

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230931

考虑分区域动态电价机制引导的电动汽车充电优化策略

邓衍辉¹, 李剑², 卢国强², 王怀远¹

(1. 新能源发电与电能变换重点实验室(福州大学), 福建 福州 350116; 2. 国网青海省电力公司, 青海 西宁 810000)

摘要: 为应对大规模电动汽车无序充电引起的配电网运行损耗增加问题, 提出一种分区域动态电价机制引导的电动汽车(electric vehicle, EV)充电优化策略。该动态电价机制是根据不同区域内的负荷特点建立不同的动态电价, 从而优化对应区域的 EV 充电。其中商业区建立计及充电站充电总功率的动态电价模型, 居民区和办公区采用计及风光出力的动态电价模型。同时, 提出充电效益系数模型以提升在居民区和办公区用户的充电时间满意度。最后, 在 IEEE33 节点系统上进行仿真验证。结果表明, 所提出的基于分区域动态电价机制的 EV 充电优化策略能够在保证车主利益的同时, 降低网损、提高配网电压质量、促进风光消纳以及提升配网的经济性。

关键词: 电动汽车; 动态电价机制; 充电效益系数; 新能源消纳

Charging optimization strategy of electric vehicles guided by the dynamic tariff mechanism of a subregion

DENG Yanhui¹, LI Jian², LU Guoqiang², WANG Huaiyuan¹

(1. Key Laboratory of New Energy Generation and Power Conversion (Fuzhou University), Fuzhou 350116, China;
State Grid Qinghai Electric Power Company, Qinghai 810000, China)

Abstract: To deal with the problem of the increasing operating loss of a distribution network caused by the disorderly large-scale charging of electric vehicles (EVs), a charging optimization strategy guided by the dynamic tariff mechanism of a subregion is proposed. The dynamic electricity price mechanism is to establish different dynamic electricity prices according to the load characteristics in different regions to optimize EV charging in the corresponding regions. The dynamic electricity price model taking into account the total charging power of the charging station is established in the commercial area, and the dynamic electricity price model taking into account wind and photovoltaic power output is adopted in residential and office areas. A charging benefit coefficient model is proposed to improve the charging time satisfaction of users in residential and office areas. Finally, the simulation results on the IEEE33-node system show that the EV charging optimization strategy proposed can not only guarantee the interests of the car owners, but also reduce network loss, improve the voltage quality of the distribution network, promote wind and photovoltaic power consumption, and enhance the economy of the distribution network.

This work is supported by the Natural Science Foundation of Fujian Province (No. 2022J01113).

Key words: electric vehicle; dynamic tariff mechanism; charging efficiency coefficient; new energy consumption

0 引言

化石能源的生产消费导致严重的环境污染问题。为实现碳达峰碳中和目标, 需要加快我国能源生产和消费转型。新能源并网规模逐渐增大, 电力

系统作为未来能源的枢纽, 将起到关键作用。近年来, 电动汽车(electric vehicle, EV)产业发展迅速^[1-2], 大规模 EV 无序充电负荷的接入会导致配网负载不均^[3]、配网线路阻塞^[4], 从而引起网络损耗增加^[5]、电压质量降低^[6]、可靠性降低^[7]等问题。

目前, 基于充电电价引导的 EV 有序充电是实现 EV 参与需求响应的重要手段。价格引导机制是在满足 EV 充电需求的前提下, 通过电价引导用户

基金项目: 福建省自然科学基金项目资助(2022J01113); 国网青海省电力公司科技项目资助(522800200064)

使 EV 的充电负荷分布更加合理^[8], 同时提高电能质量和能源利用率^[9]。研究表明^[10-12], 采用电价引导 EV 有序充电是应对 EV 入网引起的电网可靠性降低、损耗增加等问题的有效方法。

针对大规模 EV 入网带来的网损增加的问题, 除依靠电网本身的调节方法外, 通过动态电价机制引导 EV 有序充电从而缓解配电网运行压力的方法也是研究热点。文献[13]提出一种基于区域解耦的时空双尺度 EV 优化调度方法, 对商业区考虑了充电站拥挤度的动态电价模型, 根据正在充电的 EV 数量制定电价。文献[14]根据等效总负荷与电价函数关系的泰勒展开式制定动态分时电价。现有的动态电价研究中, 大多只考虑负荷特性, 而忽略了 EV 出行特征, 且电价引导 EV 有序充电研究中较少涉及用户侧满意度的提升。

大规模 EV 入网地点不同导致的城市配电网负荷不平衡问题^[15]使得 EV 出行特征不可忽视。若采用单一电价机制制定配网全域的 EV 充电优化策略, 则无法应对 EV 接入配电网不同区域时导致的不同峰值变化。本文针对这一问题, 提出分区域的动态电价机制, 引导 EV 在接入时段内得到充电负荷在时间尺度上的最佳分布, 制定充电优化策略。配网中商业区的负荷用电高峰时间跨度较长, 商业区出行的 EV 停留时间较短且随机性较强, 易形成新的负荷高峰, 导致负荷波动加剧。传统固定分时电价和目前已有的动态分时电价忽略了 EV 在商业区出行具有的强随机性, 有一定的局限性。因此在商业区提出与充电站的 EV 充电总功率关联的动态电价模型, 使充电电价随着总充电负荷变化而变化。配网中办公区与居民区的负荷同时具有早晚两个用电高峰, 出行至这两个区域的 EV 具有停留时间长的特点, 可利用这一特性采用与风光出力结合的动态电价模型, 调动其新能源消纳能力^[16]。

另一方面, 充分考虑 EV 车主在该过程中对整体充电时间的满意度是车主参与需求响应的前提。文献[17]提出充电满意度模型刻画车主对充电的满意程度, 文中设置车主偏好系数使车主在充电时间满意度和充电费用满意度之间产生不同程度的倾斜, 在其整体优化过程中充电满意度的结果始终趋近于 1, 并不能充分保证 EV 用户在充电时间满意度上的不同需求。目前, 对长时间停留的 EV 充电优化的研究中, 尚缺乏对 EV 车主充电时间满意度的合理提升机制。

综上所述, 本文在新型电力系统的背景下, 提出分区域的动态电价机制以提升配网经济性和电压质量, 促进风光的消纳。在商业区 EV 停留时间较

短的区域实行计及充电站充电总功率的动态电价, 充电功率与电价之间的关系用分段函数描述, 进一步降低配电网的网损; 在居民区和办公区 EV 停留时间较长的区域实行计及风电功率的动态电价, 并提出充电效益系数调整用户的充电时间满意度, 保证用户充电体验的同时促进风光消纳, 并提升配网电压质量。

1 电动汽车充电模型

1.1 单辆 EV 的充电模型

单辆 EV 接入充电桩后, 由于调度周期内电池自放电不明显, 因此本文忽略电池自放电过程并近似认为在每个优化时段内充电功率保持恒定, 可得到单辆 EV 的充电模型。荷电状态(state of charge, SOC)是 EV 充电过程的重要参数。其充电需求 D 与接入时电池初始 S_{in}^{soc} 、电池容量 C_{max} 的关系如式(1)所示。

$$\begin{cases} D = (1 - S_{in}^{soc})C_{max} \\ S_t^{soc} = S_{t-1}^{soc} + \eta P_{e,t} \Delta t / C_{max} \\ \eta \sum_{t=t_{start}}^{t_{end}} P_{e,t} \Delta t = D \\ P_{e,t} = 0, t \notin [t_{start}, t_{end}] \\ 0 \leq P_{e,t} \leq P_{e,max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{e,t}$ 为 t 时段 EV 充电功率; η 为 EV 充电效率; t_{start} 和 t_{end} 分别为 EV 的接入时间与离开时间; Δt 为时段间隔; $P_{e,max}$ 为最大充电功率。

1.2 EV 集群充电模型

文献[17]总结了单辆 EV 与 EV 集群的能量边界模型。关于单辆 EV 其能量边界模型如附录 A 图 A1 所示, 假设一天分为 T 个时段, 每个时段长度为 Δt , 直至时刻 t , 累计向 EV 注入的电能为 e_t , 需满足式(2)。

$$\begin{cases} e_t = \eta \sum_{i=t_{start}}^t P_{e,i} \Delta t \\ e_{\min,t_{end}} = e_{\max,t_{end}} = D \\ e_{\min,t} \leq e_t \leq e_{\max,t} \end{cases} \quad (2)$$

由于大规模 EV 入网, EV 充电车辆可以根据接入时间相同的 EV 划分集群, 并将接入时间相同 EV 的模式式(2)累加, 可以得到 EV 集群的能量边界模型, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} e_{\min,t} \leq e_t \leq e_{\max,t} \\ e_t = \eta \sum_{i=t_0}^t P_{fe,i} \Delta t \\ 0 \leq e_t - e_{t-1} \leq P_{fe,max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{fe,i}$ 表示 EV 充电集群在 Δt 内的充电功率;
 $P_{fe,max}$ 为 EV 集群的最大充电功率。可以看出, 式(3)忽略单辆 EV 的充电特性, 更侧重于 EV 集群整体充电特性的把握。由文献[18]可知, EV 集群模型(式(3)与模型式(2)等效, 即满足式(3)的集群充电策略一定能够找到满足式(2)的功率分配策略。以下内容均在 EV 集群的基础上展开。

2 分区域的动态电价机制

本文根据 EV 的出行特征和负荷特征在配电网不同区域采用不同动态电价机制引导 EV 充电过程中对充电功率的优化。在商业区 EV 设计计及充电站充电总功率的动态电价模型; 在居民区与办公区, 采用计及风电出力的动态电价模型以实现城市风电消纳的提升。

2.1 商业区计及充电站总功率的动态电价模型

由于商业区的基础负荷用电高峰时间跨度长, 且 EV 充电负荷存在随机性强和停留时间较短的特征, EV 负荷的接入易造成更大的负荷峰值, 加剧区域不平衡度, 增加配电网的网络损耗。若考虑采用充电电价与充电站充电总功率结合的动态电价机制, 则当 EV 充电总功率升高时, 充电电价也随之升高, 通过电价与充电功率博弈的充电优化过程达到降低车主充电费用和减小负荷波动的目标。因此, 本文在商业区内设计计及充电总功率的动态电价数学模型, 在该电价模型中 EV 充电价格随充电站内充电总功率的变化而变化, 更能反映充电 EV 负荷的波动。

为减少在充电低谷时期形成小高峰的情况, 避免车主充电费用过高或过低的问题, 本模型对充电总功率范围进行划分: 以充电站节点可容纳的最大充电总功率 P_{max} 为基准, 将 P_{max} 按照不同系数划分分段点 $\delta_1 P_{max}$ 、 $\delta_2 P_{max}$ 、 $\delta_3 P_{max}$ 、 $\delta_4 P_{max}$, 其中 δ_1 、 δ_2 、 δ_3 、 δ_4 为分段点系数。在 $(\delta_1 \sim \delta_2)P_{max}$ 之间, 充电站充电桩利用率较低, 因此需控制价格区间在低电价与平电价之间; 而在 $(\delta_2 \sim \delta_3)P_{max}$ 之间为充电站充电 EV 数量较多且集中的时刻, 此时减缓电价的提升, 有利于充电桩的合理利用; 在 $(\delta_3 \sim \delta_4)P_{max}$ 之间充电 EV 数量多, 充电站充电总功率过高, 提高价格上涨的斜率, 有利于减缓 EV 充电但不能使充电价格过高, 需控制在平电价与高电价之间。本文商业区充电站的 P_{max} 为固定值, 根据充电站的最大可容纳功率不同而不同。

EV 充电站的充电价格在一定范围内随充电功率的增大而增大, 动态电价 p_t^B 设置如式(4)一式(7)所示。

$$p_t^B = \begin{cases} p_{low} & 0 \leq P_{e,t}^B \leq \delta_1 P_{max} \\ f_1 & \delta_1 P_{max} \leq P_{e,t}^B \leq \delta_2 P_{max} \\ f_2 & \delta_2 P_{max} \leq P_{e,t}^B \leq \delta_3 P_{max} \\ f_3 & \delta_3 P_{max} \leq P_{e,t}^B \leq \delta_4 P_{max} \\ p_{high} & \delta_4 P_{max} \leq P_{e,t}^B \leq P_{max} \end{cases} \quad (4)$$

$$f_1 = k_1 P_{e,t}^B + b_1 \quad (5)$$

$$f_2 = k_2 P_{e,t}^B + b_2 \quad (6)$$

$$f_3 = k_3 P_{e,t}^B + b_3 \quad (7)$$

式中: p_t^B 为商业区充电站 t 时段的充电价格, B 代表商业区; $P_{e,t}^B$ 为商业区 t 时段 EV 集群的充电总功率; p_{low} 、 p_{high} 为充电电价极限值常数; k_1 、 k_2 、 k_3 为一次函数的斜率; b_1 、 b_2 、 b_3 为一次函数与纵轴的交点。图 1 为商业区动态电价中功率与价格分布示意图。

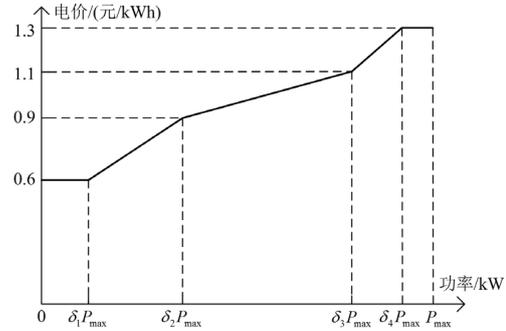


图 1 商业区动态电价模型

Fig. 1 Dynamic electricity price model for commercial areas

2.2 居民区与办公区计及风电功率的动态电价模型

针对居民区与办公区 EV 充电具有早晚两个高峰且停留时间长的特点, 本文结合风光出力采用文献[19]中的动态分时电价进行 EV 充电功率的优化, 利用 EV 可转移的负荷特性, 鼓励居民错峰充电。

此时, 动态电价 C_t^R 可以用式(8)一式(11)表示, 有关动态电价划分原理如附录 B 图 B1 所示。

$$C_t^R = \begin{cases} (1 + \delta_0)c_0 & P_{equ,t}^R \geq P_{avg}^R + \sigma P_d^R \\ c_0 & P_{avg}^R - \sigma P_d^R \leq P_{equ,t}^R < P_{avg}^R + \sigma P_d^R \\ (1 + \delta_0)c_0 & P_{equ,t}^R < P_{avg}^R - \sigma P_d^R \end{cases} \quad (8)$$

$$P_{equ,t}^R = P_{load,t}^R - P_{wf,t}^R - P_{pv,t}^R \quad (9)$$

$$P_{avg}^R = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{equ,t}^R \quad (10)$$

$$P_d^R = \sum_{t \in [1, T]} P_{equ,max}^R - P_{equ,min}^R \quad (11)$$

式中: R 代表居民区与办公区; c_0 为等效负荷平时段时的充放电电价; δ_0 为在等效负荷平时段电价的

基础上高峰时段和低谷时段电价上下波动的范围； σ 表示当某一时段的等效负荷高于其均值与 σ 倍峰谷差 P_d^R 之和时，该时段被确定为高峰时段，当某一时段的等效负荷低于其均值与 σ 倍峰谷差 P_d^R 之差时，该时段被确定为低谷时段； $P_{equ,t}^R$ 为 t 时段风光预测出力 $P_{Wf,t}$ 、 $P_{Pv,t}$ 和基础负荷 $P_{load,t}^R$ 之差的等效负荷， $P_{equ,max}^R$ 、 $P_{equ,min}^R$ 为其峰谷值； P_{avg}^R 为风电和基础负荷等效负荷的均值； P_d^R 为风光和基础负荷等效负荷的峰谷差。

3 充电效益系数模型

在居民区与办公区的 EV 负荷停留时间较长，一方面可以通过计及风电功率的动态电价模型对 EV 充电进行优化，以促进风电消纳。另一方面为激发车主参与需求响应的意愿，还需充分考虑到车主的充电体验，从车主的利益出发，EV 充电电量越早到达期望电量越符合车主的出行需求。因此，在保证车主的充电电量满足需求外，还需要保证车主对 EV 整体充电时间的满意程度。

文献[17]结合车主的充电功率与充电时间的关系提出车主的充电效益 s ，定义为各时段的充电电量与各时段优先级系数 γ_t 的乘积除以总能量需求，其计算式如式(12)和式(13)所示。

$$s = \sum_{t=t_{start}}^{t_{end}} \gamma_t \eta P_{e,t}^R \Delta t / D \quad (12)$$

$$\gamma_t = \begin{cases} 1 - \frac{t - t_{start}}{t_{end} - t_{start} + 1}, & t \in [t_{start}, t_{end}] \\ 0, & t \notin [t_{start}, t_{end}] \end{cases} \quad (13)$$

式中， $P_{e,t}^R$ 表示 t 时段居民区与办公区 EV 集群的充电总功率。

由式(12)和式(13)可知：离接入时间越近的时段优先级越高，在优先级越高的时段注入越多的电量可以获得更大的充电效益且 $s \in (0,1)$ 。若车主是无序充电，便可以获得最大的充电效益 s_{max} ，若在可充电至车主期望电量的最后时间段充电，则车主可以获得最小的充电效益 s_{min} ，得到 s_{max} 与 s_{min} 所形成的充电过程如附录图 A1 所示的上界和下界。

最大充电效益与实际充电效益的差值反映了 EV 参与有序充电的程度。基于此，本文定义充电效益系数 ϕ ，代表充电效益 s 与 s_{max} 的接近程度，则此时充电效益 s_ϕ 的计算式如式(14)所示。

$$s_\phi = s_{min} + (s_{max} - s_{min})\phi \quad (14)$$

每个 ϕ 值对应了不同的充电效益 s 值，对于车主

而言，每次充电均可选择合适的 ϕ 值使得其在参与充电优化过程中的实际充电效益 s_r 必须满足式(15)。

$$s_\phi \leq s_r \leq s_{max} \quad (15)$$

采用充电时间满意度 S_{time} ，表示不同车主选择了不同 ϕ 值的充电时间满意程度， S_{time} 与实际充电效益 s_r 的关系如式(16)和式(17)所示。

$$s' = 1 - \left(\frac{s_{max} - s_r}{s_{max} - s_{min}} \right)^2 \quad (16)$$

$$S_{time} = s' / s'_{max} \quad (17)$$

式中： s' 为计算 S_{time} 的中间变量， s'_{max} 为其最大值； S_{time} 为归一化 s' 后的值。由 s' 的性质可知， S_{time} 是开口向下的二次函数，在 $s \in [s_{min}, s_{max}]$ 区间内， $S_{time} \in [0,1]$ ，最大值在 $s = s_{max}$ 处取得， S_{time} 的最大值为 1。

本文提出充电效益系数模型旨在提升车主在充电过程中的充电时间满意度，车主选择不同 ϕ 值对应不同的充电效益，由此控制车主需要的充电时间满意度 S_{time} 的大小。由式(15)可知，充电效益系数可以控制车主的充电效益在可靠的范围内。当车主在充电站开始充电时，除输入充电开始时间、充电结束时间和期望电量外，还可以输入充电效益系数，使车主选择合适的充电优化策略，以减少车主在参与需求响应充电的过程中突发用车造成的不便程度。

4 区域及配电网优化模型

本文采用分区域动态电价机制，对接入各区域的 EV 集群，通过动态电价引导，对接入时段内的 EV 充电过程进行优化，再将优化后的 EV 充电负荷接入配网，得到优化运行结果。整体优化流程图如图 2 所示。

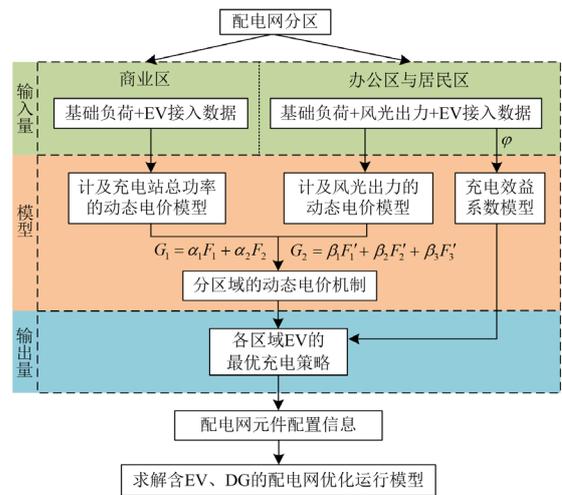


图 2 整体优化流程图

Fig. 2 Global optimization flow chart

4.1 商业区 EV 充电优化模型

4.1.1 目标函数

商业区内的 EV 停留时间较短, EV 出行时间较为集中, 充电负荷聚集容易形成新的负荷高峰。为缓解商业区内 EV 充电负荷导致的负荷波动较大的问题, 商业区内目标函数设为车主充电费用、负荷波动最小的权值之和, 如式(18)所示。

$$\min G_1 = \beta_1 \cdot \sum_{t=1}^T [p_t^B \cdot P_{e,t}^B \cdot \Delta t] + \beta_2 \cdot \sum_{t=1}^T [P_{load,t}^B + P_{e,t}^B - P_{avg}^B]^2 \quad (18)$$

$$P_{avg}^B = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [P_{load,t}^B + P_{e,t}^B] \quad (19)$$

式中: $P_{load,t}^B$ 为商业区 t 时段基础负荷; P_{avg}^B 为商业区一天内平均负荷; β_1 、 β_2 为目标函数的权重。

为更加直观地体现商业区动态电价引导 EV 有序充电对提升电网经济性的作用, 本文在商业区采用调频里程费用^[20]衡量电网侧的经济性。调频里程 P_{mil} 是指发电单元每次响应相邻两点 AGC 调频控制指令出力值之差的绝对值, 即指负荷波动绝对值的总和, 如式(20)所示。

$$P_{mil} = \sum_{t=1}^T |P_{load,t}^B + P_{e,t}^B - P_{avg}^B| \quad (20)$$

电网侧调频里程费用 C_{mil} 为

$$C_{mil} = P_{mil} \cdot p_{mil} \cdot K \quad (21)$$

式中: p_{mil} 表示机组的调频市场出清价格; K 表示机组的调频性能指标。

4.1.2 约束及线性化

由于商业区动态电价模型中的约束在优化过程中属于非线性问题, 且目标函数中包含非线性项, 故须对该模型约束进行线性化处理。

1) 动态分时电价模型约束线性化

引入连续变量 $c_{k,t}$, 对模型中自变量 $P_{e,t}^B$ 进行约束及对应输出电价 p_t^B 进行线性化, 如式(22)和式(23)所示。

$$P_{e,t}^B = c_{1,t} \cdot 0 + c_{2,t} \cdot \delta_1 P_{max} + c_{3,t} \cdot \delta_2 P_{max} + c_{4,t} \cdot \delta_3 P_{max} + c_{5,t} \cdot \delta_4 P_{max} + c_{6,t} \cdot P_{max} \quad (22)$$

$$p_t^B = c_{1,t} \cdot p_{low} + c_{2,t} \cdot p_{low} + c_{3,t} \cdot p_1 + c_{4,t} \cdot p_2 + c_{5,t} \cdot p_{high} + c_{6,t} \cdot p_{high} \quad (23)$$

针对连续变量 $c_{k,t}$, 引入 0-1 变量 $u_{k,t}$ 满足约束(24)。

$$\begin{cases} c_{1,t} \leq u_{1,t} \\ c_{2,t} \leq u_{1,t} + u_{2,t} \\ c_{3,t} \leq u_{2,t} + u_{3,t} \\ c_{4,t} \leq u_{3,t} + u_{4,t} \\ c_{5,t} \leq u_{4,t} + u_{5,t} \\ c_{6,t} \leq u_{5,t} \end{cases} \quad (24)$$

同时 $c_{k,t}$ 、 $u_{k,t}$ 需要满足约束(25)。

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^U u_{k,t} = 1 \\ \sum_{k=1}^{U+1} c_{k,t} = 1 \\ c_{k,t} \geq 0 \end{cases} \quad (25)$$

U 为 $u_{k,t}$ 的个数。为保证在充电功率低于 $\delta_1 P_{max}$ 时, 充电电价保持在最低电价水平, 需要采用大 M 法设置线性化约束(26)。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{e,t}^B - \delta_1 P_{max} \leq (1 - u_{1,t}) M_1 + \varepsilon_1 \\ \sum_{t=1}^T P_{e,t}^B - \delta_1 P_{max} \geq -u_{1,t} M_1 \end{cases} \quad (26)$$

式中: M_1 为足够大的正数; ε_1 为正的极小值。同样的, 在充电功率高于 $\delta_4 P_{max}$ 、小于 P_{max} 时, 采用大 M 法约束使充电电价须保持在最高电价水平, 约束式参考式(26)。线性化后动态电价表达式如式(27)所示。

$$p_t^B = u_{1,t} \cdot p_{low} + u_{2,t} \cdot f_1 + u_{3,t} \cdot f_2 + u_{4,t} \cdot f_3 + u_{5,t} \cdot p_{high} \quad (27)$$

2) 目标函数非线性项的线性化约束

由于 $p_t^B \cdot P_{e,t}^B$ 中含 0-1 变量 $u_{k,t}$ 与连续变量 $P_{e,t}^B$ 的乘积, 因此引入连续变量 $z_{k,t}$ 进行线性化处理, 其需要满足的约束如式(28)所示。

$$\begin{cases} z_{k,t} \leq P_{max} \cdot u_{k,t} \\ P_{e,t}^B - P_{max} \cdot (1 - u_{k,t}) \leq z_{k,t} \\ 0 \leq z_{k,t} \leq P_{e,t}^B \end{cases} \quad (28)$$

4.2 居民区与办公区 EV 充电优化模型

4.2.1 目标函数

在居民区与办公区的 EV 充电优化模型中, 由式(14)可知, EV 车主可通过充电效益系数 φ 约束其期望 S_{time} 的最小值, 若最终电网在对 EV 充电优化过程中导致车主实际充电效益 s_t 无法达到车主的期望, 则给予电网导致充电效益不达标惩罚。

此外, 本文在居民区与办公区以计及风光出力的动态电价模型对 EV 充电进行优化, 为减少由新能源入网引起的等效负荷波动, 在居民区与办公区的优化目标中还需要考虑降低等效负荷的波动。

因此, 在居民区与办公区内以电网侧等效负荷波动、EV 侧充电费用、电网侧惩罚加权求和最小为目标函数, 如式(29)所示, 其中各子目标函数如式(30)所示。

$$\min G_2 = \alpha_1 F_1 + \alpha_2 F_2 + \alpha_3 F_3 \quad (29)$$

$$\begin{cases} F_1 = \sum_{t=1}^T [P_{\text{load},t}^{\text{R}} - P_{\text{Wf},t} - P_{\text{Pv},t} + P_{\text{c},t}^{\text{R}} - P_{\text{avg}}^{\text{R}}]^2 \\ F_2 = \sum_{t=1}^T C_t^{\text{R}} P_{\text{c},t}^{\text{R}} \Delta t \\ F_3 = \lambda \sum_{m=1}^N \omega_m \\ P_{\text{avg}}^{\text{R}} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [P_{\text{load},t}^{\text{R}} - P_{\text{Wf},t} - P_{\text{Pv},t} + P_{\text{c},t}^{\text{R}}] \end{cases} \quad (30)$$

$$P_{\text{avg}}^{\text{R}} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [P_{\text{load},t}^{\text{R}} - P_{\text{Wf},t} - P_{\text{Pv},t} + P_{\text{c},t}^{\text{R}}] \quad (31)$$

式中： $P_{\text{avg}}^{\text{R}}$ 表示居民区与办公区日平均负荷； $P_{\text{load},t}^{\text{R}}$ 表示 t 时段居民区与办公区基础负荷； $P_{\text{Wf},t}$ 、 $P_{\text{Pv},t}$ 表示 t 时段风光预测出力； N 表示居民区与办公区需要充电的 EV 集群数； ω_m 为 0-1 变量，表示第 j 辆车充电效益是否达标， $\omega_m=0$ 表示达标不需要惩罚， $\omega_m=1$ 则表示未达标，则需要给予惩罚； λ 为惩罚系数； α_1 、 α_2 、 α_3 为不同目标函数之间的权重系数。

4.2.2 约束及线性化

式(29)中 F_3 为非线性目标函数采用式(26)的大 M 法进行线性化，得式(32)。

$$\begin{cases} s_{r,m} - s_{\varphi,m} \leq (1 - \omega_m) M_2 \\ s_{r,m} - s_{\varphi,m} \geq -\omega_m M_2 + \varepsilon_2 \end{cases} \quad (32)$$

式中： $s_{r,m}$ 为第 m 个 EV 充电集群的真实充电效益； $s_{\varphi,m}$ 为第 m 个 EV 充电集群设置的充电效益最低值； M_2 为足够大的正数； ε_2 为正的极小值。

4.3 配电网潮流求解模型

在对配网分区的基础上，本文提出分区域的动态电价机制，即对商业区 EV 充电采用计及充电站充电总功率的动态电价模型，对居民区与办公区的 EV 充电采用计及风光出力的动态电价模型。EV 充电负荷分别在各区域完成充电优化后，以负荷的形式接入配电网相应节点进行潮流优化求解。

4.3.1 目标函数

本文在配电网优化求解过程中以弃风惩罚、弃光惩罚、线路网损之和最小为目标函数，如式(33)所示。

$$\begin{aligned} \min G_3 = & \sum_{t=1}^T \sum_{ij \in D^{\text{line}}} C_{\text{loss}} I_{ij}^{t2} r_{ij} \Delta t + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i \in D^{\text{wind}}} C_{\text{windloss}} (P_i^{\text{t,Wf}} - P_i^{\text{t,wf}}) \Delta t + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i \in D^{\text{pv}}} C_{\text{pvloss}} (P_i^{\text{t,Pvf}} - P_i^{\text{t,pvf}}) \Delta t \end{aligned} \quad (33)$$

式中： D^{line} 为配电网中所有支路的集合； D^{wind} 为配电网中接入风电机组的节点集合； D^{pv} 为配电网中接入光伏机组的节点集合； C_{loss} 、 C_{windloss} 、 C_{pvloss} 分

别为网损费用系数、弃风损失费用系数和弃光损失费用系数； I_{ij}^t 为 t 时刻流经支路 ij 的电流； r_{ij} 为支路 ij 的等效电阻； $P_i^{\text{t,Wf}}$ 为 t 时刻风电机组接入节点发出的功率； $P_i^{\text{t,Pvf}}$ 为 t 时刻光伏机组接入节点发出的功率； $P_i^{\text{t,wf}}$ 为 t 时刻风电接入电网节点的实际功率； $P_i^{\text{t,pvf}}$ 为 t 时刻光伏接入电网节点的实际功率。

4.3.2 约束条件

1) DistFlow 潮流约束

本文在配电网优化求解部分采用文献[21]的 DistFlow 线性潮流求解中部分方程。本文所用的 DistFlow 潮流模型如下。

$$\sum_{i \in f(j)} (P_{ij}^t - r_{ij} I_{ij}^{t2}) = P_j^t + \sum_{k \in s(j)} P_{jk}^t \quad (34)$$

$$\sum_{i \in f(j)} (Q_{ij}^t - x_{ij} I_{ij}^{t2}) = Q_j^t + \sum_{k \in s(j)} Q_{jk}^t \quad (35)$$

$$P_j^t = P_j^{\text{t,wf}} + P_j^{\text{t,pvf}} + P_{j,\text{dis}}^t - P_{j,\text{ch}}^t - P_j^{\text{t,baseload}} - P_j^{\text{t,ev}} \quad (36)$$

$$Q_j^t = Q_j^{\text{t,wf}} + Q_j^{\text{t,pvf}} - Q_j^{\text{t,baseload}} \quad (37)$$

$$\begin{cases} V_j^{t2} = V_i^{t2} - 2(r_{ij} P_{ij}^t + x_{ij} Q_{ij}^t) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij}^{t2} \\ \forall (i, j) | ij \in D^{\text{line}} \end{cases} \quad (38)$$

$$\begin{cases} V_i^{t2} I_{ij}^{t2} = P_{ij}^{t2} + Q_{ij}^{t2} \\ \forall (i, j) | ij \in D^{\text{line}} \end{cases} \quad (39)$$

式中： $f(j)$ 和 $s(j)$ 分别为节点 j 的父节点和子节点的集合，即以节点 j 为中心节点的潮流传输的上节点和下节点； P_{ij}^t 和 Q_{ij}^t 分别为支路 ij 在 t 时刻传输的有功和无功功率； x_{ij} 为支路 ij 的等效电抗； $P_j^{\text{t,ev}}$ 为节点 j 在 t 时刻接入的 EV 充电有功负荷； P_j^t 和 Q_j^t 分别为节点 j 在 t 时刻注入的有功和无功功率； $P_j^{\text{t,wf}}$ 、 $P_j^{\text{t,pvf}}$ 和 $Q_j^{\text{t,wf}}$ 、 $Q_j^{\text{t,pvf}}$ 分别为节点 j 在 t 时刻注入风电和光伏机组的有功和无功功率； $P_{j,\text{ch}}^t$ 、 $P_{j,\text{dis}}^t$ 分别为 t 时刻节点 j 处接入的 ESS 的充、放电功率； $P_j^{\text{t,baseload}}$ 和 $Q_j^{\text{t,baseload}}$ 分别为节点 j 在 t 时刻接入的基础有功和基础无功负荷； V_i^t 和 V_j^t 分别为节点 i 和节点 j 在 t 时刻的电压幅值。

2) 电压和电流约束

$$V_{i,\text{min}}^{t2} \leq U_i^{t,\text{sqr}} \leq V_{i,\text{max}}^{t2} \quad (40)$$

$$0 \leq I_{ij}^{t,\text{sqr}} \leq I_{ij,\text{max}}^{t2} \quad (41)$$

式中： $U_i^{t,\text{sqr}}$ 、 $I_i^{t,\text{sqr}}$ 分别为 t 时刻节点 i 的电压值、电流值； $V_{i,\text{max}}^t$ 和 $V_{i,\text{min}}^t$ 分别为 t 时刻节点 i 允许的电

压幅值的上下限: $I'_{ij,max}$ 为 t 时刻支路 ij 允许通过的电流上限。

3) 根节点输出功率约束

$$\begin{cases} P'_{i,min} \leq P'_i \leq P'_{i,max} \\ Q'_{i,min} \leq Q'_i \leq Q'_{i,max} \end{cases} \quad \forall i \in D^F, \forall t \quad (42)$$

式中: P'_i 、 Q'_i 分别为 t 时刻根节点 i 的有功和无功出力; $P'_{i,max}$ 和 $P'_{i,min}$ 分别为 t 时刻根节点 i 有功出力的上下限; $Q'_{i,max}$ 和 $Q'_{i,min}$ 分别为 t 时刻根节点 i 无功出力的上下限; D^F 表示配电网根节点的集合。

4) ESS 模型

储能装置可以起到平缓发电机出力、提升风电出力的作用,但储能设备需考虑多时段的约束限制,约束如下。

(a) 充放电状态约束

$$\mu'_{j,dis} + \mu'_{j,ch} \leq 1, \quad \forall j \in D^{ESS}, \forall t \quad (43)$$

式中: $\mu'_{j,ch}$ 、 $\mu'_{j,dis}$ 为 0-1 状态变量,表示 ESS 的充电状态和放电状态; D^{ESS} 为储能接入的配电网节点集合。

(b) 充放电功率约束

$$\begin{cases} \mu'_{j,ch} P'_{ch,min} \leq P'_{j,ch} \leq \mu'_{j,ch} P'_{ch,max} \\ \mu'_{j,dis} P'_{dis,min} \leq P'_{j,dis} \leq \mu'_{j,dis} P'_{dis,max} \end{cases} \quad (44)$$

式中: $P'_{ch,min}$ 、 $P'_{dis,min}$ 分别为 ESS 充、放电功率的下限; $P'_{ch,max}$ 、 $P'_{dis,max}$ 分别为 ESS 充、放电功率的上限。

(c) ESS 容量限制

$$\begin{cases} E'_{j,ESS} = (1-\nu)E'_{j,ESS} + \alpha'_{j,ch} P'_{j,ch} - \alpha'_{j,dis} P'_{j,dis} \\ E'_{ESS,min} \leq E'_{j,ESS} \leq E'_{ESS,max} \end{cases} \quad (45)$$

式中: $E'_{j,ESS}$ 为 t 时刻节点 j 处接入储能的电量; ν 为单位时段内储能的自放电系数; $\alpha'_{j,ch}$ 、 $\alpha'_{j,dis}$ 分别为 t 时刻节点 j 处接入储能的充放电效率系数,其中 $0 < \alpha'_{j,ch} < 1$, $\alpha'_{j,dis} > 1$; $E'_{ESS,min}$ 、 $E'_{ESS,max}$ 分别表示 t 时刻 ESS 容量的最小值和最大值。

5 算例分析

该部分参照文献[13]中配电网分区,将配网分成商业区、居民区、办公区 3 个区域。采用基准容量为 100 MW、基准电压为 12.66 kV 的配电网,配网设置母线 0 为根节点,电压为 1.00(标幺值),为维持配电网的电压稳定,设定电压最小值为 0.95(标幺值),最大值为 1.05(标幺值)。3 个区域内 EV 充电站接入节点及风光出力接入节点如附录 C 图 C1 所示。仿真时间跨度为 00:00—24:00,每个时段

$\Delta t = 15 \text{ min}$, 全天共有 96 个时段。EV 电池容量为 30 kWh, 最大充电功率为 10 kW, 充电效率为 0.9。

各区域采用的基础负荷曲线及风光出力曲线如附录 D 图 D1—图 D5 所示。根据美国交通部统计数据可得, EV 接入电网与离开电网的出行规律符合正态分布函数^[22], 本文各区域采用的 EV 驾驶行为如附录 E 图 E1、图 E2 所示。根据车主在居民区与办公区之间行程的不同, 设置居民区与办公区需要充电的 EV 初始电量服从 $N(0.3, 0.06)$, 期望 SOC 均为 0.9。商业区设置需要充电的 EV 起始 SOC 均为 0.3, 期望 SOC 为 0.6。并均采用拉丁超立方采样生成正态分布数据。

本文通过线性加权求和的方法对各模型中的多个目标函数进行归一化处理并规范化目标函数, 参考计算方法详见文献[19]。本文 β_1 、 β_2 分别取值为 1.25×10^{-6} 、 9.643×10^{-11} , α_1 、 α_2 、 α_3 分别取值为 3.187×10^{-11} 、 3.642×10^{-5} 、0.011。其中充电效益不达标惩罚最大值为 λN , 即所有充电 EV 的充电效益均不达标。

5.1 商业区优化结果对比分析

以一天内中午和傍晚共 3000 车次出行商业区为例, 其中中午需要充电的 EV 数量为中午出行车次的 30%, 傍晚需要充电的 EV 数量为傍晚出行车次的 50%。本文参照福建省福州岳峰悦享充电站固定分时电价峰谷平值设置电价区间, 将 p_{low} 、 p_{high} 分别设置为常数 0.6 元、1.3 元; δ_1 、 δ_2 、 δ_3 、 δ_4 分段点系数分别设置为 0.1、0.3、0.8、0.95; 式(5)式(7)中一次函数的斜率 k_1 、 k_2 、 k_3 分别设置为 $1.5/P_{max}$ 、 $0.4/P_{max}$ 、 $1.33/P_{max}$; b_1 、 b_2 、 b_3 分别设置为 0.45、0.78、0.033。根据 2022 版《福建省电力调频服务市场交易规则》, 本文设置调频市场出清价格 p_{mil} 为 12 元/MW, 机组的调频性能指标 K 取值为 0.55。

本文针对商业区车主充电特点, 制定了计及充电站充电总功率的动态分时电价模型, 为验证所提商业区优化模型的有效性, 在 4.1.1 节优化目标的基础上分别在本文动态电价模型(场景 1)、固定分时电价(场景 2)、无序充电(场景 3) 3 个场景下进行优化, 结果对比如表 1 所示。固定分时电价采用福州市岳峰悦享充电站的分时电价, 如表 2 所示。

由表 1 可知, 与固定分时电价下充电相比, 本文所提商业区动态电价机制能够减少负荷波动方差 326.1 MW^2 , 降低电网调频费用 74.1 元; 与无序充电相比, 本文所提商业区动态电价机制能够减少负荷波动方差 184.5 MW^2 , 降低电网调频费用 217.1 元。

表 1 商业区不同场景优化结果对比

Table 1 Comparison of optimization results for different scenarios in commercial districts

场景	EV 充电费用/元	电网调频费用/元	负荷波动方差/MW ²
场景 1	7133	5833.7	4700.4
场景 2	8446	5907.8	5026.5
场景 3	11 369	6050.8	5184.9

表 2 固定分时电价

Table 2 Time-of-use price

时段类别	平时段	峰时段	谷时段
电价/(元/kWh)	0.80	1.12	0.64
时段	07:00—08:30; 11:30—14:30; 17:30—19:00; 21:00—23:00	08:30—11:30; 14:30—17:30; 19:00—21:00	00:00—07:00 23:00—23:59

本文提出的商业区模型优化得到的各时段充电功率及对应充电电价如图 3 所示。本文在商业区提出的动态电价机制优化结果、固定分时电价下充电优化结果、无序充电下的负荷曲线对比如图 4 所示。

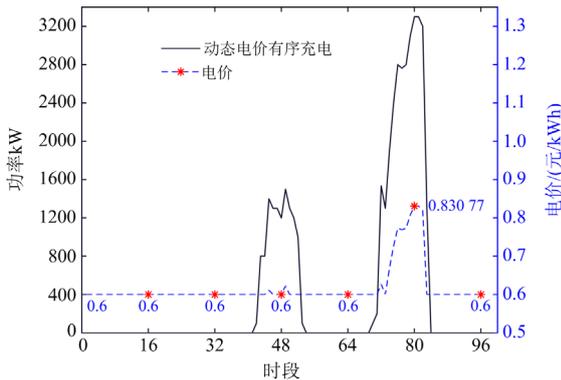


图 3 商业区动态电价下充电功率及价格

Fig. 3 Charging power and price under dynamic electricity prices in commercial areas

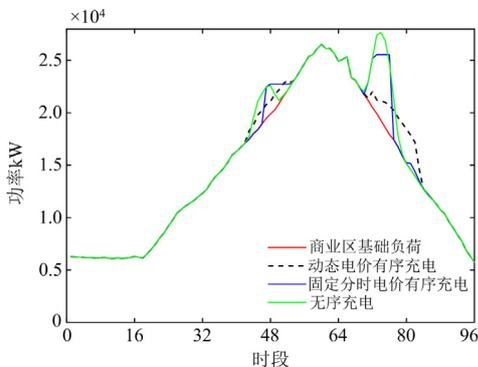


图 4 商业区模型优化结果对比

Fig. 4 Comparison of optimization results of commercial district models

由图 4 可知，在本文提出的商业区动态电价模型下的有序充电，相比于无序充电，明显降低了负荷波动，实现了尖峰负荷的转移；相比于固定分时电价下的有序充电，降低负荷波动幅度更大，对 EV 充电引导作用更加显著。由此可得，本文提出的商业区优化模型，可以降低电网侧调频费用和减小负荷波动方差，减少因商业区 EV 充电负荷集中接入而产生的损耗。

5.2 居民区与办公区优化结果对比分析

居民区与办公区以一天内 4000 车次出行为例。风光渗透率为 30% 时，根据充电效益系数 φ 的定义，充电集群可设置不同的 φ 值，本文分别选取 $\varphi = 0$ 、0.6、0.7、0.8，在本文提出的充电效益系数模型下优化结果与无序充电(即到达后立即以最大功率充电直至充满)结果对比如表 3 所示。

表 3 不同充电效益系数结果对比

Table 3 Comparison of results of different charging efficiency coefficients

充电效益系数 φ	EV 充电费用/万元	平均充电时间满意度	等效负荷方差/MW ²
0	2.3190	0.55	4820.4
0.6	2.3253	0.84	5033.0
0.7	2.3733	0.91	5421.5
0.8	2.4380	0.96	5990.6
无序充电	2.7144	1	7514.5

表 3 表示在风光渗透率为 30% 时，得到 EV 侧充电费用与平均充电时间满意度 \bar{S}_{time} 、电网侧等效负荷方差的结果。由表 3 可知，随着充电效益系数的增大，EV 充电费用增加，充电时间满意度升高，电网侧等效负荷波动升高。这表明当车主选择高充电效益时，此时 EV 越快充满，意味着车主需牺牲一部分充电费用来提高充电时间满意度，当车主选择低充电效益时，车主在停留时间内越能享受到参与需求响应带来的低充电费用。可见当考虑充电效益系数的选择后，车主充电时间满意度可维持在一定水准。

为更好地体现充电效益系数的意义，现选取 36 个 EV 充电集群在其接入时段内各时段的电池 SOC，提取这些集群电池 SOC 超过 0.8 时的首个时段，分别选取充电效益系数为 0、0.6、0.7、0.8 进行对比。如图 5 所示，在一定误差范围内，充电效益系数越高，充电 EV 集群的电池 SOC 达到 0.8 的时段越小，也即越早充电至 SOC 达到 0.8。因此在车主选择合适的充电效益系数情况下，能够保证车主在所设定的离开时间之前需要用车时的电池 SOC 尽可能高。

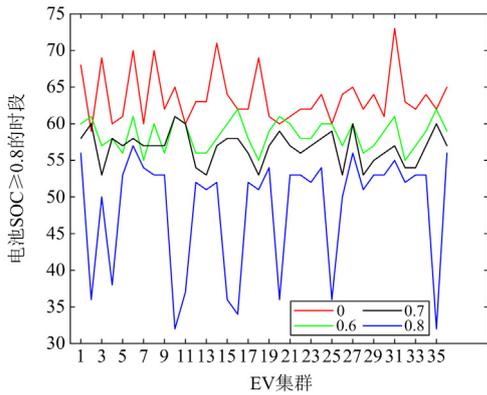


图5 不同充电效益系数下电池 SOC 达到 0.8 时段对比

Fig. 5 Comparison of the period when SOC reaches 0.8 under different charging efficiency coefficients

本文在居民区办公区提出的动态电价模型在 $\varphi = 0.7$ 时的优化结果、等效负荷曲线、无序充电下的等效负荷曲线、所采用的动态电价如图 6 所示。由图 6 可知, 相比于无序充电, 动态电价在等效负荷曲线具有明显的错峰填谷效果。在 12:00—16:00 时段由于光伏出力带来的低电价, 使办公区充电 EV 负荷转移至此时段充电; 在 18:00 以后, 无序充电高峰引导至低谷时段充电, 有效降低了负荷波动。

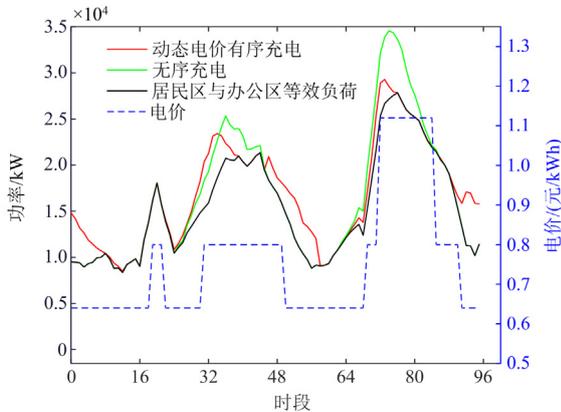


图6 居民区与办公区模型优化结果对比

Fig. 6 Comparison of optimization results between residential and official area models

5.3 EV 充电优化结果接入配网侧的影响结果分析

为验证本文提出的配电网分区域动态分时电价优化模型的有效性, 本文将分区域动态电价机制优化后的 EV 负荷接入配电网。目标函数中网损系数取 400 元/MWh^[23], 弃风损失费用系数和弃光损失费用系数分别取 240 元/MWh 和 240 元/MWh^[24]。

在风光渗透率为 30% 的情况下, 分别考虑以下

情景, 几种优化结果对比如表 4 所示。

情景 1: 无序充电(指配网中全区域采用无序充电)。

情景 2: 固定分时电价(指配网中全区域采用固定分时电价的 EV 充电优化)。

情景 3: 仅考虑商业区动态电价模型(即当商业区采用动态电价模型的 EV 充电接入配网时, 其余区域执行固定分时电价)。

情景 4: 仅考虑居民区与办公区动态电价模型(即当居民区办公区采用动态电价模型时, 商业区执行固定分时电价优化)。

情景 5: 本文模型(指 3 个区域均执行对应的动态电价模型)。

表 4 不同区域模型接入配网的结果对比

Table 4 Comparison of results of different regional models connected to distribution networks

情景	网损费用/万元	弃风、弃光/万元	风光消纳率/%
情景 1	7.9724	0.7374	97.49
情景 2	7.2466	0.6519	97.79
情景 3	7.2368	0.6489	97.80
情景 4	7.2592	0.6430	97.83
情景 5	7.2307	0.6459	97.81

由表 4 可知: 考虑商业区动态电价模型的情景 3 与情景 1 相比, 网损费用及弃风弃光费用均有所降低; 考虑居民区办公区动态电价模型的情景 4 与情景 1 相比, 网损费用及弃风弃光费用均降低了。可见本文针对各区域的基础负荷特点和 EV 出行特征建立的不同动态电价模型能够有效减少配网损耗。

在本文模型情景 5 的优化结果中, 该模型的 EV 优化结果与固定电价下情景 2 相比, 降低了网损费用, 提高了风光消纳率。此外, 情景 4 与情景 5 相比, 虽然有效提高了风光消纳率, 但网损费用较高。因此, 本文模型在保证风光消纳率的同时, 减少了网损。

可见, 本文提出的分区域动态电价机制能够提高配网经济性, 并提高城市风光消纳率。

6 结论

本文在新能源接入背景下提出了配电网分区域动态电价机制引导的 EV 充电优化策略。其中商业区充电电价是计及充电站充电总功率的分段函数动态电价模型, 居民区与办公区充电电价是计及风光出力的动态电价模型, 同时提出充电效益系数提高居民区与办公区 EV 车主的充电时间满意度。通过算例分析得出以下结论:

1) 商业区采用的分段函数式动态电价模型是针对商业区基础负荷及 EV 出行特征设计的,反映了负荷的波动。由优化结果可知,该模型进一步缓解了配电网运行压力,同时与传统固定电价相比,本文提出的商业区动态电价模型也更为合理。

2) 居民区与办公区采用的动态电价模型针对居民区与办公区的 EV 出行特征,根据风光出力的变化设置分时电价的时段,能够实现风光就地消纳,提高配电网对新能源的消纳率。

3) 本文提出的充电效益系数模型,能够充分考虑到车主可自行调整充电时间满意度,供车主选择不同的充电优化策略。使车主在参与充电优化过程中保证充电时间满意度稳定在车主的期望值。

4) 与传统的固定分时电价和无序充电相比,本文采用分区域动态电价机制的充电优化策略,根据不同区域的充电特点,能有效引导 EV 进行有序充电,平抑了负荷峰谷差,提高了配网电压质量,增加了新能源消纳,提升了配网经济性。

附录 C

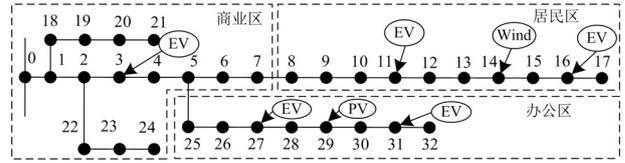


图 C1 配电网分区及 EV 接入节点位置

Fig. C1 Distribution network zoning and EV access node location

附录 D

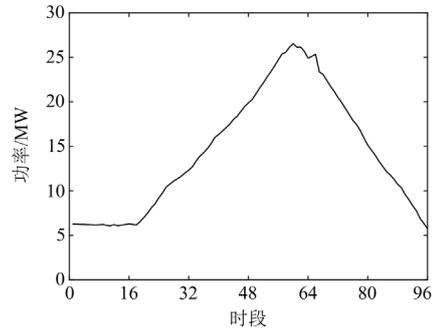


图 D1 商业区基础负荷曲线

Fig. D1 Basic load curve of commercial district

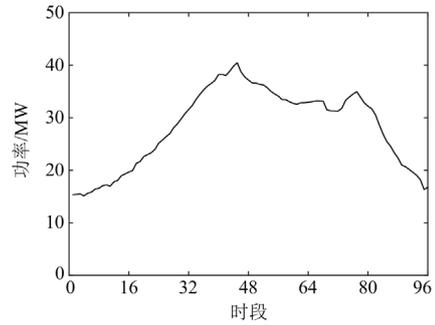


图 D2 居民区与办公区基础负荷曲线

Fig. D2 Basic load curve of residential and office areas

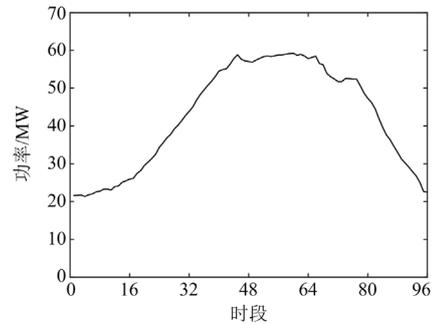


图 D3 配电网总基础负荷曲线

Fig. D3 Total basic load curve of distribution network

附录 A

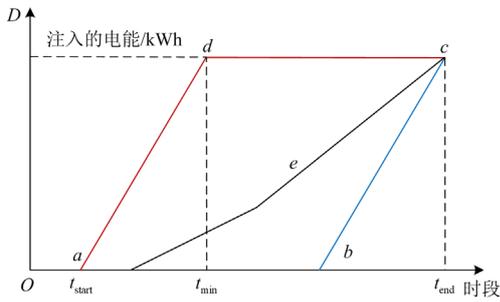


图 A1 单辆 EV 充电能量边界模型

Fig. A1 Energy boundary model of a single EV

附录 B

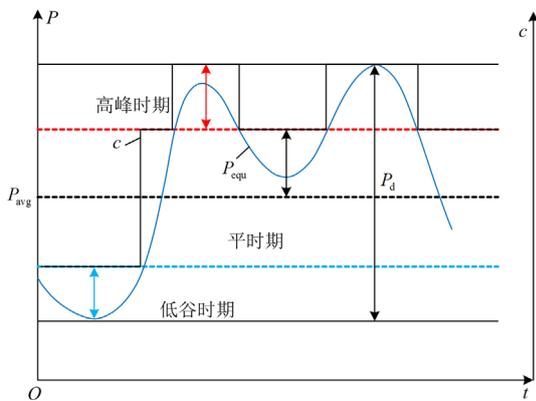


图 B1 居民区与办公区动态电价划分原理示意图

Fig. B1 Schematic diagram of dynamic electricity price division in residential and office areas

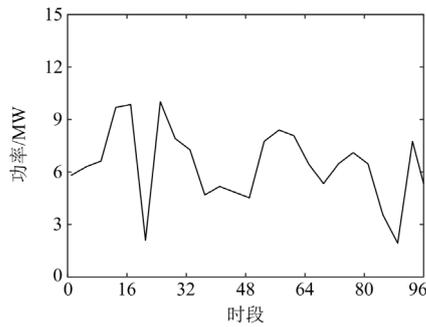


图 D4 风电出力曲线

Fig. D4 Curve wind power output curve

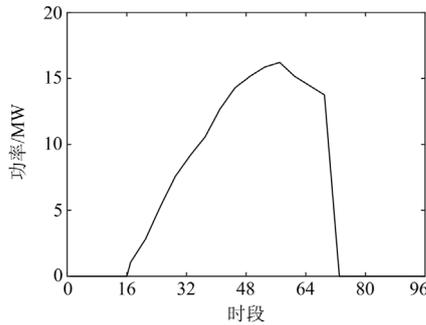


图 D5 光伏出力曲线

Fig. D5 Photovoltaic power curve

附录 E

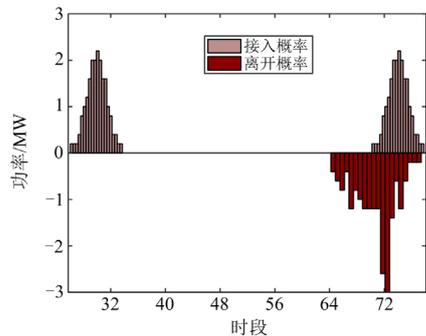


图 E1 居民区与办公区 EV 驾驶行为

Fig. E1 EV driving behavior in residential and office areas

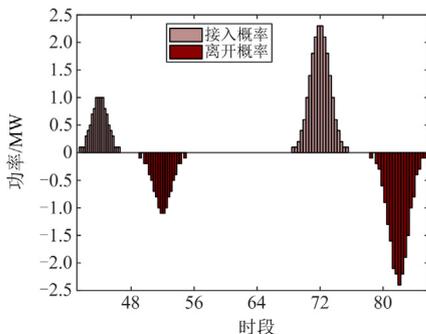


图 E2 商业区 EV 驾驶行为

Fig. E2 EV driving behavior in commercial area

参考文献

- [1] JAHANGIR H R, 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.
- [2] 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.
- [3] 张美霞, 张倩倩, 杨秀, 等. 基于交通-电力均衡耦合的电动汽车快充站与配电网联合规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 51-63.
ZHANG Meixia, ZHANG Qianqian, YANG Xiu, et al. Joint planning of electric vehicle fast charging stations and distribution network based on a traffic-electricity equilibrium coupling model[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 51-63.
- [4] 谢锋, 刘丽军, 林儒显, 等. 一种考虑风险厌恶程度与阻塞抵抗性的配电网阻塞管理方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(19): 107-118.
XIE Feng, LIU Lijun, LIN Ruxian, et al. A distribution network congestion management method considering risk aversion and congestion resistance[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 107-118.
- [5] 王婷, 陈晨, 谢海鹏. 配电网对分布式电源和电动汽车的承载力评估及提升方法综述[J]. 电力建设, 2022, 43(9): 12-24.
WANG Ting, CHEN Chen, XIE Haipeng. Review on evaluation and promotion methods of carrying capacity for distributed generation and electric vehicles in distribution network[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(9): 12-24.
- [6] CHEN W, ZHENG L, LI H, et al. An assessment method for the impact of electric vehicle participation in V2G on the voltage quality of the distribution network[J]. Energies, 2022, 15(11): 4170.
- [7] 金国彬, 刘玉龙, 李国庆, 等. 考虑可靠性的交直流混合配电网网架与分布式电源协同优化规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 59-70.
JIN Guobin, LIU Yulong, LI Guoqing, et al. Collaborative optimization planning of an AC/DC hybrid distribution network frame and distributed power generation considering reliability[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 59-70.
- [8] 田爽. 考虑需求响应价格机制的电动汽车充电优化调度[D]. 太原: 太原理工大学, 2022.
TIAN Shuang. Optimal scheduling of electric vehicle charging considering demand response price mechanism[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2022.
- [9] 曾鸣, 武庚, 王昊婧, 等. 智能用电背景下考虑用户满意度的居民需求侧响应调控策略[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2917-2923.

- ZENG Ming, WU Geng, WANG Haojing, et al. Regulation strategies of demand response considering user satisfaction under smart power background[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2917-2923.
- [10] WU W T, LIN Y, LIU R H, et al. Online EV charge scheduling based on time-of-use pricing and peak load minimization: properties and efficient algorithms[J]. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, 2022, 23(1): 572-586.
- [11] 崔金栋, 罗文达, 周念成. 基于多视角的电动汽车有序充放电定价模型与策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4438-4450.
- CUI Jindong, LUO Wenda, ZHOU Niancheng. Research on pricing model and strategy of electric vehicle charging and discharging based on multi view[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4438-4450.
- [12] 李旭东, 杨焯, 李帆琪, 等. 计及电价不确定性和容量衰减的电动汽车充放电商业模式[J]. 中国电力, 2023, 56(1): 38-48.
- LI Xudong, YANG Ye, LI Fanqi, et al. Business models of electric vehicle aggregators considering electricity price uncertainty and capacity decay[J]. Electric Power, 2023, 56(1): 38-48.
- [13] 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, 43(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, 43(19): 7383-7395.
- [14] 邓慧琼, 张晓飞, 曾凡滢, 等. 动态分时电价机制下的电动汽车充放电调度策略研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(3): 59-66, 78.
- DENG Huiqiong, ZHANG Xiaofei, ZENG Fangan, et al. Electric vehicle charging and discharging scheduling strategy under dynamic time-of-use electricity price mechanism[J]. Smart Power, 2023, 51(3): 59-66, 78.
- [15] 王子晗, 高红均, 高艺文, 等. 基于深度强化学习的城市配电网多级动态重构优化运行方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 60-70.
- WANG Zihan, GAO Hongjun, GAO Yiwen, et al. Multi-level dynamic reconfiguration and operation optimization method for an urban distribution network based on deep reinforcement learning[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 60-70.
- [16] 刘敦楠, 张悦, 刘明光, 等. 考虑储能备用的电动汽车负荷连续追踪弃风曲线优化模型[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 193-201.
- LIU Dunnan, ZHANG Yue, LIU Mingguang, et al. Optimization model of wind curtailment curve continuous tracking by electric vehicle load considering energy storage reserve[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 193-201.
- [17] 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.
- [18] TANG Wanrong, ZHANG Yingjun. A model predictive control approach for low-complexity electric vehicle charging scheduling: optimality and scalability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1050-1063.
- [19] 朱磊, 黄河, 高松, 等. 计及风电消纳的电动汽车负荷优化配置研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊 1): 194-203.
- ZHU Lei, HUANG He, GAO Song, et al. Research on optimal load allocation of electric vehicle considering wind power consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 194-203.
- [20] 何远舰. 高比例可再生能源电力系统调频市场交易模式研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2022.
- HE Yuanjian. Study on the transaction mode of frequency regulation auxiliary service market in power system with high proportion of renewable energy[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2022.
- [21] 林文键, 朱振山, 温步瀛. 含电动汽车和智能软开关的配电网动态重构[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 202-209, 217.
- LIN Wenjian, ZHU Zhenshan, WEN Buying. Dynamic reconfiguration of distribution network with electric vehicles and soft open point[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 202-209, 217.
- [22] 程杉, 王贤宁, 冯毅焱. 电动汽车充电站有序充电调度的分散式优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 39-46.
- CHENG Shan, WANG Xianning, FENG Yichen. Decentralized optimization of ordered charging scheduling in electric vehicle charging station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 39-46.
- [23] CHEN S, HU W, CHEN Z. Comprehensive cost minimization in distribution networks using segmented-time feeder reconfiguration and reactive power control of distributed generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 983-993.
- [24] 田翔鹰, 胡炎, 耿琪, 等. 考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 81-90.
- TANG Xiangying, HU Yan, GENG Qi, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 81-90.

收稿日期: 2023-07-21; 修回日期: 2023-12-26

作者简介:

邓衍辉(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电动汽车优化调度和配电网优化运行; E-mail: 1075922270@qq.com

李剑(1986—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统运行与控制;

卢国强(1989—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统运行与控制;

王怀远(1987—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: 79749544@qq.com

(编辑 魏小丽)