

基于燃气电站的燃料电池配置双储能结构的混合动力系统性能分析

于志勇¹, 边家瑜¹, 余金¹, 史晓超², 李博³, 陈衡^{3*}

(1. 国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830063;

2. 国网新疆电力有限公司奎屯供电公司, 新疆 奎屯 833200;

3. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

摘要:为提升能源利用效率并减少碳排放,提出了一种基于燃气电站的氢、热、电联产的混合动力系统。通过热力学分析和经济性分析对系统进行评估,结果显示该系统的能量效率和烟效率分别可达到74.60%和64.47%,高于现有研究中的燃料电池-燃气轮机系统。各子系统中燃料电池对混合动力系统总能量输出功率的贡献最大(88.59%),烟损失也最大,占总烟损失的51.74%,电解水与压缩空气储能系统的相对烟损失较小。压缩空气储能控制机组调峰范围在85%~115%,设计工况下电解水单元的产氢速率为0.41 kmol/h,双储能系统的配置增强了机组的调峰能力。此外,该系统具有0.08~0.10 t/GJ的低碳排放,表明对环境的影响较小。考虑贴现率等因素,该项目的投资成本在3.66 a内可以收回(含建设周期1 a),计算得净现值为110.690万美元。因此,拟提方案在经济性方面也表现出一定的优势。

关键词:燃料电池;氢气;储能调峰;余热利用;性能分析

中图分类号:TK11;TE09

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2024)08-0214-07

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2024.08.039

Performance analysis on a hybrid power system configured with dual energy storage structure based on gas turbine power plant integrated with SOFC

YU Zhi-yong¹, BIAN Jia-yu¹, YU Jin¹, SHI Xiao-chao², LI Bo³, CHEN Heng^{3*}

(1. Economic and Technical Research Institute of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830063, China; 2. Kuitun Power Supply Company of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Kuitun 833200, China; 3. College of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To enhance energy utilization efficiency and reduce carbon dioxide emission, a hybrid power system based on hydrogen, heat, and electricity co-generation in a gas plant is proposed. Through thermodynamic and economic analysis on the system, it is revealed that the energy efficiency and exergy efficiency can reach 74.60% and 64.47%, respectively, both higher than the fuel cell-gas turbine system under research and development. Among various subsystems, the fuel cell contributes the most to the total energy output power (88.59%), yet also incurs the highest exergy loss, accounting for 51.74%. However, the relative exergy losses of the water electrolysis and compressed air energy storage subsystems are comparatively lower. The compressed air energy storage unit's control range for peak shaving spans from 85% to 115%, and the electrolysis unit produces hydrogen at a rate of 0.41 kmol·h⁻¹, enhancing the system's peak shaving capacity. Moreover, the proposed system demonstrates low carbon dioxide emission of 0.08 to 0.10 t·GJ⁻¹, indicating minimal environmental impact. Considering discount rates and other factors, the investment cost of this project can be recovered within 3.66 years (including a 1-year construction period), with a net present value of 1.107 million U. S. dollars. Therefore, this proposed approach also exhibits a certain economic advantage.

Key words: solid oxide fuel cell; hydrogen; energy storage peak shaving; spent heat utilization; performance analysis

传统的燃气发电站具有易于与其他发电设备集成的特点,使得其具备高度的操作灵活性^[1]。高温固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)具备直接将多种燃料气转化为电力的能力,将二者整合可实现超过70%的高发电效率^[2]。迄今为止,学

者们进行了广泛的研究,探究SOFC和燃气轮机(gas turbine, GT)集成系统的性能,并验证了固体氧化物燃料电池-燃气轮机混合动力系统(SOFC-GT)的可行性。

在燃料选择方面,黄尚龙等^[3]对燃料敏感性进

收稿日期:2023-11-06;修回日期:2024-05-27

基金项目:国家电网有限公司科技项目(SGXJ0000FCJS2310288)

作者简介:于志勇(1988-),男,硕士,工程师,研究方向为动力工程,52829730@qq.com;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。

行了研究并做出优化分析,研究表明,使用甲烷时最佳电力效率可达 56.1%。Pirkandi 等^[4]对由蒸汽轮机(ST)、燃气轮机和固体氧化物燃料电池组成的混合系统进行了热力学性能的建模和分析,研究了 9 种不同的循环结构,证实与单一系统相比,该系统的发电效率显著提高,验证了模型的有效性。此外,研究者还考虑将 SOFC-GT 系统与其他发电技术如碳捕集与封存、冷热电联产等集成,然而调峰功能方面的研究存在不足,仍依赖动力系统的启停或运行工况调整。因此,有研究建议将储能技术融入 SOFC-GT 系统以改进调峰性能^[5]。Huang 等^[6]归纳了 CAES 在热力学分析、建模和实验、潜力分析等方面的研究成果。说明了 CAES 储能容量大、存储时间长、耦合灵活性高的优异性能^[7]。近年来,为减轻化石燃料燃烧对环境的负面影响,已有多个发电厂计划采用协同制氢方案。预计到 2030 年,对低碳氢的年需求将达到 3 000 万~5 000 万 t,其中绿氢将占比约 60%^[8]。目前,制氢产业链包括化石能源制氢、化工原料制氢和水电解制氢等多种技术,其中水电解制氢的氢气纯度最高^[9]。Mohebbali 等^[10]在同一系统中考察了固体氧化物电解槽、聚合物电解质膜电解槽和碱性电解槽的性能,比较得出高温固体氧化物电解水(solid oxide electrolysis cell, SOEC)具有最高的烟效率和制氢率。

因此,借助氢储能特点及电-氢灵活转化的关

系和压缩空气储能与燃气机组的结构、工作原理类似的特性,本文中提出采用 SOEC 制氢技术与 SOFC-GT 系统相结合,配合 CAES 实现混合动力系统的深度调峰,增强调峰灵活性。旨在提升电站效率、优化调峰并确保储能和释能过程中储能设备零碳排放,以及促进氢产业发展提供有益的参考和实际应用价值,主要优点如下:SOEC 利用 SOFC 操作过程中产生的电量和热量,热电集成解决能源生产和消耗之间功率不匹配问题,高温混合气驱动燃气轮机,烟气废热用于辅助加热水源,实现能量梯级利用;引入 CAES 和 SOEC 技术双储能结构,有效避免依赖火电机组启停或偏离设计工况实现机组的深度调峰;运行过程中无污染物排放,同时 SOEC 的氢气生产满足氢气供应需求,推动氢产业的发展,提高经济性。

1 系统介绍

本研究提出了一种如图 1 所示的混合设计方案:基于传统燃气电厂,整合高温固体氧化物燃料电池与燃气轮机动力系统、高温固体氧化物电解水系统和压缩空气储能系统。利用 Aspen Plus 软件搭建系统模型如图 2 所示,其中 SOFC-GT 动力系统、CAES 系统模拟计算采用 Peng-Robinson 状态方程,SOEC 系统流程模拟选用 NRTL 模型方法^[11]。

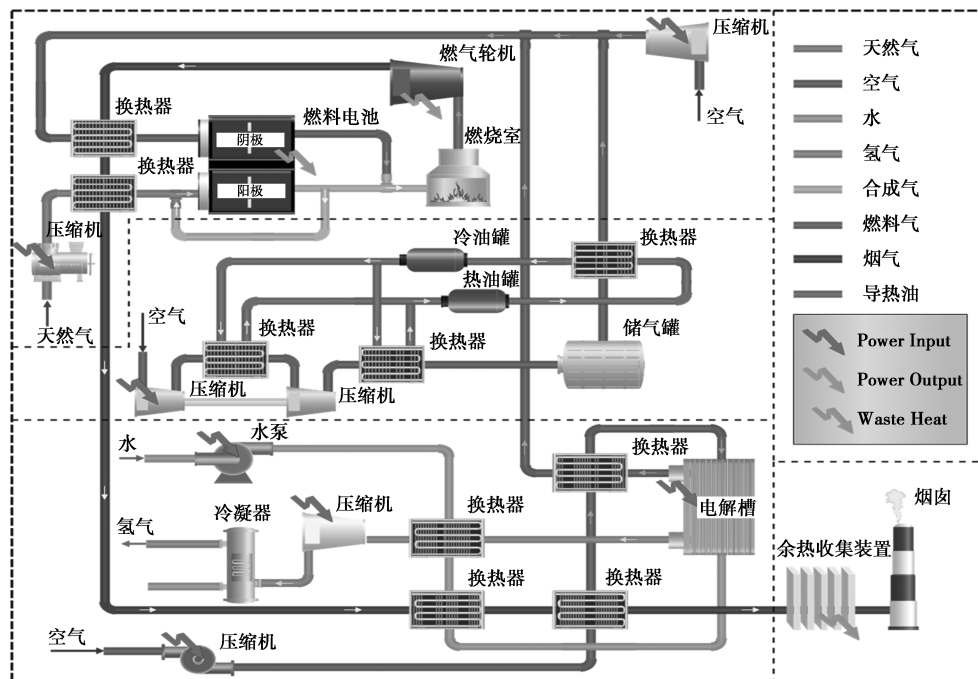


图 1 混合动力系统工艺流程

度变化至 1 073 K 时, ΔG^0 由 1.23 eV 降至 0.96 eV。非标准状态下, 电解水制氢过程的可能电动势由能斯特方程得出^[15]。通常为简化电池电压的计算, 以 ASR 作为电流下电池过电压的近似值, 电池电压计算公式如公式(6), 制氢效率的计算方法如公式(7)。

$$\Delta G^0 = n \times F \times V_0 \quad (4)$$

$$V_{Nemst} = \Delta G/2F = \Delta G^0/2F +$$

$$(RgT_{SOEC}/2F) \ln(P_{H_2}^{OUT} P_{O_2}^{OUT}/P_{H_2O}^{OUT}) + \eta_{ohm} + \eta_{act} + \eta_{conc} \quad (5)$$

$$V_{cell} = V_0 + (i_c \times ASR) \quad (6)$$

$$\eta = \Delta H_{H_2}/(Q_{el} + Q_{th}) \quad (7)$$

式中, P_{H_2} 、 P_{O_2} 、 P_{H_2O} 分别为电解池运行时 H_2 、 O_2 、 H_2O 的分压; η_{ohm} 为欧姆损耗, 表示离子和电子传导引起的损耗; η_{act} 为活化损耗, 表示由反应动力学引起的损耗; η_{conc} 为浓度损耗, 表示由质量传输引起的损耗; ASR 主要取决于测试材料、制造方法和电池堆^[16]; ΔH_{H_2} 为氢气的高位发热量。

2.2 系统评估方法

本文中所提出方案在电网负荷低时段进行充电, 电网负荷高时段释放高压空气调峰。除特殊说明, 下文中的功率或效率计算基于额定工况。混合动力系统所产生的净电功率以及净电效率计算公式如下, 为了便于表达和计算, 将系统中压缩机、水泵、电解槽所消耗的总功率记为 W_{cons} 。除电功率外, 将 SOEC 单元产出的高纯度氢气的能量计入生产的净功率总和 (W_{tot}), 并计算系统整体的能量效率如下:

$$W_{net} = W_{SOFC} + W_{GT} - W_{cons} \quad (8)$$

$$\eta_{net} = W_{net}/(\sum m_{fresh,in} \times LHV_{fresh,in}) \quad (9)$$

$$\eta_{tot} = W_{tot}/(\sum m_{fresh,in} \times LHV_{fresh,in}) \quad (10)$$

忽略动能和势能的影响, 各物料流股的有效能由物理焓 (EX_{ms}^{ph}) 和化学焓 (EX_{ms}^{ch}) 组成。由于进口燃料的天然气的成分较为复杂, 有效能计算公式和稳态过程的部件或系统的有效能平衡可以描述如下:

$$EX_{gas} = m_{gas} \times LHV_{gas} \times [1.0064 + 0.1519 \times (H/C) + 0.0616 \times (O/C) + 0.0429 \times (N/C)] \quad (11)$$

$$\sum EX_{in} + \sum W_{in} + \sum Q_{in} = \sum EX_{out} + \sum W_{out} + \sum Q_{out} + \sum EX_{des} \quad (12)$$

式中, H 、 C 、 O 、 N 是燃料中氢、碳、氧、氮的含量; $\sum EX_{in}$ 和 $\sum EX_{out}$ 为总输入和总输出; $\sum W_{in}$ 和 $\sum W_{out}$ 为总功输入和总功输出; $\sum Q_{in}$ 和 $\sum Q_{out}$ 为总热量输入和总热量输出; $\sum EX_{des}$ 为总有效能损耗, kW。

采用与项目盈利能力呈负相关的动态投资回收期 (DPP, a) 和用于计算项目整个生命周期内现金流量的净现值 (NPV , 美元) 为衡量指标以评估所提出方案的经济性能, 计算公式如下^[17]:

$$\sum_{y=1}^{DPP} [(C_{in} - C_{out})/(1 + i_{dis})^y] = 0 \quad (13)$$

$$NPV = \sum_{y=1}^k [(C_{in} - C_{out})/(1 + i_{dis})^y] \quad (14)$$

式中, y 为项目持续时间内的具体年份; 变量 C_{in} 和 C_{out} 分别表示相应年度的现金流入和流出, 万美元; k 代表电厂的运营周期, a 。

3 结果与讨论

3.1 能量分析

本文中所提出系统的供给燃料为天然气, 其中 N_2 、 CO 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_3H_8 、 C_4H_{10} 含量分别为 0.143、0.009、0.813、0.029、0.004、0.002, 低位热值为 38.45 MJ/kg^[14]。基本运行条件见表 1。

表 1 混合动力系统关键参数设定

	项目	值
燃料电池	燃料速率/(kmol·h ⁻¹)	1.50
	空气速率/(kmol·h ⁻¹)	16.00
	重整器操作压力/kPa	324.00
	SOFC 操作压力/kPa	300.00
	SOFC 操作温度/°C	910.00
	燃料利用系数	0.80
	S/C 比率	2.50
	电流密度/(mA·cm ⁻²)	178.38
	直流/交流转换效率/%	92.00
	阳极回流比例/%	61.15
燃气轮机	热力学损失/%	2.00
	出口压力/kPa	102.00
	等熵效率/%	85.00
电解水单元	机械效率/%	98.00
	操作压力/kPa	300.00
	操作温度/°C	848.00
电解水单元	空气速率/(kmol·h ⁻¹)	0.13
	氢气速率/(kmol·h ⁻¹)	0.11
	水流率/(kmol·h ⁻¹)	0.34
	蒸汽转换率	0.85
	ASR	0.41
	电流密度/(mA·cm ⁻²)	508.51
	HHV(氢气)/(kJ·mol ⁻¹)	285.80
产氢速率/(kmol·h ⁻¹)	0.41	

续表

项目	值
压缩空气单元	空气流率/($\text{kmol}\cdot\text{h}^{-1}$)
	16.00
	级间冷却温度/ $^{\circ}\text{C}$
	50.00
	空气储罐内温度/ $^{\circ}\text{C}$
	50.00
	第一级压比
	3.20
	空气储罐压力/kPa
	500.00
	放气压力/kPa
	324.00
	充电时间/h
	8.00
	放电时间/h
	8.00

通过对该系统的热力学分析、仿真运行得到系统的能量性能数据,整个混合动力系统的总发电功率为 248.28 kW,其中 SOFC 的发电功率为 206.15 kW,能量损失为 3.66 kW,厂用压缩机电耗(21.85 kW)由 GT 承担,GT 出口的高温烟气仍携带大量能量(144.16 kW)可用于各流股的预热。SOFC 发电功率转换为交流后,其中 16.87 kW 的电功率被用于 SOEC 的电解反应,系统制氢速率为 0.41 kmol/h ,制氢效率 80.65%。为了进一步利用系统余热,采用以冷水为冷源,从烟气(76.97 kW)中收集余热提供生活热水的方法。混合动力系统各时段能量对比分析见表 2。常规运行工况下混合动力系统净发电量为 209.36 kW,净电效率为 67.18%,将所生产氢气的能量计入后,总体能量效率达到 74.60%。电网负荷低谷时段 CAES 单元额外耗电功率 25.05 kW 充电,系统运行在 85% 负荷工况;电网负荷高峰时段 CAES 单元进入释能状态,系统运行达到 115% 负荷工况,压缩空气储能系统的储能循环效率为 78.30%。

表 2 混合动力系统能量分析 kW

项目	基本时段	低谷时段	高峰时段
燃料电池	206.15	206.15	206.15
燃气轮机	42.13	42.13	42.13
SOFC-GT 单元功耗	-21.36	-21.36	-1.74
电解水单元功耗	-17.36	-17.36	-17.36
压缩空气单元功耗	—	-25.05	—
产氢热值	23.13	23.13	23.13
混合系统净电输出	209.36	184.31	228.98
混合系统净电效率	67.18%	59.15%	73.47%
混合系统总能量输出功率	232.49	207.44	252.11
总能量效率	74.60%	66.57%	80.89%

3.2 烟分析

系统中原料的供给速率保持不变,有效能的输入不变,设定系统所有进口流股有效能之和(314.10 kW)为基准值 100%。由于 SOFC 阳极侧的化学有效能变化极大地导致了电池堆的不可逆性,故烟损耗份额占比最大的部分是燃料电池本体,占比总有效能的 19.90%,其次是电解槽(19.18 kW),占比 6.11%。二者的烟损耗之和占比总烟损耗的 73.20%。系统净烟输出为 202.50 kW,综合烟效率达到 64.47%,具体表现见表 3。由于该方案生产的能量品质较高,相较典型的燃气电站的烟效率得到显著提升。

表 3 混合动力系统烟分析结果

项目	烟输入及输出	
	数值/kW	比例/%
烟输入(天然气)	305.71	97.33
烟输入(氢气)	7.46	2.38
烟输入(水)	0.82	0.26
烟输入(空气)	0.11	0.04
SOFC-GT 总发电功率	214.28	68.22
所产氢气总烟输出	26.94	8.58
SOFC-GT 单元烟效率	65.15%	
SOEC 单元烟效率	55.89%	
总烟效率	64.47%	

项目	烟损失		
	组件	数值/kW	比例/%
SOFC-GT	压缩机	3.36	1.07
	换热器	8.29	2.64
	燃料电池	62.51	19.90
	燃烧室	13.19	4.20
	燃气轮机	2.53	0.80
SOEC	换热器	2.34	0.75
	压缩机	0.05	0.02
	电解槽	19.18	6.11
	冷凝器	0.14	0.04

3.3 经济性分析

根据相关文献确定了经济性评价的基本参数见表 4^[18-20]。混合动力系统总成本由投资成本和维护运营成本 2 部分组成,项目的利润主要依靠售电、售热以及氢气的售卖。设备投资成本以文献中的成本函数法或规模因子法进行估算^[20-25]。本项目总投

资金额 33.50 万美元,得出的各项设备投资成本呈现如表 5。商业期内,电站每年的运行和维护成本为 3.90 万美元,年供电量达 1.50 GWh,年产氢量为 7.17 t,年供应热量为 3 850.03 t。年售电收入为 14.91 万美元,氢气销售收入为 2.34 万美元,售热总收入为 0.79 万美元,项目年净收入为 14.54 万美元。建设周期为 1 a,在考虑贴现现金流的情况下,资本投入将在建成后的 2.66 a 内收回。按照运营 25 a 计算,净现值为 110.690 万美元。以上数据表明该系统方案具有较好的经济可行性,增设的制氢系统不仅符合碳减排趋势,也为该项目带来更多利润。

表 4 经济性评价的基本假设

项目	数值
年运行小时数/h	7200
项目周期	
建设周期/a	1
运营周期/a	24
上网电价	
基本时段/(美元·MWh ⁻¹)	95.9
高峰时段/(美元·MWh ⁻¹)	142.9
低谷时段/(美元·MWh ⁻¹)	50.3
燃料价格/(美元·t ⁻¹)	27.33
水费/(美元·t ⁻¹)	0.62
热水价格/(美元·t ⁻¹)	3.08
氢气价格/(美元·t ⁻¹)	3258.43
运营维护费/USD	总投资×10%
折现率*/%	8

注:*指折现现金流量分析中用于确定未来现金流量现值的利率。

表 5 主要设备投资分析 万美元

设备	金额	设备	金额
SOFC-GT 单元		SOEC 单元	
压缩机	1.35	水泵	0.03
燃料电池	16.67	压缩机	0.14
备用设备	1.67	换热器	0.18
燃气轮机	5.52	电解槽	4.41
燃烧室	0.06	冷凝器	0.001
转换器	0.04	氢气储罐	0.03
发电机	0.11	CAES 单元	
换热器	0.47	压缩机	1.63
WHR 单元		换热器	0.81
集热器	0.31	储罐	0.03

4 结论

本研究设计了一种基于燃气电站的燃料电池配置双储能结构的新型混合动力系统,实现了氢、热、电多联产。参照传统 SOFC-GT 发电站搭建模型,得到 SOFC-GT 动力系统在电网基本负荷时段可产生 209.36 kW 的净电功率,效率为 67.18%,计入所产生氢气所包含的潜热,效率可达到 74.60%;即使在电力负载低的时段仍能达到 59.15% 的净电效率,远远超过传统燃气电站的效率。排放的废气进入 WHR 系统加热生活用水,实现能量的梯级利用。系统焓效率为 64.47%,总焓损失为 111.59 kW。进一步的分析表明,在混合动力系统中燃料电池、电解槽和燃烧室所发生的反应导致工质化学有效能变化较大,从而产生了较大的焓破坏,分别为 56.02%、17.19% 和 11.82%。电网高负载时段,满负荷运行工况下净电输出功率 228.98 kW,净电效率 73.47%,总能量输出达到 252.11 kW,总能量效率为 80.89%。通过对不同时段电价分析计算,加入氢气售卖与热水供应所获得的收益,25 a 的项目寿命期内该方案预估净现值为 110.690 万美元,动态投资回收期为 3.66 a,且具有 0.08~0.10 t/GJ 的低碳排放。因此,该混合动力系统方案的设计在经济性和环保性方面也非常合适。

参考文献

- [1] 罗丽琦,谢广元,王绍荣.以气化煤气为燃料的固体氧化物燃料电池热电联供系统设计[J].洁净煤技术,2023,29(5):68-79.
- [2] 连琰珂,明平文,蔡黎明.固体氧化物燃料电池/燃气轮机混合动力系统建模仿真研究进展[J].洁净煤技术,2023,29(3):26-39.
- [3] 黄尚龙,杨晨,陈浩,等.燃料预重整份额对 SOFC-GT 混合发电系统设计的影响[J].中国电机工程学报,2022,42(10):3691-3701.
- [4] Pirkandi J, Penhani H, Maroufi A. Thermodynamic analysis of the performance of a hybrid system consisting of steam turbine, gas turbine and solid oxide fuel cell (SOFC-GT-ST) [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 213: 112816.
- [5] 张雨檬.可逆固体氧化物燃料电池-储能系统概念设计与应用场景识别[D].北京:华北电力大学,2021.
- [6] Huang L, Guo H, Xu Y, et al. Influence of design point on off-design and cycling performance of compressed air energy storage systems- from key processes to the whole system [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 57: 106181.
- [7] 孙晓霞,桂中华,张新敬,等.压缩空气储能与可再生能源耦合研究进展[J].中国电机工程学报,2023,43(23):1-20.
- [8] 张浩楠.面向碳中和的电力低碳转型规划与决策研究[D].北

- 京:华北电力大学,2022.
- [9] 李建林,李光辉,马速良,等.碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述[J].热力发电,2021,50(6):1-8.
- [10] Mohebbi Nejadani M, Ahmadi P, Houshfar E. Comparative optimization study of three novel integrated hydrogen production systems with SOEC, PEM, and alkaline electrolyzer [J]. Fuel, 2023, 336:126835.
- [11] Schefold J, Brisse A, Poepke H. Long-term steam electrolysis with electrolyte-supported solid oxide cells [J]. Electrochimica Acta, 2015, 179:161-168.
- [12] 熊星宇,薛振忠,武鑫,等.SOFC 阳极尾气循环进气系统特性建模与流量控制方法[J].动力工程学报,2022,42(8):737-744.
- [13] Vojdani M, Fakhari I, Ahmadi P. A novel triple pressure HRSG integrated with MED/SOFC/GT for cogeneration of electricity and freshwater: Techno-economic-environmental assessment, and multi-objective optimization [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 233:113876.
- [14] Zhang T, Zhao H, Du H, *et al.* Thermodynamic performance study of a novel cogeneration system combining solid oxide fuel cell, gas turbine, organic rankine cycle with compressed air energy storage [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 249:114837.
- [15] 彭维珂,李童宇,武浩然,等.基于医疗垃圾等离子气化的零碳高效热电联产系统性能分析[J].中国电机工程学报,2022,42(9):3135-3151.
- [16] 张晨佳.高温固体氧化物电解水制氢性能分析与模拟研究[D].北京:华北电力大学,2021.
- [17] 朱轶林,王永真,张新敬,等.生物质有机朗肯循环热电联供系统的热经济分析[J].太阳能学报,2021,42(12):312-319.
- [18] Khallaghi N, Jeswani H, Hanak D P, *et al.* Techno-economic-environmental assessment of biomass oxy-gasification staged oxy-combustion for negative emission combined heat and power [J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 196:117254.
- [19] Han Z, Sun Y, Li P. Thermo-economic analysis and optimization of a combined cooling, heating and power system based on advanced adiabatic compressed air energy storage [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 212:112811.
- [20] 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.
- [21] Peng W, Chen H, Liu J, *et al.* Techno-economic assessment of a conceptual waste-to-energy CHP system combining plasma gasification, SOFC, gas turbine and supercritical CO₂ cycle [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 245:114622.
- [22] Kumar P, Singh O. Thermo-economic analysis of SOFC-GT-VARS-ORC combined power and cooling system [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(50):27575-27586.
- [23] Roy D, Samanta S, Ghosh S. Performance assessment of a biomass-fuelled distributed hybrid energy system integrating molten carbonate fuel cell, externally fired gas turbine and supercritical carbon dioxide cycle [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 211:112740.
- [24] Chitgar N, Emadi M A. Development and exergoeconomic evaluation of a SOFC-GT driven multi-generation system to supply residential demands: Electricity, fresh water and hydrogen [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(34):17932-17954.
- [25] Jiang R, Yin H, Peng K, *et al.* Multi-objective optimization, design and performance analysis of an advanced trigenerative micro compressed air energy storage system [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 186:323-333. ■

博禄、阿布扎比国家石油公司和北欧化工拟与万华合作在福建建设特种聚烯烃一体化项目

由博禄、阿布扎比国家石油公司和北欧化工组成的投资联合体已经与万华化学及其控股公司万融新材料(福建)有限公司签订了在中国建设特种聚烯烃一体化设施的合作协议。

该项目拟定在福建省福州市建设,计划年产特种聚烯烃 160 万 t,将充分利用北欧化工先进的 Borstar® 专有技术和博禄的广域销售网络。投资联合体有意向与万融新材料(福建)有限公司在遵循相关法律法规、符合惯例监管审批的前提下,共同打造一家中外合资企业,双方持股比例为 50:50。

博禄首席执行官哈泽姆·苏尔坦·苏瓦伊迪表示:“这项战略发展举措基于阿中牢固的经济纽带,通过加快我们在中国的拓展步伐,为博禄的股东创造潜在价值。拟定建设的工厂将充分利用我们合作企业及主要股东的专业优

势,集合重大资金、世界领先的技术、创新和技术专长以及广泛的物流和客户网络于一身。我们期待与我们的合作伙伴一起快速交付一套可持续发展的可行性研究方案,帮助我们兑现减少排放的承诺。”

该项目将充分利用博禄和北欧化工的行业与商业专长与技术、阿布扎比国家石油公司的供应链和物流协同能力;同时,项目还将得益于万华化学在中国市场上的强劲业绩和网络、中国具有竞争力的建设和能源成本,以及加快的执行进度表。合作企业已经制定了他们的净零排放目标,并承诺开发产品推动循环经济。受当地政府支持,合作方计划使用 100% 零碳电力为拟建设的特种聚烯烃一体化设施供电。

项目的最终架构和财务承诺将在可行性研究完成以后建立,人工智能解决方案也将被列入探索范畴,以支持工厂的自动化运营模式。

(冀磊)