



考虑参与者贡献的虚拟电厂收益分配方法研究

张泽 贾燕冰 张国基 王子辉 王泽淇 韩肖清

A Revenue Allocation Method for Virtual Power Plants Considering Contributions of Participants

ZHANG Ze, JIA Yanbing, ZHANG Guoji, WANG Zihui, WANG Zeqi, HAN Xiaoqing

引用本文:

张泽, 贾燕冰, 张国基, 等. 考虑参与者贡献的虚拟电厂收益分配方法研究[J]. 现代电力, 2026, 43(3): 589–600. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0056

ZHANG Ze, JIA Yanbing, ZHANG Guoji, et al. A Revenue Allocation Method for Virtual Power Plants Considering Contributions of Participants[J]. Modern Electric Power, 2026, 43(3): 589–600. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0056

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0056>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

区块链下虚拟电厂混合储能容量优化配置及收益分配

Optimal Allocation and Revenue Distribution of Hybrid Energy Storage Capacity in Virtual Power Plant Under Blockchain
现代电力. 2023, 40(6): 957–966 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0102>

考虑需求响应的虚拟电厂两阶段市场竞标模型

Two-stage Market Bidding Model of Virtual Power Plant Considering Demand Response
现代电力. 2023, 40(2): 182–191 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0021>

基于博弈论的虚拟电厂电源优化配置

Game Theory Based Optimization Allocation of Generators in Virtual Power Plant
现代电力. 2020, 37(4): 376–384 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0119>

基于贝叶斯反馈修正云模型的虚拟电厂运营风险综合评价方法

A Comprehensive Evaluation Method for Operational Risk of Virtual Power Plants Based on Bayesian Feedback Modified Cloud Model
现代电力. 2023, 40(5): 715–723 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0098>

考虑新能源出力不确定性风险的虚拟电厂双层调度策略

Bi-level Scheduling Strategy for Virtual Power Plants Considering the Risk of New Energy Output Uncertainty
现代电力. 2023, 40(6): 967–975 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0184>

考虑内部响应意愿的虚拟电厂日内互动机制

Intraday Interaction Mechanism of Virtual Power Plant Considering Members' Response Willingness
现代电力. 2019, 36(3): 88–94 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I3/88>

考虑参与者贡献的虚拟电厂收益分配方法研究

张泽, 贾燕冰, 张国基, 王子辉, 王泽淇, 韩肖清

(电力系统运行与控制山西省重点实验室(太原理工大学), 山西省 太原市 030024)

A Revenue Allocation Method for Virtual Power Plants Considering Contributions of Participants

ZHANG Ze, JIA Yanbing, ZHANG Guoji, WANG Zihui, WANG Zeqi, HAN Xiaoping

(Shanxi Key Laboratory of Power System Operation and Control (Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, Shanxi Province, China)

摘要: 虚拟电厂 (virtual power plant, VPP) 是新型电力系统中重要的市场主体之一, 合理分配收益是推动其有序建设的重要助力。该文提出考虑参与者权责的虚拟电厂收益分配策略, 以虚拟电厂总收益最大为目标, 考虑风光出力的不确定性, 构建含分布式风光电源、储能设备、可调节负荷的虚拟电厂日内优化调度模型, 模拟不同参与者参与下的虚拟电厂性能。定义参与者历史信誉度、偏差调整贡献度和收益增长贡献度指标, 从历史表现和待分配日双重时间尺度评价各参与者对 VPP 整体收益的贡献。提出考虑贡献因素加权的改进 Shapley 值法, 对虚拟电厂总体收益进行分配, 使收益分配可以兼具历史贡献和待分配日性能双重影响, 以激励各参与者参与 VPP 协同控制。算例结果表明, 所提收益分配策略可以明确虚拟电厂内部各参与者对虚拟电厂整体收益和考核的贡献, 实现“谁提供、谁获利”, 保障虚拟电厂聚合各参与者收入分配的公平性和合理性。

关键词: 虚拟电厂; 电力市场; 偏差考核; 改进 Shapley 值法

Abstract: Virtual power plants (VPPs) play a crucial role as market players in the development of new power system, and the reasonable distribution of revenue is an important aid to promote its orderly construction. In this paper, we propose a revenue allocation strategy for virtual power plants that takes into account the rights and responsibilities of the participants. To maximize the total revenue of the virtual power plants while

accounting for the uncertainty of wind power output, an intraday optimal dispatching model for virtual power plants is developed, containing distributed wind power, energy storage devices and adjustable loads. The performance of the virtual power plants is simulated with the involvement of various participants. In addition, to assess the contribution of each participant to the overall revenue of the VPP from the dual time scales of historical performance and the day-to-be-assigned date, three key metrics, namely the historical credibility of the participants, the contribution to deviation adjustment and the contribution to profit increase, are all defined. An improved Shapley value method considering the weighting of the contribution factors is proposed to allocate the overall revenue of the virtual power plant. Through this approach, the distribution of the revenue can achieve a dual impact of both the historical contribution and the day-to-be-assigned date performance, thereby motivating the participants to engage in the collaborative control of the VPP. Example results demonstrate that the proposed revenue allocation strategy clarifies the contribution of each participant to the overall revenue and assessment of the virtual power plant, realizes the principle of "those who contribute shall benefit", and ensures the fairness and reasonableness of the revenue allocation of each participant in the virtual power plant aggregation.

Keywords: virtual power plant (VPP); electricity market; deviation assessment; improved Shapley algorithm

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0056

0 引言

“双碳”目标的背景下, 分布式新能源发电占比快速提升。2023 年, 光伏发电装机容量约 6.1 亿 kW, 同比增长 55.2%; 风电装机容量约 4.4

基金项目: 国家自然科学基金(重点项目)(U1910216); 国家自然科学基金青年基金(51807129)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (Key Program)(U1910216); National Natural Science Foundation of China (Young Scientific Program)(51807129).

亿 kW, 同比增长 20.7%^[1]。截止 2023 年底, 我国可再生能源装机占全国发电总装机比重已突破 50%, 历史性超过火电装机。分布式电源分布分散, 难以集中控制, 其随机性、间歇性和波动性等问题使得电力系统运行稳定性和可靠性面临着巨大的风险, 就地平衡及消纳成为分布式电源并网的重要发展方向^[2-4]。

随着电力市场的发展, 广州、上海、山西等多个省市已相继出台了 60 多项与虚拟电厂 (virtual power plant, VPP) 相关的政策^[5-6]。虚拟电厂运营商通过整合分布式电源、储能设备和负荷侧可调节资源形成具备类似电厂调节能力的 VPP, 参与电力系统运行调控, 提高电网对新能源的消纳能力, 提升电力系统运行稳定性^[7-8]。制定合理有效的 VPP 内部收益分配策略, 将是调动更多分布式电源、储能设备和需求侧灵活性可调节负荷聚合、促进 VPP 健康有序发展的重要保障^[9-10], 对于服务“双碳”目标、构建以新能源为主体的新型电力系统具有非常重要的意义。

现有文献中 VPP 内各参与者间的收益分配多采用 Shapley 值法分配模型^[11-20]。文献 [11] 考虑各投资商的贡献率、绝对收益与风险系数, 提出 VPP 收益分配方案。文献 [12] 采用条件风险价值衡量 VPP 成员不确定性带来的利润波动风险, 提出一种考虑 VPP 内部成员风险水平、利润贡献度和利润增长率的多因素改进 Shapley 值法的 VPP 利润分配模型。文献 [13] 采用引入参与度的改进 Shapley 值法对分布式电源进行收益分配。文献 [14] 以 VPP 各参与者收益最大为目标, 建立 VPP 内部成员的合作博弈模型, 采用均衡度指标对比不同联盟组合下各主体收益分配的公平性。文献 [15] 针对碳交易和电力市场交易的耦合, 构建考虑碳交易的 VPP 优化运行模型, 建立基于 Shapley 值法的 VPP 内部收益分配模型。文献 [16] 构建以风、光、储 3 种运营商为收益主体的 VPP 参与电力市场交易模型, 提出考虑区块链应用程度、风险偏好、合作意愿和参与程度为因素的改进 Shapley 值法建立收益修正模型。文献 [17] 考虑 VPP 成员不确定性和市场风险, 建立计及不确定性的 VPP 参与多时间尺度电力市场优化调度模型, 基于多因素改进 Shapley 值法建立一种适用于多成员的 VPP 利润分配模型。文献 [18] 构建了一种能够参与碳交易、绿证交易的考虑新能源消纳权重的新

型 VPP 模型, 提出基于合作博弈的 VPP 内部均衡价值分配方法。

现有研究表明, 采用 Shapley 值法可实现收益在 VPP 各参与者之间的有效分配^[19-20], 然而, 现有分配方案多聚焦于各参与者对单次收益的影响, 缺乏对长期或多次收益的考虑。相对于普通多用户聚合商, VPP 最大的特点是利用内部主体之间的互补协同特性, 以使其具备类似于发电厂的可调可控特性, 从而使其成为电力系统重要的灵活性支撑资源。VPP 各参与者历史协同控制能力将对 VPP 的收益产生更大的影响, 因此在确定收益分配策略时, 除了要考虑各参与者的单次表现之外, 还应增加历史性能的影响评估, 以体现参与者响应能力对 VPP 总收益的影响。

本文针对山西省虚拟电厂交易规则, 以含分布式风光电源、储能设备、可调节负荷的售电型 VPP 为研究对象, 采用机会约束规划处理风光不确定出力的影响, 以考虑 VPP 偏差考核的实时收益最大为目标, 构建优化调度模型, 并基于合作博弈理论, 提出考虑 VPP 内部各参与者历史信誉度、偏差调整贡献度和收益增长贡献度的 Shapley 值分配法, 弥补了现有 VPP 收益分配中未考虑参与者历史表现情况和 VPP 整体偏差影响因素的缺陷, 最后通过算例验证本文所提分配策略的合理性与有效性。

1 虚拟电厂结构

1.1 虚拟电厂构成及交易规则

虚拟电厂通过先进信息通信技术和软件系统, 实现分布式电源、储能设备、电动汽车等可调节负荷的聚合和协调优化。本文所研究的 VPP 由风电 (wind power plant, WPP)、光伏 (photovoltaic, PV)、储能设备和可调节负荷组成, 其结构框图如图 1 所示。

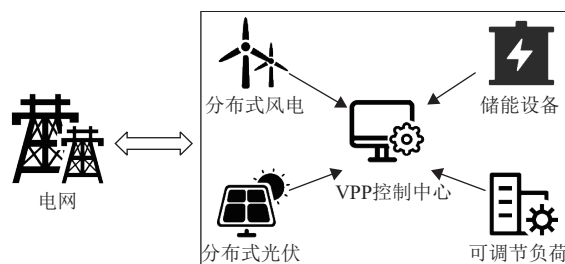


图 1 VPP 结构框图

Fig. 1 Structure of the VPP

VPP 运营商聚合分布式电源、储能设备和可调节负荷，VPP 运营商是 VPP 内部与外部互动的主体与媒介。VPP 交易及结算流程如下。

$T-1$ 日，VPP 运营商根据预测的分布式电源发电量、各用户用电曲线、电力价格，以 VPP 总体收益最大化为目标，上报 VPP 用能/发电曲线，参与电力市场出清，并将出清结果分解后下发给各参与者，确定各参与者的购售电价格和电量。

T 日，VPP 运营商根据日前的出清曲线参与电力市场。当分布式电源或负荷出现偏差时，由可调节负荷、储能设备等灵活性资源调整，使 VPP 出力尽可能跟踪日前出清曲线，以降低偏差考核费用。

VPP 内部各参与者均以市场实时价格参与市场结算，但以 VPP 总体实际用能/发电曲线与出清曲线之间的偏差作为偏差考核依据。

对于新能源而言，相较于单独参与电力市场，加入 VPP 可以减少因不确定性导致的偏差考核。但新能源需将所获额外收益的一部分分配给其他 VPP 参与者，以激励其加入。而其他参与者加入 VPP 后，可获得优于单独参与市场时的收益分配。因此，合理的收益分配策略能吸引更多分布式电源和可调节负荷主动参与 VPP 市场，为系统提供更丰富的可调节资源。

1.2 虚拟电厂内各参与者模型

1.2.1 分布式风光电源模型

风光出力模型如式 (1)、(2) 所示，风光发电初始建设成本为固定成本，受发电量的影响很小，故在运行过程中可近似认为其发电成本为 0^[21]。

$$\bar{P}_{w,t} = \begin{cases} 0, & v_t \leq v_{\text{cut-in}} \\ \frac{v_t - v_{\text{cut-in}}}{v_{\text{rated}} - v_{\text{in}}} P_{w,\text{rated}}, & v_{\text{cut-in}} < v_t < v_{\text{rated}} \\ P_{w,\text{rated}}, & v_{\text{rated}} \leq v_t < v_{\text{cut-out}} \\ 0, & v_{\text{cut-out}} \leq v_t \end{cases} \quad (1)$$

$$\bar{P}_{r,t} = \eta_r S_r \varphi_{r,t} \quad (2)$$

式中： $\bar{P}_{w,t}$ 为风电机组的预测输出功率； $\bar{P}_{r,t}$ 为光伏发电的预测输出功率； v_t 为风机轮毂高度处的实际风速； $v_{\text{cut-in}}$ 为切入风速； $v_{\text{cut-out}}$ 为切出风速； v_{rated} 为额定风速； $P_{w,\text{rated}}$ 为风电机组额定功率； η_r 为光电综合转换效率； S_r 为光伏阵列面积； $\varphi_{r,t}$ 为 t 时刻的单位面积光照强度。

1.2.2 储能设备模型

储能设备成本主要为边际运行成本。

$$C_{s,t} = a_s (|P_{s,t}^-| + |P_{s,t}^+|) \Delta t \quad (3)$$

式中： a_s 为储能设备 s 的度电成本； $P_{s,t}^-$ 、 $P_{s,t}^+$ 分别为储能的充放电功率。

在其运行过程中，存储的电能量可计算如下：

$$E_{s,t} = E_{s,(t-1)} + E_{s,t}^- - E_{s,t}^+ \quad (4)$$

$$E_{s,t}^- = \eta_{\text{in}} P_{s,t}^- \Delta t \quad (5)$$

$$\eta_{\text{out}} E_{s,t}^+ = P_{s,t}^+ \Delta t \quad (6)$$

式中： $E_{s,t}$ 为 t 时刻储能设备 s 的电能量； $E_{s,t}^-$ 为 t 时刻储能设备 s 的充电电能量； $E_{s,t}^+$ 为 t 时刻储能设备 s 的放电电能量； η_{in} 为充电效率； η_{out} 为放电效率。

储能设备 s 在 t 时刻的荷电状态 $SO_{s,t}$ 为

$$SO_{s,t} = \frac{E_{s,t}}{E_{s,\text{max}}} \quad (7)$$

式中 $E_{s,\text{max}}$ 为储能设备的最大容量。

1.2.3 可调节负荷模型

当 VPP 对其内部可调节资源调用时，需根据调用容量支付补偿费用。

$$C_{\text{DR},t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{DR}}} C_{\text{DR},i,t} \quad (8)$$

$$C_{\text{DR},i,t} = r_{\text{DR},i} Q_{\text{DR},i,t} \quad (9)$$

$$Q_{\text{DR},i,t} = |z_{i,t} P_{\text{DR},i,t} \cdot \Delta t| \quad (10)$$

式中： $C_{\text{DR},i,t}$ 为第 i 个可调节负荷的调用成本； $r_{\text{DR},i}$ 为第 i 个可调节负荷的补偿价格； $Q_{\text{DR},i,t}$ 为 t 时刻的第 i 个可调节负荷的响应电能量； $P_{\text{DR},i,t}$ 为 t 时刻的第 i 个可调节负荷功率的调整量； N_{DR} 为可调节负荷数量； $z_{i,t}$ 为 1-0 变量，表示可调节负荷 i 是否被调用。

2 虚拟电厂市场交易机制及运行策略

2.1 目标函数

如 1.1 节所述，VPP 在 $T-1$ 日参与市场统一出清，在 T 日按日前出清结果运行，当 VPP 实际曲线与出清结果产生偏差时，会面临偏差考核。为描述整个 VPP 的收益，将 VPP 总收益等效为两部分：一为按照实时电价结算的售电收益或购电成本；一为实际用能/发电曲线与出清曲线偏差所引起的偏差考核成本。因此，VPP 以最大程度

消纳风电、光伏为前提,根据储能设备和可调节负荷运行特性,优先调用其内部灵活性可调节资源进行调整,制定实时优化运行策略,减少偏差电量考核成本,使实时收益最大。

日内实时收益 C_{VPP} 为售电收益 $C_{sell,t}$ 与可调节负荷成本 $C_{s,t}$ 、储能设备的调用成本 $C_{DR,t}$ 和偏差考核成本 $C_{p,t}$ 之差。

$$\max C_{VPP} = \max \left(\sum_{t=1}^T C_{sell,t} - \sum_{t=1}^T (C_{s,t} + C_{DR,t} + C_{p,t}) \right) \quad (11)$$

$$C_{sell,t} = c_{sell,t} \left(P_{w,t} + P_{r,t} - P_{s,t}^- + P_{s,t}^+ - \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t} \right) \quad (12)$$

$$C_{p,t} = c_{f,t} |\Delta P_t| \quad (13)$$

$$\Delta P_t = P_{w,t}^D + P_{r,t}^D - P_{w,t} - P_{r,t} + P_{s,t}^- - P_{s,t}^+ - \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t} \quad (14)$$

式中: $c_{sell,t}$ 为 t 时刻VPP与电网实时出清交互电价; $P_{w,t}$ 和 $P_{r,t}$ 分别为风电与光伏的实际出力; $P_{w,t}^D$ 和 $P_{r,t}^D$ 分别为风电与光伏的日前出清功率; $c_{f,t}$ 为VPP偏差考核电价; ΔP_t 为申报偏差功率,实际功率大于日前出清功率时为正。

定义偏差考核电价 $c_{f,t}$ 如式(15)所示:在负荷高峰时段,正偏差考核电价较低,负偏差考核电价较高;负荷低谷时段则相反。该定价机制旨在激励VPP提升自身调控能力,并体现稀缺调控资源的价值。

$$c_{f,t} = \begin{cases} c_p + m_1(1 + e^{\frac{100}{c_{sell}}})c_{sell,t}, & \Delta P_t \geq 0 \\ c_p + m_2(1 - e^{\frac{100}{c_{sell}}})c_{sell,t}, & \Delta P_t < 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中: c_p 为基础偏差考核电价; m_1 、 m_2 为正、负偏差考核系数。

2.2 约束条件

可调节负荷应满足功率约束、功率爬坡约束、调用时间和次数约束。式(16)为可调节负荷功率上下限约束;式(17)为可调节负荷功率爬坡约束;式(18)、(19)分别为调用时间约束和调度周期内调用次数约束。

$$|P_{DR,i,t}| \leq P_{DR,i,max} \quad (16)$$

$$|P_{DR,i,t} - P_{DR,i,t-1}| \leq P_{DR,i,max} \quad (17)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{i,t} \leq Z_{DR,i} \quad (18)$$

$$S_{DR,i} \leq S_{DR,max} \quad (19)$$

式中: $P_{DR,i,max}$ 为第 i 个可调节负荷功率上限; $P_{DR,i,max}$ 为第 i 个可调节负荷最大爬坡功率; $Z_{DR,i}$ 为第 i 个可调节负荷的响应时间上限; $S_{DR,i}$ 、 $S_{DR,max}$ 分别为第 i 个可调节负荷调度周期内的调用次数与最大调用次数。

储能设备需满足充放电及荷电状态约束。式(20)为SOC约束;式(21)为设备容量约束;式(22)为储能充电功率约束;式(23)为储能放电功率约束。

$$S_{OC,s,min} \leq S_{OC,s,t} \leq S_{OC,s,max} \quad (20)$$

$$E_{s,t}^+ \leq E_{s,t-1} \leq E_{s,max} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{s,t}^- \leq P_{s,max}^- \quad (22)$$

$$0 \leq P_{s,t}^+ \leq P_{s,max}^+ \quad (23)$$

式中: $S_{OC,s,max}$ 和 $S_{OC,s,min}$ 分别为储能设备SOC的上限与下限; $E_{s,max}$ 为储能设备的最大容量; $P_{s,max}^-$ 和 $P_{s,max}^+$ 为储能充电、放电功率上限。

本文考虑虚拟电厂当中存在的不确定性因素,假设分布式风电与分布式光伏的误差服从标准正态分布^[22],电功率平衡的机会约束条件如下:

$$P(G_{G,t}^T - ((P_{w,t}^T + \delta_t^w) + (P_{r,t}^T + \delta_t^r) - P_{s,t}^- + P_{s,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t})) \geq 0 \geq \alpha_P \quad (24)$$

式中: $P_{G,t}^T$ 为 t 时刻虚拟电厂对外购/售电功率; $P_{w,t}^T$ 为 t 时刻分布式风电输出功率; $P_{r,t}^T$ 为 t 时刻分布式光伏输出功率; $P_{s,t}^-$ 、 $P_{s,t}^+$ 分别为 t 时刻储能设备的充、放电功率; δ_t^w 、 δ_t^r 分别为分布式风电与分布式光伏的误差; α_P 为置信水平,表示电功率平衡机会约束条件成立所需满足的概率值,置信水平越接近1,表示虚拟电厂运行可靠性越高。

假设分布式风电及分布式光伏两者的预测误差均服从均值为0的正态分布,即 $\delta_t^w \sim N(0, \sigma_w^2)$ 、 $\delta_t^r \sim N(0, \sigma_r^2)$,将式(24)转化为确定性的等价形式。

$$P \left\{ \delta_t^w + \delta_t^r \leq P_{G,t}^T - (P_{w,t}^T + P_{r,t}^T - P_{s,t}^- + P_{s,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t}) \right\} \geq \alpha_P \quad (25)$$

由于 $\delta_t^w \sim N(0, \sigma_w^2)$ 、 $\delta_t^r \sim N(0, \sigma_r^2)$,根据正态分布性质,可得 $\delta_t^w + \delta_t^r \sim N(0, \sigma_w^2 + \sigma_r^2)$,则有 $\frac{\delta_t^w + \delta_t^r - E(\delta_t^w + \delta_t^r)}{\sqrt{D(\delta_t^w + \delta_t^r)}} \sim$

$N(0, 1)$, 因此, 式 (25) 转化为

$$P \left\{ \frac{\delta_t^w + \delta_t^r - E(\delta_t^w + \delta_t^r)}{\sqrt{D(\delta_t^w + \delta_t^r)}} \leq \frac{P_{G,t}^T - (P_{w,t}^T + P_{r,t}^T - P_{s,t}^- + P_{s,t}^+ + \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t}) - E(\delta_t^w + \delta_t^r)}{\sqrt{D(\delta_t^w + \delta_t^r)}} \right\} \geq \alpha_P \quad (26)$$

$$P_{G,t}^T - P_{w,t}^T - P_{r,t}^T + P_{s,t}^- - P_{s,t}^+ - \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t} \geq \Phi^{-1}(\alpha_P) \sqrt{D(\delta_t^w + \delta_t^r)} \quad (27)$$

将 $\delta_t^w + \delta_t^r \sim N(0, \sigma_w^2 + \sigma_r^2)$ 代入式 (27), 即可得到电功率机会约束的确定性等价表达式:

$$P_{G,t}^T - P_{w,t}^T - P_{r,t}^T + P_{s,t}^- - P_{s,t}^+ - \sum_{i=1}^{N_{DR}} P_{DR,i,t} \geq \Phi^{-1}(\alpha_P) \sqrt{\sigma_w^2 + \sigma_r^2} \quad (28)$$

经过上述线性转化过程, 则将非线性机会约束表达式 (24) 转换为线性表达式 (28)。

3 基于改进 Shapley 值法的虚拟电厂收益分配研究

3.1 需求分析

当多个利益主体之间存在利益关联或者冲突时, 多采用博弈论研究各决策主体如何选择最佳决策。合作博弈侧重于研究多人如何进行合作达到联盟收益最大化以及如何分配收益。而一个能保持合作的联盟需要满足以下条件: 1) 个体理性条件; 2) 联盟超可加条件; 3) 整体约束条件。

个体理性条件要求, 即一个具有理性的个体在参与合作后的收益不能低于参与合作前的个体收益, 只有在保证收益不减的情况下, 个体才愿意参与合作。联盟超可加条件则表示达成合作博弈联盟后, 联盟的收益不小于合作之前各个个体的收益总和, 也就是说只有在合作能带来额外收益的情况下, 才能保持联盟的稳定。整体约束条件是在合作博弈联盟形成后, 对利益分配施加的全局限制。根据该约束, 分配完成后各参与者的个体收益之和必须等于联盟的总收益。

正是由于新能源出力的不确定性与随机性的存在, 为 VPP 内参与者的合作博弈提供了合作的空间。例如, 分布式风电在日内某一时刻的实际出力大于其日前出清曲线值, 若其单独运行, 将受到电力市场偏差考核。若其参与到 VPP 运行中,

则存在以下可能: 填补另一间间歇性电源 (如光伏) 的功率缺额, 而后者若单独参与电力市场也会因功率差额而收到偏差考核; 将多余的电能存入储能设备, 既可应对未来可能出现的功率缺额, 也可在高电价时段卖出以提升收益; 将多发出的电能通过可调节负荷的响应, 按照市场电价进行消纳。上述可能的存在使得 VPP 内部参与者在合作后的总收益大于其单独参与电力市场运行时的利润之和, 呈现出了 “1+1>2” 的效果, 产生了合作剩余, 即盈余收益。

VPP 内各参与者相互协作, 以总收益最大化为目标参与电力市场交易, 储能设备和可调节负荷通过响应以平抑和消纳新能源出力波动, 降低 VPP 在实时市场受到的偏差考核, 从而使得 VPP 整体获得更高的收益。

3.2 Shapley 值法

Shapley 值法常用于多成员合作博弈问题, 关注成员的边际效益, 通过求取所有组合中参与者的边际贡献, 确定其应分得的收益。基本思想是按照参与者对联盟的边际贡献来分摊合作收益: 每个参与者应获得的收益, 等于其在所参与的所有联盟中边际贡献的平均值。

对于 U 个成员组成的联盟, 除去没有任何成员的组合, 共有 $2^U - 1$ 种不同的组合方式。对于联盟中的成员 u , 使用 Shapley 值法分配得到的收益为

$$R_u = \sum_S \frac{(|S| - 1)!(U - |S|)!}{U!} (R(S) - R(S - \{u\})) \quad (29)$$

式中: R_u 为成员 u 的收益; $R(S)$ 为组合 S 的收益; $R(S - \{u\})$ 为组合 S 中除去成员 u 之后的收益; $\frac{(|S| - 1)!(U - |S|)!}{U!}$ 为组合 S 发生的概率, 即权重。

经典 Shapley 值法仅依据当次总收益进行分配, 既未考虑参与者的历史运行情况, 也未计及其对 VPP 整体偏差考核的影响。该方法实质上简化甚至忽略了参与者对整体收益的真实贡献程度, 因此其分配结果难以有效激励参与者主动加入 VPP。为此, 本文提出历史信誉度、偏差调整贡

献度和收益增长贡献度评价3个评价指标,作为修正因子对Shapley值法的分配结果进行再调整。

3.3 基于改进Shapley值法的虚拟电厂收益分配模型

3.3.1 历史信誉度指标

VPP在制定出清计划时,通常依据各参与者的历史运行数据,并综合考虑其不确定性与历史表现。当各参与者历史表现较差时,其出清计划需要预留更大的裕度,从而降低总体收益。现有Shapley值法多基于单次出清结果确定每次收益分配,并未考虑参与者历史表现对VPP整体收益的影响。

为进一步明确各参与者对VPP整体收益的贡献与权责,本文在收益分配中考虑各参与者历史履约情况,将历史信誉纳入收益分配影响因素中,激励各参与者积极履约,以使得“忠实稳定”的参与者可以获得更高的收益,使VPP运行更加稳定,提升VPP对新能源的消纳能力。

定义VPP中各参与者的历史信誉度为其历史有效响应次数与历史申报次数之比,其中当负荷响应率大于或等于80%时,视为有效响应。

$$\phi_u = \frac{\sum N_{u, \text{有效响应}}}{\sum N_u} \quad (30)$$

式中: $N_{u, \text{有效响应}}$ 为成员 u 的有效响应次数; N_u 为成员 u 的总响应次数。

历史信誉度介于0至1之间。该值越接近于1,则表明该参与者的有效响应占比越高、信誉度越好,在收益分配时,将获得更大的比重。

3.3.2 偏差调整贡献度指标

实时运行时,VPP偏差主要由分布式电源或用户产生,当实际出力与出清曲线存在偏差时,VPP内部通过调度可调节负荷和储能设备实现自身功率平衡,以减小新能源波动引起的不确定等扰动冲击,提升电网对新能源的消纳能力。

若只考虑电力市场的出清规则,可调节负荷可获得响应补偿,但需支付相应的电能购买费用;分布式电源可获售电收益,同时需承担一定的调用成本;可调节负荷的响应对VPP整体收益提升的作用无法体现,扰动对VPP收益降低的责任也无法体现,降低了分配策略的合理性。

各参与者对偏差的调整能力是决定VPP整体收益的重要影响因素,担任调整的参与者应获得

经济补偿,引起偏差的参与者应承担相应的惩罚,收益分配时需考虑每个参与者对于VPP偏差的调整贡献情况。

定义某参与者的偏差调整贡献度为该参与者是否参与联盟组合时,联盟整体偏差考核的变化量,通过基于各种联盟组合下以偏差调整贡献度为特征函数的Shapley值法得出,见式(31)。

$$\chi_u = \sum_S \frac{(|S|-1)!(U-|S|)!}{U!} (Q(S) - Q(S - \{u\})) \quad (31)$$

式中: χ_u 为成员 u 的偏差调整贡献值; $Q(S)$ 为组合 S 的调整偏差贡献值; $Q(S - \{u\})$ 为组合 S 中除去成员 u 之后的调整偏差贡献值; $\frac{(|S|-1)!(U-|S|)!}{U!}$ 为组合 S 发生的权重系数。

偏差调整贡献度可以体现出VPP内各参与者对于调整VPP偏差的贡献程度, χ_u 值越大,表示其对调整偏差的贡献越大,应分得的收益越高。

3.3.3 收益增长贡献度指标

在进行收益分配时,除了考虑Shapley值法含义中的成员边际贡献,还应考虑各参与者对VPP整体收益增加的相对贡献程度,以显示VPP中各参与者在联盟组合中“权力”大小程度对分配结果的影响。因此,在边际贡献绝对值的基础上,进一步将边际贡献相对值也纳入影响盈余收益分配的影响因素中,以保证VPP中具有主要力量的成员参与的积极性。

定义VPP内各参与者收益增长贡献度为:各种联盟组合下,该参与者参与前后VPP的利润增长量之和,与VPP整体收益增长量之比。

$$\alpha_u = \frac{1}{\Delta R(S)} \sum_S (R(S) - R(S - \{u\}) - R(u)) \quad (32)$$

式中: R_u 为成员 u 的收益; $R(S)$ 为组合 S 的收益; $R(S - \{u\})$ 为组合 S 中除去成员 u 之后的收益; $\Delta R(S)$ 为VPP整体收益增量。

3.3.4 改进Shapley值法收益分配模型

VPP中各参与者的历史信誉度为 $\{\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_u\}$, 偏差调整贡献度为 $\{\chi_1, \chi_2, \dots, \chi_u\}$, 收益增长贡献度为 $\{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_u\}$, 则各成员的Shapley值分配修正因子为

$$M_u = [\varphi_u \chi_u \alpha_u] \left[\frac{\eta_1}{\sum_U \varphi_u} \frac{\eta_2}{\sum_U \chi_u} \frac{\eta_3}{\sum_U \alpha_u} \right]^T - \frac{1}{n} \quad (33)$$

式中: n 为VPP内参与者个数; η_1 、 η_2 和 η_3 为权

重系数，且 $\eta_1 + \eta_2 + \eta_3 = 1$ ，可由 VPP 根据 3 个因素的重要程度设定，如某 VPP 内部新能源预测准确率较低、负荷响应水平有限，可适当增大 η_1 以提高历史信誉度的影响度，激励各参与者，以提升 VPP 的总体性能，以此类推。

考虑修正因子后的改进 Shapley 值法收益分配为

$$R'_u = R_u + M_u R(U) \tag{34}$$

式中： $R(U)$ 为 VPP 全部成员合作的盈余收益； R_u 为成员 u 在经典 Shapley 值法下的收益分配结果； R'_u 为成员 u 在改进 Shapley 值法下的收益分配结果。

VPP 内部收益分配流程如下：

- 1) 获取 VPP 内部各参与者日前出清结果。
- 2) 列出 VPP 内部所有可能的联盟组合。
- 3) 采用 CPLEX 求解各种联盟组合下 VPP 收益，如式 (11)—(28) 所示。
- 4) 根据式 (29) 计算 VPP 内部各参与者的基础 Shapley 值。
- 5) 根据历史信誉度、偏差调整贡献度、收益增长贡献度计算 Shapley 值分配修正因子，如式 (30)—(33) 所示。
- 6) 根据改进 Shapley 值法计算各参与者收益分配结果，如式 (34) 所示。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文以山西省某虚拟电厂为例，聚合多个风光储荷资源，形成总计 20 MW 风电、10 MW 光伏、1 MW/2 MWh 储能及 30 MW 负荷的 VPP，其中可调节负荷占比为 10%。基础偏差考核电价为 400 元/MWh。VPP 电能平衡置信水平取 0.95，VPP 直接聚合可调节负荷，VPP 内部用电按照市场价计价，VPP 内部分布式电源发电全部上网，不考虑 VPP 向电网购电情况。可调节负荷的补偿价格与分时电价相关，分时电价与偏差考核系数如表 A1 所示；储能电池相关参数如表 A2 所示；可调节负荷参数如表 A3 所示，分时段调节能力如图 B1 所示；VPP 与主网电能交互电价为电力市场出清电价，如图 B2 所示。图 B3 为 VPP 系统风电、光伏预测值与实时数据。其中，风电光伏的实时出力为预测出力与随机误差之和。程序通过调用 YALMIP 的 CPLEX 求解器进行求解。

4.2 VPP 组合收益分析

在实时运行时，VPP 控制中心根据风电、光伏出力偏差，结合出清电价，以 VPP 实时功率偏差最小为目标，对可调节负荷及储能设备的充放电功率进行调节。

当储能和 3 个可调节负荷分别组合接入 VPP 时，VPP 中各种组合总成本、总收益、偏差调整贡献以及盈余收益如表 1 所示。

表 1 VPP 组合收益
Table 1 VPP portfolio income 元

序号	联盟组合	总成本	总收入	总收益	盈余收益
0	{ $\emptyset$ }	25121	91312	66191	0
1	{储能设备}	18931	90988	72058	5867
2	{DR1}	23502	91312	67810	1619
3	{DR2}	23338	91312	67974	1783
4	{DR3}	21112	91312	70200	4009
5	{储能设备, DR1}	17109	90988	73880	7689
6	{储能设备, DR2}	17674	91042	73368	7177
7	{储能设备, DR3}	14266	91102	76836	10645
8	{DR1, DR2}	21719	91312	69593	3402
9	{DR1, DR3}	19929	91312	71384	5193
10	{DR2, DR3}	19773	91312	71539	5348
11	{储能设备, DR1, DR2}	15852	91042	75190	8999
12	{储能设备, DR1, DR3}	13142	91117	77976	11785
13	{储能设备, DR2, DR3}	13752	91151	77400	11209
14	{DR1, DR2, DR3}	18589	91312	72723	6532
15	{储能设备, DR1, DR2, DR3}	12627	91163	78535	12345

联盟组合 0 为只有风光单独参与电力市场；联盟组合 15 为风光与储能设备和 3 种可调节负荷组合成 VPP，共同参与电力市场。从表 1 可以发现，每个参与者加入到合作联盟后，联盟总收益会增加，满足合作博弈的必要条件。例如，对比联盟组合 4 和联盟组合 7，当储能设备参与 DR3 的联盟后，总收益增加了 6636 元；对比联盟组合 5 和联盟组合 11，当 DR2 参与储能设备与 DR1 的合作后，总收益增加了 1310 元；对比联盟组合 14 和联盟组合 15，当储能设备参与 DR1、DR2 与 DR3 的合作联盟后，联盟总收益增加了 5812 元。上述对比验证了联盟的超可加条件，是 VPP 内部参与者进行合作博弈的前提和基础。

当储能设备与 3 种可调节负荷均参与 VPP 实时运行时，VPP 实时运行出力偏差如图 2 所示。

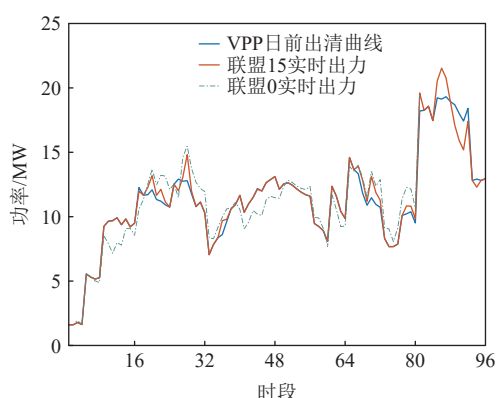


图2 VPP出力偏差情况

Fig. 2 VPP output deviation

从图2可知,风光发电在各时段均存在偏差,使得联盟组合0下VPP实时出力曲线与日前出清曲线之间偏差较大,全天偏差总量约11%。由表1可见,当风光单独参与电力市场时,即对应联盟组合0,全天总售电收入9.13万元,需支付偏差考核费用2.51万元,总收益为6.62万元,偏差考核费用占总收益的37.9%。

当储能设备与3种可调节负荷均参与VPP实时运行时,即对应联盟组合15,除10至29时段和89至95时段由于风光偏差过大且可调节资源的调节能力限制导致未能完全消除偏差,其余时段均可通过储能和可调节负荷的灵活性调节,使得VPP实时运行出力基本接近日前出清曲线,减小了VPP整体运行成本。全天总售电收入9.11万元,支付的偏差考核费用只有风光直接并网考核费用的14%,考虑支付DR和储能调节费用0.91万元,VPP总收益为7.85万元,增加了18.6%。储能设备和3个可调负荷出力曲线如图3所示,具体调整量如表2所示。

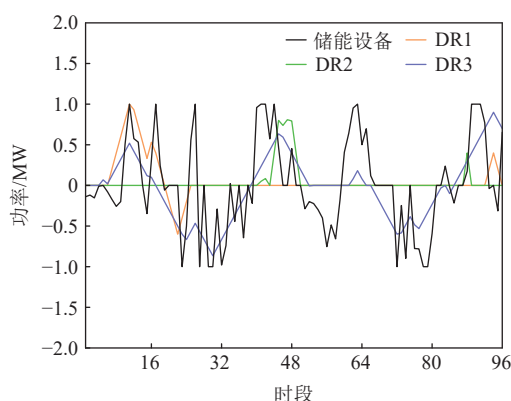


图3 可调节资源实时出力曲线

Fig. 3 Real-time output curve of the adjustable resource

表2 可调节资源调整量

Table 2 Adjustments amount of adjustable resources

参数	储能	DR1	DR2	DR3
调整量/MWh	46	12	8	38
占比/%	44.2	11.6	7.7	36.5

由表2可见,储能设备、DR1、DR2和DR3四个参与者的调整量占比分别为44.2%、11.6%、7.7%和36.5%。从图3可见,电动汽车充电站负荷(DR1)、商业空调负荷(DR2)和工业可调负荷(DR3)3种可调节负荷总体上在0至17时段、39至54时段和87至96时段在降低自身用电功率,对外体现为“发出”电功率;在18至38时段与66至86时段,可调节负荷根据调度信息提高电能消耗,对外表现为“吸收”电功率。此举旨在跟随VPP运营商的调控指令,减小VPP实时出力与日前出清之间的功率偏差,从而降低偏差考核成本,实现VPP整体收益最大化。

综上,由于储能和3种可调负荷的参与,使得VPP的总体收益增加了18.6%,且各参与者的贡献量不同,需要根据各参与者的贡献对该收入进行分配,以激励各参与者更积极参与VPP市场,提升系统的整体性能。

4.3 各参与者收益分配

为对比本文所提算法的有效性,设计了6种分配策略。

策略1:按电量分配收益。

策略2:经典Shapley值法。

策略3:考虑偏差调整贡献度的Shapley值法。

策略4:考虑收益增长贡献度的Shapley值法。

策略5:考虑历史信誉度的Shapley值法。

策略6:综合考虑历史信誉度、偏差调整贡献度及收益增长贡献度的改进Shapley值法。

假设4个参与者的初始历史信誉度指标分别为{0.4, 0.9, 0.8, 0.5}。根据表1中联盟组合的盈余收益,分别使用上述6种分配策略对VPP内参与者收益进行分配,分配结果如图4所示。

按照参与者响应电量来分配盈余收益的策略是虚拟电厂发展初期最常见,也是收益分配最简单的一种分配方法。对策略1分析可知,按照电量分配,储能设备由于响应电量最多,在盈余收益分配时占比达到接近一半,而DR2仅分得5%的盈余收益,仅仅考虑响应电量会导致分配结果

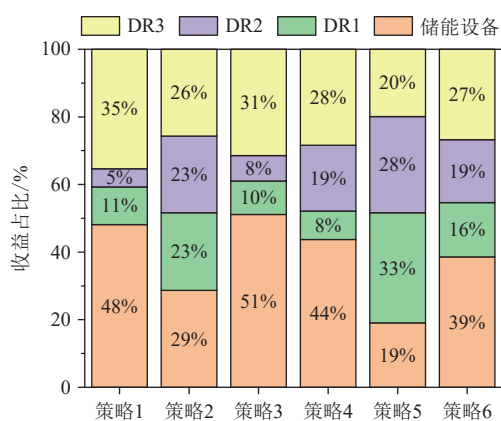


图 4 不同策略下各参与者收益分配结果

Fig. 4 Return distribution across various participants under different strategies

与实际贡献情况不符。

按策略 2 分配时，4 个参与者分得收益差距不大，而由图 3 可知各参与者响应程度均不同，即采用经典 Shapley 值法考虑各参与者的边际贡献度，这样的分配结果无法全面体现参与者响应对盈余收益的影响。

按策略 3 分配时，储能设备所分得的收益相较于按电量分配时更大，这是由于储能本身的响应电量对于虚拟电厂整体偏差的调整做出了最大的贡献，但是这样的分配结果忽略了参与者历史表现的影响，不能完全体现虚拟电厂的实际运行结果。

按策略 4 分配时，除了 DR2 以外，各参与者盈余分配变化趋势基本与其调整量正相关，这是由于 DR2 的可调整时段基本处于电价较低的时段，即其响应对于整个 VPP 利润增长的贡献有限。考虑利润增长贡献可以体现系统资源稀缺性，当电价较高时，参与调节的负荷可以获得更高的收益，从而激励更多的用户在该时段参与调节。

为体现历史信誉度对参与者的影响，本文假定调整量最高的参与者，即储能设备的信誉度最低。由策略 5 可见，考虑历史信誉度后，即使其在本次响应过程中响应量最大，但实际并无法获得最高的收入，即通过引入历史信誉度来避免出现用户投机行为，以促使每个参与者都尽可能地按照日前出清计划和上报的调整能力参与 VPP。

策略 5 只考虑历史信誉度，无法体现本次响应过程中的表现，策略 3 无法兼顾用户历史信誉，对比策略 6 即本文所提策略分配结果可知：4 个

参与者对于偏差调整都有贡献，而储能设备由于全时段均可灵活响应且响应性能较好，对于偏差调整和收益增长贡献较大，因此分得收益增加最大；DR1 与 DR2 由于其受可调节容量的时段限制，导致其对于偏差调整的贡献相对小，分得收益降低。即本文所提策略为系统提供更多的可调节灵活性资源，提升了 VPP 的调节能力和系统的运行稳定性。

4.4 收益分配影响因素分析

4.4.1 置信水平对 VPP 整体收益的影响

虚拟电厂系统不是在绝对理想的状态下运行的，对于一些不确定性的因素，如分布式风电、光伏的出力偏差，会导致虚拟电厂运行的风险增加。当虚拟电厂电平衡的置信水平从 0.55 开始依次按照 0.05 的梯度增加到 0.95，分别计算虚拟电厂的盈余收益，结果如图 5 所示。

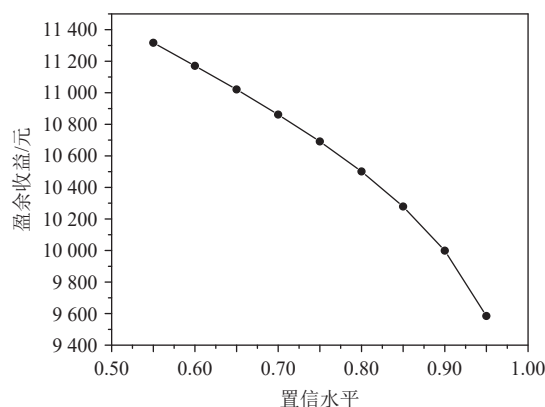


图 5 不同置信度下虚拟电厂的盈余收益

Fig. 5 Surplus returns of VPP at different confidence levels

从图 5 可知，虚拟电厂盈余收益随着置信水平的增加而减少，二者呈现负相关。当置信水平从 0.55 逐步增加到 0.95 时，虚拟电厂整体盈余收益降低了 15.3%，这使得虚拟电厂的经济性下降，但是同时随着置信水平的增加，虚拟电厂的运行可靠性和安全性也在逐渐提高。可以看出，虚拟电厂运行的可靠性与经济性相互矛盾。因此，运营商在制定决策方案时，选取合适的置信水平至关重要。

4.4.2 基础偏差考核电价对收益的影响

图 6 为不同偏差考核电价下各参与者的收益。由图 6 可见，采用本文所提考虑参与者贡献的 VPP 收益分配方法时，随着基础偏差考核电价的

升高, VPP 总收益降低, 但储能设备、DR1、DR2 及 DR3 分得的收益却不降反增。这是因为当偏差电量一定, 偏差考核成本随基础偏差考核电价的升高而升高, 导致 VPP 总收益下降。随着基础偏差考核电价的升高, 风、光单独参与电力市场时所面临的偏差考核成本也随之增大。此时, 4 种可调节资源参与 VPP 响应后所能降低的考核成本也相应增加, 即它们为提升 VPP 整体收益所做出的贡献更大。基础偏差考核电价越高, 代表着 VPP 内部可调节资源的稀缺性价值越大。因此, 尽管总收益在降低, 但是可调节资源对于提升 VPP 收益的贡献增大, 最终使其分得收益增加。

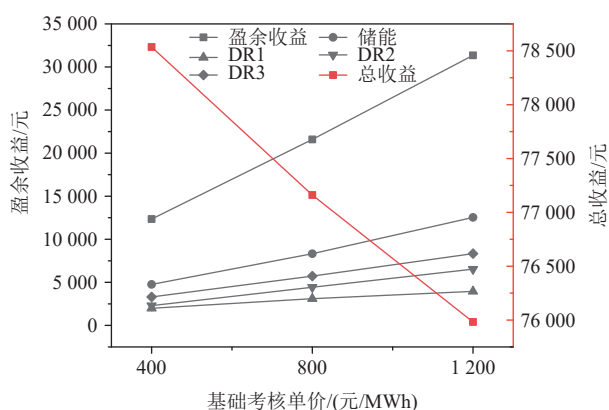


图 6 不同基础偏差考核电价下各参与者的收益

Fig. 6 Revenue of each participant under deviation assessment tariffs of different benchmarks

4.4.3 历史信誉度对收益的影响

现模拟 VPP 连续 10 日参与电力市场, 储能设备在 Day2 与 Day3 由于自身不确定性未能完成既定响应约定, 为对比历史信誉度的影响, 假设 10 天其他参与者的状态不变, 风光光伏预测值与实际值采用上文典型日数据, 基础偏差考核电价为 800 元/MWh。各参与者 10 日收益和历史信誉度指标如表 3、表 4 所示。

从表 3 可以看出, 当 Day2 与 Day3 储能设备未响应, 其偏差调整贡献度和收益增长贡献度为 0, 当日收益从 7.72 万元减小至 6.82 万元, 使得盈余收益从 2.16 万元减小至 1.26 万元, 因此储能设备当日不仅未分得 8405 元的收益, 反而由于未履行既定计划而罚款 3810 元。而可调节负荷 DR1、DR2 与 DR3 的当日收益分别上升 765 元、709 元和 642 元, 以奖励其积极响应完成调度任务。

表 3 各参与者 10 日收益
Table 3 Ten-day revenue for each participant

运行日	储能	DR1	DR2	DR3	收益	盈余收益
Day1	8405	3024	4382	5778	77161	21589
Day2	-3810	3789	5091	6420	68185	12613
Day3	-3810	3768	5082	6451	68185	12613
Day4	8297	2970	4382	5940	77161	21589
Day5	8356	2926	4353	5954	77161	21589
Day6	8405	2889	4328	5967	77161	21589
Day7	8446	2858	4307	5977	77161	21589
Day8	8482	2831	4290	5986	77161	21589
Day9	8513	2808	4274	5994	77161	21589
Day10	8540	2788	4261	6000	77161	21589

表 4 各参与者 10 日历史信誉度
Table 4 Ten-day historical credibility for each participant

运行日	储能	DR1	DR2	DR3
初始	0.40	0.90	0.80	0.50
Day1	0.45	0.91	0.82	0.55
Day2	0.42	0.92	0.83	0.58
Day3	0.38	0.92	0.85	0.62
Day4	0.43	0.93	0.86	0.64
Day5	0.47	0.93	0.87	0.67
Day6	0.50	0.94	0.88	0.69
Day7	0.53	0.94	0.88	0.71
Day8	0.56	0.94	0.89	0.72
Day9	0.58	0.95	0.89	0.74
Day10	0.60	0.95	0.90	0.75

假设从 Day4 开始, 储能恢复正常响应, 由于 Day2 与 Day3 未按约定响应, 使得储能设备的历史信誉度降低至 0.38, 导致 Day4 尽管达成有效响应, 但是日收益从 4202 元降低至 4148 元。从 Day4 至 Day10 储能收益逐日提升, 并且超过 Day1 时分得的收益, 这是由于储能初始信誉度较低, 每日按时完成响应会使得其历史信誉度逐渐提升, 至 Day10 储能的历史信誉度达到 0.6, 超过 Day1 的 0.4 的历史信誉度。

5 结论

本文通过算例分析验证了所提模型的有效性和合理性, 最终得到如下结论:

考虑历史信誉度, 未有效响应的参与者, 不

仅影响本次响应收益, 且对于后续收益分配仍有影响, 以避免用户投机行为, 保证 VPP 的稳定性; 考虑偏差调整贡献度, 相同条件下, 调整量越大可获得更高的盈余分配, 从而激励参与者积极参与每次偏差调整; 考虑利润增长率, 以激励用户在高电价区响应, 体现稀缺性资源效益。

本文所提出的基于各参与者贡献度的虚拟电厂收益分配方法可以明确各参与者对于 VPP 偏差调整的贡献, 依据参与者自身性能显著提高其经济效益, 激发参与者的响应积极性。结合历史信誉度、偏差调整贡献度和收益增长贡献度指标改进 Shapley 值分配方法, 相较于经典 Shapley 值法, 分配结果更可体现分配的公平性和合理性。同时, 合理的奖惩机制通过经济传导可以激发 VPP 内部各参与者参与响应调度的积极性, 有利于维持 VPP 联盟的稳定性。

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 2023 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. [2024-01-26]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm.
- [2] 田立亭, 程林, 郭剑波, 等. 虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述 [J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2097–2108.
TIAN Liting, CHENG Lin, GUO Jianbo, *et al.* A review on the study of management and interaction mechanism for distributed energy in virtual power plants[J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2097–2108(in Chinese).
- [3] 张凯杰, 丁国锋, 闻铭, 等. 虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述 [J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 60–72.
ZHANG Kaijie, DING Guofeng, WEN Ming, *et al.* Review of optimal dispatching technology and market mechanism design for virtual power plants[J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 60–72(in Chinese).
- [4] 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 large-scale flexible resources in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 3–14(in Chinese).
- [5] 王宇鹏. 多微电网虚拟电厂的竞价与收益分配调度策略研究 [D]. 上海: 上海电机学院, 2019.
- [6] 王雨晴. 基于竞价优化的虚拟电厂内部利益分配方法研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [7] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于讨价还价博弈理论的分布式能源合作收益分配模型 [J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1): 134–140.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jingqiao, *et al.* Profit allocation model of cooperative distributed energy resources based on bargaining game theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 134–140(in Chinese).
- [8] 匡熠, 王秀丽, 王建学, 等. 基于 stackelberg 博弈的虚拟电厂能源共享机制 [J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4556–4564.
KUANG Yi, WANG Xiuli, WANG Jianxue, *et al.* Virtual power plant energy sharing mechanism based on stackelberg game[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4556–4564(in Chinese).
- [9] 周文奇. 电力市场背景下虚拟电厂运行策略及收益分配研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2022.
- [10] WANG Yafei, GAO Weijun, QIAN Fanyue, *et al.* Evaluation of economic benefits of virtual power plant between demand and plant sides based on cooperative game theory[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 238: 114180.
- [11] 侯晨佳. 基于博弈论的虚拟电厂电源优化配置 [D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- [12] 麻秀范, 余思雨, 朱思嘉, 等. 基于多因素改进 Shapley 的虚拟电厂利润分配 [J]. 电工技术学报, 2020, 35(S2): 585–595.
MA Xiufan, YU Siyu, ZHU Sijia, *et al.* Virtual power plant profit distribution based on multi factor improvement Shapley[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(S2): 585–595(in Chinese).
- [13] 仓鹤鸣, 蔺红. 基于电价联动的虚拟电厂源-荷协调经济性研究 [J]. 现代电子技术, 2022, 45(23): 149–155.
CANG Heming, LIN Hong. Research on the economic efficiency of source load coordination in virtual power plants based on electricity price linkage[J]. Modern Electronic Technology, 2022, 45(23): 149–155(in Chinese).
- [14] 王芸芸, 马志程, 周强, 等. 兼顾公平性的多能源合作博弈优化调度 [J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 482–492.
WANG Yunyun, MA Zhicheng, ZHOU Qiang, *et al.* Multi energy cooperative game optimal scheduling considering fairness[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(10): 482–492(in Chinese).
- [15] 雷若愚. 考虑碳交易的虚拟电厂优化运行及收益分配研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2021.

- [16] 刘吉成, 郭启蒙, 孙嘉康. 区块链下虚拟电厂混合储能容量优化配置及收益分配 [J]. 现代电力, 2023, 40(6): 1-10.
LIU Jicheng, GUO Qimeng, SUN Jiakang. Optimization configuration and revenue allocation of hybrid energy storage capacity in virtual power plants under blockchain[J]. Modern Electric Power, 2023, 40(6): 1-10(in Chinese).
- [17] 余思雨. 虚拟电厂多时间尺度内部优化调度与利益均衡 [D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- [18] 芮寿辛. 虚拟电厂参与电力市场博弈的出清策略和价值分配研究 [D]. 兰州: 兰州理工大学, 2022.
- [19] CHEN K, GU W, WANG H Q. Optimal operation method of virtual power plant considering power deviation rate[C]// IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), 2021.
- [20] 张杰. 含分布式能源的虚拟电厂优化调度及收益分配策略研究 [D]. 吉林: 东北电力大学, 2023.
- [21] 曾杨超, 吴巧玲, 魏法国, 等. 电力现货市场下风电短期定价决策研究 [J]. 价格理论与实践, 2022(03): 147-152.
ZENG Yangchao, WU Qiaoling, WEI Faguo, *et al.* Study on short-term pricing decision of wind power under electricity spot market[J]. Price: Theory & Practice, 2022(03): 147-152(in Chinese).
- [22] 王泽淇, 贾燕冰, 韩肖清, 等. 考虑产消者响应与不确定性的微电网双层混合博弈优化 [J]. 电网技术, 2024, 48(07): 2754-2764.
WANG Zeqi, JIA Yanbing, HAN Xiaoqing, *et al.* Optimisation of a two-tier hybrid game with micro-energy networks considering producer-consumer response and uncertainty[J]. Power System Technology, 2024, 48(07):2754-2764(in Chinese).
-
- 收稿日期:** 2024-03-15
- 作者简介:**
张泽 (1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统、虚拟电厂与收益分配, E-mail: zztyut@163.com;
贾燕冰 (1980), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 通信作者, 研究方向为电力系统优化运行、综合能源系统优化运行与风险评估等, E-mail: jybyut@163.com;
张国基 (2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场运行与出清、储能系统, E-mail: zgj20232023@163.com;
王子辉 (1998), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统运行与规划, E-mail: wang_zihui99@163.com;
王泽淇 (1999), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行与风险评估, E-mail: wangzeqi199909@163.com;
韩肖清 (1964), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统运行与控制、微电网及新能源技术, E-mail: hanxiaoqing@tyut.edu.cn。

附录 A

表 A1 分时电价及偏差考核系数

Table A1 Time-of-use electricity price and deviation penalty coefficient

负荷状况	时段	电价/(元/MWh)	m_1	m_2
峰	08:00—11:00	531	0.8	1.6
	17:00—23:00			
平	07:00—08:00	332	1.0	1.0
	13:00—17:00			
谷	23:00—24:00	150	1.6	0.8
	00:00—07:00			
	11:00—13:00			

表 A2 储能设备参数

Table A2 Parameters of energy storage device

参数	值
容量下限/MWh	0.4
容量上限/MWh	1.8
充放电功率/MW	1
充放电效率/%	89
调用成本/(元/MWh)	300
初始SOC/%	50

表 A3 可调节负荷参数

Table A3 Parameters of flexible load

参数	DR1	DR2	DR3
最大调节容量/MW	1.2	1.2	0.6
补偿价格与分时电价之比	1.4	1.8	1.1

附录 B

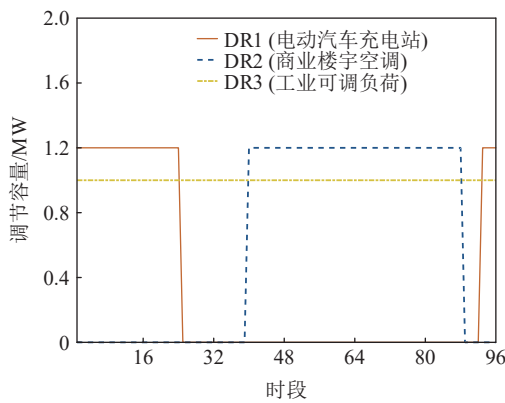


图 B1 3 种可调节负荷的调节容量

Fig. B1 Adjustable capacity of three flexible loads

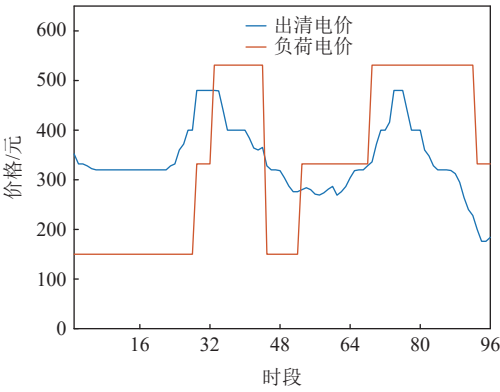


图 B2 电力市场电价

Fig. B2 Electricity market price

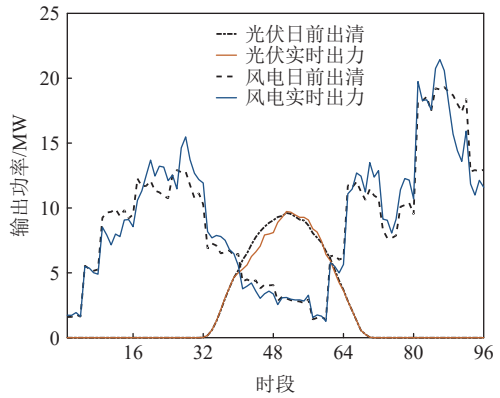


图 B3 风电、光伏日前与实时出力

Fig. B3 Wind and PV day-ahead and real-time output