

综合能源联产系统智能电网实时定价策略

李加奇¹, 顾春华^{1,2}, 高岩¹

(1. 上海理工大学 管理学院, 上海 200093; 2. 上海电力大学 电气工程学部, 上海 200090)

摘要: 可再生能源发电、新能源汽车、储能设备和联产系统的耦合, 对区域综合能源系统向低碳转型至关重要。电力调度的灵活性使智能电网实时电价成为需求侧管理的关键工具, 有助于提高能源利用效率并实现电力供需的削峰填谷。为了提升多能协同效率并优化社会福利, 设计了一种在冷热电联产耦合系统中的电力实时定价机制。结合冷热电联产系统、电动汽车充电需求、储能设备和可再生能源供电等, 以社会福利最大化为目标, 采用对偶方法进行求解。仿真结果表明, 所提出的定价策略在多能耦合背景下能够有效平衡多能供需关系, 并显著提升社会总福利。

关键词: 智能电网; 需求侧管理; 实时定价; 社会福利最大化; 综合能源系统; 冷热电联产
中图分类号: TM 73 **文献标志码:** A

Real-time pricing strategy for integrated energy cogeneration systems in smart grids

LI Jiaqi¹, GU Chunhua^{1,2}, GAO Yan¹

(1. Business School, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China;
2. Faculty of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The integration of renewable energy generation, new energy vehicles, energy storage systems, and cogeneration systems plays a pivotal role in facilitating the low-carbon transition of regional integrated energy systems. The flexibility of power dispatch enables real-time electricity pricing in smart grids to serve as a critical tool for demand-side management, enhancing energy utilization efficiency and achieving peak shaving and valley filling in power supply-demand balance. To improve the multi-energy coordination efficiency of cogeneration systems and optimize social welfare, a real-time electricity pricing mechanism was designed for combined cooling, heating and power coupling systems. By integrating combined cooling, heating, and power systems, electric vehicle charging demands,

收稿日期: 2025-02-28

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(72071130)

第一作者: 李加奇(2000—), 男, 硕士研究生。研究方向: 电力系统定价机制、需求侧管理。E-mail: 2575075399@qq.com

通信作者: 顾春华(1970—), 男, 教授。研究方向: 复杂系统控制。E-mail: guchunhua@shiep.edu.cn

引文格式: 李加奇, 顾春华, 高岩. 综合能源联产系统智能电网实时定价策略[J]. 上海理工大学学报, 2026, 48(3): 364-374.

Citation: LI Jiaqi, GU Chunhua, GAO Yan. Real-time pricing strategy for integrated energy cogeneration systems in smart grids[J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2026, 48(3): 364-374.

energy storage devices, and renewable energy supply, a dual method was employed to solve the optimization model aimed at social welfare maximization. Simulation results demonstrate that the proposed pricing strategy effectively balances multi-energy supply-demand relationships under integrated energy coupling scenarios and significantly enhances overall social welfare.

Keywords: smart grid; demand-side management; real-time pricing; social welfare maximization; integrated energy system; combined cooling, heating and power

在“双碳”战略背景下,以新能源汽车、可再生能源发电系统等为代表的清洁能源技术迅速发展,且已广泛应用于区域综合能源系统(community-integrated energy system, CIES)^[1-2]。同时,储能设备削峰填谷^[1]的作用在综合能源系统的供需稳定性中发挥着重要作用。CIES通过对冷、热、电等能源子系统的协调调度与规划,实现了能源的互补和高效利用,打破了传统能源之间的物理隔离^[3-4],既满足用户多样化的能源需求,又能有效降低系统多个目标生产成本^[5]。电力系统与其他能源相比,在生产与调度上更具有灵活性;电负荷区别于冷、热等负荷,可以快速响应负荷需求的变化,便于需求侧管理^[6]。实时电价作为最直接有效的基于价格的需求侧管理工具,能够通过调节电价信号影响用户的用电行为,实现削峰填谷和节能减排^[7-8],进而提升电网的供电稳定性、优化用电模式^[9],从而实现综合能源系统的需求响应。除了实时电价外,较为常见的定价方式还包括固定电价、分时电价和关键负荷电价等,其中,实时电价被认为是最为理想的定价手段^[10]。

目前,智能电网实时定价研究思路主要包括博弈论、双层优化,以及基于影子价格理论的社会福利最大化方法。博弈论方法将供给侧视为领导者,需求侧视为跟随者,根据不同地位构建供需双方的动态博弈模型,以解决双方的决策问题^[11]。双层优化模型从市场定价角度优化博弈模型,展现供需双方主从递进关系优化决策电价^[12-13]。社会福利最大化方法基于影子价格理论,旨在促进资源的公平分配,从而实现高水平的社会公平,能从理论上实现社会总福利的最优化^[14]。文献[14]介绍了最早以社会福利最大化作为定价目标,并应用到智能电网实时定价,采用对偶方法求解优化的模型。随着研究的深入,对于社会福利最大化实时定价的研究更符合复杂化的实际应用,如

考虑日前与实时的耦合^[15]、需求侧的电器分类^[16]、新能源电车^[17]、多类用户^[18]、隐私保护^[19]、多能需求耦合^[20]等多因素的影响。对于社会福利最大化定价的供给侧,目前有电力零售商多方利益问题^[21]和机组组合问题^[22]等,供给侧的研究仍有待深入。能源耦合给供给侧定价过程的收敛性带来了巨大的挑战。

为了提升多能协同效率并优化社会福利,保障各类能源供需均衡与低成本供应,实现社会总福利的优化,本文在CIES中引入需求侧的效用,从社会福利最大化的角度出发,在需求侧日前订购冷、热负荷需求的基础上,引入电能的实时定价机制。首先介绍了CIES的整体框架和子系统部件,随后构建需求侧和供给侧各个子系统的系统模型,紧接着建立社会福利最大化模型,基于影子价格理论,利用对偶方法求解最优实时电价,最后通过仿真结果进行对比,验证模型的合理性和最优性。

1 CIES 简介

CIES 主要包括风力涡轮机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)等可再生能源发电系统(renewable energy power generation, REPG)和冷热电联产设备(combined cooling, heating and power, CCHP)。燃气轮机(gasturbine, GT)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)和吸收式制冷机(absorption chiller, AC)是CCHP的重要组成部分;电制冷机(electric cooler, EC)和燃气锅炉(gas boiler, GB)作为辅助设备来补充用户的冷、热负荷的需求缺口^[1-2];综合能源系统的供给侧包含CCHP、REPG和辅助设备等,重点关注能源生产的优化调度和经济效益问题,以实现资源配置的最优性。用户侧除了包含冷、热、电多种能源负荷外,考虑每个用户配备智能电表、电动汽车

(electric vehicle, EV)和分布式储能系统(energy storage system, ESS),其关键在于通过价格信号反馈负荷需求。双方的供需信息通过能源市场调度

中心(power market scheduling center, PMSC)实现信息交互与动态协调,从而保障系统的高效运行与能源供需平衡。图1展示了CIES的物理结构。

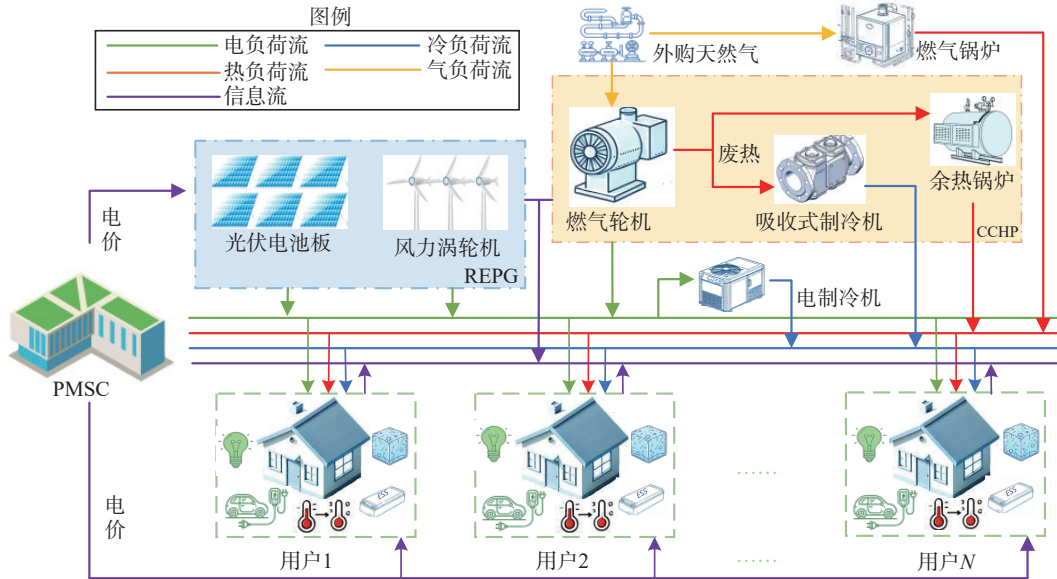


图1 综合能源系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of the integrated energy system structure

2 综合能源系统子模型

2.1 需求侧

2.1.1 EV 充电需求模型

假设系统中有 N 个用户, 每个用户有一辆 EV, 将 1 d 划分为 k 个时间段。有研究表明 EV 充电开始时间近似服从分段正态分布^[23], 可以根据以下概率密度函数模拟充电开始时间分布情况。

$$f_s(z) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(z-u_s)^2}{2\sigma_s^2}}, & (u_s - 12) \leq z \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(z+24-u_s)^2}{2\sigma_s^2}}, & 0 \leq z < (u_s - 12) \end{cases} \quad (1)$$

式中: u_s 是概率密度函数的期望; σ_s 是概率密度函数的方差; z 是随机变量取值。用户在各时段的 EV 充电需求 $x_{EV,i}^k$ 除了受到充电开始时间的影响, 还与充电持续时间、充电功率等相关。考虑 EV 的行驶里程近似服从正态分布^[24], 用户在出行结束后开始充电, 充电时长与里程数的关系为 $t = D_{EV} P_{use} / 100 \gamma_{car} P_{car}$ 。式中: D_{EV} 为行驶里程数; P_{use} 是每 100 km 的耗电量; P_{car} 是汽车充电功率; γ_{car} 为充电转化效率。通过随机生成 N 辆电动汽车的关键参数(充电功率、转化效率、百公里耗电量

等), 基于蒙特卡洛方法模拟出车辆在不同时间段的充电起始时间和持续时长, 进而模拟出用户在每个时段的充电需求量 $x_{EV,i}^k$, 单位为 kW·h(本文后续电量需求均以 kW·h 为单位, 其他能源负荷无特殊说明同样以 kW·h 为单位)。

2.1.2 分布式储能设备 ESS

用户根据电价波动优化储能策略^[22]。令 R_i^k 代表用户 i 在 k 时段末的储能水平, $r_{i,c}^k > 0$ 代表电池 k 时段的充电量, $r_{i,d}^k > 0$ 代表电池 k 时段内的放电量。当 $r_{i,c}^k = r_{i,d}^k = 0$ 时, 电池处于闲置状态, 储能电量 R_i^k 满足如下约束:

$$R_i^k = R_i^0 + \sum_{t=1}^k \left(\eta_{i,c} r_{i,c}^t - \frac{r_{i,d}^t}{\eta_{i,d}} \right), \forall i \in N, \forall k \in K \quad (2)$$

式中: R_i^0 是储能设备初始时段的电量; $\eta_{i,c}$ 和 $\eta_{i,d}$ 分别代表充电效率和放电效率。电池在时段内的充电量受到充电功率限制, 电池充电量有如下约束:

$$0 \leq r_{i,c}^k \leq r_{i,c}^{\max}, \forall i \in N, \forall k \in K \quad (3)$$

式中, $r_{i,c}^{\max}$ 是最大充电功率。电池的放电量受到如下的约束:

$$0 \leq r_{i,d}^k \leq r_{i,d}^{\max}, \forall i \in N, \forall k \in K \quad (4)$$

式中, $r_{i,d}^{\max}$ 是最大放电功率。同时, 储能电池有能量上限和最低储能水平要求, 即:

$$R_i^{\min} \leq R_i^k \leq R_i^{\max}, \forall i \in N, \forall k \in K \quad (5)$$

式中, $R_i^{\min}$ 和 $R_i^{\max}$ 分别代表储能系统的最低储能量和最大储能量。根据式(2)和式(5), 令 $L_i^{\max} = R_i^{\max} - R_i^0$, $L_i^{\min} = R_i^{\min} - R_i^0$, 则各时段耦合的充放电电量受到如下约束:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} r_{i,c}^k - r_{i,d}^k / \eta_{i,d}) \leq L_i^{\max}, \forall i \in N, \forall k \in K \\ \sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} r_{i,c}^k - r_{i,d}^k / \eta_{i,d}) \geq L_i^{\min}, \forall i \in N, \forall k \in K \end{cases} \quad (6)$$

存储设备同样存在折旧等成本, 每次的充电放电会对设备的耐久性造成疲劳损伤, 考虑储能设备运行成本为如下凸函数^[25-26]:

$$\begin{aligned} C_{\text{ESS},i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k) = & \delta_{i,1} [(r_{i,c}^k)^2 + (r_{i,d}^k)^2] + \\ & \delta_{i,2} (r_{i,d}^{k-1} r_{i,c}^k + r_{i,c}^{k-1} r_{i,d}^k) + \\ & \delta_{i,3} [\min(R_i^k - \delta R_i^{\text{cap}}, 0)]^2 + \delta_{i,4} \end{aligned} \quad (7)$$

式中: $\delta_{i,1}$ 、 $\delta_{i,2}$ 、 $\delta_{i,3}$ 、 $\delta_{i,4}$ 和 δ 均为已知参数; R_i^{cap} 代表电池容量; 等式右侧第1项和第2项分别代表电池快速充放电和充放循环造成的损害, 值得注意的是, 后者是前者的修正, 故 $\delta_{i,2}$ 远小于 $\delta_{i,1}$; 等式右侧第3项是放电深度给电池带来的损害效应; $\delta_{i,4}$ 为储能系统维护等其他成本。

2.1.3 需求侧效用函数和总效益

效用函数是微观经济学中的核心概念, 用于描述消费量与满足感(效用)之间的关系。在电力系统中, 用户的用电量通常与心理满足感成正比, 当用电量超过一定阈值后, 额外的用电几乎不会增加效用^[6]。效用函数满足非递减以及边际效用递减的假设条件。目前的智能电网实时定价研究中, 效用函数 U 和用电量 x 的关系一般采取如下分段二次函数:

$$U(x, \omega) = \begin{cases} \omega x - \frac{\alpha}{2} x^2, & 0 \leq x \leq \frac{\omega}{\alpha} \\ \frac{\omega^2}{2\alpha}, & x \geq \frac{\omega}{\alpha} \end{cases} \quad (8)$$

式中: α 和 ω 是非负常数, $0 < \alpha \leq 1$; ω 是用户的用电弹性系数。更高的用户使用同样的电量能带来更高的效用^[27], 每个用户的用电量存在一定的上下限约束。

$$x_{\min,i}^k \leq x_i^k \leq x_{\max,i}^k, \forall i \in N, k \in K \quad (9)$$

式中, $x_{\max,i}^k$ 和 $x_{\min,i}^k$ 代表用户可调整的用电量的上下限。用户为获得最大化经济效益, 可根据电价调整自身用电行为。当用户接收到电价 $p \triangleq [p^k]_{k \in K}$ 时, 各个用户优化的目标函数为

$$W_i = \sum_{k=1}^K (U(x_i^k, \omega_i^k) - C_{\text{ESS},i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k) - p^k (x_i^k + x_{\text{EV},i}^k - r_{i,d}^k + r_{i,c}^k)) \quad (10)$$

式中: 等式右侧第1项是用户用电带来的效用; 等式右侧第2、3项分别是储能设备成本和用户购买电力实际支付给供给侧的费用。

2.2 供给侧

2.2.1 CCHP 子系统模型

GT 在发电过程中产生大量废热以供 AC 和 WHB 利用, 从而供给冷、热负荷。产生的废热量 Q_{WHB}^k 与 GT 的发电量关系如下^[28]:

$$Q_{\text{WHB}}^k = L_{\text{GT}}^k \frac{1 - \beta_1 - \varepsilon}{\beta_1} \quad (11)$$

式中: L_{GT}^k 是 GT 的发电量; β_1 是发电效率; ε 是热损失系数。AC 可以利用废热转化冷负荷, WHB 可以利用废热供给热负荷。吸收式制冷机的冷负荷产出 Q_{AC}^k 和余热锅炉的热负荷产出 Q_{WHB}^k 如下:

$$Q_{\text{WHB}}^k = H_{\text{AC}}^k + H_{\text{WHB}}^k \quad (12)$$

$$Q_{\text{AC}}^k = \gamma_{\text{AC}} H_{\text{AC}}^k = \gamma_{\text{AC}} Q_{\text{WHB}}^k \tau \quad (13)$$

$$Q_{\text{WHB}}^k = \gamma_{\text{WHB}} H_{\text{WHB}}^k = \gamma_{\text{WHB}} Q_{\text{WHB}}^k (1 - \tau) \quad (14)$$

式中: H_{AC}^k 和 H_{WHB}^k 分别为制冷机和余热锅炉分配到的废热量; γ_{AC} 和 γ_{WHB} 分别代表 AC 和 WHB 对废热的转化效率; $\tau = H_{\text{AC}}^k / Q_{\text{WHB}}^k$ 是冷分配比率, $1 - \tau$ 为热负荷的分配比率, 满足 $0 \leq \tau \leq 1$, 供给侧根据订购的冷热负荷需求和电负荷预测使用混合整数线性规划方法求得各个时段的 τ ^[2]。

EC 作为补充用户冷负荷需求缺口的辅助设备, 其运行的总成本不仅包括电力消耗成本, 还涵盖电制冷媒介 (electric cooling medium, ECM)、运维等成本等。考虑将电制冷机消耗的电量 L_{EC}^k 与其提供的冷负荷之间的关系简化为以下形式: $L_{\text{EC}}^k(Q_{\text{EC}}^k) = Q_{\text{EC}}^k / c_{\text{EC}}$ 。式中: Q_{EC}^k 为电制冷机供给的冷负荷量; c_{EC} 是每 kW·h 电量产生的冷负荷。用 γ_{EC} 代表 EC 冷媒、运营维护成本系数, 制冷的冷媒消耗、控制、损耗等成本与冷负荷供给量的关系简化为 $C_{\text{EC}}^k(Q_{\text{EC}}^k) = \gamma_{\text{EC}} (Q_{\text{EC}}^k)^2$, 其中, γ_{EC} 远小于电价。

电制冷机供给冷负荷的总成本采用如下凸函数:

$$C_{EC}^k(Q_{EC}^k) = p^k L_{EC}^k(Q_{EC}^k) + C_{EC}^k(Q_{EC}^k) \quad (15)$$

式中: p^k 为电力价格; 等式右侧第 1 项展示了电制冷机供给冷负荷所支付的电力费用; 等式右侧第 2 项是供给冷负荷所需的冷媒等损耗成本。利用燃气锅炉燃气补充热负荷所需要的费用为

$$C_{GB}^k(Q_{GB}^k) = Q_{GB}^k / c_{gas} \times P_{gas} + \gamma_{GB}(Q_{GB}^k)^2 \quad (16)$$

式中: Q_{GB}^k 是燃气锅炉的实际热负荷供给量; c_{gas} 和 P_{gas} 分别代表每立方米天然气燃烧热值和天然气价格。由于高负荷运行时, 锅炉效率(每立方米天然气燃烧热值)下降, 单位热量的燃气消耗会显著增加, 燃气成本函数呈现为凸函数, 第 2 项用于修正燃气锅炉成本, γ_{GB} 远小于 P_{gas}/c_{gas} 。

2.2.2 可再生能源 REPG

WT 的供电能力主要由风速、切入切出风速以及额定功率决定。有实验表明, 风速近似服从韦伯分布 (Weibull distribution)^[1], 其概率密度函数为 $f_w(v) = (k/c)(v/c)^{k-1} \exp[-(v/c)^k]$ 。式中: v 为实际风速; k 和 c 分别为形状参数和尺度因子。WT 出力与风速关系如下:

$$P_t^{WT} = \begin{cases} 0, v < v_{in}, v \geq v_{out} \\ P_{rated} \frac{v(t) - v_{in}}{v_{rated} - v_{in}}, v_{in} \leq v < v_{rated} \\ P_{rated}, v_{rated} \leq v < v_{out} \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{rated} 是额定功率; v_{in} 是切入风速; v_{out} 是切出风速。通过调整风机的桨距角等方式可以操控 v_{in} 等从而实现风机的发电功率操控, 风机桨距角为 90° 时, 表示风机叶片的桨叶与旋转平面垂直。通常情况下, 这种状态被称为顺桨或停桨状态, 使切入风速趋于无穷大, 使风机输出功率为 0。风机的桨距角为 0° 度时, 表示风机叶片与旋转平面平行 (通常接近平面最大迎风角度), 这种状态是最大输出桨距角, 使风机捕获最大风能并满足发电功率需求, v_{in} 达到最小, 风机输出功率达到最大。通过利用风速分布特征以及实时性的观测分布参数, 可以有效预测 WT 的输出 L_{WT}^k 的可控输出区间为

$$0 \leq L_{WT}^k \leq L_{WT,max}^k, \forall k \in K \quad (18)$$

式中, $L_{WT,max}^k$ 代表风机开启最大迎风。PV 供电能力主要与辐射强度、转换效率以及辐射面积相关。其关系简化为

$$P_t^{PV} = r_i S_{PV} \eta_{PV} \quad (19)$$

式中: S_{PV} 是 PV 辐射面积; r_i 为辐射强度; η_{PV} 是转换效率。利用伽马分布模拟地区辐射强度分布, 为 PV 发电功率控制提供理论支持是一种常见的建模方法。与风机主要通过桨距角调节风能捕获不同, PV 系统通常通过调整辐射面积 (如动态倾角调节或遮挡控制) 来优化功率输出。同样地, 可以得到 PV 期望最大输出功率 $L_{PV,max}^k$, 可控的功率输出区间为

$$0 \leq L_{PV}^k \leq L_{PV,max}^k, \forall k \in K \quad (20)$$

WT 和 PV 在第 k 个 ($k \in K$) 个时间段的出力情况分别用 L_{WT}^k 和 L_{PV}^k 来表示。满足 $L_{WT}^k \in [0, L_{WT,max}^k]$ 和 $L_{PV}^k \in [0, L_{PV,max}^k]$, 其中, $L_{WT,max}^k$ 和 $L_{PV,max}^k$ 是两类可再生能源的最大供电能力。尽管可再生能源供电边际成本几乎为零, 风机长时间处于高负荷输出状态会对其寿命产生显著影响, 针对其维护和折旧疲劳损伤成本, 采用二次代价^[22] 函数:

$$C_{WT}(L_{WT}^k) = \delta_{WT}(L_{WT}^k)^2 + \ell_{WT} L_{WT}^k \quad (21)$$

$$C_{PV}(L_{PV}^k) = \delta_{PV}(L_{PV}^k)^2 + \ell_{PV} L_{PV}^k \quad (22)$$

式中, δ_{WT} 、 ℓ_{WT} 、 δ_{PV} 和 ℓ_{PV} 均为已知参数。

2.2.3 供给侧成本函数和利润

伴随传统能源发电系统输出功率升高, GT 单位发电量所需的燃料消耗通常会增加。在高功率下, 燃气轮机的燃料利用率下降, 增加燃料的单位消耗量, 传统化石能源发电成本函数普遍呈现二次凸函数^[11]:

$$C_{GT}(L_{GT}^k) = a L_{GT}^{k2} + b L_{GT}^k + c \quad (23)$$

式中: $a > 0$, $b \geq 0$, $c \geq 0$, 均为发电成本系数; 在已知用户订购的冷、热负荷需求时, 供给侧的优化目标总福利可以表示为

$$W_l = \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N p^k (x_i^k + x_{EV,i}^k - r_{i,d}^k + r_{i,c}^k) - C_{GT}(L_{GT}^k) - C_{WT}(L_{WT}^k) - C_{PV}(L_{PV}^k) - C_{GB}^k(Q_{GB}^k) - C_{EM}^k(Q_{EC}^k) \right) \quad (24)$$

供给侧总福利为收益与成本的差额, 其中最优优化目标中的收益部分为各时段内通过售电获得的总利润, 成本部分包括 GT、WT、PV 的发电成本、使用 GB 燃气以补充热负荷缺口的花费以及制冷的冷媒消耗成本。供给侧在优化时应确保当下发电量在满足用户需求的同时, 可以补充当前时段的冷负荷缺口, 同时总的热负荷产能满足用户订购需求量以避免违约。

$$\sum_{i=1}^N (x_i^k + x_{EV,i}^k - r_{i,d}^k + r_{i,c}^k) + L_{EC}^k(Q_{EC}^k) \leq \quad (25)$$

$$L_{GT}^k + L_{WT}^k + L_{PV}^k, \forall k \in K$$

$$\sum_{i=1}^N CD_i^k \leq Q_{EC}^k + Q_{AC}^k, \forall k \in K \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^N HD_i^k \leq Q_{GB}^k + Q_{WHB}^k, \forall k \in K \quad (27)$$

式中: CD_i^k 是用户日前签约订购的冷负荷需求量; HD_i^k 是用户日前签约订购的热负荷需求量。这 3 条约束体现着供给侧在不违约冷热电负荷供给的前提下, 进行优化供给侧的供能收益。

3 实时定价模型与求解

3.1 社会福利最大化模型

从社会总福利的角度出发, 利用能源调度中心进行市场定价, 同时以需求侧效用最大化和供给侧成本最小化为目标, 同时保障用户隐私, 建立如下的最优化模型:

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N (U(x_i^k, \omega_i^k) - C_{ESS,i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k)) \right) - \\ & C_{GT}(L_{GT}^k) - C_{WT}(L_{WT}^k) - C_{PV}(L_{PV}^k) - C_{GB}^k(Q_{GB}^k) - C_{em}^k(Q_{EC}^k) \\ \text{s.t.} \quad & (3)(4)(6)(9)(11)(12)(13)(14)(18)(20)(25)(26)(27) \end{aligned} \quad (28)$$

GT、WT、PV 的发电成本与 ESS 储能成本均为凸函数, 用户效用函数为凹函数, GB 补热成本、EC 补冷成本同样为凸函数, 因此, 式 (28) 属于凸优化问题。

3.2 拉格朗日函数与转化

通过引入拉格朗日乘子的方法来初步构建对偶问题, 从而求解其最优解。在这个过程中, 首先通过约束条件得到拉格朗日函数:

$$\begin{aligned} L(\lambda, \theta, \eta, u, v) = & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N (U(x_i^k, \omega_i^k) - C_{ESS,i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k)) \right) - \\ & C_{GT}(L_{GT}^k) - C_{WT}(L_{WT}^k) - C_{PV}(L_{PV}^k) - \\ & C_{GB}^k(Q_{GB}^k) - C_{em}^k(Q_{EC}^k) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\lambda^k \left(\sum_{i=1}^N x_{all,i}^k + L_{EC}^k(Q_{EC}^k) - L_{GT}^k - L_{WT}^k - L_{PV}^k \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\theta^k \left(\sum_{i=1}^N CD_i^k - Q_{EC}^k - \gamma_{AC} L_{GT}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} \tau \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\eta^k \left(\sum_{i=1}^N HD_i^k - Q_{GB}^k - \gamma_{WHB} L_{GT}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} (1-\tau) \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N \left(u_i^k \left(L_i^{\min} - \sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} r_{i,c}^t - r_{i,d}^t / \eta_{i,d}) \right) \right) \right) \\ & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N \left(v_i^k \left(\sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} r_{i,c}^t - r_{i,d}^t / \eta_{i,d}) - L_i^{\max} \right) \right) \right) \end{aligned} \quad (29)$$

式中, $\lambda^k, \theta^k, \eta^k, u_i^k, v_i^k \geq 0$ 是拉格朗日乘子, $\lambda = [\lambda^k]_{k \in K}$, $u_i = [u_i^k]_{k \in K}$, $v_i = [v_i^k]_{k \in K}$, $\theta = [\theta^k]_{k \in K}$, $\eta = [\eta^k]_{k \in K}$ 。 $x_{all,i}^k = x_i^k + x_{EV,i}^k - r_{i,d}^k + r_{i,c}^k$ 。通过对拉格朗日乘子矩阵的转化可以进行如下变形, 针对每一个用户:

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^K \left[(u_i^k - v_i^k) \sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} r_{i,c}^t - r_{i,d}^t / \eta_{i,d}) \right] = \\ \sum_{k=1}^K \left[(\eta_{i,c} r_{i,c}^k - r_{i,d}^k / \eta_{i,d}) \sum_{t=k}^K (u_i^t - v_i^t) \right] \end{aligned}$$

则拉格朗日函数可以改写成:

$$\begin{aligned} L(\lambda, \theta, \eta, u, v) = & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N (U(x_i^k, \omega_i^k) - \tilde{C}_{ESS,i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k)) \right) - \\ & C_{GT}(L_{GT}^k) - C_{WT}(L_{WT}^k) - C_{PV}(L_{PV}^k) - \\ & C_{GB}^k(Q_{GB}^k) - C_{em}^k(Q_{EC}^k) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\lambda^k \left(\sum_{i=1}^N x_{all,i}^k + L_{EC}^k(Q_{EC}^k) - L_{GT}^k - L_{WT}^k - L_{PV}^k \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\theta^k \left(\sum_{i=1}^N CD_i^k - Q_{EC}^k - \gamma_{AC} L_{GT}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} \tau \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\eta^k \left(\sum_{i=1}^N HD_i^k - Q_{GB}^k - \gamma_{WHB} L_{GT}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} (1-\tau) \right) \right) - \\ & \sum_{k=1}^K \left(\sum_{i=1}^N (u_i^k L_i^{\min} - v_i^k L_i^{\max}) \right) \end{aligned} \quad (30)$$

式中,

$$\begin{aligned} \tilde{C}_{ESS,i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k) \triangleq & C_{ESS,i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k) + \\ & (\eta_{i,c} r_{i,c}^k - r_{i,d}^k / \eta_{i,d}) \sum_{t=k}^K (u_i^t - v_i^t) \end{aligned} \quad (31)$$

由于该拉格朗日函数具有可分离性,问题的供给侧和需求侧可以进一步拆解并展现出分布式结构。这一性质使得优化问题的求解能够被有效地分解成若干子问题,从而便于在分布式系统中并行求解,最大化拉格朗日函数问题可分解为如下问题:

$$D(\lambda, \theta, \eta, u, v) = \max L(\lambda, \theta, \eta, u, v) = \sum_{i=1}^N D_{i,x}(\lambda) + \sum_{i=1}^N D_{\text{ESS}}(\lambda) + D_{\text{TRA}}(\lambda) + D_{\text{RES}}(\lambda) + D_{\text{EC}}(\theta) + D_{\text{GB}}(\eta) \quad (32)$$

式中:

$$D_{i,x}(\lambda) = \max_{x_{\min i}^k \leq x_i^k \leq x_{\max i}^k} \sum_{k=1}^K (U(x_i^k, \omega_i^k) - \lambda^k(x_i^k + x_{\text{EV},i}^k)) \quad (33)$$

$$D_{\text{ESS}}(\lambda) = \max_{\substack{0 \leq r_{i,d}^k \leq r_{i,d}^{\max} \\ 0 \leq r_{i,c}^k \leq r_{i,c}^{\max}}} \sum_{k=1}^K (\lambda^k(r_{i,d}^k - r_{i,c}^k) - \tilde{C}_{\text{ESS},i}^k(r_{i,c}^k, r_{i,d}^k)) \quad (34)$$

$$D_{\text{TRA}}(\lambda) = \max_{L_{\text{GT}}^k \geq 0} \sum_{k=1}^K \left(\lambda^k(L_{\text{GT}}^k) + \theta^k \left(\gamma_{\text{AC}} L_{\text{GT}}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} \tau \right) + \eta^k \left(\gamma_{\text{WHB}} L_{\text{GT}}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} (1-\tau) \right) - C_{\text{GT}}(L_{\text{GT}}^k) \right) \quad (35)$$

$$D_{\text{RES}}(\lambda) = \max_{\substack{0 \leq L_{\text{WT}}^k \leq L_{\text{WT},\max}^k \\ 0 \leq L_{\text{PV}}^k \leq L_{\text{PV},\max}^k}} \sum_{k=1}^K (\lambda^k(L_{\text{WT}}^k + L_{\text{PV}}^k) - C_{\text{WT}}(L_{\text{WT}}^k) - C_{\text{PV}}(L_{\text{PV}}^k)) \quad (36)$$

$$D_{\text{EC}}(\theta) = \max_{Q_{\text{EC}}^k \geq 0} \sum_{k=1}^K \left(\theta \left(Q_{\text{EC}}^k - \sum_{i=1}^N C D_i^k \right) - C_{\text{EM}}^k(Q_{\text{EC}}^k) - \lambda^k L_{\text{EC}}^k(Q_{\text{EC}}^k) \right) \quad (37)$$

$$D_{\text{GB}}(\eta) = \max_{Q_{\text{GB}}^k \geq 0} \sum_{k=1}^K \left(\eta \left(Q_{\text{GB}}^k - \sum_{i=1}^N H D_i^k \right) - C_{\text{GB}}^k(Q_{\text{GB}}^k) \right) \quad (38)$$

与式(10)、(24)进行对比即可发现,当供需均衡时,拉格朗日乘子 λ^k 所代表的经济含义即是实时电价 p^k ,这5项分别为用户优化用电目标、储能设备优化目标、火力发电优化目标、新能源

优化目标以及两个辅助设备的优化目标。针对上述分布式问题,每个用户求解问题(33)和(34)。各个用户在给定 λ 、 u_i 和 v_i 时,可以求解全时段的需求电量和储能设备的存放电量为

$$\tilde{x}_i^k = \left[(U'(x_i^k, \omega_i^k))^{-1} (\lambda^k) \right]_{x_{\min i}^k}^{x_{\max i}^k}$$

$$\tilde{r}_{i,c}^k = \left[\left(\frac{\partial \tilde{C}_{\text{ESS},i}^k}{\partial r_{i,c}^k} \right)^{-1} (\lambda^k) \right]_0^{r_{i,c}^{\max}}$$

$$\tilde{r}_{i,d}^k = \left[\left(\frac{\partial \tilde{C}_{\text{ESS},i}^k}{\partial r_{i,d}^k} \right)^{-1} (\lambda^k) \right]_0^{r_{i,d}^{\max}}$$

同理,对于供给侧,在给定 λ 、 θ 和 η 时求解式(35)~(38)即可求得各项能源的最优供给量 $\tilde{L}_{\text{GT}}^k$ 、 $\tilde{L}_{\text{WT}}^k$ 、 $\tilde{L}_{\text{PV}}^k$ 、 $\tilde{Q}_{\text{EC}}^k$ 、 $\tilde{Q}_{\text{GB}}^k$ 。

3.3 对偶问题求解

利用对偶原理,可以在不泄露用户隐私的情况下确定最优的能源管理调度方案。原问题的对偶问题为

$$\min_{\lambda > 0, \theta > 0, \eta > 0, u > 0, v > 0} D(\lambda, \theta, \eta, u, v) \quad (39)$$

式(28)等价于对偶式(39),求解式(39)的最优解即可实现社会福利最大化的电力定价。各时段 k 的乘子可以采用次梯度投影法迭代求解问题:

$$\lambda_{t+1}^k = \left[\lambda_t^k - v_{\text{at}} \frac{\partial L}{\partial \lambda_t^k} \right]^+ = \left[\lambda_t^k + v_{\text{at}} \left(\sum_{i=1}^N \tilde{x}_{\text{all},i}^k + L_{\text{EC}}^k(\tilde{Q}_{\text{EC}}^k) - \tilde{L}_{\text{GT}}^k - \tilde{L}_{\text{WT}}^k - \tilde{L}_{\text{PV}}^k \right) \right]^+ \quad (40)$$

式中, $\tilde{x}_{\text{all},i}^k = \tilde{x}_i^k + x_{\text{EV},i}^k - \tilde{r}_{i,d}^k + \tilde{r}_{i,c}^k$ 。

$$\theta_{t+1}^k = \left[\theta_t^k - v_{\text{bt}} \frac{\partial L}{\partial \theta_t^k} \right]^+ = \left[\theta_t^k + v_{\text{bt}} \left(\sum_{i=1}^N C D_i^k - \tilde{Q}_{\text{EC}}^k - \gamma_{\text{AC}} \tilde{L}_{\text{GT}}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} \tau \right) \right]^+ \quad (41)$$

$$\eta_{t+1}^k = \left[\eta_t^k - v_{\text{ct}} \frac{\partial L}{\partial \eta_t^k} \right]^+ = \left[\eta_t^k + v_{\text{ct}} \left(\sum_{i=1}^N H D_i^k - \tilde{Q}_{\text{GB}}^k - \gamma_{\text{WHB}} \tilde{L}_{\text{GT}}^k \frac{1-\beta_1-\varepsilon}{\beta_1} (1-\tau) \right) \right]^+ \quad (42)$$

$$u_{i,t+1}^k = \left[u_{i,t}^k - v_{dt} \frac{\partial L}{\partial u_{i,t}^k} \right]^+ = \left[u_{i,t}^k + v_{dt} \left(L_i^{\min} - \sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} \tilde{r}_{i,c}^t - \tilde{r}_{i,d}^t / \eta_{i,d}) \right) \right]^+ \quad (43)$$

$$v_{i,t+1}^k = \left[v_{i,t}^k - v_{et} \frac{\partial L}{\partial v_{i,t}^k} \right]^+ = \left[v_{i,t}^k + v_{et} \left(\sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} \tilde{r}_{i,c}^t - \tilde{r}_{i,d}^t / \eta_{i,d}) - L_i^{\max} \right) \right]^+ \quad (44)$$

式中, $v_t > 0$ 是迭代步长。从经济学角度分析, 在 PMSC 给出的电价、参数既定的情况下, 供给侧与需求侧均会通过优化决策来实现各自的福利最大化。当电价偏高导致需求侧供不应求时, 价格会上涨, 进而促使用户减少需求, 而供电商则会增加供给量。反之, 当价格较低且供给大于需求时, 电价将会下降, 促使用户增加需求, 供电商则会减少生产直至供需平衡。实际上需求侧冷热负荷的优化参数也是最优的实时负荷价格, 考虑到实际情况冷热负荷往往按月或更长周期购买, 因此, 以参数形式给供给侧更替。该过程将在电价波动趋于平稳时终止, 即价格波动小于预设的终止条件 $|\lambda_{t+1} - \lambda_t| \leq \varsigma_a$ 时, 同时冷热负荷参数 $|\theta_{t+1} - \theta_t| \leq \varsigma_b$, $|\eta_{t+1} - \eta_t| \leq \varsigma_c$ 时, 迭代过程结束, 此时, 供需双方在此时段的价格达到均衡, 并实现社会福利的最优化。当日前签约完冷、热负荷需求后, PMSC 通过式 (40)~(42) 迭代更新参数和价格, 直至收敛。需求侧收到价格后根据式 (33) 和 (34) 优化购电量和存储量。通过式 (43) 和 (44)

迭代自身参数, 当储能水平 $\sum_{t=1}^k (\eta_{i,c} \tilde{r}_{i,c}^t - \tilde{r}_{i,d}^t / \eta_{i,d}) < L_i^{\min}$ 时, 根据式 (43) 和 (44), 参数 u_i 会变大, 参数 v_i 减小, 求解式 (34) 时就会增加存储量或降低放电量。反之储能量大于 $L_i^{\max}$ 时会降低存储量或增加放电量。当 $|u_{i,t+1} - u_{i,t}| \leq \varsigma_d$, $|v_{i,t+1} - v_{i,t}| \leq \varsigma_e$ 时, 传递需求信息给 PMSC。供给侧求解式 (35)~(38), 求得各时段各能源供给量。具体求解流程分为两种类型。

流程 1 (由每个用户 $i \in N$ 执行):

步骤 1 签订中短期冷、热负荷需求;

步骤 2 确定当日各个时段 EV 能耗需求 $x_{EV,i}^k$;

步骤 3 从 PMSC 接收新电价 λ 。设定参数 u_i 、 v_i 、迭代步长和终止条件;

步骤 4 解式 (33) 求得最优用电量 x_i^k ;

步骤 5 解式 (34) 求得最优充放电量信息 $r_{i,c}^k$ 和

$r_{i,d}^k$;

步骤 6 根据式 (43) 和 (44) 迭代储能参数 u_i 和 v_i ;

步骤 7 重复步骤 5~6, 直至达到两个储能参数的收敛条件;

步骤 8 将各用电量信息: $\tilde{x}_i^k + x_{EV,i}^k - \tilde{r}_{i,d}^k + \tilde{r}_{i,c}^k$, 传输给 PMSC;

步骤 9 重复步骤 3~8 直至 λ_t 、 θ_t 、 η_t 收敛。

流程 2 (由 PMSC 和供给侧执行):

步骤 1 供给侧与用户签订中短期冷、热负荷需求, 交易信息传递给 PMSC;

步骤 2 PMSC 确定各迭代步长以及终止条件。初始化电价 λ 和各参数 θ 、 η ;

步骤 3 PMSC 把新电价信息 λ 传输给需求侧, 把 λ 、 θ 、 η 传输给供给侧;

步骤 4 供给侧解决式 (35)~(38), 计算供给量 $\tilde{L}_{GT}^k$ 、 $\tilde{L}_{WT}^k$ 、 $\tilde{L}_{PV}^k$ 、 $\tilde{Q}_{EC}^k$ 、 $\tilde{Q}_{GB}^k$;

步骤 5 PMSC 从需求侧接收用户各时段的总需求 $\tilde{x}_i^k + x_{EV,i}^k - \tilde{r}_{i,d}^k + \tilde{r}_{i,c}^k$;

步骤 6 PMSC 从供给侧接收各类能源供给量 $\tilde{L}_{GT}^k$ 、 $\tilde{L}_{WT}^k$ 、 $\tilde{L}_{PV}^k$ 、 $\tilde{Q}_{EC}^k$ 、 $\tilde{Q}_{GB}^k$;

步骤 7 通过式 (40)~(42) 迭代电价 λ 和参数 θ 、 η ;

步骤 8 重复步骤 3~7 直至 λ_t 、 θ_t 、 η_t 满足收敛条件。

4 仿真结果

4.1 参数设置

通过仿真实验来验证综合能源系统实时定价策略的有效性。系统包含 10 个用户, $N=10$ 且每个用户配备 EV。以每天为一个周期, 每小时为单位, 施行日前实时定价 $K=24$ 。随机化用户第一时段效用函数参数 $\omega \in [1, 5]$, 并在后续时段引入 ω 随机波动来模拟用户用电需求的随机偏好的动态变化。参数设置如表 1 所示。

4.2 结果分析

图 2 展示了综合能源系统日前实时定价机制下的最优电力价格, 图 3 对比了需求侧的实际购电量与供给侧的实际发电量。在当前定价机制下系统实现了有效的供需平衡。由于吸收式制冷机利用废热产生的冷负荷未能完全满足需求侧需求, 导致冷负荷存在一定的供需缺口。因此, 供给侧的发电量略高于实际需求, 过剩电力被 EC 用于弥补冷负荷的不足。

表 1 参数设置
Tab.1 Parameters setup

参数	值	参数	值
$a/b/c$	0.01/0.20/0	P_{gas}	2.8
$\delta_{\text{PV},i}/\ell_{\text{PV},i}$	0.006/0.120	$\gamma_{\text{AC}}/\gamma_{\text{WHB}}$	0.9
$\delta_{\text{WT},i}/\ell_{\text{WT},i}$	0.005/0.100	$\gamma_{\text{EC}}/\gamma_{\text{GB}}$	0.01
β_1	0.7	v_{at}	0.01
ε	0.1	$v_{\text{bt}}/v_{\text{ct}}/v_{\text{dt}}/v_{\text{et}}$	0.05
c_{elc}	3	S_a	0.001
c_{gas}	9.3	S_b/S_c	0.01
$\delta_{i,1}/\delta_{i,2}$	0.050/0.005	$\delta_{i,3}/\delta_{i,4}$	0.01/0.10
δ	0.7	R_i^{cap}	10
$r_{i,c}^{\text{max}}/r_{i,d}^{\text{max}}$	5	R_i^{min}	1
α	0.5	u_s	12
$\eta_{i,c}/\eta_{i,d}$	0.9	S_d/S_e	0.4

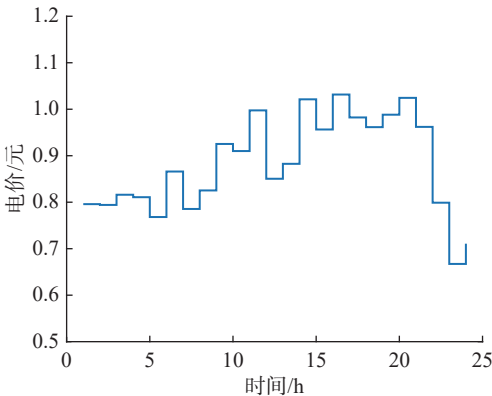


图 2 最优实时电价

Fig.2 Optimal real-time electricity prices

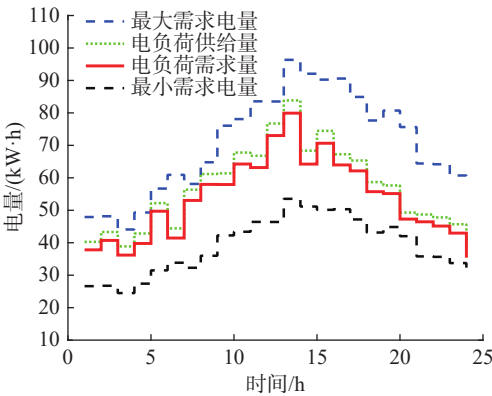


图 3 实时电价下各时段的供-用电量

Fig.3 Power supply and consumption under real-time price

对比图 2 与图 3 的整体趋势可发现，在用电高峰期，电价呈上升趋势，而在用电低谷时，电价则有所下降。这种电价波动机制有效激励了用户

参与需求侧管理，促进了供需双方的动态平衡和能源的合理调度。

图 4 展示了供给侧电力来源的分布情况，详细呈现了各时段 PV、WT 和 GT 的发电情况。由于火力发电的成本远高于新能源发电成本，电价波动与火力发电量呈正相关同步关系。当火力发电量增加时，电价也随之上升，以此来抑制电力需求的过度增长。图 5 则展示了电动汽车充电需求、储能设备存放情况与其他电器负荷需求的情况。实际上，需求侧的总购电量和 EC 补冷需要的电量等于供给侧总供电量。在这一框架下，供需双方达到均衡，需求侧的能源消费与供给在系统层面得到了有效的协调与优化。

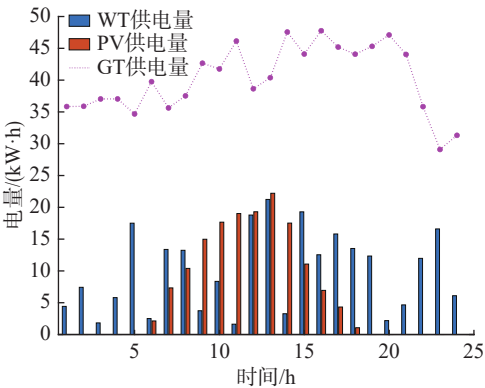


图 4 电力来源分布情况

Fig.4 Distribution of power sources

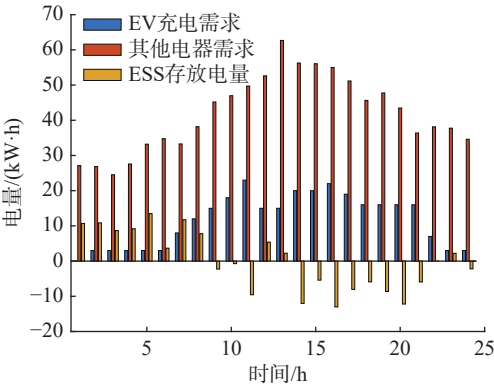


图 5 需求侧用电方案

Fig.5 Demand-side electricity consumption scheme

图 6 展示了用户订购的冷负荷需求量，以及在 CIES 实时定价机制下，供给侧的最优冷负荷供给能分配情况。在该系统中，当吸收式制冷机能够通过余热充分满足用户的冷负荷需求时，电补冷机将停机运行，从而避免不必要的电能消耗。然而，若吸收式制冷机的余热利用不足以完全满足冷负荷需求，则电补冷机会启动，以弥补冷负荷

缺口, 确保用户的实际需求得到满足。类似地, 图 7 展示了热负荷的实际需求(单位已由 kW·h 转化为 kJ), 以及供给侧根据系统优化策略确定的最优制热方案。

图 8 展示了应用于综合能源系统的两种定价机制对比: 集成能源系统实时定价机制与仅考虑供给侧调度^[2]优化的固定电价社会福利的对比。可以得到, 引入实时定价机制后能进一步提升社

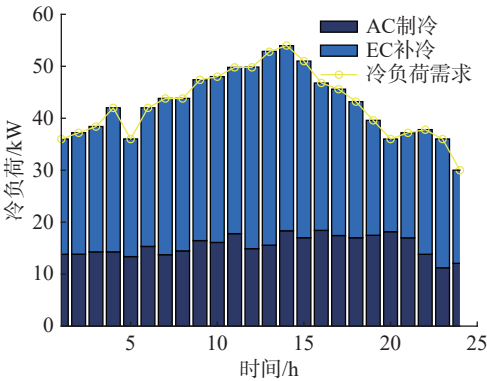


图 6 冷负荷供给来源
Fig.6 Cooling load supply sources

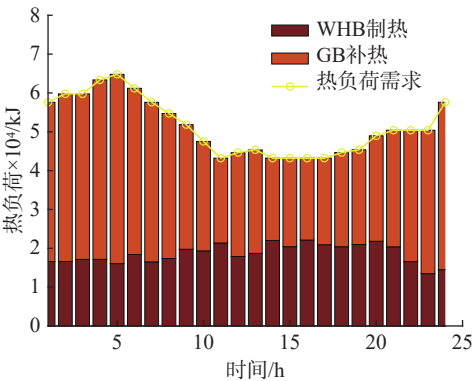


图 7 热负荷供给来源
Fig.7 Heating load supply sources

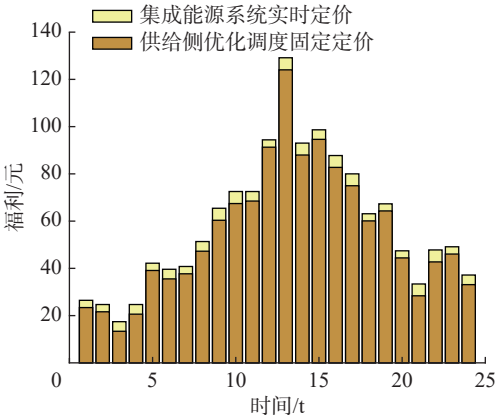


图 8 社会总福利对比情况
Fig.8 Comparison of social total welfare

会总福利。这一结果表明, 基于本研究提出的综合能源系统定价机制, 能够更有效地优化供给侧的资源配置, 并为需求侧提供更加经济的能源服务, 从而显著提升系统的整体福利水平。

5 结 论

本研究基于电力系统社会福利最大化定价方法, 提出了适用于 CIES 的电能日前实时定价机制。考虑了用户多样化的能源需求和分布式储能系统、提出了综合能源系统的实时定价机制, 并采用对偶方法进行求解。在此定价机制下, PMSC 能够实时的求解能源分配方案, 并通过电价引导用户的能源消费行为, 实现了资源的优化配置与能源使用模式的调整。在传统的供给侧能源调度优化的基础上引入实时定价机制, 本文的实时定价考虑到用户效用, 有效地实现了进一步优化, 做到供需平衡的同时能提高社会总福利, 在冷热电联产系统中实现了动态调整, 并获得更高的社会效益。尽管综合能源系统的发展取得了长足进展, 但仍有许多挑战性工作需要完成。在此列举几个未来研究值得进一步探索的方向:

- a. 新能源出力不确定性: 结合概率预测与分布鲁棒优化方法等, 建立更有效的风光发电-电价联合波动模型, 量化间歇性可再生能源对实时定价边界的影响;
- b. EV 充电需求弹性表征: 基于出行链大数据构建 EV 充电行为时空分布模型, 研究充电需求价格弹性与电网需求的协同优化机制;
- c. 跨区域能源交易拓展: 设计包含多区域市场竞价-实时市场调整-需求响应补偿的多阶段定价框架, 以应对单一源荷双侧不确定性叠加风险。

参考文献:

[1] ZHU G, GAO Y, SUN H. Optimization scheduling of a wind-photovoltaic-gas-electric vehicles community-integrated energy system considering uncertainty and carbon emissions reduction[J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2023, 33: 100973.

[2] 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.

[3] WANG M, YU H, JING R, et al. Combined multi-objective optimization and robustness analysis framework for

- building integrated energy system under uncertainty[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 208: 112589.
- [4] LIU H C, GENG Z, GU Y J, et al. A regional integrated energy system with a coal-fired CHP plant, screw turbine and solar thermal utilization: scenarios for China[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 212: 112812.
- [5] ZHANG N, SUN Q Y, YANG L X. A two-stage multi-objective optimal scheduling in the integrated energy system with We-Energy modeling[J]. *Energy*, 2021, 215: 119121.
- [6] 高岩. 基于需求侧管理实时电价优化方法综述 [J]. *上海理工大学学报*, 2022, 44(2): 103–111, 121.
- [7] 屈德强, 李军祥, 尚有林, 等. 智能电网光滑化逼近实时定价 [J]. *系统科学与数学*, 2025, 45(1): 145–156.
- [8] 何冰洁, 李军祥, 咏梅. 智能电网用电异常诊断和调控策略 [J]. *控制工程*, 2024, 31(2): 222–230.
- [9] LU R Z, HONG S H, ZHANG X F. A dynamic pricing demand response algorithm for smart grid: reinforcement learning approach[J]. *Applied Energy*, 2018, 220: 220–230.
- [10] 高岩. 智能电网实时电价社会福利最大化模型的研究 [J]. *中国管理科学*, 2020, 28(10): 201–209.
- [11] ZHAO W H, ZHANG S C, XUE L, et al. Research on model of micro-grid green power transaction based on blockchain technology and double auction mechanism[J]. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 2024, 19(1): 133–145.
- [12] ZHANG L, GAO Y, ZHU H B, et al. Bi-level stochastic real-time pricing model in multi-energy generation system: a reinforcement learning approach[J]. *Energy*, 2022, 239: 121926.
- [13] LUO Y L, GAO Y, FAN D L. Real-time demand response strategy base on price and incentive considering multi-energy in smart grid: a bi-level optimization method[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 153: 109354.
- [14] SAMADI P, MOHSENIAN-RAD A H, SCHOBBER R, et al. Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid[C]//Proceedings of 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications. Gaithersburg: IEEE, 2010: 415–420.
- [15] 朱泽怡, 高岩, 丁晓东. 基于需求侧管理的智能电网两种时段集成定价策略 [J/OL]. *中国管理科学*, 1–14 2024-11-28]. <https://doi.org/10.16381/j.cnki.issn1003-207x.2023.1540>.
- [16] LIN J, XIAO B, ZHANG H L, et al. A novel multitype-users welfare equilibrium based real-time pricing in smart grid[J]. *Future Generation Computer Systems*, 2020, 108: 145–160.
- [17] LYU C, JIA Y W, XU Z. Fully decentralized peer-to-peer energy sharing framework for smart buildings with local battery system and aggregated electric vehicles[J]. *Applied Energy*, 2021, 299: 117243.
- [18] LI Y, LI J X, YU Z S, et al. A cosh-based smoothing Newton algorithm for the real-time pricing problem in smart grid[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 135: 107296.
- [19] 李军祥, 张同辉, 屈德强, 等. 基于区块链隐私保护的智能电网实时定价 [J]. *上海理工大学学报*, 2022, 44(2): 122–130.
- [20] ZHAO N, LV J F, GAO Y, et al. Real-time pricing for smart grid with multiple energy coexistence on the user side[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2024, 18(13): 2162–2176.
- [21] 李军祥, 王宇倩, 孙权, 等. 电力零售商引导下智能电网多方利益均衡策略 [J]. *运筹与管理*, 2022, 31(2): 209–215, 223.
- [22] LI N N, GAO Y. Real-time pricing based on convex hull method for smart grid with multiple generating units[J]. *Energy*, 2023, 285: 129543.
- [23] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法 [J]. *电网技术*, 2010, 34(11): 126–130.
- [24] QIAN K J, ZHOU C K, ALLAN M, et al. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(2): 802–810.
- [25] HU M, XIAO J W, CUI S C, et al. Distributed real-time demand response for energy management scheduling in smart grid[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, 99: 233–245.
- [26] 刘宗玮, 李轶博, 徐一骏, 等. 含高比例新能源的交直流耦合系统不确定性分析 [J]. *可再生能源*, 2026, 44(4): 542–552.
- [27] 吴志强, 王菁祺, 高岩. 实时电价的社会福利解析 [J]. *中国管理科学*, 2024, 32(3): 218–227.
- [28] LIU Z F, CHEN Y X, ZHUO R Q, et al. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 1113–1125.

(编辑: 何代华)