

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220900

计及暂态频率稳定约束的同步惯量经济价值评估

叶婧^{1,2}, 杨莉^{1,2}, 张磊^{1,2}, 周广浩^{1,2}, 蔡俊文^{1,2}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002)

摘要: 高渗透率新能源接入系统后, 保障系统具有充足的在线惯量是维持系统频率安全稳定的关键, 同时建立惯性辅助服务市场是解决该问题的有效手段。因此, 将同步惯性响应纳入有偿服务, 搭建考虑系统最低同步惯量需求约束的定价出清模型, 并提出离散变量松弛化的方法, 将出清模型转化为凸优化问题。然后, 基于边际成本定价法和拉格朗日对偶原理, 以最低同步惯量需求约束对应的影子价格来评估其经济价值, 为惯性服务定价。最后, 以改进的 IEEE 39 节点系统和 IEEE 118 节点系统为例, 对同步惯量影子价格的存在机理、数值影响因素以及同步机组收益进行分析讨论。结果表明, 含高比例新能源系统具有建设惯性辅助服务市场的必要性和迫切性。所提方法和仿真结论为惯性服务市场化提供了参考性意见。

关键词: 惯性辅助服务市场; 最低同步惯量需求; 频率稳定; 边际成本定价; 影子价格

Economic value evaluation of synchronous inertia considering frequency transient stability constraints

YE Jing^{1,2}, YANG Li^{1,2}, ZHANG Lei^{1,2}, ZHOU Guanghao^{1,2}, CAI Junwen^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;
2. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station
(China Three Gorges University), Yichang 443002, China)

Abstract: Ensuring sufficient online inertia is key to maintaining the security of system frequency when there is a high penetration of renewable energy in the system. The establishment of an inertia auxiliary service market is an effective means of achieving this. Therefore, with integrating synchronous inertia response into paid service, a pricing clearing model considering the minimum synchronous inertia is built, and a discrete variable relaxation method is proposed to transform the clearing model into a convex optimization problem. Then, based on the marginal cost pricing method and the Lagrange duality principle, a shadow price corresponding to the minimum synchronous inertia requirement constraint is extracted to evaluate its economic value and price the inertia service. Finally, taking the improved IEEE 39-bus and IEEE 118-bus systems as examples, the existence mechanism of the synchronous inertia shadow price, the numerical influencing factors and the benefits of the synchronous units are discussed in detail. The results show that it is necessary and urgent to build an inertia auxiliary service market in a power system which has a high proportion of new energy. Consequently the proposed method and simulation are able to provide guidance for the establishment of such an inertia auxiliary services market.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52007103).

Key words: inertia auxiliary service market; minimum synchronous inertia requirement; frequency stability; marginal cost pricing; shadow price

0 引言

在应对全球气候变化和推进能源升级转型的“碳达峰、碳中和”形势下, 国内外诸多电力系统

正逐渐向以可再生能源为主导的新型电力系统发展^[1]。然而, 新能源渗透率不断升高, 大量特高压和柔性直流输电工程投入运行^[2], 将致使系统等效转动惯量水平降低, 大幅度削弱系统惯量支撑能力和频率调节能力^[3]。目前, 新能源占比较高的部分欧洲电网和澳大利亚电网已表现出明显的低惯量特性, 我国新能源集中接入的西北、东北电网也呈现

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52007103); 宜昌市自然科学研究项目资助(A22-3-001)

出惯量下降态势^[4-5]。2016年南澳电网“9·28”大停电、2019年英国“8·9”大停电以及2021年美国得州“2·15”大停电均与惯量削弱导致系统频率失控有关^[6-8]。

在上述背景下,为抵抗低惯量风险及其引发的频率稳定问题,国内外学者主要从以下方面展开了研究:1)挖掘系统潜在惯量资源,以增强系统惯量水平来进行频率响应控制^[9-11];2)在日前调度中考虑惯量需求和频率稳定约束,从优化运行的角度保证系统调频能力^[12-16];3)探索适应未来新型电力系统的调频辅助服务市场机制^[17-19]。具体地,在考虑频率稳定约束的日前调度方面,学者通过在机组组合模型中考虑频率安全约束来计及系统的频率响应需求,合理安排机组启停和出力计划从而使得系统具备充足的调频响应能力,以此维持频率安全稳定。但文献[15]仅保证了系统频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)在允许范围内,未计及频率极值偏差约束的影响,导致系统调频能力与实际需求存在差异。文献[16]基于经典频率响应模型给出了频率最低点约束,但其模型阶数随机组数量增多而增多,计算难度较大。因此,关于频率稳定指标计算及其约束条件的建立有待进一步完善。

在调频辅助服务市场方面,目前我国同步惯性响应和一次调频均为基本服务,二次调频为有偿辅助服务,国内电网正积极推进一次调频和需求响应的市场化进程^[20-21]。北欧、加拿大魁北克等地区已相继推出快速频率响应产品并将其投入市场运行^[22]。澳洲电网正踊跃探讨将惯性响应作为辅助服务的可能性^[23]。同时,部分学者开始就系统惯性服务市场化展开讨论^[24-26]。文献[24]除了提出建设一次调频辅助服务市场的方案之外,还指出在日前市场中应保证系统具有充足的惯性响应能力,但文中并未解释如何得到满足频率稳定约束的最低惯量需求。文献[25]提出了系统惯量的年经济价值、瞬时经济价值、边际价值3个概念,但未给出3种价值的具体计算方法或表达式。文献[26]通过改变系统惯量需求,前后进行两次机组组合仿真计算,对比计算得到惯量的经济价值。但文献[26]通过前向欧拉法,将非线性的动态频率稳定约束离散化为一组线性的代数方程。其计算量较大,离散后优化变量多,难以应用于大规模电力系统中。从以上文献的分析可知,关于惯性辅助服务市场的建设和惯量经济价值的评估仍处于初步探讨阶段。

因此,针对上述两方面的问题,本文将对系统受扰后的频率动态响应曲线进行线性化处理,推导同时考虑频率变化率最大值和频率极值偏差约束的

系统最低同步惯量需求表达式,建立考虑惯量需求约束的日前调度模型;并在此基础上提出一种适用于大规模电力系统的同步惯性服务定价机制,借助市场手段合理评估同步惯量的经济价值。

基于上述思路,首先,本文阐述同步惯量及其惯性响应对频率稳定的重要作用,将系统暂态频率稳定约束转化为最低同步惯量需求约束,引入到惯量安全约束机组组合(inertia security constrained unit commitment, ISCUC)中,在此基础上搭建考虑最低惯量需求约束的定价出清模型;然后,提出离散变量松弛化的非凸问题简化方法,运用边际成本定价法和拉格朗日对偶原理,以最低惯量需求约束对应的影子价格作为惯量的边际成本,评估其经济价值,为惯性服务定价;最后,通过算例验证所提方法的有效性,并对同步惯量影子价格的存在机理、数值影响因素以及同步机组收益等进行分析。结果表明本文方法有利于合理量化同步惯性服务价值,对于维持惯量供给,保证系统频率安全稳定具有重要意义,为建设惯性辅助服务市场提供思路和参考。

1 系统最低同步惯量需求

1.1 系统惯量与惯性响应过程

电力系统的惯性是指当系统受到外来干扰时对频率波动的阻碍作用,其大小用并网旋转电机的转动惯量来衡量。当系统中有 N 台发电机时,系统的在线惯量表示为所有开机机组惯性时间常数的线性组合,如式(1)所示。

$$I^{\text{sys}} = \sum_{i=1}^N H_i S_{N_i} x_i \quad (1)$$

式中: I^{sys} 为系统在线惯量,单位为 $\text{MW}\cdot\text{s}$; N 为同步发电机台数; H_i 为发电机 i 的惯性时间常数,单位为 s ,对于一台发电机而言,其值是恒定不变的; S_{N_i} 为发电机 i 的额定容量,单位为 MW ; x_i 为表征发电机 i 开停机的状态量(等于0时表示停机,等于1时表示开机)。

系统频率波动的根本原因是发电机机械功率与电磁功率之间的不平衡。在仅考虑同步发电机惯性响应和一次调频措施的情况下,系统受扰后的频率动态响应可由等值发电机的转子运动方程表示,如式(2)所示。

$$\frac{2I^{\text{sys}}}{f_0} \frac{df(t)}{dt} = P_m(t) - P_e(t) - D\Delta f(t) \quad (2)$$

式中: f_0 为系统的额定频率; $f(t)$ 为 t 时刻系统惯性中心的频率; $\Delta f(t)$ 为 t 时刻的频率偏差,单位为 Hz ; $P_m(t)$ 、 $P_e(t)$ 分别为 t 时刻系统等值发电机的

机械功率和电磁功率, 单位为 MW; D 为负荷的频率调节效应系数, 单位为 MW/Hz。

接着, 结合频率动态响应曲线(以有功缺额为例如, 如图 1 所示)阐述系统受扰后的频率波动和惯性响应过程。图 1 中, t_0 为扰动时刻; t_{db} 为一次调频动作时刻; t_{nadir} 为频率极值点对应时刻; f_{db} 为一次调频死区; f_{nadir} 、 Δf_{nadir} 分别为频率极值和极值偏差; M_{RoCoF} 为频率变化率最大值, 单位为 Hz/s。

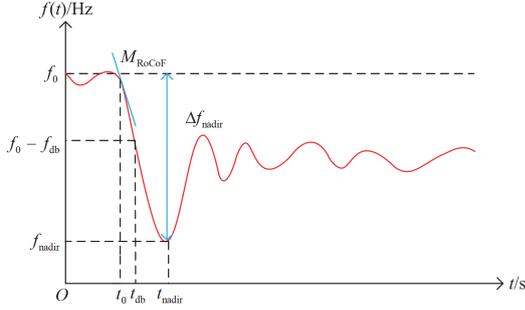


图 1 系统受扰后的频率动态响应曲线

Fig. 1 Frequency dynamic response curve of the system after disturbance

在扰动后的短时间内($t_0 \sim t_{db}$), 由于机组转动惯量的作用, 系统调频主要依赖于同步发电机的惯性响应, 即发电机通过功角特性将转子储存的动能转化为电磁功率向电网释放, 支撑不平衡功率, 抑制系统频率变化速率, 为一次调频赢得时间。

t_{db} 时刻发电机调速器动作, $t_{db} \sim t_{nadir}$ 为同步惯性响应与一次调频共同作用时段。随着调速器不断增发机械功率, 系统不平衡功率逐渐减小, 当机械功率与电磁功率相等时, 频率到达极值点, 而后继续增发机械功率逐步恢复转子转速, 使频率稳定到允许范围内。

1.2 最低同步惯量需求

由上述分析可知, 系统频率变化率在扰动发生的初始时刻最大, 若系统在 $N-1$ 扰动下不平衡功率为 ΔP (有功盈余时其值为正, 有功缺额时其值为负), M_{RoCoF} 可由式(2)得出。

$$M_{RoCoF} = \text{RoCoF} \Big|_{t=t_0^+} = \frac{f_0 \Delta P}{2I^{\text{sys}}} \quad (3)$$

而频率极值偏差 Δf_{nadir} 不仅与系统在线惯量水平有关, 还与系统一次调频能力有关。为得到其线性化的时域表达式, 需将 $t_0 \sim t_{nadir}$ 时段的频率响应过程和机组一次调频过程进行线性化处理^[27], 其结果如图 2 所示。

图 2 中的 $t_0 \sim t_{db}$ 时段, 发电机调速器未启动, 系统不平衡功率维持 ΔP 不变; $t_{db} \sim t_{nadir}$ 时段, 发电

机以 R^{sys} 为速率进行一次调频(R^{sys} 为系统等值一次调频响应速率, 单位为 MW/s)。令 $t_0 = 0$, 对式(2)从 $0 \sim t_{db}$ 进行积分, 得到 t_{db} 为

$$t_{db} = \frac{4I^{\text{sys}} f_{db}}{f_0 (2|\Delta P| - Df_{db})} \quad (4)$$

接着, 对式(2)从 $0 \sim t_{nadir}$ 进行积分:

$$\int_0^{t_{nadir}} \frac{df(t)}{dt} dt = \frac{f_0}{2I^{\text{sys}}} \int_0^{t_{db}} [P_m(t) - P_c(t)] dt + \frac{f_0}{2I^{\text{sys}}} \int_{t_{db}}^{t_{nadir}} [P_m(t) - P_c(t)] dt - \frac{Df_0}{2I^{\text{sys}}} \int_0^{t_{nadir}} [f(t) - f_0] dt \quad (5)$$

根据图 2 将式(5)化简得

$$f_{nadir} - f_0 = \frac{f_0}{2I^{\text{sys}}} (-N_1 - N_2 + DM_1) \quad (6)$$

式中, M_1 、 N_1 和 N_2 分别为图 2 标记区域的面积, 如式(7)所示。

$$\begin{cases} M_1 = \frac{1}{2} t_{nadir} (f_0 - f_{nadir}) \\ N_1 = |\Delta P| t_{db} \\ N_2 = \frac{1}{2} |\Delta P| (t_{nadir} - t_{db}) \end{cases} \quad (7)$$

将式(4)、式(7)代入式(6), 并令 $D=0$, 整理得

$$f_{nadir} = f_0 - f_{db} - \frac{\Delta P^2 f_0}{4I^{\text{sys}} R^{\text{sys}}} \quad (8)$$

同理, 可得有功盈余事故的频率极值 f'_{nadir} 为

$$f'_{nadir} = f_0 + f_{db} + \frac{\Delta P^2 f_0}{4I^{\text{sys}} R^{\text{sys}}} \quad (9)$$

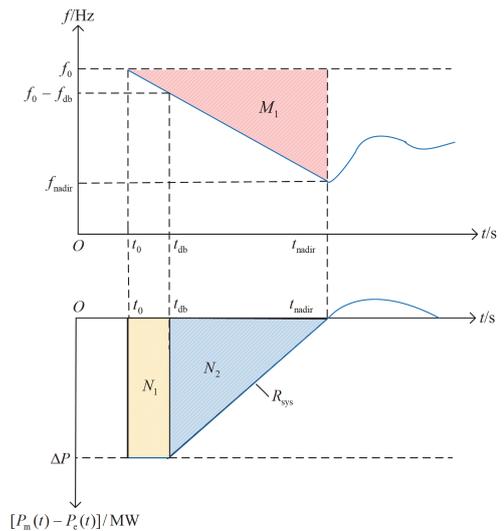


图 2 系统受扰后的频率动态响应过程线性化

Fig. 2 Linearization of the frequency dynamic response process after disturbance

于是, 将有功缺额和有功盈余事故下的频率极值偏差统一表示为

$$\begin{cases} \Delta f_{\text{nadir}} = f_0 - f_{\text{nadir}} = f'_{\text{nadir}} - f_0 \\ \Delta f_{\text{nadir}} = f_{\text{db}} + \frac{\Delta P^2 f_0}{4I^{\text{sys}} R^{\text{sys}}} \end{cases} \quad (10)$$

由式(3)和式(10)可以看出, 低惯量运行场景下, 两个重要的暂态频率指标 $|M_{\text{RoCoF}}|$ 和 Δf_{nadir} 均会趋于恶化, 具体表现如下:

1) $|M_{\text{RoCoF}}|$ 与不平衡功率呈正比而与系统惯量呈反比。系统惯量水平越低, $|M_{\text{RoCoF}}|$ 越大, 越容易触发频率变化率保护阈值, 加快频率到达低频减载/高频切机动作值的时间, 危及频率稳定。

2) Δf_{nadir} 随着系统惯量水平和一次调频能力的降低而增大。系统惯量水平越低, 越容易到达低频减载/高频切机动作值, 致使频率超出允许范围。

因此, 系统具备足够的惯量水平对于维持频率稳定至关重要。于是, 定义系统最低同步惯量需求为: 电力系统遭受最严重的 $N-1$ 扰动故障时, 在不触发 RoCoF 保护、低频减载/高频切机动作值的前提下, 依靠惯性响应和一次调频措施维持频率稳定所需的最小同步惯量水平。那么, 根据系统最低同步惯量需求的概念, 暂态频率指标需满足式(11)。

$$\begin{cases} |M_{\text{RoCoF}}| \leq |M_{\text{set}}| \\ \Delta f_{\text{nadir}} \leq \Delta f_{\text{set}} \end{cases} \quad (11)$$

式中, M_{set} 、 Δf_{set} 分别为 RoCoF 保护整定值和频率极值偏差允许范围。

将式(3)和式(10)代入式(11), 即可根据频率指标约束得出同步惯量范围为

$$\begin{cases} I^{\text{sys}} \geq \frac{f_0 |\Delta P_{\text{max}}|}{2|M_{\text{set}}|} \\ I^{\text{sys}} \geq \frac{\Delta P_{\text{max}}^2 f_0}{4R^{\text{sys}} (\Delta f_{\text{set}} - f_{\text{db}})} \end{cases} \quad (12)$$

式中, ΔP_{max} 为极限预想故障功率, 单位为 MW。一般根据系统 $N-1$ 扰动(如新能源出力波动、系统最大容量机组跳闸、负荷功率突然变化等)造成的有功缺额程度, 以其中最严重者作为极限预想故障功率^[28]。

综上, 系统最低同步惯量需求表示为

$$I^{\text{min}} = \max \left\{ \frac{f_0 |\Delta P_{\text{max}}|}{2|M_{\text{set}}|}, \frac{\Delta P_{\text{max}}^2 f_0}{4R^{\text{sys}} (\Delta f_{\text{set}} - f_{\text{db}})} \right\} \quad (13)$$

式中, I^{min} 为系统最低同步惯量需求, 单位为 MW·s。

2 边际成本定价与拉格朗日对偶理论

传统电力系统中, 在线的同步发电机组占比大,

系统惯量充裕, 不存在因低惯量导致的频率稳定问题。而高渗透率新能源接入电网后, 系统惯量呈现出稀缺性, 为维持系统惯量供给, 有必要将惯性服务纳入有偿服务。在线机组因提供了惯量, 进而保障了系统频率安全, 如何从经济上量化同步发电机组惯量这部分的作用, 为惯性服务定价, 是一个亟需解决的问题。

边际成本定价法是一种以成本为导向的定价方法, 即以增加单位产量或需求所引起的总供给成本的增加量作为商品的价格, 可应用拉格朗日对偶解, 即内生的影子价格作为边际成本进行求解^[29]。

一般, 将包含等式约束和不等式约束的非线性规划原问题表示为

$$\begin{aligned} \min F &= f(x) \\ \text{s.t.} &\begin{cases} g_i(x) = a_i, i=1, 2, \dots, l \\ h_j(x) \leq b_j, j=1, 2, \dots, k \\ x \in X \end{cases} \end{aligned} \quad (14)$$

式中: $f(x)$ 、 $g_i(x)$, $i=1, 2, \dots, l$ 和 $h_j(x)$, $j=1, 2, \dots, k$ 为定义在 \mathbf{R} 上的连续可微函数; a_i 、 b_j 分别为第 i 个等式约束和第 j 个不等式约束的需求向量; l 、 k 分别为等式约束和不等式约束个数; X 为优化变量 x 的约束集合。

引入拉格朗日函数:

$$L = f(x) + \sum_{i=1}^l \lambda_i [g_i(x) - a_i] + \sum_{j=1}^k \mu_j [h_j(x) - b_j] \quad (15)$$

式中, λ_i 、 μ_j 分别为第 i 个等式约束和第 j 个不等式约束对应的拉格朗日对偶乘子。

上述原问题的对偶问题为

$$\begin{aligned} \max_{\lambda, \mu} \theta &= \max_{\lambda, \mu} \min_x L(x, \lambda, \mu) \\ \text{s.t.} &\mu_j \geq 0, j=1, 2, \dots, k \end{aligned} \quad (16)$$

对偶问题的解为原问题解的下界, 若原问题和对偶问题均存在最优解且满足强对偶定理^[29], 最优解下的拉格朗日对偶乘子被称为相应约束条件的影子价格, 其含义为: 约束条件右端需求向量增加单位值后目标函数的改变量, 可表示为

$$\lambda_i^* = \left. \frac{\partial f(x)}{\partial a_i} \right|_{x=x^*} \quad (17)$$

式中: λ_i^* 为第 i 个等式约束对应拉格朗日对偶乘子的最优解; x^* 为原问题的最优解。

3 同步惯量经济价值评估模型和方法

由式(1)可得出日前调度的机组组合方案是影响系统在线惯量大小的关键因素, 即只有确定了机

组启停计划,才能确定系统的在线惯量。于是,本节在机组组合中考虑最低惯量需求约束,建立定价出清模型。在此基础上,对离散变量进行松弛化处理,将模型转化为凸优化问题,以便根据边际成本定价与拉格朗日对偶原理,用惯量的影子价格来评估同步惯量的经济价值,即在求解 ISCUC 模型的同时,获取最低惯量需求增加单位值所引起的调度成本的增加量。本文所提同步惯量经济价值评估思路和流程如图 3 所示。

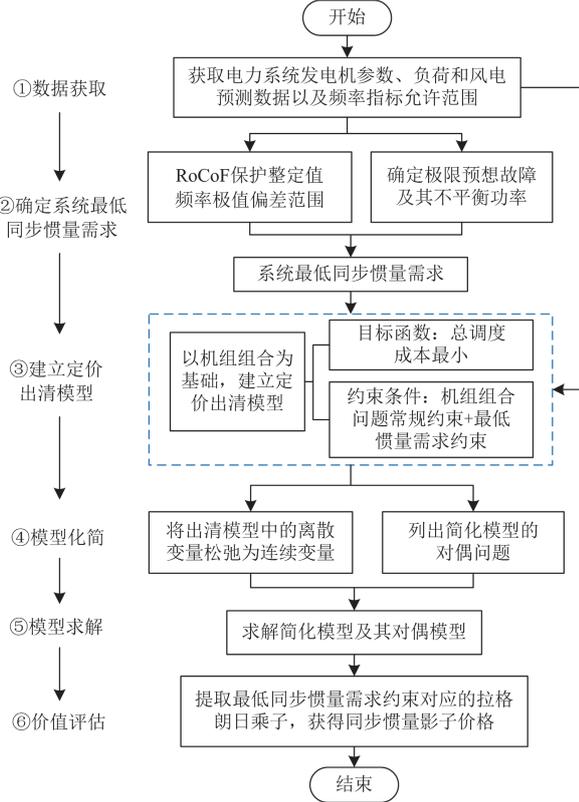


图 3 同步惯量经济价值评估框架

Fig. 3 Framework of economic value evaluation of synchronous inertia

3.1 定价出清模型

本文以同步机组启停状态 U 、同步机组出力值 P 和风电出力值 P_w 为优化变量,以调度总成本 F 最小为目标函数建立出清模型,其数学描述为

$$\begin{aligned} \min F &= f(U, P, P_w) \\ \text{s.t.} \quad &\begin{cases} g_i(U, P, P_w) = 0, i = 1, 2, \dots, l \\ h_j(U, P, P_w) \leq 0, j = 1, 2, \dots, k \\ U \in \{0, 1\}, P \geq 0, P_w \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (18)$$

式中, $g_i(U, P, P_w) = 0$ 、 $h_j(U, P, P_w) \leq 0$ 分别为第 i 个等式约束和第 j 个不等式约束。

3.1.1 目标函数

以系统调度总成本最小为目标函数,调度总成本包含同步机组发电成本和启停成本,即

$$F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [f(P_{it})U_{it} + U_{it}(1 - U_{i(t-1)})C_{it}] \quad (19)$$

式中: T 为调度时间的小时数; $f(P_{it})$ 为发电机 i 在 t 时段的发电运行成本, $f(P_{it}) = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2$, 其中 a_i 、 b_i 、 c_i 为成本函数的系数, P_{it} 为发电机 i 在 t 时段的出力值; U_{it} 为发电机 i 在 t 时段的启停状态; C_{it} 为发电机 i 在 t 时段的启动成本。

3.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{it} + P_{wt} = P_{Lt} \quad (20)$$

式中: P_{wt} 为 t 时段风电场的出力值; P_{Lt} 为 t 时段的负荷需求。

2) 最低惯量需求约束

$$\sum_{i=1}^N U_{it} H_i S_{Ni} \geq I_t^{\min} \quad (21)$$

式中, I_t^{\min} 为系统在 t 时段的最低惯量需求。

3) 机组出力约束

$$\begin{cases} U_{it} P_i^{\min} \leq P_{it} \leq U_{it} P_i^{\max} \\ 0 \leq P_{wt} \leq P_{wt}^{\text{re}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: P_i^{\max} 、 P_i^{\min} 分别为第 i 台发电机的出力上下限; P_{wt}^{re} 为风电功率在 t 时段的预测值。

4) 爬坡/滑坡速率约束

$$\begin{cases} \Delta P_i^{\text{up}} U_{it} + P_i^{\min} (U_{it} - U_{i(t-1)}) \geq P_{it} - P_{i(t-1)} \\ \Delta P_i^{\text{down}} U_{i(t-1)} + P_i^{\min} (U_{i(t-1)} - U_{it}) \geq P_{i(t-1)} - P_{it} \end{cases} \quad (23)$$

式中, ΔP_i^{up} 、 ΔP_i^{down} 分别为第 i 台发电机每小时内有功输出的最大爬坡能力和最大滑坡能力。

5) 最小启停时间约束

$$\begin{cases} (X_{i(t-1)}^{\text{on}} - T_i^{\text{on}}) \cdot (U_{i(t-1)} - U_{it}) \geq 0 \\ (X_{i(t-1)}^{\text{down}} - T_i^{\text{down}}) \cdot (U_{it} - U_{i(t-1)}) \geq 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $X_{i(t-1)}^{\text{on}}$ 、 $X_{i(t-1)}^{\text{down}}$ 分别为第 i 台发电机在前 $t-1$ 个时段的连续开机时间和停机时间; T_i^{on} 、 T_i^{down} 分别为第 i 台发电机的最小连续启动时间和停机时间。

6) 备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \min(U_{it} P_i^{\max} - P_{it}, \Delta P_i^{\text{up}}) \geq 20\% P_{wt}^{\text{re}} \\ -\sum_{i=1}^N \max(P_{it} - U_{it} P_i^{\min}, \Delta P_i^{\text{down}}) \geq 20\% P_{wt}^{\text{re}} \end{cases} \quad (25)$$

模型中,以 $20\%P_w^{\text{re}}$ 作为上下备用需求来平衡风电功率预测误差。

3.2 同步惯量影子价格的求解

由于离散变量 U 的存在,上述定价出清模型为非凸优化问题,不满足强对偶定理。因此,本文提出离散变量松弛化的化简方法,将其转化为凸优化问题。即将离散变量 U 松弛为连续变量,并令其位于区间 $[0,1]$ 内。那么,简化的定价出清模型为

$$\begin{aligned} \min F &= f(U, P, P_w) \\ \text{s.t.} &\begin{cases} g_i(U, P, P_w) = 0, i=1, 2, \dots, l \\ h_j(U, P, P_w) \leq 0, j=1, 2, \dots, k \\ U \in [0, 1], P \geq 0, P_w \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (26)$$

引入对偶乘子,构造其拉格朗日函数为

$$\begin{aligned} L(U, P, P_w, \lambda, \mu) &= f + \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^k \lambda_{ij} g_{ij} + \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{k-1} \mu_{ji} h_{ji} + \\ &\quad \sum_{i=1}^T \mu_{ki} (I_i^{\min} - \sum_{i=1}^N U_{it} H_i P_i^{\max}) \end{aligned} \quad (27)$$

式中: μ_{ki} 为最低惯量需求约束在 t 时段的拉格朗日对偶乘子; λ_{ij} 、 μ_{ji} 为其他约束条件在 t 时段对应的拉格朗日对偶乘子。

由此,列出简化定价出清模型的对偶问题:

$$\begin{aligned} \max_{\lambda, \mu} \theta &= \max_{\lambda, \mu} \min_{U, P, P_w} L(U, P, P_w, \lambda, \mu) \\ \text{s.t.} &\mu_j \geq 0, j=1, 2, \dots, k \end{aligned} \quad (28)$$

对模型进行求解,假设 μ_{ki}^* 为对偶问题的最优解,那么 μ_{ki}^* 的含义为最低同步惯量需求增加单位值引起的调度总成本的增加量,即同步惯量的边际成本,也称为同步惯量的影子价格。

3.3 同步惯性服务结算机制

上述简化定价出清模型的基础是日前调度机组组合模型,假设功率平衡约束对应的拉格朗日对偶乘子为 λ_{it} ,那么,提取其最优解 λ_{it}^* ,即可获得负荷需求增加单位值引起的调度总成本的增加量,即边际电价^[29]。于是,本文在日前进行电能量和惯性服务联合出清,同步发电机组按照出清结果执行发电计划后,调度中心将根据每时段的主辅出清价格和发电量、在线惯量对发电厂进行交付。电能量和惯性服务联合出清及结算交易过程如图4所示。

那么,将惯性服务纳入有偿服务后,系统所有同步发电机组的结算收益可由式(29)进行计算。

$$B = \sum_{i=1}^T \lambda_{it}^* \sum_{i=1}^N P_{it}^* + \sum_{i=1}^T \mu_{ki}^* I_t^{\text{sys}} - F^* \quad (29)$$

式中: B 为系统同步机组的总收益; P_{it}^* 、 F^* 分别

为定价出清模型中发电机 i 在 t 时段出力值的最优解和最优调度总成本; I_t^{sys} 为 t 时段系统的在线惯量。

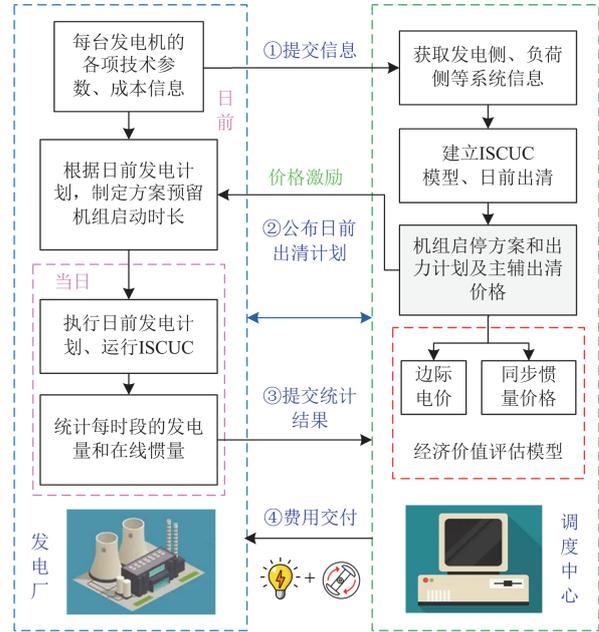


图4 电能量和惯性服务联合出清及结算交易过程

Fig. 4 Trading process of joint clearing and settlement of electric energy and inertia service

4 算例分析

本文以改进的 IEEE 39 节点系统作为测试系统来验证所提定价模型和求解方法的有效性;并运用所提惯量经济价值评估方法对改进的 IEEE 118 节点系统进行了测试和分析。算例以 24 h 作为评估周期,设置系统 $N-1$ 极限预想故障功率为 $\pm 10\%P_L$ ^[29],额定频率为 50 Hz,假设系统内所有同步发电机组均可参与一次调频,一次调频死区为 0.005 Hz。设置系统 RoCoF 保护整定值 M_{set} 为 ± 0.5 Hz/s,系统频率极值偏差设定值 Δf_{set} 为 1 Hz^[30]。算例仿真运用 Matlab/YALMIP 搭建定价出清模型,利用求解器 Gurobi 进行求解。

4.1 算例一:改进的 IEEE 39 节点系统

算例一以改进的 IEEE 39 节点系统作为测试系统,机组参数和负荷预测数据取自文献[12,30],详见附录 A 表 A1 及图 A1。10 台同步发电机总装机容量为 1662 MW,系统惯量总和为 13 795.2 MW·s。风电场从节点 1 接入系统,其装机容量为 712 MW,占系统总装机容量的 30%,系统单线图如图 5 所示。风功率预测值详见附录 A 图 A1。模型求解结果详见附录 A 图 A2。

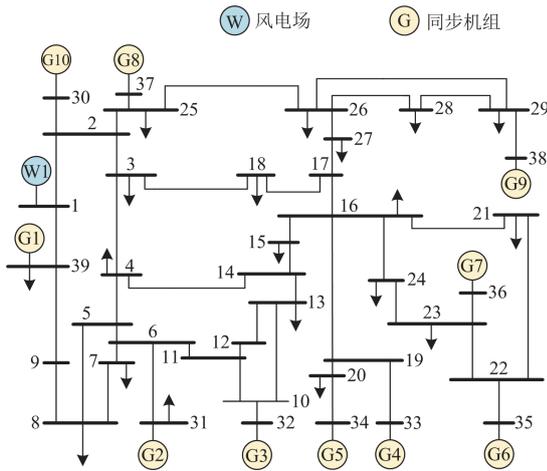


图 5 改进的 IEEE 39 节点系统单线图

Fig. 5 Single-line diagram of improved IEEE 39-bus system

4.1.1 所提模型对频率稳定的作用

本文定价出清模型的基础为考虑最低同步惯量需求约束的日前调度问题，对比传统不考虑最低惯量约束的调度方法(出清模型中不含最低同步惯量需求约束)，可发现本文模型对维持频率稳定具有一定的积极作用。两种调度方法下系统在线同步惯量分布如图 6 所示。

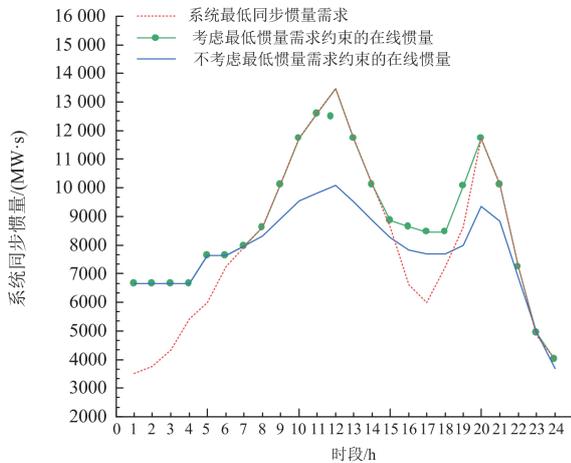


图 6 两种不同调度方法下系统在线同步惯量分布

Fig. 6 System online synchronous inertia distribution under two different scheduling methods

图 6 表明传统日前调度方法未计及惯量安全约束，多数时段系统在线惯量不满足最低惯量需求，抑制频率变化速率的惯量支撑能力不足，如第 10 时段，系统在线同步惯量为 9528 MW·s，比最低同步惯量需求小了 2197.29 MW·s。若出现 10% P_L 的扰动功率，系统频率极值偏差为 1.3 Hz，将引发低频减载/高频切机装置动作，严重时危及系统频率

安全和稳定。而本文将最低同步惯量需求约束考虑到调度模型中来，可从日前优化的角度保证系统具备足够的惯量水平。如附录 A 图 A3 所示，此方案下暂态频率指标均在安全约束范围内，即保障了系统频率安全稳定。

4.1.2 同步惯量影子价格与惯量裕度的关系

定义系统惯量裕度 I_t^{mar} 为某时段 t 系统在线惯量与最低同步惯量需求之差。即 $I_t^{\text{mar}} = I_t^{\text{sys}} - I_t^{\text{min}}$ 。因 ISUC 模型中的最低同步惯量需求约束， I_t^{mar} 始终大于等于 0。当 $I_t^{\text{mar}} = 0$ 时，表明系统在线同步惯量恰好满足最低同步惯量需求。同步惯量影子价格与系统惯量裕度的关系如图 7 所示。

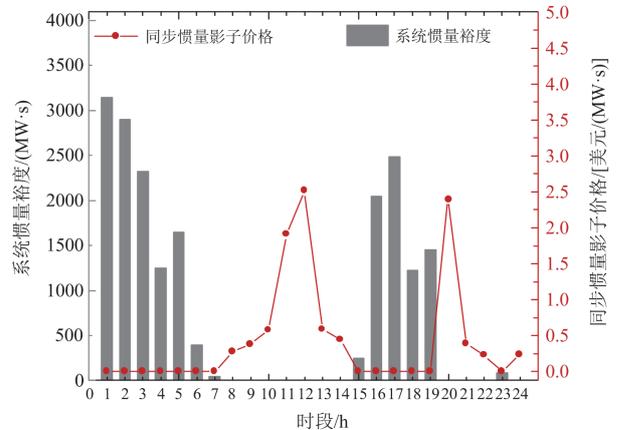


图 7 同步惯量影子价格与系统惯量裕度的关系

Fig. 7 Relationship between synchronous inertia shadow price and system inertia margin

由图 7 可知， $I_t^{\text{mar}} > 0$ 时，同步惯量影子价格为 0，而当 $I_t^{\text{mar}} = 0$ 时，同步惯量影子价格大于 0。这是因为当 $I_t^{\text{mar}} > 0$ 时，系统在线惯量较最低惯量需求有富余，当系统最低惯量需求增加单位值后，不必改变机组的启停方案以增加在线惯量，没有增加发电成本，惯量影子价格为 0；而当 $I_t^{\text{mar}} = 0$ 时，若最低惯量需求增加，需要改变机组启停方案，以此满足惯量安全约束，导致调度成本增加，进而惯量影子价格大于 0。

同时，定义系统惯量备用 I_t^{res} 为 t 时段系统所有机组惯量之和与在线惯量之差，即 $I_t^{\text{res}} = I_{\text{total}} - I_t^{\text{sys}}$ 。当同步惯量影子价格不为 0 时，系统的惯量备用如图 8 所示。

从图 8 可以看出，当惯量影子价格不为 0 时，系统惯量备用越大，惯量影子价格越低。这是因为惯量备用越多，系统在最低惯量需求增加时可调用的资源越多，启动成本和发电成本低的机组首先被

调度起来以满足惯量安全约束, 相应的影子价格越低。以时段 12、20 为例, 这两个时段具有较高的惯量影子价格。究其原因: 算例中按照 10% P_L 来设置极限预想事故导致的功率缺额, 这两个时段负荷功率大, 分别为 1500 MW、1400 MW, 对应的最低惯量需求大。因此, 这两个时段为了满足系统最小惯量限制, 系统在线惯量大, 预留的惯量备用小, 可调用的惯量资源少, 从而惯量影子价格高。

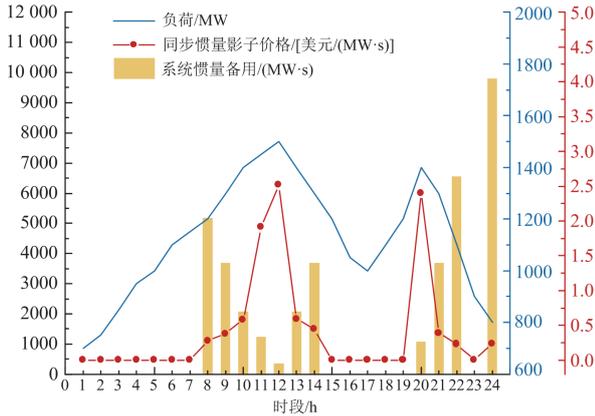


图 8 同步惯量影子价格与系统惯量备用的关系

Fig. 8 Relationship between synchronous inertia shadow price and system inertia reserve

4.2 算例二: 改进的 IEEE 118 节点系统

算例二对改进的 IEEE 118 节点系统进行了测试和分析。该系统由 54 台火电机组、91 个负荷点和 3 个风力发电场组成, 其中火电机组总装机容量为 7220 MW, 风电场分别位于节点 14、54、95 上, 其系统结构图详见文献[32], 机组参数和负荷预测数据参照文献[33]进行了一些修改, 如附录 B 表 B1 和图 9 所示。

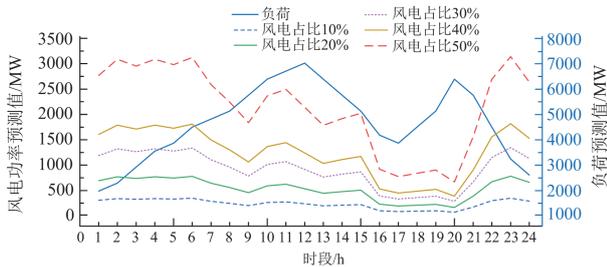


图 9 算例二负荷预测值与风功率预测值

Fig. 9 Load forecast and wind power forecast in case 2

算例二将改变接入系统风电场的装机容量, 从而对比分析不同风电场容量占比情况下的仿真结果。系统风电场总装机容量及其占比如表 1 所示, 同时, 保证不同风电场装机容量下, 各时段风速预测值相同, 对应的风功率预测值详见图 9。

表 1 风电场不同装机容量及其占比

Table 1 Different installed capacity and their proportions of wind farms

装机容量/MW	0	802	1800	3096	4200	7220
容量占比/%	0	10	20	30	40	50

4.2.1 同步惯量影子价格与风电容量占比的关系

利用本文所提方法对不同风电场容量占比情况下的同步惯量经济价值进行评估, 平均求解时间为 0.21 s, 满足一般运行分析要求, 克服了文献[26]计算量大的局限性, 可推广应用到大规模电力系统中。不同风电场容量占比下同步惯量的影子价格如表 2 所示。

表 2 不同风电场容量占比下的同步惯量影子价格

Table 2 Synchronous inertia shadow price under different wind power proportion

时段/h	美元/(MW·s)					
	0%	10%	20%	30%	40%	50%
10	0.00	0.00	0.28	0.30	0.48	0.54
11	0.31	0.42	0.53	0.55	0.67	0.78
12	1.10	1.30	1.42	1.54	1.72	1.84
13	0.00	0.13	0.17	0.44	0.79	0.83
14	0.00	0.00	0.17	0.23	0.54	0.77
15	0.00	0.00	0.00	0.30	0.48	0.59

由表 2 可知, 风电场容量占比越高, 惯量影子价格不为 0 的情况越多。分析可知, 风电场容量占比越大, 对应的同步发电机组出力占比越小, 处于开机状态的同步发电机组越少, 相应的系统在线惯量越低, 即越容易出现 $I_t^{\text{mar}} = 0$ 的情况, 因此出现惯量影子价格为 0 的比例也越低。

从表 2 还可以看出, 在同一个时段内, 惯量影子价格大小随风电场容量占比的增加而升高。因为风电场容量占比越高, 系统需预留更多的备用来应对风电的随机性和波动性, 相应地, 同步发电机组出力可调度的空间就越小。此时, 系统最低惯量需求增加单位值后, 系统需在一个较小的可调度空间内寻找一个最优解, 发电成本增加较大, 对应的惯量影子价格较高。

4.2.2 同步机组结算收益对比分析

同理, 在定价出清模型取得最优解时提取系统功率平衡约束的拉格朗日对偶乘子, 得到负荷需求的影子价格, 即边际电价。当以出清价格为结算价格支付同步发电机组, 并将惯性服务纳入有偿服务时, 可根据式(29)计算系统所有同步发电机组在不同风电场容量占比下的收益, 结果如表 3 所示。

表 3 同步发电机组在不同风电场容量占比下的收益

Table 3 Benefits of synchronous units under different wind power proportion

美元					
风电容量占比	电量收入	惯量收入	调度总成本	计及惯性服务收益	不计惯性服务收益
0%	2 395 630	157 061	1 888 536	664 156	507 095
10%	2 253 436	196 307	1 782 687	667 056	470 749
20%	2 076 481	215 471	1 653 722	638 230	422 760
30%	1 849 230	272 873	1 493 518	628 584	355 711
40%	1 661 480	358 335	1 364 426	655 388	297 054
50%	1 115 718	477 528	1 240 662	352 585	-124 943

表 3 中，不计及惯性服务的收益为电能量收入减去调度总成本。由表 3 可知，电量收入随着风电容量占比的升高而减少，这是因为风电容量占比较高时，更多的同步发电机组被替代，机组出力降低，与此同时边际电价降低，两者共同导致电能量收入减少。惯量收入则相反，随着风电容量占比的升高，惯量影子价格升高，从而惯量收入增加。当同步机组被支付惯性辅助服务费用时，可获得较大利润。若仅被支付主能量，该系统同步发电机组在风电场容量占比达 50% 时就会亏损，存在离网风险。这表明在新能源装机容量占比较高的系统中，有必要建立惯性辅助服务市场，补偿提供惯性响应的同步机组，激励其并网参与调频。

5 结论

确定同步惯量的经济价值是建立惯性辅助服务市场的基础和前提。本文利用改进的 IEEE 39 节点系统和 IEEE 118 节点系统验证所提方法的有效性和普适性，通过测试分析，得出以下结论：

- 1) 同步惯量影子价格是在系统最优时赋予给惯量的经济价值，是一种最优估价。它不仅可以反映同步惯量资源相较于最低惯量需求是否富余，还可以反映出惯量备用资源的充裕程度，即同步惯量备用资源越充裕，影子价格越小。
- 2) 同步惯量影子价格随着风电场容量占比的升高而增加。在风电容量占比较高的系统中，同步惯量资源更为稀缺，具有更高的经济价值。
- 3) 风电场容量占比越高，同步机组电能量市场收入逐步下降，而惯性辅助服务市场收入逐步增加。当风电容量占比较高时，若不考虑同步惯量的经济价值，同步机组因利润为负，有主动离网的风险。因此，含高比例新能源系统具有建设惯性辅助服务市场的必要性和迫切性。

本文将同步惯量服务定价出清模型的离散变量进行松弛化处理，计算结果具有一定局限性，未来将考虑应用非凸定价方法来评估同步惯量的经济价值，从而优化同步惯量定价方式。同时，今后还将研究新能源和储能等虚拟惯量参与系统的惯量经济价值评估，助力惯性辅助服务市场的建设和发展。

附录 A

表 A1 算例一机组参数

Table A1 Generator parameters in case 1

机组编号	惯性时间常数/s	最大出力/MW	最小出力/MW	向上/向下爬坡率/(MW/h)	最小连续运行/停机时间/h
1	9.3	455	150	± 150	8
2	9.3	455	150	± 150	8
3	8.1	130	20	± 40	5
4	8.1	130	20	± 40	5
5	8.1	162	25	± 45	6
6	5.8	80	20	± 20	3
7	5.8	85	25	± 25	3
8	5.8	55	15	± 15	1
9	5.8	55	15	± 15	1
10	5.8	55	15	± 15	1

机组编号	a/(美元/h)	b/(美元/MWh)	c/(美元/MW ² h)	启动成本/(美元/h)
1	1000	16.19	0.000 48	4500
2	970	17.26	0.000 31	5000
3	700	16.60	0.002 00	550
4	680	16.50	0.002 11	560
5	450	19.70	0.003 98	900
6	370	22.26	0.007 12	170
7	480	27.74	0.000 79	260
8	660	25.92	0.004 13	30
9	665	27.27	0.002 22	30
10	670	27.79	0.001 73	30

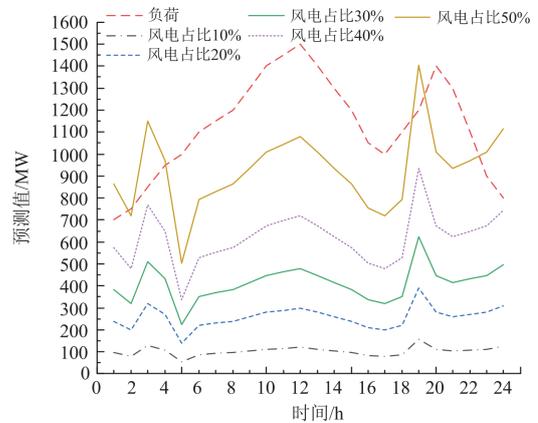
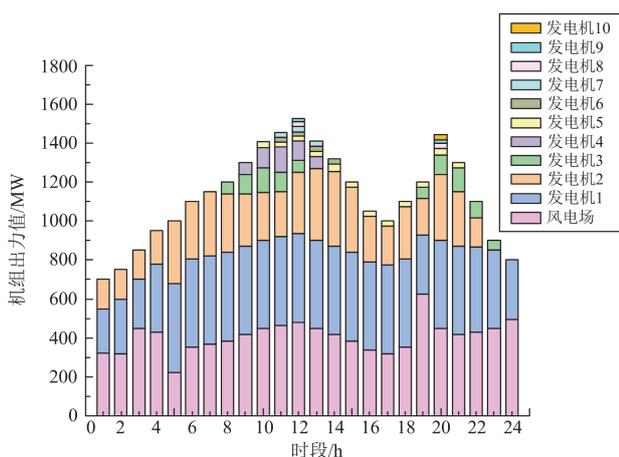
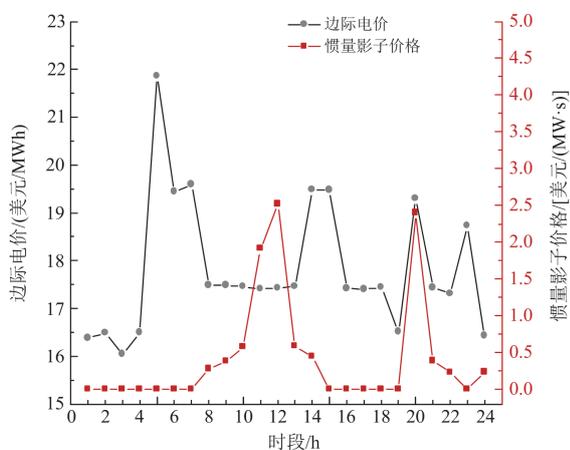


图 A1 算例一负荷预测值与风功率预测值

Fig. A1 Load forecast and wind power forecast in case 1



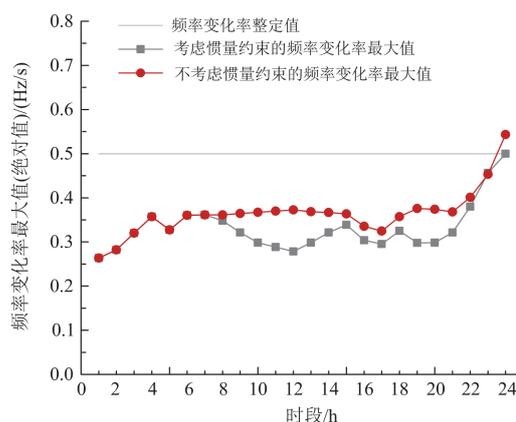
(a) 机组组合方案



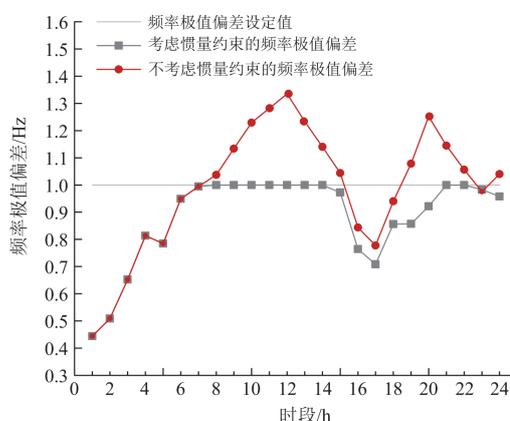
(b) 边际电价和惯量影子价格

图 A2 算例一求解结果

Fig. A2 The solution results of case 1



(a) 系统频率变化率最大值



(b) 系统频率极值偏差

图 A3 两种调度方法的暂态频率安全指标

Fig. A3 Transient frequency security index of two scheduling methods

附录 B

表 B1 算例二机组参数

Table B1 Generator parameters in case 2

机组编号	惯性时间常数/s	最大出力/MW	最小出力/MW	向上/向下爬坡率/(MW/h)	最小连续运行/停机时间/h	a/(美元/h)	b/(美元/MWh)	c/(美元/MW ² h)	启动成本/(美元/h)
1	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
2	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
3	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
4	8	300	150	± 150	8	6.78	12.89	0.0109	440
5	8	300	100	± 100	8	6.78	12.89	0.0109	110
6	4	30	10	± 10	1	31.67	26.24	0.0697	40
7	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
8	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
9	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
10	8	300	100	± 100	8	6.78	12.89	0.0109	100
11	9	350	100	± 100	8	32.96	10.76	0.0030	100
12	4	30	8	± 8	1	31.67	26.24	0.0697	40

续表 B1

机组 编号	惯性时间 常数/s	最大出 力/MW	最小出 力/MW	向上/向下爬坡率/ (MW/h)	最小连续运行/ 停机时间/h	a/(美元/h)	b/(美元/MWh)	c/(美元/MW ² h)	启动成本/ (美元/h)
13	4	30	8	± 8	1	31.67	26.24	0.0697	40
14	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
15	4	30	8	± 8	1	31.67	26.24	0.0697	40
16	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
17	4	30	8	± 8	1	31.67	26.24	0.0697	40
18	4	30	8	± 8	1	31.67	26.24	0.0697	40
19	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
20	7.2	250	50	± 50	8	28.00	12.33	0.0024	100
21	7.2	250	50	± 50	8	28.00	12.33	0.0024	100
22	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
23	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
24	7	200	50	± 50	8	39.00	13.29	0.0044	100
25	7	200	50	± 50	8	39.00	13.29	0.0044	100
26	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
27	9.3	420	100	± 100	10	64.16	8.34	0.0106	250
28	9.3	420	100	± 100	10	64.16	8.34	0.0106	250
29	8	300	80	± 80	8	6.78	12.89	0.0109	100
30	5.8	80	30	± 30	4	74.33	15.47	0.0459	45
31	4	30	10	± 10	1	31.67	26.24	0.0697	40
32	4	30	5	± 5	1	31.67	26.24	0.0697	40
33	3.8	20	5	± 5	1	17.95	37.70	0.0283	30
34	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
35	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
36	8	300	150	± 150	8	6.78	12.89	0.0109	440
37	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
38	4	30	10	± 10	1	31.67	26.24	0.0697	40
39	8	300	100	± 100	8	32.96	10.76	0.0030	440
40	7	200	50	± 50	8	6.78	12.89	0.0109	400
41	3.8	20	8	± 8	1	17.95	37.70	0.0283	30
42	5	50	20	± 20	1	58.81	22.94	0.0098	45
43	8	300	100	± 100	8	6.78	12.89	0.0109	100
44	8	300	100	± 100	8	6.78	12.89	0.0109	100
45	8	300	100	± 100	8	6.78	12.89	0.0109	110
46	3.8	20	8	± 8	1	17.95	37.70	0.0283	30
47	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
48	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
49	3.8	20	8	± 8	1	17.95	37.70	0.0283	30
50	5	50	25	± 25	2	58.81	22.94	0.0098	45
51	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
52	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
53	6	100	25	± 25	5	10.15	17.82	0.0128	50
54	5	50	25	± 25	2	58.81	22.94	0.0098	45

参考文献

- [1] 江涵, 岳程燕, 严兴煜, 等. 高比例可再生能源系统惯量约束对灵活性分析的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 44-51.
JIANG Han, YUE Chengyan, YAN Xingyu, et al. Influence of system inertia on flexibility resource analysis for an interconnection system with a high proportion of intermittent renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 44-51.
- [2] 文云峰, 杨伟峰, 林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.
- [3] 鲁宗相, 汤海雁, 乔颖, 等. 电力电子接口对电力系统频率控制的影响综述[J]. 中国电力, 2018, 51(1): 51-58.
LU Zongxiang, TANG Haiyan, QIAO Ying, et al. The impact of power electronics interfaces on power system frequency control: a review[J]. Electric Power, 2018, 51(1): 51-58.
- [4] GU H, YAN R, SAHA T. Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(3): 295-305.
- [5] 陈国平, 李明节, 许涛, 等. 我国电网支撑可再生能源发展的实践与挑战[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3095-3103.
CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Practice and challenge of renewable energy development based on interconnected power grids[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3095-3103.
- [6] 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.
- [7] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6.
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9-28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [8] 张玥, 谢光龙, 张全, 等. 美国德州2·15大停电事故分析及对中国电力发展的启示[J]. 中国电力, 2021, 54(4): 192-198, 206.
ZHANG Yue, XIE Guanglong, ZHANG Quan, et al. Analysis of 2·15 power outage in Texas and its implications for the power sector of China[J]. Electric Power, 2021, 54(4): 192-198, 206.
- [9] 马喜平, 何世恩, 姚寅, 等. 计及风速不确定性及相关性的风电场分区虚拟惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 123-131.
MA Xiping, HE Shien, YAO Yin, et al. Virtual inertia estimation of wind farm zones with wind speed uncertainty and correlation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 123-131.
- [10] 孙伟卿, 尹向阳, 秦艳辉. 基于有效惯量分布的电力系统惯量不足概率评估[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 111-118.
SUN Weiqing, YIN Xiangyang, QIN Yanhui. Probability assessment of power system inertia shortage based on available inertia distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 111-118.
- [11] 徐海珍, 余畅舟, 毛福斌, 等. 基于频率稳定性提升的虚拟惯性优化控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(12): 126-133.
XU Haizhen, YU Changzhou, MAO Fubin, et al. A virtual inertia optimization control strategy based on frequency stability improvement[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(12): 126-133.
- [12] 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.
- [13] PATURET M, MARKOVIC U, DELIKARAOGLU S, et al. Stochastic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3448-3458.
- [14] 叶婧, 林涛, 徐遐龄, 等. 考虑稳态频率约束的含高渗透率风电的孤立电网机组组合[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1311-1318.
YE Jing, LIN Tao, XU Xialing, et al. Research on unit commitment considering steady state frequency constraints of isolated grids with high permeability wind power[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1311-1318.
- [15] DALY P, QAZI H W, FLYNN D. RoCoF-constrained scheduling incorporating non-synchronous residential demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3372-3383.
- [16] 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.
- [17] 兰强, 周宇晴, 邱燕军, 等. 可调负荷参与多级电网实时调控: 关键技术与工程应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 141-148.

- LAN Qiang, ZHOU Yuqing, QIU Yanjun, et al. Adjustable load participating in real-time dispatching and control of a multi-lever power grid: key technology and engineering application[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(6): 141-148.
- [18] 陈亦平, 卓映君, 刘映尚, 等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(10): 174-183.
- CHEN Yiping, ZHUO Yingjun, LIU Yingshang, et al. Development and recommendation of fast frequency response market for power system with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(10): 174-183.
- [19] POOLLA B K, BOLOGNANI S, LI N, et al. A market mechanism for virtual inertia[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(4): 3570-3579.
- [20] 孙毅, 李泽坤, 黄绍模, 等. 基于分布式需求侧资源调池的低频减载优化策略研究[J]. *电网技术*, 2020, 44(3): 1016-1026.
- SUN Yi, LI Zekun, HUANG Shaomo, et al. An improved UFLS strategy based on distributed demand side resource pools[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(3): 1016-1026.
- [21] 王霞. 含储能的能量与一次调频服务市场联合优化出清研究[D]. 武汉: 武汉大学, 2021.
- WANG Xia. Research on the joint optimization clearing for energy and primary frequency regulation markets incorporating energy storage[D]. Wuhan: Wuhan University, 2021.
- [22] KONTIS E O, DEL NOZAL Á R, MAURICIO J M, et al. Provision of primary frequency response as ancillary service from active distribution networks to the transmission system[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(6): 4971-4982.
- [23] AEMC. National electricity amendment (inertia ancillary service market) rule 2018[EB/OL]. [2021-11-20]. <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/inertia-ancillary-service-market>.
- [24] ELA E, GEVORGIAN V, TUOHY A, et al. Market designs for the primary frequency response ancillary service—part I: motivation and design[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 29(1): 421-431.
- [25] XU T, JANG W, OVERBYE T. An economic evaluation tool of inertia services for systems with integrated wind power and fast-acting storage resources[C] // 2016 49th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), January 5-8, 2016, Koloa, USA: 2456-2465.
- [26] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Economic value of inertia in low-carbon power systems[C] // 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), September 26-29, 2017, Turin, Italy: 1-6.
- [27] 林晓煌, 文云峰, 杨伟峰. 惯量安全域: 概念、特点及评估方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(9): 3065-3079.
- LIN Xiaohuang, WEN Yunfeng, YANG Weifeng. Inertia security region: concept, characteristics, and assessment method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(9): 3065-3079.
- [28] 文云峰, 林晓煌. 孤岛与并网模式下微电网最低惯量需求评估[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(6): 2040-2053.
- WEN Yunfeng, LIN Xiaohuang. Minimum inertia requirement assessment of microgrids in islanded and grid-connected modes[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(6): 2040-2053.
- [29] 王怡, 杨知方, 余娟, 等. 节点电价与对偶乘子的内在关联分析与扩展[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(6): 82-91.
- WANG Yi, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Analysis and extension of internal relationship between locational marginal price and dual multiplier[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(6): 82-91.
- [30] 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.
- [31] WU L, SHAHIDEHPOUR M, LI T. Stochastic security-constrained unit commitment[J]. *IEEE Transactions on power systems*, 2007, 22(2): 800-811.
- [32] ONGSAKUL W, PETCHARAKS N. Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, 19(1): 620-628.
- [33] JIA J, YANG N, XING C, et al. An improved constrained order optimization algorithm for uncertain SCUC problem solving[J]. *Energies*, 2019, 12(23): 4498.

收稿日期: 2022-06-15; 修回日期: 2022-10-13

作者简介:

叶婧(1986—), 女, 博士, 讲师, 硕士生导师, 研究方向为大规模新能源接入后电力系统优化运行与控制; E-mail: yejing2000310@163.com

杨莉(1996—), 女, 硕士研究生, 研究方向为大规模新能源接入后电力系统优化运行与控制; E-mail: yangli_effort@163.com

张磊(1986—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为大规模新能源接入后电力系统优化运行与控制、人工智能技术在电力系统运行控制中的运用。E-mail: leizhang3188@163.com

(编辑 魏小丽)