DOI：10.19666/j.rlfd.202506106

考虑政策补贴机制的燃煤机组绿氨掺烧全流程技术经济性分析

焦　洋[1]，曹　蕃[1]，张全军[2]，李　敏[3]，周争昌[3]，白付明[2]，
韩海峰[2]，宋　寅[1]，王　伟[1]
（1.中国大唐集团科技创新有限公司，河北　雄安　071700；
2.大唐韩城第二发电有限责任公司，陕西　韩城　715400；
3.大唐陕西发电有限公司，陕西　西安　710061）

［摘　　要］绿氨掺烧是燃煤机组低碳化改造的重要技术路线之一，目前制约绿氨掺烧项目推广的主要问题是绿氨制备、储运、掺烧全流程经济性不佳。基于此，以单台 600 MW 燃煤机组掺烧 10%绿氨为例，对比分析了离网型/并网型光伏发电合成绿氨及掺烧项目的全流程技术经济性，并深入探讨了不同补贴机制（零碳电量补贴、绿氨生产补贴、碳减排补贴和低息贷款）对项目收益的影响。分析结果表明，煤价和碳税价格是影响项目经济性的主要因素，随着煤价和碳税价格升高，燃煤机组绿氨掺烧经济效益显著提高。补贴机制均对项目经济性有所提升，但效果依情景不同有所差异。低息贷款对项目经济可行性的提升效果最佳；而对于项目净现值 NPV 的变动，零碳电量补贴敏感度最高。

［关　键　词］燃煤机组；绿氨掺烧；全流程；经济性分析；补贴机制

［引用本文格式］焦洋，曹蕃，张全军，等. 考虑政策补贴机制的燃煤机组绿氨掺烧全流程技术经济性分析[J]. 热力发电，2025, 54(8): 42-49.　JIAO Yang, CAO Fan, ZHANG Quanjun, et al. Technical and economic analysis of the entire process of green ammonia co-firing in coal-fired units considering the policy subsidy mechanism[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(8): 42-49.

Technical and economic analysis of the entire process of green ammonia co-firing in coal-fired units considering the policy subsidy mechanism

JIAO Yang[1], CAO Fan[1], ZHANG Quanjun[2], LI Min[3], ZHOU Zhengchang[3], BAI Fuming[2], HAN Haifeng[2], SONG Yin[1], WANG Wei[1]
(1.China Datang Technology Innovation Co., Ltd., Xiong'an 071700, China;
2.Datang Hancheng No.2 Power Plant Co., Ltd., Hancheng 715400, China;
3.Datang Shaanxi Power Generation Co., Ltd., Xi'an 710061, China)

Abstract: Green ammonia co-firing is one of the important technical routes for the low-carbon transformation of coal-fired power units. Currently, the main problem restricting the promotion of green ammonia co-firing projects is the poor economic efficiency of the entire process from green ammonia production, storage and transportation to co-firing. Taking a single 600 MW coal-fired unit co-firing 10% green ammonia as an example, the technical and economic efficiency of the entire process of off-grid/on-grid photovoltaic power generation for green ammonia synthesis and co-firing projects is compared and analyzed. Moreover, the effects of subsidy mechanisms (zero-carbon electricity subsidy, green ammonia production subsidy, carbon emission reduction subsidy and low-interest loan) on project benefits are deeply discussed. The results show that, the price of coal and carbon tax is the main factor affecting the economic efficiency of the project. As the price increases, the economic benefits of green ammonia co-firing in coal-fired units are significantly improved. All subsidy mechanisms can improve the economic

收 稿 日 期：2025-06-30　网络首发日期：2025-07-21
基 金 项 目：中国大唐集团有限公司科技项目（DTSN-2024-10249）
Supported by：Science and Technology Project of China Datang Corporation Ltd. (DTSN-2024-10249)
第一作者简介：焦洋（1994），女，博士，工程师，主要研究方向为煤电低碳转型技术，1422822575@qq.com。

efficiency of the project, but the effects vary depending on the scenario. Low-interest loans have the best effect on improving the economic feasibility of the project, while zero-carbon electricity subsidies have the highest sensitivity to the change in the project's net present value (NPV).
Key words: coal-fired unit; co-firing with green ammonia; entire process; economic analysis; subsidy mechanism

在新型能源体系和新型电力系统构建背景下，煤电机组仍将长期发挥灵活运行调节和兜底保障作用，这对煤电机组低碳化运行提出更高要求。《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》明确指出绿氨掺烧是重要技术路线之一，利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤，改造建设后煤电机组应具备掺氨比 10%（热量比，下同）以上掺烧绿氨能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。

当前关于煤电机组掺氨燃烧技术的研究多集中在数值模拟、基础试验研究、机理分析、烟气污染物排放特性等[1-16]方面。值得关注的是，若将煤电机组掺烧绿氨在工业场景和实际机组进行推广，其经济竞争力尚且不足，面临的主要问题是绿氨制备、储运、掺烧全流程经济性不佳，特别是昂贵的绿氨成本，而可再生能源电价是影响绿氨成本的主要因素。曾悦等[17]指出当电解水制氢系统能耗为 4.5 (kW·h)/m^3、工业电价为 0.4 元/(kW·h)、光伏电价为 0.2、0.1 元/(kW·h)时，绿氨价格为 2 839 元/t 或 1 949 元/t（合成氨装置新建）。李建华等[18]对比了不同场景下电价对绿氢合成氨成本的影响，在不考虑碳成本时，0.22~0.42 元/(kW·h)电价对应的合成氨价格为 2 700~5 000 元/t。未来预计随着可再生能源电价和电解水制氢系统能耗降低，在平均水平的电解水制氢系统下，当电价为 0.2 元/(kW·h)时，绿氨合成成本可与灰氨相当；当电价 0.1 元/(kW·h)时，绿氨合成成本低于灰氨（2 500~3 600 元/t），可用其替代天然气[17,19-20]。尽管随着技术水平的提升和全流程装置成本的降低，绿氨成本有望降至 2 000 元左右，但与当前火电厂长协煤/动力煤煤价（500~750 元/t）相比，经济性上仍有较大差距。

氨一般以液体形式进行运输，我国目前常见的主要运输方式为铁路、公路和管道 3 种，根据供需距离的不同采用不同运输方式。由于我国风光资源丰富地区（西北、东北、华北等地区）与氨需求地（中东部地区）存在不一致的情况，输送距离会长达 1 000~5 000 km，因此可在可再生能源丰富的地区利用绿电电解水制氢再合成氨后输送到消费地区进行再利用。对于中长距离的跨区域运输氨往往使用铁路，其具有运输规模大、速度快等优势，每 1 000 km 铁路运输成本约 1.14 元/kg。对于管道运输，适合大规模液氨输送，预计未来我国建成长距离氨运输管道，每 2 000 km 管道的输氨成本约为 1.17 元/kg[17]。而对于短距离液氨的储运，一般采用公路运输，其具有运输灵活的特点，研究表明，100 km 的液氨储运成本约 30 元/t，500 km 的液氨储运成本约 60 元/t[15]。

作为煤电机组低碳化改造的技术路线，已有学者研究了不同容量等级燃煤机组应用掺氨燃烧的经济性，并对比分析了其与碳捕集与封存技术（carbon capture and storsge，CCS）的经济性差异。丁先等[21]研究表明，对于 330 MW 燃煤机组，考虑煤价浮动，纯燃煤情况下年燃煤支出 46 500.07 万元~93 000.14 万元，“纯燃煤+20%CCS”减碳方案下，年燃煤+碳捕集支出 56 900.30 万元~103 400.37 万元；同等减排 20%CO_2，只有当绿电价格低于 0.1 元/(kW·h)时，绿氨掺烧技术年燃料成本较 CCS 才更具备经济性优势。相比 CCS 设备建设的高昂投资，掺氨改造电厂需要承担较高的氨燃料成本，两者各有优劣。李俊彪等[22]测算了 600 MW 燃煤机组的度电成本，增设燃烧后 CCS 装置实现 25%CO_2 减排量，度电成本增加 0.079 元/(kW·h)；通过掺烧掺氨比 25%绿氨实现同等碳减排量情境下，当光伏电价为 0.15 元/(kW·h)，绿氨合成成本 2 800 元/t 且考虑碳减排收益时，度电成本增加 0.203 元/(kW·h)，当光伏电价下降到 0.07 元/(kW·h)，绿氨掺烧可与 CCS 方案成本相当。对于 1 000 MW 超超临界燃煤机组[23]，当碳价足够高（1 000 元/t）时，随着掺氨比的升高，平准化电力成本甚至会下降。

总体来说，要使氨煤混燃成本与纯煤燃烧成本相当还有很长的路要走，虽然按照目前国内碳价发展的趋势，掺氨燃烧的竞争力尚不乐观，但若考虑未来碳税增加的因素和绿氨合成技术的突破大幅降低液氨成本，加之政府加快完善全国碳交易市场并提高 CO_2 价格，氨替代燃料减碳方案在经济上的优势有望逐步凸显。

短期内，对于燃煤机组掺氨燃烧示范项目，通

过国家和地方政府的补贴支持是促进技术进步和提高经济竞争力的重要路径。2023 年 8 月，国家发展改革委联合国家能源局等有关部门印发《绿色低碳先进技术示范工程实施方案》（发改环资〔2023〕1093 号），将大型煤电机组耦合生物质和低碳燃料掺烧发电列为重点方向，并开展首批绿色低碳先进技术示范项目遴选工作。2024 年 8 月，国家能源局发布《关于组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点的通知》（征求意见稿），绿氨和绿色甲醇正式列入“绿色液体燃料”，被认为是绿氨发展的关键里程碑，同时也为地方政策提供了依据。2024 年 9 月，佛山市南海区发布《支持“高耗能”企业氨氢融合技术应用扶持方案（征求意见稿）》提出扶持区内在生产加工环节以氨替换或部分替换天然气燃烧应用，对向南海区提交资格申请并经资格审核确认的前 5 家企业提供扶持补贴，补贴基准 1 000 元/t，补贴规模基准为 4 000 t/a，这是国内首次提出在工业领域对氨燃烧示范进行补贴，聚焦工业燃料替代，以示范项目突破技术瓶颈，并通过政策杠杆加速产业化探索。此外，对于碳减排项目，新疆鼓励金融机构对清洁能源项目提供低息贷款，喀什地区对重点领域内具有显著碳减排效应的项目提供优惠利率融资，促进地区绿色低碳转型发展。

目前多数文献对于燃煤机组掺烧绿氨的全环节经济性分析，较少考虑了政策补贴和金融支持。因此，本文综合考虑国家提供金融支持、财政补贴等政策，设计了几种可行的技术场景进行燃煤机组绿氨掺烧全流程经济性分析，并进行敏感性分析，为提升项目经济可行性提供支撑。

1 燃煤机组绿氨掺烧系统

1.1 系统组成

图 1 为燃煤机组绿氨掺烧工艺流程。

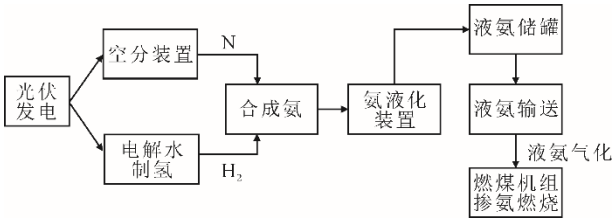


图 1 燃煤机组绿氨掺烧工艺流程

Fig.1 Process flow diagram of green ammonia co-firing in coal-fired units

由图 1 可见，该系统通过空气分离装置制取氮气和氧气，通过对自然界水进行蒸馏净化使其满足制氢电解槽需求，电解水制取氢气和氧气；光伏发电以绿电供应空分装置和电解水制氢装置；电解水以及空气分离获得的氧气作为副产物出售，氢气和氮气通过合成氨工业常用的哈勃−博施法合成氨，产物氨经低温液化储存后通过管道、铁路和槽车等方式运输至火电厂掺氨燃烧。

1.2 系统组成

以单台 600 MW 机组掺烧 10%的绿氨为例，设计了建设离网型和并网型光伏场站发电−电解水制氢−合成绿氨−绿氨掺烧的 2 种情景。

情景 1 离网型光伏合成绿氨及掺烧　在火电厂周边 100 km 范围内，建设大规模光伏场站进行离网制氢，同步构建绿氨制备系统，绿氨通过管道或罐车输送到火电厂进行掺烧。该方案无需建设升压站和高压输电线路，适用于“三北”地区网架结构较为薄弱或新能源难以外送的区域。

情景 2 并网型光伏合成绿氨及掺烧　在火电厂周边 100 km 范围内，建设大规模光伏场站，发电既可以上网，也可以将一定比例难以消纳的绿电进行制氢合成氨，绿氨通过管道或罐车输送到火电厂进行掺烧。该方案可以通过电解制氢装置的灵活调节保障电网运行安全可靠稳定，适用于新能源消纳较为困难的区域。

针对上述 2 种情景，以绿氨制备及火电机组掺烧全流程全生命周期内的绿电平准化成本、绿氨平准化成本、项目收益率和净现值等指标评价项目可行性。此外，还考虑了项目可获得的潜在补贴对经济性的影响。

1.3 经济性评估模型

1.3.1 合成绿氨经济性评估模型

目前，尚缺乏足够多成熟的绿氨合成项目可以借鉴，因此本文绿氨合成各环节投资及能耗计算参考国内外同类研究的计算方式[24-28]，并结合当前国内产业实际情况进行适当调整，具体计算公式为：

$$I_{H_2O}=0.010\ 9\times X_{H_2O}+3.521 \tag{1}$$

$$X_{H_2O}=476/300\times X \tag{2}$$

$$I_{H_2}=\frac{X_{H_2}}{24}\times 1\ 000\times\frac{11.1}{1\ 000}\times 10 \tag{3}$$

$$X_{H_2}=53.3/300\times X \tag{4}$$

$$I_{N_2}=0.036\ 6\times X_{N_2}+7.537\ 5 \tag{5}$$

$$X_{N_2}=246.7/300\times X \tag{6}$$

$$I_{NH_3}=0.21\times X^{0.891} \tag{7}$$

$$I_{\mathrm{NH_3\text{-}s}}=0.004\,553\times X+10.35 \tag{8}$$

$$I_{\mathrm{A}}=\left(I_{\mathrm{H_2O}}+I_{\mathrm{H_2}}+I_{\mathrm{N_2}}+I_{\mathrm{NH_3}}+I_{\mathrm{NH_3\text{-}s}}\right)/\beta \tag{9}$$

式中：$I_{\mathrm{H_2O}}$为蒸馏水蒸馏净化设备投资建设成本；X 为绿氨制备量；$X_{\mathrm{H_2O}}$为制备绿氨的蒸馏水需求量；$I_{\mathrm{H_2}}$ 为电解水制氢设备投资建设成本；$X_{\mathrm{H_2}}$ 为制备绿氨的氢气需求量；$I_{\mathrm{N_2}}$ 为氮气空气分离设备投资建设成本；$X_{\mathrm{N_2}}$ 为制备绿氨的氮气需求量；$I_{\mathrm{NH_3}}$ 为哈伯法合成氨设备投资建设成本；$I_{\mathrm{NH_3\text{-}s}}$ 为氨储存设备投资建设成本；I_{A} 为绿氨合成项目总投资；β为设备投资占总投资的比例，此处取 65%。

$$O_{\mathrm{A}}=O_1+O_2=I_{\mathrm{A}}\times 0.06+I_{\mathrm{A}}\times 0.009 \tag{10}$$

式中：O_{A} 为绿氨合成总运维成本；O_1 为绿氨合成运行维护成本；O_2 为绿氨合成运营成本。

$$E_{\mathrm{H_2O}}=22.75\times X_{\mathrm{H_2O}} \tag{11}$$

$$E_{\mathrm{H_2}}=4.8\times X_{\mathrm{H_2}}\times 11.1\times 1\,000 \tag{12}$$

$$E_{\mathrm{N_2}}=106.75\times X_{\mathrm{N_2}} \tag{13}$$

$$E_{\mathrm{NH_3}}=2.25\times 1\,000\times X \tag{14}$$

$$E=E_{\mathrm{H_2O}}+E_{\mathrm{H_2}}+E_{\mathrm{N_2}}+E_{\mathrm{NH_3}} \tag{15}$$

式中：$E_{\mathrm{H_2O}}$ 为蒸馏水蒸馏净化设备每天耗电量；$E_{\mathrm{H_2}}$ 为电解水制氢设备每天耗电量；$E_{\mathrm{N_2}}$ 为氮气空气设备每天耗电量；$E_{\mathrm{NH_3}}$ 为合成氨设备每天耗电量；E 为项目每天耗电量。

1.3.2 绿氨掺烧经济性评估模型

根据当前绿氨掺烧示范项目调研，拟合得到 600 MW 燃煤机组绿氨掺烧投资估算曲线如图 2 所示。由图 2 可见，机组进行掺氨改造的成本与掺氨比例呈正相关。

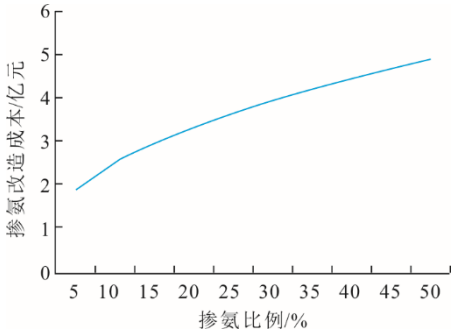


图 2 600 MW 燃煤机组掺氨燃烧投资估算曲线
Fig.2 Investment estimation curve for ammonia co-firing in the 600 MW coal-fired unit

1.3.3 项目经济性评估模型

绿氨掺烧项目采用绿电平准化成本和绿氨平准化成本分别评价绿电和绿氨的经济性，采用净现值（NPV）计算项目的经济性，NPV 大于 0 说明项目可行。

$$L_{\mathrm{E}}=\frac{I_{\mathrm{pv}}+\sum_{i=1}^{T}\frac{O_{\mathrm{pv}}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{T}\frac{H_{\mathrm{pv}}\times C_{\mathrm{pv}}}{(1+r)^i}} \tag{16}$$

式中：L_{E} 为绿电平准化成本；I_{pv} 为光伏初始投资成本；O_{pv} 为第 i 年运行维护成本；r 为折现率；H_{pv} 为年利用小时数；C_{pv} 为光伏装机容量；T 为光伏电站寿命。

$$L_{\mathrm{E}}=\frac{I_{\mathrm{pv}}+I_{\mathrm{A}}+\sum_{i=1}^{T}\frac{O_{\mathrm{pv}}+O_{\mathrm{A}}}{(1+r)^i}-\sum_{i=1}^{T}\frac{R_{\mathrm{O_2}}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{T}\frac{X_i}{(1+r)^i}} \tag{17}$$

式中：L_{A} 为绿氨平准化成本；$R_{\mathrm{O_2}}$ 为第 n 年氧气出售收益；X_i 为第 i 年绿氨产量。

1.4 国家政策补贴机制设计

绿氨掺烧项目将国家政策补贴机制考虑在内，包含零碳电量补贴、绿氨生产补贴、碳减排补贴、金融支持（长期低息贷款）等。本文针对各类政策补贴机制，设计如下方案：

1）零碳电量补贴　对掺烧绿氨产生的零碳电量单独计量，参照可再生能源电价附加机制，给予 0.1~0.2 元/(kW·h)的补贴，本文取 0.2 元/(kW·h)的补贴计算。

2）绿氨生产补贴　对项目按实际掺氨量给予补贴，补贴标准参考佛山市“气改氨”模式，设定每吨绿氨的基准补贴为 1 000 元/t，并根据项目减排效果动态调整，首年按绿氨用量的 100%补贴，次年为 75%，第 3 年为 50%，引导项目尽快实现技术成熟与成本下降。

3）碳减排补贴　为了提高碳减排收益，将掺氨燃烧的减排量纳入全国碳市场交易，并保障优先交易，对于参与碳市场交易的减排量按实际碳减排量的 1.5 倍折算，CO_2 交易价格按 100 元/t 计算。

4）金融支持补贴　设立煤电低碳化改造专项贷款，利率较基准利率下浮 30%~60%，期限延长至 15~20 年，2025 年 5 年期贷款市场报价利率（LPR）为 3.6%，本文按 1.5%计算。

2 结果与讨论

2.1 不同情景下的全流程技术经济性分析

本文选取某 600 MW 燃煤机组作为研究对象进

行绿氨掺烧经济性分析，根据近年国内市场价格和经济数据，表 1 介绍了系统测算所涉及的主要参数。

表 1 项目主要经济性参数
Tab.1 Main economic parameters of the project

项目	数值
煤价/(元·t^{-1})	900
煤耗/(g·(kW·h)$^{-1}$)	320
碳价/(元·t^{-1})	100
光伏年利用小时数/h	1 269
燃煤机组年运行小时数/h	5 000
投资建设年份	2025
光伏电站寿命/a	25
燃煤机组掺氨比例/%	10
氧气价格/(元·t^{-1})	550
折现率/%	8

2.1.1 离网型光伏合成绿氨及掺烧

该情景下项目投资收益分析结果如表 2 和图 3 所示。

表 2 情景 1 离网型项目经济性测算结果
Tab.2 Economic calculation results of off-grid projects in Case 1

项目	数值
光伏发电装机容量/MW	1 411
燃煤机组满负荷掺氨量/(t·h^{-1})	30.20
总投资/万元	471 171
总运维成本/(万元·a^{-1})	9 772
总收益/(万元·a^{-1})	13 416
绿电平准化成本/(元·(kW·h)$^{-1}$)	0.23
绿氨平准化成本/(元·t^{-1})	3 380.94
净现值 NPV/万元	–301 100

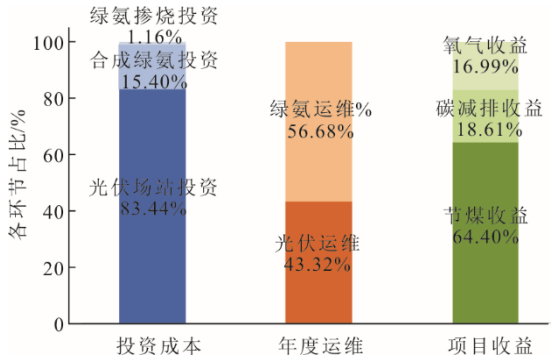


图 3 情景 1 离网型项目各项投资、运维和收益占比
Fig.3 The proportions of investment, operation and maintenance, and revenue of off-grid projects in Case 1

由表 2 和图 3 可以看出，项目资本支出的结构性失衡比较明显，项目总投资达 471 171 万元，其中光伏场站的建设投资高达 83%以上，这将显著推高全流程平准化成本。绿氨平准化成本达到 3 380.94 元/t，高昂的制氨成本直接传导至掺烧环节，削弱火电燃料替代的经济基础。年度运维成本（9 772 万元）与收益（13 416 万元）的微弱盈余（3 644 万元），远不足以覆盖巨额初始投资资本回收需求。运维成本方面，绿氨系统运维成本较高，约 5 539 万元/年，占比 56.68%，预计随柔性合成工艺、模块化设计等技术进步，未来运维成本有望下降；项目收益以节煤收益为主，约 8 640 万元/年。项目 NPV 为−301 100 万元，表明在全生命周期内无法实现资本保值。

2.1.2 并网型光伏合成绿氨及掺烧

光伏上网电价按 334.5 元/(MW·h)计算，为满足一台 600 MW 燃煤机组掺烧 10%绿氨的需求，上网电量比例越高，需要配置的光伏场站规模越大，从而整个项目收益率越高，图 4 为光伏项目的收益率与上网电量比例关系。在基准情景设置的参数条件下，当光伏上网电量比例达到 40%，可使整个项目接近不亏损状态（项目收益率仅为–0.9%）。因此，下文按光伏发电 40%的上网电量比例进行项目经济性分析。

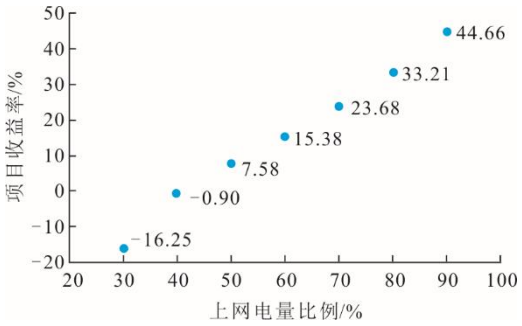


图 4 光伏项目的收益率与上网电量比例关系
Fig.4 The relationship between the rate of return and the ratio of on-grid energy in photovoltaic projects

40%的上网电量比例的情景 2 下的计算结果为：光伏发电装机容量 2 352 MW，燃煤机组满负荷掺氨量 30.20 t/h，项目总投资 733 361 万元，总运维成本 12 595 万元/a，总收益为 53 351 万元/a（其中新能源上网收益 39 935 万元/a），绿电平准化成本为 0.23 元/(kW·h)，绿氨平准化成本为 2 550.88 元/t，项目收益率−0.90%，NPV 为–104 609.94 万元。

图 5—图 7 对比分析了情景 1 和情景 2 项目各项投资、运维、收益上的占比情况。由图 5—图 7 可见，情景 2 通过 40%光伏发电量上网的混合商业模式，显著优化了全系统经济性结构。并网模式使绿

氨平准化成本较离网型降低 24.6%，主要是由于光伏发电可择机上网消纳有效对冲电解制氨系统的负荷波动损失，提升设备利用效率并获取收益；同时电网的收益分担了光伏资产固定成本（总投资增加 262 190 万元中仅 5.92%需绿氨环节独立承担），形成资产协同效应。

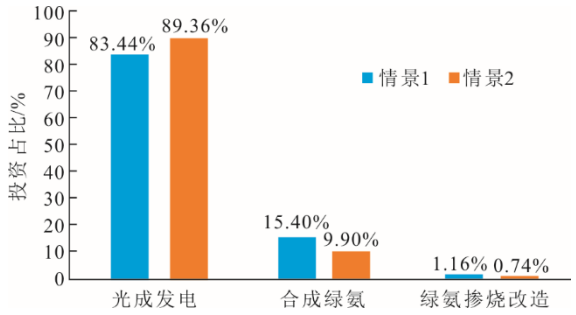


图 5 情景 1 和情景 2 项目各项投资占比对比

Fig.5 Comparison of the investment proportions of various projects between Case 1 and Case 2

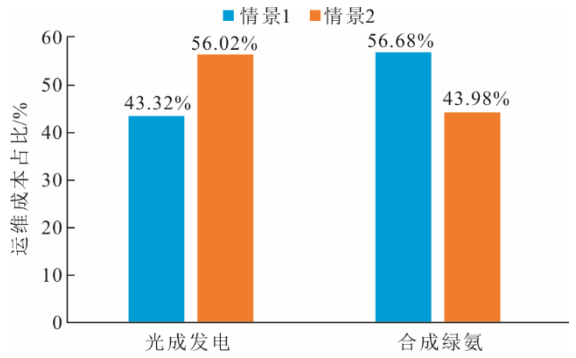


图 6 情景 1 和情景 2 项目各项运维成本占比对比

Fig.6 Comparison of the operation and maintenance proportions of various projects between Case 1 and Case 2

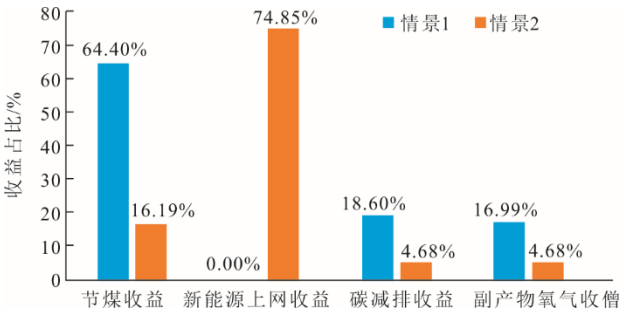


图 7 情景 1 和情景 2 项目各项收益占比对比

Fig.7 Comparison of the proportion of various project benefits between Case 1 and Case 2

此外，尽管情景 2 总投资增至 733 361 万元、运维成本升至 12 595 万元/a，但新能源上网收益驱动总收益跃至 53 351 万元/a，较离网型总收益（13 416 万元）提升 297.7%，这使得年度净现金流由离网型的 3 644 万元增至 40 756 万元，资本回收压力大幅缓解，反映在动态指标上，即 NPV 从–301 100 万元改善至–104 609.94 万元，贬值幅度收窄 65.3%。

总体来看，并网型项目通过电网消纳与绿氨合成的柔性协同，在 3 个方面形成经济性优势：1）构建“电–氨”双产出缓冲机制，提升系统对技术成本波动的适应性；2）利用电价机制实现光伏资产价值最大化，降低绿氨综合成本；3）通过收益多元化重构现金流，削弱初始投资压力（NPV 改善超 65%）。尽管情景 2 收益率仍为负值，但较离网型已实现从绝对不可行到临界可行性的质变，为后续通过规模效应或政策激励实现经济性突破奠定了基础。

考虑到煤价和减碳收益是项目经济性的主要影响因素，图 8 对这 2 个参数进行了敏感性分析。由图 8 可见，煤价和碳税对 NPV 的影响是正相关的，煤价每上涨 1%，NPV 平均增加约 8.90%，而碳税每上涨 1%，NPV 平均变化 11.57%。总体来说，此项目 NPV 对碳税的变动更敏感，碳税上涨时需警惕项目 NPV 快速波动，同时，高煤价可部分抵消碳税上涨带来的负面影响。

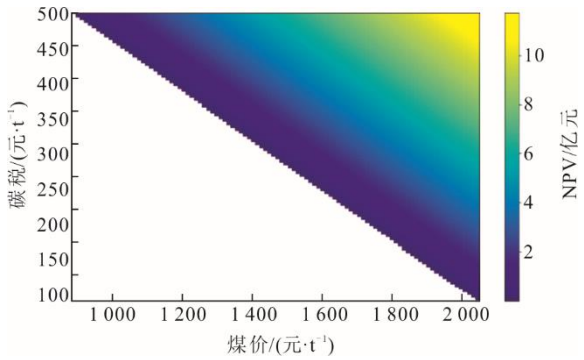


图 8 并网型光伏合成绿氨及掺烧项目敏感性分析

Fig.8 Sensitivity analysis of grid-connected photovoltaic synthesis of green ammonia and co-firing projects

因此，在常规投资建设运行场景下，光伏发电合成氨并进行燃煤机组绿氨掺烧的项目暂不具备经济性，需通过政策补贴、金融支持等方式鼓励示范试点项目以实现项目收益。

2.2 考虑国家政策补贴机制的技术经济性分析

对上述并网型情景 2 进一步开展考虑国家政策补贴机制情况下的经济性分析，分别测算 4 种国家政策补贴机制（即零碳电量补贴、绿氨生产补贴、碳减排补贴和低息贷款）对项目净现值及收益率的影响，结果见表 3。

表 3 4 种国家政策补贴机制下项目净现值及收益率

Tab.3 The NPV and rate of return of the project under four national policy subsidy mechanisms

	补贴金额/(元·(MW·h)$^{-1}$)	NPV/万元	项目收益率/%
情景 2a) 零碳电量补贴	0	–104 609.94	−0.90
	50	–89 658.87	0.54
	100	–74 707.79	1.90
	150	–59 756.72	3.20
	200	–44 805.64	4.45
	250	–29 854.57	5.66
	300	–14 903.49	6.84
	补贴金额/(元·t^{-1})	NPV/万元	项目收益率/%
情景 2b) 绿氨生产补贴	0	–104 609.94	–0.90
	200	–98 197.31	–0.56
	400	–91 784.69	–0.20
	600	–85 372.06	0.17
	800	–78 959.44	0.56
	1 000	–72 546.81	0.97
	碳配额倍数	NPV/万元	项目收益率/%
情景 2c) 碳减排补贴	1.00	–104 609.94	–0.90
	1.25	–97 993.29	–0.25
	1.50	–91 376.65	0.38
	1.75	–84 760.00	1.00
	2.00	–78 143.36	1.60
	3.00	–51 676.77	3.88
	贷款利率/%	NPV/万元	项目收益率/%
情景 2d) 低息贷款	3.6	–104 609.94	–0.90
	3.0	–86 557.80	0.91
	2.5	–71 948.30	2.25
	2.0	–57 738.23	3.49
	1.5	–43 931.41	4.63
	1.0	–30 530.92	5.70

由表 3 可见，所有情景的基准点（无补贴）NPV 均为负值（–104 609.94 万元），收益率为负（–0.90%），表明项目在无政策支持时不可行。随着补贴力度加大或政策优惠增强，NPV 和收益率均呈现改善趋势，但改善幅度因情景而异。

在零碳电量补贴政策下，补贴达 50 元/(MW·h)时，收益率转正（0.54%），但 NPV 仍为负值，表明光伏发电合成绿氨+绿氨掺烧项目开始具有吸引力但需更高补贴以实现盈利；补贴为 300 元/(MW·h)时收益率达 6.84%，接近行业基准收益率（通常为 6%~8%），但 NPV 仍为负，需进一步增加补贴以实现项目完全可行。

在绿氨生产补贴的情景下，收益率在补贴为 600 元/t 时转正（0.17%），但改善幅度最小（仅提升 1.87 百分点），反映出绿氨生产补贴对项目的激励作用较弱；即使补贴为 1 000 元/t，NPV 仍较低（–72 546.81 万元），也就是说该补贴政策需结合其他措施（如技术优化）以提升项目整体效果。

当项目拥有碳减排补贴时，收益率在碳配额倍数为 1.50 时转正（0.38%），且倍数增至 3.00 时收益率可达 3.88%，此政策杠杆效应较强。NPV 改善幅度居中，但碳配额倍数 3.00 时收益率为 3.88%，低于典型基准（6%），通过更高倍数碳配额补贴或叠加其他政策有望进一步提升项目经济性。

当通过低息贷款进行项目支持时，贷款利率降至 3.0%可使收益率转正（0.91%），且利率 1.0%时收益率达 5.70%，接近可行阈值（6%）。NPV 改善最显著（降幅达 74 079 万元），综上，低息贷款对项目经济可行性的提升效果最佳。

图 9 为对 4 种国家政策补贴机制对燃煤机组绿氨掺烧项目 NPV 影响的敏感性分析，将图 9 中拟合直线的斜率定义为敏感度系数。

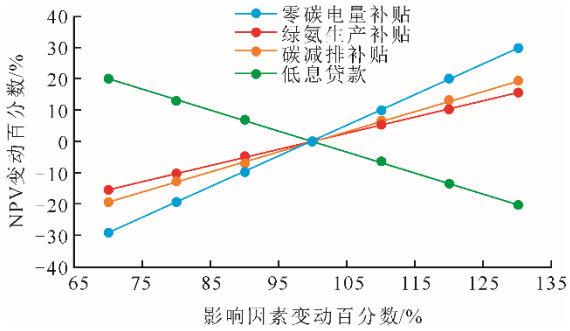


图 9 不同补贴机制对燃煤机组绿氨掺烧项目 NPV 影响的敏感性分析

Fig.9 Sensitivity analysis of the effect of different subsidy mechanisms on NPV of green ammonia co-firing projects in coal-fired units

由图 9 可以看出，零碳电量补贴敏感度最高（敏感度系数为 0.977 6），而碳减排补贴（敏感度系数为 0.649 0）和绿氨生产补贴（敏感度系数 0.524 2）对补贴增加的相应更平缓，低息贷款敏感度系数为负（−0.667 1），表明其对融资成本上升敏感。

3 结 论

本文对离网型/并网型光伏发电合成氨及掺烧项目进行全流程经济性分析，并测算了零碳电量补贴、绿氨生产补贴、碳减排补贴和低息贷款 4 种补贴政策对项目收益的影响，得到以下结论。

1）在离网型/并网型光伏发电合成绿氨及掺烧项目中，光伏场站建设是主要的投资项，燃煤机组进行掺氨改造的投资仅为 1%左右；对于系统运维，绿氨系统成本较高，预计随着柔性合成工艺、模块化设计等技术进步有望明显下降；节煤收益和光伏上网收

益项目全流程中收益的主要来源，约占 70%~80%。

2）煤价和碳税是影响绿氨掺烧经济性的主要因素，煤价越高，碳税价格越高，项目 NPV 越大，NPV 对碳税价格的变动更敏感。

3）绿氨掺烧项目短期内不具备经济性，需通过政策补贴和金融支持措施对试点示范项目进行支持，零碳电量补贴、绿氨生产补贴、碳减排补贴、低息贷款 4 种形式均可不同程度提升项目经济性，低息贷款对项目经济可行性的提升效果最佳，对于项目 NPV 的变动，零碳电量补贴敏感度最高。

［参 考 文 献］

［1］ WANG G, ZHAO J, ZHANG H, et al. Ammonia co-firing with coal: a review of the status and prospects[J]. Energy & Fuels, 2024, 38(17): 15861-15886.

［2］ WANG Q, HU Z, SHAO W, et al. The present situation, challenges, and prospects of the application of ammonia coal co-firing technology in power plant boilers[J]. Journal of the Energy Institute, 2024, 113: 101531.

［3］ 田舒嫚, 李宇航, 张普选, 等. 燃煤电站锅炉掺氨 NO_x 生成特性研究进展[J]. 热力发电, 2025, 54(4): 1-12.
TIAN Shuman, LI Yuhang, ZHANG Puxuan, et al. Research progress on NO_x formation characteristics of coal-fired power plant boilers with ammonia injection[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(4): 1-12.

［4］ 王志超, 方亮， 贾子秀, 等. 不同比例氨与煤混燃试验研究[J]. 热力发电, 2023, 52(7): 41-47.
WANG Zhichao, FANG Liang, JIA Zixiu, et al. Experimental study on co-combustion of different ratios of ammonia with coal[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 41-47.

［5］ 李宇航, 田舒嫚, 张普选, 等. 燃煤电站锅炉掺氨燃烧特性及对锅炉影响研究进展[J]. 热力发电, 2025, 54(5): 13-24.
LI Yuhang, TIAN Shuman, ZHANG Puxuan, et al. Combustion characteristics of mixed ammonia in coal-fired utility boiler and its influence on boiler: a review[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 13-24.

［6］ 司桐, 黄骞, 杨远平, 等. 煤炭掺氨燃烧基础研究与技术应用研究进展[J]. 煤炭学报, 2024, 49(6): 2876-2886.
SI Tong, HUANG Qian, YANG Yuanping, et al. Advancements and future outlook in fundamental research and technological applications for ammonia co-firing with coal [J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(6): 2876-2886.

［7］ ZHOU H, LI Y, LI N, et al. Conversions of fuel-N to NO and N_2O during devolatilization and char combustion stages of a single coal particle under oxy-fuel fluidized bed conditions[J]. Journal of the Energy Institute, 2019, 92(2): 351-363.

［8］ HAN X L, WANG Z H, COSTA M, et al. Experimental and Kinetic modeling study of laminar burning velocities of NH_3/air, NH_3/H_2/air, NH_3/CO/air and NH_3/CH_4/air premixed flames[J]. Combustion and Flame, 2019, 206: 214-226.

［9］ ALNASIF A, MASHRUK S, SHI H, et al. Evolution of ammonia reaction mechanisms and modeling parameters：a review[J]. Applications in Energy and Combustion Science, 2023, 15: 100175.

［10］ 吴梓秋, 黄骞, 马鹏, 等. 氨煤混燃过程中单颗粒煤粉着火特性[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(10): 108-115.
WU Ziqiu, HUANG Qian, MA Peng, et al. Characteristics of single-coal-particle ignition in ammonia-coal co-firing process[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(10): 108-115.

［11］ 牛涛, 张文振, 魏书洲, 等. 不同空气分级模式下氨煤掺烧数值模拟[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(9): 145-151.
NIU Tao, ZHANG Wenzhen, WEI Shuzhou, et al. Modeling co-firing ammonia with coal in different air staging modes[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(9): 145-151.

［12］ 徐静颖, 朱鸿玮, 徐义书. 燃煤电站锅炉氨燃烧研究进展及展望[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2022, 50(7): 55-65.
XU Jingying, ZHU Hongwei, XU Yishu. Research progress and prospect of ammonia cofiring in utility coal-fired boiler[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2022, 50(7): 55-65.

［13］ LEE E, KEEL S I, KIM M S, et al. Behavior of nitrogen oxides in a lab-scale coal ammonia co-firing system[J]. Journal of the Energy Institute, 2023, 107: 101174.

［14］ ZHANG X, GU X, YU J, et al. Combustion characteristics and nitrogen conversion mechanism in ammonia/coal co-firing process[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 69: 317-330.

［15］ 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.
TAN Houzhang, ZHOU Shangkun, YANG Wenjun, et al. Economic analysis of ammonia and research progress of coal-ammonia co-firing[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 181-191.

［16］ XIA Y, HADI K, HASHIMOTO G, et al. Effect of ammonia/oxygen/nitrogen equivalence ratio on spherical turbulent flame propagation of pulverized coal/ammonia co-combustion[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2021, 38(3): 4043-4052.

［17］ 曾悦, 王月, 张学瑞, 等. 可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析[J]. 化工进展, 2024, 43(1): 376-389.
ZENG Yue, WANG Yue, ZHANG Xuerui, et al. Research progress of green ammonia synthesis from renewable energy and economic analysis of hydrogen-ammonia storage and transportation[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2024, 43(1): 376-389.

［18］ 李建华, 黄二梅. 双碳背景下合成氨的发展研究[J]. 现代化工, 2023, 43(9): 16-19.
LI Jianhua, HUANG Ermei. Study on development of synthetic ammonia production under carbon dioxide emission peaking and carbon neutralization goals[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(9): 16-19.

［19］ 谢易奇. 绿氢应用于甲醇和合成氨工业的情景和路径[C]//2021 势银氢能与燃料电池产业年会, 2021: 1-24.
XIE Yiqi. Scenario and path of green hydrogen application in methanol and synthetic ammonia industry[C]//2021 Trend Bank Hydrogen Energy & Fuel Cell Annual Conference, 2021: 1-24.

（下转第 60 页）