

## 工业技术

# 天然气/煤制乙二醇路线碳排放与经济分析

卜庆佳<sup>1,2,3</sup>, 张媛媛<sup>4</sup>, 李俊杰<sup>1,2,3</sup>, 杨潇潇<sup>1,2,3</sup>, 许德平<sup>1</sup>, 田亚峻<sup>2,3\*</sup>

- (1. 中国矿业大学(北京)化学与环境工程学院, 北京 100083;  
2. 中国科学院青岛生物能源与过程研究所, 泛能源规划战略中心, 山东 青岛 266101;  
3. 山东能源研究院, 山东 青岛 266100; 4. 北京低碳清洁能源研究院, 北京 102211)

**摘要:**从生命周期角度出发,对煤制乙二醇(coal to ethylene glycol, CTEG)路线和天然气制乙二醇(natural gas to ethylene glycol, NGTEG)路线进行全面的碳、碳排放与经济对比分析。结果表明,CTEG路线单位产品能耗是NGTEG路线的1.5倍,单位产品碳排放是NGTEG路线的1.6倍。然而,CTEG路线具有较好的经济效益,利润与投资回报率分别比NGTEG路线高1499元/t和3.4%。通过分析原料、燃料和产品价格波动对2条路线经济竞争力的影响,发现CTEG路线受3种价格波动影响较小。CTEG路线具有良好的发展前景,但必须通过技术进步解决高能耗和高碳排放问题。

**关键词:**煤制乙二醇; 天然气制乙二醇; 合成气; 模型; 环境; 经济

中图分类号:TQ53

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2022)08-0209-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2022.08.041

## Analysis on carbon dioxide emission and economy of natural gas to ethylene glycol route and coal to ethylene glycol route

BU Qing-jia<sup>1,2,3</sup>, ZHANG Yuan-yuan<sup>4</sup>, LI Jun-jie<sup>1,2,3</sup>, YANG Xiao-xiao<sup>1,2,3</sup>,  
XU De-ping<sup>1</sup>, TIAN Ya-jun<sup>2,3\*</sup>

- (1.School of Chemical & Environmental Engineering, China University of Mining & Technology (Beijing), Beijing 100083, China; 2.Extended Energy Big Data and Strategy Research Center, Qingdao Institute of Bioenergy and Bioprocess Technology, Chinese Academy of Sciences, Qingdao 266101, China; 3.Shandong Energy Institute, Qingdao 266100, China; 4.National Institute of Clean-and-Low-Carbon Energy, CHN Energy, Beijing 102211, China)

**Abstract:**From the perspective of life cycle, a comprehensive comparison analysis involving in technical, carbon dioxide emission and economy is carried out between the coal to ethylene glycol (CTEG) route and the natural gas to ethylene glycol (NGTEG) route. The results show that the energy consumption per unit product of CTEG route is 1.5 times that of NGTEG route, and the carbon dioxide emission per unit product of CTEG route is 1.6 times that of NGTEG route. However, CTEG route has better economic benefits, and its profit and ROI are respectively 1499 RMB/t and 3.4 percentage points higher than those of NGTEG route, respectively. The impact of price fluctuations of raw materials, fuel and products on the economic competitiveness of two routes is analyzed, it is found that CTEG route is less affected by the price fluctuations of the three types. CTEG route is expected to develop with a great momentum, but it needs to address high energy consumption and carbon dioxide emissions through the technology improvement.

**Key words:** coal to ethylene glycol; natural gas to ethylene glycol; syngas; model; environment; economy

乙二醇(ethylene glycol, EG)是大宗基础有机化工重要原料之一,主要应用于聚酯行业。当前已实现工业化生产乙二醇主要以石油、天然气和煤炭为原料,但我国石油资源严重依赖进口,据统计局数据显示,2020年石油对外依存度高达73%。因此,大力发展天然气制乙二醇(natural gas to ethylene glycol, NGTEG)和煤制乙二醇(coal to ethylene glycol, CTEG)对我国乙二醇产业和能源安全稳定有重要意义。近年来,国家出台多项政策鼓励发展

CTEG产业。《产业结构调整指导目录(2011年本)》中提出:将200 kt/a及以上CTEG技术开发与应用列为鼓励类发展项目<sup>[1]</sup>。《“十四五”现代煤化工发展指导意见》中提出:“十四五”末CTEG产能达到800万t<sup>[2]</sup>。然而大力发展CTEG产业同时,存在能耗过高、CO<sub>2</sub>排放较大等问题。《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》提出单位国内生产总值能耗和CO<sub>2</sub>排放分别降低13.5%和18%<sup>[3]</sup>,这对CTEG提出了更加严苛的要求。NGTEG凭借工艺

收稿日期:2021-09-20;修回日期:2022-06-08

作者简介:卜庆佳(1997-),女,硕士生;田亚峻(1972-),男,博士,研究员,研究方向为能源数据与能源战略,通讯联系人,tianyajun@qibebt.ac.cn。

路线短、能耗低以及污染物排放较少的优点,在乙二醇生产领域得到广泛应用。但天然气探明储量低于煤炭储量,间接出现天然气原料价格相对较高的问题。因此需全面分析比较 NGTEG 和 CTEG 产业在环境与经济方面的影响。

从生命周期角度对 NGTEG 与 CTEG 进行技术、环境与经济分析是目前最有效的方法之一。生命周期评价(life cycle assessment, LCA)已被广泛应用于分析技术性能、环境影响与经济效益等方面<sup>[4]</sup>。Yang 等<sup>[5]</sup>利用流程模拟分析石油、天然气和煤制乙二醇技术环境与经济性能,建议在 CTEG 产业规模扩大之前,应极力解决高碳排放和高能耗问题。田亚峻团队<sup>[6-7]</sup>分析比较现代煤化工 CO<sub>2</sub> 排放以及碳税对产品经济性的影响,发现以单位热值 CO<sub>2</sub> 排放量为评价指标时,CTEG 排放量最高。但在经济性方面,CTEG 含税成本受碳税税率变化影响最小。郭勤等<sup>[8]</sup>对天然气-环氧乙烷催化水合法制乙二醇和天然气-草酸酯法制乙二醇进行技术经济对比,发现后者工艺更加合理,经济性更高。尽管 NGTEG 和 CTEG 在技术环境和经济方面进行了广泛的研究,但这些研究仅对生产环节分析评估,基于生命周期角度评估比较 NGTEG 和 CTEG 的技术、环境与经济研究较为有限。

本文中对 NGTEG 和 CTEG 能耗、碳排放以及经济性进行综合比较分析。根据中国本土数据,建立能耗、碳排放和经济模型;采用敏感性分析法,探究对乙二醇产业经济效益有重要影响的指标因素;探索 CTEG 产业在生态友好的环境中面临的机遇与挑战,以为决策者和投资者提供合理的参考与依据,同时促进 NGTEG 和 CTEG 行业“高效、经济、低碳”可持续发展。

## 1 生命周期评价

生命周期评价(LCA)是一种评估潜在环境影响和解决产品整个生命周期可持续性问题的方法<sup>[9]</sup>。按照 ISO14000 系列标准将其分为 4 个步骤:目标与范围的确定、清单分析、影响评估和解释。

### 1.1 目的与范围的确定

#### 1.1.1 目的与功能单位

本文中研究目的是评估 CTEG、NGTEG 技术,环境与经济效益,并对二者进行比较分析。为便于比较,本文中设定 CTEG 与 NGTEG 生产 1 t 相同规格乙二醇为功能单位。

#### 1.1.2 系统边界与分配方法

CTEG 与 NGTEG 系统边界主要包含原料开采、原料运输和乙二醇生产阶段。基于生命周期计算能耗与碳排放,基于乙二醇生产过程分析经济效益。由于工艺生产过程中产出多种产品,因此存在系统输出如何分配的问题。根据环评报告可知,所有产品均具有商品属性,因此按产品市场价值产出份额进行分配。此外,还比较价值分配、质量分配和无分配(无分配指所有负担均由乙二醇来承担),通过确定最终结果是否受到分配方法不确定性的影响来评价其可靠性<sup>[10]</sup>。分配系数如表 1 所示。

表 1 基于不同分配方法的乙二醇分配系数

产品名称	价值分配/%	质量分配/%	无分配/%
乙二醇(CTEG)	85.4	80.9	100
乙二醇(NGTEG)	94.1	89.6	100

## 1.2 生命周期模型

### 1.2.1 能耗模型

生命周期能耗包含原料消耗和用于原料生产、运输和转化的能量/材料消耗。原煤/天然气作为原料在系统边界内产生,能耗取决于热值。能量和材料在系统边界外生产,则由使用量与生命周期能耗因子决定<sup>[11]</sup>。表 2 表示生产 1 MJ 能量或 1 kg 材料的生命周期能耗因子。本文中能耗因子主要来源于环评报告与 GREET 数据库。生命周期能耗(EC)由公式(1)计算得到。

表 2 生命周期能耗因子

名称	能耗因子	名称	能耗因子
燃料煤/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	1.172	氢氧化钠/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	24.620
天然气/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	1.196	硝酸/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	3.189
柴油/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	1.319	甲醇/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	19.678
汽油/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	1.331	液氨/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	46.894
渣油/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	1.220	催化剂(CTEG)/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	90.297
电/(MJ·MJ <sup>-1</sup> )	2.924	催化剂(NGTEG)/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	105.023

$$EC = \left( \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^n EMC_{ij} \cdot + ECF_j + EFC + EFD \right) \cdot \eta \quad (1)$$

式中,  $ECF_j$  为  $j$  类能量/材料能耗因子, MJ/MJ, MJ/kg;  $EFC$  为乙二醇生产过程中原料消耗热值, MJ/t;  $EFD$  为原料开采与加工过程中原料损失热值, MJ/t;  $EMC_{ij}$  为第  $i$  单元过程中  $j$  类能量/材料的消耗, MJ/t, kg/t;  $\eta$  为乙二醇分配系数;  $i$  为单元过程;  $j$  为能源/材料类型;  $n$  为乙二醇生产链中投入能

源与材料的数量。

### 1.2.2 碳排放模型

碳排放来源分为2个方面:一是能量和材料输入的隐含碳排放,根据相应生命周期碳排放因子计算。二是工艺过程中的碳排放,例如挥发性甲烷、生产过程碳排放等。根据“政府间气候变化专门委员会第五次评估报告”建议将100年全球升温潜能值模型(GWP)用于碳排放计算,主要考虑CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>和N<sub>2</sub>O,规定CO<sub>2</sub>当量为度量温室效应的当量单位,CH<sub>4</sub>和N<sub>2</sub>O全球变暖潜能值相当于30 kg/kg和265 kg/kg<sup>[12]</sup>。基于GWP模型的1 MJ能量或1 kg材料生命周期碳排放因子如表3所示。本文中碳排放因子主要来源于文献与GREET数据库。生命周期碳排放(CE)由公式(2)计算得到。

表3 能量与材料生命周期碳排放因子

名称	单位	碳排放因子
煤/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.100 <sup>[13]</sup>
天然气/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.737 <sup>[13]</sup>
柴油/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.102 <sup>[13]</sup>
汽油/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.989 <sup>[13]</sup>
渣油/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.103 <sup>[14]</sup>
电/(kg·MJ <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/MJ	0.283 <sup>[13]</sup>
氢氧化钠/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	2.009
硝酸/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	2.040
甲醇/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	2.516
液氨/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	2.548
催化剂(CTEG)/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	3.865
催化剂(NGTEG)/(kg·kg <sup>-1</sup> )	kg CO <sub>2</sub> eq/kg	4.109

$$CE = \sum_{i=1}^3 \left( \sum_{j=1}^n EMC_{ij} \cdot CEF_j + \sum_{k=1}^3 PCK_{ik} \cdot GWP_k \right) \cdot \eta \quad (2)$$

式中,CEF<sub>j</sub>为j类能量/材料碳排放因子,kg/MJ,kg/kg;PCE<sub>ik</sub>为第i单元过程中第k类温室气体排放,kg/t;GWP<sub>k</sub>为第k类温室气体类型的GWP,kg; k为温室气体类型。

### 1.2.3 经济模型

利润与总收入、总生产成本和税收有关。总生产成本包含生产成本(原辅料成本、公用工程成本、工资福利、维修费和折旧费)和期间费用(管理费、财务费和销售费)<sup>[15]</sup>。税率参考我国税务总局最新政策,原辅料价格参考2017—2019年3年平均数据。具体数值和工厂规模见表4。利润与总生产成本由式(3)、式(4)计算。投资回报率是一种绩效指标,用于评估比较项目投资效率高低。投资回报率越高,表示投资获利能力越好,由公式(5)计算。

表4 乙二醇工厂规模成本与税率

类别	参数
(1)工厂规模	NGTEG 40万 t/a;CTEG 30万 t/a
(2)原辅料	原料煤 325.5 元/t;天然气 2000 元/km <sup>3</sup> ;硝酸 1400 元/t;液氨 2200 元/t;氢氧化钠 2000 元/t;甲醇 2800 元/t;催化剂 300 元/t
(3)公用工程	水 4.2 元/t;电 0.49 元/kWh;燃料煤 325.5 元/t;燃料气 2000 元/km <sup>3</sup>
(4)工资福利	100000 元/(人·a)
(5)维修费	固定投资的 2.7%
(6)折旧费	寿命 20 年,残值 5%
(7)财务费	人工与设备维护之和的 60%
(8)管理费	总生产成本的 2%
(9)销售费	总生产成本的 2%
(10)增值税	原辅料 13%;燃料、电 13%;水 9%;产品 13%
(11)城市维护建设税	增值税的 7%
(12)教育附加税	增值税的 3%

$$\text{利润} = [(\text{总收入} - \text{总生产成本} - \text{税收}) \times \eta] / \text{乙二醇产量} \quad (3)$$

$$\text{总生产成本} = [(\text{原辅料} + \text{公用工程} + \text{工资福利} + \text{维修费} + \text{折旧费} + \text{期间费用}) \times \eta] / \text{乙二醇产量} \quad (4)$$

$$\text{投资回报率} = \text{总利润} / \text{总投资} \quad (5)$$

## 1.3 清单分析

### 1.3.1 CTEG

根据最新报告,开采和洗选1 kg煤需消耗814.31 kJ煤炭和93.98 kJ电<sup>[16]</sup>。此过程存在开采1.16 kg原煤获得1 kg产品煤的损失现象<sup>[17]</sup>,以及由于煤炭自燃排放CO<sub>2</sub> 17.37 g/kg和N<sub>2</sub>O 1.1 mg/kg<sup>[18]</sup>。由于地下煤炭占煤炭总量的90%,开采过程中煤层甲烷含量与甲烷浓度之间差异较大,因此大部分煤层甲烷直接排放到大气中,含量达到3.0 g/kg<sup>[19]</sup>。煤炭运输包含铁路、公路(短距离)和水路运输。表5介绍3种运输方式占比、距离以及能源消耗<sup>[20-21]</sup>。运输过程中逸散性甲烷达到1.4 g/kg<sup>[18]</sup>。CTEG工厂数据来自环评报告。该工厂原料煤是热值为16.82 MJ/kg的褐煤,乙二醇年产量30万t。生产过程中,燃料煤和电用于提供能量,甲醇、硝酸和催化剂等用作工艺辅料。具体数据如表6所示。

表5 3种运输方式的占比、平均距离与能源消耗

运输方式	运输占比/%	平均距离/km	能源消耗/(J·kg <sup>-1</sup> ·km <sup>-1</sup> )		
			柴油	电力	汽油
铁路	50	1000	71.57	43.87	—
公路(短距离)	100	50	638.86	—	749.96
水路	17	650	114.85	—	—

表 6 CTEG 清单数据

名称	煤炭开采与洗选	煤炭运输	煤制乙二醇工艺	总生命周期
原料消耗				
原料煤/(t·t <sup>-1</sup> )	5.17×10 <sup>-1</sup>	—	2.75	3.26
(煤炭损失)				
能量消耗				
燃料煤/(MJ·t <sup>-1</sup> )	2.66×10 <sup>3</sup>	—	4.10×10 <sup>4</sup>	4.36×10 <sup>4</sup>
电力/(MJ·t <sup>-1</sup> )	3.07×10 <sup>2</sup>	6.02×10	2.80×10 <sup>3</sup>	3.17×10 <sup>3</sup>
汽油/(MJ·t <sup>-1</sup> )	—	1.03×10 <sup>2</sup>	—	1.03×10 <sup>2</sup>
柴油/(MJ·t <sup>-1</sup> )	—	2.21×10 <sup>2</sup>	—	2.21×10 <sup>2</sup>
辅料消耗				
甲醇/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	7.79×10	7.79×10
硝酸/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	5.37×10	5.37×10
液氨/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	1.19×10	1.19×10
氢氧化钠/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	1.25×10	1.25×10
催化剂/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	7.12×10 <sup>-1</sup>	7.12×10 <sup>-1</sup>
工艺碳排放				
CO <sub>2</sub> /(kg·t <sup>-1</sup> )	5.67×10	—	2.83×10 <sup>3</sup>	2.89×10 <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub> /(kg·t <sup>-1</sup> )	9.79	3.85	—	1.36×10
N <sub>2</sub> O/(kg·t <sup>-1</sup> )	3.59×10 <sup>-3</sup>	—	—	3.59×10 <sup>-3</sup>

## 1.3.2 NGTEG

通过文献阅读,天然气开采效率为 96%,且开采 1 MJ 天然气需消耗 0.044 9 MJ 电力、0.027 1 MJ 天然气、0.024 5 MJ 渣油、0.008 9 MJ 柴油、0.002 3 MJ 汽油和 0.008 9 MJ 煤炭<sup>[14]</sup>。甲烷泄漏量占甲烷总提取量的 1.3%<sup>[22]</sup>。天然气经 625 km 管道运输到达乙二醇工厂。运输 1 kg 天然气需要消耗 0.23 MJ 天然气和 0.002 MJ 的电力<sup>[14]</sup>。甲烷泄露量占甲烷总提取量的 0.3%<sup>[22]</sup>。NGTEG 工艺数据来源某工厂环评报告。该工厂采用热值 31.74 MJ/m<sup>3</sup> 的天然气,乙二醇年产 40 万 t。在天然气转化过程中,部分天然气与电用于提供能量,硝酸、甲醇和催化剂等作为工艺辅料。具体数据如表 7 所列。

表 7 NGTEG 数据清单

名称	天然气开采与处理	天然气运输	天然气制乙二醇工艺	总生命周期
原料消耗				
天然气/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	1.07×10 <sup>2</sup>	—	9.95×10 <sup>2</sup>	1.10×10 <sup>3</sup>
(天然气损失)				
能量消耗				
燃料天然气/(MJ·t <sup>-1</sup> )	9.78×10 <sup>2</sup>	1.64×10 <sup>2</sup>	1.17×10 <sup>4</sup>	1.28×10 <sup>4</sup>
电力/(MJ·t <sup>-1</sup> )	1.62×10 <sup>3</sup>	1.66	5.77×10 <sup>3</sup>	7.39×10 <sup>3</sup>

渣油/(MJ·t <sup>-1</sup> )	8.83×10 <sup>2</sup>	—	—	8.83×10 <sup>2</sup>
柴油/(MJ·t <sup>-1</sup> )	3.22×10 <sup>2</sup>	—	—	3.22×10 <sup>2</sup>
燃料煤/(MJ·t <sup>-1</sup> )	3.22×10 <sup>2</sup>	—	—	3.22×10 <sup>2</sup>
汽油/(MJ·t <sup>-1</sup> )	8.21×10	—	—	8.21×10
辅料消耗				
甲醇/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	6.50×10	6.50×10
硝酸/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	8.54	8.54
液氨/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	5.57	5.57
氢氧化钠/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	3.23	3.23
催化剂/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	3.99×10 <sup>-1</sup>	3.99×10 <sup>-1</sup>
工艺碳排放				
CO <sub>2</sub> /(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	1.87×10 <sup>3</sup>	1.87×10 <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub> /(kg·t <sup>-1</sup> )	9.07	1.89	—	1.10×10
N <sub>2</sub> O/(kg·t <sup>-1</sup> )	—	—	—	—

## 1.4 结果和讨论

## 1.4.1 能耗分析

CTEG、NGTEG 生命周期能耗分别为 11.83 万、7.67 万 MJ/t,CTEG 能耗约是 NGTEG 的 1.5 倍。从表 8 能耗组成来看,CTEG 能耗高的主要原因:一是 CTEG 工艺原料转化率低于 NGTEG 工艺 24%,二是 CTEG 工艺流程长且复杂,使用较多燃料煤提供蒸汽,尤其是高压蒸汽,导致能量能耗达 5.6 万 MJ/t (NGTEG 能耗 3.1 万 MJ/t)。原料转化与能源利用相对较低是 CTEG 高能耗的主要原因。

表 8 CTEG 和 NGTEG 生命周期能耗比较 MJ/t

来源	CTEG 路线			NGTEG 路线		
	煤炭开采和洗选	煤炭运输	乙二醇生产	天然气开采与处理	天然气运输	乙二醇生产
能量	4.01×10 <sup>3</sup>	6.05×10 <sup>2</sup>	5.62×10 <sup>4</sup>	7.90×10 <sup>3</sup>	2.01×10 <sup>2</sup>	3.09×10 <sup>4</sup>
原料	8.70×10 <sup>3</sup>	—	4.62×10 <sup>4</sup>	3.49×10 <sup>3</sup>	—	3.26×10 <sup>4</sup>
材料	—	—	2.63×10 <sup>3</sup>	—	—	1.69×10 <sup>3</sup>

张庆<sup>[23]</sup>计算 30 万 t/a CTEG 项目的生命周期能耗为 7.4 万 MJ/t。杨庆等<sup>[24]</sup>通过模拟 CTEG 技术得到 9.4 万 MJ/t 能耗。这些结论均低于本研究结果,主要是因为系统边界不同,他们的研究没有将原料开采运输以及辅料生产阶段能耗纳入计算范围。面对 CTEG 高能耗问题,可以从原料转化和能量利用率角度出发。开发先进设备,优化单元工艺等提高能源转化率。采用过程系统工程方法,强化过程的传热传质,改进换热网络等提高能量利用效率。

### 1.4.2 碳排放分析

生产 1 t 乙二醇, CTEG、NGTEG 分别排放 CO<sub>2</sub> eq 9 039、5 745 kg。CTEG 比 NGTEG 碳排放高 57%。如表 9 所示, CTEG 工艺阶段碳排放(8 078 kg/t)是 NGTEG(4 572 kg/t)的 1.7 倍, 主要是因为煤炭转化工艺过程中大部分没有进入乙二醇的碳元素均以 CO<sub>2</sub> 形式排出, NGTEG 原料中的碳元素除进入乙二醇外, 其余大部分进入副产物乙醇和二元醇中。其次 CTEG 生产工艺消耗大量燃料煤提供热量, 这就导致能量碳排放较高。

表 9 CTEG 和 NGTEG 生命周期碳排放 kg/t

来源	CTEG 路线			NGTEG 路线		
	煤炭开采和洗选	煤炭运输	乙二醇生产	天然气开采与处理	天然气运输	乙二醇生产
能量	3.53×10 <sup>2</sup>	1.41×10 <sup>2</sup>	4.89×10 <sup>3</sup>	8.31×10 <sup>2</sup>	1.26×10 <sup>1</sup>	2.49×10 <sup>3</sup>
工艺过程	3.51×10 <sup>2</sup>	1.15×10 <sup>2</sup>	2.83×10 <sup>3</sup>	2.72×10 <sup>2</sup>	5.67×10 <sup>1</sup>	1.87×10 <sup>3</sup>
材料	—	—	3.64×10 <sup>2</sup>	—	—	2.03×10 <sup>2</sup>

Yang 等<sup>[5]</sup>模拟 CTEG 和 NGTEG 工艺流程, 碳排放结果为 5 780、2 960 kg/t。由于选择的研究范围明显不同, Yang 等并未考虑上游隐含碳的问题, 因此导致其数值低于本研究结果。面对 CTEG 高碳排放问题, 对高浓度 CO<sub>2</sub> 进行碳捕集、利用和封存这种经济高效的方法; 采用可再生能源提供能量, 间接/直接减少碳排放; 征收碳税, 并对节能减排表现优异的企业进行一定政府补贴。

### 1.4.3 经济对比

从表 10 可以看出, CTEG 利润 2 648 元/t, NGTEG 利润仅是 CTEG 的 43% (1 149 元/t), 总生产成本的巨大差异是导致 CTEG 利润高于 NGTEG 的主要原因。2 条路线生产成本组成对比如表 11 所示, CTEG 和 NGTEG 总生产成本分别为 4 303、5 779 元/t。2 条路线的原辅料价格和公用工程在总生产成本中占主导地位。但 CTEG 和 NGTEG 公用工程费用相差不大, 主要差异体现在原辅料价格方面。由于单位热值天然气价格是单位热值煤炭价格的 3.2 倍, 因此煤炭价格优势使 CTEG 在总生产成本以及利润方面优于 NGTEG。本研究 NGTEG 工艺总生产成本是郭勤等<sup>[8]</sup>计算结果的 1.3 倍, 由于他们采用 2018 年数据, 在公用工程、原料价格以及其他方面可能存在偏差, 但整体差距不是很大。本文中 CTEG 总生产成本是姚钰<sup>[25]</sup>计算结果的 0.95 倍, 姚钰<sup>[25]</sup>计算过程中将副产物回收费用计算在内, 本研究中副产物全部作为商品卖出, 因此成本计

算结果略有不同。

表 10 CTEG 和 NGTEG 技术经济指标数据 元/t

	CTEG	NGTEG
总收入	7.50×10 <sup>3</sup>	7.50×10 <sup>3</sup>
总生产成本	4.30×10 <sup>3</sup>	5.78×10 <sup>3</sup>
税收	5.47×10 <sup>2</sup>	5.71×10 <sup>2</sup>
利润	2.65×10 <sup>3</sup>	1.15×10 <sup>3</sup>

表 11 CTEG 和 NGTEG 生产成本组成数据 元/t

	CTEG	NGTEG
原辅料	1.24×10 <sup>3</sup>	2.20×10 <sup>3</sup>
公用工程	1.47×10 <sup>3</sup>	1.77×10 <sup>3</sup>
操作维护	5.48×10 <sup>2</sup>	7.10×10 <sup>2</sup>
折旧	6.15×10 <sup>2</sup>	6.26×10 <sup>2</sup>
管理费	8.60×10 <sup>1</sup>	1.15×10 <sup>2</sup>
财务费	2.59×10 <sup>2</sup>	2.38×10 <sup>2</sup>
销售费	8.60×10 <sup>1</sup>	1.15×10 <sup>2</sup>

CTEG 和 NGTEG 的投资回报率分别是 18.4% 和 15.0%。综合利润和投资回报率, CTEG 呈现出色的单位产品盈利能力和整个项目的可观投资效率。Yang 等<sup>[26]</sup>研究表明, 适当提高 CTEG 工厂规模, 可明显降低单位质量产品的固定资产投资和总投资, 进而提高投资回报率, 增强 CTEG 竞争优势。因此从经济效益来看, 投资者们更倾向 CTEG 产业投资。

## 2 不确定性分析

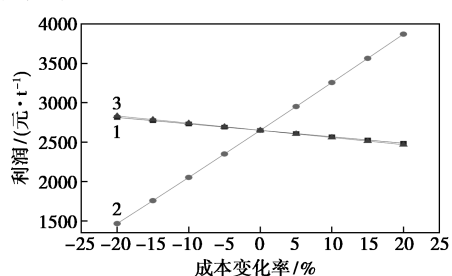
不确定性分析(uncertainty analysis, UA)是研究参数输入的不确定性对模型输出结果的影响<sup>[27]</sup>。由于价值分配不是生命周期分配方法的唯一原则, 因此探究价值分配、质量分配和无分配对能耗、碳排放、利润和投资回报率的影响。如表 12 所示, 分配方法的不同对除了投资回报率以外的所有指标均有影响。与价值分配相比, 能耗、碳排放和利润在质量分配下均有所下降, 无分配情况下每个指标均有所上升。值得注意的是分配方法的不同对 CTEG 影响较大, 基于价值分配, 质量分配中能耗和利润方面均下降 6.5%, 碳排放下降 6.4%。主要是因为副产物产量大, 且部分副产物市场价值和乙二醇价值相当。尽管分配方法的不同对输出结果造成不同程度的影响, 但 2 条路线所有指标的优劣势仍未发生改变。

表 12 CTEG、NGTEG 分配方法的不确定性分析

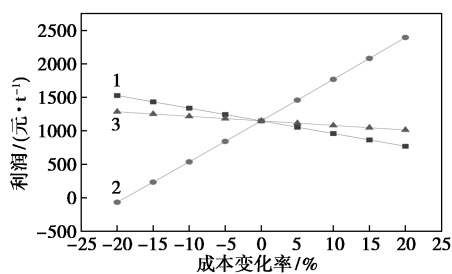
指标种类	生产路线	市场价值分配	质量分配	无分配
能耗/(MJ·t <sup>-1</sup> )	CTEG	1.18×10 <sup>5</sup>	1.11×10 <sup>5</sup>	1.37×10 <sup>5</sup>
	NGTEG	7.67×10 <sup>4</sup>	7.41×10 <sup>4</sup>	8.27×10 <sup>4</sup>
碳排放/(kg CO <sub>2</sub> ·t <sup>-1</sup> )	CTEG	9.04×10 <sup>3</sup>	8.46×10 <sup>3</sup>	1.05×10 <sup>4</sup>
	NGTEG	5.75×10 <sup>3</sup>	5.55×10 <sup>3</sup>	6.19×10 <sup>3</sup>
利润/(元·t <sup>-1</sup> )	CTEG	2.65×10 <sup>3</sup>	2.48×10 <sup>3</sup>	3.06×10 <sup>3</sup>
	NGTEG	1.15×10 <sup>3</sup>	1.11×10 <sup>3</sup>	1.24×10 <sup>3</sup>
投资回报率/%	CTEG	1.84×10 <sup>1</sup>	1.84×10 <sup>1</sup>	1.84×10 <sup>1</sup>
	NGTEG	1.50×10 <sup>1</sup>	1.50×10 <sup>1</sup>	1.50×10 <sup>1</sup>

### 3 敏感性分析

由于市场波动性大,CTEG 和 NGTEG 利润会随生产成本变化而波动,敏感性分析是一种定量描述模型输入变量对输出变量重要性程度的方法<sup>[10]</sup>。通过敏感性分析探究原料价格、燃料价格以及乙二醇产品价格波动对工厂经济效益的影响。本研究以现有价格为基础,在此上下浮动 25% 作为研究范围,结果如图 1 所示。2 条路线的利润均受产品价格影响较大,CTEG 在产品价格波动范围内一直处于盈利状态[图 1(a)],而 NGTEG 在产品价格下降 20% 左右时处于亏损状态[图 1(b)]。原料和燃料价格变换 ±20% 时,CTEG 利润分别变化 ±6.1% 和 ±6.8% [图 1(a)],NGTEG 变化 ±32.9% 和 ±11.8% [图 1(b)],由此可见 NGTEG 更易受到原料和燃料



(a) CTEG



(b) NGTEG

1—原料价格;2—产品价格;3—燃料价格

图 1 CTEG、NGTEG 敏感性分析

价格波动的影响。综合 3 种指标对利润的影响表明,当面对市场波动时,CTEG 经济竞争力强于 NGTEG。

### 4 结论

从生命周期的角度比较 CTEG 和 NGTEG 产业链技术、碳排放与经济性能,得到以下结论。

①CTEG 能耗高于 NGTEG,是 NGTEG 能耗的 1.5 倍。CTEG 原料转化率低、工艺流程长且热量消耗大是 CTEG 高能耗的主要原因。②温室气体排放方面,CTEG 碳排放是 NGTEG 的 1.6 倍。主要原因是 CTEG 原料中碳元素除进入乙二醇中,大部分以 CO<sub>2</sub> 形式排出,此外,工艺过程中煤炭作为主要燃料也是碳排放较大的主要原因。③经济性方面,CTEG 利润和投资回报率都比 NGTEG 高,主要体现在总生产成本中的原料价格方面,单位热值天然气价格是煤炭价格的 3.2 倍。此外,当市场发生波动时,CTEG 表现出优异的抗市场波动能力。

综上所述,相比 NGTEG,CTEG 在经济性上具有很强竞争优势,但必须解决高能耗和高碳排放问题,才能在我国“双碳”发展战略下可持续发展。在当前的市场条件下,NGTEG 虽然经济性方面表现较弱,但是碳排放和能效表现优秀,在一些非市场情况下是首选。随着全球双碳战略的发展,NGTEG 在未来的发展中可能成为从高碳到碳中和发展过程中的一个重要过渡产业。

### 参考文献

- [1] 国家发改委.产业结构调整指导目录(2011 年本)[J].江苏建材,2011,(2):1-3.
- [2] 中国煤炭工业协会.煤炭工业“十四五”现代煤化工发展指导意见[R].北京:中国煤炭工业协会,2021.
- [3] 国务院.中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要[R].北京:国务院,2021.
- [4] 程婉静,李俊杰,刘欢,等.两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析[J].煤炭经济研究,2020,40(3):4-11.
- [5] Yang Q, Yang Q, Xu S, et al. Technoeconomic and environmental analysis of ethylene glycol production from coal and natural gas compared with oil-based production[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 273: 123120.
- [6] 张媛媛,王永刚,田亚峻.典型现代煤化工过程的二氧化碳碳排放比较[J].化工进展,2016,35(12):4060-4064.
- [7] 张媛媛,王永刚,田亚峻.碳税对我国现代煤化工产品经济性的影响分析[J].现代化工,2016,36(12):1-4.
- [8] 郭勤,苗瑾超,张宏举,等.天然气制乙二醇工艺技术比较及经济性分析[J].江西化工,2019,(1):16-21.
- [9] Liu H, Huang Y, Yuan H, et al. Life cycle assessment of biofuels in China: Status and challenges [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 97: 301-322.

(下转第 219 页)

厂,由于原烟气含水分高,石灰石-石膏湿法烟气脱硫的废水排放量将高于同等参数的燃煤机组排放量,核算时应以脱硫系统的水平衡为控制条件来确定。

(2)蒸发塘作为高盐废水末端干化技术,具有投资和运行成本低、运行维护便利、抗冲击负荷强等优点,适宜用在西北、华北等具有良好光照、蒸发等自然条件且土地资源丰富的地区。

(3)膜处理可作为蒸发塘处理的前置减量浓缩手段。对于排放量大、含盐量低于 10 000 mg/L 的废水,可采用前段苦咸水膜+后段海水反渗透膜处理,适当提高回收率,尽量降低进入蒸发塘的浓水量。

(4)采用机械雾化蒸发装置可有效提高蒸发速度,从而减小蒸发塘的建设面积,解决因土地资源制约对蒸发塘技术应用的限制。

### 参考文献

- [1] 尤良洲,韩倩倩,晋银佳,等.火电企业水资源综合利用及污染防治技术路线探讨[J].中国电力,2018,51(10):134-137.
- [2] 吴冲,陶爱平.火电厂石灰石-石膏湿法烟气脱硫废水排放量的计算[J].华电技术,2010,32(9):5-9.
- [3] 吴怡卫.石灰石-石膏湿法烟气脱硫废水处理的研究[J].中国电力,2006,39(4):75-77.
- [4] 晋银佳,李壮,唐国瑞,等.废水“零排放”下燃煤电厂脱硫废水水量的确定[J].华电技术,2019,41(2):73-75.
- [5] 谷小兵,宁翔,倪黎,等.燃煤电厂脱硫废水的排放优化[J].环境科技,2021,34(1):41-45.
- [6] 贾西部.石灰石-石膏湿法脱硫废水排放量深度解析[J].中国电力,2020,53(8):139-143.
- [7] 陈海杰,李飞,孙莹,等.燃煤机组全厂废水零排放技术方案分析[J].华电技术,2020,42(9):88-92.
- [8] 刘春红,秦刚华,邹正伟,等.燃煤发电厂的深度节水与废水零排放[J].水处理技术,2020,46(10):128-132.
- [9] 张山山,王仁雷,晋银佳,等.燃煤电厂脱硫废水零排放处理技术研究应用及进展[J].华电技术,2019,41(12):25-30.
- [10] 谢志文,冯永新,赵宁,等.电厂脱硫废水零排放技术对比分析[J].科技创新与应用,2021,(9):177-179.
- [11] 王晋权,赵周明,张志华.低温余热闪蒸脱硫废水处理系统设计及应用[J].中国电力,2020,53(8):151-157.
- [12] 张诗洋,单历元,廖松义,等.陶瓷膜在废水处理领域中的研究进展[J].工业水处理,2021,41(4):31-36.
- [13] 李新望,谷晓娟,左大海,等.陶瓷超滤膜在电厂化学水处理系统改造中的应用[J].工业水处理,2019,39(8):107-110.
- [14] 史小丽.反渗透膜在火电行业脱硫废水处理中的应用分析[J].山东化工,2020,37(8):222-224.
- [15] 王冬梅,程家庆,孔繁军.脱硫废水零排放技术与工艺路线[J].工业水处理,2017,39(8):109-112.
- [16] 刘展,郭瑞亚,李娜,等.高含盐废水资源化利用技术的研究进展[J].应用化工,2020,49(10):2657-2661.
- [17] 姜兴涛,姜成旭.利用蒸发塘处置煤化工浓盐水技术[J].化工进展,2012,31(S1):276-278.
- [18] 郭云彤,邵景力,崔亚莉,等.半干旱区煤化工高含盐废水自然蒸发规律研究[J].干旱区地理,2021,44(4):971-982.
- [19] 黄志亮,甄胜利,王正中,等.蒸发塘处理煤化工浓盐水设计探讨[J].工业用水与废水,2015,46(2):22-25.
- [20] 崔广宁.蒸发塘处理煤化工浓盐水设计探讨[J].工业用水与废水,2014,45(3):33-35.
- [21] 李建法,赵利鑫,盖媛媛,等.喷雾蒸发技术在化工浓盐水处理中的应用[J].当代化工,2017,46(16):1161-1164.
- [22] 王涛,邢浩若,刘道宽,等.机械雾化蒸发脱硫废水的理论研究与实践[J].华电技术,2020,42(9):82-87.■
- [10] 杨建成,徐成,王如松.产品生命周期评价方法及应用[M].北京:气象出版社,2002.
- [11] Lee D, Elgowainy A, Dai Q. Life cycle greenhouse gas emissions of hydrogen fuel production from chlor-alkali processes in the United States[J]. Applied Energy, 2018, 217:467-479.
- [12] Climate Change: The physical science basis[R]. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013.
- [13] Xiang D, Yang S, Li X, et al. Life cycle assessment of energy consumption and GHG emissions of olefins production from alternative resources in China[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 90:12-20.
- [14] Ou X, Xiaoyu Y, Zhang X. Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China[J]. Applied Energy, 2011, 88(1):289-297.
- [15] Fang R. Life cycle cost assessment of wind power-hydrogen coupled integrated energy system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(56):29399-29408.
- [16] 中国煤炭协会.煤炭工业发展年度报告[R].北京:2020.
- [17] 国家统计局.中国能源统计年鉴[M].北京:中国统计出版社,2020.
- [18] Yu S, Wei Y, Guo H, et al. Carbon emission coefficient measurement of the coal-to-power energy chain in China[J]. Applied Energy, 2014, 114:290-300.
- [19] 国家发改委.省级温室气体排放指南[R].北京:2012.
- [20] 王庆一.2020 能源数据[R].北京:2021.
- [21] 中国交通运输协会.中国交通年鉴[M].北京:中国交通出版社,2020.
- [22] Grubert E A, Brandt A R. Three considerations for modeling natural gas system methane emissions in life cycle assessment[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 222:760-767.
- [23] 张庆.煤制乙二醇技术进展及产业分析[D].西安:西北大学,2012.
- [24] 杨庆,许思敏,张大伟,等.石油与煤路线制乙二醇过程的技术经济分析[J].化工学报,2020,71(5):2164-2172.
- [25] 姚珏.煤制乙二醇生产技术现状及技术经济分析[J].山东化工,2020,49(16):112-113.
- [26] Yang Q, Zhu S, Yang Q, et al. Comparative techno-economic analysis of oil-based and coal-based ethylene glycol processes[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 198:111814.
- [27] Simeone M, Ian B H, Christian J R, et al. A methodology for performing global uncertainty and sensitivity analysis in systems biology[J]. Journal of Theoretical Biology, 2008, 254(1):178-196.■

(上接第 214 页)