

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231253

# 考虑充放储一体站与电动汽车互动的主从博弈优化调度策略

朱永胜<sup>1</sup>, 常稳<sup>1</sup>, 武东亚<sup>2</sup>, 王耕<sup>1</sup>, 彭圣<sup>1</sup>, 张世博<sup>1</sup>

(1. 中原工学院电子信息学院, 河南 郑州 450007; 2. 国网河南省电力公司, 河南 郑州 450018)

**摘要:** 针对大规模电动汽车(electrical vehicle, EV)接入微电网造成的负荷压力, 提出一种考虑充放储一体站(charging-discharging-storage integrated station, CDSIS)与EV互动的主从博弈优化调度策略。首先, 通过建立CDSIS模型, 并针对CDSIS多场景进行分段设置。其次, 建立动态路网模型并结合EV出行特性, 预测城市区域路网约束下的EV充电负荷时空分布。并根据预测结果建立EV及CDSIS多目标主从博弈优化调度模型, 对EV用户、CDSIS收益进行多目标协调。最后, 以某城市主城区部分交通路网结合IEEE33节点配电系统进行仿真, 分析电价与CDSIS储能设备容量对城市区域内EV用户和CDSIS站收益的影响。结果表明, 所提主从博弈模型与调度策略能够使得EV用户与CDSIS双方得到最大收益。

**关键词:** 电动汽车; 动态路网; 电动汽车充电负荷; Stackelberg博弈; 充放储一体站

## A Stackelberg game optimization scheduling strategy considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station and an electric vehicle

ZHU Yongsheng<sup>1</sup>, CHANG Wen<sup>1</sup>, WU Dongya<sup>2</sup>, WANG Geng<sup>1</sup>, PENG Sheng<sup>1</sup>, ZHANG Shibo<sup>1</sup>

(1. College of Electronic and Information Engineering, Zhongyuan University of Technology, Zhengzhou 450007, China; 2. State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450018, China)

**Abstract:** To address the load pressure caused by the integration of large-scale electric vehicles (EV) into the microgrid, this paper proposes a Stackelberg game optimization scheduling strategy, considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station (CDSIS) and an electric vehicle. First, this paper establishes a model of the CDSIS, and sets up in segments for multiple scenarios of the CDSIS. Secondly, a dynamic road network model is established, and combined with the travel characteristics of the EV, to predict the spatiotemporal distribution of EV charging load under the constraints of an urban regional road network. From the prediction results, a multi-objective Stackelberg game optimization scheduling model is established for the EV and a CDSIS, and the revenue of EV users and CDSIS is harmonized through multi-objective coordination. Finally, a portion of the transportation network in the main urban area of a certain city is simulated in conjunction with the IEEE33 node distribution system. The impact of electricity prices and the capacity of integrated energy storage equipment are analyzed on EV users as is the revenue of integrated CDSIS in urban areas. The results show that the Stackelberg game model and scheduling strategy can maximize the benefits for EV users and the CDSIS.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61873292).

**Key words:** electrical vehicle; dynamic road network; charging load of electric vehicles; Stackelberg game; charging-discharging-storage integrated station

## 0 引言

随着电动汽车(electrical vehicle, EV)相关技术的

不断进步, EV产业飞速发展<sup>[1-4]</sup>。截至2019年底, 我国纯EV的保有量约为600万辆。随着EV数量的不断增多, EV作为具有灵活性可调度资源将会为电网带来巨大的响应潜力<sup>[5-6]</sup>。此外, EV数量的增加也为EV充电站带来了新的挑战与机遇。但EV单体功率低, 不同类型EV也会带来差异性, 且EV

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助(61873292); 河南省高等学校重点科研项目计划基础研究专项资助(00ZX011)

用户出行行为存在明显差异,致使 EV 负荷难以确定。因此,采用有效的调度策略对 EV 的充电行为进行合理引导,有益于增加微电网的整体经济与环境效益<sup>[7-9]</sup>。

由于 EV 充电负荷具有不确定性,许多学者对 EV 的充电引导策略进行了研究。文献[10]提出考虑用户充电决策行为的 EV 充电引导策略,该方法对小容量车型的引导效果更好,且用户时间消耗等效折算系数越大,文中方法对充电负荷引导的效果越好。文献[11]提出一种面向电动汽车、快速充电站、配电网多元需求的电动汽车快速充电引导策略,不仅节约了用户充电成本,而且提高了充电站运营效率。文献[12]提出了“车-路-网”协同优化下的电动汽车有序充电引导策略,该策略能够降低电动汽车充电成本,同时有效减轻路网道路拥堵及配电网电压偏低的问题。文献[13]在传统微电网模型的基础上考虑到电动汽车的使用情况具有很强的随机性与灵活性,提出了在不同电价机制下电动汽车合理的有序充放电调度策略,明显降低了用户成本与微电网运行成本。文献[14]考虑到不同区域 EV 的电气特性与出行特性,提出一种基于区域解耦的时空双尺度电动汽车优化调度方法,根据不同区域特性采取不同调度模型,更有利于实际调度策略的实施。以上文献都指出了 EV 出行特性与充电行为对 EV 负荷的影响,并考虑 EV 负荷的不定性提出了行之有效的调度策略,若在 EV 充电引导的基础上考虑带有储能设备的充放储一体站(charging-discharging-storage integrated station, CDSIS)<sup>[15]</sup>,一方面有效缓解 EV 充电负荷不定对电网侧的冲击,另一方面提高充电站与 EV 用户的经济效益。

由相关文献研究可知,相比于传统充电站,考虑 CDSIS 既能通过调度中心控制电能的流动,实现对电网的削峰填谷,还能对站内谐波进行集中补偿从而实现电能质量的优化。另一方面,当电网出现紧急情况时,CDSIS 可以脱离电网进行孤岛运行,降低经济损失。文献[16]将换电站和梯次站内电池组分成若干部分,结合电网实时负荷水平,提出一种新型的充放电控制策略,在保证站内储电设备在满电状态的前提下为电网提供增值服务。文献[17]提出一种综合考虑电动汽车充换储一体站与主动配电网的两阶段鲁棒优化调度模型,将一体站作为一种新型可控能源,合理地参与到优化调度策略中,有效地减少了系统总运行成本。针对 EV 充电负荷大量接入后对配电网带来的风险。文献[18]提出一种综合考虑电动汽车充换储一体站与主动配电网的优化调度模型。CDSIS 的加入不仅满足了日内优化调度的

需求,而且更减少了主动配电网的运行维护成本。

本文提出一种考虑 CDSIS 与电动汽车互动的主从博弈优化调度策略。该策略以 CDSIS 作为主体,利用电价对双方进行引导,从而得到在各个场景状态下的最优策略。CDSIS 作为一种新型可控能源,合理地参与到优化调度策略中,可有效地减少系统运行总成本。以某区域为例进行仿真,分析电价对 CDSIS 和 EV 用户利益的影响,验证了本文模型的有效性。

## 1 CDSIS 多场景设置及其模型

### 1.1 CDSIS 多场景设置

多场景设置是针对随机过程中难以确切描述的不确定因素,通过多个场景转化为确定因素的求解方式。本文根据充放储 CDSIS 的特性将其分为 3 种行为,即其在日前市场购电的储电行为、向电网侧售电的放电行为和 CDSIS 内 EV 充电的充电行为。根据上述 3 种行为特征,结合配电网系统运行状态建立 CDSIS 多场景模型,如表 1 所示。

表 1 系统多场景描述

场景	场景描述	CDSIS 行为
1	系统正常运行	充电、放电、储电
2	系统负荷低谷运行	充电、储电
3	系统负荷高峰运行	放电

本文将 CDSIS 多场景设置分为两个阶段,每个阶段单独设置。

1) 当配电网系统正常运行或低负荷运行时,CDSIS 优先考虑充电行为。当满足 EV 充电需求时,考虑其储电行为,此时 CDSIS 表现为负荷特性。

2) 当配电网系统达到负荷高峰运行状态时,CDSIS 优先考虑放电行为。CDSIS 向电网侧售电,此时 CDSIS 起到分布式电源的作用,以达到削峰的效果。相比于第 1)阶段,此时 CDSIS 表现为分布式电源特性。

### 1.2 CDSIS 模型

为更好地实现 EV 充电站与电能的双向交互能力,提高 EV 入网规模,因此建立 CDSIS。CDSIS 不仅为 EV 用户提供充电服务,还能通过储能系统向电网侧放电。其充放电调整率  $\psi(\zeta)$  为

$$\psi(\zeta) = \frac{P_1(\zeta)}{P_c(\zeta)}, \psi(\zeta) \in [-1, 1] \quad (1)$$

式中:  $\zeta = 1$  表示 CDSIS 充电系统的充放电状况,  $\zeta = -1$  时表示 CDSIS 储能系统的充放电状况;  $P_1(\zeta)$  为充电、储能系统的额定充电功率;  $P_c(\zeta)$  为充电、

储能系统的实际放电功率。当  $\psi(\zeta) > 0$  时, CDSIS 为充电状态, 当  $\psi(\zeta) < 0$  时, CDSIS 为放电状态。

储能系统通过 Boost 升压电路对充电系统进行电能支持, 其运行功率为  $P_B(t)$ ,  $P_B(t)$  与充电系统剩余电量、储能系统剩余电量的关系满足式(2)。

$$\begin{cases} Q_C(t) = Q_C(t_0) + \int [P_C(t) + P_B(t) - p_n^+(t)] dt \\ Q_F(t) = Q_F(t_0) + \int [P_F(t) - P_B(t)] dt \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $Q_C(t)$  为  $t$  时刻充电系统剩余电量;  $Q_F(t)$  为  $t$  时刻储能系统剩余电量;  $Q_C(t_0)$ 、 $Q_F(t_0)$  分别为充电系统和储能系统初始电量;  $p_n^+(t)$  为  $t$  时刻第  $n$  辆 EV 的充电功率;  $P_C(t)$  为  $t$  时刻充电系统功率;  $P_F(t)$  为  $t$  时刻储能系统功率。

由于 CDSIS 的储能装置与变流装置受限, 储能系统与充电系统会受到边界条件限制, 其功率约束如式(3)所示。

$$P_{C,Fmin} \leq P_{C,F} \leq P_{C,Fmax} \quad (3)$$

式中:  $P_{C,F}$  为 CDSIS 储能系统充放电功率;  $P_{C,Fmax}$ 、 $P_{C,Fmin}$  分别为其上下限。

## 2 “车-路-网”交互模型

### 2.1 动态交通路网模型

采用图论分析法对交通路网进行建模。交通网络拓扑结构如图 1 所示。

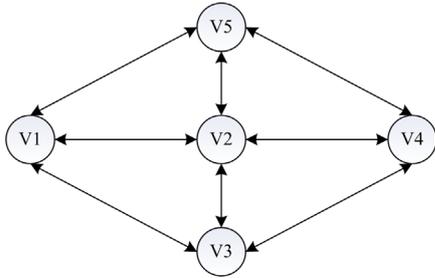


图 1 交通网络拓扑结构图

Fig. 1 Topological structure of transportation network

为体现“车-路-网”的交互特性, 本文采用动态路网模型, 固定时段更新各路段车流量。动态路网模型描述为

$$\begin{cases} G = (V, E, H, W) \\ V = \{v_i | i = 1, 2, \dots, u\} \\ E = \{v_{ij} | i \neq j\} \\ H = \{t | t = 1, 2, \dots, T\} \\ W = \{w_{ij}(t) | t \in H\} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $G$  为交通路网集合;  $V$  为路网中全部节点集合;  $E$  为路网中所有路段集合;  $H$  为划分的时间的集合, 即将全天分为  $T$  个时间段;  $W$  为路段权值集合, 表示车辆经过该路段的出行代价, 可用耗时、经过速度以及费用进行量化;  $v_{ij}$  为第  $i$  个与第  $j$  个节点的连接路段;  $w_{ij}(t)$  为  $t$  时段路段  $v_{ij}$  的权值。路网中节点间的连接关系用矩阵  $D$  描述。矩阵  $D$  的元素  $d_{ij}(t)$  的表达式为

$$d_{ij}(t) = \begin{cases} w_{ij}(t) & v_{ij} \in E \\ 0 & v_i = v_j \\ \infty & v_{ij} \notin E \end{cases} \quad (5)$$

### 2.2 城市道路路阻模型

由于城市路网具有多交叉口且实时变化的特点, EV 行驶过程中不仅会受到路段阻抗影响, 且交通信号灯会对行驶时间造成影响, 针对城市道路 EV 充电需求, 引入了城市路网路阻模型。本文以行驶时间为道路路阻进行建模分析, 引用速度-流量模型。EV 行驶速度  $v_{ij}(t)$  的表达式为

$$\begin{cases} v_{ij} = \frac{v_{ij,max}}{1 + \left(\frac{Q_{ij}(t)}{C_{ij}}\right)^\omega} \\ \omega = a + b \left(\frac{Q_{ij}(t)}{C_{ij}}\right)^\gamma \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $v_{ij,max}$  为道路  $ij$  的零流速度;  $C_{ij}$  为道路  $ij$  的通行能力;  $Q_{ij}(t)$  为  $t$  时刻道路  $ij$  的路段车流量;  $a$ 、 $b$ 、 $\gamma$  为不同道路等级时自适应系数;  $\omega$  为道路等级。路阻模型  $w_{ij}(t)$  数学表达式为

$$w_{ij}(t) = \frac{L_{ij}}{v_{ij}(t)} + R_i \quad (7)$$

式中:  $L_{ij}$  为道路  $ij$  的长度;  $R_i$  为路口  $i$  等待红绿灯时长。

### 2.3 配电网模型

在“车-路-网”模式下, 需要实现配电网与路网在空间上的耦合。因此, 在建立路网模型时需要建立合适的配电网与路网相匹配。大量 EV 充电行为对路段车流量、电网负荷时空分布以及用户与充电站利润带来了影响, 本文将配电网作为电能供应方与充电站进行电能的双向交易。第  $g$  个配电网节点  $M_g^Y$  的模型表达式<sup>[19]</sup>为

$$M_g^Y = (G^Y, C^Y) \quad (8)$$

式中:  $G^Y$  为源节点位置;  $C^Y$  为源节点容量信息。

第  $g$  个配电网节点在  $t$  时刻接入 EV 充电功率的总和  $P_g(t)$  为

$$P_g(t) = \sum_{n=1}^N P_n^+(t) \quad (9)$$

式中,  $N$  为  $t$  时段 EV 充电总数。

## 2.4 EV 充电电价响应度模型

正常情况下, EV 用户会选择路径最短的充电站充电<sup>[20-21]</sup>, 但可能导致某一时间段负荷越限, 严重时会影响电网运行稳定性。因此, 本文引入 EV 充电电价响应度模型, 合理地调控 EV 充电行为以均衡各时段 EV 充电负荷分布<sup>[22]</sup>。

EV 用户在满足价格开始阈值时才会参与调控过程, 且存在价格饱和阈值。若调控时段电价差高于饱和阈值后继续增大, 参与充电响应的 EV 用户不会增加。EV 用户需求响应度<sup>[23]</sup>为

$$\lambda_c(t) = \begin{cases} 0 & 0 < \Delta c_{s,t}(t) < l_{s,t} \\ \frac{\Delta c_{s,t}(t) - l_{s,t}}{h_{s,t} - l_{s,t}} & l_{s,t} \leq \Delta c_{s,t}(t) \leq h_{s,t} \\ \lambda_{c,\max} & \Delta c_{s,t}(t) > h_{s,t} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $\lambda_c(t)$  为  $t$  时段 EV 需求响应度;  $\Delta c_{s,t}(t)$  为  $s$  时刻与  $t$  时刻电价差值;  $l_{s,t}$ 、 $h_{s,t}$  分别为启动阈值和饱和阈值;  $\lambda_{c,\max}$  为最大 EV 需求响应度;  $(t-s) \in [-6, 6]$ 。

## 3 EV 充电负荷时空预测

### 3.1 EV 充电行为影响因素

EV 用户的出行决定了 EV 初始出行时刻和返程时刻, 因燃油汽车与 EV 用户出行行为相同, 借鉴美国家庭出行调查数据中 EV 初始出行时刻和返程时刻概率分布曲线<sup>[24]</sup>, 并据此生成 EV 初始出行时刻。由美国家庭出行调查数据可知, 不同类型 EV 电池容量  $C_{ap,r}$  服从式(11)所示的伽马分布<sup>[25]</sup>。

$$f(C_{ap,r}; \sigma, \beta) = \frac{1}{\beta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(C_{ap,r} - \sigma)^2}{2\beta^2}} \quad (11)$$

式中:  $\sigma$  为 EV 一天内行驶距离均值;  $\beta$  为概率函数标准方差。

假设初始荷电状态(state of charge, SOC)是 EV 刚充满电时的电池状态。根据 EV 电池容量并结合初始 SOC, 得到初始电量  $C_{ap,0}$ 。由于 EV 耗电量随着行驶里程线性增加, 则  $t$  时刻剩余电量  $C_{ap,t}$  为

$$C_{ap,t} = \eta(C_{ap,t-1} - \Delta l \Delta C_{ap}) \quad (12)$$

式中:  $C_{ap,t-1}$  为  $t-1$  时刻 EV 剩余电量;  $\eta$  为耗能系数, 表示车辆在行驶过程中启动及刹车造成的电量

损失;  $\Delta l$  为  $t-1$  时刻到  $t$  时刻车辆的行驶距离;  $\Delta C_{ap}$  为每公里 EV 耗电量。

### 3.2 EV 出行概率矩阵

为分析 EV 的时空特性, 引入 OD 分析法<sup>[26]</sup>。通过查阅交通部门历史数据得到各时段各类型 EV 路段通行量, 并根据复杂交通网络 OD 矩阵推算算法由路段通行量反推各时段的 OD 矩阵  $A$ <sup>[27]</sup>, 并对不同类型 EV 出行特性进行刻画。

将一天划分为 24 h, 因此将 OD 矩阵分为 24 个部分, 每个部分为一个子矩阵  $A_{m \times m}^{(T, T+1)}$ , 其中  $m$  为模拟区域内道路节点数量,  $T = 0, 1, \dots, 23$ ,  $A_{m \times m}^{(T, T+1)}$  为  $T$  至  $T+1$  时段车辆出发点、目的地的通行量。因此在  $T$  到  $T+1$  时段内, EV 以节点  $i$  为起点、节点  $j$  为终点的概率  $\rho_{ij}^{T, T+1}$  为

$$\rho_{ij}^{T, T+1} = \frac{a_{ij}^{T, T+1}}{\sum_{j=1}^m a_{ij}^{T, T+1}}, 1 \leq i \leq m \quad (13)$$

式中:  $a_{ij}^{T, T+1}$  表示在  $T$  到  $T+1$  时段内以  $i$  为起点、 $j$  为终点的 EV 数量 ( $1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq m$ );  $\sum_{j=1}^m a_{ij}^{T, T+1}$

表示  $T$  到  $T+1$  时间段内由节点  $i$  到任意节点的 EV 数量之和。

### 3.3 考虑时空分布特性的 EV 充电负荷预测

EV 充电负荷预测是研究 EV 充放电优化调控的重要前提<sup>[28]</sup>。在理想状态下, 利用蒙特卡洛抽样分配每辆 EV 起始节点与初始出行时刻  $t_s$ , 结合  $t_s$  时刻对应 OD 概率矩阵, 随机抽样生成目的地节点。通过重复调用各时段 EV 的 OD 概率矩阵, 刻画出 EV 出行轨迹。当 EV 满足充电需求时, 即可预测 EV 用户充电负荷。在该预测模型中, 不考虑道路阻抗对 EV 的影响, 且 EV 满足充电需求时选择最近的充电站充电。流程图如图 2 所示。

## 4 电动汽车及 CDSIS 优化调控策略

### 4.1 电动汽车及 CDSIS 多目标主从博弈优化调度模型

本文采用电价响应的方式对 EV 充电进行引导, EV 用户根据不同时间电价选择对自己利益最大的时间段进行充电。CDSIS 与 EV 之间构成主从博弈, CDSIS 作为领导者, EV 作为追随者。

#### 4.1.1 CDSIS 目标函数

最大自身化盈利是 CDSIS 的目标, CDSIS 盈利包含 4 部分: (1) 其向实时市场售电收入; (2) 其在日前购电成本; (3) 其在实时电网购电成本; (4) EV

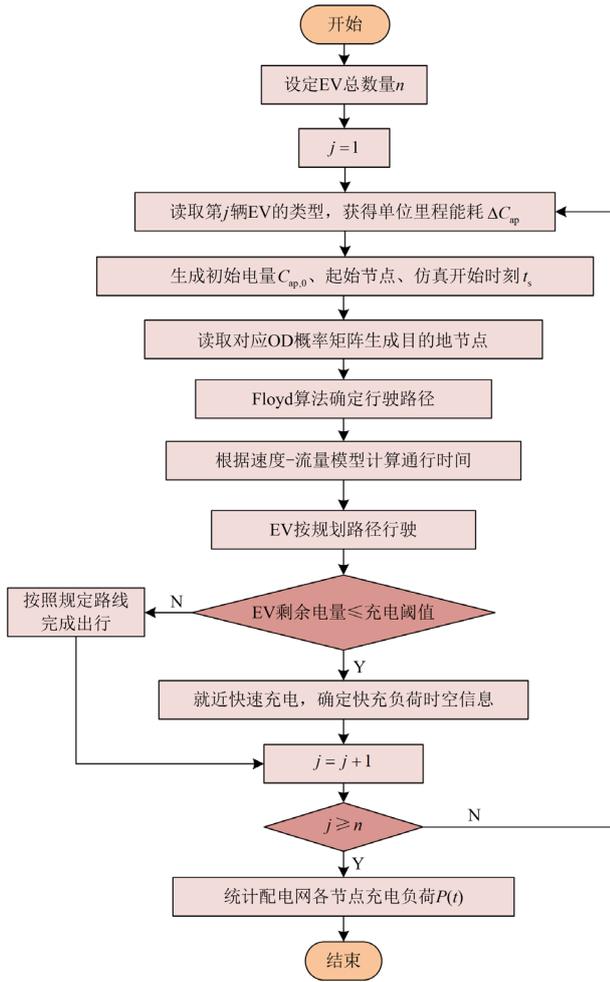


图2 EV 充电负荷时空分布预测流程图

Fig. 2 Flow chart for predicting the spatiotemporal distribution of EV charging load

在 CDSIS 的充电收益。因此, CDSIS 目标函数表达式为

$$\max \left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N c_n^+(t+\Delta t) p_n^+(t) + \\ \sum_{t=1}^T (\delta^-(t) E^-(t) - \delta^d(t) E(t) - \delta^+(t) E^+(t)) \end{array} \right\} \quad (14)$$

式中:  $N$  为一天内在 CDSIS 充电的 EV 数量;  $\Delta t$  为车辆因道路阻抗花费的时长;  $\delta^-(t)$ 、 $\delta^+(t)$  分别为  $t$  时刻 CDSIS 向电网的购电电价、售电电价;  $E^-(t)$ 、 $E^+(t)$  分别为  $t$  时刻 CDSIS 从实时市场的购电电量和售电电量;  $\delta^d(t)$  为  $t$  时刻日前合同电价;  $E(t)$  为日前市场  $t$  时段合同电量;  $c_n^+(t)$  为  $t$  时刻第  $n$  辆 EV 的充电电价。

#### 4.1.2 CDSIS 约束条件

##### 1) 充电电价约束

$$\begin{cases} c_{\min}^+(t) \leq c_n^+(t) \leq c_{\max}^+(t) \\ \frac{\sum_{t=1}^T c_n^+(t+\Delta t)}{T} = c_{\text{av}}^+ \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $c_{\max}^+(t)$ 、 $c_{\min}^+(t)$  分别为  $t$  时段最高电价、最低电价;  $c_{\text{av}}^+$  为日平均电价。

##### 2) CDSIS 日前购电量约束、实时购售电量约束

$$\begin{cases} E(t) \geq 0 \\ 0 \leq E^+(t) \leq z(t)M \\ 0 \leq E^-(t) \leq \varphi^-(t)(1-z(t)) \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $z(t)$  为布尔变量, 表示在  $t$  时刻电交易状态;  $M$  为足够大的正数;  $\varphi^-(t)$  为 CDSIS 在  $t$  时段储能放电电量。

##### 3) 能量平衡约束

$$\sum_n p_n^+(t) + \varphi^+(t) - \varphi^-(t) = E(t) + E^+(t) - E^-(t) \quad (17)$$

式中,  $\varphi^+(t)$  为  $t$  时刻 CDSIS 储能设备充电量。

##### 4) CDSIS 储能设备充放电约束

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi^+(t) \leq u(t)R_{\max}^+ \\ 0 \leq \varphi^-(t) \leq (1-u(t))R_{\min}^- \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $u(t)$  为布尔变量, 表示  $t$  时段 CDSIS 储能设施的状态;  $R_{\max}^+$ 、 $R_{\min}^-$  分别为 CDSIS 储能设备最大充电功率、最大放电功率。

##### 5) CDSIS 储能电量约束

$$\begin{cases} 0 \leq S(t) = S(t-1) + \vartheta^+ \varphi^+ \leq -\frac{\varphi^-(t)}{\vartheta^-} \leq S_{\max} \\ S(1) = S(T) = S(0) \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $S(t)$  为  $t$  时刻 CDSIS 储能设施的储能电量;  $\vartheta^+$  和  $\vartheta^-$  分别为 CDSIS 储能设备充、放电效率;  $S_{\max}$  为 CDSIS 储能设备最大容量;  $S(0)$  为 CDSIS 储能设备初始电量。

#### 4.1.3 EV 目标函数

EV 的目标为充电成本最小, 其目标函数为

$$\min \sum_t^{T_a} c_n^+(t+\Delta t) p_n^+(t) \quad (20)$$

式中,  $T_a$  为 EV 充电时长。

#### 4.1.4 EV 约束条件

##### 1) EV 电池荷电水平约束

EV 充电量应使电池达到相应的荷电水平, 约束条件为

$$\sum_t^{T_a} p_n^+(t) = \frac{\xi E_n^{\max} - E_n^0}{\mu} \quad (21)$$

式中:  $\xi$  为用户期望的电池荷电水平;  $E_n^{\max}$  为第  $n$  辆 EV 电池容量;  $E_n^0$  为第  $n$  辆 EV 初始电量;  $\mu$  为 EV 的充电效率。

2) 充电功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq p_n^+(t) \leq p_{n,\max}^+ & t \in T_a \\ p_n^+(t) = 0 & t \notin T_a \end{cases} \quad (22)$$

式中,  $p_{n,\max}^+$  为第  $n$  辆 EV 的最大充电功率。

#### 4.1.5 求解方法

本文采用 KKT 条件和对偶理论将电动汽车及 CDSIS 多目标主从博弈优化调度模型转化为混合整数线性规划模型, 从而得出最优解。

1) 主从博弈模型的等价非线性规划转化

对于博弈双方, EV 决策时的价格是确定的, 将对应 KKT 条件代替线性规划式(20)—式(22), 消去该优化问题。记对偶变量为  $\alpha_n$ 、 $\eta_{nt}^-$ 、 $\eta_{nt}^+$ 、 $\varpi_{nt}$ , 对应线性规划式(20)—式(22)的 KKT 条件为

$$c_n^+(t) - \alpha_n - \eta_{nt}^- - \eta_{nt}^+ - \varpi_{nt} = 0 \quad (23)$$

$$\sum_t p_n^+(t) = \frac{\xi E_n^{\max} - E_n^0}{\mu} \quad (24)$$

$$0 \leq \eta_{nt}^- \perp p_n^+(t) \geq 0, t \in T_a \quad (25)$$

$$0 \geq \eta_{nt}^+ \perp p_n^+(t) - p_{n,\max}^+ \leq 0, t \in T_a \quad (26)$$

$$p_n^+(t) = 0, t \notin T_a, \varpi_{nt} = 0, t \in T_a \quad (27)$$

式(25)与式(26)为互补松弛条件,  $x \perp y$  表示标量  $x$  与  $y$  中最多有一个可以严格大于 0; 式(23)—式(27)可将下层优化转化为约束。因此, 目标函数式(14)、式(25)和式(26)是非线性的, 下面分析非线性问题线性化。

2) 互补松弛条件线性化

利用文献[29]的方法, 引入布尔变量  $\theta_{nt}^+$  和  $\theta_{nt}^-$ , 将约束式(25)和式(26)转化为线性不等式。

$$0 \leq \eta_{nt}^- \leq M\theta_{nt}^-, t \in T_a \quad (28)$$

$$0 \leq p_n^+(t) \leq M(1 - \theta_{nt}^-), t \in T_a \quad (29)$$

$$0 \leq p_{n,\max}^+ - p_n^+(t) \leq M\theta_{nt}^+, t \in T_a \quad (30)$$

$$M(1 - \theta_{nt}^+) \leq \eta_{nt}^+ \leq 0, t \in T_a \quad (31)$$

3) 目标函数线性化

目标函数非线性化的源头是电价与充电功率的乘积  $c_n^+(t)p_n^+(t)$ 。线性规划的对偶定理指出, 处于最优解时对偶问题和原问题的目标函数值相同。由线性规划式(20)—式(22)可得

$$\min \sum_t c_n^+(t + \Delta t) p_n^+(t) = \alpha_n \frac{\xi E_n^{\max} - E_n^0}{\mu} + \sum_t \eta_{nt}^+ p_{n,\max}^+ \quad (32)$$

在满足 KKT 条件的前提下, 目标函数(14)等价于式(33)。式(33)对应决策变量是线性的。

$$\sum_n \alpha_n \frac{\xi E_n^{\max} - E_n^0}{\mu} + \sum_n \sum_t \eta_{nt}^+ p_{n,\max}^+ + \sum_{t=1}^T (\delta^-(t)E^-(t) - \delta^d(t)E(t) - \delta^+(t)E^+(t)) \quad (33)$$

4) 主从博弈模型的等价混合整数线性规划模型

综上所述, CDSIS 电价定价博弈可等价于式(34)所示的混合整数线性规划。

$$\begin{cases} \max \sum_n \alpha_n \frac{\xi E_n^{\max} - E_n^0}{\mu} + \sum_n \sum_t \eta_{nt}^+ p_{n,\max}^+ + \sum_{t=1}^T (\delta^-(t)E^-(t) - \delta^d(t)E(t) - \delta^+(t)E^+(t)) \\ \text{s.t. 式(15)—式(29), 式(23)—式(24),} \\ \text{式(27)—式(31)} \end{cases} \quad (34)$$

式(34)的最优解  $\{c_n^+(t), E_t^-, E_t^+, E_t, \mathcal{G}^+, \mathcal{G}^-, z(t), u(t), p_n^+\}$  构成了博弈式(14)—式(27)、式(20)—式(22)的 Stackelberg 均衡。

## 4.2 EV 充放电优化调度策略

结合 EV 充电时空分布预测模型和电动汽车及 CDSIS 多目标主从博弈优化调度模型, 提出 EV 充放电优化调度模型, 其流程图如图 3 所示。

具体调度步骤如下:

- 1) 由 3.3 节预测结果得到各节点充电需求时空分布情况, 并由 4.1 节主从博弈获得其优化电价;
- 2) 根据各节点负荷情况, 在优化电价的基础上制定充电电价;
- 3) 根据最优电价制定最优充电计划。

## 5 算例分析

### 5.1 仿真条件设定

本文采用某市某区域路网结合 IEEE33 节点配电网系统对本文模型进行算例分析。该路网包含 31 个节点和 52 条道路, 道路平均长度为 1.44 km。具体路网图如图 4 所示。

结合该地区人口数量与车辆渗透度, 引入 1000 辆 EV, 包含 250 辆家用私家车、450 辆出租车、300 辆其他公用车。实验软件环境为 Matlab2021b, 并用 CPLEX 求解器求解。

### 5.2 算例结果与分析

#### 5.2.1 充电负荷预测结果

EV 用户的充电需求需要根据其出行需求和车辆当前 SOC 进行判断, 因此需要对 EV 的充电负荷进行调控。负荷调控的基础是 EV 充电负荷预测, 采用 4.1 节的预测模型对 EV 负荷进行预测。各节

点充电负荷的时空分布情况如图 5 所示。

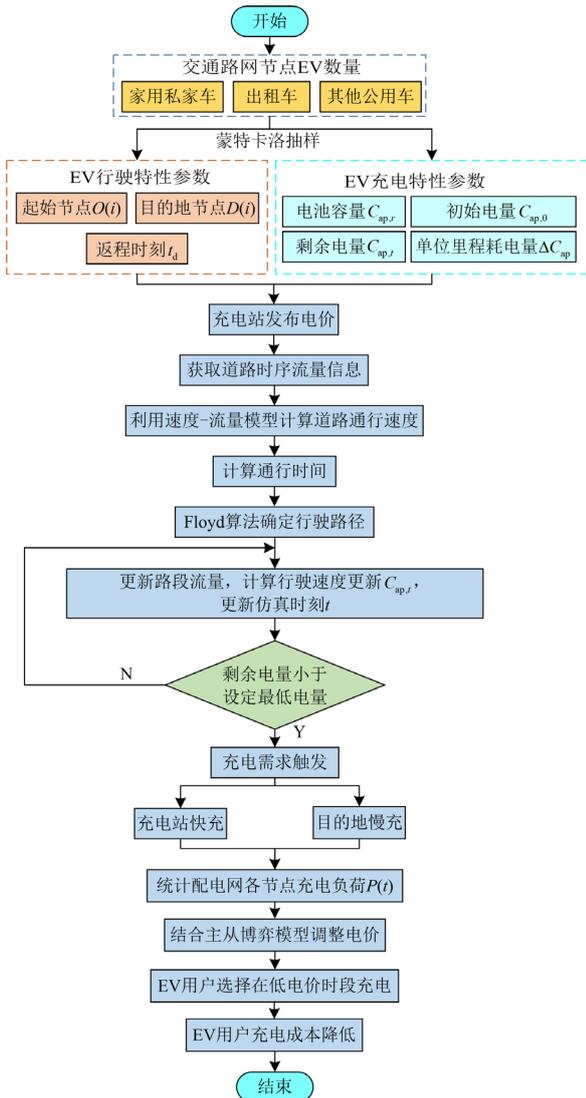


图 3 EV 充放电优化调度流程图

Fig. 3 Flow chart of EV charging and discharging optimization scheduling

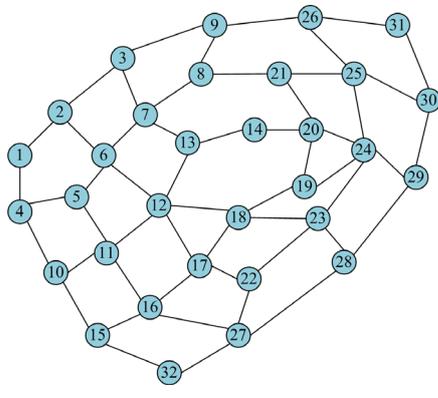


图 4 路网图

Fig. 4 Road network diagram

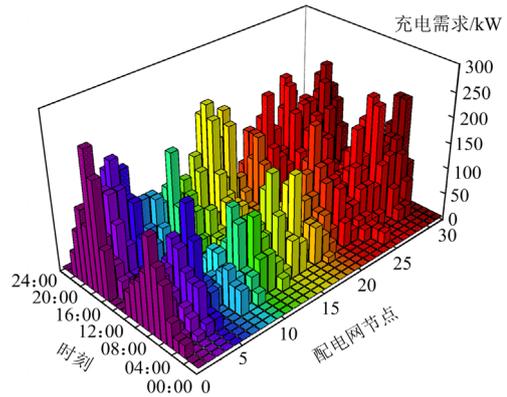


图 5 各节点充电负荷的时空分布

Fig. 5 Temporal and spatial distribution of charging load at each node

由图 5 可以看出, 一天内共出现两个高峰期, 第一个高峰期出现在 08:00—09:00 时段, 峰值约为 1644 kW; 第二个高峰期出现在 18:00—19:00 时段, 峰值约为 4320 kW。私家车在 02:00—17:00 时段有充电需求, 且在 10:00 达到峰值; 出租车与其他公用车一天内均有充电需求, 且充电峰值出现在 19:00 时刻。

### 5.2.2 系统最优解

日前市场电价如表 2 所示。一般来说实时市场购电价格会高于日前市场购电价格, 假设零售电价上限为电价的 1.2 倍, 下限为电价的 0.8 倍, 电价平均值为 0.9 元/kWh。实验参数如表 3 所示。

求解式(34)得到 CDSIS 最大利益(4823 元), 充电站最优策略如表 4 所示。根据最优电价与日前电价对比可知, CDSIS 将电价上限、下限分别设置在 EV 日前充电、不充电时段以满足均价。由于实时市场电价高于日前市场电价, 此时不需要从实时市

表 2 日前市场电价

Table 2 Market electricity prices before the day

时刻	电价/(元/kWh)	时刻	电价/(元/kWh)
01:00	0.4570	13:00	1.2893
02:00	0.4570	14:00	1.2893
03:00	0.4570	15:00	1.2893
04:00	0.4570	16:00	0.8731
05:00	0.4570	17:00	0.8731
06:00	0.4570	18:00	0.8731
07:00	0.4570	19:00	1.2893
08:00	0.8731	20:00	1.2893
09:00	0.8731	21:00	1.2893
10:00	0.8731	22:00	0.8731
11:00	1.2893	23:00	0.8731
12:00	1.2893	24:00	0.8731

表 3 实验参数

Table 3 Experimental parameters

参数	数值	参数	数值
$E_n^{\max}$	76	$c_{\min}^+(t)$	1.5471
$p_{n,\max}^+$	60	$c_{\max}^+(t)$	0.4113
$\mu$	0.9	$c_{av}^+$	0.9
$R_{\max}^+/\text{kW}$	1000	$S(0)$	2500
$R_{\max}^-/\text{kW}$	1000	$g^+$	0.9
$S_{\max}/\text{kWh}$	5000	$g^-$	0.9
$l_{s,j}$	0.2	$h_{s,j}$	1.5
$\lambda_{c,\max}$	0.9	—	—

表 4 CDSIS 最优策略

Table 4 Optimal strategy for CDSIS

时刻	充电价格/ (元/kWh)	日前市场 购电量/kWh	实时市场 售电量/kWh	储能设备 储电量/kWh
01:00	0.5484	0	0	2500
02:00	0.5484	1524	0	2500
03:00	0.5484	1524	0	2500
04:00	0.5484	0	0	2500
05:00	0.5484	15484	0	3400
06:00	0.5484	2524	0	4300
07:00	0.5484	777.78	0	5000
08:00	1.0477	2076	0	5000
09:00	1.0477	0	0	5000
10:00	1.0477	2076	0	5000
11:00	1.0477	0	1000	3.89
12:00	1.0477	0	1000	2.78
13:00	1.0477	0	0	2.78
14:00	1.0477	0	0	2.78
15:00	1.0477	0	0	2.78
16:00	1.0477	2076	0	2.78
17:00	1.0477	0	0	2.78
18:00	1.0477	2076	0	2.78
19:00	1.0477	0	250	2500
20:00	1.0477	0	0	2500
21:00	1.0314	0	0	2500
22:00	1.0365	0	0	2500
23:00	1.0365	0	0	2500
24:00	1.0365	0	0	2500

场购电。这样设置是为了应对一些不确定因素，例如 EV 临时离开充电站。另一方面，由第 4 节模型可得 EV 最优充电时间在 01:00—08:00 时段，该时间 EV 充电成本最低，理性的 EV 用户没有偏离该充电时间的倾向。在该优化电价下，EV 的充电行为是有序行为。

由表 4 可以看出，当配电网系统正常运行或低负荷运行时，配电网系统优先满足 CDSIS 内 EV 的充电需求，保障 EV 用户的正常行驶。并在满足 CDSIS

内 EV 的充电需求后，在日前市场电价较低时段进行购电。既保证配电网系统正常运行，又在满足 EV 充电需求的同时减少了购电成本，获得了更大的收益，从而达到此场景运行状态最优。

### 5.2.3 CDSIS 与传统充电站对比

为验证 CDSIS 比传统充电站更具优势，将  $S_{\max}$  设为 0 进行模拟，得到的传统充电站最优策略如表 5 所示。

表 5 传统充电站最优策略

Table 5 Optimal strategy for traditional charging stations

时刻	充电价格/ (元/kWh)	日前市场 购电量/kWh	实时市场 购电量/kWh
01:00	0.5484	0	0
02:00	0.5484	14 484	0
03:00	0.5484	1524	0
04:00	0.5484	1524	0
05:00	0.5484	0	0
06:00	0.5484	1524	0
07:00	0.5484	0	0
08:00	1.0477	2076	0
09:00	1.0477	2076	0
10:00	1.0477	0	0
11:00	1.0477	0	0
12:00	1.0477	0	0
13:00	1.0477	0	0
14:00	1.0477	0	0
15:00	1.0477	0	0
16:00	1.0477	2076	0
17:00	1.0477	0	0
18:00	1.0477	2076	0
19:00	1.0477	0	0
20:00	1.0477	0	0
21:00	1.5472	0	0
22:00	0.8646	0	0
23:00	0.8646	0	0
24:00	0.8646	0	0

由表 5 可以看出，结合日前电价可得传统充电站的收益为 3191 元。由 5.2.2 节可知，CDSIS 的收益为 4823 元。由以上数据可知，采用 CDSIS 能获得更大的收益。相比于 CDSIS，传统充电站未设置储能设备，因此 CDSIS 能在电价较低时向电网侧购电储存在储能设备中，并在电价高峰向电网侧放电。不仅能为其带来额外收入，还能降低负荷峰值。因此 CDSIS 相较于传统充电站更有优势。

### 5.2.4 定价下限对最优解的影响

在保证其他参数不变的前提下，改变定价下限，从 0.5 倍日前市场电价提高到 0.9 倍日前市场电价，所得 CDSIS 盈利以及 EV 用户充电成本变化分别如图 6、图 7 所示。

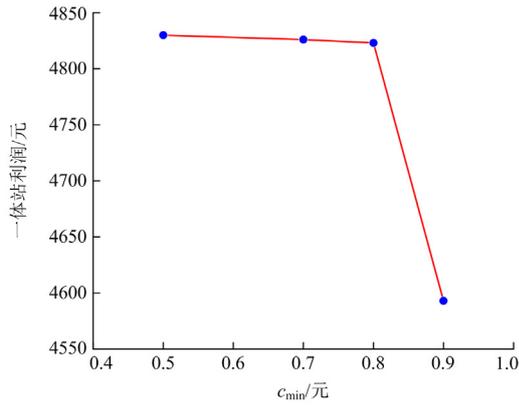


图 6 不同定价下限 CDSIS 利润对比

Fig. 6 Comparison of CDSIS profits with different pricing lower limits

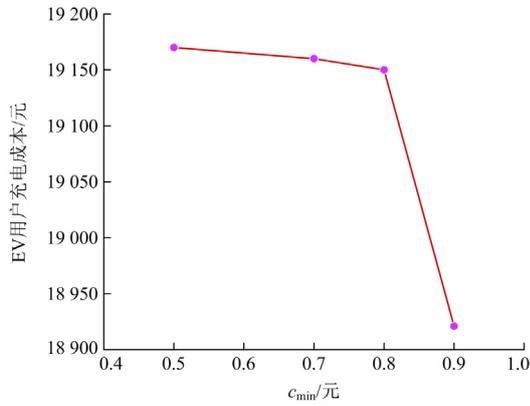


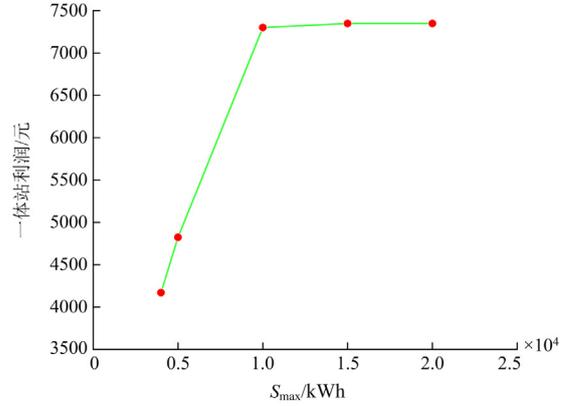
图 7 不同定价下限 EV 用户充电成本对比

Fig. 7 Comparison of charging costs for EV users with different pricing lower limits

由图 6、图 7 可以看出, 当充电电价定价下限在 0.5 倍日前市场电价时, CDSIS 利润最大为 4830 元, 而此时 EV 用户充电成本最高为 19 172 元。由于充电电价定价下限过低, 而充电电价均值不变, 使得 EV 用户充电时段充电电价升高, 进而使 EV 用户充电成本增大。而 CDSIS 可以在日前市场电价较低时段购电进行储存, 并在充电电价较高时售出, 因此, 此时的 CDSIS 利润最大。当充电电价定价下限在 0.5~0.8 倍日前市场电价时, CDSIS 盈利以及 EV 用户充电成本随着定价下限的提高缓慢下降。而当充电电价定价下限超过 0.8 倍日前市场电价时, CDSIS 盈利以及 EV 用户充电成本迅速下降。这是由于定价下限的升高使得 EV 充电时段内的定价升高, 考虑到定价均值限制, 导致多 EV 充电时段的定价和充电站盈利以及 EV 用户充电成本降低。因此, 为实现充电站和 EV 用户的双赢, 定价下限应考虑综合考虑外部因素。

### 5.2.5 CDSIS 储能设备容量对系统最优解的影响

设  $S_{max}$  从 4000 kWh 到 20 000 kWh 内变化, 其余参数不变。充电站利润的变化如图 8 所示。

图 8 不同  $S_{max}$  下充电站利润对比Fig. 8 Comparison of charging station profits under different  $S_{max}$ 

由图 8 可以看出, 当  $S_{max}$  由 4000 kWh 增加到 10 000 kWh 时, CDSIS 利润由 4170 元增加到 7302 元, 但在  $S_{max}$  超过 10 000 kWh 后 CDSIS 利润便缓慢增加, 并在电站利润达到 7375 元后不再变化。这是由于储能设备容量越大, CDSIS 在电价较低时购买并储存更多电量, 节约电能购买成本。此外, 由 5.2.2 节可知, CDSIS 在 11:00—12:00 与 19:00 时段向实时市场共售出电量 2500 kWh, 进一步提高了自身利润。然而, 由于 EV 用户的充电需求并不会太大的变化, 盲目地增加 CDSIS 储能设备的容量会使得 CDSIS 建设成本升高。

### 5.2.6 优化电价对 EV 用户的影响

为缓解电网高峰时段的用电压力, 本节结合 2.4 节 EV 充电电价响应度模型, 合理引导 EV 优化错峰充电。在此过程中, EV 用户也会节省充电费用。由 5.2.1 节可知, 一天内共出现 2 个高峰期, 第一个高峰期出现在 08:00—09:00 时段, 第二个高峰期出现在 18:00—19:00 时段。因此, 将这两个时段作为 EV 充电调控时段。EV 充电情况如表 6 所示。

表 6 EV 充电情况统计

Table 6 EV charging statistics

调度时段	EV 数量/辆	峰值转移电量/kWh	EV 用户节省费用/元
08:00—09:00	36	427.44	245.78
18:00—19:00	94	1123.20	645.84

## 6 结论

针对 EV 用户与充电站双方共同利益, 建立 EV

及 CDSIS 多目标主从博弈优化调度模型。将 CDSIS 作为主体,以双方利益最大化为目标,并考虑 EV 与 CDSIS 之间的互动,提出一种考虑 CDSIS 与 EV 互动的主从博弈优化调度策略。综合考虑了 EV 充电策略对电价的影响,使得调度策略更加贴近现实。

该策略通过对 CDSIS 多场景进行分段优化设置有效减少了 EV 用户充电成本。此外,CDSIS 的加入极大地增加了充电站的收入,实现了 CDSIS 与 EV 用户的双赢。相较于传统充电站而言,CDSIS 作为一种新型可控能源,不仅能合理地参与到优化调度策略中,还能有效地减少系统总运行成本。设置合理的储能设备容量与电价最低定价下限,不仅增加了 CDSIS 收入,而且降低了系统总运行成本和 CDSIS 的建设成本。此外,CDSIS 向电网侧售电,既有效提高了 CDSIS 的收入,又对电网侧起到了削峰填谷的作用。

### 参考文献

- [1] 王睿,高欣,李军良,等.基于聚类分析的电动汽车充电负荷预测方法[J].电力系统保护与控制,2020,48(16):37-44.  
WANG Rui, GAO Xin, LI Junliang, et al. Electric vehicle charging demand forecasting method based on clustering analysis[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 37-44.
- [2] 杨国丰,周庆凡,侯明扬,等.中国电动汽车发展前景预测与分析[J].国际石油经济,2017,25(4):59-65.  
YANG Guofeng, ZHOU Qingfan, HOU Mingyang, et al. Analysis of China's electric vehicles and its prospect[J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(4): 59-65.
- [3] 楚岩枫,朱天聪.基于 Bass 模型和 GM(1, 1)模型的我国电动汽车保有量预测研究[J].数学的实践与认识,2021,51(11):21-32.  
CHU Yanfeng, ZHU Tiancong. Research on forecast of electric vehicle's ownership in China based on bass model and GM (1, 1) model[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2021, 51(11): 21-32.
- [4] 龚诚嘉锐,林顺富,边晓燕,等.基于多主体主从博弈的负荷聚合商经济优化模型[J].电力系统保护与控制,2022,50(2):30-40.  
GONG Chengjiarui, LIN Shunfu, BIAN Xiaoyan, et al. Economic optimization model of a load aggregator based on the multi-agent Stackelberg game[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 30-40.
- [5] DAS H S, RAHMAN M M, LI S, et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: a technological review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019: 109618.
- [6] 陈文彬,徐大勇,郭瑞鹏.负荷预测对新能源电网多目标优化调度的影响规律研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(10):46-51.  
CHEN Wenbin, XU Dayong, GUO Ruipeng. Research on the influence law of load forecasting on multi-objective optimization scheduling of new energy grid[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 46-51.
- [7] 史文龙,秦文萍,王丽彬,等.计及电动汽车需求和分时电价差异的区域电网 LSTM 调度策略[J].中国电机工程学报,2022,42(10):3573-3587.  
SHI Wenlong, QIN Wenping, WANG Libin, et al. Regional power grid LSTM dispatch strategy considering the difference between electric vehicle demand and time-of-use electricity price[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3573-3587.
- [8] 潘振宁,余涛,王克英.考虑多方主体利益的大规模电动汽车分布式实时协同优化[J].中国电机工程学报,2019,39(12):3528-3541.  
PAN Zhenning, YU Tao, WANG Keying. Decentralized coordinated dispatch for real-time optimization of massive electric vehicles considering various interests[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(12): 3528-3541.
- [9] SALMAN H, MANSOOR K M, FARUKH A, et al. A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges, impacts and prospects for electric vehicles[J]. IEEE Access, 2018, 6: 13866-13890.
- [10] 范宏,李嘉晖,郭琦.考虑用户充电决策行为的电动汽车充电引导策略[J].电力工程技术,2023,42(4):23-30.  
FAN Hong, LI Jiahui, GUO Qi. Electric vehicle charging guidance strategy considering user charging decision-making behavior[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(4): 23-30.
- [11] 邵尹池,穆云飞,林佳颖,等.“车-站-网”多元需求下的电动汽车快速充电引导策略[J].电力系统自动化,2019,43(18):60-66,101.  
SHAO Yinchu, MU Yunfei, LIN Jiaying, et al. Fast charging guidance strategy for multiple demands of electric vehicle, fast charging station and distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(18): 60-66, 101.
- [12] 姜晓锋,魏巍,王永灿,等.“车-路-网”协同优化下的电动汽车有序充电引导策略[J].电力科学与技术学报,2023,38(5):44-56.  
JIANG Xiaofeng, WEI Wei, WANG Yongcan, et al. Orderly charging guidance strategies for electric vehicles under EVs-traffic-distribution collaborative optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 44-56.
- [13] 周晨瑞,盛光宗,李升.考虑电动汽车接入的微电网多目标优化调度[J].电气工程学报,2023,18(1):211-218.  
ZHOU Chenrui, SHENG Guangzong, LI Sheng. Multi-objective optimal dispatching of microgrid considering electric vehicle integration[J]. Journal of Electrical Engineering, 2023, 18(1): 211-218.
- [14] 葛晓琳,曹士鹏,符杨,等.基于区域解耦的时空双尺度电动汽车优化调度[J].中国电机工程学报,2023,47(19):7383-7395.  
GE Xiaolin, CAO Shipeng, FU Yang, et al. Optimal scheduling of space-time dual-scale electric vehicles based

- on regional decoupling[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 47(19): 7383-7395.
- [15] 曾梦隆, 韦钢, 朱兰, 等. 交直流配电网中电动汽车充换储一体站规划[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(18): 52-60. ZENG Menglong, WEI Gang, ZHU Lan, et al. Planning of electric vehicle charging-swapping-storage integrated station in AC/DC distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 52-60.
- [16] 楚皓翔, 解大. 考虑电网运行状态的电动汽车充放储一体化充换电站充放电控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(4): 96-101. CHU Haoxiang, XIE Da. Charging/discharging control strategy of EV charging-discharging-storage integrated station considering operational status of power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(4): 96-101.
- [17] 袁洪涛, 韦钢, 张贺, 等. 计及充换储一体站的主动配电网鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2453-2468. YUAN Hongtao, WEI Gang, ZHANG He, et al. Robust optimal scheduling of active distribution network considering with the charging-swapping-storage integrated station[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2453-2468.
- [18] 袁洪涛, 韦钢, 张贺, 等. 基于模型预测控制含充换储一体站的配电网优化运行[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(5): 187-197. YUAN Hongtao, WEI Gang, ZHANG He, et al. Model predictive control based optimal operation of distribution network with charging-swapping-storage integrated station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(5): 187-197.
- [19] 郑远硕, 李峰, 董九玲, 等. “车-路-网”模式下电动汽车充放电时空灵活性优化调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 88-97. ZHENG Yuanshuo, LI Feng, DONG Jiuling, et al. Optimal dispatch strategy of spatio-temporal flexibility for electric vehicle charging and discharging in vehicle-road-grid mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 46(12): 88-97.
- [20] 张琦, 杨健维, 向悦萍, 等. 计及气象因素的区域电动汽车充电负荷建模方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 14-22. ZHANG Qi, YANG Jianwei, XIANG Yueping, et al. Regional electric vehicle charging load modeling method considering meteorological factors[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 14-22.
- [21] 张美霞, 孙铨杰, 杨秀. 考虑多源信息实时交互和用户后悔心理的电动汽车充电负荷预测[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 632-645. ZHANG Meixia, SUN Quanjie, YANG Xiu. Electric vehicle charging load prediction considering multi-source information real-time interaction and user regret psychology[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 632-645.
- [22] 李东东, 张凯, 姚寅, 等. 基于信息间隙决策理论的电动汽车聚合商日前需求响应调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 101-111. LI Dongdong, ZHANG Kai, YAO Yin, et al. Day-ahead demand response scheduling strategy of an electric vehicle aggregator based on information gap decision theory[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 101-111.
- [23] 孙宇军, 王岩, 王蓓蓓, 等. 考虑需求响应不确定性的多时间尺度源荷互动决策方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 106-113. SUN Yujun, WANG Yan, WANG Beibei, et al. Multi-time scale decision method for source-load interaction considering demand response uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 106-113.
- [24] MADANAT S, TENG H. Transportation research board national research council[J]. ITE Technical Report, 2010.
- [25] MU Feiyu, WU Jianzhong, JENKINS N, et al. A spatial-temporal model for grid impact analysis of plug-in electric vehicles[J]. Applied Energy, 2014, 114(2): 456-465.
- [26] 张晨彧, 丁明, 张晶晶. 基于交通出行矩阵的私家车充电负荷时空分布预测[J]. 电工技术学报, 2017, 32(1): 78-87. ZHANG Chenyu, DING Ming, ZHANG Jingjing. A temporal and spatial distribution forecasting of private car charging load based on origin-destination matrix[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(1): 78-87.
- [27] 肖志国. 区域OD矩阵反推技术评价及其理论研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2006. XIAO Zhiguo. Study on evaluation and theory of regional O-D matrix estimation[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2006.
- [28] JAHANGIR H, GOUGHERI S S, VATANDOUST B, et al. Plug-in electric vehicle behavior modeling in energy market: a novel deep learning-based approach with clustering technique[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 4738-4748.
- [29] 谢仕炜, 胡志坚, 王珏莹, 等. 考虑时-空耦合的城市电力-交通网络动态流量均衡[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(24): 8408-8424. XIE Shiwei, HU Zhijian, WANG Jueying, et al. Dynamic flow equilibrium of urban power and transportation networks considering the coupling in time and space[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(24): 8408-8424.

收稿日期: 2023-09-25; 修回日期: 2024-01-04

作者简介:

朱永胜(1980—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统优化运行与调度; E-mail: zhuysdy@163.com

常稳(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源系统优化运行与调度。E-mail: changw05@163.com

(编辑 姜新丽)