

钢铁脱碳系列研究

绿氢DRI炼钢：区域适配与发展路径



作者：

北京科技大学：张建良、李克江、姜春鹤

自然资源保护协会：杜唯、潘支明

版权说明

版权归北京科技大学与自然资源保护协会所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。



北京科技大学是教育部直属全国重点大学、国家“双一流”建设高校，前身为1952年创建的北京钢铁工业学院，是新中国第一所钢铁工业高等学府。学校以冶金、材料等学科为特色，在钢铁冶金、绿色低碳冶金、氢冶金、资源循环利用、能源与环境等领域具有深厚科研积累。学校建有多个高水平科研平台，长期服务国家钢铁工业技术进步与绿色转型，积极推动关键技术攻关、成果工程化应用和产学研协同创新，为行业培养高层次人才。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图源：nuraghies/Magnific

摘要

随着全球碳中和目标推进，钢铁行业面临严峻的低碳转型压力。绿氢 - 直接还原铁（简称“绿氢 -DRI”）是在直接还原铁（DRI）工艺基础上以可再生能源制氢替代化石能源作为还原剂的新型炼铁技术。由于理论上可实现近零碳排放，该技术被视为钢铁行业深度脱碳的核心路径之一，未来在低碳钢铁生产中的占比有望持续提升，并成为绿氢规模化应用的重要下游场景。

我国可再生能源资源丰富但分布不均，绿电与绿氢产能集中在西北、华北等地区，而钢铁产能多分布于东部沿海。鉴于我国 DRI 产业尚处于发展初期，未来新增产能规模较大且区域布局尚未定型，绿氢 -DRI 的发展不应简单依托现有钢铁产能分布，而应结合资源禀赋合理布局新增产能，并同步构建高效的供应链体系。但同时，绿氢 -DRI 的规模化发展仍面临绿氢经济性、供电稳定性、储运可行性、政策协同与场景适配等多重挑战。因此，系统分析绿氢 -DRI 技术经济性、资源匹配度与区域竞争力，建立符合国情的供应链布局模型，对推动我国钢铁行业低碳转型、保障“双碳”目标意义重大。

本研究聚焦三条潜在的绿氢 -DRI 炼钢路径：国内矿路线（国内铁矿石 - 竖炉自产 DRI- 熔分炉 - 转炉）、进口矿路线（进口高品位铁矿石 - 竖炉自产 DRI- 电炉）以及进口 HBI 路线（进口 HBI- 电炉）。国内矿路线是采用国内铁矿石生产绿氢 -DRI，并通过熔分炉脱除脉石、富集铁素后进入转炉炼钢；进口矿路线是进口高品位铁矿石并在国内利用绿氢还原为 DRI 后进入电炉炼钢；进口 HBI 路线是进口国外生产的 HBI 至国内并投入电炉炼钢。三条路线分别对应“消纳国内矿并通过熔分富集铁素”“利用进口高品位矿国内还原”和“借助国际绿铁贸易快速进入低碳钢市场”三种发展模式。

基于公开数据，本研究构建了覆盖 30 个省级行政区（以下简称“省份”）、2025—2060 年的动态技术经济模型，采用“省级有效绿氢成本（LCOH）→吨钢平准化成本（LCOS）”两阶段集成测算，在统一成本口径下纳入清洁电力、绿氢、原料与运输、废钢、设备投资和碳成本等要素，并根据原料品位和各工序的金属收得率，测算生产 1 吨钢所需的各类炉料投入量，系统比较三条工艺路线的成本演化、区域分布与关键敏感因素。

从路线竞争力来看：国内矿路线在 2030 年后具有最明显的长期成本优势、且可减少矿石对外依存度，因此战略价值最高，但核心挑战在于尚未破解选矿造球、竖炉还原、熔分和稳定供氢等工程化难题；进口矿路线是目前工程成熟度相对最高的方案，但长期成本竞争力弱于国内矿路线；进口 HBI 路线在 2030 年前

后国内矿技术尚未成熟的时间窗口中，具备快速切入低碳钢市场的潜力，但其应用仍依赖绿色 HBI 稳定供应、质量与绿色属性可核证、接卸储运及电炉适配等前置条件。

从空间布局来看：国内矿路线的优势省份包括内蒙古、宁夏、河北、吉林、辽宁和山东；进口矿路线的低成本省份主要集中在内蒙古、吉林、河北、山东、天津和辽宁；可以看出国内矿路线与进口矿路线的优势省份有较多重合，且都以北方地区为主。相比之下，进口 HBI 路线的优势省份则主要集中在上海、江苏、浙江、福建、广东、广西等沿海省份。

基于此，本报告建议以优势省份为重点，按照“成本排序 + 工程成熟度”双重标准，分阶段推进路线选择，具体安排如下：

- 2030年前，进口HBI路线的平均成本最低，但仅在稳定、可核证的绿色HBI供应等多个条件具备时，才宜开展试点应用；同期，国内矿路线重点攻克选矿造球等关键工程问题；进口矿路线同步开展从绿氢供应到炼钢环节的整体示范。
- 国内矿路线约在2032年后成为成本最低的方案，若届时已具备可复制的工程条件，应在优势省份推广；若路线尚未成熟，则优先选择进口HBI路线作为过渡，并持续跟进国内矿路线的成本和技术进展；若进口HBI路线也未成熟，则应以进口矿路线作为过渡。
- 2040年后，若国内矿路线具备可复制的工程条件，应作为长期多省份推广方案；若路线仍未成熟，则考虑由进口矿路线作为过渡。

目录

- 缩略语表 1
- 引言 2
- 第一章 绿氢-DRI发展现状..... 3
 - 1.1 国际绿氢-DRI发展现状..... 3
 - 1.2 国内绿氢-DRI发展现状..... 4
 - 1.3 国内清洁资源概述..... 7
 - 1.4 存在问题梳理..... 8
 - 1.5 绿氢-DRI的角色定位与有效需求 8
- 第二章 绿氢-DRI区域发展模式分析 10
 - 2.1 分析口径与核心判断..... 10
 - 2.2 三条工艺路线的成本构成及演化..... 10
 - 2.3 三条工艺路线的区域适配 14
 - 2.4 小结 17
- 第三章 结论与建议..... 18
 - 3.1 核心结论与发展判断..... 18
 - 3.2 政策工具与实施保障..... 19
- 参考文献..... 21
- 附录A 经济性评估模型 25
- 附录B 敏感性分析与不确定性讨论..... 29

缩略语表

类别	缩略语	英文全称	中文释义/本文口径
冶金工艺	H2-DRI	Hydrogen Direct Reduced Iron	氢直接还原铁
冶金工艺	DRI	Direct Reduced Iron	直接还原铁
冶金工艺	HBI	Hot Briquetted Iron	热压块直接还原铁
冶金工艺	EHF	Electric Arc Furnace	电弧炉
冶金工艺	H2-DRI-EHF	Hydrogen-based DRI-Electric Arc Furnace route	氢基直接还原铁—电弧炉炼钢流程
原料	DR级	Direct-reduction grade	直接还原级铁矿石或球团
成本指标	LCOE	Levelized Cost of Electricity	平准化发电成本；本文为绿电成本口径
成本指标	LCOH	Levelized Cost of Hydrogen	平准化制氢成本；本文为省级有效绿氢成本的模型口径
成本指标	LCOS	Levelized Cost of Steel	平准化钢材成本；本文为出厂吨钢成本口径
政策机制	CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	欧盟碳边境调节机制
政策机制	CISAF	Clean Industrial Deal State Aid Framework	欧盟“清洁工业协议”国家援助框架
机构	IEA	International Energy Agency	国际能源署
项目/技术	SALCOS	Salzgitter Low CO ₂ Steelmaking	萨尔茨吉特低碳炼钢转型计划
项目/技术	ZESTY	Zero Emissions Steel Technology	Calix零排放钢铁技术

引言

在全球气候治理持续深化和主要经济体加快推进工业脱碳转型的背景下，钢铁行业作为能源消耗和碳排放高度集中的基础产业，正面临前所未有的减排压力与转型挑战。传统钢铁生产以高炉 - 转炉流程为主，绿氢 -DRI 流程以可再生能源制绿氢替代传统化石碳源作为还原剂，同时使用绿电作为能源，可以实现“以绿制绿”，未来将和废钢 - 电炉流程并列成为钢铁工业实现深度脱碳、迈向近零排放的重要低碳生产路径。近年来，欧洲等地区围绕绿氢 -DRI 展开了大量示范与投资尝试。随着项目推进，绿氢成本高、政策预期不稳定及基础设施不足等制约因素逐步显现，全球氢冶金产业正由“概念推动”转向注重成本、市场需求和工程化的“可行性检验”阶段。

与其他经济体相比，我国钢铁工业具有规模巨大、区域差异显著、资源禀赋复杂、转型约束众多等特征。一方面，我国铁矿石对外依存度高、国内矿石品位偏低且分布不均；另一方面，风能、光能、水能和核能等清洁电力资源呈明显的区域聚集特征，与钢铁产能布局存在明显错位。在此背景下，绿氢 -DRI 在我国的发展不可能简单复制海外模式，也难以依赖单一技术路径或统一推进节奏。不同省份在绿电成本、制氢条件、矿石来源、物流体系及产业基础等方面存在显著差异，决定了其在绿氢冶金体系中的功能定位与发展方式必然不同^[1]。

基于上述现实约束，本报告以我国“绿氢 DRI 炼钢的区域适配与发展路径”为核心问题，构建了综合评估模型，在系统梳理国内外氢冶金与清洁能源发展现状的基础上，对不同省份在多种工艺路径和碳成本情景下的经济性进行对比分析，识别我国绿氢 -DRI 潜在的优先发展区域、适配工艺模式及其演进方向。

本研究旨在为政策制定者和相关利益方提供一个面向未来、立足国情、可用于决策参考的分析框架，帮助回答“我国应当在哪些地区、以何种方式、有序推进绿氢 -DRI 发展”等关键问题，为钢铁行业中长期低碳转型路径的选择提供量化依据和系统性认知支撑。

第一章

绿氢-DRI发展现状

1.1 国际绿氢-DRI发展现状

1.1.1 国际氢能政策及行业进展

截至 2025 年初，全球已有 151 个国家提出碳中和目标，氢能成为钢铁、化工等高耗能行业的重要脱碳路径，已有超过 60 个国家发布氢能战略^[2, 3]。但在 2024—2025 年间，受制于绿氢成本居高、终端承购意愿不足、基础设施滞后及补贴政策回撤等多重因素，全球氢能产业整体由“高速扩张”转入“理性检验”阶段。欧盟保持最强的政策与资金支撑，2025 年再启动 19.2 亿欧元绿氢拍卖、推出《清洁工业协议》和《国家援助框架 (CISAF)》，但电解氢成本仍处 6—8 欧元/kg 高位，安赛乐米塔尔、E.ON、壳牌等多家企业宣布取消或推迟绿氢/绿钢项目^[4-6]；美国清洁氢生产税收抵免第 45V 条款将合格设施开工期限由 2033 年 1 月 1 日前提前至 2028 年 1 月 1 日前，HyStor、AirProducts、BP 等相继暂停氢能项目^[7-9]；澳大利亚旗舰出口项目 (CQ-H₂、Fortescue 等) 被取消、缩减或重新评估，战略定位由“大规模出口”转向“国内务实示范”^[10-13]；日本依托《氢能社会促进法》及差额合约补贴推进进口氢供应链建设^[14-16]，韩国则聚焦于 2028 年启动全球首个清洁氢发电市场^[17-19]；秘鲁、智利等拉丁美洲国家发布国家战略，着力培育未来出口能力^[20]。整体看，高成本、不稳定的政策预期与基础设施瓶颈仍是全球氢能规模化的共性挑战，氢能产业正在从“概念推动”迈向“可行性检验”的关键阶段。

1.1.2 国际氢冶金工艺发展现状

国际氢冶金工艺的发展路径已逐渐清晰，氢基直接还原 (H₂-DRI) 已成为主流方案，已进入示范和早期商业化阶段。2016-2024 年间，瑞典 Stegra、SSAB、LKAB，德国 Salzgitter (SALCOS)，挪威 Blastr Green Steel 等项目相继推进；澳大利亚 Calix 公司亦布局零排放钢技术 (ZESTY)^[21-24]。但 2025—2026 年欧洲多个绿钢项目的进度放缓：Stegra 虽通过约 14 亿欧元新一轮融资稳定资金链，但全规模商业化时间仍被重新评估；SSAB Luleå 项目投产由 2028 年底推迟至 2029 年底；Salzgitter SALCOS 项目一期由 2026 年推迟至 2027 年、

二期和三期投资决定推迟至 2028—2029 年；安塞乐米塔尔宣布取消其在德国的 DRI 模块建设。上述变化表明，国际绿氢 -DRI 已从项目宣布阶段进入成本、承购和工程交付能力的综合检验阶段。

1.2 国内绿氢-DRI发展现状

1.2.1 国内氢能政策及进展

我国高度重视钢铁行业低碳转型，将氢冶金特别是氢基直接还原作为关键技术路径纳入政策顶层设计。如图 1-1 所示，2022 年国家发改委、国家能源局印发《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》^[25]，首次明确氢能的战略能源地位；2024 年国务院《2024—2025 年节能降碳行动方案》^[26] 要求积极推动氢冶金等低碳炼铁工艺示范；同年 12 月工信部、发改委、能源局联合发布《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》将氢冶金列为工业清洁氢应用重点场景，提出到 2027 年实现规模化应用目标^[27, 28]。

2020	· 《关于加快建设绿色生产和消费法规政策体系的意见》 · 《关于开展燃释电池汽车示范应用的通知》 · 《节能与新能源汽车技术路线图》 · 《新能源汽车产业发展规划(2021-2035)》	2022	· 《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》 · 《2022年能源工作指导意见》 · 《“十四五”可再生能源发展规划》	2024	· 《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》 · 《中华人民共和国能源法》 · 《关于全面推进美丽中国建设的意见》		
2019	· 《2019年政府工作报告》 · 《产业结构指导目录》 · 《关于先进制造业和现代服务业深度融合发展的实施意见》	2021	· “十四五”规划 · 《关于组织开展“十四五”第一批国家能源研发创新平台认定工作的通知》 · 《“十四五”全国清洁生产推动方案》 · 《关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》 · 《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》	2023	· 《氢能产业标准体系建设指南》 · 《关于推动能源电子产业发展的指导意见》 · 《新时代的中国绿色发展》白皮书	2025	· 《新型储能制造业高质量发展行动方案》 · 《2025年能源工作指导意见》

图1-1 2019-2025年国家层面主要氢能政策

在标准与法律层面，如表 1-1 所示，2024 年中国钢铁工业协会牵头制定《氢基竖炉直接还原炼铁技术规范》^[29]，填补国内氢基 DRI 工艺标准空白；2025 年起实施的《中华人民共和国能源法》^[30] 首次明确氢能的能源主体地位。在碳市

场机制上，2025 年 3 月生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》^[31]，钢铁行业首次纳入全国碳市场，通过市场机制倒逼企业减排，间接推动绿氢 -DRI 等低碳新工艺应用。地方层面，四川、河北、山西等省份依据自身资源禀赋分别推进“水电—绿氢—冶金”“焦炉煤气制氢”、氢冶金示范集群等差异化政策^[32]。2026 年 3 月工业和信息化部、财政部、国家发改委联合发布《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，以“揭榜挂帅”与城市群联动方式推进，目标到 2030 年城市群终端用氢平均价格降至 25 元 /kg 以下、优势区域力争降至 15 元 /kg 左右，进一步强化氢冶金等重工业氢气应用的政策与财政支撑。整体看，我国已形成“顶层设计—行业规范—地方落地—市场驱动”的协同推进格局。

表I-I 国家层面及主要省份氢能政策概览			
区域	省市	代表性氢能政策	政策要点
国家	—	氢能产业发展中长期规划（2021—2035）	确立氢能战略能源地位
国家	—	加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案（2024）	氢冶金列为重点场景，2027年规模化
国家	—	氢基竖炉直接还原炼铁技术指南（2024）	填补氢基DRI工艺标准
国家	—	能源法（2024）/钢铁行业纳入碳市场（2025）	明确高能耗行业，碳约束倒逼
西北	内蒙古	氢能产业发展三年行动方案（2023—2025）	西氢东送，绿氢供应与出口基地
西北	青海	加快推动氢能产业发展若干政策措施（2024）	可再生制氢一次性100万元奖补
华北	宁夏	新型工业园区五年计划实施意见（2023）	煤化工+绿氢-绿氨耦合，绿电试点区
华北	北京	支持氢能产业发展若干政策措施-修订版（2024）	氢能新材料纳入首批次应用示范
华北	天津	制造业高质量发展若干政策措施（2023）	分级分类，最高400万元支持
华北	河北/山西	氢冶金示范集群/焦炉煤气制氢	依托焦炉资源禀赋差异化
华东	山东	氢能产业新赛道实施方案（2023）	“两轴四基地”发展格局
华东	上海	新型基础设施建设行动方案（2023—2026）	累计建成加氢站50座以上
华东	浙江	培育氢能产业发展若干意见（征求意见稿）（2019）	2030年氢能产业规模基本完备
西南	四川	氢能产业中长期发展规划（2025—2035）	水电-绿氢-冶金协同
西南	重庆	新重庆制造业高质量发展行动（2023—2027）	建成“成渝氢走廊”，交通示范

1.2.2 国内氢冶金技术发展现状

我国绿氢 -DRI 相关技术近年来步入示范验证阶段，已初步形成以氢基竖炉直接还原为核心的低碳冶金工程体系，如表 1-2 所示^[33]。国内示范包括宝武湛江百万吨级氢基竖炉项目、河钢张宣 60 万吨 / 年氢冶金示范工程、中国钢研山东 5 万吨纯氢竖炉中试项目，以及松原“绿电—绿氢—纯氢冶金”、川威钒钛磁铁矿氢基竖炉中试、航天工程 5 万吨高压竖炉中试等项目^[34-41]。总体看，我国已形成“小规模纯氢中试—中等规模示范—百万吨级工程”的技术梯度，但现阶段绿氢稳定供应、DR 级原料适配、炉顶气循环、纯氢 / 高氢气氛连续运行和工程经济性仍是制约绿氢 -DRI 规模化复制的关键问题。

表1-2 我国企业参与的国内外氢基直接还原炼铁项目概况			
地区/主体	年份	项目与规模	气源/还原气
河北 航天长征化学工程股份有限公司	2026	5万吨高压竖炉中试项目	煤制气
新疆 哈密疆鼎绿色铸造有限公司	2024	绿色零碳循环一体化精铸项目	绿氢
新疆 新疆恒泰绿能金属铸造有限公司与中冶京诚	2025	太阳能光伏发电制氢气在氢基竖炉加工金属球团绿色高纯精密铸件项目 ^[42]	绿氢
四川 四川安宁铁钛股份有限公司	2022	100万吨氢冶金直接还原铁项目	天然气+氢
四川 川威集团与中冶赛迪	2024	氢基竖炉钒钛磁铁矿中试项目	天然气+焦炉煤气
山西 中晋冶金科技有限公司	2020	30万吨氢基直接还原铁项目	100%焦炉煤气
山西 晋钢	2022	百万吨级的超短流程低碳氢冶金及硅钢新材料项目	煤层气
内蒙古 水木明拓氢能源科技有限公司	2023	国际氢能冶金化工产业年产110万吨全氢直接还原铁示范项目	绿氢
海外 中钢国际	2023	阿尔及利亚AQS项目 ^[43]	天然气
山东、吉林 中国钢研	2023; 2025	纯氢多稳态竖炉项目；松原绿电-绿氢-纯氢冶金项目	纯氢/绿氢
河北 经安钢铁	2023	200万吨绿色电炉零碳短流程铸造项目	绿氢
河北 河钢集团张宣科技	2023	60万吨氢冶金示范项目	焦炉煤气，过渡至氢气
广东 宝武湛江	2023	100万吨/年直接还原铁示范工程	副产氢、焦炉煤气、天然气，过渡至氢气

1.3 国内清洁资源概述

我国清洁能源发展呈现显著的区域特征，在资源禀赋与用能需求的共同驱动下形成了多元化格局，已能为绿氢规模化制备及绿氢-DRI项目落地提供坚实电力基础。

(1) 太阳能：优质资源主要集中分布在青海、新疆中南部、内蒙古中西部、甘肃、宁夏等西部和北部地区，依托大型基地建设并通过特高压输往东中部负荷中心。装机规模上，山东、河北等东中部省份规模领先^[44-48]，分布式光伏在河南、安徽等地快速发展。预计到2030年全国光伏装机将达11.6亿千瓦、发电量约1.3万亿kWh；2060年装机将达39.7亿千瓦、年发电量约5.53万亿kWh，成为主力电源之一^[49, 50]。

(2) 风能：100m高度风能资源呈现“北富南贫、沿海过渡”的空间格局，“三北”地区风功率密度突出（内蒙古341W/m²、新疆237W/m²、甘肃224W/m²）^[51]。装机方面，内蒙古2023年风电装机达6962万千瓦^[44]，新疆、甘肃、河北等资源富裕区均保持良好增长态势。预计2030年全国风电装机达7.97亿千瓦、发电量约1.56万亿kWh；2060年装机达21.2亿千瓦、年发电量约5.26万亿kWh^[49]。

(3) 水电：水资源呈“南丰北缺”特征，四川、云南等西南省份资源最为富集^[52, 53]；四川、云南装机规模遥遥领先^[50]。预计2030年全国水电装机达5.2亿千瓦、发电量约1.71万亿kWh；2040年后装机将稳定在6.24亿千瓦左右^[49]。水电具备稳定可调度特性，尤其适合作为电解水制氢的基荷电源。

(4) 核能：当前核电主要布局在浙江、江苏、广东、山东等沿海省份。截至2024年全国在运核电装机容量6248万千瓦、年发电量约4852亿kWh^[54, 55]。预计2030年装机达1.085亿千瓦、发电量约8184亿kWh；2060年装机进一步增长至3.23亿千瓦、年发电量达2.42万亿kWh^[49]。核电单机容量大、利用小时数高，可作为沿海钢铁集群“核能—制氢—DRI”一体化示范的重要基荷支撑。

总体而言，太阳能“西部集中式与东部分布式”并举、风电“三北陆上与东南海上”协同、水电“西南为主、流域统筹”、核电“沿海优先、安全高效”的差异化发展格局，为绿氢规模化制备及绿色低碳冶金提供了多元化、互补的清洁电力供应体系。

1.4 存在问题梳理

基于国际、国内绿氢 -DRI 发展现状以及国内清洁能源、铁矿与基础设施分布情况，可以将我国推进绿氢 -DRI 面临的核心瓶颈归纳为以下四类：

(1) 绿氢 -DRI 关键工程环节成熟度仍不均衡：国内虽已具备百万吨级氢基竖炉示范基础，但高氢或纯氢条件下的连续运行、系统集成和工程放大经济性仍需进一步评估，制约规模化复制。

(2) 绿电 - 绿氢 - 冶金跨链协同薄弱：绿电与绿氢产能集中在西北、华北地区，而钢铁产能多分布于东部沿海，直接还原铁的新增产能在选址上面临“就地资源转化”与“靠近消费市场”的取舍，缺乏成熟的跨链协同机制。

(3) 经济性与传统工艺差距尚未关闭：绿氢成本高企、碳成本传导不充分，导致绿氢 -DRI 路线在 2030 年前仍难以与高炉 - 转炉路线直接竞争；不同工艺路线的成本结构、关键变量与降本路径也存在差异，需要通过结构化的省级测算加以识别。

(4) 政策工具协同性不足：产能置换、碳市场、氢能扶持与绿色产品认证分别由不同主管部门推动，实施节奏尚未有效衔接，需要统筹产能准入、绿电绿氢支持、碳成本约束和绿色产品认证等政策，分阶段支持绿氢 -DRI 示范、路线转换与规模化发展。

1.5 绿氢-DRI的角色定位与有效需求

绿氢 -DRI 在未来我国钢铁产业中究竟扮演什么角色、其有效需求来自何处。只有厘清“为什么需要”与“需要多少”，后续“在哪里、以何种路线、按何种时序推进”的讨论才具有现实针对性。本节据此论证绿氢 -DRI 的必要性与有效需求，并明确其首要定位。

1.5.1 替代高炉的战略路径

从国际钢铁低碳转型路线看，废钢电炉占比提升和矿石基钢铁的低碳化将并行推进，氢基直接还原 - 电炉（H₂-DRI-EAF）是矿石基钢铁深度减排的重要路线之一^[56]。

IEA 在 1.5°C 情景中判断，2060 年全球仍有约 35% 的矿石基钢铁需经氢基生产^[56]，说明在高度循环经济格局下，矿石基钢铁生产的低碳化转型仍不可或缺。

就我国量级而言，若采用 2060 年氢还原 - 电炉流程占粗钢约 17% 的口径，并以 2060 年粗钢产量约 6.2—7.3 亿吨测算，对应 DRI-EAF 粗钢产量约 1.05—1.24 亿吨。按“ $\text{DRI 消耗量} = \text{DRI-EAF 粗钢产量} \times \text{DRI 投料比} \div \text{金属收得率}$ ”估算，若电炉炉料中 DRI 投料比取 30%—50%、金属收得率按约 90% 计，则年均 DRI 需求约 0.35—0.69 亿吨。该测算用于判断量级，具体需求仍取决于高端钢种占比、废钢质量、炉料结构和工艺路线。

1.5.2 作为优质废钢（洁净铁源）的协同补充

绿氢 -DRI 还可作为高端电炉炼钢所需的低残余洁净铁源，与优质废钢协同配料。废钢洁净化、先进破碎分选、X 射线分选是提高废钢质量、减少降级利用的重要方向；绿氢 -DRI 的价值不在于与废钢形成二元替代，而在于为高端扁平材和特殊钢补足低残余、低碳金属料。

其冶金机理在于：铜、锡等残余元素难以在电炉熔炼过程中去除，会随废钢循环不断富集。我国废钢的铜含量中位值已达约 0.08%^[57, 58]，而汽车板、家电板、硅钢等高端扁平材对残余元素更为敏感。绿氢 -DRI 具有残余元素含量低的特点，可作为洁净铁资源与优质废钢协同配料，支撑汽车板、家电板、硅钢和轴承钢等高端钢材的电炉化生产。

在缺乏经济可行的铜去除技术之前，引入洁净铁源进行稀释仍是电炉产线维持高端产品资质的现实途径。直接还原铁的铜含量通常低于 0.005%，是应对废钢残余元素的有效稀释剂；Midrex 测算显示，若目标铜含量为 0.08% 而废钢含铜 0.25%—0.30%，电炉配料中需引入较高比例的矿石基金属料^[59]。因此，绿氢 -DRI 在高端钢材生产中的主要作用，是作为低残余杂质元素洁净铁源与废钢的协同配料，弥补废钢质量不足，而不是替代废钢。

第二章

绿氢-DRI区域发展模式分析

2.1 分析口径与核心判断

本研究聚焦三条潜在的绿氢 -DRI 路径：国内矿路线（国内铁矿石 - 竖炉自产 DRI- 熔分炉 - 转炉）进口矿路线（进口高品位铁矿石 - 竖炉自产 DRI- 电炉）以及进口 HBI 路线（进口 HBI- 电炉）；其中国内矿路线和进口矿路线可统称为自产 DRI 路线。国内矿路线是采用国内铁矿石生产绿氢 -DRI，并通过熔分炉脱除脉石、富集铁素后进入转炉炼钢；进口矿路线是在国内利用绿氢将进口高品位铁矿石还原为 DRI 后进入电炉炼钢；进口 HBI 路线是将国外生产的 HBI 进口至国内并投入电炉炼钢。三条路线分别对应“消纳国内矿并通过熔分富集铁素”“利用进口高品位矿国内还原”和“借助国际绿铁贸易快速进入低碳钢市场”三种发展模式。

样本范围说明：本研究的全国比较样本覆盖 30 个省份。西藏未纳入定量模型，主要因为现阶段缺乏与三条标准路线相匹配的钢铁生产和大宗原料供应链基础，且关键成本参数难以与其他省份按统一口径获取与校核。海南虽然现阶段钢铁产业承载能力有限，但作为沿海港口型边界样本予以保留，用于比较进口矿路线和进口 HBI 路线的潜在适配性；其测算结果仅用于成本边界分析，不构成项目布局建议。

三条路线的比较采用统一的 LCOS 口径，省际比较采用相同的省级样本和时间节点。本研究 LCOS 口径仅核算到出厂吨钢平准化成本，未纳入成品钢由钢厂至下游用户的运输物流成本、碳关税（CBAM）以及绿色钢材市场端溢价等下游环节。

2.2 三条工艺路线的成本构成及演化

2.2.1 绿氢成本的区域分布

LCOH 呈现出显著的区域差异，如图 2-1 所示：图中将 30 个省份按 2030 年 LCOH 由低到高排列，并列示 2030、2040、2050 和 2060 四个时间节点。

2030 年 LCOH 最低的五省（区）为内蒙古、宁夏、青海、吉林和河北（44.7—47.4 元 /kg），最高的五省（市）为江西、湖南、贵州、重庆和四川（68.1—80.6 元 /kg）。到 2040 年，最低五省（区）降至 30.1—32.0 元 /kg，最高五省（市）为 45.9—54.3 元 /kg；到 2050 年，两组区间分别进一步降至 19.0—20.1 元 /kg 和 28.9—34.1 元 /kg。到 2060 年，预计最低五省（区）将降至 15.5—16.5 元 /kg，最高的五省（市）仍有 23.6—27.9 元 /kg。全国绝对成本下降，但区域差异仍将继续存在，西北、华北和东北部分省份长期保持明显的成本优势，西南及中南部分省份处于相对高成本区。这种成本分布的区域差异直接导致自产 DRI 路线的区域竞争力出现分化。需说明的是，本文 LCOH 为模型有效绿氢成本，包含资源条件、电力价格、运输参数和情景设定，并非制氢厂门口报价或年度市场成交价。

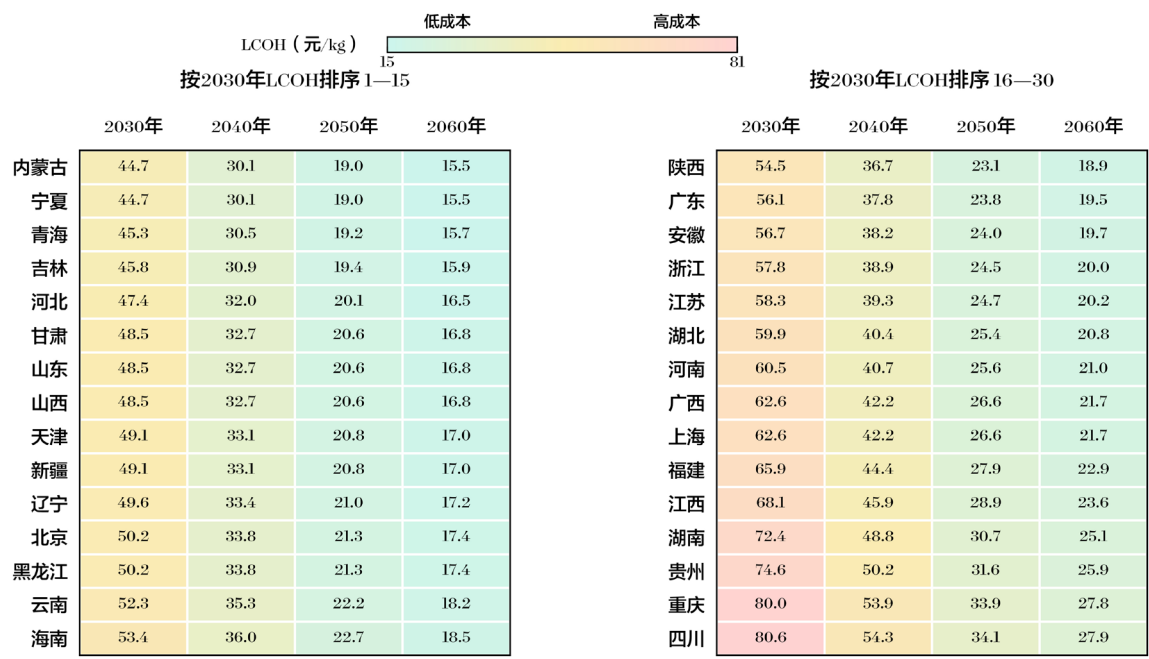


图2-1 分省LCOH排序及2030—2060年演化

2.2.2 三种路线的成本构成分析

如图 2-2 所示，国内矿路线的经济性优势不在“流程更简化”，而在以更高固定成本换取更低原料成本，从而获得长期总成本优势：2030 年全国平均氢成本占 51.5%(略高于进口矿路线)，原料及运输占 13.9%(明显低于进口矿路线 19.0%)，固定成本占 17.4%(高于进口矿路线)；到 2060 年原料及运输占 19.7%、固定成本占 24.7%、氢成本占 25.4%、电力占 2.0%。

进口矿路线是典型“氢成本主导型路线”，2030 年全国平均氢成本占比 47.8%、电力 10.4%、原料及运输 19.0%、废钢 9.9%、固定成本 12.6%、碳成本仅 0.3%。到 2060 年氢成本占比降至 24.0%，材料、固定成本、废钢和碳约束共同成为主要成本来源。

进口 HBI 路线的成本结构完全不同，为“原料采购主导型”路线：2030—2060 年原料及运输占比始终保持在约 66%—70%。该路线的降本动力主要来自海外绿氢 / 绿铁成本下降，而非国内氢电价格下降，降本斜率弱于国内自产 DRI 路线。

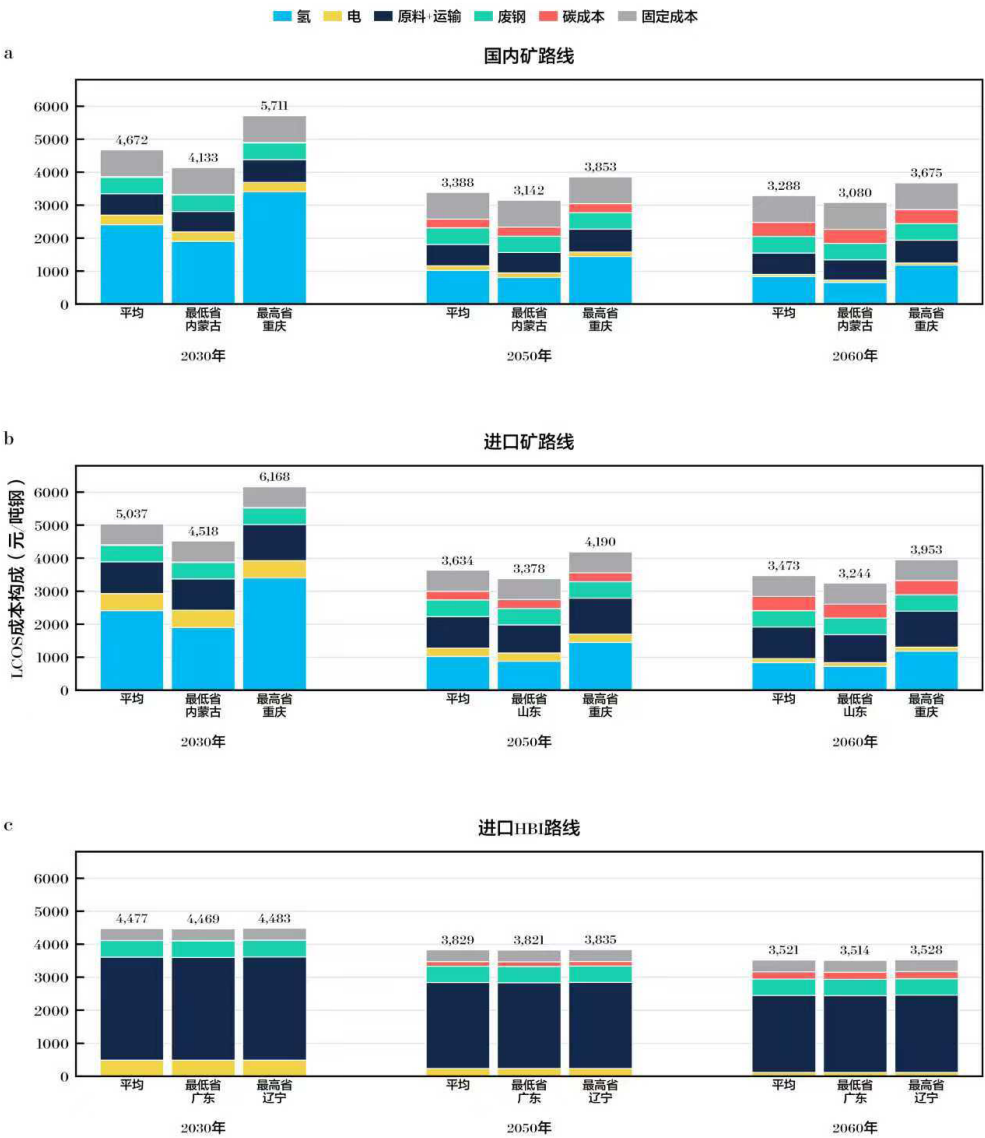


图2-2 三条工艺路线平均成本构成

三条路线的模型降本机制不同：进口 HBI 路线不在国内承担制氢和直接还原成本，其 LCOS 主要受海外 HBI 采购价格影响；进口矿路线和国内矿路线则更直接受国内绿氢、绿电和矿石成本变化影响。

2.2.3 平均LCOS变化与阶段划分

如图 2-3 所示，2030—2060 年，三条路线的成本走势明显分化。

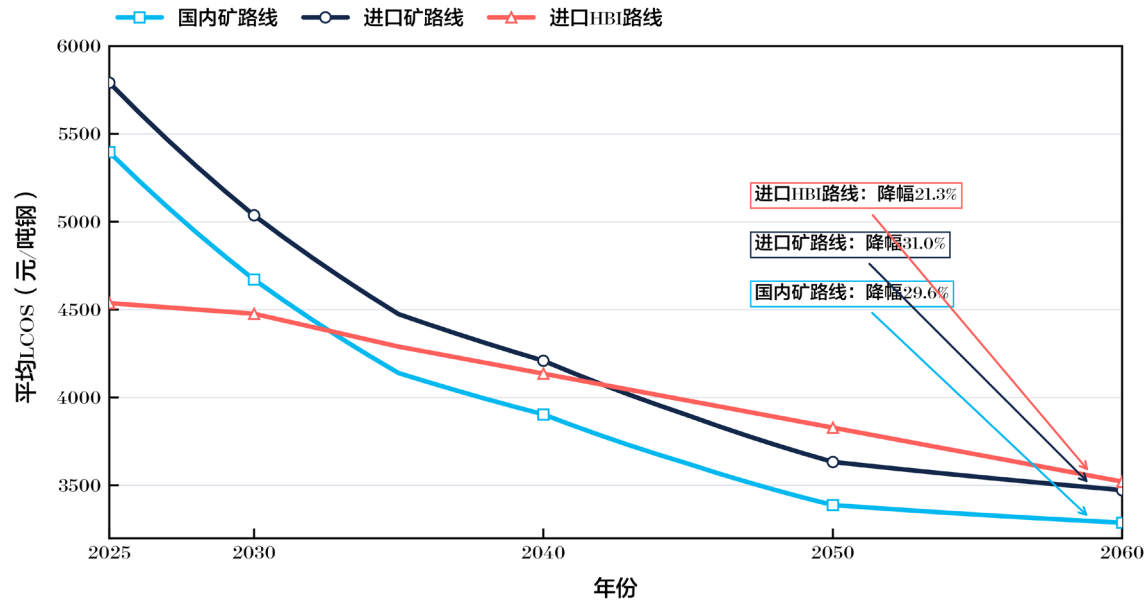


图2-3 三条工艺路线平均LCOS变化

按阶段划分，可将全周期演进分为三个时期：

- 2030年左右：进口HBI路线的模型平均成本最低，但仅在供应链与工程前置条件满足时具有参考意义。
- 2030—2040年：国内矿路线约在2032年低于进口HBI路线并成为模型成本最低路线；若其关键工艺尚未成熟，进口HBI路线可作为过渡。
- 2040年后：进口矿路线平均成本比进口HBI路线更低；但在工程成熟前提下，国内矿路线仍保持成本最低。

需要特别指出的是，国内矿路线成本长期低于进口矿路线是基于一系列模型假设，核心在于较低的国内矿采购及运输成本足以抵消其更高的固定成本和熔分等工序成本。该排序以模型设定的矿石品位、矿价、收得率、氢耗、电耗和运输参数为前提；现实中能否实现，仍取决于国内矿全流程能否达到可复制工程水平。

此外，尤其需要注意到，2030—2040 年同时对应路线成本再排序和存量高炉更新窗口。政策与项目决策应将模型排序和工程成熟度分开判断：国内矿路线成熟时优先检验其长期成本优势；尚未成熟时，应紧密关注其技术进展，并以进口 HBI 路线作为过渡。

2.3 三条工艺路线的区域适配

2.3.1 LCOS区域分工与路线适配

如图 2-4 所示，两条自产 DRI 路线识别出的低成本省份均集中在北方。进口矿路线的低成本梯队主要包括内蒙古、吉林、河北、山东、天津和辽宁；国内矿路线的低成本梯队主要包括内蒙古、宁夏、吉林、河北、辽宁和山东。进口 HBI 路线在 11 个沿海样本中的省际差异较小。

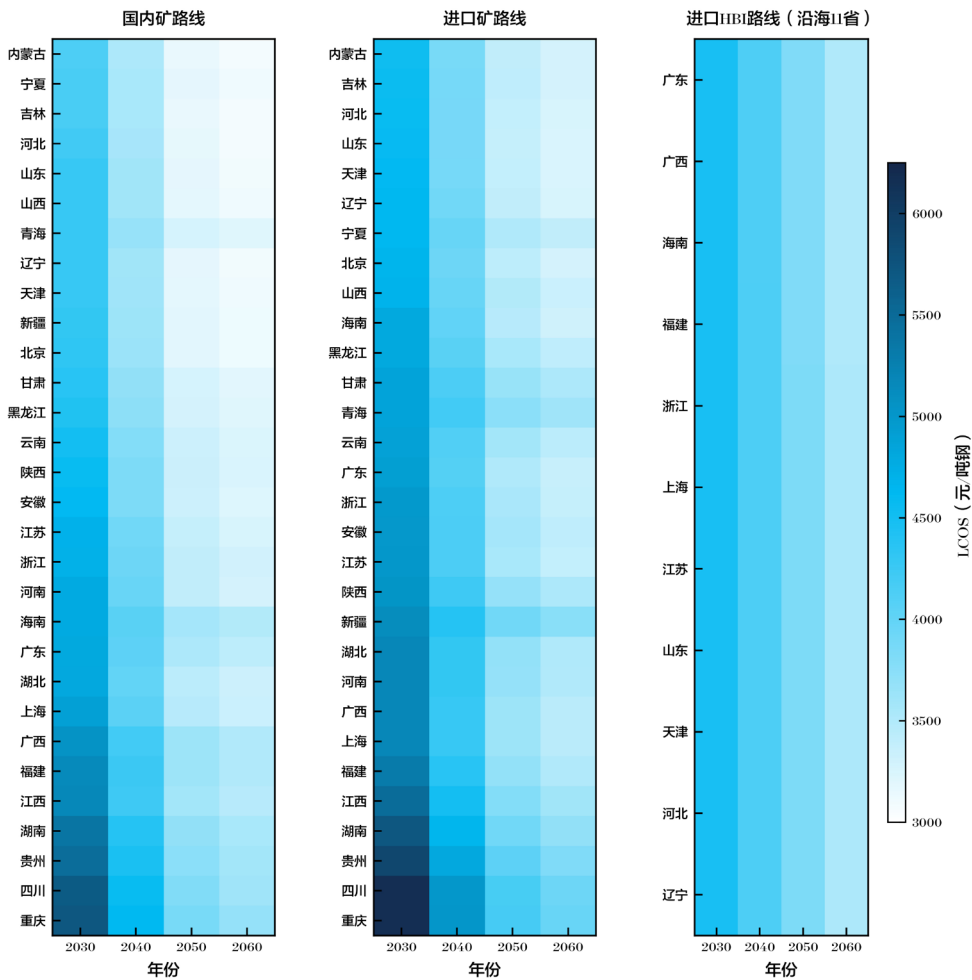


图2-4 三类工艺路线的LCOS空间分布

2.3.2 国内矿路线的区域适配

2032年后，国内矿路线的综合成本最低，原因是较低的国内矿采购及运输成本在模型中抵消了更高的固定成本和熔分等工序成本；但这一结果是模型判断，而不是对现有工业能力的描述。只有在选矿造球、竖炉还原、还原粉化控制、熔分能耗、渣量控制、热平衡和稳定供氢等关键环节达到可复制工程水平后，这一模型中的成本优势才可能变成现实中的成本优势。

2030年最低成本省份为内蒙古、宁夏、吉林、河北和山东；2060年为内蒙古、河北、吉林、辽宁和山东。低成本省份并不完全等于传统矿山所在地，而是具备低氢成本、较强资源组织能力和较好产业承接能力的复合型地区。

还须注意，上述分省结果均为省级平均数据，难以反映省内矿产资源、绿氢供给、物流条件和钢铁产业之间的空间差异。以内蒙古为例，省内不同地区的矿源与新能源条件差异明显，因此省级筛选后仍需开展地州或产业基地尺度的项目论证。

以内蒙古为例，位于自治区西部的包头具备本地矿、绿电制氢和钢铁产业基础，而东部地区虽然风电资源丰富，但大型铁矿支撑相对不足、可能需要外调铁源。省级平均会掩盖这一差异，说明模型识别出的省级优势仍需进一步落实到具体产业基地^[60-63]。

2.3.3 进口矿路线的区域适配

进口矿路线的基本逻辑是利用高品位进口矿减少还原过程中的原料消耗，在国内完成氢基直接还原后进入电炉炼钢。相关竖炉和电炉环节已有国际经验，但该路线还受高品位矿采购价格、港口至厂区运输成本、绿氢和电力成本影响，其竞争力并不由沿海区位单独决定。

从图2-4的分省结果来看，进口矿路线2030年低成本梯队主要包括内蒙古、吉林、河北、山东和天津，2060年演变为山东、天津、辽宁、河北和内蒙古，因此其模型优势同样集中在北方。该排序以统一设定的高品位矿采购价格、港口至厂区运输、绿氢与电力成本、矿石品位和金属收得率为边界，并假定直接还原与电炉系统达到模型工况；LCOS未计入成品钢下游物流、绿色溢价等项目外因素。若2030—2040年国内矿路线仍未达到可复制的工程条件，进口矿路线可作为上述低成本省份的过渡方案，而非长期平行主导路线。

2.3.4 进口HBI路线的区域适配

进口HBI路线的核心特征在于将直接还原环节前移至海外，本地只承担接卸、储运和电炉炼钢，能在绿氢高成本阶段显著降低系统复杂度。在沿海11省

样本平均口径下，本路线 2030 年相对沿海进口矿路线低约 409.8 元 / 吨钢、相对国内矿路线低约 170.2 元 / 吨钢，说明其优势主要是阶段性的且限于沿海地区，而非全国范围内的长期最低成本路径。

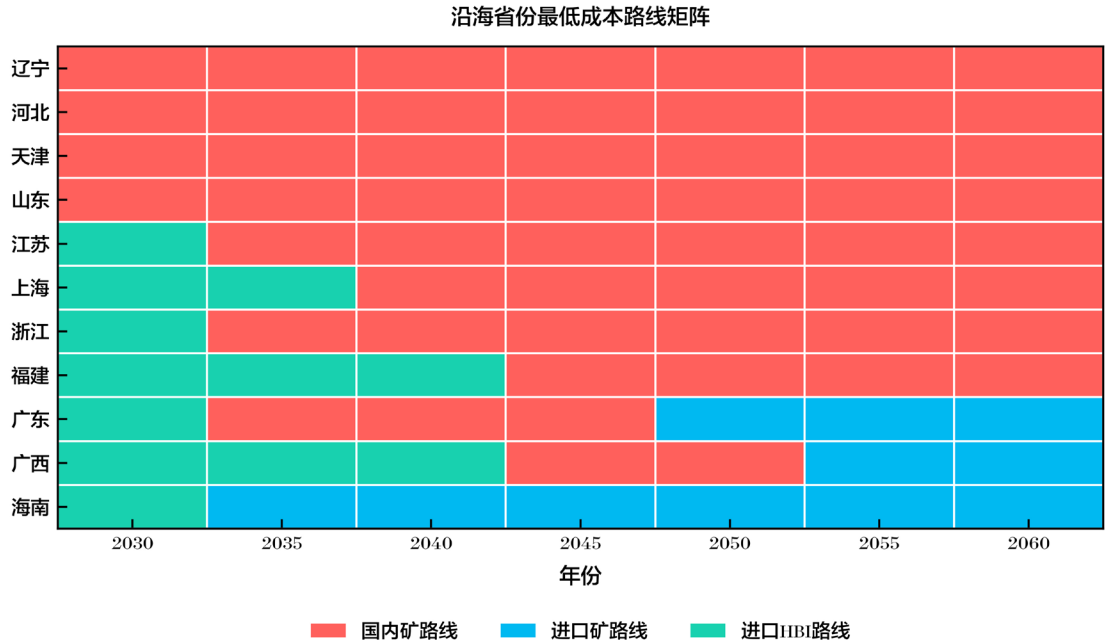


图2-5 沿海省份最低成本路线矩阵

关于进口 HBI 离岸价下降假设，本研究将 2025—2030 年设为持平，2030—2060 年按约 -0.85%/ 年线性下降，并设置 -0.7% 至 -1.0%/ 年的敏感区间。该速率不是对短期 HBI 现货价格的预测，而是对绿色 HBI 生产成本下降向长期离岸采购价传导的模型化假设；按线性口径计算，2060 年离岸价系数为 0.745，即较 2030 年下降 25.5%。

尽管该假设会显著影响进口 HBI 路线的长期成本位置，但因国内自产 DRI 路线可直接受益于国内绿电、绿氢成本下降，2050 年后自产 DRI 路线仍为全国最低成本方案，“进口 HBI 宜作过渡、自产 DRI 长期主导”的核心判断不变。

因此，对我国沿海地区，进口 HBI 路线最合适的定位不是“长期主导路线”，而是“过渡期的启动路线和外部绿色炉料引入路径”，即帮助沿海基地较快建立低碳钢供给能力、熟悉电炉与绿色炉料体系、形成外部市场对接能力。但长期来看，进口 HBI 路线的竞争力将弱于自产 DRI（尤其是国内矿）路线。沿海地区更合理的思路是在 2030 年前后利用进口 HBI 路线启动市场和工程示范，并同步为后续转向自产还原铁路线预留基础设施和供应链空间。

2.4 小结

2030 年前后进口 HBI 路线模型平均成本最低，但暂无成熟一体化工程应用，需在绿色 HBI 稳定可核证供应及配套储运、电炉适配、质量管控等条件齐备后开展试点应用，同期推进国内矿路线关键工艺的工程化；国内矿路线约 2032 年后模型成本最优，具备可复制工程条件时优先在优势省份落地，未成熟则进口 HBI 可作为过渡方案，且必须满足供应链、质量稳定、绿证核证、电炉适配等前置条件，不满足则优先考虑进口矿路线；2040 年后，国内矿路线可于北方优势省份长期推广，若尚不具备可复制的工程条件，可用进口矿路线作为过渡，整体路线选择始终依托模型参数边界、项目工程验证与供应链实际条件综合判定。

第三章

结论与建议

3.1 核心结论与发展判断

从功能定位看，绿氢-DRI 在 2060 年我国钢铁产业中兼具两类角色：一方面可替代传统高炉-转炉、支撑矿石基钢铁深度脱碳，另一方面可为高端扁平材与特殊钢提供低残余、低碳洁净铁源，与优质废钢协同互补，而非全面替代废钢。

从发展时序上看，2030 年之前进口 HBI 路线的模型平均成本最低；国内矿路线约在 2030 年后（2032 年）成为模型成本最低路线，若关键工艺尚未成熟，则以进口 HBI 路线作为过渡；2040 年后（2042 年），国内矿路线在工程成熟前提下保持长期成本最低。

从区域识别上，应聚焦内蒙古、宁夏、吉林、河北、山东、辽宁和天津等北方低成本省份，并将筛选尺度从省级进一步细化到地州或产业基地。南方省份未进入自产 DRI 评估路线的优势梯队。

3.1.1 区域分工与路线定位

（1）国内矿路线：工程成熟前提下的长期低成本选项

内蒙古、宁夏、河北、吉林、辽宁和山东是国内矿路线的重点模型低成本省份。该路线综合成本最低，但目前围绕国内矿的选矿造球—竖炉还原—熔分—转炉全流程尚未形成可复制的成熟工程应用。模型优势能否转化为项目优势，取决于前述全流程条件能否完成项目级验证。

（2）进口矿路线：国内矿路线未成熟时的过渡方案

进口矿路线的模型低成本省份主要包括内蒙古、吉林、河北、山东、天津和辽宁。该路线中长期成本长期高于成熟条件下的国内矿路线，但目前工艺最为成熟。因此，若 2030 年左右进口 HBI 路线的前置条件未满足或 2030—2040 年国内矿路线的关键工程环节仍未实现工程化前，可在上述省份将进口矿路线作为过渡选择。

（3）进口 HBI 路线：早期示范与市场启动工具

进口 HBI 路线优势集中在 2030 年前后，主要适用于上海、江苏、浙江、福建、广东、广西等沿海省份，但仅在绿色 HBI 稳定供应、质量与绿色属性核证、接卸储运和电炉适配等前置条件满足时具有试点价值。其政策含义不是培育成长期主导，而是作为过渡阶段快速启动绿色钢铁市场、形成低碳产品供给和积累工程经验的重要工具，但应避免对其形成长期结构性依赖。建议沿海地区在 2030 年前后合理利用这一窗口，承担三类功能：(a) 沿海大型钢铁基地的早期示范路线；(b) 应对国际绿色贸易规则、提前布局绿色炉料供应链；(c) 电炉体系和绿色原料接卸体系建设的“先手棋”。

（4）高成本地区以协同参与为主

重庆、四川、贵州、湖南和江西等地在当前模型参数下处于相对高成本区，不列为本报告优先布局省份。该判断仅反映省级出厂 LCOS 比较，不延伸为对这些地区其他低碳钢铁路径的推测。

3.1.2 分阶段推进路径

综合模型成本排序与工程成熟度，可将我国绿氢-DRI 发展划分为三个阶段：

2030 年前是“条件准备期”。进口 HBI 路线仅在稳定供应、质量与绿色属性核证、接卸储运和电炉适配等条件满足时开展验证；国内矿路线重点攻克选矿造球、竖炉还原、熔分和稳定供氢等关键工程问题；进口矿路线同步开展整体示范。

2030—2040 年是“路线验证与过渡期”。国内矿路线若达到可复制的工程条件，应在优势省份推进；若尚未成熟，则优先选择进口 HBI 路线作为过渡，并持续跟进国内矿路线的成本和技术进展。

2040 年后是“成熟路线规模化期”。国内矿路线在达到可复制的工程条件后作为长期多省份推广方案；进口矿路线在国内矿路线仍未成熟时作为过渡。

3.2 政策工具与实施保障

（1）以绿电—制氢—冶金协同为核心优化能源政策

自产 DRI 路线在早期高度受氢成本和电价约束。对内蒙古、宁夏、河北、吉林、辽宁、山东和天津等优势省份，可探索绿电直供、源网荷储协同、灵活负荷管理和分时电价优化等机制。

（2）加强原料保障与物流体系重构

国内矿路线与进口矿路线的成本差异主要来自模型设定的矿石价格和运输结构，进口 HBI 路线则主要受 HBI 采购价格的影响。建议在候选省份同步评估低品位矿提质、铁路与港口衔接、高品位进口矿采购和厂内物流条件；进口 HBI 相关接卸、仓储和质量控制设施仅在供应链与工程验证项目中配置，避免形成长期路径锁定。

（3）将碳成本与绿色产品机制作为中长期制度安排

成本构成和敏感性分析显示，碳成本在 2030 年对路线排序影响有限，但到 2050—2060 年会显著上升，成为必须纳入投资判断的重要变量。建议在钢铁行业碳市场和相关低碳政策设计中，逐步增强碳价或等效碳约束的稳定性和可预期性，使企业能够在更长时间尺度上看到绿氢冶金路线的制度性收益。同时，可加快推进绿色钢产品认证、政府绿色采购和国际绿色贸易规则对接，让低碳钢的环境价值能够部分转化为市场溢价。

（4）审慎开展进口 HBI 试点，避免将模型优势等同于成熟路线

政策层面如支持试点项目，应以稳定且可核证的绿色 HBI 供应、质量与金属化率控制、国际采购风险、港口接卸储运和电炉稳定使用为前置条件，并设置阶段性退出和成本复核机制；在缺乏成熟一体化工程应用的情况下，不宜据模型结果形成规模化布局或长期采购锁定。

同时，本研究结论建立在模型设置与出厂成本口径之上，区域和路线排序仅用于方向性比较。项目决策还需纳入矿石与 HBI 实际合同价格、全程物流、稳定供氢、工程放大、产能置换和要素价格波动等条件，并根据国内矿路线技术进展动态调整进口矿路线的过渡安排。

参考文献

- [1] Chaudhary I, Guo T, Green steel in China: easier said than done, Wood Mackenzie, 2025. <https://www.woodmac.com/news/opinion/green-steel-in-china-easier-said-than-done/>
- [2] 王灿, 2024全球碳中和年度进展报告, 清华大学碳中和研究院, 2024.
- [3] 中国科学院大连化学物理研究所低碳战略研究中心, 氢能领域年度报告 2024, 2024.
- [4] European Commission, European Hydrogen Bank, 2023. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
- [5] European Commission, European Hydrogen Bank auction results, 2025. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en
- [6] European Commission, Clean Industrial Deal, 2025. https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en
- [7] A. Guillotin, C. Bergaentzle, V. Dussartre, T. Heggarty, O. Massol, Y. Perez, Hydrogen subsidies under three-pillar frameworks: A Europe-United States multi-stakeholder comparison, Renewable and Sustainable Energy Reviews 211 (2025) 115284.
- [8] Legal Information Institute, 26 U.S. Code § 45V - Credit for production of clean hydrogen, Cornell Law School, 2026.
- [9] U.S. Department of the Treasury, Section 45V credit for production of clean hydrogen: final regulations and guidance, 2025.
- [10] L. V. White, R. Fazeli, F. J. Beck, K. G. Baldwin, C. Li, Implications for cost-competitiveness of misalignment in hydrogen certification: a case study of exports from Australia to the EU, Energy Policy 204 (2025) 114661.
- [11] K. Chelvam, M. M. Hanafiah, R. Nawaz, National hydrogen strategies and other policies for promoting hydrogen economy, in: Accelerating the Transition to a Hydrogen Economy, Elsevier, 2025, pp. 253-281.
- [12] Morton A, Fortescue axes two green hydrogen projects after Trump administration's shift on renewables, The Guardian, 2025.
- [13] Australian Government, Future Made in Australia: renewable hydrogen

production tax incentive, 2025. <https://www.ato.gov.au/businesses-and-organisations/income-deductions-and-concessions/incentives-and-concessions/future-made-in-australia>

- [14] A. Hoogsteyn, J. Meus, K. Bruninx, E. Delarue, Interactions and distortions of different support policies for green hydrogen, *Energy Economics* 141 (2025) 108042.
- [15] Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan, Basic Strategy for Hydrogen, 2023. https://www.meti.go.jp/english/press/2023/0606_001.html
- [16] Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan, Act on Promotion of Supply and Utilization of Low-Carbon Hydrogen, 2024. https://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/global_warming/hydrogen.html
- [17] IEA, Global Hydrogen Review 2024, 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- [18] Ministry of Trade, Industry and Energy, Republic of Korea, Clean hydrogen certification and power market policy, 2024. <https://english.motie.go.kr>
- [19] Hydrogen Council/McKinsey, Hydrogen Insights 2024, 2024. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/>
- [20] IEA, Latin America Energy Outlook, 2023. <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook>
- [21] S. A. M. Abdul Quader, S. Z. Dawal, Y. Nukman, Present needs, recent progress and future trends of energy-efficient ultra-low carbon dioxide (CO₂) steelmaking (ULCOS) program, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (2016): 537-549. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.101>
- [22] Bonnefous B, In Sweden, Europe's first decarbonized steel mill rises, *Le Monde*, 2025.
- [23] Calix, ZESTY green iron and steel proves its credentials, 2024.
- [24] VDEh-Betriebsforschungsinstitut, MaxH₂DR: Enrichment of hydrogen in the direct reduction process, 2024.
- [25] 国家能源局, 氢能产业发展中长期规划 (2021—2035年), 2022.
- [26] 国务院, 2024—2025年节能降碳行动方案, 2024.
- [27] 中华人民共和国工业和信息化部, 加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案, 2024.
- [28] 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 钢铁行业节能降碳专项行动计划, 2024.

- [29] 中国钢铁工业协会，氢基竖炉直接还原炼铁技术规范，2024。
- [30] 中华人民共和国主席令（第三十七号），中华人民共和国能源法，2024。
- [31] 生态环境部，全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案，2025。
- [32] 四川省经济和信息化厅，氢能产业中长期发展规划（2025-2035年），2025。
- [33] C. Wei, X. Zhang, J. Zhang, L. Xu, G. Li, T. Jiang, Development of Direct Reduced Iron in China: Challenges and Pathways, Engineering, 2024, 41: 93-109. doi:10.1016/j.eng.2024.04.025
- [34] 中国钢铁新闻网，国内首套百万吨级氢基竖炉在湛江钢铁点火投产，2023。
- [35] 人民网，河钢集团张宣科技打造全球领先氢冶金生产与科研基地，2024。
- [36] 中国钢研科技集团，氢冶金及直接还原铁中试示范项目公开资料，2024。
<https://www.cisri.com.cn>
- [37] 内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区绿氢项目和新能源制氢政策公开资料，2023。
<https://nyj.nmg.gov.cn>
- [38] 中国钢研科技集团，纯氢冶金中试示范项目公开资料，2024。
<https://www.cisri.com.cn>
- [39] 松原市人民政府，松原绿电绿氢及氢冶金项目公开资料，2025。
<https://www.jlsy.gov.cn>
- [40] 中冶京诚，以氢冶金技术引领钢铁行业绿色革命，2025。
- [41] 四川省经济和信息化厅，川威集团与中冶赛迪钒钛磁铁矿氢基竖炉中试示范项目，2024。
<https://jxt.sc.gov.cn>
- [42] 中冶京诚，新疆光伏制氢与氢基竖炉项目公开资料，2025。
<https://www.ceri.com.cn>
- [43] Tosyali Algerie, Direct reduced iron plant and steel production facilities, 2024。
<https://www.tosyali-algerie.com>
- [44] 中国电力企业联合会，中国电力统计年鉴2024，2025。
- [45] 新疆维吾尔自治区自然资源厅，新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年），2022。
<https://zrzyt.xinjiang.gov.cn>
- [46] 和静县人民政府，和静县矿产资源总体规划（2021-2025年），2023。
<https://www.xjhj.gov.cn>
- [47] 新疆维吾尔自治区人民政府，2024年底新疆新能源装机突破1亿千瓦，2025。
<https://www.xinjiang.gov.cn>
- [48] 中国石化，新疆库车绿氢示范项目公开资料，2024。
<https://www.sinopec.com>

- [49] 中国石化，中国能源展望2060，2024.
- [50] 中国电力企业联合会，中国电力行业年度发展报告2025，2025. <https://www.cec.org.cn>
- [51] 中国气象局政府门户网站，2024年中国风能太阳能资源年景公报，2025.
- [52] 中华人民共和国水利部，2024年中国水资源公报，2025.
- [53] 四川省经济和信息化厅，四川省弃水消纳及水电制氢相关政策公开资料，2024. <https://jxt.sc.gov.cn>
- [54] 国家能源局，2023年全国电力工业统计数据，2024. <https://www.nea.gov.cn>
- [55] World Nuclear Association, Nuclear Power in China, 2026. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power>
- [56] IEA, Iron and Steel Technology Roadmap, 2020. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>
- [57] Panasiuk D, Daigo I, Hoshino T, 等, International comparison of impurities mixing and accumulation in steel scrap, Journal of Industrial Ecology, 2022, 26(3): 1040-1050. doi:10.1111/jiec.13246
- [58] Daehn K E, Cabrera Serrenho A, Allwood J M, How Will Copper Contamination Constrain Future Global Steel Recycling? Environmental Science & Technology, 2017, 51(11): 6599-6606. doi:10.1021/acs.est.7b00997
- [59] Hornby S, Brooks G, Impact of Hydrogen DRI on EAF Steelmaking, Direct from Midrex, 2021(Q2): 3-11. <https://www.midrex.com/tech-article/impact-of-hydrogen-dri-on-eaf-steelmaking/>
- [60] 包钢股份，2024年年度报告（白云鄂博铁矿探明储量约14亿吨、钢产能约1750万吨/年），2025.
- [61] 国务院国有资产监督管理委员会，华电包头新能源制氢示范项目（年产绿氢约7800吨）投产，2024. <http://www.sasac.gov.cn>
- [62] 乌兰察布市人民政府，乌兰察布150万千瓦风光火储氢一体化大型基地建成并网，2024. <https://www.wulanchabu.gov.cn>
- [63] 赤峰市人民政府，赤峰市新能源和风电资源公开资料，2024. <https://www.chifeng.gov.cn>
- [64] Fan G, et al, Economic and environmental competitiveness of multiple hydrogen production pathways in China, Nat Commun, 2025, 16. doi:10.1038/s41467-025-59412-y

附录A 经济性评估模型

A.1 研究目标与分析框架

绿氢 -DRI 并不是单一设备或单一工序的成本问题，而是一个由绿电获取、制氢方式、矿石或 HBI 来源、运输组织、还原与熔炼工艺以及碳约束共同决定的系统性问题。

基于这一认识，本研究采用动态测算框架，将清洁电力成本、绿氢成本和吨钢平准化成本放在同一逻辑链中统一处理。需要首先说明的是，本文所采用的省级 LCOH 基准数据采用《自然 - 通讯》（Nature Communications）论文《Economic and environmental competitiveness of multiple hydrogen production pathways in China》^[64] 的数据口径，作为外部输入录入模型；本研究采用统一情景，不涉及多情景比较。模型依据时间变化的电价曲线和运输参数得到省级有效氢成本，再将原料价格、物流距离、废钢替代、设备投资、电耗与碳成本共同纳入吨钢成本核算，最终形成不同省份、不同年份、不同工艺路线下的钢材平准化成本 (LCOS) 结果。

本研究的分析目标主要包括三个层面。第一，识别 2030—2060 年期间不同绿氢 -DRI 工艺路线的成本演化趋势和阶段性竞争关系；第二，识别不同省份在绿氢、原料与物流条件上的比较优势及其对路线选择的影响；第三，通过敏感性分析识别关键成本控制变量，从而为第三章的政策与布局建议提供量化依据。

A.2 路线定义与系统边界

本研究选取三条具备代表性的标准工艺路线开展比较。其一为“国内矿路线”，对应低品位国内矿就地或近地转化，并通过熔分炉与终端转炉工序完成钢铁生产的模式；其二为“进口矿路线”，对应高品位进口矿在本地完成氢基直接还原并进入电炉炼钢的模式；其三为“进口 HBI 路线”，对应海外生产的 HBI 直接进入沿海电炉体系的模式。

表A-1 三条标准工艺路线的研究对象与适用边界				
工艺路线	路径含义	空间样本范围	主要成本驱动项	研究中的功能定位
国内矿路线	国内低品位矿在本地或近地完成直接还原和熔分，再进入终端转炉炼钢	全国30个省级样本	低品位矿价格、资源就地转化、绿电与固定成本	关键工艺达到可复制工程条件后的长期优选路线
进口矿路线	高品位进口矿经陆运进入本地竖炉，使用绿氢还原并由电炉炼钢	全国30个省级样本	绿氢成本、高品位矿价格、港口到腹地运输	国内矿路线未成熟时，北方低成本省份的过渡参考路线
进口HBI路线	海外HBI经海运进入中国沿海港口并直接进入电炉体系	11个沿海省级样本	HBI采购价格、来源国结构、海运与港口条件	2030年成本比较与供应链验证

从系统边界看，模型将固定资产折现、运维、原料采购、原料运输、氢成本、电力成本、废钢成本以及碳成本统一纳入 LCOS 口径。也就是说，本文比较的不是“现金成本”或“单纯变动成本”，而是包含资本回收后的平准化钢材成本。这样的处理方式更适合服务于中长期路线比较，因为绿氢冶金路线之间不仅在原料结构上不同，在设备复杂度和固定成本结构上也有显著差异。

从时间边界看，模型统一覆盖 2025—2060 年，并重点讨论 2030、2040、2050 和 2060 四个关键年份。之所以采用这一时间尺度，一方面是因为 2030 年对应中国钢铁行业低碳示范启动期，另一方面 2050—2060 年更能体现绿氢和绿电成本下降、碳成本上升以及路线竞争格局重塑后的长期结果。

从空间边界看，全国矿石路线采用 30 个省级样本，进口 HBI 路线则仅采用 11 个沿海省份样本。其根本原因在于，进口 HBI 路线的现实可行性高度依赖港口接卸和海运物流，而矿石路线更适合在全国尺度上识别“矿—电—氢—钢”协同优势。文中涉及“平均成本”时，均为样本简单平均，不含钢产量权重、需求权重或产能权重，因此更适合用于识别相对优势和排序关系，而不宜机械等同于未来全国行业真实加权平均水平。

A.3 计算逻辑与核心指标

本研究采用两阶段集成测算逻辑。第一阶段，根据省级 2025 年绿氢基准成本、电价曲线和运氢参数，得到各省在不同年份的有效 LCOH。其中省级 2025 年绿氢基准成本采用上述《自然 - 通讯》论文 [64] 的数据口径，作为代码中的外部输入参数，而非本研究独立重算。这里的有效 LCOH 是模型成本口径，用于比较能源端条件对钢铁端 LCOS 的传导，不等同于制氢厂门口报价、合同采购价或年度市场成交氢价。第二阶段，将该 LCOH 与不同工艺路线的原料、运输、设

备、电耗、废钢和碳成本参数共同纳入吨钢成本公式，计算 LCOS。由此，能源端的变化能够自然传导至钢铁端，而不需要对不同年份手工指定吨钢氢成本。

从表达形式看，吨钢平准化成本可以概括为六个部分之和，即固定成本、原料与运输成本、废钢成本、氢成本、电力成本和碳成本。本文在分析中使用 Cost_H2、Cost_Mat、Cost_Elec、Cost_Tax、Cost_Scrap、和 Cost_Other 六类分项成本，既方便进行路线间的结构比较，也便于识别某一条路线为什么在某一阶段更敏感于矿价、氢价或碳成本变化。

与一般说明性模型不同，本模型引入了金属平衡机制。程序以吨钢对应的金属平衡基准为核心，将废钢作为对原生金属需求的替代项，进而同步调整矿石需求量、HBI 需求量、有效氢耗和部分电耗与碳排放项。这意味着界面上输入的名义氢耗、名义矿石品位和名义 HBI 品位，并不是直接逐项线性叠加到结果中的，而是要经过金属平衡修正后才进入最终成本。因此，本研究在解释结果时，将模型视为“系统平衡模型”，而不是“参数面板直接求和模型”。

表A-2 研究中采用的核心指标及其含义		
指标	含义	在本研究中的作用
LCOE	单位绿电平准化成本	决定电力成本基础
LCOH	单位绿氢平准化成本	作为自产DRI路线的关键中间投入成本
LCOS	单位钢材平准化成本	作为不同路线和不同省份的最终比较指标
Cost_H2	吨钢口径氢成本	衡量绿氢价格下降对路线竞争力的影响
Cost_Mat	原料及运输成本	衡量矿价、HBI价格和物流结构的影响
Cost_Elec	电力成本	衡量电价变化和不同工艺电耗结构的影响
Cost_Tax	碳成本	衡量碳约束强化后不同路线的成本影响
Cost_Scrap	废钢成本	衡量废钢价格的影响
Cost_Other	固定成本及其他处理成本	衡量设备复杂度和资本回收的影响

A.4 参数体系与数据库

模型默认折现率为 8%，电价曲线由 2025 年的 0.5 元 /kWh 下降至 2060 年的 0.1 元 /kWh，碳成本曲线由 2025 年的 70 元 /tCO₂ 上升至 2060 年的 2700 元 /tCO₂，运氢费率则由 2030 年的 0.0086 元 /kg·km 下降至 2060 年的 0.0056 元 /kg·km。高品位矿价格默认保持 0.71 元 /kg，废钢价格默认保持 2.5 元 /kg。上述参数既体现了绿电与制氢技术进步的预期，也体现了未来碳约束持续收紧的制度背景。

在工艺参数方面，进口矿路线和国内矿路线的名义吨钢氢耗均为 53.7 kg，废钢输入默认为 200 kg/t-steel；进口矿路线的矿石品位为 0.65，国内矿路线的矿石品位为 0.55；进口 HBI 路线的默认品位为 0.90。需要说明的是，名义氢耗和矿石品位并非固定工艺常数，实际值会随球团质量、还原气利用率、金属化率、炉顶气循环、粉化控制、熔分热平衡和废钢配比变化。国内矿路线额外包含熔分炉和终端转炉相关成本，同时在当前版本中已不再计入电炉耗电；进口 HBI 路线不在本地进行氢基还原，因此其核心成本更集中在 HBI 采购、海运与电炉炼钢上。

表A-3 关键参数与默认设定			
参数类别	关键参数	默认值或取值逻辑	研究含义
财务参数	折现率	8 %	统一资本回收口径，便于路线间比较
电力参数	绿电价格曲线	2025年0.5元/kWh，2060年0.1元/kWh	体现绿电技术进步和规模化降本
氢气参数	省级LCOH 2025基准	各省独立取值	体现资源禀赋和制氢条件差异
运氢参数	运氢费率	2030年0.0086元/kg·km降至2060年0.0056元/kg·km	体现氢物流成本长期下降
矿石参数	高品位矿价格	0.71元/kg	进口矿路线的核心原料基准
矿石参数	低品位矿价格	按省源映射与默认曲线取值	国内矿路线的核心资源优势来源
HBI参数	HBI价格	按来源国曲线取值	进口HBI路线的主体成本决定项
工艺参数	进口矿路线/国内矿路线氢耗	53.7 kg/t-steel	决定自产DRI路线对氢价的暴露程度
工艺参数	废钢输入	200 kg/t-steel	通过金属平衡影响原生金属需求
碳约束参数	碳成本曲线	2025年70元/tCO2升至2060年2700元/tCO2	决定长期低碳路线的制度性收益

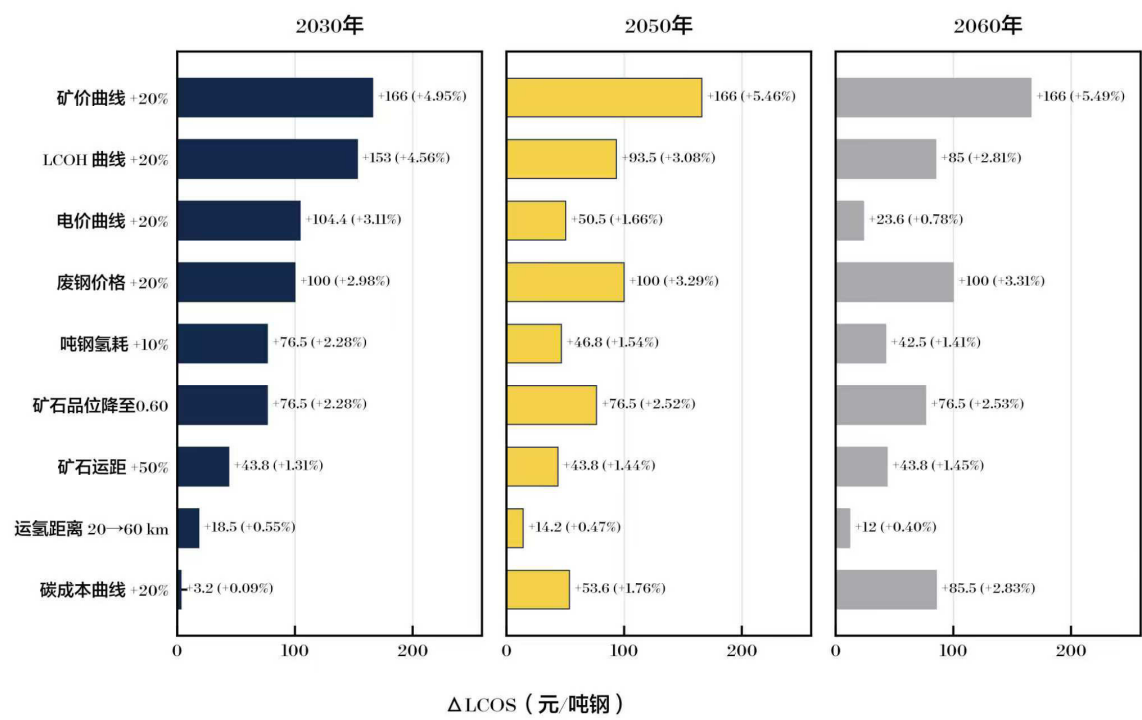
A.5 敏感性设计与结果解释边界

为识别不同路线的关键控制变量，本研究分别对自产 DRI 路线和进口 HBI 路线开展单因素敏感性分析。自产 DRI 路线重点考察矿价、绿氢曲线、电价、废钢价格、碳成本、吨钢氢耗、矿石品位、矿石运距和运氢距离等变量；进口 HBI 路线重点考察 HBI 价格、HBI 品位、废钢价格、电价、碳成本、海运单价和来源国变化等变量。敏感性分析采用“一次只改变一个变量”的方式，能够更清晰地识别成本弹性的主导来源。

附录B 敏感性分析与不确定性讨论

B.1 自产DRI路线的关键敏感变量

从图 B-1 可见，自产 DRI 路线的核心敏感变量为矿价、有效氢价、电价、废钢价格等四个因素：矿价上升 20% 时三个年份 LCOS 均增加约 166 元 / 吨钢；手动 LCOH 曲线上升 20% 时 2030/2050/2060 年分别增加 153/93.5/85.0 元 / 吨钢；电价曲线上升 20% 在三个年份分别增加 104.4/50.5/23.6 元 / 吨钢；废钢价格上升 20% 三年份均增 100 元 / 吨钢。



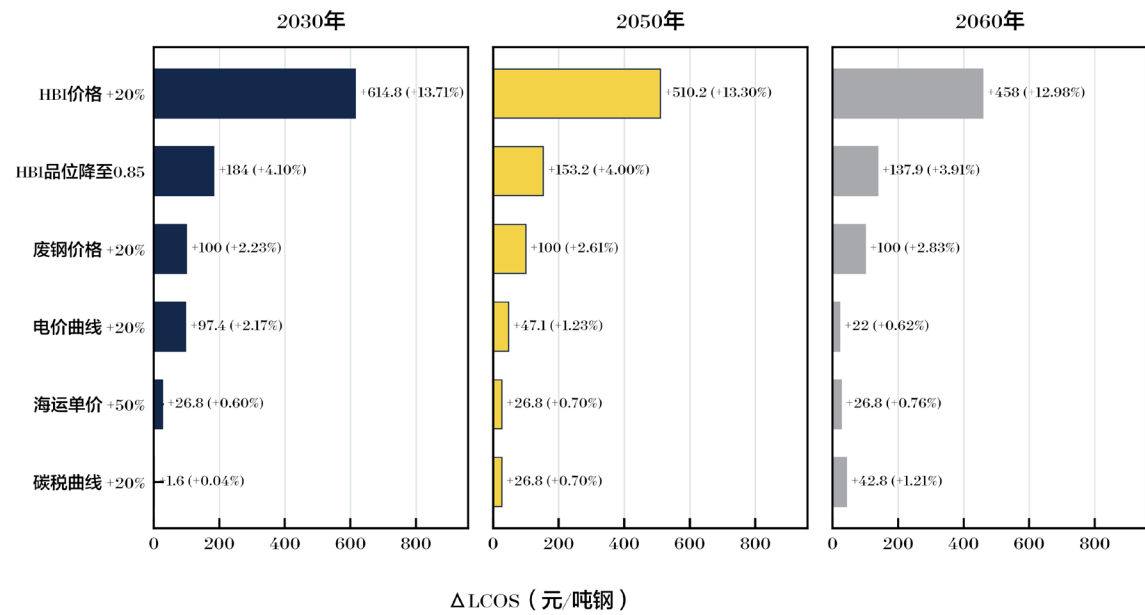
图B-1 自产DRI路线敏感性分析

吨钢氢耗上升 10% 增 42.5—76.5 元 / 吨钢；矿石品位由 0.65 降至 0.60 增 76.5 元 / 吨钢；矿石运距增加 50% 增 43.8 元 / 吨钢；碳成本曲线上升 20% 在

2030 年影响有限但 2060 年达约 85.5 元 / 吨钢，碳成本从边缘变量逐渐成为重要变量。研究含义：原料和氢仍是前期最核心成本控制环节；碳成本重要性随时间显著上升。

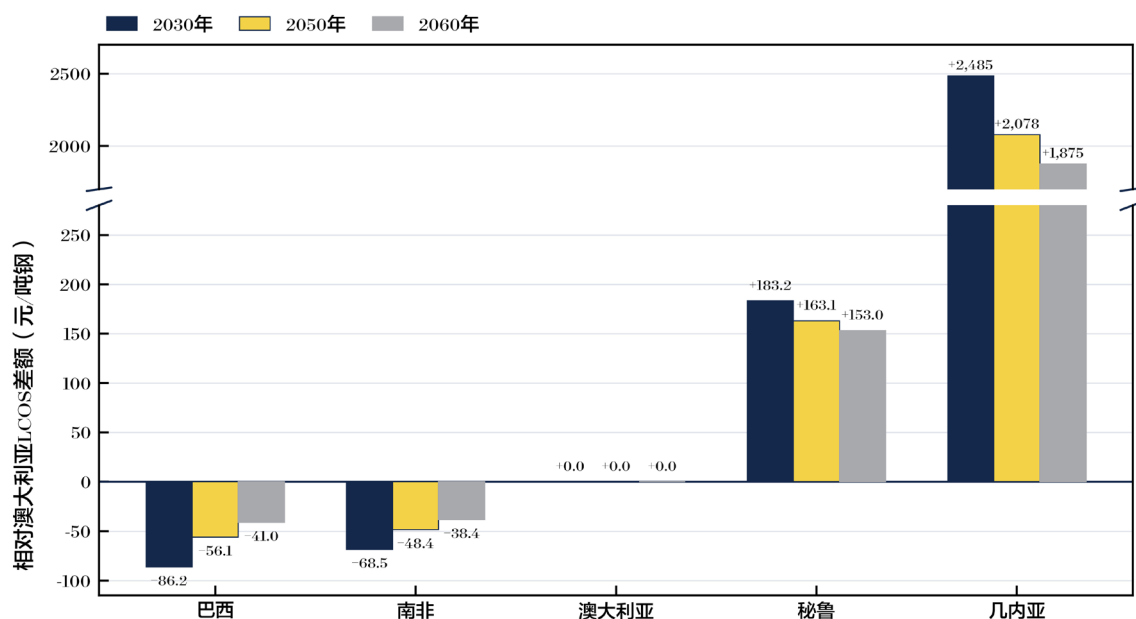
B.2 进口HBI路线的关键敏感变量

进口 HBI 路线敏感性排序与自产 DRI 路线形成鲜明对照，如图 B-2 所示。基线 LCOS 在 2030/2050/2060 年分别为 4476.6/3835/3521 元 / 吨钢。HBI 价格上升 20% 在 2030 年增约 614.8 元 / 吨钢、并随离岸价下降而递减（2060 年约 458 元 / 吨钢），仍是最强单一敏感项；HBI 品位由 0.90 降至 0.85 增 184.0 元 / 吨钢；废钢价格上升 20% 增 100 元 / 吨钢；电价曲线上升 20% 在 2030 年增 97.4 元 / 吨钢、2060 年降至 22.0 元 / 吨钢；碳成本曲线上升 20% 在 2060 年增约 42.8 元 / 吨钢；海运单价提高 50% 仅增约 26.8 元 / 吨钢。可见进口 HBI 路线核心不是运输费用而是采购价格和原料质量。



图B-2 进口HBI路线敏感性分析

如图 B-3 所示，在各来源国 HBI 离岸价均按 2030 年起 -0.85%/ 年下降后，来源国排序基本稳定，但价格差额随年份收缩。对沿海企业而言，若选择进口 HBI 路线，关键经营能力是锁定低成本、高品位且供应稳定的来源；风险管理核心更偏向国际供应链管理，而非国内能源成本管理。



图B-3 不同HBI来源国相对澳大利亚的成本变化

B.3 不确定性分析

但绿氢-DRI的实际推进还面临若干结构性、系统性的不确定性，难以通过单变量敏感性完全捕捉。本节对其中四类最关键的不确定性作定性讨论，以提示本研究结论的适用边界。

（1）资源与要素的边际成本递增。本研究在测算绿氢、绿电与本地矿成本时，多采用相对稳定的单位成本或平滑下降曲线，隐含了“优质资源可按既定成本线性扩张”的假设。但现实中，优质风光场址、低成本水电、高品位 / 易选本地矿以及电网消纳能力均为有限：当绿氢-DRI在某一资源富集区大规模扩张时，新增项目往往被迫使用次优场址、承担更高的储能配置或更远的输电 / 输矿距离，单位成本随规模上升而非保持不变。与此同时，竖炉需要较稳定、连续、大流量还原气，电解槽负荷、储氢调峰、压缩输送、炉顶气循环与备用能源配置都会影响真实系统成本。因此，基于平均或最优成本得到的省级 LCOS，可能低估大规模、高渗透率情景下的真实系统成本，区域优势的“可复制规模”存在上限。

（2）物流与运输成本的不确定性。本研究 LCOS 口径仅核算到出厂吨钢平准化成本，未纳入成品钢由钢厂至下游用户的运输物流、绿色铁源 / 半成品的跨区域调运，以及港口—腹地集疏运等环节。对于“资源型供给中心 + 沿海消费市场”的空间分工模式，绿色铁源或粗钢的长距离运输可能显著影响最终到达成

本。特别是在资源富集区（如新疆、内蒙古西部）与消费市场相距数千公里时，运输成本、运输方式（铁路 / 管道 / 海运）与通道能力等因素，都可能侵蚀其能源—资源端优势。因此本研究的区域排序应理解为“出厂口径”下的相对优势，纳入全程物流后排序可能发生变化。

（3）产业基地的路径依赖与难迁移性。钢铁是典型的资本密集型产业，具有投资规模大、资产寿命长、与就业和地方财政深度绑定等特征。即便模型显示某些资源富集区具备更强的成本竞争力，现有沿海与中部钢铁基地也难以在短期内大规模迁移；新建产能同样受土地、环保、水资源、产业配套与地方利益格局约束。这意味着“成本最优区”与“产能实际落地区”之间可能长期存在错位，绿氢-DRI 的区域演化更可能是“增量布局优化”而非“存量大规模搬迁”，其推进速度受产业组织惯性制约。

（4）要素价格与工程成熟度的不确定性。本研究采用的电价、碳成本、矿价、废钢价与 HBI 离岸价等关键要素，均按既定情景曲线设定，未充分刻画其年度波动与结构性冲击。现实中，绿电与绿氢成本受电力市场改革、补贴政策与设备价格周期影响；碳价受配额收紧节奏与碳市场流动性影响；铁矿石与废钢价格受国际供需（如西芒杜投产带来的铁矿价下行）、汇率影响；HBI 到岸价则受国际绿铁贸易规则与海运市场影响。此外，国内低品位矿路线还取决于选矿、造球、还原粉化控制、熔分炉能耗、渣量控制和热平衡等工程化环节的成熟度。这些因素不仅改变各路线的绝对成本，还可能在临界年份改变路线间的相对排序，故本研究的“时间窗口”和“长期主导”判断均应保留一定弹性。

归纳起来，上述不确定性并不否定本研究的核心结论，但提示：第一，区域与路线排序应作为“方向性参考”而非“精确定论”；第二，对优势区域应同步评估其“可扩张规模”与全程物流约束；第三，政策设计宜保留对要素价格波动与产业惯性的容错与动态调整空间。



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们