

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221499

考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合

张嘉琪, 胥国毅, 王程, 毕天姝

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

摘要: 为解决高比例新能源并网带来的系统惯量水平降低及频率安全问题, 有必要从同步机的角度出发, 进一步发挥同步机组的调频能力, 提高系统的频率稳定。考虑系统中各同步机组频率支撑能力的不同, 基于灵敏度的方法分析不同机组调差系数的改变对最大频率偏差的影响程度。综合考虑同步机与风机参与调频, 推导最大频率偏差的解析表达式。在考虑频率安全约束的基础上, 提出考虑同步机调差系数灵敏度的多目标机组组合模型, 并采用快速非支配多目标优化算法(non-dominated sorting genetic algorithms-II, NSGA-II)进行模型求解。仿真结果表明, 所提模型在考虑频率约束的机组组合模型基础上, 进一步发挥了同步机组的调频能力, 抑制了最低点频率的跌落, 改善了系统的频率响应。

关键词: 灵敏度分析; 调差系数; 频率安全; 机组组合; NSGA-II

Unit commitment considering the sensitivity of the synchronous generator adjustment coefficient and frequency constraint

ZHANG Jiaqi, XU Guoyi, WANG Cheng, BI Tianshu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources
(North China Electric Power University), Beijing 102206, China)

Abstract: There is a problem of the reduction of inertia and frequency stability caused by the high penetration of renewable power in a power system. Thus it is necessary to explore and enhance the frequency regulation capability of synchronous generators. Considering the different frequency support capability of the synchronous generators in a power system, the effect of adjustment coefficient of different units on the maximum frequency deviation is analyzed based on sensitivity analysis. The expression of maximum frequency deviation is derived considering the frequency regulation capability of both the synchronous generators and wind power. This paper proposes a multi-objective frequency constraint unit commitment model considering the sensitivity of the synchronous generator adjustment coefficient. Non-dominated sorting genetic algorithms-II (NSGA-II) are introduced to analyze this model. Simulation results show that the proposed unit commitment model enhances the frequency regulation capability of the synchronous generators, increases the minimum frequency, and improves the frequency stability of the power system.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51725702).

Key words: sensitivity analysis; adjustment coefficient; frequency safety; unit commitment; NSGA-II

0 引言

近些年来, 以风光为主的新能源发电得到了快速发展, 在缓解能源危机、贯彻执行“碳达峰、碳中和”目标等方面发挥了重大作用。然而, 随着大规模新能源并入电网, 系统有功功率波动增加, 同

步机组占比下降, 导致系统惯量水平以及调频能力降低^[1-3], 频率安全稳定面临重大挑战^[4]。

作为电力系统经济调度的重要环节, 机组组合在对下一调度周期进行发电安排时, 必然需要考虑新能源接入所带来的频率问题, 以确保系统的频率安全。传统机组组合通过留有一定的备用容量作为调频资源以应对扰动^[5]。当系统功率波动增加时, 若进一步增大备用容量将降低系统运行的经济效益^[6]。因此, 有必要对传统的机组组合模型进行优化, 在

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51725702); 国家电网公司科技项目资助(5100-202236503A-3-0-SF)

保证经济性的同时, 确保系统频率的安全稳定。

目前, 许多学者在传统机组组合模型中加入频率安全约束, 以确保系统能够提供充足的惯量和频率支撑能力。文献[7-8]通过单机系统频率等值模型(system frequency response model, SFR)构建最低频率约束, 加入机组组合模型中, 改善扰动后的系统频率响应, 但 SFR 模型将系统中所有同步机等值成一个单机模型, 简化程度较高, 无法有效反映不同机组对系统调频的贡献。文献[9-10]在模型中保留了各同步机调速系统参数差异, 基于系统平均等值模型(average system frequency, ASF)进行最低频率约束表达式的推导。文献[11]同样基于 ASF 模型, 将最低频率约束转化为功率约束, 并采用近似方法对频率波动表达式进行简化。上述文献均通过频率响应模型得到全网平均频率表达式, 以构建频率约束, 虽满足系统频率要求, 但并未进一步考虑不同机组改善系统频率响应的能力强弱。

此外, 随着新能源渗透率的增大, 诸多学者研究风电、光伏等新能源机组参与调频的方法^[12-14], 并将其考虑进频率约束中。文献[15]在 ASF 模型的基础上, 考虑了风电机组的虚拟惯量控制环节和一次调频环节, 构建了考虑最低频率约束的机组组合模型。文献[16-17]考虑了风电机组参与调频情况下的最大频率变化率、最大频率偏差及稳态频率偏差的全过程动态约束。但目前针对新能源机组的调频控制更多处于理论研究阶段, 实际投入应用不多, 大部分新能源场站仍采用最大功率点跟踪来控制输出, 调频能力有限, 系统中绝大部分调频需求仍然由同步机组承担。此外, 未来新能源占比逐渐增大, 同步机占比下降是大趋势, 如何充分利用有限的同步机资源去调节新能源带来的频率波动具有重要意义。而现有的机组组合相关文献缺少从同步机的角度出发、针对同步机组调频性能优化的考虑。

调速系统参数是决定同步机组调频能力的重要参数之一, 文献[18]推导了孤网最大频率偏差的表达式, 分析讨论了同步机调速器参数对于此特征量的影响, 并给出了相应的参数优化方案。文献[19]以轨迹灵敏度和指标灵敏度为分类依据, 将调速器参数分为主导参数和非主导参数, 进而通过优先辨识主导参数来避免因调速器参数设置不当而引发的一些频率稳定事故。但上述文献只通过单机等值模型进行分析, 对于实际复杂多机系统调速器参数的相关应用仍需讨论。

基于此, 本文在考虑频率约束的基础上, 提出考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合优化模型。分析不同机组调差系数的改变对最大频

率偏差特征值的影响程度, 并引入调差系数灵敏度来表征。进而将调差系数灵敏度因素加入机组组合模型中, 对机组开机顺序进行整定, 从而最大程度发挥各同步机组的调频能力, 改善系统频率响应。采用带有精英保留策略的快速非支配多目标优化算法 NSGA-II 进行模型求解。最后采用含风机的 IEEE 10 机 39 节点系统进行仿真分析, 验证了所提方法的有效性。

1 调差系数灵敏度分析

电力系统典型频率响应曲线如图 1 所示。扰动发生后, 用以描述频率变化的特征量包括: 频率变化率 $d\Delta f/dt$ 、最大频率偏差 Δf_{\max} 或最低点频率 f_{nadir} 以及稳态频率偏差 Δf_n 。其中, 最大频率偏差 Δf_{\max} 可反映频率响应过程的极限状态, 常作为低频减载等保护控制措施的触发条件^[20]。

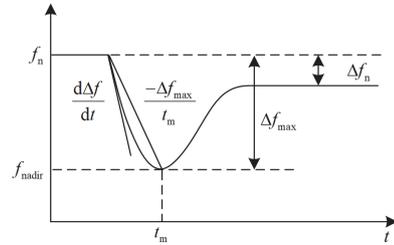


图 1 系统典型频率下降曲线

Fig. 1 Typical frequency drop curve of power system

相较于惯量、死区等参数, 调差系数对最大频率偏差的影响更大^[21]。因此从调差系数的角度出发, 对扰动后系统最大频率偏差做进一步分析。

调差系数 R 是表征同步机组调频能力的重要参数, 其大小反映了系统频率变化后机组对有功功率的支撑能力, 其表达式为

$$R = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_{\text{GN}}} \times 100\% \quad (1)$$

式中: Δf 为频率偏差; f_n 为系统基频; ΔP 为系统功率扰动; P_{GN} 为机组额定功率。

对于一个多机系统, 发生扰动后, 由于扰动位置、机组惯量及频率响应特性的差异, 不同机组对系统频率调节的贡献不尽相同^[22]。

在机组组合问题中, 如下一时刻负荷需求量增加, 要求新的机组开机时, 由于机组对系统频率的支撑能力不同, 故选择不同机组开机会使得扰动后频率跌落幅度存在差异, 其受原动机参数、机组与扰动点间电气距离等诸多因素的影响, 难以明确描述。因此, 引入调差系数灵敏度的概念, 可以有效地反映各类因素综合影响的结果^[23]。

通过对系统进行仿真分析，可以方便地获取不同位置、不同类型扰动后系统的频率变化过程，获取最大频率偏差值，进而求解不同发电机节点的调差系数灵敏度，来表示不同机组对于系统频率的支撑作用。

设系统中共有 n 个发电机节点，第 i 台发电机的调差系数灵敏度 S_{Ri} 可表示为

$$S_{Ri} = \frac{|\Delta f_{\max}(R_0 + \Delta R_i) - \Delta f_{\max}(R_0)| / \Delta f_{\max}(R_0)}{\Delta R_i / R_0} \quad (2)$$

式中： S_{Ri} 为第 i 台发电机的调差系数灵敏度，表示调整调差系数所引起的系统最大频率偏差的相对变化，在一定程度上可以反映该发电机对于系统频率支撑能力； $i=1,2,\dots,n$ ； $\Delta f_{\max}(R_0)$ 为系统中出现的最大频率偏差； R_0 为机组初始调差系数； ΔR_i 为第 i 台发电机的调差系数摄动量； $\Delta f_{\max}(R_0 + \Delta R_i)$ 为第 i 台发电机调差系数调整后系统中出现的最大频率偏差。

由式(2)可计算得到多机系统中各发电机调差系数灵敏度，将此因素考虑进机组组合问题中，在尽可能满足经济性的基础上整定同步机组开机顺序，可以进一步改善系统的频率响应特性。

2 考虑灵敏度与频率约束的机组组合模型

2.1 目标函数

传统机组组合问题通常以发电成本最低为目标，在此基础上，将调差系数灵敏度作为第二个目标函数，构成多目标优化问题，如式(2)所示。

$$\begin{cases} \min f_1 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T [(a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2) + u_{it}(1 - u_{i,t-1})B_i] \\ \min f_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T u_{it} \frac{1}{S_{Ri}} \end{cases} \quad (3)$$

式中： f_1 为发电成本； T 为调度周期数； P_{it} 为第 i 台发电机在 t 时刻的出力； a_i 、 b_i 和 c_i 为第 i 台发电机的发电成本系数； u_{it} 为第 i 台发电机在 t 时刻的运行状态，1 为开机，0 为停机； B_i 为第 i 台发电机的开机成本； f_2 为灵敏度之和的倒数，因希望优先开灵敏度高的机组，故此处 S_{Ri} 取倒数。

2.2 传统机组组合约束

传统机组组合问题的约束条件如下。

1) 功率平衡约束

在任何时刻，系统中所有处于开机状态下的机组总发电量必须与总负荷需求量平衡。

$$\sum_{i=1}^n u_{it} P_{it} + P_{wt} = P_L \quad (4)$$

式中： P_{wt} 为 t 时刻风机出力； P_L 为 t 时刻总负荷需求量。

2) 机组出力约束

$$P_{i,\min} \leq P_{it} \leq P_{i,\max} \quad (5)$$

式中： $P_{i,\min}$ 为第 i 台发电机出力下限； $P_{i,\max}$ 为第 i 台发电机出力上限。

3) 系统备用约束

为保证系统的安全稳定运行，机组应提供一定的备用容量。

$$\sum_{i=1}^n u_{it} (P_{i,\max} - P_{it}) \geq \lambda P_L \quad (6)$$

式中， λ 为备用系数，取 0.05。

4) 机组爬坡约束

$$-D_{i,\downarrow} \leq P_{it} - P_{i,t-1} \leq D_{i,\uparrow} \quad (7)$$

式中， $D_{i,\downarrow}$ 和 $D_{i,\uparrow}$ 分别为第 i 台发电机出力下降和上升的最大限值。

5) 最小开停机时间约束

考虑到经济性以及发电机组的安全运行等因素，要求机组在开机或停机一段时间之后才可再次停机或开机。

$$\begin{cases} X_{Sit} \geq T_{Si} \\ X_{Oit} \geq T_{Oi} \end{cases} \quad (8)$$

式中： X_{Sit} 和 X_{Oit} 分别表示第 i 台发电机连续停机、开机小时数； T_{Si} 和 T_{Oi} 分别表示第 i 台发电机最小停机、开机小时数。

6) 风机出力约束

$$0 \leq P_{wt} \leq P_{wt,f} \quad (9)$$

式中， $P_{wt,f}$ 为 t 时刻风机预测出力。

2.3 频率安全约束

为保留各同步机调速系统参数差异，采用多机系统 ASF 模型推导最大频率偏差的表达式，构建频率安全约束。

参考文献[15]，建立考虑风机虚拟惯量控制和虚拟下垂控制的多机系统 ASF 频率响应模型，如图 2 所示。

由图 2 可得

$$(2H_{eq}s + D)\Delta f = \Delta P_L - \Delta f \left[\sum_{i=1}^n \frac{K_i(1 + F_i T_i s)}{R_i(1 + T_i s)} + \sum_{i=1}^m \frac{1}{R_{wi}(1 + T_{wi} s)} \right] \quad (10)$$

式中: H_{eq} 表示系统等值惯性时间常数; D 为负荷阻尼系数; ΔP_L 表示功率扰动; K_i 为第 i 台发电机的机械功率增益因子; F_i 为第 i 台发电机的高压涡轮功率系数; T_i 为第 i 台发电机的调速器时间常数; R_i 为第 i 台发电机的静态调差系数; m 为风机总数; R_{wi} 为第 i 台风机的调差系数; T_{wi} 为第 i 台风机的调速器时间常数。

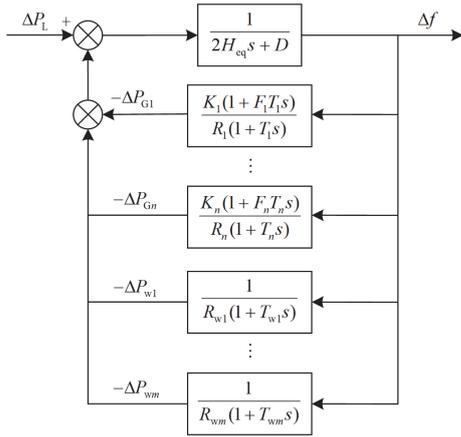


图2 系统频率响应模型

Fig. 2 Frequency response model of the system

本文设置风机型号相同, 建立风电场等效模型。考虑风机的虚拟惯量控制, 得到系统等值惯性时间常数 H_{eq} 的表达式为

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Bi} H_{gi} + S_w H_w}{\sum_{i=1}^n S_{Bi} + S_w} \quad (11)$$

式中: H_{gi} 为第 i 台同步机的惯性时间常数; S_{Bi} 为第 i 台同步发电机的额定容量; H_w 为等效风电场的虚拟惯性时间常数; S_w 为等效风电场容量。

考虑风机减载调频下的虚拟下垂控制, 推导得到第 i 台风机调差系数 R_{wi} 的表达式为

$$R_{wi} = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{f_n - f_a}{\Delta P_{wi,max}} = \frac{f_n - f_a}{d\% P_{i,MPPT}} \quad (12)$$

式中: $\Delta P_{wi,max}$ 为第 i 台风机可提供的最大备用功率; f_a 为机组退出调频的临界值, 这里设置为频率下限值; $d\%$ 为风机减载率; $P_{i,MPPT}$ 为第 i 台风机工作于最大功率跟踪点时的输出功率。

由于不同机组的调速器时间常数 T_i 与 T_{wi} 在允许范围内对系统频率偏差的影响很小^[15], 因此将式(10)中 T_i 与 T_{wi} 全部替换为统一的值 T_{eq} , 如式(13)所示。

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L (1 + T_{eq} s)}{(2H_{eq} s + D)(1 + T_{eq} s) + \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{R_i} (1 + F_i T_{eq} s) + \sum_{i=1}^m \frac{1}{R_{wi}}} \quad (13)$$

当系统发生负荷突增等扰动时, 可以将其看作阶跃响应, 如式(14)所示。

$$\Delta P_L(s) = -\frac{\Delta P_L(t)}{s} \quad (14)$$

代入式(13), 得到频率偏差的频域表达式为

$$\Delta f(s) = -\frac{\Delta P_L (1 + T_{eq} s)}{D + R_{eq}} \frac{\omega_n^2}{s(s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2)} \quad (15)$$

式中: ω_n 为自然频率; ξ 为阻尼比。

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{D + R_{eq}}{2H_{eq} T_{eq}}} \\ \xi = \frac{2H_{eq} + (D + F_{eq})T_{eq}}{2\sqrt{2H_{eq} T_{eq}} (D + R_{eq})} \\ R_{eq} = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{R_i} + \frac{m}{R_w}, F_{eq} = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{R_i} F_i \end{cases} \quad (16)$$

对式(15)进行拉普拉斯反变换, 可以得到频率偏差 Δf 的时域表达式。对其求导, 令 $d\Delta f(t)/dt = 0$, 可求得频率到达最低点的时间 t_m , 从而得到最大频率偏差的时域表达式(标么值)为

$$\Delta f_{max} = -\frac{\Delta P_L}{D + R_{eq}} [1 + e^{-\xi\omega_n t_m} \sqrt{\frac{1 + T_{eq}^2 \omega_n^2 - 2T_{eq} \xi \omega_n}{1 - \xi^2}} \cos(\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} t_m - \theta)] \quad (17)$$

式中:

$$t_m = \frac{1}{\omega_n \sqrt{1 - \xi^2}} \text{tg}^{-1} \frac{T_{eq} \omega_n \sqrt{1 - \xi^2}}{T_{eq} \omega_n \xi - 1} \quad (18)$$

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{\xi - T_{eq} \omega_n}{\sqrt{1 - \xi^2}} \quad (19)$$

由此可以构建频率安全约束为

$$f_b \geq f_n + f_n \Delta f_{max} \geq f_a \quad (20)$$

式中, f_b 、 f_a 分别为频率上下限值, 一般设置为系统高频切机、低频减载整定值。

2.4 模型求解

本文所提模型包含两个目标函数, 包含的变量有 0-1 变量、连续变量, 且目标函数与约束条件中均含有非线性部分, 是一个较为复杂的多目标混合整数非线性问题。

一般来说, 求解诸如机组组合的混合整数非线性

性问题的常见思路是：采用线性化的方法，将问题转化为混合整数线性问题，再调用 CPLEX、Gurobi 等求解器进行求解。但求解器只能求解单目标模型，且要面临必不可少的线性化过程。因此，本文采用 NSGA-II 算法进行模型求解。该算法是一种基于 Pareto 最优解的多目标算法，能够处理复杂形式的约束条件，避免了模型线性化问题，并且具有运行速度快、收敛性强等优点。

2.5 考虑灵敏度与频率约束的机组组合优化步骤

基于上述内容，本文所提出的考虑调差系数灵敏度与频率约束的机组组合优化步骤如下所述。机组组合模型求解流程图如图 3 所示。

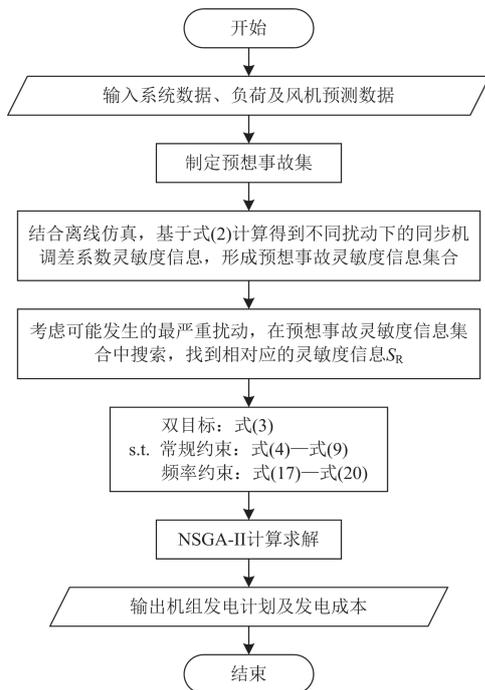


图 3 机组组合模型求解流程图

Fig. 3 Solution flow chart for unit commitment model

步骤 1：基于多机系统网架结构、运行方式、负荷预测等，制定预想事故集。

步骤 2：针对事故集中的扰动情况进行离线仿真，按式(2)计算各同步机调差系数灵敏度大小，得到灵敏度顺序，形成预想事故灵敏度信息集合。

步骤 3：选取对系统影响最为严重的事故，在预想事故集中搜索相对应的灵敏度排序信息。

步骤 4：将此灵敏度因素作为目标函数加入到机组组合模型中，建立考虑调差系数灵敏度与频率约束的多目标机组组合优化模型。在保证系统安全性和经济性的基础上，整定同步机开机顺序，优先开灵敏度较大的机组。采用 NSGA-II 算法进行求解，得到优化后的机组组合方案。

3 算例分析

采用 Matlab 与电力系统分析综合程序 PSASP 仿真软件，基于含风机的 IEEE10 机 39 节点系统对本文所提出的考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合方法进行验证。其中，风机接入 9 号节点，同步机参数参考文献[24]，负荷数据与风电预测数据如图 4 所示， $D = 2$ 。

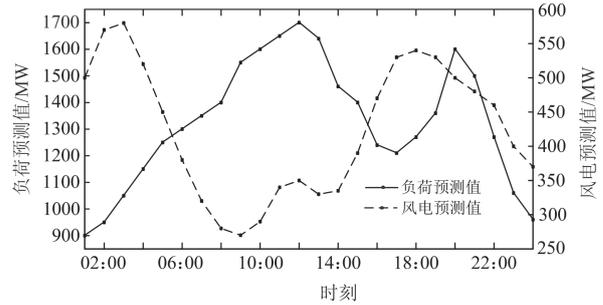


图 4 负荷曲线与风电预测曲线

Fig. 4 Load curve and wind power prediction curve

3.1 调差系数灵敏度计算

按照 2.5 节所提出的计算步骤，以负荷突增扰动为例，仿真得到各负荷节点突增 150 MW 后系统的频率最低值，结果如表 1 所示。

根据表 1 结果，选取扰动量相同情况下对系统频率稳定最不利的节点 L29 作为扰动节点，以确保同类型其他扰动情况都能满足频率安全约束。

设置 L29 突增 150 MW，根据式(2)计算各同步机组的调差系数灵敏度大小，结果如表 2 所示。

由此可得到 L29 负荷突增 150 MW 扰动下，同步机调差系数灵敏度顺序为

$$G38 \ G39 > G30 > G31 > G32 \ G37 > G36 > G33 \ G35 > G34$$

表 1 各负荷节点突增 150 MW 后系统最低频率值

Table 1 Minimum frequency when different load node increased 150 MW

负荷节点	f_{nadir}/Hz	负荷节点	f_{nadir}/Hz
L3	49.8192	L23	49.8218
L4	49.8201	L24	49.8212
L7	49.8213	L25	49.8157
L8	49.8212	L26	49.8197
L12	49.8218	L27	49.8204
L15	49.8212	L28	49.8173
L16	49.821	L29	49.8154
L18	49.8203	L31	49.8157
L20	49.8203	L39	49.8156
L21	49.8218	—	—

表 2 L29 负荷突增 150MW 下机组灵敏度

Table 2 Sensitivity of units when L29 increased 150 MW

机组	S/%	机组	S/%
G30	3.7535	G35	3.1279
G31	3.5971	G36	3.2843
G32	3.4407	G37	3.4407
G33	3.1279	G38	4.3791
G34	2.5023	G39	4.3791

为讨论不同故障位置以及不同扰动量对灵敏度顺序的影响,再选取 L7、L23 作为扰动节点,设置负荷突增 150 MW、200 MW 进行仿真计算,结果如表 3 所示。

表 3 不同故障位置及扰动量下的机组灵敏度

Table 3 Sensitivity at different fault locations and disturbances

机组	L29 ↑	L7 ↑	L7 ↑	L23 ↑	L23 ↑
	200 MW	150 MW	200 MW	150 MW	200 MW
G30	2.3451	2.6161	1.8615	2.7696	2.0817
G31	2.2217	2.7796	1.9856	2.7696	2.0817
G32	2.0982	2.4526	1.8615	2.6067	1.9516
G33	1.8514	2.1256	1.4892	2.2809	1.6914
G34	0.9874	1.4716	0.9928	1.6292	1.1710
G35	1.9748	2.1256	1.4892	2.4438	1.8215
G36	1.9748	1.9621	1.1169	2.1180	1.5613
G37	2.0982	2.2891	1.6133	2.4438	1.8215
G38	3.0857	2.7796	1.9856	3.0955	2.2118
G39	3.0857	3.5971	2.8543	3.7471	2.9925

由表 3 可知,横向对比,同一台机组在不同位置发生扰动后的灵敏度有所不同,这说明调整某一台机组的调差系数,对系统最大频率偏差的影响程度与机组和扰动点之间的电气距离有关。纵向对比,可得到各情况下的灵敏度顺序,如表 4 所示。

表 4 灵敏度顺序

Table 4 Sequence of sensitivity

	灵敏度顺序
L29 ↑ 150 MW	G38 G39>G30>G31>G32 G37>G36>G35 G33>G34
L29 ↑ 200 MW	G38 G39>G30>G31>G32 G37>G36 G35>G33>G34
L23 ↑ 150 MW	G39>G38>G30 G31>G32>G35 G37>G33> G36>G34
L23 ↑ 200 MW	G39>G38>G30 G31>G32>G35 G37>G33>G36>G34
L7 ↑ 150 MW	G39>G38 G31>G30>G32>G37>G33 G35>G36>G34
L7 ↑ 200 MW	G39>G38 G31>G30 G32>G37>G33 G35>G36>G34

由表 4 可知,当不同扰动点 L29、L23、L7 负荷突增 150 MW 的情况下,同步机调差系数灵敏度

顺序有所不同,这说明调差系数灵敏度顺序与同步机到扰动点之间的电气距离有关。因此,预想事故集中不同位置的扰动需采用不同的灵敏度顺序。

当 L23 负荷突增 150 MW 和 200 MW 时,灵敏度顺序相同,当 L29、L7 各自负荷突增 150 MW 和 200 MW 时,有一台机组顺位上升或下降一位,其余机组顺序不变,说明同一扰动点不同扰动量的情况下,同步机灵敏度顺序大致相同。因此,预想事故集中同一扰动位置故障可使用同一灵敏度顺序,以减少时域仿真的工作量。

通过仿真确定频率偏差最大的扰动情况,选择预想事故集中相对应的灵敏度顺序进行开机整定,针对性地制定机组组合方案,改善系统频率响应。

3.2 基于灵敏度的机组组合可行性分析

为验证不同灵敏度大小的机组开机对系统最大频率偏差的影响存在差异,进行可行性仿真分析。

同样基于含风机的 10 机 39 节点系统,设置扰动为 L29 负荷突增 150 MW。结合 3.1 节中所得到的灵敏度顺序,假设在 t_1 时刻,系统中有 5 台机组开机,此处设置为灵敏度顺序处于中间位置的 G30、G31、G32、G33 及 G35 开机,在 t_1+1 时刻,负荷需求量增加,需要增加一台机组开机。分别选取灵敏度最大的 G39 与灵敏度最小的 G34 开机,对比扰动后系统的最低频率值如图 5 所示。

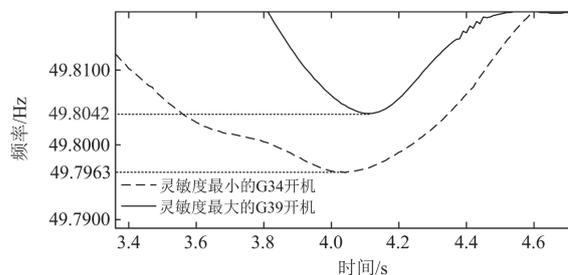


图 5 频率最低值对比

Fig. 5 Comparison of minimum frequency

由图 5 可以看出,在同样的扰动下优先投入灵敏度较小的 G34 机组,频率跌落至 49.7963 Hz,优先投入灵敏度较大的 G39 机组,频率跌落至 49.8042 Hz,最低频率值提高了 0.0079 Hz。因此,优先投入灵敏度更大的机组对频率跌落幅度有一定改善效果,将同步机调差系数灵敏度考虑进机组组合问题,对于提升系统的频率稳定性、优化机组组合是可行的。

3.3 机组组合算例分析

考虑频率安全约束,最低频率限值设置为 49.2 Hz^[7]。扰动设置为同类型扰动下频率跌落幅度

最大的 L29 负荷突增，功率缺额为该时刻总负荷的 10%。

分别考虑以下两种方案的机组组合结果：

方案一，考虑频率约束的机组组合；

方案二，考虑调差系数灵敏度顺序与频率约束的机组组合。

3.3.1 开停机状态

采用 NSGA-II 算法对模型进行求解，得到两种方案的开停机状态分别如图 6 和图 7 所示。

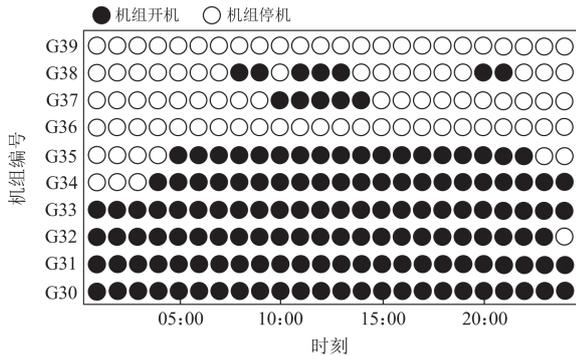


图 6 未考虑灵敏度时的机组状态变化

Fig. 6 Units state change without considering sensitivity

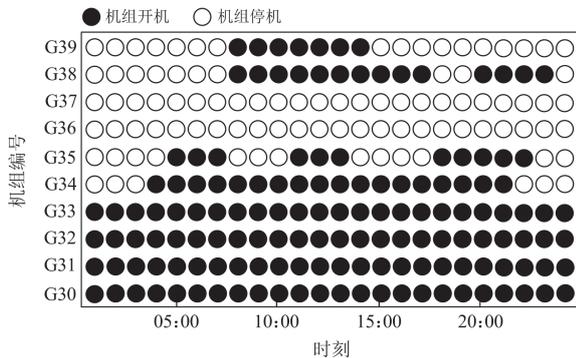


图 7 考虑灵敏度时的机组状态变化

Fig. 7 Units state change considering sensitivity

基于 3.1 节所得到的调差系数灵敏度顺序，由图 6、图 7 可知，两种方案下各个时刻机组总开机数目相同，但具体开机的机组不同。方案二中，灵敏度较大的 G39、G38 等机组得到了优先开机，同时减少了灵敏度较小的 G34、G35、G37 等机组的总开机小时数。如 T10 时刻，两方案均开 7 台机，方案二与方案一相比，灵敏度较小的 G35、G37 停机，改为灵敏度较大的 G38、G39 开机。

3.3.2 各时刻最低频率值

由于程序中采用的 ASF 模型得到的频率值为系统平均频率信息，不能体现出不同位置各发电机节点对系统频率支撑能力的差异，因此在 PSASP

中对两方案的机组组合结果进行仿真，对比各时刻下的最低点频率值，如图 8 所示。

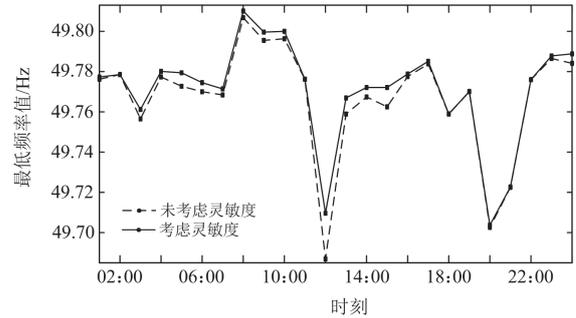


图 8 最低点频率分布

Fig. 8 Distribution of lowest frequency

由图 8 可以看出，在考虑频率约束的基础上考虑调差系数灵敏度之后，除个别时刻两开机方案相同，因此最低频率值相同之外，其余时刻最低点频率均得到一定程度的提高。因为方案二使得灵敏度较大的机组得到优先开机，为系统提供了更优的频率支撑能力。如 T12 时刻，灵敏度较低的 G37 机组换成了灵敏度较高的 G39 机组开机，最低点频率由 49.6869 Hz 提升到了 49.7096 Hz。

此外，方案一中，最低点频率值介于 49.7672±0.0396 Hz 之间，考虑灵敏度后，最低点频率值在 49.8101±0.0392 Hz 范围内，一定程度上抑制了最低点频率的波动幅度，改善了系统的频率响应。

3.3.3 发电成本

本文所提出的考虑灵敏度的机组组合模型，以发电成本与灵敏度作为双目标进行方案求解，因此发电成本较方案一稍有增加(3.13%)，如表 5 所示。

表 5 两种方案发电成本对比

Table 5 Comparison of the cost between 2 cases

方案	成本/美元
方案一：未考虑灵敏度	4.95507×10 ⁵
方案二：考虑灵敏度	5.11014×10 ⁵

由表 5 可知，考虑灵敏度后，发电成本增加了 3.13%。虽成本稍有增加，但在此方案下，扰动后的最低频率值在方案一的基础上均有所提高，抑制了最低点频率的波动幅度，改善了系统频率响应。

4 结论

为应对大规模新能源并网所带来的系统频率问题，本文从机组组合角度出发，构建了考虑同步机组调差系数灵敏度与频率约束的机组组合模型，通过仿真算例验证了方法的有效性。主要结论如下：

从同步机本身调频能力出发，采用灵敏度的方

法分析不同机组调差系数的改变对最低频率值的影响程度, 以此表征不同机组的频率支撑能力, 灵敏度大的机组更有利于提升系统频率稳定性。

综合考虑同步机组与风电参与调频, 将调差系数灵敏度这一因素加入考虑频率约束的机组组合模型中, 采用多目标优化算法进行求解。仿真结果表明, 相较于考虑频率约束的机组组合, 考虑灵敏度之后, 能够进一步提高扰动后的最低频率值, 改善系统频率响应性能。

大规模新能源接入后, 考虑频率时空分布特性的机组组合是未来需要进一步研究的工作。

参考文献

- [1] 王中, 黎丽丽, 李振华, 等. 考虑新能源渗透的电网频率概率分布研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(20): 65-73.
WANG Zhong, LI Lili, LI Zhenhua, et al. The evolution characteristics of power grid frequency probability distribution[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(20): 65-73.
- [2] 李东东, 刘强, 徐波, 等. 考虑频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 24-33.
LI Dongdong, LIU Qiang, XU Bo, et al. New energy power system critical inertia estimation method considering frequency stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2021 49(22): 24-33.
- [3] 李世春, 田冰杰, 李惠子, 等. 基于频率安全约束与临界惯量计算的分时段限制风电出力方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 60-71.
LI Shichun, TIAN Bingjie, LI Huizi, et al. Method for limiting wind power output in time periods based on frequency safety constraints and critical inertia calculation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 60-71.
- [4] YAN C, TANG Y, DAI J, et al. Uncertainty modeling of wind power frequency regulation potential considering distributed characteristics of forecast errors[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(3): 276-288.
- [5] MALEKPOUR M, ZARE M, AZIZIPANAH-ABARGHOEE R, et al. Stochastic frequency constrained unit commitment incorporating virtual inertial response from variable speed wind turbines[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(1).
- [6] LI H, LU Z, QIAO Y, et al. Frequency dynamics constrained unit commitment with wind plants[C] // 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2020.
- [7] 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.
- [8] 盛四清, 邱昊, 张文朝, 等. 考虑稳态和动态有功平衡约束的新能源消纳综合评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 51-56.
SHENG Siqing, QIU Hao, ZHANG Wenchao, et al. Comprehensive assessment method of new energy consumption considering steady and dynamic active power equilibrium constraints[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 51-56.
- [9] SAFARI A, SHAHSAVARI H. Frequency-constrained unit commitment problem with considering dynamic ramp rate limits in the presence of wind power generation[J]. Neural Computing & Applications, 2018.
- [10] AHMADI H, GHASEMI H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1536-1545.
- [11] 林恒先, 侯凯元, 陈磊, 等. 高比例风电电力系统考虑频率安全约束的机组组合[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 1-13.
LIN Hengxian, HOU Kaiyuan, CHEN Lei, et al. Unit commitment of high-proportion of wind power system considering frequency safety constraints[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 1-13.
- [12] 陈长青, 李欣然, 阳同光, 等. 计及弃风能量的风电场调频功率分配策略[J]. 热力发电, 2022, 51(8): 50-56.
CHEN Changqing, LI Xinran, YANG Tongguang, et al. Frequency regulation power allocation strategy for wind farm with wind abandon energy included[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(8): 50-56.
- [13] 何欣, 钟诚, 拜润卿, 等. 基于修改功率跟踪特性曲线的风电机组减载调频策略研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(8): 39-45.
HE Xin, ZHONG Cheng, BAI Runqing, et al. Load reduction frequency modulation strategy of wind turbine based on modifying power tracking characteristic curve[J]. Smart Power, 2021, 49(8): 39-45.
- [14] 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.

- [15] 蔡国伟, 钟超, 吴刚, 等. 考虑风电机组超速减载与惯量控制的电力系统机组组合策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 134-142.
CAI Guowei, ZHONG Chao, WU Gang, et al. Unit commitment strategy of power system considering overspeed load reduction and inertia control of wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 134-142.
- [16] 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.
- [17] 郭树锋, 李威, 胡珊珊, 等. 考虑风机一次调频的风电高占比电网机组组合[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 61-67.
GUO Shufeng, LI Wei, HU Shanshan, et al. Unit commitment considering the primary frequency regulation of wind turbine in grids with a high proportion of wind power[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 61-67.
- [18] 张刘杰, 肖仕武, 黄松柏. 基于灵敏度的孤网动态频率偏移峰值分析和调速系统参数优化[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 137-143.
ZHANG Liujie, XIAO Shiwu, HUANG Songbai. Dynamic frequency offset peak analysis and speed control system parameter optimization of isolated networks based on sensitivity[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 137-143.
- [19] 岳雷, 薛安成, 徐飞阳, 等. 基于实测试验数据的水轮发电机调速器动态参数抗差分步辨识研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3163-3171.
YUE Lei, XUE Ancheng, XU Feiyang, et al. A two-step robust parameter identification method for dynamic parameters of hydro generator governor based on field test data[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3163-3171.
- [20] 樊艳芳, 钟显, 常喜强, 等. 频率的时空分布对低频减载的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(1): 55-60.
FAN Yanfang, ZHONG Xian, CHANG Xiqiang, et al. Research of the UFLS under the frequency characteristics of temporal and spatial distribution[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(1): 55-60.
- [21] 王凡, 李海峰, 胥国毅, 等. 调频关键参数对电网频率特性的影响及其灵敏度分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 1-8.
WANG Fan, LI Haifeng, XU Guoyi, et al. Influence of key parameters of frequency control on frequency characteristics of power grid and sensitivity analysis[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 1-8.
- [22] 王凡, 胥国毅, 邵冲, 等. 基于灵敏度分析的新能源电力系统同步机组调差系数优化方法[J]. 电测与仪表: 1-8[2023-04-27]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20211015.1811.010.html>.
WANG Fan, XU Guoyi, SHAO Chong, et al. Optimization method of synchronous generator adjustment coefficient for power system with high penetration of renewable generation based on sensitivity analysis[J]. Electrical Measurement & Instrumentation:1-8[2023-04-27]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20211015.1811.010.html>.
- [23] 赵良德, 邢新超. 基于网损灵敏度的 DG 优化配置快速计算方法[J]. 电测与仪表, 2018, 55(7): 31-35.
ZHAO Liangde, XING Xinchao. Fast determination method of DG optimal placement based on network loss sensitivity[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(7): 31-35.
- [24] ONGSAKUL W, PETCHARAKS N. Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 620-628.

收稿日期: 2022-09-20; 修回日期: 2023-04-27

作者简介:

张嘉琪(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制; E-mail: letizia1698@163.com

胥国毅(1980—), 男, 博士, 硕士生导师, 研究方向为新能源电力系统控制。E-mail: xu_gy@ncepu.edu.cn

(编辑 魏小丽)