

DOI: 10.11949/0438-1157.

离网风光制氢系统混合 BoP 碱性电解槽阵列配置与调度协同优化

王军祥, 吉旭, 贺革

(四川大学化学工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 针对离网风光制氢系统中碱性电解槽阵列 BoP 共享降本与独立调节灵活性难以兼顾的问题, 构建混合 BoP 碱性电解槽阵列配置与调度协同优化方法。制氢侧由 1 并 1 独立 BoP 单元和 4 并 1 共享 BoP 单元组合构成, 配置层以全生命周期平准化制氢成本 (LCOH) 最小为目标确定阵列拓扑, 调度层采用滚动时域混合整数线性规划模型描述电解槽启停、待机、功率分配、弃电及健康状态 (SOH) 演化过程。以西藏日喀则离网风光制氢系统为算例, 结果表明, 100 MW 电解容量下混合配置 (4, 4) 的 LCOH 最低, 为 15.5587 元/kg, 较纯 1 并 1 和纯 4 并 1 配置分别降低 2.69% 和 0.67%; 年弃电量为 9226.44 MWh, 较纯 4 并 1 配置降低 30.16%。混合 BoP 阵列形成 1 并 1 单元承担波动调节、4 并 1 单元承担主体制氢负荷的运行分工, 实现经济性、运行灵活性和寿命性能的综合平衡。

关键词: 离网风光制氢; 碱性电解水; 混合 BoP; 阵列配置; 滚动调度; 健康状态 (SOH)

中图分类号: TQ021.8; TK91

文献标志码: A

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-10

Configuration and coordinated scheduling optimization of mixed-BoP alkaline electrolyzer arrays in off-grid wind – solar hydrogen production systems

WANG Junxiang, JI Xu, HE Ge

(School of Chemical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China)

Abstract: To address the trade-off between balance-of-plant (BoP) sharing and independent regulation flexibility in alkaline electrolyzer arrays for off-grid wind – solar hydrogen production systems, a coordinated configuration and scheduling optimization method is developed for mixed-BoP alkaline electrolyzer arrays. The hydrogen production side is composed of 1-in-1 independent-BoP units and 4-in-1 shared-BoP units. At the configuration layer, the array topology is determined by minimizing the life-cycle levelized cost of hydrogen (LCOH). At the scheduling layer, a rolling-horizon mixed-integer linear programming model is used to describe electrolyzer start-up and shutdown, standby operation, power allocation, renewable energy curtailment, and state-of-health (SOH) evolution. A case study of an off-grid wind – solar hydrogen production system in Shigatse, Tibet, shows that the mixed configuration (4,4) achieves the lowest LCOH under a 100 MW electrolyzer capacity, reaching 15.5587 CNY/kg, which is 2.69% and 0.67% lower than those of the pure 1-in-1 and pure 4-in-1 configurations, respectively. The annual curtailed energy is 9226.44 MWh, which is 30.16% lower than that of the pure 4-in-1 configuration. The mixed-BoP array forms an operational division in which 1-in-1 units undertake fluctuation regulation and 4-in-1 units undertake the main hydrogen production load, thereby achieving a comprehensive balance among economic performance, operational flexibility, and lifetime performance.

收稿日期: 2026-07-09 修回日期: 2026-07-30

通信作者: 吉旭(1968—), 男, 博士, 教授, jixu@scu.edu.cn; 贺革(1987—), 男, 博士, 副研究员, hege@scu.edu.cn

第一作者: 王军祥(2002—), 男, 硕士研究生, 2024223075071@stu.scu.edu.cn

引用本文: 王军祥, 吉旭, 贺革. 离网风光制氢系统混合 BoP 碱性电解槽阵列配置与调度协同优化[J]. 化工学报, XXXX, XX(XX): 1–10

Citation: WANG Junxiang, JI Xu, HE Ge. Configuration and coordinated scheduling optimization of mixed-BoP alkaline electrolyzer arrays in off-grid wind – solar hydrogen production systems[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(XX): 1–10

Keywords: off-grid wind – solar hydrogen production; alkaline water electrolysis; mixed BoP; array configuration; rolling scheduling; state of health (SOH)

引 言

在全球气候变化日益严峻的背景下,实现碳达峰与碳中和已成为世界各国的普遍共识与核心战略^[1-3]。能源结构的深度脱碳是实现该目标的关键路径,其中由可再生能源制取的绿氢^[4],因其具有低碳属性、储运灵活性和多场景应用潜力,被视为连接可再生能源与终端用能部门的理想能源载体,在未来能源体系中扮演着不可或缺的角色^[5-8]。利用风能、太阳能等可再生能源进行电解水制氢,是当前实现绿氢规模化生产的主流技术路线^[9-10]。其中,碱性水电解(alkaline electrolysis, AWE)凭借其技术成熟度高、运行寿命长和成本较低等优势,是目前大规模绿氢项目的首选方案^[11-13]。

随着 AWE 系统向百兆瓦级规模部署,辅助系统(balance of plant, BoP)的投资占比和拓扑设计对系统经济性的影响逐渐凸显^[14]。为降低投资,工程上通常采用多台槽堆共享 BoP 的 N 并 1 架构,以规模效应摊薄辅助设备成本^[15]。然而,与每台电解槽配备独立 BoP 的“1 并 1”架构相比, N 并 1 架构由于槽间通过共享 BoP 系统耦合,各槽调度灵活性受到约束。这种约束在运行中可能影响制氢系统的运行行为和经济性能^[16-17]。由此,单一架构难以同时兼顾投资成本与灵活性需求。因此,如何结合不同 BoP 拓扑的成本优势与运行灵活性,实现电解槽阵列结构优化具有重要意义。通过优化容量配置和运行策略,发挥不同 BoP 拓扑配置的互补优势,从而改善系统的综合经济性。

围绕风光制氢系统的容量配置与运行优化,已有研究已从不同角度展开。Wang 等[18]建立了风光氢微网双层容量—运行协同优化模型,在上层优化系统收益与弃风弃光,下层减少电解槽启停并提升产氢量;Zhao 等[19]提出了 GWO 驱动的离网风光制氢配置与控制协同优化框架,实现了容量配置与运行策略的联合求解。针对制氢侧异构配置问题,Ding 等^[20]研究了三种功率等级电解槽的混合配置,揭示了大小功率等级在承担基荷与波动负荷时的功能分化机制;Liponi 等^[21]针对 39 MW 并网风电制氢系统,对比了多种分组配置方案的经济性;Wen 等^[22]构建了 ALK-PEM 混合阵列两阶段优化框架,分

别优化容量配置和多槽运行策略;Lin 等^[23]以 LCOH 最小化为目标,采用 MILP 求解 ALK/PEM 混合电解系统容量配置;Ding 等^[24]通过大小电解槽分级配置拓宽系统功率适应范围;Xie 等人^[25]则从 ALK 与 PEM 技术互补性出发研究多类型电解槽协调运行;Yousri 等^[26]提出了兼顾遮影感知与退化意识的两层优化框架,在规划层确定光伏配置与电解槽数量,在运行层协调多槽功率分配以均衡退化。Shi 等^[27]进一步针对离网风光制氢系统开展了 ALK/PEM 混合制氢容量配置优化。上述研究制氢系统配置异构性主要来自电解技术类型、容量等级或功率等级差异,关于同一 AWE 技术路线下由 BoP 拓扑差异形成的混合配置方案和调度策略的研究仍相对不足,尤其缺少对不同 BoP 拓扑运行分工及生命周期影响的综合分析。

基于此,本文建立了一种计及 SOH 衰减反馈的混合 BoP AWE 阵列容量配置与滚动调度协同优化模型。模型将 1 并 1 独立 BoP 单元和 4 并 1 共享 BoP 单元纳入统一配置框架,上层以全生命周期 LCOH 最小为目标确定两类单元的容量组合,下层通过滚动时域调度刻画电解槽启停、待机、功率分配和弃电过程,并将运行老化、热启动、冷启动和功率波动引起的 SOH 衰减反馈至产氢参数修正与设备更换成本计算。以日喀则离网风光制氢系统为例,本文对单一配置和混合配置方案进行对比,分析混合配置在投资成本、功率消纳、运行分工和寿命衰减之间的关系。

1 方法与模型

1.1 系统概述

本文研究对象为离网风光制氢系统,系统由风力发电、光伏发电、电力变换、混合 BoP AWE 阵列、储氢装置和终端用氢环节组成,如图 1 所示。风光出力经功率变换后汇入直流母线,并优先供给电解槽阵列制氢;电解槽产生的氢气进入储氢环节,进一步供应工业、交通或电力应用。本文重点关注制氢侧混合 BoP AWE 阵列的容量配置与运行调度。

制氢侧考虑 1 并 1 独立 BoP 架构和 4 并 1 共享 BoP 架构。1 并 1 单元具备独立启停和细粒度调节能力;4 并 1 单元通过共享 BoP 降低单位投资,但运

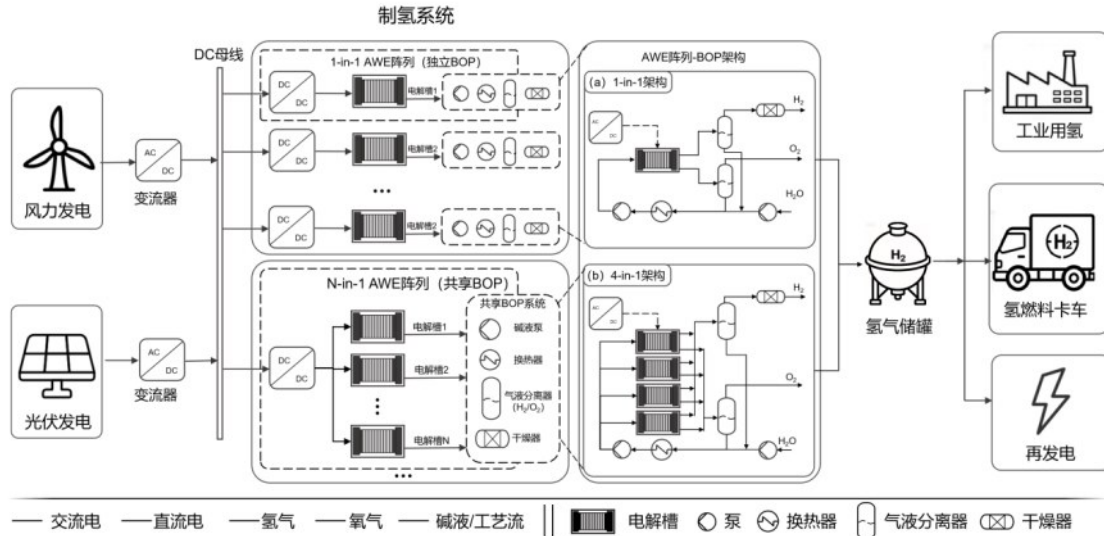


图1 离网风光制氢系统及混合BoP碱性电解槽阵列示意图

Fig.1 Schematic diagram of the off-grid wind - solar hydrogen production system and mixed-BoP alkaline electrolyzer arrays

行状态和功率边界具有组级耦合特征。本文将两类单元纳入统一配置框架,比较单一配置与混合配置在投资成本、功率消纳和寿命衰减方面的差异。

在此基础上,本文构建容量配置与滚动调度相结合的评价模型。容量配置层给定1并1与4并1单元的候选组合,运行调度层在相应配置下优化电

解槽启停、待机、功率分配和弃电行为,并根据运行老化、热启动、冷启动和功率波动计算SOH衰减。所得运行结果用于计算生命周期产氢量、设备更换成本和LCOH,从而评价不同混合BoP配置方案的综合性能。研究框架如图2所示。



图2 计及SOH衰减的混合BoP碱性电解槽阵列配置—调度协同评价框架

Fig.2 Configuration - scheduling collaborative evaluation framework for mixed-BoP alkaline electrolyzer arrays considering SOH degradation

1.2 容量配置与滚动调度模型

为评价不同混合BoP AWE阵列配置在离网风光制氢系统中的运行与经济性表现,本文建立容量配置与滚动调度相结合的模型。容量配置层确定1并1独立BoP单元与4并1共享BoP单元的组合关系;运行调度层在给定配置下优化电解槽启停、待

机、功率分配和弃电行为,并根据运行过程计算SOH衰减及全生命周期平准化制氢成本。

1.2.1 容量配置描述 设1并1单元数量为 N_1 ,4并1单元组数为 N_4 ,单台AWE槽堆额定功率为 P_{nom} ,则系统电解槽堆总容量为:

$$P_{EL} = (N_1 + 4N_4)P_{nom} \quad (1)$$

式中, P_{EL} 为系统电解槽堆总容量,MW。容量

配置需满足工程容量边界:

$$\gamma_{\min}(P_w^{\text{rated}} + P_{\text{pv}}^{\text{rated}}) \leq P_{\text{EL}} \leq \gamma_{\max}(P_w^{\text{rated}} + P_{\text{pv}}^{\text{rated}}) \quad (2)$$

式中, P_w^{rated} 和 $P_{\text{pv}}^{\text{rated}}$ 分别为风电和光伏额定装机容量, MW; $\gamma_{\min}$ 和 $\gamma_{\max}$ 分别为电解容量配置比例下限和上限。

候选配置集合表示为:

$$(N_1, N_4) \in \Omega \quad (3)$$

式中, Ω 为满足容量边界、整数约束和工程可行条件的候选配置集合。对于每一组候选配置, 调用滚动调度模型计算代表年运行结果, 并进一步进行生命周期经济性评价。

1.2.2 AWE阵列滚动调度模型 滚动调度层用于获得给定配置下的全年运行状态和产氢轨迹, 其结果用于生命周期经济性评价。调度采用 48 h 预测窗口和 24 h 执行窗口, 时间步长为 1 h, 相邻窗口继承前一执行窗口末端的运行状态和累计 SOH。在给定配置下, 滚动调度模型以运行净收益最大化为目标:

$$\max J = \sum_{t \in \mathcal{T}} [p_{\text{H}_2} M_t^{\text{H}_2} - c_w M_t^{\text{H}_2} - C_{\text{deg}}(t)] \quad (4)$$

式中, J 为调度周期运行净收益, 元; $\mathcal{T}$ 为调度时段集合; p_{H_2} 为氢气价格, 元/kg; c_w 为单位产氢耗水成本, 元/kg; $M_t^{\text{H}_2}$ 为时刻(t)的系统产氢量, kg; $C_{\text{deg}}(t)$ 为 SOH 衰减折算成本, 元。式(4)中的 SOH 衰减折算成本仅作为运行调度惩罚项, 不计入式(21)的生命周期现金成本; 配置方案以全生命周期 LCOH 作为最终评价指标。

系统不考虑外部电网购电, 风光出力用于制氢侧耗电和弃电:

$$P_w(t) + P_{\text{pv}}(t) = P_{\text{H}_2}(t) + P_{\text{cur}}(t) \quad (5)$$

式中, $P_w(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 分别为风电和光伏可用功率, MW; $P_{\text{H}_2}(t)$ 为制氢侧总耗电功率, MW; $P_{\text{cur}}(t)$ 为弃电功率, MW。

对于第 i 台 1 并 1 单元, 定义 $x_i(t)$ 、 $s_i(t)$ 分别表示工作和待机状态; 对于第 j 组 4 并 1 单元, 定义 $X_j(t)$ 、 $S_j(t)$ 分别表示组级工作和待机状态。状态互斥约束为:

$$x_i(t) + s_i(t) \leq 1 \quad (6)$$

$$X_j(t) + S_j(t) \leq 1 \quad (7)$$

1 并 1 单元和 4 并 1 单元组的运行功率边界分别为:

$$k_{\min} P_{\text{nom}} x_i(t) \leq P_i(t) \leq P_{\text{nom}} x_i(t) \quad (8)$$

$$4k_{\min} P_{\text{nom}} X_j(t) \leq P_j(t) \leq 4P_{\text{nom}} X_j(t) \quad (9)$$

式中, $P_i(t)$ 为第 i 台 1 并 1 单元槽堆功率, MW; $P_j(t)$ 为第 j 组 4 并 1 单元组槽堆功率, MW; $k_{\min}$ 为 AWE 最小安全负荷率。

制氢侧总耗电功率为:

$$P_{\text{H}_2}(t) = \sum_{i=1}^{N_1} [(1 + \eta_{\text{BoP}}) P_i(t) + \lambda_{\text{sb}} P_{\text{nom}} s_i(t) + \lambda_{\text{cold}} P_{\text{nom}} c_i(t)] + \sum_{j=1}^{N_4} [(1 + \eta_{\text{BoP}}) P_j(t) + 4\lambda_{\text{sb}} P_{\text{nom}} S_j(t) + 4\lambda_{\text{cold}} P_{\text{nom}} C_j(t)] \quad (10)$$

式中, η_{BoP} 为 BoP 运行功耗比例; λ_{sb} 为待机功耗比例; λ_{cold} 为冷启动功耗比例; $c_i(t)$ 、 $C_j(t)$ 分别为 1 并 1 单元和 4 并 1 单元组的冷启动变量。为统一能耗核算口径, 两类 BoP 架构的运行、待机和冷启动辅助功耗均按槽堆额定功率采用相同的等效比例。

冷启动变量用于识别由停机进入激活状态的跃迁。定义 $z_i(t) = x_i(t) + s_i(t)$ 、 $Z_j(t) = X_j(t) + S_j(t)$, 则有:

$$c_i(t) \geq z_i(t) - z_i(t-1) \quad (11)$$

$$C_j(t) \geq Z_j(t) - Z_j(t-1) \quad (12)$$

热启动变量用于识别由待机进入工作状态的跃迁:

$$h_i(t) \geq s_i(t-1) + x_i(t) - 1 \quad (13)$$

$$H_j(t) \geq S_j(t-1) + X_j(t) - 1 \quad (14)$$

式中, $h_i(t)$ 、 $H_j(t)$ 分别为 1 并 1 单元和 4 并 1 单元组的热启动变量。系统产氢量表示为:

$$M_t^{\text{H}_2} = \sum_{i=1}^{N_1} [a_i P_i(t) + b_i x_i(t)] \Delta t + \sum_{j=1}^{N_4} [a_j P_j(t) + b_j X_j(t)] \Delta t \quad (15)$$

式中, a_i 、 a_j 为单位功率产氢系数, kg/MWh; b_i 、 b_j 为产氢截距修正项, kg/h; Δt 为调度步长, h。

1.2.3 SOH 衰减与生命周期经济性评价 AWE 健康状态采用累计电压衰减表征:

$$\text{SOH}_k(t) = 1 - \frac{\Delta U_k(t)}{\Delta U_{\text{EOL}}} \quad (16)$$

式中, $\Delta U_k(t)$ 为对象(k)的累计电压衰减量, μV ; ΔU_{EOL} 为寿命终点累计电压衰减阈值, μV 。

单时段电压衰减增量为:

$$\Delta U_k^{\text{inc}}(t) = \delta_{\text{run}} \Delta t_k^{\text{run}}(t) \left[1 + \frac{|P_k(t) - P_k(t-1)|}{P_k^{\text{rated}}} \right] + \delta_{\text{hot}} N_k^{\text{hot}}(t) + \delta_{\text{cold}} N_k^{\text{cold}}(t) \quad (17)$$

式中, δ_{run} 为单位运行时间衰减率, $\mu\text{V/h}$; $\Delta t_k^{\text{run}}(t)$ 为对象(k)的有效运行时间, h; P_k^{rated} 为对象 k 的额定功率, MW; δ_{hot} 、 δ_{cold} 分别为单次热启动和冷启动等效衰减量, $\mu\text{V/次}$; $N_k^{\text{hot}}(t)$ 、 $N_k^{\text{cold}}(t)$ 分别为热启动和冷启动指示变量。冷、热启动等效衰减量分别取 10.0 $\mu\text{V/}$

次和 $1.0 \mu\text{V}/\text{次}$, 参数来源见文献^[28]。累计电压衰减更新为:

$$\Delta U_k(t) = \Delta U_k(t-1) + \Delta U_k^{\text{inc}}(t) \quad (18)$$

随着 SOH 衰减, 产氢线性参数更新为:

$$a_k(\text{SOH}) = a_{\text{BOL}} + k_a(\text{SOH}_k - 1) \quad (19)$$

$$b_k(\text{SOH}) = b_{\text{BOL}} + k_b(\text{SOH}_k - 1) \quad (20)$$

式中, a_{BOL} 、 b_{BOL} 为寿命初期产氢线性参数; k_a 、 k_b 为 SOH 与产氢参数之间的回归系数。产氢线性参数均由 AWE 性能数据拟合得到。

配置方案经济性采用全生命周期 LCOH 评价:

$$\text{LCOH} = \frac{\text{CAPEX}_{\text{init}} + \sum_{y=1}^Y \frac{\text{OPEX}_y + \text{CAPEX}_{\text{rep},y}}{(1+r)^y} - \frac{S_Y}{(1+r)^Y}}{\sum_{y=1}^Y \frac{M_{\text{H}_2,y}}{(1+r)^y}} \quad (21)$$

式中, $\text{CAPEX}_{\text{init}}$ 为初始投资成本, 元; OPEX_y 为第 y 年运行维护成本, 元; $\text{CAPEX}_{\text{rep},y}$ 为第 y 年设备更换成本, 元; S_Y 为项目寿命末期残值, 元; $M_{\text{H}_2,y}$ 为第 y 年产氢量, kg; Y 为项目生命周期, a; r 为折现率。代表年结果按项目寿命逐年递推, 相邻年份继承 SOH 并更新产氢参数; 达到寿命阈值时计入更换成本, 并将更换对象的 SOH 和产氢参数恢复至寿命初期。

具体递推与更换处理见补充材料附录 C。

容量配置评价目标为:

$$(N_1^*, N_4^*) = \arg \min_{(N_1, N_4) \in \Omega} \text{LCOH}(N_1, N_4) \quad (22)$$

式中, (N_1^*, N_4^*) 为 LCOH 最低的容量配置组合。

2 算例设置与结果分析

本研究以西藏日喀则一年的气象数据为离网风光制氢算例。相关数据以小时记录, 涵盖风能和太阳能资源在 8760 h 内的全年变化^[29-30], 如图 3 所示。风电与光伏装机容量分别为 30 MW 和 120 MW, 总风光装机 150 MW。电解槽阵列由两类 BoP 架构组合构成: 1 并 1 机组单台额定功率为 5 MW; 4 并 1 组每组由 4 台 5 MW 槽堆组成, 共享循环、冷却和分离等 BoP 系统, 并按组级启停和功率边界运行。单台电解槽的电化学模型及主要参数参考文献^[17], 运行与衰减参数综合参考文献^[28,31]设置, 具体取值见表 1; 技术与经济参数如表 2 所示。优化模型由 Python 调用 CPLEX 求解, MIPGap 设为 0.5%, 单窗口求解时间上限为 600 s。

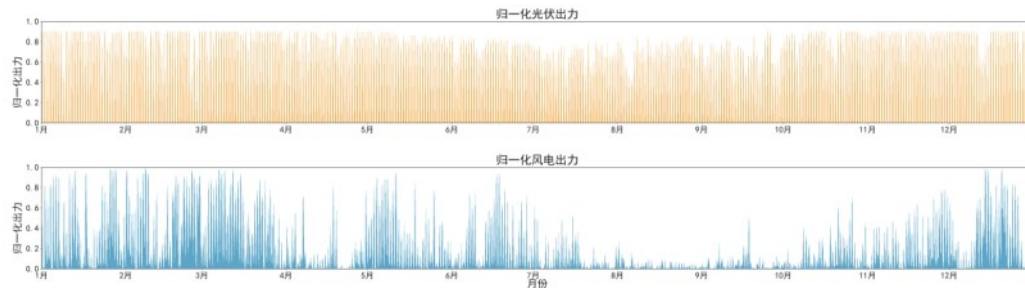


图3 日喀则站点全年风电与光伏逐时出力

Fig.3 Hourly wind and photovoltaic power output of the Shigatse site over a full year

表1 电解槽工作参数

Table 1 Operating parameters of the electrolyzer

参数	数值	参数	数值
额定功率	5 MW 级	冷启动时间	1 h
工作功率范围	20% ~ 100%	寿命上限	95000 h
BoP 功耗比例	10%	运行衰减率	2.0 $\mu\text{V}/\text{h}$
待机功耗比例	5%	热启动等效衰减	1.0 $\mu\text{V}/\text{次}$
冷启动功耗比例	2%	冷启动等效衰减	10.0 $\mu\text{V}/\text{次}$
a_{BOL}	19.42135760 kg/MWh	k_a	1.57607941 kg/MWh
b_{BOL}	6.02923671 kg/h	k	1.52636380 kg/h

2.1 混合 BoP 阵列容量配置与生命周期经济性分析

不同电解容量下的最优 BoP 配置及对应 LCOH

如图 4 所示, 相关运行与投资指标见补充材料表 D1。六个容量档的最优方案均为混合 BoP 配置。电解容量由 40 MW 增至 100 MW 时, 年产氢量由

表2 投资与运维参数

Table 2 Investment and operation and maintenance parameters

参数	数值	参数	数值
风电单位投资	550 万元/MW	风电运维费率	2%
光伏单位投资	320 万元/MW	光伏运维费率	1%
槽堆单位投资	500 万元/台	槽堆运维费率	4%
1-in-1 BoP投资	350 万元/套	BoP 运维费率	3%
BoP规模经济指数	0.7	项目寿命	20 年
槽堆更换成本	350 万元/台	折现率	8%
氢气售价	25 元/kg	残值比例	5%
纯水成本	0.2 元/kg		

3246798 kg 增至 5758175 kg, 弃电量由 138285.25 MWh 降至 9226.44 MWh, 总 CAPEX 由 61223.66 万元增至 69994.62 万元, LCOH 由 23.1646 元/kg 降至 15.5587 元/kg。容量由 100 MW 增至 120 MW 时, 年产氢量仅增加 181654 kg, 弃电量减少 6172.96 MWh, 而总 CAPEX 增加 2923.66 万元, LCOH 反而上升 0.2829 元/kg; 进一步增至 140 MW 时, 年产氢量仅增加 76855 kg, 弃电量仅减少 341.07 MWh, 总 CAPEX 继续增加 2923.65 万元, LCOH 再上升 0.5753 元/kg。上述边际变化表明, 100 MW 以后风光消纳已接近饱和, 继续扩容带来的产氢增量不足以摊薄新增投资, 因此 100 MW 混合配置(4,4)为当前资源与技术经济参数下的最低 LCOH 方案。

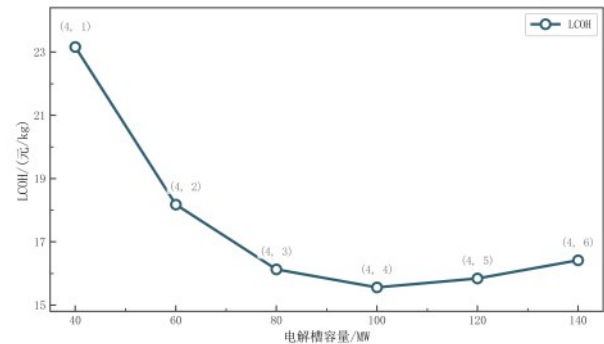


图4 不同电解槽容量下最优BoP配置及对应LCOH

Fig.4 Optimal BoP configurations and corresponding LCOH under different electrolyzer capacities

表3给出了100 MW容量下三类BoP配置的综合结果与经济性分项。混合配置(4,4)的LCOH为15.5587元/kg, 较纯1并1和纯4并1配置分别降低2.69%和0.67%。相较纯1并1配置, 混合配置的年产氢量仅减少958 kg、弃电量减少140.27 MWh, 而BoP CAPEX降低1905.38万元, 降幅为27.22%; 相较

纯4并1配置, 混合配置的弃电量减少3984.33 MWh, 降幅为30.16%, 年产氢量增加86873 kg, 增幅为1.53%。因此, 混合配置相较纯4并1的直接LCOH改善幅度虽仅为0.67%, 但其主要工程收益体现在保持较低生命周期成本的同时显著改善风光消纳和产氢能力。

从成本分项看, 纯4并1配置的总CAPEX、年OPEX和更换成本现值均低于混合配置, 但其年产氢量下降、弃电量增加, 使单位产氢量分摊的生命周期成本反而较高。混合配置相较纯4并1配置的总CAPEX、年OPEX和更换成本现值分别增加476.34万元、14.29万元和73.44万元, 但新增产氢量与减少弃电量能够抵消上述成本增量, 最终LCOH降低0.1049元/kg。由此可见, 混合配置的经济优势并非来自单一成本项最小, 而是BoP投资、运行性能和寿命成本共同作用的结果。

表3 100 MW条件下不同BoP配置的综合结果与经济性分项对比

Table 3 Comprehensive performance and economic breakdown of different BoP configurations under 100 MW

指标	纯1并1	混合最优	纯4并1
配置方案	(20,0)	(4,4)	(0,5)
年产氢量/kg	5,759,133	5,758,175	5,671,302
弃电量/MWh	9,366.71	9,226.44	13,210.77
风光利用率	0.9698	0.9703	0.9575
BoP CAPEX/万元	7,000.00	5,094.62	4,618.28
总CAPEX/万元	71,900.00	69,994.62	69,518.28
年OPEX/万元	1,324.00	1,266.84	1,252.55
折现总成本/万元	87,428.20	85,055.24	84,353.99
更换成本现值/万元	2,206.69	2,280.13	2,206.69
LCOH/(元/kg)	15.9894	15.5587	15.6636

表4表明, 混合配置的年平均SOH损失为6.950%, 与纯1并1配置的6.939%接近, 且高于纯4并1配置的6.809%, 说明其优势并非降低系统总体退化, 而是改变退化负担在两类单元之间的分配。混合配置中, 1并1单元年衰减率为7.742%, 首次更换年份为12.92年; 4并1组年衰减率为6.752%, 首次更换年份为14.81年。结合后续短时调度结果可知, 1并1单元主要承担局部功率调节, 而4并1组承担主体负荷, 因此前者承受较高的调节相关衰减, 后者保持相对平稳的运行状态。虽然这种分工使混合配置的更换成本现值略有增加, 但BoP投资降低及风光消纳改善仍使其获得最低LCOH。

表4 100 MW条件下不同BoP配置的SOH指标对比
Table 4 Comparison of SOH indicators for different BoP configurations under 100 MW

指标	纯1并1	混合配置	纯4并1
配置方案	(20,0)	(4,4)	(0,5)
年平均SOH损失	6.939%	6.950%	6.809%
1并1年衰减率	6.939%	7.742%	0
4并1年衰减率	0	6.752%	6.809%
总更换次数	1	2	1
1并1更换次数	1	1	0
4并1更换次数	0	1	1
首次更换年份(1并1)	14.41	12.92	—
首次更换年份(4并1)	—	14.81	14.69

2.2 混合BoP阵列短时协同运行机制分析

为揭示混合配置中两类BoP单元的角色分担作

用,本文选取纯1并1、纯4并1与最优混合配置三类BoP配置在高、低两类7天窗口下的调度运行结果,并绘制逐台/逐组功率热力图。图5给出了100 MW条件下高出力时段不同BoP配置的调度结果。该窗口内总风光出力为8599.41 MWh,属于资源较充裕工况。混合配置中,4并1组和1并1单元分别承担6359.52 MWh和1550.05 MWh的制氢负荷,占两类单元总负荷的80.4%和19.6%。混合配置弃电量为676.84 MWh,与纯1并1配置的677.03 MWh基本相当,较纯4并1配置的739.02 MWh减少62.18 MWh,对应风光利用率由0.9141提高至0.9213。图5所示功率分配表明,在资源较充裕时,4并1组承担大部分制氢负荷,1并1单元则参与局部功率段的调节,使混合配置获得接近纯1并1配置的风光消纳水平。

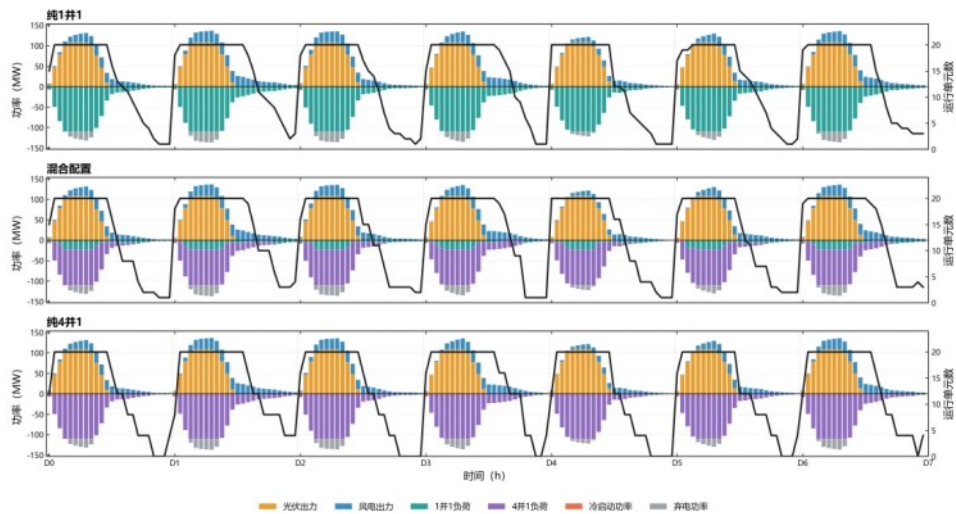


图5 100 MW条件下高出力时段不同BoP配置调度对比

Fig.5 Scheduling comparison of different BoP configurations during a high-output period under 100 MW

图6给出了100 MW条件下低出力时段三类BoP配置的调度结果。该窗口内总风光出力为4034.40 MWh,为高出力窗口的46.92%。混合配置中,4并1组和1并1单元分别承担3620.70 MWh和359.34 MWh的制氢负荷,4并1组负荷占比提高至91.0%,较高出力窗口增加10.6个百分点。混合配置弃电量为40.36 MWh,较纯1并1配置减少2.47 MWh,较纯4并1配置减少18.30 MWh;对应风光利用率分别为0.9900、0.9894和0.9855。由此可见,资源由充裕转向受限后,1并1单元的负荷占比由19.6%降至9.0%,其作用由较大范围的局部调节收缩为对剩余功率段的补充吸收。

综合两个代表窗口,4并1组始终承担主体负

荷,1并1单元主要调节组级运行边界附近的剩余功率。纯4并1配置以20 MW组为基本运行对象,组内槽堆不能独立启停,当可用功率落在整组运行边界之外时,难以通过单台5 MW槽堆吸收。混合配置保留1并1单元的独立调节能力,因而在两类窗口中均获得低于纯4并1配置的弃电量。

3 结论

本文面向离网风光制氢系统中混合BoP AWE阵列的容量配置与运行调度问题,考虑1并1独立BoP架构和4并1共享BoP架构的结构差异,建立了计及SOH衰减的容量配置—滚动调度协同评价模

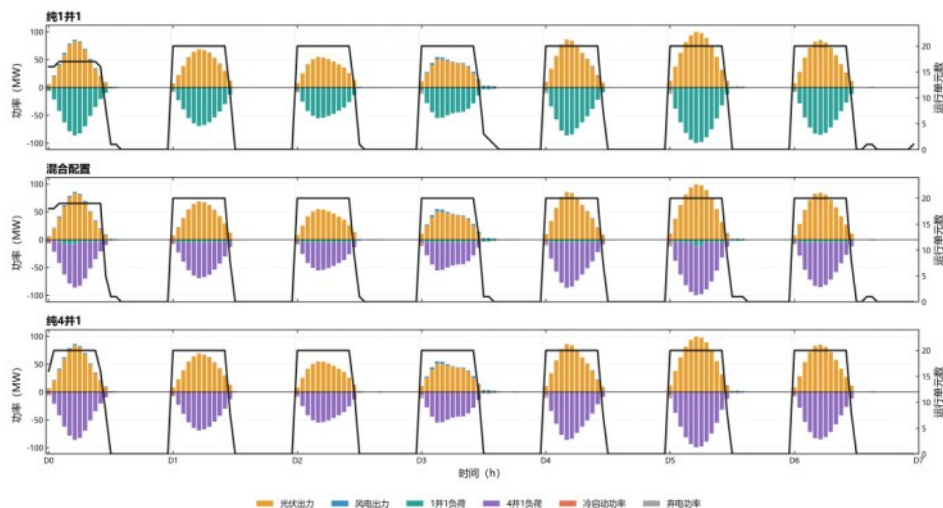


图6 100 MW条件下低出力时段不同BoP配置调度对比

Fig.6 Scheduling comparison of different BoP configurations during a low-output period under 100 MW

型。模型在候选配置集合内比较不同BoP配置的生命周期经济性,并通过滚动调度刻画电解槽启停、待机、功率分配、弃电及SOH衰减过程。以日喀则离网风光制氢系统为算例,主要结论如下。

(1)在40~140 MW电解容量范围内,系统LCOH随容量增加呈先下降后上升趋势。容量较小时,制氢侧消纳能力不足,弃电水平较高;容量超过100 MW后,新增容量带来的产氢增量和弃电改善快速减小,而设备投资继续增加。本文算例中,100 MW容量档取得最低LCOH,对应混合配置为 $(N_1, N_4) = (4, 4)$ 。

(2)在100 MW主容量点下,混合配置(4,4)的LCOH为15.5587元/kg,较纯1并1和纯4并1配置分别降低2.69%和0.67%。相较纯1并1配置,其BoP CAPEX降低27.22%,年产氢量基本不变;相较纯4并1配置,其弃电量降低30.16%、年产氢量提高1.53%。混合配置的优势来自共享BoP投资节约与独立单元调节能力的共同作用。

(3)短时调度结果表明,高、低出力窗口中4并1组承担两类单元总负荷的比例分别为80.4%和91.0%,主体制氢负荷均由4并1组承担;1并1单元的负荷占比随资源受限程度增加而下降,主要用于补充吸收组级运行边界附近的剩余功率。该分工使混合配置在两类窗口中均获得低于纯4并1配置的弃电量。

(4)SOH结果表明,混合配置的年平均SOH损失并未低于两类纯配置,但退化负担在两类单元之间发生重新分配:1并1单元年衰减率为7.742%,4

并1组为6.752%,首次更换年份分别为12.92年和14.81年。该差异化退化及其更换成本与BoP投资、产氢量和弃电量共同进入生命周期评价,使LCOH能够反映结构配置与运行分工的综合影响。

综上,1并1与4并1架构的混合配置能够在投资成本、运行灵活性和寿命衰减之间形成折中。本文结果可为离网风光制氢系统中AWE阵列的工程配置与运行策略设计提供参考。上述结论基于日喀则单一代表年和固定风光装机比例,具体项目仍需结合当地资源序列重新优化配置。

符号说明

$CAPEX_{init}$	——	初始投资成本,元
$CAPEX_{rep,y}$	——	第y年设备更换成本,元
$C_{deg}(t)$	——	t时刻SOH衰减折算成本,元
E_{cur}	——	弃电量,MWh
E_{ren}	——	风光可再生能源发电量,MWh
J	——	调度周期运行净收益,元
$M_t^{H_2}$	——	t时刻系统产氢量,kg
$M_{H_2,y}$	——	第y年产氢量,kg
N_1	——	1并1独立BoP单元数量
N_4	——	4并1共享BoP单元组数
$N_k^{hot}(t), N_k^{cold}(t)$	——	热启动和冷启动指示变量
$OPEX_y$	——	第y年运行维护成本,元
P_{EL}	——	系统电解槽堆总容量,MW
$P_{H_2}(t)$	——	t时刻制氢侧总耗电功率,MW
$P_i(t), P_j(t)$	——	第i台1并1单元和第j组4并1单元组的槽堆功率,MW
P_{nom}	——	单台AWE槽堆额定功率,MW
$P_{cur}(t)$	——	t时刻弃电功率,MW

$P_{pv}(t), P_w(t)$ —— t 时刻光伏和风电可用功率, MW
 $P_w^{rated}, P_{pv}^{rated}$ —— 风电和光伏额定装机容量, MW
 P_k^{rated} —— 对象 k 的额定功率, MW
 S_y —— 项目寿命末期残值, 元
 $SOH_k(t)$ —— 对象 k 在 t 时刻的健康状态
 Y —— 项目生命周期, a
 a_i, a_j —— 单位功率产氢系数, kg/MWh
 a_{BOL}, b_{BOL} —— 寿命初期产氢线性参数
 $a_k(SOH), b_k(SOH)$ —— 对象 k 经 SOH 修正后的产氢线性参数
 b_i, b_j —— 产氢截距修正项, kg/h
 $c_i(t), C_j(t)$ —— 1并1单元和4并1单元组的冷启动变量
 c_w —— 单位产氢耗水成本, 元/kg
 $h_i(t), H_j(t)$ —— 1并1单元和4并1单元组的热启动变量
 i, j, k, t, y —— 分别为1并1单元索引、4并1单元组索引、评价对象索引、调度时段索引和年份索引
 k_a, k_b —— SOH 与产氢参数之间的回归系数
 k_{min} —— AWE 最小安全负荷率
 p_{H_2} —— 氢气价格, 元/kg
 r —— 折现率
 $s_i(t), S_j(t)$ —— 1并1单元和4并1单元组的待机状态变量
 $x_i(t), X_j(t)$ —— 1并1单元和4并1单元组的工作状态变量
 $z_i(t), Z_j(t)$ —— 第 i 台1并1单元和第 j 组4并1单元组的激活状态变量
 $\gamma_{min}, \gamma_{max}$ —— 电解容量配置比例下限和上限
 Δt —— 调度步长, h
 $\Delta t_k^{run}(t)$ —— 对象 k 在 t 时刻的有效运行时间, h
 $\Delta U_k(t)$ —— 对象 k 在 t 时刻的累计电压衰减量, μV
 ΔU_{EOL} —— 寿命终点累计电压衰减阈值, μV
 $\Delta U_k^{inc}(t)$ —— 对象 k 在时刻 t 的时段电压衰减增量, μV
 δ_{run} —— 单位运行时间衰减率, $\mu V/h$
 $\delta_{hot}, \delta_{cold}$ —— 单次热启动和冷启动等效衰减量, $\mu V/次$
 η_{BoP} —— BoP 运行功耗比例
 $\lambda_{sb}, \lambda_{cold}$ —— 待机和冷启动功耗比例
 $\mathcal{T}$ —— 调度时段集合
 Ω —— 候选配置集合

参考文献 (References)

- [1] Lau H C, Tsai S C. Global decarbonization: current status and what it will take to achieve net zero by 2050[J]. *Energies*, 2023, **16** (23): 7800.
- [2] Groll M. Can climate change be avoided? Vision of a hydrogen-electricity energy economy[J]. *Energy*, 2023, **264**: 126029.
- [3] 朱兵, 陈定江, 蒋萌, 等. 化学工程在低碳发展转型中的关键作用探讨: 从物质资源利用与碳排放关联的视角[J]. *化工学报*, 2021, **72**(12): 5893-5903.
- [4] Zhu B, Chen D J, Jiang M, et al. Key role of chemical engineering in transition to low-carbon development in perspective of the linkage between resource utilization and carbon emissions[J]. *CIESC Journal*, 2021, **72**(12): 5893-5903.
- [5] Tang C, Zhang Q. Green electrification of the chemical industry toward carbon neutrality[J]. *Engineering*, 2023, **29**: 22-26.
- [6] Nnabuife S G, Oko E, Kuang B, et al. The prospects of hydrogen in achieving net zero emissions by 2050: a critical review[J]. *Sustainable Chemistry for Climate Action*, 2023, **2**: 100024.
- [7] Ajanovic A, Sayer M, Haas R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, **47**(57): 24136-24154.
- [8] Aditya H B, Mahlia T M I, Huang Z. Scaling green hydrogen: production, storage, techno-economics and global perspectives[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2026, **226**: 116444.
- [9] 邱一苇, 吉旭, 朱文聪, 等. 面向新能源规模化消纳的绿氢化工技术研究现状与关键支撑技术展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, **43**(18): 6934-6954.
- [10] Qiu Y W, Ji X, Zhu W C, et al. Research status of green hydrogen-based chemical engineering technology and prospect of key supporting technologies for large-scale utilization of new energies [J]. *Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering*, 2023, **43**(18): 6934-6954.
- [11] Jia W, Ding T, He Y. Synergistic integration of green hydrogen in renewable power systems: a comprehensive review of key technologies, research landscape, and future perspectives[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2026, **226**: 116375.
- [12] Liu M, Ahmed M, Meegahapola L, et al. A comprehensive review of green hydrogen hubs: technologies, services, challenges, and future perspectives[J]. *Applied Energy*, 2026, **415**: 127892.
- [13] Emam A S, Hamdan M O, Abu-Nabah B A, et al. A review on recent trends, challenges, and innovations in alkaline water electrolysis[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, **64**: 599-625.
- [14] 潘会平, 王玉虎, 胡振宇. 碱性电解水制氢技术应用现状及前景展望[J]. *山西化工*, 2025, **45**(9): 45-47.
- [15] Pan H P, Wang Y H, Hu Z Y. Application status and prospects of alkaline electrolysis hydrogen production technology[J]. *Shanxi Chemical Industry*, 2025, **45**(9): 45-47.
- [16] 段向阳. 可再生能源电解水制氢技术研究进展[J]. *节能*, 2024, **43**(10): 122-125.
- [17] Duan X Y. Research progress of hydrogen production technology by electrolytic water from renewable energy[J]. *Energy Conservation*, 2024, **43**(10): 122-125.
- [18] Lange H, Klose A, Beisswenger L, et al. Modularization approach for large-scale electrolysis systems: a review[J]. *Sustainable Energy & Fuels*, 2024, **8**(6): 1208-1224.
- [19] Cammann L, Perera A, Alstad V, et al. Design and operational analysis of an alkaline water electrolysis plant powered by wind energy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, **93**: 963-974.
- [20] Hu S, Tian Z, Ding S, et al. Operation optimization of multi-to-

- one alkaline hydrogen production system: rolling optimization-based power allocation and parameter regulation[J]. *Fuel*, 2025, **397**: 135283.
- [17] Qiu Y, Li J, Zeng Y, et al. Dynamic modeling and control of multi-stack alkaline water electrolysis systems with shared gas separators and lye circulation: Industrial data-based validation and simulation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2026, **259**: 156155.
- [18] Wang H, Qi X, Liu J, et al. Bi-level capacity optimization of a wind-solar-hydrogen microgrid based on an improved pelican optimization algorithm[J]. *Energy Conversion and Management*: X, 2026, **30**: 101716.
- [19] Zhao Y, Zhao Y, Cao S, et al. Capacity configuration and control optimization of off-grid wind solar hydrogen storage system[J]. *Energy*, 2025, **324**: 136002.
- [20] Cooper N, Horend C, Röben F, et al. A framework for the design and operation of a large-scale wind-powered hydrogen electrolyzer hub[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, **47**(14): 8671–8686.
- [21] Liponi A, Baccioli A, Ferrari L. Feasibility analysis of green hydrogen production from wind[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, **48**(96): 37579–37593.
- [22] Ling P, Wen C, Wang X, et al. Two-stage optimization for hybrid renewable hydrogen production systems: capacity configuration and electrolyzer array operation strategy[J]. *Energy*, 2026, **355**: 141127.
- [23] Lin L, Li X, Ou K, et al. Mixed integer linear programming-based optimal capacity configuration of ALK/PEM mixed water electrolysis system[J]. *Energy*, 2025, **333**: 137419.
- [24] Ding S, Tian Z, Hu S, et al. Study on multi-power-level configuration scheme and scheduling strategy for multi-stack alkaline water electrolysis system in off-grid wind power scenario[J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, **314**: 118714.
- [25] Xie J, Zhang Y, Xiang M, et al. Optimal configuration method of hydrogen energy system for coordinated operation of multi-type electrolyzers for new energy consumption[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, **113**: 564–574.
- [26] Yousri D. Shading-aware and degradation-conscious two-layer optimization for isolated indirect multi-stack photovoltaic-driven hydrogen systems[J]. *Energy*, 2026, **345**: 140119.
- [27] Shi S, Pan Y, Li Y, 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.
- [28] Zheng Y, Huang C, Tan J, et al. Off-grid wind/hydrogen systems with multi-electrolyzers: optimized operational strategies[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, **295**: 117622.
- [29] Pfenninger S, Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data[J]. *Energy*, 2016, **114**: 1251–1265.
- [30] Staffell I, Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output[J]. *Energy*, 2016, **114**: 1224–1239.
- [31] Nnabuife S G, Hamzat A K, Whidborne J, et al. Integration of renewable energy sources in tandem with electrolysis: a technology review for green hydrogen production[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, **107**: 218–240.