

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

张程¹, 匡宇¹, 邹复民^{1,2}, 刘佳静¹, 李传栋³

(1. 福建工程学院 智能电网仿真分析与综合控制福建省高校工程研究中心, 福建 福州 350118;

2. 福建省汽车电子与电驱动技术重点实验室, 福建 福州 350118;

3. 国网福建省电力有限公司 电力科学研究院, 福建 福州 350007)

摘要:综合能源系统耦合负荷侧多种能源需求,是就地消纳分布式能源的有效手段。为协调多利益相关者场景下综合能源系统与电动汽车之间的调度问题,提出了一种考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统双层模型的优化调度策略。首先,针对风光出力随机性,采用拉丁超立方采样生成场景,然后利用改进削减速率的快速前代消除技术进行场景削减。其次,为了挖掘电动汽车的需求响应潜力,在分时电价基础上,根据负荷与可再生能源的匹配度提出一种动态定价机制来引导电动汽车有序充放电,并研究其充放电策略对运行成本与碳排放量的影响。最后,算例分析结果表明,与分时电价相比,所提定价机制与调度策略能提高能源利用率与EV的调度灵活性,有效降低两利益相关者的运行成本与系统的碳排放量。

关键词:综合能源系统;动态电价;场景削减;双层优化;需求响应;电动汽车

中图分类号:U 469.72;TM 734

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202208003

0 引言

目前,由于气候变化与能源供应短缺问题,传统电力系统正向低碳绿色的综合能源系统 IES(Integrated Energy System)转型。我国提出在 2060 年前达到碳中和的目标,因此构建以新能源为主体的可持续能源系统已成为必经之路^[1-2]。IES 作为分布式电源、电储能装置 EES(Electrical Energy Storage device)以及多种负载的载体,能满足多能源的并网需求。

当前国内外已对 IES 优化调度进行了大量研究。文献[3-4]都考虑了价格型需求响应对 IES 经济运行的影响,前者分析多能源的不同价格产生的影响,后者分析不同电价对含碳捕集设备的 IES 影响,但其都未考虑到 IES 中风光与负荷的多种不确定因素的影响。文献[5]提出的优化策略通过协调多个能源载体的互补运行,有效提高 IES 的低碳经济性,但是由于未考虑风光随机性,给经济调度带来一定困难。文献[6]利用历史数据构建风电出力的模糊集,该模糊集具有历史数据统计信息,能得到风电出力较为准确的不确定区间,提高 IES 调度经济性,但其并未综合考虑由于追求经济性给环境带来的影

响,优化目标较为单一。

随着电动汽车 EV(Electric Vehicle)负荷进一步接入 IES,IES 的经济稳定运行将会受到影响,因此 EV 与 IES 深度融合的低碳经济运行问题成为研究的热点。针对 IES 与 EV 的不确定性问题,文献[7-8]利用可调节的鲁棒参数灵活设置调度方案,协调方案的鲁棒性与经济性,但鲁棒优化方案所采用的不确定性区间对预测数据的依赖性强;文献[9]利用风-光-氢为主体的 IES,采用核密度估计与 K-means 聚类算法构建风光出力的不确定性与 EV 充电随机性模型,给出经济与环保最优的调度策略,能够在一定程度上降低碳排放量。文献[10]利用拉丁超立方采样 LHS(Latin Hypercube Sampling)生成风电出力场景,然后利用同步回代法对场景进行削减,在考虑风光不确定性与电价的基础上,实现经济调度。文献[11]考虑多风电场间的相关性,采用蒙特卡罗法进行风电出力抽样,利用快速前代消除技术削减风电场景,减少电网调度经济误差。文献[12]以电热联产为基础,考虑 EV 参与经济调度,可以有效降低运行成本,但该方法仅考虑 EV 充电行为,并未考虑 EV 的需求响应。为了使 EV 主动参与调度过程,文献[13]考虑较大规模 EV 接入风-光-热联合系统,将 EV 负荷分为有序、无序和 EV 入网 V2G(Vehicle to Grid)这 3 类,得出增大有序负荷的渗透率,减少无序充电占比,可降低净负荷方差,提高风光可再生能源的消纳率。文献[14]通过“车网互动型”价格机制,调整电网负荷分布,降低峰谷差,通过将 EV 分类,提高定价策略的经济性。文献[15]根据 EV 不同

收稿日期:2022-04-05;修回日期:2022-07-04

在线出版日期:2022-08-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977039);福建工程学院海洋研究专项基金资助项目(GY-Z22063)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977039) and the Marine Research Special Fund Project of Fujian University of Technology(GY-Z22063)

的充放电价格对充电站经济性与电网稳定性进行优化调度,但未考虑充电站-用户之间的利益关系,不能实现多方共赢。

在 EV 交通能量补给与 IES 的规划方面,文献[16]考虑天然气网、电力与交通的耦合,以全系统投资与运行费用最低,得到耦合网络中充电桩与加气站的布局,改善能源与交通系统的互动潜力。文献[17]基于交通流量进行天然气、配电网、交通网以及 IES 的系统规划,为有序与无序充电制定最佳的出行路线,为充电站投资建设提供指导,但其未涉及风光不确定性。文献[18]基于电力-交通网的时空耦合模型,利用双向波动态过程描述随时间与空间变化的交通流,并基于节点边际电价,根据交通流的变化制定 EV 充电价格,利用不动点映射算法求解两网耦合的均衡问题。文献[19]提出了一种有效的动态零售定价机制,该机制将通过减少旅行延误和消除充电站排队来降低电力成本,但这些定价对运行条件与网络特性比较敏感。

基于上述背景,本文对风光出力随机性以及 EV 主动参与 IES 低碳经济调度问题进行研究。首先,利用构建场景法处理风光不确定性,采用改进快速前代消除技术进行场景削减。其次,计及风光出力不确定性与 EV、燃气轮机 GT(Gas Turbine)、EES 和电网的备用容量,构建上层 IES 与下层 EV 的双层优化模型,从系统整体用电负荷与可再生能源的角度出发,利用新能源与总负荷的匹配度提出一种动态定价机制来引导 EV 进行充放电,使 EV 积极参与调度过程。该定价机制不依赖电网的具体物理模型,且能提升消纳风光的能力和降低系统碳排放量,同时实现 IES 与 EV 的共赢。最后,通过仿真算例验证本文优化方法的低碳经济性与有效性。

1 IES 与 EV 系统建立

IES 可以有效整合各种类型的分布式能源、负载、EES 等设备和控制系统。本文将 IES 作为上层优化模型,系统包括风机 WT(Wind Turbine)、光伏组件 PV(Photo Voltaic module)、GT、EES、储热装置 TES (Thermal Energy Storage device)、电锅炉 EB (Electrical Boiler) 和溴冷机 (WT、PV、GT、EES 可为上层与下层充电 EV 提供电功率, TES、EB、溴冷机为上层提供热功率); 将 EV 作为下层优化模型,系统包含充电桩以及多辆 EV。IES 与 EV 系统拓扑结构见图 1。考虑到实际系统中某时段风光可能没有功率输出, IES 必须提供足够的旋转储备来维持系统输出的连续性,但会产生额外的成本。各模型的具体公式见附录 A 式(A1)~(A7)。

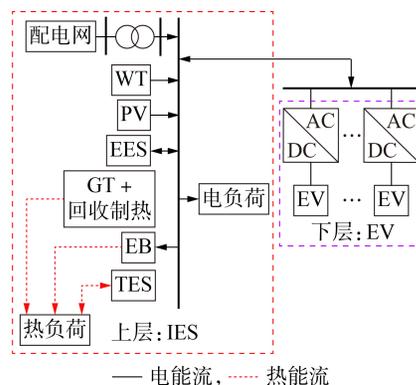


图1 IES与EV系统拓扑结构图
Fig.1 Topology structure diagram of IES and EV system

2 风光不确定性与场景削减

由于 WT、PV 发电受环境影响因素较大,其出力具有一定的不确定性,本文采取 LHS^[10]对风光随机变量进行采样。假设在调度周期内,风速近似服从 Weibull 分布,太阳辐照度近似服从 Beta 分布,通过相应变换可得风光出力。考虑到 LHS 生成场景数量较多,采取基于概率距离的快速前代消除技术^[11]进行场景削减速度较慢,所以对其削减速度进行改进,步骤如下。

1) 步骤 1。假设对风光随机变量进行 LHS 后共生成 K 个场景,计算集合中每对场景 (c_i, c_j) 的二范数 $s(c_i, c_j)$,如式(1)所示。

$$s(c_i, c_j) = \|c_i - c_j\|_2 = \sqrt{\sum_{l=1}^{24 \times 90} (c_i^l - c_j^l)^2} \quad (1)$$

式中: c_i^l, c_j^l 分别为第 i, j 个场景中的第 l 个值。

2) 步骤 2。假设每个场景发生的概率 p 相同。

3) 步骤 3。找出所有场景中每对场景 (c_n, c_m) 的二范数与场景 c_n 发生概率 $p^{(n)}$ 乘积的最小值的集合,记为集合 D ,其表达式如式(2)所示。

$$D = \left\{ \min_{\substack{n \in \{1, 2, \dots, K\} \\ n \neq m}} p^{(n)} s(c_n, c_m) \right\} \quad (2)$$

对于集合 D 中的元素,根据其概率距离进行从小到大排序(数据参考文献[20]):当前 20% 数据的平均概率距离小于后 20% 数据平均概率距离的 10% 时,削减速度 V (表示每次削减场景的个数) 变大, $V = v_1 K$ (v_1 为决策变量); 当前 20% 数据的平均概率距离大于等于后 20% 数据平均概率距离的 10% 并小于其 15% 时,削减速度减小, $V = v_2 K$ (v_2 为决策变量); 当前 20% 数据的平均概率距离大于等于后 20% 数据平均概率距离的 15% 时, $V = 1$ 。

4) 步骤 4。根据步骤 3, 削减 V 个满足式(3)的场景 c_s , 以剔除不具代表性且发生概率很低的场景。

$$p^{(s)} p^{(s)} \min_{s \neq s'} s(c_s, c_{s'}) = \min_{m \in \{1, 2, \dots, K\}} p^{(m)} D \quad (3)$$

式中: $p^{(s)}$ 为削减场景 c_s 发生的概率; $p^{(m)}$ 为场景 c_m 发生的概率。

5) 步骤5。首先求出与被削减场景概率距离最小的场景, 然后更新该场景概率, 其等于该场景原始概率加上被削减场景的概率, 最后更新场景集 D 中元素的数量。

6) 步骤6。重复步骤2—5, 若满足剩余场景数(人为设定), 则停止运行; 否则, 继续削减。

完成上述步骤后, 以削减后的场景与初始场景的概率距离最小为目标, 利用粒子群优化算法对决策变量 v_1, v_2 进行求解。

3 双层优化调度策略

3.1 IES 目标函数

上层 IES 运行成本 C 由以下 9 个部分组成: IES 向电网购电费用 C_1 ; 电网、EES 以及 EV 向 IES 提供备用费用 C_2 ; EES 折旧成本 C_3 ; EV 向 IES 购买用电收益 C_4 ; 碳排放费用 C_5 ; GT 运行成本 C_6 ; IES 向 EV 购电费用 C_7 ; 需求响应的补偿费用 C_8 ; 回收制热成本 C_9 。上层 IES 的目标函数为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C = C_1 + C_2 + C_3 - C_4 + C_5 + C_6 + C_7 + C_8 + C_9 \\ C_1 = \sum_{t=1}^T \omega_{fs,t} P_{grid,t}^{EL} \\ C_2 = \sum_{t=1}^T (\omega_{by,grid} R_t^{grid} + \omega_{by,EES} R_t^{EES} + \omega_{by,EV} R_t^{EV}) \\ C_3 = \sum_{t=1}^T \omega_{zj,EES} P_{CH,t}^{EES} \\ C_4 = \sum_{t=1}^T \omega_{dt,t} P_{CH,t}^{EV} \\ C_5 = (E_{C,t} - D_{C,t}) \omega_{CO_2} \\ C_6 = \sum_{t=1}^T [sR_t^{GT} + \kappa S_t + U_t (\zeta + \psi P_t^{CT})] \\ C_7 = \sum_{t=1}^T \omega_{dt,t} P_{DC,t}^{EV} \\ C_8 = \sum_{t=1}^T \omega_{bce,t} (P_t^{EI} + P_t^{TRL}) \\ C_9 = \sum_{t=1}^T \omega_{hs,t} Q_{LB,t} \end{array} \right. \quad (4)$$

式中: $\omega_{fs,t}$ 为电网分时电价; $P_{grid,t}^{EL}$ 为 t 时段 IES 消耗电网功率; T 为调度周期时段数, 为 24; $\omega_{by,grid}$ 为电网备用价格; R_t^{grid} 为 t 时段电网提供的备用容量; $\omega_{by,EES}$ 为 EES 备用价格; R_t^{EES} 为 t 时段 EES 提供的备用容量; $\omega_{by,EV}$ 为 EV 备用价格; R_t^{EV} 为 t 时段 EV 提供的备用容量; $\omega_{zj,EES}$ 为 EES 折旧成本; $P_{CH,t}^{EES}$ 为 t 时段 EES 充电功率; $\omega_{dt,t}$ 为 t 时段上层向下层提供的动态电价; $P_{CH,t}^{EV}$ 为 t 时段 EV 消耗 IES 的电功率; $P_{DC,t}^{EV}$ 为 t 时段 EV 向 IES

的放电功率; $D_{C,t}$ 为 t 时段 IES 碳配额; ω_{CO_2} 为碳交易价格; P_t^{EI} 为 t 时段可中断的电负荷; P_t^{TRL} 为 t 时段发生时移的电负荷功率; $\omega_{bce,t}$ 为 t 时段的需求响应补偿价; ζ 和 ψ 为 GT 的耗量系数; κ 和 s 分别为 GT 的开机成本和提供备用的费用; S_t 和 U_t 分别为 t 时段 GT 的启停变量和状态变量, S_t 取值为 1 表示启动, 为 0 表示停机; R_t^{CT} 和 P_t^{CT} 分别为 t 时段 GT 提供的备用容量和输出功率; $\omega_{hs,t}$ 为 t 时段回收制热成本; $Q_{LB,t}$ 为 t 时段溴冷机制热功率; $E_{C,t}$ 为 t 时段 IES 碳排放量, 其表达式见式(5)^[5]。

$$E_{C,t} = \sum_{t=1}^T \left[a_1 + b_1 P_{grid,t}^{EL} + v_1 (P_{grid,t}^{EL})^2 \right] + \sum_{t=1}^T \left[a_2 + b_2 P_t^{CT} + v_2 (P_t^{CT})^2 \right] \quad (5)$$

式中: a_1, b_1, v_1 为煤电机组的碳排放计算参数; a_2, b_2, v_2 为耗天然气型机组的碳排放计算参数。

考虑 IES 的目标函数内含多个子函数, 故在求解之前需对 $C_1 - C_9$ 的表达式进行标么化。标么化后第 o ($o=1, 2, \dots, 9$) 个部分的成本 C_o 如式(6)所示。

$$\gamma_o = \frac{C_o^{\max} - C_o}{C_o^{\max} - C_o^{\min}} \quad (6)$$

式中: C_o^{\max}, C_o^{\min} 分别为第 o 个部分成本 C_o 的最大、最小值。

3.2 EV 目标函数

下层 EV 运行成本 F 由以下 3 个部分组成: EV 向电网购电成本 F_1 ; EV 向 IES 购电成本 F_2 ; EV 向 IES 提供备用收益 F_3 。下层 EV 的目标函数为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min F = F_1 + F_2 - F_3 \\ F_1 = \omega_{fs,t} P_{grid,t}^{EV} \\ F_2 = \omega_{dt,t} (P_{CH,t}^{EV} - P_{DC,t}^{EV}) \\ F_3 = \omega_{by,EV} R_t^{EV} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: $P_{grid,t}^{EV}$ 为 t 时段 EV 消耗电网功率。

3.3 约束条件

3.3.1 电功率平衡约束

为了确保系统安全稳定地运行, 电功率平衡约束为:

$$P_t^{grid} + P_{DC,t}^{EES} + P_t^{DG} + P_t^{GT} + P_{DC,t}^{EV} = P_t^{EL} + P_{CH,t}^{EV} + P_t^{CL} + P_{CH,t}^{EES} \quad (8)$$

式中: P_t^{grid} 为 t 时段电网提供的总功率; $P_{DC,t}^{EES}$ 为 t 时段 EES 放电功率; P_t^{DG} 为 t 时段风光的总出力; P_t^{EL} 为 t 时段 IES 除 EES 外的用电负荷; $P_{CH,t}^{EV}$ 为 t 时段 EV 的充电功率; P_t^{CL} 为 t 时段可控负荷, 用来控制电功率平衡。

3.3.2 热功率平衡约束

热功率平衡约束为:

$$P_{EB,t} + P_{DC,t}^{TES} - P_{CH,t}^{TES} + Q_{LB,t} = P_{h,t}^{TRL} + P_{eh,t} \quad (9)$$

式中: $P_{DC,t}^{TES}$ 为 t 时段 TES 放热功率; $P_{CH,t}^{TES}$ 为 t 时段 TES

蓄热功率; $P_{h,t}^{\text{TRL}}$ 为 t 时段可时移热负荷功率; $P_{\text{EB},t}$ 为 t 时段 EB 额定供热功率; $P_{\text{eh},t}$ 为 t 时段的热需求,即热负荷。

3.3.3 供电系统需求响应约束和设备出力约束

上层 IES 模型考虑需求响应约束,对可时移与可中断负荷有一定的限制,电网与 GT 出力上、下界的约束为:

$$\begin{cases} P_{t,\min}^{\text{TRL}} < P_t^{\text{TRL}} < P_{t,\max}^{\text{TRL}} \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{TRL}} = 0 \\ P_{t,\min}^{\text{EI}} < P_t^{\text{EI}} < P_{t,\max}^{\text{EI}} \\ P_{\text{grid},t}^{\min} < P_{\text{grid},t} < P_{\text{grid},t}^{\max} \\ P_{t,\min}^{\text{GT}} < P_t^{\text{GT}} < P_{t,\max}^{\text{GT}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{t,\max}^{\text{TRL}}$ 、 $P_{t,\min}^{\text{TRL}}$ 分别为 t 时段可时移电负荷的上、下限; $P_{t,\max}^{\text{EI}}$ 、 $P_{t,\min}^{\text{EI}}$ 分别为 t 时段可中断负荷的上、下限; $P_{\text{grid},t}^{\max}$ 、 $P_{\text{grid},t}^{\min}$ 分别为 t 时段电网出力的上、下限; $P_{t,\max}^{\text{GT}}$ 、 $P_{t,\min}^{\text{GT}}$ 分别为 t 时段 GT 出力的上、下限。

3.3.4 EES、TES 运行约束

EES 在运行时受充放电状态约束、充放电功率约束、EES 容量约束^[3],如式(11)所示。

$$\begin{cases} C_{t+1}^{\text{EES}} = C_t^{\text{EES}} + (\eta_{\text{CH}}^{\text{EES}} P_{\text{CH},t}^{\text{EES}} - P_{\text{DC},t}^{\text{EES}} / \eta_{\text{DC}}^{\text{EES}}) \Delta t \\ 0 \leq P_{\text{DC},t}^{\text{EES}} \leq P_{\text{DC},\max}^{\text{EES}} \\ 0 \leq P_{\text{CH},t}^{\text{EES}} \leq P_{\text{CH},\max}^{\text{EES}} \\ C_{t,\min}^{\text{EES}} \leq C_t^{\text{EES}} \leq C_{t,\max}^{\text{EES}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: C_t^{EES} 为 t 时段 EES 容量; $\eta_{\text{CH}}^{\text{EES}}$ 、 $\eta_{\text{DC}}^{\text{EES}}$ 分别为 EES 的充、放电效率; $C_{t,\max}^{\text{EES}}$ 、 $C_{t,\min}^{\text{EES}}$ 分别为 t 时段 EES 容量的上、下限; $P_{\text{CH},\max}^{\text{EES}}$ 、 $P_{\text{DC},\max}^{\text{EES}}$ 分别为 t 时段 EES 充、放电功率上限; Δt 为充放电间隔,取值为 1 h。TES 运行约束与 EES 类似,如式(12)所示。

$$\begin{cases} C_{t+1}^{\text{TES}} = C_t^{\text{TES}} + (\eta_{\text{CH}}^{\text{TES}} P_{\text{CH},t}^{\text{TES}} - P_{\text{DC},t}^{\text{TES}} / \eta_{\text{DC}}^{\text{TES}}) \Delta t \\ 0 \leq P_{\text{DC},t}^{\text{TES}} \leq P_{\text{DC},\max}^{\text{TES}} \\ 0 \leq P_{\text{CH},t}^{\text{TES}} \leq P_{\text{CH},\max}^{\text{TES}} \\ C_{t,\min}^{\text{TES}} \leq C_t^{\text{TES}} \leq C_{t,\max}^{\text{TES}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: C_t^{TES} 为 t 时段 TES 容量; $\eta_{\text{CH}}^{\text{TES}}$ 、 $\eta_{\text{DC}}^{\text{TES}}$ 分别为 TES 的蓄、放热效率; $P_{\text{CH},\max}^{\text{TES}}$ 、 $P_{\text{DC},\max}^{\text{TES}}$ 分别为 TES 蓄、放热的功率的上限; $C_{t,\max}^{\text{TES}}$ 、 $C_{t,\min}^{\text{TES}}$ 分别为 t 时段 TES 容量的上、下限。

3.3.5 EV 充放电约束与充电容量约束

EV 充电容量及充放电功率必须在允许范围内,如式(13)所示。

$$\begin{cases} C_{t+1}^{\text{EV}} = C_t^{\text{EV}} + (\eta_{\text{ch}}^{\text{EV}} P_{\text{CH},t}^{\text{EV}} - P_{\text{DC},t}^{\text{EV}} / \eta_{\text{dc}}^{\text{EV}}) \Delta t \\ C_{t,\min}^{\text{EV}} \leq C_t^{\text{EV}} \leq C_{t,\max}^{\text{EV}} \\ 0 \leq P_{\text{DC},t}^{\text{EV}} \leq P_{\text{DC},t,\max}^{\text{EV}} \\ 0 \leq P_{\text{CH},t}^{\text{EV}} \leq P_{\text{CH},t,\max}^{\text{EV}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: C_t^{EV} 为 t 时段 EV 电池容量; $\eta_{\text{ch}}^{\text{EV}}$ 、 $\eta_{\text{dc}}^{\text{EV}}$ 分别为 EV 充、放电效率; $C_{t,\max}^{\text{EV}}$ 、 $C_{t,\min}^{\text{EV}}$ 分别为 t 时段 EV 电池容量上、下限; $P_{\text{CH},t,\max}^{\text{EV}}$ 、 $P_{\text{DC},t,\max}^{\text{EV}}$ 分别为 t 时段 EV 充、放电功率上限。

3.3.6 备用功率约束

备用功率是满足系统功率平衡和平抑风光不确定性功率输出的重要保障。电网、EES、GT 和 EV 共同为系统提供备用。备用功率约束为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{grid}} + R_t^{\text{grid}} \leq P_{\text{grid},t}^{\max} \\ R_t^{\text{EES}} \leq \min \{ \eta_{\text{DC}}^{\text{EES}} (C_t^{\text{EES}} - C_{t,\min}^{\text{EES}}) / \Delta t, P_{\text{DC},\max}^{\text{EES}} - P_{\text{DC},t}^{\text{EES}} \} \\ P_t^{\text{GT}} + R_t^{\text{GT}} \leq P_{t,\max}^{\text{GT}} \end{cases} \quad (14)$$

为了保持电量平衡, EV 旋转备用容量 R_t^{EV} 不能超过总备用容量 R_t 与电网、EES 和 GT 应向 IES 提供的备用容量的差值,如式(15)所示。

$$R_t^{\text{EV}} \leq \min \{ P_{\text{DC},t,\max}^{\text{EV}} - P_{\text{DC},t}^{\text{EV}}, R_t - R_t^{\text{grid}} - R_t^{\text{EES}} - R_t^{\text{GT}} \} \quad (15)$$

3.4 动态定价机制

IES 调度中,分时电价可以有效显示各时段负荷水平,但在系统中加入 EV,会导致各时段的负荷水平发生变化,电价与负荷水平不匹配,分时电价不能有效引导 EV 利用风光出力进行充放电,为指导 EV 有效消纳 IES 中的风光出力,本文提出基于风光出力与负荷相匹配的动态定价机制,将这种动态定价机制作为上下层优化模型的纽带。定价机制可以描述为:

$$P_t^{\text{load}} = (P_t^{\text{EL}} - P_{\text{DC},t}^{\text{EES}} + P_{\text{CH},t}^{\text{EES}}) + (P_{\text{eh},t} + P_{h,t}^{\text{TRL}} - P_{\text{DC},t}^{\text{TES}} + P_{\text{CH},t}^{\text{TES}}) - (P_{\text{DC},t}^{\text{EV}} - P_{\text{CH},t}^{\text{EV}}) \quad (16)$$

$$\omega_{\text{dt},t} = \begin{cases} a\omega_{\text{fs},t} & P_t^{\text{load}} < P_t^{\text{DG}} \\ \omega_{\text{GT},t} & P_t^{\text{DG}} \leq P_t^{\text{load}} < P_t^{\text{DG}} + P_t^{\text{GT}} + R_t^{\text{GT}} \\ \omega_{\text{fs},t} & P_t^{\text{load}} \geq P_t^{\text{DG}} + P_t^{\text{GT}} + R_t^{\text{GT}} \end{cases} \quad (17)$$

$$a = \begin{cases} P_t^{\text{load}} / P_t^{\text{DG}} & hP_t^{\text{DG}} \leq P_t^{\text{load}} < P_t^{\text{DG}} \\ h & 0 < P_t^{\text{load}} < hP_t^{\text{DG}}, h \leq \omega_{\text{fs},t} \\ \omega_{\text{fs},t} & 0 < P_t^{\text{load}} < hP_t^{\text{DG}}, h > \omega_{\text{fs},t} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时段负荷功率; $\omega_{\text{GT},t}$ 为 t 时段 GT 供电价格; h 为负荷与风光出力的匹配系数,是一个待优化的变量,本文采用纵横交叉算法对 h 进行寻优,具体步骤如下。

1) 步骤 1。初始化纵横交叉算法参数与动态电价的待优化价格系数 h , h 对应种群内的粒子 X 。

2) 步骤 2。将 h 传入上层 IES 模型中,计算上层模型的调度成本与机组出力。

3) 步骤 3。下层 EV 获得上层 IES 调度信息与动态电价,根据此电价进行优化调度,计算运行成本与 EV 充放电计划。

4) 步骤 4。将下层的 EV 充放电计划传到上层 IES,不断上下交替迭代求得初始适应度值。

5) 步骤 5。横向交叉,将初始种群内的粒子 X 代

入式(19)进行横向交叉,计算适应度值 S_{hc} 并与父代适应度值比较,更新 X 。

$$\begin{cases} S_{hc}(i', d) = r_1 X_{i', d} + (1-r_1) X_{j', d} + c_1 (X_{i', d} - X_{j', d}) \\ S_{hc}(j', d) = r_2 X_{j', d} + (1-r_2) X_{i', d} + c_2 (X_{j', d} - X_{i', d}) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $S_{hc}(i', d)$ 与 $S_{hc}(j', d)$ 分别表示父代粒子 $X_{i', d}$ 与父代粒子 $X_{j', d}$ 交叉产生的第 d 维后代适应度值; r_1 与 r_2 为 $[0, 1]$ 之间的随机数; c_1 与 c_2 为 $[-1, 1]$ 之间的随机数。

6)步骤6。纵向交叉,假设粒子 X 的第 d_1 、 d_2 维度元素参与纵向交叉,根据式(20)计算适应度值中间解 S_{vc} ,此时适应度值计算结束,并与步骤5中更新的 X 比较,保留最优解,即联合成本最低时对应的 h 。

$$S_{vc}(i', d_1) = r X_{i', d_1} + (1-r) X_{i', d_2} \quad (20)$$

式中: r 为 $[0, 1]$ 间的随机数。因为该步骤只有1个变量,所以粒子 X 的不同维度取值相同。

7)步骤7。步骤6中所得最优粒子 X 即为所求 h ,将其代入步骤2中,在满足迭代次数后,输出最优成本、调度方案与 h 。

通过动态定价机制,EV可以选择在新能源比例较高的时段进行充电,此时充电电价较低,用户可以进行充电来降低电力成本。因此,用户有足够的动机调整EV用电行为,降低下层运行成本。

3.5 双层优化求解流程

为了获得双层优化策略的最优解,其联合优化目标可表示为:

$$F_{\min} = \min(\sqrt{F^2 + C^2}) \quad (21)$$

式中: F_{\min} 为最终的联合优化目标。本文优化策略利用MATLAB调用CPLEX进行求解,具体流程如附录A图A1所示。

4 算例分析

4.1 风光场景削减

根据某地风光实测数据,采用第2节提出的风光不确定性处理方法,经过LHS后可得到1000个风光出力场景及其对应的削减场景,如附录B图B1、B2所示。可以看出削减后的风光场景出力曲线与削减前的风光出力曲线趋势基本一致,说明利用改进快速前代消除技术处理风光出力的随机性是有效的。最后得到3个典型的风光场景出力,场景1—3的概率分别为0.237、0.410与0.353。

附录B表B1为利用不同参数对风电出力进行削减的结果。由表可知:原始快速前代消除技术相对文献[20]与本文方法运行时间较长;文献[20]方法虽然比原始快速前代消除技术与本文方法计算速度快,但是削减前、后概率距离明显增大,削减精度较差;K-means聚类算法的运行时间随场景规模的扩大而显著增加,削减后的概率距离比本文方法也有

所增加;本文方法相比其他方法减少了场景削减前后的概率距离,提升了削减精度,比原始快速前代消除技术速度更快。

4.2 算例基础数据

为验证本文所提模型及优化策略的可行性,以某IES与EV为具体算例进行仿真分析。电网分时电价数据如附录B表B2所示。

EV系统中含有1座充电站,共10个充电桩,每个充电桩的充电功率为15kW,园区内共有15辆EV,每辆EV的电池容量为60kW·h,电网、ESS和EV的备用价格均为0.04元/(kW·h),可中断负荷功率的上限为各时段电负荷需求的10%。碳配额额度设置为每个时段热、电负荷总和的5%,碳交易价格为0.5元/kg。系统的总备用容量设置为风光出力的百分比,算例分析中设置为40%(此时联合成本最低,将在4.3节进行分析说明)。IES当日调度的电、热负荷、室内外温度差以及风光期望出力(以场景2为例)如附录B图B3所示,其他参数如附录B表B3所示。

4.3 仿真结果分析

通过蒙特卡罗法模拟EV无序充电计划,并将其作为IES第一次优化时的EV调度结果。无序充电计划如附录B图B4所示。

风光出力以场景2为例,计及EV、EES、GT以及EV备用的情况,根据不同的价格机制进行调度。利用纵横交叉算法对3.4节描述的电价系数 h 进行迭代求解,结果如图2所示。由图可知,利用纵横交叉算法求解该电价系数 h 是有效的,重复30次实验后,可得迭代100次的最小联合成本约为804.3元,此时对应的 h 为0.67。

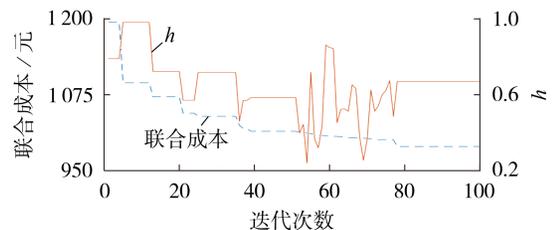


图2 联合成本与价格系数 h 的变化关系

Fig.2 Relationship between joint cost and price coefficient h

采用动态电价机制和分时电价机制的电力需求调度结果分别如附录B图B5(a)、(b)所示。由图可知,由于风光出力向上层IES提供电量不需要支付费用,上层IES优先消纳风光出力。一方面,采用动态电价机制,电网单位出力价格较采用分时电价时有所降低,从而降低了IES的用电成本。另一方面,采用动态电价机制和分时电价机制的最大差别在于可控负荷大小:动态电价机制下的可控负荷明显减

少,由电功率平衡约束可知,动态电价机制下电网出力与负载之间差额小,整个系统运行更加合理,有利于提高系统经济性。此外,系统内设备在不同机制下出力情况也有不同:EES在[01:00,04:00]时段和[12:00,14:00]时段内进行充电,在[18:00,21:00]时段内,此时为用电高峰期,GT与电网单位出力价格均大于ESS,故采用EES放电来弥补系统功率不足。由附录B图B5(b)可知,在[22:00,24:00]时段内,电负荷较少,电网单位出力价格低于GT,故采用电网出力弥补系统功率不足,而由附录B图B5(a)可知,同一时段中系统功率不足完全由风光出力供给,减少了电网出力。综上说明采用动态电价机制可提高系统的经济性与环保性。

采用动态电价机制和分时电价机制的热需求调度结果分别如附录B图B6(a)、(b)所示。由图可知:在[04:00,07:00]时段内,系统热负荷较多,此时考虑移除一部分热负荷,与此同时TES开始放热;在[11:00,14:00]时段内,热负荷较少,此时TES进行蓄热,同时系统转入少量热负荷;在[18:00,20:00]时段内,此时风光出力较少,电网单位出力价格较高,所以通过GT与溴冷机提供热量,此外TES放热,系统转出一部分热负荷;在[22:00,24:00]、[00:00,05:00]时段内,由于电网单位出力价格较低,所以电网负责主要的出力。上述分析说明本文所设计的以经济性为目标的热需求调度模型较为合理。

采用动态电价机制和分时电价机制的下层EV调度结果如图3所示。由图可知:与分时电价相比,

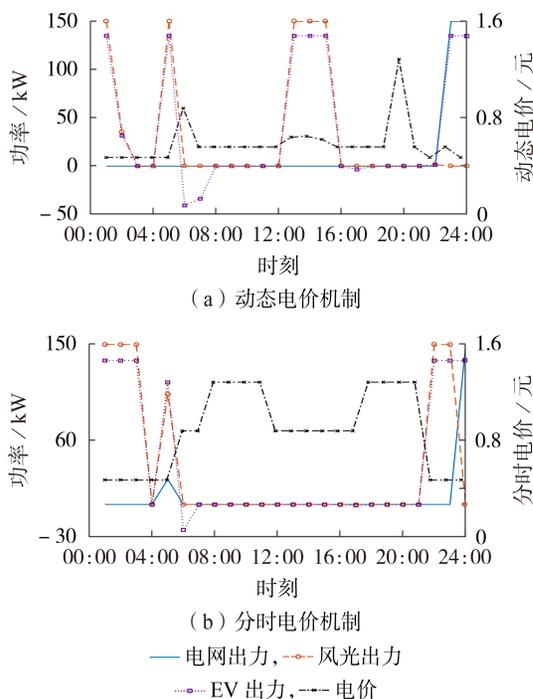


图3 EV调度结果

Fig.3 EV dispatch results

采用动态电价机制可以使EV更加积极参与IES运行,可以有效利用风光进行充电。例如:在[13:00,15:00]时段内,风光出力远大于IES中的电、热负荷之和,动态电价较低且不处于用电高峰期,EV充电既可以消纳风光又能够存储足够的电量,可在IES负荷水平较高时给其供电;而在[01:00,03:00]时段与[22:00,24:00]时段内,风光功率不足,此时EV给IES供电,给用户带来一定收益,同时也能减少上层IES中的购电量与GT出力。因此在动态电价机制下,电网单位出力价格的调整能引导EV更加灵活地进行充放电,使其充放电配置更合理,避免了EV在IES电、热负荷较多时充电,使得EV与IES的深度融合调度更具经济与环保性。

采用动态电价机制和分时电价机制时整个调度周期内系统电负荷变化如附录B图B7所示。由图可知:在[22:00,24:00]、[00:00,04:00]时段内,电网单位出力价格较低,负荷与风光出力差距较大,此时EV进行充电使得系统电负荷整体提高;在[13:00,15:00]时段内,EV进行充电,虽然一定程度上增大了峰谷差,但是实现了电价与负荷水平相互匹配,有利于提高系统的经济性与环保性。采用动态电价机制后,[13:00,15:00]时段内可时移负荷较少,且此时有一部分可中断负荷降低负载,EV能利用比分时电价低的价格进行充电,所以用电高峰期转移到下午的平时段[12:00,15:00]。分时电价下的用电高峰与动态电价机制类似,但是其负荷量的增加主要是转移负荷的移入导致的。

采用动态电价机制和分时电价机制后各时段的碳排放量如附录B图B8所示。可以看出在[22:00,24:00]时段内,采用动态电价机制前EV进行充电功率较大,但此时风光出力不足,导致该时段的电网用电量较大,碳排放量较多。采用动态电价机制后整个调度周期内的碳排放量比采用分时电价后约减少了183.2 kg。

表1给出了不同场景下采用分时电价和动态电价机制下上层IES与下层EV的运行成本。表中:将风光出力分别采用本文方法削减后的3个场景数据进行调度的方案记为场景1—3;概率成本和为场景1—3中IES、EV的运行成本与该场景对应发生的概

表1 不同电价机制下各场景的运行成本

Table 1 Operating costs of scenarios under different electricity price mechanisms

场景	分时电价机制下运行成本/元			动态电价机制下运行成本/元		
	IES	EV	联合成本	IES	EV	联合成本
1	718.5	552.8	906.5	632.4	502.2	807.5
2	712.9	551.1	901.1	630.9	498.9	804.3
3	717.4	553.6	906.2	634.8	503.1	809.9
4	715.8	552.4	904.2	632.6	501.2	807.1
5	726.4	563.8	919.5	640.8	509.3	818.5

率乘积之和,记为场景4。将风光出力采用原始风光数据进行调度的方案记为场景5。由表可知,无论哪种场景,动态电价机制下上层IES与下层EV运行成本均低于分时电价机制,约分别减少了83、50元。场景1—3的动态电价机制的联合成本较分时电价机制的联合成本分别降低了10.9%、10.7%和10.6%,这说明本文所提动态电价机制可有效提高IES与EV联合运行的经济性。同时可发现,动态电价机制下IES与EV之间的成本差值较分时电价小,证明了动态电价机制可协调其利益相关性。动态电价机制下场景4联合成本较场景5有所降低,故本文采用的场景削减方式也可在一定程度上降低系统运行成本。

场景2中采用分时电价和动态电价机制下运行成本 C_1-C_9 、 F_1-F_3 如附录B表B4所示。由表可知,动态电价机制下下层EV来自IES的充电成本比分时电价降低13.5%,放电收益也有所提高。动态电价机制下的碳交易成本比分时电价降低91.6元,EV向电网购电成本也降低了39.6%,有利于实现低碳经济调度。

4.3.1 不同备用容量与碳交易价格对经济性的影响

表2给出了采用分时电价和动态电价机制后场景2在不同总备用容量下优化后上、下层系统的运行成本及二者联合成本。由表可知,上层IES成本随着总备用容量的变化呈现先减后增的趋势,其受总备用容量的影响较大,当总备用容量为40%时,上层IES运行成本最低。EV的变化与IES类似,但其变化幅度较小。总体而言,在不同总备用容量下,动态电价机制引导的联合成本都低于分时电价,系统整体可获得更可观的经济效益。当总备用容量超过50%的风光出力后,EV由于提供的备用服务已达到上限,所以成本基本不变。

表2 不同总备用容量下的成本

总备用容量 / %	IES成本 / 元		EV成本 / 元		联合成本 / 元	
	分时电价	动态电价	分时电价	动态电价	分时电价	动态电价
20	741.2	657.4	586.3	526.8	945.1	842.4
30	728.9	642.1	571.2	512.7	926.0	821.7
40	712.9	630.9	551.1	498.9	901.1	804.3
50	732.3	645.5	535.6	486.2	907.3	798.6
60	778.3	690.1	524.2	476.5	938.3	838.6
70	846.2	757.9	523.8	477.3	995.2	895.7

不同碳交易价格下上、下两层系统成本对比如附录B图B9所示。由图可知,对于本文所提调度优化策略,碳交易价格对IES系统的影响呈现先增后减的趋势,当碳交易价格低于0.6元/kg时,IES成本逐渐增加。对于EV而言,当碳交易价格低于0.3元/kg,成本基本持平。碳交易价格从0.4元/kg

升高为0.6元/kg时,EV成本降低,这是因为EV向电网提供的电量增加,获得了一定的经济效益。此外当碳交易价格的区间为[0.4,0.5]元/kg时,系统整体的联合成本最低,上下两层的经济性也较协调。

4.3.2 不同EV数量对经济性与碳排放量的影响

图4为不同EV数量下弃风弃光量与运行时间。由图可知,2种定价机制在风光消纳上有差别。当EV数量为15辆时,动态电价机制的弃风弃光量约为分时电价的50%,随着EV数量的增加,采用动态电价机制后,系统能够快速消纳风光,而采用分时机制后系统消纳风光速率较慢,从侧面可以反映EV在动态电价激励下能主动参与调度运行。在EV数量达到35辆后,分时机制下的弃风弃光量不变化,EV充电桩的负荷已经饱和。随着EV数量的增加,双层优化调度时间差别较小。

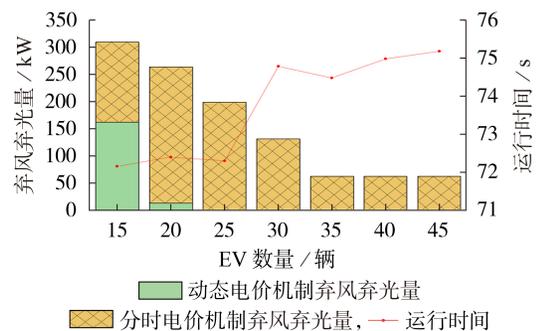


图4 运行时间与弃风弃光量

Fig.4 Running time and amount of wind and PV power curtailment

本文进一步分析增加EV数量的情况下碳排放量以及系统成本的变化情况,结果如附录B图B10所示。由图可知,随着EV数量的增加,碳排放量先减小后增加。当EV数量为20辆时,碳排放量呈现最低状态,因为增加5辆EV可以为IES提供更多的电力,减少GT与电网的部分出力。超过20辆后,由于没有多余的风光,EV充电需向电网、IES购电,产生更多的碳排放量。当EV数量小于等于30辆时,系统的联合运行成本上涨幅度低于EV数量超过30辆的情况,因为风光出力与负荷的比值减小,所以EV充电价格更高,此外也需要更多的电力供给,增加了碳排放量。

4.3.3 EV电池容量对成本的影响

图5给出当EV数量为15辆时,EV电池容量在不同电价机制下对EV成本、IES成本以及联合成本的影响。由图可知:在不同EV电池容量下,动态电价机制有利于降低EV与IES的运行成本;从整体趋势来看,IES与EV的成本都随着EV电池容量的增加而提高;另外,随着EV电池容量的增加,分时电价的成本变化较为平缓,动态电价机制的变化存在明显起伏变化,说明动态电价机制能够有效促进IES

与EV的协调优化。

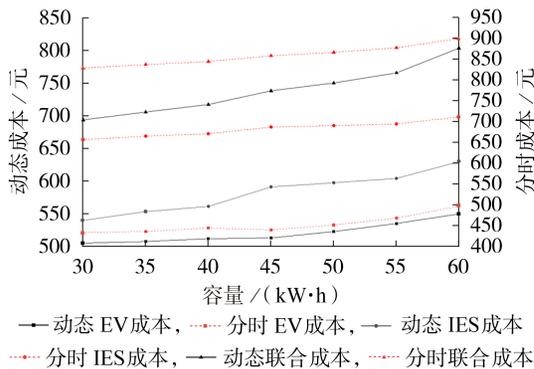


图5 EV电池容量对成本的影响

Fig.5 Impact of EV battery capacity on cost

5 结论

本文通过不同风光场景提出了考虑风光出力不确定的IES与EV联合运行的双层日前优化调度策略。该优化策略还考虑了不同定价机制对整个调度周期经济性与碳排放的影响,旨在发挥2个利益相关者之间协调参与能力。得到的结论如下:

1)通过风光出力与总负荷之间的匹配关系构建的动态电价机制可灵活引导EV充放电并参与IES优化调度,同时降低IES与EV的联合运行成本与碳排放量,此外,通过EV参与提供旋转备用服务,使两者的经济性也得到改善,实现了低碳经济运行;

2)动态电价机制能激发EV需求响应潜力,提高风光消纳率,通过不同的碳交易价格引导,双层优化调度策略可在不同程度上协调IES与EV的利益;

3)采用LHS与基于改进概率距离的场景削减技术模拟风光出力随机特点,可以提高削减精度,使决策方案更合理,较原始风光出力相比,有利于提高优化调度经济性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

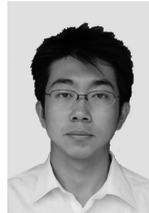
- [1] 赵曰浩,李知艺,鞠平,等. 低碳化转型下综合能源电力系统弹性:综述与展望[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):13-23,47. ZHAO Yuehao, LI Zhiyi, JU Ping, et al. Resilience of power system with integrated energy in context of low-carbon energy transition: review and prospects[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 13-23, 47.
- [2] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12. CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [3] 崔杨,郭福音,付小标,等. 供用能转换促进风电消纳的综合能源系统源荷协调优化调度[J]. 电网技术,2022,46(4):1437-1447. CUI Yang, GUO Fuyin, FU Xiaobiao, et al. Source-load coordi-

nated optimal dispatch of integrated energy system based on conversion of energy supply and use to promote wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1437-1447.

- [4] 崔杨,曾鹏,王铮,等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术,2021,45(2):447-461. CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system with carbon capture equipment considering price-based demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 447-461.
- [5] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):8-13,22. QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- [6] 王晞,徐浩,王海燕,等. 考虑风电和电动汽车不确定性的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力建设,2020,41(12):80-89. WANG Xi, XU Hao, WANG Haiyan, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system considering uncertainties of wind power and electric vehicles[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12): 80-89.
- [7] 朱嘉远,刘洋,许立雄,等. 考虑风电消纳的热电联供型微网日前鲁棒经济调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(4):40-48. ZHU Jiayuan, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Robust day-ahead economic dispatch of microgrid with combined heat and power system considering wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 40-48.
- [8] 张刚,张峰,张利,等. 考虑碳排放交易的日前调度双阶段鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报,2018,38(18):5490-5499. ZHANG Gang, ZHANG Feng, ZHANG Li, et al. Two-stage robust optimization model of day-ahead scheduling considering carbon emissions trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5490-5499.
- [9] 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.
- [10] 袁桂丽,贾新潮,房方,等. 虚拟电厂源荷双侧热电联合随机优化调度[J]. 电网技术,2020,44(8):2932-2940. YUAN Guili, JIA Xinchao, FANG Fang, et al. Joint stochastic optimal scheduling of heat and power considering source and load sides of virtual power plant[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2932-2940.
- [11] 谢敏,熊靖,刘明波,等. 基于Copula的多风电场出力相关性建模及其在电网经济调度中的应用[J]. 电网技术,2016,40(4):1100-1106. XIE Min, XIONG Jing, LIU Mingbo, et al. Modeling of multi wind farm output correlation based on Copula and its application in power system economic dispatch[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1100-1106.
- [12] 刘洪,陈星屹,李吉峰,等. 基于改进CPSO算法的区域电热综合能源系统经济调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):193-200. LIU Hong, CHEN Xingyi, LI Jifeng, et al. Economic dispatch based on improved CPSO algorithm for regional power-heat integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 193-200.

- [13] 胡福年,徐伟成,陈军. 计及电动汽车充电负荷的风电-光伏-光热联合系统协调调度[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(13):10-20.
HU Fuyan, XU Weicheng, CHEN Jun. Coordinated scheduling of wind power photovoltaic solar thermal combined system considering electric vehicle charging load[J]. Power System Protection and Control,2021,49(13):10-20.
- [14] 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.
- [15] 程杉,杨堃,魏昭彬,等. 计及电价优化和放电节制的电动汽车充电站有序充放电调度[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(11):1-8.
CHENG Shan,YANG Kun,WEI Zhaobin,et al. Orderly charging and discharging scheduling of an electric vehicle charging station considering price optimization and discharge behavior control[J]. Power System Protection and Control,2021,49(11):1-8.
- [16] 李珂,邵成成,王雅楠,等. 考虑电-气-交通耦合的城市综合能源系统规划[J/OL]. 中国电机工程学报. [2022-06-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20220118.1425.014.html>.
- [17] 王珏莹,胡志坚,谢仕伟. 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.
- [18] 谢仕伟,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.
- [19] ALIZADEH M, WAI H T, GOLDSMITH A, et al. Retail and wholesale electricity pricing considering electric vehicle mobility[J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems,2019,6(1):249-260.
- [20] 宋杉. 主动配电网态势预测技术[D]. 南京:东南大学,2018.
SONG Shan. Situation prediction technology of active distribution network[D]. Nanjing:Southeast University,2018.

作者简介:



张程

张程(1982—),男,副教授,博士,研究方向为电力系统稳定与控制、新能源等(E-mail:zhangcheng@fjut.edu.cn);

匡宇(1997—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统分析、稳定和控制等(E-mail:1459072190@qq.com)。

(编辑 王欣竹)

Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles

ZHANG Cheng¹, KUANG Yu¹, ZOU Fumin^{1,2}, LIU Jiajing¹, LI Chuandong³

(1. Fujian Provincial University Engineering Research Center for Simulation Analysis and Integrated Control of Smart Grid, Fujian University of Technology, Fuzhou 350118, China;

2. Fujian Key Lab for Automotive Electronics and Electric Drive, Fuzhou 350118, China;

3. Electric Power Research Institute, State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Fuzhou 350007, China)

Abstract: Integrated energy system couples multiple energy demands at the load side and it is an effective means to consume distributed energy locally. To coordinate the dispatch problem between integrated energy system and electric vehicles in a multi-stakeholder scenario, a two-layer model optimal dispatch strategy of an integrated energy system that takes into account wind and solar uncertainty and electric vehicles is proposed. Firstly, in view of the randomness of the wind and solar output, the scenarios are generated by Latin hypercube sampling, and then the scenarios are reduced by the fast previous generation elimination technology with improved reduction rate. Secondly, in order to explore the demand response potential of electric vehicles, a dynamic pricing mechanism is proposed to guide the orderly charging and discharging of electric vehicles based on the time-of-use electricity price according to the matching of load and renewable energy. The impact of the charging and discharging strategy on operating costs and carbon emission is also investigated. Finally, the results of the case study show that compared with the time-sharing tariff, the proposed pricing mechanism and scheduling strategy can improve the energy utilization and EV dispatch flexibility, and effectively reduce the operating costs of the two stakeholders and the carbon emission of the system.

Key words: integrated energy system; dynamic electricity price; scenario reduction; bi-level optimization; demand response; electric vehicles

附录 A

1) 建筑物热惯性模型。

本文考虑了建筑物的热需求，并将其作为热负荷。建筑物的热惯性是用来描述供热系统供给热量的变化对建筑物温度的影响，建筑物的暂态热平衡方程表示如下：

$$\frac{dT_{in}}{dt} = \frac{P_{ch,t} - (T_{in}(t) - T_{out}(t))QF}{c_{air}\rho_{air}R} \quad (A1)$$

式中：\$T_{in}(t)\$ 为 \$t\$ 时段室内温度；\$T_{out}(t)\$ 为 \$t\$ 时段室外温度；\$Q\$ 为建筑物综合传热系数；\$F\$ 为建筑物表面积；\$R\$ 为建筑物体积；\$c_{air}\$ 为室内空气比热容；\$\rho_{air}\$ 为室内空气密度；\$P_{ch,t}\$ 为 \$t\$ 时段的热需求，即热负荷。

2) GT 与溴冷机模型。

通过溴冷机余热回收装置对燃气机组发电余热进行回收，实现了能源的梯级利用，具有供能可靠、节能减排等诸多优势。其数学模型为：

$$\begin{aligned} Q_{GT,t} &= P_{GT,t}(1 - \lambda_{loss}) \\ Q_{LB,t} &= Q_{GT,t}\eta_h\mu_{LB} \end{aligned} \quad (A2)$$

式中：\$P_{GT,t}\$ 为 \$t\$ 时段 GT 出力；\$Q_{GT,t}\$ 为 \$t\$ 时段 GT 排出气体余热；\$\lambda_{loss}\$ 为散热损失系数；\$Q_{LB,t}\$ 为 \$t\$ 时段溴冷机制热功率；\$\eta_h\$ 为溴冷机余热回收效率；\$\mu_{LB}\$ 为溴冷机制热效率。

3) EB 模型。

$$\begin{cases} P_{EB,t} = \eta_{EB}P_{OEB,t} \\ 0 \leq P_{EB,t} \leq P_{EB,t,max} \end{cases} \quad (A3)$$

式中：\$P_{OEB,t}\$ 为 \$t\$ 时段 EB 耗电功率；\$P_{EB,t}\$ 为 \$t\$ 时段 EB 额定供热功率；\$\eta_{EB}\$ 为 EB 性能系数；\$P_{EB,t,max}\$ 为 \$t\$ 时段 EB 最大功率。

4) EV 模型。

研究表明，EV 到达、离开 EV 充电站的时间近似服从正态分布，EV 到达充电站时间的概率密度函数 \$f_{EV}\$ 可描述为：

$$f_{EV}(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \exp\left[-\frac{(t+24-\mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] & 0 < t \leq \mu_1 - 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \exp\left[-\frac{(t-\mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] \mu_1 & -12 < t \leq 24 \end{cases} \quad (A4)$$

式中：\$\mu_1\$ 为 EV 到达充电站时间的均值；\$\sigma_1\$ 为 EV 到达充电站时间的标准差。其中 \$\mu_1=17.47\$，\$\sigma_1=3.41\$。EV 每日行驶里程的概率密度函数 \$f_d\$ 为：

$$f_d(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}x\sigma_d} \exp\left[-\frac{(\ln x - \mu_d)}{2\sigma_d^2}\right] \quad (A5)$$

式中：\$x\$ 为 EV 日行驶里程；\$\mu_d\$ 与 \$\sigma_d\$ 分别表示 EV 日行驶里程的均值与标准差，分别为 4.91 和 0.88。

根据 EV 的行驶里程与初始充电状态，EV 充电结束时的状态为：

$$S_{SOC,fin} = S_{SOC,int} + \frac{x E_{d,100}}{100 C_{max}^{EV}} \quad (A6)$$

式中：\$S_{SOC,fin}\$ 为充电结束时的荷电状态；\$S_{SOC,int}\$ 为开始充电时荷电状态；\$E_{d,100}\$ 为 EV 行驶 100 千米的电量需求，为 12 kW h；\$C_{max}^{EV}\$ 为 EV 最大容量，EV 充电时间计算如下：

$$T_{ch} = \frac{(S_{SOC,fin} - S_{SOC,int})C_{max}^{EV}}{P_c \eta_{ch}^{EV}} \quad (A7)$$

式中：\$T_{ch}\$ 为 EV 充电时间；\$P_c\$ 为 EV 充电功率；\$\eta_{ch}^{EV}\$ 为 EV 充电效率。

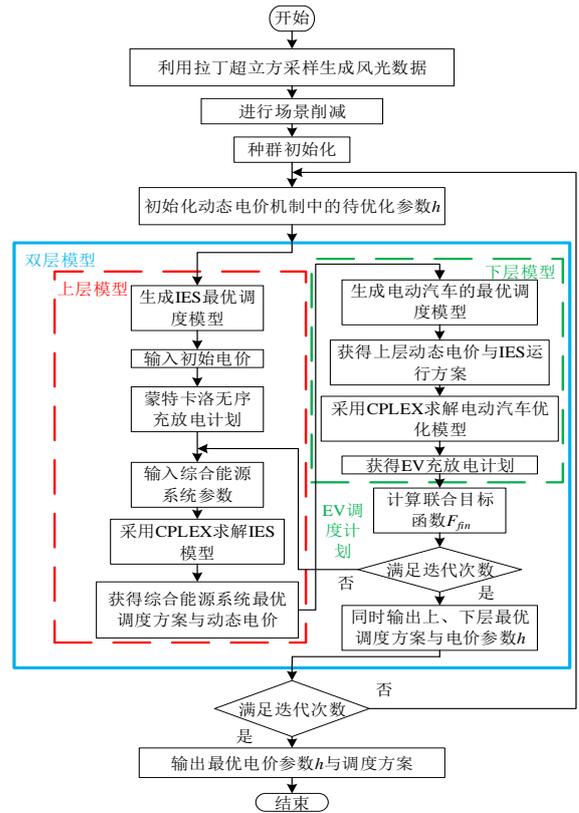
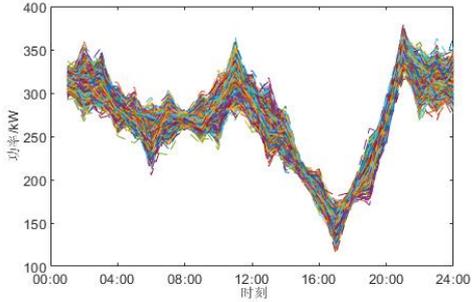


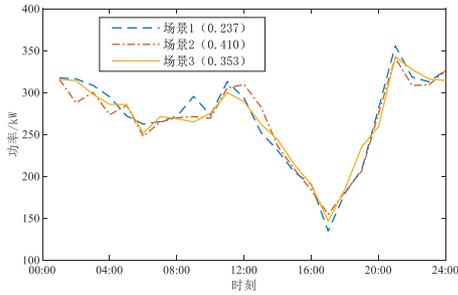
图 A1 调度总流程图

Fig.A1 General flowchart of scheduling

附录 B



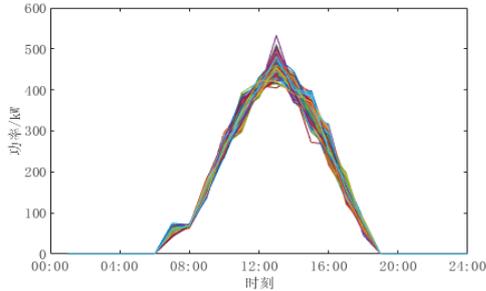
(a) 风电出力



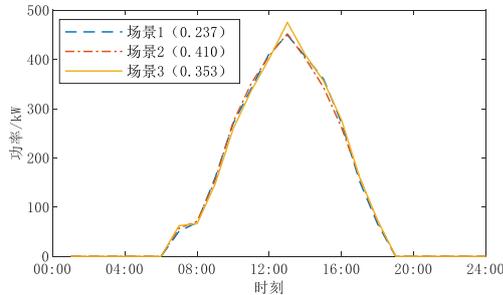
(b) 风电削减场景出力

图 B1 风电出力与削减场景出力

Fig.B1 Actual output and reduction scene output of wind power



(a) PV 出力



(b) PV 削减场景出力

图 B2 PV 出力与削减场景出力

Fig.B2 Actual output and reduction scene output of PV

表 B1 削减结果

Table B1 Reduction results

场 景	运行时间/s				削减前、后概率距离			
	方法 1	方法 2	方法 3	方法 4	方法 1	方法 2	方法 3	方法 4
1	1.496	1.356	1.450	1.322	1823	1902	1855	1684
					3	1	2	2
2	8.635	6.523	9.231	7.878	2052	2217	2136	1753
					4	8	2	6
3	24.13	18.35	27.81	20.76	2412	2785	2697	1984
					3	6	4	6

注: 场景 1—3 对应的场景规模分别为 500、1000、1500; 方法 1—4 分别为快速前代消除技术、文献[20]方法、K-means 聚类和本文方法。

表 B2 电网分时电价

Table B2 Grid time-of-use tariffs

时段	具体时间	电价/[元 (kW h) ⁻¹]
峰时段	[08:00, 11:00], [18:00, 21:00]	1.304
平时段	[06:00, 07:00], [12:00, 17:00]	0.950
谷时段	[01:00, 05:00], [22:00, 24:00]	0.565

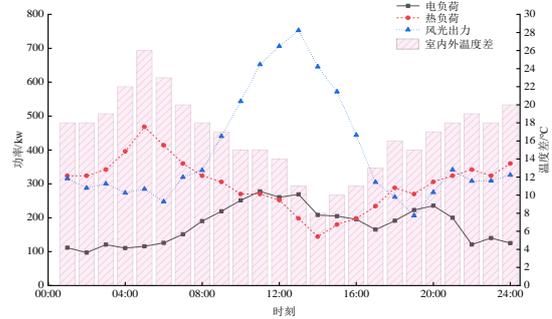


图 B3 风光、负荷及温度差

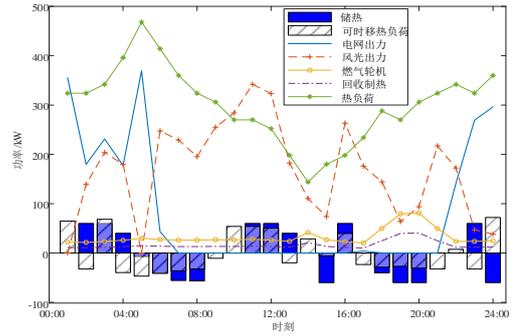
Fig.B3 Wind and photovoltaic, load and temperature difference

表 B3 参数设置

Table B3 Parameter settings

参数	数值	参数	数值
$\omega_{bce,t}$	0.2 元/(kW h)	$P_{DC,t}^{TES}$	60 kW
ζ	1.2	η_{CH}^{TES}	0.95
ψ	0.35	η_{CH}^{TES}	0.95
κ	1.6 元	η_{EB}	0.99
ς	0.04 元	K	0.5
$\omega_{hs,t}$	0.2 元/(kW h)	F	24 000 m ²

$\omega_{GT,t}$	0.35 元 / (kW h)	$P_{EB,t,max}$	500 kW
$P_{grid,max}$	500 kW	η_h	0.85
$C_{t,min}^{EES}$	32 kW h	μ_h	0.85
$C_{t,max}^{EES}$	160 kW h	λ_{loss}	0.3
$P_{CH,t,max}^{EES}$	40 kW	$P_{t,max}^{GT}$	500 kW
$P_{DC,t,max}^{EES}$	40 kW	$P_{t,min}^{GT}$	50 kW
$C_{t,max}^{TES}$	160 kW h	η_{ch}^{EV}	0.9
$P_{CH,t,max}^{TES}$	60 kW	η_{dc}^{EV}	0.9



(a) 动态电价

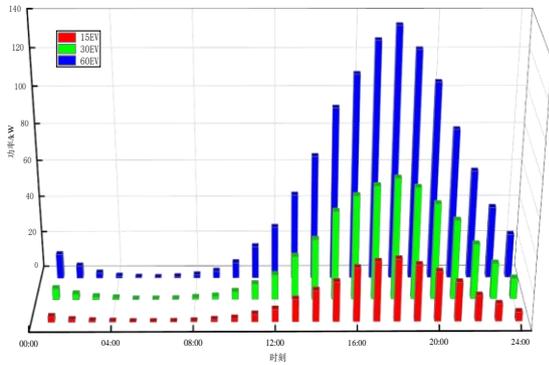
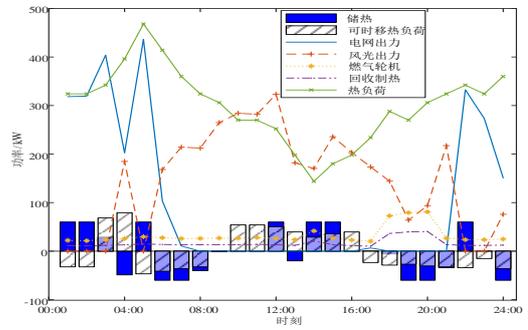


图 B4 EV 无序状态

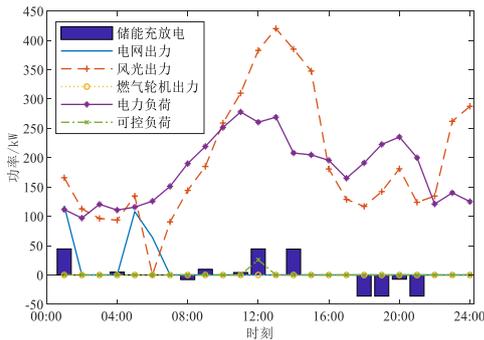
Fig.B4 EV disorder



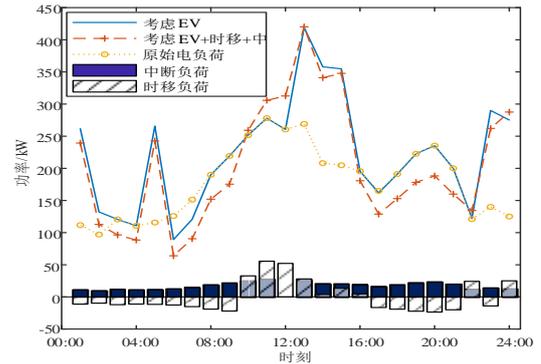
(b) 分时电价

图 B6 热需求调度

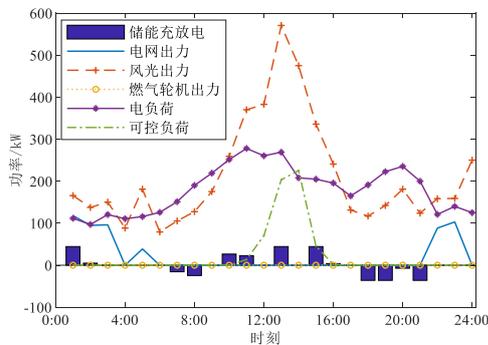
Fig.B6 Thermal demand scheduling



(a) 动态电价



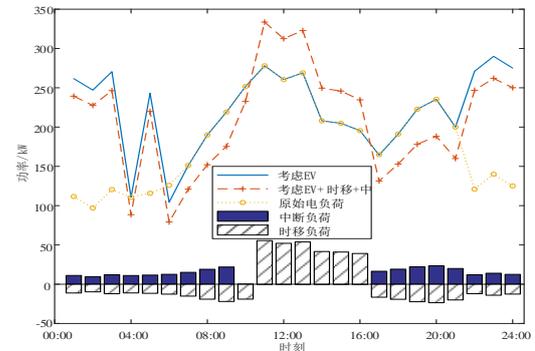
(a) 动态电价



(b) 分时电价

图 B5 电力需求调度结果

Fig. B5 Power demand scheduling results



(b) 分时电价

图 B7 电负荷变化

Fig. B7 Electric load change

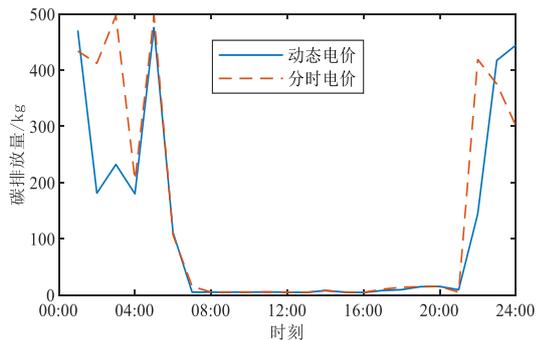


图 B8 碳排放量

Fig.B8 Carbon Emission

表 B4 各部分成本

Table B4 Costs for each component

成本	结果/元		成本	结果/元	
	动态电价机制	分时电价机制		动态电价机制	分时电价机制
C ₁	166.7	252.4	C ₇	51.8	22.4
C ₂	192.3	153.6	C ₈	181.3	189.5
C ₃	24.1	48.7	C ₉	73.5	75.4
C ₄	426.3	492.6	F ₁	158.1	95.5
C ₅	71.3	162.9	F ₂	374.5	469.2
C ₆	296.3	301.1	F ₃	33.7	13.6

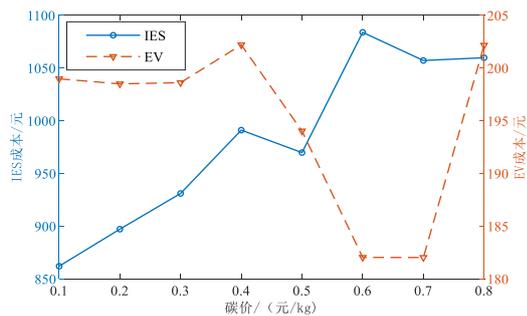


图 B9 不同碳价下的成本

Fig.B9 Costs under different carbon prices

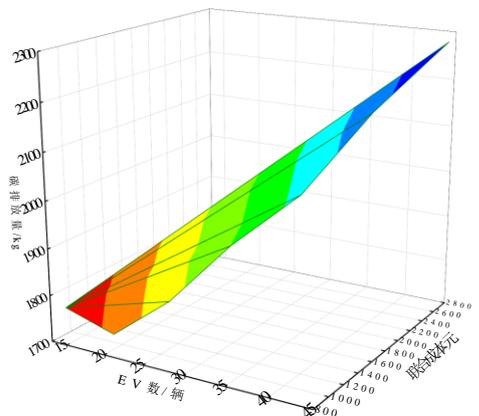


图 B10 不同 EV 数量下的成本与碳排放量

Fig.B10 Cost and carbon emission under different EV quantities