

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241483

# 考虑惯量-频率变化率空间分布特性的最优机组组合方法研究

王力成<sup>1</sup>, 丁伯平<sup>1</sup>, 王凯<sup>2</sup>, 梁博淼<sup>3</sup>, 冯昌森<sup>1</sup>, 张有兵<sup>1</sup>

(1. 浙江工业大学信息工程学院, 浙江 杭州 310023; 2. 青岛大学电气工程学院, 山东 青岛 266071;  
3. 浙江科技大学自动化与电气工程学院, 浙江 杭州 310023)

**摘要:** 在故障发生后的瞬间, 电网不同节点上的频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)不尽相同, 其分布不仅取决于故障发生的位置, 同时也与惯量在整个系统中的分布以及输电线路的拓扑和参数有关。因此, 基于系统中心惯量的故障后 RoCoF 仍有可能超出安全阈值。为应对这一挑战, 提出了考虑惯量-RoCoF 空间分布特性的最优机组组合方法。首先, 建立惯量-RoCoF 空间分布模型, 分析故障后电网各节点注入功率与电压相角的变化。然后, 构建电网节点 RoCoF 的安全约束, 并将其嵌入到最优机组组合问题中。最后, 通过 WSCC9 节点系统和东南澳电力系统的仿真分析, 验证了所提机组组合方案相较于传统方法在维持电网节点 RoCoF 安全方面的优势。

**关键词:** 节点频率变化率; 空间分布特性; 安全约束机组组合

## Security-constrained unit commitment optimization method considering the characteristics of inertia-RoCoF spatial distribution

WANG Licheng<sup>1</sup>, DING Boping<sup>1</sup>, WANG Kai<sup>2</sup>, LIANG Bomiao<sup>3</sup>, FENG Changsen<sup>1</sup>, ZHANG Youbing<sup>1</sup>

(1. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China; 2. College of Electrical Engineering, Qingdao University, Qingdao 266071, China; 3. College of Automation and Electrical Engineering, Zhejiang University of Science and Technology, Hangzhou 310023, China)

**Abstract:** Immediately after a fault occurs, the rate of change of frequency (RoCoF) at different nodes in the power grid varies, which is influenced not only by the fault location but also by the distribution of inertia across the system and the topology and parameters of the transmission networks. Consequently, even when evaluated based on the system's center of inertia (COI), the post-fault RoCoF may still exceed safe thresholds. To address the challenge, this paper proposes an optimal unit commitment (UC) method considering the spatial distribution characteristics of inertia and RoCoF. First, a spatial distribution model of inertia-RoCoF is developed to analyze the variations of injected power and voltage phase angles at different nodes across a power system immediately after a contingency. Then, security constraints of nodal RoCoF are formulated and integrated into the optimal UC problem, considering contingencies. Finally, simulation results of the WSCC9-bus system and the Southeast Australia power system demonstrate that the proposed UC strategy offers significant advantages over traditional ones in maintaining the security of nodal RoCoF.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U22B20116 and No. 52007170).

**Key words:** nodal RoCoF; spatial distribution characteristics; security-constrained unit commitment

## 0 引言

随着全球能源结构的转型和可再生新能源技术的快速发展, 越来越多的风能和光伏电源正在被大规模地接入电网, 从而深刻改变了由同步发电机主

导的传统电力系统的运行形态<sup>[1-2]</sup>, 其出力的随机特性显著增加了电源侧功率的波动<sup>[3]</sup>, 给电力系统的安全稳定运行带来了挑战<sup>[4-5]</sup>。此外, 可再生新能源还会进一步削弱电网的整体惯性水平<sup>[6-10]</sup>, 使得电网在应对紧急事件时的频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)大大增加, 危及电力系统安全稳定运行<sup>[11]</sup>。例如, 2015年的锦苏直流双极闭锁事故<sup>[12]</sup>导致系统失负荷 4900 MW, 频率跌落至 49.58 Hz;

基金项目: 国家自然科学基金项目资助 (U22B20116, 52007170); 浙江省自然科学基金项目资助 (LY22E070007)

在 2019 年英国发生的大停电事故<sup>[13]</sup>中,传统发电机的跳闸诱使系统频率急剧降低并超出安全阈值触发分布式电源的二次脱网。

为刻画故障发生后的频率暂态变化过程,系统惯性中心(center of inertia, COI)模型被广泛应用于简化复杂电力系统的频率响应分析。COI 模型通过将整个系统的同步发电机转子速度进行加权平均<sup>[14]</sup>,从而近似获得电网在大扰动后的整体频率响应行为。文献[15]采用 COI 模型从数学上推导了考虑发电机调速器动态性能的故障后系统频率最低点表达式。文献[16]的研究进一步探讨了可再生新能源高渗透率场景下考虑系统强度和惯性约束的电网优化调度方法。该模型有效地平衡了系统的经济性和安全性。文献[17]基于风电机组参与电网频率响应等效模型,分析了频率指标与综合惯量控制系数和负荷扰动的关系。然而,随着可再生能源的大量接入,系统中惯性的分布变得越来越不均匀,导致不同节点的频率暂态行为存在显著差异<sup>[18]</sup>。在这种背景下,人们正在探索更为精细化的模型和方法以应对惯量不均匀电网中的频率控制难题。例如,在类比导线分压规律的基础上,提出了分频器的概念<sup>[19]</sup>,即根据发电机节点的频率和线路参数可以线性表示出所有负荷节点的频率。在此基础上,有研究进一步发现频率在电力传输线路上呈现出线性分布特性<sup>[20]</sup>。此外,文献[21]通过谱聚类算法对电力系统进行分区,提出了一种等效惯量估计方法。文献[22]通过同步功率系数确定功率在同步发电机之间的分配,可以计算出扰动瞬间每个发电机节点的频率变化率。文献[23]通过扰动后节点频率的动态特性分析惯性在电网中的时空分布。文献[24]提出了一种考虑惯量时空分布特性的惯量水平多维度评估方法。文献[25]采用多新息辨识方法求解模型中的待辨识参数,得出系统内所有节点的等效惯量。

上述考虑了节点频率差异的模型大多仅用于突发故障后系统频率的状态估计或时空特性分析。文献[26]和文献[27]针对惯量分布不均的两区域系统提出了相应的机组调度方法,但由于算法的复杂性,很难将其应用到含多个区域的一般系统中。文献[28]在假设系统惯量分布均匀的基础上给出了各节点频率变化率的近似表达式,并将相应的频率变化率约束嵌入到机组调度问题中。文献[29]提出了一种适用于多区域电力系统的频率稳定性调度方法。但是,该方法仅关注  $H_2$  模量下的所有节点频率动态性能,而非扰动后系统节点的频率变化率。文献[30]提出了惯量均匀度指标并应用到机组组合优化问题中,但其并未直接将全节点的频率变化率作为安全约束

来优化机组组合策略。文献[31]将 COI 模型分别应用于系统的每个区域中,并要求每个区域电网都必须保持一定水平的同步惯量,从而保证大电网在发生解列后各区域电网仍能满足惯量的充分性。然而,该方法在本质上仍是基于 COI 模型的频率安全调度。

为克服上述挑战,本文提出了一种包含所有系统节点 RoCoF 安全约束的最优机组组合方法,旨在通过合理调度机组启停状态优化惯量在全系统中的分布,从而保证故障后所有系统节点的 RoCoF 始终处于安全范围内。为此,本文首先建立了惯量-RoCoF 空间分布模型,分析故障后瞬间电网各节点注入功率与电压相角的变化。在此基础上,推导并构建考虑机组启停状态的电网节点 RoCoF 安全约束,并将该约束线性化后应用于机组组合优化问题中。所提机组组合方法可以在电网发生故障情况下均保证所有系统节点 RoCoF 的稳定。

## 1 电力系统节点频率变化率模型

电力系统在扰动发生后的暂态过程主要可分为惯性响应阶段与一次调频响应阶段。在惯性响应阶段,系统频率偏差较小,仍处于调频机组的死区范围之内,因此机组的调速系统无法响应系统的频率变化。然而,在线同步机组、新能源电源及负荷均会遭受较为剧烈的频率变化率。此外,由于惯量在电网中的不均匀分布,扰动发生后的系统频率变化率在电网的不同区域会呈现出显著的差异性。特别地,邻近扰动位置的节点频率暂态特性可能会大大偏离系统整体的平均行为<sup>[32]</sup>。因此,传统基于聚合频率模型(如 COI 模型)的电网调度方法无法充分保证故障后所有系统节点的频率安全。由此造成同步发电机组或新能源电源的意外脱网还会进一步恶化系统频率动态特性,甚至导致连锁故障的发生。在一次调频响应阶段,调频机组开始增加出力以响应系统频率的变化。此时系统频率的动态变化过程不仅受到电网惯量的影响,同时也与调频机组频率响应特性、负荷阻尼系数等因素密切相关。在此阶段,系统频率的空间差异性逐渐减弱,不同节点的频率渐渐趋于一致<sup>[33]</sup>。

根据上述分析,本文将重点关注系统在扰动发生后惯性响应阶段的节点 RoCoF 安全。本节首先通过不同类型节点的注入功率与相角的变化,对扰动发生后瞬间的 RoCoF 在全网的空间分布特性进行分析。

### 1.1 扩展直流潮流方程

假设系统在  $t=0$  时刻发生功率扰动,同时将传统直流潮流模型扩展到发电机(虚拟同步机)内部电

抗后的节点, 可得扰动后瞬间电网各节点注入功率、相角变化的耦合关系。对于一个含  $n$  台发电机的  $m$  节点电网, 新能源发电单元可通过两种形式并入大电网。对于绝大多数采用跟网型逆变器控制模式与大电网相连的新能源, 对外展示出无惯量的电流源特性。若忽略扰动发生时系统的电压变化, 则此类新能源的输出功率将在暂态过程中保持不变。相应地, 其对应的注入功率列向量可归入式(1)中的  $\Delta P_D$ , 即在方程中将其作为负的负荷进行处理; 而对于可运行于虚拟同步机工况下的新能源发电单元, 则将其注入功率列向量归入式(1)中的  $\Delta P_G$ , 各节点功率及相角变化的耦合关系可表示为

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G(0^+) \\ \Delta P_D(0^+) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{GG} & B_{GB} \\ B_{BG} & B_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_G(0^+) \\ \Delta \theta_D(0^+) \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{cases} P_G(0^+) = P_G(0^-) + \Delta P_G(0^+) \\ P_D(0^+) = P_D(0^-) + \Delta P_D(0^+) \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \theta_G(0^+) = \theta_G(0^-) + \Delta \theta_G(0^+) \\ \theta_D(0^+) = \theta_D(0^-) + \Delta \theta_D(0^+) \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_G(\Delta P_G)$ 、 $\theta_G(\Delta \theta_G)$  分别表示在发电机(虚拟同步机)内部电抗之后虚拟节点的注入功率和电动势相角(变化量)的  $n$  维列向量;  $P_D(\Delta P_D)$ 、 $\theta_D(\Delta \theta_D)$  分别表示负荷节点(跟网型新能源并网)的注入功率和电压相角(变化量)的  $m$  维列向量;  $0^-$ 、 $0^+$  分别表示故障发生前、后的瞬间;  $B_{GG}$ 、 $B_{GB}$ 、和  $B_{BG}$  均为考虑发电机内部电抗后得到的电纳矩阵,  $B_{GG} \in \mathbb{R}^{n \times n}$ 、 $B_{BG} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ 、 $B_{GB} \in \mathbb{R}^{n \times m}$ ;  $B_{BB}$  表示网络节点电纳矩阵, 其对角线元素增广了发电机母线上同步电机的内部电抗,  $B_{BB} \in \mathbb{R}^{m \times m}$ 。本文中的  $m$  个系统节点均为无惯量节点, 而  $n$  台发电机(虚拟同步机)则额外扩展出了  $n$  个发电机(虚拟同步机)内部电抗之后的虚拟节点, 下文中简称为有惯量节点。

## 1.2 有惯量节点

对于在线发电机组, 由于发电机转子本身存在一定的惯性, 其相位角在扰动后瞬间不会发生突变。但是, 若发电机处于停机状态, 则相应的发电机节点将被视为一个无惯量节点。此时该节点的相位角可能会在扰动后瞬间出现阶跃变化。考虑启停状态的发电机节点相角变化可表示为

$$\Delta \theta_{G,i}(0^+) = [\Delta \theta_{G,i}(0^+), \dots, \Delta \theta_{G,i}(0^+), \dots, \Delta \theta_{G,n}(0^+)] \quad (4)$$

$$\Delta \theta_{G,i}(0^+) = \Delta \varphi_{G,i}(0^+) \cdot (1 - x_i), i \in \mathcal{G} \quad (5)$$

式中:  $x_i$  为 0-1 变量, 表示第  $i$  台发电机的开停状态, 当  $x_i = 1$ , 发电机为开机状态, 当  $x_i = 0$ , 发电机为停机状态;  $\Delta \theta_{G,i}(0^+)$  为第  $i$  个发电机节点的相

角变化量;  $\Delta \varphi_{G,i}(0^+)$  为引入的辅助变量, 其值仅在  $x_i = 0$ , 即发电机停机时才有意义;  $\mathcal{G}$  为发电机节点集合。

根据式(5), 若  $x_i = 1$ , 则此时发电机节点  $i$  上的惯量将阻止扰动发生后瞬间相角的突变, 即  $\Delta \theta_{G,i}(0^+) = 0$ ; 若  $x_i = 0$ , 则发电机处于停机状态, 此时发电机节点为无惯量节点, 其相角在扰动发生后瞬间的突变量为  $\Delta \varphi_{G,i}(0^+)$ , 其值取决于扰动发生后瞬间的系统运行状态。

与此同时, 系统中所有发电机(虚拟同步机)节点的注入功率可表示为

$$\Delta P_G(0^+) = [\Delta P_{G,1}(0^+), \dots, \Delta P_{G,i}(0^+), \dots, \Delta P_{G,n}(0^+)] \quad (6)$$

式中:  $\Delta P_{G,i}(0^+)$  表示扰动发生后瞬间第  $i$  台发电机(虚拟同步机)的电磁功率变化量, 也即列向量  $\Delta P_G(0^+)$  中的第  $i$  个元素。值得注意的是, 根据注入功率假定正方向, 电磁功率注入发电机节点为正。

与电磁功率不同, 由于受调速器和汽轮机动态性能的限制, 发电机的机械功率不会在故障发生后的瞬间改变, 即

$$\Delta p_{MG,i}(0^+) = 0 \quad (7)$$

式中:  $\Delta p_{MG,i}(0^+)$  表示扰动发生后瞬间第  $i$  台发电机的机械功率相对其故障前稳态值的变化量。根据摆动方程, 可进一步得到发电机节点的频率变化率  $R_{G,i}(0^+)$  为

$$R_{G,i}(0^+) = \frac{\Delta p_{MG,i}(0^+) + \Delta p_{G,i}(0^+)}{2H_i}, i \in \mathcal{G} \quad (8)$$

式中:  $H_i$  表示第  $i$  台发电机的惯性常数。

考虑发电机的开停状态  $x_i$ , 对式(8)进行如下修改。

$$R_{G,i}(0^+) \cdot 2H_i \cdot x_i = \Delta p_{MG,i}(0^+) \cdot x_i + \Delta p_{G,i}(0^+) \quad (9)$$

当发电机为开机状态( $x_i = 1$ )时, 式(9)将退化为式(8)所示的摆动方程, 该节点扰动后瞬间的频率变化率则受转子惯性和机械功率、电磁功率的共同约束; 当发电机为关机状态( $x_i = 0$ )时, 由式(9)可得扰动发生后的发电机电磁功率  $\Delta p_{G,i}(0^+)$  为 0, 与事实相一致。

式(4)~式(7)和式(9)共同构成了发电机节点在扰动发生后瞬间的频率变化率模型。

## 1.3 无惯量节点

在扰动发生后的电网暂态过程中, 负荷(跟网型并网新能源)节点的注入功率均可近似认为不发生变化<sup>[14]</sup>。因此, 除发生扰动的节点, 其他节点注入功率的变化量均为 0, 相应的节点注入功率列向量

$\Delta \mathbf{P}_D(0^+)$  可表示为

$$\Delta \mathbf{P}_D(0^+) = [\cdots, \Delta p_{D,i}(0^+), \cdots, \Delta p_{D,j}(0^+), \cdots], j \in \mathcal{D} \quad (10)$$

式中:  $\Delta p_{D,i}(0^+)$ 、 $\Delta p_{D,j}(0^+)$  分别为在节点  $i$ 、 $j$  处功率扰动大小; 此时列向量  $\Delta \mathbf{P}_D(0^+)$  为已知的向量, 可为每个负荷节点(无惯量节点)各自提供一个边界条件;  $\mathcal{D}$  为负荷节点集合。

将式(10)进一步代入式(1)中, 化简后可得

$$\Delta \mathbf{P}_D(0^+) = \mathbf{B}_{BG} \cdot \Delta \boldsymbol{\theta}_G(0^+) + \mathbf{B}_{BB} \cdot \Delta \boldsymbol{\theta}_D(0^+) \quad (11)$$

求式(11)对时间的导数, 负荷节点(跟网型新能源并网)和发电机(虚拟同步机)节点的 RoCoF 的耦合关系式。

$$\mathbf{B}_{BG} \cdot \mathbf{R}_G(0^+) + \mathbf{B}_{BB} \cdot \mathbf{R}_D(0^+) = 0 \quad (12)$$

式中:  $\mathbf{R}_D(0^+)$ 、 $\mathbf{R}_G(0^+)$  分别为扰动后瞬间负荷节点(跟网型新能源并网)和发电机(虚拟同步机)节点的 RoCoF 列向量。由式(12)可知, 所有无惯量节点扰动后瞬间的频率变化率均可由有惯量节点的 RoCoF 线性表示。

## 2 考虑 RoCoF 安全约束的机组组合模型

扰动后瞬间电网各节点的 RoCoF 不仅取决于扰动规模及其发生位置, 还与惯量在电网中的分布形态有着十分密切的关系。同步发电机的转子惯量、开停机状态及其在电网中的位置均会对电力系统中的惯量分布形态产生直接而显著的影响, 进而影响扰动发生后电网各节点的频率动态响应。本文以电网中发生发电机跳闸、线路断线、负荷突变等为预想故障集, 构建满足 RoCoF 安全约束的最优机组组合模型及其求解方法, 确保所生成的调度方案在发生任何预想事故后, 均能有效保障电网节点频率的安全。

### 2.1 目标函数

如式(13)所示, 机组组合的目标函数包括了发电机的发电成本、启停成本以及备用成本。其中, 发电成本采用了二次模型。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left\{ x_{i,t} [a_i (p_{G,i,t})^2 + b_i \cdot p_{G,i,t}] + v_{i,t} \cdot u_i + w_{i,t} \cdot d_i + c_i \cdot r_{G,i,t} \right\} \quad (13)$$

式中:  $T$  为调度时段数;  $a_i$ 、 $b_i$  分别为第  $i$  台发电机的发电成本各项系数;  $p_{G,i,t}$  表示第  $i$  台发电机在  $t$  时段内的输出功率;  $x_{i,t}$  表示  $t$  时段机组启停状态的 0-1 变量,  $x_{i,t} = 1$  表示处于在网运行状态,  $x_{i,t} = 0$  表示处于离网停机状态;  $v_{i,t}$ 、 $w_{i,t}$  分别表示机组启、停操作的 0-1 变量, 若发电机在  $t$  时段内开机(停机), 则取值为 1, 否则取值为 0;  $u_i$ 、 $d_i$  分别为第  $i$  台发电机的开机和停机成本系数;  $r_{G,i,t}$ 、 $c_i$  分别为第  $i$  台

发电机在  $t$  时段内提供的旋转备用大小和单位备用成本系数。

### 2.2 稳态运行约束

#### 2.2.1 机组启停时间约束

发电机组在一天内不宜频繁地进行启停操作, 即要求发电机组需要保持一定时间的开机或停机状态后才能改变其当前运行状态。相应建立以下机组启停最小时间约束。

$$\sum_{t=T-T_{on,i}+1}^T v_{i,t} \leq x_{i,t}, t \in [T_{on,i}, T] \quad (14)$$

$$\sum_{t=T-T_{off,i}+1}^T w_{i,t} \leq 1 - x_{i,t}, t \in [T_{off,i}, T] \quad (15)$$

$$x_{i,t} - x_{i,t-1} = v_{i,t} - w_{i,t}, t \in [2, T] \quad (16)$$

式中:  $T_{on,i}$ 、 $T_{off,i}$  分别表示第  $i$  台发电机最短开机和停机时长。

#### 2.2.2 机组出力约束

同步发电机组由于存在锅炉技术的限制, 其能提供的备用容量及输出功率会受到最大、最小输出功率的约束。

$$x_{i,t} p_{G,i,\min} \leq p_{G,i,t} \leq x_{i,t} p_{G,i,\max} \quad (17)$$

发电机所能提供的备用容量不超过其最大输出功率, 如式(18)所示。

$$0 \leq p_{G,i,t} + r_{G,i,t} \leq x_{i,t} p_{G,i,\max} \quad (18)$$

式中:  $p_{G,i,t}$ 、 $r_{G,i,t}$  分别为第  $i$  台发电机的输出功率和备用容量;  $p_{G,i,\max}$ 、 $p_{G,i,\min}$  分别为第  $i$  台发电机的输出功率上、下限。

#### 2.2.3 潮流平衡约束

在任何调度时段内, 稳态系统需满足潮流平衡条件, 如式(19)所示。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}_{G,t} \\ \mathbf{P}_{D,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{GG} & \mathbf{B}_{GB} \\ \mathbf{B}_{BG} & \mathbf{B}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta}_{G,t} \\ \boldsymbol{\theta}_{D,t} \end{bmatrix} \quad (19)$$

式中:  $\mathbf{P}_{G,t} = [p_{G,1,t}, \cdots, p_{G,i,t}, \cdots, p_{G,n,t}]$  为在  $t$  时段各个发电机节点注入功率的列向量;  $\mathbf{P}_{D,t} = [p_{D,1,t}, \cdots, p_{D,i,t}, \cdots, p_{D,m,t}]$  为在  $t$  时段各个负荷节点注入功率的列向量。

#### 2.2.4 故障后稳态功率平衡约束

为了确保在电网突发故障后, 发电机组仍能满足所有负荷的功率需求, 建立如式(20)所示的功率平衡约束。

$$\sum (p_{G,i,t} + r_{G,i,t}) \geq L, \forall i \in \{1, 2, \cdots, n\} \quad (20)$$

式中:  $L$  为系统的总负荷需求。

### 2.3 频率安全约束

根据文献[33], 系统在一次调频响应阶段, 频

率的空间分布差异性会逐渐减低直至为零。基于此理论基础, 考虑频率最低点安全约束的最优机组调度方法<sup>[34]</sup>可采用聚合频率模型来近似建模频率暂态过程中频率最低点约束。但是, 本文重点关注的 RoCoF 会在扰动发生后的极短时间内达到最大值, 并展示出显著的空间差异特性。此外文献<sup>[35]</sup>指出大扰动后的 RoCoF 相较于频率最低点更加脆弱。所以, 本文重点考虑了扰动后节点 RoCoF 的空间分布特性及其安全约束。

### 2.3.1 节点频率变化率安全约束

在扰动发生后的惯量响应阶段, 所有在线发电机组的转子惯量将独自支撑系统的节点频率稳定。相应的节点 RoCoF 约束为

$$R_{G,i,t}(0^+) \cdot 2H_i \cdot x_{i,t} = \Delta p_{MG,i,t}(0^+) \cdot x_{i,t} + \Delta p_{G,i,t}(0^+) \quad (21)$$

$$R_{D,i,t}(0^+) = -\mathbf{B}_{BG}^{-1} \cdot \mathbf{B}_{BG} \cdot R_{G,i,t}(0^+) \quad (22)$$

$$R_{G,i,t}(0^+) \leq R_{\max}, \forall t \quad (23)$$

式中:  $R_{G,i,t}(0^+)$ 、 $R_{D,i,t}(0^+)$  分别为在  $t$  时段扰动后瞬间发电机节点和负荷节点的 RoCoF;  $R_{\max}$  为系统安全运行的可容许 RoCoF 的最大值。

特别地, 当任一调度时间间隔内  $x_{i,t}$  为 0 时, 模型引入了一个未知变量  $\Delta \varphi_{G,i,t}(0^+)$ , 然而, 通过式(21)可以得到  $\Delta p_{G,i,t}(0^+) = 0$  的条件。因此, 无论变量  $x_{i,t}$  为何值, 本文所建立模型中方程数量始终等于变量数, 模型可解。

### 2.3.2 频率最低点安全约束

频率最低点是频率暂态稳定的重要指标之一, 通常采用式(24)和式(25)所示约束来保证在一次调频过程中系统频率最低点的安全性<sup>[15]</sup>。

$$r_{G,i} \leq 2k_i \frac{H(f_0 - f_{\min} - f_{db})}{\Delta P_{\text{loss}}} \quad (24)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} r_{G,i} \geq \Delta P_{\text{loss}} \quad (25)$$

式中:  $r_{G,i}$  表示第  $i$  台发电机所能提供的备用容量;  $k_i$  表示第  $i$  台发电机爬坡速率;  $H$  为电网中所有在线发电机提供的总惯量大小;  $f_0$ 、 $f_{\min}$  和  $f_{db}$  分别表示第  $i$  台发电机的故障发生前频率(即系统额定频率)、最低允许频率、频率死区;  $\Delta P_{\text{loss}}$  为负荷扰动导致的功率缺额。

约束式(24)和式(25)考虑了发电机组爬坡速率对一次调频的限制, 表示在线发电机组若能提供满足上述约束的备用容量, 就能够保证扰动发生后系统频率不超过限定的最低点。

## 2.4 线性化

上述所建立的优化模型约束条件中, 存在连续

变量与整数变量相乘的情况导致式(5)、式(9)为非线性, 可以通过大  $M$  法进行线性化。

假设  $u$  为 0-1 变量,  $v$  为连续变量,  $w$  为两者的乘积, 线性化过程如式(26)和式(27)所示。

$$v - M(1-u) \leq w \leq v + M(1-u) \quad (26)$$

$$-M \cdot u \leq w \leq M \cdot u \quad (27)$$

式中:  $M$  为远远大于  $|v|$  的常数。

## 3 算例仿真分析

本节采用改进的 WSCC 3 机 9 节点系统和东南澳电力系统进行仿真分析。通过改进 3 机 9 节点系统, 验证所提方法的有效性和必要性。采用东南澳电力系统<sup>[36]</sup>进一步测试所提方法在大系统下的可扩展性。国际电工委员会(international electrotechnical commission, IEC)以及澳大利亚电力市场运营机构(Australian energy market operator, AEMO)均要求将系统在发生扰动后的频率变化率控制在一定的安全范围内。虽然该安全范围根据不同国家和地区电网的具体规程会有所差异, 但其具体的取值不影响本文所提算法的有效性。本文参考文献<sup>[27]</sup>选择系统频率变化率安全限值为  $\pm 1$  Hz/s。将系统 RoCoF 置于这一阈值内可有效避免可再生新能源发电单元(如风电、光伏)触发保护脱网, 同步发电机过大的电磁力矩冲击及跳闸故障等问题。所采用的方法如下。

方法 1: 不考虑频率安全约束;

方法 2: 基于中心惯量的频率安全约束;

方法 3: 考虑全节点 RoCoF 的安全约束。

方法 1 仅以运行成本最小化为目标, 不考虑频率安全约束。在方法 2 中, 模型引入了基于中心惯量的频率安全约束<sup>[37]</sup>, 确保系统在扰动发生后的中心 RoCoF 能够稳定在安全范围内。方法 3 进一步要求所有节点的 RoCoF 在扰动发生后均需保持在给定的安全范围内。

### 3.1 WSCC 9 节点系统仿真

本节采用如图 1 所示的 WSCC9 节点系统进行仿真分析。

该系统一共 9 个节点, 其中包含 3 台发电机节点。发电机成本函数为二次函数, 发电机的惯性常数分别为 23.64 s、6.4 s 和 3.01 s。发电机最小开机时间和停机时间为 3 h。

#### 3.1.1 考虑惯量空间分布特性的必要性

为验证本文所提模型的有效性和考虑基于惯量空间分布特性的频率安全约束的必要性, 在调度周期内, 设置负荷节点发生故障扰动, 系统在不同时刻节点的频率变化率如图 2 所示。

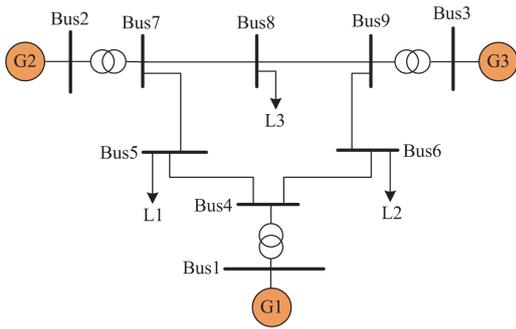


图1 改进的WSCC 3机9节点系统

Fig. 1 The modified WSCC 3-generator 9-bus system

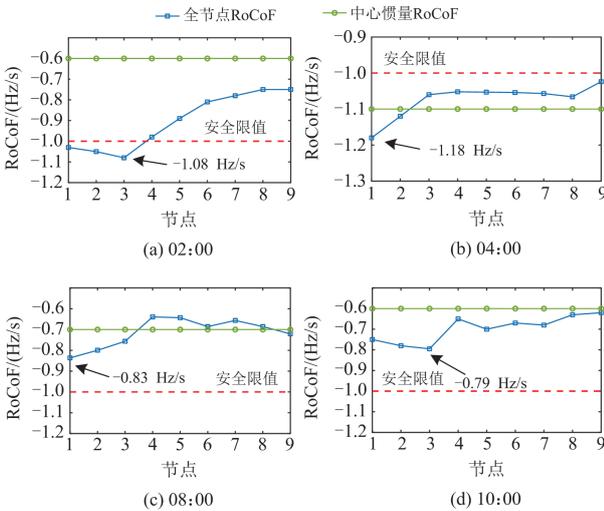


图2 不同时刻节点的频率变化率

Fig. 2 Nodal RoCoFs at different moments

显然，从图2中4个时刻的频率变化率可以看出由于系统惯量分布不均导致的部分节点频率变化率越限问题。图2(a)为02:00时刻节点5发生大小为60 MW的功率扰动瞬间各节点的频率变化率情况。此时，机组1关停，机组2和机组3开启。不难看出基于中心惯量得出的频率变化率未超出安全限值，但是从全节点的频率变化率来看，存在部分节点超出安全限值，节点3的频率变化率为-1.08 Hz/s。图2(d)为第10:00时节点5处发生相同大小功率扰动瞬间各节点的频率变化率情况，此时，机组1和机组2开启，机组3关停。对比图2(a)中的频率变化率，图2(d)中的节点频率变化率均未超出安全限值，由此可以看出不同调度时刻内的机组组合方式不同，同一位置发生相同大小的扰动对系统其他节点频率的影响各不相同，本文提出的考虑惯量-频率空间分布特性的最优机组组合方法，相比于传统的基于中心惯量的机组调度方法，更具有价值和可靠性。

图2(b)和图2(c)分别为04:00时节点8处发生故障和08:00时节点6处发生故障时的节点频率变化率。04:00时机组1关停，机组2、3开启，08:00时3台机组全部开启。从图2(b)可以看出此时系统频率变化率变化显著，节点1的频率变化率为-1.18 Hz/s，超出了安全限值，表明当系统中发生重大故障扰动可能会引起发电机节点的频率变化率超出安全限值，进而导致发电机跳闸，甚至引发更严重的电力事故。同时，从图2(c)的节点频率变化率看出，在系统发生故障扰动后，通过更合理的机组组合方式，在发电机的惯性支撑下，各节点处的频率变化率均在安全限值之内。

### 3.1.2 安全性成本分析

下面分析考虑不同频率安全约束下系统的运行成本，相应的系统优化运行结果如表1所示。

表1 不同方法下优化调度成本

Table 1 Optimized scheduling cost of different methods

元			
方法	发电成本	备用成本	机组开停成本
1	23 850.8	769.1	1887.2
2	24 836.5	3027.8	1473.6
3	29 468.5	3440.4	1569.1

在不考虑频率安全约束的方法1中，虽然运行成本最低，但是以较高的系统运行风险为代价的。在发生扰动或故障时，系统可能无法快速稳定频率，从而导致更大的电力系统事故。方法2和方法3通过频率安全约束的引入，提高了系统的频率稳定性。尽管这种安全性增加了日常运行成本，但从长远来看，可以减少因事故导致的直接经济损失，反映了对安全性的有效投资。对比方法2和方法3，可以看出在更严格的频率变化率安全约束下，方法3的调度方案需要更灵活的发电机机组组合方式，因此也会相应增加系统的运行成本。在所提算法中，虽然机组发电成本增加了18.65%，备用成本增加了13.62%，但确保了系统在发生紧急情况时所有节点的频率安全。

### 3.2 东南澳实际系统仿真

本节选用澳大利亚东南部电力系统模型进行仿真分析，该系统一共有59个节点，将系统分成5个区域，文中节点标号命名为所在区域和节点数的结合，如节点406，表示区域4内的第6个节点，系统模型如图3所示。各节点接入发电机数量及参数如表2所示。为了分析系统低惯量水平下发生发电机故障瞬间的初始频率变化率，设置低惯量系统发电机数量为高惯量系统接入机组数量的30%。

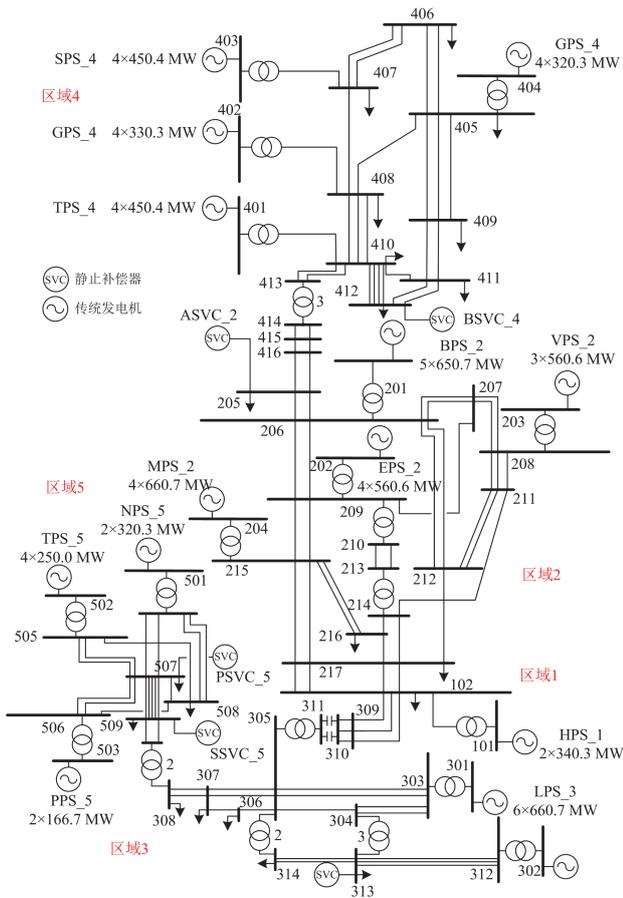


图3 简化的东南澳14机电力系统模型

Fig. 3 Simplified 14-generator model of the South East Australian power system

表2 发电机数量及参数

Table 2 Number and parameters of generators

区域	节点编号	连接发电机数量/台	发电机最大输出功率/MW
1	1	2	340.3
	2	5	650.7
2	3	4	560.6
	4	3	560.6
	5	4	660.7
3	6	6	660.7
	7	4	850.4
4	8	4	450.4
	9	3	340.3
	10	4	450.4
	11	4	320.3
5	12	2	320.3
	13	4	250
	14	2	166.7

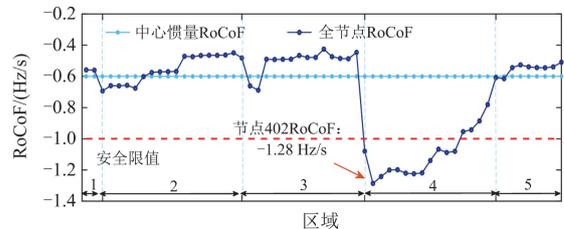
本文算例中的扰动类型和规模的选取考虑了实际电网中的典型故障场景<sup>[38]</sup>(如负荷突变、发电机跳

闸)以及文献[1]中的扰动规模大小。根据澳大利亚电力市场运营机构的频率安全标准, 这些扰动规模对东南澳电力系统低惯量运行场景中的频率安全构成重大挑战。

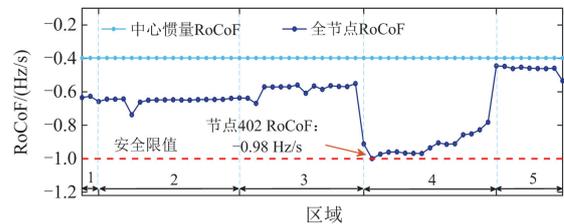
电网中的大规模功率扰动一般是由发电机跳闸引起。在东南澳系统中, 一台发电机组的容量在600~900 MW 之间, 所以本文选用600 MW 和800 MW 两个典型值作为预想故障扰动。这些扰动充分体现了本文研究目标, 测试大功率扰动下系统频率动态响应特性和全节点RoCoF的安全性, 从而验证所提方法在多种扰动条件下的有效性。

### 3.2.1 不同惯量水平系统RoCoF分析

为了分析在不同惯量水平系统中发生故障扰动后各节点RoCoF的变化, 10:00时区域4内的节点406发生600 MW的功率扰动, 系统在不同惯量水平下的各节点RoCoF变化, 如图4所示。



(a) 低惯量水平系统



(b) 高惯量水平系统

图4 不同惯量水平系统下的各节点RoCoF

Fig. 4 Nodal RoCoFs across systems with different inertia levels

图4(a)为低惯量水平系统发生故障瞬间节点RoCoF, 可以看出, 基于中心惯量的RoCoF大小为-0.6 Hz/s, 未超出规定的安全限值。但是从系统全部节点的RoCoF来看, 其大小显著增加, 部分节点的RoCoF超出安全限值, 节点402的RoCoF为-1.28 Hz/s。由于系统惯量过低, 尤其是靠近故障点的节点, RoCoF会远超过设定的安全限值。从图4(b)中可以看出, 在高惯量水平系统下, 因为发电机数量足够多, 惯性常数大, 发生故障扰动后, 基于中心惯量和全节点的RoCoF均没有超过安全限值, 节点402的RoCoF为-0.98 Hz/s。通过对比说明, 只有当网络惯量分布较为均匀且惯量水平比较高时,

基于中心惯量的评估方法才具有可靠性。而在低惯量或者惯量严重分布不均的系统中，传统频率安全评估方法将不再适用。因此，在新能源占比较高的电力系统中，本文所提考虑惯量-频率分布特性的最优机组组合方法，在应对重大扰动时保证系统安全稳定运行，显得尤为关键。

### 3.2.2 同时刻多个负荷扰动对系统 RoCoF 的影响

为了展示和分析系统在多个负荷同时发生扰动时 RoCoF 的空间分布情况，我们在高惯量场景中假设 07:00 时节点 308 和节点 506 发生了为 600 MW 的功率扰动，仿真结果如图 5 所示。

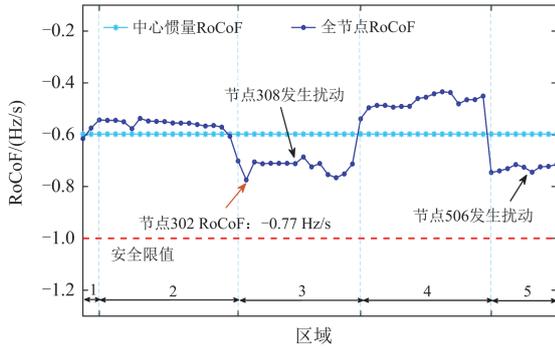


图 5 同一时刻多个负荷扰动下的节点 RoCoF

Fig. 5 Nodal RoCoFs under multiple load perturbations at same moment

由图 5 可以看出，在系统同时发生多个扰动时，本文所提方法能保证各节点的 RoCoF 均不会越限，节点 302 的 RoCoF 为  $-0.77 \text{ Hz/s}$ 。值得注意的是，由于发电机的启停导致节点惯量不连续，优化后的节点 RoCoF 不会接近设定的最小限值  $-1 \text{ Hz/s}$ 。综上所述，本文所提考虑惯量-频率分布特性的最优机组组合方法在应对多个负荷扰动同时发生的场景时，仍然能够保证系统频率的安全性。

### 3.2.3 不同频率安全约束对调度结果的影响

在高惯量水平系统中，06:00 时区域 3 内的节点 308 上发生 800 MW 的功率扰动，考虑不同频率安全约束下的机组组合调度结果如图 6 所示。

#### 1) 机组组合结果

图 6 和图 7 对比了分别考虑中心惯量频率安全约束与全节点频率安全约束下的机组组合结果。从图 6 中可以看出，考虑基于中心惯量的频率安全约束下，当发生故障时，区域 3 内的在线发电机数目增加，此时惯量主要增加在区域 3，满足系统基于中心惯量的频率安全约束。但是从系统安全性出发，存在部分节点的 RoCoF 超出限定范围的情况。从图 7

可以看出，相较于图 6 的调度结果，为了满足所有节点的频率安全约束，系统其他区域内的发电机数量显著增加，在区域 2 内多调度了 7 台发电机，在区域 5 内多调度了 2 台发电机。本文所提考虑惯量-频率空间分布的最优机组组合方法，在应对突发故障时，通过合理地调度发电机启停使得惯量分布更加均衡，提高系统稳定性，但成本也会随之上升。

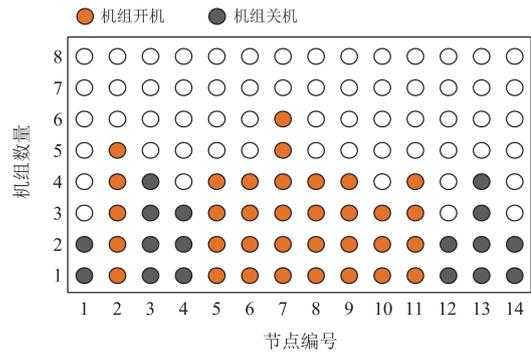


图 6 考虑基于中心惯量的频率安全约束的机组组合结果

Fig. 6 UC results considering frequency safety constraints based on center inertia



图 7 考虑全节点的频率安全约束的机组组合结果

Fig. 7 UC results considering frequency safety constraints for full nodes

#### 2) 节点 RoCoF 对比

图 8 为考虑不同频率安全约束的系统在发生故障扰动后瞬间的节点 RoCoF 在电网中的分布情况。其中，图 8(a)、图 8(b)分别为采用基于中心惯量的调度方法与本文所提方法的仿真结果对比。可以看出，在发生扰动后，传统调度方法仅能够确保系统中心惯量的 RoCoF 在扰动后保持在安全限值内。然而，由于惯量在电网中的空间分布并不均匀，基于该方法调度的电力系统在突发扰动后会存在部分节点的 RoCoF 超出安全限值，如节点 302 的 RoCoF 达到  $-1.17 \text{ Hz/s}$ 。相比之下，本文提出方法在建模中

充分考虑了系统在遭受扰动后各节点频率变化率的空间差异特性。从图 8(b)可以看出, 扰动发生后系统最大的 RoCoF 出现在节点 302, 其值为 $-0.77 \text{ Hz/s}$ , 未超出安全限值。同前文分析, 由于惯量并不是连续的, 节点 RoCoF 不一定会接近所设定的最低安全限值 $-1 \text{ Hz/s}$ 。

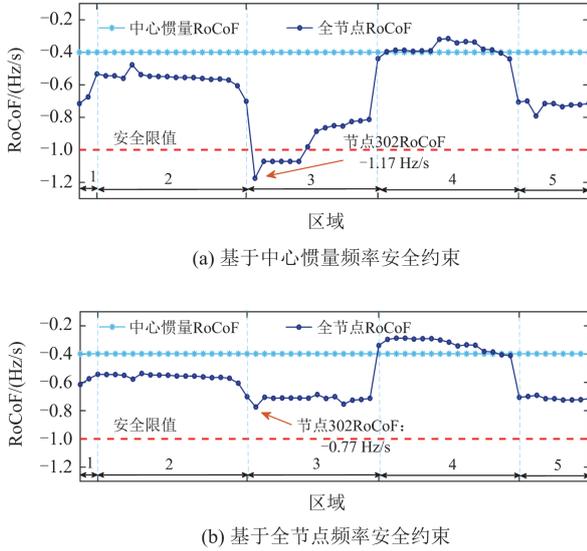


图 8 考虑不同频率安全约束的节点 RoCoF  
Fig. 8 Nodal RoCoFs considering different frequency security constraints

### 3.2.4 不同调度时刻系统惯量水平分布

图 9 为不同调度时段不同位置发生扰动时的系统惯量水平大小。其中, 08:00 时在区域 2 的 205 节点发生 600 MW 的功率扰动, 09:00 时区域 4 内的节点 408 发生相同大小的功率扰动。调度后的系统总惯量大小分别为 11.1 GWs 和 11.4 GWs。

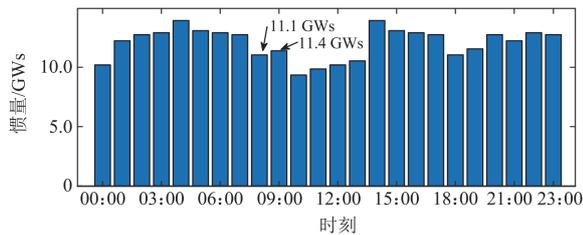


图 9 不同调度时段的系统惯量水平

Fig. 9 System inertia levels for different scheduling periods

如图 9 和图 10 所示, 08:00、09:00 时在不同区域发生大小相同的扰动, 调度后的系统总惯量水平相差不大, 但是惯量空间分布存在显著差异。图 10(a)为 08:00 时系统惯量分布, 惯量主要集中在区域 2、3、5。图 10(b)为 09:00 时系统惯量的分布, 惯量主要集中在区域 3、4。

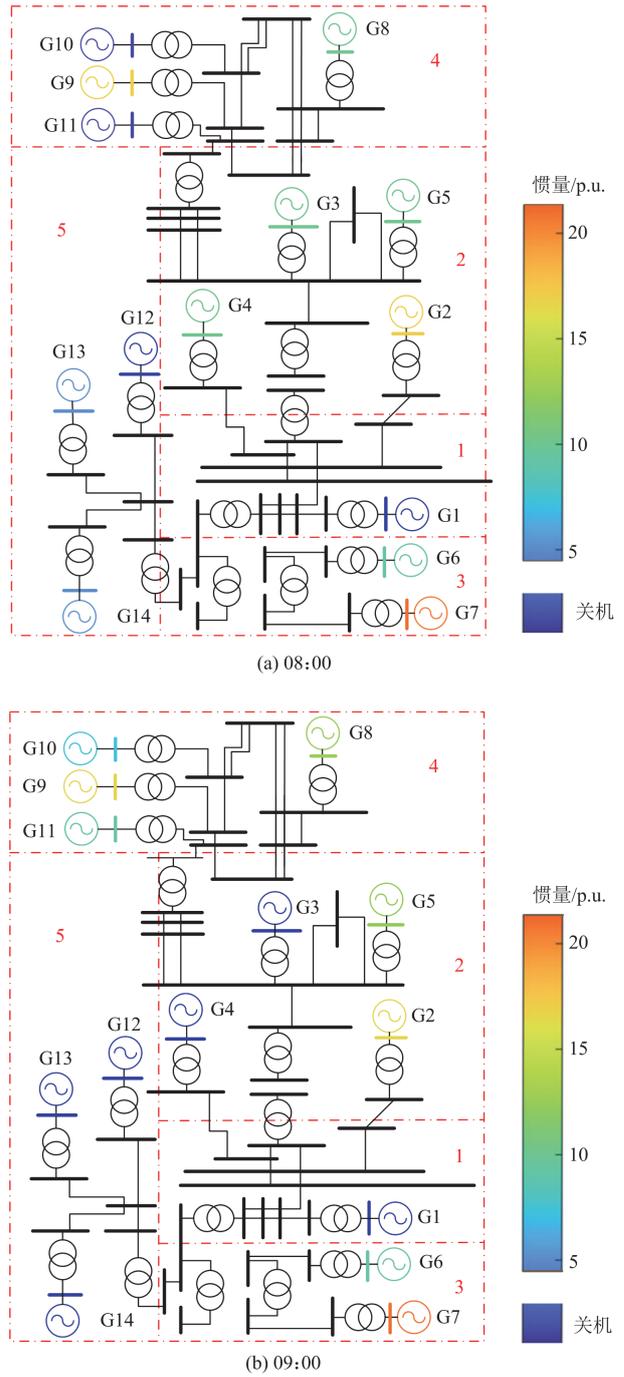


图 10 不同调度时段系统惯量空间分布

Fig. 10 Spatial distribution of system inertia for different scheduling periods

图 11(a)和图 11(b)分别为 08:00、09:00 时节点 RoCoF, 节点 203 的 RoCoF 为 $-0.88 \text{ Hz/s}$ ; 节点 402 的 RoCoF 为 $-0.89 \text{ Hz/s}$ 。此时两个时刻的节点 RoCoF 均没有超限。综上所述, 本文所提方法通过优化惯量在全系统中的分布, 从而保证故障后所有系统节点的 RoCoF 始终处于安全限值内。

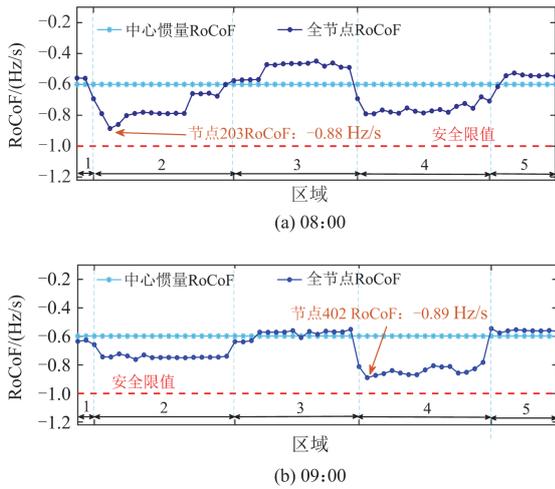


图 11 不同调度时段节点 RoCoF

Fig. 11 Nodal RoCoFs at different scheduling periods

### 3.2.5 不同频率安全约束下机组调频出力分析

为了分析不同方法在系统发生故障时发电机一次调频出力情况，在高惯量水平系统中，12:00 时在区域 2 内节点 205 上发生 600 MW 的扰动。图 12 展示了依据不同调度方法获得的各发电机节点上机组一次调频的出力情况。

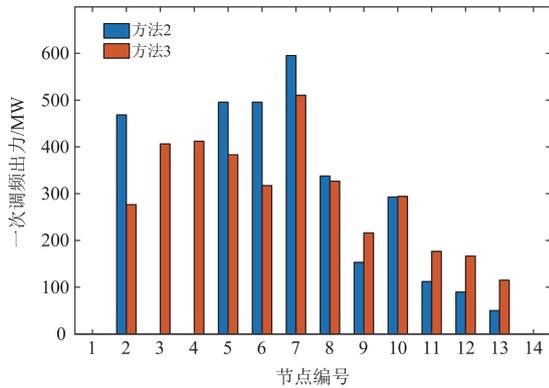


图 12 不同调度方法下的机组一次调频总出力

Fig. 12 Output power of different units in the primary frequency response under different dispatch methods

在方法 2 中，系统的频率响应机组出力主要集中在高惯量节点(如节点 2、5、6、7)。通过对比，发现方法 2 的调频出力主要依赖于高惯量区域的发电机，低惯量节点(如节点 9、12 和 13)在调频响应中几乎没有贡献，导致惯量在系统中的分布较为不均衡。

相比之下，方法 3 的调度结果则表现出更加均衡的特征。所有节点，无论是高惯量还是低惯量区域，在应对故障时均参与了调频响应，特别是在低惯量区域的发电机。这种均衡的调频出力分配确保

了系统在各个节点的 RoCoF 保持在安全范围内，有效缓解了由于部分节点负担过重而导致频率不稳定的风险。

## 4 总结

本文针对现代电力系统中因可再生能源高渗透率而引发的频率稳定性问题，提出了一种考虑惯量-频率空间分布特性的最优机组组合方法。通过建立惯量-频率空间分布模型推导系统节点 RoCoF 安全约束，将其嵌入到最优机组组合问题中。相比于传统基于惯性中心的机组组合方法，该方法有效地提高了系统在低惯性和惯性分布不均运行场景中的频率稳定性，保证系统中任何节点的扰动后 RoCoF 始终处于安全限值之内。通过与现有方法对比的仿真算例分析，展示了本文所提方法能够合理地平衡低惯量电网在调度运行过程中的经济性与安全性，以及相对于传统方法的优越性。

## 参考文献

- [1] GU H, YAN R, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [2] 李世春, 宋秋爽, 薛臻瑶, 等. 含风电虚拟惯性响应的新能源电力系统惯量估计[J]. 电力工程技术, 2023, 42(2): 84-93.  
LI Shichun, SONG Qiushuang, XUE Zhenyao, et al. Inertia estimation of new energy power system with virtual inertia response of wind power[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(2): 84-93.
- [3] 董武, 张健, 周勤勇, 等. 中国电力系统安全稳定演化综述[J]. 中国电力, 2025, 58(1): 115-127.  
DONG Wu, ZHANG Jian, ZHOU Qinyong, et al. An overview of the evolution of security and stability of China's power system[J]. Electric Power, 2025, 58(1): 115-127.
- [4] RATNAM K S, PALANISAMY K, YANG Guangya. Future low-inertia power systems: requirements, issues, and solutions-a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 124.
- [5] 张起瑞, 辛超山, 李凤婷, 等. 多直流协调的新能源送端地区暂态过电压抑制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(1): 98-106.  
ZHANG Qirui, XIN Chaoshan, LI Fengting, et al. Multi DC coordinated transient overvoltage suppression strategy for high proportion new energy sending terminal area[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 98-106.

- [6] 李佳蔚, 张冠宇. 大规模分布式新能源接入对省级电网稳定性影响[J]. 中国电力, 2024, 57(6): 174-180.  
LI Jiawei, ZHANG Guanyu. Impact of large scale distributed new energy access on provincial power grid stability[J]. Electric Power, 2024, 57(6): 174-180.
- [7] 王力成, 邓宝华, 黄刚, 等. 知识-数据混合驱动的电网频率协同控制算法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8523-8534.  
WANG Licheng, DENG Baohua, HUANG Gang, et al. Coordinated system frequency control with a hybrid knowledge-data driven algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8523-8534.
- [8] 裴铭, 叶林, 罗雅迪, 等. 计及频率响应时空相关性的新能源电力系统惯量估计方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(8): 53-66.  
PEI Ming, YE Lin, LUO Yadi, et al. Inertia estimation method for power system with renewable energy considering spatio-temporal correlation of frequency response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 53-66.
- [9] 张磊, 李海涛, 熊致知, 等. 基于可解释性 XGBoost 的电力系统惯量短期预测方法[J]. 电力建设, 2023, 44(8): 22-30.  
ZHANG Lei, LI Haitao, XIONG Zhizhi, et al. Short-term prediction method based on interpretable XGBoost for power system inertia[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8): 22-30.
- [10] JUAN C Q, JOHN M, ORDUNA E, et al. Time-frequency multiresolution of fault-generated transient signals in transmission lines using a morphological filter[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(2): 349-362.
- [11] 李雪萍, 王自力, 陈燕东, 等. 基于虚拟惯量模糊自适应的新能源逆变器频率主动支撑策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 25-37.  
LI Xueping, WANG Zili, CHEN Yandong, et al. Active frequency support strategy for new energy inverters based on virtual inertia fuzzy adaptive control[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 25-37.
- [12] 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.
- [13] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.  
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [14] ANDERSON P M, FOUAD A A. Power system control and stability[M]. IEEE Press, 2003.
- [15] CHAVEZ H, BALDICK R, SHARMA S. Governor rate constrained OPF for primary frequency control adequacy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1473-1480.
- [16] GU H, YAN R, SAHA T K. System strength and inertia constrained optimal generator dispatch under high renewable penetration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 11(4): 2392-2406.
- [17] 刘军, 朱世祥, 柳盼攀, 等. 考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 73-84.  
LIU Jun, ZHU Shixiang, LIU Panpan, et al. Coordinated control strategy for wind turbine and energy storage equipment considering system frequency safety and stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 73-84.
- [18] 文云峰, 杨伟峰, 汪荣华, 等. 构建 100% 可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6): 1843-1855.  
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, WANG Ronghua, et al. Review and prospect of toward 100% renewable energy power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(6): 1843-1855.
- [19] MILANO F, ORTEGA A. Frequency divider[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1493-1501.
- [20] TZOUNAS G, DASSIOS I, MILANO F. Frequency divider as a continuum[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4970-4973.
- [21] 李东东, 董楠, 姚寅, 等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.  
LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.
- [22] PRASAD R, PADHY N P. Spatiotemporal pattern analysis of nodal inertia using convex combination of walks of generator nodes in varying inertia system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023 38(5): 4476-4488.
- [23] 曾繁宏, 张俊勃. 电力系统惯性的时空特性及分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 50-58.  
ZENG Fanhong, ZHANG Junbo. The temporal and spatial

- characteristics of power system inertia and its analysis method[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 50-58.
- [24] 肖友强, 林晓煌, 文云峰. 直流和新能源高渗透型电网惯性水平多维度评估[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 19-27.  
XIAO Youqiang, LIN Xiaohuang, WEN Yunfeng. Multi-dimensional assessment of the inertia level of power systems with high penetration of HVDCs and renewables[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 19-27.
- [25] 李元臣, 文云峰, 叶希, 等. 基于多新息辨识的电力系统节点惯量估计方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 89-95.  
LI Yuanchen, WEN Yunfeng, YE Xi, et al. Estimation method of power system nodal inertia based on multi-innovation identification[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 89-95.
- [26] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Conditions for regional frequency stability in power system scheduling—part I: theory[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5558-5566.
- [27] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Conditions for regional frequency stability in power system scheduling—part II: application to unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5567-5577.
- [28] TUO M, LI X. Security-constrained unit commitment considering locational frequency stability in low-inertia power grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023 38(5): 4134-4147.
- [29] POOLLA B K, BOLOGNANI S, DÖRFLER F. Optimal placement of virtual inertia in power grids[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2017, 62(12): 6209-6220.
- [30] 刘家豪, 王程, 毕天姝. 面向新能源电力系统频率时空动态的节点等效惯量指标及其应用[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20): 7773-7789.  
LIU Jiahao, WANG Cheng, BI Tianshu. Node equivalent inertia index for temporal-spatial frequency dynamics of renewable energy power system and its applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7773-7789.
- [31] GU H, YAN R, SAHA T K. Zonal inertia constrained generator dispatch considering load frequency relief[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3065-3077.
- [32] WANG L, REN J, HUANG G. Identifying the largest RoCoF and its implications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 40(1): 1164-1167.
- [33] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [34] WANG L, YANG Y, GU H, et al. Bottleneck generator identification and the corresponding N-1 frequency security constrained intraday generator dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(1): 739-752.
- [35] LIANG Z, MIETH R, DVORKIN Y. Inertia pricing in stochastic electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3): 2071-2084.
- [36] GIBBARD M, VOWLES D. Simplified 14 generator model of the SE Australian power system[EB/OL]. <http://www.eleceng.adelaide.edu.au/groups/PCON/PowerSystems/IEEE/BenchmarkData/index.html>
- [37] WEN Y, ZHAN J, CHUNG C Y, et al. Frequency stability enhancement of integrated AC/VSC-MTDC systems with massive infeed of offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5135-5146.
- [38] Australian Energy Market Operator, System strength requirements methodology system strength requirements & fault level shortfalls[EB/OL]. <https://www.aemo.com.au/media/Files/Electricity/>

收稿日期: 2024-11-11; 修回日期: 2025-04-17

作者简介:

王力成(1989—), 男, 博士, 硕士生导师, 研究方向为低惯量电力系统频率控制、深度强化学习在网络化系统中的应用; E-mail: wanglicheng@zjut.edu.cn

丁伯平(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度。E-mail: d199905242022@163.com

(编辑 张颖)