

研究论文

DOI: 10.11949/0438-1157.

基于光谱分频的CPVT制氢系统性能研究

张君仪¹, 王江峰¹, 娄聚伟¹, 孙露², 杜洋³

(¹ 西安交通大学能源与动力工程学院, 陕西 西安 710049; ² 西安交通大学人居环境与建筑工程学院, 陕西 西安 710049; ³ 西安交通大学机械工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要: 为提高传统太阳能光伏电解制氢效率, 提出了一种基于光谱分频的聚光式光伏/光热 (CPVT) 制氢系统, 该系统集成了光谱分频 CPVT、回热有机朗肯循环与质子交换膜电解槽。对该系统建立热力学与经济性模型, 深入分析了滤光片反射截止波长、聚光比、有机工质等关键参数对系统性能的影响, 并与现有系统进行性能对比。结果表明: 当滤光片反射截止波长为 450~1150nm、聚光比为 10 时, 系统热力学与经济性性能较优; 在 9 种有机工质中, 乙苯性能最佳; 光谱分频器成本过高或 PEM 电解槽年工作小时数过低会导致经济不可行; 在给定工况下, 系统太阳能制氢效率、平准化制氢成本、动态投资回收期分别为 17.45%、47.55 ¥/kg、10.69 年。相比现有系统, 该系统在热力学性能上具有显著优势且经济性相当。

关键词: 太阳能制氢; 光伏/光热; 光谱分频; 有机朗肯循环; 热力学; 经济性

中图分类号: TK 519

文献标志码: A

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-12

Performance analysis of spectral-splitting CPVT system for solar hydrogen production

ZHANG Junyi¹, WANG Jiangfeng¹, LOU Juwei¹, SUN Lu², DU Yang³

(¹ School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi, China; ² School of Human Settlements and Civil Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi, China; ³ School of Mechanical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi, China)

Abstract: To improve the solar-to-hydrogen efficiency of conventional solar photovoltaic cells, this study proposes a concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) hydrogen production system based on spectral splitting technology. The proposed system integrates a spectral-splitting CPVT subsystem, a regenerative organic Rankine cycle (ORC), and a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. A comprehensive thermodynamic and economic model is developed to evaluate the system performance. The effects of the filter cut-off wavelength range, concentration ratio, ORC working fluid, spectral splitter cost coefficient, and PEM electrolyzer annual operating hours on system performance are analyzed. Furthermore, the proposed system is compared with existing solar-powered PEM hydrogen production systems in terms of performance. The results indicate that when the filter cut-off wavelength range is 450~1150 nm and the concentration ratio is 10, the proposed system exhibits superior thermodynamic and economic performance. Among the nine organic working fluids, ethylbenzene is identified as the optimal working

收稿日期: 2026-04-10 修回日期: 2026-06-14

通信作者: 王江峰(1981—), 男, 博士, 教授, jfwang@mail.xjtu.edu.cn

第一作者: 张君仪(1999—), 女, 博士研究生, zjy2021@stu.xjtu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金项目(52576023)

引用本文: 张君仪, 王江峰, 娄聚伟, 孙露, 杜洋. 基于光谱分频的CPVT制氢系统性能研究[J]. 化工学报, XXXX, XX(X): 1–12

Citation: ZHANG Junyi, WANG Jiangfeng, LOU Juwei, SUN Lu, DU Yang. Performance analysis of spectral-splitting CPVT system for solar hydrogen production[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(X): 1–12

fluid. The system becomes economically infeasible when the spectral splitter cost is excessively high or when the PEM electrolyzer annual operating hours are insufficient. Under the specified operating conditions, the proposed system achieves a solar-to-hydrogen efficiency of 17.45%, a levelized cost of hydrogen of 47.55 ¥/kg, and a dynamic payback period of 10.69 years. Compared with systems reported in the literature, the proposed system demonstrates significant advantages in thermodynamic performance while maintaining a comparable level of economic performance.

Keywords: solar hydrogen production; photovoltaic/thermal system; spectral splitting; organic Rankine cycle; thermodynamic; economic

引 言

氢气作为一种高能量密度的清洁能源是化石能源的理想替代品^[1],特别是由可再生能源驱动生产的绿氢,是实现能源结构绿色转型的重要组成部分^[2]。绿氢的生产主要依赖于太阳能、风能、地热、生物质能等可再生能源。其中,太阳能因具有分布广泛、储量丰富、清洁无污染、技术成熟度高等优点,使太阳能制氢技术在近40年来得到广泛发展和研究^[3]。

太阳能制氢技术中最简单有效的方案是采用光伏(PV)电池电解水制氢^[4],其中PV电池和电解槽最常用的类型分别为晶体硅电池和质子交换膜(PEM)电解槽^[5-6]。这是因为晶体硅电池具有效率高、稳定性强的优势而广受市场欢迎^[5],PEM电解槽具有毫秒级响应速度使其与太阳能辐射的波动性相适应^[2]。目前采用硅基PV电池进行电解水制氢的太阳能制氢效率通常为4~13%左右^[5],例如Yang等^[6]采用商用硅PV电池直接耦合PEM电解槽获得了7.9%太阳能制氢效率,Wang等^[7]在中低太阳能辐照度下获得单晶硅电池耦合PEM电解槽制氢的效率为10.85~12.15%。

受带隙、材料、温度等的限制,商用PV电池板的发电效率通常相对较低^[8],为了进一步提升系统性能,通常可以搭配槽式聚光器、塔式聚光器等聚光装置来提高PV电池单位面积的太阳辐照度,从而提升发电量、降低发电成本^[9]。然而随着聚光比的提高,PV电池的工作温度随之升高,这会导致电池的发电效率显著降低。光谱分频技术的出现为解决这一问题提供了一种方案。利用光谱分频器可以选择性将太阳能光谱分离成两部分,一部分可被PV电池吸收的波段在其中转化为电能,另一部分被集热器收集用于产生高温热能,从而实现热电耦合,最大限度利用太阳能全光谱^[10],产生的高温热

能还可用于发电,进一步提高系统整体发电量。据报道,基于光谱分频技术的聚光式光伏/光热(CPVT)系统发电功率可比现有的聚光式太阳能(CSP)电厂高13%^[11]。

目前已有学者考虑将基于光谱分频技术的CPVT系统与PEM电解槽相结合进行制氢应用。例如Hu等^[12]提出一种光谱分频风光互补发电系统,采用PEM电解槽和甲烷蒸汽重整器共同将风光设备多余的电力转化成氢气并储存,用于在电力不足时通过天然气联合循环进行发电,从而缓解风能和太阳能发电带来的功率波动性和间歇性问题;Allam等^[1]将光谱分频CPVT系统、有机朗肯循环(ORC)、PEM电解槽、氨合成反应器等子系统耦合在一起,形成一个集供热、发电、产氨于一体的多联产系统。

尽管上述研究中的系统均集成了光谱分频CPVT系统与PEM电解槽,但其研究重点主要侧重于氢储能系统规模配置优化与绿色合成氨生产等方面,对于光谱分频制氢系统的热力学性能与经济性研究仍相对不足,尤其缺乏对关键参数影响规律及系统综合性能的深入分析与评估。针对这一研究空白,本文提出了一种集成光谱分频CPVT、回热ORC与PEM电解槽的太阳能制氢系统,实现了太阳能全光谱的梯级利用。从热力学与经济性两方面对其进行深入研究,重点分析了光谱分频CPVT子系统参数、ORC工质以及经济性模型参数对拟议系统性能的影响。此外,还将拟议系统与现有太阳能PEM制氢系统进行了性能对比,从而验证了拟议系统在太阳能制氢效率方面的优势。

1 系统介绍

图1为拟议的光谱分频CPVT制氢系统示意图,该系统主要由光谱分频CPVT子系统、回热有机朗肯循环(ORC)子系统、PEM电解槽子系统构成。

在光谱分频CPVT子系统中,如图2所示,太阳

光全光谱首先入射到抛物线槽聚光器上,然后被反射到光谱分频器上将全光谱选择性地分成两部分,一部分与PV电池光谱响应相匹配的光谱频段被光谱分频器反射到PV板上进行发电,另一部分经光谱分频器透射到真空管集热器上用于将导热油加热至高温状态。

产生的高温导热油利用蒸汽发生器将ORC工质加热到高温高压状态,然后进入透平膨胀做功、输出电能。为了提高循环效率,透平乏气先利用回热器回收一部分乏气热量,然后再进入冷凝器中冷凝为液态。液态工质经工质泵加压后进入回热器中预热,然后再回到蒸汽发生器完成整个循环。

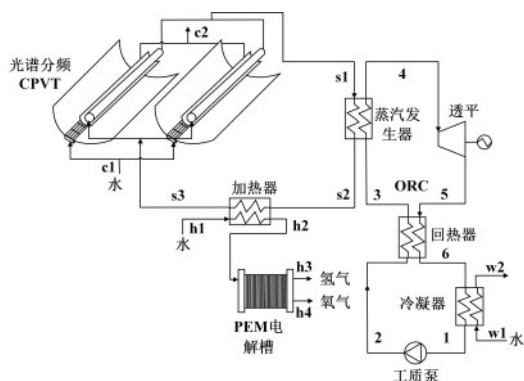


图1 光谱分频CPVT制氢系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of the spectral-splitting CPVT hydrogen production system

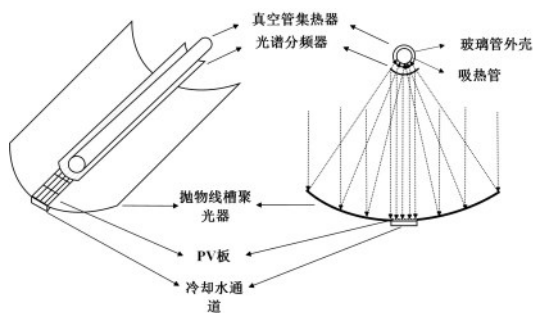


图2 光谱分频CPVT子系统结构

Fig.2 Structure of the spectral-splitting CPVT subsystem

PV电池和回热ORC子系统产生的电能均用于驱动PEM电解槽制氢。为了进一步提升PEM电解槽的电解效率,蒸汽发生器出口导热油在回到光谱分频CPVT中之前,先通入加热器中生产热水作为电解制氢的原料,从而提高氢气产量。

光谱分频CPVT中PV板背后还布置了冷却水通道,利用冷却水带走PV板表面产生的多余热量,降低PV电池的工作温度,从而提高发电效率。

2 数学模型

2.1 光谱分频CPVT子系统

如图2所示,光谱分频CPVT子系统由真空管集热器、光谱分频器、聚光器、PV板等构成,其中光谱分频器为性能稳定、寿命长的薄膜干涉滤光片,聚光器为光学效率高、经济可靠的抛物线槽聚光器,PV板为发电效率高、商业化成熟的单晶硅电池,真空管集热器内的传热流体为热性能稳定的VP-1导热油。

由于抛物线槽聚光器只能接收太阳辐射中的直射辐射,因此入射到抛物线槽聚光器表面的太阳辐照强度是根据国际标准AM 1.5D确定的^[13],如图3所示。

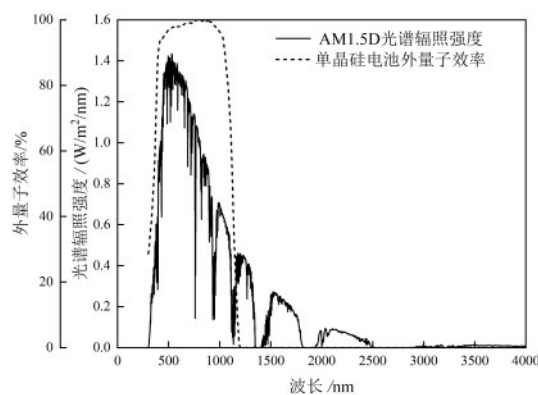


图3 AM1.5D光谱辐照强度与PV电池光谱响应曲线

Fig.3 AM1.5D spectral irradiance and PV cell spectral response

入射太阳光经抛物线槽聚光器聚光后反射到光谱分频器上的能量为

$$Q_{\text{split}} = GA_{\text{PTC}}\eta_{\text{opt}} \quad (1)$$

式中, G 为入射太阳能辐照度, W/m^2 ; A_{PTC} 为抛物线槽聚光器面积, m^2 ; η_{opt} 为抛物线槽聚光器的光学效率,%。

光谱分频后被PV电池吸收的太阳能表示为

$$Q_{\text{cell}} = \frac{A_{\text{PTC}}G\eta_{\text{opt}}\alpha_{\text{cell}}\int_{280}^{4000}\rho_{\text{F}}(\lambda)I_{\text{AM1.5D}}(\lambda)d\lambda}{\int_{280}^{4000}I_{\text{AM1.5D}}(\lambda)d\lambda} \quad (2)$$

式中, λ 表示波长, nm ; $I_{\text{AM1.5D}}$ 为AM1.5D光谱辐照强度, $\text{W}/\text{m}^2/\text{nm}$,对其从280 nm到4000 nm进行积分可以获得AM1.5D参考太阳能辐照度; α_{cell} 为PV电池表面的光谱吸收率; $\rho_{\text{F}}(\lambda)$ 为光谱分频器的反射率,其在截止波长范围内($\lambda_{\text{min}} \sim \lambda_{\text{max}}$)具有高反射率(0.95),在截止波长以外反射率为0.05^[14-15],如图3

所示。

光谱分频后被真空管集热器吸收的太阳能可表示为

$$Q_{\text{abs}} = \tau_g \alpha_{\text{abs}} (Q_{\text{split}} - \frac{Q_{\text{cell}}}{\alpha_{\text{cell}}}) \quad (3)$$

式中, τ_g 为真空管集热器玻璃管外壳的透射率; α_{abs} 为真空管集热器吸热管的吸收率。

2.1.1 PV 电池 为了便于计算, 假定 PV 电池表面接收均匀分布的聚光太阳辐照度。

根据能量守恒定律, PV 电池的能量平衡方程可表示为

$$Q_{\text{cell}} = W_{\text{PV}} + Q_{\text{cell,loss}} + Q_{\text{cell,water}} \quad (4)$$

式中, W_{PV} 、 $Q_{\text{cell,loss}}$ 、 $Q_{\text{cell,water}}$ 分别为 PV 电池的发电功率、热损失和冷却水带走的热量(W)。

PV 电池的发电功率 W_{PV} 可用下列公式计算^[19,16]

$$J_0 = k_1 T_{\text{std}}^{3/n} \exp\left(\frac{-E_g}{k_B T_{\text{std}}}\right) \quad (5)$$

$$J_{\text{sc}} = \frac{C_r G \eta_{\text{opt}} \alpha_{\text{cell}} \int_{280}^{4000} \frac{\rho_F(\lambda) I_{\text{AM1.5D}}(\lambda) \text{EQE}(\lambda) q}{hc/\lambda} d\lambda}{\int_{280}^{4000} I_{\text{AM1.5D}}(\lambda) d\lambda} \quad (6)$$

$$V_{\text{oc}} = \frac{A_1 k_B T}{q} \ln\left(\frac{J_{\text{sc}}}{J_0} + 1\right) \quad (7)$$

$$FF = \frac{V_m}{V_{\text{oc}}} \left[1 - \frac{\exp\left(\frac{qV_m}{k_B T_{\text{std}}}\right) - 1}{\exp\left(\frac{qV_{\text{oc}}}{k_B T_{\text{std}}}\right) - 1} \right] \quad (8)$$

$$W_{\text{PV}} = A_{\text{PV}} V_{\text{oc}} J_{\text{sc}} FF (1 - \beta(T_{\text{PV}} - T_{\text{std}})) \quad (9)$$

式中, J_0 为暗饱和电流密度, A/m^2 ; J_{sc} 为短路电流密度; V_{oc} 为开路电压, V ; FF 为填充因子; k_1 、 n 、 b 为经验常数; T_{std} 为标准温度(298K); A_1 为 PV 电池的理想因子; E_g 为 PV 电池的带隙, eV ; k_B 为玻尔兹曼常数; C_r 为聚光比, 定义为 $C_r = A_{\text{PTC}}/A_{\text{PV}}$; $\text{EQE}(\lambda)$ 为 PV 电池的外量子效率, %, 如图 3 所示, 从图中可以得到 PV 电池的光谱响应波长范围为 300~1200 nm; q 表示元电荷; h 表示普朗克常数; c 表示光速, m/s ; V_m 为 PV 电池 I-V 曲线最大功率点处的电压, 其计算方法见文献[16]; β 为 PV 电池的温度系数。

PV 电池的热损失 $Q_{\text{cell,loss}}$ 可用下式计算^[14]

$$Q_{\text{cell,loss}} = A_{\text{PV}} \varepsilon_{\text{cell}} \sigma (T_{\text{PV}}^4 - T_{\text{sky}}^4) + A_{\text{PV}} h_{\text{c,wind}} (T_{\text{PV}} - T_a) \quad (10)$$

式中, A_{PV} 为 PV 电池的面积; $\varepsilon_{\text{cell}}$ 为 PV 电池表面的发射率; σ 为 Stefan - Boltzmann 常数; T_{PV} 为 PV 电池工作温度, K ; T_{sky} 为天空有效辐射温度, 可由 $T_{\text{sky}} = 0.0522 \times T_a^{1.5}$ 关联式获得^[17]; T_a 为环境温度; $h_{\text{c,wind}}$ 为 PV 电池表面空气对流换热系数, 可由 $h_{\text{c,wind}} = 2.8 +$

$3v_{\text{wind}}$ 关联式获得^[18], 其中 v_{wind} 为风速, m/s 。

冷却水带走的热量 $Q_{\text{cell,water}}$ 可用下式计算^[14,19]

$$Q_{\text{cell,water}} = A_{\text{PV}} \frac{1}{1/h_{\text{c,w}} + 1/500} (T_{\text{PV}} - T_{\text{w,avg}}) \quad (11)$$

式中, $h_{\text{c,w}}$ 表示冷却水通道内的对流换热系数, $\text{W}/\text{m}^2/\text{K}$, 可由 Dittus-Boelter 关联式获得^[14]; $T_{\text{w,avg}}$ 为冷却水的平均温度。

2.1.2 真空管集热器 真空管集热器由玻璃管外壳、真空层和吸热管构成, 导热油在吸热管中流动将吸热管的热量带走传递给 ORC 进行发电。

玻璃管外壳吸收的热量可用下式计算

$$Q_{\text{glass,tube}} = \alpha_g (Q_{\text{split}} - \frac{Q_{\text{cell}}}{\alpha_{\text{cell}}}) \quad (12)$$

式中, α_g 为玻璃管吸收率。

根据能量守恒定律, 玻璃管外壳的能量平衡方程可表示为

$$Q_{\text{glass,tube}} = A_{\text{g,o}} \varepsilon_g \sigma (T_g^4 - T_{\text{sky}}^4) + A_{\text{g,o}} h_{\text{c,wind}} (T_g - T_a) - Q_{\text{rad,g-abs}} \quad (13)$$

式中, $A_{\text{g,o}}$ 为玻璃管外表面积; ε_g 为玻璃管发射率; T_g 为玻璃管温度; $Q_{\text{rad,g-abs}}$ 为玻璃管和吸热管之间的辐射传热量。

$Q_{\text{rad,g-abs}}$ 可采用下式计算

$$Q_{\text{rad,g-abs}} = A_{\text{abs,o}} \sigma \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{abs}}} + \frac{1 - \varepsilon_g}{\varepsilon_g} \frac{D_{\text{abs,o}}}{D_{\text{g,i}}}} (T_{\text{abs}}^4 - T_g^4) \quad (14)$$

式中, $A_{\text{abs,o}}$ 为吸热管外表面积; ε_{abs} 为吸热管发射率; $D_{\text{abs,o}}$ 为吸热管外径, m ; $D_{\text{g,i}}$ 为玻璃管内径; T_{abs} 为吸热管温度。

吸热管的能量平衡方程可表示为

$$Q_{\text{abs}} = Q_{\text{rad,g-abs}} + Q_{\text{abs,oil}} \quad (15)$$

式中, $Q_{\text{abs,oil}}$ 为吸热管内导热油带走的热量。

$Q_{\text{abs,oil}}$ 可定义为

$$Q_{\text{abs,oil}} = A_{\text{abs,i}} h_{\text{c,oil}} (T_{\text{abs}} - T_{\text{oil,avg}}) = m_{\text{oil}} (h_{\text{s1}} - h_{\text{s4}}) \quad (16)$$

式中, $A_{\text{abs,i}}$ 为吸热管内表面积; $T_{\text{oil,avg}}$ 为吸热管内导热油的平均温度; $h_{\text{c,oil}}$ 为吸热管内导热油的对流换热系数, 可由 Gnielinski 关联式获得^[20]; m_{oil} 为导热油质量流量, kg/s ; h_{s1} 和 h_{s4} 分别为吸热管出口和进口处导热油比焓, kJ/kg 。

2.2 回热 ORC 子系统

由于真空管集热器中导热油温度为 250~300℃^[21], 并且已有研究指出临界温度在热源温度附近的干工质或等熵工质对系统更有益^[22], 因此选取了 9 种适用于中温热源的干工质用于后续研究, 如表 1 所示。

表1 ORC工质性质

Table 1 Properties of ORC working fluids

工质名	临界温度 $T_{crit}/^{\circ}\text{C}$	临界压力 P_{crit}/MPa
己烷	234.7	3.0
环戊烷	237.8	4.6
六甲基二硅氧烷	245.5	1.9
庚烷	267.0	2.7
苯	288.9	4.9
八甲基二硅氧烷	291.0	1.4
甲苯	318.6	4.1
十甲基四硅氧烷	326.3	1.2
乙苯	344.0 $^{\circ}\text{C}$	3.6

回热 ORC 子系统的数学模型如表 2 所示。

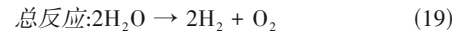
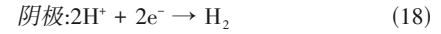
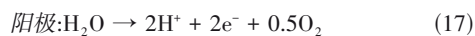
表2 回热 ORC 数学模型

Table 2 Mathematical model of regenerative ORC

描述	方程
蒸汽发生器能量平衡方程	$Q_{eva} = m_{oil} \cdot (h_{s1} - h_{s2}) = m_{ORC} \cdot (h_4 - h_3)$
回热器能量平衡方程	$Q_{ren} = m_{ORC} \cdot (h_5 - h_6) = m_{ORC} \cdot (h_3 - h_2)$
冷凝器能量平衡方程	$Q_{con} = m_{ORC} \cdot (h_6 - h_1) = m_{cw} \cdot (h_{w2} - h_{w1})$
透平输出功率	$W_{tur} = m_{ORC} \cdot (h_4 - h_5)$
透平等熵效率	$\eta_{tur} = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{s5}} \cdot 100\%$
工质泵功率	$W_{pump} = m_{ORC} \cdot (h_2 - h_1)$
工质泵等熵效率	$\eta_{pump} = \frac{h_{s2} - h_1}{h_2 - h_1} \cdot 100\%$
回热 ORC 净发电功率	$W_{ORC,net} = W_{tur} - W_{pump}$

2.3 PEM 电解槽子系统

PEM 电解槽中发生的电化学反应方程为



电解槽的功率需求可表示为^[12]

$$W_{PEM} = V_{PEM} J_{PEM} A_{PEM} N_{PEM} \quad (20)$$

式中, V_{PEM} 为电解槽单电池电压; J_{PEM} 为电解槽电流密度; A_{PEM} 为电解槽单电池有效面积; N_{PEM} 为电解槽电池数目。

在该系统中, 由于 PV 电池和 ORC 子系统生产的电能均用于电解制氢, 因此电解槽功率还可用于下式表示

$$W_{PEM} = W_{total} = W_{PV} + W_{ORC,net} \quad (21)$$

式中, W_{total} 表示系统总发电量。

电解槽单电池电压 V_{PEM} 定义为^[12]

$$V_{PEM} = V_0 + V_{act,a} + V_{act,c} + V_{ohm} + V_{conc} \quad (22)$$

式中, V_0 为由能斯特方程确定的开路电压^[23]; $V_{act,a}$ 、 $V_{act,c}$ 、 V_{ohm} 、 V_{conc} 分别为阳极活化电压损失、阴极活化电压损失、欧姆电压损失、浓度电压损失, 其中浓度过电位在电流密度小于 $10000\text{A}/\text{m}^2$ 可以忽略不计^[24], 其余电压损失按照表 3 列出的方程计算, 方程中各参数的具体含义见文献[24]。

PEM 电解槽生产氢气的质量流量可定义为^[25]

$$m_{\text{H}_2} = N_{PEM} \frac{J_{PEM} A_{PEM}}{2F} \quad (23)$$

式中, F 为法拉第常数。

加热器内的能量平衡方程可以表示为

$$Q_{heater} = m_{oil} \cdot (h_{s2} - h_{s3}) = m_{h1} \cdot (h_{h2} - h_{h1}) \quad (24)$$

太阳能制氢效率可以表示为^[2]

$$\eta_{STH} = \frac{m_{\text{H}_2} \text{HHV}_{\text{H}_2}}{GA_{PTC}} \quad (25)$$

式中, HHV_{H_2} 为氢气的高热值。

表3 电压损失方程

Table 3 Mathematical model of voltage loss

电压损失类型	方程
欧姆电压损失	$V_{ohm} = J_{PEM} R_{PEM}$ $R_{PEM} = \int_0^L \frac{dx}{[0.5139\lambda(x) - 0.326] \exp\left[1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T_{PEM}}\right)\right]}$ $\lambda(x) = \left(\frac{\lambda_a - \lambda_c}{L} x + \lambda_c\right)$
阴极、阳极活化电压损失	$V_{act,i} = \frac{RT_{PEM}}{F} \sinh^{-1}\left(\frac{J_{PEM}}{2J_{0,i}}\right)$ $J_{0,i} = J_i^{ref} \exp\left(-\frac{E_{act,i}}{RT_{PEM}}\right), i = a, c$

2.4 经济性模型

拟议系统的初始总投资成本可以表示为

$$C_{total} = C_0 + C_{install} \quad (26)$$

式中, C_0 代表所有部件的总购置成本, ¥ ; $C_{install}$ 代

表安装成本,考虑为部件总成本的20%^[14]。

系统的运营和维护成本 $C_{O\&M}$ 假设为初始总投资成本的2%^[14]。

平准化制氢成本(LCOH)可定义为

$$LCOH = \frac{C_{total} + \sum_{n=1}^{N_y} \frac{C_{O\&M}}{(1+i_d)^n}}{\sum_{n=1}^{N_y} \frac{m_{H_2} \times 3600 \times N_h}{(1+i_d)^n}} \quad (27)$$

式中, N_y 为拟议系统的设计使用年限,假设为20年; i_d 为折现率,取5%; N_h 为PEM电解槽的年运行小时数,假设为2000 h。

净现值(NPV)和动态投资回收期(DPP)可分别采用下式计算

$$NPV = \sum_{n=1}^{N_y} \frac{3600N_h(s_{H_2}m_{H_2} + s_{O_2}m_{O_2}) - C_{O\&M}}{(1+i_d)^n} - C_{total} \quad (28)$$

$$\sum_{n=1}^{DPP} \frac{3600N_h(s_{H_2}m_{H_2} + s_{O_2}m_{O_2}) - C_{O\&M}}{(1+i_d)^n} = C_{total} \quad (29)$$

式中, s_{H_2} 、 s_{O_2} 分别为氢气、氧气的出售价格,假设为8 \$/kg和0.054 \$/kg^[25],美元和人民币的汇率取6.94。

拟议系统各部件的购置成本均采用现有文献中给出的经验关联式来估算,如表4所示。光谱分频器由于其在太阳能系统中的应用尚未实现商业化,目前缺乏可用的成本模型,因此参考文献中的处理方法^[14],将其成本假定为真空管集热器与抛物线槽聚光器成本的一定比例,为了后续拟议系统性能评估的顺利进行,该成本比例系数(α_{split})初步假定为0.8。

表4 系统部件购置成本模型^[9,26]

Table 4 Capital cost model of system components ^[9,26]	
部件名	购置成本模型/¥
PV板	$C_{PV} = 2167.7W_{PV}$
真空管集热器与抛物线槽聚光器	$C_{PTC \& ETA} = 1414.4A_{PTC}$
光谱分频器	$C_{split} = \alpha_{split} C_{PTC \& ETA}, 0.05 < \alpha_{split} < 1$
透平	$C_{tur} = 6173.2 + 1826.2W_{tur}$
泵	$C_{pump} = 2929.6 + 5.9W_{pump}$
换热器	$C_{HE} = 1683.6 + 2748.9A$
PEM电解槽	$C_{PEM} = 6936.6W_{PEM}$

3 模型验证

为了确保本文所建模型的准确性,本节分别对光谱分频CPVT、回热ORC、PEM电解槽进行了模型

验证工作。

由于现阶段缺少光谱分频CPVT的实验数据,因此将光谱分频CPVT分成两部分进行模型验证:一部分为PV电池,另一部分为真空管集热器与抛物线槽聚光器构成的聚光式集热器。PV电池采用文献[27]中的实验数据进行验证,电力模型所需的输入参数如表5所示,外量子效率采用文献[27]给出的曲线,气象条件和电池工作温度均与桑迪亚实验室的标准测试条件^[27]保持一致,验证结果见表6。聚光式集热器采用桑迪亚实验室提供的实验数据^[28]对抛物线槽聚光器和真空管集热器的热力学模型进行验证,验证结果见表7。

表5 PV电池模型所需参数^[14,29]

Table 5 Parameters required for the PV cell model ^[14,29]	
参数	值
经验参数 k_1	0.5
经验参数 n	1
经验参数 b	1
PV电池理想因子 A_1	1
PV电池温度系数 β	0.0045
单晶硅电池带隙能量 E_g	1.12 eV

表6 PV电池模型验证结果

Table 6 Validation results of the PV cell model			
项目	本文	文献[27]	相对误差
开路电压 V_{oc}	0.677 V	0.696 V	2.7%
短路电流密度 J_{sc}	424.6 A/m ²	420.0 A/m ²	1.1%
填充因子 FF	84.3%	83.6%	0.8%
发电效率	24.2%	24.4%	0.8%

回热ORC采用Desideri等^[30]研究中的实验数据进行验证,模拟获得的透平及工质泵功率与实验结果的对比如图4所示。PEM电解槽采用Ioroi等^[31]的实验数据进行验证,模拟获得的PEM电解槽 J - V 特性曲线与实验获得的曲线对比见图5。

由上述验证结果可得,拟议系统各部件模拟的结果与各文献中的实验数据保持高度一致,说明本文所建模型是可靠的。

4 结果与讨论

表8给出了拟议系统模拟所需的主要参数,其中PV电池模型所需的相关参数与表5保持一致。在上述参数设定条件下,本节对拟议系统进行了系统分析与性能评估。

表7 聚光式集热器验证结果

Table 7 Validation results of the concentrating solar collector

太阳能辐照度 $G/$ (W/m^2)	环境温度 $T_a/^\circ\text{C}$	导热油流量 $m_{\text{oil}}/(\text{L}/\text{min})$	导热油入口温度 $T_{\text{oil,in}}/^\circ\text{C}$	导热油出口温度 $T_{\text{oil,out}}/^\circ\text{C}$		相对误差 (%)
				文献[28]	本文	
933.7	21.2	47.7	102.2	124.0	123.8	0.2
968.2	22.4	47.8	151.0	173.3	173.3	0.0
982.3	24.3	49.1	197.5	219.5	219.5	0.0
909.5	26.2	54.7	250.7	269.4	268.9	0.2
937.9	28.8	55.5	297.8	316.9	316.4	0.1
880.6	27.5	55.6	299.0	317.2	316.3	0.3
920.9	29.5	56.8	379.5	398.0	397.2	0.2
903.2	31.1	56.3	355.9	374.0	373.3	0.2

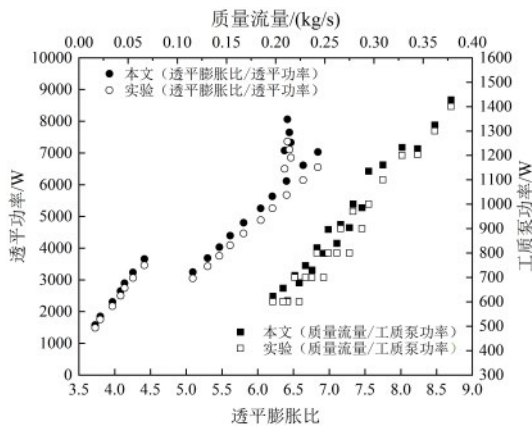


图4 回热ORC验证结果

Fig.4 Validation results of the regenerative ORC

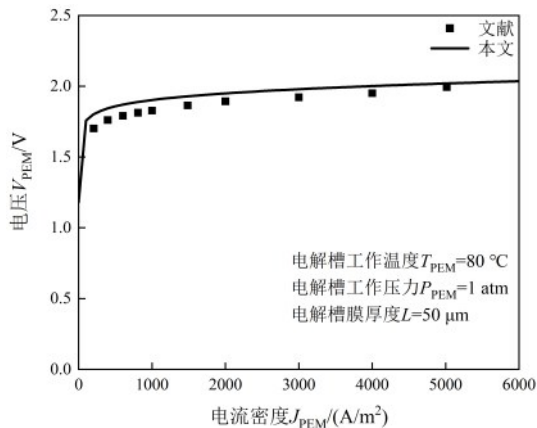


图5 PEM电解槽验证结果

Fig.5 Validation results of the PEM electrolyzer

4.1 光谱分频 CPVT 参数分析

4.1.1 滤光片反射截止波长 光谱分频 CPVT 与传统 CPVT 系统最大的区别是引入了光谱分频器将入射太阳能全光谱划分为不同波段,分别传递给 PV 电池和太阳能集热器,从而实现光伏发电与光热利用的热电耦合。因此,光谱分频器的分频范围是影响系统性能的关键参数之一。本文采用的光谱分

频器为薄膜干涉滤光片,当滤光片反射的截止波长范围($\lambda_{\min} \sim \lambda_{\max}$)增大时,反射至 PV 电池用于发电的太阳能份额随之增加,同时透射至真空管集热器加热导热油用于驱动 ORC 发电的太阳能份额相应减少。

图6展示了当 $\lambda_{\min}$ 和 $\lambda_{\max}$ 同时变化时太阳能制氢效率(η_{STH})的变化规律。由图6可知,当 $\lambda_{\min}$ 不变、 $\lambda_{\max}$ 从950 nm提升到1100~1175 nm范围时,拟议系统的 η_{STH} 显著提升,这是因为在 PV 电池光谱响应波长范围内,将具有较高能的光子分配给 PV 电池发电相比于分配给集热器驱动 ORC 进行热功转换能实现更高效的能量利用。然而当 $\lambda_{\max}$ 进一步提升时,更多低能近红外光子被 PV 电池吸收,导致热损失增加以及 ORC 热源输入减少,从而降低了 η_{STH} 。相比之下,当 $\lambda_{\max}$ 不变时, $\lambda_{\min}$ 对 η_{STH} 的影响相对较弱,这主要是由于较短波段太阳辐射在整个太阳光谱中所占能量比例相对较小。尽管如此,过大的 $\lambda_{\min}$ 会导致 PV 电池可用的高能光子减少,过小的 $\lambda_{\min}$ 则会加剧 PV 电池中的热化损失,这都会造成 η_{STH} 的减小。因此 $\lambda_{\min}$ 存在一个合理的范围,约为450~550 nm。

图7展示了当 $\lambda_{\min}$ 和 $\lambda_{\max}$ 同时变化时平准化制氢成本(LCOH)的变化规律。由图7可得, $\lambda_{\min}$ 和 $\lambda_{\max}$ 变化对 LCOH 的影响规律与 η_{STH} 的类似。当 $\lambda_{\min}$ 保持不变、 $\lambda_{\max}$ 增加到1100~1175 nm范围时,系统的 LCOH 最小; $\lambda_{\max}$ 继续增大则会导致 LCOH 增加。这是因为适当提升 $\lambda_{\max}$ 可以提高系统整体发电量,从而增加氢气产量,使得 LCOH 降低。然而在达到一定值后持续增加 $\lambda_{\max}$ 会使 PV 电池和 ORC 输出功率都减少,最终导致氢气产量降低, LCOH 增大。当 $\lambda_{\max}$ 保持不变, $\lambda_{\min}$ 在300~450 nm左右时,系统的 LCOH 处于较低水平。当 $\lambda_{\min}$ 过大时,由于分配给 PV 电池的高能

表8 系统模拟所需参数^[13-14,24]Table 8 Parameters required for system simulation^[13-14,24]

参数	值
入射太阳能辐照度 G	1000 W/m ²
抛物线槽聚光器	抛物线槽聚光器面积 A_{PTC}
	10000 m ²
	光学效率 η_{opt}
	85%
真空管集热器	玻璃管透射率 τ_g
	0.95
	玻璃管吸收率 α_g
	0.05
	玻璃管发射率 ε_g
	0.86
	吸热管吸收率 α_{abs}
	0.96
	吸热管发射率 ε_{abs}
	$0.0628 + 1.208 \times 10^{-4} T_{\text{abs}} + 1.907 \times 10^{-7} T_{\text{abs}}$
PV 板	玻璃管外径 $D_{g,o}$
	0.095 m
	玻璃管内径 $D_{g,i}$
	0.091 m
ORC	吸热管外径 $D_{\text{abs},o}$
	0.040 m
	吸热管内径 $D_{\text{abs},i}$
	0.036 m
PV 板	电池表面光谱吸收率 α_{cell}
	0.95
PV 板	电池表面发射率 $\varepsilon_{\text{cell}}$
	0.85
ORC	工质泵等熵效率 η_{pump}
	80%
	透平等熵效率 η_{tur}
	85%
ORC	透平进口温度 T_4
	$\begin{cases} T_{\text{crit}} - 10, T_{s1} > T_{\text{crit}} \\ T_{s1} - 10, T_{s1} \leq T_{\text{crit}} \end{cases}$
ORC	冷凝器热侧出口温度 T_1
	35 °C
PEM 电解槽	电解槽工作温度 T_{PEM}
	80 °C
	电解槽单电池有效面积 A_{PEM}
	1 m ²
	电解槽电池数目 N_{PEM}
	200
	膜厚度 L
	100 μm
	阳极侧膜含水量 λ_a
PEM 电解槽	14
	阴极侧膜含水量 λ_c
	10
	阳极活化能 $E_{\text{act},a}$
	76 kJ/mol
PEM 电解槽	阴极活化能 $E_{\text{act},c}$
	18 kJ/mol
PEM 电解槽	氢气高热值 HHV
	141.8 MJ/kg
其他	风速 v_{wind}
	1 m/s
	环境温度 T_a
其他	25 °C
	环境压力 P_a
	101.3 kPa

光子减少,使得系统整体发电量减少,从而降低氢气产量, $LCOH$ 随之增加。

综合图6与图7可以发现,当滤光片的截止波段发生变化时,系统热力学最优区域与经济性能最优的区域并不完全重合,但两者具有重叠区域。当 λ_{min} 约450nm、 λ_{max} 约1150nm时,系统能够同时获得较优的热力学和经济性能。

4.1.2 聚光比 光谱分频 CPVT 的聚光比(C_r)指的抛物线槽聚光器面积与PV电池面积之比。随着 C_r 增加,PV电池单位面积接收的太阳能辐照度显著提高,从而对系统性能产生重要影响。 C_r 对系统性能的影响规律如图8所示。由图可得,随着 C_r 增大,PV

电池工作温度(T_{PV})持续上升, η_{STH} 呈现先增大后减小的趋势,而 $LCOH$ 则表现出与之相反的趋势,并且 η_{STH} 最大值与 $LCOH$ 最小值对应的 C_r 一致。造成这些变化的主要原因在于, C_r 的提高使得PV电池单位面积的热负荷持续增加,导致 T_{PV} 不断提高。在 C_r 较低(≤ 10)时, T_{PV} 增加对电池效率带来的负面影响有限,短路电流及开路电压随 C_r 的提升占主导地位,因此PV电池的发电功率增加,氢气产量提升,从而 η_{STH} 增加、 $LCOH$ 降低。当 C_r 进一步增大时,PV电池温升效应显著增强,导致电池效率下降,系统发电功率和氢气产量随之降低,使得 η_{STH} 减小、 $LCOH$ 上升。

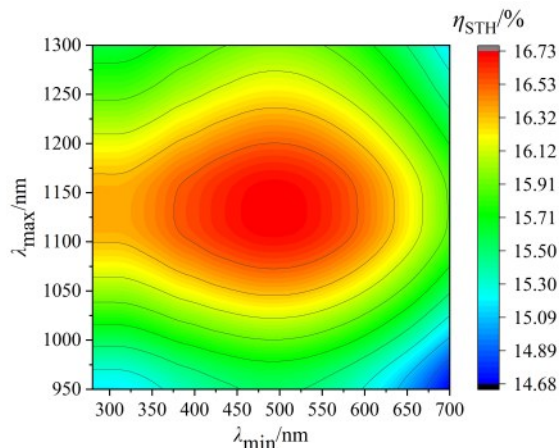
图6 滤光片截止波长对太阳能制氢效率(η_{STH})的影响

Fig.6 The effects of the filter cut-off wavelengths on solar-to-hydrogen efficiency (η_{STH})

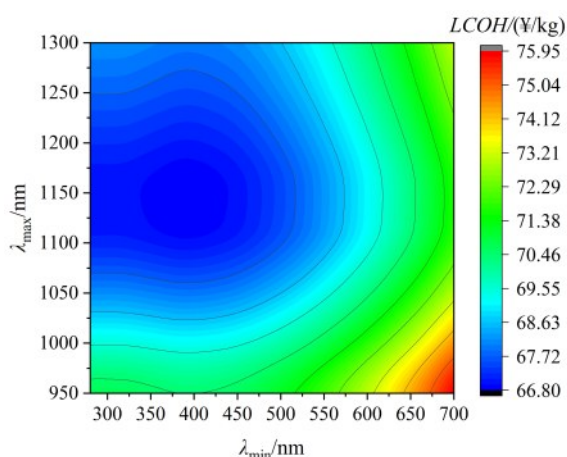
图7 滤光片截止波长对平准化制氢成本($LCOH$)的影响

Fig.7 The effects of the filter cut-off wavelengths on levelized cost of hydrogen ($LCOH$)

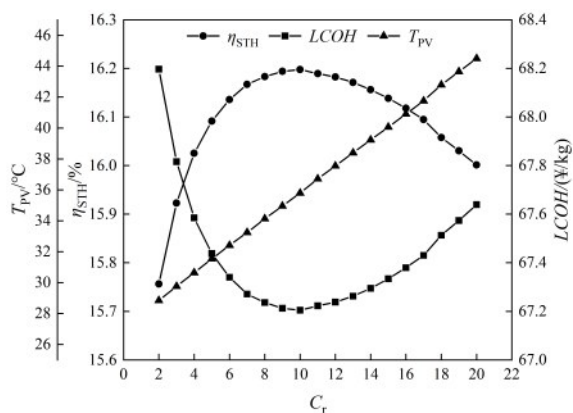
图8 聚光比(C_r)对系统性能的影响

Fig.8 The effects of the concentration ratio (C_r) on system performance

由上述分析可知,在本文给定参数与工况条件下,聚光比 C_r 为 10 时能够同时实现拟议系统热力学

性能和经济性能的最优。

4.2 ORC 工质分析

在表 8 所列参数条件下,并结合上述分析确定的 $\lambda_{\min}$ 、 $\lambda_{\max}$ 及 C_r ,对表 1 中列出的 9 种 ORC 工质进行了性能评估,其结果汇总于表 9 中。由表 9 可得,工质为十甲基四硅氧烷时,ORC 子系统的净发电功率($W_{\text{ORC,net}}$)最大。由于 ORC 工质的选取不对 PV 电池的发电功率造成影响,因此在该工况下,拟议系统的整体发电功率也是最大的,从而使氢气产量达到最高,对应的 η_{STH} 最大。然而,尽管工质为十甲基四硅氧烷时能够获得最大的 ORC 净发电功率,但其总投资成本(C_{total})也显著高于大多数工质。这主要是由于不同 ORC 工质热物性的差异会对蒸发器、冷凝器及透平等关键设备的尺寸和成本产生影响,从而导致 C_{total} 发生变化。相比之下,乙苯条件下的 ORC 净发电功率与十甲基四硅氧烷十分接近,但其系统投资成本明显较低,因此能够获得最低的 $LCOH$ 。这表明乙苯作为 ORC 工质可以更好地兼顾系统热力学和经济性能,因此更适合作为本文所研究系统的工质。

4.3 经济性参数分析

图 9 展示了拟议系统各子系统的投资成本占比情况。由图可知,光谱分频 CPVT 子系统的成本占比最高,是系统总成本的主要组成部分。在光谱分频 CPVT 子系统内部,真空管集热器及抛物线槽聚光器是最大成本来源,其次是光谱分频器。由于光谱分频器在太阳能系统中的应用仍处于发展阶段,尚未实现商业化,目前缺乏成本数据及可靠成本模型。因此将光谱分频器的购置成本假定为真空管集热器与抛物线槽聚光器成本的一定比例。在初始分析中,该比例系数取值为 0.8,从而使光谱分频器在总投资成本中占据较高比重。由此可见光谱分频器成本高低是影响系统整体经济性的关键。

图 10 展示了光谱分频器成本比例系数(α_{split})对拟议系统经济性的影响。由图可知,随着 α_{split} 的增大,拟议系统的 $LCOH$ 、动态投资回收期(DPP)均显著增大,净现值(NPV)持续降低。特别地,当 α_{split} 增大到 0.95 时, NPV 降低至负值,且 DPP 超过设计使用年限(20 年),表明在此条件下拟议系统在生命周期内无法收回初始投资,经济上不可行。由此可见,光谱分频器成本过高会显著削弱系统的盈利能力,只有将光谱分频器成本降低到一定值后,拟议系统才具有经济性优势。

表9 不同ORC工质条件下系统性能评估结果

Table 9 System performance evaluation results under different ORC working fluids

工质	ORC净发电功率 $W_{\text{ORC,net}}/\text{kW}$	氢气质量流量 $m_{\text{H}_2}/(\text{kg/h})$	太阳能制氢效率 $\eta_{\text{STH}}/\%$	系统总投资成本 C_{total} / 万元	平准化制氢成本 $\text{LCOH}/$ (¥/kg)
己烷	733.5	64.1	16.8	7414.0	67.3
环戊烷	712.0	63.7	16.7	7332.8	66.9
六甲基二硅氧烷	772.2	64.7	17.0	7535.1	67.7
庚烷	823.4	65.6	17.2	7512.5	66.6
苯	821.5	65.5	17.2	7419.6	65.8
八甲基二硅氧烷	877.1	66.5	17.5	7697.4	67.3
甲苯	869.3	66.3	17.4	7477.4	65.5
十甲基四硅氧烷	900.7	66.8	17.6	7743.3	67.4
乙苯	896.7	66.8	17.5	7519.2	65.4

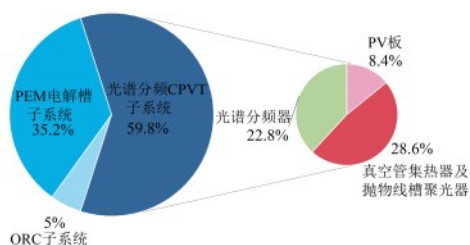


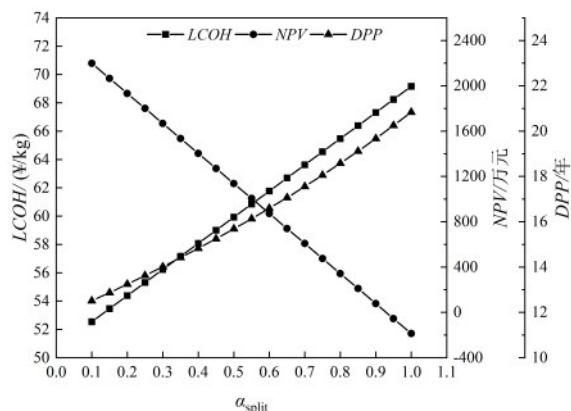
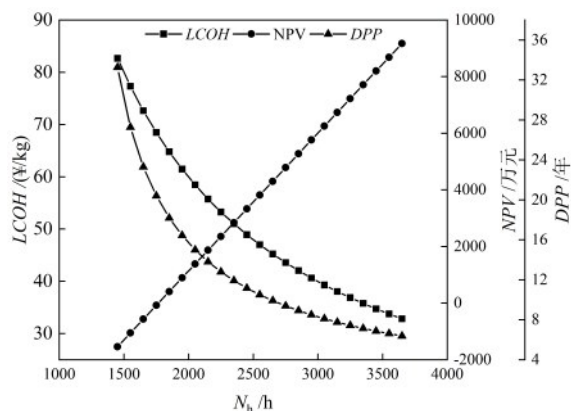
图9 拟议系统各子系统投资成本占比

Fig.9 Capital cost distribution of each subsystem in the proposed system

此外,PEM电解槽的年运行小时数(N_h)直接关系到拟议系统的年产氢量,从而对拟议系统整体经济性产生显著影响。因此,有必要对 N_h 变化对系统经济性能的影响进行分析。图11展示了 N_h 对拟议系统经济性指标的影响规律。由图可得,随着 N_h 增大,拟议系统的 LCOH 和 DPP 均随之大幅降低, NPV 持续升高,表明系统的盈利能力随运行小时数的提高而增强。然而, N_h 受当地日照资源条件等的限制并不能一直增大。此外,当 N_h 小于一定值后(1800 h),拟议系统的 NPV 降至负值、 DPP 超过设计使用年限,这表明在该运行条件下系统在经济上不可行。

4.4 系统性能对比

在 $\lambda_{\min} \sim \lambda_{\max}$ 范围为450~1150 nm、 C_r 为10、ORC工质为乙苯、 α_{split} 保守估计为0.5、 N_h 取2500 h以及表8给定的参数条件下,本节对拟议系统进行了性能评估,并与文献中已有的太阳能PEM电解槽制氢系统进行性能对比,结果如表10所示。由表10可以看出,本文提出的光谱分频CPVT制氢系统在太阳能制氢效率方面优于文献报道中的系统。同时,当

图10 光谱分频器成本比例系数(α_{split})对系统经济性影响Fig.10 The effects of spectral splitter cost coefficient (α_{split}) on system economic performance图11 PEM电解槽年运行小时数(N_h)对系统经济性影响Fig.11 The effects of PEM electrolyzer annual operating hours (N_h) on system economic performance

光谱分频器的价格适中时,其平准化制氢成本与文献中的结果相近。

表10 拟议系统与文献中的太阳能PEM制氢系统性能对比

Table 10 Performance comparison between the proposed system and solar PEM hydrogen production systems in the reference

研究	太阳能系统	太阳能制氢效率 $\eta_{\text{STH}}/\%$	平准化制氢成本 $LCOH/(\text{¥/kg})$	动态投资回收期 $DPP/\text{年}$
本文	光谱分频 CPVT	17.45	47.55	10.69
Yang 等 ^[6]	PV	7.9	/	/
Wang 等 ^[7]	PV	10.89~12.15	/	/
Gallardo 等 ^[32]	PV	/	40.93~78.38	/
Alghool 等 ^[33]	PVT	/	41.20	/
Allam 等 ^[1]	光谱分频 CPVT	13.12	/	/

5 结论

本文提出了一种基于光谱分频技术的聚光式光伏/光热制氢系统,对其热力学性能和经济性能进行了研究和对比,获得的主要结论如下:

(1)当滤光片反射截止波长范围的上限在 1150 nm、下限为 450nm 时,拟议系统能够同时获得较优的太阳能制氢效率(η_{STH})和平准化制氢成本($LCOH$);此外,在本文给定参数与工况条件下,存在一个最佳聚光比可使拟议系统的热力学与经济性能同时最优。

(2)当 ORC 工质为十甲基四硅氧烷时,拟议系统的 η_{STH} 最高;当 ORC 工质为乙苯时,拟议系统的 $LCOH$ 最低;同时考虑系统的热力学性能和经济性时,乙苯是最优工质。

(3)光谱分频器成本过高会削弱系统的盈利能力,只有当其成本降低至一定水平后,拟议系统才表现出经济性优势;此外,PEM 电解槽的年运行小时数不宜过低,否则拟议系统将失去经济可行性。

(4)在给定工况条件下,拟议系统的 η_{STH} 、 $LCOH$ 、动态投资回收期分别为 17.45%、47.55 ¥/kg、10.69 年,与文献中报道的系统相比,该系统在热力学性能方面具有显著优势,同时经济性方面与现有系统结果相近。

符号说明

A ——面积, m^2
 C ——成本, ¥
 C_r ——聚光比
 D ——直径, m
 E_g ——带隙能量, eV
 G ——辐照度, W/m^2
 h ——比焓, kJ/kg
 h_c ——对流换热系数, $\text{W}/\text{m}^2/\text{K}$

J ——电流密度, A/m^2

L ——膜厚度, μm

m ——质量流量, kg/s

N ——数目

P ——压力, MPa

Q ——传热量, W

T ——温度, K

V ——电压, V

W ——电功率, W

α ——吸收率

β ——温度系数

η ——效率, %

λ ——波长, nm

参考文献

- [1] Allam M, Abd El-Samie M M, Fouz M A, et al. Performance analysis of a sustainable green ammonia production system driven by a solar spectrum-beam-splitting technology[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, **145**: 1187–1209.
- [2] Wang M Y, Zhou J Z, Ji J, et al. Performance assessment of solar-driven electrolytic hydrogen production systems enhanced by CdTe PV and sun-tracking device[J]. Applied Energy, 2025, **390**: 125852.
- [3] 姚文岐. 太阳能耦合可逆燃料电池的冷热电联供系统研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
Yao W Q. Research on combined cooling, heating and power system of solar energy integrated with reversible fuel cell[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [4] Zhao H, Yuan Z Y. Progress and perspectives for solar-driven water electrolysis to produce green hydrogen[J]. Advanced Energy Materials, 2023, **13**(16): 2300254.
- [5] Tang C, Chen Y L, Rao J H, et al. Solar-to-hydrogen conversion efficiency for photovoltaic water electrolysis to produce green hydrogen[J]. Small, 2025, **21**(29): 2502342.
- [6] Yang Z, Lin J, Zhang H, et al. A new direct coupling method for photovoltaic module-PEM electrolyzer stack for hydrogen production[J]. Fuel Cells, 2018, **18**(4): 543–550.
- [7] Wang M Y, Song J, Zhao K Y, et al. Climate matching characteristics of proton exchange membrane water electrolyzer driven by different commercial photovoltaic panels[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, **279**: 127587.

- [8] 闫李. 基于聚光分频的太阳能电热联产系统性能研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2025.
- Yan L. Performance research of solar cogeneration system based on concentrating and spectral splitting technology[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2025.
- [9] Peacock J, Huang G, Song J, et al. Techno-economic assessment of integrated spectral-beam-splitting photovoltaic-thermal (PV-T) and organic Rankine cycle (ORC) systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, **269**: 116071.
- [10] 翟宇凯, 王炯超, 吴寒逸, 等. 全光谱太阳能与氢能利用协同的分布式综合能源集成与优化[J]. *洁净煤技术*, 2024, **30**(12): 171-179.
- Zhai Y K, Wang J C, Wu H Y, et al. Distributed integrated energy system integration and optimization for full-spectrum solar and hydrogen energy utilization[J]. *Clean Coal Technology*, 2024, **30**(12): 171-179.
- [11] Wingert R, O'Hern H, Orosz M, et al. Spectral beam splitting retrofit for hybrid PV/T using existing parabolic trough power plants for enhanced power output[J]. *Solar Energy*, 2020, **202**: 1-9.
- [12] Hu Y, Yao S N, Yao Y C, et al. Performance evaluation and scale optimization of a spectral splitting solar-wind-hydrogen hybrid system[J]. *Energy*, 2025, **314**: 134316.
- [13] Wang Y J, Li Q, Li D H, et al. Thermodynamic analysis for a concentrating photovoltaic-photothermochemical hybrid system[J]. *Energy*, 2018, **148**: 528-536.
- [14] Wang K, Pantaleo A M, Herrando M, et al. Spectral-splitting hybrid PV-thermal (PVT) systems for combined heat and power provision to dairy farms[J]. *Renewable Energy*, 2020, **159**: 1047-1065.
- [15] Widyolar B, Jiang L, Winston R. Spectral beam splitting in hybrid PV/T parabolic trough systems for power generation[J]. *Applied Energy*, 2018, **209**: 236-250.
- [16] Fan J C C. Theoretical temperature dependence of solar cell parameters[J]. *Solar Cells*, 1986, **17**(2/3): 309-315.
- [17] Notton G, Cristofari C, Mattei M, et al. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2005, **25**(17/18): 2854-2877.
- [18] Sharples S, Charlesworth P S. Full-scale measurements of wind-induced convective heat transfer from a roof-mounted flat plate solar collector[J]. *Solar Energy*, 1998, **62**(2): 69-77.
- [19] Herrando M, Markides C N, Hellgardt K. A UK-based assessment of hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heating and power: System performance[J]. *Applied Energy*, 2014, **122**: 288-309.
- [20] Quoilin S, Orosz M, Hemond H, et al. Performance and design optimization of a low-cost solar organic Rankine cycle for remote power generation[J]. *Solar Energy*, 2011, **85**(5): 955-966.
- [21] Jiang S L, Hu P, Mo S P, et al. Optical modeling for a two-stage parabolic trough concentrating photovoltaic/thermal system using spectral beam splitting technology[J]. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2010, **94**(10): 1686-1696.
- [22] Khafajah H I, Abdelsamie M M, Hassan Ali M I. Techno-economic assessment of waste heat harnessing in the primary aluminum industry through a dual-stage organic Rankine cycle integration[J]. *Energy*, 2024, **313**: 133952.
- [23] Abdin Z, Webb C J, Gray E M. Modelling and simulation of a proton exchange membrane (PEM) electrolyser cell[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, **40**(39): 13243-13257.
- [24] Ni M, Leung M K H, Leung D Y C. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant[J]. *Energy Conversion and Management*, 2008, **49**(10): 2748-2756.
- [25] Li Q S, Hua Q S, Wang C F, et al. Thermodynamic and economic analysis of an off-grid photovoltaic hydrogen production system hybrid with organic Rankine cycle[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2023, **230**: 120843.
- [26] Nasser M, Hassan H. Assessment of standalone streetlighting energy storage systems based on hydrogen of hybrid PV/electrolyzer/fuel cell/desalination and PV/batteries[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, **63**: 106985.
- [27] Zhao J H, Wang A H, Green M A, et al. 19.8% efficient "honeycomb" textured multicrystalline and 24.4% monocrystalline silicon solar cells[J]. *Applied Physics Letters*, 1998, **73**(14): 1991-1993.
- [28] Dudley V E, Kolb G J, Mahoney A R, et al. Test results: SEGS LS-2 solar collector[R]. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 1994.
- [29] Fan J C C, Tsaor B Y, Palm B J. High-efficiency crystalline tandem cells[C]//Proceedings of the Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers. Bellingham, USA: SPIE, 1983: 73-87.
- [30] Desideri A, Gusev S, van den Broek M, et al. Experimental comparison of organic fluids for low temperature ORC (organic Rankine cycle) systems for waste heat recovery applications[J]. *Energy*, 2016, **97**: 460-469.
- [31] Ioroi T, Yasuda K, Siroma Z, et al. Thin film electrocatalyst layer for unitized regenerative polymer electrolyte fuel cells[J]. *Journal of Power Sources*, 2002, **112**(2): 583-587.
- [32] Gallardo F, García J, Ferrario A M, et al. Assessing sizing optimality of OFF-GRID AC-linked solar PV-PEM systems for hydrogen production[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, **47**(64): 27303-27325.
- [33] Alghool D, Bouden C, Haouari M, et al. Harnessing enhanced solar efficiency for green hydrogen production: a comparative analysis of PV and PV-T systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, **98**: 394-406.