

# 四川電力技術

SICHUAN ELECTRIC POWER TECHNOLOGY



ISSN 1003-6954



9 771003 695142

四川省电机工程学会 四川电力科学研究院

Vol.37

2014

No.4



国家电网公司  
STATE GRID

# 国网四川省电力公司广元供电公司

国网广元供电公司成立于1984年，是国家电网公司下属特 II 型供电企业，担负广元市七县区105万电力客户供电任务，供电面积16 300 km<sup>2</sup>，供电人口315万，市场占有率100%，负责依法运营、管理、规划、建设广元电网。截至2013年底，公司固定资产总额53.20亿元，拥有变电站75座/5 045.9 MVA，35 kV及以上输电线路150条/2 823.74 km。2013年，完成售电量4 536 GWh，同比增长6.94%。公司相继荣获“全国五一劳动奖状”、“全国文明单位”、“全国模范职工之家”、“国务院国资委抗震救灾先进基层党组织”、“国网公司文明单位”、“国网公司抗震救灾先进集体”、“四川省优秀诚信企业”等称号，被授予广元市“5.12”抗震救灾和灾后重建纪念奖章等。



形势宣讲 入耳入心



文化引领 安全伴行



上门服务 惠及三农



电力服务进社区



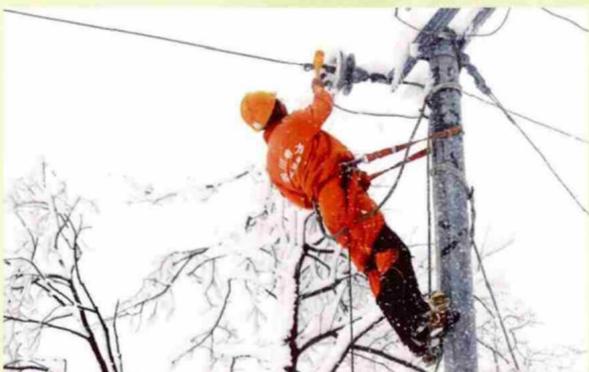
安全用电进校园



推进电网建设 发展高速电力



抗击自然灾害 保障可靠供电



顶风冒雪 输送电能



抗击雪灾 砥砺前行



高空消缺保供电 输送光芒至万家



民生联动 圆“中国梦”



零点检修保供电



包片进村、服务百姓

# 重生的映秀湾电厂

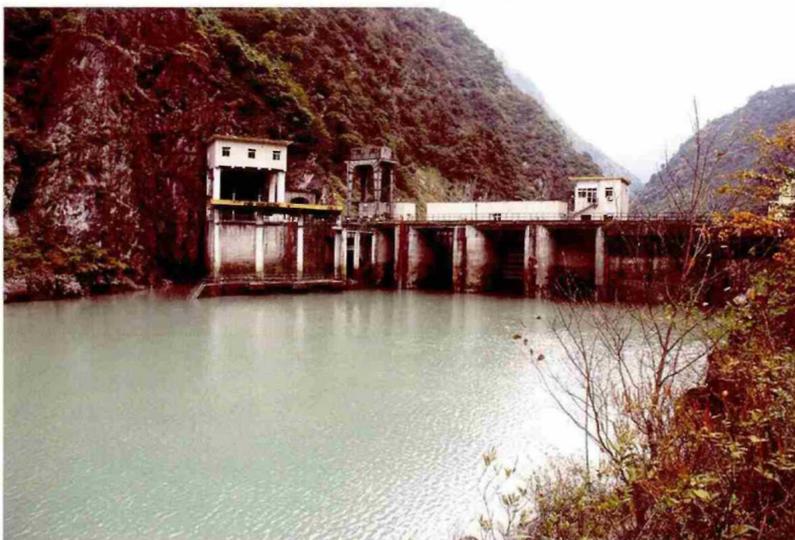
国网四川省电力公司映秀湾水力发电总厂（以下简称映电总厂），位于四川省西北部阿坝藏族羌族自治州汶川县映秀镇，地处少数民族地区，距成都65 km，距都江堰市16 km。整个生产厂区分布于岷江及其支流数十公里区域内，总厂由映秀湾水电站、渔子溪水电站和耿达水电站共同组成，是四川省电力系统骨干水电厂之一。

映秀湾水电站位于岷江上游干流，渔子溪和耿达水电站位于岷江上游右岸支流渔子溪河。三个电站均系低闸隧洞引水径流式发电站，除耿达电站是半地下式厂房外，映秀湾电站和渔子溪电站均为地下式厂房，三个电站共有机组11台，总装机容量为455 MW。

映电总厂在2008年汶川5.12特大地震和2010年8.13特大山洪泥石流灾害中两次遭受重大损失，在国网四川省电力公司的坚强领导下，总厂广大干部职工同心协力，努力奋战，2012年7月8日，11台机组均全部恢复发电，该厂科学重建工作取得全面胜利。



映秀湾电站闸首



耿达电站闸首



渔子溪电站闸首



集控中心



耿达电站厂房



映秀湾电站厂房



渔子溪电站厂房

《四川电力技术》  
编辑委员会名单

主任委员 王平  
副主任委员 张伟  
刘俊勇  
委员  
(按姓氏笔画为序)  
方文弟 王卓 白家棣  
刘勇 朱白桦 朱国俊  
朱康 邓亚军 鄢小端  
李兴源 李建明 严平  
胡灿 徐波 唐茂林  
韩晓言 谢舫 甄威  
秘书 李世平  
吴小冬

四川电力技术

双月刊 1978年创刊

中国标准连续出版号:

ISSN1003-6954  
CN51-1315/TM

2014年第37卷第4期(总232期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力科学研究院

发行范围:公开

主编:胡灿

副主编:吴小冬

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发行:四川电力科学研究院情报室

地址:成都市青华路24号

邮政编码:610072 电话:(028)87082037

传真:(028)87082036

E-mail:cdsdljs@163.com

印刷:四川明源印务有限责任公司

封面设计:成都宏泰广告有限公司

国内定价:每册6.00元

[期刊基本参数] CN51-1315/TM\* 1978\*

b\* A4\* 94\* zh\* P\* ¥6.00\* 4300\* 20\*

2014-08

目次

·基金项目·

基于多代理的智能配电网故障恢复

董丽梅 舒勤 谈芳明(1)

新疆电网光伏电站并网参与系统调节的讨论

钟显 樊艳芳 常喜强 王衡 周专(6)

风电场并网与重合闸配合的探讨 ..... 王银萍 王维庆 张新燕 王海云(10)

·输配电技术·

自然覆冰条件下的输电线路覆冰形状特征

范松海 龚奕宇 刘益岑 薛志航(14)

高压直流输电次同步振荡时域仿真分析与控制 ..... 王敏华 康积涛 裴超志(18)

多馈入直流系统换流母线动态电压稳定性分析 ..... 井艳清 王淼(23)

舟山多端柔性直流输电系统控制策略分析 ..... 胡欣 李兴源 朱瑞可(27)

基于风电仿真模型等值的相关讨论 ..... 常喜强 赵明君 梁静 周专(31)

利用蓄热式电采暖提高电网风电接纳能力的研究 ..... 张新伟 耿万梅(36)

计及需求响应策略的含风电场的机组组合优化模型

李阳 蒋正华 徐蔚 周杨(40)

±800 kV 天一中直流对哈密电网变压器直流偏磁的影响

王建 马勤勇 常喜强 张媛 金铭 范旭华 刘依梅(46)

观音岩电站送出直流工程系统谐波阻抗特性研究

李文帆 伍文城 刘小江 杨帆 陈磊 曾雪松(53)

电网频率变化下直驱永磁风力发电机组暂态特性分析

冯树辉 杨浩 项丹(58)

电气机车谐波特性及多机车运行谐波电流评估方法 ..... 沈峰(62)

国分省三级日前发电计划静态安全校核 ..... 卢文平(66)

中压配电网建设改造举措 ..... 易强红 霍凯龙 胡晓阳(70)

一种多级安全防护的过滤模型在智能配电网通信系统的应用

李貌 滕欢(76)

县城10 kV配电网规划实用方法及其应用

冉郑国 周星星 吴勇 王主丁(81)

基于模型诊断在配电网故障诊断中的应用研究

胡非 贺攀 干磊 肖锋 黄双双 柯明猛(86)

火力发电厂脱硝自动控制系统的优化与改进 ..... 曾俊(92)

## CONTENTS

Fault Recovery of Smart Distribution Network Based on Multi - agent .....	Dong Limei Shu Qin Tan Fangming (1)
Discussion on Photovoltaic Power Station Integration Involved in System Regulation in Xinjiang Power Grid .....	Zhong Xian Fan Yanfang Chang Xiqiang Wang Heng Zhou Zhuan (6)
Discussion on Cooperation between Reclosing and Grid Connection of Wind Farms .....	Wang Yinping Wang Weiqing Zhang Xinyan Wang Haiyun (10)
Shape Characteristics of Iced Transmission Conductor under Natural Icing Condition .....	Fan Songhai Gong Yiyu Liu Yicen Xue Zhihang (14)
Time Domain Simulation Analysis and Control on Subsynchronous Oscillation in HVDC .....	Wang Minhua Kang Jitao Pei Chaozhi (18)
Analysis on Dynamic Voltage Stability at Commutation Buses of Multi - infeed HVDC Transmission System .....	Jing Yanqing Wang Miao (23)
Analysis on Flexible Control Strategy of Zhoushan Multi - terminal HVDC Transmission Systems .....	Hu Xin Li Xingyuan Zhu Ruike (27)
Discussion Based on Wind Power Equivalent Simulation Models .....	Chang Xiqiang Zhao Mingjun Liang Jing Zhou Zhuan (31)
Analysis on Enhancing the Capacity of Wind Power Penetration into Grid Based on Heat Accumulation Electric Heating .....	Zhang Xinwei Geng Wanmei (36)
Optimization Model of Unit Commitment with Wind Farms Considering Demand Response Strategy .....	Li Yang Jiang Zhenghua Xu Wei Zhou Yang (40)
Impacts of $\pm 800$ kV Tian - Zhong HVDC Project on DC Magnetic Bias of Transformer in Hami Power Grid .....	Wang Jian Ma Qinyong Chang Xiqiang Zhang Yuan Jin Ming Fan Xuhua Liu Yimei (46)
Research on Characteristics of Harmonic Impedance in HVDC Transmission Project of Guanyinyan Station .....	Li Wenfan Wu Wencheng Liu Xiaojiang Yang Fan Chen Lei Zeng Xuesong (53)
Analysis on Transient Characteristics of Directly Driven Permanent Magnet Synchronous Generator for Wind Power System with Grid Frequency Variation .....	Feng Shuhui Yang Hao Xiang Dan (58)
Harmonic Characteristics of Electrical Locomotive and Evaluation Method for Harmonic Current of Multi - locomotive Operation .....	Shen Feng (62)
Static Security Checking of Three Level Day - ahead Generation Scheduling from the State to Province .....	Lu Wenping (66)
Measures for Construction and Reconstruction of Medium - voltage Distribution Network .....	Yi Qianghong Huo Kailong Hu Xiaoyang (70)
Application of Filtering Model with Multilevel Security Protection to Communication System of Smart Distribution Network .....	Li Mao Teng Huan (76)
Practical Method for 10 kV Urban Distribution Network Planning and Its Application ...	Ran Zhengguo Zhou Xingxing Wu Yong Wang Zhuding (81)
Application Research of Model - based Diagnosis to Fault Diagnosis in Distribution Network .....	Hu Fei He Pan Gan Lei Xiao Feng Huang Shuangshuang Ke Mingmeng (86)
Optimization and Improvement of Automatic Control System for Denitration in Power Plant .....	Zeng Jun (92)

**SICHUAN ELECTRIC POWER  
TECHNOLOGY**

2014 Vol. 37 No. 4  
(Ser. No. 232)

Bimonthly, Started in 1978

Address: No. 24, Qinghua Road, Chengdu, Sichuan, China  
Postcode: 610072

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering  
Sichuan Electric Power Research Institute

Editor in chief: Hu Can

Editor & Publisher:

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER  
TECHNOLOGY

# 基于多代理的智能配电网故障恢复

董丽梅<sup>1</sup> 舒勤<sup>1</sup> 淡芳明<sup>2</sup>

(1. 四川大学电气信息学院 四川 成都 610065; 2. 国网重庆綦南供电分公司 重庆 401420)

**摘要:** 针对传统的配电网故障恢复方法其效率低下,对复杂智能配电网系统的适应能力差的问题,结合现有多代理技术的思想,提出了基于多代理技术并结合改进遗传算法的智能配电网故障恢复的新方案。以某地区实际配电网模型进行仿真,结果显示,将多代理技术运用到配电网故障恢复中能获得更好恢复效率,并能够尽量减少故障区域的重要负荷的失电,并对非故障区域的失电负荷进行供电,仿真实验证实了多代理技术在配电网故障恢复中的可行性和优越性。

**关键词:** 智能配电网; 故障恢复; 多代理; 遗传算法

**Abstract:** The traditional methods for fault recovery of distribution network are inefficient and they have a poor ability to adapt the complex systems. So combining with the existing multi-agent technology, a new idea for fault recovery of smart distribution network is put forward based on multi-agent technology with the improved genetic algorithm. An actual distribution network model in one district is taken for example. The simulation results show that applying the multi-agent technology to the fault recovery of distribution network can obtain a better recovery efficiency, which can reduce the loss of important load in fault section as far as possible and can supply power for the power-lost load in non-fault section. The simulation test verifies the feasibility and superiority of the multi-agent technology in the fault recovery of distribution network.

**Key words:** smart distribution network; fault recovery; multi-agent; genetic algorithm

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0001-05

## 0 引言

智能配电网融合了现代通信技术、传感测量技术和 DER 并网技术等一系列先进技术,具有供电可靠的优点,因而成为了配电网的主要发展方向<sup>[1-2]</sup>。随着配电网网络拓扑的日趋复杂化,配电网的供电恢复变得越来越困难<sup>[4]</sup>。

对于配电网的故障恢复,国内很多学者都提出了不少方法。文献[4]提出了基于改进二进制粒子群算法的配电网故障恢复算法,通过确定的目标函数,引入层次分析法求解权重值,比传统法更符合实际,达到寻找最优解的目的。张海波等人采用有功负荷作为制定配电网故障恢复方案的依据,利用广度优先搜索算法对非故障区域失电负荷均匀恢复供电,且引入的备用容量修正系数,可自行根据过载情况修复恢复方案<sup>[5]</sup>。过羽丰等人在遗传算法的基础上,引入自适应方法,具有很好的全局搜索能力和

搜索速度,从而达到对更多停电区域的供电<sup>[6]</sup>。文献[7]针对分布式电源在配电网中的使用,提出了基于多代理的配电网故障恢复方法,使用了多代理技术,其中多代理系统由协调代理(SCA)、子站代理(SSA)和 FTU 代理(FTUA)组成,通过代理之间的协作,达到对配电网的故障检测、隔离和恢复的目的。多代理技术特别适用于那些根据空间、时间或功能进行分解的复杂应用问题<sup>[8-11]</sup>,这就为解决配电网的故障恢复问题提供了一个很好的指引。

配电网故障恢复是一个多目标、多约束的非线性问题<sup>[12]</sup>。随着配电网的智能化发展,配电网的故障恢复、优化等问题也将变得越来越复杂化,这就使得配电网的故障恢复过程中面临速度缓慢、效率低下的问题<sup>[13-15]</sup>。为了解决这些问题,提出了基于多代理技术和遗传算法的方案,在实现配电网故障恢复的同时提高了配电网故障的恢复速度。

## 1 配电网故障恢复模型的建立

配电网故障恢复模型的建立过程中,要首先满

基金项目: 四川省科技支撑计划项目(2012GZ0009); 四川省电力公司科技项目(12H1541)

足重要负荷的供电,然后尽可能恢复其他一般负荷<sup>[16,17]</sup>。因此本模型建立中所使用的相关目标函数和约束条件如下。

### 1.1 相关目标函数

(1) 尽可能少的丢失非故障区重要负荷

$$\min f_1(X) = \sum_{i \in C} (1 - k_i) L_i \quad (1)$$

式中,  $C$  为重要负荷节点集合;  $L_i$  为节点  $i$  的负荷;  $k_i$  为节点  $i$  状态, 1 为带电, 0 为失电。

(2) 尽可能少的丢失非故障区的失电负荷

$$\min f_2(X) = \sum_{i \in M} (1 - \lambda_i) R_i \quad (2)$$

式中,  $M$  为非故障失电区域节点集合;  $\lambda_i$  为节点状态, 1 为带电, 0 为失电。

(3) 网络损耗尽可能小

$$f_3(X) = \sum_{i \in N} I_i^2 R_i \quad (3)$$

式中,  $N$  为网络支路集合;  $I_i, R_i$  分别为支路  $i$  的电流和电阻。

### 1.2 约束条件

以上目标函数需要满足如下约束条件。

(1) 潮流约束:  $f(P, Q, U) = 0$

式中,  $P, Q$  是节点注入的有功、无功功率;  $U$  是节点电压。

(2) 网络拓扑结构的需要满足为辐射状(不含分布式电源):  $g_k \in G_k$

式中,  $g_k$  为当前网路结构;  $G_k$  为所有允许的辐射状网络集合。

(3) 线路容量约束

$$S_{li} < S_{li, \max} \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

式中,  $S_{li}$  和  $S_{li, \max}$  分别为支路  $i$  的视在功率和最大容量。

(4) 节点电压约束

$$U_{i, \min} \leq U_i \leq U_{i, \max} \quad (i = 1, \dots, m)$$

式中,  $U_{i, \min}, U_{i, \max}$  分别代表节点电压上下限。

(5) 开关次数限制, 在故障恢复过程中, 应使开关操作的次数尽量小。

## 2 多代理的实现过程

单个代理需要具有自主性、交互性和通信性。单个代理在完成自己的任务时, 还要通过相关协议与周围的代理进行信息交换, 共同完成系统的总体任务。选择每一个目标函数作为一个代理, 目标函数的个数决定了代理的个数, 如目标函数  $f_1(X)$ 、

$f_2(X)$ 、 $f_3(X)$ ……分别对应各自的代理 A1、A2、A3……, 每一个代理拥有各自的进化群体, 对每一个代理采用遗传算法进行电路拓扑搜索。

为保证演化目标的一致性, 设置一个协调代理 (CAG) 作为中间代理。中间代理收集单个代理发送过来的最优解, 对最优解进行一致性处理, 筛选出满足要求的个体并作为下一代的基础, 再将解反馈到新的单个代理中作为下一代迭代计算的基础。另外, 在遗传算法的执行中, 由于具有微小差距的开关组合之间的差距比较大, 为了防止最优解的失去和寻优过程震荡过快, 则针对传统的遗传算法进行了改进, 即在每一代中保留最优的个体, 这些个体不参与交叉和变异操作。

(1) 目标函数 1 的实现

通过无圈法随机生成 10 组开关组合, 每组开关组合可以求得对应的失电区域未恢复供电的重要负荷的值, 通过比较可以得出最小值, 保留这个最小值, 同时将初始的 10 组开关组合进行交叉、变异, 同时用最小值所对应的开关组合随机替换一组, 再进行前面的操作, 如此进行下去, 迭代 10 次后得出一组最优开关状态组合发送给协调代理。

(2) 目标函数 2 的实现

目标函数 2 是尽可能恢复非故障区域失电负荷, 也采用上面的方法, 随机生成 10 组开关组合, 求得 10 组开关组合分别对应的失电区域未供电的非重要负荷的最小值, 保留 10 组开关组合中的最小值, 同时 10 组开关组合进行随机交叉互换变异, 产生新的 10 组开关组合, 用前面的最小值随机替代一

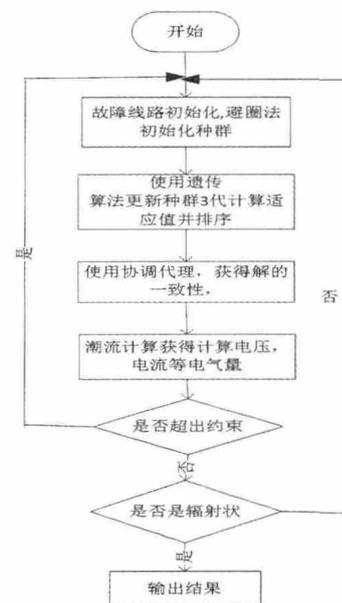


图1 基于多代理的配电网故障恢复流程图

组开关组合,再求对应的未恢复的失电区域的非重要负荷,如此循环10次,跳出循环,将最小值发送给协调代理。

### (3) 协调代理的实现

协调代理将前两个代理返回的最优个体进行一致性处理,获得一个一致解,作为输出或是前两个代理的理解的一部分。

因此,结合多代理技术与遗传算法得到的配电网故障恢复步骤流程图如图1。

## 3 基于多代理的故障恢复实例仿真

### 3.1 算例分析

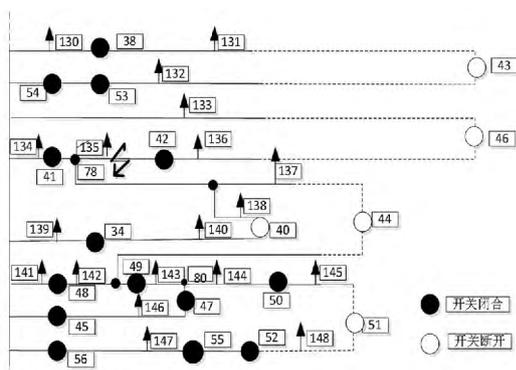


图2 简化后的部分配电网图

采用 MATPOWER3.0<sup>[18]</sup>和 MATLAB7.1对图2所示的配电网进行仿真。图中采用的定义及相关参数见文献[19]。其中电源点编号是1,开关编号是10~64,变压器编号是66~81,负荷编号是101~158。其中136、137、142、149、151、152、158为重要负荷,开关12、13、14、15、19、20、27、28、29、31、32、33、43、46、40、47、51、58、60、64断开,其余开关闭合,假设支路41~42发生故障,立即断开开关41、42隔离故障,则负荷135,136,137,138失去供电。在故障恢复过程中,优先恢复对重要负荷的供电,其次尽可能的恢复非重要负荷,最终达到对非故障失电区域所有负荷的供电。

### 3.2 仿真结果分析

#### 3.2.1 算例1

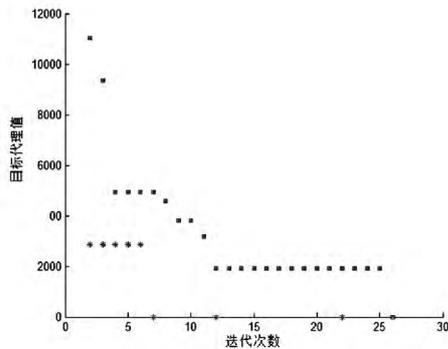
传统方法依靠单点搜索,算法容易陷入局部解,遗传算法中多个个体以种群的方式进化,能更好的获取全局解。因此程序中使用了遗传算法并改进获得更好的性能,作为前两个代理的内部实现,不同参数的收敛能力和速度是不一样的,表1给出了算法在不同迭代次数和变异率下的运行结果。

在程序运行过程中,当每个代理的内部迭代次数调整为5时,协调的次数太多,会影响速度,甚至

表1 协调代理获得的10组最优开关组合

运行次数	协调次数	迭代次数	断开的开关号												变异率
1	7	15	10	14	15	18	21	23	27	28	30	31	35	39	0.01
			40	42	45	54	56	59	61	62					
2	13	15	13	14	17	20	22	27	28	29	30	31	32		0.01
			35	42	44	45	49	53	59	60					
3	3	20	14	15	17	18	23	26	27	30	31	32	33		0.01
			35	37	39	40	41	45	46	50	54	59	62		
4	15	20	13	14	17	21	25	26	27	30	31	34	35		0.01
			38	39	42	44	53	56	58						
5	6	20	14	16	17	18	20	25	30	31	34	36	37		0.01
			46	47	52	54	59	60	62	64					
6	1	20	14	15	16	17	18	20	31	35	38	42	45		0.05
			49	51	59	54	56	58	64						
7	1	20	14	17	18	22	26	27	29	30	31	33	34		0.05
			37	39	41	42	49	50	54	59	60	62	64		
8	2	10	13	14	17	21	24	26	27	31	32	34	35		0.05
			37	39	41	42	54	56	58						
9	1	10	11	15	17	18	20	22	26	27	30	31	32		0.05
			37	38	39	45	46	50	59	60					
10	2	10	11	12	16	18	22	24	25	26	27	31	33		0.05
			35	37	39	41	42	48	49	51	54	59	60		

无法达到最优解。为此需要将前两个代理的内部迭代次数调整到 10 以上,提高收敛速度。使用智能算法实现每个代理的时候,当陷入局部解而跳不出来时,需要及时检测并大步地跳出循环。其主要原因是由于程序中选择的变异率小,降低了遗传算法的全局搜索能力,无法找到最优解。为此在表 1 中当变异率设置为 0.05 时,算法的收敛速度明显高于在 0.01 的时候。



(\* 为第一个代理)

图 3 目标代理的变化过程

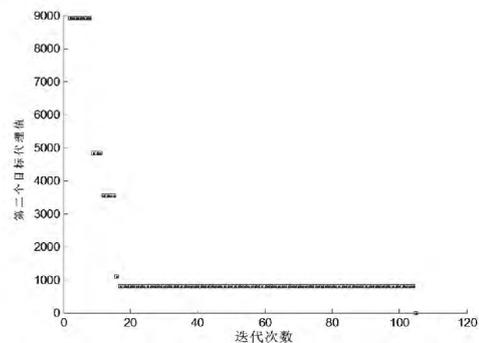
图 3 中给出了两个目标代理的变化过程,第 1 个目标在 7 代左右的时候收敛,可以得出在该时刻配电网系统对所有非故障区域失电的重要负荷已经全部供电,在对这些重要负载供电后,系统继续运行,在 26 代左右的时候,第 2 个代理收敛,最终达到对非故障区域的所有失电负载恢复供电。该实验可以达到对恢复非故障区域失电负荷供电的要求。

### 3.2.2 算例 2

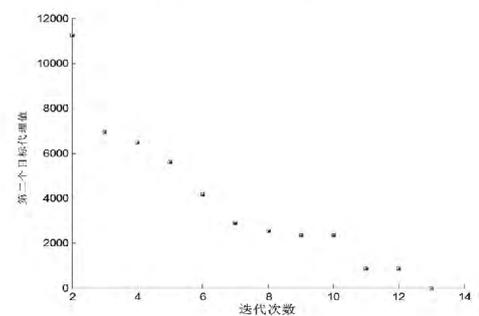
加权是处理多目标函数的主要办法,即将多目标问题,转化为单目标问题处理。这种处理办法计算时简单,但研究时不得面临权重系数的选择,而权重系数选择不同,就可能造成所求结果的差异或权重系数的人为化。而采用多代理的办法就可以有效避免上述问题的产生。同时在多个代理之间相互独立,并列运行,可以有效减少运行时间。由于大型复杂配电网中开关数众多,将遗传算法引入到代理的计算中进行全局搜索,提高了精确度,减少了故障恢复时间。

图 4 给出了使用一般的智能算法解决多目标优化问题以及使用多代理方法的仿真结果,在图 4(a)中,采用的是一般处理多目标函数的方法,通过加权的办法将两个目标函数转化为单一的目标函数,然后使用智能算法进行搜索。通过图 4(a)可以看出

函数需要在 105 代左右才收敛。图 4(b)中,基于多代理的故障恢复算法在每个代理中结合智能搜索算法,减少了搜索空间,由图 4(b)可以看出,只使用了不到传统算法的一半时间就获得了收敛,对配电网的非故障区域所有失电负荷进行了恢复供电。原因是单个代理之间的执行是相互独立的,多个代理可以在多个处理机上并发执行,能进一步减少执行时间,提高系统故障恢复速度。



(a) 基于单一目标的故障恢复方法



(b) 基于多代理的故障恢复方法

图 4 智能算法的故障恢复方法

### 3.2.3 算例 3

本实验使用 Matpower 计算协调代理。Matpower 潮流计算功能强大,可以计算上百个节点的潮流运算,并且稳定性较好。算例 3 中第一次将开关组合传递给线损代理后,通过线损代理进行潮流计算。

由实验结果可得,该开关组合所对应的线损为  $1.63 + j1.81$  MVA。表 2 中给出了 5 组协调代理的开关组合经过线损代理潮流计算后得到的线损值,且所有的开关组合都能实现对非故障区域的失电负荷恢复供电。

不同的开关组合状态对应不同的线损值,在所有的开关组合中应选择线损最小的那一组。线损值的大小通常用模长进行度量,即  $\sqrt{p^2 + q^2}$ 。由表 2 可看出第 4 组开关的线损值最小,即为满足需求的

表 2 线损代理进行潮流计算后获得的部分线损值

序号	协调代理获得的开关组合											线损/MVA
1	10	14	15	18	21	23	27	28	30	31	35	1.63 + j1.81
	39	40	42	45	54	56	59	61	62			
2	13	14	17	20	22	27	28	29	30	31		1.50 + j1.98
	32	35	42	44	45	49	53	59	60			
3	13	14	17	21	25	26	27	30	31	34		1.80 + j2.24
	35	38	39	42	44	53	56	58				
4	14	17	18	22	26	27	29	30	31	33	34	1.45 + j1.65
	37	39	41	42	49	50	54	59	60	62	64	
5	11	15	17	18	20	22	26	27	30	31	32	1.75 + j1.95
	37	38	39	45	46	50	59	60				

最优开关组合。在故障恢复时优先采用该开关组合,若该组合临时出现问题不能恢复供电,其余开关组合则提供了后备保障,避免了重复性工作,保证了对用户供电的可靠性。

#### 4 总 结

通过对配电网故障恢复的多目标、非线性、多约束特点的分析,根据负荷的重要等级程度和网损值的大小,建立了多个目标函数,并通过目标函数产生多个代理,解决了配电网故障恢复问题。由于所需开关状态为离散值,因此采用了二进制遗传算法,并进行改进而提高了系统收敛速度。算例的结果分析显示基于多代理的配电网故障恢复方法可以实现对非故障区域所有失电负荷的供电,获得了比传统方法更快的恢复速度。同时多种开关组合也保证了在最优策略恢复供电失败后可以迅速选取其他供电恢复策略,避免重复性工作。

#### 参考文献

[1] 马其燕,秦立军.智能配电网关键技术[J].现代电力,2010,27(2):39-44.  
 [2] 马其燕.智能配电网运行方式优化和自愈控制研究[D].北京:华北电力大学,2010.  
 [3] 马其燕,秦立军.智能配电网及其关键技术[M].北京:中国电力出版社,2010.  
 [4] 卢志刚,董玉香.基于改进二进制粒子群算法的配电网故障恢复[J].电力系统自动化,2006,30(24):39-42.  
 [5] 张海波,张晓云,陶文伟.基于广度优先搜索的配电网故障恢复算法[J].电网技术,2010,34(7):103-108.  
 [6] 过羽丰,程思远.基于种间竞争遗传算法的配电网故障恢复[J].现代电力,2011,28(5):15-19.  
 [7] 席建新,郑涛,徐庆.基于 Multi-agent 的含分布式电源配电网故障处理方法[J].现代电力,2012,29(6):

33-37.  
 [8] 陈晓静,孔冰,邓亚文,等.基于 Multi-agent 技术的配电网网络重构研究[J].四川电力技术,2013,36(6):26-28.  
 [9] 朱文琦,糜仲春.基于多代理的演化多目标优化算法[J].计算机仿真,2009,26(1):193-196.  
 [10] 丁益民.基于多代理技术的电力战略防御系统理论研究[D].北京:华北电力大学,2003.  
 [11] John A. Hossack, Judith Mendal, Stephen D. J. McArthur, and James R. McDonald. A Multi-agent Architecture for Protection Engineering Diagnostic Assistance[J]. IEEE Transaction on Power Systems, 2003, 18(2):639-647.  
 [12] 丁银波.基于多代理技术的分布式故障诊断系统的研究[D].北京:华北电力大学,2003.  
 [13] 章健,王新刚.多代理系统在微网中的应用[J].电力系统自动化,2008,32(24):80-82.  
 [14] ZHANG Hai-bo, ZHANG Xiao-yun, TAO Wen-wei. A Breadth-first Search Based Service Restoration Algorithm for Distribution Network [J]. Power System Technology, 2010, 34(7):103-108.  
 [15] WANG Shou-xiang, LI Xiao-jing. Multi-agent Approach for Service Restoration of Distribution System Containing Distributed Generation [J]. Automation of Electric Power System, 2007, 31(10):61-65.  
 [16] 万强,孙昊,王乾,等.基于合作型协同进化遗传算法分布式发电供电恢复[J].四川电力技术,2012,35(3):23-26.  
 [17] 杨丽君,刘建超,录志刚,等.基于多 Agent 演化算法的多目标配电网故障恢复[J].电力系统保护与控制,2012,40(4):54-58.  
 [18] 李红连,张维理,刘录东,等.潮流计算软件 MATPOWER 及其应用[J].重庆高等专科学校学报,2009,14(4):18-20.  
 [19] 武晓东.基于遗传算法的中、低压配电网优化[D].太原:太原理工大学,2007.

(收稿日期:2014-05-26)

# 新疆电网光伏电站并网参与系统调节的讨论

钟 显<sup>1</sup> 樊艳芳<sup>1</sup> 常喜强<sup>2</sup> 王 衡<sup>2</sup> 周 专<sup>1</sup>

(1. 新疆大学电气工程学院 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网新疆电力调度控制中心 新疆 乌鲁木齐 830006)

**摘要:** 当今世界正处于能源消耗日益增大,环境恶化更加严重的境况。太阳能发电作为可再生能源,是具备大规模开发潜力的新能源之一,标志着崭新的电力时代正一步步走来。目前新疆电网已陆续投运光伏电站,光伏电站并网运行方式均采用最大功率点追踪的方法向系统发送最大有功功率,不向系统发送无功,以功率因数为 1 的方式运行。光伏发电并网的结构可以同时独立调节光伏电站向系统注入有功和无功,在向系统发电的同时也能向系统提供双向可控无功。根据上述特点结合新疆电网光伏电站并网情况,提出光伏电站并网参与系统调节的应用思路,在光伏电站并网发电的同时,也可作为无功补偿装置,利用无功控制维持电压,提高装置的利用率。

**关键词:** 光伏发电系统; 并网运行; 无功控制; 系统调节

**Abstract:** The world is undergoing the increasing energy consumption and more serious environment deterioration. Solar power, as the renewable energy, is one of the new energies which has the large-scale development potential, and it also marks a new power era which is coming step by step. At present, the photovoltaic (PV) power stations have been gradually put into operation in Xinjiang, and its grid-connected operation adopts the maximum power point tracking method to send the maximum active power into the system without reactive power, which is under the power factor operation control style. But the structure of PV grid makes it possible that the PV power station can inject active and reactive power into the system. Based on these characteristics and combining with grid-connected situation of PV power stations in Xinjiang, the application ideas is proposed, that is, PV power stations is integrated to involve in system regulation, when PV power stations generates electricity, it can be used as reactive power compensation device to maintain the voltage with reactive power control and to enhance the utilization of the device.

**Key words:** photovoltaic system; grid-connected operation; reactive power control; system regulation

中图分类号: TM711 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0006-04

光伏发电具有资源丰富、永不衰竭、分布广、无污染、无噪声、运行安全、维护简便等突出的优点。这些独特的优点使光伏发电近几年来迅速发展。随着光伏电站发电容量逐渐增大,受其装置昂贵的费用所限制,在提高其能量转换效率的同时还应当充分提高装置的利用率。目前并网运行的光伏电站能向系统发送的最大有功功率随太阳辐射和环境温度而随机变化,人们通过最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)技术让其发送最大有功功率,但不向系统发送无功,这对装置本身没有充分利用。此外,因为有功功率不可控,在送出受阻时也不能得到资源利用的最大化,因此,如果光伏电站并网积极参与系统调节,进行必要的有功和无功控制,那么即可以保证电网安全稳定运行,也提高了设备

利用率。针对新疆电网目前并网运行的光伏电站的运行情况及存在问题,提出其参与系统调节的设想建议,从而为最大化的利用光伏资源提供借鉴。

## 1 新疆电网光伏电站情况

至 2013 年年底,新疆电网内共投运光伏电站 23 座,设计电站装机容量 510 MW,主要分布在吐鲁番、哈密、和田、阿勒泰、喀什地区,基本上多以 35 kV 电压等级接入电网,仅少数电站以 110 kV 电压等级接入电网,由于目前光伏电站投运接入系统的容量相对较小,因此对电网的影响较小。图 1 所示为一光伏电站的发电曲线,曲线 a 近似抛物线,最大功率点出现在 13:10~14:10 之间,显示了光伏发电的功率特性。

基金项目: 1. 新疆维吾尔自治区高校科研重点项目(XJEDU2011105); 2. 国家自然科学基金项目(51367016)

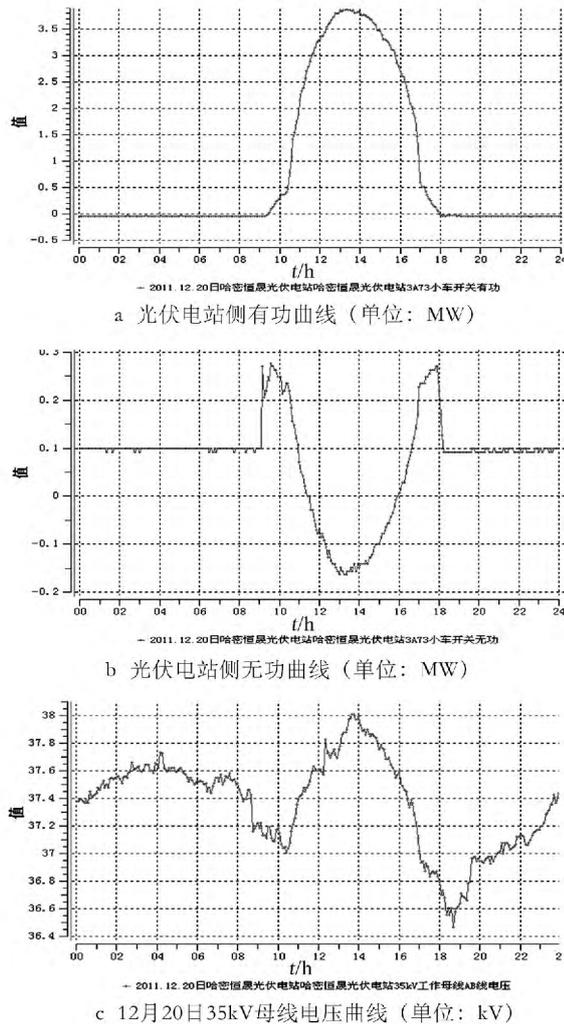


图1 光伏电站发电曲线

## 2 新疆电网光伏电站存在的问题

目前现有的光伏电站基本运行正常,但在运行过程中还是存在一些问题,具体如下。

### (1) 部分光伏电站送出受阻。

喀什地区的英吉沙光伏一电站目前采用临时过渡接入方案,其“T”接在35 kV木康线上,具体参见图2,由于其连接35 kV木华里水电站和35 kV康帕水电站上,且线路为LGJ-95导线,在冬季运行方式下,其可通过35 kV线路将电力送至英吉沙变电站,但在夏季,水电大发时期,其存在与两个水电站共用一个送出通道,出力严重受阻。

### (2) 继电保护及重合闸方式存在不足

所有的光伏电站,基本发电集中在10:00~18:00之间,其余时间不发电,这就使得光伏电站送出线路一天中有三分之二的时间不发电,联络线承接无源,

三分之一时间发电,联络线承接有源,联络线重合闸和保护无法完全满足运行方式变化,特别是重合闸方式处于对端有源和无源方式之间变化,不利于重合闸的正确动作。保护也存在同样类似的问题。



图2 光伏一电站“T”型接线图

### (3) 电压控制方式存在不足

目前所有的光伏电站通过最大功率跟踪(MPPT)技术让其发送最大有功功率,但不向系统发送无功,以功率因数为1的方式并网运行。这就存在着系统电压控制与功率因数控制的弊端,电压合格时功率因数不一定合格,功率因数合格时电压不一定合格,出现前图中发电出力最大时,电压最高,虽然采用逆调压方式,但不是最优方式,不能充分利用好现有的设备。

## 3 新疆电网光伏电站对电网的影响

新疆电网光伏电站基本以35 kV等级并入电网,且该等级电网多为辐射状。下面以新疆喀什地区永盛光伏电站为例进行分析。

### 3.1 对电压的影响

在正常运行方式下,电压沿输电线潮流方向逐渐降低。而当接入光伏电站后,光伏发电使得输电线的传输功率下降,使得输电线上的负荷节点电压被抬高,从而导致某些节点的电压越上限,分析表明电压上升的幅度与接入光伏电站的位置和总量的大小密切相关。

对于上述电压越上限的问题,通常采取的措施是调节配电网中有载变压器的分接头、电压调节器和投退电抗器等设备。然而合理设置光伏电站的运行方式对于配电网中的电压调整也是至关重要的。如正午光伏发电出力最大时,线路若轻载,那么接入的电压降明显被抬高。此时接入点电压将可能越上限,这时就必须合理的设置光伏电站的运行方式。比如规定光伏电站必须参与电网的调压,吸收输电

线路中多余的无功功率。在线路重负荷期间,光伏电站必须多发无功,以改善线路的电压质量。

光伏发电对电压的影响还表现在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面。光伏发电的出力受太阳的入射辐照度而变,可造成局部线路电压波动和闪变,若与负荷的波动叠加在一起,又将带来更大的电压波动和闪变。如图3所示为永盛光伏电站容量为4 MW时,出力情况和对应接入点电压的影响。

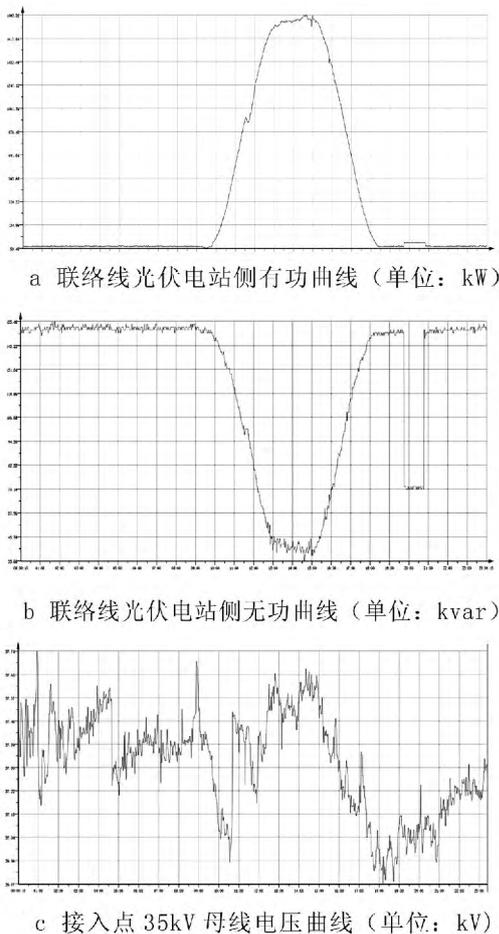


图3 光伏出力对电压的影响

从图5a、b可以看出,该光伏电站在12:00~15:00有功出力最大,几乎接近满发状态;同时光伏电站也能发出一部分无功功率,对电网电压有一定的支撑能力。从图5c中可以看出电压受出力的影响,不停的来回波动,最高电压在37.74 kV,最低电压在36.67 kV,振幅达到1.07 kV。

### 3.2 对继电保护的影响

新疆吐鲁番地区电网中的配电网保护主要是基于断路器的电流三段式保护,主线上装设有自动重合闸,支路上为熔断器。永盛光伏电站接入配

网的末端,改变了原有的单侧电源和辐射型网络,使其变成了双断网络,从而改变了故障电流的方向、大小和持续时间。如果该光伏并网发电系统不能与原有的继电保护协调配合并相适应,当35 kV 萄煤线上其他并联分支元件发生故障时,便可能引起35 kV 萄煤线上的继电器保护误动,失去选择性,进而造成无故障分支失去主电源。此外,当光伏并网发电出力后,会使原来的继电器保护范围缩小,影响继电保护装置的正常工作。

光伏电站自身的故障也会对并网系统的运行和保护产生影响。另外,当光伏系统抗孤岛保护功能时间不能和自动重合闸装置协调配合,也会引起非同期合闸等危害。

当配电网故障时,光伏并网发电系统可能采取解列运行方式,但解列后重新接入电网的同期过程中,应尽量减少对配电网产生的冲击,且应采取一定的控制策略和手段给予保证。

### 3.3 对调度运行的影响

光伏发电受光照变化的影响,其出力是随机波动的,存在间隙性的特点,因此对负荷难以平衡,增大了系统调频和调峰的压力,对系统的稳定性造成一定影响。根据光伏电站出力状况,有时还存在“反调峰”的特性,进而加大峰谷差值,恶化了负荷特性。永盛光伏电站也不具有调度自动化功能,电网调度运行部门不能对其直接控制,所以不能参与电网电压的调整和电网的调频。这无疑会减少配电网中的可调度发电厂的容量,给配电网控制与调度运行带来更大的难度。

此外,当光伏装机容量较大的地区并入电网时,其运行的无法确定性导致发电功率存在较大的波动,对电网的频率产生一定影响,极端情况下导致频率严重下降,加大了调频难度。在电网断面的潮流监控、地区电网电压稳定及联络线的功率调节等调度运行的难度方面,也提出了高水平的调度控制要求。

### 3.4 对短期负荷预测的影响

现行的电网发电计划,尤其是日负荷预测是当天上午预测第3天的负荷,主要依靠于对本地区电网负荷的准确预测。当光伏发电系统并网后,所发出的电能往往被当地的负荷消耗。由于光伏电站的发电量受气候影响,使得整个电网的负荷总量具有了更多的时变性和随机性,从而给电网的发电计划,尤其是日负荷预测的合理制定,带来了较大的难度。

### 3.5 对电能计量的影响

在永盛光伏电站接入配电网前,配电网中的潮流方向是单一的。并网后,配电网中个别区域内的潮流流向发生变化为双向。所以将原有的电能计量装置由单向表改为双向计量装置才能满足要求。

## 4 光伏电站并网参与系统调节的分析

针对新疆电网光伏电站的发电情况及存在问题,考虑到目前光伏电站正在积极建设有功和无功控制系统,可以充分利用系统的控制,最大化的利用好光伏发电设备,最大限度地参与系统的调节,具体如下。

### (1) 针对光伏电站出力受阻情况采取的措施

针对疆南喀什地区光伏电站出力受阻情况,加快完善网架结构,以 110 kV 电压等级接入系统,在目前现有接入系统方案的运行过渡期,考虑到与水电的水光互补,利用光伏电站一天有三分之二的时不发电,将水电站大发,最大程度的利用水能,而在 10:00~18:00 之间,利用光伏电站发电出力的抛物线曲线特性,水电反抛物线运行,保持风电、水电外送出力之和为一水平线运行,为实现此运行控制模式,需优化 10:00~18:00 的水电运行,同时可以在光伏电站加装储能装置,将 10:00~18:00 的受阻能量进行储存,在晚高峰负荷时期发出,积极参与系统调节。

### (2) 针对重合闸和继电保护采取的措施

针对光伏电站发电运行特性,开展继电保护方案的多方式校验,充分考虑其有源发电和无源情况,校核其保护动作四性情况;

针对重合闸方式,进行重合闸原理的改进,增加自适应情况,满足不同方式下的重合闸自适应,充分考虑水电、光伏电站电源出力的稳定性情况,在重合闸中增加联络线送电功率的附加辅助判据,以达到自适应。

### (3) 针对电压控制方式采取的措施

光伏电站并网结构中含有 1 个三相逆变桥,通过对逆变器的控制可以使发送的无功也双向可控,在极限范围内可达到有功、无功的控制。光伏电站发电的同时还可作为无功补偿器。可以通过无功控制稳定母线的电压,从而提高设备利用率,实现恒功率因数及恒电压方式综合利用。但在发送一定有功的情况下,发送无功受所设计的逆变器开关管容量的限制;其次,在逆变器容量足够大的情况下,还

受传输线路的限制,因此需要对无功功率发出和吸收的容量进行分析和核算,以优化出参与系统无功调节的最大能力。

## 5 结 论

在光伏电站控制系统中增加电压和频率控制环节,使光伏电站能够响应电网电压和频率的变化,使光伏电站具备类似于同步发电机的运行特性,依靠储能装置,避免出力突变对电网频率稳定性的影响;避免水电大发时,由于通道的限制光伏出力受阻问题;通过控制系统,积极响应电网电压和频率的变化,调整其无功功率和有功功率出力大小,从而更好地保障整个电网稳定运行。

### 参考文献

- [1] 汪海宁,苏建徽,张国荣,等. 光伏并网发电及无功补偿的统一控制[J]. 电工技术学报, 2005, 20(9): 114-118.
- [2] 汪海宁,苏建徽,丁明,等. 光伏并网功率调节系统[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(2): 76-79.
- [3] 赵为. 太阳能光伏并网发电系统的研究[D]. 合肥:合肥工业大学, 2003.
- [4] 赵争鸣,刘建政,孙晓瑛,等. 太阳能光伏发电及其应用[M]. 北京:科学出版社, 2006.
- [5] 丁明,王伟胜,王秀丽,等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.
- [6] 何后裕,何华琴,李小双,等. 分布式光伏接入对配电网网络损耗的影响分析[J]. 现代电子技术, 2014, 37(6): 158-162.
- [7] 孟杰,李庚银. 含风光电站的电力系统动态经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(11): 70-75.
- [8] 吴桂芳,胡仁祥,常喜强. 吐鲁番光伏电站的出力特性分析[J]. 农村电气化, 2014(1): 8-9.
- [9] 王秀丽,武泽辰,曲翀. 光伏发电系统可靠性分析及其置信容量计算[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.

### 作者简介:

钟 显(1989), 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制;

樊艳芳(1971), 硕士生导师, 副教授, 研究方向为电力系统稳定与控制;

常喜强(1976), 高级工程师, 研究方向为电力系统分析与控制;

王 衡(1984), 中级工程师, 研究方向为电力系统分析与控制;

周 专(1987), 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制。

(收稿日期: 2014-05-26)

# 风电场并网与重合闸配合的探讨

王银萍<sup>1,2</sup>, 王维庆<sup>1,2</sup>, 张新燕<sup>1,2</sup>, 王海云<sup>1,2</sup>

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047;

2. 教育部可再生能源发电与并网控制工程技术研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047)

**摘要:** 随着风电在电网的比例增大,在电网故障时,风机应具备一定的故障穿越能力,也就是风机的低电压穿越(LVRT)能力。含 LVRT 能力的风机的风电场在并入电网后,首先是改变了系统的结构,另外,系统故障时,风力发电机也表现了其特有的故障特性,因此,使系统原有保护不可靠动作。主要讨论了风电场并网后对重合闸前加速、后加速分别造成的影响,并根据不同的影响给出了相应的改进措施,并由此得出在不同的故障位置下,风电场并不能全部进行低电压穿越运行的结论。

**关键词:** 低电压穿越; 故障特性; 重合闸; 改进措施

**Abstract:** As the proportion of wind power increases in power grid, the fan should have the fault ride-through capability when the grid fails, that is, the low voltage ride-through (LVRT) capability of fan. After the wind farms including wind turbines with LVRT capability connect to the grid, the structure of the system is changed firstly. In addition, when the system has failures, the wind turbines also show its unique fault characteristics. So the existing protection of the system cannot act reliably. The respective influences of wind farm after its connection to the grid on the former and the back acceleration reclosure brakes are mainly discussed, and the corresponding improvement measures are given according to the different influences. And thus the conclusions are obtained that not all of wind farm will be able to run across a fault in different fault locations.

**Key words:** low voltage ride-through (LVRT); fault characteristics; reclosing; improvement measures

中图分类号: TM773 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0010-04

## 0 引言

含低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)能力的双馈风机的风电场在并入电网后,首先是改变了系统的结构,另外,系统故障时,风力发电机也表现了其特有的故障特性,因此,使保护不能可靠动作,大量学者对其进行了探索研究,提出了一些方法。除此之外,实际中应该注意的是,风电场接入后被改变的结构系统,其原来配置的保护和安稳装置都将会受到影响。因此,除了对上述保护改善除外,其他还有众多待处理问题,例如:风机并入电网后对电网的影响;之前电网自身所带保护与改进后的风电场并网处保护之间的协调配合;具有低电压穿越能力的风电场接入情况下,系统不同位置故障时不同重合闸方式的动作策略等。只有将这些问题都大致弄清楚的情况下,才能使风电机组在接入电

网后更好地实现低电压穿越并网运行。

## 1 故障统计

在电网故障中,有很多种原因,表 1 是某地区 110 kV 线路在 5 年内引起故障原因的比例,对这些故障进行分类,即分成永久性故障和瞬时性故障<sup>[1]</sup>。如表 2 所示,从表可以看出,在统计的 5 年内,42 起永久性故障,占总故障的 25.77%,而瞬时性故障发生 121 起,占总故障的 74.23%,因此,瞬时性故障占到总故障的 3/4,因此,自动重合闸应用,可以明显提高供电系统的供电可靠性<sup>[2]</sup>。

假设并入电网的风电场具备 LVRT 能力的风机,在系统线路发生不同故障下,系统继电保护、风电机组、重合闸的动作情况以及系统的最终运行情况<sup>[3]</sup>见表 3。当并网点测量电压小于 20%  $U_N$  时,无论风机是否带有低电压穿越功能,所有的机组都会全部跳闸,脱网运行,符合中国对风机的低电压穿越要求。

基金项目: 教育部创新团队项目(IRT1285); 国家自然科学基金(51267017); 新疆研究生科研创新项目资助(XJGR12013034)

表 1 故障原因统计

事故原因	1	2	3	4	5	总计
异物挂线	4	6	7	9	4	30
外力破坏	7	9	8	9	12	45
恶劣天气	3	5	4	11	6	29
弓子线烧断	0	0	0	0	2	2
越级跳闸	2	0	1	1	1	5
污闪	2	5	3	4	4	18
未知原因	4	8	7	6	9	34
总计	22	33	30	40	38	163

表 2 故障性质统计

类别	永久性故障	瞬时性故障
第 1 年	6	18
第 2 年	8	22
第 3 年	8	18
第 4 年	12	33
第 5 年	8	30
合计	42	121
比例 / %	25.77	74.23

表 3 线路故障时重合闸对风电机组的影响

线路故障性质	继电保护	机组	重合闸	机组	效果
单相瞬时接地	并网点电压低于 $20\% U_N$ 保护正确快速切出故障	全部跳闸	动作成功	维持脱网	电网恢复, 风电全部脱网
	并网点电压高于 $20\% U_N$ 保护正确快速切出故障	继续并网运行	动作成功	维持并网运行	电网恢复, 风电全部并网运行
	并网点电压低于 $20\% U_N$ 保护正确快速切出故障	全部跳闸	动作不成功, 保护三相跳闸	维持脱网	全部风电机组立即跳闸, 电网二次冲击且切除升压站
单相永久接地	并在 $20\% U_N$ 和 $U_{FR}$ 之间 保护正确快速切出故障	继续并网运行	动作不成功, 保护三相跳闸	全部跳闸	全部风电机组重合时跳闸, 电网二次冲击且切除升压站
	并网点电压高于 $20\% U_{FR}$ 保护正确快速切出故障	继续并网运行	动作不成功, 保护三相跳闸	全部被切除	电网二次冲击且切除升压站及全部穿越二次故障的风电机组
多相故障	保护正确快速切除三相	全部跳闸或被切除	不重合	维持跳闸或被切除	升压站及所带机组被切除

其中  $U_{FR}$  为风电机组能渡过故障穿越的电压。为了充分利用重合闸快速切断系统发生的故障, 一般采用前加速重合闸和后加速重合闸与继电保护来配合使用。在具有 LVRT 能力的风电场接入系统馈线模式下, 在不同线路位置故障时, 会对风电场主馈线与输电线上的保护引起种种问题, 以及不同位置保护与前加速、后加速重合闸的协调运作问题, 通过对这些问题解决来增强风机的低电压穿越能力, 是对与具有 LVRT 能力的风电机组并网与系统继电保护相配合研究的延伸和有效补充。

## 2 对重合闸方式的影响

对电源单侧供电的系统而言, 一般采用三相一次重合闸, 由于只有一侧电源, 所以不用对重合闸重合时检同期<sup>[4]</sup>。但是, 具有 LVRT 能力的风电机组接入电网后, 系统就变成了双端供电系统, 而双端供电需要检同期才能进行重合。而且, 还要求在解除

故障点前, 若风电机组在规定的电压跌落和低电压持续运行时间区域内, 风电场对电网进行不间断供电。所以, 不论是系统重合闸还是送出线重合闸都将受到极大的挑战。由于故障时, 重合闸前加速和重合闸后加速的重合时间和次序不同, 所以受到的影响也不尽相同。下面分别对这两种方式受到的影响进行分析。

### 2.1 对重合闸前加速的影响

重合闸前加速是指当线路任意一段发生故障时, 如不考虑选择性的原则, 首次都由离电源侧最近的保护瞬时动作, 继之保护以重合; 若能再次合闸, 说明故障时瞬时性故障, 电网对旗下用户恢复供应电能; 若于永久性故障情况下重合, 保护再逐级按时限配合关系有选择性地切除故障。一般前加速与几段辐射线配合使用, 而重合闸设备只安排在靠近电源的一段线路上, 这样能够在瞬时故障情况下快速切除, 确保对用户的供电。然而, 当线路采用重合闸前加速时, 具有 LVRT 能力的风电场的接入, 会对重

合闸带来一定的影响,现以风电场通过 110 kV 母线接入系统为例(如图 1 所示),对系统故障时风电场的接入对重合闸前加速的影响进行分析。

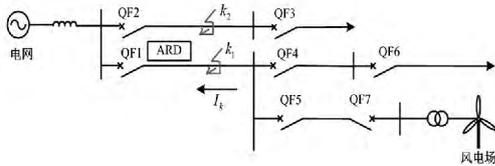


图 1 不同故障位置下保护的影响

图 1 中, QF1、QF2、QF3、QF4、QF5、QF6、QF7 代表断路器,ARD 为自动重合闸装置(此处采用重合闸前加速),本线路故障时,离电源最近保护处的 QF1 跳闸,重合闸重合,但是在重合闸装置准备重合前,风电场必须与电网断开,否则即使是瞬时性故障也将无法进行重合。因为风电场继续并网运行时,将不断向故障点输入短路电流,导致电弧不会熄灭。另外,保护 1 处断路器跳闸后,风电场与电网失去电气联系,无法同步并联运行,否则,非同期合闸不仅引起很大的冲击电流,而且会危及机组的安全运行。

相邻线路 k2 故障时,风电场会向故障点提供反向故障电流,由于近年来风电场容量的迅速增加,而且在保护 1 处的保护不具备判别方向的能力,所以可能会导致保护 1 的误动,因此需要对 1 处的保护进行重新整定。所以,只有在保护 1 处不误动的情况下,风电场持续向非故障馈线供电,风电机组才能实现 LVRT 运行,对电网的恢复起到一定的作用。

最后,当风电场在离变电站近的位置接入时,如图 2 所示,此时,当故障时,断路器 QF1 检测到系统流过的短路电流,迅速跳闸,继之重合闸前加速重合。当风电场接入后,使断路器 QF1 检测到的短路电流变小了,降低了保护动作的灵敏度,严重的时候还可能导致保护拒动。

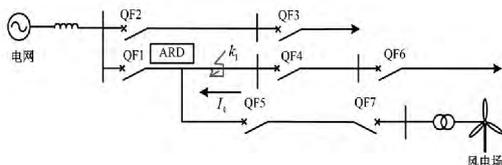


图 2 灵敏度分析图

由此可得,风电机组并不是在所有的电网内故障时都能够进行低电压穿越运行。对于放射结构下的重合闸前加速方式,只有发生在本主馈线以外的

线路下的故障,风电机组才能实现低电压穿越运行。而当本馈线支路故障时,风电机组必须尽快断网。另外还会使保护的灵敏度降低。

### 2.2 对重合闸后加速的影响

重合闸后加速是指当线路第一次故障时保护有选择地动作,然后进行重合<sup>[5]</sup>。永久性故障时,断路器闭合后再加速跳闸切除故障,与首次时限无关。

当相邻线路故障时,如图 3 所示,根据重合闸后加速动作原理,断路器 QF2 的动作时间有可能比 QF1 的时间长,断路器 QF1 可能在风电场提供的反向电流下误动,使正常线路的保护误动作。

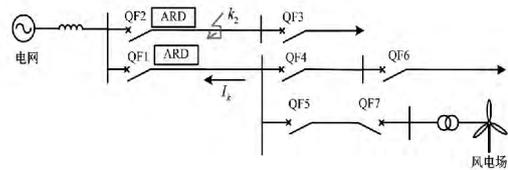


图 3 上游保护误动图

另外,当风电场接入线路的下游时,如图 4 所示,在重合闸后加速方式下,当上游故障时,风电场提供的短路电流通过断路器 QF4,当电流达到 QF4 的整定电流时,就会导致其误动。

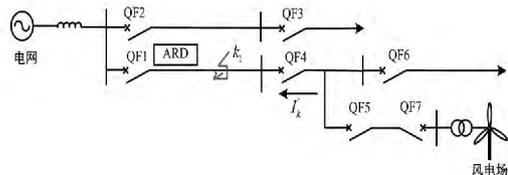


图 4 下游保护误动图

因此,当电网故障时,若风电机组的电压下降和低压运行时间在故障穿越范围内,则风电机组在故障被切除前仍可持续向电网供电。所以,同重合闸前加速类似,采用重合闸后加速方式时,必须要保证在本主馈线保护在相邻馈线故障(例如故障点 k2)时不误动,才能实现风电场的 LVRT 运行。

## 3 重合闸合理配合改进方式

通过上述分析,当具有 LVRT 能力的风机并入电网后,会不同程度的对重合闸前加速和重合闸后加速产生影响,其中主要影响有:线路故障时,风电场接入的线路上游断路器误动或者拒动以及下游断路器的误动。

首先应先判断离电源最近的断路器是否闭合、

如何让上游保护不误动。另外,对于重合闸后加速而言,由于重合闸是在保护动作之后再行重合,所以有助于提高风电机组的故障穿越能力。这里从增加硬件和改变整定值两个思路对上述影响进行改进,具体如下。

首先是检测离电源最近的断路器是否闭合的方法,见图 5。

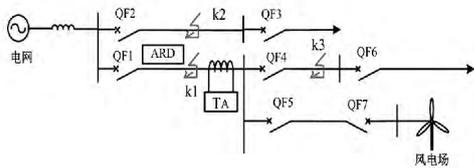


图 5 检测断路器是否闭合图

检测方法如图 5 所示,在风电场接入处的上级线路末端加一个电流互感器 TA,系统故障发生后,若 TA 无电流,则说明保护 1 处断路器断开,则风电场联络线保护(断路器 5 和 7)应快速跳闸,风电场立即与电网断开。如果电流互感器 TA 一直有电流,并小于风电场接入馈线首端短路电流,说明故障并非在本馈线,此时风电场联络线保护可不动作,持续向系统供电,以实现故障穿越运行。

(1) 增加硬件法

在接入风电场的线路末端增加断路器,如图 6 所示,在断路器 QF1 的末端增加断路器 QF8。当主馈线上游发生故障后,QF1 和 QF8 都跳闸,此时风电场与下游构成微网,继续运行。

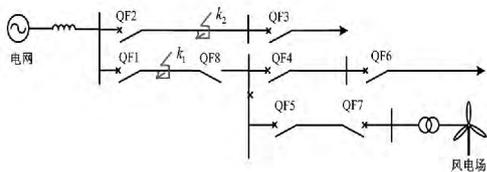


图 6 增加断路器图

(2) 改变整定值法

当故障在相邻线路上时,本线路上流过的故障电流会引起本馈线上游保护误动的问题(如图 1 和 3),增加“本馈线上游保护的整定值大于风电场供给的短路电流”这一条件,即  $I_{set1} > I_k$ 。然后和前面的复合多段式电压电流保护综合考虑,这样就不会导致上游保护误动作。

另外,对于下游断路器误动的情况(如图 4),同理。此时流过断路器的故障电流  $I'_k$  要小于 QF4 的

整定值,即  $I'_k < I_{set4}$ 。

所以,根据风电场的接入位置的不同,导致不同的断路器误动,此时应根据不同的情况进行相应的整定。

## 4 结 论

通过具有 LVRT 能力的风机并入电网后,分别讨论了重合闸前加速和重合闸后加速受风电场的影响,另外根据风电场接入位置的不同,会导致不同的断路器无法可靠动作。针对不同的问题,前面给出两种不同的改进措施,增加硬件的方法和改变整定值的方法。利用上述方法,不仅可以保证风电场和电网的安全运行,而且还提高了风电场的低电压穿越能力。

### 参考文献

- [1] 赵跃宇,甄文波,白延博,等. 110 kV 架空输电线路故障原因分析及建议[C]. 2011 年输配电及电力系统论文集,2011,153(8):61-63.
- [2] 芮小刚. 浅析直流牵引供电系统自动重合闸原理[J]. 科技信息,2012(30):430.
- [3] 何世恩,姚旭,徐善飞. 大规模风电接入对继电保护的影响与对策[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(1):21-27.
- [4] 马同远. 中小电源系统中重合闸的改进[J]. 电力系统自动化,2000,24(1):69-70.
- [5] 王体奎,郭建强,高晓蓉,等. 自适应自动重合闸与继电保护的组合研究[J]. 现代电子技术,2011,34(16):126-130.

### 作者简介:

王银萍(1987),硕士研究生,研究方向为风机控制与继电保护;

王维庆(1959),西安交通大学和新疆大学博士生导师,主要研究电力系统自动化和风力发电机组的智能控制;

张新燕(1964),博士,教授,硕士生导师,研究方向为电力系统控制;

王海云(1973),博士,副教授,硕士研究生导师,研究方向为可再生能源发电与并网技术。

(收稿日期:2014-03-10)

# 自然覆冰条件下的输电线路覆冰形状特征

范松海 龚奕宇 刘益岑 薛志航

( 国网四川省电力公司电力科学研究院 四川 成都 610072)

**摘要:** 覆冰导线的横截面形状在估算融冰时间或融冰电流中具有重要的影响。因此,调查覆冰导线的形状特征具有重大意义。在众多现场试验调查的基础之上,提出了一种椭圆形模型来描述覆冰导线的形状特征,把覆冰导线的形状分为三类,分别为同心圆、偏心圆和偏心椭圆,并分析了不同覆冰形状对输电线路融冰时间的影响。分析结果表明,覆冰导线的横截面形状满足一个假说,即冰的最大厚度在导线的迎风侧,而最小厚度在导线的背风侧;在其它融冰条件不变的情况下,导线覆冰偏心率越大、需要融化的冰层越薄,融冰时间越短;即覆冰形状越扁,最大融冰时间越小。

**关键词:** 导线;覆冰;形状;融冰时间

**Abstract:** The cross-section shape of iced conductor plays an important role in estimating ice-melting time or ice-melting current. So it is of great significance to investigate the shape characteristics of iced conductor. On the basis of a lot of investigations on the field experiments, an ellipse-shaped model is put forward to describe the shape characteristics, and the iced conductors are classified into three species, including concentric circle, eccentric circle and eccentric ellipse. The effects of different iced conductors' species on the ice-melting time are also analyzed. The analysis results show that the cross-section shape of iced conductor meets a hypothesis, namely that the maximum thickness of ice is on the upwind side of conductor, while the minimum on the downwind side, and the larger eccentricity, the shorter ice-melting time.

**Key words:** conductor; ice-coating; shape; ice-melting time

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0014-05

## 0 引言

输电线路覆冰易造成导线舞动、断线、倒杆(塔)、绝缘子闪络、线路跳闸、甚至使电网瘫痪等事故,严重威胁电力系统的安全运行,影响人们正常的生产和生活,从而造成巨大的经济损失和一定的社会影响<sup>[1-4]</sup>。2008 年年初,中国南方也曾发生过大范围冰灾,致使至少 7 541 条 10 kV 以上的输电线路和 859 座 35 kV 以上变电站停运<sup>[5]</sup>。2012 年年初,持续低温雨雪天气导致南方电网部分电力线路出现严重覆冰,贵州和广西电网共有超过 20 条 500 kV 输电线路出现闪络导致跳闸等覆冰事故。2013 年 12 月底,四川省西昌市大箐梁子段输电线路发生严重覆冰,造成 2 条 500 kV 输电线路地线断线。2014 年 3 月初,四川电网 500 kV 甘蜀一二线因覆冰在半小时内连续跳闸 6 次。

2008 年的大范围冰灾过后,国家电网公司和中

国南方电网都积极发展融冰技术,并开发了大量的直流融冰设备,在防止输电线路因覆冰断线、倒塔中发挥了重要作用。

在输电线路冰融之前,首先应正确估算融冰时间或融冰电流。目前几乎所有的估算方法都有一个共同的假设,即认为导线的覆冰形状具有一个圆形的横截面<sup>[6-8]</sup>。然而这种假设往往与大多数输电线路实际覆冰情况不符。文献[9]把导线覆冰后的横截面形状分成 7 种:圆形、椭圆形、扇形、梳子形、针形、盒形和波浪形。对于覆冰导线来说,圆形或椭圆形的横截面更为常见。如果利用圆形覆冰导线冰融时间的估算方法来计算非圆形覆冰导线的冰融时间,将会产生一定的偏差,在特殊情况下,甚至导致估算值完全不符合实际。因此,分析导线覆冰的形状特征具有重要的意义。在众多现场试验调查的基础之上,提出了一个椭圆形的模型来描述覆冰导线的形状特征,并分析了不同覆冰形状对输电线路融冰时间的影响。

# 1 覆冰导线的形状特征

导线覆冰的截面形状与风速和风向、过冷却水滴的大小、导线的刚度等因素有关,其中导线的刚度起着决定性作用<sup>[10-13]</sup>。

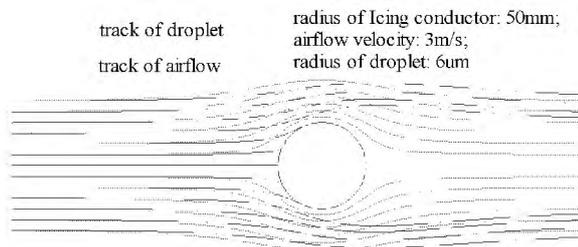


图 1 气液二相流碰撞导线的轨迹

如图 1 所示,当气流携带过冷却水滴绕过导线时,由于空气的粘滞性,气流在导线的迎风面被阻滞。而过冷却水滴的动量比气流的动量大,在导线的迎风面,过冷却水滴与气流分离后与导线发生碰撞,导致导线迎风面覆冰<sup>[9]</sup>。

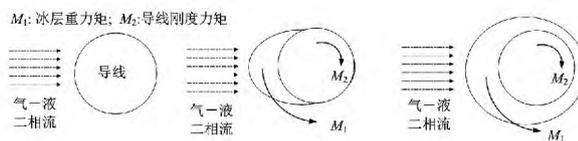
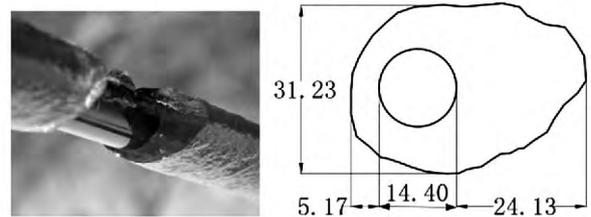


图 2 导线覆冰的过程

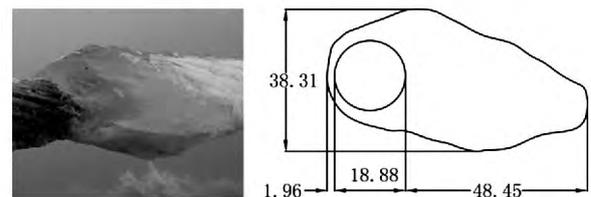
如图 2 所示,当迎风面的冰层达到一定厚度之后,冰层重力产生的力矩( $M_1$ )促使导线发生扭转,同时导线自身的刚度产生与冰层重力矩相反的抗扭转力矩( $M_2$ )<sup>[14]</sup>。当  $M_1 > M_2$  时,覆冰导线将发生扭转,从而使导线的各个面均有覆冰;当  $M_1 \leq M_2$  时,导线不发生扭转,冰层只在导线的迎风侧增长。对于刚度比较小的导线,导线覆冰的截面形状更接近于圆形<sup>[15]</sup>,而对于刚度比较大的导线,其覆冰后的截面形状一般呈狭长的椭圆形状或其它不规则形状<sup>[16,17]</sup>。对于不同的输电线路,档距较大的导线,刚度较小,覆冰导线的截面形状接近圆形;而对档距较小的导线,刚度较大,覆冰导线的截面形状接近于椭圆形或其它不规则形状。对于同一段输电线路,在距离塔(杆)较远处的导线,由于刚度较小,覆冰的截面形状更接近圆形;而接近塔(杆)部分的导线,由于刚度较大,覆冰的截面形状更接近椭圆形或其他不规则形状<sup>[15]</sup>。

根据观察的导线覆冰形状,通过其横截面轮廓,可以将冰导体划分成圆形、椭圆形、扇形、波浪状、梳

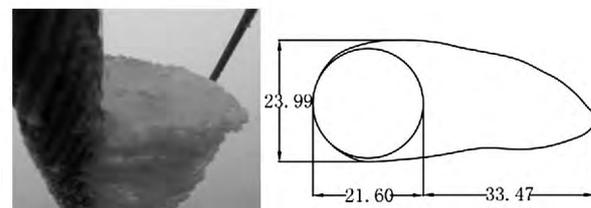
状等。在自然覆冰站,已经发现,雨淞覆冰导线的横截面轮廓在大多数情况下是近似椭圆形的(如图 3),并且他们有共同的特点,即冰的最大厚度是在导线的迎风侧,而最小厚度在导线的背风侧。



(a) 导线型号:CTMH150, 环境温度:-3~0℃, 湿度:98%, 风速:3~7 m/s, 风向(导体轴周围的气流角):70°~80°



(b) 导线型号:LGJ-185, 环境温度:-5~0℃, 湿度:97%, 风速:3~9 m/s, 风向:60°~90°



(c) 导线型号:LGJ-150, 环境温度:-7~-1℃, 湿度:95%, 风速:2~6 m/s, 风向:70°~90°

图 3 雨淞覆冰导线的截面形状(单位:mm)

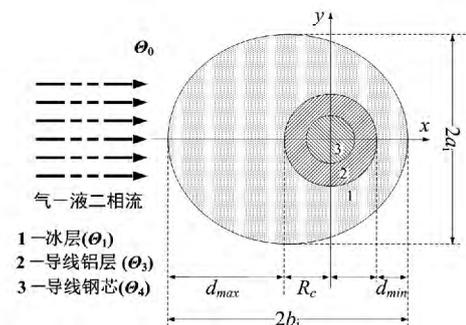


图 4 椭圆形覆冰导线

在图 4 中,把覆冰导线的横截面分为 4 个部分,即外界空气( $\theta_0$ )、冰层( $\theta_1$ )、导体的铝部分( $\theta_3$ )和导体的钢芯( $\theta_4$ ),且相邻区域之间的边界分别由  $\Gamma_{01}$ 、 $\Gamma_{13}$  和  $\Gamma_{34}$  表示。根据文献 [10、16] 的研究结果以及实验和实践的观测结果,提出以下两个假设。

- (1) 湿冰导线的横截面轮廓是圆形的或椭圆形的;
- (2) 冰的最大厚度在导线的上风侧,而最小厚度在导线的下风侧。

## 2 覆冰导线的的数据模型

为了描述椭圆形覆冰的形状特征,定义两个无量纲数。

$$\begin{cases} \delta = (b_i - a_i) / b_i \\ \zeta = (d_{\max} - d_{\min}) / d_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中  $\zeta$  为覆冰偏心率,用来描述导线偏离冰层中心位置的程度; $\delta$  为覆冰扁度,用来描述覆冰导线的椭圆率; $a_i$  和  $b_i$  分别表示椭圆形覆冰导线的短径和长径; $d_{\min}$  和  $d_{\max}$  分别表示背风侧和迎风侧的覆冰厚度  $m$ 。当  $d_{\min} = d_{\max}$  时  $\zeta = 0$ ,表示导线的覆冰是均匀的;当  $d_{\min} = 0$  时  $\zeta = 1$ ,表示覆冰导线的背风面冰厚为零。当  $a_i = b_i$  时  $\delta = 0$ ,表示覆冰导线的截面形状为圆形。

为方便与圆形覆冰导线的比较,按照导线覆冰质量相等的原则把椭圆形覆冰导线等效成圆形覆冰导线,设圆形覆冰导线的等效覆冰半径为  $R_{eq}$ ,其与  $b_i, a_i$  的关系为

$$R_{eq} = \sqrt{a_i b_i} \quad (2)$$

式中  $R_{eq}$  为椭圆形覆冰导线按覆冰质量相等的关系等效成圆形覆冰导线之后的等效半径  $m$ 。

根据式(1)和式(2),  $a_i, b_i, d_{\min}$  和  $d_{\max}$  均可以用  $\delta, \zeta, R_{eq}$  表示为

$$\begin{cases} a_i = R_{eq} \sqrt{1 - \delta} \\ b_i = \frac{R_{eq}}{\sqrt{1 - \delta}} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} d_{\max} = \frac{2(R_{eq} - R_c \sqrt{1 - \delta})}{(2 - \zeta) \sqrt{1 - \delta}} \\ d_{\min} = \frac{2(1 - \zeta)(R_{eq} - R_c \sqrt{1 - \delta})}{(2 - \zeta) \sqrt{1 - \delta}} \end{cases} \quad (4)$$

式中  $R_c$  为导线的半径  $m$ 。

根据假设(2),导线围绕的冰层具有两个特点,如下。

(1) 界面  $\Gamma_{01}$  的曲率总是大于界面  $\Gamma_{13}$  的曲率如图2所示,界面  $\Gamma_{01}$  和界面  $\Gamma_{13}$  可分别表示为

$$\frac{(x + b_i - d_{\min} - R_c)^2}{b_i^2} + \frac{y^2}{a_i^2} = 1 \quad (5)$$

$$x^2 + y^2 = R_c^2 \quad (6)$$

式(5)、式(6)对  $y$  的二阶导数为

$$\frac{d^2 x}{dy^2} = -\frac{y^2 b_i^4}{a_i (a_i^2 b_i^2 - y^2 b_i^2)^{3/2}} - \frac{b_i^2}{a_i (a_i^2 b_i^2 - y^2 b_i^2)^{1/2}} \quad (7)$$

$$\frac{d^2 x}{dy^2} = -\frac{y^2}{(R_c^2 - y^2)^{3/2}} - \frac{1}{(R_c^2 - y^2)^{1/2}} \quad (8)$$

根据假设(2)可知,界面  $\Gamma_{01}$  的曲率总是大于界面  $\Gamma_{13}$  的曲率,这就意味着当  $y$  为任意值时,式(7)的值总是大于式(8)的值,当  $y = 0$  时,式(7)得到其最小值,因此

$$\frac{b_i}{a_i^2} \leq \frac{1}{R_c} \quad (9)$$

把式(1)和式(3)代入式(9),则有

$$\delta \leq 1 - \left(\frac{R_c}{R_{eq}}\right)^{2/3} \quad (10)$$

(2) 覆冰厚度在背风侧最小

把式(6)写成极坐标形式为

$$\begin{cases} \frac{(r_e \cos \theta + b_i - d_{\min} - R_c)^2}{b_i^2} + \frac{r_e^2 \sin^2 \theta}{a_i^2} = 1 \\ r_c = R_c \end{cases} \quad (11)$$

式中  $r_e$  为冰层外表椭圆的极坐标  $m$ ;  $r_c$  为导线外表面圆的极坐标  $m$ 。

根据等式(11),冰的厚度可表达为

$$d_i(\theta) = r_e - r_c \quad (12)$$

式中  $d_i(\theta)$  为冰层的厚度  $m$ 。

由图4可知,当  $\theta = 0$  时,  $d_i(\theta)$  获得其最小值 ( $d_{\min}$ ),即

$$d_{\min} \leq \frac{a_i^2 - b_i R_c}{b_i} \quad (13)$$

把式(1)和式(3)代入方程(13),则有

$$\zeta \geq \frac{2R_{eq}\delta(-2 + \delta)}{R_c \sqrt{1 - \delta} + R_{eq}(\delta^2 - 2\delta - 1)} \quad (14)$$

根据  $\delta$  和  $\zeta$  的值,冰导线的横截面轮廓可分为3种类型(见表1),即同心圆、偏心圆和偏心椭圆。无偏圆形覆冰是指覆冰的截面形状呈圆形,且与导线外表面圆同心的覆冰;偏心圆形覆冰是指覆冰的截面形状呈圆形,但不与导线外表面圆同心的覆冰;偏心椭圆形覆冰是指覆冰的截面形状呈椭圆形,且椭圆的中心不在导线外表面圆的圆心上。

在表1中  $\alpha$  和  $\beta$  分别表示为

$$\alpha = 1 - \left(\frac{R_c}{R_{eq}}\right)^{2/3}$$

$$\beta = \frac{2R_{eq}\delta(-2 + \delta)}{R_c \sqrt{1 - \delta} + R_{eq}(\delta^2 - 2\delta - 1)}$$

表1  $\zeta$  和  $\delta$  取不同值时覆冰导线的形状

$\delta$	$\zeta$	导线覆冰的形状	示意图
0	0	无偏圆形覆冰	
0	$0 < \zeta \leq 1$	偏心圆形覆冰	
$0 < \delta \leq \alpha$	$\beta \leq \zeta \leq 1$	偏心椭圆形覆冰	

### 3 覆冰形状对融冰时间的影响

短路融冰电流计算公式为

$$I = \sqrt{\frac{x + 2\pi h \Delta T R_i t \times 10^{-6}}{r_T t}} \times 10^{-3} \quad (15)$$

其中  $x = 341.18(R_c + R_i)^{1.5} R_c^{0.5} + 3.01(R_i^2 - R_c^2) \Delta T$

$$\Delta T = T_i - T_a$$

$$h = (0.295 R_i)^{-0.534} v_a^{0.466} + 4.39 \times (1 + 0.01 T_a)$$

式中  $r_T$  为导线在温度  $T$  时刻的电阻率;  $R_c$  为导线半径;  $R_i$  为覆冰厚度;  $t$  为融冰时间;  $T_i$  为冰层温度;  $T_a$  为环境温度;  $v_a$  为环境风速。以 LGJ-150 导线为例, 取覆冰厚度  $R_i$  为 10 mm, 冰层温度  $T_i$  为  $0^\circ\text{C}$ , 环境温度  $T_a$  为  $-5^\circ\text{C}$ , 环境风速  $v_a$  为 5 m/s。

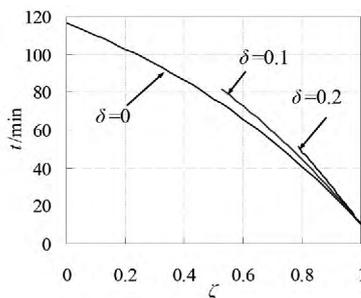


图5 覆冰偏心率对融冰时间的影响

由式(14)、(15)得出非均匀覆冰导线的融冰时间与导线覆冰偏心率的关系如图5所示。由图5可知, 椭圆形覆冰导线偏心率对融冰时间有明显的影 响。在其他融冰条件不变的情况下, 偏心率越大, 需要融化的冰层越薄, 融冰时间越短。

当覆冰重量相同时, 导线覆冰的偏心率  $\zeta$  受扁度  $\delta$  约束, 当等效半径  $R_{eq}$  和扁度  $\delta$  一定时, 覆冰偏心率  $\zeta$  有最小值。

$$\zeta_{\min} = \frac{2R_{eq}\delta(-2+\delta)}{R_c\sqrt{1-\delta+R_{eq}(\delta^2-2\delta-1)}} \quad (16)$$

覆冰偏心率的最小值与覆冰扁度的关系如图6所示。由图6可知, 随着覆冰扁度的增加, 覆冰偏心率的最小值也随着增加, 即当覆冰导线越扁, 导线偏心冰层的中心位置也越严重。

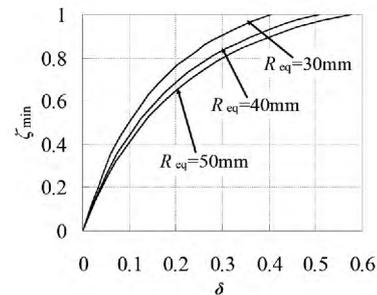


图6 覆冰偏心率的最小值( $\zeta_{\min}$ )与覆冰扁度( $\delta$ )的关系

由图7可知, 由于覆冰扁度影响到覆冰偏心率的最小值, 当导线上的覆冰重量相同时, 即  $R_{eq}$  不变时, 在覆冰偏心率取最小值时所对应的最大融冰时间随覆冰扁度的增加而减小, 即覆冰形状越扁, 最大融冰时间越小。

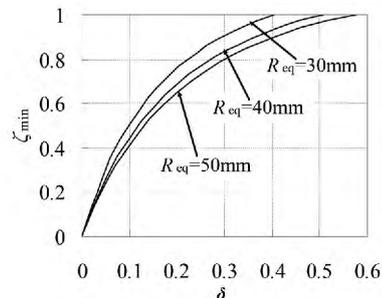


图7 覆冰偏心率的最小值( $\zeta_{\min}$ )与覆冰扁度( $\delta$ )的关系

### 4 结 论

在众多现场试验调查的基础之上, 提出了一种椭圆形模型来描述覆冰导线的形状特征, 并分析了不同覆冰形状对短路电流法融冰时间的影响, 得出以下结论。

- (1) 现场实验结果表明, 覆冰导线的横截面形状特征可以由椭圆模型来描述;
- (2) 根据覆冰导线的形状特征, 覆冰导线的横截面形状可分为同心圆、偏心圆和偏心椭圆;
- (3) 椭圆形覆冰导线偏心率对融冰时间有明显的影 响, 在其他融冰条件不变的情况下, 偏心率越大, 需要融化的冰层越薄, 融冰时间越短;

(下转第75页)

参考文献

[1] 郭建文. 10 kV 配电网存在的问题及线路安全运行的管理方法[J]. 中国电机(技术版) 2013(1):67-69.

[2] 王平洋. 配电系统规划中的若干重要问题[J]. 电网技术 2001 25(5):1-5.

[3] 袁先忠. 浅议 10 kV 配电网的规划设计及工程管理[J]. 广东科技 2012(23):49-50.

[4] 颜晓宇,贺静. 10 kV 配电网建设优化举措研究[J]. 华东电力 2008 36(4):79-82.

[5] 严健勇. 上海市中心城区配电网建设与改造[J]. 供用电 2005 22(3):4-8.

[6] 刘宇,赵咏梅. 德阳城区 10 kV 配电网规划研究[J]. 华中电力 2009 22(4):40-43.

[7] 黄晶. 提高配电线路“N-1”通过率方法[J]. 云南电力技术 2013 41(2):43-44.

[8] DL/T 599-1996, 城市中低压配电网改造技术导则[S].

[9] Q/GDW 462-2010 农网建设与改造技术导则[S].

[10] DL/T 5131-2001 农村电网建设与改造技术导则[S].

[11] DL/T 599-2005 城市中低压配电网改造技术导则[S].

[12] 王成山,王赛一,葛少云,等. 中压配电网不同接线模式经济性和可靠性分析[J]. 电力系统自动化 2002, 26(24):34-39.

[13] 徐晶. 配电网改造与近期规划[D]. 天津:天津大学, 2007.

[14] 段刚,余贻鑫. 中压配电网联络线优化的算法和实现[J]. 电力系统自动化 1999, 23(15):10-14.

[15] 冯霜. 基于“小分段”的中压架空接线模式研究[C]. 温州:全国电力系统配电技术协作网第四届年会论文集 2012.

作者简介:

易强红(1990), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统规划与运行优化;

霍凯龙(1988), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统规划与运行优化;

胡晓阳(1991), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划, 无功优化研究。  
(收稿日期: 2014-04-23)

(上接第 17 页)

(4) 随着覆冰扁度的增加, 覆冰偏心率的最小值也随着增加, 即当覆冰导线越扁, 导线偏心冰层的中心位置也越严重;

(5) 在覆冰偏心率取最小值时所对应的最大融冰时间随覆冰扁度的增加而减小, 即覆冰形状越扁, 最大融冰时间越小。

参考文献

[1] 孙才新,司马文霞,苏立春. 大气环境与电气外绝缘[M]. 北京:中国电力出版社,2002.

[2] 蒋兴良. 输电线路导线覆冰机理和三峡地区覆冰规律及影响因素研究[D]. 重庆:重庆大学,1997.

[3] 张宏志. 大面积导线覆冰舞动事故的调查与分析[J]. 东北电力技术,2001(12):15-19.

[4] 逸梅,史惠萍. 绝缘子的覆冰及覆冰绝缘子的放电特性[J]. 广西电力技术,1995(3):20-24.

[5] 许树楷,赵杰. 电网冰灾案例及抗冰融冰技术综述[J]. 南方电网技术,2008(2):1-6.

[6] Z. Péter: Modeling and Simulation of the Ice Melting Process on a Current-Carrying Conductor[D]. Quebec University 2006.

[7] J. Xingliang, F. Songhai, Z. Zhijin, S. Caixin, and S. Lichun: Simulation and Experimental Investigation of DC Ice-Melting Process on an Iced Conductor[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010(25):919-929.

[8] 李和云. 过热导体的积冰和除冰机制[D]. 武汉:华中科技大学 2001.

[9] 蒋兴良,杨辉. 输电线路的覆冰及防护[M]. 北京:中国电力出版社 2001.

[10] P. L. I. Skelton and G. Poots. Snow Accretion on Overhead Line Conductors of Finite Torsional Stiffness[J]. Cold Regions Science and Technology, 1991(19):301-316.

[11] G. Poots and P. L. I. Skelton. Simulation of Wet-snow Accretion by Axial Growth on a Transmission Line Conductor[J]. Applied Mathematical Modeling, 1995(19):514-518.

[12] 梁文政. 架空电力线路抗冰(雪)害的设计与对策[J]. 电力设备 2008(9):19-22.

[13] G. Poots and P. L. I. Skelton. Thermodynamic Models of wet-snow Accretion: Axial Growth and Liquid Water Content on a Fixed Conductor[J]. International Journal of Heat and Fluid Flow. 1995(16):43-49.

[14] 顾明,马文勇,全涌,等. 两种典型覆冰导线气动力特性及稳定性分析[J]. 同济大学学报:自然科学版, 2009(37):1328-1332.

[15] M. Farzaneh, Atmospheric Icing of Power Networks[M]. New York: Springer, 2008.

[16] G. Poots and P. L. I. Skelton. The Effect of Aerodynamic torque on the Rotation of an Overhead Line Conductor During Snow Accretion[J]. Atmospheric Research, 1995(36):251-260.

[17] L. Makkonen. Estimation of Wet Snow Accretion on Structures[J]. Cold Regions Science and Technology, 1989(17):83-88.

(收稿日期: 2014-05-18)

# 高压直流输电次同步振荡时域仿真分析与控制

王敏华 康积涛 裴超志

(西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

**摘要:** 电力系统输电过程中有一定概率产生次同步振荡(subsynchronous oscillation,SSO),这种振荡极易造成汽轮发电机组的大轴损毁,准确分析系统的次同步振荡特性对其防止和抑制有重要意义。高压直流输电由于其闭环控制的影响,也会使系统产生次同步振荡现象。因此研究高压直流次同步振荡及其抑制措施问题具有重要的意义。以 CIGRE 高压直流输电模型为基础,结合 IEEE 第一谐振模型,搭建高压直流输电系统,然后对其发电机电磁转矩、各轴段转矩进行分析。最后通过相位补偿原理设计 SSDC 进行抑制次同步振荡。

**关键词:** 次同步振荡; 高压直流输电; 次同步阻尼控制器

**Abstract:** There is a certain risk of subsynchronous oscillation (SSO) in power system transmission which is easy to damage the shaft of turbo generator, so it is of great significance to prevent and suppress subsynchronous oscillation by the accurate analysis of its characteristics. Because of its close loop control in high voltage direct current (HVDC) transmission, it will also make the system produce the subsynchronous oscillation. Therefore, it is of important significance to research the subsynchronous oscillation problem caused by HVDC and how to effectively control. Based on CIGRE HVDC model and combined with IEEE the first SSR model, the HVDC subsynchronous oscillation system is established, and then each shaft of electromagnetic torque and the torque in the generator are analyzed. Finally, the subsynchronous damping controller (SSDC) is designed with phase compensation principle in order to suppress subsynchronous resonance.

**Key words:** subsynchronous oscillation; HVDC; subsynchronous damping controller (SSDC)

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0018-05

## 0 引言

中国的能源资源非常丰富,但其分配极不均衡,煤炭资源 80% 集中在西部和北部,水资源 80% 集中在西南地区。但另一方面,随着中国经济的快速发展,用电负荷急剧增加,尤其是中国的东部经济发达地区,这一现状决定了必须采用大容量、超高压、远距离输电<sup>[1]</sup>。

高压直流输电具备损耗小、可以限制短路电流、线路造价低等优点,因而在远距离、大容量输电方面具有不可替代的优势。越来越多的电力系统采用交、直流互联电网<sup>[2-3]</sup>,由于大型受端电网的形成,近年来的系统规划已开始出现多条直流和多条交流线路并列运行的多馈入交直流混合输电系统。

但是 HVDC 线路和汽轮发电机组之间的相互作用会引起发电机轴系与电气系统以一个或多个低于同步频率交换能量而损坏的现象,从而引发次同

步振荡现象。次同步振荡是一类严重的系统稳定性问题,不但会使系统产生振荡现象,而且极易造成汽轮发电机组的大轴损毁<sup>[2]</sup>。如何采取有效措施抑制次同步振荡是电力系统中一项重要的研究内容。

文献[4]采用人工神经网络法对扭振系统的特征值进行实时分析,可用于在线分析次同步振荡(subsynchronous oscillation,SSO);文献[5]采用多变量频域法对次同步振荡进行分析,可反映出发电机 dq 轴的不对称性;文献[6]采用开环系统频率特性法对汽轮机调节系统的 SSO 特性进行分析;文献[7]基于模态控制理论,利用特征值法设计次同步振荡抑制器(subsynchronous damping controller,SSDC);文献[8]提出了一种基于传递函数的波特图设计 SSDC 参数的方法;文献[9]提出了与遗传算法相结合的 SSDC 设计;文献[10]提出了基于  $H_{\infty}$  控制理论的 SSDC,提高了 SSDC 的在线计算速度,并使其具有一定的鲁棒性。

基于测试信号法,先介绍高压直流次同步振荡

发生的原理,然后分析高压直流次同步振荡进行时域分析,最后根据高压直流次同步振荡抑制机理,设计 SSDC 抑制次同步振荡。最后利用 PSCAD/EMT-DC 软件在 IEEE 第一标准模型基础上,对其抑制效果进行了仿真验证。

### 1 高压直流次同步振荡机理

以图 1 所示的简化 HVDC 系统模型为例,分析 HVDC 引发 SSO 时系统状态量的变化过程, HVDC 整流侧在定电流或者定功率控制时引起的次同步振荡问题的状态量的变化过程见图 2。若与整流站紧密耦合的发电机上转子机械角速度施加一个微小扰动  $\Delta\theta$  ( $\Delta\omega$ ), 则将导致机端电压 (即图 2 中的换流站换流母线电压处  $U \angle \theta_U$ ) 的相位  $\theta_U$  和幅值  $U$  产生扰动, 经交流线路从而该扰动传递到整流站换流母线上。现代的 HVDC 系统中换流器普遍采用 EPC 方式, 对应于换流母线电压相位的扰动, 换流阀触发角  $\alpha$  将产生相同的扰动 ( $\Delta\alpha$ ), 因此换相电压幅值以及触发角的改变, 将会引起直流母线电压  $U_d$  的扰动, 而该扰动会引起直流电流  $I_d$  的变化, 并进一步导致直流功率发生变化 ( $\Delta P_d$ )。这两者的作用将导致直流电压和电流偏离平衡状态, 而 HVDC 定电流控制将感应这种偏差并加以快速校正和调整, 但是往往不能消除  $\Delta I_d$  ( $\Delta P_d$ ), 从而导致电流功率变化为  $\Delta I'_d$  ( $\Delta P'_d$ )。直流功率的变化  $\Delta P'_d$  通过交流网络的传递将导致交流功率变化  $\Delta T_e$ , 从而导致发电机电磁力矩变化  $\Delta T_e$ , 而  $\Delta T_e$  的变化又会最终又反馈作用于机组轴系。如果发电机转速的变化  $\Delta\omega$  与引起的电气转矩变化量相位滞后超过  $90^\circ$ , 则将形成一种正反馈性质的轴系扭振相互作用,  $\Delta T_e$  不断助增扰动幅值,  $\Delta T_e$  会进一步增大初始扰动  $\Delta\theta$  ( $\Delta\omega$ ), 就会出现电气负阻尼。一旦该电气负阻尼超过发电机组轴系所提供的正的机械阻尼, 就出现 HVDC 控制系统引起的轴系扭振不稳定<sup>[55]</sup>。

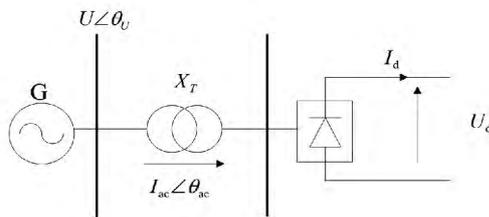


图 1 准稳态模型所依据的换流器电路结构

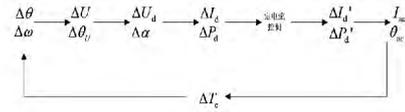


图 2 HVDC 引发次同步振荡系统状态量变化过程

### 2 高压直流次同步振荡抑制机理

SSDC 作为抑制 SSO 的有效而经济的手段, 其控制性能受反馈信号的选取和控制方法确定的影响, 同时还应考虑其与其他设备控制特性的协调。在第二章中关于 SSO 产生机理的更全面解释中提到, 负阻尼的实质是电磁转矩偏差对转子初始扰动产生助增作用, 也就是说电磁转矩偏差与发电机轴系转速偏差之间的相位大于  $90^\circ$ , 因此可以采用与 PSS 抑制低频振荡的原理相似的相位校正 (phase correction, PC) 来阻尼 SSO。也就是以发电机转速偏差或者频率偏差信号为反馈信号, 经过放大和相位校正处理, 其输出信号通过换流站控制回路提供一个附加的电磁转矩, 使其与原有电磁转矩偏差的合成量与转速偏差之间的相位小于  $90^\circ$  (如图 3 所示), 使整个系统呈现出正的电气阻尼。

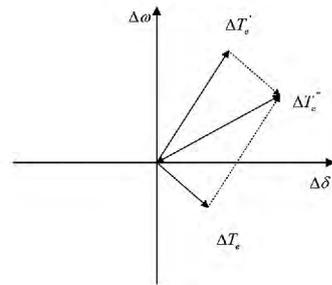


图 3 电气转矩的向量关系图

### 3 HVDC 次同步振荡分析

#### 3.1 HVDC 次同步振荡模型

如图 4 所示为含 HVDC 电力系统的典型简化模型, 该模型包含存在次同步振荡现象的待研机组 (图中虚框所示), 交流网络部分用无穷大电源 S1 和等值阻抗的串联组合与整流侧连接, 无穷大电源 S2 为逆变侧的受端系统。

该系统模型发电机及轴系模型的参数均采用 IEEE 第一谐振模型的参数, 直流部分采用 CIGER HVDC 标准模型, S1 和 S2 的额定频率均为 60 Hz, 端电压为 26 kV, 发电机的额定容量为 892.4 MVA,

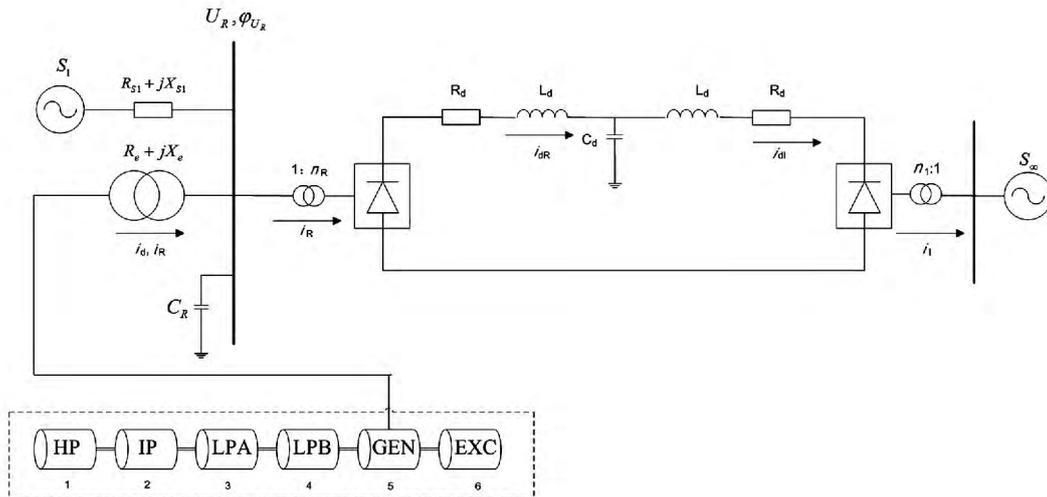


图 4 含 HVDC 次同步振荡的典型简化模型

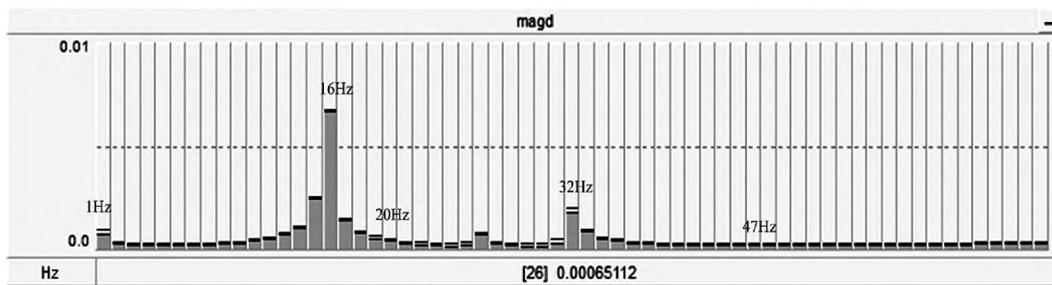


图 5 发电机转速 FFT 分析

直流额定输送功率为 1 000 MW ,额定电压为 500 kV。危害相当严重。

### 3.2 系统时域仿真分析

在 PSCAD/EMTDC 中建立图 4 的仿真模型 ,发电机轴系采用 6 轴段模型 ,机械阻尼设为零。待系统进入稳态后 ,在发电机出线上于 2.5 s 时给出三相接地故障 ,故障持续 0.05 s 后切除 ,仿真时间为 20 s ,发电机各个轴系质块扭矩将发生次同步振荡。

对发电机转速偏差进行 FFT 分析得到其各频率分量的幅值情况 ,如图 5 所示 ,可以看出幅值较高的频率均对应于发电机轴系的轴系振荡模式。其中幅值最高的为 16 Hz ,其次为 32 Hz、25 Hz 和 20 Hz 分量的幅值大小相近 ,而 1 Hz 和 47 Hz 分量的幅值非常小 ,可以忽略。

对发电机各质量块相对于发电机的机械位置和相对于额定转速度 ,各质量块角速度偏差进行仿真分析 ,如图 6 和 7 所示 ,各质量块相对于发电机的机械位置明显处于振荡状态 ,而且呈增大的趋势。相对于额定转速度 ,各质量块角速度偏差发散的趋势非常明显 ,这些都表明了次同步振荡对发电机组

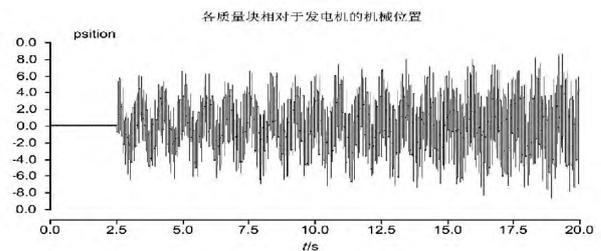


图 6 各质量块相对于发电机的机械位置

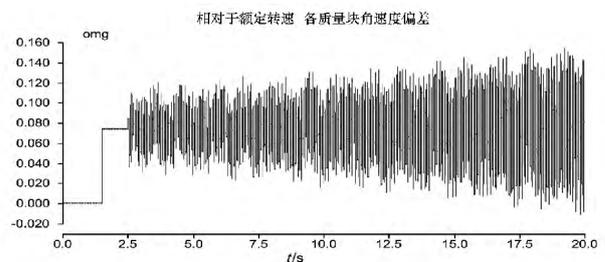


图 7 相对于额定转速度 ,各质量块角速度偏差

对发电机各轴段的扭矩、发电机转速度、电磁转矩进行仿真分析。如图 8 至图 10 得 ,在 2.5 s 施加扰动后 ,发电机各轴段的扭矩呈现发散现象 ,发电机转速与发电机电磁转矩呈现不稳定状态 ,系统发生次同步振荡。

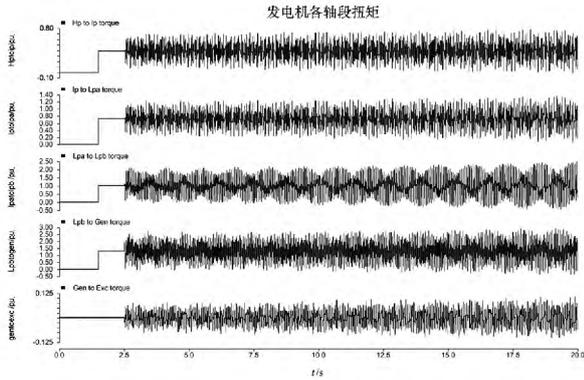


图 8 发电机发生故障时各轴段间的扭矩

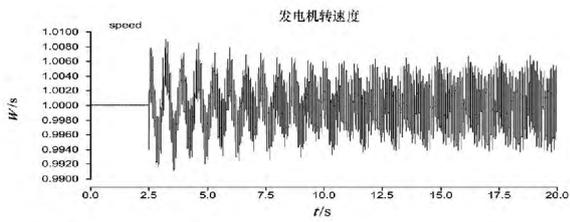


图 9 发电机转速运行示意图

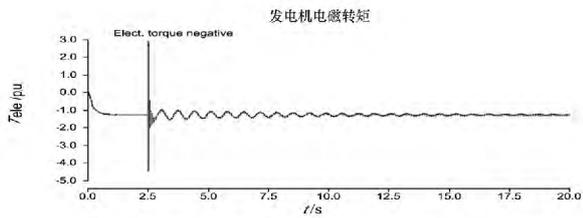


图 10 发电机电磁转矩示意图

## 4 HVDC 次同步振荡控制器设计

### 4.1 控制器 SSDC 设计原理

SSDC 抑制 SSO 时需要向发电机组提供一个足够大的正阻尼力矩才能抑制发电机发散的转速振荡。因此 SSDC 的控制策略为: 当发电机转速减小时, 在 SSDC 的作用下 HVDC 的直流电流参考值减小, 由于换流器的快速响应特性, 直流功率减小, 则发电机输出的电磁功率也将减小。对恒定的输入机械功率, 电磁功率的增加将导致转子动能的增加, 从而使得转子转速增加; 反之, 发电机转速减小时 HVDC 定电流参考值增加, 则直流功率增加, 发电机的电磁功率增加, 从而使发电机转子减速。在 HVDC 换流器的快速响应特性下, 通过 SSDC 的这种控制策略能增强发电机组的次同步振荡阻尼, 达到抑制系统次同步振荡的目的。

### 4.2 控制器 SSDC 设计方案

以图 4 建立的模型为研究对象, 其中转子轴系 6 个轴段构成 6 个轴段对应转子轴系 6 个扭振模

式, 除去一个刚体模式, 进行 SSO 分析的有 5 个扭振模式, 轴系的机械扭振模态频率分别为 15.71 Hz、20.21 Hz、25.55 Hz、32.28 Hz、47.45 Hz。由于在 47.45 Hz 处, 该模态近似为等幅振荡模式, 由于该分量所占比重非常小, 所以在设计阻尼控制器时只用考虑前 4 个扭振模式。

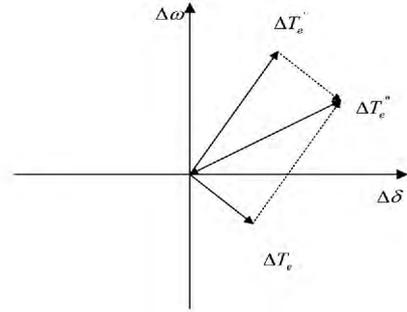


图 11 电气转矩的向量关系图

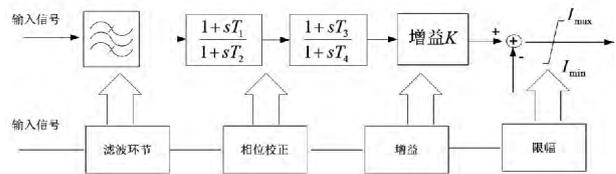


图 12 SSDC 结构示意图

SSDC 采用以发电机的转速偏差作为反馈信号, 采用分模态控制的方法, 经过 4 阶 Butterworth 滤波器, 通过相位补偿环节补偿负阻尼所需要的相位差, 最后经幅值增益和限幅环节得到电流补偿量, 将输出信号叠加至直流电流的整定值信号中, 共同作为定电流控制器的输入信号, 消除已产生的次同步振荡。

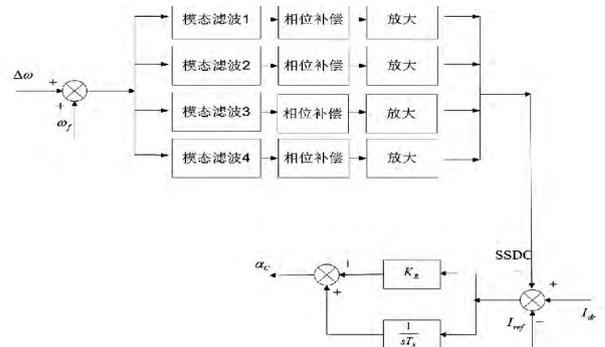


图 13 发电机转速偏差为反馈信号的多模态阻尼控制器

SSDC2 各个模式的滤波及相补环节如表 1。

表 1 SSDC 参数

模式	通带 /Hz	补偿频率点 /Hz	$\varphi_m /(^{\circ})$	环节个数	放大倍数
1	14 ~ 17	15.71	37	2	10
2	19 ~ 22	20.21	47.5	2	10
3	24 ~ 27	25.55	41.5	2	10
4	31 ~ 34	32.25	50	2	10

### 4.3 控制器 SSDC 抑制效果仿真分析

为进一步验证加入 SSDC 后,抑制次同步振荡的有效性,对图 4 所示模型加入 SSDC 进行仿真分析。待系统进入稳态后,在发电机出线上于 2.5 s 时给出三相接地故障,故障持续 0.05 s 后切除,仿真时间为 20 s。

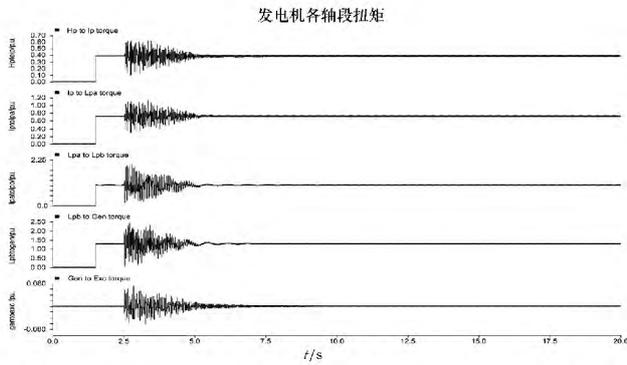


图 14 加入 SSDC 时发电机发生故障时各轴段间的扭矩

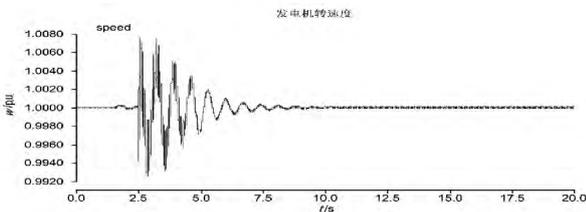


图 15 加入 SSDC2 时发电机转速示意图

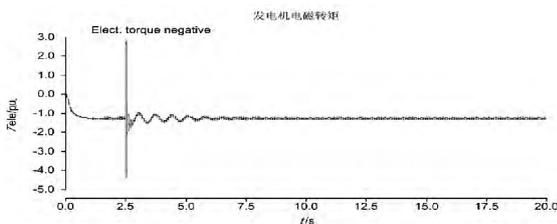


图 16 加入 SSDC 时发电机电磁转矩示意图

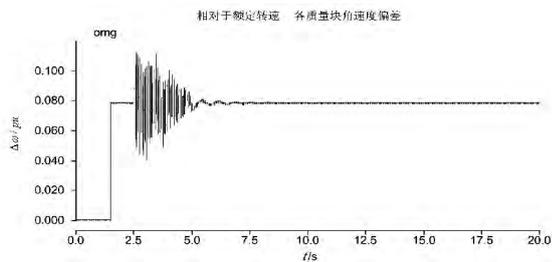


图 17 加入 SSDC 相对于额定转速,各质量块角速度偏差示意图

由图 14 ~ 图 18 可得,发电机各轴段扭矩、电磁转矩及发电机转速度等振荡都得到明显的收敛,次同步振荡得到了抑制。

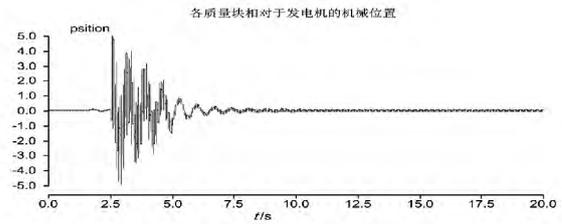


图 18 各质量块相对于发电机的机械位置示意图

## 5 结论

通过上述时域仿真分析,得出下列结论。

- (1) HVDC 系统的不正当控制将会引发次同步振荡现象,这将会引发系统发生故障乃至造成发电机损坏。
- (2) 通过对发电机转速度进行 FFT 分析可得,系统发生次同步的最大振荡频率为 15.6 Hz。
- (3) 设计的次同步阻尼控制器都可以达到抑制 SSO 的目的,也就是说在轴系扭振模态频率处电气阻尼转矩系数为正就可以抑制次同步振荡。

### 参考文献

- [1] 张运洲,张卫东. 国家电网公司电网“十一五”发展规划综述 [N]. 国家电网报, 2006-36-38(1).
- [2] 赵遵廉. 中国电网的发展与展望 [J]. 中国电力, 2004, 37(1): 1-6.
- [3] 于立宏. 能源资源替代战略研究 [M]. 北京: 中国时代经济出版社, 2008: 14-16.
- [4] Hsu YY, Jeng I H. Analysis of Torsional Oscillations Using Artificial Neural Network [J]. IEEE Trans. on EC, 1992, 7(4): 684-690.
- [5] 陈陈. 多变量频域法分析电力系统次同步振荡 [J]. 电力系统自动化, 1989(5): 22-27.
- [6] 于达仁,徐基豫. 大型汽轮机调节系统的设计对轴系扭振的影响 [J]. 中国电机工程学报, 1992, 12(4): 35-39.
- [7] YY. Hsu and L. Wang. Modal Control of an HVDC System for the Damping of Subsynchronous Oscillations [J]. IEE proceedings, 1989, 136(2): 78-86.
- [8] R. J. Piwko, E. VLarsen. HVDC System Control for Damping of Subsynchronous Oscillations [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1982, 101(7): 2203-2211.

(下转第 39 页)

热电采暖后地区电网的发电容量裕度和电网中可中断负荷都有所增加 如图 1 所示。

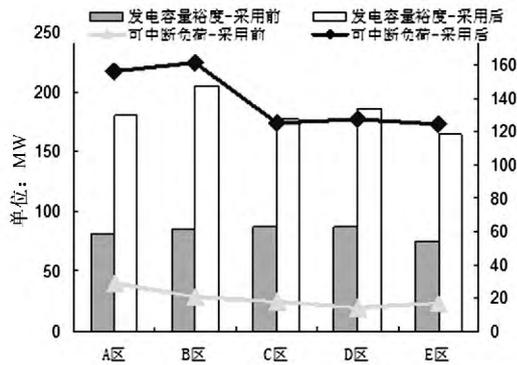


图 1 采用电采暖前、后发电裕度及可中断负荷对比

经过对该地区风电的时空特性分析,该地区风电反调峰率 0.63,风电同时率 0.77,那么采用蓄热式电采暖后系统调峰容量和接纳风电的能力如图 2 所示。

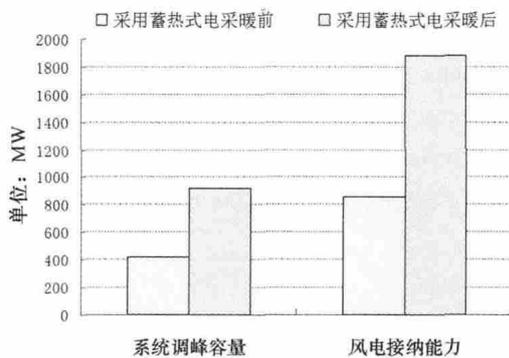


图 2 采用电采暖前、后风电接纳能力对比

通过图 2 可以看出,采用蓄热式电采暖后,由于发电机组的容量裕度和电网中可中断负荷均有所增加,系统的调峰容量由 415 MW 提高至 913 MW,电网风电接纳能力由 855.49 MW 提高至 1882.09 MW,利用蓄热式电采暖可有效提高电网接纳风电的能力。

## 6 结 论

随着越来越多城市雾霾现象出现,环境综合治理和清洁能源的开发应用已经成为备受关注的焦点问题,如何抑制风电波动性对电网稳定的影响,提高电网的风电接纳能力自然成为了研究的热点问题。前面根据冬季不同区域供暖期间的负荷特点,结合电采暖的特点和风电的运行特性,提出了对电网的电采暖负荷承载能力以及风电出力的时空特性的分析方法,并对蓄热式电采暖对电网接纳风电能力的影响进行了研究。结果表明,利用蓄热式电采暖能够有效提高电网的风电接纳能力,解决供热期间供热机组上网矛盾的同时,平衡风电出力的波动,提高电网运行的安全性。

### 参考文献

- [1] 谈小灵. 浅谈电采暖技术的优越性[J]. 煤炭工程, 2006(8): 64-65.
- [2] 肖明东, 余莉, 滕力. 电锅炉蓄热技术在某供暖工程中的应用[J]. 暖通空调, 2004, 34(1): 65-66.
- [3] 王振铭. 对电采暖应进行全面的科学论证[J]. 节能与环保, 2001(2): 7-10.
- [4] 吴功高, 叶中雄, 姚明, 等. 安徽电网接纳风电能力的分析研究[J]. 华东电力, 2011, 39(6): 97-99.
- [5] MILLIGAN M. Wind Power Plants and System Operation in the Hourly Time Domain [C]. AWEA Wind Power 2003 Conference, Austin Texas, May 18-21.
- [6] 吴醇. 风电场对电力系统调频和备用容量的影响[J]. 华东电力, 2011, 39(6): 93-96.
- [7] 颜巧燕, 温步瀛, 江岳文. 风电并网后系统备用容量需求分析[J]. 电力与电工, 2009, 29(2): 14-16.

作者简介:

张新伟(1986), 硕士, 主要从事电网稳定分析和调度控制的工作;

耿万梅(1986), 本科, 主要从事电网安全管理和新能源并网方面的工作。

(收稿日期: 2014-04-04)

(上接第 22 页)

- [9] 江全元, 程时杰, 曹一家. 基于遗传算法的 HVDC 附加次同步阻尼控制器的设计[J]. 中国电机工程学报, 2005(1): 87-91.
- [10] 杨秀, 王西田, 陈陈. 基于  $H_{\infty}$  鲁棒控制理论的高压直

流输电系统附加次同步振荡阻尼控制设计[J]. 电网技术, 2006, 30(9): 57-61.

作者简介:

王敏华(1988), 硕士, 研究方向为电力系统的稳定与控制。

(收稿日期: 2014-04-02)

# 多馈入直流系统换流母线动态电压稳定性分析

井艳清, 王 森

(国核电力规划设计研究院, 北京 100095)

**摘要:** 直流输电系统中换流器运行时消耗大量的无功功率, 致使逆变侧的电压稳定问题最为突出, 若所联交流系统强度较弱, 则电压稳定问题更为严重。近年来, 国内直流输电系统陆续投产, 直流系统间的相互作用使得多馈入直流系统的电压稳定性更为复杂, 仅研究单条直流系统的电压稳定性已无法满足工程实际需求。以两馈入直流系统模型为例, 研究换流母线补偿的无功大小、直流间耦合程度、以及多馈入短路比大小对多馈入直流系统换流母线电压稳定性的影响。NETOMAC 仿真结果表明, 在多馈入直流系统中, 在一定范围内增大换流母线无功功率补偿、减小直流系统间电气距离、增大所联系统多馈入短路比均对动态电压稳定有利。

**关键词:** 多馈入直流输电系统; 动态电压稳定; 直流系统间电气距离; 电压稳定临界点; 多馈入短路比

**Abstract:** Converters of HVDC transmission system consume a large amount of reactive power, so that the voltage stability problem in inverter side is most prominent, if the coupling strength of AC system is weak, the voltage stability problem is more serious. In recent years, DC transmission system has been gradually put into operation in China, and the interactions between DC systems make the voltage stability of multi-infeed DC system more complex, so studying the voltage stability only in single DC system cannot meet the actual needs of the project. Taking the model of two-infeed HVDC transmission system for example, the impacts of reactive power compensation, degree of coupling between direct currents and multi-infeed short-circuit ratio on the voltage stability of multi-infeed HVDC system are studied. NETOMAC simulation results show that for multi-infeed HVDC transmission system the voltage stability can be improved by appropriately increasing the compensation of reactive power at commutation buses, reducing the electrical distance between HVDC systems and increasing multi-infeed short-circuit ratio of the connected HVDC system.

**Key words:** multi-infeed HVDC transmission system; dynamic voltage stability; electrical distance between HVDC systems; voltage stability critical point; multi-infeed short-circuit ratio

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0023-04

## 0 引言

直流输电系统运行中, 换流器消耗的无功功率约占直流输送功率的 40% ~ 60%, 而系统无功支撑不足正是其电压不稳定的主要原因, 因此逆变侧的电压稳定问题尤为突出<sup>[1-5]</sup>。另外, 直流输电系统的电压稳定还受所联交流系统的强度影响, 交流系统强度在多馈入直流系统中体现为多馈入短路比。随着国内多条直流输电系统的陆续投产, 迫切需要研究多馈入直流系统的动态电压稳定性。

文献[6]利用多馈入短路比指标分析了受端电网的强度, 并讨论了直流系统落点位置对多馈入短路比的影响; 文献[7]利用简化单馈入直流输电系统模型分析了直流输送功率极限与换流节点电压稳

定性之间的关系; 文献[8]以两馈入直流系统简化模型为基础, 研究计及直流间相互作用后, 多馈入直流系统运行状态变化、直流间耦合程度以及直流系统多馈入短路比大小对多馈入直流系统功率输送能力的影响。直流换流器运行时消耗大量无功功率, 众多研究表明, 在直流输电系统中稳定性问题最值得关注的是电压稳定问题<sup>[9-11]</sup>。相较于纯交流输电系统和单条直流输电系统, 多馈入直流输电系统结构更为复杂, 直流间复杂的相互作用对多馈入直流系统电压稳定影响较大<sup>[12-18]</sup>, 多馈入直流系统的电压稳定性需要进一步深入研究。

基于以往直流输电系统的研究, 建立两馈入直流输电系统简化模型, 研究考虑直流间相互作用情况下, 消耗无功大小、直流间耦合程度、以及多馈入短路比大小对多馈入直流系统电压稳定性的影响,

并采用德国西门子公司开发的 NETOMAC 程序进行仿真。

## 1 两馈入直流系统简化模型

对多馈入直流系统相互作用机理的分析,采用图 1 所示的两馈入直流系统简化模型进行研究。模型中,交流系统采用戴维宁等效电路,即用一固定阻抗  $Z$  串联一固定电动势  $E$  串联来模拟。此模型对应于扰动发生后 100 ~ 300 ms 内交流系统特性,此时同步发电机的励磁调节器和交流系统的其它电压控制装置还未来得及响应。由于在逆变运行时,直流系统对交流系统强度的要求更高,因此假定模型中换流器均视为逆变器。

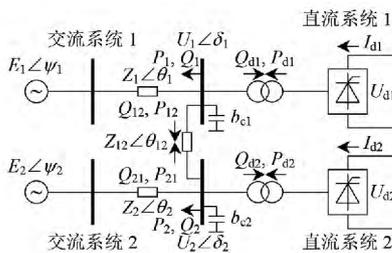


图 1 两馈入直流系统简化模型

图 1 中  $E_i \angle \psi_i$  为交流系统等值电势;  $Z_i \angle \theta_i$  为交流系统等值阻抗;  $Z_{12} \angle \theta_{12}$  为交流系统之间的耦合阻抗;  $P_i, Q_i$  为交流系统有功和无功功率;  $P_{di}, Q_{di}$  为直流系统有功和无功;  $P_{ij}, Q_{ij}$  为交流系统之间的有功和无功交换;  $U_i \angle \delta_i$  为换流站交流母线电压;  $b_{ci}$  为交流滤波器和无功补偿电容的等值导纳;  $U_{di}, I_{di}$  为直流电压和电流,其中  $i, j=1, 2$ , 且  $i \neq j$ 。

## 2 多馈入短路比

交直流相互作用强度的大小,主要取决于交流系统短路容量相对于直流系统额定容量的强弱,即短路比指标。文献 [11] 给出了考虑多条直流相互作用和影响后,直流系统  $i$  的多馈入短路比 (multi-infeed short circuit ratio, MSCR) 为

$$K_{MSCRi} = \frac{U_i^2 / |Z_{eqii}|}{P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |Z_{eqij} / Z_{eqii}| P_{dj}} \quad (1)$$

式中  $U_i$  为直流系统  $i$  换流母线电压;  $Z_{eqij}$  为从各直流换流母线看进去的等值节点阻抗矩阵  $Z_{eq}$  的第  $i$  行、第  $j$  列元素;  $P_{di}, P_{dj}$  为直流系统  $i, j$  的直流功率。若以换流母线额定电压  $U_i$  为基准电压,则可得到

$$K_{MSCRi} = \frac{1}{|Z_{eqii}| P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |Z_{eqij}| P_{dj}} \quad (2)$$

若考虑换流站换流母线侧的并联无功补偿设备的影响,则可推广定义多馈入有效短路比 (multi-infeed effective short circuit ratio, MESCR)。

$$K_{MESCRi} = \frac{1 / |Z_{eqii}| - 1 / |Z_{ci}|}{P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |Z_{eqij} / Z_{eqii}| P_{dj}} \quad (3)$$

式中  $Z_{ci}$  为直流系统  $i$  对应滤波器及无功补偿的阻抗值。

以两馈入直流系统简化模型为例,如图 1 所示,等值节点阻抗  $Z_{eqij}$  表达式为

$$|Z_{eq11}| = \frac{|Z_1 Z_2| + |Z_1 Z_{12}|}{|Z_1| + |Z_2| + |Z_{12}|} \quad (4)$$

$$|Z_{eq12}| = \frac{|Z_1 Z_2|}{|Z_1| + |Z_2| + |Z_{12}|} \quad (5)$$

$$|Z_{eq22}| = \frac{|Z_1 Z_2| + |Z_2 Z_{12}|}{|Z_1| + |Z_2| + |Z_{12}|} \quad (6)$$

## 3 电压稳定分析

### 3.1 数学模型描述

针对图 1 所示的两馈入直流系统简化模型,可用以下 11 个方程来描述整个模型系统的特性。

$$P_{di} = C_i U_i^2 [\cos 2\gamma_i - \cos(2\gamma_i + 2\mu_i)] \quad (7)$$

$$Q_{di} = C_i U_i^2 [2\mu_i + \sin 2\gamma_i - \sin(2\gamma_i + 2\mu_i)] \quad (8)$$

$$I_{di} = K_i U_i [\cos \gamma_i - \cos(\gamma_i + \mu_i)] \quad (9)$$

$$U_{di} = P_{di} / I_{di} \quad (10)$$

$$P_i = [U_i^2 \cos \theta_i - E_i U_i \cos(\delta_i + \theta_i - \psi_i)] / |Z_i| \quad (11)$$

$$P_{ij} = [U_i^2 \cos \theta_{ij} - U_i U_j \cos(\delta_i + \theta_{ij} - \delta_j)] / |Z_{ij}| \quad (12)$$

$$Q_i = [U_i^2 \sin \theta_i - E_i U_i \sin(\delta_i + \theta_i - \psi_i)] / |Z_i| \quad (13)$$

$$Q_{ij} = [U_i^2 \sin \theta_{ij} - U_i U_j \sin(\delta_i + \theta_{ij} - \delta_j)] / |Z_{ij}| \quad (14)$$

$$Q_{ci} = b_{ci} U_i^2 \quad (15)$$

$$P_{di} = P_i + P_{ij} \quad (16)$$

$$Q_{di} + Q_i + Q_{ij} = Q_{ci} \quad (17)$$

式中  $i, j=1, 2$ , 且  $i \neq j$ ;  $\gamma_i$  为熄弧角;  $\mu_i$  为换向角;  $C_i$  和  $K_i$  为与换流变压器参数及与直流系统基准值有关的 2 个常数,其中  $C_i$  的表达式为

$$C_i = 3S_{Ti} / (4\pi P_{dNi} U_{ki} \% \tau_i^2) \quad (18)$$

式中  $S_{Ti}$  为换流变压器的容量;  $P_{dNi}$  为直流系统额定

容量;  $u_{ki\%}$  为短路比;  $\tau_i$  为变压器分接头。

在上述方程的变量中  $S_{Ti}$ 、 $u_{ki\%}$ 、 $C_i$ 、 $K_i$ 、 $b_{ci}$ 、 $\tau_i$  为换流站设备参数。| $Z_1$ |、 $\theta_1$ 、| $Z_2$ |、 $\theta_2$ 、| $Z_{12}$ |、 $\theta_{12}$  为受端系统参数。若在系统运行过程中,不改变变压器分接头和不投切补偿电容器,则可认为换流站设备参数是固定不变的。同样在系统运行方式确定后,受端系统参数也是固定的。交流系统采用戴维宁等效电路得到的等效电动势  $E_i$  也假定是固定的。这样上述方程中剩余的运行状态变量:  $\gamma_i$ 、 $\mu_i$ 、 $U_{di}$ 、 $I_{di}$ 、 $P_{di}$ 、 $Q_{di}$ 、 $U_i$ 、 $\delta_i$ 、 $P_{ij}$ 、 $Q_{ij}$ 、 $Q_{ci}$  ( $i, j = 1, 2$ , 且  $i \neq j$ ) 共有 26 个。而方程 (7) ~ (17) 在  $i, j = 1, 2$  且  $i \neq j$  情况下共有 22 个约束方程。因此一旦确定 26 个状态变量中的任意 4 个变量,其余变量也就能被确定。

在图 1 所示的两馈入直流系统简化模型中,2 条直流均工作在恒定熄弧角/恒定电流控制方式。在以下分析中,选取  $\gamma_1$ 、 $I_{d1}$ 、 $\gamma_2$ 、 $I_{d2}$  为独立分量。首先假定换流站设备参数和受端系统参数,暂定  $S_{Ti} = 1.15P_{dNi}$ 、 $\mu_{ki} = 0.18$ 、 $\tau_i = 1$ ,对应的  $C_i = 1.53$ 。取  $Q_{cNi} = Q_{dNi} = (0.5 \sim 0.6)P_{dNi}$ ,受端系统参数 | $Z_1$ | =  $1/2$ , | $Z_2$ | =  $1/4$ , | $Z_{12}$ | =  $1$ ,  $\theta_1 = \theta_2 = \theta_{12} = 90^\circ$ ,则 2 条直流系统的多馈入有效短路比由式 (3) 计算为  $K_{MESCR1} = 1.84$ ,  $K_{MESCR2} = 3.06$ 。

模型系统在额定状况下运行时,有  $\gamma_i = \gamma_N = 18^\circ$ ,  $U_i = 1$ ,  $P_{di} = 1$ ,  $I_{di} = 1$ 。可由式 (7) 确定  $\mu_{Ni}$ ,由式 (9) 确定常数  $K_i$ ,又由式 (8)、(15) 确定  $b_{ci}$ ,最后取  $E_1 \angle \psi_1$  为平衡节点,由式 (16)、(17) 确定交流系统等效电源参数。保持交流系统等效电源参数不变,对于给定的  $\gamma_1$ 、 $I_{d1}$ 、 $\gamma_2$ 、 $I_{d2}$ ,求解式 (9)、(16)、(17) 组成的非线性方程组,可以求出状态变量  $U_i$ 、 $U_j$ 、 $\delta_i$ 、 $\delta_j$ 、 $\mu_i$ 、 $\mu_j$ ,从而确定其余所有的运行状态变量。通过以上方法,可以画出在给定不同的  $\gamma_1$ 、 $I_{d1}$ 、 $\gamma_2$ 、 $I_{d2}$  时,状态变量  $Q_{ci}$  随  $U_1$  的变化曲线。

### 3.2 Q-U 特性曲线分析

图 1 中直流系统 1 工作在恒定熄弧角控制方式时,直流系统 2 的电流不发生变化,且保持稳定运行。 $Q_{c1}$  减小时,  $U_1$  随之减小,  $Q_{c1}$  减小到某一值时,潮流开始不收敛,因此存在该运行方式下的电压稳定临界点,即  $Q-U$  曲线最低点。

两馈入直流系统简化模型中直流系统 1 单独运行和与直流系统 2 形成多馈入运行 2 种情况的  $Q-U$  特性曲线如图 2 所示。图 2 中横坐标为直流系统 1 的换流母线电压,纵坐标为直流系统 1 换流母线注入的无功功率,单位均为标么值。当系统运行在电压稳定临界点的左侧时,系统是不稳定的;当系统运行在

电压稳定临界点的右侧时,系统是稳定的。由图 2 看出,直流系统 1 单独运行时,电压稳定临界点为  $U_1 = 0.85$ 。当与直流系统 2 相联形成多馈入运行后,直流系统 1 的电压稳定临界点为  $U_1 = 0.8$ ,位于直流系统 1 单独运行时的左侧。这说明与强交直流系统相联,能有效提高交直流系统换流母线电压稳定性。

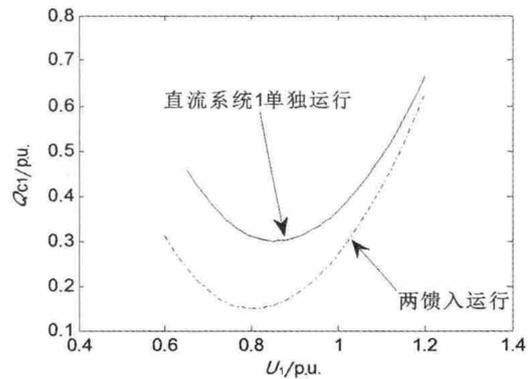


图 2 单馈入与多馈入 Q-U 特性曲线

计及直流间相互作用后,任意直流系统运行状态变化都会对其他直流系统电压稳定性造成影响。让图 1 模型 2 条直流均工作在恒定熄弧角控制方式  $\gamma_1 = \gamma_2 = 18^\circ$ ,设定  $Q_{c2}$  为 0.1 ~ 1.0 p.u. 之间的任意常数,这样对应每一个  $Q_{c2}$  都能画出一条  $Q_{c1}$  随  $U_1$  的变化曲线,如图 3 所示。

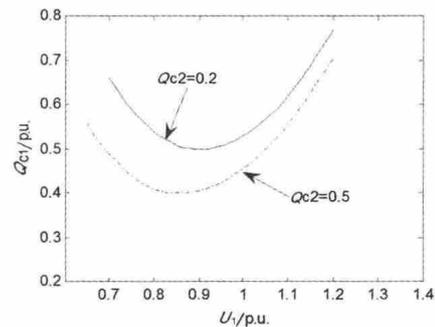


图 3 不同  $Q_{c2}$  的多馈入 Q-U 特性曲线

由 3 条曲线对比可看出,直流系统 2 换流母线注入的无功  $Q_{c2}$  变化对直流系统 1 电压稳定性的影响,当直流系统 2 换流母线注入的无功越大,第 1 回直流的电压稳定裕度越大,所能达到的多馈入直流系统电压稳定裕度也越大。

在多馈入直流系统中,各直流系统之间通过联接在换流母线上的耦合阻抗  $Z_{12}$  来相互作用。耦合阻抗  $Z_{12}$  的大小,反映了直流系统 1、2 之间电气耦合的紧密程度。 $Z_{12}$  越小,表明直流系统 1、2 之间电气距离越近,两个直流系统耦合程度越紧密。图 4 给出了当耦合阻抗  $Z_{12}$  取不同值时,直流系统 1 的无功功率  $Q_{c1}$  随  $U_1$  的变化曲线。图 4 表明减小与强交直流系统之间的电气距离,能有效提高较弱直流系统

### 电压稳定裕度 改善系统稳定性。

### 参考文献

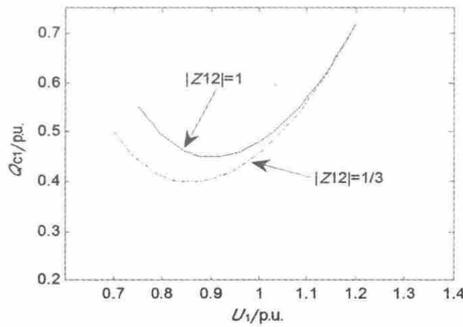


图 4 不同  $Z_{12}$  的多馈入  $Q-U$  特性曲线

在单条直流系统电压稳定分析中得到,直流系统短路比 SCR 越小,其电压稳定性越差。提高直流系统短路比,可以有效改善系统稳定性,提高电压稳定裕度。为考察两馈入直流系统简化模型中直流系统 2 短路比大小的变化对直流系统 1 电压稳定性的影响,设定直流系统 2 受端系统参数  $|Z_2|$  分别为  $1/7$ 、 $1/2$ 。从而得到直流系统 2 多馈入有效短路比 3.81、1.56。两种情况下,直流系统换流母线注入的无功功率  $Q_{c1}$  随  $U_1$  的变化曲线,如图 5 所示。

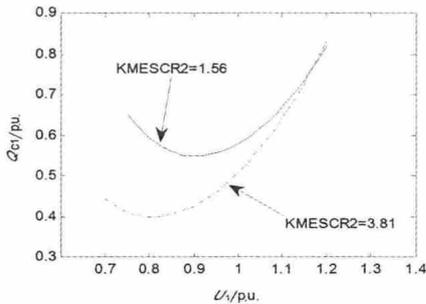


图 5 不同  $K_{MESCR2}$  的多馈入  $Q-U$  特性曲线

对比曲线得出,适当提高直流系统 2 的多馈入有效短路比大小,能有效提高直流系统 1 的电压稳定裕度。

## 4 结 论

(1) 与强交直流系统相联形成多馈入直流系统,能有效增大较弱直流系统的电压稳定裕度,改善系统稳定性。

(2) 在多馈入直流系统中,在一定范围内增大换流母线无功功率补偿、减小与强直流系统间电气距离、增大所联系统多馈入有效短路比均能有效增大直流系统的电压稳定裕度。

- [1] Kunder P. Power system stability and control [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002: 648 - 689.
- [2] 李兴源. 高压直流输电系统的运行和控制 [M]. 北京: 科学出版社, 1998: 153 - 167.
- [3] 赵晓君. 高压直流输电工程技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 10 - 25.
- [4] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2002.
- [5] 周双喜, 朱凌志, 郭锡玖, 等. 电力系统电压稳定性及其控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [6] 邵瑶, 汤涌, 郭小江, 等. 多直流馈入华东受端电网暂态电压稳定性分析 [J]. 电网技术, 2011, 35(12): 50 - 55.
- [7] 邱革非, 束洪春, 董俊, 等. 联于弱交流系统的 HVDC 输电系统输电能力和电压稳定性的研究 [J]. 昆明理工大学学报: 理工版, 2005, 30(3): 50 - 55.
- [8] 陈虎, 张英敏, 贺洋, 等. 多馈入直流输电系统功率稳定性分析 [J]. 电网技术, 2011, 35(6): 50 - 54.
- [9] 林伟芳, 汤涌, 卜广全. 多馈入交直流系统电压稳定性研究 [J]. 电网技术, 2008, 32(11): 7 - 12.
- [10] 邵瑶, 汤涌. 多馈入交直流混合电力系统研究综述 [J]. 电网技术, 2009, 33(17): 24 - 30.
- [11] 林伟芳, 汤涌, 卜广全. 多馈入交直流系统短路比的定义和应用 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(31): 1 - 8.
- [12] 邵瑶, 汤涌. 采用多馈入交互作用因子判断高压直流系统换相失败的方法 [J]. 电机工程学报, 2012, 32(4): 108 - 114.
- [13] 蔡泽祥, 朱浩骏, 白雪峰, 等. 多馈入直流输电系统的动态特性及稳定控制与分析 [J]. 华北电力大学学报, 2004, 31(5): 1 - 8.
- [14] 洪潮, 烧宏. 多馈入直流系统的量化分析指标及其应用 [J]. 南方电网技术, 2008, 2(4): 37 - 41.
- [15] 吴冲, 李兴源, 何朝荣. 多馈入直流交互作用因子在换相失败研究中的应用 [J]. 继电器, 2007, 35(9): 26 - 31.
- [16] 徐政. 交直流电力系统动态行为分析 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2004: 67 - 71.
- [17] Denis L H A, Andersson G. Voltage Stability Analysis of Multi - infeed HVDC Systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, 12(3): 1318 - 1308.
- [18] Paulo F D T, Bernt B, Gunnar A. Multiple Infeed Short Circuit Ratio: Aspects Related to Multiple HVDC Into one AC Network [C]// Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China: IEEE, 2005: 1 - 6.

### 作者简介:

井艳清(1987), 助理工程师, 硕士, 主要研究方向为电力系统前期规划咨询及稳定与控制;

王 森(1976), 高级工程师, 博士, 主要从事电力系统规划及咨询、稳定与控制工作。

(收稿日期: 2014 - 05 - 26)

# 舟山多端柔性直流输电系统控制策略分析

胡欣, 李兴源, 朱瑞可

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

**摘要:** 根据多端柔性直流输电系统的数学模型和控制策略搭建出 PSCAD/EMTDC 的多端头型直流输电系统仿真模型, 并针对舟山多端柔性直流输电工程进行了分析, 绘制了舟山工程的拓扑机构, 并提出相应的控制策略。通过仿真验证舟山系统采用电压偏差控制、无源孤岛控制以及无功功率和交流电压斜率偏差控制时, 能够提高舟山系统在远方电压降落时稳定运行的能力, 增强了舟山系统运行的可靠性和灵活性。

**关键词:** 柔性直流输电 (VSC - HVDC); 多端直流输电 (VSC - MTDC); 控制策略; PSCAD/EMTDC

**Abstract:** Based on the mathematical models and control strategies of flexible multi-terminal HVDC transmission systems, the simulation model of multi-end DC transmission system is established by PSCAD / EMTDC. The flexible multi-terminal HVDC transmission project in Zhoushan is analyzed to draw the topology agency of Zhoushan project, and the corresponding control strategies are proposed. The control strategies adopted in Zhoushan project are verified by the simulation such as voltage bias control, passive island control, reactive power control and AC voltage slope deviation control, which can improve the ability of stable operation during voltage drop in the distance and enhance the reliability and flexibility of system operation in Zhoushan.

**Key words:** flexible HVDC (VSC - HVDC); MTDC (VSC - MTDC); control strategy; PSCAD / EMTDC

中图分类号: TM761 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2014)04 - 0027 - 04

## 0 引言

近年来, 随着包括风力和太阳能等可再生能源的分布式发电的兴起, 以及将直流并网用于海上风电场的技术日趋成熟, 多端直流输电技术受到了越来越多的关注<sup>[1-7]</sup>。多端直流输电系统是由 3 个或 3 个以上的换流站以及连接换流站之间的高压直流输电线路组成, 能够实现多电源供电、多落点受电, 与传统的两端直流输电相比运行方式更加灵活、便捷, 是直流输电的发展方向<sup>[8-12]</sup>。

随着电力电子技术的发展, 半导体开关器件从早期的半控晶闸管发展到了现在的全控型开关, 其性能优越性大幅提升。目前在用的晶闸管有: 双极型晶体管 (bipolar junction transistor, BJT)、绝缘栅双极晶体管 (insulated gate bipolar transistor, IGBT)、门极管段晶闸管 (gate turn-off thyristor, GTO)、场控晶闸管 (Mos controlled thyristor, MCT) 等。半导体开关器件的进步促进了电力电子变流技术的发展, 这就在很大程度上提高了柔性直流输电技术的进步,

尤其是电压源型换流器的出现, 使得这种基于电压源型换流器的高压直流输电技术成为了新的输电方法, 产生通过脉宽调制 (plus width modulation, PWM) 控制的 VSC 进行直流输电的概念, 这就是新一代的直流输电技术柔性直流输电<sup>[1-3]</sup> (VSC - HVDC)。在 VSC - HVDC 中, 用全控型器件代替了原来的半控型器件, 使系统能对有功功率和无功功率进行同时和独立的传输, 同时还能实现对无源网络供电。VSC - HVDC 输电技术克服了传统的直流输电技术的不足, 扩展了直流输电的应用领域。

随着世界能源紧缺和环境问题日益严重, 中国开始大力推广和开发风能、太阳能灯可再生清洁能源, 来优化能源结构。然而风能和太阳能分散性、小型化、远离负荷中心的特点制约了风电利用规模的扩大, 妨碍了传统交流输电技术和 CSC - HVDC 输电技术的联网。同时, 城市配电网的快速扩容要求有限的输电线路能够输送更多的电能, 另一方面, 大量配电网转入地下, 给中国电网发展造成很大的问题。

VSC - HVDC 输电技术能够有效解决上述问

题,并且已在实际工程中得到应用,尤其是在分布式发电系统接入大电网、城市直流配电网改造、孤岛供电、异步大电网互联等领域 VSC-HVDC 输电系统取得了良好的效果。然而,当 VSC-HVDC 两端输电系统中一段 VSC 发生故障后,系统将被迫处于瘫痪状态,给系统造成了严重影响。VSC 在系统潮流翻转式保持极性不变,这个特点可以使运行方式更加灵活,控制更加多样。多端柔性直流输电系统(VSC-multi terminal HVDC, VSC-MTDC)应运而生,VSC-MTDC 可以用于的领域包括:大规模新型能源输到远方负荷送电;向弱交流系统、不同区域间电力市场交易;负荷密集的大城市甚至是无源网络供电等。VSC-MTDC 仍然处于理论研究和模拟实验阶段,尚没有工程应用。目前对 VSC-MTDC 的研究多集中在多个换流器的并联运行稳定性,系统的故障穿越能力,换流器间的功率分配等方面,因此,VSC-MTDC 的协调控制策略称为为了最为关键的问题。

目前国内外学者对 VSC-HVDC 输电技术的研究主要集中在系统建模和控制策略两个方面。VSC-HVDC 系统的控制策略分为直接电流控制和间接电力控制两类。间接电流<sup>[4-9]</sup>控制优点是结构简单,容易实现,缺点是动态响应慢,无功量和有功量相互耦合,并且无法直接实现电流限流的保护,在现实应用存在使用困难。直接电流控制策略采用电流闭环控制,使电流能够快速响应,并实现限流保护,有功和无功的解耦控制,因此直接电流控制得到了广泛地关注和快速发展。文献[10]在 d-q 同步旋转坐标系下建立了 VSC-HVDC 的连续时间状态空间模型,研究 d-q 轴解耦控制策略,设计了不完全微分的 PI 有功和电压控制器。文献[11]通过  $\alpha-\beta$  坐标系,建立了二极管钳位式三电平拓扑结构的变流器数学模型,推导了正负序分离算法并提出了相应的控制策略,着重分析了离散性迟滞对控制器性能的影响。文献[12]推导了二极管钳位式三电平拓扑结构的 VSC 背靠背直流输电系统在 d-q 坐标系下的数学模型,设计了 VSC 内环和外环控制器。文献[13]推导了 d-q 同步旋转坐标系下 VSC-HVDC 的稳态模型,根据逆系统理论设计了 VSC-HVDC 非线性系统的线性化控制无源网络或者弱交流网络供电。文献[14]研究了 VSC-HVDC 系统对有源和无源网络供电时的控制策略,运用

PSCAD/EMTDC 软件,仿真验证了不同控制策略的动态响应特性。文献[15-16]建立了 VSC-HVDC 向无源网络供电的 Matlab 仿真模型,仿真验证分析了无源网络侧的定交流电压控制策略。

针对舟山多端柔性直流输电工程进行了分析,绘制了舟山工程的拓扑机构,并提出相应的控制策略。通过仿真验证舟山系统采用电压偏差控制、无源孤岛控制以及无功功率和交流电压斜率偏差控制时,能够提高舟山系统在交流故障、换流站退出、孤岛运行以及远方电压降落时稳定运行的能力,增强了舟山系统运行的可靠性和灵活性。

## 1 舟山 VSC-MTDC 工程

舟山地区电网规模较小,短路容量不高,大容量风电集中送出后对该区域电网有一定影响。舟山电网系统实现岛屿间联网时,要充分考虑风电场的影响。风电场的接入采用传统交流接入方式时,随着传输距离的增加,输电线路电压降落较大,需要大量补充无功,这将严重制约其功率输送能力。采用全控器件的柔性高压直流输电(VSC-HVDC)方式,可以对风电输出功率进行快速、灵活控制的同时还能够动态补偿风电场系统无功功率,稳定并网母线电压,能直接连接短路容量小的弱交流系统,甚至向无源网络供电等特点,较为适合岛屿众多、岛屿间距离较远、同时又包含一定容量风电场的舟山电网系统<sup>[17]</sup>。

舟山电网的风电场多集中于定海、衢山和泗礁。若采用 VSC-HVDC 将各个包含风场的岛屿电网系统接入主电网时,虽然 VSC 可以独立控制有功和无功潮流,控制结构简单可靠,但是仍有不足:①每个岛屿接入电网都需要一套完整的直流输电系统,造价较高;②风电场作为间歇性、多变化的电源,在大容量分散接入电网时,受端电网对多馈入直流系统支撑能力不足,不利于系统安全稳定运行;③两端直流输电系统,其控制方式相对简单、可靠,但是它在灵活性、经济性、可靠性等方面仍存在许多不足之处。而 VSC-MTDC 系统能够在必要时对本地电网提供频率支撑,解决高风电渗透率对系统的不利影响,有利于建设“电网友好型”风电场。因此通过 VSC-MTDC 系统汇集风电功率,联合舟山电厂的火电功率重新分配潮流,从而实现岛屿间联网,成为

了最佳方案。

本工程在舟山本岛、岱山岛、衢山岛、洋山岛及泗礁岛分别建设定海换流站、岱山换流站、衢山换流站、洋山换流站和泗礁换流站,并通过构建 5 端柔性直流输电系统实现各岛屿电网连接。

### 1.1 舟山 VSC - MTDC 拓扑结构

在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中构建了舟山工程的仿真模型,其拓扑结构如图 1 所示。

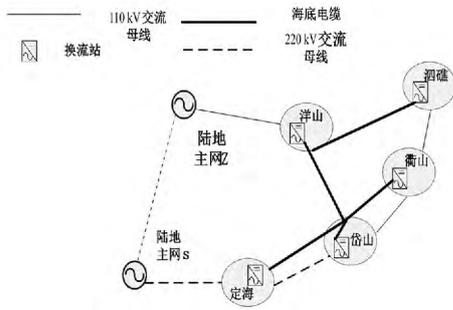


图 1 发电机转速运行示意图

图 1 中定海、岱山、衢山、泗礁、洋山 5 个换流站分别同 5 个岛屿的交流电网相连,其中定海换流站通过 220 kV 的交流线路同陆地主网相连,岱山换流站通过 220 kV 的交流线路同定海站相连,并通过 110 kV 线路与衢山换流站相连,泗礁换流站和衢山换流站之间通过 110 kV 线路相连,洋山换流站与陆地主网 S 无直接电气联系,是通过 110 kV 线路同陆地主网 Z 相连,陆地主网 S 和 Z 通过 500 kV 网络相连。

### 1.2 舟山 VSC - MTDC 拓扑结构

舟山多端柔性直流输电系统中,当系统正常运行时,此时定海站作为系统的主导站,系统中 5 个换流站的交直流系统基本参数如表 1 所示。

表 1 正常运行时换流站交直流系统参数

换流站	额定直流电压/kV	额定直流电压/kV	额定直流电流/kA	交流系统标称电压/kV
定海	400	± 400	1.0	220
岱山	300	± 400	0.75	220
衢山	100	± 400	0.25	110
泗礁	100	± 400	0.25	110
洋山	100	± 400	0.25	110

柔性直流输电系统中,联结变压器的作用是使系统交流电压变换到与换流器直流侧电压相匹配的二次侧电压,使换流站工作在最佳的电压范围之内,从而减小输出电流和电压中谐波的含量。本工程中各换流站均采用三相三绕组变压器,第三绕组用于

提供站用电源。

桥臂电抗器在多端柔性直流输电系统中起到联结交流系统与直流系统的纽带作用,本模型采用 5 端换流站每相上下桥臂各安装 1 台,共 6 台。其中定海换流站电感值为 9 Mh、岱山为 120 Mh、衢山、洋山、泗礁均为 360 Mh。

此外,各换流站负荷分别为岱山 150 MW、衢山 50 MW、泗礁 75 MW、洋山 60 MW

## 2 舟山控制系统设计

控制系统是舟山柔性直流输电系统的核心组成部分,直接关系到柔性直流输电运行的性能、安全、效益。相比于两端柔性直流输电系统,多端柔性直流输电系统的协调控制策略更为复杂,需要考虑多端系统之间的直流电压协调稳定。

### 2.1 舟山系统控制策略分析

多端柔性直流输电系统的主要控制策略中,系统中换流站应该同时具备有功功率类或无功功率类的控制量,根据交直流电网实际情况,模型中舟山 5 端柔性直流中有功类控制方式定海站和岱山站具备定直流电压控制的能力,要具备直流电压控制方式,岱山、衢山、泗礁、洋山换流站采用定有功功率控制。无功控制类采取无功功率和交流电压斜率偏差控制策略。

采用无功功率和交流电压斜率偏差控制的优点是:具备交流电压斜率控制器的换流站能够迅速地响应网络的潮流变化做出响应,调整其无功功率,因此这种控制方式比较适合应用于潮流频繁变化的柔性直流输电系统中。

当系统发生故障时,系统中各个换流站可以根据自身的无功功率容量调节自身无功功率的送出,能够对系统需求的无功功率进行合理的分配,有利于维持系统的稳定性,降低系统故障引发的振荡。此外,当换流站同交流系统失去电气联系后,换流站无功类控制自动转换为定交流电压控制。

### 2.2 舟山系统控制器设计

针对无功控制类提出交流电压斜率控制策略,即在 PI 型控制器的参考交流电压叠加一个辅助控制量,从而有

$$u_{qref}^* = u_{qref} + kQ_q \quad (1)$$

$$\Delta u_q = u_{qref} + kQ_q - u_{qref}^* \quad (2)$$

进入稳态时,柔性直流输电接入点的交流电压

由下式决定。

$$\Delta u_q = u_{qref}^* - u_q = 0 \quad (3)$$

$$u_q = u_{qref}^* = u_{qref} + kQ_q \quad (4)$$

其中,调节斜率  $k$  满足

$$k = \frac{\Delta u_{qmax}^+}{Q_{qmax}^+} = \frac{\Delta u_{qmax}^-}{Q_{qmax}^-} \quad (5)$$

式中,  $Q_{qmax}^+$  为最大感性输出无功功率;  $\Delta u_{qmax}^+$  为端电压与额定值之间的增加值;  $Q_{qmax}^-$  为在最大容性输出无功功率;  $\Delta u_{qmax}^-$  为端电压同额定值之间的减量。

无功功率和交流电压斜率控制策略通过多个换流站来稳定交流电压,所有具备功率调节能力的换流器都参与功率调节。采用无功功率和交流电压斜率控制策略的换流站可以根据其所测得的交流电压的数值时刻调整其无功功率的设定值,以满足交流输电网络对无功功率的需求,能够迅速地实现无功功率快速平衡的分配,并且各换流站之间不需要通信,也不需要进行控制模式的切换。图 1 中换流站的外环控制器都采用无功功率和交流电压斜率控制器。当换流站的无功功率变化的时候,换流站会沿着各自的斜率曲线搜寻新的运行点以满足交流系统功率的平衡。控制特性图和控制器结构分别如图 2 图 3 所示。

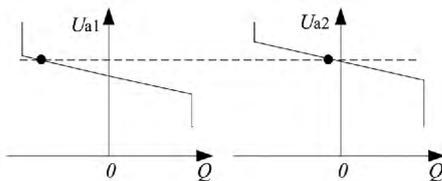


图 2 交流电压斜率控制特性图

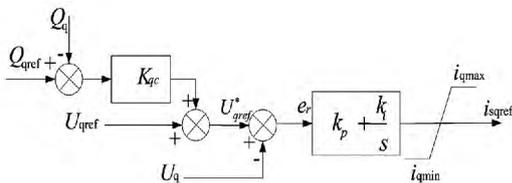


图 3 基于交流电压斜率控制的外环控制器

由上分析,舟山系统各个换流站直流类功率采取的控制方式:定海站为定直流电压;岱山站为有功功率/定直流电压;衢山、泗礁和洋山站均采用定有功功率/孤岛控制方式。无功功率类采取的控制方式为:5 个换流站均采用定交流电压斜率方式。

### 3 仿真分析

为了验证舟山系统控制策略的实用性,对舟山

系统远方电压降落情况进行了仿真验证。系统 1.5 s 时远方电网电压降落,仿真结果如图 4 ~ 图 6 所示。

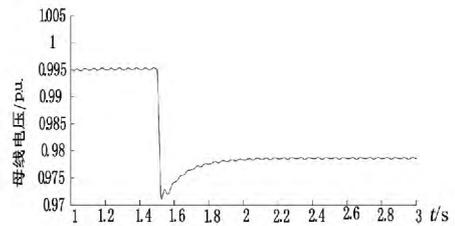


图 4 远方电网电压降落 220 kV 母线电压

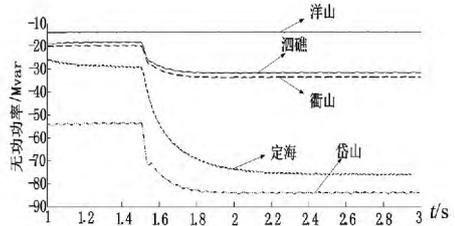


图 5 远方电网电压降落各换流站无功功率

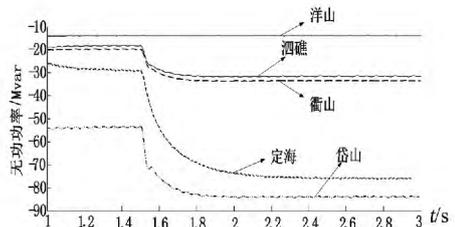


图 6 远方电网电压降落各换流站直流功率

按照式(5)所示的曲线对各个换流站的无功和交流电压斜率进行设定。系统中各换流站调节斜率:定海站为 1/30(即交流电压每变化 1% 时无功功率变化 30 Mvar);岱山为 1/20;泗礁为 1/10;衢山为 1/10。

由图 4 可知电压由 0.995 跌落到 0.978 系统电压降为 3.15% 此时对应的各换流站无功功率变化分别为定海站 51.3 Mvar;岱山站 34.2 Mvar;衢山站 17.1 Mvar;泗礁站 17.1 Mvar。

分析图 5(忽略各换流器中的滤波器和无功补偿装置影响)可知,各换流站无功功率变化值同计算结果相同,实现了系统无功功率的合理分配。分析图 5 可知当远方电网电压降落时系统直流功率传输没有受到影响,实现了系统有功和无功的单独传输,验证了无功功率和交流电压斜率偏差控制的实用性和有效性。

### 4 结语

(下转第 45 页)

[7] Seguro J V , Lambert T W. Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics ,2000 ,85( 1) : 75 - 84.

[8] 苏勋文,米增强. 基于运行数据的风电机组建模方法 [J]. 电力系统保护与控制 2010 ,38(9) : 49 - 55.

[9] Faruqui A , George S. Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing [J]. The Electricity Journal ,2005 ,18 ( 4) : 53 - 63.

[10] King C , Chatterjee S. Predicting California Demand Response [J]. Public Utilities Fortnightly , 2003 , 141

( 13) : 27 - 32.

作者简介:

李 阳(1987), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划与分析、新能源技术方面的研究;

蒋正华(1993), 本科, 主要从事电力系统规划与分析、电力系统风险评估等方面的研究;

徐 蔚(1984), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划与分析、新能源技术方面的研究;

周 杨(1987), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划分析、新能源技术方面的研究。

( 收稿日期: 2014 - 05 - 04)

( 上接第 30 页)

针对舟山多端柔性直流输电工程进行了分析, 绘制了舟山工程的拓扑机构, 并提出相应的控制策略。通过仿真验证舟山系统采用电压偏差控制、无源孤岛控制以及无功功率和交流电压斜率偏差控制时, 能够提高舟山系统在交流故障, 换流站退出, 孤岛运行以及远方电压降落时稳定运行的能力, 增强了舟山系统运行的可靠性和灵活性。

参考文献

[1] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[2] 张欢, 刘天琪, 李兴源, 等. 新型多端直流输电技术研究 [J]. 四川电力技术, 2007 , 30( 6) : 1 - 5.

[3] 陈谦, 唐国庆, 胡铭. 采用 dq0 坐标的 VSC - HVDC 稳态模型与控制器设计 [J]. 电力系统自动化, 2004 , 28( 16) : 61 - 66.

[4] 饶宏, 黄莹, 陈名, 等. 中海油文昌柔性直流输电系统启停仿真分析 [J]. 南方电网技术, 2011 , 5( 4) : 5 - 9.

[5] Nikolas Flourentzou , Vassilios G. Agelidis. Georgios D. Demetriades. VSC - Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview. IEEE Transactions on Power Electronics , 2009 , 24( 3) : 592 - 602.

[6] 赵成勇, 李广凯, 孙营. 双馈入直流输电系统中 VSC - HVDC 的控制策略研究 [J]. 中国电机工程学报, 2008 , 28( 7) : 97 - 103.

[7] 李兴源, 陈凌云, 颜泉, 等. 多馈入高压直流输电系统非线性附加控制器的设计 [J]. 中国电机工程学报, 2005 , 25( 15) : 16 - 19.

[8] 李兴源, 邵震霞, 汤广福. 多馈入高正直流输电系统的分散协调控制研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005 , 25 ( 16) : 8 - 12.

[9] Gunnar Asplund , Kjell Eriksson , Birger Drugg. Electric

Power Transmission to Distant Loads by HVDC Light [C]. Distribution 2000 Sydney , Australia , 2000; 1 - 7

[10] Anna - Karin Skytt , Per Holmberg , Lars - Erik Juhlin. HVDC Light for Connection of Wind Farm [C]. Second International Workshop on Transmission Network for Off-shore Wind Farm , Royal Institute of Technology Stockholm , Sweden , 2001: 1 - 6.

[11] 郭小江, 马世英, 申洪, 等. 大规模风电直流外送方案与系统稳定控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2012 , 36( 15) : 107 - 115.

[12] 王国强, 王志新, 张华强, 等. 基于 DPC 的海上风场 VSC - HVDC 变流器控制策略 [J]. 电力自动化设备, 2011 , 31( 7) : 115 - 119.

[13] 陈霞, 林卫星, 孙海顺, 等. 基于多端直流输电的风电并网技术 [J]. 电工技术学报, 2011 , 26( 7) : 60 - 67.

[14] 汤广福, 贺之渊, 滕乐天, 等. 电压源换流器高压直流输电技术最新研究进展 [J]. 电网技术, 2008 , 32 ( 22) : 39 - 44.

[15] Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[16] VSC - HVDC 的风电场联网技术研究 [D]. 保定: 华北电力大学, 2007.

[17] 吴浩, 徐重力, 张杰峰, 等. 舟山多端柔性直流输电技术及应用 [J]. 智能电网. 2013 , 1( 2) : 22 - 26

作者简介:

胡 欣(1987), 硕士研究生, 主要研究方向为高压直流输电系统;

李兴源(1945), 教授, 博士生导师, IEEE 高级会员, 主要研究方向为电力系统稳定与控制;

朱瑞可(1988), 博士研究生, 主要研究方向为电力系统稳定与控制。

( 收稿日期: 2014 - 04 - 23)

# 基于风电仿真模型等值的相关讨论

常喜强<sup>1</sup> 赵明君<sup>1</sup> 梁静<sup>2</sup> 周专<sup>3</sup>

- (1. 国网新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830006;
2. 国网新疆电力公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830016;
3. 国网新疆电力公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830016)

**摘要:** 随着新疆大规模风电的集中投产, 电网中风电装机容量比例不断增加, 风电运行对电网的影响也越来越大。其动态特性特别是故障时的特性不但影响电网的输电能力, 也影响了自身的送出能力。为使电网仿真更加符合实际, 需进一步提高风电仿真精度。对风电场模型的优化细化, 对风力发电系统特性进行精确的模拟, 是研究含风电系统的电网动态特性和制定相关控制策略的必要前提, 因此风电场的等值建模对于研究含风电电力系统的相关问题十分必要。就目前工程仿真常见的风电场仿真模型进行了论述, 结合电网运行实际情况就存在的不足进行了讨论, 提出了建议和应对改进措施, 为今后开展相关工作提供借鉴, 为光伏电站等值建模提供参考, 对含风电场电网的安全稳定分析以及控制策略的研究具有重要的参考意义。

**关键词:** 风电场建模; 风电机组; 等值; 涉网特性

**Abstract:** With the large-scale wind power being put into centralized operation in Xinjiang, the proportion of wind power installed capacity in the grid increases continuously, and the impact of wind power operation on the grid is also growing. Its dynamic characteristics, especially the characteristics during the fault affect not only the transmission capability of power grid, but also its own transmission capability. In order to make the grid simulation more realistic, the accuracy of wind power simulation should be improved. The optimization and refinement of wind farm model and the accurate simulation for the characteristics of wind power generation system, are a necessary prerequisite to study the dynamic characteristics of power grid with wind power system and the development of relevant control strategies, so the equivalent model of wind farm is necessary for studying the issues related to wind power system. The common simulation models of wind farm in current engineering simulation are discussed. Combined with the actual situation of the grid, the existing shortcomings are also discussed, the suggestions and improvement measures are proposed, which provides a reference for the future work of the equivalent modeling of photovoltaic power plants and for the security and stability analysis of power grid with wind farms as well as the research of control strategies.

**Key words:** wind farm modeling; wind turbine; equivalent; characteristics related to power grid

中图分类号: TM761 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0031-05

随着风电场快速建设, 风电发电容量日益增加<sup>[1-2]</sup>。电网中风电装机容量的比例不断增加。风电机组运行特性有别于常规机组, 其出力的随机性、波动性、间歇性随着装机容量的不断增大对电网的影响明显, 其动态特性特别是故障时的特性不但影响电网的输电能力, 也影响了自身的送出能力。因此风电场等值建模及模型的准确性对于研究含大容量风电场的电力系统安全稳定性以及控制措施十分重要。模型准确、特性贴近实际是研究含风电系统的电网动态特性和制定相关控制策略的必要前提, 为使电网仿真更加符合实际, 需进一步提高风电仿

真精度。对风电场模型的优化细化, 对风力发电系统特性进行精确的模拟, 下面就目前工程仿真常见的风电场仿真模型进行了论述, 结合电网运行实际情况就存在的不足进行了讨论, 提出了建议和应对改进措施, 为今后开展相关工作提供借鉴。

## 1 风电及风电场建模概况

风电场仿真建模包括风电机组的建模和风电场的建模, 目前均有大量的研究。风电场建模可以分为详细建模和等值建模。详细建模是通过建立风电

场内每台机组的模型并联接架空线或电缆等集电系统模型而搭建起来的。风电场内有数十甚至上百台风电机组,若对每一台风电机组进行详细建模,会极大地增加电力系统模型的复杂度,导致仿真时间过长,影响计算的收敛性。随着风电场中风电机组的台数和风电场容量的不断增大,这一建模手段由于过于繁杂的建模过程和过长的仿真时间而不再实用。为了减少计算量,节省仿真时间,按照不同的计算研究内容和目的及仿真程序的要求,对风电场进行简化、等值采用等值建模手段。采取不同的仿真模型,以等值机与单台风电机组的功率转换特性不变为原则;以被等值的风电机组同群风电机组运行点一致原则。

具体的等值建模方法有以下 4 种:①将整个风电场等值为单台风电机组,其容量等于所有风电机组容量之和<sup>[5]</sup>。②只考虑风电机组的功率-风速曲线,计算等效风速作为风电场的输入<sup>[6-7]</sup>,从而得到风电场的输出功率。③利用现代的动态等值方法如同调等值法、模式等值法<sup>[8]</sup>,对风电场受到干扰后具有相同或接近动态特性的机组分组,同组的风电机组等效成一台风电机组,从而得到用多台机表征的风电场等值模型。④利用风速对风电机组进行分组,同组风电机组进行参数等值,用多台机表征风电场<sup>[9-10]</sup>。

由于大型风电场占地面积广、风电机组数量多,场内风速分布并不均匀,各风电机组处于不同的运行点,因此方法①和方法②采用的单机等值法会带来较大误差;方法③的分组依据是风电场遭受较大干扰或故障时风电机组的动态特性,适用于暂态过程分析,而在风电场稳态运行过程中,对风电场输出特性起主导作用的因素则是风速和风向;方法④建立的等值模型精度较高,但大型风电场内风速变化差异大,有可

能导致分组过多,仿真时间变长,且机组间风速变化往往具有连续性,导致分组指标不明显。

## 2 风电场建模存在的问题

根据上述仿真建模的情况,结合电网运行,上述风电场建模中出现以下误差,一是风电机组建模过于考虑机组自身特性,未与系统分析结合,存在机组参数控制与系统参数不匹配的情况,二是对于风电场的等值存在误差不可控问题。具体分析如下。

### 2.1 风机机组自身参数与系统参数不协调匹配

#### 2.1.1 风机自身参数

目前,仿真计算中采用的风机模型及参数多借鉴与 Matlab、Degslent、Pscad 程序模型,借鉴开发移植综合稳定程序 PSASP 及 BPA,在移植过程中详细模拟风机自身的特性,对于系统只考虑公共并网点 PCC 点接口,在与传统电力系统分析的接口上存在着参数不匹配情况,导致正常计算时无故障情况下的系统曲线不平衡,影响计算精度。风机因等值参数变化而无法查找出,影响计算精度和计算结果的可信程度。

#### 2.1.2 风机涉网动态特性

目前仿真计算中发现风机涉网动态特性与实际运行不完全相符,表现在故障时风机特性、故障切除后风机恢复特性方面。根据《酒泉风电低电压穿越能力验证试验》相关结论,如图 1 所示,在风机切除过程中和恢复过程中,风机的脱网速度及恢复速度对系统稳定性的影响很大,影响了风电接纳能力。

#### 2.1.3 风机涉网保护特性

风电机组的涉网保护定值与其接入系统运行特性存在着不协调配合,主要表现在高低电压穿越定值与过流保护定值以及变频器的保护定值等方面。

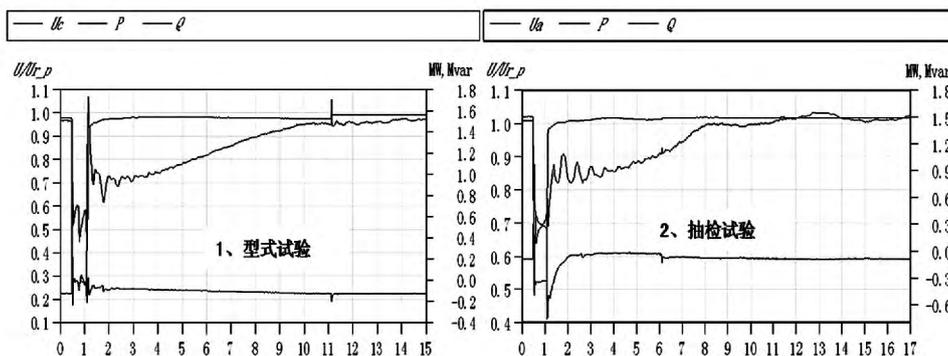


图 1 故障情况下风电机组出力特性曲线

在对风机进行暂态仿真计算时,不能很好的模拟故障情况下的风机保护的動作特性,而风机厂家考虑对机组自身的保护,因此在风机涉网保护定值方面的仿真模拟不能真实反映,不能正确的反应实际电网中风电机组运行特性。

### 2.2 风电场等值存在精度不足问题

#### 2.2.1 工程等值的问题

风电场中风电机组通过箱式变压器和电缆或架空线接入汇流母线上。在对风电场进行等值时,未详细考虑计及风电场中常规设备的电气参数影响,如箱式变压器、电缆、架空线路等参数。未考虑风机分布的连接线、架空线和电缆线及混合联系部分,同时风电场等值模型中的阻抗参数通过电阻的串并联计算得出,但是由于风电场中风电机组的排布位置不统一,导致在对风电场进行等值计算时各种参数是有区别于实际电网中运行的参数,进而影响含风电场电网的仿真计算精度。

#### 2.2.2 不同机型之间的等值问题

规模化风电场的开发通常由不同的开发商建设,不同开发商在各风区建设以不同风机为单位的的风电场,同时各风电场通过同一汇集站送出,因此造成一个汇集站下包含有多种型号的风电机组,如图 2 所示。在对风电场进行等值时一般只用一种机型或两种机型等值接入汇集站,忽略了汇集站下可能含有多种不同机型,不同机型之间可能互相影响。使得工程计算等值的方法造成风电场群的仿真特性区别于实际风电场群的运行特性。

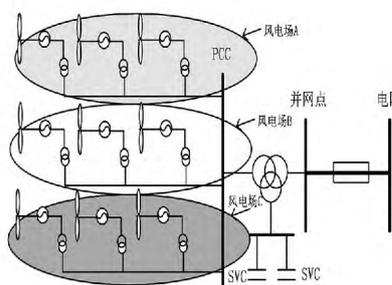


图 2 汇集站下各风电场接线示意图

#### 2.2.3 风向、风速、风的出力的等值简化

由于风电场规模一般较大,各台机组风速、风向不同,且受风电场内各风电机组的排布影响,各风电机组的风能利用系数也不同。很多等值模型为了简化等值过程,多是假设风电场所有风电机组风速相同来进行等值处理的。假设风电场的平均风速作为等值机组的输入风速,但风电机组的功率输出与其

输入风速并非线性关系,所以该等值方法出力存在一定的误差,风机在不同出力时的响应特性也不相同,因此存在一定的误差。

## 3 规模化后等值误差增大问题

### 3.1 短路电流贡献率问题

在对含风电场的电网进行短路计算时,当风电装机规模小时,风电场对电网提供的短路电流很小。但是随着风电场装机规模的不断增大,风电场对电网提供的短路电流也随着增加,在对电网进行仿真计算时,不能忽略风电场对电网短路电流的影响。在对规模化风电场进行等值时需要详细考虑风电场内架空线路、电缆、箱变参数以及接线方式。若还沿用常规风电场的等值方法,将增大对含规模化风电场的电网仿真计算精度。表 1 为在不同风电汇集站处发生短路时短路电流。

表 1 在不同风电汇集站处发生短路时短路电流

变电站	电流		
	正常电流/kA	故障电流/kA	增长倍数
A	0.106	0.323	3.047
B	0.101	0.396	3.920
C	0.279	0.299	1.071
D	0.213	0.266	1.250
E	0.122	7.357	60.300

### 3.2 规模化后出力等值问题

风电场规模化建设,风电场容量由常规的 49.5 MW 变成了 200 MW,风电场总风机的台数由原来的 33 台变成 80 台,风电场的占地面积增大。由于风电机组的出力受风速的影响,风电机组的功率输出与其输入风速并非线性关系。风电场内每台风机的风速、风向、风能利用系数将不同。风机在不同出力时的响应特性也不相同,因此存在一定的误差。

因此在对规模化风电场进行等值时,需要进一步完善风机的详细等值模型,不能简单像小容量风机等值那样。同时由于规模化风电场存在不同型号的机组,不同风电机组的功率曲线不同。因此在保证规模化风电场出力与实际运行相近前提下,需要细化风电场风机等值数量。

### 3.3 动态特性问题

规模化风电场后,风电场的装机容量增大,在风电大发时其相当于一台常规机组。由于风电机组的

输出功率受风速的影响,其出力具有随机性、间歇性,因此风电场的送出线路上潮流变化大,进而导致规模化风电场对电网的动态特性不能被忽略。在对规模化风电场进行等值计算时,不同风机不同特性的误差随着规模化后误差将进一步增大,需考虑各种模型下的风电等值动态特性误差,尽量保持等值风电场的动态响应特性与实际运行中动态响应特性相似,但存在对比困难。

### 4 无功补偿 SVC、SVG 仿真问题

风电场中都装有动态无功补偿装置(SVC、SVG),而动态无功补偿装置对风电场并网点稳定性起到很大的作用。实际风电场中 SVC 或 SVG 接在 PCC 点或升压站的低压侧母线上,无功补偿接线示意图如图 3 所示。

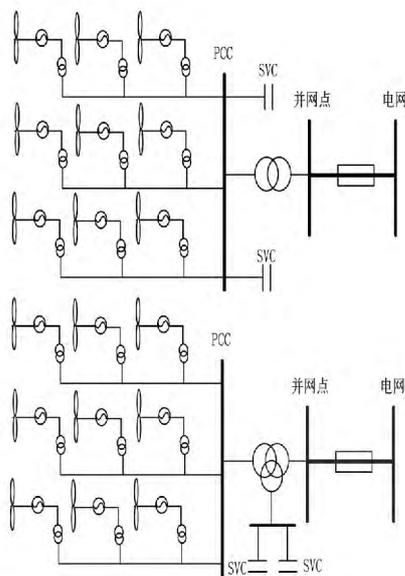


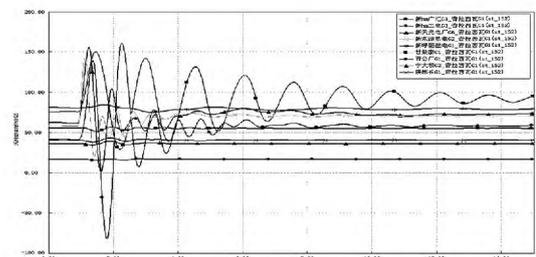
图 3 风电场中无功补偿接线示意图

在对风电场进行等值建模时,动态无功补偿装置的等值以及接入点对含风电场的电网有很大的影响。在对无功补偿装置等值建模时,将动态无功补偿装置等值成一个无功负荷,接入点为无功补偿装置实际并网。这种建模方法对于真实模拟动态无功补偿作用存在一定的误差,特别是风电场汇集站下的单个风电场等值时,误差将进一步增大,影响了仿真的精度。

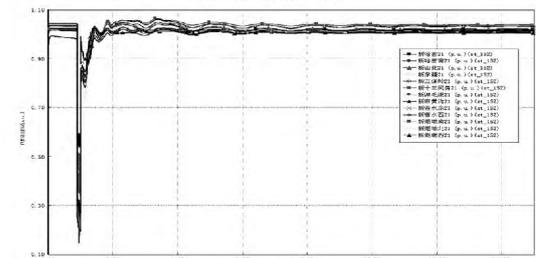
### 5 新疆电网内仿真分析中出现的问题

目前新疆电网对风电场进行等值建模时,细化国内其他地区风电场等值建模。是将风电场等值由

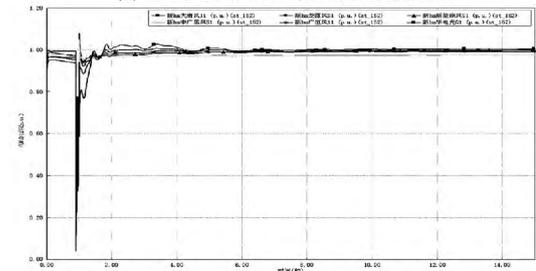
1 台机组改为 3 台机组,考虑了不同机组类型,同时考虑风机箱变,等值到发电机出口 690 V,但忽略风电场内的线路连接方式,也考虑了风电场的 SVC、SVG 模型,风电场升压汇集站下的风电场也进行了较为详细的建模。这种建模方法一定程度上细化了仿真分析,提高了计算精度和结果可信度。但在实际运行过程中,仿真结果仍存在一定的偏差,影响电网中风电的接纳能力计算。在对塔城、阿勒泰、博州、哈密地区风电送电能力仿真分析时,发现了风电场风机模型及等值对风电接纳能力有一定的影响。风电故障时的脱网速度、故障消失后的恢复速度与电网调整速度对仿真计算结果影响较大。存在着风机故障反应速度与常规电源发电机组的调节速度存在着相互影响、相互制约作用,影响仿真计算结果,仿真分析中的风机动态特性偏严重。图 4 为哈密主变压器以及哈密南主变压器功率分别约 722 MW、547 MW 时哈密主变压器发生三永故障曲线。



(a) 发电机电角



(b) 哈密地区 220 kV 变电站母线电压



(c) 风电并网电压

图 4 哈密主变压器高压侧三永故障

在对酒泉地区风电低电压穿越能力验证试验中也发现了类似的情况,风电场内的风机响应速度,响应特性也与仿真有一定的差异,通过修正模型后,使

仿真分析结果与实际试验结果相似。

## 6 相关建议

目前,随着风电的大力开发,新疆电网风电开发的小集中、大分散模式也逐步演变为大集中模式,特别是哈密地区。风电规模化发展,大规模风电运行对电网的影响也越来越大,风电运行的间歇性、波动性给电网运行控制带来了很大的难度,需要进一步深入研究规模化风电接入系统后的运行特性及表现出的动态特征,以便于对风电运行的掌控,因此需要开展大量深入的仿真分析,通过对现有的风电机组等值、风电场等值模型的讨论,建议对风机及风电模型的开发进行如下改进。

(1) 随着计算机数据处理计算速度的提升,计算机仿真对电力系统限制的问题已经得到了很大解决,因此考虑风电场模型尽量采用包含电缆架空线路、箱变等较为详细的模型,对于风机模型也尽量采用包含控制模型在内的较为详细的模型,以提高仿真计算精度,最大程度的捕捉到风机及风电场在故障情况下的动态特征,但需要考虑数值计算的误差。

(2) 目前风电场开发以分布式开发、49.5 MW 一个单元开发、200 MW 一个单元开发为主要形式,故针对上述情况,开发单机、49.5 MW 集合式、200 MW 集合式的标准化模块风电场模型,以标准化模块为单元,详细建模风电场内计及风机模型、风机间连接电缆、架空线路、风机箱变、多台机组连接关系。同时提高系统仿真计算人员的建模效率及建模准确度,开放选择其中的重要参数。

(3) 借鉴水电、火电典型参数库、输变电设备典型参数库的做法,建立风电场典型风机典型参数库、风机控制典型数据库、风电场风机典型运行数据库、风电场运行控制典型数据库、风机扰动典型数据库、分地区风速扰动数据库,以集合国内外风电运行的丰富资源,提高仿真计算分析效率及精度。

(4) 细化风电分析,建立风电分析计算规定,对计算深度和计算广度进行规定,在短路电流计算、动态稳定小干扰计算、暂态稳定计算、电压稳定计算、频率稳定计算、风速及风机干扰计算等方面统一规范标准,以减少风电仿真计算的标准和项目的不统一性,提高仿真精度及仿真计算效果,不断丰富风电仿真技术。

(5) 建立风电仿真分析与实际运行对比验证机

制,对风电场内风机故障时的行为特性进行反演,通过继电保护故障录波器录波数据、向量测量装置 PMU 录波数据与仿真分析的数据进行对比拟合,发现问题提高仿真精度。

(6) 将机电暂态与电磁暂态混合仿真技术广泛应用于风电仿真计算,形成成熟的算法并应用于实际工程中,通过电磁暂态细化风机特性反演,通过机电暂态模拟风机电磁暂态对系统的影响。

(7) 风电的快速发展,小容量的风电对系统的影响已经演变为大容量规模化风电群对电网的影响,其动态特性已不容忽视。通过上述各方面的开发及应用,提高风电仿真特性的准确性,以模拟仿真提高风电掌控能力,同时可以将风电仿真的成功经验应用于光伏电站的仿真分析中,以提高对光伏发电的认识,提高含风电、光伏的新能源的仿真分析计算水平,以应对规模化新能源发展带来的新问题。

### 参考文献

- [1] 李俊峰,施鹏飞,高虎. 中国风电发展报告(2010版)[M]. 海口:海南出版社,2010:6-7.
- [2] 雷亚洲, Gordon L. 国外风力发电导则及动态模型简介[J]. 电网技术, 2005, 25(12): 27-32.
- [3] Gerardo G, Tapia A, Ostolaza J X. Two Alternative Modeling Approaches for the Evaluation of Wind Farm active and Reactive Power Performances[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2006, 21(4): 909-1000.
- [4] 严干贵,李鸿博,穆钢,等. 基于等效风速的风电场等值建模[J]. 东北电力大学学报, 2011, 31(3): 13-19.
- [5] Fernandez L M, Garcia C A, saenz J R. Equivalent models of Wind Farms by Using Aggregated Wind turbines and Equivalent wind[J]. Energy Conversion and Management, 2009(50): 691-704.
- [6] 倪以信,陈寿孙,张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京:清华大学出版社,2002.
- [7] 黄梅,万航羽. 在动态仿真中风电场模型的简化[J]. 电工技术学报, 2009, 24(9): 147-152.
- [8] 曹娜,于群. 风速波动情况下并网风电场内风电机组分组方法[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(2): 42-46.

作者简介:

常喜强(1976), 硕士, 研究方向为电力系统运行与控制;  
赵明君(1964), 硕士, 研究方向为电网调度运行与控制;  
周专(1987), 硕士, 研究方向为电力系统规划、稳定与控制。

(收稿日期: 2014-05-04)

# 利用蓄热式电采暖提高电网风电接纳能力的研究

张新伟<sup>1</sup> 耿万梅<sup>2</sup>

(1. 国网新疆电力公司乌鲁木齐供电公司 新疆 乌鲁木齐 830000;

2. 国网新疆电力公司昌吉供电公司 新疆 昌吉 831100)

**摘要:**电能的特点是易传输不易存储,热能的特点是易存储不易传输,热力系统的时间常数远大于电力系统,对电供热系统功率的短期调整不会明显影响供热效果。下面结合蓄热式电采暖的特点和风电出力特性,提出利用蓄热式电采暖技术提高电网接纳风电能力,解决了部分地区冬季热电厂因供热影响发电出力、系统调峰容量减少与风电接入后对系统调峰容量需求增加的矛盾,提高电网运行的安全性。

**关键词:**电采暖;调峰容量;风电并网;风电接纳能力

**Abstract:** The characteristics of electric power is easy to be transmitted but difficult to be stored which is just opposite to heat energy, and the time constant of the thermodynamic system is much larger than power system, so the short-term adjustment for the power of electric heating system will not significantly affect the heating effect. Combining the characteristics of heat accumulation electric heating with the output characteristics of wind power, the heat accumulation electric heating is proposed to be used to enhance the capacity of wind power penetration into power grid. So the influence of heat supply on power output and the conflicts between the reduction of system peak load capacity and the increasing demand of peak load capacity after the integration of wind power are removed, which improves the security of grid operation.

**Key words:** electric heating; peak load capacity; wind power integration; wind power acceptance capability

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0036-04

## 0 引言

随着新型能源发电技术的飞速发展,越来越多的大型风电场并网运行。因风能资源的不稳定性,风电场出力波动较大,大规模风电接入电网后,对电网的稳态频率和电压偏移产生较大影响。风电作为不稳定电源,无法参与到电网的频率调节,风电接入后将影响到系统备用容量水平、传统发电厂的发电效率以及系统运行的可靠性。冬季风电大发时,为保证系统安全稳定运行,有时需要采取弃风措施,限制风电出力。

在中国西北部分地区,地理环境特殊,冬季严寒时间较长,每年有6个月的供暖时间,电网内的大型电厂均为热电厂,承担着供热与供电双重任务<sup>[1]</sup>。冬季供暖期间,发电机组的发电出力受供热影响而降低,系统备用容量减少,而大量风电的接入又对系统备用容量的需求有所提高,这将是限制电网风电接纳能力的一个重要因素。电能的特点是易传输不

易存储,热能的特点是易存储不易传输,热力系统的时间常数远大于电力系统,对电供热系统功率的短期调整不会明显影响供热效果<sup>[2]</sup>。基于蓄热式电采暖负荷的特性和风电出力特性,结合电网运行实际,对利用蓄热式电采暖提高电网冬季风电接纳能力进行分析研究,具有重要的实际意义。

## 1 蓄热式电采暖提高电网风电接纳能力的必要条件

蓄热式电采暖负荷的应用受到电网的电采暖负荷承载能力限制,而电网的风电接纳能力与地区风电出力的时空特性密切相关。只有电网中各片区电采暖负荷承载能力大于供热负荷时,利用蓄热式电采暖提高风电接纳能力的研究才有实际价值<sup>[3]</sup>。

在研究蓄热式电采暖提高电网风电接纳能力时,首先需根据人口数量、供热面积、供热量指标、环境温度等因素分片区对地区供热负荷进行评估,分片区对电网的电采暖负荷承载能力进行分析,综合考虑地区电网中风电出力的时空特性和并网点分布情况。

## 2 电网电采暖负荷承载能力分析

对电网的电采暖负荷的承载能力进行分析时,为保证分析结果的准确性,按照电网运行条件和不同地域的负荷特性,需要分片区对冬季供暖期间电网输、变电设备的裕度与承载能力进行分析。分析过程中,需要综合考虑电网稳定运行要求,各电压等级的线路、主变压器负载能力、下一年网架变化、新设备接入情况等,在保证供电能力的同时保证电网方式调整的灵活性,按输电线路额定功率的70%、主变压器额定容量的70%考虑设备接带负荷的能力。评估步骤如下。

(1) 确定具备接带蓄热式电采暖负荷能力的变压器。对各个变电站的平均负荷率和最大负载率做一个统计分析,基于分析结果,综合考虑220 kV设备和110 kV设备的负载能力,剔除重载主变压器和重载线路接带的主变压器,确定具有一定容量裕度,具备接带蓄热式电采暖能力的变压器。

(2) 确定变压器的典型日负荷曲线。选取变压器的典型日负荷曲线有两个条件:①典型日负荷曲线走势与大多数日负荷曲线走势一致;②尽量选取负荷大的日期作为典型日。

(3) 利用区间函数计算变压器的裕度容量。将变压器的典型日负荷曲线等分成24各区间(1个小时一个点)根据变压器的整点负荷统计结果,计算单个变压器在不同时刻的裕度容量,计算公式如下。

$$R_n = 0.7\lambda S_N - 1.05\max(P_n - P_{n-1}) \quad (1)$$

$$\text{其中 } \max(P_n - P_{n-1}) = \begin{cases} P_n & (P_n \geq P_{n-1}) \\ P_{n-1} & (P_n < P_{n-1}) \end{cases}$$

式中  $R_n$  为变压器在  $n$  时刻的裕度容量;  $\lambda$  为功率因数;  $S_N$  为变压器的额定容量;  $P_n$  为  $n$  时刻的负荷值(整点负荷值)。

(4) 全网电采暖负荷承载能力分析。将电网中不同片区内所有接带电采暖负荷的变压器不同时刻的裕度容量线形叠加,既可算出该片区在不同时间段的电采暖负荷承载能力。将各片区的电采暖负荷容量裕度分时叠加,就得到了整个电网在不同时间段的电采暖负荷承载能力。

## 3 风电出力的时空特性分布分析

风速变化的随机性造成风电出力的可信度低,

风电的出力表现出较强的不确定性。根据概率数理统计原理,通过大量的数理统计,引入概率统计理论原理,利用现有风电场实际运行数据,结合电网接纳风力发电场的同时性,确定每个风电场在不同时段的发电出力波动的范围,为不同时段电网接纳风电的能力提供依据。具体分析步骤如下。

(1) 根据历史数据,对不同区域的风电场在冬季供暖期间的不同时刻的出力情况进行统计分析。将风电场的出力情况按整点进行统计,纵向分析,选取供暖期间每日  $n$  时刻的风电场出力,以风电场装机容量容量的20%为区间,出现概率最大的区间的功率值取平均值作为该时间段( $n-1$ 时刻到  $n$ 时刻)的出力。

(2) 对不同风电场在不同时刻的出力情况进行线形叠加,得到风电场汇集站和系统的联络线的功率曲线即整个电网的风电出力曲线时空分布特性。

(3) 根据整个电网风电出力曲线的时空分布特性,分析风电的反调峰特性和风电场出力的同时率。

## 4 蓄热式电采暖对风电接纳能力的影响分析

### 4.1 电网接纳风电的能力分析

由于风电出力具有较大的波动性和反调峰特性,电网必须有足够的调峰容量来确保大规模风电接入后的电力平衡和电网稳定。电网接纳风电的能力需综合考虑系统调峰容量和风电场的反调峰特性,当有多个风电场并网时,还需要考虑风电场出力的同时率<sup>[4]</sup>。电网正常运行时,系统的调峰容量如式2所示。

$$R_{res} = \sum_{m=1}^N (G_m - P_m) + P_i - P_L \quad (2)$$

其中  $G_m$  为发电机组额定容量;  $P_m$  为发电厂锅炉直供热负荷的等效用电负荷;  $P_i$  为电网中的可中断负荷;  $P_L$  为全网用电负荷,其中包括保证常规供热锅炉运行的负荷。

结合风电场的实际运行参数和电网运行实际,将电网低谷负荷时风电出力达到装机容量85%的概率定义为风电的反调峰率<sup>[5]</sup>,那么电网接纳风电的能力可表示为

$$G_{wind} = R_{res} / (\lambda \cdot \varphi) \quad (3)$$

其中  $\lambda$  表示多个风电场的同时率;  $\varphi$  表示风电的反

调峰率。

将式(2)代入式(3)可得电网接纳风电的能力如式(4)所示。

$$G_{wind1} = \sum_{m=1}^N (G_m - P_m) + P_i - P_L / (\lambda \cdot \varphi) \quad (4)$$

由式(4)可以得出,当系统的调峰容量一定时,风电的反调峰率与同时率的乘积越小,电网可接纳的风电越多。而风电场的反调峰率和同时率受当地的气候特点、地形地貌、风机类型、风况等多种不可控因素的影响<sup>[6]</sup>,地区电网的并网风电反调峰率和同时率通常根据实际运行数据得到,属于不可控参数,那么提高电网的风电接纳能力重要途径就是提高系统的调峰容量<sup>[7]</sup>。

#### 4.2 蓄热式电采暖对风电接纳能力的影响

在冬季供暖期间,电网中的常规供热负荷包括两种形式,一种是热电厂的直供热负荷,另一种是保证供热公司的锅炉设备正常运行的用电负荷。由于热能的特点是易于存储不易于传输,不论是热电厂的直供热负荷还是常规供热方式,在热能传输工程中的大量损耗都无法避免,这种损耗会随着供热半径的增大而增大。

电采暖主要有两种应用形式:电暖气和电锅炉。蓄热式电采暖主要是在电采暖系统中引入了储热设备,提高供热系统的时间常数。

采用蓄热式电采暖后,对系统的调峰容量的影响主要表现在 3 个方面。

(1) 减轻了发电厂中的锅炉直供热负荷的压力,锅炉容量可全部用于发电;

(2) 供热系统的时间常数通常有数小时,而蓄热的引入增加了供热系统的时间常数,能够实现日调节,因此蓄热式电采暖负荷可以归类为可中断负荷;

(3) 电网用电负荷会有所增加,但增量小于蓄热式电采暖负荷量。采用蓄热式电采暖前,电网总负荷等于保证常规供热锅炉运行的负荷与其他负荷的和;采用蓄热式电采暖后,电网总负荷等于蓄热式电采暖负荷与其他负荷的和,那么采用蓄热式电采暖后电网负荷的增量实际上是蓄热式电采暖负荷减去保证常规供热锅炉运行的负荷,必然小于蓄热式电采暖负荷。

采用蓄热式电采暖后,用  $\Delta P_i$  表示电网中可中断负荷的增量,其数值等于蓄热式电采暖负荷;用  $\Delta P_L$  表示电网总负荷的增量,其数值小于蓄热式电

采暖负荷。那么采用蓄热式电采暖后电网的风电接纳能力可以表示为式(5)。

$$G_{wind2} = \frac{\sum_{m=1}^N G_m + P_i + \Delta P_i - (P_L + \Delta P_L)}{\lambda \cdot \varphi} \quad (5)$$

那么采用蓄热式电采暖后电网接纳风电增量为

$$G_{add} = \sum_{m=1}^N P_m + \Delta P_i - \Delta P_L / (\lambda \cdot \varphi) \quad (6)$$

其中  $\Delta P_i > \Delta P_L$ , 故  $G_{add} > 0$ 。

通过式(5)可以看出,利用蓄热式电采暖有效提高了电网接纳风电的能力。

## 5 实例分析

以新疆中部某风资源丰富的地区为例,该地区共有 A 区、B 区、C 区、D 区、E 区 5 个行政区域,每个行政区有一个火电厂,冬季供暖期间火电厂均需承担供热任务,风电主要从 E 区接入电网。地区的供热指标为  $27.71 \text{ W/m}^2$ ,通过该地区的供热指标和供热面积即可算出冬季供热负荷。各区的供热面积、供热负荷、电采暖负荷承载能力及火电装机容量如表 1 所示。

表 1 发电及供热负荷

行政区域	供热面积 /m <sup>2</sup>	供热负荷 /MW	电采暖承载能力 /MW	火电容量 /MW
A 区	7 350 000	203.67	325.7	2X330
B 区	8 630 000	239.14	299.4	4X200
C 区	6 460 000	179.01	350.9	2X300
D 区	6 200 000	171.8	301.6	2X330
E 区	3 220 000	89.23	222.1	3X200

由表 1 可以看出每个行政区的电采暖负荷承载能力均大于供热负荷,该地区电网具备接带电采暖负荷的基本条件。冬季供暖期间,各火电厂按最小方式考虑,发电厂直供热负荷的等效用电负荷为发电机组额定容量的 15%,那么冬季供暖期间各发电厂的发电出力情况如表 2 所示。

表 2 各发电厂的发电出力情况

行政区域	电厂直供热负荷 /MW	发电出力 /MW	供热锅炉负荷 /MW	发电裕度 /MW
A 区	99	480	28.800	81
B 区	120	595	20.825	85
C 区	90	423	17.766	87
D 区	99	474	14.220	87
E 区	90	435	17.400	75

由表 2 数据和式(1)~式(5)可以得出采用蓄

热电采暖后地区电网的发电容量裕度和电网中可中断负荷都有所增加 如图1所示。

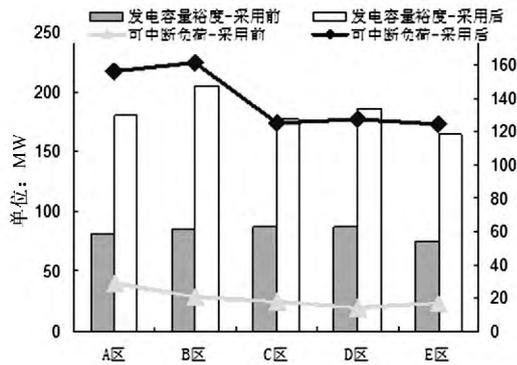


图1 采用电采暖前、后发电裕度及可中断负荷对比

经过对该地区风电的时空特性分析,该地区风电反调峰率0.63,风电同时率0.77,那么采用蓄热式电采暖后系统调峰容量和接纳风电的能力如图2所示。

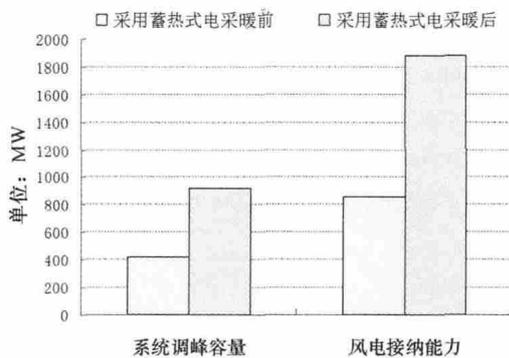


图2 采用电采暖前、后风电接纳能力对比

通过图2可以看出,采用蓄热式电采暖后,由于发电机组的容量裕度和电网中可中断负荷均有所增加,系统的调峰容量由415 MW提高至913 MW,电网风电接纳能力由855.49 MW提高至1882.09 MW,利用蓄热式电采暖可有效提高电网接纳风电的能力。

## 6 结论

随着越来越多城市雾霾现象出现,环境综合治理和清洁能源的开发应用已经成为备受关注的焦点问题,如何抑制风电波动性对电网稳定的影响,提高电网的风电接纳能力自然成为了研究的热点问题。前面根据冬季不同区域供暖期间的负荷特点,结合电采暖的特点和风电的运行特性,提出了对电网的电采暖负荷承载能力以及风电出力的时空特性的分析方法,并对蓄热式电采暖对电网接纳风电能力的影响进行了研究。结果表明,利用蓄热式电采暖能够有效提高电网的风电接纳能力,解决供热期间供热机组上网矛盾的同时,平衡风电出力的波动,提高电网运行的安全性。

### 参考文献

- [1] 谈小灵. 浅谈电采暖技术的优越性[J]. 煤炭工程, 2006(8): 64-65.
- [2] 肖明东, 余莉, 滕力. 电锅炉蓄热技术在某供暖工程中的应用[J]. 暖通空调, 2004, 34(1): 65-66.
- [3] 王振铭. 对电采暖应进行全面的科学论证[J]. 节能与环保, 2001(2): 7-10.
- [4] 吴功高, 叶中雄, 姚明, 等. 安徽电网接纳风电能力的分析研究[J]. 华东电力, 2011, 39(6): 97-99.
- [5] MILLIGAN M. Wind Power Plants and System Operation in the Hourly Time Domain [C]. AWEA Wind Power 2003 Conference, Austin Texas, May 18-21.
- [6] 吴醇. 风电场对电力系统调频和备用容量的影响[J]. 华东电力, 2011, 39(6): 93-96.
- [7] 颜巧燕, 温步瀛, 江岳文. 风电并网后系统备用容量需求分析[J]. 电力与电工, 2009, 29(2): 14-16.

作者简介:

张新伟(1986), 硕士, 主要从事电网稳定分析和调度控制的工作;

耿万梅(1986), 本科, 主要从事电网安全管理和新能源并网方面的工作。

(收稿日期: 2014-04-04)

(上接第22页)

- [9] 江全元, 程时杰, 曹一家. 基于遗传算法的HVDC附加次同步阻尼控制器的设计[J]. 中国电机工程学报, 2005(1): 87-91.
- [10] 杨秀, 王西田, 陈陈. 基于H $\infty$ 鲁棒控制理论的高压直

流输电系统附加次同步振荡阻尼控制设计[J]. 电网技术, 2006, 30(9): 57-61.

作者简介:

王敏华(1988), 硕士, 研究方向为电力系统的稳定与控制。

(收稿日期: 2014-04-02)

# 计及需求响应策略的含风电场的机组组合优化模型

李 阳<sup>1</sup> 蒋正华<sup>2</sup> 徐 蔚<sup>1</sup> 周 杨<sup>1</sup>

(1. 广东电网发展研究院有限责任公司, 广东 广州 510075;

2. 四川大学吴玉章学院, 四川 成都 610065)

**摘 要:** 为了解决日益增长的风电机组并网容量对电网调度决策所带来的严峻挑战, 提出了一种基于需求响应策略的含风电机组的机组组合模型。首先建立风电机组出力概率模型、常规机组的运行费用模型和启动费用模型, 利用需求响应机制建立风电出力与用户负荷的关系, 提出了系统运行费用最小的目标函数。在考虑机组和系统的多种约束条件下, 提出了一种基于差分规则的和声搜索算法( DEHS) 来求取目标函数的最优解, 最后通过 IEEE 30 节点算例验证了模型的正确性和算法的有效性。

**关键词:** 风电功率; 需求响应; 差分规则; 和声算法

**Abstract:** In order to solve the severe challenge of power grid scheduling brought by the increasing grid - connected capacity of wind turbines , a kind of unit commitment model combined with wind turbines based on demand response strategy is put forward. Firstly , the output probability model of wind turbines , the operation cost model and startup cost model of the conventional unit are established. And then the correlativity between wind power output and consumers' load is established by demand response mechanism , and the objective function of minimum operation cost is proposed. A harmony search algorithm based on differential evolution ( DEHS) is presented to calculate the optimal solution of objective function considering the multiple constraints between the unit and the system. At last , the example of IEEE 30 bus system verifies the correctness of the model and the validity of the algorithm.

**Key words:** wind power; demand response; differential rules; harmony algorithm

中图分类号: TM715 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954( 2014) 03 - 0040 - 06

## 0 引 言

目前风电虽然被认为是一种无成本的绿色能源, 但是对于电力系统来说, 消纳和调度大规模的风电却会产生巨大的费用。这些费用主要是来源于风电的不可调度性、风电的波动性以及风电预测误差。比如, 日前风电出力误差就可能致次优的机组组合, 调度人员就可能组合了太多或太少的不可调度机组。这些预测误差也可能会导致高成本的辅助服务和常规机组频繁的开机以补偿风电出力的缺口。相似地, 风电的波动性可能会要求系统提供更多具有爬坡能力的常规机组。文献 [1] 运用了概率方法来估计了联合日前或时前风电出力误差的系统调度费用, 这些费用的比例可能占到风电收入的 10%。文献 [2 - 4] 研究了风电在日前机组组合、实时调度和辅助服务中的影响, 预计了系统对风电接受的费

用会达到 \$ 5/MWh。

一个能显著减少系统接受风电费用的方法就是通过实时电价来引入需求响应的方法。需求响应能够通过价格因素来利用风电出力引导用户需求, 能够减少风电预测误差和系统接受风电的费用。在需求响应机制下, 如果风电出力低于预测, 通过配置高费用的辅助服务来满足风电缺口, 会相应地减少电量需求和提供负荷的费用; 当风电出力高于预测时, 由于风电基本上可以当作是零成本的能源, 又可以引导用户增加用电量, 从而避免弃风。文献 [5] 论证了在满足发电机和系统约束的条件下, 需求响应是可以减少“弃风”现象的。需求响应除了能够减少系统接受风电的成本外, 还可以通过平衡用户对能源的支付需求和生产成本来提高系统的短期能源利用率。文献 [6] 指出如果通过需求响应来增加用户需求弹性, 可以减小加州在 2000 年至 2001 年间的能源危机的严重程度。

这里提出了一种基于需求响应策略的含有风电系统的机组组合模型。首先利用风速分布,得出了风电的概率分布模型,其次提出了火电机组的运行费用、启动费用和基于需求响应的用户需求改变量模型,然后在考虑机组和系统的多种约束条件下,提出了一种改进的和声搜索算法来求解所提出的模型,并用算例验证方法的正确性。

## 1 系统建模

### 1.1 风电出力模型

利用 Weibull 概率分布函数来描述风速变化规律<sup>[7]</sup>,即

$$f(v, c, k) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

其中  $v$  为风速;  $k$  为形状参数;  $c$  为尺度参数,反映了所描述地区的年平均风速大小。根据文献[8],风电机组的输出功率在给定的风速下,可如式(2)表示。

$$\begin{cases} w = 0 & v < v_i, v > v_0 \\ w = w_r \frac{v - v_i}{v_r - v_i} & v_i \leq v \leq v_r \\ w = w_r & v_r \leq v \leq v_0 \end{cases} \quad (2)$$

式中  $w$  为风电机组的输出功率;  $w_r$  为其额定输出功率;  $v_i$  为切入风速;  $v_r$  为额定风速;  $v_0$  为切出风速。由于风速呈 Weibull 分布状态,因此利用公式(3)将该风速分布转化为相应的风电机组的功率分布。

$$\begin{cases} W = T(v) = av + b \\ f_w(w) = f_v[T^{-1}(w)] \left[ \frac{dT^{-1}(w)}{dw} \right] = f_v\left(\frac{w-b}{a}\right) \left| \frac{1}{a} \right| \end{cases} \quad (3)$$

其中  $v$  为风速随机变量;  $w$  为机组功率输出随机变量。得到风电输出功率分布如下。

$$P_r\{w=0\} = F_v(v_i) + (1 - F_v(v_0)) = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} + e^{-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k} \quad (4)$$

$$f_w(w) = \frac{klv_i}{c} \left(\frac{1+\rho l}{c}\right) \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{1+\rho l}{c}\right) \left(\frac{v_i}{c}\right)^k} \quad (5)$$

$$P_r\{w=w_r\} = F_v(v_0) + (1 - F_v(v_r)) = e^{-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} \quad (6)$$

式(5)中  $\rho$  为风电机组输出占其额定功率的百分比;  $l$  为风速占切入风速的线性比例。

### 1.2 火电厂运行费用

$$C_{it}(p(i, t), u(i, t)) =$$

$$(\alpha_i p(i, t)^2 + \beta_i p(i, t) + \gamma_i) u(i, t) \quad (7)$$

式中  $C_{it}$  是机组  $i$  在  $t$  时刻运行时的运行费用;  $p(i, t)$  为该机组在  $t$  时刻的出力;  $u(i, t)$  为机组的运行状态, 1 为开启, 0 为停机;  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$  为机组  $i$  的运行费用系数。

### 1.3 火电厂的启动费用

火电厂的启动费用取决于机组的停机时间,当停机机组的温度相对于其运行时的温度时,机组的启动费用可能从最大的冷启动费用变化到一个非常小的值。

$$S_{it}(u(i, t)) :=$$

$$\max_{\tau=0: \tau_i^c} C_{it}(u(i, t) - \sum_{k=1}^{\tau} u(i, t-k)) \quad (8)$$

式中  $\rho = C_{i0} < \dots < C_{i\tau_i^c}$  为固定的启动费用系数;  $\tau_i^c$  为机组  $i$  的冷却时间;  $C_{i\tau_i^c}$  为最大的冷启动费用。

### 1.4 需求响应的负荷改变量模型

根据需求侧竞价原理,通过负荷的改变为系统提供一种用户主动改变的可控负荷资源,利用价格因素来引导用户在风电机组出力高峰时期多用电,而在风电机组出力低谷时期,利用用户的可控负荷为系统提供备用资源,从而更好地接受风电,减少系统所必需提供的备用,减少系统运行成本。

根据文献[9],利用下列公式定义电量电价弹性为

$$\varepsilon = \frac{\Delta D_l / D}{\Delta l / l} \quad (9)$$

其中  $\Delta l$  为电价  $l$  的改变量;  $\Delta D_l$  为负荷  $D$  由于  $\Delta l$  引起的改变量。

由于负荷改变量不仅和该时段的电价有关,还与其他时段的电价有关,利用自弹性  $\varepsilon_{ii}$  和互弹性  $\varepsilon_{ij}$  的概念来描述。

$$\varepsilon_{ii} = \frac{\Delta D_{li} / D_i}{\Delta l_i / l_i} \quad (10)$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\Delta D_{li} / D_i}{\Delta l_j / l_j} \quad (11)$$

式中  $l_i, l_j, \Delta l_i, \Delta l_j$  分别表示第  $i, j$  时段的电价和电价改变量;  $D_i, \Delta D_{li}$  为第  $i$  时段的原始负荷和负荷改变量。

根据式(4)和式(5)能够得出第  $i$  时段的负荷改变量  $\Delta D_{li}$  为

$$\Delta D_{li} = D_{li} \cdot \left( \frac{\Delta l_i}{l_i} \cdot \varepsilon_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{T_D} \frac{\Delta l_j}{l_j} \cdot \varepsilon_{ij} \right) \quad (12)$$

其中  $T_D$  为全时段。

定义  $\varepsilon_{ii}$  为负值,  $\varepsilon_{ij}$  为正, 可以得出全时段由需求弹性而接受风电的总收益  $M'_{ij}$  为

$$M'_{ij} = \sum_{i=1}^{T_D} \left[ D_{li} (l_i + \Delta l_i) \left( 1 + \frac{\Delta l_i}{l_i} \cdot \varepsilon_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{T_D} \frac{\Delta l_j}{l_j} \cdot \varepsilon_{ij} \right) \right] \quad (13)$$

同样的, 如果风电机组出力低于预测出力, 那么, 可以利用价格机制来引导用户的可控负荷来提供上行和下行备用, 而不用频繁的开启常规机组。那么该时段用户的可控负荷所提供的上行或下行备用折算为成本  $M'_d$  为

$$M'_d = \sum_{i=1}^{T_D} \delta \cdot l \Delta D_{du, i} + \sum_{j=1, j \neq i}^{T_D} (1 - \tau) \cdot l_j \Delta D_{dd, j} \quad (14)$$

其中  $\Delta D_{du, i}$  为  $i$  时段的上行备用调度量;  $\delta$  为该时段的上行备用补偿率;  $\Delta D_{dd, j}$  为  $j$  时段的下行备用调度量;  $\tau$  为该时段的下行备用折扣率。

综上, 在研究时段内, 以系统运行费用最小为目标函数为

$$\min \sum_t \sum_i (C_{ii} + S_{ii} + M'_d - M'_{ij}) \quad (15)$$

### 1.5 约束条件

#### ① 机组出力和备用约束(系统约束)

$$p^{\min}(t) \leq \sum_i p(i, t) u(i, t) \leq p^{\max}(t) \quad (16)$$

$$R^{\min}(t) \leq \sum_i R(i, t) u(i, t) \leq R^{\max}(t) \quad (17)$$

$$N^{\min}(t) \leq \sum_i N(i, t) \leq N^{\max}(t) \quad (18)$$

其中  $p^{\min}(t)$ 、 $p^{\max}(t)$  分别为  $t$  时刻时总机组的最小发电量和最大发电量;  $R^{\min}(t)$ 、 $R^{\max}(t)$  分别为  $t$  时刻时总的旋转备用的最小值和最大值;  $N^{\min}(t)$ 、 $N^{\max}(t)$  分别为总的非旋转备用的最小值和最大值。

#### ② 机组出力约束(机组约束)

$$p_{g\min}(i) \leq p(i, t) u(i, t) + R(i, t) u(i, t) + N(i, t) p(i, t) u(i, t) + R(i, t) u(i, t) + N(i, t) \leq p_{g\max}(i) \quad (19)$$

$$R(i, t) u(i, t) \leq r_s(i, t) u(i, t) \quad (20)$$

$$r_s(i, t) = \min\{10 \times MSR(i), p_{g\max}(i, t) - p(i, t)\} \quad (21)$$

式中  $p_{g\min}(i)$ 、 $p_{g\max}(i)$  分别为机组  $i$  的最小和最大发电量;  $MSR(i)$  为机组  $i$  的爬坡率。

#### ③ 机组的爬坡率约束

$$p(i, t) - p(i, t-1) \leq ur(i) \quad (22)$$

$$p(i, t-1) - p(i, t) \leq dr(i) \quad (23)$$

其中  $ur(i)$ 、 $dr(i)$  为机组  $i$  的上、下行爬坡速率, MW/h。

#### ④ 机组的开停机时间约束

$$[X^{on}(i, t) - T^{on}(i)] \times [u(i, t-1) - u(i, t)] \geq 0 \quad (24)$$

$$[X^{off}(i, t-1) - T^{off}(i, t)] \times [u(i, t-1) - u(i, t)] \geq 0 \quad (25)$$

其中  $X^{on}$ 、 $X^{off}$  为机组  $i$  的开停机持续时间。

## 2 混合和声算法

和声搜索算法(harmony search, HS)最早由 Geem 受音乐家不断调整声调获得和声机制启发而提出的。音乐家进行音乐创作主要有3种方式:从记忆中寻找、对部分音调局部调整、随机灵感激发。对应地,和声搜索算法主要通过3种操作产生新解,即记忆选择、局部调谐、随机生成。

HS算法的参数主要包括记忆库  $N$ , 记忆选择概率  $HMCR$ , 局部调整概率  $PAR$ 、调整步长  $bw$  等。

HS算法主要通过下式生成初始记忆库。

$$HM = \{x_1, x_2, \dots, x_N\};$$

$$x_{ij} = l_i + rand() \cdot (u_j - l_j)$$

$$j = 1, 2, \dots, d; i = 1, 2, \dots, N \quad (26)$$

其中  $x_{ij}$  为第  $i$  个和声的第  $j$  维组分;  $u_j$  和  $l_j$  为第  $j$  维组分的搜索上下界;  $d$  为问题维度;  $rand()$  表示  $0 \sim 1$  之间的均匀分布的随机数。

在和声搜索的每一代,算法通过记忆选择、局部调谐和随机生成3个操作完成“创新”,即生成新的和声  $v = \{v_1, v_2, \dots, v_d\}$ 。在创作  $v$  的过程中,每一维组分都按  $HMCR$ (记忆选择概率)从记忆库中随机选择现有记忆,否则随机生成,即

$$v_j = \begin{cases} x_{rnd, j}, & rnd() < HMCR \\ l_j + rand() \cdot (u_j - l_j), & else \end{cases} \quad (27)$$

式中  $rnd()$  为  $1 \sim N$  之间的随机整数。

进而,对于由记忆选择产生的组分以  $PAR$ (局部调整概率,或称调谐概率)按照如下方式进行局部调整产生新的和声。

$$v_j = \begin{cases} v_j \pm rand() \cdot bw, & rnd() < PAR \\ v_j, & else \end{cases} \quad (28)$$

表 1 火电机组参数

机组	有功下限 /p. u.	有功上限 /p. u.	$\alpha_i /$ ( $\$ \cdot (\text{MW})^{-2} \cdot \text{h}^{-1}$ )	$\beta_i /$ ( $\$ \cdot (\text{MW})^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ )	$\gamma_i /$ ( $\$ \cdot \text{h}^{-1}$ )	$R^{\min} /$ (p. u. $\cdot \text{h}^{-1}$ )	$R^{\max} /$ (p. u. $\cdot \text{h}^{-1}$ )
1	0.50	2.0	0.152 4	38.539 7	786.798 8	-0.50	0.50
2	0.25	1.0	0.105 8	46.159 1	945.633 2	-0.30	0.30
5	0.15	0.6	0.028 0	40.396 5	1 049.997 7	-0.15	0.15
8	0.20	0.8	0.035 4	38.305 5	1 243.531 1	-0.20	0.20
11	0.10	0.4	0.021 1	36.327 8	1 658.569 6	-0.15	0.15
13	0.10	0.4	0.017 9	38.270 4	1 356.659 2	-0.15	0.15

表 2 日负荷需求参数

时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$p_{dt} / \text{p. u.}$	1.899	1.785	1.700	1.672	1.672	1.700	2.097	2.437	2.692	2.721	2.721	2.692
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$p_{dt} / \text{p. u.}$	2.692	2.692	2.636	2.664	2.801	2.834	2.834	2.721	2.578	2.352	2.069	1.785

表 3 24 个时段电价改变量的计算结果

时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\beta_i$	32.56	110.47	88.61	101.29	-120.93	-180.4	53.5	14.88	93.71	-123.92	-11.20	-134.84
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$\beta_i$	-45.55	100.38	79.12	88.36	69.85	4.80	-47.18	45.50	68.28	-50.05	-62.15	-25.17

当新的和声产生之后,算法将其与记忆库中最差的和声进行比较,并采用贪婪机制进行解的替换。标准和声搜索的算法流程如图 1。

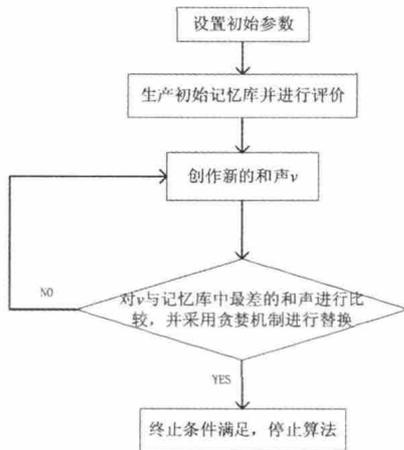


图 1 算法流程图

仅仅通过随机产生元素的方法,和声搜索往往难以产生有效元素,得不到有效的和声。而差分算法基于两个个体的差分项产生新个体,能够有效产生新组分。将标准和声搜索算法中第三步利用差分思想进行改进,提出了一种基于差分规则的混合和声算法(DE-HS),其中  $x_k^{best}$  为记忆库中最优的第  $k$  维组分,  $k$  为  $1 \sim d$  上均匀分布的随机整数,  $cr$  为  $0 \sim 1$  之

间的交叉因子,  $F$  为 DE 的比例因子,  $r_1, r_2$  和  $r_3$  为  $1 \sim N$  之间互不相等的整数。具体操作如下。

$$v_j = \begin{cases} x_{rnd_j} \cdot rand() < HMCR \\ x_k^{best} \cdot rand() < PRA \end{cases} \quad (29)$$

$$v_j = \begin{cases} x_{r_1_j} + F \cdot (x_{r_2_j} - x_{r_3_j}) & rand() < cr \\ l_j + rand() \cdot (u_j - l_j) & \text{else} \end{cases} \quad (30)$$

### 3 算例分析

在 Matlab 条件下利用 IEEE 30 节点(图 2)验证上述模型和算法。其中,仅仅考虑需求响应下系统所能接受的最大风电容量,并假设各时段参加需求响应而引起的负荷改变量为 18%。根据文献[10]取自弹性和互弹性系数为  $-0.3$ 、 $0.17$ ,初始电价为  $60$   $\$/\text{MWh}$ ,折扣电价为实时电价的 60%,补偿电价为初始电价的 2 倍。在风电机组模型中,风机额定出力为  $0.3$  p. u.,切入风速  $v_i = 3$  m/s,额定风速  $v_r = 18$  m/s,切出风速  $v_o = 25$  m/s,假设风机安装地点地形平坦,则取形状参数  $k = 2.2$ ,尺度参数  $c = 8.9$ 。图 2 中的 20 节点为风电场并网节点,功率的基准值为  $100 /$

MWh。混合和声搜索算法的参数设置如下:种群数量设为 100  $F=0.7$   $cr=0.8$   $HMCR=0.8$   $PAR=0.3$ 。

表 1 和表 2 分别为火电机组的参数、日负荷需求参数。

根据以上条件,计算出的 24 个时段的电价改变量,如表 3。

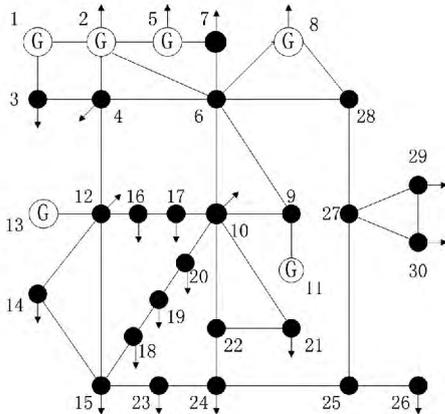


图 2 IEEE 30 节点

计算出的备用调用量和负荷改变量如图 3。由于风电具有比较明显的反调峰特性,引入需求响应后,可以看出,其对风电出力的波动具有一定的抑制作用,且对系统来说,能起到一定的削峰填谷的作用。需求响应能减少常规机组由于风电波动而引起的频繁开停机,能进一步减少系统的运行费用,能收到一定的经济效益。

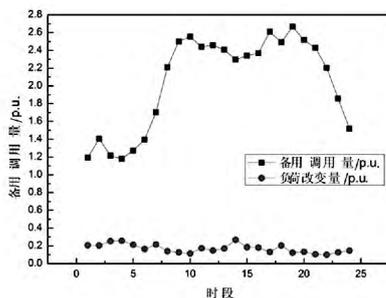


图 3 备用调用量和负荷改变量计算结果

为了说明所提出的基于差分规则的和声搜索算法求解该目标函数的有效性和优越性,将该算法与标准和声搜索算法、差分算法进行比较,比较结果见表 4。

表 4 算法的性能比较

算法	最优解 /\$	平均解 /\$	最差解 /\$	计算时间/s	迭代次数
HS	369 321	377 730	386 139	34.50	35
DE	407 430	433 758	460 086	40.16	52
DE-HS	325 066	325 074	325 082	20.85	16

## 4 结 论

随着风电机组并网容量的不断增长,电网面临着越来越严峻的挑战。传统电网吸收风电的主要措施是规定风电场出力保持在一定功率,这样一方面就会使一部分常规机组长期处于空载状态,增加了系统的运行费用;另一方面,如果风电机组出力增多的情况下,就会出现“弃风”现象,降低了风电的经济性。引入需求响应策略后,利用价格机制来调整用户的负荷需求,当风电出力低于预期时,利用用户的可控负荷为系统提供备用。需求响应不仅抑制了风电的波动,改善了系统的可靠性,而且还降低了电量价格。所提出的混合和声搜索算法能有效快速地解决所提出的模型,且计算结果相比标准和声搜索算法和差分算法更优,为解决此类问题提供了一种实用方法。当然,由于条件有限,没有考虑常规机组运行中的阀点效应和禁止运行区域,以及风电场的位置和容量对系统的影响,这些都值得进一步的进行探讨。

### 参考文献

- [1] Fabbri A, Roman T G S, Abbad J R, et al. Assessment of the Cost Associated with Wind Generation Prediction Errors in a Liberalized Electricity Market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(3): 1440 - 1446.
- [2] DeMeo E A, Grant W, Milligan M R, et al. Wind Plant Integration [Wind Power Plants] [J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2005, 3(6): 38 - 46.
- [3] Smith J C, Milligan M R, DeMeo E A, et al. Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 900 - 908.
- [4] DeMeo E A, Jordan G A, Kalich C, et al. Accommodating Wind's Natural Behavior [J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(6): 59 - 67.
- [5] Sioshansi R, Short W. Evaluating the Impacts of Real-time Pricing on the Usage of Wind Generation [J]. IEEE Power Systems, Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 516 - 524.
- [6] Borenstein S. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster [J]. The Journal of Economic Perspectives, 2002, 16(1): 191 - 211.

[7] Seguro J V , Lambert T W. Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics , 2000 , 85( 1) : 75 - 84.

[8] 苏勋文 , 米增强. 基于运行数据的风电机组建模方法 [J]. 电力系统保护与控制 2010 , 38( 9) : 49 - 55.

[9] Faruqui A , George S. Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing [J]. The Electricity Journal , 2005 , 18 ( 4) : 53 - 63.

[10] King C , Chatterjee S. Predicting California Demand Response [J]. Public Utilities Fortnightly , 2003 , 141

( 13) : 27 - 32.

作者简介:

李 阳(1987), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划与分析、新能源技术方面的研究;

蒋正华(1993), 本科, 主要从事电力系统规划与分析、电力系统风险评估等方面的研究;

徐 蔚(1984), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划与分析、新能源技术方面的研究;

周 杨(1987), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划分析、新能源技术方面的研究。

( 收稿日期: 2014 - 05 - 04)

( 上接第 30 页)

针对舟山多端柔性直流输电工程进行了分析, 绘制了舟山工程的拓扑机构, 并提出相应的控制策略。通过仿真验证舟山系统采用电压偏差控制、无源孤岛控制以及无功功率和交流电压斜率偏差控制时, 能够提高舟山系统在交流故障、换流站退出、孤岛运行以及远方电压降落时稳定运行的能力, 增强了舟山系统运行的可靠性和灵活性。

参考文献

[1] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[2] 张欢, 刘天琪, 李兴源, 等. 新型多端直流输电技术研究 [J]. 四川电力技术, 2007, 30( 6) : 1 - 5.

[3] 陈谦, 唐国庆, 胡铭. 采用 dq0 坐标的 VSC - HVDC 稳态模型与控制器设计 [J]. 电力系统自动化, 2004 , 28( 16) : 61 - 66.

[4] 饶宏, 黄莹, 陈名, 等. 中海油文昌柔性直流输电系统启停仿真分析 [J]. 南方电网技术, 2011 , 5( 4) : 5 - 9.

[5] Nikolas Flourentzou , Vassilios G. Agelidis. Georgios D. Demetriades. VSC - Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview. IEEE Transactions on Power Electronics , 2009 , 24( 3) : 592 - 602.

[6] 赵成勇, 李广凯, 孙营. 双馈入直流输电系统中 VSC - HVDC 的控制策略研究 [J]. 中国电机工程学报, 2008 , 28( 7) : 97 - 103.

[7] 李兴源, 陈凌云, 颜泉, 等. 多馈入高压直流输电系统非线性附加控制器的设计 [J]. 中国电机工程学报, 2005 , 25( 15) : 16 - 19.

[8] 李兴源, 邵震霞, 汤广福. 多馈入高正直流输电系统的分散协调控制研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005 , 25 ( 16) : 8 - 12.

[9] Gunnar Asplund , Kjell Eriksson , Birger Drugg. Electric

Power Transmission to Distant Loads by HVDC Light [C]. Distribution 2000 Sydney , Australia , 2000; 1 - 7

[10] Anna - Karin Skytt , Per Holmberg , Lars - Erik Juhlin. HVDC Light for Connection of Wind Farm [C]. Second International Workshop on Transmission Network for Off-shore Wind Farm , Royal Institute of Technology Stockholm , Sweden , 2001: 1 - 6.

[11] 郭小江, 马世英, 申洪, 等. 大规模风电直流外送方案与系统稳定控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2012 , 36( 15) : 107 - 115.

[12] 王国强, 王志新, 张华强, 等. 基于 DPC 的海上风场 VSC - HVDC 变流器控制策略 [J]. 电力自动化设备, 2011 , 31( 7) : 115 - 119.

[13] 陈霞, 林卫星, 孙海顺, 等. 基于多端直流输电的风电并网技术 [J]. 电工技术学报, 2011 , 26( 7) : 60 - 67.

[14] 汤广福, 贺之渊, 滕乐天, 等. 电压源换流器高压直流输电技术最新研究进展 [J]. 电网技术, 2008 , 32 ( 22) : 39 - 44.

[15] Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[16] VSC - HVDC 的风电场联网技术研究 [D]. 保定: 华北电力大学, 2007.

[17] 吴浩, 徐重力, 张杰峰, 等. 舟山多端柔性直流输电技术及应用 [J]. 智能电网. 2013 , 1( 2) : 22 - 26

作者简介:

胡 欣(1987), 硕士研究生, 主要研究方向为高压直流输电系统;

李兴源(1945), 教授, 博士生导师, IEEE 高级会员, 主要研究方向为电力系统稳定与控制;

朱瑞可(1988), 博士研究生, 主要研究方向为电力系统稳定与控制。

( 收稿日期: 2014 - 04 - 23)

# ± 800 kV 天一中直流对哈密电网 变压器直流偏磁的影响

王 建<sup>1</sup>, 马勤勇<sup>1</sup>, 常喜强<sup>2</sup>, 张 媛<sup>1</sup>, 金 铭<sup>1</sup>, 范旭华<sup>1</sup>, 刘依梅<sup>1</sup>  
(1. 国网新疆电力公司电力科学研究院 新疆 乌鲁木齐 830011;  
2. 国网新疆电力调度控制中心 新疆 乌鲁木齐 830006)

**摘 要:** ±800 kV 天一中特高压直流工程在调试期间,为研究天中直流在单极大地方式运行时对新疆电网变压器直流偏磁的影响,新疆电网进行了变压器直流偏磁带电测量工作,尤其是对天山换流站所在的哈密地区电网直流偏磁进行了多点测量,并通过交流电网直流电流分布计算软件仿真计算分析新疆哈密电网变压器直流分布的情况。仿真表明,在天中直流大功率单极大地运行时,天山换流站周边近区的变电站中性点接地的变压器直流电流较大,实测发现某些天山换流站接地极周边近区变压器中性点的偏磁电流较大,与仿真结果基本相符合,严重威胁主变压器偏磁运行,后期通过在直流电流过大的主要变压器加装了直流偏磁抑制装置,大大降低了变压器中性点的偏磁电流,提高了哈密地区电网的安全性和可靠性。

**关键词:** 天一中直流; 直流偏磁; 仿真计算; 偏磁抑制

**Abstract:** During the commissioning of ±800 kV Tian - Zhong HVDC project , in order to study its impacts on DC magnetic bias of transformers in Hami Power Grid , the live detection for DC magnetic bias of transformers is carried out in XinJiang Power Grid , especially the multi - point measurement is done in Hami Power Grid where the Tianshan DC converter station is , and the calculation software for DC current distribution simulation analysis in ac power grid is used to simulate the distribution of the DC current of transformers in Hami Power Grid. The simulation shows that , when Tian - Zhong HVDC project transports high power with monopole earth mode , the DC current of neutral grounding transformers which are near to Tianshan DC converter station is larger , and the measured results also give that the grounding transformer in some stations which are not far from Tianshan DC converter station has a larger magnetic bias current in neutral point , which is consistent with the simulation results. At last , DC magnetic bias suppression devices are added to the station where has the large neutral DC current. The proposed method greatly reduces the DC magnetic bias current of transformers , which will improve the security and reliability of power grid in Hami district.

**Key words:** Tian - Zhong HVDC project; DC magnetic bias; simulation calculation; DC magnetic bias suppression

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2014)04 - 0046 - 07

## 0 引 言

直流偏磁是变压器的一种非正常工作状态。由于变压器的原边等效阻抗对直流分量只呈现电阻特性,且电阻很小,因此,很小的直流分量就会在绕组中形成很大的直流激磁磁势。该直流磁势与交流磁势一起作用于变压器原边,造成变压器铁心的工作磁化曲线发生偏移,出现关于原点不对称,即变压器偏磁现象<sup>[1,2]</sup>。

大型电力变压器的励磁电流比较小,流过变压器的少量的直流电流就可能引起直流偏磁,引起铁

心饱和,导致电流波形畸变,产生高次谐波,危害变压器和电力系统的安全运行<sup>[3-6]</sup>。高压直流输电单极大地回线运行方式容易导致周围交流变电站变压器出现直流偏磁现象,换流变压器也多发直流偏磁危害<sup>[7]</sup>。目前中国特高压直流输电的入地电流比普通直流输电工程更大:一般±500 kV 直流输电入地电流为 3 000 A,云广特高压为 3 125 A,向家坝—上海和溪落渡—浙西特高压为 4 000 A,锦屏—苏南为 4 500 A。大量的入地电流将导致更加严重的直流偏磁危害,危及交流电网安全运行,因此需要开展直流电流分布预测和监测、直流偏磁预防和治理方面的研究。

目前对变压器直流偏磁电磁学方面的研究尚不成熟,就连确定具体参数的变压器绕组允许通过的直流电流也不能单纯通过仿真来确定,而是需要变压器生产厂家通过试验来确定。针对这种情况,必须对天中直流在新疆电网产生的影响进行实测评估。天一中±800 kV特高压直流工程西起哈密东至郑州,工程的换流站侧接地极位于新疆哈密地区,而哈密地区不仅有3座750 kV变电站作为“疆电外送”枢纽站,还有众多的风电场和光伏电站并网,连同本地的220 kV和110 kV电网一起,与天山换流站形成了复杂的电网结构。就天山换流站的运行对新疆电网变压器直流偏磁的影响进行了仿真、测量和挖掘研究,提出并实施了偏磁治理的方案,取得了较好的效果。

## 1 ±800 kV 天一中特高压直流系统基本情况

±800 kV天一中特高压直流工程起点在新疆哈密南部能源基地,落点河南郑州,途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南6省(区)。额定输电电压±800 kV,额定电流5 kA,输电能力将达8 000 MW,成为连接西部边疆与中原地区的“电力丝绸之路”。哈密南换流站茈茈台接地极站位于哈密市东南部,距哈密市约60 km,乌拉台乡政府北侧约22 km,隶属哈密市的乌拉台乡。茈茈台接地极站距离换流站直线距离约为62.09 km,周围各电压等级的变电站均有。距离较近的变电站有750 kV哈密变电站、750 kV烟墩变电站、220 kV东疆变电站、220 kV烟墩西变电站、110 kV兴业变电站等多个变电站。众多的不同电压等级的变电站汇集在接地极半径100 km以内,容易因直流输电接地极入地流过大电流而引起变压器偏磁现象。

随着天一中直流工程的投运,直流输电入地电流在新疆交流电网分布的研究越发紧迫。根据初步实验结果,当在直流极注入时,采用东疆变电站220 kV侧、烟墩西边220 kV侧接地刀闸分闸,骆驼圈子变电站110 kV、兴业变电站110 kV、雅矿变电站110 kV侧接地刀闸分闸运行方式时,此时烟墩变电站220 kV侧中性点的直流电流为12.61 A。而在单极运行接地极注入电流最大值—5 000 A时,烟墩变电站中性点的直流电流最大可能达到126.1 A。因此重点研究和治理天一中直流投运对新疆电网变压器

中性点直流电流过大而造成直流偏磁问题显得极为迫切。

## 2 天一中直流运行时哈密地区变压器中性点直流电流的仿真计算与初步测量

### 2.1 仿真建模应用

为了仿真计算天一中特高压直流投入运行后对新疆电网变压器直流偏磁的影响,使用了基于电流分布理论的《交流电网直流电流分布计算软件》进行计算。该软件程序从入地电流的恒流场进行分析,推导出场路耦合模型。在2007年至今,直流电流分布计算软件一直关注广东电网的直流电流分布,成功预报了大量存在直流偏磁风险的变电站,并积极地参与了抑制措施选型的工作,有较高的准确性<sup>[8-10]</sup>。

### 2.2 场路耦合模型的推导

若交流电网总共有 $m$ 个变电站, $b$ 个母线节点, $n$ 个独立中性点,则由节点电压法有

$$YV = J \tag{1}$$

式中, $V$ 为电网节点电压列向量, $V = [V_S; V_N; V_B]$ , $V_S$ 、 $V_N$ 、 $V_B$ 分别为变电站节点电压(V)、独立中性点电压(V)、母线电压列向量(V)。若中性点与变电站节点短接,则在模型中删去该站的中性点,仅保留变电站节点。

$Y$ 为电网节点电导矩阵, $Y = H^T G + Q$ ; $H$ 为变电站节点与所有节点间的关联矩阵; $H^T$ 为 $H$ 的转置, $H_{m \times (m+n+b)} = [E_m \ 0_{m \times n} \ 0_{m \times b}]$ , $E_m$ 为 $m$ 阶单位阵; $G$ 为变电站接地电导阵, $G = R^{-1}$ , $R = \text{diag}(R_{G1}, R_{G2}, \dots, R_{Gm})$ ; $R_{Gi}$ 为第 $i$ 个变电站直流接地电阻; $Q$ 为交流电网地上网络节点电导矩阵。

$J$ 为电网节点注入电流列向量

$$J = [J_S; J_N; J_B] = [GP; 0; 0] = H^T GP \tag{2}$$

式中, $J_S$ 、 $J_N$ 、 $J_B$ 分别为变电站节点、独立中性点、母线节点注入电流列向量 $A$ ;

$P$ 为变电站的感应电位列向量, $V$ 由接地理论有

$$P = MI_D + NI_A \tag{3}$$

式中, $I_D$ 为直流极入地电流 $A$ ; $I_A$ 为注入变电站接地网的直流电流 $A$ ; $M$ 为直流极与变电站间互阻抗阵; $N$ 为变电站间(不包括自身作用)的互阻抗



闸,其他变电站均采用正常接地方式。

在以上3种运行方式中,对天山换流站周边变电站进行中性点接地的变压器实地偏磁直流电流测量。同时,根据哈密地区的网络结构,利用交流电网直流电流计算软件,得到测量值与仿真计算值,如表1所示。

表1 中性点直流电流实测值与仿真值对比

变电站名称	与接地极距离/km	方式1/A		方式2/A		方式3/A	
		仿真	实测	仿真	实测	仿真	实测
750 kV 哈密变电站	54	4.7	4.5	4.9	4.6	5.1	4.9
750 kV 烟墩变电站	45	7.7	8.0	9.5	9.7	10.2	10.6
220 kV 石城子变电站	58	2.2	2.1	2.2	/	2.3	/
220 kV 银河路变电站	64	0.3	0.3	0.3	/	0.4	0.3

根据表1,在第1种运行方式下,750 kV 哈密变电站的仿真值为4.749 A,实测值为4.59 A;750 kV 烟墩变电站的仿真值为7.729 A,实测值为8.07 A。可看出仿真与实测较为吻合,因此利用该软件对哈密地区进行建模分析能够初步预测各个变压器中性点电流的情况。同时,根据实测的数据可以明显地看到,距离接地极越近的变电站中性点接地的变压器中性点流过的直流电流越大,如表1中所示。同等距离下,距离接地极较近的750 kV 自耦式变压器受直流输电的影响较220 kV 变压器要大很多。在方式1中,750 kV 烟墩变电站的中性点直流电流最大达到8.07 A,远大于其他变电站的中性点电流值。在方式2中,电网的接地方式有所改变,伴随着东疆220 kV 变电站的220 kV 的中性点接地刀闸分闸,初步测量可以发现距离东疆变电站较近的750 kV 烟墩变电站的主变压器中性点电流有所增大,而在方式3中,烟疆一、二线拉开后烟墩变电站中性点直流电流明显上升了。由此可以看出当电网的中性点接地方式改变时,直流电流的通路可以发生改变,从而改变了各个变电站内主变压器的中性点直流电流方向和大小。经过仿真和实测还发现750 kV 哈密变电站和220 kV 东疆变电站、十三间房变压器等变电站中性点直流电流都偏大,因此,需要对这些中性点直流电流过大的站点采取直流偏磁抑制措施。通过对比和实测发现两者之间的误差较小,但当电网中的站点增加时,随着工况进一步复杂化,仿真和

实测的误差可能会有所增大,但两者反应的主变压器中性点直流电流改变的趋势是一致的。

### 3 中性点直流偏磁电流抑制

通过仿真和实测,均已明确了天中直流大地运行方式下会对哈密地区电网部分变压器造成偏磁电流过大的后果。针对这一现象,结合目前国内外使用的偏磁治理方式,有必要对哈密电网中的个别变压器进行合理化的偏磁直流,以达到降低偏磁电流的目的。

#### 3.1 抑制变压器中性点直流电流的措施

目前抑制直流偏磁的主要措施有:在变压器中性点串接电容、注入方向电流和串接电阻<sup>[11,12]</sup>。

中性点串接电容的基本思路是将电容、火花间隙(或大功率晶闸管)和旁路开关并联后串入变压器中性点,达到阻隔大地直流回流的目的<sup>[13]</sup>。

串接电容法可以彻底切断直流电流的通路,但可能引起其他变压器中性点的直流电流增大造成直流偏磁。

反向注入电流法是指在变压器中性点注入中与其流过的直流电流反方向的直流电流,抵消或削弱由地中直流流入变压器产生的偏磁<sup>[14,15]</sup>。

反向注入电流法仅局限在电流超标的变电站中使用,需要较大功率的电源,接入方式较复杂,不易现场快速的实施,其效果还有待进一步验证。中性点串接小电阻的范例十分简单明确,在中性点和电网之间传入一个阻值为数欧姆的小电阻,可以减小中性点流入的直流电流。串联电阻的大小需要根据变压器和变电站及电网地网的具体情况选取。

除了对中性点接地进行改造外,还有其他方式也在探索研究中。例如,在交流输电线路路上安装串联电容器,利用电容器的隔直作用抑制直流通过线路进入变压器。但是,中国目前的特高压电网中多采用的是自耦变压器,仅在一个电压等级的输电线路路上安装串联电容器,不能限制直流通过自耦变压器流入另一个电压等级的输电线路中。若要完全限制直流电流,则需要在与交流系统相连的所有出线上都安装串联电容器,才可有效地限制和消除流入变压器中性点的直流电流。

#### 3.2 主变压器中性点直流抑制装置安装

目前在中国使用的直流抑制装置多为串联电容

技术。本次哈密地区电网主变压器使用了隔离直流电流的装置,采用了中性点串联隔离电容设备治理中性点直流电流。其基本原理如图2所示。

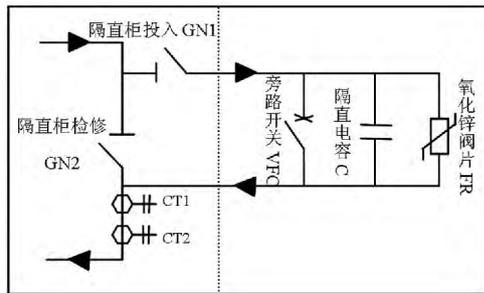


图2 隔直装置原理

测量中性点直流电流的直流电流互感器(TA1、TA2),是基于霍尔效应研制的直流电流传感器,该传感器测量中性点中的电流值用于控制旁路开关,当检测到中性点的直流电流大于预警值时发出投入隔直装置的信号。该装置在安装过程中,通过新设接地刀闸GN1与GN2将隔直装置与原接地刀闸进行并联,正常状态下,接地刀闸GN1和旁路开关VFC闭合,保持中性点经过新设接地刀闸GN1和旁路开关VFC直接接地,安装完毕后原接地刀闸与GN2打开。当TA检测到过流时,发出信号,旁路开关打开,隔直装置立即串联进入中性点接地回路中,起到隔直作用。检修时将隔直柜检修刀闸GN2闭合即可转入检修状态。

经过仿真计算和初步测量,决定在中性点电流较大的750 kV哈密、烟墩和220 kV东疆变电站、十三间房变电站安装隔直装置。

#### 4 大功率单级大地运行对哈密电网的影响

在天山换流站低端调试期间,通过仿真和现场

实测,发现天一中直流在大功率双极不对称和单极大地运行方式下对哈密地区电网主变压器的影响较大。因此,在天一中直流高端调试期间,新疆电网在哈密地区部分变压器安装了中性点直流电流抑制装置,与天一中直流调试工作相互配合,尤其是在单极大地运行方式下,对哈密地区电网直流偏磁现象进行了进一步的测量和研究。

##### 4.1 大功率单级大地运行调试

天一中直流工程高端调试期间,单极大地运行方式下,根据输送功率的不同,接地极中流入大地的电流也不同。对于单极大地运行方式下,换流器投入的数量固定式输送电压即可固定下来,调节输送功率的同时即在调节直流输电的电流值。因此,单极大地方式运行时,接地极的入地电流随着功率的大小波动。表2所示为极1高端单极大地方式运行(电压为400 kV)时接地极电流情况,单极大地运行方式如图3所示。

表2 直流输送功率与接地极电流对应表

哈郑直流输送功率/MW	接地极电流/A
200	500
300	750
400	1 000

表3 中性点直流电流测点

电压等级/kV	测点所在变电站
750	吐鲁番、烟墩、哈密、沙洲、敦煌
220	山北、银河路、天光电厂、淖毛湖、十三间房、东疆、烟墩西、石城子、麻黄沟东、东源热电
110	东疆、天光、山北、淖毛湖

当天一中直流在给定单极大地运行方式下施加功率值稳定时,哈密地区各个中性点接地的变压器

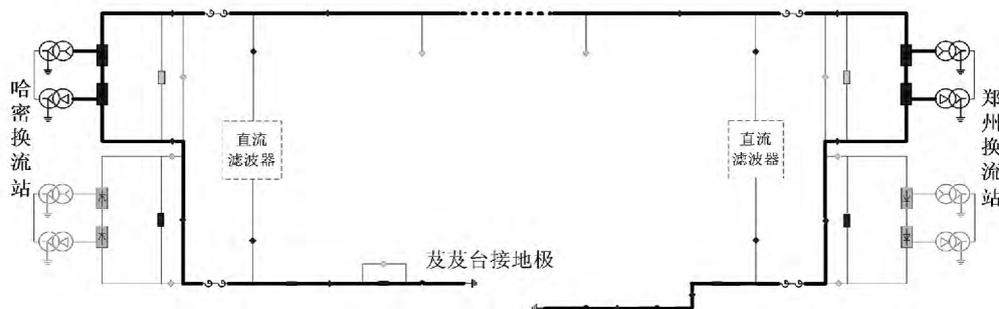


图3 单极大地运行方式

表 4 直流电流测试数据与仿真结果对比 / A

变压器测点	情形 1		情形 2		情形 3		情形 4		情形 5		
	仿真	实测	仿真	实测	仿真	实测	仿真	实测	仿真	实测	
750 kV	哈密	5.825	5.700	8.214	7.750	0.000	/	0.000	/	0.000	/
	烟墩	5.303	5.600	0.000	/	0.000	/	0.000	/	0.000	/
	吐鲁番	-0.327	-0.300	-1.038	-0.100	-1.435	-1.500	-2.251	-2.420	-1.353	0.220
	敦煌	-1.610	-1.620	-2.615	-2.660	-2.286	-2.370	-5.978	/	-2.173	/
	沙州	-4.695	/	-4.094	/	-6.046	/	-5.97	/	-5.833	/
220 kV	山北	-2.750	-3.140	-3.026	-3.720	-4.887	-4.710	0.000	/	-3.508	-3.210
	石城子	0.929	1.240	0.000	/	0.000	/	0.000	/	0.000	/
	天光	-0.305	0.360	0.198	0.171	2.038	2.184	2.599	2.890	0.000	/
	银河路	-0.462	0.510	1.949	2.100	2.075	2.169	2.176	2.300	0.000	/
	东疆	10.404	11.110	0.000	/	0.000	/	0.000	/	0.000	/
	烟墩西	2.245	2.300	0.000	/	0.000	/	0.000	/	0.000	/
	淖毛湖	-0.475	-0.500	-0.569	-0.630	-0.87	-0.840	-1.313	-1.48	-0.848	-0.880
	十三间房	-1.759	-1.700	-1.907	-1.820	0.000	0.000	-2.468	-2.45	-2.178	-1.250
	东源热电	-0.892	1.700	0.372	0.350	1.945	1.720	2.064	0.400	0.000	/
	麻黄沟东	-0.922	-0.970	0.00	0.00	0.00	/	0.000	/		
110 kV	东疆	0.000	0.260	0.00	0.020	0.001	0.060	0.001	0.130	0.001	0.040
	天光	0.009	0.050	1.033	1.150	1.398	-0.240	1.273	/	1.809	/
	淖毛湖	0.391	0.50	0.484	0.497	0.773	0.640	0.778	0.660	0.769	0.742
	山北	0.897	0.870	1.050	1.150	0.895	1.055	0.715	0.829	0.609	0.623

测点工作人员在统一指挥下同时测量中性点直流电流。测点如表 3 所示。

#### 4.2 直流偏磁测试结果

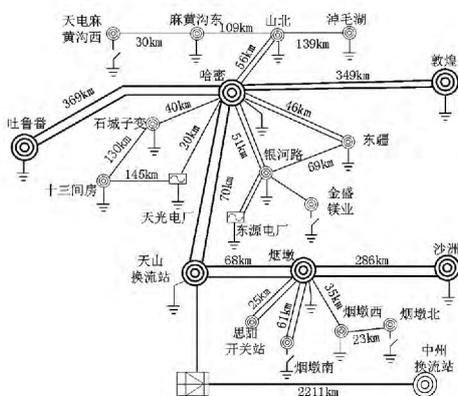


图 4 220 kV 级以上网架结构及试验前接地状态

为了检验天一中直流单极大地回线方式下哈密地区加装隔直装置后对电网直流电流的抑制效果,采用了 5 种测试情形,电网状态和隔直装置动作情况如下。

情形 1: 哈密地区电网主变压器接地方式按照

原有方式运行,如图 4 所示,极一低端单极大地回线 200 MW。

情形 2: 拉开烟墩西、石城子、麻黄沟东 220 kV 侧接地点,极一高端单极大地回线 250 MW 时,烟墩、东疆隔直装置动作。

情形 3: 拉开烟墩西、石城子、麻黄沟东 220 kV 侧接地点,极一高端单极大地回线 400 MW 时,哈密、烟墩、东疆、十三间房隔直装置动作。

情形 4: 拉开烟墩西、石城子、麻黄沟东、山北 220 kV 侧接地点,极一高端单极大地回线 400 MW,东疆、烟墩、哈密装置已动作,十三间房装置未动作。

情形 5: 拉开烟墩西、石城子、麻黄沟东、银河路、天光电厂、东源热电 1 号主变 220 kV 侧中性点,极一高端单极大地回线 400 MW 时,东疆、烟墩、哈密装置已动作,十三间房装置未动作。

变电站各台变压器不同电压等级中性点的实测和仿真数据如表 4 所示。

5 种情形下哈密地区电网的接地主变压器依次

拉开接地点,且直流输送的功率也由 200 MW 增大到 400 MW,接地极的电流由 500 A 增大至 1 000 A。

情形 1 为哈密地区电网原始状态,测量天一中直流功率 200 MW 时各个变电站的中性点的直流电流值。

情形 2 中,直流功率为 250 MW 时,距离接地较近的烟墩变电站和东疆变电站隔直装置首先动作,且东疆变电站隔直电容两端的电压高于烟墩变电站的,说明了与接地极距离越近,受到直流偏磁的影响越大。

情形 3 在情形 1 的基础上增加直流输送功率至 400 MW,在功率上升至 400 MW 的过程中,哈密变电站和十三间房变电站的隔直装置也相继动作。以此判断,随着接地极电流的增大,直流影响的范围增大,直流电流通过中性点接地变压器和输电线路输送至更远的接地变压器,距离接地极站 209 km 的十三间房变电站的隔直装置动作说明接地极电流通过耦合通道到达十三间房变压器,也说明了通过合理改变哈密地区电网的主变压器中性点接地方式,可以将直流电流的耦合通道延长和转移,从而避免本地区的中性点电流过大导致主变压器发生严重的直流偏磁现象。

情形 4 在情形 2 的基础上将哈密地区北部的山北变电站中性点拉开,分析可知,拉开山北变电站中性点致使直流耦合通路在山北变电站处断开,进一步延伸至麻黄沟和淖毛湖等哈密天山以北的远区,通过这种方式,改变了近接地极区的直流场电流分布和稍远处的装有隔直装置的变电站:哈密变电站和十三间房变电站中性点的直流分量降低,从而隔直装置未动作进行抑制。

情形 5 中,哈密地区电网中拉开了烟墩西、石城子、麻黄沟东、银河路、天光电厂、东源热 1 号主变压器共计 6 个 220 kV 侧中性点。极—高端单极大地回线 400 MW 时,哈密地区中接地极近区的烟墩变电站、东疆变电站、哈密变电站、山北变电站、淖毛湖变电站 220 kV 变压器接地。天一中直流在以 400 MW 功率输送电能时接地极入地电流幅值为 1 000 A,入地电流可以通过 750 kV 烟墩变电站—220 kV 东疆变电站 750 kV 哈密变电站—220 kV 山北变电站—220 kV 淖毛湖变电站组成的变压器、线路耦合通道传送直流电流,位于近区的东疆变电站、烟墩变电站和哈密变电站中性点直流电流过大,导致相应的隔直装置动作,以限制直流。

在以上 5 种情形中,测量结果与仿真数据相比,虽然有一定的差值,但是随着中性点运行方式的改变和直流输送功率的改变,仿真数据的变化趋势与实测值非常接近。同时可以看出 110 kV 等级的变压器中性点入地电流都较小,大多小于 3 A,因此天中直流的投运对 220 kV 及以上电压等级设备的影响较大,重点治理直流偏磁主要对象应以 220 kV 及以上的主变压器设备为主。在 5 种情形对应的运行方式的测试过程中,隔直装置根据直流电流阈值的设置正确动作,成功避免了变电站主变压器直流电流过大,造成偏磁现象危及主变压器运行。本次实测和仿真表明了隔直装置与电网接地点运行方式相互配合,能够有效抑制变压器直流偏磁。

## 5 结 论

(1) 天山换流站接地极位处哈密地区电网密集区域,与周边各电压等级的中性点接地变压器和输电线路形成直流通路,造成变压器直流偏磁现象。已经实测到的直流电流表明针对天一中直流的投运,需要进行深入的直流偏磁原理和治理的研究,为今后更多的特高压建设和运行做好准备。

(2) 通过交流电网直流电流分布计算软件,计算分析得到哈密地区的直流分布情况,实测表明仿真与实测较为接近,可以充分利用该软件程序进行分析,指导下一步直流偏磁的治理工作。

(3) 经过测量发现,哈密地区电网的多个 220 kV 变电站距离换流站接地极距离较近,容易产生较大的中性点直流电流。通过在 220 kV 东疆变电站、750 kV 烟墩变电站和哈密变电站安装隔直装置,有效抑制接地接近区的主变压器偏磁电流。

(4) 隔直装置与地区电网主变压器的接地方式相结合,可以有效改变直流的通路,从而实现抑制直流偏磁问题。对于地区电网的接地运行方式仍然需要进一步的深入研究,以确定最优的电网接地拓扑结构,防止将直流电流疏导至其他变压器而产生严重的直流偏磁现象。

### 参考文献

- [1] 王明新,张强. 直流输电系统接地极电流对交流电网的影响分析[J]. 电网技术,2005,29(3):9-14.

(下转第 85 页)

衡的结果,进行目标网架规划,确定最佳方案。借助重庆星能电气有限公司的《供电网计算分析及辅助决策软件》,提高了规划效率,也使网架规划和分析变得很方便。

参考文献

[1] 邓昆玲,张爱军,王鹏,等. 县城电网现状及规划要点分析[J]. 内蒙古电力技术, 2012(2): 8-11.

[2] 杨志彦. 对县城电网改造的探讨[J]. 农村电气化, 2003(2): 14.

[3] 陈根永,杨丽徒,郑自强. 县级城区电网规划研究[J]. 郑州工业大学学报, 2000, 21(2): 45-47.

[4] 张仁辉. 浅谈县城电网规划[J]. 技术与市场, 2013(8): 186-187.

[5] 周培华. 对县城电网规划的建议[J]. 中农村电工, 2005(1): 22.

[6] 陈光英. 县城电网规划浅议[J]. 农村电工, 2003(3): 30.

[7] 张肖青. 对县(市)城镇电网建设与改造问题的探讨[J]. 农村电气化, 2003(10).

[8] 乐欢,王主丁,肖栋柱,等. 基于空区推论的空间负荷预测分类分区实用法[J]. 电力系统自动化, 2009(7): 81-85.

[9] 中华人民共和国国家电网公司. 配电网技术导则[Z]. 2009.

[10] 中华人民共和国国家电网公司. 城市电力网规划设计导则[Z]. 2006.

作者简介:

冉郑国(1972),主要从事电网规划及建设管理方面的研究;

周星星(1990),主要从事配电网规划在实践应用方面的研究。

(收稿日期: 2014-03-09)

(上接第52页)

[2] 曾连生. 直流输电接地极电流对电力变压器的影响[J]. 高电压技术, 2005, 31(4): 57-58.

[3] Nobuo Takasu, Tetsuo Oshi, et al. An Experimental Analysis of DC Excitation of Transformers by Geomagnetically Induced currents [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, 9(2): 1173-1179.

[4] 覃国茂,付海涛,肖荣. 直流偏磁对葛洲坝电站主变压器的影响及抑制措施[J]. 水利发电, 2007, 33(12): 79-81.

[5] 吴鹏,田猛,陆云才,等. 锦一苏特高压直流对江苏电网变压器直流偏磁的影响[J]. 江苏电机工程, 2014, 33(1): 5-9.

[6] 余洋,韦晨,朱琳. 直流输电接地极电流对不同结构变压器影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(24): 71-76.

[7] 蒯狄正,万达,邹云. 直流输电地中电流对电网设备影响的分析与处理[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(2): 81-82.

[8] Annakkage U D, McLaren P G, Dirks E, et al. A current transformer model based on the Jiles-Atherton theory of ferromagnetic hysteresis [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(1): 57-61.

[9] 郝治国,余洋,张保会,等. 高压直流输电单极大地方式运行时地表电位分布规律[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(6): 10-14.

[10] 张波,赵杰,曾嵘,等. 直流大地运行时交流系统直流电流分布的预测方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(13): 84-87.

[11] 朱艺颖,蒋卫平,曾昭华,等. 抑制变压器中性点直流电流的措施研究[J]. 电机工程学报, 2005, 25(13): 1-7.

[12] 尚春. HVDC地中电流对交流变压器影响的抑制措施[J]. 高电压技术, 2004, 30(11): 52-54.

[13] 马玉龙,肖湘宁,姜旭,等. 用于抑制大型电力变压器直流偏磁的接地电阻优化配置[J]. 电网技术, 2006, 30(3): 62-65.

[14] 杜忠动,董晓辉,王建武,等. 直流电位补偿法抑制变压器直流偏磁的研究[J]. 高电压技术, 2006, 32(8): 69-72.

[15] 蒯狄正,万达,邹云. 变压器中性点注入反方向偏磁直流的应用分析[J]. 华电电力, 2005, 33(6): 21-23.

作者简介:

王建(1986),硕士研究生,工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

马勤勇(1973),本科,高级工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

常喜强(1976),硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为电网安全运行及电网调度控制;

张媛(1987),硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为高电压与绝缘技术;

金铭(1987),本科,高级工程师,主要研究方向为高电压与绝缘技术;

范旭华(1955),女,本科,高级工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

刘依梅(1986),女,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为电网运行及其自动化。

(收稿日期: 2014-05-12)

# 观音岩电站送出直流工程系统谐波阻抗特性研究

李文帆<sup>1</sup> 伍文城<sup>1,2</sup> 刘小江<sup>1</sup> 杨帆<sup>1</sup> 陈磊<sup>1</sup> 曾雪松<sup>1</sup>

(1. 西南电力设计院, 四川 成都 610021; 2. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

**摘要:** 观音岩电站送出直流工程是南方电网异步联网工程的重要组成部分。相对于其他直流工程,该直流的特点主要有:①送受端换流站可能存在的运行方式较多;②受端换流站送出线路加装串补,且最终串补度尚未确定。针对观音岩电站送出直流工程的特点,采用 NIMSCAN 程序对该直流工程送受端换流站的系统谐波阻抗特性进行了研究。对于送端换流站,比较了联网运行方式和孤岛运行方式下的系统等值谐波阻抗特性;对于受端换流站,按照送电方向的不同对系统的谐波阻抗进行分别计算。最后,分析了换流站出线串补的串补度变化对系统谐波阻抗参数的影响。

**关键词:** 谐波阻抗; 电力系统等值; 观音岩电站; 串补度

**Abstract:** Guanyinyan HVDC project is an important part of asynchronous interconnection project in Southern Power Grid. Compared to other HVDC projects, this project has more operation modes and the lines of inverter station connected to the system contain the series compensation whose value is still in studying. Based on the characteristics of this project, the equivalent harmonic impedances of rectifier station and inverter station are studied with NIMSCAN program. For the rectifier station, the characteristics of equivalent harmonic impedance of power system under grid-connected operation mode and island operation mode are compared. For the inverter station, the harmonic impedance of system is separately calculated according to the different transmission directions. In the end, the influence of the series compensation degree on harmonic impedance parameters is analyzed.

**Key words:** harmonic impedance; power system equivalent; Guanyinyan station; series compensation degree

中图分类号: TM864 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0053-05

## 0 引言

系统等值到换流站交流母线的阻抗频率特性反映了交流母线上背景谐波分布特征<sup>[1]</sup>,是确保实现换流站交流滤波器方案合理配置、保证无功补偿与控制方案优化设计的重要基础条件。在电力系统谐波阻抗测量领域,利用现代信号处理技术对电压电流信号进行分析以计算系统谐波阻抗的方法得到了较为深入地研究<sup>[2-6]</sup>。但在实际直流工程进行交流滤波器设计时,一般采用相关工具软件进行系统的谐波阻抗特性研究。目前比较常用的谐波阻抗等值工具主要有 ABB 公司的 SIMPOW 程序和加拿大 Teshmont 公司的 NIMSCAN 程序<sup>[7]</sup>。NIMSCAN 程序由于其数据与国内广泛使用的 PSD-BPA 数据结构相似,所以在中国的直流工程换流站滤波器设计中得到

了较为广泛的应用,目前 NIMSCAN 程序已被应用于中国多条已投运和在建的直流工程<sup>[7-9]</sup>。

观音岩电站送出直流是南方电网异步联网工程的重要组成部分。根据规划,云桂交流断面砚山至靖西 500 kV 线路将“ $\pi$ ”接入观音岩直流受端换流站,实现云南电网与南方主网异步联网,以降低南方电网运行风险。相对于其他直流工程,观音岩电站送出直流存在运行方式较多、受端换流站接入弱交流系统、换流站出线装设串补等特点。因此,不同于其他直流的系统谐波阻抗计算,在进行观音岩电站送出直流的换流站交流滤波器设计时,有必要针对本直流工程的运行方式及特点,对其送受端换流站的系统谐波阻抗等值特性进行更为详细地研究。

基于工程实际情况,分析观音岩电站送出直流可能出现的运行方式与特点,并针对工程特点,采用 NIMSCAN 工具,进行系统谐波阻抗特性的比较研究。

# 1 观音岩电站送出直流工程概况

观音岩电站位于金沙江中游河段,装机规模  $5 \times 600$  MW,电站计划于 2015 年 12 月底前 5 台机组陆续投产完毕。观音岩电站电能的消纳方案是近期全部送电广西,远期需兼顾云南省负荷发展的需要。为满足电能消纳方案要求,拟通过建设 1 回  $\pm 500$  kV/3 000 MW 直流,实现电站电力的送出。电站送出直流起点位于云南省永仁县,落点位于云南省富宁县。

根据电站消纳方案的要求,观音岩电站送出直流的送电方向有广西桂西地区和云南滇南地区,对应可能存在的主要有以下 3 种运行方式

- 1) 直流双极接入广西电网,电力全送广西;
- 2) 直流双极接入云南电网,电力全送云南;
- 3) 直流分极接入广西电网和云南电网,分极送电。

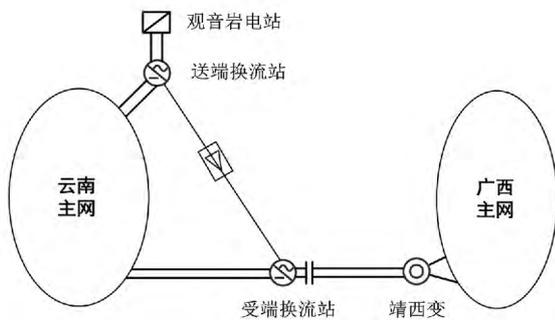


图 1 观音岩电站送出直流示意图

观音岩电站送出直流工程送受端换流站接入系统示意图如图 1 所示。由图可知,送端换流站通过两回线路与云南主网相连,存在孤岛运行的可能。而受端换流站落点的交流系统较弱,需在换流站出口线路加装串补,以提高换流母线短路比,改善换流站运行条件。目前受端换流站至靖西线路的串补度暂按 50% 进行相关的研究,最终的补偿度正在进行进一步的分析论证。

综上所述可知,观音岩电站送出直流的特点主要有以下 3 点。

- 1) 直流送端存在联网和孤岛运行的可能;
- 2) 直流受端可能存在的运行方式较多,分极送电时需接入两个同步电网;
- 3) 受端换流站落点交流系统较弱,换流站出口线路装设串补。

将通过 NIMSCAN 程序对观音岩电站送出直流的送受端换流站谐波阻抗特性进行分析,主要研究内容有以下 2 点。

- 1) 送端:对换流站联网运行和孤岛运行时的系统谐波阻抗等值分别进行研究分析;
- 2) 受端:根据送电方向的不同分别研究南方主网和云南电网等值到受端换流站的系统阻抗参数,并针对线路串补度存在变化的可能,对不同串补度下系统谐波阻抗参数的变化进行分析。

# 2 谐波阻抗计算介绍

## 2.1 NIMSCAN 计算模型概况

### 1) 发电机

在 NIMSCAN 程序中,发电机可视为一个等值阻抗的电压源,发电机的谐波阻抗模型为

$$\begin{cases} R_d(n_f) = R_d(f_0) (a_1 + b_1 n_f + c_1 n_f^2 + d_1 n_f^3 + e_1 n_f^4) \\ X''_d(n_f) = X''_d(f_0) (a_2 + b_2 n_f + c_2 n_f^2 + d_2 n_f^3 + e_2 n_f^4) \end{cases}$$

式中  $f_0$  为基频频率;  $R_d(n_f)$  为  $n_f$  次谐波下发电机电阻;  $R_d(f_0)$  为基频下发电机电阻;  $X''_d(n_f)$  为  $n_f$  次谐波下发电机次暂态电抗;  $X''_d(f_0)$  为基频下发电机次暂态电抗。

### 2) 变压器

在 NIMSCAN 程序中,变压器的谐波阻抗模型为

$$\begin{cases} R_T(n_f) = R_T(f_0) (a + b n_f^{k_1} + c n_f^{k_2}) \\ X_l(n_f) = X_l(f_0) n_f \end{cases}$$

其中  $R_T(n_f)$  为  $n_f$  次谐波下变压器的电阻;  $R_T(f_0)$  为基频下变压器电阻。

### 3) 线路

NIMSCAN 程序中,输电线路采用类似基频下常规的“ $\pi$ ”型模型,并采用双曲函数校正。

### 4) 负荷的谐波阻抗模型

NIMSCAN 程序将负荷节点的负荷折算为对应电压下的阻抗再进行计算,具体模型为

$$\begin{cases} g(n_f) = \frac{P_0}{U^2} (a_1 + b_1 n_f + c_1 n_f^2) \\ b(n_f) = \frac{Q_0}{U^2} (a_2 + b_2 n_f + c_2 n_f^2) \end{cases}$$

式中  $n_f$  为谐波次数;  $g(n_f)$  为  $n_f$  次谐波下负荷电导;  $b(n_f)$  为  $n_f$  次谐波下负荷电纳;  $P_0$  为有功负荷;  $Q_0$  为无功负荷;  $U$  为节点电压。

### 5) 特殊物理原件模型

特殊物理元件等值采用电阻、电抗、电容数据来表征系统中某些物理元件。该模型的等值电路如图 2 所示。

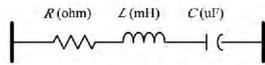


图 2 特殊物理原件模型等值电路

### 2.2 谐波阻抗扫描流程

谐波阻抗等值扫描流程如图 2 所示。整个过程可主要分为以下 4 步。

1) BPA 数据准备: 对 BPA 潮流数据和稳定数据进行预处理。主要涉及内容有冗余数据删减、BPA 数据卡片转化等。

2) NIM 数据生成: 将 BPA 数据转化为 NIM 文件。

3) 谐波阻抗计算: 采用谐波阻抗扫描程序对生成的 NIM 文件进行谐波阻抗等值扫描。

4) 结果收集: 按照需求统计收集谐波阻抗计算结果。

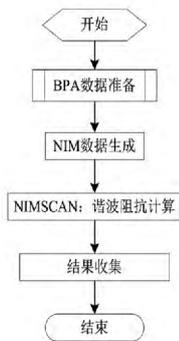


图 3 谐波阻抗扫描流程图

## 3 谐波阻抗扫描分析

影响系统谐波阻抗的主要因素有近区电网开机、负荷水平和电网结构。选择运行方式时应尽可能体现各因素对谐波阻抗变化趋势的影响。下面研究以观音岩电站送出直流工程投产的 2016 年为水平年,并考虑电源、负荷、电网结构的发展变化,对 2017 年和 2020 年的谐波阻抗也进行校核计算。以 2016 年丰大、丰小、枯大、枯小方式 2017 年丰大、丰小、枯大、枯小方式和 2020 年丰大、枯大方式为基础运行方式,并在每一种运行方式下考虑送受端换流站近区网络发生“ $N-1$ ”故障情况,对观音岩电站送

受端换流站分别进行谐波阻抗特性研究。

### 3.1 送端换流站谐波阻抗特性分析

直流换流站联网运行和孤岛运行时,直流换流站网络结构变化较大,所以对换流站联网和孤岛运行时的谐波阻抗分别进行研究。

#### 1) 换流站联网运行方式谐波阻抗等值

送端换流站联网运行时,对上述各水平年不同运行方式(考虑近区网络“ $N-1$ ”)进行谐波阻抗扫描计算,统计得到系统谐波阻抗扇形图参数列于表 1。

表 1 送端换交流侧系统谐波阻抗扇形图参数  
(联网运行) (1 p. u. = 2 756.25  $\Omega$ )

谐波次数	最小阻抗幅值/p. u.	最大阻抗幅值/p. u.	最小阻抗角/( $^\circ$ )	最大阻抗角/( $^\circ$ )
2 次	0.006 6	0.016 9	40.427 1	81.300 6
3 次	0.006 6	0.016 9	35.803 8	84.649 6
4 次	0.010 4	0.056 1	45.528 2	84.861 8
5 次	0.009 6	0.109 3	-46.019 5	76.846 1
6 次	0.009 2	0.112 2	-69.166 6	77.381 7
7 次	0.003 8	0.073 5	-81.810 2	30.129 0
8 次	0.001 0	0.018 5	-80.532 9	81.333 9
9 次	0.001 2	0.033 7	-25.502 8	84.439 1
10 次	0.001 0	0.071 1	-72.618 3	88.491 6
11 次	0.002 0	0.075 8	-46.985 9	88.610 2
12 次	0.003 1	0.085 8	-33.253 6	88.330 2
13 次	0.007 1	0.058 0	-30.068 8	88.074 6
高次	0.000 2	0.846 4	-88.169 7	89.425 0

#### 2) 换流站孤岛运行方式谐波阻抗等值

孤岛方式下,运行方式考虑观音岩电站到换流站全接线与  $N-1$ 。谐波阻抗等值计算结果如表 2 所示。

通过计算结果可见,换流站孤岛运行时系统的谐波阻抗特性与联网运行时差异较大,孤岛运行时各次谐波的阻抗扇形面积普遍增大,系统谐波阻抗特性较差,对换流站滤波器设计要求较高。

### 3.2 受端换流站谐波阻抗特性分析

根据直流可能存在的运行方式,分别按送电广西(南方主网系统等值到换流站母线)和送电云南(云南电网等值到换流站母线),分别进行谐波阻抗特性分析。根据受端换流站的初步研究成果,换流站至靖西线路串补目前暂按 50% 的串补度进行相关研究,最终的串补度需待进一步比较分析,所以先

按换流站至靖西线路串补度为50%时进行谐波阻抗等值研究,再对换流站出线不同串补度时系统的谐波阻抗参数变化进行分析。

表2 送端换交流侧系统谐波阻抗扇形图参数  
(孤岛运行) (1 p.u. = 2 756.25 Ω)

谐波次数	最小阻抗幅值/p.u.	最大阻抗幅值/p.u.	最小阻抗角/(°)	最大阻抗角/(°)
2次	0.032 4	0.281 6	87.522 8	88.382 2
3次	0.055 5	4.506 1	70.590 4	88.794 7
4次	0.088 4	1.834 5	-88.851 7	88.974 2
5次	0.145 2	3.792 7	-89.583 0	89.023 7
6次	0.160 6	1.948 0	-89.769 5	88.995 7
7次	0.123 0	14.025 2	-89.840 4	88.797 3
8次	0.099 3	8.536 1	-89.870 6	87.992 2
9次	0.082 6	18.183 1	-89.882 3	-51.161 5
10次	0.068 9	0.908 8	-89.884 2	-88.450 9
11次	0.059 1	0.447 1	-89.882 2	-89.323 9
12次	0.051 0	0.296 9	-89.874 6	-89.581 5
13次	0.044 1	0.220 9	-89.862 2	-89.694 4
高次	0.000 1	22.274 2	-89.850 7	89.606 9

1) 送电广西时系统谐波阻抗特性

各水平年各种方式下,考虑近区网络“N-1”时受端换流站谐波阻抗如表3所示。

表3 受端换交流侧系统谐波阻抗扇形图参数  
(送电广西) (1 p.u. = 2 756.25 Ω)

谐波次数	最小阻抗幅值/p.u.	最大阻抗幅值/p.u.	最小阻抗角/(°)	最大阻抗角/(°)
2次	0.012 1	0.054 7	11.746 7	80.384 4
3次	0.018 8	0.095 6	13.245 8	86.325 5
4次	0.031 5	0.178 5	-9.495 8	85.632 8
5次	0.022 4	0.393 2	-55.365 6	84.803 8
6次	0.041 7	0.587 8	-69.942 6	82.856 4
7次	0.016 7	0.468 2	-76.607 7	58.203 1
8次	0.019 9	0.820 0	-83.166 5	68.734 1
9次	0.010 1	0.470 6	-76.981 0	66.478 8
10次	0.013 7	0.462 5	-83.417 0	51.910 8
11次	0.010 0	0.264 8	-79.440 0	21.837 2
12次	0.007 2	0.197 4	-62.165 1	25.708 2
13次	0.007 1	0.156 5	-80.959 6	61.626 2
高次	0.000 4	1.822 1	-89.961 4	89.944 5

2) 送电云南时系统谐波阻抗特性

送电云南方向时,考虑近区网络“N-1”,云南电网等值到换流站母线的谐波阻抗特性如表4所示。

表4 受端换交流侧系统谐波阻抗扇形图参数  
(送电云南) (1 p.u. = 2 756.25 Ω)

谐波次数	最小阻抗幅值/p.u.	最大阻抗幅值/p.u.	最小阻抗角/(°)	最大阻抗角/(°)
2次	0.020 2	0.042 5	39.359 4	74.608 3
3次	0.017 0	0.076 8	-18.256 5	73.605 1
4次	0.016 6	0.084 8	-17.003 4	87.243 5
5次	0.018 6	0.196 3	-30.817 3	85.466 3
6次	0.028 0	0.211 5	-46.549 3	72.560 7
7次	0.034 1	0.237 0	-35.322 1	80.185 9
8次	0.045 6	0.446 8	-81.988 7	65.168 0
9次	0.015 2	0.171 9	-80.719 4	24.674 9
10次	0.011 6	0.313 3	-67.341 7	60.027 3
11次	0.008 1	0.179 1	-66.357 7	23.968 8
12次	0.003 7	0.090 0	-53.384 9	48.665 9
13次	0.004 2	0.095 1	-36.787 8	72.201 7
高次	0.000 7	1.236 6	-86.050 0	87.875 9

3) 换流站出线不同串补度对谐波阻抗特性的影响

由于换流站出线串补的最终补偿度尚在进行研究论证,对换流站至靖西双回线路在不同串补度下的系统等值谐波阻抗参数(最小阻抗幅值、最大阻抗幅值、最小阻抗角、最大阻抗角)进行比较,主要分析了换流站至靖西双回线路串补度由50%降至30%和10%时的系统谐波阻抗参数变化情况。

换流站至靖西双回线路不同串补度下系统等值谐波阻抗参数与50%串补度时的系统等值谐波阻抗参数之差分别如图4至图7所示。

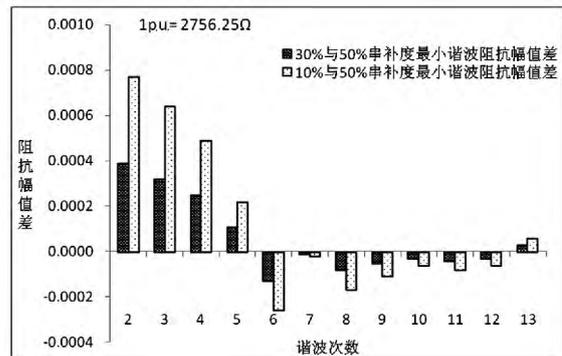


图4 各次谐波阻抗最小阻抗幅值差

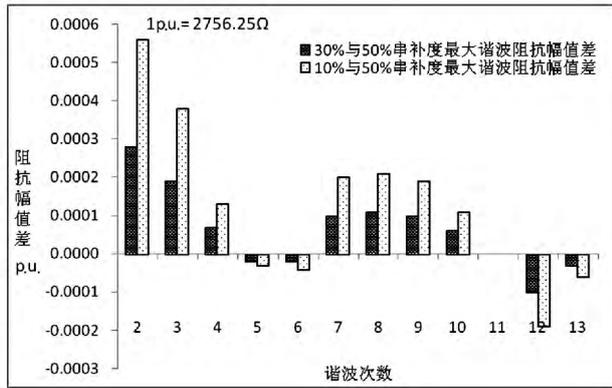


图 5 各次谐波阻抗最大阻抗幅值差

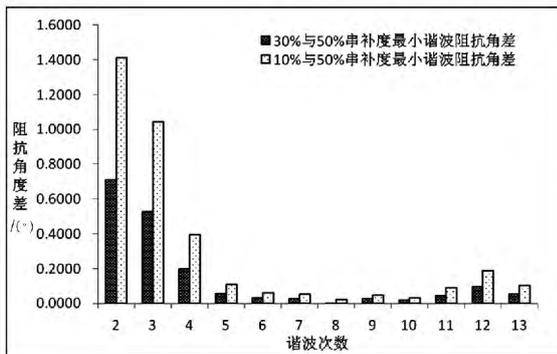


图 6 各次谐波阻抗最小阻抗角

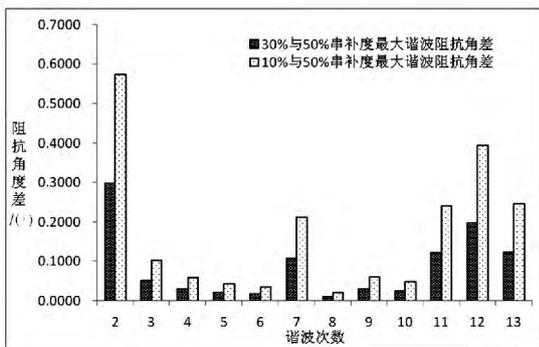


图 7 各次谐波阻抗最大阻抗角差

由图 4 至图 7 可知:

1) 从数值上看,在大部分谐波次数下换流站至靖西双回线路串补补偿度对系统等值谐波阻抗参数的影响不大;当线路串补度变化时,对 2 次谐波阻抗的参数影响比其他各次谐波阻抗大;

2) 线路串补补偿度由 50% 变化为 10% 时,系统的谐波阻抗参数变化量大致是串补补偿度由 50% 变化为 30% 时谐波阻抗参数变化量的 2 倍;

3) 换流站至靖西双回线路串补补偿度的改变对各次谐波阻抗下的参数影响没有明显规律;

4) 换流站至靖西双回线路串补补偿度由 50% 变化为 30% 和 10% 时对同次谐波的阻抗幅值影响

相同,均表现为对该次谐波阻抗最小、最大幅值的增大或减小趋势;

5) 换流站至靖西双回线路串补补偿度减小时,各次谐波阻抗最小、最大阻抗角均呈增大趋势。

## 4 结 论

观音岩电站送出直流是南方电网异步联网工程的重要组成部分,相对于其他直流工程,观音岩电站送出直流运行方式较多。通过 NIMSCAN 程序对本直流不同运行方式下送受端换流站的系统谐波阻抗等值进行了研究,主要结论如下。

1) 送端换流站孤岛运行时系统谐波阻抗特性与联网运行时差异大,对滤波器的要求较高,滤波器设计较困难;

2) 为满足电站电能的消纳,受端换流站存在双极接入广西电网、双极接入云南电网和分极接入广西电网与云南电网的运行方式,需按照送电方向的不同分别对受端换流站的系统谐波阻抗进行等值研究;

3) 换流站至靖西双回线路串补补偿度的改变对各次谐波阻抗下的参数影响没有明显规律。当串补度由 50% 分别降至 30% 和 10% 时,对大部分谐波次数下系统的谐波阻抗等值参数没有较大影响。

## 参考文献

[1] Hingorani N G, Burberry M F. Simulation of AC System Impedance in HVDC System Studies [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970, 89(5-6): 820-828.

[2] Sumner M, Palethorpe B, Thomas D. W. P, et al. A Technique for Power Supply Harmonic Impedance Estimation Using a Controlled Voltage Disturbance [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2002, 17(2): 207-215.

[3] 吕洋,徐政. 投切电容器时的电网谐波阻抗测量方法 [J]. 高电压技术, 2009, 35(7): 1780-1784.

[4] LV Yang, XU Zheng. Network Harmonic Impedance Measurement Using Capacitor Switching [J]. High Voltage Engineering, 2009, 35(7): 1780-1784.

[5] 王诗超,沈沉,程建洲. 考虑电流波动特性的系统侧谐波阻抗估计方法 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(3): 65-70.

(下转第 69 页)

小的计算粒度可为一次完整的潮流计算。以华北调控分中心硬件配置为例,共 12 个计算资源。日前计划校核 96 个时段之间解耦,因此在华北调控分中心每个计算资源的最小计算单位为一个时段。即每个计算资源负责某一个时段的基态潮流计算和  $N-1$  开断校核。如果计算资源多,例如国调中心采用 384 个计算资源,可以将每一个时段内的潮流计算再进行并行处理。

增加并行计算个数会缩短总体计算时间,但同时会增加数据交换量,增加异常处理的难度,编程逻辑复杂。因此要根据硬件配置、软件实力综合考虑。

另外一个缩短计算时间的方法是在  $N-1$  开断时先采用直流法进行校核,过滤掉大部分无安全问题的设备开断,针对少部分直流法校核存在问题的设备开断再进行精确的潮流计算。由此而减少计算量缩短计算时间。

目前华北分中心在计算全网日前静态安全校核时计算母线约 9 329 个,支路数约 15 120 条,平均耗时 14 min。

## 5 结论与展望

国调中心开展的国分省三级日前发电计划静态安全校核是件开创性的工作,截至 2013 年年底国网系统省级及以上调度单位均参加本项工作。其意义表现如下。

(1) 为“三华”互联后电网日前发电计划安全校核工作提供技术储备。并提前开始进行工程化应用。

(2) 纵向贯通三级调度计划专业日前发电计划静态安全校核工作,真正实现了数据全网共享,践行全网预控的目标。

(3) 推进安全校核国产化的进程。本系统从硬

(上接第 57 页)

=====

[6] 张安安,杨洪耕. 基于畸变波形同步分层估计谐波阻抗的探讨[J]. 电力系统自动化,2003,27(9):41-44.

[7] 杨志栋,李亚男,殷威扬,等.  $\pm 800$  kV 向家坝一上海特高压直流输电工程谐波阻抗等值研究[J]. 电网技术,2007,31(18):1-4.

[8] 吴晔,殷威扬. 用于直流系统动态性能研究的等值计算[J]. 高电压技术,2004,30(11):18-20.

件配置到操作系统和数据库的支撑,再到高级应用软件全部为国产品牌。

(4) 为更大范围资源优化配置提供安全校核技术支持手段。资源配置范围越大,其优化结果会越好。

(5) 提升调度计划专业的知识水平。资源配置范围越大,其优化结果会越好。但资源配置范围不可能无限放大,其规模应该与技术支持水平、专业管理深度及认识水平相适应。

(6) 为电力市场的开展提供数据、技术支持基础及流程借鉴。

### 参考文献

[1] 葛朝强,汪德星,葛敏辉,等. 华东网调日计划安全校核系统及其扩展[J]. 电力系统自动化,2008,32(10):45-48.

[2] 国调中心关于印发日前静态安全校核实用化工作推进会纪要的通知(调计(2012)267号)[R]. 2012.

[3] 关于启动三华电网静态安全校核基础数据交换工作的通知(调计(2010)326号)[R]. 2010.

[4] 关于印发《互联网联络线有功功率控制技术规范(试行)》和《电网短期负荷预测技术规范(试行)》的通知(调计(2010)33号)[R]. 2010.

[5] 关于全面推广母线负荷预测工作的通知(调计(2008)255号)[R]. 2008.

[6] 林毅,孙宏斌,吴文传,等. 日前计划安全校核中计划潮流自动生成技术[J]. 电力系统自动化,2012,36(20):68-73.

[7] 李峰,李虎成,於益军,等. 基于并行计算和数据复用的快速静态安全校核技术[J]. 电力系统自动化,2013,37(14):75-80.

[8] 房俊龙等. 电力系统分析(上册)[M]. 北京:水利电力出版社,1995.

(收稿日期:2014-06-03)

[9] 周保荣,金小明,吴小辰,等. 糯扎渡直流送端普洱换流站孤岛方式谐波阻抗计算研究[J]. 南方电网技术,2010,4(5):24-26.

### 作者简介:

李文帆(1987),硕士,助理工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计;

伍文城(1977),博士研究生,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划、电力系统仿真技术及电力市场。

(收稿日期:2014-05-26)

# 电网频率变化下直驱永磁风力发电机组暂态特性分析

冯树辉<sup>1</sup> 杨浩<sup>2</sup> 项丹<sup>2</sup>

(1. 潍坊供电公司, 山东 潍坊 261021;

2. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400030)

**摘要:** 为研究直驱永磁同步风力发电机(DPMSG)在电网频率发生变化情况下的暂态特性,建立了电网中风力发电系统数学模型,网侧和机侧变换器分别采用基于电网电压定向和电流前馈补偿的定子磁链定向矢量控制。根据建立的模型仿真分析电网频率下降情况下风机的输出特性进行仿真分析,仿真结果与实测数据对比验证了模型的正确性。利用该模型对电网频率升高时直驱永磁发电机功率、直流电压、转速进行了进一步研究分析,研究结果为分析风电场在电网频率变化期间直驱永磁风力发电系统实际运行、出力变化情况提供了有效依据。

**关键词:** 直驱永磁发电机; 风力发电; 电网频率; 暂态特性; 模型验证

**Abstract:** In order to study the transient characteristics of directly driven permanent magnet synchronous generator (DPMSG) with grid frequency variation, the mathematic model of a wind power generation system is established. The converter in grid side and the converter in machine side adopt stator flux linkage oriented vector control respectively based on grid voltage orientation and current feed-forward compensation. The output characteristics of wind turbine are analyzed under the decreases of grid frequency, and the correctness of the established model is verified by the comparison of simulation results with the measured data. Further researches are carried out for the power, DC voltage and rotating speed of directly driven permanent magnet synchronous generator when grid frequency increases by this established model. The presented results provide reference data for output characteristics of DPMSG during grid frequency changes.

**Key words:** directly driven permanent magnet synchronous generator (DPMSG); wind power generation; grid frequency; transient characteristic; model validation

中图分类号: TM76 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0058-04

## 0 引言

直驱永磁同步风力发电机组(directly driven permanent magnet synchronous generator for wind power system, DPMSG)因其结构简单、维护成本低、噪声小、效率高、良好的低电压穿越能力及不需要电励磁而受到广泛关注和应用。随着风电特别是分布式风力发电的不断发展,电网复杂程度愈来愈高,其动态稳定性及暂态稳定性问题愈来愈突出,同时风电场对风力发电机组的运行要求也越来越严格<sup>[1]</sup>。电网发生三相故障时会造成机侧变换器输出与网侧变换器输出不平衡。电网故障除了常见的电网电压跌落之外还有频率变化。当系统中的电气振荡频率与机组固有频率达到一定耦合条件时,会使机组的功率振荡更加剧烈,并有可能诱发连锁反应事故。

因此,有必要研究电网频率变化对风电机组输出特性的影响规律,这对风电机组安全运行及电网稳定性分析具有重要意义。

频率是电能质量的重要指标及电力系统运行的重要控制参数。根据风电场接入电网技术规定(Q/GDW 392-2009),风电场可以在频率偏离下运行。目前国内外主要研究并网双馈风力发电机对电网频率的影响及解决方法,而对 DPMSG 与电网频率间的关系研究较少。文献[2]建立了直驱永磁同步风力发电机、变桨控制器和驱动链模型。文献[3]提出永磁同步风力发电机在电网跌落情况下用机侧变换器代替网侧变换器控制直流母线电压。文献[4]对功率不平衡条件下永磁同步风力发电机全功率变换器的频率恢复性能进行了研究。文献[5]对离网模式下的孤岛系统风力发电机暂态和稳态特性进行了研究。以上文献均没有分析电网频率变化对永磁

风力发电机的影响。下面对风力发电系统中电网电源、风力发电机、控制策略等进行建模,在此基础上分析电网频率发生瞬变时风力发电机的暂态响应特性。

## 1 风力发电系统仿真模型

### 1.1 风力机模型

风力机的输出机械转矩  $T_m$  为<sup>[6]</sup>

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R_m^5 \frac{\omega_r^2}{\lambda^3} \quad (1)$$

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \end{cases} \quad (2)$$

其中  $\rho$  为空气密度;  $\lambda$  为叶尖速比;  $\beta$  为桨距角;  $\omega_r$  为风力机机械角速度;  $R_m$  为风轮半径;  $P_m$  为风机捕获的机械功率;  $C_p(\lambda, \beta)$  为风能利用系数。

永磁同步发电机与风力机不经过齿轮箱而直接连接,传动系统的动态方程为

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_r}{dt} + B\omega_r \quad (3)$$

式中  $T_e$  为发电机电磁转矩;  $J$  为风轮转动惯量;  $B$  为发电机摩擦系数。

### 1.2 变桨系统模型

变桨系统模型可等效为式(4)所示的一阶惯性环节,式(4)中各参数说明见表1。

$$\theta = \frac{1}{T_p s + 1} \cdot \theta_{cmd} \quad (4)$$

表1 变桨系统模型参数说明

符号	说明
$\theta_{cmd}$	主控制系统桨距角指令
$\theta$	叶片桨距角
$T_p$	变桨系统等效惯性时间常数

### 1.3 DPMSG 数学模型

假设永磁同步发电机没有阻尼绕组,转子磁链  $\psi_r$  恒定不变,将两相旋转坐标系的 d 轴定向于转子磁链方向,可得永磁同步电机在同步旋转坐标系下的电压方程<sup>[7]</sup>。

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d} \mu_{sd} - \frac{R}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} \omega_e i_q \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q} u_{sq} - \frac{R}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} \omega_e i_d - \frac{\psi_r \omega_e}{L_q} \end{cases} \quad (5)$$

电磁转矩方程为

$$T_e = \frac{3}{2} p [\psi_r i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (6)$$

式中  $\mu_{sd}$ 、 $u_{sq}$  为定子电压的 d、q 轴分量;  $i_d$ 、 $i_q$  为定子电流的 d、q 轴分量;  $L_d$ 、 $L_q$  为 d、q 轴定子绕组电感;  $R$  为定子电阻;  $\omega_e$  为转子电角频率;  $\omega_e = p\omega_r$ ,  $p$  为极对数。

## 2 控制策略

### 2.1 机侧变换器控制

对于机侧变换器,假设定子磁链幅值不变并以同步速旋转,将其定向于 d、q 坐标系的 d 轴,得到两相旋转坐标系下的数学模型为<sup>[8]</sup>

$$\begin{cases} Ri_d + L_d \frac{di_d}{dt} = u_{sd} + \omega_e L_q i_q \\ Ri_q + L_q \frac{di_q}{dt} = u_{sq} - \omega_e (L_d i_d + \psi_s) \end{cases} \quad (7)$$

由以上可知,在基于定子磁链定向坐标系中,直驱永磁风力发电机有功电流和无功电流是完全解耦,在 d、q 轴电流控制器中分别增加前馈输入  $\omega_e L_d i_q$  和  $\omega_e L_q i_d$  即可实现电流的解耦控制。为实现  $i_{sd}$  和  $i_{sq}$  的解耦控制,设计如下控制方程。

$$\begin{cases} u_{sd}^* = -\omega L_q i_{sq} + K_{p1} (i_{sd}^* - i_{sd}) + \frac{1}{T_{i1}} \int (i_{sd}^* - i_{sd}) dt \\ u_{sq}^* = \omega (L_d i_{sd} + \psi_r) + K_{p2} (i_{sq}^* - i_{sq}) + \frac{1}{T_{i2}} \int (i_{sq}^* - i_{sq}) dt \end{cases} \quad (8)$$

式中  $i_{sd}^*$ 、 $i_{sq}^*$  为定子电流的 d、q 轴参考电流;  $K_{p1}$ 、 $K_{p2}$  和  $T_{i1}$ 、 $T_{i2}$  分别为控制器的比例、积分系数。

### 2.2 网侧变换器控制

网侧变换器主要实现网侧功率因数调整、并网无功功率控制及提供稳定的直流电容电压。对网侧变换器采用电网电压定向矢量控制并将电网电压定向在 d 轴上,则三相对称的网侧变换器在同步旋转 d、q 坐标系下的电压、功率方程为<sup>[9]</sup>

$$\begin{cases} u_{gd} = -L_g \frac{di_{gd}}{dt} - R_g i_{gd} + u'_{gd} + \omega Li_{gq} \\ u_{gq} = -L_g \frac{di_{gq}}{dt} - R_g i_{gq} + u'_{gq} - \omega Li_{gd} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} p_g = \frac{3}{2} (u'_{gd} i_{gd} + u'_{gq} i_{gq}) = \frac{3}{2} u'_{gd} i_{gd} \\ Q_g = \frac{3}{2} (u'_{gq} i_{gd} - u'_{gd} i_{gq}) = \frac{3}{2} u'_{gd} i_{gq} \end{cases} \quad (10)$$

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = s_d i_{gd} + s_q i_{gq} - i_L \quad (11)$$

式中  $i_{gd}$ 、 $i_{gq}$  为网侧变换器输入电流的 d、q 轴分量;

$u'_{gd}$ 、 $u'_{gq}$  为电网电压的 d、q 轴分量,  $S_d$ 、 $S_q$  分别为变换器的 d、q 轴开关函数;  $R_g$ 、 $L_g$  为网侧进线电抗器电阻、电感;  $\omega$  为电网电压角频率,  $C$  为电容容值;  $u_{dc}$  为直流母线电压;  $i_L$  为负载电流。

网侧变换器采用双闭环控制, 内环为电流环, 外环为电压环。内环采用电流前馈解耦控制。q 轴电流参考值  $i_{sq}^*$  由电压外环误差信号经 PI 调节后产生。d 轴电流参考值  $i_{sd}^*$  根据下式中较小者确定<sup>[10]</sup>。

$$i_{sd}^* = Q_s^* / u'_{gd} \quad (12)$$

$$i_{sd}^* = \sqrt{i_{\max}^2 - i_{gq}^2} \quad (13)$$

式中  $Q_s^*$  为电网需要的无功;  $i_{\max}$  为逆变器允许最大电流有效值。

为方便解耦控制, 令

$$\begin{cases} u_d = Ri_{gd} + L \frac{d}{dt} i_{gd} \\ u_q = Ri_{gq} + L \frac{d}{dt} i_{gq} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} \Delta u_{gd} = -\omega Li_{gq} + u'_{gd} \\ \Delta u_{gq} = \omega Li_{gd} + u'_{gq} \end{cases} \quad (15)$$

### 3 直驱永磁风力发电机组仿真分析

永磁风力发电系统参数如表 2 所示, 并设定恒定风速 8 m/s。风力机参数: 空气密度 1.04 kg/m<sup>3</sup>, 叶片半径 30 m, 最大风能利用系数 0.438, 最佳叶尖速比 6.325。DPMSG 经一定的输电线路并入电网, 输电线路阻抗为 0.6764 + j1.3528 Ω, 电网等效电抗为 j0.0001 Ω, 长度为 30 km。

表 2 直驱永磁风力发电系统参数

参数名称	参数值
定子额定电压 /V	690
电网频率 /Hz	50
额定功率 /kW	1 500
额定风速 / (m · s <sup>-1</sup> )	11
极对数	37
直流电压 /V	1 100
d、q 定子绕组电感 /mH	1.7
转子磁通 /Wb	4.744
转动惯量 /kg · m <sup>2</sup>	11 258
逆变器开关频率 /kHz	20
等效电阻 /Ω	0.01
电抗器电感 /mH	0.2
变压器一次/二次绕组线电压 /V	35 000/690

根据前面阐述的 DPMSG 数学模型及变换器控制策略, 在 Matlab/Simulink 中搭建模型。

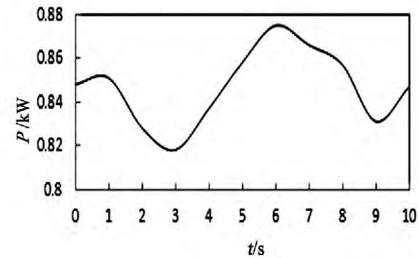


图 1 50 Hz 降到 48 Hz 的有功功率测试曲线

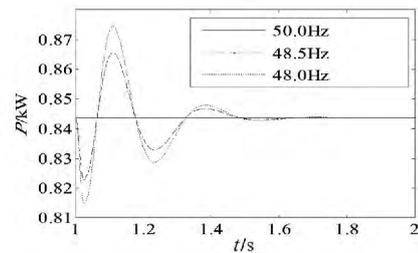


图 2 频率下降时有功功率变化情况

图 1 为 8 m/s 风速时直驱永磁同步风力发电机有功功率实测曲线, 图中 0 s 至 1 s、1 s 至 10 s 频率分别为 50 Hz 和 48 Hz。从实测波形图可以看出频率由 50 Hz 下降为 48 Hz 时有功功率在 850 kW 附近波动。图 2 为有功功率仿真结果, 在 1 s 时频率变化, 并持续运行 1 s, 从图 2 可见在频率降低后有功功率发生振荡, 其值在频率下降时刻瞬时下降, 并且幅值随频率升高而增大, 与图 1 中实测功率变化趋势一致。由于仿真分析时忽略了实际运行中风速的随机波动等环境因素对风力发电机的影响, 导致一定的误差。根据中国电力科学院起草将由国家能源局发布的风电机组低电压穿越建模及验证方法中有功功率偏差计算方法, 计算暂态、稳态区间仿真数据与测试数据平均偏差  $F_1$  和平均绝对偏差  $F_2$  及稳态区间最大偏差  $F_3$ , 其计算方法如下。

$$F_1 = \left| \frac{\sum_{i=K_{\text{start}}}^{K_{\text{End}}} (X_M(i) - X_S(i))}{K_{\text{End}} - K_{\text{Start}} + 1} \right| \quad (16)$$

$$F_2 = \frac{\sum_{i=K_{\text{start}}}^{K_{\text{End}}} |X_M(i) - X_S(i)|}{K_{\text{End}} - K_{\text{Start}} + 1} \quad (17)$$

$$F_3 = \max_{i=K_{\text{start}} \dots K_{\text{End}}} (|X_M(i) - X_S(i)|) \quad (18)$$

用  $X_S$  和  $X_M$  分别表示有功功率的仿真数据和测试数据基频正序分量的标幺值。  $K_{\text{Start}}$  和  $K_{\text{End}}$  分别表示计算偏差时第一个和最后一个仿真、测试数据的序号。其偏差均小于验证结果评价的最大允许偏

差值 0.07、0.20、0.10、0.25、0.15,说明所建模型和控制方法的可行性。

图3至图6为电网频率降低时 DPMSG 无功功率、直流电压和转速的仿真结果,仿真分析时设置频率在 1 s 时开始变化并持续 1.5 s。无功功率变化情况如图3所示,在频率下降瞬间发出感性无功,经过近 0.2 s 后开始发容性无功以支撑定子电压的下降,频率降低导致无功功率波动并引起直流母线电压在 1100 V 左右波动,直流母线电压变化情况如图4所示。图5和图6分别为频率 50 Hz 和 48 Hz 时发电机转速变化情况,可见发电机转速发生轻微波动。

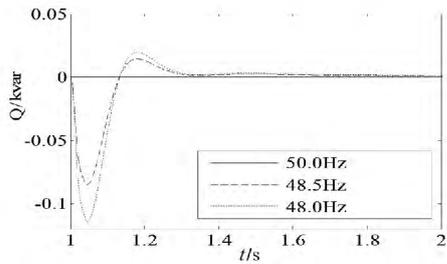


图3 频率下降时无功功率变化

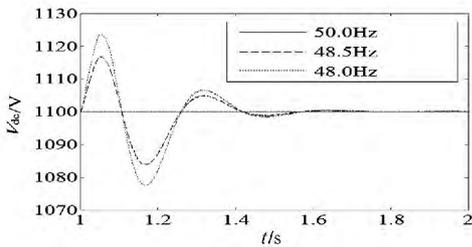


图4 频率下降时直流母线电压变化

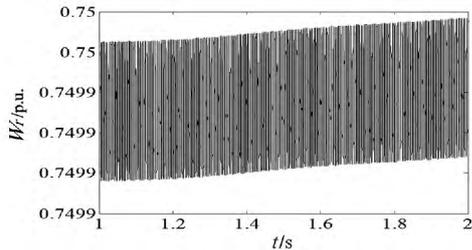


图5 50 Hz 时转速变化情况

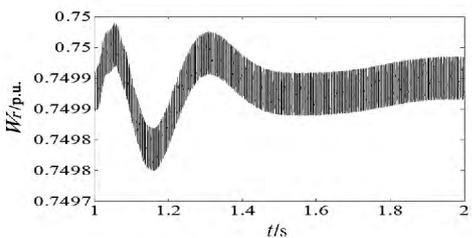


图6 48 Hz 时转速变化情况

对于直驱永磁风力发电机在电网频率升高时期暂态特性分析结果如图7至图10所示。

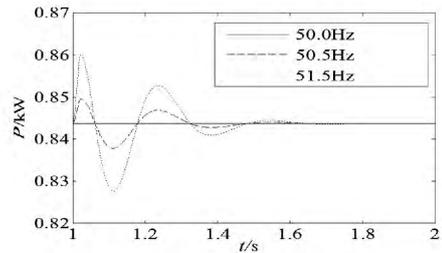


图7 频率上升时有功功率变化情况

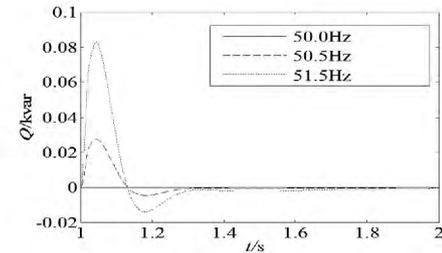


图8 频率上升时无功功率变化情况

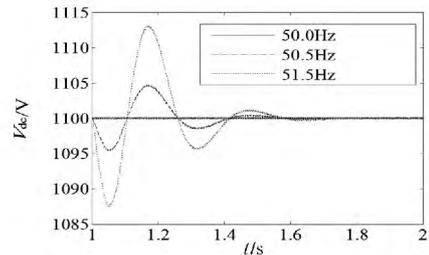


图9 频率上升时直流母线电压变化

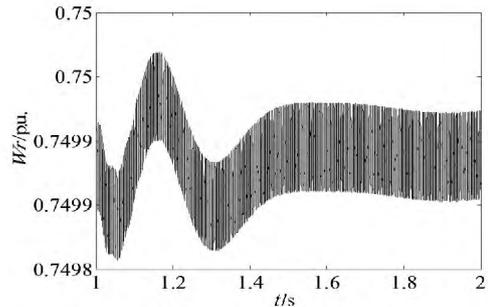


图10 51.5 Hz 时转速情况

由仿真结果图可知,直驱永磁风力发电机在频率升高时的暂态特性与频率降低时的暂态特性相对应,这也进一步说明模型的正确性。

## 4 结论

通过分析电网频率变化时直驱永磁同步风力发电机的输出特性,并与频率变化时风力发电机实测有功功率数据对比,验证了模型的正确性。在电网频率偏移时永磁同步风力发电机组由于自身保护作用降低了出力,无功功率变化明显。从分析结果知,

(下转第94页)

和测量值 PV 相同,MOXPODII 模块不进行调节。当 S1 为 0 时,ST\_SEL 模块 VAL1 即 HSA20CQ103(分析仪 NO<sub>x</sub> 测量值)为输出值,MOXPODII 模块根据设定值和测量值偏差进行自动调节。

## 4 总 结

通过以上几条措施的执行,脱硝供氨调节阀门自动运行投入率大大提高,在不对系统进行大的改动下,自动系统稳定性和可靠性得到了很大的提升。当然,如果要彻底避免 CEMS 在线监测仪表自我维护功能对自动控制系统的影响,建议应多增加一台脱硝出口 CEMS 在线监测仪表,DCS 组态中对两台 CEMS 测量的 NO<sub>x</sub> 值进行分析判断,当两台仪表均正常工作时,NO<sub>x</sub> 值取两台仪表测量的平均值,当一台进行自我维护时,NO<sub>x</sub> 值取正常工作仪表值,这样将进一步提高该自动控制系统的可靠性和稳定性。

## 5 结束语

随着国家对环保要求的提高以及两部委《燃煤

=====

(上接第 61 页)

频率下降或上升引起定子电压的下降或上升。该研究为分析电网频率变化期间直驱永磁风力发电系统实际运行、出力变化情况奠定了基础。

### 参考文献

[1] Liserre M, Sauter T, Hung J Y. Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid through Industrial Electronics [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics Magazine, 2010, 4(1): 18-37.

[2] ARABI S, KUNDUR P. Stability Modeling of Storage Devices in FACTS Applications [C]. IEEE Power Eng Soc Summer Meeting. Vancouver, Canada, 2001: 15-19.

[3] Conroy J, Watson, R. Aggregate of Wind Farms Containing Full-converter Wind Turbine Generators with Permanent Magnet Synchronous Machines: Transient Stability Studies [J]. Renewable Power Generation, IET, 2009, 3(1): 39-52.

[4] Ki-Hong Kim, Toon-Cheul Jeung, Dong-Choon Lee, et al. LVRT Scheme of PMSG Wind Power Systems Based on Feedback Linearization [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(5): 2376-2384.

发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》的实施,火力发电厂对环保系统和环保设备的稳定可靠运行提出了更高的要求,前面以 600 MW 火力发电厂脱硝自动控制系统的优化与改进为例,详细分析了在火力发电厂中影响脱硝自动控制系统正常运行的各类因素以及解决处理办法,为同类型的问题提供了一个成功的案例。

### 参考文献

[1] TCS3000 仪电一体化分散控制系统系统手册 [R]. 国电南京自动化股份有限公司.

[2] Limitorque MX 电动执行装置使用说明书 [R]. 美国 flowserve 公司.

[3] SIEMENS ULTRAMAT 23 操作说明 [R]. 德国 SIEMENS 公司.

### 作者简介:

曾俊(1974),本科,电力工程师,华电宜宾分公司热工专业公司经理,主要从事火力发电厂热控专业检修及维修工作。

(收稿日期:2014-05-17)

[5] Conroy, J F; Watson, R. Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(2): 649-656.

[6] 谢萍,刘永强.直驱式永磁同步风力发电系统的整合模型与仿真[J].可再生能源,2011,29(3):13-16.

[7] 李军军,吴政球.风电参与一次调频的小扰动稳定性分析[J].中国电机工程学报,2011,31(13):1-9.

[8] 蔺红,晁勤.并网型直驱式永磁同步风力发电系统暂态特性仿真分析[J].电力自动化设备,2010,30(11):1-5.

[9] 程航,曹五顺,周明星.不对称电网电压条件下直驱永磁风力发电机组并网逆变器的双电流闭环控制策略的研究[J].电力系统保护和控制,2012,40(7):66-72.

[10] 杨晓萍,郭鑫.直驱式永磁风力发电机组并网控制[J].电力系统及其自动化学报,2011,23(6):121-126.

### 作者简介:

冯树辉(1985),硕士,主要研究方向为电力系统建模与辨识、电力系统稳定与控制;

杨浩(1960),博士,副教授,主要研究方向为电力系统信号处理、保护与控制;

项丹(1986),硕士,主要研究方向为发电机控制策略及其电力电子技术在电力系统中的应用研究。

(收稿日期:2014-04-28)

# 电气机车谐波特性及多机车运行谐波电流评估方法

沈 峰

(康泰斯(上海)工程有限公司,上海 201203)

**摘要:** 电气化机车由非线性大功率电力电子设备拖动,这种设备产生大量的谐波电流注入电网中,对电网的计量及安全运行造成了影响。基于 PSCAD/EMTDC 软件对目前常用的交直型及交直交型各类机车进行了特征谐波电流分析。在此基础上,基于 Matlab 软件,采用曲线拟合的方法得到了多机车同时运行的谐波电流评估因数,并通过与实测数据分析的对比,证明了这种方法的可行性,为电气化机车谐波电流评估及其他多非线性负荷汇集点谐波电流评估提供了一种参考方法。

**关键词:** 电气化机车; 特征谐波电流; 曲线拟合; 多非线性负荷

**Abstract:** The electrical locomotive is driven by the nonlinear power electronic equipment, which can generate much harmonic current, these harmonic current pours into power grid and causes serious impact on the measurement and the safe operation of power grid. Based on PSCAD/EMTDC, the harmonic current of AC-DC and AC-DC-AC electrical locomotive is analyzed. And by means of the Matlab analysis tool, the curve fitting method is adopted to obtain the evaluation factor of the multi-locomotive which are running at the same time. Through the comparison with the measured curve, the result shows the feasibility of the proposed method, which provides a reference method for the harmonic current evaluation of electrical locomotive and the harmonic current evaluation at the accumulation point of other multiple nonlinear loads.

**Key words:** electrical locomotive; characteristic harmonic current; curve fitting; multiple nonlinear loads

中图分类号: TM866 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0062-04

## 0 引 言

电气化铁路牵引供电系统为大功率单相整流负荷或者逆变负荷,经牵引供电系统注入电网很多谐波电流,由于电气化铁道分布日益广泛,对大电网的影响也越来越严重,电气化铁路已成为电网的主要谐波源之一。目前,国内电气化铁路运行的机车主要由交直型和交直交型组成,两种类型的机车又根据整流桥类别的不同以及辅助电路的变化延伸了多种机型。基于 PSCAD/EMTDC 软件对目前常用的交直型及交直交型各类机车进行了特征谐波电流分析。

电气化铁路牵引系统的一条牵引线路上存在多个机车同时运行,此时每辆机车所产生的谐波电流并不是简单的线性叠加关系,而是和各个谐波电流相角有关。针对谐波源叠加问题国内外研究人员主要采用实测法、解析法、数学模型法和仿真法对电铁谐波进行分析研究<sup>[1-2]</sup>,针对电气化铁路多谐波源

电流叠加的特点,提出应用最小二乘法及曲线拟合的方法分析多个谐波源电流之间的叠加规律,以期准确预测电气化铁路谐波工况。

## 1 交直型电力机车特征谐波电流

交直型电力机车即韶山系列电力机车,传动系统一般采用晶闸管整流电路给直流电动机供电,通过控制晶闸管的导通角来实现机车出力的调节。

SS3 型电力机车主电路采用相控开关与调压开关相结合的控制方式,实现八段桥控制,使用晶闸管整流后牵引 6 个电动机<sup>[3]</sup>。

SS6B 型电力机车装有 1 台牵引变压器,两台整流器,每台整流器给 3 台并联的直流牵引电机供电,每台牵引电机在故障情况均可单独隔离,保证其他电机正常工作。机车整流部分为三段不等分晶闸管整流桥,动力制动采用加馈电阻制动,并采用相控调压、有级磁场削弱方式,以实现恒流、准恒速特性控制。

SS9 型电力机车整流部分为三段不等分半控整流桥和晶闸管磁场分路电路,整流后为 3 个牵引电动机供电。采用以调压调速为主,磁场削弱调速为辅的调速方式,通过顺序开放一段大桥和两段小桥,实现整流和调压输出,在电机端电压达到最大值时,通过削弱磁场来减小励磁电流,从而提高机车运行速度。制动方式为加馈电阻制动<sup>[4]</sup>。

表 1 是 3 种常用交直型电力机车基于 PSCAD 建立仿真模型后得到的特征谐波电流。由表所示,各型号交直型机车谐波次数基本一致,奇次谐波含量较高,以 3、5、7 次谐波为主,且谐波幅值随着谐波次数的增大呈递减趋势,总谐波畸变率较高。

表 1 交直型机车谐波电流含量 /%

谐波次数	车 型		
	SS3	SS6B	SS9
3	22.3	17.9	18.5
5	10.8	6.1	7.2
7	6.4	2.3	2.6
9	3.2	1.3	1.9
11	1.4	1.1	1.5
13	1.1	1.05	1.2
15	0.8	0.7	0.9

## 2 交直交型电力机车特征谐波电流

交直交型电力机车的主电路一般由 PWM 整流器、中间直流环节、牵引逆变器和三相交流异步电机组成。交直交型电力机车分为和谐号电力机车和动车组,交直型电力机车的谐波主要由整流装置产生,HXD 系列机车采用传统的单相两电平四象限 PWM 整流器,CRH1、CRH3、CRH5 型机车均采用经并联二重化的两电平 PWM 整流器,CRH2 采用三电平四象限整流器。

HXD1 型机车主变压器 8 个独立的次边牵引绕组分别向 8 个四象限脉冲整流器供电,每 2 个四象限脉冲整流器并联输出,共用一个中间直流电路。这个中间直流电路同时向 2 个逆变器(1 个牵引逆变器和 1 个辅助逆变器,仿真时不考虑辅助逆变器)供电,牵引逆变器向 2 台三相鼠笼式异步电机供电。再生制动过程相反。主变流器包括四象限整流器和 VVVF 逆变器<sup>[5]</sup>。

HXD3 型电力机车采用两组主变流器,每一组主变流器含有 3 个牵引变流器,它们分别由主变压

器的牵引绕组供电,6 组牵引变流器经过整流逆变后,分别给牵引电机供电。当任何一组或几组牵引变流器支路出现故障时,均可通过故障隔离开关进行隔离。牵引变流器主要由四象限整流器、中间直流电路和牵引逆变器组成<sup>[6]</sup>。

HXD3B 型电力机车主变压器次边 6 组独立的牵引绕组分别向 6 个变流器供电,每 2 个变流器并联后共用一个中间直流电路,每个中间直流电路同时向 2 个电机逆变器和 1 个辅助逆变器供电,再生制动过程与牵引状态相同,只不过电能的流向相反<sup>[7]</sup>。

CRH2 型动车组采用 8 辆编组,由两个动力单元组成,每个动力单元由 2 个动车和 2 个拖车组成。牵引传动系统主要由牵引变压器、整流器、中间环节、牵引逆变器、牵引电动机等组成。牵引变压器设两组牵引绕组,由 25 kV 变压到 1 500 V。整流器将单相交流电变换成 2 600 ~ 3 000 V 的直流电供给牵引逆变器,牵引逆变器输出电压和频率(电压 0 ~ 2 300 V;频率 0 ~ 220 Hz)可控的三相交流电供给异步电机。CRH2 型电力机车与众不同的地方在于采用了三电平变流器,提高了开关管耐压能力<sup>[8]</sup>。

CRH5 型动车组有两个相对独立的主牵引系统,一个是三辆动车和一辆拖车组成的动力单元,另一个是两辆动车和两辆拖车组成的动力单元。正常情况下,两个牵引系统均工作,当一个牵引系统发生故障时,可以自动切断故障源,继续运行。CRH5 型动车组牵引主电路结构为一个主变压器带 6 组副边,分别为 6 组四象限变流器供电,每辆动车上由两组变流器并联之后接 2 组牵引逆变器,各带一个电机。能量储放由变压器漏感完成。

表 2 是 5 种常用交直交型电力机车基于 PSCAD 建立仿真模型后得到的特征谐波电流。由表所示,各型号交直交型机车谐波次数基本一致,奇次谐波含量较小,随着次数的增大而依次降低。

表 2 交直交型机车谐波电流含量 /%

谐波次数	车 型				
	HXD1	HXD3	HXD3B	CRH2	CRH5
3	1.39	1.80	1.48	3.61	2.21
5	1.95	1.11	1.32	4.22	1.12
7	1.07	0.57	0.77	1.07	1.56
9	0.56	0.50	0.52	2.15	1.18
11	1.70	0.54	0.27	0.61	0.74
13	1.83	0.17	0.67	1.01	0.72
15	0.29	0.36	0.72	0.82	0.62

### 3 多机车运行谐波电流分析

谐波电流相角对所有谐波电流叠加之和的作用定义为“多样化影响”<sup>[9-12]</sup>, 则“多样化影响因子”(diversity factor,  $DF_{h,n}$ ) 为

$$DF_{h,n} = \frac{|\sum_{i=1}^n I_h^i|}{\sum_{i=1}^n |I_h^i|} \quad (1)$$

其中  $I_h^i$  是第  $i$  个谐波源负荷所产生的  $h$  次谐波电流;  $n$  为谐波源负荷的数目。

利用实际测量或软件仿真得到的谐波电流波形, 可进一步采用傅里叶分析得到各次谐波电流的幅值和相位, 并计算得出不同谐波源数目时的多样化影响因子数据。为了在这些离散多样化影响因子数据点中找到内在的规律性, 需要新的多项式或新的函数来逼近这些已知点。

曲线拟合是根据给定  $m$  个点得到曲线  $y = \Phi(x)$ , 这条曲线是经过所有  $m$  个点的曲线  $y = f(x)$  的近似曲线。假设给定数据点为

$$p_i(x_i, y_i) \quad i=1, 2, \dots, m \quad (2)$$

基于 Matlab 对给定数据点进行曲线拟合, 得到多项式系数为

$$y = a_0 + a_1x + \dots + a_kx^k \quad (3)$$

此多项式曲线即与按照实测分解计算得到的“多样化影响因子”拟合曲线基本一致。从而说明, 在同一牵引线上不同个数的牵引机车, 采用仿真模型计算出的谐波电流经过计算和曲线拟合得到的“多样化影响因子”能够用来指导电气化铁路谐波电流评估。以下通过一个实例对比来说明本方法的可行性。

选取某地区某牵引变电所为实测地点。取该牵

引变电所 110 kV 进线处为测量点, 测量时该牵引变电所左右供电臂的机车安排情况为: 左臂带有一个 SS9 型电力机车负荷, 右臂接有两个 CRH5 型电力机车负荷。可以得到该牵引变电所实际电流波形如图 1 所示。综合考虑电流波形以及各次谐波含量、谐波总畸变率、不平衡度等参数以及列车运行安排, 对该牵引供电系统使用 SS9 与 CRH5 型号电力机车建立仿真系统并进行仿真模拟, 最终得到的电流波形如图 2 所示。仿真模型如图 3 所示。

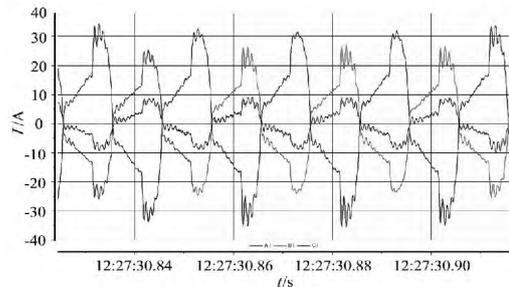


图 1 实测电流波形图

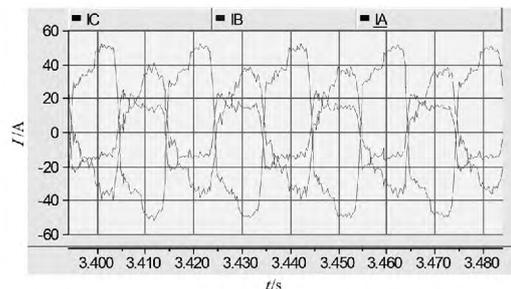


图 2 仿真电流波形图

对比实测与仿真得到的电流波形、各次谐波含量、谐波总畸变率、不平衡度等参数, 见表 3 所示, 可认为此仿真结果与实测结果基本趋势一致, 可在此仿真电路基础上进行多样化影响因子的分析验证。

由该牵引变电所左右供电臂的机车安排情况可知, 右臂带有两个电力机车负荷, 存在多谐波源叠加

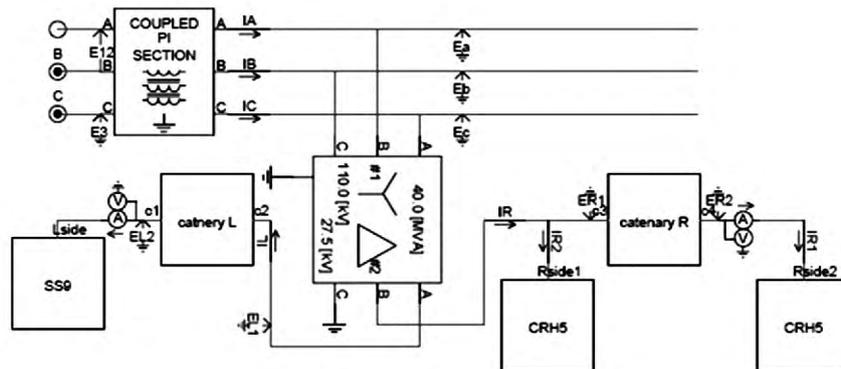


图 3 电力机车系统仿真模型

表3 实测与仿真数值对比

谐波次数 $h$	1			3			5			7		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
实测谐波电流 /A	8.11	25.32	33.21	1.26	5.17	6.73	1.05	2.48	3.44	0.68	1.63	2.25
仿真谐波电流 /A	10.12	25.73	37.95	2.74	4.15	7.89	1.17	2.95	3.98	1.69	2.65	3.08
谐波次数 $h$	9			11			13			15		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
实测谐波电流 /A	0.45	1.03	1.37	0.34	0.78	0.95	0.35	0.52	0.88	0.24	0.57	0.69
仿真谐波电流 /A	0.88	1.35	2.10	0.58	0.73	0.90	0.49	0.76	0.99	0.15	0.37	0.47
谐波次数 $h$	17			19			21			23		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
实测谐波电流 /A	0.26	0.40	0.56	0.24	0.50	0.67	0.43	0.65	0.97	0.74	1.12	1.25
仿真谐波电流 /A	0.26	0.42	0.61	0.22	0.23	0.74	0.37	0.71	0.99	0.67	1.49	1.98
实测电流畸变率 (ITHD)	50.47	24.7	31.23	/	/	/	仿真电流畸变率(THD)			48.69	20.09	30.79
实测正序电流 /A	20.17			/	/	/	实测负序电流/A			14.78		
仿真正序电流 /A	22.54			/	/	/	仿真负序电流/A			16.07		

表4 实测  $DF_{h,2}$  与仿真  $DF_{h,2}$  误差

谐波次数 $h$	1	3	5	7	9	11	13	15
误差 $e$	0.005	0.008	0.036	0.006	0.027	0.022	0.011	0.040
谐波次数 $h$	17	19	21	23	25	27	29	31
误差 $e$	0.040	0.019	0.007	0.024	0.050	0.026	0.046	0.127

现象。根据实测数据计算右臂的多样化影响因子  $DF_{h,2}$ ，并将其与模型的多谐波源影响因子  $DF_{h,2}$  进行比较，做出图4所示拟合曲线。

由图3不难发现，实测  $DF_{h,2}$  和仿真  $DF_{h,2}$  拟合曲线的走势是一致的。为了衡量两条曲线的相似度，定义两条曲线之间的误差为

$$e = |DF_{h,2} - DF_{h,2}| \quad (4)$$

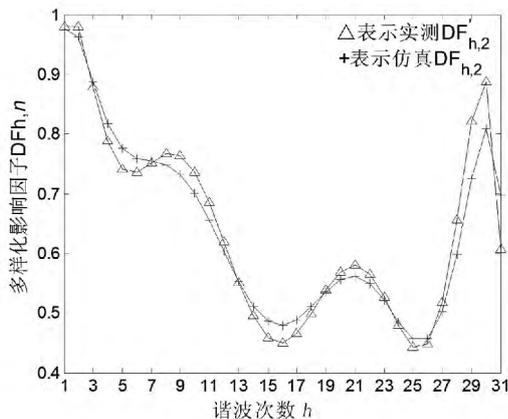


图4 实测  $DF_{h,2}$  与仿真  $DF_{h,2}$  拟合曲线对比

计算不同谐波次数时两条拟合曲线多样化影响因子之间的误差并整理列表如下。

由表4可知，两条拟合曲线在相同谐波次数处的数值相差不大，误差最小约为0.005，最大约为0.127，且绝大多数误差值小于等于0.05，可以认为仿真得到的拟合曲线与实测得到的拟合曲线基本一致。这说明，不管其工作在何种条件下， $n$ 个谐波源叠加的多样化影响因子拟合曲线趋势一致，即只要通过建立电力机车模型并总结其一般规律，便可以使用仿真得到的多样化影响因子曲线来预测实际中多谐波源叠加的谐波电流幅值，对预测电气化铁路谐波电流、评价电气化铁路电能质量起到积极有利的作用。

## 4 结 论

通过建立各种机车的仿真模型总结了各种常用电力机车的特征谐波电流含量，提供了一种评估多电力机车或谐波源在同一电气连接点下的谐波电流评

(下转第80页)

参考文献

[1] 刘振亚. 智能电网技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[2] 余贻鑫, 栾文鹏. 智能电网述评 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29 (34): 1 - 8.

[3] 李文伟, 邱利斌. 配网自动化及通信系统的规划建设 [J]. 电力系统通信, 2009, 30(196): 5 - 7.

[4] Hamlyn A, Cheung H, Mander T, et al. Computer Network Security Management and Authentication of Smart Grids Operations [C]//IEEE Canada Electrical Power Conference. 2008: 31 - 36.

[5] BOYER W F, MCBRIDE S. Study of Security Attributes of Smart Grid Systems - Current Cyber Security Issues [EB/OL]. [2009 - 04 - 29]. [http://www.inl.gov/scada/publications/d/secureing the smart grid current issues. pdf](http://www.inl.gov/scada/publications/d/secureing%20the%20smart%20grid%20current%20issues.pdf).

[6] 苏贵洋, 马颖华, 李建华. 一种基于内容的信息过滤改进模型 [J]. 上海交通大学学报, 2004, 38(12): 2030 - 2034.

[7] 刘晓星, 胡畅霞, 刘明生. 公钥加密算法 RSA 的一种

快速实现方法 [J]. 微计算机信息, 2006(22): 118 - 119.

[8] 朱作付, 徐超, 葛红美. 基于 DES 和 RSA 算法的数据加密传输系统设计 [J]. 通信技术 [J]. 2010, 4(43): 90 - 93.

[9] 孙中伟, 马亚宁, 王一蓉, 等. 基于 EPON 的配电网自动化通信系统及其安全机制研究 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(8): 72 - 75.

[10] SUN Zhong - wei, HUO Si - tian, MA Ya - ning. Security Mechanism for Smart Distribution Grid [C]//The 2<sup>nd</sup> IEEE International Conference on Advanced Computer Control. 2010: 967 - 971.

[11] Lim I H, Hong S, Choi M S, et al. Security Protocols against Cyber Attacks in the Distribution Automation System [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2010, 25 (1): 448 - 455.

作者简介:

李 貌(1988), 硕士研究生, 研究方向为调度自动化及计算机信息处理;

滕 欢(1965), 高级工程师, 硕士研究生导师, 长期从事电力系统及其自动化科研、教学及工程实践工作。

(收稿日期: 2014 - 04 - 10)

(上接第 65 页)

估方法, 并经过实际测试计算数据与仿真模型计算数据对比, 验证了电力机车模型的正确性以及多谐波源负荷谐波电流评估方法的正确性, 为今后做电气化铁路谐波电流评估提供了可以借鉴的数据和参考方法。

参考文献

[1] 陶睿. 多谐波源系统谐波叠加算法的研究 [J]. 湖北电力, 2008, 32(6): 6 - 8.

[2] 江佩斯. 多谐波源随机谐波电流叠加问题的研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2008.

[3] 刘友梅. 韶山 3 型电力机车 [M]. 北京: 中国铁道出版社, 1990.

[4] 余卫斌. 韶山 9 型电力机车 [M]. 北京: 中国铁道出版社, 2006.

[5] 廖洪涛. 和谐 HXD1 型大功率交流电力机车概述 [J]. 电力机车与城轨车辆, 2007, 30(1): 7 - 10, 32.

[6] 张忠玉. HXD3 电力机车交流传动系统设计研究 [D]. 大连: 大连交通大学, 2008.

[7] 王立民, 郝凤荣. HXD3 型交流传动电力机车电气系统 [J]. 铁道机车车辆, 2008, 28(增刊): 5 - 8, 23.

[8] 余新才, 彭昌永, 施通勤, 等. CRH2 型电力机车建模与谐波电流分析 [J]. 武汉大学学报: 工学版, 2012, 45

(1): 107 - 110.

[9] A. Mansoor, W. M. Grady, A. H. Chowdhury, M. J. Samotyj. An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single - phase Power Electronic Loads [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(1): 467 - 473.

[10] J. M. Cruq, A. Robert. Statistical Approach for Harmonics Measurements and Calculations [J]. IEE Conference Publication No. 305, Part 1: Contributions, Subject Area: 2, 1989(2): 91 - 96.

[11] V. Cuk, J. F. G. Cobben, W. L. Kling, R. B. Timens. An Analysis of Diversity Factors Applied to Harmonic Emission Limits for Energy Saving Lamps [C]. 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010: 1 - 6.

[12] Sahel Uddin, Hussain Shareef, Azah Mohamed, MA Hannan. An Analysis of Harmonic Diversity Factors Applied to LED Lamps [C]. 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2012: 1 - 5.

作者简介:

沈 峰(1973), 工程师, 硕士, 主要从事工厂供配电设计、施工、运行, 电能质量研究与治理。

(收稿日期: 2014 - 04 - 23)

# 国分省三级日前发电计划静态安全校核

卢文平

( 国网冀北电力有限公司 北京 100053)

**摘要:** 随着国调智能电网调度技术支持系统推广与应用,调度计划专业在时间、空间两个维度上扩展发电计划静态安全校核业务具备必要技术支持手段。就国调中心开展的国分省三级日前发电计划静态安全校核工作的开展进行回顾,对工作流程进行描述。结合国家电网华北电力调控分中心在该工作的开展,对本项工作涉及的算法、工程实用化方法、并行计算处理方法进行了分析、对比。最后对本项工作提出展望。

**关键词:** 日前发电计划; 静态安全校核; 数据交换; 电力系统

**Abstract:** With the popularization and application of smart grid operation supporting system ( SG - OSS ) , the schedule planning has an extended static security checking of day - ahead dispatching from two dimensionality , time and space. The establishment and implementation of static security checking of three level day - ahead generation scheduling from the State to the province are briefly reviewed , and the work flow is presented. The involved algorithm , engineering practical method and parallel computing method are analyzed and compared which are used in North China Branch of State Grid Power Dispatch and Control Center. Finally , the prospects of this project are presented.

**Key words:** day - ahead generation scheduling; static security checking; data exchange; power system

中图分类号: TM734 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954( 2014) 04 - 0066 - 04

## 0 背景

日前发电计划静态安全校核作为调度运行中的一项重要工作,在各级调度计划专业中广泛开展<sup>[1]</sup>。2009 年开始国家电网电力调度控制中心开始研发国网智能电网调度技术支持系统(以下简称 D5000 平台)。同年国调调度计划专业开始研究并编制国网省三级调度计划协作流程,2010 年开展了三华(华北、华东、华中,后同)电网静态安全校核基础数据交换工作,2011 至 2012 年随着 D5000 平台的推广、部署,调度计划及安全校核应用模块在国调、部分调控分中心、省调正式上线运行。D5000 平台为国分省三级日前发电计划静态安全校核提供了技术基础,调度计划专业经过 3 年的探索为本工作明确了目标。2012 年 10 月国调中心召集华北、华东、华中分中心开展集中工作,正式启动国分省三级日前发电计划静态安全校核工作。历经一年多时间的运行,截至 2013 年年底,国网系统内 33 家省级以上调度单位全部实现了国分省三级日前发电计划静态安全校核功能。

## 1 功能目标

现行调度体系执行“统一调度、分级管理”的原则。以往日前发电计划静态安全校核工作也多以省为主体开展,跨省、跨区的联合校核工作开展的较少。

国调中心对本项工作的目标定为“统一模型、统一数据、联合校核、全局预控”<sup>[2]</sup>。各省级及以上调度单位均应实现三华潮流计算及静态安全校核功能。各家单位在安全校核时计算模型统一,计算数据统一。计算程序可以选自多家(目前主流的程序有 4 家,开发单位分别是中国电力科学研究院系统所、中国电力科学研究院自动化所、南瑞科技股份有限公司、清大科越科技有限公司),但计算结果应具备可比性。各家单位均应实现三华基态潮流计算和静态安全校核。两类校核出的越限结果应上报国调 ①基态潮流越限 ②因开断本单位调度设备而造成其他单位设备越限。国调将以上越限结果在全国调系统共享。原则上校核结果中不应出现基态越限。开断本单位调度设备造成本单位调度设备越限,其结果由本单位调度负责解决。开断本单位调度

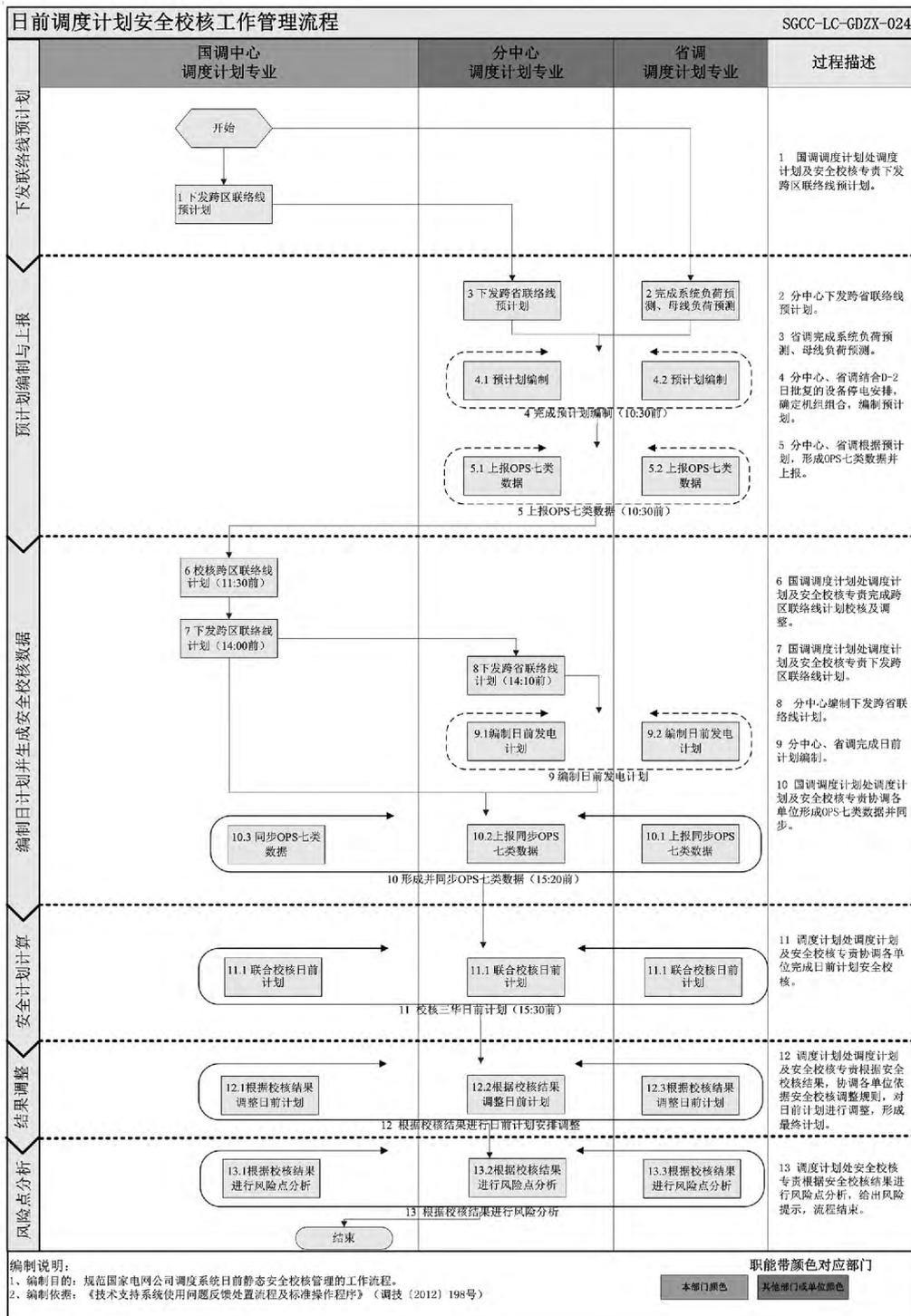


图 1 日前调度计划安全校核管理流程图

设备造成其他单位调度设备越限,其结果由上级调度负责解决。

## 2 数据准备

### 2.1 静态安全校核标准数据

为保证静态安全校核程序的通用性,国调中心制定了静态安全校核基础数据及格式<sup>[3]</sup>。数据共分 7 类:系统负荷预测、母线负荷预测、分省总交换计划、设备状态计划、分机组调度计划、输电断面限额、输电断面组成。以上数据通过 E 文件格式或 D5000 商用库同步的方法在国分省之间交互<sup>[3]</sup>。

系统负荷预测以 15 min 为间隔,上报预测日的系统发、受电力的代数和<sup>[4]</sup>。母线负荷预测以 15 min 为间隔,上报预测日母线的有功、无功值。母线的定义应涵盖调度管辖范围内所有 220 kV 变电站主变压器高压侧、电厂升压变压器中压侧<sup>[5]</sup>。分省总交换计划定义为控制区联络线的总交换之和。设备状态计划包含输变电设备、发电设备停复役情况。该信息既包含检修信息,同时也应包含电网方式变化信息。分机组调度计划以 15 min 为间隔,上报单机日前发电计划。未在 D5000 中建模的小机组可合成一个上报单元进行上报。输电断面限额、输电断面组成,此两类数据共同描述电网的安全约束边界条件。

为保证数据质量,国调中心同时制定了数据校验规则。所有上报的设备名称、测点名称均使用 D5000 命名,且要求内容完备。系统负荷预测最大值、最小值和变动率不超过限值。分机组调度计划值与检修计划无矛盾。系统负荷预测与母线负荷预测总加的差值必须小于母线负荷预测总加的 15%。输电断面限额、输电断面组成两者内容信息应对应。

### 2.2 数据交互流程

以往日前发电计划编制流程为国调中心先下发跨区联络线计划,各分中心依据跨区联络线计划制定跨省联络线计划。各省级调度根据联络线计划、检修计划、负荷预测等信息编制发电计划,并进行静态安全校核。为开展三级静态安全校核,国调中心对数据交换流程进行明确,形成一套两次计划协调编制的工作流程。每日 9:40 前国调下发跨区联络线预计划,根据跨区联络线预计划分中心于 10:00 前下发跨省联络线预计划。省调根据以上信息及本省计划安排编制次日发电预计划,并于 10:30 前报国调。国调根据各省发电预计划进行会商,确定跨区联络线正式计划,并于 14:00 前下发。随后分中心、省调按照流程编制正式计划并于 15:00 前上报国调。15:10 国、分、省三级调度同时开始静态安全校核并将相关越限信息上报。具体流程见图 1。

## 3 校核计算过程

日前静态安全校核的核心算法仍为潮流计算及  $N-1$  开断计算<sup>[6]</sup>。为提高计算效率多采用并行计算算法<sup>[7]</sup>。以华北分中心为例,安全校核计算分为

两步,首先计算 96 点基态潮流,主要采用的方法为  $P-Q$  分解法<sup>[8]</sup>。

$$\Delta P/U^{(i)} = -B'U\Delta\delta$$

$$\Delta Q/U^{(i)} = -B''U\Delta U$$

$$U^{(i+1)} = U^{(i)} + \Delta U$$

$$\delta^{(i+1)} = \delta^{(i)} + \Delta\delta$$

随后进行  $N-1$  开断扫描。 $N-1$  开断扫描仍然是基于  $P-Q$  分解法的潮流计算,只是在计算前根据开断设备对应修正  $B'$  和  $B''$ ,之后的潮流计算过程与  $P-Q$  分解法一致。国调每小时会下发全国网系统状态估计断面,各单位依据此断面和检修信息,反演出次日网络拓扑。

如果计算模型、初始数据合理,潮流计算应很快收敛。但在本项工作开展的初期阶段为提高数据质量,必须对部分数据进行处理。

在实际工程中,尤其是本项工作开展的初期,经常发现网络拓扑与计划数据相矛盾的地方,华北调控分中心对数据进行预处理,原则如下。

(1) 如果网络拓扑中机组运行,但发电计划中没有值,或值为 0,且该机组无检修计划。则用状态估计断面中的发电出力替代该机组的发电计划。其原因可能是漏报计划或机组名称匹配失败。

(2) 机组有计划值,同时该机组上报检修计划。则检修期间机组计划值按 0 处理。检修计划优先。

(3) 母线负荷预测无计划,且母线负荷对象无检修计划。则用状态估计断面中该对象的母线负荷替代预测值。

(4) 当上报计划数据正确、合理时,三华潮流计算完毕后省间交换潮流值应该近似于省间总交换计划值。如果部分省数据缺失时,进行全网潮流计算会导致周边省甚至全网潮流计算发生较大偏差。为了将错误现象控制在问题省内,计算前先进行分省平衡预处理。当某一个省发电计划和联络线之和扣除预估网损后与母线负荷预测偏差较大,则对母线负荷预测进行比例调整,直至两者接近。通过该方法把问题数据控制在问题省内,避免大面积计算结果被污染。

## 4 计算情况

国分省三级日前发电计划静态安全校核计算量较为庞大,因此必须采用并行计算功能。并行计算最

小的计算粒度可为一次完整的潮流计算。以华北调控分中心硬件配置为例,共 12 个计算资源。日前计划校核 96 个时段之间解耦,因此在华北调控分中心每个计算资源的最小计算单位为一个时段。即每个计算资源负责某一个时段的基态潮流计算和  $N-1$  开断校核。如果计算资源多,例如国调中心采用 384 个计算资源,可以将每一个时段内的潮流计算再进行并行处理。

增加并行计算个数会缩短总体计算时间,但同时会增加数据交换量,增加异常处理的难度,编程逻辑复杂。因此要根据硬件配置、软件实力综合考虑。

另外一个缩短计算时间的方法是在  $N-1$  开断时先采用直流法进行校核,过滤掉大部分无安全问题的设备开断,针对少部分直流法校核存在问题的设备开断再进行精确的潮流计算。由此而减少计算量缩短计算时间。

目前华北分中心在计算全网日前静态安全校核时计算母线约 9 329 个,支路数约 15 120 条,平均耗时 14 min。

## 5 结论与展望

国调中心开展的国分省三级日前发电计划静态安全校核是件开创性的工作,截至 2013 年年底国网系统省级及以上调度单位均参加本项工作。其意义表现如下。

(1) 为“三华”互联后电网日前发电计划安全校核工作提供技术储备。并提前开始进行工程化应用。

(2) 纵向贯通三级调度计划专业日前发电计划静态安全校核工作,真正实现了数据全网共享,践行全网预控的目标。

(3) 推进安全校核国产化的进程。本系统从硬

(上接第 57 页)

- [6] 张安安,杨洪耕. 基于畸变波形同步分层估计谐波阻抗的探讨[J]. 电力系统自动化,2003,27(9):41-44.
- [7] 杨志栋,李亚男,殷威扬,等.  $\pm 800$  kV 向家坝一上海特高压直流输电工程谐波阻抗等值研究[J]. 电网技术,2007,31(18):1-4.
- [8] 吴晔,殷威扬. 用于直流系统动态性能研究的等值计算[J]. 高电压技术,2004,30(11):18-20.

件配置到操作系统和数据库的支撑,再到高级应用软件全部为国产品牌。

(4) 为更大范围资源优化配置提供安全校核技术支持手段。资源配置范围越大,其优化结果会越好。

(5) 提升调度计划专业的知识水平。资源配置范围越大,其优化结果会越好。但资源配置范围不可能无限放大,其规模应该与技术支持水平、专业管理深度及认识水平相适应。

(6) 为电力市场的开展提供数据、技术支持基础及流程借鉴。

### 参考文献

- [1] 葛朝强,汪德星,葛敏辉,等. 华东网调日计划安全校核系统及其扩展[J]. 电力系统自动化,2008,32(10):45-48.
- [2] 国调中心关于印发日前静态安全校核实用化工作推进会纪要的通知(调计(2012)267号)[R]. 2012.
- [3] 关于启动三华电网静态安全校核基础数据交换工作的通知(调计(2010)326号)[R]. 2010.
- [4] 关于印发《互联网联络线有功功率控制技术规范(试行)》和《电网短期负荷预测技术规范(试行)》的通知(调计(2010)33号)[R]. 2010.
- [5] 关于全面推广母线负荷预测工作的通知(调计(2008)255号)[R]. 2008.
- [6] 林毅,孙宏斌,吴文传,等. 日前计划安全校核中计划潮流自动生成技术[J]. 电力系统自动化,2012,36(20):68-73.
- [7] 李峰,李虎成,於益军,等. 基于并行计算和数据复用的快速静态安全校核技术[J]. 电力系统自动化,2013,37(14):75-80.
- [8] 房俊龙等. 电力系统分析(上册)[M]. 北京:水利电力出版社,1995.

(收稿日期:2014-06-03)

- [9] 周保荣,金小明,吴小辰,等. 糯扎渡直流送端普洱换流站孤岛方式谐波阻抗计算研究[J]. 南方电网技术,2010,4(5):24-26.

### 作者简介:

李文帆(1987),硕士,助理工程师,主要研究方向为电力系统规划与设计;

伍文城(1977),博士研究生,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划、电力系统仿真技术及电力市场。

(收稿日期:2014-05-26)

# 中压配电网建设改造举措

易强红, 霍凯龙, 胡晓阳

(重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400030)

**摘要:** 随着人们用电需求的上升, 配电网建设改造力度呈现大幅增长趋势, 如何进行合理的建设改造优化已逐渐成为供电企业亟待解决的问题。首先, 总结分析了中压配电网普遍存在的主要问题, 介绍了中压配电网建设改造优化的原则及思路, 并在此基础上提出了中压配电网的优化措施。最后, 以某省中压配电网为研究对象, 对其现状配电网进行了全面的分析, 找出配电网存在的主要问题, 并提出合理的中压配电网建设改造优化策略, 用于指导实际电网规划工作。

**关键词:** 中压配电网; 主要问题; 建设改造; 优化措施

**Abstract:** With the increasing electricity demands, the construction and reconstruction of distribution network shows a growing trend, and how to carry out the reasonable optimization of construction and reconstruction has gradually become an urgent problem of the power supply enterprises. Firstly, the major problems of medium-voltage distribution network are analyzed and summarized. Then, the principle and idea for the optimization of construction and reconstruction of medium-voltage distribution network are presented, and on this basis the optimization measures for medium-voltage distribution network are proposed. Finally, taking the medium-voltage distribution network in a province for example, the present situation of distribution network is comprehensively analyzed, the major problems of distribution network are found out, and the reasonable optimization strategy for the construction and reconstruction of medium-voltage distribution network are put forward, which are used to guide the actual power grid planning.

**Key words:** medium-voltage distribution network; major problem; construction and reconstruction; optimization measures

中图分类号: TM711 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2014)04-0070-06

## 0 引言

随着人民生活水平的提高, 电力需求逐年上升, 用户对电压质量、供电可靠性的要求越来越高, 停电带来的损失越来越严重。配电网直接面向用户, 其健康程度直接影响着用户的安全可靠用电。因此, 有必要对中压配电网存在的普遍问题进行深入研究, 提出合理的建设改造优化措施。

中压配电网建设改造主要是以配电网建设改造技术原则为指导, 以优化网架结构、提高系统供电能力和供电质量、节能降损为目的<sup>[1-3]</sup>。文献[4]结合漕河泾开发区的实际情况, 提出优化措施, 但其没对问题存在的原因进行分析; 文献[5]描述了上海中心地区配电网建设改造过程中遇到的困难及取得的成果, 但其没提出具体的优化改造措施; 文献[6]以德阳城区 10 kV 配电网规划为研究对象, 采取总

体和分布两种负荷预测方法, 提出新建改造方案, 但其对配电网现状存在的问题分析较少。

研究以往配电网建设改造优化举措的基础上, 分析总结了中压配电网普遍存在的主要问题及其原因, 介绍了中压配电网建设改造优化的原则及思路, 提出了中压配电网的优化措施, 并结合某省中压配电网的实际情况, 对其现状配电网进行了全面的分析, 找出配电网存在的主要问题, 以中压配电网建设改造优化的原则及思路为指导, 分析现状配电网存在短板的原因, 提出合理的中压配电网建设改造优化策略, 指导实际电网规划工作。

## 1 中压配电网存在的主要问题

中压配电网由中压配电线路、线路分段分支设备、开闭所、配电站(包括柱上变压器)等构成。目前, 中压配电网普遍存在的主要问题如下。

(1) 线路不满足“N-1”原则

中压配电网普遍存在线路“N-1”通过率较低的现象,如图1,对线路不满足“N-1”原则的原因分析如下。

①规划设计的不合理、供电地区偏远负荷需求不大或地理条件限制导致线路为单辐射线路,导致不满足“N-1”原则。②联络线路导线不匹配,线路故障时负荷不能向小截面导线转移,导致不满足“N-1”原则。③联络线路的上级主变压器的容量限制导致线路故障时不能向低容量主变压器上转移负荷,导致不满足“N-1”原则。④断路器的内置电流互感器TA变比过小,而使导致线路不满足“N-1”原则<sup>[7]</sup>。

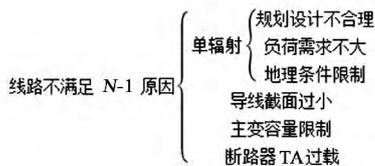


图1 线路不满足“N-1”原则的原因

(2) 线路分段数不合理

将线路分为若干区段,可以减少停电的范围,从而减少用户每年的平均停电时间及停电次数,提高中压配电网的供电可靠性<sup>[8-9]</sup>。

当中压线路的分段数较少时,增加分段数可以较明显地提高供电可靠性,但分段达到一定数量后停电范围趋于恒定。开关设备的增多不但加大了资金的投入,且发生设备故障的概率也增大。

(3) 线路供电距离过长

根据 DL/T 5131 - 2001<sup>[10]</sup> 和 DL/T 599 - 2005<sup>[11]</sup> 中压配电线路在不同供电分区下的供电距离应满足不同的要求。在保证电压质量的前提下,负荷或用电量较小的地区,供电半径可适当延长,但部分地区(特别是农村地区)线路负荷较少,长距离输电线路较多,线路供电半径远远超过导则要求的最大供电距离 15 km,导致供电质量不高。供电距离太小、负荷过轻,则易造成主变压器间隔浪费,资源利用率不高。

(4) 低压配电变压器容量不合理

配电变压器容量选择以现有负荷为基础,应适当考虑负荷的发展留有裕度。为提高变压器的利用率和经济运行水平,新装变压器的最大负荷率不宜低于 60%。

(5) 线路负载率不合理

中压配电网线路普遍存在平均负载率偏低,线路负荷分布不均衡等现象。线路负载率偏低,导致设备利用率低;负载较重,则导致线路不具备转供负荷的能力,造成线路故障或检修时其所供用户断电,供电可靠性降低<sup>[12]</sup>。

线路负载过重的原因:①地区发展差异大,负荷分布不均导致线路负载过重;②导线截面过小而使线路载容量不足;③负荷发展过快,规划新建线路还未建成。

(6) 变电站间隔利用不合理

小容量用户占用变电站间隔较多,导致部份地区无法新建线路满足负荷要求。间隔紧缺,资源利用率不高。

(7) 配电设备老旧

设备老化对供电安全及供电可靠性有重要的影响。老旧设备经济性不高,易发生故障且查找故障困难。

(8) 管理不到位

由于配电网基建、技改大修、业扩等工程较多,预安排停电频繁;供电人员技术业务不够熟练导致停电影响范围大且停电时间长。

## 2 中压配电网建设改造优化原则及思路

### 2.1 优化原则

- (1) 坚持安全第一的原则,必须及时解决安全隐患,提高供电安全保障能力。
- (2) 满足社会经济发展,满足新增负荷供电。
- (3) 提升电压质量,提高供电可靠性,提高负荷转供能力。
- (4) 节能降损,提高配电网运行的经济性。
- (5) 完善中压网架,提高配电网技术装备水平。

### 2.2 优化思路

充分利用有限资源,紧扣“城市客户年平均停电时间、综合线损率、第三方客户满意度和安全生产风险管理体系评级”四项创先关键指标的提升,围绕其他各项“企业决策一级指标”的改善,抓住城市这个重点,带动农村全面发展。建设改造方向主要包括“满足负荷需求”和“提升战略指标”两大类<sup>[13]</sup>。

电网投资追求电网供电能力的提升及高收益。

当配电网投资充足时,配电网建设应能够满足城乡社会发展的用电需求并为创先做好硬件支撑。当配电网投资减少时,将优先保证解决新增负荷项目和解决重过载项目,同时提升联络率和可转供电率,其他项目将适当减少。

配电网优化应以市场为导向,紧密围绕“提升供电能力”和“提升关键指标”两个方面,分析配电网现状,查找原因并提出行之有效的关键措施,指导配电网建设改造。

### 3 中压配电网的优化措施

(1) 负荷需求不大的单辐射线路供电地区待负荷增长时新建联络线路;改造导线截面不匹配的线路,更换联络线路中的小截面导线,提高线路载容量;对小容量主变压器进行增容项目,增加主变压器容量;改变断路器内置互感器 TA 的变比等,以使线路满足“ $N-1$ ”原则。安排增加电网传输容量、提高电网供电安全和供电质量的项目,优化电网结构,实现“手拉手”供电方式,提高线路之间的转带能力,提高“ $N-1$ ”通过率<sup>[14]</sup>。

(2) 中压配电网架空线路供电方式宜采用多分段多联络方式(分段数不宜大于 6,联络数不应超过 3),应根据地区线路长度和负荷分布情况在合理的位置进行分段并装设分段开关,主干线、较大的支线及重要分支线路宜装设分支开关,以便优化线路分段,缩小线路故障时的停电范围。逐步推广“小分段”、“双接入”等关键措施的使用能有力提高供电可靠性<sup>[15]</sup>。

(3) 对负荷较重且供电距离过长的线路合理的进行改造,缩短供电距离;负荷较轻且供电距离偏长的线路待负荷增加后进行改造项目,缩短供电距离。在一定的电压和输送功率下要保证好供电质量就必须限制供电线路的长度,使线路的供电距离在合适的范围内。

(4) 配电变压器应按照“小容量、密布点、短半径”的原则来配置,并按小区居民户数布点。更换容量不合理的配电变压器,新装配电变压器应适当的留有裕度,使之既能保证配电变压器的经济利用性,又能满足近期负荷需求。

(5) 用轻载线路转供重载线路的部份负荷,或新建线路转移重载线路负荷,尽量使线路负荷均衡;

对线路进行改造,增大导线截面,提高线路载容量;负荷发展较快的地区加紧新线路建设,满足新增负荷需求。

(6) 将占间隔的小容量用户转移到负载率较轻的相邻线路,节省的间隔用于满足新增负荷或转供重载线路负荷,提高间隔的利用率。

(7) 使用年限长、产品型号老旧的设备故障率相应较高,应对使用年限超过 15 年或型号陈旧的设备进行更新和更换。

(8) 合理的规划建设项目,尽量使同一地区需要进行的项目一次进行,且增加建设力度,减少停电次数及停电时间;提高供电管理人员的业务水平,在预安排停电时将部分负荷转移到其它线路,尽量避免陪停现象的发生。

### 4 中压配电网建设改造优化实例

以某省为研究对象(下面简称 A 省),对其配电网现状进行全面分析,提出了合理的配电网建设改造优化策略,用于指导配电网规划建设。

#### 4.1 中压配电网现状

A 省国土面积总计有 394 000 km<sup>2</sup>,共分为 15 个区。该电网公司共有 10 kV 线路 7 435 回,其中电缆长度为 4 400 km,架空长度为 145 800 km,合计 150 200 km;开关柜 10 120 面,柱上开关 16 785 个、电缆分支箱 1 813 个。配电变压器总数 191 912 台,容量 30 408.38 MVA,其中公用配电变压器 121 953 台,容量 12 540.75 MVA,专用配电变压器 69 959 台,容量 17 867.63 MVA。

#### 4.2 中压配电网现状数据

(1) A 省电网公司重过载线路比例分别为 4.53%、2.12%。如图 2 知从数量上看重过载线路较多的有 1 区、2 区、4 区和 6 区,从占比上看,12 区和 15 区较为严重。

(2) 线路联络率为 31.24%。其中城市 10 kV 公用线路联络率为 69.08%;农村 10 kV 公用线路联络率为 15.09%。

(3) 可转供电率 27.6%。其中 D 类以上地区中,可转供电率 59.24%;农村 10 kV 线路可转供率为 14.18%。

(4) 如图 3,中压线路平均长度为 23.7 km,主干平均长度为 10.41 km,多个地区 10 kV 主干长度

超过 15 km。其中 5 区及 15 区最为严重。

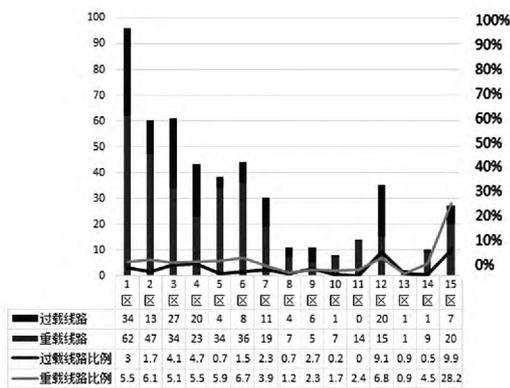


图 2 10 kV 线路重过载

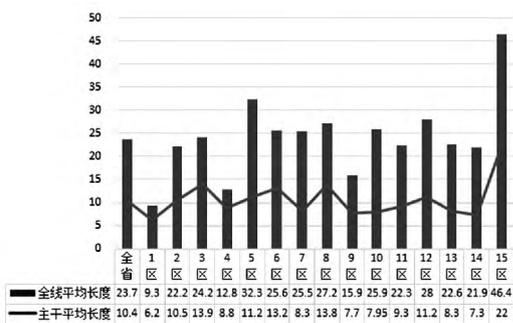


图 3 中压线路平均长度

(5) 现状是公用线路最高电压高于额定电压 7% 的公用线路占总回数的 4.9%；最低电压低于额定电压 7% 的公用线路占总回数的 10.8%。10 kV 电压质量偏低线路主要集中在农村。

(6) 重载公用配电变压器占总台数的 5.26%，容量占公用变压器总容量的 0.17%；过载公用配电变压器占总台数的 1.84%，容量占公用变压器总容量的 0.07%。

(7) 配电变压器电压偏低数量占公用配电变压器比例为 5.72% 配电变压器电压偏高数量占公用配电变压器的比例为 0.21%。

(8) 高损耗配电变压器(S7 及以下型号) 占全部公用变压器台数的 5.04%，容量占全部公用变压器容量的 2.82%。

(9) 农村户表改造率 92.09%。

(10) 10 kV 线段平均用户数为 13.73 户/段，与平均水平辽宁(6.51) 相差 7.22 户/段；线路平均分段数为 2.31 段/条，与平均水平浙江(4.24) 相差 1.93 段/条。

#### 4.3 A 省中压配电网存在的问题

(1) 配电网架构薄弱，设备存在问题较多

受经济发展不平衡、体制多样化等因素影响，长

期以来，公司电网建设积累的欠账较多，加上电力需求增长过快、投资相对不足、电网建设外部环境不宽松等原因，电网结构薄弱。10 kV 配电网负荷分布不均、线路联络率低、转供电能力差、配电台区电压质量偏低(反映出 10 kV 电源点尤其是 35 kV 变电站布点不足)、局部“卡脖子”、设备老化残旧、供电半径长、自动化程度不高等问题更为突出。网络结构水平相对较低，联络率为 31.24%，可转供率达到了 27.6%；设备利用率偏低，线路平均负载率仅为 31.59%；负荷分布不均，存在重、过载设备。

#### (2) 配电网运行指标不高

受配电网网架结构和设备状况影响，公司系统供电可靠性指标不高，尤其是在农村地区，单次停电范围广、用户停电次数多、用户停电时间长的现象比较普遍，严重影响公司客户满意度的提高。

如表 1，A 省电网公司全口径预安排停电时户数占系统停电的 66.17%，故障停电时户数占系统停电的 33.83%。

预安排停电次数——主要受网架结构影响。计划检修和限电造成的停电时户数占预安排停电的 17.50%。由于大批量施工，线路缺陷消除等，导致线路停电次数多，持续时间长，其次是供电所、作业单位人员不足，施工力量单薄，停电作业持续时间长或重复停电次数过多。

故障停电次数——气候因素和设备老化造成的故障停电时户数占故障停电的 47.11%。由于线径小，供电半径长，线路长，设备老化、腐蚀严重，农村地区穿越树障多、导线对树林距离不够等，使得部份线路易受自然灾害的影响，影响供电可靠性。

#### (3) 管理水平不高

由于历史缺少配电网规划指导，项目管理存在较大随意性，致使配电网设备类型繁多，给后续运行维护带来极大不便。

部分供电人员技术业务不够熟练，对配电网存在的问题客观分析不够，线路设备施工过程中凭经验，造成部分线路设备带缺陷运行。

运行维护管理及缺陷管理不到位，线路设备缺陷未能及时发现或周期性巡视检查发现的缺陷未能按时消除，线路设备故障停电次数增多，严重影响供电可靠性的提高。

#### 4.4 优化措施

(1) 加强网架建设

表 1 停电影响分析

责任因素	停电次数及因素	影响停电户数原因	影响停电时间原因
预安排停电 66.17%	网架设备原因 占 17.50%	35 kV 计划检修 限电	1. 施工能力不足
	技术管理原因 占 72.50%	业扩工程施工 外部电网建设施工 10 kV 配电网设施临时检修 其他	
故障停电 33.83%	网架设备原因 占 47.11%	气候因素 设备老化	1. 山高、路远、线长、 交通能力差 2. 施工能力不足 3. 网架薄弱 4. 自动化水平低
	技术管理原因 占 32.89%	异物短路和责任原因不清 35 kV 设施故障 交通车辆破坏 其他	

采取合适的接给方式对单辐射线路进行联络改造,提高“N-1”通过率;对线路进行合理的分段,缩短停电范围,提高供电可靠性;对供电距离过长存在不可转供问题的线路进行改造,提升网络主干联络率,提高电压质量;对存在主干截面不合格且主干过长的线路进行改造,采取线路分流或将原线路改造成截面更大的线路;对重载线路进行负荷转移,解决线路重过载问题。

### (2) 科学选择配电装置

在计划期内对存在安全隐患的架空线路进行整改;现有的中低压配电设备中,大部分配电变压器和开关设备的运行年限在 10 年以内,线路的运行年限相对较长,部分可以达到 15 年,有极少数甚至可以达到 20 年以上,对部分年限过长的设备进行及时的更换和改造;新建线路选择合适的导线截面;增加设备设计裕度,根据负荷的需求选择合适的容量的配电变压器。雷害较为密集,需采取有效的防雷害措施,减少雷害影响,提高设备抵御自然灾害能力;提高配电网绝缘化率和电缆化率;对农村地区进行户表改造。

### (3) 加强组织领导,建立健全供电企业管理网络

要做配电网建设工作,不但要领导重视,且需要各相关部门、各基层供电所及班组成员相互配合,对照有关的技术规定要求,成立相应的供电管理网络,制订管理工作责任制度,明确管理工作的职责及范围,严格要求,认真考核。加强设备运行管理、提高设备巡视率、减少预安排停电次数。

深入了解分析配电网现状存在问题,总结配电网的短板,因地制宜地制定解决问题的方案,努力提高供电经济性、安全性及可靠性管理水平。

### 4.5 中压配电网建设改造优化效果分析

“十二五”期间,A 省中压配电网的投资共计

240.1 亿元,“满足供电要求”共投资 91.2 亿元,占总投资的 39%。其中:满足新增负荷投资 44.7 亿元,占总投资的 19%;解决重过载投资 37.6 亿元,占总投资的 16%。

重过载线路问题解决率达到 100%,D 类及以上供电区不满足“N-1”线路的问题解决率达到 98.35%。

“提高战略指标”共投资 149.4 亿元,占总投资的 61%。其中:完善中压网架投资 29.5 亿元,占总投资的 12%;解决电压不合格投资 28.5 亿元,占总投资的 12%;更换残旧设备投资 56.9 亿元,占总投资的 24%;解决安全隐患投资 34.2 亿元,占总投资的 14%。

线路和台区电压质量偏低问题解决率分别达到 78.55%、78.52%。

通过对中压配电网的分析,A 省存在的影响供电可靠性及经济性的问题得到初步解决,中压配电网得到进一步完善。

## 5 总 结

(1) 对中压配电网存在的主要问题类型进行了分析,介绍了中压配电网建设改造优化的原则及思路,并在此基础上提出了优化措施。

(2) 结合 A 省中压配电网的实际情况,对其配电网现状进行了全面的分析,找出了配电网存在的主要问题,提出适用于 A 省的中压配电网建设改造优化策略,并对优化结果进行了分析,使得 A 省中压配电网建设改造工作更加完善、可靠、准确,并确保投资上的最优化。

参考文献

[1] 郭建文. 10 kV 配电网存在的问题及线路安全运行的管理方法[J]. 中国电机(技术版), 2013(1): 67-69.

[2] 王平洋. 配电系统规划中的若干重要问题[J]. 电网技术, 2001, 25(5): 1-5.

[3] 袁先忠. 浅议 10 kV 配电网的规划设计及工程管理[J]. 广东科技, 2012(23): 49-50.

[4] 颜晓宇, 贺静. 10 kV 配电网建设优化举措研究[J]. 华东电力, 2008, 36(4): 79-82.

[5] 严健勇. 上海市中心城区配电网建设与改造[J]. 供用电, 2005, 22(3): 4-8.

[6] 刘宇, 赵咏梅. 德阳城区 10 kV 配电网规划研究[J]. 华中电力, 2009, 22(4): 40-43.

[7] 黄晶. 提高配电线路“N-1”通过率方法[J]. 云南电力技术, 2013, 41(2): 43-44.

[8] DL/T 599-1996, 城市中低压配电网改造技术导则[S].

[9] Q/GDW 462-2010, 农网建设与改造技术导则[S].

[10] DL/T 5131-2001, 农村电网建设与改造技术导则[S].

[11] DL/T 599-2005, 城市中低压配电网改造技术导则[S].

[12] 王成山, 王赛一, 葛少云, 等. 中压配电网不同接线模式经济性和可靠性分析[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(24): 34-39.

[13] 徐晶. 配电网改造与近期规划[D]. 天津: 天津大学, 2007.

[14] 段刚, 余贻鑫. 中压配电网联络线优化的算法和实现[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(15): 10-14.

[15] 冯霜. 基于“小分段”的中压架空接线模式研究[C]. 温州: 全国电力系统配电技术协作网第四届年会论文集, 2012.

作者简介:

易强红(1990), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统规划与运行优化;

霍凯龙(1988), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统规划与运行优化;

胡晓阳(1991), 硕士研究生, 主要从事电力系统规划, 无功优化研究。  
(收稿日期: 2014-04-23)

(上接第 17 页)

(4) 随着覆冰扁度的增加, 覆冰偏心率的最小值也随着增加, 即当覆冰导线越扁, 导线偏心冰层的中心位置也越严重;

(5) 在覆冰偏心率取最小值时所对应的最大融冰时间随覆冰扁度的增加而减小, 即覆冰形状越扁, 最大融冰时间越小。

参考文献

[1] 孙才新, 司马文霞, 苏立春. 大气环境与电气外绝缘[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

[2] 蒋兴良. 输电线路导线覆冰机理和三峡地区覆冰规律及影响因素研究[D]. 重庆: 重庆大学, 1997.

[3] 张宏志. 大面积导线覆冰舞动事故的调查与分析[J]. 东北电力技术, 2001(12): 15-19.

[4] 逸梅, 史惠萍. 绝缘子的覆冰及覆冰绝缘子的放电特性[J]. 广西电力技术, 1995(3): 20-24.

[5] 许树楷, 赵杰. 电网冰灾案例及抗冰融冰技术综述[J]. 南方电网技术, 2008(2): 1-6.

[6] Z. Péter: Modeling and Simulation of the Ice Melting Process on a Current-Carrying Conductor[D]. Quebec University 2006.

[7] J. Xingliang, F. Songhai, Z. Zhijin, S. Caixin, and S. Lichun: Simulation and Experimental Investigation of DC Ice-Melting Process on an Iced Conductor[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010(25): 919-929.

[8] 李和云. 过热导体的积冰和除冰机制[D]. 武汉: 华中科技大学, 2001.

[9] 蒋兴良, 杨辉. 输电线路的覆冰及防护[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[10] P. L. I. Skelton and G. Poots. Snow Accretion on Overhead Line Conductors of Finite Torsional Stiffness[J]. Cold Regions Science and Technology, 1991(19): 301-316.

[11] G. Poots and P. L. I. Skelton. Simulation of Wet-snow Accretion by Axial Growth on a Transmission Line Conductor[J]. Applied Mathematical Modeling, 1995(19): 514-518.

[12] 梁文政. 架空电力线路抗冰(雪)害的设计与对策[J]. 电力设备, 2008(9): 19-22.

[13] G. Poots and P. L. I. Skelton. Thermodynamic Models of wet-snow Accretion: Axial Growth and Liquid Water Content on a Fixed Conductor[J]. International Journal of Heat and Fluid Flow, 1995(16): 43-49.

[14] 顾明, 马文勇, 全涌, 等. 两种典型覆冰导线气动力特性及稳定性分析[J]. 同济大学学报: 自然科学版, 2009(37): 1328-1332.

[15] M. Farzaneh, Atmospheric Icing of Power Networks[M]. New York: Springer, 2008.

[16] G. Poots and P. L. I. Skelton. The Effect of Aerodynamic torque on the Rotation of an Overhead Line Conductor During Snow Accretion[J]. Atmospheric Research, 1995(36): 251-260.

[17] L. Makkonen. Estimation of Wet Snow Accretion on Structures[J]. Cold Regions Science and Technology, 1989(17): 83-88.

(收稿日期: 2014-05-18)

# 一种多级安全防护的过滤模型在智能配电网通信系统的应用

李 貌, 滕 欢

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

**摘要:** 为了实现全面和实时的监控, 分布广泛的公用因特网将在智能电网通信系统中占有越来越多的比重。智能配电网的开放性为电力系统中公用网络接入了大量的恶意攻击入口。为了阻止恶意的终端接入到智能配电网通信系统, 在智能配电网通信系统层次化结构设计的基础上, 提出采用多级信息安全过滤模型和综合加密技术实现对智能配电网的信息系统的安全防护。综合加密通信编程实例表明, 该方案增强电力网敏感信息安全性和实用性。

**关键词:** 智能配电网; 安全过滤; 数据加密; 通信

**Abstract:** In order to realize the comprehensive and real-time monitoring, the widespread public Internet in the communication system of smart grid occupies more and more proportion. In the public network of power system, the openness of smart distribution network gives the access of a large number of malicious attack entrances. In order to prevent the malicious terminal access to the communication system of smart distribution network, multilevel information security filtering model and integrated encryption technology are adopted so as to realize the security protection for information system of smart distribution network based on the hierarchical structure design of communication system in smart distribution network. The examples of integrated encryption communication programming show that the proposed scheme can improve the sensitive information security and practicability.

**Key words:** smart distribution network; security filtering; data encryption; communication

中图分类号: TM769 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0076-05

## 0 引言

智能电网, 又称为知识型电网或者现代电网, 是将现代先进的传感与测量技术、信息通信技术、控制技术和原有的输配电基础设施高度集成而形成的新型电网。国家电网公司提出以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强电网为基础, 利用先进的通信、信息和控制技术, 构建以信息化、自动化、数字化、互动化为特征的国际领先、自主创新、中国特色的坚强的智能化电网。

智能配电网, 作为电力“发、输、调、变、配、用”的重要环节, 是社会公众感知电网智能化服务的关键所在, 智能配电网是智能电网的重要组成部分<sup>[1-2]</sup>。智能配电网需要监测和控制的设备数量更多, 分布更广。为了实现全面和实时的监控, 成本低廉的无线通信网和分布广泛的公用因特网将在智能电网通信系统中占有越来越多的比重。与此同

时, 智能配电网的开放性, 电网和用户双向互动性增强, 大量用户侧接入和访问, 智能采集终端和移动作业终端的广泛应用和接入, 无线公共网络传输通道的应用等对智能配电网的发展提出了新的安全问题。然而关于智能配电网信息安全方面的研究到目前为止并不多<sup>[3-5]</sup>。

由于智能配电网与终端有良好的交互, 大量用户的接入对信息安全带来了一定的威胁。因此要过滤非授权的终端, 而信息加密是保障电力系统信息安全的核心技术。在信息安全过滤理论上, 通过一个综合加密通信编程实例, 提出采用多级信息安全过滤模型和综合加密技术实现对智能配电网的信息系统的安全防护。

## 1 信息的安全过滤

信息过滤(information filtering, IF) 也就是所谓的信息选择性传播。它是通过监控动态的信息源以

找到满足用户需求的信息或剔除用户不需要的信息及不合法的终端用户。安全过滤的主要方法如下。

(1) 名单过滤( URL / IP 过滤)。建立不良网站的 URL 或者 IP 地址列表数据库,并对该数据库进行定期的数据更新,当用户访问这些站点时,将访问站点的 URL 或者 IP 地址与数据库列表中的进行匹配,如果能够正确匹配,则给予阻断或封锁。

(2) 分级过滤。根据网页的内容属性或其他特征,并按照一定的分级标准,建立网站的分级标记,分级标记可以附在网页上,也可以保存在文件或数据库中,使用时以分级标记为过滤的依据。

(3) 关键词过滤(内容过滤)<sup>[6]</sup>。该方法是对文本内容、文档的元数据等进行关键词简单匹配或者布尔逻辑运算,对满足匹配条件的网页或网站进行的过滤。

## 2 加密技术

由于电网中含有许多敏感信息,为了防止未经授权用户访问或获取电网运行和调度信息的安全性、完整性,只要通过认证、加密功能来实现数据的安全问题。

目前的数据加密技术根据密钥类型可分为私钥加密(对称加密)系统和公钥加密(非对称加密)系统。对称加密系统与非对称加密相比,在加密、解密处理速度、防范能力、数字签名和身份认证等方面各有优劣。

### 2.1 RSA 算法

RSA 算法是一种非对称密码算法<sup>[7]</sup>,所谓非对称,就是指该算法需要一对公开密钥与私有密钥,使用公开密钥对数据进行加密,则只有用对应的私有密钥才能解密。但是速度一直是 RSA 的缺陷。一般来说只用于少量数据加密。

RSA 的算法涉及 3 个参数  $n, e1, e2$ 。其中  $n$  是两个大质数  $p, q$  的积,  $n$  的二进制表示时所占用的位数,就是所谓的密钥长度。 $e1$  和  $e2$  是一对相关的值,  $e1$  可以任意取,但要求  $e1$  与  $(p-1) * (q-1)$  互质;再选择  $e2$ ,要求  $(e2 * e1) \bmod ((p-1) * (q-1)) = 1$ 。 $(n, e1), (n, e2)$  就是密钥对。其中  $(n, e1)$  为公钥,  $(n, e2)$  为私钥。RSA 加解密的算法完全相同,设  $A$  为明文,  $B$  为密文,则:  $A = B^{e2} \bmod n; B = A^{e1} \bmod n$ ; (公钥加密体制中,一般用公钥加密,私钥解密)  $e1$

和  $e2$  可以互换使用,即:  $A = B^{e1} \bmod n; B = A^{e2} \bmod n$ 。因此 RSA 的加密速度随着密钥长度增加而变慢且运算更为复杂。所以如何提高这些高精度乘除运算的速度是 RSA 体制实用化的关键问题。

### 2.2 DES 算法

数据加密算法(data encryption algorithm, DEA)是一种对称加密算法,DES 采用的主密钥为 64bit,其中 8 bit 为奇偶校验位,实际主密钥为 56 bit,明文分组长度固定为 64 bit,不足加零。解密时用同样的密钥将密文作为输入,经过一系列相反的步骤得到的输出即明文。但是密钥的安全性和管理是它的不足之处。

### 2.3 RSA & DES 综合加密

基于 RSA 算法和 DES 算法两种典型密码算法的优缺点<sup>[8]</sup>。用 DES 算法作为数据的加密算法对数据加密,用 RSA 算法作为 DES 密钥的加密算法,对 DES 的密钥进行加密。要加密的数据量通常很大,而 DES 算法的加、解密速度效率高,对每个数据分组的处理仅需很短时间就能完成。因此,用 DES 算法对大量的数据加密不会影响整个系统的效率。DES 和 RSA 综合加密如图 1 所示。

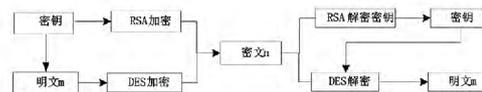


图 1 DES & RSA 综合加密结构图

在加密、解密的处理效率方面,DES 算法优于 RSA 算法。在密钥的分配、管理、安全度方面,RSA 算法比 DES 算法更加优越。DES 和 RSA 综合加密算法既能发挥 DES 算法加密速度快、安全性好的优点,又能发挥 RSA 算法密钥管理方便的优点,二者各取其优,扬长避短。

## 3 智能配电网通信系统模型

从智能化的程度来讲,集中控制模式是智能配电网最为理想的控制模式(如图 2 所示),而通信系统是建设智能配电网的一个关键环节。智能配电网需依靠有效的通信手段,将控制中心的命令准确地传送到众多的终端智能电子设备(intelligent electric device, IED),并且将终端 IED 采集的各类实时信息传送到控制中心。

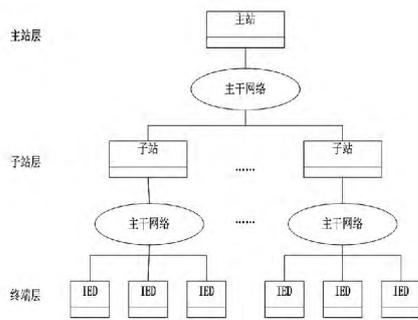


图 2 智能配电网通信系统结构举例

## 4 多级信息过滤防护

该模型包括了第一级的基于 Web 缓存技术的地址安全过滤和第二级的共享密钥认证技术和综合加密技术的安全过滤两大模块。其中基于 Web 缓存技术的地址过滤包含了硬件设备认证子模块。此模型从硬件认证(设备身份认证)和软件认证(共享密钥和综合加密解密技术)两个方面,很好地提高了安全过滤的准确性和保障了电力网络敏感信息的安全性。

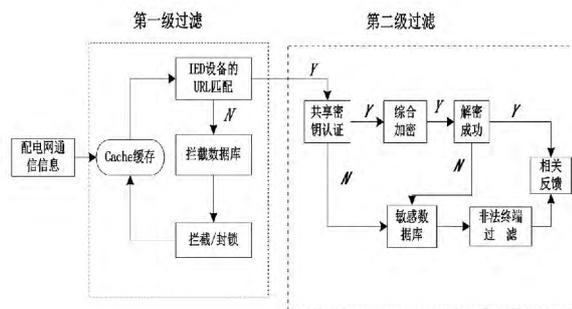


图 3 多级过滤防护模型

### 4.1 第一级过滤

子站经过简单的 URL(设备的 IP 地址)的过滤,由于 IED 的设备的 MAC 地址或者 IP 地址是终端设备的唯一标识符。Web 高速缓存服务器技术可以缓存子站与终端互相访问过的对象,这一特点使得可以利用 Web 缓存技术在子站服务器不忙时启动地址判别、分析功能,采用 MAC 地址或者 IP 地址判别技术,使用“MAC 判别引擎”或“IP 判别引擎”,并根据预先设定的规则对缓存数据进行判断,对主站与终端设备访问时提供的陌生的 IP 地址或者 MAC 地址进行登记,生成拦截“黑名单”添加到数据库中,同时对不匹配对象则给予阻断或封锁,这样在以后正常工作时,便可在这一级将不良对象

过滤掉,从而实现了“一次扫描,多次服务”的高效服务模式。从而初步的防止未授权的对象访问或者获取非法的调度敏感信息以及各种破坏行为。

该技术采用“事后审计”的方式,避免了常用的基于“事先判别”的过滤技术中响应时间长、误判率较高的缺点。

### 4.2 第二级过滤

MAC 地址虽然是一个网络硬件设备的标识,一般是固定的,但是可以通过硬件或软件的方法修改。攻击者可以利用 MAC 地址欺骗这一弱点,盗用合法 IED 的地址,从而进行窃取电力网络信息或者破坏电力网络。

设备身份认证成功后由于可能存在 MAC 地址或者 IP 地址的伪造,上一级的过滤有可能存在一些没有被过滤掉的访问对象及所携带的信息。此时进行共享密钥认证需要终端 IED 和子站配置相同的共享密钥。共享密钥认证的认证过程为:终端 IED 先向子站发送认证请求,子站会随机产生一个 Challenge 包(即一个字符串)发送给终端 IED;终端 IED 会将接收到字符串拷贝到新的数据中,用密钥加密后再发送给子站;子站接收到该数据后,用密钥将该数据解密,然后对解密后的字符串和最初给终端 IED 的字符串进行比较。如果相同,则说明客户端拥有子站相同的共享密钥,即通过了 Shared Key 认证;否则认证失败。

终端 IED 的电力信息用 DES 加密算法为数据进行加密,用 RSA 算法作为 DES 密钥的加密算法作为终端 IED 的公开密钥,而子站保存私用密钥。对 DES 算法可以采用 ECB(电子密本)或者是 CBC(密文分组链接)工作方式加密能大大提高加密效率和增强了保密强度。终端 IED 设备在访问减轻了终端 IED 设备的计算和通信开销,从而简化了系统实现的复杂度和实施的难度。该加密算法既能发挥 DES 算法加密速度快、安全性比较高,同时也发挥了 RSA 算法密钥管理方便的优点。

由于可能存在 MAC 地址或者 IP 地址的伪造,上一级的过滤有可能存在一些没有被过滤掉的访问对象及所携带的信息。此时访问过滤方案描述如下。

- (1) 终端、子站、主站的 IED 携带信息进入信息网。
- (2) 终端 IED 和子站进行共享密钥认证。
- (3) 终端 IED 进行共享密钥认证技术后,将执

行如下操作: ①对于认证成功的终端 IED 所携带的电力敏感信息进行 DES 加密, 然后对其密钥用 RSA 加密作为对应终端 IED 的公开密钥, 把加密的数据和加密后的密钥传送给子站。子站收到终端 IED 的信息后, 子站用保留的私用密钥先对密钥进行 RSA 解密, 然后对其加密数据解密。②对于认证失败的终端, 把终端的唯一标识符及其所携带的信息添加到敏感数据库, 进行封存过滤。③对于数据解密成功, 数据采集端保存数据。否则终止其访问权, 将终端加入敏感数据库。

### 5 实例分析

网络化的通信结构和多种通信技术在同一个网络中的综合运用, 扩大了网络的规模, 增加了网络的复杂性, 给网络的运行维护增加了很大的困难。熟知智能配电网通信系统三层网络模型建立如图 4 所示的通信网络。为了方便演示, 服务端采用的是单线程。在 VS2010 平台上用 c# 开发时是一对一(一个服务器对一个客户端), 但不影响在实际中的应用。

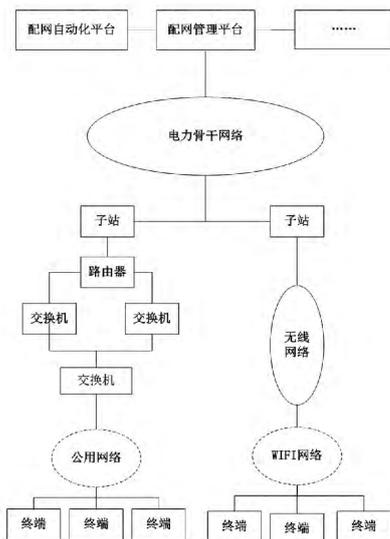


图 4 智能配电网通信系统三层网络模型

信息通信技术给系统带来保护与控制便利的同时<sup>[9]</sup>, 也带来了安全隐患。在安全通信领域, 访问控制具有重要的基础性作用。基于上述通信系统模型, 利用该方案, 能够保证非法使用的终端 IED 无法接入到系统中, 从而阻止非法入侵者对系统的恶意攻击。分析如下。

首先, 由于电力自动化系统严格的集中化管理

等特点, 设备身份认证( Authentication) 技术和共享密钥认证有效保障智能电网的信息安全的可靠度, 同时将不合法的终端 IED 的信息封存在数据库, 提高了拦截效率。

其次, 在终端 IED 经过第一级过滤和公共密钥认证后, 客户端把需要发送的明文经过综合加密技术后, 信息传送到服务端, 服务端先用私钥解密加密过的密钥, 经过解密的密钥再进行解密加密过的数据(如图 5 所示), 因此防止了密钥泄漏问题。电力信息进行综合加密提高了加密效率和数据的安全性。即使对于有些侥幸不合法的终端 IED 获取访问或者获取电力敏感信息也是经过综合加密的信息, 在保证信息的安全度的同时也给破解电力信息带来一定的难度。由于采用多重认证机制, 该机制阻止了非授权使用的终端用户或者设备接入智能配电系统。

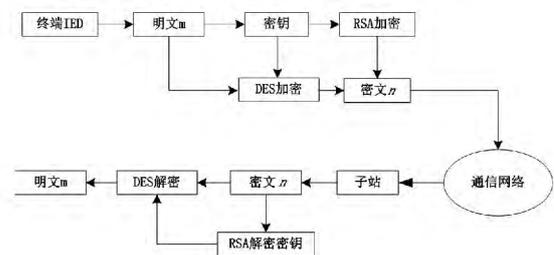


图 5 子站和终端综合加密解密

最后, 对于采用的对称加密算法, 不影响数据的实时性。由于多级的过滤非授权的终端, 阻止了不法分子的访问、截获、篡改电力信息, 为配电网通信网的安全提供保障措施。

### 6 结 语

未来智能电网从整体上可以看作是由电力网和信息网构成的相互依存的复合网络, 其中信息网的安全及其对电力系统运行安全带来的风险不容忽视。在智能配电网通信系统设计的基础上, 针对智能配电网存在的信息安全问题, 采用基于多级过滤和综合加密体制, 提出了一种适合智能配电网通信系统的信息控制访问方案。该方案减轻了终端 IED 设备的计算和通信开销, 同时实现了终端合法性认证问题。尽管只是针对智能配电网而提出, 该方案所基于的理论体系可很容易推广应用到智能电网信息安全的其他层次, 从而为解决智能电网信息安全问题提供了一种新思路。

参考文献

[1] 刘振亚. 智能电网技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[2] 余贻鑫, 栾文鹏. 智能电网述评 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29 (34): 1-8.

[3] 李文伟, 邱利斌. 配网自动化及通信系统的规划建设 [J]. 电力系统通信, 2009, 30(196): 5-7.

[4] Hamlyn A, Cheung H, Mander T, et al. Computer Network Security Management and Authentication of Smart Grids Operations [C]//IEEE Canada Electrical Power Conference. 2008: 31-36.

[5] BOYER W F, MCBRIDE S. Study of Security Attributes of Smart Grid Systems - Current Cyber Security Issues [EB/OL]. [2009-04-29]. [http://www.inl.gov/scada/publications/d/secureing the smart grid current issues. pdf](http://www.inl.gov/scada/publications/d/secureing%20the%20smart%20grid%20current%20issues.pdf).

[6] 苏贵洋, 马颖华, 李建华. 一种基于内容的信息过滤改进模型 [J]. 上海交通大学学报, 2004, 38(12): 2030-2034.

[7] 刘晓星, 胡畅霞, 刘明生. 公钥加密算法 RSA 的一种

快速实现方法 [J]. 微计算机信息, 2006(22): 118-119.

[8] 朱作付, 徐超, 葛红美. 基于 DES 和 RSA 算法的数据加密传输系统设计 [J]. 通信技术 [J]. 2010, 4(43): 90-93.

[9] 孙中伟, 马亚宁, 王一蓉, 等. 基于 EPON 的配电网自动化通信系统及其安全机制研究 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(8): 72-75.

[10] SUN Zhong-wei, HUO Si-tian, MA Ya-ning. Security Mechanism for Smart Distribution Grid [C]//The 2<sup>nd</sup> IEEE International Conference on Advanced Computer Control. 2010: 967-971.

[11] Lim I H, Hong S, Choi M S, et al. Security Protocols against Cyber Attacks in the Distribution Automation System [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2010, 25(1): 448-455.

作者简介:

李 貌(1988), 硕士研究生, 研究方向为调度自动化及计算机信息处理;

滕 欢(1965), 高级工程师, 硕士研究生导师, 长期从事电力系统及其自动化科研、教学及工程实践工作。

(收稿日期: 2014-04-10)

(上接第 65 页)

估方法, 并经过实际测试计算数据与仿真模型计算数据对比, 验证了电力机车模型的正确性以及多谐波源负荷谐波电流评估方法的正确性, 为今后做电气化铁路谐波电流评估提供了可以借鉴的数据和参考方法。

参考文献

[1] 陶睿. 多谐波源系统谐波叠加算法的研究 [J]. 湖北电力, 2008, 32(6): 6-8.

[2] 江佩斯. 多谐波源随机谐波电流叠加问题的研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2008.

[3] 刘友梅. 韶山 3 型电力机车 [M]. 北京: 中国铁道出版社, 1990.

[4] 余卫斌. 韶山 9 型电力机车 [M]. 北京: 中国铁道出版社, 2006.

[5] 廖洪涛. 和谐 HXD1 型大功率交流电力机车概述 [J]. 电力机车与城轨车辆, 2007, 30(1): 7-10, 32.

[6] 张忠玉. HXD3 电力机车交流传动系统设计研究 [D]. 大连: 大连交通大学, 2008.

[7] 王立民, 郝凤荣. HXD3 型交流传动电力机车电气系统 [J]. 铁道机车车辆, 2008, 28(增刊): 5-8, 23.

[8] 余新才, 彭昌永, 施通勤, 等. CRH2 型电力机车建模与谐波电流分析 [J]. 武汉大学学报: 工学版, 2012, 45

(1): 107-110.

[9] A. Mansoor, W. M. Grady, A. H. Chowdhury, M. J. Samotyj. An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single-phase Power Electronic Loads [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(1): 467-473.

[10] J. M. Cruq, A. Robert. Statistical Approach for Harmonics Measurements and Calculations [J]. IEE Conference Publication No. 305, Part 1: Contributions, Subject Area: 2, 1989(2): 91-96.

[11] V. Cuk, J. F. G. Cobben, W. L. Kling, R. B. Timens. An Analysis of Diversity Factors Applied to Harmonic Emission Limits for Energy Saving Lamps [C]. 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010: 1-6.

[12] Sahel Uddin, Hussain Shareef, Azah Mohamed, MA Hannan. An Analysis of Harmonic Diversity Factors Applied to LED Lamps [C]. 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2012: 1-5.

作者简介:

沈 峰(1973), 工程师, 硕士, 主要从事工厂供配电设计、施工、运行, 电能质量研究与治理。

(收稿日期: 2014-04-23)

# 县城 10 kV 配电网规划实用方法及其应用

冉郑国<sup>1</sup>, 周星星<sup>2</sup>, 吴勇<sup>1</sup>, 王主丁<sup>2</sup>

(1. 国网重庆垫江县供电责任有限公司, 重庆 408300; 2. 重庆星能电气有限公司, 重庆 400039)

**摘要:** 县城配电网规划是根据规划期间的县城负荷增长及电源规划方案确定相应的最佳 10 kV 电网结构, 以满足经济、可靠的输送电力要求。县城电网规划可以使县城电网在现有基础和水平上有目标、有计划地健康发展。采用人工拟定方案, 再加上计算机辅助进行计算分析, 对重庆某县城的电网进行规划。本次规划涉及负荷预测、网架规划及投资费用的估算。实际应用表明, 该方法具有较强的实用性。

**关键词:** 县城配电网; 负荷预测; 电力平衡; 网架规划; 配网自动化

**Abstract:** In urban distribution network planning, based on the corresponding load growth and substation planning, the optimal 10 kV network structure is determined in order to meet the requirements of economic and reliable power transmission. Urban network planning can result in a healthy development of urban power grid in a planned way based on the existing infrastructure and level. A traditional planning method is used, which combines artificial schemes and computer-aided calculation and analysis. The planning for an urban power grid in Chongqing is taken for an example. The planning involves load forecasting, network planning and investment cost evaluation. The real application shows that the proposed method is very practical.

**Key words:** urban distribution network; load forecasting; power balance; network planning; distribution network automation

中图分类号: TM711 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2014)04-0081-05

## 0 引言

配电网作为发、输电与用户设备的连接环节, 其规划设计的水平直接关系到供电的可靠性和经济性。县城电网是电力系统的重要组成部分, 是促进县域经济发展、加快城乡物质文明和精神文明的基础条件。县城电网规划<sup>[1-10]</sup>可以使县城电网在现有基础和水平上有目标、有计划地健康发展, 加大县城电网技术的科技含量, 改善县城电网现状。

电网规划方法的发展有 4 个阶段: 初级阶段、应用阶段、研究阶段和研究与应用阶段。目前, 国内电网规划采用的方法大多还处在初级阶段, 即人工拟定方案和人工计算校验。但是, 计算机自动规划也有很大的局限性, 电网规划还不能完全交由计算机实现。因此, 较常采用的实用规划方法是人工拟定方案, 再加上计算机辅助。

下面的主要工作是利用重庆星能电气有限公司的《供电网计算分析及辅助决策软件》(www.ceesi-nc.com), 对重庆 D 县城的电网进行规划。基准年为 2013 年, 规划年为 2018 年。首先, 基于已给的历

史负荷数据及其用地规划, 采用大用户加自然增长法及空间负荷预测法, 对 2014—2030 年的负荷进行预测; 接着进行电力平衡的计算; 然后, 根据电力平衡计算结果和现状网分析, 对县城电网进行网架规划和投资估算, 最后进行评估并提出建议。

## 1 县城配电网规划特点、思路及内容

### 1.1 县城配电网规划的特点

目前, 县城发展迅速, 但其电网建设往往落后于县城的规划建设; 县城的中、远期用地性质可根据其规划区域用地规划成果获得; 单个设备的容量和投资相对较小, 但整个配电系统的投资、维护和运行费用却很高; 配电网电压等级主要以 110、10、0.4 kV 为主; 在网络结构上, 一般采用闭环设计、开环运行方式, 还存在辐射型线路; 配电系统量测较少, 网络的可观性较差; 县城配电网一般不采用电缆网, 多采用架空绝缘线; 一般要求双电源供电; 配电网自动化程度低。

### 1.2 县城配电网规划的思路

县城配电网规划<sup>[4-7]</sup>一般包括现状网分析、负

负荷预测、电力平衡、配电网规划、投资估算、配电网自动化规划等内容,它们遵循一定的先后顺序,并存在一定的联系,如图 1 所示。

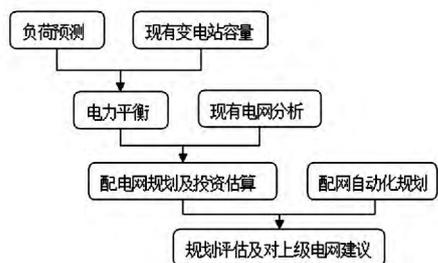


图 1 县城配电网规划思路图

### 1.3 县城配电网规划的内容

(1) 现状网分析。在进行县城电网规划之前,首先应分析现状电网。根据供电部门给的数据,了解现状电网的概况,并从县城电网高、中、低压的设备和运行方面进行全面分析,得出现状网存在的问题,为后续规划提供思路和侧重点。

(2) 负荷预测。电网规划的基础是负荷预测,对于县城电网规划来说,可将县城负荷分为一般负荷和点负荷,分别采用自然增长法和大用户法进行近期逐年负荷预测,采用空间负荷预测法预测饱和年和远景年负荷。最后,负荷预测的结果还可以用弹性系数进行检验。

(3) 电力平衡。负荷预测之后是电力平衡分析。根据规划期逐年的负荷预测结果、各大用户的接入方案、各发电厂的接入系统方案和区间电力交换等,得到逐年的电力平衡结果,为网架规划奠定基础。

(4) 中压配电网规划及投资估算。由现状电网结构、目标年电网负荷水平、高压变电站规划结果以及规划技术原则推荐的接线方式,初步构建目标网架,并进行线路分段和导线型号选择等。最后,进行逐年项目投资估算。

(5) 配电网自动化规划。根据国网导则相关规定要求,规划建设配电自动化系统、营销自动化系统和配电网管理信息系统。在优化城网结构、提升设备水平和科技含量的同时,以 GIS 为核心构建一体化配电管理系统(DMS),提高运营效率和管理水平。

(6) 规划评估及对上级电网建议。对于现状电网存在的问题,评估规划网架实施后对于现状电网存在问题的解决情况。对于大用户建设时序变化以

及区域结构调整所带来的负荷突变,应对上级电网提出布点时序调整或新增布点等建议,使规划网架具有较强的适应性。

## 2 县城配电网规划的重点

### 2.1 负荷预测

负荷预测是电力系统规划的基础,其准确度直接影响电网规划的质量,是预测管辖范围内用户和市场的必要手段,规划工作以电力负荷市场为导向,足见其重要程度。

负荷预测有很多方法,比如:用电单耗法、弹性系数法、空间负荷预测法、趋势外推法、类比法、自然增长率法等,对数据的处理有各自的特点。但比较常用的是大用户加自然增长法和空间负荷预测法。

下面着重介绍大用户加自然增长法、弹性系数法与空间负荷预测法。其中大用户加自然增长法适用于近期负荷预测,弹性系数法主要作为校核方法,空间负荷预测法则适用于较长时间的远景年和饱和年负荷预测。

#### 2.1.1 大用户加自然增长法

大用户加自然增长法,是采用点负荷与自然负荷叠加的方式。根据已知历史年的一般负荷增长趋势,用自然增长法(如回归曲线法)推算出近期一般用户负荷增长情况,再加上统计出来的大用户报装负荷,叠加得出近期负荷情况。如图 2 所示。具体做法如下。

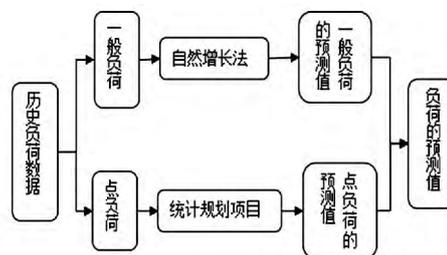


图 2 大用户加自然增长法

(1) 通过对现有、新增大用户的调查分析,结合现有大用户的改、扩建情况,对大用户供电量、供电负荷进行预测。点负荷的电量由用电单耗法求得,最大供电负荷通常给定或基于其最大负荷利用小时数求得。

(2) 根据全县除大用户外的供电量、供电负荷历史数据,采用自然增长法对一般负荷进行预测;对

预测的增长率进行校验,即确定增长率是否符合历史年电量负荷的发展规律、是否与地方国民经济发展速度相一致。

### 2.1.2 弹性系数法

电力弹性系数  $k_t$  是指用电量的年平均增长率  $k_{zch}$  与国内生产总值年平均增长率  $k_{gzch}$  的比值。通过弹性系数及国内生产总值的年平均增长率,可以计算规划年份所需用的电量,即

$$A_n = A_0(1 + k_t k_{gzch})^n$$

式中  $A_n$  为预测期末的需用电量;  $A_0$  为预测期初的需用电量;  $k_t$  为电力弹性系数;  $k_{gzch}$  为国内生产总值的年平均增长率;  $n$  为计算期的年数。

弹性系数法首先求出历史年的弹性系数,再考虑到电网发展趋势、产业结构特点及其调整变化等因素,适当调整历史弹性系数,作为预测期弹性系数,并结合预测期的 GDP 增长率,计算得到规划期的预测电量。本方法主要作为校核方法。

### 2.1.3 空间负荷预测法

空间负荷预测法<sup>[8]</sup>,也称小区负荷预测法,主要是根据政府规划部门对土地的规划方案,确定各地块用地性质、占地面积、容积率、需用系统和饱和密度,首先得到各地块的饱和负荷,再采用合适的回推曲线预测中间年负荷。该方法适用于较长时间的负荷预测与饱和年负荷预测。

## 2.2 电力平衡

电力平衡是根据电力负荷预测确定电网容量需求的重要步骤,是保证电网满足负荷需求的重要手段,是高压变电站规划的基础。根据电力平衡可以得到规划年内需要的变电容量,并预测规划年的容载比,校验上级电网电源规划方案。

在计算电力平衡时,遵循的一般步骤是:已知由负荷预测得到的 110 kV 公用最大负荷和 35 kV 及以下小水电、自备电厂装机容量,前者减去后者得到计算负荷,乘以容载比后得到所需变电容量,所需变电容量减去电网实际变电容量就是需新增变电容量。35 kV 电压等级的电力平衡计算类似。

### 2.3 网架规划

网架的主要功能是互通容量,优化潮流分配,实行快速有效的调度操作和事故处理。网架的优化设计,要保证满足负荷需求,有效提高供电可靠性、降低线损、确保供电质量。

配电网接线方式<sup>[9,10]</sup>应根据不同供电区用户重

要程度、负荷情况以及可靠性要求确定,10 kV 一般常用有“辐射式”、“手拉手”、“单环网”几种典型网络接线。在确定 10 kV 配电网目标网架结构的基础上,进行 10 kV 网络结构完善优化改造,城区供电区从目前的辐射式供电网络逐步过渡到单联络的环网结构供电网络,甚至形成双环网。城区 10 kV 线路主干线路径径统一为 240 mm<sup>2</sup>,支干线路径径不小于 95 mm<sup>2</sup>,供电半径宜控制在 4 km 内,一般每条 10 kV 主干线宜分为 3 段,每条主干线按长度或装接容量进行分段。当线路装接容量达到上限时,一般应再新建 10 kV 线路转移负荷或对供区馈线进行重新分配。

### 2.4 配电网自动化

配电网自动化规划,主要是指规划建设配电自动化系统、营销自动化系统和配电网管理信息系统,在优化城网结构、提升设备装备水平和科技含量的同时,以 GIS 为核心构建一体化配电管理系统(DMS),提高配电运营效率和管理水平。

配电网自动化系统采用分层分布式体系结构,由配电主站、配电子站和配电终端三个层次组成。根据实际情况,通信子站也可采用开关站 DTU 代替,配电终端也可根据需要不经子站而直接接入主站。

这里采用 GIS 为核心平台,构建 D 县城配电网一体化的综合管理系统。整合配电自动化实时数据、营销自动化实时数据、配电规划及工程项目业务数据、配电生产管理业务数据、配电营销管理业务数据构建配电数据中心。在实现全面数据整合的基础上,开发配电规划及工程项目管理、配电生产管理、配电营销管理的关键业务,构建配电业务中心。

## 3 算例

截至 2013 年,D 县城有 110 kV 变电站 2 座,主变压器 4 台,主变压器容量 194.5 MVA,容载比为 3.47。其中,1 座变电站不能满足主变压器  $N-1$  校验。针对中低压配电网,现有 10 kV 公用线路 16 条,1 条重载线路,6 条线路不能通过线路  $N-1$  校验。

运用所提方法对该县城进行规划,根据负荷预测可知:至 2018 年,负荷 128.50 MW,至 2030 年,负荷为 577.79 MW,如表 1 所示。

表 1 D 县城总电量、负荷预测数据

项目	2014	2015	2016	2017	2018	2030
电量 /GWh	328	374	433	502	582	2571
负荷 /MW	72.46	82.60	95.71	110.90	128.50	577.79
$T_{max}$ /h	4 527	4 527	4 527	4 527	4 527	4 450



图 3 2018 年小区负荷密度图

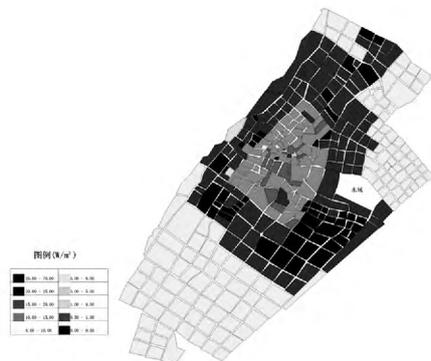


图 4 远景(2030)年小区负荷密度图

结合负荷预测的结果,对 D 县城进行电力平衡分析可知:至 2018 年,需新建 110 kV 变电站 1 座,共有 110 kV 变电站 3 座,容量 352 MVA。至 2030 年,需新建 110 kV 变电站 5 座,共有 110 kV 变电站 7 座,容量 1 284 MVA。其中,每座变电站的容量规划都采用“具体问题具体分析”的方法,与当地供电部门协商确定变电站的位置及容量。

至 2018 年, D 县城共有公用线路 32 条,新建线路 12 条,共新建及改造电缆 0.35 km,新建及改造架空线 83.67 km,新建柱上开关 52 台,新建开闭所 2 座。至 2018 年,110 kV 电网容载比为 2.05;至 2030 年,110 kV 电网容载比为 2.04。

2014—2018 年 D 县城中压配电网总投资为 2 810.02 万元,其中,电缆投资 26.20 万元,架空投资 2 175.42 万元,开闭所投资 400 万元,柱上开关投资 208 万元。

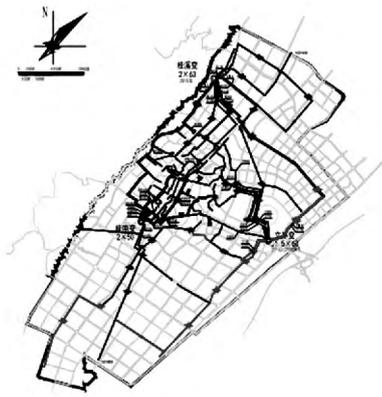


图 5 2018 年中压地理接线图

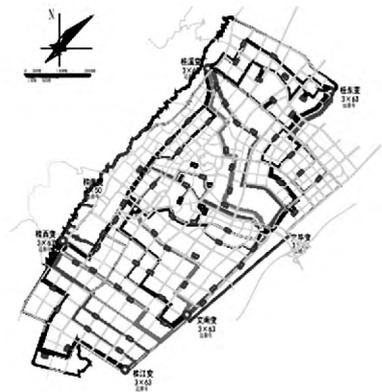


图 6 远景(2030)年中压地理接线图

最后进行规划方案评估。

供电能力评估:110 kV 电网变电容载比达到 2.04,能够满足供电要求且具有一定裕量;城区 10 kV 线路平均负载率由 58.63% 降低到 53.67%,全网基本上能够实现转带负荷。

电网可靠性评估:至 2018 年,该地区中压配电网供电可靠性可达 99.934%,满足规划技术原则要求;10 kV 线路均满足  $N-1$  校验。

线损评估:至 2018 年,全网理论综合线损率为 5.28%,满足相关要求。从评估结果可见,规划方案合理,能够满足电网发展的需要。

需注意的是,若评估结果不能满足规划要求,则需对规划方案进行修正,直至找到满意的规划方案。

## 4 结 论

介绍了一种实用的配电网规划方法,即人工拟定方案,再加上计算机辅助。先做现状电网分析,找出电网存在的问题及薄弱环节;进行县城负荷预测,并进行电力平衡的计算;由现状电网分析和电力平

衡的结果,进行目标网架规划,确定最佳方案。借助重庆星能电气有限公司的《供电网计算分析及辅助决策软件》,提高了规划效率,也使网架规划和分析变得很方便。

参考文献

[1] 邓昆玲,张爱军,王鹏,等. 县城电网现状及规划要点分析[J]. 内蒙古电力技术, 2012(2): 8-11.

[2] 杨志彦. 对县城电网改造的探讨[J]. 农村电气化, 2003(2): 14.

[3] 陈根永,杨丽徒,郑自强. 县级城区电网规划研究[J]. 郑州工业大学学报, 2000, 21(2): 45-47.

[4] 张仁辉. 浅谈县城电网规划[J]. 技术与市场, 2013(8): 186-187.

[5] 周培华. 对县城电网规划的建议[J]. 中农村电工, 2005(1): 22.

[6] 陈光英. 县城电网规划浅议[J]. 农村电工, 2003(3): 30.

[7] 张肖青. 对县(市)城镇电网建设与改造问题的探讨[J]. 农村电气化, 2003(10).

[8] 乐欢,王主丁,肖栋柱,等. 基于空区推论的空间负荷预测分类分区实用法[J]. 电力系统自动化, 2009(7): 81-85.

[9] 中华人民共和国国家电网公司. 配电网技术导则[Z]. 2009.

[10] 中华人民共和国国家电网公司. 城市电力网规划设计导则[Z]. 2006.

作者简介:

冉郑国(1972),主要从事电网规划及建设管理方面的研究;

周星星(1990),主要从事配电网规划在实践应用方面的研究。

(收稿日期: 2014-03-09)

(上接第52页)

[2] 曾连生. 直流输电接地极电流对电力变压器的影响[J]. 高电压技术, 2005, 31(4): 57-58.

[3] Nobuo Takasu, Tetsuo Oshi, et al. An Experimental Analysis of DC Excitation of Transformers by Geomagnetically Induced currents [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, 9(2): 1173-1179.

[4] 覃国茂,付海涛,肖荣. 直流偏磁对葛洲坝电站主变压器的影响及抑制措施[J]. 水利发电, 2007, 33(12): 79-81.

[5] 吴鹏,田猛,陆云才,等. 锦一苏特高压直流对江苏电网变压器直流偏磁的影响[J]. 江苏电机工程, 2014, 33(1): 5-9.

[6] 余洋,韦晨,朱琳. 直流输电接地极电流对不同结构变压器影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(24): 71-76.

[7] 蒯狄正,万达,邹云. 直流输电地中电流对电网设备影响的分析与处理[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(2): 81-82.

[8] Annakkage U D, McLaren P G, Dirks E, et al. A current transformer model based on the Jiles-Atherton theory of ferromagnetic hysteresis [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(1): 57-61.

[9] 郝治国,余洋,张保会,等. 高压直流输电单极大地方式运行时地表电位分布规律[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(6): 10-14.

[10] 张波,赵杰,曾嵘,等. 直流大地运行时交流系统直流电流分布的预测方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(13): 84-87.

[11] 朱艺颖,蒋卫平,曾昭华,等. 抑制变压器中性点直流电流的措施研究[J]. 电机工程学报, 2005, 25(13): 1-7.

[12] 尚春. HVDC地中电流对交流变压器影响的抑制措施[J]. 高电压技术, 2004, 30(11): 52-54.

[13] 马玉龙,肖湘宁,姜旭,等. 用于抑制大型电力变压器直流偏磁的接地电阻优化配置[J]. 电网技术, 2006, 30(3): 62-65.

[14] 杜忠动,董晓辉,王建武,等. 直流电位补偿法抑制变压器直流偏磁的研究[J]. 高电压技术, 2006, 32(8): 69-72.

[15] 蒯狄正,万达,邹云. 变压器中性点注入反方向抗偏磁直流的应用分析[J]. 华电电力, 2005, 33(6): 21-23.

作者简介:

王建(1986),硕士研究生,工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

马勤勇(1973),本科,高级工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

常喜强(1976),硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为电网安全运行及电网调度控制;

张媛(1987),硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为高电压与绝缘技术;

金铭(1987),本科,高级工程师,主要研究方向为高电压与绝缘技术;

范旭华(1955),女,本科,高级工程师,主要研究方向为高压电气设备在线监测和电气设备故障诊断;

刘依梅(1986),女,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为电网运行及其自动化。

(收稿日期: 2014-05-12)

# 基于模型诊断在配电网故障诊断中的应用研究

胡非贺 攀干磊 肖锋 黄双双 柯明猛  
(湖北省黄石供电公司 湖北 黄石 435000)

**摘要:** 提出了一个将 MBD(基于模型诊断)理论应用于配电网故障诊断的方案,以一个实际配电网为例,构建了该配电网内主要设备的统一模型的基础上,给出了该配电网的系统模型描述,并结合该配电网的一组故障观测数据,对该配电网内发生的故障做故障诊断实验,由实验验证了该应用方案的可行性与有效性。

**关键词:** 基于模型诊断;配电网;最小碰集;最小冲突集;故障诊断

**Abstract:** A scheme is proposed in which the theories of model-based diagnosis (MBD) is applied to the fault diagnosis in distribution system, and an actual distribution network is taken for example. In this example, the uniform models of main devices are constructed and the description of system model in such distribution network is given. In addition, the fault diagnosis experiment is carried out with a set of fault observation data in such distribution network. According to the results of this experiment, the feasibility and validity of the proposed scheme is verified.

**Key words:** model-based diagnosis; distribution network; minimal hitting set; minimal conflict set; fault diagnosis

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)04-0086-06

## 0 引言

经过 30 多年的发展,MBD(model-based diagnosis)形成了两个有代表性的研究流派:基于一致性推理的 MBD<sup>[1-3]</sup>和基于溯因推理的 MBD<sup>[4-5]</sup>。基于一致性推理的 MBD 对诊断空间的限制较弱,它不要求任何观测被诊断逻辑推出,这就导致诊断空间中可能包含大量的无用解;而基于溯因推理的 MBD 对诊断空间的限制很强,它要求所有观测需要被诊断逻辑推出,如果待诊断系统的模型不完备,则可能丢失真正解。

当配电网发生故障时,为了能够更好地辅助电网运行人员及时判断与处理故障,对配电网故障诊断来说,这就要求不仅能够指出故障元件,而且还应指出故障元件具体的故障模式,因此,如果采用基于一致性推理的 MBD,那么,虽然该方法在建模方面具有比较高的效率,只需使用系统元件的正常行为模型,但这种方法所得到的候选诊断较多,诊断鉴别过程需要增加更多的观测信息,而且在最终的诊断结论中还不能指明元件所处的具体故障模式,这显然不能满足配电网故障诊断的要求;而如果采用基于溯因推理的 MBD,那么,虽然该方法在理论上能

够指出元件所处的具体故障模式,但这种方法由于引入了元件的故障行为模型,在建模方面存在困难,尤其是在建立完备的故障模型,而且在诊断前需要建立大量的因果理论,以蕴含配电网故障时可能表现出的各类征兆信息,否则在实际诊断过程中,由于候选诊断空间非常大,搜索蕴含故障征兆信息的诊断结论会非常耗时,甚至不能完成。

综合考虑到一致性推理 MBD 方法与溯因推理 MBD 方法所存在的不足与困难,下面将尝试将两者相结合,即混合推理的 MBD 方法用于配电网故障诊断。针对配电网线路的结构和故障特点,提出一种配电网线路故障诊断应用方案,以某 10 kV 配电网子网为诊断实例,通过对该系统进行建模、编程和实验,来验证该应用方案的可行性和有效性。

## 1 MBD 的基本理论

为便于后面叙述与理解,先简单地介绍一下所要用到的几个基本概念<sup>[4,6]</sup>。

定义 1.1 待诊断系统: 一个待诊断系统是用一个三元组(SD, OBS, COMP)来表示,其中 SD(system description)为系统的模型描述一阶语句, OBS(observations)为系统的观测值一阶语句, COMP(comp-

ment) 为组成系统的元件集合。

定义 1.2 冲突集: 系统 (SD, OBS, COMP) 的一个冲突集是一个元件集  $\{c_1, \dots, c_k\} \subseteq COMP$ , 它使得  $SD \cup OBS \cup \{\neg AB(c_1), \dots, \neg AB(c_k)\}$  是不可满足的。一个冲突集是最小冲突集当且仅当它的任何一个真子集都不是冲突集。其中, 一元谓词 AB 意味着“abnormal”,  $AB(c_1)$  表示元件  $c_1$  异常,  $\neg AB(c_1)$  表示元件  $c_1$  正常。

定义 1.3 碰集: 设 C 是一个集合簇, C 的碰集是一个集合 H, H 满足两个条件: (1)  $H \subseteq \bigcup_{S \in C} S$ ; (2)  $\forall S \in C, H \cap S \neq \emptyset$ 。一个碰集是最小碰集当且仅当它的任何一个真子集都不是碰集。

定义 1.4 诊断:  $\Delta$  是系统的一个诊断的充要条件, 它是系统所有最小冲突集的最小碰集。系统的诊断一般通过计算系统的所有最小冲突集的最小碰集得到。

定义 1.5 解析冗余关系: 一种解析冗余关系是从系统模型中得出的只含有系统可观测变量的约束方程。该方程在给定任意一组观测值后能够被求值, 记为  $r=0$ , 其  $r$  称为残差。

定义 1.6 最小冲突集候选: 如果 E 是某解析冗余关系的最小支撑环境, 则称 E 是一个最小冲突集候选。

将系统每个解析冗余关系所对应最小支撑环境称为一个最小冲突集候选<sup>[7]</sup>。给定一组具体的系统观测值, 那些不能被系统观测值满足的解析冗余关系所对应的最小支撑环境就是系统的最小冲突集。

## 2 配电网诊断方案

在配电网系统中, 由于配电网系统的监控设备 (电流、电压互感器) 的布置一般都是固定不变的, 借鉴文献 [8] 中的方法, 给出了一个将 MBD 理论应用于配电网故障诊断的应用方案, 具体如下。①建立配电网系统、元部件的设计原理模型与故障模型; ②配电网系统建模完成后, 采用 RGA 搜索算法<sup>[9]</sup>, 离线地搜索出系统中所有的解析冗余关系以及它们所关联的最小冲突集候选; ③在故障发生后, 利用电流、电压互感器测得的配电网故障状态信息, 在线地从最小冲突集候选中搜索出最小冲突集, 即将配电网的故障状态信息以及元件参数的具体值代入到解析冗余关系中, 如果相对残差大于最大允许相对残

差, 那么这个解析冗余关系所对应的最小冲突集候选就是最小冲突集; ④由所得的最小冲突集, 采用逻辑数组算法<sup>[10]</sup> 计算最小冲突集的最小碰集得到满足一致性推理的候选诊断; ⑤利用故障模型知识, 由溯因推理, 对步骤 (4) 所得到的候选诊断进行鉴别, 并给出含有具体故障描述的诊断。

## 3 诊断实例

图 1 为某 10 kV 配电网子网, 它是具有 7 个节点的辐射型配电网, 其中系统等效是指除了这 7 个节点外的完整配电网, 它的作用相当于电源, 给这 7 个节点供电, 从节点 1 到节点 7 都布置了相应的采集信息装置。该配电网子网由 7 条母线和 6 条输电线路组成。为了便于快速地找出可能的故障元件集合, 图中作了两个假设: ①假设母线的故障概率均为 0.1; ②假设输电线的故障概率都为 0.4。结合第 3 部分提出的应用方案, 采用 MAPLE 12 软件进行编程, 对此配电网进行仿真, 以验证该应用方案的有效性和可行性。

该配电网中的设备主要包括电力变压器、输电线、母线、电压互感器、电流互感器、隔离开关、断路器以及这些设备间的连接线。为简化起见, 这里考虑的故障诊断对象是母线和输电线, 同时, 在故障诊断过程中所使用的观测信息, 以故障发生后断路器跳闸前的状态信息为基础。

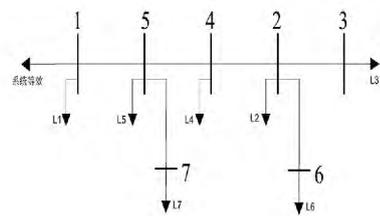


图 1 某 10 kV 配电网子网

### 3.1 系统建模

#### 3.1.1 配电网输电线的模型

该配电网系统有 L15、L54、L42、L23、L57、L26 等 6 组输电线, 在正常情况下, 各组输电线的每条线路的输入电流等于输出电流, 且输出端电压等于输入端电压与线路中阻抗损耗之差。

##### 1) 单相输电线的统一模型

将输电线的 A、B、C 三相中的每一相作为一个独立的元件来建模, 由于该配电网的电压等级较低,

再加上输电线路较短,所以不考虑分布参数的特性,而使用集中参数模型,忽略了对地导纳,由此可得输电线的输入输出侧电压与电流的约束方程如下。

$$I_{in} = I_{out}, V_{out} = V_{in} - I_{out} \cdot Z \cdot L_{en}$$

其中  $I_{in}$  是从输入端流入的电流;  $I_{out}$  是从输出端流出的电流;  $V_{in}$  为输入端节点电压;  $V_{out}$  为输出端节点电压;  $Z$  为单位长度输电线的等效阻抗;  $L_{en}$  为输电线路的实际长度。

### 2) 三相输电线的故障模型

本诊断实例将输电线的 A、B、C 三相作为一个整体进行建模,并认为三相输电线会发生各类短路故障以及断线故障,根据这些假设,得出三相输电线各内部子元件可能发生的故障情况如下。

与 A 相输电线有关的故障: groundA, breakA, shortInterAB, shortInterAC, shortInterABC;

与 B 相输电线有关的故障: groundB, breakB, shortInterAB, shortInterBC, shortInterABC;

与 C 相输电线有关的故障: groundC, breakC, shortInterAC, shortInterBC, shortInterABC。

表 1 给出了本诊断实例为三相输电线的各类故障所制定的定性故障概率值。

表 1 三相输电线的各类故障的定性故障概率值

故障类型	定性概率值	故障类型	定性概率值
groundA	0.6	breakC	0.1
groundB	0.6	groundAB	0.3
groundC	0.6	groundAC	0.3
breakA	0.1	groundBC	0.3
breakB	0.1	groundABC	0.2

设  $_iA$ 、 $_iB$ 、 $_iC$  是三相输电线对象的各相内部子元件。现以其 A 相接地短路故障、A 相断线故障与 AB 相间短路故障为例,分析三相连接对象的故障模型。设它的内部变量如下。

$I_{A,i}$ 、 $I_{A,o}$ 、 $V_{A,i}$ 、 $V_{A,o}$ :  $_iA$  输电线的输入输出端电流、电压;

$I_{B,i}$ 、 $I_{B,o}$ 、 $V_{B,i}$ 、 $V_{B,o}$ :  $_iB$  输电线的输入输出端电流、电压;

$I_{C,i}$ 、 $I_{C,o}$ 、 $V_{C,i}$ 、 $V_{C,o}$ :  $_iC$  输电线的输入输出端电流、电压。

$I_{A,g}$ 、 $I_{B,g}$ 、 $I_{C,g}$ : 分别从  $_iA$ 、 $_iB$ 、 $_iC$  线路注入到地的接地短路故障电流,在接地故障时,这些值不为 0,而在非接地故障时,则为 0。

当输电线发生 A 相短路接地故障时,相应的内

部变量应该满足如下的约束关系。

$$I_{A,g} = I_{A,i} - I_{A,o}; V_{A,i} = V_{A,o} = 0$$

当输电线发生 A 相断线故障时,相应的内部变量应该满足如下的约束关系。

$$I_{A,i} = I_{A,o} = 0$$

当输电线发生 AB 相间短路故障时,相应的内部变量应该满足如下的约束关系。

$$I_{A,i} + I_{B,i} = I_{A,o} + I_{B,o}$$

$$V_{A,i} = V_{A,o} = V_{B,i} = V_{B,o}$$

$$I_{A,g} = 0, I_{B,g} = 0$$

### 3.1.2 配电网母线的模型

该配电网中有 7 个母线,即 B1, B2, ..., B7, 每个母线又分为 A、B、C 三相,因此,该配电网系统中总共有 21 个单相母线,由于母线具有相同的结构,因此,可以建立配电网母线的统一模型。

#### 1) 单相母线的统一模型

与输电线类似,先对单相母线进行建模。正常情况下,母线各回进出线的输入输出电流是平衡的,即两进两出的单相母线的约束方程如下。

$$I_{in1} + I_{in2} = I_{out1} + I_{out2}$$

另为每个母线对象指定一个母线电压变量  $V_{bus}$ 。

#### 2) 三相母线的故障模型

在配电网三相母线的故障模型方面,诊断实例中,认为母线不存在断线故障问题,根据该假设,得出三相母线各内部子元件可能发生的故障情况如下。

与 A 相母线有关的故障: groundA, shortInter-AB, shortInterAC, shortInterABC;

与 B 相母线有关的故障: groundB, shortInter-AB, shortInterBC, shortInterABC;

与 C 相母线有关的故障: groundC, shortInter-AC, shortInterBC, shortInterABC。

表 2 三相母线的各类故障的定性故障概率值

故障类型	定性概率值	故障类型	定性概率值
groundA	0.6	groundAC	0.3
groundB	0.6	groundBC	0.3
groundC	0.6	groundABC	0.2
groundAB	0.3	——	——

表 2 给出了本诊断实例为三相母线的各类故障制定的故障概率定性值。

设  $iA$ 、 $iB$ 、 $iC$  是三相母线对象内部的三个单相母线,现以 A 相母线接地故障及 A 相母线与 B 相母线的相间短路故障为例分析母线的故障模型,假设母线的内部变量如下。

$I_{a,i}$ 、 $I_{a,o}$ 、 $V_a$ : 分别为母线  $iA$  的各进出线连接点处的电流及母线电压变量;

$I_{b,i}$ 、 $I_{b,o}$ 、 $V_b$ : 分别为母线  $iB$  的各进出线连接点处的电流及母线电压变量;

$I_{c,i}$ 、 $I_{c,o}$ 、 $V_c$ : 分别为母线  $iC$  的各进出线连接点处的电流及母线电压变量;

$I_{a,g}$ 、 $I_{b,g}$ 、 $I_{c,g}$ : 分别为从母线  $iA$ 、 $iB$ 、 $iC$  注入到地的接地短路故障电流。接地故障情况下为非 0 值,非接地故障时则为 0。

当母线  $iA$  发生单相接地短路故障时,与母线  $iA$  有关的内部变量应满足约束为

$$I_{a,g} = I_{a,i} - I_{a,o}, V_a = 0$$

当母线  $iA$  与  $iB$  发生相间短路故障时,与母线  $iA$  与  $iB$  有关的内部变量应满足约束为

$$I_{a,g} = 0, I_{b,g} = 0$$

$$I_{a,i} + I_{b,i} = I_{a,o} + I_{b,o}, V_a = V_b$$

当母线  $iA$ 、 $iB$  与  $iC$  发生三相短路故障时,与三相母线有关的内部变量应满足约束为

$$I_{a,g} = 0, I_{b,g} = 0, I_{c,g} = 0$$

$$I_{a,i} + I_{b,i} + I_{c,i} = I_{a,o} + I_{b,o} + I_{c,o}$$

$$V_a = V_b, V_a = V_c$$

### 3.2 诊断过程

#### 3.2.1 最小冲突集候选

通过离线搜索得到该配电网所有的解析冗余关系及相应的最小冲突集候选共有 20 个(如: MinC-SC1 为最小冲突集候选,即{ B3\_A, L23\_A }为最小冲突集候,其对应的解析冗余关系是“ $0 = -V3\_A + V2\_A - iL\_L3\_A * uZ\_L23\_A * len\_L23\_A = 0$ ”)。部分最小冲突集候选如下。

1) MinCSC1 为{ B3\_A, L23\_A };

2) MinCSC2 为{ B3\_B, L23\_B };

3) MinCSC3 为{ B3\_C, L23\_C };

.....

19) MinCSC18 为{ B1\_A, B2\_A, B3\_A, B4\_A, B5\_A, B6\_A, B7\_A, L15\_A, L23\_A, L26\_A, L42\_A, L54\_A, L57\_A };

20) MinCSC44 为{ B1\_C, B2\_C, B3\_C, B4\_C, B5\_C, B6\_C, B7\_C, L15\_C, L23\_C, L26\_C, L42\_

C, L54\_C, L57\_C }。

其中, L26\_A 指节点 2 和节点 6 之间的 A 相输电线, B1\_C 是指节点 1 的 C 相母线,其他的类似。

#### 3.2.2 最小冲突集

假设在该配电网中,线路 L23\_A 发生短路接地和线路 L57\_B 发生短路接地故障。通过仿真获得在此故障情况下变电站内的各互感器的测量值,如表 1 所示,其中, V1\_A 为节点 1 母线的 A 相电压,  $iL\_L2\_A$  为流入负荷 L2 的 A 相电流,  $iL\_B1\_A$  为等效系统注入节点 1 母线的 A 相电流,其他类推。

表 3 故障情况下配电网中的各互感器的测量值

a) 电压互感器测量值		
观测量	幅值 /V	相角 / (°)
V1_A	1.667 3e+003	-8.64°
V1_B	1.048 0e+003	-114.00°
V1_C	5.243 2e+003	111.16°
...	...	...
V7_A	1.643 3e+003	6.91°
V7_B	8.784 8e-008	157.05°
V7_C	5.624 1e+003	107.02°
b) 电流互感器测量值		
观测量	幅值 /A	相角 / (°)
$iL\_B1\_A$	7.820 0e+002	-76.80°
$iL\_B1\_B$	8.955 0e+002	158.40°
$iL\_B1\_C$	1.892 9e+002	93.40°
...	...	...
$iL\_L7\_A$	1.156 1e+000	-178.80°
$iL\_L7\_B$	4.170 5e-005	97.22°
$iL\_L7\_C$	3.956 5e+000	-78.69°

表 4 解析冗余关系的残差

最小冲突集候选	绝对残差 (r)	最大项值	相对残差 (r)
MinCSC1	486.310	486.310	1.000 71
MinCSC2	269.558	1 127.40	0.239 10
MinCSC3	266.797	5 875.80	0.045 41
MinCSC4	1.336 01	487.670	0.002 74
...	...	...	...
MinCSC8	564.660	564.660	1.004 02
...	...	...	...
MinCSC17	246.927	705.450	0.350 03
MinCSC18	239.031	5 596.30	0.042 71
MinCSC20	24.162 8	189.290	0.127 65

将上面的测量值代入到各个最小冲突集候选的

解析冗余关系约束当中, 所得各解析冗余关系的残差如表 4 所示。

由于系统模型本身存在一定的误差, 使得部分解析冗余关系在正常观测下, 其相对残差已超过了 0.3。设允许的相对误差为 0.4, 从表 4 中相对残差  $r' > 0.4$  的最小冲突集候选中得到最小冲突集。

$$\text{MinCs} = \{ \{ B3\_A, L23\_A \}, \{ B7\_B, L57\_B \} \}$$

### 3.2.3 最小候选诊断

由冲突识别过程得到的 2 个最小冲突集, 利用逻辑数组算法计算出它们的最小碰集, 得到 4 个候选诊断为

$$\text{MinHs} = \{ [B3\_A, B7\_B], [B3\_A, L57\_B], [B7\_B, L23\_A], [L23\_A, L57\_B] \}。$$

依据假设给定的元件故障概率定性值, 采用贝叶斯定理计算上面所得的侯选诊断的故障概率, 并进行故障概率排序, 见表 5。

表 5 最小候选诊断的定性故障概率排序

候选诊断	定性故障概率
[L23_A, L57_B]	0.16
[B3_A, L57_B]	0.04
[B7_B, L23_A]	0.04
[B3_A, B7_B]	0.01

### 3.2.4 诊断鉴别

在由溯因推理对候选诊断进行鉴别的过程中, 采用优先搜索策略, 即优先选择定性故障概率较大的故障模式与故障征兆信息进行匹配, 如果匹配成功, 则不再考虑定性故障概率更小的故障模式。

表 6 各种故障模式及其定性故障概率

故障模式	定性故障概率
{ [L23, { groundA } ], [L57, { groundB } ] }	0.36
{ [L23, { breakA } ], [L57, { groundB } ] }	0.06
{ [L23, { groundA } ], [L57, { breakB } ] }	0.06
{ [L23, { breakA } ], [L57, { breakB } ] }	0.01
{ [B3, { groundA } ], [L57, { groundB } ] }	0.12
{ [B3, { groundA } ], [L57, { breakB } ] }	0.02
{ [B7, { groundB } ], [L23, { groundA } ] }	0.12
{ [B7, { groundB } ], [L23, { breakA } ] }	0.02
{ [B3, { groundA } ], [B7, { groundB } ] }	0.04

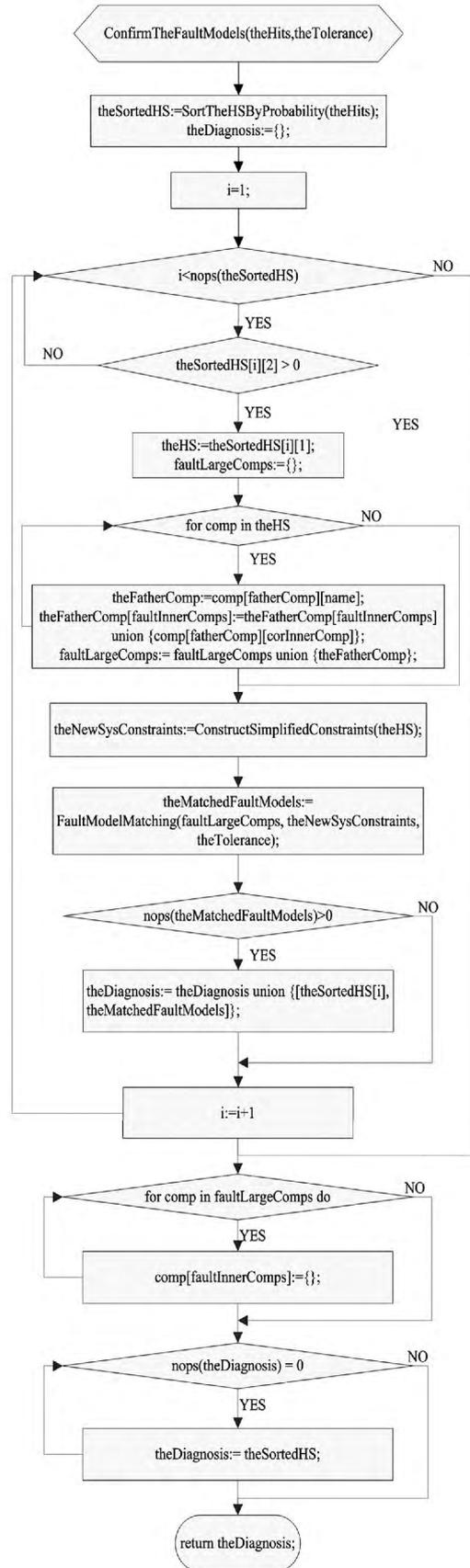


图 2 故障模式匹配的程序流程图

参照表 6 给出的各候选诊断及其故障模式的定性故障概率的排序,选择故障模式 { [L23 { groundA} ], [L57 { groundB} ] } 将该故障模式与对应的故障征兆信息进行匹配,匹配主要流程见图 2,即用相应故障模式下元件故障约束代替元件的正常约束,于是,由观测信息能够得到一些新的解析冗余关系,此过程与最小冲突集识别类似,该故障模式产生出的新的解析冗余关系的最大相对残差约为 0.365,由于考虑到模型本身存在一定的误差,本诊断实例在故障匹配过程中,设这些新的解析冗余关系的最大允许相对残差为 0.4,经匹配(当某故障模式所对应的最大相对残差小于最大允许相对残差时,即匹配成功),该故障模式满足条件,因此,不再考虑其他的定性故障概率较小的故障模式,即匹配过程结束,得出诊断结论,本例中的最终诊断结论如下。

{ [L23 { groundA} ], [L57 { groundB} ] }

由此,可判断线路 L23 发生 A 相接地故障和线路 L57 发生 B 相接地故障,此结论正好与前面的假设相符。

## 4 结 论

传统的配电网故障诊断是在故障后根据保护和断路器动作信息来判断故障场景,而所采用的 MBD 方法,可以直接利用量测量来判断最有可能发生故障的元件,即根据故障发生后保护动作前的量测量识别出可能的故障元件,具有较好的预警性。从诊断实例中可以看出,采用混合推理的 MBD 方法,在获得候选诊断过程中使用一致性推理方法,并针对配电网内监测点位置的不变性将最小冲突集的搜索问题分为离散搜索最小冲突集候选与在线识别最小冲突集两个步骤,而在候选诊断过程中采用溯因推理的方法,使用了配电网内设备的常见故障模型知识。从最后的诊断结果来看,这种混合推理的 MBD 方法能够在不增加额外观测信息的情况下给出正确的诊断。

前面将 MBD 方法用于配电网线路故障诊断,虽然取得了不错的效果,但由于配电网本身的复杂和庞大,在配电网的建模方面(元件建模、系统建模、系统结构改变建模等)、量测量处理(相位、时间、约束条件、不确定性)等诸多方面存在问题;而且,MBD 方法本身在最小冲突集与碰集搜索算法、推理算法和约束关系等方面仍存在进一步改进的可能。

## 参考文献

- [1] Genesereth M R. The Use of Design Descriptions in Automated Diagnosis [J]. AI, 1984, 24 ( 1 - 3 ): 411 - 436.
- [2] Davis R. Diagnostic Reasoning Based on Structure and Behavior [J]. Artificial Intelligence, 1984, 24( 1 - 3 ): 347 - 410.
- [3] de Kleer J. Local Methods for Localizing Faults in Electronic Circuits [R]. Boston, USA: MIT Artificial Intelligence Laboratory, 1976.
- [4] Reiter R. A theory of Diagnosis From First Principles [J]. Artificial Intelligence, 1987, 32( 1 ): 57 - 95.
- [5] Poole D, Goebel R, A Leliunas R. Theorist: A Logical Reasoning System for Defaults and Diagnosis [C]. In: Cercone M, Calla G M C, eds. The Knowledge Frontier. New York: Springer Verlag, 1987. 331 - 352.
- [6] De Kleer J, Mackworth A K, R Reiter. Characterizing Diagnoses and Systems [J]. Artificial Intelligence, 1992, 56 ( 2 - 3 ): 197 - 222.
- [7] Cordier M O, Dague P, Dumas M, et al. A Comparative Analysis of AI and Control Theory Approaches to Model-based diagnosis [C]. 14th European Conference on Artificial Intelligence, 2000: 136 - 140.
- [8] Cordier M O, Dague P. Conflicts Versus Analytical Redundancy Relations: A Comparative Analysis of the Model Based Diagnosis Approach From the Artificial Intelligence and Automatic Control Perspectives [J]. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B, 2004, 34( 5 ).
- [9] 刘志刚,钟炜,邓云川等.牵引变电站故障的基于模型诊断方[J].中国电机工程学报,2010,30(34):36-41.
- [10] 林笠.基于模型诊断中的用逻辑数组计算最小碰集[J].暨南大学学报,2002,23(1):24-27.

### 作者简介:

胡非(1985),硕士研究生,工程师,从事统继电保护工作;

贺攀(1984),本科,工程师,从事电力系统继电保护工作;

肖锋(1978),大专,技师,从事统继电保护工作;

千磊(1983),硕士研究生,工程师,从事统继电保护工作;

黄双双(1982),大专,技师,从事统继电保护工作;

柯明猛(1978),大专,技师,从事统继电保护工作。

(收稿日期:2014-04-27)

# 火力发电厂脱硝自动控制系统的优化与改进

曾 俊

( 华电宜宾分公司热工专业公司, 四川 宜宾 644000)

**摘 要:** 主要针对火电厂脱硝系统在供氨调节门在自动运行状态中出现的问题对脱硝系统中现场设备和 DCS 逻辑进行优化, 提高自动投入率, 确保脱硝系统达标排放要求。

**关键词:** 脱硝; 自动控制; CEMS

**Abstract:** Mainly aiming at the problems appeared during the automatic operation of regulating valve for ammonia supply in denitration system of thermal power plants, the on-site devices and DCS logic of denitration system are optimized in order to improve the automatic input rate and to ensure the satisfied emissions of denitration system.

**Key words:** denitration; automatic control; CEMS

中图分类号: TK323 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2014)04-0092-03

## 0 引 言

主要介绍了火力发电厂脱硝系统中直接影响到脱硝效果的供氨调节门由于自动控制系统不适合现场工况, 导致脱硝自动控制系统波动大, 正常运行中自动无法投入。通过对现场自动控制系统和 DCS 系统组态的分析和优化, 提高自动投入率, 确保脱硝自动系统正常投入,  $\text{NO}_x$  排放物达标排放要求。

## 1 故障现象

某  $2 \times 600 \text{ MW}$  火电厂脱硝系统采用催化还原法脱硝 (SCR) 工艺进行脱硝工作。脱硝装置布置于省煤器之后, 液氨作为还原剂, 经过蒸汽水浴加热蒸发成氨气, 再经稀释风稀释后, 在催化剂作用下, 将氮氧化物在一定温度条件 (设计为  $330 \text{ }^\circ\text{C} \sim 420 \text{ }^\circ\text{C}$ ) 下还原为无害的氮气和水。从系统构造来看, 影响脱硝效果好坏的一个重要因素就是还原剂氨气喷入脱硝反应器的多少决定着脱硝系统的工作效果。如果喷入氨气过少, 会出现氮氧化物超排, 如果喷入氨气过多, 会导致液氨的浪费。根据环保局的要求结合该厂的具体情况要求运行人员通过控制液氨调节门的开度控制脱硝后  $\text{NO}_x$  含量在  $80 \sim 130 \text{ mg/nm}^3$  之内。运行人员将供氨调节门投入自动后

长期出现调门波动大, 自动经常退出,  $\text{NO}_x$  含量长期超排或液氨喷入过多的现象, 严重影响脱硝系统的正常运行, 增大运行人员的工作量。

## 2 原因分析

为了找出对液氨调节门不能自动正常投运的原因, 分别从系统和 DCS 组态上进行查找, 找出问题并针对问题一一解决。

(1) 通过对 DCS 系统中氨气流量控制阀 PID 控制模块组态的分析发现, 组态系统中的控制对象过程值为机组脱硝后的脱硝效率即  $(\text{脱硝前烟气 } \text{NO}_x \text{ 含量} - \text{脱硝后烟气 } \text{NO}_x \text{ 含量}) \div \text{脱硝前烟气 } \text{NO}_x \text{ 含量} \times 100$ 。而运行人员在实际运行操作中根据相关要求主要是控制脱硝后烟气  $\text{NO}_x$  含量在  $80 \sim 130 \text{ mg/nm}^3$  范围内运行, 控制对象脱硝效率和脱硝后烟气  $\text{NO}_x$  含量有关但不能直接及时反应脱硝后烟气  $\text{NO}_x$  含量的变化情况, 控制目标含糊导致自动控制系统不能达到预期控制效果, 这是导致自动长期不能投运的主要原因。

(2) 从系统上看, 分别调取液氨调节门指令和反馈曲线, 液氨流量和液氨调节门阀位反馈曲线进行分析, 发现液氨调节门反应迟缓, 死区大, 最大时达到 6%。对液氨流量和液氨调节门阀位反馈曲线分析发现液氨流量对调节门阀位反馈曲线跟踪的不好。这是造成脱硝自动投入效果不理想的原因之一。

(3) 现场使用的烟气分析仪为北京雪迪龙生产的SCS-900型烟气排放连续监测系统,为了防止伴热取样管路堵塞该系统设置为每5 min系统自动反吹一次,每15 min系统自动标定一次,在系统自动反吹和标定期间,其NO<sub>x</sub>测量值锁定为反吹和标定前NO<sub>x</sub>测量值。由于反吹和标定的频率高,时间长了会导致自动调节系统在测量值锁定期间出现过调情况,反吹和标定完成后,系统又会花较长时间进行回调,致使调节系统大范围波动,影响系统的稳定性。这是导致自动长期不能投运的主要原因。

### 3 处理对策

针对以上3条导致脱硝系统中供氨调节门不能投入自动运行的原因,逐一进行分析,并根据该系统实际情况进行解决处理。

(1) 针对当前自动控制PID模块控制对象为脱硝效率,而在实际运行操作中又是以脱硝后NO<sub>x</sub>含量作为考核指标,虽然脱硝效率和脱硝后NO<sub>x</sub>含量有一定关联,但由于控制目标的不准确,导致自动投入后效果差。根据这一情况,利用机组停机机会对DCS中自动模块目标值(即PV值)进行修改,将原来的脱硝效率改为NO<sub>x</sub>含量测量值,实现自动控制目标值即为运行人员考核目标,方便运行人员操作和控制。如图1所示。

(2) 针对系统中供氨调节门死区偏大,阀门开度和液氨流量曲线跟踪不好的问题。通过现场检查,该系统中供氨调节门为美国进口Limatorque电动执行器,该执行器的死区可以从1%~50%任意

选择,执行器默认值为2%。根据以上情况进入执行器系统设置菜单后将死区由2%修改为1%,以增强阀门对DCS指令响应的灵敏度。同时从系统上检查,在供氨调节门前设置有一过滤器,由于长期使用液氨过滤器可能存在堵塞情况。过滤器是影响液氨流量曲线跟踪液氨调节门开度曲线不好的重要原因,利用停炉机会对过滤器进行清洗或更换。

(3) 现场在线烟气监测仪表CEMS所具有的自动维护功能(定时自动反吹和定时自动标定)是导致该系统自动投入不理想的最大因素,对自动控制系统的扰动也最大,对自动调节要求也更高,如果这个问题解决不好,很有可能导致自动控制系统彻底崩溃,在不增加新的投入的情况下,利用现有设备只有在DCS组态逻辑上进行考虑,当DCS系统检测到CEMS仪表在自我维护(反吹、标定、故障)等测量输出值不是烟气NO<sub>x</sub>含量真实值的情况下,自动控制系统的自动停止系统调节功能,将供氨调节阀门开度维持在在线监测仪表自我维护之前的开度,当在线监测仪表自我维护完成后,自动调节系统再开放调节功能进行自动调节,尽量减少在线监测仪表CEMS自我维护过程中烟气NO<sub>x</sub>测量值输出自动锁定导致的扰动对自动控制系统的影响。如图1所示。

图1中MOXPODII模块为DCS中自动调节PID模块。CFK34XB104为分析仪校准状态,CFK34XB101为分析仪故障状态,CFK34XB106为分析仪反吹状态。当3个状态中任何一个发出通过一个OR模块进行判断。ST\_SEL模块为选择开关,当S1为1时VAL2为输出值即HSJ12AA100\_SP(设定值)为输出值,此时MOXPODII模块设定值RSP

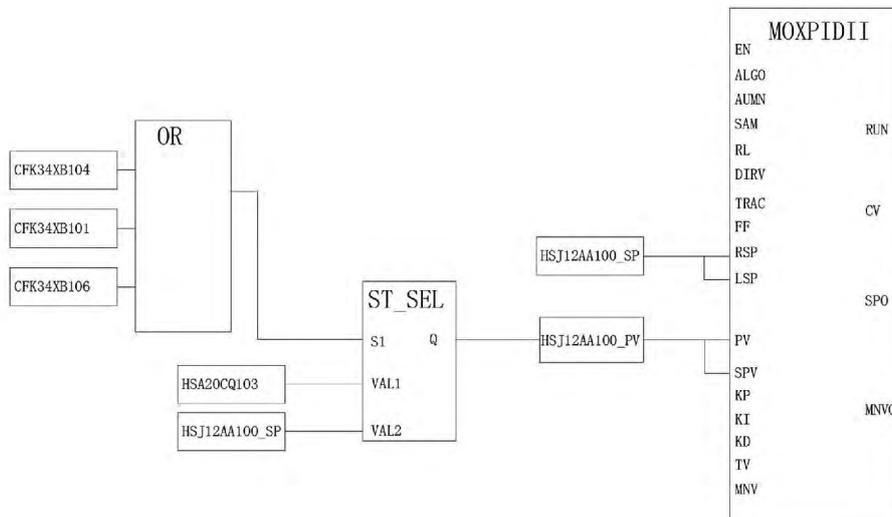


图1 现场烟气监控制模块图

和测量值 PV 相同,MOXPODII 模块不进行调节。当 S1 为 0 时,ST\_SEL 模块 VAL1 即 HSA20CQ103(分析仪 NO<sub>x</sub> 测量值)为输出值,MOXPODII 模块根据设定值和测量值偏差进行自动调节。

## 4 总 结

通过以上几条措施的执行,脱硝供氨调节阀门自动运行投入率大大提高,在不对系统进行大的改动下,自动系统稳定性和可靠性得到了很大的提升。当然,如果要彻底避免 CEMS 在线监测仪表自我维护功能对自动控制系统的影响,建议应多增加一台脱硝出口 CEMS 在线监测仪表,DCS 组态中对两台 CEMS 测量的 NO<sub>x</sub> 值进行分析判断,当两台仪表均正常工作时,NO<sub>x</sub> 值取两台仪表测量的平均值,当一台进行自我维护时,NO<sub>x</sub> 值取正常工作仪表值,这样将进一步提高该自动控制系统的可靠性和稳定性。

## 5 结束语

随着国家对环保要求的提高以及两部委《燃煤

=====

(上接第 61 页)

频率下降或上升引起定子电压的下降或上升。该研究为分析电网频率变化期间直驱永磁风力发电系统实际运行、出力变化情况奠定了基础。

### 参考文献

[1] Liserre M, Sauter T, Hung J Y. Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid through Industrial Electronics [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics Magazine, 2010, 4(1): 18-37.

[2] ARABI S, KUNDUR P. Stability Modeling of Storage Devices in FACTS Applications [C]. IEEE Power Eng Soc Summer Meeting. Vancouver, Canada, 2001: 15-19.

[3] Conroy J, Watson, R. Aggregate of Wind Farms Containing Full-converter Wind Turbine Generators with Permanent Magnet Synchronous Machines: Transient Stability Studies [J]. Renewable Power Generation, IET, 2009, 3(1): 39-52.

[4] Ki-Hong Kim, Toon-Cheul Jeung, Dong-Choon Lee, et al. LVRT Scheme of PMSG Wind Power Systems Based on Feedback Linearization [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(5): 2376-2384.

发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》的实施,火力发电厂对环保系统和环保设备的稳定可靠运行提出了更高的要求,前面以 600 MW 火力发电厂脱硝自动控制系统的优化与改进为例,详细分析了在火力发电厂中影响脱硝自动控制系统正常运行的各类因素以及解决处理办法,为同类型的问题提供了一个成功的案例。

### 参考文献

[1] TCS3000 仪电一体化分散控制系统系统手册 [R]. 国电南京自动化股份有限公司.

[2] Limitorque MX 电动执行装置使用说明书 [R]. 美国 flowserve 公司.

[3] SIEMENS ULTRAMAT 23 操作说明 [R]. 德国 SIEMENS 公司.

### 作者简介:

曾俊(1974),本科,电力工程师,华电宜宾分公司热工专业公司经理,主要从事火力发电厂热控专业检修及维修工作。

(收稿日期:2014-05-17)

[5] Conroy, J F; Watson, R. Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(2): 649-656.

[6] 谢萍,刘永强.直驱式永磁同步风力发电系统的整合模型与仿真[J].可再生能源,2011,29(3):13-16.

[7] 李军军,吴政球.风电参与一次调频的小扰动稳定性分析[J].中国电机工程学报,2011,31(13):1-9.

[8] 蔺红,晁勤.并网型直驱式永磁同步风力发电系统暂态特性仿真分析[J].电力自动化设备,2010,30(11):1-5.

[9] 程航,曹五顺,周明星.不对称电网电压条件下直驱永磁风力发电机组并网逆变器的双电流闭环控制策略的研究[J].电力系统保护和控制,2012,40(7):66-72.

[10] 杨晓萍,郭鑫.直驱式永磁风力发电机组并网控制[J].电力系统及其自动化学报,2011,23(6):121-126.

### 作者简介:

冯树辉(1985),硕士,主要研究方向为电力系统建模与辨识、电力系统稳定与控制;

杨浩(1960),博士,副教授,主要研究方向为电力系统信号处理、保护与控制;

项丹(1986),硕士,主要研究方向为发电机控制策略及其电力电子技术在电力系统中的应用研究。

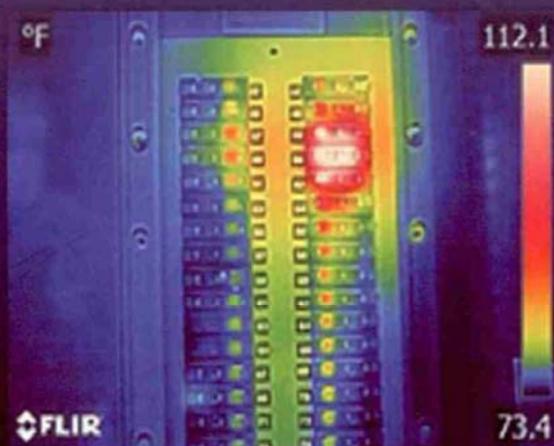
(收稿日期:2014-04-28)

**FLIR E8**



火热促销中，  
限时贴心好礼！

2014年7月1日-9月30日



**E8 分辨率：320x240**  
(高达 E4 分辨率的 16 倍)

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

**FLIR E8 限时促销，仅售49,999元**  
**购机即送 iPad mini\***

\*最终用户从参加活动的经销商处购机可获价值2098元的ipad mini或其他等值礼品，礼品由参加活动的经销商提供

\*FLIR 授权活动经销商：

成都英孚德科贸有限公司

电话：028-85250223/85259930

最终解释权归FLIR中国公司所有