

考虑绿证 - 碳联合交易的含碳捕集和燃气掺氢的综合能源系统运行优化研究

唐 涛, 张 巍

上海理工大学机械工程学院, 上海

收稿日期: 2024年8月4日; 录用日期: 2024年8月27日; 发布日期: 2024年9月3日

摘 要

碳捕集和燃气掺氢都是实现综合能源系统绿色低碳的重要手段之一, 鼓励绿色能源发展的绿证配额制以及限制碳排放量的碳排放权交易制度在电力市场中应用广泛。为减少经济和碳排放的同时充分利用可再生能源, 本文提出一种考虑绿证 - 碳联合交易的含碳捕集和燃气掺氢的综合能源系统运行优化研究。首先, 引入碳捕集设备和燃气掺氢系统, 降低碳排和系统成本, 同时分析了掺氢比对碳排放的影响; 其次, 通过绿色证书交易机制与碳交易机制联合激励综合能源系统进一步绿色低碳, 并分析了绿证配额系数对系统经济性、碳排放和可再生能源消纳的影响; 最后构建不同场景下的综合能源系统运行优化研究, 在Matlab中利用gurobi求解器求解。算例结果表明, 本文所提出的模型能够有效提高系统的低碳性与经济性, 并提高可再生能源的消纳量。

关键词

绿证 - 碳联合, 碳捕集, 掺氢比, 运行优化, 综合能源系统

Study on Operation Optimization of Integrated Energy System with Carbon Capture and Gas Hydrogen Blending Considering Green Certificate and Carbon Joint Trading

Tao Tang, Wei Zhang

School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai

Received: Aug. 4th, 2024; accepted: Aug. 27th, 2024; published: Sep. 3rd, 2024

Abstract

Carbon capture and gas hydrogen blending are both important means to achieve green and low-carbon integrated energy system. The green certificate quota system to encourage the development of green energy and the carbon emission trading system to limit carbon emissions are widely used in the power market. In order to make full use of renewable energy while reducing economy and carbon emissions, this paper proposes an integrated energy system operation optimization strategy with carbon capture and gas hydrogen blending, which takes into account green certificate and carbon joint trading. Firstly, carbon capture equipment and gas hydrogen mixing system are introduced to reduce carbon emission and system cost, and the influence of hydrogen mixing ratio on carbon emission is analyzed; secondly, through the green certificate trading mechanism and carbon trading mechanism to stimulate the integrated energy system to further green low-carbon, and the effects of the green certificate quota coefficient on the system economy, carbon emissions and renewable energy consumption are analyzed; finally, a comprehensive energy system operation optimization strategy under different scenarios is constructed and solved by using gurobi solver in Matlab. The numerical results show that the proposed model can effectively improve the low carbon and economy of the system and increase the consumption of renewable energy.

Keywords

Green Certificate-Carbon Alliance, Carbon Capture, Hydrogen Blending Ratio, Operation Optimization, Integrated Energy System

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在第 75 届联合国大会上,我国宣布将加大对国家的决定性贡献,力争到 2030 年碳排放达到峰值,到 2060 年实现碳中和[1]。低碳能源转型是实现双碳目标的关键[2]。众所周知,综合能源系统在减少碳排放方面具有巨大优势[3]。

氢能是一种零污染、零排放的二次绿色能源,可在 IES 中发挥其低碳清洁、安全高效等特性。文献[4]和[5]都是针对氢能的特性,进行电解槽(electrolyzer, EL)、甲烷化反应器(methane reactor, MR)和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)建模等氢能设备建模,构建了综合能源系统低碳经济运行模型,结果表明所提方案对能源效率的利用和协调运行的能力都有巨大提升。

上述关于氢能建模及利用等方面已取得一定的成果,但对氢能的考虑未得到全面利用,少有研究燃气掺氢等对氢能 IES 运行的影响。文献[6]构建风电-氢能-掺氢天然气(Hydrogen Enriched Compressed Natural Gas, HCNG)耦合系统,分析了掺氢比和容量配置问题对系统运行影响,算例不同场景的对比验证了管道掺氢的可行性和经济性。文献[7]为验证模型的合理性和有效性,对燃气掺氢后的气网进行动态分析,寻求考虑燃气掺氢的最优能流模型;文献[8]利用 HCNG 的热值表达式推导分析燃气掺氢对系统的运行影响。上述文献大多针对燃气掺氢的动态建模方面或者研究燃气掺氢对系运行的影响。

碳捕集作为一种低碳手段,在能源行业低碳化的趋势下具有重要研究意义。文献[9]和[10]都考虑碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)与市场机制结合,同时在负荷侧考虑需求响应,提升了碳捕集出力的灵活性,又降低了系统运行优化的经济性。除了碳捕集、燃气掺氢等技术手段,政府还推出了碳

交易机制、绿证交易机制等政策支持来进一步推进碳排放。文献[11]-[13]将绿证 - 碳联合机制引入系统, 通过绿证历史交易, 分别分析绿证数量对市场交易的影响和绿证与碳交易的阶梯区间长度、基础交易价格对结果运行优化的影响。以上文献主要是将绿证和碳交易机制联合, 引入综合能源系统, 和氢能利用、碳捕集等技术共同推进系统经济性和低碳性。绿证 - 碳联合交易对综合能源系统降碳方面都起重要激励作用, 将成为未来的发展趋势。

基于上述背景, 本文提出一种考虑绿证 - 碳联合交易的含碳捕集和燃气掺氢的综合能源系统运行优化研究。首先, 利用碳捕集设备和燃气掺氢降低系统碳排放, 并分析了掺氢比对系统经济和碳排的影响。然后提出绿证 - 碳联合交易机制来激励系统进一步降低经济和碳排, 并分析了绿证配额对系统运行的影响。最后构建综合能源系统运行优化场景, 对不同场景下的 IES 的低碳性和经济性进行讨论、分析与验证。

2. 综合能源运行框架

本文所提考虑绿证 - 碳联合交易的含碳捕集和燃气掺氢的综合能源系统框架如图 1 所示, 分为三个部分, 分别为能源供应侧、能源转换侧和负荷侧。

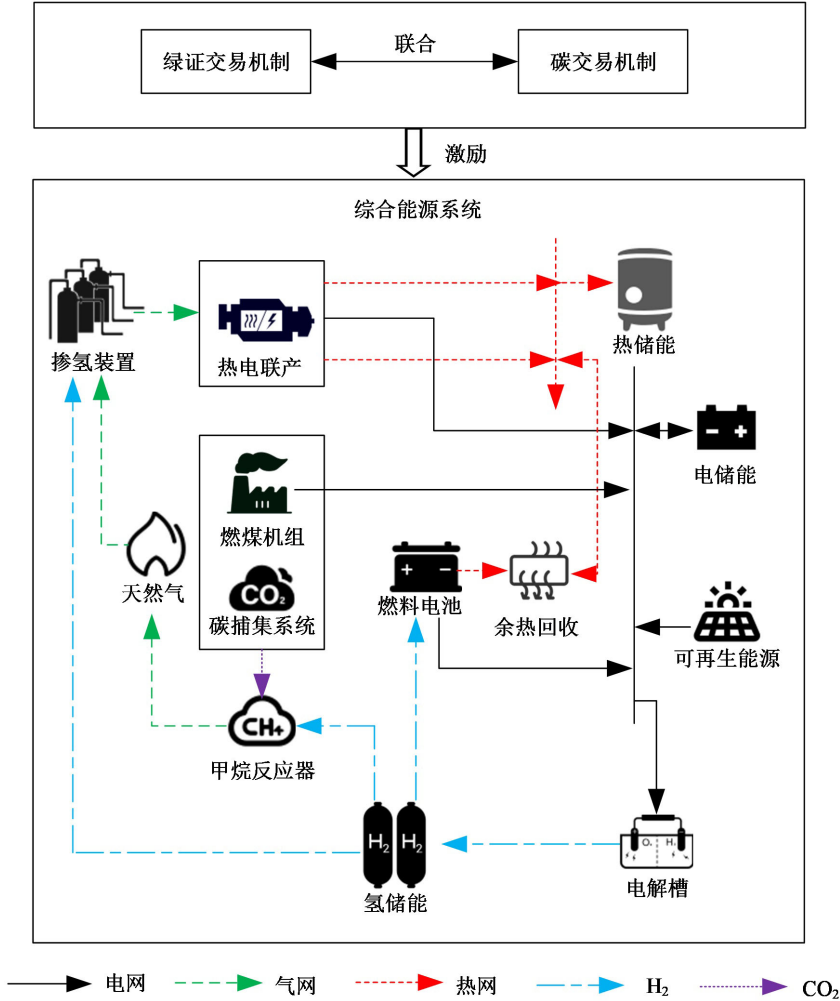


Figure 1. Structural diagram of the integrated energy system
图 1. 综合能源系统结构图

能源供应侧主要包括火电燃煤机组、风力发电机组、热电联产机组以及 HFC。能源转换侧主要包括氢能利用环节、热电供应环节和多源储能环节。其中, 氢能利用环节包括电解氢环节、甲烷制气环节以及氢转热电环节, 分别对应 HFC、EL 和 MR。热电供应环节主要为热电联产系统。多源储能环节包括了储能、热储能以及氢储能电。负荷侧包括电、热、气负荷。此外, 系统还包括碳捕集系统, 碳捕集不仅能减少碳排放量, 还能将捕集的 CO_2 作为 MR 制取甲烷的部分原料, 减少系统成本。

电解槽制氢, 产生的氢气可以作为 HFC 和 MR 的原料之外, 还可以通过掺氢装置将氢气以一定比例注入气网。由于氢能具有零污染、零排放的高效低碳清洁特性, 相较传统 CHP 机组, 掺氢天然气供应的掺氢 CHP, 在利用过程中能更有效降低 IES 的碳排放量, 对环境友好。同时, 绿证 - 碳联合机制激励综合能源系统进一步向低碳、安全、清洁、高效以及灵活转型。

2.1. 氢能生产、利用环节建模

本文提出的氢能生产和利用结构如图 2 所示。氢能的生产主要由电解槽提供, 氢能的利用主要为将产生的氢气一部分提供给燃料电池和甲烷反应器, 另一部分通过掺氢装置将氢气注入气网, 提供给掺氢热电联产。同时, 系统盈余的氢将流入储氢罐中, 在负荷需求较高的时段为系统缓解供能压力, 同时在风电出力较大时, 通过制氢将氢储存起来, 消纳风电。

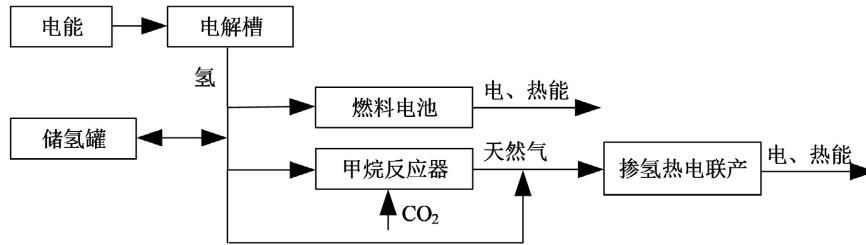


Figure 2. Diagram of hydrogen energy production and utilization
图 2. 氢能生产和利用结构图

(1) 电解槽模型[14]

$$\begin{cases} P_{\text{H}_2,t} = \eta_{\text{EL}} P_{\text{EL},t} \\ P_{\text{min,EL}} \leq P_{\text{EL},t} \leq P_{\text{max,EL}} \\ -d_{\text{EL,min}} \leq P_{\text{EL},t+1} - P_{\text{EL},t} \leq d_{\text{EL,max}} \end{cases} \quad (1)$$

式中, $P_{\text{EL},t}$ 为电解槽 t 时刻电功率输入; $P_{\text{H}_2,t}$ 为电解槽 t 时刻氢功率输出; $P_{\text{max,EL}}$ 、 $P_{\text{min,EL}}$ 分别为电解槽输入的功率的最大值和最小值; η_{EL} 为电解槽的电 - 氢转化效率; $d_{\text{EL,max}}$ 、 $-d_{\text{EL,min}}$ 分别为电解槽爬坡速率的最大值和最小值。

(2) 燃料电池模型

$$\begin{cases} P_{\text{HFC,e},t} + Q_{\text{HFC,h},t} = \eta_{\text{HFC}} P_{\text{HFC},t} \\ P_{\text{min,HFC}} \leq P_{\text{HFC},t} \leq P_{\text{max,HFC}} \\ -d_{\text{HFC,min}} \leq P_{\text{HFC},t+1} - P_{\text{HFC},t} \leq d_{\text{HFC,max}} \\ k_2 \leq Q_{\text{HFC,h},t} / P_{\text{HFC,e},t} \leq k_1 \end{cases} \quad (2)$$

式中, $P_{\text{HFC},t}$ 为燃料电池 t 时刻的氢功率输入; $Q_{\text{HFC,h},t}$ 为燃料电池 t 时刻的热功率输出; η_{HFC} 为燃料电池的电热总效率; $P_{\text{HFC,e},t}$ 为燃料电池 t 时刻的电功率输出; $P_{\text{max,HFC}}$ 和 $P_{\text{min,HFC}}$ 为氢燃料电池氢功率输入的最大

值和最小值; k_1 和 k_2 为氢燃料电池热电功率比的最大值和最小值; $d_{\text{HFC,max}}$ 、 $-d_{\text{HFC,min}}$ 分别为氢燃料电池爬坡速率的最大值和最小值。

(3) 甲烷反应器模型[15]

$$\begin{cases} P_{\text{MR},g,t} = \eta_{\text{MR}} P_{\text{MR},t} \\ P_{\text{MR,min}} \leq P_{\text{MR},t} \leq P_{\text{MR,max}} \\ -d_{\text{MR,min}} \leq P_{\text{MR},t+1} - P_{\text{MR},t} \leq d_{\text{MR,max}} \end{cases} \quad (3)$$

式中, $P_{\text{MR},t}$ 为甲烷反应器 t 时刻氢功率输入; $P_{\text{MR},g,t}$ 为甲烷反应器 t 时刻天然气功率输出; η_{MR} 为甲烷反应器的转换效率; $P_{\text{MR,max}}$ 和 $P_{\text{MR,min}}$ 分别为甲烷反应器氢功率输入的最大值和最小值; $d_{\text{MR,max}}$ 、 $-d_{\text{MR,min}}$ 分别为甲烷反应器爬坡速率的最大值和最小值。

(4) 掺氢热电联产模型

由 GB 17820-2018《天然气》中相关指标, 设定掺氢比上限为 10% [16]。天然气掺入氢气后的掺氢热电联产模型可表示为:

$$\begin{cases} 0 \leq \lambda_t \leq 10\% \\ \kappa_{\text{mix}} = \lambda_t \kappa_{\text{H}_2} + (1 - \lambda_t) \kappa_{\text{CH}_4} \\ P_{\text{CHP},e,t} + P_{\text{CHP},h,t} = \mu_{\text{CHP}} P_{\text{CHP},t} \\ \nu_{\text{CHP,min}} P_{\text{CHP},e,t} \leq P_{\text{CHP},h,t} \leq \nu_{\text{CHP,max}} P_{\text{CHP},e,t} \\ P_{\text{CHP},t} = \kappa_{\text{mix}} \left(\frac{P_{\text{CHP},\text{H}_2,t}}{\kappa_{\text{H}_2}} + \frac{P_{\text{CHP},g,t}}{\kappa_{\text{CH}_4}} \right) \\ \lambda(t) = \frac{P_{\text{CHP},\text{H}_2,t}}{\kappa_{\text{H}_2}} \left/ \left(\frac{P_{\text{CHP},\text{H}_2,t}}{\kappa_{\text{H}_2}} + \frac{P_{\text{CHP},g,t}}{\kappa_{\text{CH}_4}} \right) \right. \end{cases} \quad (4)$$

式中, λ_t 为掺氢热电联产 t 时刻的掺氢比; κ_{mix} 、 κ_{H_2} 、 κ_{CH_4} 分别为掺氢天然气、氢气和天然气的低位热值; $P_{\text{CHP},e,t}$ 、 $P_{\text{CHP},h,t}$ 、 $P_{\text{CHP},t}$ 分别为 t 时段掺氢热电联产机组的输出电、热功率和输入的掺氢天然气功率; μ_{CHP} 掺氢热电联产机组的电、热转换效率之和; $\nu_{\text{CHP,min}}$ 、 $\nu_{\text{CHP,max}}$ 分别为热电比可调上、下限。 $P_{\text{CHP},g,t}$ 、 $P_{\text{CHP},\text{H}_2,t}$ 分别为 t 时段掺氢装置输入掺氢热电联产机组的天然气和氢气功率。

2.2. CCGP 数学模型

本文采用烟气分流和储液容器共同作用的 CCGP, 一方面利用其“削峰填谷”能力, 给系统的灵活性提供更为充裕的容量, 另一方面实现捕获能耗时移。

碳捕集电厂的总发电功率 $P_{\text{G},t}$ 等于净输出功率 $P_{\text{N},t}$ 和碳捕集能耗功率 $P_{\text{C},t}$ 之和, 碳捕集能耗由固定能耗 $P_{\text{F},t}$ 和运行能耗 $P_{\text{p},t}$ 组成。具体建模如下:

$$\begin{cases} P_{\text{G},t} = P_{\text{N},t} + P_{\text{C},t} \\ P_{\text{C},t} = P_{\text{F},t} + P_{\text{p},t} \end{cases} \quad (5)$$

CCGP 的碳排放模型如下:

$$\begin{cases} P_{\text{p},t} = mE_{\text{CO}_2,t} \\ 0 \leq P_{\text{p},t} \leq P_{\text{p,max}} \\ E_{\text{G},t} = eP_{\text{G}} \\ E_{\text{CO}_2,t} = E_{\text{CG},t} + n\delta_t E_{\text{G},t} \\ \delta_{\text{min}} \leq \delta_t \leq \delta_{\text{max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中, m 为捕集单位 CO_2 的能耗, 取 $0.269 \text{ MW}\cdot\text{h/t}$; $E_{\text{CO}_2,t}$ 在 t 时段捕获的 CO_2 总量; $E_{G,t}$ 在 t 时段火电机组的 CO_2 总量 n 为碳捕集效率; δ_t 烟气分流比; e 火电机组碳排放系数; $\delta_{\min}$ 、 $\delta_{\max}$ 分别为烟气分流比的下限和上限。

2.3. 绿证 - 碳联合交易机制模型

为促进可再生能源的合理利用, 避免弃风、弃光的资源浪费, 为促进系统的绿色低碳, 我国分别制定了 GCT 机制和 CET 机制。二者的联合实施, 有利于促进绿证交易市场与碳交易市场的协调发展, 共同推进系统低碳经济运行。

(1) GCT 机制

综合能源系统使用风、光伏等非水可再生资源, 可以获得一定的绿证数量。如果获得的绿证数量少于分配的绿证配额, 电力系统需购买多余的绿证, 来满足绿证配额的平衡; 反之, 则可出售多余的绿证, 以获取收益。GCT 成本可表示为:

$$\begin{cases} J_{\text{GCT}} = \mu_{\text{GCT}} (E_{\text{IES,e}} - E_{\text{w}}) \\ E_{\text{w}} = \sum_{t=1}^T k_{\text{green}} P_{\text{w},t} \\ E_{\text{IES,e}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_e P_{e,t} \end{cases} \quad (7)$$

式中: J_{GCT} 为 GCT 成本; μ_{GCT} 为单位 GCT 价格。 $E_{\text{IES,e}}$ 为 IES 所需持有的绿证配额指标; E_{w} 为 IES 可再生发电获得的绿证数量; k_{green} 为风机发电量与绿证数量之间相互转化的量化系数, 1 本绿证对应 1 $\text{MW}\cdot\text{h}$ 的风电量; T 为一个调度周期; ε_e 为 IES 的绿证数量配额系数; $P_{e,t}$ 为 t 时刻系统所需总电量预测值; $P_{\text{w},t}$ 为 t 时刻风机输出电功率。

(2) CET 机制

碳交易机制是通过建立合法的碳排放权, 并允许生产商到市场进行碳排放权交易进而达到控制碳排放的目的[17]。IES 中的碳排放源主要有 3 类: 燃煤机组、CHP 和电网购电。同时, 考虑到 MR 的电转气过程会将部分 CO_2 吸收, 实际碳排放模型如下:

$$\begin{cases} E_{\text{IES,C}} = E_{\text{total,C}} - E_{\text{MR,C}} \\ E_{\text{total,C}} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{\text{total},t} + c_2 P_{\text{total},t}^2) \\ P_{\text{total},t} = P_{\text{CHP,e},t} + P_{\text{CHP,h},t} + P_{\text{G},t} \\ E_{\text{MR,C}} = \sum_{t=1}^T \eta_{\text{MR}} P_{\text{MR,g},t} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $E_{\text{IES,C}}$ 为 IES 的实际碳排放量; $E_{\text{total,C}}$ 为 CHP、燃煤机组、MR 总的碳排放量; $E_{\text{MR,C}}$ 为 MR 实际吸收的 CO_2 量; a_2 、 b_2 、 c_2 分别为耗天然气型供能设备的碳排放计算参数; η_{MR} 为 MR 设备氢能转天然气过程吸收 CO_2 的参数。

在考虑 GCT 和 CET 机制的基础上, 在碳排放权考核时, 可通过新能源供能引起的碳减排量抵消部分碳排放, 进而影响 CET 机制。本文通过对比燃煤发电与新能源发电产生的碳排放当量得到绿证引起的碳减排量:

$$E_{\text{green}} = D_{\text{coal}} - D_{\text{green}} \quad (9)$$

式中: E_{green} 为新能源发电引起的碳减排量; D_{green} 、 D_{coal} 分别为新能源供能和燃煤供能在各自产业链生命

周期的碳排放当量。

新能源供能抵消一部分碳排放量, 则 CET 成本可表示为:

$$J_{\text{CET}} = k_{\text{CET}} (E_{\text{IES,a}} - E_{\text{IES}} - E_{\text{green}} E_{\text{IES,e}}) \quad (10)$$

式中, k_{CET} 为单位 CET 价格。

3. 综合能源系统运行优化模型

3.1. 目标函数

考虑绿证 - 碳联合的含碳捕集和燃气掺氢的 IES 运行优化模型以系统一个调度周期内总运行成本作为目标。假设风电的发电成本为 0, 则系统的总运行成本共由的购能成本、弃风成本、燃煤成本、碳封存成本、CET 成本和 GCT 成本组成:

$$C = \min(C_{\text{buy}} + C_{\text{re}} + C_{\text{G}} + C_{\text{carbon}} + C_{\text{CET}} + C_{\text{GCT}}) \quad (11)$$

(1) 购能成本 C_{buy}

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \beta_t P_{\text{g,buy},t} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{g,buy},t}$ 为 t 时段的购气量; β_t 为 t 时段的天然气价格。

(2) 弃风成本 C_{re}

$$C_{\text{re}} = \delta_{\text{re}} \sum_{t=1}^T (P_{\text{re},t} - P_{\text{W},t}) \quad (13)$$

式中: $P_{\text{W},t}$ 为 t 时刻的风机出力值; $P_{\text{re},t}$ 为 t 时刻的风机预测出力最大值, δ_{re} 为单位功率的成本系数。

(3) 燃煤成本 C_{G}

$$C_{\text{G}} = a + bP_{\text{G}} + cP_{\text{G}}^2 \quad (14)$$

式中: a 、 b 、 c 分别为燃料成本系数。

(4) 碳封存成本 C_{carbon}

$$C_{\text{carbon}} = \sum_{t=1}^T [k_{\text{c}} (E_{\text{CO}_2,t} - E_{\text{MR,C}})] \quad (15)$$

式中: k_{c} 为封存单位质量的 CO_2 成本。

(5) CET 和 GCT 成本见式(10)和式(7)。

3.2. 约束条件

(1) 功率平衡

综合能源系统内部的电、热、氢、气功率需分别满足如下平衡约束:

$$\begin{cases} P_{\text{G},t} + P_{\text{W},t} + P_{\text{CHP},e,t} + P_{\text{HFC},e,t} + P_{\text{dis},e,t} + P_{\text{buy},e,t} = P_{\text{EL},e,t} + P_{\text{load},e,t} + P_{\text{ch},e,t} + P_{\text{C},t} \\ P_{\text{CHP},h,t} + P_{\text{dis},h,t} = P_{\text{load},h,t} + P_{\text{ch},h,t} \\ P_{\text{MR},\text{H}_2,t} + P_{\text{HFC},\text{H}_2,t} + P_{\text{CHP},\text{H}_2,t} + P_{\text{ch},\text{H}_2,t} = P_{\text{EL},\text{H}_2,t} + P_{\text{dis},\text{H}_2,t} \\ P_{\text{MR},\text{g},t} + P_{\text{dis},\text{g},t} + P_{\text{buy},\text{g},t} = P_{\text{CHP},\text{g},t} + P_{\text{ch},\text{g},t} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{dis},e,t}$ 、 $P_{\text{ch},e,t}$ 分别为 t 时段蓄电池的充电、放电功率; $P_{\text{dis},h,t}$ 、 $P_{\text{ch},h,t}$ 分别为 t 时段储热罐的储热、放热功率; $P_{\text{dis},\text{H}_2,t}$ 、 $P_{\text{ch},\text{H}_2,t}$ 分别为 t 时段储氢罐的储氢、放氢功率; $P_{\text{dis},\text{g},t}$ 、 $P_{\text{ch},\text{g},t}$ 分别为 t 时段储气罐的储

气、放气功率; $P_{\text{load,e},t}$ 、 $P_{\text{load,h},t}$ 、 $P_{\text{CHP,g},t}$ 分别为 t 时段系统的电、热、气负荷需求。

(2) 火电厂运行约束

火电厂出力约束和爬坡约束如下:

$$\begin{cases} P_{G,\min} \leq P_{G,t} \leq P_{G,\max} \\ -d_{\min} \leq P_{t+1}^c - P_t^c \leq d_{\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中, $P_{G,\min}$ 和 $P_{G,\max}$ 分别为火电出力的最小值和最大值; $-d_{\min}$ 和 $d_{\max}$ 分别为火电爬坡速率的最小值和最大值。

(3) 储能约束如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},i,t} \leq P_{\text{ch},i,\max} T_{\text{ch},i,t} \\ 0 \leq P_{\text{dis},i,t} \leq P_{\text{dis},i,\max} T_{\text{dis},i,t} \\ T_{\text{ch},i,t} + T_{\text{dis},i,t} \leq 1 \\ E_{\min,i,t} \leq E_{i,t} \leq E_{\max,i,t} \\ E_{i,t} = E_{i,t-1} (1 - \mu_{i,\text{loss}}) + \left(P_{\text{ch},i,t} \eta_{\text{ch},i,t} - \frac{P_{\text{dis},i,t}}{\eta_{\text{dis},i,t}} \right) \end{cases} \quad (18)$$

式中 $P_{\text{ch},i,t}$ 、 $P_{\text{dis},i,t}$ 分别为 i 储能设备在 t 时刻的充放功率; $T_{\text{ch},i,t}$ 、 $T_{\text{dis},i,t}$ 分别为 i 储能设备在 t 时刻的充放功率状态, 为 0~1 变量; $P_{\text{ch},i,\max}$ 、 $P_{\text{dis},i,\max}$ 分别为 i 储能设备在 t 时刻的充放功率的最大值和最小值; $E_{\min,i,t}$ 、 $E_{\max,i,t}$ 分别为 i 储能设备的最大和最小储能容量; $E_{i,t}$ 、 $E_{i,t-1}$ 分别为 i 储能设备在 t 时刻和 $t-1$ 时刻的储能容量; $\eta_{\text{ch},i,t}$ 、 $\eta_{\text{dis},i,t}$ 为 i 储能的充放效率。

(4) 风力发电约束:

$$0 \leq P_{W,t} \leq P_{\text{re},t} \quad (19)$$

碳捕集电厂约束见式(7), 电解槽、燃料电池、甲烷反应器、掺氢热电联产分别见式(1)~(4)。

4. 算例分析

4.1. 算例参数及场景说明

本文所提考虑绿证-碳联合交易的含碳捕集和燃气掺氢的综合能源系统低碳经济调度模型为混合整数线性模型, 可以利用 YALMIP 建模并调用 GUROBI 求解器进行该模型的求解[18]。

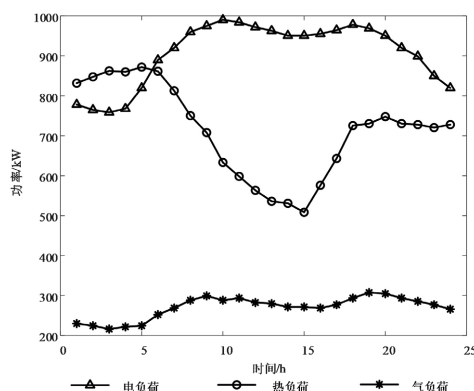


Figure 3. Load curve

图 3. 负荷曲线

为验证所提调度模型的有效性, 对某地区典型日进行仿真分析, 调度周期 $T = 24$ 小时。图 3 为该地区负荷曲线, 表 1 为系统参数。

针对本文所提考虑碳捕集与掺氢天然气的综合能源系统低碳经济调度模型的有效性。设置了以下 4 种场景:

场景 1: 考虑 CCP 的电 - 氢 IES 低碳经济调度模型, 仅考虑 CET。

场景 2: 考虑 CCP 和燃气掺氢的电 - 氢 IES 低碳经济调度模型, 固定燃气掺氢比例为 5%, 仅考虑 CET。

场景 3: 考虑 CCP 和燃气掺氢的电 - 氢 IES 低碳经济调度模型, 考虑变掺氢比且掺氢比例上限为 10%, 仅考虑 CET。

场景 4: 考虑 CCP 和燃气掺氢的电 - 氢 IES 低碳经济调度模型, 考虑变掺氢比且掺氢比例上限为 10%, 考 GCT-CET 联合交易机制。

Table 1. System parameters
表 1. 系统参数

参数	数值	参数	数值
1	3	4	7
$P_{G,max}$	400 MW	$P_{MR,max}$	250
$P_{G,min}$	100 MW	δ_{re}	0.75 元·kW ⁻¹
d_{min}, d_{max}	150, 150	β_t	3 元·m ³
$E_{G,t}$	0.9	a, b, c	0.12, 10.6, 73.4
$\kappa_{H_2}, \kappa_{CH_4}$	3911 MJ/m ³	k_c	30 元·t
$\eta_{EL}, \eta_{HFC}, \eta_{MR}$	0.87, 0.95, 0.6	μ_{GCT}	160 元·本
$P_{max,EL}$	450 MW	ε_e	0.25
$P_{max,HFC}$	250 MW	k_{CET}	120 元·t

4.2. 燃气掺氢分析

4.2.1. 固定掺氢比分析

表 2 为各场景的调度结果对比, 由表 2 可知, 在系统总经济指标和低碳指标上, 相比于场景 1, 考虑了燃气掺氢的场景 2、3 均取得了较优结果, 且相较于固定掺氢比, 考虑变掺氢比的方案 3 更优。

Table 2. Comparison of scheduling results in each scenario
表 2. 各场景的调度结果对比

场景	火电成本/ 万元	购能成本/ 万元	碳封存成本/ 万元	CET 成本/万 元	GCT 成本/ 万元	弃风成本/ 万元	净碳排放 量/吨	总成本/ 万元
1	148.90	166.99	8.54	-32.8	0	6.72	2687.48	300.35
2	151.19	138.13	7.89	-31.4	0	5.53	2763.45	272.06
3	154.48	120.87	8.75	-30.1	0	4.79	2878.04	258.79
4	149.06	118.6	7.32	-35.3	-8.9	2.12	2587.89	232.90

对比分析图 4 和表 2 可知, 场景 2 的总成本相比场景 1 降低了 9.4%, 其原因在于场景 2 考虑燃气掺氢, 将氢气通过掺氢装置注入气网, 为气负荷供能, 降低购气成本。

从系统碳排放看, 分析图 5 和表 2 可知, 场景 2 碳排放量对于场景 1 增大了 2.83%, 这是因为场景 2 固定了掺氢比, 在净负荷较大时, 为满足电功率平衡和一定制氢要求, 火电将增加出力, 因为火电的碳

排放系数较高, 所以场景 2 的碳排放较高。

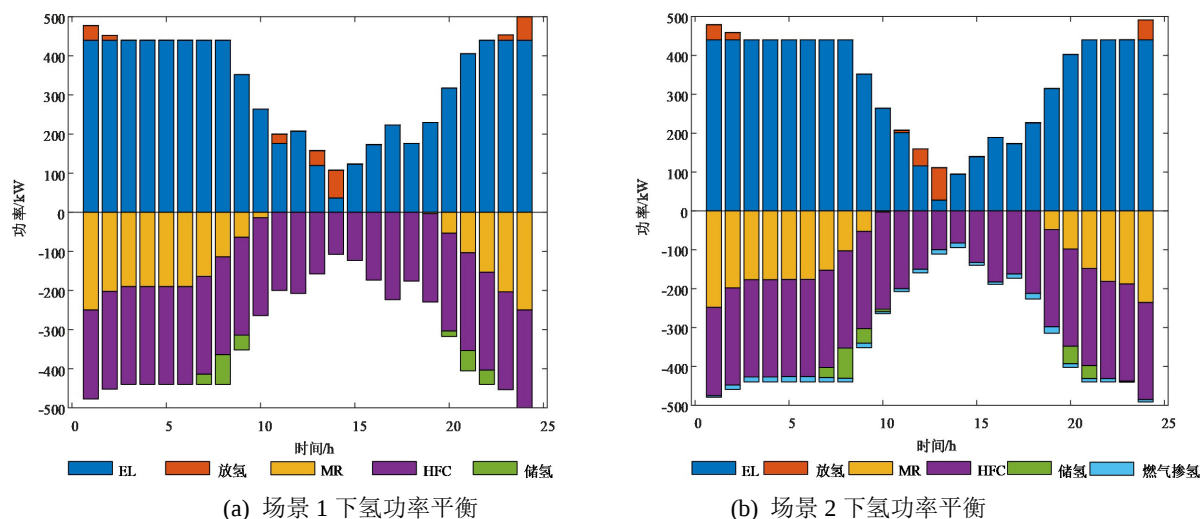


Figure 4. Hydrogen power balance in scenario 1 and 2

图 4. 场景 1 和场景 2 下氢功率平衡

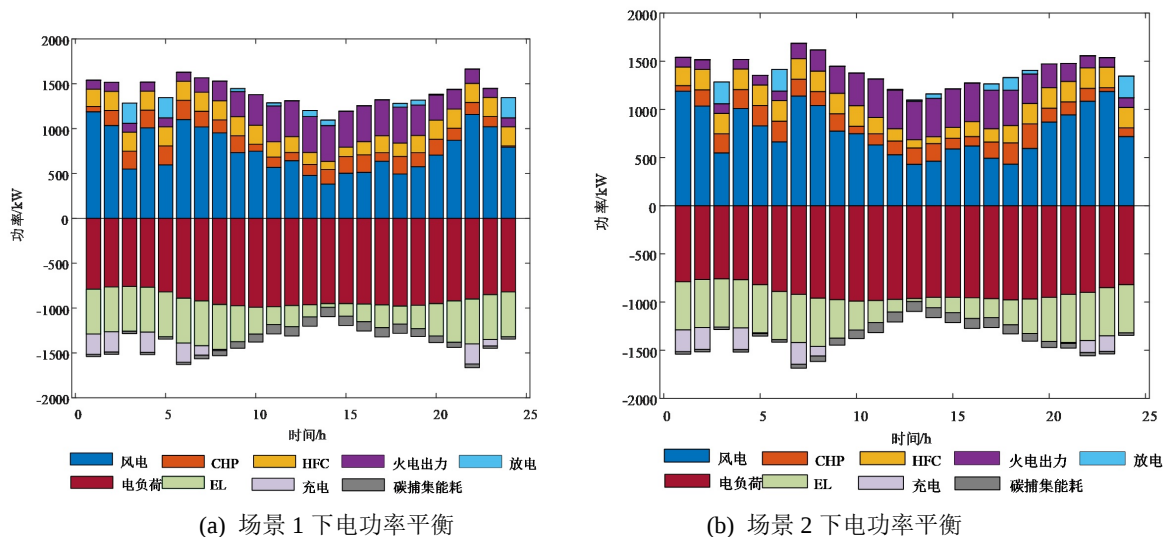


Figure 5. Electric power balance in scenario 1 and 2

图 5. 场景 1 和场景 2 下电功率平衡

4.2.2. 变掺氢比分析

图 6 为场景 2 和 3 的燃气掺氢与碳排放对比图。场景 3 以 10% 为掺氢比上限进行燃气掺氢, 对系统优化调度, 得到每个时段掺氢比的最优。由图 6 可得, 在 01:00~05:00 时段, 风电较高, 且电负荷处于低谷状态, 风电盈余量较多, 掺氢比维持在较高水平; 在 06:00~9:00 时段, 电负荷和气负荷上升, 风电出力减少, 导致掺氢比下降; 在 10:00~19:00 时段, 掺氢比维持在较低水平, 由于气负荷在 14:00~17:00 时段处于低谷期, 在 14:00~18:00 时段掺氢比有所提高; 在 19:00 时段, 气负荷处于峰值, 燃气掺氢比最低; 在 20:00~24:00 时段, 电负荷和气负荷下降, 风电增加, 导致燃气掺氢比逐渐提高, 直到掺氢比上限 10%。掺氢能够根据负荷和机组出力动态调整掺氢比, 提升了综合能源系统低碳经济调度策略的灵活性。

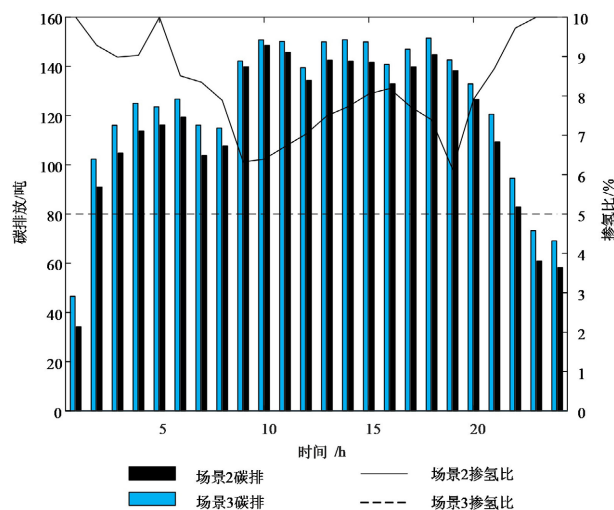


Figure 6. Comparison of gas hydrogen blending and carbon emissions in scenarios 2 and 3

图 6. 场景 2 和 3 的燃气掺氢与碳排放对比图

由表 2 和图 6 可得, 考虑变掺氢比的场景 3 比场景 2 总成本降低了 4.9%, 但碳排放在每一时间段都高于场景 2, 这是因为场景 3 每一时刻的掺氢比都高于场景 2, 根据制氢需求, 火电出力更高且火电出力系数高。说明了变掺氢比能有效提高系统经济性, 但碳排有所增加。

4.3. 绿证碳联合交易机制分析

方案 2 和 3 虽然都提高了系统经济性, 但对系统降碳能力并未充分发挥。场景 4 在 IES 优化模型中考虑 GCT-CET 联合交易, 相较于方案 3, 方案 4 的 IES 总成本和碳排放量分别下降 11.74% 和 10.08%。其原因在于场景 4 一方面通过在夜间风电出力高峰时段降低弃风率来提高 GCT 收益, 减少系统成本。另一方面风电出力提高, EL 电能需求提高, 缓解了制氢压力, 降低火电出力, 降低了系统碳排放。

探究绿证机制对系统影响, 由式(8)可知, 绿证数量配额系数、绿证交易价格的改变会影响 GCT 成本。图 7 为碳排放、系统成本与绿证配额系数关系, 如图 7 可知, 随着绿证配额系数的增大, 系统碳排放量减少, 但牺牲了系统运行的经济性。

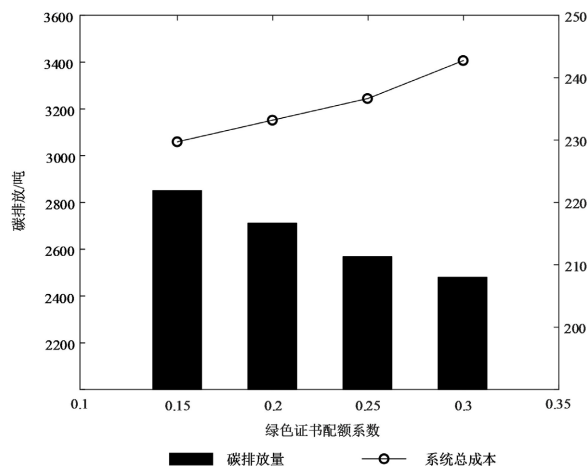


Figure 7. Relationship between carbon emissions, system costs and green certificate quota coefficients

图 7. 碳排放量、系统成本与绿证配额系数关系

本文综合考虑系统经济性和低碳性，设置绿证配额系数为 0.2。因为当绿证配额系数为 0.3 时，综合能源系统所需持有的绿证配额指标为 5698 MW，配额指标较高，此时风电剩余绿证数量较少，则系统 GCT 收益较低，系统总成本较高。当绿证配额系数为 0.15 时，综合能源系统所需持有的绿证配额指标较低，GCT 收益较高，此时系统总成本虽然最低，但碳排放量相比于配额系数为 0.3 时增加了，系统抑制碳排放能力不足，风电利用率较低。同时，系统在满足配额指标要求后剩余绿证数量较多，绿证价格随绿证数量的增加而降低，绿证对促进系统碳减排和风电利用率的激励作用慢慢变弱。虽然绿证配额系数的过大，不利于系统经济运行，但配额系数过小也不利于发挥 GCT 机制对系统碳减排和风电消纳的促进作用。

Table 3. Impact of different quota factors on system operation

表 3. 不同配额系数对系统运行影响

配额系数	MR 甲烷 生成量/km ³	燃气掺氢量 /km ³	HFC 耗氢量 /km ³
0.15	30.5	4.6	22.7
0.2	30.4	4.5	23.8
0.25	34.2	4.3	25.6
0.3	35.1	4.9	26.4

此外，表 3 为不同配额系数对系统运行影响，随着绿证配额系数的增大，系统消纳风电的能力越强，系统可以利用制氢消纳更多的风电资源，此时制取的氢可以作为 HFC、MR 的原料，也可以掺入天然气，实现氢能的多元利用。

5. 结论

本文利用碳捕集和燃气掺氢的降碳手段，绿证 - 碳联合交易机制的激励作用，构建了全新的综合能源系统低碳模型，同时分析了燃气掺氢对系统经济和碳排放的影响，分析了绿证 - 碳联合交易机制的有效性以及对系统运行的影响，通过设置 4 个场景进行对比分析，得出结论如下：

1) 在含碳捕集系统的 IES 基础上，考虑固定掺氢比的燃气掺氢场景总成本比没有考虑燃气掺氢降低了 9.4%，但系统的碳排放量却增大了 2.83%。

2) 较固定掺氢比，根据机组和负荷出力灵活调整掺氢比的场景，虽然碳排有所增加，但总成本进一步降低了 4.9%，同时还提升了综合能源系统运行优化的灵活性。

3) 绿证配额系数的合理设置至关重要。配额系数过大不利于系统经济运行，过小不利于系统的低碳和可再生能源的消纳。此外，合理的绿证配额系数更有利于系统内部实现氢能的多元利用。

参考文献

- [1] Yu, W.W., Wen, J.C., Can, W., et al. (2021) Evaluating the Use of BECCS and Afforestation under China's Carbon-neutral Target for 2060. *Applied Energy*, **299**, Article ID: 117263. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117263>
- [2] Wei, F., Zhong, F.T., Fan, Q.L., et al. (2022) A Two-Stage Optimal Scheduling Model of Integrated Energy System Based on CVaR Theory Implementing Integrated Demand Response. *Energy*, **263**, Article ID: 125783. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125783>
- [3] Wang, R., Wen, X., Wang, X., et al. (2022) Low Carbon Optimal Operation of Integrated Energy System Based on Carbon Capture Technology, LCA Carbon Emissions and Ladder-Type Carbon Trading. *Applied Energy*, **311**, Article ID: 118664. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118664>
- [4] 钱俊杰, 徐懂理, 袁乐, 等. 计及全过程碳足迹和灵活输出模型的综合能源系统低碳经济运行[J]. 广东电力, 2023, 36(10): 19-29.

-
- [5] 罗潇, 任洲洋, 温紫豪, 等. 考虑氢能系统热回收的电氢区域综合能源系统日前优化运行[J]. 电工技术学报, 2023, 38(23): 6359-6372.
 - [6] 杨紫娟, 田雪沁, 吴伟丽, 等. 考虑电解槽组合运行的风电-氢能-HCNG 耦合网络容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 76-85.
 - [7] 刘文昕, 方家琨, 胡可威, 等. 计及氢气-天然气混输的气电综合能源系统动态最优能流计算[J]. 电工技术学报, 2023, 38(S1): 1-17.
 - [8] 周步祥, 陈阳, 臧天磊, 等. 考虑气网掺氢与低碳奖赏的气电耦合系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 1-8.
 - [9] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 447-461.
 - [10] 崔杨, 谷春池, 付小标, 等. 考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8431-8446.
 - [11] 葛淑娜, 张彩玲, 王爽, 等. 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 231-237.
 - [12] 刘晓军, 聂凡杰, 杨冬峰, 等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2207-2222.
 - [13] 安江涛, 刘卫亮, 林永君, 等. 绿证-碳交易融合机制下含氢综合能源系统优化调度[J/OL]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2023-0528>, 2024-04-01.
 - [14] 李佳蓉, 林今, 邢学韬, 等. 主动配电网中基于统一运行模型的电制氢(P2H)模块组合选型与优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4021-4033.
 - [15] 孙惠娟, 阙炜新, 彭春华. 考虑电氢耦合和碳交易的电氢能源系统置信间隙鲁棒规划[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4477-4490.
 - [16] 全国天然气标准化技术委员会. 天然气: GB 17820-2018 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
 - [17] 王喜平, 王仕恒. 碳交易试点政策对电力碳减排的影响效应[J]. 分布式能源, 2023, 8(3): 10-16.
 - [18] Yang, D.F., Jiang, C., Cai, G.W., *et al.* (2020) Interval Method Based Optimal Planning of Multi-Energy Microgrid with Uncertain Renewable Generation and Demand. *Applied Energy*, 277, Article ID: 115491. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115491>