

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241696

基于主从博弈的风电场虚拟惯量辅助服务动态定价与优化分配策略

尹纯亚¹, 徐大成^{1,2}, 李凤婷¹, 李笑竹¹, 韩璐¹, 蒋江波³

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017; 2. 国网甘肃省电力公司党校(培训中心), 甘肃 兰州 730070;
3. 国网兰州供电公司, 甘肃 兰州 730070)

摘要:“双碳”目标下新能源快速发展将带来转动惯量稀缺问题, 促使风电系统提供惯量支撑愈发重要。然而, 风电场通过调整其有功输出提供系统惯量支撑, 降低了自身经济性。为此, 提出了一种辅助服务市场下基于主从博弈的风电场虚拟惯量动态定价与优化分配方法。首先, 基于风电机组的转子转速约束与功率变化约束, 评估风电场惯量支撑能力。并对风电场规模进行评估, 基于风电场规模设立差异化奖罚机制。其次, 构建以电力市场运营商为领导者, 风电场集群为跟随者的 Stackelberg 主从博弈模型, 市场运营商对惯量动态定价以及建立奖惩机制, 激励风电场集群参与系统惯量支撑。最后, 基于 MATLAB 采用 Gurobi 商业求解器求解模型, 并通过算例验证了所提模型与方法的可行性与有效性。

关键词: 虚拟惯量; 激励机制; 惯量市场; 主从博弈; 动态定价; 惯量分配

Dynamic pricing and optimal allocation strategy for wind farm virtual inertia auxiliary services based on leader-follower game

YIN Chunya¹, XU Dacheng^{1,2}, LI Fengting¹, LI Xiaozhu¹, HAN Lu¹, JIANG Jiangbo³

(1. College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, China; 2. Party School (Training Center) of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China; 3. State Grid Lanzhou Electric Power Company, Lanzhou 730070, China)

Abstract: Under the “dual-carbon” goals, the rapid development of new energy has led to a scarcity of rotational inertia, making inertia support from wind power systems increasingly important. However, providing inertia support by adjusting active power output reduces the economic efficiency of wind farms. To address this issue, a dynamic pricing and optimal allocation method for wind farm virtual inertia in the ancillary service market is proposed based on a Stackelberg game framework. First, the inertia support capability of wind farms is assessed based on rotor speed and power change constraints of wind turbines. The wind farm capacity is also evaluated, and a differentiated reward-penalty mechanism is established accordingly. Second, a Stackelberg leader-follower game model is constructed, where the power market operator acts as the leader and the wind farm cluster as followers. The market operator determines dynamic pricing and reward-penalty mechanisms to incentivize wind farms to participate in system inertia support. Finally, the proposed model and method are solved in MATLAB using the Gurobi commercial solver, and case studies verify their feasibility and effectiveness.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52467014).

Key words: virtual inertia; incentive mechanism; inertia market; leader-follower game; dynamic pricing; inertia allocation

0 引言

随着国家“碳达峰、碳中和”能源战略的提出,

风电将以更大的规模和更高的渗透率并入电网^[1-4]。风电新能源占比显著提高, 将削弱系统惯量支撑能力^[5-8], 目前风电场通过虚拟惯量控制为系统提供惯量支撑^[9-10], 这将是满足未来高比例新能源电力系统惯量需求的关键途径之一。而虚拟惯量控制下的风电机组通过降低自身有功输出为系统提供惯量支

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52467014); 自治区(新疆)自然科学基金-青年基金项目资助(2024D01C249)

撑,影响了风电场经济收益^[11-12],导致风电场不愿意甚至拒绝为系统提供惯量支撑。因此,亟需开展兼顾系统惯量需求与风电场经济效益的顶层设计与研究,提升风电场参与系统惯量支撑的积极性与主动性。

风电场多种多样,惯量支撑能力不同,因此针对风电场惯量支撑能力,国内外学者展开了广泛研究,文献[13]提出了基于改进粒子群算法的风电场虚拟惯量优化分配方法,该策略未考虑不同机组分配的公平性。文献[14]提出风电场应根据其并网导致的系统惯量削弱量,承担相应的虚拟惯量补偿任务。未考虑风电场参与惯量支撑对自身经济性的影响。在上述研究的基础上,文献[15]建立了风电场惯量需求的容量市场出清模型,提出了新能源系统的惯量需求与经济性的交互关系。文献[16]在原有容量出清模型中增加惯量约束,设计了风电场的惯量定价方法和收益分配机制,但未考虑风电场收益与系统惯量需求两者的利益冲突关系。文献[17]考虑各主体间的利益冲突,提出了风电参与电能-调频市场竞价双层博弈优化模型,优化调整竞价策略,使各主体效益最大化。文献[18]考虑电厂运营商与产消者、外部主网的双向电力交易,基于主从博弈模型研究风电场实时定价的需求响应机制。文献[19]基于工程博弈理论将调度模型转化为 min-max 模型,求得考虑频率-惯量安全的新型电力系统经济性最优调度。文献[20]将同步惯性响应纳入有偿服务,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。上述研究未考虑风电场参与惯量支撑效果的差异,导致缺乏有效的虚拟惯量辅助服务动态定价策略及对风电场的激励机制,无法激励具备惯量支撑能力的风电场积极参与惯量辅助服务,使得惯量的最优配置和供需双赢的局面难以达成。

针对上述研究的不足,本文提出了基于主从博弈的风电场惯量定价与优化分配方法。首先,分析不同风况下双馈风电场的惯量支撑能力,定量分析维护系统频率安全稳定运行对风电场的惯量需求;并基于风电场规模评估惯量支撑能力的差异,建立差异化的奖罚机制。其次,构建以市场运营商为领导者、风电场为跟随者的主从博弈模型;该系统以各主体间收益最大化为目标,以惯量需求为约束,市场运营商通过制定惯量购售价格以及对风电场采用合理的奖罚机制,激励风电场参与惯量支撑。最后在 MATLAB 平台上调用 Gurobi 商业求解器,采用二分法对模型进行求解,并通过仿真算例验证该方法的可行性与有效性。

1 风电场惯量评估与需求

在新能源系统的实际运行过程中,系统惯量在一天中的各个时段表现出显著的差异,导致惯量裕度存在较大波动。特别是在某些时段(如 00:00—01:30 和 18:00—19:00),风电场并网引起的系统惯量削减使得实际惯量低于预设需求,进而导致系统惯量支撑能力不足,引发频率波动,如图 1 所示。

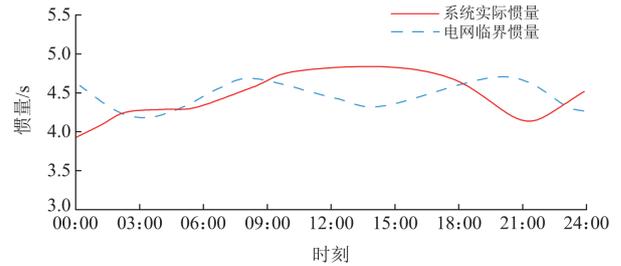


图 1 新能源系统各时刻惯量变化曲线图

Fig. 1 New energy system inertia variation curve at different moments

在此背景下,促使风电场实现惯量的主动支撑,是解决该问题的有效途径。通过建立有效的惯量分配机制来促使风电场补偿系统惯量的缺失,从而增强系统的频率响应能力,确保电网的安全稳定运行。因此,对风电系统惯量的准确评估以及对风电场惯量需求的精确求解显得尤为重要。这不仅有助于优化系统运行策略,还能为电网的长期稳定运行提供有力保障。

1.1 风电场虚拟惯量评估

惯性时间常数 H_g 是常规电源的固有机械特性,其取决于旋转动能,通常表示为^[21]

$$H_g = \frac{J_g \omega_c^2}{2S_{NG}} \quad (1)$$

式中: J_g 为同步机转动惯量; ω_c 为同步角速度; S_{NG} 为同步机额定容量。

风电机组通常运行于超速减载模式,以确保预留一定的功率备用。系统频率出现波动时,虚拟惯量控制下的风电机组能够调节储备的旋转动能,为系统提供惯量支撑^[22]。惯量响应阶段,风电机组的旋转动能 E_{kw} 可表示为

$$E_{kw} = \int J_w \omega_r d\omega_r = \int \frac{J_w \omega_r d\omega_r}{\omega_e d\omega_e} \omega_e d\omega_e \quad (2)$$

式中: J_w 为风机固有惯量,与质量有关; ω_r 为风机转子角速度。

根据式(2),定义风机虚拟惯量 J_{wv} 为

$$J_{vw} = \frac{J_w \omega_r d\omega_r}{\omega_e d\omega_e} \approx \frac{\Delta\omega_r}{\Delta\omega_e} \frac{\omega_r}{\omega_e} J_w \quad (3)$$

式中: $\Delta\omega_r$ 为风机转子角速度的变化量; $\Delta\omega_e$ 为同步角速度的变化量。

由式(1)可得风机的虚拟惯性时间常数 H_{vw} 为

$$H_{vw} = \frac{J_{vw} \omega_e^2}{2S_{NW}} = \frac{\Delta\omega_r}{\Delta\omega_e} \frac{\omega_r}{\omega_e} \frac{J_w \omega_e^2}{2S_{NW}} = \frac{\Delta\omega_r}{\Delta\omega_e} \frac{\omega_r}{\omega_e} H_w \quad (4)$$

式中: S_{NW} 为风机额定容量; H_w 为风机固有惯性时间常数, 与风电机组的型号和运行状态有关。

采用超速减载控制的风电机组可在更宽的转速范围内运行, 使得风机储备的虚拟惯量远大于同步机惯量, 并可响应系统频率的变化^[22]。风机转速 ω_r 与实时风速有关, 基于式(4), 定义其与同步角速度 ω_e 的比值为 ω_r^* , 则 ω_r^* 的表达式为

$$\omega_r^* = \begin{cases} \frac{p_n N_t \lambda_{opt} v}{\omega_e R_t}, & v_{min} \leq v \leq v_{max} \\ \frac{p_n N_t \omega_{rmax}}{\omega_e}, & v > v_{max} \end{cases} \quad (5)$$

式中: p_n 为风机极对数; N_t 为风机齿轮箱变速比; λ_{opt} 为风机最优叶尖速比, 即风机叶片末端的速度与风速之比, 当风机的叶尖速比达到最佳值时, 风机的功率输出效率最大; v 为风机捕获的实时风速; R_t 为风机叶片半径; v_{min} 为风机切入风速; v_{max} 为额定风速; ω_{rmax} 为风机最大转速。

由式(4)可知, 风电机组的虚拟惯量与自身运行状态有关。为评估并确保风电场能够提供充足的系统惯量支撑, 首先将风电场等值为单机模型, 进而分析其在转速与功率约束下的虚拟惯量能力。该方法通过对惯量支撑能力进行保守评估, 旨在从整体上提升高比例新能源系统的惯量支撑可靠性。

1) 转速安全约束

在不同扰动功率下, 风机通过释放或吸收动能补偿功率不平衡时, 转子转速随之下降或上升, 风机转速约束为

$$\Delta\omega_{max1} = \begin{cases} \omega_r - \omega_{rmin}, & \Delta P_d \geq 0 \\ \omega_{rmax} - \omega_r, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta\omega_{max1}$ 为转速安全约束下风机转速最大变化量; ω_{rmin} 为风机安全运行最小转速; ΔP_d 为系统扰动功率。

2) 功率约束

根据现行国家标准 GB/T19963.1-2021《风电场接入电力系统技术》规定, 当风电场有功功率大于 20% P_n (P_n 为风机额定功率) 时, 风电场需为系统提

供惯量响应。为保证风机运行安全, 提供惯量支撑的风电场, 其惯量支撑功率需限制在约束范围内, 风机输出功率可表示为

$$P_w = \begin{cases} k_{opt} \cdot \omega_r^3, & \omega_0 < \omega_r < \omega_{rmax} \\ P_n, & \omega_r \geq \omega_{rmax} \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_w 为风机输出功率; k_{opt} 为最大功率跟踪区比例系数; ω_0 为风机进入 MPPT 模式的切入转速。

结合式(6), 功率约束下风机的功率支撑极限 ΔP_{max} 为

$$\Delta P_{max} = \begin{cases} P_n - k_{opt} \cdot \omega_r^3, & \Delta P_d \geq 0 \\ k_{opt} \cdot \omega_r^3 - k_{opt} \cdot \omega_0^3, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \quad (8)$$

风电机组在参与惯量响应时, 转子运动方程可表示为

$$\Delta P_w = 2H_{vw} \omega_r d\omega_r/dt \quad (9)$$

式中: ΔP_w 为风机的功率变化量。

由式(9)可知, 风电机组可通过调节转子转速降低自身有功输出, 为系统提供惯量支撑。

由式(7)、式(8)可得, 基于功率约束下的风电机组参与惯量响应时转速的最大变化量 $\Delta\omega_{max2}$ 为

$$\Delta\omega_{max2} = \begin{cases} \omega_r - \sqrt{\frac{k_{opt} \omega_r^3 - P_n}{H_w} t_h} + \omega_r^2, & \Delta P_d \geq 0 \\ \sqrt{\frac{k_{opt} (\omega_r^3 - \omega_0^3)}{H_w} t_h} + \omega_r^2 - \omega_r, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: t_h 为风电机组惯性响应时间。

风电机组参与惯量支撑时, 应满足上述约束条件, 则风机的最大转速变化量 $\Delta\omega_{max}$ 为

$$\Delta\omega_{max} = \min\{\Delta\omega_{max1}, \Delta\omega_{max2}\} \quad (11)$$

根据式(6)、式(10)可得风机在不同情况下的最大转速变化量 $\Delta\omega_{max}$, 如图 2 所示。

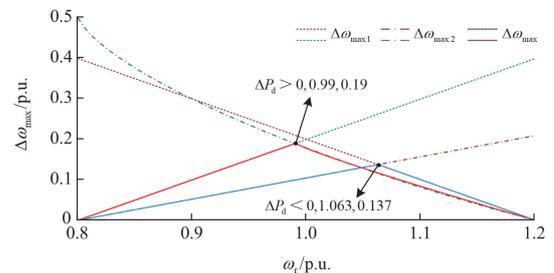


图 2 风机最大转速变化量

Fig. 2 Changes of maximum fan speed

为保守评估风机虚拟惯量, 在频率偏差为 1 Hz 的条件下, $\Delta\omega_e = 0.02$ p.u., 同步角频率的变化范围为 0.98~1 p.u., 则风机最大惯性时间常数 H_{vwmax} 为

$$H_{vw_max} = \begin{cases} \frac{(\omega_r - \omega_{r_min})\omega_r}{0.02\omega_c} H_w, & v_{min} \leq v \leq v_h \\ \frac{[\omega_r - g(\omega_r, t_h)]\omega_r}{0.02\omega_c} H_w, & v_h < v < v_{max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $g(\omega_r, t_h) = \sqrt{\frac{k_{opt}\omega_r^3 - P_n}{H_w} t_h + \omega_r^3}$; $v_h = 0.99\omega_c \cdot R_t / (\lambda_{opt} p_n N_t)$ 。

1.2 基于频率安全约束的风电场惯量需求

即使在极端工况下, 电力系统的频率偏差也应维持在安全阈值之内。扰动初期功率不平衡程度最严重, 此时频率的变化主要由系统惯量决定。随着风电在电力系统中占比的逐步增加, 系统惯量水平呈现不断下降的趋势, 已有技术规定, 风电接入系统后需具备惯量支撑功能, 维持系统频率变化率(df/dt)在规定范围内。在扰动初期, 频率变化率最大, 一次调频尚未响应^[23], 此时系统频率变化率为

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{max} = \frac{\Delta P_d}{2H_{sys}} \times f_0 \quad (13)$$

式中: f_0 为系统初始频率, 为保证惯量充裕性, 取 50 Hz; H_{sys} 为系统惯量需求。

由式(13)可知, 当系统频率变化率约束确定时, 系统惯量需求为

$$H_{sys} \geq H_{min} = \Delta P_d / \left(2 \left. \frac{df}{dt} \right|_{max} \right) \times f_0 \quad (14)$$

式中: H_{min} 为系统最小惯量需求。

风电机组采用虚拟惯量控制时, 大规模风电系统的惯量需求如式(15)^[23]所示。

$$H_{sys} = H_g \frac{S_g}{S_B} + H_{vw} \frac{S_w}{S_B} = H_g(1-k) + H_{vw}k \quad (15)$$

式中: H_g 为同步发电机的惯性时间常数, 与机械结构和质量有关; S_g 为同步发电机的额定容量; S_B 为系统额定容量; S_w 为风机额定容量; k 为风电渗透率。

由式(14)、式(15)可得新能源风电系统参与惯量支撑的风电场惯量需求 H_{rvw} 为

$$H_{rvw} = \Delta P_d / \left(2k \left. \frac{df}{dt} \right|_{max} \right) - \frac{H_g(1-k)}{k} \quad (16)$$

2 基于风电场规模的惯量支撑激励与约束机制

2.1 风电场规模评估

风电场惯量支撑能力与自身规模有关, 风电场

规模越大, 惯量支撑能力越强, 为了保证风电场惯量分配策略的公平性, 需对风电场规模进行评估。风电场规模主要由风电机组捕获的风速、风能密度以及自身容量决定, 风速具有随机性, 受季节性变化和地理气候因素影响较大, 故以整个风电场一年的发电量的平均值描述风电场规模。

$$S_i = P_i = \sum_{k=1}^{360} \sum_{j=1}^n P_{j,d} \quad (17)$$

$$S_{av} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i}{\sum_{i=1}^N n_i} \quad (18)$$

式中: S_i 为第 i 个风电场的规模; P_i 为第 i 个风电场一年的有功输出之和; $P_{j,d}$ 为第 j 个风电机组在第 d 天的有功功率; n_i 为第 i 个风电场的风电机组个数; S_{av} 为 N 个风电场的平均规模。

风电场惯量支撑能力未达到要求时, 若市场运营商对不同规模的风电场实施相同的惩罚措施, 将对小规模风电场不公平; 反之, 当风电场实际惯量支撑满足要求时, 若采用相同的奖励措施, 则对大规模风电场不公平。因此, 为确保奖惩力度的公平性, 需根据风电场的规模制定差异化的奖惩机制。本节对 N 个风电场进行规模分级, 基于其规模差异设置相应的惩罚系数 α_i 、奖励系数 β_i ^[24], 为有效激励风电场参与系统惯量支撑, 避免市场运营商的惩罚, 需确保惩罚系数 α_i 大于奖励系数 β_i , 以增强风电场参与惯量辅助服务的经济性与主动性。

$$\alpha_i = \frac{S_i - S_{av}}{S_{av}} \quad (19)$$

$$\beta_i = \frac{S_i}{\delta S_{av}} \quad (20)$$

式中: α_i 为市场运营商设定的第 i 个风电场的惩罚系数; β_i 为市场运营商设定的第 i 个风电场的奖励系数; δ 为奖励因子, 由市场运营商设定。

2.2 提升风电场惯量支撑能力的激励奖罚机制设计

为激励第 i 个风电场积极参与惯量辅助服务, 市场运营商可实施奖罚机制, 引入最低惯量支撑责任量 $H_{i,1}$ 与激励性惯量支撑责任量 $H_{i,2}$ ($H_{i,1} > H_{i,2}$)。奖罚机制包括两部分:

1) 当第 i 个风电场的虚拟惯量实际支撑量低于最低惯量支撑责任量 $H_{i,1}$ 时, 需接受相应惩罚;

2) 当第 i 个风电场的实际支撑量超过激励性惯量支撑责任量 $H_{i,2}$ 时, 可获得市场运营商基于超额支撑量的额外奖励^[21]。

市场运营商对风电场奖惩金额函数 R_i^0 为

$$R_i^0 = \begin{cases} (H_{i,vw} - H_{i,1}) \cdot \xi \cdot \alpha_i & H_{i,vw} < H_{i,1} \\ 0 & H_{i,1} \leq H_{i,vw} < H_{i,2} \\ (H_{i,vw} - H_{i,2}) \cdot \xi \cdot \beta_i & H_{i,vw} \geq H_{i,2} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $H_{i,vw}$ 为第 i 个风电场的实际惯量支撑量, 由风电场自身支撑惯量 $H_{i,rw}$ 和惯量市场购买的惯量 $H_{i,m}^{buy}$ 两部分组成; ξ 为奖罚单价, 由市场运营商设定。

为避免风电场对奖罚策略的过分依赖或积极性受挫, 应对奖罚金额施加约束, 以正确发挥市场运营商对风电场惯量支撑的引导作用, 即

$$R_{vw} \leq |R_i^0| \leq R_{max} \quad (22)$$

式中: R_{vw} 为风电场在惯量市场购买缺额支撑量所需金额; R_{max} 为市场运营商设定的奖罚金额上限。

市场运营商在惯量市场中通过惯量交易差价来获取收益, 其收益 R_m 表示为

$$R_m = \sum_i^N \Delta H_{i,m} \cdot (p_H^{buy} - p_H^{sell}) \quad (23)$$

式中: $\Delta H_{i,m}$ 为风电场在惯量市场交易额; p_H^{buy} 为风电场在惯量市场惯量购买价格; p_H^{sell} 为风电场在惯量市场惯量出售价格。

市场运营商收益需满足式(24)的约束。

$$p_H^{buy} \geq p_H^{sell} \quad (24)$$

3 基于 Stackelberg 博弈激励机制下风电场收益模型

基于上述分析, 风电场参与惯量响应时会降低自身有功输出, 影响收益, 导致大多数风电场消极甚至拒绝为系统提供惯量支撑服务。为解决上述矛盾, 本文构建了主从博弈模型。该模型以市场运营商为领导者, 负责制定惯量出清价格与奖惩机制; 以风电场集群为跟随者, 据此优化其运行策略。其优势在于: (1) 符合电力市场层级决策特性, 运营商拥有规则制定权; (2) 通过价格信号实现激励相容, 在满足系统惯量需求的同时兼顾风电场经济性; (3) 动态博弈过程能够反映双方的利益诉求, 最终达成均衡解。

3.1 博弈构架

在 Stackelberg 博弈框架中, 市场运营商作为主导方(主方), 风电场则作为跟随方(从方)。市场运营商的核心目标是根据风电场的规模制定差异化的奖惩机制, 通过奖罚机制与动态定价相结合, 有效激励风电场提供惯量支撑, 同时从惯量市场中获取经济效益。风电场需统筹参与中长期市场、日前市场、

惯量市场以及超额惯量支撑量交易市场。其中, 中长期市场是风电场的主要售电渠道; 惯量市场通过虚拟惯量交易为系统提供惯量支撑服务; 日前市场用于平衡发电侧与用户侧的电量偏差; 超额惯量支撑量交易市场则用于解决风电场惯量支撑未达到市场运营商要求的问题。

主从博弈构架如图 3 所示, 在博弈互动中, 风电场在电力与惯量市场中进行交易; 市场运营商则设定动态价格与奖惩系数, 以补偿风电场的惯量支撑服务, 并保障市场运营的经济可持续性。市场运营商与多个风电场存在主从博弈关系, 构成一主多从的博弈格局。

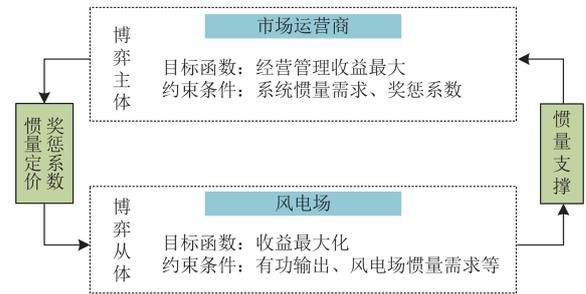


图 3 博弈构架

Fig. 3 Structure of game

3.2 风电场经营策略

风电场在规划运行时, 要权衡其在中长期合同市场、日前市场、惯量市场与超额支撑量市场中的收益。若风电场惯量未达支撑责任额, 为避免市场运营商的惩罚, 风电场面临两种选择: 一是在惯量市场中购买惯量以满足规定支撑量要求; 二是在超额支撑量市场中向完成支撑量要求的风电场购买超额支撑量凭证。当风电场惯量支撑额达到市场运营商规定的支撑责任额时, 风电场可将多余支撑额生成超额支撑量凭证出售。风电场参与多市场交易体系框架如图 4 所示。

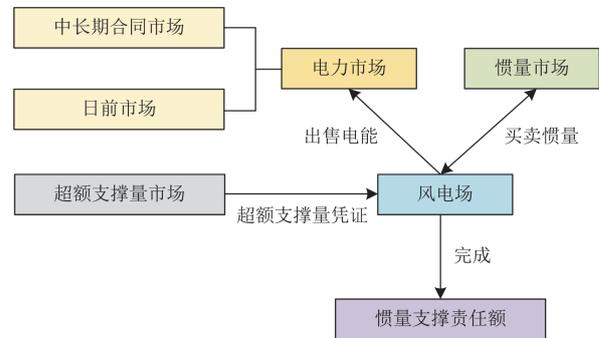


图 4 风电场参与多市场交易体系框架

Fig. 4 System framework of wind farms participating in the multi-market trading

1) 中长期交易市场

风电场与售电公司签订中长期合同，能够提前预定市场交易的部分电量，既有效地规避了运营风险，也保证了电力供给的可靠。不考虑电能传输线路上的损耗，设某地区有 N 个风电场，则风电场的中长期合同收益为

$$R_i^1 = Q_{i,L}^w \cdot p^w \quad (25)$$

式中： R_i^1 为第 i 个风电场在中长期合同的收益， $i=1,2,\dots,N$ ； $Q_{i,L}^w$ 为第 i 个风电场签订的中长期合同电量； p^w 为签订的中长期合同电价。

风电场为了规避信誉损失风险，需要对中长期合同进行约束，如式(26)所示。

$$q_{i,\min}^w \leq q_{i,L}^w \leq q_{i,\max}^w \quad (26)$$

式中： $q_{i,L}^w$ 第 i 个风电场在中长期合同中的日供电量； $q_{i,\min}^w$ 、 $q_{i,\max}^w$ 分别为第 i 个风电场在中长期合同中的日供电最小与最大量。

2) 日前交易市场

日前市场是组织交易双方就次日电能交付进行交易的市場，交易周期短，风电场的电力产量受到风速变化的影响，参与日前市场需要具备灵活的响应能力，在市场需求变化或风速预测调整时能够迅速调整出力，保证市场供需平衡和电力系统的稳定运行。风电场在日前市场收益 R_i^2 为

$$R_i^2 = Q_{i,D}^w \cdot p_{i,t}^w \quad (27)$$

$$Q_{i,D}^w = (P_{i,w} - \Delta P_{i,rw}) \cdot \Delta t - q_{i,L}^w \quad (28)$$

$$Q_{i,L}^w = \sum q_{i,t}^w \quad (29)$$

式中： R_i^2 为第 i 个风电场在日前市场(以 1 h 为时段单位)的收益； $Q_{i,D}^w$ 为日前市场电量； $P_{i,w}$ 为第 i 个风电场的有功输出； $\Delta P_{i,rw}$ 为第 i 个风电场的实际惯量支撑功率； $p_{i,t}^w$ 为第 i 个风电场在 t 时刻的电量与电价。

惯量支撑功率与惯量的关系为

$$\Delta P_{i,rw} = \frac{2H_{i,rw}}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} \cdot P_{i,w} \quad (30)$$

当风电场有功功率大于 20% P_n 时，风电场需要提供惯量支撑，则风电场参与惯量支撑的约束为

$$P_{i,w} \geq 20\% \cdot P_{i,n} \quad (31)$$

式中： $P_{i,n}$ 为第 i 个风电场的额定功率。

风电场在参与市场交易时，内部功率应满足式(32)的平衡约束。

$$P_{i,w} = \Delta P_{i,rw} + P_{i,L}^w + P_{i,D}^w \quad (32)$$

式中： $P_{i,L}^w$ 为第 i 个风电场长期合同日供电功率； $P_{i,D}^w$ 为第 i 个风电场日前合同供电功率。

3) 惯量市场

风电场通过惯量市场购售惯量，在自身支撑额不足的情况下，风电场可在惯量市场中交易获得惯量，避免监管部门的惩罚，完成责任支撑量任务，获得奖励金额；风电场在惯量充足情况下，可选择在惯量市场出售惯量，提升自身收益。惯量价格由市场运营商设定，风电场收益为

$$R_i^3 = (H_{i,vw,\max} - H_{i,rw}) \cdot p_H^{\text{sell}} \quad (33)$$

式中： R_i^3 为第 i 个风电场在惯量市场的收益； $H_{i,vw,\max}$ 为第 i 个风电场的最大惯量； p_H^{sell} 为虚拟惯量在惯量市场中的价格。

4) 超额支撑量凭证交易市场

为满足市场运营商规定的支撑责任量要求，避免被惩罚，风电场在电力部门对其惯量支撑评估前，可通过超额支撑量凭证交易市场向其他风电场购买超额支撑量凭证。风电场在超额支撑量凭证交易市场中所获收益为

$$R_i^4 = q_i^{\text{cs}} \cdot p^{\text{cs}} = (H_{i,rw} - H_{i,l}) \cdot p^{\text{cs}} \quad (34)$$

式中： R_i^4 为第 i 个风电场在超额支撑量凭证交易市场的收益； q_i^{cs} 为第 i 个风电场在超额支撑量凭证交易市场中的交易量，当风电场出售超额支撑量凭证时， $q_i^{\text{cs}} > 0$ ，当风电场购买超额支撑量凭证时， $q_i^{\text{cs}} < 0$ ，当风电场不参与超额支撑量凭证交易时， $q_i^{\text{cs}} = 0$ ； p^{cs} 为超额支撑量凭证交易市场中的交易价格。

为保证风电系统惯量的充足性，同时避免市场操纵和恶性竞争，对其报价进行限制，约束条件如式(35)所示。

$$p^H \leq p^{\text{cs}} \leq p_{\max}^{\text{cs}} \quad (35)$$

3.3 约束与目标函数

1) 约束条件

为保证系统稳定性，风电场应满足系统惯量需求，则惯量约束为

$$\max H_{\text{sum}} = \sum_{i=1}^N H_{i,vw} = \sum_{i=1}^N (H_{i,rw} + H_{i,m}^{\text{buy}}) \geq H_{\text{rw}} \quad (36)$$

式中： H_{sum} 为市场运营商监管下所有风电场最大惯量支撑水平； $H_{i,m}^{\text{buy}}$ 为第 i 个风电场购售的惯量。

2) 目标函数

市场运营商作为电力系统运行的监督者与管理者，其目标为最大化管辖区域内的收益 R_0 。

$$\max R_0 = R_i^0 + R_m \quad (37)$$

风电场将电量出售给供电公司, 并且通过电力市场获得利润, 其目标为最大化收益 $R_{i,w}$, 表示为

$$\max R_{i,w} = R_i^0 + R_i^1 + R_i^2 + R_i^3 + R_i^4 \quad (38)$$

式中: $R_{i,w}$ 为第 i 个风电场收益。

3.4 风电场集群虚拟惯量分配优化模型及求解

辅助服务市场下风电场间虚拟惯量分配机制如图 5 所示。图 5 中: Δf_{\max} 为最大频率偏差; R_{Cof} 为频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF); H 为虚拟惯量。

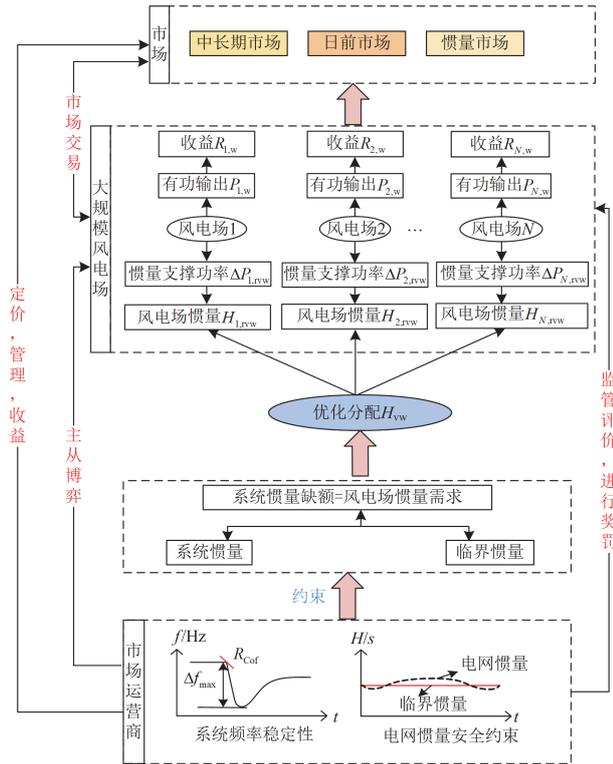


图 5 辅助服务市场下风电场虚拟惯量分配机制

Fig. 5 Virtual inertia distribution mechanism of wind farm in auxiliary service market

风电场虚拟惯量分配优化机制步骤如下。

1) 惯量支撑能力评估与需求分析。评估风电机组在转子转速安全和功率约束下的惯量支撑能力; 以系统频率安全为约束, 量化不同渗透率和扰动功率下的惯量需求。

2) 构建主从博弈模型。建立运营商(领导者)与风电场(跟随者)的博弈框架: 运营商基于奖惩机制制定惯量定价与评价标准, 优化市场收益; 风电场在电力市场规则下调整惯量输出以最大化利润。

3) 模型求解与优化。采用 Gurobi 求解器结合二分法, 在保障系统惯量安全和风电场稳定运行的前提下, 优化虚拟惯量分配, 实现风电场收益最大化,

促进主动惯量支撑, 增强系统鲁棒性。

本文构建的基于主从博弈的风电场惯量分配模型为混合整数非线性模型, 因此, 需要将上述模型线性化处理, 在 MATLAB 平台上调用 Gurobi 商业求解器进行求解。博弈模型求解步骤如图 6 所示。式(21)为分段函数, 可进行分段线性化处理。二分法求解具体参考文献[25-27]。

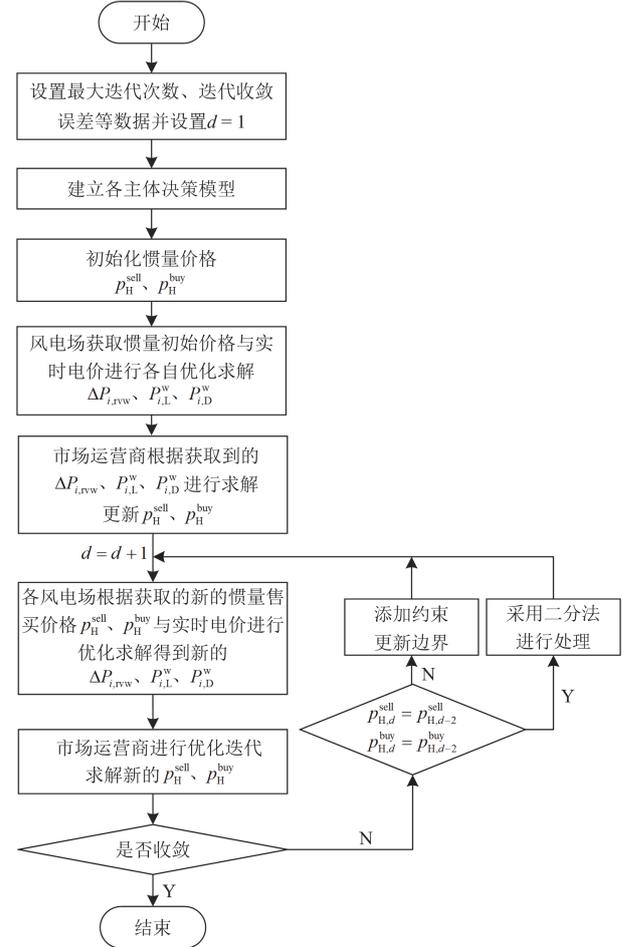


图 6 博弈求解步骤

Fig. 6 Game solving steps

4 算例分析

为验证模型的有效性, 本文设置一个监管部门下有 6 个大型风电场, 风电场在同一时刻的上网电价相同; 风电场在惯量市场的惯量出售价格为 9.3~11 元/(s·h), 惯量购买价格 p_H^{buy} 为 9.6~12 元/(s·h), 惯量出售价格设定为 105% p_H^{sell} 。

4.1 场景对比分析

为验证所提虚拟惯量优化分配模型的有效性, 选取 6 个风电场作为研究对象, 设计 3 种场景进行对比分析。

场景 1: 基于本节提出的主从博弈模型, 综合考虑市场运营商的奖罚机制、动态定价策略及风电场收益, 同时计及系统惯量需求响应。

场景 2: 仅考虑市场运营商对风电场惯量支撑的奖罚机制, 忽略主从博弈关系, 同时计及系统惯量需求响应。

场景 3: 忽略市场运营商对风电场惯量支撑的奖罚机制及主从博弈关系, 仅考虑系统惯量需求响应。

各场景下风电场集群收益与市场运营商收益分别如表 1、表 2 所示。

表 1 多场景下风电场集群收益

Table 1 Intra-day returns of wind farm clusters under multiple scenarios

场景	元		
	1	2	3
中长期市场收益	84 825	84 825	84 825
日前市场收益	25 168	25 186	25 884
惯量市场收益	4585	4163	4382
超额支撑量凭证市场收益	796	685	0
合计	115 374	114 859	115 091

表 2 各场景下市场运营商收益

Table 2 Income of power regulatory departments under each scenario

场景	1	2	3
市场运营商收益/元	5063	509	0

如表 1 与表 2 所示, 场景 2 由于未考虑惯量价格、电能价格的交互影响, 为规避惯量支撑不足的考核风险, 风电场在满足系统需求的前提下, 其惯量市场收益降至 4163 元, 较场景 1 的 4585 元下降约 9.2%。此外, 场景 2 的超额支撑量凭证市场收益为 685 元, 较场景 1 的 796 元下降约 13.9%。尽管风电场通过优化日前市场投标策略将日前市场收益提升至 25 186 元(较场景 1 的 25 168 元增长 0.07%), 但场景 1 的综合收益仍较场景 2 高出 515 元(增长约 0.45%), 表明奖惩机制对市场整体效率具有显著的促进作用。

在场景 1 中, 在奖惩机制的激励下, 风电场主动参与惯量市场交易, 不仅实现了系统惯量需求的优化配置, 还显著提升了市场运营商的收益。具体而言, 场景 1 的市场运营商收益为 5063 元, 较场景 2 的 509 元高出 4554 元, 同时风电场综合收益达到 115 374 元, 较场景 2 的 114 859 元提升 0.45%。此外, 场景 1 中超额支撑量凭证市场收益为 796 元, 较场景 2 的 685 元增长 16.2%, 进一步证明了奖惩机制对风电场参与惯量市场的激励效果。相比之下,

场景 3 由于未实施奖惩机制且未考虑超额支撑量凭证交易, 其惯量市场收益为 4382 元, 较场景 1 下降 4.4%, 超额支撑量凭证市场收益为 0 元, 综合收益为 115 091 元, 略低于场景 1 的 115 374 元。这表明, 奖惩机制不仅显著提升了市场运营商的收益, 还优化了风电场的收益结构, 增强了其参与辅助服务市场的积极性。

算例结果表明, 市场运营商实施的奖惩机制与风电场的惯量市场交易策略具有显著的协同效应, 不仅提升了辅助服务市场的运行效率, 还实现了参与主体的收益优化。通过动态调节奖惩机制与惯量价格, 风电场在满足系统惯量需求的同时, 最大化自身收益, 为辅助服务市场的可持续发展提供了有力支撑。

4.2 惯量充裕性与灵敏度分析

由表 3 可知, 场景 1 中风电场集群的惯量支撑水平显著高于场景 2 和场景 3, 其总惯量支撑水平达到 187.528 s, 较场景 2 的 155.5698 s 增长约 20.5%, 较场景 3 的 150.3029 s 增长约 24.8%。这一差异主要源于场景 1 中计及超额惯量支撑凭证交易市场收益, 风电场通过提供超额惯量支撑获得支撑凭证, 提升自身收益。

表 3 多场景下风电场惯量支撑水平

Table 3 Inertia support level of wind farm in multiple scenarios

场景	s		
	1	2	3
风电场 1	15.7236	14.589	9.5353
风电场 2	21.4197	21.4197	19.2186
风电场 3	39.6992	26.9703	27.0403
风电场 4	59.1186	32.8329	58.104
风电场 5	17.3504	7	2
风电场 6	34.2165	52.7579	34.4047
合计	187.528	155.5698	150.3029

在场景 2 中, 风电场集群的惯量支撑水平为 155.5698 s, 与场景 3 的 150.3029 s 相近。而场景 2 中风电场为提升收益, 将部分惯量支撑功率通过惯量市场出售给无惯量支撑能力的风电场, 仅满足激励性惯量支撑责任量 $H_{i,2}$ 以获得市场运营商奖励, 而未将盈余惯量用于提升自身支撑水平获取收益。这种策略虽然在一定程度上提高了风电场的经济收益, 但其惯量支撑水平较场景 1 显著降低。

在场景 3 中, 风电场通过中长期市场与日前市场最大化消纳发电量, 导致其惯量支撑水平进一步降低至 150.3029 s, 较场景 1 下降约 19.8%。具体而言, 风电场 1、风电场 5 的惯量支撑水平分别降至 9.5353 s 和 2 s, 显著低于场景 1 的 15.7236 s 和

17.3504 s。这表明, 单纯追求发电量最大化的策略会显著削弱风电场的惯量辅助服务能力, 进而影响系统的频率稳定性。

综上所述, 场景 1 通过引入超额惯量支撑凭证交易机制, 不仅显著提升了风电场的惯量支撑水平, 还优化了其收益结构。相比之下, 场景 2 和场景 3 由于未充分利用超额惯量支撑潜力, 其惯量支撑水平和经济效益均低于场景 1。因此, 合理的市场机制对于提升风电场惯量支撑能力和经济效益具有重要意义。

如图 7 所示, 场景 1 在不同渗透率下的惯量交易分布表明, 风电场收益与惯量供给量呈现显著正相关性, 当系统渗透率为 20% 时, 风电场集群的惯量下降, 致使收益减少。随着系统渗透率提高, 为规避考核风险, 惯量支撑不足的风电场需购入惯量, 而惯量充裕的风电场通过出售惯量获取额外收益, 形成良性市场机制。当系统渗透率超过 30% 时, 风电场收益呈现稳定增长趋势, 充分反映了所提策略在高渗透率新能源系统中的优越性与工程实用价值。

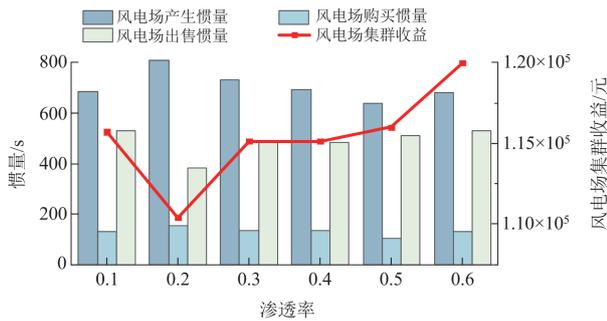


图 7 场景 1 不同渗透率风电场惯量支撑水平

Fig. 7 Inertia support level of wind farm with different permeability in Scenario 1

4.3 交易优化结果分析

市场运营者确定了风电场参与惯量交易时的购买惯量价格如图 8 所示。

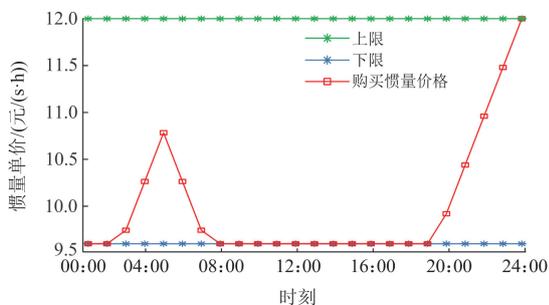


图 8 主从博弈下市场运营者制定惯量价格曲线

Fig. 8 Inertia price curve formulated by power regulatory department under master-slave game

由图 8 可得, 市场运营者通过优化在不同时刻惯量市场的购买惯量价格, 促进电量市场与惯量市场的交互, 获得更多的议价空间, 以激励风电场参与惯量交易, 保障风电场与市场运营者各自的收益, 提升风电场惯量支撑的积极性。

图 9 与图 10 的对比分析表明, 场景 1 的策略允许风电场在满足系统惯量需求的基础上, 通过市场交易获得更高收益。一方面通过经济收益驱动风电场提升惯量支撑能力, 另一方面从机制上保障了系统惯量的充裕性, 最终促进了惯量服务市场整体质量与可靠性的提升, 进一步说明了场景 1 策略的优越性。

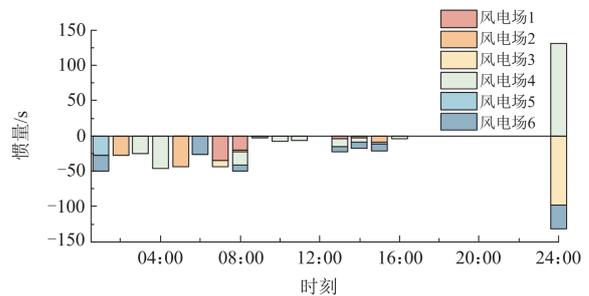


图 9 场景 1 风电场惯量交易情况

Fig. 9 Inertia transaction of wind farm in Scenario 1

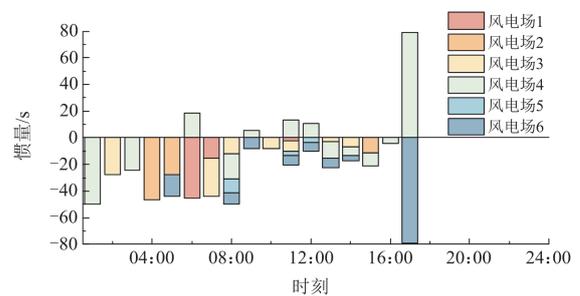


图 10 场景 2 风电场惯量交易情况

Fig. 10 Inertia transaction of wind farm in Scenario 2

在 01:00—08:00 和 14:00—17:00 时段, 由于电价较低, 在图 9 的场景 1 中, 风电场以收益最大化为目标, 同时参与与市场运营者管理的奖惩机制、超额惯量支撑凭证市场、电量市场及惯量市场, 其惯量销售量显著低于图 10。这表明在场景 1 下, 风电场在保证自身惯量充裕的同时, 实现了收益最大化。相比之下, 在图 10 中, 风电场为避免市场运营者的惩罚, 在满足最低支撑责任额的前提下, 通过出售多余惯量提高收益, 同时为无惯量支撑能力的风电场提供服务, 增强了新能源机组的整体惯量支撑能力。

在 08:00—12:00 和 16:00—22:00 时段, 由于系统扰动功率较大, 场景 1 的风电场为维持自身惯

量充裕性，减少了惯量出售量，通过参与其他市场(如电量市场和超额惯量支撑凭证市场)提高收益。这一策略不仅增强了风电场的抗扰动能力，还确保了系统的频率稳定性。在该时段，由于电价较高且惯量价格较低，场景 2 的风电场在满足最低惯量支撑额的前提下，优先提高日前市场交易量以最大化收益。而在惯量价格较高的时段，风电场则通过增加惯量市场交易量进一步提高收益。因此，在惯量价格较高时，场景 2 的惯量出售量显著高于场景 1。

从图 11 可以看出，多场景下风电场 3 在各时段满足系统功率平衡，且弃风功率为 0 kW，表明新能源得到了优先消纳。在场景 1 中，风电场 3 在保持惯量充裕性的同时，通过多途径实现收益最大化；而在场景 2 中，16:00—24:00 时段风电场出力较高，优先满足中长期市场与日前市场的需求。当风电场自身惯量支撑不足时，为避免市场运营商惩罚对其经济性的影响，风电场 3 通过惯量市场购买惯量以满足系统惯量需求，这种策略虽能短期缓解惯量不足的问题，但未能形成优质惯量资源的市场化激励机制，限制了辅助服务市场的长期可持续发展。

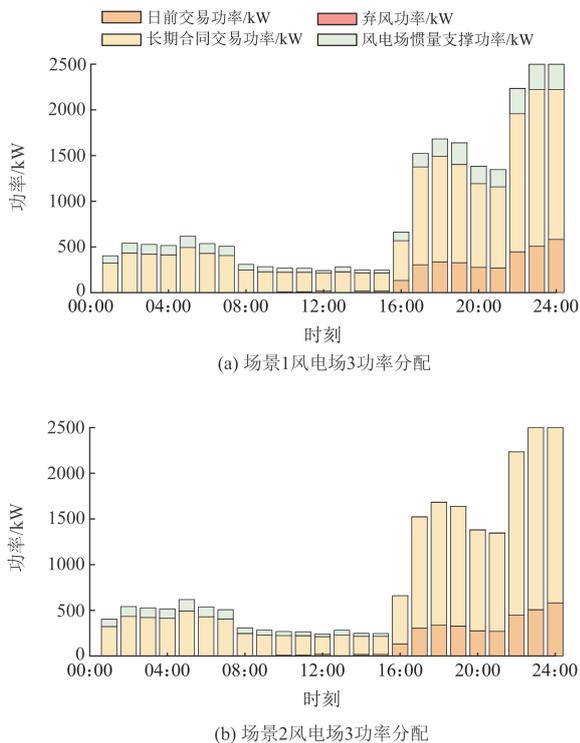


图 11 多场景风电场 3 功率分配图

Fig. 11 Power distribution diagram of multi-scenario wind farm 3

综上所述，本节提出的主从博弈模型显著提升了风电场参与惯量支撑的积极性，有效满足了电力系统对惯量的需求，增强了风电系统的惯量支撑能

力。通过引入市场运营商的奖罚机制与惯量动态定价机制，不仅提升了风电场的运营收益，还增加了市场运营商的边际收益。所提策略通过动态定价机制提高了辅助服务市场的资源配置效率，对辅助服务市场的运行机制产生了积极影响，显著改善了市场的运行质量与稳定性。

5 结论

本文针对风电场因响应系统惯量需求导致有功输出降低，进而产生的消极惯量支撑问题，提出了一种基于主从博弈的风电场惯量动态定价与优化分配策略。

- 1) 基于风电场规模评估的惯量支撑能力差异，建立了差异化奖罚机制，确保了惯量分配机制的公平性与收益核算的精确性，实现了资源的最优配置。
- 2) 在新能源渗透率达到临界值后，本研究提出的惯量交易机制不仅为具备惯量支撑能力的风电场提供了收益增长途径，还通过市场化手段确保了系统惯量始终维持在安全阈值之上，这对保障电力系统的安全稳定运行和促进新能源的可持续发展具有重要的实践意义。

3) 研究结果表明，通过实施市场运营商主导的奖罚激励机制，并建立惯量市场与超额支撑凭证交易的双重市场机制，可显著提升市场参与主体的运行收益，从而有效激励风电场参与系统惯量支撑的积极性。

参考文献

[1] 王一珺, 杜文娟, 王海风. 大规模风电汇集系统小干扰稳定性研究综述[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1934-1946.
WANG Yijun, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Review on small signal stability analysis of large-scale wind power collection system[J]. Power System Technology, 2012, 46(5): 1934-1946.

[2] 赵文广, 李云丰, 文涛. 风电柔直并网虚拟阻抗次同步振荡抑制策略[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(6): 137-144.
ZHAO Wenguang, LI Yunfeng, WEN Tao. The virtual damping control strategy of flexible hvdc connecting to pmsg-based wind farm for sub-synchronous resonance suppression[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(6): 137-144.

[3] 赵雪珺, 刘天琪, 何川, 等. 基于汇聚效应的风电集群接入与区域电网协调规划研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(12): 51-58.
ZHAO Xuejun, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Coordinated planning of wind farm cluster access and regional grid

- based on convergence effect[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(12): 51-58.
- [4] 袁庆伟, 吴扣林, 谢晔源, 等. 不平衡电网下风电并网逆变器直接正负序功率控制[J]. *供用电*, 2023, 40(1): 88-96, 104.
YUAN Qingwei, WU Koulin, XIE Yeyuan, et al. Direct positive and negative sequence power control of wind power grid-connected inverter under unbalanced grid condition[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(1): 88-96, 104.
- [5] 李世春, 柴俊杰, 周沁, 等. 基于频率安全约束-惯量削弱分摊的风电场惯量补偿控制方法[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(10): 41-48, 58.
LI Shichun, CHAI Junjie, ZHOU Qin, et al. Compensation control method for wind farm based on frequency safety constraint-inertia weakening sharing[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(10): 41-48, 58.
- [6] 李东东, 张先明, 姚寅, 等. 计及转子动能损失和风速相关性的风电场有效惯量估计[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22): 63-73.
LI Dongdong, ZHANG Xianming, YAO Yin, et al. Estimation of effective inertia of a wind farm considering rotor kinetic energy loss and wind velocity correlation[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22): 63-73.
- [7] 李志军, 郭燕龙, 苗庆玉. 基于解析法的高比例可再生能源系统惯量支撑储能配置[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(11): 11-18.
LI Zhijun, GUO Yanlong, MIAO Qingyu. High proportion of renewable energy storage system for inertial support energy storage configuration based on analytical method[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(11): 11-18.
- [8] 于琳琳, 陈姝彧, 张凯南, 等. 考虑最低惯量需求的受端电网储能规划研究[J]. *电网与清洁能源*, 2024, 40(10): 149-158.
YU Linlin, CHEN Shuyu, ZHANG Kainan, et al. Research on the energy storage planning of the receiving-end power grid considering minimum inertia requirement[J]. *Power System and Clean Energy*, 2024, 40(10): 149-158.
- [9] 吴雪莲, 李兆伟, 黄锡芳, 等. 考虑多点并发功率冲击下暂态频率安全的系统惯量分配方法[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(12): 68-78.
WU Xuelian, LI Zhaowei, HUANG Xifang, et al. System inertia allocation method considering transient frequency safety under multiple concurrent power impacts[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(12): 68-78.
- [10] ZENG Yukai, YANG Qiufan, LIN Yujun, et al. Fractional-order virtual inertia control and parameter tuning for energy-storage system in low-inertia power grid[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(5): 70-83.
- [11] 张鹤. 双馈风力发电机组惯量参与电网频率控制策略研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2024.
ZHANG He. Research on doubly-fed wind turbine inertia participating in power grid frequency control strategy[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2024.
- [12] 叶婧, 杨莉, 张磊, 等. 计及暂态频率稳定约束的同步惯量经济价值评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(8): 50-62.
YE Jing, YANG Li, ZHANG Lei, et al. Economic value evaluation of synchronous inertia considering frequency transient stability constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(8): 50-62.
- [13] 李世春, 苏凌杰, 张志刚, 等. 基于改进粒子群算法的风电场虚拟惯量优化分配方法[J]. *智慧电力*, 2023, 51(8): 8-14, 22.
LI Shichun, SU Lingjie, ZHANG Zhigang, et al. Optimal allocation method of wind farm virtual inertia based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. *Smart Power*, 2023, 51(8): 8-14, 22.
- [14] 李世春, 柴俊杰, 周沁, 等. 基于频率安全约束-惯量削弱分摊的风电场惯量补偿控制方法[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(10): 41-48, 58.
LI Shichun, CHAI Junjie, ZHOU Qin, et al. Compensation control method for wind farm based on frequency safety constraint-inertia weakening sharing[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(10): 41-48, 58.
- [15] 刘中建. 考虑新能源电力系统惯量需求的容量市场研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
LIU Zhongjian. Research on capacity market considering inertia demand of new energy power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [16] 鲁刚, 元博, 赵琮皓, 等. 计及系统惯量需求的发电容量市场定价方法[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(14): 12-20.
LU Gang, YUAN Bo, ZHAO Conghao, et al. Pricing method for generation capacity market considering system inertia demand[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(14): 12-20.
- [17] 李咸善, 胡长宇, 张远航, 等. 风电租赁储能参与电能-调频市场竞价策略[J]. *电网技术*, 2024, 48(5): 1992-2002.
LI Xianshan, HU Changyu, ZHANG Yuanhang, et al. Bidding strategy of wind power rental energy storage participating in frequency regulation market[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(5): 1992-2002.
- [18] 加鹤萍, 郭宇辰, 马乾鑫, 等. 基于机器学习方法的现货

- 电价预测研究综述[J]. 电力建设, 2025, 46(2): 160-179.
JIA Heping, GUO Yuchen, MA Qianxin, et al. Review of spot electricity price prediction studies based on machine learning methods[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(2): 160-179.
- [19] 洪晗笑. 考虑频率-惯量安全约束的新型电力系统优化调度[D]. 杭州: 杭州电子科技大学, 2024.
HONG Hanxiao. New power system optimal dispatch considering frequency-inertia safety constraint[D]. Hangzhou: Hangzhou Dianzi University, 2024.
- [20] 叶婧, 杨莉, 张磊, 等. 计及暂态频率稳定约束的同步惯量经济价值评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 50-62.
YE Jing, YANG Li, ZHANG Lei, et al. Economic value evaluation of synchronous inertia considering frequency transient stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 50-62.
- [21] 张祥宇, 朱永健, 付媛. 基于系统惯量需求的风储协同快速频率响应技术[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(14): 5415-5429.
ZHANG Xiangyu, ZHU Yongjian, FU Yuan. Wind-storage cooperative fast frequency response technology based on system inertia demand[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(14): 5415-5429.
- [22] 王彤, 邢其鹏, 李鸿恩, 等. 计及虚拟惯量控制的DFIG等效惯量在线评估与响应特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 52-60.
WANG Tong, XING Qipeng, LI Hongen, et al. Online evaluation and response characteristics analysis of equivalent inertia of a doubly-fed induction generator incorporating virtual inertia control[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 52-60.
- [23] 李成翔, 杜艳丽, 朱益华, 等. 基于风电机组频率主动支撑的多时间尺度调频控制策略[J]. 南方电网技术, 2024, 18(3): 83-92.
LI Chengxiang, DU Yanli, ZHU Yihua, et al. Multi-time scale frequency regulation control strategy based on frequency active support of wind turbines[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(3): 83-92.
- [24] 李明哲. 配额要求下售电公司消纳可再生能源的激励机制研究[D]. 上海: 上海电力大学, 2023.
LI Mingzhe. Research on incentive mechanism of electricity sales company to absorb renewable energy under quota requirement[D]. Shanghai: Shanghai Electric Power University, 2023.
- [25] 陈乐飞, 朱自伟, 王凯, 等. 基于混合博弈的配电网与多综合能源微网优化运行[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2229-2243.
CHEN Lefei, ZHU Ziwei, WANG Kai, et al. Multi-time scale frequency regulation control strategy based on frequency active support of wind turbines[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2229-2243.
- [26] 郝元钊, 吴豫, 苗福丰, 等. 基于不动点映射的多微网与配电网主从博弈定价策略及均衡求解方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(11): 37-44.
HAO Yuanzhao, WU Yu, MIAO Fufeng, et al. Fixed point mapping-based master-slave game pricing strategy and equilibrium solution method for distribution networks with multi-microgrids[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 37-44.
- [27] 易辰颖, 胡志坚, 林伟伟. 基于主从博弈的主动配电网分布式电源与独立储能协同规划方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 83-90.
YI Chenying, HU Zhijian, LIN Weiwei. Cooperative planning method of distributed generation and independent energy storage in active distribution network based on Stackelberg game[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 83-90.

收稿日期: 2024-12-19; 修回日期: 2025-05-20

作者简介:

尹纯亚(1994—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为高比例新能源电力系统稳定运行与控制、电力市场背景下新能源支撑技术; E-mail: xjdxycy@xju.edu

徐大成(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场背景下新能源支撑技术。E-mail: 1844958188@qq.com

(编辑 许威)