网系统可靠性指标

文献[12]给出了中压配电网可靠性评估的相关指标,其定义及计算公式如下:

1) 系统平均故障停电时间期望值,指供电系统用户在单位年度内的平均停电小时数,记作 SAIDI,

单位为 h/(户·年),计算公式为

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \frac{\sum \text{用户停电时间期望值}}{\text{系统总用户数}} \\ &= \frac{\sum \mu_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: μ_i 为负荷点 i 的年停电时间; N_i 为负荷点 i 的用户数。

2) 平均供电可靠率期望值,指在单位年度内,对用户有效供电总小时数期望值与单位年度总小时数的比值,记作 ASAI,计算公式为

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= 1 - \frac{\text{系统平均停电时间期望值}}{\text{单位年度总小时数}} \\ &= 1 - \frac{\sum \mu_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \end{aligned} \quad (2)$$

假设某配电网系统经上节的化简原则化简后包含 m 条主干馈线,第 i 条主干馈线包含 m_i 个负荷点。则该配电网系统共有 $n = \sum_{i=1}^m m_i$ 个负荷点,则式(1)可以做如下转化:

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{m_j} \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{m_j} \mu_i N_i}{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{m_j} N_i} \times \frac{\sum_{i=1}^{m_j} N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \\ &= \sum_{j=1}^m \frac{\sum_{i=1}^{m_j} \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^{m_j} N_i} \times k_j \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{SAIDI} = \sum_{j=1}^m \text{SAIDI}_j \times k_j \quad (4)$$

式中: SAIDI_j 为第 j 条主干接线的平均故障停电时间期望值; k_j 为接线模式负荷点占比,即第 j 条接线模式的用户数与全区域配网的用户总数的比值。

$$k_j = \frac{\sum_{i=1}^{m_j} N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (5)$$

同样,系统平均供电可靠率期望值可做如下转化:

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= 1 - \frac{\sum \mu_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \\ &= \sum_{j=1}^m k_j - \sum_{j=1}^m \frac{\sum_{i=1}^{m_j} \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^{m_j} N_i \times 8760} \times k_j \\ &= \sum_{j=1}^m \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{m_j} \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^{m_j} N_i \times 8760} \right) \times k_j \end{aligned} \quad (6)$$

$$\text{ASAI} = \sum_{j=1}^m \text{ASAI}_j \times k_j \quad (7)$$

式中, ASAI_j 为第 j 条主干接线的平均供电可靠率期望值。

3 可靠性评估算法描述

利用前面介绍的模型简化方法将待评估系统简化为多种典型接线模式后,就可以典型接线为单位对系统进行可靠性评估。基于典型接线模式的复杂中压配电网可靠性评估算法可描述为:

1) 读入原始数据;

2) 统计数据,统计各典型接线模式所带用户数量,计算各典型接线模式负荷点占比;

3) 网络简化,将带分支馈线的复杂中压配电网转化为典型接线的配电网;

4) 利用 FMEA 法计算不同接线模式馈线的可靠性指标;

5) 利用所提的复杂中压配电网可靠性指标计算公式计算系统可靠性指标。

因此经过上述分析,针对复杂中压配电网的可靠性评估可以简化为对几种典型接线的可靠性评估。需要说明的是,以上供电可靠性公式的转化过程是基于以下 2 个假设:

1) 该区域的各主干馈线的相同设备的故障率和修复时间一致。这是因为对于某一特定地区的配电网来说,其设备水平、管理水平等对于不同的接线并无差异化。

2) 该区域的分支馈线入口处需安装有熔断器或负荷开关,分支馈线的故障只对该馈线的可靠性有影响,对主干馈线的供电可靠性无影响。

4 算例分析

以某城区中压配电网为例进行仿真验证,图 3 给出了 2018 年该城区中压电网网架结构图。该城区共有 10 kV 线路 42 回,其中架空线路 2 回,电缆线路 40 回。从拓扑图可以发现,河西站、河口站、卓达站的部分 10 kV 线路为非典型接线,需将其简化为典型接线。可以发现,凤凰岛 I、II、III、IV 线为分支线,可将其等效为负荷点,同样,凤西线和海岸线可以等效为负荷点;吉祥线、解放 I 线、T12 线、解放

Ⅱ线、儿童线、通港Ⅱ线构成较为复杂的非典型接线,依据等效原则,可将此 6 回线等效为 3 组单环网。简化后的拓扑图如图 4 所示。

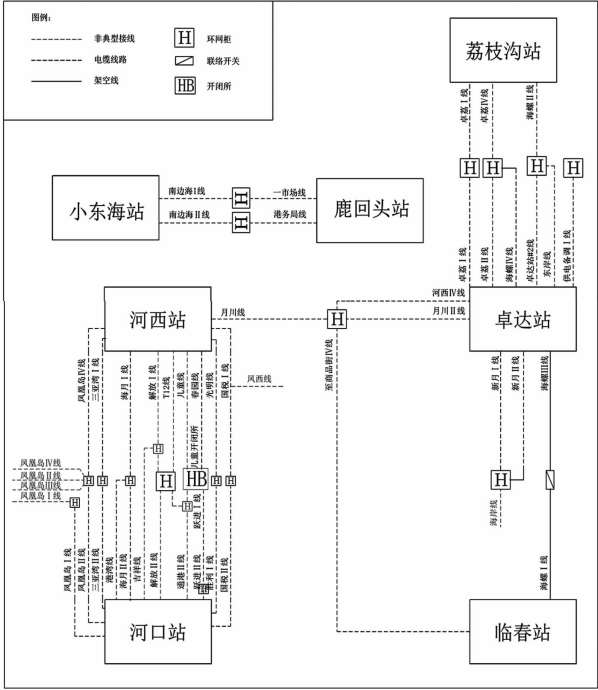


图 3 某城区中压配电网等效网络

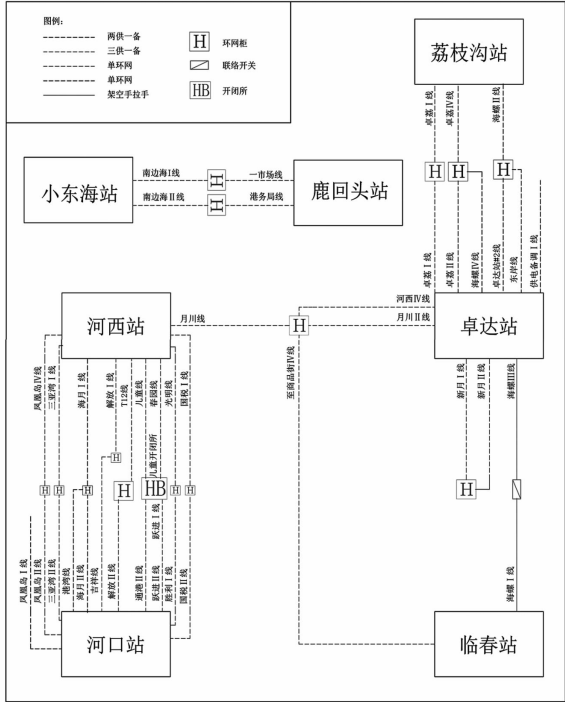


图 4 某城区中压配电网简化等效网络

对城区典型接线情况进行统计,结果见表 1 所示。
根据电网公司调度运行日志,整理出城区的供电可靠性参数如表 2 所示。表中: λ_1 为单台设备或

每公里线路故障率,次/(年·km)或次/(年·台); λ_2 为单台设备或每公里线路预安排停电率,次/(年·km)或次/(年·台); r_1 为设备或线路的平均故障修复时间,h/次; r_2 为设备或线路的平均预安排停电时间,h/次; s 为平均故障隔离和倒闸切换时间,h。

表 1 城区典型接线基本情况			
接线形式	组数	线路总条数/回	负荷点占比/%
两供一备	3	9	21.95
三供一备	1	4	9.76
单环网	12	24	58.54
单辐射	2	2	4.88
架空手拉手	1	2	4.88

表 2 城区供电可靠性参数表					
设备分类	λ_1	λ_2	r_1	r_2	s
架空线路	8.20	0.002 0	2.5	7.92	0.5
电缆线路	2.20	0.127 9	5.5	7.92	0.5
配电变压器	1.24	0.030 0	4.0	7.92	0.5
断路器	0.04	0.180 0	4.0	7.92	0.5
负荷开关	1.64	1.940 0	4.0	7.92	0.5
隔离开关	0.07	0.290 0	4.0	7.92	0.5

采用文献[12]所提供的 FMEA 法,分别计算出城区中压电网各典型接线模式的可靠性指标,结果如表 3 所示。

表 3 城区典型接线模式可靠性指标					
分析指标	两供一备	三供一备	单环网	单辐射	架空手拉手
理论供电可靠率/%	99.997 9	99.997 9	99.955 5	99.748 8	99.996 8
城区各接线模式负荷点占比/%	28.57	9.52	52.38	4.76	4.76

根据表 3 计算结果和式(7),可计算得到该城区供电可靠率理论计算值为

$$ASAI = \sum ASAI_j \times k_j = 99.960\,8\%$$

依据电网公司提供相关资料,2018 年该市城区停电时间为 3.36 h,转化为供电可靠率为 99.961 6%,说明所提出的算法有效可靠。

5 结 论

在分析复杂配电网网络接线的基础上,出了一种基于典型接线模式的复杂配电网的可靠性评估
(下转第 83 页)

动态无功补偿装置在特殊供电负荷中的应用研究

左 龙,吴晓蓉,林 波,郭明阳
(四川电力设计咨询有限责任公司,四川 成都 610041)

摘要:为便于装置型式选择,回顾常见特殊负荷引起的主要电能质量问题及动态无功补偿装置应用情况,分析动态无功补偿装置(SVC、SVG)的基本原理、组成型式,总结其特点与应用场合并详细介绍了PSD-BPA仿真软件中关于SVC、SVG的仿真控制模型。通过对薄弱电网某工程案例的仿真分析,结果表明,电压稳定性主要与动态无功补偿装置容量有关,在容量确定的情况下,可以通过优化控制参数来减小电压波动。
关键词:特殊供电负荷;动态无功补偿装置;电压稳定性;电压波动;PSD-BPA
中图分类号:TM761.12 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0024-04

Application Research of Dynamic Reactive Power Compensation Device in Special Power Supply Load

Zuo Long, Wu Xiaorong, Lin Bo, Guo Minyang
(Sichuan Electric Power Design & Consulting Co., Ltd., Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:In order to facilitate the selection of devices, the main power quality problems caused by common special loads and the application of dynamic reactive power compensation devices are reviewed. The basic principles and composition types of dynamic reactive power compensation devices (SVC, SVG) are analyzed. Their characteristics and applications are summarized. The simulation control model of SVC and SVG in PSD-BPA simulation software is introduced in detail. Through the simulation analysis of a project case of weak grid, the results verify that the voltage stability is mainly related to the capacity of dynamic reactive power compensation device, and in the case of certain capacity, voltage fluctuation can be reduced by optimizing control parameters.
Key words:special power supply load; dynamic reactive power compensation device; voltage stability; voltage fluctuation; PSD-BPA

0 引 言

相比较电网工程中常规负荷,采矿、冶金、电气化铁路、风光新能源等特殊负荷具有的非线性、波动性、冲击性等特点,将引起公共电网的电压波动及闪变、谐波、功率因数、三相不平衡等电能质量问题,且在某些薄弱电网会被放大。

为减小特殊负荷对电网及设备的不利影响,常规固定投切电容(抗)器在响应速度、补偿精度及使用寿命上并不能满足要求,以SVC、SVG为代表的动态无功补偿装置是解决上述电能质量问题的第一选择。由于这类工程相对较少,工程设计人员对其基本原理、仿真及设计尚有不足,使得动态无功补偿

装置效用不能充分发挥、主要问题得不到解决的现象时有发生。

基于此,对动态无功补偿装置配置方案(容量及型式)、仿真模型等进行了探讨和总结,对特殊供电负荷的动态无功补偿装置设计具有一定参考意义。

1 特殊负荷^[1]与动态无功补偿装置应用概况

1) 高压电动机:高压电动机启动引起电网电压波动问题在电网薄弱地区采矿业较为常见,主要原因是电网短路容量小,电动机启动无功冲击相对大。该类电动机以传统驱动方式的6 kV或10 kV供电交流电动机为主,直接启动时启动电流倍数为7~8倍,采用Y-Δ变换、电阻分压等间接启动方式后,

启动电流倍数一般在2~3倍。另一类为采用交-直-交变频控制的大型交流(同步、异步)电动机,由于电动机电流可控,不存在冲击问题。工程应用上,SVC或SVG都有采用。

2)冶金负荷:炉变短网是典型的低电压大电流系统(100~200 V,电流可上万安培),生产过程中电极(通过电弧或炉料)存在频繁短路和断路,进而引起电压波动及闪变、负序电流及三相不平衡、谐波、功率因数等系列电能质量问题,矿热炉、电弧炉熔化期最为明显。负荷特点是无功冲击大(1.2~1.5倍炉变容量)、电压波动大、冲击无规律引起电网电压闪变严重。SVC、SVG在功能上均能满足抑制电压波动及闪变、补偿负序电流治理三相电压不平衡等,实际应用中绝大多数采用SVC来抑制电压波动及闪变^[2]。

3)电气化铁路:电气化铁路为单相交流(27.5 kV或55 kV)负荷。一般而言,由于用电负荷(10~50 MW)相对接入点短路容量(牵引变电站多为110 kV或220 kV变电站)较小,变化相对较慢(如供电长度30 km,车速200 km/h)。为减小不平衡,一般采用斯考特变压器、阻抗平衡变压器等。因机车主流驱动系统为交-直-交驱动方式,电气化铁路系统谐波、功率因数可控,实际工程中一般电气化铁路牵引电站不需要配置动态无功补偿装置;另一类为地铁供电负荷,牵引电站位于城区采用高压电缆供电,轻载时供电系统存在充电功率过剩问题。绝大部分为直流制式,即有三相交流-直流变换,不存在三相不平衡问题。只有极少部分采用了交流制式,有一定的三相不平衡问题,但不突出。考虑到场地布置等因素,一般采用SVG控制电压。

4)风电、光伏等新能源为减小出力不稳引起的并网点电压波动均装设了动态无功补偿装置。早期装有MCR,后期有TCR型SVC,近年来由于新能源装机的低电压穿越要求,全部采用SVG。

2 动态无功补偿装置型式及特点

特殊负荷站的无功补偿配置,对于恒定负荷部分宜配置常规电容(抗)器。对于动态变化部分应配置适量动态无功补偿装置。目前常见的动态无功补偿有SVC和SVG,其中SVC有TSC型、MCR型、TCR型或其组合型式^[3],它们的工作原理、特性都有一定差别,各有其适用场合。

动态无功补偿装置常见类型及拓扑如图1所示。

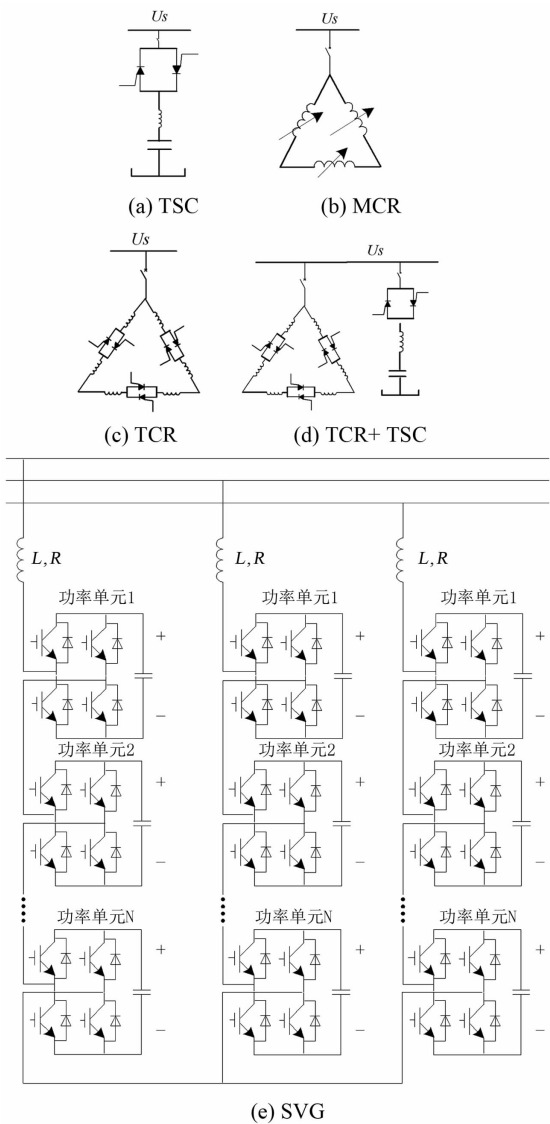


图1 动态无功补偿装置常见类型

TSC型SVC是对常规电容器组的改进,将真空开关用2个反并联晶闸管替换,可以在正、负半波分别触发导通,装置优点是响应速度快、能够实现过零投切,装置可靠、寿命长;缺点是阶梯状补偿存在过补或欠补,晶闸管使用数量多,成本高、占地面积大。该型SVC应用较少,有用于提高电网电压稳定性的案例。

TCR型SVC能够快速连续输出无功,TCR工作产生谐波,需配置滤波支路。适用于需要容性出力较大、变化快速的场合,如冶金行业。因感性出力时装置能损较大,有的大型试验站存在无功过剩问题,该种型式SVC并不适合。

TCR+TSC型SVC实际上是对TCR型SVC的改进,TSC可根据需要选择性投切电容器,TCR保留最小容量的必要滤波支路,有利于在较小容性出力或感性出力时减小TCR出力,适合于一些利用小时

数不高,但要求快速响应的试验性负荷。

MCR 型 SVC 是通过改变铁芯饱和程度来调节感性无功变化,造价低,适用于 110 kV 及以上高电压等级;装置响应速度慢(200 ms),需配置谐波支路;有噪音问题。

SVG 由全开断器件 IGBT 串并联而成,采用 PWM 调制技术、双闭环控制策略,无功电流能够快速变化,具有恒流源特性,相比 SVC(阻抗特性)运行范围更宽^[4]。SVG 输出无功电流与电压无关,更适合新能源并网的低电压穿越要求,目前得到广泛运用。装置为模块化结构,占地小,维护便利。

3 动态无功补偿装置控制系统模型

3.1 SVC 控制模型

BPA 仿真软件中 SVC 控制模型^[5]如图 2 所示。该模型由测量环节、电压调节器、触发环节等构成,共有间接和连续控制两种模式。当电压偏差 V_{ERR} 大于门槛值 DV 时,表明电压跌落较大,需要 SVC 快速输出较大容性无功支撑电压恢复,此时间接控制起作用,期望的电纳控制信号 B'_R 可设定为最大导纳值 B_{MAX} ;当电压逐渐恢复至门槛值以下 ($V_{ERR} < DV$) 时,SVC 进入连续控制模式,此时 SVC 在电压调节器的作用下对电压进行闭环控制。

间接控制模式适用于近区电网故障引起的大幅电压跌落工况,也即 SVC 无功储备快速释放;连续控制模式适用于电压小范围内调整,一个重要参数是连续控制增益 K_{SVS} ^[6],该值为

$$K_{svs} = S_{MIN}/Q_{SVC} \tag{1}$$

式中: K_{SVS} 为连续控制增益; S_{MIN} 为被控点最小短路容量; Q_{SVC} 为 SVC 容量。

3.2 SVG 控制模型

BPA 仿真软件中 SVG 控制模型^[5,7-8]如图 3 所示。该模型由测量环节、电压调节器、延迟触发环节等构成,包含斜率控制、电压闭环控制等。电压偏差信号经过 PI 调节器输出为逆变器交流侧电压,该值与 SVG 并网点电压的相对大小就决定了 SVG 注入电网的无功电流性质与大小。该模型适用于直挂型 SVG。此外,BPA 还介绍了一种不计及出口电抗器的控制模型,该模型适合于配专用升压变压器的 SVG。

4 仿真分析

以雄村铜矿专用站接入西藏末端电网为例,对动态无功补偿方案进行对比分析。

雄村铜矿项目有功功率约为 86.7 MW。根据业主资料,将在矿区新建 1 座雄村铜矿 110 kV 变电站来保

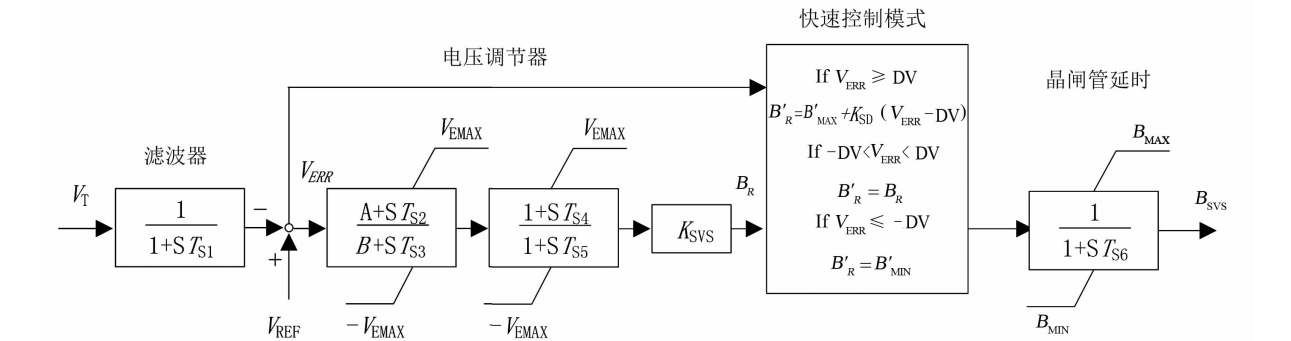


图 2 SVC 控制模型

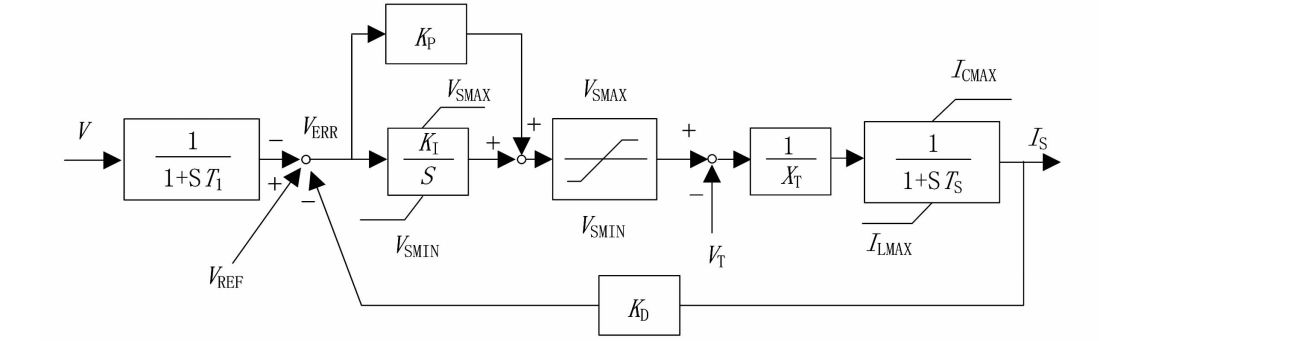


图 3 SVG 控制模型

证项目供电,主变压器容量 $2\times 63\text{ MVA}$, $110\text{ kV}/10\text{ kV}$ 。
雄村铜矿专用站的接入系统方案为:雄村铜矿
 110 kV 变电站通过2回 110 kV 线路接入谢通门 110 kV
变电站,通过多林—谢通门—雄村线路供电。本期
新建线路 $2\times 25\text{ km}$,导线截面 240 mm^2 。接入系统
方案示意如图4所示。

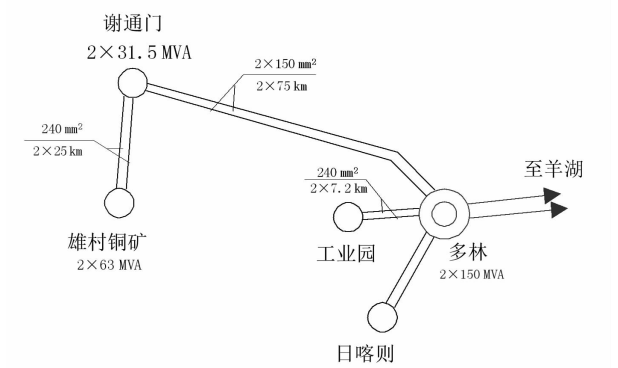


图4 接入系统方案

雄村铜矿 110 kV 用户站接入电网主要有两个
问题^[9-10]:1)近区电网 $N-1$ 故障有电压稳定
性问题;2)场区大型电动机起动引起电压波动较
大(投产年枯小方式,用户站 110 kV 母线短路容
量 794 MVA ,电动机起动瞬间无功冲击最大可达
 16.1 Mvar)。为解决上述问题,该站拟配置动态
无功补偿装置。

配置动态无功补偿装置前后对电压稳定性的影
响结果如表1所示,仿真结果表明:用户站未配置动
态无功补偿装置时,在多林—谢通门1回 110 kV 线
路发生三相短路 $N-1$ 故障,保护装置正确动作情
况下,雄村铜矿 110 kV 变电站 110 kV 侧母线电压
仅能恢复至 0.55 pu ,无法恢复至正常水平,电压失
稳;当配置 32 Mvar 及以下的SVC时,电压仍失稳;
配置 34 Mvar 的SVC时,电压仍稳定。配置 20 Mvar
及以下的SVG时,电压失稳;当配置 26 Mvar 的SVG
时,电压稳定(恢复至与SVC基本相当的控制效
果)。可见,由于具有快速调节无功能力,动态无功
补偿装置能够提高系统电压稳定性,同时由于SVG
的恒流源特性与SVC的阻抗特性差别,在达到相同
效果情况下,SVG容量比SVC容量小23%左右。

表1 谢通门—多林 $N-1$ 时电压稳定结果

动态无功配置	故障位置	
	多林侧	谢通门侧
无	失稳	失稳
SVC, 32 Mvar	失稳	稳定
SVC, 34 Mvar	稳定	稳定
SVG, 20 Mvar	失稳	稳定
SVG, 22 Mvar	稳定	稳定
SVG, 26 Mvar	稳定	稳定

当多林—谢通门1回 110 kV 线路多林侧发生
 $N-1$ 故障,分别在用户站低压侧装设 34 Mvar 的
SVC或 26 Mvar 的SVG以稳定用户站高压侧母线电压
为目标的相关仿真波形如图5和图6所示。由图知:

- 1)SVC方案:0 s故障后,被控电压瞬间跌落至
 0.29 pu ,电压偏差很大,在控制系统间接控制模式
下,SVC直接输出最大导纳值 0.34 pu 以支撑电压
恢复。当被控电压恢复至 0.8 pu (DV取 0.2)时,在
控制系统连续控制模式下,调节电压恢复至故障前
电压值。
- 2)SVG方案:0 s故障后,被控电压瞬间跌落至
 0.29 pu ,在控制系统作用下,SVG通过连续动态调
节无功电流,来控制用户站高压侧母线电压。

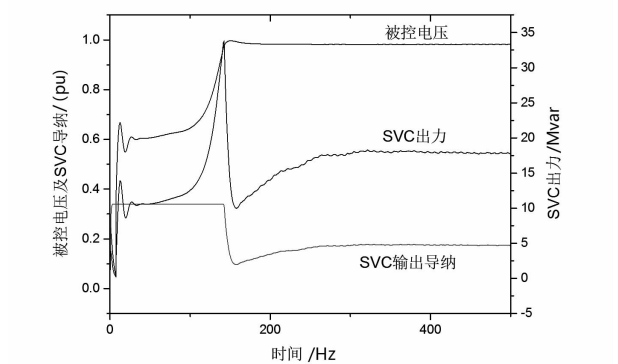


图5 SVC仿真波形

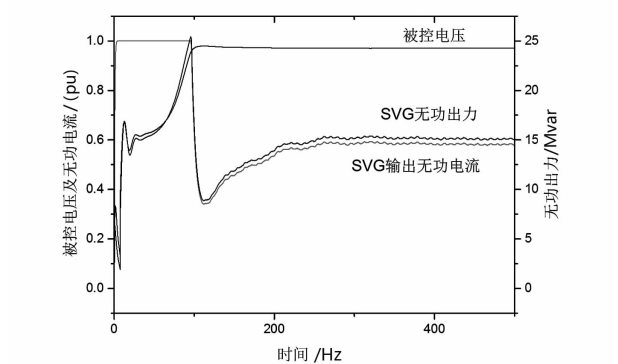


图6 SVG仿真波形

综上,为保证电压稳定性,SVC或者SVG应具备
足够容量。在此前提下,通过优化调整SVC或SVG
的控制参数,还可以满足正常运行时大型电机起动引
起的电压波动问题,如对于雄村—谢通门、谢通门—多林
各退出1回 110 kV 线路的运行工况,在未配置SVC或
SVG情况下,单台电机起动引起用户站 110 kV 、 10 kV
侧电压波动达到 8.86% 、 10.83% ;若按上述容量及
合适参数配置SVC或SVG,则可将用户站 110 kV 、
 10 kV 侧电压波动值限制在 2.5% 以内^[11]。

(下转第74页)

梯级水电站联合调度 AGC 的研究

刘江涛，周 政

(四川华能宝兴河水电有限责任公司,四川 雅安 625000)

摘 要:以宝兴河梯级开发为背景,基于梯级水电站联合调度 AGC 系统,阐述了如何根据机组水头、区间流量、生态流量变化实现梯级水电站联合调度 AGC,并提出了相应的计算机监控系统的程序设计方案。开展了厂站、集控、省调三方联调试验,提高了水能利用效率。

关键词:梯级水电站;联合调度;AGC;区间流量;生态流量

中图分类号:TV736 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0028-05

Research on AGC of Joint Scheduling with Cascade Hydropower Stations

Liu Jiangtao, Zhou Zheng

(Sichuan Huaneng Baoxing River Hydropower Co., Ltd., Ya'an 625000, Sichuan, China)

Abstract:Based on the cascade development of Baoxing river and AGC system of joint scheduling of cascade hydropower stations, how to realize the AGC of joint scheduling of cascade hydropower stations is described according to the variation of unit head, interval flow and ecological flow, and the corresponding programming scheme for computer monitoring system is proposed. The joint scheduling test of plant station, centralized control center and provincial dispatching center is carried out, which improves the water utilization.

Key words:cascade hydropower stations; joint scheduling; AGC; interval flow; ecological flow

0 引 言

自动发电控制 (automatic generation control, AGC)是梯级水电站联合运行和优化调度的重要工具^[1]。随着电力系统自动化程度不断提高,水电站自动化水平不断完善,以梯级水电站为基础的联合调度 AGC 功能已经广泛应用于流域梯级电站运行调度中。但是由于梯级水电站之间机组存在着不同的运行情况,各水库间存在着不同的区间流量及生态放水要求,且大多数梯级水电站水调及电调系统分别独立,难免会发生水电站间负荷分配不合理,水能利用效率降低导致水资源浪费等情况。

为改变这一现状,将电调与水调有机地结合起来,合理有效地利用水资源,经济、合理、准确地对同一流域梯级水电站进行联合调度 AGC。下面以 A 水电站及 B 水电站为例子,分析如何根据机组水

头、区间流量、生态流量变化,实现梯级水电站 AGC 联合控制,并提出了相应的计算机监控系统的程序设计方案。

1 项目背景

A 水电站为宝兴河梯级开发的龙头水电站,装机容量 3×80 MW,混流式水轮发电机组。下游 B 水电站距离 A 水电站 35 km,装机容量 3×35 MW,混流式水轮发电机组。A 水电站出线在 B 水电站 π 接后统一送出。目前 A 水电站和 B 水电站分开,分别由集控中心实行独立的水库调度和电站负荷调度。由于 A 水电站与 B 水电站均有生态放水要求,区间流量对水库影响较大,且省调负荷下达可能存在不匹配现象,不可避免地会发生水电站负荷分配不合理,导致水资源浪费的现象。为实现水调与电调的有机结合,更为经济、合理并提高效益,拟对两

个水电站实行联合调度 AGC,提高水能利用率和经济效益。

2 梯级水电站 AGC 联合控制功能

2.1 AGC 功能方案

A 水电站与 B 水电站的负荷统一由集控中心的联合调度 AGC 进行控制,由 A、B 水电站联合调度 AGC 上送至省调。A、B 水电站将电站可带有功功率上下限、振动区等上送至联合调度 AGC 装置,由联合调度 AGC 来计算分配两站总有功功率。此方案需要在集控中心增设一套设备,用于负荷分配计算。总有功功率经过联合调度 AGC 计算后,得到 A 水电站总有功功率 $P_{1总}$ 、B 水电站总有功功率 $P_{2总}$,分别送至 A 水电站 AGC 和 B 水电站 AGC,然后由各自水电站 AGC 进行有功功率分配、调节。

数据流向示意如图 1 所示。

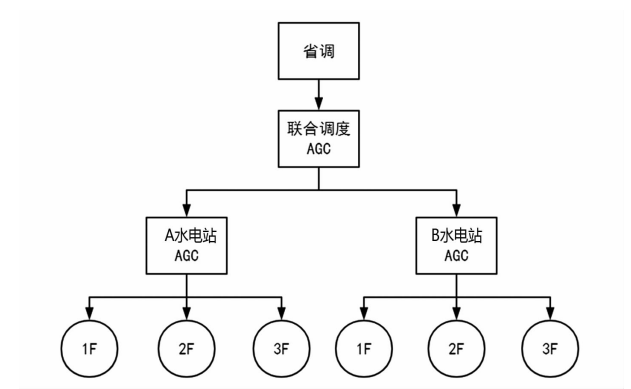


图 1 数据流向

2.2 梯级水电站间负荷分配

A 水电站与 B 水电站进行负荷分配时遵循上、下两个水电站皆不发生弃水的原则。由于 A 水电站水库为龙头水库,具有年调节能力,其库容较大,而 B 水电站库容较小,水库调度根本原则采用以 A 水电站总下泄流量 $Q_{A下泄}$ 等于 B 水电站总下泄流量 $Q_{B下泄}$ 的方案,可表示为:

$$Q_{A下泄} = Q_{B下泄} \tag{1}$$

$$Q_{A下泄} = Q_A + Q_{A生} \tag{2}$$

$$Q_{B下泄} = Q_B + Q_{B生} + Q_{区} \tag{3}$$

式中: $Q_{A生}$ 为 A 水电站生态流量; $Q_{B生}$ 为 B 水电站生态流量; Q_A 为 A 水电站单机每兆瓦引用流量; Q_B 为 B 水电站单机每兆瓦引用流量; $Q_{生}$ 为 A 水电站与 B 水电站生态流量差值; $Q_{区}$ 为 A 水电站与 B 水电站区间流量。

P_A 为分配给 A 水电站出力总负荷; P_B 为分配给 B 电站出力总负荷; $P_{总}$ 为省调下令的 A、B 水电站联合调度 AGC 总设定值。则:

$$\begin{cases} P_A = \frac{Q_B \times P_{总} - Q_{区} + Q_{生}}{Q_A + Q_B} \\ P_B = \frac{Q_A \times P_{总} + Q_{区} - Q_{生}}{Q_A + Q_B} \end{cases} \tag{4}$$

当水轮机组净工作水头 H 发生变化时,则采用实时水头下的单机引用流量值进行计算,各水头下单机引用流量值可参考投产时水轮机特性曲线。根据水能动力学原理可得出,水轮发电机组出力 P 与机组发电耗水量 Q 有如式(5)关系:

$$P = 9.81QH\eta \tag{5}$$

在式(4)、式(5)中,在 $P_{总}$ 由省调给定的情况下,机组效率系数 η 根据各自水轮机特性曲线算出,各水电站生态流量值按照当地政府相关政策制定,A 水电站与 B 水电站区间流量 $Q_{区}$ 可由水调水情测报系统实时传输给定,因此可由式(4)、式(5)计算得出分配至 A 水电站、B 水电站总有功负荷 P_A 、 P_B 。

3 AGC 功能完善

3.1 联合调度 AGC 控制权限

梯级水电站联合调度 AGC 功能是通过省调电网向梯级调度集控中心下发总负荷指令,梯级调度集控中心经过优化计算,通过约束及闭锁条件后,向厂站下发相应负荷并调节。该联合调度 AGC 控制权分为 3 种,实现分级管控,逐级投入:

- 1)厂站的控制权:投入/退出参加联调功能。
- 2)省调的控制权:联调总值设定。
- 3)集控的控制权:投入/退出联调功能;开环/闭环功能切换。

当联合调度 AGC 控制模式为“开环模式”时,联合控制计算机系统将只计算分配值不下发分配值;当联合调度 AGC 控制模式为“闭环模式”时,联合控制计算机系统将计算值分别下发至 A 和 B 两水电站。各厂站站级 AGC 控制模式为“开环模式”时,站级 AGC 控制计算机将只接收分配值;各厂站站级 AGC 控制模式为“闭环模式”时,站级 AGC 控制计算机将接收分配值,并将分配值减去未参与 AGC 联调机组的负荷后,平均分配给加入联合调度 AGC 的机组 LCU,下发指令控制调速器系统调整负荷。

控制权切换后,联合调度 AGC 动作逻辑如表 1 所示。

3.2 联合调度 AGC 通讯功能

由于梯级水电站联合调度 AGC 由厂站、集控及省调三方协调控制,需要三方之间通过通讯接收和发送联合调度 AGC 相关的遥测、遥信、遥调信号,则联合调度 AGC 通讯功能分为 3 部分:1) 电站与集控联调通讯机通讯;2) 省调主调与集控网关机通讯;3) 省调备调与集控网关机通讯。

当通讯功能发生故障时,联调 AGC 动作逻辑如表 2 所示。

3.3 联合调度 AGC 约束及闭锁

当然,在计算联合调度 AGC 有功负荷值时,还应考虑到各机组的不可运行区间,包括机组的有功负荷出力上下限、机组振动区间等,此外还需要考虑到系统对水电站要求的备用容量及对水电站上、下游水位限制等因素^[2]。

当区间流量、生态流量及机组运行水头发生变化时,联合调度 AGC 总设定值的上下限将会发生改变。若设定值越限或设定值位于振动区间时,联合调度 AGC 系统将会发出报警,设定值失效,保持上次分配值。当省调设定值连续错误 3 次报警,AGC 联控设置权在“主调”“备调”情况下,自动切换至“梯调”设置权。省调设定连续错误未达到 3 次,若下次设定值正确,重置计数。

机组 LCU 接受到分配值后,根据单机步长调节灵敏度判断做出判断,若实际值与分配目标值差距小于灵敏度或超过步长设定值,将不进行负荷调整。

4 联合试验结果及分析

梯级联合调度 AGC 功能的实施,需要通过三级联合测试,分别为厂站级、集控级、省调级。通过在集控增加梯级调度联合控制 AGC 计算机监控系统,建立厂站级 AGC 控制系统,测试厂控、集控、省调控制 3 种模式下的 AGC 指令分配功能以及验证各种模式下的闭锁功能^[3]。

现以 A 和 B 水电站某天机组运行情况为基础,加入梯级水电站联合调度 AGC,采取厂控、集控、省调三方联调的方式,由省调下发联合调度 AGC 总负荷值,通过梯级水电站联合调度 AGC 控制自动分配有功负荷。梯级水电站联合调度 AGC 控制自动分配有功负荷逻辑如图 2 所示。

当区间流量固定为 10 m³/s,试验测试结果如表 3—表 5。

当设定值不变,区间流量发生改变时,联调允许设定值上下限会发生相应改变,并且处于上游的 A 水电站计算分配值将会随着区间流量增加而减少。相关试验测试结果如表 6—表 8 所示。

表 1 控制权切换联合调度 AGC 动作逻辑

动作情况	联调功能	A 水电站 分配值	A 水电站 联调/AGC 功能	B 水电站分配值	B 水电站联调 /AGC 功能
A 水电站退出 AGC	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
A 水电站退出联调	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
B 水电站退出 AGC	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
B 水电站退出联调	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
联调退出	退出	不变	退出联调	不变	退出联调

表 2 通讯功能故障联调 AGC 动作逻辑

故障情况	联调功能	A 水电站 分配值	A 水电站联调 /AGC 功能	B 水电站 分配值	B 水电站联调 /AGC 功能
A 水电站跟联调通讯中断	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
B 水电站跟联调通讯中断	退出	不变	退出联调	不变	退出联调
主调跟网关机通讯中断	联调功能不变 控制权退出主调切换至梯调	不变	不变	不变	不变
备调跟网关机通讯中断	联调功能不变 控制权退出备调切换至集控	不变	不变	不变	不变
网关机通讯中断	联调功能不变 控制权切换至集控	不变	不变	不变	不变

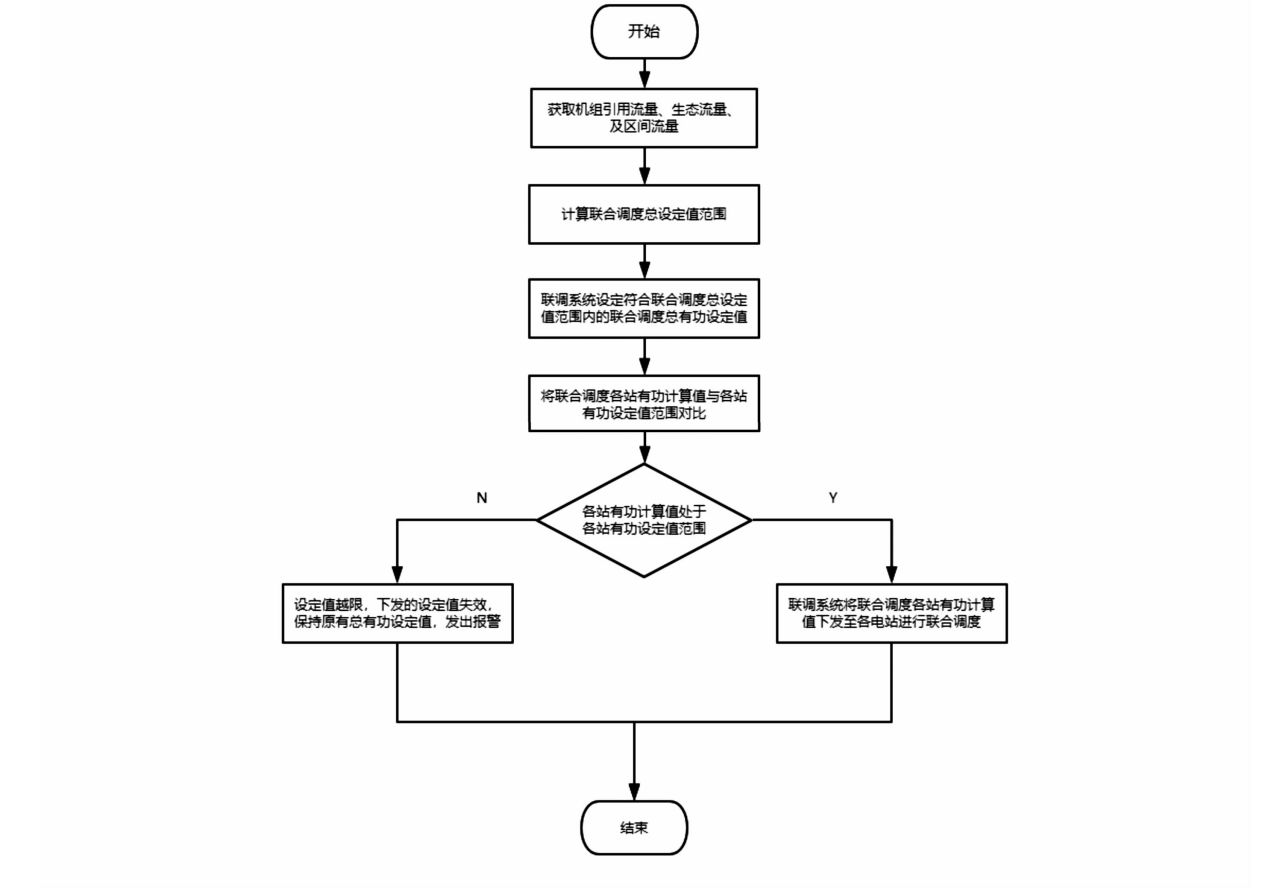


图 2 梯级水电站联合调度 AGC 控制自动分配有功负荷逻辑

表 3 区间流量固定联调机组情况

厂站	投入 AGC 机组	允许设定下限	允许设定上限
A 水电站	3	90.0	240.0
B 水电站	3	9.0	105.0
联调	6	146.5	313.3

表 4 区间流量固定正常设定测试结果

单位:MW

有功负荷	第 1 次测试	第 2 次测试	第 3 次测试	第 4 次测试	第 5 次测试
联调设定值	147.0	187.0	227.0	267.0	313.0
A 水电站计算值	91.9	119.9	147.9	175.9	208.1
实际分配值	91.9	119.9	147.9	175.9	208.1
B 水电站计算值	55.1	67.1	79.1	91.1	104.9
实际分配值	55.1	67.1	79.1	91.1	104.9

表 5 区间流量固定越限设定测试结果

单位:MW

有功负荷	原设定值 1	新设定值 1	原设定值 2	新设定值 2
联调设定值	313.0	320.0	147.0	140.0
A 水电站计算值	208.1	213.0	91.9	87.0 ^②
实际分配值	208.1	208.1	91.9	91.9
B 水电站计算值	104.9	107.0 ^①	55.1	53.0
实际分配值	104.9	104.9	55.1	55.1

注:①B 水电站计算值(107.0 MW)超越 B 水电站上限(105 MW),设定值越限报警;②A 水电站计算值(87.0 MW)超越 A 水电站下限(90 MW),设定值越限报警。

表 6 区间流量改变联调机组情况

单位: MW

厂站	投入 AGC 机组	允许设定下限	允许设定上限
A 水电站	3	90	240
B 水电站	3	9	105

表 7 区间流量改变正常设定测试结果

单位: MW

有功负荷	第 1 次测试	第 2 次测试	第 3 次测试	第 4 次测试	第 5 次测试	第 6 次测试
联调设定值	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
区间流量/($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	-10	-5	0	5	10	30
联调允许设定上限	321.1	330.5	339.8	335.2	313.3	225.9
联调允许设定下限	109.0	118.4	127.8	137.1	146.5	183.9
A 水电站计算值	155.2	148.6	142.1	135.5	129.0	102.8
实际分配值	155.2	148.6	142.1	135.5	129.0	102.8
B 水电站计算值	44.8	51.4	57.9	64.5	71.0	97.2
实际分配值	44.8	51.4	57.9	64.5	71.0	97.2

表 8 区间流量改变越限设定测试结果

单位: MW

有功负荷	原设定值 1	新设定值 1	原设定值 2	新设定值 2
联调设定值	339.0	339.0	300.0	300.0
区间流量/($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	0	-10	0	20
A 水电站计算值	239.4	252.5 ^①	239.4	185.9
实际分配值	239.4	239.4	239.4	239.4
B 水电站计算值	99.6	86.5	57.9	114.1 ^②
实际分配值	99.6	99.6	57.9	57.9

注:①A 水电站计算值(252.5 MW)超越 A 水电站上限(240 MW),设定值越限报警;②B 水电站计算值(114.1 MW)超越 B 水电站上限(105 MW),设定值越限报警。

通过厂控、集控、省调三方联调试验,检验联调三方之间的 AGC 功能相关的遥测数据、遥信号与遥调指令正确无误,机组均能准确规避运行振动区且均在机组运行上下限范围内。联合调度 AGC 响应速度、调节幅度均在规定范围内。经过模拟异常信号及错误设定值,查验了联合调度 AGC 各项闭锁功能正确无误,符合安全运行的实际需求,能够保障机组正常稳定运行,且在不同区间流量的情况下,联合调度 AGC 均能正确响应。

5 结 语

为了优化 A 水电站与 B 水电站联合调度 AGC 运行,评估两水电站生态流量、区间流量对联合调度 AGC 的影响,阐述了如何根据机组水头、区间流量、生态流量变化实现梯级水电站联合调度 AGC,并给出了相应的计算机监控系统的程序设计方案及详细计算公式。将水调水情测报系统实时数据加入至电

调联合调度 AGC 负荷分配计算中,并通过三方联合调试试验,实现了水调与电调有机结合,为梯级流域水电站增产增效,发挥梯级水电站整体运营优势提供帮助。

参考文献

[1] 张勇传. 水电站经济运行原理[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.

[2] 王家华. 梯级水电站联合自动发电控制的经济运行[J]. 贵州水力发电, 2004(4): 48-51.

[3] 曾体健. 梯级集控模式下 AGC 功能完善及试验分析[J]. 水利水电快报, 2015, 36(4): 64-66.

作者简介:

刘江涛(1993), 本科, 助理工程师, 从事电力工程及其自动化相关研究工作;

周 政(1994), 本科, 助理工程师, 从事自动化相关研究工作。

(收稿日期: 2020-03-18)

基于声电联合及振动的变压器类设备 局部放电现场综合诊断方法

王超¹, 许本茂², 冯藩³, 严敏超², 李雨哲², 张劲⁴

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 国网天府新区供电公司, 四川 成都 610041;
3. 国网绵阳供电公司, 四川 绵阳 621000; 4. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘要:根据变压器和高压电抗器等设备结构及运行情况,利用特高频法、超声波法和振动法开展现场局部放电带电检测,对基于声电联合及振动带电检测的变压器类设备局部放电现场诊断方法进行了研究。以某500 kV线路高压电抗器为例,提出现场检测实施方法和信号分析、缺陷诊断方法。所提综合诊断方法有助于判断变压器和高压电抗器局部放电并诊断其缺陷类型及严重程度,提升了设备局部放电缺陷特别是较为严重的悬浮电位放电缺陷的现场检测水平。
关键词:局部放电;变压器;高压电抗器;特高频;超声波;振动
中图分类号:TM835 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)04-0033-04

On-site Comprehensive Diagnosis Method of Partial Discharge for Transformer Equipment Based on Ultrasonic Associated with Electromagnetic Wave and Vibration Test

Wang Chao¹, Xu Benmao², Feng Fan³, Yan Minchao², Li Yuzhe², Zhang Jing⁴
(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. State Grid Tianfu New Area Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
3. State Grid Mianyang Electric Power Supply Company, Mianyang 621000, Sichuan, China;
4. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:On-site diagnosis method of partial discharge for transformer equipment based on ultrasonic associated with electromagnetic wave and vibration test is studied. According to the structure and running condition of transformer and HV reactor, the on-site partial discharge detection based on ultra high frequency method, ultrasonic method and vibration test is carried out. Taking HV reactor in 500 kV line for example, the methods for on-site detection, signal analysis and fault diagnosis are proposed. The research is helpful in determining the partial discharge of transformer and HV reactor, diagnosing the fault type and its severity, and improving the on-site detection level of equipment partial discharge, especially serious suspension discharge.
Key words:partial discharge;transformer;reactor;ultra high frequency;ultrasonic;vibration

0 引言

作为电力系统的“心脏”,变压器类设备安全运行对电网可靠性起着举足轻重的作用。变压器和高压电抗器等设备体积大、内部结构复杂,承受着严苛的运行条件。大量运行经验表明,随着运行年限的增加,变压器和高压电抗器等设备因绝缘老化、劣化或铁芯、夹件松动可能引起局部放电。局部放电持

续发展会导致绝缘水平进一步下降,甚至发生设备故障。因此,及时掌握变压器类设备内部局部放电情况乃至进行诊断定位,有助于及时发现设备潜伏性缺陷,并指导消缺避免设备故障,对变压器类设备安全运行有很大意义^[1-4]。

变压器和高压电抗器的局部放电检测,一直是科研院所、高校和企业研究的重点内容。但就目前而言,能够有效监测其内部局部放电情况的变压器和高压电抗器,均是在设备制造期间即在其内部安

装了特高频或超声波局部放电传感器。而对于未安装内置传感器的设备,只能通过油色谱在线监测装置开展在线监测、利用仪器开展带电检测。前者灵敏度有所欠缺且无法对内部缺陷进行精确定位;后者目前除高频法外尚未有成熟、系统的方法和相应的标准、规范进行指导,而高频法在实际应用中抗干扰性不足且无法进行缺陷定位,难以满足现场检测要求^[5-8]。

电力系统中在运行的变压器和高压电抗器,绝大多数未安装内置特高频和超声波局部放电传感器,无法有效实施相应的局部放电在线监测^[9-12]。为此,基于大量现场检测经验,整合现有的多种带电检测手段,研究基于声电联合及振动带电检测的变压器类设备局部放电诊断与定位方法,提升变压器类设备现场带电检测水平。

1 变压器类设备局部放电带电检测方法

1.1 特高频法

变压器内部存在局部放电,单次放电持续时间非常短暂,往往不超过 100 ns,而放电脉冲上升时间则为纳秒级,由此产生宽频带电磁波频率可达数百兆赫兹甚至更高。在实验室研究中,局部放电产生的电磁波向设备壳体以外传播,可以被特高频传感器检测到。根据检测到的信号幅值、相位分布特征有助于分析放电类型及严重程度。而利用不同位置的多个特高频传感器采集的信号,将其脉冲信号第一个波峰出现时间作为到达时间,可计算出放电源到达各传感器的时间差,从而经过计算定位放电源。

1.2 超声波法

变压器内部存在局部放电,除了伴随电荷转移外,还会产生以球面波方式各向传播的超声波。在绝缘油中,局部放电产生的超声波信号频率通常可达 80 kHz 以上,将相应检测频带的超声波传感器紧贴于设备壳体外表面,即可进行超声波信号检测。根据检测到的信号幅值、相位分布特征有助于分析放电类型及严重程度。同样利用不同位置的多个超声波传感器采集的信号,根据脉冲信号第一个波峰出现的到达时间,计算出放电源到达各传感器的时间差,从而可进行放电源定位。

1.3 振动检测法

变压器和高压电抗器因铁芯、夹件松动引起的悬浮放电,往往会伴随异常的振动。利用振动传感器在设备壳体外表面进行检测,比对相同运行状态

下同类设备、同一设备不同相、同一设备不同位置的振动加速度、信号波形畸变比和奇偶谐波能量比等参数,可以发现变压器和高压电抗器异常振动。结合声电联合局部放电带电检测手段综合分析,有助于诊断并定位设备内部局部放电缺陷。

2 变压器类设备现场检测方法

立足特高频法、超声波法和时频振动法等成熟带电检测手段,结合变压器和高压电抗器设备结构特点和运行工况,特别是运行年限较长、负荷较大的设备铁芯夹件松动、内部存在局部放电和壳体法兰接缝距离较大等现象较为突出的情况,研究基于声电联合及振动带电检测的变压器类设备诊断方法及其现场应用。下面以 500 kV 高压电抗器为例,介绍声、电、振动等手段结合的现场联合检测及诊断方法。

1) 如图 1 所示,在 500 kV 高压电抗器开展特高频局部放电检测,至少配备 2 个特高频传感器,1 个作为背景信号测点检测空气中背景噪声信号,1 个沿着设备壳体法兰接缝处进行异常信号检测。对于检测到的异常信号,若壳体法兰接缝处存在 50 Hz 或 100 Hz 频率相关性信号,同时背景噪声信号无异常,则可判定信号来自设备内部。若仅背景噪声和壳体法兰接缝处均存在 50 Hz 或 100 Hz 频率相关性信号,而壳体法兰接缝处信号无异常,则可判定信号来自外部干扰。若背景噪声和壳体法兰接缝处均存在 50 Hz 或 100 Hz 频率相关信号,则通过信号幅



图 1 变压器类设备特高频检测传感器布置

值大小和信号到达时间判断信号是否来自设备内部。以图 1 所示 500 kV 某线路 C 相高压电抗器现场实测信号(见图 2)为例,图 2 中 1 通道为壳体法兰接缝处特高频检波信号;2 通道为背景噪声特高频检波信号,可见,仅壳体法兰接缝处存在 100 Hz

频率相关性信号,同时背景噪声无异常,表明异常信号来自高压电抗器内部。100 Hz 频率相关信号的存在表明设备内部可能存在固体绝缘放电或悬浮电位放电。

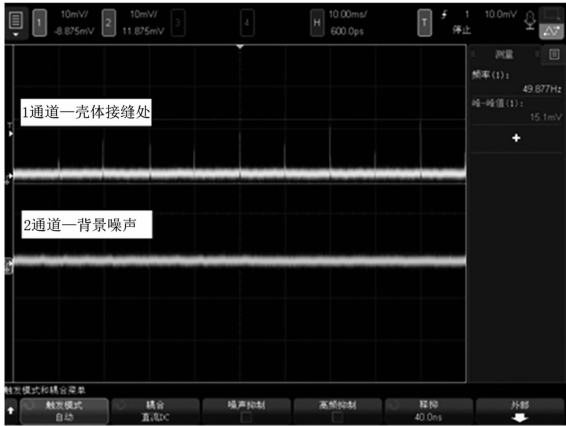


图2 500 kV 某线路 C 相高压电抗器双通道特高频检波信号

2)对运行中的 500 kV 高压电抗器开展超声波局部放电检测,在保证足够安全距离情况下,围绕壳体一周布置超声波局部放电测点,传感器布置如图 3 所示。逐一进行检测并记录信号幅值及波形特征,用于分析设备内部放电情况。测得的 50 Hz 或 100 Hz 频率相关性的异常信号,一方面与同一运行工况下同类设备、同一设备不同相进行比对,结合信号特征分析对应的缺陷类型;另一方面通过幅值比较法确定设备壳体表面异常超声波信号最大的位置。

以图 3 所示 500 kV 某线路 C 相高压电抗器现场实测信号为例,根据多点检测结果,均存在如图 4 所示的具有 100 Hz 频率相关性的异常超声波信号。作为比对,对 B 相高压电抗器壳体表面进行超声波局部放电带电检测,未测得异常超声波信号。对图 4 所示的 C 相高压电抗器壳体表面测得的异常超声波信号进行分析,该振荡脉冲持续时间长,每个脉冲幅值都是先振荡上升然后振荡减小,其包络线近似为正弦波形,具有异常振动的信号特征。在图 3 所示的测点 2 和测点 3 进行超声波局部放电带电检测,测得如图 5 所示的夹杂冲击脉冲的异常超声波信号。该冲击脉冲信号分析为设备内部放电产生的放电信号。

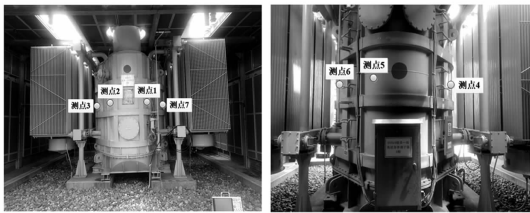


图3 变压器类设备超声波及振动检测传感器布置

3)在对 500 kV 高压电抗器开展振动检测时,同

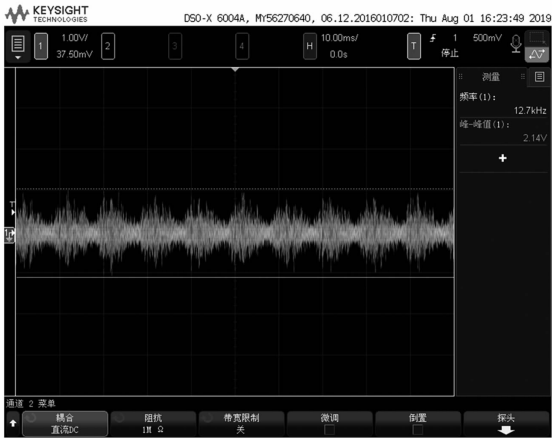


图4 500 kV 某线路 C 相高压电抗器异常超声波信号

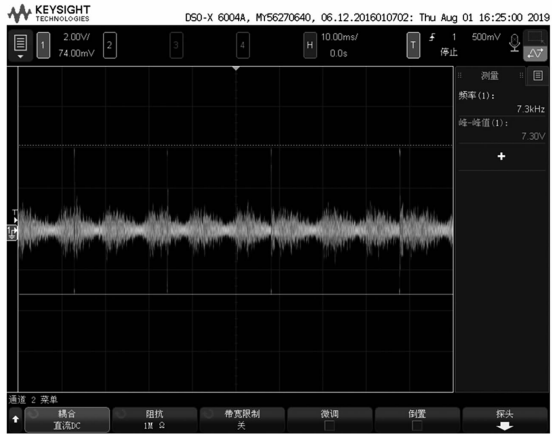


图5 500 kV 某线路 C 相高压电抗器夹杂冲击脉冲的异常超声波信号

样对运行中的变压器和高压电抗器,在保证足够安全距离情况下,围绕壳体一周布置振动测点,测点布置方式和超声波测点布置方式基本一致。逐一进行检测并记录信号用于分析设备振动情况。对于变压器和高压电抗器异常振动分析而言,除了对振动数据进行分析外,对同一运行工况下同类设备、对同一设备不同相进行比较是非常必要的。

以图 3 所示 500 kV 某线路 C 相高压电抗器现场实测信号为例,同时在该线路 A、B 相高压电抗器相同位置进行振动检测比对分析。如图 6 所示,三相高压电抗器 7 个测点的加速度分布在 4.5 ~ 15 m/s² 之间,B 相高压电抗器 7 个测点的振动加速度相比 A 相和 C 相均较小;C 相高压电抗器在测点 3 和测点 6 处的振动加速度最大,超过了 12 m/s²;此外,A 相高压电抗器在测点 6 处的振动加速度也较大,超过了 12 m/s²。

如图 7 所示,三相高压电抗器振动信号波形畸变比测试数据显示,在 C 相高压电抗器测点 3、测点 4 和测点 5 的区域,振动信号波形畸变比最大;其次是 A 相高压电抗器,而 B 相高压电抗器振动信号波

形畸变比最小。进一步分析,发现 B 相高压电抗器振动信号主频率分布在 100 Hz; A 相高压电抗器振动信号主频率除了 100 Hz 以外,在 200 Hz 处也有较大分量;而与 A 相高压电抗器相比,C 相高压电抗器在 200 Hz 处的分量更大。

如图 8 所示,从三相高压电抗器振动信号奇偶谐波能量比测试数据看,C 相高压电抗器 7 个测点的振动信号奇偶谐波能量比整体大于 A 相和 B 相高压电抗器,其中 B 相高压电抗器振动信号奇偶谐波能量比最低。据此侧面印证综合分析,三相高压电抗器中,B 相高压电抗器的铁芯运行状态最好,无异常振动情况;A 相和 C 相高压电抗器均存在异常振动情况,其中 C 相高压电抗器异常振动情况最为严重,根据振动信号主频率和奇偶谐波能量比等参数分析,存在因夹件松动导致铁芯异常振动的缺陷。

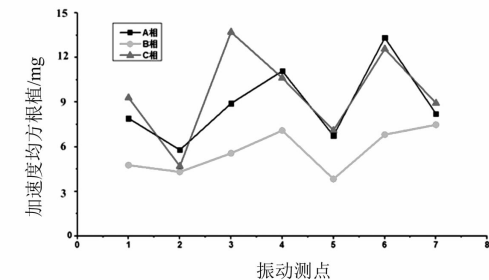


图 6 500 kV 某线路三相高压电抗器振动加速度

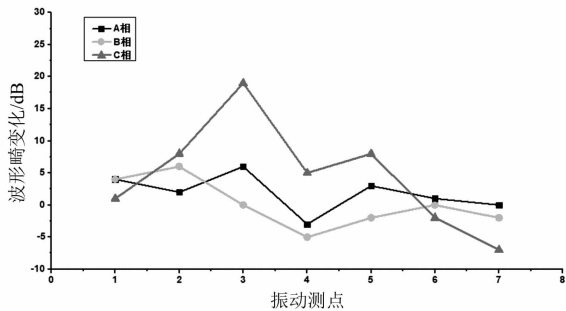


图 7 500 kV 某线路三相高压电抗器振动信号波形畸变比

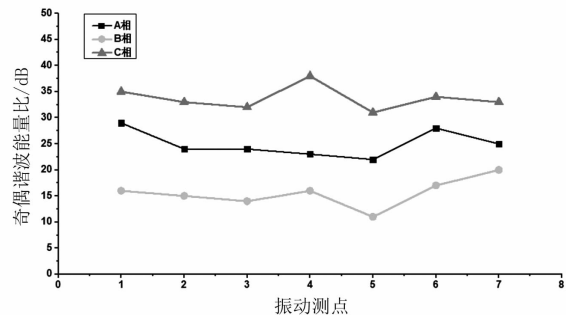


图 8 500 kV 某线路三相高压电抗器振动信号奇偶谐波能量比

3 基于声、电、振动检测的设备缺陷诊断

通过声电方法实现变压器或高压电抗器内部缺

陷定位后,根据缺陷所在部位的设备结构,结合振动检测结果进行综合诊断。若存在铁芯、夹件松动引发的悬浮电位放电,可激发出幅值较大的特高频异常信号和超声波异常信号。通常设备振动信号也会呈现异常,结合缺陷定位结果和油色谱数据,可诊断缺陷类型、缺陷位置及严重程度。油纸绝缘存在局部放电,往往超声波信号和振动信号不会呈现异常,特高频信号幅值也相对较低甚至无法传播到壳体表面被检测到,在此基础上可结合油色谱数据诊断缺陷类型、缺陷位置及严重程度。

对图 1 和图 3 所示 500 kV 某线路 C 相高压电抗器异常声、电、振动等异常信号进行综合诊断。异常特高频信号间歇性出现、幅值较小且具有 100 Hz 相关性的悬浮放电特征,仅在如图 1 所示的测点能测得该信号,无法进行精确定位,可据此分析缺陷靠近图 1 所示测点位置。该高压电抗器混合振动信号和放电信号的异常超声波信号幅值最大位置在如图 3 所示测点 2 和测点 3 部位,据此分析缺陷靠近这两个测点。该高压电抗器异常振动信号幅值最大位置在如图 3 所示测点 3 部位,据此分析缺陷靠近该位置。根据运行维护单位提供的油色谱检测数据,局部放电带电检测期间该高压电抗器 C_2H_2 含量为 $1.17\text{ }\mu\text{L/L}$,总烃含量为 $38.48\text{ }\mu\text{L/L}$ 。综合特高频/超声波局部放电检测、振动检测和油色谱检测结果,500 kV 某线路 C 相高压电抗器由于设备振动过大,导致设备内部夹件松动,造成间歇性悬浮放电发生,放电缺陷位置靠近如图 3 所示测点 2 和测点 3 位置。

根据设备情况和历史运行数据,该高压电抗器自投运以来均存在较大的异常振动情况且运行期间油中长期存在不同程度的 C_2H_2 。目前运行维护单位根据检测及诊断结果得出的建议是,综合该高压电抗器长期运行情况对其监视运行,2 周一次开展离线油色谱监测,一旦 C_2H_2 含量超过 $2.0\text{ }\mu\text{L/L}$,即进行停电处理消除缺陷。

4 结 语

1) 上面对基于声电联合及振动带电检测的变压器类设备局部放电现场诊断方法进行了研究,验证了特高频法在壳体法兰接缝处、超声波法和振动法在壳体外表面能够测得局部放电信号用于缺陷诊断。

2) 通过某 500 kV 高压电抗器现场带电检测案例,对特高频法、超声波法和振动法对应信号特征进行了研究,现场可根据声电信号时域包络特征、频率相关性和振动信号加速度、波形畸变比和奇偶谐波

能量比进行缺陷类型判断。

3)总结了基于声、电、振动检测变压器类设备缺陷诊断方法,通过精确定位结合设备结构,综合分析各类信号特征和油色谱数据,实现设备缺陷的可靠诊断。

参考文献

[1] 宋永华,孙棉鑫. 电力系统设备状态监测的概念及现状[J]. 电网技术,2000,24(11):12-17.

[2] 熊汉武,张书琦,赵志刚,等. 电力变压器绕组幅向弯曲应力分析方法[J]. 高电压技术,2020,46(3):931-938.

[3] 刘道生,刘宁,叶敬,等. 换流变压器在多参数下的油流带电现象及其对击穿强度影响[J]. 高压电器,2020,56(2):122-127.

[4] 彭晶,刘光琪,丁薇,等. 高压开关柜暂态地电压局部放电检测方法研究[J]. 云南电力技术,2013,44(4):26-29.

[5] 丁登伟,唐诚,高文胜,等. GIS 中典型局部放电的频谱特征及其传播特性[J]. 高电压技术,2014,40(10):3243-3251.

[6] 潘志城,邓军,谢志成,等. 换流变压器和交流变压器振动信号特征的比较分析[J]. 变压器,2020,57(3):35-40.

[7] 罗艳,周秀,唐长应,等. 基于声电联合定位法在换流

变局部放电检测中的应用[J]. 变压器,2020,57(1):73-78.

[8] R. J. Van Brunt. Physics and Chemistry of Partial Discharge and Corona - recent Advances and Future Challenges[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,1994,11(5):761-783.

[9] 马啟潇,刘书第,何宇航,等. 基于时频检测的 GIS 设备异常振动分析[J]. 四川电力技术,2017,40(6):64-67.

[10] Boggs S. A., Stone G. C. Fundamental Limitations in the Measurement of Corona and Partial Discharge[J]. IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation,1982,17(2):143-150.

[11] 司文荣,李军浩,黎大健,等. 基于宽带检测的局放脉冲波形快速特征提取技术[J]. 电工电能新技术,2008,27(2):21-25.

[12] L. E. Lundgaard. Partial Discharge — Part XIV: Acoustic Partial Discharge Detection — Practical Application[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,1992,8(5):34-43.

作者简介:

王超(1976),硕士、高级工程师,长期从事电网设备专业管理工作;
许本茂(1990),硕士,主要从事高压电气试验技术工作。

(收稿日期:2020-04-21)

(上接第 8 页)

还是共同提高水、火发电机组死区,都可以达到抑制超低频振荡的目的,但相应却可能减少系统的调频能力;由于水、火发电机组对超低频振荡的影响存在差异,可以通过提高水发电机组死区、降低火发电机组死区的方法,达到抑制振荡和保持调频能力的平衡。合理配置调速器死区,实现不同调频手段的优化控制,是利用死区设置抑制超低频振荡的有效手段。

参考文献

[1] 陈刚,丁理杰,李旻,等. 异步联网后西南电网安全稳定特性分析[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(7):76-82.

[2] 陈锦洲,段荣华,陈磊,等. 电力系统调频控制相关的频率振荡问题[J]. 电力系统自动化,2019,43(18):82-87.

[3] 路晓敏,陈磊,陈亦平,等. 电力系统一次调频过程的超低频振荡分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(16):64-70.

[4] 黄伟,段荣华,江崇熙,等. 多机系统超低频振荡稳定分析与调速器参数优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(21):185-193.

[5] 周鑫,和鹏,何鑫. 水轮发电机组抑制超低频振荡的阻

尼控制参数优化研究[J]. 云南电力技术,2019,47(6):107-113.

[6] 胡立锦,杨永全,常喜强,等. 一次调频对电网频率特性影响及频率相关稳控措施研究[J]. 四川电力技术,2013,36(4):10-14.

[7] 王渝红,陈阳,曾琦,等. 一种抑制超低频振荡的水电机组调速器参数协调优化方法研究[J]. 四川电力技术,2019,42(2):10-14.

[8] 史华勃,陈刚,丁理杰,等. 兼顾一次调频性能和超低频振荡抑制的水轮机调速器 PID 参数优化[J]. 电网技术,2018,43(1):221-226.

[9] 中国电力科学研究院. 电力系统分析综合程序 7. X 版动态元件模型用户手册[R]. 北京:中国电力科学研究院,2020.

[10] 周靖皓,江崇熙,甘德强,等. 基于集值法对云南电网超低频振荡的稳定分析[J]. 电网技术,2017,41(10):3147-3152.

[11] 陈磊,路晓敏,陈亦平,等. 多机系统超低频振荡分析与等值方法[J]. 电力系统自动化,2017,41(22):10-15.

作者简介:

范成国(1989),博士,工程师,从事电力系统频率稳定性研究工作。

(收稿日期:2020-03-02)

基于小波分析诊断和支持向量机的避雷器 在线监测数据故障分析

詹仲强, 陈文涛, 李金良

(国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:金属氧化物避雷器(MOA)的健康状况对变电站中线路和设备有着巨大影响,对 MOA 在线监测数据进行故障诊断能够有效减少因事故引起的负荷损失。以基于 Penalized 软阈值的小波包对某变电站的 MOA 在线数据进行滤波,从统计角度得到滤波后的故障信号特征,采用支持向量机对信号进行分类,能够在 MOA 完全失效前诊断出故障出现的时间点,为计划停电检修提供依据。

关键词:金属氧化物避雷器;在线监测;小波包分析;支持向量机;故障诊断

中图分类号:TM744 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2020)04 - 0038 - 04

Fault Analysis of MOA Online Monitoring Data Based on Wavelet Analysis Diagnosis and Support Vector Machine

Zhan Zhongqiang, Chen Wentao, Li Jinliang

(State Grid Xinjiang Electric Power Research Institute, Urumqi 830011, Xijiang, China)

Abstract: The health of metal oxide surge arresters (MOA) has a huge impact on the lines and equipment in substations. The fault diagnosis of MOA online monitoring data can effectively reduce the load loss caused by the accident. The wavelet packet based on Penalized soft threshold is used to filter the MOA online data of a substation, and the signals are classified by support vector machines. It can diagnose the time point of failure before the MOA completely fails, which can provide a basis for the planned power outages.

Key words: metal oxide surge arrester (MOA); online monitoring; wavelet packet analysis; support vector machine; fault diagnosis

0 引 言

金属氧化避雷器(metal oxide arrester, MOA)作为线路和设备的过电压保护元件在电力系统中得到广泛应用,因此大量在线监测系统被部署在变电站对 MOA 健康状态进行实时监测^[1]。

目前国内对 MOA 在线监测系统的数据分析诊断集中在 3 个方面:1) 针对在线监测采样缺点设计新型在线监测装置。文献[2]设计了一种直流避雷器在线监测装置,通过对泄漏电流和动作次数实时采集,对 MOA 健康进行监测。文献[3]采用 GPRS 公共远程数据平台传输避雷器在线监测数据,当泄漏电流超过阈值即报警确定雷击线路的位置。2) 对已有在线监测采集数据进行滤波,配合报警阈值对 MOA 进行故障分析诊断。文献[4]将小波阈值

去噪和形态学去噪进行融合得到新型自适应去噪方法,有效滤除了在线监测系统中的噪声干扰。文献[5]将广义 S 变换结合谱熵理论在时频分布上设计了一种新型时频滤波器,取得良好滤波效果。3) 对在线数据进行特征提取,采用人工智能等手段进行故障诊断。文献[6]对 MOA 数据进行谐波分析得到故障特征,利用多层矢量向量机对监测数据进行故障诊断。文献[7]将 MOA 的检修、带电检测、在线监测信息进行融合,采用模糊合集结合最优权重方法得到避雷器综合诊断模型。

由于西北大部分 MOA 在线监测装置采集频率很低,无法对信号进行高次谐波分析,下面针对实际情况以及国内缺少避雷器在线监测数据分析与故障诊断相关研究,提出一种基于小波分析和支持向量机的避雷器在线监测数据故障诊断方法。首先,利用软阈值和小波包分析对原始在线监测数据进行滤

波;然后,针对在线监测数据采样时间长,提出采用统计方法计算信号的特征量;最后,使用支持向量机对信号进行故障诊断取得良好效果。

1 信号去噪

避雷器在线监测系统一般采集全电流和阻性电流数据,由于现场传感器自身测量误差和相邻的高压带电设备干扰,导致数据存在噪声。这里使用小波包 Penalized 软阈值对原始信号进行滤波处理,小波包能够将信号分解成低频和高频分量,选择适当的分解层数和软阈值,可以得到高频分量的分布,通过 Penalized 软阈值去除以高斯分布为主要特征的噪声分量得到去噪后的平滑数据。图 1 为 3 层小波包分解示意图,图中 S 为避雷器全电流或阻性电流数据,数字部分的首下标代表分解层数,逗号之后的下标代表该层的节点回构信号。

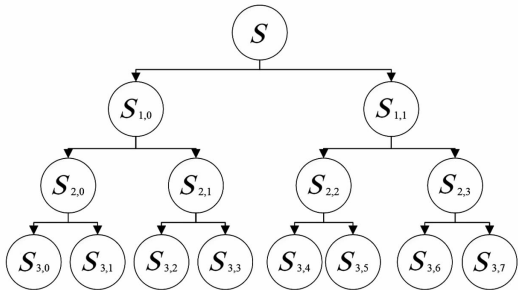


图 1 经过 3 层分解的避雷器在线监测数据

采用二叉树分解后的 2^n 层信号节点的小波包分解和回构的信号计算方法见式(1)和式(2)。

$$\begin{cases} d_L^{n,2m} = \sum h_{k-2L} d_k^{n-1,m} \\ d_L^{n,2m+1} = \sum g_{k-2L} d_k^{n-1,m} \end{cases} \quad (1)$$

$$d_L^{n-1,m} = \sum (\tilde{h}_{L-2k} d_k^{n,2m} + \tilde{g}_{L-2k} d_k^{n,2m+1}) \quad (2)$$

式中: $d_L^{n,2m}$ 、 $d_L^{n,2m+1}$ 分别为小波包分解系数; h_{k-2L} 、 g_{k-2L} 分别为小波包分解的低通、高通滤波器; $\tilde{h}_{L-2k}$ 、 $\tilde{g}_{L-2k}$ 分别为小波包回构的低通、高通滤波器; k 为分解层数; m 为信号标号。采用 Penalized 法利用 birge - massart 惩罚算法得到小波包系数,使用式(3)对滤波器中的软阈值进行估计。

$$THR = \left| \sum c(k)^2 + 2\delta^2 \cdot t \cdot \left(\alpha + \lg \frac{n}{t} \right) \right| \quad (3)$$

式中:THR 为阈值; $c(k)$ 为按绝对值从大到小排列

的小波包系数; n 为系数的个数; δ 为零均值的高斯白噪声标准偏差; t 为经分解后的信号数值; α 为给定的惩罚系数。采用 Penalized 法能够有效将原始信号中的噪声信号去除,另数据平滑同时保留局部细节信息。

2 特征提取与故障分类

这里所采用的某 750 kV 变电站的避雷器在线监测数据采样时间为 15 min。根据采样定理无法对信号中的高次谐波进行分析,尤其是避雷器的阀片劣化与三次全电流和阻性电流具有密切关系,故只能采用常规统计量,包括均值、有效值、方差、标准差、裕度、歪度、峭度作为样本特征。

支持向量机(support vector machine, SVM)是一种根据结构风险最小化的机器学习分类器,在小样本的情况下具有良好的分类性能^[8]。给定样本 $S = \{(x_1, y_1), (x_2, y_2) \cdots (x_n, y_n)\}$,其中 x_n 为实数样本数据, y_n 为对应的样本分类标签,通过求解式(4)得到最优超平面。

$$\begin{aligned} \min \{ & \frac{1}{2} \|\omega\|^2 + D \sum \zeta_i \} \\ \text{s. t. } & \begin{cases} y_i(\omega \cdot x_i) + b \geq 1 - \zeta_i \\ \zeta_i \geq 0, i = 1, \cdots, n \end{cases} \end{aligned} \quad (4)$$

式中: ω 为线性权值向量; D 为惩罚参数; ζ 为松弛因子; y_i 为样本分类标签; x_i 为样本特征值; b 为阈值; i 为样本编号。

分类函数如式(5)所示:

$$f(x) = \text{sgn} \{ \sum \alpha_i y_i K_{\text{nel}}(x_i, x) + b \} \quad (5)$$

式中: α 为拉格朗日乘子; K_{nel} 为核函数。

3 算例仿真

选用某 750 kV 变电站主变压器避雷器在线监测数据,选用时间段为 2019 年 5 月 15 日至 2020 年 2 月 25 日,其中有些数据点因为在线监测装置故障,因此将无效数据进行删除,得到每相的全电流和阻性电流分别为 11 038 点,三相全电流和阻性电流原始数据见图 2。

图 2 中 A 相全电流最大 3.417 mA,最小 2.861 mA; B 相全电流最大 3.27 mA,最小 2.72 mA; C 相全电

流最大 4.184 mA, 最小 2.936 mA。A 相阻性电流最大 0.502 mA, 最小 -0.624 mA; B 相阻性电流最大 1.095 mA, 最小 -2.908 mA; C 相阻性电流最大 2.996 mA, 最小 -3.332 mA。由图 2(a) 中可以看出曲线毛刺较多, 其中 C 相全电流在 6000 点之后有一次向下阶跃, 表示 C 相避雷器发生故障, 将其更换之后监测数据正常, 从图 2(b) 的 C 相阻性电流数据也可以进行佐证。图 2(b) 中前期数据出现正负阶跃是由于在投运初期, 在线监测装置还在调试过程中出现信号数据接反、未校对等原因, 未将其剔除是因为在避雷器长期运行中。这种在线监测故障也属于避雷器故障的一种, 只是由于其不影响避雷器正常运行, 且对长期监测数据进行计算时, 这种错误可以从统计计算角度进行消除。

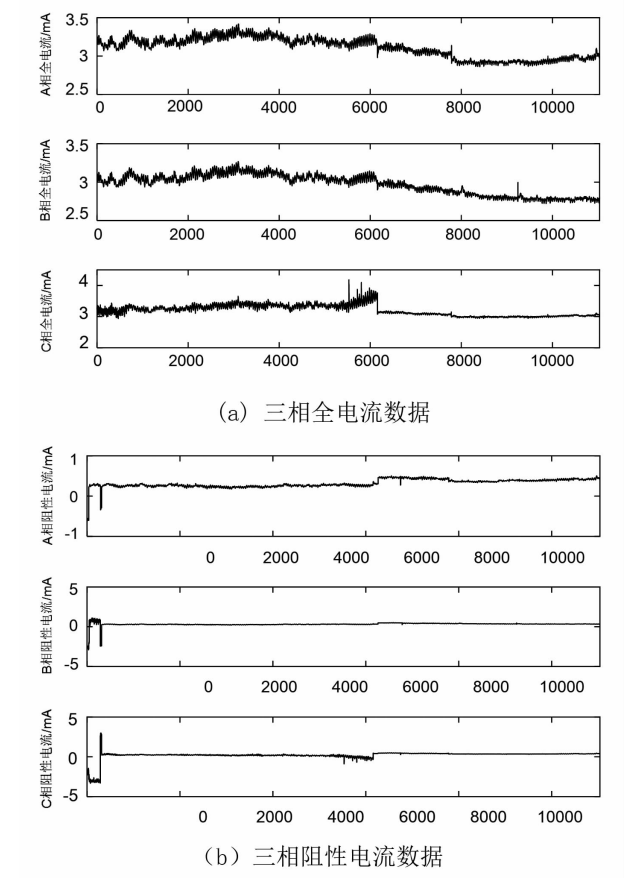


图 2 避雷器在线监测数据

对图 2 数据采用基于 Penalized 阈值的小波包算法去噪后, 数据见图 3。

将图 2(a) 与图 3(a) 中 A 相全电流数据的细节进行对比, 对比区间取横坐标 [2000, 4000], 见图 4。从图 4 中可以看出, 经过基于 Penalized 阈值的小波包滤波后效果非常好, 将原始数据中的毛刺全部滤除, 这样做能够避免那些毛刺噪声数据经过误差累

计之后影响样本的统计特征提取, 造成故障特征失真。以每 266 点为一个区间, 将 11 038 个点分成 42 个区间, 分别对避雷器三相全电流、阻性电流数据进行均值、有效值、方差、标准差、裕度、歪度、峭度统计。因为受篇幅限制, 无法将三相总共 42 组数据全部附上, 因此选取最具代表性的 C 相(故障相)全电流、阻性电流统计绘制成图 5。

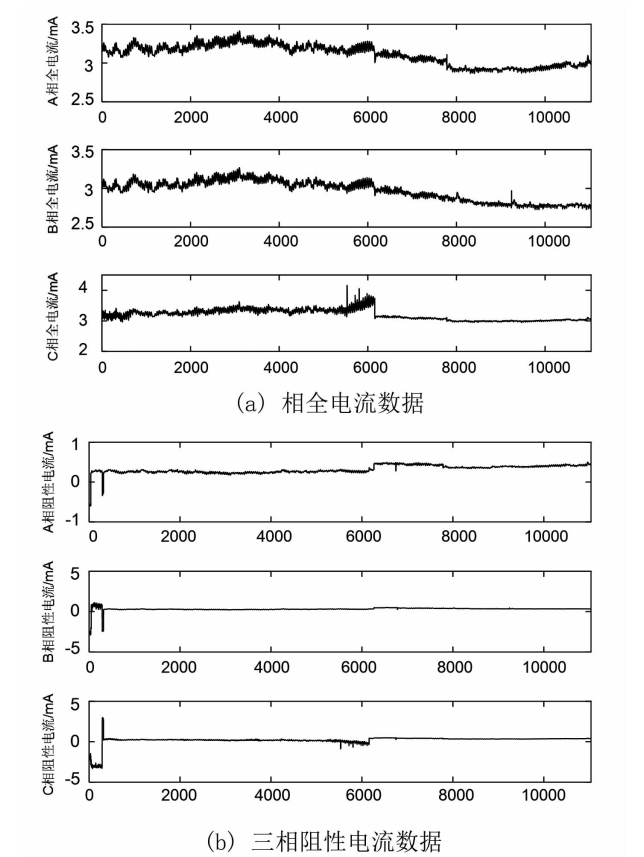


图 3 去噪后的避雷器在线监测数据

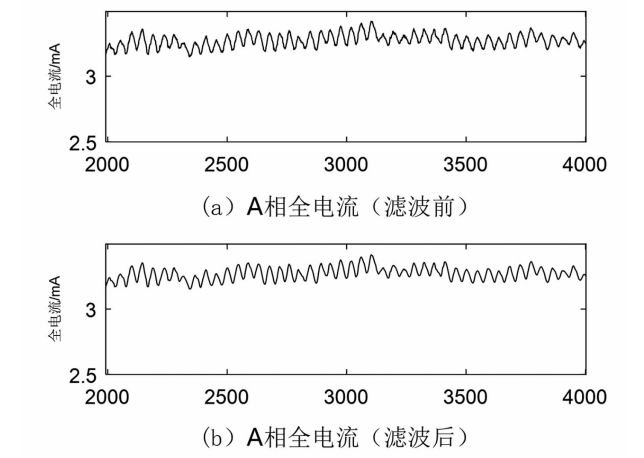


图 4 A 相全电流滤波前和滤波后的细节对比

图 5 中的 C 相除了阻性电流方差在 21 号区间点波动不明显外, 其余无论全电流还是阻性电流都在 21 号区间出现明显增长或者下降。在图 5(a) 中

一阶统计量中均值和有效值相比裕度波动较小,而裕度计算采用信号峰峰值除以均值所有波动较均值和有效值变大,二阶统计量中的方差、标准差和三阶统计量峰度将信号的细微波动进行放大,对比一阶统计量在 21 号区间的波动幅度而言更加剧烈。

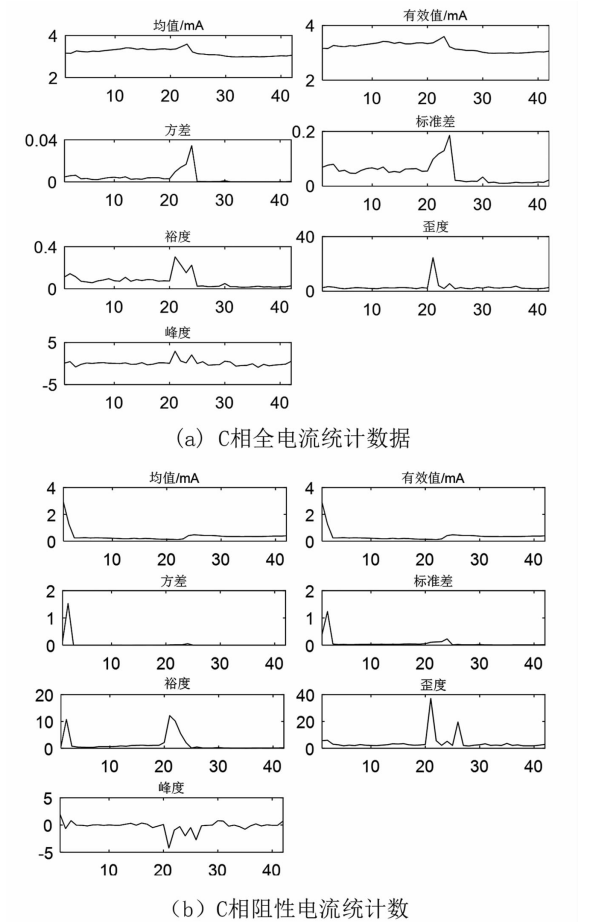


图 5 C 相在线监测数据的统计数据

图 5(b)中前期数据点的波动是因为在线监测装置自身采样出现问题导致,从图 3(b)中的 C 相阻性电流数据可以进行佐证。均值、有效值、方差、标准差皆不灵敏,然而裕度、歪度、峰度却对故障变化信息非常敏感。

从图 5(a)和图 5(b)中对比一阶和二阶统计量的区别,全电流数据敏感而阻性电流数据不敏感,可

以结合避雷器结构推断出 C 相避雷器的电容电流分量超前于阻性电流分量发生巨变,意味着避雷器的均压结构出现故障,导致内部放电扩散将故障扩散至阻性阀片,阻性电流出现波动。

图 5 中的 6 号至 8 号区间为正常情况,根据故障发生对象和时间为 C 相 2019 年 10 月 2 日,以 21 号至 23 号区间为故障情况,分别将两种情况作为正常特征、故障特征的训练集,见表 1。以此训练集对图 3 中的三相全电流、阻性电流数据进行故障分类,得到结果见图 6 所示。

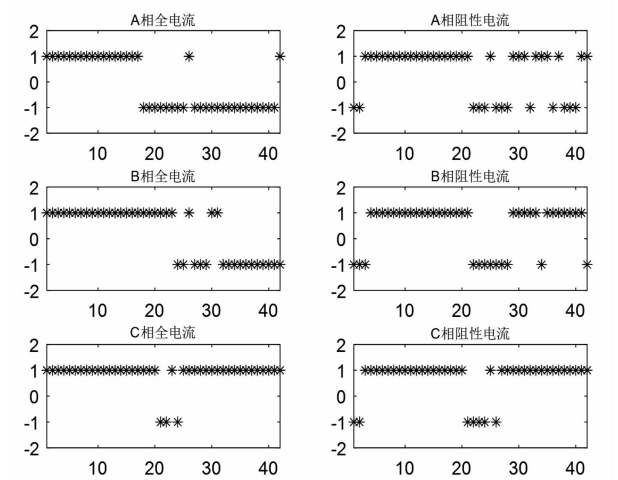


图 6 三相避雷器的全电流和阻性电流故障分类结果

图 6 中 1 代表正常, -1 代表故障,三相的阻性电流在 1 至 3 号区间出现故障,根据前面所述为在线监测系统故障。A 相全电流数据从 18 号区间开始,绝大多数点判断为故障,大致时间为 2019 年 9 月 2 日开始出现故障特征;A 相阻性电流数据在 22 至 28 号区间判断为故障,29 至 42 号区间非故障判断占绝大多数,22 至 28 号区间对应故障时间段为 2019 年 9 月 25 日至 2019 年 11 月 5 日。B 相全电流数据从 26 至 42 号区间判断为故障,对应故障起始时间为 2019 年 10 月 30 日;B 相阻性电流数据在 26 至 29 号区间判断为故障。C 相全电流数据从 1 至 20 号区间判断无故障,21 号至 24 号区间为故障,

表 1 正常特征样本和故障特征样本

特征	区间	C 相全电流							C 相阻性电流						
		均值	有效值	方差	标准差	裕度	峭度	歪度	均值	有效值	方差	标准差	裕度	峭度	歪度
正常	6	3.260 9	3.260 9	0.002 3	0.047 7	0.056 8	2.252 4	0.050 2	0.261 1	0.261 1	0.000 8	0.028 0	0.392 1	1.839 9	-0.053 4
	7	3.244 7	3.244 7	0.002 2	0.046 6	0.074 6	2.648 4	0.179 3	0.238 6	0.238 6	0.000 4	0.019 7	0.354 2	2.354 1	-0.176 0
	8	3.281 5	3.281 5	0.003 3	0.057 4	0.083 3	2.554 6	0.233 8	0.252 7	0.252 7	0.000 6	0.023 6	0.371 0	2.005 5	0.011 8
故障	21	3.364 3	3.364 3	0.009 6	0.098 2	0.303 6	24.562 1	2.956 7	0.242 9	0.242 9	0.000 8	0.028 7	0.611 7	2.770 7	0.030 9
	22	3.475 1	3.475 1	0.013 9	0.117 8	0.229 4	4.186 3	0.625 4	0.140 7	0.140 7	0.011 3	0.106 2	12.197 8	37.109 0	-4.234 4
	23	3.594 1	3.594 1	0.016 8	0.129 5	0.152 1	1.997 8	0.176 9	0.120 3	0.120 3	0.013 7	0.117 2	10.194 6	5.652 7	-0.926 2

(下转第 60 页)

杆塔接地参数大数据云平台及 信息化测量仪的设计与应用

王牧浪,彭红刚,邱 烜,徐 研
(广州供电局有限公司,广东 广州 510000)

摘 要:为进一步提高输电线路杆塔接地运行维护工作的效率,设计开发了 1 套用户可查询的杆塔接地参数大数据云平台 B/S 系统(Browse/Server 系统)和一种信息化杆塔接地电阻测量仪。实现了在测量现场就能将测得的相关信息直接上传至云端服务器,把测量得到的“离线结果”转化为“线上数据”。一方面有效提高了杆塔接地运行维护的工作效率和准确率,同时也做到了对运行维护工作的全业务流程记录,有利于对运行维护工作的监督管理,并为接地装置的运行状态评估、故障风险分析提供了数据支撑。最后,应用该信息化设备进行了现场测量试验研究,通过与接地电阻表法及不同接线方法的测量结果对比分析,指出了该设备的优势所在。

关键词:杆塔接地电阻;大数据云平台;信息化测量仪;测量分析

中图分类号:TM932 **文献标志码:**B **文章编号:**1003 - 6954(2020)04 - 0042 - 05

Design and Application of Big Data Cloud Platform and Informatization Measuring Instrument for Tower Grounding Parameters of Transmission Line

Wang Mulang, Peng Honggang, Qiu Xuan, XuYan
(Guangzhou Electric Power Supply Co. ,Ltd. , Guangzhou 510000, Guangdong, China)

Abstract: In order to further improve the efficiency of grounding operation and maintenance of transmission line towers, a set of Browse/Server system of big data cloud platform for grounding parameters of towers which can be inquired by users and an informatization measuring instrument for grounding resistance of towers are designed and developed. Relevant measured information is directly uploaded to the cloud server at the measurement site, and the "offline results" obtained from the measurements are converted into "online data". On the one hand, the working efficiency and accuracy of grounding operation and maintenance are effectively improved, and at the same time, the whole business process of operation and maintenance is also recorded, which is conducive to the supervision and management of operation and maintenance, and provides data support for the operation status assessment and fault risk analysis of grounding device. Finally, the field measurement test is studied by using the proposed informatization equipment, and its advantages are pointed out by comparing and analyzing the measurement results with the tramegger method and different wiring methods.

Key words: tower grounding resistance; big data cloud platform; informatization measuring instrument; measurement analysis

0 引 言

输电线路杆塔的接地电阻是表征其接地系统性能的重要指标。在输电线路的运行维护工作中,保证杆塔接地电阻在合理的区间内,从而使输电线路具有较高的耐雷水平,能有效减少雷害事故,并限制线路接地故障条件下杆塔附近的接触电压和跨步电

压,防止人畜触电事故。因此,一般输电线路杆塔接地状态的运行维护工作主要可以分为以下 2 个部分:一是杆塔接地电阻的测量,即根据相关标准规范(如 DL/T 887—2018《杆塔工频接地电阻测量》、DL/T 741—2019《架空送电线路运行规程》等)开展输电线路杆塔接地电阻的测量工作,得到线路杆塔的接地电阻参数;另一个是杆塔接地电阻测量数据的管理分析,即基于杆塔接地参数测量结果,依照标准要求校核接地装置的电阻是否满足对应条件下的

基金项目:中国南方电网科技项目(输电线路杆塔接地参数大数据云平台研究 GZ_JKJXM20170029)

要求,进而分析杆塔接地装置运行状态,定制整条线路的接地运维方案^[8]。

近年来,虽然地区电网公司对输电线路接地装置越来越重视,投入了大量的人力、物力对存在隐患的杆塔接地装置进行排查、改造,但在实际生产运行维护过程中仍然存在许多问题亟待研究解决。例如测量中工作量大、耗时长、效率低,在对历史测量数据存疑、难以取信时无法核查测量现场的相关条件。

下面提出了一种基于移动互联技术的信息化杆塔接地电阻测量仪与南方电网公司杆塔接地装置状态数据云平台的通讯连接方案。该方案能在现场测量的最后一个环节中将得到的相关信息直接上传至云端服务器,将测量得到的“离线结果”直接转化为“线上数据”。

1 杆塔接地参数大数据云平台的设计

设计该数据平台系统的主要目的是收集、统计、分析、展示输电线路杆塔接地装置的重要参量。该系统的整体设计包括以下 3 个层级:测量及数据采集层、服务器层以及远程用户层,如图 1 所示。

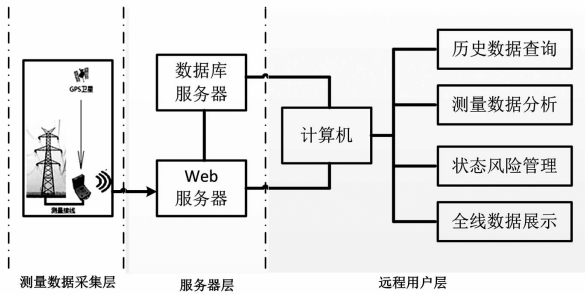


图 1 接地参数云平台系统整体结构

测量及数据采集层主要任务包括接地参数的测量、结果数据的上传和对应杆塔信息的匹配填报。服务器层的主要任务包括接受数据采集层的上报数据、连接远程用户层的查询指令,进行数据库的管理、统计、分析。远程用户层的主要任务是开发相应 B/S 系统供用户进行实时数据查询。

所设计的信息化杆塔接地电阻测量仪是云平台系统的测量及数据采集层的重要设备。信息化测量仪,首先需要准确测量得到杆塔的接地参数;随后与系统服务器层建立网络通信连接,将现场测量得到的接地参数及匹配的杆塔信息进行分别存储管理;最后通过远程用户层实现线路杆塔接地参数的历史数据查询、分析及杆塔接地装置状态评估和全线接

地状态展示等。

接地参数大数据云平台系统的用户查询界面主要设计了“历史数据查询”“测量数据分析”和“全线数据展示”等 4 大功能模块。所设计相关功能模块的用户界面如图 2 所示。



(a) 历史数据查询模块系统界面图



(b) 测量数据分析模块系统界面图



(c) 全线数据展示模块界面

图 2 接地参数云平台系统整体结构

2 信息化杆塔接地电阻测量仪的设计

2.1 整体设计方案

现有设备一般只能在现场测得“离线数据”,由于测量人员在手动记录中往往对测量条件记录得不全面、不统一,使得数据上传的效率低且有一定的错误率。因此对传统的异频法接地电阻测量设备基于移动互联网技术进行信息化改造,即在测量的最后一个环节将得到的相关信息直接上传至云端服务器,把测量得到的“离线结果”直接转化为了“线上数据”,提高了运行维护工作效率并减少错误率。

信息化杆塔接地电阻测量仪的系统设计框图如

图 3 所示。测量时,中央处理器模块发送一个信号指令给异频激励源模块,异频激励源模块分别产生一个 47 Hz 和 53 Hz 的异频电流源,并输入布置的测量回路中,如图 3 中过程 1、过程 2。

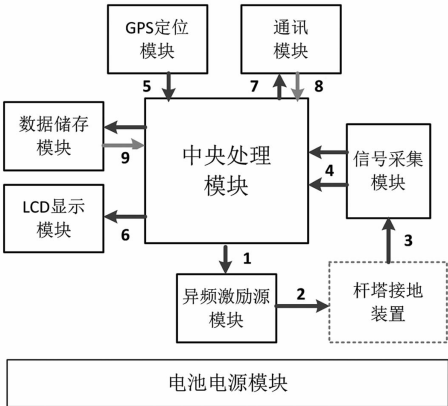


图 3 信息化杆塔接地电阻测量仪的系统设计框图

同时,通过信号采集模块对杆塔接地装置的电压、电流信号进行测量采集,并将测得的电压、电流信号传输至中央处理器模块(过程 3、过程 4)。另外, GPS 定位模块将设备的地理位置信息传送至中央处理器模块(过程 5)。中央处理器模块通过计算处理得到一系列测量的最终数据,并传送至 LCD 显示模块和数据存储模块,实现人机交互(过程 6)。随后,通讯模块将本次测量的最终数据上传至远端监控中心的服务器中(过程 7)。最后,当中心服务器收到测量的最终数据后,发送“测量成功”的指令返回至通讯模块并通过显示模块告知操作人员(过程 8)。另外,操作人员也可通过显示操作系统,对存储模块中的历史测量数据进行查询读取(过程 9)。

测量操作人员在杆塔接地电阻测量回路的布置中可根据现场实际条件及测量精度要求,自行选择采用三极法或回路法进行回路布置,并将对应方法通过设备通讯模块上传至服务器。

所开发设备的外观及内部集成电路板如图 4 所示。

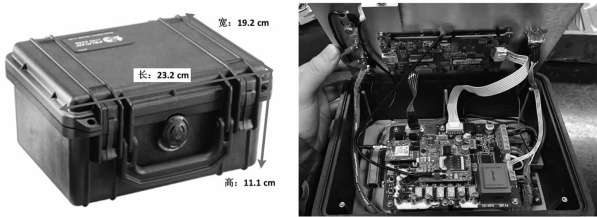


图 4 信息化杆塔接地电阻测量仪

2.2 测量仪与云平台的通信方案设计

信息化杆塔接地电阻测量仪与云平台服务器层

的通信方案根据搭建网络的不同属性(内网或外网)可以分为以下 2 种。

2.2.1 云平台部署在外网

当创建的杆塔接地装置状态数据云平台部署在外网时,信息化测量仪可基于自身的通信模块通过外网直接实现与“云平台”的通讯。测量数据上传方式如图 5 所示。在该条件下,测量过程中设备与“云平台”两者间的双向数据交换通信全部在外网完成,如图 5 中的过程①和过程②。“云平台”获取测量数据之后,与“4A 系统”(南方电网公司生产管理平台)基于特定的内网通信协议实现接口通信,如图 5 中的过程③。

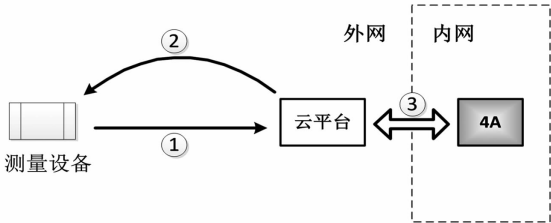


图 5 “云平台”部署在外网时的数据上传方式

“云平台”部署于外网时,具有如下 3 个特点:

- 1) 测量设备能与“云平台”在测量的过程中就可以进行双向的数据交换,且数据通信过程中的时效性强,能避免因数据传送延时导致的各种问题;
- 2) 整个系统在每次测量过程中涉及到的通信环节最少,且完全不涉及内网现有的复杂通信协议,整个测量系统的主程序最为简单;
- 3) “云平台”及其数据库部署在外网,存在数据外泄等网络安全风险,需要相关行政许可和安全认证。

2.2.2 云平台部署在内网

当创建的杆塔接地装置状态数据云平台部署在内网时,信息化测量仪则需借助内网手机终端间接实现与“云平台”的通信。此时测量数据上传方式如图 6 所示。

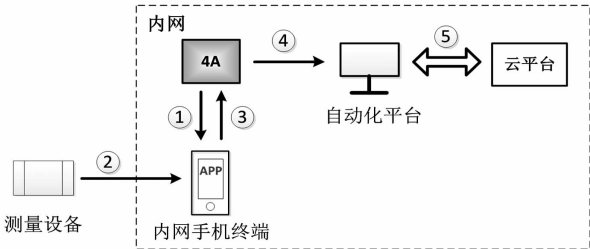


图 6 “云平台”部署在内网时的数据上传方式

此时的工作流首先由“4A 系统”发起,“4A 系统”在内网中下发某次(批)的接地测量任务,并将

待测杆塔的相关数据信息发送至项目开发的内网手机相关 APP 中,如图 6 中的过程①。在完成现场测量后,信息化测量仪将测量结果信息转化成二维码数据型式,测量人员通过内网手机扫码,将测量结果与被测杆塔的相关信息绑定,并回传至“4A 系统”,如图 6 中的过程②和过程③。“4A 系统”再将测量信息同步传送至广州局电网自动化平台,如图 6 中的过程④。最后,布置在内网的“杆塔接地数据云平台”与“自动化平台”基于内网通信协议实现接口通信,如图 6 中的过程⑤。

“云平台”部署于内网时,具有如下 3 个特点:1) 结合“4A 系统”的任务单,通过内网手机扫码上传、对接测量数据。增强了现场测量数据上传的稳定性和确定性,且数据流转都在内网中,网络安全风险小;2) 每次测量前需要在“4A 系统”填报运维测量计划,并开发相关内网手机 APP 接收下发的测量任务单;3) “云平台”直接部署于广州局电网自动化平台中,有利于数据在内网系统中的同步交换和展示。

3 信息化接地电阻测量仪的现场实测应用

为了验证所研发的信息化测量设备的现场测量情况,对部分在运行超高压输电线路杆塔的接地电阻进行了实地现场测量。每次测量,项目组首先采用了所研制的信息化测量设备基于回路法进行现场测量;随后再采用 ZC-8 系列接地电阻测量仪(以下简称摇表)基于三极法进行了测量。

3.1 实测杆塔现场条件

- 1) 220 kV 甲线一回 31 号杆塔
- 220 kV 甲线一回 31 号杆塔为同塔双回耐张塔。杆塔所在线路走廊建设有 3 条 220 kV 同塔双回输电线路,周围空间电磁环境复杂。线路走廊两侧为城市道路,三极法放线中只能按平行于线路走廊的方向布置,如图 7 所示。
- 2) 220 kV 乙线二回 9 号杆塔
- 220 kV 乙线二回 9 号杆塔为单回耐张转角塔。杆塔所在线路走廊建设有 3 条 220 kV 同塔双回输电线路,周围空间电磁环境复杂。同时,该基杆塔在集中输电走廊的端口位置,有 6 回输电线路从各个方向汇流至此,经耐张转向并入同塔双回输电走廊。因此,三极法测量时无法严格地按垂直于输电线路

的方向布置放线,如图 8 所示。



图 7 220 kV 甲线一回 31 号杆塔现场情况



图 8 220 kV 乙线二回 9 号杆塔现场情况
3) 110 kV 丙线 31 号杆塔

110 kV 丙线 31 号杆塔是干字型单回直线钢管塔。杆塔一侧为公路,另一侧为一片平整工地。该条件有利于三极法的放线要求,如图 9 所示。



图 9 110 kV 丙线 31 号杆塔现场情况

3.2 实测数据分析

针对上述 3 组杆塔,分别采用信息化测量设备

基于回路法进行测量和采用 ZC - 8 摇表基于三极法进行测量。杆塔接地电阻的测量结果及测量用时如表 1 所示。

表 1 不同方法对应测量结果的对比

线路及杆塔编号	ZC - 8 摇表			异频法信息化测量设备	
	放线长度 /m	测量用时 /min	接地电阻实测值 /Ω	测量用时 /min	接地电阻实测值 /Ω
220 kV 甲线一回 31 号杆塔	100/(60)	65	2.1 ^①	12	1.87
	100/(50)		1.9 ^①		
220 kV 乙线二回 9 号杆塔	160/(80)	90	2.4	9	2.76
220 kV 丙 3 线 1 号杆塔	100/(50)	60	0.9	9	0.11

注:①表示采用摇表测量时摇表的读数指针两边摆动不定。

通过测量数据分析可以看到:

1)在电磁环境复杂的地区,若采用摇表法测量杆塔的接地电阻,由于受到地中工频杂散电流的影响,摇表的读数指针会出现两边摆动不定现象,从而使得测量结果精度较差;此时,若采用所研发的设备,则能有效避免地中工频杂散电流的影响,准确、稳定地测得杆塔接地电阻^[6]。

2)根据 DL/T 475—2017《接地装置特性参数测量导则》的测量要求,若采用 ZC - 8 摇表按三极法布线测量,则 5 人小组每基塔的平均测量时间为 63 min;但若采用所研发的设备按回路法布线测量,则 5 人小组每基塔的平均测量时间仅为 9 min。不仅能节省测量时间 86%,还能大幅降低测量人员的工作强度。

4 结 语

1)开发了一套杆塔接地参数大数据云平台 B/S 系统。该云平台系统一方面接受数据采集层的测量结果上报;另一方面,根据远程用户层的查询指令,进行数据库的管理、统计、分析。系统的应用能有效提高接地运维的工作效率和准确率,并实现对运维

工作的全业务流程记录,有利于对运维的监督管理。

2)结合杆塔接地参数大数据云平台中“测量及数据采集层”的需求,开发了一种基于异频法的信息化杆塔接地电阻测量仪。该设备实现了在测量现场就将测得的相关信息直接上传至云端服务器,将测量得到的“离线结果”转化为“线上数据”,有效提高了接地测量的工作效率和准确率。

3)通过现场测量应用,表明所研制的信息化测量设备具有工程适用性强、测量精度高等特点。该设备的应用能有效推进了电网接地运行维护的信息化和数据化,为科学实施运维改造提供数据支撑。具有广阔的工程应用前景。

参考文献

[1] 杜洋,李龙江,段炼红. 输电线路杆塔接地阻抗测量方法探讨[J]. 电测与仪表,2009,(S2):84-87.

[2] 柴守江,潘文霞. 不拆卸接地线的杆塔接地电阻测量方法[J]. 电网与清洁能源,2016,32(3):45-49.

[3] 王海生,曹建强,刘文恒,等. 针对直击雷和感应雷的输电线路杆塔冲击接地电阻测量装置的应用[J]内蒙古电力技术,2017,35(2):50-53.

[4] 赵立英,王敏珍. 输电线路杆塔接地状态在线监测技术研究[J]. 现代电子技术,2019,42(12):100-103.

[5] 何云峰,赵若涵,张榆,等. 输电线路杆塔冲击接地阻抗测量[J]. 四川电力技术,2012,35(5):85-88.

[6] 王东烨,吴传玺,韦德福,等. 强干扰下对特高压输电线路参数的异频法准确测量[J]. 东北电力技术,2017,38(4):24-26.

[7] 王成,王峰,王宜强,等. 输电线路杆塔接地电阻的测量方法分析[J]. 湖南电力,2012,32(2):39-42.

[8] 杆塔工频接地电阻测量:DL/T 887—2018[S],2018.

[9] 接地装置特性参数测量导则:DL/T 475—2017 [S],2017.

[10] 吴田,刘凯,黄金领,等. 500 kV 输电线路杆塔接地电阻季节变化特性测量与分析[J]. 电力科学与技术学报,2014,29(1):65-69.

作者简介:

王牧浪(1994),助理工程师,本科,主要从事地区高压输电线路运维管理工作。

(收稿日期:2020-05-22)

变电站分层土壤模型构建 对土壤电阻率测量深度的要求

钟 山,周炜明,周德才

(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:采用接地系统辅助设计软件包 CDEGS,通过对变电站分层土壤模型下地网接地电阻、散流特性仿真计算,研究了模型构建深度对地网接地电阻计算误差的影响,并提出了构建模型所需的合理测量范围及深度。

关键词:土壤模型;地网;接地电阻;CDEGS;散流特性

中图分类号:S152.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0047-04

Measurement Depth of Soil Resistivity Required by Construction of Layered Soil Model in Substation

Zhong Shan, Zhou Weiming, Zhou Decai

(Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract:Through the simulation calculation of grounding resistance and stray current characteristics of grounding grid under the layered soil model of substation, the influence of the depth of model construction on the calculation error of grounding resistance of grounding grid is studied by using CDEGS software package of grounding system aided design, and the reasonable measurement range and depth required for establishing the model are proposed.

Key words:soil model; grounding grid; grounding resistance; CDEGS; stray current characteristics

0 引 言

地网接地电阻的计算是变电站接地系统设计的一项重要内容,早期设计人员根据地网面积和土壤电阻率进行估算,对于地质结构较为复杂的变电站,其计算结果与实测值往往有较大出入。为提高变电站接地系统设计的合理性和可靠性,有必要基于土壤电阻率测量数据建立分层土壤模型,以提高地网接地电阻计算的准确性^[1]。

无论是采用哪种方法建模,其模型与实际土壤结构的吻合程度均取决于土壤电阻率测量数据。对于测量数据的要求不仅仅是准确,更重要的是“深度”,即测量的数据能否满足准确建模的需要,这点往往未得到充分重视,有必要进行相应的研究。

1 分层土壤模型应用简介

为提高变电站接地电阻计算的准确性,研究人员对于复杂土壤结构建模进行了大量的研究,提出了双层、多层、复合等土壤模型的建模方法,并开发出了相应的计算机辅助设计软件。近年来,这些方法和工具正逐步应用到变电站(换流站)接地设计中,对确保变电站安全性能发挥了重要作用^[2-5]。

CDEGS 软件包是当前接地设计领域应用最广的计算机辅助设计软件,国内已有不少科研单位、高校、设计院及电力公司等引入了该软件,用于接地相关领域的研究及设计。该软件是由加拿大 SES 公司开发,可以用于仿真计算分层土壤和任意形状地网的参数。

2 接地电阻计算误差分析

由于较单层土壤模型更接近于实际的复杂土壤结构,采用分层土壤模型计算接地网的接地电阻,其结果更接近于实测值。对于工程设计人员来说,其关键工作就是如何根据测量数据,计算并分析得到合理的土壤模型。

测量数据是土壤建模的基础,不管采用哪种建模方法或计算算法,如果测量数据不能满足建模需要,将对接地电阻的计算造成较大的误差。下面根据工程实例仿真计算说明这个问题。

1)计算模型

某 500 kV 变电站地网大小为 $200 \times 150 \text{ m}^2$,采用间隔 10 m 的均匀网格,接地体为 480 mm^2 镀锌扁钢。变电站土壤结构根据勘测资料可分为 5 层:第一层土壤深度 0 ~ 20 m,土壤平均电阻率为 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$;第二层土壤深度 20 ~ 80m,土壤平均电阻率为 $1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$;第三层土壤深度 80 ~ 200 m,土壤平均电阻率为 $1500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$;第四层土壤深度 200 ~ 500 m,土壤平均电阻率为 $2000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$;第五层土壤深度大于 500 m,土壤平均电阻率为 $3000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 。土壤结构模型如图 1 所示。

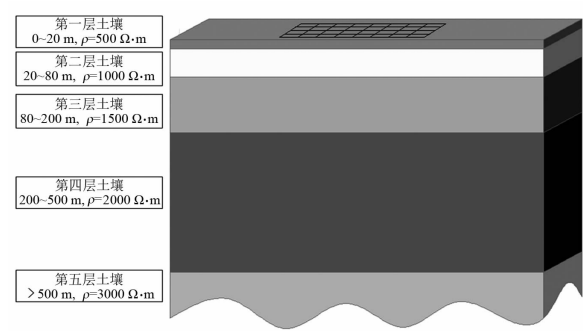


图 1 土壤结构模型

2)接地电阻计算。

采用 CDEGS 对以下 5 种情况进行仿真计算。

仿真计算 1:工程测量深度为 $h \leq 20 \text{ m}$,得到的土壤模型为均匀土壤模型,土壤电阻率为 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,计算接地电阻为 $2.26 \text{ }\Omega$ 。

仿真计算 2:工程测量深度为 $20 \text{ m} < h \leq 80 \text{ m}$,得到的土壤模型为水平两层土壤模型,上层土壤电阻率为 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度为 20 m;下层土壤电阻率为 $1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度无穷大,计算接地电阻为 $2.83 \text{ }\Omega$ 。

仿真计算 3:工程测量深度为 $80 \text{ m} < h \leq 200 \text{ m}$,

得到的土壤模型为水平 3 层土壤模型,第一层土壤电阻率为 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度是 20 m;第二层土壤电阻率为 $1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度为 60 m,第三层壤电阻率为 $1500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度无穷大,计算接地电阻为 $3.10 \text{ }\Omega$ 。

仿真计算 4:工程测量深度为 $200 \text{ m} < h \leq 500 \text{ m}$,得到的土壤模型为水平 4 层土壤模型,第一层土壤电阻率为 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度是 20 m;第二层土壤电阻率为 $1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度为 60m,第三层壤电阻率为 $1500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度为 300 m,第四层壤电阻率为 $2000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$,厚度为 300 m 计算接地电阻为 $3.21 \text{ }\Omega$ 。

仿真计算 5:测量深度 $h > 500 \text{ m}$,得到的土壤模型即为土壤结构的真实模型,计算接地电阻为 $3.31 \text{ }\Omega$ 。

3)误差分析

以仿真计算 5 的结果为接地网接地电阻的真值,定义接地电阻计算误差系数为

ξ = (R' - R) / R × 100% (1)

式中: R' 为 接地电阻计算值, Ω ; R 为 接地电阻真值, Ω 。

各计算案例结果及误差如表 1 所示。

表 1 不同土壤模型计算接地电阻误差

土壤模型	接地电阻/ Ω	$\xi/\%$
仿真计算 1	2.26	-31.76
仿真计算 2	2.83	-14.43
仿真计算 3	3.10	-6.38
仿真计算 4	3.21	-2.84

由表 1 计算结果可知,当计算地网接地电阻所采用的土壤模型不能真实反映土壤的实际结构时,其计算结果会产生较大误差。土壤模型是建立在数据的基础上,对地网所在区域的测量广度及深度很大程度决定了土壤模型与真实土壤结构的接近程度。目前,国内外相关标准尚未对此有明确的规定,理论上对测量范围及深度的要求越高,在其基础上建立的土壤模型越趋于真实,接地电阻计算越准确;但是其经济代价及测试技术难度也增大,存在一个技术经济合理性的权衡问题。

3 地网散流特性仿真分析

1)接地网的散流特性

当直流或交流电源的两端通过接地体与大地相

连接,将会在地下建立电流场,其分布规律取决于岩石和土壤的分布规律,其研究方法通常是采用电磁场理论。在土壤电阻率一定的情况下,电流密度越大,电场强度随之增大,也就是说,电场强度间接反映了地中电流的分布规律。

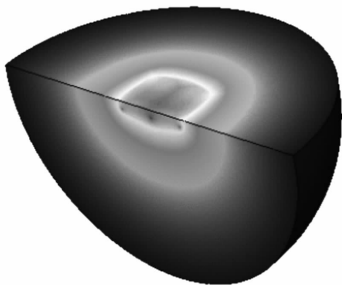


图 2 地网散流时地中电场强度

假如在地网中注入电流,如图 2 所示,从三维空间看,散流范围是一个类椭球体,入地电流的绝大部分集中在这个区域内成发散状,该区域的土壤的电阻率则对接地网接地电阻起决定作用。

2) 仿真计算

对于变电站接地网,当发生接地故障,地网中将注入一定大小的故障电流,其散流区域主要由地网的大小及其所在区域土壤电阻率决定。下面通过案例仿真计算来说明该问题。

仍采用前面所述模型:地网大小为 $200 \times 150 \text{ m}^2$,采用间隔 10m 的均匀网格,接地体为 480 mm^2 镀锌扁钢;在地网中心注入 20 kA 电流。改变地网所在区域的土壤电阻率,计算地中电势的分布对电流在土壤中的散流情况。

土壤电阻率分别为 $100 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 、 $500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 、 $1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 、 $2000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 、 $5000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$ 时,地中电势分布如图 3 至图 7 所示。

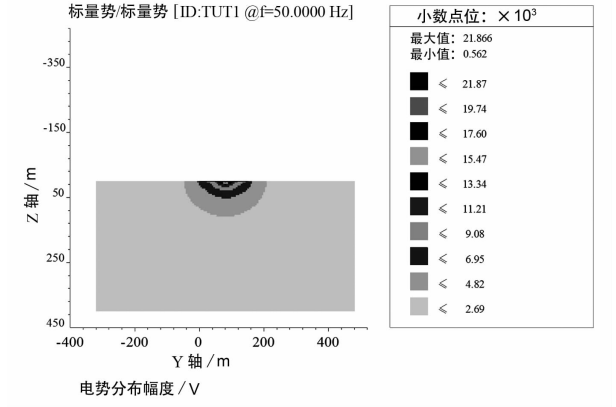


图 3 土壤中的电势分布($\rho = 100 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$)

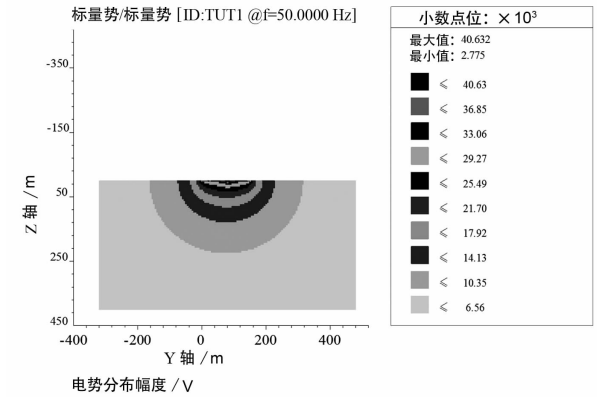


图 4 土壤中的电势分布($\rho = 500 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$)

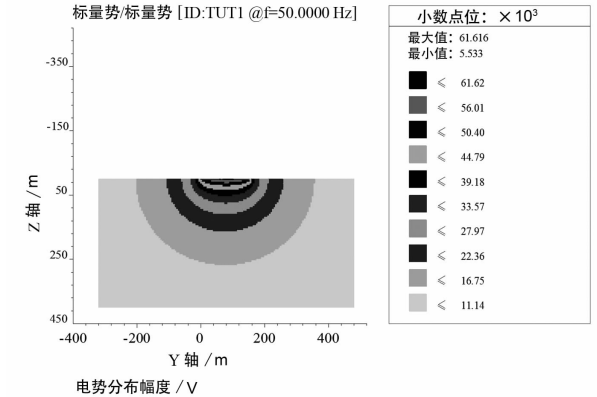


图 5 土壤中的电势分布($\rho = 1000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$)

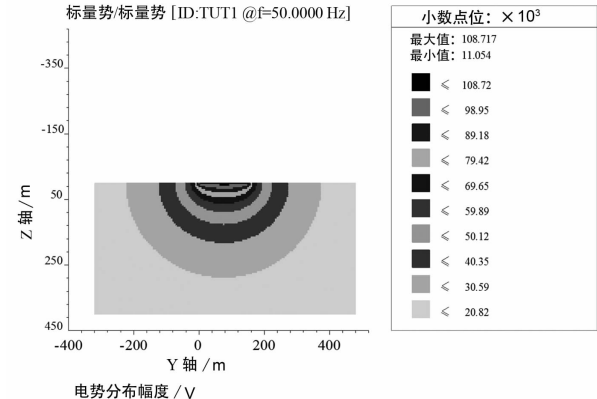


图 6 土壤中的电势分布($\rho = 2000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$)

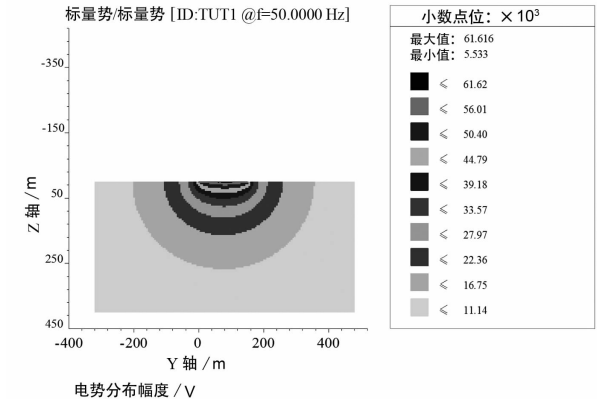


图 7 土壤中的电势分布($\rho = 5000 \text{ }\Omega \cdot \text{m}$)

3) 结果分析

对于给定大小的接地网,理论上其散流范围及深度为整个大地,从仿真计算结果可知,随着土壤电阻率越低,地中电势衰减得越快,大部分电流在较浅层的土壤中散去;而随着土壤电阻率的不断增加,其电势衰减得越慢,其散流深度相应增大。如按电势衰减 80% 考虑,其散流深度随土壤电阻率变化情况如图 8 所示。

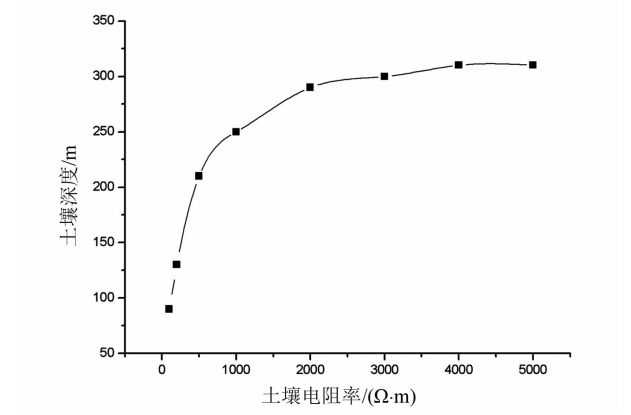


图 8 散流深度与土壤电阻率的关系(80% 电势降)

从该曲线可知,对于 $200 \times 150 \text{ m}^2$ 的接地网,在其所在区域土壤电阻率较小时($100 \sim 1000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$),其散流深度随土壤电阻率增大而迅速增大;在土壤电阻率较大时($1000 \sim 5000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$),其散流深度增加较为缓慢,并逐步趋于稳定。

4 测量范围及深度的探讨

接地网设计中,国内外标准对接地网所在区域的土壤电阻率测量范围及深度未有明确规定,而在实际工程中,设计人员却须面临这个问题。根据对以往工程资料的收集及整理,测量范围及深度根据工程特点通常为站内围墙以内,深度大多要求在 $20 \sim 100 \text{ m}$ 。

近年来国内部分换流站工程已经开始参考国外经验,将地网的对角线长度作为散流半径来确定测量的范围及深度。与上面所提供的案例计算结果比较,在站区土壤电阻率较低情况下($\rho \leq 1000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$),采用地网对角线长度确定测量范围及深度是合理的(案例地网对角线为 250 m ,地电势衰减大于 80%);而在土壤电阻率较高情况下($\rho > 1000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$),则建议在地网对角线的长度基础上适当增大(案例中

$\rho = 5000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$,最大散流深度达到约 310 m),具体可根据工程现场测量条件确定。

如将地网对角线长度作为散流半径确定工程测量范围及深度,对于第 2 章提供的计算案例,其散流半径为 250 m ,对应的计算模型为案例 4,接地电阻计算结果为 $3.21 \text{ } \Omega$,误差为 2.84%,应能满足工程设计要求。

5 结 语

通过对变电站分层土壤模型地网的接地电阻、土壤的散流特性进行仿真计算和分析,得到以下结论:

- 1) 为提高变电站地网接地电阻计算的准确性,应采用分层土壤模型计算地网的接地电阻。
- 2) 土壤模型的建立是以实际测量数据为基础的,测量“深度”越浅则接地电阻计算误差越大。
- 3) 通过仿真计算,建议在土壤电阻率 $\rho \leq 1000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$ 时,采用地网对角线长度作为散流半径确定测量范围及深度;而在土壤电阻率 $\rho > 1000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$ 时,则建议在地网对角线的长度基础上,根据具体工程条件适当增大散流半径。

参考文献

[1] 交流电气装置的接地设计规范:GB 50065—2011[S], 2011.

[2] 张波,胡军,马迈周. 分层土壤中三维复合接地网分析软件的开发[J]. 电力勘测设计,2015(3):66-70.

[3] 何为,张瑞强,杨帆,等. 变电站内水平多层土壤参数反演[J]. 中国电机工程学报,2014,34(33):5964-5973.

[4] 何金梁,康鹏,曾嵘,等. 青藏铁路 110 kV 输变电工程五道梁和沱沱河变电站的土壤结构模型分析[J]. 电网技术,2005,29(20):14-18.

[5] 杨慧娜,袁建生. 利用 Wenner 四极法确定三层土壤模型[J]. 清华大学学报,2002,42(3):291-294.

作者简介:

钟山(1975),硕士研究生,高级工程师,从事变电站设计及设计管理工作。
(收稿日期:2020-03-06)

光伏升压柔性直流工程设计及调试技术研究

张 舵,蒋艾町,夏 雪,李嘉逸

(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:在梳理柔性直流的技术路线基础上,针对西南某地区设备选型特点,介绍了光伏直流汇入柔性直流输电工程的设计方案,并论证了工程可行性。研究成果填补了低压柔性直流工程设计与调试技术的空白,在国内开展新能源接入低压柔直输配电工程建设具有一定的参考价值。

关键词:低压柔性直流;直流系统调试;控制保护;DC/DC 变换;预制舱式换流器

中图分类号:TM733 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0051-05

Research on Design and Commissioning Technology of Photovoltaic Boost Flexible DC Project

Zhang Duo, Jiang Aiding, Xia Xue, Li Jiayi

(Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract:Based on the summary of flexible DC technology and combined with the characteristics of Southwest China as well as the characteristics of low-voltage flexible DC technology and equipment level, the design and commissioning technical scheme of photovoltaic DC into flexible DC transmission project is introduced, and its feasibility is demonstrated. The research results fill in the blank of low-voltage flexible DC engineering design and system commissioning technology. It has a certain reference value for carrying out the construction of low-voltage flexible DC transmission and distribution project with new energy integration in China.

Key words:low voltage flexible DC; DC system commissioning; control and protection; DC/DC conversion; prefabricated cabin type converter

0 引 言

中国西南地区太阳能资源较丰富,其中西南边境某省有 59 个县的年太阳能平均辐射量在 4500 ~ 6000 MJ/m²。2016 年 3 月西南边境某省新增的光伏总装机容量约为 940 MW^[1]。光伏发电存在诸多技术问题亟待解决,如容抗感抗较大、无功传输问题严重、谐波谐振较为突出等。

柔性直流输电技术是国际上先进的构成多端直流输电网络的理想技术,采用 IGBT 等新型电力电子设备,可对有功、无功功率进行快速调控。近年来,国内陆续投运的工程有“±200 kV 舟山多端柔性直流工程”“上海南汇多端柔性直流工程”等示范项目,增强了中国电力行业在世界的技术影响

力^[2]。柔性直流输电技术有以下优势^[3]:1)不存在无功补偿和电压换向问题;2)能够实现四象限调节;3)系统潮流可控,运行方式灵活,对新能源的接入较为友好;4)具备系统黑启动的条件,提供必要的电压和频率支持;5)输出电压谐波小,设备占地少。

以往的光伏接入工程是通过汇流箱将光伏板产生的直流电汇集起来,再进入 PCS 转换并入低压电网。而柔性直流输电技术具备有功无功独立控制能力,对于低压配电网,主要依靠配电网内部的潮流来平衡,是解决分布式新能源并网的有效技术手段。

所设计的光伏升压柔性直流方案,克服了所处地区海拔较高、工期要求紧张、施工场地空间受限等不利因素。这对于响应国家对清洁能源的利用要求、提高太阳能资源利用率、调整地方电网发展结构有极为重要的意义。

1 工程设计思路

1.1 设计仿真模型

PSCAD/EMTDC 是广泛使用的电力系统仿真软件,它既可以研究交直流电力系统问题,又能完成电力电子仿真及其非线性控制的多功能工具。所设计项目在 PSCAD/EMTDC 仿真平台上搭建了模型,模型分为 3 个部分,分别为光伏组件及 DC/DC 直流变换器模型、MMC 换流阀模型以及交流系统模型,如图 1 所示。

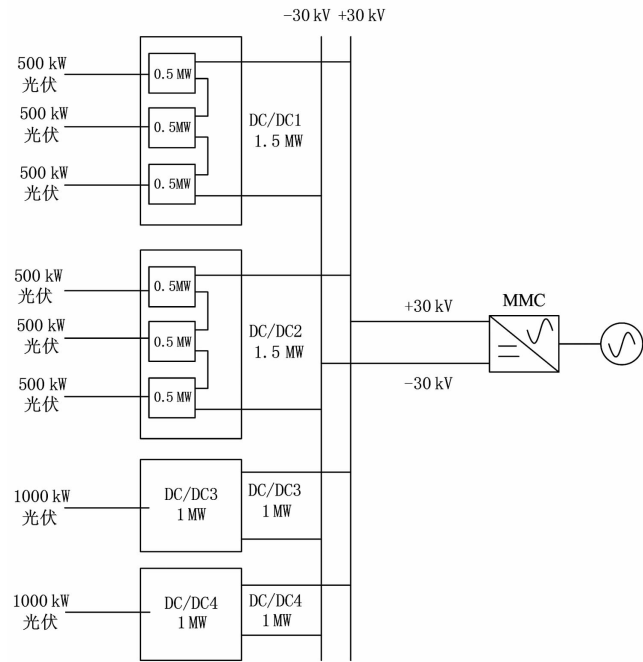


图 1 设计仿真模型拓扑结构

1.2 光伏直流升压对系统潮流的影响

在等值模型中,光伏电站通过换流阀连接至外部交流等值系统,即该连接线路上潮流为单向流动。光伏电站出力最大特点为其波动性,受光照强度影响较大。因此应考虑天气变化导致光伏出力变化时该线路潮流波动情况。

1)模拟晴天时光照强度为 6:00 光伏电站启动,至 18:00 保持充足光照,18:00 后光伏电站停止出力。线路并网潮流模拟结果如图 2 所示:光伏电站在启动过程中会有小幅波动,但会迅速稳定在功率设定点;在光照条件充足时,光伏电站能够很好地稳定输出有功功率,线路潮流稳定。

2)模拟阴天时光照强度为 6:00 光伏电站启动,光伏强度低于正常水平,在 6:00 至 10:00 时间段内光照强度缓慢回升,10:00 光照强度最高。12:00 模

拟天气变化,阴天情况下光照强度快速降低。18:00 后光伏电站停止出力。模拟的并网线路潮流如图 3 所示,光伏电站在启动过程中会有小幅波动,在光照强度逐渐增加时,光伏出力逐渐上升;当光照强度快速降低时,光伏电站出力呈现明显相关性随之下降。

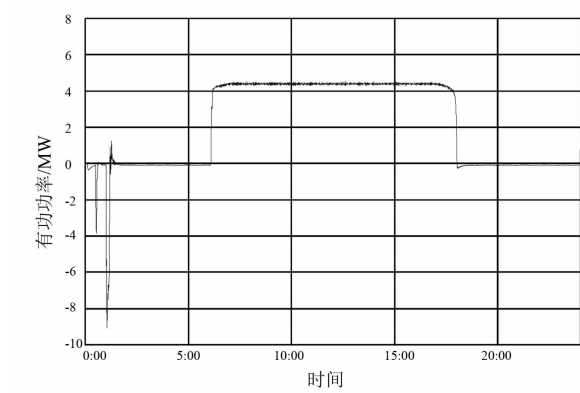


图 2 晴天时并网线路潮流变化

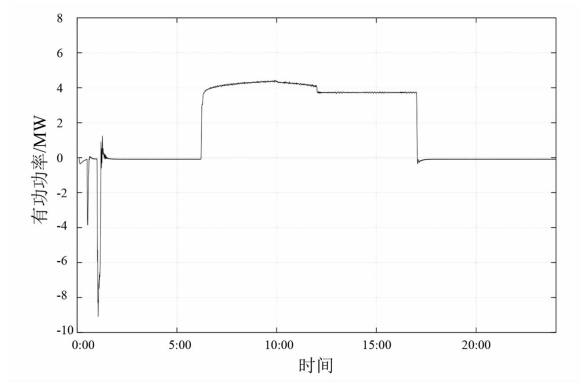


图 3 阴天时并网线路潮流变化

3)模拟雨天时光照强度为 6:00 光伏电站启动,光伏强度低于正常水平,在 6:00 至 12:00 时间段内光照强度依然处于较低水平。12:00 模拟天气变化,雨天情况下光照强度快速降低。15:00 后光伏电站停止出力。线路并网潮流模拟结果如图 4 所示。当光照强度快速降低时,光伏电站出力呈现明显相关性随之下降。

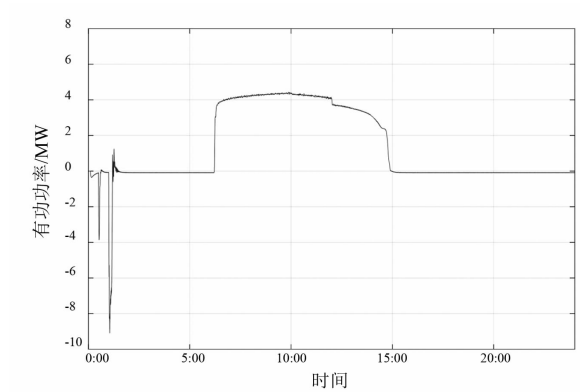


图 4 雨天时并网线路潮流变化

综合仿真分析来看,光照强度对光伏电站出力

影响较大,即受天气变化因素影响较大。虽然光伏并网线路上潮流为单向流动,不会改变日调度计划,但是有功功率大小具有随机波动性,对于日调度计划的制定有一定的影响。

1.3 设计方案概述

两端柔性直流系统送端为 5 MW 的光伏电站,通过直流汇集升压和 DC/DC 变换将直流电压提升至 ± 30 kV,再通过长 600 m 的直流电缆线路输送至 MMC 换流站,最后经过换流站接入 35 kV 交流系统。结合柔性直流工程输送容量(5 MW)和距离(低于 20 km),综合技术经济比较,该工程选择采用 ± 30 kV 电压等级,其导线经济电流密度合适、设备绝缘投资适中。工程电压等级采用 ± 30 kV,架空导线推荐采用 JL/G1A-70/10 或者 JKLF3YJ-70 导线;直埋电缆采用载流量及热稳定校核进行控制,推荐采用 DC-ZR-YJV62-30kV-50 电缆。

2 电气一次设计方案

2.1 换流站主接线形式

国内投运的柔性直流工程中,主接线主要有单极对称、双极对称、组合接线、三级对称、LCC+MCC 混合式等方式。目前应用较多和相对成熟的接线方式主要是单极和双极对称方式^[4-7]。图 5 为换流站单极对称接线方式示意图,该方式是国内已建设的柔性直流输电工程中应用最多的接线方式,类似三相全桥逆变器结构,不设接地极或金属回线,直流侧极线电位幅值相同正负相反,因此也被称为伪双极方案^[4-6]。此方案经济优势明显,结构相对简单,但是故障穿越能力较差,运行方式单一,可靠性较差^[6]。

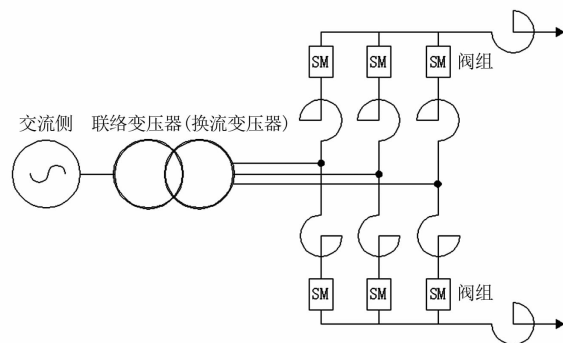


图 5 单极对称接线

图 6 为采用两级对称接线方式,正负极是通过独立的六脉动桥结构、金属接地线在两桥之间与大地引接^[6]。与单极对称接线方式相比,双极对称接线方

式可靠性更高,有一定的故障恢复能力;但由于必须设置金属回线或接地极,且阀组设备数量较单极对称接线方案增加一倍,因此换流站总体造价较高。

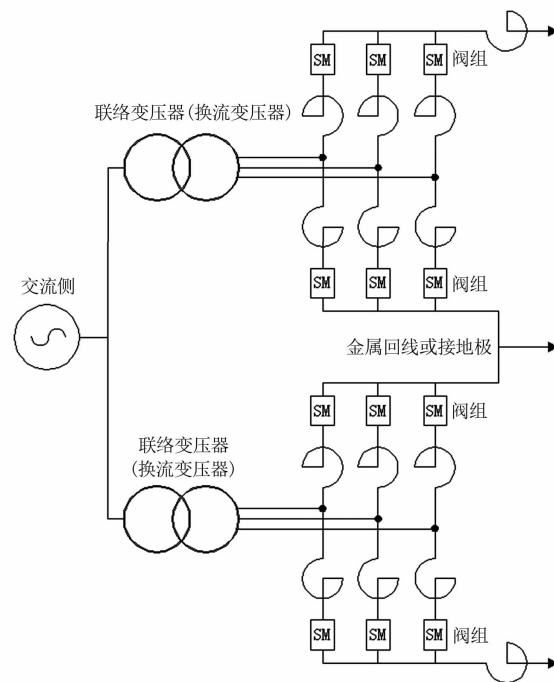


图 6 双极对称接线

综合考虑电压等级及输送容量,选择换流站采用单极对称接线方式、直流线路采用电力电缆线路,以提高项目运行的可靠性,降低短路故障发生概率。

2.2 接地方式

接地方式的选择是柔性直流输电工程的重要设计内容之一,对系统的暂稳态特性和换流站的绝缘配合有着重要影响^[8]。针对单极对称接线方式,结合所设计工程的电压等级及输送距离,可选的接地方式有联络变压器 Y 绕组接地、钳位电阻接地、电抗器接地和对侧光伏站接地 4 种方式^[9-12]。

联络变压器 Y 绕组接地方式是通过联络变压器阀侧的星型绕组中性点经接地电阻接地^[9]。在所设计的工程中,它确定的换流站接入交流侧的方案中的 35 kV 交流侧的接线方式均为 Y 接线。由于本站不具备常规联络变压器 Y 绕组接地的条件,若在本站采用该种接地方式,则需考虑订制三绕组 YΔY 非标变压器。

钳位电阻接地指在直流侧极线上并联两个相同大电阻,形成等效电路,实现换流站的接地。这种接地方式结构简单、成本不高,但是当换流站正常运行时接地电阻会产生一定的功率损耗,同时,接地故障时可能会对保护的灵敏性产生不利影响且增加接地

极工程量^[9]。因此,不推荐采用钳位电阻接地方式。

电抗器接地方式是通过换流变压器阀侧并联电抗器,经高阻接地方式从电抗器中性点引至大地^[10]。该方式优势是如果系统发生直流侧接地故障,系统对换流变压器阀侧的接线形式没有特定限制。但劣势是系统无功支撑不足,会造成系统无功损耗严重、母线电压产生波动。另外,多个并联电抗器会增加系统的成本^[10-11]。考虑到运行损耗及实验可靠性要求,不推荐采用电抗器接地的方式。

对侧光伏电站接地是直接利用工程换流站对侧光伏电站的接地来为直流系统提供接地点^[8]。由于所设计工程直流线路距离较短,因此采用此方案对于节约占地面积、提高设备利用率、降低投资具有一定意义,同时还可以为系统提供等电位参考点。

2.3 换流站总平面布置方案研究

综合考虑所设计工程换流站的占地、运行与电压情况,光伏柔性直流换流站的换流阀组采用预制舱形式布置,除换流阀组外联络变压器、电抗器、启动电阻、隔离开关及避雷器等均采用户外布置。同时,新增加接入的 35 kV 交流开关柜采用预制舱安装形式。考虑到户外油浸式换流联络变压器防火距离需求,将换流站 3 台阀组预制舱布置于靠近 35 kV 开关室侧;将户外电抗器、隔离开关及油浸式换流联络变压器布置于预制舱东侧;在中间设置设备运输道路,并保证防火间距要求。阀组预制舱内包括阀组及控制柜,预制舱整体由设备厂家统一设计,并满足舱内相应设备运行环境要求。具体的布置方案如图 7 和图 8 所示。

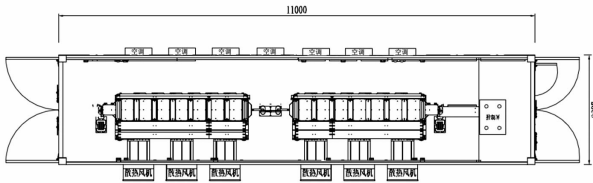


图 7 阀组预制舱布置方案

3 控制保护设计方案

光伏直流升压汇集接入系统控制保护系统分 3 层(监控层、站控层、单元层)、两网(站控 A 网、监控 A 网)的架构方式。光伏升压系统配置 4 个通信控制保护子站,用于完成光伏升级系统的保护控制功能 and 外接控制系统的通信接入。

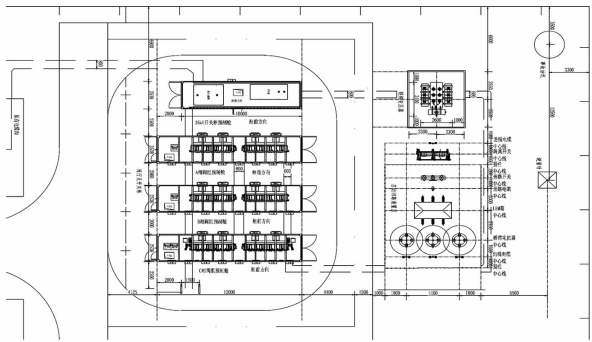


图 8 换流站整体布置方案

- 1) 监控层:实现各站运行人员的监视与控制功能;完成直流系统运行方式、启动与停止、电压切换等功能。
- 2) 站控层:实现逆变站、光伏升压站站一次设备与其相连交直流线路、换流阀和 DC/DC 变换装置的控制、保护以及与控制主站系统配合实现柔性直流系统运行方式切换、故障穿越、隔离、恢复等功能。
- 3) 单元层:包括可控电力电子设备及其控制系统,可按照控制保护层设备的命令对其进行控制。

如图 9 所示,系统按控制保护功能分为逆变站保护区、直流线路保护区、汇流母线保护区、汇集线路保护区。根据功能分区配置相应的控制保护设备,从光伏 DC/DC 变流器到汇集母线出口处的线路构成了汇集线路保护区,其保护安装点位于汇集母线出口处。汇集母线出口处的各个保护安装点包围的区域为汇流母线保护区。从母线送出线路出口保护安装点到 MMC 直流侧出口构成了直流线路保护区。MMC 变换器和联络变压器构成逆变站保护区。

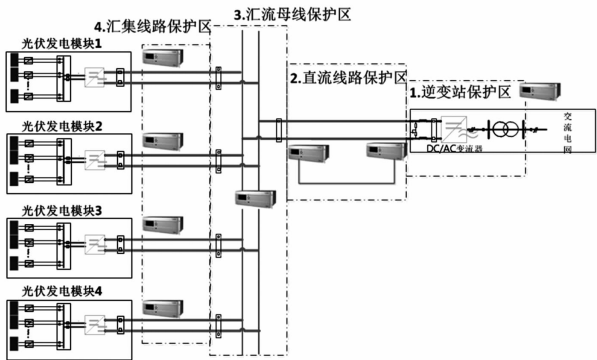


图 9 控制保护功能分区及装置布置

4 换流站系统调试

调试总体分为换流站系统、联络变压器、DC/DC 升压站以及系统联合调试。完成换流站系统调试和

联络变压器及 DC/DC 升压站调试后,开展柔性直流配电系统联合调试,调试内容覆盖系统所有运行方式。MMC 及 DC/DC 启动流程如下。

系统启动包括 4 种启动方式:1) MMC 已运行,手动启动 DC/DC 单元;2) MMC、DC/DC 启动运行;3) MMC 运行,DC/DC 单元自动启动;4) 功率限制情况下,优先启动集中式 DC/DC 单元。其启动方式如图 10 所示。

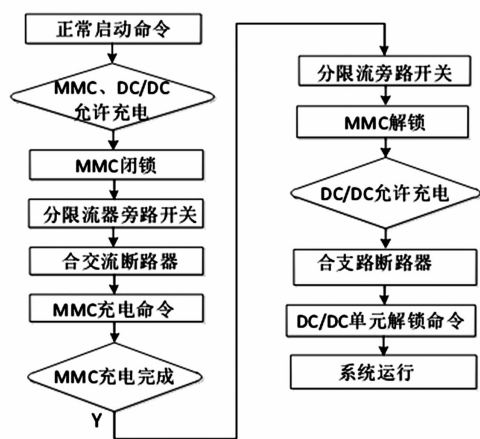


图 10 MMC、DC/DC 启动运行

系统主要调试内容如下:

1) 换流站系统调试

换流站系统调试主要是验证全站设备的各项技术指标和参数是否符合设计和运行要求。验证换流阀阀体与辅助设备交流空载运行能力、换流阀及 DC/DC 设备的二次继电保护与变电站监控系统的协调能力、全站通信设备是否正常、系统切换及多方式运行是否正常等性能技术指标。

2) 系统联合调试

完成换流站系统调试和联络变压器系统调试后,开展含 DC/DC 升压站的柔性直流配网系统联合调试:(1)确认当前 35 kV 侧系统电压处于 32.5 ~ 39 kV 之间;(2)确认处于 STATCOM 模式运行方式下,控制模式设定为稳态定电压控制;(3)确认系统运行正常,无故障告警;(4)确认录波设备工作正常;(5)换流器以当前模式运行 8 h,每隔 2 h 提取录波数据;(6)试验完毕,停止换流器。

5 结 语

上面从设计思路、电气接线形式、接地方式、总体布置、控制与保护、系统调试 6 个方面,提出了光

伏柔性直流工程的设计与调试方案,并结合工程具体设计方案进行了探讨分析。研究成果对开展低压柔性直流工程建设具有一定的参考价值,为了使系统更可靠运行,DC/DC 直流变压器与 MMC 变换器之间配合协调运行仍需进行深化研究。

参考文献

[1] 施光辉,张新左,毛祁平,等. 云南省光伏发电现状分析. 云南师范大学学报, 2017, 37(2): 25 - 27.

[2] 季舒平. 上海南汇柔性直流输电示范工程关键技术研究[D]. 上海:上海交通大学, 2013.

[3] 贾勇鑫. 柔性直流输电技术的特点及应用前景分析[J]. 电子世界, 2018(12): 51 - 51.

[4] 李晋. 大容量多端柔性直流系统换流站布置方案研究[D]. 北京:华北电力大学, 2017.

[5] 陈振新. 基于 MMC 的柔性直流换流站主接线方案研究[C]. 中国电力科学研究院. 2018 智能电网新技术发展与应用研讨会论文集编辑部, 2018: 347 - 351.

[6] 韩炜炜. 柔性直流输电技术的现状及应用前景分析[J]. 电子测试, 2018(1): 109 - 110.

[7] 王赞,方乙君,梅念,等. 柔性直流换流站直流接地点选择探讨[J]. 高压电器, 2018, 54(12): 212 - 217.

[8] 刘情新,刘森,张志鹏. 柔性直流换流站接地方案设计[J]. 河北电力技术, 2019, 38(5): 42 - 45.

[9] 吴方劼,马玉龙,梅念,等. 舟山多端柔性直流输电工程主接线方案设计[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2651 - 2657.

[10] 傅春翔,汪天呈,郦洪柯,等. 用于海上风电并网的柔性直流系统接地方式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 119 - 126.

[11] 陈晴,薛源,王克,等. 用于海上风电并网的柔性直流系统过电压和绝缘配合研究[J]. 高压电器, 2019, 55(4): 178 - 184.

[12] 梅念,陈东,吴方劼,等. 基于 MMC 的柔性直流系统接地方式研究[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1247 - 1253.

作者简介:

张 舵(1988), 硕士, 工程师, 从事智能电网技术、综合能源系统的研究工作;

蒋艾町(1993), 硕士, 助理工程师, 从事智能电网技术、综合能源系统的研究工作;

夏 雪(1981), 硕士, 高级工程师, 从事电气一次、综合能源系统的研究工作;

李嘉逸(1975), 硕士, 高级工程师, 从事继电保护、综合能源系统的研究工作。

(收稿日期: 2020 - 03 - 20)

风电功率外送输电容量规划的经济性研究

于志勇, 宋新甫, 张增强, 辛超山, 李海峰

(国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830000)

摘要:随着风电规模的不断增加,受既有电网传输容量的限制,将导致大面积弃风,解决这一问题的有效途径是建设风电功率外送通道。因此,对于风电功率外送输电容量的规划是一项重要的研究课题。通过构建输电工程的经济效益评估模型,提出了基于风电功率分布特性与输电工程经济性的风电功率外送输电容量的规划方法。最后,以某区域实际电网系统为例,对所提出的方法进行验证,在减少输电工程投资成本的同时可以有效地增加输电工程的经济收益。

关键词:风力发电;经济效益;风电外送;输电容量

中图分类号:TM614 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0056-05

Economic Research on Transmission Capacity Planning of Wind Power Delivery

Yu Zhiyong, Song Xinfu, Zhang Zengqiang, Xin Chaoshan, Li Haifeng

(State Grid Xinjiang Economic Research Institute, Urumqi 830000, Xinjiang, China)

Abstract: With the increasing scale of wind power, the transmission capacity limits of the existing power grid will result in a large area of wind curtailment, and the effective way to solve this problem is to build wind power delivery channel. So the transmission capacity planning of wind power delivery is an important research topic. Through constructing the economic evaluation model of transmission projects, the planning method for transmission capacity of wind power delivery is proposed based on wind power distribution characteristics and the economy of transmission projects. Finally, taking an actual power grid system for example, the proposed method is verified, which can reduce the investment cost of transmission projects and can effectively increase the economic benefits of transmission projects.

Key words: wind power generation; economic benefits; wind power delivery; transmission capacity

0 引言

由于煤炭、石油、天然气等矿物质燃料在利用过程中会排放出大量的CO₂、SO₂等影响环境的气体,加之矿物燃料的日益短缺,使得能源供应与经济发展的矛盾变得越来越突出^[1]。调整能源结构,提高能源效率,是一项亟需解决的问题。开发和利用可再生能源为解决能源短缺与环境问题开辟了新的途径,对改善能源结构、实现可持续发展具有重要的战略意义。中国已将“可再生能源低成本的规模化开发利用”列入《国家中长期科技发展规划》能源领域5个优先主题之一。风力发电是一种受风能驱动的电

源,风速的随机变化性与不确定性导致了风电的随机性与不可预测性。风电接入系统之前,电力系统通过可实时控制的发电追踪、可准确预测的负荷实现功率供需平衡,从而保障系统的安全稳定运行^[2-4]。风电接入电力系统后,风电功率的波动性和不可控性会不同程度地影响既有电网的功率平衡,影响电力系统的安全运行。当接入的风电规模较小时,风电功率的波动性对电网的影响较小,容易治理。随着风电规模的增加,风电与电网之间的矛盾越来越突出,导致弃风较为严重。风电与电网之间的矛盾严重地影响了风电的大规模开发。如何协调风电与电网之间的矛盾,提高风电的并网规模是一项亟需解决的问题^[5-8]。

针对中国风电并网规模受限,弃风现象严重这一问题,结合中国风电“大规模集中开发,远距离输

送”发展模式,确定建设风电功率外送通道,实现风电的跨区域消纳是缓解风电并网规模受限、提高风电利用率的有效途径。下面建立了综合考虑输电效益、弃风损耗以及输电成本的输电工程经济效益评估模型,在此基础上,结合风电功率的分布特征,提出了一种以输电工程经济效益最优的风电功率外送输电容量的规划方法,结合某省实际电网系统与实测风电功率数据对所提出的方法进行验证^[9-10]。

1 常规电源的外送输电容量规划方法

风力发电是受风能的驱动而发电,导致风力发电的不可控性,与常规机组不同,其出力完全可以根据负荷的变化加以调控。以装机容量为 C_{install} 的火电厂为例,在负荷较高的情况下,调度人员可以根据需要使火电厂以额定装机容量运行,并且火电厂工作人员也完全有能力控制火电厂以额定装机容量运行。对于风电场而言,当负荷较高时,调度部门期望风电场能够以额定装机容量运行以满足负荷的需要;然而,风电场工作人员因为无法控制风速而不能满足调度部门的需要。因此,决定了风电与常规电源的功率外送输电容量规划方法不同。

对于常规机组,以火电厂为例,图 1 给出了某区域电网系统结构示意图。假设该地区共有 m 个火电厂,功率经过汇聚后集中送入电网,对于汇聚后的输电容量计算公式为

$$P_{\text{line.th}} = \sum_{i=1}^m C_{\text{install}.i} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{line.th}}$ 为火电功率外送输电容量; $C_{\text{install}.i}$ 为第 i 个火电厂的装机容量。

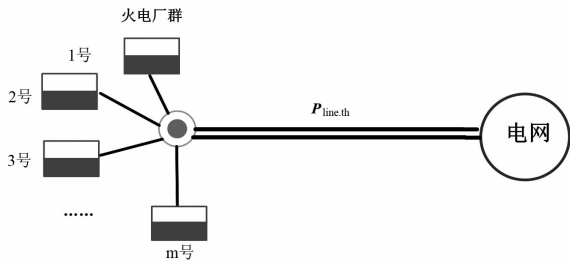


图 1 某区域电网系统结构

由于风电场的实际输出功率在大部分时间达不到风电场的额定装机容量,如果对于功率汇聚外送输电容量的规划按照风电场的额定装机容量进行规划,势必会造成输电通道的严重浪费,因此,对于风电功率汇聚外送的输电容量规划必须异于常规电源。

2 风电功率外送输电容量规划方法

2.1 年持续功率曲线

风电输电容量的规划问题不需要过度地关注时序曲线,更多关注的是风电功率整体分布情况以及一段时间内的最大出力值。因此联想到在电力系统分析中提出的年持续负荷曲线这一概念,将风电场群一年中采集到的风电功率数据按照从大到小的顺序依次进行排列,不考虑风电功率的时序性,从而得到风电场群的年持续功率曲线,借助该曲线来进行风电功率汇聚外送的输电容量规划。

图 2 给出了风电场个数增加时,年持续功率曲线的对比。从图中可以直观地看出随着风电场个数的增加,风电功率的最大值递减,风电功率为 0 的时间越来越少,曲线变得越来越平滑。借助于年持续功率曲线,可以有效地观察风电功率的整体出力水平以及外送输电容量的变化对输送电量的影响程度;但是借助年持续功率曲线只能从宏观上把握外送输电容量的规划区间,无法定量地给出一个具体的最优容量值。因此将从经济性的角度出发,结合外送输电容量规划的经济性评估模型确定外送输电容量的最优值。

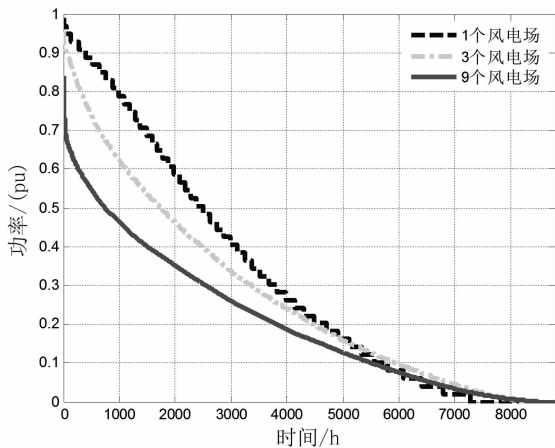


图 2 风电场个数增加时年持续功率曲线对比

2.2 外送输电容量的经济性评估模型

1) 输电效益

借助于风电功率外送输电通道,可以将风电功率传输到负荷中心从而得到及时消纳。这个过程中输电通道带来的电量收益将其称为输电效益,具体的计算公式为

$$R(L)=C_pE_{\text{wind}} \tag{2}$$

式中: $R(L)$ 为输电效益; C_p 为输送单位风电电量的电价; E_{wind} 为寿命周期内输送的总电量,具体的计算公式为

$$E_{\text{wind}}=\sum_{t=1}^{8760n\times\frac{60}{\Delta T}}P_{\text{wind}}\times\Delta T \tag{3}$$

式中: n 为输电系统的运行寿命; $P_{\text{wind}}(t)$ 为 t 时刻输送的风电功率; ΔT 为风电机组利用时间,其计算公式为

$$P_{\text{wind}}(t)=\begin{cases} P_{\text{actual}}(t) & P_{\text{actual}}(t)\leqslant P_{\text{line}} \\ P_{\text{line}} & P_{\text{actual}}(t)>P_{\text{line}} \end{cases} \tag{4}$$

式中: P_{line} 为风电外送输电容量; $P_{\text{actual}}(t)$ 为 t 时刻风电场实测风电功率数据。

2) 弃风损耗

由上面分析可知,为了更加经济合理地规划风电功率的外送输电容量,在规划时并不是简单地根据各风电场的装机容量总和来确定外送输电容量,因此,必然会存在当风电功率超过外送输电容量时可能由于阻塞带来的弃风电量。定义由于外送输电通道的阻塞造成的弃风电量为弃风损耗。以图 2 中包含 9 个风电场的风电场群的年持续功率曲线为例,假设外送输电容量为 0.5 pu,则年持续功率曲线中,纵坐标表示 0.5 pu 的直线上方与年持续出力曲线所围成的面积即为所提的弃风损耗。具体计算公式为:

$$E_{\text{loss}}(L)=K_q\sum_{t=1}^{8760n\times\frac{60}{\Delta T}}P_{\text{loss}}(t)\times\Delta T \tag{5}$$

$$P_{\text{loss}}(t)=\begin{cases} 0 & P_{\text{line}}\geqslant P_{\text{actual}}(t) \\ P_{\text{actual}}(t)-P_{\text{line}}(t) & P_{\text{line}}<P_{\text{actual}}(t) \end{cases} \tag{6}$$

式中: $E_{\text{loss}}(L)$ 为弃风损耗; K_q 为单位弃风电量的电价(按风电发电电价计算); $P_{\text{loss}}(t)$ 为 t 时刻的弃风功率; ΔT 为为风电机组利用时间。

3) 输电成本

建设输电线路时,需要投资者投入大量的资金购买建设材料、支付人工费用等建设费用,将其定义为输电成本,具体的计算公式为

$$C(L)=K_lP_{\text{line}}L \tag{7}$$

式中: $C(L)$ 为输电成本; K_l 为建设单位长度、单位容量的输电线路的工程造价; L 为输电线路的长度。

4) 综合效益

综合考虑输电线路带来的输电效益,弃风损耗

以及输电成本等因素对输电容量规划的影响,将其定义为输电工程的综合收益,计算公式为

$$S(L)=R(L)-E_{\text{loss}}(L)-C(L) \tag{8}$$

式中, $S(L)$ 为输电工程的综合收益。

图 3 为基于风电场群年持续功率曲线的风电功率外送输电容量规划示意图。从图中可以看出,结合风电场实测风电功率数据可得到风电场群的年持续功率曲线。当风电外送输电容量 P_{line} 确定时,输电线路的建设成本即可求出,对应的输电收益与弃风损耗可以计算;当 P_{line} 增加时,弃风电量减少,输送电量增加,但输电成本同样增加;当 P_{line} 减少时,弃风电量增加,输送电量减少,但相应的输电成本下降;因此,必然会存在一个 P_{line} 使输电工程的综合收益最优。

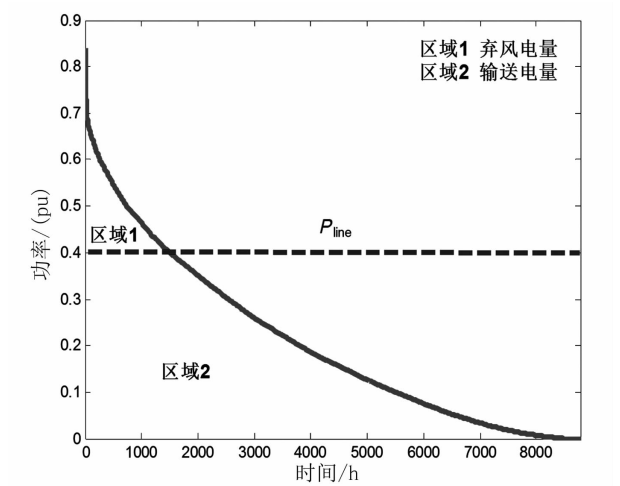


图 3 基于风电场群年持续功率曲线的风电外送输电容量规划

假定 P_{line} 从 0 开始到风电场群的装机容量 S_n 之间变化时,势必会得到一条如图 4 所示的曲线,使综合收益最大的外送输电容量 P_{line} 即为最终确定的规划容量。

3 算例分析

3.1 算例条件

图 5 为某区域电网的网架结构示意图。该电网中包含 9 个风电场,风电场群的总装机容量为 1 493.8 MW,实测风电功率数据的长度为 1 年,数据的采样间隔为 5 min。图 6 为该风电场群 1 年中实测输出功率的原始曲线。表 1 为输电工程经济效益评估的相关参数参考值。

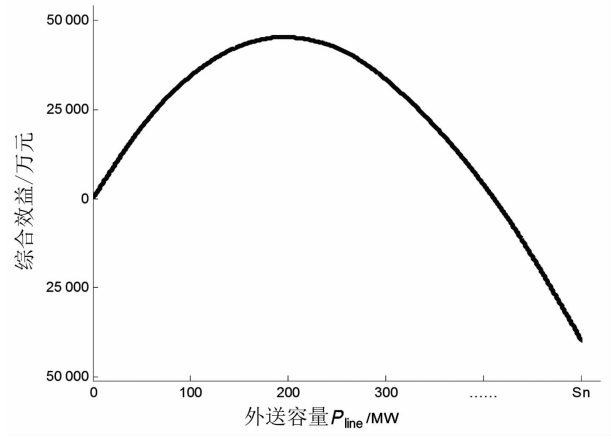


图4 基于风电场群年持续功率曲线的风电外送输电容量规划

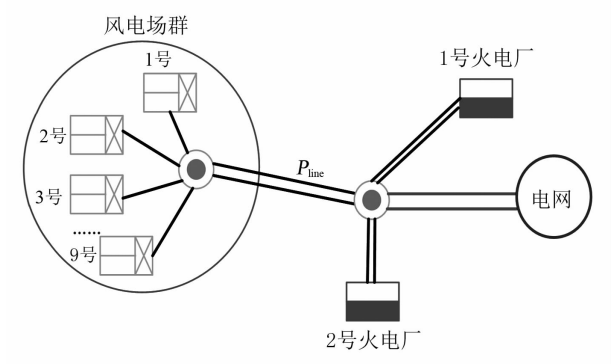


图5 某区域电网网架结构

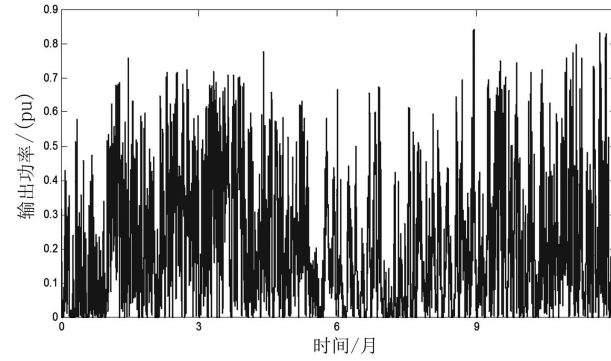


图6 风电场群实测风电功率曲线

表1 算例参考数据

参数	参考值
$C_p / (\text{元} \cdot \text{MWh}^{-1})$	60
n/a	20
$K_q / (\text{元} \cdot \text{MWh}^{-1})$	500
$K_l / (\text{万元} \cdot \text{MW} \cdot 100 \text{ km}^{-1})$	100
L/km	200

3.2 算例结果分析

当风电功率外送输电容量 P_{line} 从 0 开始逐渐增加到 1 493.8 MW (风电场群的装机容量) 时, 输电

工程的综合收益变化曲线如图 7 所示。

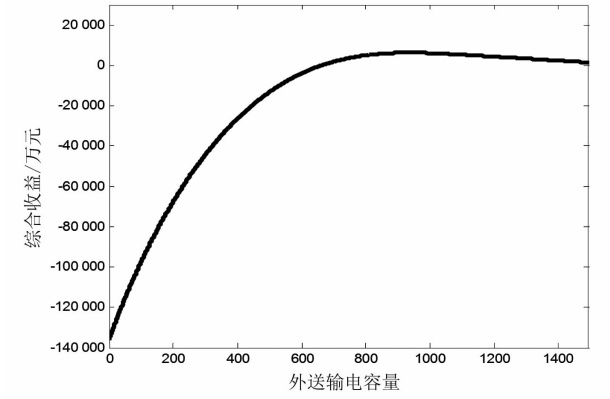


图7 风电功率外送输电工程综合收益曲线

从图中可以看出, 风电功率的最优外送输电容量为 935.1 MW, 相应的该输电工程在一年中带来的综合收益为 6274 万元, 当输电容量取最优值时, 相应的输电效益、弃风损耗以及输电成本如表 2 所示。

表2 输电容量最优时的输电效益、弃风损耗以及输电成本

参数	数值
输电效益/万元	16 266.25
弃风损耗/万元	642.28
输电成本/(万元 · a ⁻¹)	9350

如果按照常规电源的外送输电容量规划方法进行规划时, 即外送输电容量按风电场群的额定装机容量规划, 此时, 输电工程带来的输电效益为 16 343.32 万元, 弃风损耗为 0 元, 年输电成本为 14 938 万元, 年综合收益为 1 405.3 万元, 仅占所提方法收益的 23.12%, 从而验证所提方法的有效性。

4 结 语

针对中国风电并网规模受限且电网的风电传输空间有限, 在确定中国风电大规模开发、远距离输送的发展模式下, 提出了一种经济性的风功率外送输电容量的规划方法。构建了综合考虑输电工程经济效益的风电外送输电容量规划模型, 对于输电工程的经济效益分析考虑了输电工程的输电效益、弃风损耗以及输电成本。结合实际的电力系统以及风电场的实测风电功率数据, 通过算例分析表明, 所建模型在降低输电成本的同时能够给电网带来更大的经济收益。

参考文献

[1] 朱凌志,陈宁,韩华玲. 风电消纳关键问题及应对措施分析. 电力系统自动化,2011,35(22):29-34.

[2] 贾文昭,康重庆,李丹,等. 基于日前风功率预测的风电消纳能力评估方法. 电网技术,2012,36(8):69-75.

[3] 刘德伟,黄越辉,王伟胜,等. 考虑调峰和电网输送约束的省级系统风电消纳能力分析. 电力系统自动化,2011,35(22):77-81.

[4] 穆钢,崔杨,严干贵. 确定风电场群功率汇聚外送输电容量的静态综合优化方法. 中国电机工程学报,2011,31(1):15-19.

[5] 严干贵,刘嘉,崔杨,等. 利用储能提高风电调度入网规模的经济性评价. 中国电机工程学报,2013(22):45-52.

[6] 袁铁江,陈洁,刘沛汉,等. 储能系统改善大规模风电场出力波动的策略. 电力系统保护与控制,2014,4

(42):47-53.

[7] 娄素华,吴耀武,崔艳昭,等. 电池储能平抑短期风电功率波动运行策略. 电力系统自动化,2014,38(2):17-22.

[8] Zhao Haoran, Wu Qiuwei, Hu Shuju, et al. Review of Energy Storage System for Wind Power Integration Support[J]. Applied Energy, 2015, 137(1):545-553.

[9] 魏琛琛,蒋传文. 基于风电场出力波动全概率模型的风电波动经济性评估[J]. 水电能源科学,2014,32(7):205-208.

[10] 张择策,沈天时. 基于广义等效法的含大规模风电接入的发电系统可靠性评估[J]. 四川电力技术,2015,38(3):73-77.

作者简介:

于志勇(1988), 硕士,从事电网规划研究。
(收稿日期:2020-04-09)

(上接第 41 页)

25 号至 42 号区间为无故障,对应故障时间段为 2019 年 9 月 20 日至 2019 年 10 月 12 日,避雷器故障发现时间为 2019 年 10 月 2 日,在此时间段内;C 相阻性电流数据从 1 至 20 号区间判断为无故障,21 号至 26 号区间判断为故障,27 号至 42 号区间判断为无故障,故障时间段对应为 2019 年 9 月 20 日至 2019 年 10 月 24 日,避雷器故障发现时间为 2019 年 10 月 2 日,在此时间段内。

A 相和 B 相避雷器经过返厂解体后各自发现不同程度的阀片劣化和均压电容损坏。由于三相避雷器属于同一批次产品,结合 C 相故障时间可以判断三相避雷器大致在 2019 年 9 月就开始出现不同程度的失效,但没有达到故障程度,对应的全电流和阻性电流的统计特征数据开始出现波动。

4 结 语

所提出的基于小波分析和支持向量机的避雷器在线监测数据故障模型能够有效将在线监测数据的噪声进行滤除。首先,对去噪信号使用统计计算得到从一阶至三阶的 7 种统计参数;然后进行正常和故障的特征提取;最后,使用支持向量机对故障进行分类判断,能够在避雷器失效前提出故障判断和报警,有效避免因意外停电造成线路负荷丢失,提高了线路运行的安全。

参考文献

[1] 韩晗,潘学萍. 氧化锌避雷器在线监测方法的现状与发展[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2017,45(3):277-282.

[2] 余亚东,陈富国,寇新民,等. ±500 kV 高压换流站直流侧避雷器在线监测装置的研制[J]. 电瓷避雷器,2018,286(6):105-109.

[3] 周文俊,喻剑辉,陈荣,等. 雷电流全参数及避雷器状态在线监测研究[J]. 高电压技术, 2008,34(10):2054-2058.

[4] 郭贝贝,齐山成,赵斌. 融合小波和形态学的避雷器在线监测方法研究[J]. 电瓷避雷器,2019(6):43-54.

[5] 孙波,李海涛,赵哲源,等. 广义 S 变换在金属氧化物避雷器在线监测中的应用研究[J]. 电瓷避雷器,2019(6):85-90.

[6] 张昊,王睿,于灏,等. 基于多层支持矢量机的金属氧化物避雷器在线监测系统[J]. 电瓷避雷器,2020(1):59-65.

[7] 魏东亮,蒋逸雯,张孝波,等. 基于信息融合的氧化锌避雷器运行状态综合评价方法[J]. 电瓷避雷器,2019(4):68-74.

[8] 陈洁,詹仲强. 高阶统计量与小波包分解在风氢混合储能系统中的应用[J]. 太阳能学报,2018,39(11):3286-3294.

作者简介:

詹仲强(1987), 硕士研究生,主要从事变电设备带电检测和诊断技术研究。
(收稿日期:2020-03-27)

斜坡地形输电线路桩基础设计研究

陈俊帆, 蒋 锐, 黄 兴, 韩大刚, 杨 洋

(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:针对山区输电线路桩基础,利用有限差分软件FLAC^{3D}研究斜坡地基情况下桩基础承载力与地形坡度、地质岩性、设计虚坡宽度等因素的关系。数值分析结果表明,地形坡度越大、地质岩性越差、虚坡宽度越小时,斜坡地基承载力安全系数越小。通过对某±800 kV特高压直流工程典型直线塔和耐张塔算例的计算分析,给出了输电线路典型岩石地基的等效 m 值的取值建议;并考虑了地形坡度和不同耐张塔转角度数对桩基础水平承载力的不利影响,引入 m 值折减系数 μ 供参考。

关键词:输电线路桩基础;数值模拟;岩石等效 m 值; m 值折减系数;斜坡承载力

中图分类号:TM753 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0061-05

Research on Pile Foundation Design of Transmission Line in Slope Terrain

Chen Junfan, Jiang Rui, Huang Xing, Han Dagang, Yang Yang

(Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract: Aiming at the pile foundation of transmission lines in mountainous area, the relationship between the bearing capacity of pile foundation and the factors of topographic slope, geology and lithology, width of design virtual slope in slope terrain are studied by using FLAC^{3D}. Numerical analysis results indicate that, the larger the topographic slope, the worse the geological lithology and the smaller the width of virtual slope, the smaller the safety factor of the bearing capacity of slope foundation. Through the example analysis of typical suspension towers and tension towers of a ±800 kV UHVDC project, the equivalent m value of typical rock foundation is proposed. With the introduction of reduction factor μ for m value method, the adverse effects of topographic slope and different angle of tension tower on the horizontal bearing capacity of pile foundation are also considered, which is provided to designers for reference.

Key words: pile foundation of transmission line; numerical analysis; the equivalent m value of rock foundation; reduction factor of m value method; bearing capacity of the slope

0 引 言

山区输电线路大量塔基位于25°~45°的高陡斜坡上,受地形坡度、地质情况、交通运输及施工等多方面因素制约,桩基础成为山区输电线路中最常采用的基础型式^[1]。但在现行输电线路基础设计中,JGJ 94—2008《建筑桩基技术规范》^[2]和DL/T 5219—2014《架空输电线路基础设计技术规程》^[3]等规范的计算理论均建立在场平地基的假定上,对于斜坡地基桩基础设计并无完善的理论。

国内外学者对于斜坡地基承载力已有了一定的研究。加拿大学者迈耶霍夫^[4]在平地地基极限承载力理论公式的基础上,首次推导出斜坡地基承载力理论公式。美国学者鲍尔斯^[5]提出用面积比折减法来修正承载力系数。日本学者加井正召^[6]建议用极限分析法研究斜坡地基的极限承载力。中国学者顾慰慈^[7]推导出倾斜荷载作用下的层状地基的极限承载力的近似计算公式。徐守国^[8]用土体抗剪强度发挥系数 m 推导了坡顶距为零的临坡地基和斜坡上地基的极限承载力。王年香^[9]根据Mohr-Coulomb屈服准则推导了半无限土坡在坡顶

表 1 几种典型岩石物理力学参数及其等效 m 值

岩性类别	岩土名称	岩石风化程度	黏聚力 c/kPa	内摩擦角 $\varphi/(\text{^\circ})$	饱和单轴抗压强度 f_{tk}/MPa	等效 $m/(\text{MN}\cdot\text{m}^{-4})$	
						$v_b=6\text{ mm}$	$v_b=10\text{ mm}$
软质岩石	泥岩	强风化	25 ~ 35	15 ~ 25		9167 ~ 22 500	5500 ~ 13 500
		中风化	80 ~ 120	25 ~ 35	5 ~ 10	30 000 ~ 55 000	18 000 ~ 33 000
	泥质砂岩	强风化	25 ~ 35	15 ~ 25		9 167 ~ 22 500	5 500 ~ 13 500
		中风化	100 ~ 140	25 ~ 35	10 ~ 20	33 333 ~ 58 333	20 000 ~ 35 000
硬质岩石	灰岩、白云岩	强风化	50 ~ 80	25 ~ 35		25 000 ~ 48 333	15 000 ~ 29 000
		中风化	180 ~ 220	35 ~ 40	30 ~ 40	65 000 ~ 83 333	39 000 ~ 50 000

注:在 JGJ 94—2008《建筑桩基技术规范》5.7.3 中有说明,桩顶的水平位移允许值,当以位移控制时,可取 10 mm(对水平位移敏感的结构取 6 mm)。

竖向荷载作用下的应力计算公式。

在目前输电线路桩基础设计中各设计院广泛采用摩擦桩计算模型,需通过土的水平反力系数的比例系数 m 计算水平位移。对于山区输电线路桩基础设计,常常具有地形坡度陡、桩顶距地面高度大的特点,水平承载力及位移成为影响桩基础设计的控制条件。现行各类规范^[10-16]中并未明确给出岩石地基的水平反力系数的比例系数 m 的取值建议,因此设计时对于水平位移验算时的 m 取值仍存在较大争议。以往工程多凭借经验假定,并采取相对保守的设计值。在业主对设计管理、要求越来越细致,对工程经济性、安全性要求越来越高的情况下,有必要对斜坡地形桩基础进行较为系统的研究和分析,提出合理的设计应对策略。

下面通过有限差分软件 FLAC^{3D} 进行数值模拟,分析斜坡地基承载力影响要素,并针对某 ±800 kV 特高压直流工程典型直线塔和耐张塔进行算例分析,提出了典型岩石地基的等效 m 的取值建议,为山区输电线路工程桩基础设计提供参考。

1 岩石地基等效 m 取值建议

针对山区输电线路“上土下岩”的地质情况,为便于实际工程应用,提出岩石等效水平反力系数的比例系数 m 的概念(简称等效 m),参考 JGJ 120—2012《建筑基坑支护技术规程》^[18] 中 4.16 节,对于无试验或缺少当地经验时的经验公式(式(1)),利用岩石的黏聚力 c 和内摩擦角 φ 测算了几种典型岩石地基的等效 m 值,详见表 1。

$$m=\frac{0.2\varphi^2-\varphi+c}{v_b}$$

(1)

式中: m 为水平反力系数的比例系数, MN/m^4 ; c 为

黏聚力, kPa ; φ 内为摩擦角, $(\text{^\circ})$; v_b 为桩基础地面处位移量,按地区经验取值, mm 。

对于山区输电线路桩基础设计,由于地形坡度陡、桩顶距地面高度大的特点,设计时应兼顾经济性,不宜由桩基础地面处水平位移作为控制条件,建议取值时应结合工程情况测算后确定。通过对某 ±800 kV 特高压直流工程典型直线塔和耐张塔进行算例分析发现,当按表 2 中推荐的等效 m 取值时,能够满足绝大部分桩基础地面位移为 10 mm 的限值,供工程设计参考。

表 2 几种典型岩石的等效 m 工程推荐值

岩性类别	岩土名称	岩石风化程度	等效 $m/(\text{MN}\cdot\text{m}^{-4})$
软质	泥(页)岩	强风化	21 000
		中风化	35 000
	泥质砂岩	强风化	21 000
		中风化	40 000
硬质	灰岩、白云岩	强风化	39 000
		中风化	77 000

2 斜坡地形承载力影响因素

利用有限差分软件 FLAC^{3D},建模研究了在斜坡地基上桩基础承载力的影响因素,主要对工程设计最为关心的地形坡度、地质岩性和设计虚坡宽度(基础外缘至坡顶的水平距离)进行了参数化分析。

2.1 分析模型

从对研究问题的分析及计算收敛性考虑,采用带坡脚平台的斜坡模型。模型基本几何参数如图 1 所示。

模拟软件采用岩土工程通用软件 FLAC^{3D} 进行分析,为了节省计算时间,取 1/2 模型进行计算,整体模型 X 方向长 32 m, Y 方向长 8 m, Z 方向高 20 m,模型中桩径 1.6 m,埋深 8.0 m。桩、土(岩)之间设置一

层接触面,采用接触面单元模拟桩基础与地基土(岩)的界面力学行为。网格划分及接触面设置如图2所示。

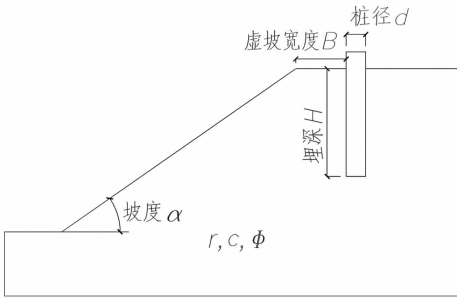
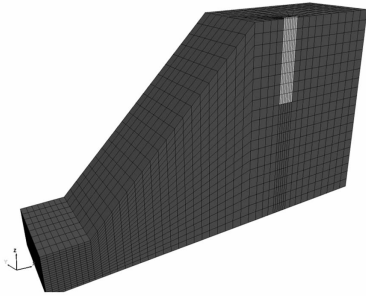
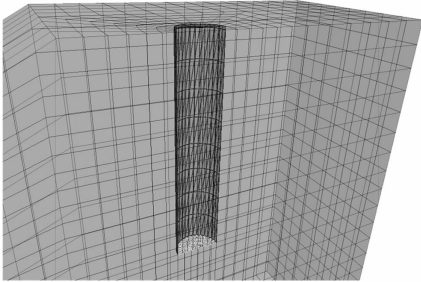


图1 带坡脚平台的斜坡模型



(a) 斜坡地基网格划分



(b) 桩、土(岩)之间接触面单元

图2 模型网格划分

2.2 参数选择

模拟计算中不考虑桩体本身的破坏,选用弹性本构模型,斜坡地基选用摩尔-库仑本构模型,其中桩和土(岩)之间设置一层接触面,模型采用的土、岩石、桩力学参数如表3所示。

表3 材料力学参数

类别	重度 γ /($\text{kN} \cdot \text{m}^{-3}$)	弹模 E /MPa	泊松比 ν	黏聚力 c /kPa	内摩擦角 φ /($^{\circ}$)
黏性土	18	10	0.33	30	16
强风化软质岩石	21	20 000	0.35	30	20
中风化硬质岩石	25	60 000	0.25	250	50
桩	25	28 000	0.20	5000	55

根据表3中地基土(岩)和桩的材料力学参数,

估算得到其体积模量 K 和剪切模量 G ,如表4所示。接触单元材料参数如表5所示。

表4 地基土(岩)体和桩基础的体积模量 K 和剪切模量 G

土(岩)类别	体积模量 K /($\text{MN} \cdot \text{m}^{-2}$)	剪切模量 G /($\text{MN} \cdot \text{m}^{-2}$)
黏性土	9.8	3.8
强风化软质岩石	2.2×10^4	7.4×10^3
中风化硬质岩石	4.0×10^4	2.4×10^4
桩	1.6×10^4	1.1×10^4

表5 接触单元材料力学参数

类别	法向刚度 k_n /($\text{kN} \cdot \text{m}^{-1}$)	切向刚度 k_s /($\text{kN} \cdot \text{m}^{-1}$)	黏聚力 c /kPa	内摩擦角 φ /($^{\circ}$)
接触单元1 (桩与黏性土)	1.0×10^6	1.0×10^6	30	10
接触单元2 (桩与强风化软质岩石)	2.3×10^9	2.3×10^9	30	14
接触单元3 (桩与中风化硬质岩石)	5.0×10^9	5.0×10^9	250	35

2.3 荷载及边界条件

计算中采用边坡强度折减法^[17]研究斜坡地基承载力,选取实际工程铁塔基础作用力加载于桩顶处,取最大竖向荷载为2600 kN、最大水平向荷载370 kN进行计算。

边界条件为横向左右边界 X 方向约束,纵向前后边界 Y 方向约束,底边界全约束,重力加速度取 10 m/s^2 。

2.4 模拟工况

考虑在实际输电线路工程中,通常斜坡塔位选择在山脊或山顶等处,地质情况较为单一,为简化数值模拟工况,假定各模拟工况中斜坡地地质质从上至下均为同一土体或岩体。对地形坡度、地质岩性、虚坡宽度等工程设计最为关心的因素进行参数化分析,如表6所示。

表6 模拟工况

模拟工况	地质岩性	地形坡度/($^{\circ}$)	虚坡宽度
工况1	黏性土	25,30,35,40,45	1d,1.5d,2d,2.5d,3d
工况2	强风化软质岩石	25,30,35,40,45	1d,1.5d,2d,2.5d,3d
工况3	中风化硬质岩石	25,30,35,40,45	1d,1.5d,2d,2.5d,3d

2.5 模拟结果

通过计算各自工况下斜坡地基承载力安全系数,研究地形坡度、地质岩性、虚坡宽度等因素对斜坡承载力的影响。为便于后续分析,引入 m 值折减系数 μ , 定义为

$$\mu = \frac{m_i}{m_0} \tag{2}$$

式中: m_i 为考虑地形坡度、长期水平荷载等不利影响后的水平抗力系数的比例系数; m_0 为未考虑任何不利影响的水平抗力系数的比例系数。

1) 地形坡度的影响

为研究地形坡度对斜坡承载力的影响,按实际工程设计经验取虚坡宽度为 $2d$ 时进行数值分析。从图 3 可以看出,当虚坡宽度一定时,硬质岩地质的承载力明显高于软质岩和黏性土地质,但三者的地基承载力安全系数均随地形坡度的增大而减小,地形坡度每增大 5° ,黏性土地基承载力安全系数降低约 $1\% \sim 3\%$,软质岩地基承载力安全系数降低约 $3\% \sim 6\%$,硬质岩地基承载力安全系数降低约 $4\% \sim 9\%$ 。

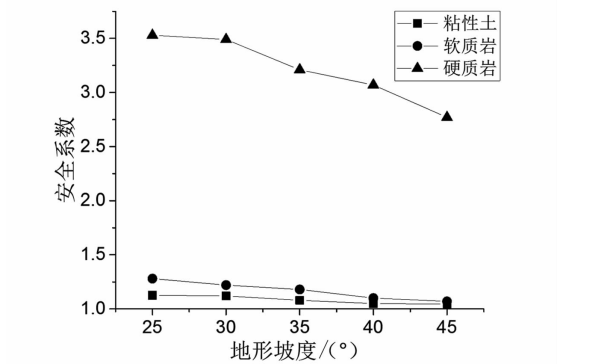


图 3 地形坡度与斜坡安全系数的关系

因此,桩侧土水平反力系数的比例系数 m 的取值应考虑地形坡度对水平承载力和位移的不利影响,其 m 值折减系数 μ_1 与地形坡度的关系,可按表 7 取值。

地形坡度/(°)	m 值折减系数 μ_1		
	黏性土	软质岩石	硬质岩石
0 ~ <20	1.00	1.00	1.00
20 ~ <30	0.94	0.88	0.83
30 ~ <40	0.89	0.78	0.69
40 ~ <50	0.83	0.69	0.57

2) 虚坡宽度的影响

为研究虚坡宽度对斜坡承载力的影响,整理了

不同虚坡宽度下的斜坡承载力安全系数,如图 4 所示。从图 4 中可以看出,在不同岩性下,安全系数随虚坡宽度的变化规律较为一致,随着虚坡宽度的增大,承载力安全系数不断增大;随着地形坡度的增加,曲线的斜率略有增大。

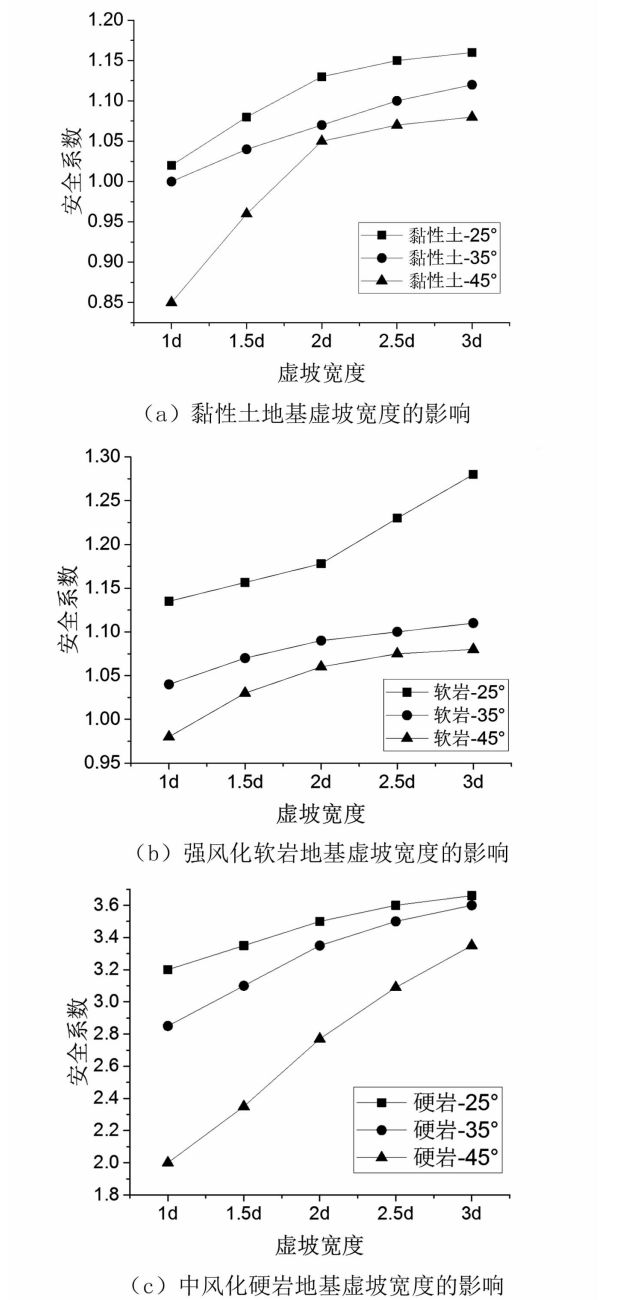


图 4 虚坡宽度与斜坡安全系数的关系

3 长期水平荷载作用对水平承载力的影响

在 DL/T 5219—2014《架空输电线路基础设计技术规程》第 9.6.3 注释中说明,当水平荷载为长

期或经常出现的荷载时,应将规范推荐的 m 值取值乘以 0.4 降低采用。同时,在 JGJ 94—2008《建筑桩基技术规范》5.7.5 条文说明中明确指出: m 值对于同一根桩并非定值,与水平荷载呈非线性关系,低荷载水平下, m 值较高;随荷载增加,桩侧土的塑性区逐渐扩展而降低。因此, m 取值应与实际荷载、允许位移相适应,可按式(3)进行计算:

$$m=\frac{\left(\frac{H_{cr}}{x_{cr}}v_x\right)^{5/3}}{b_0(EI)^{2/3}}$$

(3)

式中: H_{cr} 为临界水平荷载; x_{cr} 为临界水平荷载下对应的地面处水平位移; v_x 为桩顶水平位移系数; b_0 为桩身计算宽度; EI 为桩身抗弯刚度。

在输电线路杆塔设计中,耐张塔的水平荷载显著大于直线塔,主要包含了线条张力荷载及横向风荷载。其中线条张力荷载应视作长期或经常出现的荷载,在同样的水平位移限值情况下,建议需对耐张塔的 m 值进行折减。随着耐张塔转角度数增大,水平荷载中线条张力荷载占比也逐渐增大。通过对某 ± 800 kV 特高压直流工程 1~4 型耐张塔进行测算,整理了耐张塔转角度数和线条张力占比的关系及其 m 值折减系数与耐张塔转角度数的关系,详见表 8。

表 8 耐张塔转角度数与 m 值折减系数 μ_2 的关系

耐张塔转角度数/(°)	线条张力占比	折减系数 μ_2
0 ~ <20(1 型)	0.38	0.85
20 ~ <40(2 型)	0.51	0.80
40 ~ <60(3 型)	0.66	0.75
60 ~ <90(4 型)	0.85	0.65
90	1.00	0.40

4 结 语

针对山区输电线路桩基础设计特点,提出了岩石地基等效 m 的工程取值建议,通过数值模拟参数化分析及工程算例研究了桩基础斜坡地基承载力与地形坡度、地质岩性、设计虚坡宽度等因素的关系,主要结论有:

1)当设计虚坡宽度一定时,斜坡地基承载力安全系数随地形坡度的增大而减小,地形坡度每增大 5°,黏性土地基承载力安全系数降低约 1%~3%,软质岩地基承载力安全系数降低约 3%~7%,硬质岩地基承载力安全系数降低约 4%~10%。

2)当虚坡宽度一定时,斜坡地基承载力安全系

数与地质岩性相关敏感性较大,其值会随着地基黏聚力 c 和内摩擦角 φ 的增加有明显的提高。对于山区输电线路中的陡坡塔位,宜对地质条件提出更高的要求。

3)在不同岩性下,安全系数随虚坡宽度的变化规律较为一致,随着设计虚坡宽度的增大,承载力安全系数不断增大。其中随着地形坡度的增加,曲线的斜率略有增大。在工程设计时,对于超过 35°的陡坡地形,建议适当增加设计虚坡宽度。

4)在实际工程应用中,由于塔位所在地形坡度和耐张塔长期水平荷载客观存在,建议桩基础设计时 m 值折减系数宜将两者的不利影响叠加考虑,取 $\mu=\mu_1\times\mu_2$,计算值见表 9 所示。

表 9 考虑耐张塔转角度数和地形坡度的 m 值折减系数

地形坡度 /(°)	耐张塔 转角度数/(°)	m 值折减系数 μ		
		黏性土	软质岩	硬质岩
0 ~ <20	0	1.00	1.00	1.00
	>0 ~ <20	0.85	0.85	0.85
	20 ~ <40	0.80	0.80	0.80
	40 ~ <60	0.75	0.75	0.75
	60 ~ <90	0.65	0.65	0.65
20 ~ <30	0	0.94	0.88	0.83
	>0 ~ <20	0.80	0.75	0.70
	20 ~ <40	0.75	0.71	0.66
	40 ~ <60	0.71	0.66	0.62
	60 ~ <90	0.61	0.57	0.54
30 ~ <40	0	0.89	0.78	0.68
	>0 ~ <20	0.75	0.66	0.58
	20 ~ <40	0.71	0.62	0.55
	40 ~ <60	0.66	0.59	0.51
	60 ~ <90	0.58	0.51	0.45
40 ~ <50	0	0.83	0.69	0.57
	>0 ~ <20	0.71	0.59	0.48
	20 ~ <40	0.67	0.55	0.45
	40 ~ <60	0.62	0.52	0.43
	60 ~ <90	0.54	0.45	0.37

参考文献

[1] 谢广采. ± 1100 kV 直流输电线路基础选型设计[J]. 山西建筑,2016,42(35):85-86.

[2] 建筑桩基技术规范:JGJ 94—2008[S],2008.

[3] 架空输电线路基础设计技术规程:DL/T 5219—2014[S],2014.

[4] G. G. Meyethof. The Ultimate Bearing Capacity of Foundations on Slopes[C]. Proceedings of 4th International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, 1957.

(下转第 69 页)

基于风光互补的直流电网规划模型研究

王 康,戴明明,李 强,邓亚伟,王奎红,李志永
(国网安徽省电力有限公司亳州供电公司,安徽 亳州 236800)

摘要:社会工业化发展造成了能源短缺问题,目前,新能源的开发及利用已经成为能源战略的重要组成和发展方向。提出基于风光互补的直流电网规划模型,明确风光互补的直流电网规划指标,建立基于风光互补的直流电网规划模型;根据直流电网的二次规划,寻优风光发电收益指标,并给出电芯过热问题的实际解决方案。通过实验证明,与传统方法相比,基于风光互补的直流电网规划更合理。

关键词:风光互补;直流电网;规划模型

中图分类号:TM715 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0066-04

Research on DC Power Grid Planning Model Based on Wind and Solar Complementation

Wang Kang, Dai Mingming, Li Qiang, Deng Yawei, Wang Kuihong, Li Zhiyong
(State Grid Bozhou Electric Power Supply Company, Bozhou 236800, Anhui, China)

Abstract:The development of social industrialization causes the problems of energy shortage. At present,the development and utilization of new energy has become an important component and the development direction of energy strategies. A DC power grid planning model based on wind and solar complementation is proposed. The DC power grid planning indicators with wind and solar complementation are defined, and a model based on the wind and solar hybrid grid planning is established. According to the secondary planning of DC power grid, the income index of wind and solar power generation is optimized,and the practical solution for the overheating problem of the cell is given. Experiment results show that compared with the traditional method, the DC power grid planning based on wind and solar complementation is more reasonable.

Key words:wind and solar complementation; DC power grid; planning model

0 引 言

在没有电网的偏远地域,如果想要使用大量的风电或光电,则需要提前储存能量,但风电和光电只有在大风和光照正常的天气下才能实现能源源源不断地输送。所以在风能和光能相互补充的情况下,将太阳能电池、风力发电机以及蓄电池进行高效整合利用,可以使产生的电流不间断、电压稳定。将风光互补技术应用在太阳能以及风力发电系统中,实现风能以及太阳能转变为电能;然后,将其注入蓄电池中进行电能的保存,提供照明等设备所需的电能。这种技术可以保证一年四季均衡供电,使自然资源被充分利用。因此,提出基于风光互补的直流电网规划模型,即在直流电网规划过程中引入风光互补

发电系统,优化传统方法的电网规划有效性差的问题。

1 基于风光互补的直流电网规划模型

基于风光互补的直流电网规划模型相较于传统配电网采用交流配电模型,优势在于可以运用变压器的电磁感应效应改变电压,即将传统配电网的交流母线用直流母线替代,配电网拓扑结构也相应改变,直接采用直流方式实现供电^[1]。

1.1 风光互补发电系统

风光互补发电系统是一个有机的电力能源系统。系统中的电力能源来源由两部分构成:风力能源和光伏电能。系统的工作流程包含对电能的收集、存储及再分配输出^[2]。与普通发电系统有别的

是,该系统还具备通信互联模块、风力与光电的互补与连接站点互联环节。这一互联环节由许多的模块拼合:光伏电池、风力发电机组、整流器、控制器、储能设备、逆变器、负载^[3]。在这个模块中,收集电能的这部分工作依靠风力发电机组与光伏电池完成“风力—电能”“光能—电能”的转化工作,这部分的运行亦是系统的核心功能。存储电能这部分工作则依靠蓄电池组运作,蓄电功能为保险功能,出现灾害气候等导致无法收集系统两大能源来源时,蓄电池能够保障电能的正常使用。此外,有蓄电这一额外的电力储备,也可以稳定电压,促进供电平衡。分配输出电能模块将会计算合适的发电功率,其中输出的电流负载由直流与交流两种负载构成,直流负载是本次的研究重点。系统中未列举的组件也有着其独特的转换、控制等功能,亦起着不可忽视的作用,系统的整体结构如图 1 所示。

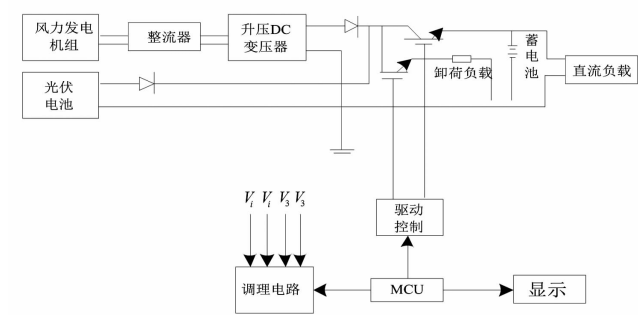


图 1 风光互补发电系统

图中: V_i 为风电机组和光伏阵列的总输出电压; I_i 为风力发电机和光伏阵列的总输出电流; V_b 为蓄电池电压; I_b 为蓄电池电流。

1.2 规划指标

为整合电网、风光能源经济效益,必须对直流电网规划中的重要指标进行精确计算。风电场与普通常用发电机组不同,风力发电机组的输出功率会随着风力变化而发生变化。主要分为以下两种情况:

1) 风电场的出力模型

风机在确定目标函数的情况下,可以捕获风能。则其风机目标函数为

$$\begin{aligned} \max E(G) = & \left[\sum_{i=1}^4 W_1 E_{\text{grid}}(G), W_2 E_{\text{loss}}(G), \right. \\ & \left. W_3 E_{\text{wind}}(G), W_4 E_{\text{solae}}(G) \right] \\ \text{s. t. } & X \in \Omega \\ & H(X) = 0 \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $W_1 E_{\text{grid}}$ 为风力发电耗时; $W_2 E_{\text{loss}}$ 为风力发电能耗; $W_3 E_{\text{wind}}$ 为风速概率分布函数; $W_4 E_{\text{solae}}$ 为风力发电调节函数; Ω 为尺度参数。则风机叶片的扫风面积影响风轮从风中吸收的功率,可以由式(2)表示:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v^3 \quad (2)$$

式中: ρ 为空气密度; R 为风机叶轮的半径; C_p 为风机的风能利用系数; v 为风速。

由于风机出力值受到风速的影响,对此,将风机的输出功率视为其额定功率,其他情况风机的输出功率为 0 ,即整体的风电机组出力模型为

$$P = \begin{cases} 0 & C_{co} < V < V_b \\ av + b & V_b < v < V_i \\ P_r & V_i < v < C_{co} \end{cases} \quad (3)$$

式中: a 、 b 为出厂时的风机功率曲线拟合参数; P_r 为风机额定功率; V_i 为风电机组和光伏阵列的总输出电压; V_b 为蓄电池电压; C_{co} 为并网节点电压。

2) 光伏电站的出力模型

光伏发电机组在一定温度和辐射强度下,电池只能在某一特定电压时,输出功率才会达到最大值。假设在标准测试环境下,太阳能电池的负载电流为

$$I_{\text{STC}} = I_{\text{SC}} \left[1 - C_p \left(e^{\frac{U_{\text{STC}}}{e C_p U_{\text{OC}}}} - 1 \right) \right] \quad (4)$$

式中: I_{SC} 为短路电流; U_{OC} 为线路电压; e 为线路容量; U_{STC} 为太阳能电池组的电压。

因为太阳能电池电压发生变化和温度、光照变化之间关联性较大,若要尽量多的运用太阳能资源,需要使用追踪最大功率方法,确定最大输出功率。那么在最大功率跟踪方法下,光伏电站出力模型表示为

$$P_v = \eta \times I_m(G, T) \times U_m(G, T) \times I_{\text{STC}} \quad (5)$$

式中: η 为最大功率追踪装置的效率; $I_m(G, T)$ 为最大功率下的负载电流; $U_m(G, T)$ 为最大功率下的负载电压。

1.3 构建规划模型

在明确规划指标的基础上,建立直流电网规划模型。直流电网规划系统有功、无功满足等式约束为:

$$P_{\text{GI}} - P_V - U_{\text{STC}} \sum_{j=1}^N (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad (6)$$

$$Q_{\text{GI}} - U_{\text{STC}} \sum_{j=1}^N (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (7)$$

式中： P_{Gi} 为发电机有功功率； θ_{ij} 为节点 G 与节点 I 的相相差； U_{STC} 为节点导纳矩阵的实部元素； Q_{Gi} 为发电机无功功率； G_{ij} 为节点导纳矩阵的虚部元素； B_{ij} 为节点导纳矩阵的实部元素。

基于风光互补的直流电网规划模型为

$$F(X) = \sum_{i=1} P_i \frac{P_{Gi}}{Q_{Gi}} (P_{Gi} + P_v) \tag{8}$$

式中： P_i 为线路负荷阈值； P_{Gi} 为发电机有功功率； Q_{Gi} 为发电机无功功率。基于风光互补的直流电网规划模型，在风光互补发电系统的基础上，还包括能源路由器单元、信息收集单元、能量信息转换单元、直流母线单元、AC/DC 模块单元、直流负荷单元、风力发电装置单元。规划方法包括：

- 1)能源路由器单元:由直流电网和信息收集单元组成,其中信息收集单元包含 3 个信息收集装置。
- 2)直流母线单元:该单元最重要的模块是 AC/DC 模块,直流母线单元由直流电网、3 个 AC/DC 模块和直流负荷装置组成。其中 3 个 AC/DC 模块构成了 AC/DC 单元,3 个 AC/DC 模块分别与光伏发电装置、储能装置单元、风力发电装置单元连接^[4],如图 2 所示。

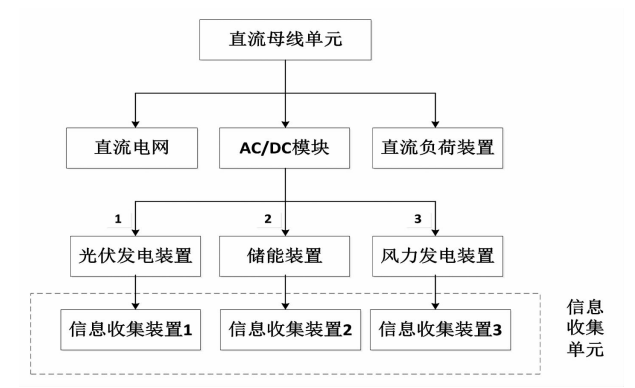


图 2 直流电网规划模型规划

1.4 二次规划寻优

为体现基于风光互补的直流电网规划模型是直流电网规划的最优解,对规划结果进行二次寻优。构建主动电网光伏发电投资收益为

$$E(G) = \left\{ \frac{1}{4} \times \left[\sum_{i=1}^4 W_1 E_{\text{grid}}(G), W_2 E_{\text{loss}}(G), W_3 E_{\text{wind}}(G), W_4 E_{\text{solae}}(G) + 100 \times \frac{E_{\text{solae}}(G) - E_{\text{wind}}(G)}{E_{\text{solae}}(G)} \right] \right\} \tag{9}$$

式中： $E(G)$ 为主动电网光伏发电投资收益值； $E_{\text{solae}}(G)$ 为网损降低函数； $E_{\text{wind}}(G)$ 为光伏售电收

入函数。

除投资收益外,在直流输电过程中,还会伴随可靠性、安全性等问题。因此,考虑到目前直流配电存在的问题,需要利用现行约束条件解决问题。在基于风光互补的直流电网规划模型基础上,可对整个系统的热设计和热管理提出优化措施。电网系统的各个设备首尾依次相连,即为串联连接方式。基于此,可在电路串联前面安装一个风扇,风扇的作用是进行导流,形成风道调节电芯温度。利用流动风能降温原理,保证电芯与外部温差不超过 3℃、集装箱内部温差在 5℃以内,且要保证几千只电芯之间的温度温差不超过 5℃。

2 实验验证

2.1 实验环境

为验证所设计的基于风光互补的直流电网规划模型的有效性,进行仿真实验分析。实验在 Matlab 平台上进行,操作系统为 Windows 10,系统运行内存为 8 GB,数据采样频率为 70 Hz,采样间隔为 0.2 s,实验样本节点为 30 个,风力发电机组的输出功率为 6 MW。具体实验环境如图 3 所示。



图 3 实验环境

以上述实验环境为基础,以 IEEE 57 节点系统为实验算例,运用传统方法与所提方法分别进行仿真实验。算例节点系统包含 57 个节点和 50 个负荷消耗设备、7 台发电机,基准功率为 100 MVA。由于节点数量较多,截取其中 30 个节点进行实验。设定最大迭代次数为 150,采用容量为 ±50 Mvar 的净值无功补偿装置,进行无功补偿,使节点间耦合强度保持在 17。基于上述实验参数环境及算例参数设置,进行如下对比实验。

2.2 实验方案

实验将所建模型与传统的直流电网规划方法进行对比,以每 5 个节点为一测试段,进行实验。记录

实验对比数据,并利用 Matlab 软件输出实验结果。

2.3 实验结果分析与结论

实验对比结果如图 4 所示。

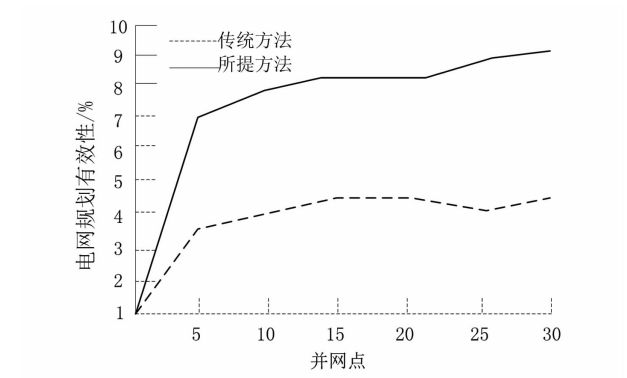


图 4 直流电网规划有效性对比

从图 4 可知,应用所设计的规划模型对直流电网进行规划,其规划有效性远高于传统方法,通过测电压偏差的实验证明在节点 6 并网可实现规划目标最优。以此证明基于风光互补的直流电网相对于传统的直流电网而言,更适用于直流电网规划,可以加快直流电网配套的新能源建设进程。

3 结 语

与采用单一发电技术的项目相比,风光互补项目可带来很多优势。在风电场增设光伏发电可以有效分摊并网及其他费用,提高项目净现值,同时在不增加弃电量情况下,使输出更稳定。此次研究不仅

从理论上证明了设计的有效性,也通过实验证明了设计的可行性。虽取得一定成果,但仍有不足之处,未来将对直流电网规划做补充性研究。

参考文献

- [1] 崔勇,杨菊芳,张栋. 基于风光互补的主动电网规划模型[J]. 中国电力, 2017, 50(5):101 – 106.
- [2] 文阳,周步祥,王慧,等. 基于大规模风光互补的发电侧可调节鲁棒优化调度策略[J]. 电测与仪表, 2017, 54(5):9 – 15.
- [3] 李晖,高涵宇,张艳,等. 考虑相关性的大规模风光互补电网扩展规划[J]. 电网技术, 2018,42(7):2120 – 2126.
- [4] 周辉,张新松,郭晓丽,等. 基于 Copula 理论的风电出力相关性建模及在输电网规划中的应用[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(4):273 – 278.

作者简介:

- 王 康(1980),本科,高级工程师,主要从事电网规划研究;
- 戴明明(1982),本科,高级工程师,主要从事电网规划研究;
- 李 强(1992),硕士,工程师,主要从事电网规划研究;
- 邓亚伟(1981),硕士,高级工程师,主要从事一次设备检修研究;
- 王奎红(1974),本科,高级工程师,主要从事统计与线损研究;
- 李志永(1984),本科,高级工程师,主要从事继电保护研究。

(收稿日期:2020 – 03 – 01)

(上接第 65 页)

- [5] Joseph E B. Foundation Analysis and Design (fifth edition) [M]. McGraw – Hill Publishing, 1996.
- [6] Kusakabe O. Bearing Capacity Analysis of Foundations on Slope by Use of Log – spiral Sliding Surface [J]. Soil and Foundations, 1990, 30(3):678 – 680.
- [7] 顾慰慈. 倾斜荷载作用下的层状地基的极限承载力 [J]. 岩土工程学报, 1984, 6(1):38 – 51.
- [8] 徐守国. 斜坡上地基承载力的研究 [D]. 西安:西安公路学院:1992.
- [9] 王年香,魏汝龙. 半无限土坡弹塑性应力的计算 [J]. 水利水运工程学报, 1999(1):1 – 11.
- [10] 建筑地基基础设计规范:GB 5007—2011 [S], 2012.
- [11] 建筑地基基础设计规范:DBJ 50 – 047 – 2016 [S], 2016.
- [12] 建筑边坡工程技术规范:GB 50330—2002 [S], 2002.
- [13] 港口工程桩基规范:JTS 167 – 4 – 2012 [S], 2012.

- [14] 公路桥涵地基与基础设计规范:JTG 3363—2019 [S], 2019.
- [15] 铁路桥涵地基和基础设计规范:TB 10093—2017 [S], 2017.
- [16] 水电水利工程边坡设计规范:DL/T 5353—2006 [S], 2007.
- [17] 陈育民,徐鼎平. FLAC/FLAC3D 基础与工程实例 [M]. 北京:中国水利水电出版社, 2013.
- [18] 建筑基坑支护规程:JGJ 120—2012 [S], 2012.

作者简介:

- 陈俊帆(1991),工学硕士,工程师,主要研究方向为输电线路结构设计;
- 蒋 锐(1984),工学硕士,高级工程师,主要研究方向为输电线路结构设计;
- 黄 兴(1974),工学学士,高级工程师,主要研究方向为输电线路结构设计。

(收稿日期:2020 – 02 – 18)

雅中换流站大件运输道路小关沟段 滑坡特征及治理措施分析

黄建平¹,朱 军²,任 泽³,郭松林³,孔 韬⁴,王 林³,胡国强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;
3. 国网四川省电力公司建设工程咨询分公司,四川 成都 610021;
4. 四川省通川工程技术开发有限公司,四川 成都 610041)

摘要:道路堵塞点的临时整治对确保大件运输道路的通畅性和安全性,甚至是对确保雅中—江西±800 kV特高压直流输电工程如期投运至关重要。以雅中换流站大件运输道路小关沟段滑塌整治为例,介绍并分析了该滑坡体总体状况及病害现状,结合大件运输要求对比各设计方案在滑坡体处治效果、施工周期等方面的优缺点,确定了滑坡最终的临时整治方案,以期同类工程提供参考。

关键词:换流站;大件运输;滑坡;临时整治措施

中图分类号:TU42 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0070-05

Analysis on Landslide Characteristics in Xiaoguangou Section for Large – scale Equipment Transportation Road of Yazhong Converter Station and Its Control Measures

Huang Jianping¹, Zhu Jun², Ren Ze³, Guo Songlin³, Kong Tao⁴, Wang Lin³, Hu Guoqiang¹
(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China; 3. State Grid Sichuan Construction Engineering Consultation Branch Company, Chengdu 610021, Sichuan, China; 4. Sichuan Tongchuan Engineering Technology Development Co., Ltd., Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The temporary renovation of road blocking points is very important to ensure the road accessibility and safety for large – scale equipment transportation, and even to ensure the scheduled operation of Yazhong – Jiangxi ± 800 kV HVDC project. Taking the landslide renovation in Xiaoguangou section of large – scale equipment transportation road of Yazhong converter station for example, the overall situation and hazard status of the landslide mass are introduced and analyzed, and the advantages and disadvantages of each design scheme in landslide renovation effect, construction period, etc., are compared according to the requirements of large – scale equipment transportation. And finally, the final temporary renovation scheme for landslide is determined, which can provide a reference for the similar projects.

Key words:converter station; large – scale equipment transportation; landslide; temporary renovation measures

0 引言

雅中—江西±800 kV特高压直流输电工程于2019年8月正式取得核准批复文件,该工程建成后,将满足四川水电丰期外送需求,基本解决弃水问题^[1-2]。对于换流变压器、电抗器等直流换流站关

键高压电气设备,因其价值贵重且为超限超重大件,属于电网工程大件运输范畴^[3-4]。上述关键高压电气设备的安全准时运抵,对整个特高压直流输电工程如期投运至关重要。因此,在大件模拟运输之前,必须对运输沿线的路桥进行改造、加固;同时,由于边坡失稳形成突发性滑坡、掩埋公路路基而形成的道路堵塞点,必须采取措施及时治理,以确保大件运

输道路的通畅性和安全性。

目前,边坡防治研究与应用已在国内外工程建设中得到了发展与完善;国内工程边坡加固以直接加固为主,辅以间接加固^[5-8]。直接加固是指在边坡外部设置原位挡墙和重力挡墙支挡土压力,或在边坡土体内设置土钉、锚杆等措施改善边坡受力以达到加固目的^[6-7];间接加固包含排水防水、地面截水、削坡减载和钻孔疏干等措施^[8]。在实际边坡治理工程中,通常应在明确边坡稳定性影响因素的基础之上,采用多种加固措施的综合治理方案,以加强边坡稳定性,而不是采取某种单一加固措施的处治方案。

下面以雅中换流站大件运输道路小关沟段滑塌整治为例,介绍并分析了该滑坡体总体状况及变形现状,结合大件运输要求研究确定滑坡最终的临时整治方案,以期同类工程提供参考。

1 工程概况

1.1 小关沟段滑坡概况

雅中换流站大件运输道路小关沟段在2019年上半年有零星滑坡,经实地查勘,认为不影响大件运输通行。2019年7月,由于该地区连续暴雨,造成该处上体大面积滑坡,将道路全部覆盖,经地方交通部门紧急清理后,仅能保障半幅通行,如图1所示。在图1(a)中,所标注的实线即为原路基位置。2019年12月初,地方交通部门明确该滑坡体整治已列入2020年立项计划,因暂不影响社会车辆通行,整治最早将在2021年实施。2019年12月底,经实地查勘,道路路面宽仅3.2 m(如图1(b)所示),大件运输车辆通过至少需道路宽5.2 m,路面已无法满足大件运输车辆通过。2020年3月初,经航拍确认,小关沟滑坡体已进一步向下塌方,滑坡体与山体间已形成较明显裂缝且边缘清晰可见。

1.2 地形地貌

如图1所示,该滑坡场区属构造剥蚀中高山—深切峡谷地貌,地形起伏较大,高差多在300~800 m,地形坡度大,自然坡度多在30°~60°,水土流失严重,斜坡植被稀疏,以零星灌木和农作物为主。

1.3 地层岩性

据现场技术人员踏勘调查及自然断面揭示:滑坡覆盖层以碎石土和块石土组成,大小不一,级配较差,呈灰黑色、黄褐色为主,结构松散至稍密,土质稍湿至中湿;下伏基岩为中厚层状砂岩夹炭质页岩。覆盖层

厚度5~10 m,在斜坡坡脚或山脊地带出露,岩层风化严重,构造作用明显,节理裂隙发育,表层呈裂隙块状、镶嵌碎裂状结构,岩层产状为 $236^{\circ}\angle 47^{\circ}$,属切向坡体结构。



(a)



(b)

图1 小关沟滑坡区域地形地貌

1.4 滑坡灾害变形特征

图2为小关沟滑坡区域示意图,如图所示,通过地质勘探确定小关沟滑坡分为H1滑坡和H2滑坡。H1滑坡前缘直抵小关沟左岸,长约150 m,平均宽约56 m,滑体平均厚度5~8 m,后缘高5 m,方量约6万方,为小型土质滑坡;H1滑坡时常有小规模碎块石溜滑现象发生,但目前对G348国道影响较小。H2滑坡位于H1滑坡右侧,为危害G348国道的主要滑坡,目前前缘已掩埋G348国道3~5 m,并导致以前公路内侧采用的挂网喷浆+锚杆的边坡发生失稳破坏。H2滑坡下部出现局部垮塌现象,特征如下:局部失稳坡体坡长约80 m,宽约28 m,平均厚度8~10 m,方量约20 000 m³,为小型土质滑坡;后缘下挫最大高度约为10 m,后缘壁近于直立,主要由碎石、块石和粉质黏土组成,滑床中下部横坡坡度约25°~35°,上部近直立,坡表多见松散堆积物浅表层开裂。H2滑坡后缘发育多条裂缝,最大长度约15~20 m,宽度10 cm,可见深度0.5~1.0 m,并伴有下挫现象。滑坡稳定性结果显示,在天然工况下,H2滑坡处于欠稳定状态;在暴雨工况下,H2滑坡处于不稳定状态。

H1滑坡虽为此滑坡面的主要滑坡,但该滑坡直抵小关沟左岸河道方向,并未威胁到G348国道,从

当前情况来看,不会对雅中换流站大件运输造成影响。H2 滑坡虽然滑体方量较少,但其目前已掩埋 G348 国道部分道路,导致车辆半幅通行;同时由于其在雨季处于不稳定状态,很可能因雨水冲刷、渗透诱发更大崩塌。综上所述,H2 滑坡为影响雅中换流站大件运输的主要滑坡,在模拟大件运输之前,急需对其进行整治。

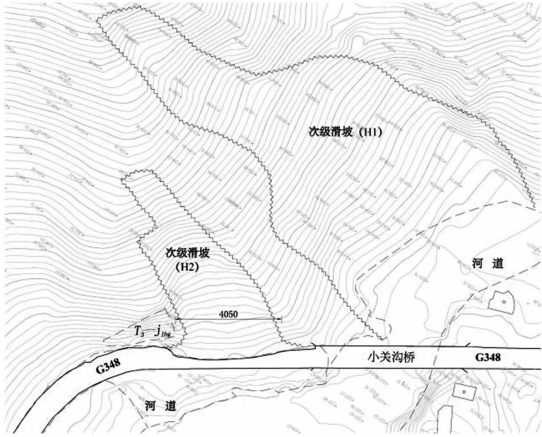


图2 小关沟滑坡区域

2 大件运输道路整治设计方案

2.1 整治设计方案及分析

1)设计方案1 如图3 所示。该方案不处治已掩埋部分 G348 国道路基的 H2 滑坡边坡,采取在靠近河道的路基外侧设置浸水衡重式挡墙加宽路基,以使路面宽度达到大件运输车辆要求。

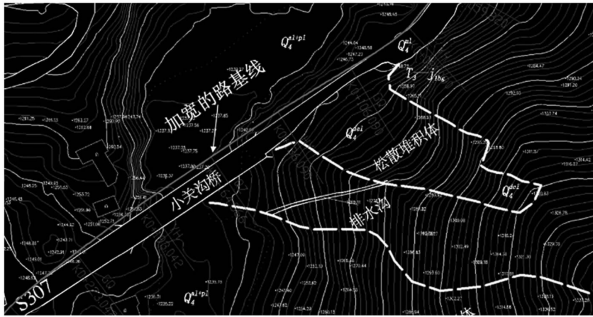


图3 设计方案1

2)设计方案2 如图4 所示。该方案在坡脚位置附近设置三排钢管桩对松散堆积体进行临时加固防护,并在钢管桩前缘设置挡墙加固;清除堆至路基的松散堆积体,恢复原有路基宽度,以使路面宽度达到大件运输车辆要求。

3)设计方案3 是在坡脚位置附近设置抗滑桩对松散堆积体进加固防护,清除堆至路基的松散堆积体,恢复原有路基宽度,以使路面宽度达到大件运

输车辆要求。



图4 设计方案2

2.2 设计方案比选确定

对于设计方案1,采用靠近河道的路基外侧设置浸水衡重式挡墙加宽路基的方法。一是由于挡墙前端接小关沟桥线形不好,不易接顺,无法满足大件运输对路线形的要求;二是外侧加宽路基会影响河道泄洪,对公路有严重的安全隐患;三是加宽路基并未解决滑坡问题,滑坡继续发展会掩埋新加宽路基,也会影响大件运输通行性。因此,建议不采用方案1。

设计方案2、设计方案3 均可满足大件运输需求,两方案对比如表1 所示。对比设计方案2 和设计方案3 在滑坡体处治效果、施工周期等方面的优缺点,并考虑到2020 年5 月底进行模拟大件运输而导致的小关沟段滑塌整治施工周期较短的情况,建议采用方案2。

表1 设计方案2、方案3 对比

方案	优点	缺点	预计 工期/月	估算造价 /万元
方案2	施工工艺 相对简单, 施工周期短	仅能作为临时 性加固措施, 耐久性较差	1	100
方案3	作为永久性 处治措施,加固 效果更好、 更安全	施工工序多, 工艺负责, 工期较长, 费用较高	3	600

3 小关沟段滑塌临时整治方案实施

3.1 施工期间的滑坡监测

通过调查发现,H2 次级滑坡后缘斜坡发育多条裂缝,最大长度约15 ~ 20 m,宽度10 cm,可见深度0.5 ~ 1.0 m,并伴有下挫现象,如图5 所示。为了保证施工期间人员、设备及过往车辆的相对安全,应对裂缝及附近边坡是否有进一步变形等进行动态监测,并根据监测数据动态调整施工方案。

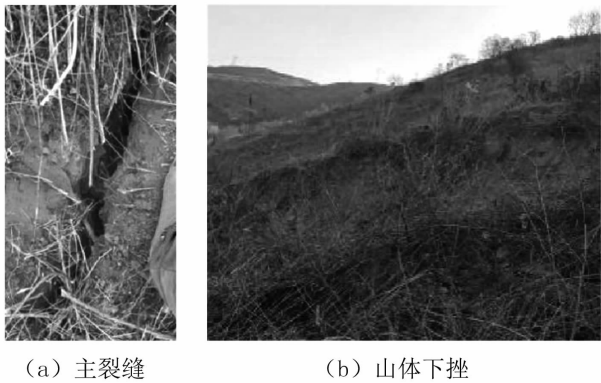


图5 H2次级滑坡后缘山体形态

3.2 最终的临时整治措施

小关沟段滑坡临时整治措施如图6所示,拟在裂缝附近安装裂缝计、位移监测等装置进行自动或人工监测,具体为在裂缝位置布置裂缝计、在裂缝附近布置位移监测点(可用水泥桩进行定点固定),其数量具体由施工单位在现场施工过程中根据监测需要而自行确定。自动监测装置每天定时将数据传输到终端,人工监测频率为每天至少监测一次,雨季每天至少监测两次;结合自动和人工监测数据进行分析判断边坡稳定性、是否存在进一步变形等,动态调整施工组织方案。若裂缝或变形增大明显,应立即停止施工进行分析原因,加强现场管控,待确定安全后方可进行下一步施工。

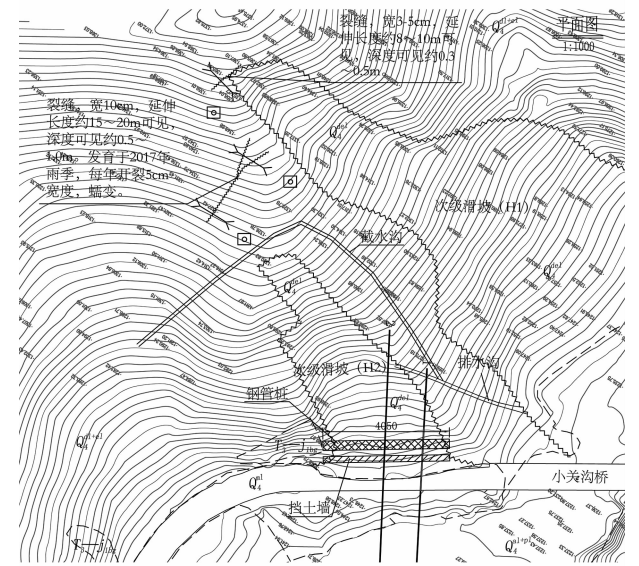


图6 小关沟段滑坡临时整治

为了恢复原有路基宽度,满足车辆大件运输需求,对H2滑坡采用临时加固措施。具体为:在坡脚位置附近设置3排钢管桩,钢管桩共84根,140 mm管径的钢管1680 m,180 mm孔径钻孔1722 m,普通热轧带肋钢筋6.7 t,C30混凝土117.9 m³,跟管钻进共840 m,M30水泥砂浆32.9 m³,回填黏土约3 m³;

在钢管桩前缘设置挡墙防止桩间土流出,清除堆至路基的松散堆积体,并在坡口线外设置截水沟加强坡表排水,并对后缘裂缝采用黏土回填封闭处理,挡土墙采用C20混凝土712.6 m³,挖基(土方)共1500 m³,回填砂砾石200 m³,泄水孔采用5 mm管径的PVC管50 m,截水沟采用C30混凝土66.5 m³,清方(土方)共500 m³。

3.3 施工顺序

首先应安装裂缝计等监测仪器,安装完毕后应在钢管桩位置简单清理平整(少开挖、少扰动)出施工平台。挖除的土石方不能随意丢弃,应堆弃在钢管桩施工平台下方作反压,以提高边坡稳定系数。注浆应至少灌满松散体土层,待砂浆强度达到75%以上时,开始施工系梁;待钢管桩施工完成,且砂浆强度、系梁砼强度达到75%以上后,再在下方开挖施工挡土墙,采用跳槽分段施工,分段长度约10 m。在施工挡墙时可同步施工截水沟。

3.4 施工注意事项

在施工中,应严格贯彻国家和地方政府关于环境保护方面的方针、政策及有关规章制度,加强环境保护,最大限度减少施工给自然环境带来的负面影响。为保障施工期间人员、设备及过往车辆的相对安全,还应注意如下事项:

- 1) 施工前平整场地清除表层松散物质时,应少开挖少扰动。
- 2) 应提前准备些沙袋堆于坡脚,一是可以隔离交通和施工两个区域,二是也起到一定的反压作用。
- 3) 施工过程中应配置专职的安全员、交通疏导员,在施工时对交通进行全程管控、提前预警,保证安全通行。在进行比较危险的施工环节时应采取临时中断交通,保证安全。
- 4) 钢管桩施工完成之后,在开挖施工挡墙时,应时刻加强动态观察,避免开挖过程中钢管桩桩间土流出以及表层松散物质垮塌或溜塌,威胁工作人员人身安全。
- 5) 钢管桩下孔时应根据现场情况采取必要的措施,使其缓慢放置孔底就位,防止钢管连接处破坏和对孔周围岩土体造成过大扰动。
- 6) 施工过程中如遇强降雨,可采取防渗土工布对边坡进行临时覆盖,避免雨水直接冲刷松散堆积体。
- 7) 挡墙应加强泄水孔的施工,泄水孔应保持通畅,确保坡体内地下水能通过泄水孔顺畅排出。

4 结 语

鉴于对雅中换流站大件运输道路小关沟段滑塌分析及整治措施的研究,得出如下结论:

- 1) H2 滑坡为影响雅中换流站大件运输的主要滑坡,目前该滑坡已进一步向下塌方且与山体间形成较明显裂缝,在雨季前急需对其进行临时整治,以满足大件运输需求;
- 2) 对比各设计方案在滑坡体处治效果、施工周期等方面的优缺点,考虑到整治施工周期较短的客观情况,建议采用“钢管桩+挡墙”的临时整治方案;
- 3) 在滑坡临时整治施工期间,应加强对整个山体坡面稳定性的监测,适当布置自动或人工监测,根据山体坡面情况动态调整施工组织方案;
- 4) 施工单位应严格遵守既定的施工顺序,并应严格贯彻国家和地方政府关于环境保护方面的方针、政策及有关规章制度,加强环境保护,最大限度减少施工给自然环境带来的负面影响。

参考文献

[1] 陈汉雄.水风互补四川清洁能源外送优化[J].中国电力,

(上接第 27 页)

5 结 语

对常见特殊供电负荷引起的主要电能质量问题及无功补偿装置应用情况进行了梳理,总结了动态无功补偿装置的基本原理、装置特点,有助于针对特殊负荷选择合适的动态无功补偿装置型式;详细介绍了 PSD-BPA 仿真软件中关于 SVC、SVG 的仿真应用,通过对薄弱电网某工程案例的仿真分析,验证了电压稳定性主要与动态无功补偿装置容量有关,在容量一定的情况下,可以通过优化控制参数来减小电压波动。

参考文献

[1] 付永生,魏孟刚.不同工业负荷的电能质量特点[J].电力电容器与无功补偿,2011,32(4):11-18.
[2] 中华人民共和国机械工业部.电热设备电力装置设计规范:GB 50056—93[S].重庆:重庆出版社,1994.
[3] 陈延鏢.钢铁企业电力设计手册[M].北京:冶金工业出版社,1996:458-538.
[4] 马莹.基于静止同步无功补偿装置的电网电压控制研究[D].哈尔滨:哈尔滨工程大学,2014.
[5] 汤涌,卜广全,侯俊贤.PSD-ST 暂态稳定程序用户手册(5.0 版)[M].北京:中国电力科学研究院系统所,

2017,50(9):37-43.

[2] 陈汉雄.四川电力发展对新能源建设规模影响分析[J].四川电力技术,2018,41(2):46-50.
[3] 陈耀标.浙江省特高压电力大件运输条件和运输方式研究[D].杭州:浙江大学,2011.
[4] 霍树军.电网企业大件运输方案评价研究[D].北京:华北电力大学,2014.
[5] 秦海潮.某高速公路高边坡滑坡分析及处治措施研究[D].济南:山东大学,2018.
[6] 李桂贤.高填方边坡的稳定性分析与治理措施研究[D].西安:西安建筑科技大学,2012.
[7] 渠风英.边坡加固方法浅析[J].山西建筑,2011,37(22):72-73.
[8] 文华.边坡加固方案的优化设计[D].昆明:昆明理工大学,2004.

作者简介:

黄建平(1977),硕士,高级工程师,现从事电力检修和特高压工程建设工作;
朱 军(1985),博士,高级工程师,主要研究方向为高压线路电磁特性及运维技术,现从事特高压工程建设工作;
任 泽(1987),硕士,工程师,现从事特高压工程建设工作。

(收稿日期:2020-04-28)

2015;277-283.

[6] 李兰芳.输电系统 SVC 电压调节器增益自适应控制方法[J].电力系统保护与控制,2018,46(3):61-66.
[7] Modeling of Power Electronics Equipment (FACTS) in Load Flow and Stability Programs [R]. CIGRE TF 38-01-08,1998.
[8] 王皓怀,汤涌,卜广全,等. STATCOM 数学模型的建立及其应用研究[C].中国电机工程学会年会论文集,西安,2008.
[9] 郭明阳.谢通门县维村铜矿专用变电站接入系统方案[R].成都:四川电力设计咨询有限责任公司,2016.
[10] 陈湘,李媛媛,宋云亭.西藏地区大中型矿业负荷特性对联网通道稳定性的影响研究[R].北京:中国电力科学研究院,2016.
[11] 左龙.动态无功补偿装置在特殊供电负荷中的应用研究[R].成都:四川电力设计咨询有限责任公司,2018.

作者简介:

左 龙(1986),硕士,工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计、电能质量分析与评估;
吴晓蓉(1981),硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计、电网安全稳定分析与评估;
林 波(1988),硕士,工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计、大电网安全稳定分析;
郭明阳(1986),硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计。

(收稿日期:2020-05-26)

台区三相不平衡运行监测和治理分析

唐 伟¹, 贺星棋², 滕予非¹, 靳 旦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)

摘 要:从当前台区三相不平衡监测和治理问题出发,开展了台区三相不平衡产生的根源及其对台区线损的影响分析。随后,针对台区三相不平衡监测,分析了仅关注配电变压器低压出口三相不平衡度和电量不平衡度2个常见做法存在的不足,并通过构建典型场景,测算了2个监测误区在反映台区线损率上的影响。针对各地常采用的三相不平衡集中补偿措施,分析了其在补偿三相不平衡度、降低损耗方面的局限性,并通过典型配电变压器和配电线路阻抗分析进行了验证。最后,针对上述分析的问题,提出了针对性的建议措施,为电网企业、配电网运营商开展低压电网三相平衡监测和治理提供了思路 and 参考。

关键词:台区线损;三相不平衡;监测和治理;集中补偿装置

中图分类号:TM714.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)04-0075-05

Operation Monitoring and Regulating Analysis of Three – phase Unbalance in LV Grid

Tang Wei¹, He Xingqi², Teng Yufei¹, Jin Dan¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Aiming at the monitoring and regulating of three – phase unbalance in low – voltage (LV) grid, the causes of three – phase unbalance phenomenon and its influence on line loss are analyzed. Then, the shortcomings of two common practices in monitoring are analyzed, that is, focusing on the three – phase unbalance degree of the secondary winding of LV transformers and the unbalance degree of electric energy instead of real time power. After that, the limitations of the widely – used three – phase centralized unbalance compensation equipment are analyzed and verified by the impedance analysis of typical distribution transformer and distribution line. Finally, regarding the above – mentioned problems, the specific suggestions are proposed, which provides a reference for power grid enterprises and distribution network operators in monitoring and regulating of three – phase balanced in LV grid.

Key words: area line loss; three – phase unbalance; monitoring and regulating; centralized unbalance compensation equipment

0 引 言

线损是电力企业输配电过程中产生的电能损失总和,具体可分为技术线损和管理线损。当前,中低压配电网损失电量大,损耗占比高,是四川电网线损率偏高的主要原因;也是降损增效、提升电网经济运行水平的主要对象。在影响低压台区电网损耗偏高的技术因素中,台区电网三相不平衡是主要原因之一^[1]。

下面将首先分析台区三相不平衡运行产生的根源,随后剖析当前开展三相不平衡监测中的2个常见误区,并对典型三相不平衡治理措施进行评估,为台区三相不平衡监测和治理提供思路。

1 台区三相不平衡产生的根源及影响

目前,低压用户电器大多使用单相电,且低压用户在配电网中的分布相对分散。出于建设成本和负

荷需求的考量,低压配电网常采用主干线三相四线制、分支线单相下表箱的配电结构。由于单相用户数量在各相的分布不一致、低压用户用电时间分散等原因的影响,低压配电网在运行中常常表现出三相电流、电压不平衡。

在三相四线制低压配电网中,三相不平衡运行常导致中性线电流不为0。因此,中性线电流不为0也是三相不平衡运行的一种表现形式。

台区处于三相不平衡运行状况时,负载较重的相别相电压相对降低,导致线路及变压器铜损增大;另一方面,不平衡电流中的零序分量流经零线产生损耗,三相线路负荷分布不均产生额外损耗。



图1 三相四线线段

图1为三相四线导线段示意图。假定单条导线电阻为 R ,忽略电抗和电纳,当三相平衡运行时,假定相电流为 I ,零线电流为0,计算此时的总损耗为

$$\Delta P = 3I^2R \tag{1}$$

当三相不平衡时,此时零线流过电流,分别测算两相带负载、单相带负载情况下的线段总损耗,如表1所示。

表1 不同负载情况下的线段损耗

A相	B相	C相	N线	总损耗
I	I	I	0	$3I^2R$
$1.5I$	$1.5I$	0	$1.5I$	$6.75I^2R$
$2I$	I	0	$\sqrt{3}I$	$8I^2R$
$3I$	0	0	$3I$	$18I^2R$

从表1计算结果可知,三相四线制配电线路在三相电流不平衡时,线段总损耗增加,三相负荷全部由一相承担时,线段总损耗是三相平衡时的6倍。

文献[2]采用式(2)衡量三相电流不平衡度。

$$\varepsilon = \frac{\max \{ |I_A - I_{ave}|, |I_B - I_{ave}|, |I_C - I_{ave}| \}}{I_{ave}} \times 100\% \tag{2}$$

式中: I_A 、 I_B 、 I_C 为三相电流有效值, A ; I_{ave} 为三相电流有效值的平均值, A 。

根据式(2)可知,三相电流平衡时,不平衡度达到最小值0;当单相带负载、其余两相空载时,不平衡度达到最大值200%。

2 三相不平衡运行监测的分析

1) 只关注供电点首端不平衡情况

当前,智能电能表覆盖面不断提升,低压电网运行状态数据实现了自动采集和上传^[3]。各地用电信息采集系统中也开发了台区三相不平衡计算和展示模块,用于反映台区三相不平衡运行状态。但是低压配电网仅在供电点首端(即配电变压器二次侧出口)和用户接入点安装有计量采集装置。受此因素限制,用电信息采集系统或运行人员大多采用配电变压器二次侧出口的日电量数据来度量台区三相平衡运行情况。

但是,仅仅关注供电点首端三相平衡情况的度量方式,无法反映低压配电线路的运行状态,进而无法利用该不平衡度来描述电网经济运行情况。因此,利用该不平衡度为依据开展的三相平衡治理和降损决策在根基上即存在缺陷。

下面,以IEEE 37节点低压网络为例,进行详细说明。假定低压网络及负荷分布情况如图2所示。

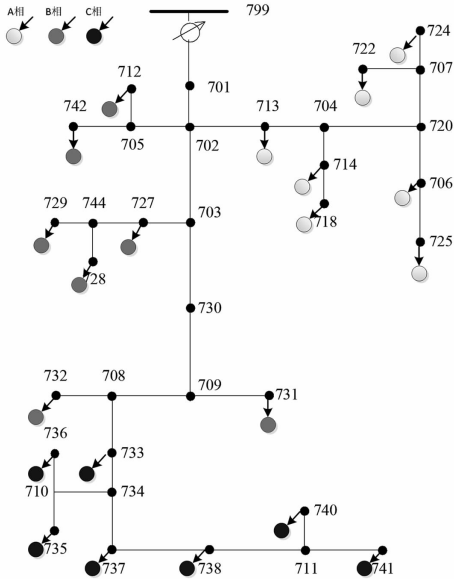


图2 三相负荷不均分布台区

图2中,配电变压器低压侧计量装置设在节点701处。假定每个负荷特性相同、大小相等,A、B、C三相分别挂接7个用户,则在配电变压器低压侧(节点701处)采集得到的三相电量大小相等,三相不平衡度为0(此处,由于损耗率相对总电量较低,先忽略负荷接入位置远近对损耗的影响)。由于节点702至节点703之间的线段后端负荷挂接在B相

(5 个负荷)和 C 相(7 个负荷),因而线段 702—703 的三相不平衡度为 75%;节点 702 至节点 705 之间的线段后端的负荷均为 B 相,因此线段 702—705 的三相不平衡度为 200%;节点 702 至节点 713 之间的线段后端的负荷均为 A 相,因此线段 702—713 的三相不平衡度为 200%。

因此,配电变压器低压出口侧三相平衡,但与之临近的主干线(702—703、702—705、702—713)均处于不平衡运行状态,采用供电点首端三相平衡情况作为台区的三相平衡情况并不准确。

2)关注供电点首端不平衡的影响
为分析采用供电点首端三相不平衡情况在反映台区线损方面的影响,设计如下 2 个场景。

场景 1:配电变压器出口平衡,但下级主干线三相不平衡,负荷挂接相别如图 2 所示。

场景 2:配电变压器出口平衡,下级主干线三相尽量平衡,负荷挂接相别如图 3 所示。

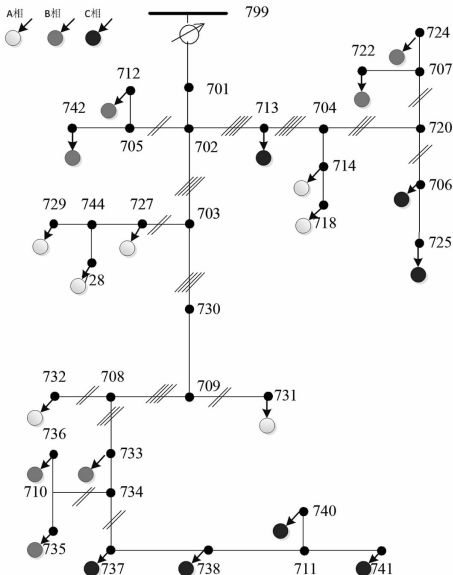


图 3 三相负荷均衡分布台区

假定各负荷特性相同、大小相等,均为单相接入。采用四川电网某台区实测的代表日用户 24 h 的功率、电压及日电量为计算输入数据,电网模型中三相四线制导线采用 LGJ-185 线路,两相三线和单相二线导线均采用 LGJ-120 线路,各节点之间的线段长度均为 75 m,首端负荷形状系数为 1.04。

计算结果如表 2 所示。从表 2 可知,2 个模拟场景的总表不平衡度并未发生较大变化,均处于规程 SD 292—1988《架空配电线路及设备运行规程》^[4]规定的三相负荷不平衡度不应大于 15% 的范围内。但在场景 1 中,主干线 702—713 的不平衡度

为 200%,702—703 的不平衡度为 67.91%,远高于场景 2 对应的 27.80% 和 4.17%。经测算,场景 1 对应的台区线损率为 7.75%,场景 2 对应的线损率为 3.38%,较场景 1 低 4.37 个百分点。

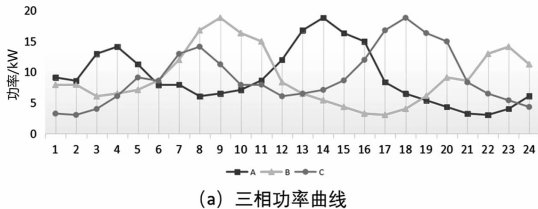
表 2 主干线平衡情况变化的影响

模拟场景	总表不平衡度/%	702—713 线段不平衡度/%	702—703 线段不平衡度/%	台区线损率/%
场景 1	4.13	200.00	67.91	7.75
场景 2	2.96	27.80	4.17	3.38

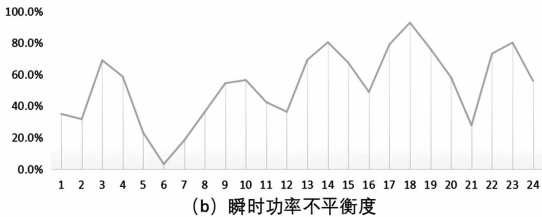
通过算例对比发现,仅关注台区供电点的三相平衡情况,无法准确反映低压电网的经济运行状态,可能存在主干线极其不平衡、低压出口平衡的情况。这也说明,在保持配电变压器低压出口侧三相基本平衡情况下,进一步调整下级主干线,降低下级主干线的三相不平衡度,有利于降低台区线损率。

3)只关注电量平衡,忽略负荷用电特性
电量是一段时间内传输功率的累计值,采用电量数据开展三相平衡情况的监测和分析,具有简洁方便的优点。但是,仅采用电量数据衡量台区三相平衡状态,将无法知道每个时刻功率的平衡情况,可能出现一段时间内的电量平衡但每个时刻功率均不平衡的状态。

例如,图 4(a)所示的三相负荷日电量相等,但各相负荷特性不同,存在不同的峰荷时刻点。当采用三相电量衡量时,三相完全平衡;但从瞬时功率来看,当天绝大部分时刻的台区不平衡度超过 15%,仅在第 6 个时刻点呈现功率平衡状态,如图 4(b)所示。



(a) 三相功率曲线



(b) 瞬时功率不平衡度

图 4 瞬时功率不平衡及其不平衡度

4)只关注电量,忽略功率平衡的影响
在不改变各用户接入的相别、日电量的前提下,设计了如下 2 个场景模拟测算电量平衡、功率不

平衡对台区线损的影响。

场景3:A、B、C相用户用电特性保持一致,峰值出现在同一时刻。

场景4:A、B、C相用户用电特性不一致,峰值出现在不同时刻,如图4(a)所示。

分别计算两种场景下的总表电量不平衡度和低压电网线损率,结果如表3所示。

表3 功率不平衡影响分析

模拟场景	总表电量不平衡度/%	台区线损率/%
场景3	2.96	3.38
场景4	1.38	3.93

从表3计算结果可知,场景3和场景4的总表电量平衡情况差异不大,分别为2.96%和1.38%,均处于15%范围内;但场景3的三相不平衡度为3.38%,较场景4低0.55个百分点。

这表明,电量平衡、瞬时功率不平衡,将导致台区线损率相对于三相功率平衡状态下的线损率高,单独采用电量衡量台区平衡状态的方式并不能准确反映台区的经济运行情况。

因此,三相不平衡治理中不能仅关注总表电量的平衡,还应关注电量对应时段内的功率平衡,尽量做到不同用电性质用户在三相中均衡分布。

3 关于三相不平衡集中补偿装置的探讨

当前,各地开展三相不平衡治理的典型措施是在配电变压器低压出口处装设集中补偿装置,兼具无功补偿、负序和零序治理能力^[5],如图5所示。

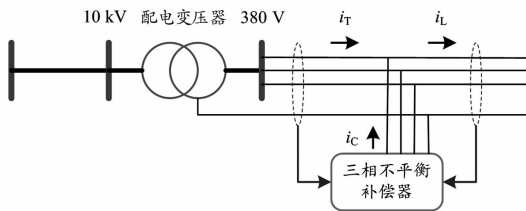


图5 集中补偿装置安装

随着电力电子器件成本下降,集中补偿装置多采用电力电子变流技术,通过采集负荷电流,控制补偿装置输出与不平衡分量相反的负序和零序补偿电流,实现不平衡补偿和治理^[6]。

通过集中补偿器安装位置和补偿原理分析可知,该装置仅能对安装点及对应电网侧的配电变压器的不平衡进行补偿,并未改变其安装点之后接入负荷的特性和接入位置,对低压配电网配电线路的

不平衡运行补偿并无作用。因此,利用集中补偿装置补偿三相不平衡,对降低补偿点靠近负荷侧的低压电网损耗作用有限。

下面,通过配电变压器等效阻抗和典型低压配电线路阻抗对比分析,说明配电变压器低压侧集中补偿在降低台区线损方面的局限性。

参考GB/T 6451—2015《油浸式电力变压器技术参数和要求》^[7],利用三相双绕组无励磁调压变压器典型参数,计算变压器等效电阻。同时,根据变压器容量、低压配电线路额定载流量等信息,选取变压器匹配的低压配电线路型号,按照架空绝缘导线JKLYJ、400 m典型供电半径计算线路等效电阻,结果如表4所示。

从表4计算可知,400 m典型配电线路电阻值远大于配电变压器的等效电阻,比值约为8~13倍。这表明,三相不平衡导致电网损耗的增加主要体现在配电线路,配电变压器因三相不平衡产生的损耗增量远小于配电线路。

因此,安装在配电变压器低压侧出口处的集中补偿装置仅补偿了配电变压器三相不平衡度,对低压配电线路不平衡度没有改善作用,在整体电网降损中的作用有限。

为验证集中补偿装置装设位置对台区损耗的影响,针对图2所示电网,将主干线701—702长度调整为0.1 m,702—703长度调整为200 m,并对主干线702—703采用三相集中补偿方式,设计如下2个场景开展对比。

场景5:三相不平衡集中补偿装置装设在主干线702—703的配电变压器侧(靠近702节点处)。

场景6:三相不平衡集中补偿装置装设在主干线702—703的负荷侧(靠近703节点处)。

分别利用表2计算过程中的数据,计算此时低压台区线损率,结果如表5所示。

从表5可知,将集中补偿装置装设在主干线靠近负荷侧,可尽可能补偿负荷不平衡对台区线损率的影响。在上述计算中,通过将集中补偿装置从主干线702—703的靠近配电变压器侧移动至靠近负荷侧,有效降低了台区线损率0.19个百分点。

因此,在采取集中补偿治理三相不平衡时,应尽量将补偿装置配置在不平衡度较高的主干线靠近用户侧,最大可能降低低压配电网的不平衡度。

表 4 典型配电变压器和配电线路阻抗计算

配电变压器容量 /kVA	空载损耗 /kW	负载损耗 /kW	配电变压器等效电阻 /Ω	低压导线截面 (JKLYJ 型号) /mm ²	单位长度电阻 / (Ω · km ⁻¹)	400 m 导线电阻 /Ω	线路电阻与配电变压器等效电阻比
30	0.10	0.63	0.102	16	1.910	0.764	8
50	0.13	0.91	0.053	25	1.200	0.480	9
100	0.20	1.58	0.023	50	0.641	0.256	11
125	0.24	1.89	0.018	70	0.443	0.177	10
200	0.34	2.73	0.010	150	0.206	0.082	8
250	0.40	3.20	0.007	185	0.164	0.066	9
315	0.48	3.83	0.006	240	0.125	0.050	9
400	0.57	4.52	0.004	2 × 150	0.103	0.041	10
630	0.81	6.20	0.002	2 × 240	0.063	0.025	11
800	0.98	7.50	0.002	3 × 185	0.055	0.022	13
1000	1.15	10.30	0.001	3 × 240	0.042	0.017	11

表 5 集中补偿装置装设点的影响分析

模拟场景	原始台区线损率/%	补偿后台区线损率/%
场景 5	7.80	8.32
场景 6	7.80	7.61

4 建议措施

1)开展三相不平衡监测治理时,不仅要关注配电变压器低压侧的三相负荷不平衡度,更要关注低压配电主干线路或三相四线制主要分支线的负荷平衡情况。

2)以往采用的利用三相电量计算的三相平衡情况,在描述低压电网经济运行方面存在不足。对此,要充分利用用电信息采集、高速电力载波等技术,监测三相功率的平衡情况,实现更加精细化的三相平衡管理。

3)在开展三相平衡治理时,建议要先通过低压负荷的特性分析,尽量将不同区域、不同用电特性的负荷在三相均匀分布,从低压电网的末端开始,优先采用人工换相的方式调整用户接入相别,实现三相平衡运行。

4)若选用集中补偿装置开展三相平衡治理,应尽量将补偿装置配置在不平衡度较高的主干线末端,即尽可能靠近用户侧,充分发挥补偿装置的治理效果,实现接入点至配电变压器的主干线以及配电变压器的集中补偿。

5 结 语

分析了当前三相不平衡监测中的 2 个主要误

区,即是仅关注配电变压器低压出口处的三相平衡情况以及仅关注电量的平衡情况,这两个误区忽略了低压配电主干线及主要分支线的平衡情况,未考虑到功率的平衡情况,致使无法通过不平衡度反映低压台区电网的经济运行状态。同时,还对集中补偿装置治理低压台区三相不平衡进行了探讨。最后,针对上述分析的问题,提出了针对性的建议措施,为电网企业、配电网运营商开展低压电网三相平衡监测和治理提供了思路和参考。

参考文献

[1] 陈慧,夏桃芳,詹世安. 基于用电信息采集系统的分相线损计算[J]. 电力需求侧管理,2017,19(1):53-57.

[2] 朱明星,李开金. 低压配电网三相不平衡度计算方法与应用[J]. 电测与仪表,2019,56(2):41-46.

[3] 宋亚奇,周国亮,朱永利. 智能电网大数据处理技术现状与挑战[J]. 电网技术,2013,37(4):927-935.

[4] 架空配电线路及设备运行规程:SD 292—1988[S], 1988.

[5] 仇志丽. 三相负载不平衡有源补偿装置研究[D]. 徐州:中国矿业大学,2017.

[6] 蔡欣灵,郝思鹏. 电网三相不平衡的度量与治理综述[J]. 电力工程技术,2019,38(5):185-192.

[7] 油浸式电力变压器技术参数和要求:GB/T 6451—2015[S],2015.

作者简介:

唐 伟(1990),硕士,工程师,从事电网分析、电力系统经济运行和电力数据数控研究。

(收稿日期:2020-03-12)

主变压器采用双分支接线形式的改造方案

邹经鑫,程 华,刘 鑫,袁明哲,赵志浩
(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘要:当设计有3台主变压器的110 kV变电站中第3台主变压器尚未投运时,其中1台主变压器的低压侧往往采用双分支接线的方式进行供电。随着负荷的增加,双分支部分的其中一个断路器上的负荷电流会达到一个很高的数值,严重威胁断路器的安全稳定运行。首先选择了最优的一次高压部分改造方案,在此基础上提供了二次继电保护的二次回路改造、定值整定等方面的方案。通过实际运行经验可见,该方案能够在第3台主变压器投运前作为一种有效的解决方案。

关键词:双分支;改造;二次回路

中图分类号:TM411 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)04-0080-04

Reconstruction Scheme of Main Transformer with Double Branch Connection

Zou Jingxin, Cheng Hua, Liu Xin, Yuan Mingzhe, Zhao Zhihao
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: When the third main transformer of 110 kV substation designed for three main transformers has not yet been put into operation, the low-voltage side of one main transformer often uses double branch connection to offer power. With the increase of load, the load current on one circuit-breaker of the double branch will reach a very high value, which will seriously threaten the safe and stable operation of the circuit-breaker. On the basis of choosing the best reconstruction scheme for the primary high voltage part, the reconstruction and setting schemes for the secondary relay protection is provided. The practical operation experience shows that the proposed scheme can be used as an effective solution before No. 3 main transformer being put into operation.

Key words: double branch connection; reconstruction; secondary circuit

0 引言

线路-变压器组(以下简称线变组)的接线形式,由于具有接线简单、设备少、占地小、投资低、保护配合简单等优点,在110 kV变电站中被大量采用^[1]。尤其是在一些大型负荷中心,由于土地昂贵且负荷较为集中,这些地区都广泛采用了线变组的接线形式。这类变电站远期多按照3台主变压器设计,如图1所示。

分期工程中考虑负荷的增长过程和负荷的接入,一般10 kVⅢ段或Ⅳ段母线会在一期工程中全部建成,但仅投运2台主变压器。因此2台主变压器中的1台主变压器(通常为2号主变压器)采用双分支的运行方式,如图2所示。但是这种方式的

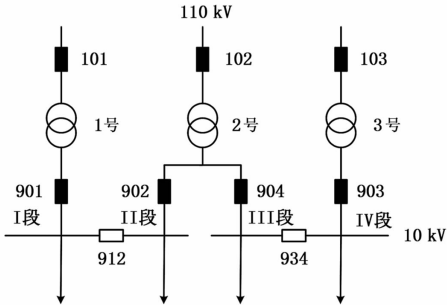


图1 3台主变压器采用线路-变压器组接线形式

缺点在于:10 kV的Ⅲ段母线及其出线为单主变压器单电源线路供电,当2号主变压器因检修或事故停电时,将造成10 kV的Ⅲ段母线及其出线同时停电或者失电,从而影响系统供电的稳定性。分期建设带来的弊端,特别是如果10 kV的Ⅲ段母线上的出线不断增多时,这一问题将日益突出^[2]。

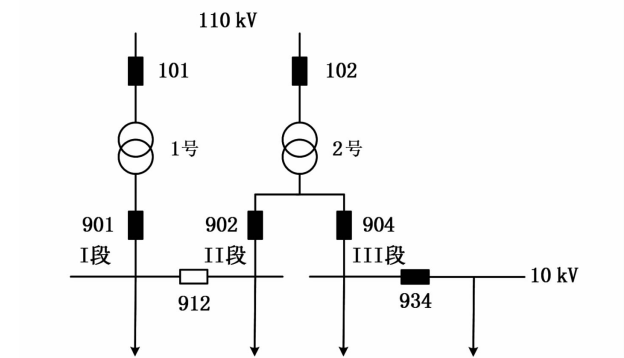


图2 1台主变压器采用双分支设计

1 一次部分解决方案选择

目前已有解决上述问题的若干种方案。方案1如图3所示:在10 kV的Ⅱ、Ⅲ段母线上加装临时母线联络923断路器,此时运行方式调整为由902断路器供10 kV的Ⅱ、Ⅲ段母线。当2号主变压器停电后,所有10 kV负荷均可由1号主变压器供电。这种方法供电方式灵活,相关保护及备自投无需改动均满足要求,可解决供电可靠性低的问题。其缺点在于加装923断路器成本较高,且需要改变现有的接线方式。

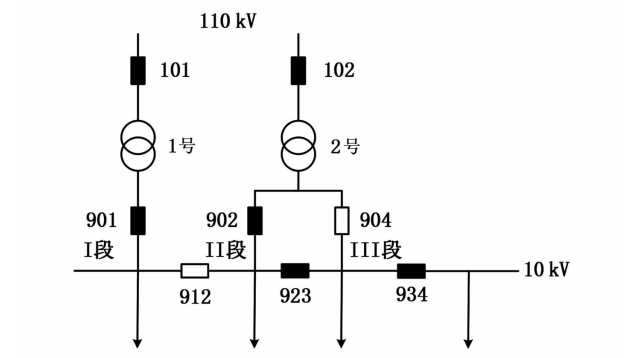


图3 在10kV的Ⅱ、Ⅲ段母线上加装临时母线联络923断路器

由于其他多数方法均需加装1台断路器,其缺点与方案1类似,因此在实际运行中多采用了如图4所示的方案2:将10 kV的Ⅱ、Ⅲ段母线采用硬接线连接为一段母线。其优点在于对现有接线不发生重大改变,并能有效地解决10 kV的Ⅲ段母线及其出线供电可靠性低的问题,相关保护及备自投同样满足要求,无需改动。

然而,随着Ⅱ、Ⅲ段母线上负荷的逐渐增大,902断路器上流过的电流达到了一个很高的数值,严重威胁902断路器的安全稳定运行,亟需提出一个应急的技术方案来降低902断路器的负荷。

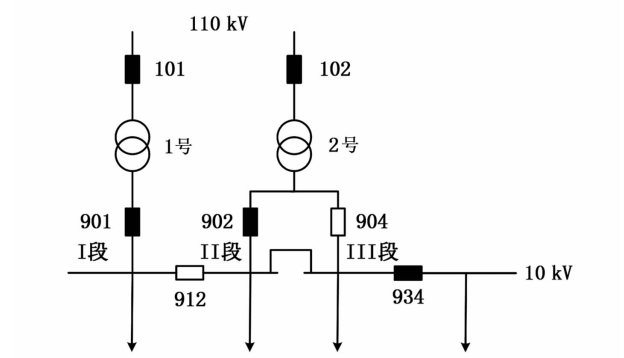


图4 将10 kV的Ⅱ、Ⅲ段母线硬接

因此,提出启用904断路器以分担902断路器负荷的方法,如图5所示。在试验变电站中对902、904断路器柜双分支进行改造,902断路器负荷平均降低40%,提升了大电流开关柜在迎峰度夏期间的供电可靠性。

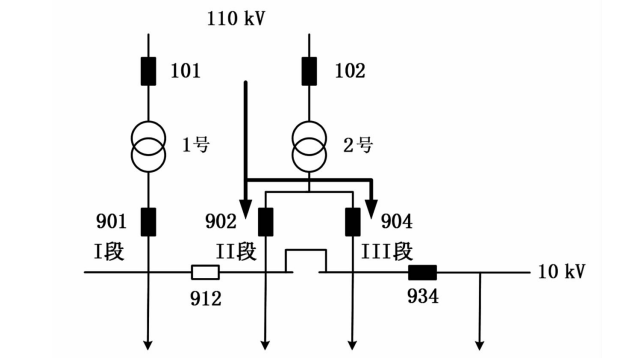


图5 方案2的基础上启用904断路器

从故障时的截流过电压和电弧电流两方面对比分析可知,由于902断路器和904断路器分闸时间不完全相同,有相对快慢。一旦系统短路时,如果904断路器先跳闸,短路电流转移至902断路器,此时主变压器低压侧总电流并未发生变化,所以902断路器跳闸时承受的截流过电压与原单台断路器运行一致。902断路器跳闸过程中由于负荷电流的转移,造成902断路器电弧电流增大,但不会超过单台断路器电弧电流,所以双分支改造后并不会造成安全隐患,能够发挥改善902断路器工况的优势。

2 二次继电保护解决方案

在改造过程中,继电保护二次回路、保护定值的配合改动尤为重要。所述改造方案的二次部分涉及2号主变压器低压侧后备保护的二次回路和装置定值的改动,10 kV备自投回路、定值的改动以及运行维护策略等方面^[3-5]。

针对2号主变压器低压侧后备保护,改造前

902 断路器为 2 号主变压器低 1 分支后备保护,其电流回路编号为 A/B/C/N511;904 断路器为 2 号主变压器低 2 分支后备保护(904 断路器回路已完善,只是未启用),其电流回路编号为 A/B/C/N611。如图 6 所示,低 1 分支保护与低 2 分支保护分别对应采样 902 断路器与 904 断路器的电流量,各自实现低后备保护功能。

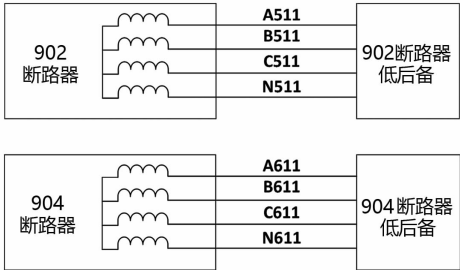


图 6 双分支改造前 2 号主变压器低后备保护电流回路

改造后的电流回路如图 7 所示,将 904 断路器电流回路并入 902 断路器电流回路后,由低 1 后备保护进行合电流采样,同时停用低 2 后备。在 2 号主变压器低后备保护装置中增加低 1 后备跳 904 断路器的出口矩阵。

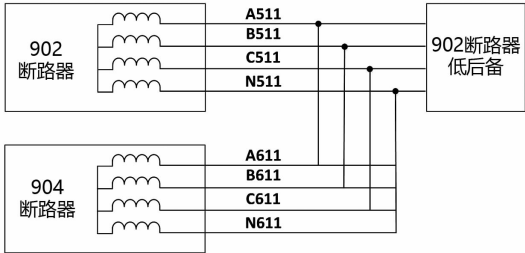


图 7 双分支改造后 2 号主变压器低后备保护电流回路

针对 10 kV 备自投的逻辑判断部分,902 断路器、904 断路器的 A 相产生合电流供 10 kV 备自投装置采样,见图 2,其逻辑为只有当 902 断路器和 904 断路器的电流均消失,备自投装置才会认为 902 断路器和 904 断路器已经跳开。

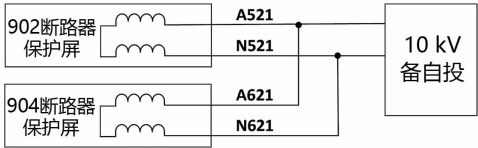


图 8 10 kV 备自投装置对 902、904 断路器进行合电流采样回路

在改造启用 904 断路器前,2 号主变压器低压侧备自投开入为 902 断路器跳位及合后辅助节点直接开入 10 kV 备自投装置,如图 9 所示。

此次改造中,将 902、904 断路器合后位置并联,跳闸位置串联至原备自投 902 断路器的开入回路,

并在 902、904 断路器的跳闸位置节点上并联检修压板,保证 902、904 断路器在检修时不影响备自投功能的正常使用,如图 10 所示。如此改动的逻辑含义为:只要 902 或 904 断路器有一个在合位,10 kV 备自投装置均接收到“合后”的开入,认为 2 号主变压器低压侧正常供电。只有当 902 和 904 断路器都在跳位时,10 kV 备自投装置才接收到“跳位”的开入,认为 2 号主变压器低压侧开关已跳开。当 902 或 904 断路器检修时,投入检修压板使对应的节点被短接,可防止检修过程中控制回路断线造成对应跳位无法正确开入,导致备自投拒动^[6-8]。

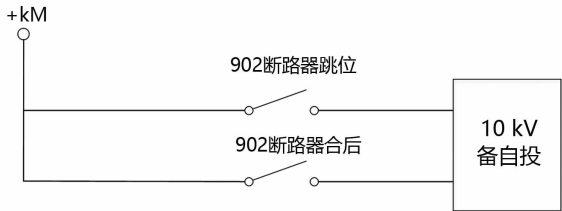


图 9 改造前 10kV 备自投开关位置开入回路

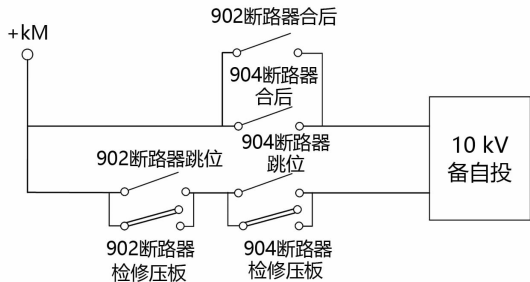


图 10 改造后 10 kV 备自投开关位置开入回路

在此次改造启用 904 断路器前,10 kV 备自投装置在 2 号主变压器低压侧只启用了跳闸 902 断路器的开出回路,如图 11 所示,备自投装置开出跳闸命令经 902 断路器大压板后至 902 断路器操作箱实现 902 断路器的跳闸。

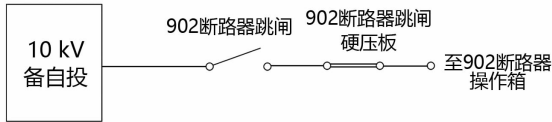


图 11 改造前 10 kV 备自投跳闸回路

此次改造中如图 12 所示,将备自投跳 902 断路器的出口节点分别经压板后同时接至 902 断路器和 904 断路器操作箱实现备自投动作后同时跳开 902 断路器和 904 断路器的功能。

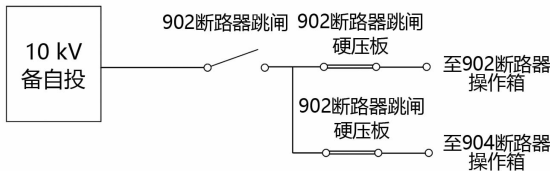


图 12 改造后 10 kV 备自投跳闸回路

改造完成后应做以下试验,验证改造的正确性:

1)在 902、904 开关柜内对 902、904 断路器保护、备自投电流回路进行通流,观察对应装置采样是否正确。

2)在 2 号主变压器低 1 后备保护对 902、904 断路器进行传动试验,验证主变压器保护低压侧跳闸回路的正确性。

3)使 902、904 断路器处于各种位置,观察 10 kV 备自投装置合后位置、跳闸位置的开入是否正确。

4)进行 10 kV 备自投的传动试验,验证 902、904 断路器的出口回路。

3 结 语

前面提出了一种主变压器采用双分支接线方式的改造方案。当 10 kV 负荷增大,需要启用 904 断路器对 2 号主变压器低压侧 902 断路器上流过的电流进行分流时,选择了一种相对最优的一次解决方案以及对应的继电保护部分的改造方案。在 3 号主变压器投运前能够有效地解决断路器负荷过大的问题。

参考文献

[1] 邱志强. 110 kV 变电站由内桥接线改为线变组接线的

=====

(上接第 23 页)

法。该算法首先将复杂配电网依据典型接线模式进行简化,然后计算各典型接线模型的供电可靠率,最后计算整个系统的供电可靠率。

该算法将含有分支馈线的复杂配电网转化为典型接线模式的配电网,简化了配电网拓扑结构,减少了计算量,对规划阶段的中压配电网可靠性评估具有较强的实用价值。

参考文献

[1] 国网运检部. 实施“1135”战略 打造现代配电网[N]. 国家电网报,2018-8-28(007).

[2] 肖白,郭蓓. 配电网规划研究综述[J]. 电力自动化设备,2018,38(12): 200-211.

[3] 孔涛,程浩忠,李钢,等. 配电网规划研究综述[J]. 电网技术,2009,33(19): 92-99.

[4] 苏海峰,张建华,梁志瑞,等. 基于 LCC 和改进粒子群算法的配电网多阶段网架规划优化[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4): 118-125.

[5] 张建. 中压配电网典型接线理论供电可靠性研究[J]. 云南电力技术,2019,47(5): 24-27.

[6] 李可,马孝义,邢化玲,等. 基于网络等值的复杂中压

保护整定方案分析[J]. 机电信息, 2014(27): 31-31.

[2] 国家电网公司运维检修部. 国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)考试题库[M]. 2018.

[3] 李雄春. 无人值班站主变低后备保护动作分析及处理[J]. 山东工业技术, 2019,(1):164-164.

[4] Ming Li, Jingqiang Li. A Wide Area Standby Power Supply Automatic Switching Scheme Based on Smart Grid[J]. Power System Protection & Control, 2013, 41(11):129-133.

[5] 金鑫锋. 变电站备自投动作条件分析及改进[D]. 北京:华北电力大学,2015.

[6] 袁文. 某 110 kV 变电站备自投装置拒动异常分析[J]. 通讯世界,2017(22):142-143.

[7] 张新来. 110 kV 变电站母线保护与备自投配合关系分析[J]. 电工技术,2017(11):86-87.

[8] 樊占锋,刘星,刘益青,等. 利用站域信息的智能变电站变压器后备保护方案[J]. 电力系统自动化,2017, 41(19):140-146.

作者简介:

邹经鑫(1988),博士,工程师,研究方向为电力设备故障与老化状态诊断及继电保护。

(收稿日期:2020-05-06)

配电网修正的可靠性评估模型[J]. 电力学报,2010, 25(2):103-106.

[7] 张启亮,刘倩影. 基于故障模式后果分析法的配网网架结构可靠性研究[J]. 黑龙江电力,2017,39(3):220-223.

[8] 姚李孝,彭金宁,伍利,等. 复杂配电系统的可靠性评估[J]. 西安理工大学学报,2004,20(1):44-48.

[9] 刘柏私,谢开贵,马春雷,等. 复杂中压配电网的可靠性评估分块算法[J]. 中国电机工程学报,2005, 25(4): 40-46.

[10] 卫志农,周封伟,肖川凌,等. 基于简化网络模型的复杂中压配电网分析可靠性评估算法[J]. 电网技术, 2006,30(15):72-77.

[11] Billinton R, Wang P. Reliability - network - network - equivalent Approach to Distribution - system - reliability Evaluation[J]. IEE Proceedings - Generation, Trans - mission and Distribution,1998, 145(2):149-153.

[12] 中压配电网可靠性评估导则:DL/T 1563—2016[S], 2016.

作者简介:

张 顺(1992),硕士,工程师,主要从事电网规划设计工作。

(收稿日期:2020-04-28)

六统一母线保护的旁路代路问题及改进方案

何振宇,张 治,方 顺,卿俊杰,汪祺航
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘要:在现行的相关规范和标准下,母线保护装置运用于旁路代路方式时存在拒动和误动的隐患。深入分析了旁路在不同代路运行方式下母线保护的电流计算、逻辑判断以及开入和开出情况,并给出了相应的回路改进方案,且对旁路代路运行方式的软件程序设计提供了思路,为旁路代路下母线保护的安全稳定运行增加了一道保障。
关键词:母线保护;旁路代路;二次回路;改进方案
中图分类号:TM773 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)04-0084-04

Bypass Switching Problem of Busbar Protection in Six Unifications and Its Improvement Scheme

He Zhenyu, Zhang Zhi, Fang Shun, Qing Junjie, Wang Qihang
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Under the current relevant codes and standards, there are hidden dangers of misoperation when busbar protection device is used in bypass switching mode. The current calculation, logic judgment, input and output of busbar protection under different bypass operation modes are analyzed. At the same time, the corresponding circuit improvement scheme is given, and the idea of software program design of bypass operation mode is proposed, which provides a guarantee for the safe and stable operation of busbar protection under bypass switching mode.
Key words:busbar protection; bypass switching mode; secondary circuit; improvement scheme

0 引 言

目前,在 220 kV 电压等级的变电站中有不少采用双母线带旁母接线的接线方式。这种接线方式下,当线路或主变压器断路器进行检修时,可以由旁路断路器代路运行,避免检修断路器时造成线路或变压器停电,具有较好的运行灵活性。

但是,双母线带旁路的接线方式在实际运行时也会产生诸多问题。当前,各保护装置均按照“六统一”标准设计生产,但无论是 2008 版“六统一”规范、2014 版“六统一”规范或是 2015 版“六统一”规范补充规定,在考虑变电站主接线时,均未考虑到双母线带旁路母线这种方式^[2-8]。

因此按照六统一标准设计生产的母线保护装置,旁路断路器也未考虑到其代路主变压器间隔与线路间隔运行时的差异性。因此,在实际运行中将

出现六统一标准的母线保护装置和旁路断路器无法配合的问题。

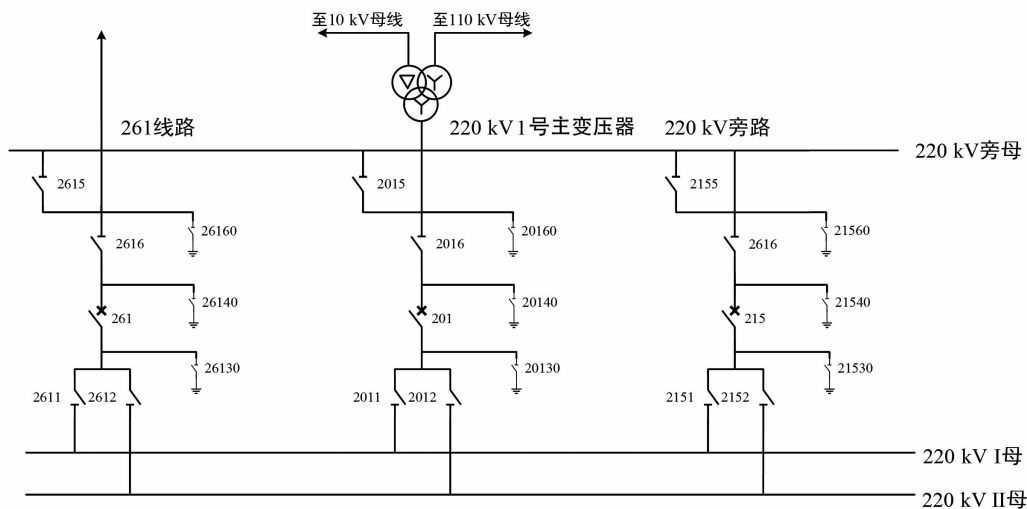
1 旁路断路器代路运行方式

常规的 220 kV 双母线带旁路的接线如图 1 所示,以 220 kV 旁路 215 断路器为例,其运行方式主要有以下 2 种:

- 1)当线路断路器检修时,215 断路器代路线路断路器运行。
- 2)当主变压器高压侧断路器检修时,215 断路器代路主变压器断路器运行。此时,主变压器保护对应切换相应的电流回路,以适应代路运行。

2 六统一母线保护与旁路断路器配合问题

旁路断路器带路运行时,应作为一个支路接入



母线保护,根据国家电网 Q/GDW 1175—2013《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》文件的规定,规范设计下的母线保护对其各接入支路有类型的区别和定义如下:

- 支路 1: 母联 I
支路 2、3: 1 号、2 号主变压器
支路 4 - 13: 线路 1 - 10

上述定义中并未明确旁路断路器应作为哪种支路类型接入,而旁路断路器在运行时,可根据情况代路线路断路器或主变压器断路器运行。常规的固定接入某个支路无法满足旁路断路器不同的代路方式;同时,当旁路断路器代路不同的断路器接入母线保护时,母线保护中的失灵保护判据有以下差别。

1) 失灵电流判据不同。按照 Q/GDW 1175—2013《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》, 失灵电流跳闸定值为各线路支路所共用, 线路支路以相电流为判据、零序电流 (或负序电流) 采用“与门”逻辑; 各主变压器支路共用失灵电流定值, 主变压器支路以相电流为判据、零序和负序电流采用“或”逻辑。

2) 失灵开入不同。Q/GDW 1175—2013《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》中关于失灵保护技术原则明确规定:线路支路要求同时具备分相和三相跳闸启动失灵的开入回路,变压器支路要求配置三相跳闸启动失灵开入回路。同时,在 Q/GDW 1161—2013《线路保护及辅助装置标准化设计规范》中规定:应采用线路保

护的分相跳闸触点(信号)启动断路器失灵保护。意味着母线保护的线路支路是分相失灵开入,而主变压器支路是三相失灵开入。

3)在某些特定的故障条件下,母线保护可能出现因电压闭锁元件灵敏度不足而导致失灵保护的隐患,变压器支路应具备解除电压闭锁的开入回路,重要的是,此开入是独立于失灵启动的,而一般的线路间隔并未配置该开入。

4) Q/GDW 1175—2013《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》中规定, 母线保护应该具备母线发生故障时, 若此时发生变压器断路器失灵, 则不仅要跳开断路器相邻的全部断路器, 还应联跳变压器各侧断路器。在按规范生产的保护装置中, 该功能由主变压器支路开出一个“失灵联跳”的触点来实现, 用以跳开失灵主变压器中低压各侧断路器; 而在线路支路中, 一般无此功能, 也未配置该开出, 仅针对某些选配型号有此功能。

由于以上 4 个原因,对带旁路接线的母线保护进行技术改造时,在六统一新母线保护装置里,将旁路断路器固定接入线路支路,各项开入按照线路支路配置,则旁路代路主变压器断路器运行时,如果发生故障,有以下几种情况:

1)如果发生主变压器故障且主变压器断路器失灵,由于线路支路仅有分相失灵开入,故失灵保护的三相失灵将无法启动,同时,由于失灵启动电流按照线路共有定值,与主变压器支路失灵电流不一致,失灵保护存在拒动的可能。

2)如果主变压器低压侧故障、高压侧断路器失灵,此时高压侧母线电压跌落不明显,失灵保护电压无法正常开放,由于线路支路未配置“解除复压闭锁”开入,将导致失灵保护拒动。

3)如果母线保护动作切除主变压器断路器时,主变压器断路器失灵,此时本应由失灵保护开出“失灵联跳”切除主变压器中低压侧断路器,由于旁路断路器接入线路支路,未配置该开出,故无法实现失灵联跳。若将旁路断路器接入主变压器支路,各项配置按主变压器支路配置。则旁路代路线路断路器运行时^[1],则存在以下问题:

(1)当线路故障且线路断路器失灵时,由于主变压器支路仅有三相失灵,故分相失灵将无法正确开入;同时,由于失灵电流判据不同,失灵保护可能拒动。

(2)当线路故障且线路断路器失灵时,本应由失灵保护切除母线上的断路器即可,由于支路接入主变压器支路,可能导致“失灵联跳”开出误切除主变压器中低压侧断路器。

3 解决方案

针对此种情况,结合生产现场实际情况及相关规范,提出以下解决建议。

1)设计现场切换回路,以适应不同类型的代路运行方式。

电流回路:如图2所示,将旁路断路器电流分别接入母线保护的线路支路和主变压器支路,根据旁路断路器代路主变压器断路器或线路断路器的运行情况,利用压板对接入母线保护的电流回路进行切换。

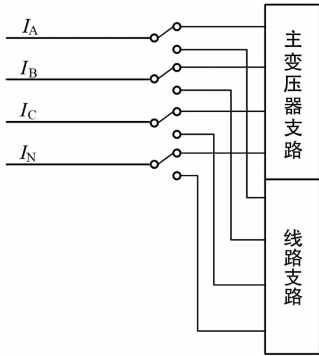


图2 改进的母线保护电流回路

开入回路:如图3所示,将分相启动失灵接入线路支路开入,当旁路断路器代路线路时,使用分相启动失灵;将三相启动失灵、解除复压闭锁接入主变压器支路,当其代路主变压器断路器时,使用三相启动失灵和解除复压闭锁。

开出回路:如图4所示,将主变压器支路失灵联跳开出接出至主变压器保护。若旁路断路器需要代路多个主变压器,可增加切换压板进行开出触点切换,和实际运行方式一致。

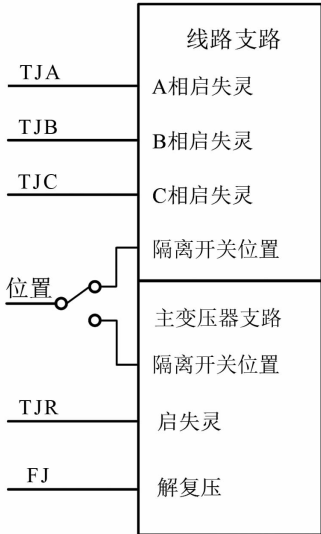


图3 改进的母线保护开入回路

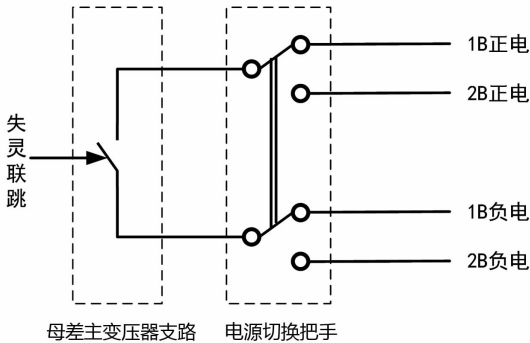


图4 改进的母线保护开出回路

通过新增的切换回路,旁路断路器在代路主变压器和线路断路器时,能根据实际运行情况接入母线保护的对应支路,保护不存在误动、拒动的可能,可同时满足旁路断路器代路主变压器和线路的需要。该方案的不足之处在于需对现场回路进行改动,且涉及到多次压板切换操作,在实际运行时易出现误操作等失误。

2)升级现有母线保护程序。

利用软件优势,在原有母线保护程序上进行升级,设置专用的旁路支路,增设专用的控制字或软压板,对代路主变压器或线路支路进行区别,产生不同的保护逻辑效果,在代路线路断路器时,执行线路支路逻辑;代路主变压器支路时,执行主变压器支路逻辑。其优势在于现场实现方案简单,回路清晰,运行操作简单,避免了因回路复杂、操作复杂带来的影响。但是由于目前尚无标准化设计规范文件支撑,该方案难以取得入网检测合格证书,也不利于装置版本的统一管理,因此还需要大量的协调推进工作。

4 结 语

当220 kV电压等级的变电站采用双母线带旁母接线方式时,旁路可在线路或主变压器断路器进行检修时作为代路运行,具有较好的灵活性。但是在现行六统一标准下,母线保护装置逻辑对旁路代路的切换问题考虑不足,导致母线保护装置和旁路断路器配合不佳。针对这一问题,提出了对回路进行改进的具体方案以及软件升级的建议,能够很好地在现有条件下规避目前所存在的隐患。

参考文献

[1] 线路保护及辅助装置标准化设计规范:Q/GDW 1161—2013 [S],2013.

[2] 变压器高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范:Q/GDW 1175—2013 [S],2013.

[3] 刘从湖. 浅谈220 kV 双母带旁路母差兼失灵双重化改造[J]. 机电信息, 2018(24):75-76.

[4] 张欣芳,杨剑峰. 河西变110 kV 母差保护缺陷及改进[J]. 2000,28(11):55-57.

[5] 戴建峰,张颖. 220 kV 旁路代主变开关失灵的探讨[J]. 江苏电机工程,2011,30(1):51-53.

[6] 丁晓明,谢文春,胡海. 旁路开关代主变开关时出现

的问题及解决方法[J]. 四川电力技术,2008,31(6):59-60.

[7] 潘志敏,罗志平,孙惠. 220 kV 主变保护在旁路代运时的若干问题探讨[J]. 继电器, 2006, 34(5):72-75.

[8] 黄玲玲,何奔腾. 母线代路运行识别方式的自适应识别[J]. 继电器,2006,34(15):14-16.

[9] 常风然. 母差保护应用中若干问题的分析[J]. 电网技术 2000,24(9):59-62.

[10] 陈喜峰,库永恒,闫启祥. 某220 kV 变电站220 kV 母差保护动作事故分析[J]. 2007,35(5):72-74.

[11] 詹勤辉,王世祥,周贺. 母差保护误动原因分析与防范[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(18):91-92.

[12] 叶远波,陈实. 一起主变、母差保护相继动作原因分析[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(11):146-148.

[13] 华斌. RCS-915 型母差保护在特定运行方式下的使用注意事项[J]. 上海电力, 2005(1):77-79.

[14] 杨洪平. 关于母差保护与母联开关配合的探讨[J]. 华北电力技术, 2009(1):49-51.

[15] 贾润芳. 变电站双母线双分段与母差保护改造[J]. 电力建设, 2009, 30(4):95-96.

[16] 王同发,罗俊. 双母双分段接线中母联和分段失灵及死区故障时母差保护动作行为分析[J]. 江苏电机,2009,28(3):16-19.

[17] 方宾义,林海源,陈冉. 旁路兼母联接线方式下母差保护死区的解决方案[J]. 科学家(17):187.

[18] 刘宏波,吴国威. PMH-150 型母线差动保护对旁路兼母联主接线不适应部分的改进[J]. 继电器 2006, 34(19):79-82.

[19] 屈世民,李锦锦. 基于双套大差动保护的220 kV 主变代路新方法[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(6):44-46.

作者简介:

何振宇(1987),硕士,工程师,研究方向为电力系统分析及继电保护。

(收稿日期:2020-04-09)

绿色低碳是
能源转型发展的根本理念

某 300 MW 燃煤锅炉空气预热器差压高分析与处理

刘建航,石贤捷,马国智,欧兆华
(国家能源菏泽发电有限公司,山东 菏泽 274032)

摘要:针对某发电厂 3 号机组 300 MW 燃煤锅炉在采用 SCR 脱硝装置后,运行过程中经常出现空气预热器堵塞、差压增高等现象,导致风烟系统出现多种缺陷,严重时影响机组正常工况下的出力。通过分析其原因,调整运行措施,在很大程度上解决了空气预热器结垢和堵灰、差压高的现象,提高了机组 SCR 脱硝系统投运后的经济效益和社会效益,为同类机组运行调整提供参考与借鉴。

关键词:300 MW;回转式空气预热器;堵塞;差压高;优化调整

中图分类号:TM621.8 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)04-0088-04

Analysis and Treatment on High Differential Pressure of Rotary Air Preheater of 300 MW Coal – Fired Boiler

Liu Jianhang, Shi Xianjie, Ma Guozhi, Ou Zhaohua
(National Energy Heze Power Generation Co. , Ltd. , Heze 274032, Shandong, China)

Abstract:After the SCR denitrification unit is used in a 300 MW coal – fired boiler of a power plant, serious blockage and high differential pressure of air preheater often occur in the operation process, which causes various defects of the air and smoke system and seriously affects the unit output. The reasons are analyzed and the solutions are given. Through a series of operation measures and adjustment, the phenomenon of scaling, blocking and high differential pressure of air preheater is effectively solved, and the economic benefits of SCR denitrification system after operation are improved, which provides a reference for operation adjustment of the similar units.

Key words:300 MW; rotary air preheater; plugging ash; high differential pressure; optimization and adjustment

0 引言

近年来,随着国家对环保治理力度不断加大,根据环保要求,燃煤火电机组外排烟尘、SO₂、NO_x 质量浓度必须分别控制在不高于 5、35、50 mg/Nm³^[1]。菏泽发电公司二期两台 300 MW 燃煤机组先后进行了超低排放技术改造并加装了 SCR 脱硝系统反应装置,NO_x 排放得到了有效控制,但随着脱硝系统长时间投运也引发了新的问题,造成空气预热器严重堵塞现象,风烟系统内部阻力增大,送、引风机耗电量增加,严重影响机组的安全运行和经济性。在经过研究分析和优化调整后,大大降低了空气预热器严重堵灰、差压高现象,提高了机组运行经济性。

1 基本概况

二期 3 号机组锅炉由英国三井巴布科克能源有限公司制造,为亚临界、自然循环、W 型火焰燃煤锅炉,型号 MBEL-1025/17.3-541/541。该机组在原有设备基础上于 2014 年进行了超低排放改造,新增一套 SCR 脱硝系统,采用选择性催化还原工艺(selective catalytic reduction,SCR),还原剂是成品液氨+尿素水解制氨、催化剂选用蜂窝式、“3+1”布置,空气预热器采用蓄热回转式三分仓空气预热器(如图 1 所示)^[2]。

脱硝系统能够满足机组在各种工况下自动运行要求,在标准运行工况下机组脱硝效率大于 80%,NH₃ 逃逸量控制在 0.025 mg/L 以下,SO₂ 向 SO₃ 的氧化率可控制在 1% 以内^[3]。

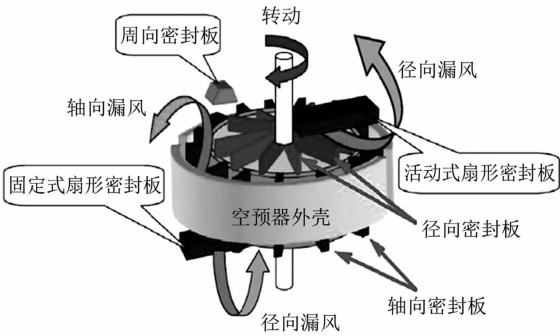
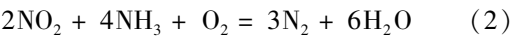
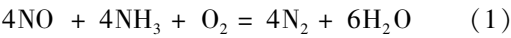


图 1 回转式三分仓空气预热器

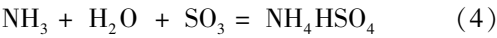
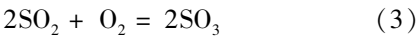
2 基本原理及现状

2.1 基本原理

经过化学还原方式,烟气中的氮氧化合物通常由 95% 的 NO 和 5% 的 NO₂ 组成^[4],基本化学反应式为:



但在实际运行过程中,脱硝系统在温度超过 450 ℃ 时会加速催化剂老化,使其化学反应效果变差;而当温度在 300 ℃ 左右时,会发生副反应生成 NH₄HSO₄,其主要化学反应式为:



由于化学反应式(3)、式(4)生成的 NH₄HSO₄ 黏性很大,极易黏结在催化剂和空气预热器换热元件上,造成传热元件表面粗糙不平,加重积灰堵塞现象发生,从而引起传热元件与烟气、空气之间的传热恶化,导致空气预热不足,空气预热器差压不断升高,严重影响锅炉的安全、经济运行。

2.2 运行现状

通过对 3 号机组 SCR 烟气脱硝改造之后长期运行现场工况变化发现,空气预热器多次出现蓄热原件冷端低温腐蚀堵灰的现象,受热面受到腐蚀,降低其使用寿命。空气预热器堵灰使空气预热器差压增大,漏风量增大,导致空气预热器电流变大,尤其是该机组 B 侧空气预热器差压在高负荷运行时差压达到 2.6 kPa 以上,严重影响锅炉经济、安全稳定运行。

3 原因分析

通过查找相关资料和运行人员长期运行经验分

析总结,主要有以下几点原因影响:

1) 在正常运行过程中,运行人员人为因素增加喷氨量以控制脱硝出口 NO_x 含量及脱硝效率。但由于调节不及时,喷氨格栅管道较长,加剧管道磨损,直接影响混合反应效果,造成氨逃逸升高,生成的副反应物 NH₄HSO₄ 很大程度上加剧换热元件的腐蚀和堵灰^[5],导致空气预热器的阻力变大。

2) 吹灰装置采用声波吹灰器,由于所用气源仪用空压机压力不稳定,造成定期吹灰效果变差,在催化剂周围及表面容易产生积灰,进一步影响反应效果^[6]。

3) SCR 改造时采用“高灰段布置方式”布置(即反应器布置在锅炉省煤器与空气预热器之间),大量烟气流经省煤器后在脱硝烟道入口处急速转向上升,导致部分烟尘颗粒在转向段沉积。由于 SCR 系统与空气预热器热端压差增大,造成空气预热器漏风率增大,使排烟温度降低,在一定程度上加剧了低温腐蚀。

此外,由于空气预热器烟气两侧差压升高,容易引起引风机“失速”现象发生,造成炉膛负压波动较明显,如图 2 所示为该机组发生“失速”现象,炉膛负压变化趋势。

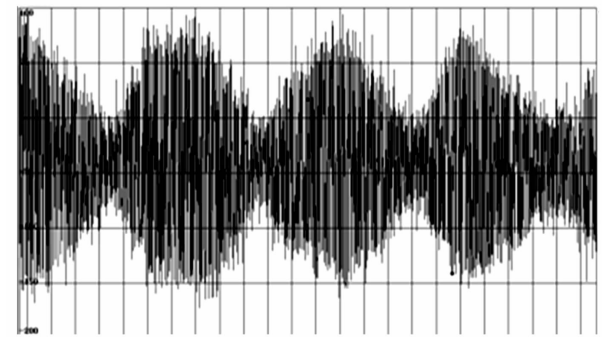


图 2 炉膛负压波动实时曲线

4 解决对策

1) 从煤质源头上加强管理,确保入炉煤符合机组运行掺配需要^[7],保证有一定数量发热量和挥发份较高的煤质入炉,以减少不完全燃烧产物的生成。

2) 为保证空气预热器吹灰进汽压力正常,在 DCS 系统内锅炉受热面吹灰画面增加空气预热器吹灰顺控逻辑,提高空气预热器吹灰效果,防止空气预热器蓄热元件积灰堵塞。通过实际运行发现,吹灰

优化程序实施后,在一定程度上避免了空气预热器吹灰频繁启停、遗漏吹灰等现象的发生,吹灰效果明显好转。

3) 加强对运行方式的调整,提升空气预热器冷端的排烟温度到 180℃~200℃,将 NH_4HSO_4 由固态转变为液态或气态。在运行过程中:当排烟温度升高至 170℃ 稳定后对空气预热器进行连续吹灰,调整吹灰蒸汽母管压力 2.0 MPa 左右,时间暂定为 8 h。吹灰期间观察记录 A 空气预热器烟气侧、风侧差压、排烟温度等参数的变化趋势。

4) 通过手动调整 SCR 装置入口处每根喷氨支管的喷氨量进行喷氨优化调整,使出口 NO_x 和 NH_3 分布更均匀,提高 SCR 装置的可用率。经运行人员试验,可在一定程度上对喷嘴调阀进行手动调节,在减少喷氨量的同时可降低氨逃逸率。

5) 运行中加强对参数的调整监视,当发现空气预热器差压有升高趋势时,寻找合适的负荷区间,稳定机组负荷在 240 MW 左右,通过调整两侧送引风机出力、适当关小单侧空气预热器入口烟气挡板等手段,提升另一侧空气预热器冷端出口烟温至 180℃~200℃,将 NH_4HSO_4 由固态转变为液态或气态,同时进行空气预热器连续吹灰。通过升温法处理将 NH_4HSO_4 气化来缓解空气预热器堵塞情况,从而降低空气预热器的差压^[8]。

5 优化效果

通过一系列的措施实施后,发现 3 号机组 SCR 脱硝系统 NO_x 分布不均匀度得到明显改善(如表 1、表 2 所示),消除了局部氨逃逸峰值,并降低了氨逃逸率。

表 1 3 号炉优化前 SCR 出口 NO_x 测量数据

测孔	A 侧 NO_x /($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	O_2 /%	B 侧 NO_x /($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	O_2 /%
1	42	3.2	43	3.5
2	43	3.3	40	3.2
3	47	3.8	44	3.1
4	49	3.7	45	3.2
5	46	3.4	42	3.3
6	45	3.1	46	3.7

表 2 3 号炉优化后 SCR 出口 NO_x 测量数据

测孔	A 侧 NO_x /($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	O_2 /%	B 侧 NO_x /($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	O_2 /%
1	31	4.2	33	4.3
2	29	4.0	30	4.2
3	35	3.7	32	3.9
4	38	3.5	35	4.2
5	40	3.7	32	3.8
6	36	3.9	35	4.0

同时,空气预热器堵灰情况明显减轻,空气预热器压差得到有效控制,空气预热器差压由满负荷的 2.6 kPa 以上降低到 2.2 kPa 以内(见图 3、图 4),大大降低了系统阻力,降低吸风机单耗效果明显。

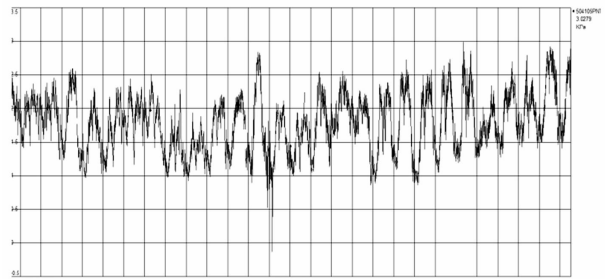


图 3 3 号炉优化前空气预热器差压

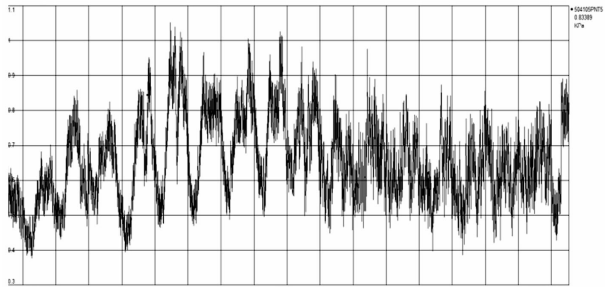


图 4 3 号炉优化后空气预热器差压

按照引、送风机耗电量降低 0.13%、排烟温度降低 3℃ 计算,则可降低煤耗 0.911 g/kWh;年发电量按照 1700 GWh 计算,则节约标煤 1 548.7 t,经济和环保效益显著。

6 结 语

通过上述一系列运行调整措施实施后,3 号机组空气预热器堵灰情况明显减轻,大大降低了系统阻力,降低引、送风机的厂用耗电量,提高了机组的经济效益和环保效益,可为同类机组运行调整提供参考与借鉴。

(下转第 94 页)

某变压器消防控制回路异常的分析与处理

艾 飞¹,陈巧勇¹,胡冬良¹,张新来²,郭世晓¹,何颖梅¹,王寅锋¹
(1. 国网浙江省电力有限公司杭州供电公司,浙江 杭州 310000 ;
2. 邯郸慧龙电力设计研究有限公司,河北 邯郸 056000)

摘 要:变压器是发电厂和变电站中的主要设备,其价格昂贵,带电故障引起燃烧或爆炸时,不仅设备损失巨大,而且可能引起人身或电网事故,大型变压器按要求都要配置相应的消防设施。以某一实际变电站为例,阐述了该变电站变压器消防设施的选型、原理、试验方法和该设施投运时的具体情况。对某一次变压器的停送电操作中发现的消防控制回路异常问题进行了分析,对回路进行了测试,最终找出问题所在。处理该问题后,控制回路恢复正常,避免了一起可能的消防设施误喷事件。最后,提出了对此类消防设施的一些使用、操作和管理建议,可为运行值班人员对此类消防设施的运行操作提供一定参考。

关键词:变压器;消防设施;控制回路;操作;管理

中图分类号:TM411 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)04-0091-04

Analysis and Processing on Abnormal Phenomena of Control Circuit of Fire – fighting Facilities for Transformer

Ai Fei¹, Chen Qiaoyong¹, Hu Dongliang¹, Zhang Xinlai², Guo Shixiao¹, He Yingmei¹, Wang Yinfeng¹
(1. State Grid Hangzhou Electric Power Supply Company, Hangzhou 310000, Zhejiang, China;
2. Handan Huilong Electric Power Design & Research Co., Ltd., Handan 056000, Hebei, China)

Abstract:Transformer is an important part of power system with high prices, which may cause a hug loss of both equipment and life or power grid due to the burning and explosion damage, so large transformers are required to be equipped with the corresponding fire – fighting facilities. Taking a substation of Hangzhou for example, type selection, principle and testing method of fire fighting facilities for transformer are introduced as well as their specific conditions when being put into operation. According to the abnormal phenomena of control circuit in a practical operation, the control circuit of fire – fighting facilities is analyzed and tested, and finally the reasons of the abnormal phenomena are found out. The control circuit returns to normal with the solution of technical issues, which avoids a misoperation of fire – fighting facilities. Also, the corresponding suggestions are put forward. Analysis and practice for the control circuit provide a reference for the construction and manipulation of fire – fighting facilities.

Key words:transformer; fire – fighting facilities; control circuit; manipulation; management

0 引 言

作为电力系统的枢纽设备,电力变压器的运行情况直接关系到电网的安全与稳定。大型变压器采用油浸式变压器,其内部发生严重故障时,由于变压器油在一定温度下的分解和可燃性,可能引起变压器燃烧和爆燃^[1],不仅变压器本身损失巨大,燃烧和爆炸还可能引起人员伤亡和其他配电设备故障,

造成事故扩大。按照燃烧对象的性质,此类燃烧为带电火灾,属 E 类火灾。GB 50229—2019《火力发电厂与变电站设计防火标准》规定:单台容量为 125 MVA 及以上的油浸变压器、200 Mvar 及以上的油浸电抗器应设置水喷雾灭火系统或其他固定式灭火装置^[2]。相关变压器应配置合理而性价比高的灭火系统,并同步采用火灾自动报警系统,切实落实“预防为主,防消结合”的消防工作方针。

1 变压器对消防设施的要求

1) 动作可靠性。变压器是区域供电的主设备,如果消防设施误动作喷淋,可造成变压器非计划停运,对区域电网的稳定运行和供电可靠性造成很大影响,且误喷淋造成的泡沫液损失和更换也价格不菲。因此,从安全稳定和经济运行方面来讲,变压器对消防设施的最基本的要求为有足够的可靠性,即消防设施该动作时可靠动作,不该动作时一定不动作。

2) 投运同步性。DL/T 5027—2015《电力设备典型消防规程》规定:新建、扩建和改建工程或项目,需要设置消防设施的,消防设施与主体设备或项目应同时设计、同时施工、同时投入生产或使用,并通过消防验收。消防设施在管理上应等同于主设备,包括维护、保养、检修、更新,落实相关所需资金等。消防设施应处于正常工作状态^[3]。

2 闻堰变电站主变压器消防设施配置

闻堰变电站^[4]目前工程规模为主变压器 2 × 240 MVA,220 kV 系统采用户外 GIS,双母线接线,设专用母联断路器,出线为 6 回;110 kV 采用户内 GIS,单母线分段接线,出线为 6 回;35 kV 采用常规户内开关柜设备,出线为 5 回。每台主变压器配置两套电气量保护和一套非电量保护。两台主变压器配置了一套瓶组式泡沫喷淋系统。泡沫灭火系统的吸热冷却、隔氧窒息和对辐射热的阻隔等作用对于变压器火灾有很好的抑制作用。该瓶组式泡沫喷淋系统主要由火灾自动报警器、系统管网、启动及驱动瓶、选择电动阀、泡沫储罐及泡沫喷头组成。现场相关控制信号和火灾信号接至火灾自动报警器,并通过测控装置上传至当地监控后台、集控站监控后台以及电力调度中心。

3 闻堰变电站主变压器消防设施灭火原理

当主变压器内部发生严重故障时,主变压器电气量和非电量保护动作并跳开变压器三侧断路器。此时若主变压器着火或主变压器器身温度达到一定高值时,需要消防设施可靠动作灭火。若主变压器未着火或主变压器器身温度未达到一定高值或主变压器保护误动时,则要求消防设施可靠不动作。

闻堰变电站投产较早,投产时由主变压器防护区域内两只独立的火焰探测器的报警信号作为系统的联动触发信号。由于火灾自动报警装置和火焰探测器的误动作概率较高,为防止消防设施误动作,投产初期该设施处于“手动”状态,即将启动瓶上的电磁阀拆除,并将火灾自动报警装置运行方式“自动/手动”选择开关置于“手动”位置。随着国家对消防工作的重视,此消防设施须同主变压器一体运行,但灭火设施仅靠火灾自动报警装置动作就喷泡沫是不可行的。为防止设施误动,除判断火焰探测器动作外,再根据主变压器故障时主变压器保护动作结果,在消防设施的動作机理方面,在其控制回路增加一个判断条件:主变压器电源侧断路器位置均在分位。这样确保消防设施不会误动。此判断条件固化在一个联锁箱里,联锁箱与灭火设施同室布置。同时还解决了以下问题:1) 原来启动电磁阀、电动阀电源由控制室 24 V 直流供电,电压衰减可能引起阀拒动,改为由此联锁箱提供动作电源(将 220 V 交流电源和 220 V 直流电源分别引入联锁箱内整流器和直流逆变器,转换为 24 V 直流就地供电),增加了电源的可靠性。2) 便于对主变压器消防电动阀进行试验。在主变压器断路器辅助接点回路上并联了电动阀试验转换开关(1SK、2SK),实现主变压器不停电对相应电动阀进行试验。但试验前必须取下启动电磁阀,防止误接通启动钢瓶电磁阀。3) 防止主变压器停电检修时消防设施误喷,在启动电磁阀回路和各台主变压器相应的电动阀回路增加压板。消防设施控制原理如图 1 和图 2 所示。

图 1 中,1GF(1GF′)为 1 号变压器高压侧断路器常闭辅助接点;1ZF(1ZF′)为 1 号主变压器中压侧断路器常闭辅助接点;1SK 为 1 号主变压器电动阀试验转换开关;1LP 为 1 号主变压器断路器位置投入压板;1ZJ 为中间继电器,当断路器位置条件满足时励磁并闭合其接点。2 号主变压器回路元件意义同 1 号主变压器。

图 2 中,1QJ 为 1 号主变压器火焰探测器启动接点;QJ 为火灾自动报警控制器启动接点,当 1QJ 或 2QJ 动作时,QJ 闭合;ZJ 为中间继电器接点,当 1ZJ 或 2ZJ 闭合时,ZJ 闭合。2 号主变压器回路元件意义同 1 号主变压器。支路 1 用于启动氮气瓶电磁阀,支路 2 和支路 3 用于选择着火主变压器。电磁阀和对应主变压器的电动阀都动作时,消防系统开始喷淋灭火。

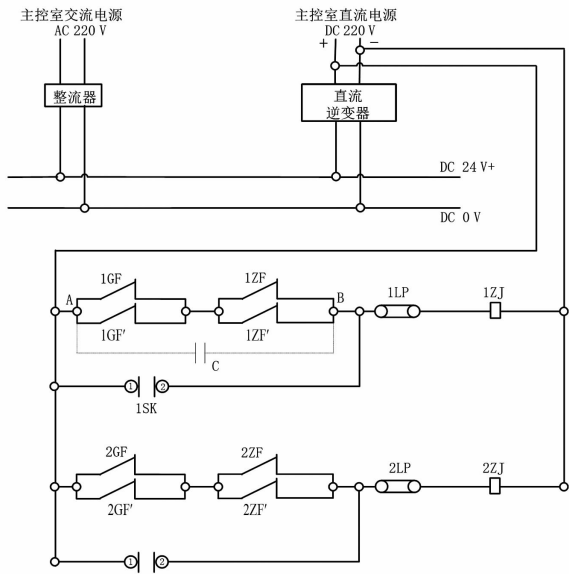


图1 防误联锁箱原理

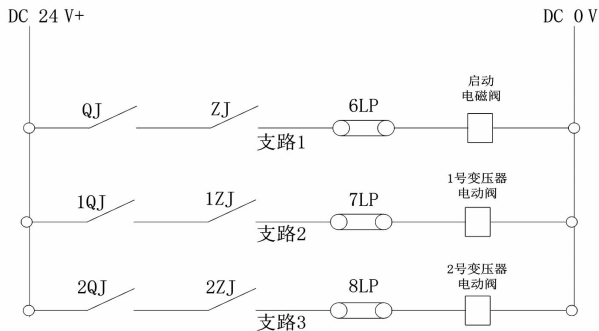


图2 启动电磁阀及选择电动阀动作原理

由于该联锁箱晚于主变压器投产,在增加该防误动回路时,主变压器没有配合停电就接入相关回路,无法通过联动验证断路器位置的正确性和可靠性。仅用前面2)所述方法验证火焰探测器报警的正确性。以1号主变压器为例,即通过短接火焰探测器报警接点,使图2中的1QJ接点动作,此时启动电磁阀不动作。再将试验转换开关1SK接通,此时启动电磁阀动作,同时1号主变压器选择电动阀动作,通常称之为“半回路试验”。

整个控制回路的正确性只能结合主变压器停电验证,即通过短接火焰探测器报警接点,使图2中的1QJ接点动作,此时启动电磁阀不动作,这时将1号主变压器高压侧断路器和1号主变压器中压侧断路器都拉开,此时启动电磁阀应动作,同时1号主变压器选择电动阀动作。而1号主变压器高压侧断路器和1号主变压器中压侧断路器均在合位或任一个在合位时,启动电磁阀和1号变压器选择电动阀均不应动作,通常称之为“全回路试验”。

4 闻堰变电站主变压器消防设施的控制方式

1) 自动控制。当火灾自动报警系统运行方式“自动/手动”选择开关置于“自动”位置时,消防主机实时监测主变压器上方火焰探测器和高中压侧断路器位置信号,通过逻辑运算判别火警后,自动打开启动电磁阀,同时开启相应着火变压器的选择电动阀,通过喷头进行泡沫喷雾灭火,灭火完毕后,需手动关闭启动电磁阀和变压器选择电动阀。

2) 消防控制室手动控制。当火灾自动报警系统运行方式“自动/手动”选择开关置于“手动”位置时,判别火警后,人工按下启动按钮,打开启动电磁阀,再人工开启相应着火变压器的选择电动阀进行泡沫喷雾灭火。

3) 机械应急启动操作。主变压器火灾时,若控制系统失灵,操作人员应在泡沫喷淋间手动打开启动控制阀,再打开着火主变压器的选择电动阀进行泡沫喷雾灭火。

正常运行时,该消防设施置于自动控制方式。

5 消防控制回路问题发现过程

主变压器消防联锁箱接入消防控制回路后,由于对新设备缺乏认识,运行人员直接放上主变压器断路器位置投入压板和电磁阀投入压板,将该灭火设施投入运行。2019年8月,1号主变压器停电检修,结合变压器停电进行消防回路全回路试验。为防止主变压器灭火设施误动,在拉开主变压器三侧断路器前,取下1号主变压器断路器位置投入压板和电磁阀投入压板。进行了全回路试验,试验结果正确。在主变压器投运时,合上高压侧断路器后,测量主变压器断路器位置投入压板两端有220V直流电压,属于异常情况,立即停止操作,汇报单位相关部门。

6 消防控制回路问题查找及处理

防误联锁箱为厂家提供,断路器辅助接点由检修部门引接。厂家人员检查流程如下:1) 测量压板1LP靠负极侧电位为-110V,靠正极侧电位

为 +110 V;2)将端子排上端子 A、端子 B 解开,测量压板 1LP 靠负极侧电位为 -110 V,靠正极侧电位为 0;3)在端子 A、端子 B 解开的情况下,将试验转换开关 1SK 接通,测量压板靠负极侧电位为 -110 V,测量压板靠正极侧电位为 +110 V。由此,认为非厂家设备原因,问题出在辅助接点回路。

检修部门通过翻接点的方式检查,当两个断路器位置均置为分位时,压板两端电压为 220 V,结果正确。当任一断路器置于合位时,压板两端仍有 220 V 电压,结果不正确。由此推断,问题确在断路器辅助接点回路。经仔细查找,发现在回路中并接了一个电容。如图 1 中虚线所示,分析如下:当任一断路器或所有断路器在合位时(相应的辅助接点断开),直流电源给电容 C 充电;当变压器断路器均在断开位置时,该回路将电容短接,压板两端有 220 V 电压,此时电容器 C 未放电;当合上任一只电源侧断路器时(相应的辅助接点断开),压板两端出现异常电压(DC 220 V)。拆除该电容后,合上任一只电源侧断路器时,压板两端电压为 0,控制回路恢复正常。

7 消防设施的运行和操作管理

1)规范辅助接点的接入管理。此次事件暴露出没有停电做消防系统的接入工作,接线内部出现了寄生回路。

2)设备的试验管理。检修人员必须对消防设施做全回路试验,确保各消防主部件功能正确,动作可靠,同时还要对消防控制回路中的压板等元件功能的正确性进行校验。运行人员也要加强此类设备验收,全过程见证全回路试验。

(上接第 90 页)

参考文献

[1] 陈志恒. 660 MW 机组空预器节能及防堵改造研究[D]. 北京:华北电力大学,2016.

[2] 崔健. 乐电 3 号、4 号炉空预器严重堵灰处理方法[J]. 科技风, 2014(22):55-55.

[3] 王赫妍,李忱. ABSHS 空预器加热防堵系统改造研究[J]. 沈阳工程学院学报(自然科学版),2018,14(4):314-317.

[4] 邓悦. SCR 脱硝过程中硫酸氢铵的形成机理与调控[D]. 北京:华北电力大学,2016.

[5] 葛海中. SCR 脱硝对空预器堵塞的影响及控制措施[J]. 科技资讯, 2018,16(23):115-116.

[6] 张永红. 空气预热器堵塞原因及预防措施[J]. 科技创

3)压板的操作管理。要理清楚消防控制回路中各压板的作用,压板两端电压在设备不同状态时的值,并写入相关操作规范或操作票中。

4)停送电的操作管理。为防止设施误喷和迟投,要根据主设备的状态变化合理地操作消防控制回路的压板,尽量减少无消防设施保护时主变压器运行时间。

5)消防设施的巡视管理。对消防回路中的任何异常和缺陷同主设备对待,确保设施安全稳定运行。

8 结 语

火灾时消防设施动作是基本要求,但在非火灾时消防设备误动作也能引起事故扩大,这是不允许的。以实际运行的变压器泡沫喷淋系统为例,介绍了其选型、原理、试验方法和该设施投运时的实际情况,并对实际操作中发现的消防控制回路问题进行分析、测试和处理,总结了消防设施的操作和管理建议,具有较强的实践性,可为变电运行值班人员的运行操作和学习理解提供一定的参考。

参考文献

[1] 傅胜兰,黄建伟,林洁. 油浸电力变压器消防设计技术研究[J]. 消防科学与技术,2010,29(12):1089-1091.

[2] 火力发电厂与变电站设计防火标准:GB 50229—2019[S],2019.

[3] 电力设备典型消防规程:DL 5027—2015[S],2015.

作者简介:

艾 飞(1983),硕士,高级工程师、技师,主要从事变电运行维护工作。
(收稿日期:2020-04-09)

新与应用,2016(27):130-130.

[7] 王俊杰. 空气预热器堵塞处理措施[J]. 中国资源综合利用,2018,36(3):96-98.

[8] 王新居. 空预器堵塞原因分析及预防措施[J]. 发电与空调,2015,36(6):54-56.

作者简介:

刘建航(1988),硕士,工程师,从事火电机组集控运行与优化研究工作;
石贤捷(1972),本科,高级工程师,从事火电机组运行管理工作;
马国智(1982),本科,工程师,从事火电机组运行管理工作;
欧兆华(1970),本科,工程师,从事火电机组运行调度管理。

(收稿日期:2020-04-04)