脱碳是本轮氢能产业发展的第一驱动力。发展氢能，需以绿氢制备和管道储运为抓手，推动我国碳达峰、碳中和目标实现。

如何看本轮“氢能热”的内生动力和未来前景

——访中国工程院院士衣宝廉

文／本刊记者　王伟

“双碳”背景下，氢能正在得到越来越多的关注。与上一轮氢燃料电池主要应用于汽车领域不同，本轮氢能热潮兴起的动力何在？其未来应用前景有哪些？本刊日前采访了中国工程院院士、中国科学院大连化学物理研究所研究员、中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟（简称“中国氢能联盟”）战略委员会委员衣宝廉。

在他看来，脱碳是本轮氢能产业发展的第一驱动力。从木材、煤炭、石油、天然气到氢，人类能源的进化是一个逐渐减碳的过程。我国碳达峰、碳中和目标的提出，让减碳的过程进一步提速。

据世界氢能协会预测，到2050年，全球20%的二氧化碳减排可以通过氢能完成，氢能消费将占全球能源的18%，氢能汽车将占全球车辆的25%，氢能产业将创造3000万个就业岗位，创造2.5万亿美元以上的市场价值。

4月21日，中国氢能联盟发布《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》。该报告认为，可再生能源制氢成本有望在2030年实现平价，在2060年碳中和情景下可再生能源制氢规模有望达到1亿吨，并在终端能源消费占比中达到20%。

近年来，可再生能源电解水制氢在国际上呈现快速发展态势。许多国家设定了氢能在交通领域之外如工业、建筑、电力等行业的发展目标，在政府规划、应用示范等方面都有积极表现。

氢将成为能源载体

衣宝廉认为，从长期来看，氢是零碳能源，其能量密度是汽油的2～3

衣宝廉
中国工程院院士
中国氢能联盟战略委员会委员

2~3倍

氢的能量密度是汽油的2~3倍，从中近期来看，氢能是实现碳达峰、碳中和的重要媒介。

倍，是人类的“终极能源”。从中近期来看，氢能是实现碳达峰、碳中和的重要媒介，其在储能、化工、冶金、分布式发电等领域的推广应用，将成为控制温室气体排放、应对全球气候变化的有效途径之一。

根据国际能源署可持续发展情景预测，到2070年，全球对氢气的需求预计将在2019年7000万吨的基础上增长近7倍，达到5.2亿吨。如果化石燃料相应减少，叠加氢气的低碳化生产因素，全球能源行业和工业加工领域有望在2070年实现碳中和。

作为二次能源，氢能具有来源多样、终端清洁、用途广泛等多重优势，在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。在可再生能源高速发展的背景下，采用电解水制氢可以解决其随机性、波动性带来的储存、再分配问题，提高可再生能源的利用率。

欧洲清洁氢能联盟的研究显示，氢能在能源转型过程中的作用主要包括如下方面：实现大规模、高效可再生能源的消纳，在不同行业和地区间进行能量再分配，充当能源缓冲载体以提高能源系统韧性，代替焦炭用于冶金工业，降低交通运输、工业用能、建筑采暖等领域的碳排放等。

据衣宝廉介绍，从效率上看，燃料电池是实现氢能高效利用的最佳技术，传统的氢能利用，主要是在燃料电池移动动力、分布式电站、化工加氢等领域；新兴的领域，包括氢燃料汽轮机、氢气冶金和“新能源+储能”等。

以氢为燃料的质子交换膜（PEM）燃料电池技术逐渐成熟，正在朝着产业化方向发展。目前，我国氢燃料电池汽车保有量超过7000辆，以商用车为主。与一般电动汽车相比，氢燃料电池汽车加氢过程仅需几分钟，且一次加氢的续航里程可达500至700千米。氢燃料电池汽车目前在加氢（油）时间、驾驶舒适度、行驶里程等方面，已经能够与燃油车保持同等水平。

氢能在非道路运输方面的应用正在推广。2018 年，法国阿尔斯通集团生产的燃料电池列车在德国投入运营，英国、荷兰等国也在积极发展氢动力列车。中国中车股份有限公司2019 年在广东佛山开始运行燃料电池有轨电车，同时开展氢燃料列车方案的探索研究。

实际上，家庭热电联供和工业应用也增加了对低碳氢的需求。低碳工业对氢的需求量最大，尤其是炼油、化工、钢铁制造等行业，采用低碳氢替代高碳氢将是在短期内扩大需求、减少温室气体排放的契机。国际上正进行低碳氢用于炼油、甲醇及氨生产的试验。电解制水氢在钢铁行业的应用规模正在加快扩展，在无需对现有直接还原炼钢炉进行重大改造的条件下，氢气可替代35%的天然气使用；还提出了氢气与天然气混合应用的过

渡性策略，以加快推进利用纯氢直接还原炼铁的进度，这对氢的储运方式将产生重要的影响。

如今，欧美等发达国家纷纷制定氢能发展路线图，加快推进氢能产业技术研发和产业化布局。衣宝廉认为，完善低碳清洁氢政策体系是氢能助力碳中和的关键，建议我国将氢能产业作为能源战略的重要组成部分，积极出台相关政策，培育我国的氢能和燃料电池产业真正实现商业化、产业化，走向寻常百姓家。为此，科研机构要发扬敢于攻坚、能打硬仗的精神，钻研先进技术，集中解决氢能与燃料电池领域“卡脖子”技术，实现关键材料与技术的自主可控；产业界要从实现氢能产业化的角度出发，积极布局产业链各环节，依托商业化示范运行，探索应用场景，打造世界知名品牌。

最近的消息是，科技部正在组织实施的“氢进万家”科技示范工程，目前已与山东省政府签署框架协议。这一项目旨在致力于构建标准化、可复制、可推广的氢能示范工程和管理运维体系，为将来的氢能社会搭建良好的产业生态。

绿氢将迎来高潮

氢能的利用需要从制氢开始，由于氢气在自然界极少以单质形式存在，需要通过工业过程制取。在业界看来，制氢过程按照碳排放强度分为灰氢（煤制氢）、蓝氢（天然气制氢）、绿氢（可再生能源电解水制氢）。

衣宝廉表示，氢能产业发展的初衷是零碳或低碳排放，因此灰氢、蓝氢将会逐渐被基于可再生能源的绿氢所替代，绿氢是未来能源产业的发展方向。

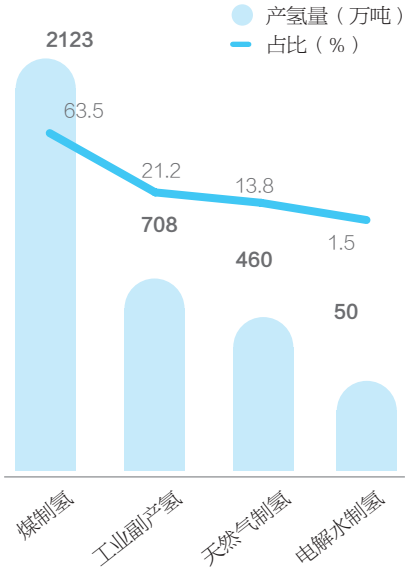
在低碳和能源转型背景下，目前最有价值的氢能制备途径是可再生能源电解水制氢。利用光伏、风电等新能源电力电解水制氢，既能做到近零碳排放，还可以大大降低制氢成本，是生产“绿氢”的重要技术。

据了解，当前，国际上在建的电解水制氢项目规模增长显著。2010年前后的多数电解水制氢项目规模低于 0.5兆瓦，而 2017～2019 年的项目规模基本为1～5 兆瓦。2019 年，德国天然气管网运营商 OGE 公司、Amprion 公司联合实施 Hybridge 100 兆瓦电解水制氢项目，计划将现有的 OGE 管道更换为专用的氢气管道。同年，荷兰启动了PosHYdon项目，将集装箱式制氢设备与荷兰北海的电气化油气平台相结合，探索海上风电制氢的可行性。2020年，日本投产了10兆瓦项目，加拿大正在建设20兆瓦项目。

据衣宝廉介绍，在技术层面，电解水制氢主要分为碱性水（AWE）电解、固体聚合物（ PEM ）电解、固体

利用好氢的重要前提，是氢的绿色制取，以及如何与终端用户通过安全可靠、经济便捷的方式联系起来。

我国氢气制取来源及占比



>> 根据公开资料整理

聚合物阴离子交换膜（AEM）电解、固体氧化物（SOE）电解。其中，AWE 是最早工业化的水电解技术，已有数十年的应用经验，最为成熟，PEM 技术近年来产业化发展迅速，SOE技术处于初步示范阶段，而AEM技术的研究刚起步。

在市场化进程方面，AWE作为最为成熟的电解水制氢技术占据着主导地位，尤其是一些大型项目的应用。尽管AWE具有成本优势，但其难以快速启动或变载、无法快速调节制氢的速度，因而与可再生能源发电的适配性较差。

PEM 电解水制氢技术具有运行电流密度高、生产能力高、产氢压力高、适应可再生能源发电波动、占地紧凑的特点，具备了产业化、规模化发展的基础条件。欧盟规定电解槽制氢响应时间应小于5秒，目前只有PEM 电解水技术可达到这一要求。

过去数年，欧盟、美国、日本的企业纷纷推出了 PEM 电解水制氢产品，促进了应用推广和规模化应用，PEM电解槽规格规模也提高到兆瓦级。2016 年西门子股份公司参与建造的6兆瓦PEM 电解槽与风电联动的电解水制氢系统，年产氢气达到200吨，已于2018年实现盈利。

我国 PEM电解水制氢技术正在经历从实验室研发向市场化、规模化应用的转变，逐步开展示范工程建设，如国网安徽省电力有限公司的兆瓦级氢能示范工程将于 2021 年年底建成投产。中国科学院大连化学物理研究所已研制成功几百千瓦的质子交换膜电解槽样机，并进行了较全面的性能测试，为上述兆瓦级质子交换膜电解水制氢项目奠定了坚实基础。

为此，衣宝廉建议，要从电催化剂、膜电极、双极板等关键材料与部件方面入手，通过产能提升和技术进步来压降成本，进而支持 PEM 电解水制氢综合成本的稳步下降；改善催化剂活性，提高催化剂利用率，有效降低贵金属用量；研发高效传质的电极结构，进一步提高PEM电解的运行电流密度；提升双极板的材料性能与表面工艺，在降低成本的同时提高耐蚀性能。

管道储运是新方向

衣宝廉强调，利用好氢的重要前提，是氢的绿色制取，以及如何与终端用户通过安全可靠、经济便捷的方式联系起来，这就需要解决氢的储运问题。尽管氢的能量密度比较高，但其体积能量密度很低，所以发展的难点还在于氢的储运。

氢的储运方式有高压储氢、液氢、材料储氢、有机化合物储运氢、管道输氢等，其中高压储氢、液氢、管道输氢均需加压氢气。因而，较高压力的 PEM 电解水制氢具有与储氢

需求匹配的天然优势。

高压储运氢是中小量用氢的常用方法，在200千米距离以内，单辆鱼雷车每天可运输10吨氢，包括压缩、存储设备折旧费用在内的综合运费约为2元/千克。材料储氢安全性好，但储氢容量低（1%～2%），仅适合原地储氢；若用于运输，运输费用明显过高。有机化合物储运氢的储氢容量可达5%～6%，运输要求与液体燃料类似，到达目的地后需应用脱氢设备进行处理，脱氢温度约为200摄氏度。日本计划采用甲苯与甲基环己烷的转化来进行氢储运，从澳大利亚向本土运氢。

据衣宝廉介绍，一个快速储运氢的新方向是利用现有天然气管道输氢：在运氢端，将氢气加压后输入，使氢气与天然气混合输送；在用氢端，从管道提取天然气/氢气混合气，进行重整制氢。德国已有天然气管网 20%混氢的工程案例。法国 GRHYD 项目在 2018 年开始向天然气管网注入含氢气（掺混率为 6%）的天然气，2019 年氢气掺混率达到20%。英国在HyDeploy 项目中实施了零碳制氢，2020 年向天然气管网注入氢气（掺混率为 20%），验证了电解水制氢注入气体管网的技术可行性。更为理想的情况是新建纯氢管道，欧洲多国启动了输送纯氢管网的初步规划论证，但开工建设尚需时日。

我国西北、东北地区的风能、太阳能资源丰富，西南地区的水电资源丰富，需要将电能输送至东部能源负荷中心。我国海上风电资源也比较丰富，是继英国、德国之后的世界第三大海上风电国家，快速发展的海上风电也需要接入东部沿海地区电网。利用这些可再生能源电力，通过 PEM电解水方式获得绿氢，将氢通过现有的天然气管道输送至用氢地区，将为氢的长距离输送、氢能产业的可持续发展提供新的可行方案。据计算，基于这一方案，终端加氢成本预计小于40元/千克，完全可以和燃油进行竞争。

随着我国风、光、水等可再生能源的快速发展，电力系统消纳的压力将逐步加大，预计电解水制氢技术与应用将进入稳步上升期。坚持氢能绿色利用的初衷，积极发展以PEM电解水制氢为代表的绿氢制备技术，有利于实现可再生能源的规模化发展。

为此，衣宝廉建议，结合我国西北、西南、东北、沿海等地区可再生能源丰富的天然禀赋，加大利用可再生能源进行PEM电解水制氢的示范力度。结合商业化推广，全面降低PEM电解水制氢的成本，适应可再生能源规模化发展态势。在西北、西南、东北、沿海等地区进行大规模的电解水制氢装备应用，将高压氢掺混后送入天然气管网，用氢地区则从天然气管道中取氢。天然气中的氢浓度为5%～20%时，用氢地区采用膜分离方法从混合气中提取氢；氢浓度低于5%时，采用混合气重整制氢方法，由此既不增加二氧化碳排放，也具有长距离输氢的技术可实现性。

坚持氢能绿色利用的初衷，积极发展以PEM电解水制氢为代表的绿氢制备技术，有利于实现可再生能源的规模化发展。