氢能如何从“示范”走向“市场”

■本报记者 董梓童

“上一轮燃料电池汽车示范城市群已经完成技术可行性验证：累计推广燃料电池汽车突破4万辆，加氢站超过620座，可再生能源制氢年产能超过25万吨，一批十万吨级绿氢项目和百万吨级氢基项目陆续投产。但‘十五五’时期，氢能产业要回答更难的问题——补贴逐步退出之后，氢能能否在市场上站住。”日前，中国节能协会副秘书长兼氢能专委会负责人柴博谈及氢能产业未来发展方向时如是说。

从示范应用走向规模化、商业化，氢能产业正迎来新的发展关口。随着应用场景不断拓展，氢能的价值已不再局限于燃料电池汽车，而是逐步延伸至工业脱碳、电力调节、分布式供能等领域。如何发挥氢能在能源转型中的作用，同时破解制取成本、储运效率和市场需求等难题，成为产业下一阶段要解决的重中之重。

商业化条件仍待成熟

从产业基础看，我国氢能产业已经具备一定规模。中关村氢能与燃料电池技术创新产业联盟秘书长卢琛钰介绍，截至2025年底，全国氢气年产能超过5100万吨，可再生能源制氢建成投运年产能超过25万吨，较上年翻倍增长。燃料电池汽车推广、加氢基础设施建设持续推进，产业链上下游协同发展，氢能正从交通领域的示范应用，向更多能源和工业场景延伸。

柴博指出，氢能不仅可以服务交通运输低碳化，也有望在可再生能源消纳、能源系统调节和工业深度脱碳中发挥作用。“氢能具有三重属性，既是可替代高碳能源、服务工业建筑和交通终端的二次能源，也是能够将可再生能源电力转化为跨区域、跨时段调配能力的能源载体，还是可直接用于炼化、化工、冶金等领域的工业原料。氢能不仅可以服务交通运输低碳化，也有望在可再生能源消纳、能源系统调节和工业深度脱碳中发挥作用。”

不过，氢能产业商业化条件尚未完全成熟。卢琛钰直言，当前，绿氢在氢气总量中的占比仍然有限，电解水制氢与化石能源制氢相比，尚不具备普遍经济性；储运基础设施仍在完善，多数新兴应用场景还处于示范阶段，可持续的商业模式尚未完全形成。如何把技术优势转化为成本优势，再转化为稳定的市场需求，是产业必须面对的现实问题。

上述背景下，越来越多的地区“因地制宜”开展相关探索，为氢能产业发展提供新窗口。作为重大技术装备制造基地，四川省德阳市目前已集聚近20家氢能企业，形成覆盖制、储、输、加、用的产业链布局，研制出电解水制氢设备、高压储氢罐、纯氢燃机、氢能重卡等产品。今年9月，工业和信息化部、财政部、国家发展改革委三部门联合批复5个城市群开展国家氢能综合应用试点，试点期4年，中央财政“以奖代补”、单个城市群奖励上限16亿元。德阳与成都、攀枝花一道，作为其中新疆—成渝城市群的重要组成部分入选。与上一轮燃料电池汽车示范不同，此轮试点构建“1+N+X”应用生态，从车端扩展到绿色氨醇、氢冶金等工业深度脱碳场景，并提出到2030年终端用氢均价降至25元/千克以下、燃料电池汽车保有量翻番至10万辆的目标。

工程验证是关键一环

氢能产业要从“示范”走向商业化，离不开关键技术持续突破，但技术进步不能仅以实验室指标衡量，还要经受规模化制造、长期运行和实际工况的检验。从制氢装备到储运设施，再到燃料电池和终端应用，产业链各环节相互关联，任何一个环节的成本和性能短板，都可能影响整个系统的经济性。

在制氢环节，多条技术路线并行发展仍是当前产业的重要特征。鸿基创能科技（广州）股份有限公司董事长兼首席技术官叶思宇指出，碱性电解水、质子交换膜电解水、阴离子交换膜电解水以及高温固体氧化物电解水等技术各有优劣，成熟度、经济性和适用场景并不相同，目前尚不存在能够覆盖所有场景、同时满足技术与成本目标的单一技术路线。不同路线需要根据资源条件、用能需求和运行工况作出选择，而耐久性提升、性能优化和成本下降是共同课题。



关键材料是影响制氢装备性能和成本的重要因素。叶思宇表示，膜电极成本占其单品成本可达60%，催化剂、质子交换膜、气体扩散层等构成主要成本与技术门槛。与此同时，燃料电池电堆、膜电极、双极板等核心部件国产化率虽已整体超过90%，部分高端材料仍处于小批量应用阶段。如何打通材料研发、装备制造与工程应用之间的环节，仍需持续攻关。

中试验证也在不断落地。在东方电气氢产业科技应用示范园，光伏发电与质子交换膜电解水制氢装置直接耦合，园区还展示了工业副产物纯化制氢、余热固体氧化物制氢等多种技术路线，并配置高压气态、有机液态、固体颗粒和氢化金属等储氢装备。制氢、储氢、加氢与用氢在同一园区内衔接，为不同技术路线提供工程验证条件。

多元场景扩大应用规模

“十五五”时期，氢能产业发展的关键，是在技术进步与市场需求之间建立更稳定的联系。中国机械工业联合会党委副书记、副会长张文宏认为，氢能产业应坚持创新驱动、场景牵引和开放协同，通过多元场景扩大应用规模，带动装备迭代和成本下降，推动产业逐步由政策驱动转向市场驱动。

首先要因地制宜选择应用场景。张文宏认为，应以场景牵引规模化应用，围绕工业、交通、储能、发电等领域拓展需求，推动装备迭代和成本下降。柴博则强调坚持“宜电则电、宜氢则氢”，不能因为政策鼓励就让氢能在所有领域一拥而上。对于钢铁、化工等难减排工业环节，以及部分重型交通和分布式供能场景，应结合实际用能条件，比较不同技术路线的成本和减排效果，优先发展具备应用价值的项目。

其次要让能源供给、装备制造与终端用户形成协同。叶思宇指出，能源企业深度参与，有助于将氢能嵌入更大的能源系统和工业流程。以德阳为例，当地依托装备制造基础，推动氢能重卡承担厂区短途运输，并探索工业副产氢利用、氢能综合供能等应用。2026年入选国家级氢能综合应用试点后，德阳有了进一步探索多场景协同和商业化路径的支点，但示范项目能否复制，仍要经过运行成本、设备可靠性和市场需求的检验。

制度和标准建设也不可缺位。卢琛钰介绍，截至今年8月，我国现行有效氢能国家标准180项，正在制修订114项，已覆盖制、储、输、用全产业链。随着应用范围扩大，标准规范、安全管理和检测认证还需要结合技术发展与实践持续完善。与此同时，氢能的减碳价值应建立在实际能源来源和替代效果之上，既要推动可再生能源制氢发展，也应合理利用具备减碳价值的工业副产氢。

“智慧哨兵”上岗 电网精准巡防

本报讯 “以前线路跳闸，运维人员要沿着线路逐个排查，少则两三个小时，多则大半天，现在有这套智能装置，故障点坐标直接推送到手机上，我们可以直奔现场处置，省时又省力。”10月19日，国网蒙东呼伦贝尔供电公司满洲里输变电工区运维人员在110千伏胜园1线调试装置传感器。此前，该条线路已完成分布式故障诊断装置的安装工作，为辖区线路配备全天候在线的智能运检终端。满洲里地区冬季暴雪肆虐、春秋季大风频发、夏季雷暴集中，线路长期受雷击过电压侵扰，依赖人工逐塔排查，存在故障定位精度低、隐患处置周期长、偏远地段覆盖不足等短板，难以适配新型电力系统精益化运维要求。

此次应用的分布式故障诊断装置是线路智能运检体系的核心技术载体。装置集成高精度电流采样、暂态行波采集、振动感知等多类传感器，搭配北斗高精度授时模块与边缘计算单元，可7×24小时不间断采集线路全维度运行数据。依托内置智能故障识别算法，装置可自动研判雷击、短路、单相接地等多种线路异常状态，精准区分瞬时性与永久性故障，故障定位精度达百米级，异常告警分钟级同步至运维管控平台，故障排查效率较传统人工模式提升数倍。

该装置的投用，推动线路运维模式从“被动抢修、事后治理”向“主动预判、实时管控”实现根本性转变，有效提升了线路隐患治理精准度与运维效率。随着智能运检技术的逐步推广应用，电网安全运行的科技底座将持续夯实，为地区经济社会发展和群众可靠用电提供坚实支撑。（李彤）



我国算电协同领域首个国家标准发布

本报讯 10月20日，从国网浙江电力获悉，由该公司牵头，联合之江实验室、中国信息通信研究院、宁德时代、华为数字能源、清华大学等数十家产学研用单位共同编制的国家标准《算力中心储能系统 第1部分：选型指南》（GB/Z 273.1—2026）正式发布。该标准为全国算电协同领域发布的首个GB/Z国家标准，对推动算力基础设施与储能技术深度融合、支撑“东数西算”工程和新型电力系统建设具有重要意义。

该标准给出算力中心储能系统的架构、特点、类型、技术选型考虑因素以及挑战与未来趋势，适用于算力中心的储能系统选型评估与运营。标准系统梳理了电化学储能、热能储能、飞轮储能、压缩空气储能、抽水蓄能、超级电容器储能和氢能储能7种储能类型，并从性能、可靠性、安全性、成本、可扩展性与模块化、可再生能源集成、环境影响、技术成熟度与供应商支持、空间与位置限制等维度提出选型考虑因素。标准收录了紧水滩水冷式绿色智算中心、青海绿色大数据中心、乌兰察布数据低碳算力基地等8个典型应用案例，可为行业提供可借鉴的实践参考。

该标准的发布填补了算电协同领域国家标准空白，为算力中心储能系统的规划、建设、运行及评估提供了全过程技术指导，有助于提升算力中心供电可靠性、优化能源结构、降低运营成本，助力构建“源网荷储算”协同调控体系，为算力产业绿色低碳发展提供标准支撑。

下一步，国网浙江电力将依托算电协同研究组，加快推进《算力中心储能系统》系列标准后续部分研制，包括并网接入技术指南、设计与集成技术指南、运行与维护导则、性能与安全评估指南等，持续完善算电协同标准体系，推动更多国家标准立项发布，以标准化成果助力新型电力系统建设，赋能算电协同产业高质量发展。

（徐梓沐 毛冬 王玲）

钒液流储能加速商业化

■本报实习记者 郝雨桐

在2026北京国际风能大会暨展览会同期举办的“新型储能多元场景融合高质量发展论坛”上，长时储能技术成为行业热议焦点之一。中国宏观经济研究院能源研究所原所长、中电建协储能建设分会会长王仲颖表示，“十五五”规划纲要明确了风光大规模装机增长目标，提出建设高比例可再生能源电力系统，因此，储能技术更新应持续进行。在长时储能赛道中，钒液流电池商业化推广加速，带动新型储能高质量发展。

工业和信息化部数据显示，截至今年6月底，我国新型储能累计装机超1.53亿千瓦，较“十四五”初期增长50倍。国家能源局发布的《中国新型储能发展报告（2026）》显示，2025年，全国新型储能项目平均利用小时数1195小时，同比提升约31.2%；2025年全年，新型储能消纳新能源电量超300亿千瓦时，促进新能源利用率提升约2个百分点。中关村储能产业技术联盟《储能产业研究白皮书2026》预测，到2030年，国内新型储能累计装机将超过3.7亿千瓦，储能平均放电时长将由当前2.58小时提升至3.47小时。一系列数据表明，新型储能的保供和消纳能力都已获得显著成效，且储能赛道整体正在由短时调峰，向长时容量支撑方向转型。

本次论坛披露的数据显示，储能市场结构正在发生深刻变革。2025年新增储能装机中，独立储能占比达69%，成为市场绝对主力；长时储能当前市场占比38%，按照政策导向，2027年长时储能占比不低于30%，长时储能已经从可选配套，转变为刚性需求，市场亟需安全可靠、适合大容量场景的技术路线落地。

与此同时，液流电池乘储能“东风”而起。国家层面八部门联合发文，将液流电池纳入战略性新兴产业，容量电价政策落地；云南、四川、山东、辽宁等多地陆续出台配套扶持政策，从产业基地建设、项目技术补贴、容量租赁等多方面构建完整支持体系，为液流商业化推广铺平政策道路。

在长时储能技术路线中，全钒液流电池商用前景广阔。大连融科储能技术发展有限公司综合能碳管理平台运营副总经理何胤在本次论坛上介绍，该技术具备四大突出优势：电解液为水基体系，无热失控隐患，本质安全；设备寿命可达25年以上，循环次数超25000次；功率与容量可灵活拆分，完美匹配4—24小时长时储能需求，扩容成本低；国内钒资源储量全球领先，产业链自主可控，无原材料“卡脖子”难题。

技术层面，国内企业已实现电解液、离子膜、电极、双极板等关键材料规模化量产，电堆体积比功率密度突破130千瓦/立方米，能量效率稳定在80%—85%，宽温域特性可适配各类极端环境。成本大幅下降，据论坛数据展示，2025年钒液流储能系统中标均价2.28元/瓦时，最低价已经降至1.96元/瓦时，行业预测2027年有望降至1.5—1.8元/瓦时，到2030年初投1元/瓦时度电的成本有望降至0.1元。

大批标杆项目陆续投产。2024年末，我国严寒地区首套百兆瓦级共享储能电站在吉林松原投产，在全钒液流电池系统支持下，破解高寒地区新能源消纳与电网调峰的难题；今年5月，新疆吉木萨尔县光储项目全面投入商业运行，为全球最大钒液流光储一体化项目，截至8月底，发电量达2.6亿千瓦时；云南、四川等地储能电站接连投产、并网……随着工程经验不断积累，钒液流储能规模化商业推广已日渐成熟。

液流电池大批项目持续投运，正在推动产业形成“项目落地—需求显现—产能扩容—成本下行”的正向发展循环。锂电成本快速走低的经验表明，实验室深耕材料研究、庞大的需求、规模化订单、标准化产线、不断积累的生产经验是降本的核心动力。当前钒液流赛道正在复刻这一路径，国家政策提供窗口，国内企业抢抓时机布局，百兆瓦级项目批量并网，上下游配套持续优化，以此抢占长时储能先发席位。

行业共识认为，储能赛道不会出现单一技术垄断的格局，不同路线将错位互补。锂电池更适配短时调频、小型储能场景；全钒液流电池聚焦风光大基地、电网长时保供、黑启动等大容量长时场景。与此同时，国内产业同步布局有机液流电池等新方向，丰富长时储能技术选择。依托自主可控的产业链、持续积累的大型工程经验，我国钒液流储能正在长时赛道站稳脚跟，为新能源电力系统建设提供可靠的“中国方案”。