引用格式:罗志坤,叶文浩,陈耀红,等.基于峰谷偏差电价模型的梅雨季节电动汽车充电优化调度[J].电力科学与技术学报,2025,40(4):113-120.
Citation: LUO Zhikun, YE Wenhao, CHEN Yaohong, et al. Research on charging behavior of electric vehicles in rainy season based on time-period regulation differential electricity price optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(4):113-120.

基于峰谷偏差电价模型的梅雨季节电动汽车充电优化调度

罗志坤[1],叶文浩[1],陈耀红[1],颜　勤[2],吴书胜[1],王金鑫[2]
(1.国网湖南省电力有限公司,湖南 长沙 410029;2.长沙理工与电气工程学院,湖南 长沙 410114)

摘　要:针对中国南方地区梅雨季节高温、高湿所导致的电动汽车能耗与电网负荷增加、峰谷差拉大等问题,提出一种基于峰谷偏差的充电电价模型,激励电动汽车参与需求响应,平抑电网负荷的峰谷差,提升电动汽车用户经济收益。先采用蒙特卡洛模拟方法,分析并预测中国南方地区梅雨季节高温、高湿环境等因素影响下的的电动汽车无序充电负荷情况;然后,以电网峰谷差和用户充电费用最小化为目标,建立一个峰谷偏差的充电电价模型;最后,采用MATLAB数值软件对该模型进行仿真分析。研究发现,考虑中国南方地区梅雨季节的高温、高湿的特征的电动汽车的模型更准确,采用峰谷偏差电价的模型能削减峰谷差率、提高用户的经济效益,实现电网负荷的平滑和优化。该研究可为电动车充电电价模型提供借鉴。

关　键　词:峰谷偏差;电动汽车;蒙特卡洛模拟;梅雨季节
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.04.011　　**中图分类号**:TM73　　**文章编号**:1673-9140(2025)04-0113-08

Research on optimization of electric vehicle charging scheduling in rainy season based on peak valley difference electricity price model

LUO Zhikun[1], YE Wenhao[1], CHEN Yaohong[1], YAN Qin[2], WU Shusheng[1], WANG Jinxin[2]
(1. State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410029, China; 2. School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: To address the issues of increased energy consumption of electric vehicles, grid load, and peak valley difference caused by high humidity and temperature in the rainy season in Southern China, a charging price model based on peak valley difference is proposed to stimulate electric vehicles to participate in demand response, so as to stabilize the peak valley difference of grid load and improve the economic benefits of electric vehicle users. Firstly, the Monte Carlo simulation is used to analyze and predict the disordered charging load of electric vehicles, considering factors such as high temperature and humidity during the rainy season in Southern China. Then, a peak-valley differential charging price model is built to minimize the peak valley difference of the power grid and the user charging cost. Lastly, simulation analysis is conducted on the model using the MATLAB application. The research shows that the proposed model considering the high humidity and temperature of the rainy season in Southern China is more accurate. The model can reduce the peak valley difference rate, improve the economic benefits of users, and realize the smoothing and optimization of grid load. The research provides a reference for a new electric vehicle charging scheduling.

Key words: peak-valley difference; electric vehicle; Monte Carlo simulation; rainy season

收稿日期:2023-09-25;**修回日期**:2024-10-22
基金项目:国网湖南省电力有限公司管理咨询项目(8116A022000W);国家自然科学基金(52307080);湖南省教育厅优秀青年项目(22B0318);长沙市自然科学基金(kq2208230)
通信作者:颜　勤(1988—),女,博士,副教授,主要从事电动汽车及新能源接入电力系统运行优化等方面的研究;E-mail:qin.yan@csust.edu.cn

为落实可持续发展战略，中国确立了“双碳”目标，致力于推动能源高质量发展、加速能源结构优化转型、构建新型电力系统[1]。作为一种节能、环保、低碳且可调控的新型电力负荷，电动汽车是实现“双碳”战略目标的关键载体之一[2-4]。

近年来，电动汽车（electric vehicle，EV）的保有量激增，但其充电行为呈现出显著的随机性与不确定性[5-6]。若大规模EV无序接入电网，将不可避免地对电网造成冲击，导致配电网运行状态达到极限甚至发生故障[7-9]。研究表明，EV充电的时间与生活用电时间高度重合[10]，这也会造成电网负荷峰上加峰、峰谷差率增大、电网控制难度增大[11-12]、电力系统的可靠性降低[13-14]等不利影响。因此，制定EV有序充电优化策略，是电网的安全稳定运行的重要保障措施之一。

利用电网的分时电价引导用户错峰充电是常用的需求侧管理方式之一[15-17]。文献[18-19]提出了基于分时充电价格引导的EV有序充电引导策略，该策略在降低运营商购电成本和用户充电费用的同时，实现了智能设备中充电负荷的安全接入。文献[20-21]在满足供电设施运营安全与兼顾用户充电需要的前提下，结合可充电负荷和原有负荷的特点，提出了以分时电价为依据、以降低负荷波动率和提升运营商价值为目标的双层多目标充电模型，并给出了基于多群遗传算法的二阶段多目标优化模式的方案，得到了有序充电控制策略。文献[22-23]以EV用户的充电费用最小为目标，在考虑充电时间、并行充电车辆数量等传统约束因素的基础上，根据分时电价和实际负荷曲线变化，以充电行为对峰谷差和实际负荷变动的反应为主要约束条件，提出了一个全新的EV充电行为的充电方案。文献[24-25]基于电网分时电价，分别在大、小时间尺度下建立了冷-热-电综合能源系统的协同运行模型，实现了多种能源的优势互补。这些研究均依托分时电价机制，引导EV用户有序充电。然而，在大规模EV接入后，该机制容易在电价谷时段诱发二次负荷高峰[26]。这是因为规模化场景下的分时电价难以满足电网调峰需求。削峰填谷的关键是准确预测EV用户的充电时间与充电量等具体的充电行为。然而，用户行为的复杂性和多样性，地区季节性天气变化，这些都导致现有模型均难以精确地实现电网负荷的削峰填谷和与用户经济效益的提高。

为此，文献[27]提出了一种计及气象因素的区域EV充电负荷建模方法，以便更准确地掌握EV充电需求。首先，构建汽车空调功耗与汽车电池容量随温度变动的关系模式，研究不同气象条件下汽车的充电时间；其次，建立了在合理的气象条件下区域内EV充电负荷空间的分配模型；最后，引入气候条件对EV充电需求的影响，提出计及天气条件影响的区域EV充电负荷模型方法，以表征EV充电负荷随天气条件变动的关系。文献[27-28]的建模方法大致相同，其均仅考虑了气温变化对空调功率的影响，忽视了车速变化对空调使用时长的影响会改变EV的充电要求这一事实。

综上所述，目前的大多研究是基于统计数据建立的EV随机充电模型，有些模型所用的耗电量为正常天气下的平均耗电量，有些模型仅考虑了气象因素对空调功率的影响，忽略了气象因素对EV出行速度的影响。但在实际中，EV出行速度的变化会严重影响其充电需求。因此，本文利用蒙特卡洛方法，模拟在中国南方地区梅雨季节下的电EV无序充电负荷变化情况。该模拟过程不仅考虑了统计数据与概率模型，还充分考虑温度和地面湿滑对EV能耗的影响，将中国南方地区梅雨季节中影响充电需求的天气因素及其具体影响对象进行了关联与建模，使建立的模型对EV的充电需求更接近真实情况，提高了电价调控的准确性与充电用户的经济效益。分时电价引导下的有序充电可能会造成新的负荷高峰与低谷，进而影响电价激励效果。为解决这个问题，本文又提出一种新型的峰谷偏差电价模型。该模型基于每个时间段的基础分时电价、电网峰谷差率、负荷平均偏差建立，且其与充电行为一起进行优化。这不仅结合了分时电价和实时电价的双重属性，能保证在这种电价模式下不会出现新的用电高峰或用电低谷，还进一步提高了用户参与响应的经济收益，从而激励更多用户参与到需求响应中，达到更理想的调度策略。根据考虑气象影响的EV充电需求模型与峰谷偏差电价模型，以电网峰谷差和用户充电费用最小为目标，将峰谷偏差充电电价与电动汽车充电行为作为变量，建立多目标模型，采用粒子群算法（particle swarm optimization，PSO）对其进行优化。本文采用MATLAB数据软件对该算法进行了仿真。分析该仿真结果发现，该电价模型比电网基础分时电价模型能更有效地减小峰谷差率，提高用户的经济效益，具备一定的实际实用价值。

1　中国南方地区梅雨季节下的电动汽车充电需求

本研究聚焦于私家电动汽车。基于美国交通部公布的私家车出行统计数据，构建其单日出行概率模型[29]。按照《中国新能源汽车评价规程》，在阴雨天中司机要控制车速。故本文中的EV在阴雨天气中的平均车速均设为60 km/h。先根据统计数据，对EV的开始充电时刻和日行驶里程建立统计模型；再利用蒙特卡洛法抽取数据进行模拟。设开始充电时刻服从正态分布即$x \sim N(18.00, 3.40)$，其概率密度函数$f_1(x)$为

$$f_1(x)=\begin{cases}\dfrac{1}{\sigma_1\sqrt{2\pi}}\exp\left(-\dfrac{(x-\mu_t)^2}{2\sigma_1^2}\right), & \mu_t-12\leqslant x<24\\ \dfrac{1}{\sigma_1\sqrt{2\pi}}\exp\left(-\dfrac{(x-\mu_1+24)^2}{2\sigma_1^2}\right), & 0\leqslant x<\mu_t-12\end{cases} \tag{1}$$

式中，x为充电时刻的任意可能值；μ_1、σ_1分别为该正态分布的期望与方差，$\mu_1=18.00$，$\sigma_1=3.40$。

EV日行驶里程y服从对数正态分布$y \sim N(3.20, 0.88)$，其概率密度函数$f_s(y)$为

$$f_s(y)=\frac{1}{x}\frac{1}{\sigma_s\sqrt{2\pi}}\exp\left(-\frac{\left(\ln y-\mu_s\right)^2}{2\delta_s^2}\right) \tag{2}$$

式中，y为EV的日行驶里程；μ_s、σ_s分别为该对数正态分布的期望与方差。本文取$\mu_s=3.20$，$\sigma_s=0.88$。

在中国南方地区的梅雨季节中，气温高，空气湿度高。EV出行速度会受地面湿滑的影响，其空调能耗会受温度和出行时间的影响。中国南方地区梅雨天气对EV充电需求的影响如图1所示。在图1中，I_{soc}为车辆的荷电状态指标。

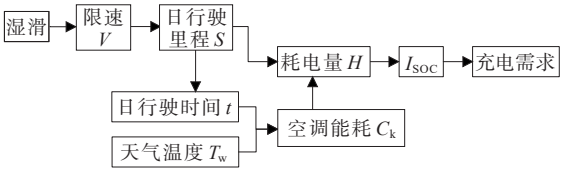

图1　中国南方地区梅雨天气对EV充电需求的影响

Figure 1　Influence of rainy season in Southern China on EV charging demand

图1所示的EV充电需求与各个影响因素的关系式为[30]

$$\begin{cases}m=0.21-0.001v+\dfrac{1.534}{v}\\ H=mS\\ C_K=\dfrac{HT_W}{100-T_W}\\ E=100\left(m+\dfrac{C_K}{S}\right)\\ T=\dfrac{SE}{100P_C\eta}\end{cases} \tag{3}$$

式中，m为按照速度v行驶的EV的单位里程耗电量；S为EV的单日行驶里程；H为按照速度v行驶了S公里EV的耗电量；T_W为温度；C_k为EV在温度T_W下的空调耗电量；T为EV充电时长；E为EV的100公里耗电量；P_C为EV充电功率；η为EV充电效率。

采用蒙特卡洛法对EV在中国南方地区梅雨季节中的充电需求进行模拟，该算法流程如图2所示。在图2中，$h_i(x)$为第i辆EV在x时刻的充电量；S_i、E_i分别为第i辆EV的行驶里程与其的100 km耗电量；$P_{C,i}$为第i辆EV的充电功率；T_i为第i辆EV的充电时间；$H(n)$为在EV在时刻n的所有电动汽车总充电需求；t_0为EV充电的起始时间。从图2

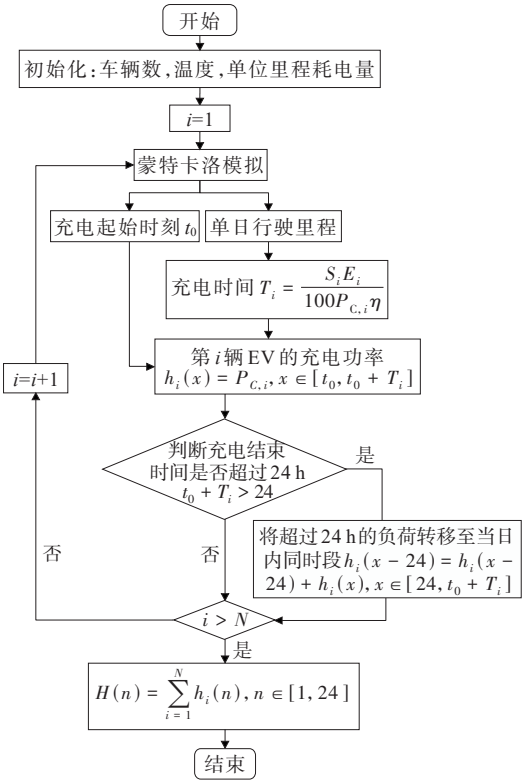

图2　蒙特卡洛模拟梅雨季节下EV无序充电负荷流程

Figure 2　Flow chart of Monte Carlo simulation of EV disordered charging load in rainy season

中可以看出，该算法先对统计数据进行抽样，得到每辆EV的充电需求；再将各个时段每辆EV的充电需求累加；最后，得到每个时段EV无序充电的总需求。

2 电动汽车充电优化模型

2.1 优化流程

图3是该优化过程流程，该流程包括了峰谷偏差充电电价的具体模型的建立与目标函数求解。从图3中可以看出，该算法共分4个步骤。

1）通过蒙特卡洛模拟和电网基础数据分别得到EV的充电需求、电网基础负荷和基础分时电价。

2）建立峰谷偏差充电电价的模型。

3）建立峰谷均方差和充电费用最小化的目标函数。

4）建立峰谷偏差的电价模型，同时通过PSO算法求解之，最终得到峰谷偏差电价和目标函数的最优解。

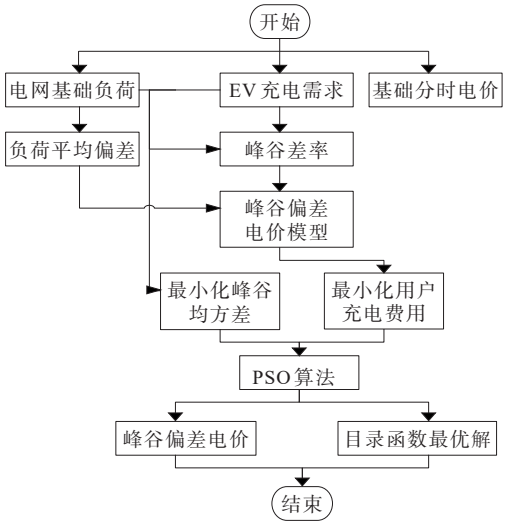

图3 优化过程流程

Figure 3 Flow chart of optimization process

2.2 峰谷偏差电价

峰谷偏差电价根据电网峰谷差率进行实时动态更新。这种电价结合了分时电价和实时电价的优势，使得电价与负荷的峰谷差息息相关。除了按峰谷与平时段分时外，电价还随着峰谷差率的增大而上升。相较于传统的峰谷调控电价，该电价定价模型不仅通过调节电价来实现削峰填谷，还能根据峰谷差率的变化来动态调整用户的充电成本。充电用户可通过缩小峰谷差率来降低自身的充电成本，实现电网与充电用户的双赢，即既减少电网的负荷峰谷差，又降低充电用户的充电费用。

该峰谷偏差电价模型为

$$C_{\mathrm{P},t}^{t+1}=\left(\frac{\max\limits_{t}\left(P_{\mathrm{base},t}^{t+1}+P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}\right)-\min\limits_{t}\left(P_{\mathrm{base},t}^{t+1}+P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}\right)}{\max\limits_{t}\left(P_{\mathrm{base},t}^{t+1}+P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}\right)}\right)^{2}\cdot\frac{P_{\mathrm{base},t}^{t+1}-P_{\mathrm{base,av}}}{P_{\mathrm{base,av}}}+C_{t}^{t+1} \tag{4}$$

$$P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}=\sum_{i=1}^{N}\sum_{t_0=t}^{t_0=t+1}P_{i,t_0} \tag{5}$$

$$P_{\mathrm{base,av}}=\frac{\sum\limits_{t=0}^{T-1}\left(P_{\mathrm{base},t}^{t+1}+P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}\right)}{T} \tag{6}$$

式(4)～(6)中，$C_{\mathrm{P},t}^{t+1}$为EV在$(t,t+1)$时间段的充电电价，即本文提出的峰谷偏差充电电价；$P_{\mathrm{base},t}^{t+1}$为$(t,t+1)$时间段的电网平均基础负荷；$P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}$为电动汽车在$(t,t+1)$时间段的EV的总充电负荷；$P_{\mathrm{base,av}}$为电网叠加EV充电负荷在一天中的平均值；$C_{t}^{t+1}$为在$(t,t+1)$时间段的基础分时电价；$P_{i,t_0}$为在$t_0$时刻第$i$辆车的充电负荷；$T$为周期数，取为24 h。

2.3 目标函数

本文建立的优化模型的目标函数由峰谷均方差F_1和用户充电费F_2这2个目标组成，即

$$\min F_1=\frac{1}{T-1}\sum_{t=0}^{T-1}\left(P_{\mathrm{base},t}^{t+1}+P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}-P_{\mathrm{base,av}}\right)^2 \tag{7}$$

$$\min F_2=\sum_{t=0}^{T-1}\left(C_{\mathrm{P},t}^{t+1}P_{\mathrm{EV},t}^{t+1}\right) \tag{8}$$

该问题是一个多目标优化问题，且2个目标函数的量纲也不相同。本文采用梯形模糊隶属度函数对这2个目标函数进行归一化处理；并通过赋予每个目标权重，将多目标优化问题转化为单目标问题进行求解，即

$$\min F=u\left(\frac{F_1^{\max}-F_1}{F_1^{\max}-F_1^{\min}}\right)+v\left(\frac{F_2^{\max}-F_2}{F_2^{\max}-F_2^{\min}}\right) \tag{9}$$

式中，F为转化后的单目标函数；$F_1^{\max}$、$F_1^{\min}$分别为目标函数F_1最大值与最小值；$F_2^{\max}$、$F_2^{\min}$分别为目标函数F_2的最大值和最小值；u和v分别为F_1与F_2的权重系数，本文取其均为0.5。

2.4 约束条件

2.4.1 电池状态(state of charge,SOC)约束

该约束式为

$$I_{\mathrm{SOC},\min}\leqslant I_{\mathrm{SOC},i}\leqslant I_{\mathrm{SOC},\max} \tag{10}$$

式中，$I_{\mathrm{SOC},i}$、$I_{\mathrm{SOC},\min}$、$I_{\mathrm{SOC},\max}$分别为车辆i的荷电状态、荷电状态允许的最小值和最大值。

2.4.2　电价约束

$C_{\mathrm{P},t}^{t+1}$不应低于电网最低电价$C_{\min}$，也不能高于电网电价上限$C_{\max}$，即

$$C_{\min} \leqslant C_{\mathrm{P},t}^{t+1} \leqslant C_{\max} \tag{11}$$

2.4.3　充电结束的期望电量约束

一辆EV充电结束时间t_1之前的电池容量不应低于期望电量，也不应超过EV的电池容量，即

$$0.85E_{i,\mathrm{cap}} \leqslant \sum_{t=0}^{t_1} P_{i,t_0} + \left(E_{i,\mathrm{cap}} - h_i(n)\right) \leqslant E_{i,\mathrm{cap}} \tag{12}$$

式中，$E_{i,\mathrm{cap}}$为第i辆的电池容辆；t_1为充电结束时间；$h_i(n)$为第i辆EV在优化前的充电需求。

3　仿真验证

3.1　仿真数据

湖南省某地区在梅雨季节的典型日前电力负荷预测数据见表1。在表1中，每个时段的负荷以该时段的平均负荷作为参考值。表2展示了电网分时电价的划分情况。

表1　典型居民日负荷数据

Table 1　Daily load data of typical residents　MW

时刻	负荷	时刻	负荷
00:00—01:00	37.50	12:00—13:00	55.52
01:00—02:00	36.75	13:00—14:00	58.37
02:00—03:00	36.00	14:00—15:00	60.02
03:00—04:00	35.38	15:00—16:00	48.13
04:00—05:00	34.59	16:00—17:00	46.55
05:00—06:00	34.01	17:00—18:00	49.07
06:00—07:00	33.00	18:00—19:00	50.27
07:00—08:00	40.51	19:00—20:00	55.64
08:00—09:00	43.63	20:00—21:00	55.22
09:00—10:00	46.63	21:00—22:00	58.61
10:00—11:00	49.63	22:00—23:00	62.34
11:00—12:00	57.02	23:00—24:00	39.00

表2　电网分时电价划分

Table 2　Time-of-use electricity price categories

类型	时刻
谷时	00:00—07:00
平时	07:00—11:00
峰时	11:00—14:00
平时	14:00—18:00
峰时	18:00—23:00
谷时	23:00—24:00

3.2　峰谷偏差充电电价

该地区单日出行的EV总数为2 000辆，梅雨天气的EV的平均速度为60 km/h，室外平均温度T_{W}为29 ℃，P_{C}为7 kW/h，η为0.9。函数适应度进化过程如图4所示。PSO算法参数：种群规模为80，进化次数为2 000。函数适应度进化过程如图4所示。从图4中可以看出，在迭代800次后，该算法趋向于收敛。优化前、后的充电电价对比如图5所示。

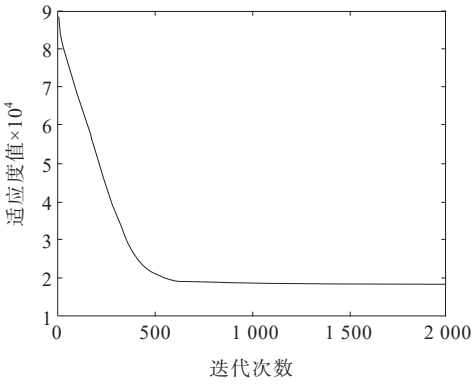

图4　函数适应度进化过程

Figure 4　Function fitness evolution curve

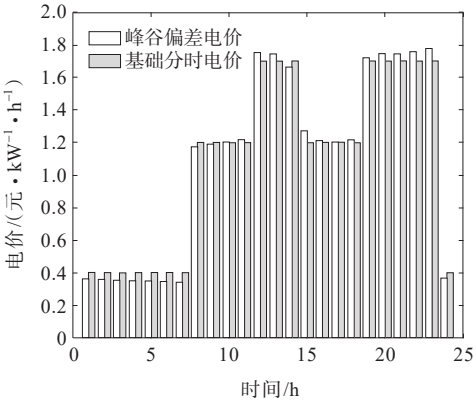

图5　优化前、后的充电电价对比

Figure 5　Comparison of charging price before and after optimization

从图5中可以看出，在电价低谷时，峰谷偏差充电电价比分时电价稍低；在电价高峰时，峰谷偏差充电电价则略高于分时电价。这种差异表明：时段差调控充电电价可以进一步缩小电网的峰谷差，提高EV用户的经济效益。峰谷偏差充电电价在电价高峰时的略微上涨可起到平衡电网负荷的作用。调整峰谷偏差充电电价，可以引导用户在低谷时段进行充电，减轻电网负荷压力，提高电网的稳定性和可靠性。时段差充电电价的设计还可以提高电动汽车用户的经济效益。在低谷时段充电可减少

用户的电费支出，使电动汽车成为更经济的出行选择；在高峰时段的较高的充电电价可减少用户的EV充电行为。

3.3 仿真结果与分析

本文参考湖南省某城市在梅雨季节的充电桩实际数据与当地的气象资料，采用前文提到的方法，模拟该地充电负荷数据，分析梅雨天气对EV充电需求影响，并将其与实际数据进行了对比，考虑梅雨天气与不考虑梅雨天气的电动汽车充电负荷曲线如图6所示。从图6中可以看出，考虑梅雨天气的充电负荷曲线比传统的蒙特卡洛模拟的曲线更贴合实际的负荷曲线。

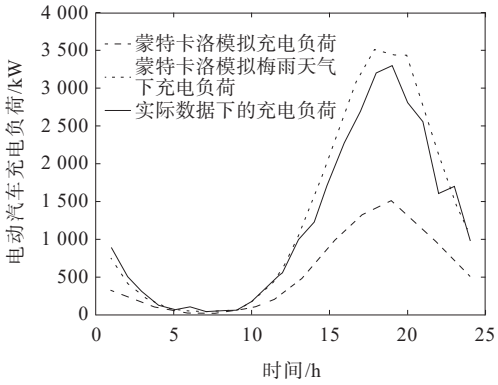

图6 考虑梅雨天气与不考虑梅雨天气的电动汽车充电负荷曲线

Figure 6 Electric vehicle charging load curves with and without considering rainy season

均方误差与均方根误差可衡量数据与真实值的偏离程度。这2种模拟方法的均方误差与均方根误差见表3。由表3可知，考虑梅雨天气特征下的蒙特卡洛模拟方法的均方误差均方根误差更小。这表明考虑梅雨天气特征的模拟精度更好。

图7为不同充电电价下的电网总负荷曲线。从图7中可以看出，实行峰谷偏差电价后，该地区总负荷峰值下降，低谷明显上升，电网的总负荷曲线更平缓，峰谷差率由43.15%降低到41.22%。采用峰谷偏差电价比采用电网基础分时电价更有利于降低电网的峰值负荷。

表3 2种模拟方法的均方误差与均方根误差

Table 3 Mean square error and root mean square error of two simulation methods %

模拟方法	均方误差	均方根误差
考虑梅雨天气因素	62 489	249
未考虑梅雨天气因素	727 828	853

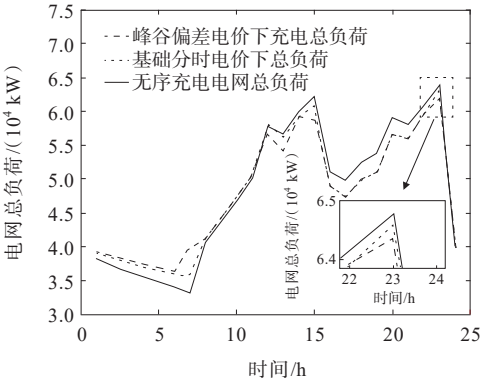

图7 不同充电电价下的电网总负荷曲线

Figure 7 Total grid load curve under different charging prices

负荷峰谷差率和用户充电成本优化结果见表4。由表4可知，相比于无序充电，采用分时电价可以更好地激励EV用户根据峰谷电价对充电时间进行调节。而在分时电价的基础上建立的峰谷偏差充电电价模型，能对EV充电能进一步起到经济激励作用。该场景下的峰谷差率与EV用户成本比分时电价场景的分别降低了1.93%、949.06元。这说明该方法在提高EV用户经济效益的同时，能有效改善峰谷差率过大的问题。

表4 负荷峰谷差率和用户充电成本优化结果

Table 4 Optimization results for load peak valley difference rate and charging cost of users

场景	峰谷差率/%	EV用户成本/元
分时电价优化	43.15	15 657.13
时段差调控电价优化	41.22	14 708.07
无序充电	48.23	23 609.87

4 结语

本文考虑了梅雨天气对电动汽车出行能耗的影响，设计了峰谷偏差充电电价模型，采用PSO对其进行求解，并通过算例仿真验证。得出以下结论：

1)大规模电网接入电网与无序充电行为会给电网造成冲击，影响电网的安全稳定运行。而峰谷偏差充电电价模型比电网基础分时电价模型能更好地起到减小峰谷差和节约用户充电经济成本的作用。

2)在模拟过程中，充分考虑梅雨天气下速度和温度对EV出行能耗的影响，可更精准地对EV充电需求进行模拟，有利于后续调度优化。

参考文献:

[1] 汤广福,周静,庞辉,等.能源安全格局下新型电力系统发展战略框架[J].中国工程科学,2023,25(2):79-88.
TANG Guangfu, ZHOU Jing, PANG Hui, et al. Strategic framework for new electric power system development under the energy security pattern[J]. Strategic Study of CAE,2023,25(2):79-88.

[2] 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]. Automation of Electric Power Systems, 2022,46(12):88-97.

[3] 袁洪涛,徐潇源,严正,等.电动汽车集中充换电设施规划和优化运行研究综述[J].电力系统保护与控制,2024,52(19):157-174.
YUAN Hongtao,XU Xiaoyuan,YAN Zheng,et al.Review of centralized EV charging and battery swapping facility planning and optimal scheduling[J]. Power System Protection and Control,2024,52(19):157-174.

[4] 侯金鸣,孙蔚,肖晋宇,等.电力系统关键技术进步与低碳转型的协同优化[J].电力系统自动化,2022,46(13):1-9.
HOU Jinming,SUN Wei,XIAO Jinyu,et al.Collaborative optimization of key technology progress and low-carbon transition of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(13):1-9.

[5] ZHANG Q,ZHU Y,WANG Z,et al.Reliability assessment of distribution network and electric vehicle considering quasi-dynamic traffic flow and vehicle-to-grid[J]. IEEE Access,2019,7:131201-131213.

[6] 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.

[7] 杨景旭,羿应棋,张勇军,等.基于加权分布熵的配电网电动汽车并网运行风险分析[J].电力系统自动化,2020,44(5):171-179.
YANG Jingxu, YI Yingqi, ZHANG Yongjun, et al. Operation risk analysis of electric vehicle integrated to distribution network based on weighted distribution entropy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(5):171-179.

[8] 余洋,陆文韬,刘霖,等.考虑复杂出行链基于双链马尔科夫的电动汽车负荷建模方法[J].电网与清洁能源,2024,40(1):109-118.
YU Yang, LU Wentao, LIU Mai, et al. A load modeling method for electric vehicles based on double chain Markov considering complex travel chains[J]. Power System and Clean Energy,2024,40(1):109-118.

[9] AHMADIAN A, MOHAMMADI-IVATLOO B, ELKAMEL A. A review on plug-in electric vehicles: introduction,current status,and load modeling techniques [J].Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020,8(3):412-425.

[10] QUIROS-TORTOS J, OCHOA L, BUTLER T. How electric vehicles and the grid work together: lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world[J].IEEE Power and Energy Magazine,2023,21 (2):64-76.

[11] 杨晓东,张有兵,赵波,等.供需两侧协同优化的电动汽车充放电自动需求响应方法[J].中国电机工程学报,2017,37(1):120-130.
YANG Xiaodong, ZHANG Youbing, ZHAO Bo, et al. Automated demand response method for electric vehicles charging and discharging to achieve supply-demand coordinated optimization[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(1):120-130.

[12] 邵佳佳,陈小毅,戴媛媛,等.基于随机森林的纯电动汽车公共充电需求研究[J].供用电,2023,40(9):58-64.
SHAO Jiajia, CHEN Xiaoyi, DAI Yuanyuan, et al. Research on public charging demand of electric vehicles based on random forest[J]. Distribution & Utilization, 2023,40(9):58-64.

[13] HABIB S,KHAN M M,ABBAS F,et al.A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges,impacts and prospects for electric vehicles[J]. IEEE Access,2018,6:13866-13890.

[14] KAUR K, KUMAR N, SINGH M. Coordinated power control of electric vehicles for grid frequency support: MILP-based hierarchical control design[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2019,10(3):3364-3373.

[15] PRADHAN P,AHMAD I,HABIBI D,et al.Reducing the impacts of electric vehicle charging on power distribution transformers[J].IEEE Access,2020,8:210183-210193.

[16] 刘敦楠,徐尔丰,刘明光,等.面向分布式电源就地消纳的园区分时电价定价方法[J].电力系统自动化,2020,44(20):19-28.
LIU Dunnan, XU Erfeng, LIU Mingguang, et al. TOU pricing method for park considering local consumption of distributed generator[J].Automation of Electric Power Systems,2020,44(20):19-28.

[17] 贾俊,范炜豪,吕志鹏,等.用于电动汽车集群并网的直流变压器启动研究[J].发电技术,2023,44(6):875-882.
JIA Jun, FAN Weihao, LÜ Zhipeng, et al. Research on startup of DC transformer for electric vehicle cluster grid-connection[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(6):875-882.

[18] 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 Fangyu, HUANG Mei, ZHANG Weige. Research on coordinated charging of electric vehicles based on TOU charging price[J]. Power System Technology,2016,40(9):2609-2615.

[19] 程慧琳,武剑,张晶,等.计及电动汽车充放电时空分布的输配网协同降损低碳策略研究[J].电测与仪表,2024,61(11):122-132.
CHENG Huilin,WU Jian,ZHANG Jing,et al.Research on the low-carbon strategy of coordinated loss reduction of transmission and distribution network considering the temporal-spatial distribution of EV charging and discharging[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2024,61(11):122-132.

[20] 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 Kui, MA Zilong, ZHOU Siyu, 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.

[21] 万玲玲,陈中,王毅,等.考虑能量时空转移的城市规模化共享电动汽车充放电优化调度[J].电力建设,2023,44(6):135-143.
WAN Lingling, CHEN Zhong, WANG Yi, et al. Optimal charging and discharging scheduling of urban large-scale shared electric vehicles considering energy temporal and spatial transfer[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(6):135-143.

[22] 张静,汤奕,陈成,等.考虑分时电价和系统峰谷差动态约束的电动汽车有序充电策略[J].电网与清洁能源,2014,30(5):79-84+91.
ZHANG Jing,TANG Yi,CHEN Cheng,et al.Coordinated charging strategy for electric vehicles considering time-of-use price and peak-valley difference dynamic constraints[J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(5):79-84+91.

[23] 姚明,毛文杰,曹淑超,等.基于多源数据的电动汽车充电设施布局优化方法研究[J].智慧电力,2023,51(9):31-37.
YAO Ming, MAO Wenjie, CAO Shuchao, et al. Optimization method of electric vehicle charging facility layout based on multi-source data[J]. Smart Power, 2023, 51(9):31-37.

[24] 王成山,吕超贤,李鹏,等.园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J].中国电机工程学报,2019,39(23):6791-6803+7093.
WANG Chengshan,LÜ Chaoxian,LI Peng,et al.Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(23):6791-6803+7093.

[25] 吕志鹏,宋振浩,李立生,等.含电动汽车的工业园区综合能源系统优化调度[J].中国电力,2024,57(4):25-31.
LYU Zhipeng, SONG Zhenhao, LI Lisheng, et al. Optimization scheduling of integrated energy system scheduling in industrial park containing electric vehicles [J].Electric Power,2024,57(4):25-31.

[26] 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 Shan, CHEN Ziming, XU Kangyi, 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.

[27] 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.

[28] 罗浩成,胡泽春,张洪财.环境温度对电动汽车充电负荷的影响分析[J].电力建设,2015,36(7):69-74.
LUO Haocheng, HU Zechun, ZHANG Hongcai. Effect analysis of ambient temperature on electric vehicle charging load[J].Electric Power Construction,2015,36(7):69-74.

[29] 叶文浩,陈耀红,颜勤,等.基于动态分时电价引导的电动汽车需求侧响应[J].电力科学与技术学报,2024,39(4):138-145.
YE Wenhao, CHEN Yaohong, YAN Qin, et al. Demand response of electric vehicle based on dynamic time-to-use electricity price[J].Journal of Electric Power Science and Technology,2024,39(4):138-145.

[30] 王海玲,张美霞,杨秀.基于气温影响的电动汽车充电需求预测[J].电测与仪表,2017,54(23):123-128.
WANG Hailing, ZHANG Meixia, YANG Xiu. Electric vehicle charging demand forecasting based on influence of weather and temperature[J].Electrical Measurement & Instrumentation,2017,54(23):123-128.