综述与评述

生物调和燃料的经济性分析与分层替代路径研究

陈守海[1],蒋卓翔[1*],李毅锐[1],赵 博[2]
(1.中国石油大学(北京)经济管理学院,北京 102249; 2.北京市城市管理委员会,北京 100053)

摘要:为推动生物质燃料市场化应用,构建“技术方案界定—经济性分析—临界碳价求解”分析框架,以LNG、LPG及白油为基准,对比B10~B30比例下FAME与HVO调和燃料的单位热值成本、碳排放强度及综合成本,测算碳收益与临界碳价。结果表明:生物调和燃料单位热值成本显著偏高,B30-HVO达209.86元/GJ,较LNG高出132.33%;91.8元/t碳价下,其综合成本仍高于白油,B30-HVO碳收益仅对冲与白油价差的21.5%;B20~B30方案替代白油的临界碳价为423~448元/t,替代LPG或LNG则需数千至数十万元/t。当前经济性不足,单一碳价难以驱动替代。建议推行“白油替代优先”分层策略,构建“碳收益+专项补贴”双轨机制,强化原料监管与二代技术攻关,推动其规模化应用。

关键词:生物调和燃料;经济性分析;单位热值成本;碳价值
中图分类号:TQ517;F426.7 **文献标志码**:A **文章编号**:0253-4320(2026)11-0001-06
DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.11.001

Research on economic analysis and stratified substitution pathways of bio-blended fuels

CHEN Shou-hai[1], *JIANG Zhuo-xiang*[1*], *LI Yi-rui*[1], *ZHAO Bo*[2]
(1.School of Economics and Management, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China;
2.Beijing Municipal Commission of Urban Management, Beijing 100053, China)

Abstract:To promote the market application of biomass fuels, this study develops a three-layer analytical framework encompassing technical scheme definition, economic indicator analysis, and critical carbon price determination. Using LNG, LPG, and white oil as benchmarks, it compares the unit calorific value cost, carbon emission intensity, and comprehensive cost of FAME and HVO bio-blended fuels at B10-B30 blending ratios, and calculates carbon benefits and critical carbon prices. Results show that bio-blended fuels exhibit significantly higher unit calorific value costs, with B30-HVO reaching 209.86 CNY/GJ—132.33% higher than that of LNG. At a carbon price of 91.8 CNY/t, their comprehensive costs still exceed that of white oil, and the carbon benefit of B30-HVO offsets only 21.5% of its price gap. The critical carbon price for replacing white oil with B20-B30 blends ranges from 423 to 448 CNY/t, whereas replacing LPG or LNG would require thousands to hundreds of thousands of CNY/t. Given the current economic disadvantage, carbon pricing alone cannot drive market-oriented substitution. It is recommended to adopt a tiered strategy prioritizing white oil substitution, establish a dual-track mechanism combining carbon benefits and special subsidies, strengthen feedstock regulation, and accelerate second-generation technology breakthroughs to facilitate large-scale deployment.

Key words:bio-blended fuel; economic analysis; unit calorific value cost; carbon value

2025年《政府工作报告》首次将“绿色燃料”写入年度任务,并将“未来能源”列为首位培育的未来产业,发展自主可控的绿色能源已上升至国家战略高度。在此背景下,生物质燃料作为绿色燃料体系的重要组成部分,其产业化应用既是能源领域新质生产力发展的重要方向,也是实现“双碳”目标的现实路径[1-2]。推动生物质调和燃料在典型用能场景中的经济性研究,具有明确的政策导向与现实紧迫性。

当前,我国液态与气态燃料消费结构仍以化石能源为主。在餐饮、工业供热、交通运输等终端用能领域,液化石油气(LPG)、液化天然气(LNG)及煤制白油等传统燃料占据主导地位。这些燃料虽具备成熟的供应链体系与较低的单位热值成本,但其碳排放强度高、价格受国际市场波动影响显著,且部分燃料(如LPG)存在安全隐患[3]。推动生物质调和燃料替代传统燃料,是优化能源结构、降低碳排放强度的重要路径。

收稿日期:2026-05-29;**修回日期**:2026-09-02
基金项目:北京市科技计划项目(Z231100003823036)
作者简介:陈守海(1972-),男,博士,讲师,研究方向为石油天然气政策与法律,chenshouhai@163.com;蒋卓翔(2002-),男,硕士,研究方向为能源经济政策经济,通讯联系人,18014985454@163.com。

生物质调和燃料,特别是以废弃油脂为原料生产的烃基生物柴油(HVO)与脂肪酸甲酯(FAME),因其可再生性和低碳特性被视为理想替代方案[4-6]。近年来,相关技术日益成熟,国内已启动多个生物柴油闭环应用试点。然而,技术与闭环模式的可行性并不能自然转化为市场驱动力。实践表明,即便在先行示范区,生物柴油生产成本仍显著高于传统燃料,成本高出幅度在20%至40%[7-8]。这一"价格鸿沟"使得其在缺乏有效政策干预的市场环境下缺乏竞争力,成为制约其规模化应用的核心瓶颈。

本研究聚焦生物质调和燃料在典型用能场景中替代传统燃料的经济可行性,构建融合直接经济成本与环境外部性价值的综合评价框架。从"燃料成本"与"环境成本"双重视角量化其真实竞争力,探索市场驱动与政策干预协同路径。遵循"成本识别—价值量化—阈值求解"递进逻辑:先核算单位热值成本,厘清经济性差异;再将碳减排效益货币化为环境收益,构建含环境价值的"综合成本";进而求解生物质调和燃料与传统燃料综合成本持平的"临界碳价",识别政策阈值。若临界碳价现实中难以实现,则探讨财政补贴、税收优惠等缩小成本差距的路径,为明确"激活市场所需碳价或补贴强度"及"政策优先场景"提供量化依据。

1 研究框架与方法

1.1 分析框架构建

本研究建立"技术方案界定—经济性指标分析—临界碳价阈值求解"的三层次经济性分析框架。首先明确分析对象和范围,然后从单位热值成本和碳收益下综合成本两个维度进行经济性定量分析,最后根据分析结果提出有针对性的政策建议。

1.2 研究对象及选取依据

在生物质调和燃料替代传统燃料的研究体系中,本研究选取LNG、LPG及煤制白油作为基准燃料,旨在覆盖终端用能场景中主流的燃料类型。LNG因其氢碳比最高,被视为碳排放的"金标准",但受限于管道覆盖范围与末端建设成本,难以服务分散用能点位[9];LPG虽具备高能量密度与部署灵活性,但其碳密度高且储运安全风险突出[10];煤制白油作为当前液态燃料的主流选择,具有高闪点、无色无味及燃烧产物纯净等特性,是生物柴油的理想基础调和载体[11]。将这3种燃料确立为基准,旨在全面评价生物质调和燃料在经济性与环保性上对既有能源体系的替代潜力。

针对生物质调和燃料,本研究选择"生物柴油与煤制白油"的掺混路线。其核心逻辑在于通过引入生物源碳来中和化石能源的排放强度,在不改变现有燃烧设施的前提下,实现液态燃料从化石级向清洁能源级的跨越。在生物柴油组分的选取上,本研究进一步区分了一代(FAME)与二代(HVO)技术路线。一代生物柴油(FAME)主要成分为脂肪酸甲酯,热值相对较低且长期使用可能溶胀橡胶密封件;二代生物柴油(HVO)经加氢工艺完全脱氧,转化为与白油同质的饱和烷烃结构,热值显著提升且具备极佳的低温性能与化学稳定性。通过对比两类技术路线,旨在识别出在满足终端用能动力需求、系统安全可靠性以及严苛减排目标下的最优组分配置方案。

1.3 生物质调和燃料方案设计

基于上述技术选择,并综合考虑实际工况与技术成熟度,本研究设计了3种不同掺混比例(B10,B20,B30)的调和燃料方案进行对比分析。不同方案的低位热值详见表1。

路线1:一代生物柴油调和方案(方案A1~A3)

方案A1(B10-FAME):由体积分数10%的FAME与体积分数90%的煤制白油调和而成。由于FAME密度较高,其能量贡献占比约为9.63%,综合低位热值为43.77 MJ/kg。该方案生物组分比例低,与现有设备的兼容性最佳,是技术门槛最低、最易推广的入门选择。

方案A2(B20-FAME):FAME体积分数提升至20%,其能量贡献增至约19.34%,综合低位热值降至43.35 MJ/kg。此方案在实现显著减排效益的同时,依然保持了较好的技术可行性,是传统燃料向高比例可再生燃料过渡的稳健选择。

方案A3(B30-FAME):FAME体积分数达到30%,能量贡献约29.14%,综合低位热值为42.92 MJ/kg。作为高比例调和方案,其减排潜力最大,但需关注长期使用可能对橡胶密封件造成的溶胀影响。

路线2:二代生物柴油(HVO)调和方案(方案B1~B3)

方案B1(B10-HVO):由体积分数为10%的HVO与90%煤制白油调和而成。受HVO低密度特性影响,其能量占比约9.42%,但综合热值高达44.18 MJ/kg,几乎与纯白油持平。

方案 B2(B20-HVO):HVO 体积分数提升至 20%,能量占比约 18.95%,综合低位热值约为 44.16 MJ/kg。该方案凭借优异的动力一致性,在替代高热值化石燃料时具有显著的技术优势。

方案 B3(B30-HVO):HVO 体积分数达到 30%,能量占比约 28.62%,综合低位热值约为 44.14 MJ/kg。作为本研究的技术顶峰方案,其在维持高热值输出的同时,实现了最大程度的化石碳替代。

表 1　各燃料低位热值

燃料种类	低位热值/(MJ·kg^{-1})	燃料种类	低位热值/(MJ·kg^{-1})
餐饮用白油	48.60	B30-FAME	42.98
液化石油气(LPG)	45.50	B10-HVO	44.18
液化天然气(LNG)	44.20	B20-HVO	44.16
B10-FAME	43.80	B30-HVO	44.14
B20-FAME	43.39		

1.4　经济性分析方法

1.4.1　单位热值成本

$$Cunit = (P/LHV) \times 1\,000 \quad (1)$$

其中,Cunit 为单位热值成本,元/MJ,反映燃料的经济性;P 为燃料价格,元/t,采用 2024 年国家统计局统计的市场平均价格;LHV 为燃料热值,数据来源于《综合能耗计算通则》(GB/T 2589—2020)[12]。

1.4.2　碳排放强度

在调和燃料的碳核算中,为消除生物柴油与煤制白油热值差异带来的偏差,本研究采用能量等值法,通过体积占比换算生物质组分的实际能量贡献。在生物柴油组分的碳处理上,本研究直接采用并遵循欧盟《可再生能源指令》(RED Ⅱ,Directive 2018/2001)附件Ⅴ为废弃食用油基生物燃料设定的默认温室气体排放值。根据该指令附件Ⅴ第 D 节的明确条款,废弃食用油生物柴油及其加氢植物油(HVO)路径的默认值均为 0 g CO_2eq/MJ[13]。据此,调和燃料的碳排放强度(排放因子)仅取决于化石组分的能量比例及对应排放因子,计算公式如下。

$$\eta = (V_{bio} \times \rho_{bio} \times LHV_{bio}) / (V_{bio} \times \rho_{bio} \times LHV_{bio} + V_{fos} \times \rho_{fos} \times LHV_{fos}) \quad (2)$$

$$EF_{blend} = (1 - \eta) \times EF_{white_oil} \quad (3)$$

其中,V_{bio} 和 V_{fos} 分别为调和燃料中生物质组分与化石组分的体积占比,%;ρ_{bio} 和 ρ_{fos} 则分别为两者的密度,文中采用 0.875 g/cm^3 和 0.83 g/cm^3;LHV 分别为对应的低位热值,MJ/kg;η 为生物组分在调和燃料中的能量占比,%。不同燃料的排放因子值如表 2 所示。

表 2　燃料排放因子

燃料种类	碳排放因子/(kg CO_2·GJ^{-1})	燃料种类	碳排放因子/(kg CO_2·GJ^{-1})
白油	69.49	B30-FAME	49.24
LPG	65.62	B10-HVO	62.94
LNG	55.92	B20-HVO	56.32
B10-FAME	62.80	B30-HVO	49.60
B20-FAME	56.05		

1.4.3　单位碳减排收益

$$Rabate = (EIref - EIfuel) \times Pcarbon \quad (4)$$

其中,Rabate 为单位碳减排收益,元/GJ;EIref 为基准传统燃料的碳排放量,kg CO_2/GJ;EIfuel 为生物调和燃料的碳排放量,kg CO_2/GJ;Pcarbon 为碳价,元/t。

1.4.4　单位综合燃料成本

在考虑碳收益(即碳成本内部化)后,评价一种燃料经济性的指标不再是其单纯的市场价格,而是其综合成本。计算公式如下。

$$Comprehensive = Cunit - energy - (EIref - EIfuel) \times Pcarbon \quad (5)$$

其中,Comprehensive 为单位综合能源成本,元/GJ,代表了在考虑碳交易或碳税带来的收益(或成本)后,使用该燃料的单位真实成本;Cunit-energy 为单位热值成本,元/GJ;EIref 为参考基准燃料的碳排放强度,kg CO_2/GJ;EIfuel 为待评估燃料的碳排放强度,kg CO_2/GJ;Pcarbon 为碳价,这里取 91.8 元/t,参考北京理工大学能源与环境政策研究中心对 2024 年全国碳市场配额平均价格的统计[14]。

1.4.5　临界价格

本研究为确定燃料经济性相等的碳价阈值,采用以下公式来计算。

$$Pcritical = Cfossil - CIbio/EIfossil - EIbio \quad (6)$$

其中,Pcritical 为临界碳价,元/t,代表使 2 种燃料经济性相等的碳价水平;CIbio 为生物质燃料的单位热值成本,元/MJ;Cfossil 为传统化石燃料的单位热值成本,元/MJ;EIfossil 和 EIbio 分别为传统燃料和生物燃料的碳排放强度,kg CO_2/GJ。

2　结果与讨论

2.1　单位热值成本深度分析

本部分旨在深入解析各燃料单位热值成本的差

异成因及其现实意义,为后续政策制定提供理论基础。通过对比分析9种燃料的成本结构(表3),揭示影响其经济性的关键因素。

表3　各燃料单位热值成本详细对比

燃料类型	价格/(元·t^{-1})	热值/(GJ·t^{-1})	单位热值成本/(元·GJ^{-1})	成本排名	相对LNG的差异率/%
LNG	4390.14	48.60	90.33	1	
LPG	4772.24	45.50	104.88	2	+16.11
白油	8900.12	44.20	201.36	3	+122.92
B10-FAME	8949.07	43.80	204.32	5	+126.13
B20-FAME	8996.65	43.39	207.38	7	+129.56
B30-FAME	9042.64	42.98	210.42	9	+132.97
B10-HVO	9018.75	44.18	204.13	4	+125.96
B20-HVO	9139.52	44.16	206.93	6	+129.08
B30-HVO	9262.25	44.14	209.86	8	+132.33

注:成本差以白油为基准(正值为溢价,负值为折价)。

不同燃料的单位热值成本呈现出显著的分层特征。液化天然气(LNG)凭借全球化的规模化开采、液化与运输体系,单位热值成本仅为90.33元/GJ,在所有评估燃料中居于最低水平。液化石油气(LPG)以其成熟的储运网络和广泛的应用基础,以104.88元/GJ的单位热值成本位列第二。煤制白油作为一种液态燃料,其单位热值成本跃升至201.36元/GJ,较LNG高出122.92%,较LPG高出92.05%。

这一差异并非简单的市场价格波动所致,而是由能源基础设施的形态特征所决定。气态燃料(LNG、LPG)通过高压或低温液化实现了高效的远距离运输,并依托管网或罐装体系形成了高度规模化的终端配送网络。相比之下,液态燃料(白油)的供应链涉及炼厂—油库—油罐车—终端储油设备的多个环节,每个环节均需独立投资且规模经济效应较弱。当终端用能点分散时,液态燃料的单位配送成本随距离增加而快速上升,难以达到气态燃料的均摊效率。这一结构性特征意味着:任何以液态燃料(包括生物质调和燃料)替代气态燃料的尝试,都必须在克服燃料本身价格差异的基础上,额外承担由"形态转换"带来的基础设施成本。这一判断为后续的分层替代分析提供了重要的前提约束。

2.2　碳收益下的综合成本分析

本部分通过引入碳价因素,分析环境成本内部化对燃料经济性的影响,探讨碳市场机制在能源转型中的作用,详见表4。

表4　碳价91.8元/t时各燃料综合成本对比(以白油为基准)

燃料类型	单位热值成本/(元·GJ^{-1})	碳排放强度/(kg CO_2·GJ^{-1})	碳收益/(元·GJ^{-1})	综合成本/(元·GJ^{-1})	排名
LNG	90.33	55.92	1.25	89.08	1
LPG	104.88	65.62	0.36	104.52	2
白油	201.36	69.49	0.00	201.36	3
B10-FAME	204.32	62.80	0.61	203.71	5
B20-FAME	207.38	56.05	1.23	206.15	7
B30-FAME	210.42	49.24	1.86	208.56	9
B10-HVO	204.13	62.94	0.60	203.53	4
B20-HVO	206.93	56.32	1.21	205.72	6
B30-HVO	209.86	49.60	1.83	208.03	8

液化天然气(LNG)在叠加碳收益后,综合成本进一步降至89.08元/GJ,以绝对优势领跑。液化石油气(LPG)的综合成本为104.52元/GJ,稳居第二。这凸显了成熟低碳化石能源在"经济性"与"环保性"上的双重优势,其巨大的初始成本优势使得温和的碳价补偿难以撼动其市场地位。

尽管获得了环境溢价,所有生物质调和燃料的综合成本(203.53~208.56元/GJ)仍全面高于煤制白油的基准线(201.36元/GJ)。例如,减排潜力最大的B30-HVO方案,其单位热值成本较白油高出8.50元/GJ,而碳收益(1.83元/GJ)仅能对冲其中约21.5%的价差。这清晰地表明,在当前的价格体系与碳价水平下,碳市场机制为生物燃料提供的经济补偿力度,尚不足以完全弥合其"绿色溢价"。

进一步分析碳收益的构成可以发现,生物质燃料具有较高的"减排杠杆"效应。B30方案的碳收益(1.83~1.86元/GJ)是LPG收益(0.36元/GJ)的5倍以上。然而,这种高减排效益在巨大的初始采购价差面前显得杯水车薪。值得关注的是调和比例与经济性之间的非线性关系:随着掺混比例从B10提升至B30,尽管碳收益大幅增加,但由于生物组分单价较高及其对综合热值的稀释效应,FAME与HVO路线的综合成本均未降低,反而略有上升。这表明在当前市场条件下,存在"减排越多,经济性反而略有恶化"的逆向激励,行业内缺乏主动提高掺混比例的市场动力。

因此,当前温和的碳定价机制(91.8元/t)对于驱动生物质燃料大规模替代而言,仍属于"弱干预"范畴。要实质性扭转其经济劣势,必须在依托碳市

场逐步提升环境收益的同时,多措并举:一方面需通过技术进步与产业聚集降低生物柴油,尤其是二代 HVO 的制造成本;另一方面,可能需要辅以定向的财政激励政策,才能有效缩小成本鸿沟,推动应用从政策示范转向市场选择[15]。

2.3　临界碳价分析

通过表 5 的临界碳价核算结果可以发现,生物质调和燃料在不同场景下的经济性对等门槛存在显著的量级跳跃。这不仅反映了燃料组分间的热值差异,更量化了新兴绿色能源在挑战成熟化石体系时必须跨越的"溢价红利期"。

表 5　生物燃料临界价格分析结果

评估调和方案	对比白油/(元·t^{-1})	对比 LPG/(元·t^{-1})	对比 LNG/(元·t^{-1})
B20-FAME	448	10711	900385
B30-FAME	447	6443	17978
B20-HVO	423	10973	291500
B30-HVO	427	6553	18913

在替代煤制白油的路径下,临界碳价呈现明确且可量化干预的"政策驱动"特征。一代生物柴油(B20~B30 FAME)临界碳价为 447~448 元/t,二代技术(B20~B30 HVO)临界碳价为 423~427 元/t。两类技术路线的临界碳价均落在 420~450 元/t 的较窄区间内,且 HVO 路线略低于 FAME 路线,表明在当前成本结构下,使生物调和燃料与白油综合成本持平所需的碳价水平基本相当,其中 HVO 路线在"每单位减排量所需补偿的成本"上具有略高的效率。尽管当前全国碳市场价格(91.8 元/t)远低于此临界值,但通过"碳市场收益+专项终端补贴"的定向组合政策工具,可有效弥补约 330~360 元/t 的成本缺口,使其成为边际减排成本最低、技术障碍最小的优先突破口。

与此形成鲜明对比,替代气态燃料(LPG 与 LNG)所需的临界碳价呈现数量级的跃升。替代 LPG 的临界碳价为 6 443~10 973 元/t,揭示了"跨能源形态替代"在现有经济条件下的高度不可行性。其根本原因在于巨大的"初始成本鸿沟"(生物燃料与 LPG 之间存在约 102~105 元/GJ 的成本差)与有限的"边际减排效益"(两者之间的碳排放差距仅为 9~16 kg CO_2/GJ)之间的结构性矛盾——成本差巨大而减排差有限,导致临界碳价被急剧放大。替代 LNG 的临界碳价则呈现更为极端的量级差异:B20-FAME 和 B20-HVO 分别高达 900 385 元/t 和 291 500 元/t,B30-FAME 和 B30-HVO 分别为 17 978 元/t 和 18 913 元/t。这些极端值的根源在于生物调和燃料与 LNG 之间极小的排放差(B20-FAME 与 LNG 仅差 0.13,B20-HVO 差 0.40)被巨大的成本差(116~120 元/GJ)放大所致,表明以 B20~B30 生物调和燃料替代 LNG 在碳排放层面缺乏显著的额外环境收益——LNG 已在气态燃料中具备最低的碳排放强度(55.92 kg CO_2/GJ)和最低的单位热值成本(90.33 元/GJ)。这一结果从经济性层面明确界定:生物质燃料在气态能源市场中的角色,应定位为特定场景(如无管网且 LPG 使用受限)下的补充选项或技术示范,而非全面替代已具备显著经济与环保优势的管道天然气。

综上,临界碳价的阶梯式分布为政策制定提供了精准的量化指引。短期策略应聚焦"白油替代",通过精准补贴快速获取减排效益;中长期则需通过技术创新与规模效应降低二代生物柴油(HVO)工艺成本,逐步拓展应用场景。这种基于经济阈值的分层实施路径,能够确保有限政策资源投向社会总成本最低、减排效益最高的领域,从而系统推进燃料结构的低碳转型。

3　结论与建议

3.1　研究结论

通过对生物质调和燃料的经济性分析,得出以下结论。

(1)单位热值成本的结构性差距是制约生物调和燃料市场化的核心障碍。B30-HVO 成本较 LNG 高 132.33%、较白油高 4.22%,其"绿色溢价"主要源于废弃油脂收运体系不健全、二代加氢工艺技术溢价及市场规模不足。

(2)碳定价可内化部分环境收益,但当前碳价难以根本扭转燃料竞争格局。在碳价 91.8 元/t 下,生物调和燃料综合成本(203.53~208.56 元/GJ)仍高于白油,B30-HVO 碳收益仅对冲绿色溢价的 21.5%,且随掺混比例提高综合成本不降反升,呈现"减排越多经济性越差"的逆向激励,这表明单一碳价难以驱动高比例掺混燃料的市场选择。

(3)临界碳价呈现显著的阶梯分布,分层替代是实现生物调和燃料经济性突破的理性路径。B20~B30 方案替代白油的临界碳价为 423~448 元/t,处于政策可干预区间;替代 LPG 的临界碳价为 6 443~10 973 元/t,经济上不可行;替代 LNG 因边际减排效益趋近于零,临界碳价指标不适用。这表明生物

调和燃料应聚焦于白油同形态替代,而非替代气态燃料。FAME与HVO路线的临界碳价基本相当(FAME为447~448元/t,HVO为423~427元/t),HVO路线在“每单位减排量所需补偿的成本”上具有略高优势。

3.2 政策建议

基于当前通过碳价去调节生物燃料单位综合成本以追赶白油等传统燃料成本的严峻性,本研究提出以下政策建议。

(1)实施精准化的“分层替代”战略。

鉴于临界碳价呈显著的阶梯分布,替代白油的临界碳价(423~448元/t)处于政策可干预区间,而替代LPG和LNG所需碳价过高,经济上不可行。建议将政策资源集中投向白油替代场景,通过“碳市场收益+专项差价补贴”弥补当前碳价与临界值之间的缺口,在液态燃料同形态替代中率先实现生物调和燃料的商业化突破。

(2)构建“碳收益+专项补贴”的双轨驱动机制。

鉴于当前碳价(91.8元/t)远低于临界值,建议设立“绿色液体燃料发展专项基金”,对使用B20及以上标准的企业实施“碳价收益+绿色差价补贴”的双重补偿。同时,推动将废弃油脂基生物燃料纳入国家核证自愿减排量(CCER)机制,建立专属碳减排核算方法学,将原料收运环节与末端燃烧环节的减排效益合并计算,提升单个项目的碳收益厚度。

(3)强化地沟油收运体系的“特许经营”与“原料平准”制度。

废弃油脂收运体系不健全是绿色溢价的重要来源。建议在全国范围内推行废弃油脂收运处置特许经营制度,建立“原料平准基金”,在国际油脂价格大幅波动时对生产企业给予原料成本补偿,将调和燃料终端价格锚定在白油成本的合理范围内(如不超过10%),同时严厉打击废弃油脂非法外流,保障国内生物燃料企业的原料可及性与成本稳定性。

(4)推动二代生物柴油的技术攻关与产业链示范。

HVO虽临界碳价较高,但其“即用型”燃料特性与现有设备完全兼容,长期应用潜力巨大。建议设立专项科技资金,重点支持加氢脱氧催化剂国产化、模块化异构反应器研发及规模化工艺优化;结合国家能源局“绿色液体燃料技术攻关和产业化试点”工作,在具备条件的示范区开展全产业链示范,通过规模化应用分摊技术溢价,推动HVO成本稳步下降。

(5)完善多部门协同的环保信用激励体系。

将生物调和燃料使用情况纳入企业环保信用评价体系,与绿色认证、融资优惠、项目审批等政策挂钩,对使用B20及以上掺混比例的用户给予“环保免检”或“信用加分”等激励。同时,建立覆盖原料收运、生产、调和、终端使用的全链条碳足迹监测与报告机制,为碳收益核算提供数据基础,增强市场对生物调和燃料减排贡献的信任度。

参考文献

[1] 杨铮,刘思明,邢磊.我国生物燃料乙醇产业现状及发展展望[J].化学工业,2025,43(4):1-6.

[2] 刘洪荣,王乐乐,高建勇.中国生物质液体燃料产业发展现状探究[J].汽车安全与节能学报,2026,17(1):18-32.

[3] 王涛.国内外生物燃料产业发展特点及对中国的启示[J].国际石油经济,2024,32(6):51-61.

[4] 曾少军,李华林.中国生物柴油发展的现状、问题及对策分析[J].化工进展,2008,(10):1485-1489.

[5] 张希良,郭庆方,常世彦,等.我国发展生物液体燃料的资源与技术潜力分析[J].中国能源,2009,31(3):10-12,42.

[6] 冯文生,李晓,康新凯,等.中国生物燃料乙醇产业发展现状、存在问题及政策建议[J].现代化工,2010,30(4):8-10,12.

[7] 彭志良.生物柴油产业发展路径研究[J].中国能源,2023,45(12):15-26.

[8] 李顶杰,张丁南,李红杰,等.中国生物柴油产业发展现状及建议[J].国际石油经济,2021,29(8):91-98.

[9] 宋鹏飞,单彤文,李又武,等.天然气管道掺入氢气的影响及技术可行性分析[J].现代化工,2020,40(7):5-10.

[10] 国家能源局.中国天然气发展报告(2024)[R/OL].北京:国家能源局,2024[2026-04-27]. https://www.nea.gov.cn/1310782456_17217223060611n.pdf.

[11] 北京市统计局,国家统计局北京调查总队.北京统计年鉴2025[R/OL].北京:中国统计出版社,2025[2026-04-27].https://nj.tjj.beijing.gov.cn/nj/main/2025-tjnj/zk/indexch.htm.

[12] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.综合能耗计算通则:GB/T 2589—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.

[13] European Parliament, Council of the European Union. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (RED Ⅱ)[EB/OL].(2018-12-21)[2026-04-27]. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG.

[14] 北京理工大学能源与环境政策研究中心.全球和中国碳市场回顾与展望(2025)[R/OL].北京:北京理工大学能源与环境政策研究中心,2025[2026-04-27].https://ceep.bit.edu.cn/zxcg/ndycbg/index.htm.

[15] 王科,吕晨.中国碳市场建设成效与展望(2024)[J].北京理工大学学报(社会科学版),2024,26(2):16-27.■