

doi:10.12068/j.issn.1005-3026.2024.11.007

焦炉煤气基多能联供系统经济优化调度研究

冯明杰, 刘晟晖, 夏毓谦, 毛成
(东北大学 冶金学院, 辽宁 沈阳 110819)

摘要: 为了高效利用炼焦副产的焦炉煤气资源,同时满足用户多样化能源的需求,构建了以焦炉煤气为燃料的分布式多能联供系统,在考虑一次能源消耗、环境补偿成本和运行维护费用基础上,建立了能源协同高效利用的系统运行优化调度模型. 在满足用户负荷和供能设备高效利用的基础上确定约束条件,采用改进的遗传算法,以日运行成本最低为优化目标,对系统在不同季节典型日的运行调度进行了优化研究. 结果表明,所构建的多能联供系统具有良好的经济性,在优化调度条件下运行时,春夏秋冬四季典型日内的运行成本分别为3 480.17, 4 752.25, 3 168.23和4 464.02元,能源综合利用效率分别为65.10%, 57.82%, 67.25%和70.12%. 与传统的以天然气为燃料的冷热电联供系统(combined cooling, heating and power, CCHP)相比,尽管系统的能源综合利用效率稍低,但在运行成本上有一定的优势,适合我国“煤多气少”的能源结构.

关键词: 焦炉煤气;多能联供系统;运行成本;优化调度

中图分类号: TK 123 文献标志码: A 文章编号: 1005-3026(2024)11-1571-08

Research on Economic Optimization Scheduling for Coke Oven Gas-based Multi-energy Combined Supply System

FENG Ming-jie, LIU Sheng-hui, XIA Yu-qian, MAO Cheng

(School of Metallurgy, Northeastern University, Shenyang 110819, China. Corresponding author: FENG Ming-jie, E-mail: Fengmj@mail.neu.edu.cn)

Abstract: To effectively utilize by-product coke oven gas and meet the diverse energy demands of users, a distributed multi-energy cogeneration system fueled by coke oven gas was developed. The system incorporates primary energy consumption, environmental compensation costs, and operational and maintenance expenses to create an optimized operational model for efficient energy collaboration. Constraints were established to ensure that user demands are met and equipment is utilized efficiently. An enhanced genetic algorithm was employed to minimize daily operational costs, with optimized scheduling performed for typical days across different seasons. The results demonstrate that the multi-energy supply system is economically viable, with operational costs recorded at 3 480.17, 4 752.25, 3 168.23, and 4 464.02 yuan for typical days in spring, summer, autumn, and winter, respectively. The system's energy comprehensive utilization efficiencies reached 65.10%, 57.82%, 67.25%, and 70.12% for the same periods. Although the energy utilization efficiency is slightly lower compared to traditional natural gas-fueled CCHP system, the proposed system offers cost advantages and aligns with China's "more coal and less gas" energy supply situation.

Key words: coke oven gas; multi-energy combined supply system; operational cost; optimal scheduling

随着经济的高速发展,人们获得诸多便利的同时,也面临严重的能源危机和环境污染等问

题^[1-2]. 分布式多能联供系统是解决这些问题的有效方式之一,在这种系统中,高品位燃料能用于

收稿日期: 2023-07-24

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFA0700300).

作者简介: 冯明杰(1971-),男,河南禹州人,东北大学副教授,博士.

发电,低品位热能用于供暖或制冷,与常规集中供能系统相比,能量得到了阶梯利用,不仅提高了能源的利用效率,而且减少了 CO_2 和有害气体的排放^[3-5]。因此,关于分布式多能联供系统的研究方兴未艾。

Zhou等^[6]构建了典型的冷热电联产系统,从经济、能量、烟、环境4个方面对系统进行了综合评价。祖航等^[7]建立了分布式能源联供系统的负荷协同高效生产优化模型,以经济、环保和能效为优化目标,确定了不同能源机组在给定负荷下的最佳出力。Kang等^[8]构建了耦合地源热泵的CCHP系统,将碳税和上网电价考虑进目标函数,对系统在混合跟随运行策略下的运行调度进行了优化。Lu等^[9]构建了耦合地热能的热电联产系统,通过配置和运行双关联模型,对系统进行了优化研究。Hou等^[10]构建了耦合太阳能的CCHP系统,讨论了不同运行策略下系统的性能。Liu等^[11]构建了包含多种储能设备的CCHP系统,探讨了内燃机容量对系统运行的经济成本和环境成本的影响。Ma等^[12]构建了耦合太阳能的CCHP系统,通过对光伏容量、能源价格和客观权重的敏感性分析,揭示了运行效益在不同条件下的变化规律。

从研究内容来看,目前关于分布式多能联供系统的研究都是以天然气为燃料开展的。天然气具有清洁、环保、热值高、运输方便等优势,但我国“煤多气少”,建设大规模的以天然气为燃料的分布式多能联供系统并不现实。焦炉煤气是炼焦过程中产生的副产品^[13-14],根据国家统计局数据,2022年我国的焦炭产量高达4.73亿t,副产焦炉煤气约为2 033.9亿 m^3 ,但其中约20%的富裕焦炉煤气被直接排放或以“点天灯”的方式烧掉,不仅造成能源的极大浪费,而且对环境带来很大的影响。许桂瑛等^[15]研究了焦炉煤气燃气轮机发电的原理、结构和方法,表明将焦炉煤气用于燃气轮机发电切实可行,这为焦炉煤气分布式多能联供系统的构建提供了依据。

将焦炉煤气作为分布式多能联供系统的燃料,不仅可以消耗掉富裕的焦炉煤气,而且能节约天然气和降低能源使用成本,在国内具有广阔的发展空间,但目前关于这方面的研究还很少。本文基于前人的研究成果,构建了基于焦炉煤气的分布式多能联供系统。根据唐山某园区的用能需求,选取春、夏、秋、冬的典型日,在考虑一次能源消耗、环境补偿成本和运行维护费用的基础

上,建立了能源协同高效利用的优化调度模型。在保证供能设备高效利用基础上确定了约束条件,采用改进的遗传算法程序,以系统日运行成本最低为优化目标,对系统在不同季节的运行模式进行了优化研究。

1 系统建模

1.1 多能联供系统

本文构建的以焦炉煤气为燃料的冷热电多能联供系统的拓扑结构如图1所示。其中焦炉煤气燃气轮机为系统的原动机,用户所需的电负荷主要由系统中的燃气轮机来提供。当燃气轮机无法满足用户的用电需求时,可通过外网购电来补充,当系统产电有剩余时,富余的电能也可向外网销售。用户所需的热负荷主要由余热锅炉来提供,当余热锅炉无法满足用户的热需求时,启动辅助供热的燃气锅炉来补充不足的热负荷。汽轮机排出的余热驱动LiBr吸收式制冷机组为用户提供冷负荷,当LiBr吸收式制冷机组无法满足用户的冷需求时,启动辅助供冷的电制冷机组,以补充不足的冷负荷。

1.2 系统运行成本计算模型

系统的运行成本包括4部分:消耗的焦炉煤气成本、外网购电成本、设备维护成本及污染物排放环境补偿成本,如果系统产电富裕上网销售的话,还会产生一定的收益。

1.2.1 燃气轮机消耗的燃气成本

在系统运行时,焦炉煤气主要用于燃气轮机发电和用户热负荷需求过大时的燃气锅炉燃烧,其中燃气轮机用气占了绝大部分。燃气轮机将焦炉煤气的化学能转换为机械能来推动发电机发电,是该分布式多能联供系统的核心组成部分。表1给出了焦炉煤气和天然气的对比,从表中可以看出,无论是成分,还是热值和空气消耗(L_{air}),焦炉煤气与天然气都有较大的差别,尤其是低位发热量(LHV),前者不足后者的一半,因此常用的天然气燃气轮机不能用在焦炉煤气发电上,必须采用与焦炉煤气相适应的燃气轮机。不同的燃气轮机其性能曲线存在显著差异,因此需要构建符合焦炉煤气燃气轮机发电性能的数学模型。根据用户所需的电负荷条件,选用T300焦炉煤气燃气轮机较为合适^[16],根据其主要技术参数,拟合得到其输出电功率和发电效率的关系,如式(1)所示:

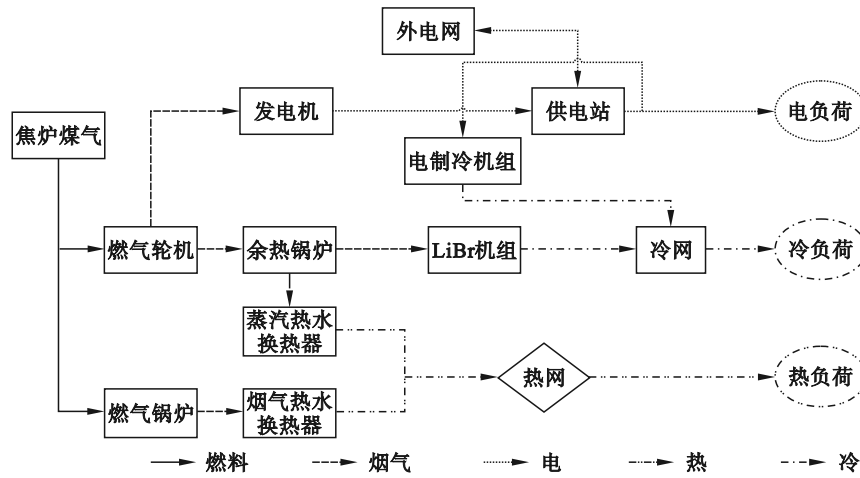


图 1 焦炉煤气基多能联供系统示意图

Fig. 1 Sketch of coke oven gas-based multi-energy combined supply system

$$\eta_{MT}(t) = 0.4106 \left[\frac{P_{MT}(t)}{20} \right]^3 - 1.0135 \left[\frac{P_{MT}(t)}{20} \right]^2 + 0.8345 \left[\frac{P_{MT}(t)}{20} \right] + 0.1026 \quad (1)$$

式中: $\eta_{MT}(t)$ 是 t 时刻燃气轮机的发电效率, %; $P_{MT}(t)$ 是 t 时刻燃气轮机的输出电功率, kW.

燃气轮机消耗燃料的成本如式(2)所示:

$$C_{MT} = C_{cog} \times \frac{\sum P_{MT}(t)\Delta t}{\eta_{MT}(t) \times LHV_{cog}} \quad (2)$$

式中: C_{MT} 是燃气轮机消耗燃料的成本, 元; C_{cog} 是焦炉煤气的价格^[14], 取为 2 元/ m^3 ; LHV_{cog} 是焦炉煤气的低位热值, kJ/m^3 ; Δt 是持续的时间, h.

表 1 焦炉煤气和天然气的对比

Table 1 Comparison between coke oven gas and natural gas

| 名称 | 体积分数/% | | | | | | | | | | LHV MJ·m ⁻³ | L_{air} m ³ ·m ⁻³ |
|------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|------|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------------------|--|
| | CH ₄ | C ₂ H ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | H ₂ | CO | H ₂ S | CO ₂ | O ₂ | N ₂ | | |
| 焦炉煤气 | 28.25 | 1.85 | — | — | 56.12 | 3.85 | 0.01 | 5.82 | 0.6 | 7.6 | 17.75 | 4.47 |
| 天然气 | 87.08 | — | 7.83 | 2.94 | — | — | 0.03 | 0.65 | — | 1.47 | 39.02 | 11.14 |

1.2.2 燃气锅炉消耗的燃气成本

燃气轮机排出的废气余热由余热回收锅炉来回收利用, 余热回收率与燃气轮机输出电功率的关系如式(3)所示^[17]:

$$Q_{MT}(t) = \eta_2 \times \frac{P_{MT}(t)[1 - \eta_{MT}(t) - \eta_1]}{\eta_{MT}(t)} \quad (3)$$

式中: $Q_{MT}(t)$ 是 t 时刻余热锅炉回收的热功率, kW; η_1 是燃气轮机的热损失系数, 取为 0.2^[18]; η_2 是余热锅炉的余热回收效率, 取为 0.95^[18].

当余热锅炉回收的余热不能满足系统需求时, 需要启动燃气锅炉燃烧焦炉煤气来为系统供热, 燃气锅炉消耗焦炉煤气成本如式(4)所示^[17]:

$$C_{GB} = C_{cog} \times \frac{\sum Q_{GB}(t)\Delta t}{\eta_{GB}(t) \times LHV_{cog}} \quad (4)$$

式中: C_{GB} 是燃气锅炉消耗的燃气成本, 元; $Q_{GB}(t)$ 是燃气锅炉 t 时段内的输出热功率, kW; η_{GB} 是燃气锅炉的热效率, 取为 0.9^[18].

1.2.3 电制冷耗电成本

余热锅炉回收的余热首先用于加热循环热

水给用户供热负荷, 多余部分用于 LiBr 吸收式制冷机组给用户供热负荷, LiBr 吸收式机组的制冷量如式(5)所示^[19]:

$$Q_{AR}(t) = COP \times Q_{MT}(t) \quad (5)$$

式中: $Q_{AR}(t)$ 是 t 时刻 LiBr 吸收式制冷机组的冷能生产功率, kW; COP 是吸收式制冷机组的制冷系数, 取为 0.75^[18].

当夏季 LiBr 产生的冷负荷不足以满足需求时, 需要启动电制冷机组, 此时需要消耗电能, 消耗的电能成本如式(6)所示^[17]:

$$\left. \begin{aligned} P_{ER}(t) &= \frac{Q_{ZAR}(t) - Q_{AR}(t)}{\lambda} \\ C_{ER} &= C_{grid}(t) \times \sum P_{ER}(t)\Delta t \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

式中: $P_{ER}(t)$ 是 t 时刻电制冷机组耗电功率, kW; $Q_{ZAR}(t)$ 是 t 时刻系统提供的冷负荷总量, kW; λ 是电制冷机的制冷系数, 取为 3; $C_{grid}(t)$ 是 t 时刻电网购电价格, 元/(kW·h); C_{ER} 是电制冷机组用电费用, 元.

1.2.4 环境补偿成本

在焦炉煤气的燃烧过程中,不可避免地会产生 CO_2 以及 NO_x , 如果燃气中含有 H_2S , 还会产生 SO_2 , 这些气体的排出都会对大气造成污染^[20], 治理污染需要投入大量的人力和物力, 称为环境补偿成本. 系统的环境补偿成本由式(7)计算:

$$C_{\text{hj}} = \sum_{j=1}^m a_j \sum_{i=1}^n (b_{ij} P_i(t)). \quad (7)$$

式中: C_{hj} 是污染物排放后的环境补偿成本, 元; $P_i(t)$ 是 t 时刻 i 设备的发电功率, kW; a_j 是 j 类污染物的处理费用, 元/kg; b_{ij} 是第 i 台设备、第 j 类污染物的排放系数, $\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$; m 是污染物的种类总数; n 是设备的总数. 污染物排放系数如表 2 所示^[6].

表 2 污染物的排放系数
Table 2 Emission coefficient of pollutants
 $\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$

| 设备 | CO_2 | SO_2 | NO_x |
|------|---------------|---------------|---------------|
| 燃气轮机 | 715.3 | 0.003 6 | 0.001 9 |
| 燃气锅炉 | 365 | 0.002 | 0.001 |
| 外电网 | 921 | 1.924 | 1.632 |

1.2.5 系统维护成本

系统的维护成本如式(8)所示:

$$C_{\text{mat}} = \sum_{i=1}^4 K_i \sum_{i=1}^4 P_i^{\text{out}}(t) \Delta t. \quad (8)$$

式中: C_{mat} 为系统的维护成本, 元; P_i^{out} 为第 i 台设备的出力, kW; K_i 为第 i 台设备的维护系数, 元/kW; 燃气轮机、燃气锅炉、电制冷机组、LiBr 吸收式制冷机组的设备维护系数取值分别为: 0.051 4, 0.012 4, 0.010 3 和 0.020 1^[6].

2 优化模型和约束条件

2.1 优化模型

在满足系统冷热电负荷需求和保证系统正常运转的前提下, 本文构建了包括燃料成本、外购电成本、系统维护成本和污染物排放环境补偿成本的系统日综合运行成本函数, 并以该函数值最低为目标, 对系统进行优化调度研究. 优化的参数主要有: 燃气轮机发电值、外购电值、燃气锅炉热负荷、电制冷冷负荷和 LiBr 吸收式制冷机组冷负荷等. 优化目标函数如式(9)所示:

$$\left. \begin{aligned} \min F(x) &= F_{\text{fuel}} + F_{\text{wh}} + F_{\text{hj}} + (F_{\text{GD}} - F_{\text{AR}}), \\ F_{\text{fuel}} &= C_{\text{MT}} + C_{\text{GB}}, \\ F_{\text{wh}} &= C_{\text{mat}}, \\ F_{\text{hj}} &= C_{\text{hj}}, \\ F_{\text{GD}} &= C_{\text{ER}}, \\ F_{\text{AR}} &= \sum C_{\text{sell}}(t) \sum P_{\text{sell}}(t) \Delta t. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

式中: $F(x)$ 是系统的日综合运行成本, 元; F_{fuel} 是燃料成本, 元; F_{wh} 是维护成本, 元; F_{hj} 是污染物排放环境补偿成本, 元; F_{GD} 是购电成本, 元; F_{AR} 是对外供电收益, 元, 其中 $(F_{\text{GD}} - F_{\text{AR}})$ 的值可正可负, 正值代表从外网购电, 负值代表向外网供电; $C_{\text{sell}}(t)$ 是 t 时刻向电网售电价格, 元; $P_{\text{sell}}(t)$ 是 t 时刻向电网售电的电功率, kW; x 是优化变量.

2.2 约束条件

根据系统实际运行情况, 主要存在两方面的约束: 一方面是系统的冷热电负荷平衡约束; 另一方面是各设备(系统)出力的上下限约束^[21-22]. 其中系统的冷热电负荷平衡约束由式(10)表示:

$$\left. \begin{aligned} P(t) &= P_{\text{MT}}(t) - P_{\text{ER}}(t) + P_{\text{sell}}(t), \\ Q_{\text{h}}(t) &= Q_{\text{GB}}(t) - Q_{\text{MT}}(t), \\ Q_{\text{c}}(t) &= Q_{\text{AR}}(t) + \lambda P_{\text{ER}}(t). \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

式中: $P(t)$ 是 t 时刻系统供电量, kW; $Q_{\text{h}}(t)$ 是 t 时刻系统供热量, kW; $Q_{\text{c}}(t)$ 是 t 时刻系统供冷量, kW.

设备(系统)出力的上下限约束如式(11)所示:

$$P_{i,\text{min}} \leq P_i(t) \leq P_{i,\text{max}}. \quad (11)$$

式中: $P_{i,\text{min}}$ 是第 i 台设备(系统)容量限制的最小值, kW, 取额定功率的 50%; $P_{i,\text{max}}$ 是第 i 台设备(系统)容量限制的最大值, kW, 取额定功率的 150%.

由以上方程可知, 本研究所建的焦炉煤气基分布式冷热电多能联供系统的优化调度模型具有变量多、非线性和约束多等特点. 将其整理为标准形式后, 采用改进的遗传算法进行求解, 计算采用自编的 Matlab 程序执行.

3 应用案例

3.1 应用描述

依托河北省巨大的炼焦产能, 以唐山某园区为应用背景, 建设如图 1 所示的多能联供给系统, 以解决综合能源系统中的电热冷联供问题. 从园区附近的焦化厂引进焦炉煤气为系统提供燃料, 供电内网与外网联通, 热网循环水系统输送采暖

负荷和生活热水负荷给用户,蒸汽管道输送蒸汽驱动 LiBr 制冷机组制冷,燃气轮机余热锅炉不能满足用户热负荷需求时,开启燃气锅炉, LiBr 制冷机组制冷量不能满足用户的冷负荷需求时,开启电制冷机组.该园区四季典型日的负荷需求如图 2 所示.从图中可以看出,不同季节,用户对生活热水的需求变化不是很大,但对冷负荷、采暖负荷和电负荷有着不一样的需求.在春季,由于气温适宜,除生活热水外,仅需电负荷,而冷负荷和采暖负荷都不需要;在夏季,由于天气炎热,除生活热水和电负荷外,需要更多的是冷负荷,而采暖热负荷不需要;到了秋季,天气又变得舒适,负荷需求情况和春季相似;在冬季,唐山的气温急剧下降,此时除生活热水和电负荷外,需要更

多的是采暖负荷,而冷负荷的需求为 0.此外,从图中还可以看出,在同一日内,各种能量的需求值曲线并不是一条平直线,而是随着作息时间的变化而变化.因此,在不同季节应采用不同的运行策略,在满足人们用能负荷需求的同时系统才能达到最佳的运行效果.为鼓励用电客户合理安排用电,削峰填谷,提高电力资源的利用效率,还采用了分时电价制度,一日中不同时段的购电价格不同,7:00~22:00 为 1.25 元/(kW·h),22:00~2:00 为 0.56 元/(kW·h),其他时段为 0.85 元/(kW·h);不同时段的售电价格也不相同,7:00~22:00 为 0.75 元/(kW·h),22:00~2:00 为 0.41 元/(kW·h),其他时段为 0.38 元/(kW·h).

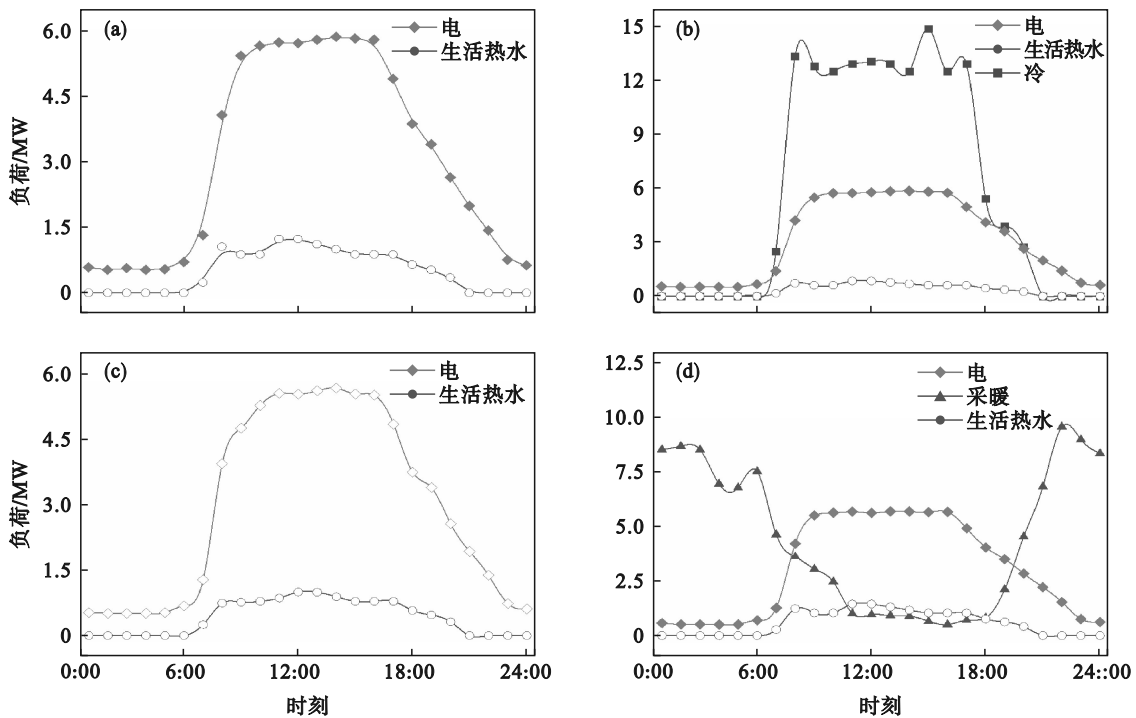


图 2 园区四季典型日的负荷需求
 Fig. 2 Load demand of typical days in four seasons
 (a)—春季; (b)—夏季; (c)—秋季; (d)—冬季.

3.2 优化结果及分析

3.2.1 设备负荷

在保证用户负荷的前提下,影响该系统运行成本的要素主要有燃气轮机负荷、燃气锅炉负荷、购电负荷和售电负荷.其中燃气轮机和燃气锅炉均需要消耗外购的焦炉煤气,是决定系统运行成本的主要方面.系统内部产生的电负荷不足时,还需要一定的费用来购买外部电网提供的电能,这也是运行成本的组成部分.而当系统内部产生的电负荷大于用户需求时,也可以向外电网

出售多余的电能,获得一定的收益,从而减少系统的运行成本.图 3 给出了一年四季典型日内这 4 个要素的优化调度结果.图 3a 和图 3c 分别示出了春季和秋季典型日内的优化调度结果,这两个季节中用户所需的负荷大致相同,优化调度结果也有诸多相似之处.从图中可以看出,春季典型日和秋季典型日一天内电负荷变化趋势相同,但秋季所需电负荷相对于春季更高一些.夜间电负荷相对其他时间段较少,此时电价也相对较低.与燃气轮机发电相比,用从外电网购电的方式来

满足用电需求,更能节约成本,对环境污染更小,故此时代燃气轮机不工作.7:00后,用户需求的电负荷逐渐增大,购电价格也较高,燃气轮机的发电成本低于外电网购电成本,机组发电量逐渐增大,直至满负荷,所生产的电能,除了向系统内用户提供外,多余电量向外电网售电,以产生更多经济效益和环境效益.晚上22:00以后,用户的电需求量快速下降,外购电价也同步回落,此时外购电成本又低于燃气轮机发电成本,燃气轮机停运,用户所需电负荷全部由外电网购得.春季和秋季典型日,系统运行成本与燃气轮机负荷及购买和售卖电价都有很大关系.用电高峰时段,燃

气轮机负荷增大,外购电价也上涨,随着电负荷的增大,系统运行成本随之升高.到了晚上,用电量减少,外购电价也回落,系统的运行成本降低.但由于该系统中无储电设备,因而对外电网“削平填谷”的作用有限.研究还发现,在春季典型日,系统运行成本最小值为85.15元/h,最大值237.12元/h;在秋季典型日,系统运行成本最小值为78.02元/h,最大值197.36元/h.但与传统的单独供电供热相比,有效减少了能源消耗和浪费,系统的经济性较好,相应地,也可获得一定的生态效益和社会效益.

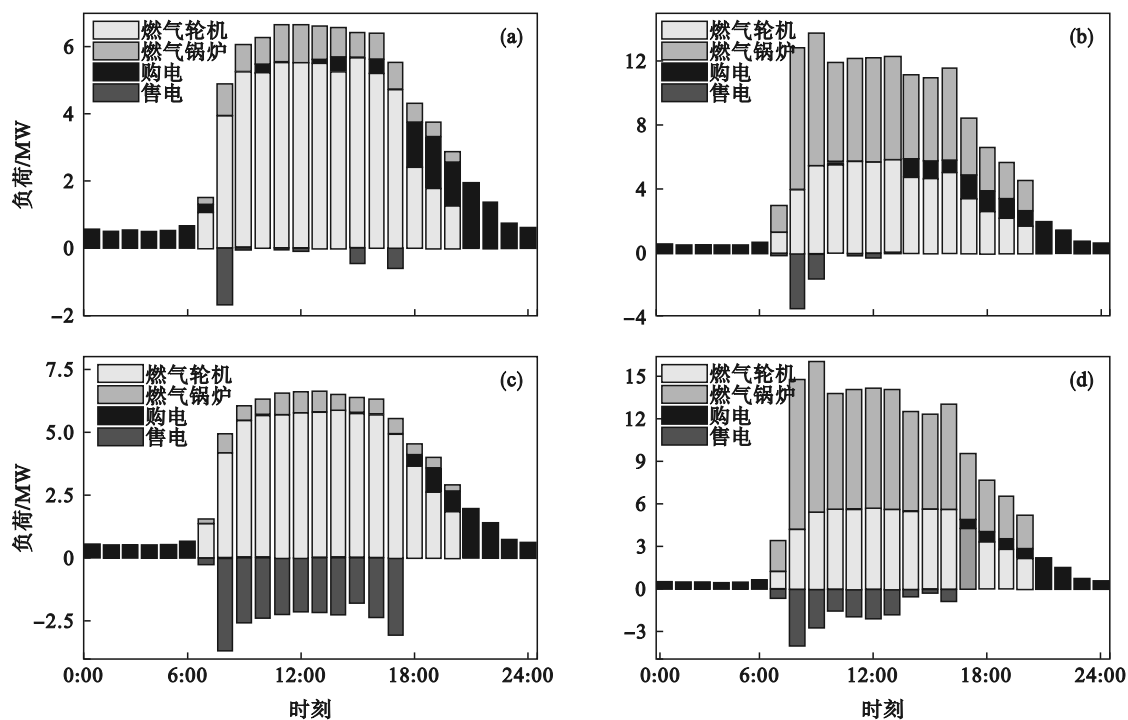


图3 系统优化调度结果

Fig. 3 Optimal scheduling results of system

(a)—春季;(b)—夏季;(c)—秋季;(d)—冬季.

夏季和冬季典型日内系统运行的优化结果如图3b和图3d所示.如前文所述,在夏季由于天气炎热,用户需求更多的是冷负荷,尤其是在白天,所需的冷负荷远大于电负荷和生活热水负荷,此时,即使LiBr机组满负荷运行,机组提供的冷负荷也不能满足需求,还需启动电制冷机组来补足缺口,这需要外购电力.而在冬季典型日,由于天气寒冷,采暖热负荷占有很大比例,需要燃气锅炉开启并提供足够多的热负荷.总的来看,夏冬季节的总负荷大于春秋季节的总负荷,因而夏冬季节系统的运行成本高于春秋季节.在夏季典型日,系统运行成本最小值为112.16元/h,最

大值267.22元/h;在冬季典型日,系统运行成本最小值为106.45元/h,最大值253.69元/h.

图4给出了夏季典型日LiBr和电制冷机组制冷负荷在一天中的变化情况.从图中可以看出,由于该地区的晚上温度不是很高,几乎不需要冷负荷,因此晚上21:00至早上7:00, LiBr和电制冷机组都不需要启动,而白天的气温很高,用户所需的冷负荷急剧增大,起始的时候,单开小负荷的LiBr机组就能满足用冷需求,但8:00以后, LiBr机组即使满负荷运转也难以满足需求,此时必须启动电制冷机组才能满足需求,18:00以后,冷负荷再次减少,电制冷机组又可停

运.从图中还可以看出,在冷负荷高峰期,大部分冷负荷还是由LiBr制冷机组来提供.LiBr制冷机组所需的能量大部分来自余热锅炉回收的燃气轮机废热,这也进一步表明,该系统确实做到了能量的阶梯应用.

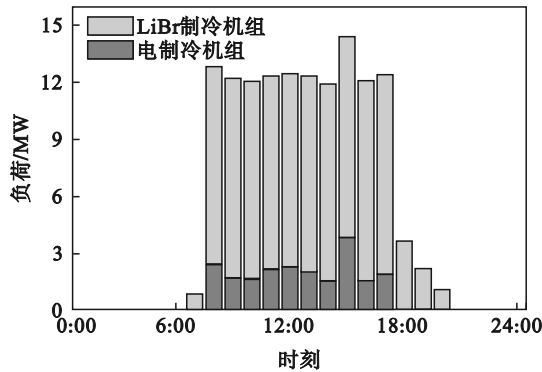


图4 LiBr和电制冷机组的制冷负荷
Fig. 4 Refrigeration load of LiBr and electric refrigeration unit

3.2.2 日运行成本

在每日的不同时刻,由于系统所提供的负荷各不相同,故系统的运行成本也在时刻发生变化,将一日分为24个时段,用求和的方法可以获得不同季节典型日内系统运行所需的总成本,称之为日运行成本.图5给出了不同季节系统的运行成本,为了比较图中也对应给出了若系统以天然气为燃料时的日运行成本.从图中可以看出,夏季和冬季,系统的日运行成本较高,分别为4752.25和4464.02元,而春秋季节的日运行成本较低,分别为3480.17和3168.23元,这是与日运行负荷一致的,夏冬季的日总负荷高于春秋季节.从图中还可以看出,在其他条件不变的情况下,系统的燃料为焦炉煤气时,其日运行费用均比以天然气为燃料系统的运行成本要低,其主要原因是焦炉煤气的价格远比天然气低,即使考虑热值的影响,总费用依旧占有优势.

3.3.3 能源综合利用效率

系统的能源综合利用效率定义为规定时间内系统总输出的负荷与系统总输入负荷之比,如式(12)所示^[21]:

$$\eta = \frac{E_g + (N_g / \text{COP}) + Q_g + H_g}{Q_G + E_r} \times 100\% \quad (12)$$

式中: η 为系统的能源综合利用效率; E_g 是系统为用户输出的电负荷,kJ; N_g 是系统为用户输出的冷负荷,kJ; Q_g 是系统为用户输出的采暖负荷,kJ; H_g 是系统为用户输出的生活热水负荷,kJ; Q_G 是输入系统的焦炉煤气负荷,kW; E_r 是系统的购电

负荷,kJ.

$$Q_G = m_G \times \text{LHV} \quad (13)$$

式中: m_G 为系统输入焦炉煤气的质量,kg;LHV是焦炉煤气的低位发热量,kJ/kg.

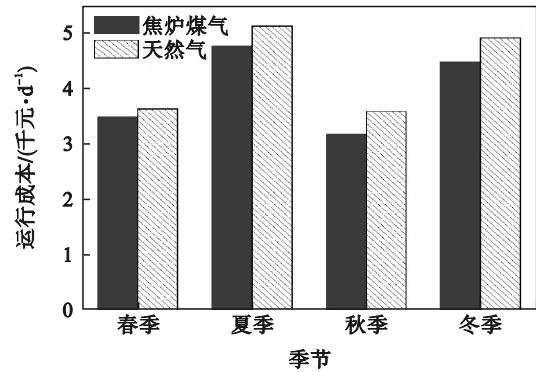


图5 采用不同燃料时系统的日平均运行费用对比
Fig. 5 Comparison of daily average operating costs of systems using different fuels

图6给出了系统在不同季节运行时的能源综合利用效率,图中也对应给出了若系统以天然气为燃料时的能源综合利用效率.从图中可以看出,春夏秋冬四季的能源综合利用效率分别为65.10%,57.82%,67.25%和70.12%,冬季系统的能源综合利用效率最高,夏季的能源综合利用效率最低,而春秋季节居中.与此相对应的以天然气为燃料传统多能联供系统的四季能源综合利用效率分别为66.30%,60.15%,69.20%和73.52%,由此可以看出,在其他条件不变,系统的燃料为焦炉煤气时,其能源综合利用效率均比以天然气为燃料系统的低2%~3%.

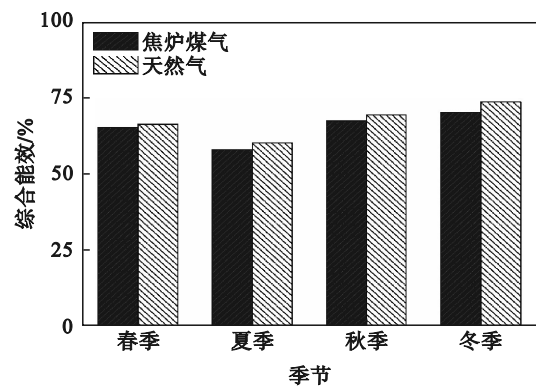


图6 不同燃料系统的能源综合利用效率对比
Fig.6 Comparison of overall energy utilization efficiency of systems using different fuels

4 结 论

1) 本文构建的多能联供系统具有良好的经

济性,在优化调度下运行,春夏秋冬四季典型日内的运行成本分别为 3 480.17, 4 752.25, 3 168.23 和 4 464.02 元。

2) 本文构建的多能联供系统,春夏秋冬四季的能源综合利用效率分别为 65.10%, 57.82%, 67.25% 和 70.12%, 其他条件不变的情况下,其能源综合利用效率均比以天然气为燃料的系统低 2%~3%。

3) 本文构建的多能联供系统与以天然气为燃料的 CCHP 系统相比,尽管能源综合利用效率稍低,但在运行成本上有一定的优势,并与我国“煤多气少”的能源结构特点相适应。

参考文献:

- [1] Kialashaki Y. A linear programming optimization model for optimal operation strategy design and sizing of the CCHP systems[J]. *Energy Efficiency*, 2018, 11(1): 225-238.
- [2] Wegener M, Malmquist A, Isalgue A, et al. A techno-economic optimization model of a biomass-based CCHP/heat pump system under evolving climate conditions [J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 223: 113256.
- [3] Fryda L, Panopoulos K D, Kakaras E. Integrated CHP with autothermal biomass gasification and SOFC-MGT [J]. *Energy Conversion and Management*, 2008, 49(2): 281-290.
- [4] Peng Y P. Energy and exergy analysis of a new combined concentrating solar collector, solid oxide fuel cell, and steam turbine CCHP system [J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2020, 39(3): 125-142.
- [5] Zhao Z L, Zou B. The optimal operation strategy and simulation for CCHP system [J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, 168(1): 1-13.
- [6] Zhou L, Zhang W J, Liu X, et al. Optimal design and 4E assessment of typical combined cooling, heating and power systems considering the effects of energy price fluctuation [J]. *International Journal of Energy Research*, 2020, 45(1): 568-589.
- [7] 祖航, 王秋颖. 分布式冷热电三联供系统协同优化调度的研究 [J]. *工业控制计算机*, 2020, 33(10): 1-3.
(Zu Hang, Wang Qiu-ying. Research on cooperative optimal scheduling of distributed cold, heat and power supply system [J]. *Industrial Control Computer*, 2020, 33(10): 1-3.)
- [8] Kang S S, Li H Q, Lei J, et al. A new utilization approach of the waste heat with mid-low temperature in the combined heating and power system integrating heat pump [J]. *Applied Energy*, 2015, 160: 185-193.
- [9] Lu S L, Li Y W, Xia H W. Study on the configuration and operation optimization of CCHP coupling multiple energy system [J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 177: 773-791.
- [10] Hou H J, Wu J W, Ding Z Y, et al. Performance analysis of a solar-assisted combined cooling, heating and power system with an improved operation strategy [J]. *Energy*, 2021, 227: 120516.
- [11] Liu W, Chen G Y, Yan B B, et al. Hourly operation strategy of a CCHP system with GSHP and thermal energy storage (TES) under variable loads: a case study [J]. *Energy and Buildings*, 2015, 93: 143-153.
- [12] Ma W W, Fang S, Liu G. Hybrid optimization method and seasonal operation strategy for distributed energy system integrating CCHP, photovoltaic and ground source heat pump [J]. *Energy*, 2017, 141(1): 1439-1455.
- [13] Wang H. Gas turbine is used for cogeneration of coke oven gas [J]. *Gansu Science and Technology*, 2014, 30(6): 60-62.
- [14] 丁鑫, 朱婷婷, 程兆源. 焦炉煤气应用现状及发展趋势 [J]. *云南化工*, 2020, 47(7): 7-8, 10.
(Ding Xin, Zhu Ting-ting, Cheng Zhao-yuan. Application status and development trend of coke oven gas [J]. *Yunnan Chemical Technology*, 2020, 47(7): 7-8, 10.)
- [15] 许桂瑛, 何玉涛. 燃气轮机在焦炉煤气发电中的应用 [J]. *燃料与化工*, 2013, 44(2): 45-46, 48.
(Xu Gui-ying, He Yu-tao. An application of gas turbine to power generation by coke oven gas [J]. *Fuel & Chemical Processes*, 2013, 44(2): 45-46, 48.)
- [16] 肖小清, 郑国荣, 阚伟民, 等. C200 微型燃气轮机结构及控制研究 [J]. *燃气轮机技术*, 2010, 23(4): 18-21.
(Xiao Xiao-qing, Zheng Guo-rong, Kan Wei-min, et al. Research on structure and control of C200 micro gas turbine [J]. *Gas Turbine Technology*, 2010, 23(4): 18-21.)
- [17] Cao Y, Wang Q F, Du J, et al. Optimal operation of CCHP and renewable generation-based energy hub considering environmental perspective: an epsilon constraint and fuzzy methods [J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2019, 20: 100274.
- [18] 冯明杰, 王登亮, 赵梅玉, 等. 耦合液化天然气压力能的 CCHP 系统构建及优化 [J]. *东北大学学报(自然科学版)*, 2022, 43(6): 827-834.
(Feng Ming-jie, Wang Deng-liang, Zhao Mei-yu, et al. Construction and optimization of CCHP system coupled with LNG pressure energy [J]. *Journal of Northeastern University (Natural Science)*, 2022, 43(6): 827-834.)
- [19] Liu S, Zhou C, Guo H, et al. Operational optimization of a building-level integrated energy system considering additional potential benefits of energy storage [J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(1): 55-64.
- [20] 王守相, 吴志佳, 袁霜晨, 等. 区域多微网系统的多目标优化调度方法 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2017, 29(5): 14-20.
(Wang Shou-xiang, Wu Zhi-jia, Yuan Shuang-chen, et al. Method of multi-objective optimal dispatching for regional multi-microgrid system [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2017, 29(5): 14-20.)
- [21] 韩中合, 祁超, 向鹏, 等. 分布式能源系统效益分析及综合评价 [J]. *热力发电*, 2018, 47(2): 31-36.
(Han Zhong-he, Qi Chao, Xiang Peng, et al. Benefit analysis and comprehensive evaluation for distributed energy system [J]. *Thermal Power Generation*, 2018, 47(2): 31-36.)
- [22] 严晓生, 吴迪. CCHP 系统优化配置及与传统热电联产系统的性能对比分析 [J]. *中国测试*, 2020, 46(7): 159-168.
(Yan Xiao-sheng, Wu Di. Optimal configuration of CCHP system and performance comparison analysis with traditional cogeneration system [J]. *China Journal of Testing and Measurement*, 2020, 46(7): 159-168.)