

“沙戈荒”大基地电氢协同技术 经济分析及发展路径研究

姚 佳

(大唐甘肃发电有限公司, 甘肃 兰州 730050)

摘 要 在“双碳”目标推动能源体系向新能源主导转型的背景下,我国“沙戈荒”地区大型新能源基地面临风光发电间歇性、波动性与电网消纳、外送要求之间的核心矛盾,电氢协同成为破解该矛盾、实现新能源高质量消纳的关键路径。本文以宁夏腾格里“沙戈荒”能源大基地为研究对象,系统分析电氢协同系统的技术架构与组成特征,从弃电制氢、“电—氢—电”、“电—氢—化”三条核心路线开展技术经济性测算,结合国内最新工程实践与产业数据验证其可行性,并提出电氢协同技术发展路径,以期为相关人员提供借鉴。

关键词 沙戈荒大基地; 电氢协同; 绿色氢能; 技术经济分析; 新型电力系统

中图分类号: TM621; TK91; F426.61 **文献标志码**: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.21.027

0 引言

我国能源资源与负荷中心的逆向分布特征,决定了“西电东送、北电南供”的能源战略格局,西北、华北等“沙戈荒”地区凭借丰富的风光资源,成为我国大型新能源基地的核心布局区域。截至 2025 年底,我国风电、光伏累计装机容量已达到 18.4 亿 kW,“沙戈荒”地区贡献了绝大部分新增装机,成为新能源规模化发展的核心阵地。但风光发电固有的间歇性、波动性特征,叠加高比例电力电子设备接入导致的系统等效转动惯量下降,使得“沙戈荒”大基地面临严重的弃风弃光问题,2024 年甘肃省弃光率仍高达 8.7%,同时给特高压跨区输电通道的安全稳定运行带来严峻挑战。碳达峰、碳中和目标的推进,要求能源体系从“化石能源主导”向“新能源为主体”转型,而新型电力系统的构建,必须解决大规模新能源的消纳与外送难题。氢能作为能量密度高、可长期储存、跨介质灵活转换的二次能源,成为“沙戈荒”大基地实现电氢协同发展的核心媒介,通过构建“新能源发电—电解制氢—氢能利用—电能回馈”的闭环系统,可实现风光能源的时空转移与稳定输出。

1 “沙戈荒”大基地电氢协同系统技术架构与核心特征

“沙戈荒”大基地电氢协同系统是融合新能源发电、电氢转化、氢能储运、氢能多场景利用的综合能源系统,核心实现“电—氢—电”与“电—氢—化”的深度耦

合,打破传统电力系统的能量形式单一性,实现新能源的多路径消纳与价值提升^[1]。该系统以“沙戈荒”地区风光新能源场站为能量源头,以电解水制氢为核心转换节点,配套储氢装置、输氢管道等基础设施,结合氢能发电、绿色化工、氢能交通等多元利用场景,形成“源—网—储—荷—化”一体化的能源生态,其核心技术架构具备系统性、耦合性、灵活性三大特征。

系统的核心组成包含六大关键模块,各模块相互衔接、协同运行,构成完整的电氢能量转换链条。风光新能源场站作为基础能源模块,为整个系统提供清洁电力,是绿氢生产的能量源头,宁夏腾格里示范基地已建成超 500 万 kW 风光装机,为电氢协同提供充足的绿电支撑;电解水制氢装置是电氢转换核心模块,承担着将富余电力转化为绿色氢能的功能,腾格里基地配套标准 48 000 m³/h 的电解水制氢产能,可实现弃电的规模化转化;储氢与输氢模块是系统的能量缓冲与传输载体,腾格里基地配置 12 台 1 875 m³ 高压储氢球罐,结合区域性输氢管道,实现氢能的储存与跨场景输送。

电氢协同系统的核心运行逻辑遵循“宜电则电、宜氢则氢、氢电互补”的原则,实现新能源电力的动态优化配置^[2]。当风光出力高于电网消纳能力及外送通道容量时,系统将富余电力导向电解水制氢装置,生产绿氢并储存,此时氢能成为新能源的“储能载体”,有效解决弃风弃光问题;当风光出力不足,电网面临

作者简介: 姚佳(1993-),男,本科,工程师,研究方向: 新能源开发。

功率缺口时，储存的绿氢通过氢燃气轮机、燃料电池系统转化为电能，补充电网电力，此时氢能成为“电源补充”，保障电力系统功率平衡；当氢能市场需求较高时，系统将绿氢优先输送至合成氨、合成甲醇装置，实现氢能的化工利用，提升能源利用的经济价值，形成“电力消纳+氢能利用”的双重收益。

2 “沙戈荒”大基地电氢协同技术经济性量化分析

2.1 弃电制氢经济性分析：电价为核心影响因素

弃电制氢是电氢协同系统的基础环节，其成本水平直接决定后续氢能利用的经济可行性，而弃电电价是影响制氢成本的核心变量。测算结果显示，当弃电电价在 0 元 / kWh ~ 0.2 元 / kWh 区间波动时，“沙戈荒”大基地制氢总成本呈现显著的线性变化，区间内制氢总成本为 5.81 元 / kg ~ 18.46 元 / kg，电费占制氢成本的比重超 70%，成为最主要的成本构成。

当弃电电价降至 0.1 元 / kWh 以下时，制氢成本可低于 1 元 / Nm³，该成本水平已低于当前煤制氢的成本（约 1.2 元 / Nm³），绿氢制氢在成本上具备显著的市场竞争力。这一测算结果表明，“沙戈荒”大基地丰富的风光资源带来的低电价弃电，为绿氢生产提供了得天独厚的成本优势，通过规模化消纳弃电制氢，可实现绿氢的低成本生产，打破氢能产业发展的成本瓶颈。

2.2 “电—氢—电”转化路线经济性：场景差异显著

“电—氢—电”转化路线是实现氢能电能回馈的核心路径，主要包含燃煤机组掺烧绿氢、质子交换膜燃料电池发电两大应用场景，不同场景的技术经济特征差异显著，具体测算数据如表 1 所示。

从测算结果来看，燃煤机组掺烧绿氢的经济可行

表 1 “沙戈荒”大基地“电—氢—电”转化路线经济性测算表

应用场景	核心成本变化	度电成本 (元 / kWh)	适用场景	经济可行性
燃煤机组掺烧 10% 绿氢	全厂度电成本增加 0.0143 ~ 0.1001 元	0.32 ~ 0.39	电网调峰、基础电力供应	较高，可依托现有煤电系统改造，改造成本低
质子交换膜燃料电池发电	无基础改造成本，直接产生度电成本	0.43 ~ 1.20	电力现货市场、电网紧急支撑	一般，成本较高，仅在电价高位时实现盈利

表 2 “沙戈荒”大基地“电—氢—化”转化路线经济性测算表（单位：元 / t）

产品类型	无碳价时总成本	100 元 / t 碳价时总成本	传统煤制工艺成本	碳价加持下成本优势
绿氨	2 204 ~ 5 224.2	1 774 ~ 4 794.2	约 4 500	中高电价区间持平，低电价区间显著低于煤制
绿醇	2 738.9 ~ 5 897.4	2 488.9 ~ 5 647.4	约 5 200	中高电价区间持平，低电价区间显著低于煤制

性显著高于燃料电池发电，该模式依托现有煤电系统进行灵活性改造，无需新建发电装置，改造成本低，度电成本增幅可控，适合作为电网调峰、基础电力供应的补充手段。而燃料电池发电因核心装备成本较高、系统集成难度大，度电成本处于较高水平，当前阶段仅适合在电力现货市场报价较高时高负荷发电，或在电网面临紧急功率缺口时提供应急支撑，通过价格差与应急服务收益覆盖发电成本。

2.3 “电—氢—化”转化路线经济性：碳价加持下优势凸显

“电—氢—化”转化路线是氢能高价值利用的核心方向，主要包括绿氢合成绿氨、绿氢合成绿醇两大路径，该路线将氢能转化为高附加值的化工产品，实现能源与化工的跨界融合，其成本水平受弃电电价与碳价政策双重影响，具体测算数据如表 2 所示。

测算结果显示，在无碳价政策时，绿氨、绿醇的总成本随弃电电价波动较大，仅在弃电电价低于 0.1 元 / kWh 的低电价区间，成本可接近或低于传统煤制工艺；当引入 100 元 / t 的碳价政策后，绿氨、绿醇的总成本平均下降 400 元 / t ~ 500 元 / t，此时在 0.1 元 / kWh ~ 0.15 元 / kWh 的中电价区间，绿氨、绿醇成本即可与传统煤制工艺持平，而在低电价区间，成本优势进一步凸显。这一结果表明，碳价政策的落地是推动“电—氢—化”路线商业化的重要推手，随着我国碳市场的不断完善，传统煤制氨、煤制醇工艺的碳排放成本将持续增加，而绿氨、绿醇作为零碳排放产品，将在市场竞争中占据显著优势。

2.4 示范系统整体经济性：低电价下盈利性显著

以宁夏腾格里“沙戈荒”能源大基地电氢协同示范系统为测算对象，该基地 10% 弃电制氢量为 2.56 万 t/a，

制氢优先满足绿氨、绿醇生产, 剩余绿氢用于燃煤掺氢发电与燃料电池发电, 在弃电电价按 0.1 元/kWh 计、绿氨绿醇参考国际交易价格的前提下, 示范系统整体经济性表现优异。

系统全年总营收达 54 151 万元, 总运营成本为 40 422 万元, 实现年净利润 13 729 万元 (1.37 亿元), 各子模块均实现正向盈利, 其中绿氨制取年利润 6 087 万元, 绿醇制取年利润 5 873 万元, 两大绿色化工模块贡献了系统近 87% 的利润, 是电氢协同系统的核心盈利点; 燃煤掺氢发电年利润 914 万元, 燃料电池发电年利润 855 万元, 两大发电模块虽利润占比不高, 但实现了氢能的全量消纳, 保障了系统的运行稳定性。

3 “沙戈荒”大基地电氢协同技术发展路径

3.1 绿电氢储耦合路径: 打造电网稳定型储能枢纽

储能是解决新能源波动性的核心手段, 而氢能凭借长时储能、大容量储能特征, 成为“沙戈荒”大基地规模化储能的重要方向^[3]。以“风光绿电—电解制氢—高压储氢—氢燃气发电”为核心链条, 聚焦电网侧长时储能与稳定支撑需求, 打造兼具储能功能与电网支撑能力的电氢储能枢纽。其核心在于依托“沙戈荒”大基地的规模化风光装机, 建设大功率、一体化的电解水制氢与储氢系统, 配套 30 MW 及以上等级的纯氢燃气轮机, 实现“储氢为储能、释氢为发电”的功能转换。内蒙古鄂尔多斯已建成全球首个 30 MW 级纯氢燃气轮机氢储能示范项目, 该项目配套 505 MW 风光制氢系统, 实现了绿电氢储的闭环运行, 每小时可发电 4.8 万 kWh, 年消纳风光弃电超 1.5 亿 kWh, 减少二氧化碳排放约 20 万吨。

3.2 绿氢化工融合路径: 构建风光氢氨醇一体化产业

依托“沙戈荒”大基地的低电价弃电资源, 规模化生产绿氢, 将绿氢与氮气、二氧化碳等反应, 合成绿氨、绿醇等绿色化工产品, 既实现了氢能的高价值消纳, 又推动了传统化工产业的清洁化转型。李灿院士团队研发的“液态阳光甲醇”技术是该路径的核心代表, 该技术利用绿氢与二氧化碳合成绿甲醇, 既消纳了风光弃电, 又实现了二氧化碳的资源化利用, 全球首套千吨级“液态阳光甲醇”示范工程已在甘肃兰州落地, 10 万吨级工业化项目在内蒙古鄂尔多斯加速推进。构建绿氢化工产品的外运通道, 将“沙戈荒”地区打造为西北绿色化工产品生产基地, 实现“绿电变绿氢、绿氢变绿品”的价值提升^[4]。

3.3 多能互补协同路径: 打造源网储荷一体化能源生态

“沙戈荒”大基地能源资源丰富, 除风光资源外, 还具备煤电、抽水蓄能等调节资源, 多能互补协同路径以电氢协同为核心, 整合风光、煤电、抽水蓄能、储能等多种能源资源, 打造“源—网—储—荷—化”一体化的多能互补能源生态^[5]。当风光出力充足时, 优先消纳绿电制氢, 剩余电力通过特高压通道外送; 当风光出力不足时, 通过煤电灵活性改造、抽水蓄能发电、氢燃气发电补充电力缺口, 保障电网稳定运行。宁夏腾格里“沙戈荒”示范基地已构建该类多能互补系统, 配套调峰燃煤电厂、抽水蓄能电站与电氢协同系统, 实现了多种能源的协同运行, 每年可多消纳新能源电量超 1 亿 kWh。

4 结束语

“沙戈荒”大基地作为我国新能源规模化发展的核心阵地, 其电氢协同发展是破解新能源消纳难题、构建新型电力系统、推进“双碳”目标的关键举措。“沙戈荒”大基地电氢协同的发展, 需进一步加强氢能全产业链“卡脖子”技术攻关, 突破纯氢燃气轮机、电解槽、输氢管道等核心装备技术; 加快绿色氢氨醇碳核算体系与定价机制建设, 明确绿氢产品的绿色属性; 完善电力市场与氢能市场的协同机制, 让电氢协同的调峰价值、环保价值得到合理的经济体现。通过技术突破、机制完善、产业协同, 将“沙戈荒”地区打造为我国电氢协同发展的核心示范区, 为新能源高质量发展与新型电力系统构建提供坚实支撑, 助力“双碳”目标如期实现。

参考文献:

- [1] 祝亮, 赵永锋, 鲍春竹, 等. “沙戈荒”大基地项目全生命周期评价研究 [J]. 能源科技, 2026, 24(01): 58-61, 96.
- [2] 严新荣, 董联鑫, 赵大周, 等. 多能互补新能源大基地的三阶段多模式优化运行研究 [J]. 发电技术, 2026, 47(01): 26-37.
- [3] 凌波, 张军, 韩一杰, 等. “沙戈荒”大基地电氢协同技术经济分析及发展路径研究 [J]. 中国煤炭, 2025, 51(07): 93-103.
- [4] 白西平. 考虑电氢转化的送端新能源基地配置与运行优化研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2025.
- [5] 刘泽洪, 孟婧, 张瑾轩, 等. 电-氢-碳耦合促进新能源基地开发模式研究 [J]. 全球能源互联网, 2024(05): 473-491.