

基于生物质气化的绿色甲醇制备系统性能分析

李博¹, 孙昊¹, 陈衡^{1*}, 王奕楠¹, 孙颖², 刘文毅¹
(1. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206;
2. 国网智能电网研究院有限公司, 北京 102211)

摘要:为提升生物质制备甲醇的效率并减少碳排放,提出了一种基于生物质秸秆气化的绿色甲醇制备系统。该系统以生物质为碳源,利用碱性电解水制取绿氢,并形成调节合成气制备绿色甲醇。通过 Aspen Plus 模拟系统流程,结果表明,虽然电解水增加了厂用耗电量,但新提出的系统在碳转化率和综合能源效率方面均得到显著提升,分别为 65.41% 和 69.47%。系统的烟效率为 67.26%,显示该系统对有效能的利用率较高。系统动态回收周期为 8.62 a,净现值为 210.11 万美元,单位产品能耗量为 4.07 MWh,且单位能耗二氧化碳排放量低至 0.04 t/GJ,表明该系统在经济效益以及环境保护方面具有一定优势。

关键词:生物质气化;绿色甲醇;热力学性质;数值模拟;效益评估

中图分类号:TK6

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2025)01-0232-07

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2025.01.040

Performance analysis on biomass gasification-based green methanol production system

LI Bo¹, SUN Hao¹, CHEN Heng^{1*}, WANG Yi-nan¹, SUN Ying², LIU Wen-yi¹

(1. College of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Intelligent Grid Research Institute Co., Ltd., State Grid, Beijing 102211, China)

Abstract: A green methanol synthesis system based on straw gasification is proposed to enhance the efficiency of biomass-derived methanol production and reduce carbon emission. This system utilizes biomass as a carbon source, employs alkaline water electrolysis to generate green hydrogen, and forms regulated syngas to produce green methanol. Through Aspen Plus simulation on the system process, the results indicate that despite the increased electricity consumption due to water electrolysis, the proposed system demonstrates significant improvements in carbon conversion rate and overall energy efficiency, reaching 65.41% and 69.47%, respectively. The exergy efficiency of the system is 67.26%, indicating a high utilization of effective energy. The dynamic payback period of the system is 8.62 years, the net present value is US \$ 2.1011 million, the unit product energy consumption is 4.07 MW·h, and the unit carbon dioxide emission is as low as 0.04 t·GJ⁻¹. These findings highlight the system's notable advantages in terms of both economic benefits and environmental protection.

Key words: biomass gasification; green methanol; thermodynamic properties; numerical simulation; benefit assessment

甲醇不仅是一种重要的化工原料,更是除氢气外的绿色能源燃料替代品。目前,国内外关于氢气制备技术的研究已相对成熟,但大规模、高效、安全的氢气储运技术仍是亟待解决的难题。与此不同,甲醇同样具备绿色高效的特性,常温常压下呈液相的状态,便于储存和运输,相对便捷和安全^[1]。国内甲醇合成主要依赖于煤气化过程产生合成气,进而合成甲醇,这一技术路线占据了全国甲醇生产总量的 58%^[2]。然而,传统的煤制甲醇方法存在碳排放强度高的问题,对环境造成了巨大压力,与我国的

绿色发展理念相悖,也制约了甲醇产业的可持续发展^[3]。

对此,国内外学者针对如何降低甲醇合成过程中的 CO₂ 排放量以及如何提升甲醇合成的能量效率利用的问题展开了相关研究。Li 等^[4]提出生物质与烟煤共气化合成甲醇的系统,使 CO₂ 的排放量相比传统煤制甲醇减少了 1/3,但二氧化碳排放的量仍对环境造成较大影响。Zhao 等^[5]对比了风能、太阳能、风能-太阳能混合发电 3 种方式电解水产生可再生氢,并引入煤制甲醇过程,有效降低了系统

收稿日期:2024-03-07;修回日期:2024-11-04

基金项目:国家自然科学基金项目(518221004)

作者简介:李博(2000-),男,硕士生;陈衡(1989-),男,博士,副教授,研究方向为动力工程及工程热物理、储能调峰优化,通讯联系人,heng@ncepu.edu.cn。

能耗和 CO_2 排放强度,但可再生能源的波动性与随机性导致甲醇供给的稳定性还存在问题。李贵贤等^[6]为减少甲醇合成过程中 CO_2 排放量,侧重高温固体氧化物电解水(SOEC)的高电解效率方向突破,提出耦合高温固体氧化物电解水的捕集二氧化碳合成甲醇的方案设计。相较于传统煤制甲醇提高了能量利用效率,但由于 SOEC 的能耗要求过高,效率仍低于绿氢耦合煤制甲醇技术。此外,国内外甲醇合成工艺选择的原料气主要是由 CO 、 CO_2 和 H_2 组成的合成气, CO_2 直接加 H_2 合成甲醇的技术尚不成熟^[7-8]。因此,探索新型的、低碳排放的甲醇生产技术显得尤为重要。

基于此,本文中选取某生物质处理厂的压块秸秆为原料,设计了基于生物质气化的绿色甲醇合成系统。在气流床气化技术的基础上,引入催化部分氧化工艺、碱性电解水与逆水煤气变换技术,使生物质能得到更充分的利用,提高生物质制备绿色甲醇的能量效率和焓效率。对系统的热力学性能、经济与环境效益展开分析,旨在为生物质制备绿色甲醇提供了一种新的技术路线,为未来系统优化运行提供了指导。

1 系统流程概述

本文中提出一种生物质气化制备绿色甲醇工艺技术路线。如图 1 所示,该系统主要包括生物质气化、碱性电解水、变压吸附、逆水煤气反应和甲醇合成 5 个子系统。利用电解水子系统产生的氧气作为气化剂,生物质在气化炉内发生气化反应产生含焦油的粗合成气并排出灰渣。选择天然气催化部分氧化工艺(CPOX)作为焦油重整方法,将甲烷以及各苯类、酮类、酚类、呋喃等物质转化为合成气(CO_2 、 CO 、 H_2)。合成气经过净化过程后进入变压吸附子系统(pressure swing adsorption, PSA),分离出的 H_2 与 CO 可直接用于甲醇合成。 CO_2 则与甲醇合成子系统回注的未完全反应气体,以及电解水生成的 H_2 共同通入逆水煤气反应子系统,优化合成甲醇的原料气组分比例。逆水煤气反应器出口气体与 PSA 变压吸附装置出口的 H_2 和 CO 整流后,经过压缩机达到甲醇合成塔的操作压力,所生成的甲醇与加压后的冷凝水充分换热,将温度降至 100°C 以下,然后进入精馏塔提纯。换热后的加压冷凝水分流后,少部分送至电解水子系统作为电解水反应的水源,其

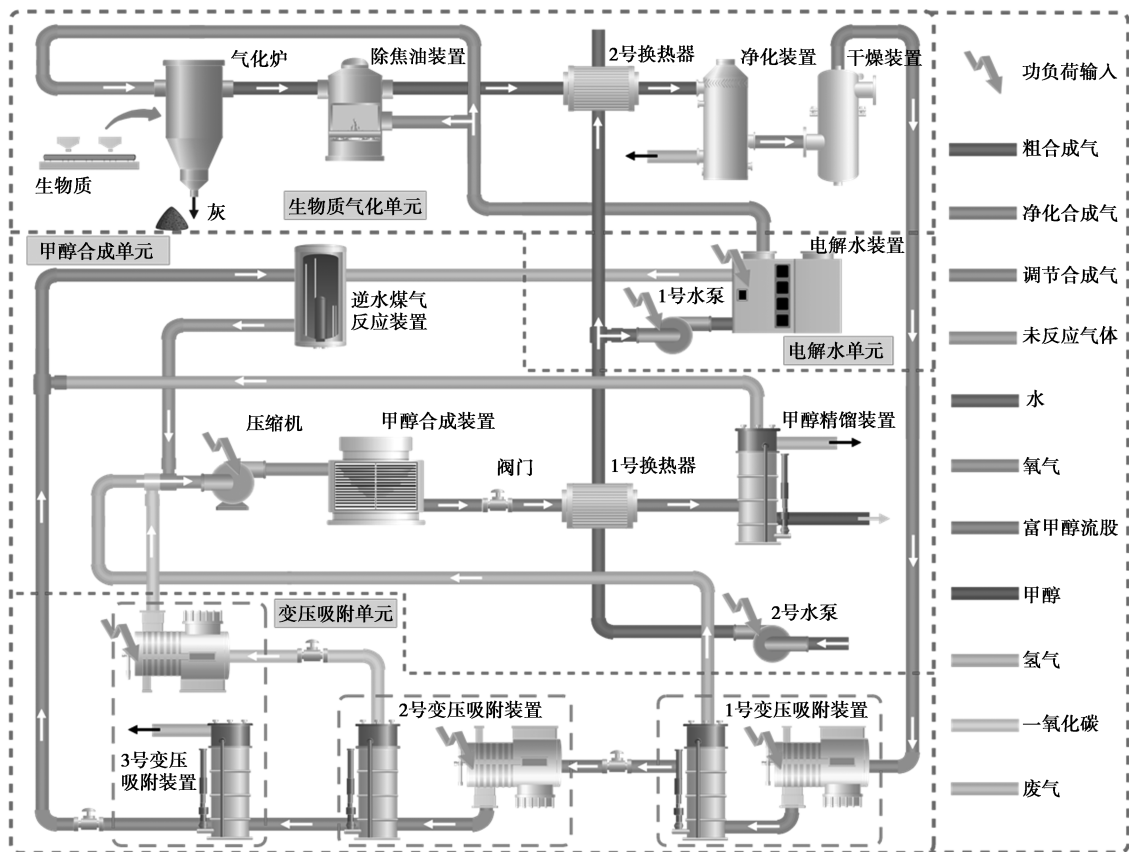


图 1 基于生物质气化的绿色甲醇制备系统示意图

余部分用于冷却气化炉出口的粗合成气,充分换热并为用户提供生活热水。

2 工艺流程模拟

利用 Aspen Plus 仿真软件,实现本文中研究的

模型搭建与流程模拟,拟提出系统的模拟模型如图 2 所示。除碱性电解水子系统的流程模拟选用 Redlich-Kwong 状态方程的电解质 NRTL 模型以外,其余子系统的流程模拟计算均采用 Peng-Robinson 状态方程。

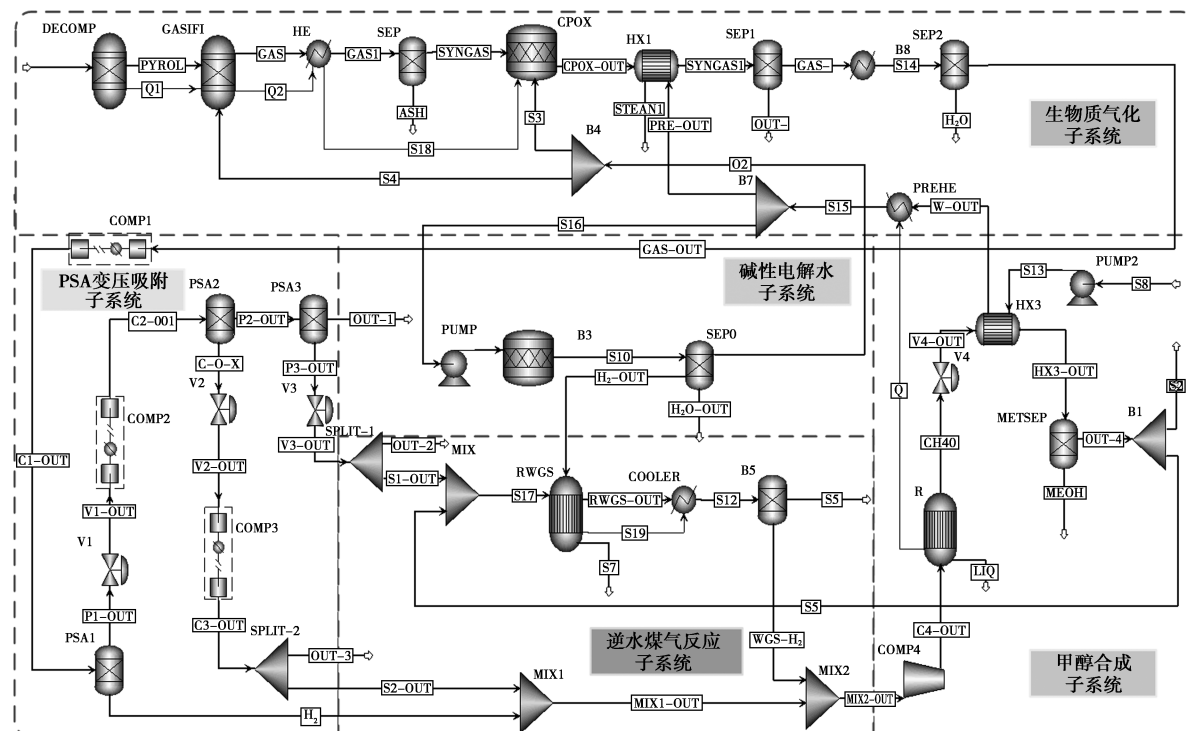


图 2 基于生物质气化的绿色甲醇制备系统仿真模型

2.1 生物质气化子系统

将如表 1 所示的秸秆原料的物性参数设定为非常规组分 NC。通过搭建气流床生物质气化炉模型,结合 RYield 元件和 Design-Spec 函数,将非常规组分分解为各元素对应的常规组分单质,实现热解过程的模拟,气化过程则由吉布斯反应器 RGibbs 实现^[9]。气化炉后设置操作温度为 850℃ 的焦油处理

装置 (RStoic 元件),催化部分焦油和甲烷,将其重整为合成气^[10]。气化与焦油处理过程的气化剂均由电解水子系统提供,当量比 (ER) 如公式 (1),设定值为 0.26。

$$ER = v_{\text{Act}} / v_{\text{Air}} \quad (1)$$

式中, v_{Act} 为实际消耗的空气量; v_{Air} 为秸秆完全燃烧所需的空气量。

表 1 生物质成分分析表

工业分析(质量分数)/%				元素分析(质量分数)/%						低位热值/
水分	固定碳	挥发分	灰分	C	H	O	N	S	Cl	(MJ·kg ⁻¹)
12.00	16.73	71.91	11.36	43.73	5.16	38.23	0.68	0.05	0.80	15.98

2.2 电解水与变压吸附子系统

甲醇合成过程要求净化合成气组分比例的化学计量数 S 值大于 2,其定义如公式 (2),而煤或生物质中的碳元素含量较高,气化所得合成气中的二氧化碳比例远超氢气含量。因此,引入电解水、变压吸附与逆水煤气变换技术,调节合成气组分比例,以提高 S 值。

$$S = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2) \quad (2)$$

式中, H_2 、 CO 、 CO_2 分别为合成气中氢气、一氧化碳和二氧化碳的摩尔流量, kmol/h。

水源以恒定流速通过水泵被送入碱性电解池,生成 H_2 和 O_2 的速率分别为 11.99、95.15 kg/h。利用 Sep 元件模拟气体分离和干燥过程,生成的 H_2 通入逆水煤气反应装置, O_2 则作为气化剂送入气化炉与除焦油装置。利用 MATLAB 数学模型在一定范围内随机生成初始解,通过随机扰动判断得到电流

值,由电流值与公式(3)计算出电解电压,最终计算出电解槽所消耗的功率^[11]。相关参数的值取于文献[12]。

$$U_{\text{cell}} = U_{\text{rev}} + [(r_1 + r_2 T_{\text{el}})/A_{\text{cell}}]I_{\text{el}} + (s_1 + s_2 T_{\text{el}} + s_3 T_{\text{el}}^2) \log \{ [(t_1 + t_2/T_{\text{el}} + t_3/T_{\text{el}}^3)/A_{\text{cell}}]I_{\text{el}} + 1 \} \quad (3)$$

将经过除焦油、净化与干燥处理后得到的洁净合成气通入变压吸附子系统,操作压力设置为 3 MPa。假定第一级与第二级的吸附效率分别为 95%、98%,气体损失为 13%,将氢气、一氧化碳分离,直接作为甲醇合成的原料气;第三级以 91% 的吸附效率将余下的二氧化碳和氮气分离,其中氮气排至环境中,二氧化碳则通入逆水煤气变换子系统(气体损失为 35%),优化合成气的组分配比^[13]。

2.3 逆水煤气变换与甲醇合成子系统

将部分未完全反应气体回注至逆水煤气变换子系统,结合第三级变压吸附所分离出的 CO₂ 和碱性电解水所产生的 H₂ 进行逆水煤气变换反应。逆水煤气反应器后设置干燥塔,干燥后的气体与变压吸附子系统第一级和第二级分离出的 H₂、CO 混合形成原料气,由压缩机将原料气压缩至 5.5 MPa 后通入甲醇合成塔。由于二氧化碳与氢气直接合成甲醇的技术还不成熟,且操作要求较高,对催化剂的要求也比较严格。因此,本文中模拟采用 Graafs 动力学,认为一氧化碳和二氧化碳都是甲醇合成的碳源,采用 5.5 MPa 操作压力下的低压法,模拟铜基高活性催化甲醇生产的工艺^[14]。合成塔出口产物与冷却水充分换热后进入精馏塔,并将精馏塔出口部分未完全反应气体回注至逆水煤气反应器前,各子系统关键参数设定如表 2^[12-13,15-17]。

表 2 系统基本设计参数

项目	数值	项目	数值
生物质气化炉		电解水装置	
生物质进料量/(kg·h ⁻¹)	200	进料量/(kg·h ⁻¹)	112.78
操作温度/°C	800	操作温度/°C	75.00
操作压力/MPa	0.10	操作压力/MPa	3.00
气化剂当量比/%	26.00	电流密度/(A·cm ⁻²)	0.51
逆水煤气装置		甲醇合成塔	
操作温度/°C	300	操作温度/°C	220
操作压力/MPa	3	操作压力/MPa	5.50
合成气流量/(kg·h ⁻¹)	91.53	回流比率/%	0.66
补充氢气量/(kg·h ⁻¹)	11.99	冷却水流量/(kg·h ⁻¹)	1260.00
除焦油装置			
操作温度/°C	850		
操作压力/MPa	0.10		

3 性能分析方法

3.1 系统基本假设

在评估新方案的系统性能过程中,为简化模型和比较研究,对本文中模拟运行条件做出如下基本假设:①假设分析过程中始终处于热力学平衡且为稳态条件;②假定环境温度和压力分别为 20°C 和 101.325 kPa;③空气组成成分的体积分数为 79% 的氮气和 21% 的氧气;④气流床气化炉中颗粒停留时间与气相停留时间相同;⑤不考虑周围环境的影响,忽略动能和势能的变化。

3.2 系统评价指标

引入了碳转化率 η_c 、气化效率 η_g 、甲醇合成收率 η_{MeOH} 等关键指标,全面地评价系统的整体表现^[18]。将综合能量效率 η 作为衡量此系统综合性能的重要标准,以确保系统高效稳定运行^[13],具体公式如下:

$$\eta_c = \sum m_{i,c}/m_{b,c} \quad (4)$$

$$\eta_g = (m_{\text{syn}} \times \text{LHV}_{\text{syn}})/(m_b \times \text{LHV}_b) \quad (5)$$

$$\eta_{\text{MeOH}} = m_{\text{MeOH}}/n_{\text{CO}} + n_{\text{CO}_2} \quad (6)$$

$$\eta = (m_{\text{MeOH}} \times \text{LHV}_{\text{MeOH}} + Q_{\text{H}_2\text{O}})/(m_b \times \text{LHV}_b + \sum W_{\text{comp}} + W_{\text{ele}}) \quad (7)$$

式中, $m_{i,c}$ 和 $m_{b,c}$ 分别是粗合成气中可燃气体与秸秆中碳元素的质量,kg/h; m_{syn} 、 m_b 、 m_{MeOH} 分别为粗合成气的质量流量、秸秆进料量与甲醇产量,kg/s; LHV_{syn} 、 LHV_b 、 LHV_{MeOH} 分别为粗合成气、秸秆和甲醇的低位热值,MJ/kg; n_{MeOH} 是甲醇产品的摩尔流量, n_{CO} 、 n_{CO_2} 为原料气中 CO 和 CO₂ 的摩尔流量,kmol/h; $Q_{\text{H}_2\text{O}}$ 为系统供应热水的热流量,MW; W_{comp} 为压缩机耗电功率,MW; W_{ele} 为电解水耗电功率,MW。

采用焓分析方法,深入地了解系统中焓破坏的来源,寻求提升效率和降低能源消耗的途径。各类合成气的有效能 EX_{gas} 计算方法如公式(8),系统焓效率 η_{ex} 的表示公式如公式(9)^[19]:

$$EX_{\text{gas}} = m_{\text{gas}} \times \sum [n_i \times (ex_{i,\text{ph}} + ex_{i,\text{ch}} + 0.001 \times RT_0 \times \ln n_i \sum n_i)] \quad (8)$$

$$\eta_{\text{ex}} = (EX_{\text{MeOH}} + EX_{\text{HW}})/(EX_{\text{in,tot}} + \sum W_{\text{comp}} + W_{\text{ele}}) \quad (9)$$

式中, m_{gas} 为合成气的质量流量,kg/s; n_i 为气体组分 i 的摩尔产率,kmol/kg; $ex_{i,\text{ph}}$ 和 $ex_{i,\text{ch}}$ 分别为气体组分 i 的物理焓和化学焓,MJ/kmol; R 为通用气体常数,8.314 kJ/(kmol·K); T_0 为环境温度,K; EX_{MeOH}

为甲醇产品焓, EX_{HW} 为产品热水焓, $EX_{in,tot}$ 为总的燃料输入焓, MW。

动态投资回收期 (DPP, a) 与项目盈利能力呈负相关; 净现值 (NPV, 万美元) 用于计算项目周期内的现金流量, 采用 DPP 和 NPV 为衡量指标评估新设计系统的经济性能, 考虑了现金流量的时间价值和风险, 可以帮助评估项目的投资价值和可行性, 计算公式如下:

$$\sum_{y=1}^{DPP} [(C_{in} - C_{out}) / (1 + i_{dis})^y] = 0 \quad (10)$$

$$NPV = \sum_{y=1}^k [(C_{in} - C_{out}) / (1 + i_{dis})^y] \quad (11)$$

式中, y 为项目持续时间的具体年份; C_{in} 和 C_{out} 表示相应年度的现金流入和流出, 万美元; i_{dis} 代表贴现率, 用于评估未来现金流量的现值; k 代表电厂的

运营周期, a。

4 结果分析与讨论

4.1 系统性能分析

生物质气化子系统各环节所得合成气参数如表 3。甲烷与焦油在除焦油反应器中内几乎被完全转化。除焦油后的合成气依次经过净化分离装置和干燥塔后得到由 N_2 、 H_2 、 CO 、 CO_2 组成的净化合成气, 质量流量为 215.89 kg/h, 低位发热量为 11.20 MJ/kg。表 4 展示了原料气与甲醇合成塔出口合成气的物性参数对比。计算结果表明, 经过变压吸附与逆水煤气变换反应调节合成气组分后, 合成气的热值提升至 21.61 MJ/kg, 且合成气的 S 值由 0.44 提高至 2.03, 使其满足合成甲醇的原料气要求。

表 3 生物质气化合成气输出结果

项目	质量分数/%										温度/ ℃	流量/ (kg·h ⁻¹)	LHV/ (MJ·kg ⁻¹)
	N ₂	H ₂	HCl	O ₂	CO	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	H ₂ O	Tar			
粗合成气	0.49	3.66	0.60	54.96	29.84	0.08	0.04	10.32	0.01	0.49	381.34	242.26	10.00
净化合成气	0.55	4.13	—	—	61.83	33.49	—	—	—	—	70.00	215.89	11.20

表 4 各阶段合成气参数对比

项目	温度/ ℃	压力/ MPa	质量分数/%				S 值	流量/ (kg·h ⁻¹)	LHV/ (MJ·kg ⁻¹)
			H ₂	CO	CO ₂	CH ₃ OH			
原料气	49.71	3.00	12.52	65.16	22.32	—	2.03	190.19	21.61
合成塔出口气	190.74	0.11	3.13	1.33	20.79	74.13	—	190.19	18.65

结合对表 5 中碳转化率、气化效率、甲醇合成量以及甲醇合成收率等指标, 结果表明, 通过催化重整技术有效提升了气化的气体产率和气化效率。碱性电解水子系统虽然大幅增加了厂用电功率, 但变压吸附子系统与逆水煤气变换子系统的集成, 反而有效提升生物质气化制备甲醇的碳转化率达到 65.41%, 甲醇合成收率达到 81.73%。此外, 该系统单位甲醇产品能耗量为 4.07 MWh/t, 同时保证了系统的综合能量效率具有 69.47% 的良好表现。

表 5 能量分析结果

项目	数值	项目	数值
生物质燃料能/MW	0.76	甲醇合成收率/%	81.73
气体产率/(m ³ ·kg ⁻¹)	3.34	热水产量/(kg·h ⁻¹)	1147.22
碳转化率/%	65.41	单位甲醇能耗量/ (MWh·t ⁻¹)	4.07
气化效率/%	75.78	综合能量效率/%	69.47
厂耗电功率/MW	0.57		
甲醇合成量/(kg·h ⁻¹)	140.98		

焓分析结果表明, 焓损失占比最大的部分为气化单元 (气化炉与焦油重整装置), 焓损耗为 0.17 MW, 占总焓损失的 32.15%, 这是由于热解、气化和重整反应中化学能的极大变化导致了不可逆性。其次是由于甲醇的有效能较低, 导致甲醇合成塔存在 0.14 MW 的焓损失, 焓损率为 26.69%。此外, 变压吸附单元因废气损失导致焓损失达到 0.13 MW, 焓损率的 24.66%, 其余部分的焓损耗均小于 0.1 MW。将生物质燃料焓 (0.82 MW) 设定为标准值 100%, 图 3 绘制的焓流图直观展示了此系统有效能流动与损失的情况。

4.2 经济性分析

系统经济性评价的基本参数根据相关文献 [20-24] 确定, 拟定项目建设周期 25 a (含 1 a 建设周期), 年运行小时数 7 680 h, 燃料价格为 50 美元/t, 用水价格为 0.21 美元/t, 电价为 10 美元/MWh, 热水费 0.31 美元/t, 甲醇售价 600 美元/t; 年运营维护

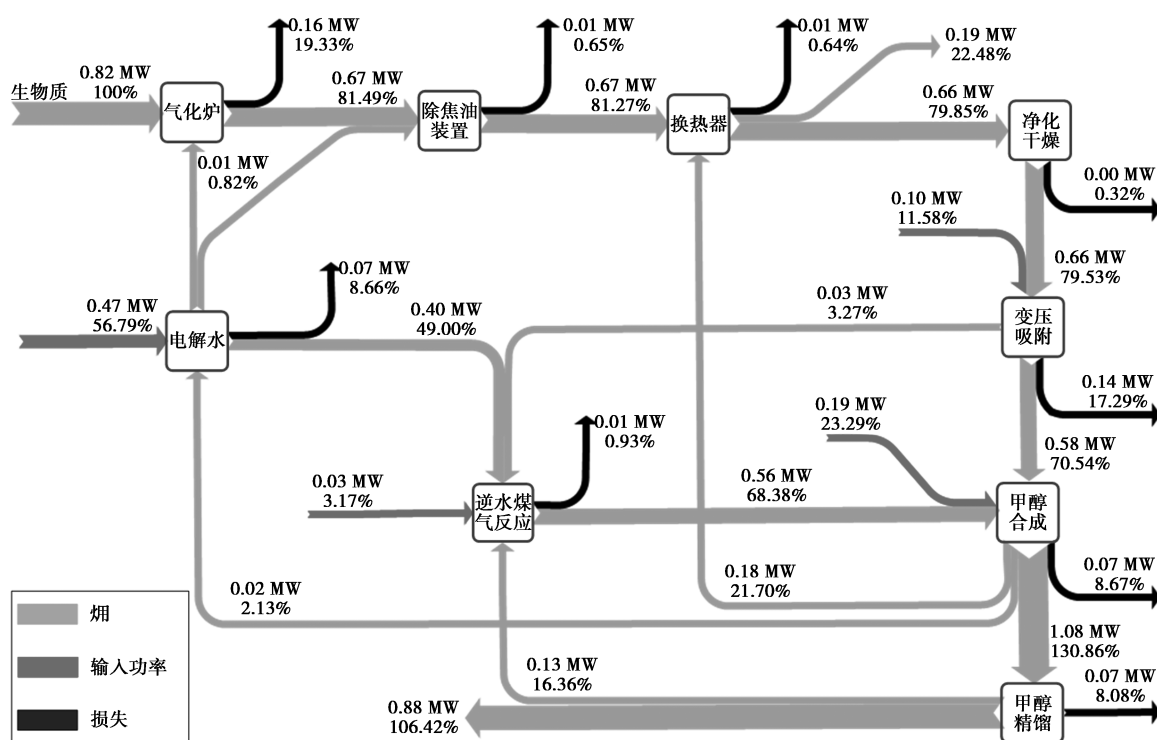


图 3 基于生物质气化的绿色甲醇制备系统焓分析图

费按照总投资成本的 4% 计算, 贴现率取 8%^[20-24]。根据相关文献中的规模因子法确定关键设备的成本^[25-27], 该系统投资成本总计 251.91 万美元, 各项设备的投资成本估算结果见表 6, 其中气化炉所需投资最高, 占比 32.23%, 甲醇合成塔占比 16.70%。

表 6 投资成本结果 万美元

项目	成本	项目	成本
气化炉	81.15	2 号水泵	0.27
除焦油装置	30.10	压缩机	0.72
2 号换热器	0.21	逆水煤气装置	6.32
净化装置	1.62	甲醇合成塔	42.04
干燥器	0.11	1 号换热器	0.22
1 号水泵	0.11	精馏塔	17.99
电解槽	31.24	变压吸附装置	39.81

新方案设计系统的经济性效益结果见表 7。商业期内, 项目年运营和维护成本为 21.84 万美元, 年产甲醇量 1082.75 t, 年供热量 8810.68 t, 年收入 67.32 万美元。考虑每年贴现现金流, 8.62 a 可收回项目投资成本(含 1 a 建设周期), 运营周期项目净现值为 210.11 万美元。此外, 目前我国甲醇生产主要依靠煤炭, 生产 1 t 甲醇会排放 3.5~4.0 t 二氧化碳, 而该方案可将生产单位甲醇的 CO₂ 排放量降低至 0.54 t, 且单位能耗下 CO₂ 排放量低于 0.4 t/GJ。

因此, 该系统方案设计具有良好的经济效益和环境效益。

表 7 经济性评价结果

项目	数值
年产甲醇量/t	1082.75
年供热量 t	8810.68
年售甲醇收入/万美元	64.60
年售热费收入/万美元	2.71
年运营和维护成本/万美元	21.84
单位能耗碳排放量/(t·GJ ⁻¹)	0.04
动态回收周期/a	8.62
净现值/万美元	210.11

5 结论

本研究设计了一种利用生物质秸秆制备绿色甲醇的系统, 通过对系统建模、验证与计算, 展开全面分析。综合考虑性能评价指标、热力学评价指标、经济性评价指标以及环境效益评价等方面, 得出结论如下。

(1) 焦油重整工艺与电解水技术的引入, 使得气化所产生的焦油与甲烷得到有效处理, 并将生物质气化的碳转化率提升至 65.41%, 最大程度地利用了生物质能。

(2) 新系统具有较高甲醇合成收率, 达到 81.73%, 且单位产品能耗量仅为 4.07 MWh/t。综合能量效率达到 69.47%, 系统焓效率达到 67.26%。分析结果表明, 该集成系统的设计具有良好的性能, 优于生物质气化或富氧燃烧后产生合成气, 进而直接制备甲醇的系统。

(3) 经济性分析与环境效益分析显示, 该系统方案的动态回收周期为 8.61 a, 净现值为 210.11 万美元, 表明系统具有合理的经济效益; 此外, 制造每吨甲醇的 CO₂ 排放量降低至 0.54 t, 单位能耗的 CO₂ 排放量低于 0.4 t/GJ, 表明该系统对环境具有显著的效益提升。

(4) 焓损失分析为该系统未来优化提供了方向, 且在下游产业链中, 甲醇燃料代替汽油的减排效益存在更大的潜力, 碳交易带来的收入有待进一步研究。

参考文献

- [1] 贺树民, 彭万旺, 王学云. 年产 100 万 t 甲醇合成流程模拟及影响因素考察[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(S1): 477-483.
- [2] 周怀荣, 马迎文, 王可, 等. 化学链空分联合化学链制氢的煤制甲醇过程参数优化与分析[J]. 化工进展, 2022, 41(10): 5332-5341.
- [3] 孙丽, 周铭, 虞斌. 煤制甲醇过程的碳排放核算及减排对策研究[J]. 化工环保, 2023, 43(4): 519-525.
- [4] Li S, Sun X, Liu L, *et al.* A full process optimization of methanol production integrated with co-generation based on the co-gasification of biomass and coal[J]. Energy, 2023, 267: 126566.
- [5] Zhao Y, Liu Q, Duan Y, *et al.* A multi-dimensional feasibility analysis of coal to methanol assisted by green hydrogen from a life cycle viewpoint[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 268: 115992.
- [6] 李贵贤, 曹阿波, 孟文亮, 等. 耦合固体氧化物电解槽的 CO₂ 制甲醇过程设计与评价研究[J]. 化工学报, 2023, 47(7): 2999-3009.
- [7] 郭嘉懿, 何育荣, 马晶晶, 等. 二氧化碳催化加氢制甲醇研究进展[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(4): 49-64.
- [8] Xue K, Wang J, Hu G, *et al.* Optimal planning for distributed energy systems with carbon capture: Towards clean, economic, independent prosumers[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 414: 137776.
- [9] Im-orb K, Arpornwichanop A. Comparative techno-economic assessment of bio-methanol and bio-dme production from oil palm residue[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 258: 115511.
- [10] Huang R, Truc Nguyen Hoang T, Hsueh Y, *et al.* Combined hydrogenation of CO₂ and co to methanol using aerosol-assisted metal-organic framework-derived hybrid catalysts[J]. Fuel, 2023, 349: 128647.
- [11] Wang Y, Chen H, Qiao S, *et al.* A novel methanol-electricity cogeneration system based on the integration of water electrolysis and plasma waste gasification[J]. Energy, 2023, 267: 126490.
- [12] Brito J, Pinto F, Ferreira A, *et al.* Steam reforming of biomass gasification gas for hydrogen production: From thermodynamic analysis to experimental validation[J]. Fuel Processing Technology, 2023, 250: 107859.
- [13] Li J, Wang H, Chen H, *et al.* Comparative thermodynamic and techno-economic analysis of various medical waste-to-hydrogen/methanol pathways based on plasma gasification[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 221: 119762.
- [14] Im-orb K, Arpornwichanop A. Comparative techno-economic assessment of bio-methanol and bio-dme production from oil palm residue[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 258: 115511.
- [15] Zhao Y, Yao J, Chen G, *et al.* Energy, efficiency, and environmental analysis of hydrogen generation via plasma co-gasification of biomass and plastics based on parameter simulation using aspen plus[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 295: 117623.
- [16] Im-orb K, Phan A N, Arpornwichanop A. Bio-methanol production from oil palm residues: A thermodynamic analysis[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 226: 113493.
- [17] Zhang Q, Chen H, Li B, *et al.* A novel system integrating water electrolysis and supercritical CO₂ cycle for biomass to methanol[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 225: 120234.
- [18] Li T, Wang J, Chen H, *et al.* Performance analysis of an integrated biomass-to-energy system based on gasification and pyrolysis[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 287: 117085.
- [19] Yu D, Hu J, Wang W, *et al.* Comprehensive techno-economic investigation of biomass gasification and nanomaterial based sofc/soec hydrogen production system[J]. Fuel, 2023, 333: 126442.
- [20] 丁亿极, 王恩宇, 陈冠益. 生物质气化/直燃供热系统经济性分析[J]. 河北工业大学学报, 2022, 51(4): 65-72.
- [21] Pratschner S, Radosits F, Ajanovic A, *et al.* Techno-economic assessment of a power-to-green methanol plant[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2023, 75: 102563.
- [22] Gu Y, Wang D, Chen Q, *et al.* Techno-economic analysis of green methanol plant with optimal design of renewable hydrogen production: A case study in china[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(8): 5085-5100.
- [23] 舒斌, 陈建宏, 熊健, 等. 碳中和目标下推动绿色甲醇发展的必要性分析[J]. 化工进展, 2023, 42(9): 4471-4478.
- [24] 云慧敏, 代建军, 李辉, 等. 生物质耦合燃煤发电经济环境效益评估[J]. 化工学报, 2021, 72(12): 6311-6327.
- [25] Cormos C. Green hydrogen production from decarbonized biomass gasification: An integrated techno-economic and environmental analysis[J]. Energy, 2023, 270: 126926.
- [26] Ostadi M, Bromberg L, Cohn D R, *et al.* Flexible methanol production process using biomass/municipal solid waste and hydrogen produced by electrolysis and natural gas pyrolysis[J]. Fuel, 2023, 334: 126697.
- [27] Menin L, Asimakopoulos K, Sukumara S, *et al.* Competitiveness of syngas biomethanation integrated with carbon capture and storage, power-to-gas and biomethane liquefaction services: Techno-economic modeling of process scenarios and evaluation of subsidization requirements[J]. Biomass and Bioenergy, 2022, 161: 106475. ■