

# 提升多港口综合能源系统减碳价值的氢信用市场机制设计

谢应彪<sup>1</sup>, 侯慧<sup>1,2</sup>, 杨甲甲<sup>3</sup>, 王灼<sup>1,2</sup>, 董朝阳<sup>4</sup>, 于莉<sup>4</sup>

(1. 武汉理工大学自动化学院, 湖北省武汉市 430070; 2. 芬兰阿尔托大学电气工程与自动化学院, 埃斯波 02150, 芬兰; 3. 詹姆斯库克大学科学与工程学院, 汤斯维尔 4811, 澳大利亚; 4. 香港城市大学电机工程学系, 香港 999077)

**摘要:** 氢能作为低碳转型的关键载体,其发展不仅需要技术突破,更需要市场机制的有力支持。针对氢能减碳核算规则缺失与市场协同机制不足的困境,提出一种提升氢能减碳价值的氢信用市场机制。首先,从氢能全生命周期视角构建基于等效碳减排的氢信用认证体系,实现氢能减碳当量的精准核算。其次,设计基于抵消-交易-结算的氢信用市场机制:抵消机制允许氢信用折算为碳配额,拓展碳市场履约路径;交易机制依托点对点模式实现跨域交易,促进减碳数据流通与价值互认;结算机制由监管部门对盈余氢信用进行结算,通过补贴形式实现环境效益兑付。然后,以氢能船舶等移动储氢资源为氢信用价值转化枢纽,结合能源-交通耦合特性,构建多港口综合能源系统合作博弈模型,并通过交替乘子法实现分布式求解,有效保护减碳数据隐私。最后,基于3个港口的仿真结果验证了所提市场机制能够有效实现氢能环境-经济协同。

**关键词:** 氢能; 氢信用; 市场机制; 碳减排; 点对点交易; 港口; 综合能源系统; 能源-交通耦合

## 0 引言

在双碳目标愿景下,氢能技术正从电解水制氢、氢燃料电池发电等元件级研究迈向电-氢-碳耦合的系统级布局。据预测,2030年能源领域绿氢替代总需求达800万t,2060年将突破亿吨级规模<sup>[1]</sup>。然而,当前氢能市场仍以能源商品属性为主导<sup>[2-3]</sup>,其潜在的碳减排价值尚未充分挖掘。由于碳减排核算规则的缺失与市场协同机制的不足,氢能减碳价值长期游离于碳市场体系之外。《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》<sup>[4]</sup>已明确提出制定氢能碳足迹核算的规则标准。而欧盟通过建立与碳市场相关的绿氢认证机制形成了先行优势。在此背景下,如何构建氢能减碳价值的核算规则与市场机制,成为亟待解决的关键问题。

为推动氢能环境效益与经济价值协同,国内外正着力构建氢能环境权益体系。文献[5]建立了绿色氢能证书交易机制以促进绿电-绿氢协同,但其核算范围未覆盖储运等环节。文献[6]尝试通过政策平移路径将氢能纳入国家核证自愿减排量(Chinese certified emission reduction, CCER)的范畴,但存在

基准线缺失与核算边界模糊的局限。总体来看,当前研究存在以下不足:一是未建立全生命周期视角的碳减排核算规则,难以全面评估氢能不同环节的减碳特性;二是市场机制与减碳贡献失配,现有环境权益产品(如绿证、CCER)难以精确表征氢能的减碳效应。针对上述问题,文献[7-8]提出氢信用体系,将氢能全生命周期净减排量转化为可交易信用资产,并设计了其商业模式与跨国流通框架,为氢能环境权益市场的探索提供了理论支撑。然而,当前氢信用在市场实践中仍面临计量认证体系不健全、流通规则不明确等关键问题,且在能源系统优化层面缺乏相应的运行机制设计。

氢信用作为新兴环境权益载体,其核心价值在于减碳价值的资产化,其市场架构可充分借鉴现行碳市场的运行经验。文献[9]将碳市场解构为碳排放权商品与碳抵消商品两大类,为氢信用的产品定位提供了参考依据。在不同环境权益市场间的交互方面,文献[10-11]提出绿证-碳交易的跨市场抵消机制,初步揭示了多市场间协同抵消的基本规律。文献[12-13]基于碳配额、绿证、CCER等产品的功能关联性构建了衔接互认体系,为不同环境权益产品间价值转化提供了设计蓝本。然而,氢信用市场的架构设计与碳市场的价值联动仍存在挑战,须在运行机制、价值传导、实践支撑等维度实现突破。

收稿日期: 2025-07-08; 修回日期: 2025-12-15。

上网日期: 2026-03-05。

国家自然科学基金资助项目(52177110)。

氢能正加速重构交通领域的能源模式。其中,港口作为交通集散中心和海上可再生能源制氢的枢纽,逐步形成了“电-氢-交通”耦合的实践场景<sup>[14]</sup>。在脱碳路径层面,文献[15]通过氢基岸电替代、船舶燃料氢化、跨境氢能贸易网络构建等举措,助力港口高碳排属性转型。在系统架构层面,文献[16]提出可再生能源、氢能存储与岸电技术集成的港口零碳能源架构,以实现全生命周期碳足迹削减。在终端应用层面,文献[17-19]将氢能船舶视为分布式储氢单元与电网灵活性资源,充分发挥有序加氢、反向供电的船网互动功能。然而,上述研究侧重于氢能的能源价值,对交通领域规模化消纳氢能所引发的减碳效应与环境价值缺乏深入分析。

综上,本文面向多港口综合能源系统(multi-port integrated energy system, MPIES),设计了一种提升氢能减碳价值的氢信用市场机制,主要贡献如下:1)针对氢能碳减排核算规则缺失问题,构建互认互信的氢信用体系,提出标准化的减碳价值核算方法;2)设计抵消-交易-结算的氢信用市场机制,以促进碳-氢市场的耦合交易,高效释放氢能减碳价值;3)建立基于非对称纳什议价价的MPIES合作博弈模型,揭示能源-交通耦合网络的减碳机理,以实现减碳策略与市场机制的协同优化。

## 1 基于氢信用市场的MPIES协同调度框架

本文构建了基于氢信用市场的MPIES协同调度框架,其结构如图1所示,具体包含以下要素。

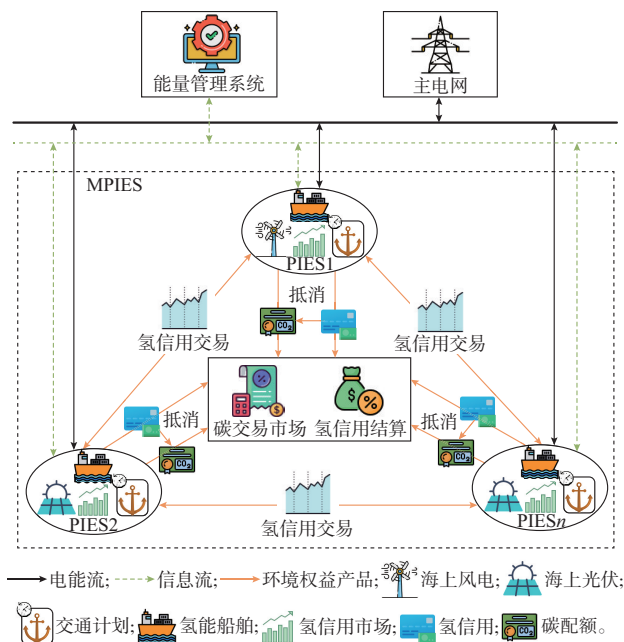


图1 基于氢信用市场机制的MPIES结构  
Fig.1 Structure of MPIES based on hydrogen credit market mechanism

1)研究对象:以同一港区区内减碳驱动型MPIES合作联盟为研究对象。各港口综合能源系统(PIES)能源设备配置相同,结构如附录A图A1所示,且均具备参与氢信用市场的意愿。PIES中氢能船舶集成氢能存储与反向供电等功能,其规模化加氢产生的等效碳减排效应不仅为氢信用市场的实施运行提供了价值支撑,更有助于通过市场化手段降低交通侧脱碳成本。同时,假设各PIES均配备支持计量与通信能力的能量管理系统,可实时监测电-热-氢-冷等异质能流状态。

2)环境产品:氢信用定义为表征氢能全生命周期碳减排效益的环境权益产品,即可交易的减碳价值凭证,其单位为 $\text{kgCO}_2\text{-eq}$ (后文简称为 $\text{kg}$ ),1单位氢信用对应1 $\text{kg}$ 的等效碳减排量净值。与相关环境权益产品的区别为:氢信用与绿证在制氢环节相关联,但二者核算维度不同,绿证追踪可再生能源发电量,而氢信用核算高碳电源制氢的排放量;氢信用与碳信用虽同属自愿减排体系,但碳信用主要覆盖林业碳汇等特定项目的碳减排量,而氢信用专门核算氢能产品分属各环节的碳减排量。氢信用与上述环境权益产品的具体区别见附录A表A1。

3)市场机制:首先,通过分环节独立核算,将氢能全生命周期的碳排放与碳减排在时间上解耦,并进行氢信用认证,如附录A图A2所示。其次,设计氢信用市场机制。抵消机制通过氢信用-碳配额折算为碳市场履约方式提供灵活补充;交易机制支持各主体间点对点(peer to peer, P2P)交易氢信用,以促进氢信用余缺调剂与时空转移,交易价格由双边协商形成;结算机制由监管部门对调度结束后各主体持有的氢信用进行结算,通过补贴形式实现环境效益兑付。综上,本机制通过聚合计量与市场机制,实现了对等效碳减排量的时间解耦核算,并有效促进了氢信用流与碳流的时空动态平衡。需要说明的是,氢信用体系立足于氢能全链条物理特性与市场通用规则,对各类规模与形式的综合能源系统均具有普适性。

综上,所提氢信用市场机制将能源-交通耦合特性、碳足迹追踪机理、氢能价值链以及非对称纳什议价价进行多维度耦合,其技术路线如图2所示。

## 2 基于等效碳减排核算的氢信用认证体系

### 2.1 电-氢-电转化约束

港口氢能系统可实现电能与氢能之间的双向转换。其中,电解槽通过电解水制氢提供氢源;燃料电池则在供电不足时,通过氢能发电实现热电联供。然而,电制氢与氢发电的同步运行会导致双重能量

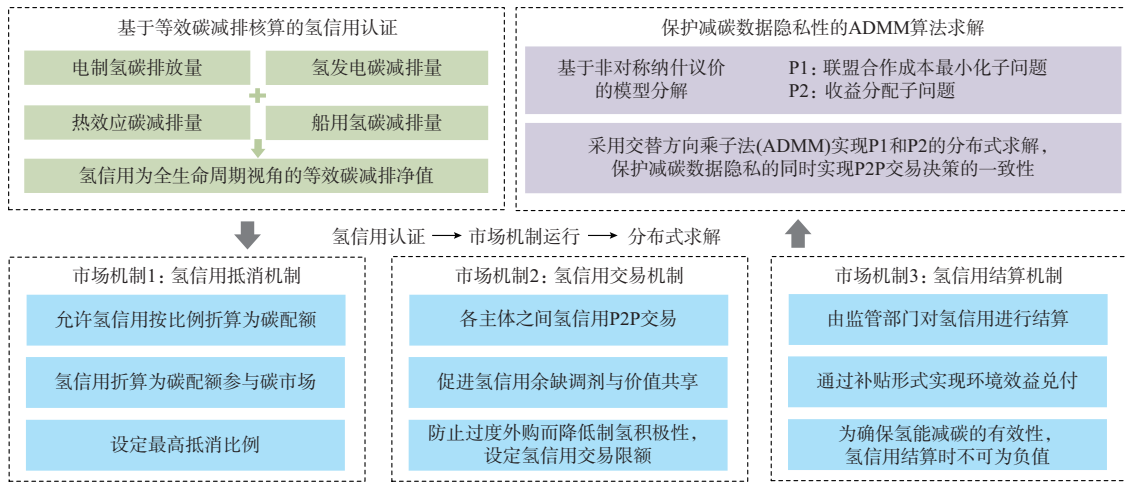


图2 技术路线  
Fig. 2 Technical roadmap

损失,故在港口经济调度中应避免同时进行电制氢与氢发电,如下所示:

$$\begin{cases} V_{k,t}^{EL} = P_{k,t}^{EL} \eta^{EL} \\ 0 \leq V_{k,t}^{EL} \leq V_{\max}^{EL} u_{k,t}^{EL} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} P_{k,t}^{FC} = V_{k,t}^{FC} \eta_p^{FC} \\ H_{k,t}^{FC} = V_{k,t}^{FC} \eta_h^{FC} \\ 0 \leq P_{k,t}^{FC} \leq P_{\max}^{FC} u_{k,t}^{gen} \end{cases} \quad (2)$$

$$u_{k,t}^{EL} + u_{k,t}^{gen} \leq 1 \quad (3)$$

式中:  $V_{k,t}^{EL}$  和  $P_{k,t}^{EL}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  电解槽的制氢功率和耗电功率;  $\eta^{EL}$  为电解槽的制氢效率;  $V_{\max}^{EL}$  为电解槽的制氢功率上限;  $P_{k,t}^{FC}$ 、 $H_{k,t}^{FC}$  和  $V_{k,t}^{FC}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  燃料电池的发电功率、制热功率和耗氢功率;  $\eta_p^{FC}$  和  $\eta_h^{FC}$  分别为燃料电池的发电效率和制热效率;  $P_{\max}^{FC}$  为燃料电池的发电功率上限;  $u_{k,t}^{EL}$  和  $u_{k,t}^{gen}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  电制氢和氢发电设备的运行状态,取值为1表示生产状态,取值为0表示闲置状态。

## 2.2 等效碳减排核算模型

氢能的减碳价值须通过全生命周期等效碳减排模型进行系统化核算。本文所构建的等效碳减排核算方法主要分为两类:一是功率排放因子法<sup>[20]</sup>,针对电制氢、氢发电等与电能直接转换的环节,以各类电源的碳排放因子为基准,通过对制氢或发电的电功率进行分解,核算该环节的碳排放或减排量;二是等能量原则法<sup>[21]</sup>,适用于氢能船舶等交通领域的化石燃料替代情景,以传统燃料在相同能量输出下的碳排放量为基准,通过计算使用氢能所避免的化石燃料排放量来认定其碳减排量。

港口电源主要包括海上风电、主电网电力以及自备电源燃气轮机。通过厘清电能流中各类制氢电源占比,可有效剥离制氢过程中产生的碳排放,赋予

所制氢气绿氢属性;从港口外部输入的氢能,其制氢过程中的碳排放遵循“生产者负责”原则<sup>[22]</sup>,不纳入本地制氢环节核算。具体如下所示:

$$\gamma_{k,t,p}^{grid} = \frac{P_{k,t}^{grid,b}}{P_{k,t}^{RE} + P_{k,t}^{grid,b} + P_{k,t}^{GT}} \quad (4)$$

$$\gamma_{k,t,p}^{GT} = \frac{P_{k,t}^{GT}}{P_{k,t}^{RE} + P_{k,t}^{grid,b} + P_{k,t}^{GT}} \quad (5)$$

$$Q_{k,t,EL}^{prod} = \left( \gamma_{k,t,p}^{grid} \delta_{co2}^{grid} + \frac{\gamma_{k,t,p}^{GT} \delta_{co2}^{gas}}{\eta_p^{GT}} \right) P_{k,t}^{EL} \quad (6)$$

式中:  $P_{k,t}^{RE}$  为  $t$  时刻港口  $k$  可再生能源出力,包括海上风电及光伏;  $P_{k,t}^{grid,b}$  为  $t$  时刻港口  $k$  向主电网的购电功率;  $P_{k,t}^{GT}$  为  $t$  时刻港口  $k$  燃气轮机发电功率;  $\gamma_{k,t,p}^{grid}$  为  $t$  时刻港口  $k$  电能流中主电网的供电占比;  $\gamma_{k,t,p}^{GT}$  为  $t$  时刻港口  $k$  电能流中燃气轮机的供电占比;  $Q_{k,t,EL}^{prod}$  为  $t$  时刻港口  $k$  制氢过程产生的碳排放;  $\delta_{co2}^{grid}$  和  $\delta_{co2}^{gas}$  分别为主电网和主气网的碳排放因子;  $\eta_p^{GT}$  为燃气轮机发电效率。

燃料电池与氢能船舶利用绿氢发电降低对高碳电源的依赖。通过测算绿氢发电情景下各高碳电源按比例被替代的电功率,可计算绿氢发电的等效碳减排,如下所示:

$$P_{k,t}^{gen} = P_{k,t}^{FC} + P_{k,t}^{ship} \quad (7)$$

$$\gamma_{k,t,p,co2}^{grid} = \frac{P_{k,t}^{grid,b}}{P_{k,t}^{grid,b} + P_{k,t}^{GT}} \quad (8)$$

$$\gamma_{k,t,p,co2}^{GT} = \frac{P_{k,t}^{GT}}{P_{k,t}^{grid,b} + P_{k,t}^{GT}} \quad (9)$$

$$Q_{k,t,gen}^{redu} = \left( \gamma_{k,t,p,co2}^{grid} \delta_{co2}^{grid} + \frac{\gamma_{k,t,p,co2}^{GT} \delta_{co2}^{gas}}{\eta_p^{GT}} \right) P_{k,t}^{gen} \quad (10)$$

式中:  $P_{k,t}^{gen}$  为  $t$  时刻港口  $k$  绿氢发电功率;  $P_{k,t}^{ship}$  为  $t$  时刻港口  $k$  所停泊船舶的反向供电功率;  $\gamma_{k,t,p,co2}^{grid}$  为  $t$  时

刻港口  $k$  高碳电源中上级电网的供电占比;  $\gamma_{k,t,p,\text{co2}}^{\text{GT}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  高碳电源中燃气轮机的供电占比;  $Q_{k,t,\text{gen}}^{\text{redu}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  绿氢发电等效减少的碳排放。

燃料电池的热效应具有零碳属性,能有效替代燃气轮机、燃气锅炉等高碳制热设备。前述已计算出燃气轮机发电功率被替代所减少的碳排放,为避免碳排放重复计算,在计算时应去除燃气轮机被替代的电功率所耦合的热功率,如下所示:

$$H_{k,t}^{\text{GT, redu}} = \frac{\gamma_{k,t,p,\text{co2}}^{\text{GT}} P_{k,t}^{\text{gen}}}{\eta_{\text{p}}^{\text{GT}}} \eta_{\text{h}}^{\text{GT}} \quad (11)$$

$$H_{k,t}^{\text{GB, redu}} = H_{k,t}^{\text{FC}} - H_{k,t}^{\text{GT, redu}} \quad (12)$$

$$Q_{k,t,\text{heat}}^{\text{redu}} = \frac{H_{k,t}^{\text{GB, redu}}}{\eta_{\text{GB}}} \delta_{\text{co2}}^{\text{gas}} \quad (13)$$

式中:  $H_{k,t}^{\text{GT, redu}}$  和  $H_{k,t}^{\text{GB, redu}}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  燃料电池热效应所替代的燃气轮机和燃气锅炉的热功率;  $\eta_{\text{h}}^{\text{GT}}$  为燃气轮机的制热效率;  $\eta_{\text{GB}}$  为燃气锅炉的制热效率;  $Q_{k,t,\text{heat}}^{\text{redu}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  燃料电池热效应等效减少的碳排放。

氢能的普及突破了港口传统能源的限制,推动了船舶逐步使用氢能替代燃油<sup>[23]</sup>。将传统燃油船舶在相同能量消耗条件下的碳排放作为氢能替代后的等效碳减排基准,并根据船舶储氢量的变化值  $\Delta S_{i,t}^{\text{ship}}$  计算其等效碳减排量,如下所示:

$$\Delta S_{i,t}^{\text{ship}} = \left[ S_{i,t}^{\text{ship}} - \max_{\tau \in [t_i^{\text{ber}}, t]} S_{i,\tau}^{\text{ship}} \right]^+ \quad (14)$$

$$Q_{k,t,\text{fuel}}^{\text{redu}} = \sum_{i \in I_k} \Delta S_{i,t}^{\text{ship}} \eta_{\text{dis}}^{\text{ship}} Q^{\text{ship}} \eta^{\text{ship, fc}} \omega_{\text{p}}^{\text{diesel}} \delta_{\text{co2}}^{\text{diesel}} \quad (15)$$

式中:  $S_{i,t}^{\text{ship}}$  为  $t$  时刻船舶  $i$  的储氢量;  $t_i^{\text{ber}}$  为停泊时刻;  $[\cdot]^+$  等效于  $\max\{\cdot, 0\}$ ;  $Q_{k,t,\text{fuel}}^{\text{redu}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  所停泊船舶使用氢能替代燃油后等效减少的碳排放;  $Q^{\text{ship}}$  为车载储氢罐容量;  $\eta_{\text{dis}}^{\text{ship}}$  为车载储氢罐的放氢效率;  $\eta^{\text{ship, fc}}$  为车载燃料电池的发电效率;  $\omega_{\text{p}}^{\text{diesel}}$  为传统船舶的燃油效率,取值为  $0.215 \text{ kg}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ <sup>[24]</sup>;  $\delta_{\text{co2}}^{\text{diesel}}$  为燃油的碳排放因子,取值为  $3.186 \text{ kgCO}_2/\text{kg}$ ;  $I_k$  为港口  $k$  所停泊船舶集合。

### 2.3 氢信用计量认证模型

基于氢能在制取、发电及燃料替代等方面的减碳作用进行氢信用认证,从而构建全生命周期视角的氢信用计量认证模型如下:

$$Q_{k,t}^{\text{HC}} = Q_{k,t,\text{fuel}}^{\text{redu}} + Q_{k,t,\text{gen}}^{\text{redu}} + Q_{k,t,\text{heat}}^{\text{redu}} - Q_{k,t,\text{EL}}^{\text{prod}} \quad (16)$$

式中:  $Q_{k,t}^{\text{HC}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  获取的氢信用。

## 3 基于抵消-交易-结算的氢信用市场机制

### 3.1 氢信用抵消机制

建立氢信用抵消机制,允许氢信用按比例折算为碳配额,同时设定最高可抵消比例,如下所示:

$$Q_k^{\text{CQ, offset}} = a_{\text{HC-CQ}} \sum_{t \in T} Q_{k,t}^{\text{HC, offset}} \quad (17)$$

$$Q_k^{\text{CQ, offset}} \leq \beta_{\text{offset}} Q_k^{\text{em}} \quad (18)$$

式中:  $Q_k^{\text{CQ, offset}}$  为港口  $k$  通过氢信用折算的碳配额;  $Q_{k,t}^{\text{HC, offset}}$  为用于抵消碳排放的氢信用;  $a_{\text{HC-CQ}}$  为氢信用-碳配额折算系数;  $\beta_{\text{offset}}$  为氢信用抵消比例;  $T$  为调度周期集合;  $Q_k^{\text{em}}$  为港口  $k$  的实际碳排放。

在碳配额分配机制中,港口碳排放源主要为燃气轮机与燃气锅炉,其碳配额通过免费分配获取,如下所示:

$$Q_k^{\text{CQ, init}} = \sum_{t \in T} [(\mu_{\text{p}}^{\text{GT}} k_{\text{p}}^{\text{GT}} P_{k,t}^{\text{GT}} + \mu_{\text{h}}^{\text{GT}} H_{k,t}^{\text{GT}}) + (\mu_{\text{h}}^{\text{GB}} H_{k,t}^{\text{GB}})] \quad (19)$$

式中:  $Q_k^{\text{CQ, init}}$  为港口  $k$  获取的免费碳配额;  $\mu_{\text{p}}^{\text{GT}}$  和  $\mu_{\text{h}}^{\text{GT}}$  分别为燃气轮机发电和制热的碳配额基准值;  $H_{k,t}^{\text{GT}}$  和  $H_{k,t}^{\text{GB}}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  燃气轮机和燃气锅炉的制热功率;  $k_{\text{p}}^{\text{GT}}$  为燃气轮机发电修正系数;  $\mu_{\text{h}}^{\text{GB}}$  为燃气锅炉制热碳配额基准值。

港口实际碳排放  $Q_k^{\text{em}}$  不仅包含其自身的碳排放源,还包括向主电网购电所产生的间接碳排放,如下所示:

$$Q_k^{\text{em}} = \sum_{t \in T} [\delta_{\text{co2}}^{\text{grid}} P_{k,t}^{\text{grid, b}} + \delta_{\text{co2}}^{\text{gas}} (G_{k,t}^{\text{GT}} + G_{k,t}^{\text{GB}})] \quad (20)$$

式中:  $G_{k,t}^{\text{GT}}$  和  $G_{k,t}^{\text{GB}}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  燃气轮机和燃气锅炉的耗气功率。

调度结束后,港口依据氢信用折算量、免费碳配额及实际碳排放,采用阶梯碳价参与碳市场,如下所示:

$$Q_k^{\text{CQ}} = Q_k^{\text{em}} - Q_k^{\text{CQ, init}} - Q_k^{\text{CQ, offset}} \quad (21)$$

$$C_k^{\text{CET}} = \begin{cases} \dots & \\ -d - c(1 + k_2)(Q_k^{\text{CQ}} + d) & -2d \leq Q_k^{\text{CQ}} < -d \\ -cQ_k^{\text{CQ}} & -d \leq Q_k^{\text{CQ}} < 0 \\ cQ_k^{\text{CQ}} & 0 \leq Q_k^{\text{CQ}} < d \\ cd + c(1 + k_1)(Q_k^{\text{CQ}} - d) & d \leq Q_k^{\text{CQ}} < 2d \\ c(2 + k_1)d + c(1 + 2k_1)(Q_k^{\text{CQ}} - 2d) & 2d \leq Q_k^{\text{CQ}} < 3d \\ \dots & \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $Q_k^{\text{CQ}}$  为港口  $k$  碳配额净值;  $C_k^{\text{CET}}$  为港口  $k$  碳交易成本;  $c$  为基础碳价;  $d$  为碳交易区间宽度;  $k_1$ 、 $k_2$  分别为碳价增长系数和补偿系数。

### 3.2 氢信用交易机制

建立氢信用交易机制,港口之间可自由进行氢信用 P2P 交易。为防止港口过度依赖购买外部氢信用而降低自身制氢积极性,设定氢信用交易限额

如下:

$$-Q_{\max}^{\text{HC, P2P}} \leq Q_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}} \leq Q_{\max}^{\text{HC, P2P}} \quad \forall k \in K, \forall j \in K, k \neq j \quad (23)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in K} Q_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}} = 0 \quad (24)$$

$$C_k^{\text{HC, P2P}} = \sum_{j \in K} \sum_{t \in T} r_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}} Q_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}} \quad (25)$$

式中:  $Q_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  与港口  $j$  的氢信用交易量, 取值为正表示购买, 取值为负表示出售;  $Q_{\max}^{\text{HC, P2P}}$  为氢信用交易量上限;  $K$  为港口集合;  $r_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  与港口  $j$  的氢信用交易价格;  $C_k^{\text{HC, P2P}}$  为港口  $k$  氢信用 P2P 交易成本。

### 3.3 氢信用结算机制

建立氢信用结算机制, 由监管部门对港口持有的氢信用进行结算。为确保氢能减碳的有效性, 规定氢信用结算时不可为负值, 如下所示:

$$Q_{k,t}^{\text{HC, settle}} = Q_{k,t}^{\text{HC}} + \sum_{j \in K} Q_{k,j,t}^{\text{HC, P2P}} - Q_{k,t}^{\text{HC, offset}} \quad (26)$$

$$Q_{k,t}^{\text{HC, settle}} \geq 0 \quad (27)$$

$$C_k^{\text{HC, settle}} = \sum_{t \in T} c_{k,t}^{\text{HC, settle}} Q_{k,t}^{\text{HC, settle}} \quad (28)$$

式中:  $Q_{k,t}^{\text{HC, settle}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  结算的氢信用;  $C_k^{\text{HC, settle}}$  为港口  $k$  氢信用结算收益;  $c_{k,t}^{\text{HC, settle}}$  为氢信用结算价格, 以电解水制氢的碳减排成本 (494 元/ $t^{[25]}$ ) 为基准进行补偿, 取值为 0.5 元/kg。

## 4 PIES 能源-交通耦合特性刻画

### 4.1 考虑泊位与岸桥分配的交通模型

船舶交通模型主要由停泊状态进行刻画, 而停泊状态又受泊位与岸桥的关联影响。其中, 泊位分配决定船舶的停泊时间, 岸桥分配则关系到船舶作业时长与离港时间, 进而影响其停泊状态与下一艘船舶的泊位分配<sup>[26]</sup>。因此, 建立泊位与岸桥联合动态分配模型, 详见附录 A 式 (A1) 一式 (A8)。

为优化港口运营效率, 制定船舶延误成本<sup>[27]</sup>。其中, 停泊延误指船舶到港后因无空闲泊位而被迫候泊所产生的经济损失; 离港延误指物流任务未完成或储氢量未达离港标准而导致的延期离港损失。具体如下所示:

$$C_k^{\text{ship}} = \sum_{i \in I_k} c_i^{\text{delay}} (t_i^{\text{ber}} - t_i^{\text{arr}}) + \sum_{i \in I_k} c_i^{\text{delay}} [t_i^{\text{dep}} - t_i^{\text{dep, pre}}]^+ \quad (29)$$

式中:  $C_k^{\text{ship}}$  为港口  $k$  的船舶延误成本;  $c_i^{\text{delay}}$  为船舶延误成本系数;  $t_i^{\text{arr}}$  为船舶  $i$  实际到港时刻;  $t_i^{\text{dep}}$  为船舶  $i$  实际离港时刻;  $t_i^{\text{dep, pre}}$  为船舶  $i$  的预计离港时刻。

### 4.2 计及源荷双重属性的能源模型

船舶停泊时, 通过泊位上的加氢设备补充氢能;

当港口电力供应不足时, 利用车载燃料电池将船载储氢罐内的氢能转化为电能进行反向供电。在船舶停泊期间, 可依据港口调度策略灵活改变加氢与放电曲线, 由此构建计及源荷双重属性的能源模型, 详见附录 A 式 (A9) 一式 (A14)。

### 4.3 PIES 能源-交通耦合模型

基于船舶、岸桥的交通属性与能源特性, 建立能源-交通耦合模型, 获取港口交通系统总功率, 如下所示:

$$V_{k,t}^{\text{ship}} = \sum_{i \in I_k} V_{i,t}^{\text{ship, ch}} \quad (30)$$

$$P_{k,t}^{\text{ship}} = \sum_{i \in I_k} P_{i,t}^{\text{ship, dis}} \quad (31)$$

$$P_{k,t}^{\text{QC}} = \sum_{i \in I_k} r_{i,t}^{\text{QC}} \rho^{\text{QC}} \quad (32)$$

式中:  $V_{k,t}^{\text{ship}}$  和  $P_{k,t}^{\text{QC}}$  分别为  $t$  时刻港口  $k$  所停泊船舶的加氢功率和岸桥作业功率总和;  $V_{i,t}^{\text{ship, ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ship, dis}}$ 、 $r_{i,t}^{\text{QC}}$  分别为  $t$  时刻船舶  $i$  的加氢功率、放电功率和分配的岸桥数量;  $\rho^{\text{QC}}$  为单个岸桥的作业功率。

## 5 基于合作博弈的 MPIES 协同优化模型

### 5.1 目标函数与约束条件

通过氢信用 P2P 合作共享, 各港口构成合作博弈关系, 可有效兼顾个体理性与整体利益的统一。因此, 建立基于合作博弈的 MPIES 协同优化模型。港口  $k$  的运行成本  $C_k^{\text{PIES}}$  包括弃风/光成本  $C_k^{\text{waste}}$ 、购能成本  $C_k^{\text{buy}}$ 、 $C_k^{\text{ship}}$ 、 $C_k^{\text{CET}}$ 、 $C_k^{\text{HC, P2P}}$  和  $C_k^{\text{HC, settle}}$ , 如下所示:

$$C_k^{\text{PIES}} = C_k^{\text{waste}} + C_k^{\text{buy}} + C_k^{\text{ship}} + C_k^{\text{CET}} + C_k^{\text{HC, P2P}} - C_k^{\text{HC, settle}} \quad (33)$$

$$C_k^{\text{waste}} = c^{\text{waste}} \sum_{t \in T} (P_{k,t}^{\text{RE, pred}} - P_{k,t}^{\text{RE}}) \quad (34)$$

$$C_k^{\text{buy}} = \sum_{t \in T} c_t^{\text{gas}} (G_{k,t}^{\text{GT}} + G_{k,t}^{\text{GB}}) + \sum_{t \in T} (c_t^{\text{grid, b}} P_{k,t}^{\text{grid, b}} - c_t^{\text{grid, s}} P_{k,t}^{\text{grid, s}}) \quad (35)$$

式中:  $c^{\text{waste}}$  为弃风/光惩罚系数;  $P_{k,t}^{\text{RE, pred}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  可再生能源预测值;  $c_t^{\text{gas}}$  为购气价格;  $P_{k,t}^{\text{grid, s}}$  为  $t$  时刻港口  $k$  向主电网售电功率;  $c_t^{\text{grid, b}}$  和  $c_t^{\text{grid, s}}$  分别为  $t$  时刻向主电网购电和售电价格。

电、热、氢、冷功率平衡约束如式 (36) 一式 (39) 所示。氢信用平衡约束参考式 (26)。燃气轮机、燃气锅炉、电制冷机、吸收式制冷机以及储氢罐等设备模型参考文献<sup>[17]</sup>, 此处不再赘述。

$$P_{k,t}^{\text{RE}} + P_{k,t}^{\text{GT}} + P_{k,t}^{\text{FC}} + P_{k,t}^{\text{grid, b}} + P_{k,t}^{\text{ship}} = P_{k,t}^{\text{load}} + P_{k,t}^{\text{grid, s}} + P_{k,t}^{\text{EL}} + P_{k,t}^{\text{QC}} + P_{k,t}^{\text{EC}} \quad (36)$$

$$H_{k,t}^{\text{GT}} + H_{k,t}^{\text{GB}} + H_{k,t}^{\text{FC}} = H_{k,t}^{\text{load}} + H_{k,t}^{\text{AC}} \quad (37)$$

$$V_{k,t}^{\text{EL}} + V_{k,t}^{\text{HS, dis}} = V_{k,t}^{\text{FC}} + V_{k,t}^{\text{HS, ch}} + V_{k,t}^{\text{ship}} \quad (38)$$

$$L_{k,t}^{\text{EC}} + L_{k,t}^{\text{AC}} = L_{k,t}^{\text{load}} \quad (39)$$

式中： $P_{k,t}^{EC}$ 为 $t$ 时刻港口 $k$ 电制冷机耗电功率； $P_{k,t}^{load}$ 、 $H_{k,t}^{load}$ 、 $L_{k,t}^{load}$ 分别为 $t$ 时刻港口 $k$ 电负荷、热负荷和冷负荷； $H_{k,t}^{AC}$ 为 $t$ 时刻港口 $k$ 吸收式制冷机耗热功率； $V_{k,t}^{HS, ch}$ 和 $V_{k,t}^{HS, dis}$ 分别为 $t$ 时刻港口 $k$ 储氢罐的储氢、释氢功率； $L_{k,t}^{EC}$ 和 $L_{k,t}^{AC}$ 分别为 $t$ 时刻港口 $k$ 电制冷机和吸收式制冷机的制冷功率。

## 5.2 基于非对称纳什议价的模型分解

非对称纳什议价源于经济学,用以描述各参与方因资源、信息或地位不对称而具备不同议价能力的情形<sup>[28]</sup>。因此,为保证各港口合作后整体利益最大化且合理进行利益分配,采用考虑个体贡献度的非对称纳什议价模型<sup>[29]</sup>,如式(40)所示。该模型可通过等价变换,分解为联盟合作成本最小化子问题P1和收益分配子问题P2。其中,个体贡献度采用指数函数进行量化<sup>[30]</sup>,详见附录A式(A15)一式(A18)。

$$\begin{cases} \max \prod_{k \in K} (U_k - \hat{U}_k^{\text{non}})^{\theta_k} \\ \text{s.t. } U_k \geq \hat{U}_k^{\text{non}} \end{cases} \quad (40)$$

式中： $U_k$ 和 $\hat{U}_k^{\text{non}}$ 分别为港口 $k$ 在合作与非合作模式下的收益； $\theta_k$ 为港口 $k$ 的议价因子。 $U_k \geq \hat{U}_k^{\text{non}}$ 为个体理性约束,确保合作购的收益大于合作前的收益。

## 5.3 保护减碳数据隐私的ADMM求解

氢信用市场具有多主体协同、高频次交互、跨区域流通的特征。由于港口的能碳数据与船舶调度信息属于隐私与商业秘密,敏感性较高,各主体易陷入“数据孤岛”困境<sup>[31]</sup>,从而制约协同减碳。为此,本文采用ADMM实现子问题P1和P2的分布式求解。每次迭代中,各港口在本地计算自身交易决策,港口间只需交换极少量的交易信息,无需全局数据共享,在保护减碳数据隐私的前提下实现氢信用P2P交易决策的一致性。ADMM的具体求解过程见附录A式(A19)一式(A24)。

# 6 结果与分析

## 6.1 仿真设置

选取中国天津3个不同运营主体的港口为氢信用市场参与者进行算例分析,泊位数量依次为3、2、2,岸桥数量依次为7、5、5,计划停泊船舶数量依次为9、5、4。氢能船舶停泊计划见附录A表A2<sup>[26]</sup>。港口1仅配置风电,港口2、3仅配置光伏,风/光预测数据来源于电网运营商Elia公开的数据集<sup>[32]</sup>。港口能源设备参数见附录A表A3<sup>[17]</sup>。氢信用-碳配额折算系数取1,基础碳价取0.2元/kg,碳价增长系数、补偿系数分别为0.25、0.20。设置调度步长为0.5h,调度周期为24h,并调用Gurobi求解。

## 6.2 氢信用市场机制有效性分析

为对比分析氢信用市场各环节的有效性,设置5种对比方案,如表1所示。其中,方案1为基准场景,无氢信用市场机制,采用能源-交通协同优化;方案2~4在此基础上逐步引入氢信用市场3个核心环节,系统分析各环节对氢信用市场经济性的提升效果;方案5在氢信用市场框架下,将能源与交通进行解耦单独优化<sup>[33]</sup>,以对比交通调度灵活性对氢信用市场经济性的影响。

表1 氢信用市场机制对比方案  
Table 1 Comparison schemes of hydrogen credit market mechanism

方案	能源与交通优化方式	氢信用市场机制		
		抵消机制	交易机制	结算机制
1	协同优化	×	×	×
2	协同优化	✓	×	×
3	协同优化	✓	×	✓
4	协同优化	✓	✓	✓
5	解耦优化	✓	✓	✓

5种对比方案的调度成本如表2所示。为方便对比抵消机制的有效性,根据溯源后的氢信用折算量计算抵消前后的碳市场成本差值,并将其定义为氢信用抵消收益。在氢信用市场机制方面,方案2~4分阶段引入抵消、结算、交易三大机制,形成完整的氢信用市场体系,使总成本较基准方案1下降11.3%,抵消、交易、结算单环节分别降本9.4%、1.3%、0.8%,充分展示了氢信用市场的经济性。其中,抵消机制降幅最高,说明通过氢信用抵消部分碳配额,可有效规避阶梯碳价机制下的高额成本,使碳市场成本降低37.2%;方案3引入结算机制后,氢信用抵消收益有所降低,这是因为港口在抵消碳配额与结算收益间权衡,优先选择经济性更高的氢信用结算;交易机制允许氢信用跨港流通,使低碳排港口能够出售盈余氢信用,而其他港口则可以低价购入,从而驱动总成本进一步下降。在能源-交通协同优化方面,方案2~4引入分氢信用市场机制,港口通过动态调整氢能船舶停泊、加氢、放电与物流作业时序,相较于基准方案1,在0.5~2h的船舶延误时间范围内实现氢信用市场收益提升3.4%~10.5%,体现了交通负荷时移调度与氢信用市场协同优化的有效性;方案5采用交通解耦优化策略导致弃风、购能、碳市场成本激增,同时氢信用市场收益潜力损失,反向验证了交通系统可调度潜力对能源系统与氢信用市场需求的动态匹配,是实现“能源-交通-市场”深度融合的关键。

表2 5种方案的调度成本对比  
Table 2 Comparison of scheduling costs for five schemes

方案	弃风/光成本/元	购能成本/元	船舶延误成本/元	碳市场成本/元	氢信用市场收益/元	MPIES 总成本/元
1	372.3	155 069.0	880.0	66 191.3		222 512.6
2	0	156 415.7	3 520.0	41 565.3	23 087.3	201 501.0
3	0	156 508.6	3 520.0	47 122.7	25 799.8	198 884.5
4	0	156 257.5	2 640.0	43 668.5	26 703.3	197 348.1
5	343.3	240 307.2	0	58 576.4	20 059.1	298 083.0

为验证交易机制的灵活性,附录B表B1对比分析了P2P交易前后分布式与集中式交易下的成本与收益,以进一步验证氢信用交易环节的灵活性(定义弃风/光、购能与交通成本之和为能源-交通调度成本)。碳市场与氢信用市场各环节参与情况如图3所示。ADMM收敛情况见附录B图B1,所提算法在经过24次迭代后,残差收敛至 $10^{-3}$ 以内,表现出良好的收敛效果。经非对称议价后的交易价格见附录B图B2。

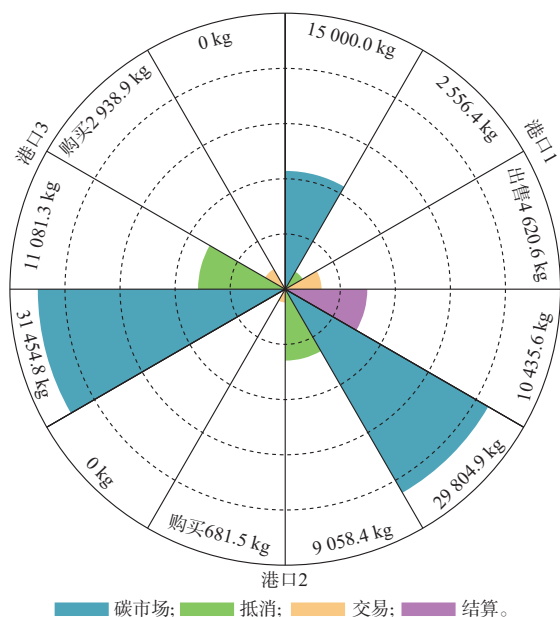


图3 碳市场与氢信用市场参与情况  
Fig. 3 Participation of carbon market and hydrogen credit market

结合图3与附录B表B1、图B2对各主体市场行为进行分析:港口1碳排强度较低,富余氢信用优先用于市场结算并通过P2P交易出售,形成市场供给端;港口2、3碳排成本高于结算收益,氢信用全部用于碳配额抵消,同时通过外购补充缺口。P2P交易引导氢信用从低履约压力主体港口1向高抵消需求主体港口2、3流动,使碳成本分别降低7.2%、5.9%,显著降低碳配额履约压力。同时,基于非对称纳什议价方法协商制定的氢信用P2P交易价格进一步提

升了经济性:港口1的交易价格大多高于氢信用结算价格0.5元/kg,出售氢信用相比结算更具经济吸引力;而对港口2、3而言,交易价格低于自身实际碳价,P2P购买氢信用是降低高额碳市场成本的有效路径;在非对称纳什议价的利益分配框架下,港口1作为氢信用的主要供应方,因贡献最大而获得了更多合作收益,港口2和3虽收益分配比例较小,但其总成本较合作前仍有所降低,体现出非对称纳什议价机制在激励参与和促进减碳方面的有效性。

### 6.3 多能流与交通调度结果分析

各PIES的多能流调度情况如图4所示。结合图4(a)、(d)可知,电解槽制氢功率与风光富余时段趋势一致,用电高峰期则通过氢能发电缓解负荷压力。结合图4(b)、(c)可知,燃气轮机、电制冷机出力曲线与风光出力呈现互补特性,热/冷负荷缺额分别由燃气锅炉和吸收式制冷机覆盖。结合图4(a)、(e)可知,氢能船舶燃油替代是氢信用产生的核心途径,同时燃料电池与氢能船舶通过氢能发电替代高碳电源供电,进一步提升了氢信用认证量;但受风光波动影响,在发电低谷期船舶加氢需求依赖于燃气轮机及外购电力制氢,导致该阶段氢信用认证量下降。在氢信用流转方面,港口1于每时刻进行氢信用结算以获取收益,盈余部分通过P2P交易出售;港口2、3在进行P2P购买氢信用的同时,每时刻利用氢信用进行碳配额抵消以降低碳市场成本。氢能船舶停泊情况及分析见附录B图B3。

### 6.4 交通侧与市场侧灵敏度分析

为探究碳价、补贴力度等政策工具对碳市场及氢信用市场的调控作用,对基础碳价以及结算价格进行灵敏度分析,如图5所示。分析可知:1)基础碳价升高时,阶梯碳价机制显著放大碳市场成本,促使港口将氢信用转化为碳配额,折算的碳抵消量有效抑制了总成本增速,但碳价上涨在提升氢信用于碳市场中流动性的同时,也降低了氢信用在自身市场的活跃度;2)同一碳价水平下,结算价格的上升促使港口决策由抵消优先转向结算优先,导致抵消量减少,表明结算价格上升有助于增强氢信用资源在氢信用市场活跃度,此时结算收益更有助于降低总

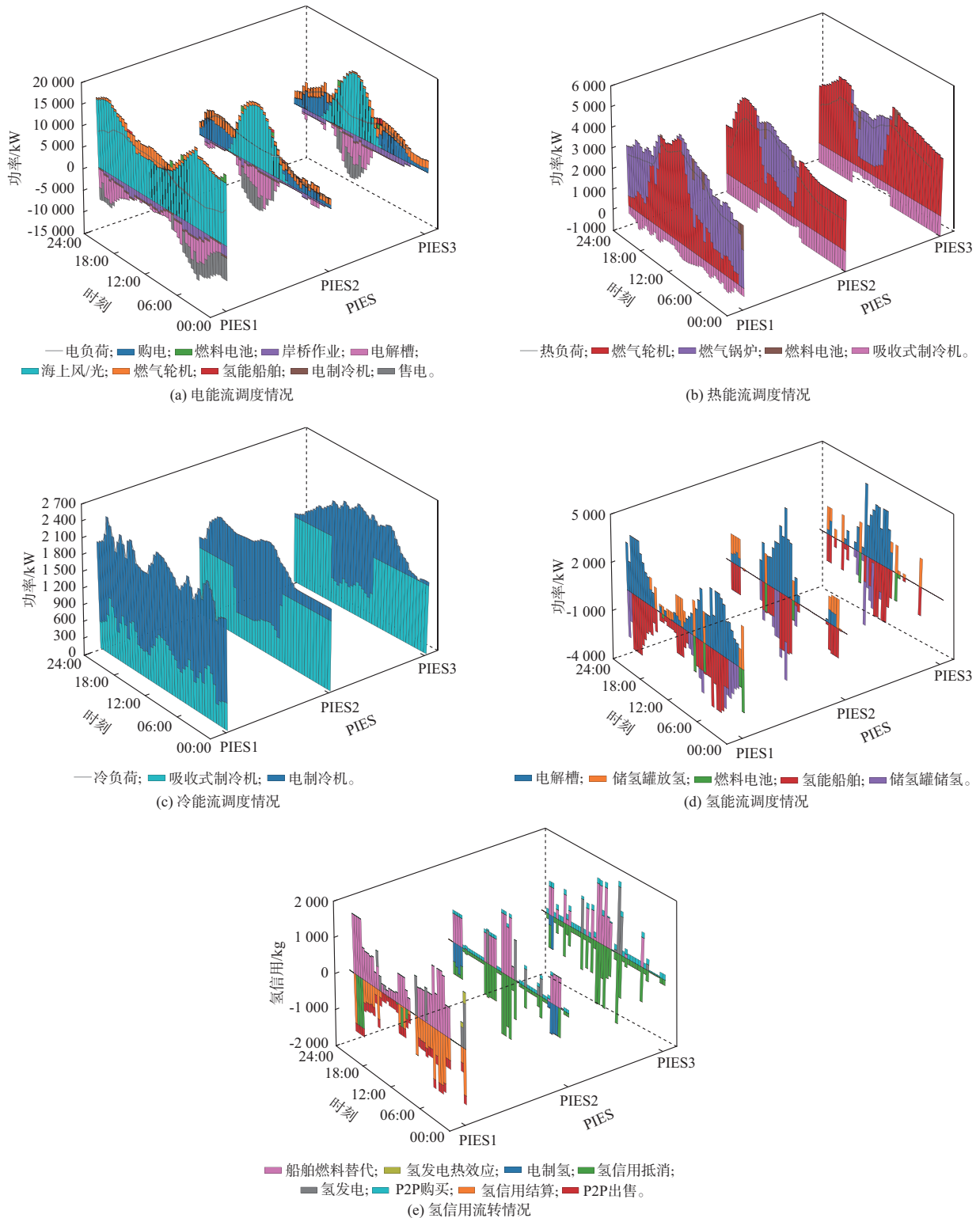


图4 PIES多能流调度情况  
Fig. 4 Multi-energy flow scheduling of PIES

成本;3)碳抵消量的骤变临界点随基础碳价与结算价格的联动而变化,表明基础碳价与结算价格通过调节港口的抵消与结算行为,共同决定氢信用资源在碳市场的流动性及在氢信用市场的结算水平,从

而推动碳-氢市场的耦合协同,而合理的两类价格组合是促进两个市场良性耦合的关键。

交通用氢需求灵敏度分析及市场机制普适性分析详见附录B图B4和表B2。

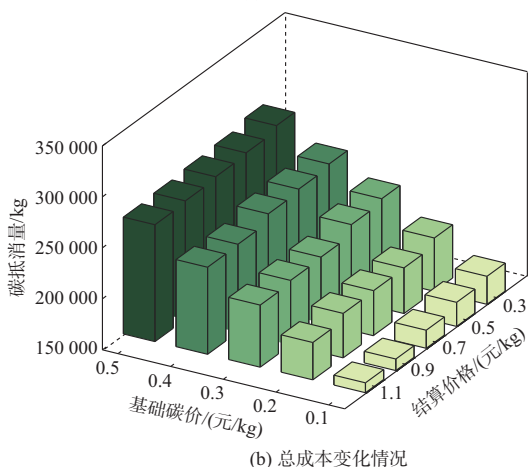
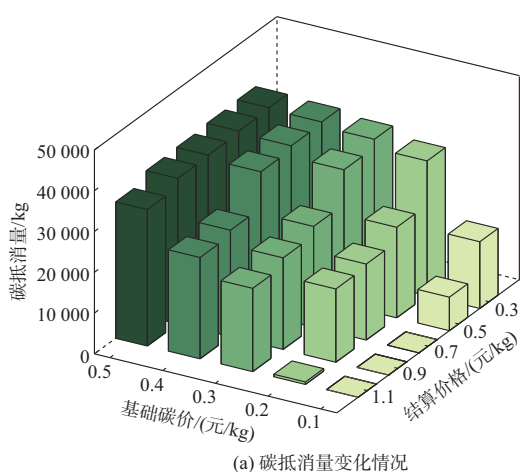


图5 碳-氢市场耦合灵敏度分析

Fig. 5 Sensitivity analysis of carbon-hydrogen market coupling

## 7 结语

为推动氢能减碳效益向经济价值转化,本文设计一种基于抵消-交易-结算的氢信用市场机制,构建能源-交通耦合的MPIES协同调度模型,并采用保护减碳数据隐私的ADMM求解方法,得出以下结论:

1)所提氢信用市场机制有助于高效释放氢能的减碳经济价值,使系统总成本降低11.3%。抵消机制为核心驱动环节,有助于规避阶梯碳价机制下的高额成本;交易机制为辅助支撑,通过跨区域余缺调剂实现最优分配;结算机制提供额外收益渠道,为氢信用提供兜底保障。

2)氢能船舶不仅是氢信用供给的核心载体,更是氢信用市场形成规模与稳定运行的基础支撑。所提模型将船舶“加氢-放电-物流”调度特性与市场机制相耦合,实现了能源-交通-市场的深度协同。

3)合理的基础碳价与结算价格组合是市场行为的良性信号,前者调控碳配额抵消规模,后者引导氢信用结算决策,二者协同推进碳-氢市场耦合发展。

4)基于ADMM的协同调度模型仅交换氢信用交易量与价格,在收敛同时保护了数据隐私;非对称纳什议价模型则依据氢信用贡献量公平分配收益,有效激发市场主体参与。

后续研究将探究港口与船舶多主体博弈视角下的减碳责任认定与利益协调机制,重点构建折算系数、结算价格等关键参数的市场动态模型,为氢信用市场机制提供方法论基础。

附录见本刊网络版,点击<http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20250708003>,或扫描英文摘要后二维码,可阅读全文。

## 参考文献

- [1] 周孝信,赵强,张玉琼,等.“双碳”目标下我国能源电力系统发展趋势分析:绿电替代与绿氢替代[J].中国电机工程学报,2024,44(17):6707-6720.  
ZHOU Xiaoxin, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong, et al. Analysis of the development trend of China's energy and power system under the dual carbon target: green electricity substitution and green hydrogen substitution [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6707-6720.
- [2] SAATLOO A M, MEHRABI A, MARZBAND M, et al. Local energy market design for power- and hydrogen-based microgrids considering a hybrid uncertainty controlling approach [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(1): 398-413.
- [3] ZHU J P, MENG D X, DONG X F, et al. An integrated electricity-hydrogen market design for renewable-rich energy system considering mobile hydrogen storage [J]. Renewable Energy, 2023, 202: 961-972.
- [4] 生态环境部.关于印发《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》的通知[EB/OL]. [2025-06-04]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604\\_1074986.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604_1074986.html).  
Ministry of Ecology and Environment. Notice on the issuance of “Implementation Plan for Establishing a Carbon Footprint Management System” [EB/OL]. [2025-06-04]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604\\_1074986.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202406/t20240604_1074986.html).
- [5] 杨冬锋,左圣宇,杨晶莹,等.考虑绿色氢能证书交易机制和新能源汽车碳配额的综合能源系统低碳经济调度[J].电网技术,2025,49(2):562-571.  
YANG Dongfeng, ZUO Shengyu, YANG Jingying, et al. Low carbon economy dispatch of integrated energy system considering green hydrogen certificate trading mechanism and carbon quota of new energy vehicles [J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 562-571.
- [6] 洪芦诚,王梓菡,林今,等.电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述[J].电工技术学报,2025,40(23):7498-7514.  
HONG Lucheng, WANG Ziqiu, LIN Jin, et al. A review of typical forms and participation models of electricity-hydrogen synergy in the context of electricity-carbon-green certificate markets [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,

- 2025, 40(23): 7498-7514.
- [7] DONG Z Y, YANG J J, YU L, et al. A green hydrogen credit framework for international green hydrogen trading towards a carbon neutral future [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(2): 728-734.
- [8] YANG J J, LAI X Y, WEN F S, et al. Green hydrogen credit subsidized renewable energy-hydrogen business models for achieving the carbon neutral future [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 60: 189-193.
- [9] 薛禹胜, 黄杰, 王放, 等. 基于分类监管与当量协同的碳市场框架设计方案 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(13): 1-8.
- XUE Yusheng, HUANG Jie, WANG Fang, et al. Carbon market framework design based on classified regulation and equivalent coordination [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(13): 1-8.
- [10] HOU H, GE X D, YAN Y L, et al. An integrated energy system "green-carbon" offset mechanism and optimization method with Stackelberg game [J]. *Energy*, 2024, 294: 130617.
- [11] 卢佳富, 梁宁, 徐慧慧, 等. 动态碳-绿证交易交互机制下多综合能源系统协调优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(9): 52-60.
- LU Jiafu, LIANG Ning, XU Huihui, et al. Coordinated optimal dispatch of multiple integrated energy systems under dynamic carbon-green certificate trading interaction mechanism [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(9): 52-60.
- [12] 尚楠, 陈政, 冷媛. 电碳市场背景下典型环境权益产品衔接互认机制及关键技术 [J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(7): 2558-2577.
- SHANG Nan, CHEN Zheng, LENG Yuan. Mutual recognition mechanism and key technologies of typical environmental interest products in power and carbon markets [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(7): 2558-2577.
- [13] 谢敏, 黄莹, 卢燕旋, 等. 基于绿电减排量互认的建筑虚拟电厂电-碳双层协同决策机制 [J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(18): 25-37.
- XIE Min, HUANG Ying, LU Yanxuan, et al. Electricity-carbon double-layer collaborative decision-making mechanism for building virtual power plant based on mutual recognition of green electricity emission reduction [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(18): 25-37.
- [14] 师长立, 贺亦琛, 何俊强, 等. 考虑氢-电负荷特性的港区能量管理方法 [J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(2): 133-141.
- SHI Changli, HE Yichen, HE Junqiang, et al. Energy management method for port areas considering hydrogen-electricity load characteristics [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(2): 133-141.
- [15] PIVETTA D, DALL' ARMI C, SANDRIN P, et al. The role of hydrogen as enabler of industrial port area decarbonization [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 189: 113912.
- [16] VICHOS E, SIFAKIS N, TSOUTSOS T. Challenges of integrating hydrogen energy storage systems into nearly zero-energy ports [J]. *Energy*, 2022, 241: 122878.
- [17] 侯慧, 甘铭, 吴细秀, 等. 考虑移动氢能存储的港口多能微网两阶段分布鲁棒优化调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(8): 3078-3092.
- HOU Hui, GAN Ming, WU Xixiu, et al. Two-stage distributionally robust optimal scheduling for port multi-energy microgrid considering mobile hydrogen energy storage [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(8): 3078-3092.
- [18] 李昊, 邵能灵, 余墨多, 等. 港口能源-物流耦合优化调度模型与方法综述 [J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(14): 1-21.
- LI Hao, TAI Nengling, YU Moduo, et al. Review on energy-logistics coupled optimal dispatching models and methods for port [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(14): 1-21.
- [19] 谢应彪, 侯慧, 唐俊一, 等. 台风灾害下含移动氢能存储的电气综合能源系统负荷恢复策略 [J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(6): 134-143.
- XIE Yingbiao, HOU Hui, TANG Junyi, et al. Load restoration strategy for integrated electricity-gas energy system with mobile hydrogen energy storage under typhoon disasters [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(6): 134-143.
- [20] 朱继忠, 周迦琳, 张迪. 清洁能源和电力系统碳足迹全生命周期核算综述 [J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(4): 1323-1342.
- ZHU Jizhong, ZHOU Jialin, ZHANG Di. Review of full life-cycle carbon footprints accounting of clean energy and power systems [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(4): 1323-1342.
- [21] LAI X Y, YANG J J, WEN F S, et al. Operational economics of renewable energy-hydrogen system with hydrogen-powered transportation [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2025, 16(1): 718-727.
- [22] 张楠. 碳排放责任分配研究演进、热点与前沿: 基于文献计量分析 [J/OL]. *生态与农村环境学报* [2025-06-19]. <https://doi.org/10.19741/j.issn.1673-4831.2024.1059>.
- ZHANG Nan. Evolution, hot topics, and frontiers of carbon emission responsibility allocation research: based on bibliometric analysis [J/OL]. *Journal of Ecology and Rural Environment* [2025-06-19]. <https://doi.org/10.19741/j.issn.1673-4831.2024.1059>.
- [23] GANJIAN M, BAGHERIAN FARAHABADI H, REZAEI FIRUZJAEI M. Voyage scheduling and energy management co-optimization in hydrogen-powered ships [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 86: 788-799.
- [24] PERČIĆ M, FRKOVIĆ L, PUKŠEĆ T, et al. Life-cycle assessment and life-cycle cost assessment of power batteries for all-electric vessels for short-sea navigation [J]. *Energy*, 2022, 251: 123895.
- [25] 陈洪波, 杨来. 碳中和目标下中国氢能产业发展的路径选择 [J]. *中国人口·资源与环境*, 2024, 34(10): 94-105.
- CHEN Hongbo, YANG Lai. Path selection for China's hydrogen industry development under the goal of carbon neutrality [J]. *China Population Resources and Environment*, 2024, 34(10): 94-105.
- [26] 侯慧, 谢应彪, 颜玉林, 等. 基于共享泊位及P2P交易的多港口综合能源系统协同调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(20): 8040-8052.
- HOU Hui, XIE Yingbiao, YAN Yulin, et al. Collaborative scheduling of multi-port integrated energy systems based on shared berths and P2P trading [J]. *Proceedings of the CSEE*,

- 2025, 45(20): 8040-8052.
- [27] ZHANG Y, LIANG C J, SHI J, et al. Optimal port microgrid scheduling incorporating onshore power supply and berth allocation under uncertainty [J]. *Applied Energy*, 2022, 313: 118856.
- [28] CUI S C, WANG Y W, LIU X K, et al. Economic storage sharing framework: asymmetric bargaining-based energy cooperation [J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2021, 17(11): 7489-7500.
- [29] WANG Z, HOU H, ZHAO B, et al. Risk-averse stochastic capacity planning and P2P trading collaborative optimization for multi-energy microgrids considering carbon emission limitations: an asymmetric Nash bargaining approach [J]. *Applied Energy*, 2024, 357: 122505.
- [30] 吴锦领,楼平,管敏渊,等.基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J].*电网技术*,2022,46(7):2711-2721.  
WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining [J]. *Power System Technology*, 2022, 46(7): 2711-2721.
- [31] HAN Z P, DING T, MU C G, et al. Lattice-like blockchain system for maintaining the data privacy in the distributed computation of carbon emission [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2024, 15(5): 4961-4973.
- [32] Elia. Grid data: power generation [EB/OL]. [2025-03-03]. <https://www.elia.be>.
- [33] 黄逸文,黄文焘,卫卫,等.大型海港综合能源系统物流-能量协同优化调度方法[J].*中国电机工程学报*,2022,42(17):6184-6195.  
HUANG Yiwen, HUANG Wentao, WEI Wei, et al. Logistics-energy collaborative optimization scheduling method for large seaport integrated energy system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(17): 6184-6195.

谢应彪(2000—),男,硕士研究生,主要研究方向:港口综合能源系统运行。E-mail:xyingbiao@126.com

侯慧(1981—),女,通信作者,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:能源互联网、电力系统风险评估。E-mail:husthou@126.com

杨甲甲(1989—),男,博士,高级讲师,博士生导师,主要研究方向:电力经济与电力市场。E-mail:yangjia.zju@gmail.com

(编辑 王梦岩)

## Hydrogen Credit Market Mechanism Design for Enhancing Carbon Reduction Values in Multi-port Integrated Energy Systems

XIE Yingbiao<sup>1</sup>, HOU Hui<sup>1,2</sup>, YANG Jiajia<sup>3</sup>, WANG Zhuo<sup>1,2</sup>, DONG Zhaoyang<sup>4</sup>, YU Li<sup>4</sup>

(1. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China;

2. Department of Electrical Engineering and Automation, Aalto University, Espoo 02150, Finland;

3. College of Science and Engineering, James Cook University, Townsville 4811, Australia;

4. Department of Electrical Engineering, City University of Hong Kong, Hong Kong 999077, China)

**Abstract:** As a critical carrier for the low-carbon transition, the development of hydrogen energy requires not only technological breakthroughs but also robust support from market mechanisms. To address the challenges of the lack of accounting rules for hydrogen-enabled carbon reduction and inadequate market coordination mechanisms, this paper proposes a hydrogen credit market mechanism to enhance the carbon reduction value of hydrogen energy. First, a hydrogen credit certification system based on equivalent carbon emission reduction is established from the perspective of the full life cycle of hydrogen energy, enabling accurate accounting of hydrogen decarbonization equivalents. Second, a hydrogen credit market mechanism is designed based on offsetting, trading and settlement. The offsetting mechanism allows hydrogen credits to be converted into carbon allowances, expanding compliance pathways in the carbon market. The trading mechanism realizes cross-regional transactions through a peer-to-peer mode, facilitating the circulation of carbon reduction data and mutual recognition of value. The settlement mechanism entrusts regulators to settle surplus hydrogen credits and realize the monetization of environmental benefits via subsidies. Third, mobile hydrogen storage resources such as hydrogen-fueled ships are used as hubs for the conversion of hydrogen credit value. Combined with the energy-transportation coupling characteristics, a cooperative game model for a multi-port integrated energy system is constructed, and the alternating direction method of multipliers is adopted for distributed solution, which effectively protects the privacy of carbon reduction data. Finally, simulation results based on three ports verify that the proposed market mechanism can effectively achieve the environmental and economic synergy of hydrogen energy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52177110).

**Key words:** hydrogen energy; hydrogen credit; market mechanism; carbon emission reduction; peer-to-peer (P2P) trading; port; integrated energy system; energy-transportation coupling

