

电网运行

多能源系统 AGC 可调容量评估及其准确性提升

王天宇¹, 卢敏², 张江丰¹, 郑可轲¹, 赵洪宇¹, 雷令姚³, 綦晓³

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 杭州 310014;

2. 国网浙江省电力有限公司, 杭州 310008;

3. 暨南大学 能源电力研究中心, 广东 珠海 519070)

摘要: 由于风光等新能源出力不确定性强、不同能源协同调控策略复杂, 多类型能源电力系统 AGC(自动发电控制)可调容量难以准确评估。为此, 提出多类型能源系统可调容量评估以及新能源-储能协同的可调容量准确性提升方法。采用概率区间预测方法, 对新能源场站不确定性进行量化分析, 实现多能源系统 AGC 可调容量确定性评估; 提出一种新能源-储能协同调控方法, 减小可调容量边界置信度区间范围, 提高系统整体可调容量准确性。不同场景下的算例结果表明, 所提方法有效解决了新能源可调容量评估准确性差、高置信度边界范围大造成的调控难题, 提升了多类型能源系统 AGC 调节能力。

关键词: 多类型能源; 自动发电控制; 可调容量评估; 不确定性

DOI: 10.19585/j.zjdl.202609001

开放科学(资源服务)标识码(OSID): 

Adjustable AGC regulation capacity assessment and accuracy enhancement of multi-energy power systems

WANG Tianyu¹, LU Min², ZHANG Jiangfeng¹, ZHENG Keke¹, ZHAO Hongyu¹, LEI Lingyao³,
QI Xiao³

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Hangzhou 310014, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, China;

3. Energy and Electricity Research Center, Jinan University, Zhuhai, Guangdong 519070, China)

Abstract: Due to the strong uncertainty in the output of renewable energy sources such as wind and photovoltaic power, as well as the complexity of coordinated control strategies among different energy types, the adjustable automatic generation control (AGC) regulation capacity of multi-energy power systems is difficult to assess accurately. To address this issue, a method for assessing the adjustable regulation capacity of multi-energy power systems and enhancing its accuracy through coordinated control of renewable energy and energy storage is proposed. A probabilistic interval prediction method is employed to quantify the uncertainty of renewable energy stations, enabling deterministic evaluation of adjustable AGC regulation capacity in multi-energy systems. Furthermore, a coordinated control strategy for renewable energy and energy storage is developed to reduce the confidence interval of the regulation capacity boundary and improve the overall accuracy of the system's regulation capacity. Case studies under different scenarios demonstrate that the proposed method effectively addresses the problems of low accuracy in adjustable renewable energy regulation capacity evaluation and excessively wide high-confidence boundary intervals, thereby enhancing the AGC regulation performance of multi-energy power systems.

Keywords: multi-energy systems; AGC; adjustable regulation capacity evaluation; uncertainty

0 引言

在国家“双碳”战略目标推动下, 风、光等新

能源大规模并网, 截至 2025 年一季度, 我国风光新能源装机容量达到 14.82 亿 kW, 首次超过火电^[1], 电力系统“双高”特征日益凸显, 有功调节能力不足问题逐步显现^[2-6], 频率稳定性面临严峻挑战。近年来, 国内外由于电力系统调节能力不足导致频率失稳进而造成的大停电事故频发, 例

基金项目: 国家自然科学基金(62503195); 国网浙江省电力有限公司科技项目(B311DS24000V)

如, 2025年4月欧洲南部大规模停电事故、2019年8月英国大停电事故等。AGC(自动发电控制)是保证系统频率稳定性的重要手段^[7-8], 目前, 为提高系统有功调节能力, AGC调节资源种类大幅增加, 不同能源协同调控策略复杂, 风、光等强不确定性调节资源的引入进一步加剧了电力系统调节能力评估难度^[9-10]。可调容量是衡量电力系统调节能力的重要指标, 提高AGC可调容量评估准确性, 对确保电力系统安全稳定运行至关重要。

传统AGC调节资源主要包括火电、水电等常规机组, 其出力为确定性功率, 可根据当前运行工况直接计算可调容量^[11-12]。在AGC可调容量评估方面, 文献[13]提出云边协同架构, 边缘设备基于用户充电偏好实时计算单站调频容量, 云端采用分块时间序列Transformer模型预测电动汽车聚合商整体容量, 并建立收益最大化的指令分配模型。文献[14]通过边缘计算模块融合环境温度与交通状况修正能耗率, 结合鲁棒优化构建多面体不确定集处理AGC信号随机性, 利用后备补偿机制缩窄概率区间, 显著提升评估结果的精确性。二者均通过精细化用户行为量化与不确定性鲁棒表征, 解决了传统方法中容量边界保守性问题。在AGC容量实时评估方面, 文献[15]采用非侵入式负荷分解技术, 基于序列到序列模型预测单体空调运行状态, 结合舒适度约束构建选择机制, 通过配电网-台区-空调三层架构实现容量聚合; 文献[16]提出极限学习机模型预测调频标准差, 量化传统机组、新能源、负荷及联络线四环节影响因素, 通过达标概率分布反推最小调频容量。两者均通过多源异构数据融合与分层计算框架, 提升了复杂系统可调容量评估的时效性与可靠性。现阶段, 为提升新型电力系统有功调节能力, AGC可调资源扩展包括了常规机组、新能源、储能、柔性负荷等^[17], 一方面, 风、光等新能源出力存在强不确定性, 导致可调容量存在不确定性, 此外, 不同减载方式和状态也影响可调容量边界计算结果, 新能源可调容量评估难度大; 另一方面, 多类型能源之间存在协同调控策略, 多类型能源可调容量聚合难度大, 若依然采用直接线性叠加计算整体可调容量, 可能导致可调容量边界评估保守性过高, 同一置信度区间跨度大, 间接降低了AGC有功调节能力。

在新能源可调容量不确定性评估方面, 文献[18]针对分布式能源出力不确定性, 提出虚拟电厂随机灵活性评估框架, 结合机会约束优化与混合数据驱动方法, 量化功率灵活性范围与时间耦合特性, 有效提升调度经济性与计算效率。文献[19]研究计及决策依赖不确定性的广义储能可信容量评估, 建立同质化模型与序贯优化调度策略, 通过序贯协同调度平衡能量管理与容量支撑, 显著增强评估结果的工程可信度。文献[20]考虑光伏出力、温度及电价多重不确定性, 提出虚拟电厂可信备用定义, 基于蒙特卡洛模拟与核密度估计生成置信备用集合, 为调度机构提供高可信度的备用容量信息。文献[21]构建用户参与度不确定的激励型需求响应模型, 利用参数空间包络期望量化响应能力, 结合梯度指标评估电网激励成本与用户响应效益, 优化激励机制设计。现有新能源可调容量不确定性评估方法存在忽略分布式能源出力、用户行为等不确定性, 评估可靠性不足的问题。储能协同是提高新能源调节能力的有效途径, 现有研究大都聚焦于优化AGC频率暂态响应特性^[22], 忽略了其在新能源可调容量不确定性评估准确性提升上的重要作用。

在多类型能源可调容量聚合评估方面, 文献[23]系统梳理了分布式资源动态聚合技术, 提出多维度灵活性潜力评估指标体系, 并构建结构性、功能性与经济性聚合模型, 量化异构资源的可调边界。文献[24]提出内逼近闵可夫斯基重构聚合模型, 融合鲁棒优化处理初始电量及入/离网时间不确定性, 构建计及用户出行随机性的鲁棒边界表征方法, 确保灾前调度策略有效性。文献[25]结合用户主观意愿度与经济激励因素, 通过熵权法量化参与意愿, 构建可信性测度理论的三目标优化模型, 为聚合商提供兼顾经济性与风险的竞标策略。文献[26]采用分布鲁棒联合机会约束处理初始电量不确定性, 通过极限场景法构建调频价格椭圆不确定集, 优化两阶段申报策略, 有效解决可行域维度不统一问题。现有多类型能源可调容量聚合评估方法在用户行为随机性与市场波动交互影响机制方面存在局限, 多源异构数据驱动的鲁棒边界表征精度不足, 且跨时间尺度的聚合-申报协同优化效率较低, 制约了可调容量评估的实用性与可靠性。

针对解决新能源可调容量不确定性评估及多类型能源可调容量聚合评估难度大的问题, 本文提出多类型能源系统可调容量评估以及新能源-储能协同的可调容量准确性提升方法。主要工作内容及创新点包括:

1) 构建了“不确定性量化-协同提升-确定性评估”的一体化评估框架。该框架有机融合了基于 VMD-AM-TCN-BiLSTM(变分模态分解-注意力机制-时间卷积神经网络-双向长短期记忆网络)与 KDE(核密度估计)的概率区间预测、新能源-储能协同的后备补偿机制以及多类型能源容量聚合方法, 为高比例新能源电力系统的 AGC 可调容量评估提供了系统性的解决方案。

2) 提出了一种基于后备补偿的新能源-储能协同调控机制。通过定义概率密度函数变换与区间缩窄比, 利用储能的确定性可调容量对新能源不确定性的上调容量区间进行精准补偿, 有效解决了高置信度下不确定性概率区间跨度大、评估结果保守的难题, 显著提升了可调容量边界的精确性与可靠性。

3) 揭示了多类型能源系统 AGC 可调容量评估的关键影响因素。通过对不同新能源渗透率、减载率场景的量化分析, 明确了系统可调容量评估结果与新能源渗透率、减载率的内在关系, 为调度部门在不同场景下配置储能、制定 AGC 策略提供了决策依据。

1 多类型能源系统 AGC 可调容量评估方法

1.1 新能源场站可调容量不确定性量化方法

1.1.1 风电或光伏点功率预测模型

为提高风电或光伏功率区间预测的准确性, 采用 VMD 将风光功率分解为 k 个本征模态函数, 为保证分解序列为具有中心频率的有限带宽的模态函数, 同时各模态函数的带宽之和最小, 约束条件为所有模态函数之和与风光功率序列相等, VMD 约束变分模型如下:

$$\begin{cases} \min_{\{u_k, \omega_k\}} \left\{ \sum_k \left\| \partial \left[\left(\delta(t) + \frac{j}{\pi t} \right) u_k(t) \right] e^{-j\omega_k t} \right\|_2^2 \right\} \\ \text{s.t. } \sum_k u_k = f \end{cases} \quad (1)$$

式中: u_k 为模态函数; ω_k 为模态函数中心频率;

$\delta(t)$ 为迪拉克函数; f 为风光功率序列。

针对风电或光伏功率受季节性光照与风速变化驱动的长期特性, 采用 TCN 堆叠多层扩张系数递增的卷积层, 实现对输入时间序列的多尺度全局特征的高效捕获。其扩张卷积的计算表达式如下:

$$y(t) = \sum_{k=0}^{K-1} x(t-dk) \omega_k \quad (2)$$

式中: $y(t)$ 为输出序列中的第 t 个元素; $x(t-dk)$ 为输入序列中第 $t-dk$ 个元素; d 为膨胀因子; k 为卷积核的位置索引; K 为卷积核大小; ω_k 为卷积核的权重系数。

为进一步刻画风电或光伏功率中的短期间歇性波动, 在 TCN 提取的高维全局特征基础上引入 BiLSTM, 通过双向门控机制联合前向和后向的时间维度信息, 增强模型对于局部特征的学习能力, 其门控机制如式(3)所示。

$$\begin{cases} f_t = \sigma(W_f[h_{t-1}, x_t] + b_f) \\ i_t = \sigma(W_i[h_{t-1}, x_t] + b_i) \\ O_t = \sigma(W_o[h_{t-1}, x_t] + b_o) \end{cases} \quad (3)$$

式中: f_t 、 i_t 、 O_t 分别为遗忘门、输入门和输出门的输出; W_f 、 W_i 、 W_o 分别为遗忘门、输入门、输出门的权重; b_f 、 b_i 、 b_o 分别为遗忘门、输入门、输出门的偏置; h_{t-1} 为上一时间步隐状态; x_t 为输入时间序列; σ 为 sigmoid 激活函数。

此外, 在神经网络中引入注意力机制用于捕获风光功率序列内部不同位置之间依赖的关系, 通过对每个位置分配不同的权重, 从而增强模型对关键部分的注意力, 对于风光功率序列在时空上所呈现出的互补特征具有更好的学习能力。其注意力机制如式(4)所示。

$$\begin{cases} Q = XW_Q \\ K = XW_K \\ V = XW_V \end{cases} \quad (4)$$

式中: Q 、 K 、 V 为查询矩阵、键矩阵和值矩阵; W_Q 、 W_K 、 W_V 分别为对应的权重矩阵; X 为输入时间序列。

新能源场站输出功率不确定性量化模型如图 1 所示。

1.1.2 基于核密度估计的概率区间功率预测

为有效量化风电或光伏功率可调容量的不确

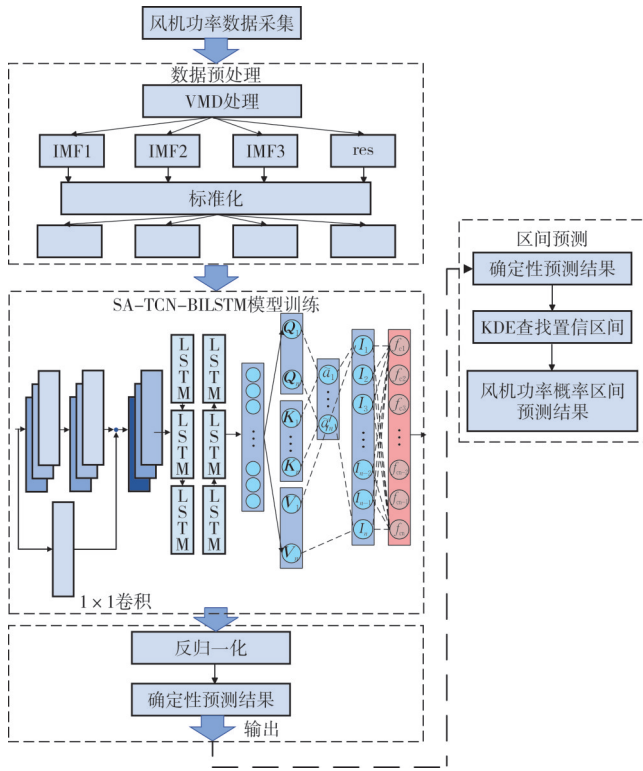


图1 新能源场站输出功率不确定性量化模型

Fig.1 Uncertainty quantification model of output power from renewable energy plants

定性, 提高功率区间预测的准确性, 采用基于核密度估计的区间估计方法对风光功率的潜在可调节范围进行精细化建模。通过对所构建的确定性预测模型 VMD-AM-TCN-BiLSTM 的预测误差分布进行拟合, 可以有效量化预测功率的不确定性, 结合确定性预测结果得到风电或光伏功率预测的概率密度函数, 计算表达式为:

$$\begin{cases} f(e+x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{(e+x)-(e_i+x)}{h}\right) \\ K(\mu) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\mu^2}{2}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: n 为样本数量; h 为带宽函数用于控制平滑程度; K 为高斯核函数; e_i 为预测误差; x 为风光功率的确定性预测结果。

1.1.3 新能源场站可调容量不确定性量化模型

对于新能源场站这类具有不确定性的能源, 需要根据概率预测的新能源场站输出功率概率密度函数 $f_p(x)$ 与设定的降额系数 k_{WG} , 得到新能源场站上调容量的概率密度函数 $f(x)$ 。

$$f(x) = \frac{1}{k_{WG}} f_p\left(-\frac{x}{k_{WG}}\right) \quad (6)$$

1.2 储能场站及常规机组可调容量计算

1.2.1 储能场站

储能场站在满足功率限幅以及 SOC (荷电状态) 的约束下, 其可调容量的区间范围为确定性的。其可调容量范围与约束可以表示为:

$$P_{BESS}^{\min} \leq \Delta P_{BESS} \leq P_{BESS}^{\max} \quad (7)$$

$$S_{OC, \min} \leq S_{OC} \leq S_{OC, \max} \quad (8)$$

式中: $P_{BESS}^{\max}$ 为储能场站最大放电功率, 是正值; $P_{BESS}^{\min}$ 为储能场站最大充电功率, 是负值; $S_{OC, \max}$ 和 $S_{OC, \min}$ 分别为储能场站荷电状态的最大值和最小值, 荷电状态可通过式(9)得到。

$$S_{OC} = S_{OC, 0} - \frac{\eta \int P_{BESS} dt}{E_{BESS}} \quad (9)$$

式中: $S_{OC, 0}$ 为储能场站初始荷电状态; η 为储能场站充放电的功率损耗系数; P_{BESS} 为储能场站实时的充电或放电功率; E_{BESS} 为储能场站的额定储存能量。

1.2.2 常规机组

常规机组以火电机组为例, 一般工作在额定运行状态, 在收到 AGC 指令的时候, 具有发电的初始值 $P_{G, 0}$, 其可调容量范围可表示为:

$$P_G^{\min} - P_{G, 0} \leq \Delta P_G \leq P_G^{\max} - P_{G, 0} \quad (10)$$

式中: $P_G^{\max}$ 和 $P_G^{\min}$ 分别为火电机组的输出功率最大值和最小值。

1.3 多类型能源系统 AGC 可调容量聚合

对于储能场站及常规机组这类可调容量范围为确定性的能源, 可以对不同能源的可调容量区间边界进行线性叠加, 例如火电机组与储能场站的可调容量范围可表示为:

$$P_{BESS}^{\min} + \Delta P_G^{\min} \leq \Delta P_{G \& BESS} \leq P_{BESS}^{\max} + \Delta P_G^{\max} \quad (11)$$

由 2.1.3 节得到风电场站调节容量的概率密度函数为 $f_1(x)$, $x \in [a, b]$, 光伏场站调节容量概率密度函数为 $f_2(x)$, $x \in [c, d]$, 将风电场站与光伏场站的可调容量概率密度函数线性叠加得到新能源场站总的可调容量概率密度函数 $f(x)$, $x \in [a+c, b+d]$, 对 $f(x)$ 进行归一化:

$$f(x) = \frac{f_1(x) + f_2(x)}{\int_{a+b}^{c+d} f_1(x) + f_2(x) dx} \quad (12)$$

在置信度为 $1-\alpha$ 下, 可以根据概率密度函数

对应的累积分布函数 $F(x)$, 得出新能源场站可调容量的置信区间的上下边界, 公式如下:

$$P_{\alpha}^{\max} = F^{-1}\left(1 - \frac{\alpha}{2}\right) \quad (13)$$

$$P_{\alpha}^{\min} = F^{-1}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (14)$$

将新能源场站的可调容量置信区间边界与储能场站及常规机组的可调容量确定区间边界进行线性叠加, 可以得到在置信度为 $1-\alpha$ 下, 多类型能源电力系统 AGC 可调容量的区间。显然, 当置信度要求提高时, 总可调容量的区间宽度也随之扩大, 不确定性的表现也愈加明显。

2 新能源-储能协同系统可调容量准确性提升方法

2.1 新能源-储能协同下可调容量边界置信度提升

针对新能源上调容量在置信度要求较高时, 存在置信区间范围较大而不精确的问题, 本文提出了配备储能场站作为后备上调容量对新能源场站的上调容量置信区间进行补偿, 组合成为新能源-储能协同系统, 实现了在同一置信度下缩小新能源场站上调容量的置信区间宽度, 使其具备更高的可靠性与稳定性。同时, 还提高了上调容量的上限, 提升了新能源参与二次调频的能力。

本文定义了一种新能源-储能协同系统上调容量概率密度函数变换方法, 实现了将新能源场站上调容量的概率密度函数转换成新能源-储能协同系统上调容量的概率密度函数, 具体公式如下:

$$P_{\text{bess}^*}^{\min} = P_{\text{up}}^{\min} + \beta S_N \quad (15)$$

$$P_{\text{bess}^*}^{\max} = P_{\text{up}}^{\max} \quad (16)$$

$$\lambda = \frac{\Delta P_{\text{bess}^*}}{\Delta P} = \frac{P_{\text{up}}^{\max} - P_{\text{bess}^*}^{\min}}{P_{\text{up}}^{\max} - P_{\text{up}}^{\min}} \quad (17)$$

$$h(x) = \frac{1}{\lambda} f\left(\frac{x - (1 - \lambda)P_{\text{up}}^{\max}}{\lambda}\right) \quad (18)$$

式中: S_N 为新能源场站的装机容量; β 为储能场站的额定容量占新能源场站装机容量的比例; $P_{\text{up}}^{\max}$ 和 $P_{\text{up}}^{\min}$ 分别为新能源场站上调容量概率密度函数的最大值和最小值; $P_{\text{bess}^*}^{\max}$ 和 $P_{\text{bess}^*}^{\min}$ 分别为新能源-储能协同系统上调容量概率密度函数的最大值和最小值; $h(x)$ 为基于新能源场站上调容量的概率密度函数, 经过区间缩窄与平移变换所得到的新能

源-储能协同系统上调容量的概率密度函数; 储能场站作为后备上调容量, 在新能源场站上调容量最小的时候进行全额补充, 在上调容量最大的时候不进行补充, 在区间内的上调容量进行按比例补充, 使得新能源-储能协同系统上调容量的概率密度函数为新能源场站概率密度函数按一定比例缩窄, 因此定义区间缩窄比 λ 为新能源-储能协同系统上调容量区间宽度 ΔP_{bess^*} 与新能源场站上调容量区间宽度 ΔP 的比值, 反映了储能场站对新能源场站上调容量概率密度函数区间宽度的改善。

如图2所示, 蓝色曲线为新能源场站在某一时刻上调容量的概率密度函数, 红色曲线为新能源-储能协同系统上调容量的概率密度函数, 两个函数的最大值均为 $P_{\text{up}}^{\max}$, 最小值之差为储能场站的额定容量 βS_N 。

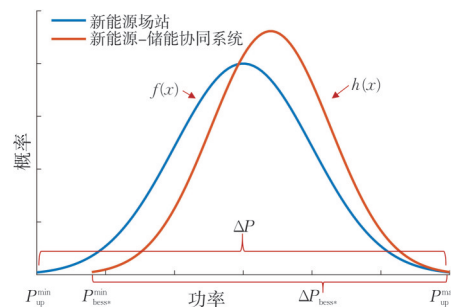


图2 新能源-储能协同系统与新能源场站上调容量概率密度函数示意图

Fig.2 Probability density functions of upward capacity for a renewable energy-storage integrated system versus a renewable energy power plant

在置信度为 $1-\alpha$ 下, 新能源-储能协同系统上调容量置信区间宽度 $\Delta P_{\text{bess}^*}^{\alpha}$ 为:

$$\Delta P_{\text{bess}^*}^{\alpha} = H^{-1}\left(1 - \frac{\alpha}{2}\right) - H^{-1}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (19)$$

$$H(P) = \int_{P_{\text{bess}^*}^{\min}}^P h(x) dx \quad (20)$$

$$\Delta P_{\text{bess}^*}^{\alpha} = \lambda \Delta P^{\alpha} \quad (21)$$

式中: $H(x)$ 为新能源-储能协同系统上调容量的分布函数; ΔP^{α} 为新能源场站上调容量置信区间宽度。

2.2 可调容量边界置信度约束下储能优化配置

为了使新能源-储能协同系统的上调容量足够精确, 需要提高储能场站的额定容量保证新能源-储能协同系统的上调容量置信区间宽度缩小到允

许的范围内。本文定义了置信区间宽度比 θ 为新能源-储能协同系统上调容量置信区间的宽度与新能源场站装机容量的比值,公式如下:

$$\theta = \frac{\Delta P_{\text{bess}}^{\alpha}}{S_N} \quad (22)$$

当 θ 小于设定的阈值时,可以判断新能源-储能协同系统的上调容量具有足够的准确性。因此可以求解出在 θ 满足系统设定的阈值时,所需要配备最小的储能场站的额定容量,求解公式如下:

$$\begin{cases} \frac{\Delta P_{\text{bess}}^{\alpha}}{\Delta P^{\alpha}} = \frac{\Delta P_{\text{bess}}^*}{\Delta P} \\ P_{\text{up}}^{\max} = P_{\text{bess}}^{\min} + \Delta P_{\text{bess}} \\ P_{\text{bess}}^{\min} = P_{\text{up}}^{\min} + \beta S_N \\ \theta \leq \delta \end{cases} \quad (23)$$

$$\beta \geq \frac{\Delta P(\Delta P^{\alpha} - \delta S_N)}{S_N \Delta P^{\alpha}} \quad (24)$$

式中: δ 为设定的最小上调容量置信区间宽度与新能源装机容量的比值。通过化简式(23)得到式(24),求得最小值 $\beta_{\min}$ 即为所需要配备最小的储能场站的额定容量占新能源场站装机容量的比例。在不同新能源渗透率的场景下,可以根据 $\beta_{\min}$ 配备适宜额定容量的储能场站。针对在特殊情况下需要高置信度的新能源-储能协同系统上调容量的问题,也可以通过本方法求解所需的储能容量。

随着对新能源-储能系统置信度及其上调容量置信区间最大宽度比要求的提高,所需配套储能场站的装机容量也相应显著增加,这将导致储能场站投资成本上升,在某些条件下可能难以满足经济性要求。因此,本文将对储能场站投资成本进行量化评估,并在算例分析中探讨如何合理选择储能装机容量,从而兼顾经济合理性与技术可靠性。

储能场站的投资成本 C_{bess} 计算公式如下:

$$C_{\text{bess}} = P_{\text{bess}} \times p_b \quad (25)$$

式中: P_{bess} 为储能场站装机容量; p_b 为储能场站单位功率成本。

3 算例分析

为验证本文所提出的可调容量评估方法有效性以及分析新能源-储能协同系统的可调容量和多类型能源电力系统二次调频效果,本文采用了来自新疆某总装机容量为250 MW的风电场和光伏

电站的数据,分辨率为15 min。

3.1 预测方法有效性验证

不同新能源场站功率区间预测模型的性能评估对比如图3和表1所示。其中,PICP为预测区间覆盖概率,反映实际值落入预测区间的比例;PINAW为预测区间归一化平均宽度,衡量预测B间的紧致程度;CWC为覆盖宽度综合评价准则,综合考量覆盖率与区间宽度的均衡性。从图3可以看出,所提出预测模型对比基准模型VMD-LSTM-KDE,在各置信水平下均表现出更优的综合预测性能。在90%、60%、30%的置信水平下,所提模型的PICP分别达到0.93、0.61、0.31,除30%置信水平外均高于基准模型,其中90%置信水平下PICP提升幅度达19.23%,体现出了更准确的预测区间覆盖能力。此外,所提模型的PINAW在各置信水平下均远低于基准模型,在置信水平90%下,降幅最高达0.11,表明所提模型在保证预测区间覆盖率的同时,预测区间的宽度更窄,能够有效降低区间冗余,精度更高。在综合评估指标CWC上,所提模型在各置信水平下均显著低于基准模型,置信水平90%下的CWC从59.51降至32.88,降幅达44.75%,60%和30%置信水平下,降幅分别为47.34%和48.25%,进一步验证了所提模型在区间预测的可靠性与精准性上均全面优于基准模型,充分证明了所提出的混合网络架构对提升功率区间预测性能的有效性。此外,所提出区间预测模型的关键参数采用经验取值,详见表2。

3.2 准确性提升方法有效性验证

选取额定容量为2.5 MW、12.5 MW、25 MW的储能场站提供后备可调容量。在20%减载率下,不同储能配置的新能源场站与新能源-储能协同系统上调容量边界90%置信区间预测结果对比如图4所示,不同储能配置下上调容量边界90%置信区间宽度结果对比如表3所示。由图4可知,相较于没有配备储能的新能源场站,新能源-储能协同系统的置信区间宽度更窄。由表3可知,随着储能额定容量增加,新能源-储能协同系统的置信区间宽度进一步缩窄,相对于没有配备储能的新能源场站,新能源-储能协同系统的置信区间宽度占比分别缩窄了5.7%、28.8%、56.8%,由此可见,所提方法有效提高了上调容量评估的准确性,提

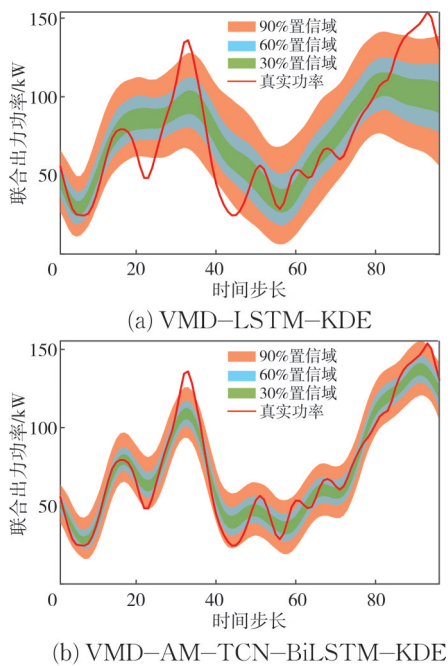


图3 区间预测模型结果对比

Fig.3 Comparison of interval prediction model results

表 1 不同置信水平下预测性能评估

Table 1 Assessment of prediction performance across different confidence levels

预测模型	置信水平/%	PICP	PINAW	CWC
VMD-AM-TCN-BiLSTM-KDE	90	0.93	0.14	32.88
	60	0.61	0.07	16.41
	30	0.31	0.03	7.41
VMD-LSTM-KDE	90	0.78	0.25	59.51
	60	0.60	0.13	31.16
	30	0.33	0.06	14.32

升了系统参与二次调频的能力。

当要求置信度为 99%，且新能源-储能系统的上调容量置信区间的最大宽度缩窄为新能源总装机容量容量的 1% 时，不同减载率下最小配备储能场站容量如表 4 所示。随着减载率的增加，储能额定容量占新能源总装机容量比例越来越接近减载率，说明为了使上调容量具有较强的可靠性，弥补减载率增大后不确定性的增加，配备的储能场站容量已经接近上调容量。

3.3 优化配置

选取储能场站单位功率成本为 130 万元/MW，在置信度分别为 99%、90%、80% 的条件下，储能场站投资成本与新能源-储能协同系统的上调容量置信区间宽度比的关系如图 5 所示。在不同置信

表 2 关键参数取值

Table 2 Key parameters and their values

核心模块	参数名称	参数值
VMD	模态数量	3
	卷积核数量	32
TCN	卷积核大小	8
	膨胀因子	$d_i = 2^{i-1} (i = 1, \dots, 6)$
BiLSTM	层数	2
	神经元数量	128
AM	注意力头数	8
	注意力维度	16
KDE	核函数类型	高斯核
	带宽	自适应估计
模型训练	优化器	Adam
	初始学习率	0.001
	批大小	256
	训练轮数	200
	输入时间尺度	480
	输出时间尺度	96

度下，储能场站投资成本与置信区间宽度比均呈线性关系。在 80%、90%、99% 的置信度下，每提升 1% 置信区间宽度比所需的储能场站成本分别为 997.2 万元、712.1 万元、434.7 万元。因此在高置信度要求下，使用同样成本的储能场站，对其置信区间宽度比提升更为明显。

当技术要求区间宽度比为 5% 时，对应 80%、90%、99% 的置信度，储能场站投资成本分别为 780 万元、2 080 万元、3 510 万元。若置信度从 80% 提升至 90%，储能场站投资成本增加约 166.7%；若进一步提升至 99%，则投资成本增加约 350%。可见，置信度要求提高所导致的储能投资成本上升幅度更为显著，在较高置信度下进行配置往往难以满足经济性要求。

在新能源-储能协同系统上调容量置信区间宽度比分别为 1%、5%、10% 的条件下，不同置信度所需储能场站成本如图 6 所示。当置信区间宽度比为 5%，且置信度低于 74% 时，无需储能场站也可以满足技术要求。同样，当置信区间宽度比为 10%，且置信度低于 95% 时，也无需配备储能场站。

当技术要求置信度为 99% 时，对应置信区间宽度为 1%、5%、10%，储能场站投资成本分别为 5 341.9 万元、3 529.2 万元、1 353.1 万元。若置信区间宽度比从 10% 缩窄至 5%，储能场站投资

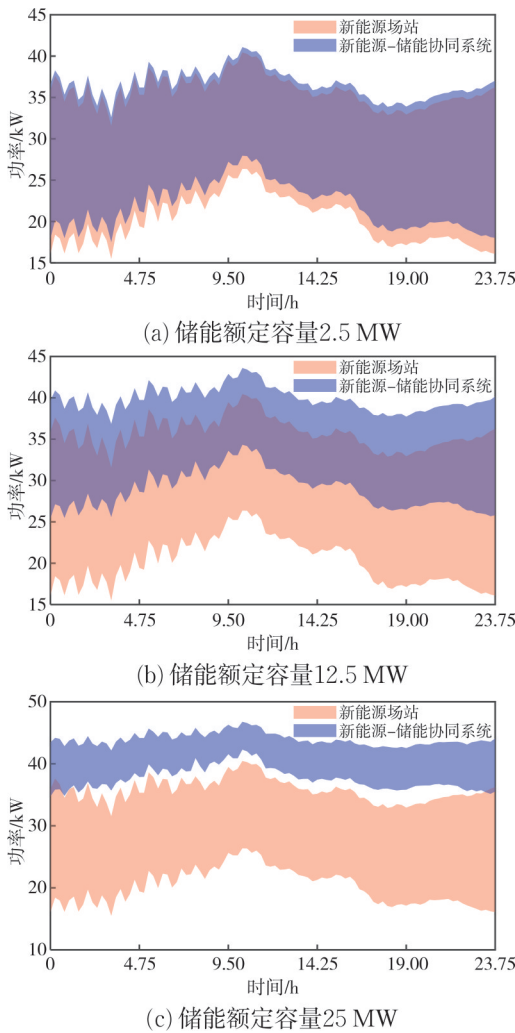


图 4 不同储能配置下上调容量边界 90% 置信区间预测结果对比

Fig.4 Comparison of prediction results of 90% confidence interval for the upward capacity boundary under different energy storage configurations

表 3 不同储能配置下上调容量边界 90% 置信区间宽度结果对比

Table 3 Comparison of results on the width of 90% confidence interval for upward capacity boundary under different energy storage configurations			
减载率/%	储能额定容量/MW	新能源场站区间宽度占比/%	新能源-储能协同系统区间宽度占比/%
20	2.5	8.067 8	7.603 2
20	12.5	8.067 8	5.744 6
20	25.0	8.067 8	3.480 3

成本增加约 160.8%；若进一步缩窄至 1%，则投资成本增加约 294.8%。可见，置信区间宽度比的技术要求提升同样会带来储能投资成本的显著提升。

表 4 不同减载率下最小配备储能场站容量
Table 4 Minimum required energy storage capacity for renewable energy plants under different curtailment rates

减载率	储能额定容量占新能源总装机容量比例/%
10	7.521 0
20	16.436 4
30	25.351 8

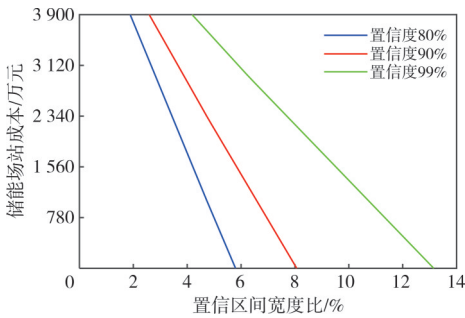


图 5 不同置信度下储能场站成本与置信区间宽度比关系

Fig.5 Relationship between the cost of energy storage plants and the confidence interval width ratio under different confidence levels

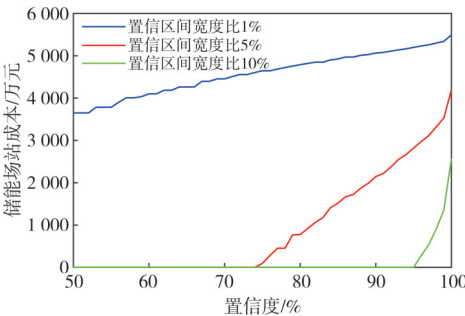


图 6 不同置信区间宽度比下储能场站成本与置信度关系

Fig.6 Relationship between the cost of energy storage plants and the confidence level under different confidence interval width ratios

综上，在不同应用场景中，可采用本文提出的评估方法，对储能场站投资成本与技术指标要求进行协同分析与权衡，从而确定在经济合理性与技术可靠性之间取得最优平衡的配置方案。

3.4 不同新能源渗透率的影响

在新能源渗透率为 25%、50%、75% 时，为新能源场站配备 5% 装机容量的储能场站，减载率为 20%。不同渗透率下 90% 和 95% 置信区间预测结果对比如图 7 所示，不同减载率下 90% 和 95% 置信区间宽度比值如表 5 所示。由图 7 可知，当新能源渗透率较低时，系统总上调容量的区间主要

决定于常规机组的上调容量范围, 因此在不同置信度下的置信区间几乎没有变化。在新能源渗透率较高的情况下, 新能源上调容量的不确定性就会表现得较为明显。由表 5 可知, 相较于 25% 渗透率, 50% 和 75% 渗透率下的 90% 和 95% 置信区间宽度比值分别缩小了 2.4% 和 7.4%, 由此可知, 随着渗透率增加, 高置信度下系统的上调容量不确定性增强。因此, 在面临新能源渗透率较大的情况时, 可以考虑配备更大额定容量的储能场站, 以削弱新能源不确定性对整个系统可调容量的影响。

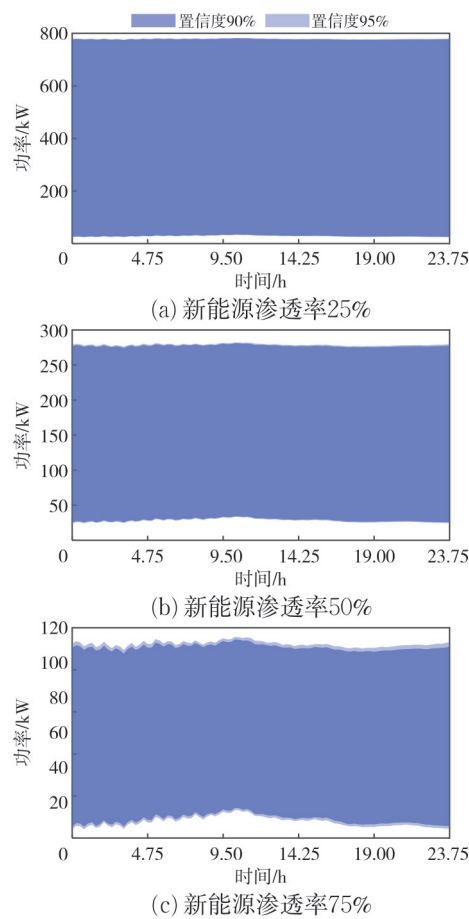


图 7 不同渗透率下 90% 和 95% 置信区间预测结果对比
Fig.7 Comparison of prediction results of 90% and 95% confidence intervals under different penetration rates

4 结论

针对解决新能源可调容量不确定性评估及多类型能源可调容量聚合评估难度大的问题, 本文提出多类型能源系统可调容量评估以及新能源-储

表 5 不同减载率下 90% 和 95% 置信区间宽度比值
Table 5 Ratio of the widths of the 90% and 95% confidence intervals under different curtailment rates

新能源渗透率	90% 与 95% 置信区间宽度比值
25	98.604 3
50	96.223 5
75	91.247 1

能协同的可调容量准确性提升方法。基于概率区间预测和风光互补特性分析对新能源可调容量不确定性进行量化分析, 利用储能协同新能源系统提高整体可调容量边界置信度, 减小了可调容量边界置信度区间范围, 有效提高了系统整体可调容量准确性。仿真结果表明:

- 1) 配备储能场站不仅能提高新能源场站上调容量的置信水平, 还能够提高上调容量。
- 2) 本文提出的新能源-储能协同系统可以有效提升新能源上调容量边界的置信度。
- 3) 为了使上调容量具有较强的可靠性, 弥补减载率增大带来的不确定性的增加, 配备的储能场站容量需接近上调容量。

参考文献

[1] 国家能源局. 国家能源局举行新闻发布会介绍一季度可再生能源并网运行情况[EB/OL].[2025-03-20].<https://www.nea.gov.cn/20250428/4b2dff7ab84347df9a068f8e972f4775/c.html>.

[2] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025—2027 年)[EB/OL].[2025-03-20].https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202501/content_6996643.html.

[3] 蒋明华, 李丁, 孔德祯, 等. 面向高比例新能源送端系统频率稳定的多源协同控制及参数优化方法[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 36-46.

Jiang Minghua, Li Ding, Kong Dezhen, et al. Multi-source coordinated control and parameter optimization methods for frequency stability in high-proportion new energy sending-end systems [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 36-46.

[4] 张强, 李娜, 蔺晨晖, 等. 基于“分级-协同”思想的分布式光伏柔性参与电网调峰技术研究及应用[J]. 山东电力技术, 2025, 52(1): 46-53.

Zhang Qiang, Li Na, Lin Chenhui, et al. Research and application of distributed photovoltaic flexible participation in power grid peak shaving technology based on the concept

- of grading and collaboration[J]. Shandong Electric Power, 2025, 52(1): 46-53.
- [5] 董辉, 楚帅, 葛维春, 等. “源-储-荷”多运行域协调控制提升清洁能源消纳能力策略[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 119-125.
- Dong Hui, Chu Shuai, Ge Weichun, et al. Strategy of “source-storage-load” multi-operating domain coordinated control enhancing clean energy consumption capacity[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 119-125.
- [6] 张强, 李娜, 吴继平, 等. 含多馈入直流的受端电网大功率缺额智能处理技术研究及应用[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 47-55.
- Zhang Qiang, Li Na, Wu Jiping, et al. Research and application of intelligent processing technology for high-power shortage in receiving end power grid with multiple DC inputs[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 47-55.
- [7] 李增辉, 王超, 许丹, 等. 新型电力系统全网一体化电力平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(18): 7030-7045.
- Li Zenghui, Wang Chao, Xu Dan, et al. Integrated power balancing mechanisms of new type power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(18): 7030-7045.
- [8] 陈昕飏, 唐昊, 方道宏, 等. 计及灵活资源的省级电网二次调频分层协同控制方法及优化策略[J/OL]. 电网技术, 2025: 1-14 [2025-11-11]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.2011>.
- Chen Xinyang, Tang Hao, Fang Daohong, et al. Hierarchical collaborative control method and optimization strategy for secondary frequency control of provincial power grid with flexible resources[J/OL]. Power System Technology, 2025: 1-14. [2025-11-11]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.2011>.
- [9] Shen Yukang, Wu Wenchuan, Wang Qi, et al. Hierarchical coordinated automatic generation control involving distributed energy resources: an aggregation approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2025, 16(2): 1379-1391.
- [10] 崔童飞, 李晓明, 王硕, 等. 区域新能源电力系统 AGC 调频容量实时评估方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 43-49.
- Cui Tongfei, Li Xiaoming, Wang Shuo, et al. Real-time evaluation method for AGC frequency modulation capacity of regional new energy power system[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(11): 43-49.
- [11] 徐振华, 王林, 石涛, 等. 火电机组 AGC 性能提升新方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(12): 119-129.
- Xu Zhenhua, Wang Lin, Shi Tao, et al. Novel method for enhancing AGC performance of thermal power units[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2024, 36(12): 119-129.
- [12] 张俊涛, 程春田, 于申, 等. 水电支撑新型电力系统灵活性研究进展、挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3862-3884.
- Zhang Juntao, Cheng Chuntian, Yu Shen, et al. Progress, challenges and prospects of research on hydropower supporting the flexibility of new power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3862-3884.
- [13] 吴洋, 王钢, 曾德辉, 等. 电动汽车聚合商参与二次调频辅助服务优化调控策略[J/OL]. 现代电力, 1-12 [2025-12-11]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0096>.
- Wu Yang, Wang Gang, Zeng Dehui, et al. Optimal control strategy for electric vehicle aggregation participating in secondary frequency regulation ancillary services. Modern Electric Power, 1-12 [2025-12-11]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0096>.
- [14] 徐铭康, 陈渊睿, 严志星. 基于鲁棒优化的电动汽车调频容量评估[J]. 广东电力, 2020, 33(7): 26-32.
- Xu Mingkang, Chen Yuanrui, Yan Zhixing. Evaluation of electric vehicles frequency regulation capacity based on robust optimization. Guangdong Electric Power, 2020, 33(7): 26-32.
- [15] 聂世豪, 陈磊, 郝玲, 等. 基于非侵入式负荷分解的空调集群 AGC 调频备用容量评估方法[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(12): 1892-1902.
- Nie Shihao, Chen Lei, Hao Ling, et al. An AGC frequency control reserve capacity evaluation method for air conditioner groups based on nonintrusive load disaggregation[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(12): 1892-1902.
- [16] 崔童飞, 李晓明, 王硕, 等. 区域新能源电力系统 AGC 调频容量实时评估方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 43-49.
- Cui Tongfei, Li Xiaoming, Wang Shuo, et al. Energy power system real-time evaluation method for AGC frequency modulation capacity of regional new[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(11): 43-49.
- [17] 滕贤亮, 谈超, 昌力, 等. 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 12-35.
- Teng Xianliang, Tan Chao, Chang Li, et al. Review and prospect of research on active power and frequency control in power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 12-35.
- [18] Wang Siyuan, Wu Wenchuan, Chen Qizhan, et al. Stochastic flexibility evaluation for virtual power plant by aggregating distributed energy resources[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022.
- [19] 齐宁, 程林, 刘锋. 计及决策依赖不确定性的广义储能可

- 信容量评估[J].电网技术,2023,47(12):4916-4930.
- Qi Ning, Cheng Lin, Liu Feng, Capacity credit evaluation of generic energy storage under decision-dependent uncertainty[J].Power System Technology,2023,47(12):4916-4930.
- [20] 田富豪,包铭磊,惠恒宇,等.考虑多重不确定性的虚拟电厂可信备用评估[J].电力系统保护与控制,2025,53(10):45-56.
- Tian Fuhao, Bao Minglei, Hui Hengyu, et al. Reserve credit evaluation of virtual power plants considering multiple uncertainties[J].Power System Protection and Control,2025,53(10):45-56.
- [21] 郑若楠,李志浩,唐雅洁,等.考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J].电力系统自动化,2022,46(8):154-162.
- Zheng Ruonan, Li Zhihao, Tang Yajie, et al. Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree[J].Automation of Electric Power Systems,2022,46(8):154-162.
- [22] 王益斌,陈飞雄,邵振国.火电-储能联合的多尺度协同调频滚动优化控制方法[J].电网技术,2025,49(6):2407-2416.
- Wang Yibin, Chen Feixiong, Shao Zhenguo. A multi-scale collaborative frequency regulation rolling optimization method for the combined operation of thermal power and energy storage[J].Power System Technology,2025,49(6):2407-2416.
- [23] 范宏,盛哲祺,张树卿.分布式灵活性资源的动态聚合调控与协同效益分配研究综述[J].浙江电力,2025,44(9):30-45.
- Fan Hong, Sheng Zheqi, Zhang Shuqing. Review on dynamic aggregation control and collaborative benefit allocation of distributed flexibility resources[J].Zhejiang Electric Power,2025,44(9):30-45.
- [24] 杨宏坤,王旭,蒋传文,等.分布式资源聚合可行和频率稳定约束下输配网协同灾前调度[J].电力系统自动化,2025,49(16):52-61.
- Yang Hongkun, Wang Xu, Jiang Chuanwen, et al. Coordinated pre-disaster scheduling of transmission and distribution networks under aggregation feasibility and frequency stability constraints of distributed energy resources[J].Automation of Electric Power Systems,2025,49(16):52-61.
- [25] 周鹏,曾君,黄向敏,等.基于可信性理论的电动汽车聚合参与日前市场竞标优化方法[J].控制与决策,2025,40(8):2373-2382.
- Zhou Peng, Zeng Jun, Huang Xiangmin, et al. An optimization method for electric vehicle aggregation to participate in day-ahead market bidding based on credibility theory[J].Control and Decision,2025,40(8):2373-2382.
- [26] 胡俊杰,马旭睿,吴俊.计及用户出行信息不确定性的电动汽车可行域重构聚合与鲁棒决策方法[J/OL].中国电机工程学报,1-15[2025-11-11].<https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250603.1631.014>.
- Hu Junjie, Ma Xurui, Wu Jun. Reconstructive aggregation and robust decision-making method for electric vehicle feasible regions considering uncertainties in user travel information[J/OL].Proceedings of the CSEE,1-15[2025-11-11].[https://link.cnki.net/urlid/11.2107. tm. 20250603. 1631.014](https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250603.1631.014).
-
- 收稿日期:2025-11-26;修回日期:2025-12-24
- 作者简介:
- 王天宇(1991),男,博士研究生,高级工程师,研究方向为新能源电力系统调频。
- 蔡晓(1992),男,讲师,硕士生导师,研究方向为新能源电力系统频率控制与优化调度等。(通信作者)
- (本文编辑:徐 吟)