

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250586

动态过网费分摊对 CDA 交易机制下本地市场点对点 能源交易影响研究

高纪阳¹, 周玮¹, 齐缘¹, 伍思宇¹, 陈波¹, 王钟辉²

(1. 大连理工大学电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 国网辽宁省电力有限公司调度控制中心, 辽宁 沈阳 110000)

摘要: 为解决点对点(peer-to-peer, P2P)能源交易模式下配电网运营成本回收问题, 确保产消者参与市场交易的公平性, 基于二次连续双向拍卖(continuous double auction, CDA)机制开展动态过网费分摊对多产消者 P2P 能量交易的影响研究。将动态过网费分为基础使用费和与网络拓扑结构相关的费用。提出基于电压偏移调整费、网损费用以及特许经营权损失费的基础使用费量化模型, 同时利用电气距离矩阵构建网络拓扑成本评估模型, 以确定输电费用中与电网结构相关的部分。计及动态过网费提出增强零信息报价改进策略, 并采用模型预测控制报量策略, 以实现电能交易的高效匹配。通过改进的 11 节点配电网算例进行仿真分析, 结果表明: 加入过网费可提升产消者交易量, 同时也满足了电网回收投资成本的需要。

关键词: 点对点交易; 连续双向拍卖机制; 过网费; 电气距离; 本地市场

Impact of dynamic network tariff allocation on local peer-to-peer energy trading under the CDA mechanism

GAO Jiyang¹, ZHOU Wei¹, QI Yuan¹, WU Siyu¹, CHEN Bo¹, WANG Zhonghui²

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2. Electric Power Dispatching and Control Center of State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110000, China)

Abstract: To address the issue of distribution network cost recovery under the peer-to-peer (P2P) energy trading model and to ensure fairness among prosumers participating in market transactions, this paper investigates the impact of dynamic network tariff allocation on multi-prosumer P2P energy trading based on the continuous double auction (CDA) mechanism. The dynamic network tariff is divided into a basic usage fee and a topology-related charge. A quantitative model for the basic usage fee is proposed, incorporating voltage deviation adjustment costs, network loss costs, and concession right loss costs. Meanwhile, a network topology cost assessment model is constructed using the electrical distance matrix to determine the portion of transmission fees related to grid structure. An enhanced zero-information bidding improvement strategy is proposed considering the dynamic network tariff, along with a model predictive control-based quantity bidding strategy to achieve efficient energy transaction matching. Simulation analysis is conducted on an improved 11-node distribution network. The results show that incorporating network tariffs not only increases prosumer trading volumes but also satisfies the requirement for grid investment cost recovery.

This work is supported by the Key Project of Joint Fund of National Natural Science Foundation of China (No. U22A20223).

Key words: peer-to-peer trading; continuous double auction mechanism; network tariff; electrical distance; local market

0 引言

在“双碳”目标的推动下^[1], 分布式能源资源

(distributed energy resources, DER)交易成为促进可再生能源本地化消纳的重要途径^[2]。其中, 点对点(peer-to-peer, P2P)交易模式因其去中心化特性和灵活的交易机制^[3-4], 与分布式能源交易市场多元竞争的典型特征具有良好的适配性^[5-6]。电力系统的稳定运行离不开一个高效的交易市场^[7]。然而, 现有交

基金项目: 国家自然科学基金联合基金重点支持项目资助 (U22A20223)

易体系在引导能源就近消纳、充分利用方面仍存在明显不足^[8], 电力市场价格变化幅度也在增加^[9]。依据国家发展和改革委员会、国家能源局共同颁布的《分布式发电市场化交易试点工作实施方案》(发改能源〔2017〕1901号)相关政策要求, 配电网运营区域内分布式发电项目获准开展就近电力交易, 但需按照既定标准向电网企业缴纳输电服务费用^[10]。基于此, 将过网费纳入 P2P 交易机制设计已成为当前学术研究的关键议题。

在去中心化的 P2P 能源交易市场中, 由于缺乏中央管理机构, 产消者可自主制定投标策略并确定交易电量。连续双向拍卖(continuous double auction, CDA)交易机制遵循“价格优先”与“时间优先”的双重匹配准则^[11-13], 通过市场参与者的实时报价实现交易订单的自主撮合。该机制通过去中心化的交易模式消除了中介机构的介入, 保障了市场主体的交易自主权, 同时提高了电力市场的运行效率。这种基于市场规则的动态匹配方式不仅符合经济学原理, 也为分布式能源交易提供了可靠的市场化解决方案。正因如此, CDA 机制已成为当前分散式 P2P 能源交易的主流运作模式。

在基于连续双向拍卖的交易机制研究中, 针对灵活性资源报量策略的探讨主要集中在两个方向: 1) 通过理论建模与仿真分析^[14-16]; 2) 采用分布式算法求解优化问题^[17-18]。尽管上述方法有助于促进去中心化点对点交易市场中产消者的交易选择, 但其核心机制依然是通过分布式计算来达成系统整体最优目标, 并未从根本上保障参与主体的完全自主决策权利。在电力报价模型构建领域, 已发展出若干具有代表性的解决方案, 主要涵盖以下几类: 带约束的零信息报价策略(zero intelligence with constraint, ZI-C)^[19]、增强型零智商报价模型(zero intelligence plus, ZIP)^[20]、最优价格追踪策略(eye on best strategy, EOB)^[21]等。在 CDA 市场环境下, 产消者通常倾向于采用具有动态学习能力的报价策略, 并与其他市场参与者进行策略性互动。然而, 值得注意的是, 当前关于 P2P 交易的研究普遍忽略了配电网网络使用费和服务费的考量, 这一缺失使得配电网运营成本难以得到有效补偿。

国内外学者针对电网过网费定价机制已展开较为深入的研究。以英国和澳大利亚为例, 其将输电费用划分为基于地理位置和独立于地理位置两类, 并分别采用长期边际成本定价模型和基于电气距离的源流追踪技术进行成本分配^[22-26]。从全球范围来看, 现有的输电定价体系还包含以下几种典型方法: 依据传输电量统一计费的邮票定价法^[27]、基于预设

电力流向的合同路径定价法^[28]以及考虑潮流实际分布的兆瓦公里定价法^[29]等。国内研究主要集中在两类: 1) 基于电压等级、台区和年份的简化收费模式, 虽计算简便^[30-31], 但未充分考虑网络结构。根据国家能源局相关文件^[10,32], 具体表现为输配电价法和价差法。2) 基于电网拓扑结构和 P2P 交易对潮流分布影响的动态定价机制^[33-41], 能够更准确地反映电网的实际运行状态。动态过网费模型主要包括两种类型: 一类为简化模型^[33-36], 仅借助过网费分配系数进行估算, 难以量化各项因素对过网费的具体影响; 另一类为综合考虑电压治理成本、网损成本等因素的精细模型。文献[37]应用功率转移分布因子构建了包含阻塞机会成本、线路占用成本及电压治理成本的动态过网费博弈模型, 但未涉及产消者间交易所导致的供电公司特许经营权损失。文献[38]将过网费分为阻塞费用、输电线路维护费用以及税收费用, 但阻塞费用旨在提高短期运行效率, 与电网通过收取过网费回收长期投资成本的目的不符。文献[39-41]所提出的动态过网费模型主要涵盖线路占用成本、电压支持成本与网损成本 3 部分, 然而短期运行成本无法充分顾及 P2P 交易对供电公司长期经营收益的影响。综上, 虽然目前已有研究对过网费组成进行细化, 但目前过网费的收取仍无法满足回收电网长期固定成本的需求, 还有待进一步完善。

本研究基于《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》^[32]所提出的输电费用计算框架, 重点考察电网基础设施占用情况、输电电压水平以及节点间电气连接特性 3 个关键维度, 构建了适用于分布式能源交易的过网费计算模型。该模型严格遵循国家核定的输配电价体系, 同时充分考虑了分布式发电交易过程中电网资源占用的差异性特征, 实现了对输电成本的公平分摊。该方法不仅符合现行政策要求, 也为分布式发电市场化交易提供了合理的成本分摊依据。在建立包含基础使用费^[42]、考虑网络拓扑结构的动态过网费模型的基础上, 本研究将 CDA 交易机制下的产消者投标策略与过网费相结合, 探讨了输电费用分配机制对多售电主体协同分布式交易的调控作用。通过建立对比实验模型发现: 相较于未纳入输电成本分摊的情形, 引入动态输电定价机制后, 市场参与主体持续调整其交易策略, 该机制通过合理的利益分配机制, 增强了能源产消者参与分布式交易的积极性。这种交易模式不仅能够有效促进用户侧分布式能源的市场配置, 也在进一步增加个体收益的同时满足了电网回收投资成本的需要, 为构建开放共享的新型电力市场提

供了实践基础。

1 计及动态过网费的二次点对点交易 CDA 市场

1.1 市场结构

分散式 P2P 电力交易市场采用去中心化运作模式，市场参与者自主交易而无需集中协调机构。配电系统运营商(distributed system operator, DSO)基于电网拓扑结构及第一次 CDA 交易结果发布过网费信息。市场主要参与者包括配备分布式光伏的发电主体和具有灵活用电需求的消费主体，其具体架构如图 1 所示。

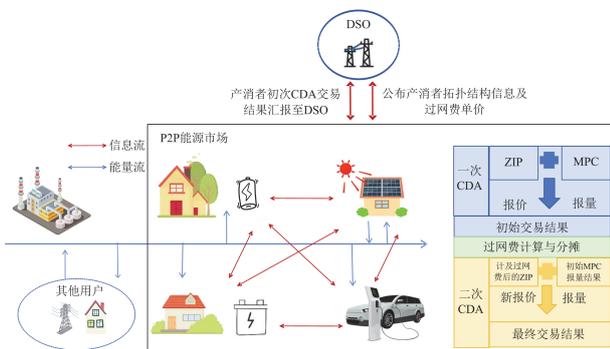


图 1 计及过网费的分散式 P2P 市场结构

Fig. 1 Distributed P2P market structure considering network tariff

1.2 计及动态过网费的二次 CDA 交易机制

本文采用一种基于连续双向拍卖框架的分布式能源交易模式，该机制能够为区域内能源产消者构建高效的市场化交易环境，允许符合准入条件的产消者和用户参与竞价交易。在 CDA 交易机制下，日前电力交易市场采用每小时结算的交易方式，其撮合规则严格遵循“价格优先、时间优先”的双重排序准则^[43]。在该机制下，系统将自动匹配买方的最高申报价格与卖方的最低申报价格，并以此确定每笔交易的最优成交价。当最优买价不低于最优卖价时，最高报价买方与最低报价卖方以均价成交，该过程循环进行直至买卖价差条件不满足，确保每轮至少完成一笔交易。市场参与主体能够即时获取当前最优买卖报价及最终成交价格等市场信息，交易平台无法更改市场主体投标信息^[44]。基于这些实时数据动态优化其后续报价方案，该迭代竞价过程将持续进行直至所有交易电量完成匹配或达到预设的交易截止时限。DSO 随后记录交易数据并发布过网费单价，产消者据此调整报价进行第二轮 CDA 交易。若截止时仍有未匹配电量，则通过主网进行

余缺调剂。计及过网费的二次 CDA 交易流程见图 2。

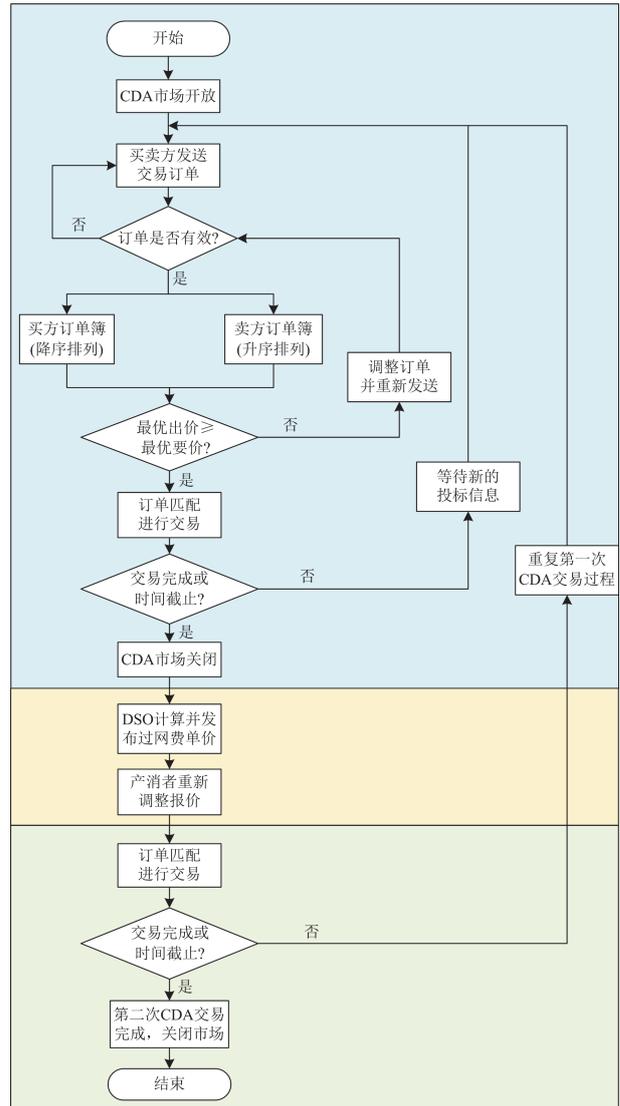


图 2 计及过网费的二次 CDA 交易流程图

Fig. 2 Flowchart of secondary CDA transaction considering network tariff

产消者需要提交的信息包括交易单价与投标电量两部分，因此本研究采用增强零信息方法与模型预测控制方法来确定产消者的投标策略。

2 过网费的定价模型

2.1 基础使用费

在分布式能源市场化交易过程中，配电网运营商产生的服务费用主要由两部分构成：电压管理支出与系统网损增加费用。分布式电源业主应当履行无功支撑义务，其需要承担的电压管理费用 U_a 计算方式为

$$U_a = \sum_{a=1}^N k_1 \frac{u_a - U_N}{U_N} \quad (1)$$

式中: N 为系统节点数; a 为节点序号; k_1 为单位电压偏移治理成本; U_N 为潮流计算前电压; u_a 为潮流计算后电压。

网损成本 P_{loss} 计算与分布式电源(distributed generation, DG)交易量有关。

$$P_{\text{loss}} = k_2 \eta_{\text{loss}} P_{\text{DG}} \quad (2)$$

$$C_1 = U_a + P_{\text{loss}} \quad (3)$$

式中: k_2 为单位网损成本; η_{loss} 为网损率; P_{DG} 为接入电网的 DG 总交易电量预测值; C_1 为电压与网损管理费用。

作为获得政府特许经营许可的配电网运营主体^[45], 配电企业在特定供电范围内允许终端用户投资建设分布式发电设施, 但所发电量仅限于自用或返售给电网公司, 禁止直接向其他用户售电。根据特许经营协议, 配电公司需确保辖区内用户的供电可靠性。当发电方与用户绕过配电公司直接交易时, 将造成特许经营权收益损失。为保障合理收益, 配电网运营商采取征收网络接入费用与提供基础供电服务的双重方式弥补相应经济损失。其中, 特许经营权的收益损失可通过以下量化模型进行评估, 如式(4)所示。

$$C_2 = (\omega - \delta_i) P_{\text{DG}} \quad (4)$$

式中: C_2 为电网未能回收的成本; ω 为该电压等级相对应的省级输配电价; δ_i 为产消者向配电网运营商交付的单位电量的过网费。

则过网费中的基础费用部分为

$$\delta' = \frac{C_1 + C_2}{P_{\text{DG}}} \quad (5)$$

式中: δ' 为分布式交易过网费中的基础费用部分。

2.2 计及网络拓扑结构的过网费用

电气距离矩阵能够有效表征节点间电力交易对支路潮流的扰动程度, 故采用该方法核算过网费中与网络拓扑相关的成本分量。

在电力系统分析领域, 节点间的电气关联强度可借助一种基于解析几何距离概念的数学建模方法进行量化评估^[46]。这一电气耦合度指标能够通过计算反映节点间相互作用的无功功率-电压灵敏度系数矩阵来获取。

根据潮流方程中无功功率与节点电压幅值之间的关系, 可以得到无功-电压灵敏度矩阵 S_{VQ} , 具体表达式为

$$S_{\text{VQ}} = (J_{\text{QV}} - J_{\text{Q0}} J_{\text{P0}}^{-1} J_{\text{PV}})^{-1} \quad (6)$$

$$d_{ij} = \lg(S_{\text{VQ}}(j, j)/S_{\text{VQ}}(i, j)) \quad (7)$$

式中: $S_{\text{VQ}}(i, j)$ 为 S_{VQ} 中第 i 行第 j 列的元素; J_{P0} 为有功-电压相角系数矩阵; J_{PV} 为有功-电压幅值系数矩阵; J_{Q0} 为无功-电压相角系数矩阵; J_{QV} 为无功-电压幅值系数矩阵; d_{ij} 为节点 i 、 j 电气距离, 取值范围为 $(0, \infty)$ 。

为便于简化分析, 本文在构建无功功率电压灵敏度模型时作出如下前提设定: 当负荷功率发生波动时, 其功率因数维持不变, 且功率变化量全部由 DG 节点组提供支撑。基于此假设条件, 可建立如式(8)所示的关系式。进而定义基于负荷功率因数的有功-电压灵敏度矩阵 $S_{\text{VP},k}$ 。

$$\Delta Q = k \Delta P \quad (8)$$

$$S_{\text{VP},k} = [(kE_n - J_{\text{Q0}} J_{\text{P0}}^{-1})^{-1} (J_{\text{QV}} - kJ_{\text{PV}}) + kJ_{\text{PV}}]^{-1} \quad (9)$$

$$k = \tan \varphi \quad (10)$$

式中: ΔP 、 ΔQ 分别为有功、无功增量; E_n 为 n 阶全 1 对角阵; φ 为配电网的负荷上网功率因数角规定值; k 为无功增量与有功增量的比值, 由 φ 计算得出。

过网费用如式(11)所示。

$$C_{\text{gw}}(i, j) = d_{ij}^* \cdot c_{\text{gw}} \cdot p(i, j) \quad (11)$$

$$d_{ij}^* = \lg(S_{\text{VP},k}(j, j)/S_{\text{VP},k}(i, j)) \quad (12)$$

式中: $S_{\text{VP},k}(i, j)$ 为 $S_{\text{VP},k}$ 中第 i 行第 j 列的元素; c_{gw} 为电气距离的交易系数; $p(i, j)$ 为每笔交易的交易电量; $C_{\text{gw}}(i, j)$ 为每笔交易的过网费用。

则 DG 应分摊的考虑电气距离的费用为

$$\delta'' = d_{ij}^* \cdot c_{\text{gw}} \quad (13)$$

式中: δ'' 为分布式交易过网费中考虑电气距离的费用部分。

则产消者向配电网运营商交付的过网费单价 δ 为

$$\delta = \delta' + \delta'' \quad (14)$$

3 过网费分摊交易机制下产消者交易策略

3.1 基于增强零信息的报价修正策略

连续双向拍卖机制有如下特征: 买价不低于卖价, 即可交易; 市场参与者仅掌握自身报价及过往成交数据, 导致买卖双方决策过程较为复杂。考虑到计算机在数据处理和信息存储方面的显著优势, 特别是在复杂市场环境中的信息处理能力^[47], 本研究运用增强零信息方法考虑产消者的报价策略。采用该策略的交易主体不仅能够快速响应市场波动, 还能基于历史交易数据动态调整预期利润空间。

在 h 时刻, 参与者 i 的初始报价 $C_{i,h}$ 与过网单价 I_{ij} 分别如式(15)、式(16)所示。

$$C_{i,h} = \lambda_i(1 + u_{i,h}) \quad (15)$$

$$I_{ij} = c_{\text{gwl}} \cdot d_{ij}^* \quad (16)$$

式中: λ_i 表示用户 i 的保留价格; $u_{i,h}$ 表示市场中 h 时刻的利润率。

参与者 i 的初始调整报价 $C_{i,h}^*$ 为初始报价与过网单价之和, 如式(17)所示。

$$C_{i,h}^* = C_{i,h} + I_{ij} \quad (17)$$

下一时刻($h+1$ 时刻)的利润水平采用“Widrow-Hoff”自适应算法实现动态优化, 如式(18)所示。

$$\begin{cases} C_{i,h+1} = C_{i,h}^* + \Delta_{i,h} \\ u_{i,h+1} = \frac{C_{i,h+1}}{\lambda_i} - 1 \end{cases} \quad (18)$$

$\Delta_{i,h}$ 由式(19)计算。

$$\Delta_{i,h} = \beta_i(\Gamma_{i,h} - C_{i,h}) \quad (19)$$

式中: β_i 为交易主体 i 的学习步长; $\Gamma_{i,h}$ 为目标报价。

下一时刻报价如式(20)所示。

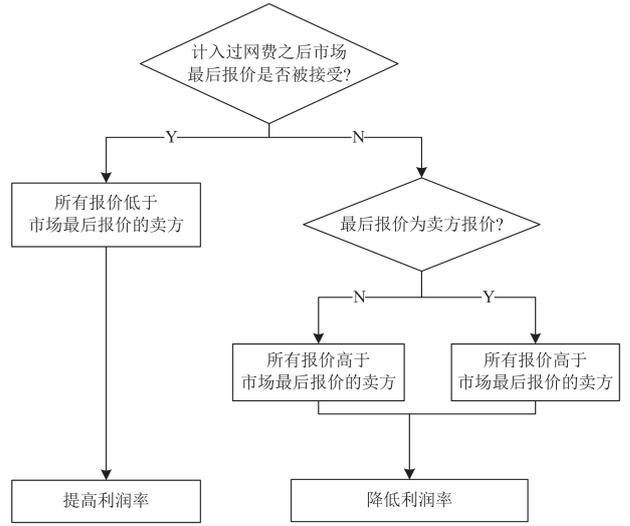
$$C_{i,h+1} = \lambda_i(1 + u_{i,h+1}) \quad (20)$$

交易者利润率调整流程图如图 3 所示。

针对卖方报价策略: 若上一轮报价被接受但低于目标价格, 则提高利润率; 若上一轮报价被拒绝且高于目标价格, 或作为成交买方报价时高于目标价格, 则降低利润率。针对买方报价策略: 当上一轮报价被接受且高于目标价格时, 则提高利润率; 若上一轮报价被拒绝且低于目标价格, 或作为成交卖方报价时低于目标价格, 则降低利润率。

3.2 基于模型预测控制的报量修正策略

产消者的电量投标决策过程需充分考虑储能装置的动态运行特性。储能系统的功率调节能力不仅



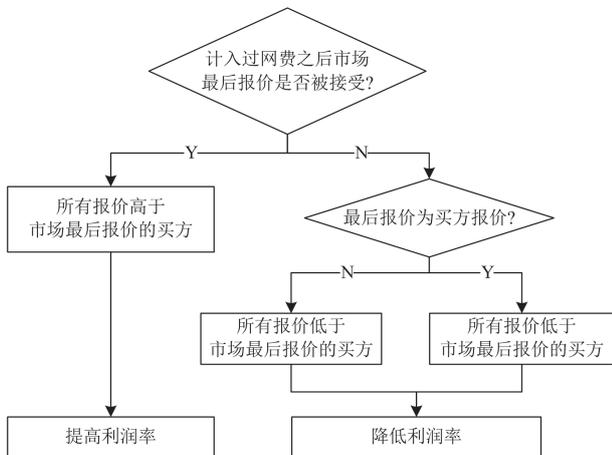
(b) 卖方利润率调整流程图

图 3 交易者利润率调整流程图

Fig. 3 Flowchart of trader's profit margin adjustment process

取决于其当前荷电状态, 同时受光伏发电预测曲线和负荷需求时序分布的共同制约。模型预测控制(model predictive control, MPC)技术凭借其卓越的动态系统调控性能, 在电力系统优化领域得到广泛应用^[48-49]。该技术的预测时间尺度由系统动态特性、预测范围参数以及采样周期共同决定, 能够实现毫秒级别的实时控制响应。鉴于模型预测控制方法的显著优势, 本研究运用该算法对产消者储能系统的充放电行为实施多时段滚动优化。通过建立时域预测模型并求解有限时域内的最优控制问题, 进而生成储能设备的最优运行策略, 并据此制定参与电力市场竞标的最优电量申报方案。

MPC 包括预测模型构建、滚动时域优化和实时反馈校正。图 4 展示了基于 MPC 策略的 CDA 市场投标电量计算流程。



(a) 买方利润率调整流程图

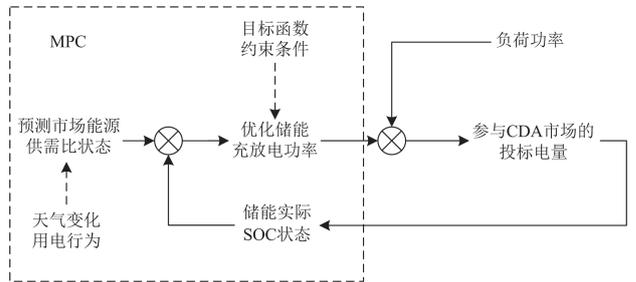


图 4 MPC 计算产消者报量计算流程图

Fig. 4 MPC calculation flowchart for energy consumption and production of prosumers

1) 预测模型构建

计入过网费后, 市场能源供需比会发生变化。

基于微观经济学基本原理, 本研究通过分析电力市场的供给-需求关系, 构建了能源价格预测模型。该模型运用供需均衡理论, 结合市场交易数据, 对调度时段内的预期电价进行测算。

电价与供需比的关系如式(21)所示。

$$c_{\text{price},t} = \frac{k_3}{E_t} \quad (21)$$

式中: $c_{\text{price},t}$ 表示 t 时刻的市场电价, 元/kWh; k_3 表示系数, 本文取 1; E_t 为供需比。

根据购售电功率计算供需比, 如式(22)所示。

$$E_t = \frac{\sum_{i \in S} P_{S,i,t}}{\sum_{i \in B} P_{B,i,t}} \quad (22)$$

式中: S 为卖方数量; B 为买方数量; $P_{S,i,t}$ 表示卖方 i 在 t 时刻的售电功率, MW; $P_{B,i,t}$ 表示买方 i 在 t 时刻的购电功率, MW。

售电功率和购电功率分别如式(23)、式(24)所示。

$$P_{S,i,t} = P_{G,i,t} - P_{L,i,t}, P_{G,i,t} > P_{L,i,t} \quad (23)$$

$$P_{B,i,t} = P_{L,i,t} - P_{G,i,t}, P_{G,i,t} < P_{L,i,t} \quad (24)$$

式中: $P_{L,i,t}$ 和 $P_{G,i,t}$ 分别为产消者 i 在 t 时刻的负荷功率和发电功率, 单位为 MW。

2) 滚动时域优化

以产消者购电成本最小化为优化目标构建滚动时域目标函数。基于预测模型输出的负荷需求、发电功率及储能荷电状态(state of charge, SOC), 生成最优调度计划。每次优化仅采用首时段决策数据, 结合储能功率约束确定投标电量, 并依时序滚动更新优化流程。通过这种递推计算方法, 最终获得全时段最优投标电量序列, 从而增强储能系统的控制鲁棒性。具体优化目标函数表达式见式(25)。产消者储能系统的运行约束条件由式(26)给出, 具体包括以下两方面限制要求。

① 充放电功率约束: 规定了储能装置在单位时间内的最大充放电速率;

② SOC 约束: 限定了储能系统在运行过程中必须维持的电荷量上下限范围。

$$\min F_i = \sum_{t=t_0}^{t=t_T} (P_{L,i,t} + P_{\text{bess},i,t} - P_{G,i,t}) \cdot c_{\text{price},t} \quad (25)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} P_{\text{bess},i,\min} \leq P_{\text{bess},i,t} \leq P_{\text{bess},i,\max} \\ k_{\text{soc},i,\min} \leq k_{\text{soc},i,t} \leq k_{\text{soc},i,\max} \\ k_{\text{soc},i,1} = k_{\text{soc},i,t_T} \end{cases} \quad (26)$$

式中: t_0 表示当前调度时段; t_T 表示总调度时段; $P_{\text{bess},i,t}$ 表示储能功率, 充电为正, 放电为负;

$P_{\text{bess},i,\max}$ 、 $P_{\text{bess},i,\min}$ 分别表示储能功率最大、最小值; $k_{\text{soc},i,t}$ 为节点储能荷电状态; $k_{\text{soc},i,\max}$ 、 $k_{\text{soc},i,\min}$ 分别表示节点储能荷电状态最大、最小值; $k_{\text{soc},i,1}$ 、 k_{soc,i,t_T} 分别为节点第一时刻和节点最终时刻储能荷电状态。通过求解目标函数, 可以得到 t_0 到 t_T 全时刻序列每一时间点的储能功率, 投标功率 $\sigma_{i,t}$ 计算如式(27)所示。

$$\sigma_{i,t} = P_{\text{bess},i,t} + P_{L,i,t} - P_{G,i,t} \quad (27)$$

若投标功率为正, 则表示买方需求电量, 若为负则代表卖方多余电量。

3) 实时反馈校正

由于参与者报价和交易时机的差异, 部分电量可能无法完全成交, 未达成交易的成员可向主网买卖电力, 或调整自身充放电状态。此外, 更新后的光伏发电与用电负荷预测数据将作为下一阶段优化计算的初始参数。

4 算例分析

本研究基于 33 节点配电系统进行仿真分析, 在区域配电网架构下设计了一个 P2P 电能交易平台, 该平台支持光伏发电单元与周边电力用户进行直接的双边电力交易, 如图 5 所示。该市场的网络拓扑包含 10 个分布式光伏运营商和 22 个电力用户。系统采用 1 h 滚动优化机制。所建立的数学模型基于以下关键假设条件: 首先, 终端用户侧均部署了储能装置; 此外, 光伏发电系统持续运行于最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)状态, 确保发电单元始终维持最优功率输出特性。因此, 过网费的引入仅影响产消者的报价策略, 而不改变其投标电量。为评估所提模型的性能优势, 本研究设计了以下对比实验方案。

1) 方案 1: 静态过网费, 基于边际兆瓦千米计算过网费单价。

2) 方案 2: 动态过网费, 主要考虑配电网的短期运行成本, 将过网费分为线路占用成本、电压调整成本和网损成本 3 部分。

3) 方案 3: 动态过网费, 本文建立的过网费计算模型。

4.1 计及过网费的市场交易结果与影响因素分析

为研究不同过网费计算方案对连续双边拍卖市场交易的影响, 选取第 12 时段的交易数据进行分析。图 6 展示了不计及过网费的交易结果, 图 7 展示了基于本文方法(方案 3)的交易结果。

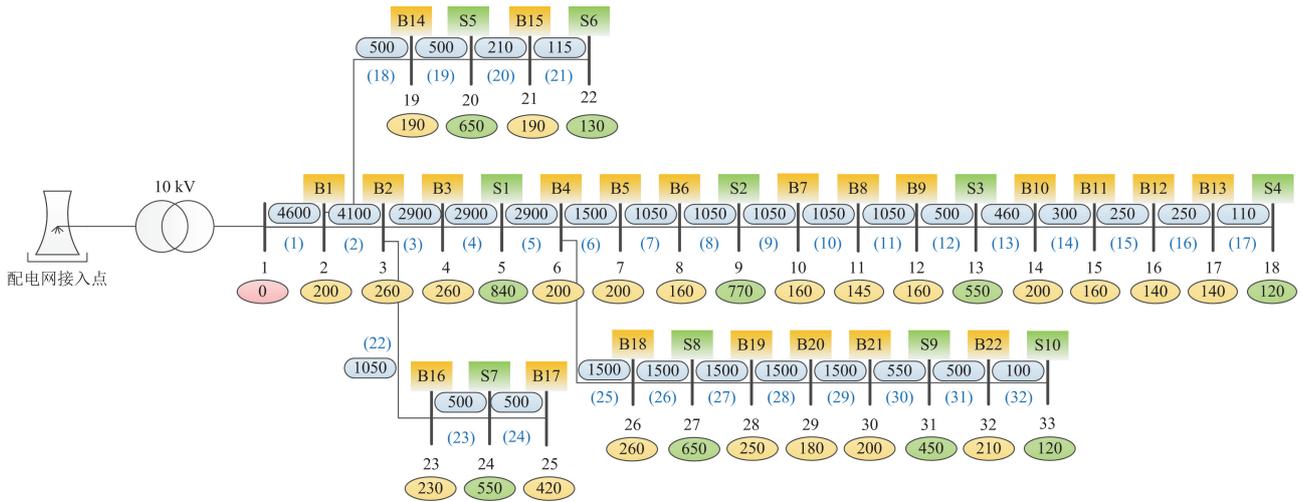


图 5 33 节点拓扑图

Fig. 5 Diagram of 33-node topology

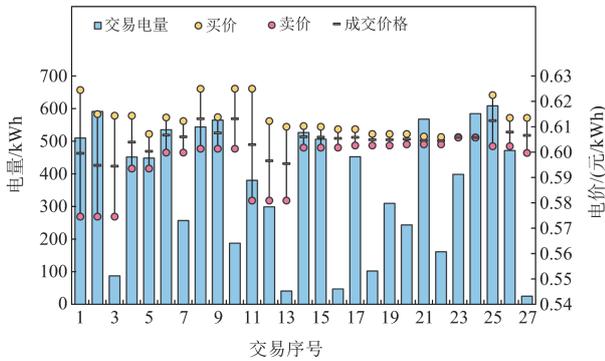


图 6 在未考虑过网费情况下第 12 时段的交易结果图

Fig. 6 Transaction results of period 12 without considering network tariff

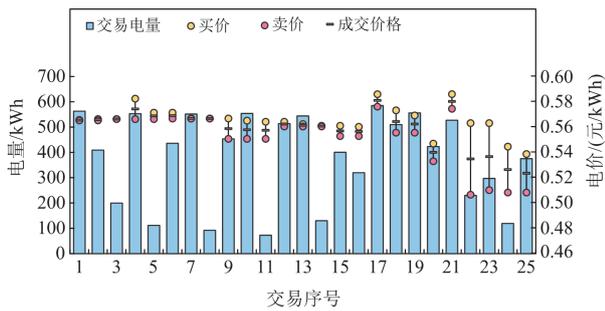


图 7 第 12 时段方案 3 交易结果图

Fig. 7 Transaction results of scheme 3 in period 12

在未考虑过网费时，在第 12 时段共完成 27 笔订单，在考虑过网费之后，由于过网费会影响交易双方的报价结果，买方报价下降，卖方报价上升，最终成交价格略有下降，考虑过网费后报价不占优势的产消者交易机会减少，甚至一些买方产消者无法交易。

本文将过网费分成基础使用费和与网络拓扑结构相关的费用两部分，基础使用费分为电压偏移治理费用、网损费用、特许经营权损失费。由于与网络拓扑位置相关的费用和特许经营权损失费是定值，不发生变化，本文考虑电压偏移费用与网损费用系数改变对过网费的影响程度。以 B3、B4、B5、B14、S7、S8 为例，图 8 和图 9 分别为单位电压偏移治理成本 k_1 和单位网损成本 k_2 改变后 6 位产消者的过网费单价均价与交易电量变化情况。

由图 8 和图 9 可以看出，电压偏移调整费用比网损费用对过网费的影响更大，因为每笔交易均可以改变节点电压进而改变电压调整费用，而网损费用只考虑每笔订单之间两个产消者的交易费用，因此对过网费的影响较小。卖方的单价变化量高于买方，因为卖方交易量比买方多，在交易过程中，改变相同的系数，市场参与越大的产消者的过网费均价变化越大。此时市场处于供小于求的状态，因此卖方交易量几乎不变，但由于买方竞争激烈，交易量变化较大。

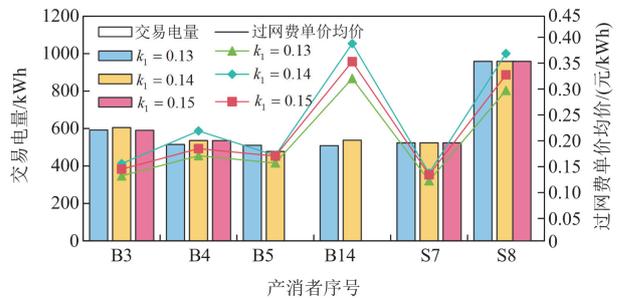


图 8 改变电压偏移系数下产消者交易电量与过网费均价

Fig. 8 Transaction volume of prosumers and average network tariff with voltage deviation coefficient changed

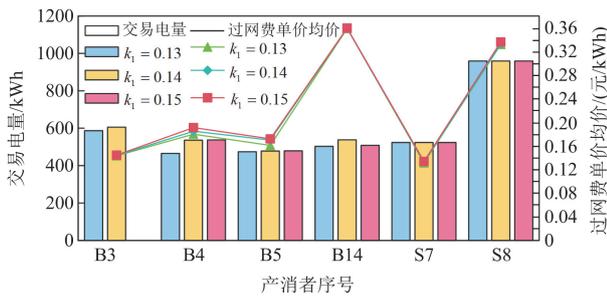


图 9 改变网损系数下产消者交易电量与过网费均价

Fig. 9 Transaction volume of prosumers and average network tariff with network loss coefficient changed

4.2 计及过网费后市场性能分析

本研究对比分析了 3 种过网费计算方案下的电力市场交易结果, 评估其对市场参与者的影响。

1) 过网费单价对比分析

图 10—图 12 分别展示了 3 种方案下产消者过网费单价。由于方案 1 仅考虑了和拓扑位置相关的过网费, 因此其过网费单价低于方案 2 和方案 3。若仅考虑拓扑结构, B15、S9 过网费单价偏高, 在交易中不占优势; 而方案 2 和方案 3 在此基础上考虑了动态过网费, 使得原本拓扑位置不占优势的产消者过网费单价不再偏高, 可通过在报价过程中调整报价策略实现充足的电量交易。由于方案 2 的过网费单价较高, 在 ZIP 报价策略中卖方报价上调幅度也增加, 买方报价下调幅度略小于卖方, 因此在方案 2 下的成交电价较高。

2) 产消者交易电量对比分析

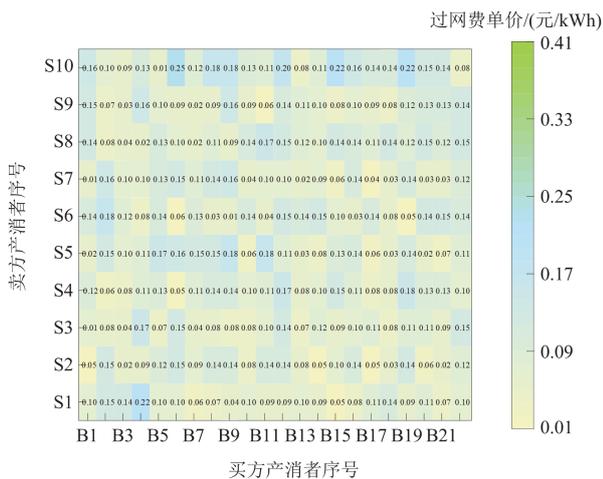


图 10 第 12 时段方案 1 产消者过网费单价

Fig. 10 Network tariff unit price of prosumers in scheme 1 in period 12

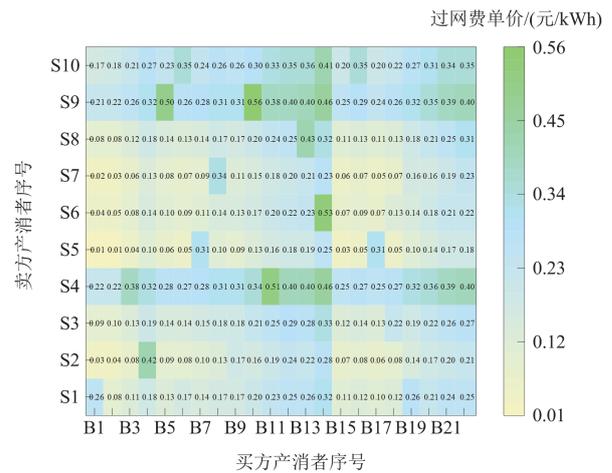


图 11 第 12 时段方案 2 产消者过网费单价

Fig. 11 Network tariff unit price of prosumers in scheme 2 in period 12

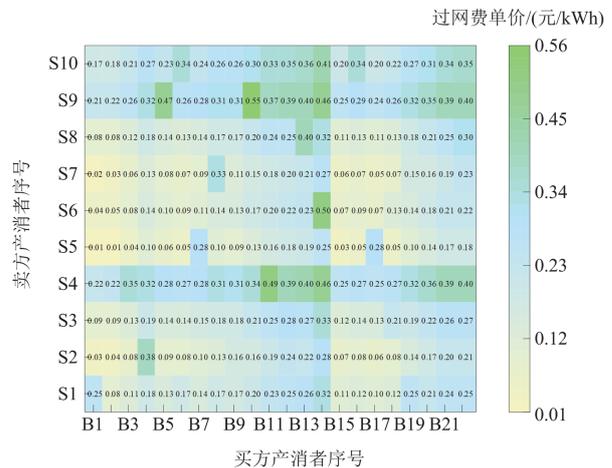


图 12 第 12 时段方案 3 产消者过网费单价

Fig. 12 Network tariff unit price of prosumers in scheme 3 in period 12

图 13 展示了该时段 3 种方案在计及过网费下的交易总电量, 图 14 和图 15 则分别给出了买方和卖方交易总电量。由于在方案 1 下供电公司并未收取足够过网费, 这实质上让利给了产消者, 因此产消者可以实现较大的交易电量。方案 2 和方案 3 均采用动态过网费收取方式, 其中方案 3 在方案 2 的基础上增收了特许经营权损失费并改变了网损费用的计算方式, 使得过网费单价总体降低, 交易电量相应增加。B7、B10、B16、S7、S10 在方案 3 下的过网费单价略有下降, 从而在交易中重获优势, 而此前因报价不占优势的产消者则无法达成交易。

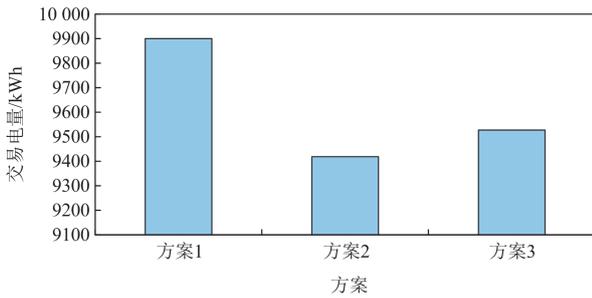


图 13 第 12 时段 3 种方案交易总电量

Fig. 13 Total transaction volume of the three schemes in period 12

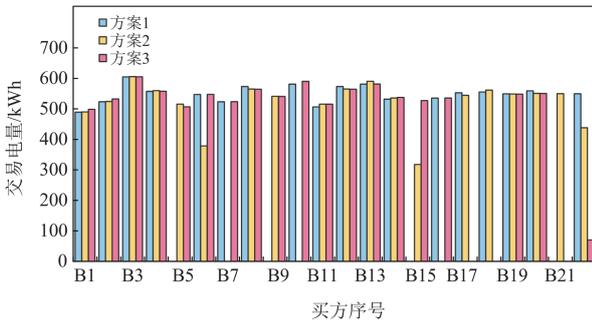


图 14 第 12 时段 3 种方案买方交易总电量

Fig. 14 Total transaction volume of buyers in the three schemes in period 12

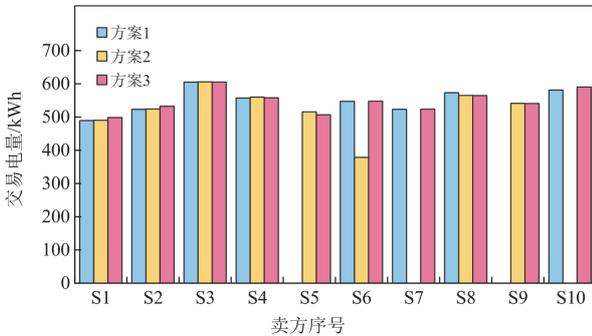


图 15 第 12 时段 3 种方案卖方交易总电量

Fig. 15 Total transaction volume of sellers in the three schemes in period 12

3) 产消者支付过网费金额对比分析

图 16 和图 17 展示了该时段 3 种方案在计及过网费下的产消者支付过网费总金额。方案 1 下产消者支付金额最少，但是无法满足供电公司回收投资成本的需要；方案 2 下产消者支付过网费金额相差较大，且过网费收取较多时会对产消者报价造成影响，进而影响交易结果。

方案 1 对于过网费考虑得不够全面，其交易电量虽高于方案 2 和方案 3，但这实际上是因为配

公司让利给产消者的结果，且未考虑因产消者相互交易造成的电压偏移和网损损失。相比于方案 2，方案 3 兼顾了配电公司的特许经营权损失费，能更完整地满足供电公司回收投资成本的需要，并且过网费单价总体降低，有利于促进产消者之间的交易，因而具有更好的经济效益。

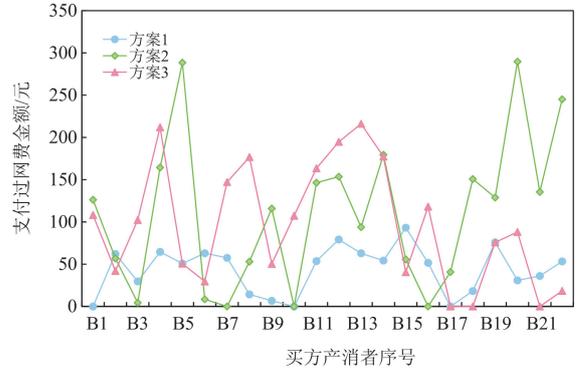


图 16 第 12 时段 3 种方案下买方产消者支付过网费金额

Fig. 16 Network tariff paid by buyer prosumers in the three schemes in period 12

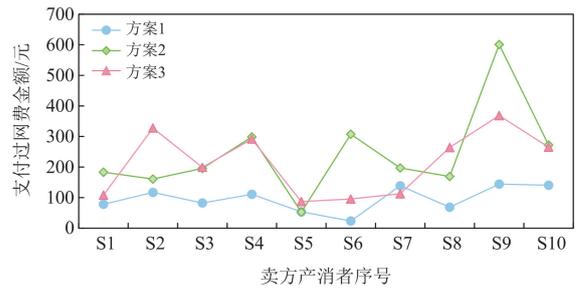


图 17 第 12 时段 3 种方案下卖方产消者支付过网费金额

Fig. 17 Network tariff paid by seller prosumers in the three schemes in period 12

5 结论与展望

针对 P2P 电力交易中配电网成本回收与交易公平性问题，本文分析了基于动态过网费的 CDA 交易结果对产消者交易的影响。在过网费计算方面，将过网费分为电压偏移调整费、网损费、特许经营权损失费及与网络拓扑位置相关的费用。基于首次 CDA 交易的过网费计算结果，改进增强零信息法的初始报价，调整利润率后生成二次 CDA 交易的最终报价方案。分析得出以下重要结论：

1) CDA 市场具有交易透明性，参与者的收益与其投标策略直接相关，且个体需承担自身决策后果，该机制能持续激励参与者优化行为，增强了市场活力并保障市场长期稳定运行；

2) 过网费机制显著提升了市场交易量及成交

对数, 有效激励产消者积极参与市场交易;

3) 基于电气距离的过网费计算方法能准确反映交易对电网的影响, 通过成本分摊机制促进本地消纳, 同时保障电网公司的合理收益。

后续研究工作将重点引入电网安全校核机制, 旨在有效解决分布式交易过程中可能出现的线路功率越限及节点电压越界问题, 并深入分析不同市场参与者(包括分布式发电商、储能运营商及柔性负荷聚合商)在点对点交易中的策略互动关系。

参考文献

- [1] 刘杰, 李青云, 马永帅, 等. 计及灵活调节服务的电力市场联合出清[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(18): 88-96.
LIU Jie, LI Qingyun, MA Yongshuai, et al. Joint clearing of electricity market considering flexible regulation services[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(18): 88-96.
- [2] ZHOU S, ZOU F, WU Z, et al. A smart community energy management scheme considering user dominated demand side response and P2P trading[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 114.
- [3] 王鲁浩, 张淑芳, 张凯, 等. 计及 P2P 电力交易不确定性的微网群区间联盟形成博弈[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(18): 109-119.
WANG Luhao, ZHANG Shufang, ZHANG Kai, et al. Interval coalition formation game for microgrid clusters considering P2P power trading uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(18): 109-119.
- [4] 余岳, 文怀超, 刘郁, 等. 基于广义纳什议价的 V2V 能量交易研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 144-154.
YU Yue, WEN Huaichao, LIU Yu, et al. V2V energy trading based on generalized Nash bargaining[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 144-154.
- [5] 裴林, 黄成, 杨啸, 等. 考虑隐私保护和去中心化的分布式能源交易模式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 143-154.
PEI Lin, HUANG Cheng, YANG Xiao, et al. A distributed energy trading model considering privacy protection and decentralization[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 143-154.
- [6] CUI S, XU S, HU F, et al. A consortium blockchain-enabled double auction mechanism for peer-to-peer energy trading among prosumers[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(3): 82-97.
- [7] HE Q, LIN Z, CHEN H, et al. Bi-level optimization based two-stage market clearing model considering guaranteed accommodation of renewable energy generation[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(3): 433-445.
- [8] 程雄, 冯佳, 吕欣, 等. 兼顾激励相容的水电富集电网中长期电力市场交易模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 12-24.
CHENG Xiong, FENG Jia, LÜ Xin, et al. Medium and long-term electricity market trading model considering incentive compatibility in a hydropower-dominated grid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(3): 12-24.
- [9] XIAO D, CHEN H, CAI W, et al. Integrated risk measurement and control for stochastic energy trading of a wind storage system in electricity markets[J]. Power System Protection and Control, 2023, 8(4): 1-11.
- [10] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展分布式发电市场化交易试点的通知[EB/OL]. [2023-06-21]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm
- [11] 王健, 周念成, 王强钢, 等. 基于区块链和连续双向拍卖机制的微电网直接交易模式及策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(17): 5072-5084.
WANG Jian, ZHOU Niancheng, WANG Qianggang, et al. Electricity direct transaction mode and strategy in microgrid based on blockchain and continuous double auction mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(17): 5072-5084.
- [12] 周玮, 高垚, 彭飞翔, 等. 基于模型预测控制的能源产消者端对端交易策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 1-10.
ZHOU Wei, GAO Yao, PENG Feixiang, et al. Peer-to-peer energy trading strategy for prosumers based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 1-10.
- [13] 栾海军, 董红斌, 周阳. 连续双向拍卖市场中的一种自适应竞价策略研究[J]. 南京大学学报, 2015, 51(2): 368-376.
LUAN Haijun, DONG Hongbin, ZHOU Yang. A self-adaptive bidding strategy in continuous double auction market[J]. Journal of Nanjing University, 2015, 51(2): 368-376.
- [14] WANG Z, YU X, MU Y, et al. A distributed peer-to-peer energy transaction method for diversified prosumers in urban community microgrid system[J]. Applied Energy, 2020, 260.
- [15] GUERRERO J, CHAPMAN A C, VERBIC G. Decentralized P2P energy trading under network constraints in a low-voltage network[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 5163-5173.

- [16] 彭超逸, 徐苏越, 顾慧杰, 等. 基于主从博弈的虚拟电厂参与多元竞争市场投标策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 125-137.
PENG Chaoyi, XU Suyue, GU Huijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant participating in a multiple competitive market based on the Stackelberg game[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 125-137.
- [17] ULLAH M, PARK J. Peer-to-peer energy trading in transactive markets considering physical network constraints[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3390-3403.
- [18] SHAN J, DONG Z, HU J, et al. P2P smart power trading contract based on blockchain technology[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3830-3839.
- [19] 白延涛. 连续双向拍卖市场报价策略研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2013.
BAI Yantao. Research of bidding strategies on continuous double auction[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2013.
- [20] ZHOU Y, WU J, SONG G, et al. Framework design and optimal bidding strategy for ancillary service provision from a peer-to-peer energy trading community[J]. Applied Energy, 2020, 278.
- [21] LI Z, MA T. Peer-to-peer electricity trading in grid-connected residential communities with household distributed photovoltaic[J]. Applied Energy, 2020, 278.
- [22] 李芙蓉, 何永秀, 李成仁. 英国输电定价的发展趋势及对我国的启示[J]. 电网技术, 2005, 29(13): 32-35.
LI Furong, HE Yongxiu, LI Chengren. Development trend of transmission pricing methodology in United Kingdom and its enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2005, 29(13): 32-35.
- [23] TABORS R D. Transmission system management and pricing: new paradigms and international comparisons[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(1): 206-215.
- [24] AULT G W, ELDERS I M, GREEN R J. Transmission use of system charges under future GB power system scenarios[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1523-1531.
- [25] RADZI N H, BANSAL R C, DONG Z Y, et al. Overview of the Australian national electricity market transmission use of system charges for integrating renewable generation to existing grid[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2012, 6(9): 863-873.
- [26] 陈政, 张翔, 荆朝霞, 等. 澳大利亚输电过网费定价机制分析[J]. 南方电网技术, 2017, 11(2): 63-70.
CHEN Zheng, ZHANG Xiang, JING Zhaoxia, et al. Analysis on transmission network use of system charging methodology in Australia[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(2): 63-70.
- [27] ILIC M D, YOON Y T, ZOBAN A, et al. Toward regional transmission provision and its pricing in New England[J]. Utilities Policy, 1997, 6(3): 245-256.
- [28] PAN J P, TEKLU Y, RAHMAN S, et al. Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1218-1224.
- [29] HAPP H H. Cost of wheeling methodologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(1): 147-156.
- [30] 国家发展改革委. 关于印发《省级电网输配电价定价办法(试行)》的通知[EB/OL]. [2016-12-22]. http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jgggl/zefg/201701/t20170104_834333.html
- [31] 石方迪, 刘敦楠, 余涛, 等. 适应光伏学习曲线的分布式交易过网费机制[J]. 智慧电力, 2020, 48(3): 96-103.
SHI Fangdi, LIU Dunnan, YU Tao, et al. Probe into mechanism of use of system charge in distributed trading adapted to photovoltaic learning curve[J]. Smart Power, 2020, 48(3): 96-103.
- [32] 国家能源局. 关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知[EB/OL]. [2022-12-28]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201801/t20180103_3094.htm
- [33] 严毅, 平健, 严正, 等. 基于权责匹配的分布式发电就近交易动态过网费两阶段测算方法[J]. 上海交通大学学报: 1-26[2025-08-05]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.462>
YAN Yi, PING Jian, YAN Zheng, et al. A two-stage calculation of dynamic network usage charge for distributed energy nearby trading based on right-and- responsibility-matching principle[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-26[2025-08-05]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.462>
- [34] 刘文霞, 吕笑影, 白亚玲, 等. 基于动态过网费的分布式光伏并网容量协调优化方法[J]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-16[2025-08-05]. <https://link.cnki.net/urlid/13.1212.tm.20240123.1023.002>
LIU Wenxia, LÜ Xiaoying, BAI Yaling, et al. A coordinated optimization method for distributed PV grid-connected capacity based on dynamic over-grid charges[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition): 1-16[2025-08-05]. <https://link.cnki.net/urlid/13.1212.tm.20240123.1023.002>
- [35] BAI L, WANG J, WANG C, et al. Distribution locational marginal pricing(DLMP) for congestion management and voltage support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4061-4073.

- [36] PAPAVALITIOU A. Analysis of distribution locational marginal prices[J]. IEEE Transactions in Smart Grid, 2018, 9(5): 4872-4882.
- [37] 吴治国, 刘继春, 张帅, 等. 多售电主体点对点交易模式及其动态过网费机制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 100-108.
WU Zhiguo, LIU Jichun, ZHANG Shuai, et al. Peer-to-peer transaction model of multiple power sellers and its dynamic network fee mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 100-108.
- [38] BAROCHE T, PINSON P, LE GOFF LATIMIER R, et al. Exogenous cost allocation in peer-to-peer electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2553-2564.
- [39] 朱廷虎, 刘洋, 许立雄, 等. 基于区块链技术的微电网群分布式电能交易模式[J]. 电力建设, 2022, 43(6): 12-23.
ZHU Tinghu, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Research on distributed electricity transaction mode of microgrid cluster applying blockchain technology[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(6): 12-23.
- [40] SUTO B, DIVENYI DP. Local electricity market design utilizing dynamic network usage tariff[J]. Electrical Engineering and Systems Science, 2021, 11: 19247-19258.
- [41] 王蓓蓓, 吴文强, 张汀荟, 等. 考虑动态过网费的分布式电能交易与配电网运营联合交互[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(18): 91-100.
WANG Beibei, WU Wenqiang, ZHANG Tinghui, et al. Joint interaction between distributed power trading and distribution network operation considering dynamic network tariffs[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(18): 91-100.
- [42] 康重庆, 陈启鑫, 苏剑, 等. 新型电力系统规模化灵活资源虚拟电厂科学问题与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 3-14.
KANG Chongqing, CHEN Qixin, SU Jian, et al. Scientific problems and research framework of virtual power plant with enormous flexible distributed energy resources in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 3-14.
- [43] 热依娜·马合苏提, 周玮, 彭飞翔, 等. 考虑端对端交易与预测误差的配电网实时能量平衡策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(23): 1-15.
REYINA mahesuti, ZHOU Wei, PENG Feixiang, et al. Real-time energy balancing strategy for distribution networks considering peer-to-peer trading and prediction errors[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(23): 1-15.
- [44] 孟仕雨, 孙伟卿, 韩冬, 等. 支持现货市场的分布式电力交易机制设计与实现[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(7): 151-158.
MENG Shiyu, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. Design and implementation of decentralized power transaction mechanism to spot market[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(7): 151-158.
- [45] 詹博淳, 冯昌森, 林哲敏, 等. 计及配电公司特许经营权的产消者点对点交易模型[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 158-166.
ZHAN Bochun, FENG Changsen, LIN Zhemin, et al. Peer-to-peer transaction model for prosumers considering franchise of distribution company[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 158-166.
- [46] 李宗强, 赵耀, 王云, 等. 面向有功潮流最优问题的配电网集群划分策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 151-160.
LI Zongqiang, ZHAO Yao, WANG Yun, et al. Distribution network cluster division strategy for active power flow optimization problem[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 151-160.
- [47] CLIFF D, BRUTEN J. Less than human: Simple adaptive trading agents for CDA markets[J]. IFAC Symposia Series, 2000, 31(16): 117-122.
- [48] 张忠, 王建学. 采用模型预测控制的微电网有功无功联合实时调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(24): 6743-6751.
ZHANG Zhong, WANG Jianxue. An active and reactive power joint real-time dispatch approach for microgrid using model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(24): 6743-6751.
- [49] 王成山, 吕超贤, 李鹏. 园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6791-6804.
WANG Chengshan, LÜ Chaoxian, LI Peng. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6791-6804.

收稿日期: 2025-06-02; 修回日期: 2025-10-09

作者简介:

高纪阳(2000—), 女, 硕士研究生, 研究方向为端对端能源交易; E-mail: 15940601069@163.com

周玮(1981—), 女, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为端对端能源交易、配电网调度与运行、分布式资源聚合。E-mail: zhouwei@dlut.edu.cn

(编辑 魏小丽)