DOI: 10.19666/j.rlfd.202506112

GTCC-SOEC 制氢储能耦合深度调峰系统建模研究

王一丰，肖俊峰，胡孟起，夏 林，连小龙，史宗历
（西安热工研究院有限公司，陕西 西安 710054）

［摘 要］构建了燃气-蒸汽联合循环机组（gas turbine combined cycle，GTCC）耦合固体氧化物电解槽（solid oxide electrolysis cell，SOEC）的制氢储能深度调峰（小于 30%额定容量）模型，论证了制氢储能消纳可再生能源的系统内电热资源高效匹配的可行性。通过机器学习预测 GTCC 变工况发电功率，利用余热锅炉模型计算蒸汽参数，并结合 SOEC 热化学模型计算制氢电耗和热耗。结果表明：SOEC 电解电压和制氢量可快速响应输入电能的变化，生成氢气的热惯性温差能稳定在 25~27 ℃；当调峰深度（可再生能源消纳量和额定容量的比值）从 50%增至 100%时，储能调峰系统整体效率从 47.8%升高至 55.3%；GTCC-SOEC 消纳可再生能源使制氢总能耗从 6.7 kJ/m 降低到 5.8 kJ/m^3，降幅达 13.4%；SOEC 制氢热耗约为制氢电耗的 80%，耦合制氢系统效率比 GTCC 单独调峰发电效率仅低 3.15%~3.34%；调峰深度每提升 1%，制氢量可增加约 0.1 t/h，天然气燃烧排放 CO_2 可减少 0.64 t/h。考虑储能成本和天气影响后，机组日运行 8 h，当风、光大发时段从 0 增长到 1.5 h，掺氢体积比增至 30%，而储氢–释氢循环内平均效率从基准值 56.7%升高到 62.5%；当可再生能源每日上网时长达到 2.5 h，储氢–释氢循环内平均效率能达到 67.1%；当储能调峰补贴与电价之比小于 0.2 时，成本产值率随储–网电量之比的增大呈先降后升趋势，当补贴与电价之比大于 0.2 时，成本产值率随储–网电量之比的增大而持续升高。

［关 键 词］联合循环发电；余热锅炉；深度调峰；固体氧化物电解器；动态建模

［引用本文格式］王一丰，肖俊峰，胡孟起，等. GTCC-SOEC 制氢储能耦合深度调峰系统建模研究[J]. 热力发电, 2026, 55(2): 158-169. WANG Yifeng, XIAO Junfeng, HU Mengqi, et al. Research on modeling of GTCC-SOEC hydrogen-production energy storage system coupled with deep peak-shaving[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(2): 158-169.

Research on modeling of GTCC-SOEC hydrogen-production energy storage system coupled with deep peak-shaving

WANG Yifeng, XIAO Junfeng, HU Mengqi, XIA Lin, LIAN Xiaolong, SHI Zongli
(Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: A model for hydrogen production and storage during deep peak-shaving (less than 30% of rated capacity) was established by coupling a gas turbine combined cycle (GTCC) unit with a solid oxide electrolysis cell (SOEC), demonstrating the feasibility of efficiently matching electrothermal resources within the system to accommodate renewable energy. Machine learning was used to predict GTCC variable-load power output, heat recovery boiler models were used to calculate steam parameters, and SOEC thermochemical models were applied to determine hydrogen production electricity and heat consumption. Results show that SOEC electrolysis voltage and hydrogen production can quickly respond to changes in input electrical energy, with the thermal inertia temperature difference of hydrogen production stabilizing at 25~27 ℃. When the peak shaving depth (the ratio of accommodated renewable energy to rated capacity) increased from 50% to 100%, the overall efficiency of the energy storage peak

收 稿 日 期：2025-06-22 修 回 日 期：2025-07-18 接 受 日 期：2025-07-28
基 金 项 目：基于数字孪生的重型燃机健康管理关键技术研究（配套）（T1-25-TYK38）
Supported by: Research on Key Technologies for Health Management of Heavy-duty Gas Turbines Based on Digital Twins (Supporting) (T1-25-TYK38)
第一作者简介：王一丰（1994），男，博士，主要研究方向为联合循环机组效能诊断与节能优化，ywang058@e.ntu.edu.sg。

shaving system rose from 47.8% to 55.3%. Using GTCC-SOEC to accommodate renewable energy reduced the total energy consumption of hydrogen production from 6.7 kJ/m ³to 5.8 kJ/m ³, with a reduction of 13.4%. SOEC hydrogen production heat consumption is about 80% of the electricity consumption, and the efficiency of the coupled hydrogen production system is only approximately 3.15%～3.34% lower than the efficiency of GTCC standalone peak-shaving power generation. For every 1% increase in peak shaving depth, hydrogen production increases by about 0.1 t/h, and CO_2 emissions from natural gas combustion decrease by 0.64 t/h. Considering storage costs and weather impacts, when the unit operates for 8 hours per day, as the peak periods for wind and solar generation increase from 0 to 1.5 hours, the hydrogen blending volume ratio increases to 30%, and the average efficiency of the hydrogen storage-release cycle increases from the baseline 56.7% to 62.5%; When the daily online duration of renewable energy reaches 2.5 hours, the average efficiency within the cycle can reach 67.1%. When the ratio of peak-shaving subsidy to electricity price is less than 0.2, the cost-to-output ratio initially decreases and then increases with the ratio of stored to grid electricity. When the subsidy-to-electricity price ratio is greater than 0.2, the cost-to-output ratio continuously increases with the stored-to-grid electricity ratio.

Key words: combined cycle power generation; heat recovery steam generator; deep peak regulation; solid oxide electrolysis cell; dynamic modeling

近年来，随着国家“双碳”战略目标的实施，新能源电力装机容量占比提高、上网电量大幅增加，风电、光伏、潮汐发电等易受环境气候影响，遇到极端恶劣天气时甚至大量频繁停机，因此必须保持足够多的火电机组处于运行状态，承担新能源的调节与应急，这对火电机组具备宽程的负荷调节范围、快速响应电网的实时调度提出了更高的需求。调峰是指通过调节电源出力或负荷，匹配电网日内负荷曲线波动。根据国家发展改革委、国家能源局印发的《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，我国将在具备条件的地区适度布局一批调峰气电项目，进一步提升气电调峰能力。燃气-蒸汽联合循环机组（gas turbine combined cycle，GTCC）在低负荷工况下性能指标水平会降低，其高效环保优势在深度调峰期间难以发挥，获取大容量调峰补贴的潜力尚未得到应用[1]，跟随电网频繁升降负荷和启停也会给热力设备带来潜在的寿命折损和安全风险。

为满足电网消纳可再生能源的指标要求，需集成储能系统拓展机组的调峰容量，以解决机组深度调峰时经济性变差、安全风险升高的问题。制氢储能装置可辅助 GTCC 开展深度调峰[2]，其中固体氧化物电解槽（solid oxide electrolysis cell，SOEC）是电解水制氢技术路线中效率、产率最高的方式之一[3]。一方面，GTCC 深度调峰容量达到百兆瓦级，SOEC 及其逆向燃料电池（solid oxide fuel cell，SOFC）系统的负载范围较宽且能快速变化负荷，能应对不同负荷下的 GTCC 深度调峰[4]；另一方面，SOEC 制氢技术与燃气轮机已有的掺氢发电技术契合度高，将氢气作为燃料可以提高能源利用效率[5]。合理配置储能系统减小机组出力可获取更多深度调峰补贴[6]，以《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022 年修订版）》为例，火力发电企业以基准负荷（额定出力）分级报价，额定容量 40%~64%调峰深度的补贴达 600 元/(kW h)，65%~100%调峰深度的补贴达 1 000 元/(kW h)。

近年来，将 SOEC 集成于火电机组的储能调峰系统成为研究热点。王林等[7-8]提出并利用 Aspen 软件建立了 SOEC 与燃煤机组耦合的火电机组灵活性改造方案和全容量长寿命调峰模型。刘晓莎等[9]利用 Aspen 软件建立了集成 SOEC 的火电深度调峰系统模型，并设计了能效与成本优先的 2 套方案。王林等[10]建立了 SOEC 集成煤电调峰方案的经济性分析模型，分析结果表明投用储能系统后可实现调峰收益增加、设备延寿、降耗减碳。曹炜等[11]建立了火电机组的制氢调峰模型，通过分析电网综合负荷得出制氢系统容量优化配置方案。胡任智等[12]建立了 SOEC 的调峰调度模型，量化了调峰贡献并分析了补贴的合理分配。Arslan 等人[13]建立了集成 SOEC 的燃煤机组模型，将 SOEC 的第二产物氧气用于锅炉燃烧，结果表明整体机组发电量减少，发电系统总体能源效率升高。Hosseini[14-16]建立了集成 SOEC 的燃气轮机发电系统变工况模型，分析了燃气轮机的发电量和 SOEC 蒸汽温度、电极特性对 SOEC 变工况运行规律的影响，还建立了匹配光伏发电的调峰模型，结果表明混合系统的气耗和能耗减少。Wang 等人[17]使用 MATLAB 建立了 SOEC-GTCC 系统模型，结果表明集成系统相比于原发电系统，余热锅炉蒸汽热能的利用效率提高。Li 等人[18]使用 Aspen Plus 软件建立了 SOEC-GTCC 调峰系统模型，结果表明该系统能够保持良好的机组发电效率。黄呈帅等[19]建立了 SOEC-GTCC 调峰

系统模型，分析了 GTCC 掺氢比例和蒸汽循环抽汽系数对系统性能影响。Zoghi 等人[20]和 Pirkandi 等人[21]使用 EES 软件建立了 SOFC-GTCC 系统模型，结果表明集成系统比原发电系统具有更佳的性能。Nourpour 等人[22]使用 Thermoflex 软件建立了 SOFC-GTCC 系统调峰模型，对余热锅炉蒸汽输入 SOFC 的发电功率增益进行了灵敏度分析。佟勇婧等[23]使用 Aspen Plus 软件建立了 SOFC-GTCC 零碳排放混合动力系统模型。

综上所述，虽然已有大量关于 SOEC 集成火电机组的研究，但是对 GTCC-SOEC 氢储能发电深度调峰还有待自主建模和实验研究。因此，本文在建立 SOEC 电化学反应动态模型的基础上，结合神经网络算法对 GTCC 机组历史数据深度挖掘，再利用 Python 语言编程建立三压再热余热锅炉全容量模型，分析 SOEC-GTCC 深度调峰的性能与效益。

1 GTCC-SOEC 调峰模型

1.1 SOEC-GTCC 运行模式

SOEC 将多余的电能同步、高效地转化为氢气，即时消纳波动的可再生能源出力，减轻电网调峰压力；GTCC 则负责在 SOEC 处理了快速波动后，进行更长时间尺度、更大功率范围的稳定调节。SOEC 的快速动作减少了 GTCC 的调频调峰次数，使其运行在更平稳、高效的工况下，因此能延长发电设备寿命。图 1 给出了火电制氢储能深度调峰运行模式原理。如图 1a)所示，在 GTCC 传统调峰运行模式下，机组按照电网调度要求的供电量低负荷单独参与调峰，为可再生能源腾出容量，弃掉多余的可再生能源，预计能获得额定容量 0~30%调峰深度的电价补贴。图 1b)中，在 GTCC-SOEC 极限调峰运行模式下，余热锅炉所产蒸汽和机组所发电量全部被制氢储能系统消纳，为全部可再生能源腾出容量，调峰时段的储氢全部与天然气掺烧发电。机组对电网的输出功率则降低为零，预计能获得额定容量 30%~100%调峰深度的电价补贴。

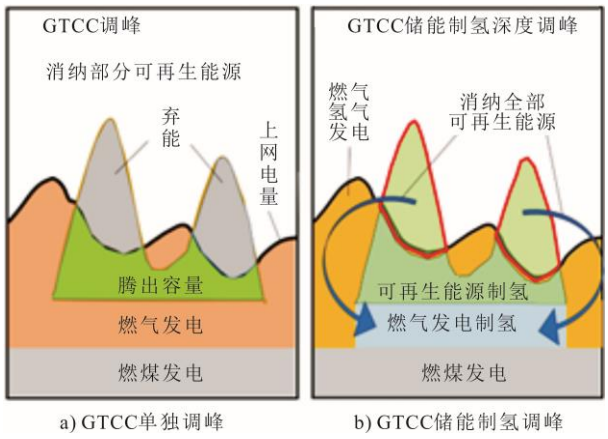


图 1 火电制氢储能深度调峰运行模式原理
Fig.1 Principle of the deep peak shaving models of hydrogen energy production in thermal power

GTCC-SOEC 系统示意如图 2 所示。该系统包含燃气轮机（gas turbine，GT）、余热锅炉（heat recovery steam generator，HRSG）、汽轮机、凝汽器、发电机、泵等设备。

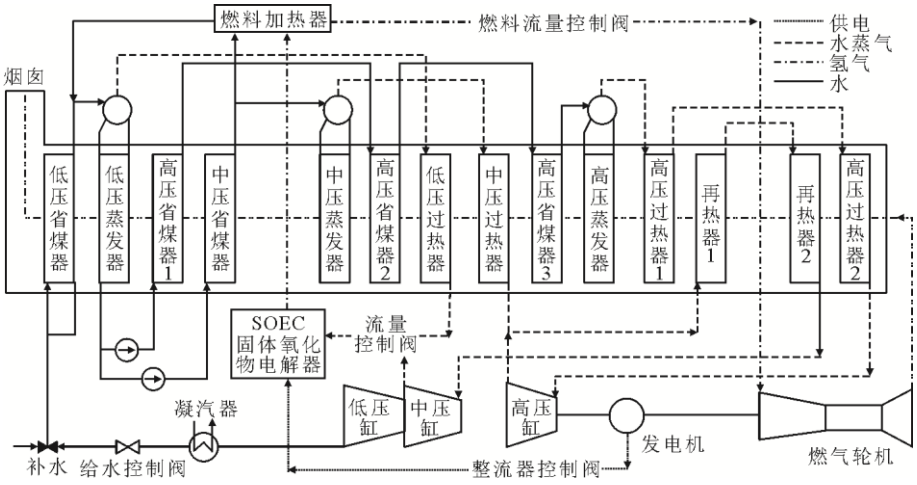


图 2 GTCC 机组耦合储能系统示意
Fig.2 Schematic diagram of the GTCC unit coupled with energy storage system

图 3 为 GTCC-SOEC 系统控制流程。图 4 为 Python 得到的 SOEC 流程示意。GTCC-SOEC 系统包括制氢、储氢和余热回收模块，两级加热器用于冷却生产的高温氢气和氧气，回收热量用于预热蒸汽和空气，此外还设置了一级加热器调节蒸汽温度。



图 3 GTCC-SOEC 系统控制流程图

Fig.3 Control process flowchart of the GTCC-SOEC system

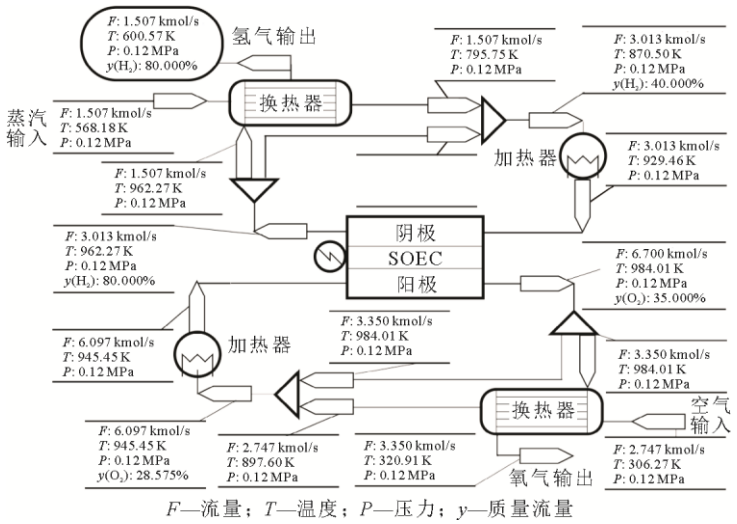


图 4 SOEC 设计工况流程示意和 Python 程序计算结果

Fig.4 Process diagram of the SOEC under design condition and the Python program calculation results

图 5 为 Python 得到的余热锅炉系统流程示意。余热锅炉的三压换热系统分为高压、中压、低压 3 个模块，共 14 级换热器。余热锅炉生产的高压蒸汽和一部分中压蒸汽供应汽轮机用于满足电网需求，另一部分中压蒸汽和低压蒸汽被制氢储能系统电解为氢气和氧气。

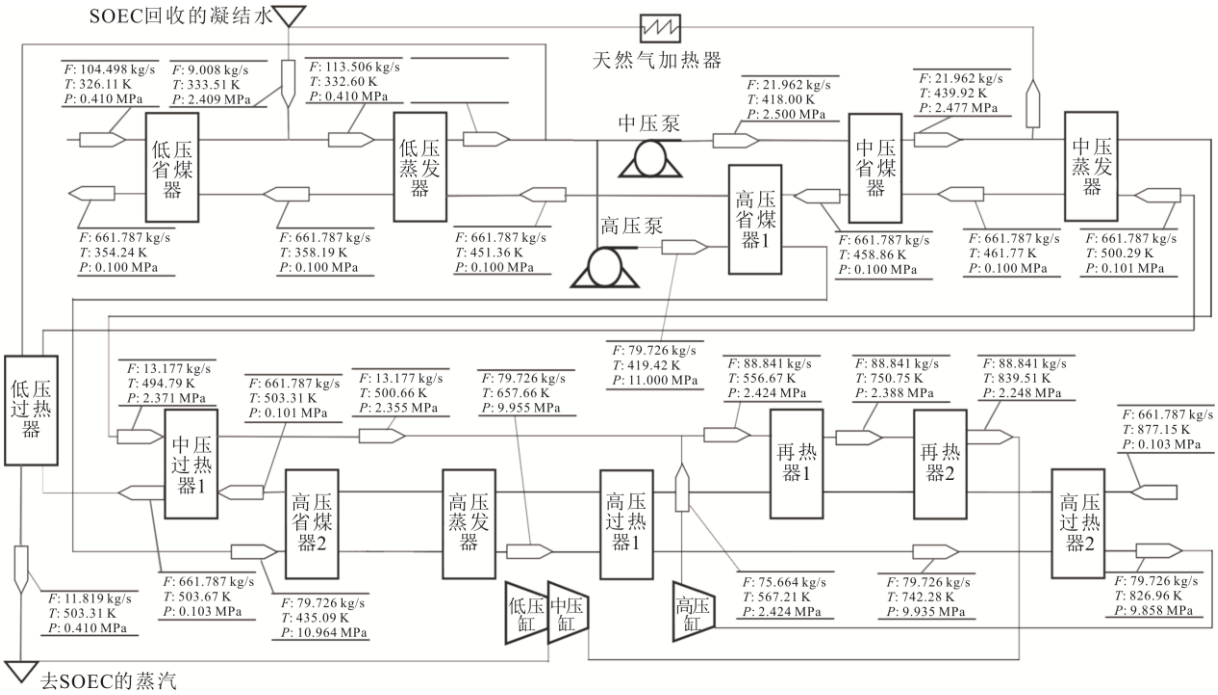


图 5 余热锅炉系统流程示意和 Python 程序计算结果

Fig.5 Process diagram of the HRSG system and Python program calculation results

1.2 SOEC 模型建立

SOEC 制氢系统包括电解槽、换热器、储氢罐以及气泵，电解槽由多个电解单元封装而成。其工作过程为：含有少量氢气的高温水蒸气从 SOEC 阴极侧进入电解槽，蒸汽移动到阴极被还原形成氢气和氧离子，然后氢气扩散至阴极并被收集，氧离子通过电解质迁移到阳极被氧化形成氧气，在阳极侧送入吹扫空气以加快氧气的收集。电解水产生的热氢气和部分蒸汽通过换热器加热从余热锅炉输送到 SOEC 中的带压蒸汽，热空气通过换热器加热常温吹扫空气。模型的核心是精确计算电解池在实际工作状态下的总工作电压，分解公式如下：

$$V_{\mathrm{SOEC}} = E_{\mathrm{Nernst}} + E_{\mathrm{act}} + V_{\mathrm{ohm}} + V_{\mathrm{conc}} \tag{1}$$

$$E_{\mathrm{Nernst}} = 1.253 - 2.452\times10^{-4}T + \frac{RT}{2F}\ln\left(\frac{p(\mathrm{H_2})}{p_0(\mathrm{H_2O})}\sqrt{\frac{p(\mathrm{O_2})}{p_0}}\right) \tag{2}$$

$$V_{\mathrm{act}} = \frac{RT}{F}\sinh^{-1}\left(\frac{J}{2k\exp\left(\frac{-E_{\mathrm{act}}}{RT}\right)}\right) \tag{3}$$

$$V_{\mathrm{ohm}} = 3\exp\left(\frac{10\ 300}{T}\right)Jd_{\mathrm{e}} \tag{4}$$

$$V_{\mathrm{conc,c}} = \frac{RT}{2F}\ln\left(\frac{1+\frac{JRTd_{\mathrm{c}}}{2FD(\mathrm{H_2O})p(\mathrm{H_2})}}{1-\frac{JRTd_{\mathrm{c}}}{2FD(\mathrm{H_2O})p(\mathrm{H_2O})}}\right) \tag{5}$$

$$\frac{1}{D(\mathrm{H_2O})} = \frac{\xi}{\varepsilon}\left(\frac{p\sigma^2\Omega_{\mathrm{D}}}{T^{1.5}} - \frac{2}{r_{\mathrm{p}}\sqrt{RT}}\right) \tag{6}$$

式中：V_{SOEC} 是电解池电势，V；E_{nernst} 是能斯特电势，V；V_{conc} 是浓度过电位；V_{act} 是活化过电位；V_{ohm} 是欧姆过电位；R 是气体常数，J/(mol K)；F 是法拉第常数，A s/mol；T 是电解池运行温度，K；$p(\mathrm{H_2})$ 是氢气分压，Pa；$p(\mathrm{H_2O})$是蒸汽分压，Pa；p_0 是大气压力，Pa；p 是 SOEC 运行压力，Pa。J 是能流密度，10^{-5} A/m^2；k 是能流密度系数，A/m^2；E_{act} 是活化能，J/mol；d_{e} 是电解层厚度，m；$D(\mathrm{H_2O})$是蒸汽扩散系数，cm^2/s；d_{c} 是阴极电极厚度，m；σ是特征长度，10^{-10}m；ε是孔隙率；ζ是曲折度；r_{p} 是孔的半径，m；Ω 是扩散碰撞系数，由 Lennard-Jones 势能系数计算得到。

然后，将单电池的性能放大到电解堆系统，计算产氢能力、物料消耗及总电功率需求，公式如下：

$$W_{\mathrm{SOEC}} = JA_{\mathrm{cell}}N_{\mathrm{cell}}V_{\mathrm{SOEC}} \tag{7}$$

$$N(\mathrm{H_2O}) = N(\mathrm{H_2}) = \frac{JA_{\mathrm{cell}}N_{\mathrm{cell}}}{2F} \tag{8}$$

$$c_{p,\mathrm{h}}m_{\mathrm{h}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{h}}}{\mathrm{d}t} = h_{\mathrm{h}}A_{\mathrm{h}}(T_{\mathrm{w}} - T_{\mathrm{h}}) \tag{9}$$

$$c_{p,\mathrm{c}}m_{\mathrm{c}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{c}}}{\mathrm{d}t} = h_{\mathrm{c}}A_{\mathrm{c}}(T_{\mathrm{w}} - T_{\mathrm{c}}) \tag{10}$$

$$\rho_s c_{\mathrm{p,s}}k_{\mathrm{s}}\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{h}}}{\mathrm{d}t} = h_{\mathrm{h}}A_{\mathrm{h}}(T_{\mathrm{h}} - T_{\mathrm{s}}) - h_{\mathrm{c}}A_{\mathrm{c}}(T_{\mathrm{s}} - T_{\mathrm{c}}) \tag{11}$$

式中：A_{cell} 是电解槽有效面积，m^2；N_{cell} 是电解槽内单元数；W_{SOEC} 是 SOEC 耗电量，W；$N(\mathrm{H_2})$是生成的氢气量，mol/s；$N(\mathrm{H_2O})$是 SOEC 需要的蒸汽量，mol/s。$c_{p,\mathrm{c}}$、$c_{p,\mathrm{h}}$ 分别是换热器冷端、热端气体的定压比热容，J/(kg K)；$c_{p,s}$ 是换热器的固体比热容，J/(kg K)；m_{h} 和 m_{c} 分别是换热器热端、冷端气体流量，kg/s；h_{h} 和 h_{c} 分别是热端、冷端气体的换热系数，J/(s·m^2·K)；T_{h} 和 T_{c} 分别是换热器热端、冷端气体温度，K；T_{s} 是换热器固体温度，K；A_{h}、A_{c} 分别是热端、冷端的换热面积，m^2；k_{s} 是换热器固体导热系数，m^3；ρ_{s} 是换热器固体密度，kg/m^3。

1.3 GTCC 模型建立

GTCC 模型沿用文献[24-25]的计算方法，依据《燃气轮机余热锅炉性能试验规程》（ASME PTC 4.4—2008），计算余热锅炉换热器热力性能。其中余热锅炉总能量平衡公式如下：

$$Q = (M_{\mathrm{GTA}} + M_{\mathrm{GTF}})h_{\mathrm{in,g}} + M'_{\mathrm{GTA}}h_{\mathrm{in,a}} + M_{\mathrm{CRH}}h_{\mathrm{CRH}} + M_{\mathrm{FW}}h_{\mathrm{FW}} \tag{12}$$

$$Q = (M_{\mathrm{GTA}} + M_{\mathrm{GTF}})h_{\mathrm{out,g}} + M'_{\mathrm{GTA}}h_{\mathrm{out,a}} + Q_{\mathrm{L}} + M_{\mathrm{HP}}h_{\mathrm{HP}} + M_{\mathrm{RH}}h_{\mathrm{RH}} + M_{\mathrm{LH}}h_{\mathrm{LH}} + M_{\mathrm{FGH}}h_{\mathrm{FGH}} \tag{13}$$

式中：M_{GTA} 是理论空气流量，kg/s；M_{GTF} 是燃料流量，kg/s；M'_{GTA} 是过量空气流量，kg/s；$h_{\mathrm{in,g}}$ 是余热锅炉进口烟气焓值，kJ/kg；$h_{\mathrm{in,a}}$ 是余热锅炉进口空气焓值，kJ/kg；M_{CRH} 是冷再热蒸汽流量，kg/s；h_{CRH} 是冷再热蒸汽焓值，kJ/kg；M_{FW} 是余热锅炉给水流量，kg/s；h_{FW} 是余热锅炉给水焓值，kJ/kg；$h_{\mathrm{out,g}}$ 是余热锅炉出口烟气焓值，kJ/kg；$h_{\mathrm{out,a}}$ 是余热锅炉出口空气焓值，kJ/kg；M_{HP}、M_{RH}、M_{LH} 分别是高压、再热和低压主蒸汽流量，kg/s；h_{HP}、h_{RH}、h_{LH} 分别是高压、再热、低压主蒸汽焓值，kJ/kg；M_{FGH} 是性能加热器给水流量，kg/s；h_{FGH} 是性能加热器给水焓值，kJ/kg；Q_{L} 是散热损失，W。冷再热蒸汽流量根据冷再热蒸汽流量与高压过热蒸汽流量的设计比例计算得到。汽轮机采用 Stodola 计算公式：

$$\frac{m_{\mathrm{st}}\sqrt{\frac{T_{\mathrm{in}}}{P_{\mathrm{in}}}}}{m_{\mathrm{st}}\sqrt{\frac{T_{\mathrm{in,d}}}{P_{\mathrm{in,d}}}}}=\frac{\sqrt{1-\left(\frac{p_{\mathrm{out}}}{p_{\mathrm{in}}}\right)^2}}{\sqrt{1-\left(\frac{p_{\mathrm{out,d}}}{p_{\mathrm{in,d}}}\right)^2}} \tag{14}$$

$$W_{\mathrm{st}}=m_{\mathrm{st}}(h_{\mathrm{s,out}}-h_{\mathrm{s,in}})\left(\eta_{\mathrm{st}}+\frac{x-x_{\mathrm{d}}}{2}\right) \tag{15}$$

式中：m_{st}是汽轮机蒸汽流量，kg/s；T_{in}是汽轮机入口蒸汽温度，K；p_{in}和 p_{out}是汽轮机入口和出口蒸汽压力，Pa；W_{st}是汽轮机缸功率，W；h_{in}和 h_{out}是汽轮机入口和出口蒸汽焓值，kJ/kg；x 是缸出口蒸汽干度；η_{st}是汽轮机效率；下标 d 表示设计值。

$$D_{\text{peak-shaving}}=\frac{\Delta W_{\text{renewable}}}{W_{\mathrm{GTCC,0}}} \tag{16}$$

式中：$D_{\text{peak-shaving}}$是调峰深度，%；$\Delta W_{\text{renewable}}$是消纳可再生能源发电量，W；$W_{\mathrm{GTCC,0}}$是机器学习模型预测 GTCC 单独参与调峰时发电功率，W。

余热锅炉效率计算公式为：

$$\eta_{\mathrm{HRSG}}=1-\frac{M_{\mathrm{gas}}(h_{\mathrm{out}}-h_{\mathrm{flue}})+L_{\mathrm{HRSG}}}{M_{\mathrm{gas}}(h_{\mathrm{in}}-h_{\mathrm{flue}})} \tag{17}$$

式中：η_{HRSG}是余热锅炉效率，%；M_{gas}是烟气流量，kg/s；h_{out}、h_{in}分别是 HRSG 出口、入口烟气焓值，kJ/kg；h_{flue}是烟囱烟气焓值，kJ/kg；L_{HRSG}是 HRSG 热损失，kJ。

$$\eta_{\mathrm{SOEC}}=\frac{M(\mathrm{H_2})(h_{\mathrm{LHV}}(\mathrm{H_2})+h(\mathrm{H_2}))}{W_{\mathrm{SOEC}}+M_{\mathrm{h}}(h_{\mathrm{h}}-h_{\mathrm{c}})} \tag{18}$$

式中：η_{SOEC}是 SOEC 系统效率，%；W_{SOEC}是 SOEC 耗电量，W；M_{h}是 GTCC 对 SOEC 抽汽流量，kg/s；h_{h}是 GTCC 对 SOEC 抽汽焓值，kJ/kg；h_{c}是补水焓值，kJ/kg；$M(\mathrm{H_2})$是 SOEC 生产氢气流量，kg/s；$h_{\mathrm{LHV}}(\mathrm{H_2})$是氢气的低位热值，kJ/kg；$h(\mathrm{H_2})$是氢气的显焓，kJ/kg。

$$\eta_{\text{GTCC-SOEC}}=\frac{W_{\mathrm{GTCC}}+M(\mathrm{H_2})h_{\mathrm{LHV}}(\mathrm{H_2})}{M_{\mathrm{f}}h_{\mathrm{LHV}}} \tag{19}$$

式中：$\eta_{\text{GTCC-SOEC}}$是制氢调峰系统效率，%；W_{GTCC}是 GTCC 实际上网电量，W；M_{f}是燃料流量，kg/s；h_{fLHV}是燃料的低位发热量，kJ/kg。

$$\eta_{\mathrm{avg}}=\frac{W_{\mathrm{GTCC,0}}+M_{\mathrm{f}}h_{\mathrm{LHV}}T_{\mathrm{release}}\eta_{\mathrm{release}}}{Q_{\mathrm{f}}-M(\mathrm{H_2})h_{\mathrm{LHV}}(\mathrm{H_2})T_{\mathrm{storage}}\eta_{\mathrm{storage}}} \tag{20}$$

式中：η_{avg}是储氢循环内平均效率，%；Q_{f}是燃料总耗量，J；η_{release}是释氢发电效率，%；η_{storage}是储氢效率，折算了氢气加压和泄漏的损耗，%。

$$\eta_{\mathrm{eco}}=\frac{r_{\mathrm{elec}}+r_{\mathrm{peaking}}R_{\mathrm{storage}}}{1+R_{\mathrm{storage}}}\eta_{\text{GTCC-SOEC}} \tag{21}$$

$$R_{\mathrm{storage}}=\frac{W_{\mathrm{SOEC}}}{W_{\mathrm{GTCC}}} \tag{22}$$

式中：η_{eco}是燃料成本产值率，能直观评价电价和燃料价格相关的经济性；R_{storage}是储−网电量比；r_{elec}是电价与天然气价格之比；r_{peaking}是制氢调峰补贴与天然气价格之比。

$$M(\mathrm{CO_2})=\frac{M(\mathrm{H_2})h_{\mathrm{LHV}}(\mathrm{H_2})\eta(\mathrm{H_2})C(\mathrm{CO_2})}{\eta_{\mathrm{NG}}} \tag{23}$$

式中：$M(\mathrm{CO_2})$是二氧化碳减排量，kg/s；$\eta(\mathrm{H_2})$是氢气发电效率，%；η_{NG}是天然气发电效率，%；$C(\mathrm{CO_2})$是天然气发电等效碳排放量，kg/(kW h)。

1.4 模型计算方法

根据国内某型 GTCC 的运行数据，Python 语言模型的计算步骤流程如图 6 所示。

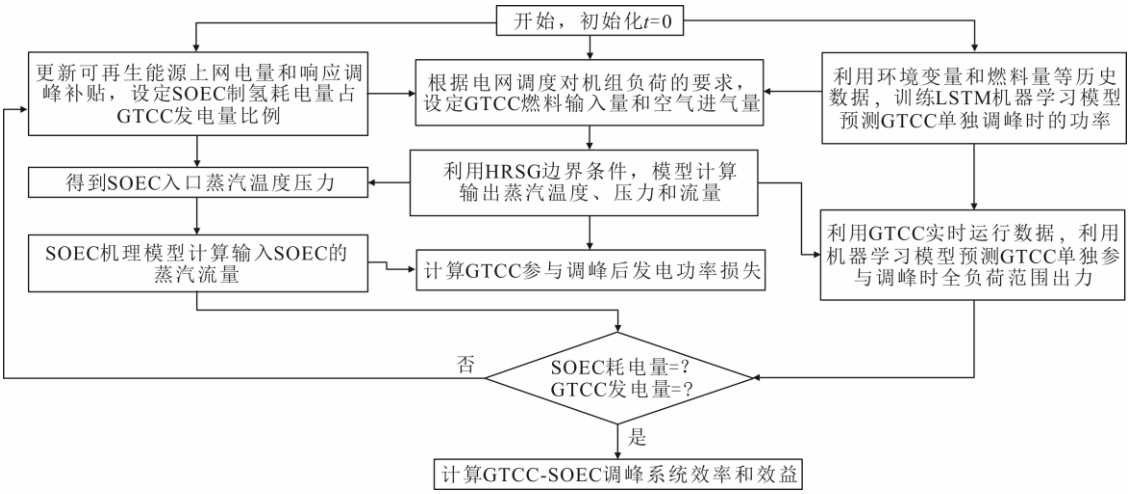


图 6 GTCC-SOEC 模型计算流程图
Fig.6 GTCC-SOEC model calculation flow chart

1）初始化与数据更新。设定时间步长起点，更新可再生能源发电量及环境参数；根据电网调度指令设定 GTCC 燃料量与进气量。

2）基础功率预测与系统设定。利用长短时记忆（long short-term memory，LSTM）神经网络机器学习模型[26]，基于运行数据预测 GTCC 单独参与调峰时发电功率，同步设定 SOEC 耗电量占 GTCC 发电量的比例。

3）蒸汽-能量流协同计算。HRSG 模型输入边界条件计算蒸汽参数，SOEC 模型输入边界条件反推制氢所需蒸汽量，计算 GTCC 因抽汽供热损失的发电功率。

4）电平衡迭代与调峰验证。计算 GTCC 参与调峰的实际发电功率，若与 SOEC 耗电量未平衡，则动态调整 GTCC 运行参数和 SOEC 功率设定，直至实现系统内部电力供需匹配。

5）效率评估与时步推进。沿用 GTCC 掺氢发电模型[2]，在平衡状态下计算 GTCC-SOEC 系统效率和经济效益，更新时间步长并循环执行。

2 结果与分析

2.1 GTCC 单独调峰变工况模型结果及验证

图 7 展示了国内某 GTCC 电厂 2020—2023 年发电功率在电网负荷指令下主动适应变化的数据。采样频率为 5 min，共 32 300 样本数据，最小技术出力是 50 MW，最大技术出力是 390 MW。

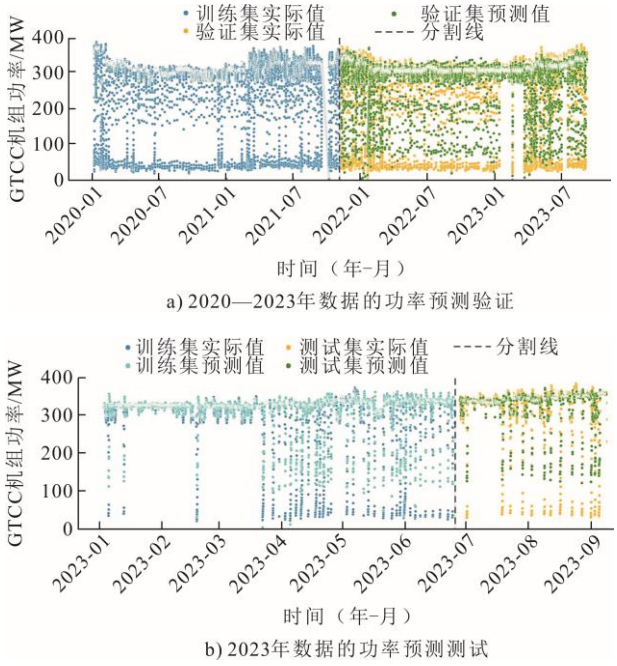


图 7 GTCC 机组变工况发电功率随时间变化曲线

Fig.7 Changes of power generation of GTCC unit with time

从图 7 可见，机器学习模型根据燃料量、IGV 角度和环境变量以及汽轮机背压预测发电功率。先将 2020—2023 年的数据根据训练集和验证集比例 5:5 进行划分，再将 2023 年的数据根据训练集和测试集比例 7:3 进行划分。经计算，验证集与预测集的平均绝对误差δ_{MAE}为 19.9 MW；而测试集与预测集的平均绝对误差为 5.30 MW，相对平均误差仅为 1.36%。说明机器学习模型能有效预测 GTCC 单独调峰时的发电功率。表 1 给出了 GTCC 运行边界和燃料参数，图 8 绘出了变工况下 HRSG 边界条件和 GTCC 效率的历史数据。表 2 列出了 HRSG 模型计算结果和运行数据的对比，从误差可看出 HRSG 模型的计算准确率较高。

表 1 GTCC 机组在运行工况下的边界条件和燃料参数

Tab.1 Boundary conditions and fuel parameters of the GTCC unit under operating conditions

项目	数值	项目	数值
天然气低位热值/((kW h) kg^{-1})	13.5	环境压力/kPa	101.56
度电碳排放量/(kg (kW h)$^{-1}$)	0.184	环境湿度/%	79
氢气低位热值/((kW h) kg^{-1})	33.3	环境温度/℃	15.2
氢气低位热值/(MJ m^{-3})	10.8	满载容量/MW	390
天然气低位热值/(MJ m^{-3})	35.8	满载效率/%	56.7

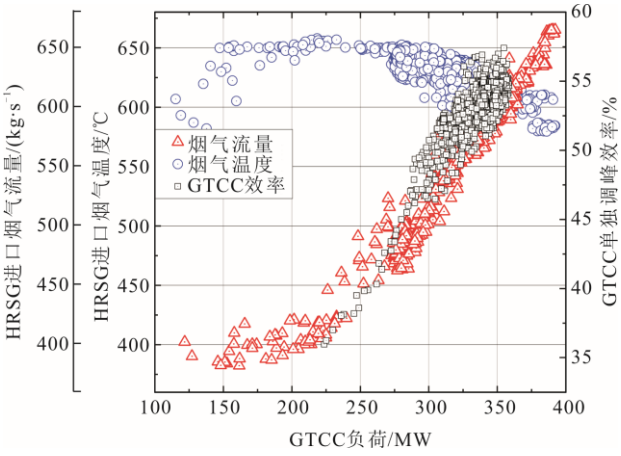


图 8 变工况下 HRSG 边界条件和 GTCC 效率的历史数据

Fig.8 Historical data of boundary conditions of the HRSG and efficiency of the GTCC under variable conditions

表 2 HRSG 模型计算结果及验证

Tab.2 Calculation results and verifications of the HRSG model

项目	Python 模型	运行数据	误差/%
燃气轮机排气温度/K		877.15	
燃气轮机排气流量/(kg s^{-1})		662.1	
主蒸汽温度/K	829.96	830	0
主蒸汽压力/kPa	9.86	9.99	–1.30
主蒸汽流量/(kg s^{-1})	79.73	78.7	1.31

续表

项目	Python 模型	运行数据	误差/%
再热蒸汽温度/℃	833.51	833	0.06
再热蒸汽压力/kPa	2.25	2.3	−2.17
再热蒸汽流量/(kg s^{-1})	88.84	87.3	1.76
低压蒸汽温度/K	568.31	569.4	−0.19
低压蒸汽流量/(kg s^{-1})	11.82	12.1	−2.31
低压蒸汽压力/kPa	0.41	0.42	−2.38
排烟温度/kPa	81.1	82.1	−1.22

2.2 SOEC 单独调峰模型验证及变工况运行规律

表 3 列出了 SOEC 的设计数据；表 4 给出了 SOEC 模型计算结果与实验数据对比。根据图 4 所示的 SOEC 计算模型，详细区分了电解化学耗电和泵、加热器的耗电量。从误差数据可看出 SOEC 模型的计算准确率较高，氢气产量的相对误差为 2.80%，总耗电量的相对误差为 3.64%，制氢能耗的相对误差为 0.83%。表 5 列出了储氢装置设计参数，其中装置容积根据单日的储氢量估算得到。

表 3 SOEC 设计参数
Tab.3 Design parameters of the SOEC

项目	数值	项目	数值
电极长度 z/m	0.234 5	换热器固体热容 $c_{p,s}$/(J (kg K)$^{-1}$)	595
电极宽度 y/m	0.234 5	换热器固体密度 ρ_s/(kg m^{-3})	7 740
电极厚度 x/m	0.001	换热器固体导热系数/m^3	6.23
孔隙率 ε	0.326	吹扫气-空气换热面积/m^2	5 522
曲折度 ξ	3	氢气-水蒸气换热面积/m^2	4 640
特征长度 $\sigma(H_2O)$/m	2.64×10^{-10}	扩散碰撞系数 $\Omega(H_2)$	59.7
特征长度 $\sigma(H_2)$/m	2.83×10^{-10}	扩散碰撞系数 $\Omega(O_2)$	106.7
特征长度 $\sigma(O_2)$/m	3.47×10^{-10}	扩散碰撞系数 $\Omega(H_2O)$	809.1
换热器换热系数/(W (m^2 K)$^{-1}$)	100		

表 4 SOEC 模型计算结果与文献实验数据对比
Tab.4 Comparison between the calculation results of SOEC model and the published experimental data

项目	Python 模型	实验数据[8]	误差/%
氢气产量/(kg s^{-1})	2.43	2.5	2.80
电解耗电量/MW	310.29		
吹扫气增压泵耗电/MW	23.1		
供热蒸汽加热器耗电/MW	6.39		
散热损失/%	3		
总耗电量/MW	349.97	362.77	3.64
单位体积制氢能耗/((kW h) m^{-3})	3.57	3.6	0.83

表 5 储氢装置设计参数
Tab.5 Design parameters of the hydrogen storage device

项目	数值	项目	数值
储氢压力/MPa	35	储氢温度/℃	25
储氢密度 NIST 值/(kg m^{-3})	23.2	储氢效率/%	90
单日储氢量/℃	15.2	装置容积/m^3	1 793

为了进一步模拟 SOEC 单独调峰从启动到稳定运行再停机的过程，设计 SOEC 边界条件为蒸汽量随时间呈阶梯变化而蒸汽温度保持不变。SOEC 水蒸气消耗量和氢气生成量的调峰变化曲线如图 9 所示。由图 9 可以看出，氢气生成量与蒸汽消耗量随时间变化的趋势高度同步：在 SOEC 启动阶段均呈陡峭上升态势，后逐渐趋于稳定，在 SOEC 停机阶段迅速下降。

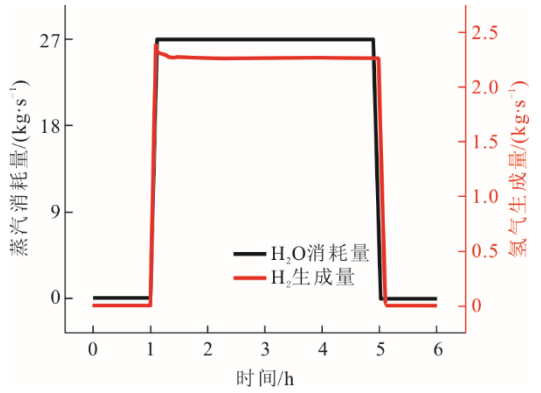


图 9 SOEC 水蒸气消耗量和氢气生成量的调峰变化曲线
Fig.9 Peak shaping curves of water vapor consumption and hydrogen generation of the SOEC

图 10 给出了 SOEC 耗电量和电解槽电势随时间的调峰变化曲线。由图 10 可以看出，电解槽单元电压与输入电量曲线呈显著正相关性，当输入电量经过 2 h 从 0 攀升至 290 MW 时，单元电压同步从初始 1.00 V 跃升至 1.38 V。值得注意的是，在 3～4 h，输入电量维持 311 V 不变时，电压仍微降至 1.32 V，这是因为随着电解的进行电解质浓度变化导致过电位累积现象。

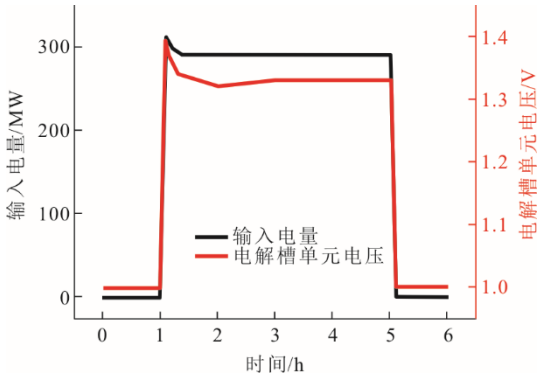


图 10 SOEC 耗电量和电解槽电势随时间的调峰变化曲线
Fig.10 Peak shaving curves of power consumption and electrolytic cell potential of the SOEC over time

图 11 为 SOEC 电解氢气和氧气温度随时间的调峰变化曲线。由图 11 可以看出，SOEC 在启动、平稳运行及停机全过程中，电解氢气温度呈先升后降趋势，而电解氧气温度则先降后升。其机理可归结为：氢气温度变化受反应动力学主导，阴极吸热反应随电能输入增强而加速，叠加欧姆热效应，促使氢气温度从 985 ℃缓慢升至稳态 1 012 ℃，停机时反应骤减导致温度快速回落。氧气温度变化由强制对流控制，阳极放热反应的热效应被阴极同步增大的吹扫空气流量掩盖，空气对氧气的稀释冷却作用引发温度初始下降并缓慢趋于稳态，蒸汽量随时间阶梯降低时氧气温度快速回升。

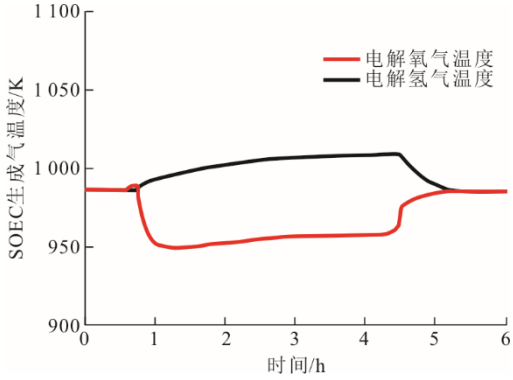


图 11 SOEC 电解氢气和氧气温度随时间变化曲线
Fig.11 Peak-shaving curves of electrolytic hydrogen and oxygen temperature of the SOEC with time

2.3 GTCC-SOEC 耦合调峰运行规律结果分析

2.3.1 适应性降功削峰分析

根据历史数据，机组响应电网调度每天运行时间共 8 h（14:00–22:00）。其中风、光大发时段最长达 4 h（14:00–18:00），GTCC-SOEC 配合可再生能源调峰制氢。随着 SOEC 制氢量的增大，燃料掺氢体积比（范围 0~50%[27]）显著增加，GTCC 向 SOEC 提供的供电功率也相应增大，导致机组的上网电量减小。经计算，当掺氢体积比为 30%时，GTCC 出力从 390 MW 降低到约 300 MW。如图 12 所示，随着燃料掺氢体积比的升高，燃料流量降低而燃料热值升高；当掺氢体积比为 30%时，燃料流量从 13.75 kg/s 减小到了 12.90 kg/s，而燃料低位热值从 50.0 MJ/kg 升高到了 53.6 MJ/kg。根据计算分析，输入 GTCC 的燃料热量基本没有变化，HRSG 入口烟气流量、温度几乎不变，GTCC 效率也基本保持在 56.7%不变，这与文献[19]的结论一致。

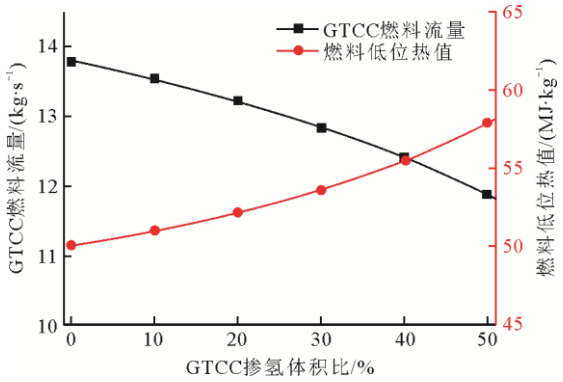


图 12 燃料流量和低位热值随掺氢体积比变化曲线
Fig.12 Change curves of fuel flow rate and low-level heat value with hydrogen doping volume ratio

若仅在可再生能源发电上网时段掺氢，GTCC 负荷保持不变而通过改变 SOEC 制氢量进行调峰，最大调峰深度为 36%，为实现深度调峰需要降低 GTCC 负荷。如图 13 所示，HRSG 输入 SOEC 的蒸汽流量减小、温度降低。SOEC 中蒸汽和水的温度以及吹扫空气的温度均随之升高，而 SOEC 生成的氢气的温度降低。以上规律是因为输入 SOEC 的蒸汽热量降低了，但为了保持生成物中氢气和水蒸气的比例不变，电解工作温度升高。

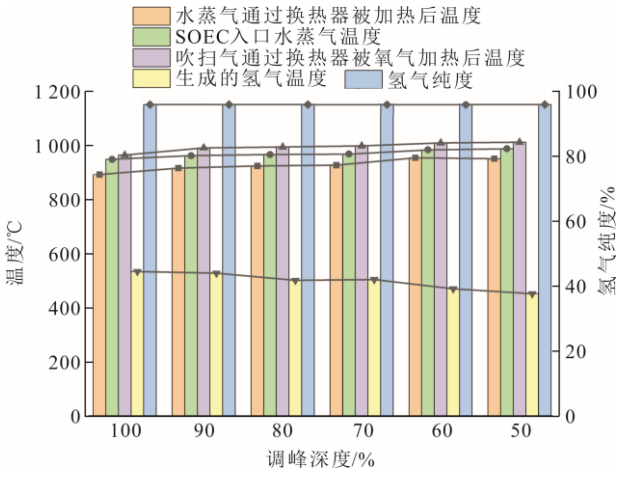


图 13 SOEC 电解氢气和氧气温度的变化曲线
Fig.13 Change curves of electrolytic hydrogen and oxygen temperature of the SOEC

因此，在可再生能源上网时段（14:00—18:00）将调峰 GTCC 负荷率 50%~100%内全部发电量用于制氢且全部储存；而在可再生能源停止发电的时段（18:00—22:00）将 GTCC 发电上网的同时利用储氢掺烧发电，最大限度平峰抑谷。

2.3.2 储能的协同优化分析

效率计算结果如图 14 所示，当调峰深度从 50%增至 100%时，HRSG 效率从 90.6%降低至 88.5%，储能调峰系统整体效率从 47.8%升高至 55.3%；当调峰深度从 100%降至 50%时，GTCC 单独调峰发电效率从 57.1%降至 49.4%；同时，SOEC 系统制氢效率保持在 95%左右。综上分析说明，如果 GTCC 仅向 SOEC 系统供电，GTCC 输入 SOEC 的能量损耗约 5%，因此耦合制氢系统的综合效率也应该比 GTCC 发电效率降低约 5%。但由于 GTCC 输出部分抽汽直接向 SOEC 供热，耦合制氢系统效率比 GTCC 单独调峰发电效率仅低了约 3.15%～3.34%。

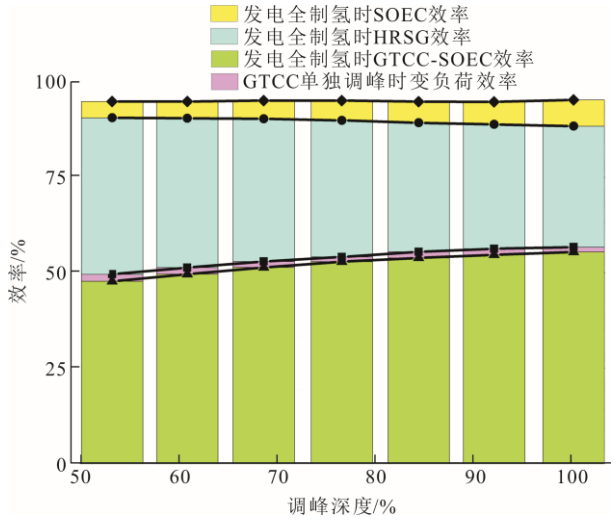


图 14 GTCC-SOEC 系统效率随调峰深度的变化曲线
Fig.14 Change curves of the GTCC-SOEC system efficiency with peak-shaving depth

能耗计算结果如图 15 所示，当调峰深度从 50%提升至 100%时，GTCC-SOEC 制氢调峰系统的单位体积制氢总能耗从 6.7 kJ/m^3 持续降至 5.8 kJ/m^3，单位体积制氢所需燃料的能耗降幅达 13.4%。规律源于 GTCC 过剩的电力与 HRSG 富余的蒸汽热能被导入高效制氢系统，通过能源形态转化将难以并网的电力与低品位热能转化为氢能，提升了燃料综合利用率。SOEC 制氢系统的单位体积制氢能耗等于电耗和热耗之和，由此从图 15 还可看出，SOEC 制氢热耗小于制氢电耗，热耗约为电耗的 80%。

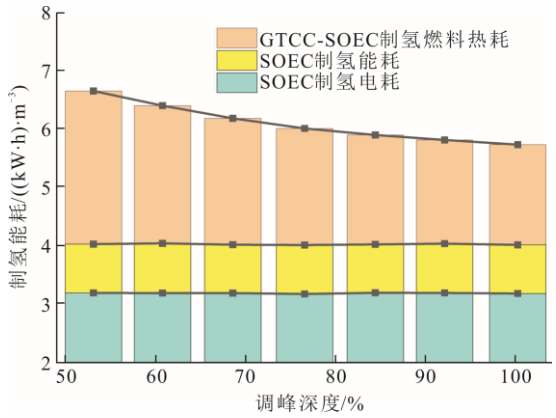


图 15 GTCC-SOEC 制氢能耗和电耗随调峰深度变化曲线
Fig.15 Change curves of the total energy and electric power consumption during hydrogen production in the GTCC-SOEC system with peak-shaving depth

综上可得，GTCC 结合 SOEC 并不能直接提升能效，但是随调峰深度增加，GTCC 腾出了可再生能源发电空间，SOEC 消纳了可再生能源容量。

2.3.3 经济和节能驱动分析

图 16 为储氢循环效率和掺氢体积比随储氢时长变化曲线。可以看出，随着风、光大发时段变长，无可再生能源电力时段变短，可再生能源发电增加，掺氢体积比增大，单日储氢循环周期内系统平均效率升高。由图 16 可见，当风、光大发时段的可再生能源上网时长从 0 增长到 1.5 h，掺氢体积比从 0 增大到 30%，而循环平均效率从基准值升高到 62.5%；当可再生能源每日上网时长达到 2.5 h，循环内平均效率能达到 67.1%。

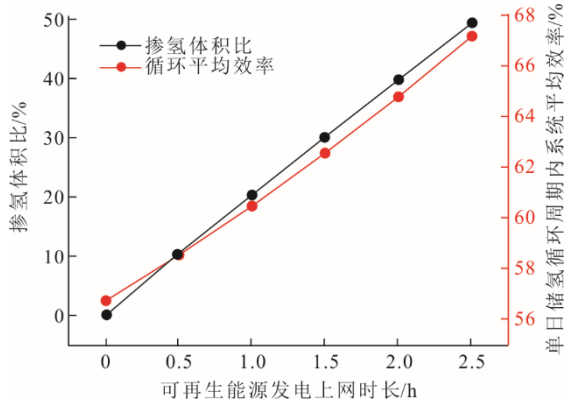


图 16 储氢循环效率和掺氢体积比随储氢时长变化曲线
Fig.16 Change curves of cycle efficiency and doping volume ratio with hydrogen storage time

图 17 为 GTCC-SOEC 制氢成本产值率随储能耗电和上网电量之比的变化曲线。可以看出，当调峰补贴（元/%）与电价之比小于 0.2 时，随着储-网电量之比的增大，成本产值率呈现先降后升的趋

势；当调峰补贴与电价之比大于 0.2 时，成本产值率随着储-网电量之比的增大而升高，而且随着调峰补贴增加，成本产值率提升幅度越大，综上，电厂当地调峰补贴对 GTCC-SOEC 的影响复杂：显然制氢需要耗费更多的天然气成本，但是随着储能量增大电厂竞取到更多补贴，然而储能装置的建造成本也会增大，同时还要考虑到节能性。经估算当调峰深度从 0 提升至 100%时，GTCC-SOEC 消纳可再生能源制氢带动 CO_2 减排量同步攀升。通过量化分析可知，每提升 1%调峰深度可增加制氢量 0.1 t/h，减少天然气燃烧排放 CO_2 0.64 t/h。此外，发电厂作为中转站单日就地储能并消纳，能从空间上缓解储氢大规模应用的安全运输问题。

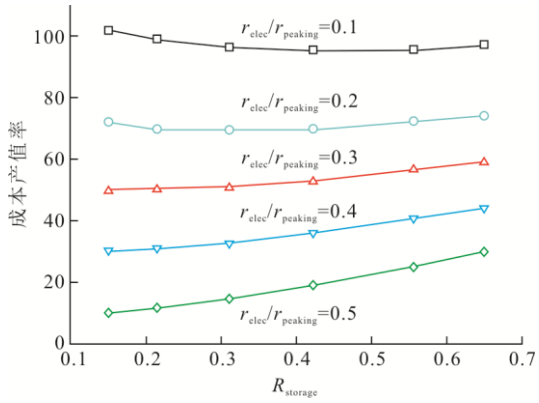


图 17 储能调峰成本产值率随电价和补贴的变化曲线
Fig.17 Change curves of energy storage peak-shaving cost output value rate with electricity price and subsidy

3 结 论

本文提出了利用 SOEC 拓展 GTCC 调峰容量与响应速度的方案与模型，用 Python 语言机理模型和机器学习训练模型迭代计算基于时间步长的蒸汽-能量流-电力平衡。结论如下：

1）储能调峰系统 SOEC 氢气产量与蒸汽消耗量、输入电量保持强同步性，运行功率可迅速调节至设定值。输入功率在 0~290 MW 范围内 SOEC 生成氢气的热惯性温差稳定在 25~27 ℃；当掺氢体积比达到 30%时，燃料流量则减小到 12.90 kg/s。

2）制氢储能深度调峰能提高 GTCC 的运行性能。GTCC 深度调峰场景下，当调峰深度从 50%增至 100%时，储能调峰系统整体效率从 47.8%升高至 55.3%；GTCC-SOEC 消纳可再生能源使制氢总能耗从 6.7 kJ/m³降低到 5.8 kJ/m³，降幅达 13.4%。每提升 1%调峰深度可增加制氢量 0.1 t/h，减少天然气燃烧排放 CO_2 0.64 t/h。

3）GTCC-SOEC 配合可再生能源调峰全力制氢，可再生能源停止时段 GTCC 利用储氢掺烧发电的方案可行性强。机组日运行 8 h，当风、光大发时段从 0 增长到 1.5 h 时，掺氢体积比增大到 30%，而储氢-释氢循环平均效率从基准值 56.7%升高到 62.5%。

4）制氢储能极限调峰模式能提高 GTCC 的经济效益。当储能调峰补贴与电价之比小于 0.2 时，成本产值率随着储-网电量之比的增大呈先降后升趋势；当储能调峰补贴与电价之比大于 0.2 时，成本产值率随着储-网电量之比的增大而升高。

综上，通过将调峰负荷转化为储氢，可为可再生能源发电腾出上网空间并快速匹配电网需求，获得更高的调峰利润并辅助电网消纳大量新能源电力，改善当前火电企业面临上网电价倒挂或负电价的经营困境，为传统电厂提供兼顾效率稳定性与能源转化效益的可持续技术路径。

［参 考 文 献］

［1］ 池立勋, 周淑慧, 黄龑, 等. 新型电力系统中气电与煤电调峰经济性研究[J]. 国际石油经济, 2024. 32(9): 56-67.
CHI Lixun, ZHOU Shuhui, HUANG Yan, et al. Research on the economy of peak shaving between the gas-fired power generation and the coal-fired power generation in the new power system[J]. International Petroleum Economics, 2024, 32(9): 56-67.

［2］ 王一丰, 肖俊峰, 胡孟起, 等. 重型燃气轮机联合循环机组掺氢燃烧发电模型及变负荷研究[J]. 热力发电, 2022, 51(11): 129-139.
WANG Yifeng, XIAO Junfeng, HU Mengqi, et al. Modeling and load-following analysis of hydrogen fueled power generation of heavy-duty gas turbine combined cycle unit[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(11): 129-139.

［3］ 王永志, 沈阳, 祝和铁, 等. 基于氢燃气轮机的“氢储燃”储能技术与应用方案[J]. 风机技术, 2024, 66(6): 76-84.
WANG Yongzhi, SHEN Yang, ZHU Hetie, et al. Research and application of hydrogen gas turbine in integrated hydrogen production, stored energy and combustion proposals[J]. Chinese Journal of Turbomachinery, 2024, 66(6): 76-84.

［4］ 朱寰, 刘国静, 张兴, 等. 天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(6): 2392-2402.
ZHU Huan, LIU Guojing, ZHANG Xing, et al. Policy and economic comparison of natural gas power generation and battery energy storage in peak regulation[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(6): 2392-2402.

［5］ 石坤, 陈宋宋, 陈雪洁, 等. 多时间尺度下考虑电制氢细分能力和等效负荷分解的电网调峰研究[J]. 电气传动, 2025, 55(1): 50-60.
SHI Kun, CHEN Songsong, CHEN Xuejie, et al. Grid peak-shaving study considering electrolytic hydrogen production segmentation capacity and equivalent load disaggregation in multi-time scale[J]. Electric Drive, 2025, 55(1): 50-60.

[6] ESCAMILLA A, SÁNCHEZ D, GARCÍA-RODRÍGUEZ L. Assessment of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of hydrogen and micro gas turbine technologies[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(40): 17505-17525.

[7] 王林, 刘晓莎, 胡平, 等. 基于氢储能的煤电机组灵活性改造方案研究[J]. 工业加热, 2024, 53(4): 63-67.
WANG Lin, LIU Xiaosha, HU Ping, et al. Research on the flexibility transformation scheme of coal motor unit based on hydrogen energy storage[J]. Industrial Heating, 2024, 53(4): 63-67.

[8] 王林, 高景辉, 何信林, 等. 基于 SOEC-OEC 双工艺耦合的火电机组全容量长寿命调峰技术研究[J]. 热力发电, 2024, 53(4): 125-132.
WANG Lin, GAO Jinghui, HE Xinlin, et al. Full capacity long life peak shaving technology for thermal power units based on SOEC-OEC dual-process coupling[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(4): 125-132.

[9] 刘晓莎, 胡平, 王林. 基于SOEC的新型电力系统调峰技术研究[J]. 化工机械, 2025, 52(1): 167-173.
LIU Xiaosha, HU Ping, WANG Lin. Research on peak shaking technology of new power systems based on SOEC[J]. Chemical Mechanics, 2025, 52(1): 167-173.

[10] 王林, 刘晓莎, 胡平, 等. 固体氧化物电解槽辅助煤电机组深度调峰技术可行性研究[J]. 热力发电, 2024, 53(2): 133-141.
WANG Lin, LIU Xiaosha, HU Ping, et al. Feasibility study on deep peak shaving technology for SOEC assisted coal-fired power units[J]. Thermal Power Generation, 2020, 5(2): 15-20.

[11] 曹炜, 钟厦, 王海华, 等. 制氢系统参与火电辅助调峰的容量配置优化[J]. 分布式能源, 2020, 5(2): 15-20.
CAO Wei, ZHONG Xia, WANG Haihua, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen production system participating peak regulation for auxiliary with thermal power plant[J]. Distributed Energy, 2020, 5(2): 15-20.

[12] 胡任智, 陈高伟, 胡斐, 等. 计及新型储能系统的调峰补偿机制及效益分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(5): 67-77.
HU Renzhi, CHEN Gaowei, HU Fei, et al. Peak shaving compensation mechanism and benefits considering new energy storage systems[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025, 37(5): 67-77.

[13] ARSLAN O, ACIKKALP E, GENC G. A multi-generation system for hydrogen production through the high-temperature solid oxide electrolyzer integrated to 150 MW coal-fired steam boiler[J]. Fuel, 2022, 315: 123201.

[14] HOSSEINI S E. Integrating a gas turbine system and a flameless boiler to make steam for hydrogen production in a solid oxide steam electrolyzer[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 180: 115890.

[15] HOSSEINI S E. Design and analysis of renewable hydrogen production from biogas by integrating a gas turbine system and a solid oxide steam electrolyzer[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 211: 112760.

[16] HOSSEINI S. E. Performance evaluation of a solarized gas turbine system integrated to a high temperature electrolyzer for hydrogen production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(41): 21068-21086.

[17] WANG F, WANG L, OU Y, et al. Thermodynamic analysis of solid oxide electrolyzer integration with engine waste heat recovery for hydrogen production[J]. Case Studies in Thermal Engineering, 2021, 27: 101240.

[18] LI B, CHEN H, LI J, et al. Thermodynamic and economic analysis of a novel multi-generation system integrating solid oxide electrolysis cell and compressed air energy storage with SOFC-GT[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 293: 117552.

[19] 黄呈帅, 梁健, 李波, 等. 基于掺氢燃气轮机的综合能源系统热经济学性能研究[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 195-208.
HUANG Chengshuai, LIANG Jian, LI Bo, et al. Study on the thermo-economic performance of a integrated energy system based on hydrogen-fueled gas turbine[J]. Electric Power, 2024, 57(1): 195-208.

[20] ZOGHI M, HOSSEINZADEH N, GHARAIE S, et al. 4E optimization comparison of different bottoming systems for waste heat recovery of gas turbine cycles, internal combustion engines, and solid oxide fuel cells in power-hydrogen production systems[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2024, 187: 549-580.

[21] PIRKANDI J, PENHANI H, MAROUFI A. Thermo-dynamic 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.

[22] NOURPOUR M, MANESH M K. Evaluation of novel integrated combined cycle based on gas turbine-SOFC-geothermal-steam and organic Rankine cycles for gas turbo compressor station[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 252: 115050.

[23] 佟勇婧, 王军, 池立勋, 等. 集成化学链制氢的 CO_2 零排放 SOFC/GT/ORC 混合动力系统性能[J]. 热力发电, 2025, 54(5): 44-53.
TONG Yongjing, WANG Jun, CHI Lixun, et al. Performance study of CO_2 zero emission SOFC/GT/ORC hybrid power system integrated with chemical chain hydrogen production[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 44-53.

[24] 王一丰, 翟春华, 黄庆, 等. 大功率燃气轮机联合循环机组三压再热余热锅炉建模及变负荷运行规律研究. 热力发电, 2023, 52(12): 79-89.
WANG Yifeng, ZHAI Chunhua, HUANG Qing, et al. Off-design modeling of heat recovery steam generator in heavy-duty gas turbine combined cycle unit and variable load operation research[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(12): 79-89.

[25] 王一丰, 翟春华, 黄庆, 等. 重型燃气轮机联合循环机组三压再热余热锅炉动态建模及运行规律研究[J]. 热力发电, 2024, 53(11): 89-100.
WANG Yifeng, ZHAI Chunhua, HUANG Qing, et al. Dynamic modeling of heat recovery steam generator in heavy-duty gas turbine combined cycle unit and variable load operation research[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(11): 89-100.

[26] ZHOU H, YING Y, LI J, et al. Long-short term memory and gas path analysis based gas turbine fault diagnosis and prognosis[J]. Advances in Mechanical Engineering, 2021, 13(8): 16878140211037767.

[27] 李晓丰, 孔庆龙, 肖俊峰, 等. 不同掺氢比例对天然气混氢燃料特性参数的影响研究[J]. 电站系统工程, 2025, 41(1): 1-3.
LI Xiaofeng, KONG Qinglong, XIAO Junfeng, et al. Study on effect of different hydrogen mixing ratios on characteristic parameters of natural gas-hydrogen blended fuel[J]. Power System Engineering, 2025, 41(1): 1-3.

（责任编辑　李园）