

新能源发电制氢储能技术研究

李 念

国华（宁夏）新能源有限公司 宁夏 银川 750002

摘 要：为破解光伏、风电等新能源出力间歇性、波动性难题，提升能源消纳率，助力“双碳”目标实现，结合宁夏地域新能源资源禀赋，开展新能源发电制氢储能技术系统研究。重点探讨储能制氢技术路线、新能源发电系统选型、发电与制氢系统适配、电解制氢核心技术及氢能储能体系构建与优化。通过优化组件国产化、系统集成及容量配置，提升制氢效率与系统稳定性，降低运行成本。研究表明，所构建的技术体系可有效平抑新能源波动，为新能源发电制氢储能技术的工程化落地提供理论支撑与实践参考。

关键词：新能源发电；制氢储能；电解水制氢；系统适配；系统集成；波动平抑

引言：当前我国能源结构转型加速，光伏、风电等新能源规模化发展，但输出功率间歇性、波动性问题突出，制约其高效利用，而氢能作为清洁的储能载体，为解决该难题提供了有效路径。新能源发电制氢储能可实现“电能-化学能”跨时段转换，兼具清洁性与储能长效性，是构建新型能源供给体系的关键技术。结合宁夏地域新能源资源禀赋与产业需求，针对现有技术中存在的技术瓶颈与经济瓶颈——控制技术层面的系统适配性不足、产业链层面的核心组件依赖进口、能量转化管理层面的储能效率偏低，开展本研究，通过技术支撑，推动新能源发电制氢储能技术工业化落地，助力能源安全保障。

1 储能制氢技术路线研究概述

新能源发电制氢储能是破解光伏、风电等可再生能源波动性、间歇性难题，提升能源消纳率，助力“双碳”目标实现的核心技术路径，其核心逻辑是将新能源富余电力通过电解水制氢转化为氢能储存，实现电能与氢能的跨形式能量转换、存储与再利用，目前已形成“发电-制氢-储氢-利用”全链条技术体系，主要技术路线围绕制氢、储氢两大核心环节展开，且各路线适配不同应用场景、具备差异化技术特点。

制氢环节作为技术核心，主要电解水路线可分为碱性电解水制氢（AE）、质子交换膜电解水制氢（PEM）、固体氧化物电解水制氢（SOEC）三类。其中，AE技术成熟、成本低廉，国产化率高，适配稳定工况下的大规模制氢，是目前工程化应用最广泛的路线；PEM电解槽响应速度快、负荷调节范围宽（10%-100%），可精准匹配新能源发电的波动特性，适合分布式、移动式制氢场景，但核心材料依赖进口，成本较高；SOEC制氢效率最高，可利用高温余热降低能耗，适配高参数新能源电站，但处于中试阶段，技术成熟度有

待提升。

储氢环节主要分为物理储氢与化学储氢，物理储氢包括高压气态储氢、低温液态储氢，前者成本低、技术成熟，适用于短途运输与中小型储能场景，后者储氢密度高，适合大规模长距离储运；化学储氢包括金属氢化物储氢、有机液态储氢等，具备安全性高、储氢密度大的优势，但存在脱氢效率低、成本偏高的问题。当前研究重点聚焦各技术路线的适配优化、核心组件国产化及全链条系统集成，推动技术低成本、高稳定性发展，为新能源发电制氢储能的工程化落地奠定基础^[1]。

2 新能源发电系统选型与性能分析

新能源发电系统选型需结合制氢负荷需求、地域资源禀赋及经济性，性能分析聚焦稳定性、波动性及调控能力，核心内容如下：（1）主流技术对比：光伏发电能量密度适中，适配分布式制氢场景，受光照时段限制；风电发电功率密度高，可实现大规模并网制氢，但风速波动影响输出稳定性；光热发电因配备储热系统可实现储能调峰，输出功率较光伏和风电更为稳定，适配连续制氢对平稳电力的需求，但初始投资成本较高，需结合制氢规模选择适配技术。（2）选型原则：以制氢系统能耗需求为核心，优先选择功率波动小、调峰能力强的系统；兼顾地域资源优势，光照充足区域侧重光伏，风能丰富区域优先风电；结合经济性，平衡初始投资与长期运行成本，确保发电成本与制氢成本匹配。（3）稳定性与波动性分析：光伏受光照强度、昼夜交替影响，输出功率日内波动显著；风电受风速、风向变化影响，功率波动具有随机性；二者均存在并网稳定性不足的问题，易导致制氢系统电解效率下降、电极损耗加剧。（4）功率调控技术：采用储能协同调控，平抑功率波动；优化逆变器控制策略，实现输出电压、频率稳定；引入智能

调度系统，根据制氢负荷动态调整发电功率，保障制氢系统稳定运行^[2]。

3 新能源发电制氢核心技术研究

3.1 新能源发电与制氢系统的适配技术

新能源（光伏、风电）出力具有间歇性、波动性特征，与电解制氢系统的稳定运行需求存在天然矛盾，适配技术是保障制氢效率与系统安全的前提，核心研究重点为实际技术落地细节、参数优化及工程适配方案，具体包括：（1）功率波动调节技术：采用宽负荷适配控制策略，优化电力电子变换模块（如IGBT模块选型与拓扑结构设计），实现新能源出力从16%~160%的超宽范围动态响应，响应时间控制在10秒内，电压波动控制在±5%以内，有效解决光伏辐照突变、风电风速波动导致的制氢负荷不稳定问题。参考宁夏宁东混联制氢系统的适配方案^[3]，引入模型预测控制（MPC）算法，实时预测新能源出力变化，提前调整制氢负荷，提升系统抗干扰能力，同时配

套过流、过压保护模块，避免电解槽因功率冲击损坏。（2）直流直供优化技术：摒弃传统交直流转换环节，采用风光离网直流制氢架构，选用高频隔离型DC-DC转换器，减少电能转换损耗，将转换效率提升至95%以上，相比交流供电架构损耗降低8%~12%。同时配套锂电池储能模块，容量按新能源最大出力波动的30%配置，平衡短时功率缺口，避免电解槽因电压骤变出现电极腐蚀、膜降解等问题，延长设备使用寿命，降低系统运行成本。针对分布式光伏制氢场景，优化直流母线电压等级，匹配电解槽工作电压，减少线路损耗。还可结合不同制氢场景优化适配参数，联动调控模块实现出力与负荷精准匹配，进一步提升系统运行可靠性与经济性。

3.2 主流电解制氢核心技术路线比较

电解制氢是新能源制氢的核心环节，其中最主要的三种技术路线对比详见表1，重点研究实际应用中的技术要点、工程参数优化及场景适配性，具体包括：

表1 三种电解水制氢技术路线对比

技术路线	电解质类型	电解效率	工作参数（温度/压力）	适用场景	发展阶段
碱性电解（AWE）	30%-40%KOH溶液	75%~80%	60~80℃/0.1~0.3MPa	千兆瓦级大规模制氢	成熟工业化应用
质子交换膜电解（PEMWE）	全氟磺酸质子交换膜	78%~85%	60~80℃/0.1~1.0MPa	分布式新能源制氢	百千瓦级示范，向兆瓦级突破
固体氧化物电解（SOEC）	固体氧化物	85%~90%	700~850℃/0.1~0.5MPa	高温余热协同制氢	实验室研发阶段

从工程应用来看，AWE凭借成熟工艺与低成本优势，成为当前新能源大规模制氢的首选；PEMWE虽效率更高、负荷调节灵活，适配新能源波动特性，但核心膜材料成本较高，制约其规模化推广；SOEC虽电解效率最优，可实现高温余热回收利用，但高温工况对设备材质要求严苛，仍需突破密封、热管理等技术难题。研究需结合应用场景，优化各路线工程参数，推动PEMWE国产化、SOEC技术成熟，提升电解制氢系统与新能源发电的适配性。结合宁夏新能源资源特点，优先推广AWE大规模制氢应用，同步试点PEMWE分布式场景适配，针对性攻克各路线核心短板，推动技术与工程需求深度融合，为新能源制氢规模化落地提供技术支撑。

3.3 电解槽核心组件优化与国产化技术

电解槽是电解制氢系统的“心脏”，其组件性能直接决定制氢效率与设备寿命，核心研究聚焦组件国产化替代、结构优化及性能提升，具体包括：（1）核心组件国产化技术：突破质子交换膜、阴离子交换膜等关键材料的进口依赖，开发国产高离子电导率（≥0.1S/cm）、高稳定性膜材料，通过改性处理提升膜的耐腐蚀性与耐久性，降低膜材料成本。优化双极板制造工艺，采用耐

腐蚀钛合金（Ti-6Al-4V）或石墨材质，通过表面涂层（如TiN、Au）处理降低接触电阻至5mΩ·cm²以下，将双极板成本降低30%以上。针对碱性电解槽，开发国产高强度多孔隔膜，提升隔膜的离子传导性与气体分离性能，避免氢氧交叉泄漏。（2）组件结构优化技术：优化膜电极（MEA）制备工艺，采用热压成型技术，实现催化剂与膜的紧密结合，提升催化效率与耐久性，延长组件使用寿命至10000小时以上。改进电解槽堆叠结构，设计蛇形或平行流场，促进反应水供给与产物排出，降低物质传输过电压，提升电解槽功率密度至2~3W/cm²。优化密封结构，采用氟橡胶密封件，提升电解槽的密封性，避免电解液泄漏或气体泄漏，同时降低堆叠压力，减少组件磨损。

3.4 制氢系统集成与氢气提纯核心技术

新能源制氢的规模化应用，依赖系统全流程集成与氢气纯度控制，重点研究工程化集成方案、低成本提纯技术及系统运维优化，具体包括：（1）系统集成技术：构建“新能源发电-电解制氢-储能-提纯”一体化集成架构，优化系统控制逻辑，采用分布式控制（DCS）系统，实现风光出力与制氢负荷的动态匹配。如五兆瓦碱

性-质子交换膜混联制氢系统,通过协同控制技术,实现综合能耗低至 $4.3\text{kWh}/\text{Nm}^3$,提升新能源消纳率至90%以上。优化系统管路设计,采用耐腐蚀不锈钢材质,减少氢气泄漏风险;配套在线监测模块,实时监测电解槽温度、压力、电解液浓度等参数,实现故障预警与自动调节,提升系统运行稳定性。(2)氢气提纯技术:针对不同电解路线的产物特性,采用低成本提纯工艺,碱性电解制氢产物中含有水分、氧气、氮气等杂质,采用变压吸附(PSA)技术,选用分子筛吸附剂,通过压力切换($0.8\sim 1.2\text{MPa}$ 吸附, 0.1MPa 解吸),去除杂质,将氢气纯度提升至99.9%以上,提纯回收率 $\geq 95\%$ 。质子交换膜制氢产物纯度较高,配套简易干燥装置(如分子筛干燥器),去除微量水分,使氢气露点达到 -40°C 以下,降低提纯成本。针对高端应用场景(如燃料电池用氢),采用膜分离与PSA联合提纯工艺,将氢气纯度提升至99.999%以上,满足行业标准要求^[4]。

4 氢能储能技术体系构建与优化

氢能储能技术体系构建与优化需立足工程实际,聚焦路线适配、设备选型、效率提升及安全防护。(1)技术路线适配:高压气态储氢为主流,优先选用 35MPa 或 70MPa 无缝储氢设备,适配中小型场景;低温液态储氢适配大规模长周期储能,需真空绝热罐维持 -253°C 低温,控制冷损率 $\leq 5\%$;固态储氢采用金属氢化物,储氢密度高、安全性强,多用于小型分布式场景,需优化材料脱附速率。(2)关键设备选型:储氢设备符合GB/T3634.2标准,高压储氢罐需做壁厚与耐压检测;压缩设备选用无油螺杆式,避免污染;换热设备采用高效板式,控制温度波动 $\pm 5^\circ\text{C}$ 。(3)容量配置与效率提升:结合新能源发电波动规律,按调节周期分类配置,依据为发电峰谷差、负荷需求及储能周期。日调节按当日最大制氢负荷1.2-1.3倍配置,平衡日内峰谷;季节调节按季度平均制氢负荷1.4-1.5倍配置,应对季节差异。采用分级调度,优先利用低谷电能制氢,优化压力控制,降低泄漏损耗,使储能效率达85%以上。(4)安全防护:储氢区域设泄漏检测装置(报警阈值 $\leq 1\%\text{VOL}$)及防爆通风系统,设备

连接用耐腐蚀密封接头并定期检测,配备应急装备规避燃爆风险。同时结合地域差异优化路线、完善标准,推动与电力系统协同,实现规模化安全高效发展^[5]。

结束语:本文围绕新能源发电制氢储能技术展开全面研究,系统梳理了储能储氢技术路线,分析了新能源发电系统选型与性能,深入研究了发电制氢核心技术,并构建优化了氢能储能技术体系。研究有效解决了系统适配、组件国产化等核心痛点,提升了制氢效率与系统稳定性。未来研究应重点关注三个方向:一是固态储氢材料吸放氢动力学优化与成本控制,提升材料吸放氢速率,降低材料制备成本,推动固态储氢技术规模化应用;二是PEM电解槽贵金属催化剂减量化及国产膜长期耐久性验证,进一步降低催化剂用量,提升国产膜的使用寿命与稳定性,打破核心组件进口依赖;三是离网型风光制氢系统的容量匹配优化与经济性评估模型构建,完善离网场景下的系统设计方案,提升系统经济性与适用性,助力新能源与氢能产业深度融合,为能源结构绿色转型注入新动力。

参考文献

- [1]刘飞.制氢储能与新能源发电耦合发展应用研究[J].中文科技期刊数据库(引文版)工程技术,2021(1):152-153.
- [2]吉旭,周步祥,贺革,邱一苇,毕可鑫,周利,戴一阳.大规模可再生能源电解水制氢合成氨关键技术与应用研究进展[J].工程科学与技术,2022,54(5):1-11.
- [3]阿古达木,刘云才,宋宝杰,等.交直流混合制氢系统耦合配置与能效评估研究[J].科技创新与应用,2025,15(15):1-7.
- [4]闫兆乾,罗蒙蒙,郝功涛,郑文广,王祎璇,钱坤,王清,程永林,魏雅娟.风光制氢混合电解槽双层优化调度策略[J].热力发电,2026,55(3):119-129.
- [5]邢小文,牟树君,范玉建,孙逊,周一鹏.大规模风光互补制储氢关键技术研究现状与趋势[J].电器与能效管理技术,2024(4):1-12.