XXXX

基于GARCH波动率分区的混合储能日前市场协同调度策略研究

陈明艳，栗文义，张国东
（内蒙古工业大学 电力学院，内蒙古自治区 呼和浩特市 010080）

摘 要：在高比例新能源并网背景下，日前市场电价波动幅度和频率显著增强，传统储能调度策略因难以有效响应电价的动态变化，易导致低波动时段无效充放电频繁、高波动时段响应不足，影响储能系统的经济性与运行寿命。针对上述问题，提出一种基于广义自回归条件异方差（generalized autoregressive conditional heteroskedasticity，GARCH）波动率分区的混合储能日前市场协同调度策略。首先，对日前电价序列进行对数收益率处理，利用GARCH(1,1)-t模型提取条件波动率，并基于波动率分位点将调度时段划分为低、中、高三类波动状态；然后，将波动率分区结果作为外生市场状态信号，建立以混合储能系统综合收益最大化为目标的协同调度模型，在目标函数中考虑市场套利收益、电池寿命损耗成本、氢储能运行成本、荷电状态（state of charge，SOC）偏离惩罚和松弛变量惩罚，并设置电池储能、氢储能运行约束及分区功率分配约束；最后，基于PJM电力市场日前逐时电价数据开展算例分析，并与无分区市场套利、固定比例和分区固定比例等策略进行对比。结果表明，所提动态分区策略能够根据电价波动状态调整电池储能与氢储能的出力分工，在全年具有良好的适应性。与无分区市场套利方案相比，所提策略将电池吞吐量降低64.4%，SOC标准差降低36.6%；虽然市场收益由9479元降至6053元，但综合收益由798元提升至3406元，为对比策略中最高。结果表明，所提策略能够在市场收益、电池寿命损耗和运行稳定性之间取得较好平衡，可为电池-氢混合储能参与日前市场调度提供参考。

关键词：混合储能；电力市场；电价波动；GARCH模型；协同调度策略
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0409
中图分类号：TM 73　　文献标志码：A　　文章编号：2095-4239（XXXX）XX-1-11

A Day-Ahead Market Coordination Strategy for Hybrid Energy Storage Using GARCH-Based Volatility Partitioning

CHEN Mingyan, LI Wenyi, ZHANG Guodong
(College of Electric Power, Inner Mongolia University of Technology,Hohhot,010080,Inner Mongolia Autonomous Region,China)

Abstract: With the large-scale integration of renewable energy, the magnitude and frequency of day-ahead electricity price fluctuations have increased significantly. Conventional energy storage scheduling strategies mainly rely on price levels or peak-valley price differences, and they have difficulty capturing market volatility intensity. This may lead to inefficient charging and discharging during low-volatility periods and insufficient response during high-volatility periods, thereby reducing system profitability and accelerating battery degradation. To address this problem, a coordinated day-ahead scheduling strategy for a battery-hydrogen

收稿日期：2026-05-13；修改稿日期：2026-06-27。
基金项目：内蒙古电力（集团）有限责任公司科技项目资助“电价预测与储能充放电策略研究”（RH2600000621）
引用本文：陈明艳, 栗文义, 张国东. 基于GARCH波动率分区的混合储能日前市场协同调度策略研究[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-11.
Citation：CHEN Mingyan, LI Wenyi, ZHANG Guodong. A Day-Ahead Market Coordination Strategy for Hybrid Energy Storage Using GARCH-Based Volatility Partitioning[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-11.

hybrid energy storage system based on GARCH volatility partitioning is proposed. First, the logarithmic return series of day-ahead electricity prices is constructed, and a GARCH(1, 1) model with Student-t innovations is used to extract conditional volatility. The scheduling periods are then divided into low-, medium-, and high-volatility states according to volatility quantiles. Second, the volatility partitioning results are introduced as exogenous market state signals, and a coordinated scheduling model is established to maximize the comprehensive revenue of the hybrid energy storage system. The objective function considers market arbitrage revenue, battery degradation cost, hydrogen storage operating cost, state-of-charge deviation penalty, and slack-variable penalty. The model also includes operational constraints for battery and hydrogen storage, as well as power allocation constraints under different volatility states. Finally, a case study is carried out using hourly day-ahead price data from the PJM electricity market. The proposed strategy is compared with non-partitioned market arbitrage, fixed-ratio allocation, and partitioned fixed-ratio allocation strategies. The results show that the dynamic partitioning strategy adjusts the power allocation between battery and hydrogen storage according to price volatility states. Hydrogen storage mainly undertakes energy buffering in low-volatility periods, both storage units operate collaboratively in medium-volatility periods, and battery storage provides the main fast response in high-volatility periods. Compared with the non-zonal market arbitrage scheme, the proposed strategy reduces battery throughput by 64.4% and the SOC standard deviation by 36.6%; although market revenue decreases from 9,479 yuan to 6,053 yuan, comprehensive profit rises from 798 yuan to 3,406 yuan, the highest among the comparison strategies. These results indicate that the proposed strategy can balance market revenue, battery degradation mitigation, and operational stability, providing a reference for battery-hydrogen hybrid energy storage systems participating in day-ahead market scheduling.

Keywords: hybrid energy storage; electricity market; price volatility; GARCH model; coordinated scheduling

0 引 言

随着风电、光伏等新能源装机规模持续增长，电力系统运行不确定性增强，日前市场电价呈现更强的波动性[1]。电价作为电力市场资源配置的重要信号，直接影响市场主体的交易决策和运行收益[2]。储能系统具有能量时移和双向功率调节能力，可通过低价充电、高价放电参与电能量交易，并在辅助服务和新能源消纳等场景中发挥作用[3]。因此，如何在高波动日前市场环境下优化储能运行策略，是提升储能市场化运行价值的重要问题。

围绕储能市场化调度，已有研究从多市场交易、价格不确定性和新能源波动平抑等方面开展探索。Wessel等研究了储能参与日前、实时和平衡市场的风险感知决策问题，指出储能市场化运行需兼顾收益波动和实时交付风险[4]；李青春等构建了计及新能源波动平抑的储能电站日前-实时运行决策方法，说明储能出力安排需要适应新能源出力和市场价格的动态变化[5]。相关研究表明，储能参与电力市场时，价格信号、运行约束和市场机制均会影响其收益水平和调度行为[3-5]。

现有储能调度策略多以电价预测值、峰谷价差或动态电价信号作为输入。李艳梅等构建了考虑储能系统调度与风电消纳的峰谷分时电价优化模型，说明峰谷价差信号能够引导储能充放电行为[6]；张伟林等建立了考虑动态电价的区域储能双层优化运行方法，表明动态电价会影响储能运行策略和经济收益[7]。此外，考虑光伏与电价不确定性的自调度报价方法、基于动态电价差异的电池储能优化运行方法，也从不同角度说明了电价信号对储能决策的

重要影响[8-9]。然而，仅依赖电价水平、峰谷价差或动态电价分类，难以充分反映市场波动强度，可能导致低波动时段无效充放电频繁、高波动时段响应不足。

为刻画电价波动特征，GARCH类模型已被用于电力市场价格预测、概率分析和风险评估。Janczura等构建了ARX-GARCH电价概率预测模型，并将波动风险用于市场交易组合分析[10]；Zheng等从节点边际电价波动角度分析储能套利机会，说明价格波动特征可为储能参与市场提供决策依据[11]。同时，日前市场价格不确定性下的电池储能运行规划研究表明，价格波动会直接影响储能运行收益和调度稳健性[12]。因此，GARCH条件波动率可作为刻画电价波动强度的市场状态信号，为分区调度提供依据。

在混合储能研究方面，电池储能与氢储能因响应速度、储能时长和运行成本特性不同，常被用于构建兼具短时功率调节和能量缓冲能力的协同系统。朱宗耀等研究表明，多类型储能协同参与电能量及辅助服务市场有助于提高系统收益和运行灵活性[13]；氢电耦合微网、风-光-储-氢混合电厂及“电-氢-电”过程经济性研究，也为电池-氢混合储能市场化运行提供了基础[14-16]。但从日前市场电价波动状态出发，如何指导电池储能与氢储能动态分工仍有进一步研究空间。

综上，本文以电池-氢混合储能系统为研究对象，围绕日前市场电价波动状态识别与混合储能协同分工问题开展研究。将GARCH(1,1)-t条件波动率引入电池-氢混合储能日前调度过程，构建波动率分区驱动的协同分工机制，在低、中、高波动状态引导两类储能在不同市场环境下承担差异化调节任务，从而协调市场收益、电池损耗和运行稳定性。

1 GARCH电价波动率模型与分区

为量化日前市场电价的波动特性为储能调度策略提供参考，采用GARCH（1,1）-t模型对电价收益率进行建模，然后基于条件波动率对调度时段进行分区分析。

1.1 电价收益率模型

对数收益率具有良好的统计性质和可加性，能够有效反映价格变化幅度，广泛应用于时间序列分析。因此采用对数收益率对电价序列进行处理。设第t时段的日前电价为λ_t，则对数收益率定义为：

$$r_t = \ln(\lambda_t) - \ln(\lambda_{t-1}) \tag{1}$$

式中，r_t为时段t的电价对数收益率。

1.2 GARCH电价波动率模型

采用GARCH（1,1）-t模型对电价收益率序列进行建模，数学表达式为：

$$r_t = \mu + \varepsilon_t \tag{2}$$

$$\varepsilon_t = \sigma_t z_t, \quad z_t \sim t_v \tag{3}$$

$$\sigma_t^2 = \omega + \alpha_G \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_G \sigma_{t-1}^2 \tag{4}$$

式中，μ为收益率均值；ε_t为随机扰动项；σ_t^2为条件方差；σ_t为条件波动率；ω,α_G,β_G为GARCH模型参数。考虑电价收益率尖峰厚尾特征，t_v服从自由度为v的标准化*Student*－t分布。为保证模型平稳性，需满足$\alpha_G + \beta_G < 1$。

采用滚动窗口方式预测条件波动率。设滚动训练窗口长度为W，日前预测步长为H。在每个滚动预测时刻仅利用历史收益率数据估计GARCH模型参数，并预测未来H个时段的条件波动率：

$$\hat{\sigma}_{t,t+H-1} = \mathrm{GARCH}\left(r_{t-W}, r_{t-W+1}, \cdots, r_{t-1}\right) \tag{5}$$

式中，$\hat{\sigma}_{t,t+H-1}$为滚动GARCH预测得到的条件波动率序列。

1.3 条件波动率归一化与分区

为降低极端值对归一化结果的影响，采用基于历史样本分位边界的归一化方法。设历史训练期条件波动率的5%和95%分位值分别为$\sigma_{0.05}$和$\sigma_{0.95}$，则归一化波动率为：

$$\tilde{\delta}_t = \frac{\hat{\sigma}_t - \sigma_{0.05}}{\sigma_{0.95} - \sigma_{0.05}} \tag{6}$$

进一步采用饱和截断方法将其限制在$[0|1]$范围内：

$$\delta_t = \min\left\{\max\left(\tilde{\delta}_t|0\right),1\right\} \tag{7}$$

式中，δ_t为归一化后的条件波动率状态变量。基于δ_t，将日前市场波动状态划分为低波动区L、中波动区M和高波动区H。设分位区间值为Q_{p1}和Q_{p2}，则第t时段的波动状态S_t定义为：

$$St = \begin{cases} L, \hat{\delta}_t < Q_{p1} \\ M, Q_{p1} \leqslant \hat{\delta}_t < Q_{p2} \\ H, \hat{\delta}_t \geqslant Q_{p2} \end{cases} \tag{8}$$

式中，Q_{p1}和Q_{p2}分别为低、中波动区和中、高波动区的分界阈值。本文以分位点方法确定阈值，在算例部分开展阈值敏感性分析，以检验分位结果

对参数选取的稳定性。

2 混合储能协同调度模型

混合储能协同调度模型以系统综合收益最大化为目标，在满足电池储能、氢储能及并网功率约束的基础上，考虑电池寿命损耗、氢储能运行成本、SOC安全边界和分区协同约束，实现不同波动状态下两类储能的合理分工。

2.1 系统物理架构

本文研究对象为电池-氢混合储能系统。系统由电池储能单元、电解槽、储氢装置、燃料电池和并网变换装置构成。电池储能形成“电能-电能”通道，具有充放电效率高、响应速度快的特点，适合小时级功率调节；氢储能形成“电能-氢能-电能”通道，具有容量大、适合较长时间尺度能量缓冲的特点。两类储能通过并网点共同参与日前市场交易，其系统物理架构与能量流如图1所示。

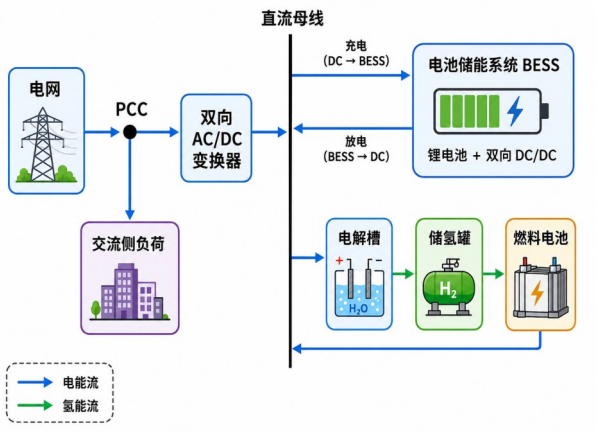


图1 混合储能系统架构图

Fig. 1 Structure of hybrid energy storage system

2.2 协同调度目标函数

以混合储能系统综合收益最大化为目标。综合收益由市场套利收益、电池寿命损耗成本、氢储能运行成本、松弛变量惩罚以及SOC偏离惩罚组成，目标函数为：

$$\max F^{\mathrm{com}} = R_m - C_B^{\mathrm{loss}} - C_H^{\mathrm{op}} - C_e - C_{\mathrm{soc}} \tag{9}$$

式中，F^{com}为混合储能系统综合收益；R_m为市场套利收益；C_B^{loss}为电池寿命损耗成本；C_H^{op}为氢储能运行成本；C_{ε_t}为分区协同约束松弛惩罚；C_{soc}为SOC偏离惩罚。各项分别为：$R_m = \sum_{t=1}^{T}\lambda_t P_{\mathrm{grid},t}\Delta t$，$C_B^{\mathrm{loss}} = \sum_{t=1}^{T} C_B P_{B,t}^{\mathrm{abs}}\Delta t$，$C_H^{\mathrm{op}} = \sum_{t=1}^{T} C_H P_{H,t}^{\mathrm{abs}}\Delta t$，$C_{\varepsilon_t} = \sum_{t=1}^{T} M\varepsilon_t$，$C_{\mathrm{soc}} = \sum_{t=1}^{T}\left[C_B^{\mathrm{soc}}\left(d_{B,t}^{\mathrm{low}} + d_{B,t}^{\mathrm{high}}\right) + C_H^{\mathrm{soc}}\left(d_{H,t}^{\mathrm{low}} + d_{H,t}^{\mathrm{high}}\right) + C_{\mathrm{cen}} d_{B,t}^{\mathrm{cen}}\right]$。其中，$P_{\mathrm{grid},t}$为混合储能系统与电网的交换功率；$\Delta t$为调度时间间隔；$P_{B,t}^{\mathrm{abs}}$和$P_{H,t}^{\mathrm{abs}}$分别为电池储能和氢储能绝对出力；$C_B$为电池储能单位吞吐成本；$C_H$为氢储能单位运行成本；$\varepsilon_t$为非负松弛变量；$M$为松弛变量惩罚系数；$d_{B,t}^{\mathrm{low}}$和$d_{B,t}^{\mathrm{high}}$分别为电池储能低于舒适区下限和高于舒适区上限的偏离量。$d_{H,t}^{\mathrm{low}}$和$d_{H,t}^{\mathrm{high}}$分别为氢储能低于舒适区下限和高于舒适区上限的偏离量。$d_{B,t}^{\mathrm{cen}}$为电池储能相对于舒适区中心的偏离量。

电池单位吞吐成本由单位退化成本和等效循环折旧成本共同构成：

$$C_B = C_{B,\mathrm{deg}} + \frac{C_{\mathrm{cyc}}}{2E_B^{\max}} \tag{10}$$

式中，$C_{B,\mathrm{deg}}$为电池单位吞吐退化成本；$C_{B,\mathrm{cyc}}$为电池等效满循环成本；$E_B^{\max}$为电池额定容量。分母中的$2E_B^{\max}$表示一次完整充放电循环对应的充电和放电总吞吐量。

2.3 并网功率与储能运行约束

设电池储能第t时段充电功率和放电功率分别为$P_{B,t}^{\mathrm{ch}}$和$P_{B,t}^{\mathrm{dis}}$，氢储能第t时段充电功率和放电功率分别为$P_{H,t}^{\mathrm{ch}}$和$P_{H,t}^{\mathrm{dis}}$。混合储能系统与电网的交换功率为：

$$P_{\mathrm{grid},t} = P_{\mathrm{dis},t}^{B} - P_{\mathrm{ch},t}^{B} + P_{\mathrm{dis},t}^{H} - P_{\mathrm{ch},t}^{H} \tag{11}$$

式中，$P_{\mathrm{grid},t} > 0$表示系统向电网放电售电；$P_{\mathrm{grid},t} < 0$表示系统从电网购电充能。

电池储能能量状态更新方程为：

$$E_{B,t+1} = E_{B,t} + \eta_B^{\mathrm{ch}} P_{B,t}^{\mathrm{ch}}\Delta t - \frac{1}{\eta_B^{\mathrm{dis}}} P_{B,t}^{\mathrm{dis}}\Delta t \tag{12}$$

式中，$E_{B,t}$为第t时段电池储能电量；η_B^{ch}和η_B^{dis}分别为电池充电效率和放电效率。

氢储能能量状态更新方程为：

$$E_{H,t+1} = E_{H,t} + \eta_H^{\mathrm{ch}} P_{H,t}^{\mathrm{ch}}\Delta t - \frac{1}{\eta_H^{\mathrm{dis}}} P_{H,t}^{\mathrm{dis}}\Delta t \tag{13}$$

式中，$E_{H,t}$为第t时段氢储能等效储能量；η_H^{ch}和η_H^{dis}分别为氢储能充能和放能等效效率。

电池储能和氢储能SOC分别定义为：

$$SOC_{B,t} = \frac{E_{B,t}}{E_B^{\max}}, SOC_{H,t} = \frac{E_{H,t}}{E_H^{\max}} \tag{14}$$

式中，$SOC_{B,t}$和$SOC_{H,t}$分别为电池储能和氢储能在第t时段的荷电状态；$E_B^{\max}$和$E_H^{\max}$分别为电池储能和氢储能额定容量。两类储能SOC需满足安

全运行约束：

$$SOC_B^{\min} \leqslant SOC_{B,t} \leqslant SOC_B^{\max}, SOC_H^{\min} \leqslant SOC_{H,t} \leqslant SOC_H^{\max} \quad (15)$$

式中，$SOC_B^{\min}$、$SOC_B^{\max}$分别为电池储能SOC下限和上限；$SOC_H^{\min}$、$SOC_H^{\max}$分别为氢储能SOC下限和上限。

电池储能和氢储能功率约束为：

$$0 \leqslant P_{B,t}^{\mathrm{ch}} \leqslant P_B^{\max}, 0 \leqslant P_{B,t}^{\mathrm{dis}} \leqslant P_B^{\max} \quad (16)$$

$$0 \leqslant P_{H,t}^{\mathrm{ch}} \leqslant P_H^{\max}, 0 \leqslant P_{H,t}^{\mathrm{dis}} \leqslant P_H^{\max} \quad (17)$$

式中，$P_B^{\max}$为电池储能最大充放电功率，$P_H^{\max}$为氢储能最大充放能功率。

为避免同一储能单元在同一时段同时充电和放电，引入二进制变量$u_{B,t}$、$u_{H,t}$，满足：

$$\mathrm{P}_{\mathrm{B,t}}^{\mathrm{ch}} \leqslant \left(1 - \mathrm{u}_{\mathrm{B,t}}\right)\mathrm{P}_{\mathrm{B}}^{\max}, \mathrm{P}_{\mathrm{B,t}}^{\mathrm{dis}} \leqslant \mathrm{u}_{\mathrm{B,t}}\mathrm{P}_{\mathrm{B}}^{\max} \quad (18)$$

$$\mathrm{P}_{\mathrm{H,t}}^{\mathrm{ch}} \leqslant \left(1 - \mathrm{u}_{\mathrm{H,t}}\right)\mathrm{P}_{\mathrm{H}}^{\max}, \mathrm{P}_{\mathrm{H,t}}^{\mathrm{dis}} \leqslant \mathrm{u}_{\mathrm{H,t}}\mathrm{P}_{\mathrm{H}}^{\max} \quad (19)$$

式中，$u_{B,t}$为电池储能充放电状态变量；$u_{H,t}$为氢储能充放能状态变量。当$u_{B,t}=1$时，电池储能处于放电状态；当$u_{B,t}=0$时，电池储能处于充电状态。氢储能同理。

考虑氢储能响应速度较电池慢，为避免氢储能功率频繁突变，引入爬坡约束：

$$\left|P_{H,t}^{\mathrm{ch}} - P_{H,t-1}^{\mathrm{ch}}\right| \leqslant R_H, \left|P_{H,t}^{\mathrm{dis}} - P_{H,t-1}^{\mathrm{dis}}\right| \leqslant R_H \quad (20)$$

式中，R_H为氢储能爬坡功率限值。

2.4 SOC舒适区与稳定性约束

除SOC安全边界外，为避免储能系统长期贴近SOC上下限运行，进一步设置SOC舒适区间。电池储能舒适区偏离约束为：

$$E_{B,t} \geqslant E_{B,\mathrm{com}}^{\min} - d_{B,t}^{\mathrm{low}}, E_{B,t} \leqslant E_{B,\mathrm{com}}^{\max} + d_{B,t}^{\mathrm{high}} \quad (21)$$

式中，$E_{B,\mathrm{com}}^{\min}$和$E_{B,\mathrm{com}}^{\max}$分别为电池储能舒适SOC区间对应的能量下限和上限；

氢储能舒适区偏离约束为：

$$E_{H,t} \geqslant E_{H,\mathrm{com}}^{\min} - d_{H,t}^{\mathrm{low}}, E_{H,t} \leqslant E_{H,\mathrm{com}}^{\max} + d_{H,t}^{\mathrm{high}} \quad (22)$$

式中，$E_{H,\mathrm{com}}^{\min}$和$E_{H,\mathrm{com}}^{\max}$分别为氢储能舒适SOC区间对应的能量下限和上限；

进一步引入电池SOC中心偏离量：

$$d_{B,t}^{\mathrm{cen}} \geqslant E_{B,t} - E_{B,\mathrm{cen}} \quad (23)$$

$$d_{B,t}^{\mathrm{cen}} \geqslant E_{B,\mathrm{cen}} - E_{B,t} \quad (24)$$

式中，$E_{B,\mathrm{cen}}$为电池舒适区中心对应的能量值。上述偏离变量均为非负变量。为保证调度周期内储能使用的可比性，设置终端能量约束：

$$\left|E_{B,T} - E_{B,0}\right| \leqslant \varepsilon_B, E_{H,T} = E_{H,0} \quad (25)$$

式中，$E_{B,0}$、$E_{B,T}$分别为电池储能初始和终端能量；$E_{H,0}$、$E_{H,T}$分别为氢储能初始和终端能量；ΔE_B为电池终端能量允许偏差。

2.5 模型求解

由上述目标函数和约束可知，模型中包含储能充放电功率、能量状态、SOC偏离量和松弛变量等连续变量，以及储能充放状态二进制变量，且目标函数与约束均可线性表示，因此所建模型属于混合整数线性规划问题。因此以1h为调度时间间隔，采用Python中的PuLP优化库建立模型，并调用CBC求解器进行求解。

3 基于波动率分区的混合储能日前市场协同调度策略

基于GARCH条件波动率分区结果，提出波动率分区驱动的混合储能协同调度策略。

3.1 分区协同调度原则

在不同波动区间内，电池储能与氢储能承担差异化调节任务：低波动区电价变化平缓，主要由氢储能承担能量缓冲，以减少电池无效循环；中波动区两类储能共同参与调节，兼顾响应速度与能量支撑；高波动区电价波动增强，主要发挥电池储能快速响应能力，并限制氢储能过度参与短时高频调节。

3.2 分区功率分配约束

为体现不同波动状态下电池储能与氢储能的功能分工，定义电池储能、氢储能和系统总绝对出力为：

$$P_{B,t}^{\mathrm{abs}} = P_{B,t}^{\mathrm{ch}} + P_{B,t}^{\mathrm{dis}}, P_{H,t}^{\mathrm{abs}} = P_{H,t}^{\mathrm{ch}} + P_{H,t}^{\mathrm{dis}} \quad (26)$$

$$P_{S,t}^{\mathrm{abs}} = P_{B,t}^{\mathrm{abs}} + P_{H,t}^{\mathrm{abs}} \quad (27)$$

式中，$P_{S,t}^{\mathrm{abs}}$为混合储能系统总绝对出力。根据波动状态S_t，设置电池储能出力占比约束：

$$\rho_{B,\min}^{S_t} P_{S,t}^{\mathrm{abs}} - \varepsilon_t \leqslant P_{B,t}^{\mathrm{abs}} \leqslant \rho_{B,\max}^{S_t} P_{S,t}^{\mathrm{abs}} + \varepsilon_t \quad (28)$$

式中，$\rho_{B,\min}^{S_t}$和$\rho_{B,\max}^{S_t}$分别为波动状态S_t下电池储能出力占比下限和上限；该约束并不固定电池储能出力比例，而是为电池储能在不同波动状态下提供可调节的参与区间。

氢储能出力占比约束为：

$$P_{H,t}^{\mathrm{abs}} \leqslant \rho_{H,\max}^{S_t} P_{S,t}^{\mathrm{abs}} + \varepsilon_t \quad (29)$$

式中，$\rho_{H,\max}^{S_t}$为波动状态S_t下氢储能出力占比上限。为体现波动增强时电池快速响应作用的提升，分区协同约束满足：

$$\rho_{B,\min}^{L} < \rho_{B,\min}^{M} < \rho_{B,\min}^{H} \quad (30)$$

$$\rho_{B,\max}^{L} < \rho_{B,\max}^{M} \leqslant \rho_{B,\max}^{H} \quad (31)$$

$$\rho^{L}_{H,\max} \geqslant \rho^{M}_{H,\max} > \rho^{H}_{H,\max} \tag{32}$$

式（30）和式（31）表示随着电价波动增强，电池储能允许承担更高比例的功率响应；式（32）表示在高波动区限制氢储能过度参与，以避免其响应速度和转换效率限制削弱系统对快速电价波动的跟踪能力。

4 算例分析

4.1 算例

PJM电力市场运行机制成熟、市场规模较大，日前电价能有效反映高比例可再生能源接入背景下的价格波动特征。因此选取PJM市场2025年1月1日至2025年12月31日的日前逐时出清电价(Day-ahead Hourly Locational Marginal Prices，LMPs)，共获得8760个样本点。数据来源于PJM官网的公开电价数据。

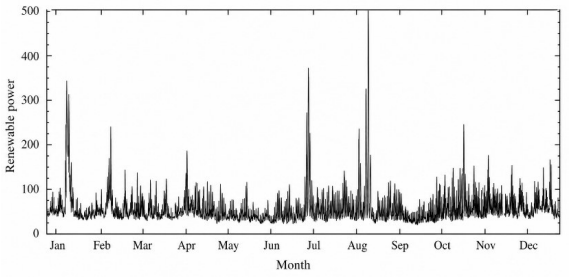


图2 PJM市场2025年日前电价序列图

Fig. 2 PJM Market 2025 Day-Ahead Price Series

图2为PJM市场2025年日前电价原始序列。从图中可以看出，电价呈现明显的波动聚集特性，大波动往往伴随后续较大波动，小波动后通常仍保持较低波动水平。

为验证所提策略的有效性，构建由电池储能与氢储能组成的混合储能系统，表1展示了电池退化成本、等效循环成本和氢储能运行成本[17-18]以及仿真参数。

4.2 仿真分析

4.2.1 GARCH波动率分区特性分析

图3和图4给出了全年条件波动率及分区样本分布。结果表明，日前电价波动率具有明显时变性和阶段性聚集特征；扣除收益率计算、滚动训练窗口及无效预测时段后，获得有效分区样本7942 h，低、中、高波动区样本数分别为1744、3555和2643 h，占比分别为22.0%、44.8%和33.3%。各分区均具有一定样本规模，说明分位点分区结果不存在明显样本失衡，可作为后续协同调度的外生状态输入。

表1 算例主要参数设置

Table 1 Main Parameters Settings of the Example

参数	取值	单位
电价折算系数	7.0	元/USD
GARCH训练窗口	720	h
日前预测步长	24	h
电池额定容量	2000	kWh
电池最大功率	1000	kW
氢储等效容量	5000	kWh
氢储最大功率	700	kW
电池退化成本	0.03	元/kWh
等效循环成本	600	元/次
氢储运行成本	0.05	元/kWh

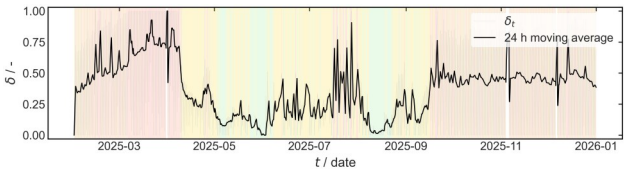


图3 全年波动率分区图

Fig. 3 Annual Volatility Zoning Chart

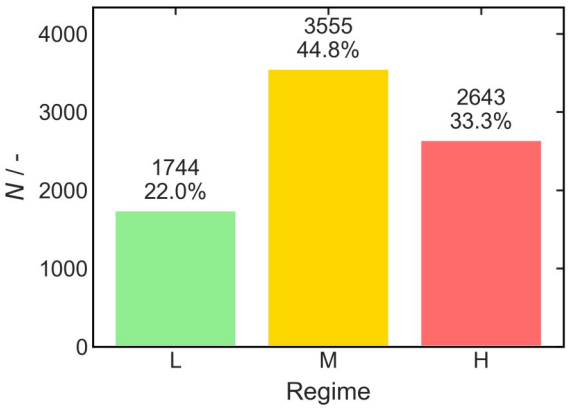


图4 分区数量统计图

Fig. 4 Number of samples in each volatility zone

4.2.2 GARCH波动率预测与分区可用性分析

为验证日前波动状态信号的可用性，本文采用未来24h对数收益率标准差作为事后波动率代理值，对GARCH(1,1)-t滚动预测结果进行评价。由表2可见，模型对波动率幅值的点预测虽存在一定误差，但分区误差主要集中在相邻波动等级，低-高跨级误判比例相对较低。调度影响分析表明，分区误差对综合收益影响有限。因此，GARCH(1,1)-

t预测波动率经L/M/H分区后，可作为混合储能日前调度的外生状态信号。

表2 GARCH(1,1)-t波动率预测与分区可用性评价

Table 2 GARCH(1,1)-t volatility forecast and regime applicability evaluation

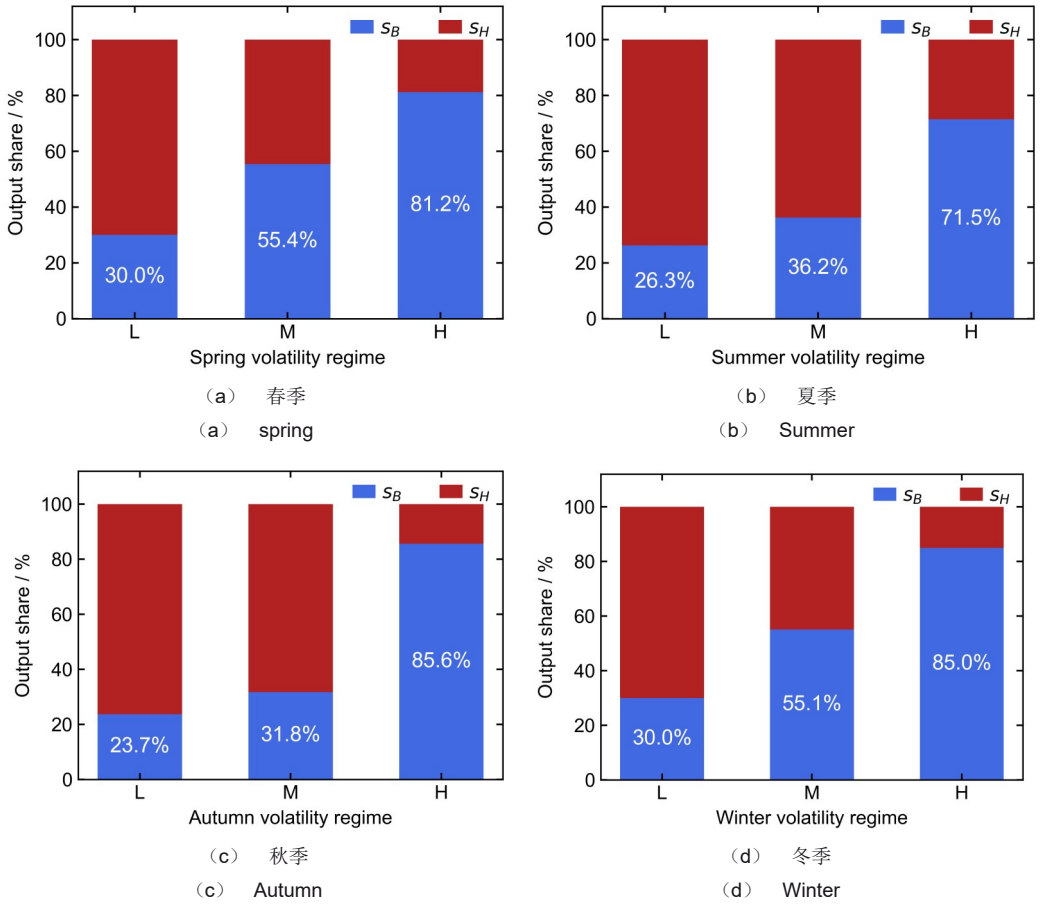
类型	指标	数值
幅值误差	MAE	13.4063
幅值误差	RMSE	16.6157
相对误差	sMAPE/%	56.80
趋势相关	Pearson相关系数	0.2219
分区一致性	严格一致率/%	43.93
分区一致性	相邻及正确分区比例/%	88.10
分区一致性	L-H跨级误判率/%	11.90
调度影响	事后代理分区综合收益变化/元	-71.91
调度影响	10%扰动综合收益变化/元	94.30

4.2.3 混合储能运行特性分析

为验证所提分区协同调度策略在不同季节下的适用性，选取春、夏、秋、冬四季典型周期，统计不同波动分区内电池储能与氢储能的出力占比，结果如图5所示。

由图可知，各季节均呈现出较一致的分区响应规律：低波动区电池出力占比较低，主要由氢储能承担能量缓冲；中波动区电池占比提高，两类储能协同参与调节；高波动区电池占比进一步升高，承担主要快速响应任务。该结果表明，所提策略能够根据电价波动状态调整电池储能与氢储能的出力分工，并具有一定季节适用性。

为进一步展示分区协同调度过程，选取秋季典型周期进行分析，结果如图6所示。由图可见，在高波动区及电价尖峰时段，电池储能出力快速增加，承担主要功率响应；在低波动或电价变化平缓时段，氢储能更多承担能量缓冲。同时，电池和氢储能SOC均保持在约束范围内，表明所提策略能够在不同波动状态下实现电池储能与氢储能的合理分工，兼顾市场响应能力和运行稳定性。



（a） 春季

（a） spring

（b） 夏季

（b） Summer

（c） 秋季

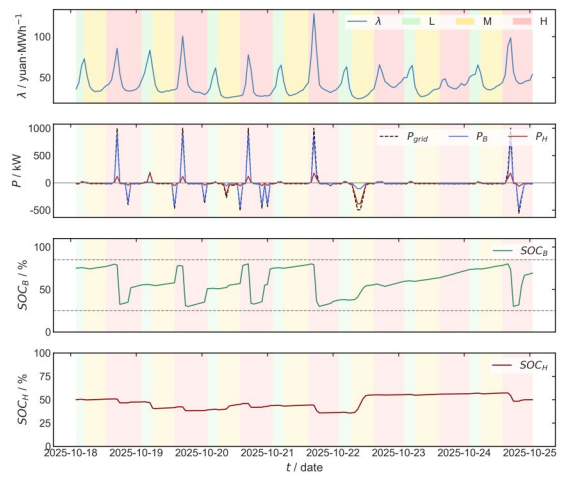
（c） Autumn

（d） 冬季

（d） Winter

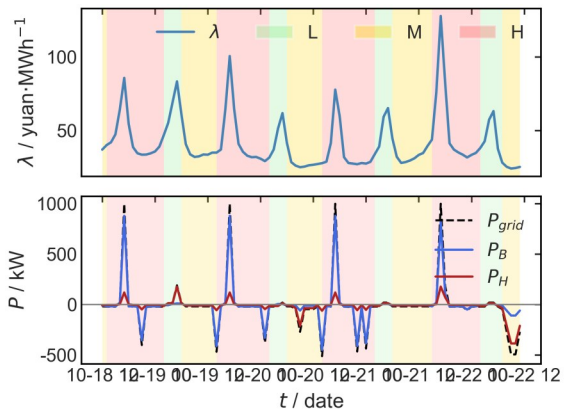
图5 四季分区出力占比图

Fig. 5 Seasonal Output Share Chart



（a） 功率及SOC变化图

（a） Power and SOC Variation Chart



（b） 48小时局部放大图

（b） 48-hour local enlargement

图6 秋季典型调度图

Fig. 6 Typical autumn Scheduling Diagram

4.2.4 不同调度策略综合性能对比

为验证所提策略的综合性能，设置无分区市场套利、固定比例50∶50、固定比例30∶70、分区固定比例（30∶70）和动态分区策略5类方案进行对比。其中，无分区市场套利方案不引入波动率分区及分区功率分配约束，按照市场价格信号进行充放电决策；固定比例方案在全时段采用固定电池/氢储能出力比例；分区固定比例方案按照低、中、高波动区设置固定电池/氢储参与比例；动态分区策略为本文提出的策略，可根据电价波动状态动态调整电池储能与氢储能的出力分工。为保证对比公平性，各方案均采用相同的储能容量、效率、退化成本、氢储能运行成本及SOC约束。

由图7和表3可见，无分区市场套利方案市场收益最高，为9479元，但电池吞吐量和SOC标准差分别达到35347 kWh和27.6%，说明单纯追求套利会加剧电池循环损耗和SOC波动。动态分区策略市场收益为6053元，综合收益为3406元，综合收益为各方案最高；相比无分区方案，电池吞吐量降低约64.4%，SOC标准差降低约36.6%。固定比例和分区固定比例方案虽运行更平稳，但收益低于动态分区策略。结果表明，所提策略能够在市场收益、电池损耗和运行稳定性之间取得较优综合平衡。

4.2.5 参数敏感性与约束有效性分析

为检验关键参数对调度结果的影响，本文对分区阈值、松弛惩罚系数(M)、分区出力约束和容量配置进行敏感性分析。

（1）分位点阈值参数分析

由图8可知，在合理分位点范围内，市场收益、综合收益和SOC标准差未发生方向性变化，说明所提策略对分区阈值具有一定稳定性。综合考虑分区样本均衡性和调度收益，选取p_1 = 0.25、p_2 = 0.75作为基准分区阈值。

（2）松弛惩罚系数M分析

由表4可知，当$M \geqslant 1$时，松弛量降为0，且主要指标趋于稳定。因此，本文取M = 10作为基准值，以保证分区协同约束有效执行。

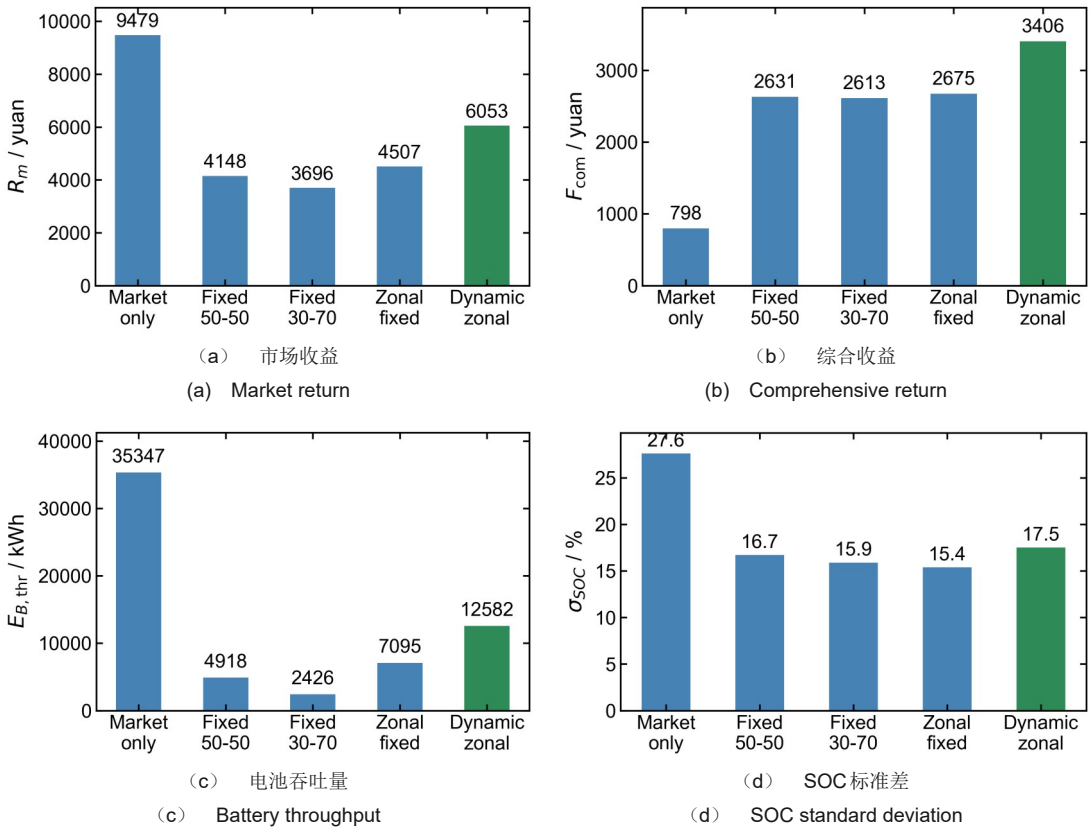
（3）分区出力约束分析

由表5可见，三种约束方案均可获得可行解，

表3 不同调度策略综合性能对比

Table 3 Comprehensive Performance Comparison of Different Scheduling Strategies

方案	市场收益/元	综合收益/元	电池吞吐量/kWh	SOC标准差/%
无分区市场套利	9479	798	35347	27.6
固定比例50:50	4148	2613	4918	16.7
固定比例30:70	3696	2613	2426	15.9
分区固定比例（30:70）	4507	2675	7095	15.4
动态分区策略	6053	3406	12582	17.5



（a） 市场收益

(a) Market return

（b） 综合收益

(b) Comprehensive return

（c） 电池吞吐量

（c） Battery throughput

（d） SOC标准差

（d） SOC standard deviation

图7 不同调度策略综合性能对比

Fig. 7 Comprehensive performance comparison of different dispatch strategies

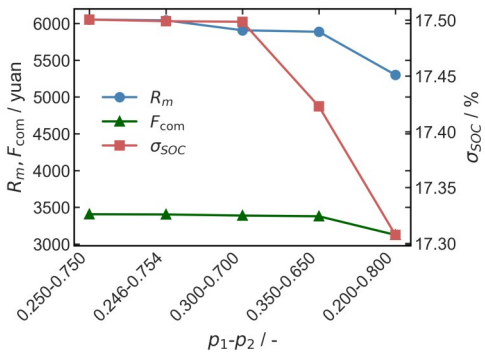


图8 分位点阈值敏感性分析

Fig. 8 Sensitivity analysis of quantile thresholds

且松弛量均为0。方案1和方案3的收益较高，但电池吞吐量和SOC波动相对增加；方案2虽然收益略低，但电池吞吐量和SOC标准差较小，氢储能参与程度较高，更符合本文兼顾经济性与运行稳定性的调度目标。因此，本文选取方案2作为基准分区出力约束参数。

（4） 容量配置分析

由表6可知，增大氢储能容量可提高系统收益，但也会增加配置规模。考虑到本文重点在于验证分区调度策略，而非容量优化，综合收益水平、容量规模和配置代表性，选取电池容量2000 kWh、氢储能容量5000 kWh，即容量比1∶2.5，作为基准配置。

5 结 论

针对日前市场电价波动增强条件下传统储能调度策略适应性不足的问题，本文基于GARCH(1,1)-t条件波动率构建低、中、高三类市场波动状态，结合PJM日前市场电价数据进行验证，得到以下结论。

（1）GARCH(1,1)-t条件波动率能够反映日前电价波动状态。预测与分区可用性分析表明，分区误差主要集中在相邻波动等级，且对综合收益影响有限，说明该波动状态信号可用于日前调度。

（2）动态分区调度能够引导电池储能与氢储能形成差异化分工。四季典型周期结果表明，低波动区氢储能承担主要能量缓冲任务，中波动区两类储

表4 松弛惩罚系数 M敏感性分析结果

Table 4 Sensitivity analysis results of slack penalty coefficient M

M	市场收益/元	综合收益/元	电池吞吐量/kWh	SOC标准差/%	松弛量
0	7348.74	4226.10	15574.74	18.45	3230.01
0.1	7303.44	3923.35	15652.84	17.94	2880.65
0.5	6244.89	3433.51	12811.58	17.62	178.06
1	6064.80	3407.35	12645.83	17.53	0
10	6052.81	3405.92	12582.48	17.50	0
100	6052.51	3405.91	12581.55	17.50	0
1000	6052.51	3405.91	12581.55	17.50	0

表5 分区协同约束敏感性分析结果

Table 5 Sensitivity analysis results of zonal synergy constraints

约束类型	电池出力区间	市场收益/元	综合收益/元	电池吞吐量/kWh	氢储吞吐量/kWh	SOC标准差/%	slack_sum
方案1	0.20–0.50 0.30–0.70 0.60–1.00	6565.08	3710.99	13763.27	4664.23	18.13	0
方案2	0.06–0.35 0.22–0.65 0.60–0.88	6052.81	3405.92	12582.48	5754.84	17.50	0
方案3	0.40–0.70 0.50–0.90 0.80–1.00	7223.37	3701.12	17690.13	4315.36	19.08	0

表6 不同容量比例下的调度结果

Table 6 Scheduling results under different capacity ratios

电池容量/kWh	氢储能容量/kWh	容量比	市场收益/元	综合收益/元	电池吞吐量/kWh	氢储吞吐量/kWh	电池SOC标准差/%	氢储SOC标准差/%	slack_sum
2000	3000	1:1.5	5219.31	2812.67	12401.15	4503.84	17.22	16.82	0
2000	5000	1:2.5	6052.81	3405.92	12582.48	5754.84	17.50	15.71	0
2000	7000	1:3.5	6876.47	3947.79	12895.96	7256.51	17.82	16.10	0

能协同参与，高波动区电池储能出力占比提高，体现了电池快速响应与氢储能低频能量支撑的互补特性，在不同运行场景下均表现出良好的适应性。

（3）不同调度策略对比表明，无分区市场套利方案虽然能够获得较高市场收益，但容易导致电池高强度循环和SOC波动增大；固定比例类方案运行较平稳，但对电价波动响应不足。相比之下，动态分区调度能够在市场响应、寿命损耗抑制和运行稳定性之间取得更均衡的效果。

本文主要基于日前调度和典型周期仿真验证氢储能的能量缓冲作用，尚未充分验证跨季节长时能量转移能力。后续将进一步开展跨多日、跨季节连续运行分析，以评估氢储能在长周期能量转移中的作用。

参 考 文 献

[1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2818.
ZHANG Z G, KANG C Q. Challenges and prospects of constructing a new type of power system under carbon neutrality targets[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.

[2] 王凯, 延肖何, 蒋凯, 等. 考虑碳交易的风光储场站参与电力现货市场报价调度方法与调控方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 7091-7102.
WANG K, YAN X H, JIANG K, et al. Bidding scheduling and control method for wind-solar-storage stations participating in electricity spot market considering carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 7091-7102.

[3] ÖLMEZ M E, ARI I, TUZKAYA G. A comprehensive review of the impacts of energy storage on power markets[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 91: 111935.

[4] WESSEL E, SMETS R, DELARUE E. Risk-aware participation in day-ahead and real-time balancing markets for energy storage

systems[J]. Electric Power Systems Research, 2024, 235: 110741.

[5] 李青春, 徐君威, 张绍强, 等. 计及新能源波动平抑的储能电站日前-实时运行决策[J]. 太阳能学报, 2025, 46(3): 43-53.
LI Q C, XU J W, ZHANG S Q, et al. Decision for day-ahead and real-time operation of energy storage plants considering smoothing of new energy fluctuations[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(3): 43-53.

[6] 李艳梅, 任恒君, 张致远, 等. 考虑储能系统调度与风电消纳的峰谷分时电价优化模型研究[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4141-4149.
LI Y M, REN H J, ZHANG Z Y, et al. Research on peak-valley time-of-use price optimization model considering energy storage system scheduling and wind power consumption[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4141-4149.

[7] 张伟林, 梁永伟, 杨增祥, 等. 考虑动态电价的区域储能双层优化运行方法[J]. Energies, 2025, 18(16): 4379.
ZHANG W, LIANG Y, YANG Z, et al. Bi-level optimal operation method for regional energy storage considering dynamic electricity prices[J]. Energies, 2025, 18(16): 4379.

[8] 李懿鑫, 李正烁, 刘聪聪. 考虑光伏与电价不确定性的综合能源生产单元自调度报价调度方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2713-2722.
LI Y X, LI Z S, LIU C C. Self-scheduling and bidding method of integrated energy production unit considering PV and electricity price uncertainties[J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2713-2722.

[9] LIU Z, WU X, LEI J. A nested bi-level method for battery energy storage system optimized operation in active distribution networks considering differences of dynamic electricity prices[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 85: 111099.

[10] JANCZURA J, PUC A. ARX-GARCH probabilistic price forecasts for diversification of trade in electricity markets: variance stabilizing transformation and financial risk-minimizing portfolio allocation[J]. Energies, 2023, 16(2): 807.

[11] ZHENG S, TU L, CHEN X, et al. Exploring locational marginal price volatility for arbitrage opportunities with energy storage systems in ERCOT[C]//2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Piscataway: IEEE, 2024.

[12] MOHAMED A, HASSAN M, ALI S, et al. Operational planning strategies to mitigate price uncertainty in day-ahead market for a battery energy system[J]. IEEE Access, 2024, 12: 85388-85399.

[13] 朱宗耀, 王秀丽, 吴雄, 等. 复合储能参与电能量及辅助服务市场的运行策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(18): 80-90.
ZHU Z Y, WANG X L, WU X, et al. Operation strategy for composite energy storage participating in electricity and ancillary service markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(18): 80-90.

[14] 安赢东, 刘一欣, 赵波, 等. 风险感知的氢电耦合微网优化调度方法[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 93-102.
AN Y D, LIU Y X, ZHAO B, et al. Risk-aware optimization dispatching method for hydrogen-electric coupling microgrid[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 93-102.

[15] 孙浩, 邢作霞, 吴维宁, 等. 计及电力市场交易机制的风-光-储-氢混合电厂配置策略研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(7): 2801-2812.
SUN H, XING Z X, WU W N, et al. Research on configuration strategies for wind-solar-battery-hydrogen hybrid power plants considering electricity market trading mechanisms[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(7): 2801-2812.

[16] 林旗力, 陈珍, 王晓虎, 等. 基于"电-氢-电"过程的规模化氢储能经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(6): 2068-2077.
LIN Q L, CHEN Z, WANG X H, et al. Economic analysis of large-scale hydrogen energy storage based on the "electricity-hydrogen-electricity" process[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(6): 2068-2077.

[17] LEE J O, KIM Y S. Novel battery degradation cost formulation for optimal scheduling of battery energy storage systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 137: 107795.

[18] VISWANATHAN V, MONGIRD K, FRANKS R, et al. 2022 grid energy storage technology cost and performance assessment[R]. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2022.