

考虑灵活性负荷需求响应和碳补偿的综合能源系统优化调度

李洪美, 朱礼元, 林志芳, 李香凡

(江苏师范大学电气工程及自动化学院, 江苏 徐州 221116)

摘要:为促进综合能源系统中用户侧灵活性资源的高效调动, 构建了一种融合经济补偿与碳补偿的双重激励机制, 并结合需求响应优化模型展开研究。首先, 基于用户对电、热、气等多类能源的响应特性, 将柔性负荷划分为3类灵活性负荷进行调度, 并引入经济补偿与碳补偿的联合激励策略。其次, 建立了综合能源运营商和负荷聚合商之间的双层博弈模型, 结合多维需求响应约束和Stackelberg博弈, 求解最优利益分配。另外, 为了提高算法的寻优能力, 提出了自适应多变异差分进化算法。最后, 不同场景的仿真表明该模型显著降低了系统的运行成本和碳排放量, 同时也证明了所提算法具有更好的寻优能力。

关键词: 多维需求响应; 碳补偿; 综合能源系统; 自适应多变异差分进化算法

Optimal Scheduling of Integrated Energy Systems Considering Flexible Load Demand Response and Carbon Offset

LI Hongmei, ZHU Liyuan, LIN Zhifang, LI Xiangfan

(School of Electrical Engineering and Automation, Jiangsu Normal University, Xuzhou, Jiangsu 221116, China)

Abstract: To promote the efficient mobilization of flexibility resources on the user side in integrated energy systems, a dual incentive mechanism integrating economic compensation and carbon offset is constructed, and the research is conducted in combination with a demand response optimization model. Firstly, based on users' response characteristics to multiple energy sources such as electricity, heat, and gas, flexible loads are categorized into three types of flexibility loads for scheduling, and a joint incentive strategy incorporating economic and carbon compensation is introduced. Secondly, a bi-level game model between integrated energy operators and load aggregators is established, combining multi-dimensional demand response constraints and Stackelberg game theory to solve for optimal benefit allocation. Additionally, to enhance the optimization capability of the algorithm, an adaptive multi-mutation differential evolution algorithm is proposed. Finally, simulations under different scenarios demonstrate that the model significantly reduces system operational costs and carbon emissions while also prove that the proposed algorithm exhibits superior optimization capability.

Key words: multi-dimensional demand response; carbon offset; integrated energy system; adaptive multi-mutation differential evolution algorithm

0 引言

区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)是指在一定区域内涵盖能源的生产、传输、分配、转换、存储和消费等各个环节的集成

系统^[1-4]。

目前针对 RIES 的规划和运行很多学者进行了大量的研究^[5-6]。为了提高能源利用效率, 文献[7]将废物焚烧发电纳入工业能源系统中, 燃烧产生的二氧化碳被回收再利用, 同时, 引入“绿色碳”补偿机制, 将可交易的绿色证书转化为碳排放权, 提升了综合能源系统参与节能减排的积极性。文献[8]考虑电热负荷的多样性, 构建了包含电负荷削减、

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(12205122)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (12205122).

时移响应和热负荷供能方式响应的综合需求响应模型,提高了系统的运行效益。为提升用户主动参与需求响应的积极性,研究者普遍引入经济激励机制。文献[9]提出了包含区间长度、补偿基价和价格增长率3个参数的阶梯型需求响应激励机制。文献[10]提出了一种考虑碳交易和双重补偿的需求响应,通过经济补偿与碳配额补偿对用户侧进行激励。文献[11]基于碳排放流量(carbon emission flow, CEF)理论计算了减碳激励价格,挖掘用户侧降碳潜力。文献[12]设计了考虑碳排放的综合能源市场价格机制,并建立了综合能源供需者与消费者的非合作博弈模型,通过敏感性分析揭示了碳价变化的影响。

尽管已有文献分别在经济补偿和碳激励机制方面开展了大量研究,但关于碳补偿与经济补偿协同设计的系统性研究仍相对匮乏,尤其缺少将双重激励机制融入多维需求响应模型与博弈调度结构的研究。针对这一情况,本文提出了一种融合双重补偿机制的多维响应策略。为考量综合能源系统的低碳特性,以综合能源运营商(integrated energy system operator, IESO)作为领导者、负荷聚合商(load aggregator, LA)作为追随者,构建了双层博弈调度策略。结合多维需求响应的约束条件和上层模型的求解结果,制定了用户的电价和气价,并运用Stackelberg模型进行利益分配。

Stackelberg模型将3类柔性负荷及其相应约束同时纳入决策向量,导致决策与状态变量在时间、能源种类和设备维度上大幅增加。此外,模型包含若干非线性项——价格-需求耦合项、碳排放计量与补偿函数的非线性关系。鉴于该模型具有维度高、非线性等特点,求解运算难度大,普通智能优化算法在后期存在多样性不足、迭代次数多等问题,本文提出了一种自适应多变异差分算法(adaptive multi-variation differential evolution, AMDE),在原差分算法中引入自适应多变异切换策略,以增加种群多样性和缩短收敛时间。最后,通过算例验证了所提模型和算法的经济性、可行性。

1 低碳 IES 框架

所提出的 IES 系统构成如图 1 所示,其中包含能源利用、转化、存储和负荷使用环节^[13]。能源利用包括光伏和风电。能源转化环节包括电转气装置

(power to gas, P2G)、燃气轮机(gas turbine, GT)、热电联产(combined heat and power, CHP)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、蓄热氧化装置(regenerative thermal oxidation, RTO)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)、电制冷机(electric chiller, EC)以及碳捕集装置(carbon capture storage, CCS),其中电转气转换装置包括甲烷反应器(methane reactor, MR)、电解槽(electrolyzer, EL)。能源的存储包括蓄电池(storage cell, SC)和蓄热装置(heat storage, HS)。负荷使用环节主要包括居民生活的电、气、热、冷负荷。

IESO 主要负责管理综合能源机组出力并制定生产计划,维持供需侧平衡。IESO 根据 LA 的能源需求及自身的生产计划决定购售策略。同时基于综合需求响应(integrated demand response, IDR)给 LA 制定电热价格,激励 LA 优化用能行为,通过平滑负荷曲线和削峰填谷,促进可再生能源消纳,以降低 IESO 的运行成本。

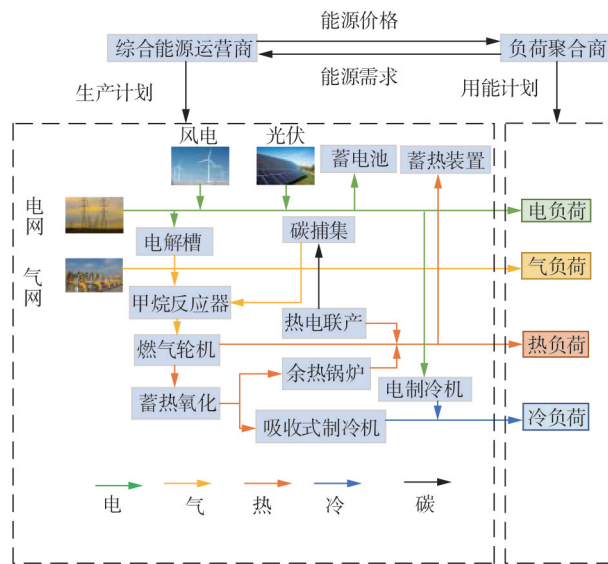


图 1 IES 系统结构

Fig. 1 IES system structure

2 多维需求响应策略

2.1 居民用户多维生活场景分析

用户的基本用能需求可以从多个生活场景中体现出来,包括生活需求、工作需求以及出行需求。这些需求构成了 IES 中多样化负荷的基础^[14-16]。

在 IES 中,根据负荷的用能特性及其可调节性,可将其分为刚性负荷与柔性负荷两大类^[17-18]。

其中,刚性负荷难以调整(如工业负荷);柔性负荷则具有一定的调节潜力,传统研究多将柔性负荷视为具有可转移性与可削减性的用能需求,然而该分类方式较为单一,难以全面反映不同负荷在实际运行中的响应特性。为更有效地挖掘柔性负荷的调节潜力,将柔性负荷分为3类:1)用能时段转移型,其响应能力取决于可迁移能量与允许的时间段。2)用能温度削减型,其调节潜力受设备热惯性与舒适度边界约束(可由一阶RC热动力学模型描述)限制。3)用能种类替换型,其特点是存在电、气等能源之间进行替代以响应价格或补偿差异的潜力^[16]。

2.1.1 用能时段转移型

用能时段转移型设备主要是指用户能够灵活调整使用时段的家庭负荷,具有固定运行周期,可转移负荷在一个调度周期内总用电量一定,但可以在一定时间范围内“转移”其耗能时间。

用户用能时段转移前后的负荷模型如下。

$$\begin{cases} P_t^{\text{load}} = B_t^{\text{in}} P_t^{\text{in,load}} - B_t^{\text{out}} P_t^{\text{out,load}} \\ B_t^{\text{in}} + B_t^{\text{out}} = 1 \\ \sum_{t=1}^{24} \Delta P_t^{\text{load}} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时段的调度负荷; B_t^{in} 、 B_t^{out} 分别为表示可转移负荷在 t 时刻转入、转出状态的0-1逻辑变量; $P_t^{\text{in,load}}$ 、 $P_t^{\text{out,load}}$ 分别为可转移负荷在 t 时段转入、转出的功率; ΔP_t^{load} 为 t 时段的调度负荷变化量。

2.1.2 用能温度削减型

用能温度削减型设备主要指家庭中的温控类负荷,典型代表为空调。此类设备无需固定运行周期,用户可根据室内舒适度灵活启停,因此被归为可中断、可削减的柔性负荷。

用能温度削减型的负荷模型如下。

$$\frac{d\theta_{\text{in}}(t)}{dt} = -\frac{1}{CR} [\theta_{\text{in}}(t) - \theta_{\text{out}}(t) + P_{\text{hvac}}(t)] \quad (2)$$

式中: $\theta_{\text{in}}(t)$ 和 $\theta_{\text{out}}(t)$ 分别为室内、室外温度; C 、 R 分别为室内热容量和热阻; $P_{\text{hvac}}(t)$ 为空调的运行功率。

因此,空调在 t 时段的可削减负荷 Q_t^{cut} 为:

$$Q_t^{\text{cut}} = \frac{d(\theta_{\text{in}}(t) - \theta_{\text{set}}(t))}{dt} \frac{P_{\text{hvac}}(t)}{CR} \quad (3)$$

式中 $\theta_{\text{set}}(t)$ 为 t 时段用户参与需求响应后空调温度设定值。

2.1.3 用能种类替换型

这类负荷如热水器(电)、燃气灶(气)等,在运行时用户会根据能源售价选择不同种类的能源类型。

引入二元变量 z_t 表示能源选择, $z_t \in \{0, 1\}$, 设其在时刻 t 的电输入 P_t^e 、气输入 P_t^g 和对应的电能、气能效率 η_e 、 η_g 满足可替代负荷量 H_t^{re} 的能量平衡。

上述用户可替代负荷的能源关系可描述为:

$$z_t \eta_e P_t^e + (1 - z_t) \eta_g P_t^g = H_t^{\text{re}} \quad (4)$$

2.2 需求响应经济补偿和碳补偿

影响和调节负荷需求最常用的是价格激励手段,为了激发用户对负荷的绿色调节能力,将用户响应价格激励调节的变化量转换成碳补偿奖励给用户,自主调节用户侧可调节负荷范围。由于用户调整用能行为有限,因此本文的碳补偿由 ISO 与 LA 共同承担,转付给用户,考虑经济补偿与碳补偿双重激励策略如下。

$$\begin{cases} \Delta L = E_{\text{cf}} - S_{\text{cf}} \\ E_{\text{cf}} = n_e (P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{CHP}}(t)) \\ S_{\text{cf}} = C_{\text{CO}_2}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: ΔL 为 IES 的净碳排放量; E_{cf} 为 IES 碳排放量; S_{cf} 为 IES 碳吸收量; n_e 为电力碳排放系数; $P_{\text{GT}}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}(t)$ 分别为 GT、CHP 的输出电功率; $C_{\text{CO}_2}(t)$ 为 t 时刻 CCS 捕集的 CO_2 量。

传统的碳排放成本以基准碳价作为统一交易价格,无法充分发挥价格激励特性,使得 IESP 主动减排效果不显著。为激励 IES 减少碳排放,本文采用的阶梯式碳价如图2所示。

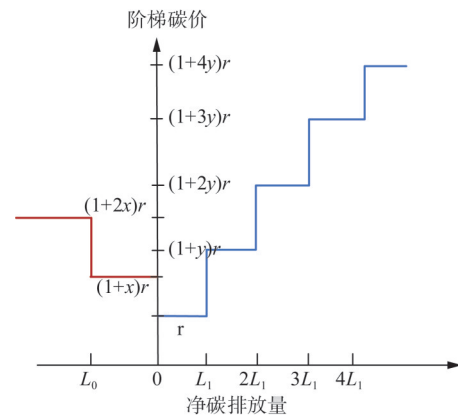


图2 阶梯式碳价

Fig. 2 Stepped carbon prices

当 IES 的净碳排放量因用户主动调节而降低时, 系统将相应减少对碳排放权的需求, 碳补偿奖励由 ISO 与 LA 共同承担并转付至用户侧, 从而在保障用户用能舒适度的同时降低 IES 的实际碳价水平, 减少系统运行成本。相反, 当 IES 的净碳排放量增加时, 超额部分需要以更高的碳价在市场中获得, 导致系统总体成本上升。碳补偿成本表达式如下。

$$C_f = \begin{cases} -(1+x)rL_0 + (1+2x)r(\Delta L + L_0), & \Delta L \leq -L_0 \\ (1+x)r\Delta L, & -L_0 < \Delta L \leq 0 \\ r\Delta L, & 0 < \Delta L \leq L_1 \\ rL_1 + (1+y)r(\Delta L - L_1), & L_1 < \Delta L \leq 2L_1 \\ (2+y)rL_1 + (1+2y)r(\Delta L - 2L_1), & 2L_1 < \Delta L \leq 3L_1 \\ (3+3y)rL_1 + (1+3y)r(\Delta L - 3L_1), & 3L_1 < \Delta L \leq 4L_1 \\ (4+6y)rL_1 + (1+4y)r(\Delta L - 4L_1), & \Delta L > 4L_1 \end{cases} \quad (6)$$

式中: C_f 为碳补偿成本; x 、 y 分别为奖励系数和惩罚系数; r 为基准碳价, 参考 2025 年 3 月复旦大学可持续发展研究中心发布的碳价指数, 取 90 元/t; L_0 和 L_1 分别为碳排放量正负区间长度。

对于用能时段转移型负荷, 其单位转移负荷补偿与转移负荷量有关:

$$C_{\text{load}} = \sum (P_{\text{load},t}^{\text{load}} E_{\text{load},t}^{\text{C}}) \quad (7)$$

式中: C_{load} 为用户进行转移负荷的补偿; $E_{\text{load},t}^{\text{C}}$ 为单位转移负荷补偿, 元/kWh。

温度削减负荷的单位削减负荷补偿与削减的负荷总量有关, 如式(8)所示。

$$C_{\text{cut}} = \sum (Q_{\text{cut},t}^{\text{cut}} E_{\text{cut},t}^{\text{C}}) \quad (8)$$

式中: C_{cut} 为用户进行削减负荷的补偿; $E_{\text{cut},t}^{\text{C}}$ 为单位削减负荷补偿, 元/kWh。

对于种类替换型负荷, 其单位替换负荷补偿与替代负荷量有关。

$$C_{\text{re}} = \sum (H_{\text{re},t}^{\text{re}} E_{\text{re},t}^{\text{C}}) \quad (9)$$

式中: C_{re} 为用户进行替代负荷的补偿; $E_{\text{re},t}^{\text{C}}$ 为单位替代负荷补偿, 元/kWh。

2.3 用户综合满意度

多维需求响应通过电价补偿与温度削减负荷来引导用户脱离原有的用能习惯, 这就意味着用户在参与需求响应后的电费支出与舒适温度将会改变, 进而也将引起用户满意度的变化, 因此通过电费支

出波动与用能习惯偏离度来刻画和量化用户的满意度模型为:

$$\begin{cases} U_e = \zeta \frac{c_D - c_{\text{DR}}}{c_D} \\ U_c = 1 - \frac{|\theta_{\text{set}}(t) - \theta_{\text{set0}}|}{\theta_{\text{best}}^{\text{ub}} - \theta_{\text{best}}^{\text{lb}}} \\ U = \frac{U_e + U_c}{2} \end{cases} \quad (10)$$

式中: U_e 为经济满意度; ζ 为舒适度系数; c_D 为参与需求响应之前的电费支出; c_{DR} 为参与需求响应之后的电费支出; U_c 为舒适度满意度; θ_{set0} 为用户习惯温度设定值; $\theta_{\text{best}}^{\text{ub}}$ 和 $\theta_{\text{best}}^{\text{lb}}$ 分别为最佳温度的上下限; U 为用户综合满意度。

3 IES 双层博弈模型

3.1 上层经济调度模型

IESO 主要负责协调能源供需两侧的平衡, LA 向 IESO 上报能源需求, IESO 向 LA 提供电热一体化能源服务, 并通过多维需求响应管理, 调整 LA 的购能价格^[19-20]。

3.1.1 上层目标函数

IESO 作为博弈的领导者, 根据 LA 的购能策略来制定电价、气价, 优化目标为运行成本最低, 可以表示为:

$$\begin{cases} \min C_{\text{iso}} = C_{\text{buy}} - C_{\text{sell}} + C_{\text{pv,wd}} + C_{\text{bat}} + C_{\text{co}_2} \\ C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} (p^{\text{grid}}(t) P_{\text{e,buy}} + p^{\text{gas}}(t) P_{\text{g,buy}}) \\ C_{\text{sell}} = \sum_{t=1}^{24} (p^{\text{grid}}(t) P_{\text{e,sell}} + p^{\text{gas}}(t) P_{\text{g,sell}}) \\ C_{\text{pv,wd}} = \sum_{t=1}^{24} (\beta_w (P_{\text{pre,wind}}' - P_{\text{wind}}') + \beta_{\text{pv}} (P_{\text{pre,pv}}' - P_{\text{pv}}')) \\ C_{\text{bat}} = \sum_{t=1}^{24} \mu_k P_k(t) \\ C_{\text{co}_2} = \sum_{t=1}^{24} \varepsilon_1 C_f \end{cases} \quad (11)$$

式中: C_{iso} 为运行成本; C_{buy} 为购能费用; C_{sell} 为售能费用(即 LA 的购能费用); $C_{\text{pv,wd}}$ 为弃风弃光惩罚成本; $p^{\text{grid}}(t)$ 和 $p^{\text{gas}}(t)$ 分别为 t 时刻的电价和气价; $P_{\text{e,buy}}$ 和 $P_{\text{g,buy}}$ 分别为 ISO 的购电功率和购气功率; $P_{\text{g,buy}}$ 和 $P_{\text{g,sell}}$ 分别为 ISO 向 LA 的售电和售气功率; C_{bat} 为设备运维成本; β_w 和 β_{pv} 分别为单位弃风、弃光惩罚系数; P_{wind}' 和 P_{pv}' 分别为 t 时刻风、光使用功

率; $P'_{\text{pre, wind}}$ 和 $P'_{\text{pre, pv}}$ 分别为风光预测功率; μ_k 为 k 种设备单位运维费用; $P_k(t)$ 为 k 种设备的功率; C_{co_2} 为碳补偿成本; ε_1 为 ISO 承担用户碳补偿的权重系数。

3.1.2 上层约束条件

1) GT 与 CHP 运行约束

$$\begin{cases} P_{\text{GT}}(t) = \eta_{\text{e}}^{\text{GT}} H_{\text{GT}}(t) \\ H_{\text{GT}}(t) = \eta_{\text{h}}^{\text{GT}} \frac{P_{\text{GT}}(t)(1 - \eta_{\text{e}}^{\text{GT}} - \eta_{\text{loss}})}{\eta_{\text{e}}^{\text{GT}}} \\ P_{\text{CHP, e}}(t) = \eta_{\text{e}}^{\text{CHP}} P_{\text{CHP, g}}(t) \\ \alpha_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}}(t)/P_{\text{CHP}}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{GT}}(t)$ 和 $H_{\text{GT}}(t)$ 分别为 GT 输出的电功率和热功率; $\eta_{\text{e}}^{\text{GT}}$ 为 GT 的发电效率; $\eta_{\text{h}}^{\text{GT}}$ 为 GT 的制热效率; η_{loss} 为 GT 的热损失系数; $P_{\text{CHP, e}}(t)$ 和 $H_{\text{CHP}}(t)$ 分别为 CHP 输出的电功率和热功率; $P_{\text{CHP, g}}(t)$ 为 CHP 输入天然气功率; $\eta_{\text{e}}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 电转换效率; α_{CHP} 为 CHP 的电热比。

2) 制热设备运行约束

$$\begin{cases} H_{\text{WHB}}(t) = \eta^{\text{WHB}} P_{\text{WHB}}(t) \\ H_{\text{RTO}}(t) = \eta_{\text{RTO}} v_{\text{van}}(t) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $H_{\text{WHB}}(t)$ 为 WHB 的热功率; η^{WHB} 为 WHB 热功率转化系数; $P_{\text{WHB}}(t)$ 为消耗的电功率; $H_{\text{RTO}}(t)$ 为 RTO 的热功率; η_{RTO} 为 RTO 热功率转化系数; $v_{\text{van}}(t)$ 为 t 时刻热风的流量。

3) 制冷设备运行约束

$$\begin{cases} Q_{\text{AC}}(t) = \eta^{\text{AC}} H_{\text{AC}}(t) \\ Q_{\text{EC}}(t) = \eta^{\text{EC}} H_{\text{EC}}(t) \end{cases} \quad (14)$$

式中: $Q_{\text{AC}}(t)$ 为 AC 的制冷功率; η^{AC} 为 AC 的冷功率转化系数; $H_{\text{AC}}(t)$ 为 AC 的余热功率; $Q_{\text{EC}}(t)$ 为 EC 的制冷功率; η^{EC} 为 EC 的冷功率转化系数。

4) P2G 和 CCS 运行约束

$$\begin{cases} P_{\text{EL}}^{\text{e}}(t) = \varepsilon_{\text{EL}} P_{\text{EL}}(t) \\ P_{\text{MR}}^{\text{e}}(t) = \varepsilon_{\text{MR}} H_{\text{MR}}(t) \\ P_{\text{CCS}}(t) = \varepsilon_{\text{CCS}} C_{\text{CO}_2}(t) \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{CCS}}(t)$ 为 CCS 系统 t 时刻的能耗; ε_{CCS} 为 CCS 系统的能耗系数; $C_{\text{CO}_2}(t)$ 为 t 时刻 CCS 捕集的 CO_2 量; $P_{\text{EL}}^{\text{e}}(t)$ 、 $P_{\text{MR}}^{\text{e}}(t)$ 分别为 t 时刻 EL 设备的产氢功率和 MR 设备的产气效率; ε_{EL} 、 ε_{MR} 分别为 EL 和 MR 的变换效率; $P_{\text{EL}}(t)$ 、 $H_{\text{MR}}(t)$ 分别为 EL 设备的耗电功率和 MR 设备的耗氢功率。

5) 储能设备运行约束

$$\begin{cases} S_t^{\text{SC}} = S_{t-1}^{\text{SC}}(1 - \alpha_{\text{SC}}) + \eta_{\text{SCC}} P_t^{\text{SCC}} - \frac{P_t^{\text{SCD}}}{\eta_{\text{SCD}}} \\ S_t^{\text{HS}} = S_{t-1}^{\text{HS}}(1 - \alpha_{\text{HS}}) + \eta_{\text{HSC}} P_t^{\text{HSC}} - \frac{P_t^{\text{HSD}}}{\eta_{\text{HSD}}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: S_t^{SC} 、 S_t^{HS} 分别 SC 和 HS 在 t 时段末的蓄电量和储热量; α_{SC} 、 α_{HS} 分别为 SC、HS 自身的电、热能损耗率; P_t^{SCC} 、 P_t^{SCD} 分别为 SC 在 t 时段的充、放电功率; P_t^{HSC} 、 P_t^{HSD} 分别为 HS 在 t 时段的充、放热功率; η_{SCC} 、 η_{SCD} 、 η_{HSC} 、 η_{HSD} 分别为 SC、HS 的充、放效率。

3.2 下层调度模型

3.2.1 下层目标函数

下层调度模型的目标函数以 LA 运行成本最小为目标, 其具体表达式为:

$$\begin{cases} \min C_{\text{LA}} = C_{\text{buy, i}} + C_{\text{DR, i}} + C_{\text{U}} - C_{\text{user}} + C_{\text{co}_2, i} \\ C_{\text{buy, i}} = \sum_{t=1}^{24} (p_{\text{grid}}(t) P_{\text{e, sell}} + p_{\text{gas}}(t) P_{\text{g, sell}}) \\ C_{\text{user}} = \sum_{t=1}^{24} (p_{\text{grid}}(t) P_{\text{u, e, sell}} + p_{\text{gas}}(t) P_{\text{u, g, sell}}) \\ C_{\text{DR, i}} = \sum_{t=1}^{24} (C_{\text{load}} + C_{\text{cut}} + C_{\text{re}}) \\ C_{\text{un}} = \sum_{t=1}^{24} \beta_{\text{pu}} (1 - U) \\ C_{\text{co}_2, i} = \sum_{t=1}^{24} \varepsilon_2 C_{\text{f}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: C_{LA} 、 $C_{\text{buy, i}}$ 、 C_{user} 、 $C_{\text{DR, i}}$ 和 $C_{\text{co}_2, i}$ 分别为总运行成本、购能成本、向用户售能成本、经济补偿成本和碳补偿成本; $P_{\text{u, e, sell}}$ 和 $P_{\text{u, g, sell}}$ 分别为 LA 对用户的售电和售气功率; C_{un} 为用户不满意惩罚成本; β_{pu} 为惩罚系数; U 为用户综合满意度; ε_2 为 LA 承担用户碳补偿的权重系数。

3.2.2 下层约束条件

1) 电功率平衡

$$P_{\text{wind, pv}}(t) + P_{\text{CHP}}(t) + P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{buy}}(t) = P_{\text{pl}}(t) + P_{\text{EC}}(t) + P_{\text{WHB}}(t) + P_{\text{EL}}(t) + P_{\text{CCS}}(t) + P_{\text{SC}}(t) \quad (18)$$

式中: $P_{\text{wind, pv}}(t)$ 为弃风、弃光功率; $P_{\text{pl}}(t)$ 为 t 时刻的电负荷; $P_{\text{buy}}(t)$ 为购电功率。

2) 热功率平衡

$$H_{\text{hl}}(t) = H_{\text{GT}}(t) + H_{\text{WHB}}(t) + H_{\text{CHP}}(t) + H_{\text{HS}}(t) \quad (19)$$

式中 $H_{\text{hl}}(t)$ 为 t 时段的热负荷。

3) 冷功率平衡

$$Q_{cl}(t) = Q_{AC}(t) + Q_{EC}(t) \quad (20)$$

式中 $Q_{cl}(t)$ 为 t 时段的冷负荷。

4) 气功率平衡

$$G_{gl}(t) + G_{GT}(t) = G_{MR}(t) + G_{buy}(t) \quad (21)$$

式中: $G_{gl}(t)$ 为 t 时段的气负荷; $G_{buy}(t)$ 为系统从气网的购气功率。

4 求解算法

4.1 AMDE 算法

标准的差分进化算法仅使用一种变异策略, 可能无法适应不同的优化阶段^[21]。因此, 结合其他 3 种变异策略和自适应机制, 设计了一种自适应多变异切换策略, 该策略根据种群中不同个体的差异选择最合适的当前阶段的变异策略, 具体算法流程如图 3 所示。

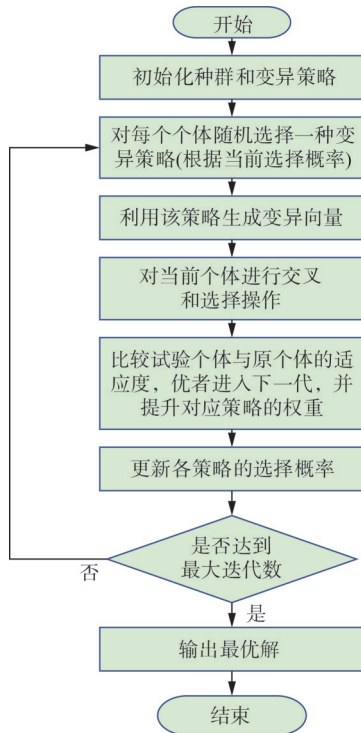


图 3 改进差分进化算法流程图

Fig. 3 Flow chart of improved differential evolution algorithm

4.1.1 多变异操作

在算法初始化阶段, 额外构造 3 种变异策略, 并为每种策略分配相等的初始权重, 设策略集合为 $S = \{S_1, S_2, S_3\}$ 。

$$\begin{cases} S_1 = X_{r0} + F(X_{r1,G} - X_{r2,G}) \\ S_2 = X_i + F(X_{r0,G} - X_{i,G}) + F(X_{r1,G} - X_{r2,G}) \\ S_3 = X_i + F(X_{r1,G} - X_{r2,G}) + F(X_{i,G} - X_{r0,G}) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $X_{r0,G}$ 、 $X_{r1,G}$ 、 $X_{r2,G}$ 为 3 个随机选择的不同个体; $r_1, r_2 \in [1, N_p]$ 为两个互不相同的随机数; X_i 为父代个体; F 为缩放因子, 取值区间为 $[0, 1]$; 下标 G 为迭代数量, 本文设置为 1 000 次。

4.1.2 自适应操作

在变异过程中, 随机选取一种变异策略生成新个体, 若新个体的适应度更优, 则对应策略的选择概率将得到提升。每一轮迭代结束时, 根据累计权重对选择概率进行动态调整, 从而使得效率较高的变异策略逐步获得更大的选择优势。

$$P_k(G+1) = P_k(G) + \phi \frac{S_k(G)}{\sum_{j=1}^k S_j(G)} \quad (23)$$

式中: $P_k(G)$ 为第 G 代策略 $S_k(G)$ 的选择概率; ϕ 为学习率, 取值区间为 $[0.1, 0.3]$; j 为第 j 种学习策略; k 为第 k 次迭代。

4.2 Stackelberg 博弈模型

Stackelberg 模型是一种主从博弈结构, 负荷聚合商和综合能源运营商的博弈顺序为: IESO 为博弈领导者, LA 为追随者。传统 Stackelberg 模型只按照经济贡献度进行效益分配, 因此综合考虑灵活性负荷效益、经济效益的贡献度, 采用改进 Stackelberg 模型进行效益分配。表达式如下。

$$G = \{N, \rho_{IESO}, s_{LA,i}, C_{IESO}, C_{LA,i}\} \quad (24)$$

式中 G 、 N 、 ρ_{IESO} 、 $s_{LA,i}$ 、 C_{IESO} 、 $C_{LA,i}$ 分别为 Stackelberg 博弈集合、参与者集合、IESO 的决策策略、LA 的决策策略、IESO 的收益函数和 LA 的收益函数。

上述博弈模型主要包含 3 个要素, 具体如下。

参与者: 综合能源运营商和负荷聚合商, 参与者集合为 $N = \{ISO, LA\}$, ISO、LA 分别为综合能源运营商和负荷聚合商。

策略: 领导者综合能源运营商的策略为制定售电价售热价以及各设备出力, 集合表示为 $\rho_{IESO} = \{C_{sell}, C_{bat}, \mu\}$, μ 为综合能源系统中设备的数量; 追随者负荷聚合商的策略为用能负荷, 集合表示为 $s_{LA,i} = \{P_i^{load}, Q_i^{load}, H_i^{re}\}$ 。

收益: 领导者的目标函数见式(11), 追随者的目标函数见式(17)。

当LA根据IESO的策略做出自身最佳决策,且IESO接受LA的策略时,博弈达到均衡,若 $(\rho_{IESO}^*, s_{LA}^*)$ 达到Stackelberg博弈的均衡解,则满足:

$$\begin{cases} C_{IESO}(\rho_{IESO}^*, s_{LA}^*) \geq C_{IESO}(\rho_{IESO}, s_{LA}^*) \\ C_{LA}(\rho_{IESO}^*, s_{LA}^*) \geq C_{IESO}(\rho_{IESO}, s_{LA}) \end{cases} \quad (25)$$

式中: ρ_{IESO}^* 、 s_{LA}^* 分别为IESO的最优决策策略和LA的最优优化策略; $C_{IESO}(\cdot)$ 、 $C_{LA}(\cdot)$ 分别为IESO的收益函数和LA的收益函数; ρ_{IESO} 、 s_{LA} 分别为IESO的决策策略变量和LA的用能优化策略。

5 算例分析

5.1 算例基础数据

为验证所提出模型,以某园区为研究对象,且该园区周围建有大型风力发电厂和光伏电站。预测风光负荷出力如图4所示^[22],电价和气价如图5所示^[23-24],关键参数如表1所示^[25-26],经济补偿机制如表2所示^[27],各设备基础参数见文献[28]。

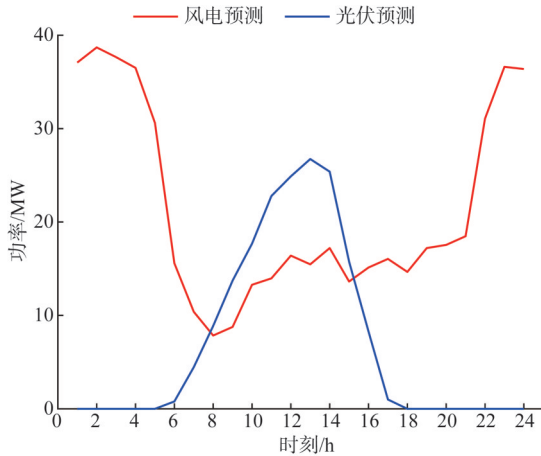


图4 预测风光负荷出力

Fig. 4 Predicted wind and solar load outputs

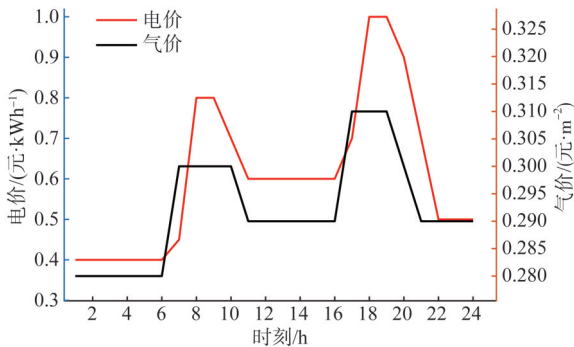


图5 电价和气价

Fig. 5 Electricity and gas prices

表1 公式参数

Tab. 1 Formula parameters

参数	数值	参数	数值
η_e^{GT}	0.6	η^{RTO}	2.4
η_{loss}	0.05	$\mu_{CHP,GT}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	12
ε_1	0.7	$\mu_{AC,EC}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	10
ε_2	0.3	$\mu_{WHB,RTO}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	9
ζ	0.65	$\mu_{CCS,P2G}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	9.5
n_e	0.5	$\mu_{SC,HS}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	8
L_0/kg	120	L_1/kg	100
η_h^{GT}	0.95	$\beta_w/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	10
η^{WHB}	3.5	$\beta_{pv}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	10
η^{AC}	3	α_{SC}	0.5
ε_{EL}	0.55	α_{HS}	0.4
ε_{MR}	1.02	η_{SCC}	0.42
ε_{CCS}	0.5	η_{HSC}	0.3
$\beta_U/\text{元}$	78	η_{SCD}, η_{HSD}	0.5
x	1.0	y	0.6

表2 经济补偿机制

Tab. 2 Economic compensation mechanism 元/kW

时段	单位转移负荷补偿	单位削减负荷补偿	单位替代负荷补偿
00:00—06:00	0.07	0.25	0.1
06:00—12:00	0	0.05	0
12:00—16:00	0.05	0.15	0.07
16:00—22:00	0	0.05	0
22:00—00:00	0.05	0.10	0.05

为了分析不同类型的需求响应模型对IES优化调度可靠性和低碳经济性的影响,设置4种场景进行对比,利用Gurobi求解器对模型进行求解。4种场景具体如下。

场景1:考虑传统柔性负荷需求响应,不考虑双重补偿。

场景2:考虑灵活性负荷需求响应,不考虑双重补偿。

场景3:考虑灵活性负荷需求响应,考虑价格补偿。

场景4:考虑灵活性负荷需求响应,考虑价格补偿和碳补偿。

5.2 经济性与功率优化分析

根据所构建的4种方案,优化得出各运行单元的收益和成本结果对比,场景1—4的IES运行结果如表3所示。

表 3 各场景调度结果

Tab. 3 Scheduling results for various scenarios

元

场景	ISO 成本	弃风弃光成本	ISO 购能成本	ISO 售能成本	设备运维成本	碳补偿总成本	LA 成本	LA 售能成本	经济补偿成本	用户满意度
1	376 969	38 473	215 794	113 669	161 245	0	150 189	12 840	0	0.75
2	343 815	30 193	197 423	130 183	146 382	0	129 943	16 071	0	0.79
3	316 349	21 411	181 400	139 544	139 356	0	120 069	18 941	8 421	0.82
4	309 564	16 537	163 557	156 409	134 651	4 894	113 528	21 159	11 342	0.88

随着激励机制逐步完善, ISO 总成本由 37.70 万元降至 30.95 万元, 降幅达 17.9%; 其中弃风弃光成本下降 57.0%, 显示用户侧柔性响应对新能源消纳具有显著促进作用。尽管引入碳补偿增加支出, 但其有效提升了可再生能源利用率与系统经济性。LA 总成本下降 25.1%, 售能成本与满意度同步提升, 表明补偿机制显著增强了用户响应积极性和分布式资源参与度。对比场景 3 与场景 4 发现, 双重补偿机制进一步优化成本与响应效果, ISO 与 LA 成本分别减少 2.2% 与 6.3%, 弃风弃光成本下降 22.4%, 满意度提升近 6.0%。综上, 多维柔性响应在双重激励机制下有效激发调节潜力, 实现了可再生能源利用、系统经济性与用户满意度的协同提升, 验证了所提机制的有效性与适应性。

通过上述分析可知, 采用调度策略的场景 4 为最优调度场景, 最优场景的功率优化调度结果如图 6 所示。

5.3 灵活性负荷响应分析

图 7—9 进一步细化了用户在 3 类灵活性负荷下的用能调整行为。总体来看, 时段 06:00—20:00 为电价相对较高的峰时段, 系统通过需求响应将部分电负荷向电价较低的时段转移; 相应地, 21:00—05:00 为负荷低谷期, 大量时移电负荷集中进入该时段, 从而显著平抑日负荷曲线的峰谷差异。

对于可削减的热负荷, 模型在日间高温时段 (09:00—15:00) 及晚间用能高峰 (19:00—22:00) 实施限缩或移峰策略, 利用热负荷的时序柔性降低即时热需, 从而在保证服务质量的前提下减少系统燃料消耗与碳排放。

此外, 分时段的能源替代策略 (“用气替电/用电替气”) 也在调度中发挥了重要作用: 在 22:00—05:00 时段, 电价相对气价更具成本优势, 部分负荷选择以电替代天然气以满足用能需求; 而在 07:00—11:00 与 16:00—22:00 时段, 用户对电能

的偏好体现为调度中对电源的优先调用。综上所述, 通过跨能种与跨时段的协同调节, 本文所设计的需求响应与替代机制在降低用能成本、削峰填谷与缓解电网压力方面呈现出协同增益, 并对系统总体碳排放产生了积极影响。

5.4 IDR 分析

从图 10—12 可以看出, 电负荷需求响应将部分电负荷从 12:00—00:00 转移至 00:00—11:00, 并对电负荷进行分时段削减。通过这一措施, 系统在高峰期的电能需求得以减少, 从而降低了碳排放机组的运行负担, 减少了购能费用, 并提高了风能和太阳能的消纳率。同时, 热负荷需求响应也使得系统将 12:00—00:00 的部分热负荷转移至 00:00—11:00。有效地降低了燃气锅炉的负荷, 提升了用户舒适度。对于气负荷, 在 10:00—16:00 和 23:00—04:00 气价较高时, 经过需求响应的激励后, 用户的气负荷显著降低, 减少了碳排放, 有助于低碳经济调度目标的实现。

5.5 算法改进有效性分析

为验证所提算法 AMDE 的有效性, 选取 3 种具有代表性的多目标优化算法作为对比对象, 分别为差分进化算法 DE、遗传算法 NSGA 以及粒子群算法 PSO, 针对第 4 种场景, 在算例上进行对比实验, 以评价各算法在收敛速度和解质量等方面的性能表现。

图 13 展示了 AMDE 算法与对比算法的迭代次数曲线。可以看出, AMDE 算法在迭代初期的收敛速度并未明显优于 PSO 算法。因为自适应多变异策略需要在初期花费一定的时间来探索和选择最优的变异策略。然而, 随着算法的逐步迭代, AMDE 算法逐渐展现了多变异策略的优势, 其收敛速度在后期明显超过其他对比算法。首先, 在收敛时间方面, AMDE 算法平均收敛至稳定解所需时间约为 1 s 左右, 明显优于传统 DE 算法, 同时也优于 NSGA 的 1.8 s 左右。该结果表明 AMDE 在迭代过程中具

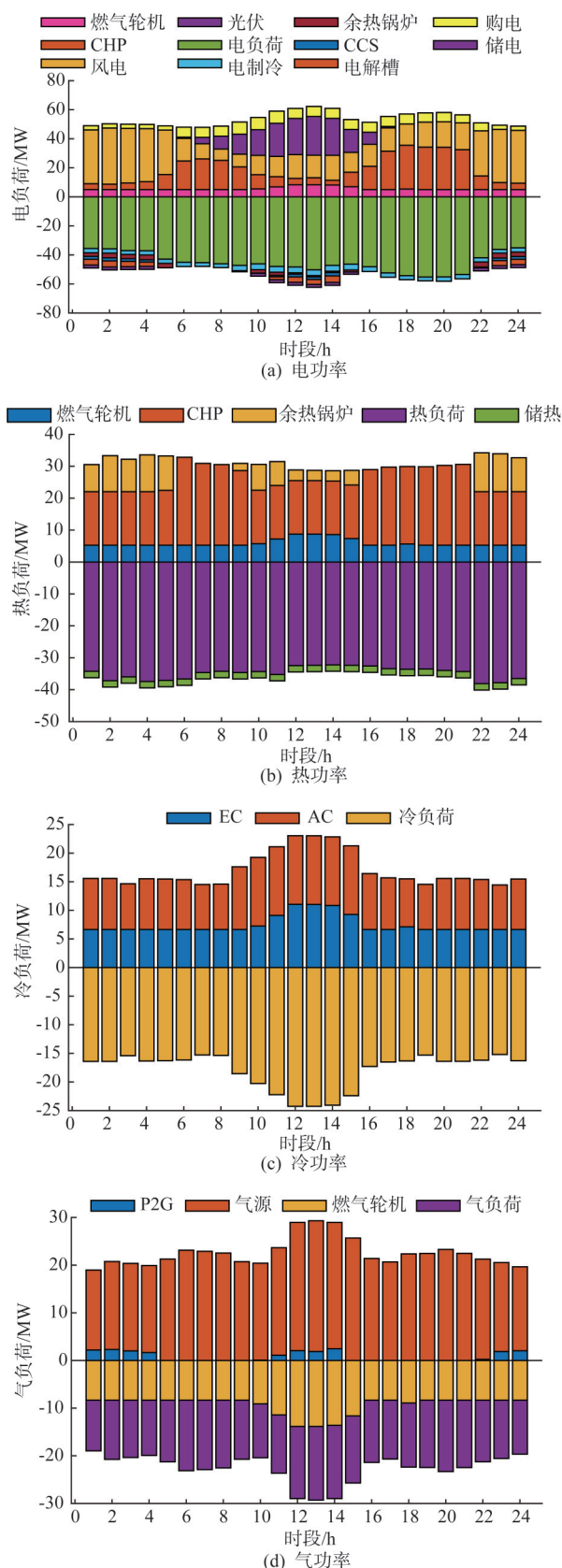


图6 功率优化结果

Fig. 6 Power optimization results

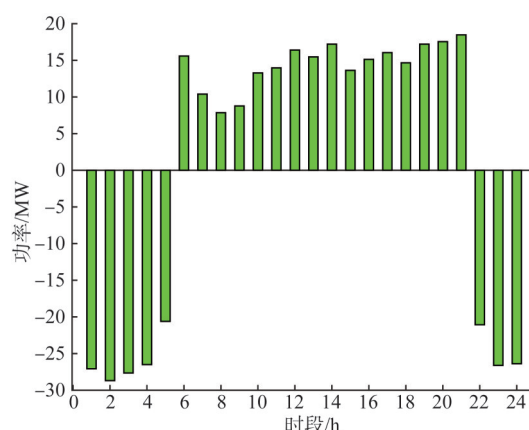


图7 用能时段转移型

Fig. 7 Energy consumption periods transition type

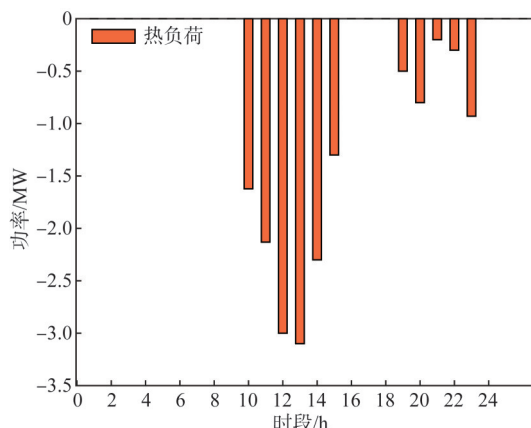


图8 用能温度削减型

Fig. 8 Energy consumption temperatures reduction type

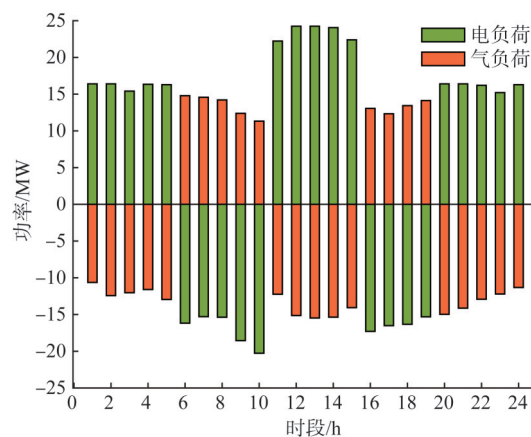


图9 用能种类替代型

Fig. 9 Alternative types of energy consumptions

有更快的收敛速度。

其次,在优化结果方面,AMDE所得到的最优解(即最小成本)稳定在42万元,相比DE(约51万元)、PSO(约50万元)与NSGA(约50万元)均有进

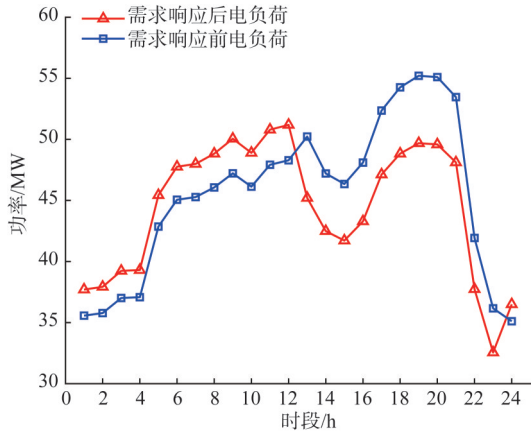


图 10 电负荷需求响应对比

Fig. 10 Comparison of electric load demand responses

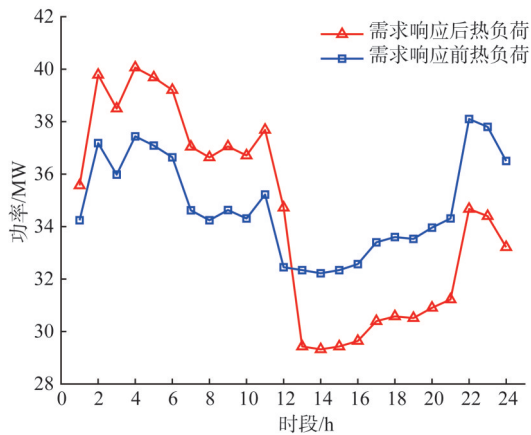


图 11 热负荷需求响应对比

Fig. 11 Comparison of heat load demand responses

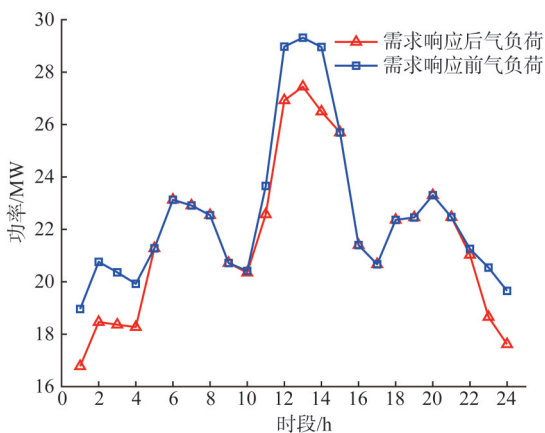


图 12 气负荷需求响应对比

Fig. 12 Comparison of gas load demand responses

一步提升, 该结果表明 AMDE 算法具有更强的全局搜索能力。

综合来看, 实验结果验证了所提 AMDE 算法在计算效率与优化精度上的双重优势, 能够在较短时

间内获得质量更高的解, 在解决该类优化问题时具有较强的适用性与经济价值。

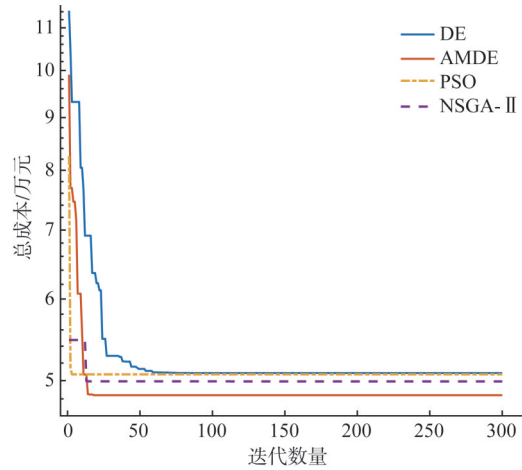


图 13 优化迭代曲线

Fig. 13 Optimization iteration curves

6 结论

本文构建了一种融合经济补偿与碳补偿的双重激励机制, 并结合需求响应优化模型展开研究, 得出结论如下。

1) 引入灵活性负荷需求响应后, 显著降低了系统总运行成本, 提高用户满意度。通过调整可削减、可转移的负荷量, 选择最优的方式实现系统的经济性和低碳性, 可替代负荷增加了用户用能的选择性, 可见灵活性负荷需求响应可以有效提升系统的灵活性。

2) 与传统经济补偿相比, 考虑经济补偿与碳补偿双重激励后, 在寻优过程中能够更好地兼顾供需双方的利益: 一方面实现了系统经济运行与用户满意度的平衡, 另一方面在降低总成本的同时激发了用户参与需求响应的积极性。

3) 与原始 DE 算法相比, 所提出的 AMDE 算法在搜索精度和收敛速度上均表现更优; 同时, 相较于 PSO 算法易陷入局部最优、NSGA 算法计算复杂度高的不足, AMDE 在全局寻优能力和计算效率之间实现了更好的平衡, 从而能更好地适应电网复杂的运行环境和需求变化。

参考文献

- [1] 张筱慧, 潘永超, 张璐, 等. 考虑综合能源聚合商与配电公司利益均衡的配电网故障恢复方法[J]. 电力自动化设备,

- 2023, 43(3): 38–45, 62.
- ZHANG Xiaohui, PAN Yongchao, ZHANG Lu, et al. A fault recovery method for distribution networks considering the balance of interests between comprehensive energy aggregators and distribution companies[J]. Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 38–45, 62.
- [2] 贺代文, 张新, 姜金朋, 等. 计及源-荷灵活响应和新型降碳机制的孤岛综合能源系统优化调度[J]. 高压电器, 2025, 61(5): 20–30.
- HE Daiwen, ZHANG Xin, JIANG Jinpeng, et al. Optimal scheduling of island integrated energy system considering flexible response from source side to load side and new carbon reduction mechanism[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(5): 20–30.
- [3] 程杉, 卢渊涛, 王灿. 考虑P2G-CCS-HFC协调运行的园区综合能源系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(10): 87–101.
- CHENG Shan, LU Yuantao, WANG Can. Distributed robust optimal scheduling for a regional integrated energy system considering coordinated operation of P2G-CCS-HFC[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(10): 87–101.
- [4] 胡雅媛, 张永熙, 殷子良, 等. 计及氢能的高速公路服务区综合能源站多阶段规划方法[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 3–14.
- HU Yayuan, ZHANG Yongxi, YIN Ziliang, et al. Multi-stage planning method for integrated energy stations at highway service areas considering hydrogen energy[J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 3–14.
- [5] MA Y, WANG H, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. Energy, 2021(236): 121392.1–121392.11.
- [6] 李强, 王璇, 琚诚, 等. 基于广义储能的多时间尺度综合能源系统优化调度模型[J]. 南方电网技术, 2024, 18(9): 117–125, 137.
- LI Qiang, WANG Xuan, JU Cheng, et al. Optimization and scheduling model of multi time scale integrated energy system based on generalized energy storage[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(9): 117–125, 137.
- [7] HUANG X, ZHONG J, XIAO M, et al. Optimal and sustainable scheduling of integrated energy system coupled with CCS-P2G and waste-to-energy under the “green-carbon” offset mechanism[J]. Sustainability, 2025, 17(11): 4873–4882.
- [8] 樊帅志, 张靖, 龙传煜, 等. CCS耦合P2G的含氢综合能源系统多目标随机优化[J]. 电子科技, 2025, 38(10): 52–61.
- FAN Shuaizhi, ZHANG Jing, LONG Chuanyu, et al. Multi objective stochastic optimization of hydrogen containing integrated energy system with CCS coupled with P2G[J]. Electronic Science and Technology, 2025, 38(10): 52–61.
- [9] 周伟, 孙永辉, 王建喜, 等. 计及自适应阶梯型需求响应激励机制的园区综合能源系统优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4210–4221.
- ZHOU Wei, SUN Yonghui, WANG Jianxi, et al. Optimization and scheduling of integrated energy systems in industrial parks considering adaptive stepped demand response incentive mechanisms[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4210–4221.
- [10] 魏业文, 刘霁欧, 顾佳, 等. 考虑双重补偿需求响应和碳交易的多综合能源系统低碳优化调度[J]. 现代电子技术, 2025, 48(10): 157–166.
- WEI Yewen, LIU Jiou, GU Jia, et al. Low carbon optimization scheduling of multi integrated energy systems considering dual compensation demand response and carbon trading[J]. Modern Electronic Technology, 2025, 48(10): 157–166.
- [11] 叶宇静, 邢海军, 米阳, 等. 考虑低碳需求响应及主从博弈的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 34–43.
- YE Yujing, XING Haijun, MI Yang, et al. Low carbon optimization scheduling of integrated energy systems considering low-carbon demand response and master-slave game[J]. Automation of Power Systems, 2024, 48(9): 34–43.
- [12] XIE H, GUO J, LI Y, et al. A price mechanism design for regional integrated energy market considering carbon emissions[J]. Electric Power Systems Research, 2023(218): 109177.1–109177.11.
- [13] 崔杨, 谷春池, 付小标, 等. 考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8431–8446.
- CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, et al. Low carbon economic dispatch of carbon capture power plant integrated energy system considering generalized electric heating demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8431–8446.
- [14] 徐海华, 王旭东, 朱星阳, 等. 用户侧综合能源系统中能源储能优化配置模型研究[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(2): 13–20.
- XU Haihua, WANG Xudong, ZHU Xingyang, et al. Research on energy storage optimization configuration model in user side integrated energy system[J]. Electric Power Demand Side Management, 2020, 22(2): 13–20.
- [15] 李振坤, 刘乾, 郭维一, 等. 计及用户用能行为的综合能源微网运营商与负荷聚合商主从博弈策略[J]. 南方电网技术, 2022, 16(8): 35–46.
- LI Zhenkun, LIU Qian, GUO Weiwei, et al. A master-slave game strategy between comprehensive energy microgrid operators and load aggregators considering user energy consumption behavior[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(8): 35–46.
- [16] 甘磊, 张鹏, 陈裕江, 等. 考虑多维生活需求的居民有限理性用电需求响应决策[J]. 中国电机工程学报, 2026, 46(2): 595–607.
- GAN Lei, ZHANG Peng, CHEN Yujiang, et al. Decision-making of limited rational electricity demand response decision of residents considering multi-dimensional living needs[J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(2): 595–607.
- [17] REN X Y, WANG Z H, LI L L. Coordinated optimization of a novel integrated energy system considering ground source heat pump, organic Rankine cycle and power-to-gas[J]. Renewable Energy, 2025(244): 122624.1–122624.12.
- [18] 董萌苇, 朱勐婷, 徐成司, 等. 多主体参与的区域综合能源系统集中-分布式需求响应机制[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2336–2345.
- DONG Mengwei, ZHU Mengting, XU Chengsi, et al. Centralized distributed demand response mechanism for regional integrated energy systems involving multiple stakeholders[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2336–2345.
- [19] 杨航, 张涛, 冉华军, 等. 考虑需求响应与碳价不确定性的综合能源系统优化调度[J]. 现代电力, 2025, 42(4): 640–649.

- YANG Hang, ZHANG Tao, RAN Huajun, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems considering demand response and carbon price uncertainty [J]. Modern Electric Power, 2025, 42(4): 640 – 649.
- [20] 刘权, 钟剑, 陈晨, 等. 基于压缩空气储能的热-电综合能源系统两阶段弹性提升策略[J]. 电网技术, 2026, 50(1): 14 – 27.
- LIU Quan, ZHONG Jian, CHEN Chen, et al. Two stage elastic enhancement strategy for electric thermal integrated energy system based on compressed air energy storage [J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 14 – 27.
- [21] 齐郑, 徐希茜, 熊巍, 等. 基于变时段设计改进多目标差分进化算法的风/光/火/储日前优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 62 – 71.
- QI Zheng, XU Xiqian, XIONG Wei, et al. Design and improve multi-objective differential evolution algorithm based on variable time period for wind/solar/fire/storage day ahead optimization scheduling [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 62 – 71.
- [22] 王辉, 周珂锐, 吴作辉, 等. 含电转气和碳捕集耦合的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 214 – 226.
- WANG Hui, ZHOU Kerui, WU Zuohui, et al. Multi time scale optimization scheduling of integrated energy systems with coupling of electricity to gas and carbon capture [J]. Electric Power, 2024, 57(8): 214 – 226.
- [23] 米阳, 黎思丹, 马思源, 等. 绿证-碳市场互认机制下计及能碳耦合响应的综合能源系统优化运行[J/OL]. 中国电机工程学报, 1 – 19[2025 – 07 – 08]. <https://mp.weixin.qq.com/s/Ba0NMNMj86bEgt4Y-JHjg>.
- MI Yang, LI Sidan, MA Siyuan, et al. Optimization of comprehensive energy system operation considering energy carbon coupling response under the green certificate carbon market mutual recognition mechanism [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1 – 19[2025 – 07 – 08]. <https://mp.weixin.qq.com/s/Ba0NMNMj86bEgt4Y-JHjg>.
- [24] 张佳祺, 姚煜. 计及阶梯式碳排放成本的多用户综合能源服务共享方法[J]. 现代电力, 2025, 42(5): 987 – 999.
- ZHANG Jiaqi, YAO Yu. Multi-user integrated energy service sharing method considering the cost of tiered carbon emissions [J]. Modern Power, 2025, 42(5): 987 – 999.
- [25] 杨冬锋, 吴子阳, 张承鑫, 等. 考虑低碳需求响应的含捕碳储能综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(6): 13 – 23.
- YANG Dongfeng, WU Ziyang, ZHANG Chengxin, et al. Optimal scheduling of carbon capture energy storage integrated energy system considering low-carbon demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2025, 37(6): 13 – 23.
- [26] 燕兵, 杨志林, 张岩, 等. 含海上风电制氢和多重响应的综合能源系统源-荷多时间尺度优化调度[J]. 南方电网技术, 2025, 19(6): 105 – 118.
- YAN Bing, YANG Zhilin, ZHANG Yan, et al. Optimal scheduling of integrated energy system with offshore wind power hydrogen production and multiple responses at multi-time scale [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(6): 105 – 118.
- [27] 赵振宇, 李忻薪, 包格日乐图. 园区综合能源系统动态多目标规划模型研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(5): 213 – 226.
- ZHAO Zhenyu, LI Zhenxin, BAO GE RI Letu. Research on dynamic multi-objective programming model of integrated energy system in parks [J]. Journal of Solar Energy, 2025, 46(5): 213 – 226.
- [28] 张程, 曾崑琳, 匡宇. 考虑需求响应和碳捕集电厂灵活运行方式的综合能源系统调度[J]. 智慧电力, 2024, 52(9): 88 – 95.
- ZHANG Cheng, ZENG Yanlin, KUANG Yu. Integrated energy system scheduling considering demand response and flexible operation mode of carbon capture power plant [J]. Smart Power, 2024, 52(9): 88 – 95.

收稿日期: 2025-08-02; 网络首发日期: 2025-10-30

作者简介:

李洪美(1969), 女, 副教授, 博士, 从事电力系统优化调度的教学与科研工作, lhmcn@163.com;

朱礼元(2001), 男, 通信作者, 硕士研究生, 从事综合能源调度研究, 2694054348@qq.com;

林志芳(1990), 女, 讲师, 博士, 研究方向为综合能源调度、破裂预测。