DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.03.002

电力市场环境下基于 IGDT 的风电场储能优化配置

崔嘉雁,杨苹,李丰能,隗知初,陈文皓,周钱雨凡 (华南理工大学电力学院,广东广州 510640)

摘 要:为改善风电电能质量,提升风电场参与电力市场程度并实现合理储能配置,文中基于广东省电力市场交易规则,综合考虑电能量市场价格与调频辅助服务市场价格的不确定性,提出一种基于信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)的风电场储能优化配置策略。在配置阶段考虑配置与运行相结合,构建风电场储能双层优化配置模型:上层以风储系统年净收益最大为目标进行储能容量配置,下层考虑风储系统实际运行场景,以日运行收益最大为目标优化风储系统运行策略。针对下层模型运行场景中电力市场价格不确定性,基于 IGDT 引入价格偏差系数,在双层模型的基础上,以价格偏差系数最大为目标,构建基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型,通过联合优化得到储能配置结果。仿真算例表明,所提策略能够在电力市场价格波动的条件下实现经济合理的储能

 关键词:信息间隙决策理论(IGDT);风电场;储能配置;双层规划;电力市场;价格不确定性

 中图分类号:TM715
 文献标志码:A

 文章编号:2096-3203(2025)03-0018-12

0 引言

为实现双碳目标,我国正积极推进以风电为代 表的可再生能源规模化发展^[1-3]。然而,考虑到风电 的间隙性及波动性特征会给电网稳定运行带来挑 战,国家已出台相应政策鼓励风电场配置储能系统 以实现出力平滑和电能质量提升。此外,风电配置 储能系统不仅能有效提高风电利用率,减少弃风现 象,更能显著降低对化石燃料的依赖,减少碳排 放。对风电场主体而言,随着电力市场体制改革深 入和考核力度的加强,配置储能能够降低因风电场 单一主体出力波动导致的考核成本。同时,在日益 多元化的电力市场的参与主体中,储能作为风储联 合系统的重要组成部分,可通过参与电能量交易和 辅助服务市场获取额外收益^[4-6]。因此,为响应国家 政策导向、改善电能质量、减少弃风及碳排放、降 低风电场考核惩罚、提升其电力市场参与度,风电 场配置储能已成为行业发展的必然选择。

当前,国内外学者针对风电场配置储能的相关 研究大多集中在考虑风电预测误差^[7-8]、风电功率 平滑控制^[9-11]及储能寿命折损量化^[12]等方面。此 外,也有学者将配置与运行相结合,通过模拟储能 参与电力市场的运行场景进行效益评估,以实现更 经济的配置方案。文献[13]考虑储能装置参与系 统负荷削峰填谷,在配置阶段对储能运行过程中削 峰填谷的收益效果进行测算;文献[14-15]在考虑运

收稿日期: 2024-09-18;修回日期: 2024-12-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51937005);海洋经济发展(海洋六大产业)专项资金项目(GDNRC[2023]27)

行收益的同时,对储能运行过程中的寿命进行动态 计算,针对储能优化配置与运行两阶段多场景问题 进行求解;文献[16-17]分别考虑储能参与一次调频 和二次调频的收益,提出兼顾调频效果和经济性的 储能配置方案。但随着电力市场体制改革的深入, 价格信号对市场供需情况的反映日益敏感,需要在 运行阶段将电力市场价格因素的不确定性纳入考 虑范围。

在不确定性处理方法论层面,传统鲁棒规划和 随机规划方法存在明显局限。文献[18]提出的信 息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)是基于不确定性集的优化方法,该方法可在 不确定量概率分布和波动范围均未知的情况下, 量化不确定性^[19]。目前 IGDT 已在电力系统多个 领域获得应用, 文献[20-23]利用 IGDT 在规划阶 段对风光出力的不确定性建模;此外, IGDT 的不 确定性处理还拓展至发电商电量分配^[24-25]、机组组 合^[26-27]、虚拟电厂优化^[28]等方面。电价波动受多重 不确定性因素影响,传统概率方法难以准确刻画。 IGDT 因其不依赖历史数据分布的特性,在电价不 确定性建模方面具有独特优势,但相关研究仍较匮 乏。文献[29]考虑决策者风险偏好的差异,构建了 风险规避/投机套利两种风险偏好的 IGDT 电价不 确定性模型; 文献[30] 根据日前市场电价的不确定 性建立风险规避模型,得到对价格偏差具有鲁棒 性的投标策略。鉴于储能在调频服务中的重要价 值^[31],风储系统须同时参与电能量市场和调频辅助 服务市场,这就要求在运行收益模型中必须统筹考 虑两类市场价格的不确定性。

综上所述,文中基于配置与运行相结合的思路,首先,在运行阶段考虑电力市场环境下,风储系统参与电能量市场和调频辅助服务市场的收益及新能源功率预测考核成本,构建风电场储能双层优化配置模型;然后,在此基础上,利用 IGDT 描述电能量市场及调频辅助服务市场的价格不确定性,构建基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型,对其求解得到考虑电能量市场及调频辅助服务市场价格不确定性的风电场储能最优配置策略;最后,以广东省某地区风电场为例,验证了模型的有效性及优越性。

1 电力市场环境下风电场储能双层优化配置模型

文中考虑在确定性电力市场环境下,构建风电 场储能双层配置模型,对风电场的储能配置策略进 行决策,其框架如图1所示。上层风电场储能配置 优化中的风储系统年净收益需要根据下层风储系 统日运行优化的收益进行计算;下层风储系统的日 运行收益计算也依赖于上层所配置的储能容量和 功率,因此文中考虑对风电场储能配置与风储系统 运行两阶段整体进行建模与决策。





storage configuration and operation

1.1 上层模型:风电场储能优化配置模型

1.1.1 上层模型目标函数

上层模型为风电场储能配置模型,以风储系统 年净收益最大为目标,决策变量为所配置储能的容 量和功率,上层风储系统的年净收益函数为:

$$\max Z = \sum_{s \in S} \pi_s R_{\text{OPE},s} - C_{\text{inv}}^{\text{year}}$$
(1)

$$C_{\rm inv}^{\rm year} = \frac{\rho (1+\rho)^{T_{\rm calendar}}}{(1+\rho)^{T_{\rm calendar}} - 1} C_{\rm inv}$$
(2)

$$C_{\rm inv} = c_{\rm inv}^{\rm E} E^{\rm ES} + c_{\rm inv}^{\rm P} P^{\rm ES}$$
(3)

$$T_{\text{calendar}} = \min\left\{T_{\text{cycle}}, T_{\text{float}}\right\}$$
(4)

式中:Z为风储系统的年净收益;S为典型场景集

合; R_{OPE,s}为 s 场景下的风储系统日运行收益; π_s为 一年中 s 场景的出现次数; C^{year}为储能投资成本年 值; C_{inv}为储能的投资成本; T_{calendar}为储能的日历寿 命,由循环寿命T_{cycle}和浮充寿命T_{float}的较小值决定; ρ为折现率; c^E_{inv}为储能装置单位容量的投资成本; E^{ES}为储能的配置容量; c^p_{inv}为储能装置单位功率的 投资成本; P^{ES}为储能的配置功率。

1.1.2 上层模型约束条件

(1) 投资金额约束。

$$0 \leqslant C_{\rm inv} \leqslant C_{\rm inv}^{\rm max} \tag{5}$$

式中: C_{inv}为储能的投资成本上限。

(2) 储能配置容量及功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leqslant E^{\text{ES}} \leqslant E_{\text{max}}^{\text{ES}} \\ 0 \leqslant P^{\text{ES}} \leqslant P_{\text{max}}^{\text{ES}} \end{cases}$$
(6)

式中: E_{\max}^{ES} 、 P_{\max}^{ES} 分别为储能的配置容量及功率 上限。

1.2 下层模型:风储系统优化日运行模型

1.2.1 下层模型目标函数

下层模型为风储系统在电力市场环境下的运 行模型,以风电场配置储能后的日运行收益最大为 目标,决策变量为风电的出力分配以及储能在电能 量和调频辅助服务市场的充放电功率,风储系统日 运行收益表示如下。

max $R_{OPE,s} = R_{OPE,s}^{eng} + R_{OPE,s}^{eng} - C_{OPE,s}^{essam} - C_{OPE,s}^{Ess}$ (7) 式中: $R_{OPE,s}^{eng}$ 、 $R_{OPE,s}^{reg}$ 分别为 s 场景下风储系统参与电能量市场和调频辅助服务市场获得的收益; $C_{OPE,s}^{exam}$ 为 s 场景下现货市场中预测功率与实际出力偏差带来的考核成本; $C_{OPE,s}^{ess}$ 为 s 场景下储能的运行成本。

其中,风储系统参与电力市场获得的日运行 收益*R*_{OPE,s}参考广东省电力市场相应结算机制进行 计算。

(1) 电能量市场收益。

s场景下风储系统参与电能量市场获得的收益 R^{eng}_{ope,s}计算如下:

$$R_{\text{OPE},s}^{\text{eng}} = \sum_{t=1}^{I} p_{s,t}^{\text{eng}} (P_{s,t}^{\text{w,eng}} + P_{s,t}^{\text{dis,eng}} - P_{s,t}^{\text{ch,eng}})$$
(8)

式中: T 为总时段数; $p_{s,t}^{eng}$ 为 s 场景 t 时刻下的出清价格; $P_{s,t}^{w,eng}$ 为 s 场景 t 时刻下的风电在电能量市场的出力; $P_{s,t}^{ch,eng}$ 、 $P_{s,t}^{dis,eng}$ 分别为 s 场景 t 时刻下储能在电能量市场的充、放电功率。

(2) 调频辅助服务市场收益。

考虑到当前由于风电出力存在不确定性,其 调频性能指标较低且动态变化,因此文中考虑风 储系统仅由储能部分参与调频辅助服务市场获得收益。s场景下风储系统的调频辅助服务市场收益 *R*ope,s由调频里程补偿和调频容量补偿构成,计算如下:

$$R_{\text{OPE},s}^{\text{reg}} = \sum_{t=1}^{T} \left(p_{s,t}^{\text{perf}} d + p_{s,t}^{\text{cap}} \right) P_{s,t}^{\text{reg}}$$
(9)

$$P_{s,t}^{\text{reg}} = P_{s,t}^{\text{dis,reg}} + P_{s,t}^{\text{ch,reg}}$$
(10)

式中: p_{st}^{perf} 为 s场景 t时刻下的调频里程价格; p_{st}^{cap} 为 s场景 t时刻下的自动发电控制(automatic generation control, AGC)容量补偿价格; d为平均里 程, 即接收到 AGC 指令后单个时段历史调频里程 的平均值; P_{st}^{reg} 为 s场景 t时刻下风储系统上报参与 调频的功率, 分为向上调频和向下调频, 通过储能 装置充放电来完成; $P_{st}^{dis,reg}$ 为 s场景 t时刻下储能装置 在调频市场中的放电功率; $P_{st}^{ch,reg}$ 为 s场景 t时刻 下储能装置在调频市场中的充电功率。

(3) 考核成本。

当前,现货市场中风电场预测准确率的考核在 新能源场站所面临的考核中占较大比重。因此,文 中站在日前申报的角度,对该类型所对应的考核成 本进行计算。广东电力现货市场中对新能源交易 单元的预测功率与实际出力实行偏差考核,考核成 本*C*_{OPE,s}为时段内预测功率超出允许范围内的偏差 量与该时段出清价格的乘积。

$$C_{\text{OPE},s}^{\text{exam}} = \sum_{t \in T^{\text{exam}}} \sum_{\tau=1}^{4} \frac{1}{4} P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} \max(\Delta P_{s,t,\tau} - \Delta P_{\text{lim}}, 0) p_{s,t}^{\text{eng}} \beta$$
(11)

$$\Delta P_{s,t,\tau} = \begin{cases} \frac{\left| P_{s,t,\tau}^{\text{pre}} - P_{s,t,\tau} \right|}{P_{s,t,\tau}} & P_{s,t,\tau} \ge 0.2P_{\text{cap}} \\ \frac{\left| P_{\text{pre}} - P_{s,t,\tau} \right|}{P_{s,t,\tau}} & (12) \end{cases}$$

$$\left(\frac{|P_{s,t,\tau}^{P} - P_{s,t,\tau}|}{0.2P_{\text{cap}}} \quad P_{s,t,\tau} < 0.2P_{\text{cap}}\right)$$

$$P_{s,t,\tau} = F^{\text{ES}} + F^{\text{W}} \qquad (13)$$

式中: τ 为 t 时刻内 15 min 的时段数; $P_{st,\tau}^{ac}$ 为 s 场景 t 时刻内第 τ 个时段的风储系统在电能量市场中的 出力; $\Delta P_{st,\tau}$ 为 s 场景 t 时刻内第 τ 个时段的功率偏 差量; $\Delta P_{t,\tau}$ 为 t 时刻内第 τ 个时段的功率偏差率; ΔP_{lim} 为允许功率偏差率; β 为预测偏差考核系数; T^{exam} 为计入考核的时段; $P_{st,\tau}^{pre}$ 为 s 场景 t 时刻内第 τ 个时段的短期功率预测值; $P_{st,\tau}$ 为 s 场景 t 时刻内第 τ 个时段的上网实际功率; P_{cap} 为新能源交易单元 的装机容量; E^w 为风电装机容量。

(4) 储能的运行成本。

储能的运行成本CESS 计算如下:

$$C_{\text{OPE},s}^{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^{T} c_{\text{OPE}} (P_{s,t}^{\text{ch}} + P_{s,t}^{\text{dis}})$$
(14)

式中: cope为储能单位充放电量的运行成本; P^{ch}_{s,t}、 P^{dis}分别为 s 场景 t 时刻下储能装置的充、放电功 率。文中考虑储能的日历寿命和全生命周期充放 电量对储能单位充放电量的成本 cope进行折算^[32]。

$$c_{\rm OPE} = \frac{C_{\rm apv} T_{\rm calendar}}{Q_{\rm life}}$$
(15)

$$C_{\rm apv} = C_{\rm inv} + C_{\rm op} \tag{16}$$

$$C_{\rm op} = c_{\rm op}^{\rm E} E^{\rm ES} + c_{\rm op}^{\rm P} P^{\rm ES}$$
(17)

$$Q_{\rm life} = 2(\delta_{\rm max}^{\rm SOC} - \delta_{\rm min}^{\rm SOC}) E^{\rm ES} N_{\rm cycle}$$
(18)

式中: C_{apv} 为储能投资成本 C_{inv} 和运维成本 C_{op} 的年 值; Q_{life} 为储能全生命周期的充放电量; c_{op}^{E} 为储能装 置单位容量的年维修成本; c_{op}^{P} 为储能装置单位功率 的年维修成本; δ_{max}^{SOC} 、 δ_{min}^{SOC} 分别为储能系统运行时的 荷电状态上、下限; N_{cycle} 为储能以 δ_{max}^{SOC} 、 δ_{min}^{SOC} 为界限 循环运行的总次数。

1.2.2 下层模型约束条件

(1) 储能装置容量状态约束。

$$E_{s,t}^{\rm ES} = E_{s,t-1}^{\rm ES} - \frac{1}{\eta_{\rm d}} P_{s,t}^{\rm dis} \Delta t + \eta_{\rm c} P_{s,t}^{\rm ch} \Delta t \tag{19}$$

$$E^{\rm ES} \delta^{\rm SOC}_{\rm min} \leq E^{\rm ES}_{s,t} \leq E^{\rm ES} \delta^{\rm SOC}_{\rm max} \tag{20}$$

式中: $E_{s,t}^{ES}$ 为 s 场景 t 时刻下储能装置可用于支配的 容量; η_c 、 η_a 分别为储能装置充、放电的效率系数; Δt 为时间间隔。

(2) 储能运行功率约束。

储能参与电能量市场、调频辅助服务市场及自 身预留功率的总和应在其配置储能的功率范 围内。

①电能量市场充放电功率约束。

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{dis}} \in P_{s,t}^{\text{dis,eng}} \leq P^{\text{ES}} \\ P_{\min}^{\text{ch}} \in P_{s,t}^{\text{ch,eng}} \leq P^{\text{ES}} \end{cases}$$
(21)

式中: *P*^{ch}_{min}、*P*^{dis}分别为储能装置最小的充、放电功率。

②调频辅助服务市场充放电功率约束。

$$\begin{aligned}
P_{\min}^{\text{dis}} \leq P_{s,t}^{\text{dis,reg}} \leq P^{\text{ES}} \\
P_{\min}^{\text{ch}} \leq P_{s,t}^{\text{ch,reg}} \leq P^{\text{ES}}
\end{aligned}$$
(22)

③储能运行功率约束。

$$\begin{cases} P_{s,t}^{\text{dis}} = P_{s,t}^{\text{dis,reg}} + P_{s,t}^{\text{dis,reg}} \\ P_{s,t}^{\text{ch}} = P_{s,t}^{\text{ch,eng}} + P_{s,t}^{\text{ch,reg}} + P_{s,t}^{\text{ch,w}} \end{cases}$$
(23)

$$P_{s,t}^{ch,w} = P_{s,t}^{w} - P_{s,t}^{w,eng} - P_{s,t}^{w,cut}$$
(24)

式中: **P**^{ch,w}为 s 场景 t 时刻下风电为储能装置充电的功率; **P**^{w,cut}为 s 场景 t 时刻下的风电功率; **P**^{w,cut}为 s 场景 t 时刻下的弃风功率。

④充放电功率约束。

$$b_{s,t}^{\rm ch} P_{\rm min}^{\rm ch} \leq P_{s,t}^{\rm ch} \leq b_{s,t}^{\rm ch} P^{\rm ES}$$

$$\tag{25}$$

$$b_{s,t}^{\text{dis}} P_{\min}^{\text{dis}} \leq P_{s,t}^{\text{dis}} \leq b_{s,t}^{\text{dis}} P^{\text{ES}}$$
(26)

$$b_{st}^{\rm ch} + b_{st}^{\rm dis} \leq 1 \tag{27}$$

式中: *b*^{ch}_{st}、*b*^{dis}分别为 *s* 场景 *t* 时刻下充、放电的二 进制变量。式(27)表示储能装置不能同时进行充 放电。

2 基于 IGDT 的风电场储能优化配置

文中考虑利用 IGDT 模拟电能量市场和调频辅助服务市场价格的不确定性,在满足期望目标的前提下,分析电能量市场与调频辅助服务市场内价格不确定性对风储系统在市场内运行策略的影响, IGDT 方法包括风险规避鲁棒模型和风险投机机会模型 2 种建模方式。其中, IGDT 机会模型旨在寻找电价预测偏差最小的情况下能够取得的最大收益,其对应的配置方案具有一定投机性,不适用于文中所考虑的长期规划。因此,文中采用 IGDT 鲁 棒模型,旨在寻找满足投资者最低期望收益下,所能承受的电价预测偏差最大的配置方案。该模型 以最大化不确定因素的波动范围为目标,根据决策者的风险偏好求解对应鲁棒性方程,最终得到不同风险偏好下的价格不确定集及对应的风电场最优储能配置策略。

2.1 基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型

在 IGDT 鲁棒模型中,风险规避决策者为确 保实现期望目标,通常会设定低于基准值的目标函 数阈值,并以偏差系数最大为优化目标,从而将不 确定因素带来的扰动最大化^[33],由此构建典型模型 如下:

$$\begin{cases} \max \sigma \\ \text{s.t. } \min_{x} f(x,p) \ge (1-\mu) f^{\mathfrak{b}}(x,p) \\ \forall p \in U(\sigma, \tilde{p}) \\ h(x,p) = 0 \\ g_{\min} \le g(x,p) \le g_{\max} \end{cases}$$
(28)

式中: σ 为偏差系数; f为目标函数; p为不确定量; \tilde{p} 为不确定量的预测值; x为决策变量; μ 为风险规 避系数, 表示决策者所能接受的不确定参数导致的 收益损失百分比, 规避系数越大表明规划方案的鲁 棒性越强, 所能接受的最坏收益阈值越低; $f^{b}(x,p)$ 为 $p = \tilde{p}$ 时的收益基准值, 即将不确定参数考虑为确 定值下的收益值; $(1-\mu)f^{b}(x,p)$ 为决策者所能接 受的最低收益值; U为不确定量的集合; h、g分别为 等式、不等式约束; g_{max} 、 g_{min} 分别为不等式约束的上、下限。

文中考虑的不确定参数为现货市场电价及调 频辅助服务市场价格,其波动范围为:

$$\forall p_{s,t}^{\text{eng}} \in U(\sigma^{\text{eng}}, \tilde{p}_{s,t}^{\text{eng}})$$

$$U(\sigma^{\text{eng}}, \tilde{p}_{s,t}^{\text{eng}}) = \{ p_{s,t}^{\text{eng}} : (1 - \sigma^{\text{eng}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{eng}} \leq p_{s,t}^{\text{eng}} \leq$$

$$(29)$$

$$1 + \sigma^{\text{eng}}) \tilde{p}_{st}^{\text{eng}} \}$$
(30)

$$\begin{cases} U(\sigma^{\text{reg}}, \tilde{p}_{s,t}^{\text{perf}}) = \left\{ p_{s,t}^{\text{perf}} : (1 - \sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{perf}} \leqslant p_{s,t}^{\text{perf}} \leqslant \\ (1 + \sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{perf}} \right\} \\ U(\sigma^{\text{reg}}, \tilde{p}_{s,t}^{\text{cap}}) = \left\{ p_{s,t}^{\text{cap}} : (1 - \sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{cap}} \leqslant p_{s,t}^{\text{cap}} \leqslant \\ (1 + \sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{cap}} \right\} \end{cases}$$
(32)

式中: *p*^{eng}为 *s* 场景 *t* 时刻下电能量市场价格的预测 值; *p*^{perf}、*p*^{cep}分别为 *s* 场景 *t* 时刻下调频里程价格 和容量补偿价格的预测值; *σ*^{eng}、*σ*^{reg}分别为电能量 市场和调频市场的价格偏差系数。文中考虑调频 市场的里程补偿价格与容量补偿价格波动存在一 致性,用同一偏差系数*σ*^{reg}表征其波动幅度。

考虑到 IGDT 以单个不确定量的偏差系数为目标函数^[3435],无法适用于文中同时考虑电能量市场和调频辅助服务市场价格不确定性的情况,文中考虑赋予电能量市场和调频辅助服务市场价格偏差系数不同的权重^[36],解决上述问题。

$$\begin{cases} \sigma^{\text{eng}} = \zeta^{\text{eng}} \sigma \\ \sigma^{\text{reg}} = \zeta^{\text{reg}} \sigma \\ \zeta^{\text{eng}} + \zeta^{\text{reg}} = 1 \end{cases}$$
(33)

式中: ζ^{eng}、ζ^{reg}分别为电能量市场和调频辅助服务 市场价格偏差系数的权重。

在电能量市场和调频辅助服务市场价格都为 预测值的确定性场景下,风储系统日运行收益基准 值*R*^b_{OPEs}计算如下:

$$\begin{cases}
R_{\text{OPE},s}^{\text{b}} = \max R_{\text{OPE},s} \\
\text{s.t.} \quad p_{s,t}^{\text{eng}} = \tilde{p}_{s,t}^{\text{eng}} \\
p_{s,t}^{\text{perf}} = \tilde{p}_{s,t}^{\text{perf}} \\
p_{s,t}^{\text{cap}} = \tilde{p}_{s,t}^{\text{cap}} \\
\vec{x}_{s,t}(8) - \vec{x}_{s}(27)
\end{cases}$$
(34)

在风险规避策略下,风电场商对电价的预测 值持保守态度。为确保优化决策后的收益不低于 预期值,将风电场商日运行收益函数转化为约束条 件即:

min
$$R^{c}_{OPE,s} \ge (1-\mu)R^{b}_{OPE,s}$$
 (35)
式中: $R^{c}_{OPE,s}$ 为考虑电价不确定性下的风储系统日运

行收益。

构建基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型 如下:

$$\begin{cases} \max \sigma \\ \text{s.t.} \quad Z^{c} = \max\left(\sum_{s \in \mathcal{S}} \pi_{s} R^{c}_{\text{OPE},s} - C_{\text{inv}}\right) \\ \quad \vec{\chi}(2) - \vec{\chi}(6) \end{cases}$$
(36)

式中: Z[°]为考虑电能量市场和调频辅助服务市场价格不确定性下的风电场储能净收益。

Z°的约束条件如下:

$$\begin{cases} R_{\text{OPE},s}^{\text{c}} \ge (1-\mu) R_{\text{OPE},s}^{\text{b}} \\ p_{s,t}^{\text{eng}} = (1-\sigma^{\text{eng}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{eng}} \\ p_{s,t}^{\text{perf}} = (1-\sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{perf}} \\ p_{s,t}^{\text{cap}} = (1-\sigma^{\text{reg}}) \tilde{p}_{s,t}^{\text{cap}} \\ \vec{\pi}(5) - \vec{\pi}(27) \\ \vec{\pi}(29) - \vec{\pi}(33) \end{cases}$$

$$(37)$$

2.2 基于 IGDT 的风电场储能优化配置策略

2.2.1 求解流程

基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型求解流 程如图 2 所示,考虑到遗传算法具有全局搜索能力 强、适用范围广且改进措施较为成熟等特点,文中 采用遗传算法求解上层配置模型,并在算法中引入 精英保留策略和多种群并行进化机制以提升性能; 下层运行模型在线性化处理后,通过 YALMIP 调用 CPLEX 商业求解器进行求解。

2.2.2 模型线性化处理

文中考虑的下层风储系统运行模型为非线性 模型,需将其转化为线性模型后通过 YALMIP 调 用 CPLEX 商业求解器进行求解。由于式(12)为含 有分段函数的分式表达式,对其进行转化。

(1)将考核成本的计算按照风储系统的实际出力进行分段划分;

(2)对不满足允许出力偏差的部分,分别针 对超额功率和缺额功率进行惩罚,得到分段考核 成本;

(3) 对分段部分进行线性化,最终得到线性化分段考核成本*C*^{exam}如下:

$$C_{\text{OPE},s}^{\text{exam}} = \sum_{t \in T^{\text{exam}}} \sum_{\tau=1}^{4} C_{\text{OPE},s,t,\tau}^{\text{exam}}$$
(38)

$$C_{\text{OPE},s,t,\tau}^{\text{exam}} = \begin{cases} \frac{1}{4} \left[P_{s,t,\tau}^{\text{pre}} - (1 + \Delta P_{\text{lim}}) P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} \right] p_{s,t}^{\text{eng}} \beta \\ 0 < P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} < P_{s,t,\tau}^{\text{lower}} \\ 0 \quad P_{s,t,\tau}^{\text{lower}} \leq P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} \leq P_{s,t,\tau}^{\text{upper}} \\ \frac{1}{4} \left[(1 - \Delta P_{\text{lim}}) P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} - P_{s,t,\tau}^{\text{pre}} \right] p_{s,t}^{\text{eng}} \beta \\ P_{s,t,\tau}^{\text{ac}} > P_{s,t,\tau}^{\text{upper}} \end{cases}$$
(39)



图 2 基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型求解流程

Fig.2 Solution process of wind farm energy storage optimization configuration model based on IGDT

其中:

$$\begin{cases} P_{s,t,\tau}^{\text{lower}} = \frac{1}{1 + \Delta P_{\text{lim}}} P_{s,t,\tau}^{\text{pre}} \\ P_{s,t,\tau}^{\text{upper}} = \frac{1}{1 - \Delta P_{\text{lim}}} P_{s,t,\tau}^{\text{pre}} \end{cases}$$
(40)

式中: $C_{\text{OPE},s,t,\tau}^{\text{exam}}$ 为 s场景 t 时刻内第 τ 个时段的考核成本; $P_{s,t,\tau}^{\text{lower}}$ 分别为该时段允许偏差上、下限。

3 算例分析

为验证上述模型的有效性,利用广东省某地区 50 MW 风电场一年实测数据,并结合美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰州 (Pennsylvania-New Jersey-Maryland, PJM) 市场同期的电能量市场和调频辅助服务市场 数据作为价格预测数据,美元/人民币汇率取 6.8。 通过 *k*-means 聚类方法,得到风电出力及电力市场 运行的典型场景数据。储能配置相关参数如表 1 所示^[15,37]。

表 1 储能配置参数 Table 1 Energy storage configuration parameters

参数	数值
折现率ρ/%	5
储能日历寿命T _{calendar} /a	15
储能单位容量成本/[元•(kW•h) ⁻¹]	1 500
储能单位功率成本/(元·kW ⁻¹)	2 500
储能单位容量运维成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.014 07
储能单位功率运维成本/(元·kW ⁻¹)	62
平均调频里程	6.95
储能系统运行时的荷电状态上限osoc	0.9
储能系统运行时的荷电状态下限。soc	0.1
储能循环次数 _{Ncycle}	10 000
储能充放电效率系数 η_{c} 、 η_{d}	0.93, 0.93
功率预测允许偏差率 $\Delta P_{\rm lim}$ /%	40
功率预测偏差考核系数β	0.2
储能容量上限 <i>E</i> ^{ES} _{max} /(MW·h)	100
储能功率上限PES _{max} /MW	50
储能投资成本年值上限Cmax/元	2×10 ⁸

3.1 方案设置

为验证文中所提模型优越性,基于当前政策对 储能配置的最低要求(储能容量为新能源发电装机 容量的10%、时长1h^[38]),考虑以下方案进行比较:

方案 1, 不考虑风储系统运行场景模拟及电价不确定性, 按照政策最低要求对风电场进行储能 配置;

方案 2,考虑风储系统运行场景模拟,不考虑电

力市场价格不确定性,对风电场进行储能配置;

方案 3,考虑风储系统运行场景模拟及电力市场价格不确定性,设定风险规避系数 $\mu = 0.2^{[29]}$ (即投资者所能接受的最大收益损失为确定性场景下的 20%), $\zeta^{eng} : \zeta^{reg}=1:1$,对风电场进行储能配置。

3.2 方案结果对比

不同方案下的风电场储能配置结果如表 2 所示。

表 2 不同方案配置结果对比

companson of configuration results
for different schemes

配置 方案	最大偏差 系数	配置容 量/(MW·h)	配置功 率/MW	投资成本 年值/万元
方案1	0	5	5	192.7
方案2	0	35.76	17.88	947.4
方案3	0.321	27.67	13.84	733.2

从配置结果上看,方案1的配置容量与配置功 率最小,因而投资成本最低,为192.7万元;方案 2为确定性场景下最佳配置方案,旨在通过配置更 大的容量与功率增强风储系统参与电力市场的程 度,以获得更高的收益,所配置的容量与功率最大, 投资成本也最大,为947.4万元;方案3为考虑电力 市场价格不确定性下的配置方案,其配置容量和功 率都略小于方案2,但方案3所能承受的偏差系数 最大,为0.321,意味着在确保风储系统市场参与程 度的情况下,适当地削减配置容量和功率有利于提 升风储系统应对电力市场价格出现偏差的情况的 能力。

为进一步说明文中提出的配置方案的优越性, 针对各配置方案的运行及电力市场价格波动下的 收益情况进行具体分析。

3.2.1 典型运行场景下的配置方案运行情况对比

为分析不同配置方案在典型场景下的运行特性, 考虑到方案 2 与方案 3 在单一场景下的差异较小且 曲线趋势相近,同时受篇幅限制,文中选取方案 1 和方案 3 在典型场景下的运行情况进行对比分析, 如图 3—图 6 所示。

通过对比方案 1、方案 3 在典型场景下的运行 情况及储能在不同市场的充放电情况可知,方案 1 按照政策最低要求配置的储能,在电能量市场 中,由于自身配置储能容量与功率的限制,部分时 段无法有效地避免考核(如图 3 中 06:00)。该场景 下方案 1 的考核费用为 247.79 万元,而方案 3 仅为 180.39 万元,考核费用下降了 27.2%。说明方案 3



图 3 方案 1 典型场景运行情况













在风电实际出力与日前出清结果产生较大偏差时, 能够利用储能及时减小出力误差,确保风储系统在 电能量市场中的出力偏差始终在允许偏差内。在 有效降低风电考核费用的同时,方案3还能在允许





偏差范围内尽可能地增加出力,获得更高的收益 (如图 6 中 06:00、09:00)。

此外,风储系统在参与电能量市场同时,还参 与调频辅助服务市场获取收益。对于某些特定时 段(如图 6 中 04:00、19:00),在面临电能量市场需要 储能放电以降低风电出力偏差,而调频市场同时需 要储能充电完成调频时,系统会选择承担考核带来 的损失,优先参与调频市场以获得更大的收益。上 述结果证明了不同配置方案在追求运行收益最大 化策略上的有效性,以及与仅满足政策最低要求的 方案 1 相比,经过典型场景优化后的方案 3 具有显 著的性能优势。

3.2.2 不同电力市场价格波动下方案的收益情况 对比

为验证所提配置方案在电价波动下的鲁棒性, 文中对电力市场价格偏差情形展开对比分析。通 过调整电力市场价格偏差系数模拟实际运行中电 力市场价格的波动,对方案1、方案2、方案3的年 收益情况进行对比,如图7、图8所示。



图 7 不同电价偏差下各方案年运行收益对比 Fig.7 Annual operating revenue comparison of schemes under different electricity price deviations





Fig.8 Annual net revenue comparison of schemes under different electricity price deviations

由图 7 可知,在各偏差系数下,方案 2 的年运 行收益最大,方案 3 次之,方案 1 最小,说明增加储 能容量和功率可提升市场参与度,获得更高的运行 收益。

由图 8 可知,在偏差系数为 0,即运行场景为确 定性场景的情况下,方案 2 的净收益最大。但随着 电价波动幅度的增大,即电力市场价格偏差增大, 方案 2 的净收益逐渐小于方案 3,且净收益差距逐 渐增大。在偏差系数为 0.05 时,方案 2 与方案 3 的 净收益差距为 14.97 万元;而当偏差系数为 0.6 时, 方案 2 与方案 3 的净收益差距增长至 71.50 万元。 说明电力市场价格偏差越大,考虑电力市场价格不 确定性的配置方案在收益方面的优势越明显。

结合表 2 中方案 2、方案 3 的投资成本可以得 出,风电场商为了应对电力市场价格的不确定性, 在确保风储系统市场参与程度的情况下,选择放弃 部分收益,削减配置容量与功率,降低投资成本,使 得配置策略在电力市场价格偏差与确定性场景相 差较大时,也能获得较高的净收益,具备更强的鲁 棒性。另外,当电价偏差小于 0.321 时,方案 3 所获 得的运行收益都大于风电场商的期望运行收益,验 证了表 2 中方案 3 所能承受的电价最大偏差系数 的有效性。

3.3 灵敏度分析

3.3.1 风险规避系数灵敏度分析

不同风险规避系数下的储能配置结果和不同 价格偏差系数下的年净收益情况如表3所示。

通过设置不同的风险规避系数,并对比配置结 果可得,随着风险规避系数的增大,其配置容量和 功率逐渐减小,对应的投资成本年值也随之降低, 同时所能承受的最大偏差系数增大。这说明为了 在电力市场价格偏差大的情况下,也能使配置结果 具备较强的适应性,需要逐渐削减配置容量和功

表 3	不同风险规避系数下的储能配置结果和
5	不同价格偏差系数下的年净收益情况

Table 3 Configuration results of energy storage under different risk avoidance coefficients and annual net income under different price deviation coefficients

风险规避 系数µ	最大偏差 系数	容量/ (MW·h)	功率/ MW	投资成本 年值/万元	σ=0.3时 的年净 收益/万元	σ=0.5时 的年净 收益/万元
0	0	35.76	17.88	947.43	2 887.5	2 463.4
0.1	0.150	29.53	14.77	782.42	2 950.1	2 510.8
0.2	0.321	27.67	13.84	733.21	2 956.6	2 519.7
0.3	0.536	27.14	13.57	719.12	2 953.2	2 520.0

率,从而降低配置成本。

设置电力市场价格偏差系数 σ =0.3 和 σ =0.5,模 拟各配置结果在对应电力市场价格偏差下的年净 收益,可知:采用文中提出的考虑电力市场价格不 确定性配置方案(μ =0.2),即便在偏差系数较大 (σ =0.5)的情况下,也能使得净收益大于确定性场 景下配置方案(μ =0)的收益,净收益由2463.4万元 提升至2519.7万元,收益提升56.3万元;且风电场 商预先设定的风险规避系数越大,对应在电价波动 大的时候,净收益也越大;与此同时,对比 μ = 0.2 和 μ =0.3 情况下的净收益可知,适当增大风险规 避系数能够使得风电场商在电价波动大的情况下 获得更大的净收益,但过度增大风险规避系数在偏 差较大的情况下收益提高并不明显,在电价波动偏 差较小的情况下甚至可能因为配置的容量和功率 过低无法更大程度参与市场,导致收益减少。

3.3.2 价格偏差系数权重灵敏度分析

考虑到不同地区电能量市场与调频辅助服务 市场电价波动情况不同,不同价格偏差系数权重下 的配置结果对比如表4所示。

表 4 不同价格偏差系数权重下的配置结果 Table 4 Configuration results under different weights of price deviation coefficients

ζ^{eng} : ζ^{reg}	最大偏差 系数	容量/ (MW·h)	功率/ MW	投资成本 年值/万元		
1:3	0.393	27.939	13.970	740.23		
1:2	0.375	27.732	13.865	734.71		
1:1	0.321	27.670	13.840	733.21		
2:1	0.308	27.608	13.801	731.38		
3:1	0.289	27.531	13.765	729.40		

由表4可知,电能量市场的价格偏差系数权重 较低时,即电能量市场的价格与预测价格偏差较小 时,配置更大容量和功率的储能系统能够承受更大 的价格波动,即最大偏差系数更高。这是因为风储 系统在电能量市场中获得的收益较高,而相对于调 频辅助服务市场而言,电能量市场作为主要收益来 源受电价扰动影响小,因此收益波动较低,从而能 够承受更大的价格偏差。从容量和功率配置来看, 权重比对物理配置影响有限,核心矛盾仍集中于价 格偏差导致的收益变化与成本的动态平衡。对于 风电场商而言,在收益较高的市场(即算例中的电 能量市场)中,若电价预测偏差较小,可以适当增大 配置容量和功率,提高市场参与度,以增大净收益; 而在对应市场电价预测偏差较大的情况下,风电场 商应舍弃部分收益,减小配置容量,更大程度地降 低成本,以保证更高的净收益。

3.4 方案适用性分析

随着新型电力系统的发展,新能源渗透率逐步 提高,为验证在超高新能源占比及储能容量上限提 升的情况下,文中所提出的配置方案的适用性。基 于 3.1 节中的方案 3,现设定风险规避系数 μ =0.2, $\zeta^{eng}: \zeta^{reg}=1:1, 分别村50MW、500MW及1000MW$ 风电场容量进行仿真分析,得到的配置方案如表 5所示。

表 5 不同风电场容量下的配置结果 Table 5 Configuration results under different wind farm capacities

风电场 容量/MW	最大偏差 系数	容量/ (MW•h)	功率/ MW	投资成本 年值/万元
50	0.321	27.67	13.84	733.21
500	0.319	276.58	138.26	7 326.98
1 000	0.305	547.23	273.60	14 498.20

根据表 5 结果可以得出,在新能源渗透率升高、风电场容量及储能容量上限增大的情况下,文中所提出的配置方案同样适用。从配置结果上看,当风电场容量增大时,考虑电力市场价格不确定性情况下的最大偏差系数略有下降,但变动不超过0.02,体现了文中所提模型的有效性。

4 结论

文中考虑电力市场中电能量市场价格与调频 辅助服务市场价格的不确定性,提出了基于 IGDT 的风电场储能优化配置模型,仿真算例验证了所提 模型的有效性,所得结论如下。

(1)文中所提出的电力市场环境下考虑风储系统配置方案,通过考虑新能源功率预测偏差考核机制,能够有效降低风电场因功率预测偏差所造成的考核费用并提升风储系统参与电力市场的收益。

(2)相比确定性场景下的风电场储能配置策

略,文中所提出的基于 IGDT 的风电场储能优化配 置策略,在确保风储系统市场参与程度的情况下, 适当地削减储能配置容量与功率,降低配置成本, 使其市场竞争力及抵御电力市场价格不确定风险 的能力增强,在电力市场价格波动的情况下获得更 大的净收益,即承受更大的电力市场价格预测偏 差。风电场商可根据自身所能承受的风险及期望 获得的收益进行配置方案选择,得到兼顾经济性和 鲁棒性的最优配置方案,有利于更经济合理地配置 风电场储能容量与功率。

随着新能源渗透率增加,风电场容量及所配 置储能的容量相应增加,多储能系统协同优化变得 尤为重要。未来可以扩展现有模型,在下层运行阶 段考虑多个储能系统的协同效应,优化风储系统调 度策略,得到适用于多储能系统的风电场储能配置 策略。

参考文献:

 [1] 刘珂,顾雪平,白岩松,等.考虑风电不确定性的电力系统在线 动态分区恢复优化方法[J].电力系统保护与控制,2024, 52(19):60-73.

LIU Ke, GU Xueping, BAI Yansong, et al. Online dynamic partition restoration optimization method of a power system considering wind power uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(19): 60-73.

[2] 孙建华, 王佳旭, 杜晓勇, 等. 考虑频率安全约束的高比例风电电力系统储能优化配置策略[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5):151-162.

SUN Jianhua, WANG Jiaxu, DU Xiaoyong, et al. Optimization strategy for energy storage configuration in high proportion wind power system considering frequency safety constraints[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 151-162.

- [3] 王耀函,张扬帆,赵庆旭,等. 低电压穿越过程中风电机组载荷 特性联合仿真研究[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 705-715.
 WANG Yaohan, ZHANG Yangfan, ZHAO Qingxu, et al. Joint simulation study on load characteristics of wind turbines in low voltage ride through process[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 705-715.
- [4] 周年光,谢欣涛,马俊杰,等.风电场配套储能的自适应虚拟惯性:阻尼控制[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):150-158.
 ZHOU Nianguang, XIE Xintao, MA Junjie, et al. An adaptive virtual inertial damping control for wind farm integrated energy storage system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 150-158.
- [5] 张崇,李博,李笑宇,等. 基于虚拟同步机控制参数自适应调节的储能系统调频方法[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 772-780.

ZHANG Chong, LI Bo, LI Xiaoyu, et al. A frequency regulation method of energy storage system based on adaptive adjustment of virtual synchronous generator control parameters[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 772-780.

 [6] 李英量,孙楠,王德明,等.含分布式储能系统的交直流配电网动态故障恢复策略[J].电力系统保护与控制,2024,52(18): 179-187.

LI Yingliang, SUN Nan, WANG Deming, et al. A dynamic fault recovery strategy for an AC/DC distribution network with distributed energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 179-187.

- [7] 南晓强,李群湛. 考虑风功率预测误差分布的储能功率与容量 配置法[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(11): 117-122.
 NAN Xiaoqiang, LI Qunzhan. Energy storage power and capacity allocation based on wind power forecasting error distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(11): 117-122.
- [8] 杨水丽,李建林,惠东,等. 用于跟踪风电场计划出力的电池储 能系统容量优化配置[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1485-1491.
 YANG Shuili, LI Jianlin, HUI Dong, et al. Optimal capacity configuration of battery energy storage system to track planned output of wind farm[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1485-1491.
- [9] 兑潇玮,朱桂萍,刘艳章. 考虑预测误差的风电场储能配置优 化方法[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 434-439.
 DUI Xiaowei, ZHU Guiping, LIU Yanzhang. Research on battery storage sizing for wind farm considering forecast error[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 434-439.
- [10] 甘伟,郭剑波,艾小猛,等.应用于风电场出力平滑的多尺度 多指标储能配置[J].电力系统自动化,2019,43(9):92-98.
 GAN Wei, GUO Jianbo, AI Xiaomeng, et al. Multi-scale multiindex sizing of energy storage applied to fluctuation mitigation of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(9): 92-98.
- [11] 赵靖英, 乔珩埔, 姚帅亮, 等. 考虑储能 SOC 自恢复的风电波 动平抑混合储能容量配置策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5206-5219.

ZHAO Jingying, QIAO Hengpu, YAO Shuailiang, et al. Hybrid energy storage system capacity configuration strategy for stabilizing wind power fluctuation considering SOC self-recovery [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5206-5219.

[12] 徐群, 吕晓禄, 武乃虎, 等. 考虑电池寿命和过放现象的风电场储能容量优化[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1505-1511.
 XU Qun, LÜ Xiaolu, WU Naihu, et al. Optimization of energy storage capacity for wind farm considering battery life and over-discharge[J]. Power System Technology, 2014, 38(6):

1505-1511.

- [13] 罗庆,张新燕,罗君,等. 基于正负效益的储能削峰填谷容量 配置[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(2): 91-97.
 LUO Qing, ZHANG Xinyan, LUO Jun, et al. Allocation of peak storage and valley filling capacity based on positive and negative benefits[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(2): 91-97.
- [14] 王泽爽, 陈嘉俊, 朱建全, 等. 计及循环寿命的储能优化配置 与运营策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10); 75-81.
 WANG Zeshuang, CHEN Jiajun, ZHU Jianquan, et al. Optimal configuration and operation strategy of energy storage considering cycle life[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 75-81.
- [15] 刘凡,李凤婷,张高航,等. 计及循环寿命和运营策略的风电 汇集区域储能电站优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 127-139.

LIU Fan, LI Fengting, ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 127-139.

[16] 黄际元,李欣然,常敏,等.考虑储能电池参与一次调频技术
 经济模型的容量配置方法[J].电工技术学报,2017,32(21):
 112-121.

HUANG Jiyuan, LI Xinran, CHANG Min, et al. Capacity allocation of BESS in primary frequency regulation considering its technical-economic model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(21): 112-121.

[17] 汤杰,李欣然,黄际元,等.以净效益最大为目标的储能电池 参与二次调频的容量配置方法[J].电工技术学报,2019, 34(5):963-972.

TANG Jie, LI Xinran, HUANG Jiyuan, et al. Capacity allocation of BESS in secondary frequency regulation with the goal of maximum net benefit[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(5): 963-972.

- [18] CAO X Y, WANG J X, ZENG B. A chance constrained information-gap decision model for multi-period microgrid planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2684-2695.
- [19] 王祺, 王承民, 谢宁, 等. 混合 CVaR-IGDT 的区域综合能源 系统扩展规划模型[J]. 电网技术, 2020, 44(2): 505-515.
 WANG Qi, WANG Chengmin, XIE Ning, et al. A hybrid CVaR-IGDT expansion planning model for regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 505-515.
- [20] 孙国强,周亦洲,卫志农,等.基于混合随机规划/信息间隙决 策理论的虚拟电厂调度优化模型[J].电力自动化设备, 2017,37(10):112-118.

SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Dispatch optimization model of virtual power plant based on hybrid stochastic programming and information gap decision theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 112-118.

 [21] 彭春华, 陈露, 张金克, 等. 基于分类概率机会约束 IGDT 的 配网储能多目标优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2809-2819.

PENG Chunhua, CHEN Lu, ZHANG Jinke, et al. Multi-objective optimal allocation of energy storage in distribution network based on classified probability chance constraint information gap decision theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2809-2819.

- [22] 肖白, 韩康琦, 张晓华. 含氢储能的独立微电网 IGDT 鲁棒规 划[J]. 电力建设, 2024, 45(4): 77-88.
 XIAO Bai, HAN Kangqi, ZHANG Xiaohua. Robust IGDT planning for stand-alone microgrid with hydrogen energy storage[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(4): 77-88.
- [23] 谭颖,管霖.基于数据驱动信息间隙理论的风光水储聚合商 多元市场竞标决策模型[J].电网技术,2024,48(3):979-991. TAN Ying, GUAN Lin. A data-driven information gap theory based joint decision model for aggregator with wind-solarhydro power and storage resources in multiple power markets[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 979-991.
- [24] 赵琛,张少华. 基于信息间隙决策理论的发电商电量分配策略[J]. 控制与决策, 2017, 32(4): 751-754.
 ZHAO Chen, ZHANG Shaohua. Generation asset allocation strategies based on IGDT[J]. Control and Decision, 2017, 32(4): 751-754.
- [25] MATHURIA P, SINGH A. Robust self scheduling framework for GenCos with portfolio optimization [C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA. IEEE, 2016: 1-5.
- [26] 彭巧, 王秀丽, 邵成成, 等. 计及信息间隙决策理论的含电动 汽车充电负荷的微电网多目标规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(1): 128-134, 158, 135-136.
 PENG Qiao, WANG Xiuli, SHAO Chengcheng, et al. Multiobjective planning of microgrid with electric vehicle charging load based on information gap decision theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1): 128-134, 158, 135-136.
- [27] AGHAEI J, AGELIDIS V G, CHARWAND M, et al. Optimal robust unit commitment of CHP plants in electricity markets using information gap decision theory[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2296-2304.
- [28] 石文超, 吕林, 高红均, 等. 基于信息间隙决策理论的含 DG和 EV的主动配电网优化运行[J]. 电力建设, 2019,

40(10)**:** 64-74.

SHI Wenchao, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Optimization operation of active distribution network with DG and EV applying IGDT[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(10): 64-74.

[29] 颜宇飞, 唐早, 刘友波, 等. 双重不确定性下考虑风险偏好的 风储系统日前报量策略[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 1078-1088.

YAN Yufei, TANG Zao, LIU Youbo, et al. Day-ahead bidding strategy of combined wind storage system considering risk preference under dual uncertainties[J]. Power System Technology, 2023, 47(3): 1078-1088.

- [30] KAZEMI M, MOHAMMADI-IVATLOO B, EHSAN M. IGDT based risk-constrained strategic bidding of GenCos considering bilateral contracts [C]//2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). Mashhad, Iran. IEEE, 2013: 1-6.
- [31] 陈大宇, 张粒子, 王澍, 等. 储能在美国调频市场中的发展及 启示[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 9-13.
 CHEN Dayu, ZHANG Lizi, WANG Shu, et al. Development of energy storage in frequency regulation market of United States and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 9-13.
- [32] 王荔妍,陈启鑫,何冠楠,等.考虑电池储能寿命模型的发电 计划优化[J].电力系统自动化,2019,43(8):93-100.
 WANG Liyan, CHEN Qixin, HE Guannan, et al. Optimization of generation scheduling considering battery energy storage life model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8): 93-100.
- [33] MORADI-DALVAND M, MOHAMMADI-IVATLOO B, AMJADY N, et al. Self-scheduling of a wind producer based on information gap decision theory [J]. Energy, 2015, 81: 588-600.
- [34] BEN-HAIM Y. Info-gap decision theory: decisions under severe uncertainty [M]. 2nd ed. Oxford: Academic, 2006.
- [35] 刘乾晖, 唐岚, 杨乔丹, 等. 信息间隙决策理论在电力系统中的应用[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(1): 1-15.
 LIU Qianhui, TANG Lan, YANG Qiaodan, et al. Application of information gap decision theory in power system[J]. Electric Power Science and Engineering, 2021, 37(1): 1-15.
- [36] 李东东, 尤杨, 周波. 基于信息间隙决策理论的售电公司参与 多市场的优化决策[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4778-4790.
 LI Dongdong, YOU Yang, ZHOU Bo. IGDT-based decisionmaking optimization of electricity retailers under multi-market[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4778-4790.
- [37] 马昱欣, 胡泽春, 刁锐. 新能源场站共享储能提供调频服务的 日前优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3857-3868.

MA Yuxin, HU Zechun, DIAO Rui. Day-ahead optimization strategy for shared energy storage of renewable energy power stations to provide frequency regulation service[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3857-3868.

[38] 广东省发展改革委. 广东省能源局关于印发广东省促进新型 储能电站发展若干措施的通知(粤发改能源函[2023] 684 号[EB/OL].(2023-05-30)[2024-06-05].http://www.gddq. gov.cn/zqdqfgj/gkmlpt/content/2/2854/post_2854167.html# 22196.

Guangdong Provincial Development and Reform Commission. Guangdong provincial energy bureau's notice on issuing several measures to promote the development of new energy storage power stations in Guangdong Province (Guangdong Development and Reform Energy Letter [2023] No.684) [EB/OL].(2023-05-30)[2024-06-05].http://www.gddq.gov.cn/ zqdqfgj/gkmlpt/content/2/2854/post_2854167.html#22196.

作者简介:



崔嘉雁(2000), 女, 硕士, 通信作者, 研究方向为储能规划与电力市场运营(E-mail: 343050367@qq.com);

杨苹(1967), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为资源优化调度、可再生能源的发电 控制、电能质量分析与监控管理;

崔嘉雁

李丰能(1999), 男, 硕士, 研究方向为可再 生能源发电与并网控制技术。

Optimal configuration of wind farm energy storage based on IGDT in the power market environment

CUI Jiayan, YANG Ping, LI Fengneng, WEI Zhichu, CHEN Wenhao, ZHOU Qianyufan

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China) Abstract: To improve the power quality of wind energy, increase the participation of wind farms in the electricity market, and achieve reasonable energy storage allocation, wind farm energy storage optimization strategy based on information gap decision theory (IGDT) is proposed under the Guangdong electricity market trading rules, considering the uncertainty in electricity energy and frequency regulation ancillary service market prices. In the configuration stage, the configuration incorporates operational considerations and proposes a two-level optimization model for wind farm with integrated energy storage. The upper level optimizes energy storage allocation by maximizing the annual net revenue of the wind-storage system, while the lower level optimizes the system's operation based on actual operating scenarios, aiming to maximize daily operational revenue. To address the price uncertainty in the lower-level model, a price deviation factor is introduced using IGDT. Based on the two-level model, an IGDT-based energy storage configuration is jointly optimized. Simulation results demonstrate that the proposed strategy can achieve economically feasible energy storage configurations under electricity market price fluctuations.

Keywords: information gap decision theory (IGDT); wind farm; energy storage configuration; two-level planning; electricity market; price uncertainty

(编辑 吴昊)