

基于短期负荷预测含分布式发电配电网状态估计

黎津池

(西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:提出一种基于短期负荷预测的含分布式发电(distributed generations, DG)的配电网状态估计(distribution state estimation, DSE)方法。先采用基于粒子群优化的最小二乘支持向量机方法实现电力系统短期负荷预测,为配电网提供更准确的伪量测,进而解决 DSE 可观测性问题;然后,考虑到配电网中的一些设备如电压调节器、分布式发电机等的非线性、离散性特性,将含 DG 的 DSE 作为一个整形非线性、含多约束条件的优化问题,采用具有很强全局寻优能力和良好收敛特性的自适应差分进化算法解决 DSE 问题。含 DG 的 IEEE 33 节点测试系统仿真结果验证了所提方法的可行性,与文献中优化算法对比结果进一步突出了所提算法的有效性。

关键词:分布式电源;配电网;状态估计;短期负荷预测;自适应差分进化

Abstract:A distribution state estimation (DSE) method including distributed generation (DG) based on short-term load forecasting is proposed. In this method, the short-term load forecasting technique based on particle swarm optimization-least squares support vector machine is used to provide accurate pseudo-measurements and further to solve the observability issue of DSE. Considering the nonlinear characteristics of a few equipments in distribution network such as voltage regulators and distributed generators, the DSE including DG is considered as an optimization problem, which is solved by applying a self-adaptive differential evolution algorithm. The simulation results on the IEEE 33-bus test system with DG show the feasibility of the presented method and the comparative results with other optimization algorithms verify the effectiveness of the proposed method.

Key words:distributed generation; distribution network; state estimation; short-term load forecasting; self-adaptive differential evolution

中图分类号:TM744 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0001-06

0 引 言

在日益严峻的环境问题和严重能源危机的背景下,分布式电源(distributed generations, DG)因其清洁、低碳和成本低廉等特点受到越来越多的关注^[1],并越来越多地被并入配电网中,大大地缓解了能源供应和环境问题所带来的压力,并能在一定程度上提高配电系统的可靠性和电能质量。但 DG 并网也会给配电系统带来一系列的问题^[2],状态估计便是其中要解决的问题之一。配电网状态估计(distribution state estimation, DSE)作为配电管理系统(distribution management system, DMS)的基础核心,为 DMS 进行各种重要的控制提供可靠、准确的数据支持。然而,配电网中由于实时量测信息少,并不能确保整个配电系统的可观测性,因此系统的

基金项目:国家自然科学基金资助项目(61373047)

负荷数据、分布式发电数据常作为系统伪量测以提高量测的冗余度,保证 DSE 的顺利执行。其次,考虑到配电网中的一些设备如电压调节器、分布式发电机等的非线性、离散性特性,因此含 DG 的 DSE 实际上可以看作一个整形非线性、含多约束条件的优化问题。

目前针对含 DG 的 DSE 优化问题,国内外学者提出了基于传统数学优化和智能优化算法的解决方法。文献[3]从新能源并网模型、含新能源电力系统状态估计模型、算法等方面结合近年来国内外发表的论文进行了详尽的概述。在考虑新能源 DG 并网的 DSE 中,文献[4]将 DG 等效为 PQ 注入型等式约束,采用几何原理检测和拉格朗日乘子法,准确地判断出新能源发电机并网或者脱网的工作状态;针对含风电场的配电网,常采用基于 RX 模型的状态估计方法。文献[5]采用简化的 RX 模型,将滑

差作为状态量计入修正方程,仿真结果表明其算法比传统的最小二乘法 and 传统 RX 模型计算效率高,收敛性好。当 DG 并网比例逐渐增加,其随机性和波动性特性会加重系统状态变化和负荷变化的不确定性,在考虑此种不确定性因素的情况下(可处理为不等式约束^[6-8]),大多数传统优化方法并不能得到十分理想的结果,此时智能优化算法在处理复杂问题、获得近似解方面的较大优势就得到体现。文献[6]提出了基于协同粒子群优化(Co-PSO)的状态估计算法,对每一维状态变量进行局部搜索,同时对所有局部变量进行全局搜索,并将二者结合起来,有效解决了配电网三相不平衡状态估计中的问题。文献[9]提出了一种基于蚁群算法(ant colony optimization,ACO)的配电网状态估计方法,该方法可以准确估计出新能源功率输出和变压器抽头位置。文献[10]提出了一种基于改进粒子群优化(hybrid particle swarm optimization,HPSO)的含 DG 配电系统状态估计方法,该方法考虑了配电系统实际设备的非线性特性,把 DG 作为 PQ 注入型不等式约束来处理,比较准确地估计系统中各节点的电压和电流幅值。文献[11]提出了基于 HPSO 的三相不平衡的配电网状态估计,且成功估计出了变压器轴头位置及电压幅值和相角。在针对状态估计混合智能优化算法上,文献[7]和文献[8]将全局优化算法和局部优化算法结合分别提出了一种新的混合优化算法,并都对系统进行状态估计,得到了比单一智能优化算法更好的估计结果。

随着短期、超短期负荷预测技术的发展^[12-13],其预测精度越来越高,并已运用到实际系统中。文献[15]中作者有机结合了超短期负荷预测和线性动态状态估计,对电力系统状态进行了实时跟踪,提高了状态估计的计算精度,但其只针对输电网系统,并且没有考虑 DG 并网所带来的额外约束。差分进化算法(differential evolution,DE)是一种基于实数编码的全局优化进化算法,具有较强的全局搜索能力和收敛速率,比较适合于解决复杂的非线性优化问题。而且实践证明该方法具有简单、易实现、高效、鲁棒性强^[15-16]等多种优点。文献[17]提出基于 DE 的电力系统状态估计的方法,并得到了很好的估计结果,但其同样没有考虑复杂的 DSE 和 DG 并网。

这里提出一种基于短期负荷预测含 DG 的 DSE

方法。首先,由于伪量测的精度会影响到最终 DSE 的结果,因此采用基于粒子群优化的最小二乘-支持向量机方法(particle swarm optimization-least squares support vector machine,PSO-LSSVM)实现电力系统短期负荷预测,为配电网提供更为实时准确的伪量测,进而解决 DSE 可观测性问题;其次,考虑含 DG 的 DSE 是一个整形非线性、含多约束条件的优化问题,而传统的数学优化方法并不能保证得到此类问题的全局最优解,提出采用具有很强全局寻优能力和良好收敛特性的自适应差分进化算法(self-adaptive differential evolution algorithm,SADE)。最后在含 DG 的 IEEE 33 节点配电系统下测试了所提算法,与相关文献中算法的对比结果验证了所提算法的有效性。

1 基于短期负荷预测含 DG 的 DSE

所提出的基于短期负荷预测含 DG 的 DSE 方法的整个算法框架如图 1 所示。首先利用 PSO-LSSVM 对配电网中各个节点的负荷进行短期预测,保证配电网的可观测性;进而结合系统的有限实时量测信息,即发电机、DG 的实时注入功率量测、母线和变电站的潮流量测,并计及配电网电压、功率等约束条件,采用 SADE 对所构建的含 DG 的 DSE 目标函数进行优化求解,得到估计的配电网系统各节点的电压和相角优化估计值。

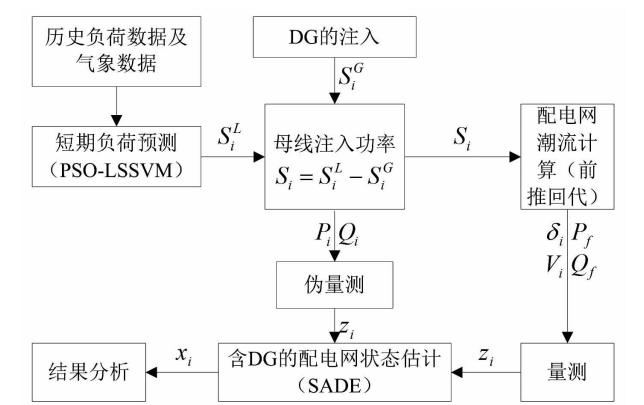


图 1 所提 DSE 方法结构图

1.1 短期负荷预测

短期负荷预测的方法很多。常用的有时间序列法^[18]、卡尔曼滤波法^[19]等传统方法和人工神经网络法^[20]、支持向量机^[13]等人工智能方法。这里在基于支持向量机预测方法上采用 PSO 对支持向量

机的几个关键参数进行优化,得到比单一支持向量机更准确的短期负荷预测结果。

1.1.1 输入样本确定

通过将母线历史负荷数据归一化处理后得到的母线负荷时间序列可表示为

$$\{L_j\}, j=1,2,\cdots,t$$

预测第 i 天第 t 时刻的负荷 $Y_i(t)$,其输入样本可表示为

$$X_i(t)=[\Gamma_i,W_i,L_{24(i-1)+t-4}:L_{24(i-1)+t-1},L_{24(i-2)+t-1}:L_{24(i-2)+t+1},\Gamma_{i-1},W_{i-1}],i=3,4,\cdots \quad (1)$$

式中: $\Gamma_i=[T_i^{\max},T_i^{\text{mean}},T_i^{\min},S_i];T_i^{\max},T_i^{\min},T_i^{\text{mean}},S_i$ 分别表示第 i 天最高气温、最低气温、平均气温、空气相对湿度; W_i 为星期类型值(周一设 $W_i=0.7$,周二到周五设 $W_i=0.8$,周六记 $W_i=0.4$,周日记 $W_i=0.3$,节假日记 $W_i=0.1$)^[13]。

1.1.2 LSSVM 负荷预测模型

$(x_i,y_i),i=1,2\cdots,l,x_i\in R^n$ 是给定的数据样本,对非线性负荷预测模型,回归函数变为

$$f(x)=\omega\cdot\varphi(x)+b \quad (2)$$

式中: ω 为权值向量; b 是阈值; $\varphi(x)$ 是从输入空间到高维特征空间的非线性映射。根据 LSSVM 的基本原理^[13],可得到非线性负荷预测模型为

$$y=\sum_{i=1}^l\alpha_iK(x,x_i)+b \quad (3)$$

式中:系数 α_i 与 b 可通过 LSSVM 的基本原理求出。 $K(x,x_i)$ 为合适的核函数,这里选取高斯核函数。

$$K(x,x_i)=\exp(-\|x-x_i\|/\sqrt{2}\sigma) \quad (4)$$

式中: σ 为核宽度系数,决定该函数围绕中心点的宽度。

1.1.3 基于 PSO 的参数优化

LSSVM 在建模的过程中,需要确定两个重要参数,即惩罚因子 C 和核宽度系数 σ 。它们对负荷预测模型的预测精度有很大影响^[12-13],所以依靠经验选取的模型参数很难得到比较好的优化结果。PSO 算法简洁实用,需要调节的参数较少,易于学习且非常适合控制变量较少的优化问题。选用 PSO 算法对两个参数进行优化,从而得到了一个预测精度更高的短期负荷预测模型。PSO 算法的基本原理及各参数的选取参考文献[21]。各粒子的适应度函数可表示为

$$f=\frac{1}{N}\sum_{i=1}^N\left|\frac{y_i-\hat{y}_i}{y_i}\right| \quad (5)$$

式中: y_i 为第 i 时刻负荷实际值; $\hat{y}_i$ 为第 i 时刻负荷预测值。

1.2 含 DG 的配电网状态估计

1.2.1 状态估计模型

由于配电网线路的 R/X 变化范围较大、实时量测配置较少、三相不对称,新能源的随机性与间歇性造成系统潮流和负荷的不确定性增加,进而增加系统状态的不确定性程度,所以从数学的观点上看,DSE 是一个复杂的含等式(潮流约束)和不等式约束(考虑 DG 和负荷变化的不确定性)的非线性优化问题^[7-8]。

1) 目标函数

$$\min f(x)=\sum_{i=1}^m\omega_i(z_i-h_i(x))^2 \quad (6)$$

式中: x 为状态变量,表示配电系统的节点电压幅值和相角; z_i 为第 i 个量测量的量测值; m 为量测量的数目; ω_i 为第 i 个量测的权重; $h_i(x)$ 为计算第 i 个量测估计值的量测函数。在目标函数(6)中需要注意的是,三相不对称的电压或者电流都可以分别表示为其正序、负序和零序分量之和,根据这三者之间的关系,只要知道正序分量、负序和零序分量可以通过文献[22]中的模态变化矩阵求得。因此,这里的模型主要考察对正序分量的估计。

2) 等式约束

等式约束即为潮流约束,采用前推回代的方法,其计算公式如下:

$$\begin{cases} I_i=(S_i/V_i)^* \\ I_{ij}=-I_j+\sum_{k\in B}I_{jk} \\ V_j=V_i-I_{ij}Z_{ij} \end{cases} \quad (7)$$

式中: I_i 为节点 i 注入电流; V_i 为节点电压; I_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的支路电流; B 表示除了节点 i 外与节点 j 相连的节点集合; Z_{ij} 表示支路阻抗。

3) 不等式约束

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{DG}\leq P_i^{DG}\leq P_{i,\max}^{DG} \\ P_{i,\min}^{Load}\leq P_i^{Load}\leq P_{i,\max}^{Load} \\ Q_{i,\min}^{Load}\leq Q_i^{Load}\leq Q_{i,\max}^{Load} \\ |P_{ij}^{Line}|\leq P_{ij,\max}^{Line} \\ V_{i,\min}\leq V_i\leq V_{i,\max} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{i,\max}^{DG},P_{i,\min}^{DG}$ 分别为节点 i 注入的分布式发电有功功率的上限和下限; $P_{i,\max}^{Load},P_{i,\min}^{Load}$ 分别为节点 i 有功负荷上下限; $Q_{i,\max}^{Load},Q_{i,\min}^{Load}$ 分别为节点 i 无功负荷上

下限; $P_{ij, \max}^{\text{Line}}$ 为节点 i 和节点 j 之间的线路有功功率上限值; $V_{i, \max}$ 、 $V_{i, \min}$ 为节点 i 的电压幅值的上下限。

1.2.2 状态估计算法

1) SADE 算法的简介及原理。

DE 算法是一种基于实数编码的全局优化进化算法, 具有较强的全局搜索能力和收敛速率, 比较适合解决复杂的非线性优化问题。其优化过程主要包括 3 个步骤: 变异、交叉、选择^[15-16]。变异和交叉操作的目的是产生一个试验向量, 而选择操作决定目标向量和试验向量中哪一个会被传到下一代。

①种群编码及初始化

DE 算法采用实数编码, 假设种群 P 规模为 N_p , 所优化问题的自变量有 D 维, 指定最大迭代数为 G , 当前进化代数为 g , 则第 g 代种群中第 i 个个体 $X_{i,g}$ 可表示为

$$X_{i,g} = (x_{i,g}^1, x_{i,g}^2, \dots, x_{i,g}^D), i = 1, 2, \dots, N_p \quad (9)$$

令进化代数 $g = 0$, 则每个变量参数在指定的搜索空间范围 $[X_{\min}, X_{\max}]$ 随机产生的 N_p 个个体构成初始种群为

$$X_{i,0} = (x_{i,0}^1, x_{i,0}^2, \dots, x_{i,0}^D), i = 1, 2, \dots, N_p \quad (10)$$

②变异操作

对于每个目标向量 $X_{i,g}$, 变异向量 $V_{i,g}$ 为

$$V_{i,g} = X_{i,g} + F_i(X_{\text{best},g} - X_{i,g}) + F_i(X_{r1,g} - X_{r2,g}) \quad (11)$$

式中, $r_1, r_2 \in [1, N_p]$ 为随机产生的互不相等的整数, 且与当前目标向量索引 i 不同, 即 $r_1 \neq r_2 \neq i$; g 表示当前代的索引; $X_{\text{best},g}$ 表示当前的最优个体; 控制参数 F_i 为当前第 i 个个体的变异因子。

③交叉操作

种群中的目标向量 $X_{i,g}$ 和变异向量 $V_{i,g}$ 通过交叉操作产生试验向量 $U_{i,g}$, 其操作如下:

$$u_{i,g}^j = \begin{cases} v_{i,g}^j, \text{rand}(j) \leq CR_i \text{ 或 } j = \text{randn}(i) \\ x_{i,g}^j, \text{rand}(j) > CR_i \text{ 且 } j \neq \text{randn}(i) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $i = 1, 2, \dots, N_p$; $j = 1, 2, \dots, D$; $\text{randn}(i) \in [1, D]$ 为随机选择的维数变量索引, 以确保试验向量中的参数至少有一维是来自变异向量; 控制参数 CR_i 为交叉概率因子, 可以增强种群的多样性。

④选择操作

选择操作是通过比较适应度函数值 $f(\cdot)$, 从目标向量 $X_{i,g}$ 和试验向量 $U_{i,g}$ 中选择出更优个体作为子目标向量 $X_{i,g+1}$ 。

$$X_{i,g+1} = \begin{cases} U_{i,g}, f(U_{i,g}) < f(X_{i,g}) \\ X_{i,g}, f(U_{i,g}) \geq f(X_{i,g}) \end{cases} \quad (13)$$

2) 控制参数的自适应

DE 控制参数的选取对算法性能影响很大, 不同的参数设置可能导致不同的全局和局部寻优能力。而对于不同问题确定合适的参数又不容易, 所以采用参数自适应的方法^[16], 即控制参数 F_i 和 CR_i 在个体进化的每一代中不断更新以更好控制种群的多样性及算法的收敛性能。

在进化的每一代 g 中, 每个个体 $X_{i,g}$ 的变异因子 F_i 都是通过服从均值为 μ_F 和标准差为 0.1 的柯西分布独立产生的。

$$F_i = \text{randc}_i(\mu_F, 0.1) \quad (14)$$

如果 $F_i \geq 1$, 则令 $F_i = 1$; 如果 $F_i \leq 0$, 则通过式 (14) 重新产生 F_i 。记 S_F 为成功变异因子 F_i 的集合, μ_F 初始值设为 0.5, 在每一代中更新的表达式为

$$\mu_F = (1 - c) \cdot \mu_F + c \cdot \text{mean}_L(S_F) \quad (15)$$

$$\text{式中}, c \in [0, 1]; \text{mean}_L(S_F) = \frac{\sum_{F \in S_F} F^2}{\sum_{F \in S_F} F} \quad (16)$$

同样地, 在进化的每一代 g 中, 每个个体 $X_{i,g}$ 的交叉概率因子 CR_i 都是通过服从均值为 μ_{CR} 和标准差为 0.1 的正态分布独立产生的。

$$CR_i = \text{randn}_i(\mu_{CR}, 0.1) \quad (17)$$

且将 CR_i 约束到 $[0, 1]$ 之间。记 S_{CR} 为成功交叉概率因子 CR_i 的集合, μ_{CR} 初始值设为 0.5, 在每一代中更新的表达式为

$$\mu_{CR} = (1 - c) \cdot \mu_{CR} + c \cdot \text{mean}_A(S_{CR}) \quad (18)$$

式中: $c \in [0, 1]$; $\text{mean}_A(\cdot)$ 为算术平均值。

整个算法流程如图 2 所示。

2 算例分析

在采用 Matlab 编程实现了图 2 所示的含 DG 的 DSE 算法, 并在 IEEE 33-bus 的配电系统上进行了实验。IEEE 33-bus 网络接线如图 3 所示, 其中根节点电压为 12.66 kV。

2.1 实验 1: 短期负荷预测

在本次仿真实验中, 首先对图 3 所示系统的各个节点同时进行短期负荷预测, 得到某时刻所有节点预测结果的平均相对误差 (MAPE) 如表 1 所示。

从表 1 的结果可以看出经过 PSO 对最小二乘支持向量机的参数进行优化后所得到预测结果比按

经验选取参数值所预测结果更加精确,从而提高了 DSE 中负荷伪量测的精度。

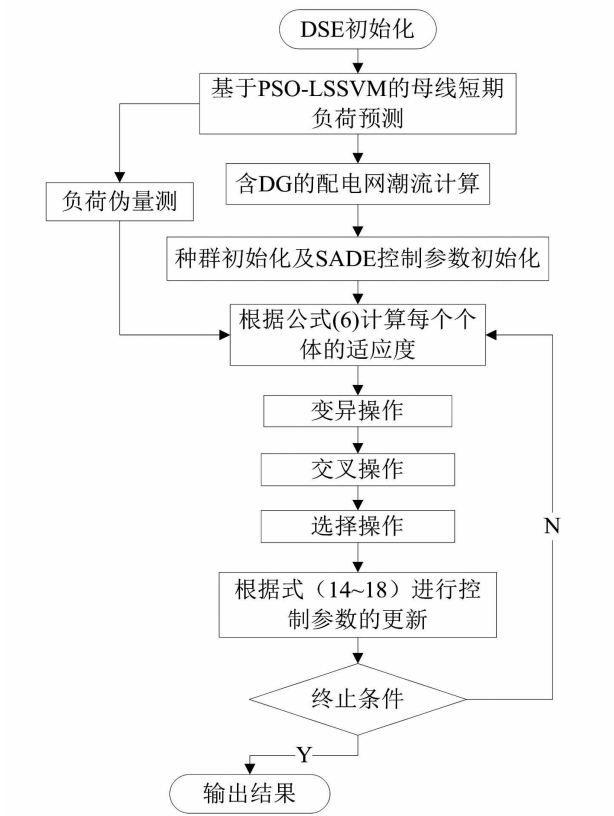


图 2 含 DG 的 DSE 流程

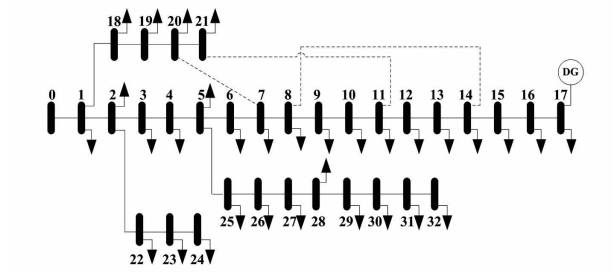


图 3 IEEE 33 - bus 配电网连线图

表 1 负荷预测平均相对误差的比较

LSSVM			PSO - LSSVM		
C	σ	MAPE/%	C	σ	MAPE/%
30	2	2.03	5.427 5	4.970 4	1.21

2.2 实验 2:含 DG 的 DSE

实验中的量测量是用实验 1 的预测结果进行潮流计算,然后在潮流计算的结果中添加服从均值为 0、标准差为 δ 的高斯随机分布误差所产生的。不同量测类型所对应的 δ 如表 2 所示

表 2 不同量测所对应的标准差

量测类型	电压幅值	电压相角	注入功率	支路功率
δ	0.004	0.000 1	0.01	0.008

表 3 IEEE 33 - bus 网络中量测和 DG 配置信息

实验方案	量测配置	接入位置	接入容量 (渗透率)
方案 1: 不含 PMU	5 个电压幅值、50 个支路有功、无功量测,60 个节点注入有功、无功伪量测	4	0.1
			0.3
		10	0.1
			0.3
		17	0.1
			0.3
方案 2: 含 PMU	在方案 1 的基础上添加两个电压相角量测	4	0.1
			0.3
		10	0.1
			0.3
		17	0.1
			0.3

本实验是在不含 PMU 和含 PMU 的两种实验方案下,对分布式电源接入不同位置、不同容量的情况下进行了仿真。两种方案的量测配置及 DG 接入位置和容量配置情况如表 3 所示。其中 DG 的接入容量用渗透率(即 DG 有功功率与系统总的有功负荷的比值)来表示, DG 的功率因素($\cos\varphi$)取 0.95。

为了量化、比较不同情况下状态估计的结果,采用状态估计的平均绝对误差(mean absolute error, MAE)来评价状态估计的精度。

$$E_{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |X_i^{est} - X_i^{true}|$$

(19)

式中: X_i^{est} 为第 i 个估计值; X_i^{true} 为第 i 个真值; N 为状态估计总数目。

采用所提的方法对表 3 所示的两种实验方案分别进行状态估计,电压幅值和相角的估计误差如图 4 所示。

从图 4 可以看出,在 DG 接入位置、容量相同情况下,含 PMU 相角量测的方案 2 比不含 PMU 相角量测的方案 1 的估计精度明显提高了;当接入容量一定时,从接入的位置可以看出, DG 的配置远离系统根节点时状态估计误差比靠近根节点时的估计误差要小。推其原因主要有:1) DG 离根节点越远,受其影响的节点数越少;2) 远离根节点量测配置少, DG 接入后会增加系统量测冗余度,提高了区域的可观测性,进而提高状态估计的精度。当 DG 接入位置一定并且满足接入功率容量约束的情况下,随着 DG 容量的不断增大,状态估计的误差不断减小,但当容量过大时,会出现功率不平衡、潮流反向的情况,从而导致出现结果不收敛的情况。

为了进一步验证算法的有效性和可行性,在方

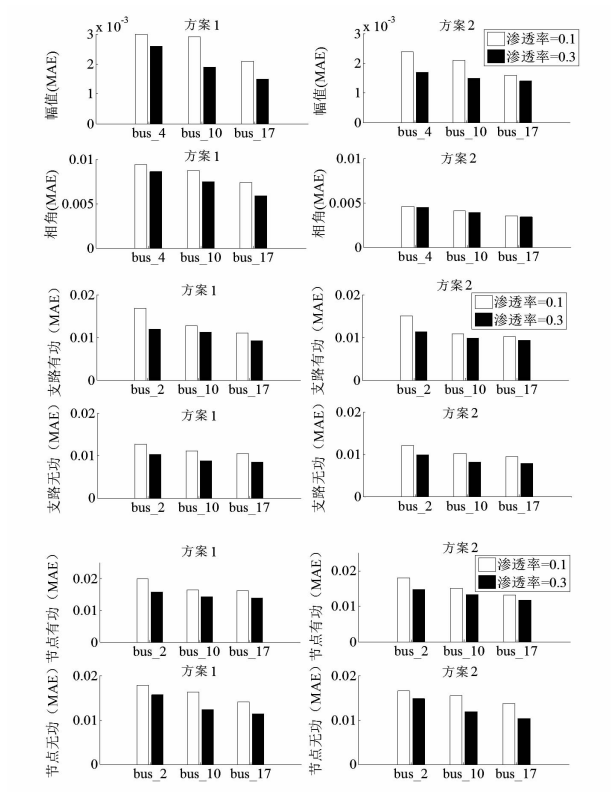


图 4 两种方案的结果对比

案 2 的量测配置下,在图 3 所示的配电网络的母线 17 处接入渗透率为 0.3 的 DG,然后分别用 SADE、文献[16]里面所提到的基本差分进化算法(DE)、模糊自适应差分进化算法(FADE)及文献[6]里面所提到的基本粒子群算法(PSO)进行状态估计。得到不同变量的估计平均绝对误差结果如表 4 所示。

从表 4 中可以看出基于 DE 和 PSO 算法的 DSE 估计误差较大,FADE 算法能获得可以接受的结果,在寻优过程中前期收敛迅速,但容易陷入局部最优;所提算法 SADE 能获得较为精确的估计结果且收敛速度相对很快,也进一步证明了所提方法的可行性和有效性。

表 4 不同算法估计结果的比较

渗透率	不同变量 (MAE)	DE	FADE	PSO	SADE
0.3	电压幅值	0.003 8	0.001 9	0.004 5	0.001 4
	电压相角	0.010 8	0.004 4	0.008 8	0.003 4
	支路有功功率	0.029 5	0.011 8	0.026 8	0.009 5
	支路无功功率	0.024 0	0.010 9	0.023 9	0.009 0
	节点有功功率	0.030 2	0.014 3	0.027 8	0.012 7
	节点无功功率	0.029 2	0.014 8	0.026 8	0.013 3

3 结 论

为了解决配电网中实时量测配置不足,采用基

于 PSO – LSSVM 的短期负荷预测,为系统提供了大量准确的负荷伪量测,确保了系统的可观测性;采用具有很强全局寻优能力 SADE 对所构建的含 DG 的 DSE 目标函数进行优化求解,得到估计的配电网系统各节点的电压和相角优化估计值;IEEE 33 节点测试系统下仿真结果验证了所提方法的可行性,同其他文献中优化算法对比了结果,进一步验证了该方法的有效性。

参考文献

[1] 张立梅,唐巍,赵云军,等. 分布式发电对配电网影响的综合评估[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(21): 132 – 135,140.

[2] Hadi Z, Azah, Hussain S. Marjan. Impact of Distributed Generations on Power System Protection Performance [J]. International Journal of the Physical Science, 2011, 6(16): 3873 – 3881.

[3] 赵俊博, 张葛祥, 黄彦全. 含新能源电力系统状态估计研究现状和展望[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 7 – 20.

[4] Souza A, Lourenco E M, Costa A S. Real – time Monitoring of Distributed Generation through State Estimation and Geometrically – based Tests [C]. Proceedings of the Bulk Power System Dynamics and Control, Aug 1 – 6, 2010: 1 – 8.

[5] 庞博,卫志农,孙国强. 基于风力发电机简化 RX 模型的电力系统状态估计[J]. 电网技术, 2009, 33(19): 159 – 163.

[6] 刘科研,何开元,盛万兴. 基于协同粒子群优化算法的配电网三相不平衡状态估计[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 1026 – 1031.

[7] Niknam, Firouzi B B. A Practical Algorithm for Distribution State Estimation Including Renewable Energy Sources [J]. Renewable Energy, 2009, 34(11): 2309 – 2316.

[8] Zhao J B, Zhang G X, Wang X R, Zhou D H. Distribution State Estimation With Renewable Sources Based Distributed Generations Using a Modified Quantum – inspired Evolutionary Algorithm [J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2013, 5(5): 0531331.

[9] Niknam T. A New Approach for Distribution State Estimation Based on Ant Colony Algorithm with Regard to Distributed Generation [J]. Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, 2005, 34(15): 123 – 128.

(下转第 16 页)

双馈风力发电机低压穿越工况下的电磁场分析

赵 昂¹,张新燕¹,张 谦¹,徐其丹¹,宋振雨²

(1. 新疆大学电气工程学院 新疆 乌鲁木齐 830047;2. 国网山东庆云县供电公司,山东 德州 253700)

摘 要:随着双馈风力发电机大量的应用,风电机组的低压穿越情形越来越频繁,低压穿越工况对风力发电机早期故障的影响越来越引起人们的注意,人们迫切要知道在低压穿越过程中电机内部的电磁场的变化情况。利用 Matlab 软件建立双馈风力发电机低压穿越模型,仿真得到整个低压穿越过程中电机内部的电流值,并将得到的电流值加载到由 ANSYS 软件建立双馈风力发电机模型中,利用 ANSYS 软件对整个低电压穿越过程中双馈风力发电机内部的电磁场进行仿真。

关键词:双馈风力发电机;低电压穿越;ANSYS;电磁场

Abstract: With the widely application of doubly – fed wind power generators, the low voltage ride through of wind power generator system is becoming more and more frequent, and the influence of low voltage ride through condition on incipient fault of wind power generator has attracted much attention. It is urgent to know the changes of electromagnetic field inside the motor during low voltage ride through. The low voltage ride through model of doubly – fed wind power generator is established by Maltab software, and the current value inside the motor is obtained by the simulation during low voltage ride through. The obtained current value is loaded into the model of doubly – fed wind power generator established by ANSYS software, and the simulation of electromagnetic field inside doubly – fed induction generator in the whole process of low voltage ride is carried out with ANSYS software.

Key words: doubly – fed induction generator (DFIG); low voltage ride through; ANSYS; electromagnetic field

中图分类号:TM315 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)03 – 0007 – 05

随着风电规模的日渐增长,风力发电在电力系统中所占份额越来越大,风力发电系统对电网的影响也越来越大。因此,世界各国纷纷要求风力发电机组能够在电网有较大电压波动出现时保持并网运行,并当故障清除后能够向电网提供无功支持;在电网需要时,能快速向电网提供无功功率,调节和稳定电网电压,这就要求风电机组具有低电压穿越能力。同时,随着双馈风力发电机的应用越来越多,双馈风力发电机故障情况也日益引起人们的关注。为了解低电压穿越工况对双馈风力发电机早期故障的影响,避免重大经济损失,人们迫切要知道在低电压穿越工况下电机内部电磁场的变化情况。

目前流行的双馈风力发电机建模方式大多数为使用 Matlab 和 PSCAD 等软件,利用派克变换的数学方式建立发电机模型,其中文献[1]是利用 Matlab 建立了能够表征变速恒频风电机组特性的整体动态数学模型。文献[2]利用 PSCAD/EMTDC 软件

基金项目:自然科学基金(201491112)

仿真模拟了双馈风力发电机。但是它们都不能够仿真出电机内部的磁场变化情况。虽然文献[3 – 4]利用 ANSYS 软件建立了双馈风力发电机的模型,并计算出在电机正常状态、不对称短路和匝间短路故障下的电机内部的电磁场和温度场情况。但是并没有研究在低电压穿越工况下的电机内部电磁 1 场变化情况。下面利用 ANSYS 软件仿真计算出了在低压穿越工况下的发电机内部磁场的变化情况。

1 双馈风力发电机二维模型的建立

1.1 双馈风力发电机

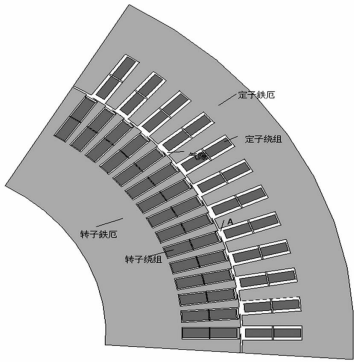
双馈风力发电机(doubly – fed induction generator,DFIG)是目前应用最为广泛的风力发电机类型之一。由定子绕组与电网直接相连的绕线型异步发电机和安装在转子绕组上的双向背靠背 IGBT 电压源变流器组成。转子绕组由频率、相位、幅值都可调节的电源供给三相低频交流励磁电流。转子绕组的

低频励磁电流在电机内部中形成一个低速旋转磁场,其旋转速度 ω_1 与转子机械转速 ω_2 相加等于定子磁场的同步转速 ω_3 ,从而使发电机定子感应出工频电压。当风速变化引起转子机械转速变化 ω_2 时,可以通过调整转子绕组励磁电流的频率改变旋转磁场的转速 ω_1 ,可使定子旋转磁场 ω_3 保持恒定,达到变速恒频的目的。

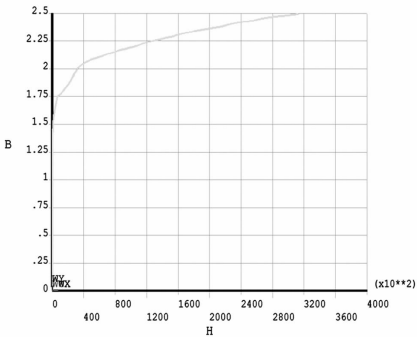
1.2 双馈风力发电机的模型建立

由于双馈风力发电机内部庞杂,在利用 ANSYS 软件建模的时候部分进行了简化。同时电机因为其具有轴对称特性,建立了电机的 1/4 模型。表 1 为电机参数,图 1 为电机模型和定转子铁心磁滞回线。

表 1 电机参数						
定子额定电压 /V	电机额定频率 /Hz	极对数	定子槽数	转子槽数	定子槽深 /mm	转子槽深 /mm
690	50	4	72	60	70	69.3



(a) 2.5 MW 双馈风力发电机模型



(b) 铁心 B-H 曲线图

图 1 电机模型和定转子铁心磁滞回线

1.3 模型的计算求解

建立二维双馈风力发电机的模型,对其进行有限元分析和计算。模型采用自动智能网格对计算区域进行划分,划分后的模型如图 2 所示。

利用有限元软件对电机模型计算,就是利用软件强大的计算能力和仿真功能求解模型电磁场的克

斯韦方程。方程组为

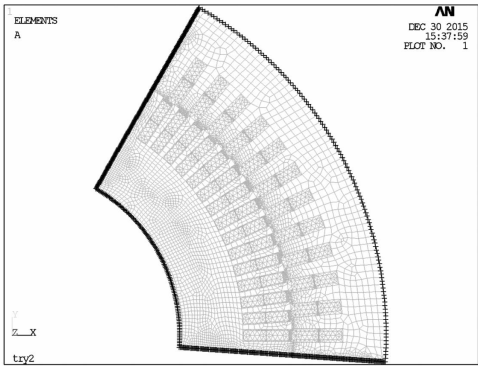


图 2 划分网格后的模型

$$\begin{cases} \nabla \times \vec{H} = \vec{J} + \frac{d\vec{D}}{dt} \\ \nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \\ \nabla \cdot \vec{D} = \rho \\ \nabla \cdot \vec{B} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: E 为电场强度, V/m; B 为磁感应强度, T; D 为电位移矢量, C/m²; H 为磁场强度, A/m; ρ 为电荷密度, C/m²。

求解麦克斯韦方程必须确定初始条件和边界条件。初始条件为低压穿越时电机的电流值。边界条件选取 $A_z = 0$ 。化简后的方程组为

$$\begin{cases} \Omega: \frac{\partial}{\partial x}(\frac{1}{\mu} \cdot \frac{\partial A_z}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y}(\frac{1}{\mu} \cdot \frac{\partial A_z}{\partial y}) = -J_z \\ \Gamma_1: A_z = 0 \\ \Gamma_2: \frac{1}{\mu_1} \cdot \frac{\partial A_z}{\partial n} = \frac{1}{\mu_2} \cdot \frac{\partial A_z}{\partial n} - J_m \end{cases} \quad (2)$$

式中: Ω 为求解域; Γ_1 为第一类边界条件; Γ_2 为第二类边界条件; A_z 为磁密矢量, Wb/m; J_z 为电流密度, A/m²; μ 为磁导率, H/m。

2 双馈风力发电机低压穿越电流的获得

2.1 双馈风力发电机低电压穿越技术

双馈式风力发电机在电网发生电压跌落时,风力发电机机端电压同时跌落。由于风速并未突变,在发生电压跌落的瞬间风力发电机的功率没有突变,将导致定子和转子电流迅速上升,导致电容充电、直流电压快速升高、发电机转子加速、电磁转矩突变等一系列问题,极易导致电机发生故障。为保障风力发电机的安全,风力发电机一般会从电网解

列;但是随着风电的规模日益庞大,大规模风电机组从电网解列,使电网电压失去支撑,可能导致严重的连锁反应,对电网的稳定造成严重影响,因此国内外都对风电场提出了强制要求:在电网电压跌落时,风电场必须有维持与电网连接而不解列,甚至能够在此过程中提供无功以支持电网电压恢复的能力,即风力发电机需要有低电压穿越能力。

针对电网故障导致的电压骤降,根据其严重程度分为 3 种情况。

1)较小的定子电压对称骤降:这种状态下可通过控制系统的适当设计使 DFIG、变换器电流和电压保持在其限额内,无需保护动作。

2)较大的定子电压对称骤降:此时 DFIG 转子过电流不可避免并将出现直流环节过电压。这种情况下转子快速短接保护 Crowbar 被激活,转子侧变换器被阻断而网侧变换器仍保持对直流母线电压的控制。随后可在交流电网恢复供电之前、后停止转子 Crowbar 工作,转子侧变换器解除阻断而重新投入工作。

3)较大的极端电压骤降和直流侧出现超高过电压,可设定将直流 Crowbar 电路投/切逻辑关系来激活、解除直流 Crowbar 电路,以期将直流环节电压控制在安全范围内,确保网侧变换器继续安全工作。

选取第 3 种情况进行分析,建立仿真模型。图 3 为双馈风力发电机低电压穿越结构图。

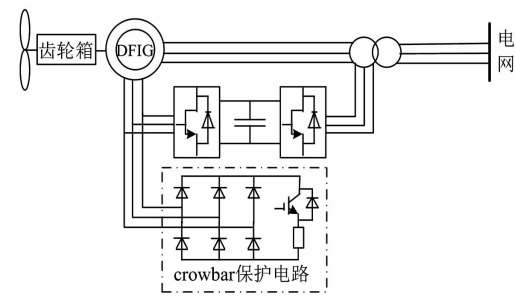


图 3 低压穿越结构图

2.2 电网对称故障情况下故障电流分析

在双馈风力发电机并网运行时,其定子侧与电网直接相连,当电网发生三相对称故障时,电网电压跌落导致机端电压跌落,而定子磁链不能跟随机端电压突变。为维持定子磁链不变,定子侧产生的电流直流分量切割旋转的转子绕组,会在转子侧过电流和过电压。

由于,2.5 MW 风力发电机定转子的电阻很小,为了简化分析,假定故障前阻值忽略不计。由于暂

态过程很短,可以假设暂态过程中风速未发生变化。

电机稳态运行时其磁链表达式为

$$\begin{cases} \vec{\psi}_s = L_g \cdot \vec{i}_s + L_m \cdot \vec{i}_r \\ \vec{\psi}_r = L_m \cdot \vec{i}_s + L_r \cdot \vec{i}_r \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\vec{i}_s$ 为定子电流; $\vec{i}_r$ 为转子电流; $\vec{\psi}_s$ 为定子磁链、 $\vec{\psi}_r$ 为转子磁链; L_s 为定子电感; L_r 为转子电感; L_m 为电机激磁电感。

由公式(3)可以得出定转子电流的表达式为

$$\begin{cases} \vec{i}_s = \frac{\vec{\psi}_s}{L_s - \frac{L_m^2}{L_r}} - \frac{L_m}{L_r} \frac{\vec{\psi}_r}{L_s - \frac{L_m^2}{L_r}} \\ \vec{i}_r = -\frac{L_m}{L_r} \frac{\vec{\psi}_s}{L_r - \frac{L_m^2}{L_s}} + \frac{\vec{\psi}_r}{L_r - \frac{L_m^2}{L_s}} \end{cases} \quad (4)$$

由于双馈风力发电机内部磁链是连续变化的,可以通过研究定转子磁链的暂态过程得到故障时定转子电流变化。

由于电机绕组的电阻、定转子磁链的直流分量会缓慢衰减,其衰减时间可以由定转子电阻及短路时的定转子等效电感决定,即

$$\begin{cases} L'_s = L_{s\sigma} + \frac{L_{r\sigma} \cdot L_m}{L_{r\sigma} + L_m} \\ L'_r = L_{r\sigma} + \frac{L_{s\sigma} \cdot L_m}{L_{s\sigma} + L_m} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $L_{s\sigma}$ 为定子漏感; $L_{r\sigma}$ 为转子漏感。可以求出定转子磁链在短路后的衰减时间常数为

$$\begin{cases} T'_s = \frac{L'_s}{R_s} \\ T'_r = \frac{L'_r}{R_r} \end{cases} \quad (6)$$

由以上公式可得

$$\begin{cases} \vec{i}_{sp} = \frac{\psi_{s0}}{L'_s} \cdot e^{-\frac{t}{T'_s}} - \frac{L_m}{L'_r} \cdot \frac{\psi_{r0}}{L'_s} \cdot e^{-\frac{t}{T'_r}} \cdot e^{j\omega_r t} \\ \vec{i}_{rp} = -\frac{L_m}{L'_s} \cdot \frac{\psi_{s0}}{L'_r} \cdot e^{-\frac{t}{T'_s}} \cdot e^{j\omega_r t} + \frac{L_r}{L'_m} \cdot \frac{\psi_{r0}}{L'_r} \cdot e^{-\frac{t}{T'_r}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\vec{i}_{sp}$ 为定子磁链中暂态直流分量产生的暂态电流; $\vec{i}_{rp}$ 为转子磁链中暂态直流分量产生的暂态电流; ψ_{s0} 为定子磁链中暂态直流分量的初始值; ψ_{r0} 为转子磁链中暂态直流分量的初始值。

为简化分析,忽略了 Crowbar 电路中的放电电阻。当 Crowbar 电路启动时,相当于增大转子电阻,

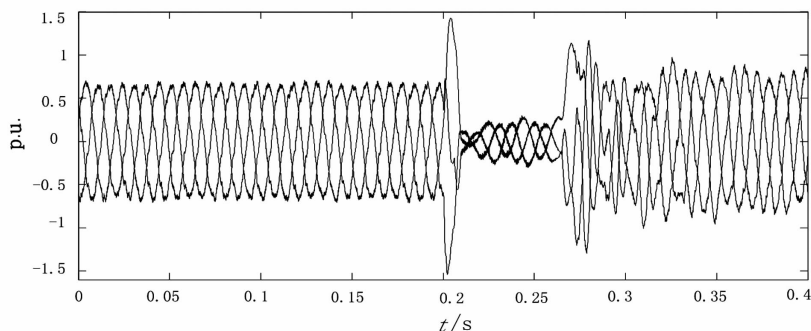


图 4 定子电流

根据公式(6)可知转子磁链的衰减常数会变小,加快了转子磁链中暂态分量的衰减。当 Crowbar 放电电阻很大时,转子侧电阻同时也会在一定程度上影响定子侧的衰减时间常数,即加快定子侧暂态磁链衰减过程。

系统设定 Crowbar 电路在转子侧变换器峰值电流超过 1.4 p. u. 时投入工作。设置电网在 0.2 s 时发生三相对称短路故障,电网电压跌落至额定电压的 20%,电机定子电流瞬间上升到 1.48 p. u. ,Crowbar 电路投入工作,定子电流逐渐降低,电流峰值稳定在 0.2 p. u. ,0.3 s 电网恢复正常,为有效避免与电网电压恢复时间和自动重合闸时间重叠,在当 Crowbar 电路投入时间为 0.08 s 后,Crowbar 电路被切除,转子电流产生尖峰电流随后迅速恢复至稳定状态,得到电压骤降 80% 时的定子电流如图 4 所示。

3 双馈风力发电机低压穿越状态下的电磁仿真

在发电机模型中定义气隙磁密分析路径和选取气隙中的 A 点,将通过 Matlab 仿真得到的低电压穿越过程中双馈电机转子和定子电流做为载荷加在 ANSYS 模型中。选取在此过程中电机在正常、故障和故障恢复 3 种状态进行研究,得到双馈风机在电网低电压穿越过程中的各种电磁场数据。

1) 正常状态下的双馈风力发电机内部电磁场

当电网未发生三相平衡故障,选取双馈风力发电机在 0~0.02 s 正常状态下所得到的电机内部的电磁场数据。图 5 为 A 点磁感应强度随电流变化的曲线,由图 5 可知双馈风力发电机气隙中 A 点的磁感应强度在正常状态下是随时间变化呈正弦响应。

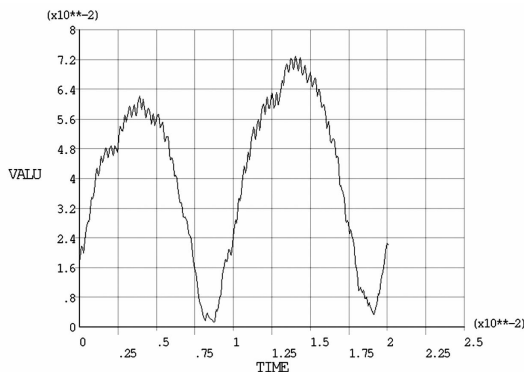


图 5 正常状态 A 点磁感应强度

2) 故障发生时双馈风力发电机内部电磁场

选取当电网刚发生三相平衡故障到电机 Crowbar 电路投入运行的 0.2~0.25 s 时间段,进行 ANSYS 瞬态计算得到电机内部电磁场数据。图 6 是 A 点磁场强度随时间的变化曲线,由图 6 可以看出转子电流瞬间的变化会使双馈风力发电机内部的电磁场强度发生相应的变化,但是并未突变。

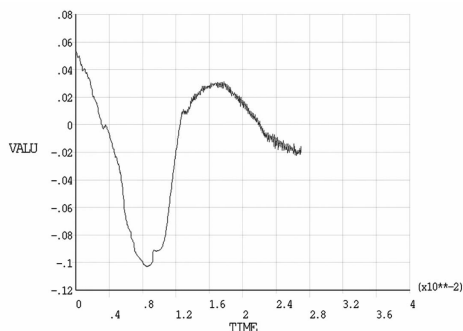


图 6 低电压穿越工况下 A 点磁场强度

3) 故障恢复正常状态过程中双馈风力发电机内部电磁场

选取从电网故障恢复到电机恢复正常运行状态的 0.27~0.31 s 这个时间段,计算电机内部电磁场动态变化的数据。图 7 是 A 点磁场强度随时间的变化曲线,由图 7 可知故障结束后双馈风力发电机气隙磁感应强度随时间的变化是正弦变化,已经恢复正常。

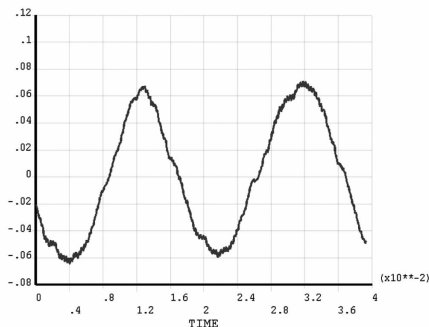


图 7 正常状态恢复过程 A 点磁场强度

表 2 双馈风力发电机在不同运行状态下的磁感应强度

状态	最小磁感应强度	最大磁感应强度	幅值
正常运行状态	-0.062	0.065	0.127
故障运行状态	-0.002	0.003	0.005
尖峰电流状态	-0.100	0.065	0.165

可以看出在电网发生对称三相短路故障时电机内部的磁场并未发生突变,而是平缓的变化。同时产生尖峰电流的时间段内电网的磁场脉振是正常状态的 1.3 倍,而故障状态时的脉振则是正常状态的 0.003 9 倍。电流的变化会最终作用在电机内部,但是并不是瞬间发生,是一个渐进的过程。电网在三相平衡故障时会使电机内部磁隙畸变,但是当电机在故障状态运行时,电机内部的磁场仍然是随着电机电流的变化呈现正弦变化状态。当电机从故障恢复后电机内部电磁场会恢复到正常状态。

4 结 论

通过 ANSYS 有限元分析软件建立了 2.5 MW 双馈风力发电机二维有限元实体模型,并对其在低压穿越整个工况下的电磁场进行了计算和仿真。通过计算和仿真可以得到以下结论:

- 1) 正常状态下的电机内部的气隙磁感应强度是按照正弦状态分布的,同时气隙内任意一点的磁感应强度也随着时间的变化呈现出正弦状态。
- 2) 在电网发生对称三相短路的故障状态下电机内部气隙上的磁感应强度最终会因为电网电压的降低而降低。在故障发生的瞬间电机内部的磁场强度并未发生突变,并且随着时间的推移而降低,最终达到稳定状态。
- 3) 在故障结束后,电机恢复到正常状态的情况下,电机内部的磁感应强度基本恢复到正常状态。

参考文献

[1] 胡家兵,贺益康. 双馈风力发电系统的低压穿越运行

与控制[J]. 电力系统自动化,2008,32(2):49-52.

[2] 李晶,宋家骅,王伟胜. 大型变速恒频风力发电机组建模与仿真[J]. 中国电机工程学报,2004,24(6):100-105.

[3] 段晓田,张新燕,张俊,等. 基于有限元法的双馈风力发电机电磁场计算与分析[J]. 电网技术,2012,36(2):231-236.

[4] 王金行,赵生传,王泽众,等. PSCAD/EMTDC 环境下双馈风力发电机组的建模与仿真[J]. 可再生能源,2012,30(3):22-26.

[5] 宋国强,张新燕,王维庆,等. 1.5 MW 双馈风力发电机电磁场和温度场分析[J]. 电源技术,2015,39(5):1053-1056.

[6] 朱晓东,石磊,陈宁,等. 考虑 Crowbar 阻值和退出时间的双馈风电机组低电压穿越[J]. 电力系统自动化,2010,34(18):84-89.

[7] 王伟,孙明冬,朱晓东. 双馈式风力发电机低电压穿越技术分析[J]. 电力系统自动化,2007,31(23):84-89.

[8] 梁亮,李建林,许洪华. 双馈感应式风力发电系统低电压穿越研究[J]. 电力电子技术,2008,42(3):19-21.

[9] 顾卓远,汤涌,刘文焯,等. 双馈风力发电机组的电磁暂态-机电暂态混合仿真研究[J]. 电网技术,2015,39(3):615-620.

[10] 誉鹏,周孝信,安宁,等. 提高双馈式风力发电机电磁暂态模型 crowbar 保护仿真精度的方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(6):1322-1328.

[11] 王红,梁俊霞,胡佳琳. 基于 $\alpha\beta$ 坐标系模型的双馈风力发电机参数辨识[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(20):81-85.

[12] 徐殿国,王伟,陈宁. 基于撬棒保护的双馈电机风电场低电压穿越动态特性分析[J]. 中国电机工程学报,2010,30(22):29-36.

[13] Ouyang J, Xiong X. Dynamic Behavior of the Excitation Circuit of a Doubly-fed Induction Generator under a Symmetrical Voltage Drop [J]. Renewable Energy, 2014, 71(11):629-638.

[14] Alberdi M, Amundarain M, Garrido A, et al. Neural Control for Voltage Dips Ride-through of Oscillating Water Column-based Wave Energy Converter Equipped with Doubly-fed Induction Generator[J]. Renewable Energy, 2012, 48(6):16-26.

[15] Patin N, Monmasson E, Louis J P. Modeling and Control of a Cascaded Doubly-fed Induction Generator Based on Dynamical Equivalent Circuits[J]. Mathematics & Computers in Simulation, 2010, 81(2):225-238.

[16] Junyent-Ferré A, Gomis-Bellmunt O, Sumper A, et al. Modeling and Control of the Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine [J]. Simulation Modelling Practice & Theory, 2010, 18(9):1365-1381.

[17] Resmi. R, C. Arun Agoram, P. Adithya, et al. Design and Analysis of Brushless Doubly Fed Induction Generator. [J] Procedia Technology, 2015 (21): 604-610.

作者简介:
张新燕(1964),博士、教授、硕士生导师,从事洁净能源的科研工作。

(收稿日期:2016-01-18)

一种基于滑动平均滤波器的同步锁相算法研究

徐 琳,唐永红,蒲 维

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘 要:提出了一种基于滑动平均滤波器的三相软件锁相环,在 $\alpha\beta$ 轴上添加延时信号消除器滤除直流分量和可能存在的偶次谐波,改进传统 PLL 的控制结构,克服了硬件锁相环存在漂移、失锁、抖动和依赖过零点检测等缺点,避免了传统软件锁相环难以兼顾稳态检测精度和动态响应速度的不足。采用时域仿真将该方法与传统锁相算法进行对比分析,结果表明,该算法在三相电压跌落、不平衡、频率跳变以及出现直流分量时均能够准确快速地提取基波正序电压的幅值、相位和频率。

关键词:同步锁相环;滑动平均滤波器;延时信号消除器

Abstract:A novel three – phase software phase – locked loop (PLL) based on moving average filter is proposed. The delay signal canceller is added on the $\alpha\beta$ frame to filter the DC component and the even harmonic components, and to improve the control structure of conventional PLL, which overcomes the deficiencies of hardware PLLs in terms of parameter deviation, out – of – lock, variation and dependency on zero – crossing detection, and also mitigates the shortcomings of the conventional software PLLs due to the tradeoff between the steady – state accuracy and dynamic response. The comparison between the moving average filter – PLL (MAF – PLL) and the conventional PLL algorithms is presented, which shows that the proposed MAF – PLL provides an accurate estimation of the amplitude, phase and frequency during three – phase voltage sag, voltage unbalance, frequency jump and DC offset.

Key words:phase – locked loop (PLL); moving average filter; delay signal canceller

中图分类号:TM76 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)03 – 0012 – 05

0 引 言

当电网电压出现不对称故障时,三相电压中会出现负序分量,而在电压故障条件下实现双馈风机低电压穿越运行的控制中,需要对电网电压或定子磁链矢量进行精确的定向,电压矢量定向需要将精确的电网电压频率以及相位作为控制的基准,因此工作稳定、响应迅速的基波频率和相位跟踪系统是风机控制的重要组成部分。

目前常见的方法包括过零检测法和向量检测法^[1-5]。其中过零检测法将检测到的正弦电压过零点作为零相位点并以此为基准计算各时刻的相位值,但是当相位发生突变时,该方法要等到下一个过零点才能检测出随后各时刻的相位,因此动态性能往往不能满足快速控制的要求;同时电压谐波和过零点的测量噪声也会造成相位检测误差。向量检测

科技项目:国网四川省电力公司科技项目(52199715000W)

法通过 $\alpha\beta$ 变换实时计算电压相位,但该方法只适用于三相电压对称无畸变的场合。

文献[6]提出基于 dq 变换的传统三相软件锁相环,该方法在三相电压对称且不含谐波的条件下方能够取得很好的结果;当三相电压中出现高次谐波时,应该尽量降低锁相环的带宽,谐波对输出基波相位的影响基本可忽略;当三相电压不平衡时,锁相环的带宽太窄,系统动态响应速度很慢,无法实现对基波电压相位的精确跟踪。为消除电网电压不平衡的影响,文献[7,8]中提出基于交叉解耦模块的解耦双坐标系统锁相环(decoupled double synchronous reference frame PLL, DDSRF – PLL),该方法通过双 dq 变换和解耦网络提取正序电压分量,在系统电压三相对称或者不对称的情况下均效果显著,但当电压畸变严重时锁相环相位检测误差仍比较大。

为克服以上锁相算法的不足,提出一种基于滑动平均滤波器的三相软件锁相环算法(moving average filter – PLL, MAF – PLL),该算法在三相系统电

压对称、幅值跌落、不平衡或者畸变严重的情况下,均能准确快速地获取系统基波正序电压的相位和频率,为风机控制系统提供准确的同步相位信息,最后通过 Matlab/Simulink 仿真比较了所提的锁相算法与传统 PLL 算法的优缺点和适用范围。

1 理想电网下的锁相环技术^[1]

图 1 给出了经典的三相锁相环控制原理图,用于获取电压的频率、相位和幅值,由鉴相器、环路滤波器和压控振荡器三部分组成。

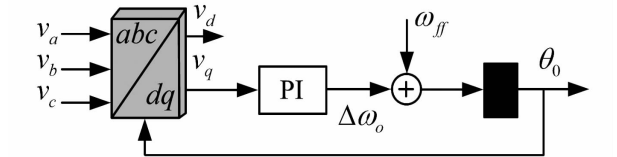


图 1 传统三相锁相环原理图

在理想电网条件下,该锁相环能准确地捕获电网频率和相位,但是当电网电压发生不对称故障时,导致电压中存在负序分量、直流分量或者谐波分量时,负序分量将导致捕获的频率和相位中存在 2 倍基波频率的波动,直流分量导致频率和相位中存在基波频率的波动,使得电网电压的频率和相位无法准确获取,这些频率和相位的不稳定将导致矢量定向控制中的定向误差,使控制策略失效,甚至导致整个控制系统的不稳定运行。因此,提出了一种响应快、精度高、电网适应能力强、抗干扰性能好的同步锁相算法。

2 基于滑动平均滤波器的同步锁相算法

在上述传统同步锁相算法中,通常是在内环增加滤波器增强 PLL 的抗干扰性,然而滤波器带来的相移会减小 PLL 的穿越频率,减慢响应速度,其滤波性能有限,无法完全滤除负序分量和谐波带来的影响,而且对直流分量产生的低频谐波的滤除效果更差。基于上述缺点,提出将传统滤波器改为滑动平均滤波器(moving average filter,MAF),在静止坐标系 $\alpha\beta$ 轴上添加延时信号消除器(delay signal cancellation,DSC)滤除直流分量和可能存在的偶次谐波,改进传统 PLL 的控制结构,加速动态响应。

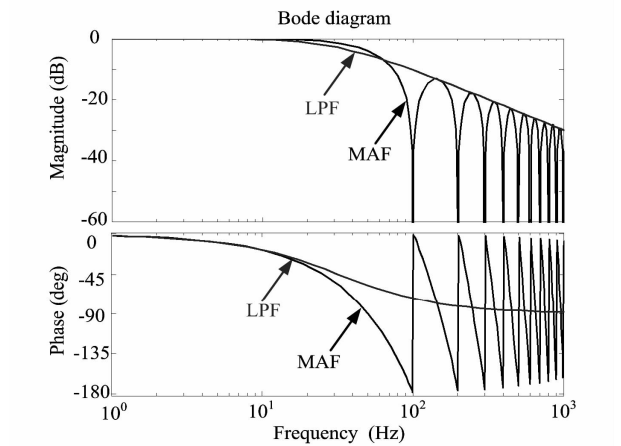
滑动平均滤波器以及其 Padé 近似的低通滤波器传递函数可以表示为

$$G_{\text{MAF}}(s) = \frac{\bar{x}(s)}{x(s)} = \frac{1 - e^{-T\omega s}}{T\omega s} \approx \frac{2}{T\omega s + 2} \quad (1)$$

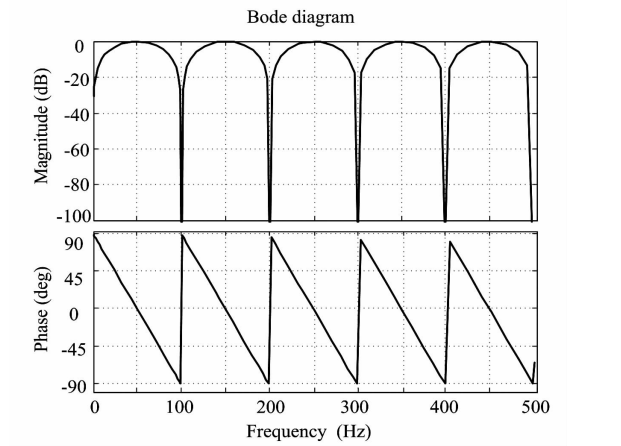
应用于 $\alpha\beta$ 轴上的延时信号消除器传递函数为

$$G_{\alpha\beta\text{DSC}_2}(s) = \frac{1}{2}(1 - e^{-\frac{T}{2}s}) \quad (2)$$

式中, T 为电网电压周期。因此,通过式(1)和式(2)可得到滑动平均滤波器、近似低通滤波器以及延时信号消除器的伯德图,如图 2 所示。



(a) MAF 和 LPF 的幅频相频特性图



(b) DSC 的幅频相频特性图

图 2 MAF、LPF 与 DSC 的幅频相频特性图

通过图 2 的伯德图对比看出,MAF 与 LPF 在低频段的性能基本一样;在高频段,MAF 与 DSC 都能完全滤除掉特定次数的谐波,在电网电压中含有直流分量、负序分量和谐波分量的情况下,可以实现频率和相位的精确跟踪。

同时,为了加快跟踪速度,将锁相环中传统的比例积分控制器改进为比例控制器;但由于采用比例控制器,即从二阶系统降为一阶系统,导致 PLL 不能无静差地跟踪频率跳变(对应于输入相位的斜坡

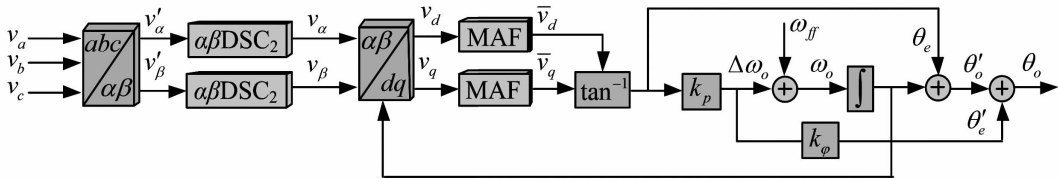


图 3 基于混合坐标系改进锁相环的原理框图

响应),因此,将跟踪误差信号补偿到相位的输出,实现了频率跳变下的无静差跟踪控制。改进 PLL 的控制框图如图 3 所示。

在图 3 中, θ_e 表示电网发生频率跳变时,控制器产生的跟踪误差; θ'_e 表示频率跳变时,由于非频率适应性的滤波器产生的相移,通过将相移误差补偿到输出相位 θ 从而消除滤波器带来的误差。

设输入电压频率为 $\omega_i = \omega_{ff} + \Delta\omega_i$, 其中 ω_{ff} 为理想电网频率 50Hz; $\Delta\omega_i$ 为频率偏移值,在锁相环锁定的状态下, θ_e 为一个常数;根据工程控制理论,在传递函数为 k_p/s 的系统中,输入发生斜坡响应,且斜率为 $\Delta\omega_i$ 。

因此,输出稳态误差为

$$\theta_e = \frac{\Delta\omega_i}{k_p} \tag{3}$$

而在锁相环锁定的状态下, $\Delta\omega_i$ 的均值等于 $\Delta\omega_o$ 的均值,故输出误差又可表示为

$$\theta_e = \frac{\Delta\omega_i}{k_p} \tag{4}$$

根据式(4),可通过前馈方式补偿因控制系统阶数产生的稳态误差。而当频率跳变时,非频率适应的滤波器也将产生相移。根据式(2)可以得到 $\alpha\beta$ DSC₂ 相频表达式

$$\angle\alpha\beta\text{DSC}_2(j\omega) = \angle\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega T}{4}\right) \tag{5}$$

将 $\omega_i = \omega_{ff} + \Delta\omega_i$ 代入式(5),即频率跳变后相移为

$$\Delta\alpha\beta\text{DSC}_2(\omega_i) = -\frac{T}{4}\omega_i \tag{6}$$

同样在锁相环锁定的状态下,式(6)表示为

$$\Delta\alpha\beta\text{DSC}_2(\omega_i) = -\frac{T}{4}\omega_o \tag{7}$$

根据式(7)可以得到由滤波器产生的相位误差,补偿方法如图 3 所示,图中 k_ϕ 即为补偿系数 $T/4$ 。

3 改进 PLL 与传统 PLL 的仿真对比

为了对比改进 PLL 与传统 PLL 的动态特性和适应能力,下面分别在电网电压不平衡、相位跳变、频率跳变、谐波畸变以及直流偏置等情况下,比较两种算法对基波频率和相位的跟踪效果。

图 4 为电网电压在 0.2 ~ 0.4 s 期间发生 A 相跌落至 0.6 p. u. 时传统 PLL 和改进 PLL 的仿真结果,其中曲线 1 代表传统 PLL,曲线 2 代表改进 PLL,曲线从上到下依次为:(a) 为三相电压;(b) 为基波频率;(c) 为正序电压的 d、q 轴分量;(d) 为估算的基波相位与实际基波相位的偏差,后续几种工况的曲线标识与之相同。

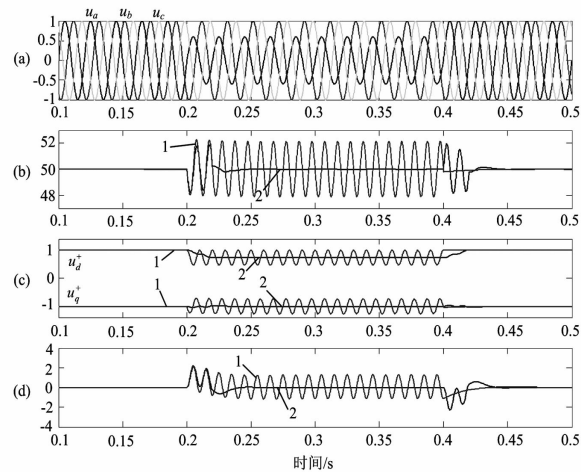


图 4 单相电压跌落至 0.6 p. u. 时,传统 PLL 与改进 PLL 检测结果对比曲线

从图 4 看出,传统 PLL 在电网电压单相跌落时,不能准确地检测出电压频率、正负序分量以及相位。单相电压跌落产生的负序分量在正序同步旋转坐标轴中体现为 2 倍电网频率的交流分量,PI 控制器无法对其实现无静差调节。而在改进 PLL 中,滑动平均滤波器可完全滤除 2 倍电网频率的交流分量,实现电压频率和相位的无静差调节,同时准确地提取电压的正负序分量。

图 5 为电网电压发生相位跳变 40° 时,采用传统 PLL 和改进 PLL 的仿真结果。不难看出,当相位跳变时,传统 PLL 和改进 PLL 都能快速准确地检测出电压的频率、正负序分量以及相位,均具有较好的

性能。

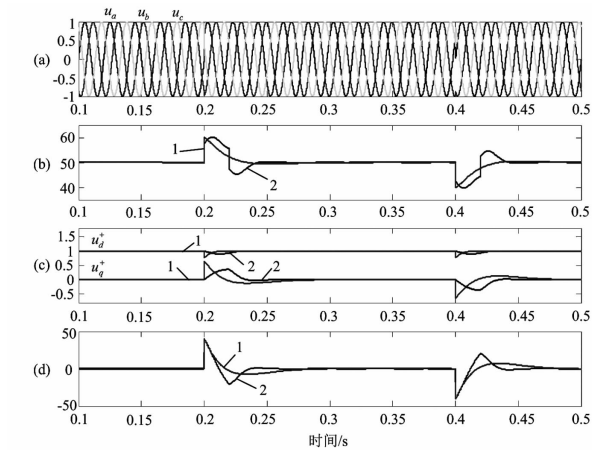


图 5 相位跳变 40°时两种锁相环算法的对比曲线

图 6 为电网电压频率在 0.2 ~ 0.4 s 期间从 50 Hz 跳变至 55 Hz 时采用传统 PLL 和改进 PLL 的仿真结果,不难看出,两种锁相算法均能准确地跟踪频率的跳变,且改进 PLL 响应速度更快。

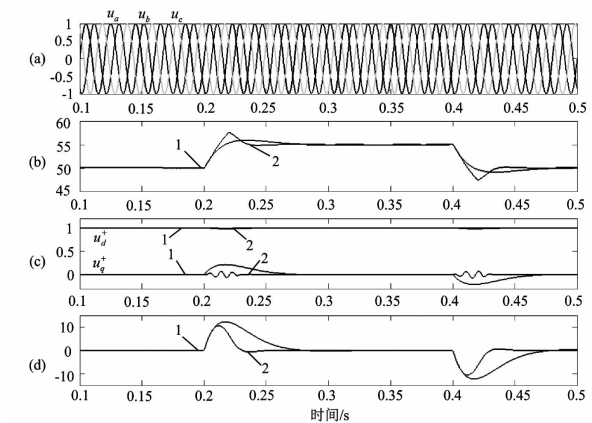


图 6 频率跳变 5 Hz 时两种锁相环算法的对比曲线

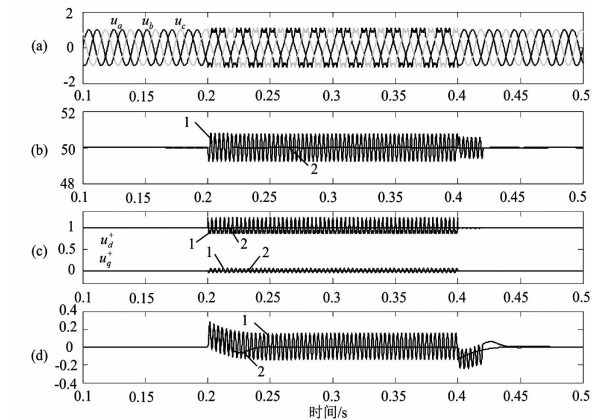


图 7 当电网电压畸变时两种锁相环算法的对比曲线

图 7 为 0.2 ~ 0.4 s 期间电网电压注入 5% 的 5 次谐波和 5% 的 7 次谐波时采用传统 PLL 和改进 PLL 的仿真结果。不难看出,由于传统 PLL 不能对谐波进行有效抑制,导致提取的电压频率、正负序分

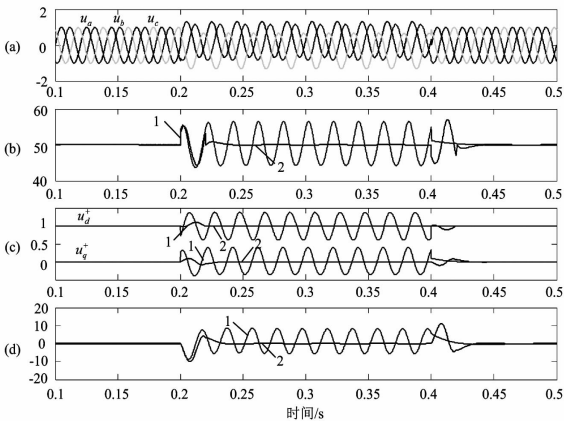


图 8 电网电压出现直流偏置时,传统 PLL 与改进 PLL 检测结果对比曲线

量以及相位中均出现高频波动;由于 MAF 与 DSC 的作用,改进 PLL 可以无静差地检测出电压频率、正负序分量和相位。

图 8 为电网电压在 0.2 ~ 0.4 s 期间出现直流偏置时采用传统 PLL 和改进 PLL 的仿真结果。不难看出,电网电压的直流偏置在 dq 轴上表现为 50 Hz 正弦信号,一般的滤波器或 PI 控制器均不能实现无静差控制,导致传统 PLL 检测的电压频率、正负序分量以及相位中均出现电网频率的波动;对于改进 PLL,应用在 $\alpha\beta$ 轴上 DSC 滤波器可以完全滤除掉直流偏置以及可能存在的偶次谐波,因此实现了基波相位和频率的准确提取。

从以上各种工况的仿真对比结果看出,改进 PLL 具有抗干扰能力强、响应速度快、检测精度高等优点,在电压不平衡、畸变等多种扰动下能够实现基波频率和相位的跟踪,其动态特性和稳态精度明显优于传统三相锁相环,在更大范围内准确地锁定基波正序电压的频率和相位,提取基波正序分量的幅值,便于在逆变器控制系统中得到广泛应用。

4 结 论

针对传统三相软件锁相算法的缺点,提出基于滑动平均滤波器的三相锁相环算法,推导了算法的数学模型和控制策略,并通过 Matlab 仿真对比该算法与传统 PLL 在各种电网扰动下的稳态精度和动态性能。结果表明,MAF-PLL 在三相电压对称、不平衡、畸变、相位或频率跳变等诸多情况下,均能准确快速地获得系统基波正序电压的相位和频率,同时有一定的噪声抑制作用,为风机控制系统提供准

确的同步相位信息,其控制精度和动态特性远远优于传统的锁相算法。

参考文献

[1] GU H. Jung,GC Cho,GH Cho. Improved Control for High Power Static var Compensator Using Novel Vector Product Phase Locked Loop[J]. International Journal of Electronics,1999,86(7):837-855.

[2] Kaura V,Blasko V. Operation of a Phase Locked Loop System under Distorted Utility Conditions [J]. IEEE Trans. on Industry Application,1997,33(1):58-63.

[3] 徐健飞,庞浩,王赞基,等. 新型全数字锁相环的逻辑电路设计[J]. 电网技术,2006,30(13):81-84.

[4] 吴静,赵伟. 适用于非同步采样的相位差准确测量方法[J]. 电网技术,2006,30(7):73-76.

[5] 袁志昌,宋强,刘文华. 改善动态相位跟踪和不平衡电压检测性能的改进软锁相环算法[J]. 电网技术,

2010,34(1):31-35.

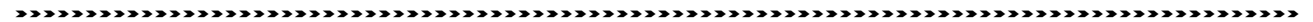
[6] SK Chung. A Phase Tracking System for Three Phase Utility Interface Inverters[J]. IEEE Trans. on Power Electronics, 2000, 15(3):431-438.

[7] Pedro Rodriguez, Josep Pou, Joan Bergas, et al. Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2007,22(2):584-592.

[8] P. Rodriguez, L. Sainz, J. Bergas. Synchronous Double Reference Frame PLL Applied to a Unified Power Quality Conditioner[C]. in Proc. IEEE Int. Conf. Harm. Power Quality, 2002(2):614-619.

作者简介:
徐琳(1984),博士、高级工程师,主要从事基于RTDS的电力系统仿真分析。

(收稿日期:2016-01-05)



(上接第6页)

[10] Naka S,Genji T,Yura T,et al. A Hybrid Particle Swarm Optimization for Distribution State Estimation[J]. IEEE Trans. Power Syst,2003,18(1):60-68.

[11] Nanchian S,Majumdar A,Pal B C. Three-phase State Estimation Using Hybrid Particle Swarm Optimization [J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2015,PP(99):1.

[12] 杨延西,刘丁. 基于小波变换和最小二乘支持向量机的短期电力负荷预测[J]. 电网技术,2005,29(13):60-64.

[13] 王德意,杨卓,杨国清. 基于负荷混沌特性和最小二乘支持向量机的短期负荷预测[J]. 电网技术,2008,32(7):66-71.

[14] 卫志农,谢铁明,孙国强. 基于超短期负荷预测和混合量测的线性动态状态估计[J]. 中国电机工程学报,2010,30(1):47-51.

[15] Brest J,Greiner S,Boskovic B,et al. Self-adapting Control Parameters in Differential Evolution: A Comparative Study on Numerical Benchmark Problems [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation,2006,10(6):646-657.

[16] Zhang J Q,Arthu C S. JADE: Adaptive Differential Evolution with Optional External Archive [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2009, 13(5):945-958.

[17] Cuello-Reyna A A,Cedeno-Malldonado J R. Differential Evolution-based Weighted Least Squares State Estimation with Phasor Measurement Units [C]. in Proc. 49th IEEE Int. Midwest Symp. Circuits and Systems, 2006:576-580.

[18] Martin T H,Suzanne M B. The Times Series Approach to Short Term Load Forecasting [J]. IEEE Trans. Power Systems, 1987,2(3):785-791.

[19] 马静波,杨洪耕. 自适应卡尔曼滤波在电力系统短期负荷预测中的应用[J]. 电网技术,2005,29(1):75-79.

[20] 赵宇红,唐耀庚,张韵辉. 基于神经网络和模糊理论的短期负荷预测[J]. 高电压技术,2006,32(5):107-110.

[21] 康操. 基于最小二乘支持向量机的短期电力负荷预测模型的研究[D]. 四川:西南交通大学,2012.

[22] Gol M,Abur A. A Robust PMU Based Three-phase State Estimator Using Modal Decoupling [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(5):2292-2299.

作者简介:
黎津池(1988),硕士研究生,研究方向为含分布式发电的电力系统状态估计。

(收稿日期:2016-03-28)

含大量风电场的地区电网孤网后稳定控制策略分析

胡仁祥¹, 徐立亮¹, 王明慧¹, 赵亚南¹, 常喜强²
(1. 吐鲁番供电公司, 新疆 吐鲁番 838000; 2. 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,外送时联络线发生永久故障造成地区电网孤网后,运用 PSASP 程序仿真分析电网电压、功角稳定问题的动态过程,提出稳定控制策略,并对不同的稳定控制策略进行了分析。结果表明,不同运行方式下,采用不同的控制策略,可以保证孤网稳定运行,该结果可为此类事故的处理提供依据。

关键词:电力系统;稳控;控制策略;风电场

Abstract: During the power delivery of regional power grid with large amount of wind farms, a permanent fault occurs in the tie line, which makes the regional power grid be isolated. The dynamic process of grid voltage and power angle stability is analyzed with PSASP simulation program, the stability control strategies are proposed, and the different stability control strategies are analyzed. The results show that under different operation modes, using different control strategies can ensure the stable operation of isolated power grid, which can provide a basis for dealing with such accidents.

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

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)03-0017-04

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。暂态稳定通常指保持第一或第二个振荡周期而不失步,其判据是电力系统遭受每一次大扰动(如短路、切除故障、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。

电网正常运行时,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,两回外送联络线通道发生故障造成地区电网孤网后,分析并采用不同的控制策略,保证孤网稳定运行。

1 风电机组和风电场模型

1.1 基于双馈感应电机的风电机组模型

仿真分析的地区电网中,风电机组以双馈风电机组居多,其控制系统如图 1 所示。

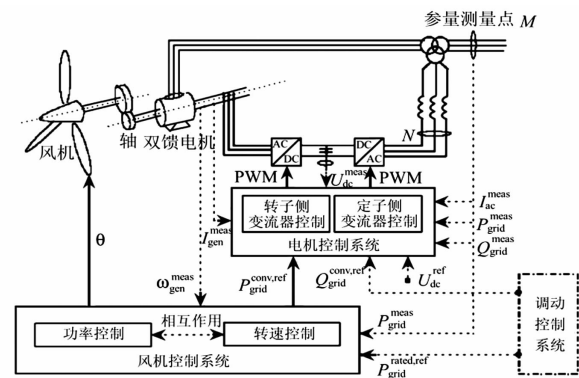


图 1 双馈变速风电机组的控制系统

双馈发电机的最大特点就是转子通过一个背靠背脉冲宽度调制变流器与电网相连。电网侧变流器的主要功能是控制电容电压使其恒定,从而为转子侧变流器提供电源支持;转子侧变流器为转子绕组提供幅值、相位和频率可变的励磁电流,从而可对有功功率和无功功率进行独立控制。

1.2 风电场模型

风电机组额定容量相对较小,这里采用额定容量为 1.5 MW 的双馈感应电机的变速风电机组进行仿真分析,风电场装机容量较大时,采用多台风电机组并联的方式接入系统。风电场模型如图 2 所示。

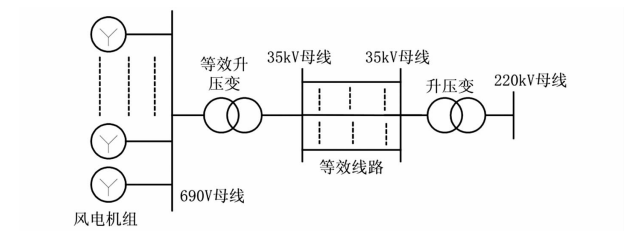


图 2 风电场等效模型

风电机组输出电压 690 V, 经过一级升压到 35 kV, 通过 35 kV 线路输入风电场升压站, 再通过 220 kV 变电站升压后, 经 220 kV 输电线路接入电网。

2 风电对系统频率的影响

频率是电力系统重要的电能质量, 由系统中有功功率的供需平衡决定。当风电大规模并网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, 导致当电网发生功率缺额时, 电网频率下降的变化率较高, 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时, 可能会导致系统有功出力与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。

3 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功率 Q 不变, 输送有功功率由 P 波动至 $P + \Delta P$ 时, 可得电压变化水平与有功功率变化量之间的关系为

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

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。联络线有功功率变化越大, 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, 有功功率变化可能导致电压越限。

由于风电场出力的间歇性, 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, 为满足风电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、输送有功功率、线路参数和有功功率变化率的影响。

综合公式(1)、(2)可知, 单个风电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。

4 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为 336.5 MW, 5 座水电的总装机规模为 732 MW, 其他为 50 MW。网内用电负荷约 750 MW, 剩余电力通过 220 kV 两回线路(龙丰线、齐丰线)与新疆主电网联络。风电场主要集中在龙湾地区。

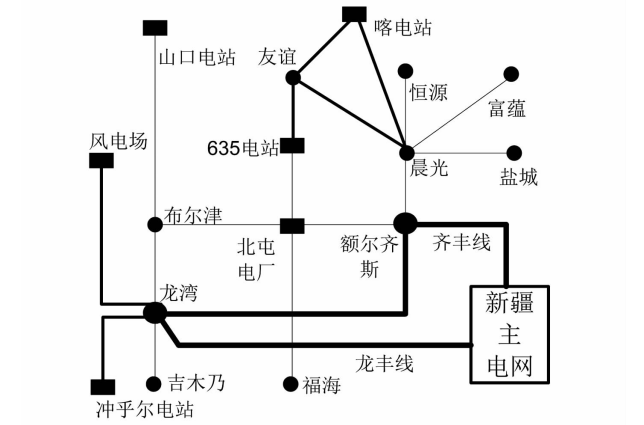


图 3 某地区电网结构及与主电网联络图

5 电源不同出力下电网发生解列分析

5.1 方式 1: 水电满发、风电出力为零

电源此种出力情况下, 地区电网通过联络线下网负荷约 220 MW。两回送出线路发生三相永久性故障, 0.12 s 后切除。

控制策略: 切除地区电网内 220 MW 用电负荷后, 由于网内无功功率过剩, 及时退出部分电容器组, 电网相关变化见图 4、图 5。

从图 4、图 5 可以看出, 电网解列后, 通过安全稳定自动装置对负荷进行及时控制, 水电机组一次调频参与, 机组转速有所提高, 孤网系统可以快速稳

定运行。

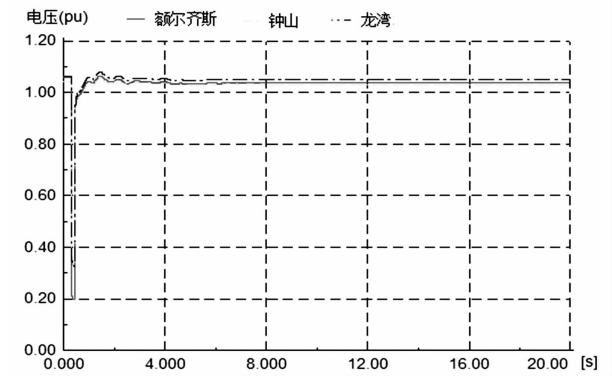


图4 方式1下地区电网中变电站母线电压变化情况

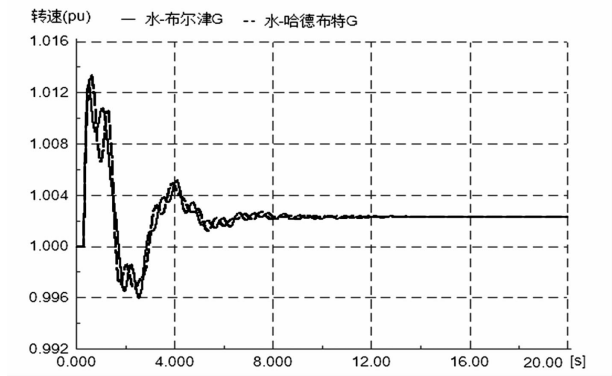


图5 方式1下地区电网中水电机组转速变化情况

5.2 方式2:水电、风电满发

电源此种出力情况下,地区电网通过联络线外送电力约190 MW。两回送出线路发生三相永久性故障,0.12 s后切除。

控制策略:地区电网孤网后,网内有功出力过剩,需切除部分机组。由于该电网发电机组主要由风电和水电构成,风电不能随负荷变化而变化,在电力平衡能力以及故障期间的电压支撑能力上都明显弱于水电。考虑切除龙湾地区风电190 MW出力。电网相关变化见图6~图9。

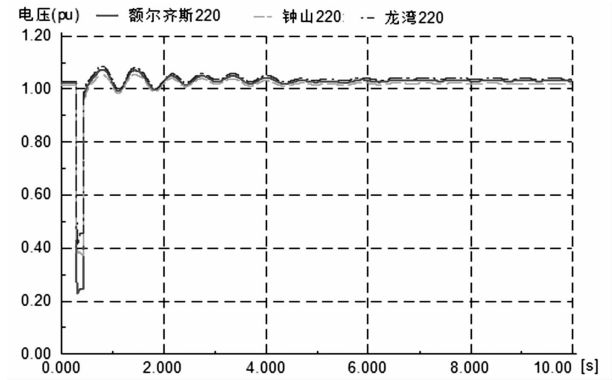


图6 方式2下地区电网变电站母线电压变化情况

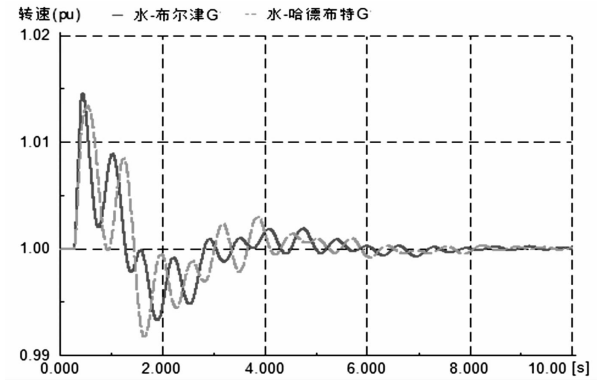


图7 方式2下地区电网中水电机组转速变化情况

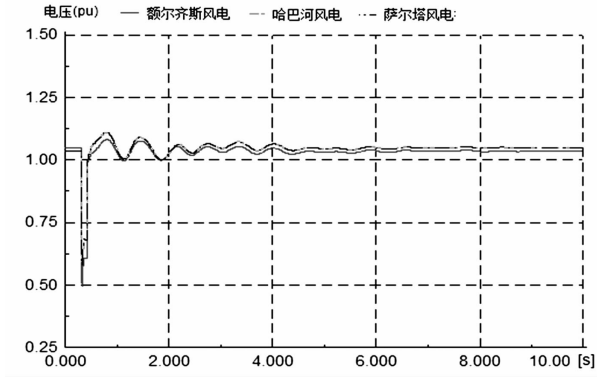


图8 方式2下地区电网中风电机
机端母线电压变化情况

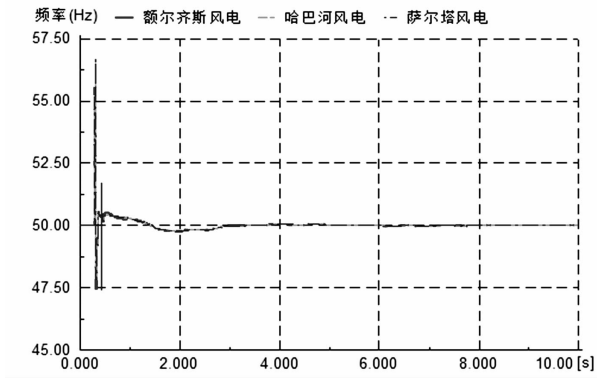


图9 方式2下地区电网中风电机
机端母线频率变化情况

从图6~图9中可以看出,故障后孤网电压、水电机组功角转速以及风电机组机端母线电压、频率,都在振荡后恢复了稳定运行。

但在故障期间,风电机组机端母线频率振荡幅度较大,最高56.5 Hz左右,最低47.5 Hz左右。这是因为电网频率改变时基于双馈发电机的变速风电机组固有的惯量对电网侧表现成为一个“隐含惯量”,因此频率的变化幅度较大。故障发生时,电网电压急剧下降,有功功率无法送出,同步发电机组转速上升,电网频率上升;故障清除时,电网电压快速

恢复,电网频率则有一个显著的下降。但这个频率的改变只在故障发生的瞬间或故障切除的瞬间产生,通常在 2~3 个周波以内。而风电机组变频器频率保护的时间设置一般为 0.2 s,所以故障瞬间产生的频率变化不会也不应导致风电机组切机。电网设备故障切除后,风电机组机端频率在 49.7~50.5 Hz 之间振荡,并最终恢复稳定。

所以,接入电网的风电机组必须满足 GB/T 19963-2011《风电场接入电力系统技术规定》要求,风电机组应在不同电力系统频率范围内按规定的要求运行,在系统频率高于 50.2 Hz 时,风电场需要至少运行 5 min 的能力;在系统频率低于 49.5 Hz 时,要求风电场有至少运行 30 min 的能力,才能保证系统故障时不会出现大面积风电机组脱网,加剧电网事故风险。

5.3 方式 3:水电小发、风电满发

电源此种出力情况下(水电小发考虑为满发的 30%),地区电网通过联络线从主网下网电力约 180 MW。两回送出线路发生三相永久性故障,0.12 s 后切除。

控制策略:切除地区电网内 180 MW 用电负荷后,及时退出部分电容器组,电网相关变化见图 10~图 13。

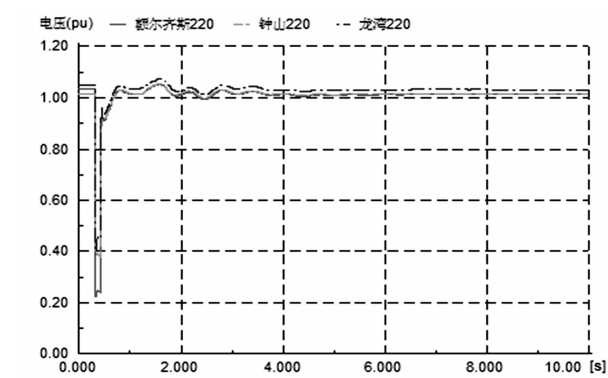


图 10 方式 3 下地区电网变电站母线电压变化情况

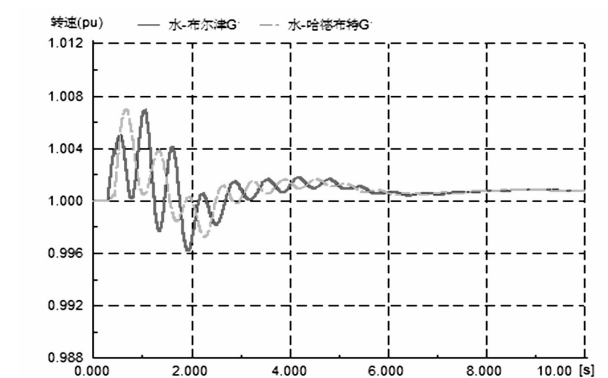


图 11 方式 3 下地区电网中水电机组转速变化情况

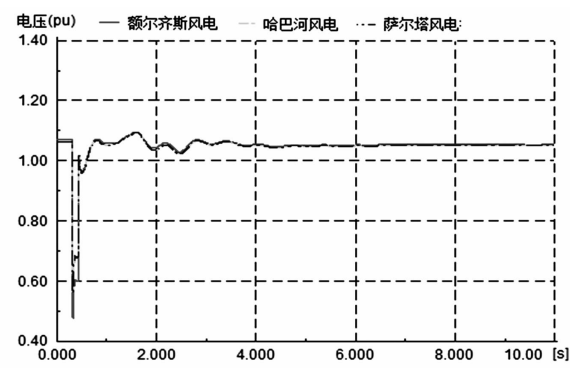


图 12 方式 3 下地区电网中风电机组机端
母线电压变化情况

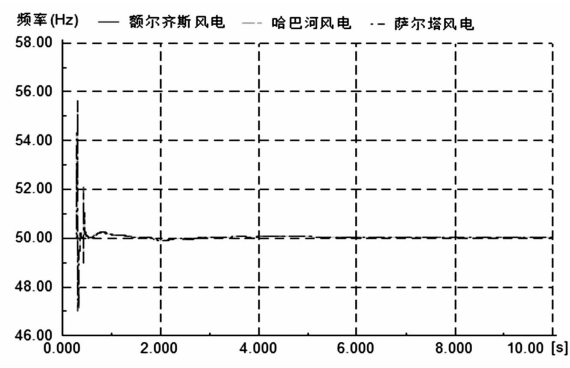


图 13 方式 3 下地区电网中风电机组机端
母线频率变化情况

从图 10~图 13 中可以看出,故障后孤网内的电压、水电机组转速以及风电场内机端电压、频率都在振荡后恢复了稳定运行。故障期间,风电机组机端母线频率振荡幅度较大;故障后,由于水电机组一次调频设备投入运行,网内同步电机转速略有升高。同样可以看出,风电机组必须满足《风电场接入电力系统技术规定》要求,才能保证风电机组不脱网。

5.4 小结

1)地区电网在方式 1、方式 3 下发生孤网时,通过联切网内多余用电负荷,水电机组一次调频设备投入运行,孤网系统可以快速稳定运行。

2)地区电网在方式 2 下发生孤网时,通过快速联切除风电机组出力,能保证电网稳定运行。前提是风电机组必须满足《风电场接入电力系统技术规定》要求,否则风电机组将出现大面积脱网,加剧电网事故风险。

6 结 论

1)当 220 kV 联络线通道(龙丰线、齐丰线)发生故障后,地区电网与主电网解列,形成孤网运行,
(下转第 44 页)

不同风电机组接入电网的暂态电压稳定性研究

李自明¹, 常喜强², 王海云¹, 姚秀萍²

(1. 新疆大学, 新疆 乌鲁木齐 830008; 2. 新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830001)

摘要:在中国, 因为特殊的地理环境, 风电装机容量在整个电网中的占有率得到激增, 风电场一般建设在电力系统输电网的末端, 且地区经济不发达, 网架结构较弱。但风电的快速发展, 使得在短时间内大规模风电场集中接入电网, 给电网的有功和无功平衡带来大幅度波动, 这种大的扰动严重威胁到电网的暂态电压稳定。因此建立了基于普通异步风力发电机组(AWT)、双馈异步风力发电机组(DFIG)的暂态数学模型, 并以新疆北部某一地区作为算例仿真分析了这两种风力发电机组以不同比例接入系统后的暂态电压稳定性。根据仿真得出的临界故障清除时间(CCT)表明, 双馈风力发电机组接入系统时的暂态电压比普通异步风力发电机组接入系统更稳定。

关键词:风电并网; 普通异步风力发电机组; 双馈异步风力发电机组; 暂态电压稳定; 极限切除时间

Abstract:In China, the installed capacity of wind power in the whole power grid is increasing due to the special geographical environment. The construction of wind farms is generally located in the transmission end of power system, the regional economy is not developed and the grid structure is weak. But with the rapid development of wind power, the large – scale wind farms in a short period of time are concentrated in power grid, which makes a drastic fluctuation for the balance of active power and reactive power in power grid and makes a serious threat to the transient voltage stability of power grid. The transient mathematical models based on common asynchronous wind turbine (AWT) and doubly – fed induction generator (DFIG) are established, and taking the simulation of a certain area in the north of Xinjiang for example, the transient voltage stability of these two kinds of wind power generator units are analyzed. The critical clearing time (CCT) obtained from the simulation shows that the transient voltage of DFIG is more stable than that of AWT when they are integrated with power grid.

Key words:wind power integration; asynchronous wind turbine (AWT); doubly – fed induction generator (DFIG); transient voltage stability; critical clearing time (CCT)

中图分类号: TM712 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2016)03 – 0021 – 05

截止 2014 年年末, 新疆电网电源规模整体继续呈现快速增长态势, 新能源中的风电增长仍占主导地位, 且增速加快。新疆电网新增电源明细情况表如表 1 所示。

表 1 新疆电网新增电源明细

类型	座	台	容量 /MW	比例	同比
火	12	29	9 846	50.30%	35.80%
水	20	48	877	4.50%	6.90%
风	42	–	5 155	26.30%	78.90%
光	114	–	3 632	18.60%	41.30%
其他	5	5	69	0.40%	–23.30%
总计	193	–	19 579	100.00%	43.80%

从表 1 可看出, 2014 年新疆电网新增风电场 42 座, 新增风电装机容量为 5 155 MW, 占新疆电网各类电源新增装机总容量的 26.3%, 同比增长 78.9%, 增速远超火电(35.8%)、光伏(41.3%)。风电机组装机容量增加, 风电并网规模也随之增长, 风能现已

逐步替代常规能源并成为中国电网中的重要电源之一。由于风能具有间歇性、不可调度性的特点, 这使得大规模风功率注入系统后, 会改变电网无功潮流以及系统电压, 特别是那些风电场穿透功率较大的电网, 一旦发生故障, 将会造成大量风机脱网, 威胁电力系统的安全运行^[1]。现阶段中国风电场中普通异步风电机组还占有相当大的比重, 这种风电机组在运行过程中需要向系统吸收无功功率, 将会对电力系统的电压稳定性产生巨大影响^[2]。因此, 针对风电场中不同风电机组以不同比例接入系统后的暂态电压稳定性问题进行深入的研究。

系统的暂态电压稳定性是指发生扰动的电力系统不会出现电压持续降低或者解列的能力^[3]。若电压严重降低会导致电动机停转, 发电机负荷降为 0, 系统振荡直至崩溃, 同时电压过低也会导致 STATCOM 等无功电源的出力降低, 进而降低了系统

的电压稳定性。文献[4-6]通过在 Matlab 中搭建风电场并网系统模型,分析了在网侧发生三相短路时的暂态电压稳定性。文献[7-9]通过仿真分析了双馈风电机组接入地区电网的电压稳定,得出双馈风电机组在故障后能够减少系统所需的无功储备,从而有利于地区电网的电压稳定。

针对上述多数文献仅对单种风机并网进行研究,但是很少有对不同风机组成的风电场并网暂态电压稳定性进行研究问题,下面建立了基于普通异步风电机组和双馈风电机组的暂态模型。以新疆北部某一地区为案例仿真分析了不同风电机组,按不同比例组成的风电场接入某一地区电网后系统的暂态电压稳定性。根据仿真结果,可以得出双馈风力发电机组接入系统的暂态电压比普通异步风力发电机组接入系统更稳定。

1 数学模型

1.1 普通异步风电机组暂态模型

随着新型风力发电机组性价比的提升以及新电网导则的引入,普通异步风力发电机最终退出风电领域已是大势所趋;但就目前电网而言,这类风电机组在电网还占有相当比重,仍然要对其模型进行深入研究。普通异步风力发电机组一般是由叶片、轮毂、齿轮箱、轴系以及异步发电机几部分组成。它的能量流动如图 1 所示。

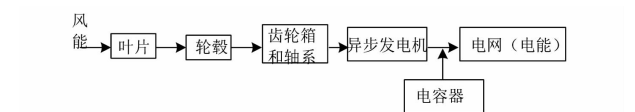


图 1 普通异步风电机组的能量流动

图 1 中的普通异步风电机组首先由叶片扑获风能,然后将风能转换为作用在轮毂上的机械能,由此带动齿轮箱和轴系的转动,再将此机械能转换为发电机上的电能,电能向电网传输过程通常需要并联电容器,来补偿电力系统感性负荷的无功功率,改善电能质量,最终将优质电能输送至电网的受端。其中风能与机械能的转换是形成电能的关键部分。风能与风机的机械转矩之间的关系可用式(1)表示^[10]。

$$M_w = \frac{1}{2} \pi \rho C_p R^3 \frac{V_w^2}{\lambda} \frac{\Omega_N}{P_N} \times 10^{-3} \quad (1)$$

式中: M_w 为风力机叶片转矩; ρ 为空气密度; R 为叶

片半径; V_w 为作用于叶片的风速; $\lambda = \Omega R / V_w$ 为叶尖速比, $\Omega = 2\pi R / 60$,为叶片机械角速度; Ω_N 为风力机额定机械角速度; P_N 为风力机额定功率; C_p 为风能利用系数,其大小与叶尖速比 λ 和叶片桨距角 β 有关。

研究风电系统的暂态特性需要考虑异步发电机的机电暂态过程,普通异步风力发电机等效电路如图 2 所示。

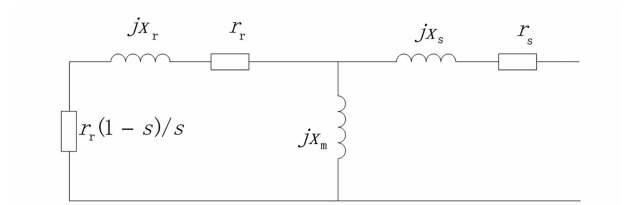


图 2 异步电机等效电路

异步发电机的定子电压方程为

$$V_s = -(r_s - jX')I_s + E' \quad (2)$$

式中: E' 、 V_s 、 I_s 、 r_s 分别为发电机暂态电势、定子电压、输出电流和定子电阻; $X' = X_s + X_r X_m / (X_r + X_m)$ 为发电机等效暂态电抗, X_s 、 X_r 和 X_m 分别为发电机定子电抗、转子电抗和激磁电抗。

异步发电机转子电磁暂态方程^[18]为

$$\begin{cases} T'_{d0} \frac{dE'_s}{dt} = -E'_s - (x - x')I_{sy} + \pi s T'_{d0} 2f_0 E'_y \\ T'_{d0} \frac{dE'_y}{dt} = -E'_y - (x - x')I_{sx} + \pi s T'_{d0} 2f_0 E'_s \end{cases} \quad (3)$$

式中: s 为滑差; x_s 和 x_m 分别为发电机定子电抗和激磁电抗。 $x' = x_s + x_r x_m / (x_r + x_m)$,为发电机等效暂态电抗; f_0 为系统频率,Hz。

1.2 DFIG 风电机组暂态模型

基于 DFIG 的双馈风力发电机是目前风电场采用的主流机型之一,它是一种采用脉宽调制技术的新型风力发电机组,该类型的风力发电机的定子绕组与电网有电气联接,其转子绕组也通过变频器(一般由转子侧整流器、控制器、直流电容及网侧逆变器组成)与电网相联,如图 3 所示。

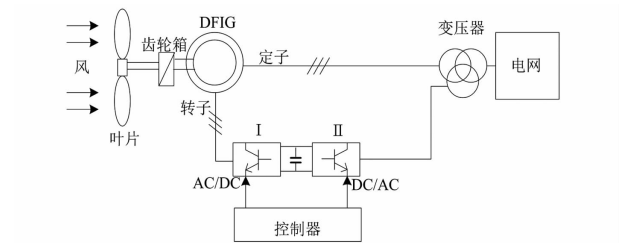


图 3 双馈风电机组简图

图 3 所示的双馈风电机组的转子绕组由变频器

和控制器提供幅值、相位可调的励磁电源,供给三相低频励磁电流,以实现恒频输出。若叶片扑获的风速较低,则风力发电机必须运行在低于同步转速的状态才能有较高的发电效率。为达到发电机机械转矩与电磁转矩两者平衡,转子绕组从电网吸收一定数量的功率再通过定子绕组送回电网,以保持电网的功率平衡。若叶片扑获的风速较高,风力发电机则需要运行在高于同步转速的状态才能发出更多有功;在这种情况下一部分功率将直接通过转子绕组送入电网;当风力发电机运行在同步速时,如果忽略损耗,转子绕组通过的功率都由定子绕组完成。

图 3 中的双馈风力发电机的转子回路可以通过发电机滑环外接电压源,即转子电压 u_{rd} 与 u_{rq} 不等于 0,并且通过控制转子外接电压的值可以控制双馈感应发电机发出的有功与无功功率。由贝兹理论可知,风机的输出机械转矩为

$$T_m = P_m / \omega_t = 0.5 \rho \pi R^2 C_p V_m^3 / \omega_t \quad (4)$$

式中: P_m 为风机的输出电磁功率; C_p 为风机的风能利用系数; ρ 为空气密度; R 为风轮机叶片半径; V_m 为风速。

风能利用系数 C_p 可按式(5)计算得

$$C_p = 0.44 (125 / \lambda_i - 6.94) e^{-16.5 / \lambda_i} \quad (5)$$

式中: $\lambda_i = 1 / (1 / \lambda + 0.002)$; λ 为叶尖速比,其定义为 $\lambda = \omega_r R / V_m$ 。

图 3 中的变频器采用的是可以双向流动的交-直-交变频装置,这是为了适应双馈风力发电机转子超同步时向系统馈送功率或是次同步时从系统吸收功率的需要。如图 4(a)、(b)所示,给出了 d 、 q 轴下的 DFIG 的等效电路。

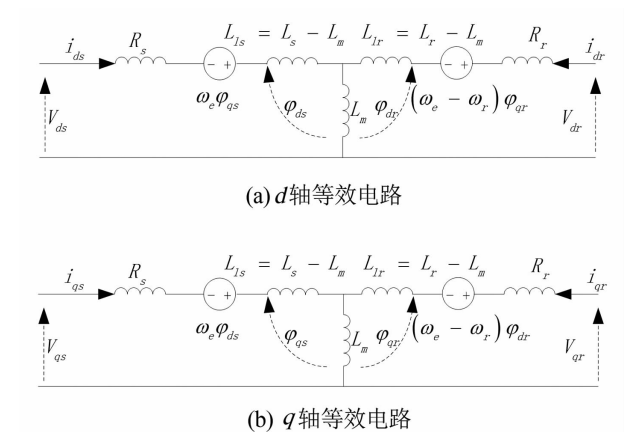


图 4 DFIG 的 d 、 q 轴等效电路图

电磁转矩为

$$T_e = \frac{3}{2} N_p L_m (i_{qs} i_{dr} + i_{ds} i_{qr}) \omega_s = s \omega_0 = \omega_0 - \omega \quad (6)$$

式中: i_{ds} 和 i_{qs} 分别为图 4 中定子电流的 d 、 q 轴分量; i_{dr} 和 i_{qr} 分别为图 4 中转子电流的 d 、 q 轴分量; L_m 为定转子间互感; ω_0 、 ω 、 ω_s 分别为电机同步角速度、转子角速度和转差角速度; T_e 为风力发电机电磁转矩; J 为发电机转动惯量; N_p 为极对数; S 为转差率。

2 案例仿真分析

风电场内输电线路(架空线或者地埋电缆线)发生短路故障,会造成故障点附近电网的电压水平降低,电容器、SVC 等无功电源的出力降低,使得某些线路或变压器过载,导致线路上的无功损失大幅增加;如果故障致使发电机组退出运行,除了造成电网有功缺失外,也会造成电网无功电源的损失。上述现象都会引起系统的暂态电压问题^[11-12]。

而新疆地区的风电资源主要集中在东疆和北疆片区。由于北疆电网 220 kV 布点多、网架密;且该地区感性无功补偿容量不足,冬季小负荷期间该地区部分末端厂站电压偏高运行较难控制。尤其是在大量风电集中投产后,由于短路水平较低,风电场 SVC 难以协调控制,导致该地区的风电场升压站特别是布尔津、龙湾、额尔齐斯汇集站电压受风电出力影响波动较大,易出现低频振荡问题。故以新疆北部某一地区电网为例,将不同风电机组以各种比例组合来分析系统暂态电压稳定性。该地区主要网架结构如图 5 所示。该地区西部风资源丰富,规划建设 6 大风电场,总装机容量为 346.5 MW。已经建设 0.75×66 MW 的布尔津天润风电场,机组采用 750 kW 普通异步风电机组和 1.5 MW 双馈风电机组,风电机组出口电压为 0.69 kV,通过箱式变电站升压至 10 kV,送至风电场升压站升至 110 kV,再通过 110 kV 线路接入金风风电 T 变电站。

由图 5 可以看出,该地区电网通过 220 kV 的克额线(克拉玛依-额尔齐斯)、丰龙线(和丰-龙湾)与新疆主网联系,该地区主网架结构采用 110 kV 电压等级。刚建成的龙湾变电站是几个风电场和冲乎尔水电站汇流的地方,且通过 220 kV 线路直接与额尔齐斯变电站相连,地理位置极其重要;布尔津变电站靠近几个常规电厂,与新疆主网连接的额尔齐斯以及龙湾变电站连接了大量负荷,基于以上考虑,主要分析这几个重要变电站的暂态电压稳定性。布尔津天润风场所接入的风电机组参数如表 2 所示。

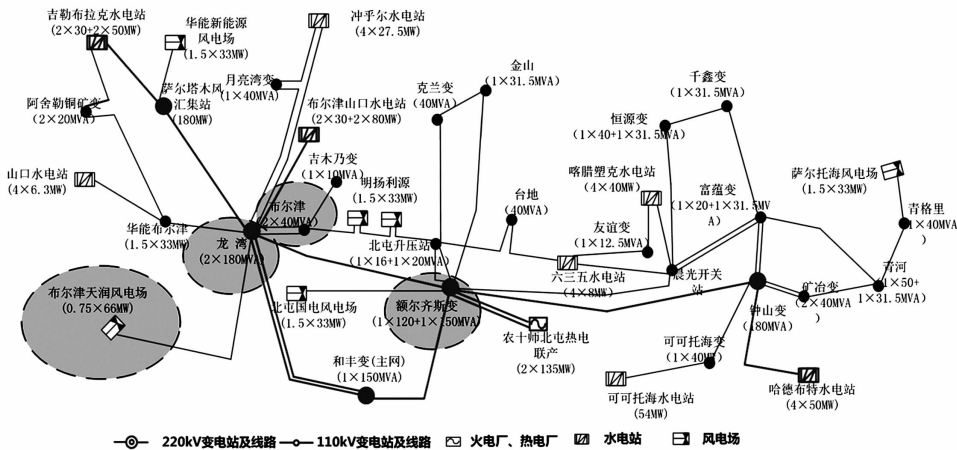


图 5 新疆北部某地区网架结构示意图

表 2 天润风电场风电机组参数

普通异步风电机组				双馈风电机组			
发电机参数		风力机参数		发电机参数		风力机参数	
额定功率/MW	0.75	切入风速 $V_i/(m \cdot s^{-1})$	3	额定功率/MW	1.5	切入风速 $V_i/(m \cdot s^{-1})$	3
额定电压/V	690	基本风速 $V_r/(m \cdot s^{-1})$	15	额定电压/V	690	基本风速 $V_r/(m \cdot s^{-1})$	11.8
额定频率/Hz	50	切除风速 $V_0/(m \cdot s^{-1})$	25	额定频率/Hz	50	切除风速 $V_0/(m \cdot s^{-1})$	25
定子电阻 $R_1/(p.u.)$	0.003 8	风轮半径/m	30	定子电阻 $R_1/(p.u.)$	0.006 4	风轮半径/m	35.2
定子电抗 $L_1/(p.u.)$	0.124 8	塔高/m	70	定子电抗 $L_1/(p.u.)$	0.142 1	塔高/m	80
转子电阻 $R_2/(p.u.)$	0.008 3	推力系数 CT	0.2	转子电阻 $R_2/(p.u.)$	0.009 1	推力系数 CT	0.2
转子电抗 $L_2/(p.u.)$	0.179 1	传动轴系数(双质块)时间系数/s	5.24	转子电抗 $L_2/(p.u.)$	0.192 0	传动轴系数(双质块)时间系数/s	7.64
激磁电抗 $L_m/(p.u.)$	6.77			激磁电抗 $L_m/(p.u.)$	7.02		
转子惯性时间常数 T_j	3.04			转子惯性时间常数 T_j	1.54		
定子开路转子时间常数 T'_{d0}	1.44			定子开路转子时间常数 T'_{d0}	1.14		

该地区电网在最大负荷方式下运行,风电场接入点 PCC 处在 $t=2\text{ s}$ 发生三相短路故障,故障在 $t=2.57\text{ s}$ 清除。通过仿真风电机组各种比例组合,发现以下几种不同风电机组组合方式具有代表性,所以就以下几种情况来分析系统暂态电压稳定:

算例 1:100% 普通异步风电机组的天润风电场接入系统;

算例 2:70% 普通异步 + 30% 双馈风电机组的天润风电场接入系统;

算例 3:50% 普通异步 + 50% 双馈风电机组的天润风电场接入系统;

算例 4:30% 普通异步 + 70% 双馈风电机组的天润风电场接入系统;

算例 5:100% 双馈风电机组的天润风电场接入

系统。仿真结果如图 6 所示。

表 3 极限切除时间表

算例	极限切除时间 CCT/s
算例 1	0.512
算例 2	0.572
算例 3	0.592
算例 4	0.632
算例 5	0.672

从图 6(a) ~ 图 6(d) 可以看出,在 $t=2\text{ s}$ 天润风电场接入点 PCC 处发生三相短路故障,故障在 $t=2.57\text{ s}$ 清除的情况下,由 100% 普通异步感应发电机组成的天润风电场接入系统后暂态电压失去稳定;而随着双馈风电机组的增加,系统暂态电压稳定性变好,当全部由双馈风力发电机组构成时,系统暂态电压稳定性是最好的,故障清除后系统能够保持

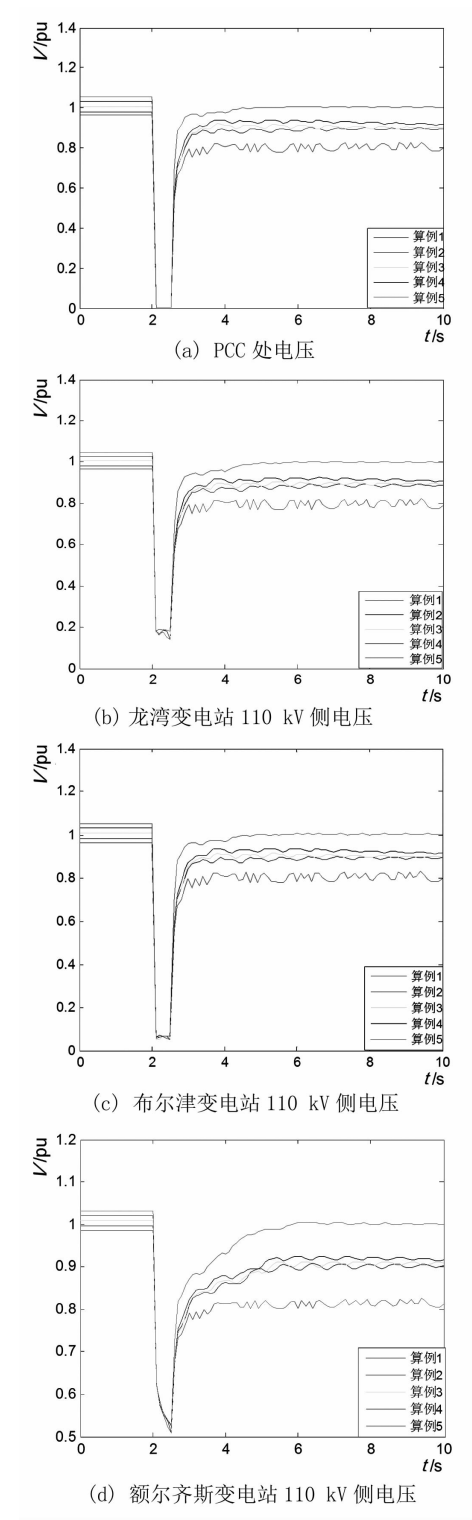


图 6 系统电压曲线

稳定。这是由于普通异步感应发电机没有像 DFIG 所具有的换流器控制环节,当系统发生短路故障时,机端电压跌落,转子加速;同时普通异步感应发电机从电网吸收大量的无功功率来保持高转速,这将导致电压进一步跌落,如不及时采取相应的补偿措施,当接入的系统较弱时,最终会失去稳定。而双馈风力发电机组具有换流器控制环节,在系统短路故障

时,可以提供一定的无功支持,使系统电压得以恢复或者过渡到一个新的稳定点。从图 6(b) ~ 图 6(d) 可以看出连接常规能源(水电站)的龙湾变电站和布尔津变电站比连接大量负荷的额尔齐斯变电站的暂态电压稳定性好。

同时,不同风电机组对系统故障 CCT 也不同。从表 3 可以看出,算例 5 的 CCT 最大,算例 1 的极限切除时间最小,即双馈风力发电机组风电场接入系统暂态电压较普通异步风力发电机组风电场更稳定,与从图 6 电压仿真曲线得出的结果一致。

3 结 论

基于不同风电机组组合方式接入天润风电场对暂态电压进行时域仿真,由仿真结果给出了不同风力发电机组的风电场对系统暂态电压不同程度的影响。

1) 电网发生三相短路故障将引起周围节点电压降低,当故障出现在风电场周围地区时,风电场吸收的无功增加,若该区域无功不充裕,则风电机组的机端电压会持续降低,甚至崩溃,进而会引起风电场并网节点及其周围节点的电压出现较严重的暂态电压失稳的现象,影响电网的安全运行。

2) 当不同风力发电技术的风电场接入系统,离常规电源近的地区,其暂态电压越稳定;反之,负荷比较集中的地区,无功需求大,暂态电压稳定性差。

3) 装有双馈风电机组的风电场比普通异步风电机组的风电场需要的无功功率小,甚至不需要,所以其暂态电压也更稳定,对电压的调节也更好,有利于地区电网的电压稳定性。

参考文献

- [1] 刘彦呈,王川,魏一. 电力系统大扰动下暂态电压稳定的动态特征分析[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(10): 11-17.
- [2] 付小伟. 风电场的接入对电力系统电压稳定性的影响研究[D]. 长沙:长沙理工大学, 2013.
- [3] 张建华,王健,陈星莺,等. 双馈风机低电压穿越控制策略的分析与研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(21): 28-33.
- [4] 谢维. 直驱型永磁风电机组并网控制系统研究[J]. 电源技术, 2014, 38(10): 1907-1909.
- [5] 肖园园,李欣然,张元胜,等. 直驱永磁同步风力发电机的等效建模[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(1): 12-17.

(下转第 44 页)

风电场次同步谐振分析与抑制研究

刘 文,康积涛

(西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:大规模风电场并网运行,采用串联补偿能够提高输送容量,但是有潜在的引起次同步谐振(subsynchronous oscillation,SSO)的风险。首先构造双馈风电场的模型,采用特征值分析法研究串补度与系统稳定性的关系,并在PSCAD/EMTDC 仿真软件上进行验证。为了抑制高串补度引起的感应发电机效应,采用 GCSC 附加阻尼控制器进行抑制。根据不同抑制效果选择最理想的附加阻尼输入信号。

关键词:风电场;次同步谐振;GCSC;附加阻尼控制器

Abstract:When large-scale wind farms in parallel operation with power system, the transmission capacity can be improved by using series compensation, but it may lead to risks which causes subsynchronous oscillation (SSO). Firstly, the model of wind farms with doubly-fed induction generators is constructed, the modal analysis is performed to study the relationship between system stability and series compensated degree, and the conclusion is verified by PSCAD/EMTDC simulation software. In order to prevent induction generator effect caused by the high series compensated degree, gate-controlled series capacitor (GCSC) with additional damping controller is adopted. According to the different inhibition effect, the most ideal additional damping input signal is selected.

Key words:wind farm; subsynchronous oscillation (SSO); gate-controlled series capacitor (GCSC); SSR damping controller (SSRDC)

中图分类号:TM614 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0026-06

0 前 言

随着能源危机和环境危机的产生,越来越多的清洁能源得到发展,风电场当前也受到相当的重视。由于风能大都集中在远离负荷中心的地方,因而采用远距离输电是不可避免的。当前高压交流输电还是主流的输电方式,为了提高输电能力,常常会采用串联补偿方式,然而含串补的线路有引发次同步谐振的风险^[1-2]。

次同步谐振有两种主要的类型:感应发电机效应(induction generator effect, IGE)和轴系扭振(TI)^[2]。感应发电机效应是由于输电网络与发电机之间的交互作用,只涉及到系统的电气部分,轴系扭振不仅涉及电气部分还与机械部分有关。由于风轮机轴系的刚度较低,轴系扭振模型频率一般在 1~3 Hz,要引起 TI 需要很高的串补度,因而很少发生。所以在含串补的风电场输电网络中,感应发电机效应是主要的次同步谐振引发因素,主要针对含

串补输电网络风电场由感应发电机效应引起的次同步谐振问题。

关于 SSO 的抑制方法已有大量的研究,包括 FACTS 装置、励磁、PSS 等附加控制^[3],但是大量的研究是针对传统的火力发电系统,对于风电系统的研究则较少。针对风电场感应发电机效应引发的次同步谐振问题,采用 FACTS 装置进行抑制是经济、有效的方式。由于感应发电机效应主要由系统等值电阻为负造成的,在不影响系统有功输出的情况下,FACTS 装置能够很好地调节外部特性,达到抑制 SSO 的目的。门极可控串联电容器(gate-controlled series capacitor, GCSC)是新型典型串联柔性交流输电装置之一,与其他装置相比,GCSC 工作容量较大、控制原理简单、操作错误率低、故障判定准确、反应速度较快,对传统次同步谐振已有较好的抑制能力^[4]。

在分析含双馈风电场的次同步谐振的理论基础上,运用仿真软件 PSCAD/EMTDC 仿真实现感应发电机效应。同时运用 GCSC 对其进行抑制,由于开

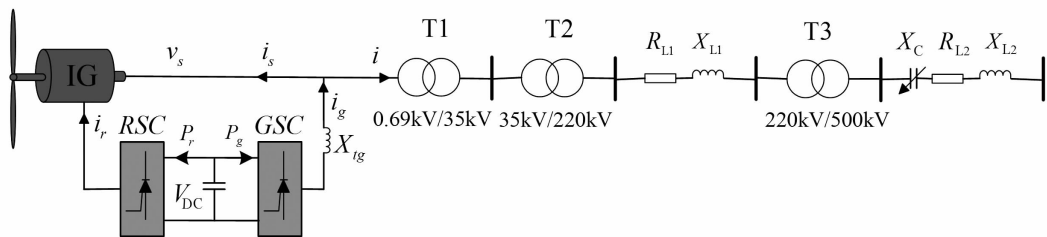


图 1 系统模型

环控制达不到理想的效果,将采用附加阻尼控制器增强抑制效果。根据不同附加阻尼输入信号抑制效果不同选择最佳输入信号。

1 系统模型

所采用的模型是基于 IEEE 第一标准模型演变而来,当风电场中所有风机运行状态相同时,可以用单一风机模型代表整个风电场^[5],则系统模型可用图 1 表示。该风电场由 50 台单机容量为 2 MW 的风电机组组成,发电机的主要参数见参考文献[6]。发电机额定定子电压为 0.69 kV,通过出口变压器 0.69 kV/35 kV 和 35 kV/220 kV、220 kV/500 kV 升压之后输送到无穷大系统。在 500 kV 电压等级上加装有串联补偿装置用于提高系统的输送容量。 T_1 、 T_2 、 T_3 表示升压变压器, R_{L1} 、 R_{L2} 表示线路电阻, X_{L1} 、 X_{L2} 表示线路电抗, X_C 表示串联补偿容抗值。

2 系统状态方程模型

2.1 感应发电机模型

感应发电机为 d 、 q 坐标系下的四阶模型,状态方程为^[7]

$$\begin{aligned} \frac{di_{ds}}{dt} &= D [R_s L_r i_{ds} + (\omega_s - \omega_r) L_m^2 i_{qs} - \omega_s L_s L_r i_{qs} - \\ &\quad R_r L_m i_{dr} - \omega_r L_r L_m i_{qr} - L_r u_{ds} + L_m u_{dr} \\ \frac{di_{qs}}{dt} &= D [- (\omega_s - \omega_r) L_m^2 i_{ds} + \omega_s L_s L_r i_{ds} + R_s L_r i_{qs} + \\ &\quad \omega_r L_r L_m i_{dr} - R_r L_m i_{qr} - L_r u_{qs} + L_m u_{qr} \\ \frac{di_{dr}}{dt} &= D [- R_s L_m i_{ds} + \omega_r L_s L_m i_{qs} + R_r L_s i_{dr} + \omega_s L_m^2 i_{qr} - \\ &\quad (\omega_s - \omega_r) L_s L_r i_{qr} + L_m u_{ds} - L_s u_{dr} \\ \frac{di_{qr}}{dt} &= D [- \omega_r L_s L_m i_{ds} - R_s L_m i_{qs} - \omega_s L_m^2 i_{dr} + (\omega_s - \\ &\quad \omega_r) L_s L_r i_{dr} + R_r L_s i_{qr} + L_m u_{qs} - L_s u_{qr} \end{aligned} \quad (1)$$

状态变量与输入变量为

$$X_{IG} = [i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}]^T \quad (2)$$

$$U_{IG} = [u_{ds}, u_{qs}, u_{dr}, u_{qr}]^T \quad (3)$$

式中: $i_s = i_{ds} + j i_{qs}$ 、 $i_r = i_{dr} + j i_{qr}$ 分别为发电机定子、转子电流; $u_s = u_{ds} + j u_{qs}$ 、 $u_r = u_{dr} + j u_{qr}$ 分别为定子、转子电压; R_s 、 R_r 为定子、转子电阻; ω_s 为角频率标么值; ω_r 为转速标么值; $D = \omega_b / (L_m^2 - L_s L_r)$, ω_b 为角频率基准值(314 rad/s)。

2.2 轴系模型

风电机组低速轴刚性较差,高速轴刚性较高。在轴系模型分析中,将桨叶与低速轴作为一个质量块,而将齿轮箱与高速轴作为完全刚性轴,因而为另一个质量块。轴系系统的状态方程为^[8]

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ \theta_{tg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-D_t - D_{tg}}{2H_t} & \frac{D_{tg}}{2H_t} & \frac{-K_{tg}}{2H_t} \\ \frac{D_{tg}}{2H_g} & \frac{-D_g - D_{tg}}{2H_g} & \frac{K_{tg}}{2H_g} \\ \omega_b & \omega_b & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ \theta_{tg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{T_m}{2H_t} \\ \frac{-T_e}{2H_g} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$T_e = L_m (i_{ds} i_r - i_{qs} i_{dr}) \quad (5)$$

状态变量与输入变量为

$$X_{shaft} = [\omega_t, \omega_g, \theta_{tg}]^T \quad (6)$$

$$U_{shaft} = [\frac{T_m}{2H_t}, \frac{-T_e}{2H_g}, 0]^T \quad (7)$$

式中: ω_t 、 ω_g 、 H_t 、 H_g 、 D_t 、 D_g 分别为风轮机和发电机的转速、惯性常数、阻尼系数; T_m 、 T_e 分别为风轮机输入机械转矩和发电机的电磁转矩; θ_{tg} 为两轴系扭转角度; D_{tg} 为轴系阻尼系数; K_{tg} 为轴系刚度系数。

2.3 线路和串补模型

将线路电流和串联电容电压作为状态变量,则线路在 d 、 q 坐标下的模型为

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{eq} \\ v_{cd} \\ i_q \\ i_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega_s & X_C & 0 \\ \omega_s & 0 & 0 & X_C \\ -\frac{1}{X_L} & 0 & -\frac{R_L}{X_L} & -\omega_s \\ 0 & -\frac{1}{X_L} & \omega_s & -\frac{R_L}{X_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{eq} \\ v_{cd} \\ i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{v_{qs} - E_q}{X_L} \\ \frac{v_{ds} - E_d}{X_L} \end{bmatrix} \quad (8)$$

状态变量与输入变量为

$$X_{Tline} = [v_{cq}, v_{cd}, i_q, i_d]^T \tag{9}$$

$$U_{Tline} = [0, 0, \frac{v_{qs} - E_q}{X_L}, \frac{v_{ds} - E_d}{X_L}] \tag{10}$$

式中: v_{cd} 、 v_{cq} 为通过电容电压 d 、 q 分量; i_d 、 i_q 为线路电流 d 、 q 分量; E_d 、 E_q 为无穷大系统电压 d 、 q 分量; X_L 、 X_C 、 R_L 分别为线路电抗、容抗和电阻。

2.4 直流电容模型

背靠背变换器之间的直流电容器用一阶模型表示。

$$CV_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt} = -P_r - P_g \tag{11}$$

$$P_r = \frac{1}{2} (v_{qr} i_{qr} + v_{dr} i_{dr}) \tag{12}$$

$$P_g = \frac{1}{2} (v_{qg} i_{qg} + v_{dg} i_{dg}) \tag{13}$$

式中: V_{DC} 为电容电压,是状态变量; P_r 、 P_g 分别为转子侧和网侧变换器的有功功率。

2.5 变流器控制模型

双馈风机控制器分为转子侧控制器(RSC),如图 2 所示,与网侧控制器(GSC),如图 3 所示^[9]。转子侧变换器控制模型通过最大功率跟踪(MPPT)确定发电机的电磁转矩,采用 d 、 q 旋转坐标分解,实现双馈发电机输出有功功率和无功功率的解耦控制。网侧控制目标为实现直流电容电压的稳定和发电机端电压的恒定。文献[10]将网侧 d 轴控制的参考电流设置为 0,即网侧只进行了有功的控制。由于这两个控制器含 4 个 PI 控制器,故有 8 个状态变量引入,则总的系统状态矩阵含有 20 个状态变量。

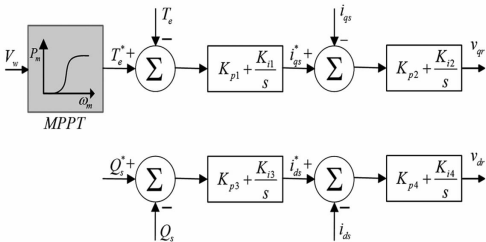


图 2 转子侧(RSC)控制模型

2.6 全系统状态方程

整个系统的动态模型已经全部给出,但要构建完整的系统模型还需要几个等量关系。由图 1 可得电流、电压平衡方程为

$$I_g = I_s + I \tag{14}$$

$$V_g - V_s = jX_{lg} I_g \tag{15}$$

由式(14)有

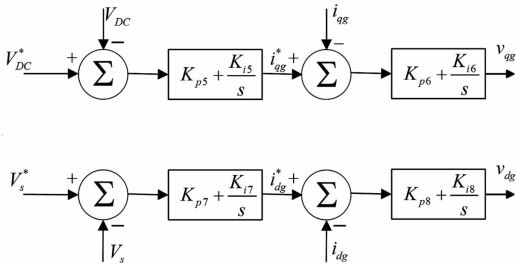


图 3 网侧(GSC)控制模型

$$i_{qg} = i_{qs} + i_q \tag{16}$$

$$i_{dg} = i_{ds} + i_d \tag{17}$$

由式(15)有

$$v_{qs} = v_{qg} - X_{lg} i_{dg} \tag{18}$$

$$v_{ds} = v_{dg} + X_{lg} i_{qg} \tag{19}$$

综合可得到整个 20 阶系统的状态方程为

$$\begin{cases} \dot{X} = f(X, U) \\ Y = g(X, U) \end{cases} \tag{20}$$

$$X = [X_{lg}^T, X_{shaft}^T, X_{Tline}^T, V_{DC}, X_{RC}^T]^T \tag{21}$$

3 特征值分析与仿真实验

3.1 特征值分析

将式(20)在运行点线性化后为

$$\begin{cases} \Delta \dot{X} = A \Delta X + B \Delta U \\ \Delta Y = C \Delta X + D \Delta U \end{cases} \tag{22}$$

由式(22)可得状态方程能用图 4 表示。

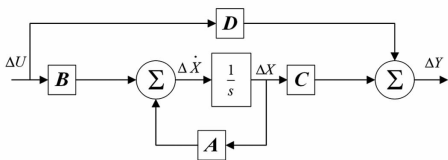


图 4 线性化模型框图

根据上述控制流程在 Matlab/Simulink 中构造系统的模型图,如图 5 所示。在 Matlab/Simulink 使用“linmod”函数能够线性化状态方程,并可以方便地计算出状态空间矩阵 A 、 B 、 C 、 D ,在这里不再赘述。

当风速为 9 m/s,串补度为 40% 时对系统进行小干扰分析,特征值结果如表 1。

当风速为 9 m/s,串补度依次为 90%、80%、70% 时的小干扰分析结果如表 2。

从表 2 可以看出,随着串补度的提高,系统也逐渐失稳。且在 70% 稳定、80% 接近临界稳定状态,90% 失去稳定。

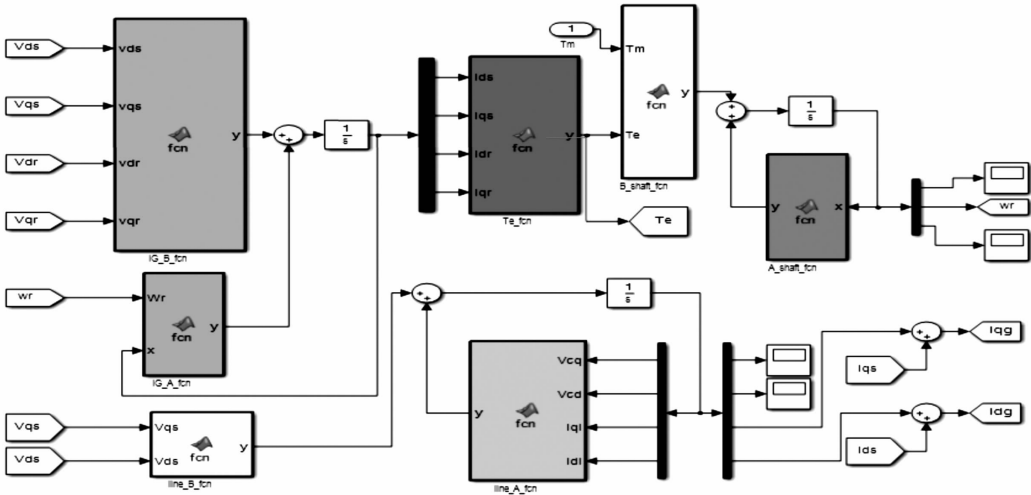


图5 双馈风电场 Matlab 状态方程模型

表1 风速 9 m/s 串补度 40% 时特征值

模式	特征值	模式	特征值
$\lambda_{1,2}$	$-0.046\ 7 \pm j517.991\ 2$	λ_{14}	$-2\ 194.755\ 1$
$\lambda_{3,4}$	$-0.066\ 8 \pm j312.962\ 4$	λ_{15}	$-16.608\ 1$
$\lambda_{5,6}$	$-0.504\ 1 \pm j102.748\ 0$	λ_{16}	$-17.325\ 3$
$\lambda_{7,8}$	$-0.411\ 5 \pm j1.785\ 8$	λ_{17}	$-0.066\ 7$
$\lambda_{9,10}$	$-0.211\ 5 \pm j0.899\ 2$	λ_{18}	$-0.001\ 7$
$\lambda_{11,12}$	$-4.139\ 4 \pm j43.732\ 6$	λ_{19}	0.000
λ_{13}	$-2\ 503.285\ 4$	λ_{20}	0.000

表2 不同串补度时特征值

模式	特征值	串补度
3	$+3.015\ 2 \pm j81.860\ 7$	90%
3	$+0.005 \pm j87.255\ 6$	80%
3	$-0.257\ 8 \pm j95.372\ 1$	70%

3.2 仿真分析

为了进一步验证所分析模型的正确性,下面将在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中对上述模型进行仿真分析。系统开始运行时的风速为 9 m/s,串补度为 40%,在 5 s 时将串补度分别提升为 90%、80%、70%,观察不同串补度时发电机电磁转矩 T_e 、转速 W_{pu} 、发电机端电压 V_s 的变化情况。波形图如图 6 ~ 图 8 所示。

从仿真结果看以看出,串补度为 70% 时候系统为稳定的,80% 时系统相对处于临界稳定状态,90% 时候系统发散,说明所分析的模型正确。失稳的原因主要是由于串补度较高时,系统产生了感应发电机效应(IGE)。

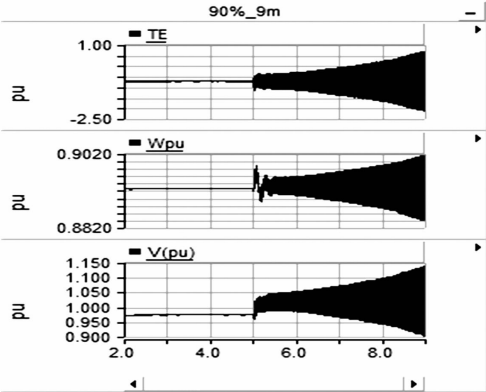


图6 串补度为 90% 时的 T_e 、 W_{pu} 、 V_s

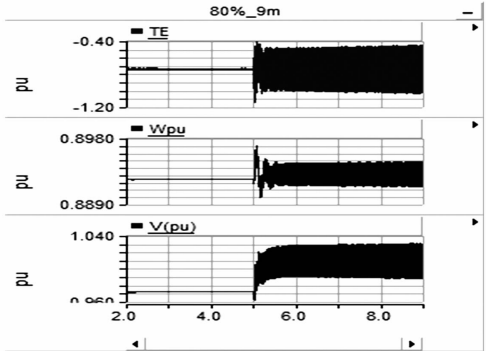


图7 串补度为 80% 时的 T_e 、 W_{pu} 、 V_s

4 GCSC 模型与控制结构

GCSC 结构如图 9 所示,由一对反向并联的 IGBT 和电容器(C)组成。GCSC 与 TCSC 相似,但是在控制支路中没有电抗器。

GCSC 控制策略如图 10 所示,根据期望基波电抗值 X_{ref} 计算得到初始关断角 γ_0 ,由线路电流得到电压相位,计算得到角度 α 输入门极触发电路,控

制 IGBT 开通与关断。

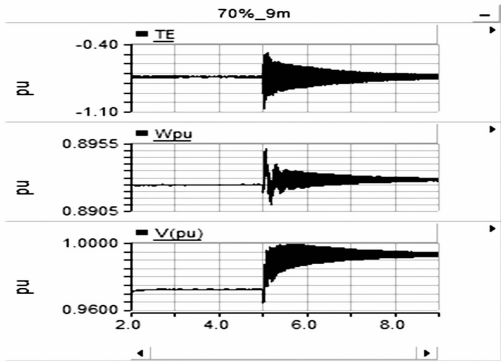


图8 串补度为70%时的 T_e 、 W_{pu} 、 V_s

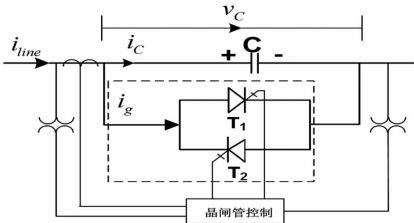


图9 GCSC 模型图

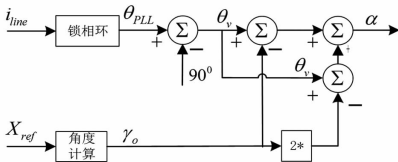


图10 GCSC 控制图

GCSC 的基波等效容抗值为

$$X_{GCSC} = \frac{X_C}{\pi} (1 - 2\gamma - \sin 2\gamma) = \frac{X_C}{\pi} (2\delta - \sin 2\delta) \tag{23}$$

式中： X_C 为电容的容抗值； γ 为关断角； $\delta = (90^\circ - \gamma)$ 为超前角度。

γ 的控制范围为 $0^\circ \sim 90^\circ$ ，关断角的变化将引起串联电容值的变化，从而导致 GCSC 基波电抗的变化。当 γ 为 20° 时，在 PSCAD/EMTDC 中进行仿真分析，得到通过 GCSC 的电流与电压的图形，如图 11 所示。

5 GCSC 抑制次同步谐振研究

GCSC 对于同步发电机引发的次同步谐振有抑制效果^[4]，为了进一步分析对于风电场的抑制情况，现就 GCSC 开环控制系统，分析研究系统谐振情

况。同样针对图 1 所示系统，风速为 7 m/s，开始串补度为 40%，5 s 时将串补度提升为 70%，期望基波电抗值 $X_{ref} = 0.9X_{C0}$ 。

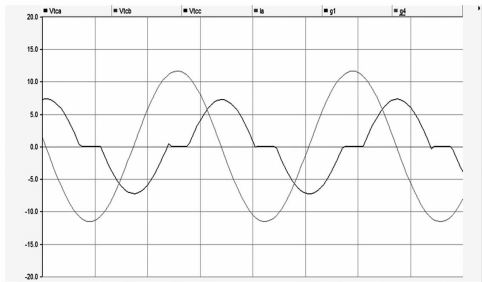


图11 GCSC 电压与电流波形图

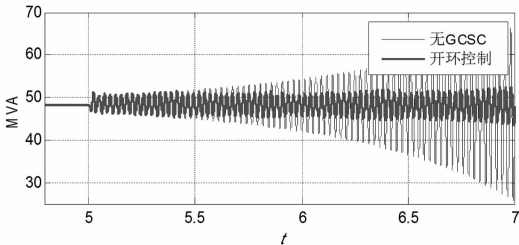


图12 发电机有功变化情况

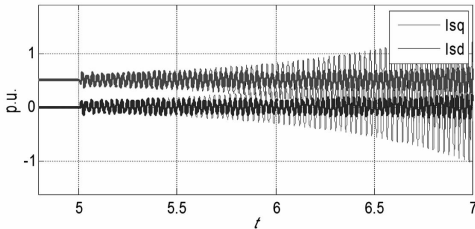


图13 发电机端电流变化情况

从仿真结果可以看出，开环控制的 GCSC 并不能完全抑制谐振现象的产生。为了进一步加强 GCSC 的抑制能力，现在对图 9 所示控制策略进行改进，增加附加阻尼控制器，控制框图如 14 所示。其中 ICS(input control signal) 为附加阻尼输入控制信号，此信号输入可以选择为发电机转速 (W_r) 或者线路电流 (I_{line})。

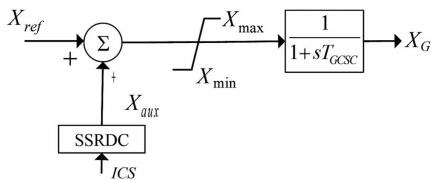


图14 附加阻尼控制策略

为了比较研究上述两种附加阻尼控制输入信号对谐振抑制情况，现在针对开环模型并增加附加阻尼控制器，仿真分析系统的稳定情况。图 15 ~ 图 17

中分别列出发电机有功 P_g 、定子电流标么值 I_s 、机端电压标么值 V_{s_rms} 的波形。从仿真结果可以看出,附加阻尼控制器能够很好地抑制谐振的产生和发散,同时可以发现,采用线路电流作为 ICS 比转速作为输入信号能够更快地抑制次同步谐振。

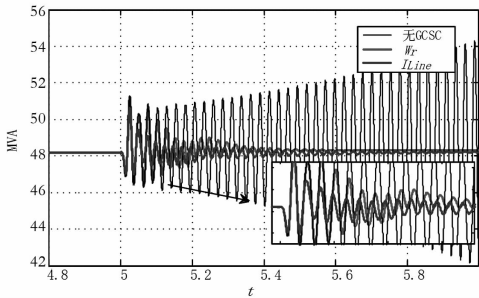


图 15 增加附加阻尼控制后 P_g 变化情况

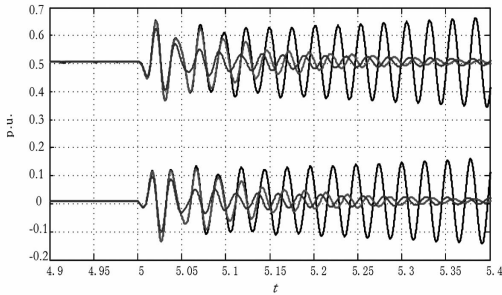


图 16 增加附加阻尼控制后 I_s 变化情况

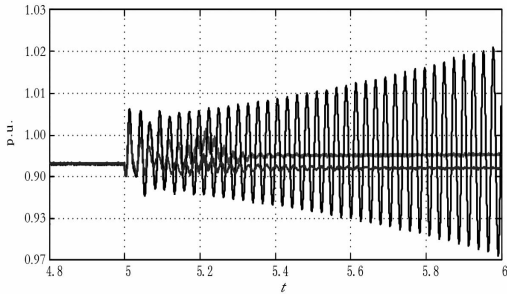


图 17 增加附加阻尼控制后 V_{s_rms} 变化情况

6 结 论

根据双馈风电场模型,在 Matlab/Simulink 中搭建了小干扰模型进行分析,详细分析了串补度与系统稳定性的关系。分析表明,随着串补度的提升,系统越容易失去稳定性。为了验证所分析结论的正确性,在 PSCAD/EMTDC 上进行了仿真验证。详细介绍了 GCSC 模型,并在第 4、5 部分将所构造的模型加入图 1 系统分析其抑制效果。根据仿真结果可以看出,开环控制不能完全抑制谐振的产生,采用附加

阻尼控制器的 GCSC 系统要更加稳定。对比不同的附加阻尼控制器输入信号发现,采用线路电流作为输入抑制效果更佳。

参考文献

[1] 毕天姝,孔永乐,肖仕武,等. 大规模风电外送中的次同步振荡问题[J]. 电力科学与技术学报, 2012, 27(1): 10-15.

[2] 栗然,卢云,刘会兰,等. 双馈风电场经串联并网引起次同步振荡机理分析[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3073-3079.

[3] 汤凡,刘天琪,李兴源. 电力系统稳定器及附加励磁阻尼控制器对次同步谐振的影响[J]. 电网技术, 2010, 34(8): 36-40.

[4] 任先文,孔详实,王勋,等. 基于 GCSC 抑制串联输电线路中次同步振荡的研究[J]. 电测与仪表, 2012, 49(4): 55-58.

[5] 董晓亮,谢小荣,杨煜,等. 双馈风机串补输电系统次同步谐振影响因素及稳定区域分析[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 189-193.

[6] 王波. 含双馈机组风电场次同步振荡分析与抑制[D]. 重庆:重庆大学, 2013: 29-30.

[7] Lihui Yang, Zhao Xu, Jacob Stergard, et al. Oscillatory Stability and Eigenvalue Sensitivity Analysis of a DFIG Wind Turbine System[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2011, 26(1): 328-339.

[8] 顾威,徐梅梅,邵梦桥,等. 大规模风电场次同步振荡分析[J]. 2015, 36(4): 95-103.

[9] Lingling F, Kavasseri R, Zhixin L M. Modeling of DFIG-based Wind Farms for SSR Analysis[J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 2010, 25(4): 2073-2083.

[10] Feng Wu, Xiao-Ping Zhang, Keith Godfred, et al. Modeling and Control of Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator[C]. Power Systems Conference and Exposition, 2006: 1404-1409.

作者简介:

刘 文(1990),硕士研究生,研究方向为新能源发电与并网;

康积涛(1962),硕士生导师,研究方向为电力系统无功与电压稳定性、电力系统次同步振荡。

(收稿日期:2016-01-15)

Crowbar 电路对双馈风力发电机组的影响

张 毅¹, 齐新杰¹, 买秀芳¹, 徐立亮¹, 常喜强², 马 瑞¹
(1. 国网吐鲁番供电公司, 新疆 吐鲁番 838000;
2. 国网新疆电力调度通信中心, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘 要:随着天然气、石油等传统能源面临枯竭, 空气污染不断加剧的局面, 迫使人们寻找一种无污染型的新型能源作为传统能源的替代者。在国家能源战略的扶持下, 近几年, 风电等清洁能源得到了飞速发展, 然而, 在风电快速发展的同时也暴露出了很多不足和漏洞。针对双馈风力发电系统对电网电压跌落的脆弱性, 基于转子侧加入 Crowbar 保护电路双馈风力发电系统的仿真模型, 通过 Crowbar 保护电路的投切仿真分析, 研究了 Crowbar 保护电路对双馈风力发电系统的影响。
关键词: Crowbar 电路; 双馈风力发电系统; 短路; 仿真

Abstract: With the depletion of natural gas, petroleum and other traditional energy sources and the constantly intensifying situation of air pollution, it forces people to look for a new type of non - pollution energy as a replacement of traditional energy. In recent years, wind power and other clean energy get rapid development under the support of the national energy strategy. However, when wind power is in the rapid development, it also exposes many shortcomings and flaws. Aiming at the vulnerability of doubly - fed wind power generation system, based on the simulation model of doubly - fed wind power generation system with Crowbar protective circuit adding in rotor side, and through the simulation analysis of the switching of Crowbar protective circuit, the influence of Crowbar protective circuit on doubly - fed wind power generation system is studied.
Key words: Crowbar circuit; doubly - fed wind power generation system; short circuit; simulation
中图分类号: TM614 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954 (2016) 03 - 0032 - 03

近年来, 随着电力电子技术的日益发展、人们对清洁能源的大力支持, 风电等低成本、零污染的清洁能源得到了快速发展。风电单机容量由千瓦级跨越到兆瓦级, 中国总装机容量呈现出跨越式的增长趋势。风电装机比例不断上升, 风电机组出力的突变性对电网的影响不可低估, 对电网安全稳定运行埋下了隐患。为了提供优质服务, 国家电网公司也出台了一系列政策保障电网稳定运行。中国对于并网的风电机组要求有一定的低电压穿越能力, 即电力系统发生短路故障时(一定的范围内), 要求风电机组必须并网运行, 不得脱网。

国内外已有不少专家学者开展了 Crowbar 保护电路对双馈风力发电机组影响的研究工作。文献[1]对双馈风力发电机组的低电压穿越能力以及加装 Crowbar 保护电路后的低电压穿越能力进行分析对比, 得到加装保护电路可以使得双馈机组在短路故障时电压跌落幅度较小, 从而起到保护电路的作用。文献[2]对 Crowbar 保护电路阻值的选取进行分析, 并对不同数值下的低电压穿越效果进行了仿

真分析。文献[3]对故障期间电压跌落不同程度的双馈风电机组转子电流与电压变化特性进行仿真分析。文献[4]对 Crowbar 保护电路阻抗的选取方法以及数值计算进行了分析。文献[1 - 4]对双馈风电机组的低电压穿越以及 Crowbar 电路阻值的选取进行了仿真分析, 并没有对 Crowbar 保护电路加入后双馈风电机组的各种运行状态进行仿真分析。综合而言, 对改善双馈风电机组的低电压穿越能力还需进一步的研究分析。

首先对双馈风力发电机组、Crowbar 保护电路的工作原理进行分析; 随后提出 Crowbar 保护电路的投切方法; 最后对双馈风力发电系统在 Crowbar 保护电路动作后, 与普通异步风力发电系统以及 Crowbar 保护电路不动作时的风力发电系统动态特性进行仿真分析。

1 含 Crowbar 电路的双馈风力发电系统

双馈风力发电系统因其较高的风能利用率得到

了广泛应用。在风力发电系统中,风电机组发出的电能其电压幅值与频率是时刻变化的,故不能直接并网或供用户使用,必须将其通过 AC - DC - AC 变流器转换成电压、频率恒定的交流电才能使用。双馈风电机组的转子侧通过变频器接入电网,从而可以为发电机转子提供励磁电流,在控制系统的作用下达风力发电系统的最大功率跟踪。定子侧直接连接于电网中,当电网发生各种短路故障时将会导致定子侧出现大电流。受制于磁链守恒定律的约束,定子侧出现的大电流将会通过定转子之间的强耦合作用带动转子侧电流也相应地升高^[5-6]。变频器等电力电子设备容易受过电流等外界因素的损坏;为了防止大电流对电力电子设备的破坏,现阶段较常用的方法就是在转子侧电路中加入 Crowbar 电路,通过耗能电阻将过电流产生的能量转移,从而起到保护变频器等电力电子设备的作用^[7-8]。加装 Crowbar 保护电路的双馈风力发电系统结构图如图 1 所示。

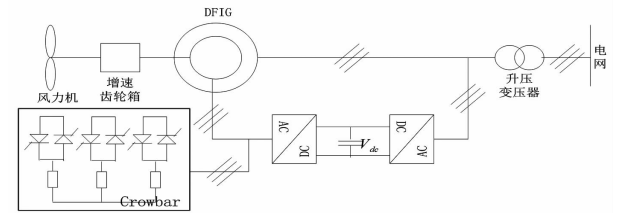


图 1 加装 Crowbar 电路的双馈风力发电系统结构图

1.1 Crowbar 电路

Crowbar 电路是由反向并联的晶闸管与耗能电阻串联而成,接于转子侧起到保护变频器的目的。其基本工作原理是通过晶闸管的开断控制耗能电阻的投切,当转子侧电流值增大到一定的数值后,晶闸管触发信号动作,电流流过耗能电阻将转子侧变频器短接^[1]。此时,双馈风力发电系统因变频器的转子侧失控而运行在转子侧加装电阻串的异步电机状态,起到保护变频器的目的;当短路电流衰减到一定的数值时,晶闸管的触发信号将会关断,耗能电阻退出运行系统,变频器再现对电机的控制功能。

1.2 Crowbar 电路控制系统

通过检测转子侧电流的方法控制 Crowbar 电路的投退,在转子侧电流突增时投入耗能电阻保护电路为过电流提供一条旁路通道,电流值恢复正常时退出耗能电阻。设定阈值电流 $I_1^* = 1.05 \text{ p. u.}$, $I_2^* = 1.2 \text{ p. u.}$,当实测电流 $I > I_2^*$ 时,投入 Crowbar 电

路使得转子侧变流器处于短路运行状态;当实测电流 $I < I_1^*$ 时,退出 Crowbar 电路,转子侧变流器恢复至正常的工作状态。

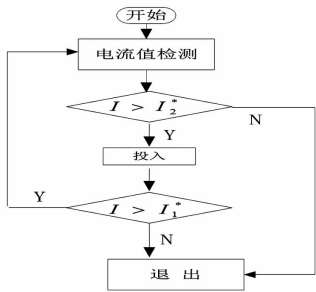


图 2 所提出的 Crowbar 投退诊断流程

2 Crowbar 电路的运行状态分析

2.1 Crowbar 投入时的运行状态

Crowbar 投入时,双馈风力发电系统的转子侧变流器被耗能电阻短路,双馈风力发电系统失去转子侧变流器系统的控制而运行于外加串联电阻的普通异步机状态^[9-10]。此时短路电流变化趋势类似于异步电机的短路电流,即都包含衰减的直流及衰减的交流分量,且最终都将衰减到 0。由于耗能电阻的保护作用,故障电流的初始值相较于异步电机将会减小,转子衰减时间常数小,短路电流中的基频交流分量衰减快。

2.2 Crowbar 未投入时的运行状态

系统发生短路故障时,晶闸管因触发信号失灵等外部原因没有导通的情况下,Crowbar 仍处于未投运状态。此时,双馈风力发电系统的变流器及其控制系统处于工作状态,故障电流的大小受限于变流器控制系统。由于耗能阻抗钳制电压的存在,故障电流相较于未加装 Crowbar 保护电路的双馈风力发电系统将会发生很大的变化。由于双馈风力发电系统采用的是感应电机,只有转子侧与变频器相连,电路故障时短路电流的变化还会有异步电机短路故障电流变化特性的存在;加之转子侧外加耗能电阻的存在,通过对耗能电阻端电压的控制可以调节机组的输出功率,使输出功率保持在某一恒定值,因此又具有同步机的短路电流特性。

3 仿真分析

为了验证理论分析的正确性,搭建了总装机容量

量为 49.5 MW (1.5 MW × 33) 的风电场仿真模型。机组采用恒功率因数的控制模式,出口功率因数控制为 1。双馈风电机组的参数如表 1 所示。为了验证 Crowbar 保护电路对双馈风力发电系统低电压穿越的效果,在仿真时间 $t=0.5\text{ s}$ 时,在风电场升压变的低压侧设置了三相短路故障。

表 1 双馈风电机组的参数

额定功率 P	出口电压	定子电阻 R_1	定子电抗 X_1	转子电阻 R_2	转子电抗 X_2
/MW	U/V	/(p. u.)	/(p. u.)	/(p. u.)	/(p. u.)
1.5	690	0.003	0.15	0.01	0.15

3.1 Crowbar 投入时的仿真分析

在故障发生的瞬间,Crowbar 保护电路将变频器转子侧短路,并一直没有退出。就双馈风力发电系统与普通异步机组在该故障下的波形进行对比分析。

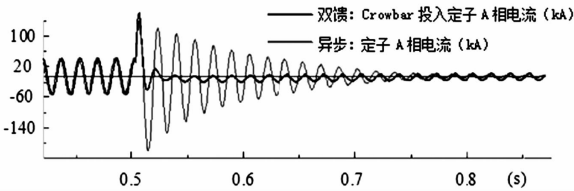


图 3 Crowbar 投入时,双馈机组与普通机组定子电流变化

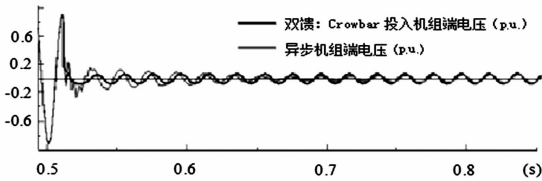


图 4 Crowbar 投入时,双馈机组与普通机组端电压变化

图 3 和图 4 可以看出,在相同的短路故障下,Crowbar 保护电路投入双馈风力发电系统时,相较于普通异步机组有以下 2 个优点:1)短路电流的初始值相较于普通异步机组甚小;2)短路电流的衰减速度比普通异步机组快。仿真结果显示了短路电流的大小以及动态特性,从两者的变化特性充分验证了 Crowbar 保护电路的有效性。

3.2 Crowbar 未投入时的仿真分析

在故障发生的瞬间,因其他因素的影响,Crowbar 保护电路没有动作,双馈风电机组定子侧的电流变化如图 5 所示。

由图 5 可以看出,故障时电流表现出急剧增大-下降-上升的变化趋势,由于磁链值的衰减使得电流表现出下降的趋势,电流在下降的过程中,受制于双馈机组的控制系统又出现上升的趋势;定子电流衰减速度很快,在故障后的一个周期内 ($t=0.02$

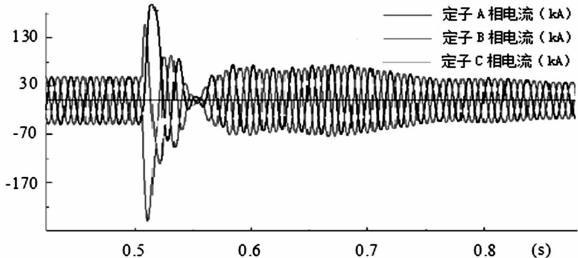


图 5 Crowbar 电路未动作,双馈风电机组定子侧的电流波形

s),短路电流衰减到冲击电流的 1/2。

4 结 论

对加装 Crowbar 保护电路的双馈风力发电系统的运行特性进行了分析,并通过与普通异步风力发电系统的分析对比验证了理论分析的正确性,为风力发电系统的进一步发展奠定了一定的理论基础。

参考文献

[1] 周志宇,郭钰锋. 基于 Crowbar 电路的双馈风电机组低电压穿越能力[J]. 哈尔滨工业大学学报, 2013, 45 (4): 122-128.

[2] 栗然,王倩,卢云,等. Crowbar 阻值对双馈感应发电机低电压穿越特性的影响[J]. 电力自动化设备, 2014, 34 (4): 101-107.

[3] 马佳骥. 基于 Crowbar 电路的双馈机低电压穿越特性仿真分析[J]. 洛阳理工学院学报(自然科学版), 2012, 22 (3): 54-58.

[4] 卢沁雄,韩如成,李辉. 双馈型风电机组的 Crowbar 仿真研究[J]. 电气技术, 2014 (4): 35-37.

[5] 孙红雨,黄勇,马佳艺. 基于双馈型风力发电机组并网技术概述[J]. 西北水电, 2012 (4): 60-62.

[6] 周羽生,郑剑武,向军,等. 双馈风力发电系统网侧变流器联合控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26 (4): 25-29.

[7] 李建林,赵栋利,李亚西,等. 适合于变速恒频双馈感应发电机的 Crowbar 对比分析[J]. 可再生能源, 2006, 24 (5): 57-60.

[8] 刘云,胡晓辉,刘亚丽,等. 基于 Crowbar 的双馈风力发电机 LVRT 仿真分析与实验研究[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30 (4): 47-52.

[9] 徐明辉,李泽滔,陶金. 基于 Crowbar 保护的双馈风力发电机低电压穿越研究[J]. 电气技术, 2014 (6): 48-51.

[10] 胡娜. 基于 CROWBAR 电路的双馈风电机组低电压穿越控制策略研究[D]. 天津:河北工业大学, 2011.

作者简介:

张 毅(1989),硕士研究生,从事电网运行工作。

(收稿日期:2016-01-16)

重庆北部新区配电网供电可靠性薄弱环节分析

栗秋华¹, 万凌云¹, 徐江涛², 岳鑫桂², 杨群英¹, 徐 菁³

(1. 国网重庆市电力公司, 重庆 400014; 2. 国网重庆市电力公司电力科学研究院, 重庆 401123;
3. 国网重庆江北供电公司, 重庆 401147)

摘 要:为了顺应供电可靠性管理由事后统计评价向事前预测评估转变的趋势, 国家电网公司牵头制订了行业标准《中压配电网可靠性评估导则》。导则指出评估过程应直接导入现有的 GIS、PMIS 数据避免人工干预, 为此利用配电网规划计算分析软件 DPCAS 计算出重庆市北部新区配电网的可靠性指标, 并根据评估结果对系统供电薄弱环节提出了相应的改善措施。计算结果表明提出的改善措施能够明显提升该区供电可靠性。

关键词:配电网; 可靠性评估; 薄弱环节; 改善措施

Abstract: In order to comply with the trend that the reliability management of power supply turns from afterwards statistical evaluation to forecast evaluation, the State Grid Corporation takes the lead to develop the industry standards, that is, "Reliability Evaluation Guideline for Distribution System of Medium Voltage". The standards point out that the assesment process should import the data from the existing GIS and PMIS data to avoid manual intervention. Therefore, DPCAS (distribution planning calculation analysis software) is adopted to evaluate the reliability index of distribution network in northern newly developed area of Chongqing. Based on the assesment results, some improvement messures are proposed. The calculation results indicate that the proposed measures can significantly enhance the reliability of power supply.

Key words: distribution network; reliability evaluation; weak links; improvement measures

中图分类号: TM726 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)03-0035-04

0 引 言

随着国民经济的发展和人民生活水平的提高, 用户对供电可靠性提出了更高的要求, 仅仅通过对停电事件的统计进行供电可靠性评价分析已难以适应高供电可靠性的需求, 供电可靠性管理由事后统计评价向事前预测评估转变已成为不可逆转的必然趋势。

供电系统可靠性评估能够有效指导供电系统规划、设计、建设、改造、运行及管理, 改善系统的供电可靠性, 提高电网投资效益^[1-2], 国内外越来越多的供电企业正在开展或计划开展此项工作。在此背景下, 2013 年 6 月电力行业可靠性管理标准化技术委员会委托国家电网公司开展中压配电网可靠性评估技术规范研究工作, 于 2015 年 9 月形成了《中压配电网可靠性评估导则》报批稿^[3]。

依据《中压配电网可靠性评估导则》, 利用配电网规划计算分析软件, 对重庆市北部新区示范区 10

条 10 kV 线路进行可靠性分析和电网薄弱环节辨识, 提出了相应的改善措施, 对改善措施的实施效果进行了定量评估, 对区域供电可靠性水平的提升起到了积极的促进作用。

1 配电网可靠性评估指标和方法

1.1 所选择的评估指标

配电网可靠性评估指标^[1,4]可分为负荷点指标和系统指标两大类。评估的指标有平均供电可靠率 (ASAI, %)、系统平均停电频率 (SAIFI, 次/(户·a))、系统平均停电时间 (SAIDI, h/(户·a))、系统缺供电量 (ENS, kW·h)、年平均停电持续时间 (U_{LP} , h/a)、平均停电持续时间 (r_{LP} , h/次)、缺供电量 (ENS-LP, kW·h/a) 等。

1.2 配电网建模和指标计算方法

根据中电联可靠性中心颁布的《电力可靠性管理代码》, 中国供电系统用户供电可靠性停电配电设备可分为 9 大类, 每个大类又细分为若干小类^[5]。

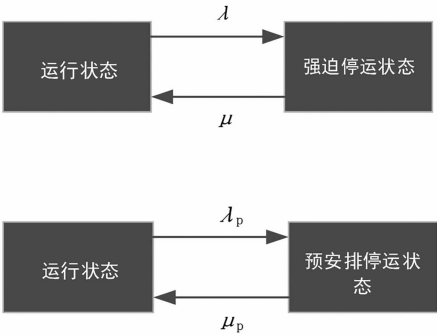


图 1 三状态转移模型

结合《供电系统用户供电可靠性工作指南》中的“配电设备对设备故障停电率指标的影响关系表”^[6]，可建立主要配电设备的模型，进而构建配电网模型。比如，架空线路导线本体及其附属设备故障均影响架空线路故障停电率计算，可将架空线路导线本体及其附属设备归并到架空线路模型中。建立整个配电网模型时，还考虑到配电网设施停运模型，如图 1 所示，即设施的运行状态、强迫停运状态和预安排停运构成的三状态模型。模型建立完成后，从 GIS、PMIS 系统中导出各个元件的基础数据，如：元件故障率、修复率、修复时间等。根据计算模型和基础数据采用最小路可靠性计算方法进行评估。该方法是在故障模式后果分析法基础上对故障后果搜索方法进行了改进，其只适用于开环运行的配电网。计算步骤如下：

- 1) 求取单个负荷点的最小路上设施和非最小路上设施；
- 2) 将该负荷点非最小路上设施故障的影响折算到相应的最小路的节点上；
- 3) 对该负荷点最小路上设施故障进行枚举，形成该负荷点的故障停电率期望值和年故障停电时间期望值列表，由此得到该负荷点的可靠性指标；
- 4) 依次计算每个负荷点的可靠性指标，并在此基础上计算系统可靠性指标。

注 1：当负荷点可通过开关切换恢复供电时，负荷点停电时间由设施故障修复时间减少为故障停电转供时间或故障点上游恢复供电时间。在计算预安排停电的影响时，计算原理和过程与故障停电类似。

2 区域供电可靠性分析

2.1 区域概括

重庆市北部新区示范区为 A 类供电区域，负荷

密度 26.9 MW/km²，经济发展水平稳定、良好，主要负荷类型为第三产业，用电负荷性质主要为商业、办公、居民用电，区域内有北部新区管委会、高新产业园等重要用户，配电网线路共有中压 10 kV 公用线路 10 条，电缆化率 100%，线路联络率 100%，线路 N-1 比例 85%，主干线路平均分段数 3.5，主干线与分支线无配置带保护分界开关；实现配电自动化的线路 9 条，配电自动化三遥终端覆盖率 90%；线路典型接线方式主要为单环网；配电网设备状态评价严重状态占 0%，异常状态 0%，注意状态 1.5%，正常状态 98.5%。

2.2 计算参数

可靠性评估计算需要输入基础参数和可靠性参数。基础参数主要是潮流计算需要的参数，包括网络拓扑结构参数、配电线路基础参数、配电变压器基础参数和负荷点参数等。其中，负荷点数据包括负荷容量、用户数、重要级别。可靠性参数包括故障停运率、平均故障修复时间、预安排停运率、平均预安排停运持续时间以及与停电时间有关的时间类参数，如平均故障定位隔离时间、联络开关平均切换时间等^[2]。根据区域内的历史停电数据可统计得到可靠性评估所需的全部可靠性参数，具体如表 1 ~ 表 3 所示。

表 1 设施故障率及修复时间

设施类别	故障停电率 /(次·(百台·a) ⁻¹), (次·百公里·a) ⁻¹	平均故障修复时间 /min	
		电缆馈线 为主	架空线 为主
架空线路	0.001 4	\	90
电缆线路	0.000 168	300	\
隔离开关	0	\	90
配电变压器	0.000 055 9	240	\
环网柜内开	0.000 067 3	480	420

注：忽略开关故障率及修复时间，“\”表示忽略不计

表 2 定位隔离相关参数

参数名称	架空线系统	电缆系统
故障定位隔离时间/min	40	60
预安排定位隔离时间/min	20	20

2.3 评估结果分析

依据最小路可靠性计算方法利用中国电力科学研究院研发的配电网规划计算分析软件 DPCAS，计算出重庆市北部新区配电网的可靠性指标：区域内供电可靠率为 99.975 0%，其中仅考虑故障停电时的供电可靠率为 99.989 9%，仅考虑预安排停电时的供电可靠率为 99.997 1%；系统平均停电时间为

表 3 恢复供电参数

参数名称	故障段上游恢复供电平均操作时间 /min	故障停电联络开关平均切换时间 /min	预安排停电线段上游恢复供电平均操作时间 /min	预安排停电联络开关平均切换时间 /min
配电自动化线路	6	6	6	6
非自动化线路	10	10	12	12

1.1356 h/(户·a),其中故障平均停电为 0.884 0 h/(户·a),占比 77.84%。

统计分析各条馈线的平均停电时间,其分布情况如图 2。北部新区示范区 9 回 10 kV 馈线中,有 6 回馈线平均停电时间小于 2 h/(户·a),有 2 回馈线平均停电时间在 2~4 h/(户·a),仅 1 回馈线平均停电时间大于 4 h/(户·a),整体上看馈线平均停电时间基本在合理范围内。

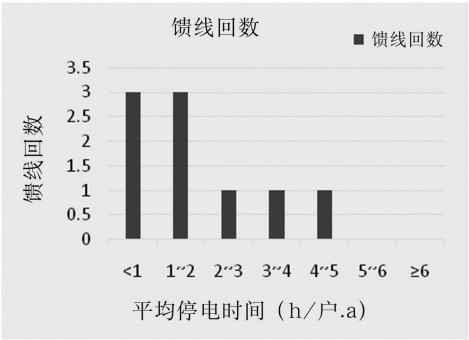


图 2 北部新区示范区馈线平均停电持续时间分布图

表 4 中压馈线供电可用率

馈线名称	平均停电持续时间 SAIDI/(h·(户·a) ⁻¹)	平均供电可用率 ASAI/%
林火线	0.771 3	99.983 6
林加线	1.930 2	99.980 0
林坡线	0.719 0	99.972 0
林王线	1.565 3	99.964 5
骑锦一线	2.340 5	99.957 2
骑锦二线	0.998 6	99.986 8
骑财一线	4.075 2	99.995 7
骑财二线	1.567 1	99.983 7
骑高线	3.042 8	99.972 7

从表 4 可看出,平均供电可用率在 99.95% 以上的有 9 条馈线,占到总数的 100%,其中有 4 回线路供电可用率低于 99.98%,由此可见,北部新区示

范区线路仍有改造的需要。

2.4 可靠性薄弱环节分析

根据评估结果可以找出可靠性较低的线路、环节、设备等,准确定位到薄弱环节,从而快速找到影响可靠性的原因并进行改造。

2.4.1 配电网系统薄弱环节

1)从网架结构分析,北部新区示范区配电网中采用单联络线的馈线共有 2 回,分别为林坡线、骑高线,可用率分别为 99.97% 和 99.972 7%。通过分析发现,骑高线实现了配电自动化,林坡线尚无,且林坡线路供电距离较长,故可用率低于骑高线。应在后期改造中进行相应的切改,缩减供电距离,实现配电自动化。

2)从可靠性指标方面分析,林坡 613 线整体可靠性最低,只有 99.972 3%,主要是因为其现阶段线路长度较长,负荷较重。从接线模式上看,其为单辐射线路,在部分故障情况下将无法转带线路负荷,且该线路较长,因此故障率较大,达 0.520 005 次/a,随着负荷的增长,线路供电可用率降低很快,故该线路的供电可靠性问题应尽快改善。基于以上分析,建议在后期电网改造中进行线路的切改,缩短供电距离。

2.4.2 重要用户薄弱环节

北部新区示范区重要用户有 4 个,分别为救援指挥中心、两江新区管委会、渝富总部、渝高新科技。其中救援指挥中心可靠性最低,这主要是因为其供电线路林王线可靠性相对较低,为 99.964 5%,从而影响到救援指挥中心配电变压器的供电可靠性,其次,从林王线的结构可以看出,救援指挥中心所在的同舟佳心开闭所为单电源,导致其供电可靠性较低。鉴于以上问题,建议在后期改造中,对同舟佳心开闭所进行双电源改造,从而提高救援指挥中心供电可靠性。

2.4.3 技术管理薄弱环节

1)配电网自动化程度低,北部新区示范区林坡线自动化工作仅限于设计规划,因此大量的事故查找、转电操作均需通过人工进行。比如故障指示器安装较少导致故障点查找较为困难。

2)网架结构不合理,部分重要客户所在开闭所仍未实现双电源,导致供电可靠性相对较低,应持续优化网络架构。

3 改善措施及其效果分析

根据北部新区配电网薄弱环节分析结果,从网络结构、设备配置、运维管理等方面提出了可行的可靠性改善措施。

3.1 设备或线路改造

北部新区示范区虽然负荷发展很快,但建设时间不长,可靠性基本达到 A 类区域标准,不宜进行大规模改造。影响系统平均供电可靠性最大的林坡线 613 目前属于架空和电缆混合的线路,且该线路路径太长,牵连设备较多因此故障率高。针对林坡线的改造方式有两步:1)装设配电自动化;2)切改线路,具体来说就是将线路的一部分切换至骑龙变电站,在北环立交电缆分支箱中的 1 路供电开关打开,另外连接财富南楼开闭所内的 691 出线作为供电电源。将林坡线 613 分成 2 部分,一部分由柏林站供电,一部分有骑龙站供电。采用上述改造方法的效果见表 5。

表 5 林坡线改造效果对比

改造方法	指 标		
	平均停电持续时间 SAIDI /(h·(户·a) ⁻¹)	停电频率 /(次·a ⁻¹)	平均供电可用率 ASAI/%
改造前	1.948 9	1.245 6	99.972 3
第 1 步	1.112 9	1.245 6	99.984 2
第 2 步	1.115 6	1.021 5	99.987 0

3.2 管理措施

从综合管理计划停电和提升运维管理水平方面采取系列措施,可有效降低停电时间。主要措施有:1)推广带电作业,在预安排停电比例较大的情况下,提高不停电作业水平可以大大提高用户供电可靠率;2)加强综合停电管理,按照工程建设和生产运行相结合、大修技改和预试定检相协调、主网检修和配网检修相结合、局内工作和外部工作(公路、市政迁改等)相结合的原则进行综合停电管理计划的制定,加强预安排停电管理;3)提高配电自动化水平,对于负荷增长趋于稳定、一次网络比较成熟的地

区,以及网架结构很薄弱、暂时无法改造的地区,可采用配电网自动化系统,隔离故障区段,缩小故障停电范围,加快故障恢复时间。

4 结 语

利用配电网计算分析软件对重庆市北部新区配电网进行可靠性分析和薄弱环节辨识,并根据评估结果提出了配电自动化、切线改造以及为重要用户加装双电源等方法,对提高区域内供电可靠性具有重要的指导意义。最后对所提出的配电网改造方法的实施效果进行了定量评估。在评估过程中完全使用国网统推的 GIS 系统直接导入,没有任何人为加工,避免了人工干预导致数据误差和数据不一致的问题,同时也大大减轻了规划人员的工作量,所得结果与现场情况一致。证明了《中压配电网可靠性评估导则》提出的宜采用信息系统导入数据的可行性和必要性。

参考文献

[1] 国家电网公司组. 电力可靠性理论基础[M]. 北京:中国电力出版社,2012:57-58.

[2] 万凌云,吴高林,宋伟. 高可靠性配电网关键技术及应用[M]. 北京:中国电力出版社,2015:4-5.

[3] 万凌云,王主丁,伏进,等. 中压配电网可靠性评估技术规范研究[J]. 电网技术,2015,39(4):1096-1100.

[4] 王成山,罗凤章. 配电系统综合评价理论与方法[M]. 北京:科学出版社,2011:128-166.

[5] 中国电力企业联合会电力可靠性管理中心. 电力可靠性管理代码[M]. 北京:中国电力出版社,2013:115-118.

[6] 国家电网公司组. 供电系统用户供电可靠性工作指南[M]. 北京:中国电力出版社,2012:103-105.

作者简介:
万凌云(1983),硕士、高级工程师,主要研究方向为电力可靠性,电能质量。

(收稿日期:2016-01-16)

欢迎订阅《四川电力技术》

基于多代理的主动配电网自治运行技术

杨 洋, 吕 林

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘 要:将多代理系统(multi-agent systems, MAS)引入分布式电源(distributed generation, DG)广泛接入的主动配电网,提出了一种基于多代理的主动配电网分布式自治运行技术。构建 Agent 模型对网络中的分布式电源和负荷进行代理,并考虑各类分布式电源的互补协调运行,设计分布式电源的出力协调规则,通过多代理的自治,动态地应对主动配电网中分布式电源出力和负荷需求的变化,实现分布式电源接入后主动配电网的自治平衡高效运行。最后,通过算例验证了该运行技术的可行性。

关键词:主动配电网;分布式电源;多代理;自治运行

Abstract:An autonomous operation technology based on multi-agent system is proposed for active distribution network with high penetration of distributed generation (DG). The agent model and the operation strategy of DGs are established considering the cooperative of different kind of DGs. This technology can dynamically respond to the change of DGs' output and load demands to achieve the autonomous, balanced and efficient operation through the autonomy of multi-agent system. Finally, the simulation results verify the feasibility of the proposed method.

Key words:active distribution network; distributed generation; multi-agent; autonomous operation

中图分类号:TM743 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0039-06

0 引 言

由于分布式清洁能源的大力发展以及用户对供电可靠性、电能质量要求的提高,主动配电网应运而生。分布式电源具有很多潜在的优势,但是随着分布式电源在配电网中渗透率的不断提高,其分散性、随机性、波动性对系统电能质量、电压稳定等造成的负面影响也越来越突出,极大阻碍了分布式电源的充分利用。主动配电网作为智能配电网未来的发展趋势,是可以实现分布式电源在配电网中广泛接入及高度渗透的重要技术手段^[1]。主动配电网区别于传统配电网的一大显著特征表现在接入的 DG 具有分散性、不确定性和可控性,分布式能源将参与网络的运行调度而并非以往简单的被动连接,这将赋予主动配电网运行控制更加丰富的内容。因此,如何动态地、高效地管理能源供给和需求平衡,成为主动配电网一个重要的研究课题^[2]。

目前配电网的典型能量管理方式有集中式控制和分布式控制两种^[3]。集中式控制是对配电网所有电源与负荷进行统一的调度与管理^[4-7],需掌控

整个配电网的运行状态进行集中优化,对主动配电网的分布式特性、大量的控制数据以及灵活多变的控制方式则难以实现灵活、有效的调度,且无法适应多利益主体的参与。分布式控制是通过本地设备的自我管理协同运行达成能量管理目标^[8-10],该方式可以良好适应主动配电网中电源分散多变、网架结构灵活的特点,并有利于实现需求侧响应的接入与管理。

分布式管理中,研究最为广泛的一种是多代理系统。多代理系统具有良好的自主性和分布式计算特性,非常适合主动配电网分散而复杂的特点。多代理方法在电力系统中的研究日趋广泛,被用于电力系统分布式计算、电力系统运行控制、电力系统能量管理系统(EMS)、电力市场等多个方面的课题研究^[11-14],近来也出现在主动配电网运行管理方面。文献[15]提出了一种考虑分布式电源的配电网多代理管理系统:提出了配电网 5 类元件的多代理模型,对 DG 进行统一化建模,没有考虑各类型 DG 的不同特性;采用全分布式的机制,遵循基于相邻 Agent 通信的层层循环式通信机制,过多地设置母线、馈线等连接元件 Agent,导致了 Agent 通讯过

程的冗杂,降低了系统效率。文献[16]对主动配电网进行分区,并将含有分布式电源、储能系统及负荷的主动配电网局部自治区域作为整体,提出了自治区域的供蓄能力评估指标。文献[10]设计了微网内部的控制策略,采用了集中式和分布式控制结合,但策略相对复杂,并且对微网并网后的协调控制考虑不足,并网后进入一种相对被动的控制模式。

针对 DG 广泛接入的主动配电网,这里提出一种基于多代理系统的主动配电网分布式自治运行技术。考虑不同类型分布式电源的特性构建 Agent 模型,对网络中的分布式电源和负荷进行代理自治,并设计各类分布式电源的互补协调运行的出力协调规则,通过多代理的自治,动态地应对主动配电网中分布式电源出力和负荷需求的变化,实现分布式电源接入后主动配电网的自治平衡高效运行。

1 分布式电源多代理模型

主动配电网中包含各类型分布式电源和负荷集成,这里以光伏发电代表可再生清洁能源发电,微型燃气轮机代表小型分布式热力发电,蓄电池代表储能系统,对上述分布式电源构建 Agent 模型进行代理,加上负荷的多代理模型,网络中包含:光伏发电 Agent、微型燃气轮机 Agent、蓄电池 Agent 和负荷 Agent。对各 Agent 模型的具体描述如下:

1) 光伏发电 (photovoltaic, PV) Agent: 监视和控制光伏发电设备的功率水平及启停状态,保证设备的可靠安全运行。可自动获取环境信息并做出响应,也可与系统内其他 Agent 进行能量协调交互,发出信息或者获取信息,并根据收到信息做出响应。有最大功率点跟踪 (MPPT) 和电压控制 (VL) 两种行为模式,为保证清洁能源的最大利用, PV 尽量工作在 MPPT 模式,满足功率约束:

$$P_{PV}^{\min} \leq P_{PV} \leq P_{PV}^{\max} \quad (1)$$

$$P_{PV} \leq P_{PV}^{\text{MPPT}} \quad (2)$$

式中: $P_{PV}^{\min}$ 为光伏发电的最小出力; $P_{PV}^{\max}$ 为光伏发电的最大出力; P_{PV}^{MPPT} 为光伏发电的最大功率点跟踪出力; P_{PV} 为某时刻光伏发电的实际出力。

2) 微型燃气轮机 (micro-turbine, MT) Agent: 监视和控制微型燃气轮机的出力及启停状态,控制整流/逆变环节,保证设备的可靠安全运行。可自动获取环境信息并做出响应,也可与系统内其他 Agent

进行能量协调交互,发出信息或者获取信息,并根据收到信息作出响应。在间歇式分布式电源出力或储能系统功率不足时提供备用,其主要用在负荷高峰时期补偿清洁能源发电及储能系统的差额。满足功率约束:

$$P_{MT}^{\min} \leq P_{MT} \leq P_{MT}^{\max} \quad (3)$$

式中: $P_{MT}^{\min}$ 为微型燃气轮机的最小出力; $P_{MT}^{\max}$ 为微型燃气轮机的最大出力; P_{MT} 为某时刻微型燃气轮机的实际出力。

3) 蓄电池 (battery storage, BS) Agent: 监视和控制蓄电池的出力、荷电状态 (state of charge, SOC) 状况,保证设备的可靠安全运行。可自动获取环境信息并做出响应,也可与系统内其他 Agent 进行能量协调交互,发出信息或者获取信息,并根据收到信息作出响应。实现对分布式电源出力的移峰填谷调节,进而为整个配电网提供功率支撑,需满足额定功率和 SOC 状况约束:

$$P_{BSch} \leq P_{BSch}^{\max} \quad (4)$$

$$P_{BSdis} \leq P_{BSdis}^{\max} \quad (5)$$

$$S_{\min} \leq S_{\text{soc}}(t) \leq S_{\max} \quad (6)$$

$$S_{\text{soc}}(t) = S_{\text{soc}}(t-1) - \eta P_t \times \Delta t / S_{\text{wh}} \quad (7)$$

式中: $P_{BSdis}^{\max}$ 为蓄电池的最大放电功率; $P_{BSch}^{\max}$ 为蓄电池的最大充电功率; $S_{\min}$ 、 $S_{\max}$ 为蓄电池的最小和最大荷电量; $S_{\text{soc}}(t)$ 、 $S_{\text{soc}}(t-1)$ 分别为 t 、 $(t-1)$ 时刻的蓄电池的荷电状态; P_t 为 t 时段蓄电池的输出功率; Δt 为时间间隔; S_{wh} 为额定瓦时容量; η 为充放电效率。

4) 负荷 Agent: 以满足用电需求、减少用电成本为目标,监视和控制负荷的开断情况、功率变化、管理负荷优先级等。将负荷按优先级分为重要负荷、普通负荷和可中断负荷:

$$pri_{\text{load}} = \begin{cases} 1, \text{重要负荷} \\ 2, \text{普通负荷} \\ 3, \text{可中断负荷} \end{cases} \quad (8)$$

式中: pri_{load} 为负荷的优先级,由 1 至 3 优先级递减。

2 多代理主动配电网自治运行技术

2.1 主动配电网的分区

首先,将主动配电网按以下方式分区^[16]: 馈线上 2 个分段开关之间如果含有可控的分布式电源 (如蓄电池、微型燃气轮机) 则其分成一个独立的自治区域; 馈线上从分支开关到分支线路末端如果含

有可控的分布式电源则其分成一个独立的自治区域。这种分区方式可以很好地适应配电网运行时拓扑结构的变化,自治区域比较稳定,不会因为网络重构、运行方式的变化而发生改变。

2.2 自治运行技术框架

所提出的分布式自治运行技术框架分为 2 个层面,如图 1 所示,第 1 层是各区域内电源与负荷的自治运行平衡;第 2 层是区域间的协调互补平衡。

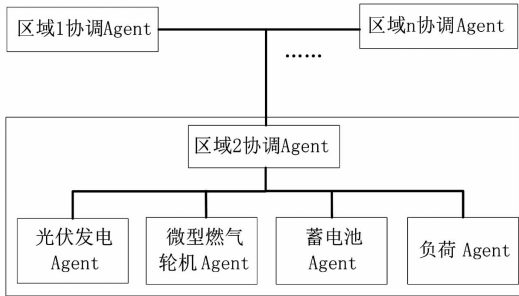


图 1 自治运行技术框架

2 个层面按图 2 所示的流程运作:首先,各元件 Agent 按照区域内自治策略,根据区域当前的供需情况设定自身运行模式,以快速达成区域内部的基本供需平衡,实现清洁能源的最大化利用和分布式电源的就地消纳;若区域内存在功率不平衡量,则该区域的区域协调 Agent 向其他区域的协调 Agent 发起能量协调请求,根据收到的回复和目标进行决策,与相应区域协调 Agent 达成能量协调协议;最后,相关区域协调 Agent 执行协议,达成该区域功率的供需平衡。

2.3 区域协调 Agent 模型

区域协调 Agent 负责记录和监视自治区域内元件的基本信息(名称、类型、容量、额定功率、约束等)和运行信息(潮流、电源输出功率、负荷需求等)。协调区域内各类型分布式电源发电以匹配负荷需求,实现清洁能源最大化利用。当区域内负荷的需求不能被满足时,按照负荷优先级由低到高切除负荷直至功率重新恢复平衡。代表区域与其他区域进行能量的交互协调,以解决所辖区域或其他区域的功率不平衡问题,具体的协调方式见 2.5 小节。

2.4 区域内自治运行规则

依据 2.1 节 Agent 模型,根据光伏的发电、蓄电池和微型燃气轮机的差异与互补特性,建立区域内部的自治运行规则。根据供需情况和各 DG 工况将区域运行情况分为 8 个场景,以清洁能源最大化利

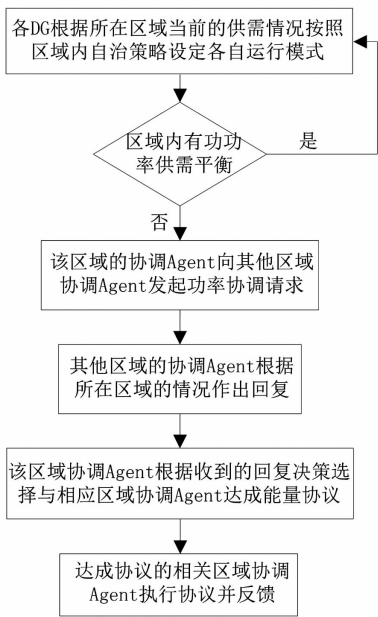


图 2 自治运行规则流程图

用为原则,设定各个场景的运行协作规则,动态地应对主动配电网中分布式电源出力和负荷需求的变化,实现各分布式发电单元与负荷在高峰、低谷的实时平衡互补以及清洁能源的最大化利用。区域内各 Agent 的具体自治运行规则如表 1 所示。各 Agent 根据从区域协调 Agent 获取区域当前的运行情况,依据该规则设定自身行为^[18],以此协调各类型 DG 出力以达到区域内功率的基本供需平衡。该规则有助于清洁能源的最大化利用和区域内 DG 的就地消纳,分布式电源的就地消纳可以大幅减少网络传输损耗与线路利用均衡率,减少高峰时期馈线主干的传输功率。

区域内按照该规则进行初次功率平衡,某些运行场景下 DG 的模式有 2 种备选项时,最后的选择由区域协调 Agent 进行区域间协调的交互结果决定,将在 2.5 小节介绍。

下面以第 1 种运行场景为例进行说明。当区域中蓄电池荷电状态小于最小荷电量,光伏发电的 MPPT 出力小于区域负荷需求,但差额小于区域微型燃气轮机最大出力时,光伏发电设定自身运行模式为“MPPT 模式”,蓄电池设定自身运行模式为“无操作”,微型燃气轮机的模式存在“增大供电”及“维持原状”两个备选项,则微型燃气轮机最后的模式设定取决于下一小节区域管控 Agent 的交互结果。

2.5 区域间互补平衡协调规则

当区域内的有功不能自我平衡时,由区域协调

表 1 区域内自治运行规则

运行场景	控制策略		
	光伏发电 Agent	蓄电池 Agent	微型燃气轮机 Agent
$S_{soc} \leq S_{min}$ $P_{load} - P_{PV}^{MPPT} \leq P_{MT}^{max}$	MPPT 模式	无操作	增大供电或 维持原状
$S_{min} \leq S_{soc} \leq S_{max}$ $P_{load} - P_{PV}^{MPPT} \leq P_{BS放}^{max}$	MPPT 模式	放电 模式	维持原状
$S_{min} \leq S_{soc} \leq S_{max}$ $P_{load} - P_{PV}^{MPPT} \leq P_{BS放}^{max}$	MPPT 模式	极限放 电模式	增大供电或 维持原状
$S_{min} \leq S_{soc} \leq S_{max}$ $P_{PV}^{MPPT} - P_{load} \leq P_{BS充}^{max}$	MPPT 模式	充电 模式	维持原状
$S_{min} \leq S_{soc} \leq S_{max}$ $P_{PV}^{MPPT} - P_{load} > P_{BS充}^{max}$	MPPT 模式或 VL 模式	极限充 电模式	减少供电
$S_{soc} = S_{max}$ $P_{PV}^{MPPT} > P_{load}$	MPPT 模式或 VL 模式	停止 充电	减少供电
$S_{min} \leq S_{soc} \leq S_{max}$ $P_{PV} = 0$ $P_{BS放}^{max} < P_{load}$	停止供电	极限放 电模式	增大供电 或维持原状
$S_{soc} \leq S_{min}$ $P_{PV} = 0$	停止供电	停止 供电	增大供电或 维持原状

注： P_{load} 为某时刻区域负荷的功率需求。

Agent 向其他区域协调 Agent 或配网中心协调 Agent 发出请求,并根据它们的回复进行决策。

1) 区域内供不应求

区域协调 Agent 向其他区域协调 Agent 请求增加向该区域的有功供给,收到回复后:若无可选来源,则向柔性负荷发出请求根据优先级由低到高切断负荷直至供求平衡;若有可选来源,则根据接收到的回复信息结合内部微型燃气轮机的可用出力情况进行决策。首先核算可行性(是否满足拓扑约束,潮流是否越限),再考虑清洁能源的最大利用和经济性将可行电源进行排序,对电源列表由上到下发起能量协调协议,直至满足需求或列表为空。若直到列表为空仍没满足有功需求,则向柔性负荷发出请求根据优先级由低到高切断负荷直至供求平衡。其中电源优先级和经济性按以下原则决定:

- ①电源优先级:各电源按清洁程度进行优先级排序,光伏优先级最高,蓄电池次之,微型燃气轮机最低。
- ②经济性:

$$\min C = C_{power} + C_{loss}$$

(9)

式中: C 为用电成本; C_{power} 为对应电源的电价成本;

C_{loss} 为对应电源的功率传输成本。

2) 区域内供过于求

区域协调 Agent 向其他区域协调 Agent 请求增加对该区域有功的消纳。

若无可选“负荷”,则限制光伏出力,使其工作在 VL 模式下;若有可选“负荷”,则根据接收到的回复进行决策。首先核算可行性(是否满足拓扑约束,潮流是否越限),再考虑负荷优先级和经济性将可行负荷进行排序,对负荷列表由上到下发起能量协调协议,直至满足需求或列表为空。若直到列表为空仍没满足需求,则限制光伏出力,使其工作在 VL 模式下。其中负荷优先级和经济性按以下原则决定:

- ①负荷优先级:各负荷按重要程度进行优先级排序,其中可中断负荷的优先级最低。
- ②经济性:即供电收益最高

$$\max E = E_{power} - E_{loss}$$

(13)

式中: E 为供电收益; E_{power} 为对应电源的电价收益; E_{loss} 为对应电源的功率传输成本。

3 算例分析

3.1 算例系统

建立如图 3 所示主动配电网典型结构,包含 1 条馈线 11 个节点。其包含的分布式发电单元及储能单元总个数为 4 个,类型及配置参数如表 2 所示。

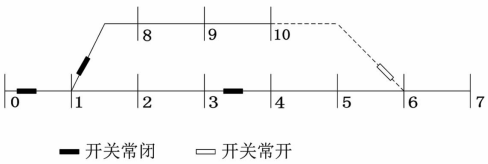


图 3 主动配电网算例接线图

表 2 分布式电源及储能配置

连接节点	类型	额定功率 /kW	容量 /(kW·h)
2	微型燃气轮机	400	
4	蓄电池	100	1 000
6	光伏 1	600	
8	光伏 2	600	

3.2 结果与分析

以 24 h 为例,分析经过该多代理系统协调控制后各元件的运行情况。

图 4 为仿真所需数据图,分别是光伏的 MPPT

出力值和负荷曲线。对比负荷曲线与光伏 MPPT 曲线不难发现,二者存在明显的供需不匹配,中午光伏出力高于负荷需求,而负荷的晚高峰光伏出力却为 0。

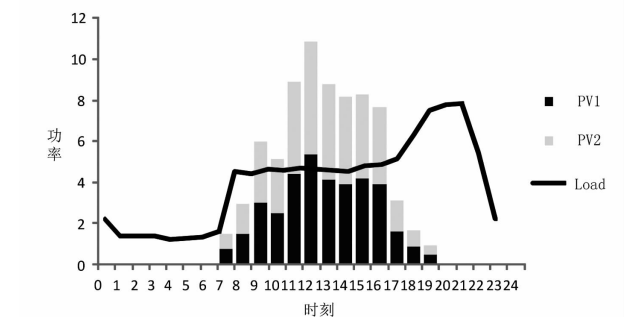


图 4 光伏发电 MPPT 值和负荷曲线

仿真的结果如图 5 所示。算例在 0 ~ 6 时刻负荷需求处于低谷,光伏出力为 0,蓄电池经过晚高峰放电后处于极限低荷电状态,负荷需求此时主要由区域内的微型燃气轮机供给,可实现自给自足;7 ~ 9 时刻,蓄电池仍处于极限低荷电状态,负荷需求与光伏出力同处于攀升阶段,负荷需求大于光伏出力,因此微型燃气轮机补足差额供电;10 ~ 15 时刻,光伏出力进入午高峰,远高于同时段的负荷需求,为满足清洁能源的最大化利用不弃光,向蓄电池充电对冗余的光伏电量进行存储,满足了区域内的供求平衡;16 ~ 17 时刻,光伏出力逐渐下降,略低于负荷需求,差额由微型燃气轮机进行补充;18 ~ 24 时刻,光伏出力下降至 0,负荷晚高峰到来,蓄电池经过光伏高峰的充电处于高荷电状态,负荷需求主要由蓄电池和微型燃气轮机供给。

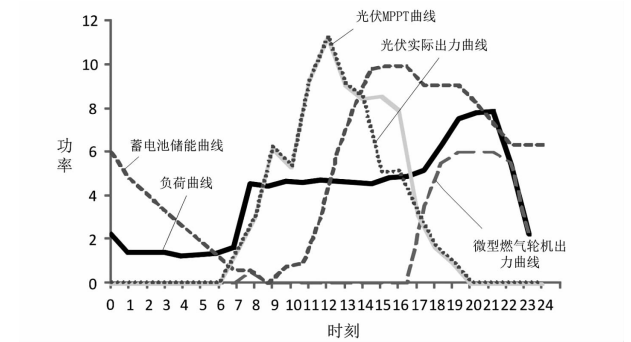


图 5 仿真结果

由上述分析可见,算例中各 Agent 根据多代理模型设定与自治运行规则,动态地应对主动配电网中分布式电源出力和负荷需求的变化,在保证清洁能源最大化利用和区域能源就地消纳的原则下高效地达成了有功功率供需平衡。蓄电池在有功平衡中起到了有效地补充和调节作用,微型燃气轮机为负荷高峰提供了功率支撑。

4 结 论

提出了一种基于多代理的主动配电网分布式自治运行技术。在考虑各类分布式电源特性的情况下,建立了分布式电源多代理模型;并进一步考虑各类分布式电源的互补协调运行,设计自治运行规则,在保证清洁能源最大化利用和区域能源就地消纳的原则下高效地达成了有功功率供需平衡。通过算例仿真验证了策略的可行性。

同时还有许多问题需要进一步研究与探讨:分布式电源的自治功能还有待进一步挖掘;该自治运行技术没有考虑电力市场的因素;运行管控与规划是相互影响的,同时分布式电源接入配电网的运行技术也依托于实际分布式电源设备的发展,需要在未来的研究中与时俱进。

参考文献

[1] 尤毅,刘东,钟清,等. 主动配电网优化调度策略研究[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):177-183.

[2] 范明天,张祖平,苏傲雪,等. 主动配电系统可行技术的研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(22):12-18.

[3] 陈昌松. 光伏微网的发电预测与能量管理技术研究[D]. 武汉:华中科技大学,2011.

[4] 茆美琴,金鹏,奚媛媛,等. 基于多因子和合同网协调机制的微网多 Agent 混和能量管理方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(31):5542-5552.

[5] 王瑞琪. 分布式发电与微网系统多目标优化设计与协调控制研究[D]. 济南:山东大学,2013:1-116.

[6] 王健,谢桦,孙健. 基于机会约束规划的主动配电网能量优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(13):45-52.

[7] 杨为. 分布式电源的优化调度[D]. 合肥:合肥工业大学,2010:1-50.

[8] Josep Marí a Guerrero, Mukul C Chandorkar, Lee Tzung-Lin, et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4):1254-1262.

[9] Josep Marí a Guerrero, Mukul C Chandorkar, Lee Tzung-Lin, et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part II: Power quality, Energy Storage, and AC/DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4):1263-1270.

[10] 章健. MultiAgent 系统在微电网协调控制中的应用研究[D]. 上海:上海交通大学,2009:1-80.

[11] S. D. J Mcarthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, et al.

Multi-agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Conception, Approaches, and Technical Challenges[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1743–1752.

[12] S. D. J Mcarthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, et al. Multi-agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1753–1759.

[13] Wong S K, Kalam A. Development of a Power Protection System Using an Agent Based Architecture[C]. International Conference on Energy Management and Power Delivery, 1995, 1: 433–438.

[14] 刘洪进, 袁斌, 戴宏伟, 等. 多代理系统及其在电力系统中的应用[J]. 电力系统自动化, 2010, 10(10): 45

(上接第20页)

网内电压、频率发生变化, 采取相应稳定控制策略和手段, 可以保证孤网稳定运行。

2) 由于网内主要以风电和水电组成, 风电不能随负荷变化而变化, 在电力平衡能力以及故障期间的电压支撑能力上都明显弱于水电。为保证孤网的稳定运行, 建议直接采取切除部分风电出力来维持系统稳定。

3) 在电网设备故障发生瞬间或故障切除瞬间, 风电机组机端母线频率变化幅度较大, 在 49.7 ~ 50.5 Hz 之间振荡。为保证电网安全稳定运行, 所以接入电网内的风电机组必须满足《风电场接入电力系统技术规定》要求, 才能保证电网设备故障后, 风电机组不脱网。

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.

(上接第25页)

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

[7] 宋伟伟, 李强, 袁越. 双馈风电机组接入地区电网后的电压稳定性分析[J]. 电网与清洁能源, 2009, 25(5): 36–40.

[8] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 双馈风电机组故障行为及对电力系统暂态稳定性的影响[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 16–21.

[9] 李东东, 王凯凯, 叶辰升. 采用双馈机组的风电场无功功率控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 37–42.

[10] 王纯琦, 吐尔逊·依布拉音, 晁勤. 基于 Matlab 的含风电电网建模与仿真[J]. 可再生能源, 2006(5): 61–64.

–52.

[15] Fenghui Ren, Minjie Zhang, Danny Sutanto. A Multi-agent Solution to Distribution System Management by Considering Distributed Generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1442–1451.

[16] 于文鹏, 刘东, 余南华, 等. 主动配电网的局部自治区域供蓄能力指标及其应用[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 44–50.

[17] 郝雨辰, 吴在军, 窦晓波, 等. 多代理系统在直流微网稳定控制中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 27–35.

[18] 章健, 艾芊, 王新刚, 等. 多代理系统在微电网中的应用[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(24): 80–82.

(收稿日期: 2016-03-28)

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

[7] GB/T 26399–2011, 电力系统安全稳定控制技术导则[S].

作者简介:

胡仁祥(1987), 硕士, 从事电网调度运行。

(收稿日期: 2016-01-30)

[11] 卢锦玲, 石少通, 徐超, 等. 含大型风电场系统暂态电压稳定性分析[J]. 华北电力大学学报, 2014, 41(1): 45–52.

[12] 马敏. 风电接入对电网暂态稳定性及调峰能力的影响研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2010: 19–22.

作者简介:

李自明(1989), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统及其自动化;

常喜强(1976), 高级工程师, 主要研究方向为电力系统分析与控制;

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

姚秀萍(1961), 客座教授、硕士生导师、高级工程师, 主要研究方向为电网调度运行、继电保护。

(收稿日期: 2016-01-19)

疆南 750 kV 电网延伸前后电源故障 低电压问题分析

辛超山, 吕 盼, 张增强, 宋新甫, 付高善
(国网新疆经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘 要:疆南电网位于新疆电网南部,网架结构薄弱,网内支撑电源较少,预计 2015 年年底 750 kV 主网延伸至疆南电网。主要分析疆南电网电源发生故障跳机后对疆南电网的影响。分析结果表明,喀发 3 期机组故障对疆南电网影响较大,故障时暂态电压跌幅达到 30 ~ 60 kV,电压跌落严重,电网抗风险能力差,严重依赖稳控装置。南部 750 kV 网架补强后,疆南、阿克苏地区短路容量水平均大幅提升,南部 750 kV 库车—喀什工程建成后电网抗风险能力明显提升,南部 750 kV 网架补强后喀发 3 期电厂机组具备大功率运行的能力。

关键词:疆南电网;机组故障;低电压分析

Abstract:Southern Xinjiang power grid is located in southern area of Xinjiang power grid, its grid structure is weak and it has less support power network, its 750 kV main grid is expected to be extended to southern Xinjiang power grid by the end of 2015. The impact after a fault trip in southern Xinjiang power grid on its own power grid is analyzed. The analysis results show that the failure of third stage units in Kashi Power Plant has a greater influence on southern Xinjiang power grid, at that time the transient voltage declines to 30 ~ 60 kV during the failure, the voltage drop is severe, the anti - risk ability of power grid is poor, and it heavily depends on the stability control device. After the reinforcement of 750 kV power grid in southern area, the short - circuit capacity levels are significantly improved in southern Xinjiang and Aksu prefecture, after the completion of 750 kV Kuche - Kashi project, its ability to resist the risks has improved significantly, and after the reinforcement of 750 kV southern grid, the third stage units of Kashi Power Plant have the ability to run with high power.

Key words:southern Xinjiang power grid; unit failure; low voltage analysis

中图分类号:TM72 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2016)03 - 0045 - 04

0 引 言

疆南电网位于新疆电网末端,主要供电范围为喀什地区、克孜勒苏自治州和兵团农三师各团场,疆南电网通过 220 kV 线路与新疆主电网及和田电网联接,网架结构薄弱,供电可靠性低,低电压、停电问题严重。截至 2014 年年底,疆南电网已形成以喀什市和阿图什市为中心,向东约 300 km 至农三师图木舒克市,向西约 100 km 至康苏镇,向南约 350 km 至和田地区皮山县,供电面积覆盖两地州大部分地区的电网,见图 1。

1 故障前电网概况

目前,疆南电网电源支撑以水电为主,且多为径

流式,仅喀发 3 期 2 台 350 MW 机组为稳定电源支撑。

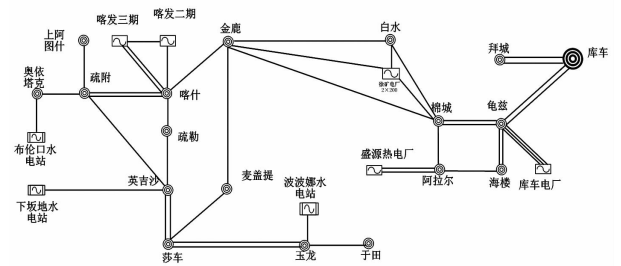


图 1 疆南电网网架结构图

正常运行方式下疆南电网开机方式以及各电厂出力情况如表 1 所示。

故障前近区电网电压情况如表 2 所示。

2 故障过程分析

2.1 故障过程分析

表 1 故障前各机组出力情况

机组名称	额定/MW	有功/MW	无功/Mvar
波波娜 1 号	50	39.7	1.31
波波娜 2 号	50	39.6	3.69
下坂地 1 号	50	42.6	9.63
下坂地 2 号	50	30.3	7.52
喀发 2 期 1 号	50	32.7	-0.21
喀发 3 期 5 号	350	185.1	2.79
喀发 3 期 6 号	350	289.7	8.93
前海 1 号	50	35.9	9.58
前海 2 号	50	45.1	8.04

表 2 近区母线电压情况 单位:kV

	喀什	金鹿	棉城	白水	龟兹	台远	牙哈
220 kV 母线	237	240	236.4	237.4	237.9	237.4	236.1
110 kV 母线	118.9	119.8	118.9	117.3	119.9	117.5	119.1

喀什电厂压力故障,高排压比保护跳机逻辑为并网状态下<1.73 延时 60 s 跳机,故障过程中高排压比最终下降至 1.71 附近触发保护延时,60 s 后保护动作,22:34 6 号汽轮机跳闸,电子间 ETS 柜首出记录为高排压比低保护动作,6 号发电机解列。

经现场检查确认为进入保护逻辑的调节级压力取样管处泄漏,导致调节级压力突降,高排压比值突降,最终触发高排压比低保护动作,机组跳闸解列。

2.2 故障 PMU 数据分析

喀发 3 期 6 号机组跳闸后,南疆片区的下网功率突增,白鹿 + 徐鹿 + 棉鹿断面有功功率增加至 603 MW(突增量为 291.9 MW),兹棉断面有功功率增加至 629.8 MW(突增量为 226.8 MW),鹿喀 + 鹿麦断面有功功率增加至 510.5 MW(突增量为 247.5 MW)。金鹿、棉城、喀什变电站的 220 kV 母线电压跌落比较严重。

稳控动作共切除 147.9 MW 负荷,各站的电压恢复,其中金鹿变电站稳控动作切除金鹿变电站 93.9 MW 负荷后,棉城变电站稳控动作切除棉城变电站 46 MW 负荷,电压情况 PMU 图如图 2、图 3 所示。

在故障的过程中,金鹿变电站的电压跌落最为严重,最大跌幅达到了 32.1 kV;喀什变电站由于有电源的支撑,故障中电压的变化最小为 10.3 kV。

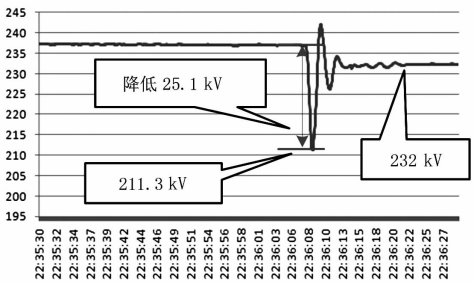


图 2 故障中棉城变电站母线电压 PMU 图

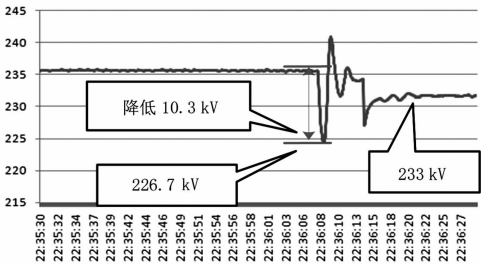


图 3 故障中喀什变电站母线电压 PMU 图

故障后,南疆片区电压跌落,其中喀什 3 期 5 号机端电压跌落了 0.46 kV,盛源 2 号机的机端电压跌落了 0.58 kV,造成机组的励磁系统动作,机组励磁电压增加,励磁机组的机端电压恢复,如图 4 所示。

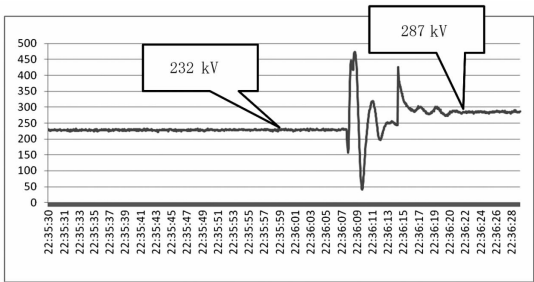


图 4 故障过程喀发 3 期 5 号机的励磁电压

系统切负荷后,喀发 3 期 5 号机励磁电压由 232 V 升高至 287 V,盛源 2 号机的励磁电压由 150.4 V 升高至 167.3 V,喀发 3 期 5 号机机端电压升高了 0.27 kV,盛源 2 号机端电压升高 0.14 kV。

2.3 仿真实验

根据 PMU 数据信息调整数据包与故障前的电网的方式及潮流信息保持一致,设置 1 s 后电网发生喀发 3 期 6 号机组跳闸故障。当金鹿站电压跌落至 0.99 p. u. 以下,在 0.2 s 后切除金鹿站 48.2 MW 负荷;当棉城站电压跌落至 0.99 p. u. 以下,在 0.4 s 后切除金鹿站 48.2 MW、棉城站的 101.3 MW 的负荷。

仿真结果表明,在喀发 3 期 6 号机组跳闸故障,南疆地区电网功率突增,附近站点 220 kV 母线的电

表 3 仿真与实时故障电压对比 单位: kV

母线名	故障前	故障时最大跌落		故障后稳态电压	
	PMU	仿真	PMU	仿真	PMU
喀什 变电站 220 kV 母线电压	237.0	223.0 (跌 14)	226.7 (跌 10.3)	230.6	233
金鹿 变电站 220 kV 母线电压	240.7	208.6 (跌 32.1)	208.6 (跌 32.1)	228.9	227
棉城 变电站 220 kV 母线电压	235.8	213.7 (跌 22.1)	211.3 (跌 25.1)	228.6	231

压跌落, 仿真结论与 PMU 录波数据基本吻合。

3 750 kV 电网延伸前后喀发跳机对近区电网影响

3.1 喀发 3 期 6 号跳机后稳控不动作仿真分析

仿真喀发 3 期 6 号跳机后稳控不动作, 故障后金鹿变电站 220 kV 电压跌至 179.5 kV, 在 187 kV (220 kV 的 0.85 p. u.) 以下持续 700 ms, 达到低压减载装置动作定值(85% $U_n/0.5$ s) 将切负荷, 见图 5 所示。由于恢复电压过低, 低于正常运行电压 220 kV 下限, 南疆电网抗干扰能力较弱, 易造成静态稳定破坏, 引发南疆电网失稳, 大面积失电。若二道防线不动作, 三道防线切负荷后疆南电网仍存在一定的垮网风险。

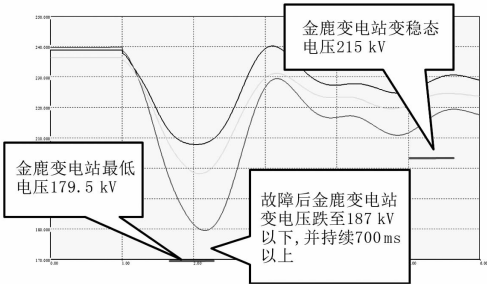


图 5 故障近区电网电压曲线

3.2 改变南疆机组的开机方式情况对比分析

通过同一数据平台下, 分析南部较大电厂不同开机方式下, 喀发 3 期 6 号跳机故障后对周边 220 kV 变电站电压影响开展对比分析, 具体情况如下:

1) 全开机方式

在喀发 2 期、盛源、徐矿电厂全开机的情况下发生喀发 3 期 6 号机跳机故障后, 金鹿、棉城变电站的母线电压跌落情况和发电机的励磁系统动作情况:

全开机方式系统短路容量大, 机组备用充裕, 在喀发 3 期 6 号机跳机情况下金鹿变电站电压跌幅最低至 218.9 kV, 仅有功率突变量超出 80 MW, 不会触发金鹿变电站稳控策略。

2) 电厂单机方式

在喀发 2 期、盛源、徐矿发电厂都单机运行的情况下发生喀发 3 期 6 号机跳机故障后, 喀什、金鹿、棉城变电站的母线电压跌落情况和发电机的励磁系统动作情况: 单机方式系统短路容量变小, 机组备用空间下降, 在喀发 3 期 6 号机跳机情况下金鹿变电站电压跌幅最低至 200.3 kV, 其中到达金鹿变电站稳控策略电压 217.8 kV 的阈值, 金鹿变电站稳控装置动作切负荷。

3) 电厂单机方式下励磁系统不发挥性能的情况

在喀发 2 期、盛源、徐矿发电厂都单开机方式下, 机组励磁控制系统调节能力不发挥性能的情况下发生喀发 3 期 6 号机跳机故障后, 金鹿、棉城变电站的母线电压跌落情况: 该方式系统短路容量最小, 机组无功功率备用不足, 在喀发 3 期 6 号机跳机情况下金鹿变电站电压跌幅最低至 192.5 kV, 棉城变电站电压跌幅最低至 203.5 kV, 其中金鹿变电站、棉城变电站、喀什变电站稳控策略均动作, 稳控装置通过切负荷抬升系统电压。

通过对 3 种方式下发生喀发 3 期 6 号机跳机故障后, 系统电压和机组励磁动作情况的对比可知: 在全开机发生机组跳闸故障时, 机组励磁系统动作效果最为有效, 对抬升系统电压能力最强。其中 220 kV 金鹿、棉城、喀什变电站电压跌落情况见表 4。

上述开机方式下, 喀发 3 期 6 号机跳机故障后运行机组励磁调节情况数据见表 5。

通过不同开机方式对系统影响对比分析得出结论:

1) 在喀发、盛源、徐矿 3 个电厂的单开机方式对系统故障情况下的电压波动影响明显, 其中在单机励磁无效方式下稳控动作后电压跌幅最严重, 稳控装置动作后金鹿变电站最低电压仍然跌至 192.5 kV。

2) 全开机方式时故障期间各发电厂机组励磁器控制效果均摊, 对各 220 kV 变电站的电压支撑能力明显变强, 变电站电压在 6 s 内便可快速恢复稳定运行。

3.3 未来南部网架补强后抗风险能力分析

随着 750 kV 库车—阿克苏—巴楚—喀什输电

表 4 不同开机方式下故障电压对比

单位: kV

母线名称	故障前	事故时最大电压跌落			事故后稳态电压		
		全开机	单机运行	单机运行 (励磁无效)	全开机	单机运行	单机运行 (励磁无效)
喀什变电站 220 kV 母线电压	239.6	220.6 (跌 19)	217.3 (跌 22.3)	209.9 (跌 29.7)	232.4	231.3	228.6
金鹿变电站 220 kV 母线电压	239.6	218.9 (跌 17.8)	200.3 (跌 39.3)	192.5 (跌 47.1)	230	227.0	218.8
棉城变电站 220 kV 母线电压	236.4	227.3 (跌 9.7)	213.9 (跌 22.5)	203.5 (跌 32.9)	233.5	221.2	220.7

表 5 不同开机方式下励磁电压对比

单位: kV

机组名称	事故前/(p. u.)		事故时最大跌落/(p. u.)		事故后稳态电压/(p. u.)	
	全开机	单机运行	全开机	单机运行	全开机	单机运行
喀发 2 期 3 号	2.03	2.14	5.25(升 3.22)	6.52(升 4.38)	2.44	2.83
徐矿 1 号	1.57	1.98	3.68(升 2.11)	4.46(升 2.48)	1.67	2.47
盛源 1 号	1.31	1.82	2.16(升 0.85)	3.81(升 0.99)	1.45	1.97

线路及其配套工程的投运,南部电网 750/220 kV 断面供电能力加强,南部 220 kV 喀什变电站、金鹿变电站、棉城变电站、麦盖提变电站的短路电流水平均有所提高,喀发 3 期机组出力 300 MW 故障跳闸对系统电压影响减弱。

后对系统的电压影响程度降低,其中疆南电网断面均在 300 MW 时发生跳闸故障后变电站电压变化情况见表 6。

表 7 南疆电网跳闸故障后变电站电压

场站名称	变电站电压变化最低值/kV	
	2015 年网架	2016 年网架
棉城	198.5	225.1
金鹿	179.7	220.3
喀什	207.7	230.1

在无稳控措施下,喀发 3 期 6 号机组出力 300 MW 故障跳闸后金鹿变电站 220 kV 电压均下降最大,其中在 2015 年网架情况下最低跌至 179.7 kV(跌幅 57.3 kV),南部 750 kV 库车—喀什工程建成后电压最低跌至 220.3 kV(跌幅 16.7 kV),表明南部 750 kV 网架补强后喀发 3 期电厂机组具备大功率运行的能力。

4 结 论

1)在本次喀发 3 期 6 号机组跳闸故障中稳控装置正确及时动作,切除 147.9 MW 负荷后系统恢复稳定运行,金鹿、棉城、喀什变电站的电压恢复到 225 kV 以上的运行水平,保证了电网的安全稳定。建议疆南电网的开机方式应以保证电网安全为前

(下转第 84 页)

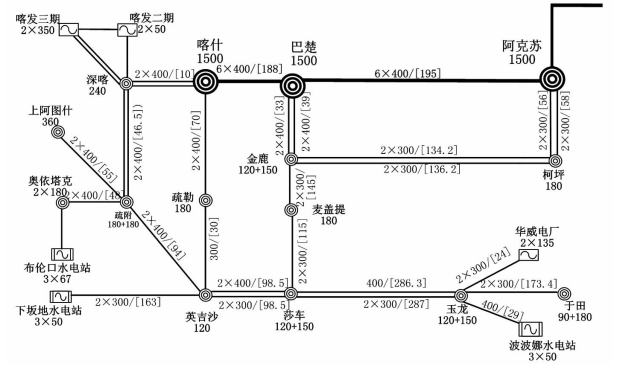


图 6 750 kV 网架延伸后局部电网图

图 6 为南部 750 kV 库车—阿克苏—巴楚—喀什工程建成投运后潮流情况,在无稳定控制措施下断面能力得到提升,其中楚喀+楚伽+鹿麦断面 800 MW 下网时喀发 3 期机组 300 MW 出力跳闸对系统电压跌落可以控制在 0.9 p. u. 以上。

表 6 南疆下网 80 万千瓦喀发故障近区电压(kV)

场站名称	金鹿	疏附	喀什	麦盖提
电压/(p. u.)	0.930 7	0.914 8	0.912 7	0.9

南部 750 kV 工程补强至喀什后,在不采取稳控措施下,喀发 3 期机组 300 MW 出力发生故障跳闸

带恒功率负载的飞轮储能系统非线性控制算法研究

蒲 勇,苗 虹,曾成碧,张 甦

(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘 要:针对恒功率负载的负阻抗特性以及 Buck – Boost 变换器的非线性特性给飞轮储能系统放电运行带来的控制问题。基于输入输出线性化理论,提出了一种将非线性控制与传统 PI 控制相结合的改进方法。首先研究了该系统的内稳定性,指出采用电流控制模式,内动态稳定,可以采用控制电感电流间接控制输出电压的策略。根据输入输出线性化非线性控制方法,推导出了电流控制环节的控制律,最后结合传统 PI 控制对控制方案进行了修正。Matlab/Simulink 仿真结果显示,在负荷波动与母线电压跌落的情况下,该算法均能较好地保证输出电压恒定。

关键词:飞轮储能系统;Buck – Boost 变换器;输入输出线性化;非线性;PI 控制

Abstract:According to the control problems caused by the negative impedance characteristics and the Buck – Boost converter of flywheel energy storage system with constant power in discharging mode, an improved method which combines nonlinear control and traditional PI control is proposed based on input – output linearization theory. Firstly, the internal stability of the system is analyzed. It is pointed out that the internal dynamics of the system is stable under current control mode, and it is feasible to control the output voltage indirectly through the regulation of inductive current. According to nonlinear control method based on input and output linearization, the control rate of current control link is deduced. Finally, the control scheme is modified by the traditional PI control. The Matlab/Simulink simulation results show that under the condition of load fluctuation and bus voltage drop, the proposed algorithm can ensure the output voltage to keep constant.

Key words:flywheel energy storage system; Buck – Boost converter; input – output linearization; nonlinear; PI control

中图分类号:TM919 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)03 – 0049 – 05

0 引 言

恒功率负载(constant power load, CPL),是指在运行时从电源吸收的功率基本保持不变的一类负载^[1]。随着现代电力系统的发展,恒功率负载越来越多地应用到了微电网当中。现代化的信息和通信技术设备、数据中心服务器、计算机都带有相当比重的恒功率负载。有资料显示,这部分负载占据了世界电力消耗的几个百分点^[1]。未来的电动汽车和航空高压直流配电系统中,恒功率负载也将占据总负载的很大比重。因此,对于微电网带恒功率负载的研究不仅重要,而且具有实际意义。

目前,大多数新能源和储能装置都是直流的,且上述所提到的恒功率负载多是利用直流供电。由于恒功率负载存在负阻抗特性,当直流微电网中存在大功率的恒功率负荷时,可能引起电网的稳定性问题^[2]。

飞轮储能相比传统储能装置,具有高效节能、能量转换率高、无污染、储能密度高等优点^[3]。将飞轮储能作为储能单元应用到带有恒功率负载的直流微电网当中,可以很好抑制微电网电压波动,抵消 CPL 负阻抗特性对电网的影响,提高电网的稳定性。文献[4 – 5]采用 PID 双环控制实现了飞轮储能系统的充放电。文献[6]提出了一种 PLC 的飞轮控制策略。但由于飞轮储能系统在放电过程中,存在输出电压持续下降的放电特性,以及 DC – DC 变换器非线性特性的影响,使得以上的传统控制方法很难满足高性能要求。近年来,DC – DC 变换器非线性控制算法的研究方兴未艾,众多学者提出了多种非线性控制算法。文献[7]将精确反馈线性化与滑模变构控制相结合,得到了一种 Boost 变换器的非线性控制算法。文献[8]提出了一种状态反馈精确化的 Boost 电路非线性控制算法。文献[9]提出了一种非线性解耦算法,文献[10]提出了一种双环串级非线性控制算法,这些算法均取得了良好的控制结

式系统方程(4)求导可得

$$\begin{cases} L_f h(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} f(x) = -\frac{x_2}{L} \\ L_g h(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} g(x) = \frac{E+x_2}{L} \end{cases} \quad (8)$$

显然通过一次微分 $L_g h(x) \neq 0$,此时相对阶数 $r=1 \neq n$ 。由式(6)可知,通过控制输出电流的方法,系统只能实现部分线性化,因此还需要证明系统的内动态稳定性。

设输入输出线性化的坐标变换为 $z = \varphi(x)$,其中 $z_1 = \varphi_1(x) = x_1$ 内动态对应的状态变量 $z_2 = \varphi_2(x)$ 有如下关系^[3]:

$$\begin{aligned} L_g \varphi(x) &= \frac{\partial \varphi(x)}{\partial x} g(x) \\ &= \frac{\partial \varphi(x)}{\partial x_1} \left(\frac{E-x_2}{L} \right) - \frac{\partial \varphi(x)}{\partial x_2} \frac{x_1}{C} = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

可以得到该式的一个解

$$\varphi(x) = \frac{1}{C} x_1^2 + \frac{1}{L} (E-x_2)^2 \quad (10)$$

令 $z_1 = x_1, z_2 = \varphi(x)$,通过坐标变换可求得

$$\begin{aligned} \dot{z}_2 &= \frac{2E}{CL} z_1 - \frac{2 \left[\sqrt{Lz_2 - \frac{L}{C} z_1^2} - E \right]}{RCL} \sqrt{Lz_2 - \frac{L}{C} z_1^2} - \\ &\quad \frac{2PE}{CL \sqrt{Lz_2 - E}} - \frac{2PE}{LC} \end{aligned} \quad (11)$$

式(11)即为系统的内动态方程,要分析内动态系统的稳定性,一般采用分析其零动态特性来得到结论。所谓的零动态特性,是指通过选择输入使得输出恒等于零的特性^[7]。

令 $z_1 = 0$,代入式(11)可以得到电流控制系统的内稳定零动态方程为

$$\dot{z}_2 = \frac{2 \left[\sqrt{Lz_2} - E \right]}{RCL} \sqrt{Lz_2} - \frac{2PE}{CL \sqrt{Lz_2} - E} \cdot \frac{2PE}{LC} \quad (12)$$

容易判断式(12)描述的零动态是渐进稳定的,因此采用输出以电感电流描述的 Buck-Boost 非线性系统是最小相位系统,通过控制电感电流实现控制输出电压稳定的方法是可行的。

4 双向变换器控制器设计

根据上述线性化思想,求解电流控制律经过上面的求解可知

$$L_g h(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} g(x) = \frac{E+x_2}{L} \neq 0$$

显然已经得到了

输入与输出之间的线性关系。只需令输入

$$u = \frac{1}{L_g h(x)} [-L_f h(x) + v] \quad (13)$$

即可得到系统输入输出之间的部分线性关系。

设电压跟踪误差方程 $e = y - y_d$,新的输入变量给定为 $v = \dot{y}_{ref} - ke$,整理可得

$$\dot{e} + ke = 0 \quad (14)$$

由于电感电流的期望值是一个恒定值,即 $\dot{y}_d = 0$,结合式(13)最终可以得到系统的占空比函数表达式为

$$u = \frac{x_2 + aL(x_1 - I_{ref})}{E - x_2} \quad (15)$$

式中, a 是需要给定的系数。

通过上面的求解,已经得到了非线性控制律。若通过功率平衡方程,可以间接推导 I_{ref} ,但是直接推导 I_{ref} 将产生静态误差^[8]。因此可以考虑,添加 PI 电压控制外环来得到 I_{ref} ,由此可得整个系统的控制框图。

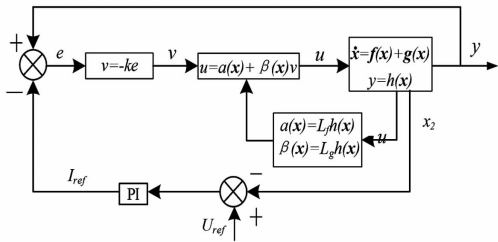


图 2 系统控制框图

参数的整定选用扩充临界比例法,首先记录不衰减的纯比例控制参数振荡周期 t_r 和增益 k_r ,然后通过式(16)求解方程。

$$\begin{cases} \frac{k_p}{k_r} = 0.45 \\ \frac{1}{k_i \cdot t_r} = 0.83 \end{cases} \quad (16)$$

最终求得电压外环的比例积分参数为

$$k_i = 0.8, k_p = 63$$

5 系统仿真

为了验证所设计的控制策略,在 Matlab 当中建立模型进行验证。系统参数如下:电感 $L = 1 \text{ mH}$,负载侧电容 $C_1 = 1\,200 \text{ }\mu\text{F}$,输入端电容 $C_2 = 3\,200 \text{ }\mu\text{F}$,负载电阻值 $R = 5 \text{ }\Omega$,异步电机额定电压 $E_{AB} = 380 \text{ V}$,额定转速 $n_N = 1425 \text{ r/min}$,飞轮转动惯量为

0.232 kg · m²。

5.1 输入电压扰动下的动态响应

异步电机飞轮储能系统设计的目的,就是为了在直流母线故障时,维持母线电压的稳定。当异步电机做电动机运行时,通过对 DC - DC 电路的非线性控制实现输出电压稳定。为了检验飞轮储能系统控制算法的动态响应,进行如下仿真。

仿真时长 2 s,直流母线额定电压 200 V,恒功率负载功率 400 W。1 s 时电压源发生故障,此时飞轮储能系统开始工作由待机状态转为释能状态。仿真图形如图 3 所示,图 4 是带恒功率负载情况下 PI 控制算法的仿真波形。

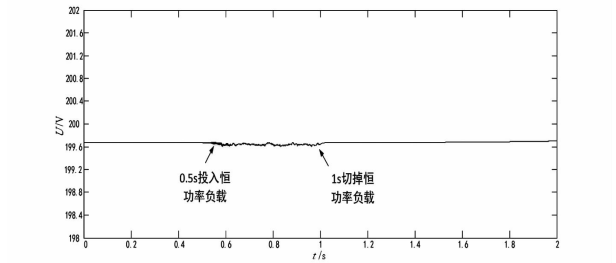


图 3 非线性算法波形

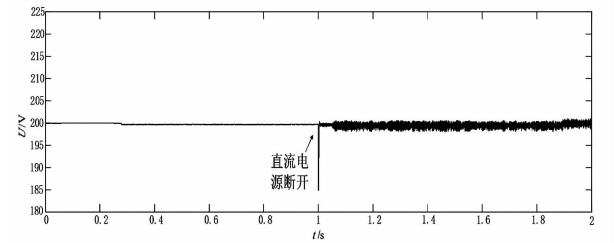


图 4 PI 控制波形

通过仿真对比,可以看出,在直流母线出现电压崩溃时,异步电机飞轮储能系统可以迅速从待机状态切换到释能状态,补偿直流微网电压。非线性控制策略较 PI 控制策略在控制性能上有明显的优势。非线性控制下,直流母线电压基本没有明显的跌落,但是电压存在小幅扰动,这是由于恒功率负载所致。PI 控制策略下的母线电压,存在大幅度的跌落。虽然通过控制,母线电压可以快速回到额定电压值附近,但存在大幅的电压振荡,系统始终工作在不稳定状态。不难看出,所设计的稳压电路控制策略动态响应更快,控制品质更优。

5.2 负载扰动下的动态响应

仍然假定直流母线电压为 200 V,分别在 0.5 s 投入功率为 400 W 的恒功率负载,1 s 切除恒功率负载。考察该控制方法的动态响应。由图 5、图 6 可以看出,在负荷增大的扰动下,母线电压几乎没有跌落,

运行平稳突变小。在切除负荷时,母线电压具有较小的突变,且能快速稳定运行,具有快速调节的特性。

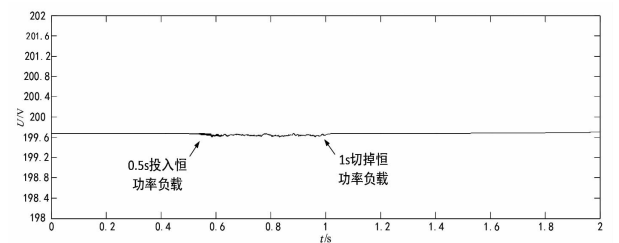


图 5 负载扰动时飞轮储能系统对母线的补偿波形

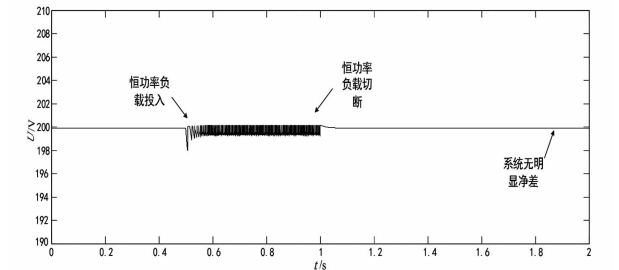


图 6 PI 控制下负载扰动波形

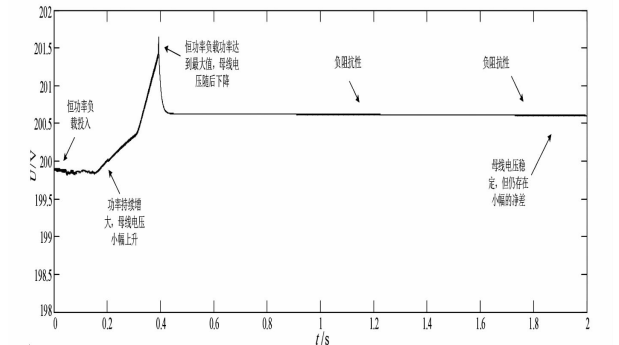


图 7 非线性算法带恒功率负载启动

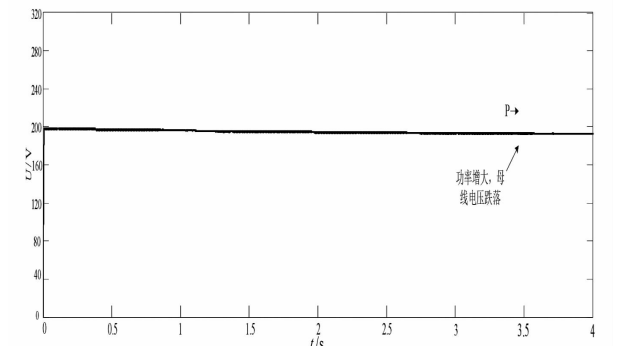


图 8 PI 控制带恒功率负载启动

图 7、图 8 给出的是带恒功率负载启动的波形,0 s 开始,恒功率负载接入母线,功率由 0 W 快速上升至 2 000 W,达到最大功率之后,稳定运行。由仿真结果可以看出,在恒功率负载功率大幅增加的情况下,非线性算法仍然可以维持母线电压的稳定,不过存在小幅的净差。PI 控制算法下,母线电压会持续跌落,负载功率进一步增大,母线电压甚至可能出

现崩溃。

通过上述各仿真波形,可以得出结论:所设计的飞轮储能系统,能快速平响应直流母线的电压波动,迅速切换各工种状态。根据非线性控制策略设计的稳压电路,能在负荷变化的情况下,很好地维持输出电压的稳定,但存在小幅的系统净差。

6 结 语

所提出的一种针对带恒功率负载的飞轮储能系统的控制算法,是将输入输出非线性控制与传统 PI 控制结合,具有响应速度快、鲁棒性强的特点,而且较之其他非线性控制方法,所提方法控制律简单,具有较高的工程实用性。在 Matlab 当中搭建的仿真显示,依据所得出的控制律,在电源电压和负载大范围波动的情况下,能很好地保证系统稳定运行。与传统 PI 控制相比,该算法在动态品质和控制效果上更具优势。

参 考 文 献

[1] 张旭辉,温旭辉,赵峰. 抵消恒功率负载负阻抗特性影响的双向 Buck/Boost 变换器控制策略[J]. 电工技术学报,2013,28(11):195-201.

[2] 李玉梅,查晓明,刘飞,等. 带恒功率负荷的直流微电网母线电压稳定控制策略[J]. 电力自动化设备,2014,34(8):57-64.

[3] Alexis Kwasinski, Chimaobi N. Onwuchekwa. Dynamic Behavior and Stabilization of DC Microgrids with Instantaneous Constant-power Loads[J]. IEEE Transactionson Power Electronics,2011,26(3):822-834.

[4] 陈素斌,张方华,任仁,等. 具有恒功率特性的 DC/DC 变换器的研究[J]. 电力电子技术,2013,47(06):15-17.

[5] 任世涛,刘历良,沈润夏. 带恒功率负载的 buck 变换器的稳定性分析和最优 PID 控制器设计[J]. 电气开关,2010,48(6):19-21.

[6] 满永奎,李五一,唐巍. PLC 控制的飞轮储能系统[J]. 控制工程,2009,16(S1):145-147.

[7] 乐江源,谢运祥,洪庆祖,等. Boost 变换器精确反馈线性化滑模变结构控制[J]. 中国电机工程学报,2011,

31(30):16-23.

[8] 高朝晖,林辉,张晓斌. Boost 变换器带恒功率负载状态反馈精确线性化与最优跟踪控制技术研究[J]. 中国电机工程学报,2007,27(13):70-75.

[9] 邓卫华,张波,丘东元,等. 电流连续型 Boost 变换器状态反馈精确线性化与非线性 PID 控制研究[J]. 中国电机工程学报,2004,24(8):48-53.

[10] 王楠,李永丽,张玮亚,等. 飞轮储能系统放电模式下的非线性控制算法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(19):1-7.

[11] 卢强,梅生伟,孙元章. 电力系统非线性控制(第二版)[M]. 北京:清华大学出版社,2008:24-122.

[12] 帅定新,谢运祥,王晓刚,等. Boost 变换器非线性电流控制方法[J]. 中国电机工程学报,2009,29(15):15-21.

[13] 张维煜,朱焜秋. 飞轮储能关键技术及其发展现状[J]. 电工技术学报,2011,26(7):141-146.

[14] 周岗,姚琼荃,陈永冰. 基于输入输出线性化的船舶全局直线航迹控制[J]. 控制理论与应用,2007,24(1):117-121.

[15] Miao-miao Cheng, Shuhei Kato, et al. A Novel Method for Improving the Overload Capability of Stand-alone Power Generating Systems Based on a Flywheel Induction Motor[C]. Power Electronics Specialists Conference, PESC IEEE, 2008:3677-3683.

[16] Shuhei Kato, Takumi Tsujino, Miao-miao Cheng, et al. Inverter-less Flywheel Applications for Voltage Sags and Blackouts Compensation[C]. Power Electronics and Applications, 13th European Conference on Publication, 2009:1-10.

作者简介:

蒲 勇(1989), 硕士研究生, 研究方向为分布式发电和微电网;

苗 虹(1971), 博士、副教授, 研究方向为分布式发电和微电网;

曾成碧(1969), 博士、副教授, 研究方向为电机控制、高压与绝缘及智能分布式系统;

张 甦(1990), 硕士研究生, 研究方分布式发电和微电网。

(收稿日期:2016-03-31)

一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统

陈 隆¹,周士琮¹,夏焰坤²

(1. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031;
2. 西华大学电气工程学院,四川 成都 610039)

摘 要:直流母线短路故障时,直流侧进线短路电流剧增,加大了直流侧进线断路器的开断难度,再由于中国城市轨道交通的故障率上升,导致直流侧进线断路器易损坏、寿命低。鉴于这个问题,提出一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统,以晶闸管整流器完成整流和分合电路的功能,可省却直流侧进线断路器以及缩短故障切除时间,同时分析了其整流质量、谐波问题、进线短路电流和市场经济性问题。最后在 Matlab/Simulink 搭建仿真模型验证了该方案的可行性,为提高直流牵引供电系统的整体性能提供参考。

关键词:直流牵引供电系统;晶闸管整流器;直流侧进线短路电流;仿真模型

Abstract: The short - circuit current of DC side line surges when DC bus has short - circuit fault, which increases the difficulty of breaking DC side line breakers. And because the fault rate of urban rail transit in China increases, the breakers of DC side line are easily damaged and have a short life. A DC traction power supply system based on thyristor rectifier is put forward according to the above - mentioned problems. The thyristor rectifier is used to complete the functions of rectification and switching the circuit. And the circuit - breakers of DC side line and the time to remove the faults can be saved. Then its quality of rectification, harmonic problems, line short - circuit current and the economic issues are analyzed. Finally, the simulation model is established in Matlab/Simulink to verify the feasibility of the proposed scheme, which can provide a reference for improving the overall performance of DC traction power supply system.

Key words: DC traction power supply system; thyristor rectifier; short - circuit current of DC side line; simulation model

中图分类号:TM721.1 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2016)02 - 0054 - 05

0 引 言

与交流断路器相比,直流断路器在切断故障时,由于没有电流过零点,因此,熄灭电弧、耗散电弧能量以及抑制开断过电压等成为需要解决的难题。而这些问题也成为了直流断路器制造难度大、造价高、可靠性低的原因^[1]。文献表明,中国城市轨道交通领域使用的直流断路器依然依赖进口,由于需要开断短路大电流电路,中国城市轨道交通领域使用的直流断路器易损坏、寿命低,这也大大增加了运营和维护的费用^[2-3]。新型地铁直流断路器在中国多次被提出,以电流转移法强迫电流过零使直流断路器开断的方法较为普遍,但此方法始终没有解决断路器由于频繁分合故障电路而导致易损坏、寿命短的问题^[4-8]。考虑到直流母线短路故障时,直流侧进线短路电流剧增,加大了直流侧进线断路器的开断

难度,以及中国城市轨道交通的故障率上升,提出了一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统,把交流进线断路器的分合电路功能与二极管整流器的整流功能等效改进成晶闸管整流器的功能,以克服机械开关的机械和电气寿命短的问题,可省却直流侧进线断路器并快速切除直流母线短路故障,从而进一步提高牵引供电系统的整体性能。

1 一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统

1.1 直流牵引供电系统的介绍

如今城市轨道交通一般都采用 24 脉波整流,其供电系统结构图如图 1 所示,2 台变压器原边采用 d 接法,次边采用 y 接法和 d 接法,保证阈值线电压形成 30°相差;变压器网侧采用三角形延边接法,分别移相 ±7.5°,保证其阈值线电压相差 15°^[11],4 台三

相全波整流机组分别整流后在直流侧进行并联运行,构成 24 脉波整流机组。其阈值电压向量图如图 2 所示。

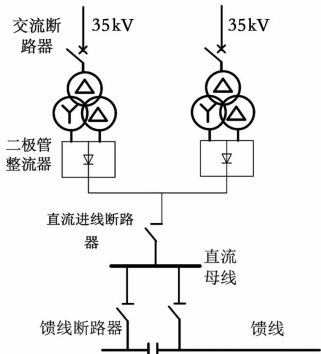


图 1 直流牵引供电系统结构图

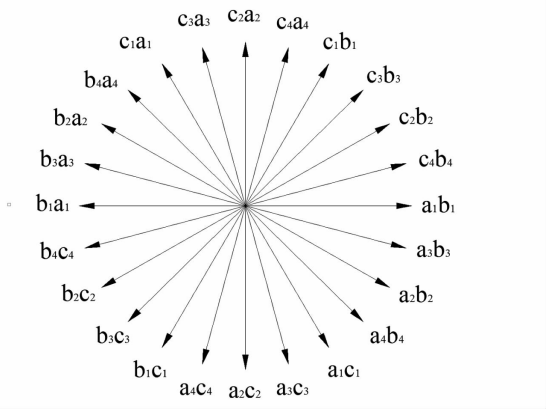


图 2 阈值电压向量图

即有直流牵引供电系统系统正常运行时,牵引变电所由电力系统 35 kV 侧取电流,经降压变压器降压、二极管整流器整流,最后获得接触网 1 500 V 的工作电压。当直流侧发生故障时,系统通过直流侧的直流断路器开断电路,当故障切除时,断路器合闸,系统继续运行。

1.2 方案提出

由于城市轨道交通故障频繁,二极管整流器直流侧的直流断路器频繁分合故障电路;特别是直流母线发生短路故障时,直流进线短路电流剧增,增大了直流进线断路器的开断难度,导致故障切除时间长且直流进线断路器易损坏、寿命低;加之直流断路器开断电路时,没有电流过零点,熄弧成本高,偶尔会出现误开断。基于此类问题,提出了一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统。基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统结构图如图 3 所示。系统正常运行时,晶闸管整流器跟二极管整流器相同,完成整流功能,获得接触网 1 500 V 的工作电压。当系统发生母线短路故障时,关断信号经触发电路输送

至脉冲发生器;此时脉冲发生器停止产生触发脉冲,晶闸管封锁,交流侧线电压过零,晶闸管承受反压、电流下降至维持电流后晶闸管关断,晶闸管整流器停止工作;且两馈线断路器开断,待故障切除后,触发信号输送到晶闸管门极,晶闸管承受正向阳极电压时晶闸管导通,晶闸管整流器恢复正常工作。

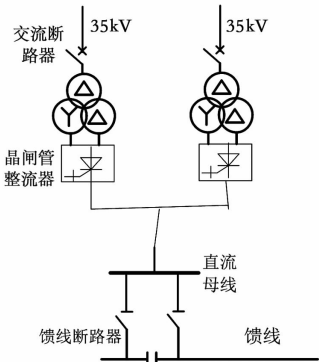


图 3 基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统结构图

图 3 所示的晶闸管整流器相当于二极管整流器和交流电子开关,其可以完成整流和分合电路的功能。与城市轨道交通使用的直流进线断路器相比,晶闸管整流器是一种无触点开关,可快速开断大电流电路,解决了直流断路器开断时产生电弧的问题,理论上开关损耗为零,其寿命长且与关断、导通的次数无关,同时可避免使用断路器开断直流进线大短路电流并缩短了故障切除的时间。

2 方案可行性分析

该方案中的晶闸管整流器可完成整流与分合电路的功能。整流则需考虑整流质量与其对电网的影响,直流侧电压质量和谐波是其考虑的指标。系统发生故障时,开断电路必须考虑其故障电流,特别是直流进线短路电流。基于此对其直流母线进线短路电流以及电网侧与直流侧的谐波进行分析,此外,还对其市场经济性进行分析。

2.1 直流侧进线短路电流分析

系统直流母线发生短路故障时,其危害最大。假设直流母线发生短路故障,关断信号送至晶闸管脉冲发生器的时间一般为十几毫秒,晶闸管未能及时关断,此时短路电路图如图 4 所示。

系统的电路方程为

$$E = RI + L \frac{dI}{dt}$$

(1)

式中: R 、 L 为换算至直流侧的电阻和电感; I 为直流

进线短路电流; E 为系统直流侧电源 1 500 V。若发生短路故障时直流母线进线电流为 0 A,则直流进线短路电流为

$$I = \frac{E}{R}(1 - e^{-\frac{Rt}{L}}) \tag{2}$$

代入参数计算可知,进线短路电流会在极短的时间内上升到极大的值,这对直流牵引供电系统和配电设备危害极大。

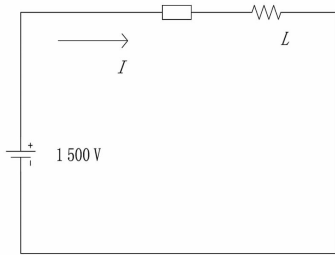


图 4 短路电路图

当关断信号送至晶闸管脉冲发生器时,由于流过晶闸管的电流并未小于晶闸管的维持电流,晶闸管并未立即关断,电感通过晶闸管放电,其放电电路图如图 5 所示。

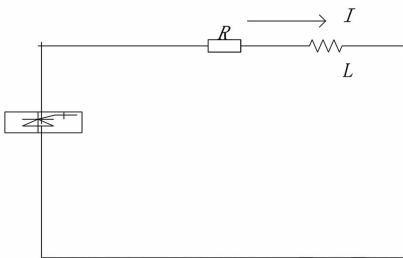


图 5 放电电路图

此时系统的电路方程为

$$RI + L \frac{dI}{dt} = 0 \tag{3}$$

假设晶闸管接收到关断信号的时间为 t_1 ,电感电流初值为

$$I_- = \frac{E}{R}(1 - e^{-\frac{Rt_1}{L}})$$

此时直流侧进线电流为

$$I = I_- e^{-\frac{R(t-t_1)}{L}} \tag{4}$$

将参数代入式(4),经过几毫秒,直流侧进线电流将会下降至晶闸管的维持电流,晶闸管关断,此时直流侧进线电路得以切除。如果进线短路电流无法在 2/3 周期内下降至 0 A,则直流侧进线电流无法降至晶闸管维持电流,此时,晶闸管承受正压,继续导通,直流侧进线电流以式(2)的方式回升,经过半个周期,直流侧进线电流以式(2)的方式开始跌落。

具体分析方式如下:假设晶闸管再次导通的时间为 t_2 ,电路方程如式(3),此时电感的初始电流为

$$I_{t_2} = I_- e^{-\frac{R(t_2-t_1)}{L}}$$

则直流侧进线电流为

$$I = \frac{E}{R}(1 - e^{-\frac{R(t-t_2)}{L}}) + I_{t_2} e^{-\frac{R(t-t_2)}{L}} \tag{5}$$

经过半个周期后,直流侧进线电流开始下跌,电路方程如式(4),此时电感的初始电流为

$$I_{t_2+0.01} = \frac{E}{R}(1 - e^{-\frac{R \times 0.01}{L}}) + I_{t_2} e^{-\frac{R \times 0.01}{L}}$$

则直流侧进线电流为

$$I = I_{t_2+0.01} e^{-\frac{R(t-t_1)}{L}} \tag{6}$$

由式(2)、(4)、(5)、(6)可以看出,在系统发生短路故障时,如果晶闸管封锁不及时,直流侧进线短路电流降为 0 A 的时间将延迟,导致开断直流进线电路的时间延长,将数据代入式(2)、(4)、(5)、(6)计算,此时间约为 30 ms,与直流断路器的分闸时间持平。在系统 R/L 合理的情况下,如无特殊情况,不会出现短路电流振荡的情况。待故障修复后,晶闸管整流器再次工作,保障了系统的安全运行。从系统发生故障到晶闸管开断进线短路电路共花数十余毫秒,比直流断路器关断速度快,且晶闸管为交流开关,不存在电流不能过零的问题,从这两方面考虑,所提出的方案可行。

2.2 谐波分析

所提出的基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统只用到了晶闸管整流器的封锁功能,其余的性能跟二极管整流器无异,因此其谐波分析与二极管整流器相同。 n 脉波整流会在直流侧产生 $k \times n$ 次谐波,而在电网侧产生 $k \times n \pm 1$ 次谐波,在地铁普遍使用 24 脉波整流中,假设输出负载为阻性,其直流侧电流的傅里叶级数为

$$i_d = \frac{24}{\pi} \sin \frac{\pi}{24} I_{dm} (1 \pm \sum \frac{1}{n^2 - 1} \cos n \omega t) \tag{7}$$

式中: $n = 24 \times k$ ($k = 1, 2, 3, \dots$); I_{dm} 为整流器交流侧线电压峰值, V; 当 k 取奇数时,式(7)取正号,反之,式(7)取负号。由式(7)可以算出直流侧电流的谐波 THD = 0.26%。

电网侧电流的傅里叶级数为

$$i = \frac{6I_{dm}}{\pi} [(1 + \frac{2\pi}{3\sqrt{3}}) \cos \omega t - \frac{1}{11} \cos 23 \omega t + \frac{1}{13} \cos 25 \omega t - \dots] \tag{8}$$

由式(8)可以看出,注入电网的谐波主要有 $k \times 24 \pm 1$ 次。代入参数计算,电网侧谐波电流 THD 约为 4.3%,超出了国家的谐波标准 3%,需要治理。而在现阶段,谐波治理技术在地铁上已经相当成熟,可以极大程度地削减谐波分量。

晶闸管整流器采用移相控制,因此,晶闸管整流器较二极管整流器的稳流精度高,与此同时,晶闸管整流器注入电网的谐波电流较大,需要谐波治理装置,而所提出的方案只需采用晶闸管整流器中晶闸管的封锁功能,即收到关断信号时停止晶闸管的脉冲触发,整流质量及谐波情况与二极管整流器无差别,因此,考虑整流质量及谐波问题,所提出的方案可行。

2.3 市场经济性分析

以 ABB 元器件为例,单台整流机组采用晶闸管比二极管造价增加 60~70 万元,但采用二极管整流器必须配饱和电抗器,饱和电抗器的参考报价为 150 万元/台,加之考虑断路器高昂报价以及其易损坏和寿命低的特点,显然所提出的方案较经济。此外,晶闸管整流技术在国内已较为成熟,其可在大电压、大电流中工作,因此,考虑市场经济性,所提出的方案可行。

3 仿真验证

在 Matlab/Simulink 搭建按如图 1 和图 3 的系统模型,图 1 的系统采用的是 24 二极管 24 脉波整流器,原理如章节 1.1 介绍,图 3 的系统采用的是 24 脉波晶闸管整流器,由两组 12 脉波的晶闸管整流器并联^[9-10],仿真时间为 0.2 s,0.1 s 时系统直流母线发生短路故障,如果直流进线断路器不动作,则直流母线电压和进线电流波形如图 6 所示。

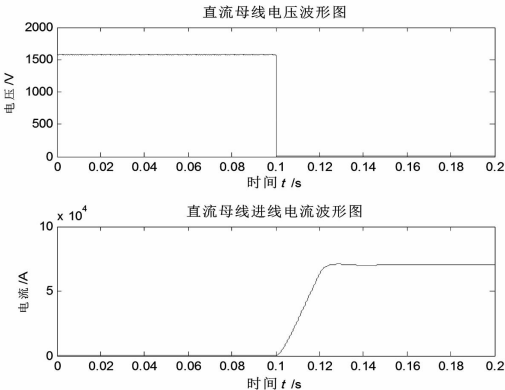


图 6 直流断路器不动作时直流母线电压和进线电流波形图

由图 6 可以看出,直流母线进线电流在短时间 内迅速增大到 70 000 A,而直流母线电压在直流 母线发生短路后随电流变化而变化,由于短路的 过渡电阻为 0.000 1 Ω ,因此电压变化幅度是电流 的 0.000 1 倍。

如果直流进线断路器为理想开关,在 30 ms 后 完成开断,则直流母线电压和进线电流如图 7 所示。

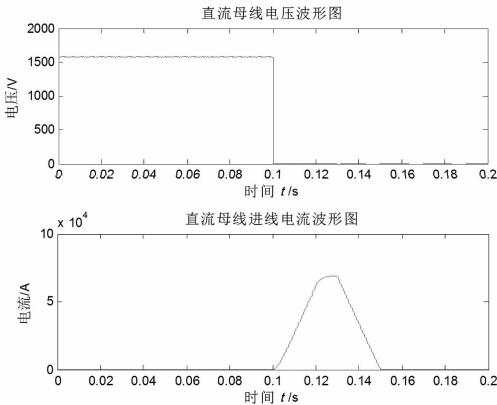


图 7 30 ms 直流进线断路器断开时直流母线 电压和进线电流波形图

由图 7 可以看出,经过一个周期后,短路电流已 经上升至 70 000 A,这对直流牵引供电系统的危害 极大,同时也加大了直流进线断路器开断的难度。

由于晶闸管的动作时间极快,为微秒级别,因此 忽略其动作时间。当晶闸管整流器在 0.11 s 接收 封锁信号时,直流母线进线电流波形如图 8 所示。

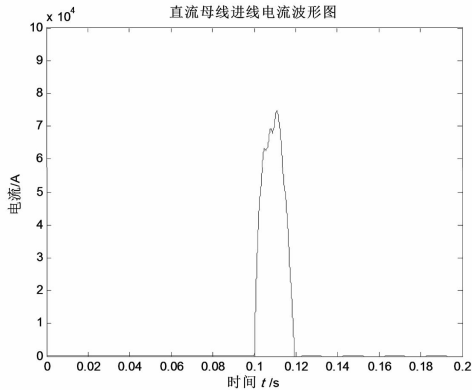


图 8 0.11 s 接收封锁信号时直流母线进线 电流波形图

由图 8 可以看出,直流侧电流波形在 0.1 s 时 有明显的上升趋势,其增长趋势与式(2)描述的趋 势相同。在 0.11 s 时,电流开始下降,在 0.12 s 时, 电流下降为 0 A,与式(4)描述的趋势相同;从晶 闸管接收封锁信号至直流侧电流下降为 0 A,总耗时 10 ms。

当晶闸管整流器在 0.12 s 接收封锁信号时,直流母线进线电流波形如图 9 所示。

由图 9 可以看出,晶闸管整流器在 0.12 s 接收封锁信号时,直流母线进线电流曲线的趋势与晶闸管整流器在 0.11 s 接收封锁信号时相似,但由于延迟了 10 ms,导致直流母线进线短路电流上升了 10 000 A。从晶闸管封锁至直流侧电流下降为 0 A,总耗时为 10 ms。

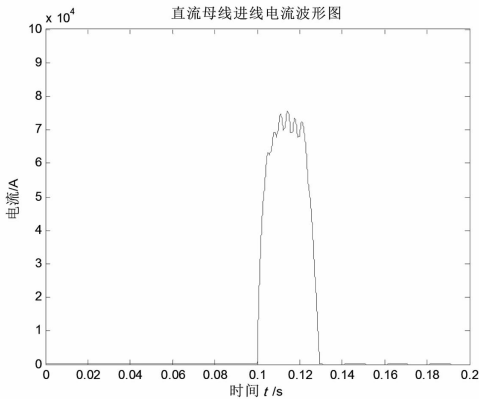


图 9 0.12 s 接收封锁信号时直流母线进线电流波形图

当晶闸管整流器在 0.13 s 接收封锁信号时,直流母线进线电流如图 10 所示。

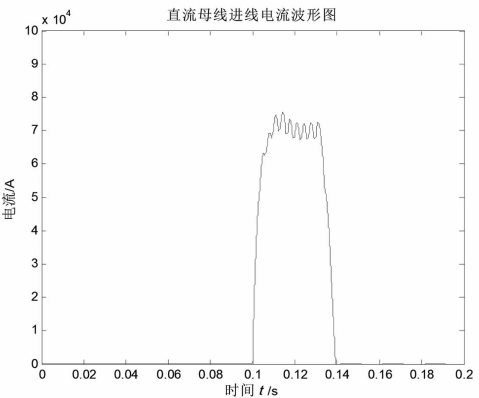


图 10 0.13 s 接收封锁信号时直流母线进线电流波形图

由图 10 可以看出,晶闸管在 0.13 s 接收封锁信号时,直流母线进线电流上升到了稳态值 70 000 A,在 0.13 s 时,电流开始下降直至 0.14 s 变为 0 A,从晶闸管接收封锁信号至直流侧电流下降为 0 A,总耗时为 10 ms。

由上述分析可知,由晶闸管整流器接收封锁信号至短路电流下降为 0 A 只需 10 ms,而直流断路器的分闸时间为 25 ~ 30 ms^[1],即有线所使用的直流断路器断开故障电路的时间为 50 ms 左右^[12],该方

案大大缩短了开断母线短路故障的时间,同时,也可以省却直流进线断路器,因此,该方案可用于城市轨道交通领域。

当系统没有发生故障时,晶闸管整流器与二极管整流器相似,完成整流功能,图 11 为晶闸管整流器和二极管整流器 35 kV 侧电流波形图、直流侧电压波形图。表 1 为晶闸管整流器和二极管整流器 35 kV 侧、直流侧谐波含量表。

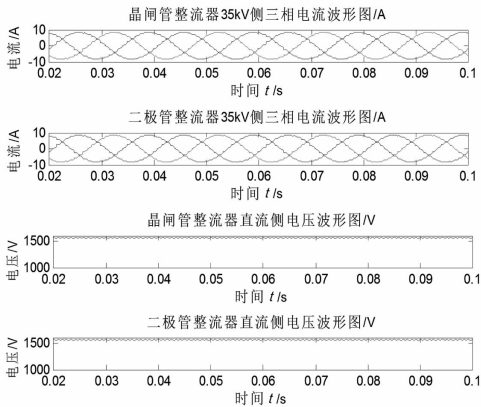


图 11 35 kV 侧电流波形图、直流侧电压波形图

表 1 35 kV 侧、直流侧谐波与幅值表

	35 kV 侧谐波 THD/%	直流侧谐波 THD/%	直流侧电压 分量/V
二极管整流器	3.85	0.49	1 577
晶闸管整流器	3.86	0.50	1 576

由图 11 和表 1 可以看出,晶闸管整流与二极管整流的整流质量与谐波相同。根据式(6)计算,直流侧电压的直流分量为 1 580 A,由表 1 可以得出其整流误差为 1.33%。晶闸管的整流效果较好。晶闸管整流器注入 35 kV 侧的谐波过大,超过了国家的谐波标准 3%,需要安装谐波治理装置。仿真验证与理论相符。通过仿真验证,该方案可以较好地完成整流以及快速开断故障电路的功能。

4 结 语

所提出的一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统,以晶闸管整流器完成整流和分合电路的功能,可省却直流进线断路器以及缩短故障切除时间。与城市轨道交通即有线使用的直流断路器相比,晶闸管整流器寿命更长,更加经济,开断故障电路的时

(下转第 94 页)

基于火电机组加装串联电抗器 对地区无功电压的影响分析

李朝阳¹, 宋朋飞², 常喜强³, 樊国伟³, 张 锋³
(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047;
2. 国网新疆电力公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830000;
3. 新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘 要:随着电力系统网架不断增强,局部煤炭基地装机规模不断增加,系统短路电流也不断攀升,为解决短路电流超标问题,一般采用加装串联电抗器抑制短路电流。以新疆五彩湾地区短路电流问题为例,对系统加装串联电抗器前后的无功电压、短路电流情况进行了对比分析;仿真结果表明,加装串联电抗器对抑制短路电流效果明显,但对系统无功电压产生较大影响,为此提出了优化加装串联电抗器的措施意见,为后续串联电抗器的实施提供了参考依据。
关键词:短路电流;串联电抗器;无功电压

Abstract:With the grid frame of power system is strengthening, the size of local coal base is increasing and the short - circuit current of system is also rising, adding series reactors is usually adopted to suppress short - circuit current in order to solve the problem. Taking the short - circuit current in Xinjiang WuCaiwan area for example, the reactive voltage and short - circuit current are compared and analyzed before and after adding series reactors. The simulation results show that adding series reactors has a definite improvement in suppressing the short - circuit current, but it also has a great influence on system reactive voltage. So the suggestions are proposed to optimize the measures by adding series reactors, which can provide a reference for the following implementation of adding series reactors.
Key words:short - circuit current; series reactor; reactive voltage
中图分类号:TM714.3 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2016)03 - 0059 - 04

随着新疆电网进入大发展时期,网架结构不断增强,火电机组不断增多,系统短路电流也随之出现大幅跃升,仅在某地区就聚集了多达 22 台的火电机组,使系统断路器经受严酷考验,一旦发生短路故障致使断路器击穿,很可能导致事故范围扩大,甚至危及电网安全。常用的抑制系统短路电流的方法有:1)发电机组采用分层分区接入系统;2)加装限流装置串联电抗器;3)采用母联分列运行的方式;4)加装变压器中性点小电抗;5)采用高阻抗设备等^[1-3]。分层分区接入系统需要将电磁环网打开,降低了系统的稳定性,一般弱联系统不采用此种方法;同样,采用母联分列运行虽然可增加系统阻抗,从而抑制短路电流,但是降低了系统的安全裕度;加装变压器中性点小电抗可以有效降低单相短路电流,但对抑制三相短路电流作用不大;加装串联电抗器操作简单可靠,能够有效降低系统短路电流,但是对加装线路的传输功率有一定要求。通过仿真分析,对加装

串联电抗器的线路传输功率进行量化分析,详细阐述了加装串联电抗器对地区无功、电压的影响,并提出解决方案,为今后加装串联电抗器提供参考依据。
以新疆某地区短路电流为例,详细分析了串联电抗器加装的大小、位置以及对短路电流、无功电压的影响。

1 近区概况

该区域电网以 750 kV 变电站为核心,主要给该区用户供电。目前共有 12 台装机容量为 4 200 MW 的火电机组组成,电网构架如图 1 所示:公用变压器共接带 12 台火电机组,全部运行后短路电流将达到 50.9 kA,超过断路器最大遮断电流值,因此考虑在自备电厂中加装串联电抗器。
串联电抗器的安装位置一般为电厂送出线路的出线侧或者升压变压器的高压侧,也可以安装在自

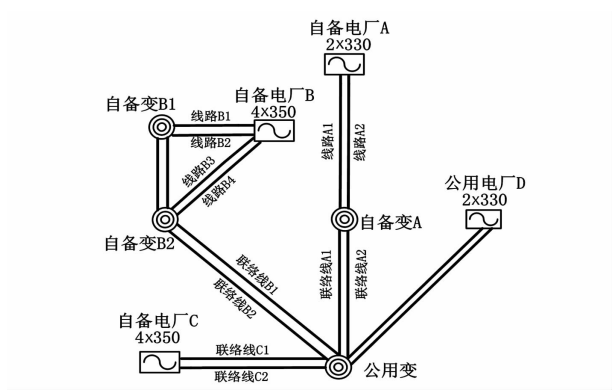


图 1 某地区电网结构简图

备变压器与主网系统的联络线上,安装的位置、阻抗值不同对限制短路电流的效果也有所不同。对自备电厂 A 和 C 加装的情况进行了分析,结果如表 1 和表 2 所示。

表 1 自备电厂 A 加装串联电抗器分析

电厂名称	串联电抗器阻值/ Ω	安装位置	公用变压器三相短路电流下降幅值/ kA
自备电厂 A	2×15	线路 A1、A2 电厂侧	1.18
	2×15	2 台升压变压器高压侧	1.18
	2×15	联络线 A1、A2	1.18

表 2 自备电厂 C 加装串联电抗器分析

电厂名称	串联电抗器阻值/ Ω	安装位置	公用变压器三相短路电流下降幅值/ kA
自备电厂 C	4×15	联线路 C1、C2 主变压器高压侧	3.4
	4×15	4 台升压变压器高压侧	1.8
	2×20	联络线 C1、C2 电厂侧	4.4

通过表 1、表 2 的对比分析可以看出:对于 2 台发变组通过双回线路接入系统的电厂,限流串联电抗器安装在送出线路侧和升压变压器高压侧时限流效果是一致的。对于 4 台发变组通过双回线路接入系统的电厂,限流串联电抗器安装在送出线路侧的限流效果明显好于安装在升压变压器高压侧。

以 A 电厂为例,通过图 2、图 3 可以看出,选择加装串联电抗器的阻值越大,对短路电流的抑制效果越明显;但是随着限流串联电抗器阻值的增加,短路电流降低幅值呈下降趋势,当阻值增加至 20 ~ 25 Ω 以后,短路电流下降的趋势有所减缓。

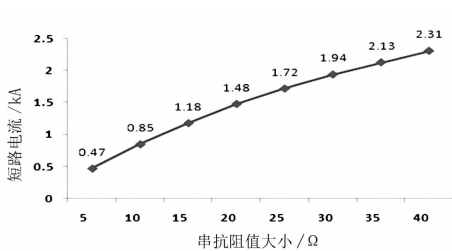


图 2 加装不同阻值串联电抗器短路电流降低幅值

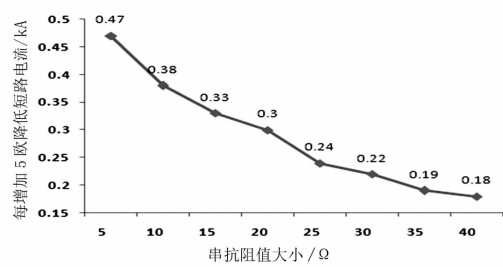


图 3 串联电抗器每增加 5 Ω 短路电流降低幅值

2 加装串联电抗器后仿真情况分析

2.1 传输功率对电压差的影响

自备电厂 A 在线路 A1/A2 电厂侧加装串联电抗器后,出现线路两侧电压差增大,电厂侧母线电压偏高的运行情况。

表 3 串联电抗器加装位置及传输功率与压差关系分析

用户	串联电抗器阻值/ Ω	安装地点	线路有功功率/ MW	线路无功功率/ Mvar	压差/ kV
A	15×2	线路 A1/A2	202	105	6.7
B	15×4	线路 B1/B2/B3/B4	333	100	6.4
C	15×2	联络线 C1/C2	0	0	0

分析原因为自备电厂侧加装 2 组 15 Ω 的串联电抗器后,相当于增加了电厂和变电站间的电气距离,线路电抗 X 等效增加了 50 km,根据压差计算公式,若不计及 220 kV 线路电阻 R ,阻抗 X 越大,压差 ΔU 越大,在双回线路传输 200 Mvar 的无功时,线路 A1/A2 两侧电压差达 6.2 kV,且随线路传输无功增加,线路两侧电压差进一步增大。无功出力为 300 Mvar 时,压差将高达 9.3 kV,传输无功减少到 100 Mvar,压差降低至 3 kV。自备电厂 C 与系统无功功率交换,因此加装串联电抗器后无压差与无功损耗。

2.2 串联电抗器阻值不同对系统无功电压的影响

由公式 $\Delta U = (P \times R + Q \times X) / U$ 可知,线路两端压差与线路传输的有功功率、无功功率及线路的阻抗值有关,线路传输的有功功率不变情况下,减小线路串联电抗器的大小,线路的压差必然减小,为探

讨串联电抗器大小对系统无功电压的影响,对比了某电厂分别加装 0 Ω、8 Ω、15 Ω 串联电抗器 3 种方式下系统故障时的无功电压变化情况,以及线路传输不同无功功率时,加装不同阻值串联电抗器对系统无功电压的影响。结果表明同等传输功率下,15 Ω 串联电抗器比 8 Ω 串联电抗器暂态最大压差高出 0.2 ~ 0.5 kV,对系统短路电流,15 Ω 串联电抗器比 8 Ω 串联电抗器多降低 0.6 kA。

2.3 串联电抗器阻值对电压差的影响

为进一步验证串联电抗器阻值与传输功率对无功电压的影响,仿真模拟线路加装 15 Ω 和 8 Ω 串联电抗器,当线路传输等量无功,加装 15 Ω 的线路较 8 Ω 的稳态压差增大一倍。加装不同阻值串联电抗器及线路传输不同无功情况下,不同串联电抗器阻值双回线路中任一回线跳闸后的暂态压升变化差别不大,不同工况下事故后的暂态压升幅值差别不到 1 kV。线路两侧压差及事故后暂态压升随线路传输无功功率、不同串联电抗器阻值的变化而变化,具体趋势如图 4 所示。

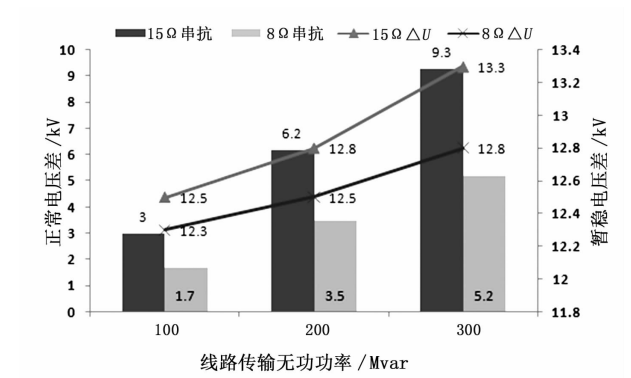


图 4 串联电抗器阻值与线路功率对电压差的影响

在线路 A1/A2 双线传输无功功率在 20 ~ 25 Mvar 时,线路两侧实际电压差约 7 ~ 8 kV,由于自备变 A 侧母线为系统侧电压在 238 ~ 240 kV 运行,造成自备电厂 A 侧母线电压最高将达到 245 ~ 248 kV。当线路 A1/A2 双线传输无功功率在 150 MW 以下时,两侧实际电压差较小,在 4 kV 以下,自备变 A 侧母线电压在 238 ~ 240 kV 左右运行时,自备电厂 A 侧母线电压最高将达到 242 ~ 244 kV。在线路 A1/A2 双线有一回线停运,线路两侧电压差较双回线运行时增大 1 倍,在送出线路传输无功不变的情况下,由于压差增大导致电压越限程度、电压控制难度均增大,面临电厂侧过电压运行,对电厂设备产生风险。

自备电厂 A 加装串联电抗器后,增加消耗的王

功容量为 30 MW,自备电厂 B 送出线路加装串联电抗器后,增加消耗的无功为 160 Mvar。线路加装串联电抗器后呈现占用系统动态容性无功补偿,虽然对系统动态稳定性影响不大,但加重了无功就地不平衡度,无功电压的调整空间受限。

2.4 串联电抗器对短路电流分布的影响

线路加装串联电抗器后改变了故障点短路电流的分布特性。

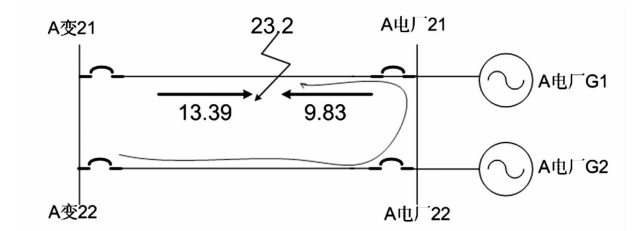


图 5 线路未加串联电抗器故障点及分支电流

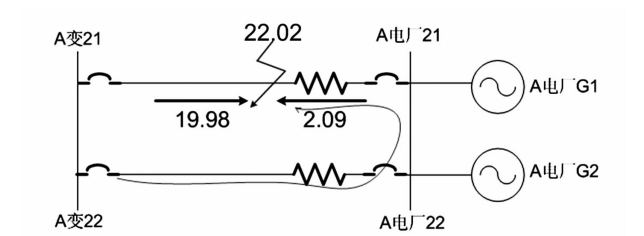


图 6 线路加装串联电抗器故障点及分支电流

比较图 5、图 6 可以发现,线路未加装串联电抗器前,由于两侧阻抗大小相近,因此故障点两侧提供的分支短路电流也相近。加装串联电抗器后,故障点两侧分支短路电流分布严重不均,原因是加装串联电抗器后电气距离增加、阻抗增大,使得图中 A 变压器母线承受比之前更为严重的短路电流,因此要校核 A 变压器母线断路器的最大容量是否满足实际要求。

3 串联电抗器对地区无功电压的影响分析

某地区大用户在正常方式下接入串联电抗器后,势必引起用户无功损耗和电压变化。无功损耗和电压压差的大小与串联电抗器传输有功功率和无功功率的大小关系密切。某地区在正常运行方式下用户加装串联电抗器前后的数据分析,如表 1 所示。

受运行工况限制,自备电厂机组出力功率因数达到 0.9,但由于电厂厂用电和升压变压器无功损耗较大,上网的功率因数只能达到 0.95,仅能满足当前无功负荷需求。

通过表 4 可以看出:用户 B 加装串联电抗器后,影响较小;用户 A、C 安装串联电抗器后,因串联

表 4 正常运行方式用户加装电抗前后情况

用户	方式	电压/kV			联络线无功功率/Mvar		线路损耗 /Mvar	ΔU 压差 /kV
		D 变 压器	用户 变压器	自备 电厂	用户变压器 - D 变压器	用户变压器 - 自备电厂		
A	无串 + 正常无功	234.8	234.9	235	0	100 × 4	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	233	238.5	60 × 2	100 × 4	30 × 4	5.5
	无串 + 无功为 0	235.2	235.2	235.2	0	0	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	233.8	233.8	30 × 2	15 × 4	30 × 4	0
B	无串 + 正常无功	234.8	/	235	0	/	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	/	234.9	0	/	0	0
	无串 + 无功为 0	235.2	/	235.2	0	/	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	/	234.5	0	/	0	0
C	无串 + 正常无功	234.8	234.8	235.1	0	110 × 2	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	233.8	240.2	30 × 2	110 × 2	25 × 2	6
	无串 + 无功为 0	235.2	235.4	235.5	7 × 2	0	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	234.4	234.6	6 × 2	14 × 2	25 × 2	0

注:1)无串/串抗:表示未加装串联电抗器/加装串联电抗器;2)正常无功/无功为 0:表示用户变电站目前无功负荷/无功负荷为 0 Mvar;3) ΔU 压差表式串联电抗器两侧变电站电压差。
电抗器流过传输功率较大,引起线路无功损耗约为 30 Mvar/条,压差约 6 kV。线路无功损耗势必引起 A、C 无功不平衡;压差 6 kV 将造成 A、C 自备电厂 220 kV 电压越限。

根据实际运行数据分析,串联电抗器安装后,引起 A、C 无功不平衡和厂站间压差。为确保用户无功平衡和厂、站电压满足要求,首先 A、C 变压器要增加无功补偿装置,满足无功就地平衡;其次通过调整 750 kV 某变电站主变压器分接头和 220 kV 某电厂进相,将 220 kV 变电站 220 kV 母线电压调整至 230 ~ 235 kV,也降低了电厂侧的母线电压。

上述数据对比分析可以得到以下结论:串联电抗器加装位置很大程度上影响地区无功电压,如前面分析的 C 电厂,串联电抗器加装位置在负荷变压器外侧(即与系统的联络线上),由于联络线正常情况下与主网功率交换很少,也就避免了传输大功率时造成的线路两侧压差过大、无功损耗过多的情况。但是,如果发生自备电厂非计划停运事故,必然要从主网下大量功率,系统同样面临着考验。

4 解决措施及建议

1)如若串联电抗器加装在负荷侧线路,应尽快在负荷侧加装容性无功补偿设备,满足无功就地平衡,降低不平衡度,减小自备电厂无功出力,减少从系统下网的无功功率,从而有效减小加装串联电抗器线路两侧的电压差。

2)采取发电机组进相运行,联合调整地区 AVC 控制目标,同时可以通过调整 750 kV 主变压器分接头的方式降低系统母线电压至 232 ~ 235 kV 运行。

调整电厂升压变压器分接头降低发电机端电压。制定电压调控空间减少的运行风险评估和防范措施。

3)针对加装串联电抗器后有可能出现的自备电厂电压偏高的运行特点,应及早对机组和辅机设备存在过电压跳闸风险制定防范措施,降低因系统故障后辅机设备过电压跳闸而导致全站机组跳闸的风险;同时核查地区自备电厂励磁系统的动态调压能力,提高故障情况下的动态调压能力。

4)优化串联电抗器加装的位置及阻值大小选择,针对不同的运行特性选取合适的安装位置,采用新的控制理论及方法^[4-5]。

参考文献

[1] 袁娟,刘文颖,董明齐,等. 西北电网短路电流的限制措施[J]. 电网技术,2007,31(10):42-45.
[2] 韩戈,韩柳,吴琳. 各种限制电网短路电流措施的应用与发展[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(1):141-144.
[3] 蔡广林,曹华珍. 广东电网限制短路电流措施探讨[J]. 南方电网技术,2011,5(1):90-94.
[4] 王佳明,刘文颖,李群炬. 基于多层次模糊综合评价模型的短路电流限制措施优化配置[J]. 电网技术,2011,35(11):125-129.
[5] 周坚,胡宏. 华东 500 kV 电网短路电流分析及其限制措施探讨[J]. 华东电力,2006,34(7):55-59.

作者简介:

李朝阳(1986),硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制;
宋朋飞(1987),工程师,从事电力系统分析与控制;
常喜强(1976),高级工程师,主要从事电力系统分析与控制、调度自动化研究;
樊国伟(1974),工程师,从事电力系统分析与控制;
张 锋(1981),高级工程师,主要从事电力系统分析与控制。

(收稿日期:2016-01-10)

考虑三相不平衡电流影响的改进导纳法故障选线

张春秋,杨洪耕

(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘要:在分析谐振接地电网三相不平衡电流产生原因的基础上,提出了一种新的谐振接地电网单相接地故障选线方法——考虑三相不平衡电流影响的改进导纳法故障选线。该方法消除了电网三相不平衡电流对导纳法故障选线的影响,同时只需要比较故障前后以及消弧线圈调整前后各出线零序导纳变化量,即可选出故障线路。该方法拉大了故障馈线与非故障馈线故障特征量的差距。

关键词:谐振接地电网;三相不平衡;改进导纳法;故障选线

Abstract:Based on the analysis of occurrence reason of three-phase unbalance current in resonance grounding system, a new single-phase earth fault line selection method in resonance grounding grid is proposed, that is, fault line selection with improved admittance considering the impact of three-phase unbalance current. This method eliminates the influence of three-phase unbalance current on fault line selection with improved admittance, and it only needs to compare the variation of zero-sequence admittance before and after the fault as well as the adjustment of arc-suppression coil so as to select the fault line. The proposed method has pulled away from the characteristic quantity between fault feeder and non-fault feeder.

Key words:resonance grounding system; three-phase unbalance; improved admittance; fault line selection

中图分类号:TM862 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0063-04

0 引言

中国多数中低压配电系统都采用辐射状的谐振接地系统^[1]。谐振接地电网发生单相接地故障时,可以继续运行 1~2 h,如果在此期间排除故障,将可以实现配电网的持续性安全供电。在谐振接地系统中,由于消弧线圈补偿电流的作用,故障电流为系统电容电流与消弧线圈补偿电流的叠加,限制了接地故障电流的大小,使得残余电流易于熄弧。但是由于消弧线圈的电感电流对接地故障电流的补偿作用,导致接地电流、接地电流方向等故障特征不明显,增大了谐振接地系统故障选线的难度。目前已提出多种谐振接地系统单相接地故障选线方法,主要有零序电流幅值比较法、零序电流方向法、五次谐波法、有功分量法、能量函数法、零序导纳法、电流增量法、注入信号法等。其中,零序导纳法不受接地点过渡电阻的影响^[2],理论上优于其他方法,应用前景广阔。但是,电网不平衡电流的出现使得正常运行情况下也会产生零序电流,而不平衡零序电流的大小有可能远远大于谐振接地系统故障时的零序电流,且其方向不确定,同时电网三相不平衡电流的出

现可能会影响零序电流、零序电压的准确测量,进而影响零序导纳的计算,最终将影响选择结果的准确性。因此,提出了一种考虑三相不平衡电流影响的改进导纳法选线技术来解决上述问题。

1 不平衡电流分析

电网不平衡电流主要来源于系统对地电容不对称、负荷不对称以及电流互感器参数不对称。图 1 展示了系统对地电容不对称引起各电压量的变化。

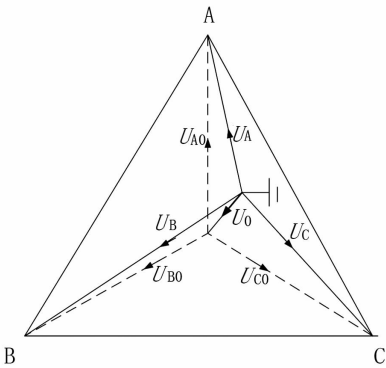


图 1 三相系统对地电压、对中性点电压和中性点位移电压

由图 1 可知,系统三相对地不对称会产生零序电压 U_0 ,从而在各条线路上形成零序电流,这个零序电流的大小与系统对地电容不对称度、各条线路

的对地电容成正比。

以 $\dot{U}_A$ 、 $\dot{U}_B$ 、 $\dot{U}_C$ 表示三相对地电压,假设三相对地泄露电导相同且有 $g_i = g_{Ai} + g_{Bi} + g_{Ci}$,电网三相对地电容分别为 C_{Ai} 、 C_{Bi} 、 C_{Ci} 且满足 $C_i = C_{Ai} + C_{Bi} + C_{Ci}$,可得各线路的零序电流为

$$3\dot{I}_{0i} = \dot{U}_A \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_B \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_C \cdot j\omega C_{Ci} + g_i/3 \cdot (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C) \tag{1}$$

同时,三相对地电压分别等于三相对中性点电压与中性点对地电压的向量和^[3],见式(2)。

$$\begin{cases} \dot{U}_A = \dot{U}_{A0} + \dot{U}_0 \\ \dot{U}_B = \dot{U}_{B0} + \dot{U}_0 \\ \dot{U}_C = \dot{U}_{C0} + \dot{U}_0 \end{cases} \tag{2}$$

并且有三相对中性点电压和为 0。

$$\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0} = 0 \tag{3}$$

将式(2)和式(3)代入式(1),可得

$$3\dot{I}_{0i} = \dot{U}_0 (g_i + j\omega C_i) + \dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci} \tag{4}$$

将式(4)的零序电流分成两部分:

1)三相对地平衡零序电流,如式(5);

$$\dot{I}_{\text{平衡}} = \dot{U}_0 (g_i + j\omega C_i) \tag{5}$$

2)三相对地不平衡电流,如式(6)。

$$\dot{I}_{\text{不平衡}} = \dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci} \tag{6}$$

可见,三相对地电容不对称将产生三相不平衡电流,不平衡电流与三相对中性点电压 $\dot{U}_{A0}$ 、 $\dot{U}_{B0}$ 、 $\dot{U}_{C0}$ 及系统对地电容 C_{Ai} 、 C_{Bi} 、 C_{Ci} 有关,不随系统运行状态改变而改变。因此,故障前后测得的零序电流中都包含一个固定的不平衡电流 $\dot{I}_{\text{不平衡}}$,如果不对此平衡电流加以处理,将影响以后的故障选线准确度。故采用故障前后零序电流相减法得到因故障而产生的零序电流。

电力系统的负荷一般是三相负荷,可能不对称,负荷的接线方式为三角形接线或星形接线^[4],负荷中性点不接地,不会形成单相回路,因此三相负荷不存在零序回路,也就不会产生零序电流,三相负荷的不对称不会影响基于零序分量选线的故障选线准确度。

如果三相电流互感器参数不对称,将引起零序不平衡电流,监测装置测得的零序电流与各相之间电流互感器的不平衡度及负荷电流有关。假设单相接地故障瞬间,故障前后短时间内负荷电流没有变化,可以得到故障后电流互感器输出的零序电流等于故障前不平衡电流分量与因故障而产生的零序电流之和^[5]。这样,考虑通过故障前后零序电流对应

相减消除不平衡电流分量的影响。

2 故障选线

2.1 零序导纳法基本原理

以图 2 为例,对谐振接地系统发生单相接地故障后的导纳法选线方法进行分析。该系统采用消弧线圈并联电阻接地方式,有 n 条出线,假设在第 k 条出线上发生接地电阻为 R_f 的单相接地故障, g_n 与 C_n 分别代表各条线路电导与电容。取母线流向线路为零序电流正方向。

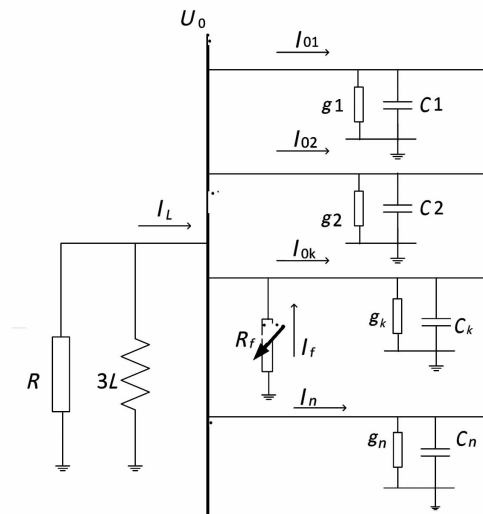


图 2 谐振接地系统单相接地零序电路图

由图 2 可知,非故障出线的零序电流为

$$3\dot{I}_{0i} = \dot{U}_0 \cdot (g_i + j\omega C_i) \tag{7}$$

非故障出线的零序导纳为

$$Y_{0i} = \dot{I}_{0i}/\dot{U}_0 = \frac{g_i + j\omega C_i}{3} \tag{8}$$

故障出线的零序电流为

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0f} &= \dot{I}_L - \sum_{i=1, i \neq k}^n \dot{I}_{0i} \\ &= \dot{U}_0 \cdot \left(\frac{1}{3\omega L} - \frac{1}{R} - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{j\omega C_i + g_i}{3} \right) \end{aligned} \tag{9}$$

故障出线的零序导纳为

$$\begin{aligned} Y_{0f} = \dot{I}_{0f}/\dot{U}_0 &= - \left(\frac{1}{R} + \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{g_i}{3} \right) \\ &\quad + j \left(\frac{1}{3\omega L} - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{j\omega C_i}{3} \right) \end{aligned} \tag{10}$$

令 g_{Σ} 为非故障线路电导之和 $g_{\Sigma} = \sum_{i=1, i \neq k}^n g_i$

令 C_{Σ} 为非故障电容之和 $C_{\Sigma} = \sum_{i=1, i \neq k}^n C_i$

则式(10)可以简化为

$$Y_{0f} = \dot{I}_{0f}/\dot{U}_0 = - \left(\frac{1}{R} + \frac{g_{\Sigma}}{3} + j \left(\frac{1}{3\omega L} - \frac{\omega C_{\Sigma}}{3} \right) \right) \tag{11}$$

由式(8)、式(11)可知,单相接地故障期间测得的非故障线路零序导纳为该线路本身导纳;测得的故障线路的零序导纳则与其自身导纳不同,其大小和相位因消弧线圈并联电阻 R 、电感 L 的投入而发生改变^[6]。基于这个原理,可以事先将各条线路实际零序导纳的大小和相位记忆下来,当检测到单相接地故障发生时,根据各测量装置测得的零序电压、零序电流参数计算出各出线的零序导纳^[7]。然后与之前记忆的零序导纳大小和相位进行对比,导纳大小或相位发生变化的线路即为故障线路。

前面所述的零序导纳法是基于完全理想化的谐振接地电网推导出来的,并没有考虑实际配电网中不平衡电流的影响。同时,零序导纳法是基于故障前导纳与故障时导纳的比较,需要事先获取各线路的实际导纳,现如今配电网线路结构越来越复杂,线路规模不断发生变化。事先精确测量各条线路零序导纳难度越来越大。

以图2的谐振接地系统为例。考虑系统对地电容不对称时,非故障线路的零序电流中存在三相不平衡电流,结合式(4)、式(6)和式(7)可得非故障线路零序电流可表示为

$$3\dot{I}_{0i} = \dot{U}_0(g_i + j\omega C_i) + \dot{I}_{\text{不平衡}} \quad (12)$$

非故障出线的零序导纳可表示为

$$Y_{0i} = \frac{g_i + j\omega C}{3} + \frac{\dot{I}_{\text{不平衡}}}{3\dot{U}_0} \quad (13)$$

由式(7)、式(9)可知,各出线零序电流与系统零序电压有关;而系统的零序电压是与系统电容值 C 、消弧线圈电感值 L 、接地电阻 R_f 有关的变化量^[8]。当系统发生单相接地故障时,消弧线圈电感 L 、接地电阻 R_f 引入接地回路,导致系统的零序电压发生改变。由式(13)可知,由于系统不平衡电流的存在,零序电压的改变将导致非故障线路零序导纳改变。当发生高阻抗单相接地故障时,可能导致零序电压 $\dot{U}_0$ 发生较大变化,引起故障前后测得的非故障线路的零序导纳 Y_{0i} 发生较大变化,原导纳法失效。

2.2 改进导纳法

现提出一种改进导纳法可以解决上述问题。首先定义零序导纳变化量为两次测量的零序电流差与对应时间的零序电压差的比值。

改进导纳法:调整消弧线圈的电抗值,用调整前后测得的导纳变化量与故障前后测得导纳变化量进行比较。非故障线路导纳变化量保持不变,故障线路导纳变化量的大小和方向均发生改变。

在单相接地故障发生后,调整消弧线圈的电抗

值,从而引起各条线路上监测点的零序电压、零序电流发生变化,用调整消弧线圈参数后的零序电流与调整前的零序电流之差,除以改变消弧线圈参数前后的零序电压之差,求得调整消弧线圈参数后零序导纳变化量。同理,用故障时测得的零序电流与故障前的零序电流之差,除以故障前后的零序电压之差,求得故障时零序导纳变化量。将调整消弧线圈参数后零序导纳变化量与故障时零序导纳变化量进行比较。非故障线路的导纳变化量一直不变,故障线路导纳变化量会随着消弧线圈参数的调整而不断变化,且其大小和方向均与非故障线路有较大差别。据此,可以选出故障线路。同时通过对消弧线圈调整前后测得零序电流对应相减可以消除三相不平衡电流的影响。

以图2的谐振接地电网为例,假设系统三相对地电容不对称 $C_{Ai} \neq C_{Bi} \neq C_{Ci}$ 。发生单相接地故障时,消弧线圈接入电感为 L_1 ,此时零序电压为 $\dot{U}_a$ 。

各条非故障出线的零序电流为

$$\dot{I}_{ai} = \frac{\dot{U}_a(g_i + j\omega C_i)}{3} + \frac{\dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci}}{3} \quad (14)$$

故障时故障出线 k 的零序电流为

$$\dot{I}_{af} = \dot{U}_a \cdot \left(\frac{j}{3\omega L_1} - \frac{1}{R} - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{j\omega C_i + g_i}{3} - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{\dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci}}{3} \right) \quad (15)$$

调整消弧线圈参数,使其接入电感为 L_2 ,此时零序电压为 $\dot{U}_b$ 。重新测量各出线零序电流,调整后各条非故障出线的零序电流为

$$\dot{I}_{bi} = \frac{\dot{U}_b(g_i + j\omega C_i)}{3} + \frac{\dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci}}{3} \quad (16)$$

调整后故障出线 k 的零序电流为

$$\dot{I}_{bf} = \dot{U}_b \cdot \left(\frac{j}{3\omega L_2} - \frac{1}{R} - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{j\omega C_i + g_i}{3} \right) - \sum_{i=1, i \neq k}^n \frac{\dot{U}_{A0} \cdot j\omega C_{Ai} + \dot{U}_{B0} \cdot j\omega C_{Bi} + \dot{U}_{C0} \cdot j\omega C_{Ci}}{3} \quad (17)$$

用调整后的非故障线路零序电流减去调整前的非故障线路零序电流,可得调整 L 前后非故障线路零序电流差值为

$$\Delta \dot{I}_{bai} = \dot{I}_{bi} - \dot{I}_{ai} = \frac{\dot{U}_b(g_i + j\omega C_i)}{3} - \frac{\dot{U}_a(g_i + j\omega C_i)}{3} \quad (18)$$

进一步求得调整 L 前后非故障线路零序导纳变化量为

$$\begin{aligned}\Delta Y_{bai} &= \Delta \dot{I}_{0i} / \Delta \dot{U}_{0i} = (\dot{I}_{bi} - \dot{I}_{ai}) / (\dot{U}_b - \dot{U}_a) \\ &= \frac{g_i + j\omega C_i}{3}\end{aligned}\quad (19)$$

由式(19)可以得出,非故障线路的导纳变化量仅与线路自身的电导与电容有关,与消弧线圈参数以及投入与否无关。同理,在故障发生时,消弧线圈接入系统,但是并不影响故障前后的零序导纳变化量。由式(14)、式(18)和式(19)容易推出故障前后非故障线路零序导纳变化量为

$$\Delta Y_{a0i} = \frac{g_i + j\omega C_i}{3}\quad (20)$$

对于故障线路,故障前消弧线圈电感 L 及消弧线圈并联电阻 R 并未投入;当故障发生时,消弧线圈 L 与消弧线圈并联电阻 R 接入故障线路回路,导致该线路导纳发生明显变化,因此故障发生前后导纳变化量将发生明显变化。此时,调整消弧线圈参数,故障线路的零序导纳变化量计算与非故障线路类似,将式(15)和式(17)的故障线路零序电流代入式(18)和式(19),可得调整 L 前后故障线路零序变化量为

$$\begin{aligned}\Delta Y_{0k} &= (\dot{I}_{bf} - \dot{I}_{af}) / (\dot{U}_b - \dot{U}_a) \\ &= -\left(\frac{1}{R} + \frac{g_\Sigma}{3}\right) - \frac{j\omega C_\Sigma}{3} + \left(\frac{j\dot{U}_b}{3\omega L_2} - \frac{j\dot{U}_a}{3\omega L_1}\right) / (\dot{U}_b - \dot{U}_a)\end{aligned}\quad (21)$$

式中, g_Σ 、 C_Σ 与第二节的定义一致。

比较式(19)和式(20)可知,非故障线路零序导纳变化量保持不变。比较式(19)的非故障线路零序导纳变化量 ΔY_{bai} 与式(21)的故障线路零序导纳变化量 ΔY_{0k} ,非故障线路的导纳变化量 ΔY_{bai} 实部为 g_i ,恒为正;故障线路的导纳变化量 ΔY_{0k} 实部为 $-\left(\frac{1}{R} + g_\Sigma\right)$,恒为负。

图3形象地展示了单相接地故障时各线路零序导纳变化量。

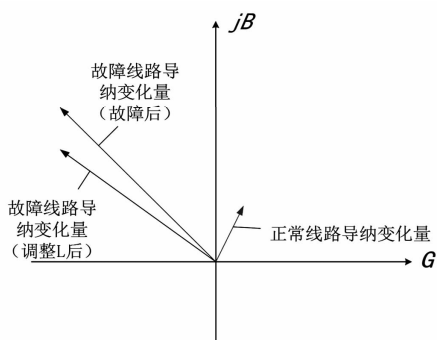


图3 导纳变化量矢量图

由图3可知,正常线路的零序导纳变化量始终为 $g + j\omega C_i$,并且始终位于矢量图的第一象限;而当故障发生时,调整消弧线圈参数,故障线路的导纳变化量位于矢量图的第二象限,且其大小随着消弧线圈电感 L 的变化而变化,据此,可以找出故障线路。

3 结 论

谐振接地电网中,由于系统三相对地电容不对称、三相电流互感器参数不对称等影响,可能存在三相不平衡电流,三相不平衡电流是影响谐振接地电网选线成功率的重要因素。因此提出了一种考虑三相不平衡影响的改进导纳法选线方法,通过零序电流对应相减法消除了三相不平衡电流对选线的影响。同时,提出导纳变化量的观点,在故障选线中,不再需要事先测量各条线路的导纳,只需要比较故障前后的导纳变化量与故障发生时调整消弧线圈参数前后的导纳变化量,导纳变化量保持不变为非故障线路,导纳变化量大小或方向发生变化的即为故障线路。该方法较一般的导纳法方便可靠。

参考文献

- [1] 要焕年,曹梅月. 电力系统谐振接地(第二版)[M]. 北京:中国电力出版社,2009.
- [2] 唐轶,陈奎,陈庆,等. 馈出线测量导纳互差求和法小电流接地选线研究[J]. 电力系统自动化,2005,29(11):69-73.
- [3] 连鸿波. 谐振接地电网单相接地故障消弧及选线技术一体化研究[D]. 保定:华北电力大学,2005.
- [4] 刘天琪,邱晓燕. 电力系统分析理论(第二版)[M]. 北京:科学出版社,2011.
- [5] 张利,杨鹏,司冬梅,等. 基于零序功率方向的中性点不接地系统在线故障定位[J]. 电力系统自动化,2008,32(17):79-82.
- [6] 易东,李群湛,黄彦全. 零序导纳法接地选线保护原理[J]. 电力自动化设备,2002(10):40-42.
- [7] 张林利,高厚磊,徐丙垠,等. 基于区段零序导纳的小电流接地故障定位方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(20):94-98.
- [8] 张利. 中性点非有效接地系统单相接地故障定位方法的研究[D]. 北京:华北电力大学,2009.

作者简介:

张春秋(1991),硕士研究生,研究方向为电能质量分析与控制、电力系统稳定与控制;

杨洪耕(1949),教授、博士生导师,从事电能质量分析与控制、区域电压无功控制等方面的研究与教学工作。

(收稿日期:2016-03-15)

配电网合环转供电研究及辅助软件开发

韦 斌¹, 杨丰任², 曹 松¹

(1. 国网重庆南川区供电有限责任公司, 重庆 408400;
2. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044)

摘 要:经过长期的发展,国内配电网普遍形成了"闭环设计,开环运行"的供电模式,为了提高供电可靠性,合环转供电已成为电力公司的常用手段。介绍了配电网合环电流计算方法,以及减小合环操作风险的相关措施;基于所提出的方法开发了配电网合环辅助决策软件,并将其应用于某地区实际配电网的合环转电计算分析,对保证配电网合环操作具有重要意义。

关键词:配电网;合环操作;合环电流;辅助决策软件

Abstract:After a long period of development, the "closed-loop design, open-loop operation" mode has been generally formed for domestic distribution networks. In order to improve power supply reliability, closing loop operation has become the common use of power companies. The calculation method of closing loop current and the relevant measures of reducing the risk from closing a loop are introduced. Based on the proposed method, an aided decision-making software of closing a loop in a distribution network is developed. The software is applied to the calculation and analysis of closing loop current in an actual distribution network, and is of good practical value and guiding significance.

Key words:distribution network; loop closing operation; closing loop current; aided decision-making system

中图分类号:TM726 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0067-05

近年来,随着经济社会的发展,人们对配电网供电可靠性的要求日益增高。在故障或检修时,合环转供电已成为电力公司的常用手段。在线路检修和倒负荷时,首先合上联络开关形成短时“合环运行”,然后隔离故障检修段,实现了正常线路段不停电的情况下转移负荷,减少停电时间。但是,合环过程可能使系统面临一定的冲击,过大的电流可能使设备过载或者保护动作^[1]。

国内对于配电网合环转供电的研究已有不少成果,主要集中在合环电流计算方面。文献[2-3]采用直接法计算合环稳态电流,适合粗略快速计算单环结构的合环电流。文献[4]采用叠加法计算合环稳态电流,其准确性取决于合环阻抗。文献[5]采用潮流法计算合环稳态电流。文献[6-9]建立了数学模型计算合环冲击电流,推导合环冲击电流的计算方法,并采用暂态软件进行仿真计算或根据现场试验情况,以此指导配电网合环操作。文献[10-12]针对合环决策仿真软件研究,开发了基于稳态分析的合环辅助决策软件,但没有分析合环冲击电流。

配电网合环操作存在的风险,仅凭借长期实际运行管理经验而不经计算分析来评估是不够的。判断配电网是否能够合环,相应的辅助计算分析必不可少。下面将介绍配电网合环电流计算方法,以及减小合环操作风险的相关措施,并基于提出的方法开发了配电网合环辅助决策软件,对配电网合环操作具有一定指导作用。

1 配电网合环方式

根据上级电网结构、联络开关位置的不同,配电网常见的合环方式可以分为以下3种情况:

- 1) 同一电压等级不同变电站的中压馈线合环,如2个110 kV变电站的10 kV馈线合环,或2个220 kV变电站的10 kV馈线合环等,如图1所示。
- 2) 不同电压等级的2个变电站中压馈线合环,如220 kV变电站的10 kV馈线与110 kV变电站的10 kV馈线合环,或110 kV变电站的10 kV馈线与35 kV变电站的10 kV馈线合环等,如图2所示。
- 3) 同一变电站内的中压馈线或母线联络开关

合环,如图 3 所示。

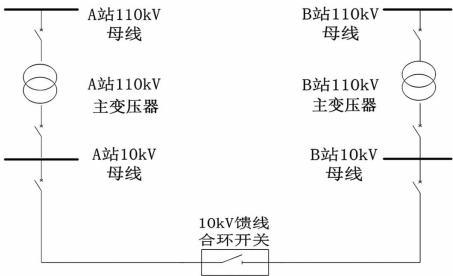


图 1 同一电压等级不同变电站的中压馈线合环

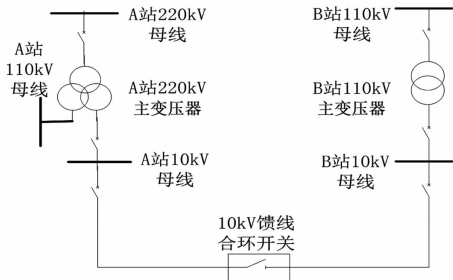


图 2 不同电压等级的 2 个变电站中压馈线合环

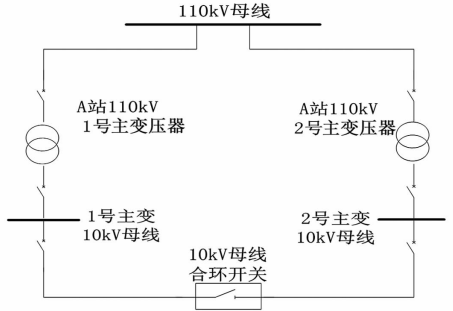


图 3 同一变电站内的中压馈线或母线联络开关合环

2 配电网合环电流计算

合环操作后,合环开关处会流过合环稳态电流和合环冲击电流,并改变合环线路上的潮流分布,准确计算合环后的稳态电流和冲击电流对于判断能否合环至关重要。

2.1 合环稳态电流计算

为校验合环稳态电流是否满足系统运行要求,采用了牛顿法计算合环前后的潮流。在实际计算中,可以主要针对涉及合环回路的局部网络进行潮流计算。

2.2 合环冲击电流计算

系统在正常运行方式下三相对称运行,合环操作不考虑故障状态和非正常运行状态,可对其中一相进行分析。根据戴维南定理,从合环端口向网络看,合环冲击电流暂态计算模型如图 4 所示。

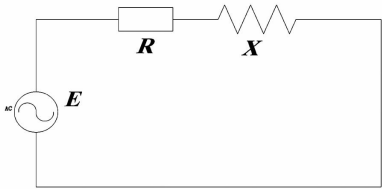


图 4 合环冲击电流计算等效电路

合环后,图 4 所示电路的非齐次微分方程为

$$U_m \sin(\omega t + \delta) = Ri + L \frac{di}{dt} \tag{1}$$

式中: U_m 表示合环开关两端电压向量差的峰值; R 、 L 分别表示合环等值电阻、等值电感; δ 表示合环时开关两端电压相角差。

这是一个一阶常系数、线性非齐次微分方程,解得合环冲击电流全电流表达为

$$i = I_c + I_p = I_m \sin(\omega t + \delta - \varphi) + Ce^{-\frac{t}{T_a}} \tag{2}$$

式中: I_c 为稳态合环电流,称为交流分量或周期分量; I_p 又称直流分量或非周期分量,它按指数规律衰减; I_m 为合环稳态电流峰值; $\varphi = \arctan(X/R)$,为合环等值阻抗的阻抗角; C 为直流分量起始值; T_a 为衰减时间常数, $T_a = L/R$ 。

由于电路中存在电感,根据楞次定律,通过电感的电流不能发生突变,即合环前瞬间的电流必须等于合环后瞬间的电流。合环电流不但有周期分量,也有为保持合环前后电流不发生突变的非周期分量。合环电流周期分量是一个稳定的正弦变化量,而非周期分量为衰减的直流分量,当直流衰减至 0 时,合环进入稳态,合环电流仅有周期分量存在。合环前,合环等效电路电感上的电流为 0,即当 $t = 0$ 时 $i = 0$,所以有

$$C = -I_m \sin(\delta - \varphi) \tag{3}$$

合环冲击电流的全电流表达式可进一步表示为

$$i = I_m \sin(\omega t + \delta - \varphi) - I_m \sin(\delta - \varphi) e^{-\frac{t}{T_a}} \tag{4}$$

当 $\delta - \varphi = 0$ 或者 $\delta - \varphi = \pi$ 的倍数时,直流衰减分时为 0,即合环后立刻过渡到稳态;当 $\delta - \varphi = \pm \frac{\pi}{2}$ 时,合环冲击电流有最大值,此时的最大值为

$$i = -I_m \cos\omega t + I_m e^{-\frac{t}{T_a}} \tag{5}$$

合环冲击电流非周期分量的衰减不但与本支路的 T_a 有关,也受其他支路的 T_a 以及网络中电流分布的影响。精确计算需求解整个网络的微分方程组,求解过程复杂繁琐,工程计算中并不实用。下面根据戴维南定理及合环前后的潮流计算等值阻抗 Z_{eq} 。

对合环前的网络进行潮流计算,得到合环前的网络开环电压为

$$U_{oc}=U_a-U_b \tag{6}$$

式中, U_a 和 U_b 分别为联络开关两侧节点 a 和 b 合环前的电压。

然后,对合环后的网络进行潮流计算可以得出流过联络开关的稳态环流 I_{ab} ,则等值阻抗为

$$Z_{eq}=\frac{U_{oc}}{I_{ab}} \tag{7}$$

根据上式计算等值阻抗 $Z_{eq}=R_{eq}+jX_{eq}$,那么合环点的衰减时间常数为

$$T_a=\frac{X_{eq}}{\omega_c R_{eq}} \tag{8}$$

将式(8)代入式(5),合环电流最大瞬时值将在合环后约半个周期(0.01 s)出现,冲击电流最大瞬时值和最大有效值分别为

$$i_M=(1+e^{-0.01/T_a}) \tag{9}$$

$$I_M=\frac{I_m}{\sqrt{2}}(1+2e^{-0.02/T_a})^{\frac{1}{2}} \tag{10}$$

2.3 非合环支路冲击电流计算

非合环支路是除了合环联络开关所在支路以外的支路;部分非合环支路冲击电流可能比合环支路的冲击电流更大,因此,有必要计算分析合环支路冲击电流对非合环支路电流的影响。

对非合环支路的暂态过程进行分析,可推导出其合环后的电流表达式为

$$i_{k1}=I_{k1}\sin(\omega t+\alpha_{k1})+C_k e^{-\frac{t-t_0}{T_k}} \tag{11}$$

式中: I_{k1} 和 α_{k1} 分别为非合环支路 k 在合环后的稳态电流幅值和初相角; C_k 和 T_k 分别为非周期分量初始值和衰减时间常数(近似计算时可取合环支路的衰减时间常数 T_a); t_0 为合环时刻。

设合环前支路 k 的电流为

$$i_{k0}=I_{k0}\sin(\omega t+\alpha_{k0}) \tag{12}$$

式中, I_{k0} 和 α_{k0} 分别为非合环支路 k 在合环前的稳态电流幅值和初相角。由于合环前后电流不能突变,直流分量初始值应为

$$C_k=I_{k0}\sin(\omega t_0+\alpha_{k0})-I_{k1}\sin(\omega t_0+\alpha_{k1}) \tag{13}$$

分别令 $A_k=I_{k0}\cos\alpha_{k0}-I_{k1}\cos\alpha_{k1}$, $B_k=I_{k0}\sin\alpha_{k0}-I_{k1}\sin\alpha_{k1}$,则式(13)可以写成

$$C_k=\sqrt{A_k^2+B_k^2}\sin(\omega t_0+\varphi_k) \tag{14}$$

式中, $\varphi_k=\arctan\left(\frac{B_k}{A_k}\right)$ 。当 $\omega t_0+\varphi_k=\pm\frac{\pi}{2}$ 时,直流分

量初始值达到最大:

$$|C_k|_{\max}=\sqrt{A_k^2+B_k^2} \tag{15}$$

设非合环支路冲击电流最大值在 t_1 时刻出现,则

$$t_1=\frac{\frac{n}{2}\pi-\alpha_{k1}}{\omega} \tag{16}$$

式中, n 的取值为满足以下 2 个条件的最小奇数:1) $t_1>t_0$;2) $I_{k1}\sin(\omega t_1+\alpha_{k1})$ 与直流分量 C_k 正负相同。则冲击电流最大瞬时值及最大有效值分别为

$$i_{kM}=I_{k1}+|C_k|_{\max}e^{\frac{t_1-t_0}{T_k}} \tag{17}$$

$$I_{kM}=\frac{1}{\sqrt{2}}(I_{k1}^2+2C_{k\max}^2e^{-(\frac{t_1-t_0}{T_k})\times 2})^{\frac{1}{2}} \tag{18}$$

由式(10)、式(18)即可计算合环开关处的冲击电流以及任意支路上的冲击电流有效值。

3 配电网合环条件

为了避免合环电流影响系统的安全稳定运行,合环操作不能引起主变压器或线路过载以及保护元件的动作,因此,合环电流应满足以下条件:

- 1)合环后的稳态电流应不使设备过载,且小于过电流保护整定值;
- 2)合环支路及非合环支路冲击电流应小于相关限时速断保护电流整定值。

为了保证合环操作顺利进行,避免过大的合环稳态电流及冲击电流出现,合环操作需尽量满足以下要求:

- 1)合环线路的 10 kV 母线的相序相同,相位相近;
- 2)合环点两侧的电压差值尽可能小;
- 3)参与合环的 2 个变电站到合环点的综合阻抗不宜相差过大;
- 4)2 个合环馈线负荷之和不能超过其中一回馈线的最大载流量。

在合环前一般需要计算合环稳态电流和冲击电流,或进行合环试验,根据计算和试验结果确定合环时允许的相位差和电压差。进行合环操作时,若相位差和电压差不符合允许要求,须采取适当措施进行调整。

4 减小合环电流措施

合环点两端电压存在幅值、相位差异是导致环

流增大、保护动作、设备烧毁的一个重要原因。利用仿真可以找出减小环流的一些措施,合理控制合环后的电流,使之在尽量不影响供电可靠性的同时,对电力设备和电力系统的影响达到最小,减少事故的发生。

1)调节变压器变比

合环稳态电流的大小与联络开关两侧的开环电压差成正比关系,可以通过减小开环压差减小合环电流。设联络开关两侧电压为 U_1 与 U_2 ,则

$$\begin{cases} U_1 = U_{m1}/(k_1k_2k_3\cdots) \\ U_2 = U_{m2}/(k'_1k'_2k'_3\cdots) \end{cases} \quad (19)$$

式中: U_{m1} 和 U_{m2} 为开关两侧的上级电压; k_1 、 k_2 、 k_3 、 k'_1 、 k'_2 、 k'_3 、 $\cdots$ 为变压器变比。

可见,对于网络结构、运行方式、负荷水平一定的系统,通过调节变压器分接头的位置可以调节联络开关两侧开环电压,减小合环开关两侧电压差值,进而减小合环电流。

2)在负荷水平较低时进行合环

合环后的网络潮流等于合环之前各支路的初始潮流与合环开关两端电压相量差引起的增量叠加,在负荷水平较低时,合环前的电流较小,在电压差不大的情况下合环电流不会显著增大。同时,系统传输功率造成母线间存在相位差,负荷水平较低时,母线间的相位差相对较小,此时进行合环操作,合环电流也相对小。另外,在负荷水平较低时合环,线路、变压器有更多的容量消纳转供负荷,合环风险降低。

3)投入限流电抗器

调节变压器分接头或在负荷水平较低时进行合

环操作,都是从减小开环电压差(相位差或幅值差)的角度来减小合环电流。合环电流的大小与合环等值阻抗成反比关系,为减小合环电流,可以通过投入电抗器以增大合环等值阻抗,限流电抗器的投入对维护系统运行的稳定性有很好的作用。

4)调节电容器补偿

改变电容器的无功投入容量,即改变了系统的无功负荷。在实际运行中,电容器的投切往往是成组进行的,折合成的容性电流与感性电流合成后产生的是一个矢量值,作为参与计算的合环变压器其他线路负荷。调节电容器补偿容量必然带来合环电流的变化。

5 合环辅助决策软件开发

基于 CEES 供电网计算分析及辅助决策软件平台,建立合理的合环潮流计算模型,开发相应的合环辅助决策软件,用于指导中压配网系统的合环转供电操作。

1)图形化建模

软件提供“所见即所得”的图形化操作界面,用于构建电网模型。绘图面板支持多级图元选择,不同设备按照不同电气标准有不同图元显示方式,可通过二级面板进行选择。支持所见即所得地进行图元的添加、删除、定位、联接、放大缩小、显示或隐藏网格、更改设备规格(大小)、更改设备方向、更改符号、显示或隐藏保护设备、输入(电气)属性值、设置工作状态等操作。

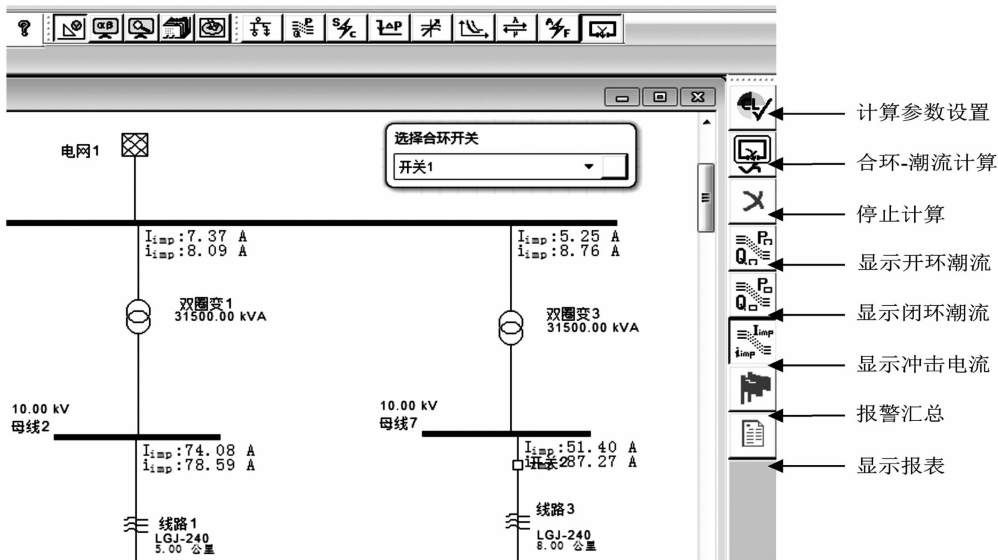


图 5 合环计算状态

表 1 某地区城区配电网合环计算结果

开关 序号	稳态电流 有效值/A	冲击流 有效值/A	联络 线路名	稳态电流 有效值/A	冲击流 有效值/A	二段保护 值/A	三段保护 值/A	能否 合环
1	19.19	19.73	线路 1	227.84	47.13	1 920	756	能
			线路 2	110.88	111.00	2 160	600	
2	157.88	167.31	线路 3	366.62	371.07	1 800	840	能
			线路 4	207.44	370.93	1 800	840	
3	124.07	124.56	线路 5	130.36	261.92	1 800	600	能
			线路 6	497.62	497.76	1 800	840	
4	62.31	63.25	线路 7	436.26	436.41	1 800	840	能
			线路 8	311.41	370.93	1 800	840	
5	71.91	78.44	线路 7	182.91	185.47	2 160	840	能
			线路 6	397.5	411.01	2 160	804	

2) 合环计算分析

根据实际电网建模,切换至合环计算功能,进行合环电流计算分析。合环计算功能状态如图 5 所示,计算工具面板包含了计算参数设置、合环计算、停止计算、开环潮流、合环潮流、冲击电流、报警汇总和显示报表等功能。

6 算 例

经过近几年大规模的配电网建设和改造,某城区配电网的健康水平有了明显提高,城网改造中产生了一定的双电源或多电源供电模式。为了进一步提升电网供电可靠率,可以对满足要求的联络线路进行不停电的合环操作。基于开发的软件平台根据实际电网进行建模,对线路进行合环仿真计算,校验合环电流是否越限。

在线路最大负荷情况下,对该地区城区中压线路联络点进行合环计算,部分结果如表 1 所示。由表 1 可见,城区合环开关及联络线路首端的合环稳态电流、冲击电流均未超过保护整定值,能够进行不停电的合环转供电操作。

7 结 论

由于配电网合环开关两侧母线电压存在电压幅值、相位等差异,以及短路阻抗差太大等原因,可能导致合环操作中产生过大合环电流,引起速断保护或过流保护的误动,扩大停电面积,影响供电可靠性。

采用目前普遍的常规潮流程序,基于合环前及合环后网络的潮流计算,提出一种计算合环冲击电流的有效方法,并开发相应的合环辅助决策软件,更好地指导调度部门进行相关的合环操作。同时,供电公司应进一步完善城市网架结构,健全运行维护

体系,建立完善配电网合环相关制度标准,加强人员培训及积累合环操作经验,使合环工作趋于常态化,保证配电网安全稳定运行,进一步提升供电可靠率。

参考文献

[1] 李江华. 浅析 10 kV 配网合环产生环流的原因及预防措施[J]. 电网技术,2006,30(S1):199-201.

[2] Xueli Guo, Jiuju Du, Changxiao Qi. Study and Application of Switching Operation of 10 kV Lines Ring Network in Urban Power Distribution Network[C]. Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on, 2012:1-6.

[3] 幸荣霞,姚爱明. 环网合环操作的分析[J]. 浙江电力, 2007,26(1):66-69.

[4] 夏翔,熊军,胡列翔. 地区电网的合环潮流分析与控制[J]. 电网技术,2004,27(22):76-80.

[5] 连鸿波,顾振中,余浩斌等. 10 kV 配电网合环倒负荷研究[J]. 华东电力,2012,40(6):1045-1049.

[6] 姜瀚书,孙翀也,贾彦兵,等. 10 kV 配电网合环电流暂态过程的分析与仿真[J]. 黑龙江电力,2011,33(2):88-90.

[7] 李晓柯,李祥发. 配电网合环冲击电流的暂态过程分析与仿真[J]. 机电工程,2010,27(5):67-70.

[8] 刘磊,禹化然,金鑫. 合环潮流的暂态过程分析[J]. 机电工程,2008,25(10):74-76.

[9] 陈霄,王磊,李扬. 配电网合环冲击电流的分析[J]. 电力自动化设备,2005,25(4):40-42.

[10] 叶清华,唐国庆,王磊,等. 配电网合环操作环流分析系统的开发和应用[J]. 电力系统自动化,2002,26(22):66-69.

[11] 钱兵,程浩忠等. 电网合环辅助决策软件研究[J]. 电力自动化设备,2002,22(3):8-11.

[12] 贺翔,刘永强,樊利民. 基于主网 GIM 的配电网合环潮流计算[J]. 电力系统及其自动化学报,2010,23(3):36-39.

作者简介:

韦 斌(1975),助理工程师,从事配电运维工作;

杨丰任(1990),硕士研究生,主要研究方向为配电网规划与运行。

(收稿日期:2016-01-23)

远程监督系统在电气作业现场安全管理中的应用

崔 弘,常政威,彭 倩

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘 要:在对电气作业现场安全管理特点分析的基础上,开发了一种基于作业流程的远程安全监督系统,可以实现对工作现场关键流程、重要环节进行实时、全过程、全方位的安全监督,对于提高工作现场安全工作水平、有效抑制不安全事件的发生具有重要作用。

关键词:电气作业;远程;作业流程;安全监督

Abstract:Based on the analysis of on - site safety management characteristics of electrical operation, a remote safety supervision system is developed based on the work flow. The system can be used on the real - time, whole - process and all - round supervision for the critical processes and important links in the site, which plays an important role in improving the safety level and inhibiting the occurrence of unsafe events.

Key words:electrical operation; remote; work flow; safety supervision

中图分类号:TM81 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2016)03 - 0072 - 03

0 引 言

电气作业具备高风险性,加强作业现场安全监督尤为必要。安监人员现场监督由于其局限性,已经越来越不适应企业发展的需要。如何利用信息化技术搞好作业现场施工安全质量管理,控制事故发生频率,保证作业安全,是一个值得认真思考的问题。利用作业现场远程监督手段,实现实时地、全过程地安全监管,已成为电力行业安全施工管理亟待考虑的问题。国网四川省电力公司电力科学研究院在全面分析单位实际特点和安全监督工作要求的基础上,开发了一种基于作业流程的远程安全监督系统,并将这一系统应用于作业现场安全监督管理,取得了良好效果。

1 电气作业现场实施远程安全监督的必要性

电力现场作业是一个高风险行业,安全管理难度大。一是相当多的工作现场要进行高压试验、登高、吊装等高作业风险,一旦发生事故,后果极其严重;二是作业类型多,有大型基建作业项目、年度检修预试、故障处理等各种类型,按照统一模式进行安

全监督具备较大难度;三是电气作业大部分是露天作业,直接受强风、暴雨、雷电等自然环境的影响;四是为履行社会责任,保证生产和居民电力供应,各种事故抢修现场通常连续作业,人员安全压力较大;五是基建施工单位大量聘用临时工,人员安全素质参差不齐,安全管理各项要求难以贯彻执行。

掌握施工现场的安全管理状况,传统上主要依靠电话沟通、邮件传递、亲临现场 3 种方式。前两种方式容易存在信息虚假、失真、掌握不及时、不完整等现象。深入现场进行检查,可以全面、深入地掌握工作现场安全管控工作执行情况,但需要投入大量人力、物力、财力和时间;而在现实中往往安全监督机构人员数量有限,加上电气作业点分散,且常处于偏远地区,不可能深入到现场每个角落,这样就容易导致现场关键流程、重要环节的安全监管不到位。

为了解决存在的问题,开发一种远程安全监督系统,在关键流程、重要环节实现实时、全过程、全方位的监督,搞好工作现场的安全监督和管理,对于控制事故的发生频率,减少事故造成的人员和财产损失,具有重要的现实意义。

2 远程安全监督系统的开发

远程安全监督系统由现场终端、数据传输系统

Figure 1 illustrates the system architecture of the process supervision system. The components and their connections are as follows:

- 3/4G 音视频终端** (3/4G Video/Audio Terminal) connects to the **3G/4G 无线网络** (3G/4G Wireless Network).
- The **3G/4G 无线网络** connects to the **互联网** (Internet).
- The **互联网** connects to the **流程监督管理平台** (Process Supervision Management Platform).
- The **流程监督管理平台** connects to the **终端数据本地同步** (Terminal Data Local Synchronization) box.
- The **终端数据本地同步** box connects to both the **安全监督管理中心** (Safety Supervision Management Center) and the **安全监督客户端** (Safety Supervision Client).

• 73 •

实情况,分析现场安全管控出现的普遍问题,以便采取针对性措施进行解决。真正实现所有作业现场纳入监督范围,扩大安全监督工作覆盖面,以监督检查为手段,强化现场作业人员安全责任的落实,提升作业现场安全管控水平。

3.4 问题整改管理

对于安全监督检查中发现的问题进行跟踪一直是安全监督工作的难点,特别是整改周期长的问题,很容易发生跟踪不到位、问题整改闭环情况不能及时全面掌握等问题。特别是问题积累较多时,案件人员更没有时间和精力逐项进行检查。远程安全监督系统引入问题整改落实闭环管理机制,对现场监督、远程实时监督和安全“倒查”发现的问题,开具整改通知书,并自动下发到责任部门或人员,并全程进行跟踪,自动进行问题整改提醒、整改完成审核提醒、对未整改问题自动汇总定期发布,督办完成。真正做到发现、整改、督办、验收全过程闭环管理,强化了监督检查责任制的落实。

3.5 安全教育培训

对实时监督和安全倒查发现的问题建立档案,通过问题档案的统计分析,便于管理者及时掌握现场作业班组管理情况,有针对性地对班组工作进行指导,有利于提高作业现场安全水平。同时问题档案还是一部鲜活的案例教材,各级管理人员可以有效利用问题档案及音视频资料开展案例教育。

远程监督系统还是一个功能强大的图书馆,后台管理人员可以将各种管理制度、技术标准、作业规程收录进来,现场作业人员可以通过网络进行同步,下载需要的资料,便于现场作业人员培训学习。

4 远程安全监督系统的实施效果

远程安全监督系统投入运行后,显著提高了工作现场安全监督工作质量和水平,对提升现场安全管理水平起到极大的促进作用。

1)有效提高安全监督覆盖面。远程安全监督系统未投入运行前,由于安全监督人员数量有限,加上本单位作业点分散在四川省 21 各市、州,现场作业安全监督覆盖面只有不到 20%。特别是三州地区,路途遥远交通不便,往返一个作业点需要 4~5 天时间,现场安全监督基本处于盲区。系统投入运行后,每个作业点都配备有现场终端设备,所有作业计划均纳入安监部门的监督之中,覆盖面达到 100%。

2)显著提高问题整改完成率。系统投入后,将现场监督、远程实时监督和安全“倒查”发现的问题整改落实工作全部纳入在线管理,通过系统自动跟踪、提醒各项功能,彻底避免了监督人员时间和精力不足造成的过程跟踪不到位的问题,问题按时整改完成率由原来的 75% 提高到 96%。

3)员工安全意识显著增强。系统未投入运行前,一些地理位置偏远的作业点,由于安全监督人员没有精力前往现场进行检查,作业人员习惯性违章问题较为严重。而远程实时监督就像是一双无形的大手,对强化现场人员安全责任落实,遵章守纪开展工作起到了积极推动作用,各类违章现象成逐步下降趋势。

4)提高安全监督管理效率。过去采用现场监督方式,安监人员往往要长途奔袭,且至少 2 人以上,耗费了大量人力、时间和成本。有时到达工作现场后才发现当天没有开展作业,扑了个空。系统投入后,安全监督人员在办公室内就能对各工作现场进行监督。系统提供的监督数据后续深度应用功能,也为数据统计、安全分析评价提供了极大便利。另外,作业计划系统、监督系统共享也为班组减负提供极大方便,大大减少上下级之间、专业部门之间报表、资料的传递,提高工作效率。

5 结 论

电气作业现场远程安全监督系统,具有功能强大、效率高等特点,可以实现对工作现场关键流程、重要环节进行实时、全过程、全方位的安全监督,对于提高安全监督效率,加强作业现场安全管控,减少违章行为,消除事故隐患起到重要作用,有效抑制了安全事故的发生。

参考文献

[1] 国家电网公司. 国家电网公司施工项目部标准化工作手册[M]. 北京:中国电力出版社,2014.

[2] 国家电力监管委员会安全监察局. 电力工程建设项目安全生产标准化规范及达标评级标准[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[3] 国家电力监管委员会安全监察局. 电力企业安全生产标准化规范及达标评级标准[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[4] 国家电网公司. 国家电网公司电力安全工作规程[M]. 北京:中国电力出版社,2014.

(收稿日期:2016-02-03)

四川电网智能调度系统的设计与实现

陈 颖¹,周 剑¹,银 涛¹,张宏图¹,刘 巍¹,何 川¹,王 岸¹,付凤翔²

(1. 国网四川省电力公司,四川 成都 610094;2. 四川中电启明星信息技术有限公司,四川 成都 610041)

摘 要:截止目前,四川省统一调度电厂 200 多家,电厂众多、情况复杂并且约束条件多,调度实时分析自动化程度不高,调峰时压力较大;并且对实时出力情况交互困难,对超短期发电出力实时调整缺乏有效手段进行算法支撑,发电出力实时调整需要综合考虑超短期负荷预测、日内用电计划、日内发电计划、联络线计划、流域水情变化及断面潮流限额。采用合理分配算法,计算出合理的电厂实时发电调令,并自动群发给满足算法要求的电厂,保证电网的发用电平衡,实现安全调度的科学执行。四川电网智能调度系统的建设,优化发电出力的实时调整,智能科学地发布调令,提高了发电出力调整的工作效率和规范性,实现发电出力实时调整工作的智能化,保障了电网安全运行。

关键词:智能调度;实时调度;超短期负荷预测

Abstract:So far, there are more than 200 unified – dispatched power plants. Because there are so many power plants, the situation is more complicated and constrained. The degree of automation of real – time scheduling analysis is not high, the pressure is higher during peak load regulation, the real – time interaction of output is difficult to be done, and there lacks efficient measures for real – time regulation of ultra – short – term generation output. The real – time regulation of generation output must consider many situations, such as ultra – short – term load forecasting, intraday electricity supply plan, intraday generation scheduling, tie line planning, watershed hydrologic changes and interface power flow limitation, the reasonable real – time generation dispatching order is calculated using the reasonable allocation algorithm and automatically batched sending to the power plants who meet the requirements of the algorithm so as to ensure the balance of power supply and generation and to achieve the scientific implementation of security scheduling. The construction of intelligent scheduling system for Sichuan power grid optimizes the real – time regulation of generation output, issues the dispatching order scientifically, improves the efficiency and normalization of generation output regulation, realizes the intelligent real – time regulation of generation output and ensures the safe operation of power grid.

Key words:intelligent scheduling; real – time scheduling; ultra – short – term load forecasting

中图分类号:TM734 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2016)03 – 0075 – 05

0 引 言

随着智能调度需求的不断提高,网络已成为对内传递、交换数据、获取知识,对外宣传、开展社会服务的重要媒介。“十五”期间,随着各种应用系统建设、投运,业务流量急剧增长,四川电力广域网的建设在“十五”期间在技术水平、容量、接入能力上也得到了较快的发展。截止目前四川省统一调度电厂 200 多家,电厂众多、情况复杂并且约束条件多,调度实时分析自动化程度不高,调峰时压力较大,对超短期发电出力实时调整缺乏有效手段进行算法支撑,发电出力实时调整需要综合考虑各种情况。

为优化对发电出力实时调整,智能科学发布调令,

提高发电出力调整的工作效率和规范性,实现发电出力实时调整工作的智能化,保障电网安全运行,同时为建立全面科学的智能调度辅助决策管理体系,在原实时电力调度系统的基础上开发了四川电网智能调度系统来实现对电厂集约化实时动态出力偏差管理。

1 四川电网调度现状及问题

经过国网四川省电力公司电力调度控制中心多年的建设,在省公司侧已经建立并完善了电能量管理系统、电能量计量系统、自动电压控制系统、广域向量测量系统、继电保护系统、水调自动化系统、调度生产管理系统、电网调度数据统计分析系统、节能调度辅助决策与支持系统、并网发电厂辅助服务管

理考核系统等多个自动化系统。但系统之间缺乏关联,不能为调度生产提供有效的决策支持。

原有调度指令下达方式采用实时调度电力调度系统(以下简称调度系统),采用单一的调控中心下发调度指令模式,调度值班人员通过调度系统向所辖电厂下发调度指令,电厂收到调度指令并执行调度指令方式。

2 四川电网智能调度分析与设计

2.1 设计依据分析

截止目前,四川省统一调度电厂 200 多家,由于电厂投资主体多,管理水平参差不齐,调度技术装备普遍落后,调度管理方法单一,智能程度不高,单纯的一对一负荷调整方法已无法满足日益复杂的调度工作。实时调令系统应引入其他业务系统的发电相关数据且具备智能汇总分析功能,并设计一套合理的实时出力调整算法模型,提供给省调调度员相关负荷调整等参考数据。

并网发电厂基本已经完成调度数据专网的建设,电网与电厂的网络安全防护架构已经具备,已达到实时数据快速交换的条件。在此背景下,四川省电力调度控制中心决定开发一套电网智能发电调度系统来支持调度生产相关工作。

2.2 总体架构设计

四川电网智能发电调度系统研发是部署在四川省电力公司二区网络的应用系统,其系统与调度的其他应用系统交互如图 1 所示。

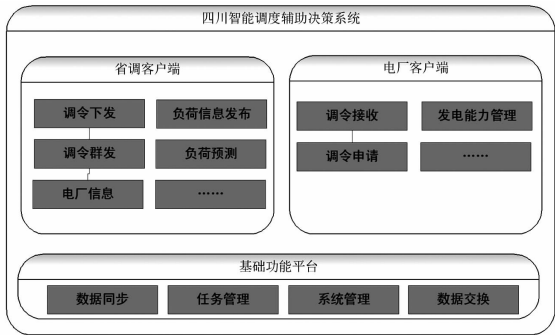


图 1 四川电网智能调度系统架构图

1) 二区各应用系统

数据接口:完成与调度各应用系统数据交换,如:节能调度系统、EMS 系统、短期负荷预测系统、水情系统等。

二区的数据通过“数据同步服务”的方式将数

据同步到二区综合数据库电网智能发电调度系统的表中。

二区数据库与节能调度等系统共用一个数据库,为数据交换平台提供数据支撑。

数据交换平台完成省公司与发电厂之间数据双向交换,为数据交换提供服务,采用中间件技术实现的服务端平台,为电厂客户端提供登陆、接收查询私有信息、申报数据等服务。

电厂客户端:提供一个客户端,在电厂端安装,访问数据交换平台服务,提供数据接收、申报数据等服务。

四川电网智能发电调度系统:提供电网智能发电调度功能,主要完成调令下发、调令群发、负荷预测自动调整偏差、负荷信息发布等工作。

2) 三区应用系统

调令同步服务:下达的调令数据将通过正向隔离装置同步到辅助服务考核系统数据库中。

辅助服务考核系统:电网智能发电调度系统将调令数据导出并同步到三区辅助服务考核系统以便考核电厂并将考核结果计入其他系统,如结算系统等。

2.3 系统功能设计

四川电网智能发电调度系统可分为功能子系统和基础子系统,利用不同的技术手段实现系统中不同的功能要求,如图 2 所示。

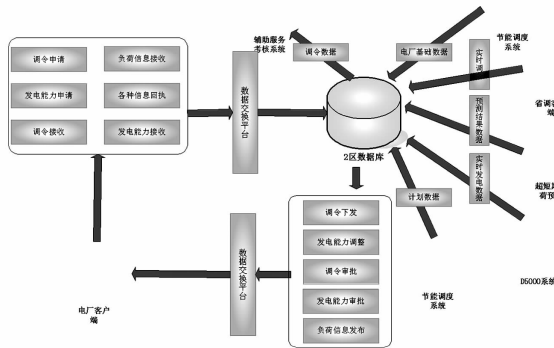


图 2 四川电网智能发电调度系统功能模块图

这种结构的设计充分体现了模块化、松耦合的设计原则。通过基础支撑服务子系统,保证了每个子系统之间最大的独立性。通过数据同步服务做到与其他相关业务系统的交流,通过综合数据库实现应用系统内交流,实现了子系统之间松耦合的联系。

1) 功能子系统

功能子系统由发电调度管理、日内滚动计划管理、发电辅助决策管理、电厂可视化管理、系统运行

等发电调度的原则,根据研究出的发电出力调整效果的智能分析功能,如平衡电量低高比、负荷率、协调发电计划完成进度,优化水库调度以及提升新能源利用率等,方便地提出分析报告,为发电调度提供辅助决策。

3.3 智能分组群发实时调整

实时调整的实现应具备通过科学的负荷分配算法模型,根据实际情况来对电厂进行实时负荷调整功能。其核心业务功能为调令调整。实时调令调整包含7个方面:

1) 单一调令下发:用户根据所选电厂进行调令的下发,确认后该调令将加入待下发队列进行下发。如电厂未接通调度数据网络,则系统只保存该调令的所有信息到后台数据库,而不加入待下发队列。调度员通过电话方式通知该电厂调令调整情况并做好记录,该过程称为电话调令。

2) 群组调令下发:群发调令除具备普通调令的下发功能外,还具备调整偏差值的功能,即在当前调令基础上对群组电厂统一增加或减少某一调整值的负荷,使群发调令具备普通调令和偏差调整两个分类功能。

3) 群发调令预测:用户可在所有电厂列表中勾选需要群发的调令,或直接选择某一组需要群发调令的分组,根据提供的参考数据填写需要群发的调令类型、调令值,最后分配到每个选择的电厂中,分配好之后系统可显示下发后,本次群发的调令与当前的变化,以预测到下发后对电网的影响。

4) 出力分配算法:群发调令时,用户可在调令类型中填入值的类型,如设置“上网出力”来填写一个调令总值,该调令总值应可通过一定的方式自动分配到所选择的电厂中,不符合条件的给予提示。出力分配类型主要有:按装机容量分配、按可用容量分配、按计划完成比例分配。

5) 辅助曲线查看:该功能可查看电厂的曲线图,根据其他业务系统提供的数据接口来查看各种发电信息。根据曲线图上的数据信息,系统计算出该电厂的低高比等信息供调度员参考。曲线信息包括:计划曲线、实际发电曲线、调令曲线、电厂发电能力上下限。

6) 调令作废:用户可在调令下发后对调令进行作废,作废只是将某条调令进行无效化处理,并不会删除调令的所有信息和记录。调令作废要求填写作

废原因,系统自动记录作废人及作废时间。不填写作废原因将不能作废调令。

7) 调令审批:除调度员可通过智能调令系统下发调令外,电厂可通过对侧接收程序主动申请调令,申请成功后电网智能发电调度系统提示调度员有新调令申请信息,调度员查看后进行审批,不符合电网需求的调令,调度员可在填写原因后进行退回。

3.4 实时动态偏差管理

实时动态偏差主要通过短期负荷预测、原始计划纠偏等方式来实时地管理偏差。在纠偏中将采用计划纠偏算法、群组关联等方式进行纠偏。

1) 短期负荷预测:系统可通过数据接口接收短期负荷偏差调整参考值,根据自动任务定时刷新未来某一时刻的负荷预测偏差值。当该值超过或低于所预设的阈值时,系统应有预警提示并在后台做出针对负荷预测偏差值的调整参考方案。

2) 原始计划纠偏:当短期负荷预测值超过系统设置的阈值时,系统自动提醒,并将该值通过算法模型计算出的修正值展示给用户,并自动进行原始计划修正调整,对未来某一时刻或多个时刻的多个电厂原始计划进行提前修正,以达到根据短期负荷预测进行偏差值自动修正原始计划的功能。

3) 计划纠偏算法:计划自动纠偏算法中,负荷调整量通过群组中单个电厂占有所有下发电厂原始计划总值的比例进行计算得出,特殊情况可特殊处理,并需同时满足电厂上下备用等条件。

4) 群组关联:用户根据偏差修正值来修正计划偏差时,可根据自定义分组的组直接对组进行操作,也可在所有电厂列表中进行人工选择。

3.5 智能调度辅助管理体系

智能调度辅助管理体系主要体现在系统管理、电厂客户端、业务数据管理、实时信息处理几个方面。

1) 系统管理:应用支撑平台的主要目标是把非应用相关的一些通用的功能独立出来。这些功能作为整个系统的基础功能,需要时应用模块可以直接调用。其功能主要包含用户管理、角色管理、模块管理、权限分配、登录限制。

2) 电厂客户端:电厂客户端是部署在200多家已接通调度数据专网的电厂的电网智能发电调度系统对侧程序。电厂客户端主要功能分为两大部分:实时调令的通信和每日电量上报;实时调令通信包

括调令主站系统和电厂门户管理平台;调令主站主要部署在省电力公司,使用对象为调度员和调度处的相关领导;电厂门户管理平台客户端分别部署在200多家并网发电厂,使用对象为200多家电厂具备调度人员资质的调度生产相关人员。

3) 业务数据管理:业务数据主要体现在数据接口管理、数据计算、数据展现上。其数据接口应包括调度业务相关系统送出的数据以及电网智能发电调度系统送出至其他系统的数据,系统应在后台同步送入数据到电网智能发电调度系统中以便计算和展现,帮助用户了解当前电网与调令有关的实时数据情况,并且可以查看历史数据信息。在数据接口同步的同时应根据用户需求计算一些原始数据无法直接找到的数据,如低高比、负荷率数据、计划完成比例等。这些数据的计算应在后台实时完成并存入系统,以便查询。而数据计算的目的是将数据进行展现,数据展现分为自动刷新展现及手动查询展现两种方式。自动更新展现数据,是按照一定的时间间隔自动刷新展现的数据,其他不需要实时刷新的数据可根据用户需求查询展现。

4) 实时信息处理:实时信息处理包含电力实时信息、厂站实时信息、负荷信息发布的实时处理。四川电网智能发电调度系统需实时展现发电低高比、计划曲线、发电曲线、负荷率、发电完成比例等信息。系统需按分钟级的规模接入这些电力相关数据,通过数据同步等稳定的方式来实现这些数据的接入。厂站的实时信息通过调度数据专网,省调端与电厂端应实现数据的实时交换,包括调令信息与其他通知信息等。在省调下发负荷信息后,系统自动刷新回执信息,将下发的电厂名称分为“已下发”和“未下发”,以使用户查看哪些电厂未收到该负荷信息,便于做进一步处理。

3.6 电厂可视化展示

1) 电网拓扑展示:图形化展示直调电厂并网情况,包括装机、机组台数、机组状态、备用容量、水位、耗水率等电厂实时运行状态信息。

2) 流域分布展示:以四川流域图为基础,展示直调电厂分布情况,包括装机、机组台数、机组状态、备用容量、水位、耗水率等电厂实时运行状态信息。

4 结 论

四川电网智能调度系统对四川电力系统而言是至关重要的。四川电网智能调度系统是一个实时动态的系统,可以有效地进行分析和调控电力系统,优化发电出力实时调整,智能科学发布调令,提高发电出力调整的工作效率和规范性。电力电网的智能调度系统可以更加智能化和及时地对发电出力作出实时调整,并且可以更全面地了解电力电网的运行状况。四川电网智能调度系统的设计与实现具有深度挖掘的潜力,通过调度算法能进一步提高调度智能化的准确性与科学性,不断探索创新,创造更大的经济价值和社会效益。

参考文献

- [1] Andrewen Troelsen. C#与.NET 4 高级程序设计[M]. 北京:人民邮电出版社,2011.
- [2] Cleveland F M. Cyber Security Issues for Advanced Metering Infrastructure(AMI)[C]. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.
- [3] 苗雪兰,刘瑞新,宋歌. 数据库系统原理及应用教程[M]. 北京:机械工业出版社,2001.
- [4] Jeffrey Richter, Applied Microsoft .NET Framework Programming[M]. 北京:清华大学出版社,2004.
- [5] 狄义伟. 面向未来智能电网的智能调度研究[D]. 济南:山东大学,2010.

作者简介:

陈 颖(1986),硕士、工程师,主要研究方向为电力系统稳定与控制;

周 剑(1972),硕士、高级工程师,主要研究方向为电力系统稳定与控制;

银 涛(1981),硕士、工程师,主要研究方向为电力系统调度与控制;

张宏图(1973),硕士、高级工程师,主要研究方向:电力系统及其自动化;

刘 巍(1986),硕士、助理工程师,主要研究方向为电力系统调度与控制;

何 川(1987),硕士、助理工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;

王 岸(1986),硕士、工程师,主要研究方向为电力系统调度与控制。

(收稿日期:2016-01-12)

有载分接开关挡位遥控装置的研制

邓 浩,黄 雯

(国网德阳供电公司,四川 德阳 618000)

摘要:在变压器电气试验过程中,多个试验项目需要多次切换有载分接开关,在现场须设专人就地调节分接开关,增加了试验人员的工作量。因此研制了一种有载分接开关挡位遥控装置。该装置由无线数传设备和上位机组成。无线数传设备利用 ZigBee 协议实现了上位机与有载控制器间的无线通信,上位机程序利用 Visual Basic 语言进行编写,完成升挡、降挡、停止和读取挡位信息的功能。经过现场测试,该装置能有效地遥控有载电动机构,并跟踪当前挡位,从而在试验时 1 个人就地调节分接开关,1 个人操作试验仪器的工作方式可简化为由仪器操作人员来遥控分接开关,减少 1 个人的工作量,提高了电气试验的效率。

关键词:分接开关;挡位遥控装置;ZigBee 协议;Visual Basic 语言

Abstract:In electrical test of transformer, a number of pilot projects require to switch over the on-load tap-changer several times, so there should be some staff to adjust the tap changer on the spot, which increases the workload of electrical test. The remote control device for on-load tap-changer is researched and developed, which consists of the wireless data transmission device and PC. The Zigbee protocol is used to realize wireless communication between PC and load controller. PC program is realized by Visual Basic language, which can complete upshift, downshift, stopping and reading position information. After the field test, the device can effectively control the electric mechanism, and track the current gear. So the work of adjusting the tap changer on the spot is replaced by the device, which improves the efficiency of electrical test.

Key words:on-load tap-changer;remote control device;Zigbee protocol;Visual Basic language

中图分类号:TM764.2 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)03-0080-05

0 研制背景

变压器是电力系统的核心设备,其各种停电试验较其他设备耗时长,直接影响整座变电站的送电时间。在主变压器试验时,多个试验项目需要频繁地调节有载分接开关才能完成试验。以 1 台 110 kV 三绕组变压器为例,高压侧分接头有 17 挡,交接试验中需要调挡的试验项目和次数如表 1 所示,总共调档 82 次。现场挡位调节的方式为,设置 1 个人就地调节分接开关,1 个人操作试验仪器,两人相互呼唱才能完成试验项目。由于就地调节分接开关工作内容重复单一、工作时间长;同时,在环境嘈杂时,仪器操作人员与分接开关调节人员之间信息传递容易出现错误,延长了主变压器停电试验时间,因此,改善变压器有载分接开关的调节方式,成为提高工作效率,大幅度降低变压器整体试验用时的关键。

表 1 变压器试验项目及调挡次数

	试验项目	调挡次数
1	有载分接开关特性试验	2
2	直流电阻试验	16
3	变比试验	32
4	短路阻抗试验	32
合计		82

为此,研制了一种有载分接开关挡位遥控装置,能够无线遥控分接开关,由仪器操作人员在操作仪器的同时遥控分接开关,从而减少了 1 个人的工作量,提高了电气试验的效率。

1 研制方案

变压器有载分接开关电动机构分为传统型和智能型电动机构。传统型电动操作机构采用接触器、继电器、凸轮开关、杠杆等组成复杂的传动系统,以 CMA7 和 CMA9 电动机构为代表;智能型电动操作机构采用机电分装和无触点转换的先进结构,以 SHM-I 和 MAE 型电动机构为代表。在新投运的

设备中,智能型电动机构在系统中逐步取代了传统型电动机构,故针对有载分接开关智能型电动机构开发了一种挡位遥控装置。

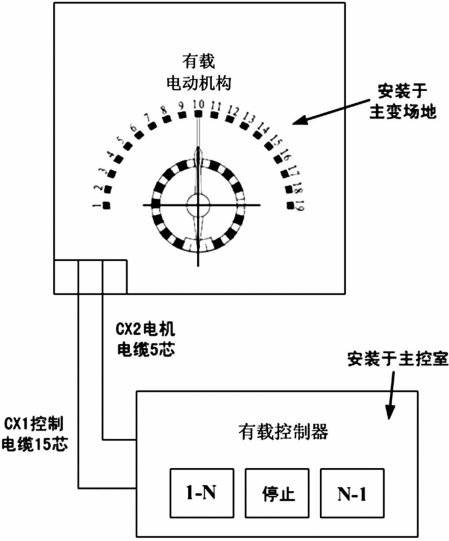


图 1 有载电动机构与控制器连接示意图

如图 1 所示,有载分接开关智能型机构由有载电动机构和有载控制器组成,有载电动机构安装于主变压器场地,有载控制器安装于主控室,两者通过控制电缆和电机电缆实现通信。有载控制器设有 RS485 接口,在平时是处于未使用状态;如果能有效地与 RS485 接口进行通信,那么就能通过该接口输入操作指令和读取分接挡位,故本次遥控装置的研制主要利用 RS485 接口来实现。

1.1 通信方式的选择

有载分接开关挡位遥控装置需在主变压器场地遥控分接开关,利用上位机发出控制命令,其与主控室的有载控制器大约有 100 m 的距离。如果选择有线通信的方式,会存在场地限制、布线困难的问题,因此,选择短距离无线通信的方式。常用的短距离无线通信协议有蓝牙协议、WiFi 协议和 ZigBee 协议。

表 2 3 种无线通信协议比较

标准	蓝牙	WiFi	ZigBee
工作频段	2.4 GHz	2.4 GHz	868/915 MHz, 2.4 GHz
传输速度	1 m/s	54 m/s	250 kb/s
传输距离	10 m	100 m	100 m +
安全性	高	低	高
功耗	低	高	低
优点	体积小, 受用群体广	易实现, 受用范围大	可自组独立网络, 几乎不掉线
应用领域	手机、掌上 电脑及智能 家居等领域	图片、视频 等大容量信息 的传输	自动控制和远 程控制领域,可 以嵌入各种设备

表 2 为 3 种无线通信协议相关参数比较,蓝牙协议安全性高、功耗低,缺点为传输距离近;WiFi 协议的传输速度快、有效距离远,缺点为安全性低、功耗高、易受强电磁场环境的干扰;ZigBee 协议的传输距离远、安全性高,缺点为传输速度低,由于上位机传输的控制命令对速度要求不高,250 kb/s 的速度完全能满足要求^[1]。同时,ZigBee 协议采用小功率通信模块,抗强电磁场干扰能力强,且不会对二次设备的正常运行造成影响。该协议已在变电站有很多成功的应用,如基于 ZigBee 协议的变电站监测报警系统等^[2-3]。综合分析,通信方式选择 ZigBee 协议。

1.2 控制方案的确定

有载分接开关挡位遥控装置的控制方案如图 2 所示,上位机和无线设备 A 在主变压器场地上使用,上位机通过 RS232 接口与无线设备 A 进行连接,无线设备 A 将 RS232 串口信号转换为 ZigBee 信号,利用天线传输出去。安装于主控室内的无线设备 B 接收到 ZigBee 信号,并将其转换为 RS485 串口信号,并传输给有载控制器,从而驱动有载电动机构完成相应的动作。同时,有载分接开关的实时挡位通过 ZigBee 无线通信传输给上位机,从而保证了挡位的一致性。如图 2 所示,虚线框中部分为需要研制的有载分接开关挡位遥控装置。

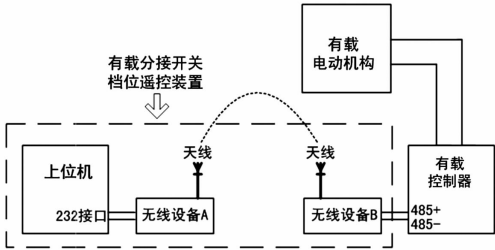


图 2 无线控制方案

1.3 控制程序的编写

利用 Visual Basic 语言设计的控制界面如图 3 所示,由端口参数设置、控制命令输入 2 个部分组成^[4]。端口参数设置可根据有载控制器的串口通信参数,在控制界面上设置与之对应的波特率、校验位、数据位、停止位以及站地址,在本次测试系统中,控制器选择华明 HMK7 控制器,故其参数设置为:波特率 9600,校验位无,数据位 8,停止位 1,站地址 1,串口端号根据上位机分配的端号进行选择。

控制命令的输入由 3 个按钮 I - N、STOP、N - 1

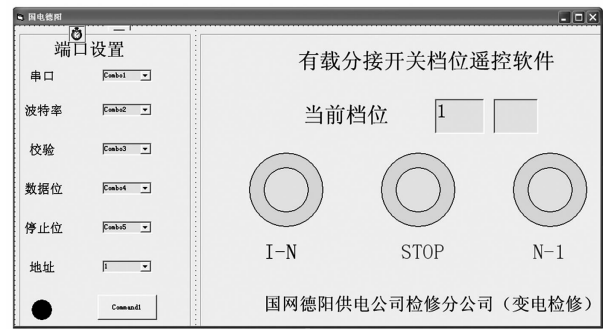


图 3 有载分接开关档位遥控软件的控制界面

组成。当不点击按钮时,无控制命令输入,按钮内圈为灰色;当点击 I - N 或者 N - 1 按钮时,按钮内圈变为红色,输入升挡或降挡命令,有载电动机构收到控制命令完成挡位切换,并且返回新的挡位信息时,按钮内圈变为灰色,表示一次操作完成。当出现异常情况,点击 STOP 按钮,有载电动机构电源开关跳闸,停止当前一切动作。

表 3 控制指令代码

控制指令	B0	B1	B2	B3	B4
I - N	0x01	0x05	0x01	0x01	0x08
N - 1	0x01	0x05	0x04	0x04	0x0E
STOP	0x01	0x05	0x02	0x02	0x0A
读取挡位	0x01	0x05	0x05	0x05	0x10

控制命令的指令代码如表 3 所示,其中,B0 为地址,缺省为 0x01;B1 为帧长度,固定为 0x05;B2、B3 为指令;B4 为和校验,B4 = B0 + B1 + B2 + B3,不考虑溢出。表 3 列出了 I - N、N - 1、STOP 和读取挡位的指令代码,要实现升挡操作,就需要将 0x01 - 0x05 - 0x01 - 0x01 - 0x08 指令传送给有载控制器,其程序如下所示^[5]:当点击 1 - N 按钮时,该按钮内圈变为红色,输出升挡指令。同样,N - 1、STOP 和读取挡位的控制程序与 I - N 升挡控制程序类似,读挡命令的触发信号为定时器,设置为每隔 1 s 发送读挡命令一次。

```
Private Sub Label 12_Click()  
Shape2.FillColor = RGB(255, 0, 0)  
Dim length As Integer  
Dim sum As Integer  
intOutMode = 1  
sum = Val(Combo6.Text) + 7  
strSendText = "05" + "01" + "01"
```

```
length = strHexToByteArray(strSendText, bytSendByte())
```

```
MSComm1.Output = Chr(Combo6.Text)  
If length > 0 Then  
MSComm1.Output = bytSendByte  
End If  
MSComm1.Output = Chr(sum)  
End Sub
```

当每秒发出读挡命令时,有载控制器会返回当前挡位数据,对返回数据进行判断。当地址位为 1,帧长度为 5,数据指令第三位 B2 的值小于 20,和校验满足要求,那么将该数据指令第三位 B2 设置为当前挡位值。当前挡位值与前一次挡位不相同,表示完成一次挡位操作,升/降挡按钮内圈变为灰色,等待下一次操作;当前挡位值与前一次挡位相同时,表示挡位未切换,继续循环读取挡位,其控制程序如下所示:

```
Private Sub MSComm1_OnComm()  
Select Case MSComm1.CommEvent  
Case comEvReceive  
MSComm1.InputMode = 1  
intInputLen = MSComm1.InBufferCount  
bytInput = MSComm1.Input  
If intInputLen >= 5 Then  
If bytInput(num + 1) = 5 And bytInput(num) = Val(Combo6.Text) And bytInput(num + 2) < 20  
Then  
byt = CInt(bytInput(num)) + CInt(bytInput(num + 1)) + CInt(bytInput(num + 2)) + CInt(bytInput(num + 3))  
If byt = bytInput(num + 4) Then  
truenum = bytInput(num + 2)  
Text1.Text = truenum  
now = bytInput(num + 2)  
If now <> last Then  
Shape2.FillColor = RGB(224, 224, 224)  
Shape4.FillColor = RGB(224, 224, 224)  
End If  
last = now  
End If
```

End If
End If
End Select
End Sub

2 调试应用

2.1 硬件的选择

无线通信设备选用 WSN-22 无线数传设备,如图 4 所示。该无线设备接口丰富,可将 RS232/485 串口信号转换为 ZigBee 信号进行传输,工作电压为 12 V,支持 DC 接口和接线端子两种供电方式,能实现内部通信协议的转换及射频信号的自动收发。上位机选择 10 寸工控机,如图 5 所示,该装置接口丰富,自带 USB 和 RS232 接口,并装有 windows XP 系统,能运行多种编程语言。



图 4 WSN-22 无线数传设备



图 5 工控机

2.2 实验室调试

将上位机与无线设备进行连接,并封装在仪器盒内,如图 6 所示,便于现场携带。利用单片机开发有载控制器模拟装置,并通过 RS485 接口与无线设备进行连接,如图 7 所示。上位机与有载模拟装置



图 6 上位机与无线设备的封装

距离 100 m 以上,中间相隔多层建筑,上位机能遥控有载模拟装置,并跟踪到当前挡位信号。通过实验室调试,表明了控制程序编写正确,无线通信方式有效。

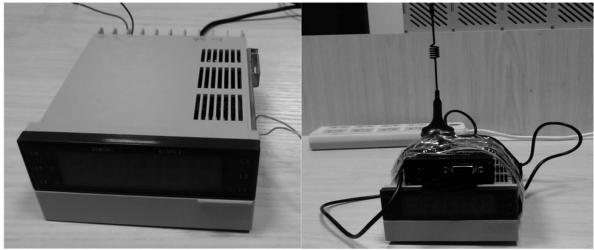


图 7 有载模拟器与无线设备的连接

2.3 现场应用

当某 110 kV 变压器停电例行试验时,对有载分接开关挡位遥控装置进行现场应用。只需要在有载控制器上 RS485 接口接两根信号线,该装置就能对有载分接开关进行遥控操作。当上位机发出升挡、降挡或停止命令时,有载电动机构能快速响应,完成相应动作;当分接开关挡位发生变化时,上位机能快速跟踪,并刷新当前挡位信息,该装置的功能达到了预期的效果。



(a) 使用前



(b) 使用后

图 8 有载分接开关挡位遥控装置使用前后效果对照

如图 8 所示为有载分接开关挡位遥控装置使用前后的效果对照。使用前,现场需要设置专人就地调节分接开关,使用后,分接开关调节人员的工作由该装置代替,仪器操作人员可完成操作仪器和分接

开关遥控,从而减少了 1 个人的工作量,提高了变压器试验的效率。同时,该装置的使用减少了仪器操作人员和分接开关操作人员的中间呼唱环节,有效地提高了试验的准确性。

3 结 语

从有载分接开关挡位调节存在的弊端出发,提出了有载分接开关挡位遥控装置的研制,主要从通信方式的选择和控制方案的确定进行了分析,利用 Visual Basic 语言编写了控制程序。最后,通过实验室的调试和现场的应用,验证了控制程序的正确性和 ZigBee 无线通信的有效性。该装置已在现场进行推广使用,效果良好,减少了试验人员的工作量,提高了变压器试验的效率,达到了预期的目标。

(上接第 48 页)

提,在运行中尽量留足机组的旋转备用,增加电压的支撑点。

2)南疆地区短路容量仅为乌北变电站的 16%~25%,在小负荷期间火电厂、水电厂开机减少进一步降低 220 kV 短路容量,在南疆断面下发生喀发 3 期大机组跳闸故障时暂态电压跌幅达到 30~60 kV,电压跌落严重,电网抗风险能力差,严重依赖稳控装置。

3)南部 750 kV 网架补强后,疆南、阿克苏地区短路容量水平均大幅提升。喀发 3 期 6 号机组出力 300 MW 故障跳闸后金鹿变电站 220 kV 电压降幅最大,其中在 2015 年网架情况时最低跌至 179.7 kV(跌幅 57.3 kV),南部 750 kV 库车—喀什工程建成后电压最低跌至 220.3 kV(跌幅 16.7 kV),表明南部 750 kV 网架补强后喀发 3 期电厂机组具备大功率运行的能力。

参考文献

[1] 郑超,汤涌,马世英,等. 网源稳态调压对暂态无功支撑能力的影响研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):115-122.

参考文献

[1] 蔡型,张思全. 短距离无线通信技术综述[J]. 现代电子技术,2004,27(3):65-67.
[2] 梁湖辉,张峰,常冲,等. 基于 ZigBee 的变电站监测报警系统[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(12):122-124.
[3] 李旭彦. 基于 ZigBee 的无线通信模块射频电磁场抗干扰性能研究[D]. 北京:华北电力大学,2012.
[4] 魏赞,魏邦农,冯婕,等. Visual Basic 语言模块化程序的设计[J]. 农业网络信息,2014(10):114-116.
[5] 邱李华,曹青,郭志强,等. Visual Basic 程序设计教程[M]. 北京:机械工业出版社,2013.

作者简介:

邓浩(1986),硕士,从事变电检修、高压试验工作。

(收稿日期:2016-01-07)

[2] 杨海涛,丁茂生,宋新立,等. 电力系统动态稳定机理和稳定措施分析[J]. 电力系统自动化,2008,32(14):35-39.
[3] 董凌,王亦婷,成静. 750 kV 电网形成初期对青海电网影响[J]. 电网与清洁能源,2010,26(5):30-34.
[4] 夏翔,熊军,胡列翔. 地区电网的合环潮流分析与控制[J]. 电网技术,2004,28(22):76-80.
[5] 栾军,张智刚,寇惠珍,等. 提高 500 kV 电网输电能力的技术研究[J]. 电网技术,2005,29(19):15-17.
[6] 黄明良. 拉西瓦水电站接入系统与西北 750 kV 电网建设方案的研究[J]. 电网技术,2005,29(13):20-25.
[7] 孙宇光,郝亮亮,王祥珩. 隐极同步发电机励磁绕组匝间短路的多回路电感参数计算[J]. 电力系统自动化,2010,34(13):55-60.
[8] 吴新振,王祥珩,罗成. 多相异步电机谐波电流与谐波磁势的对应关系[J]. 清华大学学报(自然科学版),2005,45(7):865-868.
[9] 万书亭,李和明,李永刚. 转子匝间短路对发电机定转子振动特性的影响[J]. 中国电机工程学报,2005,25(10):122-126.

作者简介:

辛超山(1989),硕士,从事电网规划相关工作。

(收稿日期:2016-01-07)

中国市场化需求响应发展模式探讨

孙建伟^{1,2}, 余 熙^{1,2}, 李嘉逸^{1,2}, 夏 雪^{1,2}, 张胜飞^{1,2}, 陈 卓^{1,2}

- (1. 中国电力工程顾问集团智能电网技术中心, 四川 成都 610021;
2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021)

摘 要:中国电力需求侧管理从终端节能、有序用电管理逐步发展到试点需求响应,在一定程度上优化了用电方式,提高了终端用电效率。从基于价格信号和激励措施两个方面探讨了中国现阶段发展市场化需求响应相适宜的模式,给出具体的建议措施,对从负荷侧实施需求响应来缓解能源紧张和环保压力等应用场景具有较强的参考价值。

关键词:需求侧管理;需求响应;市场化;发展模式

Abstract: Demand side management in China has developed from the terminal energy saving, orderly power utilization management to the demand response. In a certain extent, the use of electric power is optimized and the efficiency of the terminal is improved. The development mode of market-oriented demand response in China is discussed as viewed from price-based and incentive-based demand response, and some detailed suggestions are given. The conclusion provides a reference for implementing the demand response to ease the energy crisis and environmental pressure.

Key words: demand side management; demand response; marketization; development mode

中图分类号: TM713 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)03-0085-06

0 引 言

需求响应概念源自需求侧管理。需求侧管理(demand side management, DSM)最早由美国电科院于 1984 年提出,是为了应对能源危机而采取的鼓励储能、抑制负荷增长的管理措施,并将该技术引入电力能源规划中。当发现电力需求具有一定的价格弹性时,20 世纪 90 年代又把需求响应(demand response, DR)技术引入电力市场中,以便利用经济手段与激励措施优化需求侧用电模式。2005 年,美国在能源政策法案^[1]中对需求响应的实时计量和通信技术基础设施建设、实时费率设计等进行了规定,极大地推动了美国需求响应市场的建设。2006 年,美国能源部的一份报告^[2]中,把需求响应定义为在竞争电力市场中,用户为响应高电价或系统可靠性受到威胁时的经济激励而做出的电力消费形式的变化。此定义明确了需求响应的两种基本形式:基于价格的需求响应(price-based demand response)与基于激励的需求响应(incentive-based demand response)。基于价格的需求响应是指用户为响应电价变化而做出的避峰就谷等用电行为,通常是用户

为了节约电费或者换取经济补偿而实施的用电变化行为;基于激励的需求响应是指用户愿意以中断电力使用换取经济激励的行为,通常是系统运行者为了维持系统可靠性而实施的中断供电行为。

1 中国需求侧管理发展进程

需求侧管理自 20 世纪 90 年代引入中国,一开始主要是由政府主导,通过带有行政性质的终端节能、有序用电管理等引导用户优化用能方式,后来逐步发展到带有市场化性质的需求响应。2010 年以来,国家陆续出台了《电力需求侧管理办法》、《有序用电管理办法》、《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案(试行)》等政策,促进需求侧管理的发展。2012 年 10 月,财政部、发改委共同发布《关于开展电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》,确定北京、唐山、苏州、佛山 4 个首批需求侧管理试点城市,2014 年又补充上海作为需求响应试点城市。2015 年发改委、财政部发布《关于完善电力应急机制做好电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》,要求各城市在前期试点工作基础上,进一步突出特色,建立长效机制,更好地发挥试点的引领示

范作用。

2014 年 6 月,发改委组织开发的国家电力需求侧管理平台^[3]正式上线,该平台是一个综合性的网络应用平台,具有信息发布、在线监测、电力供需形势分析、有序用电管理、需求响应等功能,提供最全面、权威的电力需求侧管理信息。

2 需求响应项目设计原则

需求响应项目运作模式设计的基本原则:1)以政府为主导,由政府提供政策体制保障,监督指导;2)以电力公司为主体,垂直一体化执行力强,具有技术和管理优势;3)鼓励第三方机构参与,整合小型分散资源,引入市场竞争机制。

考虑中国国情和地区差异,不同区域、不同项目要分阶段进行需求响应的实施运作框架设计:1)起步期,以政府为主导,由政府给出一定专项资金,鼓励用户参加,由电力公司实施;2)成长期,以电力公司为主体,第三方实体机构主动参与,一些企业如能源服务公司和电力公司共同起作用;3)成熟期,以市场竞争机制为主,由第三方独立机构为主实施需求响应,可能会出现一些诸如电力负荷交易市场、负荷侧虚拟电厂等企业,随着时间的推移,市场手段逐步增强,市场化程度逐步提高。

3 基于价格信号的需求响应

基于价格的需求响应项目一般由用户根据电价信息决定是否实施需求响应,主要包括峰谷分时电价、实时电价、尖峰电价。中国目前大部分工商业用户已实施了峰谷分时电价,居民用户可选择实施峰谷分时电价和阶梯电价,部分地区试点实施了尖峰电价。这里主要讨论峰谷分时电价需求响应对电力供需的影响。

表 1 基于价格信号的需求响应类型

体系	类型	功能描述
基于价格信号的需求响应	峰谷分时电价	在不同的时间段具有不同的单位价格费率结构
	实时电价	反应电力市场 1 h 或小于 1 h 的费率结构
	尖峰电价	预先确定、在尖峰负荷期间的高电价费率结构

3.1 峰谷分时电价需求响应

用户对电价的反应虽然可以通过大量的统计分析得出,但用户对不同时段划分方法的反应不会相同。对于不同的用户,由于用电方式、用电特性不同,因而它们对电价的敏感程度不一,即电力需求价格弹性系数有区别。电力需求价格弹性系数是指电力需求量的变动对电价变动的反映程度,其等于电力需求量的变动率与电价变动率的比值。

电力需求的价格弹性公式为

$$\varepsilon_p = \frac{\Delta Q/Q}{\Delta P/P}$$

(1)

式中: Q 为电力需求量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; P 为电价, 元; ΔQ 为电价需求量的变动, $\text{kW} \cdot \text{h}$; ΔP 为电价的变动, 元。

电力需求价格弹性的大小取决于很多因素,包括:1)不同的时间段;2)电价水平;3)用户调整电力需求的弹性能力(例如用户是否具有蓄热、蓄冷设备);4)当地的社会经济和用户收入情况。

文献[4]从国内外典型研究项目及数据分析角度出发,给出电力需求的价格弹性一般介于 $-0.1 \sim -0.7$ 之间,商业用户的价格弹性要高于工业用户和居民用户。文献[5]运用需求理论、弹性理论、回归模型、面板模型等对中国电价需求弹性进行分析和研究,结果显示居民用户的长期电价需求弹性 -0.218 和短期弹性 $[-0.092\ 6, -0.093\ 5]$ 处于相对较低的水平;而中国工商业用户的电价需求弹性 $[-1.124\ 5, -1.157]$ 在国际上处于中上等水平,且富有弹性,说明中国工商业电价机制的变化能对其电力需求产生较大影响。

综上所述,选取如表 2 所示电力需求价格弹性系数对中国某地区电网进行分析。

表 2 不同行业在峰平谷时段的电力需求价格弹性系数

电力需求价格弹性	工业	商业	居民
$\varepsilon_{p\text{峰}}$	-0.5	-0.7	-0.1
$\varepsilon_{p\text{平}}$	-0.7	-0.7	-0.2
$\varepsilon_{p\text{谷}}$	-0.5	-0.2	-0.1

该地区电网区域统调最高负荷为 80 050 MW,最低负荷 54 280 MW,日峰谷差 25 770 MW,最高负荷日峰谷差约占最高负荷的 32.2%。行业用电情况看,第一产业、第二产业、第三产业、居民用电负荷及占比如表 3 所示。考虑第一产业用电特性受外部因素影响较小以及中国对农业的扶持政策,假定其电力需求价格弹性为 0。

表 3 各产业用电负荷及占比 (MW)

	第一产业	第二产业	第三产业	居民	共计
高峰负荷	1 200.8	56 731.4	10 422.5	11 687.3	80 050
最低负荷	819.6	38 468.2	7 067.3	7 924.9	54 280
占比	1.51%	70.87%	13.02%	14.6%	1

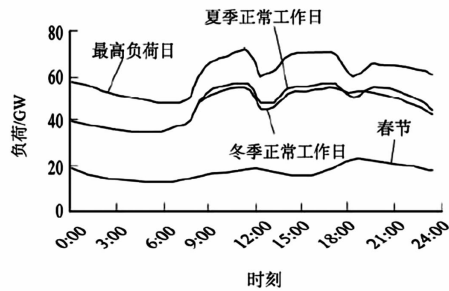


图 1 地区电网典型日负荷曲线图

考虑到该地区已开始在大工业用户实施分时电价,峰、平、谷电价比约为 1.5:1:0.5 左右,峰谷电价比约为 3:1,即高峰电价已上浮 50%,低谷低价已下浮 50%。若未实施峰谷电价,则预计高峰负荷和低谷负荷会进一步两级分化,设高峰负荷估值 $Q_{峰原}$,低谷负荷估值 $Q_{谷原}$ 。利用式(1),可得

$$\frac{Q_{峰50\%} - Q_{峰原}}{Q_{峰原}} = \varepsilon_{p工业峰} \times \frac{\Delta P}{P} = -0.5 \times 50\%$$
$$Q_{峰原} = \frac{Q_{峰50\%}}{0.75} = 7\,564.19$$
$$\frac{Q_{谷50\%} - Q_{谷原}}{Q_{谷原}} = \varepsilon_{p工业谷} \times \frac{\Delta P}{P} = 0.5 \times 50\%$$
$$Q_{谷原} = \frac{Q_{谷50\%}}{1.25} = 3\,077.46$$

若在原负荷水平基础上全面推广 3:1 峰谷电价,以及提高峰谷比分别至 4:1、6:1、8:1、10:1,考虑电力需求价格弹性对用电负荷的影响,获得的削峰填谷量如表 4 所示。

表 4 不同峰谷比条件下削峰填谷量 (MW)

峰谷比	第二产业		第三产业		居民	
	削峰	填谷	削峰	填谷	削峰	填谷
3:1	18 910.5	7 693.7	2 605.6	706.7	584.4	396.2
4:1	22 692.6	9 232.4	3 126.8	848.1	701.2	475.5
6:1	30 256.8	10 771.1	4 169.0	989.4	935.0	554.7
8:1	37 821.0	11 540.5	5 211.3	1 060.1	1 168.7	594.4
10:1	45 385.1	12 002.1	6 253.5	1 102.5	1 402.5	618.1

3.2 居民用户参与需求响应分析

目前,中国大部分省份在大工业用户、普通工商业用户均实施了峰谷分时电价,一表一户居民实施了阶梯电价,部分地区试点实施了居民峰谷电价,可由居民选择执行阶梯或峰谷电价。2013 年 12 月《国家发展改革委关于完善居民阶梯电价制度的通知》进一步明确:1)加大居民用电“一户一表”改造力度,在 2017 年年底前完成全国 95% 以上存量居民合表用户改造,做到抄表到户,并执行居民阶梯电价制度;2)全面推行居民用电峰谷分时电价政策,尚未出台居民用电峰谷电价的地区,要在 2015 年年底前制定并颁布居民用电峰谷电价政策,由居民用户选择执行。

下面以某地区当前居民电价水平为基准条件,测算分析居民用户对阶梯电价、峰谷电价选择的倾向性。

表 5 某地区居民阶梯电价和峰谷电价表 (元/kW·h)

阶梯电价	第 1 档基准电价 ≤200 kW·h	第 2 档基准电价 200~400 kW·h	第 3 档基准电价 >400 kW·h	非阶梯电价
	0.680 0	0.730 0	0.980 0	0.717 0
峰谷电价	峰期电价 上涨 62.6%	平期 电价	谷期电价 下降 48.1%	
	1.105 6	0.680 0	0.352 7	

假设单个用户每日峰平谷各时段用电量设为 4.5:1:0.5,计算月用电量从 100 kW·h 至 1 000 kW·h 分别采用阶梯电价、不同移峰水平下的电费变化情况,结果如图 2 所示。

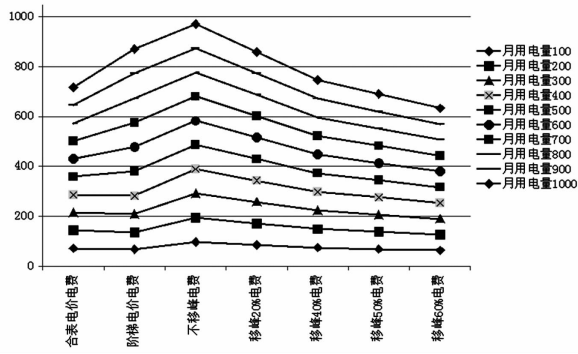


图 2 居民用户在不同电价政策下的用电费用

经测算,居民月用电量在 400 kW·h 以下的用户约占 90% 以上,若该类用户选择峰谷电价,平均需转移 50% 左右的高峰用电才能获得电费节省,显然这一目标较为困难,所以大部分居民用户可能不会选择采用峰谷分时电价,尤其是用电量少的地区。因此,供居民用户选择电价方式(阶梯、峰谷)的政

策不变或是峰谷电价无进一步调整的情况下,未来一段时间内居民用户仍主要以阶梯电价为主。

3.3 基于价格信号的需求响应建议

1)同一电价政策下,第二产业对削峰填谷贡献率最大,且随着峰谷电价比逐渐加大,削峰填谷量愈加明显;但当电价比达到 8:1 以上时,理论上会出现峰谷倒置情况。建议在第二、三产业适当加大峰谷电价差至 6:1,8:1 之间,进一步积累数据,为日后测算更加合理的峰谷电价奠定基础。

2)建议第二、三产业在夏季时开展尖峰电价,在峰谷电价的基础上叠加一个费率较高的尖峰时段电价,预期会有效缓解夏季高峰时段电力供应紧缺、卡脖子等问题。

3)居民用户对削峰填谷贡献率较低;且从目前居民电价政策来看,用电量低的用户选择峰谷电价的可能性较小,因此从为民服务、保障民生角度出发,建议在用电负荷较高的地区,试点推行峰谷分时电价,但峰时电价不宜过高,谷时电价则可适当降低,鼓励谷时应用电动汽车、储能、冰蓄冷等技术。

4 基于激励措施的需求响应

基于激励的需求侧响应直接采用奖励方式来激励和引导用户参与各种系统所需要的负荷削减项目,一般是由电网运行人员决定是否实施需求响应。目前国际上较为常用的基于激励需求侧响应项目有直接负荷控制、可中断负荷、需求侧竞价、紧急需求响应和容量市场/辅助服务计划。

表 6 基于激励措施的需求响应类型

体系	类型	功能描述
基于激励措施的需求响应	直接负荷控制	为了解决系统或区域可靠性紧急状况,远程关掉或循环运行居民用户和小商业用户的电力设备
	可中断负荷	在系统紧急情况下,削减或中断参与者负荷
	需求侧竞价	用户根据自己的需求曲线进行竞价,由电力公司依据实际情况决定由哪些用户中标
	紧急需求响应	处理网络运行风险、电力短缺以及停电等所引起的系统可靠性事故
	容量市场计划	应对发电机失效、线路故障等系统偶然事故引起的容量紧张
	辅助服务计划	需求侧资源参与电压控制、频率调节、备用等

4.1 基于激励措施的需求响应项目构成要素

实施基于激励措施的需求响应对用户造成的影响与响应地点、时机、频度、规模和持续时间等有很大关系,对用户的补偿也要与这些因素有关,因此需求响应项目要对这些因素进行明确规定,以保证参与者与提供者公平收益。需求响应项目的构成要素如表 7 所示。

表 7 需求响应项目构成要素

项目要素	描 述
参与对象	针对项目所要解决的系统问题,明确项目的参与者及资源特性要求。
最小参与资源量约束	这样的约束可使大的需求侧资源直接参与市场竞价,而小的需求侧资源可以由负荷集中商把它们集中起来代理用户参与市场竞价,从而减少系统管理与交易成本,也便于电网运行人员掌控需求响应资源。
触发时机	包括极热或极冷的天气、停机检修、线路故障等所导致的威胁电力系统安全的电力紧张情形或高现货市场电价时期。
提前通知时间	在实施需求响应之前要通知用户提前做好工作进程和日计划等用电安排,提前时间越早,用户做准备的时间越充分,对用户的影响越小,但预测事故发生的精确度也越低。
通知方式	通知用户执行需求响应的方式,包括手机、电话、Internet 等。
响应频数	单位时间内实施需求响应的次数,其值一般是一年数次。
响应时长	需求响应持续的时间越长,对用户的影响越大,相应地,给用户的回报也越大。
参与者收益	包括参与需求响应项目的收益与实施需求响应的收益。给响应用户的补偿决定于负荷削减量、电价、响应时刻、响应时长、响应位置、需求响应项目的服务等级与服务质量等多种因素。
处罚方式	在电网运行人员调用用户的需求响应资源时,如果用户没有按合约要求实施需求响应,可能会受到处罚。
对需求响应基础设施的要求	实时计量表、通信系统、能量管理系统等基础设施能够用来传送价格信号、经济激励、环境状况和系统可靠性信号等信息,自动化用户的响应行为,监测用户的响应绩效,结算用户的电费与实施需求响应所得的补偿等。

4.2 商业楼宇中央空调自动需求响应

1)商业楼宇中央空调运行特性

伴随国民生活水平的不断提高,各类空调得到了广泛应用,一些大中城市和经济发达省份的空调负荷已占到夏季尖峰负荷的 30% 以上,某些地区甚

至超过 40%^[6],且电网高峰负荷集中出现在夏季的数百小时内。如 2012 年北京夏季高峰负荷 15 000 MW,空调负荷占比超过 30%。大多数空调负荷只关注自身的运行工况,缺乏与电网的有效互动,“峰上叠峰”现象比较明显,同时绝大部分商业楼宇等公共资源的中央空调在设计和选型时都是依据最大承受原则,空调负荷设计裕量普遍偏大,“大马拉小车”现象非常严重。据统计,中国公共楼宇空调负荷全年有 98% 以上时间是在设计负荷的 80% 以下运行,80% 以上时间是在设计负荷的 50% ~ 55% 以下运行;而实际应用过程中因为缺乏专业的空调运行管理知识和制度,导致空调输出量远大于实际需求,能源浪费现象严重,导致压缩了正常工业负荷使用空间,浪费了电力资源的合理配置。而这一点也恰恰表明了,商业楼宇空调负荷具有较大的可调控性^[7]。

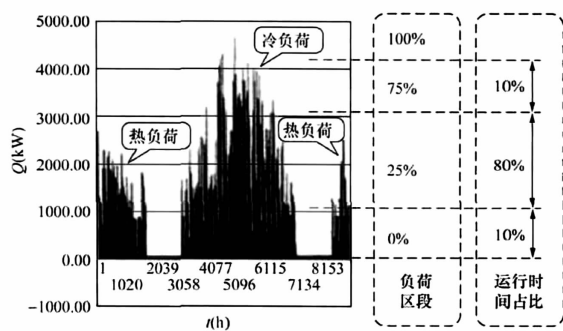


图 3 商业楼宇中央空调负荷运行特性

与生产性空调负荷相比,商业楼宇空调负荷调控影响主要体现在用户舒适度上,对生产、生活影响较小,可调可控成本较低,且商业楼宇空调负荷高峰与电网高峰相一致。据统计,在夏季电网负荷高峰时段,商业楼宇空调负荷约占电网总负荷的 12%,有效削减商业楼宇空调负荷能够发挥电网削峰作用。通过精细化控制,商业楼宇空调负荷在高峰的短时间内(2 h)普遍可以取得削峰 5% ~ 10% 的效果,部分甚至可以达到 10% ~ 15%。

2) 商业楼宇中央空调调控策略及推广建议

商业楼宇空调负荷调控技术手段多样,包括控制空调主机、新风机组、循环水泵、风机盘管等调控策略,每种调控策略的调控效果不尽相同。国内某地区进行了有关商业楼宇中央空调调控的实验^[8],并根据调控效果综合评价指标体系对各类策略进行分析计算,得出全局温度控制、减少运行主机数量等调控策略的整体调控效果综合评价合格率较高,具

有良好的推广前景;关闭风机盘管策略调控评价合格率低,不适宜推广。

选取减少主机数量实施商业楼宇中央空调自动需求响应。通常,减少主机数量策略只能持续 15 ~ 30 min 左右,制冷主机过长时间停运会引起用户舒适度的下降,可考虑在区域内实施中央空调主机轮停策略,将制冷主机分批编组,按批短时轮控。中央空调轮停的分组按照同组工作性质尽量相同、制冷主机工作原理尽量相同、每组负荷大小尽量相等、削减高峰负荷不宜过小原则。分组数目不宜过多,以 3 组或 4 组为宜。如果其中所有的集中空调制冷负荷采用每运转 60 min,暂停 15 min 的中央空调系统制冷主机周期性暂停用电的办法,则适宜将中央空调负荷分为 4 组。4 组中央空调全部完成一次暂停需要 2 h。在 2 h 中,每组中央空调完成减载需要 15 min,暂停 15 min,加载同样需要 15 min,其余 75 min 正常运行。虽然第一组系统负荷下降需要一定时间才能达到要求,但对于第二组、第三组或者第四组来说,在本组减载的同时,前一组减载的机组已依次在加载,互相削减后总负荷保持平稳^[9]。

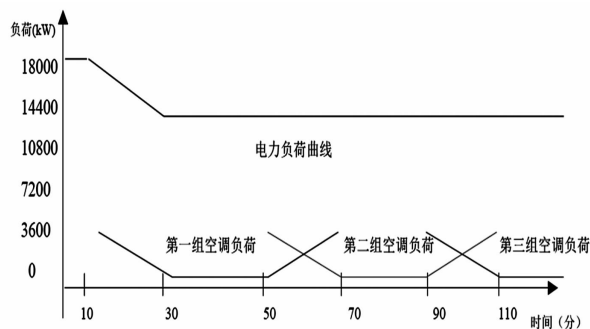


图 4 用电设备短时轮控示意图

4.3 大用户用能方案优化自动需求响应

大用户参与自动需求响应首先应根据自身企业用能特点及生产工艺流程安排制定详细的用能优化方案,确定能够参与需求响应的类型和响应时间,签订需求响应协议,并进行企业用能管理系统建设;也可以通过参与国家需求侧管理项目由节能服务公司先行部署企业用能管理系统,再根据所具备的需求响应资源制定用能优化方案,确定能够参与需求响应的类型和响应时间,再签订需求响应协议并实施。

对于大型专变用户来说,其用电负荷、用电量通常较高,对电网来说是一个较为稳定的负荷,经建设企业用能服务管理系统后将具有较高的负荷优化空间。考虑大用户转移负荷能力及企业参与需求响应

的可持续性,建议:1)优先在 110 kV 及以上专变用户开展自动需求响应,根据试点情况适时推广至 35 kV 及以下用户;2)参与的用户宜以大型骨干工业企业和高新技术园区、产业转移园区大型工业企业为主,适时推广至普通工商业用户;3)对于区域内生产和生存稳定性不明朗的企业不宜开展。

4.4 基于激励措施的需求响应建议

1)鼓励发展介于用户和供电企业之间的综合负荷集成商,引入市场竞争机制,最大程度集成和管理大量闲置未开发的需求侧响应资源。

2)优先在电力负荷密集、电网容易出现“卡脖子”的区域推广自动需求响应,鼓励企业自愿参与或者由负荷集成服务商发动企业参与,利用“互联网+智能技术+市场化手段”最大程度发挥负荷集成服务商在需求响应中的作用。

3)进一步加强国家电力需求侧管理平台、电网企业负荷管理系统、用户电能管理系统和负荷集成商负荷控制服务平台之间的对接,完善各平台实现自动需求响应的各项基础功能;鼓励负荷集成服务商自主投资建设各自的负荷控制平台,面向社会开放,符合技术标准的都可以接入国家电力需求侧管理平台。

4)进一步探索电力削减负荷指标市场化调剂交易,允许部分大用户对削减的负荷指标进行自由交易,推进电力需求响应的电力负荷交易市场建设,或将其纳入新电改提出的电力交易中心范畴,实现电力需求侧管理工作的市场化运作。

5 总结与展望

需求侧管理是一项长期、持续性工作,其主要发展框架如图 5 所示,主要包括综合节能、有序用电、激励需求响应、价格需求响应等方面。其中,有序用电是在中国当前国情下一项重要的需求侧管理手段,在一定时期将长期存在,但需结合相应的激励措施以保障其发展的可持续性。随着中国电力改革和市场化的不断深入,有序用电亦将逐渐退出历史舞台,取而代之的是以市场化为导向的激励、价格需求响应,并且最终实现电力负荷的自动需求响应,全面辅佐电网的规划、建设、运行。

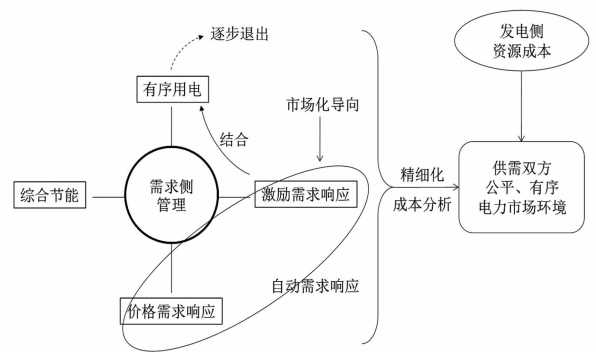


图5 需求侧管理主要发展框架

电力需求侧管理应以电力规划为起点开展,而不是将之仅仅视为客户侧的用电及节电管理,在规划、建设、运行工作中将需求侧资源作为与供应侧资源相同的资源进行分析和评估,在兼顾各自特点的情况下,促使二者公平竞争,实现优势互补;并建立科学合理的需求响应成本效益评估体系,以促进需求响应的有效实施;进一步精确分析需求侧供电成本,与发电侧资源成本统筹考虑构建需求响应电力市场环境,实现“源、网、荷”多时空尺度实时互动。

参考文献

- [1] Energy Policy Act of 2005. Public law 109 - 58 - Aug. 8, 2005 [EB/OL]. 2007 - 05 - 21. <http://www.doi.gov/iepa/EnergyPolicyActof2005.pdf>.
- [2] US Department of Energy. Benefits of Demand Response in Electricity and Recommendations for Achieving them; A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of Energy Policy Act of 200 [EB/OL]. 2007 - 05 - 21. http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress_1252d.pdf.
- [3] 国家发展和改革委员会. 国家电力需求侧管理平台 [EB/OL]. www.dsm.gov.cn.
- [4] 何永秀. 电力与经济关系的计量分析 [M]. 北京:中国电力出版社,2008.
- [5] 李艳. 电力需求弹性分析及电价形成机制研究 [D]. 保定:华北电力大学,2010.
- [6] 张志强. 基于电网侧的空调负荷特性分析及其调控措施研究 [D]. 保定:华北电力大学,2007.
- [7] 李斌,林弘宇,徐石明,等. 智能电网框架下公共楼宇空调负荷资源化应用 [J]. 供用电,2014 (3):40 - 34.
- [8] 叶剑斌,黄堃,刘琼,等. 面向电网削峰的商业楼宇空调负荷调控实证研究 [J]. 江苏电机工程,2014,33 (1):30 - 34.
- [9] 杜小瑾. 中央空调轮停技术在夏季缺电形势下的应用 [D]. 南京:东南大学,2006.

(收稿日期:2016 - 01 - 14)

运用新控制策略显著降低给水泵再循环阀汽蚀

侯剑雄, 刘志东, 杨群发

(广东珠海金湾发电有限公司, 广东 珠海 519050)

摘要:为减少汽动给水泵再循环阀的汽蚀及降低汽动给水泵低负荷时的能耗,通过研究分析,采用全新的再循环阀控制策略,并在实际使用中进行验证。新的控制策略使汽动给水泵再循环阀在机组正常运行中保持全关闭状态,只有在汽动给水泵启动、停运过程中才需要开启,最大限度减少了再循环阀的汽蚀,并显著降低了汽动给水泵低负荷时的能耗。实践证明,所采用的新控制策略能够实现汽泵的节能降耗,延长再循环阀使用寿命,并保证汽动给水泵和锅炉给水流量的安全。

关键词:汽动给水泵;再循环阀;节能降耗;控制

Abstract: In order to reduce the cavitation of recirculation valve of steam feed pump and reduce its energy consumption at low load, a new control strategy for recirculation valve is adopted through the research and analysis, and it is verified in practice. A new control strategy makes steam feed recirculation valve to be fully closed during the normal operation of the unit, and it only needs to open in the start-up and shutdown process of steam feed pump, which minimizes the cavitation of recirculation valve and greatly reduces the energy consumption of steam feed pump at low load. The practice shows that the new control strategy can realize the energy saving of steam feed pump, prolong the service life of recirculation valve and ensure the safety of feed-water flow of steam feed pump and boiler.

Key words: steam feed pump; recirculation valve; energy saving and consumption reduction; control

中图分类号:TK267 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2016)03-0091-04

0 引言

广东珠海金湾发电有限公司(以下简称金湾电厂)3号、4号机组为600 MW超临界燃煤机组。各配备2台50%额定容量的汽动给水泵(以下简称汽泵),汽泵由沈阳荏原(EBARA)水泵厂制造,型式为卧式、离心、多级筒型泵,采用机械迷宫式密封,额定工况转速5 280 r/min、流量889 t/h,最大工况点转速5 550 r/min、流量1 055 t/h,最低调节转速2 800 r/min。再循环阀为气动调节阀,自动状态下参与汽泵入口最小流量的调整。

汽泵再循环阀是火电厂中运行工况最为恶劣的调节阀之一,该阀门前后压差极大,极易被冲刷,寿命一般较短,几乎每年均需对其进行检修或更换,阀门冲刷内漏问题一直不能彻底解决。长期以来,机组负荷低至320 MW以下时,再循环阀处于微开状态,增加了汽泵的汽耗率,降低了机组的经济性;阀门吹损也非常严重,大小修后不久阀门就快速发生

内漏,大大增加了维护成本,在夏天高负荷给水流量偏大时,汽泵转速已经到达5 500 r/min附近,给机组安全性带来一定的隐患。为降低汽泵能耗,提高节能效果,通过对汽泵再循环阀控制方式进行探索与分析,摸索出全新的控制方式。经优化后的汽泵再循环阀控制曲线,能显著降低汽泵低负荷时的能耗,大幅减缓再循环阀的吹损速度,减少维护费用,具有明显的经济效益。

1 再循环阀原控制策略问题

金湾电厂为减小汽泵再循环阀开度变化对总给水流量的波动影响,在再循环阀调节过程中设置死区。再循环阀控制方法采用流量函数对应阀位的方法,如图1所示。当泵入口流量增大时,再循环阀关小的行程按照a-b-c运行;当入口流量减少时,再循环阀开大的行程按照d-e-a运行。两条函数线形成的回环区为流量波动死区,当给水泵流量在死区范围内波动时,再循环阀开度保持不变,避免阀位

的扰动影响总给水流量。e、b、d、c 点的数值根据汽泵厂家提供的运行特性曲线及实际运行工况确定。

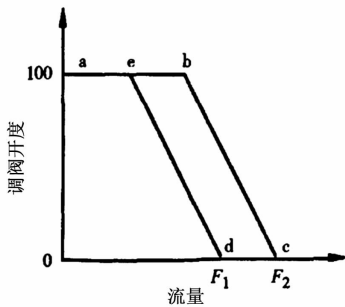


图 1 汽泵再循环阀控制曲线图

实际运行中,机组负荷在 310 MW 时,总给水流量为 890 t/h 左右。分配至每一台汽泵流量约 450 t/h。由于机组经常在 300 MW 及以下负荷调峰运行,负荷指令经常来回波动,再循环阀经常处于微开状态,阀门内漏、振动严重,由此导致阀门在刚开启时给水流量会发生突降,而超临界锅炉对给水流量的变化特别敏感。为保证负荷在 300 MW 以下时给水流量的安全稳定,将再循环阀设置为在 300 MW 以上开启,图 1 中 d(F₁)、c(F₂)、e、b 点的数值分别为 500 t/h、650 t/h、300 t/h、450 t/h,并设置再循环阀最小开度为 5%,汽泵最低流量保护为 263.8 t/h。

具体来讲,汽泵再循环阀在运行中主要有以下问题:

- 1) 减负荷过程中,机组负荷下降达到 300 MW 即开始开启再循环阀,250 MW 时,再循环阀开度达 26%,给水通过再循环阀回流带来的损失非常大;
- 2) 加负荷过程中,负荷增加达到 350 MW 再循环阀才开始关闭,此前一直处于微开状态,阀门吹损严重,汽泵汽耗增加;
- 3) 2 台汽泵再循环阀开启时不能做到完全同步,单台汽泵再循环阀开启时,导致 2 台汽泵的压头和流量有差异,引起给水总流量扰动;
- 4) 目前普遍机组负荷率较低,夜班经常调峰至 300 MW 及以下,汽泵再循环阀长期处于开启状态,带来的阀门磨损和能耗损失成倍增加。

2 再循环阀控制的改进

2.1 汽泵各转速下的最小流量设计值

经咨询汽泵厂家,汽泵在额定转速下入口、出口最小流量为 220 t/h,在其他转速下的最小流量则根

据如下公式计算:实际最小流量 = 额定最小流量 × 实际转速 ÷ 额定转速。根据此计算公式,计算出在不同转速下的汽泵最小流量值,见表 1。同时厂家指出,表中的数值是保证汽泵在此转速下运行的最小流量值,从安全角度考虑,实际运行中应留有一定的裕度。

表 1 汽泵不同转速下最小流量设计值

汽泵转速/(r · min ⁻¹)	最小流量设计值/(t · h ⁻¹)
5 280	220
5 000	208
4 500	188
4 000	167
3 500	146
3 000	125

用表 1 数据与目前实际汽泵再循环阀控制值对比,可以看出目前汽泵最低流量保护定值及再循环阀开、关的定值均偏大,例如汽泵入口流量在 500 t/h 开始开启,对应的转速约 4 000 r/min,而实际汽泵的最小流量设计值仅仅为 167 t/h。两者存在巨大差异,存在不合理性,具有优化空间。

2.2 再循环阀关闭试验

将汽泵再循环阀切手动全关,缓慢降负荷至 230 MW,此时汽泵转速 3 295 r/min,入口流量降至 384 t/h。全面检查汽泵各项运行指标正常,无明显的上升或超限现象,证明再循环阀在机组负荷低至 230 MW 时完全没有开启的必要,为下一步控制定值的修改提供有力的证据支持。受制于脱硝系统即将退出,没有进行更低负荷试验。

2.3 运行曲线及保护定值修改

1) 修改再循环阀控制逻辑:汽泵升负荷时入口流量在 250 t/h 时再循环阀开始关闭(对应图 1 为 b 点),350 t/h 时全关(对应图 1 为 c 点);汽泵降负荷时入口流量 270 t/h 时再循环阀开始开启(对应图 1 为 d 点),170 t/h 时全开(对应图 1 为 e 点)。

2) 修改汽泵最小流量保护值:最小流量保护值由固定值 263.8 t/h 改为转速的函数值,该值是一个变值。按照厂家提供的不同转速下最小流量设计值(表 1 数据)乘以系数 1.2;在转速 < 3 000 r/min 时,保护定值取固定值 150 t/h;在转速 > 5 500 r/min 时,保护定值取固定值 275 t/h。计算出的不同转速下最小流量保护值数据见表 2。

表 2 汽泵不同转速下最小流量保护值

汽泵转速/(r·min ⁻¹)	最小流量保护值/(t·h ⁻¹)
≥5 500	275
5 280	264
5 000	249.6
4 500	255.6
4 000	200.4
3 500	175.2
≤3 000	150

3) 汽泵正常运行时,再循环阀放置在自动状态;在汽泵启动、停运过程中,再循环阀放置在手动状态,由操作员手动操作。

2.4 锅炉给水流量的安全性分析

再循环阀控制逻辑修改后,减负荷时阀门开始开启值由 500 t/h 降低至 270 t/h,选定该值主要基于以下两点考虑:一是 270 t/h 基本上是汽泵最大工况点转速对应的最小流量设计值的 1.2 倍,可以保证汽泵在各转速下的汽蚀余量安全。二是与锅炉 MFT 保护中“给水流量低低”动作值匹配,保证锅炉给水流量的安全。再循环阀开启定值改低后还有一个担心是其开启时是否会影响锅炉低负荷时给水流量的安全。事实上,锅炉最低给水流量为 600 t/h (约 30% BMCR),因此不论是机组正常运行还是在启停机过程中,只要锅炉运行,运行汽泵的再循环阀均不需要打开。锅炉 MFT 保护中的“给水流量低低”动作值为 537.5 t/h,汽泵入口流量低至 270 t/h 开启再循环阀时,事实上锅炉也已 MFT 动作了,因此汽泵再循环阀的开启对锅炉给水流量的安全不会造成影响。

若运行中发生两台汽泵“抢水”的情况,按照原控制逻辑,被抢汽泵在入口流量降至 500 t/h 时开始开启再循环阀,此时有可能因为再循环阀的开启导致汽泵出口压力进一步降低,失去抢救拉回的机会。当被抢汽泵入口流量降至 270 t/h 时,已很难让被抢汽泵拉回重新供水,因此修改为新的控制逻辑后,此时才开启再循环阀对汽泵的“抢水”事故处理没有负面影响。

以上分析说明再循环阀控制逻辑修改后不会影响锅炉给水流量的安全。

2.5 运行曲线改进后运行效果

控制方式改进后,机组正常运行中汽泵再循

环阀均保持全关,控制方式为“自动”状态。由于再循环阀不用开启,基本消除了汽泵再循环阀运行中的节流损失及汽蚀现象,在汽泵节能降耗的同时,减少了再循环阀维护费用;同时,避免了机组低负荷时因汽泵再循环阀开、关造成的总给水流量扰动,增加了机组低负荷时的安全稳定性。

只有在汽泵启动、停运过程中再循环阀才需要放置在“手动”方式并打开。汽泵启动时,将再循环阀切换到手动全开,汽泵在并泵的过程中,逐渐关闭再循环阀,全关后投入“自动”方式;停泵停运时,先逐渐将循环阀切换到手动全开,然后缓慢降低汽泵转速直至汽泵退出运行。汽泵的“并泵”、“退泵”操作过程得到简化。

机组调峰低至 200 MW 运行时,汽泵再循环均保持关闭,汽泵运行稳定,参数正常。

3 节能效果及经济效益

机组运行负荷为 300 MW 时,除氧器参数为 0.46 MPa/150℃,对应焓值 626.89 kJ/kg;汽泵出口参数为 19.3 MPa/155℃,对应焓值 665.44 kJ/kg。优化前后 300 MW 时汽泵入口流量差值至少为 30 t/h,汽泵效率约为 85%。2 台汽泵减少的输入功率为

$$30\text{ t/h} \times 2\text{ 台} \times (665.44 - 626.89)\text{ kJ/kg} \div 3600\text{ s} \div 85\% = 784.2\text{ kW}$$

每年汽泵运行至少 300 天,目前每天有 1/3 时间是在 300 MW 及以下负荷运行,假设电费为 0.4 元/kW·h,则每年可节省运行费用为

$$784.2\text{ kW} \times (300\text{ 天} \times 1/3 \times 24) \times 0.4\text{ 元/kW} \cdot \text{h} = 75.2\text{ 万元}$$

假设汽泵再循环阀门每年维护费用为 10 万元,则每年每台机可节省费用为

$$75.2 + 10 = 85.2\text{ 万元}。$$

以上计算只考虑 300 MW 工况,当机组运行在 300 MW 以下时,汽泵节能效果更明显。

4 结 语

汽泵再循环阀按照新的控制策略运行后,主要取得了以下成果:

1) 汽泵再循环阀汽蚀现象基本消除。机组低

负荷时不需要开启再循环阀,只有在汽泵“并泵”、“退泵”期间才会使用,再循环阀以微开状态造成汽蚀的时间几乎为“0”。

2) 汽泵节能效果明显。机组运行中汽泵再循环阀一直处于关闭状态,且阀门内漏现象得到改善,基本杜绝了再循环阀的回流损失。

3) 避免了因汽泵再循环阀开启造成的给水流量突降,保证了低负荷时锅炉给水流量的稳定性和安全性。

再循环阀按照新的控制策略运行后汽泵运行参数稳定,实践证明是可行的。在目前燃煤机组总体负荷率偏低,长时间低负荷运行的现状下,新的控制策略能带来更明显的经济效益。

参考文献

[1] 赖加良,戈黎红. 超临界机组给水泵最小流量控制方

(上接第 58 页)

间更短。经仿真验证,晶闸管整流器大大缩短了开断进线短路电路的时间,且较好地完成了整流的功能;但 35 kV 侧电流谐波偏大,需要安装谐波治理装置,而谐波治理技术在中国城市轨道交通领域的使用中已经相当成熟;因此,所提出的基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统可为新建城轨线路提供参考。

参考文献

[1] 贺威俊. 轨道交通牵引供电变电技术[M]. 成都:西南交通大学出版社,2011.
[2] 喻乐. 城市轨道交通供电系统建模与直流馈线保护的研究[D]. 北京:北京交通大学,2012.
[3] 邱有杰,朱国钧. 用于轨道交通的国产化直流快速断路器及直流接触器[J]. 上海电器技术,2003(2): 42-43.
[4] 周宏宇. 新型地铁用直流断路器研究[D]. 长沙:湖南大学,2010.
[5] 周宏宇,罗隆福,许加柱,等. 改进型地铁用直流断路器[J]. 电力系统及其自动化学报,2011,23(2): 127-130.
[6] 董恩源,丛吉远,邹积岩,等. 1 500 V 船用新型直流

法的改进[J]. 发电设备,2009,23(5):358-360.

[2] 邹世浩,万胜军. 超临界最小流量调节阀的研究[J]. 锅炉制造,2013(6):62-64.
[3] 钱绍斌. 给水泵再循环阀异常处理[J]. 电力安全技术,2010,12(1):49-50.
[4] 阎志敏. 给水泵再循环阀的设计与控制[J]. 发电设备,2008,22(4):332-334.
[5] 刘长良,周丹. 660 MW 单列辅机超超临界机组给水控制策略优化[J]. 电力科学与工程,2013,29(9):43-46.
[6] 王志强,李忠杰,李金钺. 给水泵最小流量再循环阀控制方法的改进[J]. 河北电力技术,2011,30(6):41-44.

作者简介:

侯剑雄(1975),高级工程师,从事火电厂生产技术与管理工作。

(收稿日期:2016-01-15)

断路器的研究[J]. 中国电机工程学报,2004,24(5): 153-156.

[7] 董恩源. 基于电子操动的快速直流断路器的研究[D]. 大连:大连理工大学,2004.
[8] 高银银. 地铁用直流断路器灭弧方案的研究[D]. 成都:西南交通大学,2013.
[9] 董海燕,田铭兴,杜斌祥,等. 地铁 24 脉波整流机组的仿真及谐波电流分析[J]. 电源技术,2011,35(5): 593-594.
[10] 杨阳. 城市地铁系统建模及时间优化方案研究[D]. 上海:上海交通大学,2013.
[11] 陈海军,程小华. 地铁整流机组相量图及输出波形分析[J]. 变压器,2006,43(8):17-21.
[12] 邵岩. 基于 RTDS 的地铁牵引供电系统建模与仿真[D]. 成都:西南交通大学,2014.

作者简介:

陈 隆(1991),硕士研究生,研究方向为电力系统分析;
周士琼(1992),硕士研究生,研究方向为电力电子控制;
夏焰坤(1986),博士、讲师,研究方向为电力系统控制。

(收稿日期:2016-01-10)