

基于调度容量影响的并网光伏与 V2G 运行多目标优化

胡厚鹏¹, 刘伟¹, 肖艳红¹, 杨尚¹, 蔡曜泽², 廖强强²

(1. 贵州电网有限责任公司, 贵州 贵阳 550002; 2. 上海电力大学环境与化学工程学院, 上海 200090)

摘要: 大规模电动汽车(electric vehicle, EV)的无序充电行为将导致配电网系统负荷方差过大。对 EV 源荷两重特性的充分利用可以降低电网的负荷方差, 实现绿电的高效利用, 而调度容量是影响车网互动(vehicle to grid, V2G)应用的重要因素。文中采用蒙特卡洛法和小生境技术改进的多目标粒子群优化(niche-multi-objective particle swarm optimization, niche-MOPSO)算法研究基于调度容量影响的并网光伏和 V2G 运行多目标优化策略。结果表明, 随着 EV 充电参与度增大, 无序的 EV 充电负荷会导致电网侧负荷方差增大, 而对用户充电成本影响较小。随着工作区 EV 调度容量增加, 工作区 EV 光伏消纳率逐渐减小, 负荷方差呈现先减小后增大的趋势, 在调度容量为 30% 时负荷方差达到最小, 说明合理的 V2G 调用有利于电网运行的稳定性。在相同调度容量的情况下, 小生境技术优化后的负荷方差、负荷峰值均减小, 用户充电成本减小或收益增大, 且 V2G 价格激励机制下的收益远大于分时电价机制的收益, 说明 niche-MOPSO 算法能够更优地得到负荷方差以及用户充电成本。

关键词: 电动汽车(EV); 车网互动(V2G); 光伏发电; 负荷方差; 价格激励; 多目标优化

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)06-0123-11

0 引言

截至 2023 年 12 月底, 我国分布式光伏装机容量超过 250 GW。将分布式光伏能源引入到配电系统, 不仅有助于减轻配电系统对主网的供电需求, 也有助于优化配电系统的电力负荷特征^[1-5]。但光伏发电对天气依赖性较大, 输出功率具有波动性、随机性和不稳定性的特点^[6-7], 大规模分布式光伏接入电网容易对主网造成冲击。因此, 光伏发电通常需要配置一定的储能装置以改善其功率特性^[8-14]。我国电动汽车(electric vehicle, EV)保有量已超 2 000 万辆^[15-16], 而 EV 的充电行为具有时空随机性, 这导致大规模 EV 接入电网时, 可能引发电网网络损耗增加^[17]、电能可靠性降低等问题^[18]。但是, 通过车网互动(vehicle to grid, V2G)技术利用 EV 的源荷两重特性, 将 EV 视为一种分布式储能系统, 用以消纳光伏和馈电给电网^[19-20]。一方面可以减轻分布式光伏对配电网的冲击, 另一方面 EV 可以充分消耗或存储绿电^[21-24], 从而减轻分布式发电对储能设施建设的需求、提升 EV 的绿色属性^[25], 进一步提高分布式光伏在配电网中的渗透率。在电网用电负荷高峰时段, 通过 V2G 技术, EV 能够向电网反馈绿电, 实现电网调峰和碳减排的目的^[26-28]。

收稿日期: 2025-05-11; 修回日期: 2025-07-28

基金项目: 贵州省科技支撑计划资助项目(黔科合支撑[2022]一般 015); 南方电网创新项目(GZKJXM20220036)

近年来, 国内外关于 V2G 的研究取得了显著进展。文献[29]设计一个以泊松分布为基础的 EV 充放电需求函数, 以获得最佳经济效益。文献[30]使用优化的粒子群算法建立 EV 参与电网削峰填谷的数学模型, 以减少电网负荷方差。此外, 文献[31]采用基本遗传算法和非线性规划遗传算法研究 EV 电池剩余容量和充放电功率等因素对负荷峰谷差及用户收益的影响。文献[32]引入 EV 的分层调度思想, 建立基于分层优化策略的 EV 充电模型以减轻 EV 充电对电网负荷的影响。文献[33]梳理了影响 EV 充电负荷的关键因素, 包括车辆性能、充电设施和用户行为习惯等。

现有研究大多聚焦于 EV 用户基于分时电价参与辅助服务市场的经济调度, 通常假设充电和放电的电价一致, 用户利用电价的峰谷差获得收益。然而, 这些研究并未明确定义 EV 参与削峰辅助服务的放电电价, 同时, 部分研究也忽视了 EV 用户的出行需求对 EV 参与调度决策的影响。基于上述分析, 随着 V2G 技术日臻成熟, EV 行驶行为及用户放电意愿将影响 V2G 技术的大规模推广。EV 行驶行为及用户放电意愿影响的配电网光伏与 V2G 协同优化调度研究既符合科技以人为本的理念和节能减排政策要求, 也有助于实现环境友好型新型电力系统。

文中旨在探讨考虑 EV 行驶行为和用户放电容量影响的 V2G 技术, 在含光伏发电的配电网中的协同发电优化策略和经济性需求响应。首先, 在含光

伏发电的配电网系统中建立基于用户行驶行为的EV无序充电模型，并提出动态的削峰补偿价格激励机制。然后，以区域配电网负荷方差和用户充电费用最小化为目标，提出EV有序充放电的优化策略，并利用小生境技术改进的多目标粒子群优化(mult-objective particle swarm optimization, MOPSO)算法求解。最后，通过含有光伏的配电网区域负荷算例开展光伏与EV协同发电的仿真验证。

1 EV 无序负荷建模

采用美国交通统计调查数据对EV的出行规律进行分析。EV的充电开始时刻 t 满足正态分布，其概率密度函数 $f(t)$ 为式(1)。

$$f(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(t-\mu_t)^2}{2\sigma_t^2}\right) & \mu_t - 12 < t \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(t+24-\mu_t)^2}{2\sigma_t^2}\right) & 0 < t \leq \mu_t - 12 \end{cases} \quad (1)$$

式中： σ_t 、 μ_t 分别为 t 的方差和均值。

为了使 $f(t)$ 更符合我国私家车辆出行行为，对式(1)中的参数进行修正，修正后 $\sigma_t=3.5$ ， $\mu_t=18.8$ 。模拟EV无序充电时，一般认为充电开始时刻是行程结束时刻，而充电时长主要与EV行驶里程相关，为计算方便，文中作出如下假设：

(1) 所有EV均采用常规充电方式，每次充电进行至电池荷电状态(state of charge, SOC)最大容量的90%。

(2) EV到达居民区的开始充电时刻服从式(1)的正态分布。

(3) 所计算的车辆充电负荷为每一辆EV充电负荷值的叠加。

(4) 忽略其他随机因素对充电过程时间的影响。

中国和美国EV充电开始时刻的概率密度分布如图1所示。可以看出，中国和美国私家用户无序充电开始时刻较大概率出现在16:00—20:00，这也对应着电网用电负荷高峰时段；而在晚上的电网用电负荷低谷时段，私家用户充电的概率较小。中国用户出现大概率充电的时刻比美国滞后约2 h。无序充电将导致电网负荷峰谷差进一步增大。

EV的日行驶里程 S 近似满足对数正态分布， S 的概率密度函数 $f(S)$ 计算见式(2)。

$$f(S) = \frac{1}{S \sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln S - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right) \quad (2)$$

式中： σ_s 、 μ_s 分别为 S 的方差和均值。

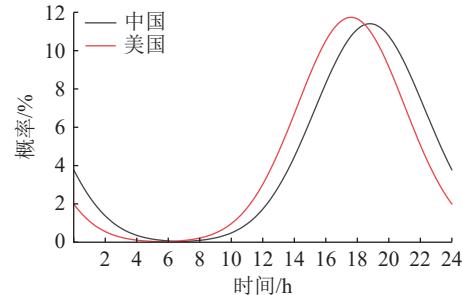


图1 中国和美国私家车无序充电开始时刻的概率密度分布

Fig.1 Probability density distribution of the start time of unregulated charging for private vehicles in China and the United States

为了使 $f(S)$ 更符合我国私家车辆出行行为，设定 $\sigma_s=0.88$ ， $\mu_s=3.2$ 。 S 的概率分布如图2所示。可以看出， S 较大概率出现在40~60 km；60 km后 S 出现的概率随着 S 数值的增加而大幅下降。

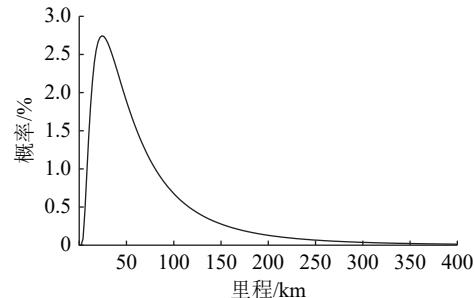


图2 EV 日行驶里程概率密度分布
Fig.2 Probability density distribution of daily driving mileage of EV

假定所有EV的充放电功率恒定为 P ，则行驶里程为 S 的EV需要的充电时长 T_c 为：

$$T_c = \frac{SE}{P\eta} \quad (3)$$

式中： η 为充放电效率； E 为每公里耗电量。

将一天分为24个时间段，根据式(4)对 M 辆EV在第 i 时段充电的充电功率进行叠加，得到第 i 时段EV集群的充电功率 $P_{\text{sum},i}$ 。

$$P_{\text{sum},i} = \sum_{m=1}^M P \quad (4)$$

为便于文中讨论，将工作区EV集群的充电功率定义为 $P_{\text{ch}}^{\text{work}}$ ，居民区EV集群的充电功率定义为 $P_{\text{ch}}^{\text{home}}$ 。

2 面向削峰的价格激励设计

在制定EV参与削峰辅助服务的放电价格时，应充分考虑电网负荷状况及电价波动。如果EV用户在电网负荷波动较大的时段参与削峰，其收益将相应增加。将一天划分为24个时段，若 t 时刻的电网负荷 $P_t(t)$ 超过控制目标，即大于电网日均负荷

P_{avg} , 则该时段为削峰时段。为体现 EV 用户在不同时段参与服务的差异性, 设置 V2G 服务的补偿价格, 引入补偿系数 C_p , 制定相应的补偿系数规则。 C_p 由削峰量和 EV 用户参与度系数决定, 具体如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_p = C_q C_j \\ C_q = \frac{P_n(t)}{P_{\text{avg}}} \xi \\ C_j = c_j c_{jb} \end{array} \right. \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_n(t) = P_l(t) - P_{\text{avg}} \\ c_{jb} = \frac{N'_j}{N} \times 100\% \end{array} \right. \quad (6)$$

式中: C_q 为削峰填谷需求量系数, 其大小由系统需要削减的负荷量 P_n 确定; C_j 为 EV 用户参与度的补偿系数; ξ 为削峰需求量价格补偿系数, 文中取值为 1.1^[34]; c_j 为 EV 用户参与度的补偿系数; c_{jb} 为 EV 用户的实际参与度; N'_j 为时段 t 内参与 V2G 的 EV 用户数量; N 为 EV 总数量。

结合某地区的分时电价 $R(t)$, 通过式(7)计算 EV 参与削峰填谷辅助服务的充放电服务价格 $R_p(t)$ 。

$$R_p(t) = R(t)C_p \quad (7)$$

3 光伏与 EV 协同发电优化调度模型

3.1 工作区及居民区用电特征建模

都市居民在生产生活、娱乐等活动中, 往往呈现出地域和时间上的集中性, 因此形成了不同类型的区域, 如居民区、工作区等。值得注意的是, 居民区与工作区的用电负荷高峰和低谷时段与 EV 的停驶时段具有一定的重叠性, 这种重叠特性为制定消纳光伏和低谷电力的 V2G 优化调度策略提供了可能。

设定 $P_{\text{con}}^{\text{work}}$ 为工作区的用电功率, $P_{\text{base}}^{\text{work}}$ 为工作区的基础负荷用电功率, 则 $P_{\text{con}}^{\text{work}}$ 为 $P_{\text{base}}^{\text{work}}$ 与 $P_{\text{ch}}^{\text{work}}$ 之和:

$$P_{\text{con}}^{\text{work}} = P_{\text{base}}^{\text{work}} + P_{\text{ch}}^{\text{work}} \quad (8)$$

给工作区供电的电源有市电、光伏发电和 V2G 喂电。假定工作区市电供电功率为 $P_{\text{Grid},1}$, 光伏发电功率为 P_{pv} , EV 喂电功率为 $P_{\text{dis}}^{\text{work}}$, 则工作区的供电功率 $P_{\text{sup}}^{\text{work}}$ 为 3 种电源供电功率之和:

$$P_{\text{sup}}^{\text{work}} = P_{\text{pv}} + P_{\text{dis}}^{\text{work}} + P_{\text{Grid},1} \quad (9)$$

为充分消纳光伏, 达到节能减排效果, 假定白天在工作区只利用光伏给 EV 充电, 工作区的 $P_{\text{base}}^{\text{work}}$ 只由 $P_{\text{Grid},1}$ 及 $P_{\text{dis}}^{\text{work}}$ 提供:

$$P_{\text{base}}^{\text{work}} = P_{\text{dis}}^{\text{work}} + P_{\text{Grid},1} \quad (10)$$

工作区 EV 的充电功率不大于光伏发电功率, 即有:

$$P_{\text{ch}}^{\text{work}} \leq P_{\text{pv}} \quad (11)$$

综合式(8)—式(11), 可得:

$$P_{\text{base}}^{\text{work}} + P_{\text{ch}}^{\text{work}} \leq P_{\text{pv}} + P_{\text{dis}}^{\text{work}} + P_{\text{Grid},1} \quad (12)$$

类似地, 设定 $P_{\text{con}}^{\text{home}}$ 为居民区用电功率, $P_{\text{base}}^{\text{home}}$ 为居民区的基础负荷用电功率, 则 $P_{\text{con}}^{\text{home}}$ 为 $P_{\text{base}}^{\text{home}}$ 与 $P_{\text{ch}}^{\text{home}}$ 之和:

$$P_{\text{con}}^{\text{home}} = P_{\text{base}}^{\text{home}} + P_{\text{ch}}^{\text{home}} \quad (13)$$

假定居民区无光伏, 则给居民区供电的电源有市电和 V2G 喂电。设定 $P_{\text{Grid},2}$ 为居民区市电供电功率, $P_{\text{dis}}^{\text{home}}$ 为居民区 EV 喂电功率, 则居民区的供电功率 $P_{\text{sup}}^{\text{home}}$ 为 $P_{\text{Grid},2}$ 与 $P_{\text{dis}}^{\text{home}}$ 之和:

$$P_{\text{sup}}^{\text{home}} = P_{\text{dis}}^{\text{home}} + P_{\text{Grid},2} \quad (14)$$

3.2 EV 有序充放电模型

为能够定量计算 EV 充放电的电量, 只考虑 EV 通勤过程以及 V2G 过程的 SOC 变化。为满足 EV 日出行需求, 定义 EV 到达工作区后, 只有 EV 的 SOC 值大于 0.5 时, 才可以放电; 若 SOC 值不大于 0.5, 则必须利用光伏给 EV 充电, 使 EV 充电至 SOC 值为 0.9。为尽量减少 V2G 应用对 EV 电池寿命的影响, 设置 EV 到达居民区后, 只有 SOC 值大于 0.3 时, 才能放电; 当 SOC 值不大于 0.3 时, 须等到用电低谷时段利用低谷电力充电, 直至 SOC 值为 0.9。EV 行驶最大距离 S_{max} 由式(15)计算, 到达工作区时的 SOC 值由式(16)计算。

$$S_{\text{max}} = Q_{\text{ev}}/E \quad (15)$$

$$S_{\text{OC, start1}} = 0.9 - S/S_{\text{max}} \quad (16)$$

式中: Q_{ev} 为 EV 电池额定容量; $S_{\text{OC, start1}}$ 为到达工作区时 EV 的 SOC 值。EV 到达工作区的时刻 t_{start} 须满足式(1), 但式中修正后的 $\sigma_i=0.66$, $\mu_i=7.97$ 。同时, 可以认为工作区结束调度时刻 t_{end} 满足式(1), 那么工作区的可调度时段即为 $[t_{\text{start}}, t_{\text{end}}]$ 。当 $S_{\text{OC, start1}} \leq 0.5$ 时, EV 在工作区的充电时长 T_{ch1} 满足式(17)。当 $S_{\text{OC, start1}} > 0.5$ 时, EV 在工作区的放电时长 T_{dis1} 满足式(18)。

$$T_{\text{ch1}} = (0.9 - S_{\text{OC, start1}})Q_{\text{ev}}/(P\eta) \quad (17)$$

$$T_{\text{dis1}} = (S_{\text{OC, start1}} - 0.5)Q_{\text{ev}}/(P\eta) \quad (18)$$

EV 从工作区到居民区, 与从居民区到工作区是一个相似的过程。由于工作区存在两类 EV, 第一种是 $S_{\text{OC, start1}} \leq 0.5$, EV 不参与放电, 只采用光伏充电; 第二种是 $S_{\text{OC, start1}} > 0.5$, EV 只参与放电, 不用光伏充电。因此到达居民区时的 SOC 值 $S_{\text{OC, start2}}$ 需要根据式(19)计算。

$$S_{OC,start2} = \begin{cases} 0.9 - S/S_{max} & S_{OC,start1} \leq 0.5 \\ 0.5 - S/S_{max} & S_{OC,start1} > 0.5 \end{cases} \quad (19)$$

当 $S_{OC,start2} \leq 0.3$ 时, EV 在居民区的充电时长 T_{ch2} 满足式(20); 当 $S_{OC,start2} > 0.3$ 时, EV 在居民区的放电时长 T_{dis2} 满足式(21)。

$$T_{ch2} = (0.9 - S_{OC,start2})Q_{ev}/(P\eta) \quad (20)$$

$$T_{dis2} = (S_{OC,start2} - 0.3)Q_{ev}/(P\eta) \quad (21)$$

3.3 目标函数

在发电侧, 以配电网的日负荷方差最小为目标, 而在用户侧, 以用户的充电费用最少为目标, 建立 EV 有序充放电优化模型。

(1) 发电侧。为减小大规模 EV 接入电网造成的负荷波动, 减小电网的日负荷方差, 对 EV 充放电负荷进行优化, 以电网日负荷方差 F_1 最小为目标函数, 如式(22)所示。

$$\begin{cases} \min F_1 = \min \sum_{t=1}^{24} (P_1(t) - P_{pv}(t) + P_{ev}(t) - P_{avg})^2 \\ P_{avg} = \sum_{t=1}^{24} (P_1(t) - P_{pv}(t) + P_{ev}(t))/24 \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{pv}(t)$ 为 t 时刻光伏发电功率; $P_{ev}(t)$ 为 t 时刻 EV 充放电功率。

(2) 用户侧。以用户侧充电费用 F_2 最少为目标函数, 如式(23)与式(24)所示。

$$\min F_2 = \sum_{t=1}^{24} P_{ev}(t)R(t)\Delta t \quad (23)$$

$$R(t) = \begin{cases} R_c(t) & P_{ev}(t) > 0 \\ R_d(t) & P_{ev}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $R_c(t)$ 、 $R_d(t)$ 分别为 EV 在 t 时刻的充、放电价; Δt 为充放电时间。

3.4 EV 充放电约束

(1) 电池容量约束。EV 充电电量不能超过电池最大容量的 90%, 因此单台 EV 要满足:

$$P\eta T_c = (0.9 - S_{OC})Q_{ev} \quad (25)$$

式中: S_{OC} 为 EV 的 SOC 值。

(2) 充放电时间约束。EV 只能在停驶时才有可能充电或放电, 且充电与放电不能同时进行。工作区和居民区内起始放电时刻和起始充电时刻应在相应的调度时间段内, 对应充放电时间约束为:

$$\begin{cases} t_{end} \geq t_{start} + T_{ch1} \\ t_{end} \geq t_{start} + T_{dis1} \\ t_{end} + T_{ch2} \leq t_{start} + 24 \\ t_{end} + T_{dis2} \leq t_{start} + 24 \end{cases} \quad (26)$$

(3) EV 电池 SOC 约束。EV 电池在工作区与

居民区的充放电 SOC 约束为:

$$\begin{cases} \text{光伏充电} & 0 \leq S_{OC,start1} \leq 0.5 \\ \text{EV 不参与放电} & 0 \leq S_{OC,start2} \leq 0.3 \\ \text{EV 对外放电} & 0.5 < S_{OC,start1} \leq 0.9 \\ \text{EV 参与放电} & 0.3 < S_{OC,start2} \leq 0.9 \end{cases} \quad (27)$$

(4) 光伏充电约束。考虑光伏最大化消纳, 只利用光伏作为 EV 在工作区充电的电源, 因此 EV 充电功率须满足式(11)。

4 改进 MOPSO 算法

图 3 为基于非支配排序遗传算法 (non-dominated sorting genetic algorithm II, NSGA-II) 的拥挤度距离计算和小生境技术的拥挤度距离计算示意。其中, 红色箭头的方向表示支配关系, 箭头起点的解支配箭头终点的解。在图 3(a)中, 拥挤度距离通过式(28)计算, 虚线框表示粒子 n 的影响范围。在图 3(b)中, 虚线圆圈表示粒子 n 影响范围的大小, r 为粒子 n 的小生境半径值。

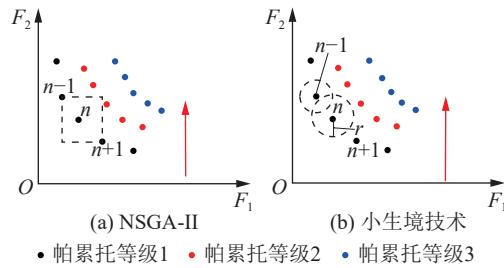


图 3 NSGA-II 和小生境技术的拥挤度距离计算

Fig.3 Crowding distance calculation for NSGA-II and niche technology

$$D_n = \frac{F_z(n+1) - F_z(n-1)}{F_z^{\max} - F_z^{\min}} \quad (28)$$

式中: D_n 为粒子 n 拥挤度距离; $F_z(n+1)$ 、 $F_z(n-1)$ 分别为粒子 $n+1$ 和 $n-1$ 在第 z 个目标的函数值; F_z^{\max} 、 F_z^{\min} 分别为所有个体在第 z 个目标函数下的最大与最小函数值。

在排序过程中, 只需要关注非支配集合中产生的个体数量, 一旦这些数量足以填充下一代种群, 即可停止排序。

小生境技术可以维持群体的多样性^[24], 并造就小生境的进化环境。文中在小生境技术中引入曼哈顿距离计算个体之间的距离, 与欧式距离相比, 曼哈顿距离只需要做加减法, 显著降低了计算机进行大规模计算的成本^[34], 而且会消除在开平方过程中取近似值而带来的误差。在图 3(b)所示的小生境技术中, 每个以目标函数支配解为中心的小生境范围内, 保存了当前所发现的所有非支配解。 r 能够动态更新, 随着粒子的当量距离的变化而变化。

假设当前支配解 k 的集合有 p 个非支配解, 表示为 $x = (x_1, x_2, \dots, x_p)$, 通过式(29)–(31)计算每个解到其他解的曼哈顿距离。

$$M_{ij} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k u_k |F_z(x_i) - F_z(x_j)| \quad (29)$$

$$u_j = u_i \frac{\max F_z(x_i)}{\max F_z(x_j)} \quad (30)$$

$$D(k) = \sum_{j=1}^p M_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, p; i \neq j \quad (31)$$

式中: M_{ij} 为解 x_i 和解 x_j 之间的曼哈顿距离; u_k 为第 k 个目标函数的权重系数; $F_z(x_i)$ 、 $F_z(x_j)$ 分别为第 i 和第 j 个解在第 z 个目标的函数值; u_i 、 u_j 分别为第 i 和第 j 个解的权重, 用于调整每个目标之间的权重, 以便在计算式(31)中的曼哈顿距离时能够准确反映每个目标的重要性; $D(k)$ 为小生境内所有非支配解 k 之间的曼哈顿距离, 反映小生境内解的聚合程度。在 MOPSO 的优化过程中, 可以通过曼哈顿距离度量解的多样性和分布。基于小生境技术改进的 MOPSO 算法流程如图 4 所示。其中 J 为当前迭代次数, J_{\max} 为最大迭代次数。

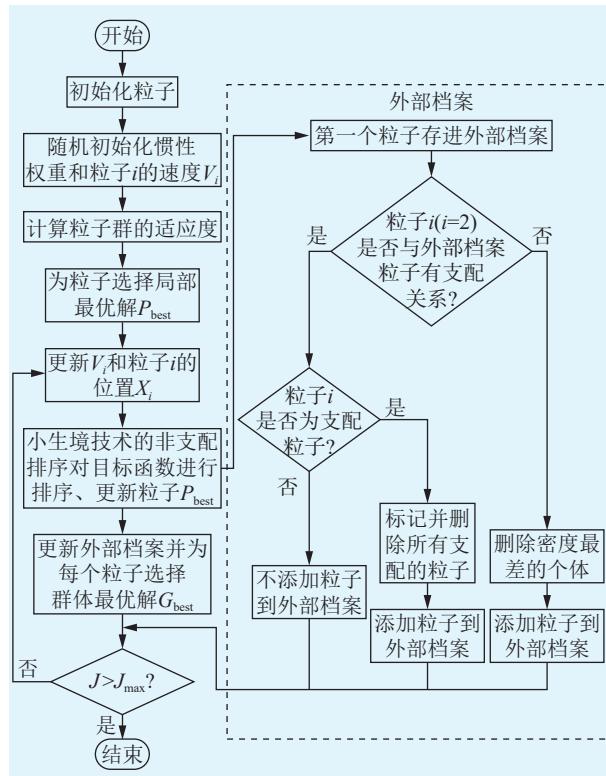


图 4 基于小生境技术改进的 MOPSO 算法流程
Fig.4 MOPSO algorithm processes improved by niche technology

5 仿真案例

为验证文中所提理论模型的正确性, 以上海市

夏季某地区的用电负荷为基础数据, 采用一天的用电负荷以及光伏发电负荷数据进行仿真验证, 图 5 为该区域典型日的基础用电负荷及光伏出力。

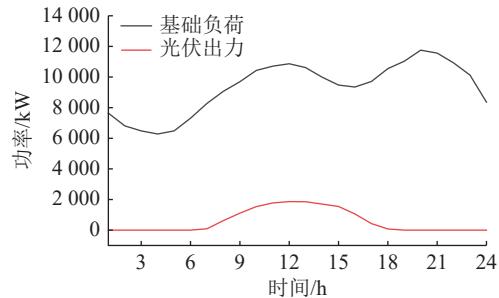


图 5 某区域典型日的基础用电负荷及光伏出力

Fig.5 Basic electricity load and photovoltaic output power for a typical day in a certain region

5.1 价格激励机制

假设该区域内有 1 000 辆相同的 EV, EV 充放电参数见表 1。设定 MOPSO 种群规模为 100, 迭代次数为 200, 初始学习因子 c_1 、 c_2 分别为 1 和 2, 惯性权重的最大值为 0.9, 最小值为 0.4。表 2 为该区域的分时电价结构, 工作区光伏充电的电价为 0.25 元/(kW·h)。

表 1 EV 充放电参数

Table 1 EV charging and discharging parameters

参数	数值
电池额定容量/(kW·h)	40
耗电量/(kW·h·km ⁻¹)	0.15
充放电效率	0.9
充放电功率/kW	5

表 2 某区域分时电价

Table 2 Time-of-use electricity rate for a certain region

时段	工作区分时电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	居民区分时电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—06:00	0.348	0.307
06:00—08:00	0.757	0.617
08:00—12:00	1.301	0.617
12:00—14:00	1.607	0.617
14:00—15:00	1.301	0.617
15:00—18:00	0.757	0.617
18:00—21:00	1.301	0.617
21:00—22:00	0.757	0.617
22:00—24:00	0.348	0.307

图 6 为基于价格激励机制 EV 参与 V2G 的激励价格。可以看出, V2G 激励价格随电网削峰需求而实时改变。削峰需求越大, V2G 的激励价格越大。系统需求越小, V2G 的激励价格越小。同时在削峰期内, V2G 激励价格总是高于充电价格。相较

于用户仅从电价的峰谷差异中获得利润的方法, EV 的削峰策略不仅能满足系统的削峰需求, 还能为用户在 V2G 中获取收益提供更多的可能性, 从而进一步提升 EV 用户参加经济调峰调度的积极性。

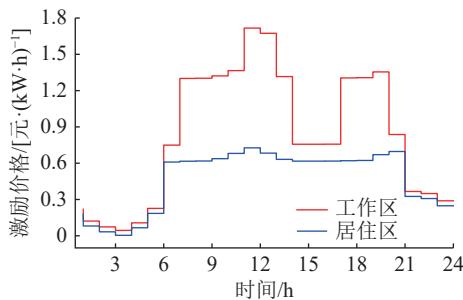


图 6 基于价格激励机制 EV 参与 V2G 的激励价格
Fig.6 Incentive price for EV participation in V2G based on price incentive mechanism

5.2 EV 无序充电对电网与用户的影响

EV 充电参与度定义为该日该区域参与充电的 EV 数量与区域内总 EV 数量的百分比。为研究不同充电参与度下 EV 无序充电对电网的影响, 将 EV 入网充电参与度分别设置为 20%、50%、80% 及 100%, 即 200 辆、500 辆、800 辆和 1 000 辆 EV 入网充电。图 7 为不同充电参与度的 EV 集群无序充电对用电负荷的影响。

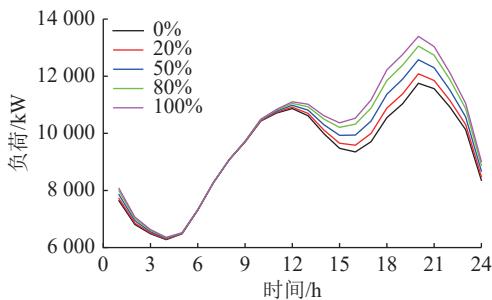


图 7 不同充电参与度的 EV 集群无序充电对用电负荷的影响
Fig.7 The impact of unordered charging of EV fleets with different charging participation rates on the electricity load curve

由图 7 可知, EV 集群无序充电对电网用电负荷有较大影响。随着 EV 充电参与度从 0 增加到 100%, 在 00:00—12:00 时段内, 由于 EV 开始充电的概率密度较小, 这个时段的用电负荷曲线变化不明显; 在 12:00—24:00 时段, 由于 EV 开始充电的概率密度较大, 用电负荷明显增大, 特别是在 19:00—21:00 之间, 充电负荷峰值和基础用电负荷峰值相叠加, 导致电网用电负荷峰值进一步增大。

表 3 为不同充电参与度的 EV 集群无序充电对电网用电负荷和用户充电成本的影响。可见, 随着 EV 充电参与度从 0% 增加到 100%, 负荷峰值从

1.18×10^4 kW 逐渐增加到 1.34×10^4 kW, 负荷方差从 2.39×10^6 kW² 逐渐增加到 4.20×10^6 kW², 用户充电成本从充电参与度为 20% 时的 9.76 元/(辆·d) 略微上升到充电参与度为 100% 的 9.83 元/(辆·d), 说明随着 EV 充电参与度逐渐增大, 无序的 EV 充电负荷会导致电网侧负荷方差增大, 但是对用户的充电成本影响较小。

表 3 不同充电参与度的 EV 集群无序充电对电网用电负荷和用户充电成本的影响

Table 3 The impact of unordered charging of EV fleets with different charging participation rates on power grid load and user charging costs

充电参与度/%	负荷峰值/ 10^4 kW	负荷方差/ 10^6 kW ²	用户充电成本/(元·辆 ⁻¹ ·d ⁻¹)
0	1.18	2.39	0
20	1.21	2.69	9.76
50	1.26	3.19	9.77
80	1.31	3.75	9.79
100	1.34	4.20	9.83

5.3 有序 V2G 充放电对电网与用户的影响

文中分别采用峰谷分时电价机制以及价格激励机制引导有序的 V2G 充放电。利用式(15)、式(16)计算 EV 到达工作区的 SOC 值, 以确定可以参加 V2G 放电的 EV 数量。图 8 为充电参与度 100% 时, 工作区具有 V2G 放电能力的 EV 数量, 显示有 962 辆 EV 的 $S_{OC,start} > 0.5$, 具有放电能力; 而有 38 辆 EV 的 $S_{OC,start} \leq 0.5$, 不具有放电能力, 不参与放电。

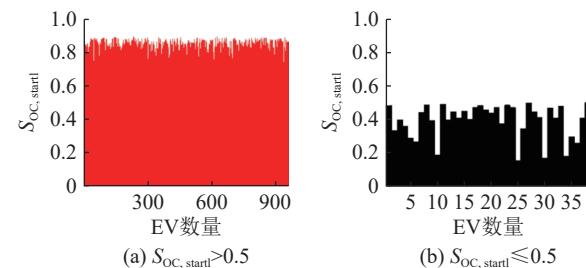


图 8 充电参与度为 100% 时工作区具有 V2G 放电能力的 EV 数量
Fig.8 The number of EVs with V2G discharge capability in the workplace when the penetration rate is 100%

然而在实际生活中, 很难让所有具有放电能力的 EV 在特定的时段和场所都参与放电, 用户的放电意愿是一个重要的 V2G 行为影响因素。考虑到用户担心 EV 在工作区参与放电后无法满足返程所需要的电量, 文中采用工作区的调度容量表征用户的放电意愿。调度容量定义为愿意参与放电的 EV 放出的电量与所有具有放电能力的 EV 能够放

出的电量的百分比。当 V2G 调度容量分别为 0%、10%、30%、50%、70%、90%、100% 时, 在工作区参与放电的 EV 数量分别约为 0、96、289、481、673、866 和 962。

图 9 为充电参与度为 100%、工作区调度容量为 10% 时工作区和居民区 EV 电池 S_{OC} 分布。当工作区参与放电的 EV 数量较少时, 未放电的 EV 可充分利用光伏电能进行充电, 因此在返回居民区后具备放电能力的 EV 数量相应增加。表 4 为 EV 充电参与度为 100% 时, 不同调度容量下的工作区和居民区参与放电的 EV 数量。表 4 显示, 随着调度容量的增加, 工作区参与放电的 EV 数量增加, 而工作区不参与放电的 EV 数量减少; 在居民区参与放电的 EV 数量随着工作区的调度容量的增大而减少, 居民区不参与放电的 EV 数量则伴随着调度容量的增大而增多。在居民区参与放电的 EV 数量随着工作区调度容量的增大而减少的原因是当 EV 处于工作区时, 调度容量越小, 参与放电的 EV 越少, 利用光伏充电的 EV 越多, 因此得到电量补充的 EV 数量越多, 这些 EV 返程后使居民区具有放电能力的 EV 数量增加。

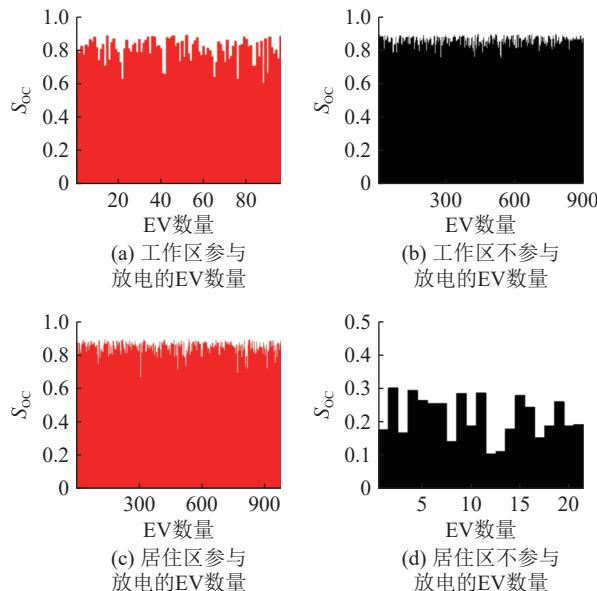


图 9 充电参与度为 100%、工作区调度容量为 10% 时工作区和居民区 EV 电池 S_{OC} 分布

Fig.9 S_{OC} distribution of EV batteries in the workplace and domicile when the scheduling rate in the workplace is 10% and the charging participation rate is 100%

表 5 为充电参与度为 100% 时, 工作区 V2G 调度容量对电网用电负荷及用户充电成本的影响, 随着调度容量从 0% 上升到 100%, 光伏消纳率从 41.20% 下降到 6.33%, 这是因为工作区利用光伏充电的 EV 随着调度容量增大而减少; 负荷峰值随调度容

表 4 EV 充电参与度为 100% 时不同调度容量下工作区和居民区的参与放电 EV 数量

Table 4 The number of EVs involved in discharge in the workplace and domicile at different scheduling rates when the EV charging participation rate is 100%

调度容量/%	工作区参与放电的EV数量	工作区不参与放电的EV数量	居民区参与放电的EV数量	居民区不参与放电的EV数量
0	0	1 000	992	8
10	96	904	979	21
30	289	711	957	43
50	481	519	931	69
70	673	327	906	94
90	866	134	868	132
100	962	38	853	147

量的增加变化较小, 在相同调度容量下, 小生境优化后的负荷峰值小于优化前负荷峰值; 随着 EV 调度容量从 0% 上升到 30%, 负荷方差逐渐减小, 在 30% 时达到最小, 为 $1.29 \times 10^6 \text{ kW}^2$, 随着调度容量从 30% 上升到 100%, 负荷方差反而逐渐增大; 在相同调度容量的情况下, 小生境优化后的负荷方差小于优化前负荷方差; 在分时价格机制下, 用户充电成本随着调度容量增大而减小, 从调度容量为 0 时需要支出 0.36 元/(辆·d) 到调度容量为 100% 时获得 8.13 元/(辆·d) 收益, 而在价格激励机制的情况下, 从调度容量为 0 时收入 6.00 元/(辆·d) 到调度容量为 100% 时获得 14.60 元/(辆·d) 收益。在相同调度容量下, 小生境优化后的用户充电成本小于优化前用户充电成本。这些数据说明, V2G 调度容量与光伏消纳率或者电网负荷方差之间存在最优解, V2G 的应用能够有效降低用户充电成本, 甚至从中获得收益。

相比于小生境技术优化前, 优化后的负荷方差、负荷峰值均减小, 用户充电成本也减小或者收益增大。另外, 当工作区的 EV 调度容量为 0 时, 负荷峰值为 $1.13 \times 10^4 \text{ kW}$, 负荷方差为 $1.38 \times 10^6 \text{ kW}^2$, 小于表 3 中充电参与度为 100% 时无序充电负荷峰值和负荷方差, 这是因为白天工作区的 EV 均只利用光伏充电, 没有增加额外的市电负荷, 而到了晚上高峰时段, $S_{OC,start2}$ 大于 0.3 的 EV 均可以馈电给电网。因此通过价格激励机制引导 EV 有序充放电可以有效减小电网负荷方差。而且, 对用户而言, 充电费用从无序充电时支付 9.83 元/(辆·d) 减小到价格激励机制有序充放电时收入 6.00 元/(辆·d)。这充分证明通过 EV 有序充放电, 不仅能够实现削峰填谷还能给用户带来较大的经济收益。

图 10 为充电参与度为 100% 时, EV 工作区调度容量对电网日用电负荷的影响。

Table 5 The impact of V2G scheduling rate on power grid load and user charging costs when the EV charging participation rate is 100%

调度容量/%	放电的EV数量	EV光伏消纳率/%	负荷峰值/ 10^4 kW		负荷方差/ 10^6 kW ²		分时电价下充电成本/[元·(辆·d) ⁻¹]		价格激励下充电成本/[元·(辆·d) ⁻¹]	
			优化前	优化后	优化前	优化后	优化前	优化后	优化前	优化后
0	0	41.20	1.17	1.13	1.62	1.38	0.41	0.36	-5.77	-6.00
10	96	38.09	1.17	1.13	1.52	1.31	-0.42	-0.58	-6.75	-6.85
30	289	30.70	1.17	1.13	1.49	1.29	-1.38	-2.27	-8.32	-8.49
50	481	23.90	1.17	1.13	1.67	1.50	-2.95	-3.93	-9.96	-10.21
70	673	17.04	1.18	1.13	2.06	1.84	-4.46	-5.62	-11.49	-11.96
90	866	9.71	1.18	1.13	2.61	2.38	-6.37	-7.24	-12.95	-13.68
100	962	6.33	1.18	1.13	2.94	2.72	-7.17	-8.13	-13.76	-14.60

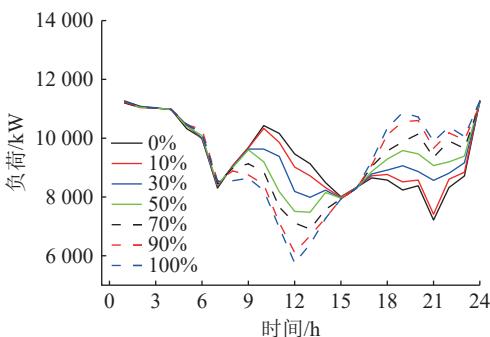


图 10 充电参与度为 100% 时 EV 工作区调度容量对电网日用电负荷的影响

Fig.10 The impact of EV scheduling rate at workplace on the daily electricity load of the power grid when the EV charging participation rate is 100%

从图 10 可以看出,工作区调度容量从 0% 上升到 100% 时,在 08:00—13:00 时段,负荷曲线会由高峰逐渐变平坦,甚至变成低谷,这是因为随着工作区调度容量上升,EV 放电电量增大,电网负荷变小。同样在 19:00—23:00 时段,负荷曲线从低谷逐渐变平坦甚至成为高峰,这是因为随着工作区调度容量增大,EV 在白天充入的电量减小,因此通过 EV 转移到晚上在居住区放电的电量也小,所以在 19:00—23:00 时段的电网负荷随着工作区调度容量增加而逐渐增大,但仍然低于无序充电负荷下相同时段的电网负荷。另外,无序充电或有序充放电会造成电网负荷峰谷差增大,不利于电网。从表 5 和图 10 可以看出,当 EV 工作区调度容量为 30% 时,电网日用电负荷方差和峰谷差最小,说明合理的 V2G 调用有利于电网运行的稳定性和经济性。

6 结论

文中研究用户放电意愿影响下的光伏与 EV 协同优化策略,考察 EV 充电参与度和调度容量对电网负荷方差、光伏消纳率和 V2G 收益的影响,主要结论如下:

(1) 随着 EV 充电参与度逐渐增大,EV 无序充电负荷会导致电网侧负荷方差增大,但是对用户的充电成本影响较小。EV 无序充电不利于电网的安全稳定运行。

(2) 随着调度容量从 0% 上升到 100%,光伏消纳率从 41.20% 下降到 6.33%,负荷峰值随着调度容量的增加变化较小。随着 EV 调度容量从 0% 上升到 30%,负荷方差逐渐减小,在 30% 时达到最小,为 1.29×10^6 kW²;随着调度容量从 30% 上升到 100%,负荷方差反而逐渐增大。说明合理的 V2G 调用有利于电网运行的稳定性和经济性。

(3) 在相同调度容量下,价格激励机制下的用户成本远小于分时电价机制下的成本,从而能够有效提升 EV 用户参与削峰服务的利益空间与积极性。

(4) 在相同调度容量下,小生境技术优化后的负荷方差、负荷峰值均减小,用户充电成本减小或收益增大,说明基于小生境技术改进的 MOPSO 算法能够更优地求解负荷方差以及用户充电成本。

参考文献:

- [1] 马永翔,王希鑫,闫群民,等.电动汽车双层优化模型的充放电调度策略[J].重庆理工大学学报(自然科学),2024,38(2): 267-276.
MA Yongxiang, WANG Xixin, YAN Qunmin, et al. Charge and discharge scheduling strategies for electric vehicle double-layer optimization models[J]. Journal of Chongqing University of Technology (Natural Science), 2024, 38(2): 267-276.
- [2] 陈明强,高健飞,畅国刚,等.V2G 模式下微网电动汽车有序充电策略研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(8): 141-148.
CHEN Mingqiang, GAO Jianfei, CHANG Guogang, et al. Research on orderly charging strategy of micro-grid electric vehicles in V2G model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(8): 141-148.
- [3] 祁向龙,陈健,赵浩然,等.多时间尺度协同的配电网分层深度强化学习电压控制策略[J].电力系统保护与控制,2024,

- 52(18): 53-64.
- QI Xianglong, CHEN Jian, ZHAO Haoran, et al. Multi-time scale cooperative voltage control strategy of a distribution network based on hierarchical deep reinforcement learning[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 53-64.
- [4] 邵炜晖, 许维胜, 徐志宇, 等. 基于改进粒子群算法的电动汽车停车场 V2G 策略研究 [J]. 计算机科学, 2018, 45(S2): 92-96,116.
- SHAO Weihui, XU Weisheng, XU Zhiyu, et al. Research of V2G strategies for EV parking lot based on improved PSO[J]. Computer Science, 2018, 45(S2): 92-96,116.
- [5] 朱永胜, 常稳, 武东亚, 等. 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 [J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 157-167.
- ZHU Yongsheng, CHANG Wen, WU Dongya, et al. A Stackelberg game optimization scheduling strategy considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station and an electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 157-167.
- [6] 洪睿洁, 顾丹珍, 莫阮清, 等. 基于用户偏好的电动汽车储能 V2G 策略优化 [J]. 储能科学与技术, 2023, 12(8): 2659-2667.
- HONG Ruijie, GU Danzhen, MO Ruanqing, et al. Research on optimization of EV energy storage V2G strategy based on user preference[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(8): 2659-2667.
- [7] 莫静山, 宋娜, 范凯民. 含高比例分布式光伏配电网分区电压调差系数优化方法 [J]. 电力建设, 2025, 46(8): 12-21.
- MO Jingshan, SONG Na, FAN Kaimin. Including the optimization method of high-proportion distributed photovoltaic distribution grid subdivision voltage adjustment coefficient[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(8): 12-21.
- [8] 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.
- [9] 肖丽, 谢尧平, 胡华锋, 等. 基于 V2G 的电动汽车充放电双层优化调度策略 [J]. 高压电器, 2022, 58(5): 164-171.
- XIAO Li, XIE Yaoping, HU Huafeng, et al. Two-level optimization scheduling strategy for EV's charging and discharging based on V2G[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(5): 164-171.
- [10] 白浩, 曲锴, 阎山. 基于 V2G 技术的电动汽车与光伏协同调度优化策略 [J]. 南方电网技术, 2019, 13(4): 88-92,106.
- BAI Hao, QU Kai, YIN Shan. Optimization strategy for cooperative dispatching of photovoltaic and electric vehicle based on V2G technology[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(4): 88-92,106.
- [11] 米阳, 钱翌明, 张浩杰, 等. 考虑通信异常的直流微电网储能单元分布式协调控制研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(13): 50-59.
- MI Yang, QIAN Yiming, ZHANG Haojie, et al. Distributed coordinated control of a DC microgrid energy storage unitconsidering abnormal communication[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(13): 50-59.
- [12] 马艳红, 张炜函. 考虑充放电成本的 V2G 参与用户细分及激励机制研究 [J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 31-36, 51.
- MA Yanhong, ZHANG Weihan. V2G participating in user segmentation & incentive mechanism considering charging and discharging cost[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 31-36,51.
- [13] 刘鹏飞, 林顺富, 解大. 阶梯-峰谷电价机制下户用光-储系统双层滚动优化运行策略 [J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(6): 22-32.
- LIU Pengfei, LIN Shunfu, XIE Da. Two-layer rolling optimization operation strategy of household photovoltaic-energy storage system under step-peak valley tariff mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(6): 22-32.
- [14] 颜勤, 余国翔. 光储充建一体站微电网研究综述 [J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 1-12.
- YAN Qin, YU Guoxiang. Research review on microgrid of integrated photovoltaic-energy storage-charging station[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 1-12.
- [15] 黄珍瑶, 程诺, 江岳文. 考虑 EV 调峰需求响应可靠性的 V2G 聚合商多时间尺度调度策略 [J]. 高电压技术, 2025, 51(1): 401-411.
- HUANG Zhenyao, CHENG Nuo, JIANG Yuewen. Multi-time-scale scheduling strategy of V2G aggregators considering EV peak regulating demand response reliability[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(1): 401-411.
- [16] 侯慧, 何梓姻, 侯婷婷, 等. 大规模车网互动需求响应策略及潜力评估综述 [J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(14): 177-187.
- HOU Hui, HE Ziyin, HOU Tingting, et al. A review of demand response strategies and potential evaluation for large-scale vehicle to grid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(14): 177-187.
- [17] 李浩君, 张鹏威, 郭海东. 基于种群曼哈顿距离的自适应多目标粒子群优化算法 [J]. 计算机集成制造系统, 2020, 26(4): 1019-1032.
- LI Haojun, ZHANG Pengwei, GUO Haidong. Adaptive multi-objective particle swarm optimization algorithm based on population Manhattan distance[J]. Computer Integrated Manufacturing Systems, 2020, 26(4): 1019-1032.
- [18] 马文帅, 胡俊杰, 房宇轩, 等. 电动汽车用户参与调控意愿的多代理表征与可信容量量化 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(18): 122-131.
- MA Wenshuai, HU Junjie, FANG Yuxuan, et al. Multi-agent representation for willingness of electric vehicle users to participate in regulation and quantification of reliable reserve capac-

- ity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(18): 122-131.
- [19] 邵萍, 杨之乐, 李慷, 等. 基于用户意愿的电动汽车备用容量多目标优化[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(11): 1501-1511.
- SHAO Ping, YANG Zhile, LI Kang, et al. Multi-objective optimization of electric vehicle spare capacity based on user wishes[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(11): 1501-1511.
- [20] 李鹏, 刘嘉彦, 李佳蔚, 等. 考虑光伏与电动汽车充电站协同的配电网电压控制方法[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(6): 121-130.
- LI Peng, LIU Jiayan, LI Jiawei, et al. A voltage control method for distribution networks considering photovoltaic and electric vehicle charging station coordination[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(6): 121-130.
- [21] CAÑIGUERAL M, BURGAS L, MASSANA J, et al. Assessment of electric vehicle charging hub based on stochastic models of user profiles[J]. Expert Systems with Applications, 2023, 227: 120318.
- [22] SAGARIA S, VAN DER KAM M, BOSTRÖM T. Vehicle-to-grid impact on battery degradation and estimation of V2G economic compensation[J]. Applied Energy, 2025, 377: 124546.
- [23] 康童, 朱吉然, 冯楚瑞, 等. 面向光储充一体化社区的有序充电策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 132-142.
- KANG Tong, ZHU Jiran, FENG Churui, et al. An orderly charging strategy for a photovoltaic-storage-charging integrated community[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 132-142.
- [24] LIU K, LIU Y L. Incentive-willingness-decision framework: unit discharge triangle-based maximum stable V2G capability evaluation[J]. Applied Energy, 2024, 374: 123850.
- [25] TIAN X S, ZHA H, TIAN Z C, et al. Carbon emission reduction capability assessment based on synergistic optimization control of electric vehicle V2G and multiple types power supply[J]. Energy Reports, 2024, 11: 1191-1198.
- [26] 王敏, 吕林, 向月. 计及 V2G 价格激励的电动汽车削峰协同调度策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 27-33, 85.
- WANG Min, LÜ Lin, XIANG Yue. Coordinated scheduling strategy of electric vehicles for peak shaving considering V2G price incentive[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 27-33, 85.
- [27] 杨明杰, 胡扬宇, 千海霞, 等. 计及碳排放的综合能源配网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 96-106.
- YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 96-106.
- [28] 高雅, 徐艳春, 张涛, 等. 计及 EV 协调充电及奖惩阶梯碳交易的多微网综合能源系统优化调度[J]. 电力建设, 2025, 46(1): 174-188.
- GAO Ya, XU Yanchun, ZHANG Tao, et al. Multi-microgrid system optimization scheduling including electric vehicle coordinated charging and reward and punishment ladder carbon trading[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(1): 174-188.
- [29] TIAN X S, CHENG B Y, LIU H Z. V2G optimized power control strategy based on time-of-use electricity price and comprehensive load cost[J]. Energy Reports, 2023, 10: 1467-1473.
- [30] YIN W J, JIA L L, JI J B. Energy optimal scheduling strategy considering V2G characteristics of electric vehicle[J]. Energy, 2024, 294: 130967.
- [31] 檀勤良, 郭明鑫, 刘源, 等. 基于大规模 V2G 的区域电源低碳优化策略[J]. 电力建设, 2022, 43(12): 56-65.
- TAN Qinliang, GUO Mingxin, LIU Yuan, et al. Research on low-carbon optimization strategy of regional power supply based on large-scale V2G[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12): 56-65.
- [32] 周椿奇, 向月, 张新, 等. V2G 辅助服务调节潜力与经济性分析: 以上海地区为例[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 135-141.
- ZHOU Chunqi, XIANG Yue, ZHANG Xin, et al. Potential regulation ability and economy analysis of auxiliary service by V2G: taking Shanghai area for an example[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 135-141.
- [33] 杨捷, 曹子健. 电动汽车储能 V2G 模式的成本与收益分析[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(S1): 45-51.
- YANG Jie, CAO Zijian. Cost and benefit analysis of V2G mode for electric vehicle energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2020, 9(S1): 45-51.
- [34] SINGH K, SINGH A. Behavioural modelling for personal and societal benefits of V2G/V2H integration on EV adoption[J]. Applied Energy, 2022, 319: 119265.

作者简介:



胡厚鹏

胡厚鹏(1992), 男, 硕士, 高级工程师, 从事智能配电网优化工作(E-mail: 2359326290@qq.com);

刘伟(1972), 男, 学士, 高级工程师, 从事电网化学与储能工作;

肖艳红(1976), 女, 学士, 高级工程师, 从事电工测量技术工作。

Multi-objective optimization of grid connected photovoltaics and V2G operation based on the influence of schedulable capacity

HU Houpeng¹, LIU Wei¹, XIAO Yanhong¹, YANG Shang¹, CAI Yaoze², LIAO Qiangqiang²

(1. Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China; 2. College of Environmental and Chemical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The disorderly charging of large-scale electric vehicles connected to the power grid will lead to excessive load variance in the distribution network system. Fully utilizing the dual characteristics of electric vehicles can reduce the load variance of the power grid and achieve efficient utilization of green electricity, but user scheduling capacity is an important factor affecting the application of vehicle-to-grid interaction. This article applies the Monte Carlo method and the improved multi-objective particle swarm optimization algorithm with niche technology (niche-MOPSO) to study the multi-objective optimization strategy of grid-connected photovoltaics and V2G operation based on the impact of scheduling capacity. The research results indicate that as the charging participation rate of EVs gradually increases, disordered EV charging loads will lead to an increase in grid side load variance, but the impact on users' charging costs is relatively small. With the increase in EV scheduling capacity in the work area, the photovoltaic consumption rate gradually decreases, and the load variance shows a trend of first decreasing and then increasing. When the scheduling capacity is 30%, the load variance reaches its minimum, indicating that reasonable V2G calling is beneficial to the stability of power grid operation. Under the same scheduling capacity, the niche-MOPSO algorithm reduces the load variance and peak load, and also lowers user charging costs or increases user revenues. Moreover, the revenue under the V2G price incentive mechanism is much greater than that under the time-of-use electricity price mechanism. The niche-MOPSO algorithm can effectively optimize both load variance and user charging cost.

Keywords: electric vehicle (EV); vehicle-to-grid (V2G); photovoltaic power generation; load variance; price incentive; multi-objective optimization

(编辑 陈雯嘉)

(上接第 122 页)

Frequency control strategy for multi-area interconnected power systems with electric vehicles

QIN Yitao¹, ZHANG Jun¹, ZHANG Zhenzhen¹, CHEN Hao¹, ZHONG Qishui^{1,2}, ZHANG Rong^{3,4}

(1. School of Electrical Engineering, Southwest Minzu University, Chengdu 610225, China; 2. School of Aeronautics and Astronautics, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, China; 3. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610213, China; 4. Chengdu HuaMod Technology Co., Ltd., Chengdu 610213, China)

Abstract: A sliding mode load-frequency control (LFC) strategy based on an adaptive triggering mechanism is proposed for a multi-area interconnected power system with electric vehicles (EVs). Firstly, the integration of EV in the frequency control of the power system is considered, and the impacts of primary and secondary frequency control on system frequency variations are investigated. The effects of renewable energy fluctuations and load disturbances on system frequency are also analyzed. Then, an adaptive event-triggered mechanism is designed to improve network utilization and address transmission delays in the network. An asymmetric Lyapunov functional is established to prove the system's asymptotic stability, and a stability criterion with low conservatism is derived. Finally, the effectiveness of the proposed scheme is verified, and an optimization algorithm is used to design the optimal participation of EV in frequency regulation. The results show that the control strategy designed in this paper can effectively improve the frequency regulation performance of the system under renewable energy and load disturbance, and EV participation in both primary and secondary frequency modulation has a significant effect on improving the system performance.

Keywords: electric vehicle (EV); multi-area interconnected power system; sliding mode load frequency control (LFC); adaptive event-triggered mechanism; Lyapunov functional; asymptotic stability

(编辑 陈雯嘉)