

我国煤制天然气产业发展现状与低碳转型研究

王建斌 (山西阳泉盂县东垆煤业有限公司, 山西 阳泉 045100)

摘要: 在全球能源格局深度调整与我国能源安全战略推进的背景下, 煤制天然气作为优化能源结构、保障供应稳定的关键路径, 其发展兼具战略价值与现实挑战。我国煤炭资源禀赋与天然气需求增长的矛盾, 推动煤制天然气成为缓解对外依存度、实现能源自主的重要选择。当前, 该产业在政策动态调整中逐步壮大, 技术突破如催化剂国产化、气化工艺升级等持续降低生产能耗, 区域布局形成以西北为核心的多联产模式, 在能源安全体系中的地位愈发显著。然而, 煤制天然气产业发展面临多重制约: 高投资与长周期特性导致经济性压力, 碳排放与水资源消耗的环保约束制约规模化扩张, 终端市场竞争中亦面临与进口 LNG、国产常规气的价格博弈。在“双碳”目标与能源转型的双重驱动下, 产业亟需通过技术创新(如 CCUS 与绿氢耦合)、政策协同(动态定价与碳配额机制)及区域差异化布局, 破解成本与环保的矛盾, 实现从传统产能供给向绿色低碳转型的跨越。本文通过多维度剖析产业现状与挑战, 旨在为煤制天然气在能源安全与低碳转型中的可持续发展提供理论参考与实践路径。

关键词: 煤制天然气; 能源安全; 低碳转型; “双碳”目标

中图分类号: F426.22 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 024-0004-03

Research on the development status and low carbon transformation of China's coal to natural gas industry

Wang Jianbin (Shanxi Yangquan Yuxian Dongnao Coal Industry Co., Ltd., Yang quan Shanxi, 045100, China)

Abstract: under the background of the in-depth adjustment of the global energy pattern and the promotion of China's energy security strategy, the development of coal to natural gas, as a key path to optimize the energy structure and ensure the stability of supply, has both strategic value and practical challenges. The contradiction between China's coal resource endowment and the growth of natural gas demand has promoted coal to natural gas to become an important choice to ease external dependence and achieve energy independence. At present, the industry is gradually growing in the dynamic adjustment of policies. Technological breakthroughs, such as the localization of catalysts and the upgrading of gasification process, continue to reduce production energy consumption. The regional layout forms a polygeneration mode with the northwest as the core, and its position in the energy security system is increasingly significant. However, the development of the coal to natural gas industry faces multiple constraints: high investment and long-term characteristics lead to economic pressure, environmental constraints on carbon emissions and water consumption restrict large-scale expansion, and there is also a price game with imported LNG and domestic conventional gas in the end market competition. Driven by the “double carbon” goal and energy transformation, the industry urgently needs to solve the contradiction between cost and environmental protection through technological innovation (such as CCUs and green hydrogen coupling), policy coordination (dynamic pricing and carbon quota mechanism) and regional differentiated layout, so as to realize the transition from traditional capacity supply to green and low-carbon. This paper analyzes the current situation and challenges of the industry from multiple dimensions, aiming to provide theoretical reference and practical path for the sustainable development of coal to natural gas in the energy security and low-carbon transformation.

Key words: coal to natural gas; Energy security; Low carbon transformation; “Double carbon” goal

我国煤制天然气行业近年来产能产量持续增长, 2023 年产能近 70 亿 m^3/a , 产量 65.14 亿 m^3 , 占国内天然气总产量 2.84%^[1-2]。在国家能源安全战略和低碳转型的双重驱动下, 政策支持力度加大, 技术突破也有效降低了成本和能耗^[3-4]。然而, 高投资、长周期、高碳排放和水资源短缺等问题仍制约着行业发展。因此, 深入研究该行业现状、机遇与挑战, 探寻发展路径意义重大^[5]。本文将从政策、投资、技术、市场和区域等多维度展开研究, 旨在为行业发展提供支撑和指导, 助力其保障能源安全, 实现绿色、高效、可持续发展, 融入“双碳”目标引领的能源变革^[6]。

1 国内煤制天然气行业发展现状

1.1 产能与产量持续增长

中国作为全球最大的煤炭生产国, 煤制天然气被视为优化能源结构、保障能源安全的重要路径。截至 2023 年, 中国煤制天然气产能接近 70 亿 m^3/a , 产量达 65.14 亿 m^3 , 占国内天然气总产量的 2.84%。

1.2 政策支持与技术突破

国家政策经历“审慎支持—收紧—再支持”的调整。2018 年后, 随着天然气对外依存度攀升(2024 年进口依存度超 40%), 政策转向积极, 推动煤制气作为常规天然气的补充。技术方面, 国产化进程显著,

例如甲烷化催化剂实现突破,国产催化剂寿命达3.5万小时,能耗较早期降低30%。新疆庆华项目采用航天炉粉煤加压气化技术,碳转化率达99%,废水零排放技术成本降至15元/吨。

1.3 区域布局与产业链协同

煤制天然气产业链涵盖上游煤炭采选、中游生产(气化、净化、甲烷化)、下游应用(城市燃气、发电等)。内蒙古和新疆依托丰富煤炭资源,形成“煤-气-电-化”多联产模式,如汇能项目单位能耗低于行业平均水平15%。此外,新疆规划多个重点项目,如中煤集团条湖40亿方/年项目,配套绿电制氢和CCUS技术,推动绿色转型。

2 我国煤制天然气行业发展环境分析

2.1 政策环境分析

我国煤制天然气行业的政策环境呈现“支持与约束并存”的特点。自“九五”计划以来,国家政策经历了“审慎支持—收紧—再支持”的动态调整过程。2013年,《大气污染防治行动计划》首次明确提出加快煤制天然气产业化,但2015年后因环保压力和水资源限制,政策一度收紧,暂停新项目审批。2018年后,随着天然气对外依存度攀升至40%以上,政策转向积极支持,国家能源局在《“十四五”现代能源体系规划》中明确将煤制气列为“能源安全战略技术储备”,并提出2025年天然气产量达2300亿 m^3 的目标^[7]。

地方政府如内蒙古和新疆通过配套风光发电、CCUS技术及水权交易机制,推动区域化发展,例如新疆规划了9个重点项目,总投资超2000亿元。环保约束方面,煤制气全生命周期碳排放是常规天然气的5倍,政策要求通过绿氢耦合和CCUS技术降低碳排放30%~50%,并实施废水零排放标准,如内蒙古汇能项目通过“超滤+反渗透+蒸发结晶”工艺将吨水处理成本降至15元。

2.2 投资成本分析

煤制天然气项目具有高投资、长周期特征,经济性受原料成本和技术路线影响显著。每亿立方米产能的初始投资约为6~8亿元,其中设备购置占40%~50%,工程设计施工占30%。区域资源禀赋差异显著:新疆和内蒙古因煤炭价格低廉(褐煤160~250元/吨),投资成本较东部低20%~30%;例如新疆庆华项目依托自有煤矿,原料成本仅1.1~1.2元/立方米,而山东粉煤加压气化项目因煤价高(400元/吨)成本达2.15元/立方米。

2.3 工艺与技术分析

煤制天然气的核心技术包括气化、净化、甲烷化及废水处理。主流气化技术包括固定床、流化床和气

流床,其中气流床(如航天炉粉煤加压气化)碳转化率达99%,较传统技术提升10个百分点,新疆庆华项目采用该技术实现废水零排放。甲烷化工艺中,国产催化剂突破是关键,中海油与西南化工院联合研制的催化剂实现110%满负荷运行,打破国外垄断,成本降低40%。废水处理方面,分盐结晶技术将吨水处理成本从30元降至15元,内蒙古汇能项目通过“超滤+反渗透+蒸发结晶”工艺实现99%回用率。未来技术方向聚焦低碳化与智能化:CCUS技术可将碳排放降低30%~50%,如中煤条湖项目配套年封存100万吨 CO_2 的设施;绿电制氢耦合技术提升能效15%,新疆准东项目规划年产5万吨绿氢补充甲烷化反应需求。此外,产业链协同创新推动“煤-气-电-化”多联产模式,内蒙古汇能项目单位能耗较行业平均低15%,实现资源高效利用。

3 我国煤制天然气发展的机遇与挑战分析

3.1 国家政策大力支持

我国煤制天然气行业在国家能源安全战略与低碳转型的双重驱动下迎来机遇。政策上,“十四五”规划明确提出推进煤制油气重大项目建设,力争2025年天然气产量达2300亿 m^3 ,新疆、内蒙古等煤炭富集区获重点支持,如新疆规划了9个重点项目,总投资超2000亿元,并配套风光发电与CCUS技术以降低碳排放。然而,政策波动风险显著,2015年因环保压力暂停审批后,2018年重启但企业仍需应对政策不确定性。此外,环保约束趋严,煤制气全生命周期碳排放是常规天然气的5倍,西北地区项目需实现废水零排放,如内蒙古汇能项目吨水处理成本降至15元,但水资源短缺仍是长期瓶颈。

3.2 能源布局与区域发展

新疆等中西部地区的资源禀赋为煤制气提供显著优势,其煤炭价格低至160元/吨,煤制气完全成本仅1.6元/立方米,较进口LNG低30%,且规划至2030年产能达300亿 m^3/a 。西气东输四线等管道建设加速,2024年新增里程超4000km,运力提升至150亿 m^3/a ,缓解外输瓶颈。但水资源短缺问题突出,每千立方米煤制气需耗水10t,尽管分盐结晶技术实现废水回用率99%,但西北水权交易成本高,加剧生态矛盾;同时区域供需失衡,新疆本地消纳能力有限,依赖外输可能引发产能过剩风险,如准东项目需配套260km支线管道,投资压力大。

3.3 技术与产业链层面

技术突破显著提升行业竞争力,如中海油与西南化工院联合研发的国产甲烷化催化剂实现110%满负荷运行,寿命延长至3.5万小时,成本降40%;新疆

庆华项目采用航天炉粉煤加压气化技术,碳转化率达99%,能耗降30%。产业链协同创新如内蒙古汇能项目通过“煤-气-电-化”多联产模式,单位能耗较行业平均低15%。但技术经济性瓶颈突出,项目投资规模大(每亿立方米产能需6-8亿元),大唐克旗项目总投资超300亿元,产能利用率不足50%,长期亏损;此外,CCUS技术虽可降碳30%-50%,但其商业化应用成本高昂,中煤条湖项目年封存100万吨CO₂的设施尚未大规模推广。

3.4 市场与经济性层面

煤制气在价格波动中显现优势,2024年LNG均价2.3元/立方米,新疆煤制气成本仅1.6元/立方米,毛利达0.56元/立方米;工业与交通需求增长迅猛,京津冀地区消费量达15亿立方米,工业燃料占比升至5%。然而,定价机制不完善导致利润受限,新疆庆华项目与中石油协议价从1.60元/立方米降至1.15元/立方米,企业长期亏损;季节性供需矛盾显著,夏季产能闲置率高,大唐二期因需求波动暂停建设并转向甲醇生产。

4 煤制天然气产业链成本优化与市场竞争策略研究

4.1 产业链与工艺对成本的影响

煤制天然气的产业链涵盖上游原料煤供应与加工、中游储运以及下游分销。气源生产成本受多种因素交织影响,项目投资规模层面,大规模项目凭借设备集中采购、工程建设规模化等优势,能有效摊薄单位投资成本。技术工艺亦是关键,先进工艺可提升煤炭转化效率、降低能耗,不同工艺在原材料适应性、产气率、能耗上差异显著,进而影响生产成本。

4.2 气源竞争与终端价格构成

在天然气管网互联互通、公平开放的背景下,各类气源得以在终端市场展开角逐。天然气气源终端价格由气源成本与到达终端市场的管输费构成。以环渤海、长三角及中部地区作为目标区域市场来看,煤制天然气生产成本处于1.32-2.35CNY/m³,管输费涵盖煤制天然气外输管线与长输管线价格,长输管线价格依据国家管网公司公布价区的平均运价率设定。

4.3 煤制天然气市场价格竞争格局

当前天然气市场中,煤制天然气面临激烈的价格竞争。国产常规气凭借成熟的开采体系、稳定的气源供应和长期积累的管网运输优势,成本控制良好,终端市场定价更具优势。进口管道气,如中亚、中俄等,通过大规模、长距离的管道运输,在气源成本和管输规模效应下,价格相对稳定且具备竞争力。进口LNG价格随国际市场波动,供应宽松时价格低廉,灵活的接收站布局 and 多样化的贸易模式对煤制天然气形成较

大冲击;而价格飙升时,煤制天然气价格相对稳定,但整体市场份额仍受挤压。综上,煤制天然气在大多数情况下价格竞争力较弱,需在成本控制和气源多元化等方面持续改进,以提升市场竞争力。

4.4 煤制天然气市场需求分析

从宏观层面看,随着我国经济的持续发展,能源消费结构不断优化,天然气作为相对清洁高效的化石能源,其市场需求呈现稳步增长态势,这为煤制天然气发展提供了广阔市场空间。在能源安全战略驱动下,煤制天然气作为国内自主可控的气源形式,能够有效提升我国天然气供应的多元性与稳定性,减少对进口气源的过度依赖,在保障国家能源安全层面意义重大,政策导向也积极鼓励煤制天然气适度发展,从而在政策端为其市场需求提供支撑。

5 结论

我国煤制天然气行业在国家能源安全战略和低碳转型的推动下,产能产量持续增长,技术突破(如国产催化剂、废水零排放)显著降低成本,新疆、内蒙古等资源富集区依托“煤-气-电-化”多联产模式形成成本优势。然而,行业仍面临高投资(每亿立方米产能6-8亿元)、水资源短缺(每千立方米耗水10吨)、碳排放高(是常规天然气的5倍)等挑战,且市场竞争激烈,进口LNG和国产常规气挤压利润空间。未来需强化政策稳定性,推广CCUS技术,优化水资源管理,并探索绿电制氢耦合模式,以提升经济性和可持续性,在保障能源安全的同时实现绿色转型。

参考文献:

- [1] 国家能源局.煤炭深加工产业示范“十三五”规划[R],2017.
- [2] 中国煤炭工业协会.煤炭工业“十四五”结构调整的指导意见[R],2021.
- [3] 中国石油集团经济技术研究院.2060世界与中国能源展望(2021版)[R],2021.
- [4] 王震,孔盈皓,李伟.“碳中和”背景下中国天然气产业发展综述[J].天然气工业,2021,41(8):194-202.
- [5] 隋朝霞,孙曼丽,张丹.碳中和目标对我国天然气行业影响分析及对策思考[J].天然气技术与经济,2021,15(3):69-73.
- [6] 操秀英.我国大型煤制天然气甲烷化技术获重大突破[EB/OL].(2022-08)[2023-06-02].
- [7] 宋文健,王伯生,李辉,等.生产油气井受煤矿采动影响分析与合理煤柱留设技术研究[J].煤炭工程,2018,50(11):18-21.

作者简介:

王建斌(1972-),男,山西阳泉人,本科,工程师,主要从事煤矿安全管理工作。