

## 绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析

杨国庆<sup>1</sup>, 杨桔材<sup>1</sup>, 律严励<sup>2</sup>, 刘明奇<sup>1</sup>, 胡阿古达木<sup>1</sup>, 王海燕<sup>3</sup>, 霍耀强<sup>1</sup>, 刘建国<sup>1</sup>

(1. 内蒙古工业大学 资源与环境工程学院 环境污染控制与修复内蒙古自治区高等学校重点实验室, 内蒙古 呼和浩特 010051; 2. 内蒙古自治区生态环境低碳发展中心, 内蒙古 呼和浩特 010050; 3. 呼和浩特市生态环境监控中心, 内蒙古 呼和浩特 010010)

**摘要:** 煤制甲醇生产过程伴随着大量二氧化碳排放, 绿氢耦合煤化工技术可以有效降低煤化工过程碳排放, 但其中存在的技术问题和经济效益未经有效评估。基于调研数据, 构建了绿氢耦合煤制甲醇工艺二氧化碳排放的核算体系, 并分析了绿氢耦合技术在低碳排放背景下的技术竞争力。结果表明, 绿氢耦合煤制甲醇工艺通过再生能源制氢、制氧, 可省去原有 CO 变换、空气分离工序。以某  $60 \times 10^4$  t/a 煤制甲醇项目为例, 采用传统煤制甲醇工艺二氧化碳排放量为  $205.94 \times 10^4$  t/a, 采用绿氢耦合煤制甲醇工艺二氧化碳排放量为  $60.94 \times 10^4$  t/a, 二氧化碳排放量相较减少了约 70%。随着国家对新能源产业的大力支持, 以及能源转型战略的快速推进, 当绿电价格下降到 0.15 CNY/(kW·h), 绿氢耦合煤制甲醇产品成本约为 2883.33 CNY/t, 与传统工艺产品成本相当。若未来电价持续走低并辅以碳税征收, 绿氢耦合煤制甲醇工艺的经济优势将逐步体现。本研究可为“双碳”目标下煤化工行业实现净零碳排放提供参考。

**关键词:** 绿氢; 煤制甲醇; 碳减排; 二氧化碳

中图分类号: TQ223.121

文献标志码: A

文章编号: 2097-2547(2025)04-107-06

## Carbon emission reduction accounting and competitiveness analysis of green hydrogen-coupled coal-to-methanol process

YANG Guoqing<sup>1</sup>, YANG Jucui<sup>1</sup>, LV Yanli<sup>2</sup>, LIU Mingqi<sup>1</sup>, HU Uudam<sup>1</sup>, WANG Haiyan<sup>3</sup>, HUO Yaoqiang<sup>1</sup>, LIU Jianguo<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Environmental Pollution Control and Remediation at Universities of Inner Mongolia Autonomous Region, College of Resources and Environmental engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot 010051, Inner Mongolia, China; 2. Inner Mongolia Autonomous Region Ecological Environment Low Carbon Development Center, Hohhot 010050, Inner Mongolia, China; 3. Hohhot Ecological Environment Monitoring Center, Hohhot 010010, Inner Mongolia, China)

**Abstract:** The coal-to-methanol production process is accompanied by significant carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions. Green hydrogen-coupled coal chemical technology can effectively reduce carbon emissions in coal chemical processes, yet the associated technical challenges and economic benefits have not been adequately assessed. Based on survey data, an accounting system for CO<sub>2</sub> emissions in the green hydrogen-coupled coal-to-methanol process was established and the technological competitiveness of green hydrogen coupling under the low-carbon emission context was analyzed. The results indicate that the green hydrogen-coupled coal-to-methanol process, utilizing renewable energy for hydrogen and oxygen production, eliminates the need for the original CO conversion and air separation steps. For a  $60 \times 10^4$  t/a coal-to-methanol project, the CO<sub>2</sub> emissions of the traditional coal-to-methanol process amount to  $205.94 \times 10^4$  t/a, whereas the green hydrogen-coupled process reduces emissions to  $60.94 \times 10^4$  t/a, a reduction of approximately 70%. With strong national support for the renewable energy industry and rapid advancement of the energy transition strategy, when the price of green electricity decreases to 0.15 CNY/(kW·h), the cost of green hydrogen-coupled coal-to-methanol production is approximately 2883.33 CNY/t,

收稿日期: 2024-07-05; 修回日期: 2024-08-22。

**基金项目:** 内蒙古自治区自然科学基金(2023QN02017); 内蒙古自治区本级引进人才科研支持项目(DC2300001435); 鄂尔多斯科技重大专项(ZD20232301); 内蒙古自治区直属高校基本科研业务费项目(RZ2300001594); 内蒙古自治区人才开发基金(DC2300003384)。

**第一作者:** 杨国庆(2000—), 硕士研究生, 研究方向为温室气体减排与控制, E-mail: 20231800238@imut.edu.cn。

**通信作者:** 霍耀强(1993—), 博士, 讲师, 研究方向为温室气体减排与控制, E-mail: yqhuo@imut.edu.cn;

刘建国(1980—), 博士, 教授, 研究方向为废物资源化利用, E-mail: jgliu\_yc@163.com。

comparable to the cost of traditional processes. If electricity prices continue to decline and are accompanied by carbon tax implementation, the economic advantages of the green hydrogen-coupled coal-to-methanol process will gradually emerge. This study can provide a reference for achieving net-zero carbon emissions in the coal chemical industry under the “carbon peaking and carbon neutrality” goals.

**Keywords:** green hydrogen; coal-to-methanol; carbon reduction; carbon dioxide

甲醇被广泛用于甲醛、醋酸和碳酸二甲酯等产品的生产,是一种重要的基础化工原料<sup>[1]</sup>,还可用于冗余电力的化学存储<sup>[2]</sup>。随着我国甲醇消费需求的不断增长,2023年国内甲醇产量上升至 $8900 \times 10^4$  t。煤炭资源是我国主要能源之一,超过七成甲醇生产来自煤化工工艺<sup>[3]</sup>。传统煤制甲醇工艺主要包括煤气化、空气分离、CO变换( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$ )、合成气净化、甲醇合成和甲醇精馏等工序<sup>[4]</sup>。煤和氧气混合后经煤气化反应生成粗合成气,其中氧气来自空分装置的低温分离,该过程能耗高并伴随二氧化碳产生<sup>[5]</sup>。由于煤的氢碳比( $n(\text{H}):n(\text{C})$ )较小,生成的粗合成气无法满足甲醇生产要求,故应用了CO变换反应调整合成气的氢碳比( $n(\text{H}_2):n(\text{CO})$ ),使其满足甲醇生产要求,但该过程会造成二氧化碳排放。因此,煤制甲醇过程中大量二氧化碳排放,排放强度(生产1 t甲醇的 $\text{CO}_2$ 排放量)为2.66~3.56 t/t<sup>[6]</sup>。我国作为全球最大的煤制甲醇生产国,面临着巨大的减排压力<sup>[7]</sup>。在温室气体减排的迫切需求下,有必要采取措施推进煤基甲醇工业的低碳生产。

为减少煤制甲醇的二氧化碳排放,富氢资源与煤基工艺结合被认为是有效途径之一。研究表明,基于多种能源的混合能源系统可解决煤中氢含量低的问题<sup>[8]</sup>;将煤气化与焦炉煤气三重转化集成可用于生产甲醇<sup>[9]</sup>。混合能源系统虽然可以解决煤中氢含量不足的问题,但仍需通过CO变换调整氢碳比,无法从源头解决碳排放问题。利用太阳能光伏和风力发电的电解水制氢是环保且成熟的制氢工艺<sup>[10]</sup>。该工艺利用可再生能源,可配合二氧化碳和水合成绿色液体燃料,即SHIH等<sup>[11]</sup>提出的“液态阳光”概念。MARTÍN等<sup>[12]</sup>提出可再生能源整合的概念,并建立了与可再生能源耦合生产乙醇、甲醇、液体燃料和热能的框架。利用可再生能源制氢替代CO变换是最环保的煤制甲醇路线之一。

煤制甲醇行业低碳转型的首选路径是新能源与传统煤制甲醇的结合<sup>[13]</sup>。绿氢耦合煤制甲醇发展前景广阔,但受风、光资源波动影响较大且成本较高<sup>[14]</sup>,在实现安全持续生产方面面临一定挑战。国内大型风光离网制氢耦合煤化工项目仍处于试验阶段,实际运行问题尚未充分暴露,相关研究鲜有

报道<sup>[15]</sup>。亟需对绿氢耦合煤制甲醇工艺进行碳排放量核算,分析其经济性和可行性,以推动煤化工行业的进一步发展。

本研究基于煤制甲醇实际生产数据,通过确定绿氢耦合煤制甲醇和传统煤制甲醇工艺的碳排放核算边界,识别二氧化碳排放源,收集活动数据和排放因子数据,进而构建绿氢耦合煤制甲醇工艺碳减排量核算体系。对比绿氢耦合煤制甲醇工艺与传统煤制甲醇工艺的二氧化碳排放量,从成本和经济角度分析相关技术的竞争力,以期为“双碳”目标下煤化工行业实现净零碳排放提供参考。

## 1 绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算方法

### 1.1 煤制甲醇工艺

传统煤制甲醇工艺见图1,主要包括4个基本单元:空气分离单元、煤气化单元、水煤气变换单元和甲醇合成单元。将煤与水混合加入气化炉,并与来自空分装置的氧气气化生成主要成分为一氧化碳、二氧化碳和氢气的粗煤气。该过程所需氧气通过低温分离技术分离空气获得。粗煤气经过激冷和洗涤,除去灰渣后被送至CO变换工序,最后进入甲醇合成工序。具体而言,变换气首先进入低温甲醇洗工序,在该工序中先后通过洗氨塔除氨、甲醇洗涤塔脱硫脱碳后得到合格的合成气;其次,清洁的合成气进入甲醇合成单元,在高温高压环境下合成得到合格的甲醇产品。由图1可知,在CO变换反应中,一氧化碳与水蒸气反应生成氢气的同时也会产生二氧化碳,这里约占整个工艺产生二氧化碳的70%,其余30%的二氧化碳主要来自空气分离装置以及生产蒸汽燃烧的煤炭<sup>[16]</sup>。大量二氧化碳若被直接排放,将会导致大气中温室气体浓度持续增大。绿氢耦合煤制甲醇工艺的最大优势在于通过可再生能源制氢,产生氢气的同时还会产生氧气,此过程清洁无污染。绿氢耦合煤制甲醇工艺既可省去了CO变换工序,还可省去了空气分离工序(图2)。在绿氢耦合煤制甲醇工艺中,仍然保留了煤气化步骤生成一氧化碳和少量氢气,并通过引入绿氢调节氢碳比,进而满足了合成甲醇所需条件。引入绿氢不仅减少了一氧化碳消耗和二氧化碳产生,当绿氢

供应足够时,甚至可以取消 CO 变换和空气分离工序。该路径将电解水制得的氧气用于气化,再进行配氢,当合成气氢碳比达到 2,则满足了合成甲醇所需的条件,从而实现了降碳减排的目的。绿氢耦合煤制甲醇工艺在生产高价值化工品的同时实现了碳减排,不仅保护了环境,还为煤制甲醇工艺的碳排放权交易创造了利润空间。

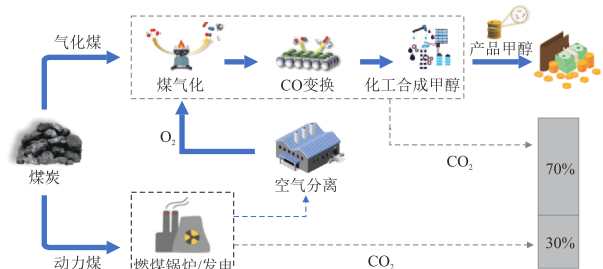


图 1 传统煤制甲醇工艺示意图

Fig. 1 Schematic diagram of traditional coal-to-methanol process

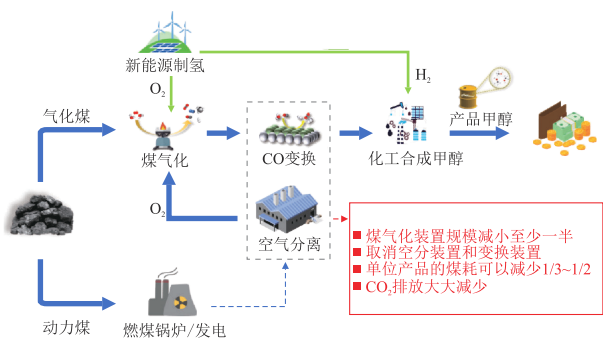


图 2 绿氢耦合煤制甲醇工艺示意图

Fig. 2 Schematic diagram of green hydrogen-coupled coal-to-methanol process

### 1.2 二氧化碳排放核算体系构建

煤制甲醇过程二氧化碳排放核算边界包括直接生产系统产生的二氧化碳排放,以及配套公用工程(自供热、供电锅炉、火炬和叉车等)产生的排放。而其中的排放源主要分为直接排放和间接排放,其中直接排放主要指化石燃料在各种固定或者移动设备中燃烧产生的碳排放、生产过程中的碳排放,以及生产过程中设备泄漏产生的碳排放;间接排放主要指企业外购电力、热力所对应的上游生产环节产生的碳排放。绿氢耦合煤制甲醇全生命周期碳排放核算主要包括 4 个环节:绿氢生产、甲醇生产、甲醇运输和甲醇的最终使用。

根据《企业温室气体排放报告核查指南(试行)》、《关于做好 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知》(环办气候函(2022)111 号)和《碳排放权交易管理暂行办法》等文件规定,

对绿氢耦合煤制甲醇全生命周期碳排放进行核算,可采用排放因子法,即活动水平与碳排放因子(下文简称“排放因子”)的乘积(式(1))。燃料的发热量、含碳量、碳氧化率及排放因子见表 1。

$$E_{CO_2} = AD \cdot EF \tag{1}$$

式中,  $E_{CO_2}$  为二氧化碳排放量, t; AD 为活动水平,单位根据活动类别确定; EF 为排放因子,单位根据活动类别确定。

表 1 燃料的发热量、含碳量、碳氧化率及排放因子

Table 1 Calorific value, carbon content, carbon oxidation rate and emission factor of fuels

序号	项目	数值
1	锅炉消耗燃煤收到基低位发热量/(GJ·t <sup>-1</sup> )	18.21 <sup>①</sup>
2	烟煤单位热值含碳量/(t·GJ <sup>-1</sup> )	0.03 <sup>②</sup>
3	烟煤碳氧化率/%	93% <sup>②</sup>
4	柴油低位发热量/(GJ·t <sup>-1</sup> )	43.33 <sup>②</sup>
5	柴油单位热值含碳量/(t·GJ <sup>-1</sup> )	0.02 <sup>②</sup>
6	柴油碳氧化率/%	98% <sup>②</sup>
7	天然气低位发热量/(J·m <sup>3</sup> )	389.31 <sup>②</sup>
8	天然气单位热值含碳量/(t·GJ <sup>-1</sup> )	0.02 <sup>②</sup>
9	天然气碳氧化率/%	99% <sup>②</sup>
10	原料烟煤收到基低位发热量/(GJ·t <sup>-1</sup> )	22.34 <sup>①</sup>
11	原料烟煤单位热值含碳量/(t·GJ <sup>-1</sup> )	0.03 <sup>②</sup>
12	原料烟煤含碳量/(t·t <sup>-1</sup> )	0.58 <sup>③</sup>
13	气化炉渣含碳量/(t·t <sup>-1</sup> )	0.11 <sup>④</sup>
14	净购入电力排放因子/(t·kW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )	0.88 <sup>⑤</sup>
15	净购入热力排放因子/(t·GJ <sup>-1</sup> )	0.11 <sup>②</sup>

注:①排放因子根据《煤的发热量测定方法》(GB/T213—2008),对原料烟煤收到基低位发热量进行检测得出;②排放因子取自《温室气体排放核算与报告要求:化工生产企业》(GB/T32151.10—2015);③原料烟煤含碳量由原料烟煤单位热值含碳量与原料烟煤收到基低位发热量相乘得到;④排放因子根据《煤的工业分析方法》(GB/T212—2008)灰分的测定方法对气化炉渣含碳量进行检测得出;⑤电力排放因子取自华北区域、内蒙古西部区域平均值。

#### 1.2.1 绿氢生产

以某万吨级绿氢生产项目为例,测算绿氢生产的排放因子,结果见表 2,其中该项目绿氢生产的排放因子为 3.32 t/t<sup>[17]</sup>。

表 2 绿氢生产排放因子测算<sup>[17]</sup>

Table 2 Calculation of emission factor for green hydrogen production<sup>[17]</sup>

序号	项目	数值
1	光伏发电/× 10 <sup>4</sup> (kW·h)	85047
2	外购电/× 10 <sup>4</sup> (kW·h)	11652
3	氢气/× 10 <sup>4</sup> t	2
4	排放因子/(t·t <sup>-1</sup> )	3.32

### 1.2.2 甲醇生产

以A企业 $60 \times 10^4$  t/a煤制甲醇项目2021年全年运行数据为依据,测算绿氢耦合煤制甲醇工艺碳排放量。传统煤制甲醇工艺的典型流程为:煤气化→空气分离→CO变换→合成气净化→甲醇合成→甲醇精制。若采用绿氢耦合煤制甲醇工艺则为:煤气化→电解水→配氢→合成气净化→甲醇合成→甲醇精制。在绿氢耦合煤制甲醇工艺中,采用电解水得到的氧气和氢气分别用于气化和配氢,省去了空分工序,配氢后合成气氢碳比基本达到2,同时也取消了CO变换工序,故没有大量二氧化碳产生。A企业煤制甲醇采用工艺相对比较成熟,前段工序中煤气化、CO变换、合成气净化在煤间接液化制油、煤制烯烃、煤制气和煤合成氨等工艺中都有应用,因此A企业数据具有代表性(表3)。

表3 A企业排放源活动水平

Table 3 Emission source activity levels of company A

序号	项目	数值	监测设备
1	燃煤消耗量/ $\times 10^4$ t	42	电子皮带秤
2	柴油消耗量/t	50	液位计计量
3	汽油消耗量/t	80	结算发票
4	生产用煤消耗量/ $\times 10^4$ t	108	电子皮带秤
5	甲醇产量/ $\times 10^4$ t	60	质量流量计
6	气化炉炉渣产量/t	75000	生产统计报表
7	净购入使用电力/ $\times 10$ (MW·h)	30	电能表

注:数据主要来源于生产台账、发票和收据等。

根据A企业的工艺设计参数,计算得到生产每吨甲醇消耗合成气 $2286 \text{ m}^3$ 、消耗煤炭1.63 t。将表3数据代入式(1)可得各环节二氧化碳排放量(表4)。A企业二氧化碳排放主要集中在生产过程的工业排放,主要产生源为煤气化、CO变换和空气分离,并在合成气净化这一工序排放。

表4 A企业温室气体核算表

Table 4 Greenhouse gas inventory of company A

序号	项目	数值
1	厂内运输汽油排放因子/( $\text{t}\cdot\text{t}^{-1}$ )	3.04
2	厂内运输柴油排放因子/( $\text{t}\cdot\text{t}^{-1}$ )	3.78
3	自备电厂燃煤排放因子/( $\text{t}\cdot\text{t}^{-1}$ )	0.64
4	生产过程 $\text{CO}_2$ 排放量/t	1469405
5	燃煤自备电厂 $\text{CO}_2$ 排放量/t	266931
6	固体废弃物 $\text{CO}_2$ 排放量/t	57750
7	净购入电力消费 $\text{CO}_2$ 排放量/t	265350
8	净购入使用热力 $\text{CO}_2$ 排放量/t	0
9	$\text{CO}_2$ 排放量合计/ $\times 10^4$ ( $\text{t}\cdot\text{a}^{-1}$ )	205.94

注:只考虑 $\text{CO}_2$ 排放。

### 1.2.3 甲醇运输和甲醇最终使用

甲醇运输主要采用公路运输方式,常用车型为罐车(柴油车)。以32 t华菱汉马甲醇运输车为例,测算不同运送距离的排放因子,其中柴油排放因子(消耗1 t柴油的 $\text{CO}_2$ 排放量)为3.78 t/t,甲醇运输过程的排放因子见图3。化工路线生产甲醇过程中,碳排放最多,并且主要集中在甲醇的制备过程。本研究只考虑甲醇生产过程厂内产生的碳排放,对将甲醇加工成其他产品的过程则不予考虑,故终端消费数据为0。

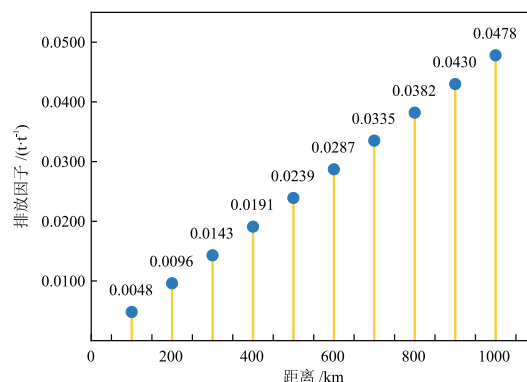


图3 甲醇运输排放因子

Fig. 3 Emission factor of methanol transportation

## 2 绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算

### 2.1 传统煤制甲醇二氧化碳排放特征

传统煤制甲醇工艺的二氧化碳排放强度为2.66~3.56 t/t。根据2021年A企业的二氧化碳排放情况(表4),二氧化碳排放主要集中在生产过程的工业排放,包括煤气化、CO变换和空气分离等工序,二氧化碳排放量分别占总排放量的21.26%、52.80%和24.94%<sup>[6]</sup>,主要排放处则为合成气净化工序<sup>[18-19]</sup>。生产过程的二氧化碳排放主要是由于原煤氢碳比太小所致,煤炭主要组成为碳元素,氢碳比通常为0.2~1.0,而甲醇生产所需氢碳比为2.0<sup>[20]</sup>。煤气化产生的气体氢碳比较小,无法满足甲醇合成所需的氢碳比要求,通常通过CO变换调节合成气氢碳比,该过程会造成大量二氧化碳排放,因此是煤制甲醇的主要碳排放来源<sup>[21]</sup>。此外,空分工序采用的低温分离技术电耗较高,不可避免地造成了碳排放。上述工序显著提高了传统煤制甲醇工艺二氧化碳排放量。

### 2.2 绿氢耦合煤制甲醇的二氧化碳减排量

以A企业为例,假设A企业采用绿氢耦合煤制甲醇工艺,当绿氢供应量足够时,可省去空分、CO变换工序,同时煤气化装置规模可至少减小一半。

原有空分工序碳排放量约占工艺总碳排放量的30%,去掉该部分可减少约 $61.78 \times 10^4$ t二氧化碳排放。煤气化和CO变换工序的二氧化碳排放量约占工艺总排放量的70%,在煤气化装置规模减小一半的情况下,该部分可减少约 $108.12 \times 10^4$ t二氧化碳排放。由A企业的工艺设计参数可知,生产每吨甲醇消耗合成气 $2286 \text{ m}^3$ ,且氢气生产的二氧化碳排放强度(排放因子)为 $3.32 \text{ t/t}$ ,按照年产甲醇 $60 \times 10^4$ t计算,忽略原料和产品运输,绿氢生产的二氧化碳排放量约为 $24.90 \times 10^4 \text{ t/a}$ ,则绿氢耦合煤制甲醇工艺的二氧化碳排放量约为 $60.94 \times 10^4 \text{ t/a}$ ,较传统煤制甲醇工艺的二氧化碳排放量减少了70%。

### 3 绿氢耦合煤制甲醇竞争力分析

结合2021年A企业二氧化碳排放数据,对绿氢耦合煤制甲醇工艺的成本进行了初步估算,并比较了新工艺与传统工艺的经济效益。因不同企业制备氢气的方法不尽相同,成本均按照经济性良好且技术相对成熟的碱性电解水制氢技术相关数据进行计算。将绿氢耦合煤制甲醇生产工艺成本(表5)与传统煤制甲醇工艺成本(表6)进行对比,在无碳税的情况下,传统煤制甲醇工艺成本约为 $2870.32 \text{ CNY/t}$ ,绿氢耦合煤制甲醇工艺成本约为 $4028.23 \text{ CNY/t}$ ,可见仅从生产成本考虑,“绿氢+煤”路线不具经济性。考察新工艺经济性的主要内容包括产生的经济效益及增加的生产成本,由于绿氢制备过程需要投入大量的资金和人力,这也是生产成本增大的主要因素。随着新能源技术发展,以太阳能光伏和风力发电为主的清洁能源发电已取得了突破性进展,成本也在显著下降。以内蒙古地区为例,当煤炭价格为 $800 \text{ CNY/t}$ 左右,电价为 $0.5 \text{ CNY/(kW}\cdot\text{h)}$ 时,经测算,传统煤制甲醇工艺成本约为 $2870.32 \text{ CNY/t}$ ,绿氢耦合制甲醇工艺成本约为 $4028.23 \text{ CNY/t}$ ;若绿电价格降至约 $0.15 \text{ CNY/(kW}\cdot\text{h)}$ ,绿氢耦合制甲醇工艺成本约为 $2883.33 \text{ CNY/t}$ ,这与传统煤制甲醇工艺成本相当,经济效益开始显现。

经济性是项目商业模式的重要考量,2026年欧洲将加征碳税,对于国内有甲醇出口业务的企业,降碳减排是需要面对的问题,发展绿氢耦合煤制甲醇可能改变甚至降低中国出口甲醇成本。假设传统煤制甲醇工艺二氧化碳排放强度为 $2.66 \text{ t/t}$ ,按欧盟碳税价格( $87.54 \text{ EUR/t}$ ),甲醇碳税成本约为 $1501.56 \text{ CNY/t}$ ,甲醇出口成本则约为 $4320.43 \text{ CNY/t}$ ,而绿氢耦合煤制甲醇出口成本约为 $4363.71 \text{ CNY/t}$ ,

与传统煤制甲醇已经接近。假设新能源电价降至 $0.15 \text{ CNY/(kW}\cdot\text{h)}$ ,则绿色甲醇出口成本约为 $3166.32 \text{ CNY/t}$ 。未来,随着碳税的征收以及走高,绿氢耦合煤制甲醇工艺的经济效益将显著提高。

从碳排放和经济性角度来看,绿氢耦合煤制甲醇工艺相较传统煤制甲醇工艺具有一定优势,但国内大型风光离网制氢耦合煤化工还属于新兴领域,未有项目投运案例,可借鉴经验较少,项目运行问题未充分暴露。受风、光资源波动影响,绿氢生产不确定性较大,甚至存在不能产氢的情况。在此背景下,中间储氢容量成为影响甲醇生产成本的关键因素,而氢气存储成本较高,离网制氢的实施具有一定难度。无风或无光时绿氢产量出现大幅下降,如何保证煤制甲醇用氢需求,是目前存在的问题之一。这将对煤制甲醇安全稳定生产带来挑战,建议针对该问题进行深入研究。

表5 传统煤制甲醇工艺成本估算

Table 5 Cost estimation of traditional coal-to-methanol process

项目	单耗	单价	甲醇吨成本 /CNY
原料煤	2.09 t	800 CNY/t	1672.00
燃料煤	0.75 t	650 CNY/t	487.50
冷却水	337.60 t	0.20 CNY/t	67.52
电	256.60 kW·h	0.50 CNY/(kW·h)	128.30
触媒及化学品			45
人工			230
折旧及管理费			240
合计			2870.32

表6 绿氢耦合煤制甲醇工艺成本估算

Table 6 Cost estimation of green hydrogen-coupled coal-to-methanol process

项目	单耗	单价	甲醇吨成本 /CNY
CO <sub>2</sub>	699 m <sup>3</sup>	0.40 CNY/m <sup>3</sup>	279.60
绿氢	2097 m <sup>3</sup>	1.54 CNY/m <sup>3</sup>	3229.38
水	2.50 t	2 CNY/t	5
电	31.50 kW·h	0.50 CNY/(kW·h)	17.25
蒸汽	2 t	150 CNY/t	300
劳动力成本			24
间接成本			173
合计			4028.23

## 4 结论

本文以内蒙古某大型煤化工企业为例,确定了绿氢耦合煤制甲醇和传统煤制甲醇工艺的二氧化碳排放核算边界,识别了二氧化碳排放源,在此基础上收集活动数据和排放因子数据,构建了绿氢耦合煤制甲醇工艺的二氧化碳排放核算体系,然后对

绿氢耦合煤制甲醇工艺的二氧化碳排放进行了计算,并对该工艺的竞争力进行了分析,得到以下主要结论。

(1)从碳排放角度来看,绿氢耦合煤制甲醇工艺通过可再生能源制备氢气和氧气,在生产高值化工品的同时实现了碳减排。A企业采用传统煤制甲醇工艺的碳排放量为 $205.94 \times 10^4$  t/a,若采用绿氢耦合煤制甲醇工艺的碳排放量为 $60.94 \times 10^4$  t/a,绿氢工艺可降低碳排放70%。

(2)从经济性角度来看,只考虑生产成本时,传统煤制甲醇工艺成本约为2870.32 CNY/t,绿氢耦合煤制甲醇工艺成本约为4028.23 CNY/t;当绿电价格低至0.15 CNY/(kW·h)左右,绿氢耦合煤制甲醇工艺成本约为2883.33 CNY/t,经济效益显现,具备竞争力。

随着国家对新能源产业发展的大力支持,能源转型战略快速推进,绿氢耦合煤制甲醇作为一条绿色路径具有可观的经济前景。本研究建立的方法可为“双碳”目标下绿氢耦合煤制甲醇实现净零碳排放提供参考。

### 参考文献

- [1] YANG Q C, LI X F, YANG Q, et al. Opportunities for CO<sub>2</sub> utilization in coal to green fuel process: Optimal design and performance evaluation [J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2020, 8(3): 1329-1342.
- [2] HOSSEINI S E, WAHID M A. Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 57(6): 850-866.
- [3] WANG D L, MENG W L, ZHOU H R, et al. Novel coal-to-methanol process with near-zero carbon emission: Pulverized coal gasification-integrated green hydrogen process [J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 339(3): 130500.
- [4] LIU G J, LI Z, WANG M H, et al. Energy savings by co-production: A methanol/electricity case study [J]. Applied Energy, 2010, 87(9): 2854-2859.
- [5] XIANG D, QIAN Y, MAN Y, et al. Techno-economic analysis of the coal-to-olefins process in comparison with the oil-to-olefins process [J]. Applied Energy, 2014, 113(9): 639-647.
- [6] QIN Z, ZHAI G F, WU X M, et al. Carbon footprint evaluation of coal-to-methanol chain with the hierarchical attribution management and life cycle assessment [J]. Energy Conversion and Management, 2016, 124(7): 168-179.
- [7] LIU Y G, LI G X, CHEN Z R, et al. Comprehensive analysis of environmental impacts and energy consumption of biomass-to-methanol and coal-to-methanol via life cycle assessment [J]. Energy, 2020, 204(4): 117-128.
- [8] QIN Z, TANG Y T, ZHANG Z X, et al. Techno-economic-environmental analysis of coal-based methanol and power poly-generation system integrated with biomass co-gasification and solar based hydrogen addition [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 228(8): 176-183.
- [9] QIAN Y, MAN Y, PENG L J, et al. Integrated process of coke-oven gas tri-reforming and coal gasification to methanol with high carbon utilization and energy efficiency [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2015, 54(9): 2519-2525.
- [10] MARTIN M. Methodology for solar and wind energy chemical storage facilities design under uncertainty: Methanol production from CO<sub>2</sub> and hydrogen [J]. Computers & Chemical Engineering, 2016, 92(11): 43-54.
- [11] SHIH C F, ZHANG T, LI J H, et al. Powering the future with liquid sunshine [J]. Joule, 2018, 2(10): 1925-1949.
- [12] MARTIN M, GROSSMANN I E. Optimal integration of renewable based processes for fuels and power production: Spain case study [J]. Applied Energy, 2018, 213(4): 595-610.
- [13] 赵广立. 中国科学院院士李灿: “液态阳光”产业化脚步渐近[N]. 中国科学报, 2024-05-16(003).  
ZHAO G L. Li Can, Academician of the Chinese Academy of Sciences: “Liquid Sunshine” industrialization steps are approaching [N]. Science Times, 2024-05-16(003).
- [14] CHEN Q Q, GU Y, TANG Z Y, et al. Comparative environmental and economic performance of solar energy integrated methanol production systems in China [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 187(12): 63-75.
- [15] 张婷婷, 戚萌, 孙龙珠, 等. 大规模风光发电制甲醇工艺的灵活运行策略与成本优化[J]. 现代化工, 2023, 43(9): 200-207.  
ZHANG T T, QI M, SUN L Z, et al. Flexible operation strategy and cost optimization of methanol production process driven by large-scale solar and wind power [J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(9): 200-207.
- [16] 王明华. 绿氢耦合现代煤化工发展路径研究[J]. 中国煤炭, 2023, 49(5): 102-107.  
WANG M H. Research on the development path of modern coal chemical industry coupled by green hydrogen [J]. China Coal, 2023, 49(5): 102-107.
- [17] 唐宏青. 我设计的煤化工绿氢路线[J]. 中国石油和化工产业观察, 2021, (6): 64.  
TANG H Q. I designed the green hydrogen route for coal chemical industry [J]. China Petroleum and Chemical Industry Monitor, 2021, (6): 64.
- [18] 程一步. 低碳甲醇燃料全生命周期碳排放分析[J]. 石油石化绿色低碳, 2023, 8(1): 9-16.  
CHEN Y B. Lifecycle carbon emission analysis of low-carbon methanol fuel [J]. Petroleum and Petrochemical Green Low-Carbon, 2023, 8(1): 9-16.
- [19] LIU F Q, ZHAO F Q, LIU Z W, et al. China's electric vehicle deployment: Energy and greenhouse gas emission impacts [J]. Energies, 2018, 11(4): 231-239.
- [20] 孟春江. 中国煤化工温室气体排放核算研究[D]. 北京: 清华大学, 2014.  
MENG C J. Research on greenhouse gas emission accounting for coal chemical industry in China [D]. Beijing: Tsinghua University, 2014.
- [21] ZHANG R, WANG Y, GASPARD P, et al. The oscillating Fischer-Tropsch reaction [J]. Science, 2023, 382(6666): 99-103.