

转载自《电力系统保护与控制》2025年53卷6期

引用格式: 李咸善, 仇成龙, 张远航, 等. 考虑电碳需求响应的电动汽车集群市场化运营策略[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(6): 163-154.

LI Xianshan, QIU Chenglong, ZHANG Yuanhang, et al. Market-oriented operation strategy for EV clusters considering electricity-carbon demand response[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 163-154.

考虑电碳需求响应的电动汽车集群市场化运营策略

李咸善¹, 仇成龙¹, 张远航¹, 王秋杰², 李飞^{1,3}

(1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 水资源工程与调度全国重点实验室(武汉大学), 湖北 武汉 430072)

摘要:电动汽车 EV 聚合商(EV aggregator, EVA)申报国家自愿减排(Chinese certified emission reduction, CCER)项目, 响应电网低碳调度, 可促进 EVA 高效运营和电力系统低碳转型。为此, 提出了考虑电碳需求响应的 EVA 多市场运营策略。首先, 基于碳排放流理论, 构建了基于用电动态碳排放因子的 EVA 用能碳排放模型, 以及考虑电碳需求响应的 EVA “电-碳”市场效益模型。其次, 构建市场运营商与 EVA 之间的博弈模型。上层为市场出清模型, 电力市场运营商以用能成本最小为目标进行市场出清, 发布出清结果及用电动态碳排放因子。下层为 EVA 市场竞标决策模型, 根据市场出清结果及用电动态碳排放因子, 以效益最大化为目标制定用能计划竞标策略。最后, 通过算例分析, 验证了所提策略的有效性。

关键词: 电碳市场; 需求响应; 用电动态碳排放因子

Market-oriented operation strategy for EV clusters considering electricity-carbon demand response

LI Xianshan¹, QIU Chenglong¹, ZHANG Yuanhang¹, WANG Qiujie², LI Fei^{1,3}

(1. Hubei Provincial Key Laboratory of Operation and Control of Cascade Hydropower Stations (China Three Gorges University), Yichang 443002, China; 2. School of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 3. State Key Laboratory of Water Resources Engineering and Management, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: Electric vehicle aggregators (EVA) that participate in Chinese certified emission reduction (CCER) projects in response to low-carbon dispatching can enhance efficient EVA operation while supporting the low-carbon transition of power systems. To achieve this, a multi-market EVA operational strategy considering electricity-carbon demand response is proposed. First, based on carbon emission flow theory, an EVA energy consumption carbon emission model is constructed based on the dynamic electricity carbon emission factors, and an EVA “electricity-carbon” market benefit model considering electricity-carbon demand response is developed. Next, a game model between market operators and EVAs is established. The upper layer represents the market clearing process, where electricity market operators minimize energy consumption costs, clear the market, and publish clearing results and dynamic electricity carbon emission factors. The lower layer is the EVA market bidding decision-making process, where EVAs formulate energy consumption bidding strategies to maximize their benefits according to the market clearing results and dynamic electricity carbon emission factors. Finally, the effectiveness of the proposed strategy is verified by a numerical example.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307109).

Key words: electricity carbon market; demand response; dynamic electricity carbon emission factor

0 引言

“双碳”目标下的电力系统低碳转型, 需要供

给侧与需求侧协同共进^[1]。根据我国《温室气体自愿减排项目设计与实施指南, 2023》^[2], 各类减排主体可按照指南规定, 开发温室气体减排项目, 以获取相应的碳市场国家认证自愿减排量(China certified emission reduction, CCER)交易收益。电动汽车(electric vehicle, EV)作为重要的能源需求侧灵

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307109); 水资源工程与调度全国重点实验室开放基金项目资助(2023SDG02)

活性资源, 预计到 2030 年, 世界范围内的 EV 总数将达到 2.4 亿辆^[3-4]。EV 聚合商(EV aggregator, EVA)对 EV 进行集中管理, 申报温室气体减排项目, 参与 CCER 交易, 获得减排贡献收益的同时, 助力电力系统低碳减排。

目前, 关于 EVA 参与碳市场的相关研究尚处于起步阶段, 鲜有研究涉及碳市场 CCER 交易。文献[5]将 EV 相对燃油汽车所减少的碳排放量作为 EV 所得碳配额, 并在碳市场出售以获得收益。文献[6]构建了配电网运营商和 EVA 之间的日前主从博弈模型, 并验证了所提策略可降低整体碳排放。文献[7]考虑负荷用电碳排放成本, 建立了负荷主体参与调控响应的用电碳排放计算模型及响应市场收益分析方法。文献[8]考虑风光储之间达成合作联盟, 参与碳交易市场, 在提升各主体收益的同时, 能够显著降低碳排放。文献[9]采用多能系统碳排放流理论对 EV 进行碳排放跟踪, 并验证了可控 EV 充电可以减少电力系统的碳排放。上述文献对 EVA 参与碳市场交易作了一定的研究, 但均只考虑了碳市场碳配额交易, 对 EVA 参与 CCER 交易的研究较少。

关于负荷侧用电碳计量方法以及如何引导 EV 等需求侧响应资源参与电力系统低碳减排, 已逐渐成为研究热点。文献[10]从负荷对新能源消纳贡献的角度出发, 构建了电碳离散分摊模型, 实现碳流与潮流的解耦计算以及碳排放的高效溯源。文献[11]提出了现货市场交易背景下的碳排放流新模型, 实现了现货市场交易下的源荷碳排放责任分摊。文献[12]中综合能源系统代理商通过价格信号引导下层系统, 从而降低整个系统的碳排放量。文献[13]建立以碳势为信号的需求侧响应模型, 引导负荷用电, 降低系统的碳排放量。文献[14]建立了考虑碳排放流理论的电力系统两阶段低碳优化调度模型, 合理计算了各主体的碳排放责任。文献[15-16]给出了含 EV 集群综合能源系统低碳调度模型, 充分发挥了 EV 作为广义储能设备的减碳潜力。上述文献对于碳排放责任的源荷分摊, 给出了较为详细的理论模型, 但只将需求侧响应资源作为考虑低碳需求响应的主体, 并未考虑到需求侧响应资源作为电力市场参与者, 同时也会受到电价等因素的引导。

综上所述, 本文针对 EVA 用电碳排放表达、EVA 参与电碳市场的协同交易策略制定等问题, 构建了基于碳排放流理论的 EVA 用电碳排放计量方法和考虑电碳需求响应的 EVA 参与电碳市场交易模型, 主要贡献如下:

1) 基于碳排放流理论, 将发电侧碳排放信息传

递到负荷侧, 实现对 EVA 用能所产生碳排放量的准确计量;

2) 提出基于电能量市场电价、调频辅助服务电价及用电动态碳排放因子引导的电碳需求响应机制, 构建考虑 CCER 和电碳需求响应的 EVA 在日前-实时两阶段电碳市场中的收益模型;

3) 建立电力市场运营商和 EVA 之间的双层博弈优化模型, 在增加 EVA 收益的同时充分激发 EV 作为需求侧响应资源的低碳减排潜力。

1 考虑电碳需求响应的 EVA 多市场运营策略

EVA 聚集 EV 集群, 申请碳减排项目, 响应电碳需求响应, 参与电能量市场和调频辅助服务市场(后文简称调频市场)交易^[17-19], 满足 EV 用能需求, 降低 EV 用能成本, 获得调频辅助服务效益及 CCER 交易收益, 以提升 EVA 综合运营效益。

1.1 EVA 的基准线运营场景和碳减排项目运营场景

EVA 碳减排项目的碳减排效果须通过比较 EVA 的基准线运营场景的用能碳排放量和实施碳减排项目运营后用能碳排放量的减少量, 以获取 CCER 交易的额外收益。

1) EVA 基准线运营场景

EVA 参与 CCER 交易前需提供碳减排核算所需的 EVA 基准线运营场景下的基准线碳排放量^[2]。本文 EVA 基准线运营场景为 EVA 参与未考虑低碳减排调度的电力市场。在该场景中, EVA 聚合 EV 集群, 满足电力市场准入门槛, 参与电能量市场和调频市场, 获取市场化运营收益。

在基准线场景中, 电源侧产生的碳排放量信息通过电网潮流传递到负荷节点, 据此计算 EVA 用能碳排放量。将 EV 集群的历史用电碳排放数据作算术平均, 作为 EVA 的基准线碳排放量(见 2.3 节)。

2) EVA 碳减排项目运营场景

如图 1 所示, EVA 碳减排项目运营场景为 EVA 响应电碳需求响应策略的 EVA 市场化运营场景。

电网侧在传统电能需求响应调度的基础上, 进一步实施碳减排需求调度, 实施电碳协同需求响应激励政策, 将电能调度需求与碳减排调度需求分别通过电能量市场的电价、调频市场电价及用电碳排放因子的发布传递到用电需求侧, 引导需求侧 EVA 调整用能计划, 实现电能及调频优化调度的同时, 促进系统的低碳减排; 需求侧 EVA 通过响应电网的电碳需求响应政策, 调整用能计划, 降低用能成本的同时, 减少用能碳排, 获得 CCER 交易额外效益, 提升 EVA 市场化运营综合效益。

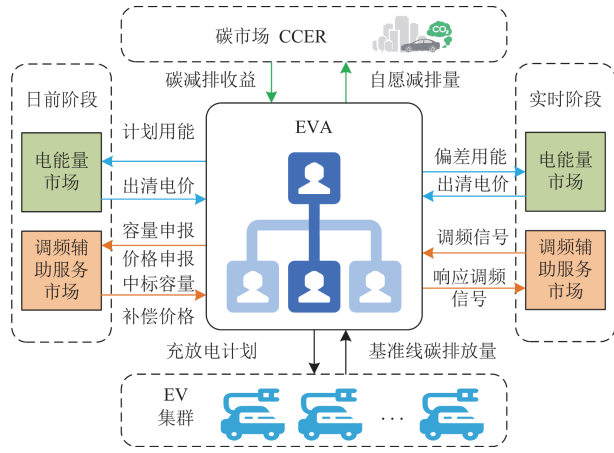


图1 考虑电碳需求响应的EVA参与电碳市场交易框架

Fig. 1 EVA participation in electricity carbon market framework considering electricity carbon demand response

1.2 EVA多市场运营策略

EVA碳减排项目场景下，EVA实施考虑电碳需求响应的多市场运营策略，包括日前市场运营策略和实时市场运营策略。

1) EVA日前市场运营策略

在日前阶段，EVA预测次日EV用户充电需求，作为市场价格接受者，以电碳市场收益最大化为目标，制定日前电能量市场购能计划，满足次日EV用户充电需求的同时，降低用能碳排；制定参与调频市场的调频容量和调频里程价格申报策略。日前市场出清后，电力市场运营者发布日前电能量市场出清电价、调频市场调频里程出清价格、EVA的调频中标容量以及日前用电动态碳排放因子。通过EVA运营模型与日前市场出清模型的循环迭代，获得最终的EVA日前用能计划及电碳市场运营收益。

2) EVA实时市场运营策略

日内实时运行阶段，EVA根据EV用户的实际充电需求，响应调频调度机构下发的实时调频信号，在日前计划充电功率的基础上增加或降低各时段的充放电功率，为站内所有EV安排充放电计划，满足EV充电需求，同时在实时电能量市场上报增加或降低的充放电功率，即偏差充放电功率，参与实时电能量市场出清。实时市场出清完成后，电力市场运营者发布实时电能量出清电价、实时用电动态碳排放因子，同时结算EVA在日前-实时两阶段电能量市场中的购电费用、调频市场中的补偿收益，以及EVA的实际碳减排量和在碳市场中的碳减排收益。

2 基于碳排放流理论的EVA用电碳计量方法

2.1 基于碳排放流理论的碳排放表征

碳排放流理论描述了电能生产与消费中的碳

排放转换关系^[20-21]。本文应用该理论，首先计算日前-实时阶段的各发电机组碳排放强度，进而计算日前-实时阶段各负荷节点的用电碳排放强度。

2.1.1 发电侧碳排放强度

发电侧机组包括火力发电机组和新能源发电机组（风电、光伏）两类，其中新能源机组发电几乎不产生碳排放，可认为其碳排放强度为零；火电机组碳排放强度与其消耗燃料的种类、发电效率等因素有关，本文以燃煤机组为例，其度电煤耗和发电碳排放强度计算如式(1)所示。

$$\begin{cases} w_{n,t} = 10^3 \times (a_n (P_{TP}^{n,t})^2 + b_n P_{TP}^{n,t} + c_n) \zeta_n / P_{TP}^{n,t} \\ C_{TP}^{n,t} = \eta_{TP}^n \lambda_{TP}^n (1 - \mu_{TP}^{n,t}) \frac{w_{n,t}}{10^3} \frac{M_{CO_2}}{M_C} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $w_{n,t}$ 、 $C_{TP}^{n,t}$ 、 $P_{TP}^{n,t}$ 分别为火电机组 n 在 t 时段的度电煤耗量、碳排放强度和发电功率； a_n 、 b_n 、 c_n 为火电机组 n 的燃煤耗量系数； ζ_n 为火电机组 n 的度电耗煤修正系数； η_{TP}^n 、 λ_{TP}^n 、 $\mu_{TP}^{n,t}$ 分别为火电机组 n 的燃煤含碳率、碳氧化率和碳捕集率； M_{CO_2} 、 M_C 分别为 CO_2 和碳单质的摩尔质量。

2.1.2 电力网络各节点碳排放强度

由式(1)可计算得出电力网络中所有发电机组在 t 时段的发电碳排放强度矩阵 C_G^t ，如式(2)所示。

$$C_G^t = [C_{TP}^{1,t}, C_{TP}^{2,t}, \dots, C_{TP}^{N,t}]^T \quad (2)$$

式中， N 表示电力网络中的发电机组总数。

根据文献[22]的电力网络碳排放流计算方法，可得到电力网络中所有节点在 t 时段的碳势矩阵 C_L^t ，如式(3)所示。

$$C_L^t = (P_A^t - P_B^t)^{-1} (P_G^t)^T C_G^t \quad (3)$$

式中： P_A^t 为 t 时段电力网络中所有节点的有功通量矩阵； P_B^t 为 t 时段电力网络的支路潮流分布矩阵； P_G^t 为 t 时段电力网络的发电机组注入矩阵。

2.2 基于用电动态碳排放因子的EVA用电碳排放计算方法

2.2.1 用电动态碳排放因子计算方法

C_L^t 矩阵中包含了电力网络中所有节点在 t 时段的碳势强度，将各节点的碳势作为用电动态碳排放因子发送给各节点电力用户，可让电力用户更为直接地感受到不同时段用电带来的碳排放量差异，再通过给进行自愿碳减排的电力用户发放CCER凭证使其能从碳减排中获得收益，可达到激励用户进行低碳需求响应的目的。各时段不同节点的用电动态碳排放因子 $\sigma^{t,l}$ 如式(4)所示。

$$\sigma^{t,l} = C_L^{t,l} \quad (4)$$

式中, $C_L^{t,l}$ 为节点 l 在 t 时段的碳势强度。

2.2.2 EVA 用电碳排放计算方法

根据用电动态碳排放因子 $\sigma^{t,l}$, 可计算 EVA 用能所产生的碳排放流量。EVA 在日前电能市场中申报计划充放电功率, 在实时电能市场中根据 EV 用户实际充电需求、实时电价信号和实时用电动态碳排放因子等调整日前计划充放电功率, 并在实时电能市场中申报偏差充放电功率, 则 EVA 的实际充放电功率为 EVA 计划充放电功率加上偏差充放电功率。由日前-实时市场发布的日前-实时两阶段的用电动态碳排放因子, 可计算 EVA 日前计划用能碳排放 $C_{\text{rec}}^{\text{eva},t}$ 和实时用能碳排放 $C_{\text{rea}}^{\text{eva},t}$, 如式(5)所示。

$$\begin{cases} C_{\text{rec}}^{\text{eva},t} = \sigma_{\text{rec}}^{\text{eva},t} (P_{\text{ch,rec}}^{\text{eva},t} - P_{\text{dis,rec}}^{\text{eva},t}) \\ C_{\text{rea}}^{\text{eva},t} = \sigma_{\text{rea}}^{\text{eva},t} (P_{\text{ch,rec}}^{\text{eva},t} + \Delta P_{\text{ch,rea}}^{\text{eva},t} - P_{\text{dis,rec}}^{\text{eva},t} - \Delta P_{\text{dis,rea}}^{\text{eva},t}) \\ C_{\text{rec,all}}^{\text{eva}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{rec}}^{\text{eva},t}, C_{\text{rea,all}}^{\text{eva}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{rea}}^{\text{eva},t} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\sigma_{\text{rec}}^{\text{eva},t}$ 、 $\sigma_{\text{rea}}^{\text{eva},t}$ 分别为日前-实时两阶段 EVA 聚合的充电站所在节点在 t 时段的用电动态碳排放因子; $P_{\text{ch,rec}}^{\text{eva},t}$ 、 $P_{\text{dis,rec}}^{\text{eva},t}$ 分别为 t 时段 EVA 在日前电能市场中的计划充、放电功率; $\Delta P_{\text{ch,rea}}^{\text{eva},t}$ 、 $\Delta P_{\text{dis,rea}}^{\text{eva},t}$ 分别为 t 时段 EVA 在实时电能市场中的偏差充、放电功率; $C_{\text{rec,all}}^{\text{eva}}$ 、 $C_{\text{rea,all}}^{\text{eva}}$ 分别为 EVA 计划充放电功率和实际充放电功率所产生的总碳排放量; 市场交易时段 t 为 1 h, 对应总时段数 T 为 24。

2.3 EVA 历史基准线碳排放量

根据文献[2], 参与 CCER 项目的主体需要向有关机构提供用以提供参照的、在不实施碳减排计划时最有可能发生的假定场景(基准线场景), 还需提供基准线场景下的基准线碳排放量。本文采用蒙特卡洛模拟法模拟 EVA 的历史运行场景和运行数据(历史负荷场景), 对应 1.1 节描述的 EVA 基准线运营场景, 计算对应历史负荷场景下的用电动态碳排放因子和 EVA 的历史场景碳排放量, 最后对相应场景运行数据和历史碳排放量作算术平均, 得出 EVA 的基准线场景和基准线碳排放量。基准线碳排放量作为表达参与 CCER 项目主体的历史碳排放数据标准值, 在考虑电碳需求响应后, EVA 可通过计算改变用能计划后的碳排放量与基准线碳排放量的差值, 作为自愿碳减排量来计算预期的 CCER 交易收益。EVA 的基准线碳排放量 $C_{\text{his,all}}^{\text{eva}}$ 计算如式(6)所示。

$$\begin{cases} C_{\text{his,all}}^{\text{eva}} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M C_m^{\text{eva}} \\ C_m^{\text{eva}} = \sum_{t=1}^T \sigma_m^{\text{eva},t} P_m^{\text{eva},t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: C_m^{eva} 为 EVA 在第 m 天的总碳排放量; $\sigma_m^{\text{eva},t}$ 、 $P_m^{\text{eva},t}$ 分别为在第 m 天第 t 个时段 EVA 聚合的充电站所在节点的用电动态碳排放因子和 EVA 用电功率; M 为蒙特卡洛模拟的总天数, 本文设置为 1000 天。

3 考虑电碳需求响应的 EVA 多市场收益模型

传统的负荷侧需求响应机制主要通过电价信号或者补贴激励信号引导需求侧响应资源主动改变其用能计划, 以达到促进电力系统优化运行的目的。在此基础上, 本文提出进一步通过加入用电动态碳排放因子来引导 EVA 低碳用电, 即电碳需求响应, 激发 EVA 的需求侧响应碳减排潜力的方法。相比传统的需求响应机制, 电碳需求响应增加了 EVA 的收益途径, EVA 的综合效益包括电能市场购电成本、调频市场收益和碳市场收益。

3.1 电能市场购电成本模型

相比仅考虑传统需求响应的基准线运营场景, EVA 在考虑电碳需求响应后, 其用能计划会同时考虑低碳用能, 以获取碳减排收益。EVA 在电能市场中的购电费用由日前电能市场购电费用和实时电能市场购电费用两部分组成, 其中日前市场购电费用由日前电能市场出清电价和 EVA 在日前电能市场的购售电量决定, EVA 日前电能市场购电费用 F_1 如式(7)所示。

$$F_1 = \sum_{t=1}^T \pi_{\text{rec}}^t (P_{\text{ch,rec}}^{\text{eva},t} - P_{\text{dis,rec}}^{\text{eva},t}) \quad (7)$$

式中, π_{rec}^t 为在 t 时段的日前电能市场出清电价。

进入日内实时运行阶段, 由于 EVA 在日前阶段对 EV 负荷的预测偏差, 以及提供调频辅助服务所造成的功率波动, EVA 需要在实时电能市场中申报偏差充放电功率, 以满足 EV 用户实际用电需求。EVA 在实时电能市场的购电费用 F_2 如式(8)所示。

$$F_2 = \sum_{t=1}^T \pi_{\text{rea}}^t (\Delta P_{\text{ch,rea}}^{\text{eva},t} - \Delta P_{\text{dis,rea}}^{\text{eva},t}) \quad (8)$$

式中, π_{rea}^t 为 t 时段的实时电能市场出清电价。

3.2 调频市场收益

本文设定调频市场只在日前进行一次出清, 并确定 EVA 以及其余参与主体的调频容量中标量。在日内实时运行阶段, 电力市场运营商根据日前 EVA 和其他参与主体的调频容量中标量, 按各参与主体和 EVA 的综合调频性能指标由高到低的顺序对调频容量进行调用, 直到满足调频需求。实时调用结束后, 电力市场运营商对各参与主体所提供的实际调频里程和所获得的辅助服务收益进行结算。EVA 在调频市场的收益由两部分构成, 分别为调频容量收益和调频里程收益^[23]。调频容量收益由 EVA 在

调频市场中的调频容量中标量和调频容量补偿价格确定。EVA 调频容量收益 F_3 如式(9)所示。

$$F_3 = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{cap}} R'_{\text{eva}} \quad (9)$$

式中: λ_{cap} 为调频容量补偿价格; R'_{eva} 为 t 时段的 EVA 的调频容量中标量。

EVA 的调频里程收益由 EVA 在日内实时运行阶段所提供的实际调频里程和调频里程出清价格确定, EVA 调频里程收益 F_4 如式(10)所示。

$$\begin{cases} D'_{\text{eva}} = \sum_{j=1}^J D'^{t,j}_{\text{eva}} \\ F_4 = \sum_{t=1}^T \lambda'_{\text{inv}} D'_{\text{eva}} k_{\text{eva}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: J 为 EVA 在 t 时段响应 AGC 控制指令的总次数; $D'^{t,j}_{\text{eva}}$ 为 EVA 在 t 时段第 j 次响应 AGC 控制指令所提供的调频里程, 即响应 AGC 控制指令结束时的实际出力与响应指令时的出力值之差的绝对值; D'_{eva} 为 EVA 在 t 时段提供的总调频里程; λ'_{inv} 为 t 时段的调频里程出清价格; k_{eva} 为 EVA 的归一化调频性能指标。

3.3 碳市场收益

在 CCER 交易市场中, 经核证的自愿减排量可通过 CCER 交易获得收益。日前电力市场出清结束后, 由 EVA 日前计划用电所产生的碳排放量和基准线碳排放量, 可计算出 EVA 在日前计划用电量下可获得的 CCER 交易收益, 由于日前阶段所得出的 EVA 计划用电量与 EVA 的实际用电量存在偏差, 因此日前计算得出的 CCER 交易收益为预期 CCER 交易收益。实时电力市场出清结束后, 根据 EVA 的实际用电量所产生的碳排放量和基准线碳排放量, 对 EVA 的实际 CCER 交易收益进行结算, EVA 在 CCER 交易市场中的收益如式(11)所示。

$$\begin{cases} F_5 = \pi_{\text{CCER}} (C_{\text{rec,all}}^{\text{eva}} - C_{\text{his,all}}^{\text{eva}}) \\ F_6 = \pi_{\text{CCER}} (C_{\text{rea,all}}^{\text{eva}} - C_{\text{his,all}}^{\text{eva}}) \end{cases} \quad (11)$$

式中: F_5 为 EVA 在日前阶段的预期 CCER 交易收益; F_6 为 EVA 在实时阶段的实际结算 CCER 交易收益; π_{CCER} 为 CCER 市场交易价格。

4 考虑电碳需求响应的日前-实时两阶段 EVA 投标决策模型

参考文献[24], 电能量市场中, 发电商在各时段采用非递减五段式功率报价报量; 调频市场中, 参与主体在各时段只申报一组报价报量。发电商在

日前投标结束后, 电力市场运营商将其投标信息封存至实时阶段, 发电商在实时阶段不再重新进行投标。根据 1.2 节制定的 EVA 日前市场运营策略和实时市场运营策略, 以电力市场运营商为领导者, EVA 为跟随者, 构建 EVA 参与日前-实时两阶段电力市场交易决策的主从博弈模型。

4.1 EVA 日前电能量-调频市场投标决策博弈模型

以电力市场运营商为领导者, EVA 为跟随者, 构建 EVA 参与日前市场交易决策的主从博弈模型, 上层为市场出清模型, 下层为考虑电碳需求响应的 EVA 市场投标决策模型。

1) 上层领导者电力市场运营商出清模型

日前阶段, 电力市场运营商以市场用能成本最低为目标, 优化各发电机组开机组合、电能量市场中标量以及调频市场参与者的调频中标容量, 满足市场电量及调频需求, 进行日前电能量市场和调频市场联合出清, 得到电能量市场出清电价、调频容量中标量、调频里程出清价格, 同时计算并发布日前用电动态碳排放因子, 并传递给下层跟随者。

(1) 目标函数

电力市场运营商日前目标函数如式(12)所示。

$$\min \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \left(C_G^{n,t} P_{G,\text{rec}}^{n,t} + C_{G,\text{up}}^{n,t} + \lambda_G^{n,t} R_G^{n,t} / k_G^n + \lambda'_{\text{eva}} R'_{\text{eva}} / k_{\text{eva}} \right) \quad (12)$$

式中: $P_{G,\text{rec}}^{n,t}$ 、 $C_G^{n,t}$ 分别为机组 n 在 t 时段的日前中标功率及其报价; $C_{G,\text{up}}^{n,t}$ 为机组 n 在 t 时段的启停成本; $\lambda_G^{n,t}$ 、 λ'_{eva} 分别为机组 n 和 EVA 在调频市场申报的调频里程价格; $R_G^{n,t}$ 为机组 n 在 t 时段的调频容量中标量; k_G^n 为机组 n 的归一化调频性能指标。

(2) 约束条件

日前市场出清约束包括功率平衡约束以及调频容量需求约束等, 如式(13)一式(15)所示。

$$\sum_{n=1}^N P_{G,\text{rec}}^{n,t} = P_L^t + P_{\text{ch,bid}}^{\text{eva},t} - P_{\text{dis,bid}}^{\text{eva},t} \quad (13)$$

$$P_{G,\text{min}}^n \leq P_{G,\text{bid}}^{n,t} \leq P_{G,\text{max}}^n \quad (14)$$

$$\sum_{n=1}^N R_G^{n,t} + R'_{\text{eva}} \geq R_L^t \quad (15)$$

式中: P_L^t 为 t 时段的电网基础负荷; $P_{\text{ch,bid}}^{\text{eva},t}$ 、 $P_{\text{dis,bid}}^{\text{eva},t}$ 分别为 t 时段 EVA 在日前电能量市场中申报的充、放电功率; $P_{G,\text{bid}}^{n,t}$ 为机组 n 在 t 时段的竞标功率; $P_{G,\text{max}}^n$ 、 $P_{G,\text{min}}^n$ 分别为机组 n 的竞标功率上下限; R_L^t 为 t 时段的调频容量需求。

2) 下层跟随者 EVA 投标决策模型

EVA 在日前电能量-调频市场中, 作为价格接

受者, 以多市场收益最大化为目标, 满足 EV 用户充电需求, 制定日前电能-调频市场投标策略。

(1) 目标函数

EVA 考虑电碳需求响应, 以多市场综合效益最大化为目标, 包括 EVA 的电能市场购电费用 F_1 (式(7))、调频容量收益 F_3 (式(9))、调频里程收益 F_4 (式(10))和 CCER 交易收益 F_5 (式(11)), 则 EVA 的市场综合效益 F_{rec} 如式(16)所示。

$$\max F_{\text{rec}} = -F_1 + F_3 + F_4 + F_5 \quad (16)$$

(2) 约束条件

EVA 日前市场投标约束如式(17)所示。

$$\begin{cases} E_{\min, \text{rec}}^{\text{eva}, t} \leq E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t} \leq E_{\max, \text{rec}}^{\text{eva}, t} \\ E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t} = E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t-1} + (P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \eta_{\text{ch}} - P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} / \eta_{\text{dis}}) \Delta t + \Delta E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t} \\ P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} = 0 \\ 0 \leq P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} + R_{\text{eva}, \text{bid}}^t \leq P_{\text{ch}, \text{max}, \text{rec}}^{\text{eva}, t} \\ 0 \leq P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} + R_{\text{eva}, \text{bid}}^t \leq P_{\text{dis}, \text{max}, \text{rec}}^{\text{eva}, t} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 为日前阶段在 t 时段 EV 集群的电量; $E_{\max, \text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 、 $E_{\min, \text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 分别为日前阶段在 t 时段 EV 集群的最高、最低电量; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为 EV 的充、放电效率; $\Delta E_{\text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 为日前阶段在 t 时段因 EV 进站或出站造成的电量变化; $R_{\text{eva}, \text{bid}}^t$ 为日前阶段 EVA 在调频市场中的竞标调频容量; $P_{\text{ch}, \text{max}, \text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 、 $P_{\text{dis}, \text{max}, \text{rec}}^{\text{eva}, t}$ 分别为日前阶段在 t 时段 EV 集群的最大充、放电功率。

4.2 EVA 实时电能市场投标决策博弈模型

1) 上层领导者电力市场运营商出清模型

实时阶段, 上层领导者电力市场运营商以用能成本最低为目标, 优化各发电机组电能市场中标量, 满足市场电量需求, 进行实时电能市场出清, 得到电能市场出清电价, 同时计算发布实时用电动态碳排放因子, 并传递给下层跟随者。

(1) 目标函数

由于发电机组的开机组合由日前出清结果确定, 因此实时阶段电力市场运营商的优化目标不包括机组启停成本, 如式(18)所示。

$$\min \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T C_{\text{G}}^{n, t} P_{\text{G}, \text{rea}}^{n, t} \quad (18)$$

式中, $P_{\text{G}, \text{rea}}^{n, t}$ 为机组 n 在 t 时段的实时中标功率。

(2) 约束条件

实时阶段电力市场出清约束条件即功率平衡, 如式(19)所示。

$$\sum_{n=1}^N P_{\text{G}, \text{rea}}^{n, t} = P_{\text{L}}^t + P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} + \Delta P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} - P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} - \Delta P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \quad (19)$$

式中, $\Delta P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t}$ 、 $\Delta P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t}$ 分别为 t 时段 EVA 在实时电能市场中申报的偏差充、放电功率。

2) 下层跟随者 EVA 投标决策模型

下层跟随者 EVA 在实时运行阶段需要响应调频市场下发的调频信号, 同时满足 EV 用户的实际充电需求, EVA 在实时电能市场中, 以多市场收益最大化为目标, 在日前电力市场出清所得到的计划充放电功率基础上进行充放电功率的增减, 作为偏差充放电功率参与实时电能市场投标。

(1) 目标函数

EVA 在实时运营阶段, 以市场综合效益 F_{rea} 最大为目标, 如式(20)所示。

$$\max F_{\text{rea}} = -F_1 - F_2 + F_3 + F_4 + F_6 \quad (20)$$

(2) 约束条件

EVA 实时市场投标约束如式(21)所示。

$$\begin{cases} E_{\min, \text{rea}}^{\text{eva}, t} \leq E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t} \leq E_{\max, \text{rea}}^{\text{eva}, t} \\ E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t} = E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t-1} + (P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \eta_{\text{ch}} - P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} / \eta_{\text{dis}}) \Delta t + (\Delta P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} - \Delta P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} / \eta_{\text{dis}}) \Delta t + \Delta E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t} \\ \Delta P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \Delta P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} = 0 \\ 0 \leq P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} + \Delta P_{\text{ch}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \leq P_{\text{ch}, \text{max}, \text{rea}}^{\text{eva}, t} \\ 0 \leq P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} + \Delta P_{\text{dis}, \text{bid}}^{\text{eva}, t} \leq P_{\text{dis}, \text{max}, \text{rea}}^{\text{eva}, t} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 为实时阶段 EV 集群在 t 时段的电量; $E_{\max, \text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 、 $E_{\min, \text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 分别为实时阶段 EV 集群在 t 时段的最高、最低电量; $\Delta E_{\text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 为实时阶段在 t 时段因 EV 进站或出站而造成的电量变化; $P_{\text{ch}, \text{max}, \text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 、 $P_{\text{dis}, \text{max}, \text{rea}}^{\text{eva}, t}$ 分别为实时阶段 EV 集群在 t 时段的最大充、放电功率。

4.3 模型求解

采用数学优化软件 GUROBI 结合粒子群算法求解主从博弈模型。上层电力市场运营商采用粒子群算法求解市场出清问题, 下层 EVA 采用 GUROBI 求解两阶段的最优充放电功率及投标计划。

5 算例仿真分析

5.1 算例参数

设置 EVA 聚合的 EV 总数为 3000 辆, 基于车-网互动技术(vehicle-to-grid, V2G)^[25-27], EV 充电站支持 EV 充、放电功能, 并将 EV 分为夜间充电私家车(EV1)、白天充电私家车(EV2)、网约车(EV3)和电动公交车(EV4)^[28] 4 类, 其中设定私家车和公交车每日只充电一次, 充电方式采用慢充方式, 网约车每日充电两次, 分别为在白天进行快速补充充电和在夜间进行慢速充电。4 种 EV 的占比为 0.5:0.21:0.2:0.09, 充放电效率均为 0.9, 所有 EV 的最低 SOC 设置为 0.2, 最高设置为 0.95。4 类 EV 的

额定充放电功率 $P_{\text{ch},N}^i$ 、蓄电池容量 Q_N^i 、EV 的到网时间 T_{arr}^i 、离网时间 T_{lea}^i 以及起始 SOC(S_{arr}^i) 的参数设置如表 1 所示, 本文通过蒙特卡洛法对 EVA 聚合的 EV 历史运行数据和日内实际运行数据进行抽样模拟。市场参数设置方面, 本文设置调频市场的调频容量补偿价格为 8 元/MWh^[18], 碳市场中 CCER 交易价格设置为 55 元/吨 CO₂^[29]。调频市场的调频需求设置为电负荷的 0.1 倍。EV 在充电站内充电时, EVA 给 EV 设置的充放电价格分别为电力市场日前出清电价的 1.1 倍和 0.8 倍。

表 1 EV 数据参数

Table 1 EV data parameters

EV	$P_{\text{ch},N}^i/\text{kW}$	Q_N^i/kWh	T_{arr}^i	T_{lea}^i	S_{arr}^i
EV1	7	60	$N(18,2)$	$N(8,1)$	$U(0.4,0.6)$
EV2	7	60	$N(9,1)$	$N(17,2)$	$U(0.2,0.5)$
EV3(a)	7	60	$N(21,1)$	$N(7,1)$	$U(0.2,0.5)$
EV3(b)	60	60	$N(14,1)$	$N(15,1)$	$U(0.2,0.3)$
EV4	60	300	$N(19,1)$	$N(6,1)$	$U(0.2,0.4)$

注: $N(x,y)$ 表示数据符合正态分布; $U(x,y)$ 表示数据符合均匀分布; EV3(a)、EV2(b) 分别表示在夜间慢速充电和在白天快速充电的网约车。

5.2 仿真场景设计

设置 3 种典型算例场景, 对比不同场景下 EVA 运营收益以及减碳效果, 以体现本文方法的优势。

场景 1: EVA 仅参与电能量市场, 即 EVA 用能策略仅考虑电价的影响。

场景 2: EVA 参与电能量市场和调频市场, 即 EVA 用能策略同时考虑电价和调频辅助服务收益的影响。

场景 3: EVA 参与电碳市场, 即 EVA 考虑本文所提的电碳需求响应, EVA 用能策略受到电价、调频市场收益以及参与低碳减排所获收益的影响。

以上 3 种场景中, EVA 均以自身收益最大为目标, 优化其日前-实时两阶段用能计划和投标策略。

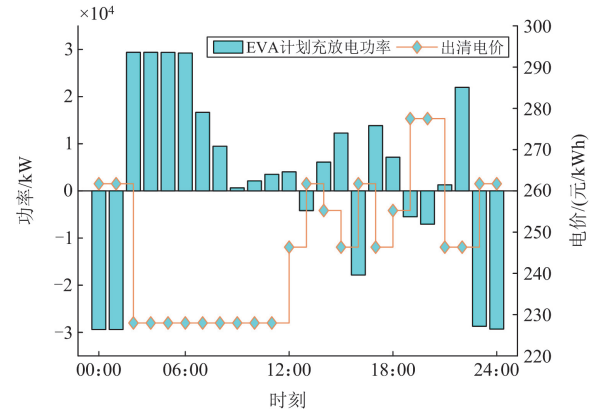
5.3 仿真结果与分析

5.3.1 多场景结果分析

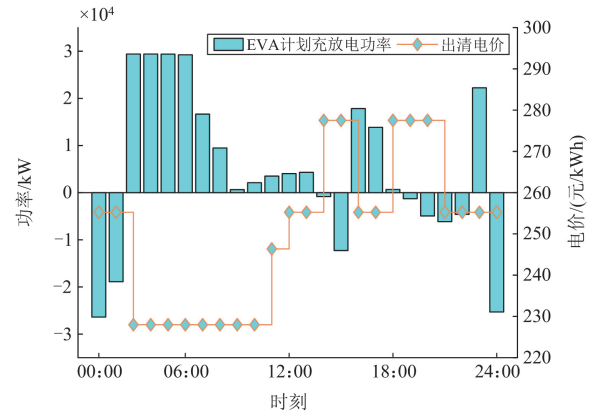
多个场景中, 日前电能量市场的出清结果和 EVA 计划充放电功率如图 2 所示。

由图 2(a)可知, 场景 1 中 EVA 的用能策略仅受到电价的影响, EVA 在电价较低的时段多充电, 在电价较高时则选择少充电, 甚至进行放电以进行电价套利, 达到降低充电成本的目的。由图 2(b)和图 2(c)可知, 在参与调频市场后, EVA 为了获取更多的调频补偿收益, 会选择在补偿价格较高的时段降低充电、放电功率(如 15:00、20:00), 将充电负荷转移至补偿价格较低的时段(如 13:00、16:00),

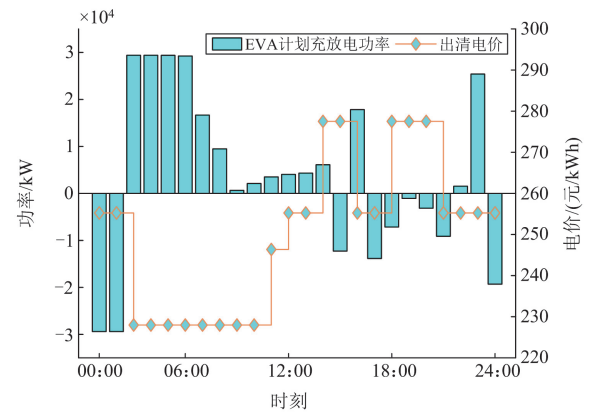
从而在补偿价格较高时段获取更多可调度容量参与调频市场竞标, 得到更高的调频辅助服务补偿收益。



(a) 场景1日前电能量市场出清结果



(b) 场景2日前电能量市场出清结果



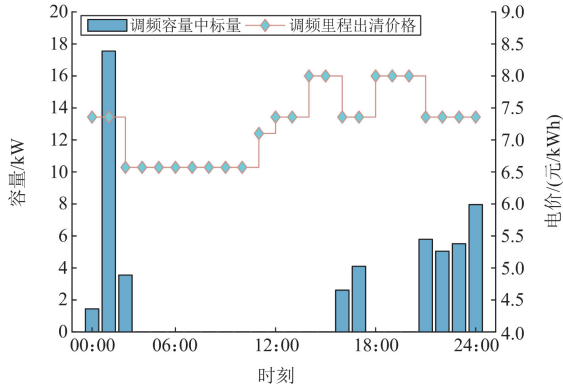
(c) 场景3日前电能量市场出清结果

图 2 日前电力市场出清结果和 EVA 计划充放电功率

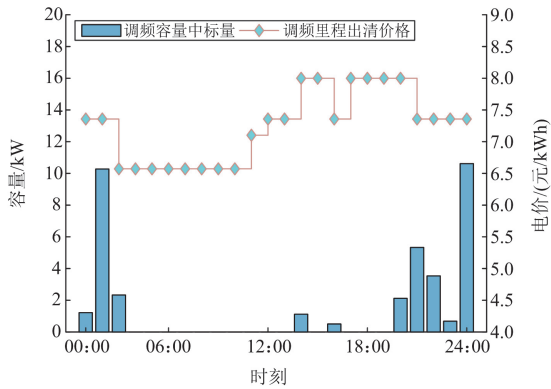
Fig. 2 Day-ahead electricity market clearing results and EVA planned charging/discharging power

场景 2 和场景 3 中的调频市场出清结果和 EVA 调频容量中标量如图 3 所示。相比场景 2, 场景 3 在

考虑电碳需求响应后, 可通过调整日前计划充放电功率以获得碳减排收益, 由于计划充放电功率的更改, 相比场景 2, 场景 3 在调频市场中的策略并非理论最优值, 因此场景 3 中 EVA 在调频市场中的调频容量中标量要略低于场景 2。



(a) 场景2调频市场出清结果和EVA调频容量中标量



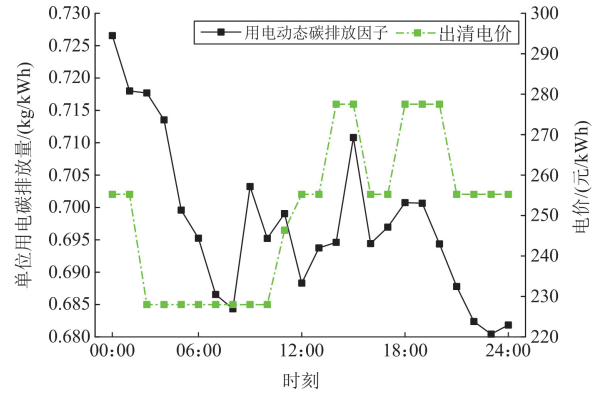
(b) 场景3调频市场出清结果和EVA调频容量中标量

图3 调频市场出清结果和 EVA 调频容量中标量

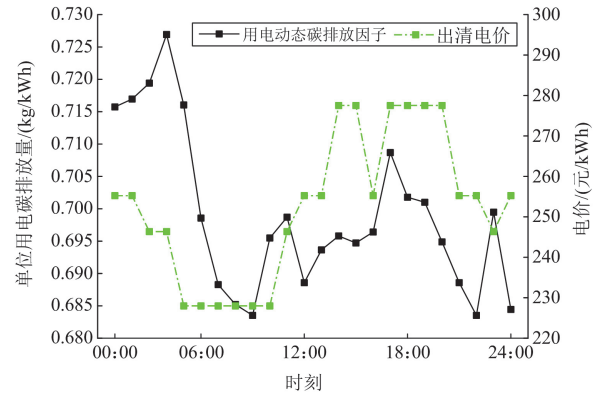
Fig. 3 Frequency market clearing results and EVA frequency modulation capacity scalars

场景 3 中的日前-实时两阶段的用电动态碳排放因子和出清电价的对比如图 4 所示。在用电高峰时段, 用电动态碳排放因子与出清电价都出现了变高的趋势, 这是由于在用电高峰时段, 用电需求增大, 此时边际成本更高的火电机组中标量增大, 导致发电机组边际电价变高, 出清电价也会相应变高, 且由于电力系统中碳排放的主要来源为火电机组, 火电机组的中标量增加也会导致碳排放总量的增加, 进而导致用电动态碳排放因子的提高。但相比于出清电价, 用电动态碳排放因子并不完全与负荷正相关, 日前-实时两阶段中的用电动态碳排放因子最高时段均位于 01:00—05:00, 均不是负荷最高点, 出现此种情况的原因是在此时段区间, 新能源机组

最大出力较低, 用电负荷几乎全部由火电机组承担, 使得用电侧的用电动态碳排放因子提高。



(a) 场景3日前用电动态碳排放因子及出清电价



(b) 场景3实时用电动态碳排放因子及出清电价

图4 场景3 日前-实时用电动态碳排放因子及出清电价

Fig. 4 Day-ahead-real-time electricity consumption dynamic carbon emission factor and clearing price

由图 4 分析可以看出, 出清电价和用电动态碳排放因子的变化趋势有所不同。为进一步分析电碳需求响应相比传统的纯电力需求响应对 EVA 用能策略所产生影响的不同, 对 3 种场景下 EVA 在实时阶段的用能策略进行了分析, 3 种场景下的实时出清结果和 EVA 偏差充放电功率如图 5 所示。

由图 5(a)和图 5(b)可知, 相比仅参与电能量市场, EVA 在参与调频市场后, 提供了部分的电力系统所需调频容量, 在调频容量中标时段, 如 02:00 和 23:00, 在调频信号的引导下, EVA 偏差充放电功率相比仅考虑电能量市场, 有较大的变化。由图 5(c)可知, 在考虑电碳需求响应后, EVA 考虑到碳市场中的 CCER 交易收益, 在用电动态碳排放因子较高的时段, 主动降低充电量或增加放电量, 如 01:00、04:00 及 17:00, 将充电负荷转移至用电动态碳排放因子较低的时段, 以获得更多的 CCER 交易收益。

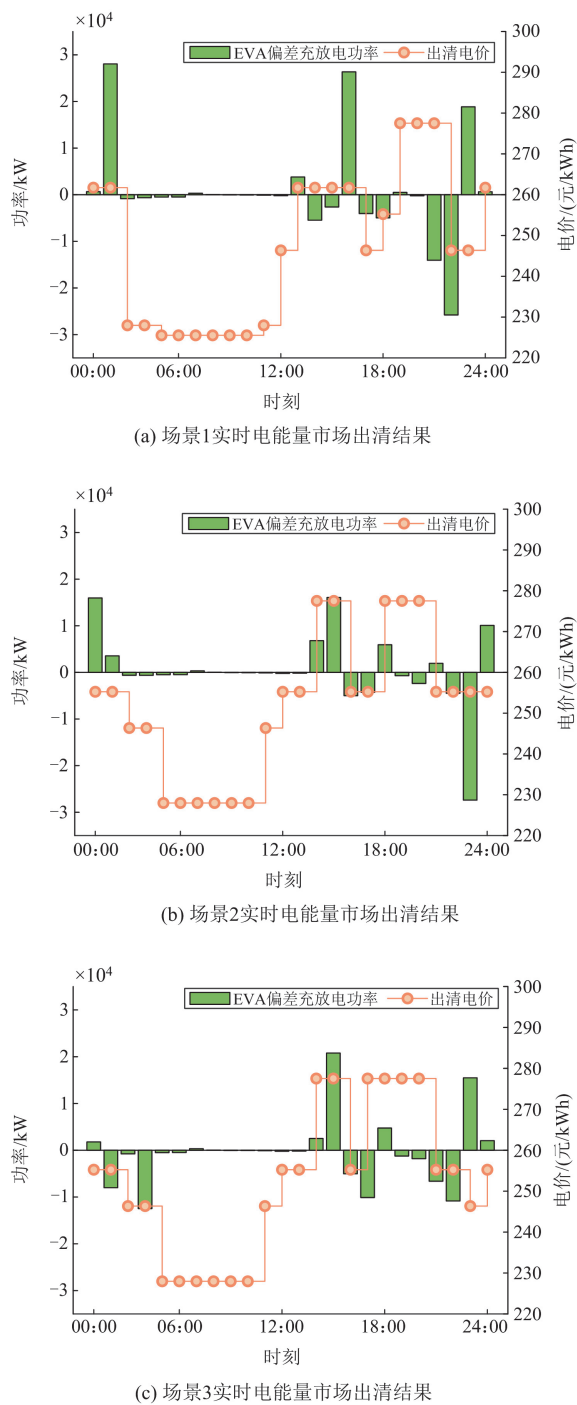


图 5 实时电力市场出清结果和 EVA 偏差充放电功率
Fig. 5 Real-time electricity market clearing results and EVA deviation charging/discharging power

3 种场景下的碳排放量如图 6 所示。由图 6 可以看出，在用电动态碳排放因子较高的时段，EVA 减少用能，总负荷量减小，电力系统的总碳排放量相应降低。对比 3 种场景下的总碳排放量，碳排放总量依次减少，场景 2 相比场景 1，总碳排放量减

少了 131.2 t；而场景 3 在场景 1 的基础上，碳排放量减少了 201.4 t。碳排放总量的减少，说明了电碳需求响应相比传统的纯电力需求响应，更能激发出 EVA 作为需求侧响应资源的碳减排潜力，减小电力系统的碳排放量。

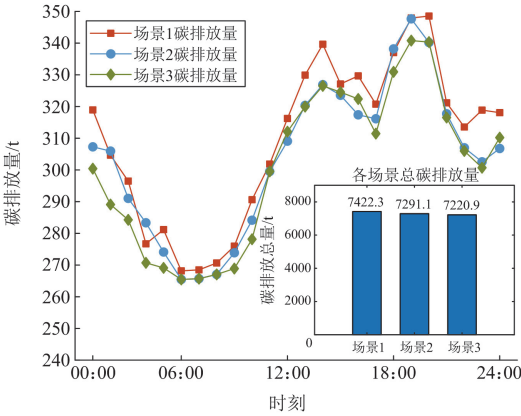


图 6 不同场景下的实际碳排放量
Fig. 6 Actual carbon emissions in different scenarios

3 种场景中的新能源机组消纳率如表 2 所示。由表 2 可以看出，场景 2 中 EVA 作为优质调频资源参与电力系统调频，电力系统的平衡能力得到了提高，因新能源机组出力不确定性所造成的弃风弃光量也随之减少，场景 2 的风电、光伏消纳率相较于场景 1 分别提高了 5.5%、6.5%。场景 3 在考虑电碳需求响应后，EVA 在用电动态碳排放因子较低的时段即新能源机组发电量占比较大的时段增加用电量，新能源机组的上网量得到了提高，新能源机组消纳率也随之提高，但由于 EVA 在日间的可调度能力要低于夜间，因此场景 3 的光伏机组消纳率提升要低于风电机组，最终场景 3 的风电、光伏消纳率相比场景 2 分别提高了 22.4%、6.4%。

表 2 新能源机组消纳率 Table 2 Consumption rate of new energy units		
场景	机组类型	消纳率/%
场景 1	风电	61.8
	光伏	63.7
场景 2	风电	67.3
	光伏	70.2
场景 3	风电	89.7
	光伏	76.6

3 种场景下 EVA 收益如表 3 所示。由表 3 可以看出，场景 1 中 EVA 仅考虑电能量市场，EVA 在电力市场中仅以日前-实时两阶段电能量市场购电成本最小化为目标参与投标，EVA 能以最小充电成

本满足 EV 用户的充电需求, 所以场景 1 的日前-实时两阶段电能量市场购电成本是所有场景中最低的, 仅为 28 996.49 元。场景 2 中 EVA 在参与调频辅助服务以后, 其用能策略并不是完全跟随出清电价的最低购电成本用能, 所以相比于场景 1, 场景 2 在日前-实时两阶段电能量市场中的购电成本要高 2216.09 元, 但考虑调频市场的容量收益和里程收益后, 场景 2 的收益相比于场景 1 要高出 1684.55 元, 说明 EVA 在参与调频市场后导致的购电成本增加能够被调频市场收益所弥补。场景 3 中 EVA 在考虑本文所提出的电碳需求响应以后, 在电能量-调频市场中收益相比于场景 2 要低 920.71 元, 但在考虑碳市场收益后, 场景 3 中 EVA 所获得的收益是所有场景中最高的, 这是由于在参与碳市场交易后, EVA 的收益来源增加了部分 CCER 交易收益, 最终, 场景 3 的总收益相比于场景 2 提高了 4094.22 元。

表 3 不同场景下的 EVA 收益

Table 3 EVA gains in different scenarios

收益/成本	场景 1	场景 2	场景 3
日前购电成本/元	31 449.92	32 386.33	32 277.11
实时购电成本/元	-2453.43	-1173.75	-876.07
充电收益/元	43 360.63	44 671.99	44 321.91
调频容量收益/元	0	267.95	188.80
调频里程收益/元	0	2321.33	1668.23
碳市场收益/元	0	0	5365.01
总收益/元	14 364.14	16 048.69	20 142.91

5.3.2 不同新能源机组装机容量下的结果对比

为验证所提策略在不同新能源机组装机容量场景下的有效性, 在场景 3 的基础上, 将新能源机组的装机容量分别提升至原场景装机容量的 2 倍、5 倍和 8 倍。不同新能源机组装机容量场景下, 考虑本文所提电碳需求响应策略前后的电力系统总碳排放量如图 7 所示。

由图 7 可知, 碳排放总量呈下降趋势, 这是由于新能源机组发电成本较低, 随着装机容量增加, 新能源机组占有更多市场份额, 总碳排放量随之降低。考虑电碳需求响应后, 碳减排量也会随着新能源机组装机容量的提高而增加, 这是因为在绿电上网占比较高的时段, 电力市场出清电价和用电动态碳排放因子会随着装机容量的提高而进一步降低, EVA 更倾向于在这些时段增加用能, 造成碳排放量的进一步降低, 最终不同新能源机组装机容量下的电力系统碳减排量分别为 70.2 t、141.8 t、198.6 t、241.7 t, 说明本文所提电碳需求响应策略在不同新能源机组装机容量下均具有降低碳排放量的效果。

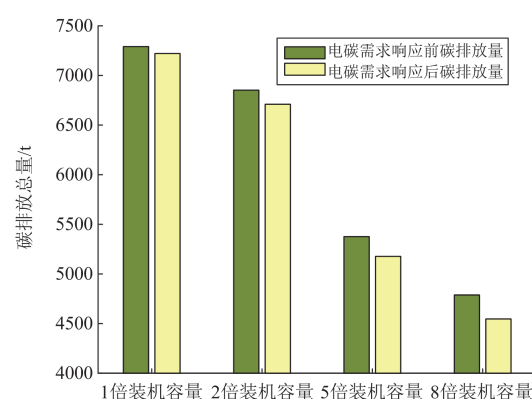


图 7 不同新能源机组装机容量下的碳排放量对比

Fig. 7 Comparison of carbon emissions under different new energy installed capacities

6 结论

为充分引导 EVA 参与电力系统低碳减排, 本文提出了考虑电碳需求响应机制下的 EVA 参与日前-实时两阶段电能量-调频市场以及 CCER 交易的最优交易策略。通过仿真分析得出以下结论:

1) 在电碳需求响应机制的引导下, EVA 通过调整用能行为, 能有效降低电力系统碳排放量, 助力电力系统低碳转型;

2) 对 EVA 在多市场中的收益进行分析, EVA 响应电碳需求响应, 参与电碳市场交易, 增加了 EVA 的收益来源, 能有效提高 EVA 的综合收益和低碳减排积极性;

3) 通过建立电力市场运营商和 EVA 之间的主从博弈优化模型, 实现了电力系统源-网-荷在碳减排上的有效互动。

综上所述, 本文所提策略能够在提高 EVA 收益的同时, 助力电力系统碳减排, 实现多方共赢。在目前适用于需求侧响应资源的 CCER 交易机制尚不完善的市场环境下, 本文提出的碳减排量计算方法和 CCER 交易流程可为电力市场环境 EVA 参与 CCER 交易提供参考。

参考文献

- [1] 代贤忠. 碳中和对能源领域的影响[EB/OL]. [2021-10-17]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1702895338045951179&wfr=spider&for=pc>.
DAI Xianzhong. The impact of carbon neutrality on energy sector[EB/OL]. [2021-10-17]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1702895338045951179&wfr=spider&for=pc>.
- [2] 国家气候战略中心. 温室气体自愿减排项目设计与实施指南[EB/OL]. [2023-11-15]. <http://www.ncsc.org.cn/xwdt/gnxw/202311/W020231117528226201126.pdf>.

- National Center for Climate Strategy. Guidelines for the design and implementation of voluntary GHG abatement projects[EB/OL]. [2023-11-15]. <http://www.ncsc.org.cn/xwdt/gnxw/202311/W020231117528226201126.pdf>.
- [3] 于东民, 杨超, 蒋林洳, 等. 电动汽车充电安全防护研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(6): 2145-2164.
YU Dongmin, YANG Chao, JIANG Linru, et al. Review on safety protection of electric vehicle charging[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(6): 2145-2164.
- [4] 周原冰, 龚乃玮, 王皓界, 等. 中国电动汽车发展及车网互动对新型储能配置的影响[J]. 中国电力, 2024, 57(10): 1-11.
ZHOU Yuanbing, GONG Naiwei, WANG Haojie, et al. Study on the influence of electric vehicle development and the vehicle-grid interaction on new energy storage configuration in China[J]. Electric Power, 2024, 57(10): 1-11.
- [5] 陈中, 陆舆, 邢强, 等. 考虑电动汽车碳配额的电力系统调度分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 44-51.
CHEN Zhong, LU Yu, XING Qiang, et al. Dispatch analysis of power system considering carbon quota for electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 44-51.
- [6] 章攀钊, 谢丽蓉, 马瑞真, 等. 考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4809-4825.
ZHANG Panzhao, XIE Lirong, MA Ruizhen, et al. Multi-player two-stage low carbon optimal operation strategy considering electric vehicle cluster schedulability[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4809-4825.
- [7] 庞腊成, 吉斌, 徐帆, 等. 面向电-碳市场协同的负荷响应机制与效益分析初探[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(22): 62-71.
PANG Lacheng, JI Bin, XU Fan, et al. Preliminary study on mechanism and benefit analysis of load response for electricity-carbon market collaboration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(22): 62-71.
- [8] 赵毅, 王维庆, 闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 127-136.
ZHAO Yi, WANG Weiqing, YAN Sizhe. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127-136.
- [9] WEI H, DONG Q, WANG P, et al. Large-scale EV integrated multi-energy system optimal dispatch and carbon flow analysis[C] // 2022 12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), December 23-25, 2022, Guangzhou, China: 543-548.
- [10] 周欢, 黄婷, 卢世祥, 等. 面向减排贡献的电碳解耦分摊离散分析理论及计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9033-9046.
ZHOU Huan, HUANG Ting, LU Shixiang, et al. Discrete analysis theory and calculation method of electricity-carbon decoupling sharing by contribution to carbon emission reduction[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9033-9046.
- [11] 李汶龙, 周云, 罗凌, 等. 计及现货交易的电能量交易全环节用电碳责任分摊[J]. 中国电力, 2024, 57(5): 99-112.
LI Wenlong, ZHOU Yun, LUO Ling, et al. Carbon allocation throughout the entire process of electric energy trading considering spot trading[J]. Electric Power, 2024, 57(5): 99-112.
- [12] 刘哲远, 邢海军, 程浩忠, 等. 考虑碳排放流及需求响应的综合能源系统双层优化调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 169-178.
LIU Zheyuan, XING Haijun, CHENG Haozhong, et al. Bi-level optimal scheduling of integrated energy system considering carbon emission flow and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 169-178.
- [13] 孙志媛, 孙艳, 刘默斯, 等. 考虑碳流需求响应的电力系统低碳运行策略[J]. 中国电力, 2023, 56(11): 95-103.
SUN Zhiyuan, SUN Yan, LIU Mosi, et al. Low-carbon operation strategy of power system considering carbon flow demand response[J]. Electric Power, 2023, 56(11): 95-103.
- [14] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 等. 基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 1-11.
CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11.
- [15] 王义, 靳梓康, 王要强, 等. 考虑电动汽车共享储能特性的园区综合能源系统低碳运行[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(5): 21-29.
WANG Yi, JIN Zikang, WANG Yaoqiang, et al. Low-carbon operation of park-level integrated energy system considering shared energy storage features of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(5): 21-29.
- [16] 刘又榕, 林顺富, 沈运帷, 等. 计及电动汽车参与多元需求响应的微电网多时间尺度优化调度模型[J]. 电力建设, 2023, 44(10): 51-62.
LIU Yourong, LIN Shunfu, SHEN Yunwei, et al. Multi-time-scale optimization scheduling model of microgrid with electric vehicles participating in multiple demand

- response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(10): 51-62.
- [17] 葛乐, 王庆园, 王明深, 等. 考虑充放电激励机制的电动汽车聚合商参与能量-调频市场多阶段运营策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 176-184.
- GE Le, WANG Qingyuan, WANG Mingshen, et al. Multi-stage operation strategy of electric vehicle aggregator participating in energy and frequency regulation markets considering charging and discharging incentive mechanisms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 176-184.
- [18] 崔杨, 周飞杰, 赵钰婷, 等. 考虑替代效应的电动汽车负荷参与调频辅助服务市场出清方式[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 111-119.
- CUI Yang, ZHOU Feijie, ZHAO Yuting, et al. Clearing mode of electric vehicle load participating in frequency regulation ancillary service market considering substitution effect[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 111-119.
- [19] 蒋玮, 单沫文, 邓一帆, 等. 虚拟电厂聚合电动汽车参与碳市场的优化调度策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(4): 13-22, 240.
- JIANG Wei, SHAN Mowen, DENG Yifan, et al. Optimization strategy for aggregating electric vehicles through VPP to participate in the carbon market[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(4): 13-22, 240.
- [20] WANG Y, QIU J, TAO Y, et al. Optimal power scheduling using data-driven carbon emission flow modelling for carbon intensity control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2894-2905.
- [21] WU Xingping, YANG Wei, ZHANG Ning, et al. A distributed computing algorithm for electricity carbon emission flow and carbon emission intensity[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(2): 138-146.
- [22] 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流分析理论初探[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7): 38-43, 85.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qianqian, et al. Preliminary theoretical investigation on power system carbon emission flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 38-43, 85.
- [23] 张谦, 邓小松, 岳焕展, 等. 计及电池寿命损耗的电动汽车参与能量-调频市场协同优化策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(1): 72-81.
- ZHANG Qian, DENG Xiaosong, YUE Huanzhan, et al. Coordinated optimization strategy of electric vehicle cluster participating in energy and frequency regulation markets considering battery lifetime degradation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(1): 72-81.
- [24] 姚星安, 曾智健, 杨威, 等. 广东电力市场结算机制设计与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 76-85.
- YAO Xing'an, ZENG Zhijian, YANG Wei, et al. Electricity market settlement mechanism design and practice in Guangdong[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 76-85.
- [25] 李洪美, 李香凡, 林志芳, 等. 计及车网互动的热电联供微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 63-73.
- LI Hongmei, LI Xiangfan, LIN Zhifang, et al. Optimized scheduling of the combined heat and power microgrid considering vehicle-to-grid interaction[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 63-73.
- [26] 李咸善, 周晓岚, 姚俊伟, 等. 考虑车主多模式需求响应模糊意愿的优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 89-101.
- LI Xianshan, ZHOU Xiaolan, YAO Junwei, et al. Optimal dispatch strategy considering fuzzy intention of multi-mode demand response of vehicle owners[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 89-101.
- [27] 安佳坤, 杨书强, 王涛, 等. 电动汽车聚合下的微能源互联网优化调度策略[J]. 中国电力, 2023, 56(5): 80-88.
- AN Jiakun, YANG Shuqiang, WANG Tao, et al. Optimal scheduling strategy for micro energy internet under electric vehicles aggregation[J]. Electric Power, 2023, 56(5): 80-88.
- [28] 罗卓伟, 胡泽春, 宋永华, 等. 电动汽车充电负荷计算方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 36-42.
- LUO Zhuowei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Study on plug-in vehicles charging load calculating[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(14): 36-42.
- [29] 复旦大学可持续发展研究中心. 2023 年 8 月复旦碳价指数[EB/OL]. <https://rcsd.fudan.edu.cn/index.htm>.
- Research Center of Sustainable Development. Fudan carbon price index in August 2023[EB/OL]. <https://rcsd.fudan.edu.cn/index.htm>.
-
- 收稿日期: 2024-07-04; 修回日期: 2024-11-27
- 作者简介:
- 李咸善(1964—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为微电网运行与控制、新型电力系统运行与控制、水电站仿真与控制; E-mail: lixianshan@ctgu.edu.cn
- 仇成龙(2000—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: 2011277268@qq.com
- (编辑 张 颖)