

考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易策略

彭竹弈¹, 牛文娟¹, 葛 毅¹, 徐 遥¹, 谢珍建¹, 周 霞², 吴 琼²

(1. 国网江苏省电力有限公司经济技术研究院, 南京 210008;
2. 南京邮电大学, 南京 210023)

摘 要: 针对新型电力系统中新能源渗透率提高导致的系统惯量支撑能力下降及现有市场交易机制缺乏惯量充裕性约束等问题, 提出考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易策略。首先, 融合 K-Means 聚类与新增负荷时序修正法, 预测电网春、夏、秋、冬四季的差异化容量需求; 在此基础上, 构建了以容量供应商净收益最大化为目标的电力容量市场模型, 并引入最小惯量需求、容量充裕性、机组容量等多重约束; 最后, 采用鲸鱼优化算法求解模型, 并在 MATLAB 平台搭建仿真模型进行验证。结果表明, 所提策略不仅能优化系统容量资源配置并提升经济性, 同时可保障系统容量与惯量充裕性, 为新型电力系统惯量安全规划提供技术支撑。

关键词: 电力容量市场; 最小惯量需求; 容量需求预测; 鲸鱼优化算法

DOI: 10.19585/j.zjdl.202605004

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



A trading strategy for power capacity markets considering minimum inertia requirement

PENG Zhuoyi¹, NIU Wenjuan¹, GE Yi¹, XU Yao¹, XIE Zhenjian¹, ZHOU Xia², WU Qiong²

(1. Economic Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210008, China;
2. Nanjing University of Posts and Telecommunications, Nanjing 210023, China)

Abstract: In modern power systems, the increasing penetration of renewable energy reduces system inertia support capability, and existing market trading mechanisms lack explicit constraints on inertia adequacy. To address these challenges, a trading strategy for power capacity market considering minimum inertia constraint is proposed. First, K-Means clustering combined with the time-series correction method for load growth is used to forecast differentiated seasonal capacity demands for spring, summer, autumn, and winter. Based on these forecasts, a power capacity market model is established with the objective of maximizing the net revenue of capacity providers, incorporating multiple constraints including minimum inertia requirement, capacity adequacy, and unit capacities. The model is solved using the whale optimization algorithm (WOA), and a simulation platform is built in MATLAB for verification. Results show that the proposed strategy can optimize system's capacity resource allocation and enhance economic efficiency, while ensuring both capacity and inertia adequacy, providing technical support for inertia security planning in modern power systems.

Keywords: power capacity market; minimum inertia requirement; capacity demand forecasting; WOA

0 引言

在电力系统中, 电力容量与惯量充裕性均会影响电力系统的稳定性^[1-4]。在以传统同步发电机为主导的电力系统中, 转动惯量作为同步发电机的固有物理属性, 在保障电力供需平衡与系统容量充裕性的同时, 通常也能满足转动惯量充裕性要求。然而, 随着新能源在现代电力系统中的渗

透率逐渐提高, 惯量短缺的风险日益凸显, 因此亟须对发电侧进行提前引导以保障惯量的充裕性。

我国部分省份发布的《深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》提出, 未来将逐步构建电力容量市场, 凡是可提供有效容量的各类电源及需求侧资源, 均能通过参与该市场获得容量电费。电力容量市场是保障发电装机容量充裕性的重要路径, 其设计初衷是通过为发电企业提供稳定收益预期, 引导投资以保障电力容量充裕性^[5]。然而, 在传统电力容量市场中,

由于主要关注电力容量供应的充足性,当区域内惯量支撑机组装机容量不足时,难以有效应对惯量短缺问题^[6-10]。在现代电力系统中,若仅考虑电力容量供需平衡,而忽略惯量需求,系统将面临惯量短缺风险,导致电力系统不稳定^[11];若仅考虑惯量充裕性,为维持高惯量,需保留大量机组在线运行以提供足够惯量,当用户用电需求较低时,机组必须在低负载下运行,这将导致效率较低、燃料浪费、运行成本上升以及机组寿命缩短等问题。

当前主流的容量市场机制主要围绕容量充裕性设计,以保障负荷峰值时发电容量充足为目标,通常未将惯量充裕性纳入市场框架。文献[12-14]均介绍了现有电力容量市场交易机制,但一般未考虑电力系统的惯量充裕性。文献[15]考虑了系统的惯量需求,但仅考虑传统同步发电机的惯量支撑能力。惯量辅助服务市场的研究尚处于起步阶段且聚焦于短期惯量调节。现有研究的交易标的仅考虑传统同步发电机提供的转动惯量,未考虑新能源和储能提供的虚拟惯量,无法激励新能源、储能等新型主体提供惯量支撑。文献[16]研究了转动惯量辅助服务市场交易机制,聚焦于短期市场,且惯量交易主体仅包含同步发电机组、同步调相机组、抽水蓄能机组、负荷侧异步电动机,却忽略了能够提供虚拟惯量支撑的新能源机组和储能机组。在容量市场模型的求解方法方面,文献[17]使用改进遗传算法和动态规划算法求解电力容量市场模型,但这类算法往往会遇到陷入局部最优、计算效率低、参数敏感等问题。

本文通过融合K-Means算法与新增负荷时序修正法构建容量需求预测框架,改进了传统负荷预测模型对新增负荷时序差异考虑不足的局限。在传统电力容量市场交易模型的基础上,本文依据季节特性设置容量需求约束,同时纳入基于最小惯量需求评估方法的惯量需求约束。最后,利用鲸鱼优化算法对该市场模型进行求解,并在MATLAB上搭建模型,验证所提交易策略能够优化容量资源配置并保障电力系统的惯量充足。

1 考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易流程

电力系统运行时,若在线机组提供的惯量低

于电力系统最小惯量需求,便会威胁频率安全。此时,需通过调度发电侧同步机组、调度需求侧惯量、快速调频响应等手段填补惯量缺口^[18-19]。在电力系统规划阶段,若区域内具备惯量支撑功能的机组装机容量不足,将难以在惯量短缺时段及时调度相关机组提供足够的频率支撑^[20]。对此,在电力系统规划层面,可借助中长期电力容量市场机制,引导同步发电机组的新建和电力电子型发电设备的改造工作。

考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场机制,旨在利用价格信号和惯量需求约束,对新型电力系统下各类发电容量资源与惯量资源的优化配置进行有效引导,从而实现系统安全保障与经济性的双重目标。基于上述背景,本文以现有电力容量市场机制为依托,构建了图1所示的考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易流程,为电力系统的安全稳定运行与资源合理配置提供新思路。

首先,电力调度机构提前一年开展集中式容量拍卖市场交易,按春、夏、秋、冬四季聚类历史负荷曲线,并结合次年新增负荷曲线,确定次年4种典型日的容量需求,该容量需求需留有一定的备用容量裕度;接着,容量供应商除提交传统容量市场竞价信息外,还需申报是否具备惯量支撑能力及惯量支撑能力的大小等信息参与竞价,报价需考虑容量边际成本与惯量供应成本;然后,构建考虑最小惯量需求约束的电力容量市场交易模型,在约束条件中增加惯量需求约束,惯量需求约束由最小惯量需求评估方法得到;最后,采用鲸鱼优化算法对该模型进行求解,分别得到四季对应的4种结果,并根据最终市场出清结果和容量考核结果进行最终结算。

2 电力容量需求预测

电力调度机构提前一年开展集中式电力容量拍卖市场,其容量需求约束的确定依赖于对未来一年负荷的精确预测^[21]。在电力系统规划中,依据全年负荷峰值预留发电容量是一种保守、经济性欠佳的策略。该峰值通常仅由特定季节的极端天气或特殊事件触发,且持续时间较短。在全年绝大部分时间内,系统实际负荷水平显著低于此预留容量上限,导致部分发电资源长期利用率偏

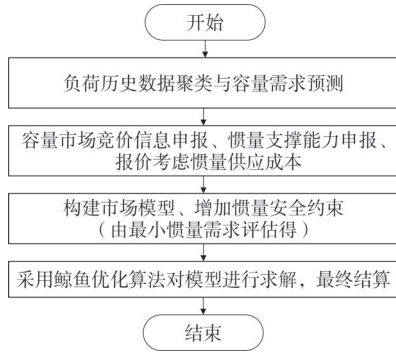


图1 电力容量市场交易流程

Fig.1 Power capacity market trading process

低甚至闲置,进而推高整体供电成本与市场电价。为优化资源配置并提升经济效率,故本文采用按季节确定容量需求的策略,并综合考虑新增负荷的影响。首先,按季节采用K-Means聚类分析历史日负荷数据,得到四季典型日负荷曲线;随后,考虑新增工业负荷计划,通过类比历年数据预测接入时间和特性,生成新增负荷时序曲线,与典型日负荷时序结合,得到叠加后的四季典型日负荷曲线;最后,基于系统可靠性等要求,设置15%的备用容量裕度,结合叠加后曲线峰值,计算得出春、夏、秋、冬四季对应的容量需求预测值。

2.1 基于K-Means聚类的历史电力负荷数据分析

本文基于历史日负荷数据,采用K-Means聚类算法,分季节提取典型日负荷曲线^[22-23]。具体步骤如下:首先,收集过去1年的日负荷数据,形成365个样本,每个样本为24维向量: $L_d = [l_1, l_2, \dots, l_{24}]$,表示单日24个整点负荷值;其次,剔除节假日、极端天气日等异常数据,并对缺失数据采用相邻日插值法补全;随后,将365个样本按日期映射到对应季节分组:春季(3—5月)、夏季(6—8月)、秋季(9—11月)、冬季(12—2月);最后,利用K-Means聚类方法对每个季节数据集独立进行聚类,分别生成春、夏、秋、冬季4条典型日负荷曲线 $L_{spring}(t)$ 、 $L_{summer}(t)$ 、 $L_{autumn}(t)$ 、 $L_{winter}(t)$ 。K-Means聚类旨在最小化簇内样本至其质心的欧氏距离平方和^[24],其目标函数可以表示为:

$$\min J = \sum_{k=1}^K \sum_{L_d \in C_k} \|L_d - \mu_k\|^2 \quad (1)$$

式中: J 为误差平方和函数; K 为预设的聚类簇数量,在本文场景中设定 $K=1$,表示提取单条最具代表性的日负荷曲线; C_k 为第 k 个簇的样本子集; μ_k 为各簇的质心向量集合。

2.2 考虑新增负荷计划的典型日负荷曲线重构

利用人工智能进行负荷预测虽能精细刻画负荷影响,但会增加模型复杂度与计算成本^[25]。实际工程中,若新增负荷接入特性(如接入时间、功率及持续时间)较为明确,采用直接时序叠加的方法能够在保证一定精度的前提下,大幅提升计算效率^[26]。在电力发展规划中,工业负荷在次年负荷计划中占比最高且影响最显著,由于其多遵循连续化作业模式,工业负荷是构成电力系统基荷的主要部分。本文考虑的次年新增负荷主要为工业负荷,利用历年新增负荷数据进行类比,预测次年新增负荷的接入时间和负荷特性,负荷特性包括功率和持续时间,生成新增负荷时序曲线 $L_{new}(t)$ 。按照时间对应关系,将新增负荷时序与典型日负荷时序结合,得到:

$$L_1(t) = L_{spring}(t) + L_{new}(t) \quad (2)$$

$$L_2(t) = L_{summer}(t) + L_{new}(t) \quad (3)$$

$$L_3(t) = L_{autumn}(t) + L_{new}(t) \quad (4)$$

$$L_4(t) = L_{winter}(t) + L_{new}(t) \quad (5)$$

式中: $L_1(t)$ 、 $L_2(t)$ 、 $L_3(t)$ 、 $L_4(t)$ 分别为叠加了新增负荷时序曲线的春、夏、秋、冬季典型日负荷曲线。

容量市场需综合考虑系统可靠性目标(如失负荷概率)、新能源渗透率、负荷预测不确定性等因素,设置备用容量裕度 R 为15%^[27]。实际应用中,通常采用蒙特卡洛模拟或时序生产模拟^[28],综合考虑多种因素的联合分布,生成随机场景,计算各场景下的电能供需平衡,从而确定满足可靠性目标的最小容量裕度^[14]。

对于每个季节的典型日负荷曲线,备用容量裕度可表示为:

$$R_b = 0.15 \max(L_b(t)), b = 1, 2, 3, 4 \quad (6)$$

式中: $\max(L_b(t))$ 为4种典型日负荷曲线的峰值。

4种典型日的容量需求为:

$$L_b^{\max} = \max(L_b(t)) + R_b = 1.15 \max(L_b(t)) \quad (7)$$

式中: $L_b^{\max}(b=1, 2, 3, 4)$ 为春、夏、秋、冬对应的容量需求值。

3 考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场模型

高比例新能源接入削弱了电力系统的惯量支撑能力,加剧了系统频率安全风险。由于传统电力容量市场未将惯量充裕性纳入考量,亟需构建考虑系统最小惯量需求约束的容量市场模型。本章首先基于频率变化率约束和频率最低点约束确定系统的最小惯量需求;随后将该需求纳入市场出清模型;在此基础上,结合不同季节容量需求差异进行分季节出清,在多重约束下通过边际出清定价实现容量供应商的净收益最大化;最终形成兼顾容量优化配置与系统惯量安全的交易机制。

3.1 系统最小惯量需求评估方法

电力系统最小惯量需求评估方法通常基于两类频率安全约束:频率变化率约束和频率最低点约束^[29-30]。

考虑频率变化率约束的最小惯量需求评估:

$$H_{\text{RoCoF}} = \frac{\Delta P_L f_N}{2S_N F_{\text{RoCoF}}^{\max}} \quad (8)$$

式中: H_{RoCoF} 为基于频率变化率约束的最小惯量需求评估值; ΔP_L 为最大扰动功率; f_N 为系统额定频率; S_N 为中标机组额定容量之和; $F_{\text{RoCoF}}^{\max}$ 为预先设定的最大频率变化率。

考虑频率最低点约束的最小惯量需求评估:

$$H_{\text{nadir}} = \frac{\Delta P_L^2 f_N}{4S_N R_G (f_N - f_1 - f_{\text{nadir}})} \quad (9)$$

式中: H_{nadir} 为基于频率最低点约束的最小惯量需求评估值; R_G 为系统的等效调差系数; f_1 为一次调频死区,取 0.033 Hz; f_{nadir} 为设定的频率最低点值。

电力系统的最小惯量需求 $H_{\min}$ 可以表示为:

$$H_{\min} = \max \{ H_{\text{RoCoF}}, H_{\text{nadir}} \} \quad (10)$$

3.2 市场出清模型

本文构建的考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易模型,在传统容量市场约束条件中增加惯量安全约束,该约束基于最小惯量需求评估方法得到。由于不同季节的容量需求存在差异,市场模型将按照四个季节的容量需求分别进行市场出清。容量供应商除提交机组类型、最大可用容量、容量报价等传统容量市场竞价信息外,还需申报机组的惯性时间常数 H 参与市场竞价。

由于各类机组的出力特性与可靠性贡献存在显著差异,需充分考虑其技术特点,分别构建相应的可信容量评估模型来评估其可申报的最大可用容量。目前,常用的可信容量评估方法主要包括等效容量法和有效承载容量法等^[14]。

电力容量市场以净收益最大化为目标函数,即最大化交易收益与成本的差值。目标函数可以表示为:

$$\max \left[d_k L_b^{\max} - \left(\sum_i a_{g,i} S_i + \sum_j a_{w,j} S_j + \sum_m a_{pv,m} S_m + \sum_n a_{es,n} S_n \right) \right] \quad (11)$$

式中: $a_{g,i}$ 、 $a_{w,j}$ 、 $a_{pv,m}$ 、 $a_{es,n}$ 分别为同步发电机组 i 、风电机组 j 、光伏机组 m 和储能机组 n 在电力容量市场的申报价格; d_k 为市场边际出清所确定的出清价格; S_i 、 S_j 、 S_m 、 S_n 分别为同步发电机组 i 、风电机组 j 、光伏机组 m 、储能机组 n 在电力容量市场中标的可用容量。

电力容量市场约束条件如下:

1) 容量充裕性约束

$$\sum_i S_i + \sum_j S_j + \sum_m S_m + \sum_n S_n \geq L_b^{\max} \quad (12)$$

2) 机组容量约束

$$0 \leq S_i \leq S_i^{\max} \quad (13)$$

$$0 \leq S_j \leq S_j^{\max} \quad (14)$$

$$0 \leq S_m \leq S_m^{\max} \quad (15)$$

$$0 \leq S_n \leq S_n^{\max} \quad (16)$$

式中: $S_i^{\max}$ 、 $S_j^{\max}$ 、 $S_m^{\max}$ 、 $S_n^{\max}$ 分别为火电机组 i 、风电机组 j 、光伏机组 m 、储能机组 n 的在容量市场申报的最大可用容量。

3) 惯量需求约束

各类机组提供的惯量通常用惯性时间常数 H 来量化。传统控制下的新能源发电设备和储能设备频率与电网频率相解耦,缺乏虚拟惯量支撑的能力,给电网安全带来严峻挑战。通过采用虚拟同步机的控制策略,可使新能源(风电、光伏)机组和储能机组具备惯性响应能力^[19]。

发电机组所提供的动能 E 和转动惯性时间常数 H 的关系为:

$$E = \frac{J\omega^2}{2} = HS \quad (17)$$

式中： J 为转动惯量； ω 为发电机转子的角速度； S 为机组的额定容量。

系统的惯量水平可以表示为：

$$E_{\text{sys}} = E_g + E_w + E_{\text{pv}} + E_{\text{es}} = \sum_i H_{g,i} S_i + \sum_j H_{w,j} S_j + \sum_m H_{\text{pv},m} S_m + \sum_n H_{\text{es},n} S_n \quad (18)$$

$$H_{\text{sys}} = \frac{E_{\text{sys}}}{S_N} = \frac{\left(\sum_i H_{g,i} S_i + \sum_j H_{w,j} S_j + \sum_m H_{\text{pv},m} S_m + \sum_n H_{\text{es},n} S_n \right)}{S_N} \quad (19)$$

式中： E_{sys} 为系统的等效动能； E_g 、 E_w 、 E_{pv} 、 E_{es} 分别为同步发电机的动能以及风电、光伏、储能的虚拟动能； $H_{g,i}$ 、 $H_{w,j}$ 、 $H_{\text{pv},m}$ 、 $H_{\text{es},n}$ 分别为同步发电机的惯性时间常数以及风电、光伏、储能的单个机组的等效惯性时间常数。

因此，系统的惯量需求约束可以表示如下：

$$H_{\text{sys}} \geq H_{\min} \quad (20)$$

3.3 容量边际出清定价方法

容量边际出清定价是电力市场的核心定价机制，其本质是通过供需曲线的交汇点确定统一的市场出清价格^[5,17]。在该机制下，所有发电机组按容量报价从低到高排序形成供给侧阶梯曲线，系统运营商基于容量需求 L 确定容量需求曲线。当容量市场中机组容量累计首次覆盖 L 时，最后一个被调用的机组称为边际机组，其报价即为市场出清价格 d_k 。 d_k 作为容量市场目标函数中的决策变量，其取值越高，市场收益越大，但该取值同时受到系统容量需求与各机组报价的约束。所有中标机组无论自身报价高低，均按 d_k 统一结算，体现“价格接受者”原则，从而在保障供电可靠性的同时实现社会福利最大化。

图2展示了采用边际出清机制确定出清价格的过程。其中，容量需求曲线采用美国PJM(宾夕法尼亚-新泽西-马里兰互联)市场的需求曲线确定方法来制定，容量供应曲线则根据容量供应商申报的机组最大可用容量和容量报价确定。

4 基于鲸鱼算法的电力容量市场交易策略求解

采用鲸鱼优化算法对考虑系统最小惯量需求

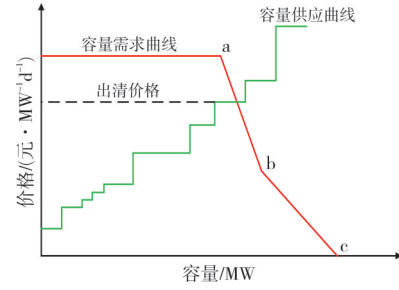


图2 边际出清定价

Fig.2 Marginal clearing pricing

约束的电力容量市场交易模型进行求解^[31]，其求解最优容量中标方案流程如图3所示

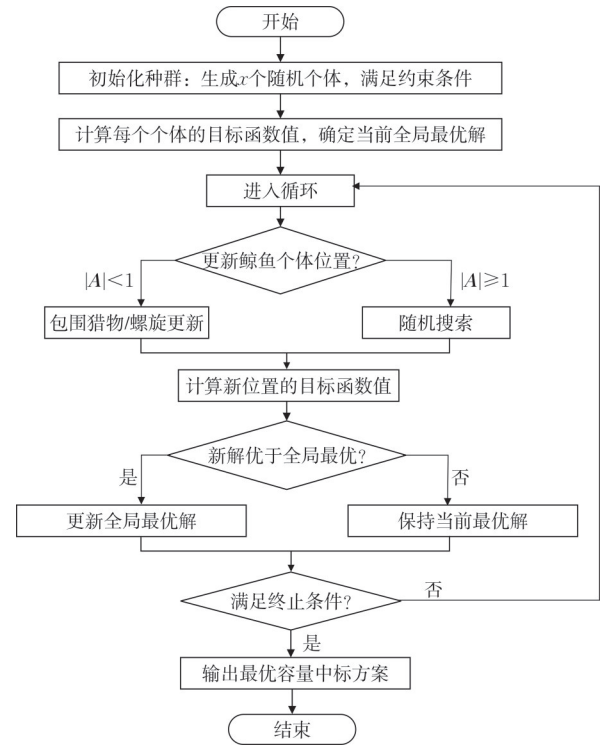


图3 求解流程

Fig.3 Solution flowchart

首先，设种群中每个鲸鱼个体代表一组机组容量中标方案。对单个种群，初始化种群生成 x 个随机个体，其中每个个体(中标方案)表示为向量。每个个体在机组容量范围内均匀分布，确保初始解满足式(13)–(16)所示的机组容量约束。此外，将随机生成的中标方案代入容量充裕性约束与惯量需求约束中，筛选不满足这两种约束的个体。

$$X_x = [S_{ix}, S_{jx}, S_{mx}, S_{nx}] \quad (21)$$

式中： X_x 为第 x 个个体； S_{ix} 、 S_{jx} 、 S_{mx} 、 S_{nx} 分别为

第 x 个方案中火电机组 i 、风电机组 j 、光伏机组 m 、储能机组 n 的中标容量。

随后,计算并比较每个个体(中标方案)的目标函数值,即将随机生成且满足各类约束条件的所有中标方案代入目标函数中比较目标函数值的大小,评估其性能。选取当前群体中最优的个体作为全局最优解,即令目标函数值最小的一组方案 X^* ,以此作为目前最佳的容量中标方案。

$f(X_x)=$

$$\left[\left(\sum_i a_{g,i} S_{ix} + \sum_j a_{w,j} S_{jx} + \sum_m a_{pv,m} S_{mx} + \sum_n a_{es,n} S_{nx} \right) - d_k \left(\sum_i S_{ix} + \sum_j S_{jx} + \sum_m S_{mx} + \sum_n S_{nx} \right) \right] \quad (22)$$

式中: $a_{g,i}$ 、 $a_{w,j}$ 、 $a_{pv,m}$ 、 $a_{es,n}$ 分别为第 x 个方案中火电机组 i 、风电机组 j 、光伏机组 m 、储能机组 n 的容量报价; d_k 为市场出清价格。

接着,根据鲸鱼优化算法的更新机制,结合包围猎物、螺旋更新和随机搜索机制,调整每个个体的位置,模拟鲸鱼在搜索空间中游动的行为。

设置螺旋形状参数 $b=1$,系数向量 $A=2ar_1-a$, $C=2r_2$,其中 a 从2线性递减至0, $r_1, r_2 \sim U(0,1)$ 。当 $|A|<1$ 时,个体采取包围猎物机制或者螺旋更新机制来更新位置,两种机制执行的概率相等。

若采取包围猎物机制:

$$D=|CX^*(t)-X(t)| \quad (23)$$

$$X(t+1)=X^*(t)-AD \quad (24)$$

式中: $X(t+1)$ 为更新后的位置,位置即各机组的中标容量 S 。

若采取螺旋更新机制:

$$D'=|X^*(t)-X(t)| \quad (25)$$

$$X(t+1)=D'e^{bl} \cos(2\pi l)+X^*(t) \quad (26)$$

式中: l 为螺旋角度参数, $l \sim U(-1,1)$ 。

当 $|A| \geq 1$ 时,个体采取随机搜索机制随机选择种群中一个个体 $X_r(t)$ 作为参考来更新下一个位置,避免陷入局部最优。

$$X(t+1)=X_r(t)-A|CX_r(t)-X(t)| \quad (27)$$

重新计算更新后的所有个体(容量中标方案) $X(t+1)$,并比较其位置的目标函数值(式11),检查更新后的个体是否满足三类约束条件(式12)

—(16)和式(20)),进而得到新的全局最优解 $X^*(t+1)$ 。

最后,算法持续迭代直至达到预设的终止条件(最大迭代次数或适应度值)。当满足终止条件时,输出当前最优解,检查是否满足约束条件,若满足则输出最优容量中标方案 $X^*=[S_{ix}^*, S_{jx}^*, S_{mx}^*, S_{nx}^*]$ 。

鲸鱼优化算法有效融合了全局勘探与局部开发机制,通过模拟鲸鱼捕食过程中的螺旋运动和包围行为,实现了对解空间的高效搜索与精准寻优,具有良好的收敛速度与寻优精度。图4为在相同容量需求设置下该算法的收敛曲线。由图4可知,当迭代次数达到约650次,3次迭代均收敛于最优目标函数值,且数值趋于稳定,验证了该算法具有良好的收敛性与寻优精度。

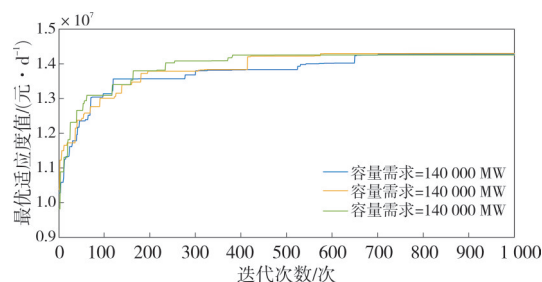


图4 鲸鱼优化算法收敛曲线

Fig.4 Convergence curve of the whale optimization algorithm

5 算例分析

5.1 算例设置

基于某省级电网实际机组与负荷数据,在MATLAB软件中搭建市场出清模型并求解,对本文所提考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场交易策略进行分析。该省级电网共有13个容量供应商参与电力容量市场,申报机组信息如表1和表2所示^[32-33]。其中,同步发电机组包含煤电、核电、抽蓄及燃气轮机。

电力容量市场作为保障电力系统长期稳定供给的重要机制,其核心目标之一是回收各类发电机组的固定成本。由于风电、光伏等新能源机组的边际运行成本显著低于同步发电机组的燃料成本和储能的充放电损耗成本,其固定成本主要依赖电能市场回收。同时,因其可信容量系数与

表 1 各供应商申报的机组最大可用容量

供应商	同步发电机最大可用容量	风电最大可用容量	光伏最大可用容量	储能最大可用容量
S1	9 714	20	2 745	361
S2	12 570	8	2 855	142
S3	8 197	12	4 054	818
S4	15 058	48	5 258	44
S5	27 275	24	6 540	408
S6	12 218	5 000	7 898	705
S7	5 999	60	3 564	453
S8	9 345	808	6 023	578
S9	11 246	592	7 387	485
S10	1 758	220	4 367	351
S11	3 980	1 452	4 131	814
S12	11 322	9 640	7 024	1 520
S13	15 026	924	6 908	605

表 2 机组容量报价和惯性时间常数

机组	容量报价 /(元·MW ⁻¹ ·d ⁻¹)	考虑惯量成本的容量报价 /(元·MW ⁻¹ ·d ⁻¹)	惯性时间 常数/s
同步发电机	210	210.0	8
风电	35	38.5	5
光伏	35	38.5	5
储能	180	180.0	8

惯性时间常数通常低于同步发电机和储能机组，需在容量市场中采取低报价策略，以争取优先出清权。本文中的机组须具备向电力系统提供惯量支撑能力，因此需考虑机组为提供惯量支撑而产生的机组改造费用。不同类型的机组在改造成本上存在差异，同步发电机无需进行额外改造即可具备向系统提供惯量支撑的能力；对于储能而言，其改造主要集中在变流器的控制策略优化上，无需大规模的硬件调整，整体改造成本相对较低^[34]；而风电和光伏机组不仅需调整控制策略，通常还需额外配备储能设施以满足惯量支撑的要求，改造成本相对较高。鉴于现有研究尚未涉及上述改造的具体金额，本文在风电和光伏原有容量报价基础上，额外增加 10% 的价格以涵盖相关改造费用^[34]。

5.2 容量需求分析

本文使用的历史负荷数据来源于某省级电网

的 GOPT(电网运行与规划工具系统)。该系统是由清华大学团队研发的电力规划决策支持平台，具备精细化 8 760 h 时序运行模拟功能，可集成电源、电网、负荷、储能等多维度数据，并支持全年逐小时负荷的精确建模与输出。本文提取了该系统提供的某一年 8 760 h 全省负荷数据，并采用 K-Means 聚类算法，结合季节特征对负荷曲线进行聚类分析，最终生成春、夏、秋、冬四个季节的典型日负荷曲线，如图 5 所示。

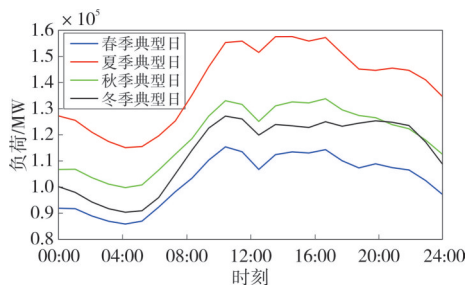


图 5 典型日负荷曲线

Fig.5 Typical daily load curves

负荷曲线呈现季节性分异特征，且各季节负荷峰值存在较大差距，因此需基于不同季节的负荷峰值来制定差异化的容量需求。若统一采用夏季容量需求值，将在春季和冬季低负荷期产生大量冗余容量，导致发电机组利用率显著降低，并引发投资沉没成本上升；反之，若统一按春季容量需求规划系统容量，则夏季和秋季面临容量短缺风险，需要依赖高边际成本的调峰及备用资源，从而推高了系统用电成本。

根据历年新增负荷数据，对次年新增负荷时序曲线预测如下：该地区预计次年新增工业负荷总量 8 000 MW，按季度分批投入，每季新增负荷 2 000 MW。其中，春季和冬季投入连续生产型工业负荷，24 h 连续运行，功率保持恒定；夏季和秋季接入离散制造型工业负荷，在生产时段(每日 08:00—12:00、14:00—18:00)内功率保持恒定。叠加新增负荷后的典型日负荷曲线如图 6 所示。

基于叠加新增负荷后的典型日负荷曲线，获得各季节的负荷峰值，并进一步考虑备用容量裕度，最终确定容量需求值。各季节负荷峰值与容量需求值如表 3 所示。

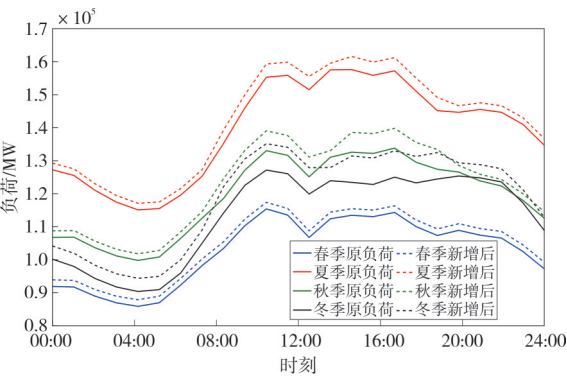


图6 叠加新增负荷后的典型日负荷曲线

Fig.6 Typical daily load curve with additional load superimposed

表3 各季节负荷峰值与容量需求值

Table 3 Peak load and capacity demand values for each season

季节	负荷峰值	容量需求
春	117 402	135 012
夏	161 597	185 837
秋	139 824	160 798
冬	135 167	155 442

5.3 边际出清价格分析

根据需求曲线确定方法得到曲线上 a 、 b 、 c 的坐标分别为： $(171\ 311\ \text{MW}, 337\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1})$ 、 $(209\ 794\ \text{MW}, 168\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1})$ 、 $(283\ 036\ \text{MW}, 0\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1})$ 。采用表2中的容量申报价格时，边际出清价格如图7所示，容量出清价格为 $210\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1}$ 。

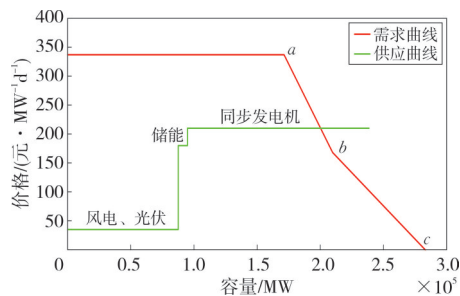


图7 边际出清价格

Fig.7 Marginal clearing price

由于不同机组的固定成本存在差异，同类型机组时的各供应商报价也不相同。供应商申报价格对出清价格的影响如图8所示。

在电力容量市场中，统一出清价格由容量需求曲线与容量供应曲线的交点决定。如图8所示，

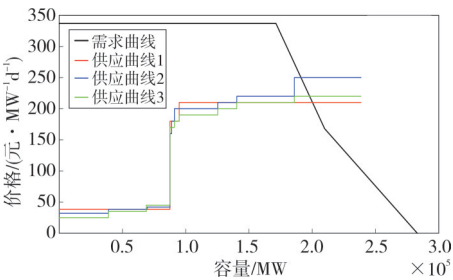


图8 申报价格对出清价格的影响

Fig.8 Impact of bid prices on clearing price

供应商报价差异引起了供应曲线的变化，从而影响出清价格。图8中3条供应曲线对应的出清价格分别为 $210\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1}$ 、 $250\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1}$ 、 $220\ \text{元}\cdot\text{MW}^{-1}\text{d}^{-1}$ 。该价格主要与同步发电机的申报价格有关，在边际出清定价机制下，决定市场出清价格的通常是满足需求的最后一台机组，而这类机组通常是报价相对较高的同步发电机。

5.4 机组出清结果分析

采用鲸鱼优化算法，基于四季容量需求值，对考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场优化模型进行求解，获得如图9和表4所示的结果。在惯量约束条件设置中，该省电网最大可能扰动值为 $12\ 000\ \text{MW}$ ，最大频率变化率为 $0.5\ \text{Hz/s}$ 。为有效优化迭代，在表2所列容量报价基础上，引入正态分布随机扰动，以模拟各机组容量报价的正常浮动。

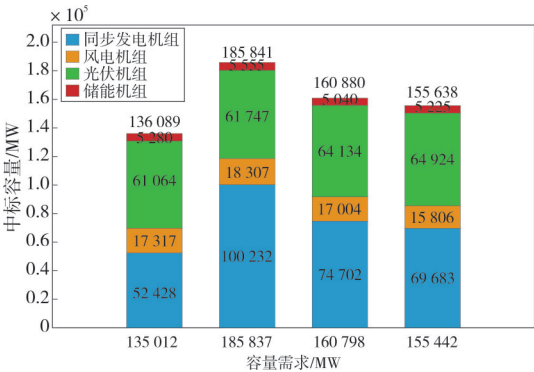


图9 不同容量需求下的机组中标容量

Fig.9 Awarded unit capacities under different capacity demands

由图9可知，不同季节的容量需求将影响机组的中标情况，采用分季节容量预留策略有助于优化资源配置并提升经济效率。在容量需求偏高的

表 4 容量市场出清结果

Table 4 Capacity market clearing results

季节	总中标容量/MW	系统惯量/s	净收益/(元·d ⁻¹)
春	136 089	3.77	13 181 366
夏	185 841	5.23	13 447 095
秋	160 880	5.02	13 749 621
冬	155 638	4.44	13 697 413

夏季，系统更多依赖报价较高的同步机组以满足尖峰负荷需求，导致成本上升；而在容量需求适中的秋季和冬季，风电、光伏等新能源机组中标比例可能提升，有助于优化成本结构。

由表 4 可知，系统惯量与中标容量之间存在正相关但非线性的关系，随着中标容量的增加，系统惯量也越来越充裕，反映出机组中标容量及其类型结构对电力系统惯量水平具有显著影响。值得注意的是，夏季容量需求最高，但其净收益并非最大；秋季容量需求虽非最高，净收益却最高，说明高需求并未线性转化为高净收益。从单位净收益（即单位容量的净收益效率）来看，春季最高，为 96.9 元·MW⁻¹·d⁻¹；冬季次之，为 88.0 元·MW⁻¹·d⁻¹；秋季为 85.5 元·MW⁻¹·d⁻¹，位列第三；夏季最低，为 72.3 元·MW⁻¹·d⁻¹。这表明春季虽容量需求最低，但由于中标容量中以低价机组为主，经济效益最佳；而夏季容量需求最高，因高价机组在中标容量中占比提升，导致经济效益变差。

5.5 新能源渗透率对容量市场出清结果的影响

本文中新能源渗透率指的是新能源机组最大可用容量之和与系统总最大可用容量之和的比例（非装机容量占比）。表 1 中新能源渗透率约为 37%。为分析渗透率影响，按一定比例减少同步发电机组的申报容量，并相应增加新能源机组的申报容量，出清结果如图 10 和表 5 所示。

由图 10 和表 5 可知，系统总中标容量基本稳定，而系统惯量与新能源渗透率呈负相关，净收益与新能源渗透率呈正相关。随着新能源渗透率上升，在满足容量需求的情况下，由于新能源机组的容量报价较低，其逐步挤占同步发电机的中标容量。然而，新能源机组的惯量支撑能力低于同步发电机组，系统惯量随新能源中标容量增加而衰减；同时，尽管新能源机组报价低，但出清价格高导致容量市场的净收益反而增加。

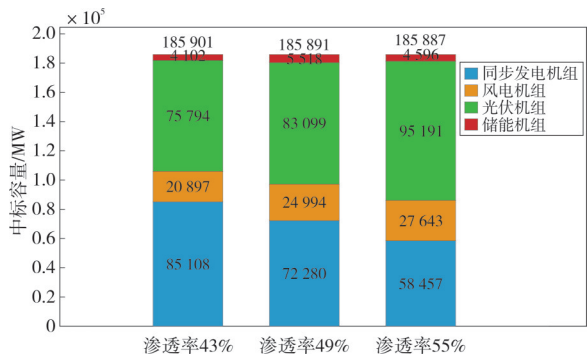


图 10 不同新能源渗透率下的机组中标容量

Fig.10 Awarded unit capacities under different renewable penetration levels

表 5 不同新能源渗透率下容量市场出清结果

Table 5 Capacity market clearing results under different renewable penetration levels

新能源渗透率/%	总中标容量/MW	系统惯量/s	净收益/(元·d ⁻¹)
43	185 901	5.02	16 575 347
49	185 891	4.88	17 941 420
55	185 887	4.86	20 884 508

5.6 惯量约束对容量市场出清结果的影响

不同惯量约束条件对市场出清结果的影响见图 11。本文设置 4 种场景：无惯量约束及最大频率变化率分别为 0.5 Hz/s、0.3 Hz/s 和 0.25 Hz/s。

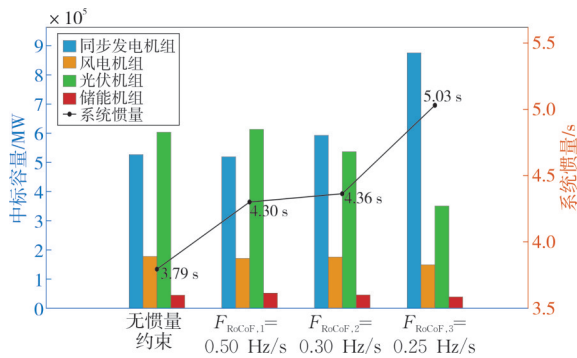


图 11 惯量约束对出清结果的影响

Fig.11 Impact of inertia constraints on clearing results

图 11 反映了惯量约束逐渐严格情况下系统的惯量水平。最大频率变化率减少意味着电力系统在遇到大的有功扰动时，需减缓频率变化速度，从而要求系统保持更高的惯量水平。随着惯量需求的提高，高惯量同步发电机的中标容量增加，而低惯量的风电和光伏机组中标容量相应减少。4 种场景下的市场净收益分别为 13 474 295 元·d⁻¹、

13 492 992 元 $\cdot d^{-1}$ 、12 334 763 元 $\cdot d^{-1}$ 、7 344 264 元 $\cdot d^{-1}$ 。由于新能源机组经济效益普遍高于同步发电机组和储能机组,当新能源机组在中标容量中占比逐步减少、而同步发电机与储能机组占比上升时,市场整体净收益呈现下降趋势。

5.7 市场净收益分析

市场净收益主要受市场出清价格、各类机组中标容量及其申报价格的影响。容量供应商通常基于其机组真实固定成本的一定比例在电力容量市场中进行报价。尽管新能源机组的报价考虑了惯量改造成本,但其容量成本仍显著低于同步发电机组和储能机组。凭借价格优势,新能源机组在容量市场中获得了更高的中标容量和经济效益。然而,其在容量可靠性与惯量支撑能力方面,相较于同步发电机和储能系统存在不足,因此新能源机组无法完全或大规模替代后者,这在一定程度上保障了同步发电机组和储能机组的合理收益水平。

6 结语

在高比例新能源电力系统中,建立考虑系统最小惯量需求约束的电力容量市场具有重要的理论与实践价值。将最小惯量需求约束纳入电力容量市场机制,能够有效引导包括新能源机组在内的多元主体主动参与惯量支撑。具体而言,新能源机组可通过优化虚拟惯量控制技术,并与储能系统协同配置,在系统遭遇有功功率大幅扰动时实现快速响应,从而提升系统频率稳定性。同时,该市场策略不仅为惯量供应成本的合理回收提供了市场化路径,也为各类资源参与惯量服务的投资决策提供了明确的价值信号。本文研究形成以下主要结论:

1) 电力容量市场中,供应商的报价差异会引起供应曲线的变动,进而影响市场出清价格。容量供应商需基于固定成本回收需求合理报价,避免因报价虚高导致中标容量下降,损害整体收益。

2) 本文所提考虑系统最小惯量需求约束的容量市场策略,通过按季节负荷峰值制定差异化容量约束,有效减少了低负荷季节的冗余容量,改善了因单一高容量约束导致的经济效益下滑问题。

3) 电力容量市场中,新能源渗透率的提升虽

凭借其成本优势增加中标份额并提高市场净收益,但也会因低惯量特性降低系统等效惯量水平。

4) 严格的惯量约束虽有助于保障系统惯量安全,但会限制新能源中标容量,牺牲部分经济效益。因此,需通过合理的惯量需求评估方法,在安全性与经济性之间取得平衡。

后续研究将针对当前惯量价值未能显性化的问题,构建以惯量为交易标的物的短期市场机制,探索惯量报价规则、纳入多元惯量提供主体,并完善出清定价机制,进一步推进惯量市场化交易的发展。

参考文献

- [1] 庄柏松.高比例可再生能源电力系统灵活性容量需求确定方法研究[D].北京:华北电力大学,2024.
ZHUANG Baisong. Research on flexible capacity requirement determination method of high proportion renewable energy power system [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2024.
- [2] QIN Y J, MA J, HUANGFU S Q, et al. New power system minimum inertia requirement evaluation model considering dynamic frequency constraints [C]//2024 3rd International Conference on Energy and Electrical Power Systems (ICEEPS). July 14-16, 2024, Guangzhou, China. IEEE, 2024: 639-642.
- [3] 沈赋,曹旸,徐潇源,等.高比例可再生能源电力系统惯量预测方法研究综述[J].电力建设,2025,46(8):116-128.
SHEN Fu, CAO Yang, XU Xiaoyuan, et al. A review of inertia prediction methods for power system with high penetration renewable energy sources [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(8): 116-128.
- [4] 王文坚,陈飞雄,林世琦.新型电力系统下调频容量需求计算与储-荷调频方法研究综述[J].智慧电力,2025,53(12):1-12.
WANG Wenjian, CHEN Feixiong, LIN Shiqi. A review of frequency regulation capacity demand calculation and energy storage-load frequency regulation methods in new-type power systems [J]. Smart Power, 2025, 53(12): 1-12.
- [5] 亢丽君.面向新型电力系统的灵活性容量市场机制研究[D].南京:东南大学,2023.
KANG Lijun. Research on flexible capacity market mechanism in new power system [D]. Nanjing: Southeast University, 2023.
- [6] 周茂一,黄婷钰,刘子文,等.基于含可变遗忘因子递推最小二乘的电力系统惯量评估方法[J].电力工程技术,2025,44(5):148-158.
ZHOU Maoyi, HUANG Tingyu, LIU Ziwen, et al. Evalu-

- ation of power system inertia based on recursive least squares with variable forgetting factors[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2025, 44(5): 148-158.
- [7] 徐艳春, 任建新, 宋文字, 等. 考虑新能源电力系统频率响应时空分布特性的实时分区方法[J]. 电力建设, 2025, 46(3): 128-145.
- XU Yanchun, REN Jianxin, SONG Wenyu, et al. A real-time partitioning method considering the spatial and temporal distribution characteristics of renewable power system frequency response[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 128-145.
- [8] 刘海涛, 朱康凯, 王宇昊, 等. 考虑“源-荷”双侧调频的电力系统双层优化调度模型[J]. 电测与仪表, 2025, 62(11): 154-166.
- LIU Haitao, ZHU Kangkai, WANG Yuhao, et al. Bi-level unit commitment optimized dispatching model of power system with 'source-load' bilateral frequency regulation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(11): 154-166.
- [9] 白文远, 庄国峰, 罗雪梅, 等. 基于动态阻尼增强的VSG并联系统功率振荡抑制方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(11): 16-22.
- BAI Wenyuan, ZHUANG Guofeng, LUO Xuemei, et al. Power oscillation suppression method for VSG parallel system based on dynamic damping enhancement[J]. Smart Power, 2024, 52(11): 16-22.
- [10] 朱宝宇, 王英, 张子翔, 等. 构网型储能变流器技术研究综述与展望[J]. 电力电容器与无功补偿, 2025, 46(3): 1-12.
- ZHU Baoyu, WANG Ying, ZHANG Zixiang, et al. Review and prospects on research of grid-forming energy storage converter technology[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2025, 46(3): 1-12.
- [11] 张武其, 文云峰, 何烨, 等. 电力系统中长期惯量水平趋势评估及应用[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 54-65.
- ZHANG Wuqi, WEN Yunfeng, HE Ye, et al. Trend evaluation and application of medium and long-term inertia level in power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(10): 54-65.
- [12] 马建功, 李煜鹏, 李青, 等. 英美集中式容量市场对我国容量充裕度机制设计的启示[J]. 电气自动化, 2025, 47(3): 86-89.
- MA Jiangong, LI Yupeng, LI Qing, et al. Enlightenment of centralized capacity markets in UK and US on design of capacity adequacy mechanisms in China[J]. Electrical Automation, 2025, 47(3): 86-89.
- [13] 冯迎春, 范洁, 王阳, 等. 考虑虚拟电厂可信容量的新能源电力系统容量市场出清模型[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(1): 36-41.
- FENG Yingchun, FAN Jie, WANG Yang, et al. Capacity market clearing model of new energy power system considering credible capacity of virtual power plant[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(1): 36-41.
- [14] 夏赞阳. 电力市场下多电源的容量市场交易机制研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2023.
- XIA Zanyang. Research on capacity market trading mechanism of multi-power sources in electricity market[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2023.
- [15] 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.
- [16] 谢义国, 刘牧阳, 常喜强, 等. 转动惯量辅助服务市场交易机制研究[J]. 电力建设, 2024, 45(10): 158-166.
- XIE Yiguo, LIU Muyang, CHANG Xiqiang, et al. Research on transaction mechanism of moment of inertia auxiliary service market[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(10): 158-166.
- [17] 陈明媛, 莫东, 刘起兴, 等. 计及发电容量充裕度的容量市场多能源定价模型[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 270-278.
- CHEN Mingyuan, MO Dong, LIU Qixing, et al. A multi-energy pricing model for capacity markets considering generating capacity adequacy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 270-278.
- [18] 洪哈笑, 吴晨曦, 倪索引. 考虑频率-惯量安全约束的新型电力系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 176-184.
- HONG Hanxiao, WU Chenxi, NI Suoyin. Optimal scheduling of new-type power system considering frequency-inertia security constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 176-184.
- [19] 杨黎, 兰怡希, 林玲, 等. 风储系统中储能虚拟惯量评估与频率支撑技术[J]. 浙江电力, 2024, 43(6): 52-60.
- YANG Li, LAN Yixi, LIN Ling, et al. A virtual inertia assessment and frequency support technology for wind-storage power generation system[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(6): 52-60.
- [20] 丁奇力, 张兴淦, 张娜, 等. 考虑极端事件的电力系统惯量与一次调频备用联合规划配置方法[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-17. (2024-08-30) [2025-07-10]. <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=ZGDC20240828005&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- DING Qili, ZHANG Xinggan, ZHANG Na, et al. A joint planning and configuration method for power system inertia and primary frequency regulation reserve considering

- extreme events[J/OL].Proceedings of the CSEE,2024:1-17. (2024-08-30) [2025-07-10]. <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=ZGDC20240828005&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- [21] SHANG N, SONG Y H, ZHANG X, et al. Capacity market mechanism design, considering network optimization and energy transition[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024, 10(4): 1676-1687.
- [22] 葛亚明, 仇晨光, 谢丽荣, 等. 基于K-means聚类与LSTM模型的多能源耦合电力负荷预测[J]. 现代电力, 2025, 42(2): 369-376.
- GE Yaming, QIU Chenguang, XIE Lirong, et al. Multi-energy coupling power load forecasting based on K-means clustering and LSTM model[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(2): 369-376.
- [23] 张文韬. 基于改进K-means聚类的配电网负荷预测方法研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2023.
- ZHANG Wentao. Research on distribution network load forecasting method based on improved K-means clustering [D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2023.
- [24] ZHANG M, SUN S X, CAO G R, et al. Load characteristics analysis based on improved K-means clustering algorithm [C]//2019 IEEE 2nd International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering (AUTEEE). November 22-24, 2019, Shenyang, China. IEEE, 2020: 510-515.
- [25] SHAO X R, PU C, ZHANG Y X, et al. Domain fusion CNN-LSTM for short-term power consumption forecasting[J]. IEEE Access, 2020, 8: 188352-188362.
- [26] XU W Q, HU H, YANG W. Energy time series forecasting based on empirical mode decomposition and FRBF-AR model[J]. IEEE Access, 2019, 7: 36540-36548.
- [27] 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, 2022.
- LIU Zhongjian. Research on capacity market considering inertia demand of new energy power system [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022.
- [28] 刘瑞霖, 余洋, 刘鋈, 等. 基于改进蒙特卡洛算法的电动汽车充电负荷预测[J]. 浙江电力, 2025, 44(8): 15-23.
- LIU Ruilin, YU Yang, LIU Jun, et al. EV charging load forecasting using an enhanced Monte Carlo simulation methods[J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(8): 15-23.
- [29] 张露文. 新型电力系统最小惯量需求的评估方法[J]. 云南电力技术, 2024, 52(4): 86-91.
- ZHANG Luwen. A new evaluation method for minimum inertia requirements of power system [J]. Yunnan Electric Power, 2024, 52(4): 86-91.
- [30] 刘懿诗. 考虑电力电子型电源调频的电力系统最小惯量需求评估[D]. 南京: 南京邮电大学, 2023.
- LIU Yishi. Evaluation of minimum inertia demand in power systems considering frequency regulation of power electronics-based power sources [D]. Nanjing: Nanjing University of Posts and Telecommunications, 2023.
- [31] 杨晓雷, 徐建元, 陶欢, 等. 基于改进鲸鱼算法的储能系统优化配置研究[J]. 浙江电力, 2021, 40(3): 113-120.
- YANG Xiaolei, XU Jianyuan, TAO Huan, et al. Research on optimal configuration of energy storage system based on improved whale algorithm [J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(3): 113-120.
- [32] 瞿颖, 肖云鹏, 张臣, 等. 考虑灵活调节需求的容量市场出清模型与定价方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 64-76.
- QU Ying, XIAO Yunpeng, ZHANG Chen, et al. Clearing model and pricing method for capacity market considering flexible regulation requirement [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 64-76.
- [33] 全国微电网与分布式电源并网标准化技术委员会. 虚拟同步机 第1部分: 总则: GB/T 38983.1—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- [34] 张晓磊. 计及一次调频和惯量支撑的VSG储能单元配置及成本分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- ZHANG Xiaolei. Configuration and cost analysis of VSG energy storage unit considering primary frequency modulation and inertia support [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.

收稿日期: 2025-08-01; 修回日期: 2025-09-01

作者简介:

彭竹弈(1989), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化。

周霞(1978), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统分析与控制。(通信作者)

(本文编辑: 张瑞敏)