

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2023.09.002

基于光储充电站的电动汽车分层优化调度

Hierarchical optimization scheduling for electric vehicles with PV-power storage charging stations

胡超¹, 彭文河², 方支剑²
HU Chao¹, PENG Wenhe², FANG Zhijian²

(1. 华电湖北发电有限公司, 武汉 430063; 2. 中国地质大学(武汉) 自动化学院, 武汉 430074)
(1. Huadian Hubei Power Generation Company Limited, Wuhan 430063, China; 2. School of Automation, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China)

摘要: 电动汽车(EV)具有环保、可充放电等特点,在一定条件下可视为储能电池参与微网的电力运行,因此基于光储充一体化的EV充电站成为应对能源互联网的重要举措,但EV充电负荷具有很强的随机性,变化的EV负荷会改变一定时期内的负荷特性,给微网的稳定运行带来一定困难。为解决大量EV接入时可能出现的维数灾难、求解慢等问题,提出了一种分层的EV优化调度策略。首先,建立微网内部组成单元模型及约束条件;其次,建立EV的动态电价模型;然后,以微网运行成本、EV充放电收益和配网网损为优化对象,建立光储充电站EV优化调度策略及各层目标函数并采用自适应粒子群算法进行优化。仿真结果表明,EV的接入起到了“削峰填谷”的作用,极大减少了EV充电成本和微网优化成本并可以满足车主的出行需求。

关键词: 电动汽车;储能;微网;动态电价模型;光储充电站;优化调度;削峰填谷;能源互联网

中图分类号: TK 01⁺9: TM 72 **文献标志码:** A **文章编号:** 2097-0706(2023)09-0011-07

Abstract: Since electric vehicles are environmentally friendly and rechargeable, they can be taken as batteries under certain circumstances and participate in the operation of microgrids. As a result, PV-power storage integrated systems are important for the development of Energy Internet. But EV loads are highly volatile. The random EV loads with the attributes varying with time will impact the stable operation of microgrids. To address the dimension disaster and low effectiveness of the problem solving that accrues when large-scale EVs are connected to the power grid, a hierarchical optimization scheduling strategy is proposed. Based on the models for different units in the microgrid and different constraints, the dynamic electricity price model for EVs is established. To achieve the lowest operation cost of the microgrid, the highest profit from discharging and charging EVs and the minimal network loss, the optimization scheduling strategy for electric vehicles with PV-power storage charging stations is put forward, and the optimization objects on different layers are solved by adaptive particle swarm optimization. Finally, the simulation results show that the availability of electric vehicles contributes to peak load regulation, and the strategy can accommodate vehicle owners' needs while significantly lowering the operation cost of microgrid and charging cost of EVs.

Keywords: electric vehicle; energy storage; microgrid; dynamic electricity price model; PV-power storage charging station; optimize scheduling; peak load regulation; Energy Internet

0 引言

2020年,我国明确提出力争2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和的“双碳”目标,以可再生能源为主体的绿色、低碳、清洁能源体系建设成为我国乃至全世界的能源战略选择^[1-2]。近年来,我国

能源结构不断向清洁化、多元化转变^[3-4],其中最具代表性的风电与光伏装机容量不断增大。此外,电动汽车(Electric Vehicle, EV)因污染小、效率高等特点,成为近年来的研究热点^[5-7]。

EV充电具有很强的随机性,变化的EV负荷会改变配网的负荷特性,给配网稳定运行带来不利影响。因此,规划一体化光储充电站不仅可以就地消纳光伏资源,还能减少充电站对配电网造成的冲击,实现EV与可再生能源的衔接,也是建设能源互

基金项目: 中国华电集团科技项目(CHDKJ22-01-31)
Science and Technology Program of China Huadian Corporation (CHDKJ22-01-31)

联网战略的重要举措^[8]。但随着EV保有量的不断增加,由于用户需求和行为的不确定性,EV大规模充电可能会引起配网电能质量下降、峰谷差加剧等^[9-10]。为保证系统安全稳定运行,有必要研究光储充电站优化调度策略。

当前,大多数国家对EV的充电管理并未规划,仍然处于用电充电状态,随着EV数量的增多,将会对电网安全运行产生影响,因此,有学者开始研究EV与电网的交互问题。文献[11]建立了以低碳排放为目标的风电-EV调度模型,验证了风电与EV结合的有效性。文献[12]以火力发电运行成本和二氧化碳排放成本最优为目标建立优化调度模型,验证了该模型可有效促进风电并网。文献[13]利用车辆到电网(Vehicle to Grid, V2G)技术,控制EV与电网进行能量的互通互动。文献[14]通过V2G技术根据电网指令和EV自身储能需求进行充放电。综上所述,通过对EV进行充放电调度管理,可有效降低电网峰值期间的供电压力并为电网提供移动储能资源。

当前EV有序充放电调度主要采用集中控制的管理模式,文献[15-16]以微网综合运行成本、光伏利用率以及微网与主电网之间的功率波动为目标,进行充放电优化。文献[17]提出了一种基于充电紧迫性指标的EV充电协调调度方法,将负载需求从高峰时段转移到低谷时段。文献[18]以系统运行成本为目标,建立了考虑EV灵活性与风电消纳的区域电网多时间尺度调度方法。文献[19]针对大规模EV无序接入电网给电力系统带来的负荷压力问题,提出一种含不确定性电源的EV有序充放电控制策略。文献[20]建立了一个以EV充放电费用最小、EV接入所引起的电网损失最小以及对电压稳定性影响最小为优化目标的EV充放电调度数学模型。

以上文献大都采用集中控制的方式,将优化任务集中计算,模式比较简单,但在大量EV接入时,可能会出现“维数灾难”,响应速度难以满足实际需求。因此,本文以光储充电站作为研究背景,考虑实时电价,提出一种基于光储充电站的EV分层充放电优化策略。

1 微网内部组成单元模型

1.1 EV单体充放电模型

EV被用作储能元件参与微网系统的电力调度。EV到达充电站时,微网可在所需荷电状态(State of Charge, SOC)的约束下进行电力调度,包括EV用户所需的SOC值以及充电和放电时间限制。

图1描述了充电或放电过程中EV的SOC变化。图中: $S_{OC,min}$ 和 $S_{OC,max}$ 分别为EV参与电力调度时的最小和最大允许SOC限值; t_a 和 t_l 分别为EV到达和离开微网EV充电站的时间; $S_{OC,s}$ 为接入电力系统时的初始SOC值; $S_{OC,u}$ 为用户所需的SOC值; $A-B-C$ 为EV参与调度时SOC的最大边界值,表示EV到达充电站后立即充电,当SOC值达到 $S_{OC,max}$ 时,EV充电完成,剩余时间SOC保持不变; $D-E-F$ 为SOC的最小边界值,表示EV立即放电,当SOC值降至最小值时,放电无法继续;如果EV在充电站中停留很长一段时间,可以保持不充电状态,但当到达强制充电时间时,须对电池进行充电,充电模式为快充,以确保用户的出行需求, $E-F$ 为强制充电过程。

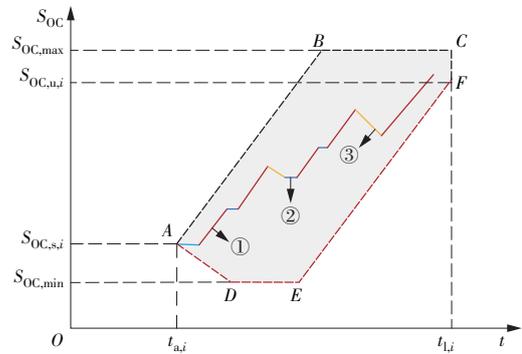


图1 单一EV充放电模型

Fig. 1 Charging/discharging model of a single EV

EV状态可以描述为

$$S_{OC,i}(t) = S_{OC,i}(t-1) + \Delta t \frac{(\eta_c P_{i,t}^c - P_{i,t}^d / \eta_d)}{E_r}, \quad (1)$$

式中: $P_{i,t}^c, P_{i,t}^d$ 分别为EV充电、放电功率; η_c, η_d 分别为EV充电、放电效率; E_r 为EV的额定存储容量。

EV参与电力调度的约束如下(EV不可同时充放电)

$$\begin{cases} S_{OC,min} \leq S_{OC,i}(t) \leq S_{OC,max} \\ t_{a,i} \leq t \leq t_{l,i} \\ S_{OC,i}(t) + P_{i,t}^c \eta_c (t_{l,i} - t) / E_r - S_{OC,u,i} \geq 0 \end{cases}, \quad (2)$$

式中: $S_{OC,min}, S_{OC,max}$ 分别为EV最小、最大荷电状态。

1.2 储能电池充放电模型

由于储能成本过高,为了提高其经济性,考虑分时电价的影响,在低电价时段买入电能,在平价或高价时段卖出电能,获取售电收益。

储能电池荷电状态为

$$\begin{cases} S_{OC}^B(t) = (1 - \delta) S_{OC}^B(t-1) - \frac{P^B(t) \Delta t \eta_c^B}{E_r \eta_d^B} & P^B(t) \geq 0 \\ S_{OC}^B(t) = (1 - \delta) S_{OC}^B(t-1) - \frac{P^B(t) \Delta t \eta_c^B}{E_r} & P^B(t) < 0 \end{cases}, \quad (3)$$

式中: $S_{oc}^B(t), S_{oc}^B(t-1)$ 分别为电池 t 时刻和 $t-1$ 时刻的荷电状态; $P^B(t)$ 为 t 时刻的充放电功率(大于0表示放电,小于0表示充电); E_r^B 为储能电池的额定容量; η_c^B, η_d^B 分别为充放电效率; δ 为自放电效率; Δt 为步长。

1.3 EV充放电动态电价模型

在配电网系统中,分时电价可以有效显示各时段负荷水平,但EV加入微网中后,微网负荷特性发生变化,电价水平与负荷水平不匹配,不能有效引导EV进行充放电;同时,采用分时电价会导致EV出现集群效应,出现新的负荷尖峰。因此,为了解EV是否有效消纳微网中的光伏出力,提出基于微网负荷、光伏出力与EV负荷相匹配的动态电价机制。

(1)EV放电激励调度价格动态更新策略。EV放电激励调度价格综合考虑微网运行特点,由微网根据削峰填谷需求和EV充电率进行更新,更新策略如下。

$$p_{di,t} = k_t^d p_{bd}, \quad (4)$$

式中: $p_{di,t}$ 为 t 时段微网的EV放电激励调度价格; p_{bd} 为EV基础放电激励调度价格,取0.35元/(kW·h); k_t^d 为EV放电激励调度价格调整系数,电网出现峰值需求时为正,否则为0。

$$\left\{ \begin{array}{l} k_t^d = r^d k_t^{dp} k_t^{ds} \\ k_t^{dp} = \begin{cases} 0 & P_t^{EV} + P_t^L < P_a \\ \exp\left(\frac{P_t^{EV} + P_t^L - P_a}{P_a}\right) & P_t^{EV} + P_t^L \geq P_a \end{cases} \\ k_t^{ds} = \begin{cases} k_t^{ds1} & 0 \leq \alpha_t^{ds} < \alpha_t^{ds1} \\ k_t^{ds2} & \alpha_t^{ds1} \leq \alpha_t^{ds} < \alpha_t^{ds2} \\ k_t^{ds3} & \alpha_t^{ds2} \leq \alpha_t^{ds} < 100\% \end{cases} \\ \eta_t = \frac{N_t}{N^s} \\ P_a = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (P_i^{EV} + P_i^L) \end{array} \right. \quad (5)$$

式中: r^d 为微网放电激励价格调节系数; k_t^{dp}, k_t^{ds} 分别为微网削峰系数和EV激励系数; P_a 为EV平均充电功率; η_t 为EV充电桩利用率,为充分激发EV的调度潜力,利用率较高时应给予更多的激励补贴,因此设定了3个折扣范围; $k_t^{ds1}, k_t^{ds2}, k_t^{ds3}$ 为不同区间的激励力度; $\alpha_t^{ds1}, \alpha_t^{ds2}$ 为利用率区间; N^s 为微网EV的充电桩数量,实际情况中往往是一桩一车; P_t^{EV} 为电动汽车充电站充电总功率; P_t^L 为微网负荷。

(2)EV充电价格的动态更新策略。EV充电服务费由微网制定和更新,根据微网运行状态、光伏输出功率和EV充电率进行动态调整。

$$p_t^s = k_t^c p_{bc}, \quad (6)$$

式中: p_t^s 为 t 时段微网的EV充电服务费; p_{bc} 为基本

充电服务费,取0.30元/(kW·h); k_t^c 为收费服务费调整系数。

$$\left\{ \begin{array}{l} k_t^c = r^c k_t^{cs} k_t^{cp} k_t^{pv} \\ k_{i,t}^{cs} = \begin{cases} k_t^{cs1} & 0 \leq \alpha_t^{cs} < \alpha_t^{cs1} \\ k_t^{cs2} & 0 \leq \alpha_t^{cs} < \alpha_t^{cs2} \\ k_t^{cs3} & 0 \leq \alpha_t^{cs} < 100\% \end{cases} \\ k_t^{cp} = \frac{P_t^{EV} + P_{l,t}^L}{P_{max}^L - P_{min}^L} \\ k_t^{pv} = \begin{cases} 1 & P_t^{PV} = 0 \text{ 或 } P_t^{PV} < P_t^{EV} \\ \exp\left(\frac{P_t^{EV}}{P_t^{PV}}\right) & P_t^{PV} \geq P_t^{EV} \end{cases} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: r^c 为微网的充电服务费调节系数; k_t^{cs} 为EV调节系数,为了降低EV用户的充电成本,利用率较高时应给予更多的折扣,设定了3个折扣范围; $k_t^{cs1}, k_t^{cs2}, k_t^{cs3}$ 分别为不同范围的折扣系数; α_t^{cs1} 和 α_t^{cs2} 为充电桩利用率范围; k_t^{cp} 为微网的填谷系数; P_{max}^L 和 P_{min}^L 分别为微网负荷的最大值和最小值; k_t^{pv} 为光伏与EV充电负荷的匹配系数; P_t^{PV} 为光伏功率。

(3)电价限制。

$$p_t^c = p_t^e + p_t^s, \quad (8)$$

$$p_t^d = p_t^e + p_{di,t}, \quad (9)$$

$$P_{min,t}^c \leq p_t^c \leq P_{max,t}^c, \quad (10)$$

$$P_{min,t}^d \leq p_t^d \leq P_{max,t}^d, \quad (11)$$

式中: p_t^e 为基础电价; $P_{max,t}^c$ 和 $P_{min,t}^c$ 分别为 t 时段微网的EV充电价格的上限和下限; $P_{max,t}^d$ 和 $P_{min,t}^d$ 分别为 t 时段微网的EV放电价格的上限和下限。

2 光储充电站优化架构与策略

2.1 光储充电站优化架构

光储充电站调度框架如图2所示,将系统分为3层调度系统,其中最底层为光储充电站,中间层为微网系统,最上层为配网系统。首先,光储充电站将EV的充放电需求上传给微网,微网以运行成本、EV调度成本最小以及联络线功率波动最小为目标,考虑电力供需平衡约束、联络线功率限制、EV和储能功率约束进行优化;然后,将优化后的联络线功率上传给配网系统,配网进行潮流计算并将潮流约束信息返回给微网,如果潮流越限,微网重新进行优化,直到优化结果满足所有层级的约束;最后,将EV充放电计划返回给光储充电站,实现EV的有序充放电控制。

2.2 底层EV调度模型

要对EV进行调度,必须综合考虑EV的SOC、停车时长、车主意愿以及调度结束时EV的荷电状态能否满足车主未来的出行需求。当车主拒绝调度时,EV充电功率不变,按照原计划进行充电;当车

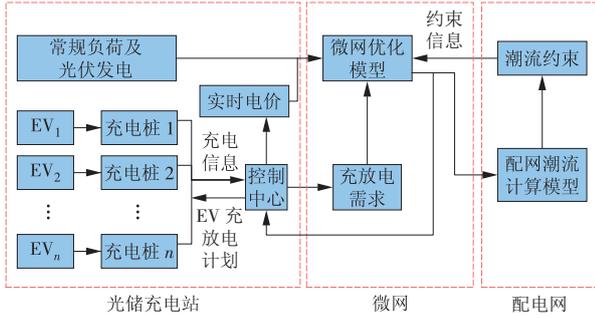


图2 光储充电站调度框架

Fig. 2 Structure of the PV-power storage charging station

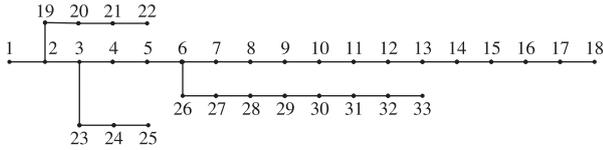


图3 IEEE 33节点系统

Fig. 3 IEEE 33 node system

主接受调度时,通过以下公式判断是否满足参与的调度条件。

$$S_{OC,i}^t < S_{OC,min}, \quad (12)$$

$$t_{slay,i}^t P_{max}^c \leq (S_{OC,ex,i} - S_{OC,i,t}) E_r, \quad (13)$$

式中: $t_{slay,i}^t$ 为 t 时段第 i 辆EV在充电站的停留时长; P_{max}^c 为EV最大充电功率; $S_{OC,ex,i}$ 为EV期望的出行荷电状态。

式(12)和式(13)分别为EV的电池约束和时间约束,若EV在有限的停留时间内持续充电未能达到预期的荷电状态,应立即为EV进行充电。

当满足EV调度约束时,计算EV的可调度能力,为防止电池过充, t 时段EV的可充电最大功率为

$$P_{i,t}^c = (S_{OC,max} - S_{OC,i,t}) E_r / \Delta t, \quad (14)$$

$$P_{i,t,max}^c = \begin{cases} P_{i,t}^c & P_{i,t}^c < P_{i,max}^c \\ P_{i,max}^c & P_{i,t}^c \geq P_{i,max}^c \end{cases} \quad (15)$$

评估EV的放电能力时,需保证EV出行时满足预期电量并防止EV过放, t 时段EV的可放电最大功率为

$$P_{i,t}^d = (S_{OC,i,t} - S_{OC,min}) E_r / \Delta t, \quad (16)$$

$$P_{i,t,max}^d = \begin{cases} P_{i,t}^d & P_{i,t}^d < P_{i,max}^d \\ P_{i,max}^d & P_{i,t}^d \geq P_{i,max}^d \end{cases} \quad (17)$$

2.3 微网目标函数与约束条件

2.3.1 系统运行成本

系统运行成本包括EV的调度成本和微网与配网的互动成本。

$$C = C_G + C_{EV}, \quad (18)$$

式中: C 为微电网运行成本; C_G 为微网与配网之间的交互成本; C_{EV} 为EV调度成本。

EV和配网之间的互动成本可以描述为

$$C_G = \sum_{i=1}^T |P^G(t)| p_i, \quad (19)$$

式中: P^G 为充电站与主电网之间的传输功率,正值表示配网向充电站传输电力,负值表示配网从充电站吸收电力; p_i 为 t 时段的电价,正值表示充电站在购买电力,负值表示充电站在出售电力。

EV的调度成本为

$$C_{EV} = P_{i,t}^c \sum_{i=1}^{N_i} P_{i,t}^c(t) - p_{i,t}^d \sum_{i=1}^{N_{EV}-N_i} P_{i,t}^d(t), \quad (20)$$

式中: N_i 为EV充电的数量。

2.3.2 微网优化调度目标

微网能量优化调度目标是使 t 时刻的联络线功率波动最小。

$$\Delta P = |P_G(t) - P_G(t-1)|. \quad (21)$$

综上所述,微网综合优化目标函数为

$$\min F = w_1 C + w_2 \Delta P, \quad (22)$$

式中: w_1, w_2 分别为 C 和 ΔP 的权重系数。

2.3.3 约束条件

本文主要考虑电力供需平衡约束、微网与主电网之间的线路传输能力约束和EV的充放电功率约束。

(1)电力供需平衡约束。

$$P^G + P^{PV} + P^B = P^L + \sum_{i=1}^{N_i} P_{i,t}^c(t) - \sum_{i=1}^{N_{EV}-N_i} P_{i,t}^d(t). \quad (23)$$

(2)传输功率的限制。微电网与主电网连接需要签署电力传输协议,微电网与主电网之间的传输功率不能超过限制。

$$P_{min}^G \leq P^G \leq P_{max}^G, \quad (24)$$

式中: P_{max}^G, P_{min}^G 分别为微电网与主电网之间传输功率的最大值和最小值。

(3)储能功率限制。

$$P_{d,max} \leq P_B \leq P_{c,max}, \quad (25)$$

式中: $P_{c,max}, P_{d,max}$ 分别为储能充电、放电最大功率。

3 算例仿真

3.1 算例参数

采用图3所示的IEEE 33节点系统,系统基准功率为 $10 \text{ MV} \cdot \text{A}$,基准电压为 12.66 kV ,总负荷为 $3.715 \text{ MW} + j2.30 \text{ MV} \cdot \text{A}$,总有功网损为 0.1998 MW 。将微网接入节点6。微网常规负荷、光伏出力以及分时电价如图4所示。

以自适应充电网络(Adaptive Charging Network, ACN)提供的充电站实际充电数据为基础,随机抽取其中一天的数据,以 5 min 为步长进行仿真,中间层采用自适应粒子群算法进行求解。

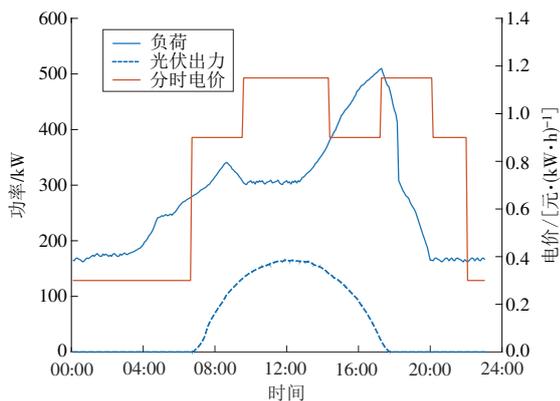


图 4 微网常规负荷、光伏出力及分时电价

Fig. 4 Microgrid loads, PV outputs and time-of-use tariff

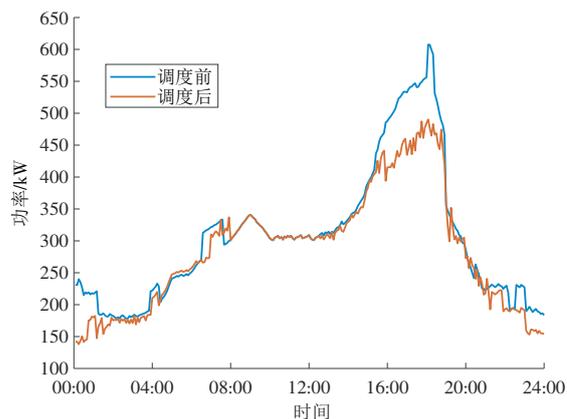


图 7 微网调度前后的负荷

Fig. 7 Microgrid loads before and after the schedule

3.2 仿真分析

为了直观地反映光储充电站EV 分层优化调度方案的控制效果,本文进行了基于分层的光储充电站EV 优化调度仿真及基于无序充电的光储充电站分层优化仿真。

(1)基于分层的光储充电站EV 优化调度仿真的EV 调度后的充放电负荷、储能充放电功率、微网调度前后的负荷曲线、配网节点电压电流和网损以及调度结束后EV 的SOC 如图5—11 所示。

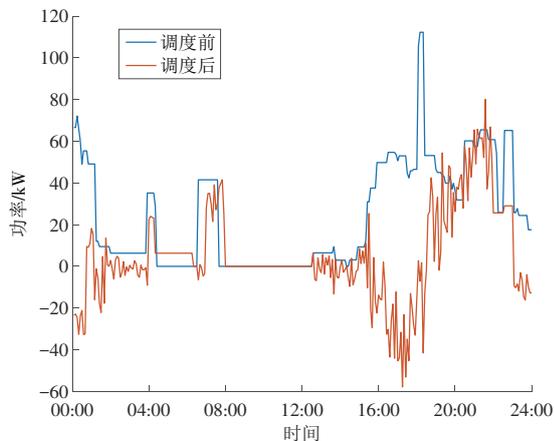


图 5 EV 调度前后的充电负荷

Fig. 5 EV charging loads before and after the schedule

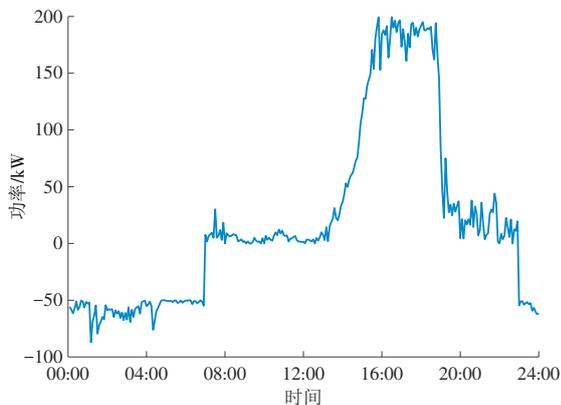


图 6 储能系统充放电功率

Fig. 6 Charging and discharging power of the energy storage system

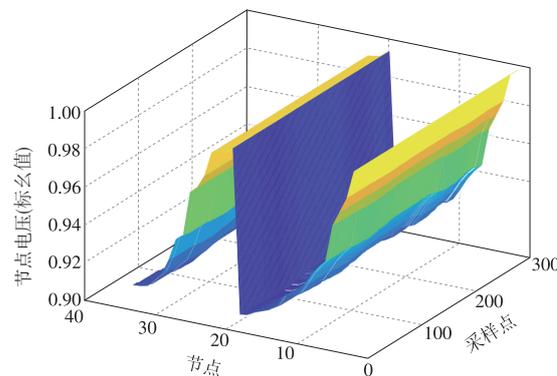


图 8 配网节点电压

Fig. 8 Distribution of network node voltage

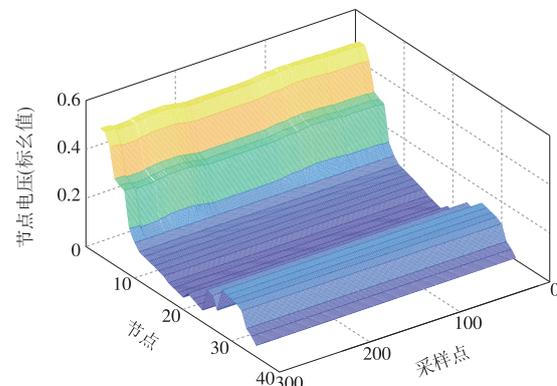


图 9 配网节点电流

Fig. 9 Distribution of network node current

从图 5 和图 7 可以看出,微网的负荷高峰主要集中在 15:00—19:00,通过控制 EV 在这个时段的放电,缓解了微网供电压力,实现了对微网负荷的削峰,微网负荷方差减少了 24.93%。从图 6 可以看出,储能系统在低电价时段进行充电,在电价平价和高价时段进行放电,主要集中在 15:00—19:00 进行放电,有效缓解了微网的供电压力,实现了负荷的“移峰”。由图 8—9 可以看出,优化后的配电网节点电压和电流均没有越限。由图 10 可以看出,通过对光储充电站和配网的协同优化,配网网损没有出现急剧变化。从图 11 可以看出,调度后的 EV 可以

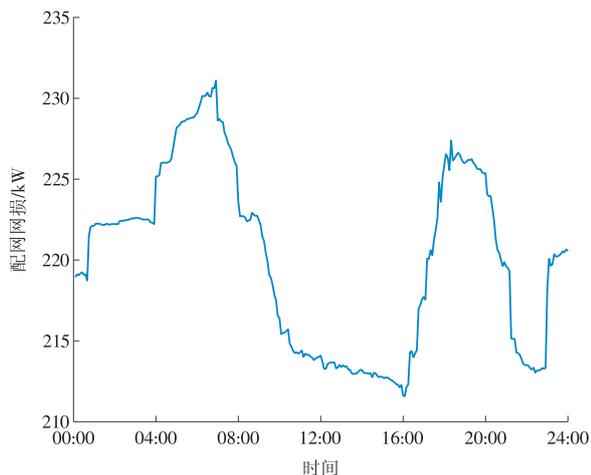


图 10 配电网网损

Fig. 10 Network loss

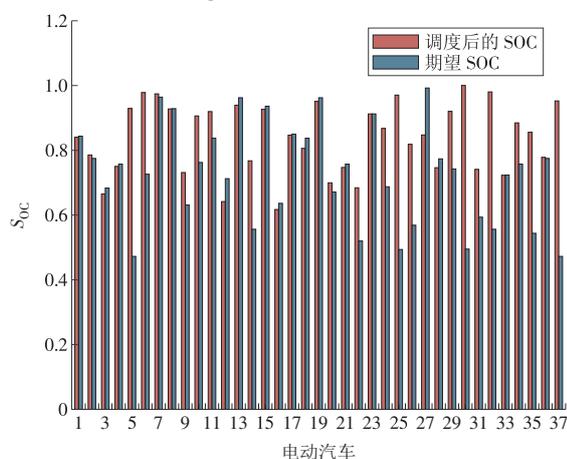


图 11 调度结束后 EV 的 SOC

Fig. 11 SOC of the EV after the schedule

满足车主的出行需求,没有出现失配情况。

(2)EV 采用无序充电模式, EV 充放电成本及微网优化成本见表 1。通过表 1 可以看出,对 EV 进行有序充放电,可以极大地优化配电网网损,降低 EV 充电成本及微网优化成本。

表 1 EV 充放电成本及微网优化成本

Table 1 Charging cost of EVs and optimization cost of the

microgrid 元

成本	EV 有序充放电	EV 无序充电
EV 充放电成本	55.884 2	724.650 3
微网优化成本	2 982.7	4 404.5

4 结束语

本文以光储充电站为研究背景,考虑实时电价,提出一种基于光储充电站的 EV 分层充放电优化策略。从仿真结果可以看出, EV 的接入起到了“削峰填谷”的作用,极大减少了 EV 充电成本和微网优化成本并可以满足车主的出行需求,验证了本文提出的优化调度策略的可行性和有效性。

参考文献:

[1]沈占胜. “双碳”计划的价值导向与实施路径研究——以习近平新时代绿色发展理念为指导[J]. 上海节能, 2022, 407(11): 1375-1379.
SHEN Zhansheng. Research on the value orientation and implementation path of "double carbon" plan—Guided by concept of XI Jinping's green development in new era [J]. Shanghai Energy Saving, 2022, 407(11): 1375-1379.

[2]周枕戈, 庄贵阳. 碳达峰与碳中和行动的经济激励与策略选择[J]. 企业经济, 2023(5): 62-70.
ZHOU Zhenge, ZHUANG Guiyang. Economic incentives and strategic choices for action of carbon peaking and carbon neutrality [J]. Enterprise Economy, 2023(5): 62-70.

[3]喻小宝, 郑丹丹, 杨康, 等. “双碳”目标下能源电力行业的机遇与挑战[J]. 华电技术, 2021, 43(6): 21-32.
YU Xiaobao, ZHENG Dandan, YANG Kang, et al. Opportunities and challenges faced by energy and power industry with the goal of carbon neutrality and carbon peak [J]. Huadian Technology, 2021, 43(6): 21-32.

[4]中国电力企业联合会. 中电联发布《中国电力工业现状与展望(2019)》[J]. 中国电力企业管理, 2019(4): 1.

[5]WOONGSUP L, LIN X, ROBERT S. Electric vehicle charging stations with renewable power generators: A game theoretical analysis [C]//Power & Energy Society General Meeting, 2015.

[6]侯鲁洋, 葛磊蛟, 王彪, 等. 面向新型产消者的综合能源系统和电力市场研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(12): 40-48.
HOU Luyang, GE Leijiao, WANG Biao, et al. Research on the integrated energy system and the electricity market towards new prosumers [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(12): 40-48.

[7]李昊, 季振亚, 刘晓峰, 等. 基于综合可调度潜力评估的电动汽车优先调度策略[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(11): 1-11.
LI Hao, JI Zhenya, LIU Xiaofeng, et al. Electric vehicle priority dispatch policy based on comprehensive dispatchable potential assessment model [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(11): 1-11.

[8]江晓蓓. “光储充”一体化微电网将迎来大发展[J]. 新能源科技, 2021(2): 33-34, 36.
JIANG Xiaobei. "Optical storage and charging" integrated microgrid will usher in great development [J]. New Energy Technology, 2021(2): 33-34, 36.

[9]ARAVINTHAN V, JEWELL W. Controlled electric vehicle charging for mitigating impacts on distribution assets [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 999-1009.

[10]ZHANG H, YAN Z, XIE S, et al. Dynamic demand balance

- in vehicle-to-grid mobile energy networks [C]//IEEE International Conference on Communications, 2015.
- [11]于大洋,黄海丽,雷鸣,等.电动汽车充电与风电协同调度的碳减排效益分析[J].电力系统自动化,2012,36(10):14-18.
- YU Dayang, HUANG Haili, LEI Ming, et al. CO₂ reduction benefit by coordinated dispatch of electric vehicle charging and wind power[J].Automation of Electric Power Systems, 2012, 36 (10): 14-18.
- [12]刘晓,艾欣,彭谦.计及需求响应的含风电场电力系统发电与碳排放权联合优化调度[J].电网技术,2012,36(1):213-218.
- LIU Xiao, AI Xin, PENG Qian. Optimal dispatch coordinating power generation with carbon emission permit for wind farms integrated power grid considering demand response [J]. Power System Technology, 2012, 36 (10) : 14-18.
- [13]YILMAZ M, KREIN P T. Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(12):5673-5689.
- [14]LI S, GU C, ZENG X, et al. Vehicle-to-grid management for multi-time scale grid power balancing [J]. Energy, 2021,234:121201.
- [15]HUI H A, MX A, YAN X B, et al. Multi-objective economic dispatch of a microgrid considering electric vehicle and transferable load [J]. Applied Energy, 2020, 262:114489.
- [16]LU X, ZHOU K, YANG S. Multi-objective optimal dispatch of microgrid containing electric vehicles [J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 165(1): 1572-1581.
- [17]KZABC D, LCA B, LWA B, et al. A coordinated charging scheduling method for electric vehicles considering different charging demands [J]. Energy, 2020, 213: 118882.
- [18]胡俊杰,赖信辉,郭伟,等.考虑电动汽车灵活性与风电消纳的区域电网多时间尺度调度[J].电力系统自动化,2022,46(16):52-60.
- HU Junjie, LAI Xinhui, GUO Wei, et al. Multi-time-scale scheduling for regional power grid considering flexibility of electric vehicle and wind power accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46 (16) : 52-60.
- [19]杨秀茹,郭兴众,王昊.风光发电与电动汽车充放电协同优化调度[J].四川轻化工大学学报(自然科学版),2021,34(5):55-61.
- YANG Xiuru, GUO Xingzhong, WANG Hao. Collaborative optimization scheduling of wind and photovoltaic generation and electric vehicle charge and discharge [J]. Journal of Sichuan University of Science & Engineering (Natural Science Edition), 2021, 34(5): 55-61.
- [20]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.

(本文责编:刘芳)

收稿日期:2023-06-05;修回日期:2023-07-20
上网日期:2023-08-17;附录网址:www.ienergy.cn

作者简介:

胡超(1980),男,工程师,硕士,从事新能源集控及远程诊断管理、信息化运维管理工作, hu.c@chd.com.cn;

彭文河(1998),男,在读硕士研究生,从事能量优化调度研究, wenhepeng@cug.edu.cn;

方支剑(1988),男,教授,博士生导师,IEEE会员,博士,从事电力电子与能量变换、储能与电动汽车能量变换等方面的研究, fzjwhu@foxmail.com。