

考虑梯级碳交易机制和电转气两阶段运行的 综合能源系统优化

李贵君, 赵兴勇*, 刘昊炀, 赖建中, 王雨祺
(山西大学电力与建筑学院, 山西省 太原市 030031)

Integrated Energy System Optimization Considering Cascading Carbon Trading Mechanism and Two-stage Operation of Power-to-gas

LI Guijun, ZHAO Xingyong*, LIU Haoyang, LAI Jianzhong, WANG Yuqi

(School of Electric Power and Architecture, Shanxi University, Taiyuan 030031, Shanxi Province, China)

Abstract: In order to improve the energy efficiency level of the integrated energy system (IES), this paper proposes an IES scheduling model considering cascading carbon trading mechanism and two-stage operation of power-to-gas (P2G). First of all, the carbon source required for P2G and the carbon emission problem of combined heat and power units are solved through the introduction of carbon capture system; hydrogen fuel cell are added to the traditional P2G to study the multiple benefits of P2G two-stage operation; finally, a cascade carbon trading mechanism is used to limit carbon emissions. On this basis, an optimal scheduling model with the goal of carbon transaction cost, system operation cost, wind and solar abandon cost is established, and the IPOPT commercial solver is used to solve, and through comparative analysis with other traditional models, the economy, low carbon and wind and solar absorption capacity of the proposed model are indicated.

Keywords: integrated energy system; two-stage operation of power-to-gas; cascade carbon trading; low carbon economy

摘要: 为提升综合能源系统 (integrated energy system, IES) 的能效水平, 提出了一种考虑梯级碳交易机制和电转气 (power-to-gas, P2G) 两阶段运行的IES调度模型。首先引入碳捕获与封存技术 (carbon capture and storage, CCS), 解决了P2G所需碳源和热电联产机组的碳排放问题; 同时在

传统P2G的基础上引入氢燃料电池, 研究P2G两阶段运行的多重效益; 最后, 运用梯级碳交易机制限制碳排放。在此基础上, 建立以碳交易成本、系统运行成本、新能源利用率相关成本最小为目标的优化调度模型, 利用IPOPT商业求解器进行求解, 通过与其他传统模型对比分析, 表明所提模型的经济性、低碳性和风光消纳能力较高。

关键词: 综合能源系统; 电转气两阶段运行; 梯级碳交易; 低碳经济

0 引言

21世纪以来, 全球能源环境问题日益突出, 节能减排成为世界各国都在努力的方向^[1-2]。习主席在联合国第75届大会上提出中国碳排放量将在2030年前达到峰值, 力争在2060年前实现碳中和^[3], 以应对气候变化问题。综合能源系统 (integrated energy system, IES) 是实现这些目标的关键解决方案之一^[4-5], 文献[6]建立了园区级IES模型, 通过设置不同场景表明了IES在减少二氧化碳排放及提高可再生能源利用率方面的作用。

热电联产 (combined heat and power, CHP) 是IES的主要形式之一, 在发电的同时将产生的热能加以利用, 提高了系统的经济性^[7]。文献[8]构建了基于CHP的IES优化调度模型, 实现了多种能源的优势互补。文献[9]考虑了电-热综合能源系统间的耦合关系, 提出了包含CHP和储能设备的优化模型及求解方法。但CHP“以热定电”的特性限制了可再生能源的消

基金项目: 国网山西省电力公司科技项目 (20201102028); 山西省科技重大专项 (520530200006)。

Science and Technology Project of State Grid Shanxi Electric Power Company (20201102028); Science and Technology Major Projects of Shanxi Province (520530200006).

纳。为了增强CHP的灵活性,电转气(power-to-gas, P2G)作为电力系统和天然气系统之间的连接器,可以将电能转化为天然气^[10]。文献[11]建立了基于P2G的多源能量存储的低碳经济调度模型,证明P2G的引入能够提高整个系统的风电消纳能力。文献[12]利用P2G将多余的风能转化为氢气,然后吸收二氧化碳合成甲烷,这对于改善IES的风光消纳能力,实现低碳运行有一定的参考价值。但是,目前关于P2G建模的研究大部分只考虑电转天然气的单一过程,未深入细化研究电解槽(electrolyzer, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)的能量转化过程。文献[13]指出电制氢气的效率比电制天然气高,而且燃烧氢气不产生碳排放。同时,鲜有文献考虑EL和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)的产热作用,因此,细化研究P2G两阶段运行具有重要意义。

在上述研究中,P2G的能量转换需要购买二氧化碳,这为P2G带来了碳源成本。碳捕获与封存(carbon capture and storage, CCS)技术广泛应用于燃煤或燃气电厂^[14]。CCS消耗电能捕获CHP排放的二氧化碳,相当于增加了CHP的电力负荷,进而在减少碳排放的同时提高可再生能源的利用效率^[15]。然而,目前的碳捕获技术多数需要将捕获的二氧化碳存储起来^[16],并远距离传输到P2G,需要传输和存储成本。因此,可以考虑引入CCS将CHP排放的二氧化碳直接捕获到P2G,避免远距离传输和储存,在满足P2G碳源的同时,减少CHP的碳排放。

此外,文献[17]分析发现碳交易能有效促进碳减排。为此,文献[18]建立了考虑碳交易机制的IES低碳经济调度模型;文献[19-20]进一步改进碳排放计算方法,提出了阶梯式碳交易机制限制碳排放。从上述分析可以发现,大部分文献未提及CCS对P2G的作用;运用P2G时,未充分考虑P2G两阶段运行产生的效益;所建立的碳交易模型大多以固定价格为基础,没有对碳排放模型进行细化研究。同时,针对CCS、P2G两阶段运行和梯级碳交易机制三者协调运行的研究也较少。

本文以碳交易成本、系统运行成本和新能源利用率相关成本综合最小为目标函数,建立了考虑梯级碳交易机制和P2G两阶段运行的IES低碳经济调度模型。通过与其他传统场景对比,验证了CCS、细化P2G两阶段运行以及梯级碳交易机制对IES优化调度的积极影响,表明了所提模型具有较高的经济性、低碳性和风光消纳能力。

1 考虑梯级碳交易机制和P2G两阶段运行的IES框架

本文提出的考虑梯级碳交易机制和P2G两阶段运行的IES供能框图如图1所示,包含风力光伏发电单元、碳交易市场单元、P2G两阶段运行相关装置、CHP机组以及各类负荷。其中,风力光伏为IES提供清洁的可再生能源;CHP和HFC是系统中电、热的重要供应源;CCS捕集CHP机组产生的二氧化碳以减少碳排放;EL进行热氢联产,是实现电能与氢、热能耦合的重要元件;MR将氢能转化为天然气能;微型燃气轮机(micro gas turbine, MT)燃烧天然气为系统提供电热冷能,实现气能与冷热电能之间的耦合;气负荷由气源和MR协调提供;MT和P2G环节停止运行时燃煤CHP机组排放的二氧化碳经由梯级碳交易市场进行交易。

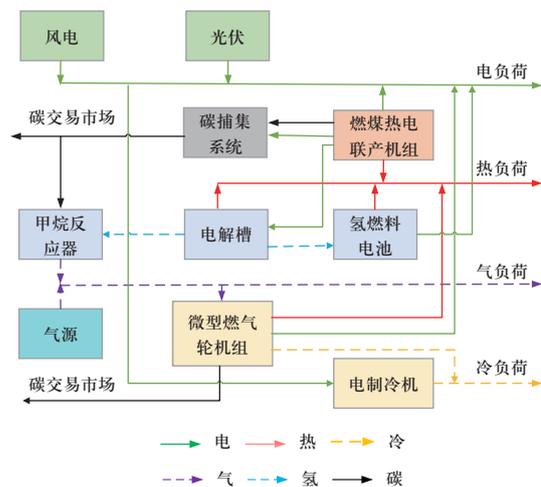


图1 IES供能框图

Fig. 1 Energy supply block diagram of IES

1.1 CCS与P2G两阶段协调运行模型

该模型包含CHP热电联产环节、P2G两阶段运行环节。

1.1.1 CHP热电联产环节

CHP通过燃煤进行发电供给CCS、EL以及电负荷的用电,同时利用发电过程产生的热量来供应热负荷。其电能表达式为

$$P_{\text{CHP},e}(t) = P_{\text{CHP},e1}(t) + P_{\text{CHP},e2}(t) + P_{\text{CHP},e3}(t) \quad (1)$$

式中: $P_{\text{CHP},e}(t)$ 为CHP在 t 时段的发电功率; $P_{\text{CHP},e1}(t)$ 、 $P_{\text{CHP},e2}(t)$ 和 $P_{\text{CHP},e3}(t)$ 分别为CHP在 t 时段供应给电网、CCS和EL的功率。

1.1.2 P2G两阶段运行环节

P2G两阶段运行过程如图2所示。

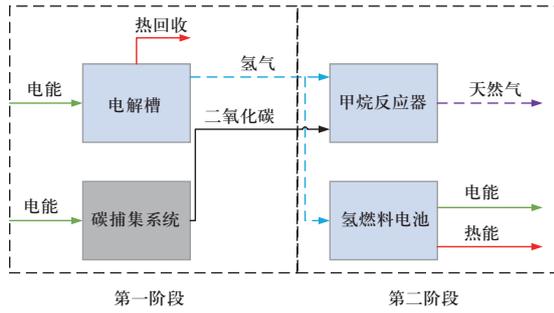


图2 P2G两阶段运行过程

Fig. 2 Two-stage process of P2G

在第一阶段, CCS利用CHP提供的电能将其排放的二氧化碳捕获, 并传输给MR, EL在制氢的同时引入热回收装置对产生的热量进行回收利用; 在第二阶段, MR利用一部分氢能合成甲烷, HFC将剩余氢能直接转化为电热能, 相比于先合成甲烷再燃烧供能减少了能量损耗和二氧化碳排放。可见考虑电转气两阶段运行后可实现能源的精细化利用, 提高能源利用效率。具体能量转化关系如下。

1) CCS捕集二氧化碳环节。CCS捕集燃煤CHP机组排放的二氧化碳供P2G再利用, 有效减少碳排放量, 提高了系统的经济性。其碳捕集量表达式为

$$C_{CC}(t) = \lambda_{CC} P_{CHP,e2}(t) \quad (2)$$

式中: $C_{CC}(t)$ 为CCS在 t 时段的二氧化碳捕集量; λ_{CC} 为CCS的捕集系数。

2) EL热氢联产环节。在此环节引入热回收装置对EL产生的热量进行回收, 将风光高发时段的电能转化为热能和氢能。其能量转化关系为

$$P_{EL,H2}(t) = \lambda_{EL,H2} P_{CHP,e3}(t) \quad (3)$$

$$P_{EL,h}(t) = \lambda_{EL,h} P_{CHP,e3}(t) \quad (4)$$

式中: $P_{EL,H2}(t)$ 和 $P_{EL,h}(t)$ 分别为EL在 t 时段的制氢和产热功率; $\lambda_{EL,H2}$ 和 $\lambda_{EL,h}$ 分别为EL的电制氢、产热转化系数。

3) MR制甲烷环节。MR就地利用CCS捕获的二氧化碳与EL产生的氢气合成甲烷, 避免远距离传输和储存二氧化碳带来的费用和 risk。其能量转化关系为

$$P_{MR,gs}(t) = \lambda_{MR,gs} P_{MR,H2}(t) \quad (5)$$

式中: $P_{MR,gs}(t)$ 为MR在 t 时段的产气功率; $P_{MR,H2}(t)$ 为 t 时段EL供应给MR的氢功率; $\lambda_{MR,gs}$ 为MR的氢气转化系数。

4) HFC热电联产环节。HFC内部发生氧化还原反

应时, 电子定向运动产生直流电压, 经逆变器转化为交流电压后再经变压器升压将电能送至电负荷。化学反应发电的同时也会产生热量, 从而减少其他设备的热出力, 最终实现热电联产。同时, 由于热电联产充分发挥了氢燃料电池的电热特性, 本文近似取HFC的热电效率之和为定常数^[21]。其能量转化关系为

$$P_{HFC,e}(t) = \lambda_{HFC,e} P_{HFC,H2}(t) \quad (6)$$

$$P_{HFC,h}(t) = \lambda_{HFC,h} P_{HFC,h2}(t) \quad (7)$$

$$\lambda_{HFC,e} + \lambda_{HFC,h} = \lambda_{HFC,max} \quad (8)$$

式中: $P_{HFC,H2}(t)$ 为 t 时段EL供应给HFC的氢功率; $P_{HFC,e}(t)$ 和 $P_{HFC,h}(t)$ 分别为 t 时段HFC的发电、产热功率; $\lambda_{HFC,e}$ 和 $\lambda_{HFC,h}$ 分别为HFC的电、热效率; $\lambda_{HFC,max}$ 为HFC热电效率之和的最大值。

1.2 其他环节运行模型

1.2.1 MT电热冷联产环节

MT回收甲烷燃烧排出的高温烟气中的余热, 提供冷热电能。其能量转化关系为

$$P_{MT,e}(t) = \lambda_{MT,e} P_{MT,gs}(t) \quad (9)$$

$$P_{MT,h}(t) = \eta_r \lambda_{MT,h} \frac{P_{MT,e}(t)(1 - \lambda_{MT,e} - \eta_1)}{\lambda_{MT,e}} \quad (10)$$

$$P_{MT,c}(t) = \eta_r \lambda_{MT,c} \frac{P_{MT,e}(t)(1 - \lambda_{MT,e} - \eta_1)}{\lambda_{MT,e}} \quad (11)$$

式中: $P_{MT,gs}(t)$ 为 t 时段MT的耗气功率; $P_{MT,e}(t)$ 为 t 时段MT的发电功率; $P_{MT,h}(t)$ 和 $P_{MT,c}(t)$ 分别为 t 时段溴冷却器的产热和制冷功率; $\lambda_{MT,e}$ 为MT的发电系数; $\lambda_{MT,h}$ 和 $\lambda_{MT,c}$ 分别为溴冷却器的产热和制冷系数; η_r 为热损失系数; η_1 为溴冷却器的烟气余热回收率。

1.2.2 电制冷机 (electric refrigerators, ER)

ER的电功率与冷功率之间的关系为

$$P_{ER,c}(t) = \lambda_{ER,c} P_{ER,e}(t) \quad (12)$$

式中: $P_{ER,e}(t)$ 为ER在 t 时段消耗的电功率; $P_{ER,c}(t)$ 为ER在 t 时段的制冷功率; $\lambda_{ER,c}$ 为ER的制冷系数。

1.3 梯级碳交易机制模型

1.3.1 系统实际碳排放量

IES中的碳排放源主要有CHP、MT, 此外, CCS可以捕集部分碳以供应MR合成甲烷。实际碳排放量表达式为

$$E_{CHP,CO2} = \sum_{t=1}^T \left\{ a_{CO2} \left[P_{CHP,e}(t) + C_{v1} P_{CHP,h}(t) \right] + b_{CO2} \left[P_{CHP,e}(t) + C_{v1} P_{CHP,h}(t) \right]^2 + c_{CO2} \right\} \quad (13)$$

$$E_{MT,CO_2} = \sum_{t=1}^T d_{CO_2} P_{MT,e}(t) \quad (14)$$

$$E_{CO_2,a} = E_{CHP,CO_2} + E_{MT,CO_2} - \sum_{t=1}^T C_{CC}(t) \quad (15)$$

式中： E_{CHP,CO_2} 和 E_{MT,CO_2} 分别为CHP和MT的碳排放量； $E_{CO_2,a}$ 为系统实际碳排放量； $P_{CHP,h}(t)$ 为CHP在 t 时段的产热功率； a_{CO_2} 、 b_{CO_2} 和 c_{CO_2} 为CHP的碳排放系数； d_{CO_2} 为MT的碳排放系数。

1.3.2 系统碳排放权配额

$$E_0 = \sum_{t=1}^T A [P_{CHP,e}(t) + P_{MT,e}(t) + P_{wind}(t) + P_{pv}(t)] \quad (16)$$

式中： E_0 为系统碳排放权配额； $P_{MT,e}(t)$ 、 $P_{wind}(t)$ 、 $P_{pv}(t)$ 分别为 t 时段MT、风、光伏发电功率； A 为单位电能碳排放配额。

1.3.3 梯级碳交易成本

参与到碳交易市场的碳排放权交易额 E_{CO_2} 为系统实际碳排放量与碳排放权配额之差。其表达式为

$$E_{CO_2} = E_{CO_2,a} - E_0 \quad (17)$$

梯级碳交易机制将碳排放权交易额分成若干个区间，需要购买的碳排放权配额越多，相应区间的交易价格也就越高^[17]。碳交易成本 m_1 为

$$m_1 = \begin{cases} \gamma E_{CO_2}, & E_{CO_2} \leq l \\ \gamma(1+\alpha)[E_{CO_2} - l] + \gamma l, & l < E_{CO_2} \leq 2l \\ \gamma(1+2\alpha)[E_{CO_2} - 2l] + (2+\alpha)\gamma l, & 2l < E_{CO_2} \leq 3l \\ \gamma(1+3\alpha)[E_{CO_2} - 3l] + (3+\alpha)\gamma l, & 3l < E_{CO_2} \leq 4l \\ \gamma(1+4\alpha)[E_{CO_2} - 4l] + (4+\alpha)\gamma l, & 4l < E_{CO_2} \end{cases} \quad (18)$$

式中： γ 为碳交易基价； α 为碳交易价格增长率； l 为碳排放量区间长度。

2 考虑梯级碳交易机制和P2G两阶段运行的IES优化运行模型

2.1 目标函数

本文将IES的碳交易成本 m_1 、系统运行成本 m_2 和新能源利用率相关成本 m_3 综合考虑，构建优化运行目标函数 M ，其表达式为

$$\min M = m_1 + m_2 + m_3 \quad (19)$$

2.1.1 碳交易成本

碳交易成本 m_1 见式(18)。

2.1.2 系统运行成本

系统运行成本包括CHP、EL、MR、CCS、HFC、MT、ER运行成本。

$$C_1 = \sum_{t=1}^T \left\{ a_1 [P_{CHP,e}(t) + C_{v1} P_{CHP,h}(t)] + b_1 [P_{CHP,e}(t) + C_{v1} P_{CHP,h}(t)]^2 \right\} \quad (20)$$

$$C_2 = \sum_{t=1}^T c_1 P_{CHP,e3}(t) \quad (21)$$

$$C_3 = \sum_{t=1}^T d_1 C_{CC}(t) \quad (22)$$

$$C_4 = \sum_{t=1}^T e_1 P_{CHP,e2}(t) + f_1 C_{CC}(t) \quad (23)$$

$$C_5 = \sum_{t=1}^T g_1 P_{CHP,h2}(t) \quad (24)$$

$$C_6 = \sum_{t=1}^T h_1 P_{MT,gs}(t) \quad (25)$$

$$C_7 = \sum_{t=1}^T i_1 P_{ER,e}(t) \quad (26)$$

$$m_2 = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 \quad (27)$$

式中： C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 、 C_5 、 C_6 、 C_7 分别为CHP、EL、MR、CCS、HFC、MT、ER的运行成本； a_1 、 b_1 为CHP运行成本系数； c_1 为EL运行成本系数； d_1 为MR运行成本系数； e_1 为CCS运行成本系数； f_1 为二氧化碳封存成本系数； g_1 为HFC发电产热成本系数； h_1 为MT运行成本系数； i_1 为ER运行成本系数。

2.1.3 新能源利用率相关成本

$$m_3 = \sum_{t=1}^T [j_1 P_{cwind}(t) + k_1 P_{cpv}(t)] \quad (28)$$

式中： j_1 和 k_1 分别为未利用的风能、光能成本系数。

2.2 约束条件

本模型的约束包含电热冷气氢功率平衡约束、各环节运行约束。

2.2.1 功率平衡约束

1) 电功率约束条件。任意时刻的发电量与负荷用电量相等。

$$P_{wind}(t) + P_{pv}(t) + P_{CHP,e1}(t) + P_{MT,e}(t) + P_{HFC,e}(t) = P_{pl}(t) + P_{ER,e}(t) \quad (29)$$

式中： $P_{pl}(t)$ 为 t 时段电负荷功率。

2) 热功率约束条件。由于热网的惯性可以维持温度，因此供热量与需求之间可以在有限的范围内存在不平衡。

$$\delta_{1,\min} P_{hl}(t) \leq P_{CHP,h}(t) + P_{MT,h}(t) + P_{HFC,h}(t) + P_{EL,h}(t) - P_{hl}(t) \leq \delta_{1,\max} P_{hl}(t) \quad (30)$$

式中: $P_{hl}(t)$ 为 t 时段热负荷功率; $\delta_{1,max}$ 和 $\delta_{1,min}$ 分别为热负荷调整的上、下限比例。

3) 冷功率约束条件。冷功率与热功率类似, 同样也存在惯性。

$$\delta_{2,min} P_{cl}(t) \leq P_{ER,c}(t) + P_{MR,c}(t) - P_{cl}(t) \leq \delta_{2,max} P_{cl}(t) \quad (31)$$

式中: $P_{cl}(t)$ 为 t 时段冷负荷功率; $\delta_{2,max}$ 和 $\delta_{2,min}$ 分别为冷负荷调整的上、下限比例。

4) 气功率约束条件。MR合成甲烷与气源共同供应MT和气负荷。

$$P_{gl}(t) + P_{MT,gs}(t) = P_s(t) + P_{MT,gs}(t) \quad (32)$$

式中: $P_{gl}(t)$ 为 t 时段气负荷功率; $P_s(t)$ 为 t 时段气源功率。

5) 氢功率约束条件。EL制氢供应HFC与MR的氢能需求。

$$P_{HFC,H2}(t) + P_{MR,H2}(t) = P_{EL,H2}(t) \quad (33)$$

2.2.2 各环节运行约束

1) CHP运行出力约束。

$$P_{CHP,e}^{min} \leq P_{CHP,e}(t) \leq P_{CHP,e}^{max} \quad (34)$$

$$P_{CHP,h}^{min} \leq P_{CHP,h}(t) \leq P_{CHP,h}^{max} \quad (35)$$

$$\max \left\{ \begin{array}{l} P_{CHP,e}^{min} - C_{v1} P_{CHP,h}(t), \\ C_m (P_{CHP,h}(t) - P_{CHP,h0}) \end{array} \right\} \leq P_{CHP,e}(t) \leq P_{CHP,e}^{max} - C_{v2} P_{CHP,h}(t) \quad (36)$$

式中: $P_{CHP,e}^{max}$ 和 $P_{CHP,e}^{min}$ 分别为CHP发电功率上、下限; $P_{CHP,h}^{max}$ 和 $P_{CHP,h}^{min}$ 为CHP产热功率上、下限; C_{v1} 和 C_{v2} 分别为CHP功率最小和最大时的电热转换系数; C_m 为CHP热电功率的线性供给斜率; $P_{CHP,h0}$ 为CHP电功率最小时的热功率。

2) CCS、EL、MR、HFC运行约束。

$$P_{CHP,e2}^{min} \leq P_{CHP,e2}(t) \leq P_{CHP,e2}^{max} \quad (37)$$

$$P_{CHP,e3}^{min} \leq P_{CHP,e3}(t) \leq P_{CHP,e3}^{max} \quad (38)$$

$$P_{MR,H2}^{min} \leq P_{MR,H2}(t) \leq P_{MR,H2}^{max} \quad (39)$$

$$P_{HFC,H2}^{min} \leq P_{HFC,H2}(t) \leq P_{HFC,H2}^{max} \quad (40)$$

$$\Delta P_{CHP,e3}^{min} \leq P_{CHP,e3}(t+1) - P_{CHP,e3}(t) \leq \Delta P_{CHP,e3}^{max} \quad (41)$$

$$\Delta P_{MR,H2}^{min} \leq P_{MR,H2}(t+1) - P_{MR,H2}(t) \leq \Delta P_{MR,H2}^{max} \quad (42)$$

$$\Delta P_{HFC,H2}^{min} \leq P_{HFC,H2}(t+1) - P_{HFC,H2}(t) \leq \Delta P_{HFC,H2}^{max} \quad (43)$$

式中: $P_{CHP,e2}^{max}$ 和 $P_{CHP,e2}^{min}$ 分别为CHP在 t 时段供应给CCS电功率的上、下限; $P_{CHP,e3}^{max}$ 和 $P_{CHP,e3}^{min}$ 分别为CHP供应给EL电功率的上、下限; $P_{MR,H2}^{max}$ 和 $P_{MR,H2}^{min}$ 分别为EL供应给MR氢功率的上、下限; $P_{HFC,H2}^{max}$ 和 $P_{HFC,H2}^{min}$ 分别为EL供应给HFC氢功率的上、下限; $\Delta P_{CHP,e3}^{max}$ 和 $\Delta P_{CHP,e3}^{min}$ 分别为EL爬坡约束的上、下限; $\Delta P_{MR,H2}^{max}$ 和 $\Delta P_{MR,H2}^{min}$ 分别为MR爬

坡约束的上、下限; $\Delta P_{HFC,H2}^{max}$ 和 $\Delta P_{HFC,H2}^{min}$ 分别为HFC爬坡约束的上、下限。

2.2.3 其他环节运行约束

$$P_{MT,e}^{min} \leq P_{MT,e}(t) \leq P_{MT,e}^{max} \quad (44)$$

$$P_{ER,e}^{min} \leq P_{ER,e}(t) \leq P_{ER,e}^{max} \quad (45)$$

$$P_s^{min} \leq P_s(t) \leq P_s^{max} \quad (46)$$

$$\Delta P_{MT,e}^{min} \leq P_{MT,e}(t+1) - P_{MT,e}(t) \leq \Delta P_{MT,e}^{max} \quad (47)$$

$$\Delta P_{ER,e}^{min} \leq P_{ER,e}(t+1) - P_{ER,e}(t) \leq \Delta P_{ER,e}^{max} \quad (48)$$

式中: $P_{MT,e}^{max}$ 和 $P_{MT,e}^{min}$ 分别为MT电功率上、下限; $P_{ER,e}^{max}$ 和 $P_{ER,e}^{min}$ 分别为ER耗电功率上、下限; P_s^{max} 、 P_s^{min} 分别为气源功率上、下限; $\Delta P_{MT,e}^{max}$ 和 $\Delta P_{MT,e}^{min}$ 分别为MT爬坡约束上、下限; $\Delta P_{ER,e}^{max}$ 和 $\Delta P_{ER,e}^{min}$ 分别为ER爬坡约束上、下限。

3 算例分析

以24 h为优化调度周期进行仿真验证。风光及各负荷预测曲线如图3所示, 各运行环节相关参数参考文献[14, 22]。碳交易成本计算参数取 $\gamma=108$ 元/t, $\alpha=25\%$, $l=75$ t, $A=0.798$ t/MWh。本文建立的IES低碳经济调度模型含混合整数非线性模型, 因此求解工具采用通过Yalmip调用的IPOPT商业求解器。

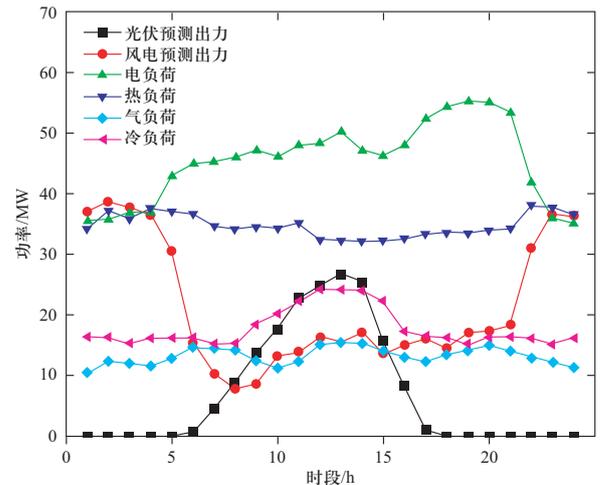


图3 风光及各负荷预测曲线

Fig. 3 Wind, solar and various load prediction curves

为验证所提模型的风光消纳能力及低碳经济性, 设置5种场景分析比较。

场景1: 不考虑CCS、P2G和梯级碳交易机制;

场景2: 不考虑CCS和P2G, 考虑梯级碳交易机制;

场景3: 不考虑CCS, 考虑P2G和梯级碳交易机制;

场景4: 考虑CCS、P2G和梯级碳交易机制;

场景5: 考虑CCS、P2G两阶段运行和梯级碳交易机制(本文所提优化调度模型)。

3.1 所提模型优化结果分析

场景5为本文所提优化调度模型, 其电热气冷氢优化结果如图4至图8所示。

3.1.1 电、热优化结果分析

由图4和图5可知, 风电、光伏、CHP、MT和HFC供应电负荷及ER的电能需求, MT、CHP、EL、HFC供应热负荷需求。MT是系统中重要气电冷热耦合环节, 长期处于工作状态, 以便系统保持平衡。

在风光高发时段(0:00—5:00、10:00—15:00、22:00—24:00), CHP机组“以热定电”的特性限制了风光消纳, 因此CHP将主要电能供应给

CCS与EL, 电负荷、ER的主要电能由风光提供, 进而使得风光得到消纳, 其余少量电能由MT和HFC提供; 热负荷需求以CHP供应为主, EL、HFC供应为辅。

在风光低发时段(5:00—10:00、15:00—22:00), CHP产生的电能需要首先满足电负荷的需求, 无多余电能供应给P2G两阶段运行环节, 因此EL与HFC基本处于停机状态, 电负荷需求主要由CHP、风电、MT供应, 热负荷需求由CHP、MT供应。

3.1.2 气、冷、氢优化结果分析

由图6至图8可知, 气源、MR供应MT和气负荷的天然需求, MT、ER供应冷负荷需求。EL制氢提供MR、HFC的氢能。

在风光高发时段, 由电热优化结果可知, EL、HFC、MR处于工作状态。EL进行热氢联产, HFC进

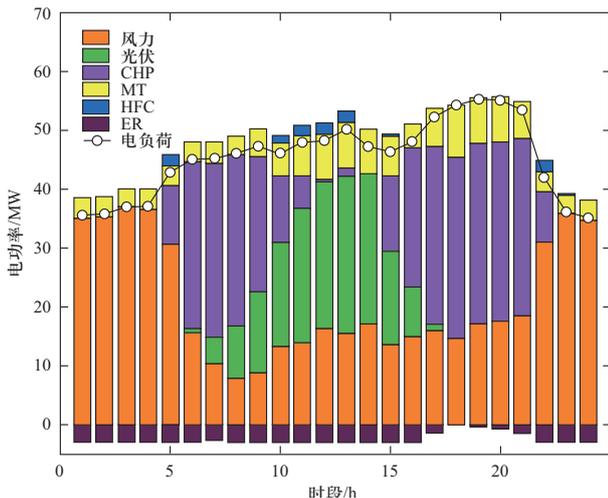


图4 电功率优化结果

Fig. 4 Electrical power optimization results

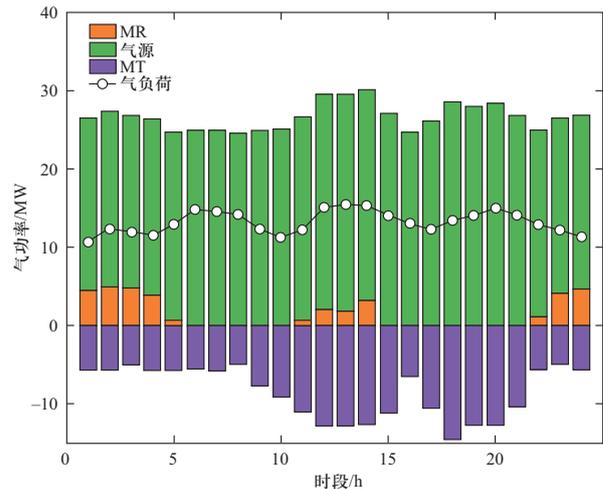


图6 气功率优化结果

Fig. 6 Gas power optimization results

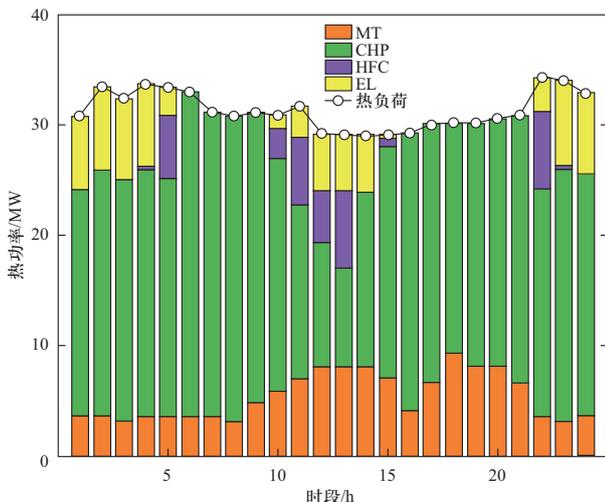


图5 热功率优化结果

Fig. 5 Thermal power optimization results

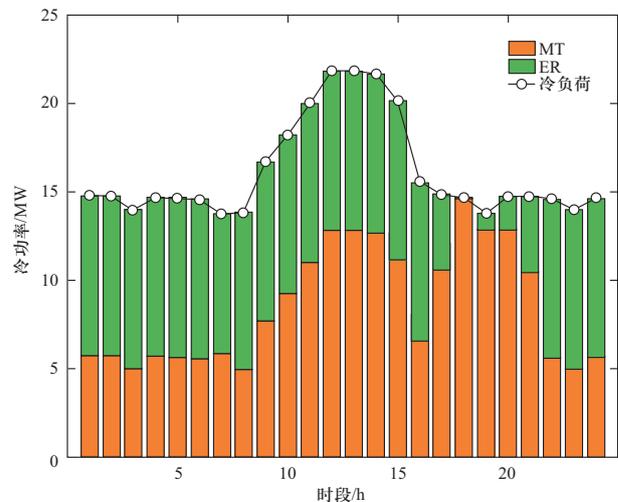


图7 冷功率优化结果

Fig. 7 Cold power optimization results

行热电联产, MR利用氢气和二氧化碳合成甲烷减少了气源的输出, ER消耗电能产生冷能, 供应部分冷负荷, 其余冷负荷由MT供应; 在风光低发时段, 气负荷由气源和MT供应, 冷负荷由MT、ER供应, 氢能不生产也不消耗。

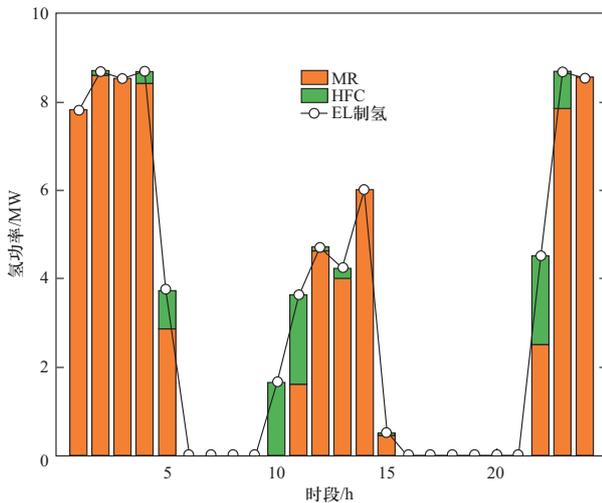


图 8 氢功率优化结果

Fig. 8 Hydrogen power optimization results

3.2 不同优化场景对比分析

3.2.1 风电出力对比分析

5种运行场景下的风电出力及风电预测出力如图9所示。由图可知, 从场景1到场景5风电消纳能力逐级提升。场景2与场景1相比, 梯级碳交易的引入不影响风电消纳能力, 且场景1、场景2不含CCS和P2G, 电负荷不足以消耗全部风电; 场景3引入P2G, 在风力高

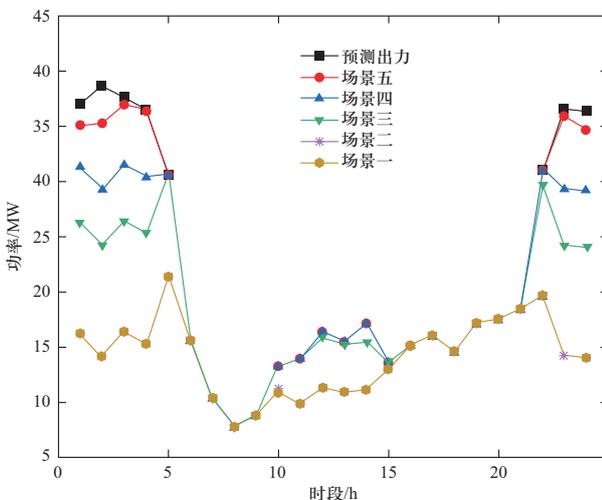


图 9 各场景风电出力情况

Fig. 9 Wind power output in each scenario

发时段, 将过剩的电能转化为天然气能, 风能利用率有所提高; 场景4引入CCS, CCS消耗电能进行碳捕集, 提升了系统的风电消纳能力; 场景5将P2G细化为两阶段进行并加入了HFC, 实现了氢能向电热能直接转化, 进一步提升了系统的风电消纳能力。

3.2.2 光伏出力对比分析

5种运行场景下的光伏出力及光伏预测出力如图10所示。与风电出力类似, 场景1和场景2光伏利用率相同; 场景3中P2G的引入需要消耗电能, 可以提高光伏发电的消纳能力; 场景4与场景3相比加入了CCS, 进一步提高了光伏发电的消纳能力; 场景5与场景4相比引入了氢能的精细化利用, 但是受限于CHP机组的输出功率上下限并未提高光伏发电的消纳能力。

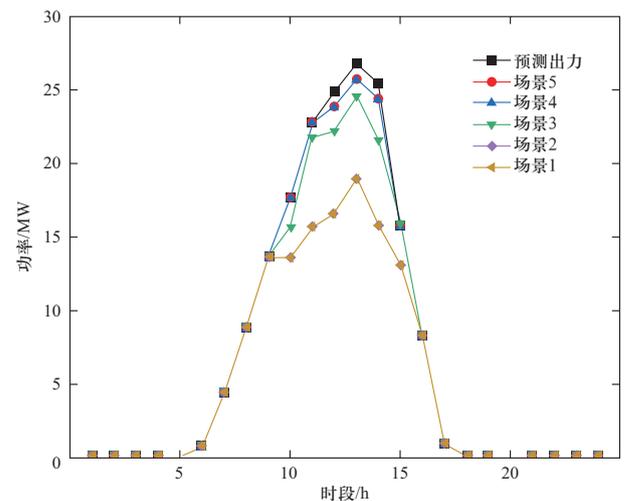


图 10 各场景光伏出力情况

Fig. 10 Photovoltaic output in each scenario

3.2.3 碳排放量对比分析

5种运行场景下的碳排放量如图11所示。在风光高发时段, CHP机组出力减少, 故碳排放量降低。场景1、场景2、场景3中梯级碳交易机制和P2G的引入不会影响碳排放; 场景4中, CCS将二氧化碳捕获并传输给P2G, 降低了系统的碳排放; 场景5中, HFC利用氢能进行热电联产时, 不会产生碳排放, 因此相较于场景4碳排放量更低。

3.2.4 具体效益对比分析

5种运行场景下的效益如表1所示。由表1可知, 场景5相比其他4种场景优化效果最佳, 与场景4、场景3相比风能利用率分别提升了3.5%和10.19%, 碳排放量分别降低了0.064 t和0.173 t, 与之对应的碳交易成本也分别减少了0.56万元和3.23万元, 总体运行成

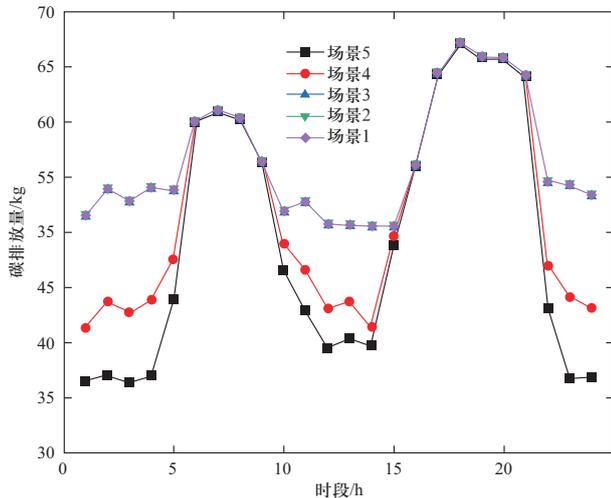


图 11 各场景碳排放量情况

Fig. 11 Carbon emissions of each scenario

本分别减少了3.88万元和8.74万元；场景5与场景2、场景1相比各项参数都明显更优，总体运行成本分别降低了18.17万元和18.62万元。

表 1 各种场景具体效益对比

Table 1 Specific benefit comparison of each scenario

参数	参数值				
	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
风能利用率/%	65.96	65.96	85.21	91.90	95.40
光伏利用率/%	83.92	83.92	92.43	96.28	96.28
碳排放量/t	1.359	1.359	1.359	1.250	1.186
碳交易成本/万元	7.94	7.50	5.36	2.69	2.13
运营成本/万元	35.86	35.41	25.98	21.12	17.24

结合表1具体分析，与场景1相比，场景2引入梯级碳交易机制后，碳交易成本降低了0.44万元；与场景1、场景2相比，场景3引入P2G后，风光利用率分别提升了19.25%和8.65%，同时由于碳排放配额的增加，碳交易成本分别减少了2.58万元和2.14万元；与场景3相比，场景4考虑CCS后，碳排放量降低了0.109 t，运营成本降低了18.7%；与场景4相比，场景5将P2G细化为EL、HFC、MR组合的两阶段运行过程，风能利用率提升了3.5%，碳排放量降低了0.064 t，运营成本减少了3.88万元。综上所述，考虑CCS和P2G两阶段运行的IES具有显著的多方面效益。

4 结论

本文提出了考虑梯级碳交易机制和细化P2G两阶段运行的IES调度模型，引入梯级碳交易机制，将CCS与P2G两阶段联合运行，提升了风光消纳能力和低碳经济性。具体结论如下。

1) 梯级碳交易机制能够引导IES减少碳交易成本。考虑梯级碳交易机制的场景2与场景1相比，碳交易成本降低了0.44万元。

2) IES中引入CCS后，可将CHP产生的二氧化碳捕获到MR，降低碳排放的同时提高系统风光利用率。相较于未考虑CCS的场景3，场景4碳排放量降低了0.109 t，风光利用率分别提高了6.69%和3.85%。

3) 考虑P2G两阶段运行，既可以提高风光利用率，又能够有效发掘氢能高能效的潜力；并且EL、HFC可以承担一部分CHP、MT的热电供给，进而降低CHP、MT的碳排放量，减少运营成本。本文所提模型与未考虑P2G的传统调度模型（场景2）相比运营成本降低了18.17万元，与考虑传统P2G的调度模型（场景4）相比降低了3.88万元。

后续研究可考虑环境成本对IES优化调度的影响；此外，本文未考虑能量转化设备的变工况特性，能源生产转化过程与实际存在偏差，后续研究可考虑设备变工况运行对系统的影响。

参考文献

- [1] MI Y Z, LIU C Y, YANG J Y, et al. Low-carbon generation expansion planning considering uncertainty of renewable energy at multi-time scales[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 261-272.
- [2] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 等. 基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 1-11.
CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11(in Chinese).
- [3] 江冰. 构建面向30·60的新型电力系统: 中国电力4.0的思考[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(6): 534-541.
JIANG Bing. Building new power system for 30·60—reflections on China's electricity 4.0[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(6): 534-541(in Chinese).
- [4] 陈宇沁, 曹晓冬, 王俊, 等. 综合能源系统综合需求响应行为研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(6): 89-97.

- CHEN Yuqin, CAO Xiaodong, WANG Jun, et al. Integrated demand response behavior of integrated energy system[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2020, 39(6): 89-97(in Chinese).
- [5] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(17): 5493-5506.
- CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(17): 5493-5506(in Chinese).
- [6] 李欣, 刘立, 黄婧琪, 等. 含耦合P2G和CCS的园区级综合能源系统优化调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2022: 1-8.
- LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimized scheduling of a park-level integrated energy system with coupled P2G and CCS[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2022: 1-8(in Chinese).
- [7] 李家珏, 李平, 王刚, 等. 计及弃风消纳的热电联产系统的日前调度模型[J]. *太阳能学报*, 2021, 42(9): 295-301.
- LI Jiajue, LI Ping, WANG Gang, et al. Day-to-day scheduling model for cogeneration system accounting for wind power accommodation[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2021, 42(9): 295-301(in Chinese).
- [8] 刁涵彬, 李培强, 王继飞, 等. 考虑电/热储能互补协调的综合能源系统优化调度[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(21): 4532-4543.
- DIAO Hanbin, LI Peiqiang, WANG Jifei, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering complementary coordination of electric/thermal energy storage[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(21): 4532-4543(in Chinese).
- [9] 周丹, 孙可, 郑朝明, 等. 考虑供热系统热储能特性的电-热综合系统随机优化调度模型研究[J]. *可再生能源*, 2020, 38(3): 380-387.
- ZHOU Dan, SUN Ke, ZHENG Chaoming, et al. A stochastic optimal dispatch method for integrated electrical-thermal energy system considering heat storage characteristics of heating system[J]. *Renewable Energy Resources*, 2020, 38(3): 380-387(in Chinese).
- [10] 刘天琪, 曾红, 何川, 等. 考虑电转气设备和风电场协同扩建的气电互联综合能源系统规划[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(8): 144-151.
- LIU Tianqi, ZENG Hong, HE Chuan, et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(8): 144-151(in Chinese).
- [11] 陈飞雄, 林炜晖, 邵振国. 含电转气和混合储能的微能网双层滚动优化控制方法[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(5): 23-31.
- CHEN Feixiong, LIN Weihui, SHAO Zhenguo. Two-layer receding horizon optimal control method for multi-energy microgrid with power-to-gas and hybrid energy storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(5): 23-31(in Chinese).
- [12] 邓杰, 姜飞, 王文焯, 等. 考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J]. *电网技术*, 2022, 46(5): 1692-1704.
- DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(5): 1692-1704(in Chinese).
- [13] 田丰, 贾燕冰, 任海泉, 等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(9): 3346-3355.
- TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. Source-load low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3346-3355(in Chinese).
- [14] MA Y M, WANG H X, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. *Energy*, 2021, 236: 121392.
- [15] 孙惠娟, 刘昀, 彭春华, 等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2021, 45(9): 3534-3545.
- SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3534-3545(in Chinese).
- [16] 李若男, 杨力俊, 赵晓丽. 基于空间模型的中国碳交易减排效果分析[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(5): 486-496.
- LI Ruonan, YANG Lijun, ZHAO Xiaoli. Reduction effect of China's carbon emission trading scheme based on spatial model analysis[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(5): 486-496(in Chinese).
- [17] 李明, 陈皓勇, 邱明, 等. 基于能量网络理论的区域综合能源系统运行优化研究[J]. *分布式能源*, 2018, 3(4): 1-8.
- LI Ming, CHEN Haoyong, QIU Ming, et al. Operation optimization of regional integrated energy system based on energy network theory[J]. *Distributed Energy*, 2018, 3(4): 1-8(in Chinese).
- [18] 彭春华, 张海洋, 孙惠娟, 等. 碳交易机制下综合能源市场多供能主体均衡竞价策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(2): 463-471.
- PENG Chunhua, ZHANG Haiyang, SUN Huijuan, et al. Balanced bidding strategy for multiple energy suppliers in the integrated energy market under carbon trading mechanism[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(2): 463-471(in Chinese).
- [19] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热

转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.

ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142(in Chinese).

- [20] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.

CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17(in Chinese).

- [21] 崔杨, 闫石, 仲悟之, 等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4264.

CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4254-4264(in Chinese).

- [22] 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(in Chinese).

收稿日期: 2022-07-05; 修回日期: 2022-09-14。



李贵君

作者简介:

李贵君(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统建模及仿真, E-mail: 1427697290@qq.com。

赵兴勇(1965), 男, 教授, 研究方向为新能源发电、分布式能源与微电网。通信作者, E-mail: shzhxy@163.com。

刘昊炆(1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电, E-mail: liuhy0903@163.com。

赖建中(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网运行与控制, E-mail: 1359944297@qq.com。

王雨祺(1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统建模及仿真, E-mail: 920504381@qq.com。

(责任编辑 张宇)