

## 考虑车主意愿和成本的车网能量互动博弈模型

车亮<sup>†</sup>, 陈仕杜, 易兴宇

(湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南长沙 410082)

**摘要:**针对电动汽车(Electric Vehicle, EV)在参与需求响应时对用户意愿考量不足, 配电网与EV利益分配不公的问题, 提出了考虑用户响应成本及意愿的V2G能量交互策略. 对EV用户在交互中产生的充电时间延迟和电池劣化成本进行了量化与分析, 并使得EV车主能够通过指定其成本系数的方式来表达他们的互动意愿, 从而获得合理的补偿. 随后, 建立配电系统运营商(Distribution System Operator, DSO)和集群EV之间的双层斯塔伯格(Stackelberg)博弈模型, 并根据Karush-Kuhn-Tucker条件, 将其转换为一个单层混合整数二阶锥规划问题. 基于IEEE 33节点系统验证了模型的有效性, 实现了EV车主和DSO之间的双赢.

**关键词:**电动汽车; 博弈论; 车网互动; 车主意愿

**中图分类号:**TM732 **文献标志码:**A

## Game-based Vehicle-to-Grid Energy Interaction Model Considering Car Owners' Willingness and Costs

CHE Liang<sup>†</sup>, CHEN Shidu, YI Xingyu

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

**Abstract:** A V2G energy interaction strategy considering the cost of response and EV owners' willingness is proposed, to address the issues of insufficient consideration of user willingness when electric vehicles (EV) participate in demand response and the unfair distribution of benefits between the power grid and EVs in demand response. The strategy quantifies and analyzes the charging time delay and battery degradation costs incurred by EV users in the interaction. And allows EV owners to express their interactive willingness by specifying their cost coefficients to obtain reasonable compensation. Subsequently, a two-level Stackelberg game model between the distribution system operator (DSO) and EVs clusters is established and converted into a single-level mixed-integer second-order cone programming (MISOCP) problem based on Karush-Kuhn-Tucker conditions. The effectiveness of the model is verified on the IEEE 33-node system, and a win-win situation between EV owners and DSO is achieved.

**Key words:** electric vehicles (EV); game theory; vehicle-to-grid interaction; car owners' willingness

\* 收稿日期: 2022-09-06

基金项目: 国家电网湖南省电力公司科技项目(5216A221001G), Science and Technology Project of State Grid Hunan Electric Power Company(5216A221001G)

作者简介: 车亮(1982—), 男, 四川乐山人, 湖南大学教授, 博士

<sup>†</sup> 通信联系人, E-mail: cheliang@hnu.edu.cn

在双碳政策的国家战略影响下,电动汽车(Electric Vehicle, EV)在未来十几年内将迎来高速发展.在这种趋势下,EV充电将对电网运行产生巨大的影响.一方面,EV的充电可能会导致峰谷差加剧、系统损耗增加、电能质量下降等问题<sup>[1-2]</sup>;但另一方面,EV具有储能特性,合理的EV充放电策略可实现提高新能源消纳率、减小电网运行成本、削峰填谷、电压调节等目的<sup>[3-5]</sup>.故研究EV的充电策略,从而响应配网的需求,对电网的安全经济运行,有着重要的意义.

目前配电网主要通过两种机制来对EV的充放电进行控制<sup>[6]</sup>:基于价格的响应与基于激励的响应.分时电价(Time-of-Use, TOU)是目前最常用的EV响应引导机制,文献[7-8]利用TOU机制实现了降低充电成本及平抑峰谷差的功能.文献[9]基于分时电价,建立了两阶段多目标模型,实现了减小负荷波动、平抑峰谷差、提高充电运营商收益等多个目标.与TOU相比,实时电价(Real Time Price, RTP)可以提供高时间分辨率的价格信号<sup>[10]</sup>.文献[11]提出了一种RTP定价机制,通过对EV价格的实时调整,减少了电网峰值需求和光伏弃电量.文献[12]提出了一种基于RTP的需求响应方法,其中EV的充电功率能够密切地跟踪其给定目标.基于激励的响应则是通过使用合同或补偿机制来激励EV参与响应.在文献[13]中,电网根据其调峰效果对电动汽车聚合商进行补偿,从而激励聚合商提供需求响应.文献[14]则通过提供长期与短期签约策略,在时间尺度上对激励政策进行了划分,并分析了不同签约策略对于负荷聚集商收益及EV充电成本的影响.

然而,基于价格和基于激励的响应方法都有一个共同的假设,即EV车主对配电系统运营商(Distribution System Operator, DSO)提供的价格或激励信号做出响应.但这其中存在一个限制,即交互的机制由DSO单独定义,EV车主并不能积极地参与到机制的制定当中,这使得EV对电网需求的贡献潜力无法得到充分利用,进而对配电系统的运营效率产生负面影响<sup>[15]</sup>.

针对这一限制,一些学者从EV的角度模拟了EV车主对于响应信号的反应.文献[16]提出了基于时间压力和充电压力的EV响应模型,通过响应需求成功减少了能源损耗和经济损失.文献[17]开发了基于车主心理模型的响应能力评估模型,该模型可在日内进行实时更新.文献[18]在仿真中考虑了用户充电的满意指标,以此来保障车主的利益.尽管如此,这些方法仍然是从DSO的角度进行交互,即EV

车主无法参与交互规则的制定.针对这种情况,有学者利用博弈论让电动车车主参与到互动过程中<sup>[19-20]</sup>,但没有考虑到不同EV车主个体互动意愿的差异.

综合以上分析可以看出,目前仍缺少一种能够使EV车主参与到互动规则制定中的能量交互策略.此外,不同车主的互动意愿应当得到充分考虑.为了解决上述问题,本文提出了一种基于斯托伯格博弈的V2G能量交互策略.主要贡献总结如下:

1)提出了一种基于量化指标的方法来分析EV的响应成本,包括充电时间延迟成本和电池退化成本.

2)在成本量化的基础上,提出了考虑EV车主互动意愿,并允许其参与响应机制制定的V2G能源互动策略,公平地反映了EV车主利益,促进了互动,满足了配电系统的需求.

3)制定并有效求解了基于斯托伯格博弈的交互模型,其包括DSO和EV集群之间的动态价格方案,实现了这些实体之间的双赢.

## 1 成本量化及交互机制

### 1.1 EV响应成本量

EV在参与V2G能量交互时,会有一个可控的充电功率,甚至会经历放电的过程,这可能会产生额外的成本.由于这些成本,EV车主会产生不同程度的互动意愿.本节对两类成本进行了分析和量化,讨论了为什么以及如何量化这两种成本.

#### 1) 充电延迟成本

最近,宝马公司开展了智能EV充电管理试点项目<sup>[21]</sup>.在该项目中,DSO通过对系统需求和发电量的监测,对EV的充/放电功率进行调节,以缩小峰谷差,减少可再生能源的弃电量.该项目表明,对于参与能源交互的EV,如果其离开时间早于其最初预计的离开时间,则最终的荷电状态(State of Charge, SoC)将可能无法满足其出行需求.这是因为与不受控制情况下的全速率充电相比,EV达到其SoC目标的时间可能会延迟.在文献[22]中也证明了延迟充电会增加电动汽车车主的焦虑,并提出了一种评估焦虑水平的方法.

上述讨论揭示了这样一个事实,即V2G交互会对EV造成因充电时间延迟而产生额外成本.对于任意一辆EV,若其在特定时刻 $t$ 提前离开,则其能量损失可表示为:

$$CD_t = S_t^{\text{base}} C^{\text{max}} - \left[ S^{\text{arr}} C^{\text{max}} + \sum_{t^{\text{arr}}}^t (E_t - e_t) \right] \quad (1a)$$

式中:  $t \in [t^{\text{arr}}, t^{\text{dep}}]$ ,  $t^{\text{arr}}$  与  $t^{\text{dep}}$  分别为 EV 的到达时间与预计离开时间;  $S_t^{\text{base}}$  为在不受控全速率充电情况下 EV 的 SoC; 后项括号内则表示在交互状态下的 SoC 水平, 其中  $S^{\text{arr}}$  为 EV 到达时的 SoC 状态,  $E_t/e_t$  为 EV 在  $t$  时间点的充放电功率;  $C^{\text{max}}$  为 EV 的电池容量。

考虑到 EV 车主可能会在  $t^{\text{dep}}$  之前的任意时刻提前离开, 每一时刻均存在潜在的能量损失, 结合公式 (1-a), 将 EV 的时间延迟成本定义为充电偏离度 (Charging Deviation Degree, CDD):

$$CDD = \sum_{t=t^{\text{arr}}}^{t^{\text{dep}}} CD_t \quad (1b)$$

为了更清晰地阐明 CDD 的意义, 图 1 给出了 EV 在非受控状态下 (图中为虚线) 与 EV 交互状态下 (图中为实线) 的 SoC 变化曲线。图中任意时刻  $t$  实线与虚线的差距即为 CD, 充电期间内 CD 的累加值即为充电偏离度 CDD。

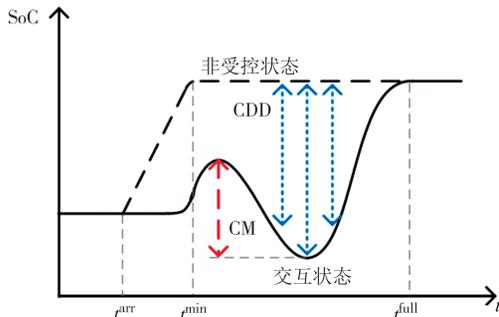


图 1 EV 在非受控状态下与交互状态下的 SoC 曲线图

Fig. 1 Illustration of an EV's SoC curves in the uncontrolled charging case and the interaction case

## 2) 电池退化成本

在 EV 与 DSO 的交互可能导致 EV 电池的额外退化, 从而缩短电池寿命<sup>[23]</sup>和降低电池充电效率<sup>[24]</sup>, 这意味着交互将导致电池退化成本。

在目前的电力市场中, “调频里程”常用于量化资源的成本, 并作为结算量的依据<sup>[25]</sup>。基于调频里程的思想, 本文采用 SoC 充放电里程 (Charging Mileage, CM) 来表示 EV 电池退化的相关成本。CM 代表 EV 与 DSO 在交互过程中产生的放电量, 可表示为:

$$CM = \sum_{t^{\text{arr}}}^{t^{\text{dep}}} (E_t + e_t) - \sum_{t^{\text{arr}}}^{t^{\text{dep}}} (E_t + e_t) = 2 \sum_{t^{\text{arr}}}^{t^{\text{dep}}} e_t \quad (2)$$

图 1 直观地表示了 CM 成本。从图中可以看出, 当 EV 放电时, SoC 曲线在垂直方向上的里程将增加,

其数值与定义的 CM 相对应。

## 1.2 车网能源交互机制

为了吸引 EV 车主参与到 V2G 能源交互中, 现有方法通常允许 DSO 对 EV 车主进行一定的补偿, 但其补偿机制完全由 DSO 决定, 没有充分考虑到 EV 在互动过程中的意愿和成本。本文策略将使得 EV 车主能够通过提交成本系数来表达其参与交互的意愿, 并通过博弈论来确定充放电价格。车网交互过程包括以下三个关键步骤:

1) EV 车主提交表示其交互意愿的成本系数。本质上, EV 的需求响应是为配电系统提供的一种辅助服务, 决定此类服务成本的关键因素是 EV 的充电特性和互动意愿。参考目前的电力市场, 合理的能源资源会根据其边际成本进行报价, 大部分市场设计要求遵循实际成本报价<sup>[26-27]</sup>。在本方案中, EV 车主通过发送他们对于 CDD 与 CM 的成本系数来表达其交互意愿, 拥有较高交互意愿的 EV 车主可提供更低的成本系数, 其系数将在下一节中的博弈模型中作为参数使用。对于不愿意参与交互的 EV 车主, 将不被考虑到交互模型当中, 并将按照图 1 中虚线所示的方式进行不受控的充电。此外, 车主还需要提供他们的基本信息 (SoC 目标值、预计离开时间等)。

2) DSO 和 EV 集群之间的能源交互。在接收到 EV 的信息后, EV 将以集群的形式与 DSO 进行能量交互, 并通过下一节中的基于博弈论的交互模型来实现。该交互模型的最优解将确定参与每辆 EV 车主的成本量 (CDD 与 CM), 用于计算相应的 EV 补偿。此外, 该方案还通过博弈的方法决定了动态充放电价格。

3) EV 交互补偿。根据 EV 提交的关于 CDD 与 CM 的成本系数及由模型求解后的成本量, EV 可获得相应的补偿。补偿仅针对参与互动的 EV, 未参与交互的 EV 将不会获得补偿。

## 2 能源交互模型

本节首先介绍了 EV 的充电模型, 在此基础上, 制定了基于斯托伯格博弈的双层能量交互模型, 并对其上层与下层进行讨论。

### 2.1 EV 充电模型

EV 的充电行为可以通过其到达时间、预计离开

时间和到达时的初始SoC来表示<sup>[28]</sup>.EV的到达时间遵循概率分布,其概率密度函数为<sup>[28]</sup>:

$$f_s(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right], (\mu_s - 12) < t \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t + 24 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right], 0 < t \leq (\mu_s - 12) \end{cases} \quad (3a)$$

其中,  $\mu_s=7.6, \sigma_s=3.4$ .

EV的预计离开时间遵循高斯分布<sup>[29]</sup>.EV的初始SoC由其能耗决定,可表示为:

$$S^{arr} = S^{max} - \frac{100 \cdot D}{Q_{100} C^{max}} \quad (3b)$$

式中:  $S^{max}$  为EV的最大SoC;  $Q_{100}$  为其100 km能耗;  $D$  为每日行驶距离,其服从对数正态分布,概率密度函数为<sup>[28]</sup>:

$$f_D(D) = \frac{1}{D\sigma_D \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln D - \mu_D)^2}{2\sigma_D^2}\right] \quad (3c)$$

其中,  $\mu_D=3.20, \sigma_D=0.88$ .

## 2.2 能量交互模型

图2为具有三个EV集群的典型配电系统.基于V2G和双向通信技术,DSO和EV集群之间可以进行能量交互.

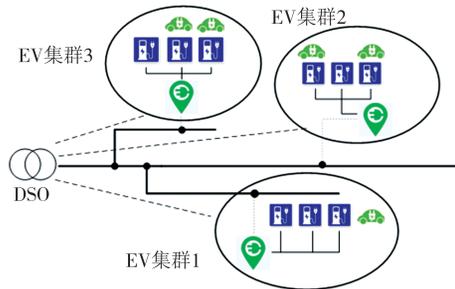


图2 本文所研究的系统示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the studied system

图3为本文能量交互策略的结构图.从图3中可以看出,所提出的V2G能量交互策略基于斯塔伯格博弈理论,其中DSO作为上层领导者,多个EV集群作为下层的追随者.整个交互过程包括三个步骤,分别对应1.2节中的三步,并由图3中的三个虚线框来描述.

1) EV通过提交其对CDD和CM的响应成本系数以及基本充电信息的方式向DSO表明其交互意愿水平.为简单起见且不失一般性,在随后给出的交互模型中,成本系数将通过线性成本函数的方式给出,CDD与CM的成本系数分别用  $a$  与  $b$  来表示.

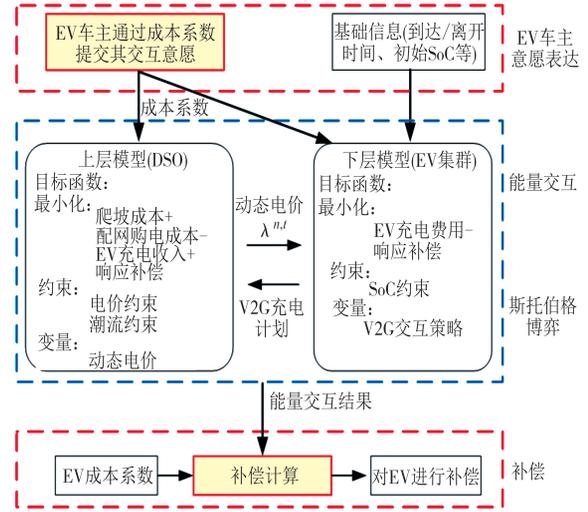


图3 所提能量交互策略的结构图

Fig. 3 The structure of the proposed energy interaction strategy

2)通过斯塔伯格博弈模型,领导者(DSO)制定动态充放电价格  $\lambda_t$ ,各追随者(EV集群)则通过响应  $\lambda_t$  的方式来参与能量交互.追随者提交的响应成本系数将影响模型的解决方案,该解决方案将决定最终的交互结果及EV的交互成本:

$$CDD, CM = \operatorname{argmin} \{ O^{upper} \} \quad (4)$$

式中:  $O^{upper}$  表示上层目标.

3)在得到交互结果后,将根据EV的CDD和CM成本以及响应成本系数计算出对EV的补偿.补偿由两部分组成:

$$a \cdot CDD + b \cdot CM \quad (5)$$

为方便模型的表达,规定配电系统有  $G$  个节点、 $B$  条支路、 $N$  个EV集群,每个集群包含  $M$  个充电桩,整个调度时间范围包括  $T$  个时间节点,即  $G^* = \{1, 2, \dots, G\}$ ,  $B^* = \{1, 2, \dots, B\}$ ,  $N^* = \{1, 2, \dots, N\}$ ,  $M^* = \{1, 2, \dots, M\}$ ,  $T^* = \{1, 2, \dots, T\}$ .

## 2.3 上层DSO模型

上层DSO的目标函数是最小化总运营成本:

$$\begin{aligned} \min: O^{upper} = & \sum_{t=1}^T C_t^{grid} P_t^{grid} - \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M \lambda_{n,t} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) + \\ & \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M (a_{m,n} CDD_{m,n} + b_{m,n} CM_{m,n}) + \\ & [c(\|R\|_{\infty})^2 + d(\|R\|_{\infty})] \end{aligned} \quad (6)$$

第一项中,  $C_t^{grid}/P_t^{grid}$  为DSO在  $t$  时向上级电网购电的成本/数量;第二项为EV充电所带来的收入,其中  $\lambda_{n,t}$  为模型中EV集群  $n$  在  $t$  时刻的动态电价(即博弈中的一个变量);第三项为DSO支付给参与交互的

EV的补偿;最后一项表示配电系统中净负载的爬坡成本,用于减轻系统中的最大爬坡功率; $\|R\|_\infty$ 是系统净负荷爬坡功率 $r$ 无限范数,其数值为系统一天内的最大爬坡功率; $r_t$ 为配电网在 $t$ 时的爬坡量。

$$r_t = P_t^{\text{grid}} - P_{t-1}^{\text{grid}}, \forall t \in T^* \quad (7)$$

$$\|R\|_\infty = \max\{|r_1|, |r_2|, \dots, |r_T|\} \quad (8)$$

博弈过程中的动态电价 $\lambda_{n,t}$ 受以下约束限制:

$$\lambda^{\text{TOU}} = \{\lambda_1^{\text{TOU}}, \lambda_2^{\text{TOU}}, \lambda_3^{\text{TOU}}, \dots, \lambda_T^{\text{TOU}}\}, \forall t \in T^*, \forall n \in N^* \quad (9)$$

$$0.6\lambda_t^{\text{TOU}} \leq \lambda_{n,t} \leq 1.2\lambda_t^{\text{TOU}}, \forall t \in T^*, \forall n \in N^* \quad (10)$$

其中, $\lambda_t^{\text{TOU}}$ 为分时电价,为保证DSO收益的同时吸引更多的EV车主参与到互动当中, $\lambda_{n,t}$ 被设定在60%~120%的分时电价之间。

由于配电系统网络通常呈放射式,此处采用Distflow支路模型来对潮流进行求解<sup>[30]</sup>。配电网的潮流约束为:

$$P_{j,t} = P_{j,t}^{\text{Load}} - P_{j,t}^{\text{PV}} + \sum_m (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \quad (11a)$$

$$Q_{j,t} = Q_{j,t}^{\text{Load}} \quad (11b)$$

$$P_{ij,t} = R_{ij}(I_{ij,t})^2 + \sum_{k \in w(j)} P_{jk,t} + P_{j,t} \quad (12)$$

$$Q_{ij,t} = X_{ij}(I_{ij,t})^2 + \sum_{k \in w(j)} Q_{jk,t} + Q_{j,t} \quad (13)$$

$$(V_{j,t})^2 = (V_{i,t})^2 + \left[ (R_{ij})^2 + (X_{ij})^2 \right] (I_{ij,t})^2 - 2(R_{ij}P_{jk,t} + X_{ij}Q_{jk,t}) \quad (14)$$

$$(I_{ij,t})^2 = \left[ (P_{ij,t})^2 + (Q_{ij,t})^2 \right] / (V_{i,t})^2 \quad (15)$$

$$V_{i,t}^{\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{\max} \quad (16)$$

$$0 \leq I_{ij,t} \leq I_{ij,t}^{\max} \quad (17)$$

上述约束条件适用于 $\forall i, j \in G^*, \forall ij, jk \in B^*, \forall t \in T^*, \forall n \in N^*$ ;式(11-a)与(11-b)根据光伏(Photo Voltaic, PV)、EV和负荷功率计算各节点的净有功/无功负荷, $P_{j,t}^{\text{Load}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{Load}}$ 分别为节点 $j$ 在时刻 $t$ 的有功、无功负荷功率, $P_{j,t}^{\text{PV}}$ 为位于节点 $j$ 的PV在时刻 $t$ 发出的有功功率;式(12)、式(13)为有功和无功功率平衡约束, $I_{ij,t}$ 为支路 $ij$ 在时刻 $t$ 的电流, $R_{ij}$ 、 $X_{ij}$ 分别为支路 $ij$ 的电阻、电抗, $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为支路 $ij$ 流过的有功、无功潮流, $w(j)$ 为与节点 $j$ 相连的支路集合;式(14)为径向网络中两个相邻点之间的电压关系;式(15)为基于Distflow模型的支路电流方程;式(16)与式(17)为节点电压和支路电流的约束条件, $V_{i,t}$ 、 $V_{i,t}^{\min}$ 、 $V_{i,t}^{\max}$ 分别为节点 $i$ 在时刻 $t$ 的电压值、电压最小约束、电压最大约束, $I_{ij,t}^{\max}$ 为支路 $ij$ 的最大电流约束。

## 2.4 下层EV集群模型

下层每个EV集群 $n$ 的目标函数为:

$$\min: \sum_t \sum_m \lambda_{n,t} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) - \sum_m (a_{m,n} CDD_{m,n} + b_{m,n} CM_{m,n}) \quad (18)$$

约束条件:

$$0 \leq E_{m,n,t} \leq E_{m,n,t}^{\max}, t \in [t_{m,n}^{\text{arr}}, t_{m,n}^{\text{dep}}] \quad (19)$$

$$0 \leq e_{m,n,t} \leq e_{m,n,t}^{\max}, t \in [t_{m,n}^{\text{arr}}, t_{m,n}^{\text{dep}}] \quad (20)$$

$$E_{m,n,t} = e_{m,n,t} = 0, t \notin [t_{m,n}^{\text{arr}}, t_{m,n}^{\text{dep}}] \quad (21)$$

$$S_{m,n}^{\min} C_m^{\max} \leq S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max} + \sum_{t_{m,n}^{\text{arr}}} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \leq S_{m,n}^{\max} C_m^{\max}, t \in [t_{m,n}^{\text{arr}}, t_{m,n}^{\text{dep}}] \quad (22)$$

$$\sum_{t_{m,n}^{\text{arr}}} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) = S_{m,n}^{\max} C_m^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max}, t \in [t_{m,n}^{\text{arr}}, t_{m,n}^{\text{dep}}] \quad (23)$$

目标函数中的两项分别表示EV的充电成本与参与能量交互所获得的成本补偿。每个约束条件均适用于 $\forall n \in N^*, \forall m \in M^*$ 。约束条件(19)、(20)分别表示EV的充、放电限制, $E_{m,n,t}^{\max}$ 、 $e_{m,n,t}^{\max}$ 为集群 $m$ 中EV $n$ 在时刻 $t$ 时的最大充、放电功率;公式(21)表示当充电桩没有EV时,其充放电功率均为0;公式(22)为EV的SoC限制;公式(23)表示EV在离开时其SoC均达到其目标值。

## 3 模型求解方案

上述双层模型存在双线性项 $\lambda_{n,t}(E_{m,n,t} - e_{m,n,t})$ 与非凸约束(12)~(17),不能够直接进行求解。在上层模型求解后,价格信号 $\lambda_{n,t}$ 将作为常数下发给各EV集群,此时下层目标及其约束条件为线性连续的,故本文可用Karush-Kuhn-Tucker (KKT)条件对下层进行替代,从而可使上述双层模型通过KKT条件、大M方法和二阶锥规划转换为MISOCP问题。

下层模型的平稳条件为:

$$\begin{aligned} \lambda_{n,t} + \sum_{t_{m,n}^{\text{arr}}} \sum_{t_{m,n}^{\text{dep}}} a_{m,n} - \mu_{1,t}^{m,n} + \mu_{2,t}^{m,n} - \eta_{1,t}^{m,n} - \sum_t \mu_{5,t}^{m,n} + \sum_t \mu_{6,t}^{m,n} - \varepsilon^{m,n} = 0 \\ -\lambda_{n,t} - \sum_{t_{m,n}^{\text{arr}}} \sum_{t_{m,n}^{\text{dep}}} a_{m,n} - 2 \sum_{t_{m,n}^{\text{arr}}} b_{m,n} - \mu_{3,t}^{m,n} + \mu_{4,t}^{m,n} - \eta_{2,t}^{m,n} + \sum_t \mu_{5,t}^{m,n} - \sum_t \mu_{6,t}^{m,n} + \varepsilon^{m,n} = 0 \end{aligned} \quad (24)$$

其中,每个公式均适用于 $\forall t \in T^*, \forall n \in N^*, \forall m \in M^*$ 。

在对偶变量中,  $\mu_{1,t}^{m,n}$  和  $\mu_{2,t}^{m,n}$  对应约束条件(19),  $\mu_{3,t}^{m,n}$  和  $\mu_{4,t}^{m,n}$  对应约束条件(20),  $\mu_{5,t}^{m,n}$  和  $\mu_{6,t}^{m,n}$  对应约束条件(22),  $\eta_{1,t}^{m,n}$  和  $\eta_{2,t}^{m,n}$  对应约束条件(21),  $\varepsilon^{m,n}$  对应约束条件(23).

互补松弛条件为:

$$0 \leq E_{m,n,t} \perp \mu_{1,t}^{m,n} \geq 0 \quad (26)$$

$$0 \leq (E_{m,n,t} - E_{m,n,t}^{\max}) \perp \mu_{2,t}^{m,n} \geq 0 \quad (27)$$

$$0 \leq e_{m,n,t} \perp \mu_{3,t}^{m,n} \geq 0 \quad (28)$$

$$0 \leq (e_{m,n,t} - e_{m,n,t}^{\max}) \perp \mu_{4,t}^{m,n} \geq 0 \quad (29)$$

$$0 \leq \left[ S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max} + \sum_{t'=1}^t (E_{m,n,t'} - e_{m,n,t'}) \right] \perp \mu_{5,t}^{m,n} \geq 0 \quad (30)$$

$$0 \leq \left[ S_{m,n}^{\max} C_m^{\max} - \sum_{t'=1}^t (E_{m,n,t'} - e_{m,n,t'}) - S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max} \right] \perp \mu_{6,t}^{m,n} \geq 0 \quad (31)$$

其中,每个公式均适用于  $\forall t \in T^*, \forall n \in N^*, \forall m \in M^*$ . 式(26)~(29)、式(30)、式(31)分别对应约束式(19)、式(20)、式(22). 符号  $\perp$  表示两个向量的内积为0.

由于松弛互补条件为非线性项,本文采用大M方法对其进行处理:

$$0 \leq E_{m,n,t} \leq M(1 - b_{1,t}^{m,n}), 0 \leq \mu_{1,t}^{m,n} \leq Mb_{1,t}^{m,n} \quad (32)$$

$$0 \leq (E_{m,n,t} - E_{m,n,t}^{\max}) \leq M(1 - b_{2,t}^{m,n}), \\ 0 \leq \mu_{2,t}^{m,n} \leq Mb_{2,t}^{m,n} \quad (33)$$

$$0 \leq e_{m,n,t} \leq M(1 - b_{3,t}^{m,n}), 0 \leq \mu_{3,t}^{m,n} \leq Mb_{3,t}^{m,n} \quad (34)$$

$$0 \leq (e_{m,n,t} - e_{m,n,t}^{\max}) \leq M(1 - b_{4,t}^{m,n}), 0 \leq \mu_{4,t}^{m,n} \leq Mb_{4,t}^{m,n} \quad (35)$$

$$0 \leq \left[ S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max} + \sum_{t'=1}^t (E_{m,n,t'} - e_{m,n,t'}) - S_{m,n}^{\min} C_m^{\max} \right] \leq M(1 - b_{5,t}^{m,n}), 0 \leq \mu_{5,t}^{m,n} \leq Mb_{5,t}^{m,n} \quad (36)$$

$$0 \leq \left[ S_{m,n}^{\max} C_m^{\max} + \sum_{t'=1}^t (E_{m,n,t'} - e_{m,n,t'}) - S_{m,n}^{\text{arr}} C_m^{\max} \right] \leq M(1 - b_{6,t}^{m,n}), 0 \leq \mu_{6,t}^{m,n} \leq Mb_{6,t}^{m,n} \quad (37)$$

根据式(24)、式(25),可得:

$$\lambda_{n,t} E_{m,n,t} = \left( - \sum_{t'=1}^{t-1} \sum_{m,n} a_{m,n} + \mu_{1,t}^{m,n} - \mu_{2,t}^{m,n} + \eta_{1,t}^{m,n} + \sum_{t'=1}^t \mu_{5,t'}^{m,n} - \sum_{t'=1}^t \mu_{6,t'}^{m,n} + \varepsilon^{m,n} \right) E_{m,n,t} \quad (38)$$

$$\lambda_{n,t} e_{m,n,t} = \left( - \sum_{t'=1}^{t-1} \sum_{m,n} a_{m,n} - 2 \sum_{t'=1}^t b_{m,n} - \mu_{3,t}^{m,n} + \mu_{4,t}^{m,n} - \eta_{2,t}^{m,n} + \sum_{t'=1}^t \mu_{5,t'}^{m,n} - \sum_{t'=1}^t \mu_{6,t'}^{m,n} + \varepsilon^{m,n} \right) e_{m,n,t} \quad (39)$$

根据式(38)、式(39)与式(26)~式(29),可得:

$$\lambda_{n,t} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) = \sum_{m,n} \sum_{t'=1}^t a_{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) - \mu_{2,t}^{m,n} E_{m,n,t}^{\max} -$$

$$\mu_{4,t}^{m,n} e_{m,n,t}^{\max} + \varepsilon^{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) + 2e_{m,n,t} \sum_{m,n}^{t_{m,n}^{\text{dep}}} b_{m,n} + \left( \sum_{t'=1}^t \mu_{5,t'}^{m,n} - \sum_{t'=1}^t \mu_{6,t'}^{m,n} \right) (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \quad (40)$$

根据式(30)、式(31),可得:

$$\sum_{t=1}^T \left[ \mu_{5,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\min} - S_{m,n}^{\text{arr}}) C_m^{\max} \right] = \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{5,t}^{m,n} \sum_{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \right] = \sum_{t=1}^T \left[ (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \sum_{m,n} \mu_{5,t}^{m,n} \right] \quad (41)$$

$$\sum_{t=1}^T \left[ \mu_{6,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}}) C_m^{\max} \right] = \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{6,t}^{m,n} \sum_{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \right] = \sum_{t=1}^T \left[ (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \sum_{m,n} \mu_{6,t}^{m,n} \right] \quad (42)$$

根据强对偶理论,原问题及其对偶问题将产生相同的最优值<sup>[31]</sup>. 将式(40)在各个时间点上进行累加,并结合式(23)、式(41)、式(42)进行化简,可得出:

$$\sum_{t=1}^T \left[ \lambda_{n,t} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) \right] = \sum_{t=1}^T \left[ - \sum_{m,n} \sum_{t'=1}^t a_{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) + 2e_{m,n,t} \sum_{m,n}^{t_{m,n}^{\text{dep}}} b_{m,n} + \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{5,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\min} - S_{m,n}^{\text{arr}}) - \mu_{6,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}}) \right] C_m^{\max} - \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{2,t}^{m,n} E_{m,n,t}^{\max} + \mu_{4,t}^{m,n} e_{m,n,t}^{\max} \right] + \varepsilon^{m,n} (S_{m,n}^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}}) C_m^{\max} \right] \quad (43)$$

将公式(43)代入公式(6)中,上层目标函数最终将转化为:

$$\min: \sum_{t=1}^T C_t^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}} + c(\|R\|_{\infty})^2 + d(\|R\|_{\infty}) + \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{m,n} \sum_{t'=1}^t a_{m,n} (E_{m,n,t} - e_{m,n,t}) - 2e_{m,n,t} \sum_{m,n}^{t_{m,n}^{\text{dep}}} b_{m,n} - \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{5,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\min} - S_{m,n}^{\text{arr}}) - \mu_{6,t}^{m,n} (S_{m,n}^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}}) \right] C_m^{\max} + \sum_{t=1}^T \left[ \mu_{2,t}^{m,n} E_{m,n,t}^{\max} + \mu_{4,t}^{m,n} e_{m,n,t}^{\max} \right] - \varepsilon^{m,n} (S_{m,n}^{\max} - S_{m,n}^{\text{arr}}) C_m^{\max} + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M (a_{m,n} \text{CDD}_{m,n} + b_{m,n} \text{CM}_{m,n}) \right] \quad (44)$$

对于非凸项(12)~(17),采用变量替换及二阶锥规划的方式对其进行处理. 首先,对电压与电流的二次方进行替换:

$$v_{i,t} = (V_{i,t})^2, \forall i \in G^*, \forall t \in T^* \quad (45)$$

$$i_{ij,t} = (I_{ij,t})^2, \forall ij \in B^*, \forall t \in T^* \quad (46)$$

则约束式(12)~(17)可重新表示为:

$$P_{ij,t} = i_{ij,t} R_{ij,t} + \sum_{k \in w(j)} P_{jk,t} + P_{j,t} \quad (47)$$

$$Q_{ij,t} = i_{ij,t} X_{ij,t} + \sum_{k \in w(j)} Q_{jk,t} + Q_{j,t} \quad (48)$$

$$v_{j,t} = v_{i,t} + i_{ij,t} [(R_{ij,t})^2 + (X_{ij,t})^2] - 2(R_{ij,t} P_{jk,t} + X_{ij,t} Q_{jk,t}) \quad (49)$$

$$i_{ij,t} = [(P_{ij,t})^2 + (Q_{ij,t})^2] / v_{i,t} \quad (50)$$

$$(V_{i,t}^{\min})^2 \leq v_{i,t} \leq (V_{i,t}^{\max})^2 \quad (51)$$

$$0 \leq i_{ij,t} \leq (I_{ij,t}^{\max})^2 \quad (52)$$

通过二阶锥规划对式(50)进行松弛,则有:

$$i_{ij,t} \geq [(P_{ij,t})^2 + (Q_{ij,t})^2] / v_{i,t} \quad (53)$$

在处理非线性和非凸项之后,原双层博弈模型则被转化为如下所示的单层模型,可以通过商业求解器来解决.

$$\begin{cases} \min : (44) \\ \text{s.t.} \left\{ \begin{array}{l} (9) \sim (11), (19) \sim (25) \\ (32) \sim (37), (45) \sim (49), (51) \sim (53) \end{array} \right. \end{cases}$$

## 4 仿真分析

### 4.1 仿真案例说明

本文通过图4所示的改进IEEE-33节点配电系统对上述所提策略进行了仿真验证,采用Cplex商业求解器进行求解.

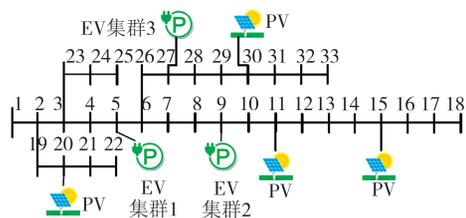


图4 改进后的IEEE-33配电网节点图

Fig. 4 Improved IEEE-33 bus distribution system

如图4所示,该系统在节点5、9与27处各连接了一个EV集群,设每个集群有10个充电桩,其最大充放电功率均为10 kW,最大容量  $C_m^{\max}$  为50 kWh. 设每辆EV到达充电桩的时间均符合公式(3)中的概率分布;集群1与集群2中的EV预计离开时间符合  $N(7, 0.5)$  的高斯分布,集群3中的EV预计离开时间符合  $N(8, 0.5)$  的高斯分布;EV的日形式里程由公式(4)给出,每百千米能耗  $Q_{100}$  为20 kWh. 由此,可根据蒙特卡洛采样获得每辆EV的到达时间、预计离开时间和初始SoC数值. 4台PV连接在节点11、15、20

与30上,其容量均为1.1 MVA,爬坡成本系数  $c$  和  $d$  参考文献[32].

DSO从上级电网的购电价格取自美国伊利诺伊州2020年4月14日的节点边际电价<sup>[33]</sup>,动态电价的上下限分别为广西电网公司分时电价<sup>[34]</sup>的60%~120%.

每位EV车主通过提交响应成本系数  $a$  与  $b$  (分别对应CDD与CM)来表达其交互意愿.为便于比较,设置集群1、2、3中的EV分别具有低、中、高的意愿水平,其成本系数如表1所示,并将其称为案例1.为更好地说明响应成本系数对于EV充放行为及其成本的影响,设置了案例2与案例3作为对比.在案例2与案例3中,成本系数发生了改变,其改变量在表2中用下划线标出.

表1 案例1中各响应意愿对应的响应成本系数

Tab. 1 Response cost parameters corresponding to

响应成本系数	willingness levels in case 1			元
	交互意愿			
	低	中	高	
$a$	0.000 3	0.000 2	0.000 1	
$b$	0.005	0.003	0.001	

表2 案例2与案例3中的响应成本系数

Tab. 2 Response cost parameters in case2 andcase 3 元

案例	响应成本系数	集群1	集群2	集群3
案例2	$a$	0.000 3	0.000 2	0.000 1
	$b$	0.005	0.003	<u>0.002</u>
案例3	$a$	0.000 3	0.000 2	<u>0.000 2</u>
	$b$	0.005	0.003	0.001

### 4.2 仿真结果分析

#### 4.2.1 成本和EV充电行为分析

EV交互后的响应成本如表3所示.在案例1中,当EV提交的响应成本系数  $a$  和  $b$  较高(即EV与DSO的交互意愿较低)时,其成本指标CDD和CM将降低.这是因为较大的成本系数  $a$  和  $b$  将导致DSO从EV处购买响应服务的成本更高,若其响应服务带来的价值高于其响应成本的价格,DSO将避免在交互中采购此类响应服务.

相较于案例1来说,案例2与案例3改变了EV集群3的成本系数.从表3可以看出,案例1中集群3的CDD比案例3中高90.63元,案例1中集群3的CM比案例2的高220.79元,这是由于案例1中集群3的响应成本系数  $a$  和  $b$  较高.这些结果表明,当EV车主提交较高的响应成本系数( $a$ 和 $b$ )时,表明其参与能源互动的意愿不强,在交互过程中,其提供的响应服

务将减少,因此具有较低的响应成本.

此外值得注意的是,在改变响应成本系数 $b$ 后,除了CM会产生变化外,CDD也可能受到影响(参见案例1与案例2中集群3的变化情况).这主要是因为EV在放电后,也将对充电时间延时造成影响.但从本质上来讲,电池退化和充电时间延迟代表的含义是完全不同的,因此用参数 $a$ 和 $b$ 对它们分别进行量化是合理的.

表3 各EV集群的实际响应成本对比

Tab. 3 Comparison of actual response costs among

		EV clusters			元
案例	成本指标	集群1	集群2	集群3	
案例1	CDD	1 090.24	1 360.61	2 578.47	
	CM	0	163.76	578.25	
案例2	CDD	1 090.24	1 217.14	2 152.41	
	CM	0	162.69	357.46	
案例3	CDD	1 090.24	1 410.75	2 487.84	
	CM	0	162.69	568.25	

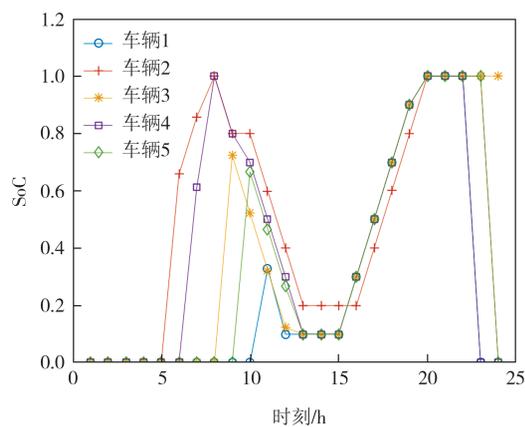
图5为案例1中各集群EV的SoC曲线图(每个集群随机抽取5辆EV),为方便表达,图中的1~24h表示从上午9:00到次日上午8:00的时段.从图5可看出,集群1中的EV不放电,集群2中大部分EV存在放电过程,而集群3中EV放电的程度更高.这主要是由成本系数 $b$ 不同(集群1最高,集群3最低)造成的, $b$ 越小,表示EV的响应成本越低,交互意愿越强烈,故EV在充电期间更可能放电.此外,从集群1~集群3,由于响应成本系数 $a$ 的增加,所需的充电时间(即从开始充电至充到目标SoC)的时间也略有增加.上述结果表明响应成本系数 $a$ 和 $b$ 对EV充/放电行为的影响,同时进一步说明了EV用户可以通过提交成本系数 $a$ 和 $b$ 来表达他们与DSO交互的意愿,其结果也证明了指标CDD和CM的有效性.

上述分析结果表明,响应成本系数较低(即交互意愿较强烈)的EV更有可能向DSO提供响应服务,这验证了模型设计的有效性,即所提策略允许EV车主通过提交响应成本系数来表明自身的交互意愿.

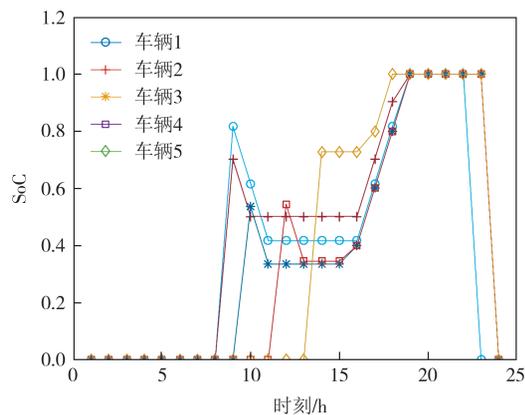
4.2.2 博弈双方经济成本分析

通过比较了三个案例:不受控制的充电案例(案例4)、仅通过动态电价而不进行响应系数提交的受控充电案例(案例5)以及案例1.表4为三种案例的经济成本.

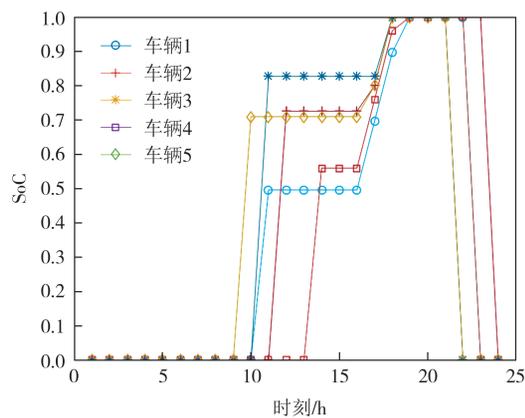
首先,从表4可以看出,案例1(即本文所提策略)中DSO的经济成本与EV集群的经济成本均低于案例4中不受控充电的情况,实现了DSO与EV集群



(a) 集群1



(b) 集群2



(c) 集群3

图5 集群1、2、3中EV的SoC变化图

Fig. 5 SoC variation diagrams of EVs in cluster 1, 2 and 3

表4 经济成本对比

Tab. 4 Comparison of the economic cost

案例	DSO	集群1	集群2	集群3	元
案例4	9 106.0	154.8	120.1	141.5	
案例5	8 620.6	134.5	111.4	124.4	
案例1	8 675.7	134.1	102.8	113.9	

之间的双赢.其次,案例1中的DSO成本略微高于案例5中的成本,这是由于DSO需要根据EV所提供的响应服务,给予EV车主相应的补偿,其支付给三个

EV 集群的额外补偿分别为 0.4 元、8.6 元、10.5 元, 与其响应成本(CDD 与 CM)的大小对应, 这也说明了补偿金额与 EV 提供响应时的成本密切相关。

图 6 比较了案例 1 和案例 4(不受控制的充电)中系统净负荷的爬坡量, 从图中可以看出, 本文所提的策略降低了最大爬坡量(发生在 18:00)。这是因为本文模型通过考虑系统的爬坡成本, 成功地调节了 EV 的充/放电行为, 减少了最大斜坡量, 其有助于缓解系统运行时爬坡量不足的问题。

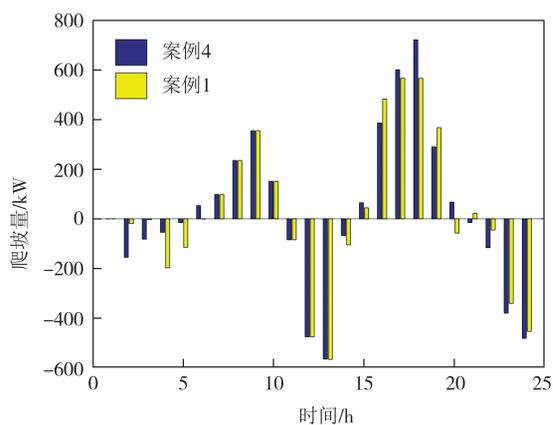


图 6 配电系统净负载爬坡功率

Fig. 6 Net-load ramping powers in the distribution system

上述仿真结果表明, 所提出的策略有效地量化了 EV 的响应成本, 并最终根据其响应服务对其进行补偿。从经济成本的角度来看, 本文所提策略能够同时降低 DSO 的运营成本和 EV 的充电成本, 并兼具降低系统最大爬坡量的功能。

#### 4.2.3 动态电价分析

对模型求解出的动态电价进行分析。DSO 在与 EV 集群进行交互后, 每个集群将生成动态电价  $\lambda_{n,t}$ , 其数值如表 5 所示。如前所述,  $\lambda_{n,t}$  的值将限制在 TOU 价格的 0.6~1.2 倍。

根据表 5 中求解的动态电价  $\lambda_{n,t}$ , 可观察到如下结果: 1) 在夜间时段(0:00—7:00), 动态电价  $\lambda_{n,t}$  相对较低, EV 将在此时充电; 在此期间, DSO 将尽可能提高  $\lambda_{n,t}$  (至其上限) 以最大化收益。2) 除了在无车连接的 10:00—12:00 时段外, 白天  $\lambda_{n,t}$  均保持在较低水平(但其仍大于或等于夜间充电价格)。而在 10:00—12:00 时段,  $\lambda_{n,t}$  处于价格下限。这是因为此时无 EV 与充电桩连接, DSO 通过提供较低的  $\lambda_{n,t}$  来吸引 EV 充电。3) 在晚高峰(18:00 左右), 动态电价  $\lambda_{n,t}$  较下午有所增加, 这是由于 DSO 鼓励 EV 以更高的电价来释放能量, 以减少其在晚高峰时期从主网的购电

量,  $\lambda_{n,t}$  在系统出现最大爬坡的 18:00 达到了其最大值。

表 5 模型求解出的动态电价

Tab. 5 Dynamic prices solved by the model 元/kWh

时间/h	下限	动态电价 $\lambda_{n,t}$			上限
		集群 1	集群 2	集群 3	
1	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
2	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
3	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
4	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
5	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
6	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
7	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8
8	0.375 5	0.713 8	0.670 9	0.621 8	0.751 0
9	0.375 5	0.375 5	0.375 5	0.631 8	0.751 0
10	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.898 3
11	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.898 3
12	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.449 1	0.898 3
13	0.375 5	0.375 5	0.603 8	0.375 5	0.751 0
14	0.375 5	0.603 8	0.655 2	0.375 5	0.751 0
15	0.375 5	0.694 6	0.655 1	0.603 8	0.751 0
16	0.375 5	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.751 0
17	0.375 5	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.751 0
18	0.375 5	0.743 8	0.711 8	0.637 8	0.751 0
19	0.449 1	0.691 7	0.650 5	0.635 8	0.898 3
20	0.449 1	0.674 0	0.681 8	0.637 8	0.898 3
21	0.449 1	0.668 5	0.669 8	0.637 8	0.898 3
22	0.449 1	0.664 9	0.646 5	0.637 8	0.898 3
23	0.449 1	0.655 4	0.641 6	0.621 8	0.898 3
24	0.301 9	0.603 8	0.603 8	0.603 8	0.603 8

## 5 结论

提出了一种 V2G 能量交互策略。首先, 量化了 EV 在交互过程中的两种响应成本, 即时间延迟成本和电池退化成本; 随后, 提出了 EV 与 DSO 之间的交互方案, 使得 EV 能够通过提交其响应成本系数来表达其意愿, 从而让 EV 车主参与到补偿规则的制定当中。该交互模型基于斯托伯格博弈理论, 其计算结果决定了 EV 的响应成本与动态电价, 从而可得出各 EV 的交互补偿。本文基于改进的 IEEE-33 节点系统对所提策略进行了仿真, 验证了所提意愿机制的有效性, 并可降低 DSO 和 EV 的经济成本, 在具有代表性的案例 1 中, 与未进行交互的案例 4 相比, EV 的充电费用共减少了 15.75%, DSO 的运行费用共减少了 4.73%。

## 参考文献

- [1] 夏博,唐宇池,肖孝天,等. 含电动汽车的智能配电网优化调度研究综述[J]. 电力大数据,2019,22(7):87-92.  
XIA B, TANG Y C, XIAO X T, et al. Review of research on optimal distribution of smart distribution network with electric vehicles[J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(7): 87-92. (in Chinese)
- [2] 吴红斌,侯小凡,赵波,等. 计及可入网电动汽车的微网系统经济调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):77-84.  
WU H B, HOU X F, ZHAO B, et al. Economical dispatch of microgrid considering plug-in electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 77-84. (in Chinese)
- [3] SCHULLER A, FLATH C M, GOTTWALT S. Quantifying load flexibility of electric vehicles for renewable energy integration[J]. Applied Energy, 2015, 151(1):335-344.
- [4] 杨晓东,张有兵,蒋杨昌,等. 微电网下考虑分布式电源消纳的电动汽车互动响应控制策略[J]. 电工技术学报,2018,33(2):390-400.  
YANG X D, ZHANG Y B, JIANG Y C, et al. Renewable energy accommodation-based strategy for electric vehicle considering dynamic interaction in microgrid [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 390-400. (in Chinese)
- [5] 王冠,刘苏贤,赵浩然,等. 考虑电动汽车充电桩无功响应的优化调度策略[J]. 湖南大学学报(自然科学版),2021,48(10):152-160.  
WANG G, LIU S X, ZHAO H R, et al. Optimal dispatching strategy considering reactive response of electric vehicle charging piles[J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2021, 48(10): 152-160. (in Chinese)
- [6] DENG R L, YANG Z Y, CHOW M Y, et al. A survey on demand response in smart grids: mathematical models and approaches[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, 11(3): 570-582.
- [7] 张振夫,黄小庆,曹一家,等. 考虑分时电价的电动汽车充电负荷计算[J]. 电力自动化设备,2014,34(2):24-29.  
ZHANG Z F, HUANG X Q, CAO Y J, et al. Charging load calculation considering TOU for electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 24-29. (in Chinese)
- [8] 常方宇,黄梅,张维戈. 分时充电价格下电动汽车有序充电引导策略[J]. 电网技术,2016,40(9):2609-2615.  
CHANG F Y, HUANG M, ZHANG W G. Research on coordinated charging of electric vehicles based on TOU charging price[J]. Power System Technology, 2016, 40(9): 2609-2615. (in Chinese)
- [9] 陈奎,马子龙,周思宇,等. 电动汽车两阶段多目标有序充电策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(1):65-72.  
CHEN K, MA Z L, ZHOU S Y, et al. Charging control strategy for electric vehicles based on two-stage multi-target optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 65-72. (in Chinese)
- [10] BORENSTEIN S, JASKE M, ROSENFELD A. Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets [J]. Journal of the American Chemical Society, 2002, 128(12): 4136-4145.
- [11] CHEN Q F, WANG F, HODGE B M, et al. Dynamic price vector formation model-based automatic demand response strategy for PV-assisted EV charging stations [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6):2903-2915.
- [12] YANG J F, XU Y L, YANG Z Y. Regulating the collective charging load of electric taxi fleet via real-time pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5):3694-3703.
- [13] QU D P, LIU Q Y, FAN J H, et al. Analysis on peak clipping effect of distribution network based on incentive demand response participated by electric vehicles [C]//2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). Chengdu: IEEE, 2020: 2179-2186.
- [14] 侯慧,王逸凡,赵波,等. 价格与激励需求响应下电动汽车负荷聚集商调度策略[J]. 电网技术,2022,46(4):1259-1269.  
HOU H, WANG Y F, ZHAO B, et al. Electric vehicle aggregator dispatching strategy under price and incentive demand response [J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1259-1269. (in Chinese)
- [15] CLEMENT-NYNS K, HAESSEN E, DRIESEN J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1):371-380.
- [16] PARK S W, CHO, K S, HOEFTER G, et al. Electric vehicle charging management using location-based incentives for reducing renewable energy curtailment considering the distribution system[J]. Applied Energy, 2022, 305:117680.
- [17] XU X C, LI K P, WANG F, et al. Evaluating multitime-scale response capability of EV aggregator considering users' willingness [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4):3366-3376.
- [18] 颜勤,涂晓帆. 新型电力系统下综合电动汽车充电站的优化运行[J]. 湖南大学学报(自然科学版),2022,49(2):176-182.  
YAN Q, TU X F. Optimized operation of an integrated electric vehicle charging station with renewables and storage under new power system [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2022, 49(2): 176-182. (in Chinese)
- [19] ZHANG J, CHE L, WANG L, et al. Game-theory based V2G coordination strategy for providing ramping flexibility in power systems[J]. Energies, 2020, 13(19):5008.
- [20] 程杉,陈梓铭,徐康仪,等. 基于合作博弈与动态分时电价的电动汽车有序充放电方法[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(21):15-21.  
CHENG S, CHEN Z M, XU K Y, et al. An orderly charging and discharging method for electric vehicles based on a cooperative game and dynamic time-of-use price [J]. Power System

- Protection and Control, 2020, 48(21): 15–21. (in Chinese)
- [21] Bayerische Motoren Werke AG (BMW): Charge Forward [EB/OL]. (2022-02-26) [2022-02-26] <https://bmwchargeforward.com/>.
- [22] ALSABBAGH A, WU B, MA C B. Distributed electric vehicles charging management considering time anxiety and customer behaviors[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(4): 2422–2431.
- [23] 雷敏, 华一飞, 赵洪山, 等. 计及电池寿命的电动汽车参与电网调峰策略[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 510–517.  
LEI M, HUA Y F, ZHAO H S, et al. Strategy of electric vehicles participating peak load regulation of power grid considering battery life[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 510–517. (in Chinese)
- [24] ANSEAN D, GONZALEZ M, GARCIA V M, et al. Evaluation of batteries for electric vehicle applications[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2): 1855–1863.
- [25] BYRNE R H, CONCEPCION R J, SILVA-MONROY C A. Estimating potential revenue from electrical energy storage in PJM [C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Boston, MA: IEEE, 2016: 1–5.
- [26] Midcontinent Independent System Operator. BPM002–Energy and Operating Reserve Markets [EB/OL]. (2022-02-06) [2022-02-26] <https://www.misoenergy.org/legal/business-practice-manuals/#5576Collapse1>.
- [27] JIN Y, WANG Z Y, JIANG C W, et al. Dispatch and bidding strategy of active distribution network in energy and ancillary services market[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(4): 565–572.
- [28] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 126–130.  
TIAN L T, SHI S L, JIA Z. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 126–130. (in Chinese)
- [29] LIANG H F, LEE Z Y, LI G. A calculation model of charge and discharge capacity of electric vehicle cluster based on trip chain [J]. IEEE Access, 2020, 8: 142026–142042.
- [30] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401–1407.
- [31] LI Y, HAN M, YANG Z, et al. Coordinating flexible demand response and renewable uncertainties for scheduling of community integrated energy systems with an electric vehicle charging station: a Bi-level approach [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(4): 2321–2331.
- [32] NGUYEN H K, KHODAEI A, HAN Z. Incentive mechanism design for integrated microgrids in peak ramp minimization problem [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 5774–5785.
- [33] Midcontinent Independent System Operator (MISO) Home [EB/OL] (2022-02-26) [2022-02-26] <https://www.misoenergy.org/markets-and-operations/real-time--market-data/market-reports/#t=10&p=0&s=MarketReportPublished&sd=desc>.
- [34] Guangxi Zhuang Autonomous Region Peak and Valley Time-of-use Electricity Price Scheme [EB/OL] (2022-02-26) [2022-02-26] <http://gl.bendibao.com/live/2021520/4249.shtm>.