

基于粒子群算法的负荷模型参数辨识研究

刘 影¹, 谢 驰², 张有润¹

(1. 电子科技大学能源科学与工程学院, 四川 成都 611731; 2. 四川大学锦城学院, 四川 成都 611731)

摘 要:针对负荷模型的稳定性直接影响电力系统分析计算的可靠程度问题,提出了将粒子群算法与分散协调控制相结合的负荷模型参数辨识方法。该负荷模型参数辨识方法根据负荷节点的电压变化情况,通过粒子群优化对含负荷控制的目标函数进行校正,使得模型参数在辨识迭代过程中获得全局最优值,达到负荷模型的最佳稳定性,并通过计算机仿真证实所提出方法能够提高负荷模型的稳健性。

关键词: 粒子群算法; 负荷模型; 参数辨识; 协调控制; 仿真分析

Abstract:For the problem that the stability of load model will directly affect the reliability of power system analysis and calculation, a new parameter identification method for load model is proposed by combining the particle swarm algorithm with the decentralized coordinated control. In the model parameter identification method, the voltage change of load nodes will be considered, and the objective function of load control can be corrected by particle swarm optimization, and the global optimal value for the model parameters can be obtained in the iterative process of identification. Therefore, the best stability of the load model can be achieved. Finally, the simulation results show that the proposed method can effectively improve the identification precision and the robustness of load model.

Key words: particle swarm algorithm; load model; parameter identification; coordinated control; simulation analysis

中图分类号: TM74 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)01-0001-05

0 引 言

电力系统中的数字仿真已经成为电力系统规划设计、调度运行和计算分析的主要工具,但是由于电网中的负荷常具有时变性和随机性的特点,因此负荷模型的不确定性对电力系统的仿真结果造成了极大的影响^[1]。在 2001 年东北、华北交流联网时,数值仿真分析表明联网后东北电网稳定水平大幅度下降,而东北电网两次 500 kV 短路试验却表明,即使在严重故障情况下,系统依然保持稳定^[2]。同样,1996 年 8 月美国西部电网发生了解列大停电事故,但是仿真结果却为“十分稳定”^[3]。2006 年 11 月欧洲电网解列,损失负荷 14 600 MW,而事故前 3 个不同电网运行部门进行的针对性仿真结论却是系统处于“安全的重负荷状态”^[4],这些都充分说明了提高电网仿真负荷模型准确度的重要性和迫切性。

目前,主要的负荷建模方法有综合负荷建模方法、基于测量的负荷建模方法和故障仿真方法^[5-6]。

基金项目: 国家自然青年基金(61401075)

其中,基于测量的负荷建模方法由于能够有效地描述负荷动态特性,在中国已经被广泛应用,但是这种方法要求实时采集电网中的被测数据,因此该建模方法对电网特性的稳健性要求较高^[7-8]。为了给负荷建模提供丰富的数据源,文献[8]提出了基于相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)的负荷建模方法,该方法利用广域测量技术能够实时获取被测数据信息。由于电力系统是一个典型的复杂非线性广域系统,传统的潮流计算方法(例如牛顿-拉夫逊法)已经受到影响^[9]。文献[10]指出负荷的大小和负荷节点位置会对电网电压分布产生影响。文献[11]提出了一种基于分布式发电的负荷模型潮流计算方法,该方法能解决电网中病态潮流问题,但需要做大量的计算工作^[12]。文献[13]提出了基于灵敏度补偿的稳态负荷模型,但是在负荷节点受到电压暂降影响时所呈现出的复杂动态特性,使得计算量增大。

结合电网特性研究稳健负荷模型结构,提出根据系统负荷节点的电压变化,通过分散协调控制策略和粒子算法动态修正模型参数,达到提高负荷模

型参数辨识的精度和稳定性。

1 分散协调控制下的负荷模型分析

在电力系统稳健性研究中,广泛地采用以感应电动机作为主要动态负荷的综合负荷模型(time variant adaptive model, TVAM)^[14-15]。考虑负荷直接联接在电网母线侧,采用三阶感应电动机预测模型,其状态方程和输出方程如下^[16]:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = -\frac{1}{2H}[(A\omega^2 + B\omega^2 + C)T_0 - (e_d I_d + e_q I_q)] \\ \frac{de_q}{dt} = -\frac{1}{T}[e_q - (x - x')I_d] + (\omega - 1)e_d \\ \frac{de_d}{dt} = -\frac{1}{T}[e_d - (x - x')I_q] + (\omega - 1)e_q \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{R_s^2 + x'^2}[R_s(u_d - e_d) + x'(u_q - e_q)] \\ I_q = \frac{1}{R_s^2 + x'^2}[R_s(u_q - e_q) - x'(u_d - e_d)] \end{cases} \quad (2)$$

在式(1)和式(2)中: A 、 B 和 C 为电机机械转矩特性参数,在标么值条件下满足 $A + B + C = 1$; H 、 T 、 T_0 分别为感应电动机的惯性常数、额定转矩和暂态转矩; x 和 x' 分别为感应电动机稳态电抗和暂态电抗; I_d 、 I_q 为流过感应电动机电流的交、直轴分量; x_s 为定子绕阻漏抗; x_m 为励磁电抗; x_r 为转子漏抗; R_r 为转子电阻; R_s 为定子电阻; u_d 、 u_q 分别为所测配电网中负荷母线上的电压分量值。同时,负荷模型中静态部分表示为

$$\begin{cases} \frac{P}{P_0} = k_{p_z}(\frac{U}{U_0}) + k_{p_i}(\frac{U}{U_0}) + k_{p_p} \\ \frac{Q}{Q_0} = k_{q_z}(\frac{U}{U_0}) + k_{q_i}(\frac{U}{U_0}) + k_{q_p} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $k_{p_z} + k_{p_i} + k_{p_p} = 1$ 和 $k_{q_z} + k_{q_i} + k_{q_p} = 1$; P_0 、 Q_0 和 P 、 Q 分别为所测负荷点在暂态过程开始时和暂态过程中所消耗的有功功率和无功功率值; U 、 U_0 分别为在暂态过程中负荷母线的电压值和初始值。

由于电力系统是一个典型的高维动态大系统,其具有较强的非线性、时变性特点,其可以等效为感应电动机综合负荷模型,然而该综合负荷模型的稳健性常受到电压暂态过程的影响。将电压暂降过程分为5个阶段:电压暂降前、电压暂降开始、电压暂降持续、电压暂降恢复和电压暂降后,如图1所示。在图1中, t_0 表示发生故障时刻, t_1 表示电压暂降到

最低时刻, t_2 表示故障清除时刻, t_3 表示系统电压恢复时刻。

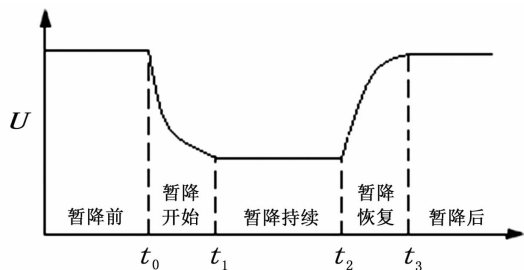


图1 电压暂降过程

设电力系统中的负荷节点个数为 N ,则综合负荷模型在考虑节点分散协调控制下的输出方程为

$$Y(t) = \sum_{i=1}^N \xi_i(t) X_i(t), \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (4)$$

式中, $X_i(t)$ 、 $Y_i(t)$ 和 $\xi_i(t)$ 分别为系统中第 i 节点的状态向量、输出向量和控制向量。实际运行中,电力系统中各负荷节点的三相电源电压一般是对称的,但是当电网接有较大单相负载或电网发生不对称故障时,某一节点的电压不再对称,将对含感应电动机的综合负荷模型仿真结果带来一定影响。在电压暂降阶段,由于感应电动机负荷作为电压源阻碍电压幅值立即下降到最低,在这期间感应电机的电磁转矩将减小,转差将增大,转速将降低。在电压暂降恢复阶段,感应电动机开始加速并阻碍电压幅值的立即恢复^[17-18]。

感应电动机转差模型为 $ds/dt = [T_m - T_e]/T_j$,式中, T_j 为感应电机转子在额定转矩作用下,从静止到额定转速所需的惯性时间。假设感应电机机械转矩 T_m 恒定,电磁转矩为

$$T_e = \frac{U^2/x_r}{\frac{s}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s}} \quad (5)$$

式中, $s_{cr} = R_r/x_r$ 为感应电机的临界转差。当感应电机在转差 s_0 附近稳态运行,线性化感应电机的暂态电磁转矩分量,有

$$\Delta T_e = \xi \times \Delta s \quad (6)$$

则在电压暂态过程中综合负荷模型的控制向量为

$$\xi = \frac{U_0^2}{x_r} \times \frac{s_{cr} - s_0^2/s_{cr}}{[s_{cr} - s_0^2/s_{cr}]^2} \quad (7)$$

由于 s_0 远小于 s_{cr} ,则式(7)简化为

$$\xi \approx U_0^2/(x_r \times s_{cr}) = U_0^2/R_r$$

2 基于粒子群算法的稳健负荷模型辨识

在电力系统负荷模型参数辨识中,辨识参数的选取对负荷模型控制性能有较大的影响,往往需要用离线仿真计算来确定,而粒子群算法是一种适合于解决大规模组合优化问题的全局优化算法^[19]。将粒子群算法应用到负荷模型计算的前提条件是建立初始函数值 $\alpha = [R_s, x_s, x_r, x_m, R_r, A, B, k_{p_2}, k_{p_i}, k_{Q_2}, k_{Q_i}]$,搜索与测量值 $P_m(k)$ 和 $Q_m(k)$ 最接近的 $P(k)$ 和 $Q(k)$ 估计值,辨识准则为

$$\Delta J = \min \frac{1}{K \times L} \sqrt{\sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L \xi(l) \times \{ [P(k) - P_m(k)]^2 + [Q(k) - Q_m(k)]^2 \}}$$

(8)

式中: K 为数据长度; L 为负荷节点个数。由于粒子群算法是通过用搜索空间中的粒子来确定函数的最优解,所有的粒子对象都有一个由优化函数决定的适应值和决定它们飞行方向的速度组成。粒子群算法的操作行为为

$$\left\{ \begin{aligned} v_{id}^{k+1} &= wv_{id}^k + Random(0, c_1)(p_{id}^k - x_{id}^k) \\ &\quad + Random(0, c_2)(p_{gd}^k - x_{id}^k) \\ x_{id}^{k+1} &= x_{id}^k + v_{id}^{k+1} \\ v_{dmin} &\leq v_{id}^k \leq v_{dmax} \\ x_{dmax} &\leq x_{id}^k \leq x_{dmx} \end{aligned} \right. \quad (9)$$

假设在 D 维的搜索空间中,其群落是由 m 个微粒组成,其中第 i 个微粒的位置可以表示为一个 D 维的向量, $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \cdots, x_{iD})$, $i = 1, 2, \cdots, m$, x_i 就是所求问题的一个潜在解。将 x_i 带入一个目标函数就可以计算出其适应值,并根据适应值的大小来衡量 x_i 的优劣。第 i 个微粒的“飞行”速度也是一个 D 维向量,记为 $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \cdots, v_{iD})$ 。记第 i 个微粒迄今为止搜索到的最优位置为 $p_i = (p_{i1}, p_{i2}, \cdots, p_{iD})$,整个微粒群迄今为止搜索到的最优位置为 $p_g = (p_{g1}, p_{g2}, \cdots, p_{gD})$,其中, $d = 1, 2, \cdots, D$; w 是惯性因子; c_1, c_2 是学习因子; $Random$ 是随机函数; k 是迭代次数;其中 P_{id} 为单一微粒取得最小 ΔJ 时的 x_{id} ; P_{gd} 为所有微粒取得最小 ΔJ 时的 x_{id} ; v 为功率变化量矢量; x 为功率矢量。因此基于粒子群算法的稳健负荷模型辨识步骤为:

1) 设置粒子种群人口、粒子位置和初始速度值;

2) 判断负荷模型参数的初始解的有效性并进行电网结构识别,并根据式(8)计算初始适应值指标;

3) 依据初始解确定粒子的当前位置、个体最优值和全局最优值的初始值;

4) 整理电网的结构,以负荷节点为核心,根据式(7)实现对预测负荷节点进行控制量计算;

5) 依据粒子群算法进化公式(9)进行进化计算;

6) 判断进化计算解的有效性,同时计算对应的负荷控制量合成最终指标;

7) 依据适应值指标更新粒子当前位置、个体最优解和全局最优解;

8) 计算每个粒子适应值的变化量,并判断迭代次数是否满足要求;如果已经达到设定迭代次数,则停止迭代计算;否则,转至步骤 4) 继续进行迭代计算,直到计算次数满足为止。

3 仿真计算

采用图 2 所示的 EPRI-36 节点系统图作为仿真电网,假设母线 BUS21 上的负荷由 50% 感应电动机和 50% 静态负荷组成,其中静态负荷是由 30% 的恒阻抗负荷、30% 的恒电流负荷和 40% 恒功率负荷构成。在系统中设置线路的单相或三相短路接地故障,得到故障母线 BUS21 的感应电动机的故障电压、故障有功功率和无功功率作为 PMU 测量值。

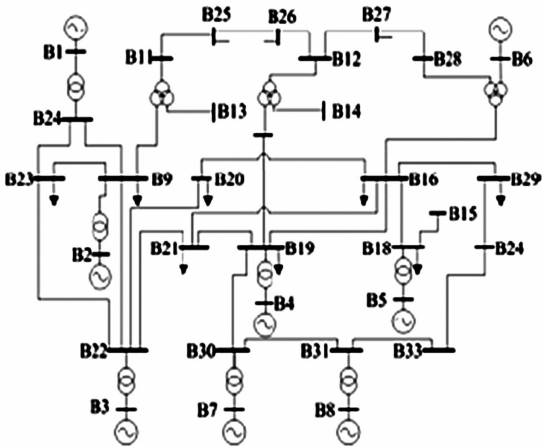


图 2 EPRI-36 节点系统图

0.2 s 时在 BUS20 与 BUS16 间发生 100% 的单相接地短路故障,并在 0.4 s 时故障切除,电压降深度为 27%。在 1 s 时 BUS20 与 BUS16 间发生 10%

的三相接地短路,并在 1.2 s 时故障切除,电压降深度为 70%。按照 BUS23、BUS20、BUS16、BUS29、BUS21、BUS19、BUS15 对电网负荷节点编号 $\xi(1) \cdots \xi(7)$ 。表 1 为电网中负荷节点的控制量。

表 1 电网负荷节点的控制量

负荷节点 编号	电压降深度/(p. u.)	
	27%	70%
1	0.085 - j0.095	0.120 - j0.048
2	0.081 - j0.075	0.118 - j0.035
3	0.075 - j0.071	0.114 - j0.027
4	0.071 - j0.065	0.111 - j0.025
5	1	1
6	0.066 - j0.059	0.109 - j0.023
7	0.061 + j0.055	0.106 + j0.019

改进的稳健负荷模型采用表 1 中的数据进行负荷控制量补偿。改进的稳健负荷模型与综合负荷模型 TVAM 分别对 BUS21 上的负荷进行参数辨识,辨识结果如表 2 所示,仿真结果如图 3 和图 4 所示。

表 2 稳态负荷模型和综合负荷模型参数比较

电压降 深度 /(p. u.)	模型 参数	改进模型 参数辨识	TVAM 模型参数 辨识	实际 测量值
27%	R_s	0.233 4	0.251 2	0.23
	x_s	0.201 4	0.192 3	0.21
	x_r	0.122 4	0.122 5	0.12
	x_m	2.317 6	2.514 8	2.29
	R_r	0.069 7	0.082 5	0.07
	A	0.437 2	0.598 4	0.42
	B	0.215 9	0.341 8	0.21
	k_{p_i}	0.218 5	0.159 8	0.30
	k_{p_z}	0.479 5	0.632 1	0.30
	k_{Q_z}	0.567 3	0.784 1	0.30
	k_{Q_i}	0.476 2	0.487 4	0.30
	R_s	0.488 5	0.483 6	0.49
	x_s	0.203 7	0.246 0	0.22
	x_r	0.567 1	0.390 4	0.32
	x_m	3.323 1	3.979 0	3.18
	R_r	0.279 2	0.132 7	0.29
70%	A	0.989 5	0.924 4	1.00
	B	-0.010 2	0.005 7	0.00
	k_{p_i}	0.428 1	0.385 4	0.30
	k_{p_z}	0.246 7	0.392 7	0.30
	k_{Q_z}	0.463 2	0.594 3	0.30
	k_{Q_i}	0.414 38	0.457 1	0.30

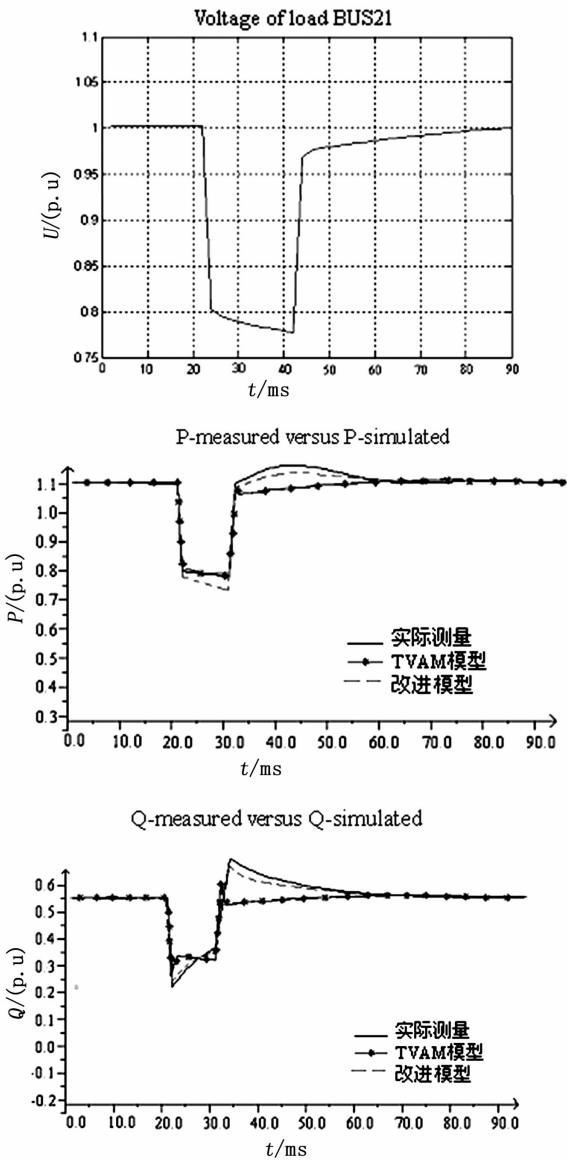


图 3 电压扰动 27% 的 BUS21 负荷有功无功值

从表 2 中可见,采用粒子群算法与协调控制相结合的负荷模型参数辨识比 TVAM 模型参数辨识更接近真实值。从图 3 和图 4 的负荷参数拟合曲线对比,可见改进负荷模型通过增加负荷控制策略,负荷模型的稳定性得到提高。

采用均方根(root mean square, RMS)式(10)计算误差,表 3 为模型输出误差的百分比。表 3 也说明了改进模型的动态特性相比于 TVAM 模型有明显的改善。

$$\begin{cases} \varepsilon_p = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{k=1}^n [P_m(k) - P(k)]^2} \\ \varepsilon_Q = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{k=1}^n [Q_m(k) - Q(k)]^2} \end{cases} \quad (10)$$

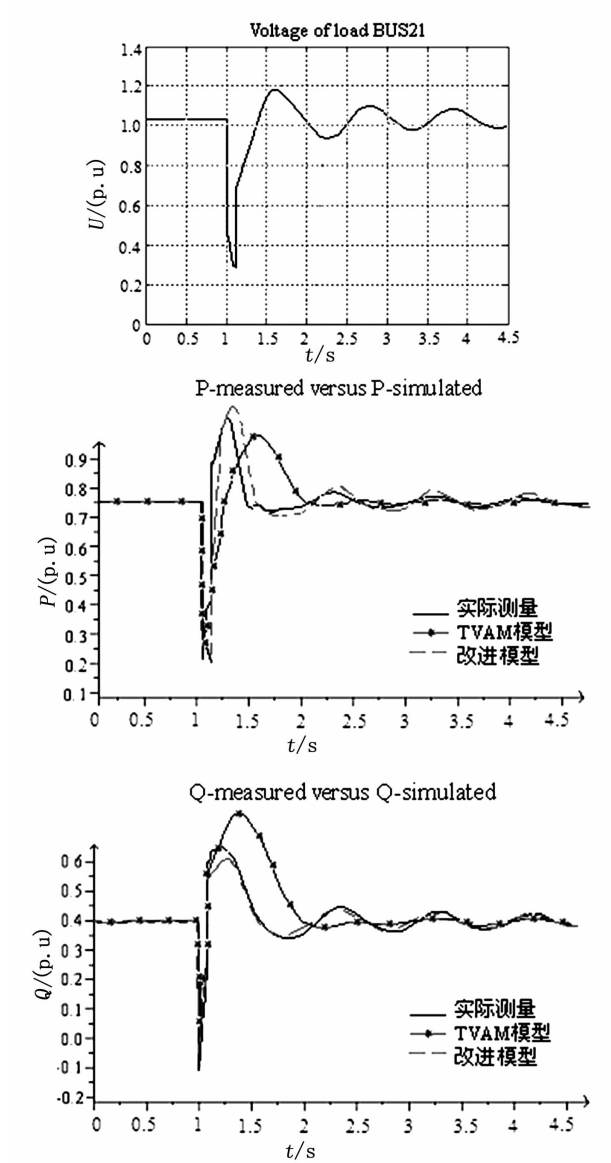


图4 电压扰动70%的BUS21负荷有功无功值

表3 模型输出误差的百分比

电压降深度 /(p.u.)	功 率	功率误差/%	
		改进模型	TVAM 模型
27%	有功功率 P	0.63	0.87
	无功功率 Q	1.04	1.27
70%	有功功率 P	1.07	1.14
	无功功率 Q	1.13	1.62

4 结 论

基于粒子群算法与协调控制相结合的方法,分析了在电压扰动下的稳健负荷模型参数辨识过程,并根据负荷节点的电压变化情况,通过粒子群优化对含负荷控制的目标函数进行校正,使得模型参数在辨识迭代过程中获得全局最优值,达到负荷模型

的最佳稳定性。
1) 通过粒子群算法与分散协调控制相结合,降低了负荷模型的不稳定性,并加速了粒子群算法的收敛速度,在一定程度上缩短了负荷模型参数辨识的计算时间。
2) 通过粒子群优化对含感应电动机负荷模型的控制目标函数进行参数辨识校正计算,实现了负荷模型计算与电网系统融合,有效降低了系统负荷预测的复杂度。

参考文献

[1] Price W. W. , Wirgau K. A, Murdoch A. Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies [J]. IEEE Trans. On Power Systems, 1988, 3(1): 180 - 187.

[2] 王钢,陶家琪,徐兴伟,等. 东北电网 500 kV 人工三相接地短路试验总结[J]. 电网技术,2007,31(4): 42 - 48.

[3] Kosterev D. N. , Taylor C. W. , Mittelstadt W. A. Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(3): 967 - 979.

[4] Pereira L. , Kosterev D. , Mackin P. An Interim Dynamic Induction Motor Model for Stability Studies in the WSCC [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2002, 17(4): 1108 - 1115.

[5] Ren - Feng Yuan, Qian Ai, Xing He. Research on Dynamic Load Modeling Based on Power Quality Monitoring System [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013, 7(1): 46 - 51

[6] Wang J. C. , Jiang H. D. , Chang C. L. , et al. Development of A Frequency - dependent Composite Load Model Using the Measurement Approach [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1994, 9(3): 1546 - 1556.

[7] Ma J. , Han D. , He R. M. Reducing Identified Parameter of Measurement - based Composite Load Mode [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2008,23(1): 76 - 83.

[8] 李颖,贺仁睦,徐衍会. 广东电网基于 PMU 的负荷模型参数辨识研究[J]. 南方电网技术,2009, 3(1): 16 - 19.

[9] 袁越,钱科军. 分布式发电规划的负荷模型研究[J]. 电力科学与技术学报,2009, 24(1): 2 - 7.

[10] 王志群,朱守真,周双喜,等. 分布式发电对配电网电压分布的影响[J]. 电力系统自动化,2004,28(16): 56 - 60.

(下转第 11 页)

含随机风电出力及电网安全的电网调度策略研究

罗亦梅¹,张 里²,吴 琛³,郝 珑⁴

- (1. 成都理工大学核技术与自动化工程学院, 四川 成都 610059;
2. 国网四川省电力公司技能培训中心, 四川 成都 610072;
3. 国网重庆市电力公司检修分公司, 重庆 400039; 4. 国网保定供电公司, 河北 保定 071000)

摘 要:随着风电基地在中国北部和沿海地区大力建设,风电在电网中的比例不断提高,这对电力系统的经济调度运行提出新的考验。特别是风电的间歇性和波动性使得经济调度具有更多不确定性。将风速的概率模型和风机出力相结合,利用风电场出力的概率分布函数将风电场出力的随机模型转化为确定性模型,构建以机组的发电成本最小为目标函数,同时计及电网网络安全约束。在优化算法上,利用量子行为粒子群算法对模型进行求解,最后对调度模型进行敏感性分析。仿真结果表明,所提模型和方法是可行、有效的,具有一定的实用价值。

关键词:风力发电;经济调度;网络安全约束;置信水平 ;量子行为粒子群算法

Abstract:Wind generation has attracted great attention with the increase of the capacity of large wind farms connected to power grid, thus it brings new challenges to economic dispatch of traditional power system. Especially, more uncertainties in economic dispatch are produced by the random variation of wind power output. The wind velocity probability model is combined with wind generator output, and the probability distribution function of wind power output is expressed by piecewise function. According to the cumulative distribution function of wind power, the stochastic optimization problem is transformed to a deterministic one. Minimizing the fuel cost of thermal generators is taken as objective functions, at the same time, the network security constraints are considered. Finally, the effect of different load, shape parameter and scale factor of the scheduling results are considered too. The effectiveness of the proposed method is verified by the results of calculation examples.

Key words:wind power; economic dispatch; network security constraint; confidence level; quantum behaved particle swarm optimization

中图分类号:TM73 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0006-06

0 引 言

中国“十二五”规划实施以来,作为一种绿色、清洁的可再生能源,风电在中国北部和沿海地区迅速发展。大型风电场的并网运行是目前中国利用风能的主要模式,也是智能电网发展的重要组成部分^[1]。大规模的风电并网不仅缓解电力供应紧张的形式,同时也减少了能源利用过程中大量温室气体的排放^[2-3]。

风电与传统的火电机组和水电机组相比,具有强烈的波动性和随机性,其并网运行给电力系统调度带来新的问题和挑战^[4-5]。针对风电功率不确定

性的经济调度问题,目前国内外的一些学者进行了大量的研究。文献[6]通过应用机会约束规划模拟风电功率的随机波动特性,建立了考虑机组组合的含风电场电力系统经济调度模型;文献[7]提出节能发电调度发电计划的编制算法,首先根据优先顺序法确定火电机组开机方法,然后采用等微增率进行功率分配;文献[8]提出在经济调度的目标函数中计及高估和低估风电的经济代价,较合理地刻画了风电功率的概率分布特性,具有一定的工程实用性;文献[9]为应对风电功率预测误差给系统调度带来的影响,在ED模型中同时考虑系统正、负旋转备用容量约束;文献[10]应用模糊集理论建立了含风电场经济调度的模糊模型;文献[11]构建含风电场环境经济调度的随机优化模型,将燃煤机组的发电成本最小和污染气体排放量最小同时最为目标函数进行优化。

基金项目:国家自然科学基金项目(50977059);国家电网公司科技项目——大规模风电并网调度运行支撑关键技术研究与应用

上述发电调度模型中并未考虑随机风电出力,以及输电元件传输容量的约束。在传统经济调度模型中考虑了网络安全约束,并将风速的概率模型和风机出力相结合,通过分段函数表达风电场出力的概率分布函数,利用风电场出力的分布函数对模型进行确定性转化,使得仿真结果更接近实际情况。最后利用量子行为粒子群算法对模型进行求解,同时对调度模型进行敏感性分析。

1 风电出力的概率模型

通过长期实测数据统计和拟合分析,普遍认为二参数的威布尔分布能够较好描述风速 v 的随机分布规律^[12]。分布函数为

$$F_V(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right], v \geq 0 \quad (1)$$

式中: k 为形状参数; c 为威布尔分布的尺度参数。根据其分布函数可得威布尔分布的概率密度函数为

$$f_V(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

由于影响风能输入和功率输出之间关系的因素很多,所以无法在建模中一一分析。研究人员使用通用、简化的模型^[13]来描述风速和输出功率的关系。

$$W = \begin{cases} 0, & V < v_{in} \text{ 或 } V \geq v_{out} \\ \frac{(V - v_m)w_r}{v_r - v_m}, & v_{in} \leq V < v_r \\ w_r, & v_r \leq V < v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中: W 为风电实际出力; V 为实际风速; w_r 为风电场的额定容量; v_{in} 、 v_r 、 v_{out} 分别为风电机的切入风速、额定风速和切除风速。

在经济调度中将采用以上模型,根据随机变量函数的分布^[14]可知, $v_{in} \leq V < v$ 的概率密度函数为

$$f_W(w) = \frac{khv_{in}}{w_r c} \left[\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}/c \right]^{k-1} \times \exp\left\{-\left[\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}/c\right]^k\right\} \quad (4)$$

式中, $h = (v_r/v_{in}) - 1$ 。在计算分布函数时需要采用分段线性化。

$$\begin{aligned} p(W=0) &= p(V < v_{in}) + p(V \geq v_{out}) \\ &= 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] + \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] \end{aligned} \quad (5)$$

式中, p 为概率。

$$\begin{aligned} P(W = w_r) &= P(v_r \leq V < v_{out}) \\ &= \exp\left[-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] \end{aligned} \quad (6)$$

为求取连续部分的概率分布,对式(4)积分为

$$\begin{aligned} \Phi_W(w) &= \exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] - \\ &\quad \exp\left\{-\left[\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}/c\right]^k\right\} \end{aligned} \quad (7)$$

此外,

$$P(W > w_r) = 0 \quad (8)$$

综合式(5)~式(8),得到 W 的概率分布函数为

$$F_W(w) = P(W \leq w) = \begin{cases} 0, & w < 0 \\ 1 - \exp\left\{-\left[\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}/c\right]^k\right\} + \\ \quad \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right], & 0 \leq w < w_r \\ 1, & w \geq w_r \end{cases} \quad (9)$$

2 电力系统安全经济调度

2.1 目标函数

发电成本为

$$\min F_C = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2) \quad (10)$$

式中: N 为系统内燃煤机组数; P_i 为燃煤机组 i 的有功出力; F_C 为燃煤机组的总成本。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_i + \Omega(P_W) = P_D \quad (11)$$

式中: P_D 为系统负荷需求; $\Omega(P_W)$ 为风电场出力 P_W 的函数。由于 P_W 为随机变量,因此可将式(11)以概率的形式描述为

$$P_r \left\{ \sum_{i=1}^N P_i + P_W \geq P_D \right\} \geq \eta \quad (12)$$

式中, η 为满足负荷需求的置信水平。

2) 机组出力约束

燃煤机组的出力约束为

$$P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax} \quad (13)$$

风电场的出力约束为

$$0 \leq P_W \leq P_{Wmax} \quad (14)$$

3) 网络安全约束

$$-P_L \leq B_{diag} L B^{-1} [P_g - P_D] \leq P_L \quad (15)$$

$$B_{diag} = diag(\frac{1}{x_l}, \dots, \frac{1}{x_{Nl}}) \quad (16)$$

式中: B 为系统的导纳矩阵; x_i 为支路 i 的电抗; N_l 为系统支路条数; L 为系统支路节点的连接矩阵; P_L 为支路功率约束向量。

2.3 模型的确定性转化

求解机会约束规划问题的一种常用的方法是将其转化为确定性优化模型。式(12)可转化为

$$P_r \{ P_w < P_D - \sum_{i=1}^N P_i \} = F(P_D - \sum_{i=1}^N P_i) \leq 1 - \eta \quad (17)$$

整理后:

$$P_D - \sum_{i=1}^N P_i \leq \frac{c P_{wmax}}{v_{rate} - v_{ln}} \left| \ln \left[\eta + \exp \left(-\frac{v_{out}^k}{c^k} \right) \right] \right|^{1/k} - \frac{v_{in} P_{wmax}}{v_{rate} - v_{in}} \quad (18)$$

3 求解算法

3.1 量子行为粒子群算法

含随机风电出力及电网安全的电网经济调度模型是一个多变量、非线性、混合整数规划问题。在 Matlab 平台上利用量子行为粒子群算法^[16-17]求解计及网络安全约束时的电力系统经济调度模型,该算法具有全局收敛性、控制参数更少,收敛速度更快、寻优能力强等优点。

在粒子群中引入一个平均最好位置 $C(t)$ 来计算粒子下一步迭代的变量,定义为所有粒子个体最好位置的平均,即

$$C(t) = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_i(t) = \left(\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,1}(t), \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,2}(t), \dots, \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M P_{i,N}(t) \right) \quad (19)$$

式中: M 为粒子的个数; P_i 为粒子 i 的局部最好位置。于是粒子的迭代方程变为

$$x(t+1) = p \pm \lambda \times |C_j(t) - x(t)| \times \ln[1/u] \quad (20)$$

式中: $u = rand(0, 1)$; λ 称为收缩-扩张系数,调节它可以控制算法的收敛速度。这里 λ 取值为

$$\lambda = (1 - 0.5) \times (Maxiter - t) / Maxiter + 0.5 \quad (21)$$

式中: $Maxiter$ 为最大迭代次数; t 为当前迭代次数。

式(19)~式(21)称为具有量子行为粒子群算法。

3.2 算法流程

根据数学模型,采用基于随机模拟的量子行为粒子群算法流程如下:

1) 读取系统数据,如输入负荷、火电机组参数、线路参数和风电出力的预测值等。再次是输入量子行为粒子群算法参数,如最大迭代次数、粒子群大小。

2) 种群初始化。随机生成各时段各火电机组有功功率和备用容量,组成一个个体,根据式(11)~式(16)检验个体的可行性;若个体不可行,则重新生成个体,直至初始群体生成完毕。

3) 首先根据式(19)计算粒子群的平均最好位置,计算粒子当前位置的适应值。

4) 粒子位置的更新。根据式(20)对每个粒子的位置进行更新,同时验证是否越限,如果越限则需要重新更新粒子。然后计算每个粒子的适应值,如果优于当前粒子个体极值,则更新个体极值。如果所有粒子的个体极值有优于当前的全局极值,则更新全局最优。

5) 判断是否达到迭代次数。如果未达到则返回步骤3)、步骤4);否则输出最好的粒子作为最优解。

4 算例分析

4.1 算例描述

利用文献[15]中含有5台燃煤机组和1个风电场系统进行仿真计算。系统接线图见图1,燃煤机组的发电成本系数和机组出力限制见表1,线路参数和负荷分布参数见表2及表3。系统负荷为1100 MW。网络约束在这里只考虑线路的传输容量约束。在编程求解模型时,粒子群个数设置为40个,迭代运行次数为500。

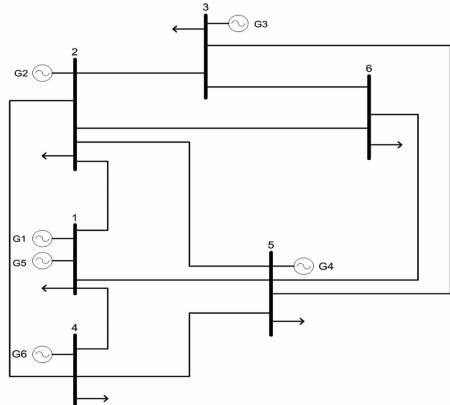


图1 仿真系统接线

表 1 燃煤机组的发电成本系数和机组出力限制

机组	$a/(\text{USD} \cdot \text{MW}^{-2})$	$b/(\text{USD} \cdot \text{MW}^{-1})$	c/USD	$P_{\min}/\text{MW}$	$P_{\max}/\text{MW}$
G1	0.005 0	6.0	100.00	50	200
G2	0.002 5	8.0	300.00	100	400
G3	0.002 0	10.0	500.00	100	600
G4	0.007 0	14.5	60.00	10	50
G5	0.038 0	26.8	80.00	12	40

注: a 、 b 、 c 为发电机成本特性 $aP_i^2 + bP_i + c$ 的参数, G_6 为风电场。

表 2 线路参数

参数	线 路										
	1-2	1-4	1-5	2-3	2-4	2-5	2-6	3-5	3-6	4-5	5-6
$X/(\text{p. u.})$	0.24	0.40	0.26	0.25	0.20	0.30	0.20	0.34	0.10	0.40	0.20
最大传输容量/MW	150	150	160	150	240	150	200	260	280	100	240

表 3 节点负荷分布

节点	1	2	3	4	5	6
负荷百分比/%	0	10	0	15	60	15

表 4 风电场参数

切入风速/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	额定风速/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	切出风速/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	风电场额定出力/MW
5	12	30	150

表 5 不同置信水平 η 下的机组出力

情况	有无安全约束	机组出力 /MW						总成本 /USD
		G1	G2	G3	G4	G5	风机	
$\eta = 0.8$	无安全约束	200	400	472.1	0	0	27.9	11 067
	有安全约束	200	400	472.1	0	0	27.9	11 067
$\eta = 0.7$	无安全约束	200	400	439.9	0	0	60.1	10 687
	有安全约束	200	400	439.9	0	0	60.1	10 687
$\eta = 0.6$	无安全约束	200	400	409.7	0	0	90.3	10 333
	有安全约束	200	400	388.9	20.8	0	90.3	10 456
$\eta = 0.5$	无安全约束	200	400	379.3	0	0	120.7	9 982
	有安全约束	200	385	351.9	42.4	0	120.7	10 205

风电场参数见表 4,威布尔分布的参数 $k = 2, c = 12 \text{ m/s}$ 。

4.2 算例验证

4.2.1 在是否计及网络安全约束下,不同置信水平对机组出力的影响

取形状参数 $k = 2$,尺度参数 $c = 12 \text{ m/s}$ 。分别对置信水平 η 为 0.8、0.7、0.6 和 0.5 下进行计算,表 5 给出了是否计及网络安全约束下的机组出力。

对计算结果进行分析可知,随着满足负荷需求置信水平 η 的下降,系统接入的风电场出力增加,

燃煤机组出力下降,同时燃煤机组发电成本降低。在不考虑网络约束情况下,最小发电成本由 11 067 \$/h 降至 9 982 \$/h;而考虑网络安全约束情况下,最小发电成本由 11 067 \$/h 降至 10 205 \$/h。

同时针对相同的置信水平,考虑网络安全约束比不考虑网络安全约束所需燃煤机组成本高。这说明随着置信水平的降低,系统接入的风电场出力增加,并同时伴随着部分线路潮流越线的情况,考虑网络安全约束后成本增加的本质是由发电成本高的机组代替发电成本低的机组出力,从而满足电网处于

安全运行状态。

4.2.2 在计及网络安全约束下,不同负荷对机组出力的影响

取形状参数 $k = 2$, 尺度参数 $c = 12$ m/s。置信水平 η 为 0.6, 取负荷分别为 1 000 MW、1 100 MW 和 1 200 MW 进行优化。表 6 给出了不同负荷下的调度结果。

表 6 不同负荷下的机组出力

P_D	机组出力/MW						总成本 /USD
	G1	G2	G3	G4	G5	风机	
1 000	200	400	309.7	0	0	90.3	9 188
1 100	200	400	388.9	20.8	0	90.3	10 456
1 200	200	400	481.1	28.6	0	90.3	11 654

对计算结果进行分析, 在相同的置信水平下, 风电场出力为不变量。随着负荷的增加, 未达到最大出力的机组会增加出力, 同时所需成本也会相应增加。

4.2.3 在计及网络安全约束下,不同尺度参数对机组出力的影响

取形状参数 $k = 2$, 置信水平 η 为 0.6, 分别取尺度参数为 12 m/s、15 m/s、18 m/s 和 21 m/s 进行优化。表 7 给出了发电成本最少的调度结果。

表 7 不同尺度参数下的机组出力

c	机组出力/MW						总成本 /USD
	G1	G2	G3	G4	G5	风机	
12	200	400	388.9	20.8	0	90.3	10 456
15	200	387	361.9	35.4	0	115.7	10 233
18	193	385.6	345	36.6	0	139.8	9 989
21	187.5	391	346.7	29.2	0	145.6	9 907

对计算结果进行分析可知, 尺度参数从 12 m/s 增加到 21 m/s, 风电场出力从 90.3 MW 增加到 145.6 MW, 从而降低了燃煤机组的成本。结果显示, 尺度参数反映了风电场的平均风速, 因此随着尺度参数的增加风电场的出力增加, 但是增幅却在减少, 同时伴随着发电成本在逐渐降低。

4.2.4 在计及网络安全约束下,不同形状参数对机组出力的影响

取置信水平 $\eta = 0.6$, 尺度参数 $c = 12$ m/s。在计及网络安全约束下, 分别计算形状参数 $k = 1.8$ 、2.0、2.2 和 2.4 下的燃煤机组和风电场调度结果。

表 8 不同形状参数的机组出力

k	机组出力/MW						总成本 /USD
	G1	G2	G3	G4	G5	风机	
1.8	200	400	405.6	12	0	82.4	10 520
2.0	200	400	388.9	20.8	0	90.3	10 456
2.2	200	400	375.7	27.8	0	96.5	10 408
2.4	200	400	364.9	33.6	0	101.5	10 370

比较计算结果可知, 随着形状参数增加, 系统风电场出力从 82.4 MW 增加到 101.5 MW, 同时燃煤机组总出力减小, 最小发电成本由 10 520 \$/h 下降至 10 370 \$/h。

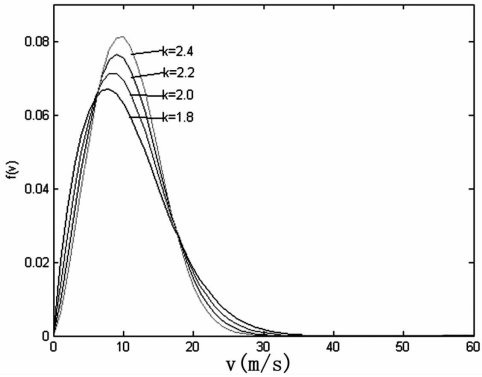


图 2 不同形状参数 k 下的风速概率密度函数

从图 2 可知, 随着 k 值增加, 风速概率密度函数曲线逐渐变陡, 且密度函数的峰值逐渐增加, 同时出现概率峰值对应的风速值也逐渐增大, 但增加幅度变小。这表明, 随着 k 值增加, 风速分布更接近于风速峰值附近, 概率峰值对应的风速值也增加, 风电场的出力增加。

5 结 论

- 1) 建立了含随机风电出力和电网安全的电网经济调度模型, 并利用风电出力的分布函数将风电不确定性转化为确定性模型;
- 2) 在考虑网络安全约束时, 为了使电网安全运行, 部分机组出力结果的变化导致系统成本增加;
- 3) 分析了在考虑网络安全约束下, 对调度模型进行敏感性分析;
- 4) 仿真结果表明了所提调度方法的合理性和有效性, 为含随机风电出力和电网安全的电网经济调度提供参考。

参考文献

[1] 王淑娟,郭元. 我国大规模发展风电的机制设计[J]. 太阳能学报,2001,22(1): 59-63.

[2] Denny E. Wind Generation, Power System Operation, and Emissions Reduction [J]. IEEE Transaction on Power Systems,2006,21(1): 341-347.

[3] 王睿,张粒子,张丽娟,等. 含风电场系统风电与抽水蓄能匹配容量研究[J]. 太阳能学报,2012,33(6): 1039-1043.

[4] J. Wang, A. Botterud, R. Bessa. Wind Power Forecasting Uncertainty and Unit Commitment [J]. Applied Energy,2011,88(11): 4014-4023.

[5] K. Methaprayoon, W. J. Lee. An Integration of ANN Wind Power Estimation into UC Considering the Forecasting Uncertainty [C]. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference,2005.

[6] 孙元章,吴俊,李国杰,等. 基于风速测量和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2009,92(4): 41-47.

[7] 施建华,谭素梅. 节能发电调度发电计划编制算法[J]. 电力系统自动化,2008,32(24): 48-51.

[8] 董晓天,严正,冯冬涵,等. 计及风电出力惩罚成本的电力系统经济调度[J]. 电网技术,2012,36(8): 76-80.

[9] 周玮,彭昱,孙辉,等. 含风电场的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2009,29(25): 13-18.

[10] 陈海焱,陈金富,段献忠. 含风电场电力系统经济调度的模糊建模及优化算法[J]. 电力系统自动化,2006,30(2): 22-26.

[11] 邱威,张建华,刘念. 含大型风电场的环境经济调度模型和解法[J]. 中国电机工程学报,2011,31(19): 8-16.

[12] 王成山,郑海峰,谢莹华,等. 计及分布式发电的配电系统随机潮流计算[J]. 电力系统自动化,2005,29(24): 39-44.

[13] 雷亚洲,王伟胜,印永华,等. 风电对电力系统运行的价值分析[J], 电网技术,2002,26(5):10-14.

[14] Stiebler M. 风力发电系统[M]. 北京:机械工业出版社,2010: 10-17.

[15] Wood Allen J, Wollenberg Bruce F. Power Generation, Operation and Control[M]. New York: John Wiley & Sons Inc, 1996.

[16] S. N. Omkar, G. Narayana Naik. Quantum Behaved Particle Swarm Optimization for Multi-objective Design Optimization of Composite Structures [J]. Expert System with Application, 2009, 36(8): 11312-11322.

[17] Yejie Cai, Jun Sun. Optimizing the Codon Usage of Synthetic Gene with QPSO Algorithm [J]. Journal of Theoretical Biology, 2008, 254(1): 123-127.

作者简介:
张里(1984),博士研究生,从事风力发电方面研究。
(收稿日期:2015-11-02)

(上接第5页)

[11] 相里碧玉,蔡金锭,孙轶群. 计及分布式发电的配电网快速潮流算法[J]. 电力科学与技术学报,2008, 23(4): 62-66.

[12] Jianwei Liu, Salama M. M. A, Mansour R. R. An Efficient Power Flow Algorithm for Distribution Systems with Polynomial Load[J]. International Journal of Electrical Engineering Education, 2002, 39(4):371-386.

[13] 陈海焱,陈金富,段献忠. 含分布式电源的配电网潮流计算[J]. 电力系统自动化,2006, 30(1): 35-40.

[14] Umanand L., Bhat S. R. Online Estimation of Stator Resistance of An Induction Motor for Speed Control Applications [J]. IEE Proceedings Electric Power Applications, 1995, 142(2): 97-103.

[15] Andria G., Dell'Aquila A., Salvatore L., et al. Improvement in Modeling and Testing of Induction Motors [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1987, 2(2): 285-293.

[16] Jin M., Renmu H., Hill D. J. Load Modeling by Finding Support Vectors of Load Data From Field Measurements [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2006, 21(2): 726-735.

[17] 邢颖,李宝树,程佳. 异步电动机起动过程的电压暂降分析[J]. 电气应用, 2008, 27(15): 79-83.

[18] 宋云亭,郭永基,张瑞华. 基于电磁暂态仿真的电压骤降概率评估[J]. 清华大学学报(自然科学报版), 2003, 43(9): 1177-1180.

[19] 李振坤,陈星莺,余昆,等. 配电网重构的混合粒子群算法[J]. 中国电机工程学报,2008, 28(31): 35-41.

(收稿日期:2015-10-15)

柔性直流输电系统的内模解耦控制研究

褚正超,张英敏,李兴源

(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘要:基于电压源型换流器的直流输电技术作为一种新型高压直流输电技术,具有很多技术优点和广阔的应用前景。在 $d-q$ 同步旋转坐标系下,电压源换流器的直流输电系统数学模型有功电流和无功电流存在耦合,利用内模控制原理对电流内环进行解耦,实现了有功功率和无功功率的独立控制,设计了电流内环控制器,并且给出了控制器参数整定的依据指标。Matlab 数字仿真结果表明,该方法可以较好地实现有功和无功的解耦控制,具有较好的动态品质和鲁棒性,验证了控制策略的正确性和有效性。

关键词:电压源型换流器;内模控制;电流解耦;动态品质

Abstract:As a new type of HVDC technology based on voltage source converter, VSC – HVDC has many technical advantages and broad application prospects. A mathematical model of VSC – HVDC system in $d-q$ synchronous rotating coordinate system is described, but the active current and the reactive current are coupling. The internal model control principle is used to achieve a decoupling of the current inner loop and the independent control of active and reactive power, the inner current loop controller is designed and the basis indicators of controller parameter setting are given. The simulation results with Matlab show that the proposed method can achieve decoupling control of active and reactive power and have good dynamic quality and robustness, which verifies the correctness and validity of the control strategy.

Key words:voltage source converter; internal model control; current decoupling; dynamic quality

中图分类号:721.1 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)01 – 0012 – 06

0 前 言

基于电压源型换流器的高压直流输电技术(VSC – HVDC)能工作于无源逆变,没有传统直流输电对电源的依赖,不存在换相失败的缺陷,并能够实现有功和无功的独立控制及功率的四象限运行,能够起到 STATCOM 的作用,广泛应用于可再生能源并网、分布式并网发电、孤岛供电、城市供电等领域^[1-8]。

文献[3]分析了 VSC – HVDC 的稳态模型,并提出基于 PI 的非线性控制器,但该模型给出的相关物理量间的关系较为复杂,且控制器参数不易确定。文献[4]提出对直流电压的非线性控制策略,实现了功率解耦和对正弦脉宽调制(SPWM)较好的控制,但未对功率控制进行深入的讨论。文献[9 – 10]提出运用内模原理设计 VSC – HVDC 的控制器,

但未给出内模控制器参数整定的依据指标。

新型直流输电技术控制系统采用双闭环控制器,即电压外环和电流内环,其中电压外环控制器跟踪系统级控制器参考信号,产生内环控制器参考信号,电流内环实现网侧电流的波形和相位控制。由于控制系统呈现强烈的非线性耦合特性,首先要对其进行解耦,利用内模控制原理对电流内环解耦,实现有功功率和无功功率的独立控制,并且给出了具体的内环控制器设计方法以及内模控制器参数整定的依据指标。内模控制只有滤波器时间常数,因而控制器参数整定简单。仿真结果表明所设计的控制器具有较好的动态品质,在系统发生干扰时具有较好的鲁棒性和抗干扰能力。

1 VSC – HVDC 原理及数学模型

图 1 为 VSC – HVDC 换流器的拓扑结构。

图 1 中, R 和 L 为系统等效电抗和损耗电阻; C 为直流侧电容; U_{sa} 、 U_{sb} 和 U_{sc} 为网侧三相电压; U_{ca} 、

基金项目:国家自然科学基金项目(51037003);国家电网公司大电网重大专项资助项目课题 SGCC – MPLG001 – 027 – 2012);国家重点基础研究发展计划(973 计划)(2013CB228204)

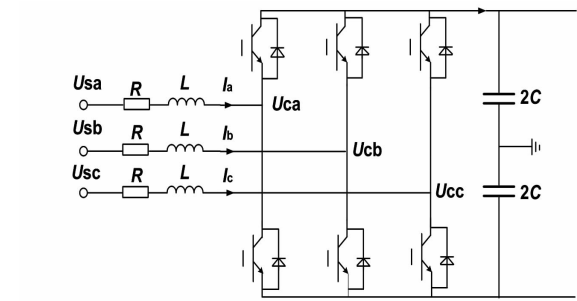


图 1 VSC-HVDC 换流器拓扑结构

U_{cb} 和 U_{cc} 为变流器侧三相电压; I_a 、 I_b 和 I_c 是变流器的三相电流, I_d 为直流电流。上述换流器数学模型在 abc 三相静止坐标系下可描述为

$$\begin{cases} L \frac{dI_a}{dt} + RI_a + \omega LI_a + U_{ca} = U_{sa} \\ L \frac{dI_b}{dt} + RI_b + \omega LI_b + U_{cb} = U_{sb} \\ L \frac{dI_c}{dt} + RI_c + \omega LI_c + U_{cc} = U_{sc} \end{cases} \quad (1)$$

为便于设计控制器,将 abc 三相静止坐标变换到 dq0 同步旋转坐标下,则有

$$\begin{cases} L \frac{dI_d}{dt} + RI_d - \omega LI_q + U_d = U_{sd} \\ L \frac{dI_q}{dt} + RI_q + \omega LI_d + U_q = U_{sq} \end{cases} \quad (2)$$

式中: I_d 、 I_q 为 dq0 网侧电流分量; U_{sd} 、 U_{sq} 为网侧电压分量; U_d 、 U_q 为换流器侧电压分量; 假设电网注入换流器的有功功率和无功功率分别为 P_s 和 Q_s , 则有

$$P_s = \frac{3}{2} (U_{sd} I_d + U_{sq} I_q) \quad (3)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (U_{sd} I_q - U_{sq} I_d) \quad (4)$$

2 内环电流解耦控制分析

2.1 前馈解耦控制方法

由式(2)可知,电流 I_d 、 I_q 除了受到 U_d 、 U_q 影响外,还要受到电流的耦合项 ωLI_d 、 ωLI_q 和电网电压 U_{sd} 、 U_{sq} 的影响,为消除 d、q 轴之间的电流耦合,将式(2)改写成下面的形式:

$$\begin{cases} U_d = U_{sd} - U_d^1 + \Delta U_q \\ U_q = U_{sq} - U_q^1 + \Delta U_d \end{cases} \quad (5)$$

式中: $U_d^1 = L \frac{dI_d}{dt} + R I_d$, $U_q^1 = L \frac{dI_q}{dt} + R I_q$

$\Delta U_q = \omega LI_q$, $\Delta U_d = \omega LI_d$

在式(5)中,通过引入 d、q 轴电压耦合补偿项 U_d 、 U_q ,使非线性方程解耦,同时通过对电压 U_{sd} 、 U_{sq} 进行前馈补偿,可实现 d、q 轴电流的独立解耦。 U_d^1 、 U_q^1 分别和 I_d 、 I_q 具有一阶线性关系,可以用 PI 环节来实现,以补偿在等效电抗器上的压降。

2.2 基于内模控制原理的解耦

2.2.1 内模控制原理

内模控制是一种很实用的控制方法,其设计原理简单,参数调整明了,应用范围较广,并且可以和其他一些控制方式结合运用,如内模控制与神经网络、内模控制与模糊控制、内模控制和自适应控制、内模控制和最优控制、预测控制的结合使内模控制不断得到改进并广泛应用于工程实践中,取得了良好的效果。

图 2 为内模控制结构图^[12-14], $H(s)$ 为被控过程的数学模型, $G(s)$ 为被控过程, $C_{IMC}(s)$ 为内模控制器, $R(s)$ 、 $Y(s)$ 、 d 分别为控制系统的输入、输出、干扰信号。将图 2 进行等效为图 3,则有

$$F(s) = \frac{G_{IMC}(s)}{1 - G_{IMC}(s)H(s)} \quad (6)$$

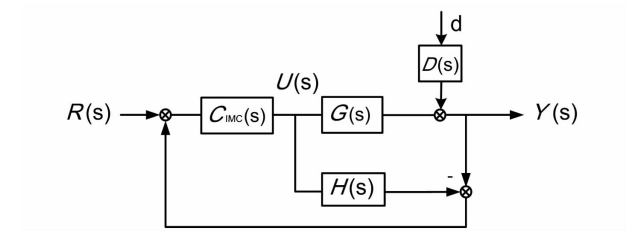


图 2 内模控制结构图

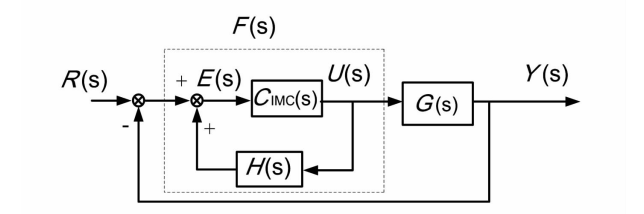


图 3 等效反馈控制结构图

由式(6)可知,等效控制器与内模 $H(s)$ 和内模控制器相关,设计内模控制器时首先将过程模型作因式分解如下:

$$H(s) = H_1(s) \times H_2(s) \quad (7)$$

$H_1(s)$ 包含了内模中所有的纯滞后环节和右半平面(RHP)零点。为简单起见,取其静态增益为 1, $H_2(s)$ 为控制模型中的最小相位部分。

然后,令内模控制为

$$C_{\text{IMC}}(s)=L(s)/H_2(s)\tag{8}$$

式中, $L(s)$ 为低通滤波器。

$$L(s)=\frac{1}{(Ts+1)^n}\tag{9}$$

2.2.2 VSC-HVDC 内模解耦控制

设图 3 中 $U(s)$ 、 $Y(s)$ 、 $R(s)$ 分别为电压相量、电流相量、电流给定相量,即

$$U(s)=\begin{bmatrix}V_d\\V_q\end{bmatrix},Y(s)=\begin{bmatrix}I_d\\I_q\end{bmatrix},R(s)=\begin{bmatrix}I_{dref}\\I_{qref}\end{bmatrix}$$

$$\text{式中},\begin{bmatrix}V_d\\V_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}U_{sd}-U_d\\U_{sq}-U_q\end{bmatrix}$$

由式(5)得

$$\begin{bmatrix}V_d\\V_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}sL+R&-\omega L\\\omega L&sL+R\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_d\\I_q\end{bmatrix}\tag{10}$$

由于模型准确,可得

$$G(s)=\begin{bmatrix}sL+R&-\omega L\\\omega L&sL+R\end{bmatrix}^{-1}\tag{11}$$

由式(10)可知, $H_1(s)=1$,则

$$H_2(s)=G(s)\tag{12}$$

由式(8)、(9)、(12),并取 $n=1$ 得

$$C_{\text{IMC}}(s)=G(s)^{-1}L(s)=\begin{bmatrix}sL+R&-\omega L\\\omega L&sL+R\end{bmatrix}\times L(s)\tag{13}$$

$$F(s)=\left[I-\frac{1}{Ts+1}I\right]^{-1}G(s)^{-1}\frac{1}{Ts+1}=\begin{bmatrix}\frac{sL+R}{Ts}&-\frac{\omega L}{Ts}\\\frac{\omega L}{Ts}&\frac{sL+R}{Ts}\end{bmatrix}\tag{14}$$

式中:主对角线上元素 $(sL+R)/Ts$ 为电流控制器的传递函数;副对角元素 $\omega L/Ts$ 为内模解耦控制网络的传递函数。图 4 为内模解耦控制器,可见内模控

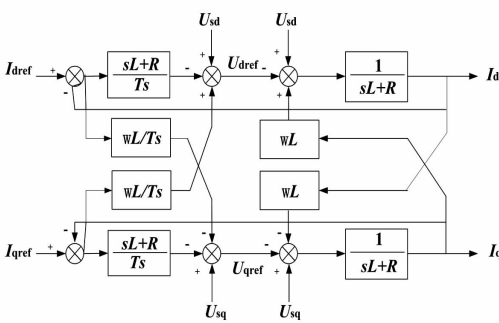


图 4 内模解耦控制器

制也为 PI 结构,调节参数只有 T ,在线调节方便。参数调整与系统的动态品质关系明确,而 T 的取值应兼顾系统的动态性能和鲁棒性综合考虑。

3 动态品质和鲁棒性分析

内模控制系统具有鲁棒稳定性的条件是^[15]:

$$|\eta(j\omega)l_m(\omega)|\leqslant 1\tag{15}$$

为获取 VSC-HVDC 控制器的参数使其能够获得最优的动态响应,需要给出相应的性能指标函数。控制系统的性能指标采用绝对误差积分(integral absolute error,IAE)值评定^[16],基于 IAE 的性能指标设计的控制器对偏差的抑制能力比较强。定义 IAE 为

$$IAE=\int_0^{\infty}|e(t)|dt\tag{16}$$

内模控制器滤波时间常数 T 越小,系统的动稳态性能越好; T 越大,控制系统的鲁棒稳定性越好,因而应综合考虑这两方面因素进行取值,图 5 是时间常数 T 取 0.2、0.4、0.6、0.8、1.0、1.2 时电流控制器传递函数 $(sL+R)/Ts$ 的伯德图。此外内模控制器滤波时间常数的取值还要综合绝对误差指标、系统鲁棒性稳定性、上升时间、调节时间、超调量指标来确定,表 1 为各指标计算结果。

结合图 5 可知,随着时间常数 T 的增大,传递函数的稳定值越小,控制系统的鲁棒稳定性越好;随着时间常数 T 的减小,系统响应可以较快地实现误差的消除达到给定值,系统的动态稳定性能越好;故对时间常数的选取不能过大也不能太小。

由表 1 中各指标可以看出,选择 $T=0.6$ 较为合适,此时调节时间常数、上升时间都较小,相对来说系统响应快,超调小,能够同时兼顾系统动态品质和鲁棒性。

4 Matlab 系统仿真分析

基于上述 VSC-HVDC 系统模型和控制方法,采用 Simulink 对 VSC-HVDC 交流互联系统进行了仿真研究。其仿真系统图 5 所示,系统主要电气参数如表 2 所示。

此外,系统模型中的控制器参数为 $R=0.075\Omega$, $L=0.0239\text{ H}$, $T=0.6\text{ s}$, $\omega=314\text{ rad/s}$ 。

1) 功率上升试验仿真

启动时整流侧有功功率和无功功率给定均为 0,逆变侧无功功率给定为 0,系统在 0.2 s 后直流电

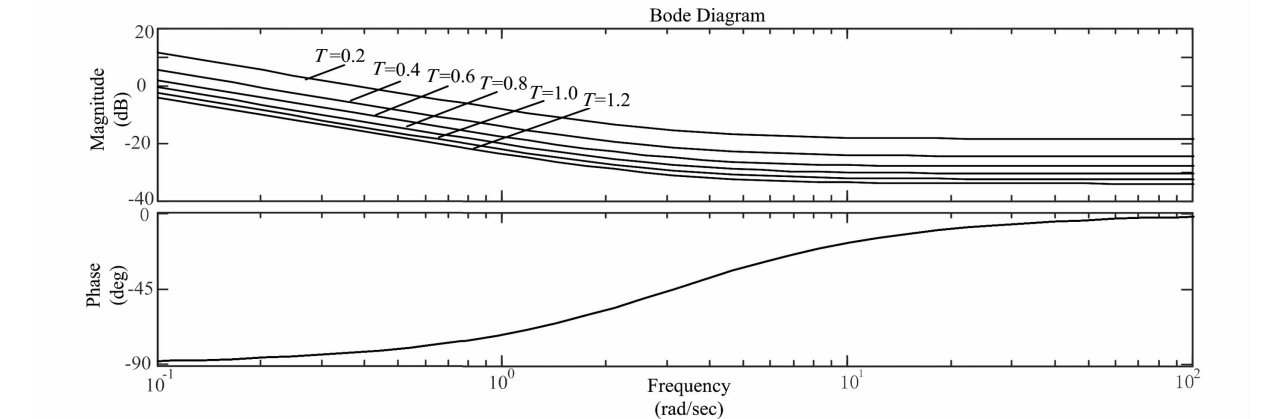


图5 电流控制器的伯德图

表1 各指标计算结果

T	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80
$IAE/10^{-2}$	6.909	7.853	7.733	8.314	8.027	8.651	8.825	9.037	9.486
t_s/ms	571.6	533.4	472.8	516.8	534.2	420.5	412.4	375.3	384.4
t_r/ms	3.703	3.704	3.778	3.704	3.704	5.185	3.560	5.111	5.185
$\sigma/\%$	27.01	26.33	26.70	26.76	26.81	26.64	23.49	20.21	20.61

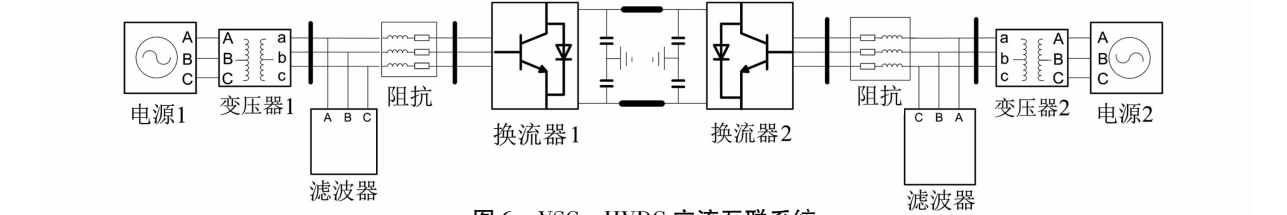


图6 VSC-HVDC 交流互联系统

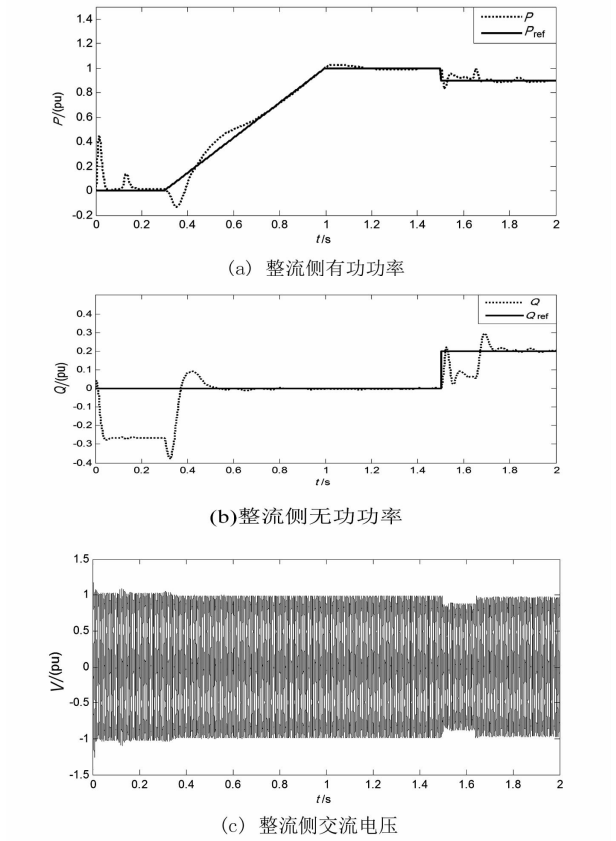
表2 VSC-HVDC 系统参数

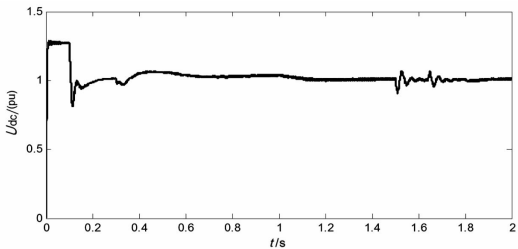
换流站1、2侧参数	数值
额定容量/MVA	2 000
变压器变比	230 kV/100 kV
连接方式	Y/D
额定频率/Hz	50
变压器等效电抗/(pu)	0.15
换流电抗器等效电感/(pu)	0.15
损耗的等效电阻/(pu)	0.015
电缆长度/km	75
接地电容/(F·km ⁻¹)	2.31×10 ⁻⁷
直流输电电缆电阻/(Ω·km ⁻¹)	0.013 9

压开始达到稳定。在0.3 s时,整流侧有功功率斜坡上升,1 s时达到1 pu,无功功率不变,逆变侧有功功率0.3 s时开始下降,1 s时约为-0.9 pu,无功功率不变,1.5 s时整流侧无功功率调整为0.2 pu,有功功率调整为0.9 pu,1.8 s时逆变侧无功功率调整为-0.2 pu,仿真结果如下。

图7、图8中,启动过程中有功功率迅速跟踪给定指令均匀地增加,1 s时达到1 pu,整流侧超调量小于0.2 pu,逆变侧小于0.4 pu。1.5 s、1.8 s系统两端的无功功率变化时,可以看出系统对无功功率的控制和响应迅速,功率调节过程中两端的无功调

节超调量小于0.4 pu,超调时间很短,交流侧电压稳定。直流电压快速建立,在功率调整过程中波动很





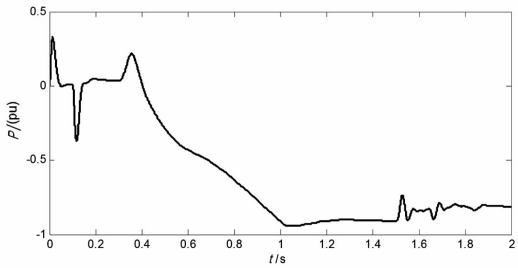
(d) 整流侧直流电压

图 7 整流侧仿真结果

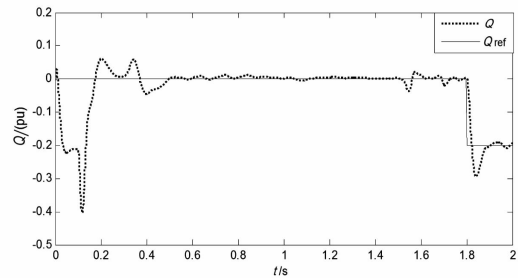
小,约为0.1 pu。

2) 三相短路故障仿真试验

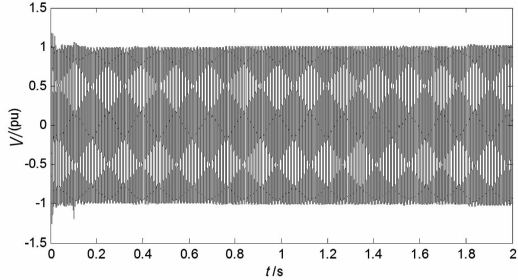
在逆变侧变压器和交流系统之间设置三相短路故障,故障2 s开始,持续0.1 s,通过三相短路故障检验所设计控制器的暂态响应效果,仿真结果如图9、图10所示。



(a) 逆变侧有功功率

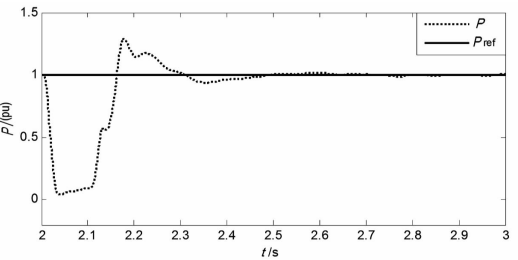


(b) 逆变侧无功功率

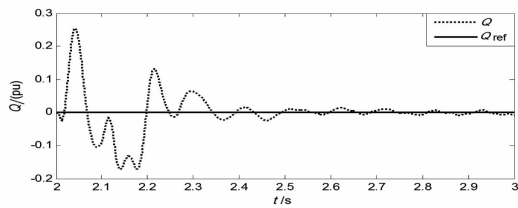


(c) 逆变侧交流母线电压

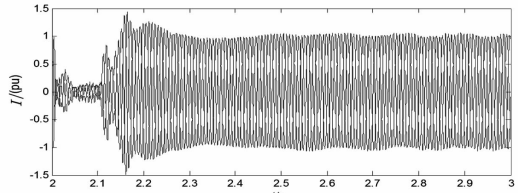
图 8 逆变侧仿真结果



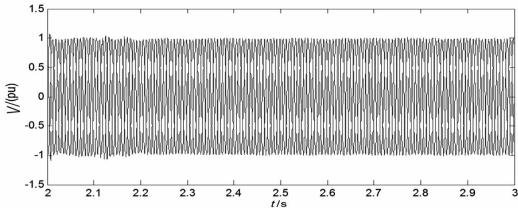
(a) 整流侧有功功率



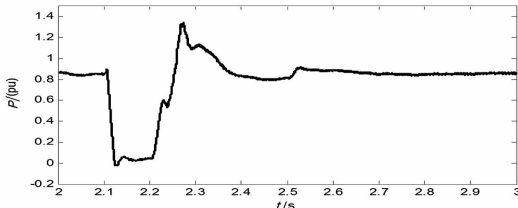
(b) 整流侧无功功率



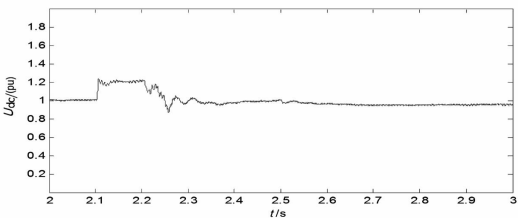
(c) 整流侧交流电流



(d) 整流侧交流电压

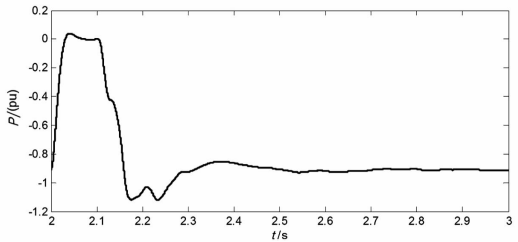


(e) 整流侧直流功率

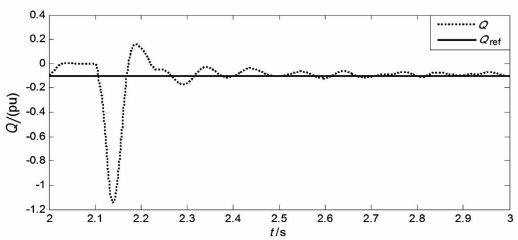


(f) 整流侧直流电压

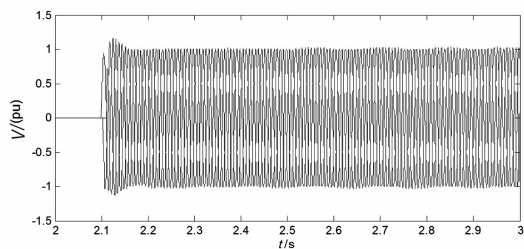
图 9 三相短路时整流侧仿真结果



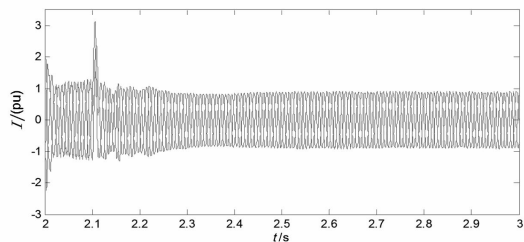
(a) 逆变侧有功功率



(b) 逆变侧无功功率



(c) 逆变侧交流电压



(d) 逆变侧交流电流

图10 三相短路时逆变侧仿真结果

如图9、图10所示,短路过程中系统的有功功率快速减小到0,整流侧无功发生剧烈波动,直流电压波动约为0.25 pu。故障切除后,有功功率、无功功率迅速跟踪指令,2.3 s恢复正常,此期间逆变侧无功出现短时较大超调。直流电压在2.3 s也已基本达到稳定。由仿真结果可以看出,所设计的控制器能够实现快速跟踪功率给定指令和直流侧电压的稳定,两侧控制器能够达到有功和无功的独立控制。

5 结 论

在VSC-HVDC dq0坐标系数学模型的基础上,运用内模控制原理对电流内环进行解耦,并对控制器的结构进行了设计,通过各指标来整定控制器参数使系统能够具有较好的动态品质和鲁棒性,最后对所设计的控制器进行了模拟仿真。结果表明,该方案控制效果良好,所设计的控制器具有较好响应速度,可以很好地实现有功、无功解耦控制,在外部发生扰动时具有较好的跟踪效果和抗干扰能力。

参考文献

[1] 李庚银,吕鹏飞,李广凯,等. 轻型高压直流输电技术的发展与展望[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(4): 77-80.

[2] 张桂斌,徐政. 直流输电技术的新发展[J]. 中国电力, 2000, 33(3): 32-35.

[3] 文俊,张一工,韩晓民,等. 轻型直流输电——一种新一代HVDC技术[J]. 电网技术, 2003, 27(1): 47

-51.

[4] 张桂斌,徐政,王广柱. 基于VSC的直流输电系统的稳态建模及其非线性控制[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(1): 17-22.

[5] 张建坡,赵成勇,孙一莹,等. 基于电压源换流器型直流输电拓扑结构和调制策略[J]. 电网技术, 2013, 37(6): 1733-1738.

[6] 汤广福,贺之渊,庞辉. 柔性直流输电工程技术研究、应用及发展[J]. 电力系统及其自动化, 2013, 37(15): 3-14.

[7] 汤广福,罗湘,魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17.

[8] 李爽,王志新,王国强. 海上风电柔性直流输电变流器P-DPC控制研究[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 265-270.

[9] 石新春,宋红瑾,周国梁. 基于内模原理的VSC-HVDC控制方法研究[J]. 高压电器, 2008, 44(4): 304-307.

[10] 朱代祥,丁明. 基于内模控制的VSC-HVDC系统仿真研究[J]. 合肥工业大学学报(自然科学版), 2010, 33(5): 652-656.

[11] 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.

[12] 刘红军,韩璞,孙海蓉,等. 基于内模控制的PID控制器的设计[J]. 计算机仿真, 2005, 22(3): 207-210.

[13] 何承波,刘开培,魏洪杰,等. 基于内模控制策略的自整定PID控制器[J]. 武汉大学学报(工学版), 2002, 35(2): 108-112.

[14] 薛定宇,陈阳泉. 基于MATLAB/Simulink的系统仿真技术及应用(第1版)[M]. 北京:清华大学出版社, 2002.

[15] 徐应年,赵阳,谌海涛,等. 电压型逆变电源输出电压IMC-PID控制技术研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(28): 91-95.

[16] 何芝强. PID控制器参数整定方法及其应用研究[D]. 杭州:浙江大学, 2005.

作者简介:

褚正超(1992),硕士研究生,研究方向为电力系统稳定与控制;

张英敏(1974),副教授、硕士生导师,研究方向为高压直流输电、电力系统稳定与控制;

李兴源(1945),教授、博士研究生导师、中国电机工程学会电力系统专委会委员、IEEE高级会员,从事电力系统稳定与控制、高压直流输电。

(收稿日期:2015-11-24)

长链式电网分接头确定原则及其在南疆电网中的应用

朱国平¹,王晓飞¹,彭 龙²,朱洪伟¹,钟 波¹,杨光宇¹,潘 艳²

(1. 国网新疆电力公司疆南供电公司,新疆 喀什 844000;
2. 南京南瑞集团公司北京监控技术中心,北京 102299)

摘 要:长链式电网电压控制问题较为突出,合理的分接头位置有重要意义。结合长链式电网运行特点,分别从大小负荷方式、事故后方式、检修方式和空充线路控制方面分析变压器分接头位置对电压控制的影响,综合四个方面下的电压控制找出最优的分接头位置,并将此方法应用到疆南电网库—阿—巴—喀工程。结果表明,采用分接头确定方法能够满足电网运行要求,对实际电网运行有一定参考意义。

关键词:分接头选择;电压控制;无功电压

Abstract:The voltage control of lone – chain power grid is more prominent , and the reasonable tap position is very important. Based on the operating characteristics of long – chain power grid, the influence of transformer tap position on voltage control is analyzed in four ways , and the optimal tap position is found out comprehensively from view of four voltage controls. The practicability and accuracy of the proposed method are analyzed by an actual power grid. The results show that the proposed method can meet the requirements of power grid operation and it provides a valuable reference to the actual power grid operation.

Key words:tap selection; voltage control; reactive voltage

中图分类号:TM73 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)01 – 0018 – 05

0 前 言

通过调节变压器分接头即改变变压器变比来调压是电网主要的调压措施之一。分接头的调节范围应能满足运行电压的要求,调节变压器分接头调整主要功能是调整无功分布。变压器分为有载调压变压器和无载调压变压器,前者多用于负荷变化频繁的情况下,后者一般用于分接头长期不需要调整的情况下,对于无载调压变压器,由于其分接头固定,因此其分接头位置需满足电网各种运行工况的调压要求^[1]。

通常确定分接头的原则为根据大负荷、小负荷运行方式的调压要求综合分析确定分接头的位置,采用分接头调压也有其局限性,根据变压器等值模型可知,调节分接头的位置其实是通过改变变比使两侧对地阻抗发生变化已达到调压的目的,对于两侧网络发展较为成熟、短路容量较大的系统调压效果不太明显^[2],但对于电网建设初期、网络联系薄弱的电网,变压器分接头的调压作用较为明显,影响

方面较多,需要兼顾高压网络的空充和事故后低电压和过电压控制的要求^[3-5]。

目前文献[6-8]集中在变压器分接头算法上的研究,对于实际电网特性分析较少,结合实际电网运行特性,总结电网调压特点,综合大负荷、小负荷运行方式的调压要求,兼顾事故后电压控制、合空充操作和检修方式给出了变压器分接头确定的原则,最后以新疆南部电网库—阿—巴—喀输变电工程为实例,应用此原则确定其分接头位置。

1 变压器分接头确定的一般原则

1.1 电压控制目标

保证电网各母线电压在各种运行方式下均不越限是电网电压控制的目标,具体分为三个:大负荷方式下,电压不越下限;小负荷方式下,电压不越上限;检修方式和事故后电压满足《电力系统电压和无功电力技术导则》要求。

1.2 大小负荷方式控制

实际电网存在着许多电网运行方式,一般工程上只考虑电压最低和电压最高的两种运行方式,在

这两种运行方式下的电压控制策略能够满足电压运行的要求,则认为其他方式也能满足电压控制要求。

大负荷方式下,潮流重,无功消耗最多,电压运行最低,在有无功补偿设备的基础上,应满足电压不越下限的要求;小负荷方式下,潮流轻,无功消耗最少,电压运行最高,在无功补偿设备的基础上,应满足不越上限的要求。

1.3 事故后电压控制

重潮流下,高电压等级线路故障后引起的潮流转移会使系统消耗更多的无功,同时线路切除后系统损失了一部分充电功率,两者共同作用使无功更加缺乏,引起电压的下降;

轻潮流下,线路单侧跳闸,空充到强系统,线路首端电压合理,线路末端电压超过允许范围,空充到弱系统,线路首端近区电压大幅升高,线路末端电压更加超过允许范围。考虑着两种电压过低和过高的情况,变压器的分接头选择应尽量使其事故后电压控制措施简单^[9-10]。

1.4 检修方式

对于长链式电网中间任一线路检修,将形成剩余网络高电压等级与主网断开,网络薄弱导致短路容量降低,电压波动大控制困难。同时对于单线单变的网络,中间一台主变压器检修下,由两段长线路形成超长线路,线路沿线稳态电压可能超出运行要求范围。若发生超长线路单侧偷跳和检修主变压器的相邻主变压器跳闸,大量冗余无功下网导致严重过电压,停线操作也难以安排。分接头选择不合理易造成高电压等级电压高,导致检修方式安排困难。

1.5 合空充电压控制

当电网一端系统较弱,高电压等级线路较长时,从弱系统侧对线路进行充电操作,将引起近区母线电压大幅升高,导致操作前母线电压难以控制。在对高电压等级线路系统调试期间,需要从两侧分别对线路进行充电操作,电压控制问题更加突出。变压器的分接头若选择不合理会导致合空充电压控制困难。

2 主变压器分接头确定流程

对实际电网进行分接头选择时,在保证系统无功充裕的情况下调节分接头才能达到调压的效果,有以下几个基本步骤:

- 1)根据两侧电压控制目标和允许运行范围,确定电压控制目标;
- 2)大负荷和小负荷方式评估无功补偿控制策略;
- 3)校验事故后电压:轻潮流单侧跳闸过电压、重潮流 $N-1$ 低电压;
- 4)检修方式下电压控制措施评价;
- 5)空充线路电压控制措施评价;
- 6)综合大小负荷方式、事故后、检修方式和空充线路电压控制策略综合评价确定分接头位置。

3 新疆南部电网主变压器分接头确定

3.1 概述

如图 1 所示,预计 2015 年 9 月至年底,750 kV 库车—阿克苏—巴楚—喀什输变电工程投运,该工程投运后,由 750 kV 吐鲁番变电站始,至 750 kV 喀什变电站,1 000 km 750 kV 线路均为单线,与主网联系薄弱,疆南各 750 kV 变电站变压器为无载调压变压器。220 kV 侧有 5 个分接头可选择,即 220 kV $\pm 2 \times 2.5\%$ 。

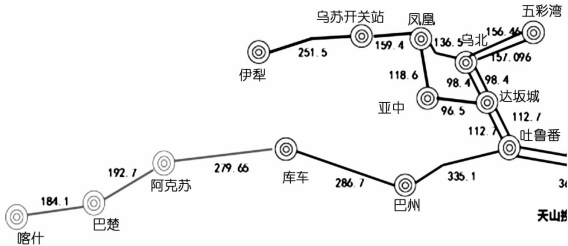


图 1 新疆 750 kV 主网架

3.2 电压控制特性分析

南疆电网线路长,潮流较轻,无功功率过剩严重,主要存在过电压问题,现通过理论分析其主要无功电压特性。表 1 为 750 kV 线路长度和补偿情况。

表 1 750 kV 线路长度和补偿情况

线路名称	长度/km	高抗补偿度
喀什—巴楚	184	80%
巴楚—阿克苏	193	77%
阿克苏—库车	280	82%
库车—巴州	287	85%

电压变化主要来自无功功率流过线路产生的压升和冗余功率注入系统造成的压升的叠加:

$$\Delta U_{\text{沿线}} = \frac{PR + QX}{U}$$

(1)

$$\Delta U_{\text{首端}}=\frac{\Delta Q}{S}U_0$$

(2)

设线路长度为 L (百公里),取基准容量 100 MVA,基准电压 750 kV,750 kV 线路百公里阻抗取 0.005 p. u. ,百公里线路充电功率取 250 Mvar,取高抗补偿度 80% (两侧各 40%),沿线最高电压在线路的 60% 处,忽略特高压电阻,则

$$\Delta U_{\text{沿线}}=750\times\int_0^{0.6L}2.5L\times0.005dL\approx1.7\times L^2\text{ kV}$$

(3)

750 kV 线路百公里冗余无功 $250\times20\%=50$ Mvar,南疆电网线路断开后 750 kV 母线侧短路容量约为 3 000 MVA,由于初始有部分无功下网,因此实际小于冗余无功,考虑最严重情况网络变化后 $\Delta Q=Q_{\text{冗余}}$ 。

$$\Delta U_{\text{首端}}\approx50\times L/3\,000\times750=12.5\times L\text{ kV}$$

(4)

$$\Delta U=\Delta U_{\text{首端}}+\Delta U_{\text{沿线}}=12.5L+1.7L^2\text{ kV}$$

(5)

根据上式可知,当线路为 200 km 时,最严重情况下单侧跳闸可能造成 30 kV 左右压升,如果主变压器检修方式下发生相邻主变压器跳闸或长线单侧跳闸可能造成 50 kV 的压升。

3.3 确定电压控制目标

新疆南部电网 750 kV 电压控制原则,正常运行电压 750 ~ 800 kV,事故后若在 800 ~ 840 kV 之间,采取调度员手动采取措施控制,在 840 kV 以上需安自装置快速动作恢复正常。220 kV 正常运行电压控制要求在 230 ~ 242 kV 之间,事故后电压不低于 207 kV。南疆电网 750 kV 正常运行电压在 765 ~ 775 kV 之间,220 kV 电压长期运行在 238 ~ 242 kV 之间,220 kV 电压几乎没有运行裕度。

3.4 大、小负荷方式下电压评估

南疆电网 750 kV 正常运行电压在 765 ~ 775 kV 之间,220 kV 电压长期运行在 238 ~ 242 kV 之间,电压偏高严重。根据电网实际运行情况安排两种无功消耗最大和无功消耗最小的方式,即大负荷和小负荷方式。表 2 为南疆电网各地州最大和最小负荷。

表 2 南疆电网负荷

负荷电源 情况/MW	和田	疆南	阿克苏	巴州
最大负荷	310	1 240	1 400	1 060
最小负荷	180	660	750	800

分别在这两种方式下,通过无功补偿装置和发

电机调节使电压调整到实际运行水平,首先分析无功补偿投入情况,以获得电压调节裕度。

表 3 750 kV 变电站无功补偿情况分析

750 kV 变电站	电抗配置	投入低抗	
		大负荷	小负荷
喀什	2 × 60	60	60
巴楚	2 × 60	60	2 × 60
阿克苏	2 × 60 + 45	2 × 60	2 × 60 + 45
库车	3 × 60	60	3 × 60
巴州	4 × 60	60	2 × 60

表 3 为各 750 kV 变电站在大、小负荷方式下无功补偿投入情况,表 4 为各地州 220 kV 变电站无功补偿情况,可知在大负荷方式下,750 kV 变电站和 220 kV 变电站均有调压裕度。在小负荷方式下,各 750 kV 变电站和 220 kV 变电站剩余电抗容量较低,个别变压器和地州已无降低电压的手段,即对于 220 kV 电压层面,电压较高的情况控制较为困难。

表 4 220 kV 变电站无功补偿情况 (Mvar)

地区	大负荷方式		小负荷方式	
	投入 电容器	剩余 电容器	投入 电抗器	剩余 电抗器
和田	37	10	55	0
疆南	194	142	150	50
阿克苏	54	263	85	0
巴州	157	292	95	45

在当前的无功配置情况下,220 kV 网络高电压情况是主要矛盾。因此希望通过调节变压器分接头能够降低 220 kV 电压,同时兼顾 750 kV 电压在一个合适的范围。在其他条件都不变的情况下调整分接头 +1 挡和 +2 挡 (经初步分析其他档位不适合调压要求),得到表 4 电压变化情况。

表 5 小负荷电压

750 kV 变电站	电压 /kV	全部 + 1 挡位	全部 + 2 挡位
喀什	750	759.8	775
	220	237.9	237.1
巴楚	750	762	776.6
	220	238	237
阿克苏	750	764.1	778
	220	238	236.9
库车	750	764.3	775.3
	220	238	236.6
巴州	750	768.6	773.5
	220	236.5	237.6

表 5 为小负荷方式下不同挡位电压情况,各台

主变压器分接头调至 +1 挡后,各台变压器主变压器 750 kV 母线电压均有升高,从巴州变压器 750 kV 母线到 750 kV 线路喀什末端,电压升高幅度依次变大,升高范围在 3.8 ~ 12.6 kV 之间。各台主变压器 220 kV 侧母线电压除巴州主变压器 220 侧电压升高 0.8 kV 以外,其余均有所降低,喀什电压降低为 1.4 kV,其余在 2.2 ~ 2.4 kV 之间。

表 6 大负荷电压			
750 kV 变电站	电压 /kV	+1 挡位	+2 挡位
喀什	750	777.7	765.1
	220	237.1	238.5
巴楚	750	779.8	768
	220	237.5	239.7
阿克苏	750	780	769.2
	220	236.3	238.5
库车	750	777	768.4
	220	236	238.4
巴州	750	774.8	771
	220	236.8	236

大负荷方式下,无功需求最大,在此方式上校核主变压器不同分接头的适用性,表 6 为不同挡位电压,各台主变压器分接头调至 +1 挡后,各台变压器主变压器 750 kV 母线电压均有升高,从巴州变压器 750 kV 母线到喀什末端,电压升高幅度依次变大,升高范围在 4.9 ~ 15.2 kV 之间。各台主变压器 220 kV 侧母线电压除巴州主变压器 220 侧电压升高 1.1 kV 以外,其余均有所降低,变化范围在 0.8 ~ 1.4 kV 之间。

综合大小负荷方式电压情况分析,小负荷下 220 kV 过电压情况是主要矛盾,在 +1 挡位下 220 kV 电压能够降低 2 kV 左右,同时 750 kV 母线电压维持在 780 kV 左右,电压较为适中。

3.5 检修方式

库车主变压器检修下 750 kV 巴库一线巴侧跳闸,压升最大,表 7 给出检修方式下不同挡位分接头事故后电压变化情况。

表 7 检修方式 N-1 后压升			
变压器挡位	母线 /kV	最高电压	最大压升
+1	750	835.3	56.6
	220	249.3	10
+2	750	817.6	55
	220	246.2	9.7

主变压器检修方式下,长线路发生单侧偷跳和相邻主变压器跳闸压升较大,不同挡位最大压升相

近。相对最高电压而言都在 840 kV 以内,+2 挡位有较大电压裕度。

3.6 事故后方式电压评估

1)事故后低电压

变压器分接头的选择对于事故后电压过低和高情况都有一定影响,电网运行电压较低时不利于系统稳定性,变压器分接头挡位的选择应避免电网运行电压低导致稳定性下降的问题,因此事故后低电压是评估分接头合理性的一个重要方面。由上面分析可知,各分区容性无功补偿装置裕度较大,电压低不是电网运行的主要矛盾,因此本例可不用考虑事故后低电压问题。

2)事故后过电压

南疆电网线路长,充电功率高,发生线路单侧跳闸情况易出现过电压情况。表 8 为小负荷方式下不同变压器挡位线路单侧偷跳的压升情况。

表 8 线路单侧偷跳压升			
变压器挡位	母线 /kV	最高电压	最大压升
+2	750	796.1	26.2
	220	241.1	5.1
+1	750	780.6	22.8
	220	239.6	2.6

由表 8 可知:+2 挡,线路单侧跳闸后多处 750 kV 电压在 790 ~ 800 kV 范围内,750 kV 母线最高电压达到 796.1 kV,最大压升 26.2 kV,对应巴库巴侧跳闸巴州电压。220 kV 母线最高电压 241.1 kV,最大压升 5.1 kV,对应库车主变压器 220 kV 电压;+1 挡,750 kV 电压最高为 780.6 kV,压升最高为 22.8 kV,对应喀什主变压器跳闸后楚喀线喀侧电压。跳闸后 220 kV 母线压升最高为 2.6 kV,对应楚喀喀侧跳闸巴楚 220 kV 电压。

按照正常运行电压 750 ~ 800 kV,事故后短时间在 800 ~ 840 kV 之间的标准,两个挡位都在要求范围内,对应 +1 挡有较大的电压控制裕度。

3.7 合空充操作电压评估

合空充线路时,为保证线路沿线电压不超过电压要求,需控制合闸侧母线的初始电压低于某值,750 kV 按不超过 800 kV 控制,不同分接头对应合空充操作时的 750 kV 变电站电压不同,不合适的分接头设置可能造成电压控制困难。表 9 为给出各 750 kV 变电站母线合空充母线电压控制要求。

表 9 空充电压控制分析

合闸侧	空投	电压等级 /kV	母线 压升	沿线最 高压差	母线控制 电压
巴州	巴库线	750	12.4	11.16	776.4
		220	3.3		238.7
库车	库阿线	750	18.2	17.82	764
		220	4		238.1
阿克苏	阿楚线	750	17.4	7.74	775.2
		220	3.7		238.3
巴楚	楚喀线	750	18.8	6.3	775.1
		220	3		237

由于在无 750 kV 线路充电功率下注的情况下，通过投 750 kV 变电站低抗能够控制 220 kV 母线电压在较低水平，因此两种挡位下均可以。

3.8 分接头位置综合评估

通过大、小负荷方式、事故后、合空充操作评估了不同分接头的合理性，如表 10 所示。

表 10 分接头位置综合对比

运行方式		+1 挡/kV	+2 挡/kV
大负荷	750 kV	773 ~ 778	759 ~ 76236 ~ 238
	220 kV	236 ~ 238	
	升压裕度	较大	
小负荷	750 kV	774 ~ 780	765 ~ 771
	220 kV	236 ~ 238	236 ~ 240
	降压裕度	无	无
检修方式	一检一跳	最高电压 835.3, 最大压升 56.6	最高电压 817.6, 最高压升 55
事故后	过电压	最高电压 796.1, 最大压升 26.2	最高电压 780.6, 最高压升 22.8
	情况		
	低电压情况	控制裕度较大	控制裕度较大
合空充	750 kV	764 ~ 776、控制措施较容易	
	220 kV	237 ~ 239、控制措施较容易	

综合表 10 分析，若新疆南部电网按上述控制原则，正常运行电压 750 ~ 800 kV，事故后若在 800 ~ 840 kV 之间，采取调度员手动采取措施控制到正常水平。电压在 840 kV 需配置安自装置故障后快速动作恢复正常运行电压。220 kV 正常运行电压控制要求在 230 ~ 242 kV 之间，事故后电压不低于 207 kV，则选择 +1 挡较为适合。

4 结 论

结合链式电网的特点，给出了变压器分接头的确定原则，即根据电压控制目标，考虑大、小负荷方式、事故后方式、检修方式和合空充电压控制，综合确定合理的分接头位置。将此原则应用疆南电网库—阿—巴—喀工程，所选择分接头能更好满足各种工况的电压控制要求，验证了原则的准确性。

参考文献

[1] 谭永才. 电力系统规划设计技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 213 – 220.

[2] 许文超, 郭伟. 电力系统无功优化的模型及算法综述[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(1): 100 – 104.

[3] 提兆旭, 龚昱, 徐剑, 等. 变压器分接头对电压稳定的影响及动作限域的构成[J]. 电力系统及其自动化学报, 2000, 12(1): 20 – 23.

[4] 李向荣. 变压器分接头与广西电网无功电压水平的关系分析[J]. 广西电力, 2007(1): 9 – 13.

[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] 刘崇茹, 张伯明, 孙宏斌. 交直流系统潮流计算中换流变压器分接头的调整方法[J]. 电网技术, 2006, 30(9): 22 – 27.

[7] 陈添福. 确定三绕组变压器电压分接头档位的算法及其在区域电网电压调整中的应用[J]. 电网技术, 2008, 32(1): 57 – 60.

[8] 杨华, 王良. 变压器分接头位置的估计[J]. 电力系统及其自动化学报, 2001, 13(3): 61 – 63.

[9] 刘明松, 张健, 张文朝. 弱电磁环网运行控制若干问题及对策[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(4): 109 – 114.

[10] 潘炜, 刘文颖, 杨以涵, 等. 电磁环网条件下西北 750 kV 电网运行方式的研究[J]. 电网技术, 2007, 31(1): 33 – 38.

作者简介：

朱国平(1985), 助理工程师, 研究方向为电力系统及继电保护;

彭 龙(1988), 助理工程师, 研究方向为电网运行与控制。

(收稿日期: 2015 – 10 – 28)

同通道敷设多回单芯电缆金属 护套感应电压与环流计算模型研究

刘 科^{1,2}, 张亮平², 温晓舫²

(1. 国网成都供电公司电力经济技术研究所, 四川 成都 610041;

2. 四川锦能电力设计有限公司, 四川 成都 610041)

摘要:随着城市电缆通道资源的日益紧缺,多回电缆同通道敷设成为电缆线路建设和运行必然面对的问题。目前尚缺乏对多回单芯电缆线路同通道敷设时金属护套感应电压与环流进行研究。根据单芯电缆交叉互联单元的等值电路,分析了单回路电缆金属护套感应电压与环流的计算模型。结合电缆敷设的实际情况,考虑了线芯电流不平衡、交叉互联单元内段长和敷设间距以及排列方式不同等因素的影响,推导出多回电缆同通道敷设时金属护套感应电压与环流的计算模型。

关键词:单芯电缆;交叉互联单元;感应电压;护套环流

Abstract: With the increasing shortage of cable channel resources in the cities, multi-circuit cables laying in the same cable channel is the inevitable problem in the construction and operation of cable lines. There is short of the researches on the calculation model of induced voltage and circulating current in metallic sheaths for multi-circuit cables laying in the same cable channel at present. According to the equivalent circuit of single-core cable with cross-bonding connection unit, the calculation model of induced voltage and circulating current in metallic sheaths is analyzed. In accordance with the actual situation of cable laying, the calculation model of induced voltage and circulating current in metallic sheaths of multi-loop cable laying in the same cable channel is deducted, considering the imbalance of conductor current and the influences of cross-bonding connection unit with different segment length, laying spacing and arrangement etc.

Key words: single-core cable; cross-bonding connection unit; induced voltage; circulating current in sheaths

中图分类号: TM247 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)01-0023-03

单芯电缆线路正常运行时,线芯电流产生的交变磁场将在电缆金属护套上产生感应电压,为保证维护人员的人身安全和电缆安全稳定运行,电缆线路的设计和运行规程中均对电缆金属护套感应电压的幅值做出限制。电缆采用交叉互联接地方式成为有效控制金属护套感应电压和环流的有效方法。但在电缆实际敷设过程中,由于现场条件的限制,交叉互联单元内各段电缆敷设方式和段长无法保证完全一致,从而时常出现金属护套感应电压和环流过大的现象。护套内产生的环流不仅造成能量损耗,还将影响电缆线路的载流量和电缆寿命。因此交叉互联单元内电缆金属护套感应电压与环流计算引起了设计和运行人员的高度关注^[1-3]。当前关于同相并联单芯电缆、敷设间距和段长变化等对电缆护套感应电压与环流计算的影响,成为研究热点^[4-10]。随着城市电缆通道资源的日益紧缺,多回路电缆同

通道敷设成为电缆线路建设和运行必然面对的问题,目前尚缺乏对多回路单芯电缆线路同通道敷设时产生金属护套感应电压与环流进行研究。下面从单回路电缆交叉互联单元等值电路出发,考虑电缆在一个完整的交叉互联单元内出现排列布置方式不同、段长不均匀以及多回电缆间相互影响等因素,推导出同通道敷设多回路单芯电缆金属护套感应电压与环流的计算模型。

1 单回路电缆感应电压与环流计算模型

1.1 等值电路图及参数说明

图1中参数说明: R_1 、 R_2 分别为护套首端和末端接地电阻的测量值, R_e 为大地漏电阻, Ω ; Z_{0i} 为各段电缆护套的自阻抗(i 分别取1、2、3,对应交叉互联的第1、2、3段电缆), Ω ; E_{SAi} 、 E_{SBi} 、 E_{SCi} 为每段电缆线芯电流引起的感应电压, V ; E_{HAi} 、 E_{HBi} 、 E_{HCi} 为每段

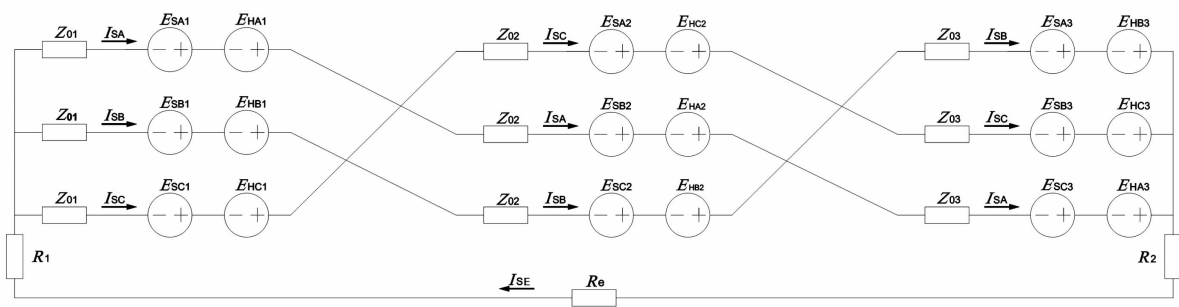


图1 单回电缆金属护套交叉互联单元等值电路图

电缆护套感应电流和大地漏电流引起的感应电压, V ; I_{SA} 、 I_{SB} 、 I_{SC} 分别为 A、B、C 三相金属护套感应电流, A; I_{SE} 为大地漏电流, A。

Z_{0i} 和 R_e 的计算可参考文献[8], 此处不再赘述。

1.2 线芯负荷电流引起的护套感应电压

对第 i 段电缆, 设有 n_i 种敷设方式, 则 A、B、C 各相电缆线芯电流在金属护套上产生的感应电压分别为

$$\begin{cases} E_{SAi} = \sum_{p=1}^{n_i} U_{SAip} \times L_{ip} \\ E_{SBi} = \sum_{p=1}^{n_i} U_{SBip} \times L_{ip} \\ E_{SCi} = \sum_{p=1}^{n_i} U_{SCip} \times L_{ip} \end{cases} \quad (1)$$

式中: U_{SAip} 、 U_{SBip} 、 U_{SCip} 为第 i 段 A、B、C 三相电缆对应于第 p 种排列方式时对应的线芯电流产生的感应电势; L_{ip} 为第 i 段电缆种的第 p 种排列方式时的电缆长度, m。

U_{SAip} 、 U_{SBip} 、 U_{SCip} 的计算可参考文献[8], 此处不再赘述。

1.3 护套感应电流与大地漏电流引起的感应电压

对第 i 段电缆, 设其排列方式有 n_i 种, 则 A、B、C 各相电缆护套感应电流及大地漏电流引起的金属护套上感应电压分别为

$$\begin{cases} E_{HAI} = I_{SB} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{abip} \times L_{ip}) + I_{SC} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{acip} \times L_{ip}) - X_{he} \times I_{SE} \times L_i \\ E_{HBI} = I_{SA} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{abip} \times L_{ip}) + I_{SC} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{bcip} \times L_{ip}) - X_{he} \times I_{SE} \times L_i \\ E_{HCI} = I_{SA} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{acip} \times L_{ip}) + I_{SB} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{bcip} \times L_{ip}) - X_{he} \times I_{SE} \times L_i \end{cases} \quad (2)$$

式中: X_{abip} 、 X_{bcip} 、 X_{acip} 分别为第 i 段电缆第 p 种排列方式时 A 相与 B 相、B 相与 C 相、C 相与 A 相护套的互感抗; X_{he} 为大地电流对护套的互感抗, Ω ; L_i 为

第 i 段电缆的段长, m。

X_{abip} 、 X_{bcip} 、 X_{acip} 和 X_{he} 的计算参考文献[8], 此处不再赘述。

1.4 护套环流计算

根据图1的等值电路可得出单回路电缆存在如下方程:

$$\begin{cases} (Z_{01} + Z_{02} + Z_{03}) I_{SA} - (E_{HA1} + E_{HA3} + E_{HA3}) + (R_1 + R_2 + R_e) I_{SE} = E_{SA1} + E_{SB2} + E_{SC3} \\ (Z_{01} + Z_{02} + Z_{03}) I_{SB} - (E_{HB1} + E_{HB3} + E_{HB3}) + (R_1 + R_2 + R_e) I_{SE} = E_{SB1} + E_{SC2} + E_{SA3} \\ (Z_{01} + Z_{02} + Z_{03}) I_{SC} - (E_{HC1} + E_{HC3} + E_{HC3}) + (R_1 + R_2 + R_e) I_{SE} = E_{SC1} + E_{SA2} + E_{SB3} \end{cases} \quad (3)$$

令式(3)中:

$$\begin{cases} E_{SA\text{总}} = E_{SA1} + E_{SB2} + E_{SC3} \\ E_{SB\text{总}} = E_{SB1} + E_{SC2} + E_{SA3} \\ E_{SC\text{总}} = E_{SC1} + E_{SA2} + E_{SB3} \end{cases} \quad (4)$$

结合式(3)和式(4)可以建立电缆金属护套感应电压与环流的矩阵方程为

$$\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{SA} \\ I_{SB} \\ I_{SC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{SA\text{总}} \\ E_{SB\text{总}} \\ E_{SC\text{总}} \end{bmatrix} \quad (5)$$

上述矩阵中各系数分别为

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_{01} + Z_{02} + Z_{03} + R_1 + R_2 + R_e + X_{he} (L_1 + L_2 + L_3) \quad (6)$$

$$\begin{aligned} Z_{ab} = Z_{ba} = & Z_{01} + Z_{02} + Z_{03} + R_1 + R_2 + R_e + X_{he} (L_1 + L_2 + L_3) \\ & - \left[\sum_{i=1}^{n_1} (X_{abi} \times L_{1i}) + \sum_{i=1}^{n_2} (X_{bci} \times L_{2i}) + \sum_{i=1}^{n_3} (X_{aci} \times L_{3i}) \right] \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} Z_{ac} = Z_{ca} = & Z_{01} + Z_{02} + Z_{03} + R_1 + R_2 + R_e + X_{he} (L_1 + L_2 + L_3) \\ & - \left[\sum_{i=1}^{n_1} (X_{aci} \times L_{1i}) + \sum_{i=1}^{n_2} (X_{ab2i} \times L_{2i}) + \sum_{i=1}^{n_3} (X_{bc3i} \times L_{3i}) \right] \end{aligned} \quad (8)$$

$$- \left[\sum_{i=1}^{n_1} (X_{bc1i} \times L_{1i}) + \sum_{i=1}^{n_2} (X_{ac2i} \times L_{2i}) + \sum_{i=1}^{n_3} (X_{ab3i} \times L_{3i}) \right] \quad (9)$$

2 多回路电缆感应电压与环流计算模型

2.1 线芯负荷电流引起的护套感应电压

假设多回路电缆同通道敷设时,每回电缆的第 i 段有 n_i 种敷设方式,则 A、B、C 各相电缆线芯电流在金属护套产生的上感应电压的计算同式(1)所述。

2.2 多回路电缆敷设时护套感应电流、大地漏电流引起的感应电压

假设多回路电缆同通道敷设时,每回电缆的第 i 段有 n_i 种敷设方式,则每回电缆的 A、B、C 各相电缆护套感应电流及大地漏电流引起的金属护套感应电压分别为

$$\left\{ \begin{aligned} E_{HA_i} &= I_{SB_i} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,b_i p} \times L_{ip} + I_{SC_i}) \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,C_i p} \times L_{ip}) \\ &\quad - X_{be_i} \times I_{SE_i} \times L_i^t \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SA_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,a_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SB_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,b_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SC_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,c_i h p} \times L_{ip})] \\ E_{HB_i} &= I_{SA_i} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,b_i p} \times L_{ip} + I_{SC_i}) \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,C_i p} \times L_{ip}) \\ &\quad - X_{be_i} \times I_{SE_i} \times L_i^t \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SA_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,a_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SB_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,b_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SC_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,c_i h p} \times L_{ip})] \\ E_{HC_i} &= I_{SA_i} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,c_i p} \times L_{ip} + I_{SB_i}) \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,C_i p} \times L_{ip}) \\ &\quad - X_{be_i} \times I_{SE_i} \times L_i^t \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SA_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{c,a_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SB_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{c,b_i h p} \times L_{ip})] \\ &\quad + \sum_{h=1, h \neq 1}^N [I_{SC_h} \times \sum_{p=1}^{n_i} (X_{c,c_i h p} \times L_{ip})] \end{aligned} \right. \quad (10)$$

式中: E_{HA_i} 、 E_{HB_i} 、 E_{HC_i} 分别为同通道敷设的多回路电缆护套感应电流及大地漏电流在第 t 回电缆 A、B、C 三相电缆金属护套上产生的感应电压, V; $X_{a,a_i h p}$ 、

$X_{a,b_i h p}$ 、 $X_{a,c_i h p}$ 分别对应第 t 回电缆 A 相在第 i 段电缆第 p 种排列方式时分别与第 h 回电缆的 A 相、B 相、C 相之间的互感抗,回路其余相的表达式含义类似, Ω ; L_i^t 为第 t 回电缆在第 i 段的段长; N 为同通道敷设回路数。

2.3 多回路电缆金属护套环流计算

多回路电缆通道敷设时,根据式(4)和式(8)可得出 N 回电缆存在如下方程。

$$\begin{bmatrix} Z_{a1a1} & Z_{a1b1} & Z_{a1c1} & \cdots & Z_{a1aN} & Z_{a1bN} & Z_{a1cN} \\ Z_{a1b1} & Z_{b1b1} & Z_{b1c1} & \cdots & Z_{b1aN} & Z_{b1bN} & Z_{b1cN} \\ Z_{a1c1} & Z_{b1c1} & Z_{c1c1} & \cdots & Z_{c1aN} & Z_{c1bN} & Z_{c1cN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{a1aN} & Z_{a1bN} & Z_{a1cN} & \cdots & Z_{aNN} & Z_{aNbN} & Z_{aNcN} \\ Z_{a1bN} & Z_{b1bN} & Z_{b1cN} & \cdots & Z_{bNaN} & Z_{bNbN} & Z_{bNcN} \\ Z_{a1cN} & Z_{b1cN} & Z_{c1cN} & \cdots & Z_{aNCN} & Z_{bNCN} & Z_{cNCN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{SA1} \\ I_{SB1} \\ I_{SC1} \\ \vdots \\ I_{SAN} \\ I_{SBN} \\ I_{SCN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{SA1\text{总}} \\ E_{SB1\text{总}} \\ E_{SC1\text{总}} \\ \vdots \\ E_{SAN\text{总}} \\ E_{SBN\text{总}} \\ E_{SCN\text{总}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

式中:第 t ($t=1,2,3\cdots N$) 回电缆 A 相、B 相、C 相线芯电流产生的金属护套上感应电压 $E_{SA_t\text{总}}$ 、 $E_{SB_t\text{总}}$ 和 $E_{SC_t\text{总}}$ 的计算方式同式(4);第 t 回电缆 Z_{a,a_t} 、 Z_{b,b_t} 、 Z_{c,c_t} 的计算方法同式(6); Z_{a,b_t} 和 Z_{b,a_t} 、 Z_{a,c_t} 和 Z_{c,a_t} 、 Z_{b,c_t} 和 Z_{c,b_t} 的计算方法分别依次同式(7)~式(9)。

式(11)中第 t 回电缆与第 h 回电缆之间(其中 $t \neq h$)的互阻抗的计算公式分别为

$$\left\{ \begin{aligned} Z_{a,a_h} &= Z_{a_h a_t} = \sum_{i=1}^3 \left[\sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,a_i h p} \times L_{ip}) \right] \\ Z_{a,b_h} &= Z_{b_h a_t} = \sum_{i=1}^3 \left[\sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,b_i h p} \times L_{ip}) \right] \\ Z_{a,c_h} &= Z_{c_h a_t} = \sum_{i=1}^3 \left[\sum_{p=1}^{n_i} (X_{a,c_i h p} \times L_{ip}) \right] \\ Z_{b,c_h} &= Z_{c_h b_t} = \sum_{i=1}^3 \left[\sum_{p=1}^{n_i} (X_{b,c_i h p} \times L_{ip}) \right] \end{aligned} \right. \quad (12)$$

对式(11)而言,首先可以根据回路各相线芯电流计算出式(11)右边金属护套上的感应电压,再根据高斯列主元素消去法即可求解出各回路电缆金属护套环流。

3 结 论

在城市电缆通道资源日益紧缺的条件下,多回路电缆同通道敷设成为电缆线路建设与运行维护必然要面对的问题,分析与控制通道内各回路电缆金属护套感应电压与环流,成为电缆线路设计和运维人员重要的工作内容。(下转第 72 页)

含大量风电场的地区电网联络线 $N-1$ 故障下稳定控制策略分析

胡仁祥¹, 白生荣¹, 徐立亮¹, 常喜强², 宋东东¹

(1. 国网吐鲁番供电公司 新疆 吐鲁番 838000; 2. 国网新疆电力公司, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘要:针对含大量风电场的地区电网外送时,联络线发生 $N-1$ 故障后,地区电网发生电压、功角稳定问题的动态过程,运用 PSASP 程序仿真分析,提出稳定控制策略,并对不同的稳定控制策略进行了分析。计算结果表明:不同的策略对地区电网的电压、功角恢复影响较大,该结果可为此类事故的处理提供依据。

关键词:电力系统;稳定控制;控制策略;风电场

Abstract: Aiming at the power transmission of regional power grid with large amount of wind farms, the dynamic process of voltage and power angle in regional power grid during after $N-1$ failure of tie line is analyzed with PSASP, the stability control strategy is put forward, and the different stability control strategies are analyzed. The calculation results show that the different strategies have great effect on the recovery of voltage and power angle of regional power grid, which can provide the basis for the processing of such accidents.

Key words: power system; stability control; control strategy; wind farm

中图分类号: TM614 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)01-0026-03

0 前言

电力系统稳定指电力系统在正常运行时,经受干扰而不发生非同步运行、频率崩溃和电压崩溃的能力。通常指保持第一或第二个振荡周期而不失步。暂态稳定的判据是电力系统遭受每一次大扰动(如短路、切成故障、切除线路、切机等)后,引起电力系统机组之间的相对功角增大,在经过第一个最大值后作同步的衰减振荡,系统中枢点电压逐步恢复。

电网正常运行情况,风电场变桨距风力发电机可自动调节自身的桨距来实现最大功率输出,却不能根据电网的总负荷量自动调节功率输出,风电所独有的随机性、间歇性特性,使得风电的出力不可控。对于系统功率缺额,风力发电机无能为力。

下面主要针对含大量风电场的地区电网,两回外送通道发生 $N-1$ 故障后,分析不同的控制策略,对电网稳定的影响。

1 风电对系统频率的影响

频率是电力系统重要的电能质量,由系统中有

功的供需平衡决定。当风电大规模接入后势必替代部分常规发电机组,在电网频率发生改变时,风电机组无法对电网提供频率响应,导致电网发生功率缺额时,电网频率降低的变化率较高,频率跌落的幅度较大,不利于电网的频率稳定。此外当电力系统中风电装机容量达到一定规模时,风电功率波动或者风电场因故整体退出运行,可能会导致系统有功出力 and 负荷之间的动态不平衡,当电网其他发电机组不能够快速响应风电功率波动时,则有可能造成系统频率偏差,严重时可能导致系统频率越限,进而危及电网安全运行。

2 风电对系统电压的影响

根据电压变化经验公式,风电场到其接入点的联络线功率在传输无功 Q 不变,输送有功由 P 波动至 $\Delta P + P$ 时,可得电压变化水平与有功变化量之间的关系为

$$\Delta U \approx -X/US_{sc}\Delta P^2 - 2X/US_{sc}P\Delta P \tag{1}$$

式中: S_{sc} 为母线短路容量; X 、 U 为联络线电抗及送端电压。

由式(1)可知,电压变化与联络线传输功率、联

络线潮流波动大小、线路阻抗以及母线短路容量相关。联络线有功变化越大,电压变化越大;联络线基础潮流越大,电压变化越大。因此,对具体风电场而言,有功变化可能导致电压越限。

由于风场出力的间歇性,其出力的变化率也对电压的稳定性带来影响。由式(1)可得

$$\Delta Q/\Delta t=(X/U)\times(\Delta P+2P)\times(\Delta P/\Delta t)\quad(2)$$

因此,为满足风场出力快速增长的要求,必须配备响应速度足够快的无功补偿装置,才能保证电压快速稳定。无功补偿装置的响应速率受到线路电压、输送有功、线路参数和有功变化率的影响。

综合公式(1)、(2)可知,单个风场的有功送出受输送功率总值、电压水平和线路参数影响,并且有功变化率也对无功补偿的响应速率提出了要求。

3 某地区电网简介

该电网处于新疆主电网的末端,网内电源主要以风电、水电装机为主,其中6座风电场的总装机规模336.5 MW,5座水电的总装机规模732 MW,其他50 MW。网内用电负荷约750 MW,剩余电力通过220 kV 龙丰线、齐丰线双回线路与新疆主电网外送。风电场主要集中在龙湾地区。

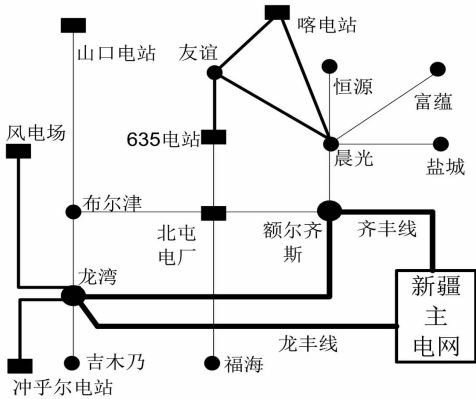


图1 某地区电网结构及与主电网联络图

4 分析条件

条件1:地区电网正常大负荷运行情况下,假定电网内水电大发,且风电全部满发。地区电网在这种运行方式下通过220 kV 龙丰线、齐丰线双回线路输送有功功率约180 MW。

条件2:地区电网正常大负荷运行情况下,假定

电网内水电大发,地区无风情况下。地区电网在这种运行方式下通过220 kV 龙丰线、齐丰线双回线路反送有功功率约220 MW。

仿真分析计算过程中考虑各变电站配备的无功补偿容量满足无功功率分层分区平衡原则。

电网稳定性与电网运行方式密切相关,这里着重分析双回联络线中的龙丰线(风电主要送出),因故障退出运行后的地区电网和风电场的稳定性。

4.1 水电、风电满发

当水电、风电满发时,地区电网电力充沛,通过220 kV 龙丰、齐丰线外送电约180 MW。当风电主要送出通过220 kV 龙丰线故障三相故障,0.12 s切除后,系统电压、大机组功角、风电场等相关变化如下。

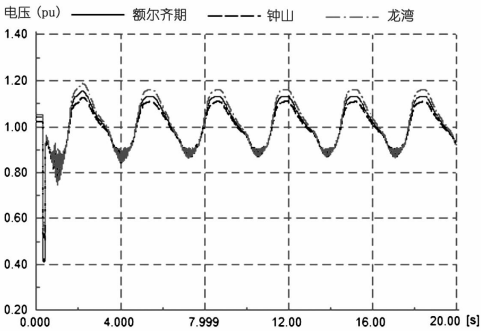


图2 地区电网中变电站母线电压变化情况

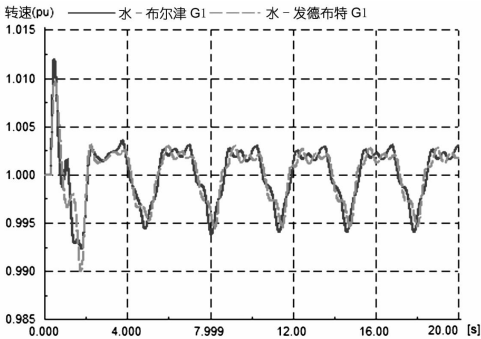


图3 地区电网中水电站发动机转速变化情况

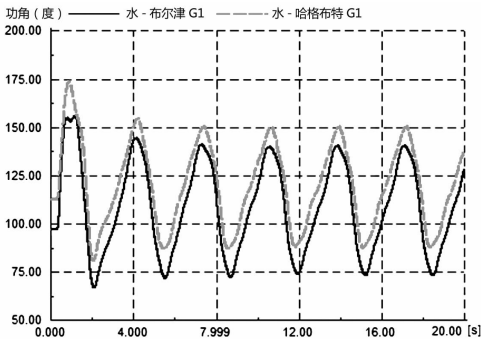


图4 地区电网中水电站发动机功角变化情况

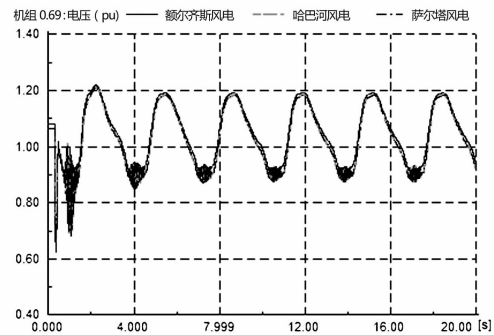


图5 地区电网中风电机组端电压变化情况

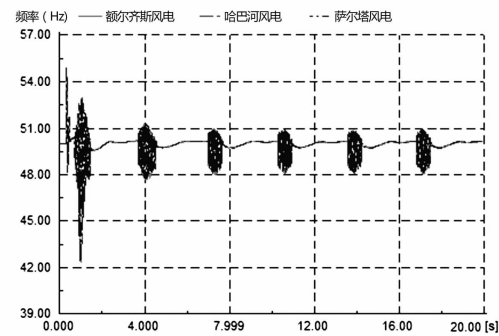


图6 地区电网中风电机组频率变化情况

从图2~图6可以看出,由于风电机组在故障期间对电网电压支撑不足。当220 kV 龙丰线发生故障并切除后,地区电网电压不能恢复到故障前水平,电网内水电机组振荡显著,风电场内电压较低,有功功率无法送出,从而导致风电机组转速振荡和风电机组机端频率振荡,且频率振荡的幅度将超出保护设定的范围。

4.2 水电满发、风电出力为0

当水电满发、风电出力为0时,地区电网电力有功缺额,需通过220 kV 龙丰、齐丰线受入电力约220 MW。当风电主要送出通过220 kV 龙丰线故障三相故障,0.12 s 切除后,系统电压、大机组功角相关变化如下。

从图7~图9可以看出,当220 kV 龙丰线发生故障并切除后,风电没有投入运行时,机组转速、功角经过振荡可以恢复稳定,系统电压也可以重新恢复稳定。

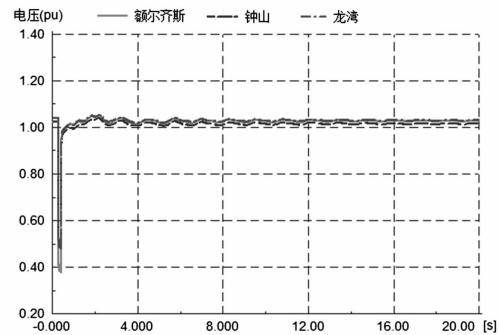


图7 地区电网中变电站母线电压变化情况

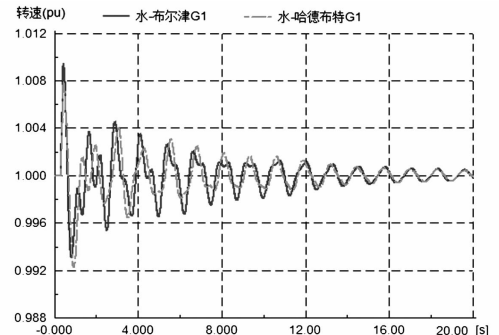


图8 地区电网中水电站发动机转速变化情况

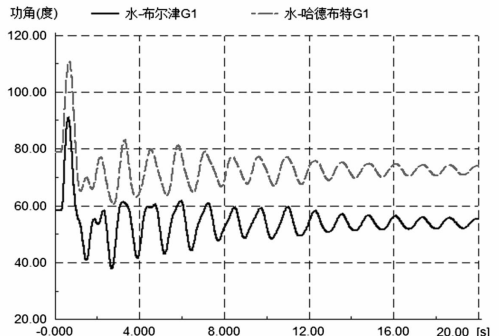


图9 地区电网中水电站发动机功角变化情况

5 不同稳定控制策略分析

分别考虑切除200 MW 风电出力、投运200 Mvar 的动态无功补偿SVG 或者切除100 MW 水电出力。分析如下:

从图10~图12可以看出,策略1,故障后切除200 MW 风电,风电场和电网经过振荡后都可快速恢复,维持稳定运行;策略2,在额尔齐斯变补偿200 Mvar 的SVG,电网电压持续振荡无法恢复稳定;策略3,切除冲乎尔水电站100 MW 水电机组出力,降低联络线传输功率,可以使系统电压经振荡后恢复稳定,发电机组功角和转速也可以恢复稳定。

6 结 论

当220 kV 龙丰线发生故障时,由于输电线路电气距离较长(170 km),且传输功率较大,经过振荡不能重新恢复稳定,需要切除部分水电或风电降低联络线输出功率。

但要注意的是,虽然调节水电也可使系统重新恢复稳定,但由于风电场在故障后动态无功支撑能力不足,在故障清除后不能快速恢复电压,导致风机

(下转第37页)

集群风电出力特性评价指标及应用

姚天亮, 吴兴全, 李志伟

(中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司, 甘肃 兰州 730050)

摘要:基于风电出力和出现频率的区间划分,研究了集群风电出力特性的分析方法,提出了集群风电的瞬时最大出力系数、最低保证出力系数和有效容量系数 3 个重要出力特性指标。以甘肃酒泉千万千瓦级风电基地为例分析了集群风电出力特性,得到了具有重要参考价值的评价指标。同时,分析了大容量风电参与电力系统电力平衡时,最大瞬时出力系数、最低保证出力系数和有效容量系数的 3 个出力特性指标的应用场合和应用价值。

关键词:集群风电;出力特性;评价指标;瞬时最大出力系数;最低保证出力系数

Abstract:Based on the statistical method of time probability about wind power output levels, three important indicators for output characteristics of clusters of wind power are proposed, that is, the instantaneous maximum output coefficient, the minimum guaranteed output coefficient and the effective capacity factor. Taking Jiuquan million kilowatts of wind power base in Gansu Province for example, the output characteristics of clusters of wind power are studied, and some evaluation indicators with important reference value are obtained. At the same time, the application condition and application value of these three indicators are analyzed when large capacity wind farms participate in power balance of power system.

Key words:clusters of wind power; output characteristics; evaluation indicators; instantaneous maximum output coefficient; minimum guaranteed output coefficient

中图分类号:TM614 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0029-03

0 前言

众所周知,风电出力随机性强,变化范围广,理论上讲单个风电场可能最大出力为 100% 装机容量,最小出力为 0,出力区间跨度特别大,没有典型的发电出力特性曲线。

随着大容量集群风电的不断并网,如果风电按照装机容量参与系统电力平衡和安排配套调峰电源,将严重影响经济调度曲线的准确性,造成系统调峰能力的浪费。并且,如果按照装机容量选择风电升压变压器容量和上网线路导线截面,将造成线路长期轻载,浪费投资。

因此,对于集群风电出力特性而言,采用合理的分析方法和选择有效的评价指标,具有紧迫性和重要意义。基于时间概率统计方法,提出了集群风电的最大瞬时出力系数、最低保证出力系数和有效容量系数 3 个重要出力特性指标,以甘肃酒泉千万千瓦级风电基地为例分析了其出力特性。并且,分析了大容量风电参与电力系统电力平衡时,上述 3 个

出力特性指标的应用场合和应用价值。

1 风电出力特性指标

1.1 风电出力的相关性

事实上,大容量风电机群虽然没有典型的发电曲线,总的发电出力具有一定规律可遵循,最大出力必然小于 100% 装机容量,最小出力必然大于 0。这是因为风场占地面积广,同一风带内不同子区域的风能具有相关性和延时性,同一时刻各子风场间风力大小呈现此起彼伏的现象,可理解为“风风互补”效应。

也就是说,不同子风场的发电出力具有相关性,风电基地装机规模越大,互补性越明显,风电出力变化区间越小,最大值变小,最小值变大。

1.2 出力特性

大区域集群风电发电出力的相关性比较复杂,但其发电出力数值基本落在一定的区间内,即存在一个最大值和最小值。

公式(1)定义:最大出力系数为最大发电出力

数值与风电装机容量的比值;最大出力系数为最大瞬时发电出力数值与风电装机容量的比值;最小出力系数为最小瞬时发电出力数值与风电装机容量的比值。

$$\begin{cases} K_{\text{wind. MAX}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{S_N} \\ K_{\text{wind. MIN}} = \frac{P_{\text{MIN}}}{S_N} \end{cases} \quad (1)$$

1.3 评价指标

从某种意义上讲,风电出力特性可以看作是某一出力区间出现的时间概率问题,也可以理解为出现频率统计问题,其不同出力水平可以通过出现的时间概率来统计分析。

如果按照发电出力区间划分,统计各区间出现的频率,称为“风电出力 - 频率分布特性”,它反映集群风电出力大小的时间密度;统计 0 至某个出力区间以下出现的累计频率,称为“风电出力 - 累计频率分布特性”,它反映风电出力的累积频率分布情况;各出力区间对应累积电量,称为“风电出力 - 电量分布特性”,它反映集群风电累积电量分布特性;总的累积电量反映弃风量。

如果按照出现频率区间划分,对应于某个累积频率的风电出力,称为“累计频率 - 风电出力分布特性”,它反映风电出力水平的可信度。

考虑弃风率和认可度,定义集群风电的 3 个评价指标如下。

- 1)最大瞬时出力系数:全时段统计发电出力数值中,对应 95% 保证率的最大瞬时出力数值,称为“最大瞬时出力”。最大瞬时出力占装机容量的百分比称为“最大瞬时出力系数”。
- 2)最小保证出力系数:全时段统计发电出力数值中,对应 100% 累积频率可以保证的最小出力数值,称为“最小保证出力”。最小保证出力占装机容量的百分比称为“保证出力系数”。
- 3)有效容量系数:考虑 5% 弃风率系数,对应 95% 累积电量的风电最大出力,占装机容量的百分比称为“有效容量系数”。

2 酒泉风电出力特性分析

2.1 按出力水平划分区间

将酒泉发电出力水平 0% ~ 100% 分为 20 个区

间,相邻区间出力变化为装机容量的 5%,分别统计各区间出现的频率,得到风电出力 - 频率分布特性如饼状图 1 所示,可以看出风电总体出力水平较低,风电出力系数小于 0.2 的频率占 54.7%,小于 0.6 的频率占 97%。

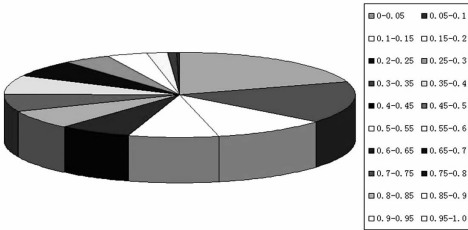


图 1 风电出力 - 频率分布特性

饼状图 2 给出了风电电量 - 频率分布特性。可以看出风电有效电量累计主要集中在低出力水平区间,风电出力系数小于 0.2 的频率占 63%;小于 0.6 的频率达到 100%,因此出力系数大于 0.6 的风电出力对电量无贡献。

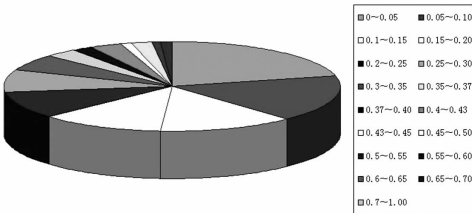


图 2 风电电量 - 频率分布特性

表 1 和饼状图 3 为风电出力累计电量分布特性,可以看出对应 5% 弃风率的风电有效容量系数为 0.43。

表 1 风电出力累计电量分布特性

出力范围	累计电量	弃风电量
0 ~ 0.05	0.21	0.79
0 ~ 0.10	0.38	0.62
0 ~ 0.15	0.51	0.49
0 ~ 0.20	0.63	0.37
0 ~ 0.25	0.73	0.27
0 ~ 0.30	0.81	0.19
0 ~ 0.35	0.87	0.13
0 ~ 0.37	0.90	0.10
0 ~ 0.40	0.92	0.08
0 ~ 0.43	0.95	0.05

2.2 按出现频率划分区间

与按照出力水平划分相比,采用逆向思维,按照

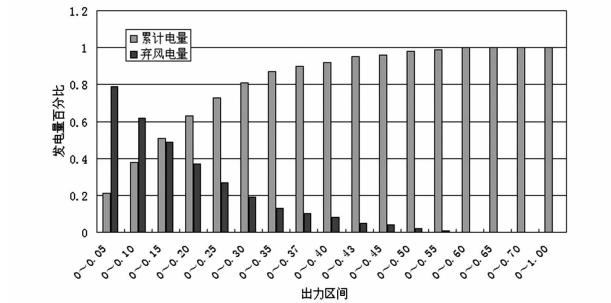


图 3 风电出力累计电量分布特性

出现频率划分,利用柱状图分析集群风电的可信出力系数,横坐标为累计频率,纵坐标为发电出力系数。

表 2 和图 4 给出了累计频率 – 风电出力系数分布特性。可以看出,对应 100% 保证率的风电最大出力系数约为 0.734;对应 95% 保证率的风电最大出力系数约为 0.518;对应 100% 累计频率的风电最小保证出力系数为 0.017;对应 95% 累计频率的风电最小保证出力系数为 0.024。

表 2 累计频率 – 风电出力系数分布特性			
累积频率/%	风电出力	累积频率/%	出力
0 ~ 100	0.017	0 ~ 50	0.201
0 ~ 95	0.024	0 ~ 45	0.237
0 ~ 90	0.038	0 ~ 40	0.273
0 ~ 85	0.047	0 ~ 35	0.311
0 ~ 80	0.063	0 ~ 30	0.348
0 ~ 75	0.076	0 ~ 25	0.384
0 ~ 70	0.098	0 ~ 20	0.412
0 ~ 65	0.118	0 ~ 15	0.458
0 ~ 60	0.143	0 ~ 10	0.518
0 ~ 55	0.171	0 ~ 5	0.734

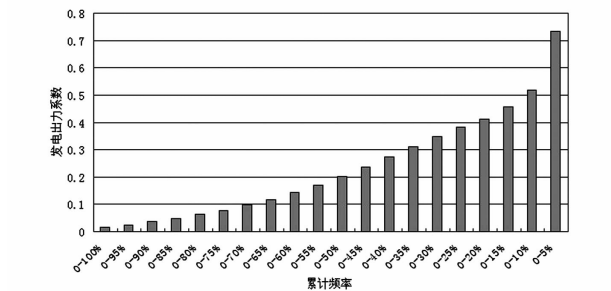


图 4 累计频率 – 风电出力系数分布特性

3 应用分析

对集群风电出力特性分析而言,最大出力系数、

最小保证出力系数和有效容量系数 3 个特性指标具有重要应用价值。

1) 优化升压变压器容量和送出线路导线截面。以酒泉地区风电为例,求得对应 100% 保证率的风电最大出力系数约为 0.734,对应 95% 保证率的风电最大出力系数约为 0.518。对于 200 MW 风电场,按照风电 100% 不受限原则主变压器容量可选择 150 MVA,按照风电 95% 不受限原则主变压器容量可选择 120 MVA。风电集中上网线路导线截面可直接按照风电送出 95% 不受限和导线极限输送容量确定。初步估算,可以节省投资约 10%。

2) 电网可用输电能力和调峰容量。对于大区域内集群风电而言,几乎不可能按额定装机容量满发,配套的电网输电能力和调峰容量需求按照装机容量计算是不合理的。如果采用对应 95% 保证率的风电最大出力系数 0.518,可提高电网接纳风电能力近一倍。如果按照装机容量的 51.8% 比例配套调峰火电电源,可以大大降低投资,并且提高电网调峰能力。

3) 风电参与系统电力平衡。保证重要负荷的连续可靠供电是电网安全稳定运行的基本要求;因为风电可靠性差,所以通常不考虑风电参与负荷供电的电力平衡。实际上,大容量集群风电并网后,存在一定的最小保证出力,可以参与电力平衡,就地平衡部分负荷,具有一定的电源补充和电压支撑作用,还可以降低电网线路和变压器的负载率。

4) 提高发电量的预测准确性。传统风电电量是根据风能资源及发电系统效率测算理论发电量,考虑的影响折减因素局限性大,因此发电量测算不精确。利用有效容量系数和可发电利用小时数计算发电量的方法更接近实际情况,发电量预测更合理。并且,掌握了电量与风电出力分布特性,可以指导风机选型及合理安排风电场运行方式。

4 结 论

1) 基于风电出力和出现频率划分区间统计风电出力特性,能够有效分析集群风电的出力分布特性。最大瞬时出力系数、最低保证出力系数和有效容量系数是集群风电 3 个典型出力特性指标,酒泉风电的 3 个出力特性指标分别约为 0.518、0.017 和 0.43。

(下转第 44 页)

基于 EMTP/ATP 的 220 kV 变压器非全相运行故障分析

刘 强¹,刘守豹¹,许 安¹,崔 涛¹,邓 勇²
(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;
2. 国网德阳供电公司,四川 德阳 618000)

摘 要:以四川电网某 220 kV 变电站主变压器非全相运行故障为契机,基于变压器非全相运行时各侧电压相量的理论分析,利用电磁暂态软件 EMTP/ATP 进行仿真计算分析,合理推断了主变压器非全相运行故障的原因,对理清变压器非全相运行故障机理和防止该类故障具有重要意义。计算结果表明:主变压器低压侧避雷器烧坏是由高压侧中性点接地刀闸拉开时在低压侧产生的周期性励磁涌流过电压引起的,但该操作不会导致高压侧出现过电压,高压侧避雷器动作是由于充电试验中断路器非全相合闸造成的。

关键词:EMTP/ATP;变压器;非全相运行

Abstract:Taking the open – phase operation fault of main transformer in a 220 kV substation of Sichuan power grid as an opportunity, based on the analysis of voltage vector in each side when the transformer is in open – phase operation, the simulation and calculation are carried out with EMTP/ATP, the reasons for open – phase operation fault of main transformer are deduced, which is of great significance for clearing the mechanism of open – phase operation fault of transformer and avoiding from this kind of fault. The calculation results show that because of the periodic excitation inrush current overvoltage in low – voltage side which is generated by the opening of neutral point disconnector in high – voltage side, the arrester in low – voltage side of main transformer burns out, but this operation will not generate overvoltage in high – voltage side, the action of the arrester in high – voltage side are caused by the open – phase closing of circuit breaker in the charging tests.

Key words:EMTP/ATP; transformer; open – phase operation

中图分类号:TM41 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)01 – 0032 – 06

0 引 言

电力变压器作为发电厂和变电站的核心设备之一,其安全稳定运行直接关系到电力系统的供电可靠性。根据所在电网的系统运行要求,变压器通常采用 Y_n,y0;Y_n,d11;Y, d11 等不同的联结组形式。变压器正常运行期间,各相绕组按变比正常变换电压和电流,但是当变压器非全相运行时,由于变压器的联结组形式不同,会产生不同的变换关系^[1-4]。

2014 年 4 月,四川某 220 kV 变电站发生一起因主变压器非全相运行导致的避雷器损坏事故。该变电站在进行主变压器充电试验时,前 5 次均未发现异常,在第 6 次充电时,2 号主变压器的 220 kV 中性点接地刀闸被拉开,值班人员进行现场巡视时发现 2 号主变压器 10 kV 侧 C 相避雷器冒烟,随即拉开了总路开关。在之后的检查中发现 2 号主变压器高压侧 B 相避雷器动作两次,进一步检查发现其

靠近变压器侧的隔离开关由于机械故障并未合上,由此认定此次故障为变压器非全相运行导致。

针对此次变压器非全相运行故障,利用对称分量法对变压器非全相运行时各侧电压幅值及相位进行了全面分析,并使用电磁暂态仿真软件 EMTP/ATP 对分析结果进行了仿真验证。同时对变压器非全相分合闸和高压侧中性点接地刀闸操作引起的高压侧和低压侧过电压进行了仿真分析,合理推断了避雷器动作及损坏的原因。

1 变压器非全相稳态运行分析

在 EMTP/ATP 中建立变压器非全相运行(B 相缺失)分析模型,为了便于与理论计算公式进行对比验证,该模型中变压器为理想化模型,且未考虑中性点接地刀闸拉开过程中的振荡过程,仅分析中性点接地刀闸拉开前后各侧的稳态电压波形,其中主变压器参数如表 1 所示。

表 1 220 kV 三相三绕组变压器参数

变量	变压器参数	变量	变压器参数
型号	SFSZ11 - 240000/220	P_{K1-2}/kW	585.20
额定容量 S/MVA	240/240/120	P_{K1-3}/kW	350.36
额定电压及分接范围	$(230 \pm 8 \times 1.25\%) / 121/10.5\text{ kV}$	P_{K2-3}/kW	334.44
$U_{K1-2}/\%$	14.12	空载电流 $I_0/\%$	0.083
$U_{K1-3}/\%$	37.25	空载损耗 p_0/kW	102.11
$U_{K2-3}/\%$	20.98	联结组别	YN,yn0,d11

该 220 kV 变压器是典型的 YN,yn0,d11 型三绕组变压器,接线方式及各侧电压相量如图 1 所示。高压侧三相电压表达为

$$U_A = U_N \cos(\omega t)$$
$$U_B = U_N \cos(\omega t - 120^\circ)$$
$$U_C = U_N \cos(\omega t + 120^\circ)$$

(1)

式中, U_N 为高压侧额定相电压峰值。

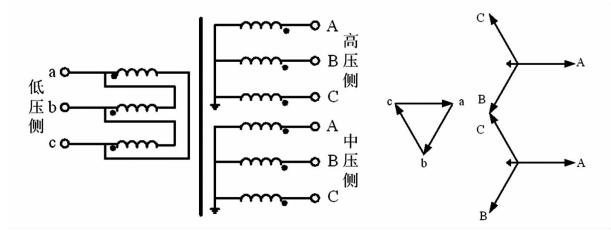


图 1 变压器绕组接线图及相量图

1.1 高压侧电压波形分析

在高压侧 B 相断开,高压侧中性点接地时,B 相绕组磁通由低压侧向高压侧感应产生,产生的感应电势使得 B 相电压与正常情况下相同。在高压侧中性点断开的情况下,A、C 相产生的磁通在 B 相叠加后为 0,而且 B 相没有电流流过,因此 B 相电位即等于高压侧中性点对地电位,此时中性点电位已经漂移,高压侧向量图如图 2 所示。高压侧 B 相电位表达式为

$$U_B = U_N \frac{\cos(\omega t) + \cos(\omega t + 120^\circ)}{2}$$
$$= U_N \frac{\cos(\omega t + 60^\circ)}{2}$$

(2)

在高压侧 B 相电压缺失的情况下,高压侧中性点接地刀闸拉开后的三相电压波形、中性点电压波形如图 3 和图 4 所示。

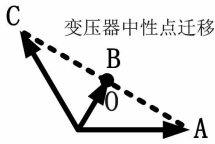


图 2 高压侧 B 相缺失中性点不接地情况下的电压相量图

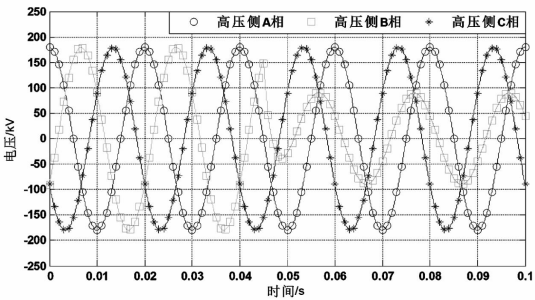


图 3 中性点接地刀闸拉开后高压侧三相电压波形

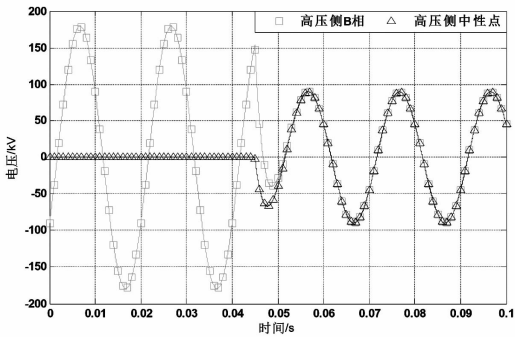


图 4 中性点接地刀闸拉开后高压侧 B 相及中性点电压波形

1.2 中压侧电压波形分析

对于中压侧而言,在高压侧中性点接地刀闸拉开前,高压侧各相电压传递到中压侧后不发生相位变化,中压侧电压波形与正常情况下相同。在高压侧中性点接地刀闸拉开后,中压侧三相电压表达式为

$$U'_A = \frac{U_{AO}}{n'} = \left(\frac{U_N \frac{\sqrt{3} \cos(\omega t - 30^\circ)}{2}}{n'} \right)$$
$$U'_B = \frac{U_{BO}}{n'} = 0$$
$$U'_C = \frac{U_{CO}}{n'} = \left(\frac{U_N \frac{\sqrt{3} \cos(\omega t + 150^\circ)}{2}}{n'} \right)$$

(3)

中压侧三相电压在高压侧中性点接地刀闸拉开后的波形图如图 5 所示。

1.3 低压侧电压波形分析

对于低压侧,当高压侧中性点接地刀闸未拉开前,低压侧相电压表达式为

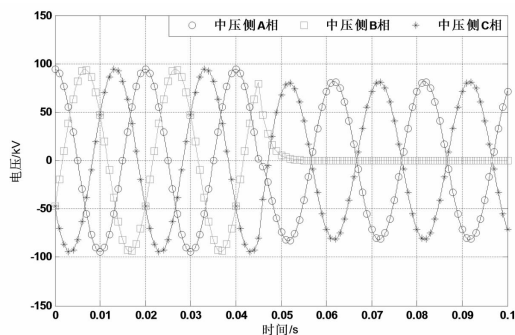


图 5 中性点接地刀闸拉开后的中压侧三相电压波形

$$\begin{aligned} U''_A &= \frac{U_N}{n''} \cos(\omega t + 30^\circ) \\ U''_B &= \frac{U_N}{n''} \cos(\omega t - 90^\circ) \\ U''_C &= \frac{U_N}{n''} \cos(\omega t + 150^\circ) \end{aligned} \quad (4)$$

当高压侧中性点接地刀闸拉开后,由于变压器为 YN,yn0,d11 接线,经变压器变换后要发生相位移动。利用对称分量法进行分析,以 A 相为例,高压侧传递到低压侧后 A 相各序分量计算式为

$$\begin{aligned} U_{A1} &= (\dot{U}_{A0} + a\dot{U}_{B0} + a^2\dot{U}_{C0})/3 = \frac{1}{6}(1 - a^2)\dot{U}_{AC} \\ U_{A2} &= (\dot{U}_{A0} + a^2\dot{U}_{B0} + a\dot{U}_{C0})/3 = \frac{1}{6}(1 - a)\dot{U}_{AC} \\ U_{A0} &= (\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0})/3 = 0 \end{aligned} \quad (5)$$

高、低压侧 A 相电压的正、负序分量存在如下关系:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{a\Delta 1} &= \frac{\dot{U}_{A1}}{n''} e^{j30^\circ} = \frac{\dot{U}_{AC}}{6n''} (e^{j30^\circ} - e^{j270^\circ}) \\ \dot{U}_{a\Delta 2} &= \frac{\dot{U}_{A2}}{n''} e^{-j30^\circ} = \frac{\dot{U}_{AC}}{6n''} (e^{-j30^\circ} - e^{j90^\circ}) \\ \dot{U}_{a\Delta 0} &= 0 \end{aligned} \quad (6)$$

由低压侧相电压的序分量可得低压侧各相电压为

$$\begin{aligned} U''_A &= \frac{U_N}{2n''} \cos(\omega t - 30^\circ) \\ U''_B &= \frac{U_N}{2n''} \cos(\omega t - 30^\circ) \\ U''_C &= \frac{U_N}{n''} \cos(\omega t + 150^\circ) \end{aligned} \quad (7)$$

式(7)中 n'' 为高压和低压侧电压变比。图 6 所示的仿真结果表明,高压侧 B 相缺相运行情况下,中性点接地刀闸拉开前,低压侧三相电压与正常运行情

况相同,中性点接地刀闸拉开后,低侧压侧 A 相和 B 相电压幅值和相位相同,且为 C 相幅值的一半。

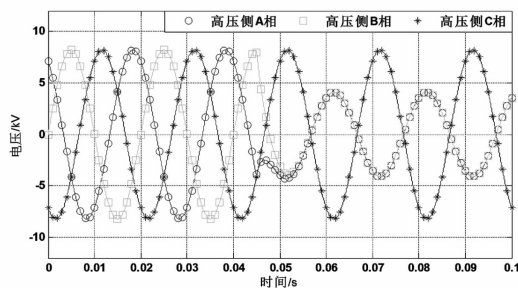


图 6 中性点接地刀闸拉开后的低压侧三相电压波形

2 高压侧中性点接地刀闸拉闸过电压分析

采用 EMTP/ATP 提供的 BCTRAN 变压器元件和非线性电感元件来模拟三相饱和变压器,通过在低压绕组增加非线性电感支路来模拟铁心的磁滞饱和效应,建立变压器非全相运行模型^[5-10],如图 7 所示。高压侧中性点接地刀闸在 0.01 s 拉开,燃弧时间为 0.011 ~ 0.03 s。

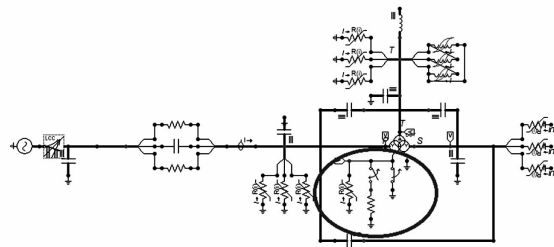


图 7 高压侧中性点接地刀闸拉闸过电压仿真模型

由图 8 和图 9 可知,2 号主变压器高压侧中性点接地刀闸拉开过程中,高压侧未产生过电压,高压侧中性点产生电压偏移,低压侧过电压产生于中性点电弧熄灭之后。由上一节变压器非全相运行各侧电压相量的理论分析可知,中性点接地刀闸拉开以后,变压器中性点电压将出现偏移,变压器三相不平衡运行,低压侧 C 相电压将是另外两相电压的两倍(见图 6)。在考虑变压器励磁饱和特性、各侧绕组之间电容和各侧绕组对地电容的情况下,高压侧中性点接地刀闸拉开将导致高压侧和低压侧 C 相励磁电流出现明显增大,在低压侧将产生频率为工频的励磁涌流过电压^[11-17],低压侧产生的励磁涌流波形如图 9(b) 所示。

由图 9(c) 可知,低压侧产生的励磁涌流过电压导致低压侧三相避雷器均动作;由于 C 相励磁涌流

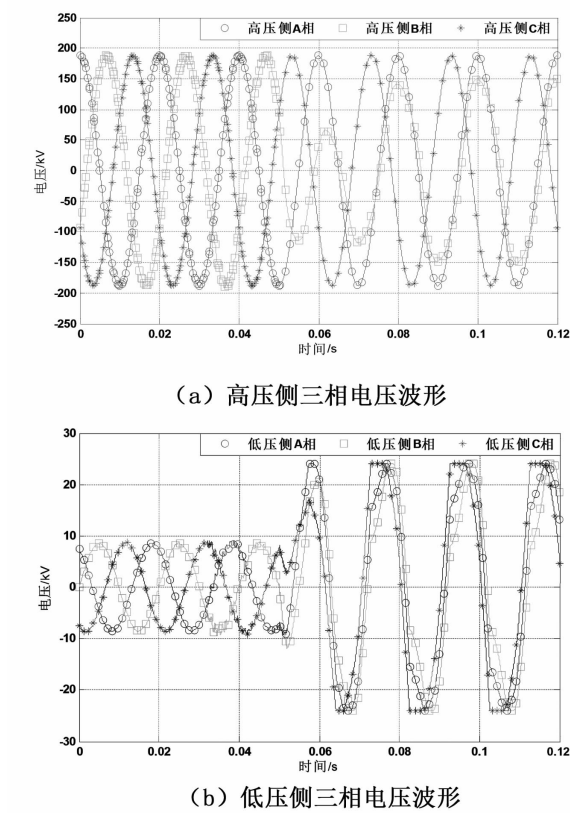


图8 中性点接地刀闸拉开后高低压侧电压波形

明显大于其他两相,因此C相避雷器单位时间吸收的能量比A、B相避雷器高,通过计算可知,该能量高达3.1 kJ/s,而A相和B相避雷器分别为0.83 kJ/s和0.49 kJ/s。低压侧使用的避雷器型号为HY5WZ-17/45Q,该避雷器每次可释放的过电压能量按其通流能力2 000 μ s(t)、方波电流200 A(I)、操作冲击电流残压38.3 kV(u)计算^[18-21]:

$$W = Iut = 200 \text{ A} \times 38.3 \text{ kV} \times 2\,000 \text{ }\mu\text{s} = 15.32 \text{ kJ}$$

(8)

当C相避雷器在此励磁涌流过电压下运行超过5 s以后,其吸收的能量已经超过15.32 kJ的通流容量极限,使C相避雷器发生热崩溃而击穿,进而产生冒烟现象。

3 高压侧断路器非全相分合闸过电压分析

从上节分析中可知高压侧中性点接地刀闸分闸过程中高压侧未产生过电压,本节将对空载变压器分合闸过电压进行分析,寻找高压侧B相避雷器动作的原因。

3.1 非全相合闸过电压分析

由于2号主变压器总共经历6次非全相合闸充

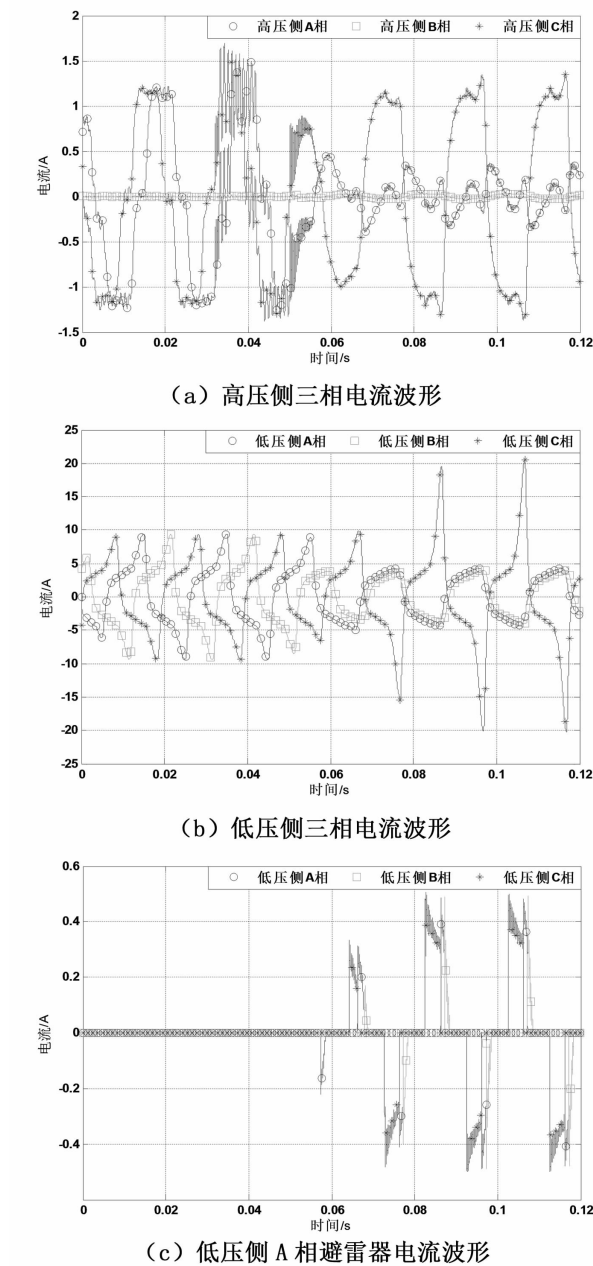


图9 中性点接地刀闸拉开后高低压侧电流波形

电,对中性点接地情况下变压器非全相合闸过程中的过电压情况进行分析,当断路器在0.01~0.03 s内,即在一个周波内,每隔2 ms进行一次三相合闸操作时,考虑到合闸时刻的随机性,进行了10次合闸过电压计算,合闸时刻线性分布在0.01~0.028 s,对应的2号主变压器高压侧三相避雷器动作情况如表2所示。

通过改变变压器非全相合闸相位,发现在一个周波内合闸10次,变压器高压侧B相避雷器动作4次,动作概率为40%。结合本次故障中变压器非全相合闸6次,高压侧避雷器动作2次,仿真结果与实

表 2 非全相合闸高压侧避雷器动作情况

合闸时刻/s	0.01	0.012	0.014	0.016	0.018
高压侧避雷器 动作情况	无	无	无	B 相	B 相
合闸时刻/s	0.02	0.022	0.024	0.026	0.028
高压侧避雷器 动作情况	无	无	无	B 相	B 相

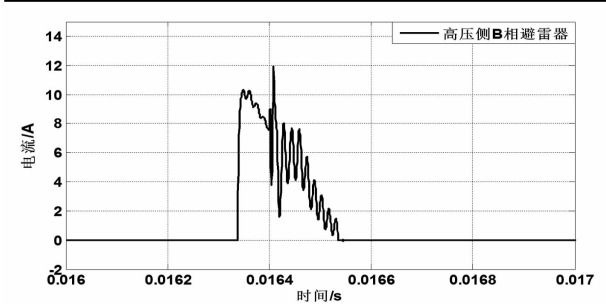
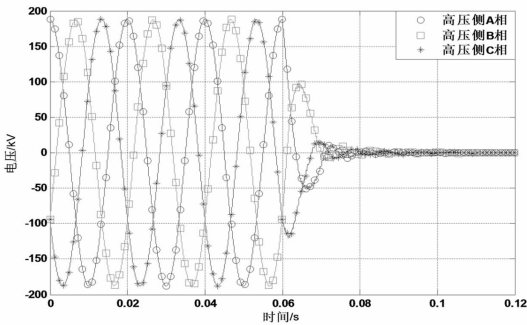
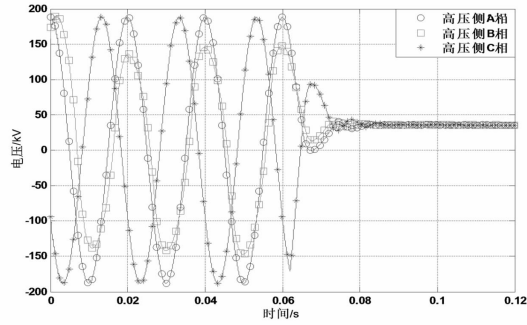


图 10 非全相合闸高压侧 B 相避雷器动作
电流波形(0.016 s 合闸)



(a) 中性点接地时高压侧三相电压波形



(b) 中性点不接地时高压侧三相电压波形

图 11 非全相分闸高压侧电压波形

际避雷器动作情况基本相符。

3.2 非全相分闸过电压分析

2 号主变压器总共经历 6 次非全相分闸,前 5 次分闸时高压侧中性点接地,第 6 次分闸时高压侧中性点不接地。为了对空载变压器非全相分闸过电压进行分析,使用了主变压器高压侧中性点接地和不接地两种分析模型,每种模型在一个周波内均匀选取 10 个分闸操作时刻进行过电压分析。计算结果表明,变压器非全相分闸不会在高压侧产生过电

压,不会导致高压侧 B 相避雷器动作,高压侧和高压侧中性点电压波形如图 11 所示。

4 结论与建议

1)该 220 kV 变电站 2 号主变压器低压侧 C 相避雷器烧坏是由于高压侧中性点接地刀闸拉开时在低压侧产生的周期性励磁涌流过电压引起的,但该操作不会导致高压侧 B 相出现过电压。

2)从变压器非全相分合闸仿真情况推断,2 号主变压器高压侧 B 相避雷器动作 2 次是由于在 6 次充电试验中断路器非全相合闸造成的。

3)为防止类似故障的发生,建议对主变压器进行空载合闸充电试验时,对合闸侧的断路器和隔离开关进行试验,确保断路器和隔离开关能够正常合闸到位。在拉开主变压器中性点接地刀闸前,应进行现场巡视,在保证变压器全相运行的情况下拉开中性点接地刀闸。

参考文献

[1] 潘连荣. 输电变压器非全相运行分析[J]. 广西电力, 2013,36(2):65-69.

[2] 屈刚,李长凯,孙林,等. 配电变压器非全相运行时各侧相量分析[J]. 华中电力,2006,19(3):16-18.

[3] 孟恒信,张德宏,莫丽珍. 电力负荷变压器非全相运行分析[J]. 山西电力,2007(4):14-17.

[4] 关建明. 发电机变压器组的非全相运行与保护[J]. 湖北电力,2003,27(5):7-11.

[5] 李富春,李建兵. 基于 EMT/ATP 的变压器建模及励磁涌流的仿真研究[J]. 电气开关,2003(4):48-50.

[6] 孙会浩,刘玉林,吴磊,等. 基于 EMT/ATP 的变压器建模及仿真[J]. 电气应用,2008,27(8):46-49.

[7] 王晓彤,施围. BP 算法在磁化曲线拟合中的应用[J]. 西安交通大学学报,1998,32(8):1-4.

[8] 王晓彤,范越,施围. 变压器励磁特性的修正 BP 模型[J]. 西安交通大学学报,2001,35(2):111-115.

[9] 王天施,王清昊,苑舜,等. 220 kV 主变 10 kV 侧空载时避雷器的选择[J]. 电瓷避雷器,2012(2):86-90.

[10] 戚革庆,李维成,文习山. 一起 220 kV 主变 10 kV 侧避雷器的损坏原因[J]. 高电压技术,2008,34(5):1085-1086.

[11] 熊泰昌. 电力避雷器[M]. 北京:中国水利水电出版社,2013.

[12] 鲁铁成. 电力系统过电压[M]. 北京:中国水利水电出版社,2009.

[13] 李山. 基于 EMTPE 的 750 kV 空载变压器励磁涌流仿真研究[J]. 高压电器,2013(1):101-102.

[14] 陈珍珍,林集明. EMTP/EMTPE 使用说明[R]. 北京:中国电力科学研究院,2009.

[15] 林集明,王晓刚,班连庚,等. 特高压空载变压器的合闸谐振过电压[J]. 电网技术,2007,31(2):6-8.

[16] 李振强,谷定燮,戴敏,等. 特高压空载变压器谐振过电压和励磁涌流分析及抑制方法[J]. 高电压技术,2012,38(2):387-390.

[17] 王燕,皇甫成,赵淑珍,等. 考虑铁磁磁滞的变压器励磁涌流仿真分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(15):80-82.

[18] 郝治国,张保会,褚云龙,等. 变压器空载合闸励磁涌流抑制技术研究[J]. 高压电器,2005,41(2):81-84.

[19] 董宏林,张立国,杜迎辉,等. 变压器几起冲击合闸故障分析[J]. 变压器,2007,44(10):47-49.

[20] 张科,马歆,刘祖军,等. SF₆ 断路器投切 500 kV 空载变压器试验分析[J]. 高压电器,2002,38(2):37-39.

[21] 蔡百凌,陈葛松. 合空载变压器谐振过电压的探讨析[J]. 华中电力,2006,19(2):8-10.

作者简介:
刘 强(1987),工程师、硕士,研究方向为电力系统过电压及其防护;
刘守豹(1983),高级工程师、博士,研究方向为电力系统过电压及其防护。

(收稿日期:2015-10-22)

(上接第 28 页)

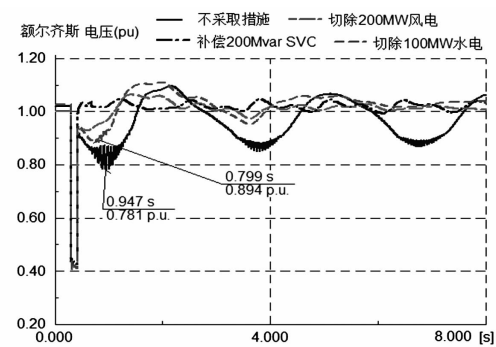


图 10 各种策略下变电站母线电压变化情况

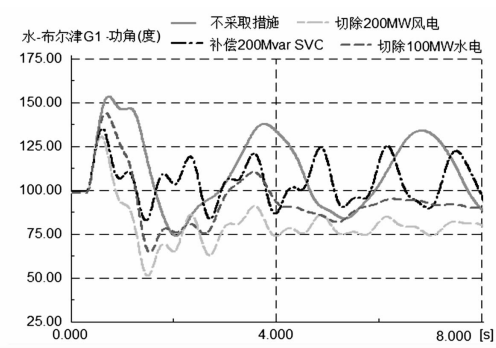


图 11 各种策略下风电机组功角变化情况

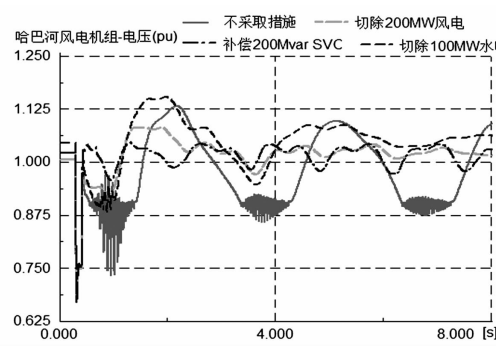


图 12 各种策略下风电机组端电压变化情况

在电压较低时有功功率无法送出,机端频率有一个

下降的过程,在此期间,由于风电机组一般的频率保护为低于 48 Hz 动作,很可能导致风电机组退出运行。因此,虽然切除水电可以恢复系统稳定,但风电场若无动态无功支撑能力,还是有可能退出运行。

综合考虑,对于网内风电装机容量超过常规电源,且送出电力以风电为主时,发生送出线路 $N-1$ 故障时,为保证地区电网的稳定运行,建议直接采取切除部分风电出力来维持系统稳定。

参考文献

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

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

[3] 徐衍会,贺仁睦,孔祥云,等. 调速系统超速保护控制对电力系统稳定的影响[J]. 现代电力,2006,23(6):6-9.

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

[5] 周川梅,孙斌. 贵州主网及地区电网孤网运行安全稳定措施研究[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(19):54-56.

[6] 韦钢,吴伟力. 分布式电源及其并网时对电网的影响[J]. 高电压技术,2007,33(1):36-40.

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

作者简介:
胡仁祥(1987),硕士,从事电网调度运行。

(收稿日期:2015-09-06)

基于灰色关联分析的变压器故障诊断方法

徐 广¹,胡 非²

(1. 国网咸宁供电公司,湖北 咸宁 437100; 2. 国网黄石供电公司,湖北 黄石 435000)

摘 要:变压器的故障诊断对于保障电力系统安全稳定运行十分重要。在分析造成变压器故障原因特点的基础上,采用灰色关联分析对变压器故障进行诊断。研究发现,灰色关联分析能够准确地对变压器故障原因进行确定,证明了该方法在变压器故障诊断领域的可行性。

关键词:变压器;故障诊断;灰色关联分析;灰色关联度

Abstract:Fault diagnosis of transformer is very important for ensuring the safe and stable operation of power system. Based on the analysis of cause characteristics of transformer faults, the grey relational analysis is adopted for fault diagnosis of transformer. The research finds out that the grey relational analysis can determine the causes of transformer faults exactly, which proves the feasibility of the proposed method in fault diagnosis of transformer.

Key words:transformer; fault diagnosis; grey relational analysis; grey correlation grade

中图分类号:TM41 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0038-03

展开研究。

0 引 言

变压器作为电力系统的枢纽设备,在电力工程中起着重要的作用。若一旦发生故障,会严重影响系统的正常运行,给电力系统的安全稳定造成隐患^[1]。因此,为保障电力系统安全稳定运行、提高供电可靠性,定期对变压器进行故障诊断并及时维护就显得尤为重要。而在变压器故障诊断中,油中溶解气体分析(dissovled gas analysis, DGA)技术因其廉价高效、无破坏性等特点得到了广泛的应用^[2]。但传统的 DGA 诊断技术,如气体法、三比值法存在受人为因素影响较大、诊断时间长等缺点,在实际应用中不能较为准确地对变压器故障进行诊断^[3]。考虑到影响变压器安全的因素很多,各种因素存在不确定性和模糊性,因此,近几年来人们将神经网络、模糊数学、灰色理论等人工智能方法应用在变压器故障诊断中,并取得了一定的研究成果。

变压器故障系统是一个典型的“部分信息已知,部分信息未知”的灰色系统,对变压器故障诊断的实质是灰色系统的“白化”过程。因此可以以 DGA 为特征量,利用灰色关联分析方法对变压器进行故障诊断。下面以收集的某山区变电器 DGA 数据为例,以灰色关联分析方法对变压器的故障诊断

1 灰色关联分析的基本原理

灰色关联分析是灰色系统理论中的重要内容,灰色关联分析是根据因素之间发展趋势的相似或相异程度,亦即“灰色关联度”,是衡量因素间关联程度的一种方法^[4]。具体是通过对系统统计数列几何关系的比较来分析系统中多因素的关联度,通过比较关联度的大小,来判断各因素对事物影响的大小,灰色关联度分析可以对一个系统的发展变化态势提供量化的度量,比较适合动态历程分析^[5]。根据造成变压器故障因素的特点,应用灰色关联分析法,对变压器故障原因进行分析,以便能针对相关因素采取有效的措施,以使变压器得到合理的维护,从而保障整个电力系统的安全稳定。

1.1 参考序列和比较序列的确定

反映系统行为特征的数据序列,称为参考数列,也称母序列。影响系统行为的因素组成的数据序列,称比较数列,也称子序列。设母因素序列为 $X_0(k) = \{X_0(1), X_0(2), \cdots X_0(n)\}$,子因素序列为 $X_i(k) = \{X_i(1), X_i(2), \cdots X_i(n)\}$, $i = 1, 2, 3 \cdots$, 式中: k 表示在不同时刻子因素对母因素的影响值; i 表示子因素(影响因素)的个数。

1.2 因素序列的归一化处理

在实际应用中,由于系统中各因素的物理意义不同,导致数据的量纲也不一定相同,为避免由于量纲不同或数据序列相差悬殊而无法进行数据序列的相互比较、分析,在进行灰色关联度分析前,一般都要对数据进行归一化处理^[6]。下面采用的是均值化处理,即

$$\overline{X_i(k)} = \frac{X_i(k)}{X_i}, k = 1, 2 \cdots, n \tag{1}$$

式中, $\overline{X_i} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^n X_i(k), k = 1, 2 \cdots, n; i = 1, 2, 3 \cdots$ (2)

按式(1)或式(2)进行归一化处理所得的数据序列 $\overline{X_i(k)} = \{ \overline{X_i(1)}, \overline{X_i(2)}, \cdots \overline{X_i(n)} \}, i = 1, 2, 3 \cdots$,称为均值化序列。

1.3 求灰色关联系数和灰色关联度

灰色关联系数体现了第*i*个子序列与母序列在第*k*时刻的关联情况,是第*k*时刻第*i*个子序列与母序列所对应的点的距离状态的反映。子序列与母序列关联系数为

$$\xi_{0i}(k) = \frac{\min_i \min_k | \overline{X_0(k)} - \overline{X_i(k)} | + \rho \max_i \max_k | \overline{X_0(k)} - \overline{X_i(k)} |}{| \overline{X_0(k)} - \overline{X_i(k)} | + \rho \max_i \max_k | \overline{X_0(k)} - \overline{X_i(k)} |} \tag{3}$$

式中, ρ 是表征分辨率大小的系数,称为分辨系数。 ρ 一般的取值区间为 0.1 ~ 1,通常取 0.5。

关联系数是比较数列与参考数列在各个时刻的关联程度值,所以它的数不止一个,而信息过于分散不便于进行整体性比较。因此有必要将各个时刻(即曲线中的各点)的关联系数集中为一个值,作为比较数列与参考数列间关联程度的数量表示。亦即关联度:

$$r(i) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \xi_{0i}(k) (i = 1, 2, 3, \cdots, M) \tag{4}$$

得到每个子数列的灰色关联度后,即可对关联度从大到小进行排序,所排出的序列称为灰色关联序列。其关联度排在最前面的子数列与母数列的关系最为密切,对母数列的影响最大;排在第二位的影响次之,其余依次类推;排在最后的子数列与母数列的关系最为疏远,对母数列的影响最小。

2 变压器故障诊断模型的建立

变压器故障诊断实际上是一个灰色系统白化的

过程,将灰色关联分析模型用于变压器故障诊断的原理是:首先以表征故障特征的各种气体含量参数作为变压器故障特征状态矢量;其次,通过大量样本数据建立各个典型故障模式的标准状态矢量集;最后根据待验变压器特征气体含量状态矢量与各个标准状态矢量的关联度计算结果来判断该变压器的可能故障类型。关联度越大,表示待验变压器故障类型属于该故障类型的可能性越大;关联度越小,表示属于该故障类型的可能性越小,通过关联度大小的计算,从而实现对变压器故障的识别与诊断,进而采取有针对性的措施对故障进行处理。

2.1 标准故障模式向量的建立

通常以 DGA 技术得到的油中各种特征气体(H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2)的含量信息作为诊断变压器故障的依据,通过对大量变压器故障原因数据的采集和分析,最终选择典型的 9 种故障类型作为特征向量^[7]。如表 1 所示(其中气体组分含量的单位为 $\mu L/L$)。

表 1 变压器典型故障参考参数

故障类型	序列 编号	气体组分				
		H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
低温过热	G_1	16.00	38.40	28.00	70.00	0.00
中温过热	G_2	27.50	48.20	46.00	18.40	0.00
高温过热	G_3	12.95	24.60	60.60	12.90	2.80
接地故障	G_4	11.20	30.80	11.60	56.20	1.40
开关故障	G_5	13.60	21.60	10.80	58.10	9.50
局部放电	G_6	195.90	14.50	2.40	11.60	0.00
低能放电	G_7	61.50	24.60	5.60	1.33	20.50
高能放电	G_8	75.50	30.20	30.30	2.33	18.20
正常运行	G_9	46.10	21.50	15.80	61.50	1.20

由于各变压器的容量和电压等级不同,导致数据的量纲也不一定相同,为避免由于量纲不同或数据序列相差悬殊而无法进行数据序列的相互比较分析,在运用灰色关联分析对变压器故障进行诊断时,需对数据进行归一化处理。采取均值化的归一化处理方法,具体是将每个故障下某特定气体的含量除以该故障下各种气体含量之和。归一化处理后的标准故障模式向量如表 2 所示。

2.2 变压器故障诊断过程

对于待验变压器,首先应建立标准故障模式向量 $G_i (i = 1, 2 \cdots 9)$,并对标准故障模式向量进行归

表 2 变压器典型故障归一化参考参数							
故障类型	序列 编号	气体组分					
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
低温过热	G ₁	0.105	0.0252	0.0183	7.0459	3	0
中温过热	G ₂	0.196	3.0344	0.0328	3.0131	3	0
高温过热	G ₃	0.113	7.0216	1.0532	3.0113	3.0024	6
接地故障	G ₄	0.100	7.0277	0.0104	3.0505	4.0012	6
开关故障	G ₅	0.119	7.0190	1.0095	1.0511	4.0083	6
局部放电	G ₆	0.873	0.0064	6.0010	7.0051	7	0
低能放电	G ₇	0.541	7.0216	7.0049	3.0011	7.0180	6
高能放电	G ₈	0.482	3.0192	9.0193	6.0014	9.0116	3
正常运行	G ₉	0.315	5.0147	2.0108	1.0420	9.0008	2

一化处理,将归一化处理后的向量作为比较序列;其次,根据待验变压器色谱分析的结果,并将结果进行归一化处理,建立参考序列 G₀;再计算各个比较序列与参考序列在各个气体组成下的灰色关联系数 $\xi_{0i}(k)$;最后根据灰色关联系数 $\xi_{0i}(k)$ 计算比较序列与各个参考序列的灰关联度 $r(i)$ 。

3 实例分析

为了验证灰色管理分析方法在变压器故障检测中的应用效果,选取某山区 2 台变压器进行检测,某 220 kV 变电站 2 号主变压器的色谱分析油中气体组成含量(单位为 $\mu\text{L/L}$)按照 H₂、CH₄、C₂H₆、C₂H₄、C₂H₂ 的次序依次为 180、650、680、230、0.87。先根据式(1)进行归一化处理,再根据式(3)可以求得该气体组成向量与标准故障模式向量的灰色关联系数矩阵,最后根据式(4)可求得该变压器故障与各标准故障类型 G₁ ~ G₉ 的灰关联度依次为:0.669、0.676、0.712、0.672、0.619、0.644、0.775、0.829、0.509。从关联度计算结果可以看出,该变压器故障类型与 G₈ 关联度最大,初步判断该变压器的故障可能是由于高能放电所引起的。另一座 220 kV 变电站 1 号主变压器的色谱分析气体含量的结果按照相同的次序依次为 18.5、49.73、42.43、14.87、28.31。同样按照灰色关联分析的步骤可求得该变压器故障与各标准故障类型 G₁ ~ G₉ 的灰关联度依次为:0.679、0.750、0.237、0.690、0.631、0.689、0.645、0.825、0.910。从该组数据中可以看出,该变压器与 G₉ 关联度最大,初步判断该变压器运行正常,没有产生任何故障。

经变压器生产单位对以上 2 个变压器进行拆卸检查发现,220 kV 变电站 2 号主变压器中的线圈两

侧压钉与压钉板之间有明显的放电痕迹,并且固体绝缘材料遭到严重破坏,证实为高能放电。另一座 220 kV 变电站 1 号主变压器拆卸发现,压钉与压钉板接触面光滑,无任何杂质、麻点,证实该变压器运行正常。通过比较灰色关联分析结果与实际检查结果可以看出,灰色关联分析能够较为准确地对变压器故障类型做出判断。

4 结 论

变压器的故障诊断是保障电力系统稳定运行的一个重要措施,采取合理有效的诊断方法来对变压器故障进行诊断显得十分重要。在分析变压器故障原因特点的基础上,以 DGA 技术得到的各种气体含量作为序列,建立了灰色关联分析模型,并通过灰色关联分析法对变压器的故障进行诊断,研究发现灰色关联分析能够有效准确地对各种故障进行诊断。说明了该方法在变压器诊断领域具有良好的应用前景,希望以上的研究成果能为类似问题提供一定的借鉴。

参考文献

[1] 张吉林,李守学,邹姗姗. 基于灰色关联度的变压器故障诊断[J]. 吉林电力,2015,43(1):13-15.
[2] 宋斌,罗运柏,于萍,等. 灰色关联分析在变压器故障诊断中的应用研究[J]. 水利电力机械,2003,25(1):47-50.
[3] 李硕,赵峰. 基于熵权优化加权灰色关联度的变压器故障诊断方法[J]. 变压器,2013,50(9):48-51.
[4] 刘思峰,郭天榜,党耀国. 灰色系统理论及其应用[M]. 北京:科学出版社,1999.
[5] 吕锋. 灰色系统关联度之分辨系数的研究[J]. 系统工程理论与实践,1997,17(6):49-54.
[6] 吕干云,程浩忠,翟海保,等. 基于改进灰色关联分析的变压器故障识别[J]. 中国电机工程学报,2004,24(10):121-125.
[7] 孙才新,李俭,郑海平,等. 基于灰色面积关联度分析的电力变压器绝缘故障诊断方法[J]. 电网技术,2002,26(7):24-29.

作者简介:

徐 广(1986),工程师、硕士,主要从事状态评价、无功电压、变电缺陷管理工作;
胡 非(1985),工程师、硕士,主要从事继电保护工作。

(收稿日期:2015-09-17)

一起主变压器绕组变形诊断

刘 君,蔡 川,胡 琳,干建伟,陈 绩,朱 虎
(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:为了诊断主变压器绕组是否发生变形,开展短路阻抗及绕组频率响应测试。针对一起短路阻抗超过注意值的主变压器,通过分析其高、中、低压侧相间误差变化趋势、绕组频率响应波形及运行工况,综合诊断得出其绕组已发生严重变形,通过吊心检查证实了诊断结论。

关键词:变压器;绕组变形;诊断

Abstract:In order to detect and diagnose the winding deformation of main transformers, the tests of short-circuit impedance and winding frequency response are carried out. Aiming at a main transformer whose short-circuit impedance exceeds the attention value, its winding is diagnosed to be seriously deformed through analyzing variation trend of phase errors, waveform of winding frequency response and operating condition in high-voltage side, middle-voltage side and low-voltage side. The diagnosis result is verified by the core suspension and inspection.

Key words:transformer; winding deformation; diagnosis

中图分类号:TM403.2 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0041-04

0 引 言

电力变压器是电力系统的枢纽设备,其安全可靠性是保障电网稳定运行的必备条件^[1-2]。运行中的变压器由于受震动以及电磁力作用,绕组的机械强度会受到影响。一旦出现短路故障,很容易导致绕组出现变形、位错或坍塌现象,使变压器发生事故的不断增加^[3-4]。目前,针对变压器的短路强度问题开展了大量的理论研究,对绕组变形测试的方法进行了大量的实践^[4-5],但如何利用当前的测试方法进行绕组变形准确诊断还需要大量的积累和验证。针对一起短路阻抗超过注意值的主变压器,通过分析其高、中、低压侧相间误差变化趋势、绕组频率响应波形及运行工况,综合诊断得出其绕组已发生严重变形,通过吊心检查证实了诊断结论。

1 试验方法

1.1 低电压短路阻抗

在额定频率和参考温度下,短路阻抗是变压器的某一对绕组中,某一侧绕组端子之间的等值阻抗。确定此值时,该对绕组的另一侧绕组被短路,而其他

绕组(如果有)开路^[6-7]。短路阻抗可用一个复数表示为

$$\dot{Z}_k = R + jX_k$$

在实际测试时,只直接测其模值得

$$Z_k = |\dot{Z}_k| = \sqrt{R^2 + X_k^2}$$

短路阻抗用百分数表示时,可用 Z_{ke} 表示为

$$Z_{ke} = \frac{\sqrt{3}Z_k I_r}{U_r} \times 100$$

宜在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流可用额定电流,亦可低于额定值,但不宜 $<5\text{ A}$ 。三相接线图如图 1 所示。

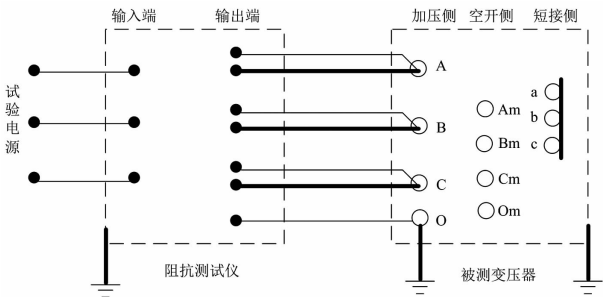


图 1 变压器短路阻抗测试接线图

不同容量及电压等级的变压器,要求分别如下:

1) 容量 100 MVA 及以下且电压等级 220 kV 以下的变压器,初值差不超过 $\pm 2\%$;

- 2)容量 100 MVA 以上或电压等级 220 kV 以上的变压器,初值差不超过 $\pm 1.6\%$;
- 3)容量 100 MVA 及以下且电压等级 220 kV 以下的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2.5% ;
- 4)容量 100 MVA 以上或电压等级 220 kV 以上的变压器三相之间的的最大相对互差不应大于 2% 。

1.2 绕组频率响应

频率响应指在正弦稳态情况下,网络的传递函数 $H(j\omega)$ 与角频率 ω 的关系。在较高频率的电压作用下,变压器的每个绕组均可视为一个由线性电阻、电感(互感)、电容等分布参数构成的无源线性双口网络,其内部特性可通过传递函数 $H(j\omega)$ 描述,如图 2 所示。如果绕组发生变形,绕组内部的分布电感、电容等参数必然改变,导致其等效网络传递函数 $H(j\omega)$ 的零点和极点发生变化,使网络的频率响应特性发生变化^[7-8]。

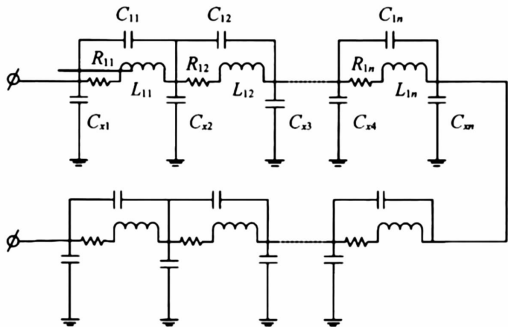


图 2 频率相应法的基本检测回路

常用的绕组频率响应的现场接线如图 3 所示。

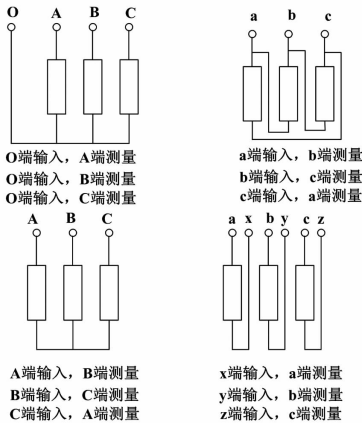


图 3 绕组频率响应法的几种接线方式

根据相关系数的大小,可较直观地反映出变压器绕组幅频响应特性的变化,通常可作为判断变压

器绕组变形的辅助手段,如表 1 所示。典型的变压器绕组幅频响应特性曲线,通常包含多个明显的波峰和波谷。经验及理论分析表明,幅频响应特性曲线中的波峰或波谷分布位置及分布数量的变化,是分析变压器绕组变形的重要依据。

表 1 相关系数与变压器绕组变形程度的关系

绕组变形程度	相关系数 R
严重变形	$R_{LF} < 0.6$
明显变形	$1.0 > R_{LF} \geq 0.6$ 或 $R_{MF} < 0.6$
轻度变形	$2.0 > R_{LF} \geq 1.0$ 或 $0.6 \leq R_{MF} < 1.0$
正常绕组	$R_{LF} \geq 2.0$ 和 $R_{MF} \geq 1.0$ 和 $R_{HF} \geq 0.6$

$R_{LF}: 1 \sim 100 \text{ kHz}; R_{MF}: 100 \sim 600 \text{ kHz}; R_{HF}: 600 \sim 1\,000 \text{ kHz}$

2 试验结果及诊断

2.1 被试变压器信息

2014 年 11 月,针对某变电站 110 kV 2 号主变压器进行例行试验,被试变压器铭牌信息如表 2 所示,试验时天气为晴,温度为 16℃,湿度为 70% 。

表 2 被试变压器铭牌信息

型 号	SFSZ10 - 50000/110	额定容量	50 000 kVA
联结组别	YNyn0d11	出厂日期	2009 年 12 月
阻抗电压	挡位	$U_k 12\%$	$U_k 13\%$
	额定 9 挡	10.23	17.94
			$U_k 23\%$
			6.63

2.2 试验数据

短路阻抗数据如表 3 所示。
对比其短路阻抗变化趋势,如图 4 所示。

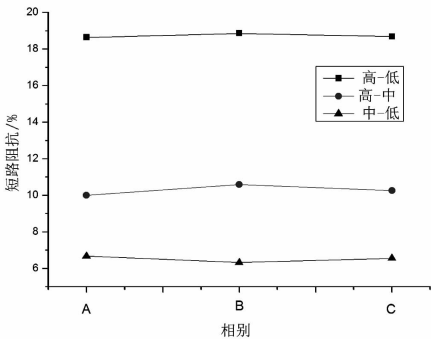


图 4 短路阻抗变化趋势

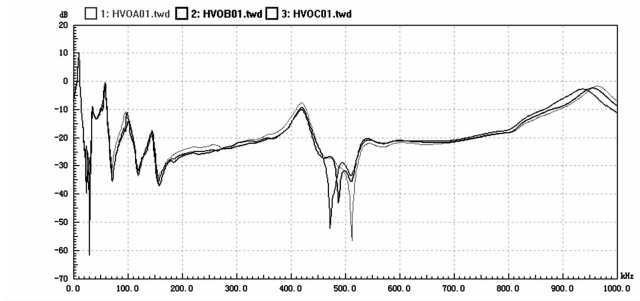
针对相间超标的高 - 中、中 - 低短路阻抗,由图 4 可以看出,高 - 中短路阻抗 ABC 三相变化趋势为 $A < C < B$,而中 - 低短路阻抗 ABC 三相变化趋势 $B < C < A$,由于变压器的每一对绕组的漏电感 L_k 是

表 3 短路阻抗试验数据

测试部位	挡位	A 相	B 相	C 相	平均值	铭牌值	相间差/%	初值差/%
高 - 低	9b	18.63	18.852 0	18.678 0	18.720	17.94	1.17	4.35
高 - 中	9b	10.00	10.584 0	10.254 0	10.280	10.23	5.82	0.490
中 - 低	3	6.665	6.319 1	6.550 1	6.512	6.63	5.48	-1.78

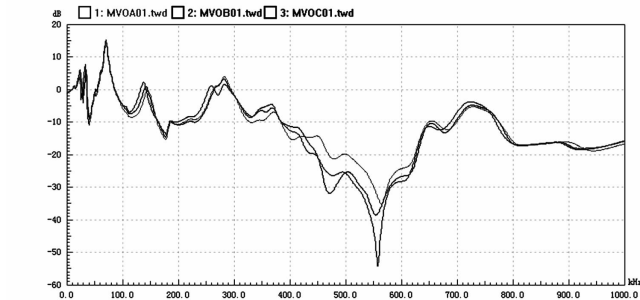
这 2 个绕组相对距离(同心圆的 2 个绕组的半径 R 之差)的增函数,因此可以看出,B 相高中压绕组相对距离增大,中低压绕组相对距离减小,即中压 B 相向低压收紧变形。

高中低压侧绕组频率响应如图 5 ~ 图 7 所示。由于中压 B 相变形的影响,使得变压器高中低压三侧的分布参数发生改变,绕组频率响应的相关系数结论为轻度变形。



R	R_{LF}	R_{MF}	R_{HF}
R_{21}	1.281	1.052	2.230
R_{31}	1.253	0.776	1.314
R_{32}	1.258	0.861	1.633

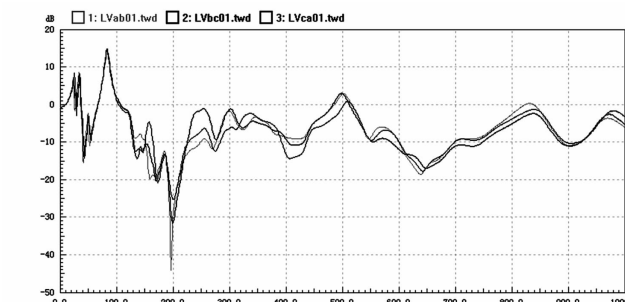
图 5 高压绕组频率响应及其相关系数



R	R_{LF}	R_{MF}	R_{HF}
R_{21}	1.390	1.418	1.530
R_{31}	2.107	1.410	1.779
R_{32}	1.319	1.631	1.853

图 6 中压绕组频率响应及其相关系数

2.3 运行情况



R	R_{LF}	R_{MF}	R_{HF}
R_{21}	1.462	0.952	1.384
R_{31}	1.333	0.809	1.662
R_{32}	1.736	0.942	1.787

图 7 低压绕组频率响应及其相关系数
该主变压器近期运行数据如表 4 所示。

表 4 主变压器近期运行数据

序号	运行 编号	短路时间	短路电流 /A	动作持续 时间/s
1	主变压器 35 kV 侧	2014 - 2 - 6	5 352	1.5
2	10 kV 线路	2014 - 4 - 18	8 475.6	0.0
3	35 kV 线路	2014 - 7 - 30	3 583.2	0.8
4	10 kV 线路	2014 - 9 - 28	8 552.4	0.0

从运行数据可以看出,该主变压器 10 kV、35 kV 侧曾遭受过多次短路冲击,最严重一次 35 kV 侧短路电流达到 5 352 A,达到额定短路耐受电流的 73%。

3 吊心检查

由图 8 可以看出,中压 B 相存在严重变形,绕组向内收紧,验证了试验数据及其诊断结论。

4 结 论

针对一起短路阻抗超过注意值的主变压器,其高 - 中短路阻抗 ABC 三相变化趋势为 $A < C < B$,而



图8 吊心检查中压B相

中-低短路阻抗ABC三相变化趋势 $B < C < A$,诊断其B相高中压绕组相对距离增大,中低压绕组相对距离减小,即中压B相向低压收紧变形。绕组频率响应的相关系数结论为轻度变形。通过运行数据,该主变压器10 kV、35 kV侧曾遭受过多次短路冲击。通过吊心检查,中压B相存在严重变形,绕组向内收紧,验证了试验数据及其诊断结论。利用当前的测试方法进行绕组变形诊断提供了典型经验积累,通过综合分析变压器低电压短路阻抗相间变化趋势、频率响应图谱和运行数据,若三者间存在较强的逻辑关联,可以较为准确地判定变压器绕组变形状况,为相似试验数据的诊断提供了参考。

=====

(上接第31页)

2)深刻理解风电出力特性指标的含义和应用场景,能够节省风电建设和电网配套工程投资,提高电网风电接纳能力,缓解系统调峰压力,并且在倡导风电参与系统电力平衡,合理安排风电运行方式,提高发电量预测准确率等方面具有很好的应用价值。

参考文献

[1] 辛颂旭,白建华,郭雁珩,等. 甘肃酒泉风电特性研究[J]. 能源技术经济,2010, 22(12):16-20.

[2] 秦睿,刘海燕,杨萍,等. 大规模风电送出能力影响因素分析[J]. 电力建设,2013, 34(6):36-40.

[3] 蔺红,孙立成,常喜强. 新疆风电出力波动特性的概率建模[J]. 电网技术,2014, 38(6):1616-1620.

[4] 王小红,周步祥,张乐,等. 基于时变Copula函数的风电出力相关性分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(1):43-48.

[5] 刘新东,方科,陈焕远,等. 利用合理弃风提高大规模风电消纳能力的理论研究[J]. 电力系统保护与控制,

参考文献

[1] Jun Liu, Lijun Zhou, Guangning Wu, et al. Dielectric Frequency Response of Oil - paper Composite Insulation Modified by Nanoparticles[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. 2012, 19(2):510-520.

[2] M. Wang, A. J. Vandermaar, K. D. Srivastava. Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service[J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2002, 18(6): 12-25.

[3] 毕建刚,王献丽,高克利. 变压器绕组变形现场测试中应注意的问题[J]. 变压器,2009,46(12):29-31.

[4] 刘海峰,刘宏亮,唐亮,变压器绕组变形的诊断与分析[J]. 变压器,2008,45(6): 61-63.

[5] Dick E P, Even C C. Transfotrmer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis[J]. IEEE Trans. PAS, 1978, 97(6):2144-2153.

[6] DL/T 911-2004,电力变压器绕组变形的频率响应分析法[S].

[7] Q/GDW 1168-2013,输变电设备状态检修试验规程[S].

[8] DL/T 1093-2008,电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则[S].

作者简介:
刘 君(1984),博士、高级工程师,主要从事高压电气设备绝缘状态评估及其方法研究。

(收稿日期:2015-10-08)

2012, 40(6):35-39.

[6] 方倩倩,靳宝宝,郭树锋. 青海电网风电场出力特性研究[J]. 青海电力,2014, 33(s1):34-39.

[7] 林章岁,罗利群. 福建省风电出力特性及其对电网的影响分析[J]. 电力建设,2011, 32(12):18-23.

[8] 尹佳楠,葛延峰,高凯. 风电场群出力的汇集效应分析[J]. 电测与仪表,2015, 52(5):104-108.

[9] 高凯,朱加明,葛延峰等. 联网风电场集群运行特性分析[J]. 东北电力大学学报,2014,34(4):11-16.

[10] 姚天亮,杨德洲,郑昕. 动态补偿消弧线圈在大型风电场灭弧中的应用[J]. 电力建设,2013,34(3):109-112.

作者简介:
姚天亮(1979),工程师、硕士,从事电力系统一次规划、电网稳定分析、新能源并网研究工作;
吴兴全(1972),高级工程师,从事电力系统规划、保护研究工作;
李志伟(1983),工程师,从事电力系统一次规划。

(收稿日期:2015-10-10)

基于遗传算法考虑用户侧负荷平移的微网经济运行分析

况 达^{1,2},滕 欢^{1,2},黄炜果¹,王博堃^{1,2}

(1. 四川大学电气信息学院,四川 成都 610065;2. 四川省智能电网重点实验室,四川 成都 610065)

摘 要:将参与用户侧管理负荷分为两类:可平移负荷和随机负荷,建立了基于负荷平移的用户侧负荷管理数学模型。运行周期分为谷、平、峰 3 个时段,在分布式电源经济出力及用户侧负荷优化调度协同作用的基础上,建立了考虑用户侧负荷平移的以微网运行成本最低为目标函数的微网经济运行模型。利用线性逼近法将非线性目标函数简化,采用最佳保留策略选择算子,通过改进遗传算法对上述模型进行求解。仿真结果验证了遗传算法的适用性和该模型的有效性,考虑用户侧负荷平移的微网较不考虑时的成本降低了 4.01%,表明微网分布式电源和用户侧负荷协同优化具有较高的经济效益。

关键词:用户侧可平移负荷管理;微网;经济优化模型;线性逼近;遗传算法

Abstract:The loads that participate in the user-side management are divided into two categories: transferable load and user-action load, and the mathematical model of user-side load management is established based on load transfer. The run cycle is divided into three periods, that is, valley time, flat time and peak time, and based on the cooperation of economic output of the distributed generations and optimal dispatch of the user-side load, an economic operation model of micro-grid is established, in which the user-side load transfer is taken into account and the minimum operation cost of micro-grid is taken as objective function. Using the linear approximation method to simplify the nonlinear objective function and the best retention strategy to select the operators, the proposed model is solved by the improved genetic algorithm. The simulation results verify that the genetic algorithm is applicable and the proposed model is effective. The total cost of micro-grid reduces by 4.01% considering user-side load transfer, which indicates that a higher economy can be achieved with cooperation optimization of distributed generations and user-side load in micro-grid.

Key words:user-side transferable load management; micro-grid; economic optimization model; linear approximation; genetic algorithm

中图分类号:TM711 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0045-06

近年来,随着整个电力系统从传统电网向智能电网过渡,风能、太阳能等可再生能源得到了广泛关注,微网^[1-2]作为一种新型的供电模式在国内外逐渐受到重视。微网是一组微电源、负荷、储能系统和控制装置构成的系统单元,能够在并网和孤网下运行,在给用户提供电、热能的同时还能提高能源利用率,降低环境污染。目前大量的研究主要集中在分布式电源的接入及控制技术等方面^[3]。

微网的经济运行以及优化调度是当前微网研究的重要内容之一。目前,对微网经济性的研究大多集中在微源方面,较少考虑用户侧的负荷管理。可以将微网中负荷划为可调节负荷、敏感负荷以及可中断负荷 3 种,在负荷高峰或异常时段,一般通过调控、切除负荷等手段来实现对用户侧的管理,起到削

峰填谷、减少调峰机组、推迟装机以及降低运行成本的作用^[4]。

国内外已有相关文献对微网的经济运行及优化调度进行了研究。文献[5]提出了基于需求响应的微网经济运行优化策略,具有实际意义。文献[6]将负荷分为了 3 类,基于启发式规则的优化策略,采用粒子群算法对需求侧净负荷进行优化分配,但给出的负荷模型较简略。文献[7]将参与需求侧管理负荷分为 3 类:可中断负荷、可平移负荷与弹性负荷,并建立了日前与日内两个调度阶段的负荷模型。文献[8]建立了考虑温室气体、污染物排放的以微网运行成本最低为目标函数的微网经济模型,并采用粒子群算法进行求解。但储能装置过于简化,没有考虑储能元件充放电指标和约束条件,算法有局

限性。文献[9]详细分析了蓄电池的动态运行特性,考虑了蓄电池的充放电及自放电,给出了蓄电池模型。文献[10]考虑了各种电源的约束条件,以运行成本最小为目标函数建立了微网的经济调度模型,采用改进遗传算法进行优化求解。但运行成本中没有考虑与外网的电能交易费用。

以包含光伏 (photovoltaic, PV)、风机 (wind turbine, WT)、微型燃气轮机 (micro turbine, MT)、燃料电池 (fuel cell, FC)、蓄电池 (storage battery, SB) 及用户侧负荷的微网为研究对象,建立了较为完善的用户侧负荷管理模型。在分布式电源经济出力以及用户侧负荷优化调度协同作用的基础上,构建了考虑用户侧负荷平移的以综合运行成本最低为目标函数的微网经济运行模型。利用线性逼近法将非线性的模型简化,采用改进遗传算法进行求解。最后对比分析了微网负荷参与、不参与用户侧管理的微网运行费用。算例分析结果表明,考虑了用户侧负荷优化管理的系统经济效益更显著。

1 微网结构及用户侧负荷管理模型

1.1 微网系统结构

整个微网由一个静态开关和外部电网相联,实现传输功率交互。在微网中,微型燃气轮机和燃料电池属于清洁能源发电,可控制机组发电出力,将其定义为可控机组 (CU)。光伏和风机属于可再生能源发电,受天气、季节、地理位置等因素影响,发电出力具有随机性和不稳定性,将其定义为不可控机组 (RU)。蓄电池作为储能设备,可削峰填谷和削减光伏、风机发电不稳定性对电网的冲击。微网系统结构如图 1 所示。微网管理系统的作用是采集微网运行数据,给出信号指令,监测微网与外部电网的电能交易,通过局部控制单元调控分布式电源机组出力、制定用户侧负荷管理策略。

1.2 用户侧负荷管理模型

电力需求侧管理 (power demand side management, PDSM) 作为一种新型用电管理模式,提出了将需求侧合理分配能源作为供应方可替代资源的新概念^[11]。

现有用户侧管理项目中所能利用的用户侧资源主要是指能效资源和负荷^[6]。将微网中负荷分为两类:重要负荷和参与用户侧管理负荷^[7]。用户侧

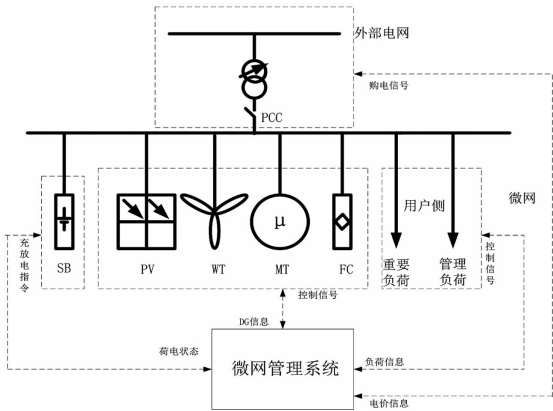


图 1 微网系统结构

管理负荷又由可平移负荷和随机负荷组成。重要负荷的典型代表为学校、医院、军工等一级负荷,需保证其连续不间断供电。可平移负荷的典型代表为洗衣机、热水器等,此类负荷具有如下特点:1)使用有时段约束,存在用户意愿起停时间,通常为白天人的活动期间;2)必须连续运行;3)从某个时段平移到其他时段;4)功率大小恒定。随机负荷是临时启用不在计划中的负荷,该类负荷比较小,对微网运行影响很小,假设由储能装置来供应。

考虑的用户侧负荷管理是基于用户侧可平移负荷的管理,建立的模型是通过负荷间的平移,重新分布微网各时段负荷,保证微网成本最小。

用户侧负荷管理系统的数学模型为

$$\begin{cases} P_{load}(t) = \sum_i^{N_{mv}} P_i^{mv}(t) + P^{vip}(t) + P^{ram}(t) \\ L_i^{mv}(t, t') = \Delta L_i^{mv} \cdot G_i^{mv}(t, t') \\ P_i^{mv'}(t) = P_i^{mv}(t) + \sum_{t'=1}^T [L_i^{mv}(t', t) - L_i^{mv}(t, t')] \\ \sum_{t=1}^T P_i^{mv'}(t) = \sum_{t=1}^T P_i^{mv}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{load}(t)$ 为微网用户侧在 t 时段的总负荷; N^{mv} 为可平移负荷的种类; $P_i^{mv}(t)$ 、 $P_i^{mv'}(t)$ 分别为可平移负荷在平移前和平移后 t 时段第 i 类负荷量; $P^{vip}(t)$ 为重要负荷在时段负荷量; $P^{ram}(t)$ 为随机负荷在 t 时段负荷量; $L_i^{mv}(t, t')$ 为第 i 类可平移负荷从 t 时段平移到 t' 时段的负荷量; ΔL_i^{mv} 为第 i 类可平移负荷的最小单元值; $G_i^{mv}(t, t')$ 为第 i 类可平移负荷从 t 时段平移到 t' 时段的的最小单元数量。

2 微网经济优化调度模型

2.1 目标函数

建立微网经济优化调度模型的目的是实现微网总成本最小化,即满足一系列约束,通过控制微源发电出力及调度负荷平移来实现成本最低。目标函数为微网一天内运行总费用,包括各微源发电费用、启动费用(该微源指的是微型燃气轮机以及燃料电池,因为光伏和风机属于可再生能源发电,发电成本很小忽略不计)、与外网电能交易费用(只考虑从外网购电)、蓄电池投资和运行维护成本、各微源运行维护成本以及用户侧负荷平移的补偿费用。所以,微网经济运行的目标函数为

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [\Delta TC(P_i^{CU}(t)) + C_{start,i}^{CU}(t)] \\ + \Delta T \sum_{t=1}^T P_b(t) C_{grid}(t) + C_{SB,AZ} + C_{SB,OM} + C_{OM} \\ + \sum_{i=1}^{N_{mv}} \{ K_1 [\sum_{t=1}^T \sum_{t'=1}^T L_i^{mv}(t, t')]^2 + K_2 \theta_i \sum_{t=1}^T \sum_{t'=1}^T L_i^{mv}(t, t') \} \end{aligned} \quad (2)$$

$$C_{SB,AZ} = \frac{1}{365} \times \frac{r(1+r)^{n_{SB}}}{(1+r)^{n_{SB}} - 1} \times K_{SB,AZ} S_{SB} \quad (3)$$

$$C_{SB,OM} = \frac{1}{365} K_{SB,OM} \times S_{SB} \quad (4)$$

$$C_{OM} = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N [K_{OM,i} \times P_i^{CU}(t)] \quad (5)$$

$$C_{start,i}^{CU}(t) = \max \{0, U_i(t) - U_i(t-1)\} C_{start,i}^{CU} \quad (6)$$

式中: T 为微网运行周期; N 为可控机组数量; ΔT 为单位时间间隔; $P_i^{CU}(t)$ 为可控机组 i 在 t 时段的发电出力; $C(P_i^{CU}(t))$ 为可控机组 i 在 t 时段的发电费用; $C_{start,i}^{CU}(t)$ 为可控机组 i 在 t 时段的启动费用; $U_i(t)$ 为可控机组 i 在 t 时段的启动状态,0为停用,1为启用; $C_{start,i}^{CU}$ 为机组单次启动费用; $P_b(t)$ 为 t 时段微网从外网的购电量; $C_{grid}(t)$ 为外网 t 时段的电价; $C_{SB,AZ}$ 为蓄电池的投资成本; $C_{SB,OM}$ 为蓄电池的运行维护成本; $K_{SB,AZ}$ 为蓄电池单位容量的投资成本; r 为年利率; n_{SB} 为蓄电池的使用年限; $K_{SB,OM}$ 为蓄电池单位容量一年的运行维护成本; S_{SB} 为蓄电池的总容量; C_{OM} 为各微源的运行维护成本; $K_{OM,i}$ 为第 i 个微源的单位电量运行维护成本系数; K_1 、 K_2 为常数,可根据历史的用户侧负荷平移补偿费用函数确定; θ_i 为第 i 类负荷对应值,其值在0~1之间连续, θ_i 越大,意味着调度该类负荷平移越困难,在平移负荷时,获得的补偿应该越多。

2.2 约束条件

1) 微网内功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_i^{CU}(t) + \sum_{i=1}^M P_i^{RU}(t) + P_b(t) + P_{dis}(t) - P_{ch}(t)$$

$$= P_{load}(t) \quad (7)$$

式中: M 为不可控机组的数量; $P_i^{RU}(t)$ 为不可控机组 i 在 t 时段发电出力; $P_{dis}(t)$ 为蓄电池在 t 时段放电功率; $P_{ch}(t)$ 为蓄电池在 t 时段充电功率。

2) 各微源的输出功率约束

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (8)$$

式中, $P_{i,min}$ 、 $P_{i,max}$ 分别为第 i 个微源输出功率的最小、最大值。

3) 微网与外网允许交互的传输功率约束

$$P_{b,min} \leq P_b(t) \leq P_{b,max} \quad (9)$$

式中, $P_{b,min}$ 、 $P_{b,max}$ 分别为微网与外网允许交互传输的最小、最大功率。

4) 可控机组爬坡率约束

$$\text{增负荷时: } P_i^{CU}(t) - P_i^{CU}(t-1) \leq R_i^{up} \quad (10)$$

$$\text{减负荷时: } P_i^{CU}(t-1) - P_i^{CU}(t) \leq R_i^{down} \quad (10)$$

式中, R_i^{up} 、 R_i^{down} 分别为可控机组 i 增加和降低出力功率的限值。

5) 储能装置约束

目前一般选用蓄电池^[12]作为储能装置,蓄电池在 t 时段的剩余电量与蓄电池在 $(t-1)$ 时段的剩余电量、 $(t-1)$ 时段到 t 时段蓄电池的充放电量和电量衰减量有关。同时,蓄电池不允许深度放电和过度充电,必须留有一定的裕度,不然会缩短蓄电池寿命。

① 蓄电池容量约束

蓄电池放电以及蓄电池充电

$$SOC(t) = SOC(t-1) - P_{dis}(t)/\eta_{dis} - D_B S_{SB} \quad (12)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + P_{ch}(t)\eta_{ch} - D_B S_{SB} \quad (13)$$

$$SOC(0) = SOC(T) \quad (14)$$

式中: $SOC(t)$ 为蓄电池在 t 时段的剩余容量; η_{dis} 、 η_{ch} 分别为蓄电池的放电效率和充电效率; D_B 为蓄电池单位时间间隔的自放电比例。

② 蓄电池运行约束

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{ch,max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{dis}(t) \leq P_{dis,max} \quad (15)$$

式中: SOC_{min} 、 SOC_{max} 分别为蓄电池最小和最大剩余容量; $P_{ch,max}$ 、 $P_{dis,max}$ 分别为蓄电池最大充电量和最大放电量。

6) 接入用户侧负荷管理系统后可平移负荷约束

负荷分为重要负荷、可平移负荷以及随机负荷。

重点研究可平移负荷的特性及平移调控策略。负荷平移调控只能在白天即人的活动时间内进行,此时间段处在负荷平时段及峰时段。这里规定,可平移负荷只能从负荷的峰时段平移到平时段,以缓解峰值时微网压力。可平移负荷满足如下约束:

①可平移负荷平时段约束

$$L_i^{mv}(t,t') \geq 0; t \in s_1, t' \in s_2 \tag{18}$$

$$L_i^{mv}(t,t') = 0; t \notin s_1, t' \notin s_2 \tag{19}$$

式中, s_1 、 s_2 代表了负荷峰时段和负荷平时段。

②可平移负荷平移量约束

$$\sum_{t'=1}^T L_i^{mv}(t_1,t') \leq L_{i,\max}^O(t_1) = P_i^{mv}(t_1); t_1 \in s_1 \tag{20}$$

$$\sum_{t'=1}^T L_i^{mv}(t',t_2) \leq L_{i,\max}^I(t_2); t_2 \in s_2 \tag{21}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{mv}} |P_i^{mv'}(t) - P_i^{mv}(t)| \leq L_{\max}^{mv}(t) \tag{22}$$

式中: $L_{i,\max}^O(t_1)$ 为第 i 类可平移负荷 t_1 在时段所能平移出去的最大负荷量; $L_{i,\max}^I(t_2)$ 为第 i 类可平移负荷在 t_2 时段所能接纳进来的最大负荷量; $L_{\max}^{mv}(t)$ 为 t 时段可平移负荷总量限值。

3 模型求解算法

所建立的微网经济优化调度模型的目标函数是非线性的。实际上对于非线性规划问题的求解,一般是将非线性函数简化为线性函数,再运用线性规划法进行求解^[13]。微型燃气轮机及燃料电池的发电特性是在一定出力范围内,机组出力越多,单位能源消耗对应的发电费用成本越低,故可控机组的发电费用与可控机组的发电出力是一个凹函数的关系,如图 2 所示。

按照文献[14]中的方法,对于凹函数的处理方法是 将图中每段凹费用弧用分段线性近似表示,即将图 2 中的每段 l_{ij} 弧用一组平行弧 $(l_{ij}^1, l_{ij}^2, l_{ij}^3, \dots, l_{ij}^N)$ 替代。每段平行弧的费用系数可由各段线性函数的斜率确定,于是每条弧上的容量界限可以表示为

$$[0, P_1^{CU}(t)], [P_1^{CU}(t), P_2^{CU}(t)] \cdots [P_{N-1}^{CU}(t), P_N^{CU}(t)]$$

通过线性逼近以及 Matlab 软件的离散点逼近处理,可将可控机组发电费用函数进一步简化。

用 Python 语言工具编写适合该模型的遗传算法,算法采用最佳保留策略选择算子。为了达到下一代能保留种群中适应度最高个体的目的,交叉算

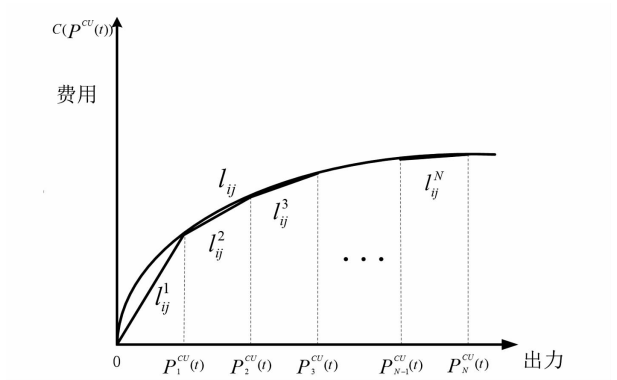


图 2 可控机组发电费用曲线示意图

子和变异算子也采用了改进的“自适应交叉算子”和“自适应变异算子”,具体模型可参见文献[15]。算法求解流程如图 3 所示。

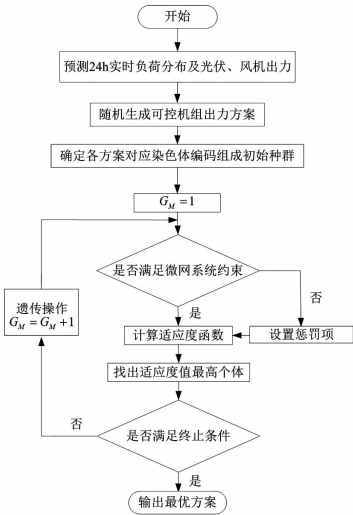


图 3 遗传算法流程框图

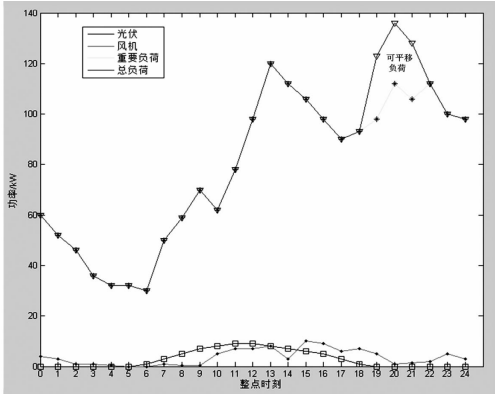


图 4 夏季典型日负荷及光伏风机出力预测曲线

4 算例分析

4.1 基础数据

选取某地区的微网设计案例,算例基础数据^[16]包括该地区夏季典型日负荷的预测曲线、光伏和风

表 1 各微源以及大电网系统的运行参数

类型	$P_{\min}$ /kW	$P_{\max}$ /kW	K_{OM} /[元·(kW·h) ⁻¹]	R^{down} /(kW·min ⁻¹)	R^{up} /(kW·min ⁻¹)
MT	5	65	0.041 09	5	10
FC	5	40	0.029 33	2	2
PV	0	10	—	—	—
WT	0	20	—	—	—
大电网	0	70	—	—	—

机的预测出力等,如图 4 所示。

假设微源侧与用户负荷侧利益一致,那么根据历史用户侧负荷平移补偿费用函数确定的常数 K_1 、 K_2 为 0。负荷的平移调控只能在白天即人的活动时间内进行,此时间设为 8:00~21:00。可平移负荷量见图 4,将峰时段可平移负荷的最大转出量设定为 25 kW,平时段的最大转入量设定为 15 kW。设定有 3 类可平移负荷,其单位负荷持续时间分别为 1 h、2 h 和 3 h。

各微源以及大电网系统的运行参数^[17]如表 1 所示。假设初始 MT、FC 机组为停运状态,单次启动费用^[18]分别为 1.94 元和 2.72 元。算例实行分时电价政策^[19],谷时段为 0:00~07:00,其对应电价为 0.17 元/kW·h;平时段为 08:00~10:00、16:00~18:00、22:00~23:00,其对应电价为 0.49 元/kW·h;峰时段为 11:00~15:00、19:00~21:00,其对应电价为 0.83 元/kW·h。

采用容量为 100 kW·h 蓄电池,并网运行成本费用参考文献[20]。蓄电池额定充放电功率为 15 kW,最小容量定为额定容量的 15%,最大容量定为额定容量的 100%,定义初始容量为最小容量。蓄电池的充放电效率即 η_{ch} 、 η_{dis} 均取 0.9, D_B 数值很小,可忽略不计,假设蓄电池在谷峰时段均匀充放电。各微源运行维护成本系数^[8]如表 1 所示。

结合不同可控机组出力对应燃料费用等相关数据,采用前面提到的方法对可控机组发电费用曲线进行近似化线性处理,得到的微型燃气轮机和燃料电池发电费用曲线如图 5 所示。

4.2 优化结果

采用二进制编码方式,每一个染色体表示一个方案。在满足约束的基础上计算各方案对应目标函数适应度值,并比较其大小。最后通过译码找出使得目标函数即微网总成本最小的各时刻可控机组出力方案,结果如图 6 所示。

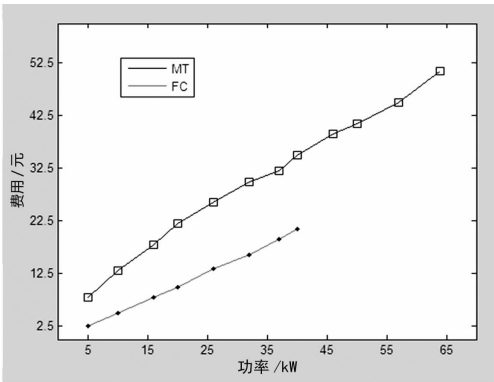


图 5 MT、FC 机组发电费用曲线

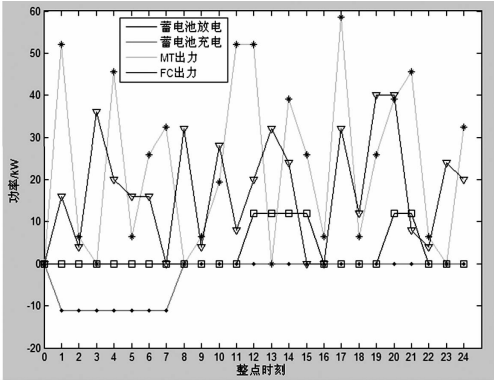


图 6 微源经济调度出力

从图 6 可看出,当 MT 机组发电费用高于购电电价时,机组停运,电力差额由外网满足;当 MT 机组发电费用低于购电电价,且 FC 机组发电费用高于 MT 机组或 FC 机组出力不足时,MT 机组启动出力满足部分负荷需求。当 FC 机组发电费用高于购电电价时,机组停运,电力差额由外网满足;当 FC 机组发电费用低于购电电价,且 MT 机组发电费用高于 FC 机组或 MT 机组出力不足时,FC 机组启动出力满足部分负荷需求。在运行周期内,除了有光伏、风机出力外,蓄电池在谷时段均匀充电、峰时段均匀放电。

基于用户侧负荷管理模型和平移约束,利用 Matlab 软件计算仿真得到用户侧负荷平移方案如表 2 所示。平移后峰、平时刻负荷重新分配,平移后用

户侧负荷分布如图 7 所示。考虑用户侧负荷平移后,微网各时刻电量供需发生了变化,为了保证微网的经济运行,微源的出力策略也要发生改变。

最后采用 Python 软件对考虑用户侧负荷平移后的微网经济模型进行编程计算,求得最终结果。

为了分析考虑了用户侧负荷优化管理的系统是否具有更好的经济效益,对以上两种运行模式下的运行费用进行了计算。综合考虑微源发电费用、启动费用、外网购电费用、蓄电池投资成本和运行维护成本、各微源运行维护成本以及用户侧负荷平移补偿费用,求得不考虑用户侧负荷管理的微网运行总费用为 1 436.67 元;在微网分布式电源和用户侧负荷协同优化,即在用户侧负荷平移的基础上,微网运行总费用为 1 379.14 元,相比于前一种情况,运行成本减少了 4.01%。分析结果表明,微网系统在微源优化调度的基础上,综合考虑用户侧负荷管理,将具有更高的经济效益。

表 2 用户侧负荷平移方案

负荷类型	转出时刻	转入时刻	负荷平移量	负荷持续时间
1	19	8	5	3
1	19	16	5	3
2	19	9	5	2
3	19	10	5	1
3	19	18	5	1
2	20	17	4	2
3	20	16	5	1
3	21	8	4	1
3	21	16	4	1

5 结 论

- 1)建立了考虑用户侧负荷平移的以微网运行成本最低为目标函数的微网经济运行模型,仿真求得最优的机组出力策略,计算两种运行模式下的总费用,结果表明,考虑用户侧负荷管理的微网经济效益更显著;
- 2)仿真结果验证了模型的有效性,所提模型更适用于小型企业、社区等负荷需求较稳定,且方便集中调控的区域微网;
- 3)着重研究了小型微网的一种负荷平移方案。本课题将进一步研究由多个小型微网复合构成的大

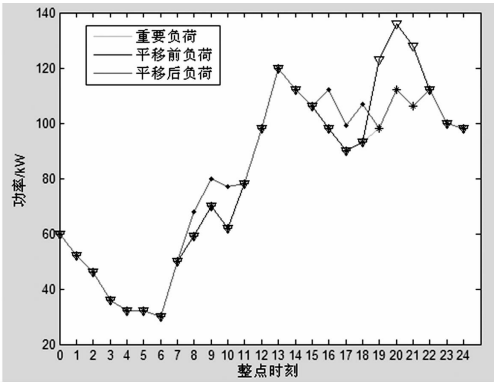


图 7 平移后用户侧负荷分布

型微网系统的经济运行,系统通过多个节点与外网相连,且并不局限于峰平时刻的负荷平移,在各个时刻负荷自由平移及考虑多种类负荷情况下,找出最优的负荷平移方案,进一步提高微网经济性。

参考文献

[1] 肖宏飞,刘士荣,郑凌蔚,等. 微型电网技术研究初探[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(8):114-119.

[2] 汪少勇. 基于分布式电源的微网的设计与运行[J]. 电力自动化设备,2011,31(4):120-123.

[3] Katiraei F, Iravani R, Hatziargyriou N, et al. Microgrids Management[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2008,6(3):54-65.

[4] 向月,刘俊勇,魏震波,等. 可再生能源接入下新型可中断负荷发展研究[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(5):148-155.

[5] Lau R, Ayyorgun S, Mau S C, Eswaran S, et al. Strategy and Modeling for Building DR Optimization[C]. In Smart Grid Communications, 2011 IEEE International Conference on, 2011:381-386.

[6] 邢龙,张沛超,方陈,等. 基于广义需求侧资源的微网运行优化[J]. 电力系统自动化,2013,37(12):7-12.

[7] 郭思琪,袁越,张新松,等. 多时间尺度协调控制的独立微网能量管理策略[J]. 电工技术学报,2014,29(2):122-129.

[8] 杨佩佩,艾欣,崔明勇,等. 基于粒子群优化算法的含多种供能系统的微网经济运行分析[J]. 电网技术, 2009,33(20):38-42.

[9] 陈洁,杨秀,朱兰,等. 不同运行调度模式下微网经济运行对比分析[J]. 电力自动化设备,2013,33(8):106-113.

[10] 丁明,包敏,吴红斌. 分布式供能系统的经济调度[J]. 电力科学与技术学报,2008,23(1):13-17.

(下转第 62 页)

IEC 61850 一致性闭环测试系统硬件平台设计

魏博渊^{1,2},郑永康¹,蔡 钢¹,付毅东¹,陆承宇³,孟 雷¹,陈 迟¹

- (1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;
- 2. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031;
- 3. 国网浙江省电力公司电力科学研究院,浙江 杭州 310000)

摘 要:IEC 61850 一致性测试是保证智能变电站内部设备之间互操作性的重要环节。随着智能电网的发展,智能变电站内部的智能设备数量大幅增加,传统的一致性开环测试具有操作繁琐、缺乏闭环测试、效率较低等缺点。采用闭环测试的方法,使测试平台采用 SV、GOOSE、MMS 等报文,自动逐条运行测试例,并对受测设备的对应反馈进行分析,给出判断结果,可提高效率和灵活性。一致性闭环测试系统的软件平台通常运行于 PC 等同架构设备下,其报文通信能力和测试环境的模拟能力均有所不足。根据一致性闭环测试的要求,针对测试系统所需硬件辅助平台进行了基于多处理器 ARM 架构的硬件平台设计,并通过算例验证证明了硬件平台的可靠性和实用性。

关键词:IEC 61850;一致性测试;智能变电站;硬件平台设计;闭环测试

Abstract:IEC 61850 conformance test is an important procedure to ensure the interoperability among devices in intelligent substation. With the development of smart grid, the number of smart devices in intelligent substation increase rapidly. The traditional conformance test method is complicated and inconvenient. The closed-loop test method adopts the test platform with SV, GOOSE and MMS message, it can automatically run the test cases and analyze the corresponding feedback of the tested devices and determine the test results, which can improve the efficiency and flexibility. The software platform of the closed-loop test system is usually run on the PC platform, the simulation ability of its message communication and test environment is insufficient. According to the requirements of the closed-loop test, the hardware platform is designed, and its reliability and practicability are verified by the numerical examples.

Key words:IEC 61850; conformance test; intelligent substation; design of hardware platform; close-loop test

中图分类号:TM74 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0051-03

0 引 言

智能变电站作为智能电网的重要组成部分,在中国智能电网建设中扮演着越来越重要的角色。随着智能变电站技术的发展,智能变电站中的智能电子设备正逐渐向智能化、高度集成化、复杂化的方向发展^[1]。在实际运行调试中,由于智能变电站中智能电子设备的制造厂商不同,其对 IEC 61850 标准协议的理解也有所差异。因此,在智能变电站投运调试中,对所安装设备进行 IEC 61850 一致性测试是设备之间能够互操作,系统能够顺利运行的重要保障^[2-3]。

一致性测试试验通常利用一组测试用例序列,在一定的网络环境下,对被测对象进行黑盒测

试^[4],通过比较实际输出与预期输出的异同判定受测设备对象与协议描述的一致性^[5]。常规的一致性测试通常是由被测智能电子设备(intelligent electronic device, IED),一致性测试软件系统组成。由于一致性测试作为 IED 一致性的重要判据,一致性测试系统的严谨性、全面性以及可靠性,将直接关系到 IED 产品乃至整个智能变电站系统的质量和效能。一个严谨可靠的闭环一致性测试系统的重要性尤其突出。典型的一致性测试软件系统可包含上百个测试用例,各测试用例对测试系统和模拟环境的需求各不相同。因此,一个可靠、接近实际工况的运行模拟环境是一致性测试算例顺利运行的必要条件。传统的一致性测试软件一般运行于普通 PC 或相近架构的设备上,受制于 PC 架构的局限性,软件平台通常无法为受测 IED 模拟一个完善的测试环

境,这会降低一致性测试的可靠性与适应性。因此,一个能向被测 IED 提供可靠测试环境的一致性测试硬件平台将具有较高的实用性和必要性^[6]。

一致性闭环测试是指一致性测试平台在向被测 IED 模拟特定运行状态进行测试时,借助 SV、GOOSE、MMS 等报文,对被测 IED 的输出进行评估与分析,并自动将结果与预期输出进行异同判定,给出对应的测试结果。

由于常规 PC 架构和基本配置所限,无法直接与受测设备进行 SV、GOOSE 报文的通信(SV 报文对采样点频率要求过高,GOOSE 报文在借助光电转换器时可以支持),引入配套的一致性硬件测试平台的必要性进一步上升。一致性硬件平台主要用于与受测设备进行 GOOSE 和 SV 报文通信,并协助一致性测试软件平台进行某些测试项目必须的激励输出,并将受测设备的相关输出信息回送一致性测试软件平台,从而对智能变电站进行可靠、高效率的 IEC 61850 一致性测试。

1 一致性测试硬件平台

IEC 61850 一致性测试硬件平台在一致性测试中主要用于接收一致性测试软件平台通过以太网发来的指令和报文,并通过 SV 报文和 GOOSE 报文与受测设备进行通信,协助一致性测试软件平台对受测设备进行 SV 和 GOOSE 协议测试,并将相应数据报告通过以太网回送软件平台,从而实现整个系统对受测设备的闭环测试。

1.1 一致性测试硬件平台结构设计

一致性测试硬件平台的设计应在满足基本工作要求的基础上,充分考虑与一致性硬件平台的协同工作适应性以及日后扩展的需要。随着智能变电站的发展,其需要进行一致性测试的智能电子设备数量急剧增长,因此,一致性测试硬件平台应考虑同时对多个受测 IED 进行测试的情况。对于一致性测试软件平台而言,其可以在执行一个算例的情况下,借助一致性测试硬件平台,同时对若干个受测设备进行一致性测试,这将会极大地提升一致性测试的效率。在结构设计中引入多 CPU 结构,既可以克服现有技术中测试装置自动化程度不足,无法灵活搭建测试逻辑的问题,又可提高性能,节约测试成本。

基于以上目的,一致性测试硬件平台基于嵌入式 ARM 平台设计,其设计结构如图 1 所示。

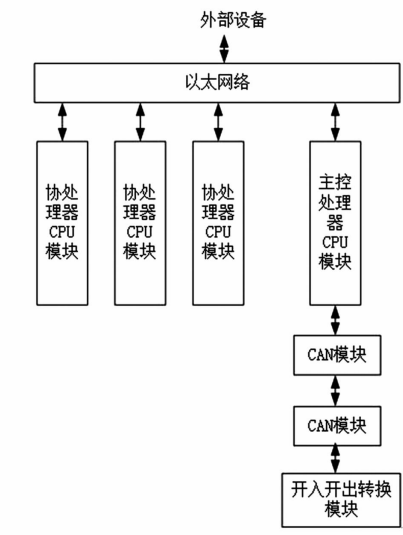


图 1 一致性测试硬件平台架构图

该一致性硬件测试平台包括 1 个主控 CPU 模块和 3 个协处理器模块。主控 CPU 模块负责接收协处理器传来的 GOOSE、SV 等信息,同时接收开入开出转接模块传来的遥信量信息和开出信息,运行测试逻辑程序。同时还负责通过以太网模块处理与测试仪外部的通讯,输出测试结果。主控 CPU 模块通过以太网模块同 3 个协处理 CPU 模块相连,同时还与主控 CPU 侧的 CAN 模块相连。

协处理器主要负责收集处理 GOOSE、SV 信息,与受测设备进行 GOOSE、SV 协议通信并同时处理过的信息传送到主控 CPU 模块,协处理器 CPU 模块通过以太网模块同主控 CPU 模块互联。

开入开出转接模块主要用于一些传统 IED 设备的测试中。其主要负责将测试平台外部的物理开入转换为数字开入量并通过控制器局域网络(controller area network, CAN)总线模块上送至主控 CPU 模块,同时将主控 CPU 传来的出口命令转换为实际的物理开出输出。开入开出转接模块在结构上与开入开出转接模块侧的 CAN 总线模块互联。

CAN 总线被用于连接主控 CPU 和开入开出转接模块,负责系统内部信息交换。以太网模块同时连接主控 CPU 模块、3 个协处理器 CPU 模块以及测试仪外部以太网,负责测试仪内部主从 CPU 之间的高速信息交换以及同测试仪外部的网络通信。整个硬件平台的内部通信全部由以太网和 CAN 总线承担。

1.2 一致性测试硬件平台的实现

在实际工程中,主 CPU 可选用 TI 公司生产的双核处理器 OMAP – L138,该 CPU 包括 1 个 ARM 核和 1 个 DSP 核,主频约 400 MHz。协处理器采用和主控 CPU 一样的配置。其典型内部结构模型如图 2 所示。

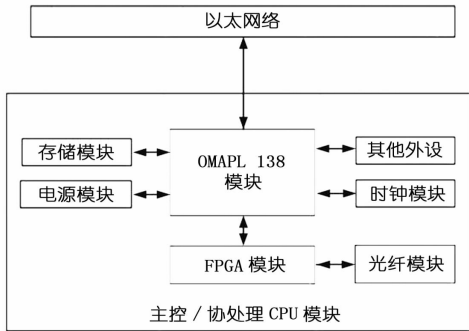


图 2 一致性硬件测试平台 CPU 架构图

一次典型的一致性闭环测试过程如下：

一致性闭环测试软件平台执行算例,通过以太网将可直接完成部分送至受测 IED,将需要辅助进行的算例部分用内部协议送至主控 CPU,主控 CPU 按预设对算例进行分析执行,将所需开出通过 CAN 模块和开入开出转换模块送至受测 IED(若此次算例执行有此需求)。外部 IED 的 GOOSE 和 SV 信息通过以太网模块进入到协处理 CPU 模块,协处理 CPU 模块按照软件设定分别处理各自对应 IED 的 GOOSE 及 SV 信息,同时将处理过的数据通过内部以太网送至主控 CPU。开入开出转接模块将外部物理开入通过 CAN 模块送到主控 CPU 中。主控 CPU 运行测试逻辑程序,综合判别 3 个协处理 CPU 模块上送的 GOOSE、SV 信息以及开入开出转接模块的上送信息,综合这些信息进行判定。主控 CPU 模块进行综合信息判别完成一致性比对后,通过以太网将结果输出至一致性测试软件平台,完成一次典型的一致性闭环测试。

2 运行测试

图 3 和图 4 分别展示了一致性闭环测试平台使用硬件测试平台之前和之后的平台结构示意图。

从图 3 和图 4 中可以看出,在添加一致性测试硬件平台之前,仅凭一致性测试软件平台虽然也能进行相关闭环测试,但由于缺乏硬件平台和相关通信协议的支持,难以进行 GOOSE 和 SV 等报文协议的通信以及相关测试项的执行。在一致性测试硬件平台的辅助下,新的一致性闭环测试系统将可以对

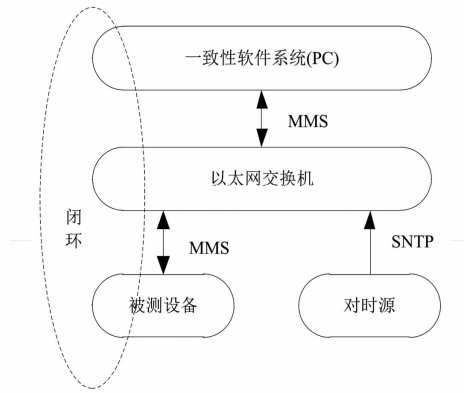


图 3 不含硬件平台的一致性测试系统

受测 IED 进行更全面的一致性测试,其测试范围和能力将涵盖整个 IEC 61850 测试算例项,并可以根据用户自行调整的算例,进行其他相关兼容标准的测试和运行,同时,使得一致性闭环测试系统同时对几个受测设备进行一致性自动闭环测试成为了可能。这极大地增强了一致性闭环测试系统的全面性和兼容性,提高了测试效率,为 IEC 61850 在中国的推广以及智能变电站在中国的发展奠定了坚实的基础。

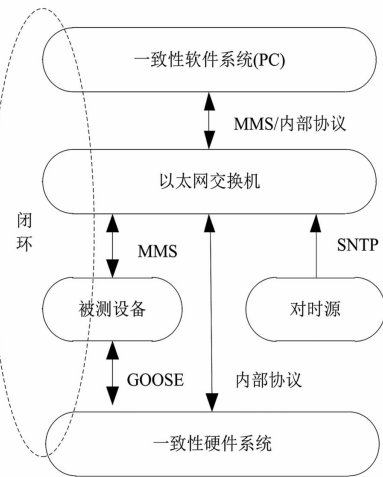


图 4 含硬件平台的一致性测试系统

系统测试采用某厂家生产的智能母线保护设备,测试算例采用 IEC 61850 协议指导手册中的 GOOSE 协议测试项。采用 GOOSE 协议测试项可以最大程度地测试一致性闭环测试软件平台和硬件平台的协作能力,其站控层 GOOSE 测试结果如图 5 所示。

由图 5 可以看出,测试顺利进行,受测设备通过了测试。

过程层 GOOSE 测试的结果如图 6 所示,可以看出测试顺利进行,受测设备通过了测试。通过测试算例证明了所述一致性闭环测试系统硬件平台能很好地辅助一致性闭环测试软件平台完成相关测试,并具有很好的实用性和可靠性。

(下转第 81 页)

高压线路保护故障测距工程应用分析

陈 军¹, 张 丽¹, 南东亮², 常喜强¹, 张 锋¹, 牛嘉鑫²

- (1. 国网新疆电力公司调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830011;
- 2. 国网新疆电力公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘 要:介绍了基于故障分析的单端量测距、双端量测距方法,通过新疆电网一起 220 kV 线路接地短路故障,发现在纵联距离保护和光纤差动保护配合时,如果纵联距离慢动且开关快切时,则有可能出现远端的纵联距离保护测距不准的情况。针对此次故障,进行测距计算分析,得出线路保护装置测距一般在保护动作后 10 ms,取数据窗进行计算测量阻抗。现场分析时应优先采用光纤差动保护的测距结果,纵联距离测距结果用以辅助,还可以借助故障录波器测距结果,或者专门的行波测距结果。

关键词:高压输电线路;继电保护;故障测距;故障分析

Abstract: The fault location method using single terminal data and two terminal data is introduced. Taking the grounding fault of a 220 kV line in Xinjiang power grid for example, it is found that when the pilot distance protection is cooperated with optical – fiber differential protection, if the pilot distance protection is slow and the breaker is switched off quickly, the fault location of pilot distance protection in the remote terminal may be inaccurate. According to the fault, the fault location is calculated and analyzed, and it is obtained that the fault location of line protection device is done in 10 ms after the protection action, and the data window is adopted to calculate and measure the impedance. During on – site analysis, it should give preference to the fault location results of optical – fiber differential protection, the fault location results of pilot distance protection can be of great assistance, and can also use the fault location results of fault recorder or the results of a special traveling wave fault location.

Key words: high – voltage transmission line; relay protection; fault location; fault analysis

中图分类号: TM863 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954 (2016) 01 – 0054 – 04

输电线路发生故障后,继电保护装置将切除故障线路,同时需做到快速查找故障点,及时恢复供电。快速、准确定位故障能有效缩短故障修复时间,并减轻巡线负担,提高供电可靠性。由此,准确故障测距一直受到电网运行管理部门和专家学者的普遍关注^[1]。而继电保护装置要求其具有实时特性,主要任务是切除发生在保护区内的故障,因而较难给出精确的故障定位。因此需要安装故障测距装置,利用线路故障前、后的电压、电流波形,在离线方式下采用行波测距法精确地确定故障点,以便检修人员进行抢修。

继电保护常采用故障分析法进行测距,其中又分为单端量法和双端量法,单端量法在大多数情况下无法消除对侧系统以及过渡电阻的影响,因此测

距精度不能得到有效保障^[2]。近年来,随着光纤通信技术和全球定位系统的快速发展,双端量法测距受到业界的广泛关注。双端量法可从原理上消除过渡电阻和运行方式的影响,具有很好的发展与应用前景^[3]。通过新疆电网一起 220 kV 线路接地短路故障后,高频距离保护在远故障端测距误差较大,由此对比了双端量和单端量测距的精度,并对高频距离保护和光纤差动保护配合时产生的测距问题做了详细分析,对此类事故分析具有一定的参考。

1 微机保护装置故障测距介绍

1.1 双端量法测距

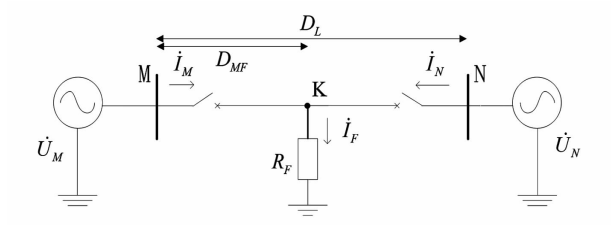


图 1 双端系统图

由图 1 所示的双端系统图可知,能够利用基于两侧各相电流、电压量的测距公式如下:

$$\dot{U}_M = \dot{I}_M \times ZD_{MF} + \dot{I}_F \times R_F \tag{1}$$

$$\dot{U}_N = \dot{I}_N \times Z \times (D_L - D_{MF}) + \dot{I}_F \times R_F \tag{2}$$

联立式(1)和式(2),消去 R_F 可求出由 M 端到故障点的距离 D_{MF} 为

$$D_{MF} = \frac{(\dot{U}_M - \dot{U}_N) + \dot{I}_N \times Z \times D_L}{(\dot{I}_M + \dot{I}_N) \times Z} \tag{3}$$

式(3)中: Z 为单位距离阻抗; D_L 为线路全长。可见双端测距不受过渡电阻的影响,也不受零序网络的影响,式中电流量已正确进行电容电流补偿。

1.2 单端法测距

保护装置中基于阻抗法的单端法测距,装置根据的测量电流 $\dot{I}_M$ 、电压 $\dot{U}_M$,按表 1 所列出的公式计算即可(以 A 相及 AB 相为例)。

表 1 阻抗继电器输入电压和电流即能正确测距的故障

阻抗	三相阻抗继电器	相间阻抗继电器
$Z = R + jX$	$\frac{\dot{U}_A}{\dot{I}_A + 3k\dot{I}_0}$	$\frac{\dot{U}_{AB}}{\dot{I}_A - \dot{I}_B}$
能正确测距的故障	A0、AB0、AC0、ABC	AB、AB0、ABC

表 1 中 k 为零序电流补偿系数, $k = (Z_0 - Z_1) / (3 \times Z_1)$,其中 Z_0 为线路零序电抗, Z_1 为线路正序电抗。

2 事件分析

1) 保护动作情况:2015 年 5 月 1 日 10 时 54 分,220 kV 2276 号线发生 C 相接地故障,两侧保护动作情况如表 2 所示。

图 2 和图 3 为两侧变电站故障录波器录波。

2) 测距情况:根据实际巡线,故障位置在距 M 变电站侧 61.5 km 处,图 4 为故障线路示意图。

表 2 两侧保护动作情况

变电站	M 变电站	N 变电站
A 套 光纤 差动 保护	11 ms 差动动作	9ms 差动动作
	21 ms 距离快速段动作	
	21 ms 距离 I 段动作	36 ms 距离 I 段动作
	故障选相 C 相	故障选相 C 相
	故障测距 63.1 km	故障测距 100.9 km
	1 064 ms 重合闸动作	1 059 ms 重合闸动作
B 套 高频 距离 保护	11 754 ms 差动动作	11 753 ms 差动动作
	11 781 ms 距离 I 段动作	
	故障选相 C 相	故障选相 C 相
	21 ms 距离快速段动作	
	23 ms 距离 I 段动作	28 ms 纵联距离动作
保护	25 ms 纵联距离动作	35 ms 距离 I 段动作
	故障选相 C 相	故障选相 C 相
	故障测距 64.58 km	故障测距 134.65 km
	1 054 ms 重合闸动作	1 057 ms 重合闸动作
	11 782 ms 距离 I 段动作	
	11 786 ms 纵联距离动作	11 782 ms 纵联距离动作
	11 786 ms 距离零序动作	11 782 ms 纵联零序动作
	故障选相 C 相	故障选相 C 相

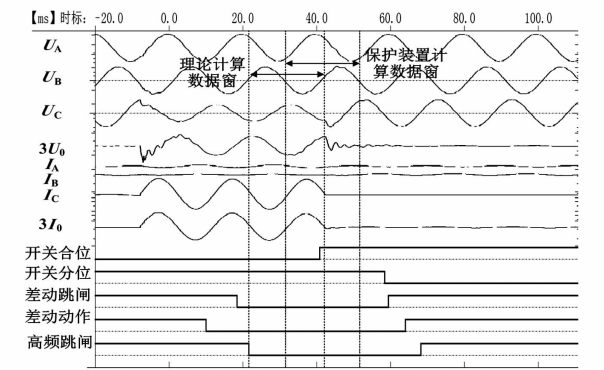


图 2 M 变电站侧故障录波图

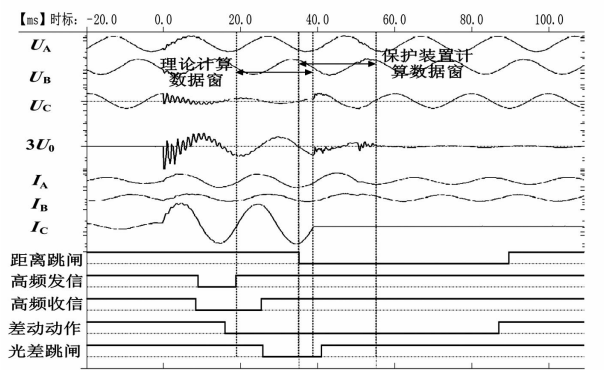


图 3 N 变电站侧故障录波图

根据图 4,在此对两侧保护动作行为进行分析:

- 1) 光纤电流差动保护和纵联距离保护,对于区内金属性故障两侧可同时动作;
- 2) 距离快速段保护主要确保近端故障可以快速切除,因此此次故障过程中仅近故障端的 M 变电

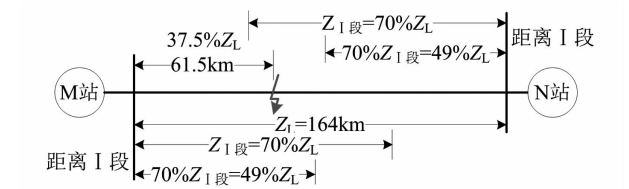


图 4 故障线路示意图

站距离快速段动作；

3) 后备距离 I 段保护,在故障测量阻抗落入 70% 距离 I 段整定动作区时可以保证 30 ms 出口。实际距离 I 段按照 70% Z_L 整定,故障点在靠近 M 变电站侧 37.5% Z_L 处,M 变电站侧距离 I 段可满足 30 ms 出口要求,而 N 变电站侧距离 I 段动作时间超过 30 ms。

3 故障测距计算

由故障线路信息可知：

线路全长 164 km；零序阻抗： $R_0 = 18.42\ \Omega$ ， $X_0 = 150.8\ \Omega$ ， $Z_0 = 151.920\ 8\ \Omega$ ，角度 83° ；正序阻抗： $R_1 = 8.348\ \Omega$ ， $X_1 = 53.35\ \Omega$ ， $Z_1 = 53.999\ 2\ \Omega$ ，角度 81° 。M 变电站侧 CT 变比为 1200/1，N 变电站侧 CT 变比为 800/1。

可得,M 变电站侧线路正序电抗为:29.10 Ω ,N 变电站侧线路正序电抗为:19.40 Ω 。

3.1 M 变电站侧测距计算

采用理论测距验证计算时可使用故障录波器的波形;但由于故障录波器的采样频率及滤波的特性与保护装置的有较大区别,同时保护装置在进行测距计算时,进行了参数修正及滤波加窗处理,因此,通过故障录波器的数据计算结果只能做定性的参考分析,采用表 1 中三相阻抗继电器计算公式,在图 2 故障录波中对高频保护动作后 20 ms 数据窗进行理论计算,得出距离保护动作后的阻抗分析如图 5 所示。

计算结果为

$$Z_c = R + jX = 2.99 + j11.30\ \Omega \quad (5)$$

可得,故障点距 M 变电站侧计算距离值为

$$L_{\text{测距}} = \frac{164 \times 11.30}{29.10} = 63.68\ \text{km} \quad (6)$$

计算距离为 63.68 km,比高频保护测距值(64.58 km)误差较小,原因是高频保护装置测距是在高频保护动作后 10 ms 进行,计算采用数据窗如图 2 所示,计算过程中故障已切除(光差保护先动作),只有半个周波,因此 B 套高频保护装置计算误差较大。

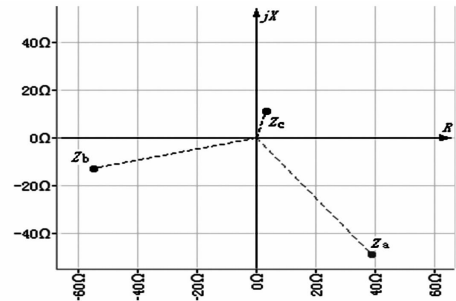


图 5 M 变电站侧侧阻抗分析图

3.2 N 变电站侧高频保护测距分析

由表 2 中动作时序可知,A 套差动保护 9 ms 动作,B 套纵联距离 28 ms 动作,距离 I 段 35 ms 动作,B 套高频保护测距在纵联距离动作后 10 ms。由图 3 故障录波高频保护装置的计算采用数据窗可看出,B 套高频保护开始测距时开关已跳开,故障电流已消失,测距数据跨窗,已无实际测量意义。

由于纵联距离保护自身原理特性决定,纵联距离保护动作较光纤差动保护慢,高阻接地故障时会更慢,测距问题也就会更加突出。

3.3 N 变电站侧测距计算

由于 N 变电站侧高频保护已无法准确测距,在此,可通过故障录波理论计算,对图 3 中线路故障相电压、电流进行频谱分析,如图 6 所示,得出如下主要结论：

1) 线路故障后 0 ~ 20 ms,C 相电压含有 3 次以上的高频谐波,故障后 20 ~ 40 ms,C 相电压谐波含量明显降低；

2) 线路故障后 0 ~ 20 ms,C 相电流谐波较故障后 20 ~ 40 ms 也有所减少；

3) 由于谐波对测距精度影响较大,因此,测距一般在保护动作后,断路器断开前比较稳定的一个周波取数据窗进行计算。

按照上述分析,对图 3 中理论计算数据窗(故障后 20 ~ 40 ms),采用表 1 中三相阻抗继电器计算公式计算,阻抗分析如图 7 所示。

计算结果为

$$Z_c = R + jX = 4.54 + j12.01\ \Omega \quad (7)$$

可得,故障点距 N 变电站侧计算距离值为

$$L_{\text{测距}} = \frac{164 \times 12.01}{19.40} = 101.53\ \text{km} \quad (8)$$

通过故障录波的理论计算值为 101.53 km,N 变电站侧保护装置故障测距结果:A 套 100.9 km,B 套 134.65 km。经过实际巡线,故障距离为 102.493

km。可见,高频保护可采用动作前的电压电流波形进行测距计算,但是,由于光线保护和高频保护之间没有联系,高频保护不可能预知光差保护已经切除故障,无法进行采取使用距离保护动作前的波形进行测距计算。

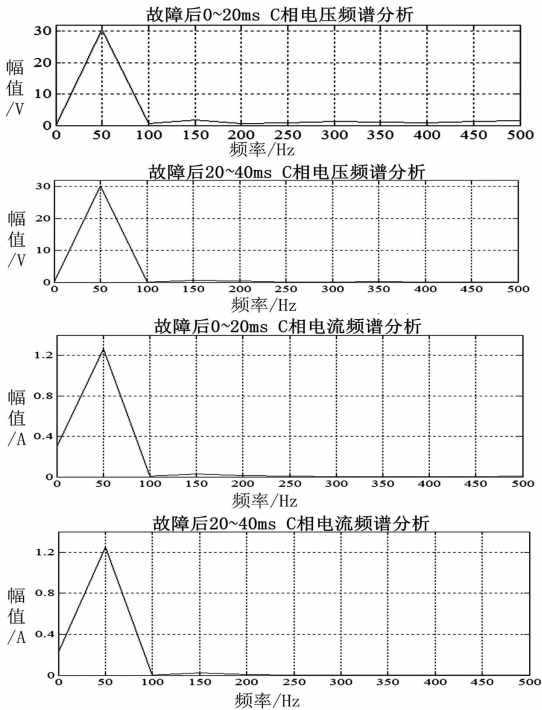


图 6 N 变电站侧故障电压电流频谱图

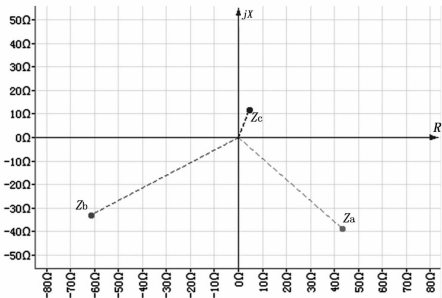


图 7 N 变电站侧侧阻抗分析图

通过 M 变电站侧和 N 变电站侧故障录波及动作信息可知:

1) 大电源侧(M 变电站)电压相对较为稳定,测量阻抗也更为准确,M 变电站侧 B 套高频保护距离快速段,距离 I 段均可靠动作,即便采用单端算法测距误差也在国标范围内。N 变电站侧 B 套高频保护纵联距离在 28 ms 动作,纵联距离测距时开关已跳开(差动保护先动作,且开关切除速度快),故障电流已消失,测距数据跨窗,已无实际测量意义。再深入分析,N 变电站侧为弱电源侧,特性为短路电流小,电压也容易波动,有可能会

导致距离元件因灵敏度不足而不能启动,这对测距也会有很大影响。

2) 根据对图 6 的分析,考虑到故障初始阶段可能存在谐波等会影响测量阻抗计算的因素,因此保护测距实际是在本保护动作后 10 ms 才进行测量阻抗的计算,考虑到开关的实际分闸时间一般在 60 ~ 80 ms 左右,因此这种测距方案可以保证取到稳定的故障数据进行测量阻抗的计算。如果开关分闸时间过小,则存在开关分闸过程中或者分断后才取到测距数据的可能,此种情况下的测距数据已经不能反映真实的故障数据,因此测距误差会相对较大。

3) 此次暴露的问题是在纵联距离保护和光纤差动保护配合时,如果纵联距离慢动且开关快切时,则有可能出现远端的纵联距离保护测距不准的情况,近端由于有其他保护快速动作,一般不会出现问该情况。

4 建议与措施

1) 保护装置光纤差动保护及距离保护都具有测距功能,纵差保护测距功能在带过渡电阻故障时优于距离保护,但考虑到光纤差动退出运行的可能性,仍保留距离保护测距功能,现场应优选光纤差动保护的测距结果,方便现场事故处理。当只能依靠距离保护测距时,应考虑采用大电源侧的测距数据进行分析。

2) 在纵联距离和光纤差动配合的情况下,对于远端故障,如果需要提高高频保护测距精度,可以将光纤保护的动

作信号接入到高频保护,光纤差动保护在计算出远端故障时,才发出动作信号至高频保护,修改高频保护测距启动程序,当高频保护采集到差动保护动作信号时,开始记录测距波形,不再依靠高频保护动作后 10 ms 启动测距程序的方法,其他情况按原保护逻辑进行。

3) 建议加快电网线路保护双光纤化改造,利用光纤保护测距的优越性。

4) 建议尽快建设行波测距主站,接入厂站端行波测距装置,实现故障点快速定位。

5 结 论

1) 通过计算分析,谐波对测距精度影响较大,故障初始阶段可能存在谐波等会影响测量阻抗计算

(下转第 86 页)

基于 ANSYS 的单档覆冰输电线路找形与静力分析

蔡 钢, 张晓敏, 付毅东
(四川通源电力科技有限公司, 四川 成都 610072)

摘 要:以 ANSYS 14.5 为基础,建立了架空输电线有限元模型,进行了找形运算和覆冰条件下的静力计算,并对静力下的断线条件进行了分析。在使用 ANSYS 进行找形分析时,针对不同初始模型和不同悬点位置进行了计算并与实际情况进行对比,确定可以以静力分析为基础对输电线路的动力特性进行分析、研究。

关键词:覆冰;输电线路;找形;静力计算

Abstract:Based on ANSYS 14.5, a finite element model of overhead transmission lines is established and then used for form - finding computation and static force calculation under icing. Moreover, the failure condition under static force is analyzed. When applying ANSYS to form - finding computation, the calculation is carried out aiming at different initial models and different suspension points, and it is compared with the actual situation, which can determine that the static force analysis could be the basis for the analysis and research of dynamic characteristics of transmission lines.

Key words:ice accretion; transmission line; form - finding; static force calculation

中图分类号:TM75 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2016)01 - 0058 - 05

0 引 言

在 21 世纪的今天,电能是社会发展与人民正常生活不可或缺的资源。中国幅员辽阔,能源、资源的分布却并不均衡,保证电力的输送就成为了一个关乎国计民生的大问题。但是输电铁塔固有的缺点并未被改变,其结构柔性高而刚度低的特点使之容易受到外界环境的影响^[1],影响输电线路安全的因素主要有两点:一是风载荷;二是覆冰载荷。在 2008 年年初,那场历史罕见的冰雪灾害当中,很多输电设施发生了严重的覆冰。覆冰厚度远超设计标准,造成了大量的倒塔和断线;国家电网设施的直接财产损失就高达 104.5 亿元^[2]。

导线覆冰所带来的事故主要有以下 3 种^[3-5]: 1) 过负载事故。当导线上的覆冰厚度超过设计抗冰厚度时,由于覆冰之后重力的增加以及风压面积的增加导致导线上的张力超过拉断力或者塔杆上的应力过大从而发生的事故;2) 不均匀覆冰引起的事故。这是由于相邻档的覆冰不均匀导致相邻档间产生张力差,使电气间隙减小导致闪络,破坏输电体系;3) 导线舞动^[6]。导线覆冰之后在脱冰时或者在

风载的作用之下会发生舞动,造成断线甚至倒塔事故的发生。

下面将借助 ANSYS 软件对输电线进行实体建模,并对不同情况下的输电线进行静力找形。在此基础上分析覆冰载荷、风载荷以及温度变化造成的热胀冷缩等因素对于导线当中应力分布的影响。

1 实体模型建立

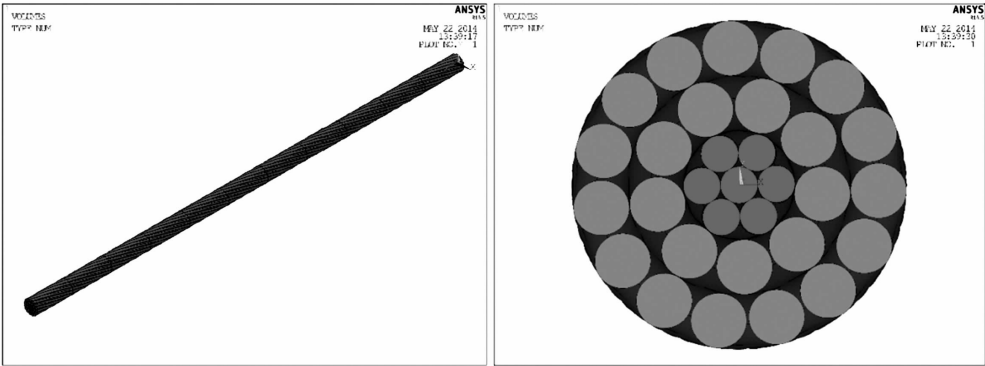
钢芯铝绞线的结构十分复杂且不具有对称性。因无法通过对称简化,所以建模过程必须建立整体模型。在建立实体模型之前首先要将要建立的钢芯铝绞线各项几何参数作为入口参数。以 JL/G1A - 150/20 为例,其几何参数见表 1。

在柱坐标系中,螺旋线方程中轴向距离随角度线性变化。也就是说选取柱坐标中将点(0,0,0)和(R,90,0.25L)相连就可以得到,原点径向距离为 R 且长度为绞合节距 L 的螺旋线的 1/4。通过多次重复的操作就可以建立 0.25L 整数倍长的螺旋线。通过定义入库参数就可以进行螺旋线的建立了。

首先,为了使得后续操作简单,使用点号控制变量。初始化点号控制变量 num2 并定义一个数组

表 1 JL/G1A-150/20-24/7 绞线参数

型号规格	钢绞线节径比	铝绞线节径比		线直径/mm	铝线直径/mm
		第一层	第二层		
JL/G1A-150/20-24/7	20	13	11	1.85	2.78



(a) 轴测图 (b) 主视图

图 1 建立完成的绞线实体模型

time,用来存放每层绞线骨架建立之初的长度是节距的多少倍。进入建立铝线骨架的循环,就可以建出所有层铝线的骨架。进行钢线骨架的建立与铝线建立过程相似,在此不做赘述。于是 JL/G1A-150/20 钢芯铝绞线的骨架建立完成。而后,分别在骨架的端面上建立绞线的截面圆,沿着骨架拖动截面圆形成单线的实体模型。最后,修剪导线多出的部分并进行周向复制,建立中心非绞制线。

2 输电导线的找形

架空输电线是张拉索膜结构当中的一种。这种结构主要依靠索的抗拉性能来承受载荷,其垂直方向的刚度来自于承受张力之后的应力刚化。在张拉之前是松弛的,垂直方向上的载荷会使其出现较大位移,阻碍计算的正常进行,所以要通过找形赋予悬索初始状态下的张力与几何形态。找形后悬索当中有了张力,发生应力刚化,垂直方向产生刚度。这样才可以施加各种载荷,进行之后的静力计算。未来要进行的动力计算亦应以此为基础。在进行找形时要做以下假设:

- 1)假设架空线是柔性索。正如之前所说的,架空输电线的档距远远大于线的外径,而且架空线一般都经过了绞合,所以其刚性可以忽略;
- 2)架空线截面是均匀的,而且忽略在变形时产生的截面变化;

3)输电线仅发生弹性变形。

在以上假设条件之下,采用非线性有限元法进行架空线的找形,并用解法对其进行验证。

找形需首先确定导线的初始张力和自重载荷,通过公式计算线长;根据线长建立几何模型定义材料属性和边界条件,进行求解以完成找形。采用非轴对称初始模型。这种模型在建立时将重力加速度方向与 y 轴平行。水平方向为 x 轴,竖直方向为 y 轴坐标轴原点在左边悬挂点处。在两悬点 x 方向的中点做一条垂直于 y 轴的直线。建立模型的关键点就在这条直线上根据理论公式计算的线长来选取。参见图 2 中(a)图。式(1)中理论线长为 L 档距为 l。

2(\frac{l}{2})^2 + (h + d)^2 + d^2 = L^2 \tag{1}

d = 0.5h - 0.5L \sqrt{\frac{h^2 - L^2 + l^2}{h^2 - L^2}} \tag{2}

在得到式(1)之后使用 Matlab 对其进行求解。可以得到中间关键点坐标的解析解,即式(2)。使用这个解析解来建立初始模型并进行找形,得到节点位移云图,见图 2 中(b)图。将数据导出制作的找形前后的对比图参见图 3。

将节点按 x 方向从小到大排列,第 5 个节点开始每隔 60 个节点选一个节点与解析解进行对比,此外对比 3 种方法的最低点弧垂,结果参见表 2。

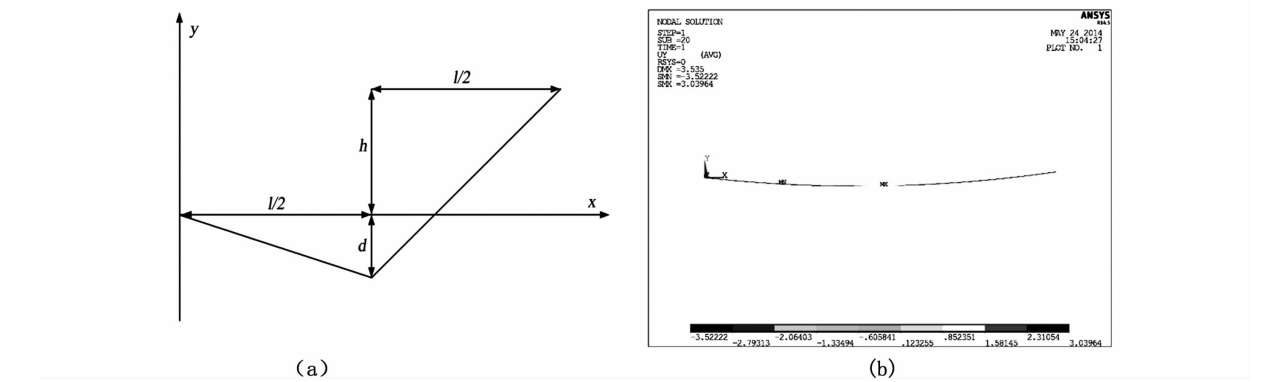


图 2 轴对称初始模型的非等高悬点输电线几何关系图及找形结果

表 2 非轴对称初始模型的非等高悬点输电线找形结果

节点号	水平方向坐标/m	找形得到的弧垂/m	弧垂解析解/m	弧垂差/m
6	1.984	-0.228	-0.228	0.000 1
66	31.764	-3.436	-3.434	0.001 8
126	61.584	-6.258	-6.254	0.003 4
186	91.438	-8.690	-8.685	0.004 7
246	121.321	-10.732	-10.726	0.005 8
306	151.228	-12.383	-12.376	0.006 9
366	181.155	-13.642	-13.634	0.007 6
426	211.095	-14.508	-14.500	0.008 2
486	241.044	-14.982	-14.973	0.008 7
546	270.996	-15.062	-15.053	0.009 0
1 205	300.948	-14.748	-14.739	0.009 1
1 145	330.918	-14.041	-14.032	0.009 0
1 085	360.877	-12.940	-12.931	0.008 7
1 025	390.818	-11.445	-11.437	0.008 2
965	420.737	-9.559	-9.552	0.007 5
905	450.629	-7.282	-7.275	0.006 8
845	480.489	-4.614	-4.608	0.005 8
785	510.311	-1.558	-1.553	0.004 7
725	540.091	1.885	1.889	0.003 3
665	569.824	5.714	5.716	0.001 8
605	599.506	9.927	9.927	0.000 0

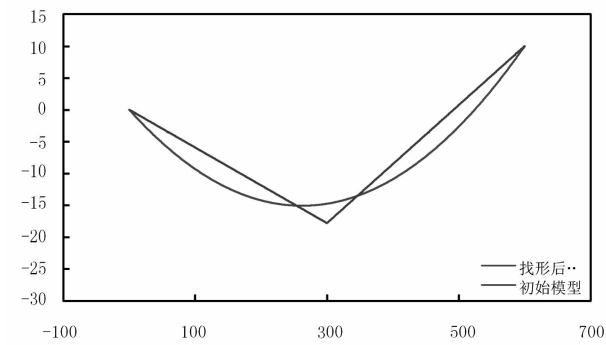


图 3 非轴对称初始模型的非等高悬点输电线找形结果

从表 2 中可以看出不等高情况下初始模型找形的结果与解析解十分接近,弧垂差值均未超过 1 cm。并且通过这种初始模型解得的最大弧垂为

-15.079 3 m。最大弧垂解析解为 -15.700 0 m。找形结果可以接受。所以之后的计算将采用这种初始模型。

3 不同载荷作用下的导线受力

在架空输电线覆冰之后施加在其上的载荷会有明显增加^[7-8]。其中覆冰的重力是最直接的因素。为了计算覆冰的重力载荷对架空线的影响,建立模型是将覆冰认为是均质且截面均匀的。将覆冰的重力载荷施加到导线上有多种方法。将架空线每一个单元对应的冰的质量计算出来,然后将冰的重力直接施加到模型的各个节点上去。当导线发生覆冰

时,就是在导线上增加了一个带有质量的物体。通过建立质量元素也可以来模拟这种改变。此处选用 Mass21 元素来模拟冰的质量。通过设定其 KEYOPT(3) = 2 来禁止转动惯量的产生使元素退化为仅有 3 个平动自由度。然后对应的实常数就只需要定义其质量。计算出每个元素对应的覆冰质量,将相应质量的质量元素生成在节点上就完成了覆冰质量的加载。

风作用在导线上的力与导线直径、导线是否覆冰、覆冰厚度以及风速有关。作用在导线上的风压可以计算出来。假设当气流速度为吹向导线,将其动能全部转化为导线的动能,式(3)为风压计算公式。

$$W_v = \frac{1}{2} \rho v^2$$

(3)

式中: v 为风速; ρ 为空气密度。对于一定直径的导线其受到风的压力可以由式(4)表示^[10]。

$$p = 0.613 a C d v^2$$

(4)

式中: a 为风速不均匀系数,此处认为风的强度是均匀的所以此值取 1; C 为风载体形系数,当导线未覆冰且直径大于 17 mm 时取值为 1.1,其他时候取值为 1.2。计算出导线上的风压之后,可以使用类似于附加力施加冰重载荷的方法来施加风载。

导线覆冰一般都是在气温较低的情况才会发生的,随着温度的改变,由于发生热胀冷缩会使得架空线中的应力改变。在定义材料属性时应当定义线膨胀系数,并定义参考温度,即导线正常运行时的温度,并给定整体温度,即覆冰时的温度。进行计算之后就可以得到温度降低对导线当中应力的影响。

4 静力计算与分析

文献[11]中实例情况参见表 3。将整个档距内

的导线按其水平坐标,分为 10 个部分,每个部分赋予不同的冰厚,冰厚情况在入口参数中定义。建立循环,使用 nsel 命令选取某一部分中包含的节点,并算出各节点上应当附加的冰重、定义实常数,最终建立质量元素,此外,将风载一并施加在节点上。通过循环对总共 10 个部分进行上述操作加载。覆冰分为 5 个区段,工况共有 3 种,参见表 4。

表 3 实例导线参数

参数	数值	参数	数值
外径/mm	35.2	破坏应力/MPa	665
截面积/mm ²	729.56	最大使用应力/MPa	212.97
单位长度质量/(kg·km ⁻¹)	3 188.3	平均运行应力/MPa	130
综合弹性系数/MPa	97 158	综合线膨胀系数	15.98 × 10 ⁻⁶
档距/m	1 650	冰厚/mm	15
高差/m	0.5	覆冰密度/(g·cm ⁻³)	0.8

表 4 覆冰的 3 种工况

工况	覆冰厚度/mm				
	1	2	3	4	5
A	20	18	15	12	10
B	15	20	18	12	10
C	10	15	20	18	12

在 3 种工况之下通过代码计算的结果与文献中给出的结果相差不超过 1%。

将初始温度和当前温度分别定为 20℃ 和 -20℃。令风速分别为 0 ~ 50 m/s,冰厚为 0 ~ 50 mm。在之前静力计算代码外嵌套两层循环来实现风速和冰厚的变化,并使用 * wwrite 命令导出各种情况下的应力最大值,可以得到风速和冰厚同时变化时导线中的最大应力值。但因为电力行业中常使用导线上张力与破坏张力作为设计与施工的指标,所以将

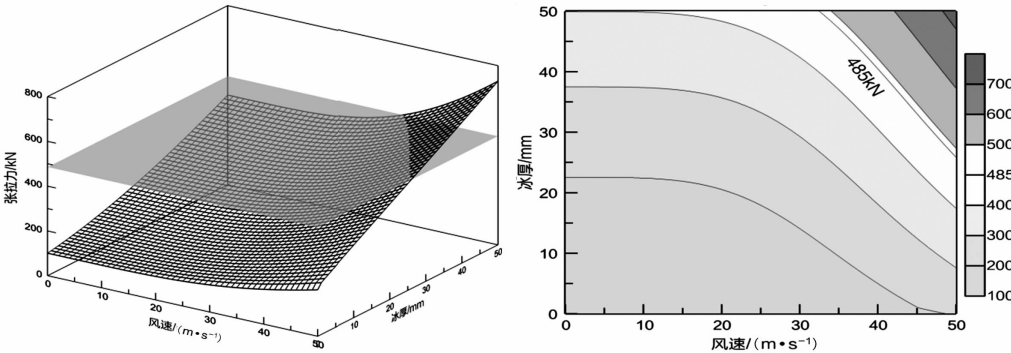


图 4 不同情况下输电线路上的张力及云图

此处应力转换成张力值。导线中张力与外部条件的变化关系如图 4。

导线的破坏张力为 485.157 4 kN。图中灰色水平面之下的部分表示其拉力小于破坏张力。而在灰色水平面之上的部分,其对应的工况下输电线上的张力会大于破坏张力。也就是说在这个区域对应的情况下会发生静力校核失败导致的导线断裂。在覆冰厚度达到 40 mm 且风速达到 40 m/s 的时候才会发生静力拉断。然而,在实际情况当中,不需要如此巨大的风速和如此厚的覆冰层导线就已经断了。静力分析结果显示最大拉力往往会在悬挂点处出现,但是真实情况下很多时候导线并不是在此处发生的断裂,甚至有时拉断是发生在弧垂最大处的。实际情况下也并非静力载荷才会使得导线发生断裂。在导线上的覆冰发生脱落以及覆冰和不稳定的风载同时作用时导线发生振动,这样情况产生的瞬时拉力很可能超过导线的破坏拉力导致导线发生断裂。

在导线上的覆冰发生脱落时可能使输电线路体系发生较大振动,另外导线覆冰之后的动力特性发生改变,可能在风的作用下发生振动。振动可能造成瞬时的巨大载荷导致各种事故的发生。因此下一步的工作可以着重研究导线的动力特性。

参 考 文 献

[1] 鲁元兵. 输电线路覆冰脱落及断线分析[D]. 杭州:
+ + + + +
(上接第 50 页)
[11] 谭亲跃,王少荣,程时杰. 电力需求侧管理(PDSM)综述[J]. 继电器,2005,33(17):79-84.
[12] 茆美琴,孙树娟,苏建徽. 包含电动汽车的风/光/储微电网经济性分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(14):30-35.
[13] 方乐润. 线性规划及其在水资源工程中的应用(二)[J]. 黑龙江水专学报,1996(2):1-9.
[14] 李淑萍. 海底油气集输系统网络流规划模型设计[J]. 油气储运,2009,28(4):22-24.
[15] 邱晓燕,夏莉丽,李兴源. 智能电网建设中分布式电源的规划[J]. 电网技术,2010,34(4):7-10.
[16] 李乐. 微网的经济运行研究[D]. 保定:华北电力大学,2011.
[17] 吴雄,王秀丽,王建国,等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(28):1-9.

浙江大学,2010.
[2] 陈正洪,史瑞琴,李兰. 湖北省 2008 年初低温雨雪冰冻灾害特点及影响分析[J]. 长江流域资源与环境,2008(4):639-644.
[3] 苑吉河,蒋兴良,易辉,等. 输电线路导线覆冰的国内外研究现状[J]. 高电压技术,2004(1):6-9.
[4] 刘春城,李宏男,刘俊. 高压输电线路抗冰灾的研究现状与发展趋势[J]. 自然灾害学报,2012(1):155-162.
[5] 谢强,李杰. 电力系统自然灾害的现状与对策[J]. 自然灾害学报,2006(4):126-131.
[6] Druetz J, Louchez S, McComber P. Ice Shedding from Cables [J]. Cold Regions Science and Technology, 1995, 23(4):377-388.
[7] 孔贝贝. 输电塔及塔线体系的静动力特性分析[D]. 济南:山东大学,2012.
[8] Druetz J, Nguyen D D, Lavoie Y. Mechanical Properties of Atmospheric Ice[J]. Cold Regions Science and Technology, 1986, 13(1):67-74.
[9] 赵先德. 输电线路基础[M]. 北京:中国电力出版社,2010.
[10] 侯景鹏,陈加宝,曾建华,等. 基于牛顿-拉普森迭代法的输电导线线形研究[J]. 水电能源科学,2012(2):177-179.

作者简介:

蔡 钢(1964),高级工程师,主要从事继电保护方面的研究;
张晓敏(1987),助理工程师,主要从事电网材料研究;
付毅东(1966),助理工程师,主要从事电网材料研究。

(收稿日期:2015-11-30)

+ + + + +
[18] Tsikalakis A G, Hatziaargyion N D. Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2008,23(1):241-248.
[19] 牛铭,黄伟,郭佳欢,等. 微网并网时的经济运行研究[J]. 电网技术,2010,34(11):38-42.
[20] 杨秀,陈洁,朱兰,等. 基于经济调度的微网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(1):53-60.

作者简介:

况 达(1992),硕士研究生,从事电力系统调度自动化研究;
滕 欢(1965),高级工程师、硕士生导师,从事电力系统调度自动化及计算机信息处理研究;
黄炜果(1990),硕士研究生,从事电力系统及其自动化研究;
王博堃(1991),硕士研究生,从事电力系统调度自动化研究。

(收稿日期:2015-09-14)

逆变器交流侧等值工频电气量暂态特性分析

袁 静,陈 林,吴长敏,叶 辉
(雅砻江流域水电开发有限公司,四川 成都 610066)

摘 要:随着交直流混联系统在中国的逐步形成,交流系统的运行环境变得更为复杂。详细分析了逆变器交流侧等值工频电气量暂态特性,分析发现逆变器交流侧等值电流的暂态特性与纯交流系统完全不同,但电压的暂态特性变化不大。并基于暂态特性的分析进一步指出了在交直流互联系统当中,交流侧传统的继电保护可能存在的问题。最后基于 PSCAD/EMTDC 仿真验证了结论的正确性。

关键词:交直流互联系统;逆变器;低压限流;继电保护

Abstract: With the completion of AC/DC interconnected system in China, the operation environment of AC system becomes more complicated. Firstly, the transient characteristics of equivalent power – frequency components in AC side of inverter are analyzed in detail. Then, the results show that the effect of AC/DC interconnected system on AC voltage is little. On the contrary, the power – frequency current is affected by the AC/DC interconnected system significantly. Then, the possible problems of traditional relay protection are presented based on the analysis of the transient characteristics of power – frequency components. At last, the simulation results based on PSCAD/EMTDC platform prove the conclusion to be correct.

Key words: AC/DC interconnected system; inverter; VDCOL; relay protection

中图分类号:TM464 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)01 – 0063 – 03

0 引 言

随着高压直流输电 (high voltage direct current, HVDC) 的迅速发展,交直流混合输电电网在中国已逐步形成。HVDC 在实现远距离、大容量、非同步电网互联等方面具有独特优势^[1-2],因此在中国得到了迅速的发展。但是交流系统故障会导致逆变器不正常工作,严重时会导致换相失败的发生,使得逆变器产生复杂的电磁暂态过程,可能导致传统的交流侧继电保护不正确动作。

现阶段,世界范围内的继电保护都是利用电流 (如过流保护、差动保护等)、电压 (低电压保护) 以及两者相结合 (距离保护等) 对电力系统进行保护。现阶段,纯交流系统在故障期间电流、电压的暂态过程已经清楚,即电流显著增大,电压降低^[3];但交直流互联系统中,逆变器交流侧等值电气量的暂态过程对交流系统的暂态环境会产生重大影响;同时考虑到现有继电保护都是基于工频电气量,因此研究逆变器交流侧等值工频电气量暂态特性是很有必要的。

下面重点分析了逆变器交流侧等值工频电流、换流母线电压的暂态特性。分析结果表明,交直流互联系统对换流母线电压的影响不大;但由于直流控制系统的影响,逆变器交流侧等值工频电流的暂态特性与纯交流系统电流的暂态特性截然不同,由于直流控制 (主要为低压限流控制) 的原因,幅值一般呈现出先增大后减小的趋势。并进一步指出了交直流互联系统对传统继电保护可能造成的影响。最后基于 PSCAD/EMTDC 仿真验证了结论的正确性。

1 逆变器交流侧等值电气量暂态特性分析

图 1 所示为交直流互联系统图,其中图 1(a) 为正常运行状态时等效电路图;图 1(b) 为故障时等效电路图。图 1(b) 中分为两大部分,一部分是纯交流系统 E_M 和 E_N ,另一部分是逆变器等值交流系统,如图中虚线框所示。

纯交流系统电气量的暂态特征在此不再累述,重点分析逆变器交流侧等值电流 $i_{dc,eq1}$ 以及换流母线电压 u_{bus} 的暂态特性。由于直流控制等非线性因

素的影响,现阶段对于逆变器交流侧等值电气量的暂态特性只能借助于仿真手段。下面利用 PSCAD/EMTDC 搭建了如图 1(b) 所示的仿真模型,重点对 u_{bus} 和 $i_{dc,eq1}$ 的暂态特性展开研究。表 1 给出了线路 T 的仿真参数。

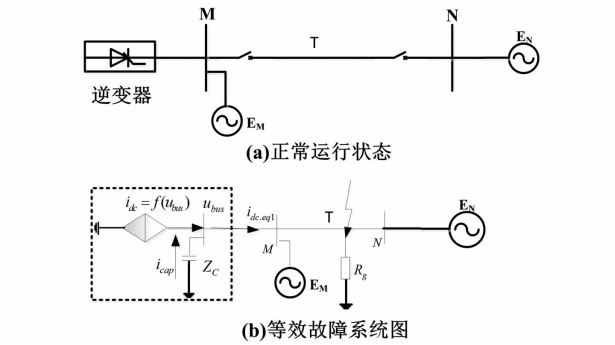


图 1 交直流互联系统等效电路图

表 1 线路 T 参数列表

参数	数值
长度/km	100
$Z_1/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	$0.025 + i \times 0.3$
Z_0	$0.075 + i \times 0.9$
电压/kV	230

1.1 逆变器交流侧等值电压暂态特性分析

图 2 虚线表示在距 M 侧 50 km 处发生 A 相经 20 Ω 过渡电阻接地故障时换流母线电压幅值变化曲线图;实线表示去掉逆变器等值交流系统后换流母线电压变化曲线。通过图 2 对比可以看出,当存在逆变器等值交流系统时,会对换流母线处的电压产生影响,但影响不大。这是由于直流控制系统中,无论是定电流控制,还是定电压控制,都是对直流电气量产生影响,并未对交流电压量进行控制,因此逆变器等值电压暂态特性与纯交流环境中电压的暂态特性差异不大。

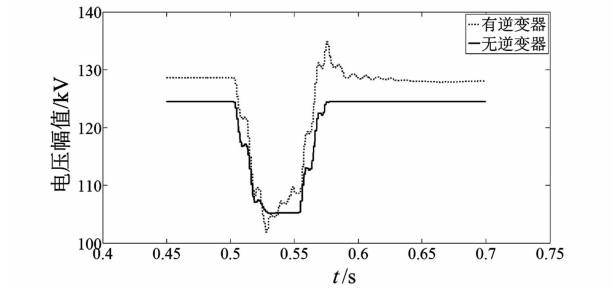


图 2 换流母线电压幅值对比图

1.2 逆变器交流侧等值电流暂态特性分析

图 3 给出了当交流系统发生故障时,逆变器等

值工频电流 $i_{dc,eq1}$ 幅值的典型变化趋势图。由图 3 可以看出,逆变器等值工频电流幅值在故障期间,先增大后迅速减小,与纯交流系统电流迅速增大的暂态过程完全不同。这是由于直流系统控制,使得直流电流的整定值在交流故障期间迅速降低,通过调制理论可得,交流侧电流是直流电流的调制^[8],所以直流电流降低,交流侧电流也随之降低。其中低压限流环节 (voltage dependent current order limit, VDCOL) 是造成直流电流整定值下降的主要原因。

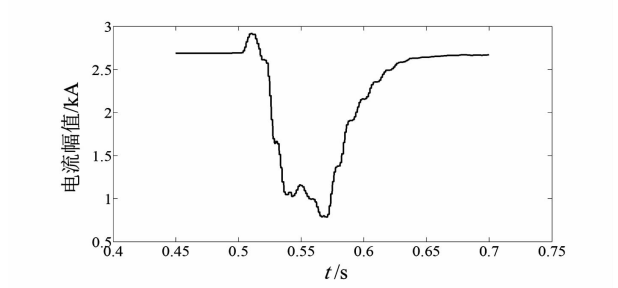


图 3 $I_{dc,eq1}$ 幅值典型变化趋势

图 4 表示在交流故障期间(故障形式与图 2 完全相同) VDCOL 的变化曲线图。通过图 4 可以看出,故障未发生时,直流电流整定值为 1 p.u。故障期间,直流电流的整定值最低降到 0.58 p.u,因此造成了逆变器交流侧工频电流幅值不升反降。

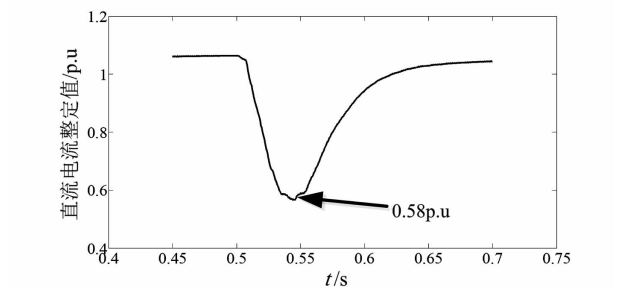


图 4 VDCOL 变化示意图

1.3 交直流互联系统对交流侧保护的影响探讨

通过上面的分析可以看出,交直流互联系统对交流侧电压影响不大,因此对利用电压量构成的继电保护影响有限;但对交流侧电流影响较大,呈现出下降的趋势,这对利用电流量构成的保护会产生较大影响,如可能引发电流差动保护拒动^[4-5],导致距离保护稳态超越等^[6];并且可能会引发基于电流差突变量选相元件误选相^[7]。因此,需要深入研究逆变器交流侧等值电流暂态特性,对进一步研究交直流互联系统对交流侧保护的影响意义重大。

2 仿真算例

基于 PSCAD/EMTDC 搭建了如图 1(a) 所示的交直流互联系统,其中直流控制部分采用国际大电网会议提供的标准测试模型,交流侧故障开始时刻为 0.5 s。

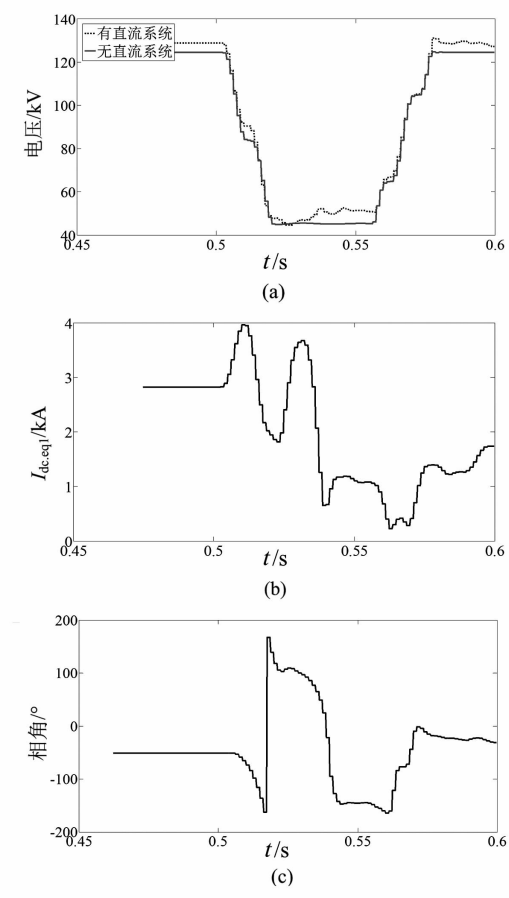


图 5 交直流互联系统对交流电气量的仿真分析

图 5 表示距 M 侧 10 km 处发生了 A 相金属性短路时仿真分析图,其中图 5(a)表示有无直流系统时换流母线电压幅值变化曲线图,其中虚线表示存在直流系统时电压幅值的大小,实线表示无直流系统时电压幅值的大小。通过两者的比较可以看出,交直流互联系统对电压影响不大;图 5(b)表示电流 $I_{dc,eq1}$ 的变化曲线图。通过图 5(b)可以看出,直流系统注入交流系统的电流特性较为复杂,一般呈现出先增大后减小的趋势,这是由于直流控制,特别是低压限流环节的作用,这与纯交流系统故障电流显著增大的特点差异较大;图 5(c)表示电流 $I_{dc,eq1}$ 相角的变化情况,纯交流系统中电流相角变化较为平稳,显然在交直流互联系统中,相角在故障期间变化范

围很大,而且较为复杂。因此交直流互联系统不仅对电流幅值影响较大,对电流的相角影响也较为严重。这些特点都会对传统的交流侧继电保护产生影响。

3 结 论

通过对逆变器等值工频电气量的研究发现,交直流互联系统对交流侧电压影响不大;但由于直流控制的原因,特别是低压限流环节的影响,使得交流侧等值工频电流变化趋势与纯交流系统中电流的暂态过程完全不同,进而会对传统的交流系统的继电保护产生重大影响,因此需要引起相关从业者的注意。

参 考 文 献

[1] 浙江大学直流输电教研组. 直流输电[M]. 北京:水利电力出版社,1985:181-182.

[2] 李兴源. 高压直流输电系统[M]. 北京:科学出版社,2010:110-120.

[3] 张保会,尹项根. 电力系统继电保护[M]. 北京:中国电力出版社,2005:113-115.

[4] 申洪明,黄少锋,费彬. 交直流互联系统对电流差动保护的影响分析及对策[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2014,41(4):1-6.

[5] 张璞. 多直流馈入受端交流电网继电保护动作特性研究[D]. 广州:华南理工大学,2010.

[6] 张璞,王钢,李海锋. 直流馈入下的输电线路距离保护动作特性分析[J]. 电力系统自动化,2012,36(6):56-62.

[7] 张健康,索南加乐,焦在滨,等. 交直流混联电网突变量选相元件动作性能分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(17):76-80.

[8] 刘俊磊,王钢,李海锋,等. HVDC 系统换相失败对交流电网继电保护影响的机理分析[J]. 中国电机工程学报,2013,33(19):111-118.

作者简介:

袁 静(1988),助理工程师,主要从事电力系统维护与检修;

陈 林(1987),助理工程师,主要从事电力系统后勤保障工作;

吴长敏(1986),工程师,主要从事电气一次检修维护;

叶 辉(1976),工程师,主要从事电气一次检修维护。

(收稿日期:2015-09-25)

加强输电网可靠性的构造型启发式算法研究

李成鑫^{1,2}, 汪 颖^{1,2}, 刘俊勇^{1,2}

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 智能电网四川省重点实验室, 四川 成都 610065)

摘 要:提出了一种考虑概率可靠性指标的输电网加固规划方法。用蒙特卡罗方法模拟计及发电机和输电线强制停运率的电网运行状态集。对每一运行状态,采用直流潮流模型替代最大流最小割集的方法来计算各负荷节点的负荷缺额,进而提高可靠性指标计算精度。考虑到概率可靠性指标计算的复杂性,构建了一个全新的灵敏度指标,并采用结构型启发式算法来求解电网加固规划问题。基于一个 6 节点系统和一个 18 节点的实际系统的仿真结果证明了所提方法的有效性。

关键词:概率可靠性;节点可靠性;输电网规划;启发式算法

Abstract: A transmission enhancement planning (TEP) model considering the probabilistic reliability criteria is proposed. The Monte Carlo simulation is employed to simulate the system components states considering the force outage rates of the generators and the transmission lines. A DC power flow model is adopted to enhance the accuracy of the amount of load shedding at load bus so as to obtain the more accurate reliability index. Considering the complexity of calculation process of reliability assessment, a constructive heuristic algorithm (CHA) is used to solve the TEP problem. In addition, a novel sensitivity index is proposed to choose the most effective branch so as to enhance the system reliability. The simulations are carried out on the six-bus system derived from the Garver's system and an actual 18-bus system. The results verify the effectiveness of the proposed model.

Key words: probabilistic reliability; nodal reliability; transmission reinforcement planning; heuristic algorithm

中图分类号:TM726 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0066-07

0 引 言

输电网规划一般以成本最小化为目标,综合考虑满足各种因素和指标,如可靠性指标、安全性指标、可再生能源吸纳等^[1]。可靠性一般包含安全性和充裕性的内涵^[2]。安全性主要是指系统承受各种扰动的能力,而充裕性主要是指考虑网络约束但不考虑扰动情况的发电容量和和电网传输容量^[2]。在输电网规划的前期阶段,主要考虑的是充裕性,也即这里所指可靠性。在非电力市场环境下,电网公司大多由政府支持,因此他们具有按一定可靠性要求向用户供电的社会责任。而在电力市场环境下,输电网必须具备高可靠性,以保证为所有的电力参与者提供一个稳定和宽松的竞争环境,因此,不管在什么样的电力环境下,可靠性指标都是一个在电网规划中十分重要的指标和考虑因素。在有关文献中,各种不同的可靠性指标用于评估系统的可靠性。

这些指标包括切负荷概率(loss of load probability, LOLP)^[3]、切负荷成本(loss of load cost, LOLC)^[4]、切负荷期望值(loss of load expectation, LOLE)^[5]、电量不足期望值(energy expected not supplied, EENS)^[5-6]等。

一般而言,输电网规划问题都是一个优化问题,可靠性要求可以作为目标函数的一部分^[7],也可以作为优化的约束条件处理^[8]。由于可靠性指标计算的复杂性,带可靠性指标的电网规划问题很难用纯数学规划来解。而进化算法^[2]、分支定界法^[5]、启发式算法^[9]等常用来解决这类问题。

自从 Garver 提出构造型启发式算法(constructive heuristic algorithm, CHA)^[9]以来,该算法已得到了很大的发展并应用于输电网规划^[10-11]。总体来讲,构造型启发式算法是一个迭代求解过程。对于一个复杂的优化问题,根据某个选择原则,每次迭代求解出一个当前状态下的最好候选解决方案,如此不断迭代,直到求解出一个满足相关要求的解决方

案。在用于求解输电网规划问题时,根据确定的选择原则,每一次迭代过程只选择一条支路(线路或者变压器)加入候选方案。选择原则的确定是构造型启发式算法的核心,这个选择原则常称为灵敏度指标(sensitivity index, SI)。

基于文献[5]的可靠性指标计算模型,提出了一种加强输电网可靠性的构造型启发式规划算法。文章的贡献主要集中于两点:采用直流潮流模型替代参考文献[5,12]中的最大流最小割集方法,以提高计算各负荷节点负荷缺额的概率密度函数的精度,进而提高可靠性指标值的计算精度;提出一个新的灵敏度指标计算模型,模型计及了发电机和支路的强制停运率。

1 负荷节点负荷缺额的概率密度函数

采用文献[5]提出的可靠性指标计算模型。模型的核心是获取各负荷节点的等价反负荷曲线。

要获得负荷节点的等价反负荷曲线,首先要获得各负荷节点在考虑元件强制停运率后的负荷缺额的概率密度函数。为此,必须首先计算在各种系统元件状态下的各负荷节点的负荷缺额。总体来说,这个问题可以用一个优化模型来描述。在文献[12]中,优化问题的目标函数是最小化各负荷节点的负荷缺额,其优化问题用网络流的方法来解。网络流的方法满足基尔霍夫电流定律^[13],但它不满足基尔霍夫电压定律^[14]。因此,网络流方法获得的各节点负荷缺额的准确性较差。这里用直流模型来描述规划阶段的输电网,从而提高各节点负荷缺额的准确性,因为直流模型不但满足基尔霍夫电流定律,同时满足欧姆定律^[10](即间接地满足了基尔霍夫电压定律)。因此用直流模型优化得到的各负荷节点的负荷缺额更准确、更贴近实际情况。为了最小化各负荷节点的负荷缺额,用如下模型来描述(模型(1)):

$$\begin{aligned}
 &\text{Min} \sum_{i=1}^{NB} (L_{pi} - P_{Li}) / L_{pi} \quad (1) \\
 \text{s. t.} \quad &P_{Gi} - P_{Li} = \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij} \quad (2) \\
 &P_{ij} = b_{ij} \times n_{ij}^0 \times (\theta_i - \theta_j) \quad (3) \\
 &|P_{ij}| \leq n_{ij}^0 \times P_{ij}^{\max} \quad (4) \\
 &0 \leq P_{Li} \leq L_{pi} \quad (5)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &0 \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (6) \\
 \text{式中:} &NB \text{ 为总节点数;} L_{pi} \text{ 为节点 } i \text{ 处的最大负荷;} P_{Li} \text{ 表示节点 } i \text{ 处可获得的功率;} P_{Gi} \text{ 和 } P_{Gi}^{\max} \text{ 表示节点 } i \text{ 处的发电出力及其最大发电出力;} P_{ij} \text{ 和 } P_{ij}^{\max} \text{ 分别表示节点 } i \text{ 和 } j \text{ 之间的潮流及其最大传输容量;} n_{ij}^0 \text{ 为节点 } i \text{ 和 } j \text{ 之间的现有线路条数;} n_i \text{ 为与节点 } i \text{ 相连的通道数;} b_{ij} \text{ 为节点 } i \text{ 和 } j \text{ 之间的单条线路电纳,为节点 } i \text{ 的功角。}
 \end{aligned}$$

针对每一状态 S(各元件投退状态的组合),用模型(1)可优化计算得到各负荷节点处的负荷缺额,同时知道每一种状态的概率,因此可得到各负荷节点负荷缺额的概率密度函数。

2 新的灵敏度指标

在文献[10]中,灵敏度指标的计算采用的是直流潮流模型,得到在固定网络拓扑下各线路有功功率的分配,且放宽了对增加的线路条数的限制,即允许增加的线路条数不是整数。文献[11]对灵敏度的计算进行了改进,采用交流潮流模型得到在固定网络拓扑下各线路视在功率的分配,也同样允许增加的线路条数不是整数。

可靠性指标 LOLE 和 EENS 虽然不是支路潮流的显函数,但它们都和各负荷节点处能获得的功率直接相关。因此,为了找到一条对提高可靠性最有效的支路,可以选择这样一条支路,这条支路加入系统后,各节点能获得的总功率值最大。这样一条最有效支路的选择过程可以描述为如下的混合二值型整数非线性规划(mixed binary integer nonlinear programming, MBINLP)问题(模型(2)):

$$\begin{aligned}
 &\text{Min } P = \sum_{i=1}^{NB} (-P_{Li}) \quad (7) \\
 \text{s. t.} \quad &P_{Gi} - P_{Li} = \sum_{j=1}^n P_{ij} \quad (8) \\
 &P_{ij} = b_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) \quad (9) \\
 &|P_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) P_{ij}^{\max} \quad (10) \\
 &0 \leq P_{Li} \leq L_{pi} \quad (11) \\
 &0 \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (12) \\
 &\sum n_{ij} = 1 \quad (13) \\
 &n_{ij} \text{ binary integer}; (i, j) \in \Omega \quad (14)
 \end{aligned}$$

式中: n_{ij} 为节点*i*和*j*之间增加的线路条数; Ω 表示

所有可能的线路走廊,其余参数同模型(1)。

关于上述混合二值型整数非线性规划问题,有以下 3 点需要特别注意:

1)和文献[10-11]不同,因为考虑了发电机和支路状态的不确定性,在 CHA 的每一步迭代中,都要考虑很多种不同的系统状态。因此,在 CHA 的每一次迭代过程中,上述优化问题需要在每一种可能的系统状态下求解,求解的次数由系统各发电机和支路的状态组合数决定。 n_{ij}^0 表示在当前 CHA 迭代步骤时的系统拓扑结构,保持不变;但 CHA 每向前迭代一次, n_{ij}^0 要改变一次。

2) n_{ij} 是一个二值型整数决策变量, n_{ij} 的和为 1,表示一次只能增加一条支路。如果用一个行向量 n 来表达 n_{ij} ,则 n 中只有一个元素值为 1,其余全为 0。

3)上述混合二值型整数非线性规划问题的系统拓扑,是以 CHA 当前迭代步骤的现有系统拓扑为基础,考虑元件的强制停运率后的某一系统状态。假设系统元件状态为 S_k ,对应的概率为 $P(S_k)$,那么,通过上述混合二值型整数非线性规划问题求解得到的优化结果 n ,必然要和对应的状态概率 $P(S_k)$ 相关联才有意义。

假设在当前系统拓扑下,因考虑元件的强制停运率,共有 NS 种系统状态。若对于第 k 种状态,求解优化模型(2)获得了一条最有效的候选支路,记为向量 n_k ,则灵敏度指标可以表示为式(15)。

$$SI = \max \{ SI_{ij} = \sum_{k=1}^{NS} P(S_k) \times n_k, n_{ij} \text{ is a element of } n_k \}$$

(15)

3 满足可靠性指标的输电网规划问题的求解

基于上述灵敏度指标,提出了以投资最小为目标、可靠性指标为约束的输电网规划模型的构造型启发式求解算法。所提方法的求解过程如图 1 所示,具体步骤如下:

1)基于现有系统,利用蒙特卡罗方法产生考虑发电机和支路投退的系统状态集,针对每一种状态,利用模型(1)计算各负荷节点的负荷缺额,利用模型(2)计算最有效的新增支路。针对整个状态集的每一个状态都做以上优化计算后,可根据文献[5]中式(9)~式(17)评估可靠性指标 LOLE 和 EENS,

利用上述式(15)计算当前系统拓扑下的灵敏度指标;

2)检查可靠性指标,如满足可靠性指标要求,则跳到第 4)步,否则进行第 3)步;

3)利用第 1)步中计算得到的灵敏度指标,挑选一条支路(线路或变压器)加入候选支路库和现有系统,更新网络拓扑并返回第 1)步;

4)评估候选支路库中每一新增支路的冗余性。首先,根据投资额按降序排列新增支路;然后,去掉排名第一的支路,并重新评估去掉这一新增支路后系统可靠性指标是否符合要求。如果去掉后系统仍符合可靠性要求,说明去掉的这一新增支路确实是冗余的,则删除它;如果去掉后不符合可靠性指标要求,说明它是不可或缺的,将它保存进新增支路库。对去掉了排名第一的新增支路后的候选支路库重复这个过程,直到所有的候选新增支路都评估完,则新增支路库中的支路则为规划的新增支路结果。

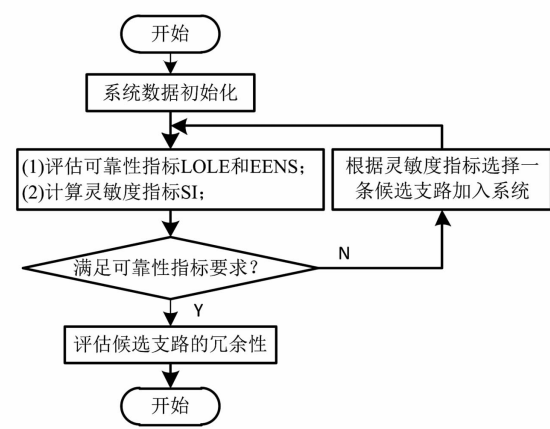


图 1 输电网规划问题求解流程图

4 算例分析

所提方法的有效性用一个 6 节点和 18 节点的算例来检验。所有算法在 Matlab 8.2 环境下运行,计算机为 32G 内存的酷睿 i7CPU 的个人计算机。求解负荷缺额的优化模型(1)用 YAMIP^[15]求解,而

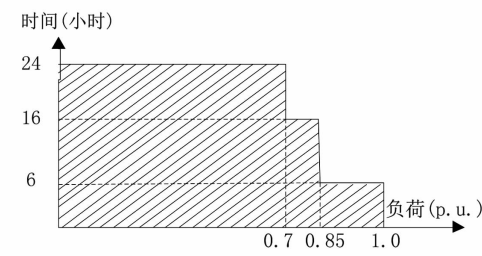


图 2 负荷节点处的初始反负荷曲线

混合二值型整数非线性规划模型(2)用进化差分算法(differential evolution, DE)求解。不失一般性,在两个算例中,都假设各负荷节点的初始反负荷曲线是如图 2 所示的折线段。

4.1 6 节点的 Garver 系统

作为第一个算例,由 Garver 提出的 6 节点算例^[9]将用于检验所提方法的有效性。图 3 的实线部分描述了系统的现有网络结构和规划年各节点预测负荷和发电机规划。节点 6 是一个具有 7 台发电机

组的新规划电厂。经过初步规划和考察,8 个输电通道可新增线路:6 个通道是老通道(1-2, 1-4, 1-5, 2-3, 2-4 和 3-5),另两个通道(2-6 和 4-6)是连接新增节点 6 和现有系统最近的两个通道^[13]。线路参数取自于文献[13]。为了考虑发电机组的强制停运率,每个发电厂用多台发电机来表达。由于这里是研究输电网的规划,为了消除因考虑了发电机组强制停运率而导致发电容量不足的问题,对所用发电机组容量稍作扩充。为了简化而又

表 1 所提方法应用于 Garver 系统的规划过程(可靠性指标值为 0 的节点省略)

步骤	新增线路	母线编号	EENS/(MWh·a ⁻¹)	LOLE/(H·a ⁻¹)	SI[1e-4]
0	base	1	6.5	0.38	SI ₁₋₂ = 0, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 0, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 484.5, SI ₃₋₅ = 0.45, SI ₄₋₆ = 9 511.9
		2	1 798 703.6	8 760	
		4	191 015.6	6 005.43	
		5	1 261 342.6	8 760	
		Sys.	3 251 068.3	8 165.85	
1	Line ₄₋₆	2	1 543 117.0	8 760	SI ₁₋₂ = 0, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 47.6, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 9 802.43, SI ₃₋₅ = 47.2, SI ₄₋₆ = 98.7
		4	1 043.0	33.21	
		5	1 144 277.5	8 760	
		Sys.	2 688 437.5	8 198.46	
2	Line ₂₋₆	2	193 194.2	5 885.92	SI ₁₋₂ = 0, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 3.5, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 425.9, SI ₃₋₅ = 49.3, SI ₄₋₆ = 9 516.8
		4	340.0266	8 666.63	
		5	1 026 231.3	8 758.64	
		Sys.	1 559 691.5	8 241.44	
3	Line ₄₋₆	2	157 635.2	5 967.18	SI ₁₋₂ = 0, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 46.9, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 9 749.4, SI ₃₋₅ = 54.5, SI ₄₋₆ = 143.4
		4	3 362.3	85.56	
		5	959 520.7	8 744.35	
		Sys.	1 120 518.2	6 386.54	
4	Line ₂₋₆	2	6 852.3	278.69	SI ₁₋₂ = 0.43, SI ₁₋₄ = 0.44, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 0.2, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 430.5, SI ₃₋₅ = 9 464, SI ₄₋₆ = 98.4
		4	1 909.3	58.90	
		5	806 612.2	8 744.28	
		Sys.	815 373.8	5 463.14	
5	Line ₃₋₅	2	221 543.2	5 833.17	SI ₁₋₂ = 0, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 0, SI ₂₋₃ = 3.9, SI ₂₋₄ = 45.6, SI ₂₋₆ = 9 665, SI ₃₋₅ = 94, SI ₄₋₆ = 183.4
		4	3 648.3	85.33	
		5	36 738.9	2 279.59	
		Sys.	261 930.4	2 704.22	
6	Line ₂₋₆	2	6 993.2	250.98	SI ₁₋₂ = 48.8, SI ₁₋₄ = 44.3, SI ₁₋₅ = 47.3, SI ₂₋₃ = 1.3, SI ₂₋₄ = 1.1, SI ₂₋₆ = 515, SI ₃₋₅ = 99.1, SI ₄₋₆ = 96.7
		4	3 740.3	85.57	
		5	7 365.5	193.56	
		Sys.	18 099.0	165.11	
7	Line ₂₋₆	2	87.59	3.52	SI ₁₋₂ = 48.8, SI ₁₋₄ = 0.8, SI ₁₋₅ = 47.5, SI ₂₋₃ = 1.3, SI ₂₋₄ = 0.6, SI ₂₋₆ = 92.8, SI ₃₋₅ = 103.3, SI ₄₋₆ = 102.3
		4	2 013.56	59.87	
		5	3 669.45	122.51	
		Sys.	5 770.6	65.23	
8	Line ₃₋₅	2	106.61	4.0	SI ₁₋₂ = 0.2, SI ₁₋₄ = 0, SI ₁₋₅ = 4.5, SI ₂₋₃ = 1.5, SI ₂₋₄ = 0, SI ₂₋₆ = 8.7, SI ₃₋₅ = 0.4, SI ₄₋₆ = 97.7
		4	2 325.24	85.0	
		5	51.90	3.01	
		Sys.	2 483.75	34.87	

不失一般性,输电线和发电机组的强制停运率分别统一设置为 0.5% 和 1%。

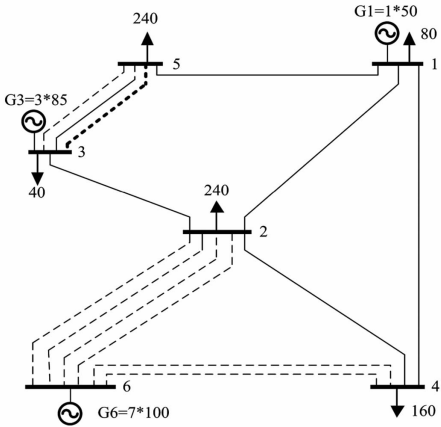


图 3 Garver 6 节点系统

用所提 CHA 方法规划上述 6 节点系统,以达到预定的可靠性指标,每一步迭代过程中的可靠性指标和灵敏度指标如表 1 所示。

假设要求系统的切负荷期望值指标 $LOLE_{sys}$ 为 100 h/a,则在规划迭代过程中的第 7 步达到系统可靠性指标要求,这时 $LOLE_{sys}$ 为 65.23 h/a,结果见表 1 中第 7 步。通过对前 7 步新增的候选线路进行冗余性检验,所有 7 条线都是必须的(2-6:4 条,4-6:2 条,3-5:1 条)。新增线路如图 4 中细虚线所示。这时,虽然系统可靠性指标达到了要求,但是节点 5 的可靠性指标其实是大于要求的指标值 100 h/a 的。

如果将可靠性指标换成节点可靠性指标, $LOLE_{bus} = 100$ h/a,则在上述规划结果的基础上,还需要另外再加一条新线路(线路 3-5),如图 3 中粗虚线所示,计算过程如表 1 中第 8 步。对比上述系统和节点可靠性指标要求下的规划结果可见,对于相同的可靠性指标值,节点可靠性的要求是高于系统可靠性的。

4.2 应用于 18 节点实际系统的规划

算例 2 为一个 18 节点的实际系统(某省西部 220 kV 以上电网),如图 4 中实线部分所示。图中节点 1 和 4 是 500 kV 变电站,其他的是 220 kV 变电站。系统的相关数据(发电机、负荷和线路)如表 2 和表 3 所示。在表 3 中,FB 和 TB 分别表示线路首端节点和末端节点,B 表示线路电纳,FOR 表示强制停运率。

该地区经济发展的需要,节点 5、8 和 11 处的负荷将各增加 80 MW、40 MW 和 100 MW。因此,其输

电网需要加强,以达到保证每个负荷节点的可靠性指标 $LOLE_{bus}$ 小于 50 h/a。

表 2 18 节点系统的发电和负荷数据

母线	负荷/MW	发电/MW	母线	负荷/MW	发电/MW
1	80	0	10	240	0
2	240	0	11	20	0
3	30	0	12	180	0
4	50	300 × 4	13	170	0
5	140	0	14	20	2 × 330
6	150	0	15	40	0
7	40	0	16	150	0
8	40	0	17	60	0
9	130	0	18	20	2 × 300

表 3 18 节点系统的输电线路数据

FB	TB	B/(p. u.)	最大功率 /MW	线路条数	FOR
1	2	0.037 4	200	2	0.001 2
1	4	0.321 0	1 000	2	0.001 5
1	5	0.043 5	200	1	0.001 0
1	6	0.025 9	200	1	0.001 2
2	6	0.005 8	200	1	0.002 0
2	11	0.021 8	200	1	0.001 2
3	4	0.023 3	200	1	0.001 4
3	7	0.021 8	250	1	0.002 0
4	9	0.016 2	250	2	0.002 5
4	10	0.020 0	200	2	0.002 4
5	16	0.025 6	250	1	0.001 5
6	7	0.021 0	200	1	0.002 5
6	11	0.011 7	200	1	0.001 1
7	8	0.021 3	200	1	0.002 1
7	12	0.012 5	200	1	0.002 2
7	18	0.014 0	200	1	0.002 5
8	12	0.024 6	180	1	0.001 4
9	13	0.023 0	200	1	0.001 6
10	14	0.025 0	180	1	0.002 0
10	15	0.011 7	200	1	0.001 5
11	16	0.021 5	160	2	0.001 2
11	17	0.023 1	200	1	0.002 2
12	13	0.029 0	200	2	0.001 2
13	14	0.020 9	200	2	0.001 5
14	15	0.046 2	180	1	0.001 0
15	18	0.082 6	200	1	0.001 2
17	18	0.010 9	180	1	0.002 0

表 4 加强后的 18 节点系统可靠性指标

步骤	新增线路	母线编号	EENS/(MWh·a ⁻¹)	LOLE/(h·a ⁻¹)	SI[1e-4]
0	base	2	9 454.9	257.86	SI ₁₋₂ = 8.9,
		5	559 074.3	8 736.45	SI ₁₋₅ = 9 556.1,
		10	138.7	2.35	SI ₂₋₁₁ = 3.6,
		sys.	568 667.9	3 563.98	SI ₄₋₆ = 407.0
1	Line ₁₋₅	2	34 320.2	415.90	SI ₁₋₂ = 26.8,
		5	1 674.9	25.34	SI ₁₋₅ = 18.33,
		10	1 005.1	12.79	SI ₃₋₇ = 7.1,
		13	101.3	1.55	SI ₇₋₁₈ = 209.3,
		sys.	37 101.5	126.87	SI ₁₃₋₁₄ = 2.7,
2	Line ₁₇₋₁₈				SI ₁₇₋₁₈ = 379.6
		2	1 253.0	15.89	满足可靠性指标要求, 不再计算 SI 值。
		5	552.6	15.99	
		10	2 344.0	20.67	
		13	71.5	6.62	
		sys.	4 221.1	17.77	

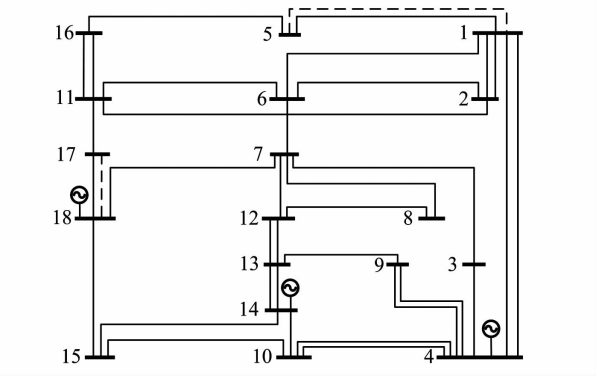


图 4 18 节点的初始及加强可靠性后的网架结构

用所提方法加强系统的可靠性,其优化结果如图 4 所示,虚线表示新增线路。表 4 展示了整个优化过程中每一步的相关指标和参数。为简化表格,表 4 中所有 LOLE 值小于 1 的节点的可靠性指标都忽略不计,所有小于 1e-4 的灵敏度指标也都忽略不计。

5 结 语

以上提出了一个满足可靠性指标的经济最优输电网规划方法。该方法可作为输电网规划过程中的重要一步,用以保证规划后的网络能保证系统的可靠性,可用于在进行详细的安全性校核之前获得一个宏观的规划。采用直流潮流模型替代最大流最小割集方法,提高各系统状态下各负荷节点负荷缺额概率密度函数的计算准确率,进而提高可靠性指标

值的计算。提出了一个考虑元件强制停运率的灵敏度指标,以期在构造型启发式算法的每一迭代过程中选择一条对增强可靠性最有效的新增支路。所提方法在一个 6 节点系统和 18 节点实际系统上的仿真结果说明,所提方法是有效的,既可用于保证系统可靠性指标,也能用于满足节点可靠性指标;相同的可靠性指标值,节点可靠性要求严于系统可靠性。

参 考 文 献

[1] Hemmati R, Hooshmand R A, Khodabakhshian A. Comprehensive Review of Generation and Transmission Expansion Planning[J]. IET Gener. Transm. Distrib., 2013, 7(9): 955-964.

[2] Zhao J H., Foster J, Dong Z Y., et al. Flexible Transmission Network Planning Considering Distributed Generation Impacts[J]. IEEE Trans. Power Syst., 2011, 26(3): 1434-1443.

[3] 张紫凡. 不同时间尺度的风功率建模及 LOLP 算法研究[J]. 可再生能源, 2014, 32(11): 1658-1664.

[4] Leite da Silva A M, Rezende L S, Manso L A F, et al. Transmission Expansion Planning: A Discussion on Reliability and “N-1” Security Criteria[C]. IEEE 11th Int. Conf. Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapore, 2010:244-251.

[5] Choi J, Tran T, El-Keib A A, et al. A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria[J]. IEEE Trans. Power Syst., 2005, 20(3): 1606-1615.

[6] 赵渊,张煦,杨清. 基于可靠性成本/效益分析的电网计划检修周期优化[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 54-59.

[7] Orfanos G A, Georgilakis P S, Hatziaargyriou N D. Transmission Expansion Planning of Systems with Increasing Wind Power Integration[J]. IEEE Trans. Power Syst. , 2013, 28(2): 1355-1362.

[8] MCD Rochaa JT Saraivab . A Multiyear Dynamic Transmission Expansion Planning Model Using a Discrete Based EPSO Approach[J]. Electric Power Systems Research, 2012(93): 83-92.

[9] Garver L L. Transmission Network Estimation Using Linear Programing[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and System,1970(7):1688-1697.

[10] Sánchez I G, Romero R, Mantovani J R S, et al. Transmission-expansion Planning Using the DC Model and Nonlinear-programming Technique [J]. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. , 2005, 152(6):763-769.

[11] Rider M J, Garcia A V, Romero R. Power System Transmission Network Expansion Planning Using AC Model[J]. IET Gener. Transm. Distrib. , 2007, 1(5): 731-742.

[12] Choi J, Billinton R, Futuhi-Firuzabed M. Development of a New Nodal Effective Load Model Considering of Transmission System Element Unavailabilities [J]. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. ,2005,152(1):79-89.

[13] Romero R, Monticelli A, Garcia A,et al. Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning[J]. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. , 2002, 149(1): 27-36.

[14] Jabr R A. Optimization of AC Transmission System Planning[J]. IEEE Trans. Power Syst. , 2013, 28(3): 2779-2787.

[15] Löfberg J. YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB [C]. Proceedings of the CACSD Conference, 2004, Taipei, Taiwan.

作者简介:
李成鑫(1976),博士,主要从事电网规划和主动配电网研究。

(收稿日期:2015-11-05)

(上接第25页)

首先根据电缆交叉互联单元的等值电路,分析了单回路电缆金属护套感应电压与环流的计算过程。结合电缆线路敷设的实际情况,推导出多回电缆同通道敷设时金属感应电压与环流的计算模型。在模型推到过程中,考虑了回路电缆线芯三相电流不平衡、交叉互联单元内各段段长和敷设间距以及排列方式变化等因素的影响。

所推导得出的计算模型为关于护套环流的常系数线性方程组,可以采用高斯列主元素消去法进行求解。

参 考 文 献

[1] 牛海清,王晓兵,蚁泽沛,等. 110kV 单芯电缆金属护套环流计算与试验研究[J]. 高电压技术,2005,31(8): 15-17.

[2] 张全胜,王和亮,周作春. 110 kV XLPE 电缆金属护套交叉互联接地探讨[J]. 高电压技术,2005,31(11):71-73.

[3] 王敏. 10kV 单相电力电缆屏蔽层的感应电压和环流[J]. 高电压技术,2002,28(5):30-32.

[4] 贾欣,喻明. 三回路单芯电缆护套感应电势的计算[J]. 高电压技术,2000,26(5): 61-62 .

[5] 徐欣,陈彦. 单芯高压电力电缆金属护套感应电流的研究之一——感应电流的计算和预控[J]. 电线电缆, 2010(5):42-46.

[6] 徐欣,陈彦. 单芯高压电力电缆金属护套感应电流的研究之二——计算程序的编制和应用[J]. 电线电缆, 2010(6):34-37.

[7] 刘英,王磊,曹晓珑. 双回路电缆护套环流计算及影响因素分析[J]. 高电压技术,2007,33(4):143-146.

[8] 郑肇骥,王焜明. 高压电缆线路[M]. 北京:水利电力出版社,1983.

[9] 樊友兵,赵健康,钱康,等. 单芯电力电缆同相多根并联运行方式分析与优化[J]. 高电压技术,2010,36(10):2607-2612.

[10] 田金虎,刘渝根,赵俊光,等. 多回同相多根并联高压电力电缆电流分布及金属护套环流计算[J]. 高电压技术,2014,40(1):153-159.

作者简介:
刘科(1973),高级工程师,从事电力系统规划与设计方面的研究;
张亮平(1984),工程师,从事输电线路设计方面的研究;
温晓舫(1968),高级工程师,从事输电线路设计方面的研究。

(收稿日期:2015-12-07)

异频信号注入法测量配电网电容电流的研究

孙建林,王 剑,侯志刚,苏 俊,代树春,谢 勇
(国网广元供电公司,四川 广元 628000)

摘 要:介绍异频电流信号注入法测量配电网的电容电流,通过在母线电压互感器二次侧的开口三角端注入两个幅值相同但频率不同的非工频电流信号,测量开口三角端的电压值以及相对电流信号的相位角,计算电容电流值。根据该测量原理,对现场试验中出现的问题做出进一步分析,并用实例证明了试验中,若未退出消弧线圈和电压互感器一次侧高阻消谐器则对试验结果影响很大。在一定程度上为安全准确测量配电网电容电流提供参考。

关键词:配电网;电容电流;信号注入法

Abstract:The pilot frequency current signal injection method is presented for measuring capacitance current in distribution network. By injecting the same magnitude of two current signals, but different of the frequency, into the open delta of e secondary side of bus voltage transformer, and measuring the voltage value of the open delta and the relative phase angle of the injected current signal, the value of capacitance current can be calculated. According to the principle of measurement, the problems occurred in the on-site test are analyzed in detail and proved by an example that in the process of the test if it did not withdraw from the arc suppression coil and the high-resistance harmonic eliminator in primary side of voltage transformer, it will have a great influence on the test results, which provides a reference for the safe and accurate measurement of capacitance current in distribution network.

Key words:distribution network; capacitance current; signal injected method

中图分类号:TM727 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0073-04

0 引 言

随着城区配电网和农村配电网的不断发展,配电网中电力电缆的应用规模日益增长。一旦发生单相接地故障,故障点将流过很大的容性电流。过大的容性电流难以自熄,易导致弧光接地过电压,继而引发更加严重的两相短路。为确保接地电弧可靠熄灭,需要在 10 kV 接地变压器中性点(或变压器 35 kV 侧中性点)处加装消弧线圈,以补偿配电网容性电流。文献[1]规定,当 3~10 kV 钢筋混凝土或金属塔杆架空线构成的系统和所有 35 kV、66 kV 系统单相接地容性电流值>10 A,3~10 kV 电缆构成的系统容性电流值>30 A 时,应装设消弧线圈装置。

配电网是否需要装设消弧线圈?已安装的消弧线圈容量是否满足要求?准确地测量配电网的对地电容电流显得极为重要,能为消弧线圈容量的选择提供可靠依据。

配电网电容电流的测量方法可分为直接法和间

接法。直接法是用单向金属性接地,直接测量流过的电容电流。该方法具有一定的风险,在单相人工金属性接地电流形成期间,系统的非测量相若存在绝缘缺陷,易发生接地故障,就会导致不接地系统发生两相短路故障,对系统和操作人员都不安全,因而该方法很少使用^[2-3]。

间接测量电容电流的方法主要有中性点外加电容法、相角法、调谐法、异频电流注入法等。中性点外加电容法需要在测量系统中性点外加电容,主要适用于主变压器被测中性点有套管引出网络的电容电流测量,常用于 35 kV 系统。相角法以及调谐法适用于网络中有调匝式消弧线圈的系统。相角法测量原理是改变消弧线圈的分接头,测量相电压与中性点位移电压间的相角,从不同分头位置补偿电流与所测相角之间的关系来获取电网电容电流。

异频信号注入法是从 TV 的开口三角端注入幅值相同、频率不同的电流信号,测量开口三角端的电压,计算系统的电容电流值。这种测量方式根据不同的算法可分为双异频信号矢量法和三异频信号标

量法。

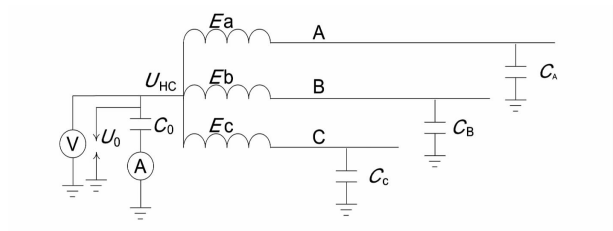


图 1 中性点外加电容法测量原理图

1 测量原理

1.1 双异频信号矢量法测量原理

双异频信号矢量法是从电磁式 TV 的开口三角端测量配电网电容电流。其测量原理如图 2 所示。

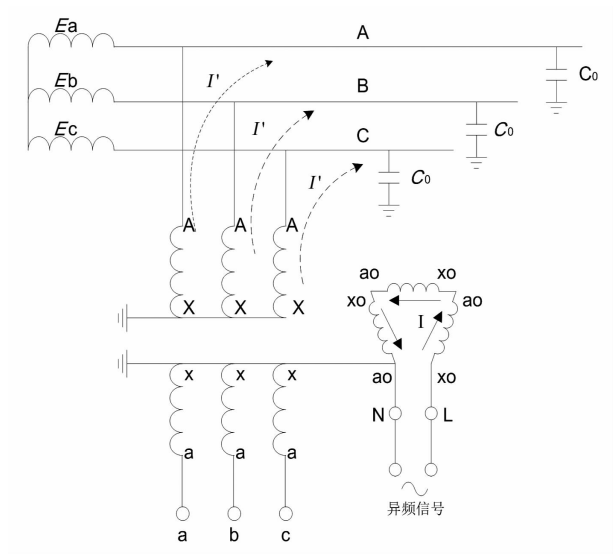


图 2 测量原理图

图 2 中,为避免工频干扰,从 TV 开口三角注入异频电流,这样在 TV 高压侧感应出按变比减小的电流,此电流为零序性电流,其在三相的大小相等且同向,因此在三相电源和负荷侧均不能流通,只能通过 TV 和对地电容形成回路。可将图 2 简化为如图 3 所示的物理模型。

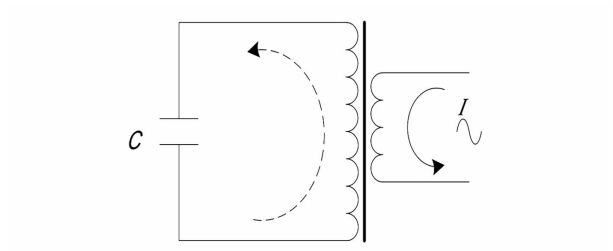


图 3 简化物理模型

根据图 3 中的物理模型建立数学表达式,通过检测测量电流、电压信号以及相位角,计算对地电容

C ,再根据公式 $I = \omega C U_{\theta}$ (U_{θ} 为被测系统的相电压) 计算配电网系统的电容电流。基于上述原理,将 TV 二次侧电路参数归算至高压侧,电路如图 4 所示。

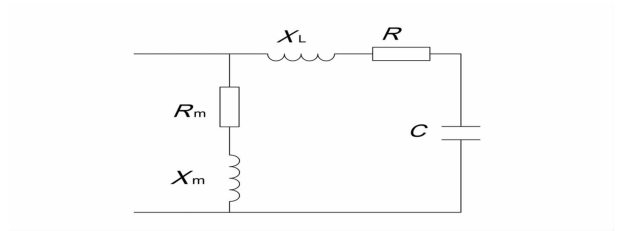


图 4 配电网电容电流测量等值电路

图 4 中, R_m 、 X_m 为励磁阻抗, R 、 X_L 分别为绕组电阻和漏抗, C 为电网单相对地电容。

对于一般的配电网其三相对地电容之和一般在 $1 \sim 150 \mu\text{F}$ 之间对应的工频阻抗为几千欧至几十欧远远小于电压互感器的励磁阻抗达兆欧级,因此电压互感器中的励磁电流可以忽略不计^[5]。当在 TV 二次开口三角形处注入异频电流信号时,TV 高压侧感应出零序性的异频电流 $\dot{I}_1$ 、 $\dot{I}_2$ 、 $\dot{I}_3$,配电网三相平衡时,有式(1)成立。

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3 = \dot{I}_0/n \tag{1}$$

式中: $\dot{I}_1$ 、 $\dot{I}_2$ 、 $\dot{I}_3$ 为 TV 高压侧三相感应异频电流; $\dot{I}_0$ 为 TV 二次侧注入电流。高压侧三相电流在 TV 与导线对地电容中产生的压降大致相同,即 $U_{A0} = U_{B0} = U_{C0}$,这时在 TV 开口三角端可测到零序电压 $\dot{U}_0$ 。图 4 中,由克希霍夫电压定律可得

$$\dot{U}_{A0} = \dot{U}_{B0} = \dot{U}_{C0} = \frac{\dot{I}_0}{n} [R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C})] \tag{2}$$

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0}}{n} = \frac{3\dot{I}_0 [R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C})]}{n^2} \tag{3}$$

$$\text{即 } \frac{\dot{U}_0}{\dot{I}_0} = 3 \times (\frac{1}{n})^2 [R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C})] \tag{4}$$

令 $Z = \frac{1}{3} \times n^2 \times \frac{\dot{U}_0}{\dot{I}_0}$, 则有

$$\omega_1 L - \frac{1}{\omega_1 C} = Z_1 \sin \theta_1 \tag{5}$$

$$\omega_2 L - \frac{1}{\omega_2 C} = Z_2 \sin \theta_2 \tag{6}$$

式中, θ 为测量电流信号与电压信号间的相位角。由式(5)及式(6)联立求解可得参数 C 。

1.2 关于电流信号频率的选择

电流频率的选择对测量结果的影响较大。当线

路对地电容较大时,其容抗 X_c 较小,若电流频率选择太大,则漏抗 X_L 将会远大于容抗 X_c 。该测量方法是通过计算整个串联回路的阻抗 Z 及其相角计算电容值,一旦漏抗 X_L 远大于容抗 X_c ,则测量的微小误差将导致电容值较大的计算误差,即从一个较大测量之中提取一个很小的量值很困难^[5]。反之,频率选取越低,越能增加容抗所占的比重,计算会趋于稳定。但频率选取太低,TV 励磁回路的影响就不能忽略。因此频率的选择因综合考虑以上两种因素。文献[6]通过模拟实验后选择了 12 Hz 和 180 Hz 高低频率相搭配的异频电流。

在开口三角形处注入大小均为 1 A,频率分别为 12 Hz、180 Hz 的异频电流 $\dot{I}_0$,同时在开口三角处测量零序电压 $\dot{U}_0$ 及其 $\dot{I}_0$ 间的相位角 θ_1 和 θ_2 ,计算阻抗 Z_1 、 Z_2 ,联立式(5)和式(6)求解 C (单相,μF)。

$$C = \frac{3 \times 10^6 (\frac{\omega_1}{\omega_2^2} - \frac{1}{\omega_1})}{n^2 (\frac{U_1}{I_0} \sin \theta_1 - \frac{\omega_1}{\omega_2} \frac{U_2}{I_0} \sin \theta_2)} \tag{7}$$

因而三相电容电流为

$$I_c = \frac{9 \times 10^6 \omega U_\theta (\frac{\omega_1}{\omega_2^2} - \frac{1}{\omega_1})}{n^2 (\frac{U_1}{I_0} \sin \theta_1 - \frac{\omega_1}{\omega_2} \frac{U_2}{I_0} \sin \theta_2)} \tag{8}$$

1.3 三异频信号法测量原理

该方法测量原理图以及接线图与双频法一样,区别在于算法。三异频信号法是在 TV 开口三角端注入 3 个等幅值的异频电流信号,再测量开口三角端对应的电压值,由式(4)建立 3 个方程,从而求解 R 、 L 、 C 3 个未知数。该方法不必测量电压与电流间的相位角,因而亦称标量法。计算电容表达式^[2]为

$$C = \left[\frac{(Z_2^2 - Z_1^2)\omega_3^2 + (Z_1^2 - Z_3^2)\omega_2^2 + (Z_3^2 - Z_2^2)\omega_1^2}{\frac{\omega_3^2 - \omega_1^2}{\omega_2^2} + \frac{\omega_1^2 - \omega_2^2}{\omega_3^2} + \frac{\omega_2^2 - \omega_3^2}{\omega_1^2}} \right]^{-\frac{1}{2}} \tag{9}$$

2 接线方式

电容测量仪控制面板中的接线方式设置应与实际 TV 组的接线方式相符合,否则对测量结果影响很大。目前配电网中最常见的 TV 接线为 3TV 和 4TV 接线方式,这里主要介绍 3TV 接线方式,4TV

接线方式在测量时,可改成 3TV 接线方式后进行测量。3TV 接线方式可分为 N 接地方式和 b 相接地,分别如图 5 和图 6 所示。

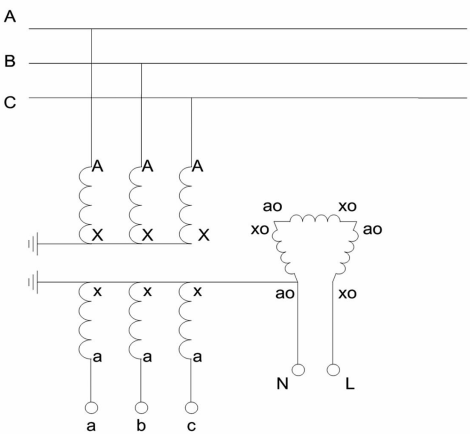


图 5 N 接地方式

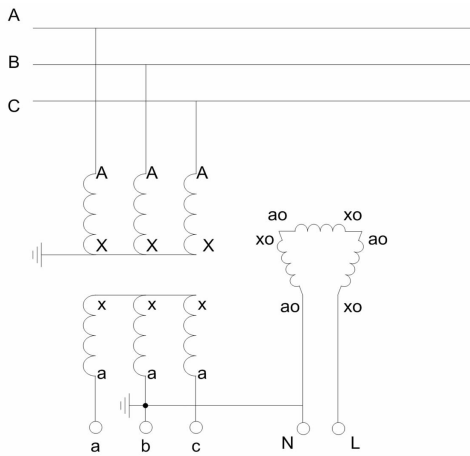


图 6 b 相接地方式

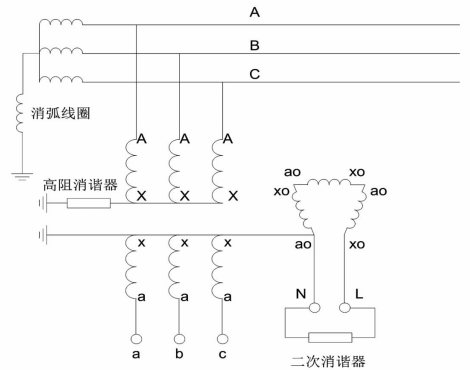


图 7 配电网中常见的 3TV 接线方式

另外,配电网系统中一般装设有消弧线圈,TV 高压侧中性点接有高阻消谐器,TV 开口三角接有二次消谐装置等,如图 7 所示。因此,基于前述异频电流法测量电容电流原理,在测量时,必须将实际运行方式转为图 5 或图 6 所示的方式,若 TV 二次并列

运行,须将其改为单独运行。

测量前应断开所测量变电站与其他变电站的配电网联络线,否则测量值将是整个环网的电容电流值;并且对侧变电站运行的消弧线圈也会对测量产生严重影响。

3 现场实测及分析

采用双异频信号矢量法测量原理,仪器型号为 HCDR-Ⅲ,对国网广元供电公司所辖 110 kV 南河变电站的 10 kV 配电网、110 kV 卫子变电站的 35 kV 环网进行了电容电流测量。110 kV 卫子变电站测量数据如表 1 所示。110 kV 南河变电站在测量电容电流之前断开了与其他变电站 10 kV 系统间的联系,并且拉开了 10 kV 1 号、2 号消弧线圈。在 10 kV I 段 TV 二次开口三角形对应的端子处加测量信号,得到 10 kV 配电网电容电流总值。拉开分段开关,测量 10 kV I 段电容电流值。测量数据如表 2 所示。

表 1 110 kV 卫子变电站 35 kV 配电网
电容电流测量数据

测量范围	电容量 C/ μ F	电容电流/A	自动跟踪消弧补偿 装置测量值/A
35 kV 系统	4.70	29.86	23

表 2 110 kV 南河变电站 10 kV 配电网
电容电流测量数据

测量范围	电容量 C/ μ F	电容电流/A	自动跟踪消弧补偿 装置测量值/A
10 kV 系统	57.14	103.64	96.4
10 kV I 段	30.61	56.53	—

现场试验中,若未退出 TV 一次侧高阻消谐器以及消弧线圈将会对测量结果造成严重影响。表 3 为未退出消弧线圈和 TV 一次侧高阻消谐器时,110 kV 南河变电站 10 kV 配电网电容电流测量数据。

表 3 TV 一次侧高阻消谐器、消弧线圈
对测量结果的影响

未退出运行的设备	实测值	
	电容量 C/ μ F	电容电流/A
消弧线圈	198.14	359.38
TV 一次侧高阻消谐器	0.18	0.33

由图 2 知,若 TV 一次侧高阻消谐器未退出运行(在实际操作中需将 TV 退出运行后,将高阻消谐器退出),感应电流无法形成回路,因而测量值很小以致测量值无效。消弧线圈未退出运行时,感应电流会经消弧线圈流入大地,因而测量结果也无效。式(3)表明采用双异频信号矢量法测量原理测量配电网电容电流,要求系统三相平衡,否则将导致测量结果存在一定误差。

4 结 论

1)消弧线圈和 TV 一次侧高阻消谐器的运行对 10 kV 配电网电容电流影响较大。退出 TV 一次侧高阻消谐器时,由于涉及到一次设备,应对需要加异频信号的 TV 设备停电,并且切实做好相应的安全措施。

2)异频信号注入法相对直接法较安全,现场操作简单、快捷。若在 TV 的停电试验中,注意到 TV 一次侧无高阻消谐器,则测量电容电流时,直接在该组 TV 进行试验,无需对 TV 进行停电,可极大地简化试验流程。

参 考 文 献

[1] DL/T 308-2012,中心点不接地系统电容电流测量规程[S].

[2] 刘力,孙结中. 一种测量配电网电容电流的新方法[J]. 电网技术,2001,25(5):63-65.

[3] 要焕年,曹梅月. 电力系统谐振接地[M]. 北京:中国电力出版社,2000.

[4] 赵正军,姜新宇. 信号注入法在配电网电容电流测量中的研究[J]. 广东电力,2004,17(6):25-28.

[5] 田建设,韦良,李天旭. 基于改进信号注入法的配电网电容电流测量[J]. 广东电力,2008,21(7):28-31.

[6] 马强,徐玉琴. 基于注入信号法的电容电流测量技术的研究[C]. 中国高等学校电力系统及其自动化专业第二十二届学术年会,2006.

作者简介:

孙建林(1983),工程师、硕士,主要从事电气试验工作。

(收稿日期:2015-09-30)

配电网接纳分布式电源能力分析

吴 骏

(国网无锡供电公司,江苏 无锡 214061)

摘 要:分布式电源接入配电网会对系统的运行和可靠性产生重要影响,接入方式不当会影响到电网的安全运行。为了分析配电网接入分布式电源的容量的限制条件,考虑配电网不同的运行条件和方式,总结限制分布式电源接入的各种因素,提出一种结合静态安全限制因素定量计算和动态安全限制因素仿真校验的确定分布式电源准入容量工程化方法,通过算例的分析与计算表明该方法能够满足各种运行方式下配电网对分布式电源的接纳能力分析计算,在实际电网运行中具有较强的应用性。

关键词:分布式电源;配电网;接纳能力;准入容量;算法

Abstract: The integration of distributed generation with distribution network will have important influence on the operation and reliability of the system, and the unreasonable integration may bring bad effect on the safe operation of power grid. In order to analyze the restrictive condition for the penetration level of distributed generation when integrated with distribution network, considering the different operating condition and modes of distribution network, the various factors which limit the integration of distributed generation are summarized. Then a method to determine the maximum penetration level of distributed generation is proposed based on the quantitative calculation of static safety limiting factor and the simulation verification of dynamic safety limiting factor. The calculation analysis shows that the proposed method can satisfy the analysis and calculation of acceptable capacity of distribution network when integrated with distributed generation under various operating condition, which has a strong applicability in the actual operation of power grid.

Key words: distributed generation (DG); distribution network; acceptable capacity; maximum penetration level; algorithm

中图分类号:TM712 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0077-05

0 引 言

随着能源需求和环境保护的压力越来越大,分布式电源得到了快速发展,分布式电源一般是指接近负荷、装机容量小、接入中低压配电网的小型电源,包括分布式电源和储能。分布式发电装置根据利用一次能源的形式不同,可分为热电冷联产发电、内燃机组发电、燃气轮机发电等利用清洁能源发电的单元和小型水电、风电、光伏发电、生物质能等利用可再生能源发电的单元。合理的分布式发电容量可以增加配电网的可靠性,降低线路损耗,支撑电压和改进负荷功率因数等,但分布式电源无限度地接入系统也会影响电力系统的安全运行^[1,3]。因此随着分布式电源的进一步发展,给定配电网接纳分布式电源的容量已成为电网规划和运行过程中十分关心的问题。

配电网接纳分布式电源的能力是指在一定技术指标约束的前提下,配电网系统所能接受的分布式电源的最大容量。根据配电网运行的不同约束条件,分布式电源准入容量确定的算法和模型较多。分布式电源接入电网对电网的电压分布、潮流和功率因素等造成影响,这些因素成为制约准入容量的约束条件,文献[4]基于电力系统静态安全约束建立了分布式电源准入容量的数学模型并提出了双层优化模型和相应的优化求解算法,文献[5]提出以接入点处过电压作为限制分布式光伏电源实际接入峰值容量的约束条件。文献[6-7]以负荷和分布式光伏电源引起的电压偏差和电压波动为约束条件的分布式光伏电源接入容量极限计算模型,推导了6种典型工况下的安全接入的容量限值。文献[8]基于静态负荷模型,以电压不越限、线路载流量和准入容量为约束条件,以网损最小为目标函数,建立了分布式电源的最优布置函数关系。文献[9]基于线

损最小为约束条件得到了分布式电源注入容量与接入位置之间关系的公式。文献[10]从投资费用、网损、电压指标 3 个主要技术指标建立分布式电源(distributed generation, DG)选址优化多目标计算模型,提出基于熵和距离的多目标粒子群(DEMPSO)算法和模糊多权重(FMW)技术,通过 DEMPSO 算法找到 DG 接入配电网的可行方案。文献[11]以潮流分布、电压分布、电能质量等为限制条件提出配电网改造目标,利用层次分析法从分布式光伏能接入、能消纳、能稳定方面提出了电网改造措施。文献[12]提出了一种主动配电网规划-运行联合优化模型。文献[13]基于容量渗透率分析了配网在最小负荷限制下光伏并网的容量渗透率极限。文献[14]研究了分布式电源接入配电网将对配电网的短路电流水平产生的影响。文献[15]分析和对比了北美、欧洲和中国具有代表性的分布式电源并网标准。以上的这些研究主要偏重于分布式能源接入对配网影响某些方面,其应用范围受到一定的限制。下面提出一种具有普遍性的分布式电源准入容量的分析方法,能够满足各种运行方式下配电网对分布式电源的接纳能力分析计算,在实际电网运行中具有较强的应用性。

1 分布式电源接入系统原则

1.1 分布式电源对系统影响

分布式电源接入配电网使系统从放射状无源网络变为遍布负荷和中小型电源的有源网络,这将对系统的潮流分布、继电保护、网络损耗、电能质量、电网可靠性以及电网调度均产生重要影响^[1,4]。

分布式电源使配电网结构和潮流发生变化,当配电网发生故障时,传统的三段式电流保护加装自动重合闸装置的保护系统面临如下问题:1)分布式电源提供的短路电流与原系统提供的短路电流叠加,将增大故障电流,故障线路原保护整定值的保护范围增大,可能造成相邻线路段电流保护的失配和误动;2)非故障线路流过分布式电源提供的反向短路电流,如果非故障线路电流保护无方向闭锁装置,短路电流超过速断保护整定值就会触发保护动作,切除非故障线路扩大停电范围;3)分布式电源的存在可能产生非同期重合闸和故障点电弧重燃的问题,造成瞬时故障重合闸失败进而转化为永久故障。

表 1 分布式电源短路电流

分布式电源	接口类型	短路电流(额定电流%)
太阳能发电、燃料电池、储能装置等	换流器	(100~400)%,持续时间由控制器设置决定
风力发电机	异步发电机	初始几个周波内(500~1000)%,10个周波内衰减至可忽略量
微型燃气轮机	同步发电机	初始几个周波内(500~1000)%,衰减至(200~400)%

此外,分布式电源对系统影响较为突出的是电能质量问题:1)分布式电源会改变配电网的潮流分布,其无功电压特性各不相同,从而使相关节点的电压偏差与原配电系统有很大差异;2)风电及光伏电站出力的间歇性和波动性,以及切换操作运行方式引起的电压波动和闪变;3)分布式电源采用各种换流设备,如整流器、逆变器等开关设备,其工作过程中会产生一定的谐波电流,属于系统中电子开关类谐波源。

1.2 分布式电源准入容量限制因素

分布式电源接入系统后需要有效出力,保证发电负荷的功率平衡以及电网安全稳定,准入容量的约束条件从技术方面可分为静态安全限制和暂态安全限制两类。

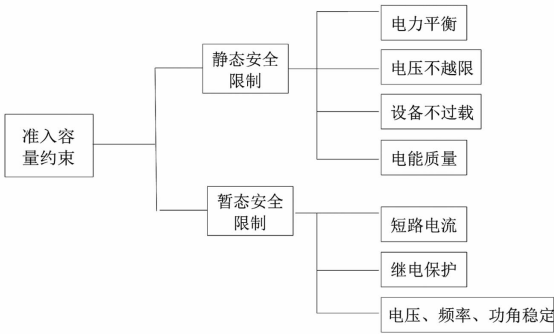


图 1 分布式电源准入容量限制条件

静态安全限制条件主要考虑分布式电源接入后,系统负荷电源充足、相关节点电压不越限、输变电设备不过载、电能质量问题不超标等方面;动态安全限制条件主要考虑接入分布式电源的配电网发生故障时,短路电流不超过开关设备的开断容量,继电保护能够正确动作切除故障,系统功角、电压和频率都能够迅速恢复正常水平。

1.3 分布式电源接入条件

国内外标准对分布式电源的接入系统也有相关技术要求^[15-16],其中《分布式电源接入电网技术规

定》Q/GDW 480-2010 规定了如下接入原则^[16]:1) 并网点的确定原则为电源并入电网后能有效输送电力并且能确保电网的安全稳定运行;2) 当公共连接点处并入一个以上的电源时,应总体考虑它们的影响。分布式电源总容量原则上不宜超过上一级变压器供电区域内最大负荷的 25%;3) 分布式电源并网点的短路电流与分布式电源额定电流之比不宜低于 10;4) 分布式电源接入电压等级宜按照:200 kW 及以下分布式电源接入 380 V 电压等级电网;200 kW 以上分布式电源接入 10 kV(6 kV)及以上电压等级电网。经过技术经济比较,分布式电源采用低一电压等级接入优于高一电压等级接入时,可采用低一电压等级接入。

配电网接纳分布式电源的最大容量需要满足标准要求的同时,满足上述各类约束条件,才能保证系统安全稳定运行。

2 分布式电源接纳能力分析

如前分析,分布式电源的准入容量受到多种条件限制,其中有些限制因素可以通过外界措施减弱或消除,比如电压限制可以通过安装调压装置减小分布式电源引起的电压偏差,继电保护可以通过调整动作整定值和增加方向元件来满足分布式电源接入后的适应性。根据工程实践,静态安全限制因素中“设备不过载”便于量化,因此以此为入口计算分布式电源准入容量。

另外,不同的配电网运行条件和运行方式存在差别,如有的配电网的上下网负荷不受限制,有的配电网的上级电源功率受限,这些对确定分布式电源的准入容量带来了复杂性,需要分类研究。

2.1 上级电源功率不受限的配电网

对于上级电源功率不受限的配电网,高压变电站上下网负荷只受到输变电设备容量的限制,配电网的电力盈余和缺额由主网调节;同时需要保证分布式电源接入后的短路电流不超过流经线路的热稳极限,以及开关设备的开断容量;电能质量和暂态稳定是否满足要求可以通过仿真计算校验。分析流程如下。

图 2 中, S_i 为分布式电源准入容量; S_{Li} 为分布式电源上网经过的第 i 条线路输送容量, S_{Tj} 为分布式电源上网经过的第 j 台变压器变电容量, $i,j=1,2,3\cdots$; P_s 为输变电设备传输系统功率保留容量;

S_{g*} 为不考虑电源功率受限的分布式电源准入容量。

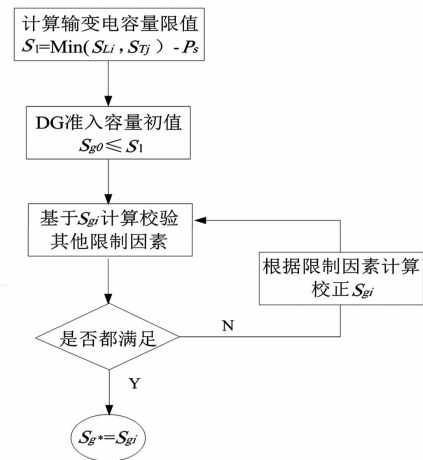


图 2 分布式电源准入容量分析流程

2.2 上级电源功率受限的配电网

有些配电网系统的上级电源或与主网联络线路的交换功率受限,可调范围很小,这种情况下的配电网类似独立系统,负荷功率需要自给自足就地平衡,这就需要考虑系统调峰能力的限制。

分布式电源准入容量的确定除了需要考虑输变电设备容量、线路的热稳极限以及开关设备的开断容量之外,还需要分析配电网的负荷特性和分布式电源的出力特性,计算系统的等效峰谷差,保证配电网系统的调频容量不小于等效峰谷差。

系统等效峰谷差

$$\begin{aligned} \Delta L_{eq} &= \max(L_t - P_t) - \min(L_t - P_t) \\ &\leq (L_{\max} - P_{\min}) - (L_{\min} - P_{\max}) = \Delta L + \Delta P \end{aligned} \quad (1)$$

式中: ΔP 为分布式电源出力变化范围; ΔL 为系统负荷峰谷差; ΔL_{eq} 为系统等效峰谷差; L_t 、 P_t 分别为某一时刻系统负荷和分布式电源功率; $L_{\max}$ 、 $L_{\min}$ 和 $P_{\max}$ 、 $P_{\min}$ 分别为负荷和分布式电源出力的最大、最小值。

分布式电源准入容量

$$\eta S_{dg} \leq S_{ps} - \Delta L_{eq} \quad (2)$$

$$S_{dg} \leq S_{g*} \quad (3)$$

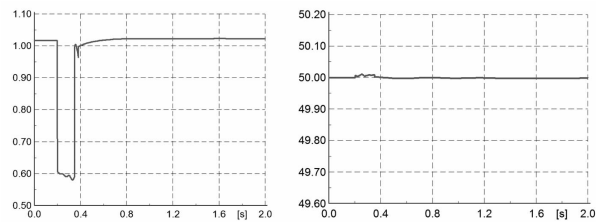
式中: S_{dg} 为分布式电源准入容量; η 为考虑分布式电源转换效率和同时率的出力系数,一般为 0.8 左右; S_{ps} 为系统的调频容量。

最后仿真计算校验电能质量和暂态稳定是否满足要求。

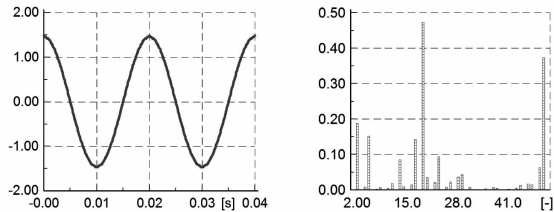
3 案例分析

某市一园区电网结构示意图如图 3 所示,110 kV

根据上述分析结果,校验分布式电源接入系统的短路电流、稳定性和电能质量。仿真计算分布式电源接入线路三相短路故障,系统电压和频率如图4所示,故障后都能迅速恢复稳定;10 kV 母线短路电流为9 kA,不超过25 kA 校验值。



校验分布式电源接入系统的电能质量,各项指标均符合国标限值标准,系统谐波如图 5 所示。



- [1] 于建成,迟福建,徐科,等. 分布式电源接入对电网的影响分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2012,24(1):138-141.
- [2] 陈海焱,段献忠,陈金富. 分布式发电对配网静态电压稳定性的影响[J]. 电网技术,2006,30(19):27-30.
- [3] 张立梅,唐巍,赵云军,等. 分布式发电接入配电网后对系统电压及损耗的影响分析[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(5):91-96.
- [4] 夏成军,崔弘,王强,等. 考虑静态安全约束的分布式电源准入容量计算[J]. 电网技术,2009,33(16):96-100.
- [5] 范元亮,赵波,江全元,等. 过电压限制下分布式光伏电源最大允许接入峰值容量的计算[J]. 电力系统自动化,2012,36(17):40-44.

[6] 黄炜,刘健,魏昊焜,等. 分布式光伏电源极端可接入容量极限研究[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(3):22-28.

[7] 刘健,黄炜. 分布式光伏电源与负荷分布接近条件下的可接入容量分析[J]. 电网技术,2015,39(2):299-306.

[8] 文升,顾洁,程浩忠,等. 分布式电源的准入容量与优化布置的实用方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(10):109-114.

[9] 钟嘉庆,叶治格,卢志刚. 分布式发电注入容量与接入位置的优化配置分析[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(7):50-55.

[10] 栗然,马慧卓,祝晋尧,等. 分布式电源接入配电网多目标优化规划[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):6-13.

[11] 孙芊,王倩,杨利萍,等. 针对分布式光伏接入的配电网改造方法[J]. 电力系统及其自动化学报,2014,26(5):60-65.

[12] 沈欣炜,朱守真,郑竞宏,等. 考虑分布式电源及储能配合的主动配电网规划-运行联合优化[J]. 电网技术,2015,39(7):1913-1920.

[13] 赵波,张雪松,洪博文. 大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J]. 电力自动化设备,2012,32(8):95-100.

[14] 杨杉,同向前,刘健,等. 含分布式电源配电网的短路电流计算方法研究[J]. 电网技术,2015,07:1977-1982.

[15] 鲍薇,胡学浩,何国庆,等. 分布式电源并网标准研究[J]. 电网技术,2012,36(11):46-52.

[16] Q/GDW 480-2010. 分布式电源接入电网技术规定[S].

作者简介:
吴 骏(1966),高级工程师,长期从事电网管理、规划、基建工作。

(收稿日期:2015-09-15)

(上接第 53 页)

```
##### 09 GOOSE-Ed2 (站控层GOOSE测试第二版) #####
< TestCase_Gop5 >
TestCase_Gop5
返回值 1 !
===== 09 GOOSE-Ed2 (站控层GOOSE测试第二版) 结束 =====

##### 09 GOOSE-Ed2 (站控层GOOSE测试第二版) #####
< TestCase_GosN1 >
TestCase_GosN1
Missing GOOSE message
开始时间: 08-18 12:31:14
*****

goose文本初始化成功!

设置stnum为:1 Snum为:1
正在发送报文, 请等待 6 秒...

设置stnum为:2 Snum为:1
正在发送报文, 请等待 6 秒...

退出goose发送
结束时间: 08-18 12:31:46
返回值 1 !
===== 09 GOOSE-Ed2 (站控层GOOSE测试第二版) 结束 =====
```

图 5 站控层 GOOSE 测试

操作的重要保障。基于闭环的一致性测试能够在保证测试可靠性和稳定性的基础上大幅提高测试效率;一致性测试硬件平台的引入,可以使得针对智能变电站的 IEC 61850 一致性测试更加全面和接近真实工况,能够进一步提升一致性测试的可靠性和效率。这一改进能够促进智能变电站在中国的发展以及 IEC 61850 标准在中国的推行,为智能电网在中国的发展奠定坚实的基础。

参 考 文 献

[1] 崔厚坤,汤效军,梁志成,等. IEC 61850 一致性测试研究[J]. 电力系统自动化,2006,30(8):80-83.

[2] Tan J, Zhang C, Bo Z. The Importance of IEC 61850 Interoperability Testing [C]. Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, UPEC 43rd International, IEEE, 2008:1-5.

[3] 王德文,阎春雨,毕建刚,等. 变电设备在线监测系统中 IEC 61850 的一致性测试 [J]. 电力系统自动化,2013,2(19):79-85.

[4] 王伊晓,刘东,陆一鸣,等. IEC 61968 消息一致性测试方法研究与实现[J]. 电网技术,2014,38(10):2802-2809.

[5] 韩国政,徐丙垠,吕广宪,等. 基于 IEC 61850 的配网自动化通信技术研究[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(2):62-66.

[6] 辛耀中,王永福,任雁铭. 中国 IEC 61850 研发及互操作试验情况综述[J]. 电力系统自动化,2007,31(12):1-6.

(收稿日期:2015-11-27)

3 结 语

一致性测试是智能变电站内部智能电子设备互

燃气轮发电机组液压盘车系统的调试研究

任彦,李磊,左川

(华北电力科学研究院有限责任公司,北京 100045)

摘要:就国内某电厂 SGT5-4000F 燃气轮发电机组液压盘车系统的调试工作,对燃气轮发电机组液压盘车系统的基本原理、调试内容以及在调试过程中遇到的问题及解决办法加以介绍,为今后燃气轮发电机组液压盘车系统的调试提供借鉴与参考。

关键词:燃气轮发电机组;液压盘车;转速

Abstract:According to the commissioning of hydraulic turning gear system of SGT5-4000F gas-turbine generator in a domestic power plant, the basic principle and commissioning contents of hydraulic turning gear system in this gas-turbine generator are introduced as well as the problems encountered during commissioning and the corresponding solutions, which can provide a reference for the future commissioning of hydraulic turning gear system in other gas-turbine generators.

Key words:gas-turbine generator; hydraulic turning gear; rotating speed

中图分类号:TK414.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2016)01-0082-05

燃气轮机液压盘车装置是燃气轮机发电机组启动前及停机后带动轴系旋转的驱动装置。燃气轮机液压盘车装置位于燃机压气机轴承座端盖外侧,由外壳、液压马达、液压油缸、压缩弹簧、齿轮组、枢轴臂、电磁阀、限位开关和转速传感器等部件组成,使用顶轴油作为动力源。液压马达将油压力转换为扭矩,带动主动齿轮旋转。从动齿轮安装在枢轴臂上,与主动齿轮啮合。枢轴臂可通过液压油缸或压缩弹簧的驱动往复摆动,使从动齿轮与主轴齿圈处于啮合、脱开状态,并通过限位开关反映出来^[1]。

燃气轮机盘车装置主要有如下作用^[2-4]:1)燃气轮发电机组冲转前盘车,使转子连续转动,消除因转子静置导致的非永久性弯曲,并同时检查动静部分是否存在摩擦;2)燃气轮发电机组的启动程序依次为盘车、冷拖、点火。燃气轮发电机组冷拖必须在燃气轮机盘车的基础上进行。燃气轮机一旦进入冷拖状态或者转速高于盘车转速,盘车装置必须及时自动脱开;3)燃气轮发电机组停运时盘车,可以保证燃气轮机均匀的冷却,防止缸体变形和转子弯曲。

1 燃气轮发电机组液压盘车系统简介

某电厂“二拖一”SGT5-4000F 燃气轮发电机组,包含 2 台 SGT5-4000F 燃气轮发电机组,2 台

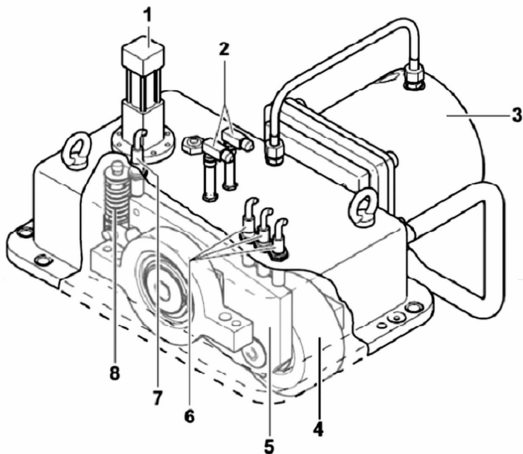
UG-SCC5-4000F-R 余热锅炉和 1 台 LZC(B)278.8-12.9/0.4/548/540 汽轮发电机组^[5]。其中燃气轮发电机组液压盘车系统的调试,是燃气轮机调试过程中至关重要的一项工作。

针对燃气轮发电机组液压盘车系统的具体调试内容进行简要介绍,并就调试过程中遇到的实际问题以及解决办法加以论述,加深对燃气轮发电机组液压盘车系统调试工作的认识和熟练操作,为今后该项工作的进展提供参考和借鉴。

1.1 液压盘车装置简介

燃气轮机液压盘车装置结构如图 1 所示:液压油缸(1)通过枢轴臂(5)推动枢轴齿轮(4)与中间轴上的传动齿轮啮合。枢轴齿轮和传动齿轮的完全啮合由限位开关(7)指示(啮合信号)。液压马达的驱动力通过驱动装置和枢轴齿轮传递到转轴上。速度传感器(2)测量枢轴齿轮的转速。随着转子的转动,枢轴上的齿轮(4)被挤压到固定在中间轴的齿轮环上,它们仍旧保持啮合。然而,如果燃气轮机启动,安装在枢轴上的小齿轮(4)被燃气轮机驱动。这种情况下,齿上所受到的力使小齿轮(4)从它的啮合位置上挤压出来。对液压缸(1)供油中断,此时由于弹簧(8)的作用安装在枢轴上的小齿轮从啮合位置退出。如果枢轴臂退出啮合位置,限位开关(6)发出“退出啮合”的信号。3 个限位开关为冗余

设置,确保安全^[6]。



1- 液压油缸; 2- 速度传感器; 3- 液压马达;
4- 枢轴齿轮; 5- 枢轴臂; 6- 限位开关 (信号“退出啮合”);
7- 限位开关 (信号“啮合”); 8- 弹簧

图 1 燃气轮机盘车装置外形图

燃气轮机盘车装置的运行状态有以下 3 种:

1) 静止状态自动启动: 枢轴齿轮被推动到啮合位置。如果小齿轮上的齿与齿圈上的齿尚未啮合, 液压马达带动枢轴小齿轮低速转动。在完全啮合后限位开关发出啮合信号。此后, 液压马达满功率启动, 转子被加速到盘车转速。

2) 燃气轮机减速滑行时的自动盘车: 当转子达到指定的转速时 (大约为盘车速度的 2 倍), 控制装置启动液压马达。控制器比较枢轴齿轮和传动齿轮的转速。在此期间, 安装在枢轴上的枢轴齿轮处在“锁定”位置。当达到盘车速度时, 液压油缸推动枢轴齿轮啮合。盘车装置带动转子以盘车速度转动。

3) 关闭盘车装置: 控制装置中断液压油缸的供油。枢轴上的小齿轮退出啮合位置。限位开关发出“退出啮合”信号。液压马达关闭。

1.2 液压盘车控制模块简介

燃气轮发电机组液压盘车系统要实现三大功能^[7]。第一, 驱动盘车装置带动燃气轮机转子由静止状态升速至盘车稳定转速, 维持于 2 Hz。第二, 在燃气轮机转子转速高于盘车装置齿轮转速时, 盘车装置能够及时脱开并降至零转速。第三, 在燃气轮机转子由高速状态惰走时, 盘车装置能够及时启动并啮合转子至成功盘车。

燃气轮发电机组的液压盘车控制模块就是为实现上述功能而开发的。盘车控制模块是一个整体的阀块, 通过控制系统可以调节盘车齿轮的啮合与盘

车马达的转速。盘车控制模块的油源, 一路取自润滑油, 一路取自顶轴油。如图 2 所示, 液压盘车控制模块, 包括盘车啮合油管路和盘车动力油管路。盘车啮合油管路, 含有啮合电磁阀 1(1) 和啮合电磁阀 2(2)。盘车动力油管路, 含有动力油电磁阀组(3)、动力油溢油阀(4)、动力控制油溢油阀(5)、动力控制油电磁阀组(6)、动力控制油针型阀组 1(7) 和动力控制油针型阀组 2(8)、润滑油供油逆止阀(9)。另外, 在盘车控制模块外, 啮合油管路上有 1 个手动流量控制阀(10), 动力油管路上有 1 个手动截止阀(11)。

当液压盘车控制模块的电磁阀都不带电时, 啮合油管路和动力油管路均隔离顶轴油供油, 只有润滑油一路供盘车装置, 供润滑齿轮的作用。当啮合电磁阀 1 和电磁阀 2 打开时, 顶轴油供至盘车啮合液压缸, 推动枢轴臂上带动盘车装置的从动齿轮与转子齿圈啮合; 当盘车动力油电磁阀组带电打开时, 顶轴油再经过动力油溢油阀, 供至盘车主动齿轮, 推动主动齿轮做功。而另外有一路顶轴油, 通过动力控制油溢油阀、动力控制油电磁阀组、以及动力控制油针型阀组 1 和针形阀 2, 去控制供盘车主动齿轮的顶轴油量, 从而调节液压盘车装置的做功能力, 最终调节的是燃气轮发电机组转子转速。

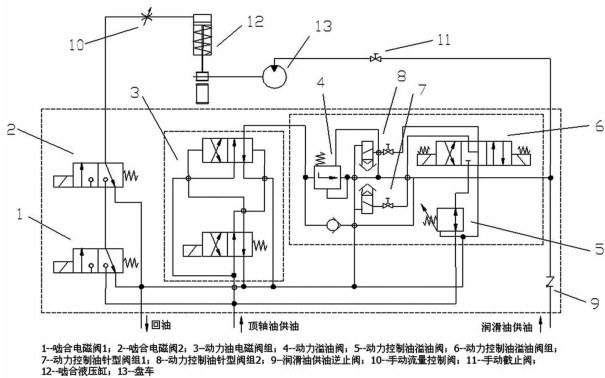


图 2 燃气轮机液压盘车控制模块系统图

2 2 号燃气轮发电机组液压盘车系统的调试步骤

该电厂“二拖一”SGT5 - 4000F 燃气轮发电机组包含 2 台燃气轮发电机组和 2 套液压盘车装置, 2 套液压盘车装置分别拖动对应的 2 台燃气轮发电机组。现暂且用 2 号燃气轮发电机组液压盘车系统的调试为例介绍, 1 号燃气轮发电机组液压盘车系统的调试步骤类似。

2.1 燃气轮发电机组液压盘车系统调试前的准备工作

热工专业:1)检查 2 号燃气轮发电机组盘车顺控的逻辑是否完整,且具备顺控启动条件;2)燃气轮发电机组本体测点均传动正常,例如瓦温、瓦振、轴振等。

机务专业:1)闭式冷却水系统正常投入,且闭式冷却水泵投联锁。闭式水系统母管压力正常,管路无泄漏等。2)润滑油系统、顶轴油系统、液压间隙优化系统(hydraulic clearance optimization,HCO)系统正常投入。交流润滑油泵投联锁,且润滑油压正常,直流润滑油泵送电并置远方工作位;顶轴油泵投联锁,且顶轴油压正常;HCO 系统启动正常,且燃气轮机由 HCO 系统推至辅推位。3)发电机密封油系统正常投入,密封油油氢差压和空氢侧密封油差压均正常,空侧交流密封油泵投联锁、氢侧交流密封油泵投联锁且空侧直流密封油泵送电并置远方工作位。4)燃气轮机压气机进气挡板门全开。这是因为燃气轮发电机组盘车期间,会形成一定的空气通流。

若燃气轮发电机组盘车期间出现以下情况之一,应立即停止检查:1)若润滑油、顶轴油系统发生异常,如油压过低、油管或法兰连接处胀开,系统漏油时;2)发电机密封油系统发生异常,如油氢差压过低、发电机消油箱液位过高;3)盘车期间,燃气轮发电机组动静摩擦检查时,就地发现异音;4)盘车期间,燃气轮发电机组本体参数异常,如瓦温、瓦振、轴振等偏高。

2.2 燃气轮发电机组液压盘车系统的调试过程

燃气轮发电机组液压盘车系统的调试,总体分为两部分:静态调试和动态调试。

静态调试盘车控制模块过程如下:1)盘车啮合油一路管道排油放气。启动润滑油泵,顶轴油泵。解开啮合油管路至盘车装置处锁母,先将啮合电磁阀 1 和电磁阀 2 打开,手动调节流量控制阀,排油放气直至无气体排出。恢复啮合油管路。2)试验啮合信号:盘车装置上有 3 个灯表示啮合脱开,1 个灯表示啮合到位。对应远方的脱开和啮合信号。试验完后关闭啮合电磁阀 1 和电磁阀 2。3)盘车动力油一路调试:打开动力油一路的手动截止阀,从远方 TCS 画面可以观察到盘车转速(较低),此时应为润滑油一路供油至盘车装置,从而证实润滑油至盘车供油一路畅通。之后,将动力油电磁阀组打开,再将

动力控制油电磁阀组调至全开状态,盘车齿轮转速上升至额定转速。调试完毕,恢复至初始状态。

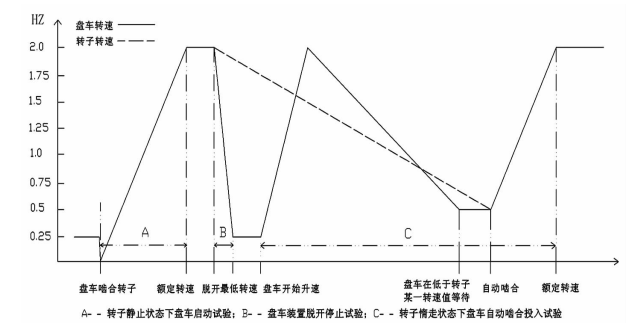


图 3 动态调试下的盘车转速和燃气轮机转子转速示意图

动态调试盘车控制模块,实现 1.1 节中所述的液压盘车装置的 3 种运行状态。调试过程中的盘车转速和燃气轮机转子转速示意图,见图 3。1)燃气轮发电机组转子静止状态下,液压盘车装置启动试验。首先,手动盘动转子,确认无卡涩;之后,打开盘车啮合油一路的手动流量控制阀和动力油供油一路的手动截止阀,盘车齿轮在润滑油供油的作用下达到低转速 0.25 Hz;其次,投入盘车启顺控,啮合电磁阀 1 和电磁阀 2 先带电打开,啮合信号来,同时盘车齿轮降至零转速;然后动力油电磁阀组带电打开,动力控制油电磁阀组也带电打开直至全开位。随着动力控制油电磁阀组的打开,盘车带动转子升速至额定转速 2.0 Hz。2)液压盘车装置脱开停止试验。投入盘车停顺控,首先啮合电磁阀 1 和电磁阀 2 失电关闭,盘车脱开信号来。然后动力油电磁阀组失电关闭,顶轴油截断后,盘车转速迅速下降至低转速 0.25 Hz(盘车脱开后,润滑油通过供油逆止门至盘车装置,故盘车齿轮仍有低转速),而燃气轮发电机组转子则进入惰走阶段。3)转子惰走的情况下,液压盘车装置自动啮合投入试验。在上一步盘车脱开之后转子惰走的过程中,投入盘车启顺控,盘车动力油电磁阀组先带电打开,盘车齿轮转速迅速上升至额定转速 2.0 Hz;之后,控制系统通过伺服卡,不断地比较盘车齿轮转速和转子转速,自动调节盘车转速在低于转子转速的某一值等待;直到两者转速一致,盘车啮合电磁阀 1 和电磁阀 2 打开,盘车装置啮合转子齿轮;然后动力控制油电磁阀组全开,液压盘车装置带动转子升至额定转速。

3 2 号燃气轮发电机组液压盘车系统调试过程中遇到的问题

在上面所述的燃气轮发电机组液压盘车系统的

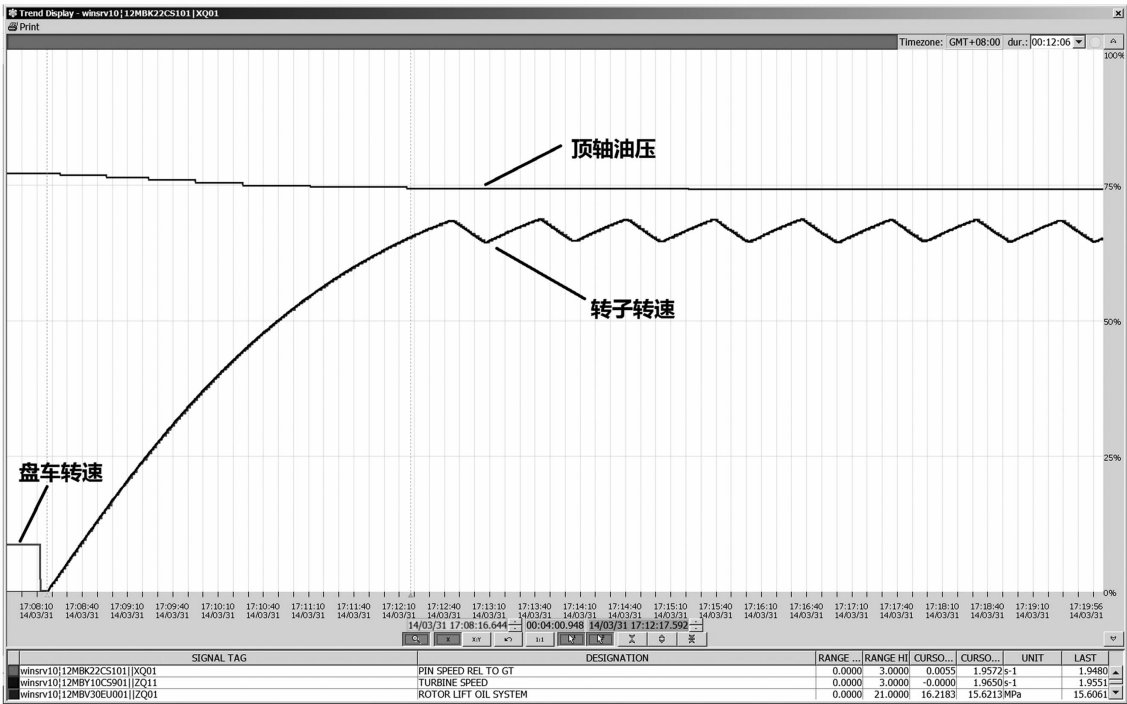


图 4 2 号燃气轮发电机组液压盘车模块调整前的转速历史趋势图

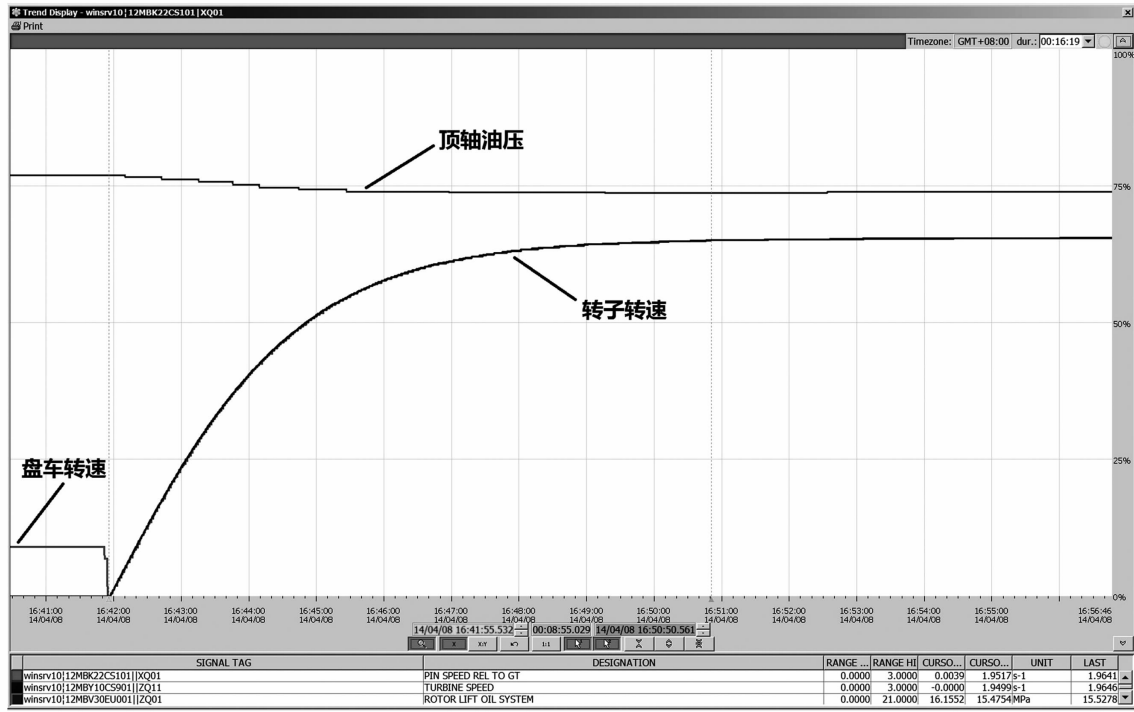


图 5 2 号燃气轮发电机组液压盘车模块调整后的转速历史趋势图

调试过程中,盘车装置带动燃气轮发电机组转子实现盘车的 3 种运行状态,均已调试合格。但在现场调试中,也出现了一个重要问题。如图 4 所示,2 号燃气轮机在盘车额定转速 2.0 Hz 附近左右波动,很明显,这种无法定速的现象是不符合盘车要求的。

调试人员研究认为,这是由于 2 号燃气轮机液压盘车控制模块存在转速过调,从而导致盘车装置

出现转速波动的现象。在调整液压盘车控制模块的动力油溢油阀和动力控制油溢油阀后,这种现象得到明显改善,如图 5 所示。

这种调整的原理是:通过调整液压盘车控制模块的动力油溢油阀,使得液压盘车动力油供油压力降低;调整液压盘车动力控制溢油阀,使得液压盘车动力油的控制油压降低。两者综合调整后的结果就

是: 液压盘车装置转速上升曲线变得更为平缓, 到达额定转速后过调现象基本消失; 而相对的影响是从零转速到达额定转速的启动时间变得更长(从调整前的 4 min 27 s 变为调整后的 11 min), 且最高转速也有些微降低(从调整前的 2.05 Hz 降低到调整后的 1.96 Hz)。最终的调整效果, 是满足燃气轮发电机组液压盘车装置设计要求的。

4 结 论

燃气轮发电机组液压盘车装置不同于传统的电动盘车装置, 其驱动力来自于顶轴油, 额定转速较高, 且实现了液压盘车装置三大功能的自动化, 如 1.2 中所述。国内燃气轮机液压盘车装置多为进口设备, 因国外厂家的技术保密, 燃气轮发电机组液压盘车系统的现场调试常困难重重。就该燃气轮发电机组液压盘车系统的基本原理, 调试内容和步骤, 以及调试过程中遇到的问题, 进行了较为仔细的研究和论述。

1) 介绍了燃气轮发电机组液压盘车装置和盘车控制模块的基本原理, 并就国内某电厂 SGT5 - 4000F 燃气轮发电机组液压盘车系统的调试过程进行了较为详细的描述, 包括液压盘车系统调试前的准备工作和液压盘车装置 3 种运行状态的调试过程。

2) 介绍了该电厂 2 号燃气轮发电机组液压盘车系统调试工作中遇到的问题, 即液压盘车控制模

的因素, 考虑到开关的实际分断时间一般在 60 ~ 80 ms 左右, 线路保护装置测距一般在保护动作后 10 ms, 取数据窗进行计算测量阻抗;

2) 在纵联距离保护和光纤差动保护配合时, 如果纵联距离慢动且开关快切时, 则有可能出现远端的纵联距离保护测距不准的情况, 近端由于有其他保护快速动作, 一般不会出现该情况;

3) 现场分析优先采用光纤差动保护的测距结果, 纵联距离测距结果用以辅助, 还可以借助故障录波器测距结果, 或者专门的行波测距结果;

4) 建议加快电网线路保护双光纤化改造, 及行波测距主站, 实现故障点快速定位。

参 考 文 献

[1] 葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术 [M]. 西安: 西安交通大学出版社, 2007: 256 - 333.

块存在过调现象, 导致盘车装置的转速波动; 并同时论述了该问题的解决办法, 即通过调整液压盘车控制模块的动力油溢油阀和动力控制油溢油阀, 降低液压盘车动力油供油压力和动力油的控制油压力, 使得液压盘车装置转速上升曲线变得更为平缓, 过调现象基本消失。

参 考 文 献

[1] 上海电气. SGT5 - 4000F 燃气轮机盘车装置安装调试手册[R]. 上海: 上海电气电站设备有限公司, 2013.

[2] 杨顺虎. 燃气 - 蒸汽联合循环发电设备及运行 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2003: 193 - 194.

[3] 张旋洲. 燃气轮机运行故障及典型事故的处理 [J]. 燃气轮机技术, 2006, 19(1): 64 - 67.

[4] 陈荣泉. PG6541B 燃气轮机盘车系统的缺陷及解决办法 [J]. 燃气轮机技术, 2000, 13(4): 56 - 58.

[5] 李磊. 北京西北热电厂中心京能燃气热电项目“二拖一”机组燃气轮机润滑油系统调试措施 [R]. 北京: 华北电力科学研究院有限责任公司, 2013.

[6] 上海电气. SGT5 - 4000F 燃气轮机盘车装置运行维护手册 [R]. 上海: 上海电气电站设备有限公司, 2013.

[7] 上海电气. SGT5 - 4000F 燃气轮机运行维护手册 [R]. 上海: 上海电气电站设备有限公司, 2013.

[8] 上海电气. SGT5 - 4000F 燃气轮机润滑油模块运行维护手册 [R]. 上海: 上海电气电站设备有限公司, 2013.

(收稿日期: 2015 - 11 - 27)

[2] 林富洪, 曾惠敏. 基于分布参数模型的高压输电线路单相接地故障单端测距方法 [J]. 电网技术, 2011, 35(4): 201 - 205.

[3] 夏经德, 索南加乐, 王莉, 等. 基于输电线路纵向阻抗纵联保护新原理的研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(4): 43 - 51.

作者简介:

陈 军(1974), 硕士、高级工程师, 主要从事电网调度自动化工作;

张 丽(1982), 硕士、工程师, 主要从事电力系统继电保护工作;

南东亮(1985), 硕士、工程师, 主要从事电力系统继电保护工作;

常喜强(1976), 硕士研究生导师、高级工程师, 主要从事电网运行控制管理工作;

张 锋(1978), 硕士、工程师, 主要从事电网运行控制管理工作;

牛嘉鑫(1988), 硕士、工程师, 主要从事电力系统继电保护工作。

(收稿日期: 2015 - 08 - 17)

600 MW 超临界 CFB 机组无外部 辅助汽源冷态启动技术研究

邝 伟

(四川白马循环流化床示范电站有限责任公司,四川 内江 641005)

摘 要:中国自主研发的世界首台 600 MW 等级超临界 CFB 锅炉,在四川白马示范电站成功投运。针对机组无外部辅助汽源冷态启动,分析了启动过程的危险点,详细介绍了机组启动过程的安全、技术措施,避免了启动中容易出现的各类问题,保证了机组顺利启动,取得了明显效果,为后续超临界 CFB 机组提供相应借鉴。

关键词:600 MW CFB 锅炉机组;超临界;无辅助汽源;冷态启动

Abstract:The first 600 MW class supercritical CFB boiler in the world produced by China has been put into operation successfully in Baima of Sichuan Province. Aiming at the cold – start technology without external auxiliary steam of the unit, the danger points in start – up process are analyzed, and the security and technical measures in start – up process are introduced in detail, which can avoid the problems easily occurred in start – up process, ensure the successful start – up of the unit and provide a reference for the follow – up supercritical CFB unit.

Key words:600 MW CFB boiler; supercritical unit; without external auxiliary steam; cold start

中图分类号:TM621 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)01 – 0087 – 04

0 概 述

四川白马 600 MW 循环流化床示范机组,为中国自主研发的世界首台 600 MW 等级超临界 CFB 机组。锅炉为东方锅炉厂自主研发生产的 600 MW 超临界 CFB 直流锅炉,一次中间再热,双布风板单炉膛、H 型布置、平衡通风,露天布置。锅炉由主循环回路,竖井烟道、尾部烟道 3 部分组成,整体呈左右对称布置,支吊在锅炉钢架上。采用外置式换热器调节炉膛床温及再热蒸汽温度,采用高温冷却式旋风分离器进行气固分离。

东方锅炉厂自主研发的 DG1900/25.4 – II9 型 CFB 锅炉采用超临界参数,是目前世界上投运的单机容量最大的 CFB 锅炉;配套汽轮机为东方汽轮机厂生产的 N 600 – 24.2/566/566 型,配套发电机为东方电机厂生产的 QFSN – 600 – 2 – 22D 型交流发电机。机组在四川白马示范电站成功示范,2013 年 4 月 14 日完成 168 h 满负荷试运。

1 600 MW 超临界 CFB 锅炉机组无外部辅助汽源冷态启动危险点分析

四川白马示范电站总装机为 900 MW CFB 机组(1×300 MW + 1×600 MW),其中 600 MW 机组是中国自主研发、设计、制造、安装调试的世界首台 600 MW 等级 CFB 直流锅炉,在设计时因考虑到白马片区共有 4 台机组同时停运备用的可能性较小,因而没有设计启动锅炉(白马公司 2 台机组与相邻华电 2 台机组辅联互为备用)。

2013 年 9 月 5 日,在其他 3 台机组停运备用及检修情况下,电网系统要求 600 MW 机组停运备用。机组备用 30 天后,汽缸缸温 35℃,10 月 4 日 600 MW 机组接到启动命令,600 MW CFB 直流机组将首次进行无外部辅助汽源冷态启动,为了保证机组顺利启动,对启动过程中存在的危险点进行了以下分析:

- 1) 机组启动时间较长,床料损失大导致锅炉床温波动较大,可能造成炉膛结焦。
- 2) 油枪投运时间过长,造成风道燃烧器损坏,直接中断机组启动。

- 3) 锅炉点火初期锅炉升温过快、蒸汽量不足引起受热面壁温超标。
- 4) 启动过程中因床温较低, 锅炉投煤后燃烧工况较差, 后期床温升高过程中可能出现大量燃烧不完全的积煤燃烧, 炉膛床温波动大, 使得冲转、暖机参数不稳定, 造成机组振动跳闸; 床温波动造成主、再热蒸汽温度控制困难, 轴封供汽温度偏高、压力不稳定, 可能低真空跳机。
- 5) 锅炉在油煤混烧阶段, 尾部烟道有大量未燃尽的可燃物, 造成尾部烟道温度异常, 有烟道再燃烧风险(损坏设备事故)。
- 6) 汽轮机冲转前锅炉受热面疏水不充分, 汽机冲转后造成蒸汽带水发生水冲击。
- 7) 锅炉燃烧加强后, 汽压上涨很快, 电泵出力有可能跟不上, 造成给水流量低锅炉跳闸。
- 8) 主、再热蒸汽参数高, 投入高压缸预暖时造成汽轮机盘车跳闸, 无法正常运行。

2 600 MW 超临界 CFB 锅炉机组无外部辅助汽源冷态启动技术措施

由于无外部辅助汽源冷态启动, 锅炉低温燃烧时间长、燃烧波动大、汽轮机暖机效果差、容易出现振动超限等问题。为了保证无外部辅助汽源冷态启动过程中机组安全和经济, 在总结以往启停经验的基础上, 制定了机组启动过程中的技术措施与安全措施, 保证了机组顺利启动。

2.1 机组启动操作的技术措施

1) 为了保证启动过程中能及时补充床料, 在静铺床料后, 在床料仓上 100 t 床料作为备用和调整床温; 锅炉点火前, 石灰石系统具备投运条件并将石灰石仓粉位制到高料位。

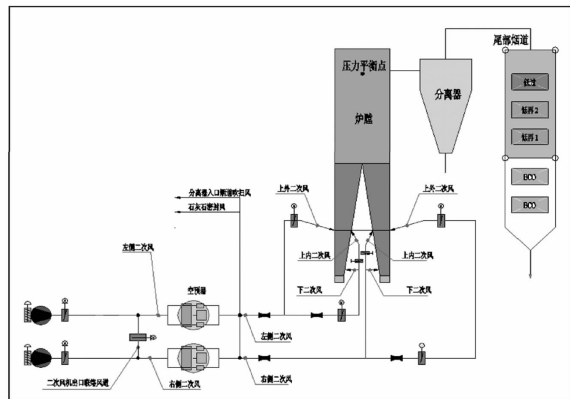


图 1 锅炉一次风系统示意图

锅炉启动过程中, 根据床压情况进行动态补充床料。补充床料时, 床料不能和煤使用同一条刮板给煤机, 以避免造成皮带给煤机的堵塞。

2) 启动风量控制: 启动 1 台二次风机运行, 为了防止二次风口倒灌床料, 出口风压 ≥ 8 kPa; 左右内侧二次风量各约 $200 \text{ kNm}^3/\text{h}$, 左右侧外二次风量各约 $140 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 。随着负荷升高, 及时增加和调整二次风量大小及分配。

点火时一次风量控制: 点火前, 一次风量用 $300 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右大风量对炉膛进行 5 min 流化; 正常后, 将左右侧一次风量控制在 $170 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右后进行点火。

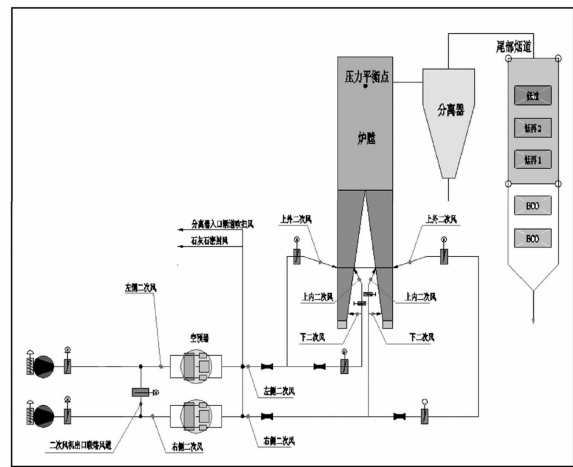


图 2 锅炉二次风系统示意图

3) 为了防止投煤后床温快速上升造成电动启动给水泵给水困难, 汽动给水泵未投运正常时, 锅炉尽量不投煤; 锅炉投煤后, 左右侧一次风量逐渐加到 $230 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右运行。点火时, 床压控制 > 12 kPa; 投煤时, 床压控制在 14 kPa 左右。

锅炉在整个运行过程中, 一旦发现密相区中/下层床温不随煤量和风量变化, 或床度、炉膛差压异常波动时, 应高度重视, 减少给煤量或停止给煤, 然后采取大风量 ($> 350 \text{ kNm}^3/\text{h}$) 进行脉冲式松动, 同时观察异常的床温测点温度的变化情况, 如果无改善, 应停炉检查。

4) 外置床投运: 断油前, 投煤稳定后开始投入外置床。由于机组采用中压缸启动, 再热汽温由 A/D 外置床调节(再热器布置 A/D 外置床内), 为启动期间再热汽温的稳定, A/D 外置床在汽机冲转前投入。其他 4 台外置床应根据床温和汽温变化情况, 尽早投入运行。为避免外置床投运时床压、床温大幅波动, 外置床应依次逐步投运, 尽量避免同时投

运多个外置床。外置床投运初期锥型阀开度也不宜过大,维持在5%~10%之间。外置床投运操作应注意流化风的建立顺序。

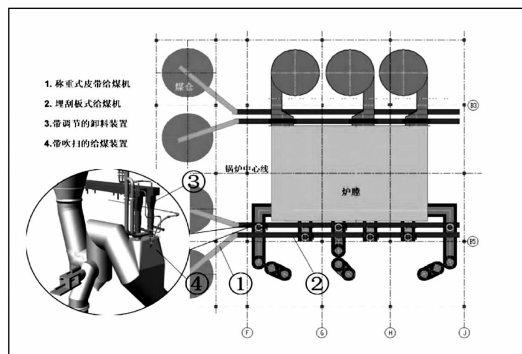


图3 锅炉给煤及外置床系统示意图

5) 锅炉在整个启动过程中,严密监视氧量、尾部烟道各温度点的变化,发现异常立即处理;辅联压力达到0.3 MPa后,尽快投入空气预热器连续吹灰。

6) 锅炉点火后,在凝汽器真空未建立前,关闭一切进入凝汽器的汽源门,循环水系统投入运行。

为保证锅炉受热面充分疏水,主汽压力达到0.7 MPa以上,通过再热向空排汽和高旁配合对炉侧进行疏水(炉侧疏水接至锅炉疏水罐)和冲洗,当主、再热蒸汽温度变化率没有大幅度波动时,锅炉疏水结束,关闭炉侧疏水门。

当锅炉主蒸汽压力达0.7 MPa以上时,全开高旁,利用再热向空排气阀的开度,控制再热蒸汽压力。控制再热向空排气阀的开度时,应当保证蒸汽通道的建立和足够的蒸汽流量以保证锅炉各受热面安全。

7) 当再热蒸汽压力达0.3 MPa时,对辅联进行暖管暖箱,疏水排地沟。辅联进汽同时对轴封系统站前暖管(轴封高压汽源可以提前投入,让轴封母管提前暖管),同时投入辅联至除氧器加热管路,以加快暖管进度。辅联进汽前启动真空泵对凝汽器抽真空。维持真空在-65 kPa以上。

当再热蒸汽压力达0.5 MPa时,轴封站后暖管,利用轴封母管至凝汽器管路,加快轴封暖管速度,轴封母管温度达到供汽要求后,投入轴封系统;整个暖管过程中,应严格按照规程要求执行,控制升温升压速度,注意各设备、管道无振动和冲击。

8) 汽封投入前,机侧疏水进入凝汽器时,加强真空监视,严密监视低压缸,疏水扩容器,凝汽器本体温度的变化趋势,及时投入低压缸喷水,

疏水扩容器喷水,低压缸排汽缸温度低于50℃,保证设备的安全。

9) 凝汽器真空完全建立后,从炉侧到机侧依次缓慢开启汽机侧管道疏水,严密监视蒸汽管道振动。

凝汽器真空建立后,启动A/B前置泵。当再热蒸汽压力达0.8 MPa、蒸汽温度250℃以上时,开启辅联至小汽轮机供汽门,对A/B小机暖管、暖机。尽快将小机冲转备用,为防止投煤后电泵出力不足,锅炉投煤时,小机转速必须达3 000 r/min旋转备用。

2.2 机组启动操作的安全措施

1) 锅炉静态铺床料时一定要两侧粒度和床料量平衡,防止锅炉启动风机后两侧床压差大引起炉膛受热不均甚至翻床发生。

2) 锅炉投油后保证空气预热器连续吹灰,防止空气预热器严重结灰而引起烟道再燃烧。

3) 无外部辅助汽源启动,机组启动比正常启动耗时更长,风道燃烧器油枪投入运行时间相应更长。因此,风道燃烧器投运后应加强风道燃烧器巡回检查;同时加强风道燃烧器各分风门与主一次风门的配风调整,严格控制风道燃烧器出口温度不超过规定值。

4) 在整个启动过程中均应严格控制锅炉燃料量的投入,控制锅炉床温的温升速度 $<120^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 。

锅炉投煤后根据床温、氧量判断锅炉的燃烧情况,如果未燃立即停运给煤线,待床温上升后再投煤,防止投煤不燃造成燃煤在炉内堆结,床温升高后引起爆燃损坏设备。

5) 冲转前,合理调节风量、燃料量,控制锅炉床温在800℃左右,合理调节外置床灰控阀开度,保证冲转参数的稳定。机组冷态冲转参数:主蒸汽压力8.73 MPa,主蒸汽温度380℃,再热蒸汽压力1.2 MPa,再热蒸汽温度330℃。

汽轮机冲转和中速暖机期间,严格控制主、再热蒸汽参数在合格范围内,控制温度不超过450℃;此阶段燃烧工况稳定时,可逐步投运A、D外置床。以保证床温、汽温的稳定。

6) 汽轮机冲转和暖机期间严格控制TSI参数在规定范围内。中速暖机结束后:高压缸调节级后金属温度和中压进汽室温度应在320℃以上,中压排汽口金属温度达240℃,高中压缸膨胀在7 mm以上时才能升速至3 000 r/min。

在冲转过程中发生异常振动应立即打闸停机,

待查明原因处理正常,全面检查机组各系统、参数正常后才能再次启动,严禁在不具备启动条件的情况下盲目启动正常设备损坏。

7)辅联压力达 0.3 MPa 时,对空气预热器进行连续吹灰;锅炉投煤燃烧稳定后,及时投入石灰石加入线,保证排放指标合格。

3 取得的效果

通过认真执行各项安全、技术措施,此次白马 600 MW 超临界 CFB 无外部气源机组启动共耗时 17 h,耗油 83.6 t,耗水 3 357 t(包括凝结水系统、给水系统冲洗,锅炉冷态、热态冲洗)。

在锅炉升温升压投油、油煤混烧等阶段,炉膛燃烧及温度变化较平稳,受热面壁温未出现超温的情况见图 4、图 5。

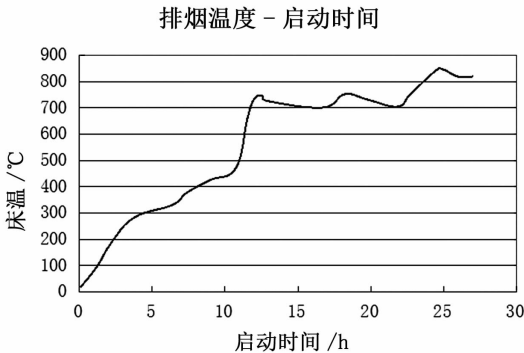


图 4 整个启动过程中床温曲线

在尾部烟道没有吹灰汽源情况下,较好地控制了尾部烟温,杜绝了尾部烟道再燃烧事故,见图 6。

在整个启动过程中,对过程中可能发生的事件控制较好,保证了锅炉、汽轮机、发电机本体及其相关辅助设备的安全,保证了机组安全经济运行,实现了机组“点火、冲转、并网”一次成功,为 600 MW

受热面	水冷壁	中隔墙水冷壁	分离器受热面	包墙过热器	低过
极限值	540	570	540	540	650
报警值	473	473	474	478	528
实际值	< 430	< 450	< 430	< 430	< 460
受热面	中过 I	中过 II	屏过	低再	高再
极限值	650	650	650	540	650
报警值	557	573	606	518	635
实际值	< 500	< 520	< 590	< 480	< 590

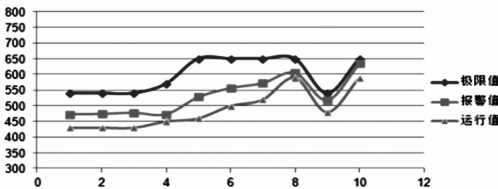


图 5 启动过程中受热面壁温情况

锅炉床温 - 启动时间示意图

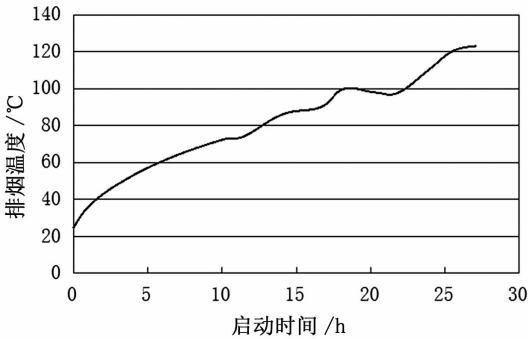


图 6 整个启动过程中侧排烟温度曲线

CFB 直流锅炉无外部辅助汽源冷态启动取得了较好的成功经验,为后续同类型超临界 CFB 锅炉机组提供借鉴。

参 考 文 献

[1] 邝伟,杨光兰,苟建兵,等. 300 MW 机组无启动汽源冷态启动关键参数控制[J]. 热力发电, 2014, 43(8): 151 - 152.

作者简介:

邝伟(1973),高级工程师,从事循环流化床机组调试、运行优化及生产技术管理工作。

(收稿日期:2015 - 09 - 06)

欢迎订阅

《四川电力技术》

600 MW 超临界 CFB 机组低负荷运行技术研究

袁 杰¹, 邝 伟², 邬万竹², 廖 曼²

(1. 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072;
2. 四川白马循环流化床示范电站有限责任公司, 四川 内江 641005)

摘 要:中国自主研发的世界首台 600 MW 等级超临界 CFB 锅炉,在四川白马示范电站成功投运。600 MW CFB 锅炉具有大范围的调峰能力,在四川电网火电低负荷率期间显示了普通煤粉炉不可比拟的优势。针对机组长期低负荷下出现的异常工况进行分析,并制定相应对策措施,取得了很好的效果,保证了机组安全稳定运行,为后续超临界 CFB 机组提供了借鉴。

关键词:600 MW CFB 锅炉机组;低负荷异常工况;对策措施

Abstract: The first 600 MW class supercritical CFB boiler in the world developed independently by China has been successfully put into operation in Baima of Sichuan. The 600 MW CFB boiler has a wide range of peak shaving ability, which shows the incomparable advantages over common pulverized coal fired boiler during low-load rate in Sichuan power grid. The abnormal condition occurred in lone-term low load is analyzed and the corresponding countermeasures with good effects are given, which ensures the safe and stable operation of the unit and provides a reference for the follow-up CFB supercritical unit.

Key words: 600 MW CFB boiler; low-load abnormal condition; countermeasures

中图分类号:TM611.1 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)01-0091-04

0 概 述

循环流化床燃烧方式采用的是低温燃烧方式,将床温控制在 870~920℃左右,这一温度不仅是脱硫的最佳温度,同时也能较好地抑制 NO_x 产生。循环流化床燃烧方式是国家推广的洁净煤燃烧技术之一。

四川白马 600 MW 机组,锅炉为东方锅炉厂自主研发 600 MW 超临界 CFB 燃烧方式直流锅炉,一次中间再热,双布风板单炉膛、H 型布置、平衡通风,露天布置。锅炉由主循环回路,竖井烟道、尾部烟道 3 部分组成,整体呈左右对称布置,支吊在锅炉钢架上。采用外置式换热器调节炉膛床温及再热蒸汽温度,采用高温冷却式旋风分离器进行气固分离。

东方锅炉厂自主研发的 DG 1900/25.4-II9 型 CFB 锅炉,将超临界参数与之相结合,是目前世界上投运的单机容量最大的 CFB 锅炉;配套汽轮机为东方汽轮机厂生产的 N 600-24.2/566/566 型汽轮机,配套发电机为东方电机厂生产的 QFSN-600-2-22D 型交流发电机。机组在四川白马成功示范,

2013 年 4 月 14 日完成 168 h 满负荷试运。
由于四川电网水电装机比例高达 70% 左右,丰水期水电负荷高、峰谷差大,火电机组负荷率较低。在这种特殊的电网结构下,白马 600 MW CFB 机组曾长期接带 50% 左右低负荷运行,针对机组长期低负荷运行出现的异常工况,分析原因并制定了相应对策措施,为后续超临界 CFB 机组提供借鉴。

1 防止锅炉长期低负荷结焦

该锅炉结构为双支腿、单炉膛、间隔中隔墙,外置床换热。炉膛宽度约 15 m,炉膛深度约 28 m。每条支腿布风板尺寸宽×深约为 4 m×28 m,炉膛一次流化风从炉膛后墙进入风室,风室为等压风室。
锅炉采用回料口、外置床给煤型式,共 4 条给煤线。为保证给煤的均匀性,锅炉共设有 12 个给煤点,分别布置在 6 台回料器至炉膛的回料器灰道和 6 台外置式换热器至炉膛的灰道上。

锅炉单侧布置有 3 个汽冷却式旋风分离器,两侧共 6 个旋风分离器。机组长期低负荷运行时,如果参数控制调整不当,会造成炉膛局部流化不

良结焦。

1.1 低负荷结焦的原因

1) 布风板阻力较设计值偏低约 1 kPa 左右, 降低了布风的均匀性。

2) 布风板的深宽比过大。布风板为狭长形, 宽×深约为 4×28 m, 一次风箱虽为等压风箱, 但布风板深宽比较大, 加上安装等原因, 造成布风不均是不不可避免的。

另外, 由于布风板深宽比较大, 炉内物料前、中、后之间的传热传质能力不同, 床温分布情况为中后部低, 前墙高, 中间物料流化情况优于前后部分, 造成局部流化不良引起结焦。

3) 外循环强弱不同, 影响了布风板上物料的分布。图 1 为旋风分离器布置示意图, 从结构布置来看, 6 个外循环强弱不同, 布置在前、后的 4 个旋风分离器扑捉的物料量要多于中间 2 个旋风分离器扑捉的物料量, 在低负荷期间, 物料流化特性较差, 床温较低, 炉膛前后部分返料较多, 会弱化该处的流化状况。

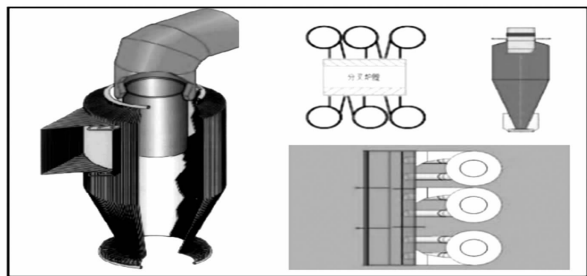


图 1 旋风分离器布置示意图

- 4) 一次风量偏低, 造成局部流化不良。
- 5) 落煤口给煤量不均, 局部给煤量偏大, 造成局部超温及局部流化不良。
- 6) 底冷器故障, 造成排渣不畅, 粗颗粒床料堆积, 造成局部流化恶化。
- 7) 锅炉“翻床”、局部超温。

1.2 防止低负荷结焦的措施

1.2.1 正常运行时的控制措施

1) 锅炉负荷稳定时, 尽量使用锥形阀来调节床温, 严禁大幅度增减煤量。同时在增减负荷时, 要控制给煤量变化速度, 保证氧量 $\leq 2.0\%$ 。

2) 在锅炉正常运行过程中, 运行人员应严密监视炉膛中、下部床温。一旦出现任意点温度偏离正常值, 应根据负荷情况, 加大一次风量至 300 kNm³/h 左

右运行, 同时调整对应位置的给煤量, 直至床温恢复正常。

3) 机组低负荷连续运行超过 24 h, 每天定时加大一次风量至 280 kNm³/h 左右运行 30~60 min, 同时观察炉膛中、下部床温应正常。

4) 在机组运行中, 每天分析入炉煤粒度, 当 > 8 mm 的份额超过 5% 应调整破碎机间隙直至合格。

5) 机组入炉煤量出现大幅波动时, 应安排对锅炉床温、底冷器排渣、落煤口温度进行巡查, 发现异常及时对锅炉配风方式进行调整。

6) 加强底冷器运行状态监视, 高负荷时尽量 6 台底冷器进渣运行, 控制总床压不高于 38 kPa。

如果低负荷时床压低, 需退出底冷器运行, 维持 3 条底灰线轮换运行, 禁止备用时间超过 24 h。

7) 加强锅炉床压控制, 总床压最大不得高于 40 kPa。如煤质差、给煤量大, 应及时联系调整煤质, 控制无效可申请降低负荷运行。

1.2.2 事故处理过程的控制措施

机组出现事故, 锅炉炉膛流化中断后, 应尽快恢复炉膛流化。在流化初期, 应使单侧一次风量达 300 kNm³/h 左右, 炉膛床温有明显下降, 氧量明显上升后方可减少一次风量或塌床。消缺结束恢复过程中, 初期一次风量维持约 200 kNm³/h, 待锅炉两侧中上部同步上升并稳定时方可根据床温条件, 选择直接投煤或投油。如消缺时间较长可开启炉膛人孔门检查炉膛床料平整程度, 确认无结焦情况发生, 否则应停炉处理。

2 防止二次风管积灰、烧坏

白马 600 MW CFB 锅炉用风主要由 2 台二次风机、2 台一次风机提供。二次风主要作用是分级燃烧, 抑制 NO_x 的产生提供燃烧空气; 二次风在锅炉燃烧室密相区每侧各有上下 2 层 21 个风口。一次风主要用于流化床料, 并为燃料提供初始燃烧空气。

2.1 低负荷二次风管积灰烧坏的原因

- 1) 二次风流量过低;
- 2) 二次风口各风门开度过小;
- 3) 低负荷单台二次风机运行, 风压控制不合理;
- 4) 锅炉出现翻床, 床料倒灌进入二次风管。

2.2 防止二次风管积灰烧坏的措施

1) 保证二次风流量正常稳定, 风门流量档板开度在 10% 以上, 且保证空气预热器后二次风压大于 8.0 kPa;

2) 正常运行时, 控制锅炉总床压 < 32 kPa, 左右侧偏差不得超过 1 kPa;

3) 锅炉出现翻床时, 调整二次风压和风量, 保证空气预热器后二次风压 > 8.5 kPa, 且床压高侧流量 > 床压低侧, 床压低侧二次风门开度在 10% 以上;

4) 注意运行调整时二次风门开度的“死区”, 同时监控二次风流量和开度, 避免出现较大偏差;

5) 在减负荷, 停运二次风机前, 要注意适当提高运行风机的出力, 保证二次风量和风压稳定, 避免出现大幅波动;

6) 加强就地二次风管的检查监视, 发现漏灰、发红等异常情况, 立即提高二次风压、风量运行, 直到异常情况消除。

3 防止长期低负荷时锅炉翻床

白马 600 MW CFB 锅炉采用双支腿单炉膛结构, 布风板离隔墙高度大约 9 m。当两侧出现风量、床压等参数大幅扰动时, 就会出现床料翻至其中一侧, 造成所说的“翻床”。锅炉正常运行时, 如果发生翻床, 不及时调整处理, 就会造成锅炉正常的物料循环被中断、炉膛超温、一次风机失压、汽温汽压大幅波动, 造成锅炉停运。

3.1 低负荷翻床的原因

1) 锅炉长时间低负荷运行, 炉膛内积聚了大量细物料, 造成上部差压过大;

2) 一次风、下二次风波动大;

3) 锅炉回料器、外置床回料不畅、回料波动;

4) 低负荷一次风门调节性能差。

3.2 防止低负荷翻床的措施

1) 控制锅炉上部差压, 一般维持在约 1.0 kPa。如果上部差压偏高, 应及时通过外置床放细灰。

2) 正常运行时, 控制锅炉总床压小于 32 kPa, 左右侧偏差不得超过 1 kPa; 在进行一次风量、风压调整时, 注意一次风量调节门的开度, 避免出现较大偏差。

3) 加强给煤线运行情况监视, 注意调节同侧给

煤量, 偏差率不超过 0.65, 避免中心给料机运行频率过低跳闸, 造成给煤量瞬时波动, 影响 CCS 调节。

4) 在利用 BC/EF 外置床灰控阀进行床温、主汽温调节时, 注意其对床压的影响, 严密监视一次风的调节情况。

5) 保证石灰石平稳连续加入, 避免瞬时大量加入石灰石。

4 防止底冷器堵塞及冷却水管道振动

锅炉左右侧各配 3 台滚筒底冷器, 其冷却水进口取自汽机凝结水调门前, 回水至汽轮机 6 号低压加热器入口, 与主凝结水汇合。

4.1 底冷器堵塞及冷却水管道振动的原因

1) 炉膛流化不佳, 造成底冷器进口堵塞;

2) 底冷器停运时, 其进口管道存渣未排干净;

3) 底冷器冷却水控制不合理, 回水温度低;

4) 6 号低压加热器疏水不畅。

4.2 防止底冷器堵塞及冷却水管道振动的措施

1) 在机组低负荷时, 注意炉膛流化状况, 当出现床温、床压波动幅度大时, 应适当增加一次风量, 保证流化正常, 保证底冷器进口畅通;

2) 监视床压降低的趋势, 及时对称停运底冷器备用, 并及时关闭其冷却水, 保证回水温度在 65℃ 以上, 防止 6 号低压加热器水位出现异常及疏水管道振动;

3) 停运底冷器时, 应排空底冷器内存渣再停运;

4) 注意底冷器冷却水流量调节, 加强监视检查底冷器冷却水管晃动情况, 避免设备、管道损坏。

5 防止 A/D 外置床进灰不畅

锅炉共有 6 台外置床, 其中 BC/EF 外置床内布置过热器, 主要作用进行床温调节。A/D 外置床内布置再热器, 主要用于调节再热汽温, 低负荷时该外置床灰控阀开度较小。

5.1 A/D 外置床进灰不畅的原因

1) 外置床灰控阀开度较小;

2) 灰控阀锥头积灰;

3) 回料器流化风过小, 回料不畅。

5.2 防止 A/D 外置床进灰不畅的措施

- 1)加强 A/D 外置床灰控阀开度监视,注意再热汽温调节,避免高、低汽温;
- 2)发现 A/D 外置床进灰不畅,应及时对灰控阀锥头进行吹扫,吹扫后应严密关闭压缩空气,避免吹损灰控阀;
- 3)发现 A/D 外置床进灰不畅,适当增加 A/D 外置床空仓、冷却仓流化风量,并就地观察进灰情况。

6 保证发电机进相运行安全

- 1)调整发电机进相运行深度时,密切监视发电机各部温度不超过允许值。若温度超限,应及时加强调整,否则,应降负荷运行。
- 2)在调整发电机励磁电流时,速度应缓慢,切勿快速大幅度调节,进相运行限制值应控制在规定范围内,且始终保持小于低励磁限制动作值。
- 3)在降低发电机励磁时,若低励磁限制动作,应立即停止降低励磁,适当增加发电机励磁,直至低励磁限制告警信号消失。
- 4)当发电机进相运行时,要注意监视发电机的静稳定运行情况,各监视参数应正常无波动情况,防止发电机发生振荡或失步;发电机进相运行时,发电机定子电流不得超过额定值运行。

7 其他注意事项

- 1)在低负荷时,锅炉各风机进出口风门开度均较小,运行调整时应缓慢、平稳,避免风机在非正常工作区运行。
- 2)注意检查监视各转机冷却水进、回水情况,避免出现堵塞或不畅情况,以避免各轴承温度异常升高,保证转机运行安全。
- 3)防止 A 凝结水泵振动。A 凝结水泵为变频运行,由于低负荷时凝结水调门开度不大,出现凝结水泵低频运行时振动加大。在运行中,加强凝结水泵出口压力、推力瓦温监视,出现振动异常及时调整频率、底冷器用水量或切换运行。
- 4)防止锅炉给水流量低跳闸。在负荷降低(特别是负荷突降)时,应注意汽动给水泵再循环调门的开关情况,必要时手动缓慢开启,保证给水

泵流量。特别要注意再循环开启时,锅炉给水流量会下降,必须加强监视调整,防止锅炉因给水流量低跳闸。

5)加强尾部烟道烟温监视,定期吹灰,防止尾部烟道再燃烧。

8 结 语

DG1900/25.4 – II9 型锅炉是世界上最大容量的循环流化床锅炉,而且是首台循环流化床燃烧方式与超临界直流汽水系统相结合的 600 MW 等级锅炉,目前在四川白马成功示范。在投运一年多时间里,针对机组长期低负荷下出现的异常工况进行分析,并制定了相应对策措施,取得了很好的效果,保证了机组安全运行,为后续超临界 CFB 机组提供相应借鉴。

参 考 文 献

- [1] 蒋茂庆,高洪培,邝伟,等. 300 MW 循环流化床锅炉床料翻床原因分析及运行对策[J]. 热力发电,2007(6): 127 – 129.
- [2] 谭志茜,邝伟,苟建兵,等. 300 MW 循环流化床锅炉上部差压及床压优化试验[J]. 热力发电,2014(4):128 – 130.
- [3] 吴海航,孙纪宁,王哲,等. 物料量及布风板阻力对裤衩腿流化床锅炉翻床的影响[J]. 动力工程学报,2014(1):7 – 12.
- [4] Jining Sun, Zhe Wang, Weiyu Cao, et al. Mechanism of the Impact of Particle Size Distribution to Bed – inventory Overturn for Pant – leg Circulating Fluidized Bed [J]. Flow Turbulence Combustion, 2013, 90(4):885 – 895.
- [5] 孙运凯,宋国良,吕清刚,等. 600 MW 超临界 CFB 锅炉机组定滑压变负荷运行特性的研究[J]. 电站系统工程,2011(1):9 – 12.
- [6] 胡南,李金晶,刘雪敏,等. 大型 CFB 锅炉床压横向波动的机制研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(20): 1 – 7.

作者简介:

袁 杰(1968),高级工程师,从事机组调试、运行优化及技术开发等工作。

(收稿日期:2015 – 09 – 06)