

“双碳”驱动下绿氨燃料从生产到应用的成本与降碳收益评价

韦利云¹, 毕浩波^{2,3}

(1. 滁州职业技术学院商学院, 安徽滁州 239000; 2. 安徽科技工程大学电气与电子工程学院, 安徽滁州 233100; 3. 南京师范大学能源与机械工程学院, 南京 210023)

摘要: 为助力“双碳”目标落地, 探究绿氨作为新型清洁能源燃料的市场化应用潜力与低碳效益, 开展绿氨燃料生产至应用的成本与降碳价值评估研究。围绕绿氨水电解制备、合成、储运及燃烧应用全流程, 以碳价、电价为核心变量, 量化不同场景下绿氨燃料的成本与降碳效益, 完成绿氨燃料的综合经济性评价。结果表明: 以 2024 年末碳价测算, 电价低于 0.10 元/(kW·h)时, 绿氨成本可与灰氨持平, 降至 0.08 元/(kW·h)以下时, 可优于天然气。若采用 0.60 元/(kW·h)的电网电价, 2050 年前绿氨仍不具备竞争优势。碳价波动与碳排放强度的耦合作用显著重塑氨燃料应用经济格局, 西北弃电生产模式凭借低成本绿电与低排放优势, 2020 年已显现碳减排收益, 2030 年成本优势持续提升, 预计 2050 年碳收益完全覆盖生产与储运成本。综上, 随着风光新能源发电成本持续下行, 绿氨具备优异的低碳经济效益与广阔应用前景, 可成为重要化石燃料替代清洁能源。

关键词: 绿氨; 燃料; 成本; 降碳收益

中图分类号: TK018; TK91 文献标志码: A

文章编号: 2096-7705 (2026) 04-0001-07

Evaluation of the Cost and Carbon Reduction Benefits of Green Ammonia Fuel from Production to Application Driven by "Dual Carbon"

Wei Liyun¹, Bi Haobo^{2,3}

(1. School of Business, Chuzhou Polytechnic, Chuzhou 239000, Anhui, China; 2. School of Electrical and Electronic Engineering, Anhui Science and Technology University Chuzhou 233100, Anhui, China; 3. School of Energy and Mechanical Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210023, China)

Abstract: To facilitate the implementation of the "dual carbon" goals, explore the market application potential and low-carbon benefits of green ammonia as a new type of clean energy fuel, and conduct a study on the cost and carbon reduction value assessment from the production to the application of green ammonia fuel. Focusing on the entire process of green ammonia production through water electrolysis, synthesis, storage and transportation, as well as its combustion applications, with carbon pricing and electricity pricing as the core variables, we quantify the costs and carbon reduction benefits of green ammonia fuel under different scenarios, and complete a comprehensive economic evaluation of green ammonia fuel. The

收稿日期: 2026-03-08

基金项目: 江苏省自然科学基金青年基金项目 (BK20250619); 2025 年安徽省社科界青年学人成长计划项目 (QNXR2025044); 滁州职业技术学院人文社科研究一般项目 (SKY-2025-6); 江苏省高等学校基础科学 (自然科学) 研究项目 (25KJB480008)

第一作者: 韦利云 (1995—), 女, 助教, 硕士, 主要研究方向为能源经济。E-mail: weiliyun@chzc.edu.cn

引用格式: 韦利云, 毕浩波. “双碳”驱动下绿氨燃料从生产到应用的成本与降碳收益评价[J]. 能源研究与管理, 2026, 18(4): 001-007.

results indicate that, based on the carbon price at the end of 2024, when the electricity price is below 0.10 yuan/(kW·h), the cost of green ammonia can be on par with that of gray ammonia. When it drops below 0.08 yuan/(kW·h), it can become more competitive than natural gas. However, if the grid electricity price is set at 0.60 yuan/(kW·h), green ammonia will not possess a competitive edge until 2050. The coupled effect of carbon price fluctuations and carbon emission intensity has significantly reshaped the economic landscape of ammonia fuel applications. The northwest electricity curtailment production model, leveraging its advantages of low-cost green electricity and low emissions, has already demonstrated carbon emission reduction benefits in 2020. Its cost advantage is expected to continue to increase in 2030, and it is projected that by 2050, carbon revenues will fully cover production, storage, and transportation costs. In summary, as the cost of wind and solar renewable energy generation continues to decline, green ammonia possesses excellent low-carbon economic benefits and broad application prospects, making it a viable clean energy alternative to important fossil fuels.

Keywords: green ammonia; fuel; cost; carbon reduction benefits

引言

在全球积极应对气候变化的背景下, 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的目标(“双碳”目标)成为我国实现可持续发展的重要战略方向, 开发和利用清洁能源, 推动能源结构的低碳转型迫在眉睫^[1]。中国是全球最大的能源消费国与碳排放国, 根据生态环境部发布的《2024 中国生态环境状况公报》, 2024 年煤炭消费量占能源消费总量的 53.2%, “双碳”目标面临严峻挑战。生态环境领域是减污降碳协同增效的主要阵地, 污染治理与碳减排存在高度正向协同性^[2]。在此背景下, 寻找可规模化应用的低碳替代能源成为突破瓶颈的关键。氢燃料作为一种终极清洁能源, 燃烧产物只有水, 全生命周期碳排放可通过绿氢生产降至趋近于零, 脱碳潜力在交通、工业、发电等领域被广泛认可^[3]。然而, 氢燃料的规模化应用受限于储运难题, 且易燃易爆^[4]。而氨的合成原料主要为氮气和氢气, 其中氢气可来自可再生能源电解水制氢, 全生产过程实现低碳甚至零碳(绿氨)。此外, 氨的能量密度高于氢, 爆炸极限远窄于氢, 储运基础设施相对成熟^[5]。因此, 氨可作为氢的高效载体^[6]。

绿氨燃料的大规模应用面临诸多挑战, 其中, 经济性问题是关键因素之一, 直接影响其市场推广和商业化进程。周宏春^[7]指出能源转型要以创新为驱动力, 以构建新型能源体系为导向, 实现能源结构低碳化。王月姑^[8]指出氨燃料在相同能量输出下可显著降低温室气体、颗粒物及硫化物排放, 比传统化石燃料碳排放减少 0.06~0.11 kg/MJ。凌波等^[9]从技术、环境和经济角度评估不同技术路线下的氢(氨)能重卡的能耗及碳排放, 发现相较于依赖传统化石能源的技术路线, 可再生能源相关技术路线下的碳

排放和能耗更低, 但经济成本较高。高虎等^[10]表示当前可再生能源发电及电解水制氢系统成本仍处高位, 导致绿氨生产成本较煤制合成氨溢价超 50%。韦耿等^[11]对氨燃料的生产成本进行评估, 发现绿氨的生产成本主要受到电价影响。谭厚章等^[12]对氨燃料的生产、储存和运输进行了成本测算, 认为氨生产成本较高, 当前能源结构下实现对煤炭燃料的完全替代不具有可实现性。

综上所述, 绿氨燃料在降碳方面具有显著优势, 但其大规模应用仍受经济性瓶颈制约。现有研究多聚焦单一维度的经济评价, 如成本或减排, 缺乏覆盖绿氨从“风光制氢—合成—储运—应用”全环节成本与收益的经济性评估, 缺少对不同场景下降碳收益与成本关系的量化。因此, 本研究将依托电价与碳交易价格两大核心变量, 结合我国碳市场政策演进规律, 从原料制备、合成加工、储运周转到终端燃料应用全链条开展绿氨燃料经济评估。区分西北弃电、中东部弃电、常规电网电价 3 类供电场景, 分 2020 年、2030 年、2050 年 3 个目标时点测算降碳收益, 对比绿氨与灰氨、煤炭、天然气等燃料的经济与排放指标, 厘清电价与碳价波动对绿氨经济性的耦合影响规律, 依次完成生产成本测算、降碳收益核算、多情景经济性对比分析, 依托量化结论为绿氨产业落地、碳定价优化及区域新能源消纳配套政策制定提供现实依据。

1 绿氨生产成本及降碳收益评价

1.1 合成氨生产与储运成本测算

氨根据生产过程的碳足迹差异可分为灰氨、蓝氨、绿氨三大类。灰氨是当前全球氨生产的主流形式, 其生产以化石能源为核心原料, 采用传统哈伯-博施法工艺, 这一过程碳排放强度极高, 与“双碳”

目标存在根本冲突。蓝氨是灰氨的低碳化改良版本，核心在于引入碳捕集与封存（CCS）技术捕获生成的 CO_2 ，实现化石能源制氨的低碳化转型。绿氨是真正意义上的零碳氨，其生产全程摆脱对化石能源的依赖，以风电、光伏、水电等可再生能源发电，通过电解水制取绿氢，再与空气分离的氮气合成氨，整个过程几乎不产生碳排放^[13]。

因国内富煤贫油少气，当前我国合成氨生产工艺仍以煤制为主、天然气为辅，即以灰氨为主导，占比 95% 以上。在煤炭价格保持在 700~900 元/t 的正常区间内时，传统氨合成的生产成本大概维持在 1 900~2 200 元/t。当煤价为 800 元/t 时，合成氨所需成本约为 2 200 元/t^[14]。而除了生产成本，液氨的储存和运输成本也应该受到关注。

绿氢是绿氨的原料基石，其制备技术直接决定绿氨的低碳属性和成本，核心是电解水制氢技术，目前主流的电解水制氢技术有碱性水电解（AWE）、质子交换膜水电解（PEM）以及固体氧化物水电解（SOEC）3 类^[15]。绿氨的制取成本构成中，电解水制氢与氨合成是两大核心环节，其生产路径通常是先通过电解水获取氢气，再将氢气用于氨的合成。具体来看，每吨气态绿氢的成本计算需以电价乘以生产每吨氢气的电耗，再叠加能耗之外的制氢相关费用；而每吨氨的合成成本，则要以电价乘以合成每吨氨所需的电能，再加上能耗之外的氨合成环节支出。其中，绿氢的生产成本可表述为：

$$C_{\text{H}_2} = 1\,000\lambda E_{\text{H}_2} + C_{\text{H}_2, \text{非能耗}} \quad (1)$$

式中： C_{H_2} 为气态绿氢生产成本，元/t； λ 为电价，元/(kW·h)； E_{H_2} 为电解制氢能耗，kW·h/kg； $C_{\text{H}_2, \text{非能耗}}$ 为电解制氢能耗外费用，元/t。

同理，绿氨合成成本可表达为：

$$C_{\text{NH}_3} = 1\,000\lambda E_{\text{NH}_3} + C_{\text{NH}_3, \text{非能耗}} \quad (2)$$

式中： C_{NH_3} 为氨合成成本，元/t； E_{NH_3} 为氨合成能耗，kW·h/kg； $C_{\text{NH}_3, \text{非能耗}}$ 为合成氨能耗外费用，元/t。

可再生能源如风电、光伏等的发电能力具有波动性，超配额现象在实际运行中较为常见，因此可将多余的电量（简称“弃电”）通过电解水制氢并合成氨进行能量储存，在需要的时候进行能量转化，研究证明这种方式具有大规模推广应用的前景^[16]。弃电价格呈现显著的区域梯度特征，与新能源资源禀赋、电网消纳能力直接相关。西北等弃风弃光率较高地区的弃电售价在叠加国家专项补贴后可接近于 0 元/(kW·h)，中东部地区弃电综合售价为 0.15~

0.30 元/(kW·h)，电网电价以 0.60 元/(kW·h) 计算。AWE、PEM 和 SOEC 3 种电解水制氢技术的能耗为 45~55 kW·h/kg，能耗以外的费用约为 4 000 元/t，因此，西北部等弃风弃光率较高地区的气态绿氢的生产成本约为 4 000 元/t，中东部地区的气态绿氢的生产成本为 10 750~20 500 元/t，电网价计算的气态绿氢的生产成本约为 31 000~37 000 元/t。绿氨生产需要先电解水再合成氨，相应能耗约为 10 kW·h/kg，小型合成氨厂的非能耗成本当前约为 1 000 元/t，因此，西北地区绿氨制取成本约为 1 000 元/t，中东部地区的绿氨制取成本为 2 500~4 000 元/t，电网价计算的绿氨制取成本约为 7 000 元/t。

中国境内，液氨储运成本在短距离（100 km）约为 150 元/t，长距离（500 km）增至 350 元/t^[17]。灰氨与绿氨单位热值的生产成本差异计算如表 1 所示。由表可知，在不考虑储运成本的情况下，绿氨（西北部弃电）单位热值成本 54 元/GJ，显著低于灰氨的 118 元/GJ，该成本已接近甚至低于部分地区的天然气和煤炭成本，意味着绿氨不仅在低碳属性上占优，在能量成本上也具备了替代传统化石能源的可行性。中东部弃电资源分散且电价较高，绿氨单位热值成本为 134~215 元/GJ，体现出中东部绿氨当前在纯能量成本上略逊于灰氨。电网电绿氨单位热值成本为 376 元/GJ，是灰氨的 3.2 倍、西北部绿氨的 7 倍，直接反映了非弃电场景下绿氨的能量经济性瓶颈。当把储运费用考虑在内时，绿氨（西北部弃电）相对于灰氨、绿氨（中东部弃电）以及绿氨（电网电）的成本优势依旧显著，绿氨的成本受电价影响较大。

1.2 绿氨生产降碳收益评价

除此之外，评估绿氨的整体经济性还需要考虑降碳收益。全球合成氨产量为 1.8 亿 t，基本采用化石能源生产时 CO_2 排放量达 5 亿 t，因此全球灰氨生产的平均碳排放约为 2.8 t/t，煤制氨的 CO_2 排放量达 4.2 t。氢气生产环节中的原材料收集加工、物料运输以及氢气制取各部分都需要消耗电力和热能，这些电力和热能来源于化石燃料的燃烧，存在隐形碳排放^[18]。在核算能源供应所隐含的 CO_2 排放量时，基于活动数据×排放因子的核算逻辑，具体公式如下：

$$E_{\text{隐藏}} = E_{\text{电}} + E_{\text{热}} = D_{\text{电}} \times F_{\text{电}} + D_{\text{热}} \times F_{\text{热}} \quad (3)$$

式中： $E_{\text{隐藏}}$ 为隐藏 CO_2 排放量，t； $D_{\text{电}}$ 为电力的净投入量，kW·h； $D_{\text{热}}$ 为热力的净投入量，GJ； $F_{\text{电}}$ 为发电 CO_2 排放因子，t/(kW·h)； $F_{\text{热}}$ 为发热 CO_2 排放因子，t/GJ。

根据生态环境部 2024 年发布的公告，扣除市场

表1 灰氨与不同电力来源生成绿氨的成本对比

Table 1 Cost comparison of grey ammonia and green ammonia generated from different power sources

燃料	低位热值 / (GJ·t ⁻¹)	生产成本 / (元·t ⁻¹)	储运成本 / (元·t ⁻¹)		单位热值生产成本 / (元·GJ ⁻¹)		
			100 km	500 km	不包含储运	包含储运 100 km	包含储运 500 km
灰氨	18.6	2 200	150	350	118	126	137
绿氨(西北弃电)	18.6	1 000	150	350	54	62	73
绿氨(中东弃电)	18.6	2 500~4 000	150	350	134~215	142~223	153~234
绿氨(电网电)	18.6	7 000	150	350	376	384	395

化交易的非化石能源电量, 全国电力平均 CO₂ 排放因子为 $5.94 \times 10^{-4} \text{ t}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。生态环境部 2025 年发布的电力碳足迹因子显示, 光伏发电平均 CO₂ 排放因子为 $5.45 \times 10^{-4} \text{ t}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 风能发电平均 CO₂ 排放因子为 $3.36 \times 10^{-4} \text{ t}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。绿氨制取的电解全过程中不直接产生碳排放, 唯一产生碳排放的环节是电力消耗, 且碳排放量由电力来源决定。本研究主要对当前传统电网、光伏发电和风能发电这 3 种电力来源的绿氨制取碳排放量进行对比计算。根据前文, 先电解水制氢再合成氨的能耗约为 $10 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{kg}$, 由计算公式可知, 使用当前传统电网、光伏发电和风能发电进行电解水制氨时, 每 1 t 氨的相应 CO₂ 排

放量分别为 5.94、0.55、0.34 t。对比可知, 煤制灰氨制取过程的平均碳排放远高于可再生能源发电电解制氨过程碳排放量, 但低于化石能源燃烧发电的传统电网电解制氨碳排放量。

2020 年中国北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳、福建 8 个试点碳市场的年度总成交额 21.5 亿元, CO₂ 总成交量为 7 525 万 t, 综合平均碳价约为 28.6 元/t, 2030 年中国碳价预测可达 180 元/t, 2050 年中国碳价预测可达 1 000 元/t^[9]。根据不同时期中国碳市场交易价格测算出的氨燃料降碳收益后单位热值总成本情况如表 2 所示。

碳价波动与碳排放强度的耦合作用, 深刻重塑

表2 考虑降碳收益后的氨燃料单位热值总成本

Table 2 Total cost per unit calorific value of ammonia fuel after considering the benefits of carbon reduction

燃料	单位热值总成本 / (元·GJ ⁻¹)		
	计入 2020 年降碳收益	计入 2030 年降碳收益	计入 2050 年降碳收益
灰氨	>131.7	>131.7	>131.7
绿氨(西北部弃电)	63.6	44.4	<0
绿氨(中东部弃电)	144.2~224.9	125.1~205.7	21.2~101.9
氨(化石能源燃烧发电)	>394.6	>420.2	>558.6

注: “>”是因为未来氨生产可能需要额外购买碳排放配额; 计入降碳收益的单位热值总成本运输距离以 300 km 插值法计算得到; 使用光伏、风能发电的弃电进行电解水制氨的每 1 t 氨的 CO₂ 排放量取平均值 0.445 t。

了不同制氨技术的经济性格局。由计算结果可知, 2020 年, 西北部弃电所制绿氨计入降碳收益的单位热值总成本显著低于灰氨, 其碳排放优势带来的碳收益初步显现。到 2030 年, 碳成本对经济性的影响增强, 西北部绿氨成本可降至 44.4 元/GJ, 优势进一步扩大。从长期来看, 到 2050 年前后, 西北部绿氨凭借超低碳排放将实现负成本, 降碳收益完全覆盖生产与储运成本。相比之下, 依赖化石能源燃烧发电所制氨燃料因碳排放相对较高, 成本高于灰氨, 随着未来碳价的持续提高, 竞争力持续萎缩。这一趋势表明, 碳定价机制是推动绿氨替代的核心杠杆, 西北部弃电模式凭低成本绿电与超低排放成为长期最优解, 而传统化石能源依赖型制氨技术将面临碳

成本与市场淘汰的双重压力。

2 氨燃料从生产到应用的经济性分析

2.1 灰氨及传统化石燃料价格

传统化石燃料(煤、石油、天然气)仍是当前全球电力系统的主力, 尤其在发展中国家, 但其占比正随“双碳”政策逐步下降。煤是全球电力系统中使用最广泛的化石燃料, 2023 年中国煤电占全国发电量的 55%。天然气是全球电力系统的第二大燃料, 2023 年占全球发电量的 22%, 因其碳排放低于煤炭、发电效率高等特点, 成为能源转型中的过渡能源。石油极少作为主力电源, 仅用于偏远地区或应急备用电源。故在此暂不考虑石油燃料, 仅对灰

氨、煤及天然气成本进行估算。1) 灰氨低位热值为 18.6 GJ/t, 价格以国内灰氨现货均价(2 000±200)元 /t 为基准; 2) 煤以应用最广泛的烟煤为代表, 低位热值一般为 20~30 MJ/kg, 煤价正常保持在 700~900 元 /t; 3) 天然气低位热值约为 50 MJ/kg, 工业用气市场化定价趋势下价格为 3.2~3.8 元 /m³。

2.2 绿氨生产到应用经济性分析

绿氨生产到应用全流程整体经济性分析需要考虑的因素包括制取工艺成本、设备运营维护成本、储运成本及降碳收益。绿氨生产相应能耗以 10 kW·h/kg 计算, 小型合成氨厂的设备运营维护成本计 1 000 元 /t, 液氨储运成本在中长度距离 (300 km) 为基准。燃料降碳收益在此考虑生产和燃烧使用 2 个阶段, 绿氨、灰氨、煤以及天然气从生产到应用碳排放量如表 3 所示。

表 3 不同燃料从生产到应用碳排放量

Table 3 Carbon emissions from the production to application of different fuels

燃料	CO ₂ 排放量 / (t·t ⁻¹)			等效 CO ₂ 排放量 / (t·MJ ⁻¹)
	生产阶段	燃烧阶段	生产到应用	
绿氨	0.445	0	0.445	0.445
灰氨	4.2	0	4.2	4.2
煤	0	2.6	2.6	1.93
天然气	0	2.5	2.5	0.93

注: 煤按热值 25 MJ/kg 测算, 天然气按热值 50 MJ/kg 测算; 灰氨生产阶段 CO₂ 排放量在此以典型的煤制灰氨测算; 等效 CO₂ 排放按照氨相对于其他燃料的能量进行等效换算。

降碳收益以 2024 年年底碳交易价格为计算依据, 根据上海环境能源交易所及生态环境部公开数据, 2024 年底全国碳市场碳排放配额 (CEA) 收盘价为 97.49 元 /t。不同燃料对比场景下绿氨从生产到应用全流程的净成本计算如表 4 所示。

不同燃料成本随电价变化趋势如图 1 所示。由图可知, 绿氨的经济性依赖于低成本绿电的规模化供应。灰氨成本与天然气接近, 碳排放显著高于绿氨, 当电价低于 0.10 元 / (kW·h), 绿氨成本可覆盖灰氨的成本范围, 具备燃料替代可行性; 当电价继续降低

表 4 不同降碳对比场景下绿氨生产到应用净成本

Table 4 Net cost from production to application of green ammonia under different carbon reduction comparison scenarios

对比场景	降碳收益 / (元·t ⁻¹)	绿氨净成本 / (元·t ⁻¹)	单位换算后净成本 / (元·GJ ⁻¹)
灰氨	366	10 000 x+884	537.6 x+47.5
煤	145	10 000 x+1 105	537.6 x+59.4
天然气	47	10 000 x+1 203	537.6 x+64.7

注: x 取值为电价 / [元·(kW·h)]。

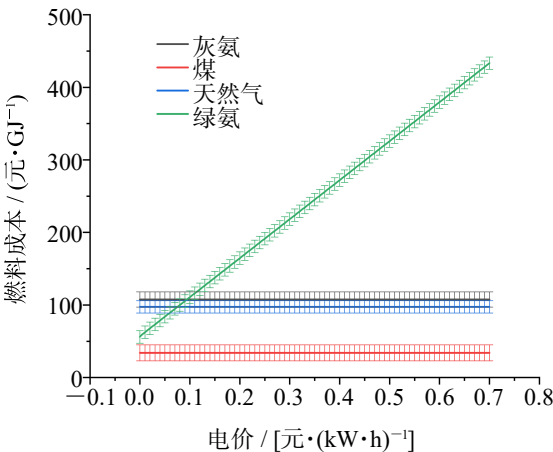


图 1 不同燃料成本随电价变化趋势

Fig. 1 The trend of different fuel costs changing with electricity prices

到 0.08 元 / (kW·h) 以下时, 绿氨成本才能低于天然气。碳排放最高的煤燃料成本最低, 当电价趋近于 0 元 / (kW·h), 例如使用西北部弃电生产时, 绿氨的燃料成本可降至与煤相当。因此, 绿氨在常规电价下的经济性弱于煤、天然气和灰氨, 替代可行性较低, 但未来随着光伏、风电成本持续下降, 其经济性优势将进一步凸显, 成为化石燃料的重要替代选项。

绿氨作为替代燃料的经济性除了高度依赖电价下降, 还受到碳市场对高排放燃料成本约束的影响。考虑降碳收益后, 不同电价场景下绿氨生产到应用净成本计算如表 5 所示。

不同燃料成本随碳价变化趋势如图 2 所示。由图可知, 当完全使用电网电力 (电价约为 0.60 元 / (kW·h)) 时, 即使到 2050 年, 绿氨燃料成本也显著

表 5 不同电价场景下绿氨从生产到应用的净成本

Table 5 Net cost of green ammonia from production to application under different electricity pricing scenarios

电价 / [元·(kW·h) ⁻¹]	降碳收益 / (元·t ⁻¹)	绿氨净成本 / (元·t ⁻¹)	单位换算后净成本 / (元·GJ ⁻¹)
0.60	1.485z	7 250-1.485z	-0.08z+389.8
0.15~0.30	1.485z	(4 250-1.485z)~(2 750-1.485z)	(-0.08z+228.5)~(-0.08z+147.8)
0	1.485z	1 250-1.485z	-0.08z+67.2

注: z 取值为碳价 / (元·t); 降碳收益以绿氨相对于煤的降碳量计算。

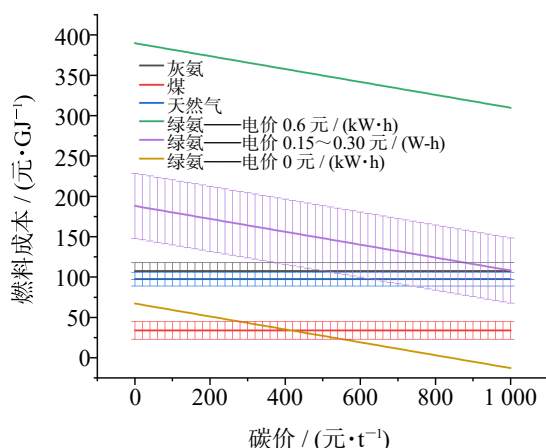


图2 不同燃料成本随碳价变化趋势

Fig. 2 Trend of different fuel costs changing with carbon price
 高于灰氨、煤与天然气，现实中不具备燃料替代可行性。当电价降为0.15~0.30元/(kW·h)、碳价高于372.5元/t时，绿氨成本可降至灰氨相当水平；碳价高于522.5元/t时，成本接近天然气价格。当电价降至0元/(kW·h)，即使碳价为0元/t，绿氨成本也低于灰氨与天然气，无需碳价支撑即具备经济性；当碳价高于552.5元/t时，绿氨成本低于煤最低价，未来随碳价上涨，具备经济替代潜力。

3 结论

1) 在全球能源系统向低碳化、零碳化转型的背景下，绿氨凭借其近零排放的特性，成为替代传统化石能源及灰氨的重要潜力选项，其应用前景取决于低成本绿电供应与碳定价机制的双重支撑。

2) 作为零碳燃料，绿氨生产过程可完全摆脱对化石能源的依赖，从生产到应用全流程碳排放趋近于零，显著优于灰氨、天然气及煤，在交通、工业、发电等领域的深度脱碳中具备不可替代的战略价值。同时，氨的能量密度高、储运基础设施相对成熟，作为氢的高效载体，可有效弥补氢燃料在规模化应用中的储运短板。

3) 煤作为当前成本最低的燃料，短期内仍对绿氨保持经济性优势，但随着光伏、风电成本持续下降及碳市场机制的日益完善，绿氨有望在长期成为煤的有效替代选项。电价是决定绿氨经济性的核心约束，不同电价场景下，绿氨成本差异显著。当电价低于0.10元/(kW·h)，绿氨成本可覆盖灰氨的成本范围；当电价降低到0.08元/(kW·h)以下时，绿氨成本低于天然气；当电价趋近于0元/(kW·h)，绿氨成本可降至与煤相当。因此弃电能源充足地区的绿氨成本优势已初步显现，从长期来看，或可实

现“负成本”制氨。碳定价机制是推动绿氨替代的关键杠杆，碳价与碳排放强度的耦合作用重塑了制氨技术的经济性格局，随着碳价上涨，绿氨的降碳收益持续扩大。反观化石能源依赖型制氨技术（如灰氨），因碳排放较高，其成本随碳价上涨而攀升，竞争力持续萎缩，长期来看将面临市场淘汰压力。

综上，绿氨不仅是氢能载体，更是重构能源经济性的战略突破口，大规模推广需构建完善的支撑体系。

1) 推动西北可再生能源基地规模化制氨，稳定降低生产能耗。依托西北风光资源富集、弃电率较高的禀赋，规划千万吨级绿氨产业园，通过规模化开发降低单位投资成本，将绿氨生产能耗稳定降低。配套建设特高压输电通道与跨区域液氨储运管网，打通绿电-绿氢-绿氨一体化链路，同时推行弃电优先消纳机制，将绿氨生产电价低位锁定，形成与灰氨、天然气的成本竞争力，打造辐射全国的绿氨供给核心区。

2) 全国统一碳市场，深化碳价引导作用。完善全生命周期碳排放核算体系，明确灰氨、煤、天然气等燃料的CO₂排放因子，将氨燃料生产、消费环节全面纳入碳市场覆盖范围。通过配额收紧稳步抬升碳价，让碳价真实反映高碳燃料的环境成本。

3) 聚焦重点领域，培育绿氨应用场景。绿色技术创新和产业结构优化可有效减少能源消耗，从而增进碳排放权的降碳减污治理成效^[20]。优先在航运、燃煤电厂混烧、工业供热等难脱碳领域布局示范工程，通过补贴初期设备改造费用降低应用门槛。推动化肥、化工等传统用氨行业建立绿氨采购标准，赋予低碳产品溢价，以需求侧拉动供给侧规模扩张。同时引导能源企业、化工企业、物流企业组建产业链联盟，打通生产、储运、应用各环节，让绿氨从技术可行走向商业可持续。

参考文献

- [1] Meyer Q,Zeng Yachao,Zhao Chuan.In situ and operando characterization of proton exchange membrane fuel cells[J].Advanced Materials,2019,31(40):e1901900.
- [2] 洪梓明,蔡盛.环境领域减污降碳协同增效路径简析[J].能源研究与管理,2023,15(4):46-51.
- [3] 帅石金,王志,马骁,等.碳中和背景下内燃机低碳和零碳技术路径及关键技术[J].汽车安全与节能学报,2021,12(4):417-439.
- [4] 杨军,张杰,王斌,等.氢气存储与加注设备技术现状及发展趋势[J].能源研究与管理,2026,18(1):114-123.

- [5] Al-breiki M,Bicer Y.Technical assessment of liquefied natural gas, ammonia and methanol for overseas energy transport based on energy and exergy analyses[J].International Journal of Hydrogen Energy,2020,45(60):34927–34937.
- [6] 吴全,沈珏新,余磊,等.“双碳”背景下氢-氨储运技术与经济性浅析[J].油气与新能源,2022,34(5):27–33.
- [7] 周宏春.以新质生产力推动我国能源转型和高质量发展[J].能源研究与管理,2024,16(4):1–10.
- [8] 王月姑.以氨为燃料和载氢介质的生命周期能效和环境效益分析[D].厦门:厦门大学,2019:62–65.
- [9] 凌波,朱广岩,王雯,等.不同技术路线重卡的生命周期碳排放、能耗及经济性效益分析[J].洁净煤技术,2024,30(增刊2):515–523.
- [10] 高虎,刘凡,李海.碳中和目标下氨燃料的机遇、挑战及应用前景[J].发电技术,2022,43(3):462–467.
- [11] 韦耿,赵硕,王星博,等.氨燃料经济分析及煤掺氨燃烧试验研究[J].东方电气评论,2024,38(4):41–46.
- [12] 谭厚章,周上坤,杨文俊,等.氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展[J].中国电机工程学报,2023,43(1):181–191.
- [13] Kim T,Kim Y,Park J.Eco-friendly hydrogen and power co-production system with a flexible operational strategy[J].Energy Conversion and Management,2025,327:119614.
- [14] 张宇浩,王宁,郭占强.我国弃风弃光电量合成氨路径的碳排放及经济效益分析[J].电气技术与经济,2025(1):221–225.
- [15] Gloser S.A review of life cycle assessment (LCA) studies for hydrogen production technologies through water electrolysis: Recent advances[J].Energies,2024,17:3968.
- [16] Liponi A,Pasini G,Baccioli A,et al.Hydrogen from renewables: Is it always green? The Italian scenario[J].Energy conversion & management,2023,276:116525.
- [17] 雍瑞生,杨川箬,薛明,等.氢能应用现状与前景展望[J].中国工程科学,2023,25(2):111–121.
- [18] 陈馨.典型制氢工艺生命周期碳排放对比研究[J].当代石油石化,2023,31(1):19–25.
- [19] 周新媛,徐东,张庆辰,等.中国碳排放权交易市场 2024 年发展分析与展望[J].国际石油经济,2025,33(1):52–61.
- [20] 王云霞,郭建斌.“碳排放权”和“排污权”政策的降碳减污协同效应[J].能源研究与管理,2025,17(1):34–39.