

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230528

考虑端对端交易与预测误差的配电网实时能量平衡策略

热依娜·马合苏提¹, 周玮¹, 彭飞翔², 王誉颖³, 党伟¹, 刘桂百¹, 芝昕雨¹

(1. 大连理工大学电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 安徽大学电气工程与自动化学院, 安徽 合肥 230601;
3. 国网重庆市电力公司市南供电分公司, 重庆 405999)

摘要: 端对端(peer-to-peer, P2P)交易下产消者发电具有较强的波动性和不确定性, 其实时发电情况往往与日前计划存在偏差。针对采用连续双向拍卖机制(continuous double auction, CDA)的P2P交易下产消者出现的实时不平衡问题, 提出了一种考虑P2P交易时序特征的本地能量平衡策略。系统运营商(system operator, SO)利用模型预测控制方法, 以总体平衡成本最小为目标, 考虑了SO和平衡服务提供方的成本效益约束, 建立基于日前P2P能量市场和实时平衡市场协调运行机制的本地能量平衡策略模型。在实时平衡市场中, SO从责任方收取的补偿费用用于从服务提供方购买灵活性平衡服务。仿真结果表明, 平衡服务提供方帮助平衡了本地78%的实时不平衡电量。与电网平衡策略相比, 本地化的实时平衡市场成本是电网平衡成本的三分之一。同时保障了平衡服务提供方及SO的收益, 促进光伏能源消纳, 利于P2P交易市场长久发展。

关键词: 端对端交易; 连续双向拍卖机制; 实时平衡市场; 不平衡电量; 多级市场

Real-time energy balancing strategy for distribution networks considering peer-to-peer trading and prediction errors

Reyina · MAHESUTI¹, ZHOU Wei¹, PENG Feixiang², WANG Yuying³, DANG Wei¹, LIU Guibai¹, ZHI Xinyu¹

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2. School of Electrical Engineering and Automation, Anhui University, Hefei 230601, China; 3. Shinan Power Supply Branch, State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 405999, China)

Abstract: The power generation of prosumers in peer-to-peer (P2P) transactions has high volatility and uncertainty. Also the real-time power generation often deviates from the day-ahead generation scheduling. Given the real-time imbalance problem of prosumers in P2P transactions using the continuous double auction (CDA) mechanism, this paper proposes a local energy balance strategy considering the timing characteristics of P2P transactions. The system operator (SO) uses model predictive control in the real-time balancing market. A local energy balancing strategy model based on the coordinated operation mechanism of the day-ahead P2P energy market and the real-time balancing market is developed. The model aims to minimize the overall balancing cost and considers the cost-benefit constraints of the SO and balancing service provider. In the real-time balancing market, the compensation fee charged by the SO to the responsible party is equivalent to purchasing flexible balanced services from the service provider. Simulation results show that the balancing service provider balances 78% of the localized real-time unbalanced electricity. Compared with the grid balancing strategy, the local real-time balancing market cost is one third of the grid balancing cost. At the same time, the strategy proposed in this paper guarantees the revenue of balancing service providers and SOs, and promotes PV energy consumption. This will be beneficial for the long-term development of the P2P trading market.

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 transactions; continuous double auction mechanism; real-time balancing market; unbalanced electricity; multi-level market

0 引言

分布式可再生能源高比例渗透是双碳目标驱动

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)

下我国配电系统的主要特征^[1]。随着整县光伏^[2]等一系列政策的实施及分布式发电市场化交易改革步伐的加快^[3], 分布式光伏将实现大规模发展。端对端(peer-to-peer, P2P)能源交易不仅可以提高本地能源利用率, 促进新能源就地消纳^[4], 缓解电网公司能量平衡压力, 使电网从中受益^[5]。同时, 作为产

消费者积极参与本地能源市场的一种模式，P2P 能源交易还可以实现买卖双方经济上的双赢，其可行性已在全球众多示范项目中得到证明^[6]。然而，分布式新能源发电具有较强的波动性和不确定性，实时发电情况与日前计划存在偏差。因此，在 P2P 能源交易中开展本地能量实时平衡策略研究，对我国新能源就地消纳及现货市场建设有重要意义。

充分利用本地灵活性资源实现区域能源实时自平衡是促进分布式新能源就地消纳的关键。近年来，分布式储能及电动汽车等新型分布式能源设备逐渐广泛参与到市场中，为配电系统提供灵活性资源以平衡本地供需^[7-9]。目前，在本地市场中利用灵活性资源实现能量平衡的研究主要包括兼顾实时平衡市场日前运行策略^[10]、多级市场运行策略^[11-12]和实时不平衡结算机制^[13]等方面。其中，文献[11]提出本地市场中灵活性资源以运营商管理的方式参与日前和实时平衡市场，然而由于用户无法准确获取预测误差，因此无法准确分配不同市场应当预留的电量。文献[12]提出灵活性用户通过本地市场给平衡责任方提供灵活性平衡服务，以减少责任方产生的不平衡电量。以上所提方法，虽然可以在一定程度上做到公平分摊不平衡费用给每个平衡责任方，但也存在着在系统电量平衡的情况下仍产生结算不平衡费用的问题，有损电网公司的利益。同时，上述文献均未考虑 P2P 交易机制引入后对配电网能量实时平衡的影响。

在 P2P 能量交易中，交易平台无法更改交易者投标信息^[14]。当出现实时不平衡电量时，若完全按照日前交易结果执行电能交换，可能造成交易对中某一方出现不平衡问题，将影响本地供需平衡。P2P 能量交易中的买卖双方作为理性个体，其主要目标是追求自身利益最大化^[15]，实时不平衡场景下，产消者利益和交易公平十分重要。现有文献关注不同形式的 P2P 电能交易，主要有集中优化^[16]、博弈论^[17]、单边拍卖以及连续双向拍卖(continuous double auction, CDA)^[18]等市场交易方法或机制，然而集中优化方法的市场参与者只能被动地接受协调者的调度安排；博弈论方法不能显示市场如何达到均衡状态的过程；单边拍卖机制只适用于单一卖方或单一买方的市场。相较于这些方法，CDA 机制因其交易直观性、灵活互动性以及决策自主性被广泛应用于分散式 P2P 能源市场交易中^[19]，有利于创造透明、自由的交易环境，为局部区域的产消者提供交易平台，适合在有众多买卖方的环境中运行，大大提高了市场交易的效率，促进能量共享^[20]。然而，由于 CDA 交易机制^[21-22]本身具有交易时间灵活、交易对

象选择随机等特点，需要系统运营商结合市场交易特点对不平衡责任方进行合理的定责和定价，充分考虑灵活性调整手段及策略对市场和主体利益的影响，以保证电力市场的公平与公正。因此，在 P2P 交易模式下，无法照搬其他本地市场能量平衡方法，有必要研究 CDA 机制下 P2P 交易中存在的本地能量实时不平衡问题。现阶段考虑 P2P 交易的本地能量平衡策略相关研究主要包括：利用灵活性资源在日前市场减小预测不平衡量^[23-24]、通过多级市场逐级减小不平衡量^[25-28]、在实时平衡市场减小日前未完全交易量^[29]等方面。其中，文献[23]将日前预测不确定性与需求侧灵活性用户相匹配，未考虑日内预测误差。文献[27]在配电网层面建立准实时 P2P 电力市场以应对产消者实时不平衡问题，帮助改善配电系统因反送剩余电能带来的过电压问题^[21]；文献[28]仅对日前市场未完全交易量进行实时交易匹配，未考虑产消者产生的预测误差。另外，有学者提出采用 P2P 能量市场和灵活性实时平衡市场相配合的方法，即系统运营商通过购买灵活性服务，解决能量市场中出现的供需不平衡问题。两级市场相配合的方法，在确保能够解决安全问题的前提下，既充分利用本地网络中的灵活性资源，又保障了市场主体在进行 P2P 交易时的自主选择性和经济性^[30-31]。然而以上大部分文献通过价格预测来获得确定的灵活性资源交易量和价格，并且在交易中未充分考虑不平衡费用对本地市场和电网公司公平性和经济性的影响，不利于市场长久稳定运行。

此外，P2P 交易机制繁多^[32-34]，大部分文献针对交易机制内容进行研究。文献[32, 34]考虑了网络安全问题，确保配网的经济、安全运行。文献[32]考虑了通过多边竞价交易消除实时偏差电量，但并未考虑日前与实时市场的耦合关系。因此，本文考虑两级市场相互协调的方式，解决产消者在基于 CDA 机制的 P2P 能量交易下由于预测误差产生的电量实时不平衡问题，以保障网络长久稳定运行，同时保证 P2P 交易最大化成交，促进 P2P 能量市场发展。

本文首先介绍了日前 P2P 能量市场和实时平衡市场协调机制，其次介绍了实时平衡市场优化模型，包括市场框架及流程、不平衡定责及其补偿机制、市场目标以及优化约束，最后，通过算例分析验证了模型的有效性。本文主要贡献如下：

1) 建立基于 CDA 机制的日前 P2P 能量市场与实时平衡市场相互协调的本地能量实时平衡策略模型；

2) 提出一种考虑日前 P2P 交易时序特征的平衡服务费收取方法。

1 两级市场协调机制

本节提出了一种日前能量市场与实时平衡市场相协调的两级市场机制, 其时间配合关系和对应的市场机制如图 1 所示, 其中 t 代表 1 h。假设所有拥有分布式光伏的产消者及传统用户都连接到智能电网, 通过信息和通信技术(ICT)进行监测和控制。其中, 本文所提本地两级市场规则如下。

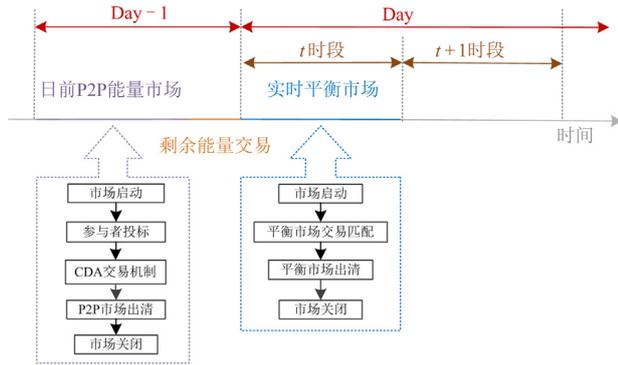


图 1 日前 P2P 能量市场和实时平衡市场协调配合时间线

Fig. 1 Day-ahead P2P energy market and the real-time balancing market coordination with the timeline

日前能量市场:

1) 日前市场采用分散式 P2P 交易方式, 参与者根据自身日前目标全电量投标到 P2P 市场;

2) 日前 P2P 市场采用 CDA 机制进行交易匹配, CDA 匹配原则为“价格优先, 时间优先”;

3) 当日前 P2P 交易时间截止后, 参与者未完成的投标量将与大电网进行交易。

实时平衡市场:

1) 实时平衡市场采用系统运营商(system operator, SO)集中管理的方式, 当日前的某笔 P2P 交易出现了实时不平衡问题时, 参与者根据自身能力优先以交易对的形式调整已成交订单量;

2) 本文中, 产消者作为平衡责任方(balance responsibility party, BRP), 电动汽车运营商(electric vehicle aggregation, EVA)作为灵活性资源的代表, 担任实时市场中平衡服务提供方(balance service providers, BSP)的角色;

3) SO 作为单一买方在实时平衡市场购买平衡服务, 负责收取交易对中 BRP 一方的不平衡补偿费用, 用于从交易对中 BSP 一方购买平衡服务并提供给 BRP 一方;

4) SO 是一类非营利性本地市场交易机构, 仅负责实时平衡市场的运行和清算, 各市场主体需要

将预测信息上报 SO;

5) 最终市场出清量为两级市场交易量总和。

1.1 日前 P2P 能量市场

本文参与日前 P2P 市场的市场主体包括拥有分布式光伏及传统负荷的产消者、电动汽车运营商以及传统用户, 其中产消者的发电和用电行为均具有不确定性。假设所有市场参与者都连接到智能电网, 通过信息和通信技术进行监测和控制。

日前 P2P 能量市场是基于连续双向拍卖机制组织起来的。产消者、电动汽车运营商以及传统用户将他们各自的申报电量及价格一起提交至交易平台, 其中产消者申报电量为基于日前预测结果的净负荷功率, 平台根据 CDA 规则匹配买卖双方, 并在日前交易结束后进行市场结算。未能成功匹配的用户将与大电网交易。

1.1.1 连续双向拍卖机制

当一个交易期 t 的 P2P 能量市场开盘时, 任何符合市场准入的买卖双方都可以根据自身的短期发用电预测情况和历史成交电价情况, 在 P2P 交易平台^[35]中进行投标, 投标的内容包括下一时段要出售或者购买的电量和价格。在这种交易模式下, 投标电量和价格由市场参与者自己独立决定, 平台管理者不参与用户投标或交易匹配过程, 其功能仅是确保用户 P2P 交易成功。日前投标过程结束后, 平台管理者对交易结果进行汇总, 并上报给 SO。CDA 交易机制具体匹配过程如图 2 所示。

本文日前 P2P 能量市场中采用 CDA 交易机制。通过 CDA 机制, 买卖双方可以在现货市场上独立竞争交易, 且交易期是全天运行的固定大小的时间段^[36], 本文设置为 1 h。该机制匹配交易的原则是“时间优先, 价格优先”。根据“价格优先”原则, 一旦有买方报价大于卖方报价, 则该笔交易立即成交, 且该订单中买卖方的成交价格为双方报价的平均值, 成交电量为双方报量中较少的电量。若在匹配过程中, 出现某一买方报价大于多个相同的最低卖方报价时, 则根据“时间优先”原则, 该买方与最先进入市场的报价最低的卖方成交。同理, 若某一卖方报价小于多个买方报价时, 则该卖方与报价最高的买方成交。本文分别以电网销售电价和上网电价作为用户报价的最高值和最低值。最终的匹配结果为多笔不同电量和价格的交易, 并在当日 P2P 能量市场关闭后, 将进行统一结算。当日前 P2P 能量市场关闭后, SO 将对订单中日前剩余未成交的电能进行平衡处理。虽然符合条件的用户均可以参与日前 P2P 能量市场投标, 但并不是所有参与者都可以在规定的时间内实现交易匹配。当最高的买方报价都

低于最低的卖方报价或者交易时间截止时，未成交订单中的用户将只能与大电网进行日前剩余能量的交易，此时买方用户的购电价格为电网销售电价，卖方用户的售电价格为上网电价。

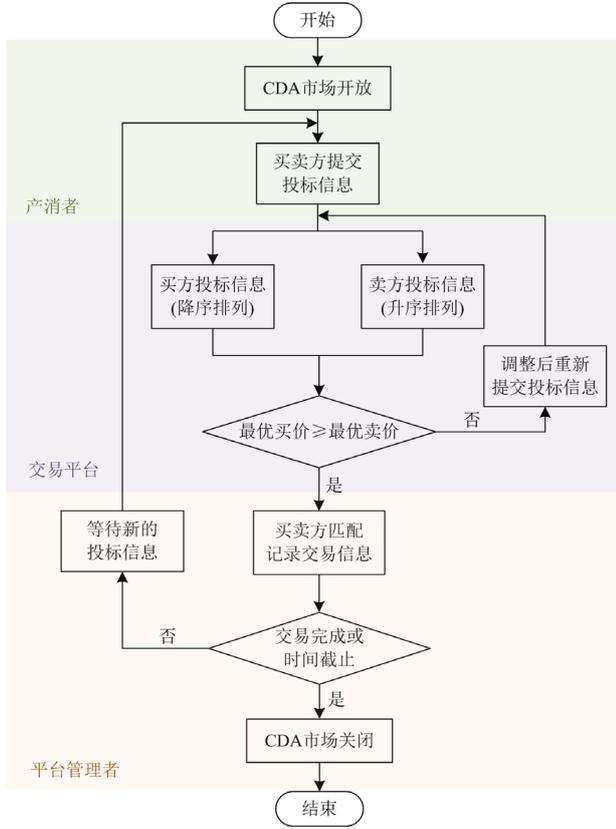


图 2 CDA 市场交易流程图

Fig. 2 Flow chart of the trading in CDA market

1.1.2 电动汽车聚合商日前投标模型

电动汽车(electric vehicle, EV)作为既有储能特性又有负荷特性的灵活性响应资源，与传统储能相比，EV 不需要额外的投资，且大部分时间处于停驶状态^[8]，通过有序管理 EV 充放电行为，使其在空闲时段参与到电力市场中，发挥削峰填谷、平抑新能源波动等重要作用^[9]。若考虑 EV 与电网间的能量交互，其能量管理模型与一般储能设备的模型类似。为了使个体 EV 用户能够有效地参与现货市场交易，可通过电动汽车运营商进行许多 EV 的聚合，以便于参与市场竞争。

在日前市场中，由于受到 P2P 市场价格的激励，EVA 可能会决定改变电动汽车的充放电行为，从而提高自己的利益。在日前市场中，市场参与者预测每个用户的发电功率和负荷功率，计算市场内的供需比^[15]。基于电价变化趋势和电动汽车储能的荷电状态生成第二天电动汽车的工作计划。EV 蓄电池

要满足功率和 SOC 等技术的约束，则各电动汽车的能量管理模型^[37]如下。值得注意的是，本文中 EVA 仅作为一种灵活性资源的代表，侧重于研究其如何参与两级市场并提供平衡服务，故认为 EVA 完全响应日前调度指令，暂时不考虑其出行和充放电行为的不确定性以及 EV 电池损耗成本^[21]。

第 m 个 EVA 以日前总运营成本 C_a^m 最小为目标，可表示为

$$\min C_a^m = C_1^m - C_2^m - C_3^m + C_4^m \quad (1)$$

式中： C_1^m 为第 m 个 EVA 从日前 P2P 市场购电的成本； C_2^m 为第 m 个 EVA 向日前 P2P 市场售电的收益； C_3^m 为第 m 个 EVA 从市场购电后，向电动汽车供电的收益； C_4^m 为第 m 个 EVA 向电动汽车支付的放电补偿成本。其中：

1) 第 m 个 EVA 从日前 P2P 市场购电的成本 C_1^m 表示为

$$C_1^m = (P_r(t) + \omega) \sum_{i=1}^{N_m} P_i^{\text{ch}}(t) \tau \quad (2)$$

式中： $P_r(t)$ 为根据日前 t 时段的预测供需比所得到的预测电价； ω 为配电费及各种关税等其他成本； N_m 为第 m 个 EVA 可调度的 EV 数量； $P_i^{\text{ch}}(t)$ 为第 i 辆 EV 充电功率； τ 为交易时段长度。

2) 第 m 个 EVA 向日前 P2P 市场售电的收益 C_2^m 表示为

$$C_2^m = P_r(t) \sum_{i=1}^{N_m} P_i^{\text{dis}}(t) \tau \quad (3)$$

式中， $P_i^{\text{dis}}(t)$ 为第 i 辆 EV 的放电功率。

3) 第 m 个 EVA 从市场购电后，向电动汽车供电的收益 C_3^m 表示为

$$C_3^m = \lambda_{\text{ch}} \sum_{i=1}^{N_m} P_i^{\text{ch}}(t) \tau \quad (4)$$

式中： $P_i^{\text{ch}}(t)$ 为第 i 辆 EV 的充电功率； λ_{ch} 为用户 EV 充电电价，即 EVA 向用户 EV 的售电电价。

4) 第 m 个 EVA 向电动汽车支付的放电补偿成本 C_4^m 表示为

$$C_4^m = (c_{\text{dis}} + r_{\text{dis}}) \sum_{i=1}^{N_m} P_i^{\text{dis}}(t) \tau \quad (5)$$

式中： c_{dis} 为电池放电补偿成本； r_{dis} 为电池预期放电收益。

5) 每个 EVA 拥有的每辆 EV 需要满足功率和 SOC 等约束，即

$$\min C_i = \sum_{t=1}^T (P_i^{\text{ch}}(t)) \times P_r(t) \quad (6)$$

$$P_{i,\min}^{\text{ch}} \leq P_i^{\text{ch}}(t) \leq P_{i,\max}^{\text{ch}} \quad (7)$$

$$S_i(t+1) = S_i(t) + \frac{(P_i^{\text{ch}}(t)\eta - P_i^{\text{dis}}(t)/\eta)\Delta t}{B_c} \quad (8)$$

$$S_i^{\min} \leq S_i(t) \leq S_i^{\max} \quad (9)$$

式中: C_i 为每辆 EV 的购电成本; t 为当前交易时段; T 为总交易时段; $P_{i,\max}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{ch}}$ 分别为第 i 辆 EV 的最大、最小充电功率; $S_i(t)$ 为产消者 i 在 t 时段电动汽车电池的荷电状态; S_i^{\min} 、 S_i^{\max} 分别为产消者 i 在 t 时段电动汽车电池的荷电状态最小值和最大值; Δt 为指定的时间间隔, 取 1 h; η 为电动汽车电池的充放电效率; B_c 为电动汽车蓄电池的平均容量。

1.2 实时平衡市场

由于可再生能源发电的不确定性、需求方负荷的变化等原因, 实际负荷和发电情况可能与日前预测情况之间存在偏差, 因此需要实时平衡市场以确保实时供需平衡^[38]。在电力市场中引入市场化的平衡服务机制, 可以有效地衔接分散的市场运营和系统化的集中调度, 从而保障系统运行的安全稳定、保证市场的经济性, 促进电力现货市场平稳发展, 与此同时也起到了发现实时价格的功能^[39-41]。实时平衡市场由系统调度组织运行, 在本地网络产生系统电量不平衡时, 系统调度会通过市场化的手段调用提前获取的平衡资源, 实现本地网络的能量供需平衡。

在本地化的实时平衡市场中, 系统运营商 SO 收集用户的光伏、日用负荷日前预测数据以及实时短期预测数据, 利用模型预测控制(model predictive control, MPC)^[42-43], 组织实时平衡市场交易, 同时保证市场的经济性要求。其中, MPC 是一种基于模型的有限时域闭环优化控制方法, 其算法的核心思想是滚动时域优化策略。SO 根据 MPC 过程得到当前时段 EVA 可提供的平衡服务电量, 其控制过程如图 3 所示。

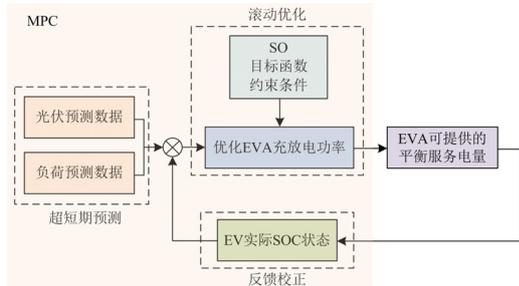


图 3 基于 MPC 的 EVA 优化控制过程

Fig. 3 Optimal control process of EVA based on MPC

当该区域配电网中的所有用户均完成了日前 P2P 电能交易后, SO 根据产消者提交的日前预测不

平衡量, 对平台管理者上报的日前 P2P 交易结果进行审核。若产消者出现了实时不平衡电量, 则需要 SO 组织实时平衡市场电能交易, 利用 MPC 方法激励市场中灵活性资源解决本地电量不平衡问题。此时, SO 按照日前 P2P 交易的时序, 对交易对一方产生了不平衡电量的产消者进行不平衡定责, 并向其收取补偿费用, 同时开放实时平衡市场。需要指出的是, SO 收取的补偿费将用于向用户购买平衡服务。实时平衡市场开放后, 区域配电网内所有在 $t+1$ 时段可以灵活调整自身发电电量的 EVA 均可以参与到市场中提供平衡服务。同时, SO 基于产消者日前不确定性预测, 组织安排未来时段 EVA 参与实时平衡市场预交易, 并根据市场经济性要求, 保证 EVA 参与实时平衡市场后获得可观效益。在实时平衡市场关闭后, SO 进行市场出清, 并在当日进行结算。交易对中的 EVA 无法完全平衡的部分将由电网进行平衡。

其中, SO 利用 MPC 进行多时段滚动优化过程如图 4 所示, 在 t_0 时刻基于预测域(t_0 至 $t_0 + n\Delta t$) 的超短期预测信息, 通过优化求解获得预测域内实时平衡市场交易结果和 EVA 充放电计划, 且仅有第一个间隔内的调度计划被执行。在下一个调度周期, 预测域向前移动 1 个时间间隔, 基于超短期预测和电动汽车储能的最新状态, 即以当前时段电动汽车储能状态为初始状态, 执行对 $t_0 + \Delta t$ 至 $t_0 + n\Delta t$ 时间域的预测和优化求解, 并执行第一个间隔内的交易和 EVA 调度计划。如此重复滚动, 预测域向调度周期末端时刻不断压缩, 控制域不断后移, 直至完成调度周期所有时段交易以及 EVA 调度计划生成。

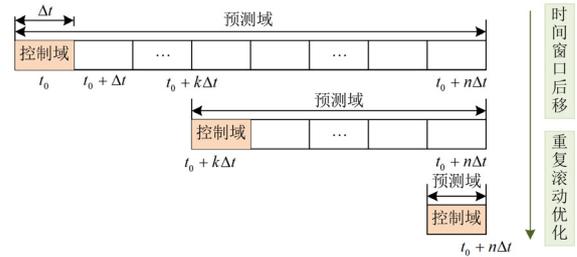


图 4 基于 MPC 的多时段滚动优化示意图

Fig. 4 MPC-based multi-period rolling optimization diagram

可见, MPC 就是不断滚动的局部优化和不断滚动实施控制作用的交替过程^[42]。SO 的优化模型见 2.3 节。

当 t 时段的实时平衡市场关闭后, $t+1$ 时段 EVA 的发用电计划也随即确定, 其数值等于日前 P2P 交易电量、实时平衡市场中标电量和大电网交易电量的代数和。EVA 按照该计划在 $t+1$ 时段进行

能量交换，不会产生本地能量不平衡的情况。

2 考虑日前 P2P 交易时序的本地实时能量平衡策略

2.1 实时平衡市场框架及流程

2.1.1 市场框架

本地化的实时平衡市场由系统调度组织运行，当本地网络产生系统电量不平衡时，系统调度会通过市场化的手段调用提前获取的平衡资源，实现本地网络的供需平衡。实时平衡市场的参与主体主要有系统运营商 SO，其具有调度职能，负责维持系统的安全稳定运行和市场正常运营状态，在国内由系统调度和电力交易中心承担有关职责^[14]；平衡服务提供方是市场中负责提供平衡服务的主体；平衡责任方是导致系统出现不平衡电量的主体，其需要承担平衡责任。实时平衡市场主框架如图 5 所示。图中实线表示实时平衡市场物理结构和主体间电力流，虚线表示实时平衡市场主体间信息交互流。

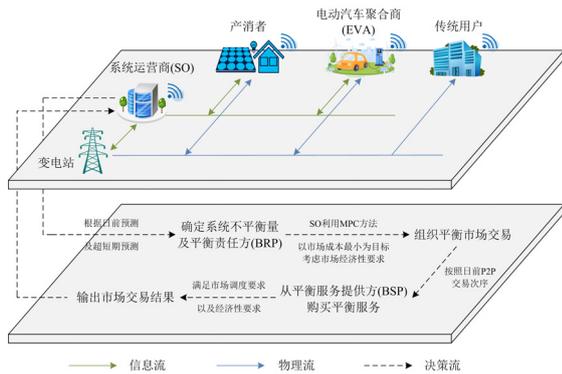


图 5 实时平衡市场框架图

Fig. 5 Diagram of the real-time balancing market framework

本文中，SO 组织实时平衡市场运行，EVA 作为 BSP 参与实时平衡市场，为产消者 BRP 提供平衡服务。在实时平衡市场开启后，SO 按照日前 P2P 交易的时序以及产消者用户发布的基于日前预测和短期预测的不平衡量，结合市场的经济性要求集中管理实时平衡市场，收取 BRP 的不平衡补偿费用，该费用用于按照日前 P2P 交易对次序从 BSP 购买平衡服务，帮助系统恢复平衡；市场中的 BRP 是拥有分布式光伏的产消者用户，BRP 根据其自身的不平衡电量来承担不平衡责任；SO 利用 MPC 方法，基于日前预测和当前时段的超短期负荷预测获得系统不平衡量，组织实时平衡市场交易，并按照市场规则进行统一出清，保证系统平稳运行。

2.1.2 交易流程

在日前市场中，由于 CDA 机制下 P2P 交易是

按照“时间优先，价格优先”的原则进行交易匹配的，越早成交的交易其优先级越高。因此，本文设计了考虑交易时间优先级的本地实时平衡市场模型。

1) 实时平衡市场开启前：P2P 交易平台管理者将日前的交易结果上报至 SO 处，同时产消者也把日前预测的不平衡电量上报给 SO，之后 SO 基于短期预测结果对网络内时段 t 的全部交易进行审核，如果作为 BRP 的产消者未产生不平衡电量，则用户在时段 $t+1$ 按照 P2P 交易结果执行自身的发用电计划，无须启动实时平衡市场；如果审核不通过，即产消者出现了实时不平衡电量，则 SO 作为单一买方在实时平衡市场购买平衡服务，对交易对中产生了不平衡电量的产消者一方进行不平衡定责，并按照日前 P2P 交易时序向其收取补偿费用。

2) 实时平衡市场开启后：SO 利用 MPC 方法组织市场交易，按照日前 P2P 交易时序从交易对另一方 EVA 购买平衡服务，此时作为 BSP 的 EVA 根据自身发用电的灵活性情况参与到实时平衡市场中，并且要满足市场经济性要求，即 SO 根据 $t+1$ 时段的短期预测及未来所有时段日前预测不平衡量，组织安排未来时段 EVA 参与实时平衡市场预交易，结合 EVA 的成本收益变化，使其调整自身 $t+1$ 时段及未来所有时段的日前充放电计划，保证 EVA 参与实时平衡市场后总体收益变化不小于零。参与调整的 EVA 根据 t 时段交易结果，在 $t+1$ 时段到来时执行平衡服务，并实时更新所有 EV 的 SOC 值，保证系统本地供需平衡。

3) 实时平衡市场关闭后：如果调用的本地平衡服务程序能够得到最优解，证明 EVA 用户所提供的灵活性服务既满足本地平衡要求又满足未来所有时段中市场的经济要求。此时，SO 可以获得所有产消者应该向所有为其提供平衡服务的 EVA 一方支付的补偿费用及所有日前 P2P 交易调整量，以此向所有进行调整的交易对中产消者一方收取补偿费用，并支付给对应的提供平衡服务的 EVA 一方；如果调用的平衡服务程序无法获得最优解，则可能是因为无法满足本地平衡要求，或者无法满足市场的经济约束，即交易对中的 EVA 无法完全平衡对应产消者的不平衡电量。此时，SO 统一组织产消者与大电网交易，直到满足实时平衡市场条件为止。

实时平衡市场交易流程图如图 6 所示。

2.2 不平衡定责及其补偿机制

由于目前现有的实时平衡市场中出清结算方法多采用二价法，并且向 BRP 收取补偿费用时不考虑交易优先级，对所有交易一视同仁。而 CDA 机制下 P2P 交易是按照“时间优先，价格优先”的原则进

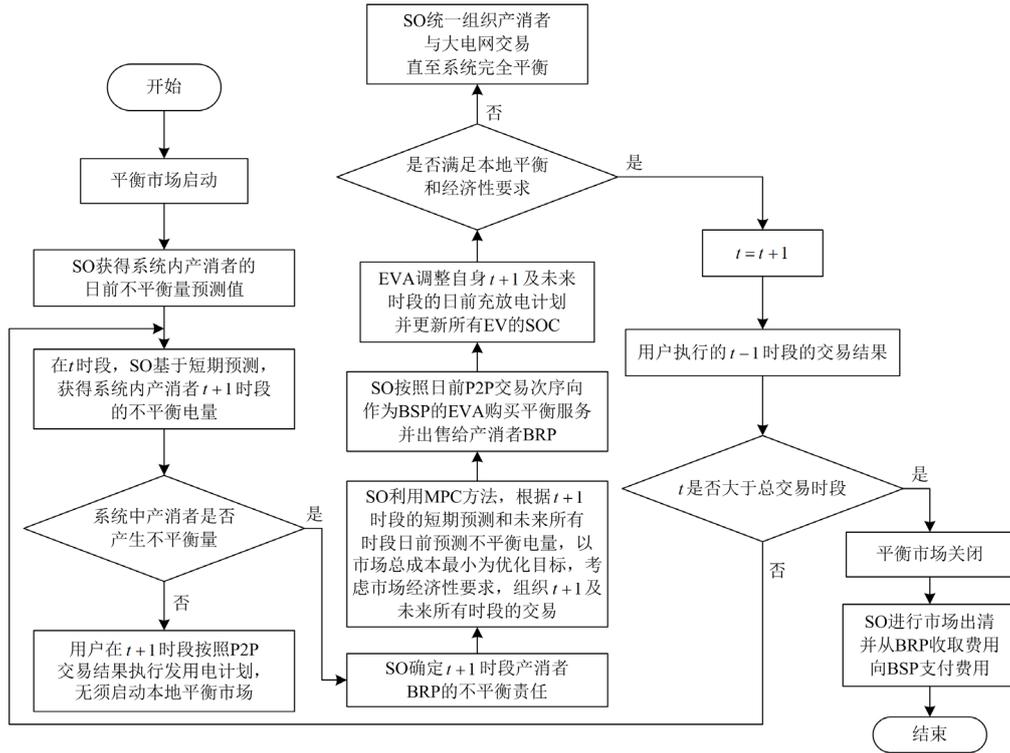


图 6 实时平衡市场交易流程图

Fig. 6 Flow chart of the real-time balancing market transactions

行交易匹配的, 越早成交的交易其优先级越高^[5]。因此, 本文在现有二价法的基础上, 设计了考虑交易时间优先级的不平衡电量补偿机制。按照 CDA 交易机制的匹配规则, 日前市场最终的匹配结果为按照交易发生的时间先后进行排序的多笔交易对, 当某个产消者发生实时不平衡时, 最先影响到其最后一笔交易, 其次是倒数第二笔交易, 以此类推。所以在日前市场, EVA 通过 CDA 机制自愿与产消者进行交易, 并可以通过产消者日前不确定性预测结果, 根据自身充放电灵活性情况和物理约束预先安排参与实时平衡市场的电量, 以获取更多的利润, 但与此同时, EVA 也需要考虑到产消者日前预测的不平衡量可能与其在日内短期预测的结果存在一定的偏差, 从而影响到自身原本计划交易的可能性, 因此 EVA 在谋取更多利润的同时, 需要承担日前与自己交易的产消者因其短期预测偏差所导致的交易被修改(可能取消交易或增加交易)的风险。因此在实时平衡市场中, SO 需要按照日前交易对倒序的原则, 向交易中 EVA 一方购买平衡服务, 并提供给交易中产消者一方。

二价法指的是对正负不平衡电量均采用惩罚性价格结算, 即当某 BRP 产生的电量不平衡方向与系统净电量不平衡方向相同时, 使用实时调节市场中不

平衡电量调节价格对该 BRP 产生的不平衡电量进行结算; 反之则使用日前价格对该 BRP 产生的不平衡电量进行结算^[41]。相对于“一刀切”的一价法, 二价法能够引导 BRP 兼顾全局和局部的关系, 使不平衡成本在合理的范围之内, 并且能够减轻 SO 对 BRP 的惩罚, 防止 BRP 为了不缴纳高昂的不平衡费用而取消原来的交易或者弃光, 促进本地能源消纳, 利于能量市场长久运行。

具体定价方式如表 1 所示。其中, 实时平衡市场上调价格不低于日前 P2P 交易价格, 下调价格不高于日前 P2P 交易价格^[40]。

表 1 实时平衡市场不平衡电量定价方式

Table 1 Pricing method of real-time balancing market unbalanced electricity

方法	BRP 不平衡方向	系统不平衡方向		
		短位	长位	平衡
二价法	短位	上调价格	日前价格	日前价格
	长位	日前价格	下调价格	日前价格
一价法	短位	上调价格	下调价格	日前价格
	长位	上调价格	下调价格	日前价格

因此, 本文所提及考虑交易时间优先级的不平衡电量定责及补偿机制如下。

如果作为 BRP 的产消者在时段 t 产生了不平衡

电量, 则 SO 对产生不平衡电量的产消者一方进行不平衡定责, 并按照日前 P2P 交易时序向其收取补偿费用, 支付给对应提供平衡服务的 EVA 用户。当 BRP 产消者用户产生的正或负不平衡相互抵消, 从而使系统整体呈现平衡, 此时 SO 为了实时平衡市场成本最小化, 会选择让产消者之间进行交易实现自平衡, 不再从 BSP 那里购买平衡服务。另外, 针对某一时段的 BRP 产消者, 如果此 BRP 在这一时段的日前 P2P 交易对象中含有传统用户, 由于传统用户无法提供平衡服务, 所以只能由其他与此 BRP 交易的 EVA 提供平衡服务。另外, 若此 BRP 与某一 EVA 的交易次序在与传统用户的交易次序之后, 那么先由该 EVA 提供平衡服务; 若此 BRP 与该 EVA 的交易次序在与传统用户的交易次序之前, 那么该 EVA 下调价格为其日前交易价格和传统用户日前交易价格的最大值, 上调价格为该 EVA 日前交易价格和传统用户日前交易价格的最小值。

P2P 能量市场的存在和运行, 虽然可以为终端能源用户带来更多的收益, 但是一定程度上也导致了 SO 利益受损。因此, SO 在解决区域网络能量不平衡问题时, 不应该让它的利益再次受损, 即 SO 收取的总不平衡费用应不小于它在实时平衡市场中购买灵活性服务的成本。本文中为了保证 SO 不亏损, 结合二价法构造经济约束, 使得 SO 从 BRP 收取的补偿费用等于向 BSP 支付的平衡服务费, 具体约束见式(15)—式(29)。

2.3 实时平衡市场优化模型

2.3.1 目标函数

对于 SO 而言, 为解决本地不平衡问题, 需要在实时平衡市场中购买网络内部用户的灵活性服务。SO 属于非营利性组织, 为了优化资源利用, 需要同时考虑社会经济因素, 即从 BSP 购买平衡服务的成本应尽可能少, 相应地, 从 BRP 收取的平衡服务费用也会尽可能少, 有利于使社会总体福利最大化。因此, 实时平衡市场的目标为最小化 SO 购买平衡服务的成本, 即最小化向平衡责任产消者 BRP 收取的平衡费用, 其表达式为

$$\min C_b = \sum_{m=1}^M (P_m^{\text{up}}(t)\lambda_m^{\text{up}}(t) - P_m^{\text{dw}}(t)\lambda_m^{\text{dw}}(t)) \quad (10)$$

式中: C_b 为系统平衡成本; M 为参与实时平衡市场交易的 EVA 数目; $P_m^{\text{up}}(t)$ 、 $P_m^{\text{dw}}(t)$ 分别为第 m 个 EVA 在时段 t 的上调、下调调度功率; $\lambda_m^{\text{up}}(t)$ 、 $\lambda_m^{\text{dw}}(t)$ 分别为第 m 个 EVA 在时段 t 的上调和下调价格。因此, 式(10)中 $P_m^{\text{up}}(t)\lambda_m^{\text{up}}(t)$ 为上调时段 SO 从 BSP 购买上调平衡服务的成本, $P_m^{\text{dw}}(t)\lambda_m^{\text{dw}}(t)$ 为下调时段 SO 从 BSP 收取的下调平衡服务收入。

2.3.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

系统内 EVA 调整量等于系统不平衡量, 即

$$\sum_{m=1}^M P_m^{\text{up}}(t) - \sum_{m=1}^M P_m^{\text{dw}}(t) = \Delta P_{\text{xt}}(t) \quad (11)$$

式中, $\Delta P_{\text{xt}}(t)$ 为时段 t 的系统功率不平衡量, 系统短位时大于零, 系统长位时小于零。

2) EVA 拥有的每辆 EV 需要满足功率和 SOC 等约束, 即

$$P_{i,\min}^{\text{up}} \leq P_i^{\text{up}}(t) \leq P_{i,\max}^{\text{up}} \quad (12)$$

$$S_i(t+1) = S_i(t) + \frac{(P_i^{\text{up}}(t)\eta - P_i^{\text{dw}}(t)/\eta)\Delta t}{B_c} \quad (13)$$

$$S_i^{\min} \leq S_i(t) \leq S_i^{\max} \quad (14)$$

式中: $P_i^{\text{up}}(t)$ 为时段 t 的第 i 辆 EV 的上调功率; $P_{i,\min}^{\text{up}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{up}}$ 分别为第 i 辆 EV 的最小上调功率和最大上调功率; η 为电动汽车电池的充放电效率。

3) 经济约束

经济约束主要包括用户收益和 SO 收益, 目的是保障 P2P 能量市场长久、稳定运行, 利用价格手段促使用户参与实时平衡市场以帮助 SO 解决本地平衡问题, 实现网络内部资源的优化利用, 同时提高用户收益, 并在一定程度上保障 SO 利益。

目前现有的实时平衡市场通常只考虑如何公平分摊平衡成本, 而不考虑从用户或发电商处收取的平衡费用多少是否会影响他们参与能量市场的行为。此外, 考虑到 P2P 交易的时序特征, 现有平衡成本分摊的原则需要改进。由于 P2P 交易的价格介于上网电价和销售电价之间, 所以相比直接与大电网进行交易, 无论用户属于买方还是卖方, 其参与 P2P 交易均会有不同程度的获益。为激励 P2P 能量市场中的主体参与实时平衡市场, 以提供自身的灵活性服务, 需要保证用户参与实时平衡市场后的收益变化不小于成本变化, 以确保其参与两级市场仍能获利。虽然 EVA 用户可以通过提供平衡服务获得更高的收益, 但由于他们可能无法在实时平衡市场中标, 从而使其利益受损, 因此不能盲目地保留自身提供平衡服务的能力来获得更多的利益。为此, 本文提出市场经济性约束, 将其加入到实时平衡市场模型中, 允许用户在 P2P 能量交易和提供平衡服务之间作出最佳选择, 以保障 EVA 和 SO 在两个市场中的可观收益, 在解决本地能量平衡问题的同时提高用户参与 P2P 能量市场的活跃性。

首先要对单个用户的成本收益变化进行分析, 主要分为以下两种情况。需要说明的是, 当 EVA 在日前交易完成后有剩余电量时, 会优先考虑将剩余

量投入到实时平衡市场, 在剩余量不足的情况下, 会考虑调整日前 P2P 交易的那部分电量。

1) 当系统整体呈现不平衡状态时, SO 需要购买平衡服务, 对应的经济约束如下。

(1) 若产消者多用电, 而导致自身产生短位, 此时第 m 个 EVA 在 t 时段因提供上调服务而增加的收入 $\Delta B_{m1}(t)$ 和在日前 P2P 市场减少的收入 $\Delta C_{m1}(t)$ 分别为

$$\Delta B_{m1}(t) = \begin{cases} \lambda_m^{\text{up}}(t)P_m^{\text{up}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) < 0 \\ \lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{up}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) > 0 \end{cases} \quad (15)$$

$$\Delta C_{m1}(t) = 0 \quad (16)$$

$$\lambda_m^{\text{p2p}}(t) \leq \lambda_m^{\text{up}}(t) \leq 1.2\lambda_m^{\text{p2p}}(t) \quad (17)$$

式中: $\lambda_m^{\text{p2p}}(t)$ 为第 m 个 EVA 的日前 P2P 交易价格; $\Delta P_{\text{xt}}(t)$ 为系统功率不平衡量, 其小于零说明系统短位, 大于零说明系统长位。上调价格的上限取日前 P2P 交易价格的 1.2 倍。

(2) 若产消者分布式光伏少发电而导致自身产生短位, 此时第 m 个 EVA 在 t 时段因提供上调服务而增加的收入 $\Delta B_{m2}(t)$ 和在日前 P2P 市场增加的支出 $\Delta C_{m2}(t)$ 分别为

$$\Delta B_{m2}(t) = \begin{cases} \lambda_m^{\text{up}}(t)P_m^{\text{up}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) < 0 \\ \lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{up}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) > 0 \end{cases} \quad (18)$$

$$\Delta C_{m2}(t) = -\lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{up}}(t) \quad (19)$$

(3) 若产消者少用电而导致自身产生长位, 此时第 m 个 EVA 在 t 时段因提供下调服务而增加的收入 $\Delta B_{m3}(t)$ 和在日前 P2P 市场减少的收入 $\Delta C_{m3}(t)$ 分别为

$$\Delta B_{m3}(t) = \begin{cases} \lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{dw}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) < 0 \\ \lambda_m^{\text{dw}}(t)P_m^{\text{dw}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) > 0 \end{cases} \quad (20)$$

$$\Delta C_{m3}(t) = \lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{dw}}(t) \quad (21)$$

$$0.8\lambda_m^{\text{p2p}}(t) \leq \lambda_m^{\text{dw}}(t) \leq \lambda_m^{\text{p2p}}(t) \quad (22)$$

式中, 下调价格的下限取日前 P2P 交易价格的 0.8 倍。

(4) 若产消者分布式光伏多发电而导致自身产生长位, 此时第 m 个 EVA 在 t 时段因提供下调服务而增加的收入 $\Delta B_{m4}(t)$ 和增加的支出 $\Delta C_{m4}(t)$ 分别为

$$\Delta B_{m4}(t) = 0 \quad (23)$$

$$\Delta C_{m4}(t) = \begin{cases} \lambda_m^{\text{p2p}}(t)P_m^{\text{dw}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) < 0 \\ \lambda_m^{\text{dw}}(t)P_m^{\text{dw}}(t) & \Delta P_{\text{xt}}(t) > 0 \end{cases} \quad (24)$$

综上, t 时段每个参与实时平衡市场的 EVA 的收益 $V_{mk}(t)$ 为

$$V_{mk}(t) = \Delta B_{mk}(t) - \Delta C_{mk}(t) \quad k=1,2,3,4 \quad (25)$$

其中 k 表示 4 种情况的某一种。值得注意的是,

在某一 t 时段, 第 m 个 EVA 仅会出现其中一种情况。

另外, 针对某一时段的 BRP 产消者, 当该时段的日前 P2P 交易对象含有传统用户时, 由其他与该 BRP 交易的 EVA 提供平衡服务, 若该 BRP 与 EVA 的交易次序在与传统用户的交易次序之前, 则当产消者短位时, EVA 下调价格为该 EVA 日前交易价格和传统用户日前交易价格的最大值, 即

$$\lambda_m^{\text{dw}}(t) = \max\{\lambda_n^{\text{p2p}}(t), \lambda_l^{\text{p2p}}(t)\} \quad (26)$$

式中, $\lambda_l^{\text{p2p}}(t)$ 为第 l 个交易中传统用户日前交易价格。

当产消者长位时, EVA 上调价格为该 EVA 日前交易价格和传统用户日前交易价格的最小值, 即

$$\lambda_m^{\text{up}}(t) = \min\{\lambda_n^{\text{p2p}}(t), \lambda_l^{\text{p2p}}(t)\} \quad (27)$$

2) 当系统整体平衡时, SO 无须购买平衡服务, 组织产消者之间进行交易以实现自平衡, 不再从 BSP 购买平衡服务, 产消者之间的交易价格介于 EVA 日前 P2P 交易价格最大值和最小值之间, 即

$$\lambda_j^{\text{up}}(t) = [\lambda_{m,\min}^{\text{p2p}}(t), \lambda_{m,\max}^{\text{p2p}}(t)] \quad (28)$$

式中: $\lambda_j^{\text{up}}(t)$ 为第 j 个产消者在 t 时段的交易价格;

$\lambda_{m,\min}^{\text{p2p}}(t)$ 为 t 时段 EVA 日前 P2P 交易价格最小值;

$\lambda_{m,\max}^{\text{p2p}}(t)$ 为 t 时段 EVA 日前 P2P 交易价格最大值。

为激励 P2P 能量市场中的主体参与实时平衡市场, 以提供自身的灵活性服务, 需要保证用户参与实时平衡市场后的收益变化大于等于成本变化。SO 根据每时段日前 P2P 交易次序和日前预测不平衡电量以及基于超短期预测的下一时段的不平衡电量, 启动本地平衡管理程序来获得最终结果。一旦 EVA 在下一时段的实时平衡市场中标, 则会在下一时段执行平衡服务。此外, SO 基于产消者日前不确定性预测, 组织安排未来时段 EVA 参与实时平衡市场预交易, 并结合 EVA 的成本收益变化, 需要保证他们参与实时平衡市场后总体收益变化大于等于零。

因此, EVA 在实时平衡市场的经济约束可表示为

$$V_m = \sum_t \left(\sum_{k=1}^4 (V_{mk}(t)) \right) > 0 \quad (29)$$

式中, V_m 为每个 EVA 预计时段 t 及未来时段在实时平衡市场的收益, 即 SO 预计未来时段从实时平衡市场购买平衡服务的成本, 并且在某一时段 t , 第 m 个 EVA 仅会出现 4 种情况的其中一种, 此时其他三种情况下 $V_{mk}(t)$ 为零。

3 算例分析

假设在 10 kV 电压等级的局部配电网中, 两级市场参与主体有拥有分布式光伏及负荷的产消

者、EVA 和传统用户。其中产消者用户 3 个，其发电和用电行为均具有不确定性，在市场中作为 BRP，SO 通过超短期预测获得产消者实时不平衡量，并负责集中管理实时平衡市场，收取 BRP 的不平衡补偿费用以及向 BSP 支付平衡服务费；EVA 用户 6 个，在市场中作为 BSP；假设传统用户的用电行为具有确定性。本文将一天设定为 24 个时段，但算例仅考虑了部分时段的情况，其余时段的平衡管理方法与其类似。算例仿真在 Matlab 2018a 中进行。部分时段日前 P2P 交易结果如附录 A 表 A1—表 A3 所示。其中，P2P 交易编号根据 CDA 交易机制的时间先后顺序确定。需要指出的是，本文采用的上网电价为 0.4 元/kWh，销售电价为 1.0 元/kWh。

3.1 实时平衡市场交易结果分析

SO 利用 MPC 方法，根据日前 P2P 交易结果以及基于短期预测得到下一时段的不平衡电量，组织实时平衡市场交易，得到的结果如表 2—表 4 所示。从表 2—表 4 中可以看出，各产消者在时段 7、10、13 均产生了与系统方向相同或不同的不平衡现象，因此都需要承担相应的不平衡责任。之后 SO 按照日前 P2P 交易时序向每一个产消者所交易的另一方 EVA 购买平衡服务，实现本地能量时实平衡。如表 3 中时段 10 实时平衡市场的交易情况，此时系统整体呈现长位的现象，而基于超短期预测，产消者 2 产生了 90.083 kWh 的负不平衡电量，与系统不平衡方向相同，这时 SO 按照日前 P2P 交易时序向此产消者所交易的另一方 EVA4 和 EVA5 购买平衡服务。由于从表 3 可知，产消者 2 与 EVA5 的交易在与 EVA4

表 2 实时平衡市场在时段 7 的交易情况(系统短位)

Table 2 Real-time balancing market trading in time slot 7 (system short)

交易次序	卖方	买方	交易价格/元	交易电量/(kWh/h)	与系统不平衡方向
1	EVA2	产消者 1	0.6068	49.136	相同
2	EVA3	产消者 2	0.7265	40.947	相同
3	EVA5	产消者 3	0.4466	32.757	相同

表 3 实时平衡市场在时段 10 的交易情况(系统长位)

Table 3 Real-time balancing market trading in time slot 10 (system long)

交易次序	卖方	买方	交易价格/元	交易电量/(kWh/h)	与系统不平衡方向
1	EVA1	产消者 1	0.4027	5.102	相同
2	EVA3	产消者 1	0.2872	80.163	相同
3	EVA4	产消者 2	0.4001	10.001	相同
4	EVA5	产消者 2	0.7704	83.676	相同

表 4 实时平衡市场在时段 13 的交易情况(系统长位)

Table 4 Real-time balancing market trading in time slot 13 (system long)

交易次序	卖方	买方	交易价格/元	交易电量/(kWh/h)	与系统不平衡方向
1	EVA4	产消者 1	0.5589	31.002	相同
2	EVA6	产消者 1	0.6083	110.011	相同
3	EVA3	产消者 2	0.7623	1.510	相反
4	EVA5	产消者 2	0.6161	60.235	相反
5	EVA2	产消者 3	0.4012	10.235	相反

交易之后，因此按照交易次序，产消者 2 出现的不平衡量先由 EVA5 进行调节，在 EVA5 调节能力不足或者不满足其经济要求时，剩余未平衡的部分由 EVA4 进行平衡。最终，EVA4 和 EVA5 在满足市场经济性要求的前提下分别为产消者 2 提供了 10.001 kWh 和 83.676 kWh 的下调平衡服务，从而抵消了其不平衡电量。

3.2 实时平衡市场本地能量平衡效果及其成本分析

P2P 能量市场可以为终端能源用户带来更多的收益，同时也在一定程度上使 SO 利益受损。因此，SO 在解决区域网络能量不平衡问题时，不应该让它的利益再次受损。当产消者出现了实时不平衡电量，SO 作为单一买方在实时平衡市场购买，并向产生不平衡量的产消者 BRP 收取补偿费用。此时 SO 可以获得所有产消者应向所有为其提供平衡服务 EVA 支付的补偿费用及所有 P2P 交易的调整量，根据获得的补偿费用向所有进行调整的交易对中产消者一方收取费用，并支付给相应的提供平衡服务的 EVA 用户。

由图 7 和图 8 可见，EVA 根据自身灵活性，倾向于在上午和下午时段提供上调服务，在中午时段提供下调服务，其中，图 7 中的折线表示产消者的不平衡电量。需要说明的是，由于本文中实时平衡市场的时间尺度为 1 h，故电量与功率在数值上是相等的。一般而言，当产消者不平衡量较小时，其日前最后交易的 EVA 有能力为之提供所需的平衡服务，少数情况下产消者不平衡量较大时需要多个 EVA 为其提供平衡服务。结合表 4 可以看出，产消者 1 在时段 13 呈现长位的现象，这时 SO 按照日前 P2P 交易时序向此产消者 1 所交易的另一方 EVA4 和 EVA6 购买平衡服务。EVA4 和 EVA6 根据自身发用电的灵活性情况，在满足市场经济性要求和自身物理约束的前提下分别为产消者 1 提供了 31.002 kWh 和 110.011 kWh 的下调平衡服务，抵消了其 141.013 kWh 的不平衡电量，促进了 P2P 市场的光伏能源的消纳。另外，在时段 15，虽然产消者

出现了不平衡现象, 但系统总体仍呈现平衡状态, 此时为了使 SO 购买平衡服务的成本更小, 产消费者会选择先进行相互交易, 减少此时段购买平衡服务的费用。除此之外, 有产消费者因为日前只与传统用户交易, 或者因为日前所交易的 EVA 灵活性不足而导致不平衡无法完全消除, 这种情况下其产生的不平衡量只能由集中式平衡市场或者大电网进行平衡。

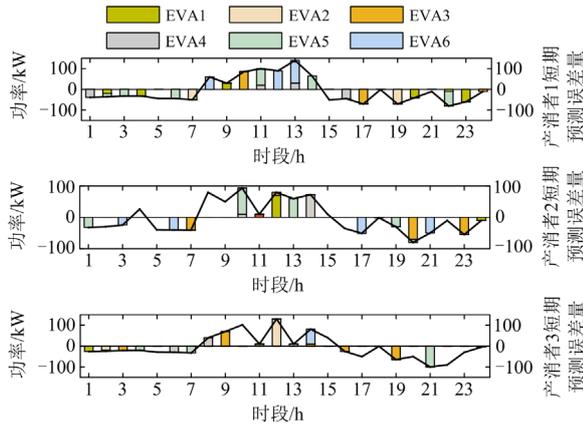


图 7 考虑 P2P 交易次序后本地能量平衡情况

Fig. 7 Local energy balance after considering P2P transaction order

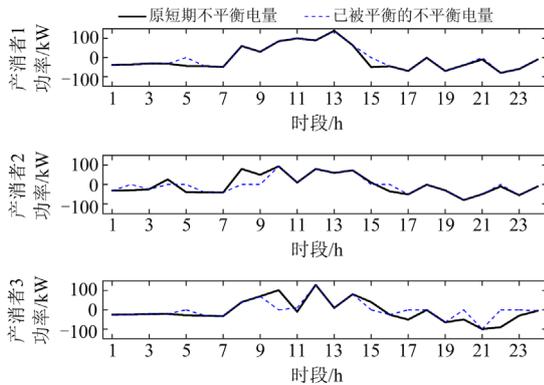


图 8 参与实时平衡市场后产消费者不平衡电量的变化情况

Fig. 8 Changes of unbalanced electricity quantity of prosumers after participating in balancing market

当实时平衡市场关闭后, SO 进行统一出清结算, 向产生不平衡电量的 BRP 收取补偿费以及向提供平衡服务的 BSP 支付服务费, 并且为了保障 SO 的利益, 规定 SO 收取的总不平衡费用等于它在实时平衡市场中购买灵活性服务的成本。

市场中 BSP 提供的灵活性服务平衡了本地 78% 的不平衡电量, 平衡总成本为 622.64 元, 其中, 每个产消费者不平衡电量的平衡率分别为 92%、72% 和 64%。同样地, 取电网上调电价为日前市场价格的

1.2 倍, 电网下调价格为日前价格的 0.8, 与大电网进行平衡本地 78% 的不平衡电量相比, 电网平衡能量的费用为 1844.30 元, 接近本地实时平衡市场的 3 倍, 主要原因是一方面本地实时平衡市场的价格比电网实时价格优惠, 另一方面本地能量就地平衡策略避免了电量长距离输送, 从而能够减少能量损失, 进一步降低成本。

3.3 EVA 调整结果及其效益分析

当产消费者出现了实时不平衡电量, 则 SO 作为单一买方在实时平衡市场购买, 并向产生不平衡量的产消费者 BRP 收取补偿费用。同时, SO 按照日前 P2P 交易的时序向交易向另一方 EVA 购买平衡服务, 并根据产消费者用户发布的基于短期预测的不平衡量以及日前不确定性预测, 组织安排未来时段 EVA 参与实时平衡市场预交易, 并结合 EVA 的成本收益变化, 使其调整自身 $t+1$ 时段及未来所有时段的日前充放电计划, 保证他们参与实时平衡市场后总体收益变化不小于零。

EVA1、EVA3、EVA5 在时段 10 根据产消费者短期预测结果参与实时平衡市场后, 电量调整结果及未来充放电计划如图 9 所示, 其中, 在时段 10 之前的 EVA 充放电结果是通过 MPC 方法, 根据之前相应时段产消费者短期预测情况已进行调整的计划。可以看出, 在时段 10 EVA 均为产消费者提供下调服务, 即产消费者发生高位, EVA 可购买其低价出售的不平衡电量, 以帮助产消费者平衡多余的电量, 并根据日前不平衡量预测调整时段 10 以后未来所有时段的日前交易, 如 EVA5 未来时段 11、14、19 和 22 继续选择提供下调服务进行增加充电量或者减少发电量, 而在时段 13、21 提供下调服务进行减少充电量或者增加放电量, 满足自身物理约束的前提下, 实现经济性最优, 在实时平衡市场中获益。另外, EVA 为获取更多利润, 在实时平衡市场中优先投入日前剩余未交易量, 如 EVA3 的时段 16、20 等, 在剩余量不足的情况下, 会考虑调整 P2P 交易的量, 如 EVA1 的时段 12、23 等, 实现调整最少的 P2P 交易来降低区域不平衡电量, 并确保本地网络的能量平衡。

通过图 10 的 EVA 效益曲线可知, EVA 在产消费者出现负不平衡电量时, 可以通过提供下调服务而获益, 由于自身的物理约束, 无法持续提供下调服务, 虽然在产消费者出现正不平衡电量的情况下, EVA 提供上调服务时会产生成本, 但上调价格低于电网甚至是日前交易价格, 因此 EVA 可以节省一部分成本。为激励 P2P 能量市场中的 EVA 参与实时平衡

市场, 以提供自身的灵活性服务, SO 会通过市场经济性要求, 使得 EVA 参与实时平衡市场后所有时段的总收益变化量不小于总成本变化量, 以确保其参与 P2P 市场仍能获利。

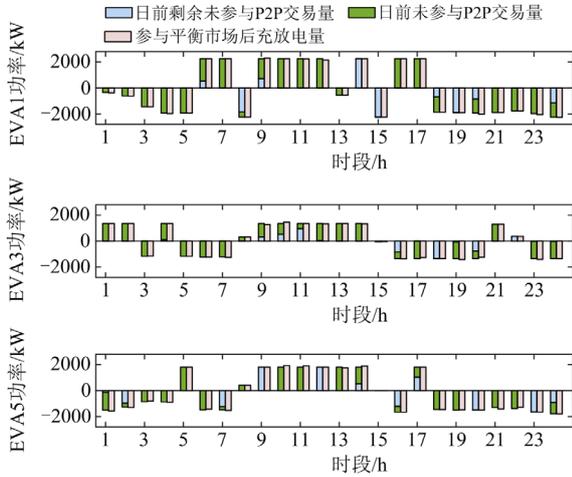


图 9 时段 10 参与实时平衡市场前后部分 EVA 电量调整结果及未来充放电计划

Fig. 9 Part of the EVA power adjustment results and future charging and discharging plans before and after participating in the real-time balancing market for time slot 10

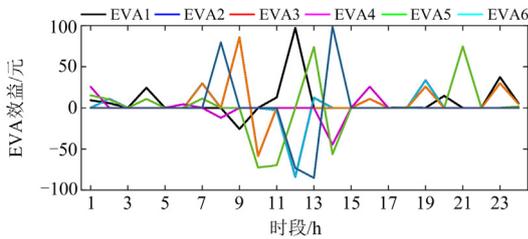


图 10 EVA 参与实时平衡市场后的效益变化情况

Fig. 10 Benefit change of EVA after participating in the real-time balancing market

3.4 本文方法与现有方法对比分析

文献[23]建立了基于单边拍卖机制的日前 P2P 能源交易市场, 将市场中产消者日前预测不确定性与需求侧灵活性用户相匹配。本文所提策略与文献[23]所提策略进行对比分析, 结果如表 5 和表 6 所示。

通过表 5 对比可得, 文献[23]基于单边拍卖机制原则, 以光伏的投标价格作为双方成交价格, 且报价最低的光伏优先与灵活性用户相匹配。而本文提及的 CDA 机制中买卖方的成交价格为双方报价的平均值, 即市场中的灵活性用户也能够自主投标、公平竞争, 相较而言, CDA 机制更具灵活互动性及

决策自主性, 有利于创造透明、自由的交易环境, 同时提高了市场交易效率, 进一步促进能量共享和就地平衡。

表 5 本文与文献[23]在日前 P2P 市场中时段 13 的交易情况对比

Table 5 Comparison of this paper with the Ref. [23] on trading in the day-ahead P2P energy market during the time slot 13

方法	交易次序	卖方	买方	交易价格/元	交易电量/(kWh/h)
本文策略	1	EVA1	EVA5	0.608	562.499
	2	产消者 2	传统用户 2	0.615	275.411
	3	产消者 1	EVA6	0.608	1349.999
	4	产消者 2	EVA5	0.616	1237.501
	5	产消者 1	EVA4	0.689	705.430
	6	产消者 3	EVA3	0.787	33.049
	7	产消者 2	EVA3	0.762	980.418
	8	产消者 3	传统用户 1	0.729	369.582
	9	产消者 3	EVA2	0.401	1799.999
	10	产消者 3	EVA4	0.611	213.029
文献[23]策略	1	EVA1	产消者 1	0.6995	84.562
	2	EVA4	产消者 1	0.6995	46.067
	3	EVA6	产消者 1	0.6995	10.384
	4	EVA3	产消者 2	0.7286	40.746
	5	EVA5	产消者 3	0.7528	10.235

表 6 本文与文献[23]所提方法的平衡成本及效果对比

Table 6 Comparison of this paper with the Ref. [23] on the balanced cost and effectiveness

	本文策略	文献[23]策略
总平衡率/%	78	70
总成本/元	662.64	783.52

从表 6 中可看出, 相较而言, 本文所提策略光伏不确定性平衡率减少了 8%, SO 的总成本减少了 15.4%, 且同时兼顾了提供平衡服务的灵活性用户以及 SO 的利益, 实现了有效促进能量就地平衡的同时, 保障所有市场参与者利益不受损, 更利于 P2P 交易市场长久发展。除此之外, 文献[23]仅在日前市场将产消者日前预测不确定性与灵活性用户相匹配, 然而日前预测结果往往与日内短期预测结果存在偏差, 该策略并未考虑此预测偏差, 因此相比之下, 本文所提策略实时平衡效果更佳。

4 结论

为了实现本地能量平衡、促进分布式光伏消纳,

本文提出了一种可以解决本地能量不平衡的策略。该方法结合了 P2P 交易时序性的特点对交易进行不平衡定责和收费, 并利用日前 P2P 能量市场和实时平衡市场之间的协调机制, 以经济手段鼓励参与 P2P 交易的用户充分利用自身能量调节的灵活性来为 SO 提供平衡服务, 帮助 SO 解决本地不平衡问题。本文通过算例验证了所提策略的有效性和经济性, 由算例结果可得出以下结论。

1) 本文所提策略有效地利用价格手段促使灵活性资源参与实时平衡市场, 帮助 SO 解决本地能量平衡问题, 实现网络内部资源的优化利用。平衡服务提供方 EVA 平衡了本地 78% 的实时不平衡电量, 与电网进行平衡相同不平衡电量相比, 本地化的实时平衡市场成本是电网平衡成本的三分之一, 实现了市场总成本最小化的同时有效提高了 EVA 收益, 保证了 P2P 交易最大化成交, 促进了 P2P 市场的光伏能源消纳, 并在一定程度上保障了电网收益。

2) 从系统运营商的角度来看, 在解决本地能量不平衡的同时使其利益不会受损, 有利于促使其功能向能源服务商转变, 而让更多的市场份额向用户倾斜, 并缓解电网集中平衡压力; 从平衡服务提供方角度来看, 虽然日前交易可能会因为产消者的预测误差而被取消, 但市场经济性约束使其参与实时平衡市场能够获得额外收益, 有利于提高灵活性资源参与实时平衡市场的活跃度; 从平衡责任方角度来看, 本文所提经济性约束能够减轻对 BRP 的惩罚, 防止 BRP 为了不缴纳高昂的不平衡费用而取消原来的交易或者弃光, 激励产消者之间的公平竞争, 从而避免了由电网产生的垄断定价, 利于能量市场长久运行, 提高本地能源消纳率。

附录 A 部分时段日前 P2P 交易结果

表 A1 日前 P2P 能量市场在时段 7 的交易情况

交易次序	卖方	买方	交易价格/(元/kWh)	交易电量/kWh
1	EVA2	传统用户 2	0.623	272.198
2	EVA4	EVA1	0.621	1944.2636
3	EVA6	传统用户 1	0.627	327.580
4	EVA3	产消者 2	0.726	818.944
5	EVA2	产消者 1	0.607	982.733
6	EVA2	EVA1	0.582	305.736
7	EVA3	产消者 3	0.711	396.398
8	EVA5	产消者 3	0.447	258.758

表 A2 日前 P2P 能量市场在时段 10 的交易情况

交易次序	卖方	买方	交易价格/(元/kWh)	交易电量/kWh
1	EVA2	EVA1	0.604	1374.980
2	产消者 1	传统用户 2	0.766	280.351
3	产消者 3	EVA4	0.563	2041.725
4	产消者 2	EVA5	0.675	1799.999
5	产消者 1	EVA1	0.656	875.019
6	产消者 1	EVA3	0.687	827.481
7	产消者 2	传统用户 1	0.672	336.421
8	产消者 2	EVA4	0.603	70.151

表 A3 日前 P2P 能量市场在时段 13 的交易情况

交易次序	卖方	买方	交易价格/(元/kWh)	交易电量/kWh
1	EVA1	EVA5	0.608	562.499
2	产消者 2	传统用户 2	0.615	275.411
3	产消者 1	EVA6	0.608	1349.999
4	产消者 2	EVA5	0.616	1237.501
5	产消者 1	EVA4	0.689	705.430
6	产消者 3	EVA3	0.787	33.049
7	产消者 2	EVA3	0.762	980.418
8	产消者 3	传统用户 1	0.729	369.582
9	产消者 3	EVA2	0.401	1799.999
10	产消者 3	EVA4	0.611	213.029

参考文献

- [1] 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]. [2017-10-31]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm.
- [2] 国家能源局: 关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知[EB/OL]. (2021-06-24)[2022-05-24]. <http://www.chic.org.cn/home/index/detail?id=1100>.
- [3] 国家发展改革委. 国家能源局. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. [2022-01-18]. <http://www.china-nengyuan.com/news/91900.html>.
- [4] 黄德裕, 王丹, 贾宏杰, 等. 基于区域互联的能源零售市场双边竞价出清策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(4): 1-12.
HUANG Deyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Energy retail market double auction clearing strategy for interconnected regions[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(4): 1-12.
- [5] ZHOU Wei, WANG Yuying, PENG Feixiang, et al. Distribution network congestion management considering time sequence of peer-to-peer energy trading[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2022, 136.
- [6] GUNARATHNA C L, YANG R J, JAYASURIYA S, et al.

- Reviewing global peer-to-peer distributed renewable energy trading projects[J]. *Energy Research & Social Science*, 2022, 89.
- [7] DUDJAK V, NEVES D, ALSKAIF T. Impact of local energy markets integration in power systems layer: a comprehensive review[J]. *Applied Energy*, 2021, 301.
- [8] 周玮, 徐从明, 杨丹霞, 等. P2P 能源共享下考虑意愿动态调整的电动汽车群需求响应策略研究[J/OL]. *中国电机工程学报*: 1-14[2022-12-18]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20221019.1907.005.html>.
ZHOU Wei, XU Congming, YANG Danxia, et al. Research on demand response strategy of electric vehicles considering dynamic adjustment of willingness under P2P energy sharing[J]. *Proceedings of the CSEE*: 1-14[2022-12-18]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20221019.1907.005.html>.
- [9] 程杉, 杨堃, 魏昭彬, 等. 计及电价优化和放电节制的电动汽车充电站有序充放电调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(11): 1-8.
CHENG Shan, YANG Kun, WEI Shaobin, et al. Orderly charging and discharging scheduling of an electric vehicle charging station considering price optimization and discharge behavior control[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(11): 1-8.
- [10] NTOMARIS A V, MARNERIS I G, BISKAS P N, et al. Optimal participation of RES aggregators in electricity markets under main imbalance pricing schemes: price taker and price maker approach[J]. *Electric Power Systems Research*, 2022, 206.
- [11] FARROKHSERESHT M, PATERAKIS N G, HAN S, et al. Enabling market participation of distributed energy resources through a coupled market design[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2019, 14(4).
- [12] JIN X, WU Q, JIA H. Local flexibility markets: literature review on concepts, models and clearing methods[J]. *Applied Energy*, 2020, 261.
- [13] 武昭原, 周明, 寇英刚, 等. 基于 ABM 模型的不平衡资金分配机制研究[J]. *电网技术*, 2021, 45(9): 3408-3416.
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, KOU Yinggang, et al. Imbalance capital allocation mechanism based on agent-based model[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3408-3416.
- [14] 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.
- [15] 周玮, 高垚, 彭飞翔, 等. 基于模型预测控制的能源生产者端对端交易策略[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.
- [16] SU N, PENG W, PETER S, et al. Optimizing rooftop photovoltaic distributed generation with battery storage for peer-to-peer energy trading[J]. *Applied Energy*, 2018, 228: 2567-2580.
- [17] 何鑫雨, 董萍, 刘明波, 等. 基于双层演化博弈模型的多区域点对点能源共享机制[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 163-174.
HE Xinyu, DONG Ping, LIU Mingbo, et al. Multi-region P2P energy sharing mechanism based on two-stage evolutionary game mode[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 163-174.
- [18] 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.
- [19] CHEN K, LIN J, SONG Y. Trading strategy optimization for a prosumer in continuous double auction-based peer-to-peer market: a prediction-integration model[J]. *Applied Energy*, 2019, 242: 1121-1133.
- [20] ESMAT A, VOS M D, GHIASSI-FARROKHFAL Y, et al. A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology[J]. *Applied Energy*, 2021, 282.
- [21] 杨甲甲, 王宇轩, 陈启鑫, 等. 利用智能电表数据的配电市场端对端交易偏差惩罚方法[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(18): 64-73.
YANG Jiajia, WANG Yuxuan, CHEN Qixin, et al. Smart meter data based penalty mechanism for peer-to-peer transaction deviation in electricity distribution market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(18): 64-73.
- [22] 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.
- [23] ZHANG Z, LI R, LI F. A novel peer-to-peer local electricity market for joint trading of energy and uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(2): 1205-1215.
- [24] KLBOE G, BRAATHEN J, ERIKSRUD A L, et al. Day-ahead market bidding taking the balancing power market into account[J]. *TOP*, 2022, 30(3): 683-703.
- [25] BJARGHOV S, CØ N, THORVALDSEN K, et al. A three-stage stochastic peer-to-peer market clearing model

- with real-time reserve activation[J]. 10.48550/arXiv.1910.10951.
- [26] ZEPTEP J M, LUETH A, GRANADO P D, et al. Prosumer integration in wholesale electricity markets: synergies of peer-to-peer trade and residential storage[J]. *Energy & Buildings*, 2019, 184: 163-176.
- [27] BISCHI A, BASILE M, POLI D, et al. Enabling low-voltage, peer-to-peer, quasi-real-time electricity markets through consortium blockchains[J]. *Applied Energy*, 2021, 293.
- [28] ZHANG Z, TANG H, REN J, et al. Strategic prosumers based peer-to-peer energy market design for community microgrids[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021, 57(3): 2048-2057.
- [29] HU Q, ZHU Z, BU S, et al. A multi-market nanogrid P2P energy and ancillary service trading paradigm: mechanisms and implementations[J]. *Applied Energy*, 2021, 293.
- [30] TSAOUSOGLOU G, GIRALDO J S, PATERAKIS N G, et al. Market mechanisms for local electricity markets: a review of models, solution concepts and algorithmic techniques[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 156.
- [31] IHLEMANN M, STIPHOUT A V, PONCELET K, et al. Benefits of regional coordination of balancing capacity markets in future European electricity markets[J]. *Applied Energy*, 2022, 314.
- [32] 平健, 陈思捷, 张宁, 等. 基于智能合约的配电网去中心化交易机制[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(13): 3682-3690.
PING Jian, CHEN Sijie, ZHANG Ning, et al. Decentralized transactive mechanism in distribution network based on smart contract[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(13): 3682-3690.
- [33] GUERRERO J, CHAPMAN A, 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.
- [34] 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.
- [35] MORSTYN T, FARRELL N, DARBY S J, et al. Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants[J]. *Nature Energy*, 2018, 3(2): 94-101.
- [36] CHEN K, LIN J, SONG Y. Trading strategy optimization for a prosumer in continuous double auction-based peer-to-peer market: a prediction-integration model[J]. *Applied Energy*, 2019, 242: 1121-1133.
- [37] GUO Yunpeng, LIU Weijia, WEN Fushuan, et al. Bidding strategy for aggregators of electric vehicles in day-ahead electricity markets[J]. *Energies*, 2017, 10(1).
- [38] WANG Q, ZHANG C, DING Y, et al. Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response[J]. *Applied Energy*, 2015, 138.
- [39] 王永福, 张伯明, 孙宏斌, 等. 国外平衡机制介绍及建设我国实时平衡市场的建议[J]. *电网技术*, 2003, 27(9): 10-13.
WANG Yongfu, ZHANG Boming, SUN Hongbin, et al. An introduction to foreign balancing market mechanism and suggestions on constructing real-time balancing market in China[J]. *Power System Technology*, 2003, 27(9): 10-13.
- [40] 尚金成, 程满, 周颀英, 等. 电力实时平衡调度交易市场运作机制及模型的研究[J]. *电力系统自动化*, 2006, 29(17): 28-35.
SHANG Jincheng, CHENG Man, ZHOU Jieying, et al. Study on operation mechanism and model of electric power real-time balancing-dispatching and trading market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 29(17): 28-35.
- [41] 周明, 严宇, 丁琪, 等. 国外典型电力市场交易结算机制及对中国的启示[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(20): 1-8, 150.
ZHOU Ming, YAN Yu, DING Qi, et al. Transaction and settlement mechanism for foreign representative power markets and its enlightenment for Chinese power market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(20): 1-8, 150.
- [42] ABUALKASIM B, HOSSAM S. Salama, et al. Integration of PV system with SMES based on model predictive control for utility grid reliability improvement. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(2): 191-203.
- [43] 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: 2023-05-09; 修回日期: 2023-08-21

作者简介:

热依娜·马合苏提(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为端对端能源交易; E-mail: 297773870@qq.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、智能电网能源管理。E-mail: zhouwei@dlut.edu.cn

(编辑 许威)