

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.015

考虑 EV 充放电意愿的园区综合能源系统双层优化调度

冯野牧¹, 吕千云¹, 史明明², 朱志莹¹, 王浩宇³, 陈光宇¹

(1. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167;

2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103;

3. 国网江苏省电力有限公司徐州供电分公司, 江苏 徐州 221005)

摘要:随着电动汽车(electric vehicle, EV)普及度的不断提高, 工业园区内的 EV 用户日益增多, 其充放电行为给园区综合能源系统(park integrated energy system, PIES)的规划运行带来极大挑战。文中提出考虑 EV 充放电意愿的 PIES 双层优化调度。首先, 基于动态实时电价、电池荷电量、电池损耗补偿、额外参与激励等因素建立充放电意愿模型, 在此基础上得到改进的 EV 充放电模型; 然后, 以 PIES 总成本最小和 EV 充电费用最小为目标建立双层优化调度模型, 通过 Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件将内层模型转化为外层模型的约束条件, 从而快速稳定地实现单层模型的求解; 最后, 进行仿真求解, 设置 3 种不同场景, 对比所提模型与一般充放电意愿模型, 验证了文中所引入 EV 充放电意愿模型的 PIES 双层优化调度的有效性和可行性。

关键词:电动汽车 (EV); 充放电意愿; 园区综合能源系统 (PIES); 动态实时电价; 双层优化调度; 电池损耗补偿

中图分类号: TM73; U469.72

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)02-0142-12

0 引言

在世界化石能源逐渐枯竭和环境污染问题日趋严重的背景下, 如何以现阶段能源利用模式为基础提高能源综合利用效率, 已成为当今能源领域研究的热点和难点之一^[1]。综合能源系统(integrated energy system, IES)打破了传统各能源分别规划与运行的模式, 具有多能互补、能源梯级利用的优势^[2-3], 对于建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系具有重要的现实意义和深远的战略意义^[4-7]。

随着电池技术不断进步, 电动汽车(electric vehicle, EV)的普及度越来越高, 截至 2022 年底, 我国 EV 保有量为 1 310 万辆, 累计建设充电基础设施 521 万台, 预计到 2030 年全球 EV 将高达 2.2 亿辆^[8-9]。随着 EV 数量提高, 其充放电行为给电网带来用电量加大、峰谷差加剧、经济成本增加等问题, 给园区综合能源系统(park integrated energy system, PIES)的规划运行带来极大挑战^[10-11]。

针对 EV 充电特性对 PIES 运行的影响, 国内外研究者主要通过模拟仿真、行为分析、数据分析等方法展开 PIES 优化调度研究。文献[12]针对园区内的 EV, 利用蒙特卡洛法获得充电负荷, 以碳排放最优为目标, 但未考虑系统的经济性。文献[13]提出一种基于马尔可夫链的 EV 时空分布负荷模型, 优化了园区内的夜间电网负荷, 但仅以填谷为目

标, 未考虑经济因素。文献[14]提出一种基于数据驱动的 EV 充电站负荷场景生成方法, 为充电站运行规划提供参考。文献[15]引入阶梯式碳交易机制约束碳排放, 提出了供需灵活双响应机制, 兼顾低碳性与经济性。文献[16]考虑 IES 与交通网络之间的交互影响, 以智慧车联网平台为基础, 以实现交通网混合用户均衡为优化目标, 有效模拟车-网之间的互动。文献[17]构建耦合电力-交通网动态数学模型, 提出动态充电站排队模型, 以准确模拟充电站动态过程。

EV 作为充电负荷的同时, 在负荷高峰期也可以向电网输送电能, 国内外研究者主要研究 EV 充放电双向行为对 PIES 调度的影响。文献[18]提出考虑响应意愿动态调整的 EV 群体需求响应策略, 以充放电价差及电池电量作为响应的影响因素, 提高 EV 群体可调度容量利用率。文献[19]提出 EV 行为倾向函数, 其中包含剩余电量、未来出行距离、上一时段的充放电状态、停车时长等信息, 以评价 EV 用户主动参与调度的意愿。文献[20]从出行满意度、充放电转换次数满意度、最终电量满意度三方面综合定义参与意愿指标, 提出融合车主综合意愿的变功率车辆并网(vehicle to grid, V2G)调度策略。文献[21]建立考虑电价激励水平的主观响应意愿评估模型, 并计算 EV 响应潜力。文献[22]考虑平均放电率指标、动态放电损耗, 建立 EV 响应意愿模型, 以确定 EV 调度量。文献[23]指出由于当前所执行的峰谷电价差较窄, EV 用户能获利的空

收稿日期: 2023-09-08; 修回日期: 2023-11-13

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51977103)

间有限,导致 EV 参与 V2G 的响应率较低,须制定更加合理的 V2G 放电价格,以激励更多的 EV 用户参与。文献[24]制定多模式动态电价激励政策,EV 车主基于模糊逻辑推理意愿决策,响应多模式动态电价,极小化车主成本。

综上所述,对于 EV 充放电的研究主要为针对 EV 数量、电价、荷电量、停车时长等因素建立充放电模型。EV 参与额外充放电过程中的电池损耗补偿,以及对参与 V2G 的用户进行电价激励,也是影响用户充放电意愿的重要因素。EV 用户的充放电意愿会直接影响 EV 充放电负荷的时空分布情况,进而影响 PIES 优化调度结果。因此,在优化过程中考虑 EV 用户充放电意愿十分必要。

基于此,首先,文中建立电价差更大、反映负荷变化水平的动态实时电价,基于电价、电量、损耗、补偿四要素建立改进的用户充放电意愿模型;其次,以 PIES 总成本最小和 EV 用户充电费用最小为目标建立双层优化调度模型;最后,通过仿真求解,与无序充电方式和一般充放电意愿模型进行对比,验证了文中模型不仅可以提升系统运行效益,还能降低 EV 充放电成本。

1 PIES 模型

1.1 PIES 结构

PIES 包含电、气、热、冷等负荷需求,其结构如图 1 所示。电负荷由外部电网、风电、光伏、冷热电联供(combined cooling, heating and power, CCHP)机组供应;冷负荷由电制冷机和 CCHP 机组供应;热负荷由燃气锅炉、电热锅炉和 CCHP 机组供应;外部天然气网主要向 CCHP 机组和燃气锅炉供应天然气。此外,还有电、气、热、冷能储能设备,用于提高 PIES 的供能稳定性和灵活性。

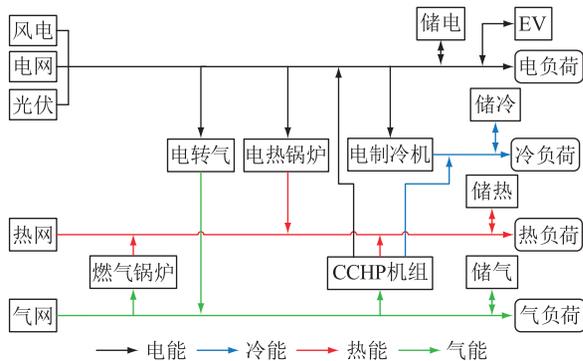


图 1 PIES 结构

Fig.1 Structure of PIES

1.2 EV

园区内 EV 无序充电时, EV 作为随机电负荷加

入到园区电负荷,不考虑充电价格,根据 EV 充电计算充电负荷。将 EV 加入到优化过程后,考虑充放电意愿对充放电负荷的影响,通过系统调度进行整体负荷调整。

由于园区内私家 EV 数量多、分布广,充电行为具有一定规律,所以文中主要对园区内私家 EV 展开研究。私家 EV 车主的充放电决策易受电价、电池荷电状态(state of charge, SOC)等因素的影响,因此 EV 充电负荷在时空分布上表现出显著的随机性和波动性。参考文献[25],基于历史统计数据得到 EV 荷电量、到达园区时间、离开园区时间、日行驶里程等出勤行为的概率分布模型:EV 到达、离开园区时间分别遵循正态分布 $N(8.2, 0.8^2)$ 和 $N(17.52, 1.14^2)$;行驶距离遵循 Gamma 分布 $\Gamma(8, 4)$;SOC 初始值遵循均匀分布 $U(0.3, 0.4)$ 。

因此, EV 基本充放电模型为:

$$E_i(t) = E_i^0 + P_i^{\text{cha}} \eta_{\text{EV}}^{\text{cha}} - \frac{P_i^{\text{dis}}}{\eta_{\text{EV}}^{\text{dis}}} \quad (1)$$

式中: $E_i(t)$ 为 t 时刻第 i 辆车的电量; E_i^0 为第 i 辆车的初始电量; P_i^{cha} 、 P_i^{dis} 分别为第 i 辆车的充、放电功率; $\eta_{\text{EV}}^{\text{cha}}$ 、 $\eta_{\text{EV}}^{\text{dis}}$ 分别为 EV 的充、放电效率。

2 EV 充放电意愿建模

2.1 动态实时电价

典型的电价机制有峰谷分时电价和实时电价。峰谷分时电价在负荷峰谷水平复杂时难以准确反映负荷变换,仅仅考虑分时电价对于电能系统的影响是不充分的;实时电价在面对负荷多样、峰谷复杂的 IES 时,引导效果不够显著^[26]。因此,文中引入动态实时电价,从而平抑负荷变化,优化系统运行状态。

传统的实时电价在每一小时内的电价均不相同,但其在变化复杂的系统中的引导效果不够显著,对 EV 而言很有可能形成新的充电高峰,若希望实时电价更加合适地引导充电电量,则须实时变化,具有动态性质,才会出现好的结果^[27]。文中建立的动态实时电价根据当前电价、当前负荷与日平均负荷的比值,来决定下一时段的电价。当前负荷与日平均负荷的比值与下一时段电价的映射关系如表 1 所示^[28]。表中, n_j 为 j 时段实时负荷与日平均负荷的比值; b_{j+1} 为 $j+1$ 时段的电价; $b_{0,1}$ 为峰谷电价中的平时段电价; k_1-k_4 为常数系数,由根据峰谷电价设置的电价浮动上下限确定,且 $0 < k_1 < k_2 < k_3 < k_4$; m 为可变参数,由 EV 数量和 EV 充电负荷占总负荷的比重确定。

表 1 负荷水平与电价关系
Table 1 Relationship between load level and electricity price

n_j	$b_{j+1}/\text{元}$
$0 < n_j \leq 0.8$	$(n_j - k_2m)b_{0,1}$
$0.8 < n_j \leq 0.9$	$(n_j - k_1m)b_{0,1}$
$0.9 < n_j \leq 1.0$	$(n_j - m)b_{0,1}$
$1.0 < n_j \leq 1.1$	$(n_j + m)b_{0,1}$
$1.1 < n_j \leq 1.2$	$(n_j + k_1m)b_{0,1}$
$1.2 < n_j \leq 1.3$	$(n_j + k_2m)b_{0,1}$
$1.3 < n_j \leq 1.4$	$(n_j + k_3m)b_{0,1}$
$1.4 < n_j$	$(n_j + k_4m)b_{0,1}$

表 1 建立的动态实时电价以平时段电价为基础,根据负荷变化情况而实时变化,该电价策略在文中仅适用于园区中的 EV。

2.2 EV 用户充放电意愿模型

传统 EV 用户充放电意愿模型主要考虑电价、剩余电量、行驶距离、停车时长等信息,较少涉及激励与补偿。EV 参与额外充放电过程的电池损耗补偿,以及对参与 V2G 的用户进行额外参与激励,是影响用户充放电意愿的重要因素。

以 2.1 节建立的动态实时电价和 EV 实时荷电量为依据,考虑电池损耗补偿与额外参与激励,建立 EV 充放电意愿模型。对电池荷电量设定限值:当荷电量低于 30% 时进行充电;当荷电量高于 90% 时可以根据需要停止充电;放电时需要保留 20% 的荷电量以便 EV 用户可随时使用。

EV 在日常使用中的电池充放电为正常损耗,但参与 V2G 会造成额外的电池损耗,EV 电池损耗补偿成本^[29]为:

$$C_{EV}^{\text{loss}} = \frac{rC_{\text{buy}}}{N_L L_{\text{DoD}}} \quad (2)$$

式中: C_{buy} 为电池购置成本,文中取 80 000 元; r 为 EV 当天行驶里程与电池额定容量的比值; L_{DoD} 为参与 V2G 时 EV 的放电深度,即单位时间内,额定放电功率下放电电量与电池总电量的比值; N_L 为放电深度 L_{DoD} 下的放电次数。

同时, EV 用户参与 V2G 响应需要提供相应的价格激励作为额外的参与激励,以鼓励更多的用户参与 V2G 响应。参考相关文献,设定激励价格 b_c 为电价的 30%。

2.2.1 EV 充电意愿

以 W_1 表示充电意愿,即:

$$W_1 = \begin{cases} 1 & 0 \leq x \leq 0.3 \\ f(x) & 0.3 < x \leq 0.9 \\ 0 & 0.9 < x \leq 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中: x 为 EV 电池 SOC 值; $f(x)$ 为充电意愿判断函数。 $0 \leq x \leq 0.3$ 时, EV 需要充电; $0.9 < x \leq 1$ 时, EV 不需要充电; $0.3 < x \leq 0.9$ 时,需要根据 $f(x)$ 判断 EV 是否充电。

$$f(x) = \begin{cases} 1 & p(x) > \alpha; b_t \leq b_0 \\ 0 & p(x) > \alpha; b_t > b_0 \\ 0 & p(x) \leq \alpha; b_t > b_0 \\ 1 & p(x) \leq \alpha; b_t \leq b_0 \end{cases} \quad (4)$$

$$b_t = b_j - C_{EV}^{\text{loss}} + b_c \quad (5)$$

式中: $p(x)$ 为充电概率; α 为 EV 充电概率阈值,表示与 SOC 有关的充电概率的下限,具体数值由 EV 电池容量和百公里耗电量决定; b_0 为相应时刻峰谷电价; b_t 为 t 时刻动态实时电价,是动态实时电价 b_j 经电池损耗成本 C_{EV}^{loss} 和激励价格 b_c 修正后的 t 时刻 EV 充放电价格。

EV 电池 SOC 值处于 $(0.3, 0.9]$ 时,需要根据 SOC 值判断充电意愿, EV 充放电概率模型与 SOC、充电功率等 EV 特性,以及行程起止点、用户出行规律等交通特性有关^[30-32]。文中 EV 为往返园区的普通私家车,因此忽略交通特性影响,将充电概率简化为与 SOC 的线性关系:

$$p(x) = -\frac{5}{2}x + \frac{9}{4} \quad (6)$$

2.2.2 EV 放电意愿

以 W_2 表示放电意愿,即:

$$W_2 = \begin{cases} 1 & 0.9 < x \leq 1 \\ g(x) & 0.2 < x \leq 0.9 \\ 0 & 0 \leq x \leq 0.2 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $g(x)$ 为放电意愿判断函数。当 $0.9 < x \leq 1$ 时, EV 可以放电;当 $0 \leq x \leq 0.2$ 时, EV 不可以放电;当 $0.2 < x \leq 0.9$ 时,需要根据 $g(x)$ 判断 EV 是否放电。

$$g(x) = \begin{cases} 1 & q(x) > \beta; b_t > b_0 \\ 0 & q(x) > \beta; b_t \leq b_0 \\ 0 & q(x) \leq \beta; b_t \leq b_0 \\ 1 & q(x) \leq \beta; b_t > b_0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $q(x)$ 为放电概率; β 为 EV 放电概率阈值,表示与 SOC 有关的放电概率的下限,具体数值由 EV 电池容量和百公里耗电量决定。

EV 电池 SOC 值处于 $(0.2, 0.9]$ 时,需要判断放电意愿,同样,将放电概率简化为与 SOC 的线性关系:

$$q(x) = \frac{10}{7}x - \frac{2}{7} \quad (9)$$

2.3 EV 充放电模型

基于充放电意愿模型,针对式(1)改进的 EV 充放电模型为:

$$E_i(t) = E_i^0 + W_1 P_i^{\text{cha}} \eta_{\text{EV}}^{\text{cha}} - W_2 \frac{P_i^{\text{dis}}}{\eta_{\text{EV}}^{\text{dis}}} \quad (10)$$

EV 各参数值见表 2,其电池类型为三元锂离子电池。

表 2 EV 参数
Table 2 Parameters of EVs

参数	数值	参数	数值
电池容量/(kW·h)	85	放电功率/kW	10
百公里耗电量/(kW·h)	15	充电效率	0.9
续航里程/km	560	放电效率	0.8
充电功率/kW	20		

3 考虑充放电意愿的 PIES 双层优化调度模型

同时考虑 PIES 和 EV 用户的经济性,PIES 和 EV 用户属于不同利益群体,故采用双层优化调度模型。外层模型以 PIES 为主体,以 PIES 总成本最小为目标,求解出实时的各设备出力和负荷大小,根据实时的系统负荷与 EV 负荷动态调整电价。内层模型以 EV 用户为主体,根据动态实时电价,以用户充电费用最小为目标,实时调整 EV 负荷。

3.1 外层 PIES 优化调度模型

3.1.1 外层目标函数

外层模型以 PIES 为主体,以 PIES 总成本最小为目标,即:

$$\min F_1 = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 - C_5 \quad (11)$$

式中: F_1 为 PIES 总成本; C_1 为购能成本; C_2 为设备运行维护成本; C_3 为设备启停成本; C_4 为碳排放成本; C_5 为售电收益。

(1) 购能成本。

$$C_1 = \sum_{t=1}^T (C_e(t)P_e(t) + C_h(t)P_h(t) + C_g(t)P_g(t)) \quad (12)$$

式中: $C_e(t)$ 、 $C_h(t)$ 、 $C_g(t)$ 分别为 t 时刻单位购电、热、气成本; $P_e(t)$ 、 $P_h(t)$ 、 $P_g(t)$ 分别为 t 时刻购电、热、气功率; T 为调度周期,取 24 h。

(2) 设备运行维护成本。

$$C_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N C_n^{\text{om}} P_n(t) \quad (13)$$

式中: N 为运维设备数量; C_n^{om} 为运维设备 n 的单位功率运维成本; $P_n(t)$ 为 t 时刻运维设备 n 的运行功率。

(3) 设备启停成本。

$$C_3 = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N C_n^{\text{ss}} |u_n(t) - u_n(t-1)| \quad (14)$$

式中: C_n^{ss} 为运维设备 n 的单位功率启停成本; $u_n(t)$ 为 0-1 变量,表征运维设备 n 在 t 时刻的工作状态,0 表示停止,1 表示运行。

(4) 碳排放成本。

$$C_4 = \sum_{t=1}^T W_{\text{CO}_2} (\varepsilon_e P_e(t) + \varepsilon_g P_g(t)) \quad (15)$$

式中: W_{CO_2} 为二氧化碳排放单位价格; ε_e 为单位电功率二氧化碳排放系数; ε_g 为单位气功率二氧化碳排放系数。

(5) 售电收益。

$$C_5 = \sum_{t=1}^T C_{\text{sell}} P_{\text{sell}}(t) \quad (16)$$

式中: C_{sell} 为单位功率售电收益; $P_{\text{sell}}(t)$ 为 t 时刻售电功率。

3.1.2 外层约束条件

(1) 电功率平衡。

$$P_e(t) + P_{\text{wt}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{in}}(t) + P_{\text{dis}}(t) + P_{\text{ev}}^{\text{dis}}(t) = P_{\text{out}}(t) + P_{\text{cha}}(t) + P_{\text{ev}}^{\text{cha}}(t) + P_{\text{sell}}(t) + P_{\text{load}}(t) \quad (17)$$

式中: $P_{\text{wt}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 分别为 t 时刻风电、光伏出力; $P_{\text{in}}(t)$ 为 t 时刻系统内燃料电池、燃气锅炉、CCHP 机组的供电功率; $P_{\text{cha}}(t)$ 、 $P_{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储能设备充、放电功率; $P_{\text{ev}}^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_{\text{ev}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻 EV 充、放电功率; $P_{\text{out}}(t)$ 为 t 时刻系统内电制冷机、电锅炉、电转气的用电功率; $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻电负荷。

(2) 气功率平衡。

$$P_g(t) + G_{\text{P2G}}(t) + G_{\text{dis}}(t) = G_{\text{out}}(t) + G_{\text{cha}}(t) + G_{\text{load}}(t) \quad (18)$$

式中: $G_{\text{P2G}}(t)$ 为 t 时刻电转气供气功率; $G_{\text{cha}}(t)$ 、 $G_{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储气设备充、放气功率; $G_{\text{out}}(t)$ 为 t 时刻系统内燃料电池、燃气锅炉用气功率; $G_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻气负荷。

(3) 热功率平衡。

$$P_h(t) + H_{\text{in}}(t) + H_{\text{dis}}(t) = H_{\text{cha}}(t) + H_{\text{load}}(t) \quad (19)$$

式中: $H_{\text{in}}(t)$ 为 t 时刻系统内燃气锅炉、CCHP 机组、电锅炉供热功率; $H_{\text{cha}}(t)$ 、 $H_{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储能设备充、放热功率; $H_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻热负荷。

(4) 冷功率平衡。

$$C_{\text{in}}(t) + C_{\text{dis}}(t) = C_{\text{cha}}(t) + C_{\text{load}}(t) \quad (20)$$

式中: $C_{\text{in}}(t)$ 为 t 时刻系统内 CCHP 机组、电制冷供冷功率; $C_{\text{cha}}(t)$ 、 $C_{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储能设备充、

放冷功率; $C_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻冷负荷。

(5) 设备启停约束。

$$(T_n^{\text{on}} - T_n^{\text{U}})(u_n(t-1) - u_n(t)) \geq 0 \quad (21)$$

$$(T_n^{\text{off}} - T_n^{\text{D}})(u_n(t-1) - u_n(t)) \geq 0 \quad (22)$$

式中: T_n^{on} 、 T_n^{off} 分别为运维设备 n 持续开、关机时间; T_n^{U} 、 T_n^{D} 分别为运维设备 n 最小开、关机时间。

(6) 爬坡约束。

$$R_n^{\text{down}} \leq P_n(t) - P_n(t-1) \leq R_n^{\text{up}} \quad (23)$$

式中: $P_n(t)$ 为运维设备 n 在 t 时刻的功率; R_n^{up} 、 R_n^{down} 分别为运维设备 n 的上坡、下坡功率限值。

(7) 储能设备约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_m^{\text{cha}}(t) \leq \gamma_m^{\text{cha}} C_m \\ 0 \leq P_m^{\text{dis}}(t) \leq \gamma_m^{\text{dis}} C_m \end{cases} \quad (24)$$

$$S_m^{\text{min}} C_m \leq E_m(t) \leq S_m^{\text{max}} C_m \quad (25)$$

式中: $P_m^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_m^{\text{dis}}(t)$ 分别为储能设备 m 在 t 时刻的充、放能功率; γ_m^{cha} 、 γ_m^{dis} 分别为储能设备 m 最大充、放能速率; C_m 为储能设备 m 最大容量; $E_m(t)$ 为储能设备 m 在 t 时刻的储能; S_m^{max} 、 S_m^{min} 分别为储能设备 m 最大、最小储能。

(8) 碳排放约束。

$$Q_n^{\text{CO}_2} \leq Q_{n,\text{max}}^{\text{CO}_2} \quad (26)$$

$$Q_{\text{CO}_2} \leq Q_{\text{CO}_2}^{\text{max}} \quad (27)$$

式中: $Q_n^{\text{CO}_2}$ 为运维设备 n 碳排放总量; $Q_{n,\text{max}}^{\text{CO}_2}$ 为运维设备 n 最大允许碳排放量; Q_{CO_2} 为 PIES 碳排放总量; $Q_{\text{CO}_2}^{\text{max}}$ 为 PIES 最大允许碳排放量。

3.2 内层 EV 充电费用模型

3.2.1 内层目标函数

内层模型以 EV 用户为主体,以用户充电费用最小为目标,即:

$$\min F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (W_{1,i,t} P_{i,t}^{\text{cha}} b_t \Delta t - W_{2,i,t} P_{i,t}^{\text{dis}} b_t \Delta t) \quad (28)$$

式中: F_2 为用户充电费用; M 为 EV 总数; $W_{1,i,t}$ 、 $W_{2,i,t}$ 分别为第 i 辆车 t 时刻的充、放电意愿; $P_{i,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为第 i 辆车 t 时刻的充、放电功率; Δt 为时间间隔,文中取 1 h。

3.2.2 内层约束条件

(1) 电价限幅约束。为避免出现电负荷水平突然变动导致的电价异常,设定相邻时段电价差限幅约束:

$$|b_{t+1} - b_t| \leq \Delta b_{\text{max}} \quad (29)$$

式中: Δb_{max} 为相邻时段电价差最大值。

(2) 电价约束。考虑用户对于电价的接受程度,设定分时电价的上下限:

$$b_{\text{min}} \leq b_t \leq b_{\text{max}} \quad (30)$$

式中: b_{max} 、 b_{min} 分别为动态实时电价上、下限。

(3) EV 电量约束。

$$S_{\text{min}} \leq S_{i,t} \leq S_{\text{max}} \quad (31)$$

式中: $S_{i,t}$ 为第 i 辆车 t 时刻的 SOC 值; S_{max} 、 S_{min} 分别为 EV 电池最大、最小 SOC 值。

(4) 充放电意愿约束。在同一时刻,同一辆车只能充电或者放电,为保证用户离开园区时 EV 有充足电量,充电行为优先。

$$W_{2,i,t} = \begin{cases} 0 & W_{1,i,t} = 1 \\ 1 & W_{1,i,t} = 0 \end{cases} \quad (32)$$

3.3 模型求解

为了实现快速稳定的求解,文中通过 Karush-Kuhn-Tucker(KKT) 方法将内层模型转化为外层模型约束条件,从而将双层模型转化为单层模型^[33]。双层优化的标准数学模型为:

$$\begin{cases} \min_{x_u \in X_U, x_l \in X_L} F_1(x_u, x_l) \\ \text{s.t.} & x_l \in \operatorname{argmin} \{f(x_u, x_l) : g_j(x_u, x_l) \leq 0, \\ & j = 1, 2, \dots, J\} \\ & G_k(x_u, x_l) \leq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \end{cases} \quad (33)$$

式中: x_u 、 x_l 为外层目标函数的自变量; X_U 、 X_L 分别为变量 x_u 、 x_l 的集合; G_k 为外层约束; K 为外层约束个数; f 为内层目标函数; g_j 为内层约束; J 为内层约束个数。

求解过程中,首先将内层模型写成标准形式:

$$\begin{cases} \min F_2(W, P_{\text{EV}}, b_t) \\ \text{s.t.} & g_l(W, P_{\text{EV}}, b_t) = 0 \quad l = 1, 2, \dots, L \\ & h_o(W, P_{\text{EV}}, b_t) \leq 0 \quad o = 1, 2, \dots, O \\ & W = \{W_{1,i,t}, W_{2,i,t}\} \\ & P_{\text{EV}} = \{P_{i,t}^{\text{cha}}, P_{i,t}^{\text{dis}}\} \end{cases} \quad (34)$$

式中: W 、 P_{EV} 分别为内层优化模型中的 EV 充放电意愿集合、EV 充放电功率集合; g_l 、 h_o 分别为内层模型的等式、不等式约束; L 、 O 分别为内层等式、不等式约束个数。

再构造内层模型拉格朗日函数:

$$L(W, P_{\text{EV}}, b_t, \{\lambda_l\}, \{\mu_o\}) = F_2(W, P_{\text{EV}}, b_t) + \sum_{l=1}^L \lambda_l g_l(W, P_{\text{EV}}, b_t) + \sum_{o=1}^O \mu_o h_o(W, P_{\text{EV}}, b_t) \quad (35)$$

式中: λ_l 为对应等式约束 g_l 的拉格朗日乘子; μ_o 为对应不等式约束 h_o 的拉格朗日乘子。

其次,根据构建的拉格朗日函数与内层模型的 KKT 条件,将内层模型转化为外层模型的附加约

束,得到最终的单层模型:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min F = F_1(P_s, P_b, P_l) - F_2(W, P_{EV}, b_t) \\ \text{s.t. } G_k(P_s, P_b, P_l) \leq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \\ \sum_{l=1}^L \lambda_l + \sum_{o=1}^O \mu_o \nabla_x h_o(W, P_{EV}, b_t) = c_x \\ x = W, P_{EV}, b_t \\ g_l(W, P_{EV}, b_t) = 0 \quad l = 1, 2, \dots, L \\ h_o(W, P_{EV}, b_t) \leq 0 \quad o = 1, 2, \dots, O \\ \mu_o \geq 0 \quad o = 1, 2, \dots, O \\ \mu_o h_o(W, P_{EV}, b_t) = 0 \quad o = 1, 2, \dots, O \end{array} \right. \quad (36)$$

式中: F 为最终单层模型的目标函数; P_s 、 P_b 、 P_l 分别为外层模型中的耦合设备、储能设备、负荷的集合。

文中模型求解平台为: Intel(R) Core(TM) i7-6820HK CPU @ 2.70 GHz, 32 GB。软件版本为: MATLAB R2018b, Yalmip R20180612, Gurobi 9.5.1。求解流程如图 2 所示。

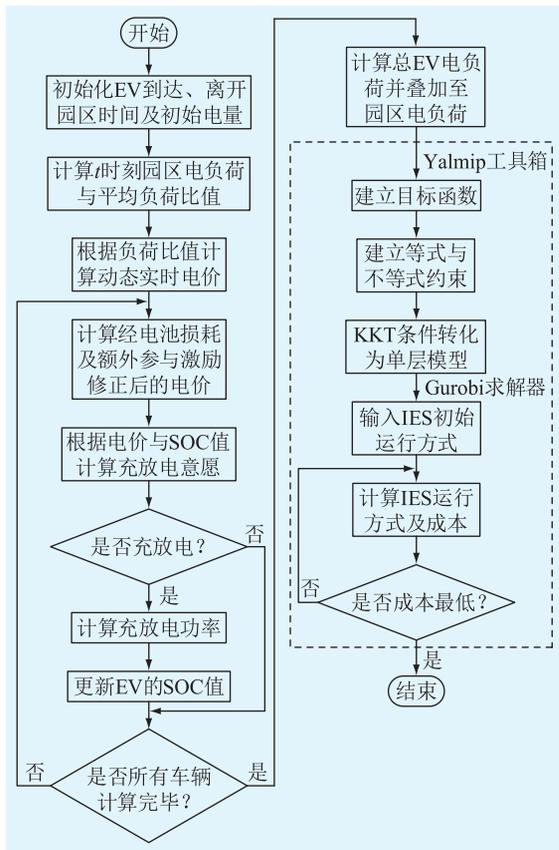


图 2 优化调度求解流程

Fig.2 Flow chart of optimization scheduling solution

4 算例分析

4.1 基础数据

依据图 1 所示 PIES 结构,新能源包括风电和光

伏;耦合设备有 CCHP 机组、电锅炉、电制冷、燃料电池、燃气锅炉和电转气;电、气、热、冷分别设有储能装置。算例以 24 h 为调度周期,1 h 为时间间隔。

系统购、售电电价按照峰、谷、平时段分别设立,如表 3 所示。购气价格按照峰、谷、平时段分别设立,购热设定统一价格,如表 4 所示。

表 3 峰谷电价

Table 3 Peak-valley electricity prices

元·(kW·h) ⁻¹			
分时	时间段	购电电价	售电电价
谷时段	00:00—05:00	0.23	0.11
	23:00—24:00	0.23	0.11
平时段	05:00—09:00	0.52	0.4
	13:00—16:00 21:00—23:00	0.52	0.4
峰时段	09:00—13:00	0.86	0.68
	16:00—21:00	0.86	0.68

表 4 峰谷气、热价格

Table 4 Peak-valley gas and heat prices

分时	时间段	购气价格/ (元·m ⁻³)	购热价格/ [元·(kW·h) ⁻¹]
谷时段	00:00—06:00	2.1	0.6
	22:00—24:00	2.1	0.6
平时段	06:00—08:00	2.5	0.6
	12:00—16:00 19:00—22:00	2.5	0.6
峰时段	08:00—12:00	2.7	0.6
	16:00—19:00	2.7	0.6

文中 PIES 内各设备机组运行参数参考文献 [34-35] 进行设置,具体如表 5 所示,储能设备参数如表 6 所示。

表 5 PIES 内机组运行数据

Table 5 Unit operating data in PIES

设备类型	功率上限/ MW	功率下限/ MW	爬坡率/ MW	下爬坡率/ MW	效率	维护成本/ (元·MW ⁻¹)	启停成本/ (元·MW ⁻¹)
电转气	15	0	15	5	0.6	21	
CCHP 机组	40	10	20	10	0.9	20	194
电锅炉	10	0	15	5	1	16	274
燃气锅炉	20	5	20	10	0.9	25	
电制冷	20	0	10	5	0.9	15	
燃料电池	20	5	20	10	0.9	15	120

PIES 典型日内风电、光伏及各类负荷的预测值如图 3 所示。

表 6 储能设备参数

Table 6 Parameters of energy storage equipments

设备类型	容量/MW	最小 SOC	最大 SOC	充放电速率/ (MW·h ⁻¹)
储电	30	0.2	0.8	0.3
储气	30	0.2	0.8	0.3
储热	30	0.2	0.8	0.3
储冷	30	0.2	0.8	0.3

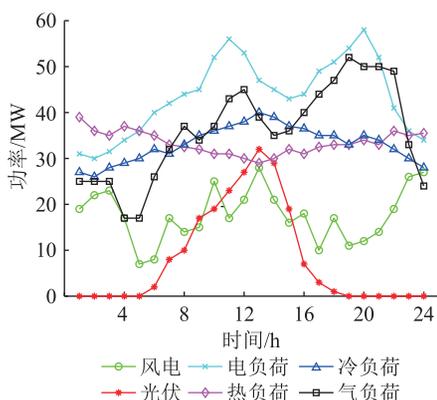


图 3 风电、光伏出力及负荷预测值
Fig.3 Predicted value of wind power, photovoltaic output and loads

为验证文中模型的有效性,算例共设置 3 种场景:场景 1 为 EV 无序充电的 PIES 优化调度;场景 2 为基于传统 EV 充放电意愿的 PIES 优化调度;场景 3 为基于文中改进的 EV 充放电意愿的 PIES 双层优化调度。场景 1 中无序充电机制为:EV 在遵循 1.2 节中所述的到达、离开园区时间和 SOC 初始值的条件下,到达园区后立刻开始充电,直至充满为止。场景 2、3 中,EV 的充放电机制为:EV 到达园区后根据计算出的充放电概率来决定当前时刻是否充放电。场景 2、3 与场景 1 的差异在于,EV 不再在到达园区后立刻充电,而是根据动态实时电价与 SOC 值来决定每一时刻的充放电状态。

4.2 算例结果分析

4.2.1 动态实时电价影响分析

图 4—图 6 分别为 3 种场景的 EV 充电负荷与动态实时电价。图 4 中的 EV 充电负荷采用蒙特卡洛法模拟得到。3 种场景中的 EV 充电负荷计算均采用 1.2 节中所述的出勤时间、行驶距离、SOC 初始值,EV 数量均为 800,场景 1 中蒙特卡洛模拟次数为 3 000。

在图 4 中,受 EV 出勤时间影响,无序充电过程为:每辆 EV 到达园区后即开始充电,直至充满结束。因此园区内 EV 无序充电负荷主要集中在 7 时—11 时,充电峰值达到 12.9 MW,提高了这一时间段内的总电负荷峰值,大大增加了电网供电压力。

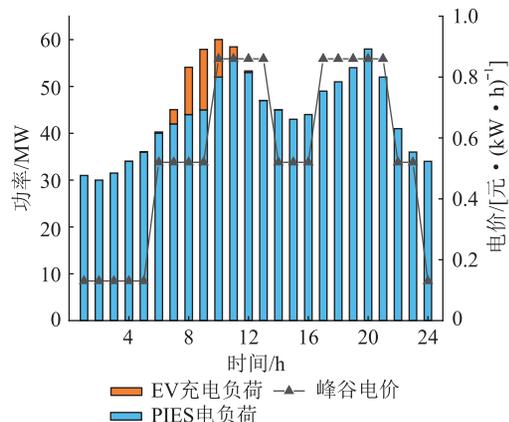


图 4 场景 1 中 EV 无序充电负荷与 PIES 电负荷
Fig.4 EV disorderly charging load and PIES electric load in scenario 1

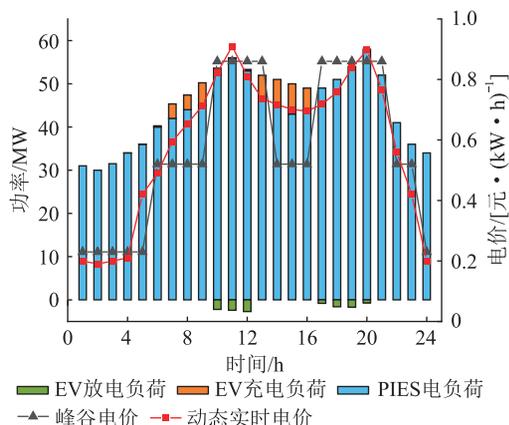


图 5 场景 2 中 EV 充放电负荷与动态实时电价
Fig.5 EV charging and discharging load and dynamic real-time electricity price in scenario 2

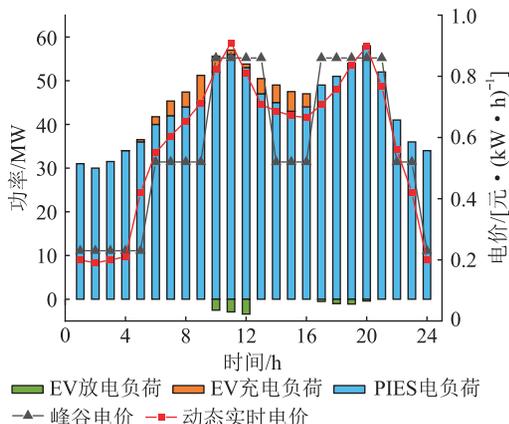


图 6 场景 3 中 EV 充放电负荷与动态实时电价
Fig.6 EV charging and discharging load and dynamic real-time electricity price in scenario 3

图 5 为传统 EV 充放电意愿模型,仅考虑动态实时电价和 EV 的 SOC 值,以引导 EV 充放电。在 7 时—11 时,由于动态实时电价高于同时刻峰谷电价, EV 充电负荷明显减少,但由于此前 EV 用户到达园区会消耗一定的电量,因此仍有一定的充电负

荷,峰值为 3.4 MW。上午的充电峰值减少了 73%,该部分充电负荷转移至下午用电低谷时段。在 10 时—12 时,动态实时电价已高于同时刻峰谷电价,并且此时电负荷处于峰值,因此部分 EV 放电,放电量峰值为 2.7 MW,缓解了电网供电压力,同时 EV 车主获得一定的收益。在 13 时—16 时,动态实时电价降低,且由于上午仅有部分 EV 充电,以及中午电负荷峰值时 EV 放电造成电量减少,故这一时段内有较多的 EV 充电, EV 充电负荷峰值为 7.22 MW。在 17 时—19 时,动态实时电价升高,且电网迎来新一轮用电高峰,部分 EV 放电,缓解电网压力并获得收益,但为保证 EV 用户离开园区时有充足电量,这一时段内放电量峰值仅为 1.7 MW。

图 6 为引入了电池损耗补偿与额外参与激励的改进 EV 充放电意愿模型。在 7 时—11 时的首次充放电过程中,由于引入了额外参与激励,充放电负荷均有所增加,分别最高增加了 26.3% 和 20.8%。在 13 时—20 时的第二次充放电过程中,由于引入了电池损耗补偿,多次的充放电可能造成 EV 电池的额外损耗,因此充放电负荷均有所减少,分别最高减少了 30.16% 和 31.25%,以减少参与额外的 V2G 而造成的电池损失。

4.2.2 PIES 双层优化调度结果分析

场景 1 和 3 的电、气、热、冷能优化调度结果分别如图 7、图 8 所示。

图 7 为场景 1 优化调度结果。购能价格是影响系统购售能源以及各设备出力的主要因素。在 0 时—7 时和 23 时—24 时,电价处于谷时段,PIES 从电网购电,电锅炉供热,电转气供气,同时储能设备充电。受出勤时间影响, EV 充电负荷集中在 7 时—11 时。在 10 时—15 时和 18 时—21 时,电价处于峰时段,PIES 减少购电功率,主要由风电、光伏、CCHP 机组供电,同时系统储能放电,电锅炉和电转气停止工作,并向电网售电,以减少系统运行成本。

同样地,0 时—6 时和 22 时—24 时为气价谷时段,此时 PIES 从气网购气,储能设备储气。8 时—12 时和 16 时—19 时为气价峰时段,此时储能设备放气,以满足 PIES 内用气需求。在电价谷时段系统优先利用电锅炉供热,在电价峰时段系统优先利用 CCHP 机组供热,燃气锅炉全时段运行以满足热负荷需求。在电价谷时段,储能储冷,电制冷机运行以补足冷负荷缺口,在电价峰时段,电制冷机停止运行,储能放冷, CCHP 机组全时段供冷。

图 8 为场景 3 优化调度结果。由于动态实时电价的变化,7 时—11 时内充电负荷减少,电网购电和

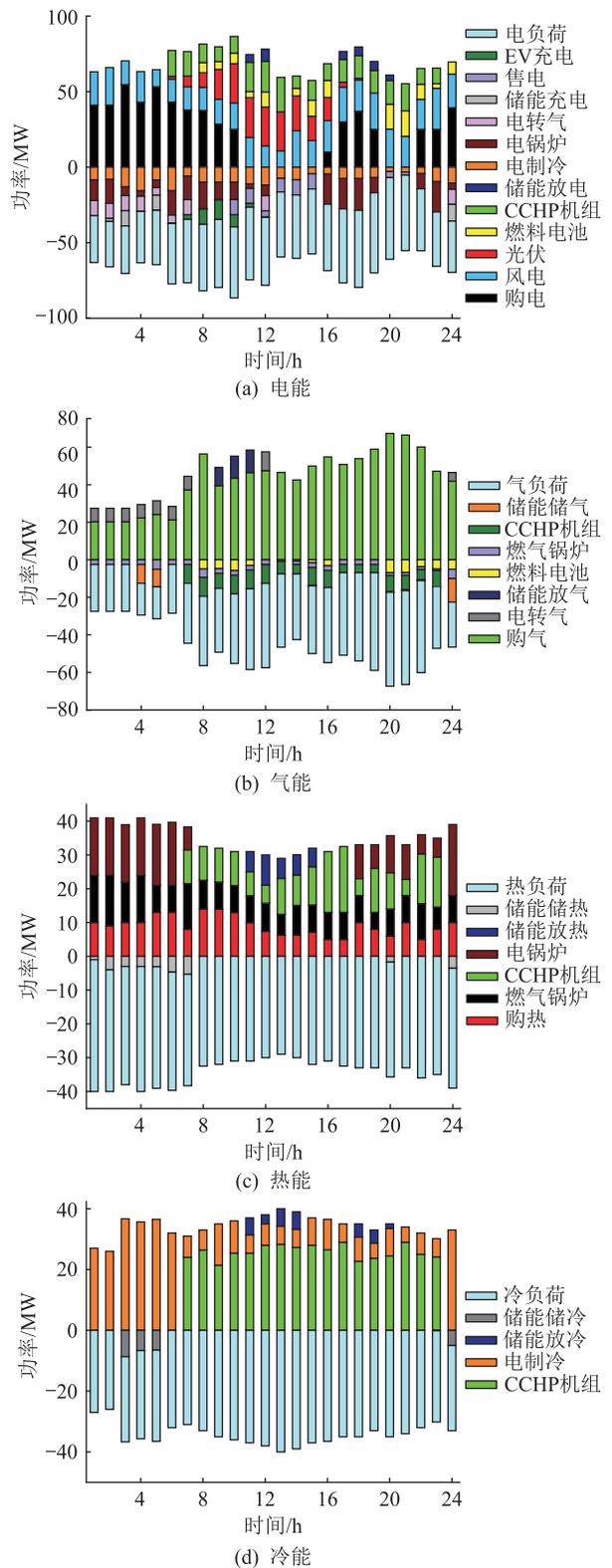


图 7 场景 1 优化调度结果

Fig.7 Optimized scheduling results of scenario 1

CCHP 机组出力对比场景 1 分别最高减少了 20.8% 和 11.4%。同时由于 EV 在 10 时—12 时放电, PIES 购电功率最高减少了 12.3%, CCHP 机组出力最高减少 8.5%,降低了系统购能成本,也为 EV 用户提供一定收益。13 时—16 时,再次有大量 EV 充电,

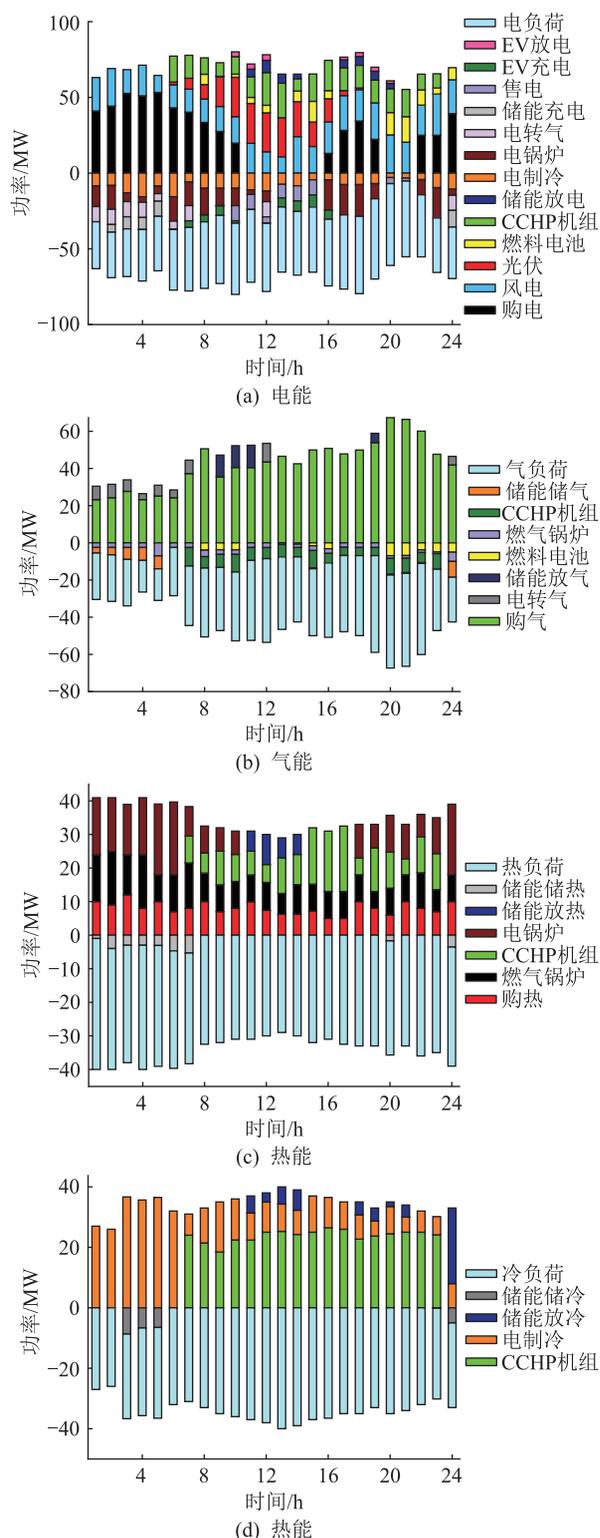


图8 场景3优化调度结果

Fig.8 Optimized scheduling results of scenario 3

但此时动态实时电价降低,与7时—11时相比能够减少EV充电费用。17时—19时,迎来新一轮用电高峰,EV再次放电,为保证EV用户离开园区时有充足电量,此次EV放电量有所降低,但仍然起到一定作用,PIES购电功率最多减少10.8%。

除电能外,由于用能高峰时段CCHP机组出力

的减少,8时—12时气价高峰期购气功率降低,11时下降最多,为10.13%;购热在10时下降最多,为20.3%;冷能方面,CCHP机组供冷最多减少了14.01%,减少的气、热、冷能均在凌晨时刻有所增加。总体而言,考虑充放电意愿后,在用能高峰时段EV充放电负荷的降低也会导致PIES产生相应的变化,如系统内部分设备出力降低、外购电能功率降低、系统成本降低等。

4.2.3 PIES经济成本分析

表7为3种场景下PIES一天内各项费用对比。场景2中由于动态实时电价的加入,EV充电负荷分散开来,更多车辆选择在下午电价较低的时段充电,因此系统购电费用相比场景1降低了10.24%。由于高峰时段的用能量减少,购气、购热成本相比场景1分别降低了11.58%和9.34%。采用动态实时电价后,大部分EV充电避开了电价峰时段,降低了充电费用,并且在电价峰时段部分EV参与发电,获取一定收益,进一步降低了充电费用,与场景1相比降低了19.16%,场景2下系统总成本相较于场景1降低了11.48%。场景3中由于加入了电池损耗成本与额外参与补偿,EV充放电费用进一步降低了15.02%,系统总成本降低了4.03%,表明依据动态实时电价的EV充放电意愿的加入能够同时降低PIES系统总成本和EV用户充电费用,具有一定的经济效益。

表7 不同场景下系统费用对比

Table 7 Comparison of system costs in different scenarios

场景	购电成本	购气成本	购热成本	EV充放电成本	总成本
场景1	75.36	292.74	39.28	18.94	426.32
场景2	67.64	258.82	35.61	15.31	377.38
场景3	65.73	249.67	33.81	13.01	362.22

5 结论

文中提出一种考虑EV用户充放电意愿的PIES双层优化调度模型,通过3种不同场景的算例对比分析,得到以下结论:

(1) 综合考虑动态实时电价、SOC值、电池损耗补偿、额外参与激励的EV充放电意愿可引导园区内EV充放电,根据实时情况有效避开园区用电高峰段,分散充电,并在用电高峰段向电网供电,减少园区供电压力。

(2) 与EV无序充电方式相比,考虑EV用户充放电意愿的PIES双层优化调度可降低用能价格较

高时段的购电、气、热能功率,将其向用能低价时段转移,降低用能成本。

(3) 综合考虑 PIES 总成本和 EV 用户充电费用建立双层优化调度模型,可以同时降低 PIES 总成本与 EV 用户充电费用,具有经济效益。

致谢

本文得到江苏“六大人才高峰”创新团队基金项目(TD-XNY004)、国家电网有限公司科技项目(DSY202205)、南京工程学院校科研基金项目(YKJ202209)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] DOU Z L, ZHANG C Y, WANG W, et al. Review on key technologies and typical applications of multi-station integrated energy systems [J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(3): 309-327.
- [3] DONG L, WEI J, LIN H, et al. Distributed optimization of electricity-gas-heat integrated energy system with multi-agent deep reinforcement learning [J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(6): 604-617.
- [4] 方仍存,杨洁,周奎,等. 计及全生命周期碳成本的园区综合能源系统优化规划方法[J]. 中国电力,2022,55(12):135-146.
FANG Rengcun, YANG Jie, ZHOU Kui, et al. An optimal planning method for park IES considering life cycle carbon cost [J]. Electric Power, 2022, 55(12): 135-146.
- [5] 黎静华,朱梦姝,陆悦江,等. 综合能源系统优化调度综述[J]. 电网技术,2021,45(6):2256-2272.
LI Jinghua, ZHU Mengshu, LU Yuejiang, et al. Review on optimal scheduling of integrated energy systems [J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2256-2272.
- [6] 唐跃中,夏清,张鹏飞,等. 能源互联网价值创造、业态创新与发展战略[J]. 全球能源互联网,2022,5(2):105-115.
TANG Yuezhong, XIA Qing, ZHANG Pengfei, et al. Value creation, business model innovation and development plan of the energy Internet [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(2): 105-115.
- [7] 王永真,潘崇超,韩恺,等. “双碳”目标下中国综合能源服务的态势辨析与理论架构[J]. 全球能源互联网,2023,6(4):379-389.
WANG Yongzhen, PAN Chongchao, HAN Kai, et al. Situation identification and theory architecture of integrated energy services under dual carbon goal in China [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(4): 379-389.
- [8] 沙广林,刘璐,马春艳,等. 考虑车网互动的电动汽车有序充电策略[J]. 供用电,2023,40(10):46-54.
SHA Guanglin, LIU Lu, MA Chunyan, et al. Orderly charging strategy for electric vehicles considering the vehicle-network interaction [J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(10): 46-54.
- [9] COLLINS D. International energy agency's "bioenergy task 43" [J]. Forestry Chronicle, 2013, 89: 277-278.
- [10] 江明,许庆强,季振亚. 基于时序差分学习的充电站有序充电方法[J]. 电力工程技术,2021,40(1):181-187.
JIANG Ming, XU Qingqiang, JI Zhenya. Coordinated charging approach for charging stations based on temporal difference learning [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 181-187.
- [11] 姚志力,江斌开,龚春阳,等. 计及电动汽车充电负荷特性的区域多能源站规划设计[J]. 电网技术,2022,46(9):3304-3318.
YAO Zhili, JIANG Binkai, GONG Chunyang, et al. Planning and design of regional multi-energy stations considering electric vehicle charging load characteristics [J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3304-3318.
- [12] 周建力,乌云娜,董昊鑫,等. 计及电动汽车随机充电的风光-氢综合能源系统优化规划[J]. 电力系统自动化,2021,45(24):30-40.
ZHOU Jianli, WU Yunna, DONG Haoxin, et al. Optimal planning of wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system considering random charging of electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 30-40.
- [13] 周凌锋,王杰. 基于时空分布负荷预测的电动汽车充电优化[J]. 现代电力,2018,35(5):10-16.
ZHOU Lingfeng, WANG Jie. Electric vehicles charging optimization method considering spatial and temporal distribution charging demands prediction [J]. Modern Electric Power, 2018, 35(5): 10-16.
- [14] 钱涛,任孟极,邵成成,等. 基于深度学习考虑出行模式的电动汽车充电负荷场景生成[J]. 电力系统自动化,2022,46(12):67-75.
QIAN Tao, REN Mengji, SHAO Chengcheng, et al. Deep-learning-based electric vehicle charging load scenario generation considering travel mode [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 67-75.
- [15] 陈锦鹏,胡志坚,陈嘉滨,等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术,2021,47(9):3094-3106.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand [J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106.
- [16] 王珏莹,胡志坚,谢仕炜. 计及交通流量调度的智慧综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报,2020,40(23):7539-7555.
WANG Jueying, HU Zhijian, XIE Shiwei. Smart multi-energy

- system planning considering the traffic scheduling [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(23): 7539-7555.
- [17] 谢仕炜, 胡志坚, 王珏莹. 考虑时空耦合的城市电力-交通网络动态流量均衡[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(24): 8408-8424.
- XIE Shiwei, HU Zhijian, WANG Jueying. Dynamic flow equilibrium of urban power and transportation networks considering the coupling in time and space [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(24): 8408-8424.
- [18] 周玮, 徐从明, 杨丹霞, 等. P2P 能源共享下考虑意愿动态调整的电动汽车群需求响应策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(21): 8217-8230.
- ZHOU Wei, XU Congming, YANG Danxia, et al. Research on demand response strategy of electric vehicles considering dynamic adjustment of willingness under P2P energy sharing [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(21): 8217-8230.
- [19] 王誉博, 龚庆武, 乔卉, 等. 考虑电动汽车用户意愿的滚动优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 54-61.
- WANG Yubo, GONG Qingwu, QIAO Hui, et al. Rolling optimal scheduling considering electric vehicle users' willingness [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 54-61.
- [20] 聂昕磊, 樊艳芳. 融合车主综合意愿的变功率 V2G 调度策略[J]. 电力电容器与无功补偿, 2022, 43(3): 92-98.
- NIE Xinlei, FAN Yanfang. Variable-power V2G dispatching strategy integrating comprehensive will of car owners [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(3): 92-98.
- [21] 周星月, 黄向敏, 张勇军, 等. 基于需求响应潜力模糊评估的电动汽车实时调控优化模型[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 30-37.
- ZHOU Xingyue, HUANG Xiangmin, ZHANG Yongjun, et al. Real-time scheduling and optimization model of electric vehicles based on fuzzy evaluation of demand response potential [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 30-37.
- [22] 李怡然, 张姝, 肖先勇, 等. V2G 模式下计及供需两侧需求的电动汽车充放电调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 129-135, 143.
- LI Yiran, ZHANG Shu, XIAO Xianyong, et al. Charging and discharging scheduling strategy of EVs considering demands of supply side and demand side under V2G mode [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 129-135, 143.
- [23] 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.
- [24] 李咸善, 周晓岚, 姚俊伟, 等. 考虑车主多模式需求响应模糊意愿的优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 89-101.
- LI Xianshan, ZHOU Xiaolan, YAO Junwei, et al. Optimal dispatch strategy considering fuzzy intention of multi-mode demand response of vehicle owners [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 89-101.
- [25] 张程, 匡宇, 邹复民, 等. 考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 236-244.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236-244.
- [26] 马骏超, 黄弘扬, 楼伯良, 等. 分时电价背景下综合能源需求响应优化建模[J]. 电力工程技术, 2020, 39(5): 99-106.
- MA Junchao, HUANG Hongyang, LOU Boliang, et al. Optimal modeling of integrated energy demand response under time-shared electricity price [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(5): 99-106.
- [27] 宋晓通, 吕倩楠, 孙艺, 等. 基于电价引导的电动汽车与综合能源系统交互策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3744-3756.
- SONG Xiaotong, LÜ Qiannan, SUN Yi, et al. Interactive strategy of electric vehicles and integrated energy system based on electricity price guidance [J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3744-3756.
- [28] 丁叶强, 姚学恒, 陈向民, 等. 基于 5G 与实时电价的电动汽车需求侧管理研究[J]. 华电技术, 2021, 43(1): 66-70.
- DING Yeqiang, YAO Xueheng, CHEN Xiangmin, et al. Study on electric vehicle demand side management based on 5G and spot pricing [J]. Huadian Technology, 2021, 43(1): 66-70.
- [29] 崔杨, 周飞杰, 赵钰婷, 等. 考虑替代效应的电动汽车负荷参与调频辅助服务市场出清方式[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 111-119.
- CUI Yang, ZHOU Feijie, ZHAO Yuting, et al. Clearing mode of electric vehicle load participating in frequency regulation ancillary service market considering substitution effect [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 111-119.
- [30] 张宇轩, 郭力, 刘一欣, 等. 电动汽车充电负荷概率分布的数值建模方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(18): 61-70.
- ZHANG Yuxuan, GUO Li, LIU Yixin, et al. Numerical modeling method for probability distribution of electric vehicle charging load [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 61-70.
- [31] 朱峻良, 武志刚, 刘嘉宁. 基于半动态交通均衡的电动汽车充电负荷概率分布建模[J/OL]. 电网技术: 1-13 [2023-11-13]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0095>.
- ZHU Junliang, WU Zhigang, LIU Jianing. Electric vehicle charging load probability distribution modeling based on semi-dynamic traffic equilibrium [J/OL]. Power System Technology: 1-13 [2023-11-13]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0095>.
- [32] 孟国情, 邱晓燕, 张明珂, 等. 计及柔性负荷和换电站的综合能源系统优化调度[J]. 电子测量技术, 2023, 46(14): 138-145.

- MENG Guoqing, QIU Xiaoyan, ZHANG Mingke, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering flexible loads and battery swapping station [J]. *Electronic Measurement Technology*, 2023, 46(14): 138-145.
- [33] SINHA A, SOUN T, DEB K. Using Karush-Kuhn-Tucker proximity measure for solving bilevel optimization problems [J]. *Swarm and Evolutionary Computation*, 2019, 44: 496-510.
- [34] 李欣, 刘立, 黄婧琪, 等. 含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(4): 18-25.
- LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimal scheduling of park-level integrated energy system with coupling of P2G and CCS [J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2023, 35(4): 18-25.
- [35] 赵冬梅, 夏轩, 陶然. 含电转气的热电联产微网电/热综合储能优化配置 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(17): 46-54.
- ZHAO Dongmei, XIA Xuan, TAO Ran. Optimal configuration of electric/thermal integrated energy storage for combined heat and power microgrid with power to gas [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(17): 46-54.

作者简介:



冯野牧

冯野牧(1999),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统运行优化(E-mail: 815357586@qq.com);

吕干云(1976),男,博士,教授,研究方向为电能质量分析和控制、综合能源建模与优化、人工智能技术在电力系统中的应用;

史明明(1986),男,博士,高级工程师,从事新能源与分布式发电相关工作。

Two-layer optimal scheduling of park integrated energy system considering the charging and discharging willingness of electric vehicles

FENG Yemu¹, LYU Ganyun¹, SHI Mingming², ZHU Zhiying¹, WANG Haoyu³, CHEN Guangyu¹

(1. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China;

3. State Grid Xuzhou Power Supply Company of Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Xuzhou 221005, China)

Abstract: With the increasing popularity of electric vehicles, the number of electric vehicle users in industrial parks is increasing, and their charging and discharging behaviors pose great challenges to the planning and operation of park integrated energy system (PIES). A two-layer optimal scheduling of PIES considering the charging and discharging willingness of electric vehicles is proposed. Firstly, a charging and discharging willingness model is established based on factors such as dynamic real-time electricity price, battery charge capacity, battery loss compensation, and additional participation incentives. An improved electric vehicle charging and discharging model is obtained on this basis. A two-layer optimal scheduling model is established with the goal of minimizing the charging cost of the car, and the inner model is transformed into the constraints of the outer model through the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) condition, so as to quickly and stably solve the single-layer model. Finally, the simulation solution is performed, and three different scenarios are set up. The proposed model is compared with the general charging and discharging willingness model. The effectiveness and feasibility of the two-layer optimal scheduling of PIES proposed in this paper are verified.

Keywords: electric vehicle (EV); charging and discharging willingness; park integrated energy system (PIES); dynamic time-of-use electricity price; two-layer optimal scheduling; battery loss compensation

(编辑 方晶)