

文章编号:1671-6833(2025)04-0137-08

含天然气压力能利用的园区综合能源系统优化调度

李红伟¹, 陈位发¹, 杨 杨², 万崇山¹, 刘玲园¹

(1. 西南石油大学 电气信息学院, 四川 成都 610500; 2. 中石油昆仑燃气有限公司北京分公司, 北京 100000)

摘要: 为了有效利用天然气传输调压过程中的压力能, 给出了一种基于综合利用压力能发电和冷能参与的综合能源系统方案。首先, 考虑天然气压力能存在发电与制冷两种利用形式, 建立了含天然气压力能利用的电-热-气-冷综合能源系统模型; 其次, 建立了以系统日运行成本费用最小为目标函数的经济优化调度模型, 包含购电成本、购气成本和设备运维成本等; 最后, 基于 MATLAB 平台, 调用 CPLEX 求解器对该混合整数非线性优化模型进行求解。结合某实际工业园区的运行数据, 验证了所提模型的经济性与有效性。结果表明: 与不引入天然气压力能利用相比, 所提模型可降低 74.9% 的系统运行成本, 具有良好的经济效益。

关键词: 天然气压力能; 综合能源系统; 发电; 制冷; 经济优化; 协调调度

中图分类号: TM734

文献标志码: A

doi: 10.13705/j.issn.1671-6833.2025.04.021

随着“双碳”目标的提出和热电联产机组、电转气、电转热等技术的发展, 使得电、热、气、冷等多种能源之间的耦合协同程度逐渐加深^[1-3]。天然气作为一种清洁能源, 在中国能源体系中的地位越发重要, 天然气的使用量也在快速增加。

管道在向用户传输天然气的过程中要经过多次降压调整, 在这个过程中蕴含着非常丰富的天然气压力能。但实际传输系统中, 天然气调压(降压)主要是通过减压阀进行调压, 无法对天然气压力能进行回收利用, 造成了压力能白白浪费。天然气压力能是一种绿色无一次能源消耗的能源, 若通过合理的方式对天然气压力能实现回收利用如进行发电^[3], 并将其融入综合能源系统中(integrated energy systems, IES), 可以提高天然气压力能的利用效率, 创造经济效益。同时, 很多调压站和配气站距离负荷很近, 天然气压力能综合利用可以成为综合能源系统的一个重要能源来源, 且作为一种绿色能源, 能实现节能降碳。

现有研究中, 诸多学者已对天然气压力能的回收利用进行了分析。汤妍等^[4]研究了天然气压力能回收利用的方案与技术路线。Li 等^[5]基于焓分

析理论, 评估了天然气压力能的利用潜力。Bielka 等^[6]通过静态和动态的方式对天然气压力能的回收进行了模拟, 分析了系统的经济性。Xu 等^[7]提出了一种天然气压力能回收的发电系统, 并结合 CO₂ 朗肯循环回收冷能, 通过仿真分析了所提系统的可行性与经济性。李茜等^[8]研究了天然气压力能发电与制冷两种利用形式, 并评估了其经济效益。邱彬等^[9]建立了含天然气压力能发电的 IES 调度模型, 并考虑了天然气管存调控技术, 分析了系统的经济性。张安安等^[10]建立了含天然气压力能的气-电需求响应模型, 分析了系统的经济性与稳定性。张安安等^[11]考虑天然气压力能的利用, 提出一种带补热系统与储荷一体化的调度模型, 通过算例分析验证了系统的经济性与可行性。

目前大多数学者针对天然气压力能利用形式与潜力分析研究较多, 虽然有一部分学者已考虑将天然气压力能发电引入到综合能源系统中, 但并未综合考虑含天然气压力能发电与制冷的电-热-气-冷综合利用调度模型, 分析天然气压力能发电与制冷同时利用给系统带来的影响。针对上述问题, 结合天然气压力能在发电与制冷两方面的应用形式, 提出

收稿日期: 2025-03-17; **修订日期:** 2025-04-20

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52407146); 国家社会科学基金资助项目(22XGL019)

作者简介: 李红伟(1977—), 男, 河南安阳人, 西南石油大学教授, 主要从事配电网分析、新能源发电技术、电机控制和能效优化、综合能源系统等研究, E-mail: lhwml@126.com。

引用本文: 李红伟, 陈位发, 杨杨, 等. 含天然气压力能利用的园区综合能源系统优化调度[J]. 郑州大学学报(工学版), 2025, 46(4): 137-144. (LI H W, CHEN W F, YANG Y, et al. Optimization and scheduling of integrated energy system in a park with the use of natural gas pressure energy[J]. Journal of Zhengzhou University (Engineering Science), 2025, 46(4): 137-144.)

一种含天然气压力能综合利用的电-热-气-冷的综合能源系统调度模型。并结合某工业园区的实际数据,设置多种不同场景进行对比分析,验证所提方案的经济性与可行性。

1 计及压力能利用的 IES 架构

基于天然气压力能的利用所构建的综合能源系统包括电能、气能、热能和冷能,系统架构如图 1 所示,其中包括:膨胀机组、光伏发电机组、CHP 机组、电锅炉、P2G 设备、电制冷机、换热器、蓄冷设备以及各储能设备等。

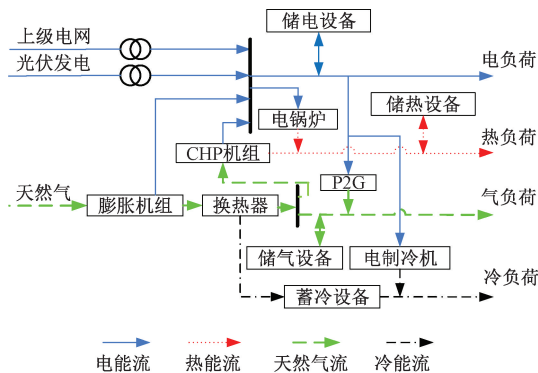


图 1 综合能源系统架构图

Figure 1 Integrated energy system architecture diagram

上游高压天然气流经膨胀机组实现降压,在此过程中,膨胀机将天然气压力能转为机械能进而转化为电能,与上级电网、光伏发电、CHP 机组和储电设备共同为系统电负荷供电;同时,天然气在膨胀降压过程中还产生大量的冷能,可以通过换热器和蓄冷设备吸收这部分冷能,并与电制冷机设备共同供给冷负荷。

除此之外,系统的热负荷由电锅炉、CHP 机组和储热设备供给;气负荷由上游天然气、P2G 设备和储气设备供给。

将天然气压力能引入到综合能源系统模型中,可以为系统提供部分电能和部分冷能,这将使系统减少对能源需求的购买量,降低系统的运行成本,提高系统的经济性。

2 IES 各设备模型建立

2.1 天然气压力能利用模型

天然气压力能的回收原理是使用膨胀机代替传统的调压阀进行天然气调压,利用形式主要包括发电和制冷。高压天然气流经膨胀机并带动发电机旋转发电;同时膨胀后的低压天然气温度大幅度降低,通过换热器复热天然气时,可吸收冷能并存储到蓄冷设备中;最后再经加热器复热后将天然气输送至

低压天然气管网。天然气压力能利用原理如图 2 所示。

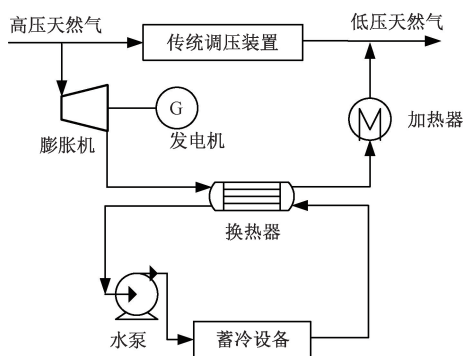


图 2 天然气压力能利用原理图

Figure 2 Natural gas pressure energy utilization schematic diagram

2.1.1 天然气压力能计算

天然气压力能可基于焓分析理论进行分析计算,焓是指理论上能量能可逆地转化为功的最大数量。天然气在膨胀过程中会使压力和温度降低,由热力学可知,单位流量的焓焓为^[11]

$$e_x = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (1)$$

式中: e_x 为气体的比焓焓, kJ/kg ; h 为状态变化前的气体比焓, kJ/kg ; h_0 为气体在环境状态下的比焓, kJ/kg ; T_0 为环境温度, K ; s 为状态变化前的气体比熵, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; s_0 为气体在环境状态下的比熵, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。

结合比熵和比焓的热力学关系式有

$$ds = \frac{c_p}{T} dT - \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p dp; \quad (2)$$

$$dh = c_p dT + \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dp. \quad (3)$$

式中: c_p 为气体的比定压热容, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。

经推导有

$$e_x = \int_{p_2, T_2}^{p_1, T_1} \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) c_p dT + \int_{p_2, T_2}^{p_1, T_1} \left[v - (T - T_0) \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dp. \quad (4)$$

其中,等式右边第一项为比温度焓 $e_{x,T}$,第二项为比压力焓 $e_{x,P}$ 。结合理想气体状态方程,对式(4)进行积分后可得比温度焓和比压力焓分别为

$$e_{x,T} = c_p \left[(T_1 - T_2) - T_0 \ln \frac{T_1}{T_2} \right]; \quad (5)$$

$$e_{x,P} = T_0 R \ln \frac{P_1}{P_2}. \quad (6)$$

式中: T_1 、 T_2 分别为天然气调压前、后温度, K ; R 为气体常数, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; P_1 、 P_2 分别为天然气调压

前、后绝对压力,MPa。

2.1.2 天然气压力能发电潜力计算

天然气压力能的发电潜力可根据比压力焓进行换算得到:

$$P_t = \frac{e_{x,P} Q \rho}{3600} \quad (7)$$

式中: P_t 为发电潜力, kW; Q 为天然气流量, m^3/h ; ρ 为天然气气体密度, kg/m^3 。

考虑膨胀机效率 η_e 和发电机效率 η_g , 可求得实际发电功率为

$$P_r = P_t \eta_e \eta_g \quad (8)$$

式中: P_r 为实际发电功率, kW。

2.1.3 天然气压力能冷能潜力计算

针对天然气压力能冷能潜力计算可以采用比温度焓进行分析。冷能潜力计算公式为

$$P_c = \frac{e_{x,T} Q \rho}{3600} \quad (9)$$

式中: P_c 为压力能回收冷功率, kW。

天然气膨胀后的出口温度计算公式为

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (10)$$

式中: n 为绝热非等熵方程指数, 取 1.26。

2.2 综合能源系统其他设备

图1所示综合能源系统中其他设备模型参见文献[12-15], 相应的能源设备转换关系如下所示:

$$\mathbf{P} = \mathbf{A} \boldsymbol{\eta}; \quad (11)$$

$$\mathbf{P} = [P_{\text{CHP}}, H_{\text{CHP}}, H_{\text{GB}}, F_{\text{P2G}}, Q_{\text{EC}}]^T; \quad (12)$$

$$\mathbf{A} = \text{diag}[F_{\text{CHP}}(t) \cdot L_{\text{HV}}, P_{\text{CHP}}, P_{\text{GB}}, P_{\text{P2G}}/L_{\text{HV}}, P_{\text{EC}}]; \quad (13)$$

$$\boldsymbol{\eta} = [\eta_{\text{CHP}}, (1 - \eta_{\text{CHP}} - \eta_{\text{loss}})/\eta_{\text{CHP}}, \eta_{\text{GB}}, \eta_{\text{P2G}}, \eta_{\text{EC}}]^T \quad (14)$$

式中: \mathbf{P} 为输出矩阵; \mathbf{A} 为输入矩阵; $\boldsymbol{\eta}$ 为效率矩阵; P_{CHP} 为燃气轮机的发电功率, kW; H_{CHP} 为燃气轮机产生的热量, kW; H_{GB} 为电锅炉的输出热量, kW; F_{P2G} 为天然气产量, m^3 ; Q_{EC} 为电制冷机的制冷量, kW; F_{CHP} 为天然气的耗气量, m^3 ; L_{HV} 为天然气气体的热值, $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$; P_{GB} 为电锅炉输入功率, kW; P_{P2G} 为 P2G 设备输入电功率, kW; P_{EC} 为设备输入电功率, kW; η_{CHP} 、 η_{loss} 分别为燃气轮机的发电效率和散热的损失率; η_{GB} 为电锅炉转换系数; η_{P2G} 为转化效率; η_{EC} 为制冷能效比。

3 经济优化调度模型构建

3.1 目标函数

以日运行成本费用最小为目标函数, 优化综合能源系统各部分设备的出力情况。日运行成本主要

包含购气成本、购电成本和设备运维成本, 建立的日运行成本目标函数为

$$\min f = \sum_{t=1}^{\text{Time}} [C_{\text{gas}}(t) + C_{\text{grid}}(t) + C_{\text{run}}(t)] \quad (15)$$

式中: f 为周期内的总运行成本; Time 为周期总时段数, 取 24 h; $C_{\text{gas}}(t)$ 、 $C_{\text{grid}}(t)$ 、 $C_{\text{run}}(t)$ 分别为购气成本、购电成本和设备运维成本。

购气成本为

$$C_{\text{gas}}(t) = \sum_{t=1}^{\text{Time}} c_{\text{gas}} F_{\text{gas}}(t) \Delta t \quad (16)$$

式中: c_{gas} 为购买天然气的单价; $F_{\text{gas}}(t)$ 为 t 时刻购买天然气的总量; Δt 为时间间隔。

购电成本为

$$C_{\text{grid}}(t) = \sum_{t=1}^{\text{Time}} \delta(t) P_{\text{grid}}(t) \Delta t \quad (17)$$

式中: $\delta(t)$ 为 t 时刻购电的单价; $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时刻的购电功率。

设备运维成本为

$$C_{\text{run}}(t) = \sum_{t=1}^{\text{Time}} [C_{\text{peng}} P_{\text{peng}}(t) + C_{\text{pv}} P_{\text{pv}}(t) + C_{\text{CHP}} P_{\text{CHP}}(t) + C_{\text{GB}} P_{\text{GB}}(t) + C_{\text{P2G}} P_{\text{P2G}}(t) + C_{\text{EC}} P_{\text{EC}}(t) + C_{\text{chu}} P_{\text{chu}}(t)] \Delta t \quad (18)$$

式中: C_{peng} 、 C_{pv} 、 C_{CHP} 、 C_{GB} 、 C_{P2G} 、 C_{EC} 和 C_{chu} 分别为膨胀机组、光伏阵列、CHP、电锅炉、P2G、电制冷机和储能设备的维护成本单价; $P_{\text{peng}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 和 $P_{\text{chu}}(t)$ 分别为 t 时刻天然气压力能膨胀机组的输出功率、光伏发电机组的输出功率和储能设备的总运行功率。

3.2 约束条件

3.2.1 电、热、气、冷系统能源平衡约束

约束方程如下所示:

$$P_{\text{grid}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{peng}}(t) + P_{\text{CHP}}(t) + P_{\text{fa}}(t) - P_{\text{EC}}(t) - P_{\text{GB}}(t) - P_{\text{P2G}}(t) - P_{\text{ch}}(t) = P_{\text{load}}(t); \quad (19)$$

$$H_{\text{CHP}}(t) + H_{\text{GB}}(t) + H_{\text{fa}}(t) - H_{\text{ch}}(t) = H_{\text{load}}(t); \quad (20)$$

$$F_{\text{gas}}(t) + F_{\text{P2G}}(t) + F_{\text{fa}}(t) - F_{\text{ch}}(t) - F_{\text{CHP}}(t) = F_{\text{load}}(t); \quad (21)$$

$$Q_{\text{EC}}(t) + Q_{\text{peng}}(t) = Q_{\text{load}}(t) \quad (22)$$

式中: $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时刻从电网的购电功率; $P_{\text{fa}}(t)$ 、 $P_{\text{ch}}(t)$ 分别为 t 时刻储电设备的放电、充电功率; $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的电负荷量; $H_{\text{fa}}(t)$ 、 $H_{\text{ch}}(t)$ 分别为储热设备的输出、储存热量; $H_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的热负荷量; $F_{\text{gas}}(t)$ 为 t 时刻的购买天然气量; $F_{\text{fa}}(t)$ 、 $F_{\text{ch}}(t)$ 分别为储气设备的输出气量和储存气量; $F_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的气负荷量; $Q_{\text{peng}}(t)$ 为 t 时刻膨胀机输出冷能; $Q_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的冷负荷量。

3.2.2 设备约束

系统模型中主要包括有 CHP 机组、电锅炉、P2G 设备、电制冷机和储能设备,其运行约束及相关爬坡约束如下所示:

$$P_{CHP}^{min} \leq P_{CHP}(t) \leq P_{CHP}^{max} \circ \quad (23)$$

$$-\Delta P_{CHP}^{min} \leq P_{CHP}(t) - P_{CHP}(t-1) \leq \Delta P_{CHP}^{max} \circ \quad (24)$$

$$P_{GB}^{min} \leq P_{GB}(t) \leq P_{GB}^{max} \circ \quad (25)$$

$$-\Delta P_{GB}^{min} \leq P_{GB}(t) - P_{GB}(t-1) \leq \Delta P_{GB}^{max} \circ \quad (26)$$

$$P_{P2G}^{min} \leq P_{P2G}(t) \leq P_{P2G}^{max} \circ \quad (27)$$

$$-\Delta P_{P2G}^{min} \leq P_{P2G}(t) - P_{P2G}(t-1) \leq \Delta P_{P2G}^{max} \circ \quad (28)$$

$$P_{EC}^{min} \leq P_{EC}(t) \leq P_{EC}^{max} \circ \quad (29)$$

$$-\Delta P_{EC}^{min} \leq P_{EC}(t) - P_{EC}(t-1) \leq \Delta P_{EC}^{max} \circ \quad (30)$$

$$\begin{cases} U_{ch}(t)W_{ch}^{min} \leq W_{ch}(t) \leq U_{ch}(t)W_{ch}^{max}; \\ U_{fa}(t)W_{fa}^{min} \leq W_{fa}(t) \leq U_{fa}(t)W_{fa}^{max}; \\ U_{ch}(t) + U_{fa}(t) \leq 1; \\ U_{ch}(t) \in \{0,1\}; \\ U_{fa}(t) \in \{0,1\}. \end{cases} \quad (31)$$

式中: P_{CHP}^{min} 、 P_{CHP}^{max} 、 P_{GB}^{min} 、 P_{GB}^{max} 、 P_{P2G}^{min} 、 P_{P2G}^{max} 、 P_{EC}^{min} 和 P_{EC}^{max} 分别为 CHP 机组、电锅炉、P2G 设备和电制冷机的最小和最大输出功率; ΔP_{CHP}^{max} 、 ΔP_{CHP}^{min} 、 ΔP_{GB}^{max} 、 ΔP_{GB}^{min} 、 ΔP_{P2G}^{max} 、 ΔP_{P2G}^{min} 、 ΔP_{EC}^{max} 和 ΔP_{EC}^{min} 分别为 CHP 机组、电锅炉、P2G 设备和电制冷机爬坡速率约束的上限和下限; $U_{ch}(t)$ 、 $U_{fa}(t)$ 分别为储能设备的充放能状态,为 0-1 变量; W_{ch}^{min} 、 W_{ch}^{max} 分别为储能设备充能功率的最小值和最大值; W_{fa}^{min} 、 W_{fa}^{max} 分别为储能设备放能功率的最小值和最大值。

3.3 求解过程

上述建立的经济优化调度模型为混合整数非线性优化模型,基于 MATLAB 平台,并调用 CPLEX 求解器进行求解,求解流程如图 3 所示。

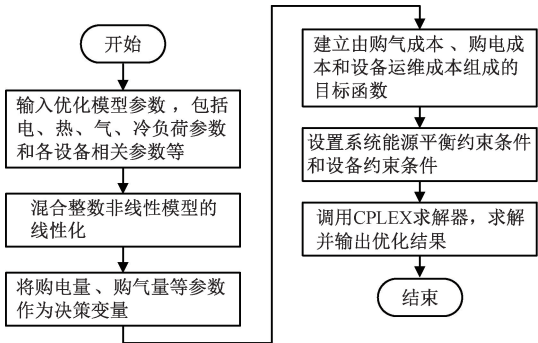


图 3 求解流程
Figure 3 Solution process

4 算例分析

以重庆某工业园为例构建测试系统,该园区有

自己独立的调压配气站,并配套建设有一套采用螺杆膨胀机的天然气压力能发电装置进行发电。同时,园区规划有屋顶光伏发电系统,将其一并引入模型中构成综合能源系统,使模型分析得到的天然气压力能优化结果具备更好的可行性。选取该园区一天 24 h、时间间隔为 1 h 的园区某典型日作为研究对象,电、热、气和冷负荷预测,天然气压力能的发电功率,冷能功率和光伏发电预测出力如图 4 所示。

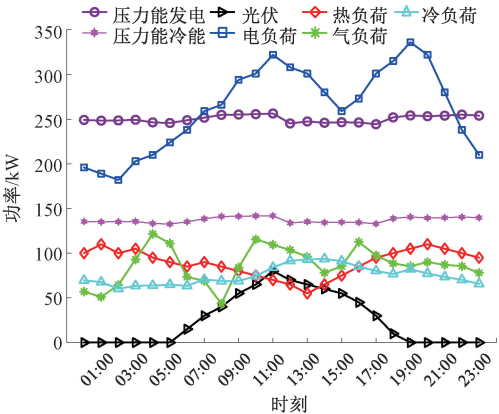


图 4 各负荷、压力能发电、冷能及光伏出力预测曲线
Figure 4 Each load, pressure energy power generation, cold energy and photovoltaic output prediction curve

天然气单价为 2.5 元/ m^3 ,低位热值为 9.7 $kW \cdot h/m^3$ 。供电系统分时购电价如表 1 所示,各设备参数如表 2 所示。

表 1 分时购电价

Table 1 Time-of-purchase tariff		
类别	时段	购电电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)
峰时段	11:00—17:00	1.025
	20:00—22:00	
平时段	08:00—11:00	0.725
	17:00—20:00	
	22:00—24:00	
谷时段	00:00—08:00	0.425

表 2 系统设备参数

Table 2 System device parameters	
设备	参数
CHP	$P_{CHP}^{min} = 20 \text{ kW}$, $P_{CHP}^{max} = 100 \text{ kW}$, $\eta_{loss} = 0.03$,
	$C_{CHP} = 0.025 \text{ 元/kW}$, $\Delta P_{CHP}^{max} = \Delta P_{CHP}^{min} = 20 \text{ kW}$
电锅炉	$P_{GB}^{min} = 0 \text{ kW}$, $P_{GB}^{max} = 50 \text{ kW}$, $\eta_{GB} = 0.94$,
	$C_{GB} = 0.025 \text{ 元/kW}$, $\Delta P_{GB}^{max} = \Delta P_{GB}^{min} = 20 \text{ kW}$
P2G	$P_{P2G}^{min} = 0 \text{ kW}$, $P_{P2G}^{max} = 100 \text{ kW}$, $\eta_{P2G} = 0.8$,
	$C_{P2G} = 0.035 \text{ 元/kW}$, $\Delta P_{P2G}^{max} = \Delta P_{P2G}^{min} = 20 \text{ kW}$
电制	$P_{EC}^{min} = 0 \text{ kW}$, $P_{EC}^{max} = 100 \text{ kW}$, $\eta_{EC} = 2.1$,
冷机	$C_{EC} = 0.025 \text{ 元/kW}$, $\Delta P_{EC}^{max} = \Delta P_{EC}^{min} = 20 \text{ kW}$
储能	$E_{soc}^{max} = 400 \text{ kW} \cdot h$, $W_{ch}^{max} = W_{fa}^{max} = 50 \text{ kW}$,
设备	$\eta_{ch} = \eta_{fa} = 0.95$, $C_{chu} = 0.03$

4.1 优化结果分析

各负荷优化结果如图 5 所示。从图 5(a)可知,负荷消耗电能由天然气压力能发电、光伏发电、CHP 和储电设备提供。天然气压力能发电和光伏发电能满足负荷用电需求,系统无须从电网购电,节约了电网的购电成本。用电低峰期,在满足电负荷的需求后,系统也提供给 P2G、电锅炉和电制冷机等设备使用,多余电力由储电设备储存,并在用电高峰期(11:00—15:00)和(17:00—22:00)向系统放电使用。储电设备的使用避免了天然气压力能发电和光伏发电的能源浪费,促进了天然气压力能发电和光伏出力的完全消纳。

由图 5(b)可知,热能由 CHP、电锅炉和储热设备提供。由于电锅炉产热的成本小于 CHP 机组的成本,因此系统优先使用电锅炉设备提供热负荷,在调度周期内,电锅炉均以最大负荷运行;其次使用 CHP 机组产热和储热设备放热补足热负荷需求。在这种运行方式下,也减少了天然气的使用量,降低了购气成本。

由图 5(c)可知,气能由天然气网购气和 P2G 设备产气提供。在用电低峰期(00:00—05:00)和(22:00—24:00),系统存在多余的电能,可通过 P2G 设备将电能转化为天然气,提高电能使用效率的同时也减少了从天然气网的购气,降低了系统的购气成本。

冷能一般由天然气压力能冷能出力和电制冷机设备提供。由图 5(d)可知,由于天然气压力能冷能出力大于系统的冷负荷需求,因此冷负荷完全由天然气压力能冷能提供。此外,系统还存有大量的冷能未利用。在调度周期内无须使用电制冷机设备供冷,节约了电能的使用,提高了系统的经济性。

4.2 天然气压力能利用效益分析

天然气压力能发电和制冷的利用率结果如图 6 所示。在调度周期内,天然气压力能发电可以实现完全消纳,而制冷则存在较多的弃用,平均利用率仅为 54.73%,有效利用率较低。因此,可考虑增加冷能的利用方式,以提高冷能的利用效率,减少能源弃用现象。

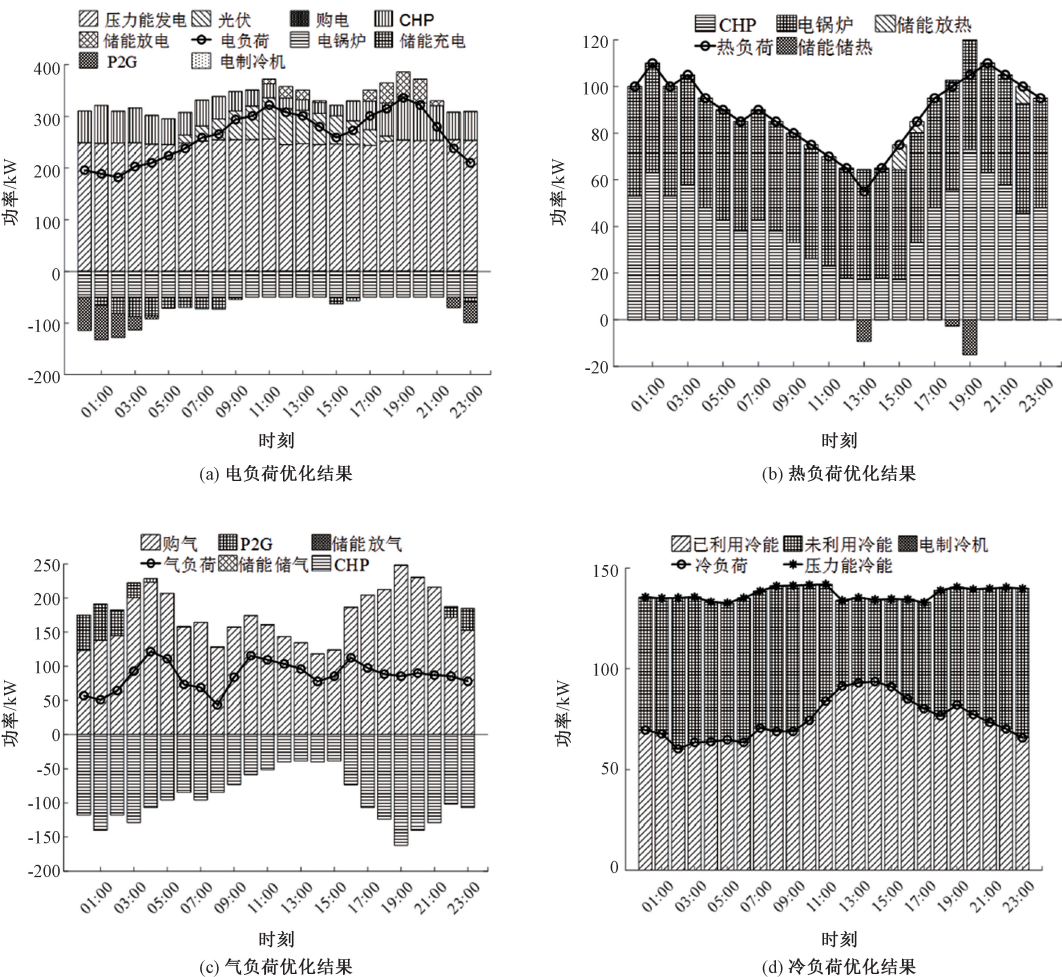


图 5 各负荷优化结果

Figure 5 Optimization results of each load

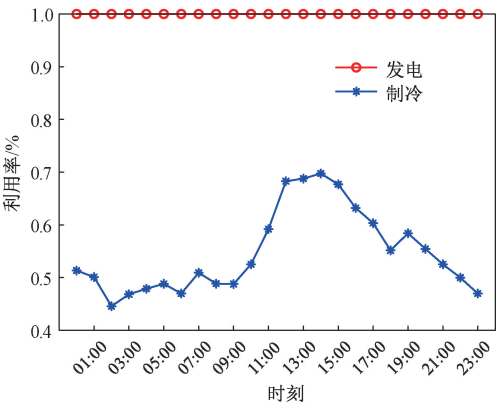


图 6 天然气压力能发电和制冷的利用率曲线

Figure 6 Utilization curve of natural gas pressure energy for power generation and refrigeration

表 3 为从经济和社会效益两个方面分析压力能的效益结果。电能电价按 0.8 元/kW·h 计^[16],同时冷能按制冷系数为 2 折算为电能。社会效益采用排放因子法,折算标准为 1 kW·h 电量相当于 0.325 kg 标准煤、减排 0.997 kg 二氧化碳^[17]。由计算结果可知,每天收益 5 526.28 元,节约标准煤 2 245.05 kg,减少二氧化碳排放 6 887.13 kg。由此可知,系统能增加天然气压力能的利用,具有良好的经济效益和社会效益。

表 3 效益分析

Table 3 Benefit analysis

指标	数值
利用电能/(kW·h)	6 008.0
利用冷能/(kW·h)	1 799.7
经济效益/元	5 526.28
节约标准煤/kg	2 245.05
减少二氧化碳排放/kg	6 887.13

4.3 系统日运行成本分析

为验证所提模型中引入天然气压力能综合利用对系统运行成本的影响,现设置以下 3 种不同场景进行经济性对比:场景 1 为不含天然气压力能综合利用的系统分析;场景 2 为含天然气压力能发电利用,但不含天然气压力能冷能利用的系统分析,即在场景 1 的基础之上增加了天然气压力能发电利用;场景 3 为含天然气压力能发电与冷能综合利用的系统分析,即在场景 2 的基础之上进一步增加了天然气压力能冷能利用。

不同场景的对比分析结果如表 4 所示。由表 4 可知,场景 1 的购电功率、购气量和总运行成本费用均为最大。场景 2 和场景 3 单独或者综合地增加了天然气压力能的利用,两种场景下都无须从电网购电,且减少了购气量,使得系统总运行成本费用对比

场景 1 分别降低 70.5%和 74.9%。场景 3 在场景 2 的基础上进一步增加了天然气压力能冷能的利用,使得电制冷机无须运行,同时存在多余电力提供给 P2G 设备运行,这不仅节约了电制冷机使用的电能,还增加了 P2G 产气,使得购气量减少,进一步降低了总运行成本费用。虽然场景 3 增加了天然气压力能冷能的利用,但系统仍然存在大量未使用的冷能,造成了冷能能源的浪费,后续应考虑增加冷能的利用,进一步提高系统的经济性。

表 4 不同场景的对比分析结果

Table 4 Comparative analysis results of different scenarios

场景	购电功率/kW	未利用冷能/kW	购气量/m ³	总运行成本费用/元
1	4 258.7	3 291.1	690.3	4 846.8
2	0	3 291.1	506.8	1 431.6
3	0	1 491.4	424.6	1 218.0

综上所述,增加天然气压力能的利用,可以大幅度地节约系统的总运行成本费用。场景 3 方案最优,相比其他场景无须从电网购电,购气量也更少,系统的总运行成本费用也更低,具有更高的经济性。且压力能发电和冷能利用属于绿色能源范畴,没有任何碳排放,具有较好的环保性。

5 结论

为避免天然气调压站压力能的浪费,本文提出一种含天然气压力能综合利用的综合能源系统模型,实现了压力能发电和冷能的综合利用。以日运行成本费用最小为目标,构建了天然气优化调度模型。以某工业园区实际系统进行算例设计和优化计算,结果表明,所提综合能源系统模型不仅可以充分地利用天然气压力能,还可以降低系统的购能成本,提高整个系统的经济性和环保性。

含天然气压力能发电与制冷利用的综合能源系统还有值得进一步研究的问题。比如目前电能虽可以很好地被完全消纳,但冷能利用效果差,采用循环水利用冷能,路线较长,冷能利用效率降低,损失较多;冷能制冰存在冰出口渠道不好,效益也不佳。后续可考虑结合天然气膨胀发电与回热式朗肯循环发电等方式促进冷能的完全消纳,进一步提高系统运行的经济性。

参考文献:

[1] 赵佩尧, 李正烁, 高晗, 等. 电-气-热综合能源系统协同调度优化研究综述[J]. 山东电力技术, 2024, 51(4): 1-11.
ZHAO P Y, LI Z S, GAO H, et al. Review on collabora-

- tive scheduling optimization of electricity-gas-heat integrated energy system [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(4): 1-11.
- [2] 李红伟, 荆浩婕, 吴磊, 等. 基于能量枢纽可变量效率的电热网优化运行[J]. 郑州大学学报(工学版), 2023, 44(6): 76-83.
- LI H W, JING H J, WU L, et al. Optimal operation of electric heating network based on variable energy efficiency of energy hub [J]. Journal of Zhengzhou University (Engineering Science), 2023, 44(6): 76-83.
- [3] 王忠平, 崔爽, 樊倩, 等. 天然气管网压力能回收利用研究[J]. 煤气与热力, 2020, 40(1): 14-16, 44-45.
- WANG Z P, CUI S, FAN Q, et al. Research on recovery and utilization of pressure energy of natural gas pipeline network [J]. Gas & Heat, 2020, 40(1): 14-16, 44-45.
- [4] 汤妍, 蔡喜冬, 喻兰兰. 电站天然气压力能利用方案研究[J]. 现代工业经济和信息化, 2019, 9(10): 45-46.
- TANG Y, CAI X D, YU L L. Study on utilization scheme of pressure energy of natural gas in power station [J]. Modern Industrial Economy and Informationization, 2019, 9(10): 45-46.
- [5] LI Z D, CHENG Q L, CHEN Y W, et al. Electric power generation technology of natural gas pressure reduction: insights from black box-gray box hierarchical exergy analysis and evaluation method [J]. Petroleum Science, 2022, 19(1): 329-338.
- [6] BIELKA P, KUCZYŃSKI S. Energy recovery from natural gas pressure reduction stations with the use of turboexpanders: static and dynamic simulations [J]. Energies, 2022, 15(23): 8890.
- [7] XU W P, ZHAO P, GOU F F, et al. Performance analysis of a power generation system for pressure energy recovery at natural gas city gate stations [J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 213: 118714.
- [8] 李茜, 徐璐, 杨威, 等. 天然气压力能发电-制冰利用及运行效益评估研究[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(6): 588-598.
- LI Q, XU L, YANG W, et al. Study on utilization of natural gas pressure energy for power generation ice making and operation benefit evaluation [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(6): 588-598.
- [9] 邱彬, 张志超, 王凯, 等. 计及天然气管网压力能发电的 IES 优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1457-1464.
- QIU B, ZHANG Z C, WANG K, et al. IES optimal dispatching considering pressure energy generation of natural gas pipeline [J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1457-1464.
- [10] 张安安, 冯雅婷, 林冬, 等. 考虑天然气压力能综合利用的微能网气-电需求响应模型[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(8): 19-27.
- ZHANG A A, FENG Y T, LIN D, et al. Gas-electricity demand response model for micro-energy grid considering comprehensive utilization of natural gas pressure energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(8): 19-27.
- [11] 张安安, 刘艾, 曲广龙, 等. 计及天然气压力能的微电网储荷协调优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(7): 499-505.
- ZHANG A A, LIU A, QU G L, et al. Optimization strategy for microgrid storage and load coordination considering natural gas pressure energy [J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(7): 499-505.
- [12] 杨志鹏, 张峰, 梁军, 等. 含热泵和储能的冷热电联供型微网经济运行[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1735-1743.
- YANG Z P, ZHANG F, LIANG J, et al. Economic generation scheduling of CCHP microgrid with heat pump and energy storage [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1735-1743.
- [13] 马书文. 考虑 P2G 技术的电-气综合能源系统消纳风电研究[J]. 科学技术创新, 2022(9): 43-48.
- MA S W. Study on wind power consumption in an electric-gas integrated energy system considering P2G technology [J]. Scientific and Technological Innovation, 2022(9): 43-48.
- [14] 邹云阳, 杨莉, 李佳勇, 等. 冷热电气多能互补的微能源网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 65-72.
- ZOU Y Y, YANG L, LI J Y, et al. Robust optimal dispatch of micro-energy grid with multi-energy complementation of cooling heating power and natural gas [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 65-72.
- [15] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 100-107.
- LI L, XU Q S, WANG X Q, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 100-107.
- [16] 冯雅婷. 天然气管网压力能回收利用效益分析[J]. 节能与环保, 2023(3): 72-73.
- FENG Y T. Benefit analysis of pressure energy recovery and utilization in natural gas pipeline network [J]. Energy Conservation & Environmental Protection, 2023(3): 72-73.
- [17] 刘泽坤. 天然气场站压差发电工艺模拟及经济性评价[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2021.
- LIU Z K. Process simulation and economic evaluation of differential pressure power generation for natural gas station [D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2021.

Optimization and Scheduling of Integrated Energy System in a Park with the Use of Natural Gas Pressure Energy

LI Hongwei¹, CHEN Weifa¹, YANG Yang², WAN Chongshan¹, LIU Lingyuan¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. PetroChina Kunlun Gas Co., Ltd. Beijing Branch, Beijing 100000, China)

Abstract: In order to make effective use of the pressure energy in the transmission and regulation process of natural gas networks, a integrated energy system scheme involving the comprehensive use of power generation and cold energy of the natural gas pressure was proposed. Firstly, considering that natural gas pressure energy could be used with power generation and refrigeration, a model of electricity-heat-gas-cold integrated energy system containing natural gas pressure energy was established. Secondly, an economic optimization scheduling model with the minimum daily operating cost as the objective function was proposed including the cost of power purchase, gas purchase and equipment operation and maintenance, etc. Finally, the mixed-integer nonlinear optimization model was solved based on MATLAB platform combined with CPLEX solver. The economy and effectiveness of the proposed model were verified with the operation data of a real industrial park. The results showed that the operating cost of the system could be reduced by 74.9% compared with no natural gas pressure energy utilization, and the system could obtain a good economic benefit.

Keywords: natural gas pressure energy; integrated energy systems; power generation; refrigeration; economic optimization; coordinated scheduling

(上接第 106 页)

Experimental on Thermal Insulation Capacity of Polymers in Roadbed of Deep Soil-bearing Heavy Ice Layer

GUO Chengchao¹, DANG Peng², YIMING Mahemuti², LIU Jiangang², WU Dong², WANG He³, CAO Dingfeng¹

(1. School of Civil Engineering, Sun Yat-sen University, Zhuhai 519082, China; 2. Xinjiang Communications Construction Group Co., Ltd., Urumqi 830016, China; 3. School of Civil Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 610031, China)

Abstract: The deep soil-bearing heavy ice layer is the extreme adverse geology, on which the construction of roadbed will be exposed to serious frost heave, and thawing and settlement disease, threatening the safe operation of vehicles. Polyurethane polymer (PU) material was investigated as a thermal insulation layer for roadbeds to prevent freeze-thaw damage. The thermal insulation capability test of PU was conducted to analyze the effect of density and number of freeze-thaw cycles on the thermal conductivity of PU. The model test of thermal insulation of heavy ice layer frozen soil roadbed was carried out. The temperature distribution characteristics of ordinary roadbed, single-layer PU board roadbed and double-layer PU board roadbed during freeze-thaw process were investigated and the thermal insulation effect of PU board was described quantitatively. The results showed that the thermal conductivity of PU was positively correlated with its own density and the number of freeze-thaw cycles. The lower the density of PU, the more its thermal conductivity was affected by freeze-thaw cycles. The higher the density of PU, the more its thermal insulation performance could remain stable in multiple freeze-thaw cycles. The heat flux of ordinary roadbed was 1.7 times of single-layer PU board roadbed and double-layer PU board roadbed in the freezing process, and 2.1 times of single-layer PU board roadbed and 2.8 times of double-layer PU board roadbed in the thawing process. PU board had thermal insulation ability, which could lift the freezing depth of the roadbed and reduce frost heave disease. The existence of PU could also prolong the freezing process of the roadbed and avoid thawing and settlement disease. Double-layer PU board showed better thermal insulation effect than single-layer PU board.

Keywords: roads & highways; deep soil-bearing heavy ice layer; polyurethane polymer; thermal insulation structure; model test