

考虑设备性能衰退的风光氢储系统容量规划研究

王雨田^{1,2}, 郑骏杰³, 李永毅³, 张磊³

(1. 北京交通大学 电气工程学院,北京 100044; 2. 国能国华(北京)燃气热电有限公司,北京 100018;

3. 华北电力大学 动力工程系,河北 保定 071003)

摘要:针对风光发电的波动性与随机性导致的弃风弃光问题,以及电化学储能长时、大规模储能中的技术经济限制,提出一种基于氢储能的风光氢储一体化系统,旨在提升源荷平衡能力与可再生能源消纳水平。通过构建计及设备寿命期内性能衰退的高精度仿真模型,集成风机、光伏、电解槽、燃料电池及储氢罐的时序耦合特性,以年化成本、缺电率和弃电率为优化目标,采用 NSGA-II 算法求解帕累托前沿,并对比氢储能与电池储能的性能差异。结果表明:系统最优配置可实现年化成本 4 774 万元,缺电率和弃电率分别降至 2.86% 与 1.16%。长期场景下,氢储能方案显著优于电池储能,主要表现在经济性提升 29.7%,供电可靠性提高 28.7%,可再生能源消纳率提升 5%,电池储能方案更适用于短周期高频调节;氢储能可有效平抑风光出力时空波动,提升供电可靠性与可再生能源利用率,为高比例可再生能源系统提供规模化长时储能路径。

关键词:风光氢储;氢储能;多目标优化;可再生能源消纳

中图分类号:TM73 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlge.2025.12.019

[引用本文格式] 王雨田,郑骏杰,李永毅,等.考虑设备性能衰退的风光氢储系统容量规划研究[J].热能动力工程,2025,40(12):211-224. WANG Yutian, ZHENG Junjie, LI Yongyi, et al. Study on capacity planning of wind-solar-hydrogen storage system considering equipment performance degradation[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2025, 40(12): 211-224.

Study on Capacity Planning of Wind-Solar-Hydrogen Storage System Considering Equipment Performance Degradation

WANG Yutian^{1,2}, ZHENG Junjie³, LI Yongyi³, ZHANG Lei³

(1. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing, China, Post Code: 100044;

2. Guoneng Guohua (Beijing) Gas Thermal Power Co., Ltd., Beijing, China, Post Code: 100018;

3. Power Engineering Department, North China Electric Power University, Baoding, China, Post Code: 071003)

Abstract: Aiming at the wind and solar curtailment issues caused by the volatility and randomness of wind-solar power generation, as well as the technical and economic limitations of electrochemical energy storage in long-duration and large-scale energy storage, an integrated wind-solar-hydrogen storage system based on hydrogen energy storage was proposed to enhance source-load balancing capability and renewable energy integration level. By constructing a high-precision simulation model considering performance degradation during the equipment's life cycle, the time-series coupling characteristics of wind turbines, photovoltaic panels, electrolyzers, fuel cells and hydrogen storage tanks were integrated. Taking annualized cost, power shortage rate and curtailment rate as optimization objectives, the non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II) was used to solve the Pareto front, and the performance differences between hydrogen energy storage and battery energy storage were compared. The results show that the optimal configuration of the system can achieve an annualized cost (AC) of 47.74 million yuan, with the loss of

power supply probability (LPSP) and power abandonment rate (PAR) reduced to 2.86% and 1.16%, respectively. In the long-term scenario, the hydrogen energy storage scheme improves economy by 29.7%, power supply reliability by 28.7%, and renewable energy integration rate by 5%, significantly outperforming cell energy storage, and cell energy storage scheme is more suitable for short-cycle high-frequency regulation scenarios. Hydrogen energy storage can effectively smooth the spatio-temporal fluctuations of wind-solar power output, and enhance power supply reliability and renewable energy utilization rate, providing a large-scale long-duration energy storage solution for high-proportion renewable energy systems.

Key words: wind-solar-hydrogen storage, hydrogen energy storage, multi-objective optimization, renewable energy integration

引言

为推进“双碳”目标,近年风电、光伏等可再生能源发电快速发展。据国家能源局统计,2024年底我国风电和光伏累计装机达5.21亿kW和8.87亿kW,合计约占总装机容量的41.74%;2025年2月风光总装机首超火电,标志着能源结构转型获阶段性突破^[1-2]。但风光出力强随机性与波动性导致源-荷时空偏差显著,制约可再生能源消纳。储能系统作为平抑波动、平衡供需的关键,已成为高比例可再生能源系统的刚性需求。

当前,锂离子电池等电化学储能因响应快、部署灵活,成为短期调频调峰主流方案^[3-4]。但大规模长周期储能下,其瓶颈凸显,主要表现在能量密度低导致扩容占地大,热失控风险增加安全隐患^[5]以及循环寿命短、容量衰减快使度电成本随规模扩大呈指数级增长方面等^[6]。当区域电网的风光渗透率突破30%后,上述问题会变得更加显著。亟需新型储能技术突破规模化应用瓶颈。相较之下,氢储能通过电解水制氢,具备能量密度高、跨季节调节能力突出及零碳循环特性显著等核心优势^[7]。尤其在跨季节场景中,可平抑风光季节性波动,并通过氢-电双向转换实现多能耦合,使零碳能源系统具备长周期调节能力。

氢储能技术通过电解水制氢的方式,将新能源发电产生的盈余电力转化为氢能储存。氢能与新能源耦合系统的运行主要考虑:通过电解水制氢消纳率风弃光,提升新能源的利用率以及通过“电-氢-电”的双向转化平衡新能源出力与负荷需求,提升系统稳定性,更适合孤岛运行^[8]。Babatunde等人^[9]对南非和尼日利亚的光伏、电池、氢储能系统进行技术经济分析,证实电池与氢储能结合的系统

技术经济可行,但成本仍是氢储能的重大挑战。Haholu等人^[10]分析了利用电解水制氢实现离网系统的新能源消纳的经济性,探索了离网场景的配置组合,结果表明,电解槽消纳过剩新能源出力可有效提升离网新能源系统经济性。目前研究多停留在“电-氢”单向转换,打通“电-氢-电”双向转化,在新能源出力不足时通过氢-电转换补能,可进一步提升新能源供能体系下源荷匹配的灵活性。当前“氢-电”转换技术主要包括燃气轮机掺氢燃烧与燃料电池两类路线。李永毅等人^[11]设计了风光氢储燃一体化系统,通过电解水制氢与掺氢比可调的燃气轮机实现“电-氢-电”双向耦合,可提升系统灵活性、解决氢消纳,但存在CO₂排放。并且燃料电池分钟级启动较掺氢燃气轮机更适配平抑风光出力秒级波动。燃料电池作为氢电转换技术的氢储能方式具有明显优势^[12]。

基于氢储能的新能源系统协同规划是提升系统运行经济性和稳定性的关键,为了探索储能与新能源系统的耦合特性,国内外学者针对新型多能耦合系统配置优化进行了大量研究。Liang等人^[13]探索光伏与风电耦合系统供能特性,其在相同成本下供电可靠性优于单一新能源发电单元,但仍未解决弃风弃光问题。蔡国伟等人^[14]梳理了国内外风氢耦合发电技术,构建了风-氢耦合系统框架,提供了风-氢耦合发电技术的发展建议。Deguenon等人^[15]在此基础上加入电池储能构成光伏、风能、电池综合能源系统,可大幅缓解新能源灵活消纳问题并提升供电稳定性,但电池寿命有限、长期经济性较差。高源等人^[16]将制/储/用氢环节纳入新能源规划,建立全年时序模拟的氢储能新能源系统模型并开展协同规划,结果显示,耦合氢储能后系统经济性与弃电率优势显著。Lata-Garcia等人^[17]对光伏、水电、电池、氢储能综合能源系统进行优化配置,获得初始投资、

度电成本、运维成本最低及最大供电缺失约束下的最佳方案。Patin 等人^[18]分析了包括光伏、电池、电解槽、储氢罐和燃料电池的并网系统运行特性,评估了其经济性和环境效益。

氢储能系统对于平抑源荷时空不平衡特性具有显著优势,目前针对氢储能耦合新能源系统的规划研究主要以典型日-年度运行周期开展容量规划评估,忽略了生命周期内设备性能非线性衰退带来的影响。此外,当前研究多以小时级时间尺度模拟,而新能源出力间歇性、随机波动性强,时间分辨率直接影响设备容量准确性。鉴于此,本文提出了离网型风光氢储一体化供能体系,建立了全生命周期高精度仿真的风光氢储系统模型,构建了以年化成本、缺电率和弃电率为优化目标的系统配置优化模型,采用 NSGA-II 非支配遗传算法优化配置,引入基于电池储能的风光储系统作为对照,对比分析典型场景下不同储能方式的新能源供能体系,揭示不同储能方案的性能差异与配置机制。

1 系统建模

1.1 系统结构

本研究引入氢储能系统辅助新能源进行功率调节,氢储能系统由电解槽、储氢罐和燃料电池构成,具有能量密度高、存储周期长、无自衰减等优势,能有效解决大规模新能源存储难题。其中,电解槽可将过剩电能转化为氢能存储,可显著降低弃风弃光率;燃料电池作为备用电源,可在风电、光伏出力不足时弥补用电缺口。离网型风光氢储系统以及作为对照的离网型风光电池储系统结构如图 1 所示。

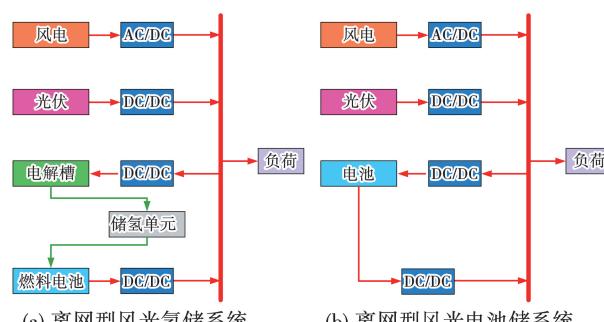


图 1 两种风光储系统结构

Fig. 1 Structures of the two wind-solar storage systems

1.2 系统运行策略

风光氢储能系统的运行策略以提高新能源消纳能力和保障电力系统稳定供电为核目标,其典型运行流程如图 2 所示。

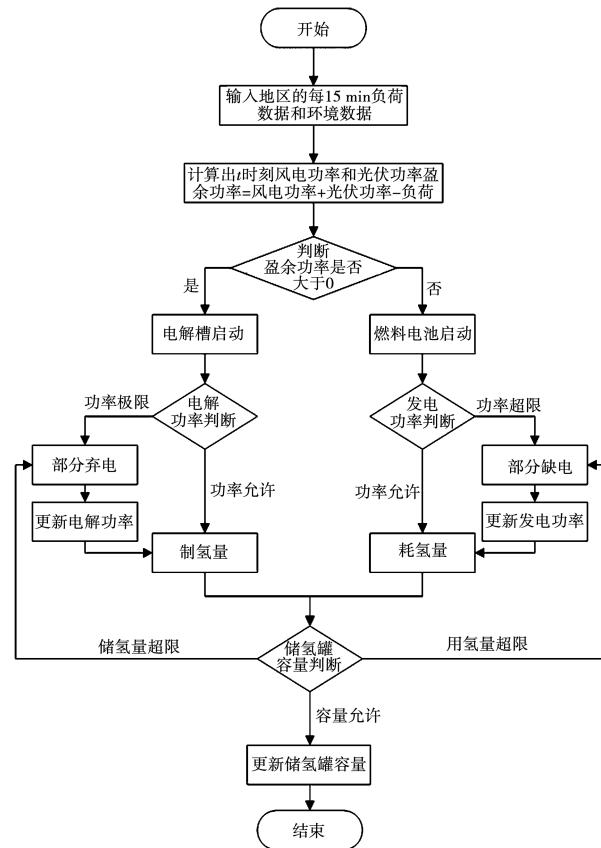


图 2 风光氢储系统运行策略图

Fig. 2 Operational strategy diagram of the wind-solar-hydrogen storage systems

系统首先实时监测环境参数与负荷需求,并基于风电和光伏出力模型进行供需平衡分析;当新能源发电功率超过负荷需求时,产生盈余功率,此时启动电解槽制氢消纳富余电能,实际制氢功率取盈余功率、电解槽最大运行功率及储氢罐最大可接纳功率三者中的最小值,超出部分则视为弃风弃光功率,所制备的氢气存储于储氢罐中,实现能量的时空转移;当新能源出力不足以满足负荷需求时,系统出现功率缺额,此时燃料电池将启动发电,其实际发电功率由缺额功率、燃料电池额定功率及储氢罐当前最大可供氢功率共同决定,取三者中的最小值;若燃料电池的出力仍无法完全弥补功率缺额,系统将视作存在供电缺口,需依赖外部电网补充,以维持电网稳

定。该运行策略通过电解槽与燃料电池的协调控制,有效提升系统对波动性新能源的消纳能力,同时增强电力供应的可靠性与灵活性。

1.3 部件数学模型

1.3.1 风力发电机

风力发电机工作原理主要是将风的动力势能经过风机旋转转化为机械能,再由发电机将机械能转化为电能。风速是影响风力发电机输出功率的关键因素,风力发电机的模型^[19]如式(1)所示:

$$P_{\text{WT}}(\tau) = \begin{cases} 0 & v(\tau) < v_{\text{in}} \\ P_{r,\text{WT}} \frac{v(\tau) - v_{\text{in}}}{v_r - v_{\text{in}}} & v_{\text{in}} \leq v(\tau) \leq v_r \\ P_r & \\ 0 & v(\tau) > v_{\text{out}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{WT}}(\tau)$ —当前风机输出功率,kW; $v(\tau)$ —当前风机轮毂处实际风速,m/s; $v_{\text{in}}, v_{\text{out}}, v_r$ —风机切入风速、切出风速和额定风速,m/s; $P_{r,\text{WT}}$ —风机额定输出功率,kW。

风力发电机性能会受叶片磨损、自然侵蚀和疲劳等多种因素的影响而逐渐下降^[20-24]。本文引入风机衰退因子 f_{WT} 来表示风机发电性能的整体衰退。风机性能衰退的本质是核心部件长期运行后的物理损耗,而这类损耗在正常运维条件下呈渐进式、均匀性特征,与线性衰退规律高度契合,因此设定风机的性能每年线性衰退^[25]。风机衰退因子计算方法如式(2)~式(3)所示:

$$f_{\text{WT}} = 1 - \left(\frac{D_{\text{WT}} \tau_{\text{WT}}}{8760} \right) \quad (2)$$

$$P'_{\text{WT}}(\tau) = P_{\text{WT}}(\tau) f_{\text{WT}} \quad (3)$$

式中: D_{WT} —风机性能衰退率,取值为1.8%/年^[26]; τ_{WT} —风机的运行时长,h; P'_{WT} —考虑性能衰退的风机输出功率,kW。

1.3.2 太阳能光伏板

太阳能光伏板可利用半导体材料在光照下的光电效应将太阳能转换为电能,其直流输出功率依赖于太阳辐射强度、吸收能力、面板面积和电池温度。太阳能光伏板的数学模型^[27-28]如式(4)~式(5)所示:

$$P_{\text{PV}}(\tau) = \frac{G(\tau)}{1000} P_{r,\text{PV}} \eta_{\text{PV}} [1 - \beta(t_c(\tau) - t_{c,\text{std}})] \quad (4)$$

$$t_c(\tau) = t(\tau) + \lambda_c G(\tau) \quad (5)$$

式中: $P_{\text{PV}}(\tau)$ —当前光伏电池输出功率,kW; $P_{r,\text{PV}}$ —光伏电池额定功率,kW; η_{PV} —功率降低系数; $G(\tau)$ —当前光照强度,kW/m²; β —功率温度系数; $t_c(\tau)$ —当前光伏电池温度,°C; $t_{c,\text{std}}$ —标准环境温度,°C; $t(\tau)$ —当前环境温度,°C; λ_c —辐射温度系数,取0.025。

光伏板的发电能力会因模块退化、电池开裂及太阳能板腐蚀等因素而逐渐下降。为了全面评估光伏性能的退化,引入光伏功率因子 f_{PV} 。光伏板衰退源于封装材料老化、电池片腐蚀等渐进式均匀损耗,无显著非线性突变,故假设其性能呈线性衰退^[29]。

光伏功率因子的计算方式如式(6)~式(7)所示:

$$f_{\text{PV}} = 1 - \left(\frac{D_{\text{PV}} \tau_{\text{PV}}}{8760} \right) \quad (6)$$

$$P'_{\text{PV}}(\tau) = P_{\text{PV}}(\tau) f_{\text{PV}} \quad (7)$$

式中: D_{PV} —太阳能光伏板的性能衰退率,取值为2.0%/年^[29]; τ_{PV} —太阳能光伏板的运行时长,h; P'_{PV} —考虑性能衰退的光伏输出功率,kW。

1.3.3 电解槽

电解槽的工作原理是基于直流电驱动下的氧化还原反应,当外部直流电源施加于电解槽的阳极和阴极时,电解质中的离子发生定向迁移,并在电极-溶液界面处发生电化学反应。单个电解反应器的实际工作电压除理论分解电压外,还需克服电极过电位、电解质内阻及接触电阻等引起的额外电压损失,其值通常高于理论值,并随电流密度、温度及电极状态的改变而变化。

考虑电解槽性能衰减的制氢效率计算式为:

$$\varepsilon_{\text{elec}} = \varepsilon_u \varepsilon_i \quad (8)$$

式中: $\varepsilon_{\text{elec}}$ —制氢效率; ε_u —电解槽电压效率; ε_i —动态电流效率。

电解电压计算方法为:

$$U_p = U_{\text{ocv},p} + U_{\text{act},p} + U_{\text{diff},p} + U_{o,p} \quad (9)$$

式中: $U_{\text{ocv},p}$ —电解槽开路电压,V; $U_{\text{act},p}$ —电解槽活化过电压,V; $U_{\text{diff},p}$ —电解槽扩散过电压,V; $U_{o,p}$ —电解槽欧姆过电压,V。

开路电压的计算方法为:

$$U_{\text{ocv},p} = U_0 + \frac{RT_p}{2F} \ln \left(\frac{\alpha_{H_2} \alpha_{O_2}}{\alpha_{H_2O}} \right) \quad (10)$$

式中: R—气体常数, 取 $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T_p —电解槽温度, K; F—法拉第常数; U_0 —标况下反应时的可逆电压, $U_0 = 1.229 - 0.9 \times 10^{-3} \cdot (T_p - 298.15)$; α_{H_2} , α_{O_2} 和 α_{H_2O} —氢气、氧气和水的活度。

电解槽活化过电压的计算方法为:

$$U_{act,P} = \frac{RT_p}{\alpha_{an}F} \ln \left(\frac{j}{2j_{0,an}} + \sqrt{1 + \left(\frac{j}{2j_{0,an}} \right)^2} \right) + \frac{RT_p}{\alpha_{cat}F} \ln \left(\frac{j}{2j_{0,cat}} + \sqrt{1 + \left(\frac{j}{2j_{0,cat}} \right)^2} \right) \quad (11)$$

式中: α_{an} 和 α_{cat} —阳极和阴极的电荷转移系数; j—阴极和阳极的电流密度, A/cm^2 ; $j_{0,an}$ 和 $j_{0,cat}$ —阳极和阴极的交换电流密度, A/cm^2 。

扩散过电压的计算方法为:

$$U_{diff,P} = \frac{RT_p}{4F} \ln \left(\frac{C_{O_2,an}}{C_{O_2,an0}} \right) + \frac{RT_p}{2F} \ln \left(\frac{C_{H_2,cat}}{C_{H_2,cat0}} \right) \quad (12)$$

$$C_{O_2,an} = \frac{p_{an}n_{O_2}}{(n_{O_2} + n_{H_2O,an})RT_p} + \frac{\delta_{an}}{D_{eff,an}}n_{O_2} \quad (13)$$

$$C_{H_2,cat} = \frac{p_{cat}n_{H_2}}{(n_{H_2} + n_{H_2O,cat})RT_p} + \frac{\delta_{cat}}{D_{eff,cat}}n_{H_2} \quad (14)$$

式中: $C_{O_2,an}$, $C_{H_2,cat}$ —运行时阳极氧气摩尔浓度和阴极氢气浓度, mol/m^3 ; $C_{O_2,an0}$, $C_{H_2,cat0}$ —阳极氧气参考浓度和阴极氢气参考摩尔浓度, mol/m^3 ; p_{an} , p_{cat} —阳极和阴极的工作压力, MPa; n_{H_2} , n_{O_2} —氢气和氧气的摩尔流量, mol/s ; $n_{H_2O,an}$, $n_{H_2O,cat}$ —阳极水和阴极水的摩尔流量, mol/s ; δ_{an} , δ_{cat} —阳极和阴极的电极厚度, μm ; $D_{eff,an}$, $D_{eff,cat}$ —阴极和阳极的扩散系数, m^2/s 。

电解槽欧姆过电压的计算方法为:

$$U_{o,P} = \delta_m \frac{j}{\sigma_m} \quad (15)$$

式中: δ_m —质子交换膜的厚度, μm ; σ_m —质子交换膜的电导率, S/m 。

随运行时间的推移, 因氟化物释放导致质子交换膜厚度变化、电解质电导率下降等原因引起电解槽性能的衰退, 质子交换膜的厚度随时间变化规律^[30]为:

$$\delta_m = \delta_{m0} - \frac{G_R t_e}{\rho_s \rho_m} \quad (16)$$

$$\delta_{m0} = (0.5139\theta - 0.326) e^{[1268(1/303 - 1/t_e)]} \quad (17)$$

式中: δ_{m0} —为初始膜厚度, μm ; G_R —电解水反应中氟化物的平均释放率, $\text{kg}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$; t_e —电解槽工作

温度, K; χ_f —质子交换膜的氟化物含量占比; ρ_m —质子交换膜密度, kg/m^3 ; θ —每个硫酸盐位点的分子数。

电解质电导率随时间变化为^[31]:

$$\sigma_m = \sigma_{m0} \left(\frac{\delta_m}{\delta_{m0}} \right)^2 \quad (18)$$

式中: σ_{m0} —质子交换膜初始电导率, S/m 。

电解槽电压效率 ε_U 的计算式为:

$$\varepsilon_U = U_0/U_P \quad (19)$$

根据法拉第电解定律, 可得:

$$n_{H,loss} = I_{loss}/(2F) \quad (20)$$

式中: $n_{H,loss}$ —电解槽损失氢气的摩尔流量, mol/s ; I_{loss} —电解槽损失的电流, A。

根据菲克定律, 从阴极渗透到阳极的氢气的扩散通量 $J_{H,loss}$ 为:

$$J_{H,loss} = AD_H S_H \Delta p / \delta_m \quad (21)$$

式中, A —质子交换膜面积, cm^2 ; Δp —两极板压力差, Pa; D_H —氢气在电解槽内的扩散系数; S_H —氢气的溶解度系数。

D_H 和 S_H 的计算式如下:

$$D_H = 0.00000123 e^{-2.602/T_p} \quad (22)$$

$$S_H = M_w / (109000 \lambda M_H e^{77/T_p}) \quad (23)$$

式中: M_w —质子交换膜的摩尔质量, kg/mol 。

由于电解槽内的氢气主要损失于氢气渗透到阳极隔间, 可近似认为^[32]:

$$n_{H,loss} = J_{H,loss} \quad (24)$$

$$I_{loss} = 2FAD_H S_H \Delta p / \delta_m \quad (25)$$

因此动态电流效率的计算式为:

$$\varepsilon_I = 1 - \frac{2FAD_H S_H \Delta p}{j_e \delta_m} \quad (26)$$

式中: j_e —初始电流密度, A/m^2 。

由此电解槽产氢速率 θ_{H_2} 计算式如下:

$$\theta_{H_2} = \frac{\varepsilon_{elec} M_{H_2} P_{in}}{HHV_{H_2} \rho_{H_2}^{STP}} \quad (27)$$

式中: P_{in} —电解槽输入功率, kW; M_{H_2} —氢气的摩尔质量, kg/mol ; HHV_{H_2} —高位发热量, 取值为 285.84 kJ/mol; $\rho_{H_2}^{STP}$ —标准态氢气密度, 取值为 0.089 9 kg/Nm^3 。

将质子交换膜燃料电池(PEMFC)模型的仿真结果与文献[33]的实验数据进行比较, 通过调整参

数来验证 PEMEC 模型的可靠性和准确性。模型验证的具体结果如图 3 所示。由图 3 可知, 仿真结果与实验结果的相对误差控制在 $\pm 2\%$ 以内, 表明该模型具有较高的可靠性和精确性。

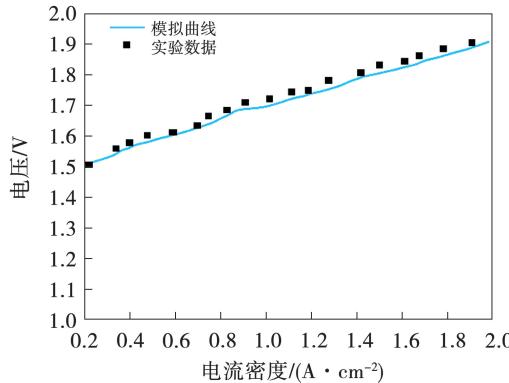


图 3 PEMEC 模型验证对比图

Fig. 3 Comparison chart of PEMEC model validation

1.3.4 燃料电池

燃料电池的工作原理是通过氧化还原反应将氢能的化学能转化为电能。对于 PEMFC 的输出电压计算, 我们采用了文献[34]中提出的广义稳态电化学模型, 单电池电压 U_F 的计算方法为:

$$U_F = E_{\text{nernst}} + U_{\text{act},F} + U_{o,F} + U_{c,F} \quad (28)$$

式中: E_{nernst} —能斯特电压, V; $U_{\text{act},F}$ —燃料电池活化电压; $U_{o,F}$ —燃料电池欧姆过电压; $U_{c,F}$ —燃料电池浓差过电压, V。

能斯特电压^[35]的计算方法为:

$$E_{\text{nernst}} = 1.229 - 0.85 \times 10^{-3} (T_F - 298.15) + 4.3085 \times 10^{-5} T_F [\ln(p_{H_2}) + 0.5 \ln(p_{O_2})] \quad (29)$$

式中: T_F —燃料电池的工作温度, K; p_{H_2} 和 p_{O_2} —阴极和阳极的气体分压, Pa。

燃料电池活化过电压的计算方法为:

$$U_{\text{act},F} = \xi_1 + \xi_2 T_F + \xi_3 T_F [\ln(C_{O_2})] + \xi_4 T_F [\ln(j_F)] \quad (30)$$

$$\xi_2 = \sigma_{\text{cell}} + 0.00286 + 0.0002 \ln(A_F) + 0.000043 \ln(C_{H_2}) \quad (31)$$

$$C_{O_2} = p_{O_2} / (5080000 e^{-\frac{498}{T_F}}) \quad (32)$$

$$C_{H_2} = p_{H_2} / (1090000 e^{\frac{77}{T_F}}) \quad (33)$$

式中: ξ_1, ξ_3, ξ_4 —经验参数, 取值分别为 0.853、-0.0001 和 0.0002; j_F —流过燃料电池的电流密

度, A/cm^2 ; σ_{cell} —电解质的电导率, S/m ; A_F —燃料电池的有效活化面积, cm^2 ; C_{O_2} 和 C_{H_2} —氧气溶解度与氢气溶解度, mol/m^3 。

燃料电池欧姆过电压^[34]的计算方法为:

$$U_{o,F} = U_o^e + U_o^p = -I_F(R^e + R^p) \quad (34)$$

$$R^p = \frac{r_M \delta_m}{A_F} \quad (35)$$

$$r_M = \frac{181.6 [1 + 0.03j_F + 0.062 (T_F/303)^2] j_F^{2.5}}{(\varphi_F - 0.634 - 3j_F) \exp[3.25(T_F - 303)/T_F]} \quad (36)$$

式中: U_o^e —电极欧姆电压, V; U_o^p —交换膜欧姆电压, V; R^e —电极电阻, Ω ; R^p —膜电阻, Ω ; r_M —质子交换膜电阻率, $1/\Omega$; φ_F —质子交换膜的含水量, mol/m^3 。

燃料电池浓差过电压的计算方法如下:

$$U_{c,p} = -B \ln\left(1 - \frac{j_F}{j_{\max}}\right) \quad (37)$$

式中: B —经验参数, 取 1.6; j_{\max} —燃料电池的最大电流密度, A/cm^2 。

催化剂老化、膜老化、燃料和氧气供应不均、操作温度以及压力等因素均会影响 PEMFC 的性能, 本文主要考虑催化剂老化和膜老化失水两种主要因素。随着工作时长的增加, 催化剂活性下降导致燃料电池活化损失增加^[36], 质子交换膜的含水量下降, 使燃料电池的内阻增加^[37], 从而导致欧姆损失增加^[38]。

而电解质的电导率及膜含水量降解率计算式如下:

$$\sigma_{\text{cell}} = \zeta_{\text{DR},\sigma} \frac{\tau_F}{T_F} + \sigma_{\text{cell}}^0 \quad (38)$$

$$\varphi_F = \varphi^0 + \zeta_{\text{DR},\varphi} \tau_F \quad (39)$$

式中: σ_{cell}^0 —初始时刻电解质电导率; $\zeta_{\text{DR},\sigma}$ —催化活性变化引起的电导率变化速率, 取值为 -0.055 μVKh^{-1} ^[38]; τ_F —燃料电池的工作时长, h; $\zeta_{\text{DR},\varphi}$ —膜含水量的变化速率, 取值为 -0.0007 h^{-1} ; φ^0 —初始时刻膜含水量^[38]。

得到燃料电池效率计算式如下:

$$\epsilon_f = \mu_f U_{\text{cell}} / 1.48 \quad (40)$$

式中: μ_f —燃料利用率, 取 0.95;

最后得到氢气的消耗速率 ϑ_{H_2} , 计算式如下:

$$\vartheta_{H_2} = \frac{M_{H_2} P_{\text{need}}}{\text{HHV}_{H_2} \epsilon_f \rho_{H_2}^{\text{STP}}} \quad (41)$$

式中: P_{need} —燃料电池功率, kW。

为了验证本模型的准确性, 我们通过调整电池的参数, 并与文献[38]中的实验数据对比, 结果如图4所示。由图4可知, 模拟获得的极化曲线与参考数据(图中散点)高度一致, 实验与模拟结果相对误差不超过 $\pm 1\%$, 表明模型准确性、可靠性较高。

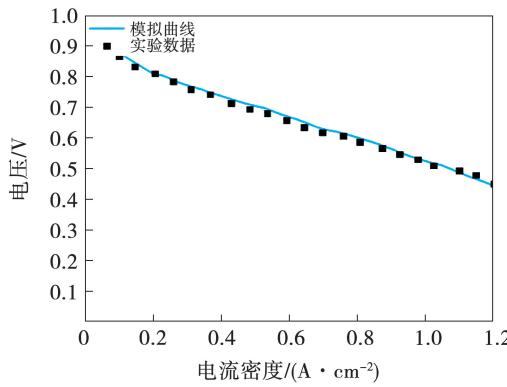


图4 PEMFC 模型验证对比

Fig. 4 Comparison chart of PEMFC model validation

1.3.5 储氢罐

基于PEMFC的特性, 本文选择低压储氢罐(压力为3 MPa)作为储氢设备, 不需要额外的压缩机, 因此储氢罐的储氢量计算方法为:

$$V_{\text{tank}}(\tau) = V_{\text{tank}}(\tau - 1) + V_{\text{in}}(\tau - 1) - V_{\text{out}}(\tau - 1) \quad (42)$$

式中: $V_{\text{tank}}(\tau)$ 和 $V_{\text{tank}}(\tau - 1)$ — τ 和 $\tau - 1$ 时间段储氢罐内氢气的量, Nm³; $V_{\text{in}}(\tau - 1)$ 和 $V_{\text{out}}(\tau - 1)$ — τ 到 $\tau - 1$ 时间段储氢罐存入和流出的氢气量, Nm³。

1.3.6 锂电池

锂电池的荷电状态(SOC)定义为电量与电池容量的比率, 其计算方法如下^[39]。

$$\text{SOC}(\tau) = \text{SOC}(\tau - 1) + \left[\eta_{\text{ch}} P_{\text{ch}}(\tau) - \frac{P_{\text{dis}}(\tau)}{\eta_{\text{dis}}} \right] \times \Delta\tau / Q_{\text{BAT}} \quad (43)$$

式中: $\Delta\tau$ —时间步长, 设置为0.25 h; η_{ch} 和 η_{dis} —为充电效率和放电效率; $P_{\text{ch}}(\tau)$ 和 $P_{\text{dis}}(\tau)$ —为 τ 时刻充电功率和放电功率, kW; Q_{BAT} —电池容量, kW·h。

电池的健康状态可以通过健康状态(SOH)描述, 计算方法如下:

$$\text{SOH}(\tau) = 1 - (\text{SOH}_a - \text{SOH}_b) \cdot \text{AGE}_{\alpha} \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \text{AGE}_{\text{cal}}(\tau) &= 6.6148 \times 10^{-6} + \text{SOC}(\tau) + \\ &4.6404 \times 10^{-6} \end{aligned} \quad (45)$$

$$\text{AGE}_{\text{cyc}}(\tau) = 0.5 \times \frac{\left| \eta_{\text{ch}} P_{\text{ch}}(\tau) - \frac{P_{\text{dis}}(\tau)}{\eta_{\text{dis}}} \right| \cdot \Delta\tau}{L_{\text{cyc}} \cdot C_{\text{bat}}} \quad (46)$$

式中: SOH_a 和 SOH_b —为100% 和 80% 的电池健康状态; AGE_{α} —整体老化的程度, 分为日历老化 AGE_{cal} 和循环老化 AGE_{cyc} ; L_{cyc} —SOH 达到 80% 时电池的循环寿命。

2 配置优化策略

2.1 决策变量

本研究的目的是结合运行策略确定每个组件的最佳容量, 从而实现评价指标之间的权衡。因此, 本文的风-光-氢-储系统决策变量 X 包括系统中每个设备的装机容量及储氢时长, 如式(47)所示:

$$X = [Q_{\text{WT}}, Q_{\text{PV}}, Q_{\text{P}}, Q_{\text{F}}, \tau_{\text{H}_2}] \quad (47)$$

式中: Q_{WT} —风机装机容量, kW; Q_{PV} —光伏装机容量, kW; Q_{P} —电解槽装机容量, kW; Q_{F} —燃料电池装机容量, kW; τ_{H_2} —储氢时长, h, 指按照配置电解槽装机容量满负荷运行的产氢流量来存储氢气的时长。

这种设计使储氢容量 Q_{HST} 受电解槽装机容量 Q_{P} 和储氢时长 τ_{H_2} 两种因素控制, 如式(48)所示:

$$Q_{\text{HST}} = \tau_{\text{H}_2} Q_{\text{P}} / \omega_{\text{el}} \quad (48)$$

式中: ω_{el} —电解槽的额定制氢电耗, (kW·h)/Nm³。

该方法能够确保在电解槽装机容量较大或较小时, 设计出与之匹配的储氢容量, 从而保证系统能够在一定时间范围内存储氢气。

2.2 目标函数

目前, 风光氢储能系统在实际应用中仍面临若干关键挑战, 主要包括: 系统初始投资与运维成本较高, 风光资源的间歇性与波动性导致能源供应不稳定以及风光发电出力与用户负荷需求之间存在时空偏差。上述因素引发功率不平衡、弃风弃光或供电可靠性下降等问题。为系统性地应对上述问题, 本文以提升系统经济性、供电可靠性与能源利用效率为核心, 构建了3个优化目标函数, 分别为系统年化总成本(表征经济性)、缺电率(表征供电可靠性)和弃电率(表征能源利用效率)。

采用NSGA-II算法对系统设备进行容量配置多目标优化, 计算流程如图5所示。

算法基本思想:随机生成规模为 N 的初始种群,经非支配排序及选择、交叉、变异得第一代子代;合并两代种群,经非支配排序与拥挤度计算筛选新父代;再通过遗传操作生成新子代,迭代至满足终止条件。

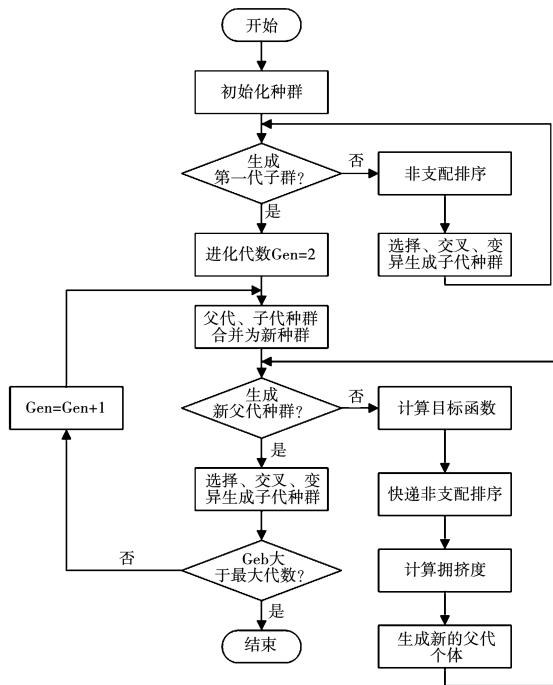


图 5 NSGA-II 算法流程图

Fig. 5 Flowchart of NSGA-II algorithm

采用上述算法进行帕累托前沿求解与决策分析。具体目标函数表达式如下:

$$\text{Target} = \{\min(L), \min(Y), \min(D)\} \quad (49)$$

式中: L —系统年化成本,元; Y —缺电率,%; D —弃电率,%。

2.2.1 年化成本

系统年化成本(Annualized Cost, AC)是衡量风光氢储能系统经济性的核心指标,其计算基于 20 年的全生命周期,且在本研究中不考虑设备到期后的重置成本。该系统年化成本主要由初始投资成本 C_{cap} 和运行与维护成本 C_{om} 两部分构成。具体计算方法^[40]如下:

$$L = \psi(C_{\text{cap}} + C_{\text{om}}) \quad (50)$$

$$\psi = \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} \quad (51)$$

式中: ψ —资本回收系数; r —利率,取 0.1; y —系统的运行生命周期,设定为 20 年。

风光氢储能系统的年化成本主要包括风机、光

伏、电解槽、燃料电池和储氢罐的采购和安装成本、运行和维护成本,以风机为例:

$$L_{\text{WT}} = \psi(C_{\text{cap}, \text{WT}} + C_{\text{om}, \text{WT}}) \quad (52)$$

$$C_{\text{cap}, \text{WT}} = k_{\text{WT}} \cdot Q_{\text{WT}} \quad (53)$$

$$C_{\text{om}, \text{WT}} = \alpha_{\text{WT}} Q_{\text{WT}} \cdot \sum_{y=1}^{20} \left(\frac{1+0.04}{1+r} \right)^y \quad (54)$$

式中: L_{WT} —风机系统年化成本,元; k_{WT} —风机初始投资成本,元/kW; α_{WT} —风机运行和维护成本,元/kW。

2.2.2 缺电率

系统的缺电率(Loss of Power Supply Probability, LPSP)定义为总缺电功率与总负荷需求功率之比,其计算方法如下:

$$Y = \frac{\sum_{t \in T} P_{\text{grid}}(\tau)}{\sum_{t \in T} P_{\text{LOAD}}(\tau)} \times 100\% \quad (55)$$

式中: $P_{\text{grid}}(\tau)$ — τ 时刻由电网补充的功率,kW; $P_{\text{LOAD}}(\tau)$ — τ 时刻负荷需求功率,kW。

2.2.3 弃电率

系统的弃电率(Power Abandonment Rate, PAR)定义为总弃电功率与新能源总发电功率之比,其计算方法如下:

$$D = \frac{\sum_{t \in T} P_{\text{WASTE}}(\tau)}{\sum_{t \in T} (P_{\text{WT}}(\tau) + P_{\text{PV}}(\tau))} \times 100\% \quad (56)$$

式中: $P_{\text{WASTE}}(\tau)$ — τ 时刻系统的弃电功率,kW。

2.3 约束条件

2.3.1 电力平衡约束

$$P_{\text{WT}}(\tau) + P_{\text{PV}}(\tau) + P_{\text{FC}}(\tau) + P_{\text{grid}}(\tau) = P_{\text{LOAD}}(\tau) + P_{\text{EL}}(\tau) \quad (57)$$

式中: $P_{\text{WT}}(\tau), P_{\text{PV}}(\tau), P_{\text{FC}}(\tau)$ — τ 时刻风电、光伏、燃料电池的实际输出功率,kW; $P_{\text{EL}}(\tau)$ — τ 时刻电解槽输出功率,kW。

2.3.2 风光发电功率约束

$$\begin{cases} P_{\text{WT}}(\tau) = P_{\text{r,WT}}(\tau) - P_{\text{c,WT}}(\tau) \\ P_{\text{PV}}(\tau) = P_{\text{r,PV}}(\tau) - P_{\text{c,PV}}(\tau) \end{cases} \quad (58)$$

式中: $P_{\text{r,WT}}(\tau), P_{\text{r,PV}}(\tau)$ — τ 时刻风电、光伏的预测出力,kW; $P_{\text{c,WT}}(\tau), P_{\text{c,PV}}(\tau)$ — τ 时刻风电、光伏的弃电功率,kW。

2.3.3 电解槽与燃料电池运行约束

电解槽和燃料电池的功率应该被限制在其最大

功率范围内, 且不低于最低启动功率^[41~44], 表达式如下:

$$\begin{cases} P_{\text{EL},\min} < P_{\text{EL}}(\tau) < P_{\text{EL},\max} \\ P_{\text{FC},\min} < P_{\text{FC}}(\tau) < P_{\text{FC},\max} \end{cases} \quad (59)$$

式中: $P_{\text{EL},\min}$, $P_{\text{FC},\min}$ 一是电解槽和燃料电池的最小功率, kW; $P_{\text{EL},\max}$, $P_{\text{FC},\max}$ 一是电解槽和燃料电池的最大功率, kW。

2.3.4 储氢罐存放氢约束

本研究中, 考虑到质子交换膜电解槽的制氢特性, 选取压力为 3 MPa 的低压储氢球罐用于氢气存储。在保持储氢体积不变的情况下, 通过调节压力 $p_{\text{tank}}(\tau)$ 来确定储氢罐的充放容量的上下限, 储氢压力上限为 2.7 MPa, 下限为 0.2 MPa。

2.3.5 弃电率与供电可靠性约束

在风光储系统中, 系统的新能源利用率和系统供电可靠性是评价系统的关键指标, 高供电缺失率和弃电率不利于系统的可持续发展, 因此, 本研究对弃电率及供电缺失率设定一个阈值:

$$\begin{cases} 0 < D < 20\% \\ 0 < Y < 20\% \end{cases} \quad (60)$$

3 算例分析

3.1 算例背景

本研究以中国西北某地区的实际气象资料与负荷数据为基础, 数据时间分辨率为 15 min。模拟系统在生命周期(20 年)内的运行状况, 并假定各年的气象条件与负荷需求模式与基准年保持一致。该区域全年气象条件与负荷的变化规律如图 6 所示。由图 6 可知, 该地区风速基本在 0~22 m/s 范围内波动, 年均风速 7.56 m/s, 表现出较强的随机性; 环境温度在 -15~40 °C 之间波动, 年均温度 22.6 °C, 季节性差异显著; 太阳辐射强度在 0~1 050 W/m² 之间, 呈现典型的季节特征。电力负荷方面, 负荷极差大, 年平均负荷为 2 747 kW, 最小负荷 571 kW, 最大负荷 4 682 kW, 并呈现明显峰谷波动, 春、冬季需求较低, 夏、秋季较高, 昼夜差异显著, 日间负荷普遍较高, 用电高峰多出现在 14:00~19:00, 夜间负荷较低, 用电低谷集中于 02:00~08:00, 整体呈周期性变化。

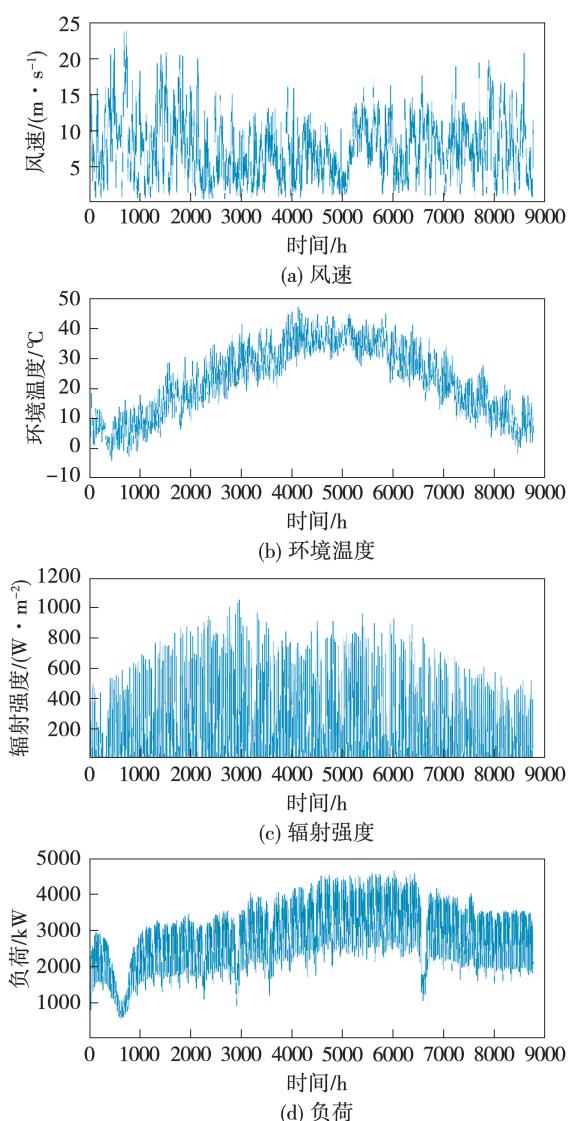


图 6 全年气象与负荷的变化规律

Fig. 6 Changes in annual meteorological and load

3.2 优化设置

本文对风光氢储能系统与风光电化学储能系统两种技术方案进行了对比分析, 以保障该区域供电稳定性并最大化新能源的消纳水平。为全面评估两类系统在经济性与可靠性, 选用 NSGA-II 多目标遗传算法对系统容量配置进行优化求解。算法参数设置如表 1 所示。风光储系统容量约束上下限如表 2 所示。

表 1 算法参数配置

Tab. 1 Algorithm parameter configuration

参 数	数 值
种群大小	500
进化代数	30
交叉概率	0.8
变异概率	0.01

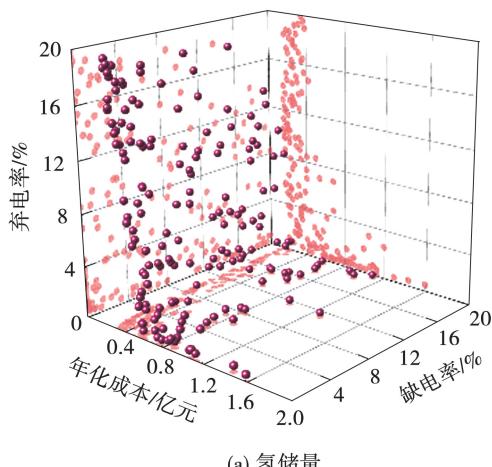
表 2 风光储系统容量参数范围

Tab. 2 Capacity parameter range of wind-solar storage systems

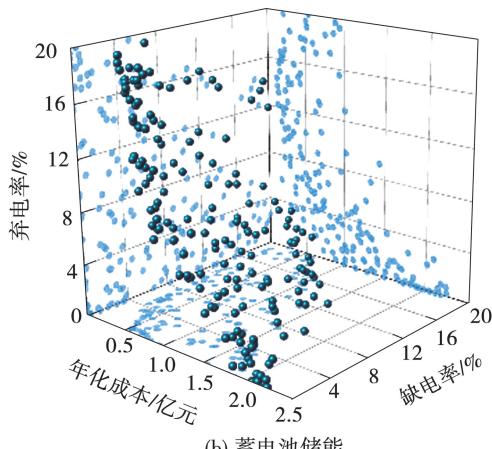
决策变量	范围
风机容量/kW	[0,15 000]
光伏容量/kW	[0,15 000]
电解槽容量/kW	[0,15 000]
燃料电池容量/kW	[0,15 000]
储氢时长/h	[0,200]
电池容量/(kW·h)	[0,3 000 000]

3.3 容量配置优化结果

通过多目标优化算法的仿真求解,共得到 175 组非劣最优解,共同构成了风光氢储能系统三目标协同优化的帕累托前沿。该帕累托前沿及其在三目标空间中的投影分布如图 7 所示。



(a) 氢储量



(b) 蓄电池储能

图 7 帕累托前沿解三维分布图

Fig. 7 3D distribution diagrams of Pareto Frontier solutions

由图 7 可知,解集在三维目标空间中呈现出分布均匀的近似曲面形态,系统年化成本、缺电率与弃电率 3 个目标存在明显的竞争与权衡关系。系统年化成本分布在 0.15 亿元至 1.59 亿元之间,跨度较大,反映出发电单元与氢储能单元不同容量配比方案对经济性的显著影响。结合当地气象与负荷特性分析,系统对新能源消纳需求总体高于电网补充供电需求。与氢储能系统相比,电化学储能的往返效率通常更高,因此在满足相同可靠性要求的条件下,需配置的电池容量更大,这也导致其成本变化范围可能更为宽泛。

3.4 最优方案的选取

针对优化求解得到的最优解集,采用基于指标间相关性的指标重要性(CRITIC)客观赋权法计算各评价指标的权重,并进一步结合 TOPSIS 排序法,确定最终推荐的系统容量配置方案。基于帕累托前沿解集的分布特征,利用 CRITIC 客观赋权法计算得到风光氢储能系统 3 个优化目标的权重分别为年化成本(0.31)、缺电率(0.33)和弃电率(0.36);风光电化学储能系统中三者的权重分别为年化成本(0.32)、缺电率(0.32)和弃电率(0.36)。该权重分配结果反映出 3 个目标之间存在明显的互斥与竞争关系,同时也从侧面印证了多目标优化结果在权衡不同性能时的均衡性与合理性。

不同储能系统典型解的对比结果如表 3 所示。由表 3 可知,氢储能方案在经济性、供电可靠性及新能源消纳能力方面均优于电池储能方案,更适宜作为该区域推荐的容量配置方案。

表 3 不同储能方案典型解对比

Tab. 3 Comparison of typical solutions for different energy storage schemes

参数	氢储能	电池储能
年化成本/万元	4 774	6 786
缺电率/%	2.86	4.01
弃电率/%	1.16	6.14

3.5 不同储能方案分析

3.5.1 年供能分析

在最优配置方案下,风光氢储能系统的年输出特性如图 8 所示。

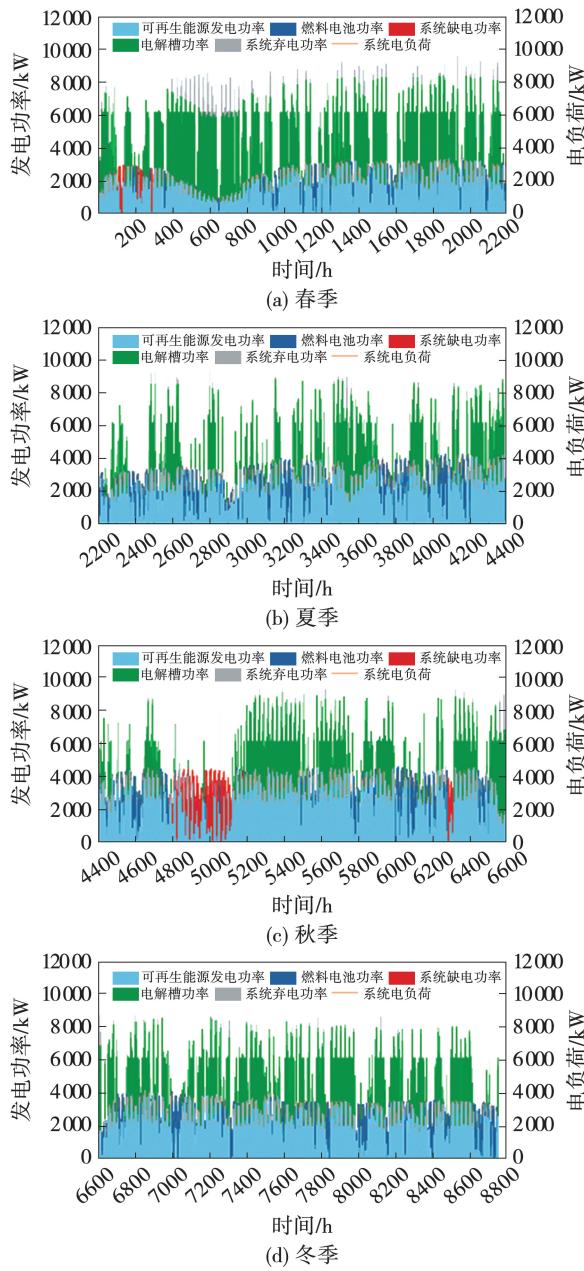


图 8 风光氢储能系统功率平衡图

Fig. 8 Power balance diagrams of wind-solar-hydrogen storage systems

由图 8 可知, 该系统在削峰填谷方面表现出显著优势。运行初期约 300 h 内, 因储氢量不足, 系统出现电力短缺。随后, 通过电解槽将盈余电能转化为氢气储存, 显著提升了新能源的利用率。然而, 受电解槽装机容量限制, 未能完全消纳所有盈余电力, 导致部分弃电。进入秋季后, 气象条件突变引起新能源出力下降, 电解槽制氢量减少, 同时燃料电池加速消耗储氢, 最终导致储氢罐氢气耗尽, 系统出现严重供电缺口。随着气象状况逐渐改善, 储氢量得以

恢复, 燃料电池重新投入运行。总体而言, 风光氢储系统可有效增强供电稳定性, 并提高新能源的消纳能力。

风光电池储能系统的年输出特性如图 9 所示。

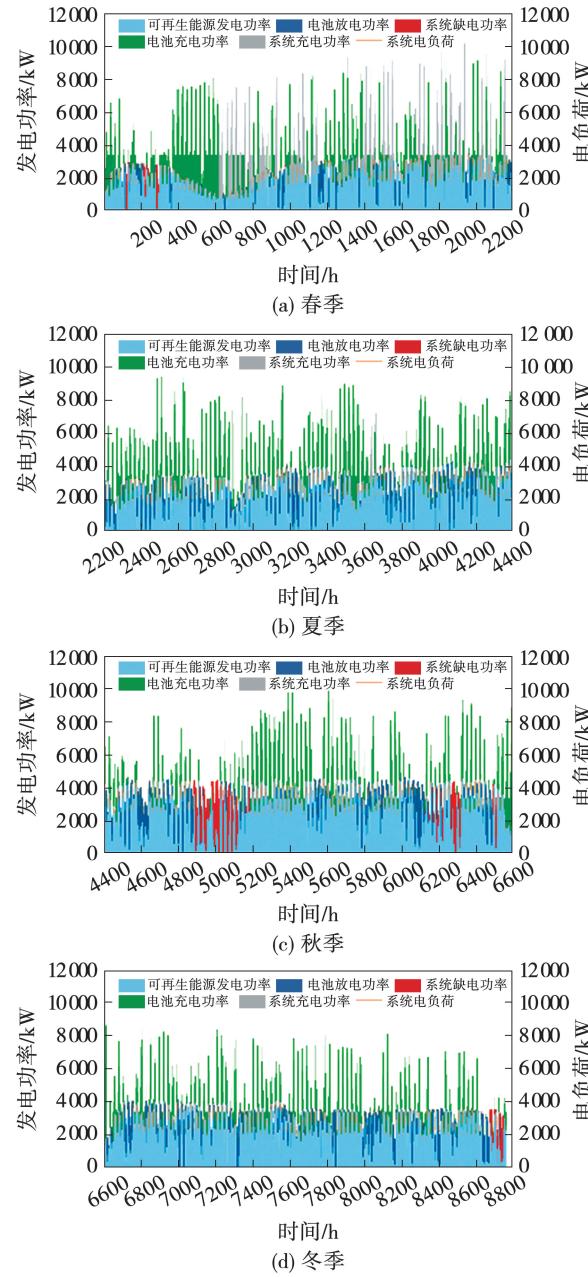


图 9 风光电池储能系统功率平衡图

Fig. 9 Power balance diagrams of wind-solar-cell storage system

由图 9 可知, 在相同气象条件下, 其供能分布规律与氢储能系统总体相似, 但在系统运行约 600 h 后, 电池储能单元已达到其额定容量的上限, 导致后续时段内出现大量弃电。此后, 系统对新能源的消纳能力主要受限于电池的可用放电容量。与氢储能

系统相比,电池储能系统的弃电率显著更高,这主要源于其有限的存储容量更易饱和,从而制约了系统对波动性盈余电力的吸收能力。

3.5.2 典型日供能分析

选取年负荷最大日与年负荷最小日用于评估系统的可靠性,图 10 和图 11 分别给出了基于 CRITIC-TOPSIS 方法确定的配置方案在年负荷最大日与年负荷最小日的功率分布特性。

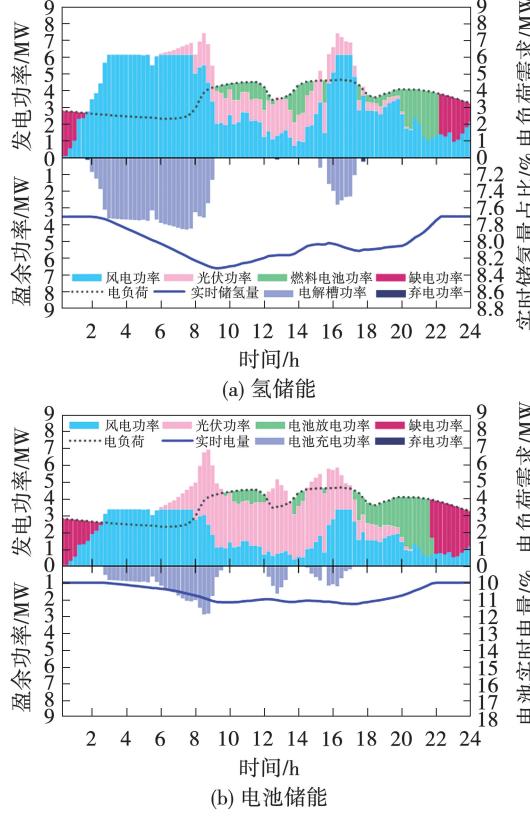


图 10 负荷最大日系统能量分布情况

Fig. 10 System energy distributions on the day of maximum load

由图 10 和图 11 可知,秋季源荷偏差最为显著,尤其在年最大负荷日,储氢罐与电池储能持续下降,最终均趋于耗尽,在 0:00~2:00 与 22:00~24:00 时段内,两种储能系统均出现供电短缺。而在新能源出力高于负荷需求的时段(如 2:00~16:00),氢储能与电池储能系统均可有效消纳盈余电力。当风光出力无法满足负荷需求时,电池储能系统通过放电满足负荷需求,而氢储能系统则通过燃料电池消耗储氢罐中的氢气发电,以维持供电平衡。在最低负荷日 00:00~15:30 时段,新能源出力显著高于负荷需求,风光氢储系统中电解槽在消纳盈余新能源

方面发挥了关键作用,有效实现了“削峰”。然而,受电解槽装机容量限制,系统仍存在部分弃电现象。相比之下,因电池储能已达到上限,风光电池储能系统无法进一步消纳多余电力,出现了较大范围的弃电。在 17:45~24:00 时段,气象条件剧烈变化导致新能源出力急剧下降。此时,氢储能系统中的燃料电池通过消耗储氢罐中的氢气发电,有效弥补了电力缺口;电池储能系统则通过放电来补充供电,两种储能方式均显著发挥了“填谷”作用,保障了用户的电力供应稳定。

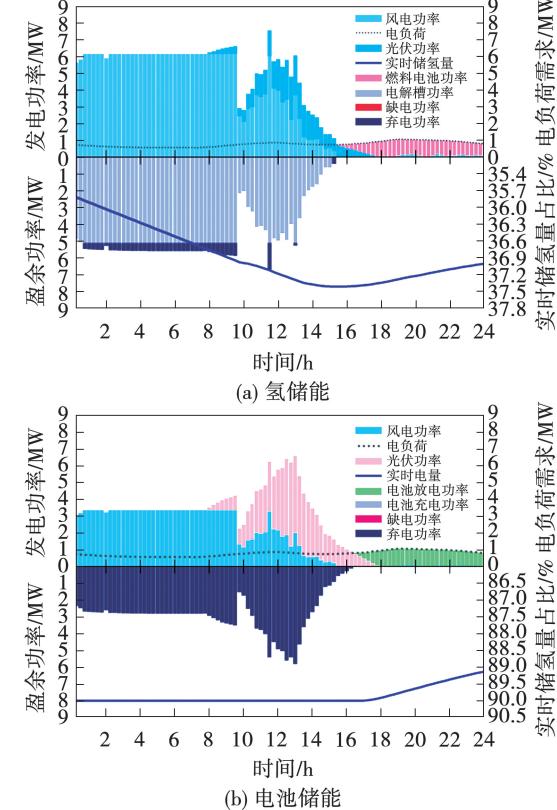


图 11 负荷最小日系统能量分布情况

Fig. 11 System energy distributions on the day of minimum load

总体而言,氢储能与电池储能系统均有助于提升供电稳定性,并促进新能源的消纳。在本研究案例下,氢储能系统虽因“电 - 氢 - 电”转换过程的能量损耗导致往返效率较低,但其储氢罐容量相对较小;而电池储能系统虽充放电效率较高,为降低弃电率需配置更大容量的电池。然而,电池扩容的初始投资成本较高,在经济性约束下,电池储能系统的弃电率与弃电率高于氢储能系统。

4 结论与讨论

(1) 基于电池储能和氢储能的风光储系统均可实现新能源的有效消纳。优化结果显示,系统年化成本、缺电率和弃电率之间存在显著的权衡关系,在多目标的相互制约下,系统难以完全消纳新能源的过剩出力,弃电现象无法彻底避免,但引入储能设备后新能源系统的缺电率与弃电率均得到显著降低。

(2) 通过 CRITIC 客观赋权法与 TOPSIS 理想解排序筛选得出采用两种储能方式下系统的典型容量配置方案,对于氢储能系统,风机、光伏、电解槽、燃料电池和储氢罐的装机容量分别为 6 172, 4 708, 5 115 和 6 705 kW 以及 887 193 Nm³, 系统年化成本为 4 774 万元, 缺电率为 2.86%, 弃电率为 1.16%。与电池储能系统相比,氢储能能在经济性、供电稳定性和新能源消纳能力方面有较大优势。

(3) 氢储能系统与电池储能系统均显著提升了新能源发电系统的供电可靠性与能源利用率。电池储能因具有较高的往返效率,适用于短时、频繁充放电场景,而氢储能凭借其良好的长时储能特性,在大规模、长周期新能源系统中展现出明显优势。

参考文献:

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2024 年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. (2025-02-28)[2025-04-06]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202502/content_7008605.htm. National Bureau of Statistics. Statistical bulletin of the People's Republic of China on the 2024 national economic and social development[EB/OL]. (2025-02-28)[2025-04-06]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202502/content_7008605.htm.
- [2] 国家能源局. 国家能源局发布 2025 年 1~2 月份全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2025-03-20)[2025-04-07]. <https://www.nea.gov.cn/20250320/977e24cb6295485fb6283d65-6c70bcc3/c.html>. National Energy Administration. National power industry statistical data for January~February 2025 released by National Energy Administration[EB/OL]. (2025-03-20)[2025-04-07]. <https://www.nea.gov.cn/20250320/977e24cb6295485fb6283d65-6c70bcc3/c.html>.
- [3] TAABODI M H, NIKNAM T, SHARIFHOSSEINI S M, et al. Electrochemical storage systems for renewable energy integration: A comprehensive review of battery technologies and grid-scale applications[J]. Journal of Power Sources, 2025, 641: 236832.
- [4] TASNEEM O, TASNEEM H, XIAN X. Lithium-ion battery technologies for grid-scale renewable energy storage[J]. Next Research, 2025, 2(2): 100297.
- [5] WANG Z, ZHAO Q, SUN F, et al. Influence of temperature dependent short-term storage on thermal runaway characteristics in lithium-ion batteries[J]. Renewable Energy, 2024, 232: 121072.
- [6] TEBBE J, HARTWIG A, JAMALI A, et al. Innovations and prognostics in battery degradation and longevity for energy storage systems[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 114: 115724.
- [7] LE T S, NGUYEN T N, BUI D K, et al. Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage[J]. Applied Energy, 2023, 336: 120817.
- [8] BERNALAGUSTIN J, DUFOLOPEZ R. Hourly energy management for grid-connected wind-hydrogen systems[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(22): 6401~6413.
- [9] BABATUNDE O M, MUNDA J L, HAMAM Y. Off-grid hybrid photovoltaic-micro wind turbine renewable energy system with hydrogen and battery storage: Effects of sun tracking technologies[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 255: 115335.
- [10] HAHOLU O, DUMAN A C, GÜLER Ö. Techno-economic analysis of off-grid residential hybrid renewable energy systems utilizing excess energy for small-scale green hydrogen production[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2025, 200: 107422.
- [11] 李永毅, 王子晗, 张磊, 等. 风-光-氢-燃气轮机一体化氢电耦合系统容量配置优化[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(2): 489~502.
LI Yongyi, WANG Zihan, ZHANG Lei, et al. Capacity allocation optimization of integrated hydrogen-electric coupling system of wind-solar-hydrogen-gas turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(2): 489~502.
- [12] ABDIN Z, KHALILPOUR K, CATCHPOLE K. Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 270: 116241.
- [13] LIANG C, DING C, ZUO X, et al. Capacity configuration optimization of wind-solar combined power generation system based on improved grasshopper algorithm[J]. Electric Power Systems Research, 2023, 225: 109770.
- [14] 蔡国伟, 孔令国, 薛宇, 等. 风氢耦合发电技术研究综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(21): 127~135.
CAI Guowei, KONG Lingguo, XUE Yu, et al. Overview of research on wind power coupled with hydrogen production technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 127~135.
- [15] DEGUENON L, YAMEGUEU D, KADRI S M, et al. Overcoming the challenges of integrating variable renewable energy to the grid: A comprehensive review of electrochemical battery storage systems[J]. Journal of Power Sources, 2023, 580: 233343.
- [16] 高源, 刘学智. 基于氢储能的可再生能源系统协同规划方法[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(1): 59~66.
GAO Yuan, LIU Xuezhi. Collaborative planning method of renewable energy system based on hydrogen storage[J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(1): 59~66.
- [17] LATA-GARCÍA J, JURADO F, FERNÁNDEZ-RAMÍREZ L M, et al.

- al. Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery [J]. Energy, 2018, 159: 611–620.
- [18] PATIN M, BÉGOT S, GUSTIN F, et al. Enhancing residential sustainability: Multi-objective optimization of hydrogen-based multi-energy system [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 67: 875–887.
- [19] AMROLLAH M H, BATHAEE S M T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response [J]. Applied Energy, 2017, 202: 66–77.
- [20] CHEN X. Experimental observation of fatigue degradation in a composite wind turbine blade [J]. Composite Structures, 2019, 212: 547–551.
- [21] SU H M, KAM T Y. Reliability analysis of composite wind turbine blades considering material degradation of blades [J]. Composite Structures, 2020, 234: 111663.
- [22] ALTAMIMI A, KESUMA P P. Long-term reliability and degradation analysis of a microgrid with wind farms subjected to climate change conditions and age [J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2023, 48(5): 6577–6593.
- [23] LI J, ZHANG X, ZHOU X, et al. Reliability assessment of wind turbine bearing based on the degradation-hidden-Markov model [J]. Renewable Energy, 2019, 132: 1076–1087.
- [24] PAN Y, HONG R, CHEN J, et al. Performance degradation assessment of a wind turbine gearbox based on multi-sensor data fusion [J]. Mechanism and Machine Theory, 2019, 137: 509–526.
- [25] NIRBHERRAM J S, MAHESH A, BHIMARAJU A. Techno-economic optimization of standalone photovoltaic-wind turbine-battery energy storage system hybrid energy system considering the degradation of the components [J]. Renewable Energy, 2024, 222: 119918.
- [26] STAFFELL I, GREEN R. How does wind farm performance decline with age? [J]. Renewable Energy, 2014, 66: 775–786.
- [27] TITO S R, LIE T T, ANDERSON T N. Optimal sizing of a wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy system considering socio-demographic factors [J]. Solar Energy, 2016, 136: 525–532.
- [28] LAN H, WEN S, HONG Y Y, et al. Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system [J]. Applied Energy, 2015, 158: 26–34.
- [29] CARR A J, PRYOR T L. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates [J]. Solar Energy, 2004, 76(1/3): 285–294.
- [30] FOUDA-ONANA F, CHANDESRIS M, MÉDEAU V, et al. Investigation on the degradation of MEAs for PEM water electrolyzers part I: Effects of testing conditions on MEA performances and membrane properties [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(38): 16627–16636.
- [31] CHANDESRIS M, MÉDEAU V, GUILLET N, et al. Membrane degradation in PEM water electrolyzer: Numerical modeling and experimental evidence of the influence of temperature and current density [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(3): 1353–1366.
- [32] ITO H, MAEDA T, NAKANO A, et al. Properties of Nafion membranes under PEM water electrolysis conditions [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2011, 36(17): 10527–10540.
- [33] SHAHVERDIAN M H, SOHANI A, SAYYAADI H. A 3E water energy nexus based optimum design for a hybrid PV-PEMFC electricity production systems for off-grid applications [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 267: 115911.
- [34] MANN R F, AMPHLETT J C, HOOPER M A I, et al. Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell [J]. Journal of Power Sources, 2000, 86(1): 173–180.
- [35] HAN B, STEEN S M, MO J, et al. Electrochemical performance modeling of a proton exchange membrane electrolyzer cell for hydrogen energy [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(22): 7006–7016.
- [36] WEI X, WANG R Z, ZHAO W, et al. Recent research progress in PEM fuel cell electrocatalyst degradation and mitigation strategies [J]. EnergyChem, 2021, 3(5): 100061.
- [37] WALLNÖFER-OGRIS E, POIMER F, KÖLL R, et al. Main degradation mechanisms of polymer electrolyte membrane fuel cell stacks—Mechanisms, influencing factors, consequences, and mitigation strategies [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 50: 1159–1182.
- [38] FOWLER M W, MANN R F, AMPHLETT J C, et al. Incorporation of voltage degradation into a generalised steady state electrochemical model for a PEM fuel cell [J]. Journal of Power Sources, 2002, 106(1/2): 274–283.
- [39] AGARWAL N, KUMAR A, Varun. Optimization of grid independent hybrid PV-diesel-battery system for power generation in remote villages of Uttar Pradesh, India [J]. Energy for Sustainable Development, 2013, 17(3): 210–219.
- [40] ZHANG Y, SUN H, TAN J, et al. Capacity configuration optimization of multi-energy system integrating wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery [J]. Energy, 2022, 252: 124046.
- [41] CARMO M, FRITZ D L, MERGEL J, et al. A comprehensive review on PEM water electrolysis [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, 38(12): 4901–4934.
- [42] ARIAS-THODE Y M, HSU L, ANDERSON G, et al. Demonstration of the SeptiStrand benthic microbial fuel cell powering a magnetometer for ship detection [J]. Journal of Power Sources, 2017, 356: 419–429.
- [43] FRENSCH S H, FOUDA-ONANA F, SERRE G, et al. Influence of the operation mode on PEM water electrolysis degradation [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44 (57): 29889–29898.
- [44] REZNICEK E P, HINZE J F, NELLIS G F, et al. Simulation of the supercritical CO₂ recompression Brayton power cycle with a high-temperature regenerator [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 229: 113678.

(刘颖 编辑)