

DOI: 10.19666/j.rlfed.202404097

考虑生物质燃气和电转气耦合的综合能源系统低碳优化调度

崔世超¹, 杨海柱¹, 白亚楠¹, 刘森¹, 张鹏², 李忠文³, 刘琨⁴

(1.河南理工大学电气工程与自动化学院, 河南 焦作 454000;

2.天津大学电气自动化与信息工程学院, 天津 300072;

3.郑州大学电气与信息工程学院, 河南 郑州 450001;

4.天津市生态环境监测中心, 天津 300191)

[摘要] 为了推动生物质能的利用, 解决沼气发电给综合能源系统带来较高碳排放的问题, 提出一种考虑生物质燃气和电转气耦合的综合能源系统低碳优化调度策略。首先, 构建沼气生产模型, 引入改进变压吸附技术提纯沼气并回收二氧化碳; 其次, 引入电转气并与生物质燃气耦合, 利用回收的二氧化碳为原料生产天然气, 进一步减少系统碳排放; 然后以设备运维成本、系统购售能成本和系统碳排放成本之和最小为目标, 在 MATLAB 上调用 Cplex 进行优化求解; 最后设置不同场景进行算例分析。结果表明: 引入改进变压吸附技术提纯沼气使系统碳排放降低了 21.7%, 解决了沼气发电给系统带来过高碳排放的问题; 电转气与生物质燃气耦合使系统碳排放和调度成本分别降低了 7.6% 和 4.4%, 提高了系统的低碳性和经济性。

[关键词] 生物质燃气; 电转气; 综合能源系统; 改进变压吸附技术

[引用本文格式] 崔世超, 杨海柱, 白亚楠, 等. 考虑生物质燃气和电转气耦合的综合能源系统低碳优化调度[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 56-66. CUI Shichao, YANG Haizhu, BAI Yanan, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering coupling of power to gas and biomass gas[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 56-66.

Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering coupling of power to gas and biomass gas

CUI Shichao¹, YANG Haizhu¹, BAI Yanan¹, LIU Sen¹, ZHANG Peng², LI Zhongwen³, LIU Kun⁴

(1.College of Electrical Engineering and Automation, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454000, China;

2.College of Electrical Automation and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

3.College of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China;

4.Tianjin Eco-Environmental Monitoring Center, Tianjin 300191, China)

Abstract: To promote the utilization of biomass energy and solve the problem of high carbon emissions brought by biogas power generation to integrated energy system, a low-carbon optimal scheduling strategy for integrated energy system considering coupling of biomass gas and power to gas is proposed. Firstly, a biogas production model is constructed, and the improved pressure swing adsorption (PSA) technology is introduced to purify biogas and recover carbon dioxide. Secondly, the power to gas is introduced and coupled with biomass gas, and the recovered carbon dioxide is used as raw material to produce natural gas, while reducing the system carbon emissions. Then, with the goal of minimizing the sum of equipment operation and maintenance cost, system energy purchase and sale cost and system carbon emissions cost, Cplex is called on MATLAB for optimization solution. Finally, different scenarios are set up for example analysis. The results show that, the introduction of the

收稿日期: 2024-04-29

基金项目: 国家自然科学基金项目 (62273312)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (62273312)

第一作者简介: 崔世超 (1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化调度, 1573510131@qq.com。

通信作者简介: 刘琨 (1990), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为低碳减排、绿色低碳发展, 740157108@qq.com。

improved PSA technology to purify biogas reduces the system carbon emissions by 21.7%, which solves the problem of high carbon emissions brought by biogas power generation to the system. The coupling of power to gas and biomass gas reduces the system carbon emissions and dispatching costs by 7.6% and 4.4%, respectively. Thereby, the system's low-carbon and economic performance is enhanced.

Key words: biomass gas; power to gas; integrated energy system; improved pressure swing adsorption

能源是人类社会赖以生存和发展的基础, 人类社会的快速发展加剧了化石燃料的消耗, 这造成了严重的生态问题^[1-2]。然而化石燃料是有限的, 因此提高新能源开发比例和化石燃料利用率是解决上述问题的有效方法^[3]。在这种情况下, 综合能源系统 (integrated energy system, IES) 应运而生。IES 耦合了电、热、气等多种能源, 在一定程度上提高了能源利用效率, 避免了单一供能体系造成过高碳排放的问题, 可以缓解能源危机和环境恶化^[4]。

生物质能作为一种储量大、低污染的新能源而受到人们的青睐^[5]。生物质供能技术实现了禽畜粪便、农作物秸秆等农业生产废弃物的资源化, 可以有效降低能源消耗和农业污染^[6]。生物质能经过厌氧发酵后产生沼气, 沼气中含有 25%~50% 的二氧化碳和 50%~70% 的甲烷^[7-8]。沼气经过提纯可以得到生物质天然气。由 2022 年 10 月 1 日国家最新发布的《生物天然气》可知: 沼气提纯至 93% 以上的甲烷含量可称作生物质燃气 (bio natural gas, BNG), 其热值与天然气几乎相同, 可以作为管道气使用。迄今为止, 已有多数学者在 IES 中引入沼气并展开研究。文献[9]运用“变废为宝”的理念, 利用农村地区的农作物秸秆等废弃物生产沼气, 构建了以沼气发电为主要能源输入的农村 IES, 提高了 IES 的经济性。文献[10]在生态农业园区 IES 中引入沼气发电, 并加入沼气热电联产机组启停约束, 有效解决了机组频繁启停的问题, 提高了生态农业 IES 的经济性。文献[11]针对新能源利用率低的问题, 构建了沼气、光伏和燃气轮机发电系统驱动下的源-储-荷协同管理模型, 提高了 IES 的经济性和环保性。文献[12]引入沼气发酵动力学模型, 并结合新能源制氢技术, 构建了农村光-氢-沼源储协同的 IES 模型, 提高了新能源消纳率和 IES 的经济性。上述文献大多研究了引入沼气对 IES 经济性和低碳性的提升, 鲜有文献研究沼气提纯技术生产生物质燃气对 IES 经济性和低碳性的提升。

减少 IES 的碳排放对于实现碳达峰、碳中和这一战略目标具有重要意义^[13-14]。热电联产机组 (combined heat and power generation, CHP) 排放

的 CO₂ 浓度较低, 配套碳捕集技术难度大、成本高因而未推广使用^[15]。在提升 IES 低碳性方面, 文献[16]在 IES 中引入碳交易成本, 建立了电-热-气联供 IES 的低碳经济调度模型, 有效降低了系统的碳排放。文献[17-18]在 IES 中引入阶梯式碳交易, 通过阶梯碳交易和固定价格碳交易之间的对比得出了前者会使 IES 具有更好的低碳性。文献[19-20]建立电转气 (power to gas, P2G) 碳排放模型并加入碳交易市场, 提升了 IES 低碳性。上述文献大多研究了 P2G 和碳交易市场结合对系统低碳性的提升, 鲜有文献研究 BNG 和 P2G 耦合对系统低碳性的提升。

综上所述, 本文在现有研究的基础上, 提出一种考虑 P2G 和 BNG 耦合的 IES 低碳优化调度策略。首先, 构建沼气生产模型, 引入改进变压吸附 (pressure swing adsorption, PSA) 技术提纯沼气并回收二氧化碳; 其次, 引入 P2G 并与 BNG 耦合, 利用 PSA 回收的二氧化碳为原料产生天然气; 然后, 以设备运维成本、系统购能成本和系统碳排放成本之和最小为目标, 在 MATLAB 上调用 Cplex 进行优化求解。最后, 通过基础场景调度结果验证本文所提模型的可行性, 通过基础场景与其他场景之间调度结果的对比较验证本文所提模型的有效性。

1 综合能源系统架构及设备模型

本文构建的 IES 架构如图 1 所示。由图 1 可见, 电负荷由风电 (wind turbine, WT)、光伏 (photovoltaic power, PV)、热电联产机组、光热电站 (concentrating solar power, CSP) 以及电网供给, 当电能充裕时可令电储能 (electric energy storage, EES) 充电、向电网售电或者供电转气使用; 热负荷由热电联产机组、电加热器 (electric heater, EH) 以及储热系统 (thermal energy storage, TES) 供给, 当热能充裕时可储存到光热电站的储热系统中; 气负荷由气网、电转气和生物质燃气供给, 当燃气充裕时可向气网售气; 沼气提纯后产生的二氧化碳经封存后可出售给碳交易市场和供电转气使用, 二氧化碳不足时可以从碳交易市场购买。

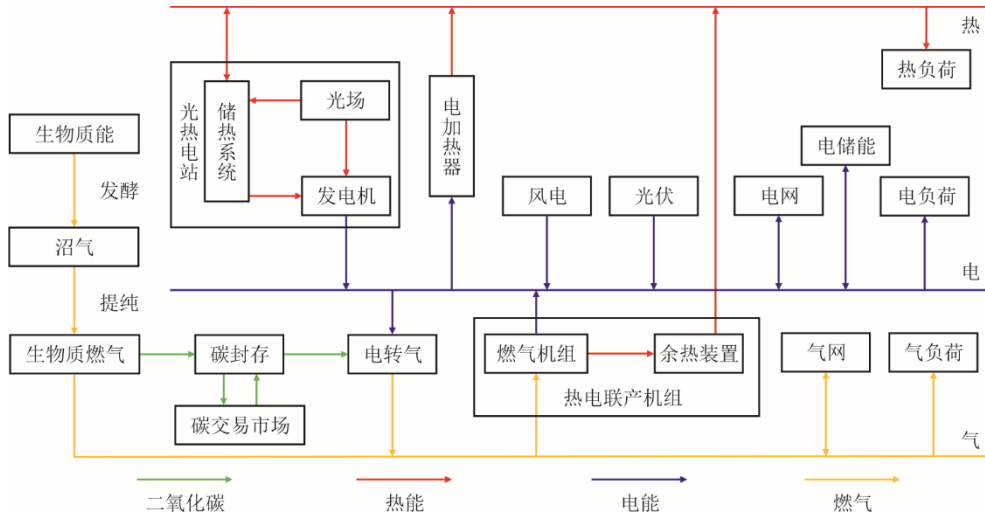


图1 综合能源系统
Fig.1 Structural diagram of the integrated energy system

1.1 生物质燃气模型

目前，沼气提纯的主要方式有化学吸收法、水洗法、变压吸附法和膜分离法，每种方法各有其优点和缺点。变压吸附法相较于另外3种方法具有成本低、无污染和操作简单等优点^[21-22]，因此本文采用PSA技术提纯沼气生产生物质天然气。具体操作流程如图2所示^[23]。

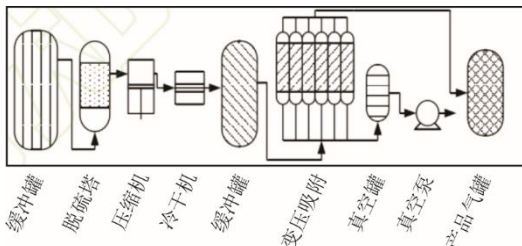


图2 变压吸附技术流程
Fig.2 Technical flow process of pressure swing adsorption

传统的PSA技术在提纯沼气时会造成一定的损失，损失的气体和其他杂质气体混合会造成环境污染。为解决这个问题，本文引入改进PSA技术^[24]。改进PSA技术可以生产纯度更高的甲烷和二氧化碳，高纯度的甲烷可直接供给IES的气负荷，高纯度的二氧化碳可以就地封存并出售给碳交易市场。改进PSA技术工艺流程如图3所示。

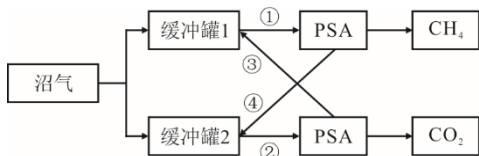


图3 改进变压吸附技术流程
Fig.3 Process flow the improved pressure swing adsorption

由图3可以看出，改进的PSA技术工艺流程为：

①沼气进入设置好CH₄对应压力和温度的缓冲罐1，经过PSA技术析出CH₄；②沼气进入设置好CO₂对应压力和温度的缓冲罐2，经过PSA技术析出CO₂；③令步骤②的剩余气体进入缓冲罐1，与缓冲罐1气体一起经过PSA技术析出CH₄；④令步骤①的剩余气体进入缓冲罐2，与缓冲罐2的气体一起经过PSA工艺析出CO₂。重复几次后即可得到高纯度的CH₄和CO₂。

生物质燃气建模如下：

$$V_{BG,t} = \eta_{BG} E_{BG} M_{BE,t} \tag{1}$$

式中： $V_{BG,t}$ 为 t 时段产生的沼气量； t 为IES调度时段， $t \in [1,24]$ ； η_{BG} 为生物质能利用率； E_{BG} 为产气因子； $M_{BE,t}$ 为 t 时段生物质能的消耗量。

生物质能发酵产生的沼气经过改进PSA工艺提纯，生成CH₄和CO₂的量为：

$$V_{BNG,t} = \eta_{CH_4} \zeta_{CH_4} V_{BG,t} \tag{2}$$

$$M_{PSA,CO_2,t} = \frac{\zeta_{CO_2,CH_4} V_{BNG,t} (1 - \mu_{CO_2}) \rho_{CO_2}}{\eta_{CH_4}} \tag{3}$$

$$P_{PSA,t} = g_{PSA} V_{BG,t} \tag{4}$$

式中： $V_{BNG,t}$ 为 t 时段生物质天然气的产量； η_{CH_4} 为改进PSA工艺下CH₄的生产效率； ζ_{CH_4} 为CH₄在沼中所占的体积分数； $M_{PSA,CO_2,t}$ 为 t 时段PSA工艺下CO₂的产量； ζ_{CO_2,CH_4} 为沼中CO₂与CH₄体积分数； μ_{CO_2} 为改进PSA工艺下CO₂的损失率； ρ_{CO_2} 为CO₂的密度； $P_{PSA,t}$ 为 t 时段改进PSA工艺所用的电功率； g_{PSA} 为改进PSA工艺的电功率系数。

改进PSA工艺生成的高纯度CO₂需要封存后才能进入碳交易市场，CO₂封存量为：

$$M_{\text{PSA,CO}_2} = \sum_{t=1}^T M_{\text{PSA,CO}_2,t} \quad (5)$$

式中: $M_{\text{PSA,CO}_2}$ 为 IES 1 个调度周期内 CO_2 总封存量; T 为 IES 的调度周期, 取 24 h。

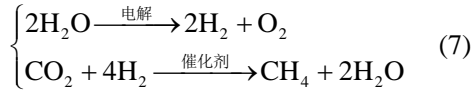
生物质能发酵后的剩余残渣中含有一定的有机肥料, 可以降低 IES 的运行成本, 根据质量守恒得到有机肥料产量为:

$$M_{\text{FER},t} = \eta_{\text{FER}} (M_{\text{BE},t} - \rho_{\text{BG}} V_{\text{BG},t}) \quad (6)$$

式中: $M_{\text{FER},t}$ 为 t 时段有机肥料产生量; η_{FER} 为生物质能残渣中有机肥料产生率; ρ_{BG} 为沼气密度。

1.2 BNG-P2G 耦合模型

P2G 通过消耗电能产生天然气, 具体反应过程为:



P2G 合成天然气的量与消耗的电能关系式为:

$$V_{\text{P2G},t} = \frac{3.6\eta_{\text{P2G}} P_{\text{P2G},t}}{L_{\text{CH}_4}} \quad (8)$$

式中: $V_{\text{P2G},t}$ 为 t 时段 P2G 合成的天然气的量; η_{P2G} 为 P2G 合成效率; $P_{\text{P2G},t}$ 为 t 时段 P2G 的耗电功率; L_{CH_4} 为天然气的热值。

沼气提纯后生成的 CO_2 可作为 P2G 的原料生产天然气。在 P2G 反应式中消耗的 CO_2 和生成的 CH_4 体积相同。P2G 消耗 CO_2 的量为:

$$\begin{cases} M_{\text{P2G,CO}_2,t} = \rho_{\text{CO}_2} V_{\text{P2G},t} \\ M_{\text{P2G,CO}_2} = \sum_{t=1}^T M_{\text{P2G,CO}_2,t} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $M_{\text{P2G,CO}_2,t}$ 为 t 时段 P2G 消耗的 CO_2 量; $M_{\text{P2G,CO}_2}$ 为 P2G 1 天消耗的 CO_2 总量。

1.3 热电联产机组模型

CHP 通过燃烧天然气从而产生电能, CHP 燃烧的天然气与产生的电功率之间的关系式为:

$$P_{\text{CHP},t} = \frac{V_{\text{CHP},t} \eta_{\text{CHP}} L_{\text{CH}_4}}{r} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{CHP},t}$ 为 t 时段 CHP 的电功率; $V_{\text{CHP},t}$ 为 t 时段 CHP 的耗气量; η_{CHP} 为 CHP 的产电效率; r 为热量与功率换算值。

CHP 产生电能时剩余的热能经过余热装置收集可供热负荷使用, CHP 的产热功率为:

$$H_{\text{CHP},t} = \mu_{\text{CHP}} P_{\text{CHP},t} \quad (11)$$

式中: $H_{\text{CHP},t}$ 为 t 时段 CHP 的产热量; μ_{CHP} 为 CHP 的热电比。

在碳交易背景下, CHP 的一天实际碳排量为:

$$M_{\text{CHP,CO}_2} = \sum_{t=1}^T (e_{\text{CHP}} - e_{\text{M}}) P_{\text{CHP},t} \quad (12)$$

式中: $M_{\text{CHP,CO}_2}$ 为 1 天内 CHP 产生的碳排量; e_{CHP} 、 e_{M} 分别为 CHP 的碳排放强度和碳排放分配额。

1.4 电加热器模型

EH 可以消耗电能产生热能, EH 消耗的电能与产生的热能之间的关系式为:

$$H_{\text{EH},t} = \eta_{\text{EH}} P_{\text{EH},t} \quad (13)$$

式中: $H_{\text{EH},t}$ 、 $P_{\text{EH},t}$ 分别为 t 时刻 EH 的产热功率和电功率; η_{EH} 为 EH 的产热效率。

1.5 光热电站模型

光场、发电机和储热系统三者共同组成 CSP, 其中光场负责接收太阳能并将其转化为热能, 传热介质负责将热能传递给储热系统或者传递给发电机使用。它们三者之间以及储热系统和热网之间的能量流动如图 4 所示。

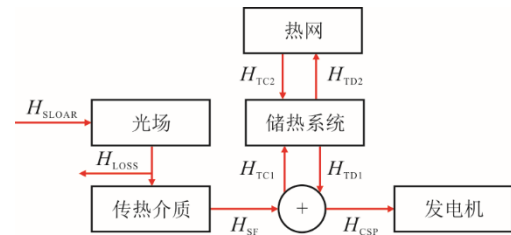


图 4 光热电站热量流动模型

Fig.4 Heat flow model of photothermal power station

CSP 热量流动模型为:

$$H_{\text{SF},t} = (1 - \mu_{\text{loss}}) H_{\text{SOLAR},t} \quad (14)$$

$$H_{\text{SF},t} + H_{\text{TD1},t} = H_{\text{CSP},t} + H_{\text{TCL},t} \quad (15)$$

$$P_{\text{CSP},t} = \eta_{\text{CSP}} H_{\text{CSP},t} \quad (16)$$

式中: $H_{\text{SF},t}$ 、 $H_{\text{SOLAR},t}$ 分别为 t 时段传热介质传递的热量和光场吸收的热量; μ_{loss} 为传热介质的热损率;

$H_{\text{TCL},t}$ 、 $H_{\text{TD1},t}$ 分别为 t 时段 TES 和 CSP 内部之间的充、放热量; $H_{\text{CSP},t}$ 、 $P_{\text{CSP},t}$ 分别为 t 时段 CSP 的发电机的耗热量和发电量; η_{CSP} 为 CSP 发电机的发电效率。

TES 的充、放热功率为:

$$\begin{cases} H_{\text{TC},t} = H_{\text{TCL},t} + H_{\text{TC2},t} \\ H_{\text{TD},t} = H_{\text{TD1},t} + H_{\text{TD2},t} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $H_{\text{TC2},t}$ 、 $H_{\text{TD2},t}$ 分别为 t 时段 TES 向热网的充、放热量; $H_{\text{TC},t}$ 、 $H_{\text{TD},t}$ 分别为 t 时段 TES 的充、放热量。

TES 模型为:

$$E_{\text{TES},t} = (1 - \mu_{\text{TL}}) E_{\text{TES},t-1} + \eta_{\text{TC}} H_{\text{TC},t} \Delta t - \frac{H_{\text{TD},t} \Delta t}{\eta_{\text{TD}}} \quad (18)$$

式中: $E_{\text{TES},t}$ 为 t 时段 TES 的储热容量; μ_{TL} 、 η_{TC} 、 η_{TD} 分别为 TES 的热损率和充、放热效率。

1.6 电储能模型

EES 模型为:

$$E_{\text{EES},t} = (1 - \mu_{\text{EL}}) E_{\text{EES},t-1} + \eta_{\text{EC}} P_{\text{EC},t} \Delta t - \frac{P_{\text{ED},t} \Delta t}{\eta_{\text{ED}}} \quad (19)$$

式中: $E_{\text{EES},t}$ 为 t 时段 EES 的容量; μ_{EL} 为 EES 的电损率; $P_{\text{EC},t}$ 、 $P_{\text{ED},t}$ 、 η_{EC} 、 η_{ED} 分别为 EES 的充、放电功率和 EES 的充、放电效率。

2 IES 低碳优化调度模型

2.1 目标函数

IES 的优化目标是使 IES 的调度成本最小, 其调度成本包括设备运维成本、系统购售能成本和系统碳排放成本。IES 的目标函数为:

$$\min C_{\text{total}} = C_{\text{OM}} + C_{\text{BSE}} + C_{\text{CE}} \quad (20)$$

式中: C_{total} 为 IES 1 天的调度成本; C_{OM} 、 C_{BSE} 、 C_{CE} 分别为设备运维成本、系统购售能成本和系统碳排放成本。

1) 设备运维成本

$$\begin{cases} C_{\text{OM}} = C_{\text{EH}} + C_{\text{TES}} + C_{\text{EES}} + C_{\text{PSA}} + C_{\text{GTU}} + \\ C_{\text{WHD}} + C_{\text{WT}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{CSP}} + C_{\text{CS}} + C_{\text{P2G}} \\ C_{\text{CS}} = g_{\text{CF}} M_{\text{PSA},\text{CO}_2} \\ C_n = \sum_{t=1}^T g_n P_{n,t} \\ n \in \text{EH, TES, EES, PSA, GTU, WHD,} \\ \text{WT, PV, CSP, P2G} \end{cases} \quad (21)$$

式中: C_{CS} 为碳封存成本; g_{CF} 为单位碳封存的成本系数; C_n 为设备 n 1 天的运维成本; g_n 为设备 n 单位功率的运维成本系数; $P_{n,t}$ 为设备 n 在 t 时段的功率; GTU、WHD 分别为燃气机组和余热装置。二者运维成本之和即为 CHP 的运维成本。

2) 系统购售能成本

$$C_{\text{BSE}} = \sum_{t=1}^T \left(\begin{aligned} &g_{\text{EB},t} P_{\text{BUY},t} + g_{\text{GB},t} V_{\text{BUY},t} + g_{\text{BE},t} M_{\text{BE},t} + \\ &g_{\text{CB},t} M_{\text{BUY},t} - g_{\text{ES},t} P_{\text{SELL},t} - g_{\text{GS},t} V_{\text{SELL},t} - \\ &g_{\text{FER},t} M_{\text{FER},t} - g_{\text{CS},t} M_{\text{SELL},t} \end{aligned} \right) \quad (22)$$

式中: $g_{\text{EB},t}$ 、 $g_{\text{GB},t}$ 、 $g_{\text{BE},t}$ 、 $g_{\text{CB},t}$ 分别为 t 时段系统向电网购电、向气网购气、从外界市场购生物质能、从碳交易市场购 CO_2 的单位价格系数; $g_{\text{ES},t}$ 、 $g_{\text{GS},t}$ 、 $g_{\text{FER},t}$ 、 $g_{\text{CS},t}$ 分别为 t 时段系统向电网售电、向气网售气、向外界售有机肥料、向碳交易市场售 CO_2 的单位价格系数; $P_{\text{BUY},t}$ 、 $P_{\text{SELL},t}$ 、 $V_{\text{BUY},t}$ 、 $V_{\text{SELL},t}$ 、 $M_{\text{BUY},t}$ 、 $M_{\text{SELL},t}$ 分别为 t 时段系统向电网的购电量、向电网的售电量、向气网的购气量、向气网的售气量、向碳交易市场的购碳量和向碳交易市场的售碳量。

3) 系统碳排放成本

IES 在运行过程中会产生 CO_2 , 生物质燃气模型中 PSA 工艺回收的 CO_2 已被就地封存, 因此 IES 的碳排放包括 CHP 产生的碳排放、购电所产生的等效碳排放以及 P2G 减少的碳排放。IES 的总碳排放计算公式为:

$$\begin{cases} M_{\text{EB},\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T P_{\text{BUY},t} e_{\text{BUY}} \\ M_{\text{CO}_2} = M_{\text{EB},\text{CO}_2} + M_{\text{CHP},\text{CO}_2} - M_{\text{P2G},\text{CO}_2} \end{cases} \quad (23)$$

式中: e_{BUY} 为购电等效碳排放强度; $M_{\text{EB},\text{CO}_2,t}$ 为 1 天中系统购电产生的等效碳排放量; M_{CO_2} 为 IES 1 天的碳排放量。

本文采取阶梯式碳排放交易, 具体计算为:

$$C_{\text{CE}} = \begin{cases} \lambda M_{\text{CO}_2}, M_{\text{CO}_2} \leq L \\ \lambda L + \lambda(1 + \theta)(M_{\text{CO}_2} - L) \\ M_{\text{CO}_2}, L < M_{\text{CO}_2} \leq 2L \\ \lambda(2 + \theta)L + \lambda(1 + 2\theta)(M_{\text{CO}_2} - 2L) \\ M_{\text{CO}_2}, 2L < M_{\text{CO}_2} \leq 3L \\ \lambda(3 + 3\theta)L + \lambda(1 + 3\theta) \\ (M_{\text{CO}_2} - 3L)M_{\text{CO}_2}, 3L < M_{\text{CO}_2} \leq 4L \\ \lambda(4 + 6\theta)L + \lambda(1 + 4\theta) \\ (M_{\text{CO}_2} - 4L)M_{\text{CO}_2}, M_{\text{CO}_2} > 4L \end{cases} \quad (24)$$

式中: λ 、 θ 、 L 分别为碳交易基价、碳交易价格增长率和碳交易区间长度。

2.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$P_{\text{CSP},t} + P_{\text{CHP},t} + P_{\text{WT},t} + P_{\text{PV},t} + P_{\text{BUY},t} + P_{\text{ED},t} = P_{\text{EC},t} + P_{\text{LOAD},t} + P_{\text{PSA},t} + P_{\text{EH},t} + P_{\text{SELL},t} + P_{\text{P2G},t} \quad (25)$$

式中: $P_{\text{WT},t}$ 、 $P_{\text{PV},t}$ 分别为风机和光伏在 t 时段的电功率; $P_{\text{LOAD},t}$ 为 t 时段 IES 的电负荷。

2) 热功率平衡约束

$$H_{\text{CHP},t} + H_{\text{TD},t} + H_{\text{EH},t} = H_{\text{LOAD},t} + H_{\text{TC},t} \quad (26)$$

式中: $H_{\text{LOAD},t}$ 为 t 时段 IES 的热负荷。

3) 气量平衡约束

$$V_{\text{BNG},t} + V_{\text{BUY},t} + V_{\text{P2G},t} = V_{\text{LOAD},t} + V_{\text{CHP},t} + V_{\text{SELL},t} \quad (27)$$

式中: $V_{\text{LOAD},t}$ 为 t 时段 IES 的气负荷。

4) 碳平衡约束

$$M_{\text{PSA},\text{CO}_2,t} + M_{\text{BUY},t} = M_{\text{P2G},\text{CO}_2,t} + M_{\text{SELL},t} \quad (28)$$

5) 电转气约束

$$\begin{cases} P_{\text{P2G},\text{down}} \leq P_{\text{P2G},t} - P_{\text{P2G},t-1} \leq P_{\text{P2G},\text{up}} \\ 0 \leq P_{\text{P2G},t} \leq P_{\text{P2G},\text{max}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $P_{\text{P2G},\text{down}}$ 、 $P_{\text{P2G},\text{up}}$ 分别为 P2G 电功率爬升的

下限和上限； $P_{P2G,max}$ 为 P2G 电功率的最大值。

6) 热电联产机组约束

$$\begin{cases} P_{CHP,down} \leq P_{CHP,t} - P_{CHP,t-1} \leq P_{CHP,up} \\ 0 \leq P_{CHP,t} \leq P_{CHP,max} \end{cases} \quad (30)$$

式中： $P_{CHP,down}$ 、 $P_{CHP,up}$ 分别为 CHP 电功率爬升的下限和上限； $P_{CHP,max}$ 为 CHP 电功率的最大值。

7) 电加热器和光热电站约束

$$0 \leq P_{EH,t} \leq P_{EH,max} \quad (31)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{CSP,t} \leq P_{CSP,max} \\ P_{CSP,down} \leq P_{CSP,t} - P_{CSP,t-1} \leq P_{CSP,up} \end{cases} \quad (32)$$

式中： $P_{EH,max}$ 为 EH 的最大电功率； $P_{CSP,max}$ 为 CSP 最大电功率； $P_{CSP,down}$ 、 $P_{CSP,up}$ 分别为 CSP 电功率爬升的下限和上限。

8) 热储能和电储能约束

$$\begin{cases} H_{TC1,t} H_{TD1,t} = 0 \\ H_{TC2,t} H_{TD2,t} = 0 \\ H_{TC,t} H_{TD,t} = 0 \\ 0 \leq H_{TC,t}, H_{TC1,t}, H_{TC2,t} \leq H_{TC,max} \\ 0 \leq H_{TD,t}, H_{TD1,t}, H_{TD2,t} \leq H_{TD,max} \\ H_{TD,max} = H_{TC,max} = 0.3E_{TES,inv} \\ E_{TES,0} = E_{TES,T} = 0.3E_{TES,inv} \end{cases} \quad (33)$$

式中： $H_{TC,max}$ 、 $H_{TD,max}$ 分别为 TES 充、放热功率最大值； $E_{TES,inv}$ 为 TES 的容量； $E_{TES,0}$ 、 $E_{TES,T}$ 分别为 TES 调度开始与结束时段容量。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{EC,t} \leq P_{EC,max} \\ 0 \leq P_{ED,t} \leq P_{ED,max} \\ P_{EC,t} P_{ED,t} = 0 \\ P_{ED,max} = P_{EC,max} = 0.3E_{EES,inv} \\ E_{EES,0} = E_{EES,T} = 0.3E_{EES,inv} \end{cases} \quad (34)$$

式中： $P_{EC,max}$ 、 $P_{ED,max}$ 分别为 EES 充、放电功率的最大值； $E_{EES,inv}$ 为 EES 的容量； $E_{EES,0}$ 、 $E_{EES,T}$ 分别为 EES 调度开始与结束时段容量。

9) 购售能约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{BUY,t} \leq P_{BUY,max} \\ 0 \leq P_{SELL,t} \leq P_{SELL,max} \\ P_{BUY,t} P_{SELL,t} = 0 \\ 0 \leq V_{BUY,t} \leq V_{BUY,max} \\ 0 \leq V_{SELL,t} \leq V_{SELL,max} \\ V_{BUY,t} V_{SELL,t} = 0 \\ M_{BUY,t} M_{SELL,t} = 0 \end{cases} \quad (35)$$

式中： $P_{BUY,max}$ 、 $P_{SELL,max}$ 分别为购售电功率最大值， $V_{BUY,max}$ 、 $V_{SELL,max}$ 分别为购售气功率最大值。

3 算例分析

3.1 算例参数

本文选取北方地区综合能源系统为研究对象，选择冬季典型日负荷数据进行验证，在 MATLAB 环境下调用 Cplex 进行优化求解。本文研究的综合能源系统调度周期为 24 h，时间间隔为 1 h。系统电、热、气负荷数据及风电、光伏、光热电站预测功率如图 5。生物质燃气参数、综合能源系统各设备参数、分时电价和系统其他参数见表 1—表 4。数据来源见文献[10,15,25-30]。

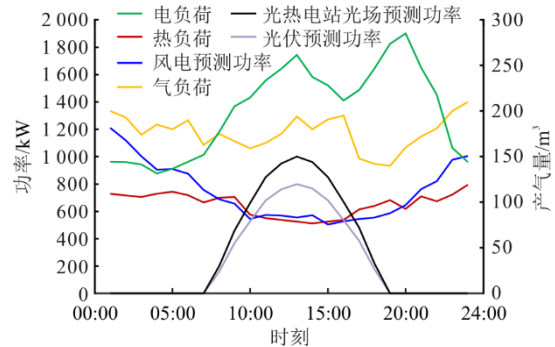


图 5 负荷和清洁能源功率预测值
Fig.5 Prediction values of load and clean energy power

表 1 生物质燃气模型参数
Tab.1 Parameters of the biomass gas model

项目	数值
生物质能利用率 η_{BG}	0.497
产气因子 $E_{BG}/(m^3 \cdot kg^{-1})$	0.442
生物质能价格 $g_{BE,t}/(元 \cdot t^{-1})$	330
改进 PSA 工艺下 CH_4 的生产效率 η_{CH_4}	0.994
CH_4 在沼气中所占的体积分数 ζ_{CH_4}	0.55
沼气中 CO_2 与 CH_4 体积分数 ζ_{CO_2,CH_4}	0.818
改进 PSA 工艺下 CO_2 的损失率 μ_{CO_2}	0.008 2
CO_2 的密度 $\rho_{CO_2}/(kg \cdot m^{-3})$	1.997
沼气密度 $\rho_{BG}/(kg \cdot m^{-3})$	1.215
改进 PSA 工艺的电功率系数 $g_{PSA}/(kW \cdot m^{-3})$	0.545
生物质能残渣中有机肥料产生率 η_{FER}	0.35
碳封存成本 $g_{CF}/(元 \cdot t^{-1})$	30
有机肥料出售成本 $g_{FER}/(元 \cdot t^{-1})$	450
高纯度 CO_2 出售成本 $g_{CS}/(元 \cdot t^{-1})$	600
沼气标准产气量 $V_{BG}/(m^3 \cdot h^{-1})$	220

表 2 系统设备参数
Tab.2 System equipment parameters

设备参数	EH	CHP	CSP	P2G	TES	EES
功率上限/kW	400	800	500	400	300	300
功率下限/kW	0	0	0	0	0	0
爬坡率/kW		400	200	200		
容量/kW					1 000	1 000
运行效率	0.99		0.45	0.6		
热电比		1.4				
充放效率					0.95	0.95
自损率					0.03	0.02

表 3 分时电价
Tab.3 TOU price

参数	峰时刻	平时刻	谷时刻
	12:00—14:00 19:00—21:00	07:00—11:00 15:00—18:00 22:00—23:00	00:00—6:00
购电价格/元	1.20	0.65	0.30
售电价格/元	0.70	0.40	0.20

表 4 系统其他参数
Tab.4 Other parameters of the system

项目	数值
热电联产机组的产电效率 η_{CHP}	0.3
天然气的热值 $L_{\text{CH}_4}/(\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3})$	36
热量与功率换算值 r	3.6
热电联产机组碳排放强度 $e_{\text{CHP}}/(\text{kg}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.55
热电联产机组碳排放分配额 $e_{\text{M}}/(\text{kg}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.15
传热介质热损率 μ_{loss}	0.05
碳交易基价 $\lambda/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$	0.20
碳交易价格增长率 $\theta/\text{元}$	0.25
碳交易区间长度 L/kg	2 000
购电碳排放强度 $e_{\text{BUY}}/(\text{kg}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.64
电加热器运维成本 $g_{\text{EH}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.20
燃气轮机运维成本 $g_{\text{GTU}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.23
余热装置运维成本 $g_{\text{WHD}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.26
光热电站运维成本 $g_{\text{CSP}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.05
电转气运维成本 $g_{\text{P2G}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.15
热储能运维成本 $g_{\text{TES}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.015
电储能运维成本 $g_{\text{EES}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.01
风机和光伏运维成本 $g_{\text{WT}}, g_{\text{PV}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.10
PSA 工艺的运维成本 $g_{\text{PSA}}/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})$	0.101
购天然气价格 $g_{\text{GB}}/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})$	3
售天然气价格 $g_{\text{GS}}/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})$	2
购生物质能价格 $g_{\text{BE}}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	330
售有机肥料价格 $g_{\text{FER}}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	450
购 CO_2 价格 $g_{\text{CB}}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	850
售 CO_2 价格 $g_{\text{CS}}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	600

3.2 系统基础调度结果分析

1) 电能调度结果分析

图 6 为系统电能调度结果。由图 6 可知：00:00—06:00，系统主要依赖于 CHP、WT 以及从电网购电来满足系统负荷需求。此时处于谷时电价，EES 在此时段内充电，EH 耗电产热性价比较高，所以 CHP 功率较低。07:00—16:00，PV、WT、CSP 以及 CHP 所产生电能足够系统使用，故系统不需要从电网购电。其中，12:00—13:00 高峰负荷时段 EES 放电供系统使用，11:00—14:00，P2G 利用富裕电能产气。17:00—23:00，CSP、PV 的功率逐渐减小到 0，CHP、WT 的功率有所增加，剩余负荷缺由电网提供。其中，19:00—21:00 电负荷达到峰值，EES 向系统放电，此时 CHP 的功率已达到最高，仍不能满足负荷需求，故系统还需要从电网购电。在整个调度时期内，EES 在 04:00—06:00 充电以支撑其在 12:00—

13:00 放电，EES 在 15:00、17:00 充电以支撑其在 19:00—21:00 放电，EES 在 24:00 充电以满足电储能能量在调度始末时刻相等的约束。

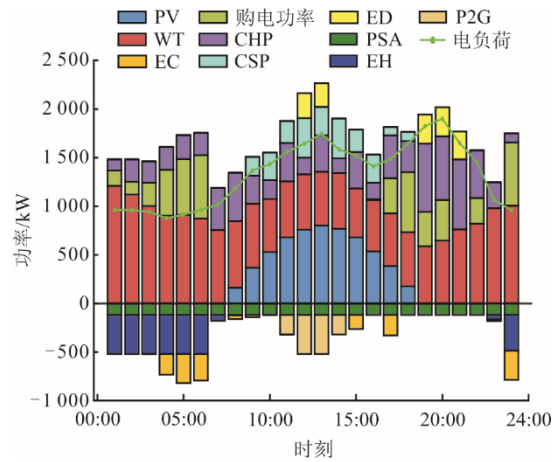


图 6 系统电能调度结果

Fig.6 System power scheduling results

2) 热能调度结果分析

图 7 为系统热能调度结果。由图 7 可知：01:00—06:00，此时正处于谷时电价，EH 产热性价比最高，因此 EH 向热负荷提供了大部分的热量。01:00 TES 提供了部分热量，剩余热量由 CHP 提供。07:00—18:00，随着电价和电负荷的升高，系统不再使用 EH 供热，CSP 将部分热量储存到了 TES 中，此时热负荷由 CHP 和 TES 提供。19:00—22:00，此时电负荷较大，CHP 工作在“以电定热”模式，系统的热能全部由 CHP 提供，多余的热能储存到 TES 中。23:00—24:00，TES 经过上个时段的充热，其内储存的热量已接近储热容量，因此 TES 在这个时段向热网放热，EH 也提供了部分热量，剩余热量则由 CHP 提供，故 CHP 热功率较上个时段有明显下降。

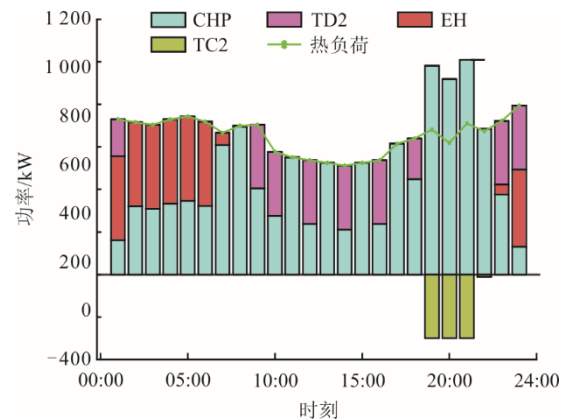


图 7 系统热能调度结果

Fig.7 System heat scheduling results

图 8 为光热电站内部热量流动。由图 8 可知：

SF 传递的热量大部分都供给 CSP 的发电机使用, 其余热量则储存到了 TES 中。TES 在 08:00、11:00、13:00、15:00 以及 17:00 从 SF 充热。由于热能并不富裕, TES 没有向 CSP 内部放热供发电机使用。

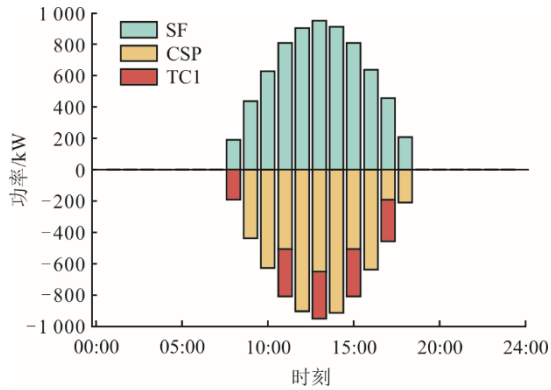


图 8 光热电站内部热量流动

Fig.8 Heat flow inside the concentrating solar power plant

3) 气能调度结果分析

图 9 为系统气能调度结果。由图 9 可知: BNG 和 P2G 产生的天然气在任何一个时间段内都不能满足气负荷和 CHP 的需求, 因此系统必须向气网购气。

CHP 在 19:00—21:00 耗气量最大, P2G 在 11:00—14:00 产气。经计算: BNG 在系统供气量中的占比为 41.6%, P2G 产生的天然气在系统供气量中的占比为 3.7%。由此可见, 在 IES 中引入 BNG 可以大幅度减少系统的购气量, 且 BNG 在系统的产气量中占主体地位。

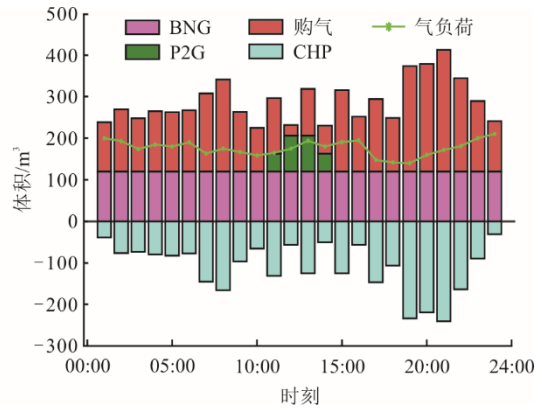


图 9 系统气能调度结果
Fig.9 System gas scheduling results

3.3 系统有效性分析

本文共设置 4 种不同场景进行算例分析, 通过它们调度结果之间的对比来验证本文所提系统的有效性。

场景 1: 本文所提综合能源系统;

场景 2: 不考虑 P2G, 其他与场景 1 相同;

场景 3: 考虑沼气, 但不考虑 PSA 技术提纯沼气和 P2G, 增加沼气燃气轮机, 其他与场景 1 相同;

场景 4: 不考虑沼气和 P2G, 其他与场景 1 相同。

表 5 为不同场景下 IES 调度结果。在表 5 中, 设备运维成本、系统购售能成本和系统碳排放成本之和是综合能源系统的调度成本, 由于购气和购电成本在场景中变化较大, 因此也列出来分析, 碳排放量作为系统的重要指标也列出来分析。

表 5 不同场景下 IES 调度结果

Tab.5 Scheduling results of the IES in different scenarios

场景	设备运维成本/元	系统购售能成本/元	系统碳排放成本/元	调度成本/元	购气成本/元	购电成本/元	碳排放量/kg
1	8 025	16 562	1 448	26 035	11 319	2 602	5 827
2	8 960	16 691	1 608	27 259	12 347	2 371	6 308
3	8 393	18 943	2 217	29 553	14 357	1 117	8 042
4	8 070	21 621	1 108	30 799	20 722	1 513	4 693

由表 5 可知:

1) 场景 3 的调度成本为 29 553 元, 相较于场景 4 减少了 4.0%。其中场景 3 的购售能成本相较于场景 4 减少了 12.4%; 场景 3 的购气成本相较于场景 4 减少了 30.7%; 场景 3 的购电成本相较于场景 4 增加了 26.2%; 场景 3 的碳排放成本和碳排放相较于场景 4 分别增加了 100.0%和 71.4%; 这说明在 IES 中引入沼气虽然会降低系统调度成本, 但同时也给系统带来了较高的碳排放。

2) 场景 2 的调度成本为 27 259 元, 相较于场

景 3 减少了 7.8%。场景 2 的购售能成本相较于场景 3 减少了 11.9%, 其中场景 2 的购气成本相较于场景 3 减少了 14.0%, 场景 2 的购电成本相较于场景 3 增加了 93.6%; 场景 2 的碳排放成本和碳排放相较于场景 3 分别减少了 27.5%和 21.7%; 这说明将沼气提纯生产生物质天然气不仅可以降低系统调度成本, 还可以较大幅度减少系统碳排放, 解决了沼气发电给系统带来的高碳排放的问题。虽然 PSA 提纯沼气会增加系统购电量, 但系统的购气成本有很明显的降低, 未来随着气价的升高, BNG 在

减少购气成本方面的优势会更加明显。

3) 场景 1 的调度成本为 26 035 元, 相较于场景 2 减少了 4.4%。其中场景 1 的购气成本相较于场景 2 减少了 8.3%; 场景 1 的购电成本相较于场景 2 增加了 9.7%; 场景 1 的碳排放成本和碳排放相较于场景 2 分别减少了 10.0% 和 7.6%; 这说明引入 P2G 可以减少系统的碳排放和购气成本, 具有良好的经济效益。

3.4 系统调度成本影响因素分析

1) 沼气标准产气量对系统调度成本的影响

本文将沼气标准产气量分别取 160、175、190、205、220、235、250、265 及 280 m^3 , 在其他条件相同时, 分别对以上不同沼气标准产气量下的 IES 进行求解, 不同沼气标准产气量下的系统调度成本及 PSA 耗电量占 IES 耗电量的比例如图 10 所示。由图 10 可知: 随着沼气产气量的增加, 系统调度成本由 27 209 元降至 25 315 元, 而 PSA 耗电量占 IES 耗电量的比例从 5.3% 增加至 9.0%。因此提高沼气标准产气量, 可以降低系统调度成本, 但同时也使得 PSA 耗电量在 IES 耗电总量中的比重增加, 因此沼气池发酵规模要契合 IES 的规模。

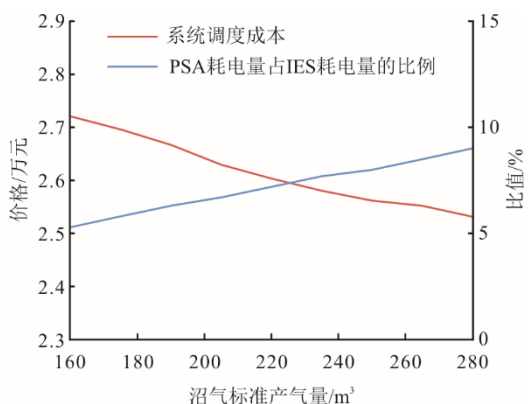


图 10 不同沼气产气量下的系统调度成本及 PSA 耗电量占 IES 耗电量的比例

Fig.10 The system scheduling cost and PSA power consumption in IES power consumption with different biogas production capacities

2) P2G 出力上限对系统调度成本的影响

本文将 P2G 的出力上限分别取 200、300、400、500 及 600 kW, 分别对以上不同 P2G 出力上限下的 IES 进行求解, 不同 P2G 出力上限下的系统调度成本及产气量如图 11 所示。由图 11 可知: 随着 P2G 出力上限的增加, 系统调度成本由 26 258 元降至 25 994 元, 而 P2G 产气量从 130 m^3 增加至 277 m^3 , 并且从 200 kW 增至 400 kW 时增幅较大。这表明当

系统的富裕电能一定时, 合理提高 P2G 的出力上限, 不仅可以增加 P2G 的产气量, 还可以降低系统调度成本。

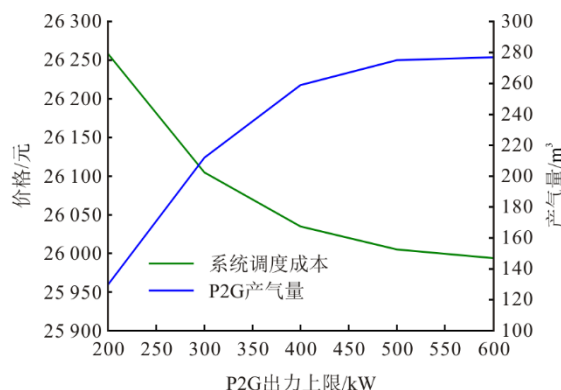


图 11 不同 P2G 出力上限下的系统调度成本及产气量
Fig.11 The system scheduling cost and gas production capacity with different P2G output upper limits

4 结 论

本文构建了考虑电转气和生物质燃气耦合的综合能源系统低碳优化调度模型, 并以 IES 的调度成本最小为优化目标, 通过不同场景调度结果之间的对比分析, 得出如下结论:

1) 在 IES 中引入沼气后系统调度成本降低了 4.0%, 但系统碳排放却增加了 71.4%。这说明沼气发电确实会给 IES 带来较高碳排放的问题。

2) 引入改进 PSA 技术提纯沼气并回收二氧化碳不仅使系统碳排放降低了 21.7%, 还使系统调度成本降低了 7.8%, 解决了沼气发电给系统带来过高碳排放的问题。

3) 引入 P2G 并与 BNG 耦合降低了系统 8.3% 的购气成本和 7.6% 的碳排放, 而且降低了 4.4% 的系统调度成本。验证了 BNG-P2G 耦合可以提高系统的经济性和低碳性。

目前, 本文研究的生物质燃气对系统碳排放和调度成本的影响是建立在沼气产量确定的情况下, 后续研究将考虑沼气产量和清洁能源功率的不确定性, 使本文的结论更有说服力。

[参 考 文 献]

- [1] 余晓丹, 徐宪东, 陈硕翼, 等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报, 2016, 31(1): 1-13.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [2] 潘超, 郭晨雨, 刘继哲, 等. 电-氢混合储能参与的多能系统低碳优化[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(2):

- 21-29.
PAN Chao, GUO Chenyu, LIU Jizhe, et al. A study on low-carbon optimization of the multi-energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage participation[J]. *Power System and Clean Energy*, 2024, 40(2): 21-29.
- [3] 武群丽, 白佳怡. 考虑阶梯碳交易及两阶段电转气的综合能源系统优化调度[J/OL]. *华北电力大学学报(自然科学版)*, 1-12[2024-04-20].
WU Qunli, BAI Jiayi. Optimal scheduling of integrated energy system considering stepped carbon trading and two-stage power-to-gas[J/OL]. *Journal of North China Electric Power University(Natural Science Edition)*, 1-12[2024-04-20].
- [4] 朱兰, 王吉, 唐陵军, 等. 计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调[J]. *电网技术*, 2019, 43(1): 116-126.
ZHU Lan, WANG Ji, TANG Longjun, et al. Robust stochastic optimal dispatching of integrated energy systems considering refined power-to-gas model[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(1): 116-126.
- [5] 冯泽权, 李润. “双碳”目标下可再生能源在乡村的应用进展[J]. *节能*, 2023, 42(12): 123-125.
FENG Zequan, LI Run. Progress of renewable energy application in rural areas under the “double carbon” goal[J]. *Energy Conservation*, 2023, 42(12): 123-125.
- [6] 霍丽丽, 赵立欣, 姚宗路, 等. 农业生物质能温室气体减排潜力[J]. *农业工程学报*, 2021, 37(22): 179-187.
HUO Lili, ZHAO Lixin, YAO Zonglu, et al. Potentiality of agricultural biomass energy for greenhouse gas emission reduction[J]. *Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering*, 2021, 37(22): 179-187.
- [7] 吴宇琦, 李江涛, 丁建智, 等. 焙烧镁铝水滑石脱除厌氧消化沼气中 CO₂ 的效果及机制[J]. *化工进展*, 2024, 43(9): 5250-5261.
WU Yuqi, LI Jiangtao, DING Jianzhi, et al. Calcined Mg/Al hydrotalcites for CO₂ removal in anaerobic digestion biogas: Performances and mechanisms[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2024, 43(9): 5250-5261..
- [8] 王守文, 李国祥, 闫文文, 等. 计及改进生物质燃气和阶梯碳交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2024, 36(2): 126-134.
WANG Shouwen, LI Guoxiang, YAN Wenwen, et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system including improved biomass natural gas and ladder-type carbon trading[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2024, 36(2): 126-134.
- [9] 冯凯辉, 闫湖, 戴吴珍, 等. 计及能源利用效率的含生物质沼气发电农村能源系统运行[J]. *中国电力*, 2022, 55(7): 172-178.
FENG Kaihui, YAN Hu, DAI Wuzhen, et al. Optimal operation of rural energy system with biomass biogas power generation considering energy utilization efficiency[J]. *Electric Power*, 2022, 55(7): 172-178.
- [10] 姜飞, 肖昌麟, 易子木, 等. 含光伏与生物质能的生态农业综合能源系统多能协同碳运行策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(4): 1352-1364.
JIANG Fei, XIAO Changlin, YI Zimu, et al. Multi-energy cooperation and low-carbon operation strategy of eco-agricultural integrated energy system containing photovoltaic and biomass energy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(4): 1352-1364.
- [11] 张政林, 张惠娟, 孙文治, 等. 基于改进旗鱼算法的综合能源系统能量管理[J]. *电力保护与控制*, 2022, 50(22): 142-151.
ZHANG Zhenglin, ZHANG Huijuan, SUN Wenzhi, et al. Energy management of an integrated energy system based on an improved sailed fish optimizer algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(22): 142-151.
- [12] 王瑞琪, 王新立, 郭光华, 等. 农村光-氢-沼储能综合能源系统建模与鲁棒优化调度[J]. *中国电力*, 2023, 56(5): 89-98.
WANG Ruiqi, WANG Xinli, GUO Guanghua, et al. Modeling and robust optimal dispatch of rural integrated energy system considering PV-hydrogen-methane energy storage characteristics[J]. *Electric Power*, 2023, 56(5): 89-98.
- [13] 潘婷, 许彦斌, 李华, 等. 综合能源行业政产学研协作演化仿真[J]. *系统科学与数学*, 2023, 43(3): 683-700.
PAN Ting, XU Yanbin, LI Hua, et al. Evolution simulation of government-industry-university-research collaboration for integrated energy industry[J]. *Journal of Systems Science and Mathematical Sciences*, 2023, 43(3): 683-700.
- [14] 刘涛, 李伟华, 汤熠. 综合智慧能源系统典型构架网络安全防护研究[J]. *综合智慧能源*, 2024, 46(5): 81-90.
LIU Tao, LI Weihua, TANG Yi. Research on network security protection of typical architecture of integrated smart energy system[J]. *Integrated Intelligent Energy*, 2024, 46(5): 81-90.
- [15] 董海鹰, 负蕴韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳运行[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3689-3700.
DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant participation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3689-3700.
- [16] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(14): 8-13.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(14): 8-13.
- [17] 陈志, 胡志坚, 翁彦宏, 等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 148-155.
CHEN Zhi, HU Zhijian, WEN Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 148-155.
- [18] 王利猛, 刘雪梦, 李扬, 等. 阶梯式碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统低碳优化调度[J]. *电力建设*, 2024, 45(2): 102-114.
WANG Limeng, LIU Xuemeng, LI Yang, et al. Low-carbon optimal dispatch of integrated energy system considering demand response under the tiered carbon trading mechanism[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(2): 102-114.
- [19] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 48-55.

- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [20] 李兴国, 任永峰, 孟庆天, 等. 考虑可控负荷的含 CSP 和 P2G 的综合能源系统优化调度[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 552-559.
- LI Xingguo, REN Yongfeng, MENG Qingtian, et al. Optimal scheduling of integrated energy system with CSP and P2G considering controllable load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(12): 552-559.
- [21] 王芳, 刘晓风, 陈伦刚, 等. 生物质资源能源化与高值利用研究现状及发展前景[J]. 农业工程学报, 2021, 37(18): 219-231.
- WANG Fang, LIU Xiaofeng, CHEN Lungang, et al. Research status and development prospect of energy and high value utilization of biomass resources[J]. Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering, 2021, 37(18): 219-231.
- [22] 唐治, 李政伟. 沼气中二氧化碳分离及利用技术研究进展[J]. 中国沼气, 2023, 41(5): 10-17.
- TANG Zhi, LI Zhengwei. Review on separation and utilization of CO₂ in biogas[J]. China Biogas, 2023, 41(5): 10-17.
- [23] 田玲, 邓舟, 夏洲, 等. 变压吸附技术在沼气提纯中的应用[J]. 环境工程, 2010, 28(5): 78-82.
- TIAN Ling, DENG Zhou, XIA Zhou, et al. The application of variable pressure adsorption in biogas purification[J]. Environmental Engineering, 2010, 28(5): 78-82.
- [24] AUGELLETTI R, CONTI M, ANNESINI M C. Pressure swing adsorption for biogas upgrading. A new process configuration for the separation of biomethane and carbon dioxide[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 140: 1390-1398.
- [25] 王艳艳, 张旭, 赵浩亮, 等. 日光温室型秸秆沼气集中供气工程的应用分析[J]. 太阳能学报, 2017, 38(4): 913-919.
- WANG Yanyan, ZHANG Xu, ZHAO Haoliang, et al. Application analysis of centralized straw methane gas supply project in sunlight greenhouse[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2017, 38(4): 913-919.
- [26] 杨嘎玛, 穆廷桢, 杨茂华, 等. 生物燃气净化提纯制备生物天然气技术研究进展[J]. 过程工程学报, 2021, 21(6): 617-628.
- YANG Gama, MU Tingzhen, YANG Maohua, et al. Progress on biomethane production via biogas cleaning and upgrading[J]. The Chinese Journal of Process Engineering, 2021, 21(6): 617-628.
- [27] 侯盾, 周夏海. 生物+同步再生干法脱硫在沼气处理中的应用[J]. 中国给水排水, 2022, 38(14): 25-32.
- HOU Dun, ZHOU Xiahai. Application of biological and simultaneous regeneration dry desulfurization in biogas treatment[J]. China Water & Wastewater, 2022, 38(14): 25-32.
- [28] VILARDI G, BASSANO C, DEIANA P, et al. Exergy and energy analysis of biogas upgrading by pressure swing adsorption: dynamic analysis of the process[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 226: 113482.
- [29] QI M, LIU Y, HE T B, et al. System perspective on cleaner technologies for renewable methane production and utilisation towards carbon neutrality: Principles, techno-economics, and carbon footprints[J]. Fuel, 2022, 327: 125130.
- [30] 彭雄, 鲍刚, 李振华, 等. 考虑碳捕集与光热电站的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(8): 79-91.
- PENG Xiong, BAO Gang, LI Zhenhua, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering carbon capture and photothermal power station[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2024, 36(8): 79-91.

(责任编辑 杜亚勤)