

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211723

考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的电力系统机组组合

毛颖群¹, 张建平³, 程浩忠², 柳璐², 张程铭², 陆建忠³

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海交通大学电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240; 3. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200122)

摘要: 随着风电渗透率上升, 电力系统惯性响应和一次调频能力下降, 频率安全问题凸显, 有必要在机组日前发电计划安排中考虑频率安全约束。依据电力系统频率安全要求, 提出了考虑频率跌落最低值的频率安全约束构造方法。同时引入风电综合惯性控制使风电机组参与一次调频, 在此基础上建立了考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的机组组合模型。运用 M 语言动态控制多机频率响应模型进行 Simulink 仿真, 并将其嵌入到改进粒子群优化算法中迭代求解。含风电的 IEEE39 节点系统算例结果表明, 所提模型和方法能有效提升系统频率响应能力, 保证系统安全运行。

关键词: 频率安全约束; 机组组合; 风电综合惯性控制; 改进粒子群优化算法

Unit commitment of a power system considering frequency safety constraint and wind power integrated inertial control

MAO Yingqun¹, ZHANG Jianping³, CHENG Haozhong², LIU Lu², ZHANG Chengming², LU Jianzhong³

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 3. East China Branch of State Grid Corporation of China, Shanghai 200122, China)

Abstract: As wind power penetration increases, the inertial response of a power system and the ability of primary frequency modulation are reduced. This makes the frequency safety problem gradually more prominent. It is necessary to consider the frequency safety constraint in day-ahead generation scheduling. According to the frequency safety requirements of a power system, a frequency safety constraint construction method considering the frequency nadir is proposed. Wind power integrated inertial control is introduced to enable wind turbines to participate in primary frequency modulation. Based on this, a unit commitment model considering a frequency safety constraint and wind power integrated inertial control is established. Then, the M language is used to dynamically control the frequency response model of multi-machines for Simulink. This is also embedded in the improved particle swarm optimization algorithm for the model solution. The results of the IEEE39-bus system with wind power show that the proposed model and method can effectively improve frequency response capability and ensure the safe operation of the power system.

This work is supported by the Youth Fund of National Natural Science Foundation of China (No. 51807116).

Key words: frequency safety constraint; unit commitment; wind power integrated inertial control; improved particle swarm optimization algorithm

0 引言

随着风电渗透率上升, 大量能耗高的传统机组被替代, 电力系统惯量和一次调频能力大幅下降,

频率安全问题日趋严峻^[1]。电力系统频率反映了发电机有功功率和负荷之间的平衡关系, 也是电力系统运行中的重要控制参数。

当系统出现功率缺额时, 频率下跌, 频率过低会引起机组低频减载动作, 造成大面积停电事故。2015年9月19日, 锦苏直流双极闭锁事故^[2]导致

基金项目: 国家自然科学基金青年基金项目资助(51807116)

系统损失功率 4 900 MW, 频率跌落至 49.58 Hz; 2019 年 6 月 16 日, 阿根廷电网 500 kV 线路发生单相短路故障^[3], 导致系统损失功率 13 200 MW, 频率跌落至 48.2 Hz; 2019 年 8 月 9 日, 英国电网线路发生单相接地故障^[4], 导致系统损失功率 1 878 MW, 频率跌落至 48.8 Hz。

目前, 频率安全可以通过频率指标来衡量。频率跌落最低值、准稳态频率指标均能有效描述频率变化过程, 两者分别反映了频率波动大小和频率在一次调频后趋于稳定时的大小。此外, 在惯性响应阶段, 频率变化速率(Rate of Change of Frequency, RoCoF)指标反映了单位时间内系统频率的变化量。火电机组锅炉热效应会降低机组一次调频能力, 从而影响各频率指标。电力系统现阶段中, 风机通过电力电子装置与电网相连, 且风机转速与电网频率解耦, 导致风机无法响应系统频率变化。但由于风电快速发展, 未来大规模风电并网给系统调频带来巨大压力, 风电场的调频能力问题亟需解决。为捕捉最大风能, 风机通常运行于最大功率点, 此时风机无法提供有功备用来满足调频需求。为了调和此矛盾, 风机可以通过减小转速或增大转速来减小风机的有功出力, 但采用减小转速易引起小干扰稳定问题, 因此, 通常采用转子超速控制实现风机预留有功备用, 通过虚拟惯性控制和下垂控制使风机转速与电网频率相关联, 并参与调频。其中, 虚拟惯性控制是在风电机组有功控制环节引入电网频率变化率, 而下垂控制是引入电网频率偏差。风电综合惯性控制是将虚拟惯性控制和下垂控制结合, 进一步提高风电机组频率响应能力, 该控制方式也得到广泛应用。文献[5-7]提出基于虚拟惯性控制和下垂控制的频率协调控制策略。对不同的虚拟惯性参数和下垂控制参数进行灵敏度分析, 根据风电机组一次调频有功功率变化的曲线或频率偏差曲线, 得到控制效果最佳的参数方案并应用于风电调频控制中。

在日前调度的时间尺度下, 调整机组出力及开停机状态是确保系统安全稳定运行的重要环节。在考虑频率安全约束的机组组合方面, 文献[8-9]在简化风电频率响应模型的基础上, 推导出频率跌落最低值、频率变化速率和准稳态频率约束。利用分段线性化的方法, 将高阶非线性的频率跌落最低值约束线性化, 并加入机组组合模型中进行求解, 提高了系统运行经济性和安全性; 在考虑频率安全约束的经济调度方面, 文献[10]在最优潮流模型中加入频率最大偏差约束, 促进惯量更高的传统机组参与一次调频, 同时确保发电成本最小和系统频率安全,

但未考虑风电机组参与一次调频。文献[11]在电力系统调度中加入分区惯量约束, 确保电网分离时 RoCoF 不越限, 并降低一次调频备用的平均成本。但未计及频率跌落最低值约束对系统经济调度的影响。因此, 为了系统在大规模风电并网情况下安全稳定运行, 有必要在机组组合中考虑频率跌落最低值约束及风电综合惯性控制, 确保处于开机状态的机组有足够的转动惯量和一次调频能力。

文献[12]通过频率响应参数等效的方法, 将高阶非线性频率响应模型等效成单机聚合模型, 但忽略了原动机及调速器环节; 文献[13]通过频率响应模型推导出频率最大偏差的时域表达式, 由于该式高度非线性, 所以利用分段线性化将模型分解为考虑安全约束的主问题和频率跌落最低值越限的子问题以降低求解的复杂度, 但未考虑风电参与一次调频; 文献[14]将频率偏差反馈断开, 在频率跌落的短时间内, 利用线性频率偏差来模拟前几秒频率下降的过程, 并推导出线性化的频率安全约束, 也未考虑风电参与一次调频。目前, 已有许多文献在机组组合中考虑了频率安全约束, 并对该约束进行线性化处理, 或将高阶多机频率响应模型转化成低阶单机聚合模型, 忽略了不同机组的调频差异。然而, 这些做法会使频率跌落最低值更加乐观, 存在一定的保守性。

针对以上问题, 本文在以往研究的基础上加入了火电机组锅炉模型, 提出了考虑频率跌落最低值的频率安全约束构造方法, 并通过 Simulink 仿真直接求解频率跌落最低值。同时引入风电综合惯性控制使风电机组参与一次调频, 建立了含风电综合惯性控制及频率安全约束的机组组合模型。在 Matlab/Simulink 软件平台上搭建含风电的多机频率响应模型, 同时运用 M 语言动态控制该仿真模型, 并将其嵌入改进粒子群优化算法中迭代求解。含风电的 IEEE39 节点系统验证了所提模型和方法的有效性。

1 多机频率响应模型及频率安全约束

在系统发生大功率缺额时, 为了保证系统有足够的惯量及一次调频能力, 对系统频率动态过程进行分析。如图 1 所示, 图中: Δt_1 为惯性响应阶段, 惯量过低或负荷扰动量过大会造成频率初始变化速率过快, 引起低频减载装置动作; Δt_2 为一次调频阶段, 当机组一次调频出力和负荷扰动量相等时, 在 t_{nadir} 时刻出现频率跌落最低值 f_{nadir} 。但一次调频是有差调节, 频率恢复后将终止于一次调频准稳态频率。

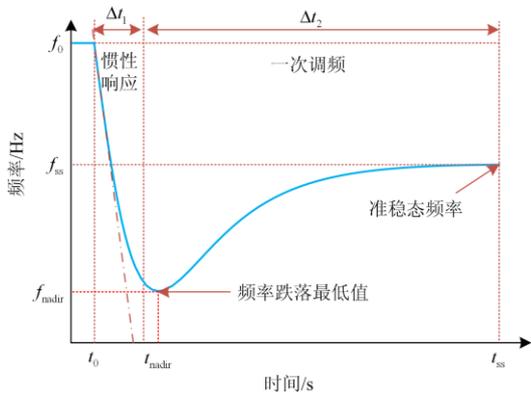


图1 功率缺额发生后的频率动态过程

Fig. 1 Frequency dynamic process after power shortage

由于火电机组锅炉蓄热能力有限, 锅炉热效应在一定程度上会降低系统一次调频能力。因此, 系

统一次调频中要考虑锅炉的影响, 根据文献[15]推导得到锅炉模型的传递函数为

$$G_{B,i}(s) = \frac{P_{T0,i}^2 (T_{B,i} s^2 + K_{B,i} s)}{P_{T0,i} T_{B,i} s^2 + (P_{T0,i} K_{B,i} + K_{D,i}) s + \varepsilon_i} \quad (1)$$

式中: $P_{T0,i}$ 为汽门初始压力; ε_i 为主蒸汽压力; $T_{B,i} = 2T_{D,i} T_{SH,i} / K_i^2$, $T_{D,i}$ 、 $T_{SH,i}$ 分别表示汽包时间常数、过热器时间常数, K_i 为汽包和过热器之间的阻力因子; $K_{B,i} = \varepsilon_i T_{SH,i} + T_{D,i}$ 。

考虑到大规模风电并网对系统频率响应的影响, 在单机系统频率响应 (System Frequency Response, SFR) 模型^[15-17]的基础上, 加入锅炉控制环节、风电综合惯性控制, 构成多机系统频率响应 (Multi-generator System Frequency Response, MSFR) 模型, 其结构如图 2 所示。

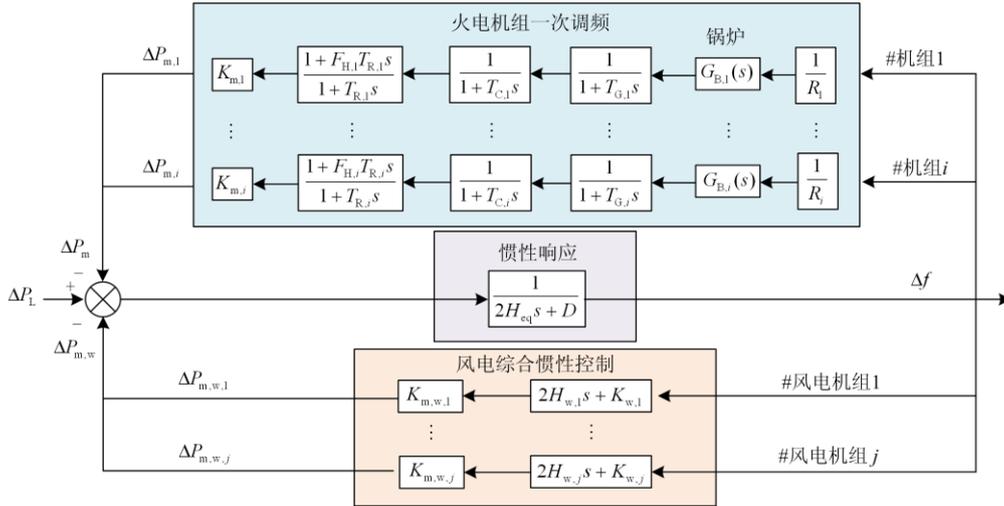


图2 含风电的多机系统频率响应模型

Fig. 2 Frequency response model of multi-generator system with wind power

该模型考虑了火电机组锅炉、原动机及调速器和风电综合惯性控制对一次调频的影响。同时保留各台机组的频率响应特性, 能更直观地体现出不同机组在调频过程中的差异。图2中: H_{eq} 为火电机组等效惯性常数; D 为负荷阻尼系数; R_i 为机组 i 调差系数; $T_{G,i}$ 为机组 i 调速器时间常数; $T_{C,i}$ 为机组 i 原动机时间常数; $F_{H,i}$ 为机组 i 高压缸做功比例; $T_{R,i}$ 为机组 i 再热时间常数; $K_{m,i}$ 为火电机组 i 功率增益系数; $K_{m,w,j}$ 为风电机组 j 功率增益系数; $H_{w,j}$ 为风电机组 j 虚拟惯性常数; $K_{w,j}$ 为风电机组 j 下垂控制系数; ΔP_m 为火电机组有功功率变化量; $\Delta P_{m,w}$ 为风电机组有功功率变化量; ΔP_L 为负荷扰动量。

火电机组等效惯性常数 H_{eq} 的计算公式为

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} H_i \cdot S_i \cdot U_{i,t}}{S_B} \quad (2)$$

式中: H_i 为机组 i 的惯性常数; S_i 为机组 i 的额定容量; $U_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的开停机状态; S_B 为系统基准容量。

其中, 引入 t 时刻火电机组功率增益系数, 表征不同容量火电机组的频率响应能力, 如式(3)所示。

$$K_{m,i} = \frac{U_{i,t} S_i}{S_{sys,t}} \quad (3)$$

式中, $S_{sys,t}$ 为 t 时刻系统开机容量, 如式(4)所示。

$$S_{\text{sys},t} = \sum_{i=1}^{N_g} U_{i,t} S_i + \sum_{j=1}^{N_w} U_{j,t} S_{w,j} \quad (4)$$

式中: $U_{j,t}$ 为风电机组 j 在 t 时刻的开停机状态;
 $S_{w,j}$ 为风电机组 j 的额定容量。

当系统发生功率缺额时, 火电机组有功功率变化量为

$$\Delta P_m(s) = [G_1(s) + \dots + G_i(s)] \Delta f(s) \quad (5)$$

式中: $\Delta f(s)$ 为系统频率偏差; $G_i(s)$ 为机组 i 响应系统频率偏差的传递函数, 如式(6)所示。

$$G_i(s) = \frac{1}{R_i} \cdot \frac{G_{B,i}(s)}{1+T_{G,i}s} \cdot \frac{1}{1+T_{C,i}s} \cdot \frac{1+F_{H,i}T_{R,i}s}{1+T_{R,i}s} \cdot K_{m,i} \quad (6)$$

其中, 引入 t 时刻风电机组功率增益系数, 表征不同容量风电机组的频率响应能力, 如式(7)所示。

$$K_{m,w,j} = \frac{U_{j,t} S_{w,j}}{S_{\text{sys},t}} \quad (7)$$

风电机组有功功率变化量为

$$\Delta P_{m,w}(s) = [G_{w,1}(s) + \dots + G_{w,j}(s)] \Delta f(s) \quad (8)$$

式中, $G_{w,j}(s)$ 为风电机组 j 响应系统频率偏差的传递函数, 如式(9)所示。

$$G_{w,j}(s) = (2H_{w,j}s + K_{w,j}) K_{m,w,j} \quad (9)$$

因此, 根据图 2 中各控制环节之间的关系, 得到系统频率偏差频域的表达式为

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L(s)}{\sum_{i=1}^{N_g} G_i(s) + \sum_{j=1}^{N_w} G_{w,j}(s) + (2H_{\text{eq}}s + D)} \quad (10)$$

为了求解频率跌落最低值, 首先通过拉普拉斯逆变换得到系统频率偏差时域解析式。然后, 令 $d\Delta f(t)/dt = 0$, 得到频率跌落最低值时刻 t_{nadir} , 将其代入 $\Delta f(t)$ 函数中得到结果。但该方法适合求解低阶频率响应模型, 难以直接求解高阶非线性的频率响应模型。

因此, 为了求解高阶非线性的频率响应模型, 本文运用各机组频率响应参数等进行 Simulink 仿真。并得到和图 1 类似的频率响应曲线, 该曲线的最低点即频率最大偏差。此时, 利用频率最大偏差加上额定频率得到频率跌落最低值, 并以此作为频率安全约束, 如式(11)所示。

$$f_{\text{nadir},t} = f_0 + \Delta f_{\text{max},t} \geq f_{\text{sta}}^{\min} \quad (11)$$

式中: $f_{\text{nadir},t}$ 为 t 时刻频率跌落最低值; f_0 为额定频率; $\Delta f_{\text{max},t}$ 为 t 时刻频率最大偏差; f_{sta}^{\min} 为频率跌落限值。

2 考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的机组组合模型

2.1 目标函数

在保证系统频率安全的前提下构造最小化系统总发电成本的目标函数^[18-19], 如式(12)所示。

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [(a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i) + S_{U,i} U_{i,t} (1 - U_{i,t-1}) + S_{D,i} U_{i,t-1} (1 - U_{i,t})] + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_w} C_j^w (P_{w,j,t}^{\text{pre}} - P_{w,j,t}) \quad (12)$$

式中: F 为总发电成本; a_i 、 b_i 和 c_i 为第 i 台火电机组发电成本系数; $S_{U,i}$ 、 $S_{D,i}$ 分别为机组 i 的启停成本; C_j^w 为弃风惩罚系数; T 为总时段数; N_g 为火电机组总数; N_w 为风电机组总数; $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的出力; $P_{w,j,t}^{\text{pre}}$ 为风电机组 j 在 t 时刻的预测功率; $P_{w,j,t}$ 为风电机组 j 在 t 时刻的实际出力; $U_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的开停机状态, $U_{i,t} = 1$ 表示机组为开机状态, $U_{i,t} = 0$ 表示机组为停机状态。

2.2 约束条件

机组组合问题在运行优化中需满足的约束条件如下。

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t} = L_t \quad (13)$$

式中, L_t 为 t 时刻系统的总负荷。

2) 旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^{N_g} U_{i,t} (P_{i,\text{max}} - P_{i,t}) \geq R_t \quad (14)$$

式中: $P_{i,\text{max}}$ 为机组 i 最大出力; R_t 为系统 t 时刻旋转备用容量。

3) 火电机组出力上下限

$$U_{i,t} P_{i,\text{min}} \leq P_{i,t} \leq U_{i,t} P_{i,\text{max}} \quad (15)$$

4) 风电机组出力上下限

$$0 \leq P_{w,j,t} \leq P_{w,j,t}^{\text{pre}} \quad (16)$$

5) 机组爬坡速率约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq UR_i \\ P_{i,t} - P_{i,t-1} \geq -DR_i \end{cases} \quad (17)$$

式中, UR_i 、 DR_i 分别表示机组 i 最大爬坡速率和下坡速率。

6) 机组开停机时间约束

$$\begin{cases} \sum_{k=t}^{t+T_{on,i}-1} U_{i,k} \geq T_{on,i}(U_{i,t} - U_{i,t-1}) \\ \sum_{k=t}^{t+T_{off,i}-1} (1-U_{i,k}) \geq T_{off,i}(U_{i,t-1} - U_{i,t}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $T_{on,i}$ 为机组 i 最小开机时间; $T_{off,i}$ 为机组 i 最小停机时间。

7) 频率安全约束

$$f_{nadir,t} = f_0 + \Delta f_{max,t} \geq f_{sta}^{min} \quad (19)$$

3 模型求解算法及流程

本文模型中的频率安全约束具有高阶非线性的特点。而传统粒子群优化算法在处理非线性约束时具有良好的性能, 但存在寻优速度慢、可能陷入局部最优等缺点。所以, 本文对传统粒子群优化算法进行改进, 优选初始粒子位置, 使每个粒子位置在初始时刻都能满足所有约束条件。目的是在初始迭代阶段扩大潜在最优解的范围, 并结合线性递减惯性权重加强粒子的搜索能力, 提高收敛速度和优化结果的准确性。

本文所提模型的求解流程如图 3 所示, 具体迭代求解步骤如下:

1) 输入数据。输入机组单位燃料费用、单位开机费用、出力上下限、爬坡速率、频率响应等参数; 负荷、风电预测出力等数据。

2) 设置算法参数。设置初始迭代次数 $k=0$, 采用初值优选的方式初始化粒子位置及粒子速度。

3) 迭代求解。令 $k=k+1$, 并通过式(20)、式(21)计算更新后的粒子位置 x_m^k 和粒子速度 v_m^k , 即对变量 $P_{i,t}$ 、 $P_{w,j,t}$ 、 $U_{i,t}$ 进行优化。

$$x_m^{k+1} = x_m^k + v_m^{k+1} \quad (20)$$

$$v_m^{k+1} = \omega \cdot v_m^k + c_1 r_1 (P_m^k - x_m^k) + c_2 r_2 (G^k - x_m^k) \quad (21)$$

式中: ω 为惯性权重; c_1 、 c_2 为加速度因子; r_1 、 r_2 为[0,1]的随机数; P_m^k 、 G^k 分别为个体极值位置和群体极值位置。

4) 在步骤 3)的基础上, 得到机组出力、开停机状态等。同时在 Matlab/Simulink 平台上仿真分析后, 得到各时段频率跌落最低值。若该结果满足频率安全约束, 则继续步骤 5); 若不满足, 对违反频率安全约束的目标函数进行惩罚, 同时在步骤 3)中继续迭代, 并修正粒子位置和速度。

5) 当目标函数值满足最大迭代次数 250 次的收敛条件时^[20-22], 则输出目标函数值、机组各时段出力、开停机状态; 否则, 返回步骤 3)继续迭代。

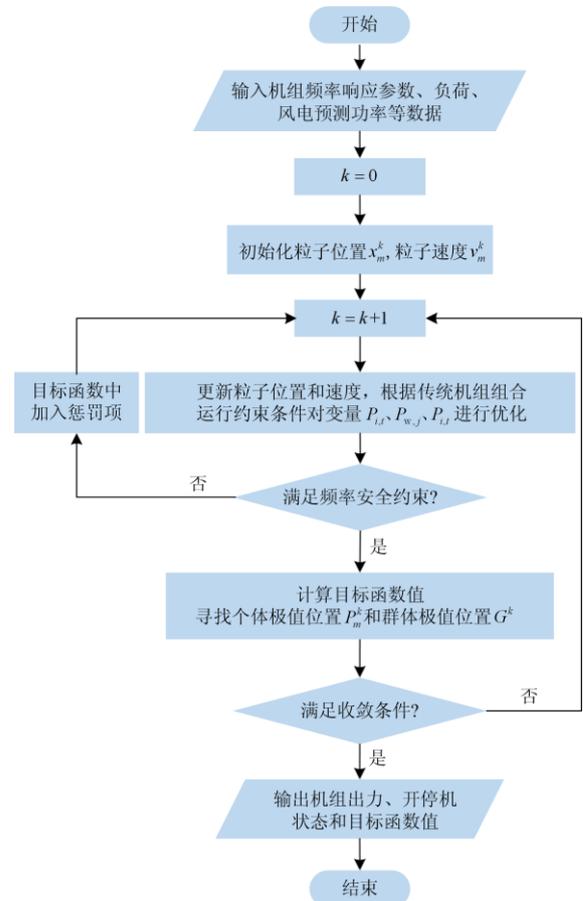


图 3 机组组合模型求解流程

Fig. 3 Solution process of UC model

4 算例分析

4.1 算例介绍

本文在 Matlab/Simulink 软件平台上搭建含高比例风电的 IEEE39 节点系统以验证本文所提模型对系统频率响应能力的改善。软件测试环境的 CPU 为 Intel Core i7-8750H@2.2 GHz, 8 GB 内存。根据文献[16, 23]得到各机组频率响应参数和 IEEE39 节点系统参数, 参数如表 1 和表 2 所示。

表 1 39 节点系统机组参数

机组 编号	机组最大、最小出力		机组最小开停机时间	
	$P_{i,max}/MW$	$P_{i,min}/MW$	$T_{on,i}/h$	$T_{off,i}/h$
1,2	455	150	8	8
3,4	130	20	5	5
5	162	25	6	6
6	80	20	3	3
7	85	25	3	3
8,9,10	55	10	1	1

表 2 39 节点系统机组频率响应参数

Table 2 Frequency response parameters of 39-bus system units

机组编号	容量/MW	R_i	$T_{G,i}/s$	$T_{C,i}/s$	$T_{R,i}/s$	$F_{H,i}$	H_i/s
1,2	455	0.045	0.2	0.37	11.03	0.35	4.93
3,4	130	0.046	0.15	0.23	7.8	0.28	3.5
5	162	0.05	0.15	0.21	8.6	0.3	3.1
6	80	0.044	0.1	0.22	7.3	0.25	3.45
7	85	0.044	0.1	0.22	7.3	0.25	3.45
8,9,10	55	0.044	0.1	0.18	7.3	0.25	3.45

根据火电机组一次调频响应时间的要求^[24], Simulink 仿真时间取 15 s, 仿真步长为变步长的方式。风电机组采用双馈异步风机, 单机容量 2 MW, 总容量为 700 MW, 占系统总装机的 30%。风电机组虚拟惯性常数^[7]为 5 s, 下垂控制系数为 20。采用日前调度周期, 总时长 24 h, 时间间隔 1 h。调度周期内日负荷曲线及风电预测功率曲线如图 4 所示。该算例系统中, 频率额定值为 50 Hz, 频率跌落限值、频率最大偏差限值分别为 49.5 Hz、0.5 Hz, 每个时段功率缺额为基准容量的 7%, 基准容量为 1 662 MW。

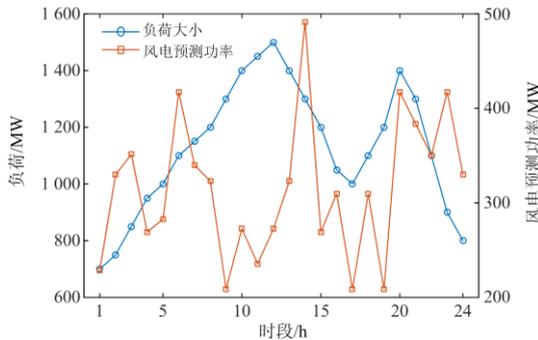


图 4 日负荷曲线和风电预测功率曲线

Fig. 4 Daily load and wind power prediction curves

4.2 考虑频率安全约束对系统运行决策影响分析

为了分析频率安全约束对系统日前调度的影响, 对下面三种不同的方案进行比较。

方案一 不考虑频率安全约束的传统机组组合模型。

方案二 在方案一基础上加入频率安全约束。

方案三 在方案二基础上加入风电综合惯性控制, 使风电机组参与一次调频。

各方案总成本计算结果如表 3 所示。方案一与方案二相比, 由于方案二仅考虑了传统机组参与一次调频, 系统火电机组开机量、调频备用上升, 且总成本上升 8.14%。方案二与方案三相比, 由于风机减载运行, 风机出力减小, 并通过弃能留有备用参与一次调频, 减轻火电机组调频压力, 使火电机组开机成本降低, 总成本下降 2.33%。本文提出的

方案三中, 考虑传统机组和风电共同调频不仅能满足频率安全约束, 还能提高系统运行的经济性。

表 3 各方案成本比较

Table 3 Cost comparison of different schemes

成本	运行成本/美元	弃风成本/美元	总成本/美元
方案一	390 380	0	390 380
方案二	422 154	0	422 154
方案三	400 109	12 189	412 298

上述三个方案得到的机组组合开停机状态分别如图 5、图 6、图 7 所示。在方案二中, 机组处于开机状态的数量相比方案一明显增加, 目的是增加整个系统一次调频出力, 防止频率越限。方案三与方案一相比, 火电机组开机数量没有明显增加, 但利用风机减载运行, 使风电出力减小, 留有一次调频备用, 提高了系统频率响应能力。

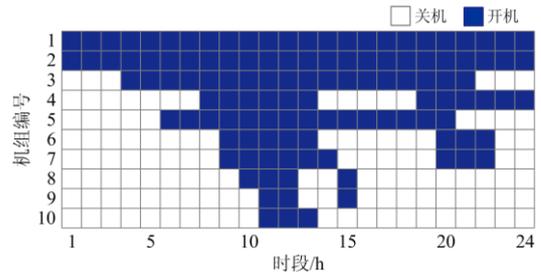


图 5 不考虑频率安全约束的机组组合结果

Fig. 5 UC results without frequency safety constraint

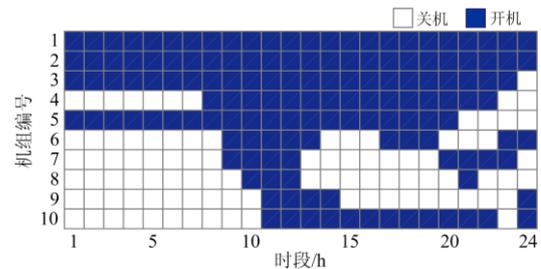


图 6 考虑频率安全约束的机组组合结果

Fig. 6 UC results with frequency safety constraint

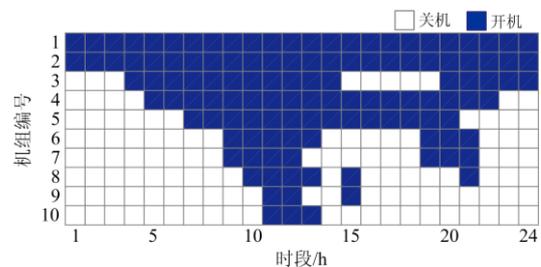


图 7 考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的机组组合结果

Fig. 7 UC results considering frequency safety constraint and wind power integrated inertial control

三种方案中每台火电机组在 24 h 的输出功率及净负荷曲线如图 8、图 9、图 10 所示。方案一和方案三相比, 由于方案三存在弃风, 导致风电实际出力小于风电预测功率, 最终净负荷、火电输出功率都增大; 方案二和方案三相比, 方案二中的净负荷、火电机组输出功率都更小, 但开机量有所增加。其中, 方案一和方案二净负荷最大出现在第 12 h 时段, 功率值为 1 227.39 MW, 由于方案三存在弃风, 净负荷增大, 功率值为 1 254.65 MW。

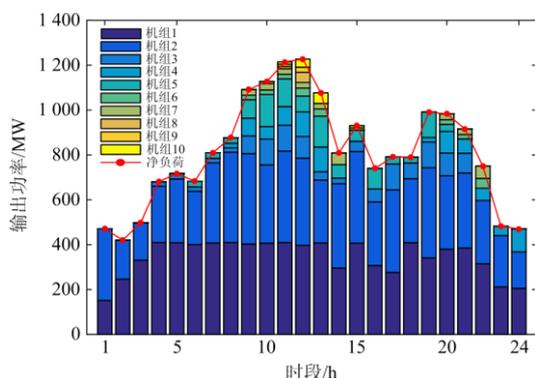


图 8 方案一的机组功率值

Fig. 8 Unit generations of scheme 1

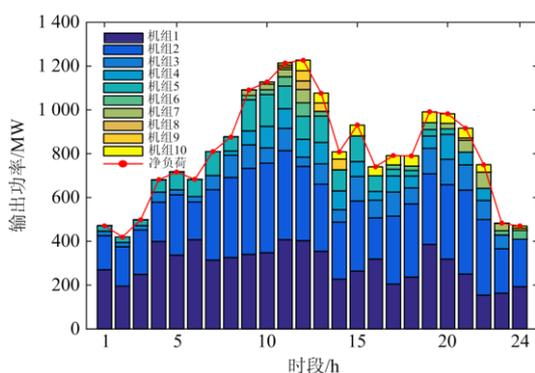


图 9 方案二的机组功率值

Fig. 9 Unit generations of scheme 2

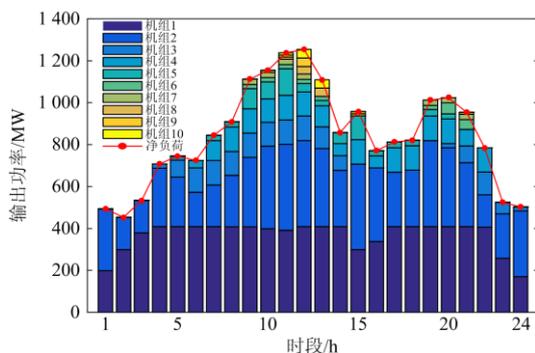


图 10 方案三的机组功率值

Fig. 10 Unit generations of scheme 3

方案一与方案二相比, 1—5 h 时段、23—24 h 时段由于方案一未考虑频率安全约束导致机组开机量较少, 在系统发生负荷扰动时, 无法保证频率跌落最低值在限定范围内。其中, 在 1—3 h 时段中, 方案二在方案一的基础上, 每个时段都增加了机组 3 和机组 5 的开机, 频率跌落最低值从 49.461 Hz 上升到 49.501 Hz; 在 4—5 h 时段, 方案二在方案一的基础上, 每个时段都增加了机组 5 的开机, 频率跌落最低值从 49.481 Hz 上升到 49.501 Hz。23 h 时段, 方案一中机组 1、机组 2、机组 4 处于开机状态; 方案二在方案一的基础上增加了机组 3、机组 6、机组 7 的开机, 机组 4 处于停机状态, 此时频率跌落最低值从 49.481 Hz 上升到 49.514 Hz。24 h 时段, 方案二在方案一的基础上增加了机组 6、机组 9、机组 10 的开机, 但机组 4 处于停机状态, 此时频率跌落最低值从 49.481 Hz 上升到 49.501 Hz。因此, 可以看出考虑频率安全约束后, 能使机组合理地增加开机, 保证系统安全运行。

图 11 中的蓝色虚线表示频率跌落限值, 在蓝线上方(或蓝线上)表示满足频率安全约束; 反之, 则不满足频率安全约束。

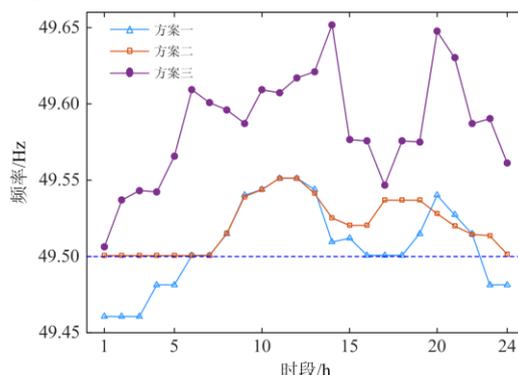


图 11 不同方案下各时段频率跌落最低值

Fig. 11 Frequency nadir in each time period under different schemes

相比方案一, 方案三加入风电综合惯性控制后, 系统频率跌落最低值显著上升, 且都能满足频率安全约束。在第 14 h 时段, 方案三与方案一频率跌落最低值的差值最大, 大小为 0.143 Hz, 频率跌落最低值上升幅度为方案一的 2.89%。主要原因是该时段方案三和方案一火电机组开机量相近, 但方案三考虑了风电一次调频, 使频率偏差减小。第 14 h 时段, 方案一、方案三的频率响应曲线如图 12 所示。不同方案下各时段频率最大偏差如表 4 所示。

方案一中 1—5 h、23—24 h 时段, 频率最大偏差绝对值大于频率最大偏差限值 0.5 Hz。而方案二、方案三每个时段频率最大偏差绝对值都小于 0.5 Hz。

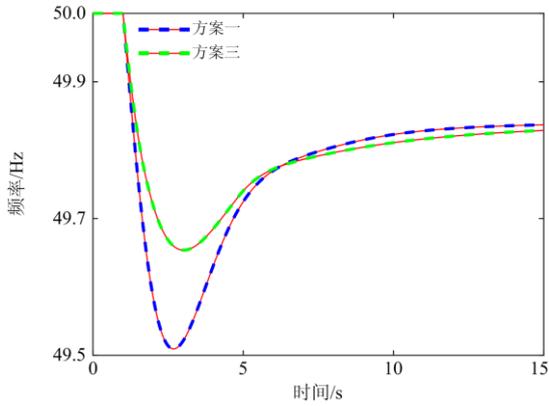


图 12 系统频率响应曲线

Fig. 12 System frequency response curve

表 4 不同方案下各时段频率最大偏差

Table 4 Maximum frequency deviation of each period under different schemes

时段/ h	$\Delta f_{max,t} / \text{Hz}$			时段/ h	$\Delta f_{max,t} / \text{Hz}$		
	方案一	方案二	方案三		方案一	方案二	方案三
1	-0.539	-0.499	-0.494	13	-0.456	-0.459	-0.379
2	-0.539	-0.499	-0.463	14	-0.491	-0.475	-0.348
3	-0.539	-0.499	-0.457	15	-0.488	-0.480	-0.423
4	-0.519	-0.499	-0.458	16	-0.499	-0.480	-0.424
5	-0.519	-0.499	-0.434	17	-0.499	-0.463	-0.453
6	-0.499	-0.499	-0.391	18	-0.499	-0.463	-0.424
7	-0.499	-0.499	-0.399	19	-0.485	-0.463	-0.425
8	-0.485	-0.485	-0.404	20	-0.460	-0.472	-0.353
9	-0.460	-0.461	-0.413	21	-0.473	-0.480	-0.370
10	-0.456	-0.456	-0.391	22	-0.485	-0.486	-0.413
11	-0.449	-0.449	-0.393	23	-0.519	-0.486	-0.410
12	-0.449	-0.449	-0.383	24	-0.519	-0.499	-0.439

方案三中考虑风电综合惯性控制后，每个时段频率最大偏差绝对值都比方案一、方案二小，系统频率安全性更高。该算例验证了考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的机组组合模型对系统频率跌落最低值的有效性，提高了系统运行安全性。

4.3 与其他算法对比

为了验证本文所提基于初值优选的改进粒子群优化算法的有效性和优点，以本文考虑风电综合惯性控制及频率安全约束的机组组合模型为基础，与另外两种启发式算法求解结果进行对比分析。第一种是传统粒子群优化(Particle Swarm Optimization, PSO)算法^[21]，第二种是基于线性递减惯性权重的粒子群优化(Linear Decreasing Inertia Weight Particle Swarm Optimization, LDIWPSO)算法^[22]，该算法后期能跳出局部最优，求得最优解。从总成本初值、总成本最优值、收敛速度三个方面进行分析，具体

结果如表 5 和图 13 所示。

从表 5 可以看出本文算法得到的总成本初值和总成本最优值分别为 468 887 美元、412 298 美元。并且都小于传统 PSO 算法和 LDIWPSO 算法的优化结果。主要原因是本文算法采取了初值优选的措施，在初始阶段使可行解的范围扩大，并在后续迭代中利用线性递减惯性权重加强粒子搜索能力，得到更好的优化结果。

从图 13 可以看出传统 PSO 算法迭代 160 次后，开始接近总成本最优解，收敛速度较慢，并且该方法容易陷入局部最优。LDIWPSO 算法迭代 116 次后，开始接近总成本最优解，收敛速度初期比 PSO 算法慢，后期由于惯性权重变小，利于该算法跳出局部最优，收敛速度比 PSO 算法更快。而本文算法迭代 85 次后，开始接近总成本最优解，迭代初期和后期，收敛速度都优于另外两种算法。主要原因是该方法在前期迭代过程中，有更多接近最优解的粒子，加快了粒子达到最优解的效率，从而加快收敛速度。

表 5 不同算法优化结果

Table 5 Different algorithm optimization results

算法类型	总成本初始解/美元	总成本最优解/美元
传统 PSO	479 559	435 164
LDIWPSO	481 869	420 562
本文算法	468 887	412 298

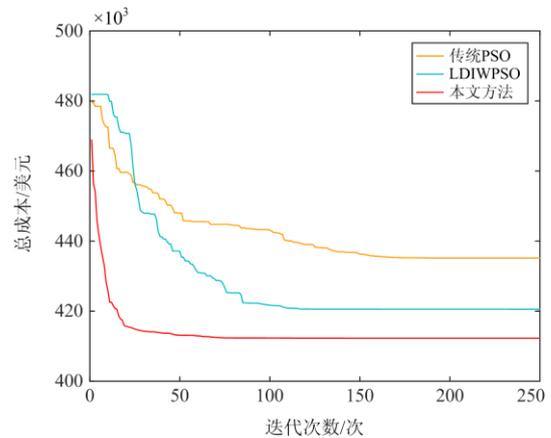


图 13 不同算法总成本最优值收敛曲线

Fig. 13 Convergence curve of the optimal value of the total cost of different algorithms

4.4 不同频率响应模型对比

以本文方案三中机组组合结果为例，结合文献[25]中的频率响应等值模型与本文含风电的高阶多机频率响应模型进行对比分析，得到系统频率跌落最低值(1—5 h 时段)结果如表 6 所示。

表 6 不同模型频率跌落最低值比较

Table 6 Comparison of the frequency nadir of different models

时段/h	$f_{\text{nadir},j} / \text{Hz}$	
	文献[25]模型	本文模型
1	49.818	49.506
2	49.825	49.537
3	49.826	49.543
4	49.826	49.542
5	49.829	49.566

文献[25]将多机频率响应模型等值成低阶聚合的单机模型, 本文在文献[25]模型的基础上考虑了火电机组锅炉热效应对频率响应的影响, 且保留每台机组的原动机及调速器等机组元件, 同时构成高阶多机频率响应模型。在相同负荷扰动下, 从本文模型所得仿真结果中可知, 各机组一次调频响应速率下降, 频率跌落情况更严重。而文献[25]中模型计算量更小, 但忽略了锅炉、再热器模块和各机组不同的频率响应能力对频率跌落的影响, 导致频率跌落最低值更保守。这表明, 本文在考虑多机高阶频率响应模型和更贴合实际机组结构的前提下, 能更准确地计算频率跌落最低值, 保证机组频率响应情况与实际更接近。

5 结语

本文基于频率动态变化过程中的功率平衡提出了一种有关频率跌落最低值的频率安全约束构造方法, 并利用含火电机组锅炉、风电综合惯性控制的多机频率响应模型求解频率跌落最低值, 同时提出了一种考虑风电综合惯性控制及频率安全约束的机组组合模型。主要结论如下:

1) 未考虑频率安全约束时, 频率跌落最低值为 49.461 Hz, 低于限值 49.5 Hz。考虑风电综合惯性控制及频率安全约束后, 每个时段频率跌落最低值都在限值 49.5 Hz 以上。当风电和传统机组共同参与调频时, 系统频率响应能力进一步提升。

2) 在考虑频率安全约束的前提下, 当风电机组参与一次调频时, 总成本比风电机组未参与一次调频时下降 2.33%。因此, 考虑风电机组一次调频能减轻火电机组调频压力, 提高系统运行的经济性。

3) 在模型求解中, 引入初值优选的改进优化粒子群算法。相比传统 PSO 算法, 该算法使总成本初值、最优值分别下降 2.23%、5.25%, 并提高了收敛速度。

在未来研究中, 可以考虑负荷侧频率响应控制模型和风电机组、储能在不同工况下的调频控制策

略, 以此来提高风电、储能、需求侧响应资源的调频潜力。并结合电力系统运行优化, 求解既满足系统运行经济性, 又满足频率安全性的优化方案。

参考文献

- [1] 李东东, 孙雅茹, 徐波, 等. 考虑频率稳定的新能源高渗透率电力系统最小惯量与一次调频容量评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 54-61. LI Dongdong, SUN Yaru, XU Bo, et al. Minimum inertia and primary frequency capacity assessment for a new energy high permeability power system considering frequency stability[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 54-61.
- [2] 陈雪梅, 陆超, 韩英铎. 电力系统频率问题浅析与频率特性研究综述[J]. 电力工程技术, 2020, 39(1): 1-9. CHEN Xuemei, LU Chao, HAN Yingduo. Review of power system frequency problems and frequency dynamic characteristics[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(1): 1-9.
- [3] 胡源, 薛松, 张寒, 等. 近 30 年全球大停电事故发生的深层次原因分析及启示[J]. 中国电力, 2021, 54(10): 204-210. HU Yuan, XUE Song, ZHANG Han, et al. Cause analysis and enlightenment of global blackouts in the past 30 years[J]. Electric Power, 2021, 54(10): 204-210.
- [4] 樊陈, 姚建国, 张琦兵, 等. 英国“8·9”大停电事故振荡事件分析及思考[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 34-41. FAN Chen, YAO Jianguo, ZHANG Qibing, et al. Reflection and analysis for oscillation of the blackout event of 9 August 2019 in UK[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 34-41.
- [5] SUN M, MIN Y, CHEN L, et al. Optimal auxiliary frequency control of wind turbine generators and coordination with synchronous generators[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(1): 78-85.
- [6] CHU Z, MARKOVIC U, HUG G, et al. Towards optimal system scheduling with synthetic inertia provision from wind turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 4056-4066.
- [7] 蔡葆锐, 杨蕾, 黄伟. 基于惯性/下垂控制的变速型风电机组频率协调控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 169-177. CAI Baorui, YANG Lei, HUANG Wei. Frequency coordination control of a variable speed wind turbine based on inertia/droop control[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 169-177.
- [8] PATURET M, MARKOVIC U, DELIKARAOGLOU S, et al. Stochastic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3448-3458.

- [9] ZHANG Z, DU E, TENG F, et al. Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4383-4395.
- [10] NGUYEN N, ALMASABI S, BERA A, et al. Optimal power flow incorporating frequency security constraint[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2020, 55(6): 6508-6516.
- [11] GU H, YAN R, SAHA T K, et al. Zonal inertia constrained generator dispatch considering load frequency relief[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3065-3077.
- [12] ZHANG C, LIU L, CHENG H, et al. Frequency-constrained co-planning of generation and energy storage with high-penetration renewable energy[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(4): 760-775.
- [13] 王博, 杨德友, 蔡国伟. 大规模风电并网条件下考虑动态频率约束的机组组合[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2513-2519.
WANG Bo, YANG Deyou, CAI Guowei. Dynamic frequency constraint unit commitment in large-scale wind power grid connection[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2513-2519.
- [14] LIU L, LI W, BA Y, et al. An analytical model for frequency nadir prediction following a major disturbance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2527-2536.
- [15] CAO Y, ZHANG H, ZHANG Y, et al. Extending SFR model to incorporate the influence of thermal states on primary frequency response[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(19): 4069-4078.
- [16] KUNDUR P, BALU N J, LAUBY M G. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [17] ANNAMRAJU A, NANDIRAJU S. Robust frequency control in a renewable penetrated power system: an adaptive fractional order-fuzzy approach[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(3): 181-195.
- [18] 吴彬锋, 傅颖, 陈扬哲, 等. 考虑紧急备用与光伏出力不确定性的微电网分布式储能规划方法[J]. 浙江电力, 2021, 40(9): 32-40.
WU Binfeng, FU Ying, CHEN Yangzhe, et al. A planning method of distributed energy storage of microgrid considering emergency power reserves and uncertainty of PV output power[J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(9): 32-40.
- [19] 张朝炜, 柳云祥, 朱永利. 基于改进人工鱼群算法的大规模多目标机组组合优化[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 100-108.
ZHANG Zhaowei, LIU Yunxiang, ZHU Yongli. Large-scale multi-objective unit commitment optimization based on an improved artificial fish swarm algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 100-108.
- [20] 陆立民, 褚国伟, 张涛, 等. 基于改进多目标粒子群算法的微电网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 116-124.
LU Limin, CHU Guowei, ZHANG Tao, et al. Optimal configuration of energy storage in a microgrid based on improved multi-objective particle swarm optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 116-124.
- [21] GAING Z. Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3): 1187-1195.
- [22] ELSAYED W T, HEGAZY Y G, ELBAGES M S, et al. Improved random drift particle swarm optimization with self-adaptive mechanism for solving the power economic dispatch problem[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1017-1026.
- [23] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.
- [24] 陈东海, 蔡振华, 金力, 等. 多源融合下计及调频优化的经济调度研究[J]. 浙江电力, 2021, 40(4): 32-39.
CHEN Donghai, CAI Zhenhua, JIN Li, et al. Research on economic dispatch considering frequency modulation optimization under multi-source integration[J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(4): 32-39.
- [25] 葛晓琳, 刘亚, 符杨, 等. 考虑惯量支撑及频率调节全过程的分布鲁棒机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4043-4058.
GE Xiaolin, LIU Ya, FU Yang, et al. Distributed robust unit commitment considering the whole process of inertia support and frequency regulations[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4043-4058.

收稿日期: 2021-12-16; 修回日期: 2022-01-20

作者简介:

毛颖群(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电源优化规划、电力系统频率控制; E-mail: 1015537390@qq.com

张建平(1975—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电网规划; E-mail: zhangjianping_2@163.com

程浩忠(1962—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统规划、电压稳定。E-mail: sjtu1_hzcheng@163.com

(编辑 张爱琴)