



计及电解槽特性的可再生能源电解制氢系统容量优化研究

王 超^{1,2}, 陈志鑫^{1,2}, 朱建功^{1,2}, 徐建强^{1,2}, 张浩宇^{1,2}, 袁 浩^{1,2}, 戴海峰^{1,2},
魏学哲^{1,2}, 余卓平^{1,2}

(¹同济大学汽车与能源学院; ²同济大学新能源汽车工程中心, 上海 201804)

摘 要: 针对可再生能源电解制氢系统容量配置及能量分配问题, 本研究提出一种考虑电解槽温度及氧中氢特性的可再生能源电解制氢系统双层容量优化方法。模型上层以最低平准化制氢成本为目标函数, 以电解槽容量和电池容量为决策变量, 利用自适应粒子群算法进行求解; 下层以日均制氢量最大为目标函数, 以各时段电解槽/电池功率及运行状态为决策变量, 以功率平衡、弃电率、设备运行合理性作为约束条件, 调用 CPLEX 求解混合整数规划问题。通过双层容量规划, 实现容量配置与能量调度的协同优化。针对离网型可再生能源电解制氢系统进行案例分析, 仿真结果表明, 相较于传统的恒定设备负荷边界的双层容量优化方法, 使用本研究建立的考虑电解槽温度与氧中氢特性的变负荷边界工况双层容量优化模型时, 电解槽容量由 17.954 kW 减小至 15.745 kW, 电池容量由 10.730 kWh 增大至 55.496 kWh, 证明传统的恒定工况双层容量优化模型由于忽略电解槽温度和系统氧中氢特性, 进而低估了为维持离网系统稳定运行所需的电池容量与氢气制取成本。

关键词: 碱性水电解制氢; 双层容量优化; 氧中氢含量; 电化学性能

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0695

中图分类号: TK 91

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 10-3992-12

Research on capacity optimization of renewable energy electrolytic hydrogen production system considering electrolyzer characteristics

WANG Chao^{1,2}, CHEN Zhixin^{1,2}, ZHU Jiangong^{1,2}, XU Jianqiang^{1,2}, ZHANG Haoyu^{1,2},
YUAN Hao^{1,2}, DAI Haifeng^{1,2}, WEI Xuezhe^{1,2}, YU Zhuoping^{1,2}

(¹College of Automotive and Energy Engineering, Tongji University; ²Clean Energy Automotive Engineering Center, Tongji University, Shanghai 201804, China)

Abstract: To address the capacity configuration problem of renewable energy-powered water electrolysis hydrogen production systems, this paper proposes a bi-level capacity optimization method that accounts for electrolyzer temperature and hydrogen-in-oxygen (HTO) characteristics. In the upper-level model, the levelized cost of hydrogen is minimized, with the capacities of the electrolyzer and the battery as decision variables and the equipment capacity limits as constraints. An adaptive particle swarm optimization algorithm is employed to solve this optimization problem. The lower-level model maximizes the average daily hydrogen

收稿日期: 2026-08-10; 修改稿日期: 2026-09-08。

基金项目: 青海省重大科技专项 (2023-GX-A2)。

第一作者: 王超 (1987—), 男, 博士研究生, 工程师, 研究方向为燃料电池及电解池, E-mail: wangchao_4@tongji.edu.cn; 通信作者: 魏学哲, 教授, 研究方向为电化学电源管控, E-mail: weixzh@tongji.edu.cn。

引用本文: 王超, 陈志鑫, 朱建功, 等. 计及电解槽特性的可再生能源电解制氢系统容量优化研究[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(10): 3992-4003.

Citation: WANG Chao, CHEN Zhixin, ZHU Jiangong, et al. Research on capacity optimization of renewable energy electrolytic hydrogen production system considering electrolyzer characteristics[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(10): 3992-4003.

production, with the power levels and operating states of equipment in each time period as decision variables, subject to constraints including power balance, equipment operational rationality, and grid operational rationality. The resulting mixed-integer programming problem is solved using CPLEX. Through this bi-level capacity planning scheme, coordinated optimization between capacity sizing and energy scheduling is achieved. A case study is conducted on an off-grid renewable energy-powered water electrolysis hydrogen production system. Simulation results demonstrate that, compared with the conventional bi-level capacity optimization method employing fixed equipment loading boundaries, the proposed bi-level optimization model, which incorporates the temperature-dependent and HTO characteristics of the electrolyzer under variable loading conditions, yields a reduction in electrolyzer capacity from 17.954 kW to 15.745 kW, while the battery capacity increases from 10.730 kWh to 55.496 kWh. These results confirm that the conventional bi-level optimization model with constant operating conditions underestimates both the battery capacity required to maintain system stability and the corresponding hydrogen production cost, owing to its neglect of electrolyzer temperature dynamics and HTO constraints.

Keywords: alkaline water electrolysis for hydrogen production; bi-level capacity optimization; hydrogen content in oxygen; electrochemical performance

在“双碳”战略的引领下,以风电、光伏为代表的可再生能源蓬勃发展^[1]。然而,风光发电的波动性、间歇性、随机性^[2]等特点给现有电力系统安全稳定运行带来的挑战不断增加^[3-6]。目前,氢气可以作为高效的储能载体^[7-8],同时兼具工业原料属性,应用前景广阔^[9-10]。利用可再生能源电解水制氢可以用于可再生能源消纳,并对加速推进电力、交通、化工等领域低碳转型^[11]具有重大意义。容量配置是平衡可再生能源电解制氢系统经济性与运行稳定性的核心环节,其作用在于通过合理规划风电、光伏、电解槽、电池等设备容量,保证系统安全稳定运行,提高可再生能源消纳率,降低制氢成本,延长系统寿命。

1 研究现状与本文研究内容

在现有的可再生能源电解制氢系统容量配置研究中,部分文献^[12-13]以氢气平准化成本、能量效率等作为目标函数,使用多目标优化方法对可再生能源系统进行容量配置,以提升系统效率。上述研究中,可再生能源电解制氢系统使用的能量调度策略较为简单,大多基于固定规则,未能充分挖掘设备性能潜力,因此,又有研究提出了容量配置与能量调度协同优化的双层优化方法。文献^[14]提出使用高温固体氧化物电解槽的并网型可再生能源电解制

氢系统。该文献采用两阶段随机规划方法进行容量配置,以总净现值、运行收益分别作为两个优化阶段的目标函数。仿真结果显示,该文献提出的容量配置策略相较传统方法具有更好的经济性。文献^[15]针对并网型光伏发电制氢系统开展容量配置研究。该文献以总收益最大为目标函数,使用混合整数线性规划方法对电解槽与光伏容量进行了优化。

在电解槽模型研究方面,极化曲线多使用半机理模型结合参数辨识方法进行描述^[16],相关方法已相对成熟且精度较好。在电解槽温度动态模型方面,文献^[17]使用红外温度传感器对电解槽及其辅助系统的表面温度进行观测,研究发现,电解槽各个组成部分的温度具有相对均匀性,不存在显著的温度梯度。因此,该研究建立了考虑电解槽自身产热、冷却系统强制冷却、自然对流主导的环境散热的温度集总参数模型,并具有较好精度。文献^[18]认为考虑过多参数的电解槽温度模型会非常复杂且烦琐,该文献基于热能守恒原理建立了电解槽温度集总参数模型,模型仿真数据与实际数据的匹配度良好,均方根误差低于 0.10。在气体渗透模型方面,现阶段研究较少且未达成共识。在制氢系统中,气体渗透包含压差导致的气体跨膜扩散、浓差导致的气体跨膜扩散、电解液混合导致的气体交叉等多个过程,进而制氢系统高精度机理模型难以建

立^[19]。因此,文献[20]提出一种气体纯度稳态模型的经验公式,该公式由多项式与指数函数组成,包含温度、压力和电流密度变量,并基于 15 kW 制氢系统进行验证,误差小于 1%。

然而,目前的可再生能源电解制氢系统容量优化及能量分配研究中,多数文献将电解槽简化为恒定工况下的柔性负载,而针对电解槽的精细化建模较少,无法刻画电解槽真实运行约束,极易导致仿真结果失真、能量调度不可行、系统成本与设备容量配置错估等问题。因此,进一步考虑电解槽温度信息,构建极化曲线、温度动态模型及气体纯度模型,并将其引入容量配置研究,有助于提升容量配置结果的精确性与工程可行性。

本研究以离网型可再生能源电解制氢系统为对象,提出了考虑电解槽温度及气体纯度特性的变工况双层容量优化方法。上层模型为容量配置模型,以平准化制氢成本最低为目标,用于求解储能电池与电解槽容量;下层为能量调度模型,以日均制氢量最大为目标,用于确定各时刻设备运行状态及功率分配情况。通过案例分析,验证了本方法的有效性,并对比了传统恒定工况模型与本变工况模型在容量配置结果上的差异,为可再生能源电解制氢系统规划建设提供参考。

2 可再生能源电解制氢系统建模

本研究采用的离网型可再生能源电解制氢系统结构如图 1 所示,系统主要由光伏发电系统、电池储能系统以及碱性电解制氢系统^[21-23]构成。光伏发电系统提供基础能源输入;电池储能系统用于平抑光伏电力波动,缓解波动电源对电解制氢系统的冲击;电解制氢系统方面,本研究采用技术成熟、价格低廉的碱性电解制氢系统。

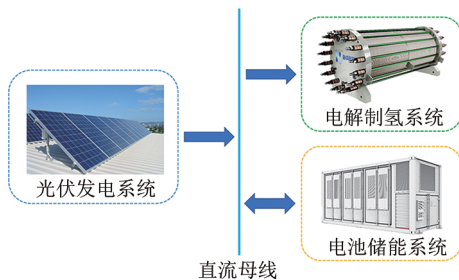


图 1 离网型可再生能源电解制氢系统架构

Fig. 1 Architecture of off-grid renewable energy-based hydrogen production via water electrolysis

2.1 电解制氢系统模型

电解制氢系统建模是本研究的核心内容,主要包括电压模型、温度模型和氧中氢模型。电解制氢系统的电压模型如下:

$$U_{\text{cell}} = U_r + \frac{r_1 + r_2 T_{\text{el}}}{A_{\text{el}}} I_{\text{el}} + s \log \left(\frac{k_1 + \frac{k_2}{T_{\text{el}}} + \frac{k_3}{T_{\text{el}}}}{A_{\text{el}}} I_{\text{el}} + 1 \right) \quad (1)$$

$$U_r = U_r^0 - k_r (T_{\text{el}} - 298.15) \quad (2)$$

式中, U_{cell} 为电解槽小室电压; U_r 为可逆电压; T_{el} 为电解槽温度; I_{el} 为电解槽电流; A_{el} 为电解槽单小室反应面积; r_1 与 r_2 为欧姆电阻系数; s 、 k_1 、 k_2 和 k_3 均为活化过电位系数; U_r^0 为标准工况下 (25°C、101.325 kPa) 的可逆电压,本研究取 1.23 V; k_r 为可逆电压修正系数。

电解槽温度会显著影响电解制氢效率、气体纯度以及电解槽寿命。基于传热学原理的电解槽温度模型如下:

$$C_{\text{el}} \frac{dT_{\text{el}}}{dt} = Q_{\text{gen}} - Q_{\text{loss}} - Q_{\text{cool}} \quad (3)$$

$$Q_{\text{gen}} = N_{\text{cell}} (U_{\text{cell}} - U_{\text{tn}}) I_{\text{el}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{loss}} = \frac{1}{R_{\text{stack}}} (T_{\text{el}} - T_a) = h A_{\text{stack}} (T_{\text{el}} - T_a) \quad (5)$$

式中, C_{el} 为电解槽等效热容; Q_{gen} 为电解槽自身产生的热量; Q_{loss} 为电解槽向周围环境散发的热量; Q_{cool} 为冷却系统强制换热的热量; N_{cell} 为电解槽的小室数量; U_{tn} 为热中性电压,一般取 1.48 V; R_{stack} 为电解槽等效热阻; T_a 为环境温度; h 为对流换热系数; A_{stack} 为电解槽换热面积。

在氧中氢模型方面,氧中氢机理复杂,且工作负荷和温度是影响氧中氢的主要因素。因此,本研究以电解槽负荷下限作为模型输出,采用半经验公式构建氧中氢模型,如式(6)所示:

$$P_{2\% \text{HTO}} = a T_{\text{el}}^2 + b T_{\text{el}} + c \quad (6)$$

式中, $P_{2\% \text{HTO}}$ 为氧中氢含量 2% 对应的电解槽负荷,即电解槽负荷下限; a 、 b 、 c 为经验公式多项式系数。

2.2 电池储能系统模型

储能电池起到平抑风光波动的作用,在光伏大功率发电时储存多余的电能,在光伏发电功率不足时及时补充功率。电池荷电状态 (state of charge, SOC) 是衡量电池性能的关键参数。本研究使用安时积分法对 SOC 进行计算,如式(7)所示。

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) + \frac{P_{\text{bat}}(t)\eta_{\text{ch}}}{C_N} \Delta t \quad (7)$$

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) + \frac{P_{\text{bat}}(t)\eta_{\text{ch}}}{C_N\eta_{\text{dis}}} \Delta t \quad (8)$$

式中， $\text{SOC}(t+1)$ 为下一时刻储能电池的 SOC 值； $P_{\text{bat}}(t)$ 为储能电池的充放电功率； C_N 为储能电池额定容量； η_{ch} 与 η_{dis} 分别为储能电池的充放电效率，本研究二者均取 95%。

2.3 参数辨识

本研究使用非线性最小二乘拟合方法对 2.1 节的电解制氢系统模型进行参数辨识，参数辨识数据来源于海卓动力（青岛）能源科技有限公司的 10 kW 碱性电解制氢系统。非线性最小二乘方法如式(9)所示。

$$S(\beta) = \sum_{i=1}^m [y_i - f(x_i, \beta)]^2 \quad (9)$$

式中， x_i 为自变量； y_i 为观测量； β 为待定参数； $f(x_i, \beta)$ 为拟合值。

3 双层容量优化模型

可再生能源电解制氢系统双层容量优化模型如图 2 所示。其中，上层模型用于确定容量配置方案，以平准化制氢成本（levelized cost of hydrogen, LCOH）最低^[24-25]为优化目标，决策变量为储能电池与碱性电解槽的安装容量，使用改进的粒子群优化算法进行求解；下层模型用于确定不同容量配置方案下的系统最优能量调度，以日均制氢量最多为优化目标，决策变量为各个时刻下储能电池和碱性电解槽等设备的工作状态与功率分配情况，通过 MATLAB 的 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器进行求解。

上下层优化模型通过迭代交互实现紧密耦合：

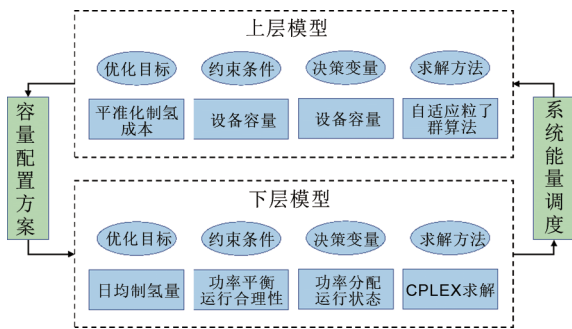


图2 双层容量优化模型架构
Fig. 2 Bi-layer capacity optimization model architecture

上层粒子群算法生成多组容量配置方案并传递至下层作为输入参数，下层模型在此基础上求解最优运行调度问题，并将对应的最大制氢量及相关运行指标反馈给上层，用于计算各容量方案的适应度值。随后，上层根据适应度评价结果更新粒子群状态，持续搜索更优解，直至满足收敛条件。双层容量优化模型通过“容量决策-运行优化-结果反馈”的循环迭代机制，实现系统容量配置与运行策略的协同优化。

3.1 上层优化模型(系统容量配置)

3.1.1 目标函数

上层模型以系统的平准化制氢成本最小为优化目标，用于衡量离网型可再生能源制氢系统在全生命周期内的经济性。该指标通过将系统初始投资成本按折现率进行折算，并结合运行维护成本及设备更换成本，统一分摊到年制氢量上进行计算，从而反映单位氢气的生产成本。在优化过程中，储能电池容量和碱性电解槽装机容量作为主要决策变量，共同决定平准化制氢成本的大小。平准化制氢成本的计算公式如下：

$$\min F_1 = \frac{C_{\text{inv}} + C_{\text{om}} + C_{\text{rep}}}{365Q_{\text{H}_2}} \quad (10)$$

式中， F_1 代表平准化制氢成本； C_{inv} 代表系统年均初始投资成本； C_{om} 代表系统年均运行维护成本； C_{rep} 代表设备在生命周期内的年均置换成本； $365Q_{\text{H}_2}$ 代表系统年产氢量。

(1) 年均初始投资成本

系统年均初始投资成本是指系统在建设初期的一次性总投资费用，通常采用资本回收系数（capital recovery factor, CRF）进行折算，其计算方法如下：

$$C_{\text{inv}} = (C_{\text{inv,el}} + C_{\text{inv,pv}} + C_{\text{inv,bat}}) \text{CRF} \quad (11)$$

$$\text{CRF} = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (12)$$

$$C_{\text{inv},i} = c_i E_i \quad (13)$$

式中， $C_{\text{inv,el}}$ 代表电解制氢系统初始投资成本； $C_{\text{inv,pv}}$ 代表光伏发电系统初始投资成本； $C_{\text{inv,bat}}$ 代表电池储能系统初始投资成本；以上成本统称为 $C_{\text{inv},i}$ ；CRF 代表资本回收系数； r 代表折现率，是指将未来的成本或收益折算为当前价值时所采用的利率； N 代表可再生能源电解制氢系统项目寿命； c_i 代表各个系统的单位容量投资成本； E_i 代表各个

系统的设备容量。

(2) 年均运行维护成本

系统年运行维护成本是指在系统运行过程中, 为保证各类设备正常工作所需支出的年度费用。在离网型可再生能源电解制氢系统中, 年运行维护成本通常与设备规模密切相关, 可按各类设备初始投资成本的一定比例进行估算, 相关计算公式如下:

$$C_{om} = C_{om, el} + C_{om, pv} + C_{om, bat} \quad (14)$$

$$C_{om, i} = \lambda_i c_i E_i \quad (15)$$

式中, $C_{om, el}$ 、 $C_{om, pv}$ 和 $C_{om, bat}$ 分别代表电解制氢系统、光伏发电系统和电池储能系统的年运行维护成本; 以上成本统称为 $C_{om, i}$; λ_i 代表各个系统的运行维护系数。

(3) 年均置换成本

设备在生命周期内的年均置换成本是指由于关键设备使用寿命有限, 在系统运行周期内更换设备所产生的成本。在离网型可再生能源电解制氢系统中, 置换成本主要来源于电解堆和储能电池等寿命较短的设备。通常根据设备的更换周期及其单位投资成本进行计算, 将在生命周期内发生的置换费用按折现率折算为现值后, 再通过年化方法转化为年均置换成本, 相关计算公式如下:

$$C_{rep} = (C_{rep, el} + C_{rep, bat}) CRF \quad (16)$$

$$C_{rep, el} = \frac{1}{2} c_{el} E_{el} \frac{1}{(1+r)^{N_{el}}} \quad (17)$$

$$C_{rep, bat} = c_{bat} E_{bat} \frac{1}{(1+r)^{N_{bat}}} \quad (18)$$

式中, $C_{rep, el}$ 和 $C_{rep, bat}$ 分别代表电解制氢系统置换成本现值和电池储能系统置换成本现值; N_{el} 和 N_{bat} 分别代表电解制氢系统寿命和电池储能系统寿命。本研究中, 项目寿命周期被设置为20年, 电解制氢系统寿命与电池储能系统寿命均为10年, 因此两套设备均需要在项目周期内进行一次更换。由于碱性电解制氢系统性能相对稳定, 在达到10年寿命时, 只需要进行大规模维护, 对隔膜、电极等材料进行更换即可, 一般使用20年后才会更换整套电解槽, 因此本研究将其置新成本设为初始投资成本的一半。锂离子电池性能衰减较快, 达到设备使用寿命时需要更换整套电池, 因此本研究将其置新成本等同于初始投资成本。

3.1.2 约束条件

在双层容量优化模型中, 上层主要负责确定系统容量配置, 其约束条件为设备容量约束, 用于限

定各类设备容量变量的取值范围, 确保优化结果在工程上具有可行性与实际意义, 避免出现容量过小导致系统无法正常运行, 或容量过大造成投资浪费的情况。设备容量约束如下:

$$\begin{cases} E_{el, min} \leq E_{el} \leq E_{el, max} \\ E_{bat, min} \leq E_{bat} \leq E_{bat, max} \end{cases} \quad (19)$$

式中, $E_{el, min}$ 代表电解槽容量下限; $E_{el, max}$ 代表电解槽容量上限; $E_{bat, min}$ 代表储能电池容量下限; $E_{bat, max}$ 代表储能电池容量上限。

3.2 下层优化模型(系统能量调度)

3.2.1 目标函数

下层模型以系统能量调度为核心, 其目标函数设定为日均制氢量最大化。具体而言, 下层模型在上层确定的储能电池容量与电解槽装机容量约束下, 对各时段的设备运行状态及功率分配进行优化, 通过合理调度储能系统的充放电行为以及电解槽的启停与负载水平, 使可再生能源出力尽可能多地用于电解制氢过程。在数学表达上, 目标函数通常表示为调度周期内各时段制氢量之和的最大化, 具体计算方法如下:

$$\max F_2 = Q_{H_2} = \frac{92}{365} Q_{spr} + \frac{92}{365} Q_{sum} + \frac{92}{365} Q_{aut} + \frac{92}{365} Q_{win} \quad (20)$$

$$Q_{season} = \sum_{t=1}^T H_{H_2} dt \quad (21)$$

式中, F_2 代表日均制氢量, 由四种典型日制氢量根据日期占比加权得出; Q_{spr} 、 Q_{sum} 、 Q_{aut} 和 Q_{win} 分别代表春、夏、秋、冬四类典型日的日制氢量, 统称为 Q_{season} ; H_{H_2} 代表 t 时刻的电解槽产氢量。

3.2.2 约束条件

下层模型约束条件主要包括功率平衡约束、弃电率约束以及设备运行约束。功率平衡约束用于保证系统在各时段内的功率供需平衡, 即光伏能源出力、储能系统充放电功率以及电解槽耗电功率之间满足能量守恒关系。弃电率约束主要用于保证系统整体运行的可行性与稳定性, 例如可再生能源弃电率。设备运行约束用于刻画各类设备的运行特性, 包括储能电池的充放电功率限制及荷电状态约束、电解槽的功率运行范围及启停约束等。

(1) 功率平衡约束

可再生能源电解制氢系统的功率平衡约束是下层运行优化模型中的基础约束之一, 用于描述系统在各时段内电能供给与需求之间的平衡关系, 其本质是满足能量守恒原理。在离网型可再生能源电解

制氢系统中, 功率平衡约束体现为: 某一时刻系统内可再生能源发电功率、储能系统的充放电功率与电解槽等负荷设备的用电功率之间必须保持平衡。具体计算方式如下:

$$P_{pv} = P_{el} + P_{bop} + P_{bat, cha} + P_{bat, dis} + P_{abandon} \quad (22)$$

$$P_{bop} = 0.1P_{el} \quad (23)$$

式中, P_{pv} 代表 t 时刻的光伏发电功率; P_{el} 代表 t 时刻的电解槽制氢功率; P_{bop} 代表 t 时刻的电解槽 BOP 辅助系统功率, 其与电解槽制氢功率相关, 本研究将其取为电解槽制氢功率的 10%; $P_{bat, cha}$ 代表 t 时刻的储能电池充电功率; $P_{bat, dis}$ 代表 t 时刻的储能电池放电功率; $P_{abandon}$ 代表 t 时刻的弃电功率。

(2) 弃电率约束

弃电率约束用以反映系统对可再生能源的消纳能力及运行的合理性。其定义为在调度周期内未被利用的可再生能源电量占总可再生能源发电量的比例, 通过对该指标设置约束上限, 可以有效限制系统弃电水平, 促使更多的可再生能源电力被用于电解制氢或储能调节, 从而提升系统整体运行的合理性与资源利用效率。弃电率约束如下:

$$\delta = \frac{\sum_{t=1}^T P_{abandon} dt}{\sum_{t=1}^T P_{pv} dt} \leq \delta_{max} \quad (24)$$

式中, δ 代表弃电率; δ_{max} 代表弃电率上限; $P_{abandon}$ 代表 t 时刻的弃电功率。

(3) 设备运行约束

设备运行约束用于描述系统中各类设备在实际运行过程中的物理特性和技术限制, 是保证优化结果具有工程可行性的关键约束。在离网型可再生能源电解制氢系统中, 设备运行约束主要针对储能电池和电解槽等核心设备进行建模。

对于储能电池, 设备运行约束通常包括充放电功率限制和荷电状态约束, 具体约束如下:

$$0 \leq P_{bat, cha} \leq 0.5E_{bat} \quad (25)$$

$$-0.5E_{bat} \leq P_{bat, dis} \leq 0 \quad (26)$$

$$0.2 \leq SOC \leq 0.9 \quad (27)$$

$$SOC(1) = 0.5 \quad (28)$$

$$0.35 \leq SOC(T) \leq 0.65 \quad (29)$$

式中, $P_{bat, dis}$ 代表 t 时刻储能电池放电功率, 由于储能电池充放电速度较慢, 本研究设置最大充放电倍率为 0.5 C; SOC 代表 t 时刻的电池 SOC; $SOC(1)$ 代表初始时刻的电池 SOC; $SOC(T)$ 代表

最终时刻的电池 SOC。

对于电解槽, 设备运行约束主要包括功率上下限约束、制氢效率约束以及启停状态约束等。电解槽的具体约束由式(29)~式(36)组成。电解槽的功率上下限约束如下:

$$\begin{cases} P_{el} = 0, & S_{el} = 0 \\ P_{el, min} \leq P_{el} \leq P_{el, max}, & S_{el} = 1 \end{cases} \quad (30)$$

式中, S_{el} 代表 t 时刻电解槽的启停状态; $P_{el, min}$ 代表 t 时刻电解槽允许的最小制氢功率; $P_{el, max}$ 代表 t 时刻电解槽允许的最大制氢功率。在多数可再生能源电解制氢系统容量配置研究中, 为简化模型, 往往假设电解槽处于额定工况, 一般将电解槽最小制氢功率与最大制氢功率取为常数, 计算公式如式(30)及式(31)所示。实际上, 电解槽最小制氢功率由氧中氢含量限制, 等价于氧中氢含量 2% 时的电解槽功率, 由于工业生产中电解制氢系统的系统压力与碱液流量恒定, 最小制氢功率主要与电解槽温度有关。电解槽最大制氢功率由小室电压限制, 为防止工作电压过大损坏电极材料、缩短电解槽寿命, 一般限制小室电压低于一定数值, 本研究取 2.1 V, 因此最大制氢功率等价于小室电压 2.1 V 时的电解槽功率, 最大制氢功率主要与电解槽温度有关。考虑到电解槽温度与氧中氢特性, 本研究提出的电解槽最小制氢功率与最大制氢功率计算方法如式(32)及式(33)所示, 相关系数可通过数据拟合得出。

$$P_{el, min} = \alpha_{el, min} E_{el} \quad (31)$$

$$P_{el, max} = \alpha_{el, max} E_{el} \quad (32)$$

$$P_{el, min} = [0.006T_{el}(t-1) - 1.35568]E_{el} \quad (33)$$

$$P_{el, max} = [0.00964375T_{el}(t-1) - 2.41226]E_{el} \quad (34)$$

式中, $\alpha_{el, min}$ 代表电解槽功率下限系数; $\alpha_{el, max}$ 代表电解槽功率上限系数; E_{el} 代表上层模型传递的电解槽额定容量; $T_{el}(t-1)$ 代表上一时刻电解槽温度。

电解槽制氢效率约束用于刻画电解槽在电能输入与氢气产出之间的转换关系, 是连接电功率与制氢量的重要约束条件, 具体约束如下:

$$H_{H_2} = \frac{P_{el} dt}{q_{H_2}} \eta_{el} \quad (35)$$

式中, P_{el} 代表 t 时刻的电解槽功率; q_{H_2} 代表理论上制取单位氢气需要消耗的电量, 取 3.54 kWh/Nm³; η_{el} 代表 t 时刻的电解槽制氢效率。多数可再生能源电解制氢系统容量配置研究假设电解槽工作温度恒

定, 因此, 其效率模型仅与电流密度或功率负荷相关, 效率计算方法如式(35)所示。实际上, 制氢效率也与温度有关, 本研究考虑了电解槽温度的影响, 对效率公式进行了温度修正, 计算方法如式(36)所示, 相关系数可通过数据拟合得出。

$$\eta_{\text{el}} = -0.260037 \frac{P_{\text{el}}}{E_{\text{el}}} + 0.941010 \quad (36)$$

$$\eta_{\text{el}} = -0.208533 \frac{P_{\text{el}}}{E_{\text{el}}} + 0.00163445 T_{\text{el}} + 0.323554 \quad (37)$$

4 案例分析

4.1 电解制氢系统参数辨识结果

利用实验数据对电解制氢系统模型进行参数辨识。如图3所示, 极化曲线模型最大误差在3%, 而氧中氢和温度模型最大误差小于2%, 证明所使用的模型具有较好的拟合精度, 可以用于离网型光伏电解制氢系统的后续研究。

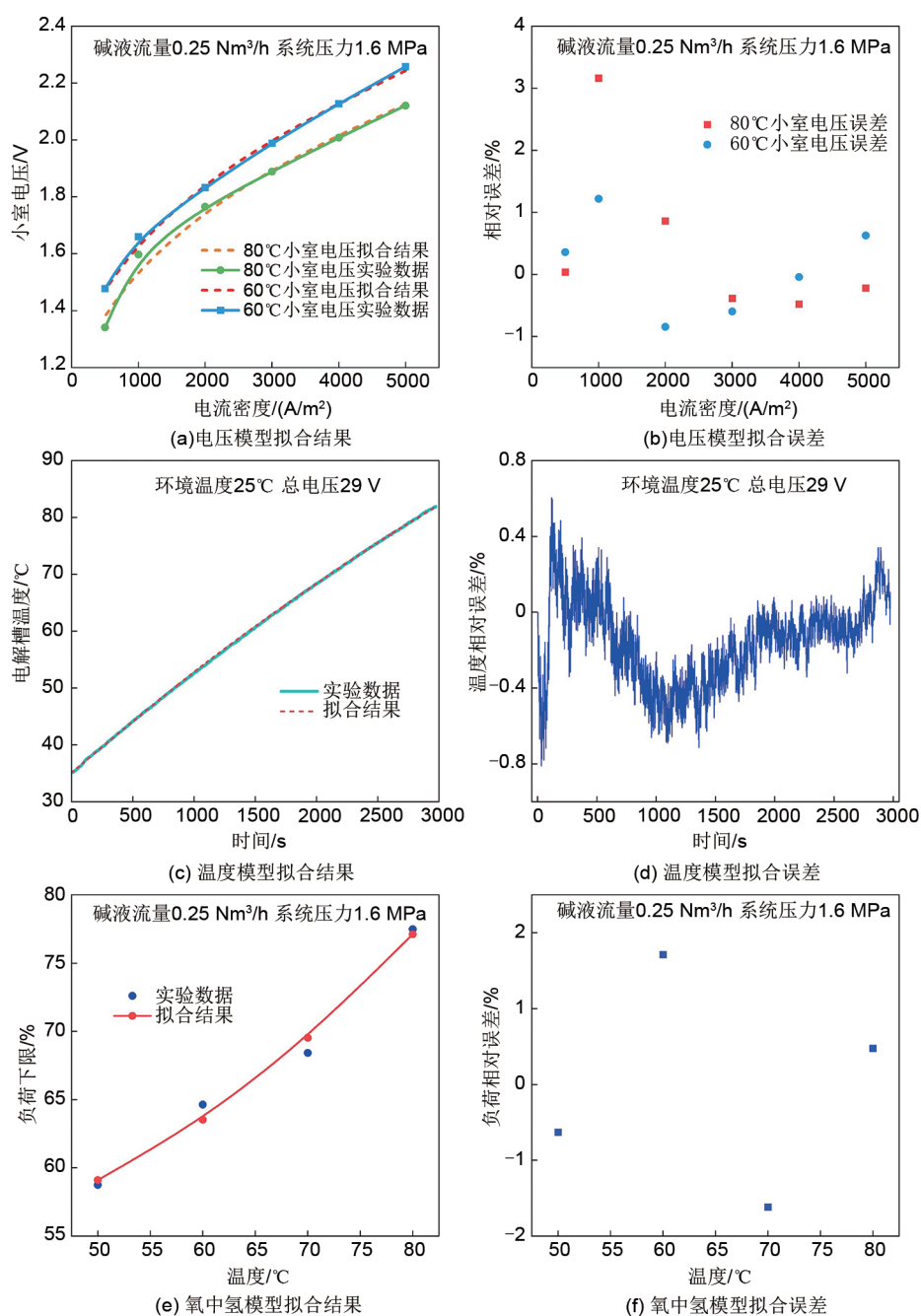


图3 电解制氢系统参数辨识结果

Fig. 3 Parameter identification results of electrolytic hydrogen production system

4.2 双层容量优化结果

结合实际项目需求，设定光伏发电容量为 34 kW，利用双层容量优化方法，求解经济性最优的电解槽与储能电池容量配置情况，双层容量优化的相关参数取值如表 1 所示。采用上海某地 2025 年实际气象数据作为光伏输入，利用四季典型日发电数据近似代替全年发电数据，各个季节的典型日光伏发电情况如图 4 所示。

表 1 双层容量优化参数取值

Table 1 Parameter value setting for bi-layer capacity optimization

参数	取值	参数	取值
r	5%	λ_{el}	5%
N	20 年	λ_{pv}	1%
N_{el}	10 年	λ_{bat}	3%
N_{bat}	10 年	δ_{max}	0.1
c_{el}	2000 元/kW	$\alpha_{el, min}$	0.5
c_{pv}	3000 元/kW	$\alpha_{el, max}$	1
c_{bat}	800 元/kWh	n_{max}	4
E_{pv}	34 kW		

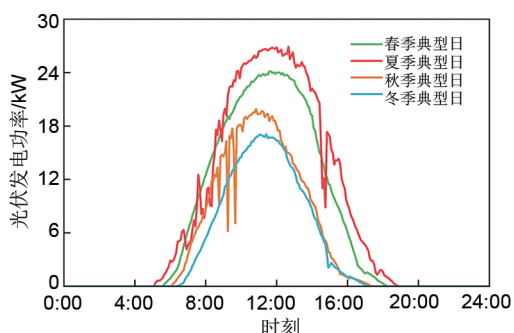


图 4 四季典型日光伏发电数据

Fig. 4 Photovoltaic power generation data for typical days in four seasons

4.2.1 恒定工况模型容量配置结果

假设电解槽处于恒定工况，不考虑温度与氧中氢特性，系统容量配置结果如下：对于配备 34 kW 光伏发电的离网型可再生能源电解制氢系统而言，电解槽容量 17.954 kW，储能电池容量 10.730 kWh 时，平准化制氢成本最低，为 1.7759 元/Nm³。此时，年化总成本为 16135 元，日均制氢量 24.892 Nm³。同时，系统的四季平均弃电率仅为 4.3180%，系统运行合理，经济性较好。具体容量配置结果如表 2 所示。

图 5 中展示了离网型可再生能源电解制氢系统在春、夏、秋、冬四个季节的能量分配与调度情况，从整体上看，系统运行遵循“光伏优先供电、电解槽优先消纳、储能调节平衡”的基本策略，体

现出典型的源-荷-储协同运行特征。在不同季节光伏资源差异显著的情况下，模型能够根据光伏发电变化自适应地调整能量分配策略，实现各系统之间的协调运行。同时，从电解槽运行曲线的平滑性以及储能系统的充放电行为可以看出，电池能够有效缓解可再生能源出力的波动性，降低系统运行的不确定性，提高关键设备的利用率。尽管在部分高光伏出力时段存在一定程度的弃电或储能频繁调节现象，但整体上反映的是优化模型在多约束条件下对系统运行边界的合理响应。

4.2.2 变工况模型容量配置结果

考虑到电解槽启动、升温过程时间较长以及温度对极化曲线、氧中氢等电解槽性能参数有着明显影响，本研究提出了一种考虑电解槽温度及氧中氢特性的双层容量优化模型，在模型中引入温度对电解槽运行性能的影响机制，对其功率运行上下限及制氢效率进行动态修正，以更准确地刻画电解槽在实际运行条件下的性能特征。对模型进行优化求解，容量配置结果如下：采用变温度模型时，电解槽容量由 17.954 kW 减小至 15.745 kW，储能电池容量由 10.730 kWh 增大至 55.496 kWh，平准化制氢成本由 1.7759 元/Nm³ 提高至 2.3432 元/Nm³，增大幅度为 33.445%。相应地，年化总成本由 16135 元增加为 21163 元，日均制氢量由 24.892 Nm³ 减小为 24.744 Nm³，系统的四季平均弃电率由 4.3180% 减小为 2.3917%。具体容量配置对比情况如表 2 所示。

对此的解释是，如图 6 所示，变工况模型引入了更加严格的电解槽上下限约束，电解槽仅允许在较小的上下限范围内运行，电解槽灵活性降低。为弥补电解槽运行灵活性下降带来的不利影响，储能系统需发挥更多的功率调节与能量平衡功能，从而导致电池容量配置增加。为降低设备成本，并保证光伏消纳与制氢量，电解槽容量有所下降。虽然电解槽容量有所下降，但电池容量增加较多，由此导致系统年化总成本升高。需要注意，随着电池容量的增大，系统对富余光伏发电的消纳能力得到提升，使得原本需要弃置的电能被有效存储，从而显著降低了系统的平均弃电率。弃电率下降，用于电解制氢的光伏能量增多，但电解槽在额定工况外制氢效率较低，综合作用下导致日均制氢量略微下降。由于年化总成本提高以及日均制氢量下降，平准化制氢成本提高。

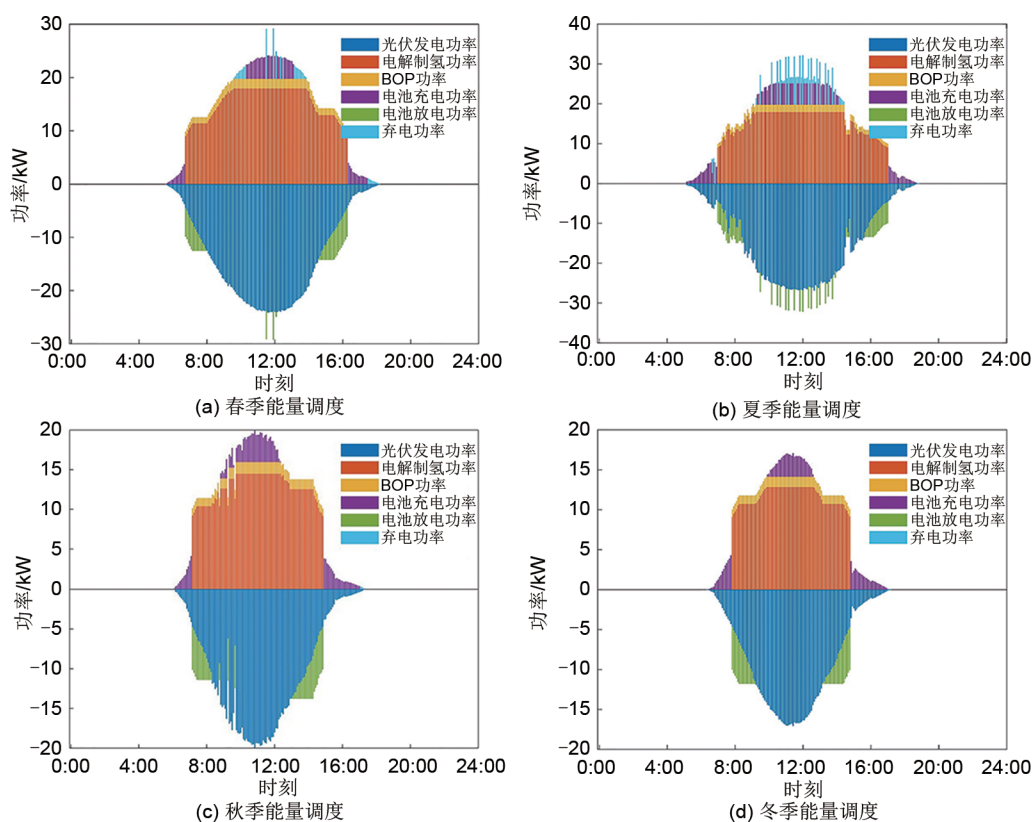


图5 恒定工况模型能量调度情况

Fig. 5 Energy dispatch results of the constant operating condition model

表2 不同模型下容量配置情况

Table 2 Capacity configuration results under different models

参数	变工况模型	恒定工况模型
电解槽容量/kW	15.745	17.954
储能电池容量/kWh	55.496	10.730
日均制氢量/Nm ³	24.744	24.892
平均弃电率/%	2.3917	4.3180
年化总成本/元	21163	16135
平准化制氢成本/(元/Nm ³)	2.3432	1.7759

图7展示了采用变工况模型时,系统在春、夏、秋、冬四个季节的能量分配与调度情况。可以看出,与恒定温度模型相比,变温模型中电解槽运行受到温度状态约束,其功率调节能力受到限制,电解槽功率曲线与光伏发电曲线的贴合程度降低。同时,系统对电池的依赖显著增强,电池放电持续时间与放电功率均有提高,电池的功能从平抑光伏电力波动,转向满足电解槽的升温需求。此外,温度模型的引入有效抑制了非物理性的高频调度行为,使系统能量调度更加符合设备实际运行特性。

图8展示了采用变工况模型时,系统在春、

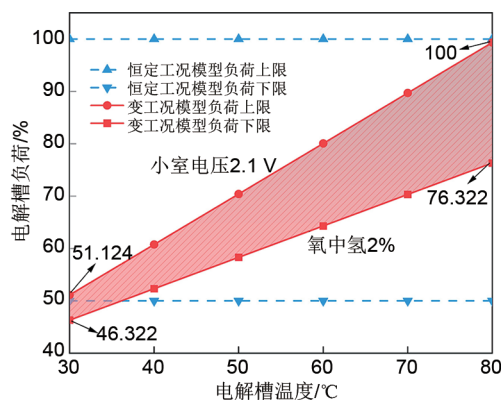


图6 不同模型下电解槽负荷上下限

Fig. 6 Upper and lower load limits of the electrolyzer under different models

夏、秋、冬四个季节的电解槽温度变化情况。可以看出,在光伏发电与储能系统协同供能的作用下,电解槽从环境温度开始逐渐升温,启动约1小时到达80℃额定温度,在随后的时间里,BOP辅助系统冷却电解槽,电解槽可以维持额定温度。光伏出力结束后,电解槽进入停机状态,温度逐渐下降,最终回落至环境温度。电解槽温度变化规律与实际工业生产中的运行情况高度一致,验证了温度动态模型的物理

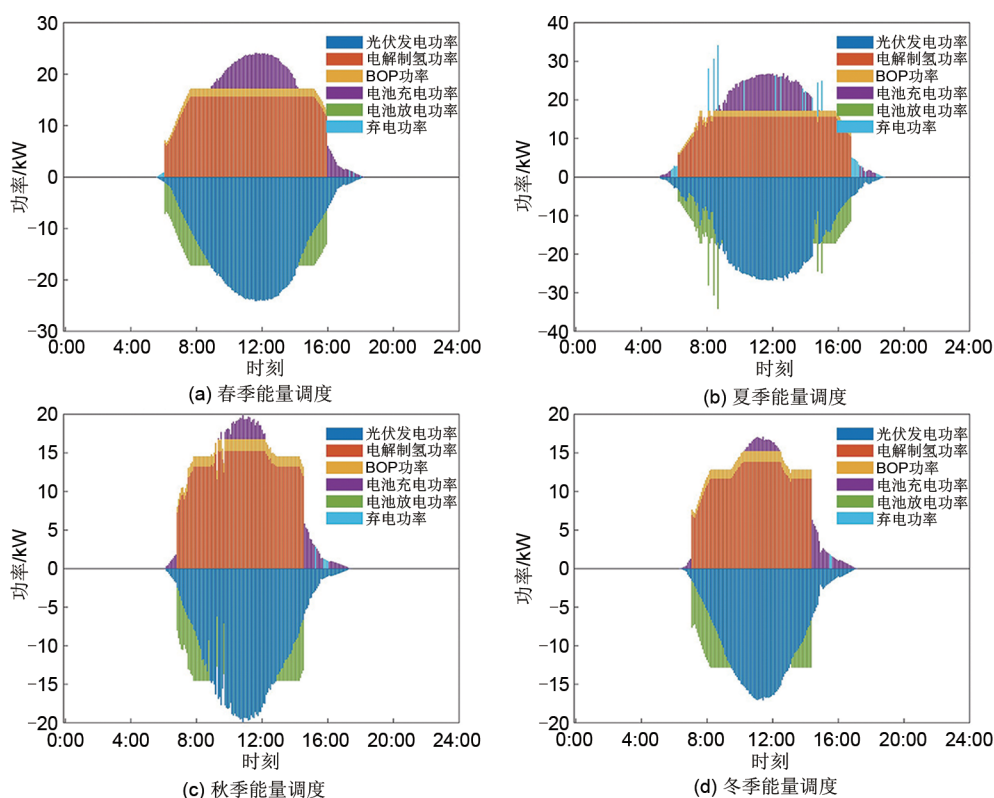


图7 变工况模型能量调度情况

Fig. 7 Energy dispatch results of the variable operating condition model

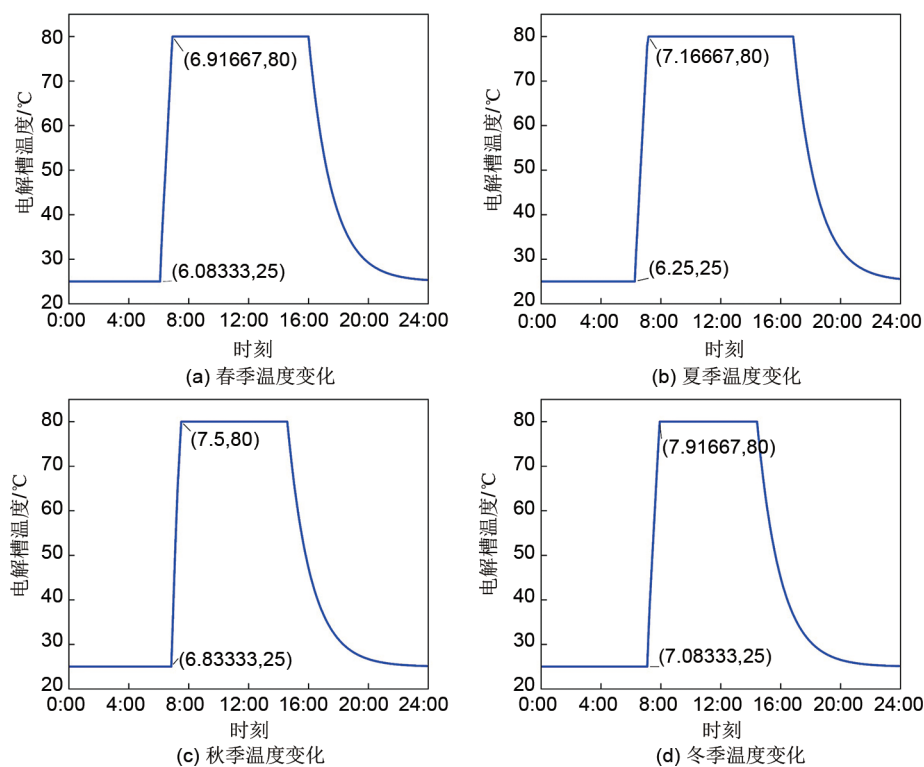


图8 变工况模型电解槽温度变化情况

Fig. 8 Electrolyzer temperature variation under the variable operating condition model

合理性与有效性。在春、夏季节,由于光伏资源较为充裕,电解槽启动时间较早、持续运行时间较长;而在秋、冬季节,受光伏出力减弱影响,电解槽启动时间相对延后,运行时长明显缩短,同样体现出优化模型对电解槽物理约束及光伏输入变化的积极响应。

5 结 论

本研究提出一种考虑电解槽温度及氧中氢特性的变工况双层容量优化模型,上层为容量优化模型,用于确定储能电池与电解槽的最优容量;下层为能量调度模型,用于确定各时刻设备的运行状态及最优功率分配情况。通过案例分析验证了该方法的可行性,主要结论如下:

(1) 本研究在电解槽电压模型和效率模型的基础上引入了电解槽温度模型与氧中氢模型,基于电解槽运行特性,将其功率上下限及制氢效率约束由固定值约束优化为机理约束,提高了容量配置结果的准确性与工程可行性。

(2) 案例分析结果显示,相较传统的恒定工况模型,采用变工况模型时电解槽约束更为严格,灵活性降低,可再生能源电解制氢系统对储能电池的依赖程度提高。储能电池容量由 10.730 kWh 增大至 55.496 kWh,平准化制氢成本由 1.7759 元/Nm³ 提高至 2.3432 元/Nm³,提升幅度为 33.445%。传统的恒定工况模型可能高估制氢设备的灵活性,导致实际所需设备容量及制氢成本超出预期,工程人员应在项目建设过程中考虑建立更精细的制氢系统模型或引入设备容量冗余。

参 考 文 献

- [1] REN21. Renewables 2018 Global Status Report[R]. Paris: REN21, 2018.
- [2] 丁显,冯涛,何广利,等.风电光伏波动性电源对电解水制氢电解槽影响的研究进展[J].储能科学与技术,2022,11(10): 3275-3284.
DING X, FENG T, HE G L, et al. Research progress of the influence of wind power and photovoltaic of power fluctuation on water electrolyzer for hydrogen production[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3275-3284.
- [3] 许庆祥,滕伟,武鑫,等.平抑风电功率波动的飞轮储能系统容量配置方法[J].储能科学与技术,2022,11(12): 3906-3914.
XU Q X, TENG W, WU X, et al. Capacity configuration method of flywheel storage system for suppressing power fluctuation of wind farms[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(12): 3906-3914.
- [4] PRASANNA A, DORER V. Feasibility of renewable hydrogen based energy supply for a district[J]. Energy Procedia, 2017, 122: 373-378. DOI:10.1016/j.egypro.2017.07.420.
- [5] SIMONIS B, NEWBOROUGH M. Sizing and operating power-to-gas systems to absorb excess renewable electricity[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(34): 21635-21647. DOI:10.1016/j.ijhydene.2017.07.121.
- [6] KONG L G, YU J M, CAI G W. Modeling, control and simulation of a photovoltaic/hydrogen/supercapacitor hybrid power generation system for grid-connected applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(46): 25129-25144. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.097.
- [7] CHEHADE Z, MANSILLA C, LUCCHESI P, et al. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(51): 27637-27655. DOI:10.1016/j.ijhydene.2019.08.260.
- [8] ZHANG X Q. The development trend of and suggestions for China's hydrogen energy industry[J]. Engineering, 2021, 7(6): 719-721. DOI:10.1016/j.eng.2021.04.012.
- [9] ZHANG X Q. The development trend of and suggestions for China's hydrogen energy industry[J]. Engineering, 2021, 7(6): 719-721. DOI:10.1016/j.eng.2021.04.012.
- [10] BREAR M J. Thoughts on the prospects of renewable hydrogen [J]. Engineering, 2020, 6(12): 1343-1345. DOI: 10.1016/j. eng. 2020.09.008.
- [11] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等."双碳"目标下中国氢能发展战略[J].天然气工业,2022,42(4): 156-179.
MENG X Y, CHEN M Y, GU A L, et al. China's hydrogen development strategy in the context of double carbon targets[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 156-179.
- [12] DINH Q V, DINH V N, LEAHY P G. A differential evolution model for optimising the size and cost of electrolyzers coupled with offshore wind farms[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 124: 318-330. DOI:10.1016/j.ijhydene.2025.03.440.
- [13] SHI S J, PAN Y Z, LI Y H, et al. Capacity configuration and optimization of an off-grid wind-solar-hydrogen integrated system considering hybrid hydrogen production with alkaline electrolyzers and proton exchange membrane electrolyzers[J]. Renewable Energy, 2026, 258: 124814. DOI: 10.1016/j. renene. 2025.124814.
- [14] QI R M, QIU Y W, LIN J, et al. Two-stage stochastic programming-based capacity optimization for a high-temperature electrolysis system considering dynamic operation strategies[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 40: 102733. DOI:10.1016/j.est. 2021.102733.
- [15] MAROCCO P, GANDIGLIO M, SANTARELLI M. Optimal design of PV-based grid-connected hydrogen production systems[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434: 140007. DOI:10.1016/j. jclepro.2023.140007.
- [16] ULLEBERG Ø. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: A system simulation approach[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2003, 28(1): 21-33. DOI: 10.1016/S0360-3199(02)0003 3-2.

- [17] DIÉGUEZ P M, URSÚA A, SANCHIS P, et al. Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(24): 7338-7354. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.09.051.
- [18] FRAGIACOMO P, GENOVESE M. Modeling and energy demand analysis of a scalable green hydrogen production system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(57): 30237-30255. DOI:10.1016/j.ijhydene.2019.09.186.
- [19] SCHALENBACH M, LUEKE W, STOLTEN D. Hydrogen diffusivity and electrolyte permeability of the zirfon PERL separator for alkaline water electrolysis[J]. Journal of the Electrochemical Society, 2016, 163(14): F1480-F1488. DOI: 10.1149/2.1251613.jes.
- [20] SÁNCHEZ M, AMORES E, RODRÍGUEZ L, et al. Semi-empirical model and experimental validation for the performance evaluation of a 15 kW alkaline water electrolyzer[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(45): 20332-20345. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.029.
- [21] 霍现旭, 王靖, 蒋菱, 等. 氢储能系统关键技术及应用综述[J]. 储能科学与技术, 2016, 5(2): 197-203.
- HUO X X, WANG J, JIANG L, et al. Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system[J]. Energy Storage Science and Technology, 2016, 5(2): 197-203.
- [22] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82: 2440-2454. DOI:10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [23] SABA S M, MÜLLER M, ROBINIUS M, et al. The investment costs of electrolysis - A comparison of cost studies from the past 30 years[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(3): 1209-1223. DOI:10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [24] 徐进, 丁显, 宫永立, 等. 电解水制氢厂站经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(7): 2374-2385.
- XU J, DING X, GONG Y L, et al. Economic analysis of hydrogen production plant with water electrolysis[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2374-2385.
- [25] 郭秀盈, 李先明, 许壮, 等. 可再生能源电解制氢成本分析[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(3): 688-695.
- GUO X Y, LI X M, XU Z, et al. Cost analysis of hydrogen production by electrolysis of renewable energy[J]. Energy Storage Science and Technology, 2020, 9(3): 688-695.

广 告 索 引

封一 惠州亿纬锂能股份有限公司

封二 中储国能(北京)技术有限公司

封三 融固新材料科技(绍兴)有限公司

封四 北京清能互联科技有限公司

后插 1 南方电网电力科技股份有限公司

后插 2 国家电网公司电力科学研究院电池储能技术实验室

后插 3 鄂尔多斯实验室

后插 4 中关村储能产业技术联盟

后插 5 厦门宇电自动化科技有限公司

后插 6 广西电化学能源材料与器件科技成果转化中试研究基地

后插 7 上海交通大学中英国际低碳学院

后插 8 公益广告