

能量转换科技信息

广州能源研究所学术期刊与文献中心 广东省新能源生产力促进中心
中国科学院可再生能源重点实验室 中国科学院天然气水合物重点实验室
广东省新能源和可再生能源研究开发与应用重点实验室

第1期 2022年1月

目 录

总论	1
中俄能源务实合作迈上新台阶	1
能源转型要兼顾低碳效率和经济安全	2
巴西可再生能源发展大步提速	4
农村能源体系“绿化”任务紧迫	6
算好全球合作降碳的责任与机遇账	7
10 亿千瓦可再生能源装机意味着什么	9
“双碳”达标需政府市场两手发力	10
碳边境调整机制说易行难	11
中英气候变化风险评估项目发布第三阶段成果 呼吁加强国际合作	12
国际能源署报告预计：可再生能源发电量将加速增长	13
防止「能源供给失衡」可以这样做!	13
国际能源署：中国表现“最耀眼”	16
中国人民大学重阳金融研究院执行院长王文：以碳资源为核心的国际博弈会逐渐出现	17
热能、动力工程	18
准确把握电力保供与降碳减排的关系	18
全球航空业掀起低碳燃料革命	20
储能规模化发展面临三道坎	21
国际首个 400 兆瓦盐穴压缩空气储能项目签约	23
交通节能降碳困局待解	23
“热岛效应”加剧，城市可持续降温步伐要加快	25
资源型地区更要主动探索节能降碳	25
CCUS 呼唤国家层面政策支持	27
产能空间布局不合理成工业降碳堵点	29
电力系统能够实现安全经济低碳	30
求解新型电力系统	31
尽快建立碳排放总量控制制度	32
高耗能产业低碳转型要做好“加减法”	33
钢铁行业碳达峰方案将实施，实现“双碳”面临哪些挑战	35
替代燃料能减少多少碳足迹？外媒用数字告诉你	36
用纳米级钨系氧化物做负极 新型锂电池无起火风险	37
世界参数最高容量最大超临界二氧化碳发电试验机组投运	37
航空业脱碳最难	38
香港机管局：2050 年年底前香港国际机场将达到净零碳排放	39



全球航空业掀起低碳燃料革命	40
阿肯色大学开发新型含锂聚合物材料 提高锂金属负极性能	41
青岛全力推进可再生能源倍增计划 重点建设新型储能	42
储能业的“钠”些事	43
镁锌钠电池受追捧 无“锂”也能行天下	44
新“梦想电池”300 次充放电保持稳定	46
甲烷减排或从能源行业破题,“十四五”中国或出甲烷控排方案	46
生物质能、环保工程	48
生物质绝非高污染燃料	48
“十四五”垃圾发电市场将加快地域转移	50
减排降碳,生物质能不该缺位	51
太阳能	52
我国光伏发电平均利用率达 98%	52
光伏制氢已具备成本竞争力?	53
中国光伏成为全球能源转型中坚力量	54
空间太阳能电站渐行渐近	56
国内首个屋顶光伏建筑一体化标准正式发布	57
建立户外实证实验平台 加快我国新能源“追光逐日”脚步	57
天合光能张映斌:可靠性和系统价值优异,超高功率组件助力碳中和	59
发布新一代 600W+分布式解决方案,天合光能加速分布式产业结构高端化及低碳化进程	60
我国首个万吨级光伏制氢项目开建	61
N 型组件时代来临,阿特斯做好了准备!	61
全球首个光储户外实证实验平台落户大庆	63
风能	64
广东、浙江地方海上风电补贴接力,沿海省份加大绿色金融支持力度	64
中国海装牵头研制国内首台深远海浮式风机获重大进展	65
风电并网装机突破 3 亿千瓦 海上风电发展空间大	66
装机容量突破 3 亿千瓦 中国风电产业还有多大潜力	67
越南有望成为海上风电中心	69
氢能、燃料电池	69
碱性电解槽取得技术突破	69
欧洲绿氢生产成本已低于灰氢	70
氢能应用场景日趋多元	70
氨氢融合拓宽氢能应用场景	72
“30 强”氢能潜力城市透露哪些信号?	73
氢燃料电池“突围”国产化	74
国内燃料电池已具备竞争优势	76
氢能产业顶层设计“呼之欲出”	77
国内外院士共话氢能高质量发展	78
“双碳”目标下氢能产业发展加速,探寻绿色制氢与成本降低之路	79
澳大利亚科学家开发出可再生电力高效制氢	81
中外研究人员开发新催化剂 推进直接乙醇燃料电池发展	81
氢能源强势崛起 万亿赛道呼之欲出	82
欧盟将推动全球氢市场	84



氢能供热在欧洲行得通吗?	85
科学家获得界面水分子结构 为绿色制氢提供新途径.....	86
核能	86
四代核电全球首堆并网发电	86
能源政策	87
公共机构新建建筑光伏覆盖率达到 50%.....	87
宁夏出台“双碳”科技支撑行动方案.....	88
重点行业碳达峰方案将落地 战略性新兴产业为绿色发展注入“新动能”	89
“十六条”精准扶持未来科学城氢能产业.....	91
“双碳”倒逼 政策加码 氢能产业万亿级“蛋糕”发酵中	92
新型储能项目规范颁布 加强电池梯次化管理	93

本快报是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本快报用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。



总论

中俄能源务实合作迈上新台阶

11月29日，第三届中俄能源商务论坛以线下与线上相结合的方式在北京和莫斯科两地举行。中俄两国100余家单位的300余位代表参加论坛。与会代表讨论了中俄天然气、新能源、电力、清洁能源、煤炭、核能领域合作，并就能源绿色低碳转型、人工智能、电网智能化数字化管理、新能源发展、石化领域项目实施、绿色金融合作等话题进行了深入交流。

论坛期间共签署15份成果文件，并发布《中俄能源合作投资指南（俄罗斯部分）》，为中方企业在俄开展能源业务提供了法律制度、监管政策、行业前景、业务流程、合作机会等领域全方位信息服务指引。

双边能源贸易“更上一层楼”

能源贸易是中俄双边贸易中的重要组成部分。根据国家能源局发布的数据，今年前三季度中俄双边能源贸易额达到349亿美元，占到双边贸易总额的三成以上。其中，中俄天然气、煤炭、电力贸易表现尤为引人注目，均较去年同期出现了大幅增长。

国家能源局统计数据显示，今年前三季度，中俄天然气贸易量122.4亿方，同比增长67.4%，其中东线管道气71.1亿方，全年输气总量预计约达100亿方。中俄煤炭贸易量达到4276万吨，同比增长64.7%，电力贸易量为23.8亿千瓦时，同比增长1.4%，第四季度中俄电力贸易规模从原计划的7亿千瓦时提升至16.4亿千瓦时，预计全年电力贸易量将达到40亿千瓦时，同比增长幅度超三成。

随着中俄两国能源贸易量持续增长，俄罗斯已经成为我国第一大能源进口来源国：今年，俄罗斯超过卡塔尔成为第三大天然气进口来源国，超过澳大利亚成为第二大煤炭进口来源国，同时俄罗斯也保持着我国第二大原油进口来源国、第一大电力进口来源国的地位。

能源贸易激增的同时，中俄双方贸易总额也呈现快速上涨态势。数据显示，今年前三季度中俄贸易额达到了989亿美元，较新冠肺炎疫情前的2019年同比增长了24%，预计2021年末全年双边贸易总额能够达到1300亿至1400亿美元，创下历史最高纪录。

能源合作驶入全方位发展快车道

本次论坛由中国石油天然气集团有限公司主办，俄罗斯石油股份公司配合，中国国家能源局和俄罗斯总统能源发展战略和生态安全委员会为协调单位。

俄罗斯联邦总统能源发展战略和生态安全委员会秘书长、俄石油总裁谢钦表示：“世界两大经济体的相互联系和互补性日益增强，表明我们两国的经贸合作和投资合作有着巨大的发展潜力，西伯利亚天然气管道、欧洲公路走廊等俄罗斯大力发展的基础设施项目和大型物流项目，将为我们的合作带来新的动力，必将加强我们的合作。”

中国石油天然气集团有限公司董事长戴厚良指出，中俄能源合作正驶上全方位发展的快车道。中国石油作为全球最大的油气生产商和供应商之一，将不断深化和扩大与俄罗斯同行在油气及新能源领域的合作，认真执行好中俄两国能源合作战略大项目，发挥好在双方经贸合作中的领航作用；持续深化双方互利合作，推动新项目合作早日开花结果；积极开展双方企业碳管理、碳捕集和封存利用，环境、社会与公司治理，新能源开发利用以及绿色金融、科技创新等领域协作，携手共建绿色低碳能源生态圈；积极开展双方企业在员工培训、企业治理、人文等领域的交流，以能源商务合作促进民心相通。

低碳转型合作前景可期

多位与会代表指出，俄罗斯目前已经制定了“2060年碳中和”的气候目标，而我国也制定了碳达峰、碳中和战略目标，低碳转型已成为中俄双方能源合作的一大重要方向。

据介绍，未来双方将共同研发和应用油气领域的高科技低碳技术和人工智能系统，进一步巩固合作伙伴关系。

中核集团产业开发与国际合作部副主任刘长欣在会上指出，作为中俄能源合作的重要内容，核能合作一直深受两国领导人的高度关注。“在中俄双方的共同努力下，我们已经取得了一系列实实在在的成果。今年田湾核电站 7、8 号机组和徐大堡 3、4 号机组已陆续开工，建设工作正顺利推进。这一系列重大项目为丰富两国的战略协作和充实两国的经贸科技成果作出了突出的贡献。”

“接下来我们将着力深化核电、核燃料、快中子堆、核科技等传统领域的合作，积极挖掘核环保、核医疗、核技术应用、新能源数字化技术等新型领域的合作潜力。我们还将积极探索联合研发、联合建造、联合投资、联合实施科技成果转化等多元化的合作模式，积极推进核能高校、智库、传媒等领域的双边交流合作，努力加强双方的战略互信和利益融合。”刘长欣表示。

值得注意的是，氢能作为未来能源系统重点，也成为中俄两国共同探讨的合作方向。国家能源集团国华能源投资有限公司副总经理李大钧表示，氢能已正式纳入国家战略，而俄罗斯具有发展氢能得天独厚的资源和产业条件，中俄双方在低成本、低碳制氢和长距离、大规模输运氢方面合作潜力巨大；下一步可共同探索共建中俄绿氢基地，推动东北亚范围内多场景示范应用，实践“一带一路”绿色经贸。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-12-06

能源转型要兼顾低碳效率和经济安全

能源是经济社会发展的重要物质基础，也是碳排放的主要来源。在实现碳达峰、碳中和的过程中，推动可再生能源替代化石能源是重点、难点，能源转型技术路径选择是关键。

《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见（2021）》和《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》是新形势下我国实现碳达峰、碳中和目标的重要行动指南。因此，要根据国情、借鉴国际能源转型经验，统筹能源安全、保障民生与低碳转型的关系，实事求是分析不同能源的碳排放水平、能源效率、成本和安全性，因地制宜制定能源转型技术路线，构建绿色低碳、安全高效的能源体系。

“碳足迹”是谋划能源体系的前提

未来能源需求的增量主要由低碳能源提供，同时要优化存量。

以能源从生产到使用的全生命周期减碳为核心，作为评价低碳能源技术路径的依据。如目前电动汽车不属于低碳交通工具，因为充的电多来自化石能源，污染留在燃煤发电环节。同时，氢能受广泛关注，但氢来自化石能源还是绿色能源，其碳排放和成本差异大。

厘清清洁能源、低碳能源的概念。应明确以碳排放作为界定低碳能源的唯一标准，风电、光伏、生物质能和水电均属于低碳能源。我国将天然气划分为清洁能源，与煤相比，碳排放低，且排放颗粒物少（氮氧化物高），但相较于可再生能源仍是高碳能源。国际上以碳排放作为衡量能源是否清洁的标准，天然气不属于低碳能源。

加快低碳能源技术进步。应围绕大型风电、高性价比太阳能电池板、生物质能、氢能及燃料电池开展技术创新，提高能效和可靠性，降低成本。要根据低碳能源技术开发进展和可靠性，明确不同时期低碳能源技术发展路线，实事求是、因地制宜确定风电、光伏、生物质能发展目标。

此外，还需加快修改和出台新的《可再生能源法》，完善低碳能源发展机制，尽快将非电耗能领域纳入配额和碳税交易范围，通过提高化石能源的使用成本，鼓励使用低碳能源，提高低碳能源在能源体系中的比重。

转换效率是能源转型的依据

能源转型不仅指电力转型，也包括供热、工业蒸汽和交通等领域的能源转型。其中，电气化是现代化的标志之一，电是未来能源的主力军，但靠电“包打天下”是不科学的。在人类利用现代能源

的历史进程中，应将不同能源转换为电力、热力、动力的效率作为能源转型路径选择的依据。

加快现有低效燃煤机组改造，降低煤耗、提高能效，加强电厂余热利用，降低碳排放；发挥天然气调峰优势，优化、提高天然气能效，天然气单纯供热能效低，是典型的“高品质能源低效率运用”，因此应多选用热、电、冷联产的高效利用方式；硅太阳能电池理论效率约 29%，应加快光伏技术进步，提高光伏发电效率。

提高风光的运行效率。鉴于化学储能受技术和成本制约，应探索“风光+储热+生物质发电”模式。生物质发电厂就近与风电、光伏实现多能互补，不仅可以提高风电、光伏的稳定性和运行效率，也能提高风电、光伏的并网能力。

加快生物质能发展，充分发挥生物质锅炉能效高、成本低等优势，在供热和工业蒸汽领域替代燃煤、天然气。生物质能重点应转向发电、供热、供蒸汽多联产，满足工业园区用能和北方乡镇供热需求。此外，还要因地制宜推进垃圾焚烧发电余热供热项目。

经济性是能源转型可持续的关键

能源转型需政策引领，更要发挥市场作用。其中，经济性是推动能源转型可持续发展的关键。

风光发电系统高成本未体现。目前风电、光伏发电成本低于平价，但波动性、随机性大，需对火电机组进行调峰灵活性改造及发展智能电网、建设储能，这将增加风光发电的“系统成本”，而现有电价定价机制无法反映。

风光大规模发展，储能必不可少。储能技术有待突破，投资大、成本高，而电网和新能源企业缺乏积极性，将制约风光长远发展。目前，作为储能“主力”的抽水蓄能电站投资大、建设周期长，且选址受地理环境和水源制约。因此，应加大储热技术研究和推广。其中，储热技术相对成熟、建设周期短、成本低，风光发电系统和燃煤发电厂、城市供热系统及工业蒸汽项目均可配套建设能源互补的储热系统，提高发电效率和风光上网电量，降低供热（蒸汽）成本。

风光制氢成本逐渐降低，但同时，氢储存、运输和用户端加注及氢燃料电池尚有技术性、经济性和安全瓶颈待突破。应开展二氧化碳催化加氢制甲醇工作，推动以甲醇为基础能源的内燃机、氢燃料发动机、甲醇燃料电池试点示范，实现氢能产业安全、可持续发展。

国际能源署相关报告显示，全世界 2050 年前实现净零碳排放的目标，对锂、铜、钴、镍和稀土元素的需求量将增至目前的 6 倍。电动汽车动力电池使用的铜、锂、镍、钴等有色金属依赖进口，资源稀缺和大规模发展需求之间的矛盾将日益突出。同时，与同体积燃油相比，动力电池能量密度低，且 5-7 年退役，如果现在不考虑动力电池退役回收的成本，将造成环境污染。

煤电低碳改造依赖高成本的 CCS(碳捕获与封存)或 CCUS(碳捕获、利用与封存),短期内不现实，应将目标转向“生态吸碳”。森林在生长中会通过吸收 CO₂ 将大气中的碳固定在植物体内，因此通过种植人工林和能源林（竹）增加碳汇，定期收获的能源林（竹）可在“吸碳”“增绿”的同时，实现“增收”，并促进人工林（竹）可持续发展。中国工程院院士倪维斗根据国家林业草原局的资料预测，近 20 年来，我国退耕还林、宜林地面积达 35.6 亿亩，如种植能源林后，以生物质能替代化石能源的碳减排潜力每年可超百亿吨。

此外，生物质能供热、供蒸汽成本比天然气、电和燃煤低，特别是近期能源涨价，更加凸显了生物质能的成本优势。

系统谋划能源体系的安全性

今年秋冬燃煤减产、风光出力不足，导致能源供给失衡，造成一些省份供电不足，同时，个别地区受能耗双控影响，限制用电。因此，构建新的能源系统，必须立足国内资源，按照能源发展规律，走出具有中国特色的能源转型之路。

供给的安全性。我国 70%以上的石油和 40%以上的天然气依靠进口，而未来国际市场存在很大的不确定性，同时内地依靠核电替代煤电也面临诸多问题。发达国家将天然气作为从化石能源转向非化石能源的“过渡能源”，随着我国天然气对外依存度不断提高，需考虑能源的安全性、天然气供应的稳定性和经济性。在这种情况下，应重视沼气对天然气的补充作用。

沼气是“负碳”能源，加快沼气利用不仅可以补充天然气的不足、提供低碳能源，还能减少甲烷排放。2020年我国天然气消费3288亿立方米，其中进口1400亿立方米，占消费量的42.57%。国家能源局预计，到2025年我国天然气消费量将达4300亿-4500亿立方米，到2030年将达到5500亿-6000亿立方米，预计天然气缺口达2000多亿立方米。目前我国沼气资源量近2000亿立方米，到2050年将超过3000亿立方米。同时，沼气技术成熟，关键在于沼渣沼液利用和沼气提纯达标后进入“三桶油”（中石油、中石化、中海油）加气系统，因此，应打破部门和行业壁垒，尽快将沼气纳入燃气供给体系。

运行的安全性。能源转型是一个长期过程，不能“一蹴而就”，要坚持先“立”后“破”，统筹考虑技术的成熟度、可靠性和经济性。我国将风能和太阳能作为开发重点，但发展风电、光伏不仅要看其低碳的一面，更要看电网的接受能力和对电网的“有效贡献”。同时，风电、光伏大规模发展有赖于智能电网和储能技术突破，以及源网荷储协调发展和示范总结并加以推广，才能实现高质量、协调发展。

生态的安全性。风电、光伏只提供清洁能源，相比之下，生物质能来自农林剩余物、城乡生活垃圾、畜禽粪污、城市污泥等废弃物利用，对生态建设的贡献远大于对能源的贡献，是风电、光伏所不能比的。

同时，生物质能是可再生能源中唯一可储存、运输且可随时转化为固态、液态、气态的零碳能源，既可以发电，也可以在供热和工业蒸汽领域替代燃煤，还可以在运输行业替代燃油、在航空领域替代航煤。与天然气、电和燃煤相比，生物质能成本低、污染物排放少，在替代散煤和发展农村清洁能源方面将发挥不可或缺的作用。我国具有丰富的生物质资源和成熟的生物质能开发技术，但遗憾的是，我国生物质能发展落后于风电、光伏，是可再生能源的“短板”。

究其原因，有关部门认为生物质能作用有限、不好监管，长期拖欠生物质发电补贴，造成部分生物质电厂停产、倒闭；平时疏于生物质锅炉监管，但环保督察时却“一刀切”“一关了事”。因此，要从提高我国能源安全、促进生态建设的高度认识生物质能，纠正对生物质能的误解，理性、客观看待生物质能在促进生态安全、推进能源低碳转型等方面的重要作用，补齐拖欠的补贴，为生物质能创造良好的发展环境。

如前所述，在实现碳达峰、碳中和目标和能源转型的过程中，要切实按照能源发展规律，坚持“横向多种能源互补、纵向源网荷储协调”的原则，以低碳技术创新为动力，不断优化能源结构，开展智能电网、储能等关键核心技术攻关，积极推进风能、太阳能、生物质能多能互补和可持续协调发展，构建具有中国特色的绿色低碳、安全高效的能源体系。（作者系吉林省能源局原调研员）

佟继良 中国能源报 2021-12-06

巴西可再生能源发展大步提速

作为水电大国，截至目前，巴西水电装机占可再生能源电力总装机的近八成。而随着经济快速增长，以及今年干旱天气影响，巴西能源供给趋紧，煤炭和天然气均需大量进口。在此背景下，风电、光伏成为巴西降低化石能源对外依存度的最优选项。

受中长期减排目标和可再生能源竞争力持续提升的激励，近年来，巴西发展可再生能源意愿强烈。日前，巴西能源监管机构 Anel 又批准了一项针对多能互补电站的新法规，希望通过不断完善相关法律和监管体系，促进以风电、光伏发电为代表的可再生能源发展。

新规力促清洁能源发展

据悉，巴西此次发布的新法案首先界定了多能互补电站的能源种类范围，明确支持以风电、光伏发电两种能源类型为主的电站，同时允许水电、热电厂的加入，鼓励不同能源组合协同发展，促使巴西更好的利用可再生能源。

此外，新法案还颁布了此类电站的电价制定机制、电网准入门槛、售电合同的签订规则、过网

费以及相关缴税优惠政策等。

据了解，早在 2017 年，巴西公共事业单位就开始了多能互补电站的探索。此后，一些小型示范项目先后投运。而就在 Aneel 批准新法案之前，一批以风电、光伏发电为主的多能互补电站还在加紧建设中。

Aneel 指出，投资建设多能互补电站可以统筹规划风电、光伏等可再生能源电站，有效解决电站因分散等原因出现的占地面积过大的问题，节约土地等非技术成本，同时还可以节约输电网的建设成本，减轻发电厂运营商的风险。

Aneel 负责人 Elisa Bastos 表示：“新法案的颁布可以看作是巴西多能互补电站发展的里程碑，为该行业提供了理论框架，确保投资者、建设方和运营商有一个清晰的认知，具有战略意义。多能互补电站将不同种类的能源统筹起来，可以减少电网相关投资，提升可再生能源技术多样性。”

行业媒体《光伏杂志》撰文称，新法案将为巴西市场投资建设多能互补电站再添一把火。

风电、光伏大步前进

虽然风电、光伏发电热度很高，但截至目前，水电在巴西可再生能源累计装机占比最高，约占 76%，巴西也被称作是水电大国。不过，高占比的水电并没有助力巴西实现“能源自由”，还让其陷入了“看天气脸色”的怪圈。

今年，巴西遭遇了罕见霜冻和近一个世纪以来最严重的旱灾，多个水电站蓄水量告急，30 余座水电站无法全额发电，巴西不得不依靠成本更高、污染更重的热电厂，并从阿根廷、乌拉圭等邻国进口电力，导致电价居高不下。

上述情况已经不是第一次出现，2001 年、2017 年巴西也曾因干旱天气而遭遇能源供应紧张。和别国不同，面对能源转型，可再生能源占比已经不低的巴西希望大力发展风电、光伏发电，提升非水可再生能源的装机规模，降低水电占比。随着巴西政府持续推进非水可再生能源的招标工作，近年来，巴西风电、光伏发电新增装机容量不断增长，且显现出市场化特征。

根据能源信息网站 REVE 最新发布的巴西风电装机数据，截至 11 月底，巴西风电累计装机规模已达 2010 万千瓦，占全部能源的 11.11%；今年前 11 个月，巴西风电新增装机规模为 305.13 万千瓦，占全部能源新增装机的 47.41%，这是自 2014 年以来的最大值。如今，风电已经成为巴西的第二大电力来源，巴西风电累计装机规模排全球第七位。

另据巴西咨询公司 Greener 的数据显示，仅 10 月，巴西进口光伏组件 104.9 万千瓦；今年前 10 个月，巴西进口光伏组件 750 万千瓦，保持了快速增长。Aneel 也公开表示，今年前 10 个月，巴西新增发电装机合计 586.93 万千瓦，其中风电、光伏发电名列前茅。

中企积极参与

巴西地处热带，光照资源充沛。同时，风能资源也十分丰富，主要分布在东北、东南和南部地区，优越的自然条件促使巴西成为拉美最大的风力发电市场。

巴西矿业能源部旗下机构 EPE 测算，乐观情景下，到 2030 年，巴西分布式光伏部署规模将在 2300 万千瓦至 4200 万千瓦之间；到 2031 年，巴西分布式光伏累计装机规模将达到 3600 万千瓦。行业资讯机构惠誉解决方案表示，2021—2030 年期间，巴西风电有望新增装机 2370 万千瓦，较目前的累计装机规模增长一倍有余。

在减排目标和可再生能源竞争力不断提升的背景下，维斯塔斯、通用电气、西门子等国际知名能源企业开始参与到巴西可再生能源的建设中来。此外，巴西本土石油化工企业也开始转型，Braskem 等龙头企业带头投资开发可再生能源项目。

意大利能源公司 Enel 绿色电力巴西市场负责人 Roberta Bonomi 表示，发展非水可再生能源，探索可再生能源多元化应用是巴西摆脱水资源短缺的良方。

值得一提的是，中国企业同样积极参与巴西可再生能源发展。国家电网就曾参与过巴西多个水电工程项目的建设，同时还通过股权收购控股或参股了巴西数个输电或可再生能源企业，目前已经成为巴西第三大输电运营商。2018 年 9 月，国家电网下属公司中标巴西加美莱拉风电项目，该项目

位于巴西北大河州，总投资约 5.3 亿元，装机容量 7.97 万千瓦，计划于 2024 年交付。三峡集团也是巴西风电市场的老朋友。业内普遍认为，随着气候变化目标的持续推进，未来中国企业可以发挥在资金、装备制造等方面的优势，促进巴西能源结构多元化，以及减排进程。

本报记者 董梓童 中国能源报 2021-12-13

农村能源体系“绿化”任务紧迫

专家观点

农村能源系统走向清洁低碳，既要清洁供应，也要关注用能侧改造；既要做到清洁、节能、低碳、舒适，也要让百姓、政府的经济能力和资源的存量能够承受。可结合本地可再生能源等资源情况，构建以本地消纳为主的分布式新能源系统，有效促进农村能源降碳。

“2020 年全省秸秆‘五化’利用率仅为 58%，大量秸秆没有有效消纳途径，露天焚烧问题屡禁不止。2020 年 4 月，全省秸秆焚烧火点多达 1700 余个，造成长春、吉林、辽源等市环境空气质量指数‘爆表’。”近日，中央第一生态环保督察组向吉林省反馈督察情况，将当地秸秆露天焚烧问题列为需要关注的重点问题。

秸秆“五化”包括燃料化、原料化等利用途径。农村地区常见的农林废弃物，用好了可以是宝贵的零碳生物质能，增加当地清洁能源供应，但目前简单堆放、直接焚烧等情况不是个例。记者了解到，上述现象也是农村用能问题的一个缩影。在降碳要求下，广大农村地区同样需要构建清洁低碳的能源体系。但长期缺乏科学认知、有序管理，让这项任务异常紧迫而艰巨。

农村分布点多面广，用能需求和条件各异

“记得去年调研时，高速两旁就能看到火海一样正在焚烧的秸秆。前段时间我们又去看，当地花大力气做了秸秆禁烧，但仍有百姓偷着烧。”在近日召开的县域生物质清洁取暖与供热分论坛上，中规院（北京）规划设计有限公司主任覃露才说起辽源的情况时表示，当地秸秆资源丰富，长期以直接燃烧为主，利用率不足 60%。“比如冬季供暖，仅部分乡镇采用生物质锅炉，清洁取暖率一度只有 2%。但同时大量秸秆散烧又造成大气污染、资源浪费。”

覃露才表示，辽源属于首批煤炭枯竭城市，油、气资源缺乏，靠外部能源供热价格偏高。农民习惯用土炕、生物质炉具取暖，使用电、气替代，对现有生活方式改变较大，当前尚不可取。“东北不能照搬华北、西北模式。若能就地利用生物质资源，不仅能解决采暖需求，还可带动农村清洁能源供应以及产业发展。”

而在长江流域，情况又有不同。重庆大学教授刘猛举例，重庆多地曾尝试推广村镇沼气，但因山地零散，把每一户沼气集中起来提纯难度很大。原料短缺导致产气不稳定、可控性差，还存在不卫生、不安全等问题。“当地农村最大特点之一是分散。因此，能源供应方式要灵活，并考虑易维护、低成本。”

如何做到因地制宜，正是构建农村清洁能源体系面临的重大难题。“很多农村想学城市，但是像城市一样用电、用气，基础设施投资及运行费用较高，农户往往难承受。我们在北方农村看到，一些集中供热管道经过狭窄的小道进入农户家中，热源是集中型空气源热泵。这种方式热效率未必高，还有安全隐患。农村分散的住宅形式、个性化的环境需求，以及不同的建筑使用方式、经济水平，决定了用能方式也会不同。”清华大学建筑学院副院长杨旭东表示。

既要解决“清洁供”，也要做到“节约用”

杨旭东进一步称，统计数据显示，农村用能约占全国建筑用能的 30%，另有生物质直燃等折合约 0.9 亿吨标准煤，用量大在客观上增加了农村清洁低碳能源体系建设的难度。“部分率先尝试清洁化改造的地区，刚开始并不清楚什么技术合适，各种方式都想试一试。结果一试很容易就乱，不适用的技术未必能被及时发现，一旦大规模推广就会带来新的问题。还有很多地区只进行供能侧改造，忽视用户侧房屋改造等。虽然解决了‘清洁供’，却未做到‘节约用’，不仅没真正实现清洁高效，还影

响到用户能承受、可持续。”

这一观点得到中国建筑科学研究院研究员邓琴琴的赞同。“农村能源系统走向清洁低碳，既要清洁供应，也要关注用能侧。相比城市，农村在这方面发展晚了近 30 年，目前正在加紧推行建筑节能低碳标准。对此，要从顶层设计出发，明确整体节能减排技术路线，推动出台农村社区低碳乃至零碳目标整体解决方案，建立健全技术标准体系。”

“当前我国农村虽已实现电气化，但是如果将电和天然气作为主体能源，多数农民还是不具备经济条件，供给也存在问题。”一位不愿具名的业内人士坦言，改造遇到种种问题，背后是对农村清洁用能问题的认识和重视不足。“过去较长时间内，农村能源系统处于相对无序的发展状态。即便不少地区投入大量人力、财力推行煤改电、煤改气，但更多停留在简单替代，缺乏系统化推进机制，也未形成可推广、复制的路线与模式。如今在降碳目标下，改用天然气不仅增加用能成本，还会在一定程度上抑制可再生低碳能源发展空间。没有以碳排放作为标准进行科学界定，就不能从根本上解决减碳问题。”

同步建立运营体系，避免“重建轻管”

什么样的能源体系才符合农村需求？杨旭东认为，既要做到清洁、节能、低碳、舒适，也要兼顾三个约束，即百姓、政府和资源均能承受。“最好的办法就是结合本地可再生能源等资源情况，构建以本地消纳为主的分布式新能源系统，有效促进农村碳中和。”

杨旭东举例，农村往往有很多空地、屋顶，这些资源都可以用作新能源供应的空间基础，进而实现分布式电力发、储、用，促进就地就近消纳，增加用能的灵活性。“比如，北京农村 100 平方米的人字形屋顶，可安装 32 平方米光伏板，全年发电约 8192 千瓦时。在此基础上，建立以自然村为单元的直流微网，满足农村建筑、交通、农机等用电需求。以前是把屋顶光伏大量上网，电网要承受调峰等压力，如果先在村内解决自用问题，在微网基础上再与电网联动，可同时解决农村产能和用能问题。”

除了供能侧，用户侧节能低碳运行也是关键。邓琴琴认为，对于新建农宅，在规划阶段就要根据环境气候等特点，结合当地可再生能源资源进行评估。“建筑布局上应有利于可再生能源利用。比如夏季增强自然通风、减少热岛效应，冬季增加日照等。同时，从绿色低碳角度，考虑建筑结构、暖通空调、给水排水、电气与智能化等设计，尽可能选用低碳材料。既有建筑改造也要达到相应节能目标，宜选用生命周期内因生产、运输、建造、拆除等产生的碳排放量小于运行阶段因节能减少的碳排放量的系统或产品。”

上述人士还称，农村资源及用能分散，分布式能源项目单体量小，但总的需求量大，不可能‘一改即可’。“建立农村清洁能源运营体系，必须避免‘重建轻管’，关键要把合理技术与有效管理机制结合好，强化系统配套与集成。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-12-20

算好全球合作降碳的责任与机遇账

当前，新冠肺炎疫情仍在肆虐，通胀压力持续上涨，产业链断裂和重构前景不明。在此背景下，《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方会议（COP26）通过多方协调达成了《格拉斯哥气候公约》，再次重申了《巴黎协定》的温控目标，同时中美共同发布了《中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》。由此可见，围绕碳减排的竞合在全球政治经济格局重塑中的重要性正全面提升。

着眼于此，我国推进碳达峰、碳中和既要坚持发展权公平与安全降碳，走符合国情、能情的碳减排道路，也要秉持人类命运共同体理念，积极推动各方共同释放碳中和的巨大合作潜力。

推动厘清“共同但有区别的责任”账

“南北合作”是应对气候变化的重要方式之一，以我国为代表的发展中国家应坚持“共同但有区别

的责任”原则，厘清碳排放的历史责任公平和发展权公平等问题，保障本国合理的发展权。

目前我国人均碳排放与欧盟、日本接近，但人均历史累积碳排放远低于欧美等发达国家。近十年我国经济保持快速增长，随之而来的碳排放增长不可避免，年均增速约 1.9%。同时，由于主要发达国家制造业外迁，碳排放总量均进入下降区间，过去十年年均降幅为 0.7-3.4%。相关测算表明，2019 年，中、美、欧盟、日本人均化石能源利用产生的二氧化碳排放分别为 7 吨、15 吨、6.4 吨、8.8 吨，我国人均碳排放低于美国，和日本、欧盟基本相当。但从人均历史累积碳排放来看，从 1965 年算起，我国人均累积化石能源利用产生的二氧化碳排放量约 147 吨，仅为美国的 1/6、欧盟和日本的 1/3 左右，碳排放的历史责任公平问题突出。

我国在全球产业链和供应链中始终处于关键位置，对外贸易规模和结构导致超大规模隐含能源净出口，碳排放随国际贸易进行了“隐形转移”，部分发展中国家也有类似问题。相关测算显示，上述隐含能源净出口约占我国能源消费总量的 20-30%，若扣除此部分，2019 年我国二氧化碳排放量将由 96.6 亿吨下降到 67.6-77.3 亿吨，人均二氧化碳排放量将由 7 吨下降到 4.9-5.6 吨。

我国碳减排难度大、等量碳排放承载发展空间小

统筹发展、减排和安全，要求我国必须立足发展实际，坚持先立后破，合理调控化石能源退出和新能源替代进程，这需要建设具有中国特色的对外能源话语体系，传播好中国声音，促使国际社会客观认识到等量降碳中国的压力更大、等量碳排放中国的发展空间更小的现实，要提供积极支持。

与主要发达国家自然碳达峰相比，我国主动实现碳达峰面临的降碳挑战更大。目前我国仍处于工业化进程中后期，第二产业单位增加值能耗较高，经济发展带来的碳排放增长不可避免。而主要发达国家已走过高能耗、高碳排放的工业化阶段，现处于以第三产业为主的后工业化时期，能源消耗与碳排放低。以美国为代表的发达国家第三产业比重达 70-80%左右，比我国高 20-30 个百分点，即使同为新兴国家的墨西哥、俄罗斯、巴西、南非，其第三产业也普遍高于我国 10 个百分点以上。

从资源禀赋来看，我国以煤炭为主的能源结构降碳挑战更大，承载的发展空间更小。各国均面临化石能源大强度替代带来的电力供应安全风险与成本上升等挑战，但由于我国“富煤贫油少气”的资源禀赋，降碳难度更大。从燃烧综合热效率与单位热值碳排放来看，与石油 85%、天然气 90%相比，煤炭综合热效率约 60%；作为碳氢化合物，石油单位热值碳排放是煤炭的 70%，天然气单位热值碳排放是煤炭的 50%。这意味着满足同等规模的能源需求，消耗的煤炭与排放的二氧化碳远高于石油、天然气，增加了碳中和的挑战。同时，这也意味着在同样的碳预算分配空间下，我国环境所能承载的经济发展空间小于油气资源丰富国家。

碳中和全球化合作潜力大

总体来看，全球碳中和路径的共性特征明显，未来存在巨大的合作潜力。在世界百年未有之大变局下，中美达成强化气候行动合作凸显了碳中和是全球共建人类命运共同体的最大公约数。

积极推动我国与发达、发展、欠发达国家或地区进行广泛的低碳技术合作。各国碳减排发展阶段、技术路线和成熟度存在一定差异，具有较强的互补性。我国与发达国家的低碳技术有广泛的“路线交集”，存在较强的合作潜力，同时能以绿色“一带一路”合作为契机，加强技术领域“南南合作”，满足发展中国家和欠发达地区的低碳技术需求。此外，欧美等发达国家在储能、碳捕集封存和利用等技术领域具有先发优势，而我国在新能源开发利用、煤电能耗和污染物排放控制、电网安全高效运行等领域的技术水平处于世界前列。

发挥我国超大规模统一市场的优势，在低碳产业培育、商业模式创新、绿色金融合作等方面积极为全球搭建合作平台。科技、产业和超大规模统一市场的有效结合是我国的突出优势之一，可为低碳技术成本快速下降和产业培育加速成型创造条件。同时，各国重视低碳经济和数字化赋能，着眼于“大云物移智链”等新技术在能源电力领域的跨界融合、应用场景挖掘和商业模式创新培育，而我国拥有海量的能源生产、消费数据，数字化优势突出。应以此为契机，培育壮大绿色金融全球合作，发挥好乘数效应。

秉持人类命运共同体理念，我国应着力推动内需市场和产能等向话语权优势延伸，坚持保障合

理的发展权，促进碳中和多边合作，推动构建绿色低碳全球能源治理格局。我国是全球最大的能源生产国和消费国，要抓住与各方的利益契合点，积极融入主要国际组织，提升议题设置和应对能力。同时，更加重视“软实力”提升，通过全球领导人气候峰会、“一带一路”国际合作高峰论坛和亚洲基础设施投资银行（AIIB）等平台，主动参与构建以我国为主导的地区和全球多边协调组织，更加重视能源电力技术标准、碳交易规则、纠纷解决机制等碳中和公共产品的供给。

（作者均供职于国网能源研究院有限公司）

鲁刚 闫晓卿 中国能源报 2021-12-27

10 亿千瓦可再生能源装机意味着什么

10 亿千瓦可再生能源装机，意味着我国将逐步摆脱煤炭、石油等化石能源依赖，保障能源安全、实现能源绿色低碳转型更有底气。我国可再生能源累计装机已占全球总装机规模的三分之一，中国将引领世界可再生能源的发展。

清洁电力时代正加速到来。据行业统计，截至 2021 年 10 月，我国可再生能源发电累计装机容量突破 10 亿千瓦，占全国发电总装机容量比重达 43.5%。其中，水电、风电、太阳能发电和生物质发电装机均持续保持世界第一。人们不禁要问：为何装机创历史新高我国还会缺电？

回答问题前，先要弄明白 10 亿千瓦装机是什么概念。跟国内比，世界最大水电站三峡电站总装机容量 2250 万千瓦，10 亿千瓦可再生能源装机相当于新建 45 座三峡电站。跟国外比，以世界第一大经济体美国为例，其所有煤电、气电、可再生能源发电加起来不足 12 亿千瓦，我国仅可再生能源装机容量就接近美国发电装机总容量。单纯从装机数字来看，这个世界第一名副其实。

这个第一背后还隐藏着更多内容。10 亿千瓦可再生能源装机意味着，我国保障能源安全更有底气。今年以来，电、煤、油、气市场波动频频，不少人真实感受到能源短缺的威胁。对我国而言，能源安全矛盾突出体现在油气安全上，2020 年我国石油、天然气对外依存度分别攀升至 73%和 43%。而我国每平方米可再生能源潜力要远高于世界上大多数国家，当前已开发的可再生能源不到技术可开发量的十分之一，潜力巨大，且没有对外依存问题。

随着能源清洁低碳转型深入推进，我国将逐步摆脱对煤炭、石油等化石能源的依赖。据研究机构测算，到 2060 年，我国非化石能源消费占比将由目前的 16%左右提升到 80%以上，非化石能源发电量占比将由目前的 34%左右提高到 90%以上，建成以非化石能源为主体、安全可持续的能源供应体系，将实现能源本质安全。

10 亿千瓦可再生能源装机意味着能源绿色低碳转型更有底气。雾霾少了、天更蓝了，这是老百姓近年来的真切感受，这方面可再生能源功不可没。可再生能源既不排放污染物、也不排放温室气体，是天然的绿色能源。2020 年，我国可再生能源开发利用规模达到 6.8 亿吨标准煤，相当于替代煤炭近 10 亿吨，减少二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物排放量分别约达 17.9 亿吨、86.4 万吨与 79.8 万吨，为打好大气污染防治攻坚战提供了坚强保障。

10 亿千瓦可再生能源装机意味着中国将引领世界可再生能源的发展。截至 2020 年底，我国可再生能源累计装机占全球可再生能源总装机规模的三分之一，成为全球可再生能源中坚力量，有力促进了风电、光伏等新能源技术快速进步、成本大幅下降，加速了全球能源绿色转型进程。

既然装机屡创新高，“拉闸限电”为何还会上演？事实上，很多人对能源转型速度的认识仍存在误区，对能源转型的量化通常仅根据新增装机容量规模，忽略了可再生能源的实际产出。由于发电可利用小时数远低于燃煤机组经济运行小时数，可再生能源装机容量占比尽管超过 40%，但是发电量占比不足总发电量的 30%。尤其是装机增速更快的风电和光伏，装机容量占比接近 25%，但发电量占比不足 10%。再加上光照、来风、来水等情况还要“靠天吃饭”，可再生能源的不稳定性导致其目前在能源体系中尚难担当中流砥柱。未来，随着智能电网、大规模储能技术进步，可再生能源将不再“听天由命”。

为实现“双碳”目标，达成对国际社会的庄严承诺，下一步我国还要制定更加积极的新能源发展目标。大力推动可再生能源大规模、高比例、高质量、市场化发展，着力提升新能源消纳和存储能力，积极构建新能源为主体的新型电力系统，健全完善有利于全社会共同开发利用可再生能源的体制机制和政策体系，有力推动可再生能源从补充能源向主体能源转变，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供坚强保障。

王轶辰 中国经济网-经济日报 2021-12-02

“双碳”达标需政府市场两手发力

碳达峰、碳中和的“1+N”政策体系中的顶层设计文件“1”终于正式发布了。10月24日，党中央、国务院发布了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（下称《意见》），这是自去年9月中国领导人在联合国大会上宣布中国要实现碳达峰碳中和以来的首份纲领性文件，预计未来将有N个保障政策落地。

《意见》指出，实现“双碳”目标要坚持“双轮驱动”的工作原则，“政府和市场两手发力”，要“深化能源和相关领域改革，发挥市场机制作用，形成有效激励约束机制”。也就是说，要在政府的规划和引导下，充分发挥市场机制在实现双碳目标中的作用。

完善全国碳排放交易市场

《意见》提出要“统筹建立二氧化碳排放总量控制制度”，“推进市场机制建设”，体现了“双轮驱动”的工作原则。

总量控制制度是碳交易市场的基础和核心。政府根据“双碳”目标确定二氧化碳排放总量，并将配额分配（或拍卖）纳入减排规划中的各个企业。为避免超额排放带来的经济处罚，那些排放配额不足的企业就需要向那些拥有多余配额的企业购买排放权，通过市场竞争产生碳排放价格。这个价格就相当于碳排放造成损害的成本，由碳排放配额不足的企业承担。这样，将二氧化碳排放的“负面外部性”内部化，体现“谁污染谁付费原则”。

在前期地方层面碳排放交易试点的基础上，中国全国性的碳市场已于2021年7月16日正式上线交易。当前，这一市场覆盖了我国发电行业的燃煤和燃气机组，囊括了我国近一半的化石燃料燃烧所产生的碳排放，成为世界上最大的碳市场。

碳排放市场将碳排放权转变为一种具有稀缺性的物品，把原本一直游离在企业之外的气候变化因素纳入企业的成本，改变企业的收支结构。具有碳减排技术优势的企业碳排放较少，而碳减排劣势企业碳排放较多，通过碳排放交易，碳减排优势企业获取收益。在碳排放市场的竞争下，碳排放就成为一种商品。

为降低成本，企业会投入资金去提升碳减排技术，以减少碳排放，从而促进碳减排技术的进步。碳减排技术的进步促使企业降低对高碳排放的化石燃料的依赖，降低温室气体排放水平，从而使经济走上低碳发展之路。

日本和欧美各国的经验证明，这种交易机制具有减排效果明显、减排效率高的特点，这是实现“双碳”目标和能源转型的一项重要市场型政策规制工具，取得了显著的环境和经济效益。

碳市场是一个系统工程，为充分发挥碳市场的市场化机制对碳减排的作用，《意见》指出，要“逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和交易方式，完善配额分配管理。将碳汇交易纳入全国碳排放权交易市场，建立健全能够体现碳汇价值的生态保护补偿机制”。我国已经计划在“十四五”期间将钢铁、水泥、化工、电解铝等行业纳入碳排放权交易机制，后续还可以积极考虑逐步将其他能源密集型行业和减碳企业纳入其中，以增强减排力度。

改革能源价格形成机制

在自由竞争的市场中，在价格的引导下，市场机制起着调节商品供求、优化资源配置的重要作用。当能源价格由市场机制形成，充分反映碳排放的外部性和原材料成本时，就能对包括碳排放

内的成本构成制约，从而推动形成节能低碳的经济发展模式和消费理念。

首先，能源价格要充分反映污染成本。碳排放是一个外部性问题，解决外部性的方法是给碳排放定价并让排放者支付。碳排放定价机制可以采用庇古的征税法，如开征污染税，即碳税，也可以采用科斯的交易法，如碳排放交易机制。让碳排放者支付碳排放成本，这将提高能源消费成本，推动减碳技术发展。

其次，进行能源价格市场化形成机制改革以使能源价格充分反映能源成本和供求关系。以电能为例，电能是我国能源消费的主要品种之一，2020年，电能占终端能源消费比重为27%左右，远超全球平均水平的19%。未来用电场景还将会越来越丰富，对电力的需求将持续增长。根据全球能源互联网发展合作组织预测，到2060年，电能占终端用能的比重将达到66%，成为最主要的能源消费品种。

当前我国的电价并没有全面反映发电供电成本，电价太便宜，主要由我国煤电市场长期存在的“计划电市场煤”这一问题所致。火电的主要原材料是煤炭，煤炭价格由市场形成，但是电价受计划控制，只能在一个小范围内浮动，无法根据煤炭成本和电力市场供求状况自由浮动。动力煤是火力发电的主要原材料，当前动力煤价格持续上涨，处于历史高位，火电企业成本大幅上升，打击了其发电的积极性。这是导致近期电力短缺的一个重要原因。

《意见》指出，要“全面推进电力市场化改革，加快培育发展配售电环节独立市场主体”，“扩大市场化交易规模”，“完善电力等能源品种价格市场化形成机制。从有利于节能的角度深化电价改革，理顺输配电价结构，全面放开竞争性环节电价”。具体来看，首先，要在发电、输配电环节进行市场化改革，通过市场竞争降低成本，而不是简单地在“市场煤”的基础上加成形成终端电价，防止发电供电企业简单地将成本向下游转移；其次，进一步完善电力交易中心建设，逐步扩大电力交易市场的市场化定价机制覆盖范围；再次，完善居民阶梯电价制度，逐步取消电价交叉补贴，使电力价格更好地反映供电成本，引导居民形成节能低碳的消费理念。

进行价格市场化形成机制改革，使能源价格充分反映能源成本和供求关系，就是用经济手段平衡供求矛盾，优化资源配置，将资源配置到使用效率最高的那部分用户，避免资源浪费。

吴培新 李湛 国际金融报 2021-11-29

碳边境调整机制说易行难

日前，欧洲议会国际贸易委员会（INTA）召开了关于欧盟“碳边境调整机制”（CBAM）的讨论，这也是欧洲议会对该机制的首次辩论，面对议员各式各样的问题，国际贸易委员会委员卡琳·卡尔斯布罗表示要“坚持污染者付费原则”，再次表达推动碳边境调整机制落地的决心。

碳边境调整机制是欧盟“绿色协议”减排计划中的关键部分，要求更准确地反映进口产品的含碳量，对于不符合欧盟碳排放标准的进口产品进行征税，以避免欧盟减排的努力被欧盟以外国家生产产品时的碳排放所抵消。

然而，碳边境调整机制自公布以来便备受争议，尽管欧盟曾试图取得各方理解与支持，此次欧洲议会辩论更是再次突出该机制对于欧盟减排计划的重要性，但各方能否真正接受、机制能否得到落实仍需打上问号。

不能忽视的是，碳边境调整机制确实存在增加贸易壁垒的可能。在欧盟委员会2021年7月正式提出CBAM的立法倡议后，欧洲议会于9月将相关立法规划交予内设的环境委员会主导处理，同时决定由国际贸易委员会等予以协助提供立法意见。不难看出，尽管欧盟方面声称碳边境调整机制只是气候工具，但该机制一旦实施，毫无疑问将影响到欧盟与贸易伙伴的关系。卡琳·卡尔斯布罗在议会辩论中对此也未曾掩饰，直截了当地表示，该机制“是解决气候危机的工具，但它会对贸易产生影响”。

该机制规定，欧盟进口商需要申报所进口产品包含的温室气体排放量，并按照欧盟排放交易体

系（ETS）中的价格购买排放量相等的证书。对于碳市场建设尚未完全成熟的发展中国家而言，所生产产品的碳排放量必然相对较高。此举无疑会削弱发展中国家在欧盟境内的竞争力，这或将在无形中造成新的贸易壁垒。

尽管在议会辩论中欧委会官员强调，碳边境调整机制将考虑到发展中国家，以避免碳关税造成的贸易壁垒，但同时也明确指出“欧盟不会给予豁免权”。面对此种情况，如同欧洲议会议员提出的问题那样，欧盟如何与非欧盟国家进行碳边境调整机制的推广？欧盟的决定使得包括发展中国家在内的各方必须向欧盟的碳排放标准看齐，但各方是否能接受欧盟先发制人的标准设定尚未有答案。

与此同时，碳边境调整机制具体条款的设置仍有诸多不确定性。目前而言，碳边境调整机制仅覆盖钢铁、水泥、化肥、铝和发电五大方面，今后必将扩展到更多的行业，如何对各行业碳排放量进行计算，判定哪些行业需要纳入；如何合理分配使用该机制为欧盟带来的收入；如何确定正式实施该机制前的过渡期时长；如何在实施过程中与欧盟排放交易体系合理衔接，这些是欧洲议会议员关心的问题，更是欧盟下一步需要进行深思的问题。

应对气候变化各方责无旁贷，推出符合自身情况的应对工具也是一种主动作为的积极表现，但无论何种工具均需考虑各方因素，真正落实并非易事。虽然欧盟内部碳边境调整机制进程如火如荼，但能否落地、如何实施仍有很长一段路要走。

经济日报 2021-12-10

中英气候变化风险评估项目发布第三阶段成果 呼吁加强国际合作

来自中国和英国的多家机构 11 月 30 日在北京和伦敦联合举办在线发布会，公布了中英气候变化风险评估项目第三阶段的研究成果，发布了包括《2021 碳中和目标与气候风险：气候变化经济损失评估》《气候变化风险评估及治理（2021）——来自中英合作研究的洞见》等多份重磅报告，并呼吁加强国际合作以应对气候变化风险。

中国生态环境部应对气候变化司副司长蒋兆理在当天会议的致辞中说，中英气候变化风险评估项目第三阶段自 2019 年启动以来，围绕能源系统、脱碳、全球气候风险评估、治理气候变化和生物多样性协同等方面发布了多篇研究报告。这些基于实际案例的科学研究成果，为中国制定政策提供了有益的借鉴和支撑。

《2021 碳中和目标与气候风险：气候变化经济损失评估》第一作者、清华大学能源环境经济研究所副所长滕飞说，中国的碳中和目标不仅是能源系统和经济结构可持续转型的目标，更是减少气候变化经济损失的最安全和最有效的方式。

《气候变化风险评估及治理（2021）——来自中英合作研究的洞见》第一作者、中国国家气候中心主任巢清尘说，气候风险存在非常明显的跨境、跨区域的传导可能，所以更需要加强国际合作，以提高气候适应建设的总体实力。

英国皇家国际问题研究所环境与社会部高级研究员郭江汶说，中英气候变化风险评估合作，以基于实证的气候风险研究为基础，为提高并加深中国和全球决策者对应对气候风险、提高风险治理能力以及加强气候适应行动的理解，作出了重要贡献。她强调，中国在一些低碳技术方面处于世界领先地位，如太阳能和风能，还可以在向净零经济快速过渡的气候治理方面展现领导力。

2015 年，来自英国、中国、印度和美国的专家共同发表《气候变化:风险评估》报告，提出气候变化风险评估的新模式。同年，中英签署《气候变化风险评估和研究双边合作协议》，就温室气体排放的未来途径、气候对温室气体排放带来的直接风险等开展合作研究。

在中英合作的第一阶段和第二阶段开展的风险指标和风险评估工作基础上，中英气候变化风险评估项目于 2019 年 11 月启动进入第三阶段，包括 4 个相互关联的工作组，分别研究排放风险、直接气候风险、系统性气候风险及将气候风险纳入中国和全球治理框架中。

中英气候变化风险评估项目第三阶段的研究人员来自中国和英国的科学家和政策研究团队，其

中包括英国皇家国际问题研究所、清华大学、牛津大学、中国国家气候中心、英国雷丁大学等英国和中国的十多个机构。

郭爽 新华社 2021-12-06

国际能源署报告预计：可再生能源发电量将加速增长

据英国《独立报》网站 12 月 1 日报道，国际能源署说，2021 年，全世界新安装的太阳能电池板、风力涡轮机和其他可再生能源设备将达到创纪录水平。

国际能源署在最新报告中说，可再生能源发电量将在未来几年里加速增长，到 2026 年，将占到全球发电量增幅的近 95%。尽管用于制造太阳能电池板和风力涡轮机的关键材料的成本不断上升，但今年仍将新增约 290 吉瓦的可再生能源发电装机容量，打破去年创下的历史纪录。

报道称，2021 至 2026 年间，新增的可再生能源发电装机容量预计将比 2015 至 2020 年间高出 50%。其驱动力是，政府出台政策加大支持力度，以及在格拉斯哥气候峰会召开前和召开期间各国宣布了更雄心勃勃的清洁能源目标。

但报告称，全世界可再生能源发电装机容量远未达到实现以下目标所需的水平，即到 2050 年实现温室气体净零排放，以防气温上升造成最危险的影响。

国际能源署署长法提赫·比罗尔说，预计到 2026 年中国的风能和太阳能发电总装机容量将达到 1200 吉瓦，比其设定的完成这一目标的日期（2030 年）早 4 年。印度的新增发电装机容量将比 2015 至 2020 年间的水平翻一番，欧洲和美国的动作也将显著加快。

比罗尔说：“中国继续展示其在清洁能源领域的力量，可再生能源的扩张表明，中国的二氧化碳排放量很可能在 2030 年前达到峰值。”

报告说，各国政府可以通过解决电网接入和发展中国家融资成本高等问题进一步加速该领域的增长，这可以使年均新增可再生能源发电装机容量比国际能源署报告中的主要预测值高出四分之一。

但即便如此也还不够，未来 5 年每年新增的可再生能源发电装机容量必须是国际能源署报告中主要预测值的近两倍才行。

国际能源署说，生物燃料的增速需要达到 4 倍，而可再生热能的需求量需要达到近 3 倍。

报告警告说，如果到 2022 年底大宗商品价格一直保持在高位，风能投资的成本将恢复到 2015 年的水平，过去三年太阳能成本的降幅也将被抹消。

参考消息网 2021-12-06

防止「能源供给失衡」可以这样做！

能源是经济社会发展的重要物质基础，也是碳排放的主要来源。在实现碳达峰、碳中和的过程中，推动可再生能源替代化石能源是重点、难点，能源转型技术路径选择是关键。

《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见（2021）》和《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》是新形势下我国实现碳达峰、碳中和目标的重要行动指南。因此，要根据国情、借鉴国际能源转型经验，统筹能源安全、保障民生与低碳转型的关系，实事求是分析不同能源的碳排放水平、能源效率、成本和安全性，因地制宜制定能源转型技术路线，构建绿色低碳、安全高效的能源体系。

“碳足迹”是谋划能源体系的前提

未来能源需求的增量主要由低碳能源提供，同时要优化存量。

以能源从生产到使用的全生命周期减碳为核心，作为评价低碳能源技术路径的依据。如目前电动汽车不属于低碳交通工具，因为充的电多来自化石能源，污染留在燃煤发电环节。同时，氢能受广泛关注，但氢来自化石能源还是绿色能源，其碳排放和成本差异大。

厘清清洁能源、低碳能源的概念。应明确以碳排放作为界定低碳能源的唯一标准，风电、光伏、生物质能和水电均属于低碳能源。我国将天然气划分为清洁能源，与煤相比，碳排放低，且排放颗粒物少（氮氧化物高），但相较于可再生能源仍是高碳能源。国际上以碳排放作为衡量能源是否清洁的标准，天然气不属于低碳能源。

加快低碳能源技术进步。应围绕大型风电、高性价比太阳能电池板、生物质能、氢能及燃料电池开展技术创新，提高能效和可靠性，降低成本。要根据低碳能源技术开发进展和可靠性，明确不同时期低碳能源技术发展路线，实事求是、因地制宜确定风电、光伏、生物质能发展目标。

此外，还需加快修改和出台新的《可再生能源法》，完善低碳能源发展机制，尽快将非电耗能领域纳入配额和碳税交易范围，通过提高化石能源的使用成本，鼓励使用低碳能源，提高低碳能源在能源体系中的比重。

转换效率是能源转型的依据

能源转型不仅指电力转型，也包括供热、工业蒸汽和交通等领域的能源转型。其中，电气化是现代化的标志之一，电是未来能源的主力军，但靠电“包打天下”是不科学的。在人类利用现代能源的历史进程中，应将不同能源转换为电力、热力、动力的效率作为能源转型路径选择的依据。

加快现有低效燃煤机组改造。降低煤耗、提高能效，加强电厂余热利用，降低碳排放；发挥天然气调峰优势，优化、提高天然气能效，天然气单纯供热能效低，是典型的“高品质能源低效率运用”，因此应多选用热、电、冷联产的高效利用方式；硅太阳能电池理论效率约 29%，应加快光伏技术进步，提高光伏发电效率。

提高风光的运行效率。鉴于化学储能受技术和成本制约，应探索“风光+储热+生物质发电”模式。生物质发电厂就近与风电、光伏实现多能互补，不仅可以提高风电、光伏的稳定性和运行效率，也能提高风电、光伏的并网能力。

加快生物质能发展，充分发挥生物质锅炉能效高、成本低等优势，在供热和工业蒸汽领域替代燃煤、天然气。生物质能重点应转向发电、供热、供蒸汽多联产，满足工业园区用能和北方乡镇供热需求。此外，还要因地制宜推进垃圾焚烧发电余热供热项目。

经济性是能源转型可持续的关键

能源转型需政策引领，更要发挥市场作用。其中，经济性是推动能源转型可持续发展的关键。

风光发电系统高成本未体现。目前风电、光伏发电成本低于平价，但波动性、随机性大，需对火电机组进行调峰灵活性改造及发展智能电网、建设储能，这将增加风光发电的“系统成本”，而现有电价定价机制无法反映。

风光大规模发展，储能必不可少。储能技术有待突破，投资大、成本高，而电网和新能源企业缺乏积极性，将制约风光长远发展。目前，作为储能“主力”的抽水蓄能电站投资大、建设周期长，且选址受地理环境和水源制约。因此，应加大储热技术研究和推广。其中，储热技术相对成熟、建设周期短、成本低，风光发电系统和燃煤发电厂、城市供热系统及工业蒸汽项目均可配套建设能源互补的储热系统，提高发电效率和风光上网电量，降低供热（蒸汽）成本。

风光制氢成本逐渐降低，但同时，氢储存、运输和用户端加注及氢燃料电池尚有技术性、经济性和安全瓶颈待突破。应开展二氧化碳催化加氢制甲醇工作，推动以甲醇为基础能源的内燃机、氢燃料发动机、甲醇燃料电池试点示范，实现氢能产业安全、可持续发展。

国际能源署相关报告显示，全世界 2050 年前实现净零碳排放的目标，对锂、铜、钴、镍和稀土元素的需求量将增至目前的 6 倍。电动汽车动力电池使用的铜、锂、镍、钴等有色金属依赖进口，资源稀缺和大规模发展需求之间的矛盾将日益突出。同时，与同体积燃油相比，动力电池能量密度低，且 5-7 年退役，如果现在不考虑动力电池退役回收的成本，将造成环境污染。

煤电低碳改造依赖高成本的 CCS(碳捕获与封存)或 CCUS(碳捕获、利用与封存)，短期内不现实，应将目标转向“生态吸碳”。森林在生长中会通过吸收 CO₂ 将大气中的碳固定在植物体内，因此通过种植人工林和能源林（竹）增加碳汇，定期收获的能源林（竹）可在“吸碳”“增绿”的同时，实现“增

收”，并促进人工林（竹）可持续发展。中国工程院院士倪维斗根据国家林业草原局的资料预测，近20年来，我国退耕还林、宜林地面积达35.6亿亩，如种植能源林后，以生物质能替代化石能源的碳减排潜力每年可超亿吨。

此外，生物质能供热、供蒸汽成本比天然气、电和燃煤低，特别是近期能源涨价，更加凸显了生物质能的成本优势。

系统谋划能源体系的安全性

今年秋冬燃煤减产、风光出力不足，导致能源供给失衡，造成一些省份供电不足，同时，个别地区受能耗双控影响，限制用电。因此，构建新的能源系统，必须立足国内资源，按照能源发展规律，走出具有中国特色的能源转型之路。

供给的安全性。我国70%以上的石油和40%以上的天然气依靠进口，而未来国际市场存在很大的不确定性，同时内地依靠核电替代煤电也面临诸多问题。发达国家将天然气作为从化石能源转向非化石能源的“过渡能源”，随着我国天然气对外依存度不断提高，需考虑能源的安全性、天然气供应的稳定性和经济性。在这种情况下，应重视沼气对天然气的补充作用。

沼气是“负碳”能源，加快沼气利用不仅可以补充天然气的不足、提供低碳能源，还能减少甲烷排放。2020年我国天然气消费3288亿立方米，其中进口1400亿立方米，占消费量的42.57%。国家能源局预计，到2025年我国天然气消费量将达4300亿-4500亿立方米，到2030年将达到5500亿-6000亿立方米，预计天然气缺口达2000多亿立方米。目前我国沼气资源量近2000亿立方米，到2050年将超过3000亿立方米。同时，沼气技术成熟，关键在于沼渣沼液利用和沼气提纯达标后进入“三桶油”（中石油、中石化、中海油）加气系统，因此，应打破部门和行业壁垒，尽快将沼气纳入燃气供给体系。

运行的安全性。能源转型是一个长期过程，不能“一蹴而就”，要坚持先“立”后“破”，统筹考虑技术的成熟度、可靠性和经济性。我国将风能和太阳能作为开发重点，但发展风电、光伏不仅要看其低碳的一面，更要看电网的接受能力和对电网的“有效贡献”。同时，风电、光伏大规模发展有赖于智能电网和储能技术突破，以及源网荷储协调发展和示范总结并加以推广，才能实现高质量、协调发展。

生态的安全性。风电、光伏只提供清洁能源，相比之下，生物质能来自农林剩余物、城乡生活垃圾、畜禽粪污、城市污泥等废弃物利用，对生态建设的贡献远大于对能源的贡献，是风电、光伏所不能比的。

同时，生物质能是可再生能源中唯一可储存、运输且可随时转化为固态、液态、气态的零碳能源，既可以发电，也可以在供热和工业蒸汽领域替代燃煤，还可以在运输行业替代燃油、在航空领域替代航煤。与天然气、电和燃煤相比，生物质能成本低、污染物排放少，在替代散煤和发展农村清洁能源方面将发挥不可或缺的作用。我国具有丰富的生物质资源和成熟的生物质能开发技术，但遗憾的是，我国生物质能发展落后于风电、光伏，是可再生能源的“短板”。

究其原因，有关部门认为生物质能作用有限、不好监管，长期拖欠生物质发电补贴，造成部分生物质电厂停产、倒闭；平时疏于生物质锅炉监管，但环保督察时却“一刀切”“一关了事”。因此，要从提高我国能源安全、促进生态建设的高度认识生物质能，纠正对生物质能的误解，理性、客观看待生物质能在促进生态安全、推进能源低碳转型等方面的重要作用，补齐拖欠的补贴，为生物质能创造良好的发展环境。

如前所述，在实现碳达峰、碳中和目标和能源转型的过程中，要切实按照能源发展规律，坚持“横向多种能源互补、纵向源网荷储协调”的原则，以低碳技术创新为动力，不断优化能源结构，开展智能电网、储能等关键核心技术攻关，积极推进风能、太阳能、生物质能多能互补和可持续协调发展，构建具有中国特色的绿色低碳、安全高效的能源体系。

（作者系吉林省能源局原调研员）

佟继良 中国能源网 2021-12-09

国际能源署：中国表现“最耀眼”

2021年又将是可再生能源新增装机创纪录的一年。日前，国际能源署（IEA）发布《2021年度可再生能源市场》报告预测称，今年，全球风电、光伏以及其他可再生能源发电新增装机总容量将超过2.9亿千瓦，连续第二年刷新历史最高纪录。

全球可再生能源新增装机再破纪录

IEA指出，虽然2021年光伏电池板和风机原材料价格都出现了不同程度的上涨，但全球光伏、风电以及其他可再生能源的装机量却加速增长，预计今年新增装机总容量将再度刷新历史最高纪录。

不仅如此，IEA预测认为，未来五年内，全球可再生能源装机容量增长将进一步加快。到2026年，全球可再生能源电力装机总量将在2020年基础上增长60%以上，达到48亿千瓦，相当于目前全球化石燃料发电和核电装机量的总和。

尤为值得注意的是，IEA预测认为，未来五年内，全球新增电力装机的95%都将来自于可再生能源，其中光伏发电装机表现将尤为引人注目，占比将超过一半。

分析认为，2021年至2016年期间，全球新增可再生能源装机总量预计将在2015年至2020年期间的基础上增长50%以上，各国政府为可再生能源提供的支持政策和装机目标是让新增装机显著加速的主要因素。

IEA署长法提赫·比罗尔表示：“今年2.9亿千瓦的新增装机总量意味着一种新的全球能源经济的崛起。高企的大宗商品和能源价格让可再生能源行业充满了挑战，但同时，化石燃料价格的上涨也让可再生能源变得更加具有竞争力。”

中国表现“最为耀眼”

在IEA看来，光伏是目前可再生能源中“动力”最为强劲电源，今年全球光伏新增装机容量较2015年至2020年的平均年新增装机容量上涨了17%左右，同时也创下1.6亿千瓦年新增装机容量的历史最高纪录。与此同时，风电也表现不俗，今年，陆上风电新增装机容量预计较此前平均年新增装机容量上涨25%；而到2026年，海上风电装机总量预计将在目前的基础上翻两倍以上。

从不同区域来看，根据IEA发布的预测，未来五年内，全球所有地区的可再生能源增速都将超过2015年至2020年这一时间段，同时，中国、印度、美国 and 欧洲将是全球排名前四的可再生能源市场，未来五年内，上述四大市场的新增装机预计将占到全球的80%以上。

中国将是其中表现最为耀眼的国家。IEA预计，到2026年，中国风电与光伏装机总量有望超过12亿千瓦，这也将提前4年达成中国制定的风光装机目标。法提赫·比罗尔表示，中国将持续发挥在可再生能源行业中的优势，快速的可再生能源扩张将有助于中国达成降碳目标。

紧随其后的则是印度、美国以及欧洲国家。IEA预测认为，未来五年，印度可再生能源装机量将在2015至2020年新增装机的基础上翻倍，而欧洲国家和美国可再生能源装机量也将加速增长。

仍不足以应对气候变化

尽管全球可再生能源装机已经一再突破历史纪录，但在IEA看来，要达成“在本世纪中叶实现净零排放”的气候目标，全球可再生能源装机增速仍需要翻一倍以上。

IEA提醒称，目前，全球大宗商品价格持续走高，这一趋势很可能持续到明年初，这也将限制可再生能源装机增长。分析指出，大宗商品价格上涨已经推高了风光项目成本，抹去了过去数年的行业降本努力。测算认为，目前全球风电项目成本已出现上涨迹象，已“倒退”至2015年的水平，而光伏电池板成本的上涨则让光伏行业过去三年的降本努力“付之东流”。

不过，IEA报告的主要作者Heymi Bahar表示，大宗商品价格并不是阻碍新增可再生能源项目的主要因素，在很多国家和地区，风电与光伏已经变得比化石燃料便宜，繁琐复杂的项目审批流程才是当前新增风电项目的最大“拦路虎”，同时，各国也应该采取措施扩大消费者和工业界对光伏的使用率。“近年来，我们已经看到了一个非常重要的转变，但要实现净零排放，现在仍需要提高增速。各国政府不仅要制定更高的目标，也需要制定更加完备的政策和措施。”

此外，IEA 还在报告中提到，生物燃料的使用也将变得更加重要。今年内，全球生物燃料的需求预计将超过 2019 年的水平，未来五年内，生物燃料需求则将加速上涨，但目前这一市场的增速也尚未达到净零排放所需。

李丽旻 中国能源网 2021-12-07

中国人民大学重阳金融研究院执行院长王文：以碳资源为核心的国际博弈会逐渐出现

实现碳达峰、碳中和究竟是一场怎样的社会系统性变革？“双碳”目标下的节能环保领域将迎来什么重大机遇？在全球视野下，逐渐以碳资源为核心的国际环境正在发生着什么变化？

11 月 30 日下午，2021“海丝论坛”暨节能环保国际论坛在广州南沙举行，深入探讨在中国“双碳”目标背景下的全球节能环保机遇，促进中国与全球在节能环保技术领先国家和地区的交流合作。

论坛上，中国人民大学重阳金融研究院执行院长、国务院参事室金融中心研究员王文在发言中表示，以碳资源为核心的国际环境博弈会逐渐出现，应当把“双碳”目标放在全球视野下看待。这不仅涉及全球气候变化应对，还包括粮食安全、卫生健康，也关系到是否能够在绿色金融等领域引领全球治理。

今年是“碳中和元年”

今年以来，碳达峰、碳中和被写入中央各类重要政策文件，中央经济工作会议、“十四五”规划纲要、政府工作报告等均明确提及。围绕“双碳”目标，国家发改委在加快出台碳达峰、碳中和顶层设计政策文件，推动形成“1+N”政策体系。

碳中和作为一个长周期国家战略，得到了社会各界的广泛关注和讨论。在王文看来，碳中和概念对于中国的低碳发展来讲是一个非常重要的、创造性的突破。王文认为，今年是真正意义上的“碳中和元年”。

“过去我们应对气候变化，只有资源利用和减少资源利用的概念，而如今全世界 130 多个国家都接受了碳中和这个理念，说明从社会经济意义上，全球气候变化应对，已经从少用资源、保护环境的观念，升级为经济发展模式转型的概念，这是我们思想和观念的转变。”王文说。

提及中国碳排放在世界的占比时，王文表示，中国碳排放占全世界 30% 的说法还存在争议，目前世界上对中国碳排放的算法至少有 9 种。他认为中国要争碳中和话语权，尤其是目前中国的碳排放吨量的计算，话语权要在自己的手上，所以首先要学会核算自己的碳排放量。

碳排放事关国家发展，不少发展中国家受限于技术条件，短期内仍需消耗大量化石能源。减排是个系统性工程，需要做好产业结构革新、技术水平提升和能源结构改善。

王文表示，我们未来的一个工作方向是碳中和的全球绿色发展布局，要参与到全球共性的、有规则的博弈中去。“可持续经济占比的提升、清洁能源成为能源主力等背后，有着非常激烈的大国之间的竞争博弈，我们需要参与其中。”王文说。

王文用四个字对碳中和路线图进行总结：一是“减”，调整产业结构、高效节能；二是“增”，植树造林；三是“保”，生态保护，提高森林覆盖率；四是“封”，工程封存：碳捕集、碳利用、碳封存。

王文从顶层设计和地方布局两个角度对“双碳”目标的完成进行了解读。在顶层设计政策层面，他认为中央工作会议把碳中和、碳达峰列为八大工作会议之一、成立双碳工作领导小组，《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、《2030 年前碳达峰行动方案》政策文件的发布等举措，都是代表中国目前在顶层设计层面上完成的战略。

共同应对气候变化渐成各国共识 在过去，碳排放 85%-90% 的能源利用都依赖于地下能源，比如煤炭、铁矿石等，这类地下能源在 2030 年到 2040 年将会逐渐向地上能源切换，例如太阳能、风能、水能等，这对中国来讲将是个巨大的变化。

在王文看来，未来中国碳中和的价值是多层面的。在宏观层面，碳中和正在推动着中国第四次的产业升级革命；在社会层面，要全面进行社会经济复合系统的重构，以绿色为核心为导向去推动

中国的发展；在发展层面，评价每个地方发展综合实力的标准也在变化，不再以 GDP 单一评价地方发展，金融层面上会形成非常完善的现代金融体系。

同时，对每个市场主体来讲，意味着生产模式的变革，每个企业都应该学会在碳市场发展模式上寻找自己的机遇。从民生角度，低碳经济会带来更大的就业机会。由于低碳，去掉高能耗的企业导致失去了一些就业机会，但会因为低碳经济的出现而得到就业机会，而且就业数量会远远高于过去的就业机会。从风险角度来讲，我们面临着企业的风险管理，会出现新的风控对象。

11 月，近 200 个国家在为期两周的第二十六届联合国气候变化大会（COP26）上达成了应对气候变化的协议。《格拉斯哥气候协议》正式签署。这份协议的主旨便是将全球升温幅度控制在 1.5 摄氏度以内、避免全球遭遇灾难性气候变化的严重后果发生。从《联合国气候变化框架公约》的出台到《巴黎协定》的落地，加强国际合作，共同应对气候变化渐成各国共识。

王文认为，当前国际格局正在发生悄然的变化，全球的产业链、价值链都会产生新的变化，以碳资源为核心的国际环境的博弈会逐渐出现。因此应该把“双碳”目标放在全球视野下看待，这是大国博弈，这不仅涉及全球气候变化应对，也包括粮食安全、卫生健康，还关系到是否能够在绿色金融等领域引领全球治理。

“‘双碳’是重要的决策，也是对世界一次庄严的承诺，每个人都有责任。减碳对地方的发展影响非常大，碳中和是持久战，是逐渐的过程，我们要更进一步的、细致的、高质量的发展。”王文说。

李德尚玉 21 世纪经济报道 2021-12-03

热能、动力工程

准确把握电力保供与降碳减排的关系

“能源的饭碗必须端在自己手里”，能源安全事关国计民生，电力保供是国家能源安全的重要组成部分。中央强调，要处理好减污降碳与能源安全的关系、确保安全降碳。能源领域碳排放总量大，是降碳减排的主战场，其中电力是主力军，需要准确把握电力保供与降碳减排的关系，确保实现安全、低碳、高效等目标的动态统一。

坚持多元供给：立足国情

努力实现自主可控

保障经济社会高质量发展必须构建安全稳定的能源供应体系。预计未来十年，我国能源、电力消费年均增长分别为 1.4%、4.6%，要支撑未来经济社会高质量发展，能源电力的可持续发展是首要任务。

新能源已成为世界能源发展趋势，是加快调整能源结构的重要途径。近年来，我国加快推动新能源规模化发展，2020 年发电量约占全球风、光总发电量的 30%。欧洲新能源发展迅猛，大力推进能源低碳转型。

以煤炭为主体的化石能源依然是保障我国能源安全的基石。我国化石能源消费规模巨大，2020 年，化石能源消费占比 84.1%，其中煤炭达 56.8%。到 2030 年，非化石能源消费比重将达到 25%左右。展望未来能源供应体系，以煤为主体的化石能源仍将发挥重要作用。

我国油气进口来源日趋多元化，但必须控制好对外依存度。未来我国石油增产规模有限，对外依存度将维持在 70%以上。天然气产量保持稳步增长，但与消费增长相比仍有缺口（当前超过 43% 依赖进口）。持续增高的油气对外依赖将对能源保供带来巨大风险。

总体来看，为实现我国能源供应自主可控，必须立足以煤为基础、国内供应为主的基本国情，统筹各类能源多元化发展和平衡。

坚持绿色低碳：非化石能源发展

与化石能源清洁利用并举

相比欧美国家，我国将用历史上最短的时间完成碳排放强度降幅，转型难度和挑战更高。

低碳转型并不意味着近期不发展化石能源。预计未来我国煤、油、气消费将依次达峰，达峰前仍有一定增长。其中，原煤消费已基本处于峰值平台期，“十五五”期间逐步减少。石油 2030 年前达峰，随后进入下降通道。天然气消费预计 2035-2040 年达峰并缓慢下降。

降碳减排并不意味着不产生碳排放，也不意味着在较短时间内快速减排。我国资源禀赋、产业结构、发展阶段与欧美国家不同，快速激进退出化石能源，将带来能源供应风险，煤炭消费的减量化节奏取决于非化石能源的替代供应能力。第 26 届联合国气候变化大会表决通过《格拉斯哥气候协定》，对煤炭退出的表述由“逐步淘汰”改为“逐步减少”，这一点对我国显得尤为重要。

能源领域降碳方向在于大力发展非化石能源与推动化石能源清洁利用的双轨推进。统筹能源供应和降碳减排，既要考虑新增能源需求更多以非化石能源来满足，又要有效推动庞大的存量化石能源安全有序地清洁化利用，平稳渐进地过渡到存量替代阶段。

坚持安全底线：防范化解未来电力

保供面临的风险挑战

我国电力保供已进入各种风险交织、多种因素叠加的新阶段，需要防范化解未来电力供需面临的风险挑战。

煤电承担电力电量保障的双重任务，仍是保障电力供应的重要基础。煤电是我国电力保供的主力电源，现有的 11 亿千瓦煤电多是高效率、超低常规污染物排放机组，正处于“青壮年”时期，必须用好用足这一巨大的存量资源。煤电保电力、保电量、保调节的兜底保障作用在短期内难以改变。

从电力（功率）保障作用看，2020 年煤电承担高峰负荷占比达 73%，预计到 2025、2030 年，62%、55%以上高峰负荷仍需煤电承担。从电量保障作用看，煤电发电量占比由 2020 年的 64%下降至 2025 年的 56%、2030 年的 48%，仍然是电量供应的主要来源。

从国外实践来看，欧美主要国家电力需求趋于饱和，主要通过发展新能源调整电量结构，提高新能源电量占比，电力系统仍保留充足的提供电力的常规电源，并通过跨国输电通道调剂余缺。

以德国为例，近年来最大负荷约 8000 万千瓦，除核电外，煤电、气电等常规电源装机并没有明显减少，维持在 1 亿千瓦左右，基本满足最大负荷需求。同时，德国与周边多国频繁进行电力交换，进一步保障电力供应安全。相比之下，我国的常规发电装机总量并不具备这样的冗余条件。

新能源以提供清洁电量为主，高峰负荷时段电力（功率）支撑能力有限。预计我国新能源发电量占比将由 2020 年的 10%上升至 2025 年的 17%、2030 年的 21%。但新能源出力“靠天吃饭”，对电力电量的贡献存在较大的不稳定性，低出力与负荷高峰叠加将导致电力缺口，需要依靠其它电源调整出力以弥补电力不足。

如在 2020 年末寒潮期间，西北区域晚高峰负荷多日超过 1 亿千瓦，新能源装机超 1 亿千瓦，但出力仅为 200 万千瓦左右。国外也普遍存在类似问题。例如，今年欧洲北海夏秋季风电出力显著低于常年均值，英国 7-9 月风电发电量较去年同期减少约 25%，不得不增加气电和煤电发电量以弥补缺口。

为应对新能源长时段大幅度波动给电力可靠供应带来的风险，必须储备一批常规电源，宁可备而不用，不可用时无备。

其他各类电源协调发展，共同保障未来电力供应。水电、核电既提供清洁电量，又能发挥稳定电力保障作用。预计水电、核电等其他清洁能源发电量将由 2020 年的 19%上升至 2025 年的 20%、2030 年的 24%，同时提供约 10%的电力平衡贡献。抽水蓄能与新型储能将为电力系统提供灵活性资源，平抑新能源出力波动。

坚持系统观念：走供需两侧

多元化的电力保供之路

实现电力安全可靠供应，要充分利用电力系统各环节多元协同、优势互补的特性，系统性地推

动供需两侧多元化发展。

一是推动电源发展多元化。

大力发展新能源。“十四五”期间，要加快发展东中部分布式光伏、分散式风电和海上风电，优先就地平衡；推动西部北部沙漠/戈壁/荒漠地区大型光伏基地项目建设。中远期，新能源开发重心重回西部北部，海上风电逐步向远海拓展。

努力促进煤电清洁高效发展，逐步向基础保障性和系统调节性电源并重转型。“十四五”期间，应用好存量煤电，加快实施灵活性改造；在负荷中心就地就近安排一批煤电保障电力供应。同时，加快碳捕集利用和封存（CCUS）等技术装备突破，将煤电改造为“近零脱碳机组”，转型升级为“清洁电力”。中远期，稳妥推进煤电逐步减量发展。

因地制宜开发水电，积极安全有序发展核电。“十四五”期间，重点开发西南地区水电，年均开工6-8台核电机组。中远期，推进西藏水电开发，加快新型核电技术突破与应用。

统筹抽水蓄能与新型储能发展。“十四五”期间，在东中部优先开发抽水蓄能。中远期，加快发展新型储能，积极推动梯级水电改造，具备周以上调节能力。

二是推动终端用能多元化。

充分发挥终端用户节能提效的关键作用。坚持节能优先方针，加快产业结构深度调整，坚决遏制“两高”项目盲目发展，加大节能技术推广和管理提效力度，是实现能源消费总量及早达峰和碳达峰、碳中和目标的重要举措。

高效有序推进终端能源消费电气化。工业领域优先在高耗能行业推广电锅炉、电窑炉，建筑及居民领域推广热泵技术，交通领域推广电动汽车和电动重卡。

坚持需求响应优先、有序用电保底、节能用电助力。汇集可调节资源，参与电力系统调峰调频调压，提高电力系统稳定性。

实现碳达峰、碳中和目标，必须立足国情实际，坚持先立后破，确保安全降碳。电力行业降碳不等于简单地退出煤电，加快CCUS等技术的规模化工程应用，促进煤电机组实现脱碳运行和高效利用，统筹好常规电源和新能源发展，构建多元化发展格局，有效保障电力长期安全可靠供应。

（作者系国网能源研究院有限公司董事长（院长）、党委书记）

张运洲 中国能源报 2021-11-29

全球航空业掀起低碳燃料革命

航空业正在掀起一场低碳燃料和可持续飞行方案的革命。在全球加速减排的背景下，排放大户航空业成为下一个亟待“绿化”的重点领域。

■航空脱碳速度较慢

一直以来，航空业都是脱碳最难、最慢的行业之一，尽管航空飞行产生的温室气体排放在全球整体排放中占比较低，但该行业亟待拥有一套可靠且值得信赖的面向未来的脱碳策略。

根据国际航空运输协会（IATA）的数据，航空业目前占全球排放量的2.5%，并且逐年增长。2019年，全球商用航空二氧化碳排放量总计达9.18亿吨，比2013年增长29%。如果客运量继续以目前速度增长，未来30年航空排放量增幅将是1990-2019年间的3倍以上。

为此，IATA于10月宣布，计划到2050年实现行业的净零排放。事实上，航空业脱碳的最大难点在于如何在客运量持续增长的前提下减少碳足迹，IATA预计到2050年每年将有100亿人乘坐飞机。

《金融时报》撰文称，实现到2050年“零碳飞行”目标的核心是如何有效减碳，业内早已启动了氢动力飞行和电池动力飞行的研发工作，但距离商业化应用仍然很遥远，相较之下，成本高昂、产量较低且颇具争议的可持续航空燃料，仍然是可突破的选择。

可持续航空燃料由植物、食用油、农业废物等可再生资源制成，与传统石油基航空燃油相比，

可减少多达 80%的排放量，但价格也更加昂贵，且目前难以实现大量供应。有专家指出，可持续航空燃料存在“漂绿”的行为，生产过程中存在一定的碳成本，且仍然需要与高比例的传统燃料混合，碳足迹并不小。

据 IATA 估计，可持续航空燃料可以帮助减少近 2/3 的航空业温室气体排放量，到 2050 年，每年需要至少 4500 亿升可持续航空燃料，才可能满足航空业的燃料需求，而目前产量仅为 1 亿升。

■低碳航空竞争升温

油价网指出，持续的新冠肺炎疫情，导致全球大批航空公司破产重组，整个航空业都在寻找高效可靠的低碳飞行方案，旨在绿色经济转型的过程中提前占据一席之地。

今年的气候大会期间，英航首次使用可持续航空燃料飞行。英航表示，其使用了回收食用油制成的可持续航空燃料，飞行排放量相比 2010 年同等条件下减少了 62%。

美联航旗下一架喷气式客机于 10 月在休斯敦进行了一次采用可持续航空燃料的试飞。11 月，阿联酋航空与通用电气航空集团签署了合作谅解备忘录，目标是在 2022 年底前完成一次 100% 可持续航空燃料供能的试飞。

另外，包括 bp、波音在内的 50 多家能源和航空公司于 9 月做出承诺，到 2030 年，将通过可持续航空燃料取代全球 10% 的航空燃油供应，目前这一比例仅为 0.1%。壳牌计划到 2025 年实现每年 200 万吨的可持续航空燃料产量。

■降本成大规模推广的前提

“目前，还没有与传统喷气燃料相比更具成本竞争力的可持续航空燃料。”美联航首席执行官 Scott Kirby 表示，“对航空业而言，降低投资成本最重要。”美联航日前作出了航空业迄今最大承诺，计划未来 20 年内购买近 70 亿升可持续航空燃料。

国际能源署（IEA）指出，以 80 美元/桶的国际油价为基准，传统喷气燃料的成本约为 0.5 美元/升，而可持续航空燃料的成本为 0.85-1.5 美元/升。壳牌坦言，生产商需要得到保障，即市场对可持续航空燃料的需求，可以让新炼化产能的投资不会“打水漂”。

显然，只有实现了成本效益，可持续航空燃料才能得到更大规模的推广。美国达美航空公司首席执行官 Ed Bastia 表示：“从财政方面来看，目前，可持续航空燃料不具备经济可行性，炼化商也不会同意投入更多财力和物力来生产此类产品。”

航空公司普遍希望政府出台政策杠杆，以鼓励可持续航空燃料的推广，比如税收减免。据路透社报道，美国目前正在权衡一项法案，旨在允许以豆油为基础的可持续航空燃料有资格获得税收抵免，抵免规模可能介于每加仑 1.25-1.75 美元之间。“这为大豆衍生的可持续航空燃料敞开了大门。”国际清洁运输燃料委员会团队高级研究员 Nikita Pavlenko 表示，“同时还能带动炼油商大规模启动大豆衍生可持续航空燃料的生产。”

此外，业内同时呼吁航空业“不要把鸡蛋都放到一个篮子里”，即可以寻求多样化的低碳飞行技术或方案。根据牛津大学的一个研究项目，利用廉价的铁基催化剂转化二氧化碳，可以开发出一种碳中和的喷气燃料，成为昂贵可持续航空燃料的低成本替代品，目前可持续航空燃料比煤油贵 3-4 倍。

本报记者 王林 中国能源报 2021-11-29

储能规模化发展面临三道坎

“‘十四五’期间，我国电化学储能累计装机规模在保守场景下估计将达 3500 万千瓦，极有可能达到 5500 万千瓦。”中关村储能产业技术联盟常务副理事长俞振华近日对行业未来作出乐观预测。

实际上，经过 10 余年发展，作为我国能源结构调整的关键支撑技术，储能战略定位已得到广泛认可，规模化发展需求十分迫切。

政策是主要驱动力

截至目前，我国已有超过 20 个省份发布新能源配置储能政策，要求比例在 5%-20%之间，时长 1-2 小时。“新能源鼓励或强制配储政策成为行业发展驱动力。”俞振华说。上半年，国内新增新型储能项目 257 个，储能规模 1180 万千瓦，分别是 2020 年同期的 1.6 倍和 9 倍。大规模储能项目明显增多，百兆瓦级以上规模的项目超过 34 个，是 2020 年同期的 8.5 倍。

其中，以锂离子电池为代表的电化学储能占据主导，新增储能项目辐射 27 个省份，新能源发电侧装机占比超过 50%。国家电网调度控制中心高级工程师裴哲义分析认为，电化学储能在各环节已有应用，青海、新疆主要用于电源侧可再生能源消纳；江苏、河南、湖南、辽宁主要应用于电网侧辅助服务；山西、广东、河北主要应用于电源侧火电联合调频；沿海经济发达地区主要为用户侧削峰填谷、需求响应。

储能产业快速发展，离不开政策扶持。今年，国家层面密集出台一系列政策文件，从项目管理、规划引领、市场设计、价格机制等角度，为储能行业发展营造了良好环境。尤其是 7 月，国家发改委、国家能源局联合印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确，实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变，到 2025 年，累计装机规模达 3000 万千瓦以上。在俞振华看来，该文件作为“十四五”时期的第一份储能产业综合性政策文件，给行业发展服下“一颗定心丸”。

商业模式困境突出

尽管前景明朗，但当前不少储能项目面临着沦为“摆设”的尴尬现状。某新能源项目开发商向记者坦言，在新能源配储政策要求面前非常被动，“硬扣在我们头上，无形中增加了企业 10%到 20%的成本。”

俞振华指出，相对水电、燃气轮机等传统机组，储能在高频短时调频服务、提升传统电力系统灵活性方面的优势明显，但其参与电力服务、降低系统成本的价值尚未完全得到市场认可。

“项目配套储能后，很多业主却不知道如何用，储能建设要求、配储并网细则等内容并不明确。”江苏海基新能源董事长余峰认为，新能源配置储能更多是应付电网并网要求，企业为了不断压缩成本，导致产品质量参差不齐。长远来看，并不利于储能行业健康发展。

如何让新能源配储产生价值，让行业从政策驱动演变为市场驱动是破解问题的关键。以发展最为迅速的电化学储能来说，当前的商业模式主要分为几类：用户侧以峰谷电价差套利；电源侧与火电和新能源一起参与辅助服务，增加新能源电站增发电量；电网侧通过租赁储能电站赚取收益。

“大家最关心储能的商业模式。”在裴哲义看来，电化学储能布局灵活、响应速度快、能量效率高，是未来发展方向。他建议，深入研究储能参与调峰、调频、备用等辅助服务市场的市场主体定位、价格形成机制和交易模式，通过建立市场机制，创新开展储能调峰辅助服务以及参与新能源消纳市场化交易，进一步完善储能运行商业模式。

中国广核新能源控股有限公司科技创新中心主任汤建方认为，独立储能电站或是行业未来发展的理想选择，其成本边界更为清晰，新能源开发商参与意愿更强。

安全和降本的前提

随着新能源装机占比不断提升，储能规模化也迎来大机遇。在业内人士看来，当前储能行业亟需做好两件事——确保安全和降低成本。

中科院物理研究所研究员李泓认为，规模化储能要达成一些硬指标，要做到本质安全，在运输、安装甚至突发系统事故时不起火爆炸。通过持续技术攻关，度电成本低于 0.2 元，实现吉瓦时级储能电站。重点突破长时间储能技术，单次能量存储和释放可以大于 4 小时，发展 8-10 小时以上储能技术，系统能量转换效率高于 90%。

安全是行业发展的前提。在过去一年里，全球范围内发生过多起储能火灾事故。对此，裴哲义建议，要加快制定和完善电化学储能电站消防安全有关标准，及时总结现有储能电站并网运行经验，针对出现的电池模块缺陷、BMS 缺陷、充放电时间、充放电功率达不到设计值、电池一致性问题，提出改进措施。

值得一提的是，今年 8 月，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于鼓励可再生能源发电企

业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，要求综合考虑经济性、规模大小和技术成熟程度，由发电企业通过市场化方式自主决定和选择，以市场化方式实现调峰和储能能力配置，有利于储能行业高质量发展。

本报记者 卢奇秀 中国能源报 2021-11-29

国际首个 400 兆瓦盐穴压缩空气储能项目签约

本报讯 12 月 22 日，苏盐集团与中科院工程热物理研究所、中储国能公司在江苏南京举行战略合作协议签约仪式，共同建设国际首个 400 兆瓦盐穴压缩空气储能示范项目，含一个 100 兆瓦系统、一个国际首套 300 兆瓦系统，打造绿色低碳循环发展“示范样本”。

据悉，虽然该项目属于新兴产业项目，但项目技术先进、应用成熟、基础扎实，项目建成后可以有效解决电网平衡问题，具有良好的经济效益和社会效益。此次战略合作是储能技术产业化和盐腔资源高效化利用的结合，也是央企和地方国企加强产业合作、技术合作的典型示范，将以绿色低碳转型的创新实践，破解盐及盐化工产业能源瓶颈，推动能源结构变革。三方将深化产学研合作，加快打造原创技术“策源地”，强化关键核心技术攻关，推动一批重大攻关成果示范应用。

压缩空气储能技术的工作原理是用低质、低谷电驱动多级压缩机将空气压缩至高压，通过级间蓄热降温后储存于储气系统。需要释能时，将高压空气从储气系统释放，经级前蓄热系统升温后驱动透平发电机组发电。该技术是适合大规模应用的储能技术，具有容量大、寿命长、成本低、经济性好等特点。矿盐开采后的盐穴是适合储气的洞穴，可大幅减少压缩空气储能电站建设成本。中科院工程热物理研究所在该领域已取得国际领先的研发成果，已建成多个国际先进压缩空气储能示范系统。

张弛 中国能源报 2021-11-27

交通节能降碳困局待解

最新数据显示，当前，交通运输领域碳排放占我国碳排放总量约 10.4%。尤其近 5 年来，交通运输领域碳排放仍持续增加，年均增速在 8% 左右。中国国际工程咨询有限公司高级工程师张建红表示，未来一段时间内，我国交通运输领域碳排放仍会持续增加。

更有研究报告指出，我国交通运输业碳达峰时间有可能延至 2035 年。中国环境与发展国际合作委员会委员、交通运输部原总工程师周伟亦曾公开表示，交通运输业或将成为我国最后实现碳达峰的产业之一。那么，到底是什么拖了交通运输领域碳达峰的“后腿”？

运量持续攀升 “增压”碳减排

当前，我国交通基础设施规模及运输能力正处于快速提升阶段。

根据《2020 年交通运输行业发展统计公报》，2020 年，我国公路总里程为 519.81 万公里，比去年末增加 18.56 万公里；铁路营业里程为 14.6 万公里，比去年末增长 5.3%；国内河航道通航里程为 12.77 万公里，比去年末增加 387 公里。

交通运输基础设施规模不断扩大，拉动运输能力进一步攀升，其中，公路货运量增势最为明显。

数据显示，2016—2019 年，我国公路货运量从约 320 亿吨增长到约 360 亿吨；水运货运量从约 50 亿吨提升至约 70 亿吨；铁路货运量从约 35 亿吨提升至约 40 亿吨。客运周转量方面，2017—2019 年，公路客运周转量从近 1 亿人次·千米提升至约 1.4 亿人次·千米；民航客运周转量从约 6000 亿人次·千米提升至约 7000 亿人次·千米。

交通运输规模与运输能力的扩张，致使交通领域碳排放进一步承压。记者梳理资料发现，2015—2021 年，交通运输领域碳排放持续增长，占全国碳排放比重从约 8.7% 增长至近 10.4%。

张建红表示，未来一段时期，我国交通运输业仍会保持快速发展态势，届时，交通运输领域碳

排放量还将持续增加。

以机动车为例，去年 12 月发布的《机动车污染防治政策的费用效益评估（CBA）技术手册》显示，未来五年，我国还将新增机动车 1 亿多辆，工程机械 160 多万台，农业机械柴油总动力 1.5 亿多千瓦，车用汽柴油 1 亿至 1.5 亿吨。由此带来的碳排放量不容忽视。

“从目前交通运输行业和新能源动力技术发展态势来看，预计交通运输领域部分细分行业有望于 2030 年实现碳达峰，整体实现碳达峰可能要到 2035 年以后。到 2060 年，交通运输领域碳排放量或将维持在 5 亿吨左右。”张建红说。

公路减排仍是当务之急

当前，我国交通运输领域碳排放主要以公路运输为主体。

记者了解到，2019 年，我国公路运输碳排放占交通领域碳排放比重为 74%，水路和航空运输碳排放占比分别为 8%和 10%，而铁路运输占比最低，约为 8%。

无论是在货运方面，还是在客运方面，相较于其他运输方式，公路运输都承载着更大压力。根据《中华人民共和国 2020 年国民经济和社会发展统计公报》，2020 年，我国货物运输总量为 463.4 亿吨，其中，公路货物运输总量为 342.6 亿吨，占比 73%；旅客运输总量为 96.7 亿人次，其中，公路旅客运输总量为 68.9 亿人次，占比 71%。

而从单位周转量能耗看，公路也居首位。相关研究表明，我国铁路、水运和公路运输单位周转量能耗比约为 1：0.7：5.2，碳排放比约为 1：1.3：10.9。

这意味着，相同周转量下，相比铁路、水路，公路运输能耗、碳排放都更多。以我国“西煤东运”战略动脉——大秦线为例，仅这条全长 653 公里的运煤干线，与同等运量的公路运输相比，每年就可节省柴油 1645 万吨，减少碳排放量 5974 万吨。

“公路运输无疑是交通领域减排的重点。”中国城市公共交通协会秘书长助理陈超华坦言。

当前货物运输“公转铁、公转水”的信号早已释放。记者了解到，早于 2018 年，国务院印发的《打赢蓝天保卫战三年行动计划》中，就对“公转铁”目标进行了拆解；《推进运输结构调整三年行动计划（2018—2020 年）》中更明确指出，以推进大宗货物运输“公转铁、公转水”为主攻方向，减少公路运输量，增加铁路运输量，与 2017 年相比，2020 年，全国铁路货运量需增加 11 亿吨、增长 30%，全国水路货运量需增加 5 亿吨、增长 7.5%。但张建红坦言，尽管政策加持、目标清晰，但当前以公路运输为主的交通运输结构短期内实现转型并不容易。

“目前，运输结构调整仍面临目标进度滞后、联接项目进展缓慢，地域发展不平衡等突出问题；另一方面，公路运输转型的关键是载具的绿色化，想要实现公路运输的全面绿色化，还有很长的路要走。”张建红指出。

公共交通载具全面绿化须提速

张建红具体介绍，就城市而言，实现公路运输低碳转型的首要任务即是全面推进公共交通领域的载具绿色化。

根据我国工业和信息化部此前制定的《推动公共领域车辆电动化行动计划》，到 2035 年，我国公共领域用车将全面实现电动化，包括公交车、城市物流车、环卫清扫车等。

以公交车为例，陈超华表示，当前，我国公交车纯电动化率为 51%。“我国地级以上城市营运公共汽（电）车共计约 70 万辆，而纯电动公共汽车的数量约为 36 万辆。除深圳、北京等地的公交车纯电动化率在 90%以上外，其他城市在公交车全面绿色化方面仍有较大空间。”

“一方面推动公共交通转型升级需要巨大财政支出；另一方面，推动私家汽车电动化能够拉动地方 GDP 增长，所以近年来，公共交通行业纯电化率趋势相对私家车纯电化率而言，相对较缓。”张建红分析称，下一步，城市公路运输减排重点应向公交优先、公共交通载具绿色化转移，增加公共交通的便利性和吸引力，因地制宜开展公共交通绿色载具的更替。

陈超华建议，在深入推进载具绿色化的同时，还应在新型城市基础设施范畴内，建设数字化、信息化和智能化的公路运输网络管控平台，为政府、交通运营企业、用户提供更加精细的交通运输

服务；建立完善交通运输碳排放源的监测体系和排放清单；同时，推动绿色智慧技术变革，提升交通运输综合能效和减排效率。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-12-06

“热岛效应”加剧，城市可持续降温步伐要加快

日前，在第26届联合国气候变化大会（COP26）上，由联合国环境规划署等组织撰写的《战胜高温：城市可持续降温手册》（下称“《手册》”）发布，该《手册》旨在提供一套可行的全球城市降温参考指南。

《手册》指出，城市化进程加快和城市“热岛效应”，使得全球城市变暖的速度是全球整体平均速度的2倍。如果温室气体继续保持高水平排放，到本世纪末，不少城市气温或将升高4℃。

其中，低收入地区往往是影响较为严重的地区，因为该区域不仅缺乏绿色空间，同时也是工业发展的重点区域，这些地区的居民负担不起高质量的降温设备，易承受过度变暖的负面影响。

根据《手册》，如果当前的城市化和高温趋势持续下去，预计到本世纪中叶，受高温影响（即夏季平均高温超过35摄氏）的城市人口数量将增加800%，达到16亿人口。即便在全球变暖1.5℃的情况下，预测将也会有23亿人口极易受到严重热浪的影响。因此，迫切需要过渡到更可持续、更公平的方式来为城市降温，并确保在需要的地方获得降温，而不是进一步使城市环境变暖。

《手册》指出，城市变暖的加剧是由多种因素造成的，这些因素往往具有相互关联的影响，因此应采取多管齐下的策略来有效解决城市降温问题。其中包括城市范围内减少热量、减少建筑物的制冷需求、有效满足建筑物的制冷需求等三个核心要素。

《手册》为城市提供了一系列干预措施，如在城市/社区规模和建筑规模两个层面刺激可持续城市冷却需求的政策和规章建设，促进供应以满足需求的金融工具发展，提高政府及公众对可持续城市降温的认识和能力建设。

事实上，当前，通过政府引导和干预、金融工具多管齐下的策略手段，全球多地在城市降温方面都已取得一定成效。

如哥伦比亚麦德林，其从2016年到2019年，共建立了36条城市绿色走廊、18条主要道路和18条水路，占地超过36公顷。调查显示，绿色走廊所在地区的气温已下降了4摄氏度；而在加拿大，实施了世界上最大的湖泊源冷却系统；在中国广州，实施了珠江新城核心地区区域集中供冷，通过避免使用分布式制冷系统，当地核心区域的环境温度约降低了2-3摄氏度。

由此可见，要防止全球气温上升超过1.5摄氏度，城市必须在本世纪中叶实现净零排放。因此，可持续城市降温不仅对于城市居民至关重要，也是应对全球气候危机的主要贡献者。对此，《手册》强调，在全球气候变化行动中，城市发挥着关键作用，应加快城市可持续降温步伐。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-12-06

资源型地区更要主动探索节能降碳

山西、陕西、宁夏、内蒙古是我国重要的煤炭基地，节能降碳对全国实现碳达峰碳中和目标具有举足轻重的意义，并将对资源型地区降碳工作产生积极的示范作用。

以上述四省区为例，当前煤炭资源型地区碳排放量增长率多高于全国平均水平，碳排放量增长未与GDP、能源消费增长量脱钩，四省区控煤减排形势严峻。

而随着近日五部门《“十四五”支持老工业城市和资源型城市产业转型升级示范区高质量发展实施方案》的下发，资源型城市产业转型升级将迎来重要发展机遇。在碳达峰碳中和愿景下，笔者认为，以四省区为代表的煤炭资源型地区要紧抓当下全国低碳转型的机遇，强化顶层设计、借助区域合作，统筹转型发展的内外动力，推动产业优化，深化能源生产系统变革，积极为全国资源型地区

作出节能降碳示范。

碳排放增长率高于全国平均水平

煤炭资源型地区碳排放量增长率往往高于全国平均水平。以山西为例，山西碳排放量整体呈增长态势，2020年碳排放量达51696万吨，位居全国第7位，明显高于全国省市自治区平均碳排放量34849万吨。同时，2012-2020年全国碳排放年均增长率为0.78%，2020年甚至出现-0.97%的减排趋势，而同期山西碳排放年均增长率却保持在1.18%，2020年为2.10%，明显高于全国平均水平。

碳排放量增长未与GDP、能源消费量增长脱钩。通过相关数量模型计算发现，近年来山西、宁夏碳排放量与GDP整体呈弱脱钩态势，即碳排放量增速低于GDP增速，但根据预测，未来山西、宁夏碳排放量增速可能与GDP增速看齐，导致碳强度提高。同时，碳排放量与能源消费量呈扩张负脱钩态势，碳排放量以不低于能源消费总量增速的速度增长，能源利用效率有所降低，单位能源消费产生更高的碳排放量。此外，碳排放量与煤炭消费量呈弱脱钩态势，即碳排放量增速低于煤炭消费量增速，且脱钩系数不断增大，煤炭消费量的相对增速不断加快，进一步加大了四省控煤减煤压力。

碳强度较高，下降速率较缓。以山西为例，2020年山西碳强度为4.26吨/万元，位居全国第4位，高于全国平均水平1.92吨/万元和周边省(区、市)平均水平2.26吨/万元，显著高于广东、浙江、江苏等沿海省(市)。山西碳强度由2005年的6.87吨/万元下降到4.26吨/万元，年均下降率为3.14%；而陕西、宁夏、内蒙古平均下降水平3.59%，均低于全国平均下降水平3.98%。

“十四五”减煤节能形势严峻

能源结构以化石能源为主。据统计，2019年山西能源消费量达2.1亿吨标煤，在全国排第9名，占全国能源消费的比重为4.3%，其中化石燃料占比达80%以上。晋陕蒙宁区域的新能源不仅包括太阳能、风能和水能，还有生物质发电和地热能发电。虽然新能源发展速度快，但在能源供给中的占比偏小。目前山西新能源装机占全省发电总装机的33.8%以上，和全国42%的平均水平相比有一定差距。从新能源的开发利用种类来看，水电、风电和太阳能发电在晋陕蒙宁新能源中的比重超过90%。

能源消费占比最高的行业是金属冶炼、石油加工与炼焦、电力、蒸汽和热水生产及供应。最新统计数据显示，山西黑色金属冶炼行业使用煤炭占能源消费的比重达30%；其次为石油加工与炼焦行业，占比达22%；电力、蒸汽和热水生产及供应业使用煤炭占比达21%，电力使用占比最高，为21%。陕西、内蒙、宁夏也有相似的能源消费结构。这些行业是能源消费与碳排放的主要来源，也是节能降碳趋势下产业转型的重点。

农村生活能源消费碳排放量高于城镇。山西农村生活能源消费碳排放呈波动上升后略微下降再趋于稳定，2018年碳排放量同比下降，表明农村减排有一定成效，但排放总量仍高于城镇。最新统计数据显示，晋陕蒙宁农村原煤燃烧是碳排放的主要来源，占比达60%以上。城镇能源消费碳排放呈先升后降的倒“U”型变化，城镇使用天然气比例较高，用能结构优于农村。

总体来看，粗放的能源利用方式是导致农村用能和碳排放量明显高于城镇的主要原因。

能源外送加剧减煤节能压力。晋陕蒙宁化石能源和可再生能源储量丰富，但本地消纳能力有限，具有巨大的能源外送潜力。山西、宁夏煤炭调出量大于省内消费量，电力生产能力也大于省内消纳能力。据统计，2019年山西全省煤炭外调占比约58%、焦炭占比约79%、电力占比约30%，与2015年相比，外调量分别增长2%、30%、38%。初步估算，“十三五”每年约1/3煤炭消费用于外输电和焦炭生产，外送需求增加表明“十四五”减煤节能形势依旧严峻。

应重视区域联动强化顶层设计

强化顶层设计，明确总量控制目标。应根据本地碳排放量与能源消费量趋势，科学制定碳排放控制目标和实施方案，并将目标分解到地市盟和各行业，进一步融入省(自治区)“十四五”规划、国土空间规划、碳达峰行动方案等政府工作方案中，科学设计符合实际、具有本省(自治区)特点的用能权、用煤权等交易制度，做好用能权、用煤权指标与碳排放配额的履约衔接，通过顶层设计驱动全省(自治区)节能降碳工作。

以山西为例，“十四五”要严格落实国家下达的单位 GDP 能源消耗和二氧化碳排放分别降低 13.5% 和 18% 的目标任务，建议 2025 年山西单位 GDP 二氧化碳量排放量控制在 3.5 吨/万元内，2025 年煤炭消费量控制在 3.3 亿吨内，煤炭占一次能源消费的比重争取下降 10% 左右，煤电装机控制在 7000 万千瓦左右，焦化产能控制在 1.1 亿吨以下。

加强区域联动，同筑低碳发展市场和政策环境。晋陕蒙宁应抓住全国低碳转型的机遇和政策红利，借助区域合作，统筹发展的外生动力，加强地区间在能源结构转换、产业结构调整、生态补偿机制建设、资源利用利益平衡机制建设及排污权和用能权管理、碳交易市场建设等方面的合作，协同做好制度设计、政策制定、技术交流和项目建设等工作。

推动产业优化，促进消费端低碳绿色转型。电力、蒸汽和热水生产及供应业作为煤炭消费和碳排放的主要行业之一，需加快推动煤电由主体电源向提供调峰服务的基础电源转型，深挖节能减煤潜力，推动燃煤电厂关停退役。石油加工与炼焦行业既要控制煤炭消费的绝对量，也要从全生命周期角度挖掘节能降耗潜力，降低煤焦比，推动装备大型化和产业延伸精细化，从而实现碳减排。黑色金属冶炼行业、有色金属冶炼行业需关注工艺优化与低碳技术应用，实现落后产能淘汰退出，实现行业绿色升级与竞争力提升。

同时，要以现代文旅、数字经济、电子信息、节能环保、休闲康养、生物制药、智慧农业等为产业换道领跑的方向，重点推动能源服务和文旅产业发展，促进结构性降碳。推动能源生产性服务向专业化和价值链高端延伸，强化市场营销和品牌服务，变能源生产基地为能源服务中心，推动现代物流、现代金融、节能环保服务业快速发展。

布局可再生能源，深化能源生产系统变革。晋陕蒙宁应尽早探索碳达峰背景下能源生产、消费转型升级的路径，力促风、光、水、地热等新能源和可再生能源发展，稳步布局氢能、储能等项目，提高非化石能源开发利用水平。同时，推进可再生能源发展模式变革，促进大规模集中利用与分布式生产、就地消纳有机结合，推进风、光、生物质、地热等能源分布式应用，重点解决制约其开发的用地、规划、环评、消纳等问题，合理确定可再生能源开发规模、布局及时序。此外，还需加大氢能制、储、运技术的创新力度，以绿氢为导向布局，发展氢能产业。

提升民生用能品质，加强农村减煤降碳。全面系统评估山西、陕西列入京津冀大气传输通道和汾渭平原 11 城市的散煤治理工作，建立监督检查机制，防止散煤复燃。同时，建设和完善农村能源基础设施，调整用能结构，提高天然气、太阳能等清洁能源在家庭能源中的占比，推动生物质能开发利用，支持分布式能源建设，推广适宜的绿色建筑和节能技术、产品。此外，还要因地制宜推进农村清洁取暖，实现重点地市城区清洁取暖覆盖率 100%、县城和城乡结合部清洁取暖覆盖率 100%，农村清洁取暖覆盖率力争达 60%。更为重要的是，要提高农村居民的节能意识，培养节能习惯。

(作者供职于中国国际工程咨询有限公司)

李倩 张建红 中国能源报 2021-12-06

CCUS 呼唤国家层面政策支持

“十二五”以来，我国大力推进燃煤超低排放改造，烟尘、二氧化硫、氮氧化物等常规大气污染物排放水平已接近天然气。当前，我国煤炭清洁化利用的重点转向深度脱碳，二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）技术改造可使煤电成为“近零脱碳机组”。

在业内专家看来，CCUS 是实现化石能源净零排放、保障电力稳定供应的重要技术选择，通过煤电+CCUS、气电+CCUS 组合不仅能保证电力系统安全稳定运行，还可实现电力领域的低碳、零碳排放。

低碳转型重要技术支撑

在 IEA 提出的 2070 年全球能源领域实现近零排放的“可持续发展情景”中，CCUS 对累积减排量的贡献度将超过 15%。到 2070 年，全球约 11 亿千瓦燃料电厂将配置 CCUS，占全部电源发电量的

8%，发电量约 6 万亿千瓦时。

“发展 CCUS 技术是在我国能源结构以煤为主的现实背景下有效控制温室气体排放、实现降碳目标的一项重要举措。”中国华能集团有限公司能源院副院长王文生认为，CCUS 是钢铁、水泥、化工等难以减排行业低碳转型的重要技术选择。

王文生表示，到 2050 年，钢铁、化工行业通过采取工艺改进、效率提升等常规减排方案后，仍将剩 30%左右的碳排放量，水泥行业通过采取常规减排方案后，将剩余约 60%的碳排放量，CCUS 对上述三个行业累计碳排放贡献度将呈逐年递增趋势。

“要实现煤电深度脱碳，CCUS 技术几乎是关系生死存亡的技术。”国网能源研究院能源战略与规划研究所副所长刘俊表示，CCUS 技术一方面可保证部分煤电机组清洁运行，同时还可以与氢能紧密结合实现多样化利用，为其他行业提供技术解决方案。

上下游协同攻关降成本

记者采访获悉，近几年，全球范围内的 CCUS 商业化运作项目数量逐渐增多、规模逐渐扩大，发展势头良好。数据显示，截止到 2020 年底，全球大规模的商业 CCUS 设施共 65 个，其中 26 个正在运行，碳捕集能力约 4000 万吨/年。

王文生介绍，截至 2020 年底，我国已投运或正在建设中的 CCUS 示范项目约 40 个，遍布 19 个省市，碳捕集能力可达 300 万吨/年。不过，目前国内 CCUS 商业项目规模较小，单一项目的平均捕集能力只有 27 万吨/年。

据了解，CCUS 技术成本涉及捕集、运输、封存和利用四个环节，其中捕集是能耗和成本占比最高的环节，约占总成本的 70%—80%。业内专家建议，应加大力度推动 CCUS 技术示范应用与产业培育，加速成本下降与技术升级，尽早实现大规模 CCUS 技术应用。

国网能源研究院院长张运洲表示，目前，CCUS 技术的应用主要受成本、能耗、安全性和可靠性等因素影响。以我国火电为例，在现有技术条件下，CCUS 的成本约为 500-1000 元/吨二氧化碳，每度电增加成本 0.26-0.4 元，能耗水平增加 14%-25%。同时，地质封存还存在泄漏风险。

在张运洲看来，CCUS 技术发展还需要产业链上下游企业协同攻关，加快推动技术装备研发与规模化应用，在工程实践中促进技术升级与成本下降。力争到 2030 年我国全流程 CCUS 技术成本降至 310-770 元/吨二氧化碳，到 2060 年逐步降至 140-410 元/吨二氧化碳，折合度电成本增加约为 0.13-0.20 元、0.06-0.11 元。届时，煤电脱碳运行的经济竞争力将明显增强。

战略定位亟待明确

“目前，我国 CCUS 共享设施建设尚未起步，还属于单一的链式流程化项目，缺乏区域层面中心化的捕集和传输网络。”王文生坦言，国内 CCUS 投资主体比较单一，主要还是靠政府扶持。此外，现在虽然已经启动全国碳市场，但是碳交易均价不到欧盟的 1/7，难以有效刺激 CCUS 项目落地。

鉴于此，业内人士建议，我国需要明确 CCUS 战略定位，从国家层面统筹发展，将 CCUS 列入国家重大低碳技术范畴，明确 CCUS 技术的发展重点和关键环节，制定发展路线图和中长期发展规划。

张运洲认为，我国需要加快出台促进 CCUS 技术创新升级和产业规模化发展的相关政策，加强政企联合，超前规划布局运输、封存等基础设施建设，推动 CCUS 尽早在电力系统规模化应用。“建立成本疏导机制，解决煤电机组加装 CCUS 带来的成本上升问题，促进煤电可持续发展。”

“可以借鉴其他国家的运作机制，探索制定适合我国国情的补贴激励政策，完善绿色金融体系。”王文生建议，未来可以开展 CCUS 集群建设，推动 CCUS 技术与不同碳排放领域和行业的耦合集成，加大二氧化碳输送与封存等基础设施投资力度和建设规模，形成多个二氧化碳传输枢纽。

张运洲进一步表示，我国需要加快 CCUS 在碳循环经济等领域的应用，为绿氢、可再生能源电解水制氢等创造更多碳循环应用场景。例如，中科院研究团队提出将绿氢与二氧化碳结合制成“液态阳光甲醇”，如果全部采用液态阳光技术生产甲醇，每年可以吸收上亿吨二氧化碳。

本报记者 苏南 中国能源报 2021-12-13

产能空间布局不合理成工业降碳堵点

工业是我国能源消耗和二氧化碳排放的最主要领域。最新数据显示，2021年一季度，我国制造业绿色化转型加快推进，低碳、智能产品产量高速增长，规模以上工业单位增加值能耗同比下降8.1%，较2020年降幅明显增加。根据工信部12月3日印发的《“十四五”工业绿色发展规划》，到2025年，我国碳排放强度将持续下降，单位工业增加值二氧化碳排放降低18%；能源效率将稳步提升，规模以上工业单位增加值能耗降低13.5%。

但随着我国规模以上工业单位增加值能耗的持续下降，工业产能空间布局不合理导致的中西部地区工业降碳承压较重等难题仍十分突出。对此，中国电子信息产业发展研究院节能与环保研究所所长赵卫东建议，应进一步优化产业结构，推动工业降碳技术创新升级。

工业绿色发展初见成效

近两年，我国工业绿色化发展已取得初步成效。记者从工信部获悉，“十三五”时期，我国规模以上工业单位增加值能耗在“十二五”时期大幅下降的基础上，进一步下降16%。

与此同时，根据国家统计局能源统计司公布的数据，2019年上半年，我国单位GDP能耗同比下降2.7%，其中，规模以上工业单位增加值能耗下降3.1%；2020年，能耗强度继续下降，全年单位GDP能耗比上年下降0.1%，其中，规模以上工业单位增加值能耗下降0.4%，降幅比前三季度扩大0.3个百分点。

工业单位增加值能耗下降的同时，一大批绿色工业示范项目亦正在布局。记者了解到，截至目前，我国共打造了2121家绿色工厂、171家绿色工业园区、189家绿色供应链企业。最新发布《“十四五”工业绿色发展规划》与《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》均强调，要加快重点产业结构调整步伐。

“预计到2022年，工业领域绿色规划、绿色设计、绿色制造等政策效应会逐渐显现，能效水平将明显提升，单位工业增加值能耗和碳排放强度将进一步下降。”中国电子信息产业发展研究院节能与环保研究所王煦说。

中西部地区进一步承压

记者梳理资料发现，在众多工业发展指标中，中西部地区工业经济呈现出了强劲增长势头，而东部、东北部工业经济增长较缓，产能空间布局不合理问题凸显。

中国电子信息产业发展研究院工业经济研究所副所长王昊指出，以甘肃为例，在2020年，我国前三季度中规模以上工业增加值同比增长2.7%，但同期甘肃规模以上工业增加值同比增长6.3%，超出全国平均水平3.6%。

“我国中西部地区能源资源丰富，环境承载力相对较强、加之一段时期以来，中西部地区承接了东部地区转移的重化工产业项目，导致中西部地区产业结构偏重，以重工业为主的工业主体增速较快。”王煦表示。

根据《西部地区鼓励类产业目录（2020年）》，预计2021年，将有大批重化工产业新项目入驻西部地区，“未来，相比东部，中西部地区工业降碳形势更为严峻。”赵卫东坦言。

调整工业结构、创新绿色低碳技术是关键

当前，平衡产能空间布局、调整工业结构、创新绿色低碳技术是工业领域实现绿色发展的三大任务。

“产业结构偏重的中西部地区应适时引进高新技术产业，加快产业结构转型，强化节能技术改造和节能管理数字化，不断实现绿色低碳技术创新。”王煦表示。

在调整工业结构方面，王煦指出，针对资源型地区，要合理设置政策实施过渡期，将节能减碳目标政策与当地经济平稳发展、产业链供应链安全紧密结合、统筹考虑，制定差异化工业绿色发展方案。“东、中西部各地区及城市应按照资源禀赋、产业发展阶段和特征等进行分类，制定专门化、差异化的工业降碳政策。”

此外，创新工业绿色低碳技术方面，赵卫东表示，以数字化转型为切入点，工业领域应进一步引导企业加强技术改造和先进适用技术的应用，优化生产工艺流程，着重在生产过程中提升能效、减少碳排放。“特别是在钢铁、石化、水泥等重点行业中，在已建设的能源管理中心基础上，应加强利用工业互联网、大数据、人工智能等技术，打造能效可视、能耗可控的工业能源管控方案。”

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-12-06

电力系统能够实现安全经济低碳

“常常见到的讨论认为，能源系统很难同时满足安全可靠、经济可行又绿色低碳三个目标，三者任何一个目标方向优化都可能引起其他方向的问题。因此，三个目标常被称作能源系统的‘不可能三角’。”在近日举行的“2021年能源转型发展论坛”上，中国工程院院士杜祥琬说，“安全可靠是对能源系统的基本要求，经济可行的能源社会才会接受，绿色低碳是能源转型的大方向。碳达峰、碳中和呼唤的新型能源系统必须逐步做到满足上述三个目标，使之成为‘可能三角’，如此才是高质量的能源系统。同时，新型电力系统也必须是实现‘可能三角’的电力系统。”

杜祥琬认为，在以新能源为主体的新型电力系统中，新能源占比会大幅增加，系统的绿色低碳特征比较清晰，需要着重讨论的是新型电力系统如何做到“经济可行”和“安全可靠”。

经济性面临巨大考验

“新型电力系统的发展要兼顾社会用能阶段性的承受能力和长期的经济性。”杜祥琬表示，随着技术进步和规模化发展，风电、光伏上网环节已经可与化石能源竞争，但随着新能源比例的增大，系统平衡成本、安全保障成本将成为电力系统的成本增量。

为此，杜祥琬提出，一方面要广泛利用各领域灵活性资源，低成本解决电力系统的平衡难题。比如一部分煤电厂为可再生能源调峰，是现实而经济的灵活性资源；再如推动系统从利用抽水蓄能、电化学储能等灵活性资源，向发展电动汽车充放电、热泵、电热、电冷协同、电氢耦合等多能互补，提高系统的效率。另一方面，随着分布式电源的发展，可将大电网的模式划分为大电网和一系列微网结合的模式，利用高精度的预测技术，实现局部的自平衡，减轻大系统的平衡压力，降低增量的成本投入。

杜祥琬说，有研究表明，电从“身边来”比电从“远方来”更经济，对用电负荷很高的东部地区，可把“身边来”与“远方来”相结合，而不只是依赖于“西电东送”这种传统的、集中式的供电。

杜祥琬表示，技术进步将降低储能和氢能的成本，目前电化学储能成本已经突破经济性拐点，未来5年储能成本有可能再降1/3，未来10年有望再降66%-80%。估计到2025年，新能源+储能的市场会迈入千亿级。

系统安全可靠是底线

众所周知，确保新型电力系统的安全韧性，是其发展、成长的底线和责任。即使在极端天气情况下，也要避免电力供应出现较大功率缺额的风险。那么，新型电力系统如何做到安全保供？

对此，杜祥琬认为，新型电力系统的电源，除非水可再生能源外，还需确立多能互补的策略。比如煤电，国家政策很明确，“十四五”并未提减煤电，而叫严控，“十五五”才开始煤电替代。目前比较实际的做法是，在高效、清洁化出力发电的同时，有序安排煤电机组的灵活性改造，让其参与深度调峰，助力提升电力系统灵活性。对煤电调峰辅助服务应该有补偿政策，也就是说要体现煤电的“供电价值”和“灵活性价值”。

在杜祥琬看来，新型电力系统的构建，要进一步发展水电，我国水电装机和出力还有一定潜力可挖掘；核电在新型电力系统当中发挥稳定基荷的作用，在安全前提下，核电装机完全可能在2030年前达到1亿千瓦以上；在多能互补的条件下，可通过电力交易市场解决调峰问题，以一定量的电厂作为备用应急电源，用户可以根据大数据提供的各种电源出力情况预测选择电源；对于新能源发电企业来说，可通过自建或者购买调峰能力深度参与电力电量平衡，实现高质量出力。

除上述电源侧保障新型电力系统安全可靠的措施外，还需要电网侧发展智能电网和配电网。杜祥琬认为，数字技术可以提升电网的数据采集、分析和应用能力，与传统电力技术相融合，促进电力系统各环节的智能化，使电网可观、可测、可控。“传统的大电网向大电网和微网、有源配电网、局部直流电网互补共生转变。因此，我们需要建设智慧配电网来适应分布式能源的并网、储能和电动车等。”

此外，杜祥琬表示，储能发电侧、电网侧和用户侧都有应用市场。“发展商用化的储能、储热技术，是能源系统具备柔性、包容性和平衡功能的关键。”

如何实现“可能三角”

“构建新型电力系统不是一蹴而就，而是一个过程。”杜祥琬表示，新型电力系统建设初期，随着新能源电力比重的提升，应逐步形成适合新能源电力的市场交易体系，使灵活性资源获得合理权益；另一方面，应实现电力的物理系统与数字技术的深度融合，充分发挥出数字成为生产力要素的作用。“这个阶段，主要是积累新能源和储能、灵活性资源相结合的经验。同时积累化石能源与非化石能源发电相结合的经验。”

杜祥琬预计，碳达峰以后，新型电力系统将进入成熟发展期，这个阶段要能经济性地解决各种转型成本，深入研究和防范风险，使之成为与各种基础设施融合的新型国家综合基础设施。

“实现电力系统‘可能三角’，没有原理性障碍，但也不是现有技术能力可以完全解决的。”杜祥琬说，构建新型电力系统，是一个创造新技术、新产业、新社会价值的过程，需要更深入地研究和更多地实践。

本报记者 苏南 中国能源报 2021-12-20

求解新型电力系统

以新能源为主体的新型电力系统到底“新”在何处？现有电力系统将面临怎样的变革和挑战？哪些关键技术将为新型电力系统保驾护航？在 2021 年中国电机工程学会年会上，“新型电力系统”成为被频繁提及的年度“热词”。

“变”在何处？

“为实现碳达峰、碳中和，预计中国能源绿色转型将实现‘70/80/90’目标，即到 2060 年，电能消费比重达到 70%，非化石能源消费比重达到 80%以上，清洁能源发电比重达到 90%。”中国电机工程学会理事长、中国工程院院士、中国华能集团有限公司董事长舒印彪指出，届时，在新型电力系统中，新能源将成为主体电源，发电量占比将达到 60%。

舒印彪透露，根据中国工程院最新研究结果，到 2060 年，我国仍将保有一定比例的煤电和气电，电量比重为 10%左右，利用小时数将下降到约 1500 小时，装机容量约为 7 亿-8 亿千瓦。“基于我国的能源特性，这些化石能源发电装机将发挥兜底保供、辅助和调节服务的作用，由此带来的二氧化碳排放，需要依赖零碳、负碳技术进行中和。”

除电源结构的变化外，国家电网有限公司总经理张智刚表示，与传统电力系统相比，新型电力系统的用能模式、电网形态和运行机理也将发生重大变化。“在用能方式上，分布式能源系统、虚拟电厂、具有 V2G 功能的电动汽车等交互式用能设施大量涌现，许多用户侧主体兼具生产者和消费者的双重属性；在电网形态上，大电网向交织流混连方向深入发展，微电网、分布式能源、储能和局部直流电网等新的电网形态与大电网互通互济、协调运行，形成以大电网为主导、各种电网形态相融并存的格局；在运行机理上，以机械电磁装备为主的高转动系统将演进为以电力电子装备为主的低转动惯量系统。”

“难”在哪里？

面对一系列重大变革，中国能源建设股份有限公司总工程师张满平坦言，当前，我国构建新型电力系统仍然面临诸多困难。“一方面，关键核心技术和装备依旧受制于人，大规模新型储能成本还

比较高，电力系统的智能化基础也不扎实；另一方面，适应新型电力系统的电力市场体系和电价机制还有待完善，严重的自然灾害、网络攻击等非传统的电力系统安全问题日益凸显。”

张智刚也指出，针对电源、负荷的新特性，传统电力系统支撑新能源高比例安全并网的消纳能力、满足用户侧多元化用能需求的互动能力、“源网荷储”各环节高效运行的协同能力和电力与其他能源系统的互济能力都需要进一步提升。

具体到源、网、荷、储的不同环节，中国南方电网有限责任公司副总经理刘启宏表示，在“源”侧需要提供更加灵活的接入技术和接口方法；在“网”侧需要建设更加快速的计算能力和调节手段；在“荷”侧需要挖掘更加柔性的互动技术和工作渠道；在“储”侧则要实现更加高效的动态平衡和优化条件。

“解”在何方？

重重挑战待破，到底应该如何发力？

张智刚指出，针对新型电力系统所需的核心技术，目前仍需要加强科研攻关。例如，在系统安全稳定方面，应重点加强新能源储能主动响应、全电磁暂态仿真、安全防御及韧性提升等技术攻关，全方位提升电力系统安全稳定分析和控制能力；在电力电量平衡方面，则要重点强化平衡基础理论和方法工具、大容量储能、新能源功率准确预测等技术攻关，解决多时点尺度电力电量平衡难题；在能源电力深度脱碳方面，需要聚焦高精度碳评估与计量、碳捕捉利用与封存等技术攻关，推动实现能源电力系统进行排放。

舒印彪认为，未来，新能源将与水电、核电、生物质发电、储能、氢能等共同构成清洁能源供应体系，形成“广泛互联、智能互动、灵活柔性、安全可控”的新型电力系统，增加电力系统的弹性。

“其实，数字电网是承载新型电力系统的最佳形态。”刘启宏认为，数字电网通过“电力+算力”的融合，可以成为支撑新型电力系统建设运营服务的关键载体。“在能源生产环节，新能源的随机性、波动性和间歇性导致的新型电力系统复杂性和控制难度显著增大。数字技术将增强新能源的可观、可测、可控水平，促进新能源充分消纳。在能源供给环节，调节和控制保护系统必须应对瞬息万变的网络变化和动态过程，急需探索数据驱动的新方法、新路径。为此，可以借助超强的算力和算法，解决新型电力系统安全稳定运行的基本问题。而在能源消费环节，数字技术可以不断激发供需互动能力，成为建设现代供电服务体系的关键保障。”

本报记者 姚金楠 中国能源报 2021-12-20

尽快建立碳排放总量控制制度

2030年前实现碳达峰有没有更具体的时间段？各地方要如何因地制宜实现梯次达峰？对于重点行业、重点部门该如何控制碳达峰节奏？日前，中国工程院院士王金南指出，针对碳达峰、碳中和目标的实现路径，“我们还有国家、地方和行业三个层面的问题需要进一步确认。”

排放总量控制制度是关键

“就国家层面而言，我们现在已经提出在2030年前实现碳达峰，但是在宏观政策层面并没有给出明确时间。”王金南判断，我国实现碳达峰的时间节点应该在2027-2029年。

此外，对于具体峰值，王金南也提出，当前，各类研究机构和学者对于我国碳达峰的峰值数据预测众说纷纭。

例如，根据全球能源互联网发展合作组织编写的《中国2030年前碳达峰研究报告》，我国全社会碳排放能够在2028年左右达峰，峰值为109亿吨左右；中信证券发布的《碳达峰全景图：新目标、新结构、新机遇》显示，2030年，我国实现碳达峰的峰值约在116亿吨；在今年4月的“十四五”氢能产业发展论坛上，中国氢能联盟专家委员会主任、同济大学教授余卓平预计，我国将于“十五五”初期实现碳达峰，峰值不超过130亿吨。王金南表示，在后续相关工作中，“应该在国家层面给出峰值的基本范围。”

在明确时间和峰值范围的基础上，王金南强调，碳达峰、碳中和的核心就是排放总量控制，应尽快建立起国家层面的排放总量控制制度。“特别是在‘十四五’期间，主要是排放增量的总量控制，而不是存量的总量控制。”

各地方应落实梯次达峰

2021年中央经济工作会议指出，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解。“简单粗暴的层层分解必须杜绝。”王金南表示，“但对于各地碳达峰、碳中和工作，也要切实赋予地方相应的责任”。

王金南对各个省（区、市）2020年的二氧化碳直接排放量进行统计分析后认为，要结合不同省（区、市）碳排放的实际情况，作出梯次达峰的安排，制定有针对性的地方达峰行动计划。

“例如，北京等地的人均国内生产总值远高于全国平均水平，且已经实现碳达峰，应着力实现碳排放量的稳中有降。江苏等东部发达省份的人均国内生产总值也已经高于全国平均水平，需要努力在‘十四五’中期实现碳达峰。”王金南指出，在大多数人均国内生产总值与全国平均水平接近的地区，都要力争在“十四五”后期或者“十五五”前期达峰；而在人均国内生产总值和人均二氧化碳排放量都明显低于全国平均水平的欠发达地区，则要争取在“十五五”中后期达峰；其余个别地区在2030年左右并争取尽早实现达峰。

抓住重点行业“牛鼻子”

“与国家地方层面相比，当前最现实的问题是明确重点行业和相关行业的碳达峰路径。比如钢铁、水泥、有色金属等工业行业什么时候达峰？峰值是多少？碳排放大户的电力行业什么时间达峰？交通、建筑两个重要领域又有哪些安排？”王金南研究发现，当前，钢铁、水泥、化工等主要工业领域叠加电力、交通和建筑行业的碳排放量已经占到全国碳排放总量的90%以上。“抓住这些重点行业，就相当于抓住了碳达峰、碳中和工作的‘牛鼻子’。”

王金南透露，电力和工业行业到底谁应该优先实现碳达峰在研究领域一直小有争议。“我认为，还是要工业行业先达峰。毕竟电力行业情况更为复杂，还涉及到国家能源安全等问题，还有大量的准备工作要做。”

对于“情况复杂”的电力行业，王金南表示，2020年，包含热电联产在内，我国电力行业的二氧化碳排放量达到了45.8亿吨。加速风电太阳能发展、完善新能源消纳机制、落实风光开发保障政策以及提早谋划核电和生物质能等，均是推进电力行业碳达峰的主要措施。“若采取有效的控制措施，电力行业的碳排放将在‘十五五’末期至‘十六五’初期达峰，峰值约为50.6亿吨。”

本报记者 姚金楠 中国能源报 2021-12-27

高耗能产业低碳转型要做好“加减法”

国家统计局数据显示，六大高耗能行业（火电、钢铁、非金属矿产品、炼油焦化、化工、有色金属）的总能耗占我国能源消费总量的50%以上，二氧化碳排放占比接近80%。与此同时，随着我国城镇化进程的快速推进、经济的快速发展和消费水平的不断提高，不断扩张的高耗能产业将成为影响碳减排目标实现的重要阻力。

日前，中国石油大学（北京）经济管理学院发布了《走向“双碳”：影响与行动》系列报告。其中《双碳目标下高耗能行业转型路径研究报告》指出，在碳达峰碳中和目标下，若在六大高耗能产业中科学规划转型路径、采用先进的节能减排技术，预计2020-2025年可节能折合1.23亿吨标煤，减碳3.33亿吨；到2030年可进一步节能折合0.79亿吨标煤，减碳2.09亿吨。

火电、石化行业节能潜力最大

今年10月，国家发改委等五部门联合下发《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》要求，到2025年，通过实施节能降碳行动，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油等重点行业达到标杆水平的产能比例超过30%；到2030年，达到标杆水平企业比例大幅提升，行业整体能效水

平和碳排放强度达到国际先进水平。

有业内专家指出，高耗能行业是国民经济的重要组成部分，其高耗能属性主要由产品性质和工艺特点决定。若能实现清洁生产，达到国际先进水平，便可大幅消减二氧化碳排放。

上述报告指出，六大高耗能行业中火电行业、石油和化工行业的节能潜力空间最大。报告测算，火电行业的节能成本在六大高耗能行业中最低为-729元/吨标准煤，有色金属行业的节能成本最高为3140.68元/吨标准煤。钢铁和水泥行业因先进节能减排技术普及率较高，节能减排潜力相对较小。

报告认为，未来，火电、石油和化工行业在实现碳达峰碳中和目标中将发挥重要作用，特别是在2030年前火电行业应成为减碳重要抓手；同时，降低有色金属行业节能降耗成本是也未来行业转型工作的重要任务，建议政府对该行业低碳转型进行适当补贴。

先进节能减排技术仍是重要抓手

记者梳理发现，过去10年，我国已发布一系列高耗能行业节能减排先进技术目录并取得了阶段性成果：2013-2017年六大高耗能行业产品平均能耗水平每年下降约4%。然而与国际先进水平相比，我国仍存在差距。

据介绍，节能减排技术大致分为五类，包括能效提升技术、设备改造技术、末端治理技术、共生技术和管理改进技术。

研究数据显示，能效提升、设备改造和管理改进技术在2015-2020年的节能贡献率达83%，二氧化碳减排贡献率达94%；2025-2030年，三类技术的节能贡献率约为77%，减排贡献率约为86%，其中能效技术的贡献率将显著下降，而设备改造技术将发挥更为关键的作用。

“未来最困难的时期可能不是在碳达峰和平台阶段，难度最大的是2035-2050年碳强度下降阶段。”中国海油能源经济研究院党委书记、院长王震分析指出，在中国低碳转型发展过程中，未来应该会经历四个阶段，分别是2030年前达峰，2030-2035年进入平台期，2035-2050年是下降期，2050-2060年是碳中和阶段。

有专家指出，在碳达峰碳中和目标下，先进节能减排技术在高耗能行业的推广应用具有广阔潜力空间，是高耗能行业低碳转型的重要抓手。相比较于发达国家，节能减排技术在中国的推广应用更加经济有效。

据测算，2025年，高耗能行业推广节能减排技术的节能潜力预计将达到1.23亿吨标煤，占当前高耗能行业能源消耗总量的3.1%；2030年技术推广应用的潜力空间将进一步扩大到2.02亿吨标煤，占当前高耗能行业能源消耗总量的9.2%。

新兴领域高耗能问题不可忽视

从能源消费及碳排放的来源看，能源领域是我国碳排放的主要“贡献者”。2020年，我国能源消费总量为49.8亿吨标准煤，其中与能源相关的排放量占90%左右。

“目前，我国能源转型还面临能源结构偏煤、产业结构偏重、能效水平较低、关键技术创新能力需大幅提升等诸多挑战。”中国国际经济交流中心科研信息部部长、能源政策研究所负责人、研究员景春梅对记者说，高耗能行业或者重点能耗领域低碳转型需做好“加减法”。

一是推进能源转型，即减煤、稳油、增气、加新。研究机构测算，碳达峰碳中和目标下，“十四五”末能源消费总量应控制在55亿吨标准煤以内，其中煤炭占比应从目前的56.8%降至51%；石油占比从18.9%降至18%；天然气占比从8.4%提至11%；非化石能源占比从15.9%提高到20%。

“十五五”进入峰值平台期，应适当增加天然气比重，同时提高可再生能源消费比重，对化石能源中的煤炭做减法，对天然气做加法，对于非化石能源以风光为代表的可再生能源，需大力提升消费比重；

二是加强重点领域的节能提效。重点提升工业、交通、建筑等领域用能效率；

三是系统推进高耗能、高排放产业减碳、脱碳。减少化石能源消费的同时，要推动化石能源清洁高效利用；

景春梅指出，能源转型过程中新兴领域的高耗能问题亦不可忽视。近年来，大力发展的5G大数

据中心，既是新兴产业也是耗能大户。“目前，其每年对国内电力的消耗约为 1600 亿度，相当于上海地区一年的电力消耗总量，且这部分电力 70%来自于煤电。”

本报记者 吴起龙 中国能源报 2021-12-20

钢铁行业碳达峰方案将实施，实现“双碳”面临哪些挑战

中国钢铁行业碳达峰实施方案以及碳中和技术路线图的制定工作已基本完成，近期将向社会公布，并全面开始实施。

中国钢铁工业协会执行会长何文波 11 月 27 日公开表示，钢铁行业具有产品制造、能源转换、社会废弃物消纳“三大功能”，决定了自身低碳属性。中国钢铁在工艺研究、新产品开发、新能源应用等方面持续不断的新突破，将成为中国绿色低碳新征程上亮眼的看点。

继续压减钢铁产能

在实现碳达峰、碳中和目标的背景下，作为 31 个制造业门类中碳排放量最大的行业，钢铁行业减排压力巨大。

据国家统计局公布的数据，2020 年我国粗钢产量 10.53 亿吨，占 2020 年度全球粗钢产量的 56.5%。中国钢铁产业的碳排放量占全国碳排放总量的 15%左右，占全球钢铁碳排放总量的 60%以上，因此无论是从国内还是国际看，钢铁产业都是碳达峰、碳中和的重点。

近日，国务院正式印发《2030 年前碳达峰行动方案》（下称《方案》），明确工业领域要加快绿色低碳转型和高质量发展，力争率先实现碳达峰。

兰格钢铁研究中心副主任葛昕告诉第一财经记者，方案将对国内钢铁行业产生深远的影响，供给方面将重点在限制钢铁产能释放，优化调整存量产能结构；而用钢需求方面将主要提升下游用钢行业的需求品质，调整下游用钢需求结构。从供需两个方面共同入手，促使国内钢铁行业逐步走向高质量发展之路。

国泰君安表示，钢铁行业碳达峰将主要依靠控产量和降能耗，时间或在 2025 年前后，龙头企业达峰有望更早。中长期看，钢铁行业减碳路径或将聚焦氢能冶金和电炉炼钢，目前小规模氢能冶金二氧化碳排放基本与电炉持平，后期随着制氢成本降低，氢能冶金或将逐步推广。

《方案》指出，深化钢铁行业供给侧结构性改革，严格执行产能置换，严禁新增产能，推进存量优化，淘汰落后产能。同时以京津冀及周边地区为重点，继续压减钢铁产能。

近日，河北发布采暖季钢铁行业错峰生产工作方案，重申错峰生产目标，石家庄、唐山、邯郸、邢台、沧州、辛集市、承德，张家口、秦皇岛等多个地区要求错峰生产。这是继工信部、生态环境部于 9 月 30 日发布《两部门关于开展京津冀及周边地区 2021-2022 年采暖季钢铁行业错峰生产的通知》后，河北再次对钢铁行业错峰生产进行发文重申。

何文波此前表示，目前全行业正在全面部署和大力推进碳达峰和碳中和，不管有多少路径，最终解决问题还是要靠在研究与开发上下功夫，在技术创新上取得新突破。

中国宝武钢铁集团有限公司发起设立的全球低碳冶金创新联盟 18 日在上海正式成立。联盟由来自世界 15 个国家的 62 家企业、高等院校和科研机构共同组建。目的是合作开展基础性、前瞻性低碳冶金技术开发；促进技术合作、技术交流、技术转化，促进低碳技术的工程化和产业化，形成钢铁低碳价值创新链，推动钢铁工业的低碳转型。

第一财经记者注意到，早在今年 3 月中钢协在官方微信上发文指出，《钢铁行业碳达峰及降碳行动方案》正在修订，提出初步目标和五大路径。行业碳达峰目标初步定为：2025 年前，钢铁行业实现碳排放达峰；到 2030 年，钢铁行业碳排放量较峰值降低 30%，预计将实现碳减排量 4.2 亿吨。实现目标有五大路径，分别是推动绿色布局、节能及提升能效、优化用能及流程结构、构建循环经济产业链、应用突破性低碳技术。

实现“双碳”面临哪些挑战

双碳目标下，钢铁产业的发展面临一些挑战。冶金工业规划研究院总工程师李新创表示，一是钢铁产业生产机理复杂，几乎每个生产环节都产碳。二是我国钢铁产业总量太大，占全球的 57%。三是钢铁产业企业太多，而且现阶段的产业特点就是高碳。众所周知，产钢必须用到铁矿石，还要用到煤炭。双碳目标下，这些都是对行业发展的一大制约。

在碳达峰行动方案的推动下，粗钢供应有望逐年减少，行业兼并重组、绿色转型发展也会提速，而相关成本也将上升。中钢协三季度信息发布后指出，“双控”“双碳”工作力度加大，给企业生产经营带来较大压力，四季度钢铁企业盈利水平面临下降趋势。

近日央行发布的《2021 年第三季度中国货币政策执行报告》也提到了促进钢铁企业绿色转型、低碳发展。

央行称，“十四五”时期，钢铁行业仍面临诸多挑战。首先，原燃材料价格持续高企。2020 年以来钢铁生产所需的炼焦煤、焦炭和废钢等产品价格大幅上涨，推升了企业生产成本，对钢铁产业的供应链安全带来挑战。

其次，产能释放压力上升。在稳增长、稳投资的政策刺激下，各地对钢铁投资热情较高，一些省市通过城市钢厂搬迁、产能置换等方式进一步扩大钢铁产能，存在产能过剩风险。

此外，低碳改造成本较高。钢铁行业即将纳入全国碳排放交易市场，碳排放将受到配额限制，这对企业低碳转型提出了较高要求。超低排放改造需要在原材料结构、生产工艺、技术装备、绿色产品和上下游产业衔接上进行大量投资，对企业生产经营带来挑战。

央行表示，下一步需加快推动钢铁行业转型升级和高质量发展。稳步推动钢铁产业布局优化和结构调整，保证压减产能的退出，并加强预期引导，避免市场大幅波动。充分发挥资本市场在钢铁企业技术改造、节能环保、智能制造、兼并重组中的作用，加大直接融资支持力度，促进钢铁企业绿色转型、低碳发展。

第一财经 2021-11-29

替代燃料能减少多少碳足迹？外媒用数字告诉你

12月9日报道西班牙新革命网站近日报道称，近年来，人们开始优先考虑使用替代燃料，以减少化石燃料对环境的伤害。在汽车行业，向新能源过渡代表了一场有助于脱碳化的革命。但是，这些新能源在减少交通运输产生的碳足迹方面，可以提供的真正好处有多少呢？

汽油和柴油

在传统燃料方面，使用柴油发动机产生的碳足迹比汽油低（约 13%）。柴油在获取、转化和分销以及使用阶段的温室气体排放量均低于汽油。

另一方面，与传统内燃发动机相比，汽油和柴油混合动力技术分别可减少 18%和 26%的碳足迹，在燃料使用阶段，则分别可减少 17%和 37%。

天然气和液化石油气

与汽油相比，压缩天然气的使用在能源的整个生命周期内产生的影响减少了 18%。但与柴油相比，减少幅度仅为 5%。

液化石油气与汽油相比则减少了 16%，因此，其减少碳足迹的效果与天然气相似。

虽然天然气在燃料获取和分销阶段产生的影响更大，但液化石油气在通过车辆本身的排气管进行排放的过程中，减少碳足迹的效果较差。

生物燃料

就生物燃料而言，必须考虑到，其燃烧过程中产生的二氧化碳排放与植物在生长过程中吸收的二氧化碳相近，因此，在这方面，其排放可以被认为是中和的。

在为每种生物燃料选择代表性生产路线，并根据燃烧的中期可用性和欧洲实施的生产工艺进行选择的情况下，与汽油相比，生物乙醇将整个生命周期的碳足迹减少了 28%，而且由于可以吸收二

氧化碳，在获取阶段其碳足迹会呈现负值。

另一方面，与汽油相比，生物柴油在整个循环中减少了 54%的碳足迹，同样由于考虑到二氧化碳的吸收，前者在第一阶段也呈现负排放。

电动汽车

在使用 2016 年的欧洲发电系统的情况下，电动汽车使用的能源生命周期产生的碳足迹比汽油低 68%。在使用阶段，碳足迹减少可达 100%，即零排放。

然而，在获取能源的阶段，与电能生产过程相关的排放量比汽油高 71%。2016 年，欧洲用于发电的能源组合是化石能源占 43%、可再生能源占 29%，核能占 26%。

合成燃料和氢气

合成燃料的优势在于，前者独立于石油等不可再生资源，而且合成燃料可以用于现有车辆，无需为发动机开发新技术。

其生产途径多种多样，产生的碳足迹值差异很大。例如，选择以木材废料为资源产生的碳排放比汽油低 99%，而选择煤炭则高出 188%。

至于氢气，在整个生命周期内，与汽油相比，其碳足迹降低了 50%，在使用阶段降低了 100%。与此相反的是，根据制氢工艺的不同，在氢气获取阶段，产生的碳足迹可比汽油要高出 167%，这里特指的是所谓的灰氢，前者是目前主要的生产路线。

因此，与电动汽车和使用生物燃料或合成燃料的汽车相比，灰氢对气候变化的影响更大。

苏佳维 参考消息网 2021-12-09

用纳米级钼系氧化物做负极 新型锂电池无起火风险

日本一个研究团队研发出以水代替可燃性有机溶剂材料、用纳米级钼系氧化物做负极的新型锂离子电池。这种电池安全性较高，不用担心起火事故，而且可以快速充电。

手机和电动汽车等使用的锂离子电池的电解液使用可燃性有机溶剂，因此有起火的风险。人们试图寻找一种更安全的电解液材料。

来自日本横滨国立大学和住友电气工业公司等机构的研究团队用水作为电解液，并寻找可以降低电池性能的电极材料。研究人员发现使用纳米级钼系氧化物做电池的负极，电池性能可达到可实用的水平。

由于这种电池没有着火风险，并可快速充电，即使重复充放电 2000 次，电池容量也只减少不到 30%，因此有望用于储能电池或者短距离电动汽车等。研究团队的目标是 3 年后使这种新型电池实用化。

相关研究论文发表在最新一期美国《国家科学院学报》上。

科技日报 2021-12-01

世界参数最高容量最大超临界二氧化碳发电试验机组投运

12 月 8 日，中国华能集团有限公司自主研发的世界参数最高、容量最大的超临界二氧化碳循环发电试验机组在华能西安热工院顺利完成 72 小时试运行。该机组发电功率为 5 兆瓦，其成功投运验证了超临界二氧化碳循环发电技术工业运行的可行性，有望彻底改变传统热力发电技术 140 多年来以水蒸汽为主流工质的发电方式，标志着我国在超临界二氧化碳循环发电技术领域已处于世界领先水平，为进一步提升能源利用效率、实现“双碳”目标提供了重要路径。

超临界二氧化碳循环发电技术是热力发电领域一项重要的变革性技术。不同于传统主流热力发电技术，该技术以二氧化碳为循环工质，具有热电转换效率高、动力设备和系统体积小、灵活性好等显著优势。该技术在主气温度 600°C 的条件下，热电转换效率较蒸汽机组提升 3~5 个百分点；相

同装机容量时，透平主轴长度只有蒸汽轮机的 1/25；可实现 0~100%全负荷调峰。

近年来，美国、法国、日本、韩国等国家的顶级研发机构和电力企业纷纷围绕该技术开展了一系列基础研究和产业化布局，力图抢占该领域的技术主导权。2014 年，华能在没有任何相关借鉴技术和经验的基础上，启动该技术前期研究，依托西安热工院牵头组建创新团队，联合国内顶级高等院校、科研院所、设计单位、制造企业和工程建设单位等创新链、产业链上下游 30 余家机构开展集智攻关，历时 7 年，成功攻克了循环系统构建、核心设备设计、机组制造安装、整套启动运行等多个环节的关键科学技术难题，自主设计制造出包括超临界二氧化碳锅炉、印刷电路板换热器、透平、压缩机、干气密封在内的多个关键装置，核心设备国产化率达到 100%。

试验机组 72 小时满负荷运行期间，最高温度 600°C，最高压力 20 兆帕，发电功率 5 兆瓦，系统各项指标全面达到设计要求，实现高标准安全稳定运行。下一阶段，华能将积极推动超临界二氧化碳循环发电技术在高效光热、电热储能、先进核电和灵活火电等领域的研发与应用，计划在“十四五”期间建成 50 兆瓦超临界二氧化碳循环发电商业示范电站，为我国继续保持热力发电领域技术全球领跑，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系贡献更大力量。

同期，西安热工院牵头成立了超临界二氧化碳循环发电技术创新联合体，旨在为我国继续引领世界热力发电技术发展提供科技创新高地、成果转化平台和体制机制保障。创新联合体由清华大学、西安交通大学、中国原子能科学研究院、中国科学院电工研究所、哈尔滨锅炉厂等 40 家高校、科研院所和龙头企业组成。联合体成员将加快推进超临界二氧化碳循环发电技术研发、应用及标准化工作，努力取得一批原创性、引领性重大科技成果，助力我国加快实现高水平科技自立自强。

中国能源网 2021-12-09

航空业脱碳最难

航空业正在掀起一场低碳燃料和可持续飞行方案的革命。在全球加速减排的背景下，排放大户航空业成为下一个亟待“绿化”的重点领域。

航空脱碳速度较慢

一直以来，航空业都是脱碳最难、最慢的行业之一，尽管航空飞行产生的温室气体排放在全球整体排放中占比较低，但该行业亟待拥有一套可靠且值得信赖的面向未来的脱碳策略。

根据国际航空运输协会（IATA）的数据，航空业目前占全球排放量的 2.5%，并且逐年增长。2019 年，全球商用航空二氧化碳排放量总计达 9.18 亿吨，比 2013 年增长 29%。如果客运量继续以目前速度增长，未来 30 年航空排放量增幅将是 1990-2019 年间的 3 倍以上。

为此，IATA 于 10 月宣布，计划到 2050 年实现行业的净零排放。事实上，航空业脱碳的最大难点在于如何在客运量持续增长的前提下减少碳足迹，IATA 预计到 2050 年每年将有 100 亿人乘坐飞机。

《金融时报》撰文称，实现到 2050 年“零碳飞行”目标的核心是如何有效减碳，业内早已启动了氢动力飞行和电池动力飞行的研发工作，但距离商业化应用仍然很遥远，相较之下，成本高昂、产量较低且颇具争议的可持续航空燃料，仍然是可突破的选择。

可持续航空燃料由植物、食用油、农业废物等可再生资源制成，与传统石油基航空燃油相比，可减少多达 80% 的排放量，但价格也更加昂贵，且目前难以实现大量供应。有专家指出，可持续航空燃料存在“漂绿”的行为，生产过程中存在一定的碳成本，且仍然需要与高比例的传统燃料混合，碳足迹并不小。

据 IATA 估计，可持续航空燃料可以帮助减少近 2/3 的航空业温室气体排放量，到 2050 年，每年需要至少 4500 亿升可持续航空燃料，才可能满足航空业的燃料需求，而目前产量仅为 1 亿升。

低碳航空竞争升温

油价网指出，持续的新冠肺炎疫情，导致全球大批航空公司破产重组，整个航空业都在寻找高

效可靠的低碳飞行方案，旨在绿色经济转型的过程中提前占据一席之地。

今年的气候大会期间，英航首次使用可持续航空燃料飞行。英航表示，其使用了回收食用油制成的可持续航空燃料，飞行排放量相比 2010 年同等条件下减少了 62%。

美联航旗下一架喷气式客机于 10 月在休斯敦进行了一次采用可持续航空燃料的试飞。11 月，阿联酋航空与通用电气航空集团签署了合作谅解备忘录，目标是在 2022 年底前完成一次 100% 可持续航空燃料供能的试飞。

另外，包括 bp、波音在内的 50 多家能源和航空公司于 9 月做出承诺，到 2030 年，将通过可持续航空燃料取代全球 10% 的航空燃油供应，目前这一比例仅为 0.1%。壳牌计划到 2025 年实现每年 200 万吨的可持续航空燃料产量。

降本成大规模推广的前提

“目前，还没有与传统喷气燃料相比更具成本竞争力的可持续航空燃料。”美联航首席执行官 Scott Kirby 表示，“对航空业而言，降低投资成本最重要。”美联航日前作出了航空业迄今最大承诺，计划未来 20 年内购买近 70 亿升可持续航空燃料。

国际能源署（IEA）指出，以 80 美元/桶的国际油价为基准，传统喷气燃料的成本约为 0.5 美元/升，而可持续航空燃料的成本为 0.85-1.5 美元/升。壳牌坦言，生产商需要得到保障，即市场对可持续航空燃料的需求，可以让新炼化产能的投资不会“打水漂”。

显然，只有实现了成本效益，可持续航空燃料才能得到更大规模的推广。美国达美航空公司首席执行官 EdBastia 表示：“从财政方面来看，目前，可持续航空燃料不具备经济可行性，炼化商也不会同意投入更多财力和物力来生产此类产品。”

航空公司普遍希望政府出台政策杠杆，以鼓励可持续航空燃料的推广，比如税收减免。据路透社报道，美国目前正在权衡一项法案，旨在允许以豆油为基础的可持续航空燃料有资格获得税收抵免，抵免规模可能介于每加仑 1.25-1.75 美元之间。“这为大豆衍生的可持续航空燃料敞开了大门。”国际清洁能源委员会团队高级研究员 Nikita Pavlenko 表示，“同时还能带动炼油商大规模启动大豆衍生可持续航空燃料的生产。”

此外，业内同时呼吁航空业“不要把鸡蛋都放到一个篮子里”，即可以寻求多样化的低碳飞行技术或方案。根据牛津大学的一个研究项目，利用廉价的铁基催化剂转化二氧化碳，可以开发出一种碳中和的喷气燃料，成为昂贵可持续航空燃料的低成本替代品，目前可持续航空燃料比煤油贵 3-4 倍。

王林 中国能源网 2021-12-06

香港机管局：2050 年年底香港国际机场将达到净零碳排放

12 月 9 日下午，香港机场管理局公布，于 2050 年年底在香港国际机场达到净零碳排放的目标及策略。同时也制定出中期目标，以 2018 年为基准，到 2035 年减少实际排放量 55%。

机管局行政总裁林天福表示，可持续发展是香港国际机场长远发展愿景的关键。机场的净零碳排放目标，不但符合政府 2050 年达至碳中和的目标，也有助于成为在碳管理方面领先的机场。

为达至中期目标，机管局制定了碳管理行动计划，旨在减少机场的直接碳排放及来自使用电力和煤气而产生的间接碳排放。机管局已推展多项减少直接碳排放的措施，包括推行机场禁区车辆及设备电动化、实行地勤设备共享计划，以及试行可再生柴油等。机管局也一直实行多项节能措施以减少间接碳排放，包括安装发光二极管（LED）照明装置及节能制冷机，以及制定创新能源管理方案如电池储能系统等。

机管局与机场同业紧密合作，订立及达到涵盖整个机场的新减碳目标。机管局与主要航空相关业务伙伴共约占机场碳排放总量 90%，各方已共同作出承诺，努力实现目标。

金东 央视新闻客户端 2021-12-10

全球航空业掀起低碳燃料革命

航空业正在掀起一场低碳燃料和可持续飞行方案的革命。在全球加速减排的背景下，排放大户航空业成为下一个亟待“绿化”的重点领域。

航空脱碳速度较慢

一直以来，航空业都是脱碳最难、最慢的行业之一，尽管航空飞行产生的温室气体排放在全球整体排放中占比较低，但该行业亟待拥有一套可靠且值得信赖的面向未来的脱碳策略。

根据国际航空运输协会（IATA）的数据，航空业目前占全球排放量的 2.5%，并且逐年增长。2019 年，全球商用航空二氧化碳排放量总计达 9.18 亿吨，比 2013 年增长 29%。如果客运量继续以目前速度增长，未来 30 年航空排放量增幅将是 1990-2019 年间的 3 倍以上。

为此，IATA 于 10 月宣布，计划到 2050 年实现行业的净零排放。事实上，航空业脱碳的最大难点在于如何在客运量持续增长的前提下减少碳足迹，IATA 预计到 2050 年每年将有 100 亿人乘坐飞机。

《金融时报》撰文称，实现到 2050 年“零碳飞行”目标的核心是如何有效减碳，业内早已启动了氢动力飞行和电池动力飞行的研发工作，但距离商业化应用仍然很遥远，相较之下，成本高昂、产量较低且颇具争议的可持续航空燃料，仍然是可突破的选择。

可持续航空燃料由植物、食用油、农业废物等可再生资源制成，与传统石油基航空燃油相比，可减少多达 80% 的排放量，但价格也更加昂贵，且目前难以实现大量供应。有专家指出，可持续航空燃料存在“漂绿”的行为，生产过程中存在一定的碳成本，且仍然需要与高比例的传统燃料混合，碳足迹并不小。

据 IATA 估计，可持续航空燃料可以帮助减少近 2/3 的航空业温室气体排放量，到 2050 年，每年需要至少 4500 亿升可持续航空燃料，才可能满足航空业的燃料需求，而目前产量仅为 1 亿升。

低碳航空竞争升温

持续的新冠肺炎疫情，导致全球大批航空公司破产重组，整个航空业都在寻找高效可靠的低碳飞行方案，旨在绿色经济转型的过程中提前占据一席之地。

今年的气候大会期间，英航首次使用可持续航空燃料飞行。英航表示，其使用了回收食用油制成的可持续航空燃料，飞行排放量相比 2010 年同等条件下减少了 62%。

美联航旗下一架喷气式客机于 10 月在休斯敦进行了一次采用可持续航空燃料的试飞。11 月，阿联酋航空与通用电气航空集团签署了合作谅解备忘录，目标是在 2022 年底前完成一次 100% 可持续航空燃料供能的试飞。

另外，包括 bp、波音在内的 50 多家能源和航空公司于 9 月做出承诺，到 2030 年，将通过可持续航空燃料取代全球 10% 的航空燃油供应，目前这一比例仅为 0.1%。壳牌计划到 2025 年实现每年 200 万吨的可持续航空燃料产量。

降本成大规模推广的前提

“目前，还没有与传统喷气燃料相比更具成本竞争力的可持续航空燃料。”美联航首席执行官 Scott Kirby 表示，“对航空业而言，降低投资成本最重要。”美联航日前作出了航空业迄今最大承诺，计划未来 20 年内购买近 70 亿升可持续航空燃料。

国际能源署（IEA）指出，以 80 美元/桶的国际油价为基准，传统喷气燃料的成本约为 0.5 美元/升，而可持续航空燃料的成本为 0.85-1.5 美元/升。壳牌坦言，生产商需要得到保障，即市场对可持续航空燃料的需求，可以让新炼化产能的投资不会“打水漂”。

显然，只有实现了成本效益，可持续航空燃料才能得到更大规模的推广。美国达美航空公司首席执行官 Ed Bastia 表示：“从财政方面来看，目前，可持续航空燃料不具备经济可行性，炼化商也不会同意投入更多财力和物力来生产此类产品。”

航空公司普遍希望政府出台政策杠杆，以鼓励可持续航空燃料的推广，比如税收减免。据路透

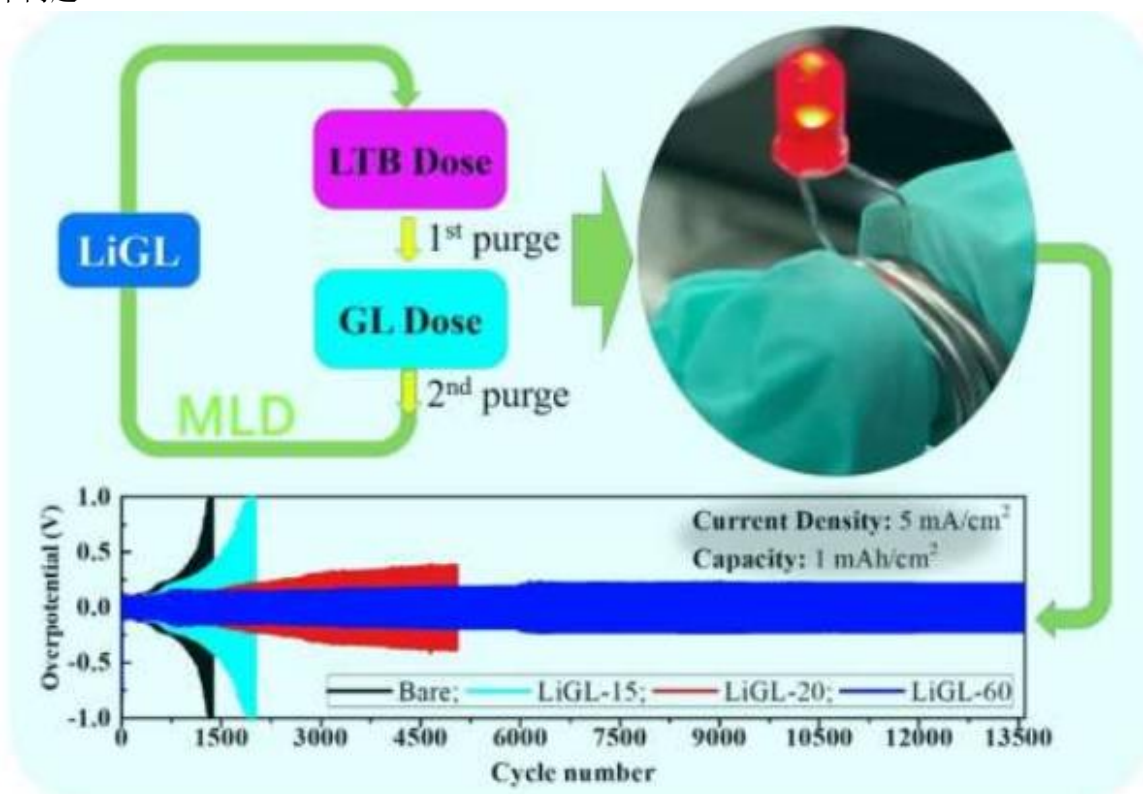
社报道，美国目前正在权衡一项法案，旨在允许以豆油为基础的可持续航空燃料有资格获得税收抵免，抵免规模可能介于每加仑 1.25-1.75 美元之间。“这为大豆衍生的可持续航空燃料敞开了大门。”国际清洁运输燃料委员会团队高级研究员 Nikita Pavlenko 表示，“同时还能带动炼油商大规模启动大豆衍生可持续航空燃料的生产。”

此外，业内同时呼吁航空业“不要把鸡蛋都放到一个篮子里”，即可以寻求多样化的低碳飞行技术或方案。根据牛津大学的一个研究项目，利用廉价的铁基催化剂转化二氧化碳，可以开发出一种碳中和的喷气燃料，成为昂贵可持续航空燃料的低成本替代品，目前可持续航空燃料比煤油贵 3-4 倍。

国际能源参考 2021-11-30

阿肯色大学开发新型含锂聚合物材料 提高锂金属负极性能

盖世汽车讯 据外媒报道，阿肯色大学（At the University of Arkansas）的研究人员开发了一种创新含锂交联聚合物材料。这种新材料名为 LiGL（GL=丙三醇），有助于解决商用锂金属负极存在的两个问题。



（图片来源：techxplore）

这种 LiGL 聚合物薄膜性能优异，能够有效保护锂金属负极免受形成 SEI 和枝晶生长的影响，使锂电极长期保持稳定的循环性能。

目前已有了一系列技术方法可以缓解锂负极所面临的问题，如三维锂载体框架、固态电解质、电解质添加剂和表面涂层。阿肯色大学的教授 Xiangbo Meng 表示：“在这些方法中，表面涂层仍是一种简便有效的途径。作为最近出现的新研究方向，通过分子层沉积（MLD）精确合成的聚合物薄膜，比无机薄膜具有更好的柔韧性，有助于提供更好的保护效果，改良锂金属负极的性能。”

该研究团队提出了三种锂酮（lithicones）的 MLD 工艺，并研究此类聚合物薄膜涂层的保护作用。研究人员尝试，通过减少形成 SEI 和锂电极上的锂枝晶，提供长期稳定的循环性。在这项工作中，研究人员首次开发了一种新型的含锂交联聚合物材料，这种锂酮（lithicone）对锂金属负极能起到优

异的保护效果。研究人员发现, LiGL 锂酮可以作为一种特殊的聚合物保护膜, 覆盖在锂金属负极上。

研究人员认为, 这种 LiGL MLD 表现出~2.7 nm/cycle 的平均生长速度 (growth per cycle, GPC), 并对 Li 电极表现出显著的保护作用, 即有效抑制锂枝晶, 并防止形成 SEI。计算模拟和实验表明, MLD LiGL 薄膜具有离子导电性和电绝缘性。实验数据表明, 涂覆 LiGL 锂酮的锂电极具有优异的循环稳定性。在电流密度为 5 mA/cm², 面积容量为 1 mAh/cm² 的条件下, Li/Li 对称电芯中的锂剥离或电镀循环次数可达到 13600 次以上, 同时不出现故障。

目前, 更新结果显示, 无故障循环能力已增长至 20000 多次锂剥离/电镀循环 (超过 1 万小时或一年以上)。据了解, 这是迄今报道过的最好的循环性能。因此, MLD LiGL 技术为解决锂负极问题铺设了技术途径。

LiGL 涂层的机械性能和导电性, 是其对锂金属电极起到良好保护作用的基础。这种新型 LiGL 为锂负极存在的问题提供了简便而有效的解决方案, 并有望为开发锂金属电池铺设一条技术上可行的道路。

Elisha 盖世汽车 2021-12-09

青岛全力推进可再生能源倍增计划 重点建设新型储能

近日, 《青岛市“十四五”能源发展规划》发布, 明确以风电、光伏发电为重点, 以生物质能、海洋能、地热能等为补充, 大力实施可再生能源倍增计划, 加速推进能源绿色低碳转型。到 2025 年, 可再生能源装机容量新增 270 万千瓦左右, 总装机容量达 523 万千瓦左右, 占电力总装机的比重提升至 48% 左右。

加快发展海上风电。以海上风电开发建设为契机, 推动大型风电整机装备及关键部件制造产业发展, 构建海上风电设计、施工、运维、电网等全产业链一体化发展格局; 推进“海上风电+”行动, 探索开展海上风电与海洋牧场、制氢、储能、海洋能等产业融合创新发展示范, 推动海上风电向规模化、多元化、高效化、智能化方向发展。

科学布局光伏发电。有序发展集中式光伏, 鼓励渔光互补、农光互补、风光储多能互补等“光伏+”项目示范。重点推动建设即墨区、青岛西海岸新区百万千瓦级光伏应用基地, 打造胶东半岛光伏发电示范; 加快推进青岛西海岸新区胶河 4 万千瓦光伏发电、即墨区 20 万千瓦农光互补、胶州市铺集镇 15 万千瓦渔光互补等项目建成并网。坚持集散并举, 有序推进整县分布式光伏发展。积极开发建筑一体化光伏发电系统, 鼓励在特色小镇、工业园区、经济技术开发区、商场、学校、医院等建筑屋顶开展分布式光伏应用, 优先采用“自发自用”消纳模式; 提高太阳能综合利用率, 鼓励发展太阳能耦合多种热源在建筑供暖、生活热水中的应用。到 2025 年, 新增光伏装机规模 220 万千瓦, 增长 2 倍以上, 总装机规模达到 320 万千瓦。

统筹推进生物质利用。有序推进生活垃圾焚烧发电。积极开展生物质热电联产工程示范, 重点推进青岛西海岸生物质热电二期 3 万千瓦秸秆直燃热电联产、中燃明月生物质热电联产等项目建设; 鼓励开展生物质能综合利用, 扩大农业废弃物制取沼气应用, 推进村镇生物质能耦合其他可再生能源清洁供暖示范工程。到 2025 年, 新增生物质发电装机 5 万千瓦, 新增生活垃圾焚烧发电装机规模 5.5 万千瓦, 生物质能总装机规模达到 49.2 万千瓦。

重点建设新型储能。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式, 以试点促推广应用、以示范促深化发展, 将发展新型储能作为构建以新能源为主体的新型电力系统重要支撑; 推进电源侧、电网侧、用户侧储能建设, 通过储能协同优化运行, 保障可再生能源高效消纳; 统筹电网消纳能力与可再生能源项目协同发展, 推进风光(火)储一体化建设, 新增集中式风电、光伏发电项目应不低于 10% 比例配建或租赁储能设施; 鼓励有条件的分散式风电、分布式光伏发电项目按照不低于 10% 比例配建或租赁储能设施。到 2025 年, 新型储能新增容量规模达到 50 万千瓦时以上。

探索开发海洋能及地热能。充分发挥海洋资源、科技人才等基础优势, 推进海洋能源技术发展。

积极开展海洋能利用研究和示范，探索波浪能、潮流能与海上风电综合利用，推进海洋能协同立体开发。加强地热资源勘察评价，积极推进浅层地热资源开发，拓展地热能在可再生能源建筑领域的应用规模。在资源条件适宜地区，积极推进干热岩清洁供暖试点，开展省内地热资源供暖示范。

王晓 张建佩 王浥尘 左丰岐 大众日报 2021-11-30

储能业的“钠”些事

近日，有关新能源的话题频频登上热搜，锂电池作为新能源发展中的重要资源，价格也是一骑绝尘。“有锂走遍天下”“有锂必涨”等网络热词层出不穷。同时，为实现“双碳”目标，国家近期出台的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确表示，要开展低碳零碳负碳和储能新材料、新技术、新装备攻关。由此可见，储能将是未来能源发展中的关键所在。

锂资源价格一骑绝尘

今年以来在各类市场中，锂资源价格上涨明显。数据显示，今年初，电池级碳酸锂的价格在 5.5 万元/吨左右；最近，碳酸锂的价格已经超过了 19 万元/吨，涨了将近 3 倍多。二级市场中，锂电池指数从年初的 900 点左右，上涨到现在的超过 1700 多点，市场中有个别公司的估值在一年之内也翻了好几倍。

有业内人士表示，今年锂资源价格的普涨是由多方面因素导致的。首先，因为今年总体供给偏紧，有缺货现象存在，大家担心价格还会涨，造成有人囤货。另外一方面的原因是需求的强劲增长。从供求角度来讲，由于全球电动车、储能等领域飞速发展，导致对锂产品的需求量急剧上涨，而锂项目从选址、设计、建设到投产，需要一定的周期，这就导致供应端产品跟不上需求的扩张。

有统计数据显示，在全球电化学规模储能示范项目中，锂离子电池的占比高达 80%。

锂离子电池的需求量极大，但是我国在锂资源开发方面还存在不小的难度，进口比重较大。有专家建议，从国家战略和能源储备产业发展看，新材料电池研发应尽早提上议事日程。

钠离子电池进入选择视野

近段时间由于锂资源价格的不断飙升，网络平台上各种各样的离子电池层出不穷，钠电池、钾电池、钒电池，等等。

做了十年钠离子电池基础研究的中国科学院物理研究所胡勇胜说：“作为最接近锂离子电池技术的钠离子电池，应该是最快能够大规模使用的。”他表示，在二十世纪六七十年代，出现了能在高温下运作、使用金属钠做负极、单质硫做正极的高温钠硫电池。

胡勇胜还表示，与其他离子电池相比，钠与锂在元素周期表中更为接近，因此也具有更多方面的优势。首先，相比锂资源的稀缺与分布不均，钠资源可谓储量丰富且分布广泛，这就使得钠离子电池的制造成本更低且无发展瓶颈。其次，在锂离子电池的许多材料中，镍和钴是不可或缺的元素，但这些都是贵金属。而钠离子电池不一样，在现有的技术条件下，钠离子电池在正极材料上可脱离这些贵金属，转而使用更为廉价的金属，在负极材料上也获得了最高的性价比。

“电解液是连接正极与负极的桥梁，也是离子传输的必经之路。按常理来说，电解液中离子浓度越高，越有利于离子的传导。但浓度的上升也会带来黏度变大等其他问题，故不能一味地追求高浓度。”胡勇胜说，“相比锂离子，即使低浓度的钠盐电解液也能同样具有较高的离子电导率，从而减小了黏度所带来的影响。”

胡勇胜说，钠离子电池比锂离子电池有更优的倍率性能，即可以在短时间内充满电且容量保持率高。电池可以正常工作的温度区间也比锂离子电池好。相比锂离子电池，钠离子电池可以在低至约-40℃、高至约 80℃的环境中正常工作。

有人觉得钠的性质比锂更为活泼，制造出的电池安全吗？对此，胡勇胜表示：“这点大可不必担心。为了避免由此带来的安全问题，钠离子电池不会选用金属钠单质作为负极材料，而会选用碳类材料作为负极、钠的化合物作为正极。无论是碳类材料还是钠的化合物都是稳定的。在安全性测试

中，钠离子电池能展现出良好的安全性能。”

事物都具有两面性，钠离子电池也有自身短板，需要进一步进行技术攻关。有专家表示，钠离子的体积比锂离子大很多，假设锂离子是乒乓球大小，钠离子大概就有足球大小，所以在游走时的速度就较慢，不易击穿电池隔膜，同时，这个“大家伙”携带的电子量实际比锂还低，这就导致了一个缺点——能量密度较低，也就是体积大小相同的时候，钠离子电池释放的能量要比磷酸铁锂电池释放的能量要少。除此之外，有数据显示，拿循环寿命相比，目前磷酸铁锂电池的循环寿命已经达到了 10000 次，而钠离子电池的循环寿命只能达到 5000 次，如果储能时间足够长的话，钠离子电池的寿命仍待提升。

多样化储能更显重要性

近期，主做锂电池的储能一哥“宁德时代”发布了第一代钠离子电池。据悉，在产业发展层面，目前国内有多家公司已纷纷开展在多样化储能方面的探索和实践。在钠离子电池方面，华阳股份与中科海钠开展深度合作，共同成立了生产钠离子电池的子公司，中科海钠在 2020 年已经建立过一定规模的钠离子生产线，依托中科丰富的生产工艺制造经验，2022 年华阳将真正形成钠离子电池、钠离子电池储能系统销售。在氢燃料电池方面，骥翀氢能创始人付宇表示，氢燃料电池不需要经过“燃烧”，就能通过电化学反应直接把氢燃料中的化学能转化成电能，同时生成水，是零污染零排放的“未来能源”。

有诸多学者和专家表示，多样化储能是未来能源发展中的关键所在。光伏、风电等新能源电力间歇性、随机性特点较为明显，储能则能够保障电力系统的稳定性，在发电侧、电网侧与用户侧均有相关的应用。另外，分时电价机制也对储能装机需求大增。

今年，中科院物理所与中科海钠在山西太原综改区联合推出了全球首套 1MWh 钠离子电池储能系统，这个项目通俗地说就是大储量电池，并成功投入运行。胡勇胜说，该系统以自主研发的钠离子电池为储能主体，结合市电、光伏和充电设施构成一个微网系统，能够实现自我控制、保护和管理；具有灵活的运行模式和调度管理性能，既能并入大电网运行，又能独立孤岛运行；联网模式下与大电网一起分担用户的供电需求，孤岛模式下保证用户尤其是重要用户的正常用电。“十四五”期间，钠离子电池储能系统将达到百兆瓦时级别，这样就能够更好地将风能、太阳能存储起来，从而更好满足储能要求。”

在整个储能体系当中，钠离子电池与锂离子电池以及其他储能方式之间并不是完全替代的关系，而是你中有我、我中有你的共存关系。从目前的发展水平来看，钠离子电池可能还无法满足手机这类具有较大电量需求的电子产品，但由于低成本、高安全、长寿命等优势，钠离子电池可以与锂离子电池形成互补，并且可以逐渐取代铅酸电池，在大规模储能和交通工具上使用。

经济参考报 2021-12-06

镁锌钠电池受追捧 无“锂”也能行天下

科技创新世界潮

如今，锂电池已成为日常生活中不可或缺的设备，广泛应用于手机、电脑、可穿戴设备、新能源汽车等领域，几乎是“有锂走遍天下”。但锂电池也存在明显的缺点：成本高、且用于生产锂电池的原材料储量少等。

鉴于此，不少国家的政府和企业纷纷加快步伐，布局“后锂电池”时代，比如欧洲有些机构致力于研制镁电池和锌电池、宁德时代推出了钠电池等。正如《日本经济新闻》杂志网站在近日报道中指出的，围绕锂电池替代品的全球竞赛已经开始！

锂电池成本高

锂电池诞生于上世纪 60 年代，上世纪 90 年代开始由日本索尼公司实现商业化，与其“前辈”镍氢电池、铅酸电池相比，能存储更多电能，如今已经飞入寻常百姓家，广泛应用于新能源汽车、个

人电脑、智能手机等产品；它还可以储存太阳能和风能，让无化石燃料的世界成为可能。

鉴于锂电池为人类作出的巨大贡献，2019年，三位“锂电池之父”荣膺诺贝尔化学奖，锂电池也成为今天蓄电池行业的“当家花旦”。

但锂电池的最大缺点就是成本高。只是用在智能手机上还好，如果需要大规模储存电能的话，就需要相应的大型电池。日本经济产业省的数据显示，如果想让锂电池蓄电系统的蓄电成本达到与抽水蓄能电站持平的2.3万日元（约合1280元人民币）/千瓦，简直就是痴人说梦。

此外，锂电池原材料锂、镍、钴的产地分布极度不均，且全球的锂和钴矿藏并不能完全用于生产。锂在地壳中的储量为0.0065%，全球储量仅有8600万吨；相比之下，钠、镁、锌的储量要高得多：钠在地壳中的储量为2.74%，仅中国柴达木盆地的钠盐储量就达到3216亿吨；而镁在地壳中的含量更是高达13.9%。

候选元素前景看好

因此，科学家们将目光投向了镁、锌、钠等元素。

例如，英国剑桥大学、丹麦和以色列的知名理工科院校、德国和西班牙的研究机构共同发起了一个名为“欧盟镁交互电池共同体”（E-Magic）的研究项目。这个为期4年的前瞻性项目得到了欧盟的资金支持，目标是研发能量密度超过1000瓦时/升（相当于锂电池2倍）的、对环境友好的可充电镁电池。

研究人员称，这种电池以金属镁作为负极，由于一个镁离子携带两个电子，与只能携带一个电子的锂离子相比，镁电池的容量翻了一番，目前研制成功的镁电池已经可以反复充放电500次以上。

据悉，2020年，美国休斯顿大学姚彦教授课题组联合北美丰田研究中心成功研发出一种非常有前景的高能量镁电池，其潜在应用范围包括电动汽车、可再生能源系统的储电池等。虽然眼下这款电池连续充放电只有200余次，但研究团队认为，他们已为更安全、性能更高的镁电池找到了研究方向：正极使用有机化合物、负极使用茈四酮（PTO）实现快速且可逆的氧化还原过程，基于硼团簇的弱配位电解质则使离子运动更快。这种先进的阴极和电解质设计对镁电池的发展具有重大的指导意义，并将加速镁电池技术的商业化步伐。

此外，日本东京都立大学教授金村圣志野研发出正极使用氧化锰、负极使用金属镁的电池。《日本经济新闻》报道指出，虽然与锂电池相比，目前镁电池的性能还处于较低水平，但其潜力值得挖掘。未来，研究人员将着重解决电解液的改性问题，并加强电极材料的研究。

和镁同样引人注目的还有锌。日本东北大学小林弘明副教授和本间格教授研发的新型锌离子电池使用水溶液作为电解液，取代了传统的有机溶剂，降低了电池起火的风险。来自美国西北太平洋国家实验室和德国明斯特大学的研究人员也合作研发出一种“锌金属双离子电池”，该电池由锌阳极、天然石墨阴极和双离子盐水溶液组成。

今年7月，中国宁德时代公司发布了一款钠电池，具备迄今全球最高的能量密度和超快充特性（15分钟可充电80%），预计宁德时代将不断提升钠电池的能量密度，并有望于2023年形成基本产业链。

锂电池挖潜大有可为

尽管各种替代性技术研究如火如荼，但从目前的发展情况来看，无论是镁电池、锌电池还是钠电池，在技术和材料方面仍有很多难题需要解决。比如，镁离子体积小、电荷密度大、极化作用强，难以插入到多数基质中去，较难形成嵌入式化合物。因此，可供选择的正极材料受限。

鉴于此，也有科学家致力于深入挖掘锂电池的潜能，改善锂电池的性能，研发质量更好的锂电池。

据《日本经济新闻》报道，日本汤浅公司与关西大学合作，开发出一款以硫作为正极活性物质的锂硫电池，其质量能量密度可达现有锂电池的2倍左右——目前常用于纯电动汽车的锂电池质量能量密度约为200—300瓦时/千克，而此次开发的锂硫电池质量能量密度则超过了370瓦时/千克。

研究人员解释说，理论上相同尺寸情况下，锂硫电池的容量可达传统锂电池的8倍，但却存在

电导率低、中间产物易溶于电解液等问题，而他们最新研制出的锂硫电池采用了有微孔的碳粒，规避了上述两个问题。汤浅公司表示，希望到 2023 年能将其锂硫电池的质量能量密度提至 500 瓦时/千克。

刘霞 科技日报 2021-12-07

新“梦想电池”300 次充放电保持稳定

美国科学家在最新一期《美国化学学会杂志》上发表论文称，他们研制出一种新式钠硫电池，解决了同类电池普遍面临的枝晶等问题，使电池寿命更长——历经 300 次充放电仍然性能稳定。最新研究是钠硫电池商业化道路上的一个重要里程碑，这种电池未来有望取代现在广泛使用的锂电池。

锂离子电池目前广泛应用于智能手机和电动汽车等领域，但生产锂电池的原材料锂和钴不仅储量有限，而且会对环境产生一定的负面影响，包括使用大量地下水、污染土壤和水源、碳排放高等。而钠和硫等材料更便宜、更容易获得（钠可从海洋中获得）且更环保。鉴于此，过去 20 年中，研究人员一直致力于研究能在室温下工作的钠基电池。

最新研究负责人、美国得克萨斯大学奥斯汀分校材料研究所所长阿鲁姆甘·曼提拉姆教授说：“钠和硫含量丰富，对环境无害，而且成本更低，钠硫电池堪称一种‘梦想电池’。”

在曼提拉姆团队近期开展的两项钠电池研究中，科学家们调整了电解液的组成，有助离子在阴极和阳极之间来回移动，刺激电池的充电和放电。此外，他们还攻克了钠电池中的常见问题——电池阳极上会生长出针状结构树枝晶，导致电池迅速老化、出现短路，甚至起火爆炸。

研究人员解释说，在以前的钠硫电池电解液中，由硫形成的中间化合物会溶解在电解液中，并在电池内的两个电极之间穿梭，导致材料损失、部件退化和枝晶形成。而他们调配的新电解液采用惰性（不参与化学反应）溶剂稀释浓盐溶液，从而使电解液保持“半溶解”状态。结果表明，新电解液可以防止硫溶解，从而解决了穿梭和枝晶问题。这使电池的寿命更长，历经 300 次充放电循环仍表现出稳定的性能。

过去一年，锂价飞涨，人们对锂电池替代品的呼声日益高涨。研究人员计划在这一突破的基础上，用更大的电池进行测试，观察其能否应用于电动汽车以及风能、太阳能等可再生能源的储存。

科技日报 2021-12-10

甲烷减排或从能源行业破题，“十四五”中国或出甲烷控排方案

在前不久结束的联合国气候大会（COP26）期间，中美两国发布《中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》（下称《联合宣言》）。其中明确提到，两国特别认识到，甲烷排放对于升温的显著影响，认为加大行动控制和减少甲烷排放是 21 世纪 20 年代的必要事项。

甲烷减排是 COP26 期间的重要议题。除了中美两国的这份联合宣言外，还有百余个国家签订了多边协议——全球甲烷减排承诺（Global Methane Pledge），旨在到 2030 年使甲烷排放水平比 2020 年时低 30%。

COP26 期间关于多项重要成果涉及甲烷减排，标志着甲烷减排已经引起全球普遍关注。一位长期从事能源领域甲烷减排研究的科研人员告诉 21 世纪经济报道，中国政府已经开始高度重视甲烷减排工作。甲烷减排不仅已经写入“十四五”发展规划，也被囊括进了 2060 年的碳中和目标内容。

根据《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》，2014 年中国甲烷排放 5529.2 万吨，占温室气体排放总量的 10.4%。

11 月 25 日，生态环境部应对气候变化司副司长陆新明在生态环境部例行新闻发布会上透露，“十四五”期间，中国将采取进一步的措施，结合相关规划和政策的制定和落实，推动开展中国控制甲烷排放行动。

陆新明透露，“十四五”期间主要有五个方面的安排和打算，包括开展甲烷排放控制研究，推动出台中国甲烷排放控制行动方案，加强重点领域甲烷排放的监测、核算、报告和核查体系建设，鼓励先行先试，加强国际合作。

我国甲烷减排需摸清家底

应对和减缓气候变化，需要兼顾二氧化碳与甲烷的减排治理。“简而言之，关注子孙后代福祉就需要关注二氧化碳减排，而若想在咱们这一代控制全球升温幅度，就必须关注甲烷减排。”上述科研人员表示。

评估温室气体的气候影响，一般需要考虑“辐射效率”和“寿命”两项指标，也就是气体在大气中吸收热量的能力和持续时间。同为温室气体的甲烷，其吸收热量的潜力相对二氧化碳高出很多倍，但只能在大气中存续 10 到 12 年的时间。

政府间气候变化专门委员会（IPCC）以二氧化碳为参考气体，计算单位质量气体在指定时间范围内相对于参考气体的辐射效率，也就是全球温增潜势（GWP）。根据 IPCC 第五次评估报告，甲烷排放后 20 年水平的 GWP 是二氧化碳的 84 倍，100 年水平则是二氧化碳的 28 倍。

上述科研人员表示，甲烷减排是现有条件下可以马上着手做并很快见效的气候措施。10 月，COP26 前夕联合国环境规划署（UNEP）发布《2021 排放差距报告》称，减少化石燃料、废弃物和农业部门的甲烷排放，可能有助于在短期内显著缩小排放差距，减缓升温趋势。该报告数据显示，到 2030 年，单靠现存的负排放技术或低成本的技术减缓措施就可以将人为甲烷排放量减少约 20%。

与我国签订《联合宣言》的美国，目前正在着手通过立法推动甲烷减排。上述科研人员认为，我国数据不全面并久未更新是甲烷减排工作面临的首要问题，因此当务之急还是查清家底。

目前我国公开发布的甲烷排放数据“普查”还是停留在《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》的 2014 年国家温室气体清单和部分企业的排放信息数据报送。上述科研人员表示，一方面这些数据很难体现整体的排放情况，另一方面排放因子的设置较为粗放，没有进行动态调整，也会影响数据的有效性。

利用卫星等科技手段监测减排

根据 IPCC 报告，目前人类能够感知到的由人为原因造成的全球暖化效应的 25% 应归结于甲烷。大气中的甲烷主要来自煤矿开采、石油天然气生产、垃圾填埋、牲畜、稻田、生物质燃烧等人为源的排放。

做好减排，甲烷排放数据监测工作必须先行。今年年初，生态环境部发布的《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》提出，在石油天然气、煤炭开采等重点行业试点开展甲烷排放监测。

前述科研人员表示，除了地面检测和航测，卫星也可以作为重要的监测手段。“目前在役的卫星监测分区域和点源监测两类。前者可以进行盆地或国家尺度的监测，后者适用于排放较大的场站监测。明年之后会有兼顾区域和点源监测功能的卫星发射，可以对大部分全球油气设施开展甲烷监测和量化。”

我国发射的全球首颗大气和陆地综合高光谱观测卫星高分五号，也能敏锐捕捉二氧化碳、甲烷等温室气体的行踪，追溯其起源并预测其“旅行”轨迹。

此外还有飞机、无人机、高塔网络等技术手段可以用于大空间尺度、全排放源的总量数据监测。这些数据都能够为微观数据、排放因子的校准提供便利。

从全球层面来说，煤炭与油气行业的甲烷减排潜力巨大。根据预测，到 2020 年全球油气和煤炭开采行业所排放的甲烷将占人为排放量的 30% 左右。而作为产煤大户，我国相对能够从煤炭行业的甲烷减排行动中获得更多益处。

煤炭开采是最大的甲烷逃逸排放源，但一直以来煤炭行业对甲烷的管控，都是出于对开采生产过程中安全考虑而开展的瓦斯防治工作。以甲烷为主的瓦斯达到一定浓度容易发生爆炸。早年间，以有效遏制煤矿重特大瓦斯事故、保障安全生产为目的的《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准》明确规定，

“甲烷体积浓度大于等于 30%的煤层气（煤矿瓦斯）不得直排”。在一定程度上，这为煤炭行业的甲烷排放管控奠定了基础。

2020 年 11 月，生态环境部、发改委、国家能源局三部门联合发布了《关于进一步加强煤炭资源开发环境影响评价管理的通知》，首次提出对温室气体排放进行管控。该通知提出，甲烷体积浓度大于等于 8%的抽采瓦斯，在确保安全的前提下，应进行综合利用。鼓励对甲烷体积浓度在 2%(含)至 8%的抽采瓦斯以及乏风瓦斯，探索开展综合利用。

一位多年从事煤矿甲烷减排利用业务的业内人士告诉 21 世纪经济报道，目前 30%以上高浓度部分的煤矿瓦斯基本上都被利用了，因为其类似天然气，利用价值较高。而浓度在 8%至 30%这部分的瓦斯可以用于内燃机。主要造成煤矿甲烷排放的是浓度 8%以下的低浓度瓦斯，包括矿井的通风瓦斯，其浓度只有 0.3%左右，在 0.75%的国家安全标准以下。“这部分量大，浓度又特别低，利用成本高，所以基本都被迫排空了。”

控制煤矿开采产生的低浓度瓦斯排放，一方面需要开发出相对准确的监测系统，另一方面还要降低成本。上述业内人士认为，要解决上述问题，在企业积极性较低的情况下，需要政策发挥引导作用，在提出更高强制性标准要求的同时给予一定的政策或补贴倾斜。“可以对于 8%以下，尤其是 0.3%左右的低浓度通风瓦斯，根据不同的浓度提供相应补贴政策。或者将其作为煤矿的环保治理项目，进一步压实煤矿的瓦斯治理责任。”

同样是能源领域甲烷减排潜力股的油气行业也在积极行动。油气行业对甲烷排放的控制措施还能与挥发性有机物（VOCs）控制具有非常好的协同作用。5 月 18 日，由中石油、中石化、中海油等 7 家中国油气企业联合发起的“中国油气企业甲烷控排联盟”正式成立，该联盟旨在推进全产业链甲烷控排行动，力争实现 2025 年天然气生产过程甲烷平均排放强度降到 0.25%以下。

陆新明在回答记者关于甲烷减排部署的问题时表示，“十四五”期间，生态环境部将会推动出台中国甲烷排放控制行动方案。具体是建立煤炭、油气、废弃物处理等领域甲烷减排的政策、技术和标准体系，适时修订煤层气，也就是煤矿瓦斯排放标准，强化标准的实施，同时加强石油天然气开采等领域甲烷排放控制和回收利用。

王晨 21 世纪经济报道 2021-12-09

生物质能、环保工程

生物质绝非高污染燃料

近年来，一些地方环保部门缺乏对生物质能利用技术的认知，使得生物质能利用与环保监管政策落实未能实现协同，影响了《生物质能发展“十三五”规划》实施，致使 2020 年生物质能利用量 5800 万吨标煤的规划任务没有完成。

国际能源署发布的《全球能源行业碳中和路线图》提出，到 2030 年大部分二氧化碳减排量来自现有技术，到 2050 年近一半减排量将来自仍处于演示或原型阶段的未来技术。因此，应对气候变化、推动经济高质量发展及绿色低碳转型，必须立足发展阶段和国情，统筹现有技术、成熟技术与未来技术，走自己的能源可持续发展之路。具体到我国，应对气候变化的能源转型技术路线不仅要集中在储能、氢能、新型电力系统和 CCUS（碳捕获、利用与封存）等未来技术，也要重视生物质能现有技术和先进成熟技术的推广使用。

监管的是使用方式

而非生物质

我国《可再生能源法》规定，生物质能是可再生能源，并将“低效率炉灶直接燃烧方式”排除在外。

一段时间以来，生物质被误解为高污染燃料，“祸”起生物质成型燃料。十里不运草，生物质散料不适合长途运输，为储运和使用方便，被加工为成型燃料，其生产加工过程可能混入固废或危废等其他污染源。为此，2001年，环保部在《关于划分高污染燃料的规定》中将生物质成型燃料列入“高污染燃料”，引起了生物质能行业巨震。随后，2009年、2014年，环保部对该问题的回应及2015年《关于生物质成型燃料是否真的为高污染燃料的回复意见》均明确：生物质本身不是高污染燃料，但生物质成型燃料及其直接燃烧使用具有环境风险，需加强环保监管。

2017年，环保部修订了《高污染燃料目录》，在第Ⅲ类最严格管控禁燃区将“非专用锅炉或未配置高效除尘设施的专用锅炉”直接燃用生物质成型燃料列入并进行管控，同时明确指出：“在第Ⅲ类最严格的管控要求下，对生物质成型燃料的燃用方式进行了规范。对于生物质成型燃料，我们绝对不是要禁止或限制使用，相反，在规范的燃用方式下，我们是鼓励发展的。”此后，环保部和生态环境部先后于2017年5月、12月和2021年6月多次复函地方环保部门：监管的是生物质成型燃料的使用方式。

2021年1月，生态环境部修订了《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（下称《名录》），严格区分和规范生物质锅炉固体直接燃烧和生物质燃气两种利用方式的环境影响评价，明确生物质锅炉环境影响评价类别按《名录》“91 热力生产和供应工程”中“使用其他高污染燃料”要求编制环境影响报告表，生物质热解气化生产生物质燃气的环境影响评价类别按《名录》“92（452）燃气生产与供应”要求编制环境影响报告表，与高污染燃料无涉。

由此可见，我国法律法规、规章和环保监管政策，并未将生物质定义为高污染燃料，生态环境部门规范监管的是生物质成型燃料在生物质锅炉的直接燃烧方式及其环境影响。

多部委鼓励

生物质清洁高效利用

人类对生物质资源的能源化利用经历了三代技术：农村传统的烧火做饭取暖是第一代技术，能源利用效率平均为13%左右；生物质直接燃烧发电或直接燃烧供热（生物质锅炉）是第二代技术，能源综合利用效率为30-50%，污染物排放严重；生物质气化技术属于第三代技术路线，包括微生物厌氧发酵沼气技术和热解气化技术，生物质气化炉与燃气锅炉成套联用，能源综合利用效率达85%左右，大气污染物排放达到或低于天然气排放标准。

近年来，我国大力发展生物质绿色可再生能源，鼓励生物质清洁高效利用。2015年，财政部、国家税务总局发布的《资源综合利用产品和劳务增值税优惠目录》明确，农业秸秆、林业三剩物（采伐、造材及加工剩余物）、次小薪材等能源化利用享受增值税100%退税优惠；2017年，国家发改委、农业部、国家能源局发布的《关于开展秸秆气化清洁能源利用工程建设的指导意见》明确，热解气化和厌氧发酵工艺生产的热解气、沼气等为清洁能源；2019年12月，国家发改委等12部委出台《关于促进生物天然气产业化发展的指导意见》，鼓励生物质清洁高效利用。

然而，目前市场中存在大量生物质直燃锅炉、燃烧机及其他半气化半直接燃烧装置，烟气中的一氧化碳没有得到有效利用，不仅碳的能源转化利用效率低，而且一氧化碳等烟气污染物排在工艺上也不可控，存在环境风险。因此，必须按照规范标准，严格管控生物质固体燃料的使用方式，特别是成型燃料直接燃烧方式及其环境影响。

生物质能

减污降碳大有潜力

2021年7月，生态环境部出台《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》，将重点行业建设项目二氧化碳等温室气体排放纳入环境影响评价并进行管控，明确要求重点行业建设项目环评报告进行碳排放分析，提出减污降碳措施及其可行性论证，并对建设项目作出碳排放环境影响评价的结论。

按照联合国政府间气候变化专门委员会《IPCC2006年国家温室气体清单指南-IPCC2006 缺省CO₂排放因子》及其2019修订版，棕色煤压块、无烟煤、褐煤等二氧化碳排放因子为97500-

101000kg/TJ，煤油、汽油/柴油、页岩油、残留燃料油二氧化碳排放因子为 71500-77400kg/TJ，天然气二氧化碳排放因子为 56100kg/TJ，固体生物质燃料直燃二氧化碳排放因子为 112000kg/TJ，生物质燃气二氧化碳排放因子为 54600kg/TJ。

生物质能的植物碳源没有增加大气碳总量，是国际国内方法学体系中公认的零碳能源，其碳排放环境影响比天然气等化石能源具有明显优势。其中，生物质燃气将是减污降碳的重要措施之一。

国际能源署 2018 年的统计数据显示，生物质能在可再生能源终端市场的占比超过 50%，是风能、太阳能、水能、地热能的总和；在欧盟可再生能源市场中，生物质能占比超过 65%；在可再生能源供热市场中，生物质供热占比超过 90%。全球每年再生的生物质资源量是人类能源消耗总量的 10-15 倍，人类只能资源化利用了生物质资源量的 1%左右，开发利用生物质能的潜力巨大。

目前，我国生物质燃气成本相当于天然气的 50%左右，其污染物排放达到或低于天然气，对于钢铁、水泥、石化化工、冶金等难以降碳的领域而言，是实现碳达峰、碳中和战略目标的重要抓手。

生物质燃气排放治理的重点是氮氧化物。可根据生物质燃气组分中氨、氮含量和燃气锅炉燃烧工艺状况，选择浓淡燃烧技术，分别或共同采用热力型氮氧化物分级燃烧、烟气再循环、再燃技术等低氮超低氮燃烧技术，用专门的生物质燃气燃烧器，从源头上控制氮氧化物产生，实现低氮超低氮排放。

（张文斌系深圳碳中和生物燃气股份有限公司董事长、中国节能协会碳中和专业委员会副主任委员；王挺系中国节能协会碳中和专业委员会副秘书长；陈宝明系中国电器协会锅炉分会燃烧器专委会主任）

张文斌 王挺 陈宝明 中国能源报 2021-11-29

“十四五”垃圾发电市场将加快地域转移

本报讯 实习记者姚美娇报道：云南省住房和城乡建设厅、云南省发改委日前联合印发《云南省城镇生活垃圾分类和处理设施建设十四五规划》，提出将投资 150.61 亿元新建生活垃圾焚烧发电厂项目。同时，海南省发改委、海南省住房和城乡建设厅近日也联合印发《“十四五”海南省城镇化生活垃圾无害化处理设施建设规划》，明确“十四五”期间扩建改造 6 座生活垃圾焚烧发电厂。

从今年出台的一系列政策可以看出，垃圾焚烧发电作为“减量化、无害化、资源化”处置生活垃圾的最佳方式，已经引起国家和地方政府高度重视。

“经过近 20 年发展，我国生活垃圾焚烧技术已十分成熟，国家发改委多次发文推进垃圾焚烧技术的推广应用，加之在《“无废城市”建设试点工作方案》和《城镇生活垃圾分类和处理设施补短板强弱项实施方案》等文件中提出原生生活垃圾零填埋的要求，再次奠定了在绝大多数城市中以生活垃圾焚烧为主、资源化利用为先、垃圾填埋兜底的处理格局。”E20 研究院固废产业研究中心高级行业分析师李少甫指出。

国家发改委、住建部今年 5 月印发的《“十四五”城镇生活垃圾分类和处理设施发展规划》明确指出，“十三五”期间全国城镇生活垃圾焚烧处理率约 45%，全国约 50%的城市尚未建成焚烧设施。

《规划》要求，到 2025 年底，城市生活垃圾焚烧处理能力占比 65%左右。

“从需求角度看，截至 2020 年，我国累计在运的生活垃圾焚烧厂 619 座，焚烧设施处理能力 66.2 万吨/日。以实际处理量计算，全国城镇生活垃圾焚烧处理率达到 54.1%。由此看来，‘十四五’期间新增生活垃圾焚烧处理能力需求可达 14 万吨/日，垃圾发电仍有发展空间。”李少甫表示。

李少甫还指出，目前我国生活垃圾焚烧能力建设发展不平衡。相关数据显示，截至今年上半年，我国垃圾焚烧发电项目主要集中在华东、华南地区，经济相对发达的华东地区发展规模较大，占全国垃圾发电总装机的 50%以上。

“一方面，中西部及东北地区垃圾焚烧的建设发展进度，与东南沿海地区相比差距较大；另一方面，中小城市、县镇与大中城市的发展进度也有较大差距。因此，在大中城市及东南沿海地区垃圾

焚烧能力基本饱和的情况下，市场会逐渐向中西部地区发展。从城市级别看，也会逐渐向乡镇级别下沉，所以仍有较大发展空间。”李少甫说。

业内有分析认为，当前城镇化进程和乡村生态振兴“双轮”驱动我国生活垃圾总体处理需求持续旺盛。同时，焚烧发电的无害化、资源化处理模式将得到持续推广，由此综合促进生活垃圾发电行业快速发展。

另外，针对“十四五”期间各地相关的建设规划，李少甫建议：“政府规划摸底应更加详细，掌握当地生活垃圾产生量、清运量、已有处置设施处理能力及分布情况，结合运距情况综合考虑，合理规划垃圾焚烧处理设施建设布局，避免出现产能过剩、处理设施‘吃不饱’的局面。同时，也应综合考虑生活垃圾分类推进情况，将垃圾量、热值等变化纳入考量范围。”

“对垃圾发电相关企业而言，首先要深入了解当地生活垃圾焚烧设施规划，审慎评估当地项目需求；其次，要结合当地垃圾处理收费机制建设情况，综合评估地方政府支付能力及支付意愿；最后，应提高技术水平，在合规、稳定运营的基础上提高发电效率，争取合理利润。”李少甫进一步建议。

中国能源报 2021-11-29

减排降碳，生物质能不该缺位

“2019年，全球大气中二氧化碳的浓度已经达到410.5ppm。如果要实现本世纪末全球温升控制在2°C以内的目标，大气中的二氧化碳浓度就不能超过470ppm。近年来，二氧化碳浓度的增长速率一直维持在3ppm/年，按此计算，上述温控目标恐难实现。”在2021（第三届）全球生物质能创新发展高峰论坛上，中国科学院、中国工程院院士石元春指出，要想实现“碳中和”的最终目标，“单纯依靠减少碳排放量是远远不够的，还需要用负排放产生的减量抵消掉相当一部分的排放量。但目前在国内，具有负碳排放作用的生物质能却并没有得到应有的重视甚至很少有人提及。”

废弃生物质材料增温效应巨大

“废弃的农林生物质等原材料如不加以处理任其自然分解，便会产生大量甲烷和氧化亚氮。这两种温室气体若直接向大气排放，将会产生更严重的后果。”石元春指出，由于当前人类活动产生的温室气体排放大部分是二氧化碳，因此在各国提出的中和或净零排放目标中，常用碳来代指温室气体。“但温室气体其实不止二氧化碳，甲烷和氧化亚氮如果直接排放到大气中，其增温效应将分别是二氧化碳的28倍和310倍。”

事实上，甲烷减排已经开始在国际范围内引起高度重视。就在刚刚结束的《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会上，甲烷减排正式成为会议主题。100多个国家共同签署了“全球甲烷承诺”协定，旨在到2030年使甲烷排放水平较2020年降低30%。特别是在大会期间发布的《中美关于在21世纪20年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》也提出，将制定一项甲烷国家行动计划，“争取在21世纪20年代取得控制和减少甲烷排放的显著效果”。

“将生物质原料进行统一收集、加工，阻断甲烷等温室气体的产生和排放，发展沼气、生物天然气等能源化利用，将会形成显著的负排放效应。”石元春强调，如果再将生物质能和碳捕获与留存技术相配套，就可以大幅度减少二氧化碳的排放。“加之，各类农林作物在生长过程中，通过光合作用吸收了空气中的二氧化碳，从全生命周期的角度看，生物质能具有明显的负碳排放属性。”

生物质能利用长期未获足够重视

但中国农业大学教授程程指出，纵观国内现状，生物质能的发展始终未能得到足够的重视。以农作物秸秆为例，当前我国年产秸秆量超过10亿吨，但作为生物质能的主要原材料之一，其能源化利用率仅为3%左右。“为了避免露天焚烧秸秆带来的大气污染，目前相关主管部门对于秸秆利用的主导政策还是还田。但秸秆还田不仅会不同程度地影响土地和播种质量、加重病虫害，而且秸秆入土不久便会迅速分解产生大量温室气体，加重温室效应。”

“同样是废弃物处理，城市的有机废弃物被归结为‘市政垃圾’，有专项的处置经费，而农村产生

的秸秆等农林废弃物和畜禽粪便就没有这个待遇。生物质能企业不但得不到处置经费，反过来还需要自己掏钱购买原料。目前，原材料成本已经占据生物质能企业生产总成本的 60%左右，行业发展不景气，很难吸引新的投资。”程序坦言，“归根结底，最关键的就是缺乏真正落地的支持政策。”

应将生物质能广泛纳入碳市场

程序指出，针对负碳排放的特性，在推广使用生物质能的过程中，更应当将其广泛地纳入到碳市场交易的范畴中。

今年 9 月，中共中央办公厅、国务院办公厅联合印发《关于深化生态保护补偿制度改革的意见》，明确将林业、可再生能源、甲烷利用等领域温室气体自愿减排量项目纳入全国碳市场。程序认为，《意见》虽然释放出了国家政策对于甲烷减排的关注，“但《意见》只覆盖了很少几个试点省、市，而且规定冲抵配额占碳排放配额的比例最高不超过 5%，加之当前农业领域列入的项目过少，事实上示范作用并不明显。下一步，应逐步加大纳入碳排放权交易的生物质特别是甲烷减排的份额。”

据程序测算，如果达到国家能源局中期规划指标，即到 2030 年年产 200 亿方生物天然气，折合发电量约 860 亿千瓦时，按照 1 千瓦时产生 414 克的二氧化碳当量排放计算，则可产生 3650 万吨二氧化碳当量的负排放；如果按照我国生物天然气的年总潜力 4000-5000 亿方计算，年减排潜力将达到 7.3-9.1 亿吨二氧化碳当量。

石元春说：“如此技术现成、成本低廉、效益显著的能源利用技术和形式，绝不能让它在我国‘碳达峰、碳中和’的进程中缺位。”

本报记者 姚金楠 中国能源报 2021-12-13

太阳能

我国光伏发电平均利用率达 98%

在 12 月 15 日举行的 2021 中国光伏行业年度大会上，业内人士认为，光伏产业已成为我国少有的形成国际竞争优势并有率先成为高质量发展典范的战略性新兴产业，是推动我国能源变革的重要引擎。

目前，我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均居全球前列。“十四五”期间，光伏发电将迎来巨大的发展机遇，行业健康发展需要上下游企业共同努力。

利用水平显著提高

平均利用率约 98%

国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之在会上表示，近年来，我国光伏行业发展成就举世瞩目。光伏发电开发规模持续扩大，截至今年 10 月底，总装机规模达到 2.8 亿千瓦，新增装机规模约 2900 万千瓦，总装机和新增装机规模多年来位居全球首位；光伏发电利用水平显著提高，今年我国光伏发电的平均利用率达到约 98%。

与此同时，我国光伏技术水平不断进步，中国光伏行业协会名誉理事长王勃华用“日新月异”来形容。他介绍道，尤其在转换效率方面，2021 年，我国 PERC 单晶电池量平均转换效率达 23.1%，最高达到 23.56%。在光伏晶硅电池实验室效率方面，从 2014 年起至今 8 年时间，我国企业、研究机构晶硅电池实验室效率已 42 次打破纪录，2021 年已 11 次打破纪录。

“我国光伏发电技术加速迭代，不断刷新转换效率世界纪录，成本持续下降，有力支撑了我国光伏发电进入平价无补贴的发展阶段；产业优势也持续增强，产业链硅料、硅片、电池组件等各环节产量均占全球绝对引领地位。”任育之表示。

王勃华介绍，今年以来，我国光伏制造端增长势头强劲。前三季度多晶硅产量 36 万吨，同比增

长 24.1%，硅片产量 1.65 亿千瓦，同比增长 54.2%；电池产量 1.47 亿千瓦，同比增长 54.6%，组件产量 1.3 亿千瓦，同比增长 58.5%。在量产效率上，2021 年 PERC 单晶电池量产平均转换效率 23.1%，最高达到 23.56%。

光伏装机量预测下调

需共同维护产业链稳定

王勃华提醒，光伏产业要警惕供应链价格上涨带来的风险。“供应链价格的上涨会影响到光伏装机的预测。”他认为今年的光伏装机量预测要下调，由原来的 5500-6500 万千瓦下调至 4500-5500 万千瓦，即下调 1000 万千瓦，发展不及预期的原因为指标下发滞后、价格上涨等因素所致。

采访中，记者发现，业内人士对明年新增装机量持乐观态度。王勃华预测，在国内巨大的光伏发电项目储备推动下，2022 年，我国光伏新增装机可能超过 7500 万千瓦。国网能源研究院的报告显示，光伏发电是增长最快的电源类型，在“整县光伏开发”等相关政策的激励下，光伏发电发展将进一步提速。

任育之指出，国家能源局将从四个方面推动新能源发展，即以区域布局优化发展、以重大基地支撑发展、以示范工程引领发展、以行动计划落实发展。“对于光伏的发展，我们将坚持集中式与分布式并举、就地消纳与外送消纳并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举，进一步推动光伏发电更大范围、更多场景、更多模式、更高水平的利用。”

业内人士普遍认为，从今年前十月全国发电量来看，我国光伏发电量占比还很低，大规模发展还需要时间。

中国光伏行业协会名誉理事长、天合光能董事长高纪凡建议：“今年光伏行业硅料、硅片、电池片、组件等不同环节盈利差别大，上下游产业发展不均衡，产业链各环节企业需要按照可持续发展的思维，思考行业发展方向。”

“十四五”期间，光伏产业如何发展？任育之建议，首先要共同维护光伏产业链的平稳发展，产业链供应稳定，价格平稳，既是全行业共同的期待，也符合全行业的共同利益；其次要坚持科技创新，持续推进光伏行业技术进步、成本下降；此外，还要坚持模式创新，积极培育新模式新业态。

本报记者 苏南 中国能源报 2021-12-20

光伏制氢已具备成本竞争力？

近日，国际光伏联盟助理总干事 Philippe Malbranche 在行业会议上指出，在光伏项目招标电价不断突破最低值的情况下，光伏制氢成本已经有望低至 2 美元/千克以下，竞争力大幅提升，甚至已经能够与化石燃料制氢的成本相媲美。

光伏电价不断创新低推动绿氢发展

行业分析机构标普全球普氏援引 Philippe Malbranche 的话称，目前，可再生能源电解水制氢项目成本的 2/3 都来自于电解水所需的能耗，另 1/3 则来自于电解槽。这意味着，风电、光伏等可再生能源本身的发电成本是目前绿氢生产成本的主要来源，要降低绿氢成本，重点就在于降低绿电成本。

“实际上，目前，部分国家、部分地区的光伏发电成本已经能够达到 0.01 美元-0.12 美元/千瓦时，这一光伏发电报价已经足够让绿氢具备经济性以及大规模发展的潜力，这也让光伏制氢达到了规模化发展的‘临界点’。” Philippe Malbranche 称。

以海湾地区为例，据国际可再生能源署测算，2020 年初，卡塔尔电力与水电公司的光伏电站项目成交电价已低至 0.0157 美元/千瓦时，低廉的光伏成本已有望让海湾地区成为绿氢出口热土。

不仅如此，根据标普全球普氏今年 8 月发布的一份评估报告，在澳大利亚南部地区，部分时段存在光伏发电过剩的现象，利用光伏发电生产氢气与氨气能够消耗掉过剩电力，绿氢、绿氨项目甚至抵消了部分电力消纳成本，这也让光伏制氢的经济性进一步提高。

在此情况下，随着全球电解水制氢装备制造成本逐步下降，光伏制氢成本将有望突破 2 美元/千

克大关，降至 1.5 美元-2 美元/千克的水平，较目前普遍高于 3 美元/千克的生产水平大幅下降。

化石燃料制氢竞争力“打折”

在绿氢成本不断下降的同时，化石燃料制氢的成本却有上升之势。今年 11 月，行业研究机构 ICIS 就曾发布报告称，受天然气、煤炭价格上涨影响，欧洲多国的煤制氢以及天然气制氢成本快速上涨，进入冬季后，化石燃料制氢的生产成本约为 5.5 美元/千克，最高甚至突破了 8 美元/千克；相比之下，可再生能源制氢成本则长期稳定在 4 美元/千克左右。需要注意的是，2019 年，国际能源署公布的数据显示，煤制氢和天然气制氢的成本基本维持在 1.7 美元/千克的水平，这也意味着今年化石燃料制氢的成本至少翻了一番。

不仅如此，据英国《卫报》报道，此前，澳大利亚国立大学曾发布研究显示，由于化石燃料制氢存在较高的温室气体排放量，高昂的碳排放成本和化石燃料投资搁浅风险也已经让其成本高于绿氢。另外，天然气制氢的甲烷排放问题也相对严重，为控制甲烷排放做出的努力也将进一步推高灰氢、蓝氢成本。

市场研究机构伍德麦肯兹氢能研究分析师 Bridget van Dorsten 近日表示，多重因素推动下，今年，化石燃料制氢的竞争力较一年前已经显著下降，全球风光制氢的成本竞争力已有大幅提升。

2025 年前光伏制氢成本或再降五成

在电解槽方面，据伍德麦肯兹最新发布的预测，到 2025 年，全球碱性电解槽制氢和质子交换膜电解槽制氢成本预计将分别下降 35% 和 50%，固体氧化物水电解槽成本预计“也将在未来六至八年里出现显著下降”。该机构分析认为，电解水制氢规模、市场参与者的增加以及更高的自动化程度都将成为推动电解槽制造降本的因素。

Bridget van Dorsten 表示，项目初始投资的减少将有助于降低氢气的生产成本，加上市场上愈加廉价的可再生能源采购协议和绿电利用水平，具有竞争力的可再生能源电解水制氢市场潜力已经开始释放。比如，在可再生能源资源丰富的国家，可再生能源电力成本甚至有望进一步降至 0.01 美元/千瓦时的水平，绿氢成本也能随之稳定在 1 美元/千克的水平。

随着全球各国不断扩大光伏装机量，光伏制氢项目也在不断上马，业界普遍预测，未来十年内光伏制氢市场规模将进一步扩大，甚至有望“反哺”光伏，成为推动全球光伏装机增长的新动力。

根据国际能源署发布的数据，截至 2020 年，全球电解水制氢产能约为 30 万千瓦，其中所用能源主要是可再生能源电力。另外，从目前各国已规划的绿氢新项目来看，总计约有 30 个国家规划了新的电解水制氢产能，预计到 2026 年，全球电解水制氢产能将达到 1700 万千瓦时，可推动可再生能源电力额外新增 1800 万千瓦以上的装机量。其中，中国、智利、西班牙以及澳大利亚将成为未来五年内可再生能源制氢新增产能的主导力量，市场份额将占到全球总量的 85% 以上。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-12-13

中国光伏成为全球能源转型中坚力量

提前交卷，圆满收官。近日，中国光伏行业协会理事长曹仁贤在总结 2021 年光伏产业发展情况时表示，回顾 2021 年，从明确构建以新能源为主体的新型电力系统，到整县推进光伏试点，再到金融机构为支持清洁能源发展推出的减排、减碳支持工具，都让光伏在平价时代走向降碳舞台聚光灯的中心。

在完善的产业链和快速革新的技术引领下，中国光伏行业继续保持着产业规模全球第一、生产制造全球第一、技术水平全球第一的领跑地位。

分布式占比创新高

中国光伏行业协会发布的数据显示，今年 1—10 月，国内光伏发电新增装机规模为 2931 万千瓦，同比增长 34%；除 3 月和 6 月，其它月份新增装机规模均超过 2020 年同期。其中，分布式装机规模约 1903 万千瓦，占比达 64.9%，成为新增装机规模增长的中坚力量。

在部分业内人士看来，近年来，调结构成为光伏产业发展的重点。从目前情况来看，在整县推进政策的推动下，分布式光伏已经进入规模化发展阶段，集中式光伏和分布式光伏装机的占比逐渐趋于平衡，预计“十四五”期间也将维持良好的发展态势。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华肯定了今年分布式光伏的突出贡献。按照国家能源局新能源司的要求，光伏发展要坚持多项并举，其中就包括坚持集中式与分布式并举。

中国光伏行业协会预测，今年全年，国内新增光伏装机规模将在 4500—5500 万千瓦，明年新增装机规模或将在 6000—7500 万千瓦之间。“对于明年新增装机规模的乐观预期是基于目前光伏发电项目较大的储备量。”王勃华说，2021 年，山东、内蒙古、重庆等 18 个省区市光伏电站配置规模合计达 8928 万千瓦，已公布的大基地规模达 6000 万千瓦，不少项目将于明年完成装机并网。

出口总额破纪录

工业和信息化部电子信息司司长乔跃山指出，放眼全球市场，中国光伏产业具备较强竞争力。“光伏产业是半导体技术和新能源需求融合发展的朝阳产业，也是全球主要国家高度重视和竞相发展的新兴产业，我国光伏产业经过十余年的快速发展，已经成为少有的取得国际竞争优势，实现端到端、安全可控，并有望率先实现高质量发展的战略性新兴产业。”

“2021 年以来，尽管接连遭受多重复杂因素影响，中国光伏产业仍取得了优异成绩。1—9 月份，国内多晶硅、硅片、电池、组件产量分别达到 36 万吨、1.65 亿千瓦、1.47 亿千瓦和 1.3 亿千瓦，同比分别增长 24.1%、54.2%、54.6%和 58.5%。”乔跃山补充说。

王勃华透露，在上述背景下，今年国内制造端产品出口规模快速增长。“1—10 月，我国光伏产品出口总额为 231 亿美元，同比增长 44.6%，月度出口额均超过去年同期。这一数值打破了 2011 年创造的 225 亿美元的最高纪录。”

“海外市场需求特别火热，同时，今年外销售价较往年有所提高。”王勃华表示，此前全球光伏七成以上的市场集中在欧美，如今不管是光伏发电新增装机容量还是累计装机容量，我国都是世界首位，且全球光伏市场呈现遍地开花、全面发展的态势，巴西、土耳其等新兴市场表现抢眼，百万千瓦级市场数量已提升至 20 个，较 2018 年的 11 个增加了 9 个。

跨界者络绎不绝

集邦咨询旗下新能源研究中心 Energy Trend 分析师邹炎慧对明年全球光伏市场进行了展望。她提出，预计 2022 年全球光伏新增装机规模将达到 2—2.2 亿千瓦，同比增长超 30%；中国仍将以约 33% 的占比位居首位。同时，明年全球百万千瓦级光伏市场数量将达到 26 个，新增 5 个，继续保持上升态势。

在国内外光伏市场持续蓬勃发展的背景下，越来越多的企业加大对光伏制造端及应用端的投资，其中不乏跨界入局的公司。据中国光伏行业协会统计，已有青海丽豪、新疆晶诺等超 30 家新进入者投资光伏制造领域，主要分布在多晶硅、硅片、电池片、组件环节。

有业内人士认为，从光伏产业历史发展脉络来看，跨界切入现象从未停止。不过，上一次跨行进入光伏领域的高峰出现在 2008—2011 年，当时正好是产业快速发展期。这次跨界或将迎来新的高峰，这主要是受降碳战略的引导所致。光伏产业一直呈现波浪式上升的特点，新进入者有其后发优势，或将对未来产业格局带来根本性变革。

乔跃山指出，我国光伏产业取得了非凡成就，但仍要持续完善产业链、供应链协同机制，提升基础性研发，引导投资热潮，加快构建新发展格局。以供给侧结构性改革为主线，坚持创新驱动，推动高质量发展。

商务部贸易救济局副局长王新表示，发展光伏对调整产业结构、推进能源消费方式变革、促进生态文明建设具有重要意义。在技术与市场的推动下，中国光伏产业已经成为全球能源转型的中坚力量，在全球应对气候变化中发挥着重要作用。

本报记者 董梓童 中国能源报 2021-12-27

空间太阳能电站渐行渐近

空间太阳能电站的构想正在逐步变为现实。在近日召开的 2021 年空间技术和平利用（健康）国际研讨会空间动力和地面能源论坛上，与会专家一致认为，空间太阳能电站有可能为应对世界能源危机提供一种环保的解决方案，再过 10—15 年，空间太阳能相关技术研究将会取得突破。

当前，空间太阳能电站研究主要聚焦在哪些领域，空间太阳能电站建设还需要破除哪些障碍？

全球研发提速

空间太阳能电站是上世纪 60 年代，美国科学家提出的一项太阳能利用方案：通过卫星从太空捕获太阳能、转换成微波能量，以一种安全、稳定的无线能量传输方式传到地面站，通过地面站把接收的微波能量转化为电能后接入电网。

经过 50 多年的发展，空间太阳能电站离我们越来越近。国际宇航科学院秘书长让·米歇尔·康坦告诉记者：“为了实现不受季节、昼夜变化等影响的太阳能发电，我们进行了很多研发和测试，研究如何使用地球之外的清洁能源。目前，空间太阳能电站概念已经在现实中得到了重要发展。”

记者采访获悉，空间太阳能发电技术（SPS）吸引了中国、美国、日本、韩国、英国、俄罗斯、法国、澳大利亚、欧空局等国家和组织的兴趣。美国在上世纪 70 年代提出第一个空间太阳能电站系统方案概念——1979SPS 基准系统，2012 年提出了“任意大规模相控阵式空间太阳能电站”；日本将发展空间太阳能电站正式列入宇宙基本计划，在微波无线能量传输技术领域的研究世界领先，规划在 2050 年后建设商业化空间太阳能电站；英国进行技术及经济性评估后，于今年 9 月正式发布了《国家空间战略》，明确提出应当发展空间太阳能电站，为英国提供一种潜在的零排放能源。

“中国在空间太阳能发电技术相关研究中提出了创新的多旋转关节以及球型能量收集阵列等空间太阳能电站方案，同时在无线能量传输等关键技术方面取得了重要的进步。如今我们研究的薄膜太阳能电池可应用在空间太阳能发电技术当中，发电效率可达 30%。”据中国宇航学会空间太阳能专业委员会主任委员李明介绍，目前，我国正在建设两个实验基地，一个是 2018 年开始在重庆建立的“空间太阳能电站实验基地”，预计 2022 年 7 月完成基础设施建设；另一个实验基地是在西安建立的“空间太阳能电站全链路地面演示验证系统”。

我国空间太阳能电站研究实现了从“跟跑”到“并跑”。按照我国专家提出的空间太阳能电站发展建议，2025 年，我国将开展中小规模浮空器能量传输试验，此后将逐渐开展空间太阳能电站关键技术轨道验证工作，2035 年开始建设兆瓦级空间太阳能试验电站。

挑战大于机遇

在业内人士看来，随着可重复运载技术的发展大幅降低发射成本，空间太阳能电站先进方案设计和关键硬件技术取得突破，制约空间太阳能电站发展的技术经济障碍有望克服，“不过，目前挑战仍大于机遇。”

“美国和世界其它地区都在研究可重复使用的低成本发射装置，未来的成本可降低 90%，远低于传统的运载火箭。此外，随着技术的发展，未来航天器硬件成本也有望降低 90%。这些研究表明，过去一直阻碍空间太阳能电站事业的成本障碍基本消除。”国际宇航科学院十年空间太阳能评估主席、国际宇航联合会空间能源委员会主席约翰·曼金斯表示。

“技术上的挑战主要来自三个方面。”李明告诉记者，“一是无线能量传输。地球同步轨道对地面进行无线能量传输要求高功率、高效率和高精度。我们已在地面上做了很多实验，目前的能量传输精度可达到约 0.1 度，但仍然还有很长的路要走，因为实际要求是 0.0005 度。二是空间高功率发电及电力传输管理，在空间开展高压、高功率、远距离的传输，对现有的技术来说均是巨大的挑战。三是电站的组装与控制。由于空间太阳能电站不能直接发射，需要把模块发射到轨道，在太空中进行部署和组装。”

在业内人士看来，效率是空间太阳能电站应用最核心的问题，总效率必须要达到 10% 以上，才具备实用价值。提升三个环节的效率是未来研究的关键：一是太阳能转化成电能再转化为微波；二

是微波从 36000 公里的高度传输到地面，这中间有一些空间传输的损失；三是地面电站接收微波后，转化成直流电。提升这三个环节的效率，是未来研究的关键。

标准尚待制定

业内人士认为，除了技术和经济性以外，空间太阳能电站的发展还涉及到许多政策、法律和标准问题。“空间太阳能电站采用的频率如何确定，允许的微波功率密度是多少，如何考虑无线能量传输的安全性以及不对其他设施造成干扰，空间太阳能电站的轨道参数以及互联方式等诸多标准尚需明确。”英国 Frazer-Nash 咨询公司太空业务负责人、空间能源倡议联合主席马丁·索尔陶表示。

另外，如何保证空间太阳能电站不会产生太空垃圾，报废时间如何确定，报废后怎么来处理等，均需国际标准化组织制订标准。

为了达到零碳排放的目标，世界对于发展新型清洁能源的需求日益迫切，随着航天技术的快速进步，空间太阳能电站作为一种新型太阳能大规模开发方式正在迎来良好的发展机遇，未来 10—20 年，将成为关键技术突破和实现应用的重要时期。

本报记者 苏南 中国能源报 2021-11-29

国内首个屋顶光伏建筑一体化标准正式发布

本报讯 12 月 17 日，国内首个屋顶光伏建筑一体化标准正式发布。据了解，该标准由杭州桑尼能源科技股份有限公司联合中冶建筑研究总院共同编制完成，旨在填补行业标准化建设空白，推进行业有序健康发展。

根据《2030 年前碳达峰行动方案》提出的推广光伏发电与建筑一体化应用，到 2025 年，城镇建筑可再生能源替代率达到 8%，新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%，在此之前国家能源局也下发了《关于报送整县屋顶分布式光伏试点方案的通知》，鼓励屋顶光伏更为有序高效地发展。今年是“十四五”开局之年，也是碳达峰的关键期和窗口期，光伏发电将为实现碳达峰碳中和提供强劲的引擎，分布式光伏是其中的重要一环，但作为一种全新的建筑形态，也暴露出一些问题，缺乏相关标准便是其中一项。

光伏建筑一体化标准是推动分布式光伏发展的重要技术基础，是推进我国屋顶光伏技术进步、产业升级、提升质量的重要因素。通过标准化以及相关技术政策的实施，可以整合和引导社会资源，加速技术积累、成果推广、创新扩散和产业升级，构建与国际接轨的“标准+检测+认证”服务体系，搭建一体化标准化服务平台。国内首个屋顶光伏建筑一体化标准使新建、扩建、改建的工业和民用建筑建造光伏屋面时有据可依。

李新富 中国能源报 2021-12-27

建立户外实证实验平台 加快我国新能源“追光逐日”脚步

“十四五”期间，国家光伏、储能实证实验平台将投资约 60 亿元，设立光伏组件、逆变器、支架、储能产品实证实验区 4 个，储能系统、设备匹配实证实验区 2 个，规划布置实证实验方案约 640 种，为全球新能源发展贡献中国智慧、中国方案和中国标准。

12 月 5 日，黑龙江省大庆市大同区可以看到，一片片光伏发电板深邃如海，在阳光下熠熠生辉；40 余米高的监测塔犹如“海中灯塔”，傲立其间“指引航程”。11 月 19 日，国家光伏、储能实证实验平台（以下简称实证实验平台）首期任务完成，这也是全球首个光伏、储能户外实证实验平台，该平台首期任务在大庆竣工并网，标志着实证实验平台开始为新能源行业提供实证、实验、检测、认证等服务，引领行业发展。

首个“国字号”新能源户外实证实验平台拔地而起后，以该平台为依托，同步还建成了实证实验管理展示平台、大庆新能源科技研发中心、大庆市新能源科普馆，这些设施将加快我国新能源“追光

逐日”的脚步。

打造首个“国字号”实证实验平台

2020年9月，中国在第75届联合国大会上作出我国力争2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和的承诺，确定了我国2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%和风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上的目标。随后，这一“3060”目标被纳入“十四五”规划建议，清洁能源发展迎来难得的历史机遇。

新能源，既是绿水青山，又是金山银山。兼具低碳、创新双重属性的光伏，正在抢占新能源“高地”。目前，中国是全球最大的光伏制造和应用国，同时储能产业发展潜力巨大。作为新能源“排头兵”，光伏应用是实现“3060”目标的重要武器之一。

近年来，随着光伏、储能技术的迅速发展，光伏电池及组件、逆变器、储能等关键设备、产品的理论研究、技术研发和实验室实验水平均在不断提升，但我国乃至全球对户外光伏发电系统实际运行的专业性、系统性研究却较少，存在已建成光伏发电系统运行性能无法有效评估等问题。

在此背景下，光伏、储能实证实验平台建设迫在眉睫，而中国走在了世界前列。

光伏、储能实证实验平台的落地选址是个“技术活”，国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司（以下简称黄河公司）相关负责人介绍，实证实验平台最终“花落”大庆市，是由于当地石油储量丰富，太阳能、风能、地热能等能源资源开发条件非常优越，能确保高质量开展各类实证实验。同时，可用于建设的土地资源充足，地势平坦，具备同等条件下开展户外实证实验的优势，具备规模化连续开展实证实验的条件，并且实证实验平台所在区域未利用盐碱地、水面等地表环境多样，具备丰富的复合开发应用场景资源。

承担实证实验平台投资建设和运行管理任务的黄河公司，是目前全球最大的光伏发电运营商，也是国内唯一具有光伏实证示范基地建设经验的能源央企，在光伏科技创新、多能互补技术研究、新能源电站开发建设、储能技术研究及应用等领域拥有多项全球第一，在相关技术和管理方面具有突出的领先优势。

做新型电力系统的强大支撑

黄河公司党委书记、董事长谢小平介绍，实证实验平台安装了大量实时在线监测系统，通过对环境因素、发电量、组件、支架、逆变器运行特性等数据的监测分析，判定各类产品、系统集成技术在户外的实际效应，从而扩大整个光伏储能电站在电力系统的应用，支撑国家构建以新能源为主体的新型电力系统的建设。

“建设实证实验平台，创新性地开展在高寒、高纬度气候环境下，相关光伏设备，储能产品、系统的户外实证研究，让全球的光伏主流技术及产品同台对比，通过对运行数据进行对比分析，为光伏行业设计、施工、设备制造、研发、投资效益分析等提供详实的实测数据，有利于推动行业技术进步、成果转化、产业发展，对于国家制定产业政策、行业标准也具有重要意义。”中国国检测试控股集团股份有限公司（以下简称国检集团）光伏检验认证院院长肖鹏军说。

电力规划设计总院清洁能源研究院常务副院长王霁雪向记者表示：“建设实证实验平台也是促进国际合作的重要举措。立足国内大循环、畅通国内国际双循环，搭建设备创新、技术创新、应用场景创新等全方位的创新平台，对光伏、储能相关技术、产品开展实证实验，有利于提升整个产业的创新能力，强化品牌建设，提高国际竞争力；通过中国标准体系建设促进光伏、储能等产业国际合作，支持光伏、储能产业融入‘一带一路’，实现互利共赢。”

国家能源局总工程师向海平则认为，国家布局建设光伏、储能实证实验平台，将为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学的检测对照数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据，对于推动行业技术进步、成果转化、产业发展具有重要意义。

百种实证实验方案现已出炉

登上实证实验平台监测塔，临风远眺，一片光伏阵列的“海洋”尽收眼底；漫步实证实验管理展示平台室内展区，实证实验平台的“前世今生”徐徐展开；在实证实验平台园区里，光伏子阵千姿百态。

据了解，“十四五”期间，实证实验平台将投资约 60 亿元，总用地面积 40 余平方公里，设立光伏组件、逆变器、支架、储能产品实证实验区 4 个，储能系统、设备匹配实证实验区 2 个。规划布置实证实验方案约 640 种，首期已布置方案 161 种，今后每年还将新增当年新技术、新产品的各类实证实验，打造行业实证亮点，为全球新能源发展贡献中国智慧、中国方案和中国标准。

作为实证实验运行的“大脑”，坐落于大庆市中科创业园的实证实验管理展示平台，搭载了国内一流数字化、信息化、智能化监控系统，兼具集控中心和数据中心功能，与位于大同区的实证实验平台现场实时数据互联、实景互联、信息互联。实验实证平台特别使用了独立物理网络并配置全套网络安全防护设备，加密传输数据，确保数据信息安全直达国家可再生能源信息中心。在户外实证现场，还同步搭载了时下最先进、最精准的监测、传感系统，确保实证实验平台的实证数据全面、真实、客观、可靠。

同时，为服务新能源行业发展，推动大庆可再生能源综合应用示范区建设，实证实验平台预留了开源端口，可逐步接入更多“源—网—荷—储”等能源全链信息。

“现场采集的全部信息汇集在创业园一方寸土，小小空间的海量信息将成为市场选择的风向标，掀起行业发展的大潮。”黄河水电大庆公司执行董事汪洋表示。

“实证实验平台建成运行，从实证实验、管理展示、科技研发、教育普惠等全方位助力新能源行业发展。在碳达峰、碳中和的国家战略指引下，为推动大庆高质量发展打牢绿色低碳基础，如期实现‘双碳’目标，释放新活力，注入新动能。”大庆市经济研究中心副主任、能源局副局长薛志勋表示。

张 蕴 李丽云 科技日报 2021-12-07

天合光能张映斌：可靠性和系统价值优异，超高功率组件助力碳中和

11 月 30 日，天合光能携手彭博新能源财经（BNEF）举办研讨会-超高功率光伏技术助力低碳未来。天合光能全球市场与产品负责人张映斌博士与 BNEF、PVEL、DNV 等国际权威第三方机构、投融资机构、电站开发商、EPC 等行业专家共同探讨了包括系统价值、可靠性、适配性、市场趋势四个维度在内的 210 超高功率组件产品力，并得到与会国际机构认可。

多方验证 600W+组件显著系统价值

度电成本下降是持续的大趋势。据 BNEF 数据，从 2010 年到 2020 年，大型地面电站的度电成本下降达 87%。张映斌分析到，影响度电成本的关键因素为电站生命周期的成本和发电量。要想实现更低的度电成本，必须有更高的组件功率、效率、更高的可靠性、更低的建设运维等成本、更高的发电量。而 600W+组件在各维度都具备更优表现，带来更低度电成本。这在国际测算机构 DNV、欧洲最大的太阳能机构 Fraunhofer ISE、拉美权威测算机构 Enertis 的测算结果中均得到验证——天合光能 210 至尊超高功率组件在 BOS，LCOE 节省上优势显著，600W+系列组件在新一代超高功率组件中系统价值全面胜出。

多维测试确保全周期可靠性

在可靠性上，张映斌分享了天合光能联合第三方机构进行的多项加严测试，包括不均匀雪载、极限低温载荷、冰雹冲击、多倍动态机械载荷、风洞极限风速试验等，多维度验证、全方面验证 600W+组件卓越的可靠性。今年 10 月中旬，天合光能还发布了一体化交付方案，保障包装、运输、拆包每个环节的可靠性，确保将高可靠性价值传递到客户手中。

全球主流逆变器、支架适配无虞

此外，在系统适配性上，已经有 14 家全球跟踪支架匹配以及 21 家主流逆变器厂商 200 多款产品全面适配至尊系列 500W、550W、600W、670W 组件。张映斌解释，适配性的完美解决，一方面确保组件可靠性能及超高功率组件价值优势的发挥；另外也提升了系统安全及效率，降低系统成本，促进整个高功率产业链高效协同。

BNEF：高功率组件需求占比八成

而高功率组件也正成为市场主流，210 电池和 600W+组件的需求和产能在快速扩张。根据 BNEF 数据，中国国家能源集团 2021 年集中采购组件需求中，高功率组件占比达到 80%；截至 2021 年 11 月中，2020 年全球单晶硅片产能 214GW，2021 年将达到 350GW，预计 2023 年实现 484GW，硅片产能持续扩大保障供给，而近些年新增产能全部 210 向下兼容。另根据 PV infolink 预测报告，2021 年，210 组件产能将达到 147GW，2022 年，将达到 234GW，占总体组件市场达 46%。

附件：研讨会张博士演讲 PDF

<http://file.cnenergynews.cn:8880/20211203/f01cb4e3e33b4bbdbb0b143f468dc644.pdf>

中国能源网 2021-12-03

发布新一代 600W+分布式解决方案，天合光能加速分布式产业结构高端化及低碳化进程

12 月 10 日，天合光能正式发布至尊 600W+分布式解决方案，在“十四五”可再生能源发展规划引领下，致力于推动光伏产业快速升级，提高分布式光伏组件功率、系统效率，降低分布式光伏度电成本。

天合光能全球产品及市场负责人张映斌博士在演讲中深度剖析了以 600W+为代表的超高功率组件对于分布式应用场景的显著价值及影响；并就太阳能在分布式场景下快速发展的大背景，分析了分布式光伏的发展趋势和市场格局；还与行业专家深入讨论了未来影响分布式光伏开发、投资模式的因素、整县推进示范的实施要点及行业影响。

在同一天，天合光能、天合智慧分布式携手全球领先光伏组件企业阿特斯、东方日升、正泰太阳能、以及固德威、古瑞瓦特、华为、锦浪、上能电气、阳光电源和正泰电源 7 家主流逆变器厂商（按首字母排序），举行了战略签约仪式，宣布联合推进 600W+超高功率组件分布式应用，助力分布式跨越发展！天合光能与行业领先企业共迎分布式光伏发展新契机，为全球碳中和发展目标贡献天合智慧。

新纪元新路径，600W+分布式应用解决方案价值突显

对于 600W+组件在分布式场景的应用价值，张映斌博士在演讲中表示，降低度电成本是分布式应用的持续趋势，而影响度电成本的关键因素为电站全生命周期的成本和发电量。要想实现更低的度电成本，必须具备更高的组件功率、效率、可靠性、更低的建设运维等成本、更高的发电量。而 600W+组件因其显著的高发电量、高收益率优势，已经成为分布式光伏的最新应用趋势。经过全方位实证案例及第三方测试，对比 545W 组件，600W+分布式屋顶可以节省系统初始投资超过 4 分钱/W，户用租赁模式下可以节省系统初始投资超过 6 分钱/W，在新一代超高功率组件中系统价值全面胜出。

在演讲过程中，张映斌博士展示了在最新 600W+分布式实证案例中，由于安装组件块数减少，搬运、安装、接线工作量都随之下降，安装快速高效，工期也有所缩短。此外，静态载荷、极限加严等专业测试以及创新技术和设计，都确保了至尊 600W+组件具备高可靠性。经过了各方检测考验的 600W+组件，在各维度都具备更优表现，成为整县推进的重要驱动力！

此外在系统适配性上，张映斌博士表示，目前已经有 21 家主流逆变器厂商 210 余款产品以及 14 家全球跟踪支架匹配全面适配天合 210 至尊系列超高功率组件。张映斌博士同时也在当日的高端对话环节中强调，适配性的完美解决，一方面确保组件可靠性能及超高功率组件价值优势的发挥，另外也提升了系统安全及效率，降低系统成本，促进整个高功率产业链高效协同。

12 家领先光伏企业战略签约，600W+成为分布式应用新趋势

在“双碳”目标和绿色低碳转型的大背景下，提高可再生能源应用比重和提升清洁能源消费比重，成为能源发展的必然趋势。12 月初，工信部发布“十四五”最新规划，更是明确鼓励开展屋顶光伏建设，发展大尺寸高效光伏组件！为了进一步推动分布式光伏发展，12 月 10 日，天合光能、天合智慧

分布式与阿特斯、东方日升、固德威、古瑞瓦特、华为、锦浪、上能电气、阳光电源、正泰太阳能以及正泰电源等 12 家行业领先企业（按首字母排序），进行了战略签约，联合声明共同推进 600W+超高功率组件分布式应用，构建 600W+分布式应用体系，推动分布式产业结构高端化、分布式能源消费低碳化转型。

此次签约，行业上下游各领先企业本着为实现客户价值最大化、推动组件技术进步、功率提升以及提速分布式光伏项目降本的宗旨，按照“通力合作、相互支持、共同发展、合作共赢”的原则，将结合自身在组件产品、逆变器等在内的先进技术优势，积极拓展双方合作边界，在项目、产品、技术交流、科学研发及市场推广等方面，创新合作模式，资源共享，提速分布式光伏跨越式发展；通过构建 600W+分布式应用体系，推动分布式产业结构升级，实现户用和工商业清洁高效低碳的用能结构，持续提升分布式能源消费低碳化水平。

此次战略签约的达成，意味着 600W+超高功率组件正在成为分布式光伏的必然趋势，行业上下游各方也已于 600W+组件在分布式场景的应用提供了最坚实保障，分布式光伏正式迈入 600W+超高功率时代。天合光能将与行业同仁以及合作伙伴携手，共同助力整县推进政策以及“碳达峰，碳中和”的实现。

中国能源网 2021-12-10

我国首个万吨级光伏制氢项目开建

11 月 30 日，我国首个万吨级光伏绿氢示范项目——中国石化新疆库车绿氢示范项目正式启动建设，投产后年产绿氢可达 2 万吨。

新疆库车绿氢示范项目是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢的项目，总投资近 30 亿元。项目主要包括光伏发电、输变电、电解水制氢、储氢、输氢五大部分。项目将新建装机容量 30 万千瓦、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站，年产能 2 万吨的电解水制氢厂，储氢规模约 21 万标准立方米的储氢球罐，输氢能力 2.8 万标准立方米每小时的输氢管线及配套输变电设施。项目预计 2023 年 6 月建成投产，生产的绿氢将供应中国石化塔河炼化公司，替代现有的天然气制氢方式，预计每年可减少二氧化碳排放 48.5 万吨。

新疆库车绿氢示范项目具有资源丰富、绿色低碳、规模应用、技术突破四大优势，是贯通风光发电、绿电输送、绿电制氢、氢气储存、氢气运输、绿氢炼化等绿氢生产-利用全流程的典型示范项目。项目将开创绿氢炼化发展新路径，对炼化企业大规模利用绿氢实现碳减排具有重大示范效应。

氢能是最具发展潜力的清洁能源之一，对推动能源转型、促进全球经济可持续发展意义重大。据了解，绿氢通过可再生能源制取，生产过程基本不产生温室气体，从源头上杜绝了碳排放，是真正的清洁能源。我国可再生资源丰富，绿氢制取潜力巨大，未来发展前景广阔。

新华社 2021-12-07

N 型组件时代来临，阿特斯做好了准备！

过去二十年，光伏行业轰轰烈烈的在中国大地上生根发芽，逐渐成长为一棵可以代表国家先进产业的参天大树。作为行业的经历者，小编看到了从 2001 年 10MW 的第一条线，到现在全产业链平均 200GW 规模的世界最大，最领先的产能，这也充分反映了光伏行业对全球能源转型的贡献。

光伏的新纪元是从 21 世纪开始的。过去 20 年里，光伏采用的技术是基于 P 型硅片，我们看到了从晶体到切片再到电池以及组件，各个环节的技术都有了翻天覆地的变化。晶体端实现了小炉型到大炉型的转变，实现了从拉一根单晶棒到拉多根棒的技术突破；硅片端则实现了从砂浆切割飞跃到金刚线切割的技术创新，带来了切片产能的巨幅提升和能耗的急剧下降；电池，从基于铝背场的 BSF 电池升级到了背钝化 PERC 电池，从单面电池升级到了双面电池，电池的核心指标，光电转换

效率，从不到 14%提升到了现在超过 23%；组件则是从整片到半片，从二主栅进化到三主栅，四主栅，五主栅，最终到多主栅（MBB），从组件的单玻封装到双玻封装，从单面发电到双面发电组件。中国光伏技术发展在过去 20 年的成就让世界瞩目。但所有的这些技术进步都是基于 P 型的范畴。



▲ 图为阿特斯阳光电力分布式项目

今天，光伏行业正在迎接又一个新纪元的到来。这个新纪元是属于 N 型的。这是整个光伏行业的共识。N 型的进化，不仅是光伏产品物理参数的变化，更为终端客户带来了经济上的巨大效益。N 型电池效率将有 1-1.5% 的提升，组件功率也将有很大提升。

此外，N 型组件还有其独特的优势：更好的温度系数，更好的双面发电率，更低的功率衰减，更少的 BOS 安装成本，更高的发电量，更低的度电成本（LCOE）。

这样的未来产品，客户当然欢迎，而我们了解到光伏龙头阿特斯已经为这一切做好了全面的准备。

阿特斯对于技术方向的领悟和储备能力、对新技术的量产能力，源自于他们 20 年来对技术研发的严谨性和与设备及供应链的积极合作。

阿特斯在光伏 P 型时代，始终在引领全球光伏行业的技术革新和进步，始终在追踪新技术，始终走在新技术研发与量产导入的最前沿，包括大尺寸硅片技术、PERC 电池技术、多主栅+半片电池技术、双面电池和双玻组件技术、湿法黑硅技术等，阿特斯都是行业内最早研发并导入量产，有些技术如湿法黑硅也成为了整个光伏行业的标准工艺，可以说过去阿特斯为光伏行业的技术进步和产业发展做出了突出贡献。

为了迎接 N 型新纪元的到来，阿特斯早就开始布局不同的技术路线，包括 TOPCon 和 HJT，以及 N 型全产业链技术布局，从晶体到切片，从 N 型电池到新型组件。

从 P 型到 N 型的转变并不容易，在产业链的各个环节，都会有相当程度的挑战。

在晶体端，N 型拉棒从设备到原料到工艺的要求都有非常大的变化。而阿特斯基于自己深耕多年的长晶技术的积累，已经在 N 型拉棒上建立起自己的技术护城河。N 型硅棒已经持续生产了相当长的时间，与市面上寥寥可数的 N 型硅棒相比，在各项物理参数上都取得优异结果。除了继续保持自己在 N 型拉棒上的技术领先地位，阿特斯还打算为下游提供限量版高效的可靠的 N 型硅片。

在硅片切片端，基于 N 型方棒的切片也提出了一系列新的命题，阿特斯目前已经有了解决方案，并且会和自己的 N 型电池产业链前后衔接好，所有的切片端的变化，都是最大化的有利于量产，有利于成本控制，有利于更高的电池光电转换效率。

在电池端，主流的 N 型电池目前有着两种不同的技术路线，阿特斯选择了两条腿走路，更加稳健，“让子弹再飞一会”，也更能充分评估出新技术路线的可量产性。

据公开信息报道，阿特斯在 2020 年就在嘉兴建立起了 HJT 研究院，拥有 250 MW 的中试线，当前正在积极评估 HJT 电池的结构，工艺，设备和原辅材料。同时位于阜宁的 200 MW TOPCon 中试线也将于 2022 年开始就投入试生产。

在组件端，基于 N 型技术的组件也有了新的要求。不同于 P 型组件的技术参数，如何来设计客户未来想要的组件，如何最大化的放大 N 型电池的优势，同时又平衡好成本的需求，是组件技术人员持续讨论的话题。阿特斯在 210 组件上积累的技术经验，又为设计 N 型组件打下了良好的基础。

N 型新时代已经来临，而我们看到阿特斯已经做好了十足准备，必将持续向客户提供低成本的光伏产品解决方案，给客户带来最低的度电成本（LCOE）。在 N 型光伏技术创新的赛道上，我们相信阿特斯定会厚积薄发，继续引领光伏技术发展。

中国能源网 2021-12-11

全球首个光储户外实证实验平台落户大庆

近日，全球首个光伏、储能户外实证实验平台首期任务于黑龙江大庆竣工并网，该项目由国家电投黄河公司负责承建，东方日升为大庆基地光伏组件实证方阵提供高效异质结组件 5700 千瓦、单晶 PERC 590 瓦双面组件 1230 千瓦、单晶 PERC 500 瓦双面组件 9500 千瓦。

据悉，大庆基地首期任务建成后，将通过对环境因素、发电量、组件、支架、逆变器运行特性等数据的监测分析，为新能源行业提供实证、实验、检测等服务，尤其针对湿冻环境下光伏相关产品的实证研究。

据悉，东方日升此次提供的异质结产品为 120 半片 345 瓦双面组件，超低温系数带来更稳定的功率输出与发电收益，N 型电池片没有 B-O 带来的衰减，同时具备优良的抗 PID 性能，双面率 85% 以上，带来更高的背面功率收益。据了解，2020 年第一季度，该产品助力东方日升取得异质结全球市场出货量第一的成绩。

单晶 PERC 产品为 TITAN 系列双面双玻组件，采用低电流密度技术，有效降低组件功率内耗，提升发电收益；搭载多主栅、半片技术、高密度封装等领先技术，组件效率显著提升，机械荷载性能优异，可应对大部分极端应用环境；同时设计版型覆盖分布式与大型地面电站，为客户提供更灵活的应用方案。双玻产品抗腐蚀性能更加优异，适配大庆湿冻应用环境，为实证基地带来更稳定高效的清洁电力生产。

东方日升表示：“我们很荣幸参与建设全球首个光伏、储能户外实证实验平台，为我国乃至全球光伏产业升级添砖加瓦。东方日升始终以技术创新引领产业迭代，深耕大尺寸高效率组件技术领域，未来将充分发挥一体化优势，进一步促进光伏产品降本增效，助力合作伙伴实现绿色效益与经济效益双增长，加速全球零碳时代进程。”

中国能源网 2021-12-01

风能

广东、浙江地方海上风电补贴接力，沿海省份加大绿色金融支持力度

2021 年是我国海上风电中央补贴的最后一年，在国家补贴后，广东、浙江当地补贴接力，从财政、金融等多方面支持海上风电的发展。

近日，浙江省发改委对《关于促进浙江省新能源高质量发展的实施意见（修改稿）》征求意见，文件表示，将稳步推动海上风电平价上网。按照“逐步退坡、鼓励先进”的原则逐年制定海上风电上网电价，实施财政、金融等支持，支持省管海域海上风电项目逐步实现平价上网。2022-2025 年通过竞争性配置确定需要扶持的项目，分年度装机总容量分别不超过 50 万千瓦、100 万千瓦、150 万千瓦、100 万千瓦。

浙江、广东财政支持海上风电发展

从具体的财政支持来看，浙江省表示，将加大绿色金融支持力度，积极拓宽投融资渠道，综合运用绿色信贷、绿色保险、绿色债券、绿色产业基金等绿色金融产品和工具，在风险可控的前提下加大对海上风电、光伏项目、生物质能的支持力度，引导金融机构建立符合新能源企业和风电光伏项目特点的信贷管理机制。创新金融产品和服务手段，加大对新能源领域小微企业、民营企业的金融支持力度。符合条件的能源领域公益性项目可申请地方政府专项债券支持。探索开展风电、太阳能电站基础设施不动产投资信托基金（REITs）、资产证券化（ABS）业务。鼓励保险机构开发针对新能源的保险产品和服务。

中国能源网首席研究员韩晓平告诉《华夏时报》记者，实际上，中央财政对于风电补贴已久，通过资金上的直接支持，我国风电技术得到了长足的发展，成本在不断下降，企业的积极性也比较高。但由于财政负担较大，部分补贴不到位，国家继续增加补贴比较难。让地方政府自己选择是否继续补贴，更有利于各地发挥各自的优势，有针对性地发展风电产业。具体来看，地方政府可以放开更广阔的海域，让企业获得更多的发展空间。

在今年六月份，广东省第一个发布了促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案，对海上风电实施更为直接的财政补贴。2022 年起，广东省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴，项目并网价格执行本省燃煤发电基准价（平价），推动项目开发由补贴向平价平稳过渡。补贴范围为 2018 年底前已完成核准、在 2022 年至 2024 年全容量并网的省管海域项目，对 2025 年起并网的项目不再补贴；补贴标准为 2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元。

韩晓平分析，海上风电只有沿海地区才有，我国沿海地区大多经济相对比较发达、能源比较短缺，当地的传统能源发电的成本非常高，在碳中和的背景下，鼓励这些省多发展海上风电，符合当地长期的利益。由国补改省补是比较现实的做法，广东、浙江等本地的承受能力较高，所以这些地区鼓励风电具有一定的积极性。

风电开发助力“双碳”目标实现

“地方政府自主补贴风电产业背后，经济账是可以算的过来的。”韩晓平分析，地方政府补贴风电，长期的效果会在未来逐步显现，由于风能属于清洁能源，碳排放为零，风电可以在当地进行消纳，有利于这些地方的经济转型，一旦形成规模，会有利于当地的经济的发展。另外，企业也可以出售碳指标盈利，经济性还是比较明显的。

在地方政府积极布局海上风电的大时代背景，则是我国要实现碳达峰、碳中和的长远目标。“十四五”是碳达峰的关键时期，构建以新能源为主体的新型电力系统，需要大力提升风力发电规模。韩晓平分析，陆上风电年利用小时为两千多小时，海上风电条件比较好的地方年利用小时会达到 2500 小时，有的地方甚至会达到 3000 小时。相比之下，海上风电的持续性是比较好的，对于碳达峰意义

重大。

在实现碳达峰碳中和的过程中，风电企业承担了更加重要的责任。金风科技方面告诉《华夏时报》记者，金风科技近期推出了新一代中速永磁智能风机，可靠性高、电网友好、场景适应性强，金风科技将进一步承担时代责任，持续不断地通过创新驱动自身业务和产业链绿色发展，以务实有效的零碳解决方案参与这场社会变革，推动能源生产和消费的清洁化以及能效全面提升，高效助力实现双碳目标，实现“可持续，更美好”的零碳未来。

作为新能源主力军之一，风电扮演的角色愈发重要。中银证券的研报预测，“十四五”期间我国风电年均装机有望达到 45-60GW。预计我国 2025 年非化石能源占一次能源消费的比例有望超过 20%，据此可推算十四五期间我国“光伏+风电”年均装机量预计应达到 130-160GW，其中风电年均装机有望达到 45-60GW，相对于碳中和目标提出前的产业预期有明显上调。

华夏时报 2021-12-10

中国海装牵头研制国内首台深远海浮式风机获重大进展

12月10日，由中国船舶集团海装风电股份有限公司（以下简称“中国海装”）牵头联合中国船舶集团内多家成员单位自主研发的“扶摇号”浮式风电机组浮体平台成功下线。该项目下线标志着工信部《海上浮式风电装备研制》项目取得里程碑式的成果，将为我国海上风电走向深远海奠定坚实基础。

该浮体平台的下线也是中国海装“创新引领、海陆并举、向海图强”战略思路下，取得的又一重大科研成果，向海揽风、向海争“风”。中国海装将如大鹏乘风，扶摇直上。

随着陆上风电场的不断开发，陆上风资源日益减少，向海争“风”成为必然。根据国家气候中心的研究，深海风资源总量约 10 亿千瓦，相当于两倍的近海风资源，发展潜力巨大，发展深海域海上风电技术势在必行。

作为国内海上风电先行者和风电装备行业的“国家队”，中国海装早在多年前就启动了迈向深远海的相关布局。2019年，中国海装申报的《海上浮式风电装备研制》项目获工信部立项，并获批投资 15960 万元，这是工信部重大专项历年支持项目中金额最大的风电装备研发项目，此外，浮式风电技术创新也得到了国家科技部、广东省自然资源厅、广东省科技厅、重庆市科技局、湛江市科技局、湛江湾实验室等专项科研资金支持。

当前，依托中国船舶集团强大的海工优势，中国海装拥有了涵盖海上风电工程勘察设计、装备制造、工程建设、运行保障等于一体的海上风电全产业链体系。作为《海上浮式风电装备研制》项目的牵头单位，中国海装积极联合集团内多家优势企业及优质外协单位，集智攻关共同完成项目的设计、制造、安装、测试认证等工作，达到机组示范要求。此外，装备主要部件 90%以上可在集团内部实现配套，具有独特的战略优势，这将为我国浮式风电技术从世界跟跑到领跑奠定最坚实的基础。

在“扶摇号”浮体平台下线仪式上，中国海装与黄埔文冲签订了战略合作协议。双方将在科技创新、风电产业联盟、产业链协同等领域持续形成合力，为推进广东省和国家能源发展战略实施贡献力量。

中国船舶集团公司副总经理盛纪纲，中国海装董事长王满昌、副总经理黄卫民，黄埔文冲董事长向辉明、副总经理张俊雄等领导出席了本次签约暨下线仪式。

本次下线的浮体平台将搭载中国海装 6.2MW 海上风电机组，将于 2022 年年初在广东省湛江市徐闻罗斗沙海域完成示范应用。值得一提的是，该应用场址海底地形复杂、夏季强台风频发、浪和流的功率密度也较高，此外海域水深 50-70m，机位点平均水深达 65m，是国内首台按深远海条件进行设计、工程实施及测试验证的海上浮式风电装备示范样机，具备诸多先进性特点：

环境适应性强。“扶摇号”可适用于水深不小于 50m，海流不低于 3.5m/s，可抵御海况百年一遇

的海洋环境条件，并且通过对系泊系统和浮动平台局部结构进行修改，可适用于各类海域。机组功率国内最大。“扶摇号”配备 6.2MW 抗台型 I 类风力发电机组，为目前国内最大浮式风电机组。采用三叶片、上风向、变桨变速、三级齿轮箱增速、永磁发电机+全功率变频器的技术路线，具有高发电量、高可靠性、高安全性、高集成性和高可维性等特点。浮体结构形式简单。“扶摇号”采用柱稳式平台构型，呈等边三角形布局，由立柱、垂荡板、下浮体和上部方形撑杆组成。采用带有扁平下浮体的形式，能将浮力、附加质量、阻尼及立柱间的结构支撑等功能在扁平下浮体上集中实现，有助降低浮体工程量。系泊锚固系统可靠性高。“扶摇号”采用 3*3 点悬链线式系泊，呈对称式分布；系泊缆采用锚链形式，寿命长、免维护；锚固点共用，节约成本。一体化设计。“扶摇号”采用风电机组-浮体-系泊系统的一体化建模和仿真分析方法，保证机组整体匹配性，通过一体化迭代计算降低载荷，最大限度降低了浮式风电装备的整体造价。

据公开数据显示，全球海上深远海风电资源储备量超过 8200GW，是近海储备量的 2 倍有余，预计至 2030 年，全球并网型海上浮式风电装备的装机容量有望达到 30GW。

另据英国第三方咨询机构 CarbonTrust2020 年 7 月发布的预测数据，中国漂浮式风电市场将在 2025 年达到 20MW,在 2030 年达到 495MW,在 2035 年达到 2500MW，在 2040 年达到 7000MW，未来市场前景广阔。而按照目前国内漂浮式风电行业的快速发展态势，数据将有望超过以上预测值。当前阶段，海上浮式风电装备最主要的应用方式主要为并网型，即是将风电装备产生的电能，通过海底电缆传送至升压站并最终并入主电网。未来，除并网外，还可与海洋氢能、深海养殖、海上旅游、海水淡化等能源和资源多种利用融合发展。

伴随着“海上风电+”应用场景的进一步拓展，中国海装将以漂浮式海上风电场为中心，待其成熟应用后可与光伏和潮汐能发电、储能装置作为能源供应基础，形成分布式多能互补，打造能源自给自足、休闲娱乐一体化的智慧浮岛群，用于海上风电制氢、海洋监测站、深海养殖、海水淡化、供水系统、生活用电、敏感负载等，进一步增强中国海装海上风电全寿周期综合服务能力，为海上风电的多场景应用及装备创新发展打下基础，助推海洋经济的高质量发展。

中国海装 中国能源网 2021-12-11

风电并网装机突破 3 亿千瓦 海上风电发展空间大

11 月 29 日，中国证券报记者从国家能源局了解到，截至目前，我国风电并网装机容量达到 30015 万千瓦，突破 3 亿千瓦大关，较 2016 年底实现翻番，是 2020 年底欧盟风电总装机的 1.4 倍、是美国的 2.6 倍，已连续 12 年稳居全球第一。

近期，内蒙古、广东等地相继加大风电领域投资，多地陆续提出千万千瓦级海上风电基地建设开发方案。业内人士表示，我国海上风电资源开发有较大发展空间，受海上风电并网电价政策影响，沿海地区四季度海上风电并网规模预计有所增长。

加大风电领域投资

据国家能源局消息，目前风电占全国电源总装机比例约 13%、发电量占全社会用电量比例约 7.5%，较 2020 年底分别提升 0.3 个和 1.3 个百分点，风电对全国电力供应的贡献不断提升。

据介绍，我国风电产业技术创新能力快速提升，目前已具备大兆瓦级风电整机、关键核心大部件自主研发制造能力，建立形成了具有国际竞争力的风电产业体系，我国风电机组产量已占据全球三分之二以上的市场份额，全球最大风机制造国地位持续巩固加强。

近期，内蒙古、广东等地相继发文表示，加大风电领域投资。11 月 25 日，内蒙古自治区人民政府办公厅发布的《内蒙古自治区新能源装备制造业高质量发展实施方案（2021-2025 年）》提出，“十四五”期间，形成年产 800 万千瓦以上风电整机及其零部件、400 万千瓦以上太阳能电池及组件、360 万千瓦以上储能装备的生产能力，新能源装备制造业产值达到 1000 亿元以上。

企业层面，中国广核风电公司近日在北京产权交易所完成增资引战签约，募集资金高达 305.3 亿

元，成为国内新能源电力领域最大的股权融资项目。业内人士表示，中国广核增资引战有利于带动国内对风电资产的投资，本次风电领域的巨额增资引战，对行业推进股权多元化、优化资源配置起到重要的引导作用。

“海风”大基地建设提速

近日，多地陆续发布千万千瓦级海上风电基地建设的消息。

广东省能源局近期启动粤西、粤东千万千瓦级海上风电基地前期工作，预算金额达 7960 万元；福建省漳州市人民政府提出 5000 万千瓦的海上风电大基地开发方案，预计最快 2022 年底前可获得国家能源局批复。

此外，山东省也将打造千万千瓦级海上风电基地和千亿级山东半岛海洋风电装备制造产业基地。

国家能源局发布的 1-10 月全国电力工业统计数据显示，截至 10 月底，全国发电装机容量约 23.0 亿千瓦，同比增长 9.0%。其中，风电装机容量约 3.0 亿千瓦，同比增长 30.4%。

国家电投集团表示，截至 2021 年 4 月底，我国海上风电并网容量达 1042 万千瓦，已超过英国 2020 年底海上风电 1021 万千瓦的装机容量。预计到今年年底，国家电投共将建成投运海上风电 401 万千瓦，占国内装机总容量的 20%以上。

根据中国风能协会评估，我国海上风电资源开发潜力超过 3500GW，且靠近东南部电力负荷中心区域，拥有极大发展空间。国信证券认为，比较我国与欧洲海上风电市场的发展规模和成本要素，我国海上风电在“十四五”期间平价是必然结果。根据我国各省“十四五”海上风电规划征求意见稿，2022 年-2025 年，预计我国平价海上风电有望新增装机超过 35GW。

海上风电持续“抢装”

根据国家发展改革委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》，2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，在 2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。

随着补贴最后期限的临近，今年以来，国内海上风电持续“抢装”。全国新能源消纳监测预警中心认为，受海上风电并网电价政策影响，沿海地区四季度海上风电并网规模预计有所增长。

全国新能源消纳监测预警中心最新数据显示，今年三季度海上风电新增并网 167 万千瓦，同比增长 227%。截至 9 月底，全国海上风电累计并网装机达到 1319 万千瓦，同比增长 75.7%。海上风电装机占全部风电装机的比重达到 4.4%，与去年同期相比提升 1.0 个百分点。

清洁能源龙头三峡集团近日开启了年内第三个海上风电项目招标。招标公告显示，本招标项目划分为 3 个标段，本次招标为其中一标段“昌邑莱州湾一期(300MW)海上风电项目风力发电机组及塔筒设备采购”。

在海上风电景气度提升的背景下，产业链相关材料需求将大幅提升。光大证券指出，风电叶片材料由基体树脂、增强纤维、芯材（夹层材料）、粘接胶（结构胶）等构成，成本占比分别为 36%、28%、12%、11%。

刘杨 中国证券报·中证网 2021-11-30

装机容量突破 3 亿千瓦 中国风电产业还有多大潜力

我国风电产业迈上新台阶。国家能源局日前发布数据显示，我国风电并网装机容量突破 3 亿千瓦，较 2016 年底实现翻番，是 2020 年底欧盟风电总装机的 1.4 倍、美国的 2.6 倍，已连续 12 年稳居全球第一。我国风电还有多大潜力可挖？行业发展还存在哪些瓶颈？

实现“双碳”目标的主力军

世界第一，已经成为我国风电的亮眼标签。2010 年底，我国风力发电累计装机容量达到 4182.7 万千瓦，跃居世界第一。此后，风电装机一路领跑，于 2015 年首次突破 1 亿千瓦；2019 年则突破 2 亿千瓦；而此次突破 3 亿千瓦，仅用时 2 年。

3 亿千瓦背后，我国风电产业技术创新能力也快速提升，已具备大兆瓦级风电整机、关键核心大

部件自主研发制造能力，建立了具有国际竞争力的风电产业体系，低风速风电技术位居世界前列，国内风电装机 90%以上采用国产风机，10 兆瓦海上风机开始试验运行。全产业链集成制造有力推动了风电成本持续下降，近 10 年来陆上风电项目单位千瓦平均造价下降 30%左右，产业竞争力持续提升，风电机组产量已占据全球三分之二以上市场份额，我国作为全球最大风机制造国地位持续巩固加强。

风电产业崛起带动了一批龙头企业快速成长。龙源电力自 2015 年起稳居全球最大风电开发商之位，金风科技一度成为全球年度新增装机量最大的风机商。2020 年全球前十大风机商中，中国公司占据七席。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩认为，风电是实现“双碳”目标的主力军，如果未来没有颠覆性的新技术突破，电力系统“脱碳”将主要依靠风电和光伏发电。同时，由于风电成本已经与传统化石能源发电持平甚至更加经济，具有进一步降本潜力，风电的大规模应用会降低全社会用能成本，实现更经济的能源转型。

坚持陆上与海上并举

随着装机增速放缓，原本具有先发优势的风电产业正面临被光伏产业反超的局面。

大力开发海上风电成为行业破局的必然选择。我国发展海上风电拥有天然优势，海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，海上风能资源丰富。根据中国气象局风能资源详查初步成果，我国 5 米至 50 米水深线以内海域、海平面以上 70 米高度范围内，风电可装机容量约 5 亿千瓦，且靠近东南部电力负荷中心，拥有极大发展空间。经过多年稳步发展，无论在可开发资源量上，还是在技术、政策层面，我国海上风电已具备大规模开发条件。

近日，多地陆续发布千万千瓦级海上风电基地建设消息。广东省能源局近期启动粤西、粤东千万千瓦级海上风电基地前期工作；福建省漳州市提出 5000 万千瓦的海上风电大基地开发方案；山东省也将打造千万千瓦级海上风电基地和千亿级山东半岛海洋风电装备制造产业基地。

分散式风电是另一个重要增量市场。“我国风能资源丰富，分布广泛。随着低风速风电技术取得突破，我国大部分地区低风速资源已具备开发条件，可供开发的资源潜力至少在 14 亿千瓦，目前仅利用了其中的 8%左右，开发潜力仍然巨大。”秦海岩说。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之透露，“十四五”将坚持集中式与分散式并举、本地消纳与外送消纳并举、陆上与海上并举，积极推进“三北”地区陆上大型风电基地建设和规模化外送，加快推动近海规模化发展、深远海示范化发展，大力推动中东部和南方地区生态友好型分散式风电发展。

成本有望继续下探

“双碳”目标下，风电将迎来发展机遇期。虽然风电在过去 10 多年取得的成就令人瞩目，但未来将面临平价上网、送出消纳、电网友好等严峻挑战。

在异常气候面前，风电供给的不稳定性充分暴露。风电是欧洲各国为实现减排目标、发展可再生能源发电的重要选项之一，但是今年夏季以来欧洲的风量减弱，使欧洲的风电遭受打击。受“风灾”影响，今夏欧盟的风电总量比去年减少 7%，其中，西班牙 9 月份风电量同比减少 20%，引发西班牙天然气价格和电价暴涨。

构建以新能源为主体的新型电力系统，无疑对电力系统灵活性提出了更高要求。国家能源局党组书记、局长章建华表示，要加强抽水蓄能、天然气发电等调峰电站建设，推进煤电灵活性改造，优化电网调度运行方式。加强电网建设，优化全国电网格局，完善区域主网架，开展配电网智能化升级改造，鼓励用户投资建设以消纳新能源为主的智能微电网。加强源网荷储协同发展，推动风光互补、水火互济等多能互补，推进新能源电站与电网协调同步，充分发挥储能系统双向调节作用。

针对消纳难题，国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示，下一步将在“三北”地区着力提升外送和就地消纳能力，优化风电基地化、规范化开发；在西南地区统筹推进水、风、光综合基地开发；在中东南地区重点推进风电就地就近开发。

近 10 年来，陆上风电和光伏发电项目单位千瓦平均造价分别下降 30%和 75%左右。与光伏相比，风电在成本端的优势越来越弱，未来能否保持竞争力？

专家预测，风电效率还可以大幅提升，成本还可以显著降低。“三北”地区风电场的建设成本还可以降低 30%左右。同时，基于智能操作系统，风机寿命也能延长至 30 年以上。2023 年，风电在中国“三北”高风速地区的度电成本将实现 0.1 元/千瓦时，发电侧储能的度电成本也将达到 0.1 元/千瓦时。

王轶辰 经济日报 2021-12-05

越南有望成为海上风电中心

海上风电将有助于逐步取代煤电，但专家表示，发展风电需要有明确的机制。

技术计算表明，越南海上风电潜力约为 160 吉瓦。根据 11 月更新的第 8 期电力计划（草案），越南工贸部已计划到 2030 年将海上风电装机容量提高到 4 吉瓦；到 2035 年海上风电装机容量将增加到 10 吉瓦；到 2040 年增加到 23 吉瓦；到 2045 年增加到 36 吉瓦。按照这个功率，到 2030 年海上风电在电力系统中的占比约 2.6%，到 2045 年将占到 10.8%。

12 月 1 日，在 2021 年越南风电论坛上，全球风电理事会（GWEC）亚洲区域经理李明乔表示，未来越南将成为海上风电的中心，这也是碳减排最多的电源，可以替代煤电，帮助越南实现在 COP 26 的承诺--到 2050 年净达到碳中和的目标。

商务部 2021-12-03

氢能、燃料电池

碱性电解槽取得技术突破

碱性电解槽是可再生能源大规模制氢的关键装备。日前，中国华能主导研制的世界单槽产能最大碱性制氢水电解槽在苏州下线，可制氢 1300 标准立方米/小时。今年 10 月，隆基氢能科技有限公司首台碱性水电解槽下线，单台制氢能力超 1000 标准立方米/小时。

由于碳达峰、碳中和目标的提出以及氢能产业的加速发展，绿氢在降碳中发挥的作用备受关注，电解水制氢的规模不断扩大。电解槽作为重要的绿氢制取设备，其技术发展及成本优势影响着绿氢规模化发展进程。业内人士认为，碱性电解槽作为我国的主流电解制氢技术，技术水平不断提升。

性能指标不断提升

业内研究显示，与质子交换膜水电解制氢和固体氧化物电解制氢技术相比，碱性电解水制氢是现阶段我国发展最成熟的电解制氢技术，在成本和寿命方面都具有明显的优势。

“目前碱性电解槽已经实现了国产化和大型化，设备投资降到了 2000 元/千瓦以下，一些电解槽运行寿命超过了 20 年。”华能清能院氢能部主任王金意说，目前国内绿氢项目还是以碱性电解制氢为主，随着近几年研发投入的加强，碱性电解槽性能也有了显著提升，在保持低成本优势的前提下，关键性能指标已经和质子交换膜电解槽接近。随着科研力量和产业投资的注入，碱性电解制氢技术在规模、成本、性能等综合性能上将保持竞争优势。

不过王金意提醒称，制氢设备并非越大越好。“准确地讲，氢气产量大型化和体积小型化的同时实现，是电解制氢设备的一个发展趋势，解决这一问题的关键是电流密度的提升。通过提升电流密度，实现单台氢气产量的提高和单位产量体积的下降，能够有效降低占地面积和设备投资成本，这对电解制氢的大规模应用推广十分重要。”

寻求进一步降本

相对于煤制氢、天然气制氢等传统化石燃料制氢来讲，碱性电解制氢的成本相对较高。根据目

前的可再生能源度电成本、电解制氢的综合能耗，考虑电解槽的投资和运营成本，氢气的生产成本约为 25-35 元/公斤，而化石燃料制氢的成本约为 8-18 元/公斤。

此外，目前我国普遍使用的是非石棉基的 PPS 布，价格低廉，但隔气性差、能耗偏高。今年 2 月，科技部正式发布《关于对“十四五”国家重点研发计划“氢能技术”等 18 个重点专项 2021 年度项目申报指南征求意见的通知》，高效大功率碱水电解槽关键技术开发与装备研制被列入其中，研究内容包括新型非石棉隔膜批量制备技术、大直径碱性电解槽结构优化设计与集成技术等。

对此，王金意分析认为，在制氢产业尚未形成规模的情况下，为避免出现产业环节缺失或发展薄弱的情况，产业上下游协同，实现电解水制氢的经济性尤为迫切。

“目前，用电成本约占电解制氢成本的 60%以上，通过电极、隔膜、电解槽等关键材料和核心部件的技术突破，可进一步降低制氢电耗。与此同时，挖掘电解制氢在上游电源、电网侧的储能调峰作用，可获得更优的综合用电价格或辅助服务补偿。”在王金意看来，这不仅有利于拓展绿氢的应用场景，还能保障绿氢的生产时间和消纳渠道，提高效益。

与可再生能源的适配性待加强

“与可再生能源适配性较差”是业内对碱性电解槽制氢的普遍印象。碳达峰、碳中和背景下，可再生能源规模将不断扩大，如何突破适配性难题？

王金意认为，碱性电解槽与可再生能源适配性较差是相对的。相对于质子交换膜电解槽，碱性电解槽的动态响应速率较慢。但在实际应用过程中，基于安全性的考虑，电网并不希望电源或负荷快速变化。

“事实上，提升碱性电解槽与可再生能源的适配性，可以从提高制氢系统的快速响应能力、提高大规模电解制氢的电源效率，以及电源和制氢系统间的耦合控制等方面加以解决。”王金意指出，这也是未来制氢技术发展的重要方向。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-06

欧洲绿氢生产成本已低于灰氢

本报讯 据能源资讯网站 Recharge 报道，市场咨询机构 ICIS 近日调查发现，由于天然气价格不断飙升，目前，欧洲的绿氢制取成本已经比灰氢更便宜。

根据 ICIS 的计算，自今年 9 月中旬以来，在英国生产灰氢的成本就一直高于绿氢。10 月初，英国灰氢的生产成本达到了 8 美元/千克，4 月时这一价格仅为 1.34 美元/千克。相比之下，在可再生能源购买协议下，绿氢的制取成本保持在 4.55 美元/千克。ICIS 的数据还显示，11 月初，欧洲地区的灰氢生产成本已经达到 5.59 美元/千克，比绿氢高出 20%。

与此同时，还有数据显示，由于碳捕捉和储存的成本及碳价的增加，从天然气中制取蓝氢的成本甚至比灰氢还要高出 0.5 至 1.7 美元。

Recharge 网站称，蓝氢和灰氢的生产成本波动，凸显出欧洲能源供给依赖化石燃料所带来的风险加大。

仲蕊 中国能源报 2021-11-29

氢能应用场景日趋多元

“未来的能源格局将是以新能源为供应侧主体，电力为消费中心，多能互补协同的格局，氢能的应用领域和场景十分丰富，在碳达峰碳中和目标的背景下，氢能的多场景大规模应用将助力降碳目标早日实现。”在近日召开的氢能制储运技术创新学术论坛上，国家发改委能源研究所环境中心主任熊华文肯定了我国氢能产业发展模式和路径选择的重要意义。

与会专家一致认为，实现氢能产业的健康发展，需要把握产业发展节奏，保持产业链各环节步

调均衡，并探索多个领域应用场景，充分发挥氢能脱碳潜力。

初步具备产业化条件

近年来，全国各地氢能支持政策不断出台，国家氢能产业顶层规划也即将出台，燃料电池汽车城市群示范应用正在开展。此外，技术不断突破，成本持续下降，基础设施瓶颈逐步缓解，氢能与燃料电池技术已初步具备产业化水平。

熊华文称，氢储运关键零部件方面，35兆帕三型瓶已实现国产化，70兆帕三型瓶已具备生产能力，长距离高压输送关键技术与装备具有示范应用条件。在电堆系统零部件方面，尽管空压机、氢气循环泵、增湿器仍主要依赖进口，但催化剂、双极板已初步具备产业化条件。

国富氢能技术装备股份有限公司研发与战略总监魏蔚指出，预计到2021年底，我国将累计建成加氢站超过200座，投入运营超过150座，成为加氢站保有量全球第一的国家。同时，预计今年底，我国氢燃料电池汽车保有量可超过1万辆，电堆和供氢系统装车量在3500辆左右。

氢能在能源系统转型中具有重大战略作用。中国船舶集团有限公司第七一八研究所制氢工程部副总工薛贺来认为，氢能作为关键环节纳入能源系统转型是必然之势。尽管还需进一步降低氢能成本，但可以预见的是，未来数年内，氢能将迅速增长并在2050年前作出重要贡献。

探索多元化应用模式

值得关注的是，氢气除了用作燃料，还可作为原料应用于多个领域进行深度脱碳。“交通领域是整个氢能产业应用的先导部分，‘十四五’期间，氢能应走多元化的应用之路，在工业、建筑等领域进行探索，构建‘大氢能’图景。”熊华文指出，2019年全国近90%的氢气用于石化和化工行业，约2800万吨。目前，化石能源制氢占统治地位，造成超过4亿吨碳排放，氢气被用作原料使用，难以通过电气化等手段减排。对此，绿氢耦合二氧化碳化工是零碳化工产品的重要解决方案，此外，氢冶金也是钢铁产业实现减排的重要方式。

根据预测，到2060年，石化、化工、钢铁领域的用氢需求巨大，工业领域氢能需求将达到5400-8200万吨，氢能将成为绿色低碳工业原料，占全部工业氢需求的70%以上。到2030年，绿氢替代灰氢有望迎来高速发展；氢基化工和氢冶金，2035年以后有望提速。

“除了化工和建筑领域，氢气还可用于季节性存储波动性可再生能源电力。未来高比例风能和太阳能并网将促进储能需求显著增长，可再生能源电力季节性储能需求将从2030年开始大幅增长，将可再生能源制氢与储氢相结合，可以为能源系统提供长期的季节灵活性。”薛和来提出，绿色氢气作为长远的氢气供应方式。从长远来看，可再生能源制氢是唯一可持续的氢气供应方式。未来绿色氢气将具备成本竞争力，通过降低可再生能源电力和电解槽成本，提高电解槽效率以及电力系统集成，与化石燃料制氢的成本持平。

熊华文也认为，未来电力系统将呈现“风光为主、多源协同”的供需格局，对稳定性、周期性储调需求迫切。掺氢发电和燃氢机组，可以提供跨季节、长周期的电力电量调节，弥补电化学储能等新型储能的技术不足。

算好“数量”“经济”两笔账

与会专家提醒，当前同质化竞争和产能扩张风险隐现，存在上下游、各环节脱节、不匹配情况。有的地方“有车无氢”，有的地方“有氢无车”，有的地方基础设施缺失导致资源消纳困难，需要避免产业发展失衡。

薛贺来认为，应进一步完善国家层级的氢能产业布局及专项规划。当前发展氢能的热点区域，多处于政府引导及发展探索阶段，且国内尚未建立专门促进氢能产业发展的管理部门，没有形成完善的管理体系和监管模式。

熊华文认为，氢能产业发展过程中，应把握发展节奏，推动上游与下游、产业与市场、设施与应用“步调一致、衔接统一”，算好“数量”和“经济”这两笔账。他表示，对于一个地方或企业而言，数量账即氢能的制储运加用等环节的平衡发展，任何一个环节的突飞猛进或存在短板都会影响整个产业平稳健康发展；而经济账，就是在产值、投资、补贴、税收和社会效应方面保持匹配关系，避免

“赔本赚吆喝”。

薛贺来建议打造“氢能生态圈”。从氢的产、储、运、加、用等全产业链出发，依托地方政府、企业、科研院所，平台等多主体，逐步打造“基础设施配套完善，运营模式成熟、创新成果丰富、资金保障充足、示范效果明显、生态效应显著”的氢能产业商业生态圈。

熊华文还提醒称，统筹氢能产业发展与安全也尤为重要。一方面确保安全，另一方面优化安全监管方面的流程，为企业的降成本提供支撑。他表示，氢作为高能量密度能源，产业链长，系统结构复杂且操作条件多样，使用过程中的风险需要给予足够的重视。在全国各地争先恐后发展氢能产业的背景下，不能一哄而上，盲目追求速度和规模，更不能对安全隐患心存侥幸。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-13

氨氢融合拓宽氢能应用场景

日前，全国首家“氨-氢能源重大产业创新平台”落地福建。记者了解到，这一平台将探索“可再生能源电解制氢—清洁高效合成氨-安全低成本储运氨-氢能”零碳循环路线，以快速推动氢能产业规模升级。

氨既可以作为储氢介质，同时也是相对廉价的零碳燃料，基于此，近年来国内外陆续开展氨氢融合产业项目，业内有专家认为，“氨-氢”能源结合是理想的发展方向之一，对我国实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。

既是氢能载体，又是零碳燃料

据介绍，氨本身是一种零碳化合物，同时能量密度很高，是液氢的 1.5 倍。在化学性质方面，氨的液化温度只有零下 33 摄氏度，非常容易液化，与之相比，氢液化温度则需要降至零下 253 摄氏度左右，无论是车辆运输还是管道运输，液氨的难度都相对更低。

氢能除了面临成本挑战之外，还面临储运难题。因此，国内外开始将氨作为氢的储运介质进行研究。值得注意的是，除了作为氢能载体，氨还是一种零碳燃料。据介绍，氨和氧的燃烧反应产物为水和氮气，氮气约占空气 78%，因此氨的燃烧过程实现了零碳排放。

澳大利亚工程院院士程一兵在论坛上表示，氨作为一种零碳燃料，对硅酸盐建材和火力发电行业实现降碳目标具有重要的意义。据分析，到 2050 年、2060 年即便全球实现碳中和，仍然有接近 1/4 的能源要依赖燃料，包括海运、长途重载汽车、炼钢、高温工业制造、航空等，因此需要氨燃料进行含碳燃料的替代。

氨氢能源融合项目加速布局

基于氨的上述特性，业内开始追求氨氢能源融合，打造氢能储运新体系。此外，国内外还开始将氨氢混烧燃料作为重要的减碳途径之一。

近年来，能源资本开始大举进入绿氨行业。资料显示，发动机企业康明斯、氢燃料电池龙头企业普拉格等都开始打造氨氢供应链。据美国媒体《市场观察》报道，今年 11 月，普拉格获得埃及订单，为年产 9 万吨的绿氨提供 10 万千瓦的电解设备，生产的绿氨将被作为富氢燃料使用。

2020 年，美国最大气体产品和化工公司在沙特联合开发 400 万千瓦的制氢项目，建设绿氢工厂，项目总投资达 50 亿美元，是迄今为止宣布的全球最大氢能项目。投产后，工厂每天生产 650 吨绿氢，可为 2 万辆氢燃料公共汽车提供动力。为了便于运输和出口，该厂还将应用“氢氨转换技术”，届时还能生产 120 万吨/年的氨，终端用户再将氨转为氢，预计到 2025 年可正式生产氨。

2021 年，全球最大氨生产商挪威 Yara 国际公司与挪威可再生能源巨头 Statkraft 以及可再生能源投资公司 Aker Horizons 宣布要在挪威建立欧洲第一个大规模的绿色氨项目

此外，日本也高度重视氨燃料产业链布局。厦门大学能源学院教授王兆林介绍称，在日本，氨燃料技术的研发与测试已持续多年。日本煤电的降碳方案之一，就是开始大幅度向煤、氨氢混烧迈进，目前，技术水平现已达到商用规模。根据日本经济产业省公布的数据，到 2030 年，日本的发电

用燃料中氢和氨将各占 10%，到 2050 年，将在全球建成 1 亿吨规模的氨供应链网络。

氨储氢供氢代氢是重要方向

王兆林强调，我国有非常成熟的氨运输和分配体系，氨更安全、更易储运，且同体积的液氨比液氢多至少 60% 的氢，经济性优势凸显，因此以氨储氢、供氢、代氢是氢能的发展趋势之一。

“目前，高压储氢罐成本约为 60 万/个，液氢储运设备成本为 120-150 万元/套。由于氨的储运体系成熟，储罐成本相较于氢低约 50 倍。同时，氨的储运能耗及损失比氢低很多，同样距离和输送条件下，氨相比天然气可输送多的能量还要多一倍，现有天然气管道稍加改造即可用于输送氨。”王兆林表示。

程一兵也认为，氢氨融合是国际清洁能源的前瞻性、颠覆性、战略性的技术发展方向，是解决氢能发展重大瓶颈的有效途径，同时也是实现高温零碳燃料的重要技术路线。但需要注意的是，尽管国外已逐步开展氨氢融合应用项目，但国内的研究与应用仍较少。

上述专家提醒，落实到具体应用层面，氨燃料仍存在技术挑战。首先，氨燃烧速度和热值较低，且远低于氢，不利于高效率的工业应用，其次，氨不太容易点燃和实现稳定燃烧。此外，实现大规模的氨氢转换与储运，需要在大容量储运设备、催化剂等方面进行进一步技术攻关。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-20

“30 强”氢能潜力城市透露哪些信号？

近日，由中国人民大学国家发展与战略研究院、应用经济学院课题组研究撰写的《氢能城市发展潜力排行榜》（下称《排行榜》）正式发布。

根据城市氢能发展的需求、供给和政策三方面因素，《排行榜》对我国 285 个城市的氢能发展潜力进行了全景式绘图，并对我国城市氢能发展潜力进行了评估。

《排行榜》显示，我国氢能发展潜力排名前十位的城市依次为：上海、苏州、深圳、广州、青岛、北京、宁波、南京、武汉、天津。当前，各城市氢能发展呈现出空间集聚、发展模式迥异、相对优势参差不齐的趋势。

供需是城市氢能发展主要推手

根据《排行榜》，当前，我国氢能发展市场潜力最大的 30 个城市依次为：上海、苏州、深圳、广州、青岛、北京、宁波、南京、武汉、天津、大连、无锡、杭州、济南、南通、常州、佛山、太原、成都、嘉兴、东莞、唐山、潍坊、淄博、烟台、东营、包头、长沙、石家庄和福州。

发布会上，中国人民大学应用经济学院副教授黄滢分析指出，此次评价主要着眼城市需求、供给和政策三方面因素衡量城市氢能发展潜力。

其中，在需求方面，主要包括下游产业（交通运输、工业、建筑）的氢能潜在需求规模、氢能产品替代品价格，以及宏观经济社会发展水平；而供给方面，主要考虑城市现有技术水平下潜在行业的制氢能力、未来在氢气生产和运输上的发展潜力、产业创新驱动能力，以及环境可持续性约束；政策方面，则依据现有各城市对氢能的远景目标规划、城市对氢能产业的支持能力及城市营商环境水平。

“不同的城市供需各异，政策支持力度千差万别，因此氢能发展存在显著差异。”中国人民大学应用经济学院副院长魏楚指出。

魏楚认为，总体来看，供需因素是城市氢能发展的主要推动力。例如上海、苏州、深圳、广州等城市市场在供给和需求维度的发展潜力较高，因此氢能总体发展潜力领先于全国其他城市。

根据报告，对于需求指数、供给指数和政策指数排名均靠前的优势均衡型城市，如苏州、深圳和青岛等，在氢能发展方面都具有比较优势，不存在明显短板；对于需求指数和供给指数明显优于政策指数的市场拉动型城市，如南京、无锡、唐山和广州等城市，则在需求空间和供给能力方面优势更明显，但需进一步政策引导与支持；而对于政策指数显著高于需求指数和供给指数的政策推动

型城市，比如北京、嘉兴、东莞和佛山，未来则应进一步挖掘氢能市场需求和供给潜力。

城市群集聚效应明显

《排行榜》同时指出，各城市氢能发展呈现出明显的空间集聚效应。氢能发展潜力较高的城市主要集中在长三角、山东半岛、京津冀、粤港澳大湾区和长江中游五大城市群。

与此同时，各城市群在发展氢能的不同维度上“各有所长”。“如山东半岛在制氢能力和政策环境上有明显优势，京津冀在下游产业发展和可持续性上动力较强，粤港澳大湾区的营商环境和社会经济发展则为氢能发展创造了较好的条件。”魏楚说。

而就城市群内部而言，各城市氢能发展也存在明显异质性。“各城市群中虽然均存在若干龙头城市，但也有些城市各指标排名均显著低于全国平均水平；其次，各城市群内部龙头城市的模式存在明显差异，如山东半岛城市群呈现较强的趋同性，青岛、济南等龙头城市在制氢能力和政策支持上都表现出较强优势；而京津冀城市群中则分化明显，像唐山和石家庄在氢能市场需求和供给潜力方面较强，北京则在氢能政策引导方面更具优势。”黄滢说。

不搞遍地开花与低水平重复建设

在黄滢看来，在地方层面，应鼓励具有不同资源禀赋、技术条件和愿景目标的城市探索不同的技术路线与商业模式。“优势均衡型的城市应致力于打造氢能发展样板城市，发挥示范引领作用；市场拉动型城市，建议应进一步加强政策引领，精准配套市场发展；而对于政策推动型城市，下一步应着力补齐短板，挖掘氢能发展需求潜力，促进氢能供给适应、引领和创造需求的能力。”

“与此同时，各城市应根据自身优势，明确在氢能全产业链中的分工，不搞遍地开花和低水平重复建设，发挥龙头城市辐射带动作用，着力培育特色产业集群，推进城市群内部和城市群之间的协同发展，实现优势互补，促进氢能产业发展。”魏楚提醒。

中国人民大学副校长刘元春对此表示，各城市应针对性地剖析本地氢能禀赋及未来氢能发展潜力，走差异化、高质量氢能发展道路，从而推动氢能产业合理布局。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-12-20

氢燃料电池“突围”国产化

核心阅读

目前，绝大部分燃料电池汽车采用质子交换膜技术，质子交换膜的质量直接影响着电池性能、寿命及整车成本。近期，我国首条全自主可控30万平方米质子交换膜生产线正式投产，实现了氢燃料电池核心部件国产化，意味着我国在质子交换膜高端产品领域有了自主生产能力，将由此推动我国燃料电池核心材料产业大步向前。

作为氢燃料电池核心部件，质子交换膜好比电脑的中央处理器，其质量直接影响着电池性能、寿命及成本。早期，我国所用的质子交换膜几乎全靠进口，1平方米折合20多克，价格堪比同等重量的黄金。而今，僵局被打破。

近日，我国首条全自主可控30万平方米质子交换膜生产线在武汉投产，这也是该领域目前技术最先进、一次性成膜最大的生产线。“项目打破了市场长期被国外厂家垄断的局面，达产后可同时满足2万辆氢燃料电池汽车的用膜需求，也可用于固定式电站、备用电源、无人飞机等其应用场景。”国家电投氢能公司武汉绿动总经理刘真介绍。

实现燃料电池关键材料和零部件国产化、批量生产，有助于大幅降低整车成本。记者了解到，以上述项目为代表，国产化力量正在加速突围。

性能更优的同时，价格较国外同类产品减半

目前，绝大部分燃料电池汽车采用质子交换膜技术，但要想兼顾高性能、长寿命与低成本却非易事。自主生产、规模应用难在哪里？

刘真告诉记者，现有的质子交换膜多采用全氟化聚合物材料合成，其稳定性好、寿命长，开发

和生产难度却很大，进而导致成本高、售价贵。“相比之下，国内相关研究起步较晚，技术积累薄弱，产业链配套一度不健全、不成熟，特别是高品质的关键原料和工艺设备配套能力弱。若是批量生产，对工艺技术和装备的专业化要求更高，加上前期投入大、回报周期长，很多企业往往动力不足，性能稳定的规模化生产难上加难。”

据了解，首条生产线实现多项突破。刘真举例，通过采用先进高精度涂布技术和热处理技术，可实现对质子交换膜涂布厚度的精细控制。先进的在线检测及工艺过程检测仪器，对质子交换膜的厚度、缺陷及瑕疵在线监测并实时反馈调整，可以有效提高批量化生产的一致性，进而大幅提升良品率、降低产品成本。

“除了更高的均匀性，产品在幅宽尺寸有了更多选择，可以生产厚度从 8 微米到 20 微米的质子交换膜。这是我们自己的产品，在质子电导率、气体渗透率、机械强度等方面均相当或优于国外同类产品，价格却只有一半左右。”刘真称。

中国科学院院士、武汉理工大学校长张清杰直言，质子交换膜成本对氢燃料电池发展有着重要影响，这一生产线的投产，意味着我国在质子交换膜高端产品领域有了自主生产能力，将由此推动我国燃料电池核心材料产业向前大步迈进。

产业链不能多而不强，自主化不是重复建设低质产能

在此基础上，行业需要更多突破。“实现燃料电池关键材料和部件的国产化批量生产，就能大幅降低燃料电池发动机成本，进而降低整车价格。”早前在接受记者采访时，中国工程院院士衣宝廉就表示，我国在整车、系统等方面早有布局，但零部件企业相对较少，尤其是核心部件、材料及其配套工艺相对滞后。“诸如空压机、氢气循环泵等设备，国内虽有企业介入，但大部分关键零部件仍依赖进口，无形中增加成本。”

多位人士证实，目前，电解水、氢气纯化等制氢环节基本不存在“卡脖子”问题，但产业链中下游国产化率仍待提高。“准确来说，很多设备不是完全做不出来，而是批量生产的可靠性、稳定性面临挑战。比如，精密调节、快速响应、稳定输出以及故障率等方面，目前还有较大改善空间。自主化不是低质量产能的重复建设，而要朝着高质量方向发展。”浙江锋源氢能科技有限公司董事长王海峰表示。

国家电投科技与创新部相关人士也称，近年来，国产化进程加速，但氢燃料电池关键材料及部件“卡脖子”问题尚未完全解决，比如碳纸等关键材料仍未实现国产化，电堆和系统的可靠性、耐久性未得到充分验证。“氢燃料电池技术标准、检测体系也不够完善。产业发展趋于同质化，集中表现在产业链企业多而不强。”

全国燃料电池及液流电池标委会副秘书长卢琛钰称，产业发展前期，核心设备与关键材料的研发投入相对欠缺。要么真正有实力、有创新能力的企业，缺乏更大更好的平台及资金支持；要么资金雄厚的大企业，往往更重视应用端投入，对材料和部件的重视程度不够、投资力度不足。

部分技术实现领先，全面实现国产化批量生产可期

上述人士透露，包括武汉在内，国家电投还将在华北、华东、东北等区域建设产业基地，计划形成年产万套燃料电池电堆及催化剂、膜电极、双极板等关键材料部件的自动化产线。除了质子交换膜，该公司还将推进催化剂、膜电极、双极板等关键材料和部件的研发，在功率等级、功率密度、环境适应性、耐久性等方面达到国际先进水平。

“事实上，部分国产化技术水平已经达到、甚至超过国外商业化产品，下一步是形成大批量自主生产技术。因此，亟待加强上述关键材料核心部件的技术转化，加快形成具有完全自主知识产权的批量制备技术、建立产品生产线，全面实现关键材料核心部件的国产化批量生产。”衣宝廉表示。

这一观点得到卢琛钰的赞同。“不可否认，我们的国产化进程显著，部分质子交换膜、催化剂实现了小批量应用。但从整体看，国外产品仍占据较大市场。提升电堆和系统设计能力，对相关核心材料、部件的要求更加细化；生产及测试装备的能力、精度进一步提升；充分考虑如何将实践所获得的数据反馈到研发和工程化过程中，并且逐步优化——这些都是亟待补齐的短板。”

上述人士提出，在推动技术转化应用的同时，可构建协同创新机制和合作交流平台，加强科研机构、院校、企业等多方合作，鼓励企业对突破性研究成果开展“先行先试”。同时构建政策保障体系，制定氢燃料电池技术及装备中长期发展规划，做好系统的顶层设计。

本报记者 朱妍 仲蕊 中国能源报 2021-12-20

国内燃料电池已具备竞争优势

日前，国务院关税税则委员会发布《2022年关税调整方案》，对954项商品实施低于最惠国税率的进口暂定税率。根据最新的进口商品暂定税率表，从2022年1月1日起，燃料电池用膜电极组件和双极板等关键零部件的进口关税将继续降低。业内人士认为，燃料电池核心零部件进口税率下调利好产业发展，一方面，核心技术的国产化已能够经得起市场考验，另一方面，进口关税下调将促进成本下降和产业化进程。

供氢系统需求有望超千亿

根据最新的税率调整方案，继今年燃料电池增压器等多种零部件进口关税下调后，从明年起，燃料电池增压器、循环泵、膜电极、双极板、碳电极片等产品的进口税率将继续下调，从7%-10%降至2%-5%。

近年来，我国氢能及燃料电池汽车产业发展迅速，未来的发展空间巨大。根据中国氢能联盟统计，2016年-2019年，我国氢燃料电池汽车产量从629台增长至2737台，复合增长率63%；根据测算，预计2025年中国氢能车数量10万辆，2030年100万辆，2060年500万辆。在此预测下，华泰证券认为，到2030年，燃料电池系统+储氢供氢系统需求有望超千亿。

国盛证券分析认为，燃料电池核心零部件进口税率的下调，一方面将带来系统生产成本的下降，加速燃料电池汽车实现商业化，另一方面也有望加速海外技术的引进、消化、吸收与再创新，加速推进行业技术进步与国产替代。

与此同时，随着首批燃料电池汽车示范城市群确定及相关政策落地，国盛证券认为，“十四五”期间燃料电池行业将迎来十倍以上增长，下游需求有望迎来集中释放，核心零部件进口关税的下调也为行业快速扩容做好了政策上的保障。

本土产品技术进步显著

记者了解到，随着资本驱动、人才技术引进和产业配套政策日趋完善，氢能及燃料电池汽车产业链上的核心技术国产化进程加快，燃料电池零部件已逐步实现国产化替代。

清极能源董事长钱伟表示，下调进口关税，一方面是我国进一步扩大市场开放的体现；另一方面，近两年，国内燃料电池关键零部件无论是可靠性还是成本方面都有显著进步，与国外产品相比，不再“捉襟见肘”。

进口关税下调一定程度上会给国内相关企业带来市场竞争压力。对此，钱伟认为，在国产化进程加速的背景下，即使关税下调，国外燃料电池产品的优势也并不明显。对于在产品开发、技术攻关方面持续投入资金、人员力量的大企业而言，自主化产品已在市场上具备竞争优势。另外，市场化竞争会让技术创新能力不足、成本下降空间有限的企业出局，有利于淘汰落后产能。

除此之外，钱伟强调，降低进口关税在减轻中小微企业生产成本的同时，还可激励优势企业直面外资竞争，倒逼其进一步提高本土产品国产化技术优势。

持续投入寻求突破

华泰证券研究称，当前，氢燃料电池国产化率已接近70%，但在关键材料如质子交换膜、催化剂、碳纸等，仍以进口居多。

钱伟进一步表示，事实上，我国在组件、膜电极、双极板等零部件制造方面已具备一定优势，且在不断进步中。但膜材料、碳纸、碳纤维等燃料电池关键材料方面，和国外企业还有一定差距。目前，国内相关企业已经开始进行联合攻关，但值得注意的是，整个产业链从发动机、零部件、电

堆、膜电极双极板到原材料，这一过程的研究验证体系链很长，也需要很长的验证迭代时间，燃料电池关键材料领域的研发需要投入巨大的人力物力。

“虽然材料是关键一环，但单一材料在整个电堆系统里占比很低，短期内原材料研发产生的经济效益很低。氢燃料电池目前的市场规模仍未打开，相关原材料的市场份额较小，如果产生规模效益，将会倒逼原材料产业的加速发展。”针对上述问题，钱伟指出，在碳达峰、碳中和目标下，在原材料方面有深厚研发经验的企业，已开始进行燃料电池相关材料的研发。对于原材料生产企业而言，除了加强和国内外企业的合作交流，还应在技术创新、人才队伍建设等方面持续投入。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-27

氢能产业顶层设计“呼之欲出”

近日，浙江省舟山市普陀区人民政府发布《普陀区低碳试点县建设实施方案》，提出积极开展氢能应用示范，打造国内具有影响力的“海上氢岛”，年产值将突破 25 亿元。据记者统计，自 2020 年以来，已有北京、上海、广州、浙江等 10 多个省份先后制定了氢能相关政策和规划，超过 50 个地级市发布氢能产业支持政策。

在降碳目标下，我国氢能产业发展正步入快车道，行业曾有较为强烈的预期，氢能顶层规划有望尽快出台。今年 8 月 11 日，工信部公布《对十三届全国人大四次会议第 5736 号建议的答复》，表示将积极配合相关部门制定氢能发展战略；10 月 12 日，国家发改委网站发布《高技术司组织召开氢能产业发展系列座谈会》，与会部委官员和专家表示，需要进一步强化顶层设计。

规划陆续出台

据经济参考报消息，氢能产业发展规划有望于近期公布，涉及科技创新、基础设施建设、试点示范、政策保障等方面，涉及氢能产业的中长期规划，将对未来氢能产业的持续发展起到引领作用。

今年 9 月 21 日财政部等五部委联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》后，上海市发改委已于 11 月 3 日发布通知，成为氢能燃料电池示范应用城市群中，最早明确地方补贴政策的城市。

中信证券研报指出，补贴规则完全明确后，产业链的定价关系才能更好地理顺，订单的落地方可加速。从目前各个城市群的产业规划看，2025 年氢能相关产值规划均达到 1000 亿元，预计每个城市群 2025 年推广车辆均有望达到万辆级，将加快氢能的产业化及降本步伐。

除示范城市群外，江苏、四川、内蒙古、河南等地也于近期发布了氢能产业发展具体实施规划。11 月 30 日，四川省和重庆市同时启动“成渝氢走廊”建设，两地计划于 2025 年前投入约 1000 辆氢燃料物流车，并配套建设加氢站。记者梳理资料发现，国内目前至少规划了 6 个“氢走廊”项目，除“成渝氢走廊”外，还包括“长三角氢走廊”、“广东粤湾氢走廊”、“长江氢走廊”、山东半岛“氢动走廊”和浙江“氢走廊”。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强告诉记者，氢能在能源转型中发挥着关键作用，尤其是碳达峰、碳中和目标下，氢能对交通、工业等领域深度脱碳的推动作用不可忽视。目前，氢能产业处于发展初期，氢能顶层设计的出台将加强氢能产业信心、引导产业高质量发展。

企业全产业链布局

在国务院新闻办公室举行的上半年央企经济运行情况新闻发布会上，国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗表示，超过 1/3 的央企已经在进行包括制氢、储氢、加氢、用氢等环节的全产业链布局，取得了一批技术研发和示范应用成果。

今年 8 月，中国石化董事长马永生曾在 2021 年半年度业绩说明会上表示，未来 5 年，中国石化会根据市场形势，开展氢能业务的投资，初步计划总投资超过 300 亿元，主要用于加氢站建设，高纯氢提纯装置、氢气储运以及关键材料研发等方面。11 月 30 日，中国石化正式宣布我国首个万吨级光伏绿氢示范项目——中国石化新疆库车绿氢示范项目正式建设。作为年产氢气 350 万吨的国内最

大氢气生产企业，中国石化锚定建设中国第一大氢能公司的目标，计划到 2025 年，建成布局 1000 座加氢站或油氢合建站。今年 5 月，中国石油正式成立氢能研究所，围绕中国石油氢气制取储运及高效利用、燃料电池及储能技术等氢能产业相关技术研究。11 月 26 日，中国能建发布公告称，拟 50 亿元投资设立全资子公司中能建氢能发展有限公司，布局氢制取和销售、氢制取设备研发、氢能应用场景开发等领域。

除了央企国企，大型民企也计划通过进军氢能产业实现转型及降碳目标。今年 4 月，传统石化能源企业宝丰能源发布公告称，将太阳能发电所制取的绿氢用于化工生产，以实现新能源替代化石能源，减少煤炭消耗和二氧化碳排放，并大举布局电解水制氢装置。光伏巨头隆基、逆变器龙头阳光电源也相继进军氢能产业，大力发展光伏制氢。

建议协同共进

行业分析机构氢云链的数据显示，今年 1-7 月，国内氢能产业公开投资事件超过 80 个，氢能产业总投资规模达到 2525 亿元，其中百亿级投资规模的项目超过 10 个；8-11 月氢能产业公开项目投资达 900 亿，百亿级投资规模的项目有 3 个。

不容忽视的是，现阶段，制氢储运成本过高、技术水平缺失等因素持续困扰氢能产业发展，百万辆级氢能汽车保有量目标的实现，需要氢能商业化步伐不断加快。对此，林伯强建议，氢能产业需要全产业链协同发展，任何一个环节的欠缺都会造成“短板效应”，拖累整个行业的发展速度。

根据中国氢能联盟的预测，到 2030 年，中国氢气需求量将达到 3500 万吨，在终端能源体系中占比为 5%；到 2050 年，需求量将达到 6000 万吨，在终端能源体系中占比为 10%，产业链产值达到 12 万亿元/年。

“尽管我国氢能市场需求将不断扩大，但发展氢能要始终思考‘氢从何来’这个关键问题。换言之，如果氢气制备一直摆脱不了化石燃料或工业副产，那么氢能的发展将失去意义，绿氢应该成为未来氢能产业最重要的发展方向。”林伯强补充道。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-06

国内外院士共话氢能高质量发展

“氢能及燃料电池具有广阔的应用前景，目前正处于大规模商业化初期，而国家首批燃料电池汽车示范城市群的正式启动，将极大地加速氢能及燃料电池的自主化、商业化进程。”加拿大国家工程院院士叶思宇在近日举办的 2021 联合国开发计划署氢能产业大会院士论坛上指出，在产业商业化仍面临严峻成本挑战的背景下，全产业链的规模化和技术进步将带来成本的迅速下降。

在碳达峰、碳中和目标下，氢能产业发展备受重视。参会院士一致认为，目前，氢能产业处于产业化发展初期，产业的高质量发展，离不开持续的技术创新，以及“政产学研用”的紧密合作。

在减排和能源结构转型中 扮演关键角色

在降碳目标下，除了可在交通领域“大放异彩”，氢能及燃料电池在工业、发电、民用等领域也将发挥重要作用。与会专家普遍认为，氢能和燃料电池作为一体化的产品，是未来能源技术革命的重要创新和应用方向，将在减排和能源结构转型中扮演关键角色。

中国科学院院士郭烈锦认为，碳达峰、碳中和目标的实质，是二氧化碳的减排。当前我国碳排放主要来源包括工业、发电、建筑和交通领域，随着工业生产的进一步发展，未来几年二氧化碳总排放量仍将上升。“我国要用全球最短的时间实现总量巨大的碳减排，这是个极为艰巨的任务。”

“氢能产业链非常长，包括氢气制取、储运、供应、终端应用，不管是燃料电池汽车、飞机，还是无人机、发电、民用等领域，都有非常广阔的应用空间。”叶思宇认为，随着可再生能源需求的进一步提升，氢能在其中也将发挥关键作用。可再生能源与氢能结合，可以有效抑制间歇性、季节性等缺点，保证高品质电力的生产；同时，通过电解水制备的氢气，不仅可以用于交通领域的节能减

排，也可以用到工业及其它民用领域。

郭烈锦进一步指出，在降碳背景下，氢能可以起到稳定供能、保证能源安全和多维度降碳的作用。从能源安全角度看，绿氢对油气的部分替代，可缓解油气燃料的安全供应问题；从碳的角度来看，氢能够帮助多个领域脱碳、固碳甚至实现负碳。

专家呼吁聚焦“硬”技术

如何更好地发挥氢能的多重作用？郭烈锦认为，业界应该更多地聚焦“硬”技术，推动核心技术的创新发展。

“目前氢能产业链从制取、储存到应用有很多的技术环节需要创新发展。”在叶思宇看来，燃料电池汽车示范城市群政策，特别强调了核心技术和关键部件的缺失是业内需要密切攻关的重要方向，这一政策将极大推进燃料电池产业化发展。

以氢能上游制氢端为例，郭烈锦认为，在示范城市群政策的带动下，我国氢能产业发展势头良好。但客观上，可再生能源制氢电价成本占比高，绿氢富裕区域与应用区域错位严重，导致绿氢制取、储运价格居高不下。“太阳能水电解制氢技术可以实现高效、清洁的资源循环利用。5年之内，我国有可能走出一条产业化、规模化应用的道路，未来将形成以氢和电为主的能源体系。”

面对氢能产业链的成本、储运等挑战，国内外开始将氨作为氢的介质进行研究。澳大利亚工程院院士程一兵表示，氨既是便于安全运输的储氢介质，又是可再生零碳燃料，对硅酸盐建材和火力发电行业实现碳达峰、碳中和具有重要意义。

据介绍，目前我国每年的氨产量高达1.8亿吨，且合成技术成熟，运输安全规范、基础设施建设等比较健全，具备很好的发展条件。但程一兵同时提醒，氨作为燃料应用也存在技术上的挑战，比如氨在内燃机燃烧时难点火、发热值不高，这都需要进一步研究克服。

“政产学研用”要紧密结合

“从某种意义上说，制氢、储氢和燃料电池的研发和产业化是要突破的重要方向，也是目前业内公认的卡脖子环节。”叶思宇认为，从燃料电池整个产业链来看，这涉及材料科学、电子工程、整车集成等领域。因此，燃料电池的产业化发展不是简单的材料或应用问题，而是一个系统工程，任何一个单一领域的突破都不能完全解决产业化瓶颈。

“同时，从上游的材料研发、产业化到终端应用，涉及多层级的工程验证，这些工程验证过程中的密切配合也非常重要。”叶思宇建议，政府层面对整个工程验证过程予以适当引导和鼓励，促进全产业链的工程验证。同时，需要加强产业化导向的“政产学研用”紧密合作，促进氢燃料电池的持续技术进步。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-12-20

“双碳”目标下氢能产业发展加速，探寻绿色制氢与成本降低之路

12月8日，2021联合国开发计划署氢能产业大会院士论坛在佛山市南海区举行。会上，多名院士、专家围绕“双碳”目标下氢能产业发展的挑战与机遇进行主题演讲。

2020年，“双碳”目标被正式提出，成为基于我国推动构建人类命运共同体的责任担当和实现绿色低碳可持续发展的战略，也为我国应对气候变化、绿色低碳发展明确了方向。今年以来，“双碳”成为热词，全国各地、各行业都积极地参与到“双碳”目标的探索和试点中。在积极应对气候变化、推进能源结构转型背景下，中国氢能产业迎来全新的发展机遇。

与会专家表示，氢能是构建现代能源体系的重要组成部分，在践行“双碳”目标这一历史使命中承担着重要作用。我国氢能产业发展势头强劲，但仍面临成本高、储运难等问题，未来需加大力度实现关键技术攻克，还应推动产业化导向的政产学研用紧密结合，充分发挥我国氢能燃料电池全产业链、多层级、工程化验证过程密切配合的巨大优势。

氢能产业加速发展

“中国的‘双碳’目标，实质是二氧化碳减排，而我们国家要用全球最短的时间，减少总量最大的二氧化碳排放量，这个任务极为艰巨。”中国科学院院士、西安交通大学教授、动力工程多相流国家重点实验室主任郭烈锦表示。

中国的二氧化碳排放量长期位居第一，每年排放量都在 100 亿吨以上，与第二、三名拉开断层差距。

我国二氧化碳排放的主要来源，第一是工业领域，即终端用能和生产过程用能，总排放量在 50 亿吨以上。其次是发电领域，排放量在 40 亿吨以上，随后是建筑领域和交通领域，总排放量均接近 10 亿吨。

郭烈锦表示，实现减排有两个思路，一是转变终端用能的产业工艺过程，二是提高可再生能源在一次能源中的占比。

由此可见，发展氢能产业是践行“双碳”目标的有效途径。“双碳”目标下，中国氢能产业迎来发展“春风”。

《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》显示，为实现“双碳”目标，我国氢气年需求量将从目前的 3342 万吨增至 2060 年的 1.3 亿吨左右，在终端能源体系中占比达到 20%。氢能供给结构从化石能源为主的非低碳氢逐步过渡到以可再生能源为主的清洁氢，并将提供 80%氢能需求。

氢能产业的蓬勃发展可以预期。加拿大工程院院士、广州大学教授、鸿基创能副董事长兼首席技术官叶思宇表示，在“双碳”目标下，氢能和燃料电池能起到的作用远远不止在交通领域，在工业、发电、民用等领域都大有可为。“氢能和燃料电池作为一体，是未来能源技术革命的重要创新行动之一，在减排和能源结构转型中起着重要作用。”

探寻技术进步最佳路径

不可否认的是，我国氢能产业仍处于成长期、积累期，还存在很多亟待解决的问题。氢能的产业链很长，从氢气的制取、储存、运输、供应到终端的应用每一个关卡都将面临挑战。

由于我国能源结构调整还未达到目标，意味着未来很长一段时间仍需很大程度依赖于煤、油、气，无法完全实现绿色制氢是中国面临的挑战之一。

中国科学院院士、中国石油大学（北京）化学工程与环境学院教授徐春明表示，在短期内，中国还不能完全寄托在全绿氢上，煤制氢依然会持续一段时间。“我们的能源结构导致我们依附煤的惯性很大，煤制氢能解决我们短时间内快速增长的用氢需求。但从长远考虑，我们还是会仰仗电解水制氢。”

郭烈锦表示，客观来说，可再生能源制取绿氢依然面临着巨大挑战，效率相对较低，成本还是很高，要实现真正的低成本、大规模的可再生能源制氢，还需要在核心关键技术上进行攻关和科普，特别是在推动大规模产业化的过程中，很多地缘的政策还需要进一步思考。

以氢气发电的燃料电池产业也站上了“风口”。与会专家表示，除制氢和储氢外，燃料电池的技术研发和产业化也是需要重点突破的方向，这是公认的“卡脖子”环节。

2021 年 9 月，国家五部委发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，明确了未来对氢燃料电池车产业链的补贴原则和框架。今年 8 月，首批燃料电池示范城市群落地，包括上海、广东以及京津冀城市群等，为氢能燃料电池产业化打响“发令枪”。

在产业化过程中，燃料电池成本难以降低成为其最大的掣肘。叶思宇介绍，由于目前商业化的燃料电池基本上是使用基于白金的催化剂，贵金属的使用加上其他的燃料电池关键材料，由于规模化的效应相对比较低，所以膜电极及其关键材料在燃料电池电堆所占的成本非常高，也导致了燃料电池成本难以降低。“某种意义上，膜电极成本进一步下降是保证燃料电池规模化实现的一个最重要的因素。”

如何应对氢能燃料电池严峻的成本挑战，实现燃料电池大规模产业化？

叶思宇表示，规模化和进一步的技术进步，以及全产业链的健康发展将带来成本的迅速下降。他认为，燃料电池的大规模产业化依赖于大学研究所与企业界的紧密合作。

“产业化导向的政产学研用的紧密结合是促进燃料电池持续技术进步的最佳路径，现在的燃料电池全产业链、多层级、工程化验证过程的密切配合，是我国研发和产业化发展的巨大优势。”叶思宇说。

吴文汐 21 世纪经济报道 2021-12-10

澳大利亚科学家开发出可再生电力高效制氨

澳大利亚科学家开发出利用可再生电力生产氨的新技术，这可能导致使用化石燃料生产氨的技术过时。这一发现由墨尔本莫纳什大学的科学家们完成，并在著名的《科学》杂志上发表了论文，详细介绍了这一发现。该研究团队包括化学教授道格·麦克法兰（Doug MacFarlane）及其合作者亚历山大·西蒙诺夫（Alexandr Simonov）博士和布莱恩·苏里亚诺（Bryan Suryanto）博士。

Australian scientists say discovery could render ammonia from fossil fuels obsolete

Michael Mazengarb 29 November 2021

f Share Tweet in 0

目前，大多数氨的生产都是采用哈伯-博世（Haber-Bosch）工艺完成的——该工艺由德国科学家于 1909 年和 1910 年开发，后来他们的工作获得了诺贝尔奖。这一工艺通常使用化石燃料作为氢的来源，氢与氮结合生成氨。这项技术约占全球温室气体排放量的 1.8%。

新的氨生产技术涉及从水中提取氢气的电解过程，这一过程由电力驱动，可以利用风能和太阳能供应。科学家的研究论文说：“一种电化学生成氨的方法可以大大降低与当前热哈伯-博世过程相关的温室气体排放。”研究人员说，以前通过电解过程生产氨的尝试依赖于使用乙醇作为化学反应的一部分，而乙醇往往会降解。研究小组发现，用膦盐代替乙醇可以发生化学反应，盐被证明能抵抗同样的降解。

这一发现为利用绿色电力大规模高效生产氨创造了机会，取代了天然气作为原料的需求。氨已被确定为零排放燃料的一个关键选择，可以使用零排放氢气供应生产，通常比氢气更易于运输和储存。氨已经被普遍用作肥料，这意味着全球供应链、运输系统和存储基础设施已经存在。除了用作肥料外，氨本身还可以直接用作燃料或氢气的储存介质，氢气可在以后提取用于运输、能源储存或作为工业热源。

这可能是一个重大的发展，因为澳大利亚许多大的项目，如 CWP Global 和铁矿石亿万富翁安德鲁·福雷斯特（Andrew Forrest）提出的项目，都同样关注绿色氨和绿色氢，有潜力成为清洁的航运燃料。

国际能源小数据 2021-12-07

中外研究人员开发新催化剂 推进直接乙醇燃料电池发展

盖世汽车讯据外媒报道，美国和中国的研究人员开发了一种催化剂，解决了直接乙醇燃料电池（DEFC）长期以来存在的三个关键问题：效率低、催化材料成本高以及电芯内的化学反应具有毒性。这为推广由直接乙醇燃料电池驱动清洁汽车开辟了道路。

由中佛罗里达大学（University of Central Florida）、俄勒冈州立大学（Oregon State University）、匹兹堡大学（University of Pittsburgh）和中国深圳南方科技大学（Southern University of Science and Technology）的研究人员组成的团队发现，将氟原子置入钯-氮-碳催化剂中具有诸多积极影响，包括

使功率密集型电池保持稳定近 6000 小时。

最近，在许多“缓慢”的新兴电催化系统中，局部配位环境（LCE）被证明在促进反应动力学方面发挥着重要作用。例如，高能直接乙醇燃料电池（DEFC）的广泛应用，受到“缓慢的”12 电子乙醇氧化反应（EOR）和 4 电子氧还原反应（ORR）的阻碍。

经典设计是通过在导电碳载体中嵌入金属-氮（OM-N）活性基团来改善 ORR 动力学，从而形成 M-N-C 配位。其它杂原子（X=P, S, B 等）也嵌入碳载体中，形成 M-X-C 配位，以改善 ORR 动力学，这极可能是通过原子间的协同作用来进行的。LCE 被认为是低维催化剂的重要调节因素，如单原子位点催化剂，因其对 LCE 具有较高的灵敏度。然而，如何在大尺寸催化剂（即纳米材料和商用材料）中实现 LCE 概念，这一根本问题仍未解决。EOR 顺利进行的前提条件是至少有三个连续的原子位点，这使调控 LCE 变得更难。

研究人员为此通过有效策略设计来调控 LCE，并在 M/X-C 催化剂中创建催化 M-X 基团，在其中引入 F 配位，以削弱 C-X 键并驱动 X 原子至金属位点。尤其是使用经典 Pd/N-C 作为模型催化剂来验证概念，并探索潜在材料化学特性，因其对 EOR 和 ORR 具有双重功能。据证明，对于调节其他 Pd/X-C (X = P, S, B) 和商用催化剂 (Pd/C 和 Pt/C) 的 LCE，这一策略也是有效和通用的。

研究人员正在筹集资金，以开发用于便携式设备和车辆的 DEFC 单元原型。如果成功的话，可以在五年内推出一款商业化设备。

研究人员表示，第一辆由乙醇燃料电池驱动的汽车是在 2007 年开发的。然而，由于 DEFC 的效率低、催化剂成本，而且燃料电池内反应产生的一氧化碳可能导致催化剂中毒，该类汽车的深入发展明显滞后。为了解决这些问题，研究团队开发了高性能钯合金催化剂，与目前的钯基催化剂相比，这种催化剂使用的贵金属更少。

该团队证明，在钯-氮-碳催化剂中引入氟原子，可以改变钯周围的环境，从而提高电芯中两类重要反应的活性和耐久性，包括乙醇氧化反应和氧还原反应。在阿贡进行的先进同步加速器 X 射线光谱表征表明，引入氟原子可以创造更富氮的钯表面，从而促进催化过程。通过抑制钯迁移和减少碳腐蚀，提高耐久性。

Elisha 盖世汽车 2021-12-03

氢能源强势崛起 万亿赛道呼之欲出

11 月下旬，北京初冬的寒意难掩氢能源市场的火爆。在延庆区延庆镇庆园街 919 路公交总站，加氢站员工正在将氢气注入新能源大巴车。这是中国石化最新建成的一座加氢站。

在政策推动下，氢产业站上风口。业内人士透露，氢能顶层设计文件有望在近期出台。中国证券报记者调研发现，化石能源制氢是我国主要制氢来源，占比六成以上，但其存在高碳排放量的“灰氢难题”。伴随清洁能源产业快速发展，电解水制“绿氢”迎来曙光。

政策鼎力支持

“延庆区还有两座加氢站正在抓紧建设，加上此前建成投产的中国电力中关村延庆加氢站以及距庆园街约 5 公里的北京石油王泉营加氢站，5 座加氢站将共同承担冬奥会的氢能保障工作，届时可实现日加注氢气 6.2 吨。”上述加氢站负责人介绍，庆园街加氢站每天可为 80 辆 12 米公交巴士提供加氢服务，日供氢能力可达 1500 公斤。

中国石化董事长马永生告诉中国证券报记者，公司将氢能作为新能源核心业务加速发展，未来五年初步计划总投资超过 300 亿元。“十四五”期间，中国石化规划建设加氢站 1000 座，加氢服务能力达到 20 万吨/年。中国石化拥有 3 万座加油站，拥有发展氢能业务的网络优势。

政策推动充电、加氢等设施建设，引导鼓励氢燃料电池产业发展。同时，为深入打好污染防治攻坚战，将实施清洁柴油车（机）行动，推动氢燃料电池汽车示范应用，有序推广清洁能源汽车。

11 月 18 日，交通运输部印发《综合运输服务“十四五”发展规划》，提出加快充换电、加氢等基

基础设施规划布局和建设。北京、山东等地纷纷出台氢能产业发展规划及实施方案，并制定了具体建设目标。根据《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》，2025年前培育10家至15家具有国际影响力的产业链龙头企业，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模1000亿元以上。

中国氢能联盟数据显示，到2025年我国氢能产业产值将达1万亿元，氢气需求量将接近6000万吨，实现二氧化碳减排约7亿吨。

氢能被认为是极具发展前景的二次能源，具有清洁低碳、高热值、高转化率等优势。发展氢能对于能源领域节能减排、深度脱碳、提高利用效率意义重大。氢能产业链涉及广泛，包含上游制氢、中游储运及下游应用等环节。

发展“绿氢”成共识

在宝丰能源光伏制氢工厂，标有“绿氢 H₂”“绿氧 O₂”的大型储气罐在阳光下矗立，车间里多个氢分离器、氢气纯化装置有序排列，而距离工厂1公里的地方一片片光伏发电板镶嵌在旷野里。

宝丰能源氢能项目负责人王箕荣告诉中国证券报记者，成片的光伏发电板组成20万千瓦光伏发电装置，加上产能为每小时2万标方氢气的电解水制氢装置，共同组成宝丰能源氢能产业项目。

“以光伏产生的电能作为动力，使用电解槽制取‘绿氢’和‘绿氧’，进入宝丰能源的烯烃生产系统，替代过去的煤。‘绿氢’综合制造成本仅为0.7元/标方。”王箕荣预计，该项目年底前将有30台电解槽投产，全部投产后可年产2.4亿标方“绿氢”和1.2亿标方“绿氧”，每年减少煤炭资源消耗约38万吨，减少二氧化碳排放约66万吨。未来，公司将向制氢储能、氢气储运、加氢站建设方向综合发展，并通过与城市氢能源示范公交线路协作等方式拓展应用场景，实现氢能全产业链一体联动。

“绿氢”是指通过可再生能源转化的电力电解水所制备的氢气。电解水技术主要包括碱性水电解技术、质子交换膜（PEM）电解水技术以及固体氧化物电解槽技术。

今年3月，隆基股份与朱雀投资合资成立氢能公司。隆基股份总裁李振国对中国证券报记者表示，发展“绿氢”需从降低电解水制取设备以及光伏发电成本方面着手。同时，提高电解槽效率，降低电耗。隆基股份的“光伏+制氢”模式，选择碱性水电解作为发展方向。

“从设备制造成本看，质子交换膜电解水的电极材料选用铂、铱等贵金属，设备制造成本居高不下。而碱性水电解选用镍作为电极材料，成本大幅降低，可以满足将来电解水制氢市场的规模化需求。”李振国表示，近10年来，碱性水电解设备的制造成本已降低60%，未来通过技术和生产装配工艺升级，可进一步降低设备制造成本。

在降低光伏发电成本方面，李振国认为主要包括两部分：降低系统成本和提升生命周期发电量。“在全年光照1500小时以上地区，隆基的光伏发电成本技术上可以达到0.1元/度电。”

联美控股计划布局氢气存储及加氢站建设运营等环节。联美控股总工程师武海滨表示，氢能机会蕴藏在交通运输、燃料电池以及储能领域，氢能市场将是万亿元甚至十几万亿元规模的大市场。

加氢站设备供应商厚普股份董秘胡莞苓告诉中国证券报记者，厚普股份加大氢能源领域投资，已在加氢站设备领域成功研发出多项核心零部件，填补了国内多项技术空白，且成本不断下降。在加氢站建设领域，厚普股份已逐步形成从设计到部件研发、生产、成套设备集成、加氢站安装调试和售后服务等覆盖整个产业链的服务能力。“厚普股份与中国石化在加氢站建设方面有直接合作，将不断深化完善产业链，目前正在研究开发低压固态储氢装备及活塞式氢气压缩机等。”胡莞苓说。

中泰股份专注氢能储运。公司董秘周娟萍表示，氢储运需要将其液化。公司的板式换热器已在大型制氢实验装置中采用。氢气液化是深冷技术的制高点，也是公司研发的立足点。“‘绿氢’方面，将依托我们的工程能力，与电解水厂家合作，将氢液化后储运。总体思路是降低提纯、液化成本，解决运输问题。”周娟萍说。

此外，美锦能源将把上游氢气供应、中游装备制造和下游运营打造成产业平台，为后期的清洁能源产业发展提供支撑。

资源共享突破瓶颈

目前，氢能产业发展仍存诸多掣肘。

有研科技集团首席专家蒋利军告诉中国证券报记者，从制氢环节看，目前比较成熟的制氢方法有碱性水电解、水煤气和重整制氢等，而 PEM 等新型电解水制氢方法正在加快推进。“我国碱性水电解制氢装备在成本上具有竞争力，但能效偏低，制取 1 立方米氢综合能耗为 5 至 5.5 度电，而国外可以控制在 5 度电以下。”

储氢是目前氢能产业发展的一大瓶颈。蒋利军认为，理想的储氢方式要求高储氢密度、快速吸/放氢速度，同时要求使用寿命长、安全性能好、成本低。“目前，70 兆帕下的高压储氢技术已在燃料电池汽车中广泛使用。高压车载储氢技术已能满足燃料电池汽车行驶 500 公里的要求，但仍需降低成本，提高储氢密度。”而氢燃料电池的关键材料、氢气循环泵等设备依赖进口，存在技术壁垒，燃料电池可靠性也亟待提高。

氢能产业链长，涉及的关键核心技术多。中集集团总裁战略顾问郑贤玲表示，不少核心技术如燃料电池、PEM 制氢、液态储氢、碳纤维材料等与世界先进水平还存在差距。

国金证券分析师张帅认为，我国已在氢能产业链上取得不少进步。氢能产业发展是逐步推进的过程，包括“足够量的氢”“足够量且便宜的氢”以及“足够量且便宜的‘绿氢’”。

蒋利军建议，以应用为导向，以系统集成为主线，加快解决材料和部件的自供问题；以企业为主导，以资本为纽带，集中国内优势单位，建立协同创新联盟，上下游密切结合，资源共享，快速研发；燃料电池汽车和分布式电站同步发展，分布式发电与可再生能源微电网密切结合。初期在示范车辆不足的情况下，加氢站宜建混合站，以油养氢。

“氢能核心关键技术已具备规模化生产条件，原理上实现了闭环。未来在物联网体系下，PEM 制氢、可再生能源与氢的耦合可以获得更高的综合效率。”郑贤玲说。

刘杨 郭宏 中国证券报·中证网 2021-11-29

欧盟将推动全球氢市场

在对天然气市场规则进行重大改革之前，欧盟委员会今天承诺促进竞争性市场，使非欧盟国家的氢气能够进行国际贸易。

这一承诺是欧盟委员会新的全球门户战略的一部分，该战略在 2021-27 年期间为长期国际复苏提供高达 3000 亿欧元的投资。欧盟委员会将与伙伴国家合作，发展可再生氢生产，促进竞争性市场，使非欧盟国家的氢能够在“不受出口限制或价格扭曲”的情况下进行国际贸易。

欧盟委员会没有给出一个明确的数字，说明有多少资金被指定用于氢气，但指出了为撒哈拉以南非洲提供的价值 24 亿欧元的赠款和为北非提供的 10.8 亿欧元的赠款，以支持“可再生能源、能源效率、公正过渡和地方价值链的绿色化”。

欧盟委员会主席乌苏拉·冯·德莱恩本周在欧盟氢能源周上发表讲话，推动了对非洲氢能源部门的投资。

她说：“非洲在可再生能源生产方面拥有最大的未开发潜力。将清洁能源转化为清洁氢气可能是储存这种能源的解决方案，既可以将其销售到国外，也可以为非洲新兴产业提供动力。”冯·德·莱恩重申了欧盟的目标，即到 2030 年将绿色氢的成本降至每千克 1.80 欧元以下。

“这个目标是可以实现的，”她说。

欧盟委员会还公布了一份计划到 2025 年投入运营的 600 多个氢项目清单，并对其温室气体(GHG)减排、最小规模和项目成熟度进行了评估。

本月晚些时候，欧盟委员会可能会提议对其 2009 年第三套能源计划进行重大改革，以促进欧盟对氢气的吸收，包括建立一个欧洲氢气网络运营商网络。260 页的提案还将低碳氢气定义为不可再生能源，温室气体减排阈值为 70%。

贾丽 中国石化新闻网 2021-12-03

氢能供热在欧洲行得通吗？

在氢能供热“火”遍欧洲的同时，欧洲多家研究机构指出，当前天然气掺氢供热、尤其是绿氢供热仍存在成本高昂、氢源受限等诸多难题，快速推行氢能供热很可能导致欧洲居民取暖成本大幅提升。

近日，位于英国苏格兰地区的全球首个绿氢供热试点项目正式开工。苏格兰天然气供应商 SGN 将与当地政府合作，在两年内完成该地区的海上风电制氢联合供热的试点项目建设。与此同时，欧盟也正在酝酿最新的天然气管道掺氢标准，甚至计划“在 2030 年全面禁止化石燃料供热锅炉设备”。

氢气供热在欧洲“大火”

一直以来，供热不仅是欧洲耗能最多的领域之一，更是温室气体排放的“主力”。英国政府发布的数据显示，使用化石燃料取暖和做饭排放的温室气体总量在英国全国温室气体排放中占比超过三成。欧洲环保组织 ECOS 统计的数据也显示，居民房屋、建筑、烧水等领域的热消耗总量约占欧盟整体能耗的 28% 左右，要达成欧盟制定的减排目标，供热领域的减碳显得尤为重要。

据欧洲媒体 Euractiv 报道，今年 11 月，欧盟委员会已经开始酝酿出台新的居民供暖锅炉技术标准，从目前透露的技术标准来看，欧盟有可能会全面推行“至少混合 20%”氢气的供热锅炉，以达成其制定的减排目标。

截至目前，德国、法国、卢森堡等欧盟成员国均已公开表态，支持彻底淘汰化石燃料锅炉的提议。Euractiv 援引卢森堡能源部长 Claude Turmes 的话称：“化石燃料技术设备仍将在市场上存在一段时间，但要达到碳中和的目标，从某一个时间点开始，我们将不得不完全抛弃化石燃料。正如欧盟宣布将抛弃柴油汽车一样，化石燃料锅炉也很可能面临着禁令。”

英国作为欧洲国家中最早开始实施可再生能源制氢并联合供热的国家，在氢气供热方面看起来走得更加“激进”。根据英国政府制定的国家氢能战略，到 2030 年，英国将建成产能 500 万千瓦的电解水制氢设备，同时在普通居家、交通领域和工业领域等大力推行绿氢。

或推高消费者取暖成本

近年来，欧洲氢气生产商正抓紧机遇，大力游说欧洲国家政府部门出台支持氢气供暖应用的相关政策，其中就包括公用建筑供暖和居民用暖等。然而，多家研究机构经过测算都认为，目前欧洲各国都还没有“可行的策略”，让氢能供暖真正具有经济性。

德国智库机构 Agora Energiewende 在最新报告中指出，供热管道中混合掺氢的做法并不能有效降低供热领域的温室气体排放量，同等情况下，这仅仅比纯天然天然气供热的温室气体排放量减少 7% 左右，但却可能让居民的用热成本上涨 33% 以上。

该机构指出，虽然可再生能源制氢成本预计未来数年里能降至 1.5 欧元/千克左右，但如果考虑到氢气管道运输、储存以及分配成本，普通居民的氢供热成本或将翻两倍以上。因此，虽然大规模可再生能源制氢在工商业等领域存在商业应用的价值，但对于居民来说，采用氢气取暖是非常不划算的。

按照目前欧盟制定的减排目标，到 2030 年，欧盟计划将其居民住宅的温室气体排放量在 2015 年基础上降低 42%。但在 Agora Energiewende 看来，没有哪国政府会愿意为氢气供热提供巨额补贴，最终昂贵的氢气取暖成本将全部由消费者买单。

清洁供热或有其他更优选择

不仅如此，上述智库机构也指出，用氢气替代天然气进行供热，更大的问题在于氢源的不足。实际上，目前欧洲天然气仍大量依赖进口，如果替换为氢气，进口绿氢将面临着高昂的运输成本，而欧洲本身可再生能源资源较为有限，绿氢生产成本相对偏高，本土生产的绿氢也难以具备竞争力。

氢能供热的另一大缺陷是效率低下。Agora Energiewende 的研究指出，对于绿氢供热来说，可再生能源每生产 100 千瓦时电力，仅能够通过电解水制氢产出 61 千瓦时热能，相较之下，利用空气或水源等形式的热泵供热，每 100 千瓦时可再生能源电力至少能够生产 125 千瓦时热能，效率明显更高。

欧洲独立研究机构 RAP 的研究人员 Jan Rosenow 也表示，不论是与化石燃料混合使用还是单独使用，氢源都将是欧洲国家面临的一大难题。

有分析认为，对于钢铁、化工等高碳领域来说，氢气可能是达成脱碳目标的“唯一”选择，但在供热领域，热泵供热、区域集中供热等方式都具备较好的经济性和可用性，效率也高于氢能供热。

在此情况下，业界普遍质疑，欧洲大规模推广纯氢气供热或天然气掺氢供热，都将面临着艰难的融资前景。

李丽旻 中国能源网 2021-12-06

科学家获得界面水分子结构 为绿色制氢提供新途径

水分子直接参与众多重要的电催化反应，但对处于固液两相界面的水分子在电催化反应过程中的结构变化与作用机制研究一直是电化学领域的难点。近日，厦门大学化学化工学院李剑锋教授课题组与北京大学深圳研究生院潘锋教授团队合作，利用电化学原位拉曼光谱技术揭示了界面水分子结构，解开了界面水分子结构如何调控电催化反应这一科研难题，为提升电催化反应速率、进一步指导绿色制氢提供了一种新的策略。这一研究成果于 12 月 2 日刊登于《自然》杂志。

研究团队利用原位表面增强拉曼光谱技术，在电催化析氢反应过程中，对钼单晶电极/溶液界面水分子的构型及其动态变化过程进行实时监测。研究人员发现，电极/溶液界面除了已知的含有氢键的水分子之外，界面上还有一类与阳离子键合的水分子。后者在阳离子和负电极电势协同作用下，无序的水分子排布成更为有序的特殊结构。这种结构可以加速电极与水分子间的电荷转移，进而极大提升电催化反应析氢的速率，为指导绿色制氢提供新的理论途径。

研究显示，这类界面水分子比氢键水分子更加接近电极表面，可以提高其与电极表面间的电荷转移效率，极大提升电催化析氢反应速率。提高阳离子的浓度和价态会进一步增加界面区有序水分子的含量，进一步提高电催化析氢反应速率。

研究还发现单晶电极的晶面结构和电子结构都将影响阳离子键合水分子的含量和电催化析氢反应速率，证实了阳离子键合水分子加速电催化析氢反应速率具有普适性。该研究从单晶模型体系出发，深入认识界面水分子结构对电催化反应过程的调控机制，解决了困扰电化学领域长期存在的难题。

符晓波 科技日报 2021-12-09

核能

四代核电全球首堆并网发电

本报讯 记者赵紫原报道：12 月 20 日，国家科技重大专项——华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程 1 号反应堆首次并网成功，标志着全球首座具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆，实现了从“实验室”到“工程应用”质的飞跃，实现了高温气冷堆核电技术的“中国引领”。

据中国华能相关负责人介绍，目前示范工程机组各项运行指标正常，反应堆、汽轮发电机及相关系统设备运行稳定，1 号反应堆正稳步向单堆满功率推进，2 号反应堆并网发电前各项试验有序开展。双堆有望于 2022 年年中全面投入商运。

作为我国自主设计、建造、调试和运营的新一代核电项目，高温气冷堆核电站示范工程由中国华能联合清华大学、中核集团共同建设，装机容量 20 万千瓦，2006 年被列入十六个国家科技重大专项之一，于 2012 年底在山东荣成开工建设。

中核集团发布的信息显示，高温气冷堆被称为“不会熔毁的反应堆”，其核燃料元件是耐高温全

陶瓷包覆颗粒球形核燃料元件，也可以叫做燃料球。在石岛湾高温气冷堆示范电站，燃料球直径 6 厘米，最外层是石墨层，里面是弥散在基体石墨粉中的大约 12000 个四层全陶瓷材料包覆的、直径约 0.9 毫米的核燃料颗粒。实验表明，这种燃料球在 1620°C 高温条件下，仍能够保持完好并有效阻挡放射性泄漏。而且，由于良好的温度负反馈性，即便遇到极限事故，反应堆的堆内温度也不可能达到 1620°C 的高温限值。

除了燃料球的保障，高温气冷堆在设计理念上采用模块式设计。

相比大型压水堆，高温气冷堆每一个小模块都可以采用很低的功率密度，约为大型压水堆核电站的 1/30。因此，反应堆停堆后产生的余热处于较低水平，意味着发生任何意外时，即使不进行人为干预，反应堆也能自动停堆并将余热安全地散发出去，避免堆芯熔化。

记者了解到，高温气冷堆核电站示范工程先后攻克了核电领域多项世界性、行业性“卡脖子”关键技术难题，使设备国产化率达到 93.4%，仅首次使用的设备就有 2200 多台（套），创新型设备 600 余个，其中包括全球首台高温气冷堆螺旋盘管式直流蒸汽发生器等，并初步搭建起我国自主创新的第四代高温气冷堆核电标准体系和知识产权保护体系，有助于推动我国在第四代先进核能技术领域抢占世界“高地”。

据中国华能相关负责人介绍，高温气冷堆固有安全性好、发电效率高、环境适应性强、用途广泛，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热等领域商业化应用前景广阔，对优化我国能源结构、保障能源供给安全、实现降碳目标意义非凡。目前，中国华能山东石岛湾、海南昌江、福建霞浦三大沿海核电基地发展格局已全面形成，华能核能技术研究院（华能高温堆技术研究中心）进入实体化运行。

中国能源报 2021-12-27

能源政策

公共机构新建建筑光伏覆盖率达到 50%

本报讯 11 月 16 日，国家机关事务管理局、国家发展改革委、财政部、生态环境部联合印发了《深入开展公共机构绿色低碳引领行动促进碳达峰实施方案》（以下简称“《方案》”）。

《方案》明确提出总体目标：到 2025 年，全国公共机构用能结构持续优化，用能效率持续提升，年度能源消费总量控制在 1.89 亿吨标准煤以内，二氧化碳排放总量控制在 4 亿吨以内，在 2020 年的基础上单位建筑面积能耗下降 5%、碳排放下降 7%，有条件的地区 2025 年前实现公共机构碳达峰、全国公共机构碳排放总量 2030 年前尽早达峰。

同时，针对重点工作提出具体指标：到 2025 年，公共机构新建建筑可安装光伏屋顶面积力争实现光伏覆盖率达到 50%，实施合同能源管理项目 3000 个以上，力争 80% 以上的县级及以上机关达到节约型机关创建要求，创建 300 家公共机构绿色低碳示范单位和 2000 家节约型公共机构示范单位，遴选 200 家公共机构能效领跑者。

《方案》提出加快能源利用绿色低碳转型，大力推广太阳能光伏光热项目。充分利用建筑屋顶、立面、车棚顶面等适宜场地空间，安装光电转换效率高的光伏发电设施。鼓励有条件的公共机构建设连接光伏发电、储能设备和充放电设施的微网系统，实现高效消纳利用。推广光伏发电与建筑一体化应用。到 2025 年公共机构新建建筑可安装光伏屋顶面积力争实现光伏覆盖率达到 50%。推动太阳能供应生活热水项目建设，开展太阳能供暖试点。

《方案》要求提升建筑绿色低碳运行水平，大力发展绿色建筑。推进节约集约使用，降低建筑能源消耗。提高建筑用能管理智能化水平，鼓励将楼宇自控、能耗监管、分布式发电等系统进行集成整合，实现各系统之间数据互联互通，打造智能建筑管控系统，实现数字化、智能化的能源管理。

在运用市场化机制方面,《方案》要求持续推进公共机构节能市场化机制运用,鼓励公共机构采用能源托管等合同能源管理方式,调动社会资本参与用能系统节能改造和运行维护,到2025年实施合同能源管理项目3000个以上。实施过程中,委托专业机构开展能源审计,依据审计结果及时采取节能降碳措施。公共机构重点用能单位加大运用合同能源管理的力度。鼓励有条件的地区推动公共机构以适当的方式参与碳排放权交易。

江临秋 中国能源报 2021-11-29

宁夏出台“双碳”科技支撑行动方案

贺兰山保卫战打响之前,宁夏北部石炭井、汝箕沟等煤炭开集中区对植被和土壤的破坏,造成了贺兰山脆弱的生态系统进一步退化。

前不久,自治区重点研发项目——贺兰山自然保护区采煤迹地生态修复技术与模式研究,顺利通过专家验收。项目负责人刘秉儒的话说,他们实现了“绿水青山增碳汇,环境改善促发展”。

这样的科研项目,将是宁夏未来较长时间内支持的重点。

11月25日,宁夏科技厅正式印发《宁夏碳达峰碳中和科技支撑行动方案》(以下简称《行动方案》)。一个目标,七大领域,八个专项,这一具有地方特色的“双碳”技术创新体系,将为自治区生态文明建设和高质量发展提供有力科技支撑。

五年内构建技术创新体系

宁夏产业结构高碳特征明显,单位GDP能耗强度、碳排放强度、节能降耗指标完成情况均在全国排名靠后,能源转型难度很大。

针对全区碳达峰碳中和科技创新基础薄弱、资源短缺,企业在绿色低碳领域关键技术研发攻关力度不足,全社会对此科学认知水平不足等问题,宁夏科技厅组织专班充分调研了各行业领域、重点企业,围绕重点产业高质量发展制定出台了《行动方案》。

“紧紧围绕建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区、实现碳达峰碳中和目标重大科技需求,我们将组织实施绿色低碳关键核心技术攻关、先进科技成果引进转化实施、科技创新平台创建等八项行动。”宁夏科技厅社会发展科技处处长张磊说。

《行动方案》明确,到2025年,宁夏要初步构建自治区“减碳、零碳、负碳”技术创新体系,关键核心技术攻关和成果转化能力水平明显提高,可再生能源、储能、氢能、CCUS(碳捕集、利用与封存)、工业节能降碳等技术有所突破。

要系统谋划、重点突破,更要培育主体、示范带动。

记者了解到,宁夏科技厅将支持打造10个碳中和科技创新示范项目,培育20家绿色低碳创新型企业,培养引进20个绿色低碳领军人才和创新团队,建设一批绿色低碳科技创新平台,转化应用一批绿色低碳科技成果。

七大领域有“技术路线图”

“我们通过开展植被恢复技术研究示范,进一步修复贺兰山生态功能,提升林草系统碳汇能力,增加生物多样性。”刘秉儒介绍道。

他是宁夏矿山生态修复首席专家、北方民族大学生态学科负责人。

贺兰山被誉为宁夏的“父亲山”,是我国八大生物多样性中心中唯一位于北方的中心,也是西北地区重要的能源、原材料工业基地。然而历史上经受过高强度放牧和长时间序列露天及井下矿山开采等大范围、剧烈的人类活动干扰,这里生态系统持续退化,直接影响黄河、银川平原、河套平原,并波及西北、华北等地区。

经过3年多的努力,刘秉儒团队提出了旱区露天矿山生态修复的理论基础,并以此为指导开展地形重塑理论与实践、土壤培肥技术比选、乡土植物筛选研发。

一次播绿,年年见绿。

如今,1000 亩的项目技术示范区,植被覆盖度由以前的寸草不生提升到 25%—30%,局部达 70%,即使在 2021 年极度干旱的天气也正常生长。

该项目研究成果为贺兰山保护区采煤迹地低成本生态修复提供了技术支撑,也被自然资源部和世界自然保护联盟联合推荐为 10 个中国特色生态保护修复典型案例之一。

能源、化工、金属冶炼、建筑、交通、农业、林草……记者翻阅《行动方案》看到,宁夏为这七大重点行业领域逐一制定了“双碳”技术发展路线,科技支撑将一如既往地给力。

“双碳”科技创新提前行动

于宁夏而言,“双碳”科技创新是个大命题,但不是新话题。

早在 3 月 22 日,中国工程科技发展战略宁夏研究院在北京启动的 8 个 2021 年重大战略咨询研究项目中,其一就是《宁夏碳达峰碳中和与可持续发展战略研究》,共有 7 位院士参与。

“宁夏积极发挥高端智库作用,为全区科学推动经济、能源、产业的低碳转型升级提供了可行的战略参考。”宁夏科技厅副厅长陈放表示。

该厅还争取到亚洲开发银行知识合作技术援助项目,聘请国际、国内低碳领域专家为全区应对气候变化、实现“双碳”目标提供科技创新政策制定和资源配置战略咨询。

打铁还需自身硬。科技创新主体与载体,是实现“双碳”目标的基础。

今年以来,宁夏科技厅在新能源开发利用、废弃物综合利用等相关领域培育认定各类科技创新平台 50 余家,认定备案国家高新技术企业、自治区科技小巨人企业、自治区科技型中小企业等各类科技型企业 54 家;围绕清洁能源、新型材料等方向组织关键共性技术研发、先进适用技术集成及优秀科技成果转化,共实施科技项目百余项,在一些重点领域实现了突破。

“下一步,科技厅将紧盯自治区党委、政府‘双碳’目标及‘双控’工作重要决策部署,高质量推进《行动方案》落实。”张磊说。

王迎霞 科技日报 2021-12-03

重点行业碳达峰方案将落地 战略性新兴产业为绿色发展注入“新动能”

12 月 3 日,工业和信息化部印发《“十四五”工业绿色发展规划》(下称《规划》)并提出,到 2025 年,碳排放强度持续下降,单位工业增加值二氧化碳排放降低 18%,钢铁、有色金属、建材等重点行业碳排放总量控制取得阶段性成果;重点行业主要污染物排放强度降低 10%;规模以上工业单位增加值能耗降低 13.5%;大宗工业固废综合利用率达到 57%,主要再生资源回收利用量达到 4.8 亿吨;推广万种绿色产品,绿色环保产业产值达到 11 万亿元。

工业和信息化部节能与综合利用司司长黄利斌告诉 21 世纪经济报道记者,工业和信息化部已联合有关部门,编制完成了钢铁、有色金属、石化化工、建材等工业领域重点行业的碳达峰实施方案,后续将按照统一的要求和流程陆续发布。

《规划》强调,将深入落实《2030 年前碳达峰行动方案》,制定工业领域和钢铁、石化化工、有色金属、建材等重点行业碳达峰实施方案;加快推进产业结构调整,坚决遏制“两高”项目盲目发展,依法依规推动落后产能退出,发展新能源、新材料、新能源汽车、高端装备等战略性新兴产业、高技术产业;采用工业互联网、大数据、5G 等新一代信息技术提升能源、资源、环境管理水平,深化生产制造过程的数字化应用,赋能绿色制造。

推动钢铁石化等行业碳达峰 工业领域是实现碳达峰、碳中和目标的关键。此前国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》将“工业领域碳达峰行动”列为“碳达峰十大行动”之一,要求工业领域要加快绿色低碳转型和高质量发展,力争率先实现碳达峰。

相较于“十三五”时期,本次《规划》聚焦实施工业领域碳达峰行动,要求加强工业领域碳达峰顶层设计,提出工业整体和重点行业碳达峰路线图,深入落实《2030 年前碳达峰行动方案》,制定工业领域和钢铁、石化化工、有色金属、建材等重点行业碳达峰实施方案。结合不同行业技术现状和发

展趋势，力争有条件的行业率先实现碳达峰。

业内专家告诉 21 世纪经济报道记者，《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》印发后，碳达峰碳中和“1+N”政策体系中的其他内容也已陆续完成编制，“宏观—中观—微观”的“双碳”工作多层次推进框架正在逐步建立。

黄利斌也在回答 21 世纪经济报道提问时表示，目前工业和信息化部已联合国家发展改革委等有关部门完成了工业领域以及钢铁、有色金属、石化化工、建材等重点行业碳达峰实施方案的编制，后续将按统一要求和流程陆续发布。

同时，《规划》明确了工业降碳实施路径，要求推动煤炭等化石能源清洁高效利用，提高可再生能源应用比重。加快氢能技术创新和基础设施建设，推动氢能多元利用。支持企业实施燃料替代，加快推进工业煤改电、煤改气。

《规划》提出，将推动传统行业绿色低碳发展，加快钢铁、有色金属、石化化工、建材、纺织、轻工、机械等行业实施绿色化升级改造，推进城镇人口密集区危险化学品生产企业搬迁改造。落实能耗“双控”目标和碳排放强度控制要求，推动重化工业减量化、集约化、绿色化发展。

以钢铁为例，钢铁行业在全国碳排放量中占比超过 15%，在“降碳”过程中显得尤为重要。

在同日举办的中国钢铁技术经济高端论坛上，冶金工业规划研究院党委书记、总工程师李新创表示，钢铁行业碳达峰取决于国民经济对钢铁的需求，预计中国钢材消费量和粗钢产量将于“十四五”期间达峰，在 2025 年左右实现碳排放达峰。

在工业和信息化部节能与综合利用司副司长王孝洋看来，钢铁、建材、石化、化工、有色金属等重点行业是国民经济的重要组成部分，其产品性质和工艺特点，决定了其高能耗属性，但这些行业对于健全产业体系、稳定市场供给、促进经济发展具有重要支撑作用。

王孝洋表示，“十四五”期间，将聚焦重点行业，突出标准引领作用，分类推动提标达标，大力推进行业全链条节能改造升级，持续推进典型流程工业能量系统优化，扎实推进重点用能设备系统化节能提效，探索推进信息化数字化智慧化能效管理。

李新创认为，绿色高质量发展应当以低碳为统领，以实现能耗双控为重要抓手。面对未来能耗强度的空间收窄和有限的能源消费增量，以太阳能、风能和水电为主的可再生能源比例将持续增加。长期来看，能耗“双控”将促进企业提高能源利用效率、优化用能结构，向绿色低碳发展方向转型。

发展战略性新兴产业 为了加快推进产业结构调整，《规划》还提出，要壮大绿色环保战略性新兴产业，着力打造能源资源消耗低、环境污染少、附加值高、市场需求旺盛的产业发展新引擎，加快发展新能源、新材料、新能源汽车、绿色智能船舶、绿色环保、高端装备、能源电子等战略性新兴产业，带动整个经济社会的绿色低碳发展。

同时，《规划》提出，要推广万种绿色产品，绿色环保产业产值达到 11 万亿元。增加绿色低碳产品、绿色环保装备供给，引导绿色消费，创造新需求，培育新模式，构建绿色增长新引擎，扩大新能源汽车、光伏光热产品、绿色消费类电器电子产品、绿色建材等消费。

根据工业和信息化部数据显示，截至 2020 年底，我国节能环保产业产值约 7.5 万亿元。其中，新能源汽车累计推广量超过 550 万辆，连续多年位居全球第一。太阳能电池组件在全球市场份额占比达 71%。

工信部节能与综合利用司副司长尤勇指出，目前我国绿色低碳产业已初具规模。壮大培育绿色低碳产业，既可以提升工业竞争力，也可以为交通、建筑、农业、通信等各行业提供绿色低碳产品。

黄利斌也表示，当前除了推动工业领域自身的碳达峰，还需要通过打造绿色低碳产品供给体系，积极助力全社会碳达峰。

他举例，通过实施智能光伏产业发展行动计划并开展试点示范，持续推动风电机组稳步发展，攻克核心元器件，助力能源生产领域碳达峰；通过推广节能与新能源汽车，加快充电桩建设及换电模式创新，发展绿色智能船舶，推动老旧船舶更新改造，助力交通领域碳达峰；通过加快推进绿色建材产品认证，开展绿色建材试点城市创建和绿色建材下乡行动，助力城乡建设领域碳达峰。

值得注意的是,《规划》中多次提及“新能源汽车”,要求大力发展和推广新能源汽车,促进甲醇汽车等替代燃料汽车推广;推进绿色制造、新能源、新能源汽车等重点领域标准国际化工作;制定工业资源综合利用、新能源汽车动力电池回收利用、绿色制造体系建设等管理办法。

尤勇表示,随着我国新能源汽车保有量快速增长,动力电池退役量也在逐年增加,做好动力电池回收利用工作,对于保护生态环境、提高资源利用效率、保障新能源汽车产业健康可持续发展具有重要意义。

根据中国汽车工业协会公布的数据显示,今年1至10月,中国新能源汽车产销量分别达256.6万辆和254.2万辆,同比增长均为1.8倍,而10月新能源汽车市场渗透率达到16.4%,这意味着当前我国每卖出6辆车,便有1辆是新能源汽车。

中国汽车技术研究中心预测,国内汽车动力电池累计退役量将从2020年的20万吨(约25GWh)攀升至2025年的78万吨(约116GWh)左右。

有业内人士告诉21世纪经济报道记者,新能源汽车的快速发展也使得锂、钴、镍等电池原料资源逐渐走俏,其中部分资源进口占比较大,在此情况下,发展动力电池回收产业、规范市场交易标准、促进电池金属原料的循环利用正愈发重要。

对此,尤勇表示,“十四五”期间,将加快研究制定《新能源汽车动力蓄电池回收利用管理办法》部门规章,加快出台一批动力电池回收利用国家、行业标准,细化动力电池回收利用各环节的监管要求,加快动力电池回收利用先进技术装备推广应用,提升行业技术水平。同时,研究建立动力电池回收利用管控联动机制,强化线上线下协同溯源监督管理,压实有关主体责任,提高监管效能。

“未来将探索推广‘互联网+回收’等新型商业模式,鼓励产业链上下游企业共建共用回收渠道,建设一批集中型回收服务网点。”尤勇指出,“十四五”期间,将会树立一批梯次利用和再生利用标杆企业,同时鼓励引导金融机构及社会资本创新产品和服务模式,支持动力电池回收利用企业及项目建设。

缴翼飞 21世纪经济报道 2021-12-06

“十六条”精准扶持未来科学城氢能产业

“碳达峰、碳中和”战略下,氢能产业发展备受关注。记者从北京未来科学城获悉,近日,北京市昌平区印发《昌平区促进氢能产业创新发展支持措施》《昌平区氢能产业创新发展行动计划(2021—2025年)》等文件。根据文件,未来科学城能源谷作为承载昌平区氢能产业的主要发展区域将享受“十六条”精准扶持政策,到2025年,累计氢能产业链收入规模将突破300亿元。

根据文件,未来科学城将打造“科创氢城、未来氢城、世界氢城”。2025年前,在科技创新方面,实现核心技术批量产业化,形成前沿衍生技术储备,氢能产业关键环节技术与应用达到国际先进水平。在产业发展方面,引进、培育5至8家有国际影响力的产业链龙头企业,孵化3家氢能领域上市企业,累计实现产业链收入规模突破300亿元。在应用示范方面,拟建成加氢站10至15座,实现燃料电池车辆累计推广1200辆以上,分布式能源系统装机规模累计达到5兆瓦。

今年11月,国内首套1300Nm³/h(标准立方米/小时)碱性制氢水电解槽在苏州正式下线,这台“巨无霸”制氢设备外观如同一个大圆桶状,每小时产氢量可达1300标准立方米,不仅产量创下了国际之最,体积还比常规设备缩小三分之一。它正是由落户未来科学城能源谷中的华能集团清洁能源技术研究院贡献了关键技术。这样的关键技术突破正是“十六条”将重点扶持的领域。

“十六条”在支持氢能基础研究、技术攻关、核心关键部件应用推广方面,提出了一系列举措:突破一批“卡脖子”工程,鼓励企业、机构开展氢能与燃料电池关键核心技术研发及产业化项目;支持创新平台建设,推动重点实验室、检验检测中心、产业创新中心等重大平台落地;支持企业实现重大技术装备首台(套)、首批次科技创新成果转化落地,推动先进技术装备多场景应用等。

目前,除了纯电动汽车,氢燃料汽车也成为汽车新能源化的一条重要技术路径。在支持氢燃料

汽车产业方面，“十六条”提出支持参与国家燃料电池汽车城市群建设，促进燃料电池汽车示范推广；支持“氢能技术应用综合试点示范项目”建设，推动氢能在交通、发电、供能、工业等多领域示范推广应用；鼓励区域内企业在通勤班车、公交、环卫清扫车、物流等领域开展示范。

在搭建配套设施和配套政策方面，“十六条”表示将支持加氢站、油氢混合站等科学布局，鼓励利用现有加油站融合建设油氢混合站；鼓励建设和创办氢能领域的众创空间、孵化器、加速器；鼓励高水平人才、研发团队在昌平区发展，给予人才落户、住房保障、子女入学、医疗服务、工作居住证等政策支持等。

赵语涵 北京日报 2021-12-10

“双碳”倒逼 政策加码 氢能产业万亿级“蛋糕”发酵中

“双碳”目标下，氢能产业迎来了风口目前，国内已有 50 多个地级市发布氢能产业规划，提速加码布局氢能产业。在政策推动下，央企也相继进军氢能领域，共同做大氢能产业“蛋糕”。

据中国氢能联盟预测，到 2025 年，中国氢能产业产值将达到 1 万亿元，有望成为引领能源产业转型升级的新增长极。

抢抓政策利好央企出手布局

11 月 30 日，四川省和重庆市同时启动“成渝氢走廊”建设，两地规划于 2025 年前投入约 1000 辆氢燃料物流车，并配套建设加氢站。

这只是各地氢能产业布局中的一例。今年以来，北京、上海、河北等省市纷纷出台氢能产业发展规划及实施方案，并制定了具体建设目标。根据《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025 年）》，2025 年前培育 10 家~15 家具有国际影响力的产业链龙头企业，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模 1000 亿元以上。

河北省印发的《河北省氢能产业发展“十四五”规划》提出，到 2022 年，氢能产业链年产值达到 150 亿元；到 2025 年，培育国内先进的企业 10 家~15 家，氢能产业链年产值达到 500 亿元。

《上海市先进制造业发展“十四五”规划》则提出，将建设燃料电池汽车示范应用上海城市群，同时加快加氢站建设。

此外，河南等地也陆续出台氢能地方补贴政策，不仅涉及全产业链，补贴力度也不小。有业内人士透露，氢能顶层设计文件近期有望出台。

在一系列利好政策的推动下，央企也相继进军氢能领域。“现在超过 1/3 的中央企业已经在制定包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链的布局，也取得了一批技术研发和示范应用的成果。”国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗此前表示。

最近又有新消息传来。11 月 26 日，中国能源建设股份有限公司发布公告，拟设立全资子公司中能建氢能发展有限公司，总投资 50 亿元，注册地为北京大兴区。

盘古智库高级研究员江瀚在接受国际商报记者采访时表示，氢能具有清洁低碳、高热值、高转化率等多项优点。发展氢能对能源领域节能减排、深度脱碳、提高利用效率意义重大。未来，氢能在发电、新能源汽车等领域具有非常大的市场优势。

北京特亿阳光新能源总裁祁海坤认为，当前阶段，氢能的主要应用场景是氢燃料汽车，氢燃料电池车应该是引领氢能产业化发展的风口。

据中国氢能联盟预计，到 2025 年，中国氢能产业产值将达到 1 万亿元；到 2050 年，氢气需求量将接近 6000 万吨，实现二氧化碳减排约 7 亿吨，氢能在中国终端能源体系中占比超过 10%，产业链年产值达到 12 万亿元，成为引领经济发展的新增长极。

降成本是关键推手

虽然前景广阔，但目前中国氢能产业的发展尚处于起步阶段，产业链涉及上游制氢、中游储运及下游应用等环节，仍有大量空白和瓶颈需要填补和突破。

有分析称，氢能全产业链的高成本是目前制约产业化发展的关键因素，所以“降成本”将成为氢能产业化的关键推手。

从制氢环节看，目前比较成熟的制氢方法有碱性水电解、水煤气和重整制氢等，而 PEM（质子交换膜）等新型电解水制氢方法正在加快推进。

“成本的降低将是大势所趋，如果技术实现突破，有可能进一步将氢能使用成本降低到企业能承受的范围内。”江瀚说。

此外，储氢也是目前限制氢能产业发展的一大瓶颈。江瀚表示，储氢技术最核心的问题在于，氢气容易泄露和爆炸，储存难度极大，而液化氢气对温度要求很高，运输和储存的难度可想而知，目前中国的氢气管道基础设施几乎空白。

江瀚认为，在发展氢能产业的过程中，企业应循序渐进，避免出现大规模的一拥而上，要更加专注技术和研发能力。政府层面应加快出台国家氢能产业规划，引导氢能产业的可持续发展。

白舒婕 国际商报 2021-12-10

新型储能项目规范颁布 加强电池梯次化管理

据中国汽车技术研究中心数据，2020 年我国动力电池累计退役总量约 20 万吨，而到 2025 年，这一数字将升至约 78 万吨，动力电池的再利用规范政策在业内一直呼声很大。近日，国家能源局印发《新型储能项目管理规范（暂行）》（下文简称《规范》）的通知将进一步规范电池回收市场，实现新型储能的全面市场化。

梯次利用形成可追溯系统

目前动力电池多为磷酸铁锂电池和三元材料电池。梯次利用的电池多为磷酸铁锂电池，磷酸铁锂电池容量随循环次数的增多呈缓慢衰减趋势，当电池容量衰减到 80%后，从汽车上退役下来的磷酸铁锂电池仍有较多循环次数，有较高梯次利用价值。

据介绍，新能源汽车动力电池退役后，一般仍有 70%~80%的剩余容量，可降级用于储能、备电等场景，实现余能最大化利用。动力电池梯次利用即是对新能源汽车退役动力电池进行必要的检验检测、分类、拆分、电池修复或重组为梯次产品，使其可应用至其他领域的过程。工信部表示，动力电池梯次利用是资源综合利用的新兴领域，梯次利用企业主要集中在电池退役量大、技术资源优势明显的京津冀、长三角、珠三角等地区。目前，梯次利用检测、拆解、重组利用等技术已较为成熟，电池残值评估、远程监控预警等技术不断优化提升，梯次产品已应用在储能、备电等领域。

梯次利用在储能电站中最常见，据了解，德国、美国、日本等国家起步早，已有成功的示范工程和商业项目，如美国特斯拉已先后将梯次电池用于个人或商业储能项目。

国内电池梯次利用逐渐走向商业化。目前，商业化的储能主流技术主要包括抽水蓄能、电化学储能等。其中，抽水蓄能无疑是规模化储能的中坚力量，截至 2020 年年底，我国抽水蓄能的装机容量占比仍然超过 90%。但抽水蓄能因为投资和站址的要求较高，未来增长空间受限。而以电化学储能、压缩空气储能为代表的新型储能因为安装灵活、建设周期短、应用范围广等优势，已经成为最具发展潜力的储能技术，更是被视为新能源发展的标配。电化学储能全球装机占比从 2017 的 1.7% 上升到 2020 年的 7.4%，且未来的成长空间依旧巨大。

近两年新投运的梯次利用储能项目主要集中在工商业储能分时电价套利，地域集中在江苏。在大型集中式充电站中可以利用退役电池形成储能系统，实现峰谷套利，降低充电成本。

从未来发展潜力而言，动力电池梯次利用在电力储能、低速电动车、通信基站备用电源等领域具有较大市场空间。有预测，到 2025 年，新型储能装机规模将达到 3000 万千瓦以上，接近 2020 年新型储能装机规模的 10 倍。

多家企业加入回收梯次电池利用仍存挑战

市场机遇显而易见。目前，宁德时代、比亚迪、国轩高科等电池供应商，以及蔚来等整车厂正

在积极布局。

10月12日，宁德时代表示将在湖北宜昌投资电池材料产业园项目，投资金额高达320亿元。这并不是宁德时代一家独有的布局，动力电池回收行业也得到了国家的大力支持。今年下半年，LG能源、SK创新、三星SDI、特斯拉、国轩高科、亿纬锂能等纷纷入场动力电池回收行业。

同时，电池企业进入回收市场也将应对原材料价格上涨趋势迅猛，特别是我国钴、镍、锰对外依存度超过90%。电池制造企业进入这个领域将大大节约材料成本。

然而梯次储能技术梯次利用发展仍存压力。这是由于电池回收难、二次利用安全等问题在全球领域都属于摸索阶段。

动力电池发展至今，不同厂商电池的一致性较低，动力电池与储能电池技术标准不同，部分退役电池可能达不到储能电池的使用要求，并且电池容量、电压、内阻等在梯级利用时，会在很少的循环次数下形成断崖式下跌，对后期使用维护造成极大困难，整体来看我国退役动力电池梯次利用仍处在试点阶段。

加之，政策法规不完善，权责不清晰，导致回收率较低。尽管我国建立动力电池溯源平台，明确了各方责任，但缺乏健全的监管体制，导致大量电池经过非正规渠道回收，无法保障电池安全处理，影响了电池回收率。

建立统一标准 推动新型储能落地

针对目前电池梯次利用存在的问题，《规范》指出，新建动力电池梯次利用储能项目，必须遵循全生命周期理念，建立电池一致性管理和溯源系统，梯次利用电池均要取得相应资质机构出具的安全评估报告。

同时《规范》还提出，水电水利规划设计总院作为主要编制单位就该政策进行的解读中显示，随着“碳达峰、碳中和”战略推进实施，构建以新能源为主体的新型电力系统发展方向已经明晰。实现更高比例、更大规模新能源并网消纳，电力系统需要储能等多种灵活性调节手段维持系统安全稳定运行。与风电、光伏发电大规模阶跃式发展态势相适应，技术发展快、选址灵活、建设周期短的新型储能正成为新型电力系统的生力军。

为鼓励新型储能的发展，《规范》要求电网企业应根据新型储能发展规划，统筹开展配套电网规划和建设。对于新型储能项目，电网要公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善新型储能项目接网程序，向已经备案的新型储能项目提供接网服务。

今年7月，国家发改委和国家能源局联合印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》。文件中提出到2025年，新型储能装机规模将达到30GW，2030年实现新型储能的全面市场化。《规范》的出台对于《指导意见》中的部分内容进行了细化，将会更进一步地推动新型储能项目的落地和并网。

郭宇 中国工业报 2021-11-30