

“氢进万家”燃气应用打通“最后一公里”

山东潍坊市中心城区10万户居民将用上掺氢天然气

■本报记者 渠沛然

近日，我国首个10万户级绿氢天然气掺氢规模化应用示范项目在山东潍坊正式启动。该项目覆盖潍坊市中心城区10万户居民，涵盖居民日常生活、商户餐饮等民生用气场景，居民无需更换原有燃气设备即可正常使用掺氢天然气，掺氢比例将从3%逐步提升至10%。

作为“氢进万家”科技示范工程的重要成果，该项目启动标志着氢能在我国城镇燃气领域应用的“最后一公里”被正式打通。

■ 示范应用落地

潍坊10万户级掺氢项目落地，其技术积累与工程经验主要源自2021年科技部与山东省联合启动的“氢进万家”科技示范工程。该工程以济南、青岛、潍坊、淄博四市为支点，布局氢能高速、氢能港口、科普基地、氢能园区和氢能社区等多元场景。

经过近5年建设，潍坊逐步从参与城市成长为示范核心区。2025年4月，国内首条城镇输氢管道在潍坊开工，设计年输氢能力3万吨，输氢成本较传统方式降低约80%。此次启动的10万户级掺氢项目，则是将此前管段级、社区级的验证推向成片居民区的规模化应用。

“通过实施‘氢进万家’科技示范工程，打通氢能领域应用的‘最后一公里’，在全国范围内首次实现规模化、长周期、连续稳定的掺氢示范应用。”国家燃料电池技术创新中心副主任潘凤文评价。

随着天然气掺氢比例从3%向10%逐步提升，管网安全成为业界关注的首要问题。北京控股集团北京市燃气热力工程设计院有限公司道石研究院院长王洪建表示，针对城市燃气管道4兆帕以下的钢制管材，并不存在氢脆影响。密封件只要能保证现有天然气不泄漏，氢气也不会泄漏。“从3%增长到10%，能够保证安全性和可控性。”

据悉，在四川成都、新疆库车等地，覆盖超过10万户的掺氢项目于2025年投运，掺氢比例3%—5%，目前

运行情况良好。同时，国家层面已发布《天然气钢质管道材料掺氢输送适用性评价方法》，并立项《天然气管道掺氢输送技术要求》，为低比例掺氢的管网安全提供了可遵循的技术路径。

■ 经济性瓶颈待突破

新技术的规模化应用，不仅依赖工程验证，更需要制度与标准的护航。目前，国家层面的政策框架和标准体系也在加速构建。

今年3月，工信部、财政部、国家发改委发布《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，提出通过城市群试点，将氢能应用场景由燃料电池汽车向交通、工业、掺氢燃烧等多元领域拓展，明确在保证安全可靠前提下推动可再生能源制氢直接掺入天然气管网或工业锅炉等设备。

在政策体系不断构建的同时，天然气掺氢规模化推广最绕不开的就是成本这道“门槛”。在目前制氢成本仍高于天然气市场价格的背景下，潍坊10万户示范项目或未来落地的项目该如何平衡“经济账”？

按照中国工程院院院士彭苏萍团队预测，若按掺氢比例10%至20%、“制储输用”全生命周期成本30元/千克计算，天然气掺氢全产业链产值可达每年800亿至1800亿元。王洪建指出，以掺氢比例10%—20%计算，等热值碳减排量在3.5%—7.6%，大规模、长距离输氢的成本每百公里为0.3元—0.8元/千克。

不过，眼下最现实的问题是成本由谁承担。王洪建坦言，潍坊项目是国家科技部“氢进万家”示范工程下的科研课题，课题开展了商业模式和经济性的相关研究，示范工程一般不考虑经济性。“但目前我国天然气进口比例超过40%，掺氢天然气的应用有利于把‘能源的饭碗端在自己手里’，对国家能源安全保障至关重要。多用点氢，就可以少进口一船高价LNG，这笔能源大账是算得过来的。”

“潍坊模式”的核心理念是不对现有管网进行改造的前提下进行掺氢，条件好的地区可掺氢到10%，条件



差的降至8%。”王洪建说，“如果将来需要改造，燃气公司会根据相关标准开展管网改造，确保燃气系统掺氢的安全性和可行性。”

“天然气掺氢之所以能成为能源行业的‘新风口’，核心在于其清晰的收益逻辑和明确的发展潜力，从现阶段到远期，产业收益呈现阶梯式升级特征。”北控集团北京煤炭院道石研究院氢能工程师曹权表示，在10%以下低比例掺氢条件下，不会大规模整体换管，更多是对老旧钢管、腐蚀缺陷管段、密封件、调压计量设备进行分级评估和局部改造，具体改造比例应由各地燃气企业依据管网实际情况确定，不宜给出全国统一比例。

■ 推广实施“分步走”

业内人士认为，目前产业规模化面临卡点，各地在立项、备案、验收等环节的主管部门存在差异，一定程度上影响了项目推进效率。未来应该怎么做？受访人士表示，天然气掺氢项目实现从“1到N”的跨越，需要政策、标准、市场三股力量拧成一股绳。

目前虽有相关标准发布，但针对天然气掺氢从气

源、管输到终端使用的全链条国家级标准体系仍未成型。不同掺氢比例下管材、阀门、仪表、密封件的统一技术要求，以及终端燃具的适应性认证程序，亟待顶层设计给出明确答案。

由于审批部门与流程的不明确，有的归口住建部门，有的需要发改、能源、市场监管等多部门会商，审批路径模糊导致项目推进效率参差不齐。业内人士建议，应明确天然气掺氢项目的审批主体与流程，建立跨部门的协同监管机制，避免企业“多头跑、重复报”。

就经济性看，曹权认为应当“分步走”。“现阶段，依托钢铁、化工、焦化等行业的工业副产氢开展天然气掺氢，可实现氢源就近消纳与高效利用，大幅降低氢源制备和储运成本，燃气企业与工业企业通过协同合作，直接获得可观的经济收益，还能享受政策对氢能示范项目的专项扶持。中长期看，掺氢天然气将实现向绿氢主导的转型，项目可通过碳交易、绿电溢价获得丰厚的碳减排收益，同时还能为用户提供碳排放核算、碳资产管理等增值服务，进一步拓宽盈利空间。”

虽然天然气掺氢规模化之路刚刚迈出第一步，但从单一项目的安全运行到覆盖数百万户的管网改造，这条路径逐渐打通值得期待。

图片新闻

一季度核电累计发电超1068亿千瓦时



今年一季度，我国运行核电机组（不含台湾地区）累计发电量1068.04亿千瓦时，占全国累计发电量的4.50%，累计上网电量1003.17亿千瓦时。

与燃煤发电相比，一季度核能发电相当于减少燃烧标准煤2885.13万吨，减排二氧化碳7559.04万吨。图为今年3月首台机组实现并网的浙江三澳核电项目。

岳典/摄

我国建成全球规模最大互联网办电服务体系

本报讯 国家发改委5月8日发布《中国营商环境发展报告(2026)》(以下简称《报告》)，其中介绍2025年我国提升“获得电力”服务水平，企业用电更加便捷的相关工作成绩。

《报告》指出，我国“三零”“三省”服务扩围提质，其中44个城市已将“零投资”的办电容量标准从160千瓦提升至200千瓦。2025年为为用户节省办电投资700亿元以上，“十四五”时期累计为用户节省办电投资超3000亿元、办电时限压减40%以上。

《报告》指出，我国建成全球规模最大的互联网办电服务体系，用电报装申请、缴费、查询、故障报修等基础业务实现“一网通办”，线上办理比例达97%以上。

此外，我国城市和农村电网的供电可靠性水平逐年提升，北京、上海等城市2025年城区户均停电时间已低于1小时/户，部分城市核心区域进入分钟级，达到世界先进城市水平。

(宗和)

中国核能行业协会研究显示：

退役煤电厂址改建核能项目前景广阔

■本报记者 朱学蕊

厂址是核能项目落地的根本保障，增加厂址资源储备是核能产业可持续发展的关键前提。中国核能行业协会日前发布的《利用退役煤电厂址改建核能项目的研究》(以下简称《研究》)指出，在我国能源转型的关键期，退役煤电厂址改建核能项目新场景不仅能为核电厂址开发拓展新空间，还能让退役煤电厂址及其他空闲工业园区焕发新生机，为地方经济社会可持续发展注入新动能。

据中国核能行业协会专家委特邀顾问、国家电投原董事长王炳华介绍，在全球应对气候变化和能源转型加速的背景下，退役煤电厂址改建核能项目作为一种新旧动能转换新场景已引起国内外关注。部分研究机构已围绕这一方向开展了前瞻性研究。2024—2025年，中国核能行业协会组织国内能源龙头企业围绕“退役煤电厂址改建核能项目关键问题”开展了系统梳理和研究，并取得研究成果。

■ 改建小堆可行性更高

王炳华指出，全球核能技术路线发展近年不断丰富，由单一大型压水堆向多路线、多场景应用演进，为核能机组替代退役煤电提供了多样化技术路线选择。此外，

核能综合利用技术快速发展使核能替代煤电的落地场景更加丰富，全球范围内加码布局的“核能+”数据中心项目即为典型场景。核能还可经济地为工业园区提供各种高低参数蒸汽，满足难脱碳行业的清洁低碳转型需求，而且富余电能还可制氢，低品位热能可替代传统燃煤锅炉实现清洁供暖。这些都是核能项目未来在退役煤电厂址发挥积极作用的具体场景。

在核能替代退役煤电的选址可行性方面，《研究》指出，最容易构成颠覆性的因素是人口条件和地震条件。在深度调研全国26个省区的149个煤电厂址(包括110个内陆厂址和39个滨海厂址)的基础上，《研究》指出，重点考量地震和人口条件两个关键性限制因素后，10.07%的煤电厂址具备改建大型核动力厂的潜力，41.61%的煤电厂址适合改建小型堆核能项目，凸显小型反应堆替代煤电厂址更具高可行性。

技术可行性之外，经济性和社会效益也是重要考量维度。核能替代退役煤电项目的一大优势是可利用现有基础设施，减少土地资源和资金成本，初步分析可节省投资约10%。《研究》发现，如果仅利用煤电厂址，可节省投资约0.8%—1.6%；若能复用部分非生产子项/系统和生产子项/系统，可分别节省

投资约3.3%左右和1.0%—6.9%。若进一步考虑常规岛设备的重用，参照国际相关研究提出的设备重复利用条件，可使投资节约提高到18%—21%。

此外，煤电厂址改建核能项目在产业升级、就业接续、环境效益、财政税收、电网平衡等宏观层面可带来积极的社会效益，特别是可盘活地方老旧工业资产，创造大量高技能就业岗位，解决煤电退役带来的产业空缺和职工再就业问题。

■ 改建项目面临挑战

在肯定多方面可行性及优势的同时，王炳华也坦言退役煤电厂址改建核能项目面临改建的核能项目技术路线、选址评价标准差异、厂址应急条件以及运行管理问题等挑战。

《研究》指出，滨海大型退役煤电厂址，宜采用大型核电机组替代并开展多元利用。例如，在水资源短缺的华南滨海区域可配套建设大型海水淡化设施，破解淡水资源瓶颈。而在电力需求旺盛的东南沿海地区，则以大型核电机组发电为核心，优化区域电网结构，增强电力供应韧性。

对于小型退役煤电厂址或地表水匮乏的偏远地区，《研究》认为，宜采用先进小型

堆、高温气冷堆或其他安全性更高、环境适应性更强的先进反应堆技术，可根据区域能源需求构建多能耦合体系。在供热需求突出的东北、华北和西北地区，发展核能清洁供暖系统。在西北地区，探索建设风光火核储一体化清洁能源基地。

针对选址评价标准差异问题，王炳华表示，核电厂的选址严格遵循“纵深防御”的核安全理念，各项设计基准参数要求大多高于煤电厂，安全性和环境相容性标准也更高。对此，《研究》指出，核能行业要进一步加强先进核能型号的安全设计，提高抗震能力，提升核电机组抵御外部自然和人为事件的能力。同时，加强先进堆型安全目标实现方法的分析论证，优化小堆在地震地质、应急和防洪等方面的选址标准，提高退役煤电厂址改建核能项目可行性。

相比煤电，核电厂的应急影响范围和响应也更复杂。王炳华提出，应加快更安全、更经济、环境更友好的先进核能型号开发，推动科学简化应急计划和响应。

此外，由于煤电机组可能分期退役，因此可能存在部分机组与核电机组同厂址共存情况，而同一厂址涉及不同监管体系，跨部门高效协调机制必不可少。而且，核电和煤电在安全文化、运行规程及管理等方面存在显著差异。《研究》指出，后续开

展核电和煤电机组并存厂址的管理标准与协同运行规程研究，探索建立安全文化融合机制，明确权责边界与协调流程，以降低多主体并行的运行风险。

■ 多措并举推动“煤改核”

据电力行业此前预测，若按照30年设计寿命计算，2021—2030年，我国退役煤电机组容量接近1亿千瓦，占比约10%，2030年左右退役煤电机组占比将大幅增加。到本世纪中叶，“十二五”“十三五”时期投产的煤电机组将陆续达到设计寿命期限。

王炳华表示，退役煤电厂址改建核能项目既高度契合新型能源体系建设与碳达峰战略部署，有力支撑生态文明建设与绿色低碳循环发展，也是保障电力系统安全稳定、平滑衔接煤电退役、拓展核电厂址资源的关键稳妥路径。

基于充分发挥核能在构建新型电力系统、加快建设清洁低碳安全高效的新型能源体系中的作用，助力“双碳”目标实现的考量，《研究》提出以下三点建议：

第一，建议国家层面关注和支持这一领域的深化研究和论证，鼓励能源领域开展退役煤电厂址改建核能项目的厂址分析遴选，并牵头探索建立煤电厂址改建核能的流程、评价标准体系、相关配套政策。

第二，建议地方政府在制定本地能源与产业转型规划时考虑退役煤电厂址及其他闲置老旧工业场地改建核能项目的可能性，积极争取国家示范试点。

第三，建议煤电企业与核电企业合作开展退役煤电厂址改建核能项目可行性深化研究，适时开展示范工程立项建议。