



国家电投由“点”及“面”推动氢能发展

□ 吴昊

“不谋全局者，不足谋一域”，这句话用以形容国家电投布局氢能的战略，再贴切不过。

在日前举办的第十三届中国—东北亚博览会上，6台由国家电投氢能公司自主研发的“氢腾FCS65”燃料电池系统的氢能大巴，作为接驳专用客车，在迎来送往中，让中外嘉宾获得直观体验。据了解，今年以来，该系列氢能大巴曾先后作为博鳌亚洲论坛、东盟博览会的接驳专用车，受到国内外高度关注，未来还将在冬奥会场“现身”。

自主化产品亮相的背后，是近年来国家电投由“点”及“面”，推动氢能发展的行动，将为“双碳”目标的实现发挥重要作用。国家电投氢能公司董事长李连荣表示，“国家电投氢能团队的成立，缘于集团公司对国家能源革命、能源安全和技术卡脖子问题的考虑，我们要思考系统性的问题，做全方位的布局。”

“双碳”下的一盘“大棋”

据李连荣介绍，国家电投布局氢能较早，其氢能公司是我国第一个、也是目前唯一一个央企专做氢能的二级单位。“能源革命首先要解决碳的问题。”他认为，“未来的能源革命是几种技术的组合，包括新能源技术，即实现无碳新能源的高效利用，还包括储能和氢能技术，氢能是其中的重要组成部分。”

“在‘双碳’背景下，氢能的发展目标变得很明确。”李连荣说，在终端能源中，电和热的应用仅在30%左右，其余都是化石能源，所以实现“双碳”目标，终端能源的减碳非常重要，而氢恰好可以很好地进入终端，代替化石能源。未来，源端要使用水、风、光等无碳的一次能源，同时使用电、热、氢将源端和终端连接起来，要把氢和源端的清洁能源耦合起来。

与此同时，国家电投布局氢能的初衷，也有着对我国能源安全的考量。在李连荣看来，能源安全，既要保证能源的自主，还要保证能源的稳健。他表示，氢能源的开发将释放无碳的一次能源，调整能源结构，

以替代进口的化石能源，减少对进口的依赖；同时，由于电无法做大规模的战略储备，单一的电体系对国家能源安全威胁很大，而将氢和电结合起来，构成“电氢体系”，将有助于能源体系的稳健。

正是基于“双碳”和能源安全的目标，国家电投于2016年开始进军氢能产业。据其子公司——中电智慧综合能源有限公司（以下简称“中电智慧”）副总经理孙向东介绍，集团公司围绕“2035世界一流能源企业”战略目标，力争成为氢能产业技术开发商、绿色氢能供应商和氢能生态系统集成商，推动中国氢能产业发展，助力我国成为能源革命的领先者。

据了解，国家电投在氢能领域的布局，有着“点”和“面”相结合的特点。在“点”的层面，通过氢能公司实现核心技术的自主化，打造“产品线”。同时，在“面”的层面，依托集团公司提供“能源线”作为支撑。孙向东指出，国家电投将打造氢能原生产和供应体系，提供燃料电池及相关终端应用产品，提供综合解决方案和面向用户服务。

以“点”突破直面“卡脖子”难题

国家电投氢能公司成立于2017年5月，从诞生之日起，该公司就承载着实现氢能技术自主化和创新突破的使命，公司始终致力成为氢能技术研发与高端制造一体化平台、氢能领域高端人才集聚基地、国家电投市场化改革的先行者以及我国氢能行业先进技术引领者。

不过，作为一个新兴行业的初创企业，在行业起步阶段必然面临着诸多挑战。在李连荣看来，氢能和储能的不同之处在于储能是电力系统的“最后一块拼图”，由于电力是成熟的系统，所以储能面临的挑战较小。而氢能是新的产业，所有的环节都要重新构建，每一个环节都要考虑。在成立之初，氢能公司的技术是不成体系的，自主技术储备、人才储备很少，必须要做技术和人才的储备。同时在产业链方面，由于上游的材料很少，需要自己做工厂补齐，这个过程成本非常高；而下游则缺少应用场

景，需要借助汽车的应用进行切入，每一个环节都面临困难。

“日本从20世纪80年代就开始布局氢能，美国在20世纪60年代就已经有燃料电池技术，我们起步晚，没有技术的积累，就要付出更多的努力。”李连荣表示，传统电力企业建立一个新的工厂后，未来的发展是确定的，而氢能公司面对的市场则是不确定性大于确定性。他认为，至少到2023年以前，企业想从市场上得到很好的收益都不太可能，这个过程需要有巨大的投入和技术积累，实现价值的成长。

在持续的技术研发下，国家电投氢能公司的“产品线”正在不断取得突破。2020年9月份，该公司自主化燃料电池电堆及系统产品氢腾FC—ML80/FC865发布。电堆额定功率88kW，体积功率密度3.2kW/L，系统额定净输出67kW，质量功率密度350W/kg，可实现-30℃低温启动，技术指标达到国际先进水平，规模量产后将价格优势明显。

近期，我国氢能领域的首个“顶层设计”——燃料电池示范城市群政策落地，成为行业发展的重大利好。李连荣认为，示范城市群的落地再次明确了氢能发展的方向，对自主技术提升和产业链发展意义深远，预计在4年示范期结束后的2025年，行业将出现“拐点”，具备推广的基础。他表示，氢能公司将利用示范期的机会，加快推动质子交换膜等核心技术的成熟，解决“卡脖子”问题，建立行业生态。

以“面”支撑打造“电氢”能源体系

如果说氢能公司燃料电池等核心技术的研发，是国家电投从“产品线”出发，实现“点”的突破，那么作为大型能源央企，且拥有超过58%清洁能源装机占比的电源，则从“能源线”的角度为“绿氢”发展提供了“面”的支撑。孙向东表示，正积极探索谷电制氢的新路径，利用现有资源低谷时段制氢，不增加电网投资；改善风电介入，减少晚间弃风，消纳可再生能源；并且参与电网调峰，改善电网质量，开展电网辅助服务。

“氢能是绿色低碳能源，在供给侧可以

探究绿氢降本之路——可再生能源制氢经济性分析及趋势预测

□ 罗宁川

为实现碳减排和化石能源替代的目标，通过风光电力制取氢、获得新能源载体的“可再生能源—氢能”模式，将是未来规模化发展氢能产业的必然选择。当前，通过可再生能源发电制取“绿氢”的成本仍然较高，一方面是由于现阶段制氢项目总体规模较小。另一方面是由于电解槽的能耗和初始投资成本较高。

本文对绿氢成本进行了系统分析，对比碱性、与质子交换膜（PEM）电解制氢的平准化成本（LCOH），并对风光氢储产业模式及趋势进行研讨，结果表明：以可再生能源如风电、光伏、水电进行电解水制氢，电价控制在0.25元/kWh以下时，制氢成本开始具有相对经济性（15.3元/kg~20.9元/kg）。在碳中和目标大背景下，随着未来可再生能源发电成本的进一步下降，制氢项目的规模化发展，电解槽能耗和投资成本的下降以及碳税等政策的引导，绿氢的降本之路将逐渐明晰。

电解水制氢成本分析

当前电解水制氢技术可分为碱性电解（ALK）、质子交换膜电解（PEM）、固体氧化物电解（SOEC）三种，其中碱性电解与PEM电解技术应用较为成熟。

表 ALK与PEM电解水制氢技术经济指标对比						
项目	ALK			PEM		
	当前	2030	远期	当前	2030	远期
电效率（% LHV）	63~70	65~71	70~80	56~60	63~68	67~74
工作压力（MPa）	0.1~3			3~8		
运行寿命（万小时）	6~9	9~10	10~15	3~9	6~9	10~15
负载范围（%）	15~100			0~160		
单位能耗（kw/m ³ ）	4.2~5.9			4.2~5.6		

投资成本（元/kW）	2000	2800	1400	8000	4500	1400
	—	—	—	—	—	—
10000	6000	4800	13000	10500	6200	
优势	经过验证的大规模生产技术					
成熟度	商业化大规模使用，MW级					

电解制氢成本计算方法如下：

$$\text{平准化成本 LCOH} = \frac{\text{固定成本 (capex)}}{\text{制氢量 (capacity) \times 寿命 (lifetime)}} + \text{运行成本 (opex)}$$

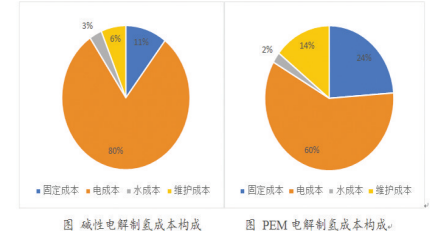
以1000Nm³/h碱性电解和PEM电解项目为例，假设项目全生命周期为20年，运行寿命9万小时，固定成本涵盖电解槽设备、氢气纯化装置、材料费、安装服务费、土建费等项目，电价以0.3元/kWh计算，成本对比如下。

表 ALK与PEM电解水制氢成本对比

项目	ALK	PEM
固定成本(万元)	1500	4500
电成本(元/kg H ₂)	14.19	13.86
水成本(元/kg H ₂)	0.56	0.56
维护成本(元/kg H ₂)	1.11	3.33
平准化成本(元/kg H ₂)	17.71	23.30

注：①固定成本=制氢项目建设成本/kW×规模+安装、土建等相关费用；②每年维护成本按总投资成本的3%计算

综上计算可得，假设条件下的碱性和PEM电解项目的平准制氢成本分别为17.71元/kg和23.3元/kg，其中，电费分别占据80%和60%左右。



绿氢经济性对比及未来降本趋势

与其他制氢方式相比，若可再生能源电价低于0.25元/kWh，绿氢成本可降至15元/kg左右，将开始具有成本优势。同时由于传统能源制氢会混杂众多碳、硫、氯等相关杂质，叠加提纯、CCUS等成本，实际制取成本或将超过20元/kg。

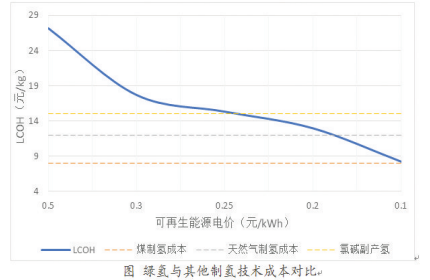


图 绿氢与其他制氢技术成本对比

该折线图展示了不同制氢技术的成本趋势。横轴为可再生能源电价（元/kWh），范围从0.5到0.1。纵轴为LCOH（元/kg H2），范围从4到24。图中包含以下数据系列：LCOH（蓝色实线）、煤制氢成本（黄色虚线）、天然气制氢成本（绿色虚线）、氯碱制氢成本（红色虚线）。随着可再生能源电价的降低，LCOH显著下降，预计在0.25元/kWh以下将低于煤制氢成本。

与其他能源相比，当前绿氢成本还是相对过高。以上假设条件下可再生能源制氢的成本约为17.7元/kg（电价为0.3元/kWh），叠加储运成本10元/kg，加氢站压缩、加注、运营等成本12元/kg，加氢端价格已达到近40元/kg。即便以当前燃料电池汽车示范城市群规定的35元/kg的加氢价，燃料电池汽车燃料成本约为2.1元/km~2.8元/km；柴油成本约为0.8元/km~1.4元/km，汽油成本约为1元/km。可见绿氢降本还有很长的路要走：

可再生能源发电成本将进一步下降。未来10年我国风电、光伏每年新增装机规模预计分别在5000万kW和7000万kW左右，可再生能源发电成本将进一步下降，部分地区甚至将低于平价上网，预计“十四五”期间可再生能源平均上网电价将降低到0.25元/kWh以下，对应绿氢成本可降至15元/kg以下，到2030年绿氢潜在产能预计可以超过400万吨。

核心技术设备与国际水平差距将逐渐缩小，制氢项目建设成本将大幅下降。未来通过规模效应以及关键核心技术的国产

协助电网储能、调峰，解决新能源消纳，在消费侧通过能源、化工、交通领域替代油气，减少污染和碳排放。”孙向东表示，发达国家均把能源技术视为新一轮科技革命和产业革命的突破口，已经将氢能上升到国家能源战略高度。欧盟作为全球能源和低碳转型进展最为领先、应对气候变化最为积极的国际行为体，将氢能视为绿色、低碳能源转型和应对气候变化的希望，实现经济结构性转型和后疫情时代发展动能的重要路径之一。

据孙向东介绍，氢储能（HES）是近几年受欧洲氢能综合利用后提出的新概念，被认为是智能电网和可再生能源发电规模化发展的重要支撑，并日趋成为多个国家能源科技创新和产业支持的焦点。突破电—氢两种能量载体之间的高效转化、低成本大规模存储和综合高效利用等关键技术，可以解决新能源波动性制氢、电网与管网互联互通和协调控制等关键技术，实现能源网络化大规模存储，实现高效率、低成本

的储能技术规模化应用，为构建能源互联网提供技术支撑。

为保障氢能“能源线”的发展，国家电投旗下中国电力国际发展有限公司也在加快氢能的投入。2021年4月，该公司与天津市宁河区签署战略合作，双方将共同合作建设新能源基地、氢能产业基地、氢能交通示范区。结合宁河区“生态涵养发展区域”功能定位，计划实施可再生能源（风电、光伏、渔光互补、农光互补）+制氢+氢能产业园+绿色交通，打造绿色零碳示范区。

国家电投在氢能这盘“大棋”的精心布局，与集团公司的高度关注密不可分。2018年，该公司成立氢能工程领导小组，集团公司董事长钱智民挂帅担任组长，并在当年的年度工作报告中，明确提出建设一流的氢能产业。“国家电投清洁能源的发展，已成为行业的‘风向标’，加上在氢能产业的积累，都体现了央企的担当。”在李连荣看来，在“双碳”目标下，未来能源产业将形成以“电氢”为主的现代能源体系，“国家电投不仅要

做氢能先进技术，与产品供应商和氢能源供应商，也要做氢能产业孵化、投资与运营平台。”

化突破，电解槽的生产成本也将大幅度降低。预计到2030年，国内碱性电解槽的成本将从目前的2000元/kW降至700元/kW~900元/kW，到2050年，可降至530元/kW~650元/kW；兆瓦级的PEM系统前期投入将从现在的8000元/kW降至2030年的3000元/kW~6700元/kW，到2050年进一步降至630元/kW~1450元/kW。

结合以上降本因素，我国“十四五”期间绿氢平均综合成本将降至20元/kg以内；远期我国将以可再生能源发电制氢为主，绿氢平均综合成本有望降至10元/kg。

“三北”地区可建风光氢储产业集群

作为清洁能源的重要组成，我国新能源发电在快速规模化发展的同时，也面临着消纳利用不充分等问题，新能源消纳问题较为突出，其中弃风弃光主要集中于“三北”地区的新疆、青海、甘肃、内蒙古等地区。2020年“三北”地区弃风电量总计150亿千瓦时，占全国弃风总量的90%，弃风率为5.2%；2020年“三北”地区弃光电量总计45.1亿千瓦时，占全国弃光总量的85.7%，弃光率为3.16%。

当下，“三北”地区风能、光能资源富集地区应加快可再生能源与氢能技术的耦合，充分发挥氢能存储功效，降低甚至消除地区可再生能源电量，将低成本、清洁的电

力转化为氢能，提高可再生能源与氢能综合利用效率。同时，随着储运技术的突破，该地区的低碳氢可输送到用氢集聚区，也可成为氢能投资示范项目的重点选择区域，为低成本、大规模的绿氢制备打好基础，也为在全国范围内推广可再生能源与氢能综合高效应用、推进低成本产业化进程发挥重要示范作用，加快氢能

在交通、化工等领域的应用及发展。

会员风采

燕山石化氢能叉车加注示范站建成投用 开创生产辅助用车氢能应用新场景

本报讯 10月8日国际氢能日，中国石化下属燕山石化氢能叉车加注示范站建成投用。据了解，该示范站投用后，可为燕山石化37辆氢燃料电池叉车加注氢气，成为目前国内一次投用数量最多的氢能叉车示范应用项目，将在生产辅助用车领域开创氢能应用新场景，引领氢能应用新突破。

该示范站配备一套500公斤/天氢气充装设施，所供氢气为燕山石化氢气新能源装置生产。据测算，一辆叉车仅加注氢气1.2公斤，续航时长即可达4小时~6小时，对改善空气质量、保护生态环境发挥积极作用。

燕山石化已累计向北京供氢130吨。2020年3月，燕山石化2000立方米/小时氢气新能源装置一次开车成功，氢气纯度达99.999%。2021年1月，电池氢气实现量产。8月以来，随着北京地区氢气需求量大

幅增加，燕山石化氢气新能源装置实现高负荷运行，24小时连续充装，平均每天向北京及周边地区市场稳定供应电池氢产品超1吨。截至目前，燕山石化已累计向市场供应燃料电池氢气超130吨，并保供中国石化4座冬奥会加氢站，为北京绿色冬奥作出积极贡献。此前，燕山石化还投用两台氢能重载货车用于化工物流运输。（张莉婧）

空气产品公司投产30吨/天液氢工厂 新设施将从墨西哥湾沿岸氢气管道网络中提取氢气

本报讯 10月7日，空气产品公司宣布，其30吨/天的液氢工厂现已在德克萨斯州的拉波特(La Porte)投产，以满足多个客户市场日益增长的需求。空气产品公司称，新设施将从现有的墨西哥湾沿岸氢气管道网络中提取氢气，然后通过拖车将氢气运送给最终用户。

空气产品公司表示，公司还计划在美国西南部建造另一个绿色液氢生产工厂。该零碳工厂将生产液氢，并出售给加利福尼亚州和其他需要零碳氢燃料地区的氢市场。

La Porte工厂生产的氢气将通过拖车运送给电子、化学和石化、金属、材料处理、浮法玻璃、食用脂肪和油、公用事业以及快速发展的移动市场的客户。空气产品公司最近宣布，计划从2022年开始将其全球约2000辆配送车辆的车队转换为氢燃料电池零排放车辆。

据悉，空气产品公司还在路易斯安那州新奥尔良设有液氢生产工厂；除了墨西哥湾沿岸管道，空气产品公司还在美国加利福尼亚州、加拿大安大略省萨尼亚和阿尔伯塔省以及荷兰鹿特丹设有氢气管道。

空气产品公司美洲总裁 Francesco Maione表示：“我们在德克萨斯州投资这个新的液氢生产工厂，以表明我们对客户的承诺，并帮助满足当前和未来的需求。新产能的增加也将使我们能够瞄准几个市场的增长，即移动氢市场。La Porte工厂的位置和运营优势为我们提供了众多供应选择。我们期待提供这种新的可靠液氢来源，这对其他多个州的制造及业务非常重要。”（兰 讯）

加速全球能源变革与碳中和进程 上能电气与中国石化新星公司签署战略合作协议

本报讯 上能电气近日与中国石化新星公司就新能源项目开发、产品供应、技术研究、业务拓展等领域合作进行深入交流，并签署战略合作协议。

上能电气股份有限公司总裁段育鹤一行近日在京拜会中国石化集团新星石油有限责任公司执行董事、党委书记党力强。双方就目前及未来的新能源项目开发、产品供应、技术研究、业务拓展等领域合作进行深入交流，并签署战略合作协议，旨在以“战略合作、互利互惠、强强联合、共同发展”为原则，聚合各自优势，共同推动新能源产业高质量发展。

党力强表示，新星公司作为中国石化旗下新能源专业公司，一直积极贯彻国家能源安全战略，聚焦“保障洁净供能、保障安全供能、保障经济供能”，在新能源各应用领域进行全产业链布局，努力构建“热风风光新能源产业体系”，着力打造中国石化绿色能源示范企业。新星希望以此次签约为契机，与上能电气建立紧密战略合作关系，通过构建高效合作机制、加强技术联合创新、不断扩大合作内容，共同推动全球新能源项目的开发与建设，促进能源转型升级，为“双碳”目标、绿色发展作出更大贡献。

段育鹤重点介绍了上能电气在光伏、储能、电能质量治理等领域的业务布局和最新发展情况，并期待双方增加互信，加深交流，全面推动战略合作目标落地，共同开拓国内外新能源市场，实现共赢发展。同时表示，上能电气将一如既往秉承真诚合作的态度，不断发挥自身技术、产品、资源等优势，全力支持新星公司的战略部署，为合作伙伴创造更多价值，携手擘画新能源未来，加速全球能源变革与碳中和进程。（张小宝）