

DOI: 10.11817/j.issn.1672-7207.2022.07.030



引用格式: 周天, 赵叶静, 刘志强, 等. 生物质制氢与煤制氢过程的技术经济分析与生命周期评价[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(7): 2733-2745.

Citation: ZHOU Tian, ZHAO Yejing, LIU Zhiqiang, et al. Techno-economic analysis and life cycle analysis of biomass-to-hydrogen and coal-to-hydrogen[J]. Journal of Central South University(Science and Technology), 2022, 53(7): 2733-2745.

生物质制氢与煤制氢过程的技术经济分析与生命周期评价

周天¹, 赵叶静¹, 刘志强¹, 李国选², 崔培哲², 杨声¹

- (1. 中南大学能源科学与工程学院, 湖南长沙, 410083;
2. 青岛科技大学化工学院, 山东青岛, 266042)

摘要: 为探究传统制氢工艺与新型制氢工艺的经济性与环保性, 采用技术经济分析和生命周期评价(LCA)的方法对煤制氢过程和生物质制氢过程产生的温室气体(GHG)排放和能源消耗(EC)进行分析, 其中, 技术经济分析包括总资本投资(TCI)和生产成本, 系统生命周期边界包括原料生产与运输、合成气体的产生、氢净化、氢的运输和应用。研究表明: 与煤制氢工艺相比, 生物质制氢工艺的原料消耗和总资本投资大, 但生产成本低, 排放的温室气体少; 生物质制氢工艺的能耗与煤制氢工艺的能耗相比低75.4%, 温室气体排放量比煤制氢过程的排放量低89.6%。

关键词: 生命周期; 制氢; 技术经济; 能源消耗; 环境

中图分类号: TK91

文献标志码: A

文章编号: 1672-7207(2022)07-2733-13

Techno-economic analysis and life cycle analysis of biomass-to-hydrogen and coal-to-hydrogen

ZHOU Tian¹, ZHAO Yejing¹, LIU Zhiqiang¹, LI Guoxuan², CUI Peizhe², YANG Sheng¹

(1. School of Energy Science and Engineering, Central South University, Changsha 410083, China;

2. College of Chemical Engineering, Qingdao University of Science and Technology, Qingdao 266042, China)

Abstract: In order to explore the economics and environmental protection of the traditional hydrogen production process and the new hydrogen production process, greenhouse gas(GHG) emissions and the energy consumption (EC) in the process of biomass-to-hydrogen(BTH) and coal-to-hydrogen(CTH) were analyzed by techno-economic analysis and life cycle analysis(LCA). Techno-economic analysis included total capital investment(TCI) and production cost. The production and transportation of raw materials, the generation of synthetic gas, hydrogen purification, the transportation and application of hydrogen were included in the system life cycle boundary. The results show that raw material consumption and total capital investment of the BTH process are larger, but the production cost and GHG emissions are lower compared with those of the CTH process. The EC value of BTH

收稿日期: 2021-10-15; 修回日期: 2022-01-10

基金项目(Foundation item): 国家自然科学基金资助项目(22008265, 52076217) (Projects(22008265, 52076217) supported by the National Natural Science Foundation of China)

通信作者: 杨声, 博士, 副教授, 从事能源系统工程和化工系统工程研究; E-mail: ceshyang@csu.edu.cn

process is 75.4% lower than that of CTH process. The GHG emission of BTH process is 89.6% lower than that of CTH process.

Key words: life cycle; hydrogen production; techno-economic; energy consumption; environment

氢作为一种重要的多功能清洁能源载体,在减少温室气体排放、维护能源安全、保护环境等方面受到了全世界的关注^[1],发展前景广阔。目前,许多研究和能源政策都集中在氢经济方面,而氢气生产是其中重要的一环。中国传统化石燃料制氢技术主要包括煤制氢和天然气重整制氢^[2]。随着化石燃料逐渐减少,社会对温室效应的关注度不断提升,可再生能源制氢能够减轻环境压力^[3],因此,发展潜力巨大,其中生物质以其绿色、低碳、清洁、可再生的特点受到了广泛关注。目前,煤制氢与生物质制氢是氢能工业发展的重要主题^[4-8]。与煤制氢相比,生物质制氢虽然降低了化石燃料的使用,但是生产成本低,氢气生产率低,因此,需要进行经济技术综合分析对这2种制氢方式进行比较。而生命周期评价(LCA)^[9-11]能对成本效益、能源消耗和环境影响进行系统分析,是一种评价系统环境影响的有力方法,目前已经应用于煤制氢和生物质制氢进程^[12]。COHCE等^[13]在灰熔聚流化床气化的基础上分析了煤制氢过程的生命周期,发现采用碳捕集与储存技术(CCS)的煤制氢能耗比不采用CCS的煤制氢能耗高2.32%,而温室气体排放低81.72%。VERMA等^[14]开发了一个LCA模型,用于估算有/无碳捕获和存储的地下煤炭气化(UCG)生产氢气过程中的温室气体排放,发现采用UCG-CCS技术制氢的生命周期温室气体排放比蒸汽甲烷重整(SMR)系统的低。程婉静等^[15]采用生命周期成本分析,以煤制氢为起点,结合不同储运方式和加氢站应用分析了煤气化和煤热解这2种技术下煤制氢产业链的生命周期经济性水平。KALINCI等^[16]通过生命周期评价比较了生物质制氢系统中下吸式气化炉(DG)和循环流化床气化

炉(CFBG)的化石能源消耗率和温室气体排放量等性能,发现DG温室气体减排成本为0.0172 \$/g,而CFB系统为0.24 \$/g。目前关于煤制氢和生物质制氢工艺能源消耗和环境影响方面的综合评价与定量分析较少,为此,本文作者针对生物质制氢过程和煤制氢过程进行流程模拟,从总投资成本和生产成本角度对其技术经济效益进行分析和比较,从能源消耗和温室气体排放方面对其生命周期进行分析。

1 流程模拟

由于中国秸秆产量十分丰富,且相较于其他能源价格低廉,因此,本文选用秸秆作为生物量进行工业分析和元素分析^[17],结果见表1^[10,18-19]。基于Aspen Plus模拟生物质制氢和煤制氢过程,得出不同原料制氢工艺流程图分别如图1和图2所示。生物质制氢过程单元主要包括生物质预处理单元(BPU)、空分单元(ASU)、气化单元(GU)、水煤气变换单元(WGSU)、低温甲醇洗单元(RU)、克劳斯单元(CU)、变压吸附单元(PSAU)、燃气和蒸汽涡轮发电单元(GSTU)。其主要工艺流程为:气化剂(氧气、蒸汽)与生物质原料通过生物质预处理单元处理后送到生物质气化装置中进行生物质气化反应,并生成原料合成气,此时,合成气中仍含有焦油、氨气、苯酚等杂质,利用水蒸气将杂质洗去后送入水煤气变换单元。水煤气变换气通常包含酸性气体以及大量的杂质,需要进一步纯化。经过纯化后的合成气被送入变压吸附装置中进行气体分离。与此同时,可以利用酸气脱除装

表1 秸秆与煤的工业分析与元素分析(质量分数)

Table 1 Proximate analysis and ultimate analysis of coal and biomass(mass fraction)

物质	工业分析				元素分析					
	水分 ^d	固定碳 ^d	挥发分 ^d	灰分 ^d	碳	氢	氧	氮	硫	灰分
秸秆 ^[10,18]	10.00	15.58	69.94	4.48	41.11	5.20	37.96	1.01	0.24	14.48
煤 ^[18-19]	11.49	43.01	34.79	10.71	55.47	3.81	17.02	0.93	0.57	22.20

注:“d”表示以干燥空气为基准^[7]。

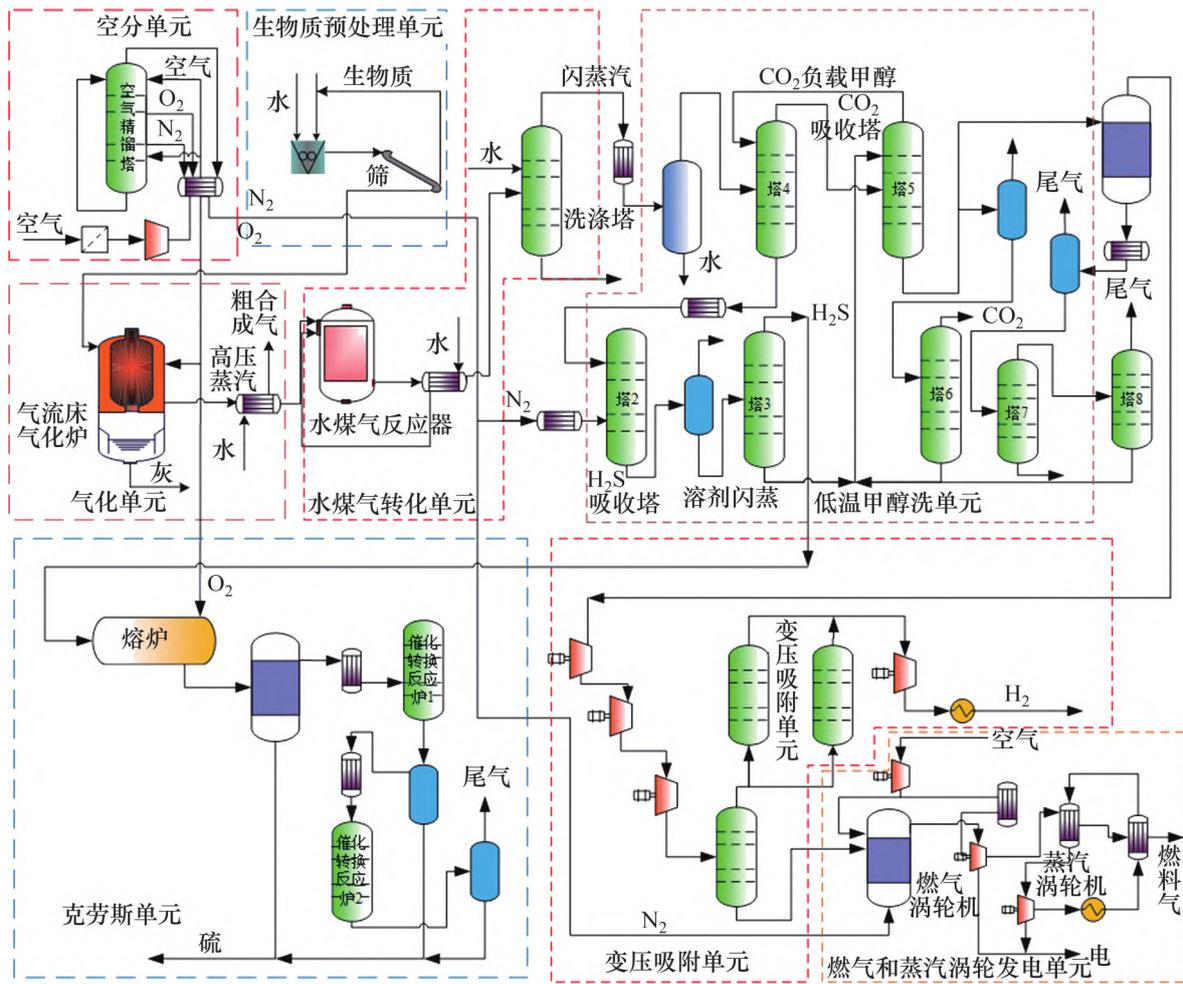


图 1 生物质制氢工艺流程图

Fig. 1 Process flow chart of biomass-to-hydrogen

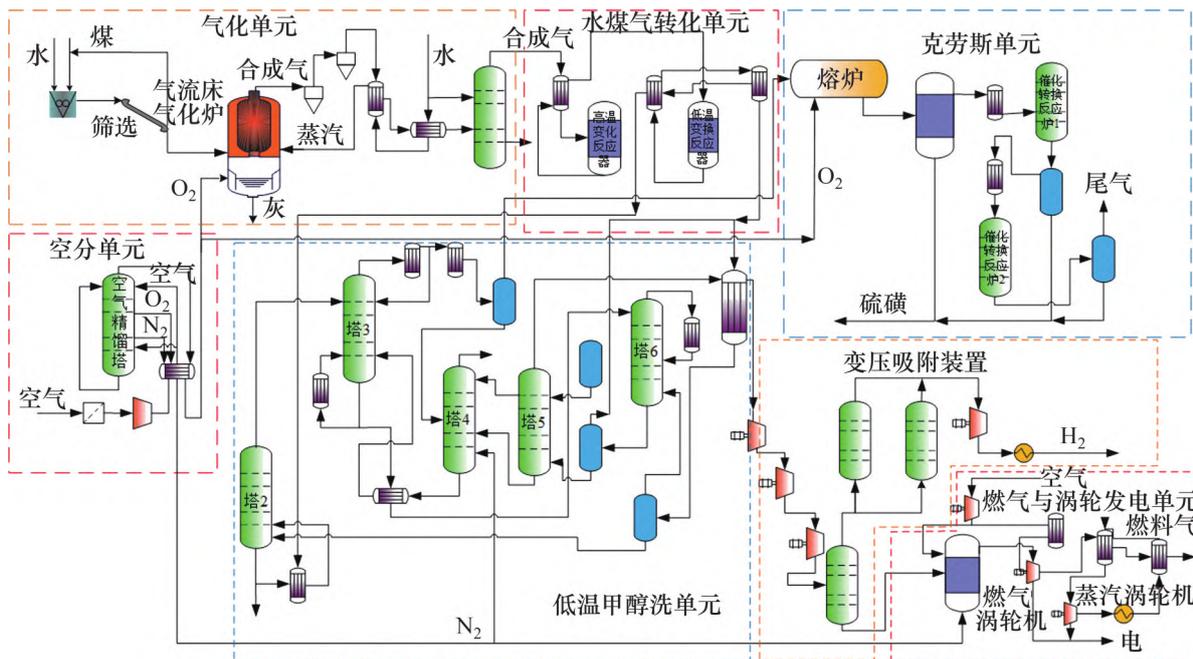


图 2 煤制氢工艺流程图

Fig. 2 Process flow chart of coal-to-hydrogen

置将分离出的 H_2S 气体回收以生产硫磺。

同样地, 煤制氢过程主要由 7 个单元即空分单元 (ASU)、气化单元 (GU)、水煤气变换单元 (WGSU)、低温甲醇洗单元 (RU)、克劳斯单元 (CU)、变压吸附单元 (PSAU)、燃气和蒸汽轮机单元 (GSTU) 组成。种制氢工艺各单元的关键模型及性能方法见表 2^[20-23], 工艺规范见表 3^[20-23], 各单元工艺规范见表 4^[20-23], 表格中单元名称与图 1 和图 2 相对应。

设定年制氢能力为 $1.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 生物质制氢工艺原料消耗量为 10 990 kg/h, 而煤制氢工艺原料消耗量为 6 430 kg/h, 这 2 种工艺各单元的模拟输出如表 5 所示。为保证模拟结果的可靠性, 将模拟得到的结果与文献[6, 17, 23-25]中的实际结果进行对比验证, 发现两者较吻合。

2 生命周期评价

目前, 生命周期评价(LCA)已被纳入 ISO14000 环境管理系列标准, 该方法已成为工艺流程设计和国际环境控制的主要评价手段。LCA 的实施以国际标准(ISO 14040, 2006)为指导, 可以对产品系统的投入、产出和潜在环境影响进行评价。LCA 包括目标和范围定义、库存分析、影响评估和解释 4 个方面。

本文主要针对制氢工艺的环境评估, 通过确

表 3 生物制氢和煤制氢的工艺规范^[20-23]

Table 3 Specifications of BTH and CTH process^[20-23]

工艺	参数	数值
生物制氢	汽化炉温度/°C	1 300
	氧气与生物质质量比	0.39
	蒸汽与生物质质量比	0.65
煤制氢	汽化炉温度/°C	1 450
	蒸汽与煤质量比	0.71
	氧气与煤质量比	1.03

表 4 各单元工艺规范^[20-23]

Table 4 Specifications of each unit^[20-23]

单元	参数	数值
水煤气变换	反应温度/°C	280
	压力/MPa	3.8
	压降/MPa	0.05
低温甲醇洗	吸收阶段塔板数/块	35
	级压降/MPa	0.015
变压吸附	H_2 的分离分数	1.00
	CH_4 的分离分数	0.02
	CO_2 的分离分数	0.02
	N_2 的分离分数	0.02
	CO 的分离分数	0

定制氢过程的系统边界和功能单元, 收集各阶段的能耗以及温室气体排放情况, 以计算煤制氢工艺和生物制氢工艺的能源消耗以及温室气体排放。

2.1 系统边界和功能单元

煤制氢和生物质制氢生产系统的生命周期边

表 2 各单元的模型和物性方法

Table 2 Model and property method of each unit

单元	关键设备		模型	物性方法 ^[16]
	生物质制氢	煤制氢		
空分单元	空气精馏塔	空气精馏塔	RadFrac	PENG-ROB EOS
气化单元	气流床汽化炉	气流床汽化炉	Ryield and RCSTR	PR-BM
水煤气变换单元	高温变换反应器和低温变换反应器	高温变换反应器和低温变换反应器	RPlug	SRK
低温甲醇洗单元	塔 2~塔 7	塔 2~塔 6	RadFrac	PC-SAFT
克劳斯单元	催化转换反应炉 1 和催化转换反应炉 2	催化转换反应炉 1 和催化转换反应炉 2	RGibbs RStoic	SR-POLAR
变压吸附单元	变压吸附单元	变压吸附单元	Sep	RK-Soave
燃气和蒸汽涡轮发电单元	燃气涡轮机和蒸汽涡轮机	燃气涡轮机和蒸汽涡轮机	RStoic Compr	PR-BM STEAMNBS

界如图3所示。煤制氢系统边界主要包含3个子系统: 1) 煤炭开采、加工和运输(SS1); 2) 煤炭预处理和气化(SS2); 3) 制氢、净化和运输(SS3)。生物质制氢过程的边界包含3个子系统: 1) 生物质秸秆的生产与运输(SS1); 2) 秸秆预处理和气化(SS2); 3) 制氢、净化和运输(SS3)。本文主要考虑子系统的碳排放、碳排放过程中的生命周期能耗以及温室气体排放, 其中, 系统边界范围内的主要能量输入包括煤炭、柴油、电力等, 温室气体主要考虑CO₂, N₂O和CH₄的排放。

功能单元是生命周期评价中定义输入和输出的统一单元, 其作用是评估系统性能提供一定

标准。在本研究中, 将制氢过程中每小时产生的1 004.5 kg氢气定义为1个功能单元。

2.2 生命周期能耗

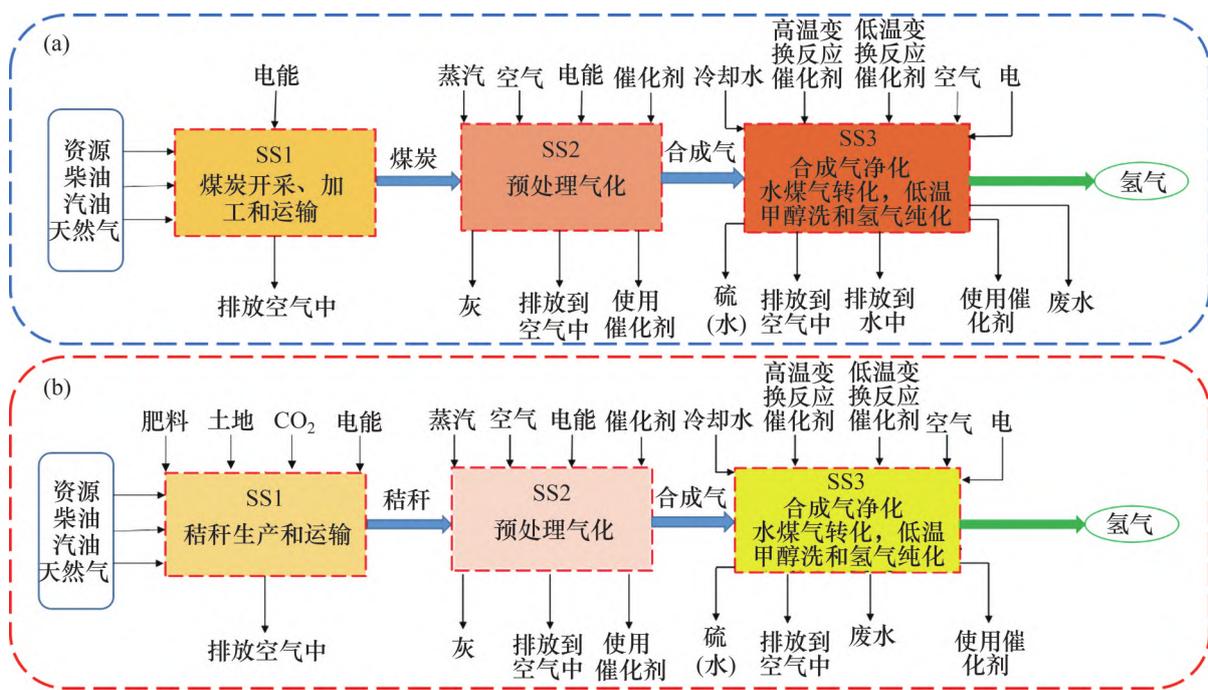
生命周期能耗由所有过程能源消耗和相应的一次化石消费因子之和决定^[9, 26], 其计算方法见式(1)。表6所示为获得1 MJ过程能源需要消耗的化石能源。

$$\Psi = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^6 \sum_{k=1}^4 (E_{i,j} \times P_{j,k}) \quad (1)$$

式中: Ψ 为生命周期能源消耗; E 为过程能源消耗; P 为相应的一次化石消费因子; $i=1, 2, \dots, 5$, 分别对应资源开采和加工、资源运输、氢气生

表5 生物质制氢工艺和煤制氢工艺的模拟结果(摩尔分数)

Table 5 Simulation results of biomass-to-hydrogen process and coal-to-hydrogen process(mole fraction)								%
工艺	产品	H ₂	CO	CO ₂	N ₂	H ₂ O	H ₂ S	
煤制氢	原料合成气	22.90	47.1	12.50	0.70	16.3	0.50	
	变换气	53.48	0.08	45.52	0.54	0	0.38	
	净化气	98.17	0.14	0.70	0.98	0	0	
	氢气	99.97	0	0.01	0.02	0	0	
生物质制氢	原料合成气	31.34	26.54	13.72	0.32	28.01	0.07	
	变换气	58.52	0.55	40.53	0.33	0	0.07	
	净化气	97.32	0.92	1.22	0.54	0	0	
	氢气	99.96	0	0.03	0.01	0	0	



(a) CTH生产系统; (b) BTH生产系统

图3 系统生命周期边界

Fig. 3 Life cycle boundary of system

表6 获得1 MJ过程能量所消耗的化石能源^[9,26]Table 6 Primary fossil energy consumption for obtaining 1 MJ process energy^[9,26] MJ

过程能量	煤炭	石油	天然气
煤炭	1.06	0.11	0
汽油	0.18	1.12	0.03
柴油	0.18	1.12	0.03
残油	0.14	1.06	0.03
天然气	0.11	1.04	0.05
电	2.86	0.37	0.03

产、氢气压缩净化和氢气运输过程; $j=1, 2, \dots, 6$, 分别对应过程能源、煤炭、汽油、柴油、天然气和电的类型; $k=1, 2, \dots, 4$, 分别对应一次能源、煤炭、石油和天然气的类型。

2.3 生命周期温室气体排放

生命周期评价中温室气体排放考虑了 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的直接排放与间接排放^[3]。其中, 直接排放的温室气体是指使用化石能源过程中产生的温室气体, 而间接排放的温室气体则是指化石能源的生产加工以及运输过程中排放的废气。结合表 7^[9,26], 得到全生命周期温室气体排放的计算方法如下:

$$\omega_{\text{CO}_2} = \mu_{\text{CO}_2} + v_{\text{CO}_2} = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^6 \left[E_{i,j} (D_{\text{CO}_2,j} + I_{\text{CO}_2,j}) \right] \quad (2)$$

表7 $\text{CO}_2, \text{N}_2\text{O}$ 和 CH_4 的直接因子和间接因子^[3,27]Table 7 Direct and indirect factors of CO_2, CH_4 and N_2O ^[3,27]

过程能源	$D_{\text{CO}_2}/(\text{g} \cdot \text{MJ}^{-1})$	$D_{\text{N}_2\text{O}}/(\text{mg} \cdot \text{MJ}^{-1})$	$D_{\text{CH}_4}/(\text{g} \cdot \text{MJ}^{-1})$	$I_{\text{CO}_2}/(\text{g} \cdot \text{MJ}^{-1})$	$I_{\text{N}_2\text{O}}/(\text{mg} \cdot \text{MJ}^{-1})$	$I_{\text{CH}_4}/(\text{g} \cdot \text{MJ}^{-1})$
煤	81.642	0.001	0.001	5.730	0.170	0.430
汽油	67.914	0.002	0.080	28.830	0.470	0.090
柴油	72.585	0.028	0.004	27.870	0.440	0.080
残油	75.819	0.000	0.002	25.330	0.070	0.410
天然气	55.612	0.001	0.001	16.580	0.120	0.050
电	0	0	0	248.020	0.620	2.160

表8 资源提取加工、制氢、制氢压缩机的能耗

Table 8 Energy consumption in process of resource extraction, hydrogen production and hydrogen production compressor

制氢路线	阶段	能耗
生物质制氢	生物质生产	煤炭 0.050 MJ, 汽油 0.001 MJ, 柴油 0.001 MJ, 电力 0.010 MJ
	制氢	生物质(玉米秸秆) 154 959 MJ
	氢气压缩	电力 2 380.7 MJ
煤制氢	煤炭开采与加工	煤炭 0.050 MJ, 汽油 0.001 MJ, 柴油 0.001 MJ, 天然气 0.001 MJ, 电力 0.01 MJ
	制氢	煤炭 142 746 MJ
	氢气压缩	电力 2 380.7 MJ

$$\omega_{\text{N}_2\text{O}} = \mu_{\text{N}_2\text{O}} + v_{\text{N}_2\text{O}} = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^6 \left[E_{i,j} (D_{\text{N}_2\text{O},j} + I_{\text{N}_2\text{O},j}) \right] \quad (3)$$

$$\omega_{\text{CH}_4} = \mu_{\text{CH}_4} + v_{\text{CH}_4} = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^6 \left[E_{i,j} (D_{\text{CH}_4,j} + I_{\text{CH}_4,j}) \right] \quad (4)$$

式中: ω_{CO_2} , $\omega_{\text{N}_2\text{O}}$ 和 ω_{CH_4} 分别为温室气体 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的排放量; μ_{CO_2} , $\mu_{\text{N}_2\text{O}}$ 和 μ_{CH_4} 分别为 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的直接排放量; v_{CO_2} , $v_{\text{N}_2\text{O}}$ 和 v_{CH_4} 分别为温室气体 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的间接排放量; $D_{\text{CO}_2,j}$, $D_{\text{N}_2\text{O},j}$ 和 $D_{\text{CH}_4,j}$ 分别为 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的直接排放因子; $I_{\text{CO}_2,j}$, $I_{\text{N}_2\text{O},j}$ 和 $I_{\text{CH}_4,j}$ 分别为 CO_2 , N_2O 和 CH_4 的间接排放因子。

生命周期温室气体排放潜能可用 CO_2 当量排放量 G 表示^[27]:

$$G = \omega_{\text{CO}_2} + 296\omega_{\text{N}_2\text{O}} + 23\omega_{\text{CH}_4} \quad (5)$$

2.4 生命周期清单分析

2.4.1 煤制氢的过程

1) 煤炭开采、加工和运输阶段。目前, 中国每年煤炭生产量超过 3.5 亿 t。近 10 年来, 约有 25% 的煤炭经过加工实现了清洁开采。根据文献^[28], 每 1 MJ 采煤加工过程的能源消耗如表 8 所示。中国煤的平均运距为 600 km, 包括铁路运输 500 km 和汽车公路运输 100 km, 煤炭运输过程的驱动能源主要为柴油、汽油和电力, 氢运输距离为长途

公路300 km。各运输方式的能源强度如表9所示。

表9 资源运输和氢运输的运输距离和能量强度

Table 9 Transportation distance and energy intensity of resource transportation and hydrogen transportation

运输方式	能源强度/ (MJ·t ⁻¹ ·km ⁻¹)	驱动能源
短途汽车	1.362	柴油(68%)及汽油(32%)
长途汽车	1.200	柴油(68%)及汽油(32%)
铁路	0.240	柴油(55%)及电力(45%)

2) 制氢阶段。CTH-SS2中每小时可制氢1 004.5 kg, 消耗6 430 kg煤炭。煤炭的低热值为22.2 MJ·kg⁻¹, 故煤制氢工艺中制氢阶段的过程能耗为14 2746 MJ。在此阶段, 煤炭不仅是生产氢气的原材料, 同时也用于蒸汽以及电力生产。在CTH-SS2中, 温室气体的主要来源是生产过程中的尾气直接排放。烟道内每小时可排放CO₂尾气13 794.3 kg。根据工艺原理, 烟道内几乎不存在N₂O和CH₄, 因此, 本系统不予考虑。

3) 氢气净化及输送阶段。高纯度(99.97%)氢气主要由变压吸附装置生产, 其生产能力为1 004.5 kg/h。氢压缩过程中消耗电力1.52 MW, 其中, 0.86 MW的电力副产品氢能可用于氢压缩机组(见表10), 所以, 仅需要耗电0.66 MW(即2 380.7 MJ·h⁻¹), 如表8所示(假定公路汽车运输氢的距离为300 km)。

表10 制氢工艺的关键参数

Table 10 Key parameters for hydrogen production process

参数	生物质制氢	煤制氢
氢气和煤的质量比	0.091	0.156
氢气产能/kg	1 004.5	1 004.5
净发电量/MW	0.90	0.86
CO ₂ 排放量/kg	23 576.9	13 794.30

2.4.2 生物制氢过程

1) 秸秆的生产与运输阶段。中国秸秆资源十分丰富, 每年的秸秆产量将近10 t。根据文献[9], 每采掘加工1 MJ玉米秸秆的工艺能耗如表8所示。本文中, 玉米秸秆的平均传输距离为汽车公路运输100 km及铁路运输500 km, 与煤炭的平均传输距离相同, 均为600 km。也就是说, 生物质制氢过程与煤制氢过程的驱动能量相等。

2) 制氢阶段。BTH-SS2中每小时可制氢气1 004.5 kg, 消耗10 990 kg生物质秸秆。而此生物质原料的低热值为14.1 MJ·kg⁻¹, 因此, 能源消耗为154 959 MJ, 见表8。从图2可知, 制氢阶段中尾气的直接排放造成了大量的温室气体排放, 烟道内尾气CO₂每小时排放量为23 576.9 kg(见表10)。与煤制氢过程相同, 烟道内基本不存在N₂O和CH₄, 因此, 在本分系统中不考虑。

3) 氢气净化运输阶段。高纯度(99.96%)氢气由变压吸附装置生产, 其质量为1 004.5 kg。氢压缩过程消耗电1.52 MW, 额外的0.86 MW电力的副产品氢可用于氢压缩机组(表10), 只有0.66 MW

表11 生产成本计算的假设^[26,28]

Table 11 Assumptions of production cost calculation^[26,28]

组成部分	经济假设
1) 原材料成本	生物质300元/t, 煤炭700元/t
2) 水电费	水2元/t, 电0.5元/(kW·h), 蒸汽42元/GJ
3) 操作与维护	
① 劳务	200人, 100 000元/(人·a)
② 直接监督和文书工作	10%运营劳动力
③ 维护与维修	固定资本投资的2%
④ 操作用品	固定资本投资的0.7%
⑤ 实验室费用	运营劳动力的10%
4) 折旧	寿命15 a, 残值4%
5) 工厂管理费用	5%(劳务+直接监督和文书工作+维护与维修)
6) 管理费用	占总生产成本的2%
7) 销售和分销成本	占总生产成本的2%
8) 总生产成本	原材料成本+水电费+操作与维护费+折旧费+工厂管理费用+管理费用+销售和分销成本

(即 $2\ 380.7\ \text{MJ}\cdot\text{h}^{-1}$) 电需要购买(见表8, 同样假定氢的公路传输距离为300 km)。

3 结果与讨论

3.1 技术经济分析

3.1.1 设备投资总额

总资本投资包括直接投资与间接投资、流动运营投资与固定资本投资^[29], 其中, 流动运营投资用于维持日常运营, 固定资本投资为工厂设备费用。这2种制氢系统所需的设备投资计算式为

$$I_2 = \theta I_1 \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^n \quad (6)$$

式中: I_1 为参比系统设备投资; I_2 为现有系统设备投资; Q_1 为参比系统的生产规模; Q_2 为现有系统的生产规模; n 为规模指数, 本文中, n 取定值0.6; θ 为区域因子。其中, 参比系统的设备投资和规模值见参考文献[25, 30–31]。

制氢过程的总投资资本根据下式计算:

$$\psi = \kappa \left(1 + \sum_{l=1}^6 R_l \right) \quad (7)$$

式中: ψ 为总投资资本; κ 为设备投资; R 为比率因子; l 为投资的组成部分。

利用式(7)计算得到煤制氢过程与生物质制氢过程的总投资资本, 如图4所示。生物质制氢流程的总投资资本为 1.2×10^9 元, 煤制氢流程的总投资资本为 9.5×10^8 元, 两者总投资资本具有一定可比性。对于同样规模的气化炉, 生物质制氢工艺的投资资本约为煤制氢工艺投资资本的1.2倍。这主

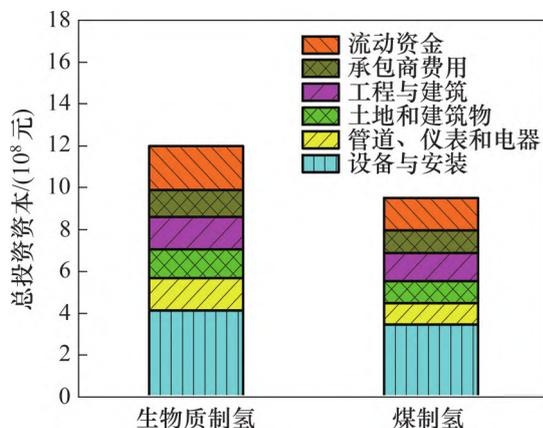


图4 生物质制氢工艺和煤制氢工艺总投资资本

Fig. 4 Total capital investment in biomass-to-hydrogen and coal-to-hydrogen

要是由于, 一方面, 生物质制氢工艺与煤制氢工艺相比原材料的消耗更大, 另一方面, 生物质制氢工艺中气化炉的体积更大。所以, 当生物质制氢工艺和煤制氢工艺的生产能力相同时, 前者的总投资资本为后者的1.2倍。

3.1.2 生产成本

公用工程成本和原料成本是生产成本的主要组成部分。计算生产成本的部分假设见表11^[30]。假定时间为25 a, 残值为4%, 采用直线法计算折旧成本。生产成本的计算式为

$$C = C_R + C_O + C_U + C_P + C_D + C_A + C_S \quad (8)$$

式中: C_R 为原材料成本; C_O 为运营维护成本; C_U 为公用事业成本; C_P 为工厂间接成本; C_D 为折旧成本; C_A 为管理成本; C_S 为销售和分销成本。

将计算得到的生产成本进行进一步分解, 如图5所示。1 m³生物质制氢工艺生产成本为0.306元, 而煤制氢工艺的生产成本为0.370元, 前者的生产成本比后者低17.3%。从图5可知: 原材料成本、设备费和折旧费在生产成本中占比较高。在生物质制氢过程中, 原材料消耗占比最大, 为总生产成本的44.7%, 其次是折旧和设备费, 分别占20.2%和17.8%。尽管原料消耗大, 但由于生物质价格低廉, 因此, 生物质制氢生产成本仍较低。同样地, 在煤制氢工艺中, 原材料消耗占总生产成本的51.4%; 其次是设备费, 占总生产成本的22.0%, 而折旧费所占比例为13.6%。

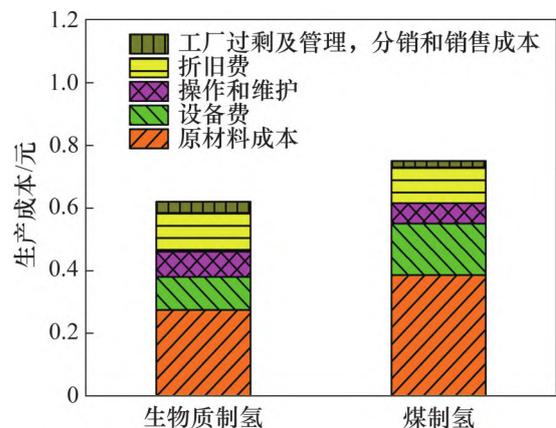


图5 生物质制氢工艺和煤制氢工艺的生产成本

Fig. 5 Production cost of biomass-to-hydrogen and coal-to-hydrogen

生物质制氢和煤制氢工艺的生产成本之比根据式(9)计算, 结果如图6所示。图6中, 横坐标为煤

炭价格, 从200元/t到1200元/t不等。生物质价格从100元/t到800元/t不等, 对生物质和煤炭的成本进行分析。图6中水平虚线表示生物质制氢的生产成本等于煤制氢的生产成本。在虚线以上, 生物质制氢的生产成本高于煤制氢生产成本; 在虚线以下, 煤制氢的生产成本高于生物质制氢生产成本。

$$\gamma = C_{\text{BTH}} / C_{\text{CTH}} \quad (9)$$

式中: γ 为生产成本的占比; C_{BTH} 为生物质制氢的生产成本; C_{CTH} 为煤制氢的生产成本。

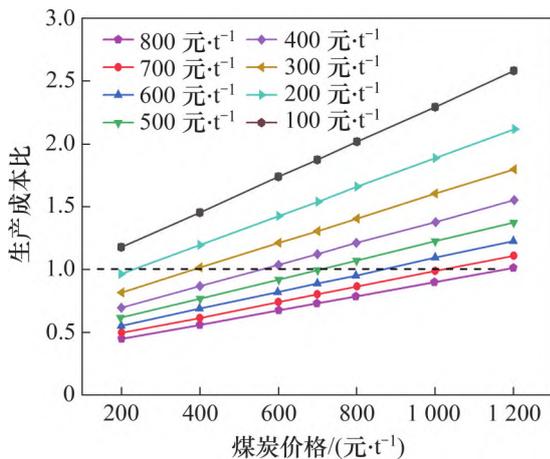


图6 生物质制氢和煤制氢过程的生产成本占比分析
Fig. 6 Production cost ratio analysis of BTH process and CTH process

从图6可以看出, 在玉米秸秆等生物质产品价格不变的正常情况下, 生产成本的占比会随着煤炭等化石燃料产品价格的持续上涨而大幅增加。但在煤炭等化石燃料的产品价格不变的正常情况下, 生产成本的占比却随着玉米秸秆等生物质原料价格的上涨而降低, 这意味着生物质价格的进一步上涨减少了生物质制氢和煤制氢之间的生产成本差距。随着原料价格的变化, 生物质制氢工艺的波动小于煤制氢工艺的波动。结果表明, 在较低的原料价格下, 生物质制氢和煤制氢工艺的经济性能没有显著差异。然而, 在原材料价格较高的情况下, 经济性能会有很大的不同。因此, 可以得出这样的结论: 生物质制氢过程在抗价格风险方面比煤制氢过程具有更好的性能。

3.1.3 碳税

在不同碳税价格下, 生物质和煤炭的价格如图7所示, 其中, 横坐标为生物质价格, 从100元/t到400元/t不等, 碳税从0元/t到600元/t不等; 纵坐标为煤炭价格, 从0元/t到700元/t不等。煤制

氢过程的煤炭价格随着碳税增加而降低。考虑到生物质在整个生命周期中的二氧化碳平衡, 生物质价格不会随着碳税的变化而发生显著变化, 这可能是因为生物质属于碳中性的能源, 所以, 生物质能源的大量使用不会向大气中排放额外的碳, 并且煤制氢工艺比生物质制氢工艺产生的温室气体更多, 因此, 在考虑碳税的市场中, 生物质制氢过程显示出更好的性能。

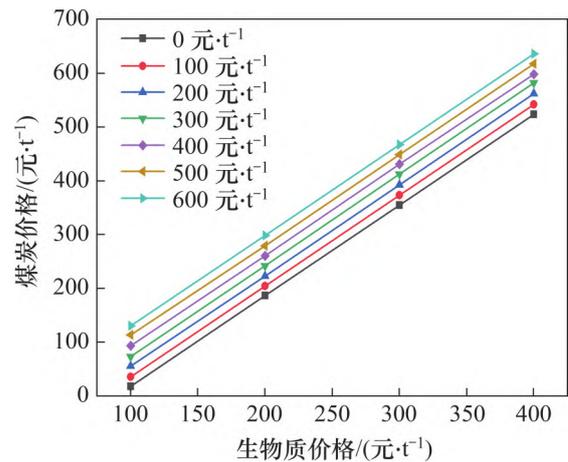


图7 不同碳税条件下生物质和煤炭的相关价格
Fig. 7 Related price of biomass and coal under conditions with various carbon tax

3.1.4 能效分析

以年产 $1.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的煤制氢和生物质制氢工艺为基础, 通过模拟计算, 得到原料和公用工程的消耗量。根据这些类型消耗的较低热值, 可通过下式计算过程的能量转换效率:

$$\eta = \frac{V_{\text{H}_2} + V_{\text{E}}}{V_{\text{r}}} \quad (10)$$

式中: η 为能量转换效率; V_{H_2} 为产出氢气的低位热值; V_{E} 为产电量; V_{r} 为输入原料的低位热值。

生物质制氢工艺的能量流如图8所示。从图8可见: 空分单元(ASU)、生物质预处理装置(BPU)、气化单元(GU)、水煤气变换单元(WGSU)、酸性气体脱除单元(RU)、变压吸附单元(PSAU)、克劳斯单元(CU)和燃气和蒸汽轮机单元(GSTU)的能量效率分别为 58.00%, 97.37%, 64.60%, 90.60%, 95.80%, 98.80%, 45.20% 和 88.62%。煤制氢的能量流程图如图9所示。从图9可见: 空分单元(ASU)、气化单元(GU)、水煤气变换单元(WGSU)、酸性气体脱除单元(RU)、变压吸附单元(PSAU)、克劳斯单元(CU)和燃气和蒸汽轮机单元(GSTU)

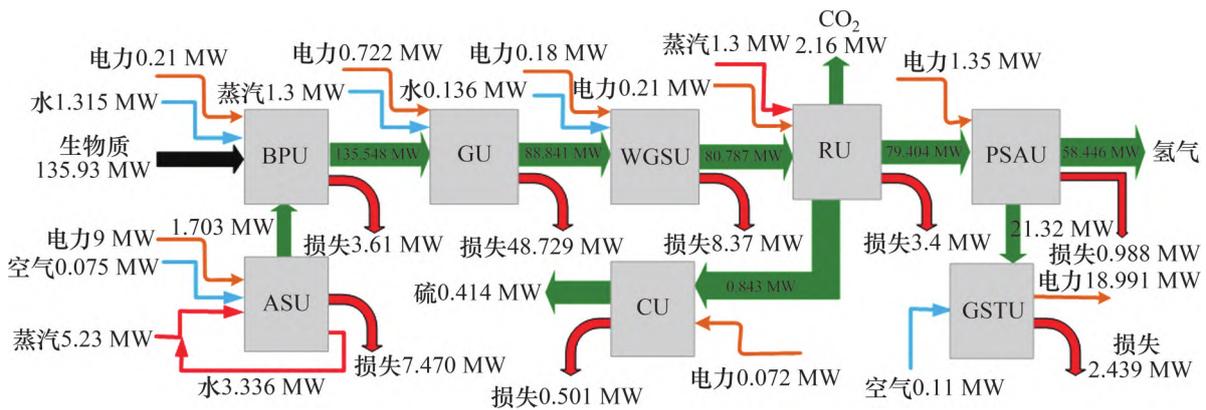


图8 生物质制氢工艺的能流图

Fig. 8 Energy flowchart of biomass to hydrogen process

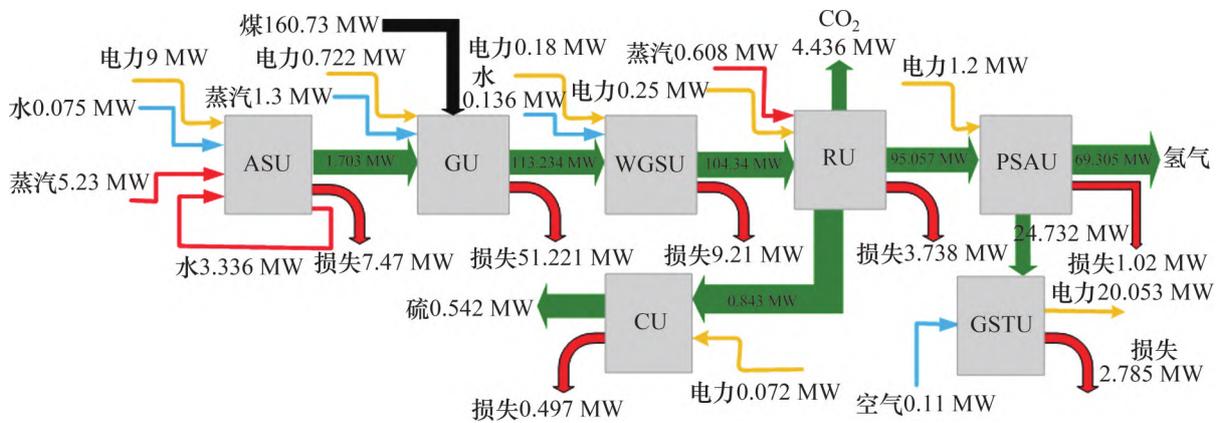


图9 煤制氢工艺的能流图

Fig. 9 Energy flowchart of coal to hydrogen process

的能量效率分别为 57.70%， 68.90%， 91.90%， 96.40%， 98.90%， 52.20% 和 88.80%。

3.2 生命周期评价分析

3.2.1 生命周期能源消耗

根据表 5、表 7 和表 8，由式(1)计算得到煤制氢过程与生物质制氢过程的生命周期能耗。煤制氢过程每功能单元中的能源消费总量为 4.78×10^{11} J，生物质制氢过程为 1.18×10^{11} J。对煤制氢过程与生物质制氢过程不同阶段的生命周期能耗进行分析，结果如图 10 所示。从图 10 可见：对于煤制氢工艺，其制氢能力为 $1\ 004.5\ \text{kg} \cdot \text{h}^{-1}$ ，煤炭的开采与运输阶段每生产 $1\ 004.5\ \text{kg}$ 氢气的全生命周期能耗为 1.83×10^{11} J；而对于同样的制氢能力，生物质制氢工艺中秸秆生产与运输阶段的生命周期能源消耗为 5.82×10^{10} J。故在煤制氢工艺的第一阶段需要 $6\ 430\ \text{kg}$ 煤炭，而生物质制氢工艺的第一阶段需要 $10\ 990\ \text{kg}$ 玉米秸秆。由于采煤与加工煤过程较复杂，消耗能量较多，而生物质(玉米秸秆)的生产与

加工较简单，不需要消耗大量能量，这使得煤制氢过程所获原材料质量较生物质制氢过程低 41.5%，而能源消耗比生物质制氢工艺高 2.15 倍。

对于同样的运输距离，煤制氢过程和生物质制氢过程在资源运输阶段和输送阶段每生产 $1\ 004.5\ \text{kg}$ 氢气的生命周期能耗分别为 6.34×10^9 J 和 1.86×10^9 J。从图 10 可以看出，在制氢阶段，两者有所不同，煤制氢过程全生命周期能耗为 3.23×10^{10} J，而生物质制氢过程则为 3.07×10^{10} J。产生这一差异的原因主要是气化过程消耗了大量能量如蒸汽、煤炭和电力。

从图 6 可见煤制氢工艺在氢气净化阶段生产 $1\ 004.5\ \text{kg}$ 氢气的生命周期能耗为 2.63×10^{11} J，而从图 10 可知生物质制氢工艺该阶段的生命周期能耗为 2.88×10^{10} J。由于分离和净化过程对电力、蒸汽等能量的需求较大，而这些能量主要由化石能源提供，因此，制氢过程投入阶段主要为资源生产加工以及氢气净化和运输(见图 6)。

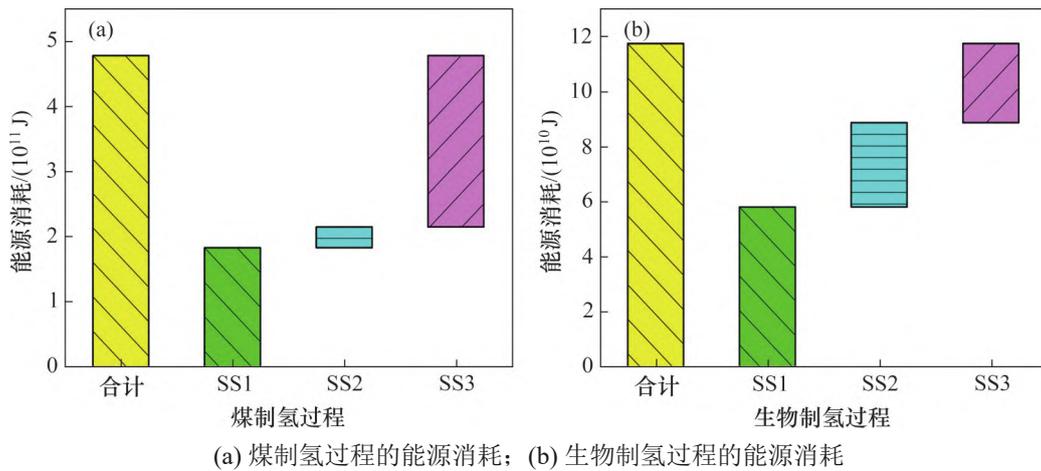


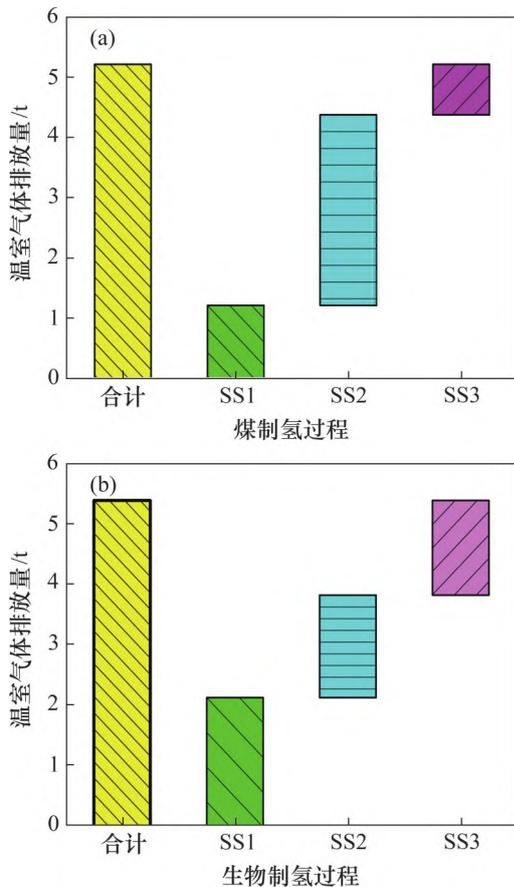
图 10 生命周期能耗分布

Fig. 10 Life cycle energy consumption distribution

3.2.2 生命周期温室气体排放

对煤制氢过程与生物质制氢过程生命周期进行评价, 根据表 6~8, 利用式(2)~(5)对过程中温室气体排放进行计算, 结果如图 11 所示。从图 11

可见: 对于 1 个功能单元来说, 在煤制氢过程中煤炭开采和运输阶段排放的 CO₂ 温室气体为 12.15 t, 而生物质制氢过程中秸秆生产和运输阶段排放的 CO₂ 温室气体为 2.13 t。对于同样的运输距离, 两者在资源运输阶段排放的生命周期 CO₂ 温室气体均为 0.18 t, 氢气运输阶段排放的 CO₂ 温室气体均为 0.066 t。



(a) 煤制氢过程的温室气体排放; (b) 生物质制氢过程的温室气体排放

图 11 生命周期温室气体排放

Fig. 11 Life cycle greenhouse gas emissions

在制氢阶段, 煤制氢过程与生物质制氢过程产生的全生命周期 CO₂ 温室气体排放为 31.57 t 和 1.71 t。在氢气净化阶段, 煤制氢过程产生的 CO₂ 温室气体排放为 8.37 t, 而生物质制氢过程为 1.57 t。结合前面生命周期能耗分析可知, 由于此阶段中氢气分离和纯化过程需要消耗大量化石能源, 会导致潜在的温室气体排放。从图 11 可以看出, 全生命周期温室气体排放主要来源于资源加工、生产运输和制氢阶段。

4 结论

1) 从总投资、生产成本等方面进行了绩效比较分析, 生物质制氢法的总成本低于煤制氢法的总成本。随着生物质价格的进一步提高, 生物质制氢和煤制氢的生产成本差距将加大。

2) 生物质制氢过程的温室气体排放量相比煤制氢过程的排放量较低, 而煤制氢过程的生命周期能耗相比生物质制氢过程的生命周期能耗高 2.15 倍。对比煤制氢和生物质制氢过程在生命周期中

的能耗和温室气体排放结果, 生物质制氢过程对于实现清洁生产和解决能源危机具有重要的指导意义。

3) 总体来说, 生物质制氢过程将在未来能源系统发展中发挥重大作用, 对生物制氢和煤制氢这 2 种工艺进行技术经济分析和评价对提高能源利用率、改善能源结构、促进国民经济可持续发展具有重要的战略意义。

参考文献:

- [1] LI Guang, ZHANG Ke, YANG Bin, et al. Life cycle analysis of a coal to hydrogen process based on ash agglomerating fluidized bed gasification[J]. *Energy*, 2019, 174: 638–646.
- [2] SUN Zhao, SUN Zhiqiang. Hydrogen generation from methanol reforming for fuel cell applications: a review[J]. *Journal of Central South University*, 2020, 27(4): 1074–1103.
- [3] ZHANG Jun, OSMANI A, AWUDU I, et al. An integrated optimization model for switchgrass-based bioethanol supply chain[J]. *Applied Energy*, 2013, 102: 1205–1217.
- [4] CHUTICHAJ B, PATCHARAVORACHOT Y, ASSABUMRUNGRAT S, et al. Parametric analysis of a circulating fluidized bed biomass gasifier for hydrogen production[J]. *Energy*, 2015, 82: 406–413.
- [5] AHSANULLAH S. 生物质水蒸气催化气化制备富氢合成气[D]. 南京: 东南大学, 2020: 1–71.
AHSANULLAHS. Catalytic steam gasification of biomass for hydrogen-rich syngas production[D]. Nanjing: Southeast University, 2020: 1–71.
- [6] LI Guang, LIU Zheyu, LIU Tao, et al. Techno-economic analysis of a coal to hydrogen process based on ash agglomerating fluidized bed gasification[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 164: 552–559.
- [7] HOWANIEC N, SMOLIŃSKI A, CEMPA-BALEWICZ M. Experimental study on application of high temperature reactor excess heat in the process of coal and biomass co-gasification to hydrogen-rich gas[J]. *Energy*, 2015, 84: 455–461.
- [8] 王立群, 陈兆生. 煤与生物质流化床水蒸气共气化[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2014, 45(5): 1692–1698.
WANG Liqun, CHEN Zhaosheng. Co-gasification of coal and biomass with steam in a fluidized bed gasifier[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2014, 45(5): 1692–1698.
- [9] XIANG Dong, YANG Siyu, LI Xiuxi, 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.
- [10] OU Xunmin, ZHANG Xiliang, CHANG Shiyan. Alternative fuel buses currently in use in China: life-cycle fossil energy use, GHG emissions and policy recommendations[J]. *Energy Policy*, 2010, 38(1): 406–418.
- [11] 宋晓东, 付延冰, 刘恒斌, 等. 基于生命周期评价的高速铁路减排效果[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2014, 45(9): 3301–3307.
SONG Xiaodong, FU Yanbing, LIU Hengbin, et al. Carbon dioxide emission reduction of high-speed railway[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2014, 45(9): 3301–3307.
- [12] 谢欣烁, 杨卫娟, 施伟, 等. 制氢技术的生命周期评价研究进展[J]. *化工进展*, 2018, 37(6): 2147–2158.
XIE Xinshuo, YANG Weijuan, SHI Wei, et al. Life cycle assessment of technologies for hydrogen production—a review[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2018, 37(6): 2147–2158.
- [13] COHCE M K, DINCER I, ROSEN M A. Energy and exergy analyses of a biomass-based hydrogen production system[J]. *Bioresource Technology*, 2011, 102(18): 8466–8474.
- [14] VERMA A, KUMAR A. Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification[J]. *Applied Energy*, 2015, 147: 556–568.
- [15] 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.
CHENG Wanjing, LI Junjie, LIU Huan, et al. Analysis of life cycle cost of coal hydrogen production chain based on two technical routes[J]. *Coal Economic Research*, 2020, 40(3): 4–11.
- [16] KALINCI Y, HEPBASLI A, DINCER I. Life cycle assessment of hydrogen production from biomass gasification systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(19): 14026–14039.
- [17] SHAYAN E, ZARE V, MIRZAEI I. Hydrogen production from biomass gasification; a theoretical comparison of using different gasification agents[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 159: 30–41.
- [18] LÜ Pengmei, WU Chuangzhi, MA Longlong, et al. A study on the economic efficiency of hydrogen production from biomass residues in China[J]. *Renewable Energy*, 2008, 33(8): 1874–1879.
- [19] LEVIN D B, CHAHINE R. Challenges for renewable hydrogen production from biomass[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(10): 4962–4969.
- [20] LI Guang, LIU Zheyu, LIU Tao, et al. Techno-economic analysis of a coal to hydrogen process based on ash agglomerating fluidized bed gasification[J]. *Energy*

- Conversion and Management, 2018, 164: 552-559.
- [21] HOWANIEC N, SMOLIŃSKI A, CEMPA-BALEWICZ M. Experimental study on application of high temperature reactor excess heat in the process of coal and biomass co-gasification to hydrogen-rich gas[J]. Energy, 2015, 84: 455-461.
- [22] PALLOZZI V, CARLO A D, BOCCI E, et al. Performance evaluation at different process parameters of an innovative prototype of biomass gasification system aimed to hydrogen production[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 130: 34-43.
- [23] COHCE M K, DINCER I, ROSEN M A. Thermodynamic analysis of hydrogen production from biomass gasification [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2010, 35(10): 4970-4980.
- [24] TURN S, KINOSHITA C, ZHANG Z, et al. An experimental investigation of hydrogen production from biomass gasification[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 1998, 23(8): 641-648.
- [25] LIN Shiyong, HARADA M, SUZUKI Y, et al. Continuous experiment regarding hydrogen production by coal/CaO reaction with steam(I) gas products[J]. Fuel, 2004, 83(7/8): 869-874.
- [26] OU Xunmin, YAN Xiaoyu, ZHANG Xiliang. Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China[J]. Applied Energy, 2011, 88(1): 289-297.
- [27] LI Xin, OU Xunmin, ZHANG Xu, et al. Life-cycle fossil energy consumption and greenhouse gas emission intensity of dominant secondary energy pathways of China in 2010[J]. Energy, 2013, 50: 15-23.
- [28] National Energy Administration(NEA). China energy statistical yearbook[M]. Beijing: China Statistics Press, 2011: 52-55.
- [29] ORHAN M F, DINCER I, NATERER G F. Cost analysis of a thermochemical Cu-Cl pilot plant for nuclear-based hydrogen production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(21): 6006-6020.
- [30] PETER M S, TIMMERHAUS K D. Plant design and economics for chemical engineers[M]. 5th ed. New York (USA): McGraw Hill, 2003: 35-37.
- [31] XIANG Dong, YANG Siyu, LIU Xia, et al. Techno-economic performance of the coal-to-olefins process with CCS[J]. Chemical Engineering Journal, 2014, 240: 45-54.

(编辑 陈灿华)