

能量转换科技信息

广州能源研究所信息服务与编辑部 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 18 期 2021 年 9 月

目 录

总论	1
“双碳”愿景下，新的经济增长之路怎么走？	1
“减碳”须遵循绿色转型规律	2
健康海洋是通向碳中和未来的“蓝色之路”	3
清洁能源装机 10 年增加 16 亿千瓦，“双碳”目标下，中国如何实现能源转型？	4
融合发展撬动能源转型	8
中国能源企业低碳发展贡献力研究报告	12
专访霍尼韦尔中国总裁林世伟：碳中和与经济效益并不矛盾 自身排放强度 16 年来已减九成	14
热能、动力工程	17
“双碳”目标下南方地区清洁供暖因地制宜	17
把电池“穿”在身上 中国科学家实现纤维锂离子电池新突破	18
北京大踏步迈向低碳发展新时代	19
北京积极谋划“近零”碳排放城市建设	20
北京将建近零碳排放城市	22
储能 助力打通能源革命的任督二脉	23
长时储能：下一个颠覆性能源科技？	24
持续放电时间不同的情况下成本最低的长时储能系统有哪些？	28
储能产业政策要做到连贯融合	30
大型储能电站纷纷落地，储能发展进入快车道	32
储能系统或将成为一种新的电力传输方式	33
多位院士出谋划策——让清洁低碳能源“风光无限”	34
电力调峰市场应否取消引热议	36
动力蓄电池梯次利用步伐加快	37
各地积极探索降碳路径	39
福建省厦门首次提出全国碳中和发展力指数体系 “五力”模型考量地区低碳发展能力	40
可穿戴设备又上新 电池“织”成的衣服来了	41
公共机构应做建筑节能降碳“领头羊”	42
上海：GDP、人均可支配收入最高城市的碳达峰样本	44
可替代贵金属催化剂，天津大学团队将锂电池废料变废为宝	46
六成以上化石能源 2050 年前须“留在地下”	46
绿电交易将有力助推新能源快速发展	47
绿色电力交易试点正式启动	48
农村节能降碳潜力巨大	49
美国正在部署的部分大型电池储能项目最新进展	50



农村能源低碳转型怎么“转”?	53
汽车碳排放标准体系建设提上日程	54
汽车业助力实现“双碳”目标	55
铅炭电池理应成为大规模储能的首选	57
生物质锅炉排放地方标准如何把握“松紧度”	58
实现碳中和并不轻松 关键是科技创新	59
世界最大“捕碳机”在冰岛启用, 每年可从空气中吸入 4000 吨二氧化碳	60
天津瞄准碳达峰碳中和加快绿色发展	60
武汉创建近零碳及低碳排放区示范试点	62
天津发布两项“降碳”团体标准	63
行业厂商认为长时储能市场正处于关键时刻	63
以城市为主体的碳达峰碳中和可分三步走(大咖说)	64
浙江企业买了 3 亿度的绿电是种什么电?	65
地热能	67
河北力捧地热开发井下换热用意何在	67
建议: 广东应建设地热发电及高效利用的高质量发展示范区	70
全面走向井下换热, 河北地热供暖找到出路了?	72
生物质能、环保工程	75
创新推广超净能源工厂 助力生物质能产业发展	75
一种藻类合成碳氢化合物能力与石油相当	78
太阳能	78
“双碳”背景下 光伏发电如何持续“发光”	78
光伏行业领跑“双碳”新赛道	79
全球单体最大水面漂浮式光伏电站并网发电	80
全球光伏企业首个风洞实验室落成, 光伏支架行业又一里程碑!	80
至尊 210 组件+天合跟踪支架, 百兆瓦项目最高节省 2100 万, LCOE 降达 6.0%!	82
哪里适合建光伏 这份“导航”来引路	86
助力“碳中和” 上海地铁车库屋顶变身光伏电站	86
海洋能、水能	87
抽水蓄能中长期发展规划发布 二〇三〇年投产总规模将达一点二亿千瓦左右	87
未来十五年, 抽水蓄能如何发展?	88
南方电网两座抽水蓄能电站有望年底同期投产	89
梅州、阳江两座抽水蓄能电站有望年底同期投产	90
风能	90
“中国第一深度”海上风机安装浮体出厂	90
国内首台漂浮式海上风机又取得重大突破!	90
陆上大兆瓦机组再添新成员!	91
山东首座海上风电场并网发电	92
氢能、燃料电池	92
“电氢耦合”为新型电力系统的飞跃“添翼”	92
创新驱动“氢”车上路 靠技术降低成本	94
丹麦绿氢项目将于 2024 年投入使用	96
到 2030 年蓝氢将占美国低碳氢产能的 85%	96
德勤中国财务咨询氢能行业合伙人林承宏: 为碳中和创造可行的氢经济	97



国际可再生能源署道夫·吉伦博士：氢能在能源转型中发挥重要作用	98
韩国将斥资 10.7 亿美元构建五大氢产业集群	99
积极探索商业化应用路径 我国氢能产业持续加速跑	99
欧洲押宝绿氢	101
氢能产业化发展前景可期	103
氢源“宝藏”地 内蒙古包头市加入“广东城市群”	104
三大“示范城市群”落地 燃料电池将助力能源深层次变革	105
示范城市群获批，大湾区“氢”风吹起	107
日本和俄罗斯将在氢与氨领域合作	110
示范城市群加速氢燃料电池汽车推广	110
万亿氢能市场开启 技术与成本难题待解	111
为碳达峰碳中和贡献“氢”能量	113
我国学者合成质子交换膜燃料电池高效催化剂	115
核能	115
华能石岛湾高温气冷堆成功临界	115
小身躯、大用途 玲龙一号不只是核能“充电宝”	115
逐梦“人造太阳” 道阻且长：全球共促核聚变发电商业化	117
能源政策	119
23 亿元资金支持节能减碳项目	119
国家出台政策 加快推动新型储能发展	119
国家发改委出台政策加快开发抽水蓄能，推动能源绿色低碳转型	120

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

“双碳”愿景下，新的经济增长之路怎么走？

“双碳”目标已被纳入中国未来发展议程，在过去近一年的时间里，已取得了诸多成果。但目前，落实“双碳”目标仍存在沟通交流不足等问题。基于此，中国环境与发展国际合作委员会(下称“国合会”)近日举办全球气候变化和中国贡献专题论坛，讨论如何更好落实“双碳”目标，赋能高质量发展。

“双碳”目标下，经济如何增长？国合会中方首席顾问刘世锦认为，实现“双碳”目标将会为中国经济带来一次产业结构的重大调整，将会提供一个重大的技术创新和投资的机遇，一场配套的技术变革和创新，一次生活方式、生产方式、发展理念和发展方式的重大系统性变革。

变革之下，新的增长应如何发展？英国伦敦政治经济学院教授尼古拉斯·斯特恩提出，实现碳中和需要一个新的增长逻辑，他把国民财富分成物质资本、人力资本、社会资本和自然资本，特别突出自然资本在新增长逻辑中的重要性，认为自然资本对人类生活水平、生活标准以及福祉起到很大作用。

刘世锦表示，落实“双碳”目标过程中需要关注三个问题，一是从中国现阶段污染、生态破坏、生物多样性仍存在挑战的国情出发，如何坚持降碳、减污、增长四位一体协同推进。

多位专家表示，在新增长逻辑下，投资仍然是支撑疫后经济复苏和中长期增长的动能，但是投资的领域和方式会产生新的变化。

斯特恩强调，新的增长逻辑需要以新的投资来拉动。“我们所需要的投资跟以前是大不相同的，我们需要投资于各种不同资本，我们还需要投资一个新的体系，包括能源、交通、土地等等，这些体系管理上都需要投资。”

能源基金会首席执行官兼中国区总裁邹骥认为，更快实现碳中和目标有助于培育可持续增长新模式，这一过程中，有六个领域有产生新的投资机会的可能性。

一是可持续的需求，包括节能和提高能效，二是能源部门，特别是电力部门，深度低碳，尤其以发展可再生能源为主，三是终端部门、用能部门的电气化，四是非电力低碳能源转换，五是负排放，包括碳汇等，六是去除非二氧化碳温室气体。

他表示，在过去很多年，中国投资对于增长的拉动作用相较于消费已经较弱，但是在复苏大背景下，投资还要挑大梁，发挥更大的作用。

安永亚太金融服务可持续发展的主管李菁直言，金融机构在面临实现“双碳”目标时，有两个特别大的挑战，即投什么，怎么投。她建议要创新产品，强化管理，完善披露，相信通过这三点，更多的金融机构可以更好的去支持绿色金融、转型金融。

从需求侧来看，消费也是一个很重要的增长引擎。国家信息中心首席经济师祝宝良表示，中国目前的产业转向以内需来扩大，在此情况下，中国的新增长需要消费和投资一起驱动，投资需要转向高新技术领域，在扩大消费过程中，要采取共同富裕的措施，提升公平性，缩小收入差距。

生态环境部宣传教育中心主任贾峰提出，从国际来看，发达国家消费占碳排放 80%左右，中国现在是 50%左右，根据任勇播视的研究，2050 年中国与消费有关的综合能耗大约会涨到 60%。

他表示，如果有公众意识的提高和言行合一，政府政策的投入和跟进，和相关企业的加入，那么实现消费领域的跨界合作和提前达峰在某种意义上能够为中国整体的提前达峰和碳中和做出贡献。

“双碳”目标愿景下，政策制度如何变革？中国科学院科技战略咨询研究院副院长王毅介绍，在“双碳”目标愿景下，中国的制度变革产生了许多新的进展，中国正在加紧制定“双碳”1+N 政策体系，1 是指“双碳”指导意见，所谓 N，可能会有超过 30 个文件，包括 2030 年前达峰的行动方案，以及各个领域和行业的一些政策措施，包括一些支撑的措施，比如科技创新、绿色金融、国际合作。同时，

中国也强调坚持全国一盘棋，减少运动式减碳和坚决遏制两高项目。

国合会委员，国务院参事仇保兴提出，在中国，城市就是气体排放的主角，因此，中国的碳中和路线应以城市经济为主体。他认为，城市碳中和应分为碳汇、建筑、交通、市政和废弃物处理、工业五个模块，其中，工业和碳汇每个城市都不一样，但是，所有的城市都离不开建筑、交通和市政，所以这三个模块是完全可以城市之间开展平等竞争的。

“碳中和涉及无数技术和政策的选择性应用，把这些政策的不确定性和收益做一个归类，可以看出，选择正确的政策技术是非常重要的，而这种选择绝对不是靠顶层哪一个聪明的专家来选择，而是要靠千百万的企业科技人员跟政府结合，根据当地资源和气候条件来确定，逐步推广。”仇保兴说。

曹年润 中国新闻网 2021-09-14

“减碳”须遵循绿色转型规律

日前召开的中共中央政治局会议提出，要统筹有序做好碳达峰、碳中和工作，尽快出台2030年前碳达峰行动方案，坚持全国一盘棋，纠正运动式“减碳”，先立后破，坚决遏制“两高”项目盲目发展。

何为运动式“减碳”？一是有关地方相互攀比碳达峰、碳中和提前实现的时间，层层加码，脱离实际；二是遏制“两高”行动乏力，有的地方口号喊得响，行动跟不上；三是节能减排基础不牢，热衷抢风口，蹭热度、追热点。运动式“减碳”将会直接影响我国“双碳”目标如期实现，也会对经济、社会、环境协调发展造成一定冲击，亟待纠正。

事实上，“减碳”是系统性、战略性和全局性工作，需要正确处理中长期绿色转型与短期经济平稳增长之间的关系。因而，应遵循绿色转型规律，科学把握转型节奏，通过加强顶层设计，先立后破，统筹有序，科学“减碳”，打赢碳达峰、碳中和的硬仗。

强化顶层设计。“减碳”需要树立全国一盘棋思想，加强国家层面的统筹协调，发挥制度优势。当前，国家正抓紧制定完善碳达峰、碳中和的总体行动方案和各主要方面的专门行动方案。为了更好遏制“两高”项目盲目发展，环保督察应将“两高”项目的审批、建设和运行纳入督察范围，加强源头把控，加强过程评估和考核问责，健全环境治理领导责任体系。为实现碳达峰、碳中和目标，应做到有为政府与有效市场的更好结合。比如，通过实施绿色金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳减排支持工具，引导商业银行按照市场化原则加大对碳减排投融资活动的支持，撬动更多金融资源向绿色低碳产业倾斜等。

坚持因地制宜。我国经济体量大，各地区经济发展阶段、产业结构、资源禀赋、减排潜力有很大差异。东部沿海比较发达的地区及西南一些可再生能源资源富集区，“减碳”难度相对较小。而有些地区产业结构偏重、能源结构偏煤，面临的“减碳”任务更为艰巨。各地区在制定碳达峰、碳中和行动方案时，不能脱离实际、盲目攀比。不论是地方、行业还是企业，都要立足于本地经济、产业特征和社会发展实际，合理设置目标，因地制宜出台自己的实施方案，协同做好低碳产业发展的加法和碳排放、污染物排放的减法，促进高质量发展。

坚持先立后破。先破后立或者破而未立，可能会造成一定的社会冲击。实现碳达峰、碳中和需要关注存量和增量的平衡，要处理好减污降碳和能源安全、产业安全、粮食安全、群众正常生活的关系，必须先立后破，即先把“减碳”的基础设施和保障机制做好，在保证经济社会平稳运行的基础上，有序推动“减碳”工作。

坚持创新驱动。顺利实现“减碳”目标，必须要坚持创新驱动。创新能够打破“边界”，融通各个领域，提升资源利用效率，是“减碳”的重要驱动力。当前，我国的低碳发展还面临着不少技术难题，部分核心技术和关键资源面临“卡脖子”问题。因此，应抓紧部署绿色低碳前沿技术研究，进一步加大对低碳技术研发创新的支持力度，加快建成现代化的绿色低碳科技创新体系，力争成为低碳原创技术策源地和发展高地。同时，要积极推广低碳技术应用，以绿色低碳技术改造提升传统高耗能行业，以绿色低碳技术培育孵化新兴产业，通过数字化智能技术，推动绿色产业链、绿色价值链、重大工

健康海洋是通向碳中和未来的“蓝色之路”

在全球碳中和愿景下，海洋应发挥怎样的作用？海洋如何实现可持续健康发展？在9月7日举办的中国环境与发展国际合作委员会2021年年会“碳中和愿景与海洋环境治理”主题论坛上，与会嘉宾认为健康海洋是通向碳中和未来的“蓝色之路”，并呼吁尽快制定海洋路线图。

借助海洋实现碳中和

2015年，《巴黎协定》提出了全球控制温升不超过2摄氏度的目标，中国也已承诺努力争取2060年前实现碳中和。

覆盖地球表面70%面积的海洋在全球气候变化和碳循环过程中发挥着基础性的重要作用，维护并发展海洋蓝色碳汇、稳步提升海洋碳汇能力，是助力我国实现碳中和目标的重要工作。

作为全球最大的生态系统，海洋是地球上主要的热汇和碳汇，在调节气候、吸收人类活动产生的二氧化碳以及应对气候变化方面发挥着重要作用。

“地球是一个海洋星球，海洋能够吸收全球23%的碳排放和巨大的热量，对人类和世界经济发展至关重要。”国合会副主席、挪威奥斯陆国际气候与环境研究中心主任哈尔沃森说。

然而，全球海洋状况又受到诸如全球变暖、持续升高的大气二氧化碳水平加剧海洋酸化等严重影响，需要采取明确而有针对性的行动。

在中国科学院院士、厦门大学教授焦念志看来，海洋是巨大的碳库，关键是如何将其充分利用。“目前，全球正在努力开发捕获碳排放并将其作为原材料再利用的解决方案。”焦念志说。

滨海湿地有植被的沿海生态系统通常被称为“蓝色森林”（或“蓝碳”）生态系统。其中，红树林、盐沼、海草床和潮滩等沿海生态系统在碳捕获和封存方面发挥着至关重要的作用，单位面积的滨海湿地能够比陆地森林更快、更有效地固碳。

然而，一旦这些生态系统退化、消失或改变时，大量二氧化碳会被释放到大气或海洋中，加剧大气温室气体水平的升高和海洋的酸化，所以需要基于自然的解决方案保护和重建“蓝色森林”以捕获二氧化碳。

同时，巨大的海洋也具有可再生能源开发潜力，丰富的风能、波浪能、温差能有望成为碳中和的“明日之星”。

“风能、波浪能等海洋可再生能源不排放任何二氧化碳或其他污染物，能有效推动零碳电力技术发展，是碳减排的重要组成部分。”山东大学海洋学教授刘延俊提到。

此外，气候变化对海洋渔业资源的分布和生产力，以及渔民生计和社会稳定，甚至渔业相关行业的影响都不容忽视。从另外一方面看，大力发展海洋水产养殖碳汇技术能有效应对气候变化。

通过生物活动固碳是海洋碳汇的重要形式之一，比如，贝类的甲壳中富含大量碳酸钙，这使得贝类的碳汇能力尤为突出。

制定海洋可持续健康发展路线图

我们要努力让海洋成为应对气候变化解决方案的一部分，而不是成为气候变化的受害者。

与会嘉宾一致认为，当我们利用海洋时也要回馈海洋，让可持续健康发展的海洋成为通向碳中和未来的“蓝色之路”。

2021年1月1日正式启动的《联合国海洋科学促进可持续发展十年（2021-2030年）》（以下简称“海洋十年”），旨在将科学知识和理论转化为支持改善海洋管理、保护和可持续发展的有效行动，从而推动形成清洁的、健康和有复原力的、可预测的、安全的、可持续生产和收获的、透明而可触及的、鼓舞人心且引人入胜的海洋。

“我国海洋生态环境保护的目标，是保护海洋生态系统不可或缺的供给调节、文化和支持等重要

功能。”生态环境部海洋生态环境司副司长张志锋说，“应对全球气候变化，需要更好发挥海洋的生态环境功能。”

根据国合会全球海洋治理与生态文明专题政策研究报告，实现海洋可持续健康发展，国际社会必须采取紧急行动，以减少温室气体排放，防止生物多样性丧失，恢复和保护沿海和海洋生态系统，减少污染并对航运、勘探等海底经济活动采取预防措施。

对此，世界自然基金会（中国）海洋项目专家杨松颖呼吁，必须有更加雄心勃勃的目标，并能尽快提供更可持续减排的效果，必须让自然本身作为解决方案的关键，必须坚持以人为本，必须在海洋和气候方面的项目资金投入等领域加强合作。

不少专家认为，实现碳中和愿景下的海洋环境治理，离不开公众的讨论和参与。因此，加强对公众的教育，使人们认识到海洋是实现碳中和目标的工具，并提高人们对海洋碳汇重要作用的认识也很重要。

此外，实现海洋可持续健康发展，必须在政府和相关组织的支持下，共同推动国际合作。

“全球海洋治理与生态文明”专题政策研究外方组长，国合会委员、挪威极地研究所科研主任温特认为，国合会应继续采取积极主动的态度向中国政府提出建议，支持中国通过国家力量确保可持续发展的海洋经济发展，以促进维护全球海洋的健康。

“我国将以协同推进湾区的海洋生态环境持续改善和海洋气候韧性提升为总目标，持续加强基于生态系统的重点海湾的综合治理，助力海洋碳中和愿景的实现。”张志锋说。

牛秋鹏 中国环境报 2021-09-08

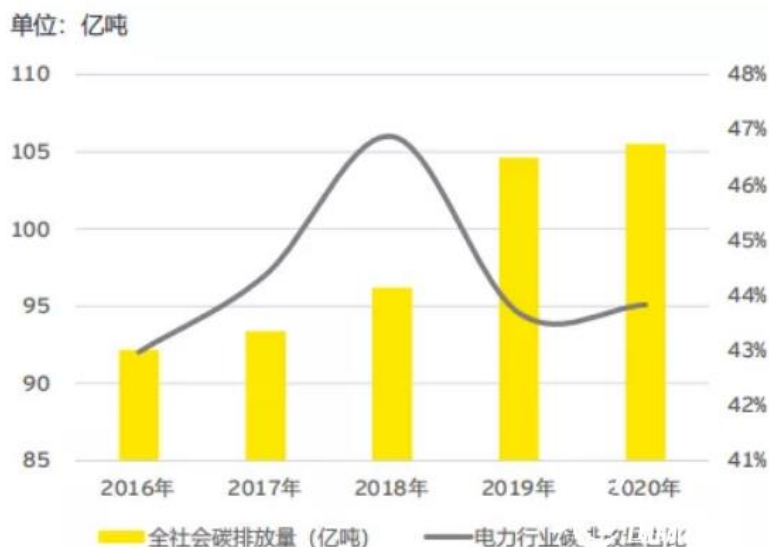
清洁能源装机 10 年增加 16 亿千瓦，“双碳”目标下，中国如何实现能源转型？

近日，安永发布《双碳背景下中国能源行业转型之路》报告。报告从技术、金融和政策角度探讨我国经济增长带动能源需求持续增长的大背景下，高碳化能源的结构转型，以及“双碳”目标为能源行业带来的挑战与机遇。

报告指出，实现能源生产领域减碳必须加快清洁能源替代化石能源，提高其在一次能源总用量的比例，电力行业是重中之重。在发展新能源装机方面，到 2030 年我国电源装机总量将增长至 38 亿千瓦，清洁能源装机占比将达到 68%。未来十年清洁能源装机将增加约 16 亿千瓦，2020 年到 2030 年复合增长率为 10.5%。

电力碳排放占比近五成

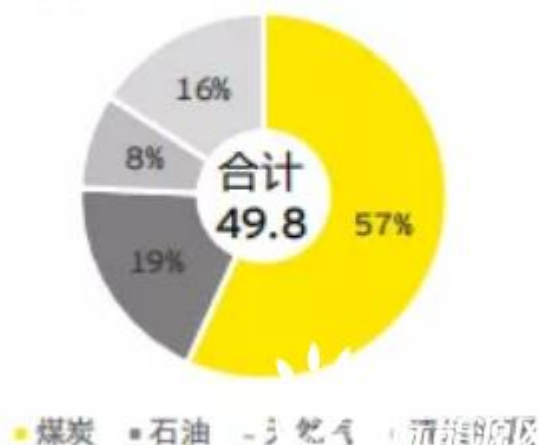
“十三五”期间，我国在经济社会快速发展的同时，也加快推进绿色低碳转型，积极参与全球气候治理并取得了突出成效。根据国务院新闻办公室于 2020 年 12 月 21 日发布的《新时代的中国能源发展》白皮书，2019 年我国碳排放强度比 2005 年下降 48.1%，提前完成了我国向国际社会承诺的 2020 年前降低 40%-45% 的目标。2020 年我国全社会碳排放约 106 亿吨，其中电力行业碳排放约 46 亿吨，工业领域碳排放约 43 亿吨。实现双碳目标，电力行业是重中之重。



我国近 5 年全社会碳排放量

从能源消费结构来看，2020年，我国一次能源消费总量达50亿吨标准煤，其中碳强度最大的煤炭消费占能源消费总量的57%，相比之下，水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量(不包含天然气消费)占能源消费总量的比重仅为16%。

单位：亿吨标准煤



2020年我国一次能源结构

能源是社会经济发展的重要基础和动力，预计到2030年，我国一次能源需求将增长至60亿吨标准煤。实现碳达峰目标和实现碳中和目标，必须从能源结构转型入手，对中国能源行业未来发展将带来重大影响。双碳背景下中国能源行业转型之路亟需多重助力。

五大技术助力能源转型

电力行业脱碳离不开技术的支撑，报告指出，“双碳”背景下我国能源行业的转型需要以下五大技术的助力：

电力行业脱碳离不开技术的支撑，报告指出，“双碳”背景下我国能源行业的转型需要以下五大技术的助力：

一是清洁能源替代技术。根据《中国2030年前碳达峰研究报告》，在双碳背景下，中国一次能源消费总量2028年、2030年分别达到59亿、60亿吨标准煤，年均增速2%。2019年，从能源活动领域来看，我国能源生产碳排放占能源活动碳排放的47%。为实现能源生产领域减碳，必须加快以清洁能源替代化石能源，提高清洁能源在一次能源总用量的比例。

二是绿色氢能技术。我国不断加大对于氢能技术的投入，截至目前，中国尚未颁布一个国家级的氢能产业发展战略，但至少10个省级政府和21个市级政府已颁布了氢能发展战略。另外，在国家能源局颁布的《能源技术创新“十四五”规划》中，已经将氢能及燃料电池技术列为“十四五”期间能源技术装备的主攻方向和重点任务。

三是能源互联。为了实现碳达峰目标，在能源配置环节打造特高压骨干网架和智能配电网，将各大清洁能源基地与负荷中心连接起来，实现各类集中式、分布式清洁能源大规模接入、大范围配置、高比例运行，形成全国互联的能源配置格局，以互联互通来支撑能源生产和使用领域碳减排。预计2030年我国跨区跨省电力流达4.6亿千瓦，其中跨区电力流3.4亿千瓦，跨国电力流4250万千瓦。

四是能效提升。风电、光伏发电等新能源具有随机性、间歇性、波动性特征，电力系统“双高”“双峰”的特性明显，伴随着碳中和政策带来的更大规模并网，为电网安全稳定运行和电力电量平衡带来了极大考验。为保障电力系统安全稳定运行，换流站运维工作尤为重要。人工智能技术可以助力电网智能巡检，提高电力运维效率、节省时间和人力成本，有效保障在新能源大规模并网后的电网运行安全，提高能源使用效率。

五是减碳技术。目前减碳技术中引起重视并将成为可持续发展重要手段的技术主要包括：二氧

化碳捕集、利用与封存（CCUS）及生物能源与碳捕获和储存(BECCS)。

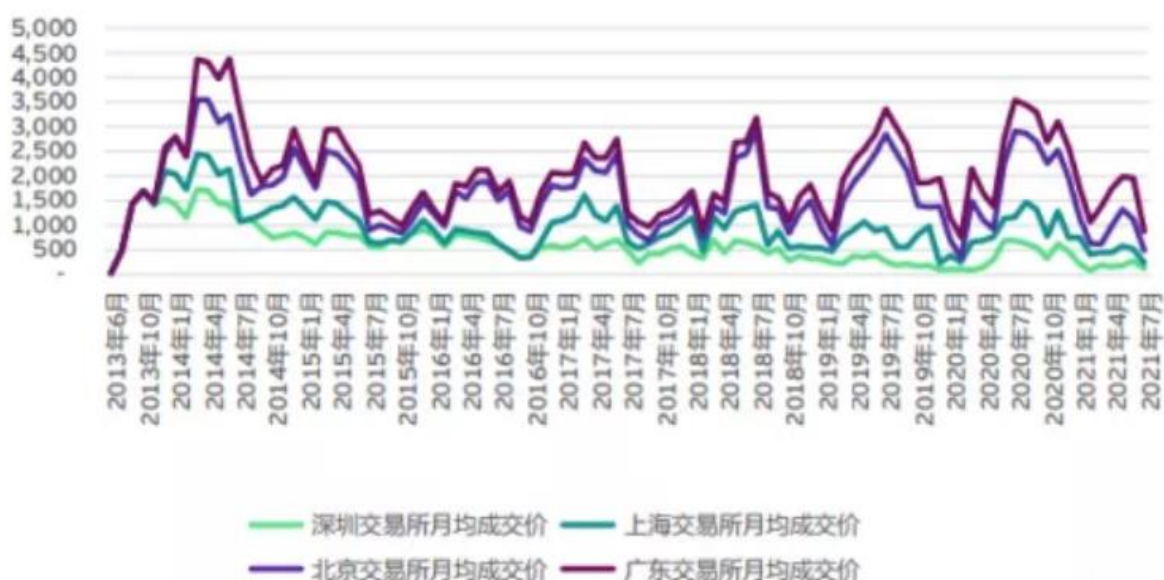
金融改变碳排放命运

近年来，金融领域也孕育着绿色变革，绿色债券、绿色贷款、绿色存款、绿色基金、绿色保险、碳金融等金融产品和工具发展迅速，为能源行业转型提供助力。中国是全球首个制定较为完善的绿色金融发展框架的国家。绿色金融对能源行业的支持作用体现在对可再生能源行业的培育和支持，以及支持传统能源行业实现低碳转型。

能源企业利用绿色金融产品和工具进行融资，投资符合条件的绿色项目，除了可以享受相关优惠政策外，也有助于树立公司品牌形象，同时持续披露环境信息，向投资者宣传企业在能源转型方面所作出的努力和发展前景。

随着绿色金融在国内的不断发展，针对这一新兴业务的政策配套和完善工作也在有条不紊的进行中。绿色信贷、绿色债券、环境信息披露、绿色投资、绿色保险、环境权益交易等政策和指引陆续出台，支持绿色金融发展的财政政策和货币政策也逐步落地，形成了有效的正向激励机制。

报告指出，碳定价和碳交易是实现“双碳”目标的另一种重要市场调节机制。截至 2020 年，全球共有 61 项已实施或者正在规划中的碳定价机制，包括 31 个碳排放交易体系和 30 个碳税计划；覆盖 46 个国家和 32 个次国家级司法管辖区。



我国主要碳排放权交易市场成交价情况

目前我国碳排放权交易还不太活跃，并且价格波动也比较大，对排放企业利用碳排放权交易对冲风险很不利。全国碳排放权交易市场启动上线交易后，环境部将持续完善配套制度体系、相关的技术法规、标准、管理体系。全国发电行业的 2000 多家重点排放单位被纳入全国碳市场，年排放二氧化碳超过了 40 亿吨。首笔全国碳交易价格为每吨 52.78 元，总共成交 16 万吨，交易额为 790 万元。交易首日，全国碳市场交易总量 410.40 万吨，交易总额为 2.1 亿元。

我国碳中和时间紧迫 根据《巴黎协定》，全球要在 2065-2070 年左右实现碳中和。在《巴黎协定》框架下，各国政府对气候变化问题已经形成明确的共识，世界各国应采取措施减排温室气体以减缓气候变化，到本世纪中叶左右实现碳中和是全球应对气候变化的根本举措。

联合国数据显示，截至目前已有超过 130 多个国家和地区设定或考虑设定到本世纪中叶将温室气体排放量减少到净零的目标。大部分发达国家目前碳排放已经达到峰值，其从碳高峰到 2050 年达到碳中和的时间跨度较长，而我国从碳高峰到碳中和之间只有 30 年，此期间又是我国经济全面发展的关键时期，因此我们的任务会更加紧迫，也会面临更大的挑战。

各国碳中和时间表		
国家	达峰时间	承诺实现碳中和时间
英国	20世纪70年代初达到峰值后，较长时间处于平台期，目前排放相对于峰值水平下降约40%	2050年
德国	20世纪70年代末达到峰值后，较长时间处于平台期，目前排放相对于峰值水平下降约35%	2050年
美国	2007年达到峰值后，呈缓慢下降趋势，目前相对于峰值水平下降约20%	2050年
日本	2013年的排放水平是历史最高，未来趋势还有待观察	2050年
韩国	排放还未达到峰值	2050年
中国	2030年	2060年

碳中和相关政策		
发布时间	政策/会议名称	主要内容
2021年2月	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	提出到2025年产业结构、能源结构、运输结构明显优化，绿色低碳循环发展的生产体系、流通体系、消费体系初步形成。到2035年，绿色发展内生动力显著增强，绿色产业规模迈上新台阶，碳排放达峰后稳中有降，生态环境根本好转
2021年3月	《国务院2021政府工作报告》	提出扎实做好碳达峰、碳中和各项工作，制定2030年前碳排放达峰行动方案。优化产业结构和能源结构，加快建设全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度，实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳减排支持工具。
2021年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	进一步明确要落实2030年应对气候变化国家自主贡献目标，制定2030年前碳排放达峰行动方案。完善能源消费总量和强度双控制度，重点控制化石能源消费。实施以碳强度控制为主、碳排放总量控制为辅的制度，支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先达到碳排放峰值。
2020年10月	《关于促进应对气候变化投融资的指导意见》	明确了气候投融资的定义与支持范围，指出气候投融资是为实现国家自主贡献目标和低碳发展目标，同时，定义中强调了气候投融资是绿色金融的重要组成部分。
2021年1月	《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》	要全力推进达峰行动，抓紧制定2030年前二氧化碳排放达峰行动方案。要鼓励推动能源、工业、交通、建筑等重点领域以及钢铁、建材、有色、化工、石化、电力、煤炭等重点行业制定相关目标及行动方案。
2020年12月	全国工业和信息化工作会议	围绕碳达峰、碳中和目标节点，实施工业低碳行动和绿色制造工程，坚决压缩粗钢产量，确保粗钢产量同比下降。加快发展先进制造业，提高新能源汽车产业集中度。
2021年3月	《2021年工业和信息化标准工作要点》	强调要做好工业低碳和绿色制造等标准制定

各省市还分别从节能减排、能源替代、技术升级、生态汇碳及健全配套等方面陆续出台了多项政策，如唐山市出台了《关于唐山市钢铁行业企业限产减排措施的通知》实施钢铁行业节能减排；江苏、内蒙和甘肃等省则对部分高耗能行业实施差别电价；山西省则先后发布《山西省风电装备制造

制造业发展三年行动计划(2020-2022年)》和《山西省光伏制造业发展三年行动计划(2020-2022年)》，推进低碳新能源发展；辽宁省在政府工作报告中提出，要造林 202 万亩，提升森林生态系统碳汇能力，强化能耗“双控”管理，推进绿色化生产；浙江省在近期出台《关于金融支持碳达峰碳中和的指导意见》，将通过绿色债务融资工具等支持高碳企业低碳化转型。

碳税收优惠应从八大领域开始 报告指出，实现碳中和目标也需要绿色税收制度与之匹配。目前我国一方面通过税收优惠鼓励行业发展，另一方面限制性税收政策也将倒逼企业和社会大众及时做出调整。

碳达峰和碳中和是一个系统工程，相关行业需要转型升级，可持续发展税收政策作为系统工程中的重要政策支持，同样需要转型升级。虽然我国存在一些绿色税收政策，但总体来讲，系统性、针对性不强，需要结合双碳目标，进一步转型升级。总体思路应该是借鉴国际经验、兼顾国内情况，系统性地建立、规范绿色税制。对低碳排放及其相关技术发展及转型，加大相关税收优惠力度；对高碳排放的制造者和使用者，加大限制性征收的力度；利用税收给予明确的经济利益导向，对相关行业精准优惠、精准限制。

实现碳中和的八大重点领域包括电力、交通、工业、新材料、建筑、农业、负碳排放以及信息通信与数字化领域。税收优惠应该精准针对八大领域，有的放矢地精准扶持，例如：

在电力领域，除前面提到的对光伏发电及相关技术的税收优惠以外，可以考虑对可接纳大规模可再生能源的智能电网改造、微网系统和分布式发电、储能技术等给予税收优惠；

在交通领域，除现行对电动汽车的车辆购置税、车船税优惠以外，对氢能和生物质燃料的生产及在交通领域的应用、海运和航空领域的低碳技术创新等给予税收优惠；

在工业领域，对废钢利用、氢能和生物能炼钢、水泥生产石灰石熟料替代等给予税收优惠；

在新材料领域，除现行对新型墙体材料的增值税优惠外，将材料的循环利用再生、生物基材料替代化石能源为基础的材料纳入优惠范围，并将优惠扩大到企业所得税；

在建筑领域，对零碳建筑、电气化和多能互补系统、零碳采暖和制冷系统、建筑材料的零碳化等给予增值税、企业所得税优惠；

在农业领域，对化肥减排技术给予税收优惠；在负碳排放领域，对碳汇、碳捕集封存和利用（CCUS）、直接空气碳捕集（DAC）等给予税收优惠。

双碳转型之道路阻且长，但只要坚持党中央倡导的可持续发展观，结合技术助力、金融助力及政策助力，中国企业，特别是中国能源企业转型之路必然取得成功！

界面新闻 2021-09-13

融合发展撬动能源转型

要实现碳达峰、碳中和目标，大规模、高比例发展零碳能源是必然趋势。

以水风光为代表的零碳能源特别是风光等新能源，虽然具有清洁零碳等诸多优势，但也存在间歇性、波动性等短板。在构建以新能源为主体的新型电力系统大背景下，不稳定的新能源成为主力电源，调峰就成为世界性难题。甚至有电力专家认为，一旦风光等间歇性电源成为主力，如果没有很好的调峰手段，电网可能存在重大风险。

如何破解这一世界性难题？国家电力投资集团公司党组书记、董事长钱智民说，国家电投给出的答案是两个字——“融合”，即以融合为思路，源网荷储协同互动，通过多品种能源互补的综合智慧能源，实现电力系统的平衡和稳定。

目前，国家电投已经开展了 420 个综合智慧能源项目，总投资超过 1310 亿元。记者近日深入该企业在北京、安徽、山东、青海等省份的试验和示范项目进行了调查采访。

多能融合——

水光互补项目让原本具有间歇性、波动性和随机性的光伏电源实现平稳并网

位于青海海南藏族自治州的龙羊峡水电站是黄河上游龙青段规划中的第一座大型梯级电站，1976年开工建设，1989年4台机组全部投产发电，其库容达247亿立方米，相当于1700个杭州西湖。

2013年开始，国家电投在距离龙羊峡直线距离36公里的共和县，建设了85万千瓦装机的光伏电站，由此促成了全球规模最大的水光互补发电工程。

把光伏电站建在水电站旁边，国家电投颇费了心思。

光伏发电的“软肋”是晚上不能发电，而水电的“短腿”是存在丰枯水期变化。如何让这两种零碳能源优势互补，实现“1+1>2”？

国家电投想到的方案是“水光互补”——当太阳光照强时，多用光伏发电，水电或停用或少发；当天气不好或夜晚影响到光伏出力时，则通过控制系统及时调节，让水电多出力。这样，将水电和光伏发电“打捆”送出，可使原本具有间歇性、波动性和随机性的光伏电源实现平稳并网，从而降低对电网的影响。

7月23日，记者在龙羊峡水电站看到，前一天水电和光伏发电“打捆”送出的电量是3455万千瓦时。国家电投黄河公司龙羊峡发电分公司党委书记、总经理黄青刚告诉记者：“水轮机组的调节非常方便，只需几秒钟就能对光伏发电的变化作出反应。这样就把原本间歇、随机、功率不稳定的‘锯齿’形光伏电源，调整为均衡、优质、安全的平滑稳定电源，进而可以减少电力系统为吸纳光伏电站发电所需的备用容量。”

在水光互补中，水电的确可以弥补夜晚光伏发电的缺口。但是，白天光伏多出力，是否会挤占水电的效益？

黄青刚说，从近几年运行情况看，水电站送出线路的年利用小时数反而从原来的4621小时提高到5019小时，也就是说，水光“打捆”后，“蛋糕”做得更大了。即便真的出现水电出力下降，若算综合效益，仍然划算。比如龙羊峡水库，目前发电的重要性只排第四位，排在前三位的是防洪、防凌和供水。少发电就意味着多蓄水，这对于缺水的西北地区尤为重要。

不只是水光互补，新的美好蓝图正在铺展——“十四五”规划纲要提出“建设一批多能互补的清洁能源基地”，黄河上游和几字湾也被列入大型清洁能源基地。

“离这里不远处还有一座拉西瓦水电站！”指着下游方向，黄青刚难掩激动：“我们依托黄河上游清洁能源基地，探索构建新型电力系统，准备利用海拔高差建设龙羊峡清洁能源调控枢纽工程，以水电拉动新能源开发，在用电低谷时用泵把水抽上来、高峰时放水发电。依靠青海丰富的风光资源，我们有信心建成水风光储多能互补调节中心。”

技术融合——

“分布式能源+信息技术+储能技术”让新能源就近就地消纳

如果说多能融合有望缓解新能源调峰压力，那么，分布式能源和信息技术、储能技术的融合，则能帮助新能源就地消纳，甚至能部分化解我国新能源资源分布和负荷中心不平衡的难题。

在闻名全国的安徽凤阳县小岗村，一场综合智慧能源试验正拉开帷幕。

“屋顶免费装上光伏板，每年能少花200多元电费，我们非常欢迎。”“大包干”带头人之一、今年70多岁的严金昌跃跃欲试。

严金昌家不远处，地源热泵为游客中心、养老中心等区域提供集中供热和供冷，光伏车棚、光伏座椅、智慧路灯等设施成为小岗村的一道新风景。“未来整个项目建成后，小岗村可实现清洁能源电量全替代。”国家电投安徽小岗村综合智慧能源有限公司总经理高阳说。

长期以来，我国新能源资源和需求一直存在逆向分布——一边是西北部地区“风光”资源丰富、自我消纳能力弱，另一边却是东中部地区资源禀赋有限、用电需求和减排压力巨大。如果能在东中部地区见缝插针、就近就地挖掘分布式新能源的潜力，实现自发自用，就可以减轻对长距离送电的过度依赖，缓解新能源送出压力。

不过，分布式能源大量接入，同样会给电力系统稳定带来挑战。打个比方，过去电网像一艘巨

轮，以后分布式电源多了，可能就是无数艘小吨位货船、小船和巨轮共同组成船队，彼此之间的协调配合就显得特别重要。于是，能源与互联网、大数据甚至物联网等新技术的融合需求也浮出水面。

“10点，4847千瓦；12点，14541千瓦；18点，43623千瓦……”在小岗村“天枢一号”综合智慧能源管控与服务平台上，记者看到一条波动的光伏日预测曲线，轻点鼠标，还能切换到用电负荷、冷热负荷等预测曲线。

“基于历史数据和气象信息，这个‘智慧大脑’能够预测用户用能需求，并在多种能源之间进行优化配置、削峰填谷。比如光伏出力小了，可以让生物质能补上。这就相当于将点多面广、随机多变的分布式电源，‘打捆’成相对平稳、出力可控的成片电源，从而增强了新能源的稳定性。”高阳说。

分布式能源虽然前景广阔，但要真正实现自发自用，甚至最终做到离网运行，还有赖于储能技术的突破。目前，全球储能技术中最主流的技术路线是抽水蓄能和电化学储能，而用富余的“风光”电制氢，甚至利用峰谷电差储热、储冷，同样大有可为。

在位于北京昌平区的宝之谷国际会议中心，园区西侧矗立着一个10余米高的大罐子，这是国家电投自主研发的“冷热双蓄水罐”。几米外，还有一个长近4米、宽2.5米的“集装箱”，这是储能的又一种形式——超威钠盐电池储能系统，年储电量可达33万千瓦时，利用峰谷价差，每年可节省用电成本35万多元。中电智慧综合能源服务有限公司总经理张越说，去年他们拆掉了3台燃气锅炉，改成利用夜间谷电时段进行制热或制冷，白天高峰电价时段放热或放冷，再配合上空气源热泵、污水源热泵等设备，“每年可减少燃烧天然气80万立方米，换算下来每年可节省资金约280万元。”

跨界融合——

参与城市供暖和海水淡化，传统电站定位悄然转变

新能源异军突起的同时，火电站等传统发电企业的地位难免有所下降。近年来，一些省份的火电、核电机组已出现降功率运行的情况。资本密集的火电、核电等企业能否成功适应新趋势，既关乎自身发展，也事关我国能否顺利构建以新能源为主体的新型电力系统。

山东半岛东南部的海滨小城海阳市，三面环海的岬角顶端，两座雪白的“大圆罐”十分惹眼。这是海阳核电一期1、2号机组的核岛。在这里，反应堆把水加热，产生大量高温蒸汽，驱动汽轮机发电。目前，这两台世界最先进的第三代核电机组已累计发电超过570亿千瓦时。

让国家电投山东核电有限公司董事长吴放津津乐道的，除了先进的核电机组，还有从核电常规岛延伸出的两条白色管道。

“这两条管道不是用来输电的，而是向城区供热。”海阳核电设计管理处工程师刘宪岭解释，管道一头连着核电厂内供热首站，另一头连着厂外热力公司。在核电厂内，从核电机组抽出的高温蒸汽将管道中的水加热到120摄氏度。随后，热水被输送到热力公司换热总站，释放热量后再返回电厂，如此循环往复，实现源源不断的热量输出。

为啥一座世界最先进的核电站干上了城市供暖的营生？“目前，核电站年发电小时还不错，但未来我们这样的核电站也存在给新能源发电让路的压力，因此必须居安思危，不能只做发电这一篇文章。”吴放说，他们想到的第二篇文章，是和电关系最紧密的“热”。

任何电厂都有大量余热，把余热利用起来就会提高效益。“核电站实际热效率比最先进的火电机组要低10个百分点，只有36.7%。把核电的热直接拿出一部分来供暖，可以提高核电的热效率，综合效益更高。而且，减少余热排放还有利于海洋生态保护，可谓一举多得。”吴放说。

对海阳市来说，核电供热也能带来减碳红利。

“以前靠锅炉供暖，烧煤锅炉房里黑乎乎的。”站在已经停运的5层楼高大锅炉前，丰源热力临港分公司经理潘世伟细数起烧煤供暖的种种不便：“一不环保，二不经济，三不省心。燃煤锅炉故障率高，还要请工人24小时三班倒上煤，冬季光是临时招工就得20人。”

如今，在锅炉房隔壁，一座洁白小巧的板式换热器解决了各种问题。据测算，海阳实现全市核电供暖后，每个采暖季可节约原煤10万吨，减排二氧化碳18万吨、烟尘691吨、二氧化硫1188吨，相当于种植1000公顷阔叶林。“今年冬天，海阳将成为全国首个零碳供暖城市。”吴放说。

“水热同产”，是吴放他们“跨界”的第三篇文章。

“海水淡化要消耗大量热能或电能，我们与清华大学共同研发了‘水热同产’装置，利用核电站的高温蒸汽尝试海水淡化。”海阳核电设计管理处工程师张真说，经过检测，淡水品质很高，可直接饮用，且生产用能全部来自供热蒸汽，不额外耗能，实现了在零碳供热的同时零能耗制水，“山东半岛一些地区较为缺水，未来大规模应用的前景广阔。”

推进融合——

寻求共赢，让“有钱的少花钱、没钱的不花钱”

采访中，钱智民给记者讲述了他印象深刻的一个故事：几年前，企业想给青海三江源地区的牧民安装光伏发电设备，让他们可以用电做饭取暖。可牧民们的积极性并不高：“捡牛粪烧饭一分钱都不要，安装光伏还要花钱。”

钱智民从中敏锐地感觉到，推进融合发展，就必须找到多方共赢的路径，让“有钱的少花钱、让没钱的不花钱”，让原来想解决、解决不了的问题找到新的解决方法，这样，融合“大戏”才能唱成、唱好。

“小岗村最头疼的事是啥？”小岗村项目开工前，国家电投安徽公司提出的第一个问题，不是要不要建光伏屋顶、智慧路灯，这让小岗村党委副书记、村委会主任周群之马上有了兴趣：“秸秆焚烧是最让我们头痛的事情，你们能帮助解决？”

原来，小岗村每年有近3万吨秸秆需要处理，因为环保要求，不能一烧了之。于是，要么深耕掩埋，但每亩成本需要30元至50元；要么送到15公里外的电厂，运输又不方便。“我们曾对不烧秸秆的村民出台了奖励政策，但有村民说，‘你别给我钱，帮我把秸秆弄走就行’。”周群之说。

针对这一痛点，国家电投在综合智慧能源项目中规划了一条2万吨的秸秆综合利用生产线，充分利用当地的秸秆、垃圾、粪便等生物质废弃物发电，实现了变废为宝。

综合智慧能源项目的探索，还为小岗村的产业发展带来了更多可能。记者来到小岗村改革大道西侧的农光互补项目，只见一间小房子正在“生产”植物。没有土壤、没有化肥，绿油油的生菜正在一层层白色栽培板中茁壮成长……

“我们打算利用光伏电源，开展水培蔬菜生产，不仅生长速度比室外快，而且能够大大减少对土地的占用。”高阳说，下一步他们还准备在光伏板下种植黑豆或洋姜，帮助小岗村兴产业、增收入。据了解，农光互补、屋顶光伏、秸秆综合利用等项目每年预计能给小岗村村集体、村民增收约530万元。

在距离小岗村2000多公里的青海塔拉滩生态光伏园里，一群绵羊在悠闲地吃草。41岁的马汉台村牧民向占魁每天骑着摩托车放养“光伏羊”，每月能有3000元收入。

“光伏板能够降低风速和水分蒸发量，非常适合草的生长。因此过去的戈壁滩，现在长出了绿草。但是，草太长了会影响发电，还有火灾隐患。后来我们干脆养羊来‘除草’，结果却创造了一个产业。”光伏园负责人吴世鹏说。现在，这片600多平方公里的土地上已经放养了5000多只羊，为向占魁等十几户牧民带来了实实在在的收入。

未来，如何全面推进融合发展？钱智民认为，关键要从小岗村、宝之谷等综合智慧能源示范项目的探索中，找到技术路径和商业模式。

“特别是商业模式，以往电力企业不太注重，大家认为反正就是建一个电厂，投资几十亿元、上百亿元，建好后发电就行了，还要啥商业模式。但融合发展要兼顾多种利益，探索出让各参与方都受益、都有积极性的商业模式。”钱智民说，国家电投将在水火核风光气等产业融合发展基础上，积极与供给侧、用户侧以及农业、交通运输、建筑冶金等进行跨界式“大融合”发展，争取继续领跑。

“融”出能源应用新篇章（记者手记）

实现碳达峰、碳中和，意义重大，任务艰巨。我国发电行业龙头企业之一的国家电投主动作为、积极探索，以多维度、深层次的融合发展思路，力争为我国未来能源应用场景树立样板。

融合，必登高望远。只有坚持高起点、高标准、高定位，着眼长远、系统谋划、整体设计，才能

更好打破旧格局、开创新局面。长期以来，我国电力系统运行中源网荷储条块分明，而国家电投建设的水光互补光伏电站将水电和光伏发电“打捆”送出，成功实现平稳并网、综合效益多赢，这正是融合带来的好处。

融合，要破旧立新。构建新型电力系统的融合之路没有现成经验可循，如何融合、与谁融合都需一步步探索。从小岗村的综合智慧能源网到戈壁荒滩上光伏产业园的“光伏羊”，再到核电站输送能源的首个零碳滨海新城……国家电投的“清洁能源+”融合实践探索出了新思路，也带动了新技术新产业发展，让人看到了广阔前景。

融合，靠众人拾柴。实现碳达峰、碳中和，面临诸多挑战，靠各自为战、单枪匹马不可能成功，需要更多方面相互借力、齐心协力，共同下好一盘棋。从中央到地方、从政府部门到相关企业，有关方面都行动起来，才能最终建立以新能源为主体的新型电力系统，既满足全社会用能需求，又守护好祖国碧水蓝天。

冉永平 赵秀芹 丁怡婷 邱超奕 人民日报 2021-09-08

中国能源企业低碳发展贡献力研究报告

9月3日，在太原能源低碳发展论坛上，“中国能源企业低碳发展贡献力研究报告暨贡献力50强榜单”发布。这是我国自2020年9月22日提出“碳达峰、碳中和”目标以来，国内首次发布低碳发展贡献力排行榜，引起了众多能源企业和社会各界的高度关注。

本次榜单由中国能源报、北京零碳未来研究院、清华大学、中国能源经济研究院共同发布。榜单遴选范围聚焦中国能源企业，侧重于考虑能源企业相关行动对碳中和这一历史性目标的积极性和贡献力。在遴选认定环节，经由研究机构选取AHP的综合评价法开展研究，并征询了相关专家意见，确保了榜单的公平性和权威性。

中国能源研究会能源经济委员会主任、国家发改委能源研究所原所长戴彦德在榜单发布会上表示，碳达峰、碳中和目标的实现，需要系统性的能源革命，这对能源企业既是挑战更是机遇。本次榜单发布作为一次全新的尝试，具有重要的意义，预计将吸引更多的能源企业积极行动，引导更多的能源企业为中国碳中和愿景作出更多更大的贡献。

一、50强企业各指标得分分布差异大

研究团队采用碳排放数据、能耗指标、碳中和时间表/路线图以及技术创新情况等相关定量指标和定性指标，从各能源企业的碳源减排和碳汇吸收贡献、企业碳中和行动方案贡献、企业减排技术贡献、企业碳金融贡献及企业社会责任贡献等五个方面贡献度着手，对企业碳中和贡献力进行评估。

总体上50强企业碳减排技术贡献力分布更为密集，其余四个准则层贡献力则相对分散。其次，大部分企业仅有1-3个得分突出的维度。整体50强得分未来都有提高空间。

二、传统能源企业低碳技术和减排行动表现亮眼

中石化和中石油作为传统能源企业得分较高的代表，在多方面表现亮眼。

碳减排（C11）：中石化2020年实现碳减排17094万吨二氧化碳当量，得分最高为95分；碳汇（C21）：中石化义务植树170.3万株，吸收二氧化碳当量126.3万吨，中石油全年累计植树281.1万株，预计吸收二氧化碳约208.5万吨。

碳捕集技术研究（C31）：中石油开展二氧化碳捕集技术研究，加快新型二氧化碳捕集技术的试验研究和应用，以及二氧化碳捕集、输送工艺包研发，丰富公司碳捕集相关的技术储备；中石化实施低碳重大科技专项以及新能源技术开发与应用研究、开展公司重大技术现场试验等工作。

应对气候变化相关组织参与（C51）：作为油气行业气候倡议组织（OGCI）在中国的唯一成员，中石油深度参与应对气候变化的国际合作，与其他成员公司为应对气候变化、实现油气行业低碳转型开展合作。社会绿色认证方面（C53），2020年中石化连续第10年荣获“中国低碳榜样”称号，共有39家所属企业被授予“中国石化绿色企业”称号，37家绿色企业通过复核，绿色企业创建累计完成

比例达 66%。

三、新能源企业清洁能源布局减排贡献突出

居于榜单前列的企业在新能源业务方面进展迅速。如通威集团将光伏发电与现代渔业有机融合，在全国各地推广和建立“渔光一体”基地；南方电网积极推进光伏、抽水蓄能、风电等发电并网；哈电集团旗下的哈电风能在 2020 年实现碳减排 1700 万吨，在榜单的碳减排和节能减排方面表现突出。

隆基绿能在清洁能源布局（C23）得分较高，为 83.1 分。隆基绿能是全球市值最高的光伏制造企业，2020 年累计碳减排量（C11）达 135.6 万吨二氧化碳当量，得分 87 分。

此外，隆基绿能在 2020 年加入了多项全球气候变化行动倡议，并承诺最晚于 2028 年在全球范围内的生产及运营中 100%使用可再生能源；2020 年全年，隆基绿能运营边界共计使用可再生能源电力 255783.35 万千瓦时，可再生能源电力使用比例达到 41.83%。

四、能源产业链企业节能减排和循环经济表现优异

能源产业链指除能源的开发使用外，其他各种能源相关的上下游业务，包括产业链上游的储能技术、设备制造等辅助技术研发，以及下游的能源数字经济、能源投资与技术咨询等市场业务。与传统能源产业和新能源产业一样，能源产业链在助力实现减碳目标上同样发挥重要作用。

以协鑫集团和通威集团为例。2020 年，协鑫集团节能减排表现优异，实现碳减排 1472 万吨（C11）；在循环经济方面，协鑫集团在开展生活垃圾焚烧发电的同时，进一步优化“三废”排放指标，在光伏铸锭开方生产过程中，经过研发利用无毒无害的可循环利用材料代替泡沫胶，从源头减少固废产生（C33）。此外，通威集团 2020 年减少二氧化碳排放 5343 万吨（C11），并积极提供绿色产品和服务、打造绿色工厂、实施绿色运营，构建起绿色制造体系。

五、电力行业行动迅速，多家企业排名靠前

在榜单位列前十的企业中，有四家电力行业企业：华电集团（80.24 分）、华能集团（78.69 分）、南方电网（78.65 分）、国家电网（77.60 分）。

华电集团和南方电网在碳减排上表现较为突出（C11，C12），南方电网 2020 年带动电网上下游实现节能减排绩效 22990 万吨。而在碳汇方面，国家电网 2020 年回收六氟化硫气体 220.6 吨，相当于减排二氧化碳 527.2 万吨。

碳市场（C41）和 CCER（国家核证自愿减排量 C42）方面，电力行业普遍得分较高，其中华电集团得分为 90 分，华电主动参与中国碳市场建设，建立健全碳排放管理体制机制，于今年成立了中国华电集团碳资产运营有限公司，主要进行碳资产集约化管理、运营、交易及相关咨询。

六、企业提高碳中和贡献力建议

（1）积极部署能源转型，重视低碳技术研发

降碳目标对能源行业来说是一场新的革命，将进一步推动我国以煤炭为主的高碳能源结构向以新能源和可再生能源为主的低碳能源结构转变。从长期看，到 2060 年，我国化石能源占一次能源的比重或降至 20%。但从短期看，清洁利用的化石能源仍将是我国能源保供的中坚力量，传统能源与新能源仍将“携手同行”。

传统能源企业应大力提高化石能源清洁化、高效化利用水平，有意识、有准备、有步骤地推动化石能源定位转变，开展火电灵活性改造，积极研究和应用循环经济、CCUS 和数字化等相关技术。对于 CCUS 技术，当前阶段输送技术和碳利用与封存技术已有部分达到商业应用阶段，碳捕集技术方面则存在第一代碳捕集技术成本和能耗偏高，第二代碳捕集技术仍处于实验室阶段的问题。CCUS 减排需求巨大的火电、石化等能源行业企业，应加快第二代碳捕集技术的研发与试验，以加快 CCUS 技术商业化应用、筹建全流程 CCUS 产业集群。

我国提出要构建以新能源为主体的新型电力系统，新能源在碳中和的战略目标下进入了快速发展阶段。企业特别是大型综合能源企业应在提高风电、光伏发电比重的同时，考虑新能源与传统能源之间的协同、不同新能源品种之间的协同。此外，其他能源企业应考虑多样化发展作为技术、产业储备，要深化数字化、智能化在能源电力领域的融合创新发展，促进新能源大规模开发、配置及

高效率利用，同时带动新能源制造业等相关产业发展。

同时大力发展储能，解决高比例新能源并网消纳的问题，大幅提升可再生能源的电能质量与并网率。各企业应积极开展储能示范工作，加大创新力度，加大研发投入，推动储能技术和储能产业真正的大规模发展。

（2）制定清晰的碳达峰、碳中和行动方案并付诸行动

对于制定了碳达峰、碳中和行动方案的企业，尽快依据行动方案予以实施，并动态跟踪考核，确保降碳目标落地；对于尚未制定碳达峰、碳中和行动方案的企业，应及时摸清自身家底，梳理自身碳排放情况，明确各阶段工作任务，尽快制定行动方案并明确达峰、中和时间。

企业可建立降碳目标发展领导小组，负责贯彻落实国家及有关政府部门的低碳发展方面的工作部署，对公司系统的低碳发展工作进行统一领导、组织、规划、部署、指导、监督和检查。

（3）积极参与碳市场，将碳成本纳入生产决策考虑因素

碳排放权交易是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的重大制度创新，2021年7月16日启动的全国碳市场为降碳目标的达成提供了重要抓手。从全国碳市场覆盖的行业来看，目前仅包含发电行业，但生态环境部表示，下一步将按照“成熟一个，纳入一个”的原则，尽快纳入其他行业。可以预见，更多的企业在未来将被纳入全国碳市场的管控范围。

一方面，企业应加强自身碳排放数据管理，加强监测报告核查（MRV）管理，确保清楚自身排放情况；另一方面，纳入全国碳市场的企业应积极参与碳排放权交易，以优化自身的减排成本。在碳市场中，配额富余、降碳成本较低的企业可以通过出售碳排放配额获得收益，获取更多的资金进一步加强节能降碳的工作推进力度；而配额缺口、降碳成本较高的企业则可以通过购买碳排放配额以完成碳市场履约工作，为自身节能减排工作争取喘息的时间。这也将促使企业将碳排放纳入生产经营所需要考虑的重要因素，督促企业加强碳排放管理工作，理清自身排放情况，并加快布置减排工作。

（4）明确战略布局，加强碳排放信息的披露

清晰明确的碳排放信息披露有利于企业对相关数据给予更多的重视，也能够让社会各方对气候变化相关风险有更深刻的认识和体会。上海证券交易所发布的《上市公司环境信息披露指引》，提出各上市公司应增强作为社会成员的责任意识，重视公司对利益相关者、社会、环境保护、资源利用等方面的非商业贡献。香港交易所要求大型企业需要按2020年修订后的《环境、社会及管治报告指引》刊发ESG报告，同时引入与气候变化有关的新内容。

但目前能源企业在碳信息披露方面欠缺主动性，仍有很大完善空间，企业自主披露碳信息，对企业提升商业形象、提升行业竞争力有重要作用，同时对实现我国减排目标及国民经济的低碳发展也具有一定的现实意义。因此，未披露碳排放等相关信息的企业，可适时考虑进行年度发布；已经持续发布的企业则可以在其中增加相关数据条目，形成更为清晰、丰富的碳数据披露体系。

（作者均供职于北京零碳未来研究院）

黄婉琦 唐雪梅 中国能源报 2021-09-06

专访霍尼韦尔中国总裁林世伟：碳中和与经济效益并不矛盾 自身排放强度 16 年来已减九成

中国的“双碳”目标为不少高排放行业带来了一场升级转型的大考，也为绿色经济开辟了一片更广阔的市场。

近日，霍尼韦尔中国总裁及航空航天集团亚太区总裁林世伟（Steven Lien）接受了21世纪经济报道专访。林世伟认为，碳中和有望成为提升劳动生产率、推动新技术应用的重要抓手。霍尼韦尔约50%的产品和技术都与环保和提升能效相关，“双碳”目标为霍尼韦尔创造了巨大的市场机遇。

从2004年开始，霍尼韦尔多次制定、并超额完成了降低排放、提高能效的可持续发展目标，该

公司业务运营和设施的温室气体排放强度已减少 90%以上，并计划将于 2035 年前实现所有业务运营和设施的碳中和。

2035 年前所有业务和设施碳中和

《21 世纪》：近年来，世界各主要经济体纷纷提出了各自的碳中和时间表，作为跨国公司，霍尼韦尔如何看待全球范围内的低碳化转型？

林世伟：气候变暖是当今国际社会普遍关注的焦点。《巴黎协定》确立了 2020 年后全球气候治理新机制，明确了全球应对气候变化的长期目标。全球范围内的低碳化转型，将加速能源体系的革命，促进社会生产方式和消费方式的根本性转变。

中国是发展中国家中第一个承诺碳排放峰值的国家，中国“双碳”目标的设定是全球应对气候变化的一项里程碑。这会对高能耗及高排放企业带来“硬约束”，意味着这些行业将面临一场升级转型的低碳大考。不过，中国的“双碳”目标也为企业带来了更广阔的市场机遇。

霍尼韦尔将坚定支持并积极参与全球范围内的低碳化转型，在兑现自身设定的可持续发展目标的同时，通过我们的产品与技术，帮助更多合作伙伴及客户实现低碳化转型。

《21 世纪》：霍尼韦尔此前曾多次制定自己的可持续发展目标，完成情况如何？

林世伟：在过去十几年间，霍尼韦尔曾多次制定并超额完成降低温室气体排放、提高能效的可持续发展目标。

2004 年公司就开始可持续发展项目的部署，制定了年度温室气体和能源利用效率目标，并对其实施情况进行审计和评估。这些项目被集中跟踪监测，并定期向首席执行官报告进展。

2007 年，我们设定了到 2012 年温室气体排放比 2004 年减少 30% 的目标，最终超额完成。我们之后又设定目标，到 2017 年前每美元营收所导致的温室气体排放比 2011 年减少 15%，这一目标已提前三年完成。

2019 年，霍尼韦尔设立了新的三个“十”目标：在 2018 年的基础上，于 2024 年前将 Scope 1（直接温室气体排放）和 Scope 2（基于电热或热能使用的间接排放）的温室气体排放再减少 10%，部署至少 10 个可再生能源机遇，并让 10 处业务设施获得 ISO 50001 能源管理体系认证。目前，霍尼韦尔正在兑现这些承诺。

自 2004 年起，公司业务运营和设施的温室气体排放强度已减少 90%以上，温室气体减排基础设施已经基本到位。

《21 世纪》：能否介绍下霍尼韦尔的碳中和目标，目前距离这一目标有多大距离？在执行上有哪些考虑？

林世伟：霍尼韦尔今年承诺，将于 2035 年前实现所有业务运营和设施的碳中和。公司将采取一揽子举措，包括加大节能项目的投资、采用可再生能源、完成业务设施与公司车队的资产改良项目并利用可靠的碳信用额度等，来实现这一目标。

霍尼韦尔将通过严格的、端到端的业务运营体系推动碳减排，减排量将按照温室气体核算体系（GHG Protocol）的要求公开报告，并由第三方核实。公司采取的各项措施将实现业务运营和设施的碳中和，包括直接温室气体排放(Scope 1)和基于电热或热能使用的间接排放(Scope 2)。

此外，致力于通过强化现有追踪系统并与行业领导者合作，寻找和落实最佳实践，同时鼓励客户采用霍尼韦尔的气候解决方案和产品，从而推动包括价值链排放源在内的其他间接排放(Scope 3)的减排。

《21 世纪》：如何看待企业的碳中和目标与经济效益之间的关系？

林世伟：在减少碳排放的同时保证经济效益，需大幅提高能源效率。碳中和有望成为提升劳动生产率、推动新技术应用的重要抓手。我们相信，实现碳中和目标将最终助推产业的升级转型，从而迈向更加高效、节能、可持续的高质量发展。

因此，碳中和与经济效益间本质上并不存在矛盾，相反它将助推企业的经济效益获得更加长远的发展。我们在全球及中国市场的实践正在印证这一点，霍尼韦尔自 2010 年以来先后落实了 5700

多个可持续发展项目，平均每年可节省 1 亿美元的成本。

电动飞机涡轮发电机系统明年亮相 《21 世纪》：新冠肺炎疫情为全球航空业造成较大的冲击，在此背景下，碳中和的约束将为航空行业带来哪些挑战与机遇？

林世伟：在碳中和背景下，一批有利于节能减排的新兴技术产业走上了发展的快车道，比如 UAS（无人机系统）和 UAM（城市空中交通）。在生产制造方面，能给电动飞行器提供航空级别的电池、航空复合材料、空气动力、噪音控制、人工智能、自动驾驶和飞行控制的技术正在快速发展。在商业运营上，能帮助通航产业建立低空交通管理、共享出行、垂直起降场、大数据服务的数字化生态链也在不断完善。

同时，由于航空运输行业的巨大体量以及其包含的跨境跨政策体系运营的特征，使该行业的减碳议题存在较大的复杂性。此外，航空运输过程中碳排放的产生与飞行器的硬件与技术路线高度相关，因此航空运输业碳排放的显著减少需要整个行业的联动。

《21 世纪》：霍尼韦尔在推动航空业碳中和进程上有哪些考虑？

林世伟：航空领域实现碳中和可在能源替代、节能提效、工艺改造等方面采取行动。霍尼韦尔正在通过产品与技术创新，助力提高航空业产业效能，助力航空业实现可持续发展。

首先，投资绿色燃料。霍尼韦尔正在开拓电力推进技术并开发新型储氢技术，这些技术将提供比压缩氢更大的飞行距离。此外，霍尼韦尔开辟了可再生航空燃料市场，通过 UOP 的 Ecofining 工艺生产的绿色航空燃料按 1:1 比例与石油类航空燃料混合使用时，无需改变任何飞机技术，即可符合飞行的所有关键要求，目前已实现商业化生产。

其次，推进动力系统电气化。霍尼韦尔将加速飞行动力系统等新兴技术领域的研发，进一步推动 UAS 以及 UAM 的发展。电动飞机有着零排放飞行的潜力，霍尼韦尔涡轮发电机可用于驱动大功率电动机以及给电池充电，可以满足从重型货运无人机到空中出租车以及通勤飞机的各种任务。该涡轮发电机系统将于 2022 年首次亮相，随后将进行产品开发和适航取证。

此外，霍尼韦尔正与电装集团合作，共同推动电推进系统的发展，以满足航空航天新需求，预计明年将交付用于飞行测试的电推进系统。

《21 世纪》：近年来，霍尼韦尔提出了“未来炼厂”的概念，其与传统炼厂有何不同？

林世伟：作为石油天然气行业工艺技术的供应商和授权商，霍尼韦尔 UOP 于 2019 年提出了“未来炼厂”的理念，今年 5 月发布了第二份《未来炼厂白皮书》，从碳、氢、排放、能耗、水和资本等六项指标进行了量化分析，帮助炼厂有效提高生产力、效率以及投资回报率。

石化行业降低碳足迹的核心在于能源和效率，降低能耗、提升效率是破题的关键。

传统炼厂产出单一，专注炼化原油。而将原油以更高的比例转化为石化产品和清洁燃油，找到一条原油制化学品的长期盈利路径是炼厂转型的关键。“未来炼厂”的一个趋势就是原油转化路线的变化，将原油转化成越来越多的石化产品，甚至完全转化成石化产品，将是“未来炼厂”最重要的转型方向。

在日益成熟的环保政策影响下，企业的碳效率、能耗、水管理、二氧化碳排放管理、氢气生成效率等，都将成为“未来炼厂”的重要指标。

近半产品和技术聚焦环保与能效 《21 世纪》：霍尼韦尔的主营业务横跨航空、石化、楼宇、制冷、数据中心等多个领域，这些领域能耗和排放占比较高，碳中和的约束是否会影响相关板块的业绩？

林世伟：事实上，霍尼韦尔约 50%的产品和技术都与环保和提升能效相关，随着相关行业低碳转型的推进，这为霍尼韦尔创造了巨大的市场机遇。

以制冷行业为例，今年中国接受《〈关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书〉基加利修正案》，该修正案将于 9 月 15 日在中国生效。为满足修正案关于分阶段减排氢氟碳化物的要求，同时响应“双碳”目标，中国众多冷库仓储商都在积极寻找可靠、实用且有助于减少碳足迹的替代解决方案，这为霍尼韦尔提供了巨大的机遇。

目前，霍尼韦尔的 Solstice 系列产品包括低全球变暖潜值的制冷剂、发泡剂、气雾剂和溶剂，迄今已减排超过 2 亿吨的二氧化碳当量，相当于减少了超过 4200 万辆汽车一整年的排放量。

霍尼韦尔将继续投资包括能源储存在内的其他前沿的可持续发展技术，例如可储存多余风能与太阳能的液流电池，以及用氢气替代天然气等技术。除了节能减排科技的应用，数字化也是霍尼韦尔实现碳中和的最佳手段之一，这将大幅度提升能源效率和生产效率。

《21 世纪》：你刚提到，《〈关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书〉基加利修正案》将于 9 月 15 日在中国生效，这对中国的制冷行业意味着什么？

林世伟：氟碳产品主要包括氟氯烃(CFCs)、氢氯氟烃(HCFCs)、氢氟烃(HFCs)和新一代环境友好型产品氢氟烯烃(HFOs)，其消费量与汽车、空调、建筑、消防等行业的发展密切相关。

2019 年，《基加利修正案》开始生效，目前全球氟碳产品的生产和应用行业已经实现了 CFCs 物质的全面淘汰，正处于 HCFCs 加速淘汰阶段和 HFCs 即将启动削减的前期阶段。

中国是全球最大的 HCFCs、HFCs 生产国、消费国和出口国，目前正处于 HCFCs 淘汰的关键时期，叠加《基加利修正案》关于分阶段减排 HFCs 的要求，使得中国相关行业、企业面临全面履约时间紧、任务重、监管压力大的严峻局面。

完成 HCFCs 淘汰和 HFCs 削减目标是大势所趋，更是实现“双碳”目标的要求。“十四五”是中国制冷剂行业发展的转型关键时期，行业将面临削减 HFCs 和新一代制冷剂 HFOs 大规模商业化发展的局面。

夏旭田 21 世纪经济报道 2021-09-02

热能、动力工程

“双碳”目标下南方地区清洁供暖应因地制宜

随着我国经济发展水平的提升，南方地区系统性清洁供暖的呼声越来越高。在近日举办的新华能源沙龙活动上，专家认为，南方地区系统性清洁供暖潜力巨大，“双碳”目标之下，应综合考虑当地的气候条件、经济发展现状以及环保要求，因地制宜，因城施策，推进多能互补、多种供暖技术路线并行发展。

南方地区系统性清洁供暖需求旺盛

中国城镇供热协会常务副秘书长牛小化指出，我国南方地区湿度较大，冬季气候条件以湿冷为主。一般来说，空气中湿度每增加 10%，体感温度将下降 1 摄氏度。在冬季，当南北方外界温度相同时，南方地区居民的体感温度更低。一直以来，南方地区采暖需求非常大。

中惠地热股份有限公司董事长尹会涑指出，我国南方地区系统性供暖尚未纳入国民经济统筹规划的范畴，但部分业主以及开发商自行安装了供热系统。这些供热系统未由政府进行统一管理，成本费用相对较高，也在一定程度上造成了能源的浪费。近年来，推进南方地区系统性供暖的呼声越来越高。

中国社会科学院数量经济与技术经济研究所能源安全与新能源研究室主任刘强认为，南方地区实施系统性供暖，会比居民自行取暖更有效率，能源消费量并非直线增加。

中国经济信息社经济智库副主任李济军指出，在“双碳”目标的约束下，传统的化石能源供暖缺乏可持续性，还需提升供暖系统的清洁性和低碳性。目前，越来越多的供暖企业开始布局可再生能源，并结合综合能源服务等新业态，不断提升供暖服务对环境的友好性。

南方地区系统性清洁供暖仍面临多重挑战

目前，推进南方地区系统性清洁供暖仍面临多重障碍，亟待破解。牛小化指出，在我国南方，有的地区温度在 5 摄氏度以下的时间长达三个月，有的则仅有 1 个月。因此，与北方相比，南方地

区采暖季相对较短。在这种条件下，如效法北方地区，统一铺设管网并集中进行供热，前期投资大，系统能效低，项目经济效益较低。

刘强说，南方地区现有的建筑在设计和建造时，主要考虑夏天的散热通风，对冬季保暖因素考虑较少。南方地区的建筑如何将夏季制冷与冬季保温较好的结合，增加建筑结构的能源使用效率，并降低供应商的供热成本，是南方地区推行系统性供暖面临的另一大挑战。

因地制宜推进南方地区系统性清洁供暖

尹会涑指出，南方地区系统性供暖不能生搬硬套北方地区的集中供热模式，而是要综合考虑当地的气候条件、经济发展水平以及环保要求，因地制宜，因城施策，推进多能互补、多种供暖技术路线并行发展。

牛小化建议，我国南方地区的气象条件与日本相似，可借鉴其发展经验。日本许多城市并没有发展集中供热，而是采取以分布式供暖为主的分散模式。这一做法有三个优点：一是可以结合当地资源，因地制宜利用余热、可再生能源；二是居民可以自主调节采暖时间和采暖温度，满足个性化的采暖需求；三是以市场化运营为主，供热价格由供需双方协商确定，政府不过多干预，避免政府财政负担过重。

刘强建议，各地应根据实际情况，自主选择适宜的技术路线。比如，以空气源为介质的热泵，以地下水或土壤为介质的地源热泵，均是可供开发的热源。此外，南方地区还可以充分利用可再生能源电力进行供暖。比如，在光照条件较好的地区，可与屋顶光伏计划相结合，并加入一定的储能技术；东南沿海地区可以充分利用海上风电资源进行供热，在降低成本的同时，提升了供暖的清洁性。

裴紫叶 谢荣飞 新华社 2021-09-09

把电池“穿”在身上 中国科学家实现纤维锂离子电池新突破

出门不需带充电器和移动电源，通过身上的衣服，就可对手机进行无线充电。这一人们想象中的场景正在逐步成为现实。

近日，《自然》主刊发表了复旦大学高分子科学系彭慧胜教授团队的一项研究。该研究系统揭示了纤维锂离子电池内阻随长度的变化规律，有效解决了活性材料和纤维电极界面稳定性难题，连续构建出兼具良好安全性和综合电化学性能的新型纤维聚合物锂离子电池。

根据此项研究成果，长度为1米的纤维聚合物锂离子电池，可以为智能手机、手环、心率监测仪等可穿戴电子设备长时间连续有效供电。同时，该电池具有良好的循环稳定性，循环500圈后，电池容量保持率仍然达到90.5%；在曲率半径为1厘米情况下，将该电池弯折10万次后，其容量保持率仍大于80%。

以锂离子电池为代表的储能器件，被称作现代电子设备的“心脏”。彭慧胜团队在2013年提出并实现新型纤维锂离子电池，为智能电子织物等可穿戴设备能源供给提供了新路径。然而，纤维锂离子电池研究多年来面临一项关键挑战，即面向块状锂离子电池的成熟生产体系难以适用于纤维锂离子电池，而国际上纤维锂电池的连续化制备研究几乎是空白，迄今为止报道的纤维锂离子电池长度均在厘米尺度。

“纤维锂离子电池如同毛线，要织成一件可以充电的毛衣，就必须保证有足够长的毛线。”彭慧胜团队成员发现，要实现纤维锂离子电池的连续化构建，就要从源头上厘清纤维电池内阻和长度的关系规律。通过广泛尝试不同电学特性的纤维集流体材料，他们最终揭示出纤维锂离子电池内阻随长度增加先减小后逐步趋于稳定的变化规律，为纤维锂离子电池的连续构建提供了有力理论支撑。

在此基础上，还要实现高效负载纤维锂离子电池活性材料的高效连续制备。“经典的方法是平面涂覆，但在纤维表面进行涂覆很容易产生不平整的串珠结构，对电池性能和稳定性都非常不利。”团队成员、复旦大学高分子科学系博士生何纪卿说。

为此，团队发展出新方法，通过调控正负极活性材料组分和粘附力，有效解决了聚合物复合活性材料与导电纤维集流体的界面稳定性难题，得到了高负载量、涂覆均匀和容量高度匹配的正、负极纤维电极材料。随后，团队相继开展了电池连续组装和封装等方法学研究，最终实现了高性能纤维聚合物锂离子电池的连续化稳定制备。

据介绍，团队通过纺织方法，已获得高性能大面积电池织物。将电池织物和无线充电发射装置集成，可安全、稳定地为智能手机进行无线充电。

“纤维锂聚合物锂离子电池已显示出广阔应用前景，但与生活中常用的平面电池的能量密度相比，这一电池还有较大提升空间。此外，还需要更先进的编织技术，将电池高效地编织到各种衣物中，使人们穿着更加舒适、美观。”彭慧胜说。

吴振东 潘旭 新华社 2021-09-03

北京大踏步迈向低碳发展新时代

碳排放量，关系着一个地区的发展质量和水平。近年来，北京在碳减排这条道路上，正朝着碳达峰、碳中和的目标步步迈进。2020年，北京万元GDP二氧化碳排放量仅为0.41吨，比2015年下降了26%以上，在全国省级地区最优、超额完成国家下达的20.5%的“十三五”任务。

锐度：两手齐抓，构建绿色经济体系

近年来，北京成立“北京市应对气候变化及节能减排工作领导小组”等，构建支撑减污降碳的组织体系，并将二氧化碳强度下降率和碳排放总量达峰目标纳入规划约束性指标体系，在全国率先实行碳排放总量和强度“双控”机制，并相继发布《企业（单位）二氧化碳排放核算和报告指南》等多项地方标准及碳排放权交易规则。

今年，北京在“十四五”规划纲要中提出了较高的目标——“十四五”期间，碳排放稳中有降，碳中和迈出坚实步伐。这为推进碳达峰碳中和工作创造了一个好的开端。

除了制度设计，从市场层面来看，碳市场交易是控制温室气体排放的重要工具。2013年，北京成为首批试点省市之一。在管理体系、履约执法等多方面进行探索，为全国碳市场建设积累了经验。

8年来，北京碳市场以建立完善碳排放权交易政策法规为先导，以健全温室气体排放统计体系为支撑，以强化监管和规范交易为保障，以培育公平交易市场为手段，达到了明显的减碳效果。2020年，重点碳排放单位共843家，100%完成履约，碳排放配额成交538万吨，交易额达到2.74亿元，成交价格保持增长趋势。

同时，北京的绿色金融一直走在全国前列，绿色领域的上市公司数量占全国比重超过10%。近年来，已有60余家外资金融机构落地北京。截至2020年末，北京市绿色信贷规模超过1.2万亿元，居全国首位。

深度：精准施策，深化重点领域低碳转型

“十三五”时期，北京以较低的能源消耗实现了较高的经济增长，2020年万元GDP能耗相比2015年时下降24%。北京市燃煤消费量从峰值的3000余万吨降至2020年的173万吨；电力、燃气等清洁优质能源占比提高到98.1%，在北方城市中率先基本解决燃煤污染问题。

做好传统减排的“减法”，还要开发再生能源的“加法”。今年，国网北京市电力公司积极推行零审批、零上门、零投资的“三零+全电餐饮”服务，至6月末，首都核心区已有1149户餐饮企业完成改造，每年可减少二氧化碳排放约2.6万吨。目前，北京加快发展风电、太阳能等非化石能源，探索构建以新能源为主体的首都新型电力系统已成为新方向。

伴随着疏解非首都功能，大量一般制造和污染企业退出，产业结构逐渐低碳化，构成降碳工作的良好基础。据统计，“十三五”时期北京聚焦“高精尖”，全市退出一般制造业企业2154家，高技术产业占比达24.4%，新一代信息技术和医药健康产业双引擎加快形成，智能制造为北京产业转型注入新动力。

交通是北京市碳减排的主要领域，2020年，北京市中心城区绿色出行比例达73.1%。目前，北京公交集团新能源和清洁能源车比例超过公交车总规模的80%，北京“节约型地铁”形成每年4400万度电的节能能力。

此外，调整车辆结构和改善货运结构、既有建筑节能改造、发展超低能耗建筑等手段，切实保障了城市绿色低碳运行。

碳中和愿景下，绿色化将成为数字化转型的内在要求。

2020年，北京市交通委、市生态环境局联合高德公司、百度公司，基于MaaS平台规划共同推出“MaaS出行绿动全城”碳普惠活动，通过提供优化绿色出行路线和发放碳激励资金，引导用户低碳出行。国网北京市电力公司与市生态环境局共同开发重点企业用能环保监测平台，可及时发现异常用能等情况。此外，北京政务云平台将政府部门IT业务系统和数据信息系统迁至“云端”，通过云计算和大数据实现政府组织和工作流程优化重组，实现集约管理。

广度：一体推进，形成全民低碳新风尚

碳减排需要长久的减排、增效、提质。加强区域低碳产业合作，才能有力促进生态环保领域实现率先突破。

其中，发展氢能产业则是推动京津冀能源结构转型、促进京津冀在全国范围率先实现碳达峰目标的重要支撑。今年，北京市经济和信息化局印发《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》。据统计，目前，以北京为核心的京津冀全产业链基本贯通，在全国处于领先地位。2023年前，京津冀区域累计实现产业链产业规模将突破500亿元。

北京连续多年举办“北京国际大都市清洁空气与气候行动论坛”品牌活动，积极参加C40全球市长峰会等重大国际活动，并通过双边合作框架以及友好城市渠道，与多机构建立长期稳定的合作关系，做到多平台吸收国际先进经验，广泛宣传北京绿色低碳发展阶段性成果。

近年来，北京发布节能减排全民行动计划，打造节能宣传周、低碳日等品牌活动，全方位宣传节能理念，累计7.5亿人次通过线上线下参与了第七届北京生态环境文化周等生态环保主题实践活动，低碳意识逐步深入人心。

北京市公众环境意识调查结果显示，2020年，绿色出行占比为99.4%。同时，“社会责任感”一跃成为影响公众参与环保活动的主要因素，相较2018年上升了20个百分点，公众绿色生活意愿明显提升。

张雪晴 中国环境报 2021-09-01

北京积极谋划“近零”碳排放城市建设

9月6日，记者从“2021年北京国际大都市清洁空气与气候行动论坛”上了解到，当前，北京市正积极谋划碳中和，提出“两步走”战略，远期目标为建成近零碳排放城市。

近年来，北京市全力推动大气污染防治工作，持续推动产业结构优化和能源清洁转型，在绿色低碳发展领域取得积极进展，燃煤消费大幅下降，清洁能源占比不断攀升。根据北京市人民政府官网发布的消息，2020年，北京万元GDP二氧化碳排放量仅为0.41吨，比2015年下降了26%以上，在全国省级地区最优，超额完成国家下达的20.5%的“十三五”任务。

这一亮眼成绩的背后离不开北京市节能降碳举措的积极推进与试点碳市场的有力支撑。作为全国首批低碳试点城市与首批开展碳排放交易的试点城市，近年来，北京市在“双控”机制建立完善、碳市场运行机制、管理体系建设等多方面的创新探索，为全国各地低碳城市建设贡献了“北京经验”。

率先实行碳排放总量和强度“双控”机制

在构建绿色经济体系，实现绿色低碳发展方面，北京市“下了大功夫”。

记者了解到，继成立“北京市应对气候变化及节能减排工作领导小组”之后，北京市又着力构建支撑减污降碳组织体系，将二氧化碳强度下降率和碳排放总量达峰目标纳入规划约束性指标体系，

在全国率先实行碳排放总量和强度“双控”机制，并相继发布《企业（单位）二氧化碳排放核算和报告指南》等多项地方标准及碳排放权交易规则。

据北京市生态环境局应对气候变化处处长明登历介绍，为积极谋划碳中和，北京市提出“两步走”战略：第一步，到 2035 年，碳排放率先达峰后实现持续下降；基于现有基础和发展阶段特征，北京将建立健全机制和政策，强化推动节能、新能源和可再生能源、机动车“油换电”等措施，实现碳排放持续下降；第二步，将着力打造近零碳排放城市，依托技术进步全面推进，实现碳排放迅速下降。

明登历表示，为落实碳达峰、碳中和目标，北京市还制定了“十四五”时期重点领域的降碳措施。如新能源和可再生资源占比提高到 14%，外调绿电力争达到 300 亿千瓦时；城市供暖领域，鼓励多能互补的新型供热模式，推动供热系统重构；交通领域中心城绿色出行比例达到 76.5%，新能源车力争达 200 万辆，加强充电桩等基础设施建设；建筑领域，持续推进既有建筑节能改造，推广超低能耗建筑 500 万平方米。

以市场化机制开创绿色低碳发展新局面

碳市场是利用市场机制控制和减少温室气体排放，实现碳达峰、碳中和的重要政策工具。北京市生态环境局应对气候变化处副处长李春梅在接受记者采访时介绍，自 2013 年正式启动以来，截至 2020 年底，北京市试点碳市场范围已延伸至发电、石化、水泥、热力、其他工业、交通、服务业以及航空等 8 大行业，800 余家纳入北京市试点碳市场管理的重点碳排放单位 100% 实现履约，2020 年全年试点碳市场配额成交 538 万吨，交易额达 2.74 亿元，市场保持总体供需平衡，碳价在全国 8 个试点碳市场中保持领先水平，对“十三五”期间北京超额完成减碳目标发挥了重要作用。

碳市场的稳定运行得益于北京市试点碳市场完善的碳排放权交易政策、法规。“目前我们已经形成了‘1+1+N’的碳交易法规体系。”北京市应对气候变化管理事务中心副主任于凤菊表示。

第一个“1”代表人大立法，第二个“1”代表政府部门管理。所谓“1+1+N”体系，即北京市人大立法、地方政府规章，以及北京市发展改革委员会会同有关部门出台的配额核定方法、核查机构管理办法、交易规则及配套细则、公开市场操作管理办法等 20 余项配套政策文件与技术支撑文件，为试点建设各项工作规范有序和碳市场健康发展提供了基础保障。

于凤菊进一步介绍，北京市还形成了完善的监测报告和证体系，建立了碳排放数据电子报送系统，发布了六个行业排放核算与报告指南、监测指南、核查程序指南、核查报告编写指南以及核查机构管理办法，开创了利用市场化手段促进首都绿色低碳发展的新局面。

“伴随全国碳市场的深入推进，本市将按照规定，逐步将相关行业的重点排放单位纳入全国碳市场管理。与此同时，我们将持续做好试点碳市场政策、方法学优化，修订碳市场管理办法，适时出台重点碳排放单位管理办法，让试点碳市场继续助力本市碳减排。”李春梅表示。

发力自愿减排为应对气候变化做出北京示范

相关材料显示，在试点碳市场有力推动下，“十三五”时期，北京以较低的能源消耗承载了较高的经济增长。

2020 年，碳强度预计比 2015 年下降 23% 以上，超额完成“十三五”规划目标。与此同时，北京市燃煤消费量从峰值的 3000 余万吨降至 2020 年的 173 万吨；电力、燃气等清洁优质能源占比提高到 98.1%。

《北京市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出，“十四五”时期，北京市碳排放稳中有降，碳中和迈出坚实步伐；到 2035 年，碳排放率先达峰后持续下降，碳中和实现明显进展。

记者了解到，目前，北京市已经开展了碳达峰评估工作，评估结果将按照国家的相关规定向社会发布。

作为全国碳市场建设的重要组成部分，“支持设立全国自愿减排等碳交易中心”任务已经列为中国（北京）自由贸易试验区和国家服务业扩大开放综合示范区建设中一项创新政策任务。“后续我们会持续与生态环境部沟通，对接需求，做好服务中央工作。”李春梅说，同时继续深化本地碳市场建

设，结合本市业态特点，为本地区产业结构调整、经济高质量发展服务。

“北京碳中和要路径是实现终端消费电气化、电力供应脱碳化。”李春梅指出，为此，北京市将着力做好能源、产业、建筑、交通等重点领域碳减排工作，并依托科技创新和全民行动，为应对气候变化做出北京示范。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-09-13

北京将建近零碳排放城市

昨日，“北京国际大都市清洁空气与气候行动论坛”在国家会议中心开幕，该论坛是2021年中国国际服务贸易交易会生态环境服务领域的重要活动。北京青年报记者获悉，北京积极谋划“碳中和”，提出“两步走”战略，北京市的远期目标是建成近零碳排放城市。此外，论坛上正式发布第三轮北京市PM_{2.5}来源解析结果。研究表明，现阶段北京PM_{2.5}主要来源中，本地排放近六成，其中又以柴油车、汽油车的贡献最大。

谋划“碳中和”北京提出“两步走”战略

一年来，我国碳达峰、碳中和工作已经全面展开。昨日的论坛上，“碳达峰、碳中和”亦成为与会嘉宾热议的话题。

北京市生态环境局应对气候变化处处长明登历详细介绍了北京碳达峰碳中和行动的成效及展望。“北京市迅速行动起来，坚决落实国家‘双碳’目标和战略部署。”明登历说，北京积极谋划“碳中和”，提出“两步走”战略。第一步，到2035年，碳排放率先达峰后实现持续下降。基于现有基础和发展阶段特征，北京将建立健全机制和政策，强化推动节能、新能源和可再生能源、机动车“油换电”等措施，实现碳排放持续下降。第二步，北京市的远期目标是建成近零碳排放城市。依托技术进步全面推进，实现碳排放迅速下降。

明登历表示，为落实“双碳”目标，北京制定出“十四五”时期重点领域的降碳措施。例如，能源领域，新能源和可再生资源占比提高到14%，外调绿电力争达到300亿千瓦时；城市供暖领域，鼓励多能互补的新型供热模式，推动供热系统重构；交通领域，中心城绿色出行比例达到76.5%，新能源车力争达200万辆，加强充电桩等基础设施建设；建筑领域，持续推进既有建筑节能改造，推广超低能耗建筑500万平方米。

PM_{2.5}源解析发布区域传输与本地排放“四六开”

大气中PM_{2.5}污染来自哪里？治理的主要对象和优先顺序是什么？“源解析”提供了解决方案，是科学施策的基础。北青报记者了解到，北京已开展两轮大气PM_{2.5}来源解析，分别于2014年、2018年向社会公布。时隔三年，北京昨日再发PM_{2.5}源解析结果。

论坛现场，北京市生态环境监测中心主任刘保献介绍，研究表明，北京市现阶段PM_{2.5}主要来源中，本地排放占六成，区域传输占四成。相较上一轮源解析结果，本地排放中各类源绝对量实现“瘦身”，区域传输对北京市影响增加近一成，且随着污染级别增大占比上升，重污染日区域传输占比超过六成。

在本地排放中，移动源、生活源、扬尘源、工业源和燃煤源分担率分别为46%、16%、11%、10%和3%，农业及自然本底等其他源约14%。其中，移动源中柴油车与汽油车占比较大；生活源中溶剂使用和汽修等服务业贡献突出；扬尘源主要以道路扬尘和施工扬尘为主；工业源中石油化工、水泥建材等行业占比较大。

“经过三年大幅减排，PM_{2.5}本地排放源中，各类源的绝对量均大幅下降，实现‘瘦身’。与2017年相比，扬尘源降幅最大，其次是工业源和移动源。”刘保献说，在总量“瘦身”的情况下，本地排放各类源相对构成比例略有变化。其中，移动源占比（46%）依然最高，因排放基数大，移动源在全年不同时段和空间范围内均是本地大气PM_{2.5}第一大来源，这与世界发达城市特征相似。生活源占比凸显，成为第二大来源。随着能源、产业结构优化提升，包括支撑城市刚性运转、服务业和涉及居

民生活排放在内的生活源进一步凸显，呈现出特大型都市的典型污染特征。

聚焦三大领域北京明确“十四五”治污路线图

新一轮北京市 PM_{2.5} 来源解析结果为下一阶段治理大气污染提供了科学支撑。

研究表明，现阶段区域传输与本地排放“四六开”。其中，区域传输影响较 2017 年上升约一成。特别是重污染日，区域传输分担率达到 64%±8%，是全年平均传输水平的 1.5 倍，表明区域协同减排是下一阶段空气改善的关键。本地排放方面，应继续强化对本地排放中移动源（特别是柴油车）、生活源、扬尘源和工业源的精细化管理。

昨天的论坛上，市生态环境局大气环境处处长李翔详细介绍了北京“十四五”时期大气污染的治理思路和重点方向。“十四五”期间，针对当前大气污染的突出问题及污染来源，加强本地和区域协同共治、加强多项污染物协同治理，强化工程减排与管理减排并重，聚焦三大领域开展治理。

在能源领域，控制思路为“转低碳，增电力”。按照“终端电动化，远端脱碳化”原则，协同控制大气污染物和温室气体排放。具体来说，主要集中在三个方面，一是要按照净煤减气少油的原则，控制化石燃料总量；二是要加强建筑节能，完成 3000 万平方米以上公共建筑节能改造；三是要积极发展光伏、热泵等新能源，2019 年北京可再生能源消费比重为 8%，力争到“十四五”末增至 14%。“提到‘终端电动化’，比如，机动车是大家经常使用的终端产品，未来北京要继续大力推广新能源汽车、淘汰老旧汽油车，让车型结构更加优化。再说‘远端脱碳化’，外调电力为北京贡献了超四成的碳排放，今后要逐步压减煤炭发电，向风能发电、太阳能发电等新能源发电转化，这就实现了‘脱碳化’。”李翔说。

在交通领域，北京在“十四五”时期的控制思路是“促更新、油改电”，推动电动化、公转铁、公交化，调整优化结构。

在产业领域，控制思路是“夯责任，治 VOCs（挥发性有机物）”，北京将构建清洁低碳循环的绿色产业体系，重点管控“三大来源”，即：点面结合治理工业和服务业领域，源头管理 VOCs 溶剂使用，标准引领加强生活源管控。

王斌 北京青年报 2021-09-07

储能 助力打通能源革命的任督二脉

尽管风能、太阳能等能源十分清洁且取之不尽，但是在自然环境中，风力时大时小，天气有晴有阴，这些设备发出的电可能时有时无，这会给电网的调度带来很大的难度。火电站的建设必须满足用电高峰需求，而在用电低谷期则会造成大量的电力损失，化石能源的利用效率也很低。如果有了储能技术，情况将发生极大变化，一方面可以实现风能、太阳能的可控储存和输出，另一方面可以将用电低谷的电能储存起来，在用电高峰的时候使用，不但可以减少火电站建设，还可以节能减排。在能源革命中，储能技术是亟需突破的核心关卡。

储能的市场非常广阔，储能的技术也很多，主要可分为物理储能和化学储能两大类。物理储能技术主要有抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能、超导储能及超级电容器。化学储能技术主要有锂离子电池、铅酸电池、液流电池、钠硫电池、铅炭电池、金属空气电池等。

目前用于电网侧大规模储能仍以物理储能（抽水储能）为主，适用于电力系统的削峰填谷、紧急事故备用容量等应用。锂离子电池具有重量轻、比能量高、自放电率低、工作范围适温宽，绿色环保等优势，已广泛应用于便携式电子设备，并作为动力电池在电动交通工具领域得到应用。

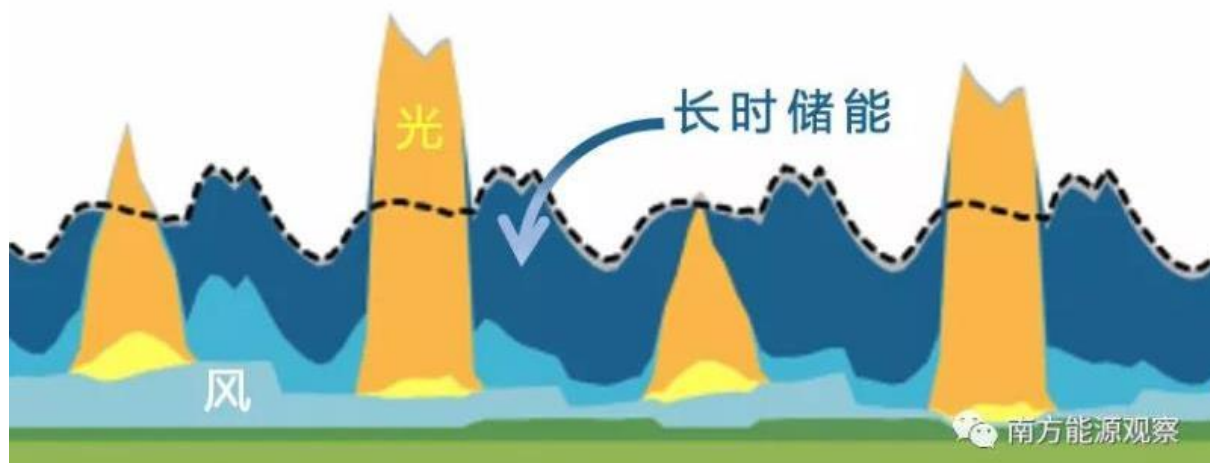
与锂离子电池相比，另外一种化学储能方式，液流电池是适合于大规模储能（蓄电）的装置，在规模储能方面具有独特的优势：蓄电容量大，可达百兆瓦时；容量和功率相互独立，系统设计灵活；电堆易于模块组合，蓄电容量便于调节；充放电响应速度快，电池的使用寿命长，可靠性高，可深度放电；系统选址自由，受设置场地限制小；系统封闭运行；电池的大部分部件材料可循环使用建设周期短，系统运行和维护费用低；特别是具有运行安全和环境友好的优点。目前，中科院大连

化物所储能技术研究部和大连融科储能技术发展有限公司研究团队，已经在储能领域取得了突出成绩，特别在液流电池领域。在“十二五”期间解决了全钒液流电池关键材料、高性能电堆和大规模储能系统集成等方面的关键科学和工程问题，并取得了一系列技术突破。研究团队完成了从实验室基础研究到产业化应用的发展过程，实施了包括全球最大规模的 5MW/10MWh 在内的 30 余项商业化示范工程，形成了完整的全钒液流电池储能技术的产业链，领军国内外液流电池标准的制定，引领全球液流电池技术的发展。目前，该研究团队正在承建全球最大 200MW/800MWh 的电化学储能电站示范工程。

李先锋 鲁文静 谢小芳 大连日报 2021-09-09

长时储能：下一个颠覆性能源科技？

近日，最新 IPCC 全球气候变化报告出炉，再度向全世界发出警报。储能作为“双碳”背景下构建零碳电网的关键组成部分，终于迎来爆发性的发展机遇。大多数人印象中的储能，主要是放电时长较短 (<10hr) 的抽水蓄能或以锂电池为主的电化学储能系统，占全球储能总装机 93%。随着电力结构不断革新，长时储能 (long-duration energy storage) 这一概念逐渐受到关注，它是否会是下一个颠覆性储能技术方向？我们且从定义、应用、商业化进程等多个角度一探究竟。



长时储能是什么？

迄今为止，长时储能的时长尚无明确定义，美国能源部将其归类在额定功率下连续放电 10 小时或以上。不过脱离了使用场景仅关注于充放电时长，是没有太大意义的。业界比较认可的说法是实现跨天、跨月，乃至跨季节充放电循环的储能系统。

在最为热闹的电化学储能赛道，长时储能明星公司 Form Energy 近日发布铁-空气电池，与世界上最大的钢铁制造商 ArcelorMittal 达成战略合作，第一个项目将于 2023 年在明尼苏达州投入运行。斯坦福大学崔毅教授也在 2020 年成立了 EnergyVenue，主打航天领域应用广泛的金属氢电池，计划与香港中华煤气公司开展试验项目。液流电池也是一个长时储能商业技术路径，Zinc8, Primus, Invinity 等欧美电池创业公司主攻锌液流电池。住友电工、融科、普能等亚洲能源企业，则以钒液流电池为主要技术，目前已经开始和主流锂电池厂商在 4-8 小时的储能项目上角逐。

当然，长时储能涵盖了电化学以外的各类储能方式。机械储能领域中，除了最为经济高效的传统抽水蓄能外，还涌现了一批专注于压缩空气、重力储能等新兴储能新技术，并在未来两三年上线百兆瓦级别的示范项目，如 Hydrostor, Highview, Energy Vault 等。此外，热储能（例如熔盐储能公司 Malta），化学储能（氢、氨）等技术也逐渐进入人们的视野。

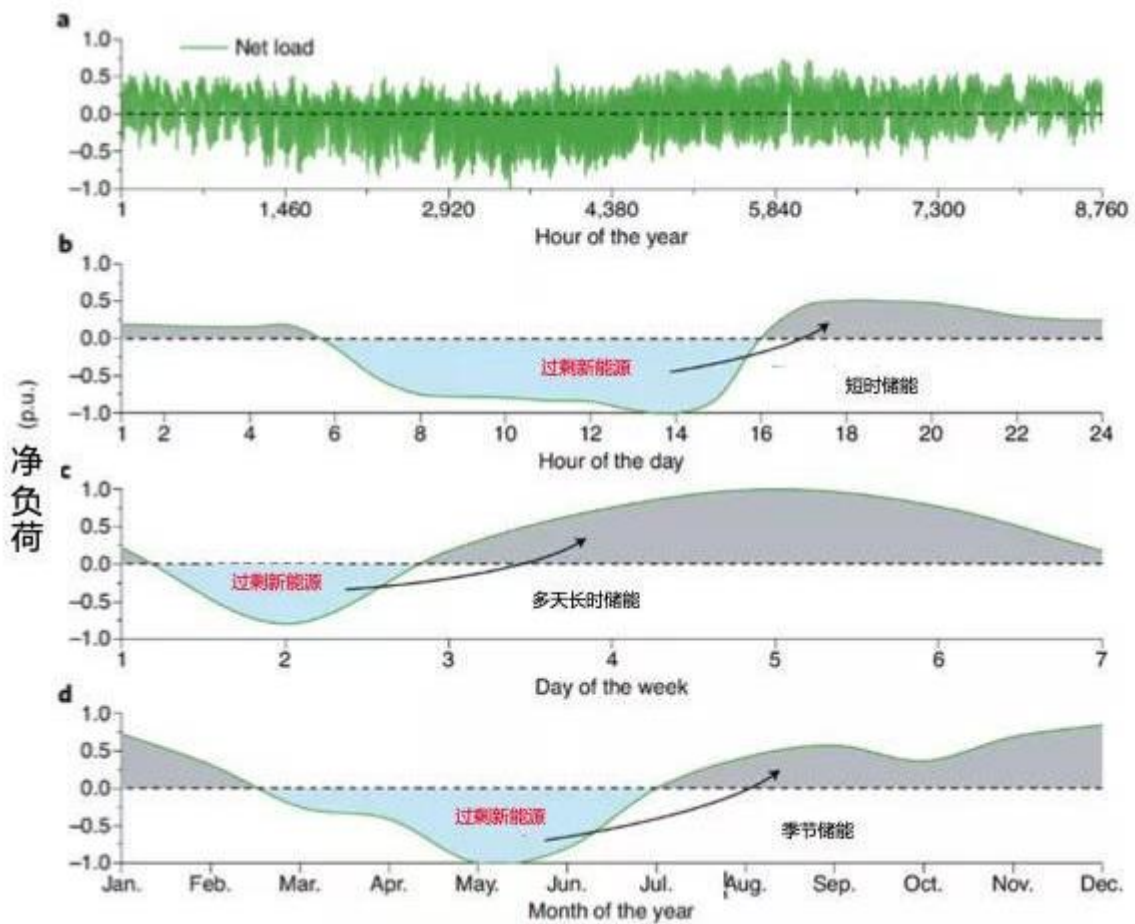
长时储能仍处于百家争鸣的中早期研发示范阶段，孰胜孰劣尚未揭晓。目前看来，电化学储能由于动力电池产业推动，不受地理环境的制约，处于比较有利的竞争地位。

为什么需要长时储能？

首先为了实现碳中和目标，火电厂将逐步退出历史舞台，预计将占发电总量为 10%甚至会更少。当这类稳定的基础负载发电资源日益减少，长时储能+大型风光项目将大概率替换化石能源成为基础负载发电厂，对零碳电力系统中后期建设的影响深远。

其次，随着光能风能不断深入，其发电的间歇性对电网负面影响将愈发严重，部分水电站也面临着生态系统破坏后越来越长的枯水期，无法保证出力。而要解决这个问题，光靠建造更多输电网远远不够。长时储能可凭借长周期、大容量特性，在更长时间维度上调节新能源发电波动，在清洁能源过剩时避免电网拥堵，负荷高峰时增加清洁能源消纳。

频繁的自然灾害（如德州严寒、加州山火、郑州暴雨等）不仅会造成大规模停电影响日常生活，还会加速输配电设备老化，增加电网运营成本。其他外部不可抗因素如天然气管道运输阻塞、煤炭供应短缺等能源资源多日乃至季节性的供应紧张，也会导致电价水涨船高。长时储能的另一大应用就是能够在极端天气下保障电力供应，降低社会用电成本。

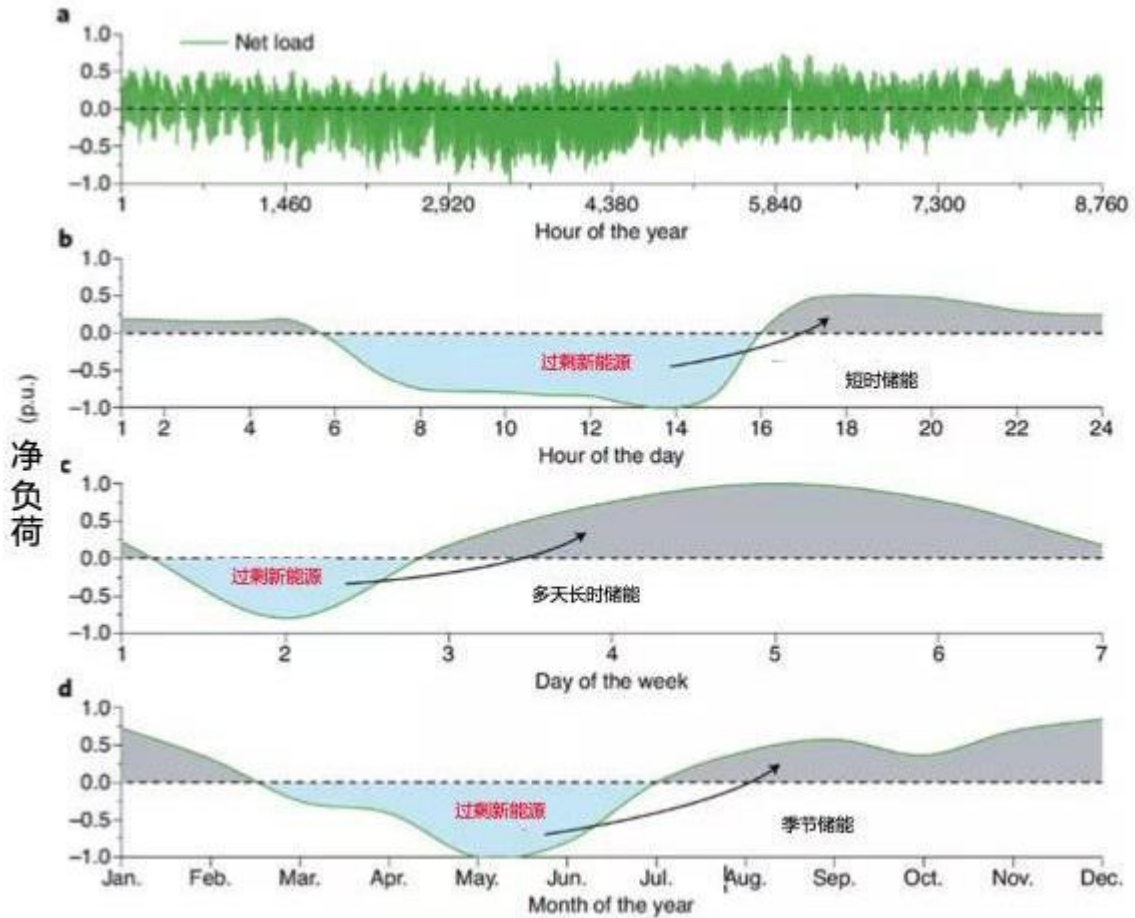


来源：Guerra, Nature.

长时储能距商业化有多远？

虽然长期需求可观，长时储能这笔经济账仍不好算。

长时储能如果单单沿用短时储能的盈利模式，经济效益有限。长时储能与短时储能相比最大优势系就是其容量边际成本 (Marginal Cost per kWh)，功率和容量可以相对独立扩展，避免了未使用功率产生的附加成本，具有不同应用场景之间切换叠加的高度灵活性。而目前大部分电力辅助服务市场、峰谷电价套利空间，对 2-4 小时短时储能系统基本足够。因此，长时储能要想突破短时储能的商业壁垒，必须要解决短时储能技术当前所无法解决的痛点，展示其在更长时间维度的经济价值。



来源：ARPA-E’s DAYS 2020

想要直观精准地测算出长时储能在更长时间维度上的经济价值并不容易。现有的电网定容规划模型（capacity expansion planning）是上世纪传统电网运营模式下的产物，只会从全年抽取几段有代表性的时间段做电网仿真模拟分析，再计算各类能源配比下系统可靠性，缺乏对极端天气、灵活性的考量，自然无法体现出长时储能的长期价值。

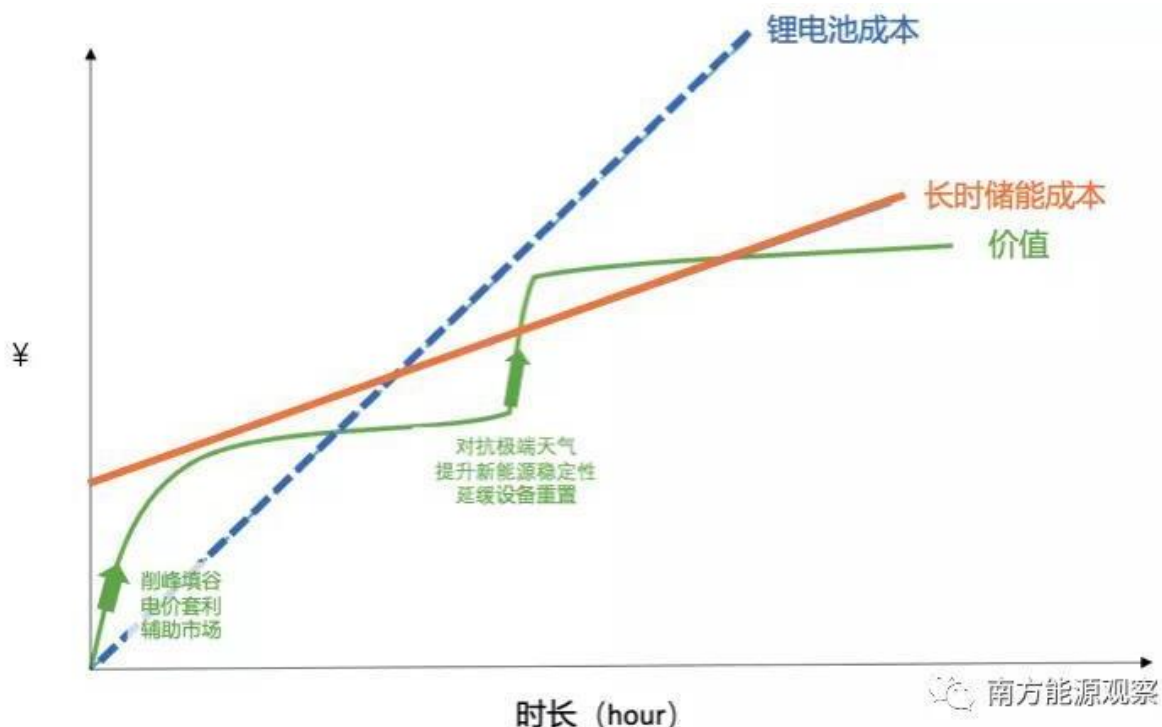
以加州公共事业委员会（CPUC）惯用的长期新能源扩容规划模型 RESOLVE 为例，该模型采样了 37 个典型日逐一进行电力系统生产模拟，每个单日样本没有任何时间连续性，储能机组充放电只能在 24 小时内完成，这制约了长时储能在多天情境下灵活响应，也无法准确量化极端气候对电网的影响——而恰恰是这些小概率的“黑天鹅”事件直接推动了重大项目的投资决定。其次，RESOLVE 模型只支持锂离子储能、液流储能和抽水储能三种储能系统设计，没有充分考虑到其他新型能源，导致成本估算偏高。为解决这个问题，越来越多的公司和研究机构推出了自己的模型，如 Form Energy 的 Formware、Vibrant Energy 的 WIS:dom，Energy Exemplar 的 Plexos、麻省理工-普林斯顿的开源软件 GenX 等。

除了不甚明朗的经济效益，长时储能的成本也是其商业化进程中的拦路虎。

近期麻省理工大学的研究团队在 Nature Energy 上深入探讨了长时储能的成本和其他技术特性对零碳电网整体发电成本的影响。研究表明，长时储能的价格至少要达到 \$50/kWh 才会被更广泛地应用；如要大幅降低整体发电成本 (>10%)，成本必须落在 \$1/kWh - \$10/kWh 这个区间。除了长时储能本身的充放电效率和造价，还有众多可以提供稳定电力服务的能源组合（核能、化石能源+碳捕捉与封存技术、氢能等）可以与之竞争，这些技术未来发展和成本，也会左右长时储能在电网中可以占有多大的位置。与其他硬科技一样，长时储能从研发、示范、落地到规模化，一路上必将面临产能、供应链、建设、运营等多方面挑战，必须严格控制每一环的风险，才能实现既定的成本目标。

长时储能还面临着巨大的融资挑战。要获得项目融资，必须向投资人证明储能资产的性能和可靠性。目前通用的做法是进行第三方审核 (Third-party Engineering report)，出具长期保修协议 (O&M)、容量保证协议 (Capacity Maintenance)。然而，长时储能技术尚未拥有大规模实际运营数据支撑，难以提供全方面保证。就算企业拍胸脯做了保证，投资方仍会心存疑虑：长达 30 年的项目周期，公司一旦倒闭，谁来接盘？LightSail Energy, Nikola 等多个曾经炙手可热的新能源初创公司因技术欺诈而跌落神坛，增加了投资者对未知技术的疑虑，也必然加大了长时储能的落地难度。

以美国为首的多国政府已经开始加码对长时储能技术的扶持，作为全球新能源政策风向标的加州，近期公布了高达 50GW 的长时储能扩容计划，以实现 2060 碳中和目标。加州八家社区联合电力管理机构早在 2020 年底就发出了标书采购 500MW/4GWh 明确超过 8 小时的储能系统。美国能源部已开始提供低息贷款，力争在未来 10 年将长时储能的成本降低 90%。比尔盖茨所带领的 Breakthrough Energy Venture 也豪掷 15 亿美金与能源部以公私合作的投资模式加速长时储能的商业化进程。



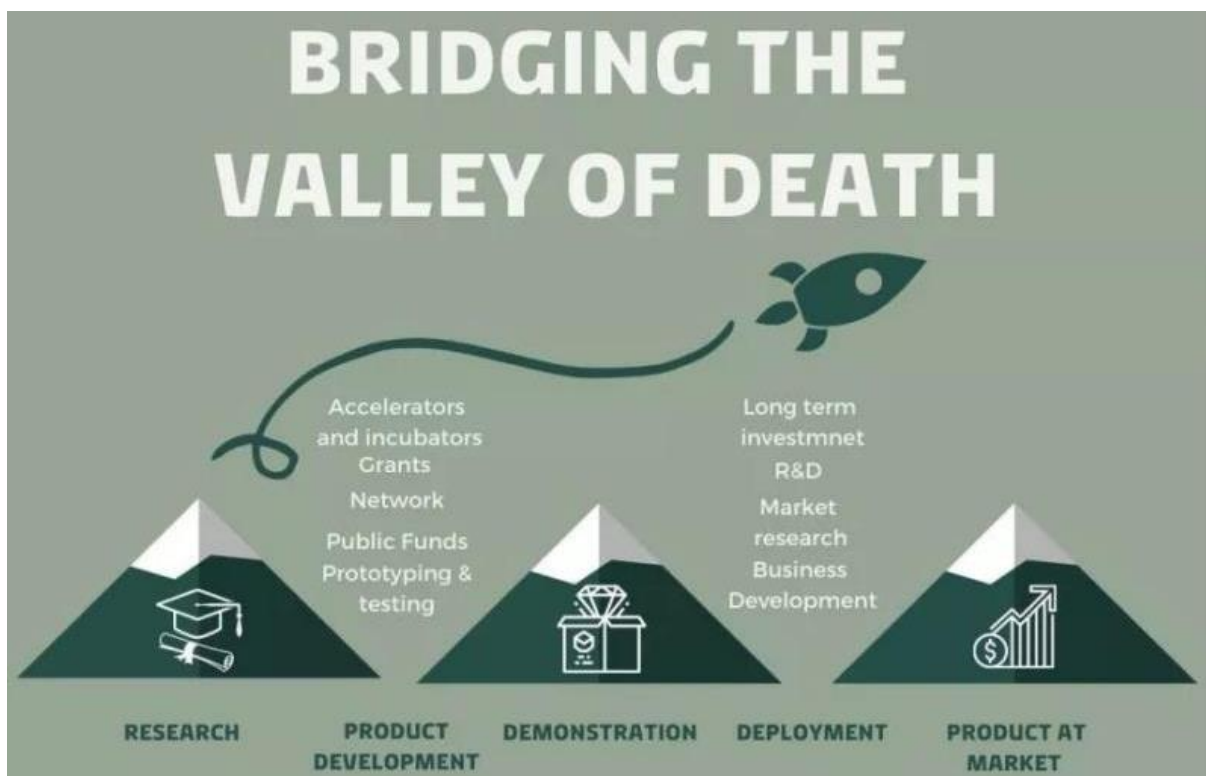
穿越产品死亡之谷

来源：Bridging the Battery "Valley of Death" - by Intercalation Station

长时储能在中国：现状与启示

国内储能业在多年耕耘摸索下终于迎来增长机遇。短时储能的经济性在分时电价、电力市场等利好政策下刚刚有所转机。实现“双碳”目标的号角刚刚吹响，构建深度低碳电网（2030-2050）还需时日。此时大谈长时储能，是否有些“好高骛远”呢？

在笔者看来，当前正是加大长时储能投入力度的时机。目前火电占全国总发电量的 68%，2030 年火电发电占比需下降近 20%，新增电量全部由清洁能源满足，加之火电厂的退役和固碳改造，极端天气加剧，意味着未来三五年内必将面临区域性电网供应的持续性波动。长时储能在五年内商业化，将对中国 2030 碳达峰有着重要意义。



来源：碳达峰碳中和技术路径及实践探讨-舒印彪

如何合理测算长时储能的经济效益，也是中国同样面临的挑战。目前电科院等电力研究机构都有着自己的生产模拟软件。这些电力规划分析的结果，将会直接左右长时储能在中国的规模化速度。我们已面临一个跨区域、多种发电类型、市场与计划双轨并行、分布式集中式混合的复杂电力系统，因此，必须加速电力规划方面的升级改造，在模型中考虑更多持续性极端天气，给储能设定合理的经济技术参数。对海量电网数据的质量严格把控，进行全年 8760 小时持续模拟，并以模型数据开源、学术产业结合等方式集思广益，甄选出最经济可靠的电源储能配置方案。

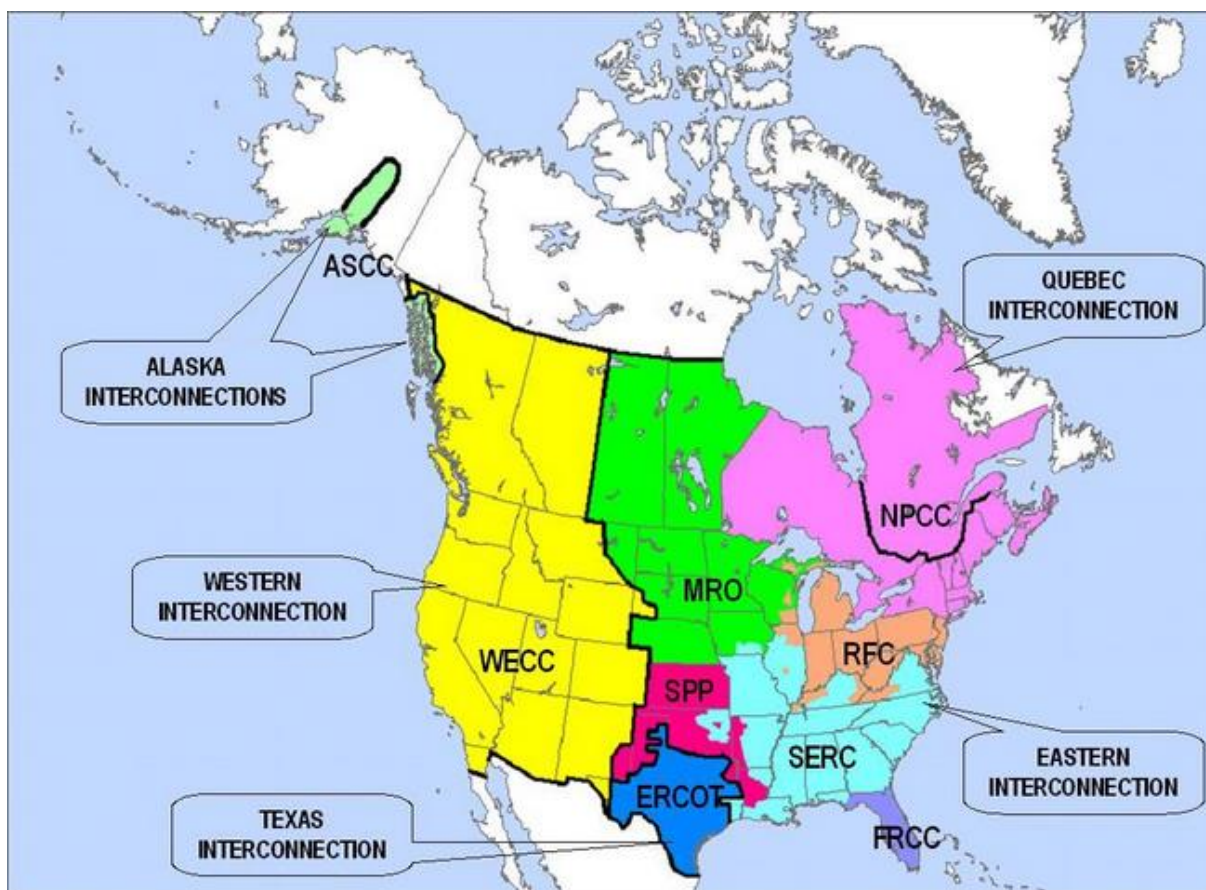
此外，还需要稳步推进对长时储能技术的市场机制和政策扶持。国内长时储能技术以液流电池为主，非电化学技术路线的长时储能公司更是寥寥无几。随着地缘政治博弈加剧，我们需要对本国的创业公司多一些乐观和耐心，在做好尽调的基础上，以公私合作、政策市场顶层设计等多种形式协助长时储能技术走出资金窘境，应该落实储能技术标准，鼓励更多电力企业对长时储能需求做出更加科学系统的规划，在标书中明确储能的用途及时长需求。

未来的电力系统必将是多能互补的，新能源+储能这一模式将迎来历史性的机遇，长时储能也会成为碳中和战略中不可缺少的一部分。过去十年，宁德时代靠着技术创新和刻苦精神坐上了储能、动力电池领域中当仁不让的头把交椅。未来十年，长时储能领域里，来自中国领跑者们或许也会冲在时代的最前沿。

张思艺 吕皖宁 南方能源观察 2021-09-07

持续放电时间不同的情况下成本最低的长时储能系统有哪些？

美国国家可再生能源实验室的研究人员日前发布一份研究报告。对于在风力发电设施和太阳能发电设施不可用的情况下，哪种能源技术能够提供最低的成本来为美国西部互联电网提供电力进行了研究与调查。他们假设可再生能源发电的普及率为 85%，报告指出，地下储氢技术和具有碳捕获储存的天然气管道联合循环发电厂是持续放电时间为 120 小时储能应用中价格最低的选项。



黄色区域是美国西部电网服务区域

美国国家可再生能源实验室(NREL)的研究人员评估了大多数长时储能(LDES)技术的成本和性能。还研究了峰值发电厂，以帮助电力系统应对极高水平的可再生能源发电量。研究发现，鉴于当前和未来的投资成本情景，地下储氢技术和联合循环(NGCC) 天然气发电厂具有碳捕集和储存(CCS) 技术为 120 小时持续放电时间的储能应用中，可以提供最低的平准化能源成本(LCOE)。而抽水蓄能发电设施、压缩空气储能系统、电池储能系统是持续放电时间为 12 小时平准化能源成本(LCOE)最低的储能解决方案。

研究人员 Chad Hunter 在接受媒体采访时说：“由于储能技术将与其他低碳发电技术（如 NG-CC 和 CCS）竞争，可以在风力发电和太阳能发电不足的情况下为电网供电，因此我们对它们进行了比较。这使得我们能够快速比较在以前的分析中没有研究的技术。”

在技术和经济方面分析考虑了美国西部互联电网中采用的长时储能系统和灵活发电技术。西部互联电网是一个从加拿大西部延伸到加利福尼亚州的广域同步电网，可再生能源发电量在该地区电力结构中占 85%的份额。

Hunter 解释说：“长时储能系统需要更大的储能量容量，并以典型的充电或放电速率可以持续放电数天、数周甚至更长时间。而在这项研究中，灵活的发电设施和长时储能系统发电设备的总装机容量为 100MW，在峰值和负荷范围内，与目前的化石燃料发电厂的规模保持一致。”

长时储能系统可以在 12 小时到 7 天的持续放电时间内提供额定功率，并且平准化能源成本(LCOE)是针对当前和未来的投资成本计算的。

根据美国国家可再生能源实验室(NREL)的研究人员的分析，对于最长 7 天的持续放电时间，天然气联合循环(NGCC)发电厂是成本最低的解决方案。而对于 12 小时持续放电时间这个最低的门槛，成本最低的一些选项分别是压缩空气储能（CAES）系统、锂离子电池储能系统、钒氧化还原液流电池系统、抽水蓄能发电设施，这主要是由于与电力相关的投资成本适中，并且效率高。

Hunter 解释说：“电池储能系统可能会在未来的电网规模储能系统中发挥重要作用，特别是如果电池成本继续像在过去十年中看到的那样快速下降的话。而持续放电时间较短的电池储能系统将得到低成本的长时储能技术的补充，例如地下储氢技术。”

对于持续放电时间超过四天的长时储能系统，成本最低的储能解决方案是绝热压缩空气储能(D-CAES)、天然气联合循环(NGCC)发电厂、天然气燃气轮机(NG-CT)、盐穴储氢设施，以及重型车辆采用的质子交换膜(HDV-PEM)燃料电池。他们还确定抽水蓄能设施和质子交换膜(HDV-PEM)燃料电池分别在 12 小时和 120 小时的持续放电时间的应用中提供最低的平准化能源成本(LCOE)。

Hunter 表示：“尽管具有地下储氢系统和天然气联合循环(NGCC)发电厂系统是支持持续放电时间超过 36 小时应用场景的成本最低的技术，但也存在一些挑战。首先，这两种技术在短时储能应用中（少于 12 小时）提供最低成本，而在可再生能源发电份额更多的时候，这两种技术可能会主导储能市场。因此，储能技术的发展需要由其他部门或用例驱动，例如在重型卡车运输中使用质子交换膜(HDV-PEM)燃料电池或者为工业应用部署天然气联合循环(NGCC)发电厂。”

该研究团队表示，在持续放电时间超过大约 48 小时的情况下，可以最大限度地减少储能投资，并且平准化能源成本(LCOE)对储能系统的储能容量的成本比对装机容量的成本更敏感。该团队在一篇名为“支持高可变可再生能源电网的长时储能和灵活发电技术的技术经济分析”论文中介绍了其研究结果。

刘伯洵 中国储能网 2021-09-13

储能产业政策要做到连贯融合

碳达峰、碳中和目标和构建以新能源为主体的新型电力系统的核心之一，是通过储能解决电力供需时间与空间上的极度不平衡。新能源出力具有波动性等特点，要在保证电网可靠、经济的前提下，实现更高比例、更大规模新能源并网消纳，需要促进储能或调峰资源协调发展，这有赖于政策的有效实施与市场机制的完善。

储能产业政策密集出台

7 月 15 日，国家发改委、国家能源局出台了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确了加快推进储能产业发展的原则和目标，提出到 2025 年新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上，接近当前装机规模的 10 倍，极大提振了行业信心；7 月 29 日，国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》，将进一步拉大峰谷电价差，建立健全尖峰电价、季节性电价等机制，为储能设施商业价值的实现提供空间，目前已有广东、江苏等 8 个地区响应，如广东最大峰谷电价差将达 1.1735 元/度；8 月 10 日，国家发改委、国家能源局发布了《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》，鼓励新能源发电企业通过自建或购买的方式配置储能或调峰能力。

同时，电力现货市场已在首批 8 个试点地区深入推进，全部启动结算试运行，第二批 6 个试点也在紧锣密鼓地推进，为储能设施实现商业价值提供了机制平台。

相关政策密集出台，体现了国家大力发展储能产业的决心，但同时，各项政策、机制之间有效协同、提高效率、降低成本成为储能产业健康发展的关键。

“自建或购买调峰能力”有效性低

新型电力系统要逐步实现可再生能源对化石能源的替代。2020 年底，我国并网风电装机容量达 28153 万千瓦，同比增长 34.6%；并网太阳能发电装机容量达 25343 万千瓦，同比增长 24.1%。新能源的快速增长增加了电力系统消纳难度。在此背景下，为保障电力系统安全稳定运行，减少弃风、弃光，有效促进新能源消纳，国家发改委、国家能源局发布了《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》，规定新能源发电企业通过自建、合建或购买服务等方式配置储能或调峰资源后，由电网企业予以并网，要求挂钩比例达功率的 15%（4 小时以上），挂钩比例达 20% 以上的新能源项目优先并网。

《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》调动了新能源发电企业配置储能或调峰资源的积极性，并向储能产业释放出利好信号，也为电网调度保障供给安全、消纳新能源提供了更多空间，但政策的有效性值得商榷：

加重了新能源发电企业的负担。在尚未建立容量电价补偿机制的情况下，要求 4 小时的储能能力，显著提高了新能源发电企业配置储能设施或调峰资源的固定成本，且该成本缺少回收途径。单个新能源发电企业配置的储能或调峰设施规模较小，在运营过程中难以产生规模效应，将出现运营成本高、效率低等问题。

按照与单个新能源发电企业并网功率挂钩的方式配置储能或调峰能力，缺乏对全网的统筹优化，效率较低。事实上，不同新能源发电企业的出力曲线因地域分布、能源类型而异，其波动性可在一定程度上相互抵消。全网对新能源发电出力聚合后所需的储能或调峰资源，远小于单个新能源发电企业所需储能或调峰资源的简单叠加，因此后者的储能或调峰资源配置规模将远大于前者，降低了投资的经济性。

分散配置储能或调峰资源将增加电网调度成本和难度。电网调度需与多个分散的储能或调峰设施分别建立调度通信通道、开展安装和调试等工作，物资和人力成本较高；需在较短时间内完成多个分散设施的调度，实际操作复杂、难度大；并网规模较小的新能源发电企业按照挂钩比例配置的储能或调峰设施，可能尚未达到电网调度门槛，储能的运行不能与系统配合，只能简单地削峰填谷。

储能设施充放电安排与新能源发电企业实际利益密切相关，电网调度在峰谷电价机制下对储能设施进行调度，除考虑电网安全等因素外，还需兼顾公平性，实际操作难度较大。这一政策本质是管制微观投资行为，无形中降低了政策的有效性。

“分时电价新政”引导储能配置更有效

相比之下，《关于进一步完善分时电价机制的通知》比《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》更有效，尽管采用了政府直接定价的方式，但不是微观管制，而是价格引导，向市场化方向迈出了重要一步。

通过峰谷电价、尖峰电价等价格信号，激励市场成员自发配置储能或调峰资源，将是更有效的资源配置方式。新能源发电企业可根据价格信号，将储能或调峰设施与原有发电出力整合，形成新的出力曲线参与竞价。综合考虑投资、运营成本，在有利润的情况下，新能源发电企业将自发配置储能或调峰设施。

同时，在价格信号引导和利益驱动下，第三方将自发建设大型储能或调峰设施，并根据市场价格信号充放电获利。在这种方式下，市场成员由经济利益驱动，自发实现了分散和集中相互协同的储能设施配置方案，保障了新能源企业的利益，降低了电网调度成本和难度，发挥了储能设施的规模效应，提高了集中与分散储能或调峰资源配置的有效性。

但值得注意的是，在信息不对称的情况下，由政府定价配置资源的效率远低于市场方式：峰平谷电价对应的时段不固定，将随着不同时段供需平衡的情况应时而变；各时段的价格没有体现供需双方的意愿。

事实上，只有电力现货市场才能精细刻画每一时段的电能价值。日前市场分时的价格信号能够激励储能、需求侧响应、调峰资源交易，同时，激励电化学储能平抑新能源发电短时间尺度的波动性；实时市场的尖峰电价能够激励储能套利行为和需求侧动态响应；调频市场的价格信号能够激励储能以更快速的方式确保电力在更细的时间尺度内供需平衡，这将有效解决高比例新能源电力系统惯性下降的问题。由此可见，电力现货市场能够通过不同类型、更细时间尺度的价格信号引导储能、调峰资源优化配置。

《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》《关于进一步完善分时电价机制的通知》和电力现货市场建设均是国家有关部门出台的政策与市场机制。或许是电力现货市场不尽如人意，只能依靠计划手段配置资源，但政策应充分协同，以提升有效性。此外，还应

加快电力现货市场建设，对储能等新型市场主体参与交易进行深入研究，才能推动储能产业健康有序发展。

（夏清、武丹琛供职于清华大学能源互联网智库研究中心；陈雨果供职于清华四川能源互联网研究院。本文仅代表个人观点。）

夏清 武丹琛 陈雨果 中国能源报 2021-09-13

大型储能电站纷纷落地，储能发展进入快车道

近期，国内电化学储能电站的建设提速，多个百 MWh 以上大型储能电站纷纷落地，三峡乌兰察布风光储项目配套储能规模达到 1.1GWh，将电化学储能的规模提升至 GWh 的全新高度，电化学储能电站呈现集中式、大型化的趋势。通过近期公布的储能产业链公司业绩也可以看出储能市场的火热，以行业龙头宁德时代为例，截至目前其市值高达 1.15 万亿元，成为名副其实的独角兽，其上半年锂电池材料和储能系统销售收入分别为 49.9 亿元和 46.9 亿元，同比增长 303.9%和 727.4%，涨幅巨大。

据统计，2020 年国内电化学储能累计装机规模 330 万千瓦，同比增长 91.2%，根据国家发改委和国家能源局印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，到 2025 年，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，装机规模达 3000 万千瓦以上。以充放电倍率 0.5C，单位瓦时成本 1.9 元简单测算，“十四五”期间，储能市场规模将达到千亿级别，市场规模将增长 10 倍以上。

据公开数据统计，国内部分待建或在建的大型储能电站如下表所示，另外，尚有多个大型储能电站处于前期策划或开发阶段。

序号	建设规模 (MW/MWh)	建设地点	建设单位	建设状态
1	400/800	山西右玉	华朔新能源	EPC招标
2	101/202	山东滕州	华电国际	PC招标
3	100/200	山东济南	华能	招标
4	100/200	山东莱蒙	国网综合能源	招标
5	100/200	安徽金寨	金寨智储	待开工
6	550/1100	内蒙古乌兰察布	三峡新能源	在建
7	300/600	山西大同	国网时代	在建
8	200/400	福建霞浦	国网时代	在建
9	110/193	江苏南京	平高集团	在建
10	101/202	山东海阳	国家电投	在建
11	100/200	山东德州	三峡新能源	在建
12	100/500	湖北襄阳	国家电投	在建

可以看出，除江苏地区的南京和苏州集中式电网侧储能外，其余项目基本为独立集中式储能电站和一体化项目。储能电池除湖北襄阳项目采用全钒液流电池外，其余项目除小规模示范验证外，基本均采用磷酸铁锂电池，磷酸铁锂电池现阶段基本一统江湖。另外，随着大型项目的纷纷落地，

大容量电芯、1500V 直流系统、液冷、半户内布置等新技术也纷纷助力储能建设，例如，9 月 1 日开工的三峡山东德州庆云储能电站采用的就是 1500V 液冷技术。

回顾下电化学储能电站短短几年的发展历程，2017 年，储能首个国家级政策《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》发布，极大的促进储能的发展。2018 年，是电化学储能发展的元年，以江苏镇江电网侧为代表的储能电站初登舞台，其 101MW/202MWh 规模是当时国内最大的电网侧储能电站群，共由 8 座储能电站组成，单座规模最大的是五峰山储能电站，其规模为 24MW/48MWh。可以看出，短短三年多的发展历程，储能电站规模经历了颠覆性的变化。

近期，国家和地方出台了密集的政策支持储能行业的发展，随着双碳目标的推进和构建以新能源为主体的新型电力系统，储能目前的一大步在未来的发展中将是前行道路中的一小步。根据《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，目前仍只是储能商业化发展的初期，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。未来，储能将是能源领域的关键支撑技术，在电力系统中发挥不可或缺的作用。

储能设计 2021-09-03

储能系统或将成为一种新的电力传输方式

据外媒报道，一个电网规模的电池储能系统（BESS）日前在法国东北部地区开通运营，法国电网运营商 RTE 公司将使用该储能系统评估在稳定电网运营中发挥的作用。

储能技术提供商 Nidec Industrial Solutions 公司为 RTE 公司的“Ringo”储能项目提供并部署了三个电池储能系统，每个电池储能系统的规模为 12MW/24MWh。



Nidec 公司部署的电池储能系统系统

这些电池储能系统都将用于存储多余的可再生能源，并将其输送到当地电网，帮助缓解电网拥塞，尤其是在电力需求峰值期间。它不仅可以增加可再生能源发电量，还可以减少火力发电厂平衡电力系统的需求。

RTE 公司将 Ringo 储能项目描述为“采用管理软件控制电池储能系统的一个试点项目”，主要用于存储多余的可再生能源电力。截至 2019 年，法国大城市约 23% 的电力由可再生能源发电设施提供。为了实现欧盟碳中和目标，法国在采用可再生能源方面需要更进一步的发展。欧盟碳中和目标要求到 2050 年实现净零排放。

这个试点项目开通运营之后，可以帮助电网运营商 RTE 公司节省大笔资金，否则该公司不得不投资新建电力线路和基础设施。部署的这三个电池储能系统获得了法国能源监管委员会(CRE) 提供的 8000 万欧元（9424 万美元）资助。

Nidec 公司在一份新闻稿中表示，这个 12MW/24MWh 的电池储能项目于 7 月 2 日开通运营。该项目位于法国科特迪瓦东北部的 Vingeanne-Jalancourt。

这些储能系统使用高密度镍锰钴(NMC)锂离子电池，采用远程控制实时收集运行数据，并使用优化充电和调度的算法使电池储能系统运营实现自动化。RTE 公司在一条推文中指出，Ringo 储能项目是并网的大规模电池储能系统自动化管理的全球首个实验性项目。

Nidec 公司、道达尔与施耐德电气合资子公司 Saft 公司以及由电池技术公司 Blue Solutions 在 2019 年底竞争投标 Ringo 储能项目，最终 Nidec 公司中标，该公司当时表示，该储能系统将于 2020 年 1 月开始建设。

该储能项目在是否发挥预期作用方面将在三年内进行评估，之后将应用在各种市场，其中可能包括未来几年在欧洲推出的新的自动频率恢复储备（aFRR）辅助服务市场。

储能系统成为一种新的电力传输方式

咨询机构 Clean Horizon 公司储能行业专家 Coentin Baschet 指出，RTE 公司部署这个储能项目本质上是在研究电池储能系统是否可以充当“虚拟输电线路”以缓解电网拥塞。通过运营 36MW 的三个储能系统，RTE 公司希望根据输电运营商的标准了解在电力传输方面发挥的作用。

Baschet 说，“对于 RTE 公司来说，这是一种虚拟传输电力的新方式，因为如果在一个地方给电池储能系统充电，并在另一个地方放电，那么就像在采用电力线路传输电力一样。”

Nidec 公司开展电池储能业务的子公司 Nidec ASI 公司首席执行官兼 Nidec Industrial Solutions 公司董事长 Dominique Llonch 表示：“我们目前与 RTE 公司合作部署的这个实验项目是朝着 2050 年实现零排放社会迈出的重要一步，这是欧洲致力于实现的目标。为了实现这一目标，必须生产更多可再生能源电力，这就是通过调节生产和消费来改善能源管理的原因。Ringo 储能项目将使我们获得克服这一挑战所需的知识和经验。”

Nidec Industrial Solutions 公司已在全球各地部署约 1GWh 电池储能系统，其中包括 2013 年在法国科西嘉岛上部署的第一个兆瓦级电池储能系统。

刘伯洵 中国储能网 2021-09-02

多位院士出谋划策——让清洁低碳能源“风光无限”

我国提出争取在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的目标，为全球应对气候变化作出积极贡献。发展清洁能源是助力实现碳达峰、碳中和目标的有效途径。我们应该如何打造清洁低碳安全高效的能源体系？怎样构建以新能源为主体的新型电力系统？前不久，在中国国际文化交流中心国际能源经济研究院组织召开的学术会议上，多位院士专家积极建言。

“双碳”目标推动构建清洁低碳安全高效的能源体系，会使我们的能源更健康、更安全、更高质量

专家们认为，做出“双碳”目标的承诺，是我国经济社会发展中的一件大事，意味着能源的转型进入新阶段。在推进能源结构调整、发展清洁能源的过程中，必须坚持全国一盘棋，提升系统的整体性和协同性。

中国工程院院士、国家能源委员会专家咨询委员会副主任杜祥琬认为，我们要减少碳排放，同时能源不仅要保供，而且要有合理的增长。低碳不是要减能源，而是让人均能耗的增长达到高质量发展阶段。低碳转型和保障能源安全并行不悖。能源安全很重要的一点是供需安全，要以科学供给满足合理需求。目前我国的能源供给，一方面是化石能源供给，另一方面要逐步倚重非化石能源供给。我国的太阳能、风能、可再生能源的资源目前开发了不到 1/10，可再生能源资源的利用是我国自主可控的，这有助于提升能源体系的安全性。我们要认识到，丰富的非化石能源资源同样也是我

国能源资源禀赋的重要组成部分。重新认识我国的能源资源禀赋，对于确保国家长远的能源安全、引导能源转型具有方向性、战略性的意义。碳达峰、碳中和目标推动能源转型，会使我们的能源更健康、更安全、更高质量。

截至 2020 年底，我国风电、光伏发电装机达到约 5.3 亿千瓦，占总装机容量的 24%。未来新能源仍将保持快速发展势头，预计 2030 年风电和太阳能发电装机达到 12 亿千瓦以上，规模超过煤电，成为装机主体；到 2060 年前，新能源发电量占比有望超过 50%，成为电量主体。

杜祥琬指出，我国电力负荷主要在东部地区，要满足东部电力消费需求，应采用“身边取和远方来”相结合的方式开发可再生能源资源。与传统化石能源相比，我国东部拥有丰富的风、光资源，可首先考虑通过分布式光伏、海上风电等方式实现就近发电和消纳；“远方来”是指通过在西部开发光伏、风电、水电，利用西电东送为东部电力需求提供补充。

中国国际文化交流中心国际能源经济研究院院长杨良松认为，随着“碳中和、碳达峰”工作的推进，清洁能源产业将是未来我国能源产业的主要发展方向。我国西北地区在光照时间、风力条件方面，西南地区在水力资源方面拥有得天独厚的优势，非常适合集中开发光伏、风电、水电等清洁能源产业。从国家未来的能源战略来看，东部地区用电需求采取“身边取”和“远方来”并举，是较为科学的方式。

中国工程院院士、国家能源委员会专家咨询委员会委员彭苏萍指出，能源系统是系统性工程。当前，我国高碳能源比较多，今后解决的就是清洁、低碳的应对问题。未来十年，应当是传统能源和新能源、氢能等融合发展。在构建清洁能源体系过程中，清洁能源持续快速增长是基础，科学消纳和利用是前提，发展储能是重点，完善体制机制是保障。

随着未来风、光等可再生能源发电占比越来越高，迫切需要发展以新能源为主体的新型电力系统

数据显示，当前我国能源行业碳排放占全国总量的 80%以上，电力行业碳排在能源行业中的占比超过 40%。据测算，到 2060 年，我国直接电力消费占整体能源消费的 70%，加上间接电力消费，这个比例将达到 90%。

杜祥琬认为，未来以新能源为主体的能源转型涉及能源系统整体，电网对于整个清洁能源的消纳将发挥关键作用。因此，风、光电装机大幅增加的同时，能否输出高质量、又满足供需平衡的电力，是亟待解决的问题。光伏和风电的发展颠覆了过去我国能源资源禀赋不足的发展劣势，传统电力系统发展的禀赋依据正在发生巨大变化，新型电力系统规划要顺应时代发展趋势。

中国工程院院士、全球能源互联网研究院院长汤广福说，从能源供给侧看，未来接近 70%的能源将由可再生能源替代，其中水能、核能、风能、太阳能等清洁能源，又都必须转化为电能才能加以利用。从能源需求侧看，大约 70%的用能场景将会是电力消费。因此，电力系统在能源转型中将起到核心作用。现行电力系统是以稳定的火力发电为主导，我国可再生能源资源禀赋较好，适合大力发展以光伏、风电为主导的清洁能源体系。随着未来风、光等可再生能源发电占比越来越高，我们迫切需要发展以新能源为主体的新型电力系统。

中国工程院院士、中国南方电网公司专家委员会主任委员李立涅认为，新型电力系统设计需要适应风、光等可再生能源资源分散，具有随机性、间歇性等特点。未来我国风、光电装机容量非常庞大，电力系统将会发生根本性的变化。构建以新能源为主体的新型电力系统，需要充分考虑新能源这些特性。

新型电力系统建设可选择什么样的技术路径？汤广福认为，以光伏、风电为代表的清洁能源发电的重要特点是具有波动性和间歇性，要想大力发展清洁低碳能源，新型电力系统需要适应高比例清洁能源发电的特性和要求，技术上必须突出柔性化和灵活性。一方面，我国未来的能源体系以清洁能源为主体，具备灵活调节能力的煤电和气电是补偿风电、光伏间歇性的重要手段，灵活的发电方式必然需要灵活的电力系统作为支撑；另一方面，电力系统的柔性化是指推动以柔性直流为代表的柔性输电方式广泛应用。通过对电力系统的柔性化改造，使调控更加灵活，确保电网安全稳定运

行，更适合清洁能源大规模接入。

以国家战略科技力量支撑清洁能源发展，鼓励老百姓养成符合“双碳”目标的生活方式

当前，清洁能源的发电装机进入快速发展期。与此同时，电力电子技术、数字技术和储能技术等正推动传统电力系统向高度数字化、清洁化、智能化的方向演进。

目前，储能被认为是解决新能源发电不稳定问题的重要工具和关键支撑。中国工程院院士、清华大学教授韩英铎认为，大规模储能技术发展将根本性改变传统电力系统即发即用的特性。目前电能存储成本高，使用寿命短，可考虑将储电转化为储热、储冷，具有更高经济性，以此支撑新型电力系统建设产生社会效益。大功率电力电子技术解决了特高压柔性直流远送问题，柔性直流配网发展更有利于风、光电并网消纳。

汤广福认为，新型电力系统需要缓解大规模储能需求。目前化学储能尚无法满足大规模电网级储能需求。新型电力系统需采用柔性输电等技术，将数百千米乃至上千千米的风电、光伏发电、水电等通过柔性直流输电联通起来，实现风、光、水发电时空互补和电网间接储能作用，实现电能稳定输出。未来，氢能也有望成为新型电力系统重要支撑性技术。新型电力系统需要发展储能，不仅可以解决电网削峰填谷问题，还可以实现跨季节超长时间储能。

汤广福也指出，实现碳达峰、碳中和目标，构筑高质量清洁低碳安全高效可持续的能源体系，构建以新能源为主体的新型电力系统，需要全社会广泛参与。一方面要以国家战略科技力量支撑清洁能源发展，另一方面要鼓励老百姓参与进来，逐步养成符合“双碳”目标的生活方式。要大力宣传能源转型意义，普及新能源知识，让人们接受并积极支持使用清洁低碳能源。

人民日报 2021-09-14

电力调峰市场应否取消引热议

8月31日，国家能源局综合司发布公开征求对《并网主体并网运行管理规定（征求意见稿）》《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》（以下简称“两个细则”）意见的公告。

电能从发电侧输送到用户侧的过程中，需要保证用户用电的稳定性、安全性和可靠性，为了满足这些用电需求而采取的措施被称为电力辅助服务，主要服务品种包括调频、调峰、无功、备用、黑启动等。

生效后的“两个细则”将取代原国家电监会于2006年制定的《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）。征求意见稿发布以来，记者收到了不少反馈建议。

向新型电力系统靠近

2002年厂网分开后，电力系统原有的补偿与考核机制发生变化，为解决相关问题，旧版两个细则于2006年应运而生。2013年，东北率先试水以竞价方式确定调峰承担主体。2015年电改“9号文”印发后，“东北模式”被各地辅助服务市场广泛采用。

华北电力大学经济与管理学院教授袁家海表示，总体来看，新版两个细则扩大了主体范畴、丰富了交易品种、完善了分摊机制，目的是保障当前电力系统向新型电力系统平稳过渡。

目前我国的电力辅助服务和费用均由发电侧提供，即发电侧“出钱又出力”。国家能源局2019年发布的《关于2019年上半年电力辅助服务有关情况的通报》显示，截至2019年上半年，发电机组合计分摊金额占比87.71%。

袁家海指出，新版两个细则最明显的变化是其涵盖的主体范围的扩围，通过文件名称的改动也能看出。“参与主体由原来的传统发电厂扩展为‘源荷’两侧，特别是加入了核电、‘风光’、新型储能、负荷侧可调节负荷。对应的文件名称中，不再单独体现‘发电厂’，而是变更为‘并网主体’的说法。”

业内认为，新版两个细则的“亮点”之一还在于，辅助服务费用的分担机制有了新变化。新版两个细则规定，按照“谁提供，谁获利；谁受益、谁承担”的原则，补偿费用由包括发电企业、电力用户在

内的所有并网主体共同分摊。“这改善了过去‘一刀切’所有发电主体共同分担的局面。”袁家海说。

现货运行期间需要调峰市场吗？

新版两个细则作出了不少有益尝试，但部分规定引起了争议。例如，现货市场运行期间，有无必要取消调峰市场，两个细则并未予以明确。

在国家发改委今年发布的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）中已明确要求“现货市场运行期间由现货电能量市场代替调峰市场”。

国外某电力监管专家指出，调峰交易本质上是计划形式下的产物，目的是在缺乏现货市场价格条件下通过公开竞争给予不发电的市场主体适当补偿。“当现货市场建成以后，现货市场价格就是市场主体发电或不发电的信号，再搞一个调峰信号不仅多此一举，而且会扭曲现货市场价格信号。调峰要解决的问题是电能的实时平衡，与严格意义上的辅助服务没有半点关系。”

袁家海指出，在市场机制尚不完善阶段，调峰辅助服务作为一种“补丁”措施，发挥了一定的作用，但随着电力体制改革的不断深化，调峰应退出历史舞台。“下一阶段，现货市场的电价将引导发电机组出力变化，从而取代‘调峰’。作为短期电力市场的补充，容量机制取代现有的规划方式，可以更为经济合理地保障中长期电力资源充裕度，释放需求信号，结合金融机构的投融资导向作用，形成更为科学的低碳电力投资引导机制。”

透明度有待进一步提高

部分专家认为，新版两个细则在数据透明等方面仍需进一步细化。

一位不愿具名的业内人士指出，两个细则对辅助服务提供方列出了详尽要求，但并未对需求端进行考核约束，调度作为辅助服务市场需求侧的“代理人”也应明确相关义务和责任。

上述监管专家指出：“例如，在辅助服务需求制定方面，既缺乏统一的制定标准，也没有要求实时或提前公开辅助服务的需求数据。过高或过低的辅助服务需求都会给系统运行和运行成本带来不利影响，公开辅助服务需求数据有助于并网主体合理规划并运行设施，以便适时参与市场竞争，进一步有助于辅助服务的健康发展。”

此外，中嘉能集团首席交易官张骥指出，由于电力现货的启动将改变电力系统运行的方式，因此新版两个细则需针对现货和非现货两种不同模式分别进行要求。“如现阶段尚无法确定现货模式下的辅助服务管理办法，也应至少写明哪些不适用于现货试结算。”

袁家海认为：“新版办法虽然将新型储能与可调节负荷纳为并网主体，但并未给出具体的考核机制与实施措施。辅助服务改革的长远方向是还原其公共服务属性，最终应由用户侧来分摊，加入市场交易的用户直接以市场化方式分摊。未加入市场交易的用户由电网代为承担，作为电网运行费用纳入输配电价。”

本报记者 赵紫原 中国能源报 2021-09-13

动力蓄电池梯次利用步伐加快

8月27日，工业和信息化部、科技部、生态环境部、商务部、市场监管总局印发《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法》（以下简称《管理办法》），鼓励梯次利用企业与新能源汽车生产、动力蓄电池生产及报废机动车回收拆解等企业协议合作，加强信息共享，利用已有回收渠道，高效回收废旧动力蓄电池用于梯次利用。

业内人士指出，《管理办法》是国家层面首次针对动力蓄电池梯次利用出台的专门文件，有利于行业良性发展。

明确产品安全责任

业内数据统计，2020年我国累计退役动力电池25万吨，到2025年这一数字将提升至78万吨。退役后到的动力电池通过必要的检验检测、分类、拆分、修复或重组为梯次产品，应用到储能电站、通信基站、低速电动车等场景，可实现资源的充分利用，具有较大的经济价值和社会价值。

近年来，动力蓄电池回收再利用颇为火热，但诸如废旧电池在运输、贮存、示范应用中的起火爆炸事件却屡见不鲜。规模庞大的退役动力蓄电池若不能得到有效规范，将带来巨大的安全隐患。

为促进产业有序发展，主管部门近年来相继出台了《废旧电池回收技术规范》《新能源汽车废旧动力蓄电池综合行业利用规范条件》《新能源汽车动力蓄电池回收服务网点建设和运营指南》等相关管理条例，均涉及电池梯次利用管理。2020年10月，工信部发布《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法（征求意见稿）》，梯次利用管理成为重点方向。

经过近一年的酝酿，《管理办法》正式出台，明确了梯次利用企业从事废旧动力蓄电池梯次利用活动，应依据国家有关法规要求，与新能源汽车、动力蓄电池生产企业协调、厘清知识产权和产品安全责任有关问题。

“动力蓄电池梯次利用仍处于初级阶段，发展速度较快，《管理办法》的及时出台，一开始就从源头进行管控，为行业发展起到保驾护航的作用。”北京赛德美资源再利用研究院董事长赵小勇称。

强调产业链协同

尽管动力蓄电池梯次利用受到多方重视，但目前市场上多数动力蓄电池没有进入正规回收渠道，而是流入小作坊拆解处理，行业整体面临着回收难、盈利难等困境。

《管理办法》鼓励企业协议合作，利用已有回收渠道，高效回收废旧动力蓄电池用于梯次利用，不仅对企业提出了明确要求，还就产品和回收利用制定了详细规则，有望进一步强化产业链纵向深度整合。

据了解，车企是回收动力蓄电池的主要责任方，但在电池拆解回收利用上并无优势，目前整车企业通常授权给电池企业或通过第三方回收企业来回收废旧电池，车企通过控股或参股的方式进入该领域，如宝马、上汽集团与宁德时代、邦普循环合作；比亚迪与格林美合作，建立“材料再造—电池再造—电池回收”的协同制造循环产业链。

“此举可以有效避免重复建设，节省建设和物流成本。目前动力蓄电池回收利用规模还没有起来，大部分企业尚未实现盈利。”赵小勇认为，随着《管理办法》的落地，法律法规趋于严格，小作坊生存空间将受到挤压直至退出市场，有技术、有实力的企业才能在行业长久生存。届时，动力电池回收再利用将快速增长，预计到2030年，行业规模将达到千亿元。

落地效果有待检验

《管理办法》的出台，能否破解当前行业“痛点”？

当下动力蓄电池信息普遍以孤岛形式存在，无法互联互通，不少梯次利用产品信息不清楚，比如电池退役的年份、退役之前的容量、电池厂家等信息并不完整，给电池拆解再利用增加难度，数据共享被认为是解决动力蓄电池困境的主要手段。

“鼓励新能源汽车、动力蓄电池生产企业与梯次利用企业协商，共享动力蓄电池的出厂技术规格信息、充电倍率信息，以及电压、温度等国家规定的监控数据信息。”《管理办法》提出，梯次利用企业应按照《车用动力电池回收利用余能检测》（GB/T 34015）等相关标准进行检测，结合实际检测数据，评估废旧动力蓄电池剩余价值，提高梯次利用效率，提升梯次产品的使用性能、可靠性及经济性。

“如果没有数据支持，后端的检测效率提升和再生利用可能是一句空话，但车企和动力电池企业开放数据意愿不高，相关部门应强制要求相关企业放开非核心技术的基础数据。”业内人士称。

此外，《管理办法》鼓励动力蓄电池生产企业参与废旧动力蓄电池回收及梯次利用，对梯次产品的设计提出“采用易于维护、拆卸及拆解的结构及连接方式，以便于其报废后的拆卸、拆解及回收”的要求。“早期动力电池普遍使用螺栓固定，由于质量和控制问题容易松动，后面改用了焊接、灌胶工艺，这对售后维修和梯次利用都很麻烦。若没有强制要求，电池设计恐难以改变”。此外，赵小勇坦言，《管理办法》缺少惩处措施，其落地执行还存在一定难度。

本报记者 卢奇秀 中国能源报 2021-09-13

各地积极探索降碳路径

“要抓紧制定 2030 年前碳排放达峰行动方案，支持有条件的地方率先达峰”——这是 2020 年中央经济工作会议确定的重点任务。在此背景下，多地纷纷启动碳达峰行动方案的编制工作。

记者梳理发现，在地方层面，截至目前，31 个省（自治区、直辖市）的“十四五”规划和 2035 年规划纲要，均将碳达峰、碳中和目标列入本地区发展蓝图。其中，江苏、上海、浙江等地提出早于全国达峰时间的行动目标，正在编制方案的四川、宁夏等地提出鼓励部分地方率先达峰。但同时，也有地方“抢头彩”心切，提出的目标超越现实发展阶段；有的地方则口号喊得响、行动跟不上。地方碳达峰，到底应该怎么干？

“部分条件具备地区可先试先行”

城市是推进碳减排的基本单元。中国能源研究会常务副理事长周大地表示，在实现碳达峰的过程中，必须将行动计划、具体措施及时间表落实到每个省、市，甚至每个县。“达峰越晚、峰值越高，实现碳中和目标的难度就越大。为此，建议半数以上省市在‘十四五’期间实现碳达峰，而且不是全国各地同步到位，部分技术比较发达、资金实力相对较强的地区要更提前。”

哪些地区适宜“提前”？国家气候专家委员会副主任何建坤认为，“十四五”期间，东部沿海比较发达的地区，以及西南一些可再生能源资源丰富的地区，应该研究和规划率先实现碳达峰，这样才能为“十五五”期间全国范围内的碳达峰创造有利条件。国网（苏州）城市能源研究院战略中心主任王林钰也称，部分东部城市先试先行，目前已经或正在向更高附加值的产业升级转型，具备率先达峰的经济、技术等基础条件；西北、西南的部分城市，通过能源结构优化调整，未来新增能源消费主要由可再生能源提供，实现能源增量不增碳。“上述两大类地区，可根据自身情况率先完成碳达峰目标。”

记者了解到，经济发展活跃的长三角地区已走在前列。例如，《浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案》提出到 2025 年和 2030 年，高质量支撑浙江省先后实现碳达峰、碳中和；《上海市生态环境保护“十四五”规划》明确上海到 2025 年确保碳达峰，单位生产总值二氧化碳排放强度持续下降并完成国家要求；《江苏省 2030 年前二氧化碳排放达峰方案》已在 7 月底完成编制。此外，陕西、宁夏等化石能源大省也在加紧制定碳达峰的时间表、路线图。

不同地区存在“冷热不均”现象

“地方政府希望表现得更好一些、处在领先地位，可以理解。但不同城市所处的发展阶段、国家赋予的发展定位，以及其经济水平、产业结构、资源禀赋等条件不同，减碳的路径措施有所差异，达峰时间必然有先有后。”王林钰发现，部分地区频繁抢先，看起来是“快人一步”，实则削弱长远发展动力。“在不具备产业、技术等优势或基础不够扎实的地区，没有必要非得争先达峰。”

王林钰还称，摸清家底是减碳的基础所在，但不少城市对本地碳排放量掌握并不全面，在缺乏数据基础的情况下就匆匆制定行动方案。“比如，大部分地区主要统计规模以上工业企业的排放情况，对于数量众多、工序繁杂的中小企业，排放量还很难完全掌握。再如，由于暂无统一核算标准，各个城市在计算本地排放量时，往往会选择有利于自身的核算方法，很容易导致统计数据与实际排放量存在偏差，或者给自己预留尽可能大的排放空间。尤其涉及到跨区域传输、城市间碳排放转移的情况，到底该如何计算、各地占多少比例，尚无明确说法。”

有地区积极“争表现”，也有地方抱有侥幸心理。周大地坦言，部分地区依然缺乏对气候变化的认识，认为到本世纪末才能看到影响，碳达峰早点晚点无所谓。“地方一级基本没有做气候变化影响风险分析，还有地区认为这是别人的事，与本地没什么关系，持有争取更大碳排放空间的惯性思维。”

一位来自发改系统的专家认为，相比大气污染防治工作，碳排放控制仍缺乏“硬性”约束，存在“上冷下热”现象，越往下一级政府、压力传导信号越弱。“不但在思想认识层面需要提升，到了市、县一级，人员能力、管理基础明显薄弱。”

要避免出现新的失衡或产业过剩

如何合理把握碳达峰节奏？“有多少能力，干多大事情。”上述专家表示，中央正在制定行动方

案，具体任务尚未分解到省市区层面。情况掌握不全面就盲目表决心、喊口号，是对自己不负责，也不可能站在全国一盘棋的角度，统筹考虑自身在碳达峰、碳中和进程中的角色定位。

中国宏观经济研究院研究员韩文科认为，城市实现碳达峰的关键仍在于控制本地煤炭消费。“有些城市没能抓住核心，控制煤炭消费增长的路径还没有搞清楚，就把大力气用在别的地方，这样很难实现碳达峰。电力、钢铁、水泥和煤化工四大行业，2020年煤炭消费量占煤炭消费总量比重超72%，是实施碳达峰行动的重点。同时，要以更有力度的政策引导清洁能源更大规模发展，使‘十四五’成为城市构建清洁低碳现代能源系统的新起点。”

王林钰进一步称，在长期发展中，部分城市已形成自己的区域产业优势，这些产业虽在高碳行列，但其能源效率、产业利润处于全国、乃至世界前列。究竟该压减多少产能、采取何种压减方式，需要科学评估，结合产业定位及长期规划，防止“一刀切”式关停限产，造成这些行业在国际或同行业的竞争力减弱，带来新的失衡问题。

“谈及碳减排，各地最容易想到从高排放行业入手。实际上，单个企业排放量不大，但企业数量众多的行业，叠加排放同样很大，不应被忽视。”王林钰表示，既要积极推进碳减排，也要看到城市产业结构调整不能一蹴而就，不能为了达峰而达峰，一味发展战略战略性新兴产业。“这些产业虽符合国家战略方向，但如果不顾地方实际，缺乏发展基础和整体协同，极有可能导致高新产业新的过剩。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-09-06

福建省厦门首次提出全国碳中和发展力指数体系 “五力”模型考量地区低碳发展能力

近日，“中国碳中和发展力指数暨海洋碳汇与绿色金融融合发展研讨会”（以下简称“研讨会”）在厦门产权交易中心召开，会议首次提出全国碳中和发展力指数体系。未来，该指数体系将以“五力”驱动模型考量国内各地区低碳发展能力。

据悉，全国碳中和发展力指数体系，由厦门大学碳中和发展力研究团队自主研发，是全国首个评价各地区碳中和发展能力的综合指数。

“中国碳中和发展力指数的研究工作进展顺利，目前正处于研讨修正、分析验证阶段，指数核算结果不久将正式对外发布。”中国碳中和发展力指数研究团队首席专家、厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺说。

研讨会上，孙传旺汇报了中国碳中和发展力指数的研究背景、指标体系、测度方法、研究进展与算例结果等。据介绍，该指数是以指数评价模型为基础所开发构建的一套客观、系统、全面、综合、动态的碳中和评价体系，涵盖经济发展、产业特征、能源结构、技术创新、金融财税、环境质量、生态治理、政策舆情等经济社会转型的各方面指标。

同时，指数将系统评估各地区推进2060年前实现碳中和的实施基础、发展条件与政策部署，包括产业结构优化潜力、能源结构转型重点、绿色技术及碳汇发展、碳价机制及碳金融体系建设、生态保护与环境治理、制度建设和支持力度等经济社会发展的多方维度，全面把握各地的碳中和发展进程，助推我国碳中和目标的整体协同与综合推进。

此外，该指数最大的特色是以“五力”驱动模型为基本框架，将地区碳中和发展力结构化分解为成长力、转型力、竞争力、协调力和持续力，结合地方政府的碳中和政策舆情分析等辅助指标，形成了一套“五+N”的完整体系。

其中，成长力阐明低碳发展与经济增长的协同关系；转型力强调经济结构转型对实现碳中和目标的支撑作用；竞争力刻画地区在竞争条件下优化资源配置的能力；协调力衡量各地碳中和工作部署的统筹协调情况；持续力则体现地区碳中和发展对于代际公平与代际延续问题的考量程度。

来自中国科学院、厦门大学、清华大学等能源学术界专家组成专家组，从指标体系出发，以指标逻辑、指标导向、指标整合、指标测算等为关键点，就全国碳中和发展力指数内容进行研讨与论证，并对接下来进一步推动、完善该指数研究提供建议。

专家组认为，碳中和是推动节能减排和约束碳排放峰值的重要倒逼机制，全国碳中和发展力指数是富有价值意义的应景研究，具有重要的现实意义与创新价值，有利于为地方政府部署双碳工作提供价值参考。

本次研讨会由厦门大学中国能源经济研究中心、厦门金圆投资集团有限公司联合主办，由该集团旗下机构厦门产权交易中心（厦门市碳和排污权交易中心）承办，吸引了众多国内能源学术界专家学者以及商业银行、投资公司、综合能源公司、碳和排污权交易中心等十余家国内金融和能源领域的市场机构代表参加。

余乃镛 人民网 2021-09-14

可穿戴设备又上新 电池“织”成的衣服来了

大于 80%

纤维锂离子电池具有良好的循环稳定性，循环 500 圈后，电池的容量保持率仍然达到 90.5%，库伦效率为 99.8%；在曲率半径为 1 厘米的情况下，将纤维锂离子电池弯折 10 万次后，其容量保持率仍大于 80%；甚至在重复水洗、挤压等严苛环境下也可以保持较为稳定的电化学性能。

出门不需要带充电器和充电宝，通过身上穿的衣服，就可以对手机进行无线充电——听起来像科幻片的这一场景，正在逐步成为现实。

这正是复旦大学高分子科学系彭慧胜团队的研究方向之一。近日，团队通过系统揭示纤维锂离子电池内阻随长度的变化规律，有效解决了聚合物复合活性材料和纤维电极界面稳定性难题，连续构建出兼具良好安全性和综合电化学性能的新型纤维聚合物锂离子电池。

相关研究成果以《高性能纤维锂离子电池的规模化构建》为题，发表于《自然》杂志主刊。审稿人评价这项工作是“储能领域和可穿戴技术领域的里程碑研究”和“柔性电子领域的一个里程碑”。该研究得到科技部、国家自然科学基金委、上海市科委等项目支持。

理论探索，摸清电池内阻变化规律

作为现代电子设备的“心脏”，以锂离子电池为代表的储能器件是现代电子工业和人们生活不可或缺的重要组成部分。彭慧胜团队从 2008 年开始研究新型柔性电池系统，在 2013 年提出并研制了新型纤维锂离子电池，为有效满足智能电子织物等可穿戴设备能源供给需求提供了新路径。

经过最近几年国际学术界的共同努力，纤维锂离子电池研究取得了系列积极进展，但仍然面临一些重大难题，限制了其实际应用。其关键挑战在于，面向块状锂离子电池的成熟生产体系很难适用于纤维锂离子电池，而国际上纤维锂电池的连续化制备研究几乎是空白。迄今为止报道的纤维锂离子电池长度往往在厘米尺度，并且基于整体质量的能量密度也比较低。

“纤维锂离子电池就如同毛线，要织成一件可以充电的毛衣，必须保证有足够长的毛线。”上述论文的共同第一作者、复旦大学高分子科学系博士生何纪卿和路晨昊形容道。

研究团队在长期研究过程中逐渐意识到，要实现纤维锂离子电池的连续化构建，首先需要解决的一个重要科学问题，那就是要从源头上厘清纤维电池内阻和长度的关系规律。团队成员突破以往的研究思路，通过大量的预实验筛选，广泛尝试了不同电学特性的纤维集流体材料，最终发现并揭示出纤维锂离子电池内阻随长度增加先减小后逐步趋于稳定的变化规律。并且纤维集流体的导电率越高，越能有效降低纤维锂离子电池的内阻，从而有利于提升连续长纤维电池的电化学性能。上述关系规律得到了系统的实验验证，为纤维锂离子电池的连续构建提供了有力的理论支撑和依据。

创新路线，实现连续化制备

要实现高效负载纤维锂离子电池活性材料的高效连续制备，必须有效解决活性材料与导电纤维集流体的界面稳定性难题。“在纤维表面进行涂覆时很容易产生串珠等涂覆不均匀的现象，就像糖葫芦一样，严重影响了纤维电极制备的连续性和电池的电化学性能。”何纪卿解释道，经典的平面涂覆方法很难适用于高曲率的纤维。

为此，团队发展出了高效负载纤维锂离子电池活性材料的连续化方法，通过调控正负极活性材料组分和黏附力，有效解决了聚合物复合活性材料与导电纤维集流体的界面稳定性难题，并自主设计和建立了面向纤维锂离子电池连续构建的标准化装置，实现了活性材料在千米级光滑纤维表面的高效负载和精准控制，获得了高负载量、涂覆均匀和容量高度匹配的正、负极纤维电极材料。团队进一步将正极纤维和包覆高分子隔膜的负极纤维进行缠绕组装，并进行有效的封装和电解液注入，最终实现了高性能纤维聚合物锂离子电池的连续化制备。所制得的纤维电池容量随长度线性增加，显示该构建路线具有良好的可靠性。

应用前景广阔，普及任重道远

今年3月，复旦大学彭慧胜、陈培宁的团队论文《大面积显示织物及其功能集成系统》发表于《自然》杂志主刊，他们自主研发的全柔性织物显示系统，可紧贴人体不规则轮廓，像普通织物一样轻薄透气，确保良好的穿着舒适度。

谈起这一成果，彭慧胜表示：“前者是用电，我们现在的这个研究是供电，二者完全不同但又紧密相关。”

该纤维锂聚合物离子电池表现出了良好的综合性能，显示了广阔的应用前景。基于包括封装材料在内的全电池重量，其能量密度超过85瓦时/千克(Wh/kg)，长度为1米的电池可以为智能手机、手环、心率监测仪、血氧仪等可穿戴电子设备长时间连续有效供电；纤维锂离子电池还具有良好的循环稳定性，循环500圈后，电池的容量保持率仍然达到90.5%，库伦效率为99.8%；在曲率半径为1厘米的情况下，将纤维锂离子电池弯折10万次后，其容量保持率仍大于80%；甚至在重复水洗、挤压等严苛环境下也可以保持较为稳定的电化学性能。进一步通过纺织方法，团队已经获得了高性能的大面积电池织物。“如果将电池织物和无线充电发射装置集成，可安全、稳定地为智能手机进行无线充电。”何纪卿说。

从新现象到新规律，到连续构建关键技术的突破，到几乎所有核心设备的自主研发，再到工程化连续制备路线的不断提高……团队从未止步。通过十多年持续不断的深入研究，团队已经把纤维电池从实验室样品发展到了产品模型，特别是实现了高安全性纤维聚合物锂离子电池的连续化构建，并致力于推动纤维电池和织物系统的规模化应用研究。

“可穿戴纤维锂离子电池的很多功能已经实现，但对于真正的推广普及来说，依然任重道远。”彭慧胜说。

从电池本身来说，目前纤维聚合物锂离子电池与生活中常用的平面电池的能量密度相比，还有较大的提升空间；也需要发展面向纤维聚合物锂离子电池构建、性能评估和使用的行业标准或规范，推动其工程转化和市场化应用；此外，在很多应用方面如可穿戴领域，还需要更加先进的编织技术，将纤维锂离子电池高效地编织到各种衣物中，使穿着更舒适、更美观。

彭慧胜表示，期待锂离子电池领域产业界的合作者加入，共同探索解决新型电池体系在生产 and 实际应用中面临的各种问题。

吕京笏 科技日报 2021-09-15

公共机构应做建筑节能降碳“领头羊”

作为城市能源消耗和碳排放的“大户”，我国建筑业全过程碳排放约占到全国碳排放总量的一半以上，其中在运行阶段的碳排放约占全社会终端碳排放的22%。

公共建筑作为建筑的三大分类（城镇居住建筑、农村居住建筑、公共建筑）之一，耗能较高问题相对突出。相关数据显示，公共建筑约占建筑总面积的19%，其碳排放却占到建筑总排放的38%，成为建筑领域的排放大户。

碳达峰、碳中和新形势下，我国建筑领域应如何高效推进节能降碳工作？公共建筑绿色更新又该发挥什么样的作用？围绕这一话题，近日，中国建筑节能协会会长武涌接受了《中国城市能源周

刊》记者专访。

建筑节能降碳着眼运行阶段应是最好策略

中国城市能源周刊：实现碳达峰、碳中和目标，建筑领域扮演什么角色？

武涌：根据中国建筑节能协会统计，从建材的生产、运输，建筑施工、运行，直至最后报废的全过程看，2018年我国建筑领域碳排放约占全国碳排放总量的52%，其中建材的生产和运输碳排放约占28%；施工阶段约占2%；运行阶段约占22%。

由此可见，建筑领域作为我国主要碳排放来源之一，是未来推进碳达峰、碳中和目标中最应该关注的板块。

在实现碳达峰、碳中和目标时，通过外墙保温围护结构改造、建筑采光通风条件提升等措施做好建筑节能，降低采暖、空调、照明等终端用能需求将成建筑运行期间节能降碳的最好策略。

中国城市能源周刊：未来，建筑节能兑现碳达峰、碳中和目标，应该着力的方向是什么？

武涌：未来，建筑领域碳达峰、碳中和路线图应分三步走：一是低碳建筑，推动建筑节能标准提升；二是零碳建筑，通过节能材料、节能技术等应用实现建筑零碳化；三是产能建筑，利用创新技术手段，将地热、风能等转换为可储存利用的能量，通过建筑节能，在充分降低建筑能源需求的前提下，使建筑产生的能量超过其自身运行所需能量，实现建筑产能化。若能逐步实现建筑从低碳向产能过渡，也就意味着能源生产与消费革命落到了实处。

以南京朗诗绿色中心2万平方米的试点为例，一方面通过应用建筑节能技术，将能耗需求降至当地公共建筑平均能耗的1/3；另一方面通过使用水源热泵、光伏等可再生能源实现建筑用能自给，这一能源系统以每年每平方米28度电的产能满足了建筑本身每年每平方米25度电的能耗。这样一来，该试点既是用电单位，也是供电单位，实现了能源的产销一体化，这就是产能建筑。

深圳建筑科学研究院大楼内约8000平方米的建筑面积，则采用了“光储直柔”模式供应所需能源，“光”即光伏、光热；“储”是储能；“直”是建筑用电直流化，无需逆变器，减少能源损耗；“柔”是在削峰填谷方面与电网密切配合、灵活响应。该模式可说是2030年后中国未来建筑的一个美好愿景。

建立健全五大体系迈向产能建筑

中国城市能源周刊：如何评价当前我国建筑节能成效？

武涌：在现有节能技术和能耗需求（即惯性情景）下，预计我国居住建筑碳达峰时间约为2041年，公共建筑达峰约为2038年，农村建筑达峰约为2025年。这一进程显然严重制约全国碳达峰、碳中和目标的实现，同时也表明建筑领域节能减排力度需要进一步加大。

截至目前，我国已建成超低能耗建筑超过1000万平方米。通过集成高性能保温围护结构、带热回收的用能装置，可以实现节能90%左右。而且近零能耗建筑、产能型建筑示范项目也已在多地上马。

所谓低能耗建筑，以北京为例，根据最新修订的标准，以20世纪80年代为基准时间节点，彼时该地区每个采暖季每平方米采暖能耗25公斤标准煤，若现有建筑节能率达到82%，便可将每个采暖季每平方米采暖能耗8-10公斤标准煤，此时就可以称之为低能耗建筑。

从能耗曲线看，2000年能耗最高时，我国采暖地区每平方米采暖能耗为33公斤标准煤。如今，这一数字已经下降到12公斤左右。但目前，我国建筑节能仍存在诸如保温围护结构未严格按标准执行的问题，这些问题在下一步需着力解决。

为实现碳达峰、碳中和目标，未来可以通过建立健全五大体系来推动：一是政策法规体系，建筑节能立法体系、激励机制等建立健全将从顶层设计上助力我国建筑碳达峰、碳中和目标的实现；二是技术体系，着力推动当前节能技术跟上我国降碳目标要求；三是标准体系，可以通过小步快走的方式提升现有建筑标准；四是产业产品体系，充分探索建筑节能市场化机制，将市场上的资金引入建筑节能将大幅激励各方开展建筑节能积极性的同时，搭建建筑节能领域上下游全产业链，将分散的电力量凝聚成一张网，同时完善建筑能效标识制度，提升产品的节能质量；五是能力体系，外部环境孕育成熟的基础，最终落实到内功修炼，提升自身节能降碳能力。

公共机构应做建筑节能降碳“风向标”

中国城市能源周刊：目前,公共机构建筑节能成效如何？未来,应该如何推进落实国家部署的节能降碳工作？

武涌：从截至目前官方可查的最新数据看，截至 2018 年底，我国建筑面积约为 670 亿平方米，其中公共机构建筑面积约 129 亿平方米，占比约 19%，但运行碳排放量却高达 38%。换算下来，其占到全国终端碳排放的比例约为 8.4%。

公共建筑大致可分为两类，一类是商场、宾馆、酒店等商业及服务用房；另一类是学校教育、医疗卫生、文化体育、政府办公、科研等公共机构用房。公共建筑中，大部分属于公益性的公共机构用房，它们对人民生活水平提升改善意义重大，且多为政府参与兴办，服务水平高，相对能耗也高得多。数据显示，公共建筑碳排放量比居住建筑高 1 倍。因此，从公共机构入手进行节能减排，标杆引领作用更加明显。

我认为，公共建筑，特别是公益性的公共机构建筑应该是建筑节能降碳的风向标。可以说，在兑现未来的降碳目标中，公共机构如能率先做到绿色节能，便可在全社会起到引领示范的标杆作用，而且他们有能力、有条件率先带头。

事实上，我国在公共机构开展建筑节能是卓有成效的。从历届五年计划看，公共机构的节能目标都已经实现。但在碳达峰、碳中和的新形势下，还需探索新的机制推动降碳目标如期实现。

中国城市能源周刊：公共机构建筑的“绿化”，当务之急要做什么工作？

武涌：要坚持这样一个基本思路，即摸清家底、设定目标、分解目标、描绘路线图、分步实施。

预计到 2025 年我国新建公共建筑约有 22 亿平方米的增量，到 2030 年约有 40 亿平方米增量。我们要深刻理解碳达峰、碳中和新形势下，全社会经济变化和技术变革带来的机遇，要将公共机构建筑节能减碳的需要及时转化为政策、目标要求。

公共机构当务之急需从两方面入手，一方面对于新建建筑要率先按碳达峰、碳中和目标要求及三步走路线图建设，进而推向全社会，公共机构的引领、示范、标杆作用也就显现出来了。另一方面，对于既有公共建筑要进行绿色更新。既要满足人民对建筑基本使用功能以及对建筑安全性、舒适性、健康性日益提高的要求，还要将节能、节水、节材、节地、环境保护纳入绿色更新的范围内。

本报记者 仝晓波 吴起龙 中国能源报 2021-09-13

上海：GDP、人均可支配收入最高城市的碳达峰样本

在中国向世界作出碳达峰、碳中和的目标以来，多个省市都表态力争在全国率先、提前实现碳达峰，但有的在时间表的制定上较为审慎。上海，是率先明确提出力争在 2025 年前实现碳达峰的重点城市。

这一目标其实早在几年前就写进了《上海市城市总体规划 2017-2035》，规划中专门有一节内容为“气候变化应对”，提出了明确的低碳发展目标：全市碳排放总量与人均碳排放量预计于 2025 年前达到峰值，至 2035 年，控制碳排放总量较峰值减少 5%左右，万元地区生产总值（GDP）能耗控制在 0.22 吨标准煤以下。

上海生态环境局局长不久前透露了碳达峰行动方案的几个要点，包括构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量；实施重点行业领域减污降碳行动；推动绿色低碳技术实现重大突破；加快推进碳排放权交易，积极发展绿色金融；提升生态碳汇能力。

作为中国经济体量最大、常住人口超过 2400 万人、科技创新能力强劲和金融业发达的超大城市，上海的碳达峰路径将有着独特的样本意义。

能耗强度高于京穗深 与国际上诸多发达城市不同的是，上海仍然很大程度是一个“生产型”城市。2018 年，上海出台三年行动计划，吹响重振“上海制造”集结号。从产业结构来看，2020 年，上海的三次产业结构比例为 0.3：26.6：73.1，工业仍然占据了不低的比例。

从能源消费情况来看,根据上海统计年鉴的数据,2019年,第二产业的能源终端消费量为5917.61万吨标准煤,占比为49.9%,尽管在过去的10年间总体呈现出在波动中下降的趋势,但占比仍然达到了将近一半。

不过,值得注意的是,从2011年到2019年,上海的工业增加值一路攀升。这意味着,上海用更少的能源,创造出了更高的工业产值,很大程度表明了上海的工业在完成结构升级与节能增效。

从2011年到2019年,上海的能源消费总量也已经进入了一个低速增长的阶段。

但如果根据统计部门披露的年度能源消费量和GDP来计算能耗强度,2019年,上海单位GDP能耗为0.31吨标准煤/万元,同期北京、广州和深圳的这一数据分别为0.21、0.27和0.17吨标准煤/万元。在四个一线城市中,上海的能耗强度最高,这意味着未来在以碳中和为目标的深度脱碳过程中,上海还将面临艰巨挑战。

从能源结构来看,上海统计年鉴数据显示,2019年,煤炭消费总量为4238.28万吨。上海市生态环境局则披露,“十三五”期间,全市煤炭消费总量占一次能源比重从37%下降到31%左右。

尽管31%已经远低于全国平均水平,但与深圳等一线城市相比仍有较大的差距,深圳在“十二五”末期煤炭占一次能源消费的比重就已经降至6.4%。要实现碳达峰、碳中和目标,上海有必要进一步调整能源结构。

上海在“十四五”规划纲要中提出,继续实施重点企业煤炭消费总量控制制度,到2025年煤炭消费总量控制在4300万吨左右,煤炭消费总量占一次能源消费比重下降到30%左右,天然气占一次能源消费比重提高到17%左右。分行业、分领域实施光伏专项工程,稳步推进海上风电开发,到2025年本地可再生能源占全社会用电量比重提高到8%左右。

即未来5年内,煤炭消费总量基本保持稳定,占一次能源消费的比重仅下降1个百分点,对于上海而言,这或许并不是一个过分严格的目标。

此外,上海因为受到土地资源等限制,本地可再生能源的发展空间相对有限,要实现碳达峰、碳中和,可以更多地推动外购绿电。

消费侧减碳探索 除了能源结构调整以及工业排放碳达峰之外,上海作为常住人口超过2400万人的超大城市,交通、建筑以及整个城市运行都面临着碳排放增加的压力。

2020年,上海人均GDP为15.56万元,按当年的平均汇率折算约为2.26万美元,已经跨过了国际上人均GDP2万美元的发达经济体门槛,在全国城市中位居前列;2020年,上海居民人均可支配收入达到72232元,是全国唯一突破7万元大关的地区。

根据一般规律,通常富裕程度高的城市,在基础设施建设和交通等方面比富裕程度低的城市消耗的资源 and 能源更高,产生环境效应影响压迫更大,碳排放量也更高。

以交通为例,截至今年6月,上海机动车保有量达到479.9万辆,其中新能源汽车保有量为51.3万辆,新能源汽车占仅了较小的比例。

今年,上海发布《加快新能源汽车产业发展实施计划(2021-2025年)》提出,未来5年内,个人新增购置车辆中纯电动汽车占比超过50%;研究巡游出租车更新新能源车型鼓励政策,公交车、巡游出租车新增或更新车辆原则上全部使用新能源汽车;党政机关、国有企事业单位、环卫、邮政等公共领域,新增或更新车辆原则上全部使用纯电动汽车或燃料电池汽车。

未来,上海个人购置的燃油汽车数量仍会继续增加,如何通过公用领域汽车的电动化置换等方式,以及进一步发展以轨道交通为代表的公共交通,从而控制全市燃油汽车总量,减少燃油汽车使用频次,对于上海实现交通碳达峰具有重要意义。

在城市规划发展方面,上海今年提出培育嘉定、青浦、松江、奉贤、南汇五大新城,到2035年,每个新城各集聚100万左右常住人口,并提出新城建筑全部执行绿色建筑标准,还要推广超低能耗建筑。

推广绿色建筑是在城市运行过程中促进减碳的有效方式,除此之外,五大新城的意义更在于,将打造混合型的空间布局,包括生产、消费、居住等功能,改变过去传统的郊区发展依附于中心城

区的模式，能有效促进“职住平衡”，这将有利于促进城市运行的低碳化。

居民消费也是减碳的一个重要方面。上海统计年鉴披露的数据显示，从 2011 年到 2019 年，上海生活消费所消耗的能源呈现加速增长的趋势。

为引导市民积极参与碳达峰，上海正在筹备“碳普惠”项目。通俗理解，就是把市民的各种低碳行为所减少的二氧化碳排放量核算出来，变成每个人账户里的“碳积分”，再通过对接上海碳交易市场、各个商业消费平台，让践行低碳生活的市民得到实实在在的激励。

21 世纪经济研究院认为，中国目前仍处在快速工业化、城镇化的进程当中，在实现碳达峰、碳中和目标的同时，也要确保实体经济的稳定发展，因此不可能主要依靠产业转移来实现低碳目标，而需要更多地从节能增效、能源结构转型、科技创新、制度创新、城市的科学规划与精细化治理等方面去挖掘减碳潜力。上海有着领先的低碳发展意识，以及良好的低碳发展基础，上海如何探寻一条迈向净零碳城市的路径，对于全国也将有着重要的示范、引领意义。

李博 21 世纪经济报道 2021-09-10

可替代贵金属催化剂，天津大学团队将锂电池废料变废为宝

由于高能量和高功率密度，锂离子电池已成为便携式电子产品和电动汽车的主流电源。随着锂离子电池产品的普及，大量废旧电池的出现，也将对生态环境保护造成压力。近日，天津大学教授胡文彬、陈亚楠团队在《中国科学材料》发表研究论文《变废为宝：富缺陷镍掺杂磷酸铁锂用于高效电催化析氧反应》，利用简单浸渍法结合电化学原位转化，可将废旧电池正极材料磷酸铁锂转变成高效的析氧反应电催化剂。

废旧电池正极材料中含有的铁元素是重要的金属矿产资源，并作为多种催化剂的主要成分广泛应用于工业催化领域。受此启发，胡文彬、陈亚楠团队尝试通过合理设计将废弃电池中的磷酸铁锂材料转化为高活性的纳米催化剂，通过引入镍元素激活电池废料中的惰性铁元素，获得了高活性镍铁基纳米片催化剂。

在催化反应过程中，近球形微米磷酸铁锂颗粒会自发转化为超薄纳米片，这一结构变化产生了大量开放空间结构，从而大大加快了催化反应过程。另一方面，镍和铁之间的协同作用还降低了电催化反应所需要的能量，进而提高了其催化活性。用此方法新获得的镍铁基纳米片催化剂，克服了废弃电池中磷酸铁锂材料颗粒尺寸大、比表面积小、活性差等问题，在催化性能测试中表现出了与其他贵金属催化剂相媲美的优异催化活性和稳定性。

据介绍，作为一种绿色且通用的方法，研究有望实现用低成本的电池废料替代价格昂贵的贵金属催化剂，具有材料损耗低、生产周期短、产率高、可放大等特点，体现出较高的工业价值、成本优势和市场潜力。废旧电池材料的低成本高效回收利用，也将为我国节能减排以及碳中和做出贡献。

北京日报 2021-09-11

六成以上化石能源 2050 年前须“留在地下”

想要实现“1.5°C”的控温目标，全球需要更严格地限制化石燃料开采。据英国《自然》杂志 8 日发表的一项气候科学建模研究指出，目前近 60% 的石油和化石甲烷气体以及 90% 的煤炭储量，必须在 2050 年前都“留在地下”，我们才有至少 50% 的机会将全球变暖控制在 1.5°C。

这项最新研究指出，许多正在开展和计划中的化石燃料开采活动，对于实现全球一致认可的气候目标没有帮助。据估算，从现在开始到 2050 年，油气开采量只有每年减少 3% 才能完成这些目标。今后需要制定限制产量和缩小需求的政策，以鼓励开采者对产量进行重新评估。

研究显示，化石燃料占全球能源消耗的 81%，但只有大幅削减其产量和用量，才能实现全球在 2015 年《巴黎协定》中达成的气候目标，即将全球变暖控制在比前工业时期高 1.5°C 以内。

《自然》杂志 2015 年发表的一篇文章曾估计，只有到 2050 年将全球石油储量的 1/3、天然气储量的 1/2、煤炭储量的 80%以上保持在未使用状态，才有较大可能将全球变暖的上限控制在 2°C 以内。

基于之前的这项研究，英国伦敦大学学院科学家丹·韦斯比及其同事，此次估算了限制全球变暖在 1.5°C 需要将多大比例的化石燃料留在地下。根据他们的估算，这需要大幅提高不可开采化石燃料的储量，特别是石油储量需要比 2015 年的估算值再增加 25%。研究团队还发现，到 2050 年要实现的油气产量降幅，意味着许多地区现在或在今后 10 年内就要达到产量峰值。

此外，研究人员还指出，由于他们的模型没有考虑未来的地球系统反馈，而且中和排放技术的部署速度和规模仍有不确定性，因此这些估算值存在被低估的可能。

张梦然 科技日报 2021-09-10

绿电交易将有力助推新能源快速发展

在碳达峰、碳中和目标指引下，我国已明确将构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。到 2030 年，我国风电和太阳能发电装机预计将达 12 亿千瓦以上，并保持快速发展的势头，逐步成为我国电力系统的主力电源。因此，全国电力市场规则设计也需向促进新能源消纳的方向转型优化。

根据党中央、国务院加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的决策部署，按照国家发改委试点开展绿电交易的有关指导意见，国家电网公司、南方电网公司组织建立的绿电交易市场机制，既丰富了电力市场交易品种，又向社会传递出新能源发电绿色环境的价值信号，极大提升了能源企业与社会资本持续投资新能源产业的信心，助推我国新能源科学发展。

拓宽终端用户减排路径、优化能源结构

当前，各行各业都在积极制定实现碳达峰、碳中和目标的路线图，直接使用绿电等清洁能源可从用能源头有效减排，在彰显企业环保责任的同时，有效提升企业的品牌影响力。

国家发改委批复的《绿色电力交易试点工作方案》从顶层设计上建立了绿电交易机制，体现了绿电的商品价值与环境价值。电力用户通过双边交易从新能源企业购买绿电，既满足了生产用能需求，又能获得可追溯的绿色环境价值权益。而且，绿电交易既帮助用能企业拓宽减排路径，又起到优化能源消费结构的作用，还凸显了新能源的绿色环境价值属性。

将有效提升新能源企业收益

风电、太阳能发电等新能源具有间歇性、不稳定性等特点，随着大规模、高比例新能源电力接入电网，将对电力系统安全稳定运行带来巨大挑战。

对此，近期国家发改委和地方政府陆续出台相关政策，要求新能源项目配套建设或购买储能、抽水蓄能等调峰能力。但新型储能与抽水蓄能项目在技术路线和经济性等方面仍存在优化空间，新能源企业大面积、大规模增加此类项目投资将提高投资成本，特别是在新能源已进入平价上网的时代，可供开发的优质风、光资源越来越稀缺的大环境下，新能源企业经营发展将承受一定压力。在这种情况下，提升新能源行业的投资信心成为亟待解决的问题。

绿电交易机制的建立实施，将有效提升新能源企业的经营收益，对冲其投资或购买调峰能力等成本偏高的经营风险，有利于新能源行业可持续发展。

与绿证交易同步运行维护绿色环境价值的一致性

绿电的绿色环境价值属性认证管理问题一直备受关注。绿电从生产到交易、核销的过程，需要一套科学完善的管理体系来维护其绿色环境价值的一致性。在《绿色电力交易试点工作方案》发布前，电力用户通常以购买绿证的方式来满足自身绿色环境价值的需求，而绿电交易市场建立后，电力市场交易品种进一步丰富，绿电实现销售渠道多元化。

此外，绿电交易与绿证交易两个市场同步运行，将有利于充分发挥各自的作用，确保新能源发

电绿色环境价值得到有效体现。

绿电、绿证可与碳交易市场逐步衔接

随着碳达峰、碳中和目标逐步实施，我国能源结构将发生巨大变化。因此，要积极探索绿电、绿证与碳交易市场的有效衔接，倡导电力用户使用可追溯、可评估、可认证的绿电产品，即从用能源头帮助电力用户实现减排，对电力用户消费的绿电在碳排放核查时进行减免，从而鼓励各行各业使用绿电，形成良性的绿色能源消费循环经济体系。

如前所述，绿电交易市场的建立是碳达峰、碳中和目标下我国电力市场建设的一项重大举措，将促进用户侧能源消费结构优化调整，实现源网荷储与多能互补协调统一发展，进一步提升电力系统的综合调节能力，助力新能源行业快速、健康发展。

（作者系中国广核新能源控股有限公司党委书记、执行董事、副总经理）

张志武 中国能源报 2021-09-13

绿色电力交易试点正式启动

本报讯 记者董梓童、姚金楠报道：绿色电力交易开市了。9月7日，记者在绿色电力交易试点启动会上获悉，首批绿色电力交易达成交易电量 79.35 亿千瓦时。其中，国家电网公司经营区域成交电量 68.98 亿千瓦时，南方电网公司经营区域成交电量 10.37 亿千瓦时。本次交易预计将减少标煤燃烧 243.6 万吨，减排二氧化碳 607.18 万吨。

与会人士指出，此次绿色电力交易开启了我国绿色电力消费新模式，是以市场机制创新落实“碳达峰、碳中和”的重要举措。

据了解，首批绿色电力交易是继国家发改委、国家能源局批复《绿色电力交易试点工作方案》后，启动的首次绿色电力交易，共有来自 17 个省份的 259 家市场主体参与。其中，部分市场主体达成了 5 年的长期交易合同。

北京电力交易中心总经理史连军介绍，绿色电力交易是在电力中长期市场机制框架内的独立交易品种。试点初期，绿色电力产品为风电、光伏发电项目的上网电量，用户主要选取具有绿色电力消费需求的企业。在首批绿色电力交易中，用户类型涉及国有大型企业、跨国公司和外向型企业，覆盖了汽车、化工、机械制造、钢铁、日用消费品等多个领域。

交易方式上，首批绿色电力交易将在省间、省内两个市场同时开展，鼓励电力用户通过直接交易方式向本省电力企业购买绿色电力。如果本省电力企业无法满足电力用户对绿色电力的消费需求，用户可向电网企业购买其保障收购的绿色电力，或由本省电网企业通过代理方式，跨区跨省购买符合条件的绿色电力。

史连军表示：“交易将以年度和多月为周期组织开展，月度或月内根据电源、负荷的变化，组织增量交易或合同调整的交易，市场主体根据交易结果签订电子合同。在保证电网安全运行的基础上，绿色电力交易优先执行，优先结算。”

“此前，广州、浙江省区已优先开展了绿色电力交易试点工作，在区域内积累了一定经验。在碳达峰、碳中和目标提出后，构建以新能源为主体的新型电力系统的步伐不断加快。这就要求我们加大发展新能源产业的力度，同时在体制机制和市场建设上持续探索创新。”国家发改委有关负责人告诉记者。

该负责人指出，企业有需求，地方有意愿。同时，在技术等其他条件成熟的背景下，我国开展绿色电力市场交易工作的时机已经成熟。

他补充说：“和煤电不同，绿色电力除了电力属性外，还具有环境属性。降碳目标的提出让电力的环境属性愈发凸显，开展绿色电力交易则在供给侧充分展示了绿色电力的生态价值。从需求侧考虑，越来越多的高产能、高产值以及高科技企业开始注意到电力绿色属性的重要性，不仅体现了参与绿色电力交易的较强意愿，还愿意为此支付额外费用。”

因此，试点初期本着自愿原则，选取了绿色电力消费意愿较强的地区，待绿色电力交易试点工作启动后，将扩大至其他有意愿的地区。同时，近期绿色电力交易以风电和光伏发电为主，未来或将逐步扩大到水电等其他可再生能源。

上述负责人表示，试点初期首先推行风电、光伏发电项目还考虑到了和国际接轨的问题。全球各国对绿色电力属性的定义各不相同，而风电和光伏发电属于绿色电力是国际上的共识。

“目前，全球多国都实施了类似我国绿色电力交易的机制或制定了相关政策法规，但某些国家的绿色电力交易机制并不成熟，英国甚至出现了将化石能源电力‘洗绿’的情况。我国绿色电力交易的推行是为全球可再生能源发展提供了中国方案。”

据透露，我国已经启动对于绿色电力交易国际标准认证的研究工作，未来区块链技术也将利用技术手段保障绿色电力认证的真实性，推动中国解决方案的国际互认。

中国能源报 2021-09-13

农村节能降碳潜力巨大

在全社会节能降碳大趋势下，农村能源降碳路径也成为业内关注的热点。

8月25日全国低碳日期间，农业农村部农业生态与资源保护总站、中国农村能源行业协会与中国沼气学会联合倡议，号召农村能源从业人员，围绕碳达峰、碳中和扎实推进农村能源节能低碳行动；农业农村部近期在对十三届全国人大四次会议第1307号建议的答复摘要中也表示，正组织编制《农业农村领域碳达峰碳中和实施方案》，推动农业农村领域碳达峰、碳中和监测评估体系建设。

农村能源低碳发展是乡村振兴的动力之一，也是确保如期实现碳达峰、碳中和目标的重要支撑。业内专家普遍认为，推动可再生能源替代散煤等高碳能源，抵扣农村生产生活用能碳排放是一条可行之路。“在节能降碳这个角度，农村能源革命内容非常丰富。现在还有一部分农村用散煤取暖，应该发展新能源逐步替代；农村生物质丰富，要用现代化手段加以利用；农村的垃圾、废弃物也应作为可再生能源利用起来。”中国工程院院士杜祥琬表示。

清洁取暖带动农村用能方式转型

我国农村分布分散，不同地区气候条件、能源资源禀赋、所处经济社会发展水平等情况不同，所用能源也不尽相同，但大多为低品质能源，污染物及温室气体排放较严重。

农业农村部提供的数据显示，2015年包括生活用能在内的我国农业温室气体排放占全国排放总量的15%。另有数据显示，目前，采暖造成的碳排放约占农村碳排放总量的45%，农村供热导致的碳排放不容忽视。

对此，清华大学建筑学院副院长杨旭东坦言，为实现降碳目标，在持续推进现有清洁取暖的基础上，应进一步探索农村低碳发展路径。在清洁取暖带动下，农村能源结构和用能方式已逐渐转型，应进一步推动农村能源结构低碳化。“生物质、光伏等可再生能源的使用可大幅降低污染物与温室气体排放，带来环境、气候与健康协同效益。未来，农村需建设分布式清洁能源体系。”

据了解，近年来，我国农村可再生能源发展已初见成效。数据显示，截至2020年底，我国沼气用户达3007.71万户，各类沼气工程达93480处，供气户数达170.1万户，发电装机量为35万千瓦时，产业链基本完善。生物质发电约替代7000万吨标煤，相当于减排二氧化碳1.5亿吨，生物质成型燃料搭配清洁采暖炉热效率超80%。此外，太阳房达1822.3万平方米，太阳能热水器达4673.34万台，太阳灶达170万台。

可再生能源市场化发展仍存掣肘

尽管成绩斐然，但农村可再生能源市场化发展仍面临多重难题。

以生物质供暖为例，截至2020年底，我国共建成秸秆打捆集中供暖工程238处，供暖户数10.62万户，供暖面积815万平方米，这一数据显然距《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》提出的“到2021年生物质能清洁供暖面积达到21亿平方米”相差甚远。

对此，国际生物质能协会副主席洪浩表示，当前生物质供暖仍存在一些政策困境。如，部分地方坚持两网（供热管网和天然气管网）覆盖地区禁止新建生物质供热项目，生物质供热屡屡受限。

“此前农村清洁取暖中的煤改生物质大都由政府包办，市场化商业模式不完善。”中国农村能源行业协会副会长邢立力则认为，在政府补贴的引导下，生物质燃料多为木质颗粒，而“农作物秸秆燃料化”也应产业化；此外，虽然生物质供暖在技术上已具可行性，但受清洁供暖低价中标影响，企业往往为了中标盲目追求低价，未来还应靠品质竞争。

此外，沼气、生物天然气发展也面临难题。据农业农村部农业生态与资源保护总站首席专家李景明介绍，部分沼气转型升级试点建设偏慢，一些项目投产后遭遇产业结构调整、环保禁养拆除等影响，无法正常运行，个别项目则因产品没有出路被迫停运。

坚持城乡互动

记者注意到，相关部门正持续发力支持农村可再生能源发展。近日发布的《农业农村部关于贯彻实施〈中华人民共和国固体废物污染环境防治法〉的意见》再次明确，将扩大秸秆清洁能源利用规模，强化秸秆成型燃料、打捆直燃、生产沼气/生物天然气等技术应用，推广配套清洁炉具，优化农村用能结构。

但仍有业内人士担忧，当前农村清洁能源发展缺乏顶层设计，虽然不乏支持政策，但部门间不协调，现有规划难落实，“政出多门”难成合力，效率低下。

对此，中国农村能源行业协会副秘书长任彦波认为，城乡二元化是导致农村能源困境的重要原因之一。要解决这一问题，必须坚持城乡互动。农村不仅要建立替代散煤的清洁能源体系，还可为城市提供生物天然气、生物质成型燃料等能源商品，以增加农民收入，真正发挥能源助力乡村振兴的作用。

“农村能源低碳化转型必须引入现代能源技术，改变落后形象。”农业农村部农业生态与资源保护总站研究员王久臣建议，零碳村镇是降碳目标下农村能源的发展方向，在因地制宜利用清洁能源同时，要采用先进的节能、储能技术和能源综合管理模式，应用大数据、云计算、物联网等，建立区域能源综合控制中心和服务平台，实现多种能源互联互通、源网荷储深度融合。

本报记者 别凡 中国能源报 2021-09-06

美国正在部署的部分大型电池储能项目最新进展

在行业媒体日前报道了 Vistra Energy 公司成功扩建莫斯兰汀电池储能系统（该项目是迄今为止全球规模最大的电池储能项目）之后，正在加利福尼亚州、夏威夷州和佛罗里达州部署的另外三个大规模太阳能+储能项目和独立部署电池储能项目在过去的几周也取得了里程碑式的进展。

这些项目展示了美国能源系统脱碳的不同方面的进展，从夏威夷瓦胡岛的燃煤发电厂退役，佛罗里达州 Manatee 县天然气发电厂的退役，再到加利福尼亚州直接向当地社区能源供应商出售可调度太阳能电力的项目。

1. 佛罗里达州 Manatee 储能中心的最新进展

佛罗里达电力与照明公司(FPL)的工作人员已在佛罗里达州 Manatee 储能中心安装了第一批电池，该公司和 NextEra 公司的子公司日前宣布该项目的安装工作目前已经完成四分之三。

Manatee 储能系统与现有的 Manatee 太阳能发电场共址部署，这个规模为 409MW/900MWh 的储能系统被认为是迄今为止全球规模最大的与太阳能发电设施配套部署的电池储能项目。该项目以及在该地区部署的一些规模较小的太阳能发电设施和储能系统也陆续开通运营，将促使佛罗里达电力与照明公司(FPL)退役两座总装机容量为 1,60MW 的天然气发电厂。

这不仅意味着可以减少温室气体(GHG)排放和空气污染，而且还可以在项目的整个生命周期内为客户节省约 1 亿美元成本。

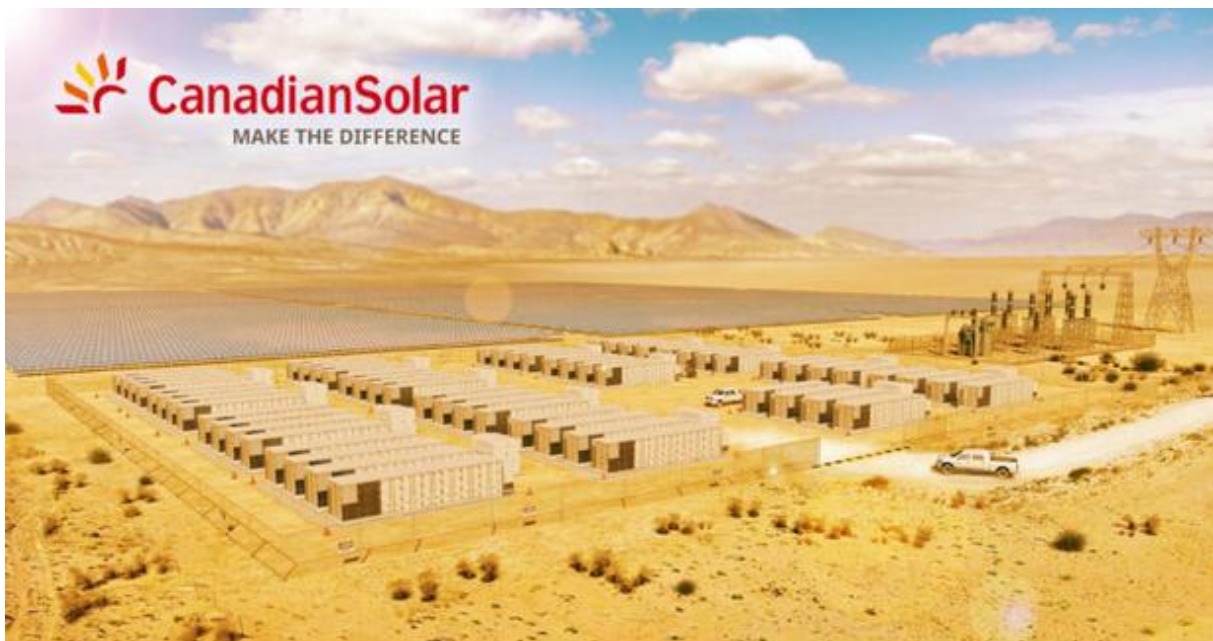
佛罗里达州 Manatee 储能中心的建设工作于今年 2 月开始，佛罗里达电力与照明公司(FPL)在 6

月表示, 132 个独立部署的集装箱式电池储能系统中的第一个储能系统已经安装到位。而根据该公司在本月早些时候发布的消息, 现在已经安装了 100 个电池储能系统, 该目的所有 132 个逆变器都已安装, 目前正在现场安装 5 万多块电池。

佛罗里达电力与照明公司(FPL)总裁兼首席执行官 Eric Silagy 说, “我们在 6 月拆除在佛罗里达州运营的最后一座燃煤发电厂。我们制定 2030 年之前实现安装 3000 万块太阳能电池板的‘30×30’计划, 而这个计划已经完成了 40%。这个全球规模最大的太阳能+电储能项目很快将开始为客户服务, 我们还将部署一个创新的绿色氢气试点项目, 这将释放 100%无碳能源未来的潜力。”

佛罗里达电力与照明公司(FPL 的目标是从现在到 2030 年在其服务区域增加部署总装机容量为 700MW 电池储能系统。

2. Recurrent Energy 公司在加利福尼亚州部署的 Slate 太阳能+储能项目的最新进展



Recurrent Energy 公司部署 Slate 太阳能+储能项目渲染图

Recurrent Energy 公司于今年 1 月正在加利福尼亚州建设一座装机容量为 300MW 的太阳能发电场, 并配套部署一个 140.25MW/561MWh 的大型电池储能系统, 这个名为 Slate 太阳能+储能项目在开通运营之后将其电力出售给两家社区选择聚合商(CCA)能源供应商和其他三个承购商。

正在加利福尼亚州克恩县部署的 Slate 项目于 2021 年初由高盛可再生能源(GSRP)从其开发商 Canadian Solar 子公司 Recurrent Energy 公司手中收购。法国金融服务商 Natixis 公司表示, 该项目最近完成了两项主要融资交易。

一笔交易是获得了 5.159 亿美元的高级担保贷款, 另一笔交易是在在此之前签署的 1.5 亿美元股权过渡贷款, 将用于资助高盛可再生能源(GSRP)对该项目的股权出资。Recurrent Energy 公司表示, 该项目将是迄今为止全球规模最大的太阳能+储能项目之一。

Recurrent Energy 公司已与硅谷清洁能源公司和蒙特利湾社区电力公司这两家社区选择聚合商(CCA)以及其他三个承购商签署该项目的电力购买协议(PPA)。Canadian Solar 公司在今年 1 月表示, 这些交易由于一个太阳能发电设施的电力购买协议(PPA)和四个太阳能+储能系统的电力购买协议(PPA)构成。Slate 太阳能+储能项目在使用 Canadian Solar 公司提供的 BiKu 双面太阳能发电组件建造。

3. Plus Power 公司在夏威夷州部署的 Kapolei 储能项目最新进展



Plus Power 公司正在夏威夷州瓦胡岛部署的 185MW/565MWh 的 Kapolei 储能项目鸟瞰图
据报道，Plus Power 公司在 8 月中旬开始在夏威夷欧胡岛建设一个规模为 185MW/565MWh 的 Kapolei 电池储能系统。

该项目由能源开发商 Plus Power 公司负责建设和部署，旨在取代夏威夷州仅存的最后一座燃煤发电站，但在开工建设过程中也遇到了一些障碍。该项目在夏威夷电力公司举行的竞争性招标中胜出之后，夏威夷电力公司还将授予了其他 15 个太阳能+储能项目和独立部署电池储能项目的合同，并于 2020 年 9 月签署了电力采购协议，最终获得了监管机构夏威夷公用事业委员会（PUC）批准。

虽然这将缓解能源开发商 AES 公司计划于明年 9 月退役 180MW 的燃煤发电厂面临的问题，但监管机构仍然担心，由于在此期间没有及时建造太阳能发电设施，该电池储能系统的电力可能来自燃油发电设施。

夏威夷公用事业委员会（PUC）主席 Jay Griffin 表示，在这些可再生资源发电设施开通运营之前，这种措施可能只是暂时的。该委员会在今年 5 月批准这些项目的电力购买协议(PPA)提出了一些条件，其中包括必须设定可再生能源的最低门槛。虽然该委员会提出的一些条件被夏威夷电力公司拒绝，但最终还是达成协议。

根据当地新闻媒体 Star Advertiser 的报道，尽管夏威夷公用事业委员会（PUC）成员对该项目的高成本有一些担忧，但该项目还是在 8 月 11 日开工建设，并举行了奠基和传统祝福仪式。

该项目除了在峰值需求期间提供存储的电力之外，还将提供频率响应和其他电网稳定服务。Kapolei 电池储能项目将成为夏威夷迄今为止最大的独立部署的电池储能系统，并将于明年投入使用。

美国能源信息署最近公布的数据表明，从 2021 年到 2023 年，美国的电网将新增 10GW 的电池储能系统，其中大部分装机容量将来自与太阳能发电设施配套部署的电池储能系统，独立部署的电池储能系统和风电+储能系统的占比较小。

刘伯洵 中国储能网 2021-09-01

农村能源低碳转型怎么“转”？

有统计显示，我国农业农村温室气体综合排放量约占全国排放总量的 15%，实现农业农村低碳发展，推动农村能源低碳转型，对于落实我国“双碳”目标意义重大。

农村能源低碳转型应该怎么“转”？在今天的全国节能宣传周期间，这一话题引发专家热议。

从两个路径、两个角度推动农村能源转型

农村能源是农业农村领域的重要组成部分，也是农业生产和居民日常生活的重要能源保障。“因此，农村能源绿色低碳发展主要依托能源效率提升与低碳能源替代两个路径，需要从供给侧和用户侧两个角度去推动。”中国清洁炉灶联盟常务副秘书长刘广青说。

从能源供给侧来看，我国农村可再生能源资源丰富，包括太阳能、沼气、地热、风能、生物质能等各类绿色能源。农村能源低碳发展潜力巨大。

但从需求侧来看，专家表示，当前我国农村具有居民分布分散、消费能力不高、环保意识不强等特征，制约农村能源低碳发展进程。如，农村生产生活过度依赖传统能源，农村能源利用率低，农村居民对新能源和可再生能源的消费能力不足，受农村传统生活习惯影响，农村居民能源转变意愿不强等。

农业农村部农业生态与资源保护总站首席专家李景明认为，农村能源转型首先要提升农村居民低碳、节能、减排的意识，加大宣传力度，让绿色低碳理念潜移默化地深入百姓心中；其次要按照政府引导、社会参与的原则，加大对农村能源转型的支持力度，让绿色低碳发展成为政府决策与企业发展的指挥棒，作为农村居民日常行为的方向标。

在提升能源效率和低碳能源替代方面，农业农村部农业生态与资源保护总站研究员王久臣建议，以村镇为建设单元，通过采用先进的节能、储能技术和能源综合管理模式，实现区域绿色能源的充分可持续供给，达成区域内零碳排放目标。提供区域能源一体化解决方案，横向实现“电、热、冷、气、水”能源多品种之间，纵向实现“源、网、荷、储”能源多供给环节之间的协同，以及能源生产与消费的互动。

因地制宜用好农村居民身边的绿色能源

“农村能源低碳转型要结合农村自身特点，充分利用农村丰富的可再生能源，关键是要做好生物质能源化的清洁利用，要找到可实现低碳、高效燃烧以及清洁排放的生物质技术和商业模式，从而推动农村能源系统从高碳向低碳转变。”中国社会科学院工业经济研究所能源经济室主任朱彤说。

朱彤的观点得到了不少专家的认同。生物质能兼具绿色、低碳、清洁、可再生等特点，在广大农村地区具有分布广、供应稳定的优势，是农村居民身边最常见且易于获取的能源。农村能源领域的专家多对其寄予厚望，认为发展生物质能是全面实现乡村振兴的必然要求，也是落实我国“双碳”目标的重要抓手。

“生物质能集化学态能、作为燃料的可再生能源、能够取代化石能源的可再生能源于一体。”中国农村能源行业生物质能转换技术专委会主任洪浩说。

在中国工程院院士杜祥琬看来，生物质能可以有液体、气体、固体多种形态和利用方式，应用生物质能既能让农村垃圾变废为宝，又能节能降碳，综合效益显著。

以沼气应用为例，李景明算了一笔账：我国畜禽粪污每年产生量大约 30 亿吨，农作物秸秆则为 8 亿多吨，按照原料可获得性和用途可行性研究与分析，畜禽粪污的 80%和农作物秸秆的 25%可用来作为沼气厌氧消化原料，每年可产生沼气的潜力约 1500 亿立方米，可替代 1.1 亿吨标煤的化石能源，可实现温室气体减排近 3 亿吨二氧化碳当量。

“未来以沼气为代表的生物质能将发挥重要作用，要充分发挥沼气在农村厕改、生活垃圾处理、污水治理方面的重要功能，盘活改造现有户用沼气设施和中小型沼气工程，推动解决城乡环境卫生问题，为农村居民炊事和北方冬季清洁取暖提供绿色燃气，为农业农村减排作出贡献。”李景明说。

中国农村能源行业协会副会长邢立力认为，北方农村冬季清洁取暖，生物质能应承担主力角色。

地理位置偏远、人口逐年减少的农村用户，适合使用生物质压块配套专用生物质炉具分散式取暖；经济条件较好的农村用户，适合使用生物质颗粒配套专用生物质炉具分户式取暖；新农村和乡镇社区，适合使用生物质颗粒配套常压锅炉集中供暖；秸秆资源极为丰富的地区，适合使用秸秆打捆直燃集中供暖。

“生物质能供热是绿色低碳、清洁经济的可再生能源供热方式。”洪浩说，但在一些地方，生物质能发展依然面临制约。

“生物质能具有天然碳中和属性，是农村能源绿色低碳转型的核心内容，生物质能开发利用需要全社会的高度节约意识和跨部门高效协作，希望大家更多关注和了解生物质能，共同努力推进农村能源发展。”国家可再生能源中心研究员窦克军说。

“光伏+”将打开农村能源低碳发展更广阔空间

“在新农村建设中采用‘光伏+’方式，协同空气能、生物质能、跨季节储能等清洁能源，协同电能及天然气，形成清洁能源多能互补联供系统，可实现对建筑提供冬季采暖、夏季制冷、全年热水和电力供应。”中国农村能源行业协会副会长李仁星说。

随着光伏产业的发展、技术的进步，近年来“光伏+”正以越来越多的形式走进千家万户，走向田间地头。铺设光伏发电装置的大棚、鱼塘、草场、林地，配设“太阳能光热+光伏+热泵联合供暖制冷热水系统”的零碳村民活动中心，装有光伏屋顶的新农村别墅……“光伏+”正在新农村建设中发挥着越来越重要的作用。

记者在全国节能宣传周期间调查了解到，在浙江的一个“光伏富民”项目中，当地政府帮助某小区 800 多户居民安装了屋顶光伏电站，装机总容量达 4 兆瓦，年发电量超过 400 万度，相当于年户均 3300 多度，所发的电能每年能给移民新村的百姓带来 50 多万元的发电收入。这只是“光伏+”在我国农村能源低碳转型中发挥赋能作用的众多案例之一。

今年 6 月，国家能源局已下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，拟在全国组织开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作。

专家认为，随着我国“双碳”目标的推进，“光伏+”将打开农村能源低碳发展更广阔空间。

安娜 经济参考报 2021-09-13

汽车碳排放标准体系建设提上日程

8 月 24 日，工信部答复政协第十三届全国委员会第四次会议第 1259 号提案称，将联合相关部门加快建立健全汽车碳排放标准体系建设，探索建立包括汽车整车、重点零部件、车用材料、燃料、资源综合利用等在内的全生命周期碳排放标准体系。这意味着，建立健全汽车碳排放标准体系已正式提上日程。

汽车碳减排不等于电动化

中国汽车技术研究中心发布的 2021 年度《中国汽车低碳行动计划研究报告》（下称《报告》）显示，2020 年我国乘用车全产业链碳排放总量约为 6.7 亿吨二氧化碳，其中 74% 的碳排放来自汽车使用环节，26% 的碳排放来自制造环节。在燃料周期所产生的碳排放中，绝大部分碳排放来自汽油车，占 98%，相比于传统汽油车，纯电动车减排 40%。

除了燃油乘用车，商用车也是排放大户。数据显示，商用车保有量虽仅占我国汽车保有量的 10.9%，却制造了道路交通碳排放的 56%。乘联会秘书长崔东树表示：“商用车碳排放较高，且电动化难度较大。”

据了解，汽车碳排放约占我国交通领域碳排放的 75%，其生产使用涉及钢铁、油气等众多产业，产业链较长。值得注意的是，《报告》指出，面向全生命周期，仅靠车辆电动化及使用能效的提升不足以使汽车行业实现碳中和，需要探寻汽车全生命周期的碳减排措施及负碳技术。

“汽车行业降碳不能简单等同于电动化，汽车驱动系统电动化只是其中一部分。因为车辆结构不

仅有动力系统，还有底盘、车身、转向、制动、附件及充能基础设施等各个子系统及各大生产工艺等，即使仅从动力系统的变化考虑，还包括燃油发动机、代用燃料发动机、混合动力以及电能、氢能等外部能源构成上的诸多技术路线变化。”新能源与智能网联汽车独立研究者曹广平表示。

车企应承担降碳主体责任

业内人士认为，车企在推动行业实现降碳目标过程中扮演着重要角色。记者了解到，目前奔驰、奥迪、丰田等已提出碳中和时间表，而国内只有少数车企提出。

究其原因，曹广平认为：“一是目前国内行业政策以双积分、新能源汽车补贴为主，并已起到降碳效果，且正在实施和优化过程中。二是车企碳中和时间表属于战略规划，要以产品、技术规划为依据，需要先进技术支撑才能实现。三是车企降碳和经营效益密切相关，在保证降碳时需考虑企业经济效益、社会贡献。”

中国汽车工业协会副秘书长何毅表示，车企可以从“三节”着手脱碳，即“节油”“节能”“节材”。“节油”指在产品层面，燃油车持续降低油耗，电动车大幅降低电耗；“节能”指制造过程低碳，包括广泛应用数字化、智能化、网联化，打造精益、智能、低碳的制造过程；“节材”指节约材料与资源，应用增材制造、铸铝车身等新技术和回收利用技术。

有业内人士指出，一旦汽车行业全生命周期碳排放标准体系建成，则要求汽车产业链各环节减少碳排放，对汽车产业供应链是不小的挑战。对于降碳可能导致的成本增加，曹广平认为，车企要承担社会责任，提供低碳产品，政府也应以多种形式加以鼓励。

应制定汽车行业专属碳排放标准

记者了解到，生态环境部已组织开展交通领域碳排放趋势及控制碳排放相关措施研究，同时以2015年印发的《陆上交通运输企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》为指导，研究汽车碳排放核算问题。

目前，汽车行业尚未纳入全国碳市场交易。对此，崔东树表示，在碳排放核算与管理相关法规制定过程中，应对汽车行业制定更严格、独立的体系，一味效仿碳市场交易模式可能对汽车行业无明显效果。“尤其应在制造环节加强碳减排，提升燃油车生产制造水平，继续大力推广电动汽车。”

“简单地将汽车行业的积分等同于碳配额是不科学的，二者的计算方法、标准等存在较大区别。汽车的碳排放标准体系要立足于行业实际，既满足减碳需求，也服务产业发展。”曹广平认为。

《报告》指出，基于研究结果，2025年前，应着力建立健全汽车行业碳排放标准体系、建立完善汽车行业碳排放管理制度、加快推动汽车行业的消费新型模式。2025—2030年，应促进低碳材料的应用、推动低碳技术的研发、提高汽车电动化比率、促进出行方式的转变。2030—2060年，应加快我国电网清洁化转型、推动电动时代平稳过渡、促进零碳燃料电池车和负碳技术的研发。

此外，工信部还表示，下一步，将通过“大气与土壤、地下水污染综合治理”重点专项，开展自主可控的汽车尾气后处理技术研究，建立机动车超低排放与近零排放技术体系，并开展面向机动车国VII标准的预研工作。

本报实习记者 杨梓 中国能源报 2021-09-06

汽车业助力实现“双碳”目标

实现碳达峰、碳中和愿景，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，意味着我国将更加坚定地贯彻新发展理念，构建新发展格局，推进产业转型和升级，走上绿色、低碳、循环的发展路径，实现更高质量发展。在近日举办的2021服贸会上，“双碳”话题热度空前，多场论坛聚焦“双碳”目标下的应对与发展。

在“碳中和与交通运输可持续发展论坛”上，交通运输部科学研究院副院长方海介绍，我国交通运输碳达峰难度相对较大，IEA国际能源署在研究报告中指出：到2040年，中国交通部门二氧化碳排放是唯一不能达峰的部门。主要原因在于我国交通运输仍处于快速发展时期，既要减排也要发展，

而且减排的数据基础还不够健全，交通领域还处于工业领域的下游，需要与上游部门协调构建低碳治理体系。

方海指出，要实现“双碳”目标主要有五个途径：一是推动运输结构方式的改变，建设低碳综合交通运输体系；二是推动交通运输消费理念的变革，打造绿色出行服务体系；三是推动低碳技术，特别是新能源的使用来提升综合效能，提升减排效率；四是推动智慧交通模式的变革，构建更加高效的运输模式和运输组织方式；五是通过交通治理的现代化来实现运输效率的变革，从而实现节能减排和低碳发展。

交通运输部原总工程师周伟认为，推进交通运输低碳转型要从结构优化、管理提升和技术进步三个方面入手，来发展低碳交通运输体系，实现发展理念和发展方式的根本转变。同时还要强调需求侧的管理，在宣传教育上要倡导绿色消费理念和加强文化创新，不能走欧美国家过去的老路。

当然，在实现“双碳”目标的过程中也出现了重大机遇，如国家政策层面在财税金融方面陆出台了一系列关于绿色低碳相关政策；在产业层面，为推进绿色低碳转型发展，必然要对基础设施的建设、运载工具进行提升；以及技术的升级换代和新基建的发展，每一个领域都是万亿级别，空间巨大。

周伟指出，要实现“双碳”目标，当前有几项工作是要抓紧进行的。一是建立交通运输碳排放的监测体系；二是强化公路运输的碳足迹分析；三是合理确定交通运输绿色转型发展的阶段性目标；四是强化推进交通运输低碳转型发展的考核体系建设；五是注重市场机制的发挥，健全绿色金融和碳交易市场，强化碳循环技术的研发，特别是交通运输领域的碳汇、碳捕捉、碳利用和碳封存技术。总之，交通绿色转型的责任和困难巨大，机遇也同样巨大。

在“能源革命”与“碳达峰碳中和”专题会议上，日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）北京代表梁骁介绍，日本政府计划未来10年在推动减碳的技术研究上投入2万亿日元，其中就包括氢能产业以及汽车蓄电池产业。

以发展氢能为例，与中国侧重于氢能利用如氢燃料电池汽车不同的是，日本是从全产业链来推进氢能战略，是全球第一个出台氢能国家战略的国家，日本经济产业省还出台了氢能技术相关的技术路线图，来推进日本构建氢能社会的相关工作的开展，这些思路值得参考。

最近，国家五部委发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》，明确京沪粤三个城市群成为首批入选氢燃料电池汽车示范城市群的重点区域。深圳市通用氢能科技有限公司总经理尧克光则指出，从已出台的氢能规划看，2025年前全国推广的氢能源汽车约10万辆。但氢能产业目前还面临挑战，如燃料电池关键材料的国产化：批量生产技术不成熟，关键材料包括催化剂、质子交换膜、气体扩散层等“卡脖子”，很多关键材料还依赖于进口。目前，仍需集中精力将这些基础技术问题解决。

在“第四次工业革命技术赋能产业数字化与零碳化”论坛上，宝马相关负责人表示，宝马已经从汽车的采购、研发、生产、销售等各环节开启低碳化进程，并且公司管理层的薪资已经与减碳目标挂钩。做出承诺简单，关键在于行动。首先要以数字化的方式设定科学合理的目标；同时，减碳会面临很多挑战，车企可以和产业链上下游及相关企业合作；还有一点就是关注创新，宝马重视与科技企业的合作，自身也在投资有潜力的减碳方面的技术型企业。正如方海所说，碳达峰与碳中和目标的实现，事关国际国内两个大局，事关国家发展全局和长远规划，不仅是疫情后绿色复苏、经济转型发展、生态文明建设、社会主义现代化建设的重要内容，实质上是一场国家之间发展转型的比拼，也是国家安全的重要部分，更是参与全球治理和坚持多边主义的重要领域。交通运输是支撑我国实现“双碳”目标的关键领域，做好交通“双碳”研究的相关工作，事关国家气候战略的全局，事关交通强国建设发展的大局。

郝文丽 中国汽车报 2021-09-13

铅炭电池理应成为大规模储能的首选

目前有消息称，美国得克萨斯州 El Paso 将建设一个大型光伏电站、储能和电网共同支撑的并离网切换项目，用于为一大型数据中心服务器供电。其中计划光伏部分为 60 万千瓦，储能部分为 400 万千瓦时，定于 2021 年-2025 年分阶段实施，而储能部分 400 万千瓦时全部采用南都电源的铅炭电池。在全球电化学储能电站中锂离子电池约占 90%，拥有绝对优势，以及特斯拉以其锂离子电池高调介入储能领域的形势下，美国却有人选用铅炭电池，其意义值得分析。

尽管当前全球化学储能电站纷纷采用锂离子电池，但锂离子电池储能电站燃烧爆炸的事件时有发生。出于安全考虑，之前推崇锂离子电池用于大规模储能的人中，部分人开始或怀疑，或举棋不定。而上述得克萨斯州的项目，特立独行地采用被冷落了几年的铅炭电池，看来已将安全性放在第一重要位置。

有必要透过上述项目重新认识铅炭电池在规模储能中的优势。一是安全性高。铅炭电池无易燃物，是确保高安全性的基础。过去的铅酸电池在充电后期的高电压下同时电解水，积累氢气、氧气而发生爆炸。现在铅炭电池已妥善解决这一隐患。前些年我国已建成铅炭电池储能电站十余座，最大容量达 30 万千瓦时，此外还出口德国建成 5 万千瓦/7.5 万千瓦时调频电站，多年来这些电站运行正常。二是规模大。上述 400 万千瓦时的储能电站 24 小时为数据中心供电时，平均功率为 16.7 万千瓦。如果调整为供电 4 小时，功率则是 100 万千瓦，是典型的抽水蓄能电站规模，这是对“化学蓄电规模做不大”论点的直接挑战。三是用途新。大数据时代的数据中心犹如雨后春笋，且耗电量很大，用光-储联合供电，对这种稳定负荷尤为适合。四是颜色绿。该微网建成后将摆脱对电网的依赖，独立运行。这是实现低碳、绿色能源的重要一步；如能广泛推广，不仅可以减轻电网的负担，而且可以直接为碳达峰碳中和作出很大贡献。五是价格不高。据了解，项目总融资金额为 15 亿美元，约合人民币 100 亿元。结合其规模来看是可接受的，且其能量转换效率高于抽水蓄能至少 10 个百分点，有利于提高经济效率。

在我国储能界，关于何种类型的电池适用于储能，看法不一。其中很多人支持锂离子电池，认为其优点不少，尽管有安全隐患，但难言舍弃，处于进退两难境地。笔者认为，完全可以换一种思路。首先，储能前景非常广阔，能够容纳各类电池路线各显神通，因而要从政策、舆论等各方面为它们创造公平的、开放的应用条件和氛围。其次，要把安全性放在第一重要位置。力推使用安全性高的电池，立马起到节能减排的实效；容许安全性不高的电池进行持续改进，不要急于“带病上阵”；同时鼓励发展安全性高、性能更好的新型储能电池，给予真实的创新条件。最后，要由市场来选择储能技术路线，放手让企业自主发展、决定使用何种电池。

笔者认为，铅炭电池主要是在铅酸电池负极中加入了特种活性炭（或称特种多孔炭，这也是铅炭电池一词中“炭”的来历），解决了硫酸盐化问题（即硫酸铅结晶颗粒长大而失去充放电可逆性），使电池寿命延长了若干倍。再加上原有的安全、廉价、易于再生等优点，铅炭电池理应成为目前大规模储能的首选。现在美国出于安全考量重新重用铅炭电池，相信全球包括中国将有更多的企业加入到使用行列，铅炭电池生产也将回归到正常的发展轨道。

但也要看到，我国铅炭电池生产水平参差不齐。不是添加了任何含碳元素的材料(如石墨、炭黑、普通活性炭等)的铅酸电池都是铅炭电池，因为这些材料的比表面、孔分布、电导率、纯度等指标均与抑制硫酸盐化的要求相距甚远，尽管节省了生产成本，但电池的长寿命却难以保证。因此要呼吁铅炭电池生产企业要讲诚信、做真货；储能应用企业也不要贪图便宜买劣质产品。

（作者系中国工程院院士）

杨裕生 中国能源报 2021-09-13

生物质锅炉排放地方标准如何把握“松紧度”

8月26日，吉林省生态环境厅就《生物质成型燃料锅炉大气污染物排放标准》（以下简称《标准》）进行第二轮意见征求。与2020年发布的首版征求意见稿相比，在除城市建成区外的其他地区，生物质成型燃料锅炉的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度限值由50mg/m³、100mg/m³、300mg/m³分别上调为30mg/m³、50mg/m³、250mg/m³，《标准》施行时间从明年5月1日延至2023年5月1日。

“大家各有考量，所以一直有争议。目前这个版本的征求意见稿应该是相关部门多方权衡的结果。”《标准》起草人之一、吉林宏日新能源股份有限公司董事长洪浩告诉记者，对于非建成区的排放标准，一直都存在两种声音。“简单说，一种偏松，一种偏紧。”

不同考量带来争议

洪浩透露，《标准》制定的讨论过程中，曾提出过一版参照天然气排放国标限值的标准，但很快遭到激烈反对。“之前吉林有一些煤改生物质的项目，由于种种原因，可能改后排放仍不理想，这时如果标准偏紧，可能还要再淘汰一轮。而且非建成区主要是农村，秸秆处理需求大，很多地方甚至还没有完全杜绝露天焚烧现象，如果贸然将标准制定得过严，农林废弃物的处理压力会非常大。”

“另一方面，还有部分观点是从淘汰落后产能的角度出发，觉得若标准太松，会有滥竽充数的项目存在。”洪浩表示，如果变成一个行业内普遍都能轻松实现的标准，那就丧失了标准存在的意义。不同考量之下一直存在争议，所以目前版本的征求意见稿应该是多方权衡的结果。

此外，对于施行日期的调整，有知情人表示，考虑到两轮意见征求相隔时间已超过一年，跨度较大，“还是要给行业留下缓冲和技术升级的准备时间，所以暂定延期至2023年开始执行。”

地方标准制定须量体裁衣

据记者了解，虽然当前国内生物质燃料还没有全国性的排放标准，但在上海、天津、广东等地都已有相应的地方性标准。

以天津市为例，《天津市生物质成型燃料锅炉大气污染物排放标准》就规定，生物质成型燃料锅炉的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度限值为20mg/m³、30mg/m³和150mg/m³。

洪浩坦言：“若和天津的标准相比，吉林当前征求意见稿的版本还是偏松的。但地方标准必须要考虑地方的实际情况，其中环境容量就是重要的客观因素。很多发达地区或者特大城市，环境容量已经非常小，对各种污染物的排放也已经非常敏感，就必须制定相对严苛的排放标准。”

放眼国际，洪浩指出，欧盟对生物质燃料的排放标准体系设计相对完备，但在具体污染物的排放浓度限值上，却执行相对宽松的指标。例如，根据欧洲议会和欧洲理事会2015年颁布的DIRECTIVE (EU) 2015/2193号指令，以固体生物质为燃料的生物质锅炉排放标准，2018年12月20日前投运、额定热输入大于1兆瓦的项目，粉尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度限值为50mg/m³、200mg/m³和650mg/m³。

洪浩指出，就当前的征求意见稿而言，应该说已充分考虑到吉林的现实情况。“一方面，可以淘汰那些‘挂羊头卖狗肉’的虚假产能。另一方面，对有一定技术水平和积累的企业，想实现达标排放也并非难事。同时，对那些想进入这个行业的企业而言，可能有一点难度，需要一些投入才能实现。但也正是这一点点难度，才能引导行业大力推动技术创新和升级，真正提升专业化水平、运营水平、管理水平和装备水平，让行业发展实现正向循环。”

标准提升应匹配行业现状

那么，生物质成型燃料锅炉大气污染物排放标准的“松”与“紧”之间，到底应该怎样把握度呢？

洪浩指出，无论是地方标准还是国家标准，最核心的诉求就是既要满足环境指标要求，又要兼顾行业发展现状，同时具有一定的引领性和前瞻性。

“要实现清洁供暖、节能降碳，使用生物质燃料就是非常现实的选择，所以标准必须要符合环保要求。但‘超低排放’标准严格，要以高投入、高运营成本为代价，可能对大吨位的燃煤锅炉而言可以

实现这个要求，但对广大农村和县城地区，小型生物质锅炉若一味追求‘超低排放’，就需要极高的经济投入。一旦没有经济性，自然就不会有市场。”洪浩告诉记者。

不仅如此，洪浩还强调，如果排放标准过于严苛，脱离行业发展的实际情况，“很容易就把行业‘逼死’。制定严格标准不代表就能达到高水平，如果根本不了解世界范围内行业发展到什么程度，凭什么要制定全世界最严的标准？行业是不断进步发展的，标准也非一成不变，可以在发展水平更高的时候提升标准，这才是正向促进。”

本报记者 姚金楠 中国能源报 2021-09-06

实现碳中和并不轻松 关键是科技创新

碳中和国际合作发展论坛、碳中和绿色技术服务展区、碳中和与交通运输可持续发展论坛……谈到2021年中国国际服务贸易交易会（以下简称服贸会），碳中和是一个绕不开的热门话题。

9月5日，在服贸会举行的2021中国碳中和发展论坛上，与会专家深入解读了我国实现碳中和面临的挑战、碳减排的路径选择以及可能带来的变革。

碳中和绝不是轻轻松松就能实现的

截至2020年底，全球已有100多个国家或地区作出了碳中和承诺。目前，英国、日本、墨西哥、欧盟、韩国、菲律宾等国家和地区通过了应对气候变化的专项法律。

我国也向世界作出庄严承诺：力争于2030年前二氧化碳排放达到峰值、2060年前实现碳中和。“这是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，绝不是轻轻松松就能实现的。”中国工程院院士、清华大学环境学院教授贺克斌说。

在贺克斌看来，碳中和与生态文明建设、美丽中国建设密切相关。“碳中和目标与空气质量目标具有高度一致性，低碳能源转型对中国空气质量长期持续改善起到决定性作用。”贺克斌说，据测算，碳中和情景下，能源转型对2060年中国PM2.5浓度改善的贡献可达到75%左右；在全球温控1.5摄氏度情景下这一贡献将进一步提升到80%左右。

考虑到现阶段的国情，贺克斌指出，我国实现碳中和面临巨大挑战。

“首先是我国的高碳能源结构，2019年主要国家的能源结构中，化石能源占比50%—85%，我国约为85%，但欧美国家化石能源中煤炭占比仅为3%—17%，我国却高达57%；二是我国的高碳产业结构，在全球产业链分工里，水泥、钢铁、石化这样高耗能的工业，在我们整个产业中的比例还比较高，实现碳中和，煤电二氧化碳排放要基本清零，非化石能源发电要达80%以上，低碳转型非常艰难。”贺克斌说。

同时，我国是世界上最大的发展中国家，还在中高速发展阶段，工业化、城镇化仍在推进之中。在这个过程中，减碳也不是可以轻松实现的。

此外，“我国承诺实现从碳达峰到碳中和的时间，远远短于发达国家所用时间。实现碳达峰、碳中和时间短、任务重，挑战非常大。”贺克斌直言。

“五碳并举”攻克难关实现碳中和

那么，我们未来该怎么逐步完成碳中和任务呢？

贺克斌表示，我们可以通过“五碳并举”来攻克难关。“首先，资源增效减碳，达到同样的经济目标，但将能源需求降到最低，当前消费水平下，能耗每降1%，可减排1亿多吨二氧化碳；其次，能源结构降碳，大幅提升非化石能源比例，我们要重新认识我国的能源资源禀赋，只讲‘富煤’‘缺油’‘少气’不能全面准确表述我国能源资源禀赋，丰富的可再生能源资源是我国能源资源禀赋的重要组成部分。”贺克斌指出。

同时，我们要利用地质空间存碳，通过碳捕集利用和封存（CCUS 技术）来解决一部分二氧化碳。

“生态系统固碳也是实现碳中和的重要路径，通过各种生态建设手段，增强生态系统的碳汇能力。”

贺克斌说，此外，市场机制融碳也可以发挥重要作用，碳市场会通过市场机制来推动各类技术更合理有效地应用。

贺克斌表示，“五碳并举”实现碳中和将带来政府行为、企业行为和个人行为的重大变化，这场经济社会系统性变革涉及观念重塑、价值重估和产业重构，会带来广泛影响。

减碳控温事关人类命运。从具体路径来看，中国绿色租赁发展共同体主席张利钧认为，应坚持“3+3”的模式，即坚持集中发电端、增加新能源的消费端和固碳三端发力，统筹政府、民众和企业三方参与。

中节能生态产品发展研究中心有限公司党委书记、执行董事霍中和表示，实现双碳目标需要产业界和社会各界的协同行动，在产业链科学创新方面进行更大力度的协同创新。

“实现碳中和的关键是科技创新，将推动社会经济发展从资源依赖型走向技术依赖型。”贺克斌指出。

国际能源署（IEA）今年发布的《2050年净零排放：全球能源行业路线图》指出，2050年实现净零排放的关键技术中，50%目前尚未成熟。贺克斌说，这就需要可对再生能源发电、储能技术，与之匹配的技术等加大研发力度，形成国际竞争力。

陆成宽 科技日报 2021-09-06

世界最大“捕碳机”在冰岛启用，每年可从空气中吸入 4000 吨二氧化碳

据英国《卫报》等媒体 9 日报道，冰岛一座直接从空气中捕捉二氧化碳，并将其储存到地下的工厂于当地时间周三开始运转。据称该工厂拥有全球目前最大的捕碳装置，每年可以从空气中吸入 4000 吨二氧化碳，并将其注入地下深处进行矿化。

报道称，这家工厂名为“奥卡”，在冰岛语中与“能源”发音相同。它坐落在冰岛西南部的一片高原上，主体是 8 个巨大的长方形箱体，每个箱体大小与大型标准集装箱相仿，长约 12 米，内嵌 12 台风扇。扇叶旋转，将空气吸入装有过滤材料的收集装备，将二氧化碳从空气中分离出来，与水混合，然后泵入地下深井，让其慢慢变成岩石。据彭博社报道，该厂建设成本在 1000 万至 1500 万美元之间。

国际能源署称，目前全球有 15 座直接从空气中捕获二氧化碳的工厂在运作，每年捕获超过 9000 吨二氧化碳，去年全球二氧化碳排放量总计 315 亿吨。支持者认为，捕碳技术能在应对气候变化挑战中发挥重大作用；但也有人指出，该技术的成本过高，大规模推广恐怕还要数十年时间。

甄翔 环球时报 2021-09-10

天津瞄准碳达峰碳中和加快绿色发展

中新天津生态城不动产登记中心，是天津市首个经认定的“零碳”建筑示范项目。记者日前登上它的楼顶后看到，整栋建筑顶层表面铺满了光伏发电板，层叠如鳞甲，在阳光下熠熠生辉。

“整个中心建筑面积为 3467 平方米，已经完全实现了能源的‘自给自足’，每年可减少二氧化碳排放 329 吨，相当于种树 3000 棵。”中新天津生态城建设局相关负责人于晓明介绍，这座建筑通过对太阳能、风能等再生能源的综合利用，最终实现零碳运行。据测算，整栋建筑每年可节约 17.2 万度电，能源自给率达 112%。

就在今年 6 月，天津市低碳发展研究中心经过科学评估，为中新天津生态城不动产登记中心颁发了全市首块“零碳”建筑标牌，而评估标准则依据市低碳发展研究中心牵头制定的全国首个零碳建筑团体标准——《零碳建筑认定和评价指南》（以下简称《指南》）。《指南》在建筑能效指标方面较国家绿色建筑三星标准更为严格，以居住建筑为例，国家绿色建筑三星标准规定供暖负荷降低比例为 15%，《指南》则规定供暖负荷降低比例需达 30%以上。

天津市生态环境科学研究所所长、市低碳发展研究中心主任张涛表示,《指南》的颁布实施,将促进建筑领域“提标、增效、节能、降碳”,助力绿色建筑迈向零碳建筑,对推进建筑领域实现碳达峰碳中和目标具有较大的指导和示范意义。

市委市政府主要领导把关

为实现碳达峰碳中和目标,天津市委市政府高度重视,成立了以市委市政府主要领导担任组长的市碳达峰、碳中和工作领导小组,并成立能源、工信、建筑等重点领域专项推进小组。

6月18日,天津市委理论学习中心组集体学习暨天津市推进碳达峰碳中和工作会议、市推进碳达峰碳中和工作领导小组会议合并召开。会上,天津市委书记李鸿忠强调,要坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路,坚决打好实现碳达峰碳中和这场硬仗。天津市委副书记、市长廖国勋在会上作工作部署时强调,要狠抓工作落实,确保碳达峰碳中和各项目标任务落地见效。

7月13日,李鸿忠专程到天津市低碳发展研究中心调研碳达峰、碳中和工作,他强调,要加强科技引领支撑,发挥科研优势,为制定实施相关方案提供科学支撑。大力推进科技创新,在减污降碳核心技术研发应用等方面取得更大突破。

8月18日,廖国勋到天津市生态环境局调研时,首先来到天津市低碳发展研究中心,强调要以政策和技术研究为先导,持续加快科技创新步伐,加强技术开发和应用推广。

明确 118 项重点任务清单

天津坚持顶层设计与先行先试相结合,建立起碳达峰碳中和工作推进机制。率先启动碳达峰、碳中和立法工作,将基本管理制度和绿色转型、降碳增汇、科技创新等政策措施以法规形式予以明确。印发《天津市“双碳”工作关键目标指标和重点任务措施清单(第一批)》,明确前期 118 项重点任务清单。

同时,培养壮大绿色低碳循环经济产业,大力发展先进制造业,以智能制造为主攻方向,加快发展战略性新兴产业,加速制造业高端化、智能化、绿色化发展,全面提升产业链供应链竞争力。

持续优化交通运输结构与运输组织体系,统筹“车油路港”综合施策,构建绿色低碳综合交通运输体系。以天津港绿色港口建设为核心调整运输结构,建设“公转铁”“散改集”双示范港口,推进海铁联运。推广绿色低碳运输工具,优先使用新能源汽车。

天津还发挥科技支撑引领作用,开展低碳零碳负碳和储能新材料、新技术、新装备攻关,组织实施 10 项重大科技专项。依托北疆电厂、华能 IGCC 及大港油田、渤海油田试点推动碳捕集、利用与封存技术(CCUS)发展,在滨海新区开展陆地与近海区域的废弃油气藏、盐水层封存试点。

在推进“871”重大生态增汇工程上,天津划定生态保护红线 1393.79 平方公里,占全市陆海总面积的 9.91%。持续推进七里海等 4 个湿地 875 平方公里保护和修复,加快推进退耕还湿等工程,提升湿地碳汇能力。

当前,天津“津滨”双城间“绿碳银行”正在抓紧建设。从天津市向南驱车半小时,就可来到位于西青区王稳庄镇境内的西青生态廊道。西青生态廊道是天津市“津滨”双城间绿色生态屏障的关键节点之一。绿色生态屏障建设始于 2018 年。近期规划到 2021 年,屏障区内蓝绿空间占比达到 65%。远期规划到 2035 年,蓝绿空间占比达到 70%。截至今年上半年,一级管控区内林地面积达到 18.73 万亩(含部分水面)。

“据测算,当前绿色生态屏障区碳汇约 12.6 万吨/年,而根据屏障区总体规划、造林绿化专项规划测算,到 2035 年,屏障区碳汇将达到约 20.6 万吨/年。”天津市低碳发展研究中心规划部门负责人赵翌晨说。

探索低碳道路倒逼高质量发展

在低碳科研方面,天津市低碳发展研究中心 10 年来聚焦政策研究和技术研发推广,开展了低碳循环发展相关规划编制、碳排放交易统计核算核查等工作,为全市应对气候变化工作提供有力的科技支撑。

在低碳工业园区建设方面,全市已建设国家低碳工业园区试点两个、市级低碳工业园区 5 个。

其中，天津经济技术开发区在低碳发展方面始终走在国家级经开区前列。园区内企业低碳项目投入不断加大，长城汽车产业园 2 万千瓦屋顶光伏项目于 2014 年正式并网发电，每年可提供清洁电力 1842.17 万度。

在碳排放权交易方面，天津是国家 7 个碳排放权交易试点之一，碳交易履约率连续多年保持 100%。近年来，天津市不断完善交易体系和管理制度，创新实施碳配额有偿竞价机制，实现碳交易价格稳中有升。今年上半年，天津市配额总成交量达 856 万吨，配额总成交金额达 2.53 亿元，均位列全国第二。

“十三五”以来，天津市坚持燃煤、工业、机动车、扬尘、新建项目“五控”治气，坚持控源、治污、扩容、严管“四措”治水，着力解决“钢铁围城”等突出问题，在推动碳排放强度稳步下降的同时，促进了经济高质量发展。

“十三五”期间，天津市单位生产总值二氧化碳排放累计下降 22% 以上，在 2005 年基础上累计降低约 60%，超额完成国家下达的“十三五”指标任务和低碳城市试点工作目标任务。与 2015 年相比，2020 年全市煤炭消费 3750 万吨，累计削减 789 万吨，降幅 17.4%。今年上半年，全市能耗强度同比下降 3.9%，高于 3.7% 的年度目标，降幅在直辖市中名列第一。2020 年，天津市 PM2.5 年均浓度为 48 微克/立方米，较 2013 年下降 50%；全市国控断面优良水质比例首次达到 55%；近岸海域优良水质面积比例为 70.4%，较 2015 年的 7.8% 提高 62.6 个百分点。

下一步，天津市还将在“减污降碳”的新征程中持续发力，在制定全市碳达峰总体方案的同时，推进市级各部门同步落实分领域行动方案，推进 16 个区着手制定本区行动方案；出台市碳达峰碳中和工作领导小组、办公室规则，建立碳达峰碳中和工作会议制度等；突出持续削减煤炭、增加天然气供应、本地非化石能源使用、提高绿电比例“一减三增”，不断优化产业结构、能源和交通结构，大力推广绿色建筑和倡导绿色低碳生活方式，调度推动重点任务、重大项目落实，做好典型示范。

郭文生 任效良 中国环境报 2021-09-14

武汉创建近零碳及低碳排放区示范试点

近日，武汉市召开新闻发布会介绍，该市将加快推动近零碳及低碳排放区示范工程试点创建，加快构建绿色低碳循环生产生活体系。

近年来，武汉推动产业结构低碳转型，现代服务业快速增长，2020 年第三产业占 GDP 比重超过 60%；大幅压减煤炭消费总量，与 2015 年相比，2020 年煤炭消费总量占能源消费总量比重由接近 50% 下降至 35% 左右；积极发展绿色交通，公共交通机动化出行分担率超过 60%，充电设施等新能源基础设施建设不断完善；高质量发展绿色建筑，全市新建民用建筑中绿色建筑占比达到 99% 以上；城市碳汇不断累积，森林覆盖率达到 15% 以上，湿地率约 19%，城市绿量和生态品质大幅提高。

今年，武汉市将以科学可行、突出特色为原则，推动近零碳及低碳示范城镇、园区、商业、校园、公园、企业、机关、个人等在产业、能源、建筑、交通、资源循环利用、运营、生活等方面试点创新，多措并举促进经济社会全面绿色转型。同时，武汉已正式启动筹建“武汉碳中和产学研促进会”，搭建技术创新上、中、下游对接与耦合平台。

此外，武汉市探索以低碳生活平台“碳碳星球”为载体，建立激励市民践行绿色低碳生活的碳普惠理念，鼓励全社会广泛参与低碳行动。

武汉市生态环境局相关负责人介绍，为推动重点行业率先实现碳达峰、碳中和目标，武汉将全力做好工业领域碳减排，鼓励钢铁、建材、化工、石化、电力等重点行业率先提出碳达峰、碳中和目标并制定行动方案，在重点行业、重点区域推动创建碳中和工厂、碳中和工业园区。

同时，抓牢全国碳排放注册登记结算系统落户武汉的契机，开展应对气候变化投融资相关工作，引导投融资向绿色低碳循环及适应气候变化的领域倾斜和聚集，推动绿色低碳产业发展。完善碳普惠顶层机制设计，形成涵盖企业降碳、市民绿色生活、大型活动“碳中和”及实现林业生态价值等方

面的碳普惠机制，打造“零碳汉马”“零碳展会”“零碳景区”等一系列低碳品牌。

严芳婷 湖北日报 2021-09-02

天津发布两项“降碳”团体标准

天津市环境科学学会近日发布《零碳建筑认定和评价指南》《食品制造企业温室气体排放核算和报告指南》两项团体标准，由天津市低碳发展研究中心组织编制，目前已正式实施。

天津市低碳发展研究中心相关负责人介绍，《零碳建筑认定和评价指南》的制定填补了国家建筑领域中零碳建筑标准的空白，助力建筑从绿色建筑、超低能耗建筑、近零碳建筑进一步向零碳建筑迈进。其中的控制指标和碳排放量核算是零碳建筑认定的主要依据。控制指标包括建筑室内环境参数和能效指标两方面，目的是在保障建筑使用功能的前提下，尽可能降低建筑用能需求。碳排放核算是对建筑碳排放的量化，鼓励通过可再生能源的利用抵消建筑用能，实现建筑的零碳排放。

《食品制造企业温室气体排放核算和报告指南》完善了国家工业企业温室气体排放核算与报告指南中的行业类别，不仅对食品行业的降碳工作具有指导作用，也提高了行业碳核查等基础数据收集的准确性，其中的主要技术内容为温室气体排放核算步骤与方法，明确了食品行业特有的过程排放和污水处理系统排放的源和计算方法。

任效良 中国环境报 2021-09-14

行业厂商认为长时储能市场正处于关键时刻

据外媒报道，液流电池储能提供商 ESS 公司的首席执行官 Eric Dresselhuys 日前在研究机构 Wood Mackenzie 公司举办的一次电力与可再生能源会议表示，长时储能市场现在正处于重大变革的边缘，这将有助于支持电力系统向可再生能源更快过渡。

他在会议上表示，长时储能行业目前处于成熟期的关键时刻，这是因为新的储能技术正在不断涌现以及监管机构对于如何处理电力市场中储能系统的态度正在发生变化。

纽约独立系统运营商(NYISO)执行副总裁 Emilie Nelson 在会议上说：“储能行业正在发生巨大的变化，而我们才刚刚开始这个过程。”她补充说，市场上储能部署的新规则将有助于发出信号，鼓励能源开发商部署储能项目。

随着电网运营商转向采用更多可再生能源电力，长时储能系统被视为一种必要工具，因为它可以在风力或阳光不足的时候存储电力。然而，储能市场一直受到新兴技术、监管不确定性和一些储能系统高成本的阻碍。

各国政府和科技公司越来越关注提供长时储能系统并与化石燃料峰值发电厂在成本方面的竞争。美国能源部于今年 7 月宣布了一项雄心勃勃的计划，旨在在未来十年内将储能技术成本降低 90%。一些储能开发商致力开发和部署新技术，例如 Malta 公司和西门子公司正在合作开发一个大型蓄热项目，以及 Form Energy 公司日前宣布将以 20 美元/kWh 的成本开发持续放电时间为 100 小时的铁空气电池。

Wood Mackenzie 公司的一项分析发现，美国 2021 年第一季度开通运营的储能系统总储能容量为 910MWh，与 2020 年第一季度相比增长了 252%以上。Wood Mackenzie 公司能源分析师 Vanessa Witte 在此次会议上表示，虽然 2021 年第一季度是迄今为止美国储能部署量第三高的季度，但它可能是 2021 年中储能部署量最少的一个季度，这是因为美国互连队列计划部署的储能系统总装机容量将达 200GW。

ESS 公司首席执行官 Eric Dresselhuys 表示，电网运营商和能源开发商越来越了解长时储能技术在市场中的机会，尤其是它们如何与提供持续放电时间四小时的锂离子电池储能系统一起工作。他说，“他们通常会惊讶地发现，短时电池储能系统和长时电池储能系统都有自己用武之地。”

ESS 公司主要开发和生产液流电池，液流电池储能系统目前可提供长达 12 小时的持续放电时间，而 ESS 公司推出了可支持电力供应商和大型制造商的大规模长时储能解决方案。

纽约独立系统运营商(NYISO)负责系统规划、信息技术和市场结构运营的业务主管 Nelson 表示，由储能技术支持的能源转型是可以实现的，尤其是在新的海上风电开发的情况下。然而，这将取决于监管机构和电网运营商弄清楚储能系统如何与天然气发电厂在成本方面竞争的方式以及如何获得独特优势。纽约州面临着一个特殊的挑战，因为该州的风力发电和太阳能发电设施主要在北部地区运行，而主要的电力需求集中在纽约市，为此需要在该市部署大量的长时储能系统，以应对可再生能源发电的间歇性问题。

美国联邦能源监管委员会发布的第 841 号令鼓励其他系统运营商修改有关储能部署的规则，Wood Mackenzie 公司分析师预计，这将为美国带来更多储能部署机会。

刘伯洵 中国储能网 2021-09-13

以城市为主体的碳达峰碳中和可分三步走（大咖说）

作为一个国家或地区经济发展的牵引力量，城市是人为温室气体的主要排放者。根据联合国相关数据，城市所造成的温室气体排放占到排放总量的 75%。

因此，我国碳达峰、碳中和目标的提出，势必将推动城市低碳转型进入全面加速时代。那么，如何加速构建以城市为主体的碳达峰、碳中和战略？近日，在由国际绿色经济协会主办的“低碳城市建设与低碳产业峰会”上，国际欧亚科学院院士、住建部原副部长、中国城市科学理事会理事长仇保兴指明了方向。

相较于西方国家的城市管理仅限制于城市建成区，我国的城市管理范围包括了农村和原野，着眼城市制定碳达峰、碳中和路线图，有利于使各个城市根据自身资源禀赋整体布局可再生能源和碳汇基地。

仇保兴指出，碳达峰、碳中和愿景下，我国城市间的竞争可由“单轨”的 GDP 竞争转向 GDP 与减碳的“双轨”竞争。我国的碳达峰、碳中和路线图如果以城市为主体，通过城市内各主体的创新就能形成一个自下而上的“碳中和”体系，这与我国对主要行业的管理施行从上到下的“碳中和”顶层设计战略是互补的，有利于生成全国协同的韧性碳中和体系。

在仇保兴看来，从城市角度看实现碳达峰、碳中和行动方案，首先要制定好路线图。那么，这个路线图应该具备哪些特征？

仇保兴认为，第一要突出安全意识。特别要将能源安全放在首位；第二成本要趋降；第三技术要非常可靠；第四要结合中国实际情况，当前我国煤电厂数量占到全球的 50%，这些大量的煤电厂显然不能盲目“一刀切”被抹除，而是应该关注“灰色”和“绿色”能够兼容并存、平稳切换；第五，要考虑进口替代性。

“如果这几个特征都满足了，我认为这个路线图大体上就是合格的。”仇保兴说。

在仇保兴看来，以城市为主体的碳达峰、碳中和路线图制定，需要城市重新制定减碳模式，可将复杂的城市分为五个模块，即碳汇与农业农村、建筑、交通、废弃物处理与市政，以及工业制造业。

“城市‘碳中和’最大的难点在于如何突破工业文明的惯性思维锁定。”仇保兴坦言，不同的城市在制造业领域千差万别，但在碳汇和农村农业、建筑、交通、废弃物处理和市政这四个领域的差异性是不太大的。

当前，全球正处于信息技术迅猛发展的时代，尤其是数字技术的创新应用，可使城市碳排放做到“可检测、可公布、可回溯”的三可原则。围绕碳汇和农村农业、建筑、交通、废弃物处理和市政领域的碳减排工作，城市之间完全可以通过竞争合作，共学共创，以促进新技术和新变革措施落地，防止错误路线锁定，进而确保合理性和投资效益。

仇保兴认为，着眼城市视角，我国可分三个阶段实现碳中和，即在 2021—2030 年为碳达峰阶段，通过开展建筑、交通以及市政的低碳竞赛，大部分城市需要实现人均碳达峰的目标；2030—2050 年为碳中和关键期，此期间城市的碳中和可重点围绕电力系统碳中和展开；而在 2050—2060 年的碳中和决胜期，城市则需要实现交通和工业制造业的碳中和。

本报记者 张胜杰 中国能源报 2021-09-13

浙江企业买了 3 亿度的绿电是种什么电？

9 月 7 日，由风电、光伏发电产生的绿色电力，正式单独计价上线交易，标志着全国首次绿色电力交易“鸣锣开市”。

此次交易中，浙江共有 32 家发电企业与 30 家电力用户合计成交 50 笔交易，成交量 3.0075 亿千瓦时，成为参与市场主体最多的省份。

绿电交易与浙江经验

什么是绿电？绿电就是利用太阳能、风能、地热能、生物质能等可再生能源生产的电力，在生产过程中不产生或很少产生对环境有害的排放物及温室气体。目前国内以太阳能和风能为主。

绿电市场化交易把风电、光伏发电等绿色电源从传统电源分离出来，单独设计绿电交易品种，采用消费侧竞价的办法进行市场交易。

这次交易中，浙江的电力用户平均每千瓦时自愿加价 0.01 元购买绿电，为新能源发电企业增收 300.75 万元，预计能够减排 22.5 万吨二氧化碳。

“这是一次构建面向电力用户、以新能源为主体的绿色电力交易品种的创新探索。”浙江电力交易中心有限公司交易部主任龚建荣说。

事实上，在政府部门的主导下，浙江对于绿色电力市场化交易的探索在去年就已开始。

2020 年 11 月，浙江电力交易中心组织在宁波泛梅山多元融合高弹性电网省级建设示范区，首次开创了用户加价购买风电的模式。

“兹证明申洲国际集团控股有限公司在 2020 年 12 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日参与……交易，并消费绿色电力 2000 万千瓦时。”

这张《绿色电力交易凭证》为用户提供了绿电零碳属性的权威认证，背后是一整套“交易合同签订、结算依据出具、交易凭证颁发”的绿电认证业务流程。

为积极配合全国首次绿色电力交易，推动绿电交易由试点培育成常态化电力交易品种，浙江省发改委、能源局于 8 月 19 日联合印发了《关于做好 2021 年浙江省绿色电力市场化交易相关工作的通知》（浙发改能源〔2021〕616 号），这也是全国首个省级市场化绿电交易的政策支撑文件。

这些尝试为助力构建国内权威、国际认可的绿色能源管理体系提供了浙江经验，受到了国家发改委、媒体、市场主体以及社会各界的广泛关注。

本次国家发展改革委、国家能源局批复《绿色电力交易试点工作方案》，明确由北京电力交易中心统筹启动全国绿电市场化交易，首批试点安排在河北、浙江、江苏等省份。

从浙江等试点地区走出去的新型电力市场交易机制，将让更多的市场主体共担清洁能源建设成本、共享绿色电力的零碳发展成果。

交易动力从何而来？

在海外，绿色电力市场并不是一个新鲜的概念。上世纪 90 年代，美国一家公用电力公司推出第一个绿色价格项目，消费者自愿认购来支持公司加大这类技术的投资。

到 2000 年，美国 80 多家电力公司实施此类项目，并进一步建立了可再生能源的认证体系。

“在国际市场上，用绿色电力打广告有时候比宣传产品还有用。”龚建荣说。减碳环保的理念已经有了一定的社会基础。

当前，我国的绿电消费需求部分来自外向型企业。龚建荣在调研中发现，一家浙江外贸企业与

韩企具备相同的产品品质且报价更低，但在订单竞争中落败，原因是韩企使用认证的绿电生产，更符合客户绿色要求。

另有企业反映，为国际品牌代加工时，如果使用绿电可以获得更大的生产份额；在一些国家和地区还设有碳税，如果使用绿电则可以抵扣碳税。

前文讲到的申洲国际集团控股有限公司，以及本次交易中的万向一二三股份有限公司就属于这一类公司。

一张绿色电力证书能够让外贸企业提高产品出口竞争力、提升企业品牌形象。

不过在这次交易中，也有部分企业是负有减碳责任或自愿履行社会责任的大型企业。

浙江衢州巨化集团有限公司就是其中之一，自国家提出双碳目标以来，公司积极探索减碳路径，履行国有企业的社会责任。

“听说要组织绿电市场化交易，我第一时间安排人进行了交易申报。”巨化集团首席资深工程师陈利民说，最终企业购得绿电 5000 万千瓦时，成为浙江成交量最大的电力用户。

据不完全统计，在浙江，有绿电需求的大企业已达到了近百家，分布全省 11 个地市，涉及医药制造、机械机电、轻工食品、石油化工等 10 多个行业领域。

而在绿电生产端，发电企业通过卖出绿电获得额外增值收益，能够有效回收发电成本。

2009 年和 2011 年，陆上风电和光伏发电开始实施财政补贴政策。在政策激励下，装机量不断扩大，补贴规模和缺口也越来越大。

同时随着新能源发电的成本降低，自 2016 年起，行业补贴逐渐退坡。

2021 年起，中央财政对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和核准陆上风电项目不再补贴，实行平价上网；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。

前些年，浙江正泰集团有限公司企业抓住有利时机，进入发展光伏设备的快车道，如今成本压力较大。

“如果我们的绿电都能按照今天这个价格成交，预计可以缩短五分之一的成本回收周期！”经理李向锋说。

制度体系搭建中

购买了绿色电力，怎么确保用户使用的是绿电，难道要为发电企业和用电企业单独拉电网吗？这就需要一张“绿色电力证书”。

绿色电力和非绿色电力使用起来没有区别，在实际操作中，两者都需要借助已有的电网进行传输。

而风电和光伏发电都具有波动性、间歇性等不稳定的特征，对电力供需实时平衡和电网运行都带来了很大的挑战。绿电交易设计必须跳出绿色电力的范围，来系统考虑整个电力市场。

认证体系使得发电侧的绿色属性和使用侧的绿色认证得以分开。也就是说，电力用户为某一时段内固定数量的绿电付费，以此获取绿色电力证书，但在使用时并不区分绿电和非绿电。

2017 年 1 月，国家发展改革委、财政部、国家能源局三部委印发了《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》(发改能源 [2017]132 号)。

其后，绿色电力证书通过强制约束配额制交易和自愿认购两种方式进行交易。可交易的证书打破了地域限制，可以销售到任何有需求的地方，绿证市场实际上是环境容量使用权益的市场。

那么，已有的绿证交易与如今的绿电交易有什么区别？龚建荣解释，绿证交易可以没有实质的绿电产品，只是交易绿色属性，而绿电交易中认证书严格跟着绿电走。

绿电交易中，绿色属性随着上网电量产生，归发电企业所有，通过市场化交易转移给用户。一度电的绿色属性所有权应当具有排他性和唯一性。

“比如参加了绿电交易，就不能再去碳市场卖 CCER（国家核证自愿减排量）了。”龚建荣说。这也是绿电交易制度中比较重要的环节，目前还需要一个发展和完善的过程。

本次交易依托区块链技术追溯绿电属性，实现绿电的全生命周期管理。也就是使用区块链技术

追溯绿电交易的合同，可以明确用户购买的厂家、时段和总电量等信息，来更好地跟踪去向。

浙江电力交易中心的相关负责人表示，将继续助力全国统一电力市场的建设，并着力探索绿色电力与碳排放的核算方法和互认机制，推动电力市场与碳市场的协同发展。

在规则构建上，要推动国家建立国际认可的绿电消费认证体系，构建具有中国特色的对外能源话语体系，助推我国在新一轮国际博弈中赢得绿色低碳发展的主导权。

全国绿电交易市场，还有很长的路要走。

胡静漪 张帆 浙江日报全媒体经济新闻部 2021-09-11

地热能

河北力捧地热开发井下换热用意何在

作为走在全国前列的地热开发大省，去年底以来，河北省关于规范化管理本省地热开发事业的激励政策力捧举措接连出台……

继 2020 年 12 月 29 日，河北省水利厅发布《关于严格地下水取水管理有关事项的通知》（冀水资〔2020〕80 号，下称“80 号文”），以及今年 6 月 28 日，河北省水利厅、自然资源厅联合发布《关于规范抽采地热水管理的通知》[冀水资函〔2021〕50 号]（下称“50 号文”），进一步明确加强地热抽采水规范化管理的之后，8 月 27 日，河北省住建厅又发布了省级地方标准——《中深层地热井下换热供热工程技术标准》（下称“标准”），该标准将自 2021 年 12 月 1 日起实施。

因地热开发利用无序问题突出，以及地下水超采严重等问题，去年河北省曾一度“一刀切”叫停、依法查处省内所有违法开采的地热井。此举因涉及面广，且存在巨大的清洁采暖接续隐忧，而引发广泛讨论。

综合解读上述三项政策释放出的信号，河北省在力推地热开发规范化的同时，还在政策支持层面由传统的采灌结合、取热不耗水（下称“地面换热”）开发模式向井下换热倾斜，在工程技术标准层面也为井下换热“搭好了台”，这无疑是为中深层地热开发“开辟了一条新路”。

在地热开发专家、中国科学院地质与地球物理研究所研究员庞忠和看来，河北《中深层地热井下换热供热工程技术标准》作为目前国内出台的第一个井下换热地方技术标准，先于国标出炉，将对京津冀等华北地区、陕西乃至全国的地热开发产生深远影响。

监管趋严

“地面换热”遇冷

近年来，随着我国北方地区清洁取暖工作的大规模推进，地热能作为一种可再生的清洁能源，被视为传统化石能源的重要替代方式而受到热捧。

相关材料显示，我国地热能直接利用量已连续多年稳居世界第一位。根据国家地热能中心统计，截至 2019 年底，北方清洁供暖地区中深层地热能供暖总面积已达到 3.82 亿平方米。

国家能源局于今年 4 月发布的《关于促进地热能开发利用的若干意见（征求意见稿）》更将“大力开发利用地热能”视为我国实现碳达峰、碳中和的重要举措。并提出，到 2025 年，我国地热能供暖面积要比 2020 年增加 50%；到 2035 年，在 2025 年基础上再翻一番。

记者了解到，目前我国中深层地热能开发利用技术主要是以河北雄县为代表的取热不耗水、完全同层回灌的换热技术为主。

然而长期以来，由于地热开发存在的“九龙治水”管理漏洞使得地热无证开采、地热水乱排问题难以得到有效治理，从而成为制约行业有序发展的最大“绊脚石”，这一问题在河北表现尤为突出。

仅以河北保定为例，根据本刊此前公开报道，该市 300 余口地热井中 2/3 属于缺乏完善手续的问题井。

为促进地热资源科学合理开发利用，进一步规范抽采地热水管理，河北省“50号文”本着妥善处理历史遗留问题的原则，对现有地热井地热尾水同层回灌量不低于95%，且已取得探矿权证的，按照相关规定补齐手续；对于以抽采地热水方式开发利用地热的新建井，“50号文”却是给予了从严管理。该文件明确，除山区自流温泉外，这类模式开发的新建井原则上不再新批取水许可证和采矿许可证。

“今后，以地面换热模式开发的新建地热井基本在河北不允许了。‘50号文’在解决历史问题的基础上，对于地热水抽采管理更加严格。在这种情况下，估计河北省最终能取得合法资质的地热井，不超过30%，而且后续的监管过程中还要继续趋严。”一位不愿具名的接近河北省政府部门人士向记者说。

“也就是说，从目前河北的政策导向看，主流的地面换热开发模式今后在河北可能将寸步难行。”亦有河北地热开发企业人士向记者补充说。

而在河北省地源热泵技术检测中心主任刘自强看来，“只有采取强力措施先将当前地热开发中存在的不正之风‘刹住’，才便于后续能够针对性的治理”。

“从这个角度看，地面换热开发模式或只是短期遭遇的阵痛。”中石化新星新能源研究院副院长李瑞霞对记者说。

另觅新途

“井下换热”获力捧

然而这并不意味着河北地热开发事业会因此而陷入绝境。从“50号文”与河北省刚刚发布的上述标准透露的信号看，河北省将转而支持地热开发的另一种模式，即完全不开采地热流体、闭式循环取热的“井下换热”技术。

对此，“50号文”指出，采用深层地下换热方式开发利用地热能的（只取热不取水），无需办理取水许可和采矿许可，同时可按照国家相关政策规定，享受可再生能源税收和收取采暖费等方面的优惠政策，鼓励各市、县出台具体支持政策。

而此次技术标准的发布更是为支持“井下换热”技术在河北的推广应用做好了铺垫。从记者拿到的报批文件看，本标准共分为10章和2个附录，从地热地质条件调查，井下换热系统，辅助热源及地热梯级利用，供热站建设，监测与控制系统，系统调试与质量验收，运行维护以及系统评价等各环节对“井下换热”工程实施作出了详尽规定。

“上述标准的出台无疑是让中深层地热开发利用多了一项技术选择，也为地质条件类似的广大北方地区地热能开发提供了技术参照。这对地热开发项目的审批、施工、后期管理，以及环保监督等都有帮助，并在一定程度上纠正一些错误概念，有利于地热行业规范化健康发展。”庞忠和分析称。

另有受访专家指出，由于井下换热项目不涉及取水许可与采矿许可办理，相当于简化了政府的管理流程。尤其是在地下水超采严重的河北省，该模式无疑会让监管变的更容易。

“一刀切”不可取

地热开发要因地制宜

记者了解到，井下换热技术，起步于20世纪90年代的欧洲，2015年左右开始在国内得以发展。

“作为一项中深层地热能开发利用技术，通过钻凿地热井并下入取热管，注入软化水在井内循环流动提取地层热量，井壁与地层隔绝，保证地热井与地层间只能进行热交换；因该技术对地层干扰较少，又被称为‘中深层地热能无干扰供暖技术’。”李瑞霞介绍。

然而在庞忠和看来，新时期，虽在不同地质条件、不同工况、不同运行方式下对该项技术进行研发，但与上世纪90年代相比，目前的井下换热技术在换热效率、投入产出比等方面均未有变革性发展。

“核心还在于经济性。”李瑞霞指出，由于井下换热是通过热传导从地层提取热量，受传热效率的天然限制，其取热量远低于地面换热技术，主要受控于地下热储温度，且循环取热水温度一般低于30度，后续供暖需要热泵提温，运行成本很高。

相关材料显示，“取热不取水、同层回灌”地面换热技术，一对抽灌井可实现供暖面积约 8.5-24 万平方米。而井下换热技术，垂直单井仅可实现供暖面积约 0.8-1.3 万平方米；U 型井只能实现供暖面积约 4-5 万平方米。

李瑞霞以河北雄县为例测算，如果将目前供应全县 700 万平方米面积的地热井全部由‘地面换热、同层回灌’模式改为井下换热模式，也只能供应约 100 万平方米。

“地面换热与井下换热的钻井成本基本相同，换言之要满足同样的供暖面积，井下换热在钻井方面的成本就达到井上换热的 7 倍。”中石化绿源地热能开发公司财务总监赵鑫指出。

不仅如此，二者相比后续运行成本差距也很显著。“地面换热供暖建设投资单位建筑平方米造价约 100-130 元，每个供暖季每平方米电耗约 8-12 度；而井下换热单位建筑平方米造价约 250-350 元，每个供暖季每平方米电耗约 15-30 度。对比之下，井下换热建设和运行成本要达到地面换热的 2—3 倍。”李瑞霞说。

多位受访专家一致认为，从截至目前陕西西咸新区、河南郑州的先进实践看，采用井下换热技术开发地热一定离不开政府补贴，大规模开展难度还很大。如若现在一味强力推广这一技术，不仅将为政府财政带来巨大压力，同时也将为用户带来沉重负担。且从长远看，其经济性想要达到媲美地面换热技术的可能性也不大。

“就河北省而言，目前还没有出台井下换热规模化发展的配套政策措施。”刘自强对记者表示，一般来说技术标准先行，其次试点推广，然后再配套政策。目前看来，井下换热技术尚处于制定标准、开展示范项目的技术储备阶段。

“地热开发利用在技术选择上应因地制宜，根据当地的地质条件、实际需求来定，至于最后技术好不好需交由市场来验证。”庞忠和如是说，因为地质条件是天然存在的，地热开发一定要因地制宜，地面换热与井下换热模式二者可互为补充，政府主导的“一刀切”并不可取。

“河北政策力捧的井下换热技术之举虽然一定程度上可推动该技术的落地实践与快速进步，但长远看，其或终将只能与地面换热技术补充发展，并不能成为主流的地热开发模式。”亦有受访专家直言，从这一角度看，“地面换热技术也只是短期政策遇冷，是其由之前的无序无度迈向科学规范化发展之路遭遇的一个阶段性历程。”

隐忧仍存

警惕“返煤”苗头

采访过程中，亦有专家对河北省此次严管地热水抽采，严控“地面换热”，鼓励“井下换热”的举措可能引发的隐忧提出警示。

“从近期河北省出台的一系列政策文件看，虽地热开发逐步被规范化，但对于中深层地热开发井上换热模式的近乎一刀切式‘封堵’仍不尽合理。”一位不愿具名的业内人士直言，目前河北省标准虽简化了管理流程，但井下换热的配套政策尚未出台，下一步还需警惕地热监管由之前的“九龙治水”转变为“放任自流”。

“即便走井下换热之路，实际上也并不意味着政府就可以放松、甚至不需要监管了。若监管不跟上，很可能会再次导致地热开发利用的混乱。”庞忠和强调。

庞忠和进一步指出，如果钻井施工监管措施不到位，迫于单井供暖效率，部分企业可能会为追求井口出热量，而不规范操作干扰含水层，此举亦可能造成对地下水的破坏。

与此同时，对于那些因种种客观因素不能够补齐合法资质的地面换热地热井，如果井下换热之路走不通，无疑将陷入清洁采暖接续困境。

对此，有专家就坦言，就目前而言，井下换热尚缺乏实际应用场景，国际上也无成功经验可供借鉴，要解决大规模应用的居民采暖问题，对很多地方并不现实。

“河北的地热发展已经到了一个关键节点，如果完全摒弃传统开发模式，全面走向井下换热，那么由于经济性和应用场景受限，可能会将整个行业带进‘死胡同’，大量的政府补贴无疑不可持续。”一位不愿具名的地热企业人士说。

亦有受访专家指出，一条技术路线是否可行，最终要看市场是否认可。就地热开发而言，河北省需要警惕的是，大规模的井下换热行不通怎么办？”

采访中，记者了解到，在河北省个别地区地热开发特许经营区内已经出现了“返煤”的苗头。有的地方因为无法按规定为地热井补齐手续，开始考虑接续邻近地区火电厂热源，无疑将增加火电厂所在地的燃煤消耗，这又何尝不是另一种形式的“返煤”。

刘自强坦言，“河北的地热开发可谓任重道远，既要关闭不合规的热力井，还要兼顾老百姓的民生供暖，现在是夹缝中寻找解决方案。”

本报记者 全晓波 吴起龙 中国能源报 2021-09-13

建议：广东应建设地热发电及高效利用的高质量发展示范区

广东省政协人口资源环境委员会调研发现，广东地热资源储量占全国的10%，但开发总量的92%用于温泉旅游，普遍存在地热资源浪费严重等问题。在“碳达峰、碳中和”的双碳目标下，如何发挥地热资源的潜在优势，推动能源转型，探寻率先实现“双碳”的可行路径？

8月31日，广东省政协召开“加强广东地热资源综合开发利用情况”对口协商会。来自省自然资源厅、能源局、地质局和文旅厅的相关负责人和政协委员们就广东的地热资源开发利用议题进行了高效的交流协商。会上，政协委员们建议因地制宜、先试先行培育建设地热发电及高效利用的高质量发展示范区，还建议政府研究出台完善的地热资源开发利用管理流程，将地热能源利用纳入可再生能源基金补贴范围。省财政厅、省自然资源厅等部门表示，正参与制定《广东省实施绿色矿业发展五年行动方案》，将全力对地热资源的勘查利用做好保障。

问题

广东地热“能源化”开发利用程度低

据悉，自2019年来，省政协人口资源环境委员会组织调研组，多次赴惠州、河源、梅州等市开展专题调研，并形成调研报告。省政协调研组发布的专题调研报告显示，广东地热资源储量巨大，仅次于西藏和云南，居全国第三位，约占全国总数的10%，目前已发现地热点328处，遍及全省21个地市。

省政协委员、省地质局党组书记黄德发在会上表示，全省地热田以韶关最多（78处），其次为河源（39处）、梅州（32处）。全省地热温度介于25.0℃—127.7℃之间，其中大于90℃的共14处，分布在河源、惠州、梅州、潮州、揭阳、阳江、中山等地市。

虽然广东地热资源储量巨大，但开发利用方式较为单一。“广东地热开发利用存在分散、低端、利用率低等问题。”省政协委员，中国科学院广州分院副院长、党组成员马隆龙表示。

调研报告显示，当前广东地热资源利用主要以温泉开发为主，已开发的155处地热田中，用于温泉旅游方式的达143处，占92%以上。

虽然“温泉经济”带动相关产业蓬勃发展，“但将宝贵的地热资源只作为旅游开发，普遍存在地热资源浪费严重问题。”省政协委员、人资环委员会专职副主任季海军指出，有的地方为使高温地热水达到人体泡温泉适宜的“38℃—42℃”范围，采取管道过冷水池或自然冷却的办法降温；有的地方将大量超过90℃的高温地热水直接排放。

调研报告还显示，广东对地热资源开发利用规划不够，目前地热开发以社会资金投入为主，涉及的利益主体多；各地温泉度假景区建设存在同质化问题。“应高度重视地热资源的利用开发，把它作为促进能源革命、减少温室气体排放、促进碳达峰和碳中和、改善生态环境的重要一环。”省政协委员、省地震局巡视员梁干呼吁。

建议

1. 推动干热岩型地热能利用技术取得突破

有“增强型地热系统”之称的干热岩，是温度一般大于200℃、埋深数千千米的一种高温岩体。广东

干热岩资源丰富，折合标准煤 20 万亿吨。

黄德发表示，干热岩资源有望成为战略性接替能源。“有专家表示，利用干热岩发电的成本仅为风力发电的一半，只有太阳能发电的十分之一”。他强调，在广东，惠州、中山、江门和阳江一带都具有良好的干热岩资源勘查开发前景。

梁干建议，规划的重点应为摸清浅层地热能、干热岩分布区地质条件、热储特征、地热资源的质量和数量，并对其开采技术经济条件作出评价，为合理开发利用提供依据。

省政协常委、华南师范大学地理科学学院教授徐颂军表示，干热岩型地热能的开发利用是全球性的难题。“广东省的干热岩型地热能丰富，但干热岩型地热能开发利用难度大，成本高。”他建议，要基于广东条件因地制宜，综合考虑浅层地温和水热型地温的适宜性，从浅层地热资源开发，逐步深入。建议加大科技投入，推动干热岩型地热能利用技术取得突破。马隆龙还建议，组织科研院所开展地热资源勘查与高效利用科技攻关，以解决地热开发利用的技术瓶颈。

对此，广东省财政厅二级巡视员曾彦回应，省财政厅、省自然资源厅等部门正参与制定《广东省实施绿色矿业发展五年行动方案》，将全力对地热资源的勘查利用做好保障。

2. 建立地热资源综合开发利用示范区

如何因地制宜、先试先行培育建设地热发电及高效利用的高质量发展示范区，是各政协委员建议的焦点。例如，建立惠州 MW 级中深层地热发电及高效开发利用示范区，在中山等沿海地区探索“温泉疗养”和“海洋经济”为主题的多元化地热资源综合梯级利用模式，以梅州丰顺县、河源和平县等为示范区，来建设以地热能为主的梯级开发利用清洁能源特色小镇。

黄德发建议在广东选取温度高、具备综合开发利用的地热田，加快开展梯级开发利用示范项目建设。因地制宜、循序渐进，摸索建立适合广东省的最佳地热能开发利用模式。结合地热资源特征及所在地的社会经济发展需要，建成发电、制冷、干燥、温室种养、浴疗、温泉休闲、养老等多种利用方式组合的梯级利用模式和产业聚集区，为加快发展清洁能源支撑的绿色产业体系提供示范。

梁干也建议，在地热资源丰富的地区（如丰顺）规划建设集低温地热发电、居民集中制冷、地热旅游（康养、文旅）为一体的综合试验区。

对此，省能源局副局长郑良辉回应，抓住应用示范、建立模范的商业模式对于地热资源的开发应用具有重要意义。

3. 将地热能利用纳入补贴范围

黄德发还建议在地热开发利用上加大政策支持力度。他说，地热能的开发利用涉及发改、财政、自然资源、水利等多个部门多头管理，建议政府研究出台完善的地热能开发利用管理流程，建立有利于地热能开发利用的价格、财政、金融政策，营造有利于地热能开发利用的政策环境。如对地热能综合利用项目在矿业权办理、资源税减免等方面给予支持，进一步简化地热项目审批流程；对地热发电实行上网电价补贴，及时推动地热能发电联网输送优惠政策。

梁干建议探索制定地热能集中制冷投资支持政策和地热发电上网电价政策。将地热制冷纳入城镇基础设施建设，在市政工程、建设用地、用水用电价格等方面给予地热能开发利用政策支持。

委员们纷纷建议政府研究出台完善的地热能开发利用管理流程，参照风电、光伏等可再生能源的财政、税收和金融等支持政策，对地热能勘探开发利用给予支持，将地热能利用纳入可再生能源基金补贴范围。

省文旅厅资源开发处处长臧丽华表示，在地热能开发利用过程中，建议相关职能部门对温泉旅游资源建立清晰的名录，精准指导开发，同时建立相关标准，对不同层次的温泉旅游产品的品质进行权威认证及指引。

省自然资源厅矿管处处长黄启星说，要探索实事求是的广东模式，为“双碳”贡献力量，同时不能脱离性价比，要在长期效益方面下功夫。

薛江华 羊城晚报 2021-09-03

全面走向井下换热，河北地热供暖找到出路了？

作为走在全国前列的地热开发大省，去年底以来，河北省关于规范化管理本省地热开发事业的激励政策力捧举措接连出台……

继 2020 年 12 月 29 日，河北省水利厅发布《关于严格地下水取水管理有关事项的通知》（冀水资〔2020〕80 号，下称“80 号文”），以及今年 6 月 28 日，河北省水利厅、自然资源厅联合发布《关于规范抽采地热水管理的通知》[冀水资函〔2021〕50 号]（下称“50 号文”），进一步明确加强地热抽采水规范化管理的之后，8 月 27 日，河北省住建厅又发布了省级地方标准——《中深层地热井下换热供热工程技术标准》（下称“标准”），该标准将自 2021 年 12 月 1 日起实施。

因地热开发利用无序问题突出，以及地下水超采严重等问题，去年河北省曾一度“一刀切”叫停、依法查处省内所有违法开采的地热井。此举因涉及面广，且存在巨大的清洁采暖接续隐忧，而引发广泛讨论。

综合解读上述三项政策释放出的信号，河北省在力推地热开发规范化的同时，还在政策支持层面由传统的采灌结合、取热不耗水（下称“地面换热”）开发模式向井下换热倾斜，在工程技术标准层面也为井下换热“搭好了台”，这无疑是为中深层地热开发“开辟了一条新路”。

在地热开发专家、中国科学院地质与地球物理研究所研究员庞忠和看来，河北《中深层地热井下换热供热工程技术标准》作为目前国内出台的第一个井下换热地方技术标准，先于国标出炉，将对京津冀等华北地区、陕西乃至全国的地热开发产生深远影响。

监管趋严

“地面换热”遇冷

近年来，随着我国北方地区清洁取暖工作的大规模推进，地热能作为一种可再生的清洁能源，被视为传统化石能源的重要替代方式而受到热捧。

相关材料显示，我国地热能直接利用量已连续多年稳居世界第一位。根据国家地热能中心统计，截至 2019 年底，北方清洁供暖地区中深层地热能供暖总面积已达到 3.82 亿平方米。

国家能源局于今年 4 月发布的《关于促进地热能开发利用的若干意见（征求意见稿）》更将“大力开发利用地热能”视为我国实现碳达峰、碳中和的重要举措。并提出，到 2025 年，我国地热能供暖面积要比 2020 年增加 50%；到 2035 年，在 2025 年基础上再翻一番。

记者了解到，目前我国中深层地热能开发利用技术主要是以河北雄县为代表的取热不耗水、完全同层回灌的换热技术为主。

然而长期以来，由于地热开发存在的“九龙治水”管理漏洞使得地热无证开采、地热水乱排问题难以得到有效治理，从而成为制约行业有序发展的最大“绊脚石”，这一问题在河北表现尤为突出。

仅以河北保定为例，根据本刊此前公开报道，该市 300 余口地热井中 2/3 属于缺乏完善手续的问题井。

为促进地热资源科学合理开发利用，进一步规范抽采地热水管理，河北省“50 号文”本着妥善处理历史遗留问题的原则，对现有地热井地热尾水同层回灌量不低于 95%，且已取得探矿权证的，按照相关规定补齐手续；对于以抽采地热水方式开发利用地热的新建井，“50 号文”却是给予了从严管理。该文件明确，除山区自流温泉外，这类模式开发的新建井原则上不再新批取水许可证和采矿许可证。

“今后，以地面换热模式开发的新建地热井基本在河北不允许了。‘50 号文’在解决历史问题的基础上，对于地热水抽采管理更加严格。在这种情况下，估计河北省最终能取得合法资质的地热井，不超过 30%，而且后续的监管过程中还要继续趋严。”一位不愿具名的接近河北省政府部门人士向记者说。

“也就是说，从目前河北的政策导向看，主流的地面换热开发模式今后在河北可能将寸步难行。”亦有河北地热开发企业人士向记者补充说。

而在河北省地源热泵技术检测中心主任刘自强看来,“只有采取强力措施先将当前地热开发中存在的不正之风‘刹住’,才便于后续能够针对性的治理”。

“从这个角度看,地面换热开发模式或只是短期遭遇的阵痛。”中石化新星新能源研究院副院长李瑞霞对记者说。

另觅新途

“井下换热”获力捧

然而这并不意味着河北地热开发事业会因此而陷入绝境。从“50号文”与河北省刚刚发布的上述标准透露的信号看,河北省将转而支持地热开发的另一种模式,即完全不开采地热流体、闭式循环取热的“井下换热”技术。

对此,“50号文”指出,采用深层地下换热方式开发利用地热能的(只取热不取水),无需办理取水许可和采矿许可,同时可按照国家相关政策规定,享受可再生能源税收和收取采暖费等方面的优惠政策,鼓励各市、县出台具体支持政策。

而此次技术标准的发布更是为支持“井下换热”技术在河北的推广应用做好了铺垫。从记者拿到的报批文件看,本标准共分为10章和2个附录,从地地质条件调查,井下换热系统,辅助热源及地热梯级利用,供热站建设,监测与控制系统,系统调试与质量验收,运行维护以及系统评价等各环节对“井下换热”工程实施作出了详尽规定。

“上述标准的出台无疑是让中深层地热开发利用多了一项技术选择,也为地质条件类似的广大北方地区地热能开发提供了技术参照。这对地热开发项目的审批、施工、后期管理,以及环保监督等都有帮助,并在一定程度上纠正一些错误概念,有利于地热行业规范化健康发展。”庞忠和分析称。

另有受访专家指出,由于井下换热项目不涉及取水许可与采矿许可办理,相当于简化了政府的管理流程。尤其是在地下水超采严重的河北省,该模式无疑会让监管变的更容易。

“一刀切”不可取

地热开发要因地制宜

记者了解到,井下换热技术,起步于20世纪90年代的欧洲,2015年左右开始在国内得以发展。

“作为一项中深层地热能开发利用技术,通过钻凿地热井并下入取热管,注入软化水在井内循环流动提取地层热量,井壁与地层隔绝,保证地热井与地层间只能进行热交换;因该技术对地层干扰较少,又被称为‘中深层地热能无干扰供暖技术’。”李瑞霞介绍。

然而在庞忠和看来,新时期,虽在不同地质条件、不同工况、不同运行方式下对该项技术进行研究,但与上世纪90年代相比,目前的井下换热技术在换热效率、投入产出比等方面均未有变革性发展。

“核心还在于经济性。”李瑞霞指出,由于井下换热是通过热传导从地层提取热量,受传热效率的天然限制,其取热量远低于地面换热技术,主要受控于地下热储温度,且循环取热水温度一般低于30度,后续供暖需要热泵提温,运行成本很高。

相关材料显示,“取热不取水、同层回灌”地面换热技术,一对抽灌井可实现供暖面积约8.5-24万平方米。而井下换热技术,垂直单井仅可实现供暖面积约0.8-1.3万平方米;U型井只能实现供暖面积约4-5万平方米。

李瑞霞以河北雄县为例测算,如果将目前供应全县700万平方米面积的地热井全部由‘地面换热、同层回灌’模式改为井下换热模式,也只能供应约100万平方米。

“地面换热与井下换热的钻井成本基本相同,换言之要满足同样的供暖面积,井下换热在钻井方面的成本就达到井上换热的7倍。”中石化绿源地热能开发公司董事财务总监赵鑫指出。

不仅如此,二者相比后续运行成本差距也很显著。“地面换热供暖建设投资单位建筑平方米造价约100-130元,每个供暖季每平方米电耗约8-12度;而井下换热单位建筑平方米造价约250-350元,每个供暖季每平方米电耗约15-30度。对比之下,井下换热建设和运行成本要达到地面换热的2—3倍。”李瑞霞说。

多位受访专家一致认为，从截至目前陕西西咸新区、河南郑州的先进实践看，采用井下换热技术开发地热一定离不开政府补贴，大规模开展难度还很大。如若现在一味强力推广这一技术，不仅将为政府财政带来巨大压力，同时也将为用户带来沉重负担。且从长远看，其经济性想要达到媲美地面换热技术的可能性也不大。

“就河北省而言，目前还没有出台井下换热规模化发展的配套政策措施。”刘自强对记者表示，一般来说技术标准先行，其次试点推广，然后再配套政策。目前看来，井下换热技术尚处于制定标准、开展示范项目的技术储备阶段。

“地热开发利用在技术选择上应因地制宜，根据当地的地质条件、实际需求来定，至于最后技术好不好需交由市场来验证。”庞忠和如是说，因为地质条件是天然存在的，地热开发一定要因地制宜，地面换热与井下换热模式二者可互为补充，政府主导的“一刀切”并不可取。

“河北政策力捧的井下换热技术之举虽然一定程度上可推动该技术的落地实践与快速进步，但长远看，其或终将只能与地面换热技术补充发展，并不能成为主流的地热开发模式。”亦有受访专家直言，从这一角度看，“地面换热技术也只是短期政策遇冷，是其由之前的无序无度迈向科学规范化发展之路遭遇的一个阶段性历程。”

隐忧仍存

警惕“返煤”苗头

采访过程中，亦有专家对河北省此次严管地热水抽采，严控“地面换热”，鼓励“井下换热”的举措可能引发的隐忧提出警示。

“从近期河北省出台的一系列政策文件看，虽地热开发逐步被规范化，但对于中深层地热开发井上换热模式的近乎一刀切式‘封堵’仍不尽合理。”一位不愿具名的业内人士直言，目前河北省标准虽简化了管理流程，但井下换热的配套政策尚未出台，下一步还需警惕地热监管由之前的“九龙治水”转变为“放任自流”。

“即便走井下换热之路，实际上也并不意味着政府就可以放松、甚至不需要监管了。若监管不跟上，很可能会再次导致地热开发利用的混乱。”庞忠和强调。

庞忠和进一步指出，如果钻井施工监管措施不到位，迫于单井供暖效率，部分企业可能会为追求井口出热量，而不规范操作干扰含水层，此举亦可能造成对地下水的破坏。

与此同时，对于那些因种种客观因素不能够补齐合法资质的地面换热地热井，如果井下换热之路走不通，无疑将陷入清洁采暖接续困境。

对此，有专家就坦言，就目前而言，井下换热尚缺乏实际应用场景，国际上也无成功经验可供借鉴，要解决大规模应用的居民采暖问题，对很多地方并不现实。

“河北的地热发展已经到了一个关键节点，如果完全摒弃传统开发模式，全面走向井下换热，那么由于经济性和应用场景受限，可能会将整个行业带进‘死胡同’，大量的政府补贴无疑不可持续。”一位不愿具名的地热企业人士说。

亦有受访专家指出，一条技术路线是否可行，最终要看市场是否认可。就地热开发而言，河北省需要警惕的是，大规模的井下换热行不通怎么办？”

采访中，记者了解到，在河北省个别地区地热开发特许经营区内已经出现了“返煤”的苗头。有的地方因为无法按规定为地热井补齐手续，开始考虑接续邻近地区火电厂热源，无疑将增加火电厂所在地的燃煤消耗，这又何尝不是另一种形式的“返煤”。

刘自强坦言，“河北的地热开发可谓任重而道远，既要关闭不合规的热力井，还要兼顾老百姓的民生供暖，现在是夹缝中寻找解决方案。”

全晓波 吴起龙 中国能源网 2021-09-13

生物质能、环保工程

创新推广超净能源工厂 助力生物质能产业发展

经历了从“十一五”到“十三五”的发展，当前，我国生物质能源正处于产业升级的关键期。此时，需要认真总结我国生物质能源产业发展所取得的成绩和面临的挑战，进行技术创新、业态创新和模式创新，实现产业转型升级和高质量快速发展。

我国生物质能源产业取得了
巨大成绩，但发展不平衡不充分

我国生物质能源产业历经了约 15 年时间的发展，取得了巨大成绩。截至 2020 年底，全国利用农林业废弃物为燃料，总投资规模约人民币 1330 亿元，建成投产的直燃式生物质发电厂 452 座，总装机容量约为 1330 万千瓦，年发电量约 510 亿千瓦时，年上网电量约为 446.2 亿千瓦时，年利用原料约 7000 万吨，年为农民增收约为人民币 200 亿元；截至 2020 年底，我国利用城镇居民生活垃圾为燃料，总投资规模约为人民币 3250 亿元，建成投产的直燃式生活垃圾发电厂约 631 座，总装机容量约为 1533 万千瓦，年发电量约为 778.3 亿千瓦时，年上网电量约为 642.9 亿千瓦时，年处理垃圾量约为 1.4 亿吨。由此可见，我国生物质能源产业发展在精准扶贫、生态环境治理和温室气体减排等方面作出了巨大贡献。

成绩的背后，我国生物质能源产业也明显存在发展不平衡、不充分的矛盾。一方面，我国生物质电厂投资主要集中在长江中下游省份，而生物质资源丰富的东北三省和新疆等重要产粮、产棉基地，存在投资不足问题。另一方面，我国对居民生活垃圾发电厂的投资主要集中在大中型城市，对县域居民生活垃圾发电厂投资严重不足。

同风电和光伏产业相比，生物质能源不仅投资不足，而且市场开发力度弱、产业规模小。与西方发达国家相比，我国生物质能源在可再生能源中的占比明显偏低，更加显示出我国生物质能源产业发展不平衡不充分。

国家调整财政补贴政策，有力
助推生物质发电创新发展理念

当前，国家相关部委收紧对生物质能源发电项目的财政补贴，对利用农林业废弃物直燃式发电项目，享受财政补贴政策年限为项目投产后 15 年。对此，全行业要正确理解并积极迎接挑战。

其一，西方发达国家生物质能源产业发展的成功经验值得借鉴。对于世界领先水平的创新示范项目，其政府不仅安排财政专项资金支持，而且还会安排国有担保平台为项目融资提供担保，项目建设期间与投产后一定年限内税收减免；要求售电企业用特别电价保障性全额购电；对利用农林业废弃物进行能源加工的企业给予原料收购补贴等等。这些政策与措施都有时效性，最终目标是将生物质能源产业培育扶持到持续健康发展轨道，形成竞争优势。得益于此，西方国家的生物质能源产业在可再生能源中始终占据重要地位。

其二，当前，我国生物质能源产业已进入成熟稳定阶段，行业领军企业阳光凯迪新能源集团有限公司（以下简称“凯迪集团”）是国家创新示范的重点高新技术企业，拥有生物质热化学技术国家重点实验室、研发形成 15000 余项专利和 60000 余项专有技术，重大创新成果位居世界领先水平，是全球唯一一家有能力利用非粮生物质生产“电、热、油、气、冷”等五种高清洁高品质能源商品的企业，是该领域最高标准制定者，这些都已为产业转型升级做好技术支撑准备。此时，适时调整补贴政策，有利于倒逼行业加快创新并应用新技术、新标准推动转型升级，实现高质量发展。

我国风电和光伏产业，已有类似成功先例：国家持续收紧财政补贴，不断下调新目标杆电价，倒逼产业推进技术创新、优化管理，现在，我国风电和光伏产业已形成明显的国际竞争优势。

我国生物质能源产业发展在面临挑战的同时，也迎来了重大发展机遇。国家对利用农林业废弃

物直燃式发电项目附加电价补贴政策的调整,直接驱动了创新发展。特别是行业开拓者如国能生物、中节能、凯迪生态等早期投产的生物质发电厂,面临的是限时三年左右必须采用新技术、新标准、新模式、新业态,改造升级,提升管理,继而带动全行业转型升级,打造竞争优势。

生物质能源产业现在迎来了前所未有的重大历史机遇。我国能源基础设施建设最具发展潜力的是农村,我国农村对“电、热、油、气、冷”等五种能源商品的消费需求将会长期呈强劲增长态势。在可再生能源中,唯有生物质能源才能生产出五种高清洁高品质能源商品,满足农村消费市场的刚性需求。因此,我国农林业废弃物和县域居民生活垃圾是宝贵的绿色低碳资源。在资源基础上,利用大功率等离子顶尖技术,大力发展多元多态联合超净能源工厂,构建我国农村能源分布式分散式运营管理体制机制,将是实施乡村振兴战略,让百姓消费现代能源商品的必然结果,可以催生我国农村能源万亿级刚需消费市场。

多元多态联合超净能源工厂

具有技术可行性

凯迪集团已拥有全球最先进的大功率等离子技术,该技术在我国、日本、印度等全球多个国家成功示范将固废危废垃圾无害化资源化利用。该技术核心工艺是在缺氧超高温环境下,提供足够强大的能量,将固废危废垃圾物质含有机物分子结构化学键瞬间予以切断,生产出可燃气体,主要是一氧化碳、氢气、甲烷等,无机矿物质或碱性金属氧化物等则出现相变生成为液态晶体物质,无论是气态物质还是晶体物质均为有利用价值的资源。气态物质是有商业价值的可燃气体,既可以直接做为能源商品提供给用户,也可以用于发电或合成燃油商品,晶体物质是有商用价值的环保型建筑材料,此处理过程无二次污染。

有别于传统能源工厂原料选择和产品产出的单一化,多元多态联合超净能源工厂业态是将居民生活垃圾、污水处理厂的污泥、农林业废弃物、餐饮厨余垃圾和养殖业的畜禽粪便等作为原料,产出“电、热、油、气、冷”五种高清洁高品质能源商品,实现原料多元化、产品多态化。

大功率等离子技术,能够支撑将我国现在已投产运营的 452 家生物质发电厂,升级改造为利用居民生活垃圾、农林业废弃物和餐饮厨余垃圾、污泥、畜禽粪便等多种原料,进行热、电、冷等联产的超净能源工厂,实现生物质能源产业新技术、新标准、新业态、新模式的成功实施。

多元多态联合超净能源工厂的能效,高于目前直燃式垃圾发电厂和生物质发电厂的能效,我国生物质发电行业,不仅拥有大量的高温高压机组电厂,而且拥有部分 30 兆瓦高温超高压机组电厂。由于大功率等离子技术处理生活垃圾气化炉的能源净损失低于 5%,即使将高温下的可燃气体进行能源二次转化,也能保障能效高于中温中压机组的生活垃圾发电厂。由此可见,无论是将我国已建成投产的生物质发电厂改造升级,还是直接新建多元多态联合超净能源工厂,都是践行环境友好和资源节约的发展理念。

多元多态联合超净能源工厂具有商业竞争优势

在商业价值上,生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂新项目的投资收益,要优于已投产运营升级改造的项目。因为新项目易于实施工程优化,其技术标准和管理标准均会高于已投产运营的项目。故此,下面仅分析投产的生物质发电厂改造升级为多元多态联合超净能源工厂商业价值。

我国生物质发电龙头企业凯迪生态环境科技股份有限公司(以下简称“凯迪生态”)旗下 47 家生物质发电厂曾为 47 万农户增收约 200 亿元,助力实现脱贫奔小康,期待未来继续携手更多农户前进在共同富裕的康庄大道上。选用凯迪生态投产运营的中温次高压循环流化床锅炉配置 2×12 兆瓦机组和全球最高技术水准自主研发的高温超高压循环流化床锅炉配置 1×30 兆瓦机组,两种不同类型的生物质发电厂,将其升级改造为多元多态联合超净能源工厂,主要财务指标与我国生活垃圾发电厂平均水平的相关财务指标进行对标,从而获得商业价值判断。

首先,分析 2×12 兆瓦生物质发电厂升级改造为多元多态超净能源工厂的商业价值。凯迪生态 10 年前投资建设的 2×12 兆瓦生物质发电厂,其动态总投资约为人民币 1.9 亿元,现在资产价值约为人民币 8000 万元,工厂设计寿命为 30 年,电厂能源效率为 26%,场用电设计值为 10%。将其改造升

级为多元多态联合超净能源工厂，用大功率等离子技术气化炉，日气化居民生活垃圾量为 600 吨生产可燃气，并以此替代 50%左右生物质燃料，大功率等离子技术气化岛投资约为人民币 9000 万元，电厂配套技术改造约为人民币 1000 万元，总投资约为人民币 1 亿元，日处理同等规模的生活垃圾发电厂其投资总额约 3 亿元。

鉴于生物质电厂配置是抽凝机组，改造升级为多元多态能源工厂可实现电、热、冷三联产，不仅销售收入大幅增加，而且极大提升能源效率，运营成本大幅下降，经济效益显著，能源工厂年实现净利润超过人民币 3500 万元，年实现碳汇减排量超过 15 万吨。另外，1×30 兆瓦生物质发电厂为抽凝机组，电厂能源效率为 34%，场用电设计为 8%，将其升级改造为电、热、冷三联产能源工厂，年创净利润超过人民币 6000 万元，年实现碳汇减排量超过 20 万吨。

其次，对标分析两种类型工厂的财务指标，形成商业价值判断。我国投产运营的生活垃圾发电厂平均水准若干财务指标，与生物质电厂改造为多元多态能源工厂相应指标作对比分析：

单位平均造价。垃圾发电厂比生物质发电厂升级改造为兼顾处理垃圾超净能源工厂造价高出约三倍；

场用电率。垃圾发电厂平均水平 21%比生物质发电厂升级改造的超净能源工厂指标高出约一倍；
能源转化净效率。直燃中温中压机组垃圾发电厂比中温次高压生物质电厂升级改造为超净能源工厂能效低 30%以上，比高温超高压生物质发电厂改造升级的能源工厂低约 50%；

产出商品及销售收入。直燃垃圾发电厂多数为生产单一能源商品，多元多态联合超净能源工厂生产多种能源商品，其销售收入远大于同规模垃圾发电厂；

营运耗材。直燃垃圾发电厂环保设施运营耗材大、成本高，而多元多态超净能源工厂，环保耗材量小，营运成本低。鉴于两者最大耗材是燃料，等离子气化炉和循环流化床锅炉对燃料的适应性宽，尤其是能直接使用污泥及餐饮厨余垃圾干化燃料棒，而污泥和餐饮厨余垃圾的补贴费用远高于生活垃圾补贴费用，因此，多元多态联合超净能源工厂的燃料成本有更大的竞争优势；

盈利能力。上述 5 项财务盈利指标因素分析，多元多态联合超净能源工厂均优于生活垃圾发电厂，鉴于我国垃圾发电厂普遍实现盈利，可推断多元多态能源工厂不仅会有很好的盈利，而且具有绝对竞争优势；

综上所述，我国投产的 452 座生物质发电厂，升级改造为多元多态联合超净能源工厂商业价值巨大，具有可行性。

多元多态联合超净能源工厂，将成为实现乡村振兴和碳中和的重要力量

我国应用大功率等离子技术对县域居民生活垃圾无害化资源化利用，投资建设运营多元多态联合超净能源工厂，不仅能够治理环境污染，提高资源利用效率，减排温室气体，保护地球生命价值，还能促进社会公平，兼备生态和社会效益。

乡村振兴必须治理好生态环境，实现建设美丽乡村、生态乡村、健康乡村、文明乡村、幸福乡村，只有大力加快发展我国生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂，才能实现根治我国县域的居民生活垃圾白色污染和农林业废弃物黄色污染，守住 18 亿亩耕地红线，保障我国粮食安全。

加快发展我国多元多态联合超净能源工厂，不仅能将我国农林业废弃物和县域居民生活垃圾无害化资源化利用，生产出农村刚需五种能源商品，而且能实现年减排二氧化碳温室气体数亿吨，助力早日实现碳达峰、碳中和目标。

全力推进多元多态联合超净能源工厂，将我国每年农林业废弃物、污泥、餐饮厨余垃圾、畜禽粪便及县域居民生活垃圾等无害化资源化利用生产能源商品，其产业带动社会劳动就业超过千万人，为百姓增收超过千亿元。

综上所述，生物质能源产业高质量发展，必将成为实现碳中和和乡村振兴的重要力量。

我国现行政策法制环境有能力护航生物质能源产业转型升级，实现高质量发展

我国已制定并实施相关法律法规，明确要求对固废危废垃圾无害化资源化利用，生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂实现产业升级高质量发展，具有政策法制环境的支持与保障。

国家已出台政策，支持新建直燃式农林业废弃物生物质发电厂，其投资总额的 30%可享受财政专项补贴，助推建设美丽乡村、生态乡村。“十四五”规划明确规定我国县域居民生活垃圾严禁填埋处理，必须即时进行无害化资源化利用。

特别需要说明的是，我国农林业每年产生的废弃物约 12.5 亿吨，虽然有原料化、基料化、肥料化、材料化等相关产业的资源化利用，但年利用总量不到 6 亿吨。因此，生物质能源产业必须承担每年资源化利用农林业废弃物约 5.5 亿吨的任务，现在我国生物质能源产业年利用量约 1 亿吨，远未达到目标。

另外，我国每年污水处理厂产生约 1 亿吨污泥、城市居民餐饮厨余垃圾年产生量约 3000 万吨、养殖业的畜禽粪便超 10 亿吨，这些污染物对我国生态环境保护造成巨大压力。

实施乡村振兴战略，将推动我国生物质能源产业超过万亿级刚需市场兴起。鉴于我国有近 60% 行政县的人口数量在 30 万左右，这意味着按目前行业技术水准，这些县的垃圾资源量不具备建设标准的生活垃圾发电厂，建议将两县以上垃圾资源量合并建设联合超净能源工厂，有利于行业健康发展。据此估算，“十四五”期间，我国需要投资建设约 1500 座多元多态联合超净能源工厂。

（作者系阳光凯迪新能源集团有限公司党委书记兼首席战略科学家）

陈义龙 中国能源报 2021-09-13

一种藻类合成碳氢化合物能力与石油相当

日本海洋研究开发机构与丰桥技术科学大学共同宣布，已确认在北冰洋科研航海中采集的一种定鞭藻类浮游植物（*Dicrateriarotunda*）具有与石油相当的饱和碳氢化合物合成能力。这是通过对该浮游植物进行分离和培养，研究其碳氢化合物的成分后发现的。人类发现能合成碳原子数为 10—38、与石油相当的碳氢化合物的生物尚属首次。

研究发现，包括 *Dicrateriarotunda* 在内的 11 个品种全部具有合成碳原子数为 10—38 的一系列碳氢化合物的能力。这些藻株的特点是，能更多地合成碳原子数为 10 和 11 的短碳数饱和碳氢化合物。

科技日报 2021-09-02

太阳能

“双碳”背景下 光伏发电如何持续“发光”

河南省能源结构偏煤、缺油少气，在推进实施“双碳”目标中，急需推广清洁能源，提高再生能源的应用比例。在此背景下，大力推广光伏发电项目可谓正当时。9 月 1 日，河南省发展改革委牵头，启动了全省屋顶光伏发电开发行动，为光伏发电持续“发光”助了一把力。

行业有前景、政府有愿景，如何让光伏发电成为普通百姓愿意用、用得惯的新电能，还需要多方发力。

在供给端，要从延长产业链上下功夫。“千亿级硅碳新材料产业集群落地，从多晶硅、光伏辅材，到单晶硅片、太阳能电池片、电池组件，襄城县可以打造光伏产品完善的产业链。”襄城县县长范耀江向记者介绍，未来，襄城县为全省输送清洁能源很有“产品底气”。有好产品是否就有好销路？平煤隆基新能源科技有限公司的李旭杰认为，要想让光伏发电深入人心，还需要在延长服务链上下功夫，企业提供安装设计、日常维护、后期维修“一站式”服务，让百姓感受到价格优惠，又感受到使用便利，光伏发电才能后来居上。

在推广中，要在打造“样板”上下功夫。在信阳市光山县十里镇姚寨村，占地 12 亩的光伏发电站不仅让村民用上了“自产电”，每年还为村里贡献 10 多万元的集体收入。而在平煤隆基公司 8.4 万平

方米的房顶，建设了 10.16 兆瓦的光伏电站，每年可为企业节省 830 万元电费。这样的示范场景越多，大家对光伏发电的认可度就越高。因此，为推动我省新能源规模化、集群化、产业化发展，全省范围内将开展屋顶光伏发电开发行动。一方面，推动党政机关、校园、基础设施、公共机构等，开展屋顶光伏发电，打造一批阳光工程，形成示范效应；另一方面，结合国家政策，推进 66 个县（市、区）开展屋顶光伏发电整县开发试点。

在发展中，要充分利用创新技术。据李旭杰介绍，按照当前的技术水平，一个光伏电站的寿命是 25 年。如何实现一次投入更长久受益，是光伏发电项目必须面对和解决的问题，而科技创新则是关键一招。在巨大市场潜力的吸引下，华为、正泰、隆基等产业链龙头企业纷纷来豫进行合作。“华为将加强在河南的投入，从技术、产品、产业各个层面，与本地能源产业链上下游企业、电池研究院联手打造安全、可靠、智能的分布式光伏系统。”华为技术公司河南区负责人介绍。

据了解，当前河南省可有效开发屋顶面积 2.4 亿平方米，可建设光伏发电约 1500 万千瓦，直接投资约 600 亿元，年发电量可达 150 亿千瓦时，每年可减少煤炭消费 450 万吨，可为工商业企业节约电费 6 亿元，帮群众增收约 12 亿元。为了推进项目尽快落地见效，国开行河南分行、国网河南省电力公司等将提供有力支持。有愿景、有前景、有举措，河南省光伏发电持续“发光”，未来可期。

逯彦萃 河南日报 2021-09-04

光伏行业领跑“双碳”新赛道

今年以来，光伏行业迎来政策和需求双重利好。截至 8 月 30 日，A 股市场共有 57 家光伏上市公司披露 2021 年半年报，其中 21 家净利润同比增幅翻番。

专家预计，在中国努力实现碳达峰碳中和（“双碳”）目标的背景下，光伏行业仍将保持较高增长速度，预计下半年国内光伏装机速度将会加快，这也对硅料企业产能提出更高要求。

快速增长势头持续

从近几年的发展来看，光伏产业的拐点出现在 2019 年。2020 年 9 月第七十五届联合国大会上提出“30·60 目标”后，光伏行业迎来了历史性发展机遇。

苏宁金融研究院研究员黄大智对国际商报记者表示，2019 年至今，由于成本持续下降，光伏发电价格逐步接近火力、水力发电的价格水平。政策也明确了竞价和平价共存的模式，2020 年国内竞价、平价结果超预期，再叠加全球碳减排目标提升，坚定了光伏行业发展的信心。今年以来，龙头企业大举扩产、新技术爆发也带动了光伏板块大幅上涨。

记者从中国机电产品进出口商会了解到的一组数据也证实了中国光伏行业发展的喜人之势。2020 年，中国光伏行业保持并延续了多项世界第一应用市场实现恢复性增长，2020 年中国光伏新增装机容量 48.2GW，连续 8 年位居全球首位；累计装机容量达 253GW，连续 6 年位居全球首位；产业规模持续扩大，制造端 4 个主要环节实现两位数增长，多晶硅产量 39.2 万吨，连续 10 年居全球首位；光伏组件产量 124.6GW，连续 14 年居全球首位。

今年一季度，中国光伏组件产量超过 30GW，同比增长 40%；国内装机量容量 5.3GW，同比增长 34%；1-4 月，光伏电池组件产品出口 73 亿美元，同比增长超过 30%。

展望未来，“在全球能源转型的大背景下，能源转型的迫切性和光伏发电成本的持续下降决定了光伏市场需求仍将高企。”黄大智说。

中国机电产品进出口商会行业发展部总监高士旺在接受国际商报记者采访时表示，今年是中国光伏发电进入平价上网的关键之年，光伏应用市场将继续保持快速增长势头，预计新增装机容量为 55GW~65GW，其中外送及平价地面电站在 20GW~30GW。在“双碳”目标下，“十四五”期间中国光伏市场将迎来市场化建设高峰，预计国内年均光伏装机新增在 70GW，有望进一步加速中国能源转型。

上下游冰火两重天

作为“双碳”政策主力赛道之一，光伏企业的半年报则呈现冰火两重天的态势，净利润较高的企

业几乎均是具备“材料”属性的上游企业，而下游企业却饱受原材料涨价困扰，利润受损。

今年以来，硅料价格一路走高，已从年初的 8 万元/吨上涨到 20 万元/吨，涨幅高达 150%。价格上涨传导至硅片、电池片、组件厂商及终端电站，整条光伏产业链均受影响。

河南某光伏企业相关负责人向国际商报记者透露：“硅料价格自去年 6 月以来开始暴涨，目前大多数下游企业处于暂时停滞状态，订单爆满，排到今年 8 月，但无法生产。成本与价格倒挂，原料价格上涨 200%，下游终端产品价格上涨 20%左右。”

黄大智直言，硅料是光伏产业链中的优势环节，当光伏行业景气度高时会推动对硅料的需求，目前硅料成本上升已成为制约光伏装机容量扩大的最大因素。

受访人士一致预计，硅料建设周期长，叠加年底光伏装机旺季来临，短期硅料价格或将继续高位震荡。不过，目前国内多个上游硅料端的龙头企业积极布局扩产，未来一段时间，随着产能的逐步释放，硅料价格有望理性回归。

高士旺建议，由行业组织牵头，加强对光伏行业供应链主要产品（当前主要是多晶硅料）现有产能、规划和在建产能，以及每月产品的出货量等数据的统计监测和分析工作，定期梳理并发布行业公告，减少由信息不对称引起的价格无序上涨；引导多晶硅料进入光伏的生产制造环节，而不是进入流通商、贸易商手中，避免囤积硅料；由政府主管部门和行业协会对产业发展的趋势进行科学预判，对可能出现短缺的产品进行合理指导，引导产业合理规划布局，推动中国光伏企业平稳健康可持续发展。

国际商报 2021-09-09

全球单体最大水面漂浮式光伏电站并网发电

9 月 6 日，工作人员向记者介绍，作为全球单体最大的水面漂浮式光伏电站，德州丁庄华能光伏电站漂浮式发电板不仅不会对生态带来太大影响，同时还能够在夏天起到给水下降温的目的。

据德州丁庄华能光伏电站负责人介绍，现已并网发电的一期 100 兆瓦项目，运用了多项科技创新、节能环保技术，项目全部建成后，将成为世界上单体最大的水上漂浮式光伏电站，每年可提供清洁能源 4.2 亿千瓦时，节约标煤 20.5 万吨。

王健高 科技日报 2021-09-08

全球光伏企业首个风洞实验室落成，光伏支架行业又一里程碑！

在我国“双碳目标”下，低碳经济、绿色经济已成为全球未来发展的大趋势和大潮流，中国乃至全球光伏产业正迎来前所未有的发展机遇。与此同时，182、210 高功率组件已渐成行业主流，与之相匹配的跟踪系统也由于可大幅降低项目整体 LCOE，产品应用率得到了大幅提升。

但在这背后，高功率组件的适配也对跟踪系统提出了更加严苛的要求。所以，对于跟踪系统而言，面对组件功率及其尺寸的变化，只有采取更加严格的风洞实验保证系统稳定性，才能够真正与高功率组件实现“1+1>2”的效应。

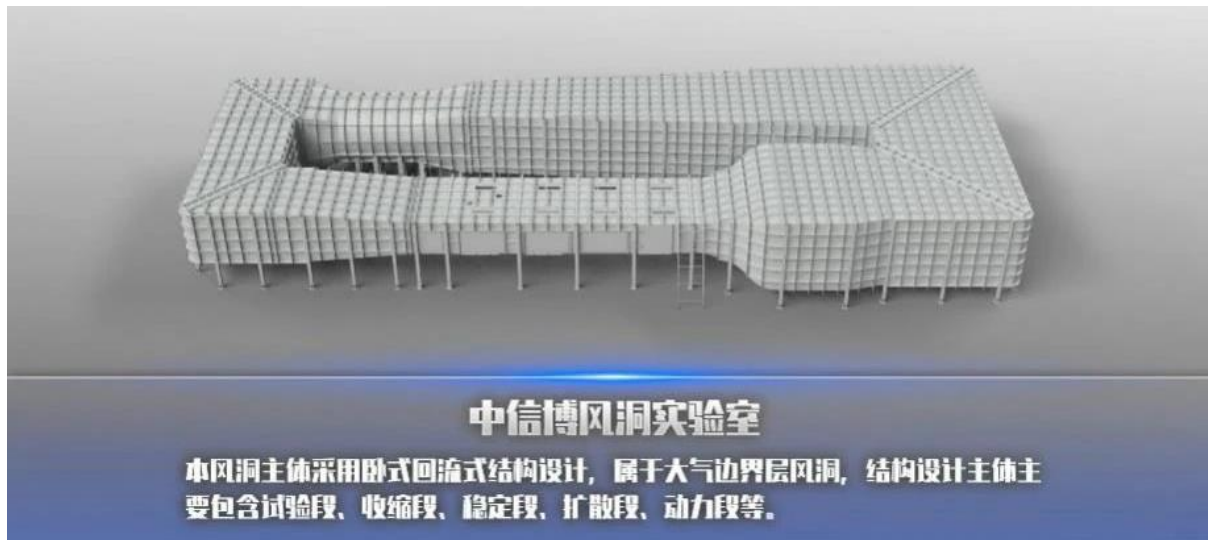
9 月 6 日，全球领先的光伏支架厂商江苏中信博新能源科技股份有限公司（以下简称中信博）正式宣布了属于公司自己的风洞实验室圆满落成，由此中信博成为全球首家拥有风洞实验室的光伏企业。而此次风洞实验室的落成，毫无疑问也再次夯实了中信博在业内的技术领先地位。

风洞实验可有效强健光伏电站“骨骼”

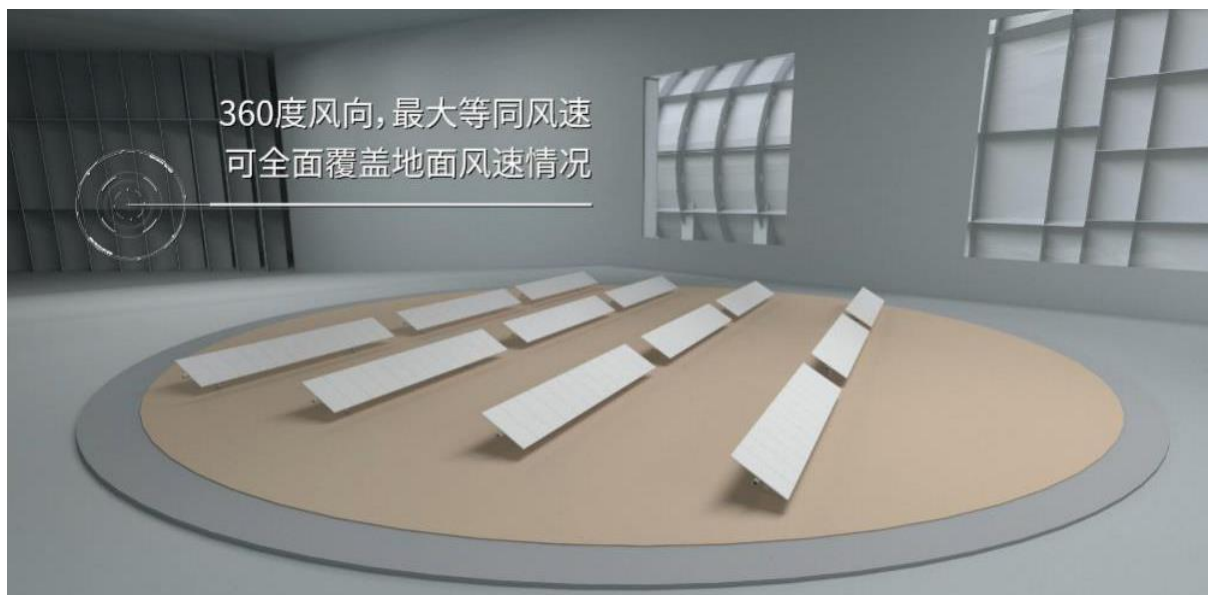
对于光伏支架尤其是跟踪支架，大多数人往往都认为这个“铁家伙”是一个刚性结构，但实际上它是一种细长型半刚性结构。同时，光伏跟踪支架的南北跨距较大（通常为 30~100 米左右），并需要进行转动，也正是这些结构特点使得光伏跟踪支架的主轴容易产生“竖弯”和“扭转”的变形。另外，光伏跟踪支架大多安装于阳光充沛的野外空旷地带，自然环境条件多变，运行工况非常复杂，经常

遭受极端强风等外在影响，进而导致结构失稳等一系列问题。

为满足大尺寸组件趋势应用的支架设计，保障跟踪支架稳定运行，提升光伏电站收益，光伏支架厂商目前都已达成共识——在支架产品设计定型前要做风洞实验进行计算验证。



风洞实验，是通过名为“风洞”的一种管道状实验设备，以人工的方式产生并控制气流，用来模拟光伏支架周围气体的流动情况，并量度气流对实体的作用效果以及观察物理现象。通常“风洞”设备可分为直流式风洞（类似于两端开着大喇叭口的大型管道状设备，气流在管道内单向流动）和回流式风洞（类似于首尾相衔接的大型方管状设备，气流可在里面循环流动），中信博风洞实验室采用的便是回流式风洞设计。



研究人员在对大量风洞实验数据进行分析总结后，便形成了光伏支架结构抗风设计的重要基础参数，并在寻求最佳的大风保护策略，保证光伏支架系统在强风作用下的安全性和稳定性。同时，风洞实验对于研究光伏阵列之间存在相互干扰效应、最佳倾角和风向角等最大化提升发电效益方面，也发挥了至关重要的作用。

AeroPlus 级风洞实验室落成意义深远

全球对于光伏支架的风洞实验研究正飞速发展，而风洞实验技术及应用大体可以分为五个层级阶段，分别包括：1、静态实验阶段 2、动态实验阶段 3、CFD 稳定性实验阶段 4、气动弹性实验阶段 5、AeroPlus 阶段。其中，第一和第二阶段的风洞实验仅单单考虑支架强度计算问题，第三和第

四阶段实验则考虑到了稳定性问题，而 AeroPlus 阶段则是将强度和稳定性结合考虑的实验。

据了解，目前世界大部分跟踪器厂家仅进行第一和第二阶段的风洞实验，只有很少的跟踪器厂家会进行第三阶段实验，其余的也基本都止步于第四阶段的风洞实验。而中信博已经成功进行了第五阶段的风洞实验，这在全球市场是屈指可数的。而刚刚落成的中信博风洞实验室，同样能够满足其 AeroPlus 阶段的风洞实验。

为此，中信博将依托哈尔滨工业大学在空间结构领域的研究和风洞测试方面的技术经验积累，与其开展风洞测试方面的合作。除此之外，中信博也将继续与国际权威光伏支架风洞测试机构保持紧密合作和交流，在风工程技术应用上将逐步形成“高校做基础研究，企业做产品研发，第三方做研发结果验证”的多方联合、严谨应用的研发技术路线。

在本次风洞实验室落成典礼上，中信博首席技术官王士涛表示：“通过风洞实验，中信博获取了光伏支架研发所需的一系列风工程设计系数，建立了企业内部核心技术数据库，为公司的支架产品及 BIPV 解决方案提供了宝贵的基础设计参数，进而指导产品研发和产品结构设计验证。同时，我们采取光伏支架结构仿真实验理论与风洞试验验证相结合的研发设计形式，大大提高了光伏支架产品的研发效率，保证了光伏支架设计的安全可靠稳定。”

针对具体工程项目，王士涛认为，中信博还可根据项目环境情况，单独进行风洞实验，从而对项目进行定制化设计，提供个性化、针对性、有重点的贴身服务。例如在实际工程项目应用中，光伏支架系统存在的低风速下涡激共振和大风速下颤振失稳等一系列复杂问题，均可通过风洞实验进行问题复现，从而提出应对策略，为合作伙伴提供更加可靠的整体解决方案。

据悉，中信博在光伏支架领域深耕十二年里，依托不断地技术创新和研发投入，已成为国内光伏支架这一细分领域行业的引领者。本次中信博风洞实验室的落成，不仅进一步诠释了中信博以“科技赋能，引领产业发展”的使命，同时为助力行业降本增效、安全可靠发展产生积极推动作用。

中国能源网 2021-09-07

至尊 210 组件+天合跟踪支架，百兆瓦项目最高节省 2100 万，LCOE 降达 6.0%!

继 210 组件搭配固定系统的测算外，欧洲最大的太阳能研究院 Fraunhofer ISE 对新一代超高功率 210(G12)、182(M10)系列组件搭配 1P 跟踪支架的主流的地面电站组合也进行了 LCOE 测算研究。通过单轴 1P 跟踪系统与双面组件的搭配，实现 1+1>2 的发电增益，能够显著降低度电成本，提高投资回报。

研究结果：新一代 210 (G12) 和 182 (M10) 双面组件搭配 1P 跟踪支架的 CAPEX 与 LCOE 均优于传统 166 (M6) 组件。

以天合光能至尊系列为代表的 G12 系列双面组件产品，545W、600W 和 660W 组件的 CAPEX 与 LCOE 均优于 M10 系列双面组件。其中，双面 G12 至尊 660W 对比 M10535W 双面组件降低 CAPEX 成本达 1.9%，降低 LCOE 成本达 1.9%；对比 M10 585W 双面组件降低 LCOE 成本可达 2.6%；对比 M6 450W 双面组件 LCOE 降低可达 6.0%——对比 M6，双面 G12 至尊 660W 系统初始投资 capex 节省近 280 万欧元，换算成人民币超 2100 万元，先进的 210 至尊系列组件的度电成本优势显著。

位于德国弗莱堡的 Fraunhofer ISE，成立于 1981 年，是目前欧洲最大的太阳能研究院，隶属于全球顶尖的 Fraunhofer 应用科学研究集团，Fraunhofer 总部位于德国慕尼黑，全球范围内共有 74 个研究机构，2 万多名研究人员。

测算项目地：西班牙

组件型号：M6 双面 450W 组件；M10 双面 535W 组件、585W 组件；G12 系列双面 545W、600W 和 660W 组件

安装方式：TrinaTracker 1P 跟踪支架

逆变器：集中式逆变器

本次测算地选取西班牙典型光伏电站项目应用地作为测算设计输入条件。

Module Power [W]	450	535	545	585	600	660
Cell Type	M6	M10	G12	M10	G12	G12
Module Size [mm]	2111 x 1046	2256 x 1133	2384 x 1096	2411 x 1134	2172 x 1303	2384 x 1303
Inverter						
	SG3125HV-20					
Modules/String	28	29	38	26	34	31
Strings/Inverter	330	268	201	273	204	203
String power [kW]	12.60	15.52	20.71	15.21	20.40	20.46
DC/AC Ratio						
DC/AC Ratio	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
Pitch [m]	5.28	5.64	5.96	6.03	5.43	5.96
Strings/Tracker	4	4	3	4	3	3
Tracker number	990	804	804	819	816	812
GCR						
	40%					
DC Capacity [kW]						
DC Capacity [kW]	49,896	49,896	49,953	49,828	49,939	49,841
AC Capacity [kW]						
	43,116					
Module numbers	110,880	93,264	91,656	85,176	83,232	75,516
Inverter numbers	12					

*M6 及 M10 采用 4mm² 线缆，G12 组件采用 6mm² 线缆进行测算

图一：测算条件

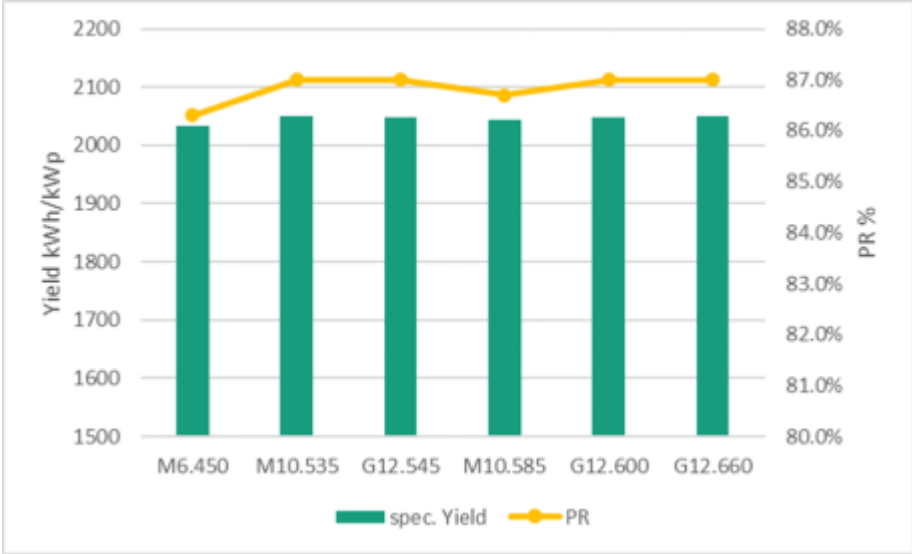


图二：系统 PR 及总功率

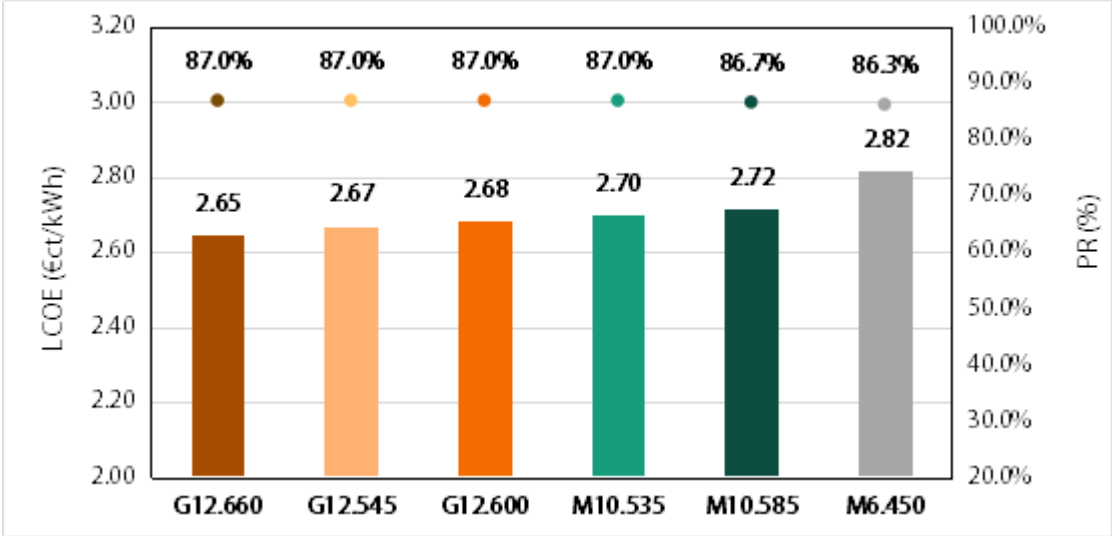
综合对比结果：新一代高功率 M10,G12 组件在 CAPEX, LCOE 均优于 M6 组件,G12 优于 M10、M10 优于 M6。其中，M10 及 G12 在跟踪支架及电气部分节省均较为显著。

1.G12 至尊组件具有最佳的 CAPEX 和 LCOE。对比 585WM10 组件，G12 组件 660W 和 545W 组件的表现尤为优异，其 CAPEX 节省可达 0.81-1.21 €cWp, LCOE 节省可达 1.8–2.6%；对比 450WM6

组件，其 CAPEX 节省可达 2.39-2.79 €/Wp，LCOE 节省可达 5.3%-6.0%。



图三：CAPEX 测算结果



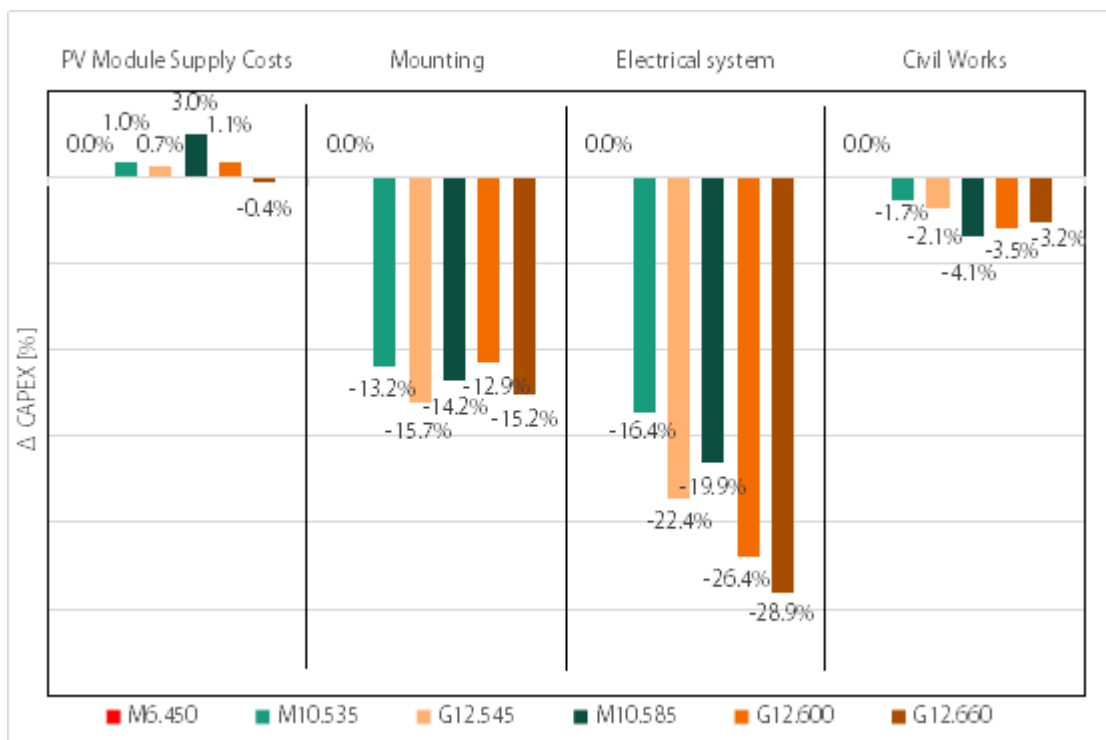
图四：LCOE 测算结果

2.得益于 G12 系列组件创新的低电压，高组串功率设计理念，210 组件 545W，600W 和 660W 系列在电气系统的节省方面表现优异，相较于 M6 系列产品可达约~22.4~28.9%。

3.G12，M10 组件相较于 M6 组件安装支架上的节省达到了约 13%~15%，G12 545W，660W 相较于 M10 系列产品在支架方面节省约 3%，约合 0.2-0.3 €/Wp。G12，M10 双面组件在运输成本方面与 M6 组件基本持平并略高于 M6 组件，仅 G12660W 组件优于 M6450W 组件。

4.在组件互联汇线时，即便是采用 6 平方的线缆，G12 至尊组件依然保持着最优的度电成本和投资回报表现。

5.G12 系列组件无论 4mm² 或 6mm² 线缆均表现出较高的电气成本节省并能获得较好的 LCOE。电站投资人可根据场地的形状分布、总平布置、辐射量和上网电价以及预算水平，灵活选择电缆截面，得到最优的选型方案。

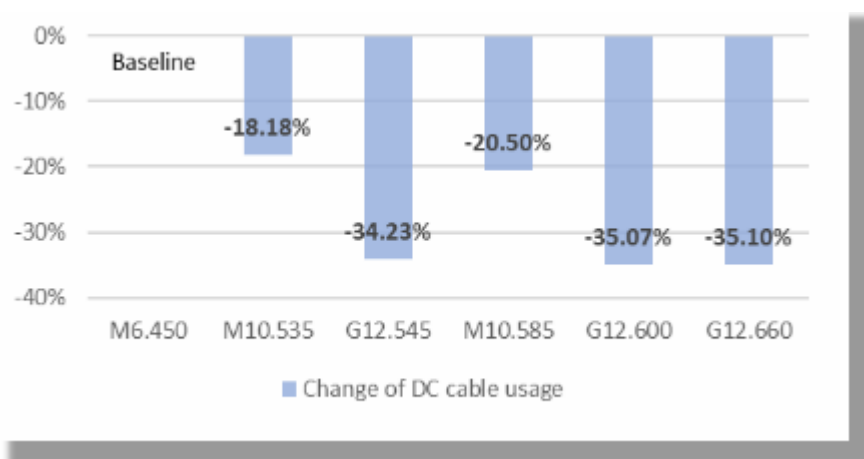


图五：CAPEX 研究结果分项对比

通过对比可以看出，以天合光能至尊组件为代表的 G12 系列超高功率组件，得益于低电压、高组串功率的设计，稳定高效的发电能力，CAPEX 成本优势明显，度电成本在测算结果中最优！为系统端进一步降本指明新方向，最终保证了项目的收益，最大化客户价值。

一，G12 组件超高的组件功率，可以减少项目组件使用总块数，减少安装量，加快施工进度。

二，G12 至尊组件标志性的低电压设计，可以使得在 1500V 系统电压下串联更多的组件，对比 M10 组件，显著提高组串功率达 36%。进而可带来直流端相关的材料及人工成本的节省，有效降低初始投资。



图六：新一代高功率组件直流(DC)线缆节省量对比

天合光能成立 24 年以来，一直以创新、可信赖的品质和客户价值驱动发展。天合光能高功率、高效率、高发电量、高可靠性的至尊系列产品，成为节约项目系统端成本，保证客户利益的新通道。

中国能源网 2021-09-14

哪里适合建光伏 这份“导航”来引路

在“双碳”目标引领下，多地正大力推动分布式光伏发展。哪有适合光伏接入的屋顶资源？不同镇街、村落的光伏发电潜力如何？区域的配电网是否具备消纳能力避免弃光、弃风现象？这些问题只需一套数字化“光伏导航”工具就能回答。

“原来我们村的光伏发展潜力排名全区第五，到 2025 年可以发展光伏发电的地块有 23 个，可挖掘的总容量达到 69 兆瓦。”浙江杭州市余杭区仓前街道高桥村村委会书记孙建强收到了一份“光伏导航”结果，村里可以参考“导航”发展新能源。

该项目开发负责人、国网杭州供电公司发展部杨翹介绍，公司以“网上电网”为载体，借助电网资源与土地控规“多规合一”等技术创新，推出了“光伏导航”工具。这套“光伏导航”工具具有“找资源、算潜力、晒排名、做评估”四大功能。

杨翹介绍，依据土地规划，“光伏导航”工具可筛选出适合发展分布式光伏的地块资源，建立专业分析模型，以聚合计算方式评估，到 2025 年、2035 年和 2050 年，每一个行政村和供电网格的光伏发展潜力值，晒出区域内的排名情况，并判断每个供电网格的光伏消纳平衡能力，再以红、橙、黄、绿 4 种颜色标示出“光伏导航”工具所在区域的光伏消纳能力级别。

得益于“网上电网”汇集海量数据的优势，“光伏导航”工具可实现从“地块—村庄—网格—区县”四个层级开展分布式光伏资源评估，针对每个网格具体情况开展配电网规划，确保新能源光伏发电 100%全消纳。

“小至一幢楼，大到一个县域，‘光伏导航’都能测出能建多少容量的光伏电站，并定位出区域内哪个位置最适合发展光伏发电。”杨翹介绍，以杭州临平新城为例，“光伏导航”扫描发现全区可以发展光伏发电的屋顶资源为 154.4 万平方米，而目前其中的 96%仍待开发利用。

洪恒飞 富岑滢 科技日报 2021-09-14

助力“碳中和” 上海地铁车库屋顶变身光伏电站

今年预计发电约 2500 万度，上海地铁光伏装机规模在轨交领域居全国首位

浦东龙阳路车辆基地，轨道交通 2 号线、7 号线与 16 号线在此交汇。每天搭乘地铁的乘客或许不知道，地铁车库的屋顶藏着一座发电厂：近 1.3 万块光伏板构成的光伏发电项目，既利用了屋顶闲置空间，也为地铁列车提供绿色清洁能源。

记者昨天从上海地铁获悉，自 2014 年川杨河基地光伏发电项目实现零的突破开始，上海地铁已有川杨河、治北、金桥、龙阳路、三林等 10 个车辆基地完成了光伏发电系统并网，总装机容量约 24 兆瓦，今年预计发电约 2500 万度，光伏装机规模在国内轨道交通领域位于首位。

昔日屋顶等“边角料”区域，如今成为上海地铁实施“碳达峰”“碳中和”战略的新舞台。

智能检测，让屋顶光伏电站更智能

沿着竖梯，记者昨天登上龙阳路基地屋顶，仿佛打开了“新世界”：成片的光伏板，有五六个足球场一般大，几乎铺满了整个屋顶。

“屋顶可用面积大约 4.6 万平方米，安装了 12912 块多晶硅组件，552 块薄膜组件，总的装机容量 3.66 兆瓦。”上海申通地铁股份有限公司常务副总经理、上海地铁新能源有限公司董事长牟振英对此如数家珍，该项目 2019 年年底并网发电，2020 年全年发电量超 400 万度。

轨道交通供电系统对可靠性的要求非常高，为避免光伏设备故障可能对供电系统的影响，该项目在并网点的位置增加了一个具有连跳和闭锁逻辑功能的开关，以便在非正常运行状态时，自动断开光伏系统。

“传统的光伏发电，如果某处出了问题，维修人员需要穿上工作服、背着工具包，一点点排查，耗时费力；现在，我们的维修人员只要根据光伏监控系统中的故障报警提示，就能迅速定位故障位

置。”牟振英介绍，项目采用的光伏逆变器具备在线智能诊断功能，可在系统运行过程中自动生成诊断报告，用以评估光伏方阵状态，提高了检测效率。此外，在光伏监控系统中，建立光伏方阵与组串的映射关系，维修人员可以根据监控系统提供的故障组串位置快速定位故障点。

加快推进，地铁将成绿色能源供应商

8月初，由上海地铁新能源有限公司投资建设的上海轨道交通封浜、九亭、川沙基地分布式光伏发电项目正式开工，装机容量共计12.4兆瓦，计划今年年底能并网发电。随着越来越多的光伏发电项目投入运营，上海地铁的能源结构也将发生变化，光伏发电这种清洁能源由最初的小范围替代向网络化替代发展。

在牟振英看来，光伏发电的发展也将逐步打破人们对地铁功能的传统认知，即地铁不仅仅是一种交通工具、能源消费企业，还能主动生产供应绿色能源。

早在2018年，上海地铁新能源有限公司成立，开展轨道交通领域的节能改造和分布式光伏发电等相关业务。成立新能源公司，不仅为上市公司带来新的利润增长点，也积极推动轨道交通绿色发展，建设节能减排、低碳出行的智慧交通生态圈。

随着光伏技术的进步和成本的下降，光伏建筑一体化的理念有望逐步得到推广应用。对于新建轨道交通停车场、高架车站等，上海地铁将对达到一定规模的建筑物、构筑物的屋顶同步开展光伏发电项目的建设。

下一步，上海地铁还将聚焦分布式光伏发电、充电桩、储能、直流微电网等新兴技术，提高电网、可再生能源和储能系统的综合利用，通过能源流、信息流的整合实现能源的高效利用和优化配置，为国家实现“碳达峰”“碳中和”目标履行企业的社会责任。

张晓鸣 文汇报 2021-09-09

海洋能、水能

抽水蓄能中长期发展规划发布 二〇三〇年投产总规模将达一点二亿千瓦左右

近日，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》（以下简称《规划》）提出，到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。

用电低谷时通过电力将水从下水库抽至上水库，用电高峰再放水发电，抽水蓄能电站好比大型“充电宝”，有利于弥补新能源存在的间歇性、波动性短板，是当前技术最成熟、经济性最优、最具备大规模开发条件的电力系统灵活调节电源。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之介绍，看总量，目前我国已投产抽水蓄能电站总规模3249万千瓦、在建总规模5513万千瓦，均居世界首位；但看比例，我国抽水蓄能在电力系统中的比例仅占1.4%，与发达国家相比仍有较大差距。按照此前一轮的规划，目前剩余抽水蓄能项目储备仅有约3000万千瓦，难以有效满足新能源大规模高比例发展和构建以新能源为主体的新型电力系统的需要。

各省（区、市）能源主管部门根据《规划》，结合本地区实际情况，统筹电力系统需求、新能源发展等，按照能核尽核、能开尽开的原则，在规划重点实施项目库内核准建设抽水蓄能电站。

根据《规划》，到2035年，要形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。

丁怡婷 人民日报 2021-09-10

未来十五年，抽水蓄能如何发展？

近日，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》。《规划》明确，目标到2030年，我国抽水蓄能电站投产总规模达到1.2亿千瓦。

“无论是对标国际还是立足国内，我国抽水蓄能发展都具有广阔的市场空间和强劲的发展动力”根据《规划》要求，到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。

面对1.2亿千瓦的装机目标，在9月9日国家能源局召开的媒体吹风会上，国家能源局新能源司相关负责人指出，从设计、施工，到相关装备制造，我国都有足够的产业能力能够支撑起庞大的新增装机需求。

同时，水电水利规划设计总院规划部主任严秉忠也表示：“无论是对标国际还是立足国内，我国抽水蓄能发展都具有广阔的市场空间和强劲的发展动力。”

“从国际方面看，欧美等国建设了大量抽水蓄能电站和燃气电站，其中美国、德国、法国、日本、意大利等国家发展较快，抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例均超过10%。”严秉忠指出，目前，我国抽水蓄能和燃气电站占比仅为6%左右，其中抽水蓄能占比仅1.4%。“考虑到我国天然气资源相对匮乏，天然气消费对外依存度较高，燃气电站发展空间受限，与发达国家相比抽水蓄能仍有较大发展空间。”

从国内发展基础方面，《规划》指出，我国开展了全国性的抽水蓄能站点资源普查。综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术及初步经济性等因素，在全国范围内普查筛选资源站点，分布在除北京、上海以外的29个省（区、市）。严秉忠表示：“丰富的站址资源、广泛的地域分布为产业发展奠定了基础。”不仅如此，从行业需求出发，严秉忠也指出，到2030年我国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上，到2035年，我国电力系统最大峰谷差预计将超过10亿千瓦，新能源占比的大幅提升迫切需要灵活调节电源来保持电网的安全稳定运行，加快抽水蓄能电站建设是构建以新能源为主体的新型电力系统的内在需求。

“八大任务的提出，明确了抽水蓄能产业未来发展的工作重点”

立足发展目标，《规划》还提出了做好资源站点保护、加强规划站点储备和管理、积极推进在建项目建设、加快新建项目开工建设、因地制宜开展中小型抽水蓄能建设、探索推进水电梯级融合改造、加强科技和装备创新、建立行业监测体系的重点任务。

“八大任务的提出，明确了抽水蓄能产业未来发展的工作重点。”严秉忠表示，在重点任务的设计中，《规划》更加强调了抽水蓄能的多元化灵活性布局。“例如，明确抽水蓄能电站重点布局在新能源快速发展和电力系统调峰需求大的区域；在核电和新能源基地化发展的区域，重点布局一批大型抽水蓄能电站，形成互补共赢、打捆开发的新模式；在负荷中心和大规模受电区域，布局抽水蓄能电站以服务电力系统需要。”

此外，通过重点任务，《规划》共提出了总装机规模约3.05亿千瓦的储备项目。严秉忠强调，这是我国首次提出抽水蓄能项目储备库的概念，为抽水蓄能电站加快建设提供了保障。“同时，这也是我国首次将小微抽水蓄能和常规水电项目融合改造纳入国家级规划，为抽水蓄能产业的全面和创新发展创造了条件。”

立足发展目标，《规划》还提出了做好资源站点保护、加强规划站点储备和管理、积极推进在建项目建设、加快新建项目开工建设、因地制宜开展中小型抽水蓄能建设、探索推进水电梯级融合改造、加强科技和装备创新、建立行业监测体系的重点任务。

“发展目标不仅在于装机量的增长，更要形成技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业”

就产业定位而言，国家能源局总工程师向海平强调，抽水蓄能具有调峰、填谷、调频、调相、事故备用等多种功能，是目前最成熟、最可靠、最安全、最具大规模开发潜力的储能技术，对于维护

电网安全稳定运行、建设以新能源为主体的新型电力系统具有重要支撑作用。在全球应对气候变化与能源低碳转型压力不断增加，我国全力以赴实现碳达峰、碳中和目标的背景下，抽水蓄能产业将迎来快速发展机遇期。

“此前，抽水蓄能的相关规划都是和常规水电合并发布。此次是第一次将抽水蓄能作为一个独立、完整产业发布全国性的发展规划，从产业资源、产业能力、产业目标和产业管理等方面进行了系统分析和阐述。其发展目标不仅在于装机量的增长，更要形成技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。”严秉忠认为，这对于加快抽水蓄能产业发展具有里程碑作用。

在自身发展的基础上，抽水蓄能产业的壮大也将带来一系列综合效应。《规划》分析指出，抽水蓄能电站是生态环境友好型工程，将支持新能源大规模发展和消纳利用，减少化石能源消耗，降低二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物的排放，有利于应对气候变化和生态环境保护。

严秉忠强调，抽水蓄能电站与风电、光伏等新能源打捆开发的新模式将很大程度解决出力不稳、消纳困难等困扰新能源发展的难题，推动有条件的地区实施大规模清洁能源基地建设，带动当地绿色能源产业发展。

此外，国家能源局新能源司副司长任育之指出：“从价格方面，国家发改委今年发布的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》已经健全了抽水蓄能电站费用分摊疏导方式。从政策层面，抽水蓄能也将作为实现碳达峰、碳中和目标的重要方式，获得更多的金融和财政支持。从投资主体的市场定位而言，国家也已经逐步放开，不仅仅是电网企业，很多发电企业也开始参与到抽水蓄能项目的建设。这些都将有力调动和激发市场对抽水蓄能电站的投资热情和信心。”

姚金楠 中国能源网 2021-09-10

南方电网两座抽水蓄能电站有望年底同期投产

9月8日，南方电网调峰调频公司阳江抽水蓄能电站完成首台机组转子吊装，梅州抽水蓄能电站完成2号机组定子吊装。两个重要工程节点的完成，标志着两个项目的建设进入最后冲刺阶段。

截至9月初，两座电站总体进度完成分别约85%和81%，有望在2021年底同期投产，届时将大幅提升粤港澳大湾区电网调节能力，缓解高峰时段电力供应紧张问题，确保电网安全稳定运行。

阳蓄电站总装机容量240万千瓦，分两期建设，单机容量40万千瓦。本次吊装的转子是发电机的核心部件，起吊总重量约486吨，直径为4.93米，转子高度为11.285米。转子顺利吊装完成后，下一步将逐步进入机组调试阶段。

梅蓄电站总装机容量240万千瓦，分两期建设，工程动态投资70.5亿元。一期装机容量120万千瓦，安装4台单机容量为30万千瓦的抽水蓄能机组。本次吊装的定子直径9米，高度5.24米，吊装总重量约400吨，它是发电机的核心部件。完成吊装后，机组总装工作进入最高峰，待引水系统充水后机组进入动态调试阶段。

据了解，今年以来，南方电网调峰调频公司加快抽水蓄能电站的建设速度，除阳蓄、梅蓄两座电站外，今年以来，该公司先后启动了广西南宁抽水蓄能电站、广东肇庆抽水蓄能电站、广东惠州中洞抽水蓄能电站等多个项目的前期工程建设。在加快建设的同时，按照“十四五”规划，该公司也加大了抽水蓄能站点资源储备进展，已与多个地方政府签订抽蓄项目开发协议或达成合作意向，新增了一大批项目储备，为实现“碳达峰、碳中和”目标贡献南网力量。

截至9月初，南方电网抽水蓄能电站投运装机788万千瓦，在建装机240万千瓦。预计到2035年，南方电网抽水蓄能总装机容量超过5000万千瓦。

王耀广 朱冰婷 新华网 2021-09-13

梅州、阳江两座抽水蓄能电站有望年底同期投产

9月8日，南方电网调峰调频公司阳江抽水蓄能电站完成首台机组转子吊装，梅州抽水蓄能电站顺利完成2号机组定子吊装。两个重要工程节点的完成，标志着两个项目的建设进入最后冲刺阶段。截至目前，两座电站总体进度完成分别约85%和81%，有望在2021年底同期投产，届时将大幅提升粤港澳大湾区电网调节能力，缓解高峰时段电力供应紧张问题，确保电网安全稳定运行。

阳蓄电站总装机容量240万千瓦，分两期建设，单机容量40万千瓦，是目前国内核准建设的单机容量最大、埋深最大的抽水蓄能电站。本次吊装的转子是发电机的核心部件，起吊总重量约486吨，直径为4.93米，转子高度为11.285米。转子顺利吊装完成后，下一步将逐步进入机组调试阶段。

梅蓄电站总装机容量240万千瓦，分两期建设，工程动态投资70.5亿元。一期装机容量120万千瓦，安装4台单机容量为30万千瓦的抽水蓄能机组。本次吊装的定子直径9米，高度5.24米，吊装总重量约400吨，它是发电机的核心部件。完成吊装后，机组总装工作进入最高峰，待引水系统充水后机组进入动态调试阶段。

今年以来，南方电网调峰调频公司加快抽水蓄能电站的建设速度，除阳蓄、梅蓄两座电站外，该公司先后启动了广西南宁抽水蓄能电站、广东肇庆抽水蓄能电站、广东惠州中洞抽水蓄能电站等多个项目的前期工程建设。在加快建设的同时，按照“十四五”规划，该公司也加大了抽水蓄能站点资源储备进展，已与多个地方政府签订抽蓄项目开发协议或达成合作意向，新增了一大批项目储备。

截至目前，南方电网抽水蓄能电站投运装机788万千瓦，在建装机240万千瓦。预计到2035年，南方电网抽水蓄能总装机容量超过5000万千瓦。

刘倩 南方日报 2021-09-13

风能

“中国第一深度”海上风机安装浮体出厂

近日，“中国第一深度”海上风电项目风机安装专用浮体“德浮3”在靖江南洋船舶制造有限公司码头顺利出厂，经过近8个小时拖航，到达南通海门中远重工码头。

“德浮3”由交通运输部烟台打捞局船舶修造中心总包，靖江南洋船舶制造有限公司承建，船长90米，型宽50米，型深7.2米，水面以上最大高度49米，最大沉深（坐底深度）36米，是目前国内坐底深度最深的海上风电项目风机安装专用浮体。此次“德浮3”的顺利出厂，将进一步助力国家海上风电项目建设，为推动“碳达峰、碳中和”贡献力量。

泰州市人民政府 2021-09-02

国内首台漂浮式海上风机又取得重大突破！

从三峡阳江海上风电项目部获悉，全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组“三峡引领号”又取得了突破性进展！

一起去看看↓

8月31日下午5时，随着电缆终端接头顺利接入风机机柜，“三峡引领号”的动态海缆在三峡阳江沙扒海上风电场完成敷设，标志着该漂浮式海上风电试验样机工程结束了海上施工任务，已具备并网条件！

动态电缆有啥特别之处？

◆作为国内首条应用在海上风电领域的动态海缆，“三峡引领号”动态海缆长1180米，外径13.28

厘米，重量超过 35 吨。

◆与传统海缆不同，为满足南海海域恶劣环境的要求，该动态海缆在设计上进行多方面优化，不仅提高海缆的抗拉、抗弯曲和抗疲劳能力，还通过分布式浮力块和配重块的配合，达到了相对稳定的线型，较好地保持了浅水大偏移条件下动态海缆的顺应性。

如何在海底完成敷设？

动态海缆，是海上风电场电能的输送通道，可以有效传输海上风电机组发出的电能。此次敷设施工主要包括附件安装、动态段与静态段海缆敷设、锚固装置安装、光纤熔接、终端登陆等步骤，由宁波东方电缆股份有限公司负责安装。在施工现场，海缆敷设施工船满载海底电缆 30 余名作业人员与潜水员分工明确，配合默契。

“此次海缆敷设技术要求高、施工难度大，施工中需要克服施工作业空间狭小、附件安装精确度高等困难，特别是还要保证动态段的线型及可移动长度满足设计要求。”三峡阳江海上风电项目有关负责人表示。

为确保动态海缆的成功敷设，项目组周密制定各个工序的施工方案、作业时间和进程，多次邀请行业内经验丰富的专家对施工方案进行把关，并提前锁定国内先进的船机资源，技术团队对整个敷设过程分阶段进行动态模拟，确保施工的可行性及安全性。

此次动态海缆的成功敷设，为该机组 10 月份并网运行目标奠定了坚实基础。

接下来，三峡集团将继续深入贯彻创新驱动发展战略，联合各参建单位，对整个漂浮式海上风电样机工程的设计、建造及施工过程进行复盘和总结，深化对漂浮式风机技术的研究，助力阳江乃至全省全国的海上风电产业高质量发展。

梁文栋 阳江日报 2021-09-03

陆上大兆瓦机组再添新成员！

近日，金风科技 GW 5S 平台产品 GW165-5.2MW 机组首台样机顺利并网，开启金风科技陆上大兆瓦机组新时代。

作为金风科技全面响应全球风电市场需求的新一代产品，GW165-5.2MW 机组于 2020 年北京国际风能展首次亮相（领航·新风电时代 | 金风科技发布新一代直驱永磁平台 GP21 及系列高性能旗舰产品），于 2021 年 7 月完成首台样机吊装。

GW 5S 平台产品采用平台化、模块化开发理念，在继承金风科技成熟的直驱永磁技术路线的基础上，持续优化机组设计，叶轮直径达 165m，额定功率范围 5~6MW，适应风区类型 IIIB。该平台系列产品具有高发电量、高可靠性、智能控制、环境友好、容量可扩展、综合成本效益优等诸多优势，为客户提供度电成本更优、开发质量更高的风电项目解决方案。

高发电量

GW 5S 平台产品继承金风科技智能风机优良基因，并持续进行设计优化改进，有效提升了整机电气传动链效率，具有发电机效率高、无励磁损耗、故障率低等优点，能够满足 40℃环境温度下满发运行不降容，发电量相比上一代产品可显著提升 16%。全面搭载 900V 低电压标准三电平变流器，相比传统两电平，电能转换效率可提升 1%，同等功率的额定电流缩小约 25%。

高可靠性 GW 5S 平台产品秉承金风科技成熟的直驱永磁技术路线，部件少、易维护，无联轴器、无齿轮箱等设计。该平台基于金风科技超过 37000 台直驱机组的运行业绩及 20 年的运行经验，应用失效模式及后果分析(FMEA, Failure Mode and Effects Analysis)方法，融合成熟的上一代 4S 平台优势，是金风科技着力打造的最新直驱技术平台产品。在技术先进性和可靠性上综合达到了当前直驱机组的最高水平，平均无故障可用小时数（MTBF, Mean Time Between Failure）得到大幅提升。

智能控制 GW 5S 平台全面搭载金风科技“风至”解决方案，为新一代风力发电机组注入智能化控制灵魂。“风至”解决方案由量场定制、产能增效、柔性并网、安全控制、环境友好和用户友好 6 大模

块组成，以定制化的解决方案，满足不同客户的需求，达到发电性能、安全可靠性和电网友好等多维度的性能提升。

环境友好及适应性佳

GW 5S 平台产品更大的转子直径和更大的机组容量带来低效点位提升，响应新风电时代的市场需求，协助客户积极应对环保、用地等方面的挑战。一方面，减少永久征地、道路、集电线路等多方面的用地需求，助力实现成本效益和工程效率的大幅提升。同时，该平台产品具备多种适应性配置组合方案，具备高湍流、高风速、高潮湿、高温、高盐雾、高海拔等环境适应能力。

容量可扩展 GW165-5.2MW 机组作为 GW 5S 平台的标准机型，适用于 IIIB 类标准风区，适应性可扩展到 9m/s 甚至更高年平均风速风区，容量可扩展至 5.6MW/6.0MW。模块化设计保证了平台机型与金风科技上一代平台产品配置的通用性，减少维护备件数量，为客户提供成本最优、效率更高的便捷服务。

综合成本效益优在运输方面，该产品平台在开发前期综合考虑多个重点目标市场运输边界及车辆需求，机组设计结构紧凑，尺寸控制合理，能够大幅降低陆运的难度和运输成本。同时，针对此平台产品开发的单叶片吊装方案，将提高吊装最大运行风速，延长吊装窗口期，有效缩短吊装周期、降低吊装成本。

金风科技微平台 2021-09-01

山东首座海上风电场并网发电

12 日，在距离山东海阳海岸线 30 公里的海面上，随着山东半岛南 4 号海上风电项目第 10 回路 5 台风机开始运转，山东首座海上风电场成功并网发电，实现海上风电“零突破”。

据了解，山东半岛南 4 号海上风电项目是山东省首批海上风电示范工程，总装机容量 301.6 兆瓦。风电场配套建设 220 千伏海上升压站和陆上集控中心各 1 座，风场内各风机之间、风机与海上升压站之间通过敷设 35 千伏海底电缆连接，海缆总长度达 90 千米。

国网山东电力相关负责人介绍，12 月底前，山东半岛南 4 号海上风电 58 台风机将实现全容量并网，对推动山东省能源结构转型升级、加快实现“碳达峰、碳中和”目标具有积极意义。

陈国峰 人民日报海外版 2021-09-14

氢能、燃料电池

“电氢耦合”为新型电力系统的飞跃“添翼

氢能作为一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源，是支撑能源转型变革、构建现代能源体系的重要载体，未来与电网的关系将更加密切。

2020 年，国家能源局发布《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》首次将氢能正式列为能源；随后，国家“十四五”规划中也确立了氢能的战略定位，可以预见，未来在技术、成本、机制、政策突破的前提下，氢能将迎来更大发展。预计 2030 年我国氢能在终端能源消费的占比约为 6%，2060 年占比有望超过 15%。

“双碳”目标下，未来氢能将以新能源制氢（绿氢）为主要来源，成为多元清洁能源供应体系的重要组成部分。一方面，制氢可以大量消纳清洁能源发电，提升电力系统灵活调节能力；另一方面，氢能可以填补电能在部分高耗能、高排放领域的替代能力不足，助力能源消费侧深度脱碳。

电氢耦合，如何互补？

在中央财经委员会第九次会议中指出，要构建以新能源为主体的新型电力系统。新型电力系统

的核心特征是新能源成为电力供应的主体。面对新能源的高度波动性和不确定性等特点，“电-氢”耦合体系可以突破可再生能源的发展限制，有效推动多种能源方式互联互通、源网荷储深度融合，实现清洁低碳、安全可靠、智慧灵活、经济高效等目标。

氢能是连接气、电、热等不同能源形式的桥梁，与电力系统形成互补协同关系。

预计近期就地制氢将成为主要发展方向，作为电网可变负荷吸纳新能源的波动性；中远期来看，可再生能源制氢不断发展，氢能在化工、冶金和交通领域广泛应用，氢能与电网耦合关系逐步增强，以制氢为主要负荷的局部电网与大电网融合互联。

尤其是在新型电力系统的构建中，氢能具有重要战略价值，其可在大容量载体、灵活调节器和稳定保障资源三方面发挥重要作用。

首先，氢能可以成为新型电力系统消纳新能源的大容量载体。电制氢产生的可时移电量需求将扩大新能源消纳空间，通过电制氢运行控制策略与新能源出力波动的紧密耦合，实现新能源的充分消纳利用，缓解弃风、弃光现象。将氢能与富余新能源发电耦合发展可以有效降低制氢成本，促进氢能规模化推广应用。预计 2030 年新能源制氢用电量约 2000 亿千瓦时；2060 年有望达到约 2 万亿~4 万亿千瓦时。

其次，氢能可以作为参与新型电力系统高效运行的灵活调节器。电制氢既是灵活性负荷，又可作为储能，为新型电力系统提供优质的调节资源。当前碱性电解水制氢负荷在 50%~100%内可调；未来质子交换膜电制氢设备的调节范围高达 160%，冷启动时间为 5 分钟。短周期来看，启停响应速度较快的电制氢厂站可以提供调频等辅助服务，提升系统转动惯量，保障电力系统的安全稳定运行。长周期来看，通过氢能可实现电能的大规模、长周期存储，实现跨区域、跨季节调峰，优化新型电力系统的协调配置能力。

最后，氢能可以充当新型电力系统安全、稳定供应的保障资源。氢能作为长周期能源储备的优良载体，如高压气罐、液态、氢转氨、氢转甲烷等储氢方式，对提升电网韧性和保障能源安全具有重要意义。氢能的大规模利用可以实现电-气、气-电的灵活转换，推动电网与气网深度融合，充分利用电网响应速度快、能源效率高的优势和气网适宜能量存储的优势，显著增强电力系统应急保供能力。此外，储氢作为重要战略资源在终端可以替代进口油气，大幅降低我国能源对外依存度，对保障能源安全具有重要意义。

2021 年 5 月 25 日，巴黎的地标性建筑——埃菲尔铁塔通过绿氢发电点亮。

电氢耦合，如何跨界？

对“双碳”目标而言，氢能是不可或缺的支撑载体。氢能有望填补电能的不足，助力能源消费侧部分高能耗、高排放领域的深度脱碳。

对新型电力系统而言，氢能是电化学储能的重要补充，在快速发展的情况下甚至可以与其他储能方式共同成为“多足鼎立”的支柱。氢能可以弥补电化学储能难以实现长周期调节、核心稀有金属材料依赖进口以及全生命周期污染严重等不足，实现从秒级到季节的负荷平移与优化，对全时段源荷电量平衡具有重要意义。

未来，电氢耦合可从以下三方面发力。

一是积极开展相关研究，助力电-氢协同关键技术的突破。近期加快研究适应新能源动态特性以及复杂工况下的电解制氢系统动/静态响应特性与建模方法、以新能源为主体的电力系统中电解堆适用性评价和表征方法、源-网-氢互动的全系统协同控制技术，做好氢能规模化发展下的技术储备。

二是加快围绕电、氢、气、冷、热一体化的多能综合规划技术研究、工程示范建设和运行方式探索。在现有综合能源系统规划技术基础上，结合微电网、有源配电网、局部直流电网等场景，研发考虑氢能时空特性的一体化规划建模方法；选取新能源渗透率高和消纳需求迫切的区域，从源侧和荷侧开展围绕电-氢协同的多能互补示范工程；探索独立电网供电制氢、自建电站组网供电制氢以及自建电站与电网联合供电制氢等典型模式的系统运行方式。

三是密切跟踪掌握氢能产业动态，探索共建、共享、共赢的商业模式。拓展电网、石化、发电等

能源企业合作，探索新能源电制氢和氢储能参与电力调峰的商业模式，探索交通领域的油氢电一体化供能服务站和建筑领域“电氢气热冷”综合能源供应站的建设运营模式，共同推进氢能产业化发展。

电氢互补的前提

在新型电力系统中，尽管电氢耦合被赋予诸多想象，但在当下的制氢环节，我们仍需要先跨过几道关卡。

一是成本关。氢能成本居高不下，体现在由于基础设施薄弱、技术成熟度不高，导致其各环节成本都较高。在氢能成本中，氢气制取、储运、加注成本分别占到约 44%、24%、32%。作为实现电氢耦合的关键，绿氢终端价格需降低至 40 元/千克以下（预计 2030 年）才具有竞争力。

二是机制关。针对绿氢设备的补贴机制尚不完善；电解槽需要较高利用小时来分摊设备投资成本、降低制取成本，而作为可控负荷必将降低设备利用效率，如何通过调峰等辅助服务方式获得经济补偿，相关市场机制还不明确；绿氢的溯源、认证和强制配额等机制也亟待探索。

三是效率关。氢能从全环节利用效率来看，一般在 30% 左右，这就涉及所谓“可再生能源额外性原则”，即如果可再生能源产生的电力有其他更适宜用途，就不应该利用电力生产绿氢。绿氢应该用富余的可再生能源产能来生产。这样就需要可再生能源的大规模发展以及氢能各环节效率大幅提升。

四是工程关。长周期储能的方式，如液氢储能，存在低温条件严格以及日常挥发逸散等问题；盐穴、洞穴储能的选址、泄漏等问题都需要攻克，目前也都处于探索阶段；氢转氨、甲醇、液态有机氢等方式，由于转换环节进一步增加，成本和效率将受到影响，其储能价值发挥还需工程验证和技术突破。

五是标准关。缺乏围绕其能源属性的相关标准，包括氢气制取、储运、加注标准以及燃料电池标准体系。并且氢能作为能源缺乏核心主管部门，在制氢站和加氢站等配套设施的建设上都存在审批难的问题，这也在一定程度上阻碍了氢能的发展。（作者均供职于国网能源研究院有限公司）

刘林 张丝钰 卢静 李苏秀 能源评论 2021-09-11

创新驱动“氢”车上路 靠技术降低成本

近日，京津冀、上海、广东申报的燃料电池汽车示范城市群获五部门联合批准。如果在示范期内达成目标，示范城市群最多可以拿到氢燃料电池汽车推广应用和氢能供应的 18.7 亿元奖励。

“真金白银”的财政奖励，将助推氢能产业发展进入快车道，但要让产业生态发展到成熟阶段并非易事，从技术研发、产品落地再到产业化，氢燃料电池汽车仍有很长一段路要走。

绿氢从源头抓起

氢能作为公认的清洁能源载体，已经成为全球能源革命技术的重要方向。

欧洲提出能源转型，2025 年到 2030 年，欧洲水电解制氢装备容量将达到 40GW，氢生产达到 1000 万吨，到 2030 年，氢将大规模应用于难以脱碳的行业。日本从 2002 年开始，由国家补贴推动氢燃料电池研、产、学联动，目前处于全球引领的态势。

在我国，随着国家政策鼓励和企业的积极参与，氢能产业也从产业化初期向快速发展期过渡。目前国内燃料电池汽车的应用场景不断拓展，氢燃料电池汽车在中国的销量从 2015 年的 10 辆增长到 2020 年的 7000 多辆。全国氢能标准化技术委员会主任马林聪在 2021 嘉兴氢能产业发展高峰论坛上表示，各地都很重视氢能，京津冀、长三角、珠三角地区都在布局氢能源。

近日，北京宣布了到 2023 年底将在公路上拥有 3000 辆氢气汽车和建造 37 个氢气加气站的目标。上海市把氢能列为“十四五”六大产业发展重点之一。

值得注意的是，氢能源虽然是一种非常清洁的能源，但由于氢能源属于“二次能源”，其制造过程也可能产生大量碳排放。根据氢气制取技术的不同，目前市面上的氢能源被分为三类：零碳制取的“绿氢”、低碳制取的“蓝氢”以及高碳制取的“灰氢”。

“从我国氢能产业来看，蓬勃兴起，但是良莠不齐。”国际欧亚科学院院士、中国城市科学理事会理事长仇保兴介绍，我国 80%的氢气是从天然气转化来的“灰氢”。“灰氢”用来做交通的燃料，实际上比直接用柴油、汽油的排放量还大。

“绿氢”是氢能利用的理想形态，但受到目前技术及制造成本的限制，绿氢实现大规模应用还需要时间。中国电动汽车百人会副理事长兼秘书长张永伟表示，如何打通可再生能源和氢能之间的技术堵点、政策堵点，让氢能更加绿色，从而使氢能从一开始就是绿色能源，是需要各种技术路线和产业化路线当中加快筛选的一件要事。

靠技术降低成本

作为氢能产业最重要的落地方式，业内普遍认为，燃料电池汽车是当下的市场风口，也是推动整个氢能产业发展的重要力量。然而，尽管氢能源具备清洁性、可持续性的优势，但近两年来，全球汽车企业在氢燃料汽车研发上也出现了明显分歧。

2020年4月，奔驰汽车的母公司——德国戴姆勒集团正式宣布，停止乘用车氢燃料电池的研发计划。此后，德国大众、美国通用、日本本田、中国上汽陆续宣布放弃研发氢燃料汽车。

技术壁垒高、成本高、安全隐患较大等问题，是氢燃料车推广的主要阻碍。目前，燃料电池发动机价格居高不下，导致一辆燃料电池车的售价是燃油车的2倍到3倍、锂离子电池车的1.5倍到2倍。此外，加氢站建设费用比较高，每个加氢站需要1200万元到1500万元左右，而且在加氢站加氢的费用也较高。

张永伟告诉记者，氢产业要通过氢能全链条的创新和降成本，用最短的时间让氢能成为一个低价的能源。中国的锂电池产业用了不到10年时间，电池成本降低15倍，从而使得电动汽车无论是在购买成本还是在使用成本上，基本具备了可以与传统燃油车竞争的性价比。

“燃料电池汽车现在已经很难再享受到电动汽车发展初期的财政支持力度。”张永伟说，在这种情况下，会倒逼氢能产业和燃料电池产业加快降成本。如果迈不过高购买成本和高使用成本这两道关口，那么燃料电池的汽车无论是在现阶段的商用车领域，还是将来可能的乘用车领域，都很难实现规模化发展。降成本的关键是技术创新，因此，各个方面支持和关注的重点应该是那些有创新基因和创新精神的科技公司和产业力量。

上海大学理学院及可持续能源研究院院长张久俊表示，目前中国氢产业集群初步形成，产业链也已基本形成，但还不完善。燃料电池有五大核心技术，一是催化剂，二是质子交换膜，三是膜电极，四是双极板，五是高压空气泵。国内有些能造出来，但很多车企不敢用，有些还需要依赖进口。国内要攻关这五大核心技术，不断提高质量以及耐久性，实现产业化，降低成本。

用示范带动推广

在广东入选全国氢燃料电池汽车首批示范应用城市群之际，深圳市传来一个重大氢能产业综合示范项目落地的消息：9月3日，深圳“国际氢能产业示范港”合作项目正式签约。该项目的目标是要打造具有全球引领性的氢能综合应用示范港区。

打造氢能港口，深圳并非个例。放眼全国，氢能成为“风口”之际，建设氢能港口正成为一股潮流，多地已开始规划布局。上海的临港新片区港口氢能重卡示范运营将于2021年实现20辆上牌运营；天津滨海新区重点在天津港保税区、天津经济技术开发区、天津港区域打造氢能产业链。

我国港口柴油车比较集中，推广清洁的氢燃料电池汽车意义突出，也适合建设加氢站。同时，港口多为重化工地区，工业副产氢也比较丰富。正如中国工程院院士、国家新材料产业发展专家咨询委员会主任干勇所说，用氢燃料汽车来代替柴油车，如果这样走通了的话，在港口城市可以示范推进。

此外，尽管燃料电池汽车的商业化运用还在探索之中，但已有车企积极布局。广汽推出首款面向示范运行的氢燃料电池乘用车，长城汽车也发布了氢能战略，并正式公布了车规级氢动力解决方案——氢柠技术。造车新势力中也有燃料电池技术的簇拥者，爱驰汽车的甲醇重整制氢燃料电池项目建成后有望成为全国乃至全球最大的车用甲醇氢燃料电池动力系统制造基地，首款搭载甲醇氢燃

料电池的产品计划在 2022 年投放市场。

从最近几个月工信部发布的《道路机动车辆生产企业及产品公告》来看，每批次公告中也都有车企或车企参股公司作为燃料电池配套商出现，近期就有东风汽车、厦门金龙、武汉客车和一汽集团等车企现身。这种变化反映出车企并不甘心在燃料电池汽车时代仅仅作为代工厂存在，它们已经开始将触角伸向上游技术环节。

隆众资讯氢能分析师高琳认为，业内将目前燃料电池汽车的发展进程比作 10 年前的锂电池汽车，当前需要加速示范城市的商业化运营和推广，在示范运营中发现问题、解决问题，加快燃料电池汽车走向普通消费者的进程。

刘瑾 经济日报 2021-09-08

丹麦绿氢项目将于 2024 年投入使用

中国石化新闻网讯 据安迅思 9 月 1 日消息称，丹麦外交部周一表示，瑞士能源公司 H2 energy Europe 计划在丹麦建立一个 1GW 绿色制氢基地，2024 年投入运营。

该公司计划在埃斯比约附近建造一个新的 Power-to-X 设施，并“将绿色电力转化为氢气，直接用于卡车和其他重型陆上交通工具，”该部声明补充说。

预计氢气将来自位于未来站点附近的北海海上风电场产生的剩余电力。

Power-to-X 是将多余的可再生能源转化为可以储存的形式——即氢。

H2 energy Europe 总监 Clifford zur Nieden 表示：“埃斯比约拥有与 Power-to-X 和绿色氢气生产相关的最佳条件。首先，由于其相对于北海海上风能的位置，具有地理优势，正如该地区在德国和北欧大型工业区的出口机会方面具有良好的位置。”

Nieden 补充说，瑞士公司将与丹麦政府密切合作，加快氢管道的建设，克服未来的障碍，完成氢过渡。

这个私人项目旨在推动丹麦的可再生能源目标，因为该国计划到 2030 年将碳排放量减少 70%。

中国石化新闻网 2021-09-03

到 2030 年蓝氢将占美国低碳氢产能的 85%

据烃加工新闻 9 月 7 日消息称，全球氢市场正在蓬勃发展，GlobalData 预计，到 2030 年，北美的低碳氢产量将增长近两倍，达到 140 万吨/年。该公司指出，北美的转型是由蓝色氢驱动的，预计到 2030 年，蓝色氢将占低碳氢产能的 85%。

根据 GlobalData 的最新报告《北美氢能市场——概述、需求、政策、交易和主要参与者》，北美一直在增加对氢的新领域的投资，如交通、绿色燃料和电力，以适应全球氢作为一种清洁能源过渡燃料的趋势。

GlobalData 能源转型分析师 Miles Weinstein 评论道：“由于天然气价格低廉，以及地质碳储存的合适地点丰富，北美的蓝色氢气生产是世界上最便宜的。尽管如此，美国蓝氢的生产成本为 1.52 美元/公斤，而灰氢的成本为 1 美元/公斤。虽然加拿大的成本与美国相当，但加拿大在蓝氢领域领先于美国，主要原因是现有的天然气开采和碳封存基础设施，以及对低碳汽车和燃料的资助。然而，在全球其他大多数地区，由于天然气价格上涨，或者在某些情况下，廉价的可再生电力，绿色氢气的产能远远超过蓝色氢。

“虽然蓝色氢的生产成本高于灰色氢，但美国的碳捕获和存储税收抵免有效地将蓝色氢的成本降低到 1.26 美元/公斤，到 2026 年达到 1.11 美元/公斤。加拿大目前也在考虑类似的税收抵免。”

北美的绿色和蓝色氢气生产商把交通部门作为潜在市场的目标比其他任何地方都多。与此同时，汽车制造商、石油和天然气公司以及其他公司开始构建燃料电池电动汽车(FCEVs)和氢燃料基础设施

的价值链。最近在氢运输领域的行业合作、交易和其他活动都证明了这一点，包括雪佛龙和丰田之间高调的联盟，以促进氢运输市场。总部位于美国的尼古拉汽车和 ZeroAvia 等公司分别将业务集中在中型和重型氢动力汽车和氢动力飞机上。

Weinstein 继续说道：“由于加州的低碳燃料标准，目前交通运输行业的需求主要限于加利福尼亚的一个利基市场。通过类似的政策干预或直接降低成本，运输也可以成为北美其他地区使用氢的有竞争力的部门。”

中国石化新闻网 2021-09-12

德勤中国财务咨询氢能行业合伙人林承宏：为碳中和创造可行的氢经济

在 9 月 4 日举办的“2021 氢能产业发展论坛暨第十一届全球新能源企业 500 强峰会”上，德勤中国财务咨询氢能行业合伙人林承宏发表了主题演讲。

林承宏表示，新能源产业在实现能源转型和零碳化的过程中，需要在技术、政策、市场三管齐下，并且朝着同一个方向用力。在技术创新、政策导向、投资导向、消费倾向各方面，依靠技术创新、政府领导、市场引导，再加上商业力量，共同创造可行的氢能经济。

在整体的全球能源结构方面，向零碳过渡已成为共识。在这一过程中，我们发现通过电气化转型可以大幅度降低碳排放。电气化的路径也是非常明确，未来在能耗方面，到 2030 年之后，电力的能耗将占 30% 的比重。但同燃料对比，电气化并不能解决所有问题。在不同应用领域要达到脱碳效果，还需要依靠可持续燃料的发展，其中我们认为氢能会扮演非常重要的角色。

我们发现，在整个制氢环节，绿氢是可行的方案。未来在碳排放成本会提高的情况下，使用氢和其他可再生能源的解决方案，会越来越有可行性。但目前氢能市场亟待政策的相关推动，因为行业相对复杂，涉及产业链各个环节，个别因素需要具体解决。

氢的下游覆盖非常广泛，从工业方面的原料，电力生产、移动出行及建筑、环境方面都有氢的出力点。从工业原料方面，目前在制氨、化肥用氢方面的消耗量很巨大，但制氢目前都是以化学方式生产，未来可以通过绿氢的发展方式进一步降低碳排放。现在比较成熟的铁矿石还原剂用氢，用绿氢作为替代，可以达到零碳钢铁生产的可行发展路径。这也是未来可能在工业原料上的新需求。

比较少被大家讨论的，比如一般大众消费品，是否能够通过使用氢这样的能源媒介来达到降低碳排放？比如像一般的 B2C 业务，可以通过能耗占比比较低的生产环节，通过氢发热的效益取代工业的发热锅炉，这也是一个可行的路径。

我们还发现氢在发电行业里有巨大的潜能。通过电解水制氢，使盈余的电力进一步储存，储存之后峰值的时候让它反向生产出电力，再进行分配。这个可以达到有效效率，缓冲峰值，并利用氢的可便性有效分配。

出行行业相对成熟，可能更多侧重于卡车、公交车、商业用车上面。未来在空运方面是否能够把氢作为燃料进一步使用？这也是目前在空运方面甚至航运方面唯一比较可行的脱碳解决方案。

从中国氢能发展来看，我们见证了非常清晰的顶层设计，在氢能各个发展环节上，都有进一步的政策细化，不管是在制氢、储氢、加氢方面，各环节都有相应布局。我们认为中国有很好的发展前景，往绿氢的方向去做选择，未来氢可能会在中国整个终端能源消费中占比 20%，并且把中国的碳排放量降低 13%。

至于产氢的路径方面，我们相信前期还是会有部分灰氢作为过渡，到后期会比较偏重于蓝氢。预估到 2030 年，绿氢的技术成本基本上已经可以跟蓝氢持平，到 2050 年绿氢成本甚至会优于灰氢。

氢也有缺陷，它每立方米的储存密度相对较低，所以运输成本会比石化能源更贵。随着运输距离及消耗的量不同，所产出的运输解决方案也会进一步细化，从陆上运输、分布式产氢、分布式管道运输到集中式管道输送，都是未来发展的方向，甚至从能源产出国到能源消费国，中间通过货船，用液氨或液氢的模式做运输，这也是目前看到比较可行的方案。

其中有一个新兴模式值得大家探讨，就是用分散式电解工艺直接分散式制氢，这也可能会是未来比较常见的，至少短期内当消纳没有想象中那么大、周边绿色能源比较充沛的时候，当地分散式的制氢工艺会是有效降低运输成本的手段。

还有一个话题值得探讨，氢其实跟风电、光电面临相同的问题。如果用绿氢作为主要生产途径的话，它也会在每个年度里发生峰值、谷值的问题。在这种间歇性可再生能源模式下，储能的解决方案势必是未来产业发展的重要方向。

长远来看，制氢成本会取决于具体的地理环境位置，以及绿色能源制氢下的地方优势。中国在可再生能源制氢方面有一定的优势，特别是在西北地区。

从政策角度讲，世界各国有一定的分化，有些国家基于地理环境属于需求国，有些是全产业链及技术带动国，有些是负责专门供给，特别是沙特或中东、北非之类的国家，未来肯定会是产氢的重心。

未来发展的重点是什么？通过联盟的模式，世界上已经有数个吉瓦级别的绿氢项目，这些项目通常不是由一家公司独资完成，而是有数个联盟，大家各司其职，把自己的优势发挥出来，进一步完成发展的路径。

如果氢大规模发展的话，其实要克服四个非常重要的挑战。第一，在政策方面是否能够把资金用在有效及高回报技术研发上。第二，在成本效益方面，是不是有清晰及明确的成本降低路径。第三，在比较复杂的生态环境及系统方面，是不是能够跟不同企业的合作，创造可行的解决方案。第四，在法规及标准化上有比较明确的指引，让企业更好的发力。未来可能需从各方面进一步强化，才能把氢产业有效推广起来。

李玲 中国能源网 2021-09-06

国际可再生能源署道夫·吉伦博士：氢能在能源转型中发挥重要作用

在9月4日举办的“2021氢能产业发展论坛暨第十一届全球新能源企业500强峰会”上，国际可再生能源署技术与创新中心主任道夫·吉伦(Dolf Gielen)博士发表了主题演讲。

道夫·吉伦表示，大力发展清洁能源和新能源电力系统，对生态环境而言非常重要。如何在保持电网可靠性、安全性和可承受性的同时，将大规模可变可再生能源电力整合到电力系统中，绿氢将扮演重要角色。

绿氢为可再生能源电力集成提供额外的灵活性，使难以脱碳的行业实现脱碳，利用全球偏远的高质量可再生能源资源潜力，从而提高能源安全，有效规避电网发展瓶颈。

目前，氢能得到全球各国的重视，已被广泛使用。氢可作为洁净的新能源载体，同时也能够帮助可再生产业和天然气产业的发展，解决其瓶颈问题。此外，氢能也能为油气出口国的能源转型提供好的解决方案。

不过，氢能在技术和经济性等方面仍需进一步探索研究，同时，发展氢能需要大量投资，因此现阶段，降低氢气生产成本尤为关键。目前，全球98%的氢气来自灰氢，1%是绿氢，1%为蓝氢。经过数年发展，绿氢及蓝氢已实现成本的逐步降低。电解槽是可再生能源制氢的基本设备，我们需要实现这些电解装置的规模化生产，从而在一定程度上降低制氢成本。据统计，全球电解槽装机容量已达0.3吉瓦。我们希望，在2050年，电解槽系统的成本可以降低至每千瓦200美元，电解槽效率提升至45千瓦时/千克。

未来，氢气需求将迎来持续大幅上升，预计到2050年可达到600万吨/年，其中三分之二都是绿氢。在制氢过程中，通过使用CCS技术，也可以提升氢的生产，降低制氢成本。预计到2050年，蓝氢产能将占氢气总产能的三分之一，绿氢占三分之二，这意味着，清洁氢的总占比将会达到三分之二。

根据国际可再生能源署（IRENA）发布的《2021年世界能源转型展望报告》，电力在2050年仍

然是主要的能源载体，但值得注意的是，届时仍有一半以上的能源还没有实现电气化，基于此，氢将发挥关键作用，帮助重型运输行业、重工业等领域减少碳排放。

在此情景下，氢气在脱碳方面的作用巨大，将会帮助全球达到总减排量的 20%。在全球范围内，钢铁是重大的排放产业，氢可为钢铁行业降低三分之一的碳排放，每年降低 7 亿吨。

同时还应关注如何发展全球氢气交易，以及解决氢的地缘政治等方面的问题。氢面临着高成本运输难题，氢的运输甚至将使氢制取的成本翻一番，因此需要寻找替代办法来降低氢的运输成本。在此过程中，氨、甲醇等其他燃料都可以加以利用。在氢贸易方面，我们认为绿氢和绿氨的需求将同时出现，比如说在澳大利亚、智利、还有北美，都会有这样的发展趋势。

绿氢是能源转型的重要组成部分，能够帮助我们整合更多的风光等资源，更好地利用可再生能源，帮助全球加速脱碳进程。

仲蕊 中国能源网 2021-09-06

韩国将斥资 10.7 亿美元构建五大氢产业集群

近日，韩国政府对外表示将花费 1.27 万亿韩元（10.7 亿美元）在全国建立五个氢产业集群，并推出必要的基础设施。

这五个集群分别是：全罗北道的绿色制氢集群、仁川的蓝色制氢集群、江原道的氢储运集群、蔚山的氢流动集群和庆尚北道的氢燃料电池集群。该项目是政府路线图的一部分，到 2040 年，将有 620 万辆氢燃料汽车上路，其中 590 万辆客车、6 万辆公交车、12 万辆出租车和 12 万辆卡车。

如此庞大的车队每年需要大约 526 万吨氢气，构建 5 大氢产业集群也是为了解决用氢难题。根据规划，韩国计划将全国太阳能发电场集中的全罗北道，韩国工业部将建造一个电解设施，该设施将利用位于附近新万金开垦区的 100 兆瓦太阳能发电场产生的清洁电力将水分解为氧气和氢气。在仁川，环保部将从垃圾填埋场收集生物气体并生产氢气，仁川集群还将从化石燃料中生产蓝氢。

江原道集群将作为一个氢储存和运输枢纽，计划建设一个液态氢工厂，因为它靠近沿海城市萨姆切克的一个液化天然气码头。另外，庆尚北道还将设立验证氢燃料电池质量的认证中心。建设交通部计划，在蔚山设立氢燃料汽车技术支援中心和以氢燃料为基础的建设、产业机械支援中心。

近年来，氢能已经逐渐上升为韩国的国家战略，构建氢产业集群也是这一战略的延伸。

韩国政府在 2019 年 1 月发布了推动氢经济发展路线图；今年 2 月，韩国产业通商资源部正在推动修订《关于培育氢经济及氢能安全管理的法律》，以构建清洁氢能认证制度、义务发展清洁氢能的制度以及氢能源销售和使用相关制度，推动在发展清洁氢能基础上实现韩国经济向氢经济转型。

业内人士分析认为，五大氢产业集群被纳入韩国政府的氢能发展路线图，将推动其氢燃料电池汽车产业发展用氢短板的解决，韩国氢能集群式发展的思路值得国内观察和借鉴。

游保平 高工氢电 2021-09-02

积极探索商业化应用路径 我国氢能产业持续加速跑

8 月 14 日，全球首条百辆级 49 吨市场化运营氢能重卡运输线——河北保定市至雄安新区的“容易路”氢能重卡示范线在保定市举行投运仪式。

氢能与传统能源相比，具有利用效率高、来源广、清洁等诸多优点，发展前景广阔。在我国推动实现碳中和、碳达峰的大背景下，氢能的商业化利用逐渐成为市场关注的热点。为实现更好、更快发展，我国推动氢能产业打破地域限制走向集聚化。各企业也加强探索实践，构建并完善氢能产业链与技术链。

氢能产业呈现区域集聚特征

当前，我国氢能产业呈现区域集聚特征，氢能产业集中在京津冀、长三角、珠三角等区域。

国务院办公厅印发的《新能源汽车产业发展规划(2021~2035年)》对于加氢基础设施建设方面,提出建立完善加氢基础设施的管理规范。引导企业根据氢燃料供给、消费需求等合理布局加氢基础设施,提升安全运行水平。

针对加氢基础设施建设,《广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案》提出,按照适度超前原则,围绕氢燃料电池商用车和专用车规模化推广应用需要,组织编制加氢站布局方案,在珠三角核心区、沿海经济带布局建设约300座加氢站。《北京市氢能产业发展实施方案(2021~2025年)》则提出,依托能源、电力央企,在京津冀地区建设符合国际标准的高质量、智能化、核心技术自主可控的可再生能源电力制储氢与加氢基础设施项目。

截至2020年底,我国氢燃料电池汽车年销量1177辆,保有量7352辆,我国氢燃料电池汽车正在逐渐被市场认可接纳。

中国汽车工程学会牵头组织编制的《节能与新能源汽车技术路线图2.0》提出,将发展氢燃料电池商用车作为整个氢能燃料电池行业的突破口,以客车和城市物流车为切入领域,重点在可再生能源制氢和工业副产氢丰富的区域推广中大型客车、物流车等。2030~2035年,实现氢能及燃料电池汽车的大规模推广应用,燃料电池汽车保有量将达到100万辆左右。

开展氢燃料电池汽车规模化推广应用是各地推动氢能产业发展的共识。《广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案》提出,依托广州开发区、佛山南海高新区、佛山(云浮)产业转移工业园等产业园区推进氢燃料电池产业发展,支持茂名发展以氢源供应、氢气储运及设备等为特色的氢能产业,培育形成错位竞争的氢燃料电池产业集群,提高产业整体竞争力。《北京市氢能产业发展实施方案(2021~2025年)》则提出,以京津冀地区联合开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用城市群建设为引领,在国内率先实现700瓦/千克自主化燃料电池发动机的商业化应用,耐久性突破25000小时,整车经济性指标达到国际领先水平,实现燃料电池发动机系统从基础材料到关键部件100%国产化替代。

近日,财政部等五部门印发《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》,明确批复同意北京市、上海市和广东省报送的城市群启动实施燃料电池汽车示范应用工作。

国家能源集团技术经济研究院信息情报部副主任张帆表示,燃料电池汽车示范应用是通过跨城市、跨地域在产业链生产制造、场景共享、氢气供应3个维度开展协同,北京、上海、广州等城市与周边城市甚至省份间展开合作。

张帆补充,产业集群化发展一是解决产业协同分工的问题。目前氢能产业发展处于早期,大多依赖前期的科研积累或相关企业的技术积累,任何一个地区均未形成非常完善的产业链集群。通过城市间的协同,可补齐产业链各环节,加速发展。二是解决可再生资源分布不均的问题。氢气同时具有二次能源、化工产品的属性,供应端受制于资源的分布特征,这类资源往往分布在我国中西部地区。而氢能产业链的制造和氢气使用端,又主要分布在中东部地区。跨区域间协作可更好地解决资源分布不均匀问题。三是更好地发挥氢能的优势。氢能因其性能及特征,具有存储时间久、单位质量能量密度高等特点,在特定应用领域,尤其是中长途、中重型重卡领域,长时间、季节性储能等方面能更好地发挥优势,搭建城市间、区域间的应用场景的共享。

能源企业进行氢能全产业链布局

国新办就2021年上半年中央企业经济运行情况举行新闻发布会,会上指出,现在超过三分之一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。

随着当前我国氢能产业链的逐步形成与完善,氢能的需求量将不断提升,优质的氢能供应是氢能产业大力发展的前提。能源企业正加速布局制氢产业。

2月,中国海油旗下中海石油气电集团与佛燃能源集团、西南化工研究设计院签署撬装天然气制氢装置联合研发合作框架协议,三方将共同致力于新型撬装制氢装置的技术开发、工程化及成果工程化应用。国家能源集团旗下国华能源投资有限公司计划在武汉打造清洁能源碳中和示范区,进行

可再生能源多元化利用耦合制氢示范项目、数字化智慧油氢综合能源站示范项目建设。

今年以来，能源企业持续推进加氢站建设，着力构建城市加氢网络。加氢站的建设也客观推动了氢能供应。能源企业目前正积极探索“油、氢、气、电”综合加注站运营模式，建设综合加注站有助于降低运营成本、提高能源供应效率。

中国石油、中国石化探索加氢站项目建设路径，在氢能领域进行示范应用。今年初，中国石油首座加氢站项目——张家口太子城加氢站正式投入运行。8月，中国石油在京首座冬奥加氢站——福田加氢站正式投运。福田加氢站是2022北京冬奥会氢能车辆燃料加注的保障单位加氢站。同月，中国石化重庆首座加氢站半山环道综合加氢站正式建成，该站是国内首座应用储氢井技术的加氢站。

此外，各企业间加强合作，共同攻克技术难题，推进加氢站项目建设。4月，由中国石化和国家电投共同建设的海南首座商用加氢站——琼海博鳌银丰加氢站正式投入运营。该加氢站日供氢能力达500千克，将保障2021年博鳌亚洲论坛年会氢能供应。同月，中国燃气发布公告称，其与中海气电集团订立合作框架协议，将推进氢能及综合能源的合作，并开展加氢站建设及安全评估、高压氢气储存和加注设备等项目合作。

根据中国氢能联盟预测，到2025年，我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，产业链年产值将达到12万亿元。

王若曦 中国电力新闻网 2021-09-10

欧洲押宝绿氢

在实现碳中和的道路上，全世界都意识到了氢能发展的潜力，欧洲也不例外。8月17日，英国商业、能源与产业战略部（BEIS）发布《英国国家氢能战略》，提出到2030年，英国将成为全球氢能领域的领导者，拥有5GW的氢生产能力，可替代天然气，为300万户英国家庭提供电力。该战略预计，到2050年，英国约20%—35%的能源消费来自于氢，这一比例大大高于全球平均水平（10%）。

在欧洲，看好氢能发展的不止是英国。早在去年6月，德国就对外公布了《德国国家氢能战略》，意欲借助氢能早日实现能源转型目标。特别值得一提的是，该战略明确了绿氢是未来发展重点。德国的目标是2030年前将电解水绿氢产能提高至5GW，2040年达到10GW。而使用碳捕获和储存（CCS）的天然气制氢（蓝氢）在德国极具争议，只能“在过渡性基础上”使用。

就在德国推出国家氢能战略的一个月后，欧盟委员会在7月8日推出了欧盟层面的氢能战略。欧盟战略同样把绿氢作为未来发展的重点，并设定目标要在2030年前让欧盟境内的电解水绿氢产能达到40GW。除了化学工业，氢气也将用于钢铁工业和交通运输。使用绿色氢作为长期储能也将是至关重要的。

可以看出，欧盟内部对绿氢的发展寄予厚望。德国联邦经济事务部长彼得·阿尔特迈尔（Peter Altmaier）对外宣称：“我们必须为德国确立，在氢技术领域世界第一的道路。”欧洲各国已经纷纷开始着手布局氢能产业，力图成为相关氢能技术的全球领导者，并且将氢能的发展纳入其经济复苏计划的一部分。

“明天的石油”

作为欧洲第一大经济体，德国政府发展氢能产业的路径很清晰——使用绿氢，支持市场的快速增长，并建立相应的价值链。“绿氢是明天的石油。灵活的能源载体对于能源转型必不可少，并为我们开辟了新的市场。”德国教育及研究部对外表示，“我们必须抓住独特的机会，利用我们的专业知识成为全球能源转型的供应商。”

发展氢能已经成为欧洲经济复苏计划的一部分。德国决定将投资90亿欧元发展氢能，其中70亿将用来壮大整个氢价值链，20亿欧元专用于氢的“国际合作”。

在近期《德国商报》举办的数字能源行业会议上，彼得·阿尔特迈尔表示，到2030年，德国实现5GW的绿色氢生产能力将是“现实的”。但是，这显然不足以满足预计的需求。这就是为什么需要一

个运作良好的制氢网络来实现该国的雄心壮志。

通过提高效率和直接用清洁电力代替化石燃料，可以避免当前温室气体排放的很大一部分。但是在许多活动中这种方法不起作用。例如，目前还没有能够为大型飞机和船舶提供动力的电池技术。这一战略在许多工业部门也将失败——例如，化工或炼钢，因为当前的过程不可避免产生二氧化碳排放，所以需要全新的生产方法及流程。在这里，电解槽中制造的绿色氢已成为实现碳中和所需深度减排的主要候选者。

德国重工业已经在其长期脱碳计划中大力押注绿氢。许多能源密集型德国公司，如化工集团巴斯夫(BASF)或钢铁制造商蒂森克虏伯(ThyssenKruppAG)，已经制定了大幅减排的详细计划，但缺乏可行的商业模式来实施这些计划——不仅因为绿氢仍然太贵，还需要大量投资使其能够大规模使用。

但是，这些行业的许多公司已经启动了试点项目来测试绿氢技术。例如，钢铁制造商萨尔茨吉特(Salzgitter)提议使用氢来制造碳中和钢，但它表示无法实现其计划，因为它们将花费数十亿欧元——在不改进最终产品的情况下，钢会变得更加昂贵。行业专家表示，政府必须找到一种方法使该技术具有商业可行性——例如通过投资补贴以及廉价且丰富的可再生能源电力。

化工制造商也是如此。该行业在一项研究中表示，到 2050 年，如果额外投资约 450 亿欧元，它可能会在很大程度上实现温室气体中和。但从 2030 年代中期开始，每年将需要超过 600 太瓦时(TWh)的电力——超过德国目前的全部电力生产——主要用于生产氢和其他可再生燃料。钢铁行业还宣布将需要大量可再生电力来实现脱碳。这些数字表明，德国将不得不进口其未来绿氢需求的大部分，无法用可再生能源生产足够数量的燃料。

随着新冠疫情对全球经济造成影响，国家的支持变得更加紧迫。毕竟，随着各大公司利润的下降，它们对昂贵、低排放项目的兴趣也会减弱。但这场危机也提供了机会，以“绿色刺激”计划的形式，低排放氢能项目将被纳入政府使经济重回正轨的投资一部分。

成本压力

为了寻求全球绿色氢能的领导地位，德国启动了三个旗舰绿氢示范项目。在征求意见后，该国研究部表示将提供总计约 7 亿欧元的资金支持这些项目。“H2Giga”致力于使电解槽的批量生产具有竞争力并最大限度地减少生产错误；“H2Mare”将研究使用海上离网风力涡轮机生产氢气和下游产品，如甲烷、氨和燃料，以最大限度地降低成本；“TransHyDE”致力于研究短距离、中距离和长距离的氢传输。

绿氢由电解槽产生，电解槽使用可再生电力和水来生产氢和氧。有两个主要成本要素，电解槽安装的资本成本(capex)和运行、维护成本(opex)。而其中最大的运营成本（大约 95%）是电力成本。电解槽制造商估计资本支出/运营支出比例约为 20/80（一年内满负荷的利用率为 40%）。这意味着 80% 的成本归因于运营支出和电力，20% 归因于资本支出。

现在，大部分氢气都由天然气生产，成本为 1.4 欧元/公斤，如果添加二氧化碳成本约为每吨 50 欧元，则为 1.80 欧元/公斤。增加碳捕获和储存环节，以避免 75% 的 CO₂ 排放，将增加化石能源制氢成本，约为 2.2 欧元/公斤。相比之下，可再生能源制氢的成本在 3.4—6.6 欧元/公斤之间。因此，化石能源制氢和绿氢之间的平均成本差距约为 3 欧元/公斤。

虽然对未来全球可再生氢生产能力的估计在 33GW 到 90GW 之间，但项目开发商预计在没有政策支持的情况下，绿氢没有经济性。可再生能源制氢的成本主要取决于：(1)可再生电力的成本；(2)电解槽的年运行小时数，或所谓的容量系数；(3)电解槽系统成本。

可再生电力是最大的成本组成部分，已经有望变得更便宜。从 2010 年到 2019 年，公用事业规模太阳能光伏发电、海上风电和陆上风电的成本(LCOE)分别下降了 82%、47%和 39%。这些趋势预计将持续下去。

而电解槽需要相当大的投资成本。将这些成本分摊到尽可能多的年度运行小时数上，可以降低总体制氢成本。以 620 欧元/千瓦的电解槽系统成本计算，每年需要超过 5400 小时的运行时间才能使生产成本低 2 欧元/公斤，如果二氧化碳的价格为 50 欧元/吨，那么在使用化石能源制氢的情况下，

无论有没有碳捕获，都可以达到收支平衡。考虑到规模经济，电解槽的成本将下降。目前全球电解槽的产量约为每年 135MW，其中最大的制造商年产量约为 10-20MW。增加生产规模通常会降低单位生产的成本。每年 1GW 产能，也就说产量增加 50 到 100 倍，将释放可观的规模经济。

同样，将电解厂的规模从 1MW 增加到 100MW 或更高将大大降低成本。增加可再生氢将需要额外的政策支持。虽然可再生电力已经走上降低成本的轨道，但电解槽系统成本也需要降低。更便宜的电解槽将通过规模经济实现，然而，可预测和稳定的氢气需求是电解槽制造商扩大生产和改进技术的先决条件。

由此可见，绿氢仍然比具有碳捕获和储存(CCS)的蓝氢贵 2-3 倍。最大的成本驱动因素是用于将水分解为氢气和氧气的电力。然而，对于具有竞争力的绿氢生产来说，低电力成本本身是不够的。如果绿色氢要与基于化石燃料的低碳替代品竞争，还需要降低电解设施的投资成本。

正如欧盟委员会发布的 2020 年氢战略所言，今天，即使是创记录的碳价背景下，可再生氢生产在经济上没有竞争力。简而言之：市场上对完全脱碳氢没有过多的需求，预计这种需求也不会在这十年内实现。

即使二氧化碳价格为 100—200 欧元/吨，欧盟排放交易体系也不会充分激励可再生氢的生产，因此需要额外的政策支持。彼得·阿尔特迈尔承认，不可能在德国用可再生能源生产足够的氢气，必须从风能和太阳能密集型国家建立进口产业，以实现二氧化碳排放目标。

尽管围绕绿色氢气大肆宣传，但去年国际可再生能源机构(Irena)的一份报告称，由于生产成本的原因，这种燃料“不应被视为灵丹妙药”。因为德国政府完全致力于一种变体，即绿色氢，给自己带来了沉重的负担，德国一位能源专家警告道。蓝色氢可以为越来越多地用于绿色氢的氢基础设施铺平道路。“不利用这个机会是有风险的”。

范珊珊 能源杂志 2021-09-09

氢能产业化发展前景可期

近日，现代汽车集团举行氢之日“Hydrogen Wave”全球线上发布会，提出截至 2040 年，在交通及其他领域通过引入全新技术普及氢能的计划，并正式发布对氢能和氢能社会的未来愿景。同时，现代汽车集团还推出其最新研发的氢燃料电池客车和重卡等新型商用车。这次发布会为近期比较热的氢能话题再添了一把火。

稍早些时候，财政部、国家发展改革委等 5 部门联合发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》，北京市、上海市、广东省所报送的城市群成为首批示范城市，在 4 年示范期内，每个城市群最高可获得 17 亿元中央财政资金奖补。这是今年年初，氢能被纳入国家“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要之后，接续落地的一系列政策之一。

我国政府有政策推动，国外企业有行动计划，给人的感觉是，全球都在往氢能领域投入，氢能时代似乎快要到来了。

事实上，早在多年前就有人提出，氢燃料电池是人类未来出行的“终极解决方案”，并预言氢能时代迟早会到来。全球氢能权威组织国际氢能委员会预测，到 2050 年，氢能将占全球能源需求的 18%，市场规模将达到 2.5 万亿美元。中国氢能联盟预计，到 2050 年，我国氢气需求量将接近 6000 万吨，氢能在我国终端能源体系中占比超过 10%，产业链年产值将达到 12 万亿元。

不过，氢能未来前途一片光明，但道路却注定十分曲折。就我国的发展情况看，目前氢能市场处于起步阶段，而且存在诸多亟需破解的难题，离人们的期待还有很大差距。中国汽车工业协会的数据显示，2020 年，我国燃料电池汽车销量只有 1177 辆，目前全国氢燃料电池汽车的保有量只有 7352 辆。燃料电池在资本市场长期“叫好不叫座”，处境尴尬。目前，以氢为主业的上市公司依然很少，在燃料电池、氢能汽车、加氢站等业务领域，企业几乎都处于前期投入的亏损状态。

氢能市场发展不顺，第一个大障碍就是成本过高。就燃料电池汽车本身而言，其制造成本是燃

油车的2至4倍。作为能源的氢，目前来看，制造环节成本不算太高，但问题出在储、运、加这3个环节。有业内人士测算，如果制氢环节成本为10元/千克，那么储、运、加3个环节的成本则可达到30元/千克。如果后3个环节的成本降不下来，氢燃料电池产业化就无从谈起。

第二个障碍，是一些技术难题有待突破。尽管目前国内氢燃料电池市场给人很火、很热闹的感觉，但我国氢燃料电池研发技术水平却有点“凉”。有专家表示，国内一些企业虽然已经掌握了一些氢燃料电池相关技术，在冷启动、功率密度等性能方面也有显著提升，但与国际先进水平相比，还有不小差距，尤其是在电池核心零部件及系统的耐久性与可靠性方面，差距明显。事实上，燃料电池汽车制造成本高，一个重要原因是燃料电池系统中许多核心材料和部件依赖进口。如燃料电池所需的催化剂、碳纸、质子交换器等，国内缺乏量产的成熟产品，需要从国外进口，这意味着要付出高价。

而要破除上述障碍，没有任何捷径可走。降低成本的最有效办法，就是加快市场化进程，以规模扩大实现成本摊薄。有专家建议，在氢能产业培育初期，应参考国外经验并结合国内实际，对整个产业链加强顶层设计规划，完善相关产业政策体系建设，尽快明确产业发展牵头部门，明晰产业链流程上各个环节的归口管理部门，确定项目审批流程和审核标准，组织研究解决包括加油站增设加氢设施等氢能产业发展过程中存在的各种问题。

前文提到5部门发布通知启动燃料电池汽车示范应用工作，目的就是推动国内京津冀、长三角、珠三角氢能产业率先发展，打造区域用氢市场，避免长距离运输，以节省成本。而未来国内氢能市场将以“工业副产氢+短距离运输”模式为主。在政策扶持下，氢能产业将逐步进入“规模化-降成本-拓市场”的量价循环。

示范城市群名单陆续揭晓，为行业注入了新的政策催化剂，而随着示范城市群市场氢能应用产品数量增加，产业链的规模效应将逐步显现，同时国产化推进和技术进步也带动产业链成本不断下降，氢能产业化正在加速推进，市场规模扩张在即，行业实现盈利将为期不远。

胡立彪 中国质量报 2021-09-15

氢源“宝藏”地 内蒙古包头市加入“广东城市群”

包头市政府消息，近日由包头市参与申报的燃料电池汽车示范应用广东城市群被财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批准为首批示范城市群。

组建燃料电池汽车示范应用广东城市群由广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮、福州、淄博、包头和六安等城市组成。以佛山、广州、深圳、淄博、六安和包头六大燃料电池技术创新和产业高地为引擎，联动东莞、中山、云浮等关键材料、技术及装备研发制造基地，依托珠海、阳江、福州、包头等氢源供应基地，推动示范应用，全面实现示范城市群跨越式发展。

氢源成为包头在“广东城市群”中的优势

包头市氢源丰富，可再生能源制氢潜力大，价格具有竞争力。在“十四五”期间新增的风电、光伏装机量对应的将新增“绿氢”年产能约1.5~3万吨，绿氢成本可进一步降至14元/kg，经济性凸显。

白云鄂博矿区是燃料电池低温技术绝佳的试验场。氢能碳中和绿色工矿示范区项目将在白云鄂博矿区和包钢厂区置换氢燃料电池汽车。白云鄂博矿区特殊的气候环境为氢燃料电池低温性能的示范应用提供了绝佳的试验场。

稀土资源丰富为发展固态储氢材料提供支撑。包头市已聚集中科院包头稀土研发中心、包头稀土研究院、上海交大包头材料研究院等知名科研机构，对包头市固态储氢材料的研究和产业化提供技术支撑。

包头在“广东城市群”中的创新发展

包头市作为参与城市，依托上海交大包头材料研究院、中科院包头稀土研发中心、包头稀土研究院等科研院所，发挥稀土资源、宝钢应用场景和北奔重汽整车制造的优势，联合深圳佳华利道、

氢瀛、氢晨科技、蓝能、远见能源等着力打造示范城市群稀土储氢材料开发与制备基地、高端装备制造基地和氢车高寒试验场。依托白玉鄂博矿区丰富的太阳能、风能等可再生能源，打造世界领先超大规模氢能碳中和绿色工矿示范区。

同时，在企业间上下游联动方面。包头市以北奔重汽氢车制造为核心，带动上下游的燃料电池汽车产业关键零部件企业协同发展，重点关注零部件是燃料电池系统、燃料电池电堆、供氢系统，其他环节与示范城市群其他企业配套。

技术创新是氢能产业可持续发展的关键因素。包头市拥有内蒙古金属材料研究所、中科院包头稀土研发中心、包头稀土研究院、上海交大包头材料研究院、北大包头创新研究院、浙大包头工研院、五二研究所、内科大等知名科研机构，并已在新型固态储氢材料等领域取得重大突破，能够对全市氢能产业发展提供技术支撑。

包头市作为内蒙古自治区传统的工业基地，具有丰富的工业副产氢和可再生能源制氢资源，保障了氢燃料电池汽车产业发展的氢气需求。近两年，包钢集团、申能集团、远见能源、北奔重汽以及上海交通大学内蒙古研究院经过多轮的探讨和调研，拟以绿色氢能作为切入点，结合包钢集团绿色智造的战略目标，共同推动包钢白云鄂博矿区和包钢厂区的绿色循环经济发展，即氢能碳中和绿色工矿示范区项目落地；同时通过绿色矿山生态修复和节能减排项目的推进，形成以氢能、绿色为主的碳中和综合示范。

基于氢能碳中和绿色工矿示范区项目，包头市正在积极组织策划，拟引进燃料电池系统企业氢瀛、电堆企业氢晨科技、供氢系统企业蓝能，由此构建氢能与燃料电池汽车全产业链体系。

石毅 李国栋 新华网 2021-09-07

三大“示范城市群”落地 燃料电池将助力能源深层次变革

9月1日，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委和国家能源局五部委联合发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》（简称《通知》），标志着首批氢燃料电池汽车示范城市群落地，由北京市大兴区、上海市和广东省佛山市牵头的京沪粤三个城市群正式入选。

作为燃料电池行业的“顶层设计”，示范城市群对于整个氢能产业的发展意义深远。“示范城市群重点是发展燃料电池汽车产业链环节，是氢能产业链的中下游，开展燃料电池汽车示范推广涉及到了氢能制-储-运-加-用全产业链条。”佛山环境与能源研究院院长赵吉诗接受记者采访时表示，未来，随着示范城市群示范目标的逐一实现，有望推动能源体系迎来更深层次的变革，使氢能成为能源体系的重要组成部分，在储能和生产方面耦合可再生能源发展，在应用方面则与冶金、石油炼化和化工行业耦合，助力这些传统高耗能行业降煤减碳。

靴子落地

氢能热迎来顶层设计

记者了解到，在各地近期发布的十四五规划中，氢能都成为重点产业，诸多省份已开始先试先行，对产业链进行布局。作为业内翘首企盼的“顶层设计”，经过一年多的“酝酿”，燃料电池汽车示范城市群政策的落地，将推动日趋火热的氢能产业进入新的阶段。事实上，国家层面对氢能产业的支持由来已久。据赵吉诗介绍，早在“十五期间”，我国确立“三横三纵”新能源汽车研发布局中，燃料电池汽车就是其中一个技术路线，国家在科研层面的支持从未中断。但是，由于技术自主化程度低，成本居高不下，商业化推广应用的条件不成熟。到2014年，随着以日本、韩国相继发布量产的燃料电池汽车为主要标志的新一轮“氢能热”到来，我国对氢能制储运加用各环节进行了梳理，对氢能产业未来的前景进行了研判，引起了国内学术界和产业界的重视。

对此，上海重塑能源科技有限公司（简称“重塑科技”）相关负责人表示，2009年以来，中央财政一直采取对消费者给予购置补贴的方式，支持燃料电池汽车发展。截至2020年7月，我国累计推广燃料电池汽车超过7200辆，建成加氢站约80座，社会资本投入积极性明显提高。

“然而，我国燃料电池汽车产业仍面临核心技术和关键零部件缺失、企业创新能力不强、加氢设施建设难等突出问题。”该负责人指出，为深入贯彻落实新发展格局要求，更好地推动我国燃料电池汽车产业持续健康、科学有序发展，政策调整优化势在必行。

赵吉诗告诉记者，开展燃料电池汽车试点示范，将加快技术创新和迭代，通过规模化应用加快降低成本，由于我国汽车产业比较薄弱，通过燃料电池的发展，也将带动我国新能源汽车核心竞争力的提升，和装备制造业的升级；此外，示范还能加快国家从顶层设计上明确氢的能源属性，通过“氢电耦合”加快可再生能源的发展，推动可再生能源对化石能源的减量替代。

协同发展

立足构建完整产业链

根据《通知》，示范城市群强调了核心技术的创新和产业链的协同发展，提出各省（市）有关部门要充分依托全国范围内产业链上优秀企业实施示范，立足建立完整产业链供应链，畅通国内大循环，切实避免地方保护和低水平重复建设。值得注意的是，最终入选的三个城市群，在创新和协同上都有着较大的优势。据赵吉诗介绍，三个城市群中，北京、上海的科研优势突出，高等科研院所集中，在“三横三纵”战略中，北京、上海就有很多单位参与其中，有很多技术积累；在产业基础方面，北上广都拥有我国重要的汽车产业制造集群，且这些地方燃料电池汽车的应用起步较早，已经走在全国前列。其中，佛山作为发展氢能较早的城市，推动的政策有接近 20 项，已经给国家建立政策体系做了示范贡献。此外，他还指出，淄博有全国寄予厚望的质子交换膜自主技术，三大城市群都把淄博纳入进来，就是希望通过示范城市群推动质子交换膜自主技术创新及产业化。

赵吉诗认为，示范城市有 4 个重要目标：一是加快燃料电池汽车，尤其是燃料电池关键核心技术自主创新与产业化，突破卡脖子问题；二是探索建立燃料电池产业政策体系；三是加快产业链的建设；四是探索商业化模式，降低对财政补贴的依赖。在他看来，“氢能产业链很长，没有一个城市或地区能够单独把所有环节都发展好，需要推动跨省跨区域的协同发展。”

对此，国家电投氢能公司总经理张银广也强调，“氢能产业链条很长，很多方面需要国家宏观政策的引导和修正。”他告诉记者，近年来，氢能热持续升温，地方政府和企业都在积极布局，但产业发展基础还比较薄弱，各地都铺开发展会分散资源，同时也容易陷入无序发展的状态，从国家层面推出政策，有利于集中人才和资源，避免重复投入，也能把整个产业链更有序的组织起来。

重塑科技相关负责人认为，国家的总体思路在于，支持燃料电池汽车关键核心技术突破和产业化应用，推动形成布局合理、各有侧重、协同推进的燃料电池汽车发展格局，争取用 4 年左右时间，逐步实现关键核心技术突破，构建完整的燃料电池汽车产业链，为燃料电池汽车规模化产业化发展奠定坚实基础。

未来可期

将奠定良好发展基础

对于产业在未来 4 年示范期内的发展前景，业内普遍寄予厚望。据赵吉诗介绍，根据三个城市群的规划，4 年示范期内，燃料电池汽车保有量可能会达到 3-5 万辆，有望大幅降低整个产业链成本。他同时表示，“氢能供应体系会通过示范推广得到较大提升，产业政策也将日趋理性和科学。”“4 年的示范期，将会给行业带来重大的推动作用。”张银广表示，“示范期”内，对核心技术和自主产业链的构建，将为氢能产业的发展奠定基础，相关的行业政策体系、标准、规范体系也能建立起来。同时，产业链各环节产能可以得到逐个培育和均衡发展，通过应用的拉动，还将对技术的成熟和成本的降低发挥促进作用。

作为世界瞩目的新兴产业，氢能和燃料电池产业的发展和成熟，离不开企业的创新和引领。张银广指出，在燃料电池领域，国家电投氢能公司已经具备核心的材料、部件的关键技术，同时，国家电投集团拥有绿氢资源，是世界最大的可再生能源发电企业，氢能业务可以与集团的传统产业协同发展。他还表示，国家电投集团作为央企，在应用场景、资金和影响力方面的优势，也将是公司氢能产业发展的有利条件。

记者了解到，重塑科技专注于燃料电池技术的研发，燃料电池系统相关产品的研发、生产、销售及燃料电池工程应用开发服务，该公司的燃料电池系统持续稳定地驱动着不同类型的商用车辆，服务着物流配送、公共交通和市政服务等场景。

重塑科技相关负责人表示，示范期内，重塑科技将与相关的政府产业部门，以及氢能和燃料电池产业的伙伴围绕几大关键任务展开更密切的合作，建立规模化制氢用氢的绿色能源体系，基于场景需求推动基础设施建设，加速突破产品技术开发的关键，并持续开发和验证可持续的商业场景。

中国改革报《能源发展》周刊 2021-09-07

示范城市群获批，大湾区“氢”风吹起

继美国纽约湾区和旧金山湾区、日本东京湾区后，我国粤港澳大湾区正在以前所未有的发展态势成为世界第四大湾区。在气候问题日益突出、环境污染愈发严重的今天，与其他三个大湾区不同的是，粤港澳大湾区要走的，是一条绿色的可持续发展之路，在科技创新之外，它还将同时开展能源转型和城市低碳发展方面的探索与尝试工作。



您所在的位置：首页 > 政务公开 > 工作动态 > 工作动态

全国首批！燃料电池汽车示范应用广东城市群正式获批

信息来源：产业发展处

时间：2021-09-02 20:18:35

字体：[大] [中] [小]

近日，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批复燃料电池汽车示范应用广东城市群为首批示范城市群。

广东城市群组成及功能定位

广东省积极响应财政部等五部委关于开展燃料电池汽车示范推广的要求，结合产业发展实际，确定由佛山市牵头，联合广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳

前不久，国家财政部、工信部、科技部、发改委和国家能源局正式批复燃料电池汽车示范应用广东城市群为首批示范城市群，与北京和上海一道，广东城市群正式成为了我国首批氢燃料电池汽车示范城市群的成员。

在这片创新创业的沃土上，一股强有力的“氢”风正在徐徐吹起，更让人期待的是，由于拥有着更多数量产业链企业和基础设施等方面的优势，广东城市群极有希望能走得更快、更前、更好。

广东的“氢”风刮得早、刮得猛

先进能源科学与技术广东省实验室氢能分中心暨佛山仙湖实验室学术委员会副秘书长、广东省武理工氢能产业技术研究院执行院长张锐明在前不久接受媒体采访时表示，从全球的氢能发展经验来看，氢能产业实现快速发展和推动应用需具备几个先决条件：首先，要处于经济发达地区，其次，应当在人口密集地区，这样才能拥有足够的用户基数；第三，当地的科研环境能够支撑氢能产业发展过程中所需要的关键技术突破；第四，当地的工业基础与制造环境，必须能够担当得起氢能产业化过程中所需要的装备、原材料的生产与制造业的工艺水平。

“从可以高效促进氢能产业发展以及快速推广氢能应用等方面的条件来看，大湾区有相当的条件可以满足氢能发展。”张锐明说。

2017年、2018年开始，国内的氢燃料电池汽车产业开始受到地方政府和业界广泛的关注，不少地方都推出了相应的鼓励与促进政策，希望能在“氢能”这一跑道上抢先，广东省就是最早一批开始布局氢燃料电池相关产业的省市之一。

早在 2018 年，广东佛山就发布了氢能源产业规划，制订了清晰的氢能源产业发展路径，计划将氢能源产业培育成为佛山市新兴支柱产业，将佛山建设成为全国领先的氢能源产业示范城市和集聚高地；2019 年 8 月，广东广州出台了“氢能 10 条”，在全国率先实现全产业链扶持；去年 7 月 30 日，广州市又发布了《广州市氢能产业发展规划(2019—2030 年)》，明确要将广州建成粤港澳大湾区氢能研发中心；11 月，广东省发改委印发了《广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案》的通知，要求“加快整合省内氢燃料电池汽车产业资源，打造粤港澳大湾区氢燃料电池汽车产业发展示范区，重点突破氢燃料电池关键核心技术和产业化，建立自主可控、技术先进的氢燃料电池汽车产业链”。

广东城市群的主要任务和目标

充分发挥广东省燃料电池汽车产业的先发优势，把握纳入国家首批燃料电池汽车示范应用城市群的重大机遇，打破地域限制，探索构建统一的政策和市场体系，整合优势产业资源，加强全国范围内产业链协同联动，培育壮大龙头企业，聚焦关键核心技术自主创新和产业化，补齐产业短板，为我国燃料电池汽车产业高质量发展提供有力支撑。在技术创新和产业化方面，推动电堆、膜电极等关键部件，质子交换膜、催化剂和碳纸等基础材料，以及燃料电池系统集成与控制、整车的重大研发项目攻关，保持燃料电池汽车关键核心技术水平全国领先，加快自主技术创新与产业化。在推广应用方面，以市场化机制推动燃料电池汽车规模化示范应用，通过技术创新促进氢燃料电池汽车制造成本不断下降，用氢成本不高于每公斤 35 元，实现示范期内推广一万辆以上氢燃料电池汽车的目标。在使用环境方面，以机制体制创新促进氢能供应体系（制-储-运-加）建设完善，加快建设加氢基础设施，建立安全稳定的氢气供应保障体系，实现示范期内建设超 200 座加氢站目标。

如今，在燃料电池汽车示范应用广东城市群获批为首批示范城市群之后，广东省表示，将充分发挥在燃料电池汽车产业的先发优势，把握纳入国家首批燃料电池汽车示范应用城市群的重大机遇，打破地域限制，探索构建统一的政策和市场体系，整合优势产业资源，加强全国范围内产业链协同联动，培育壮大龙头企业，聚焦关键核心技术自主创新和产业化，补齐产业短板，为我国燃料电池汽车产业高质量发展提供有力支撑。

产业链全、基础设施完善，走“绿氢”之路

在张锐明看来，广东省尤其是佛山南海区，从政府推动，到行业专家与企业聚集，都走在全国的前列。此外，在政府的产业政策、法律法规和安全标准的制定上，广东也都发挥了极其重要的引导作用，这在引领我国朝着氢能源产业的转型升级方面起到了标杆作用。

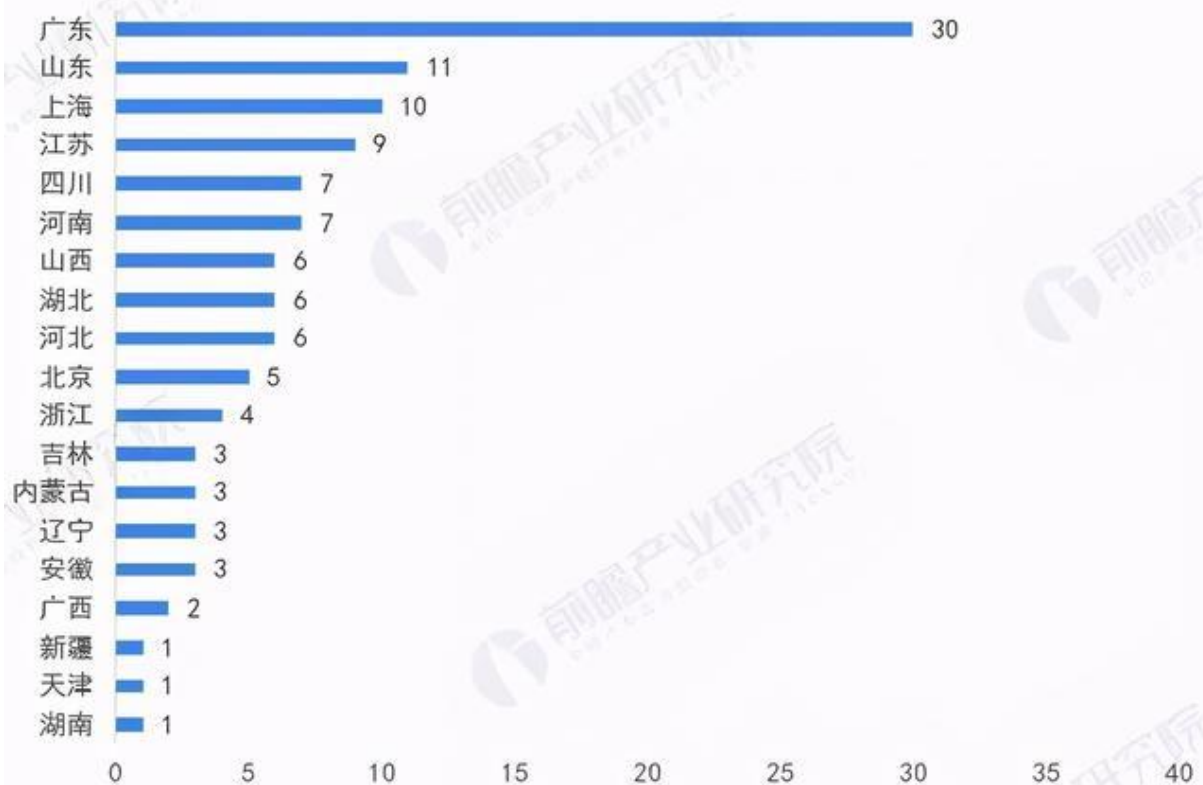
与全国其他城市相比，广东城市群在发展氢能产业方面确实拥有得天独厚的优势。

首先是企业数量多、覆盖范围广。公开资料显示，截至目前，以粤港澳大湾区为中心，广东省共汇集了超过 300 家氢能产业相关企业(主要集聚于佛山、广州、深圳和中山等地)，已涵盖催化剂、燃料电池电堆及系统等关键核心零部件制造、高端装备制造、燃料电池汽车整车制造以及氢气制取、运输和加注等产业环节，是全国规模最大的氢能及燃料电池汽车产业集群之一。

其次则是推广应用经验丰富，产业链相对较全。以跑在最前面的佛山为例，目前已形成了从富氢材料及制氢设备研制和制氢、加氢，到氢燃料电池及系统总成、核心部件和整车生产等较为完备的产业链条。



截至2020年12月底中国加氢站已建成项目区域分布情况(单位：座)



资料来源：香橙会 前瞻产业研究院整理

第三，基础设施更加完善。截至2020年12月底，广东已建成加氢站30座，远远多于第二名的山东（11座）和上海（10座）。值得一提的是，2017年，国内首座油氢合建站——中国石化佛山樟坑油氢合建站正式投入使用，在国内加氢站多元化建设的探索上迈出了重要一步。在前不久广东省举行的推动新能源汽车高质量发展专题会议上，明确要求省发展改革委要牵头制定加氢站建设规划布局方案，支持油氢合建、制氢加氢一体化加氢站建设，重点在珠三角核心区、粤东粤西粤北主要物流货运通道沿线布局建设运营加氢站300座以上。

此外，广东要走的还是一条更加环保与低碳的“绿氢”之路。据悉，5个氢能和燃料电池项目已列入广东省2021年重点建设项目计划，合计总投资超过600亿元，其中，“海上风电+海水制氢”的明阳海洋能源立体化创新开发示范项目投资高达530亿元，充分彰显出地方政府发展氢能经济的决心与魄力。

“应用端”应成为重中之重

在“双碳”目标的大背景下，下一阶段广东省的氢能产业发展重点该是什么呢？张锐明认为，要扎实地推动“应用端”的工作。

一位关注广东氢燃料电池产业发展的业内人士在接受《中国汽车报》记者采访时提出了他的四点具体建议：

首先，以物流需求为导向，加速推动氢能运输走廊建设。为在2021年尽快启动广州-深圳、广州-珠海、深圳-深汕特别合作区三个氢能走廊试点项目，相关部门应尽快召开政策宣贯会，明确具体目标和方案，分解试点任务，牵头建立试点项目的协同机制以及联席会议制度，明确联系对接人，务实工作。

其次，积极推动重点整车企业与重点龙头物流企业，共同搭建氢燃料电池车的运营平台，并向管理部门提交项目实施方案。一方面，这个运营平台要汇总采购需求，实施批量化集中采购，降低

氢燃料电池汽车购置成本；另一方面，在行驶路权上，地方可考虑给予氢燃料电池车辆优先支持。另外，在补贴方面，也应从降低采购成本和降低使用成本两方面入手，来提高物流企业使用氢燃料电池车的积极性。

第三，充分发挥大湾区世界航运枢纽优势，率先打造“氢能绿色零碳港口”和临港及陆港氢能物流园区。该人士提出，盐田港、南沙港、虎门港可作为“氢能绿色零碳港口”试点，盐田港保税区物流园、南沙国际物流园、虎门港物流园可作为三个试点氢能物流园区，在华鹏飞物流园和华南物流园等可开展无水港氢能物流园的试点工作。在 1~3 年时间内，逐步开放物流企业、电商企业自行建设氢能物流园。用 1~3 年时间，培育出一批氢能物流示范企业，形成每年新增 500-1000 台氢燃料电池物流车的示范效应。

第四，充分发挥社会组织的桥梁纽带作用，可通过广东省交运新能源汽车发展服务中心等社会组织，为试点项目提供政策宣贯、技术咨询和市场拓展等服务，并尽快出台实施细则，确定考核办法，制定补贴标准等。

作为我国改革开放和技术创新的“排头兵”，大湾区已经成长为了不折不扣的“创业天堂”，从人工智能到量子通信，从科技金融到电子商务，许多新的想法和理念在此生根发芽，有理由相信，在国家支持和产业多方的努力之下，氢能产业将在这片土地上成长壮大，前景值得期待。

施芸芸 中国汽车报 2021-09-09

日本和俄罗斯将在氢与氨领域合作

中国石化新闻网讯 据能源世界网 9 月 2 日东京报道，日本工业部周四表示，日本和俄罗斯周四同意在氢和氨生产方面进行合作。这两个石油和天然气领域的长期合作伙伴正将重点转向化石燃料的更清洁替代品。

两国将在研发和技术方面进行合作，以减少大气中的温室气体排放，包括碳捕获和储存（CCS）和碳捕获和利用（CCU）。

虽然俄罗斯能源丰富，但资源贫乏的日本正在加快努力，建立未来无碳燃料的全球供应链。

2020 年，俄罗斯约占全球氨产量的 10%。

日本工业部还与俄罗斯最大的液化天然气生产商诺瓦泰克（Novatek）就氢、氨、CCS 和 CCU 签署了合作备忘录（MOC）。

该部一名官员表示，该部计划在本月早些时候与俄罗斯一家主要石油生产商和另一家主要天然气生产商签署类似的 MOC。

作为库页岛液化天然气（LNG）设施的投资者和俄罗斯石油进口国的日本，其目标是到 2050 年达到碳中和。而俄罗斯则表示将 2030 年的排放量削减到 1990 年水平的 70%。

氢主要用于炼油，氨用于化肥和工业原料，但两者都被认为有潜力在未来取代高碳燃料。

日本一直在试验用氢气代替天然气，并用氨代替一些煤。其目标是到 2030 年将其氢年度需求量从现在的 200 万吨增加到 300 万吨，到 2050 年增加到 2000 万吨，并到 2030 年将其氨燃料需求从现在的零增长到 300 万吨。

中国石化新闻网 2021-09-03

示范城市群加速氢燃料电池汽车推广

近日，京津冀、上海、广东 3 个城市群成为首批燃料电池汽车示范城市群，期待已久的氢燃料示范应用终于迈出实质性的一步。自新补贴政策提出氢燃料电池汽车将施行“以奖代补”方式以来，明确示范城市就成为加快氢燃料电池汽车示范推广的前提。为了抢占氢燃料电池汽车产业新风口，多个地区展开一场“争夺战”。能否进入示范城市群名单，不仅决定着本地氢燃料电池汽车产业的发

展，也在一定程度上影响着我国氢燃料电池汽车发展的进程。

此番京津冀、上海、广东 3 个城市群率先成为示范城市群，可谓预料之中。这些城市群在发展氢燃料电池汽车过程中，已经在技术、应用方面有所积累，形成了一定的地方优势和特色，也是此前呼声最高的 3 个城市群。而且，北上广一直走在我国新能源汽车市场推广的前列，积累了先行示范经验的基础，并且在全国范围内也更具影响力。

值得关注的是，以城市群为单位的示范推广，将在更大范围内推动氢燃料电池汽车发展。以京津冀城市群为例，其突破北京这座城市的范畴，把京津冀整体作为一个示范单元，不仅可以利用北京的技术优势和地域优势，带动天津、河北的氢燃料电池汽车产业发展，而且也可以根据不同城市的特点，协同发展。据了解，京津冀示范城市群由大兴区代表北京市作为牵头城市，联合海淀、昌平等 6 个区，以及天津滨海新区，河北省保定市、唐山市，山东省滨州市、淄博市等共 12 个城市（区）组成；上海示范城市群则是由上海市联合江苏省苏州市、南通市，浙江省嘉兴市，山东省淄博市、宁夏宁东能源化工基地、内蒙古自治区鄂尔多斯市等 6 个城市（区域）共同组建而成；广东示范城市群由佛山市牵头，联合广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮，以及省外的福州、淄博、包头、六安等地组成。不难看出，这 3 个示范群打破了地域限制，整合了各地的优势产业资源，有助于区域协调发展，加强全国范围内产业链协同联动，补齐产业短板，为我国燃料电池汽车产业高质量发展提供有力支撑。

不过，示范城市群获批只是氢燃料电池汽车示范推广的第一步。进入示范城市群的地区的确可以在国家补贴资金的支持下更好地发展地方氢燃料电池汽车产业，但“以奖代补”本身的机制是先示范推广后奖励，这就要求相关城市和区域必须按照申报计划切实推动氢燃料电池汽车产业的示范应用，如果没有真正有效的推广成绩也是无法获得奖励资金的。示范城市群的推广要求是“有基础、有资金、有目标、有制度、好落地”。应该说，目前获批的 3 个城市示范群都符合这几个要求，但怎样在现有基础上，提升产品技术水平和质量，协调各区域发展，让氢燃料电池汽车的推广再上一个台阶，让地方氢燃料电池汽车产业能按照既定目标落实到位才是真正的考验。

笔者了解到，“双碳”目标下，很多地方都把氢能产业作为重点发展领域，并进行了全面规划。以北京为例，其在大力发展氢燃料电池汽车产业的同时，在相关的氢能产业也有布局，出台了一系列配套政策，这不仅为氢燃料电池汽车的示范推广提供了支撑，两者还可以形成良性互补关系，推动氢能产业健康发展。而这，正是更多地方发展氢燃料电池汽车产业必须关注的方面。

王金玉 中国汽车报 2021-09-07

万亿氢能市场开启 技术与成本难题待解

作为实现碳达峰、碳中和目标的重要绿色能源发展方向，今年以来国内氢能发展热度高涨。据不完全统计，目前已有 20 多个省份、40 多个地级市发布氢能规划，规划产业规模超过万亿元；众多央企和上市公司也竞相布局氢能发展。

值得注意的是，这一“未来能源”的发展尚需“爬坡过坎”。在日前举办的 2021 年太原能源低碳发展论坛上，业界专家普遍认为，相较于制氢环节，储、运、加环节的技术和成本问题更应重视。作为新兴产业，氢能还面临标准体系不成熟、产业链和配套设施不完善等问题，建议完善政策、明确标准。

万亿氢能市场将迎来爆发期

“无论是全球还是我国，氢能即将迎来集中爆发的阶段。”山西省副省长王一新在论坛上表示。

中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟此前发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》显示，中国氢气年产能约 4100 万吨，产量约 3342 万吨，为世界第一产氢国。

今年年初，氢能被纳入国家“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要，一系列政策加速落地。近日，五部门联合发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》，北京市、上海市、广东省所报送的

城市群成为首批示范城市，4年示范期内，每个城市群最高可获得17亿元中央财政资金奖补。

各地发展氢能的热情高涨。据不完全统计，目前有北京、上海、山东、广东、湖北、河北等20余个省份陆续发布氢能战略规划，并出台氢能及燃料电池产业相关补贴扶持政策。

王一新表示，山西是煤炭大省，也是产氢大省，在发展氢能尤其是煤制氢上具有得天独厚的优势。目前大同、长治、晋中、太原等地氢能产业集群正在加速形成，全省氢气年产超过300万吨。面向“十四五”，山西把氢能作为“七大先导性未来产业”进行重点培育，将进一步加强政策支持，构建从制氢、储氢到运氢、加氢以及氢能源应用的完整产业链。

“氢能是能源转型的关键。”法国液化空气（中国）投资有限公司董事会主席路跃兵在论坛上表示，氢能市场正在规模化发展，中国氢能具有弯道超车的条件。他认为，不管是工业副产氢还是风光核电制氢，中国都具有丰富的氢资源，且有大规模发展的产业基础。中国是全球最大的商用车生产国，应用场景广阔。

中国氢能联盟预计，到2025年，我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，氢能在我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。

众多公司竞相布局

面对如此巨大的市场，众多公司竞相布局。7月底，协鑫集团正式发布“蓝绿同行”氢能战略，提出到2050年规划建设40万吨绿氢的生产和供应、3大研发基地、6大产业基地及100座综合能源站。

协鑫氢能事业部执行总裁、协鑫新能源副总裁周振声在论坛上表示，协鑫正凭借绿氢和硅料科技创新的优势，大幅降低发电成本，提高光伏利用效率，并以“风-光-氢-储-云”的多维能源转换系统推动氢能产业实现高质量发展。

三峡集团党组成员、副总经理张定明介绍说，该公司在氢能领域搭建了绿氢技术与应用创新中心，在科技创新、示范推动、产业生态和资本投资等方面发力，在乌兰察布、鄂尔多斯、宜昌、武汉等地积极推动绿氢技术及应用示范项目落地。

传统的石油化工巨头也在新能源“赛道”加速赶路。中国石化提出建设中国第一氢能公司的目标，公司总裁马永生表示，“十四五”将规划建设加氢站1000座，加氢服务能力达到20万吨/年。同时，大力发展可再生能源制氢，规划累计制氢产量超百万吨。此外，聚焦氢能交通领域和绿氢炼化。在氢能交通领域，要建成全国最大规模的氢气制备、储运及加注网络；在绿氢炼化领域，要促进炼化企业转型脱碳，实现炼化行业绿氢利用规模全国最大。

国务院国有资产监督管理委员会此前表示，超过三分之一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成果。

储运加环节技术瓶颈待破解

“氢燃料电池最大的问题不在制氢环节，而在储、运、加环节。不解决这三个问题，氢燃料电池的产业化无从谈起。”上海博氢新能源科技公司董事长沈建跃说。

“氢像风光电一样面临相同的问题，如果绿氢作为主要生产途径的话，每个年度会发生峰值谷值的问题，必须考虑储能以及释放的周期。”德勤中国财务咨询氢能行业合伙人林承宏表示，在这种间歇性可再生能源模式下，储能的解决方案势必成为未来产业发展的重要方向。

“现在储、运和加氢，在整个氢能事业里面成本太高。”中国工程院院士彭苏萍说，对氢能成本进行调研后发现，制氢成本可以控制在每公斤10元左右，但储、运和加氢环节要30元，必须把中间这部分成本降下来。

国际可再生能源署技术与创新中心主任道夫·吉伦表示，氢是非常好的新能源载体，现在的关键是降低氢能成本。氢的运输环节使制氢成本翻了一番，需要找到替代办法来降低氢的运输成本。

“氢的缺陷在于每立方米的储存密度相对较低，这意味着其运输将比石化能源更贵。”林承宏说，随着运输距离及每日消耗量的不同，相应的运输解决方案也会进一步区分。“可以采用分散式电解工

艺直接分散式制氢，在周边绿色能源比较充沛的时候，短期内当地消纳压力不是很大，当地分散式制氢工艺也会有效降低运输成本”。

西门子能源股份公司新能源业务全球首席战略官兼亚太区业务负责人赵作智提出，目前短距离用瓶装运输氢能成本比较高。较为经济的办法是，通过技术改造向天然气管道掺氢。

建议完善政策明确标准

林承宏表示，为了更好地发力氢能产业，地方要把资金用在有效及高回报技术研发上，要有清晰及明确的成本降低路径，能够合作创造可行的解决方案，出台比较明确的指引。

业界专家普遍认为，氢能产业在顶层设计和规划、政府监管与政策体系建设等方面需要强化。

“安全是氢能发展的前提。产业越是火热，越要冷静思考。”山西省应急管理厅厅长王启瑞表示，安全是氢能应用和大规模商业化推广的重要前提。

王启瑞建议，在氢能产业培育初期，应参考国外经验并结合国内实际，对整个产业链加强顶层设计规划，完善相关产业政策体系建设，尽快明确产业发展牵头部门，明晰产业链流程上各个环节的归口管理部门，确定项目审批流程和审核标准，组织研究解决包括加油站增设加强设施等氢能产业发展过程中存在的各种问题。

在行业标准与体系层面，建议系统开展氢泄漏、扩散、燃烧等相关试验研究，推进完善我国氢安全质量管理体系建设，支持建设第三方氢安全检测研究中心，增强产品、设备检验与认证能力，为全产业链各环节安全运行提供技术支撑。

王璐 梁晓飞 张磊 经济参考报 2021-09-09

为碳达峰碳中和贡献“氢”能量

国务院总理李克强9月3日以视频形式出席2021年太原能源低碳发展论坛开幕式，发表主旨演讲并宣布论坛开幕。

作为太原能源低碳发展论坛的重要组成部分，“2021氢能产业发展论坛暨第十一届全球新能源企业500强峰会”（下称“峰会”）于9月4日举行，现场揭晓“2021全球新能源企业500强”榜单，并发布分析报告。

本次峰会由国际可再生能源署、中国长江三峡集团有限公司、中国能源报、山西省能源局共同主办，以“低碳发展 氢启未来”为主题，聚焦碳达峰、碳中和目标下氢能产业发展的热点难点问题，多方面、多角度探讨氢能产业高质量发展路径，为政府、行业、企业搭建沟通合作、共享协作的大平台。山西省人民政府副省长王一新，中国长江三峡集团有限公司党组成员、副总经理张定明，中国工程院院士彭苏萍，以及来自政府相关部门、国内外知名企业、科研高校、媒体机构的150名代表现场参会。国际可再生能源署技术与创新中心主任道夫·吉伦等嘉宾在线参会，线上线下超过500万人次共同关注氢能产业发展。

在降碳进程中被寄予厚望

氢能是最清洁的能源之一，具有来源多样、终端零排、用途广泛等优势，在保障国家能源安全、推进能源产业升级等方面作用重大。在实现碳达峰、碳中和目标的进程中，氢能被寄予厚望。

王一新在致辞中表示，山西是国家能源革命综合改革试点省，不仅是煤炭大省，在保障国家能源安全上发挥着至关重要的“压舱石”作用，还是产氢大省，焦炉气和煤化工尾气资源丰富，具有明显的规模化制氢成本优势。近年来，众多新能源领军企业纷纷抢滩山西布局氢能赛道，焦炉煤气制氢、氯碱尾气制氢等一批重点项目相继立项建设，山西的大同、长治、晋中、太原等市氢能产业集群正在加速形成，全省氢气年产超过300万吨，山西氢能产业如雨后春笋般茁壮成长。已经出台的山西省“十四五”规划，将氢能作为山西“七大先导性未来产业”进行重点培育。

王一新指出，山西将进一步加强政策支持，用好山西市场，敞开怀抱，为全世界致力于氢能发展的科学家、企业家、投资家提供圆梦的舞台，构建从制氢、储氢到运氢、加氢，以及氢能源应用的

完整产业链。可以预见，在不远的将来，氢能会像煤炭一样，成为山西下一张充满未来气息的靓丽名片。

助力降碳行动，一批龙头企业也在主动作为。张定明表示，三峡集团努力在实现碳达峰、碳中和目标中发挥好央企的主力作用，已发展成为清洁能源装机约 1 亿千瓦的龙头企业。除大力投资清洁能源外，三峡集团积极布局发展氢能产业，在氢能领域搭建了绿氢技术与应用创新中心，在科技创新、示范推动、产业生态和资本投资等方面发力，在乌兰察布、鄂尔多斯、宜昌、武汉等地积极推动绿氢技术及应用示范项目落地，取得了较大进展。

仍需多管齐下寻求突破

为进一步发挥氢能优势、推动低碳转型，与会专家从技术创新、安全管理、产业规划等方面提出建议。

彭苏萍认为，未来 10—20 年是我国氢能产业发展的重要机遇期，应紧密联系我国能源发展实际，展开战略、政策、技术、资金等多方谋划。尤其是氢能与燃料电池关键技术，在能源生产和消费革命中扮演重要角色。“比如，固体氧化物燃料电池发电与电解制氢技术值得关注。其发电效率高、适合大规模供电，今后既可用于集成式发电、发展热电联产，还能与现有能源系统兼容，非常适合分布式能源应用。”

液化空气（中国）投资有限公司董事长及气候资本集团董事长路跃兵坦言，氢能发展前景光明，但也任重道远，需要多方突破。“一是技术突破，亟待进一步创新。二是成本下降，包括燃料电池及车辆、加氢站、氢气等成本。此外，还有政策、资本支持，商业模式创新及生态构建。只有一个节点、一家公司取得成功远远不够，有了车没站、有了站没氢，都会阻碍整个产业发展。”

“产业越是发展火热，我们越要冷静思考。”山西省应急管理厅党委书记、厅长王启瑞表示，氢能产业作为新兴事物，在顶层设计和规划、政府监管与政策体系建设等方面仍存在一些不容忽视的短板，特别要高度重视安全运营。“实践证明，只要按照标准法规规范生产、存储及使用氢能，安全可以得到保障。建议在产业培育初期，完善相关政策体系建设，尽快明确产业发展牵头部门，明晰产业链流程上各个环节的归口管理部门，确定项目审批流程和审核标准。推进完善我国氢安全质量管理体系建设，支持建设第三方氢安全检测研究中心，增强产品、设备检验与认证能力，为全产业链各环节安全运行提供技术支撑。”

首次发布“低碳发展贡献力”排行榜

峰会期间还发布了《2021 全球新能源企业 500 强分析报告》和《中国能源经济研究院-德勤氢能报告》。“全球新能源企业 500 强”由中国能源报、中国能源经济研究院联手打造，自 2011 年启动以来已连续发布 11 届。榜单客观公正、数据详实，是新能源行业发展的重要风向标。

中国能源经济研究院院长魏秋利称，2020 年，除中国等少数国家和地区外，绝大多数国家和地区的经济均出现下降。尽管如此，新能源产业却出现整体逆势增长。500 强企业入围门槛提高、业绩亮眼，表现出国家分布更广泛、亚洲引领增长、风能快速增长等特点。而因尚处投资、布局阶段，氢能产业的产出规模相对较小，企业表现仍待观察。

德勤中国财务咨询氢能行业合伙人林承宏表示，氢能在中国有着很好的发展前景，未来在中国终端能源消费中的占比或达到 20%，对应降低碳排放量 13%。以中国目前的工业实力，可以快速踏入绿氢领域，并实现弯道超车。从企业角度出发，建议通过联盟的模式，各自发挥优势、各司其职，共同推动氢产业发展。

另外，在 9 月 3 日举行的太原能源低碳发展论坛上，“中国能源企业低碳发展贡献力研究报告暨贡献力 50 强榜单”发布。这是我国自 2020 年 9 月 22 日提出碳达峰、碳中和目标以来，国内首次发布低碳发展贡献力排行榜。榜单由中国能源报、北京零碳未来研究院、清华大学、中国能源经济研究院共同发布。榜单遴选范围聚焦中国能源企业，侧重于考虑能源企业相关行动对碳中和这一历史性目标的积极性和贡献力。在遴选认定环节，经由研究机构选取 AHP（层次分析法）的综合评价法开展研究，并征询了相关专家意见，确保了榜单的公平性和权威性。

中国能源研究会能源经济委员会主任、国家发改委能源研究所原所长戴彦德表示，碳达峰、碳中和目标的实现，需要系统性的能源革命，这对能源企业既是挑战更是机遇。本次榜单发布作为一次全新的尝试，具有重要的意义，预计将吸引更多的能源企业积极行动，引导更多的能源企业为碳中和愿景作出更多更大的贡献。

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-09-06

我国学者合成质子交换膜燃料电池高效催化剂

记者从中国科学技术大学获悉，近期该校教授吴长征、吴恒安等人合作研究，合成了一种超小尺寸的铂基金属间化合物电催化剂，使用该催化剂组装的质子交换膜燃料电池实现高功率放电和长久循环稳定性，在 30000 次循环耐久性测试后仍能维持 81.5%的放电功率。

作为一种新型能源，质子交换膜燃料电池具有放电功率大、无污染等优势。铂基金属间化合物因其结构稳定等优势，是下一代燃料电池的商用氧还原催化剂体系。但一直以来，铂基金属间化合物存在颗粒尺寸较大等问题，导致铂利用率和质量活性降低，成为制约燃料电池性能提升的关键瓶颈问题之一。

近期中科大研究团队合成了多种超小尺寸铂基金属间化合物颗粒，组装出的燃料电池具有很高的功率密度。在耐久性测试中，经过 30000 次循环仍能维持 81.5%的放电功率。

本溪日报 2021-09-06

核能

华能石岛湾高温气冷堆成功临界

12 日 9 时 35 分，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 号反应堆首次达到临界状态，机组正式开启带核功率运行。

示范工程由中国华能集团有限公司牵头，联合清华大学、中核集团共同建设，装机容量 20 万千瓦，于 2012 年底在山东荣成开工建设，是我国具有完全自主知识产权、具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆。

工程建设过程中，先后攻克了核电领域多项世界性、行业性“卡脖子”关键技术，使示范工程设备国产化率达到 93.4%。仅首次使用的设备就有 2000 多套，创新型设备 600 余套，对推动我国在第四代先进核能技术领域抢占全球领先优势具有重要意义。

郭静原 中国经济网—《经济日报》 2021-09-13

小身躯、大用途 玲龙一号不只是核能“充电宝”

海南昌江玲龙一号施工现场新华社发

10 亿千瓦时

玲龙一号建成后年发电量可达 10 亿千瓦时，满足 52.6 万户家庭一年生活所需。玲龙一号每台机组每年发电相当于减少二氧化碳排放 88 万吨，种植树木 750 万棵。

“沿海发达地区的土地资源非常宝贵，如果在那里建一个大型反应堆，反应堆周围的设施会受到限制；如果建一个小型的反应堆，既不占用大量土地，反应堆需要的冷却水还可以‘就地取材’。”9 月 10 日，中核集团玲龙一号总设计师宋丹戎说，在沿海建造小型反应堆，可为沿海城市“充电”。

玲龙一号就是这样一个“核能充电宝”。玲龙一号（ACP100）是中核集团通过十余年自主研发并

具有自主知识产权的多功能模块化小型压水堆堆型，是继三代核电华龙一号后的又一自主创新重大成果。今年7月13日，玲龙一号在海南昌江正式开工，成为全球首个开工的陆上商用模块化小型堆，建设周期58个月，预计2026年建成。

身材虽小，技术含量却很高

按照国际原子能机构的定义，小型堆是指电功率30万千瓦以下的反应堆。

小型堆曾被中国工程院院士叶奇蓁誉为核能“游戏的改变者”。叶奇蓁认为，小型堆能够以高安全水平提供不同的核电联产解决方案，但它需要真正采用创新理念，不能仅仅是第三代反应堆的缩小版。

今年1月30日，电功率100万千瓦，采用分散布置的第三代大型反应堆华龙一号全球首堆正式投入商业运营。相比华龙一号，玲龙一号小巧玲珑得多，占地面积只有华龙一号的三分之一，采取一体化布置，电功率12.5万千瓦。

除了大小与布置上的差异，“双龙”在应用场景、技术研发上也有不同侧重。

玲龙一号项目总经理刘承敏表示，华龙一号主要用于核能发电，玲龙一号则主要是核能综合利用。除了发电，玲龙一号还能满足多种需求，例如城市供热、海水淡化、石油开采等，适用于园区、海岛、矿区、高耗能企业自备能源等多种场景。

刘承敏说，小型堆最突出的特征是一体化设计、模块化建造和完全非能动的安全系统。

玲龙一号将蒸汽发生器、反应堆、主泵、主管道等集合为一体，能够在工厂内模块化制造并组装好，运到现场直接进行安装和调试。通过批量化和快速建造，缩短现场施工时间和建造工期，实现规模经济效益。

非能动安全系统，可谓玲龙一号保障安全性的“杀手锏”。设计人员采用“固有安全加非能动安全”的设计理念，一方面，通过在设计阶段预估潜在事故，消除其发生的可能性；另一方面，在反应堆失去供能的极端情况下，使其可以利用自然现象和规律确保反应堆的安全，事故后也可以在很长一段时间内无需人为干预。相比大型堆，玲龙一号功率小、使用核燃料少，应急计划区可以控制在厂区边界内，能够靠近城镇及工业园区部署。

“因为和传统堆的差别大，所以创新的程度和技术跨度大。玲龙一号是完全的自主创新设计。”宋丹戎说。围绕这一开创性的堆型，中国核动力研究设计院攻克了反应堆热工水力、安全系统验证、力学性能等关键技术，研发了包括主泵、驱动机构、直流蒸汽发生器等20多项关键设备，形成了大量实用新型专利和发明专利。为了充分验证安全性，研发团队还建设了全亚洲最大的非能动安全系统综合实验台架进行试验。

“人类历史上还没有一个12.5万千瓦的模块化小型堆，我们利用智慧，从零到一实现了玲龙一号的构建。”中核集团玲龙一号副总设计师秦忠说。

历经考验，终于“落地扎根”

2010年，中核集团正式启动对小型堆的研发，玲龙一号从图纸走向现实，可谓“过五关斩六将”。造价成本是第一道关卡。

宋丹戎告诉科技日报记者，“玲龙一号主要通过革新设计、简化系统、批量建设来降低造价成本。同时，小型堆的建设相比大型堆，大幅减少了对土地资源的占用，这也降低了相关成本。”

他进一步解释说，大型堆主要通过发电实现经济性，而小型堆则另辟蹊径，从“供热”方面实现经济性。发电可以通过电网实现长距离输送，供热则更依赖贴近用户的分布式能源。他表示，“在碳达峰、碳中和的全球能源生产和消费革命时代要求下，稳定性好的清洁能源将具有较强的议价能力。”

第二道关卡在于如何确保安全。

研发设计团队积极借鉴已有标准规范，历经重重考验，拿到了国内许可证和全球“通行证”。2016年，玲龙一号成为全球首个通过国际原子能机构安全审查的小型堆，这也意味着它未来可向海外出口，为全球能源贡献中国力量。

在国内，国家核安全局组建了由国家核与辐射安全中心、苏州核安全中心专家组成的安全审查

联合团队，对玲龙一号的安全性进行考察。2020年6月，国家核安全专家委员会通过了联合团队对玲龙一号的安全评价报告；2021年7月，国家核安全局颁发了玲龙一号示范工程建设许可证，玲龙一号正式开工。

此外，还有设备的制造供货难题。面对不确定的工期，玲龙一号的研发团队做了充分的“沙盘推演”。沙盘推演即通过模拟工程建设安装过程，识别进度风险，提出应对措施，帮助玲龙一号确定工期，为这一核能建设保驾护航。

助力“双碳”，自主品牌“走出去”

核能发电是一种低排放、高效率的新型能源，具有安全友好、绿色低碳、经济高效等多重优势。安全、积极有序地批量发展核电，可以连续、稳定地承担碳达峰、碳中和任务，助力我国深入推进能源转型，优化能源结构。

据中核集团消息，玲龙一号建成后年发电量可达10亿千瓦时，满足52.6万户家庭一年生活所需。每台玲龙一号机组每年发电相当于减少二氧化碳排放88万吨，种植树木750万棵。它的推广应用可以大大减少我国化石能源的消耗、促进节能减排，对于推动核电安全发展和自主创新具有重要意义。

玲龙一号不仅在实现“双碳”任务方面是好帮手，还具有“走出去”的广阔前景。玲龙一号由中国核电全资控股，其建设使小型堆技术得到全方位实施及验证，将加速提升我国在模块式小型堆领域的自主创新能力，巩固我国在这一领域的先发优势，形成自主堆型品牌。

国际原子能机构发布的《2050核能技术路线图》显示，建立一个小型堆市场，首要条件是供应商在自己国家首先成功地建造第一座小型堆，然后其他国家才会考虑在本国推广。因此，玲龙一号的建设因而具有自主品牌“走出去”的重要示范价值。

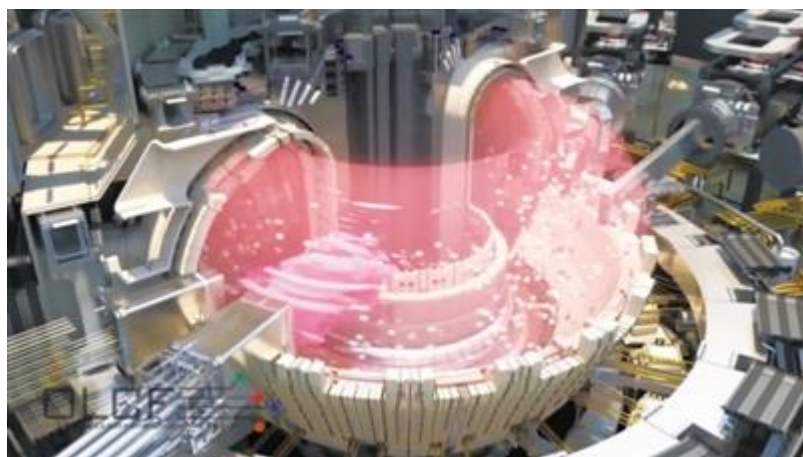
“小型堆是国际竞争的焦点之一。基于灵活性和多用途，它具有一些无法替代的优势。”海南核电有限公司党委书记、董事长魏国良说。例如，应用于中小电网和区域电网，小型堆比大型堆更加经济。

宋丹戎在此前的采访中也提到：“虽然此类应用在国内需求量可能不大，但在美英等国或者中东、非洲国家，以及领土、人口较少的中小国家，具有较强的市场优势。”

“对于一些仅有几万居民的小海岛，大型反应堆的发电功率太高，小型堆就很合适，而且还可以进行海水淡化给岛上居民提供淡水。”中国核电党委书记卢铁忠分析：“沿着南海出去，‘一带一路’沿线的一些国家如菲律宾、印度尼西亚、马来西亚等，小岛很多。还有像沙特阿拉伯等国家的偏远地区，可能对此也有需要。”

孙瑜 科技日报 2021-09-14

逐梦“人造太阳” 道阻且长：全球共促核聚变发电商业化



ITER 托卡马克装置将是世界上最大的核聚变装置，设计为 50MW 输入加热功率（功率放大比为 10）产生 500MW 聚变功率，有望成为历史上第一个产生净能量的聚变装置。图片来源：ITER 组织官网

据美国趣味科学网站近日报道，美国科学家通过核聚变产生了大量能量，离“聚变点火”这一理想目标更进了一步。聚变点火意味着，创造的能量比消耗的能量更多，为开发核聚变这种新清洁能源带来了希望。

中美日印等国正携手在法国南部开展“国际热核聚变实验反应堆”（ITER）项目，计划于 2025 年开始运行。除政府大力投资外，全球还有多家大型科技企业正致力于促进核聚变发电商用。但要想实现这一目标，还有很多问题需要解决。

“人造太阳”备受关注

核聚变与目前核电站使用的裂变技术不同。在裂变过程中，重原子核的各条键会被打断，释放出能量，但这一过程如果不能被控制，就会造成严重核事故。

据《日本经济新闻》网站 8 月 20 日报道，在聚变过程中，两个轻原子核会“结合”到一起，创造出一个重原子核。核聚变需利用原子核内有中子的氘（重氢）和氚（超重氢），达到高温时，原子分解成带正电的原子核和负电子，形成高速流动的“等离子体”状态。在磁场下密闭时，这些物质会激烈碰撞融合，产生的巨大能量可以作为热能有效用于发电等。理论上，1 克燃料产生的能量相当于 8 吨石油。

在包括太阳在内的恒星内部，进行的也是同样的过程，因此在地上重现核聚变反应也叫作“地上的太阳”。

核聚变拥有多个优势。首先，核聚变在燃料不足或等离子体不稳定时会停止反应，所以其比核裂变更容易控制；其次，虽然核聚变也会产生放射性废弃物，但它产生的废物很少，也不会排放温室气体；再次，核聚变所需的直接燃料（氘和氚）极易获取——两者都可以采用电解水的方式获取，成本优势显著。有鉴于此，一些科学家认为核聚变是一种潜在的未来能源。

科技企业竞相发力

核聚变具有这么多优势，吸引了政府和科技企业纷纷投入研究。

比如，中美日印等国正在法国南部卡达拉舍开展 ITER 项目，目标是 2025 年开始运行，总建设费用将达到约 250 亿美元。

据美国彭博社 7 月 17 日消息，去年 12 月，美国联邦政府通过一项法案，拨付 47 亿美元用于核聚变和相关研究，其中包括向 ITER 支付 15 亿美元。美国国家科学院今年 2 月发布了一份报告，建议“能源部和私营部门应在 2035—2040 年间，在美国建造一个核聚变试验工厂”。

科技企业也竞相发力。美国微软创始人比尔·盖茨援助的初创企业和美国谷歌正涉足的核聚变发电研究，目标是将其作为脱碳电源实现商用化。麻省理工学院（MIT）正在与下属的联邦融合系统公司开展一个项目，目标是在 2025 年试制出核聚变反应堆，最终目标是开发一座 200 兆瓦的发电站。

咨询机构 Crunchbase 的数据显示，目前，杰夫·贝佐斯、Cenovus 能源公司等个人和机构已累计对通用聚变（General Fusion）公司投入了约 1.27 亿美元，该公司预计 2025 年前在英国建造一款测试设备，商业工厂预计在十年内建成。

与此同时，其他类似于通用聚变的多家核聚变初创公司也已获得来自政府和大型公司的数十亿美元资助，仅以总部位于美国加州的 TAE 科技公司为例，成立 23 年来筹集了 8.8 亿美元。

而位于日本茨城县的国立量子科学技术研究开发机构，其实验研究反应堆“JT-60SA”已完成主体建设，将于 2021 年建成并开始实验，预计将在近期的测试中重现核聚变反应所需要的等离子体状态。据悉，目前日本文部省每年度向 ITER 和“JT-60SA”拨款约 2 亿美元。

此外，东京大学还将与英国初创企业托卡马克能源公司进行联合研究，年内将致力于实施将等离子体温度提高到 1 亿摄氏度的实验。东京大学教授小野靖表示：“初创企业的优势是速战速决，目前，整个项目正在有序推进。”

不少问题尚待解决

核聚变发电看起来很有前景，但达到实用水平所需要的费用和时间还无法预测。

比如在日本，由哪家民营企业来负责商用化尚未确定。此前，快中子增殖反应堆“文殊”一度被视为日本实现资源自给自足的希望而备受期待，投资超过 1 万亿日元，但最后商用化失败。《日本经济新闻》报道称，如果核聚变发电项目不明确政企双方的职责，就很可能重蹈覆辙。

此外，虽然辐射水平不高，但核聚变发电仍会产生放射性废弃物。在日本国内，福岛核电站事故发生后，慎重使用核能发电的舆论增强。要实现商用化，除了考虑成本和技术开发之外，还需要得到民众的理解。

更重要的是，核聚变实施起来相当困难。这个过程会产生令人难以置信的高温，需要大量能量输入——迄今为止能量输入一直超过输出，这是阻挠核聚变成为可行能源的最大“拦路虎”之一。

美国趣味科学网站在报道中指出，美国国家点火实验装置（NIF）的科学家将包含 200 束激光的巨型激光阵列集中于一个微小的点，制造出了巨大的能量爆发，是他们过去制造的能量的 8 倍。虽然这种能量只持续了 100 亿分之一秒，但它让科学家离“聚变点火”更进了一步。

而 NIF 一位负责人杰雷米·奇滕登谨慎地表示：“将这一概念转化为可再生的电力来源，可能是一个漫长的过程，尚需攻克多项重大技术难关。”

刘霞 科技日报 2021-09-06

能源政策

23 亿元资金支持节能减碳项目

本报讯 记者贾科华报道：国家发改委官方消息称，根据《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》（发改环资规〔2021〕655 号）规定，近日，国家发改委下达中央预算内投资 23 亿元，支持重点行业领域节能减碳改造、产业园区能源利用优化、减碳技术创新示范、城乡建设低碳转型、资源再生减碳以及海水淡化等重点项目建设，助力实现碳达峰、碳中和目标。

本次投资计划紧紧围绕落实碳达峰、碳中和工作的决策部署，坚持“一钱多用”，优先向京津冀地区、长江经济带、黄河流域、粤港澳大湾区、国家生态文明试验区等重点区域倾斜，引导带动社会资本参与节能减碳项目建设，促进能源节约，提高能源利用效率，降低二氧化碳排放量，推进海水淡化规模化利用。

下一步，国家发改委将加大工作力度，督促各地加快中央预算内投资计划项目实施和建设进度，尽快形成实物工作量，争取早日建成，发挥中央预算内投资效益。

中国能源报 2021-09-13

国家出台政策 加快推动新型储能发展

今年上半年，我国全社会用电量同比增长 16.2%，煤炭消费同比增长 10.7%，天然气消费同比增长 21.2%。能源消费的快速增长使得我国能源供需总体处于紧平衡状态，再加上迎峰度夏期间，极端天气灾害频发以及疫情的反复，能源安全保供形势严峻，也对正在加速构建的新型电力系统的应急调节、安全保障能力提出了更高的要求。

日前，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《意见》），将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措。

国家能源局有关发言人指出，新型储能具有可以突破传统电力供需时空限制、精准控制和快速

响应的特点，是应对新能源间歇性、波动性的关键技术之一，且具有选址布局灵活等多方面优势，加快新型储能规模化发展势在必行。

因此，《意见》要求，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展，并从强化规划引导、推动技术进步、完善政策机制、规范行业管理等方面明确了 14 项主要任务和工作要点。

首先，发展新型储能将坚持全局视野和系统思维，国家和各地统筹研究编制新型储能规划，进一步明确“十四五”及中长期新型储能发展目标及重点任务。行业管理方面也将进一步规范。

电源侧将大力推进储能项目建设，布局配置储能的系统友好型新能源电站和多能互补、跨区输送的大型清洁能源基地；积极推动电网侧储能合理化布局，提升系统灵活调节能力、安全稳定水平、供电保障能力；积极支持用户侧储能多元化发展，探索储能融合发展新场景和新商业模式。

此外，为了营造新型储能发展的健康环境，《意见》明确了新型储能独立市场主体地位，并将健全新型储能价格机制和“新能源+储能”项目激励机制。

7 月 26 日，国家发展改革委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》。市场观点认为，峰谷电价价差的拉大，有助于推动储能市场的发展。7 月 29 日，国家发展改革委与国家能源局又联合发布通知，鼓励发电企业自建或购买储能或调峰能力，以增加并网规模。

各种“利好”政策的推出，着力解决制约储能发展的诸多关键“痛点”，助力新型储能覆盖电源侧、电网侧、用户侧，在电力系统中既鼓励独立参与市场，又注重发挥聚合效应，从而成为新型电力系统整体优化必不可少的一环。随着储能技术的进步、储能产业竞争力的增强，新型储能必然成为我国现代能源体系中保障能源安全供应、实现绿色低碳发展的重要利器。

中国电业 2021-09-06

国家发改委出台政策加快开发抽水蓄能，推动能源绿色低碳转型

9 月 9 日，《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》）印发实施。《规划》明确了抽水蓄能发展的指导思想、基本原则、发展目标和重点任务，是今后抽水蓄能发展的重要指南。统筹规划、加快发展抽水蓄能电站对保障我国电力系统安全稳定经济运行，增加新能源电力消纳，促进能源结构调整，实现可持续发展意义重大。

新的电价政策为行业发展提供新保障

2021 年 4 月，国家发展改革委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），明确提出“坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策”“健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式”等相关内容，对电价形成机制、疏导机制等各方关切的问题都进行了明确的规定。稳定、可预期的电价机制为抽水蓄能电站的大发展扫清了最后的障碍。

加快能源绿色低碳转型，构建以新能源为主体的新型电力系统需要大力发展抽水蓄能电站

随着风光等波动性、随机性新能源品种的大规模应用，为保障电力系统的安全稳定经济运行，需要建设大量储能设施。抽水蓄能是目前全球公认的最成熟、最可靠、最清洁、最经济的储能手段，同时还可以为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行，是以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑，与现有其他调峰、储能措施相比，具有较大的综合优势。因应新能源发展的需要，抽水蓄能未来的发展空间十分广阔。

我国抽水蓄能发展潜力很大

预计到 2035 年，我国电力系统最大峰谷差超过 10 亿千瓦，电力系统灵活调节电源需求大。到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量 12 亿千瓦以上，大规模的新能源并网迫切需要大量调节电源提供优质的辅助服务，构建以新能源为主体的新型电力系统对抽水蓄能发展提出更高要求。欧美国家建设了大量以抽水蓄能和燃气电站为主体的灵活、高效、清洁的调节电源，其中美国、德国、法国、日本、意大利等国家发展较快，抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例均超过 10%。截至 2020

年底，意大利、美国、日本、德国、法国占比分别达到 55.2%、44.3%、32.3%、15.5%、13.1%，其中抽水蓄能占比分别为 6.6%、2.0%、8.0%、2.7%、4.3%。我国油气资源禀赋相对匮乏，燃气调峰电站发展不足，抽水蓄能和燃气电站占比仅 6%左右，其中抽水蓄能占比 1.4%，与发达国家相比仍有较大差距，抽水蓄能发展空间较大。

我国抽水蓄能具备加快发展的基础

根据历次抽水蓄能选点规划，共提出规划站点 105 个，总装机容量 1.2 亿千瓦。2020 年 12 月，国家能源局启动全面的新一轮抽水蓄能中长期规划工作，综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术等因素，筛选出大量优质的抽水蓄能资源站点。并依据项目建设条件，提出总规模 7.26 亿千瓦的重点实施项目和储备项目。这些项目为抽水蓄能中长期规划实施奠定了坚实基础。

抽水蓄能发展坚持合理布局和多业态发展

在核电和新能源基地化发展的区域，重点布局一批大型抽水蓄能，形成互补共赢、打捆开发的新模式。在负荷中心和大规模接受区外电力的区域，布局抽水蓄能电站主要服务电力系统需要。规划中同时也考虑了在更大范围内进行资源优化配置的需要，进行了站点布局，以实现区域抽水蓄能协调发展。此外，规划还积极鼓励混合式抽水蓄能、矿坑改建抽水蓄能、中小型抽水蓄能电站等新业态发展。

抽水蓄能发展坚持生态优先、动态调整的原则

严格按照未来 15 年推进的项目是否涉及生态红线，将项目分为规划储备项目和重点实施项目，中长期规划确定的储备项目规模有 3.05 亿千瓦，重点实施项目规划有 4.21 亿千瓦。从项目推进的角度看，鼓励纳入储备项目库中的项目开展前期工作积极纳入重点实施清单。同时规划明确提出要建立项目动态调整机制，对于储备项目，在协调与生态保护红线的衔接避让之后，可动态调整进入规划重点实施项目，及时提出调整建议。

进一步强调了以省级为主的实施机制

规划体现了国家能源主管机构的简政放权和“抓两头、放中间”的工作思路。国家层面的主体责任是行业政策和规划管理，建立监督监管机制，构建抽水蓄能行业监管平台。省级各省（区、市）能源主管部门负责根据本省实际需要，制定本地区抽水蓄能中长期规划实施方案，明确实施计划，并组织实施工作。从目前的电价政策体系来看，为系统服务的抽水蓄能电站，电价将主要通过省级输配电价疏导到市场用户侧。为特定能源服务的抽水蓄能电站，电价将在特定电源和电力系统间分摊。为此，在国家确定纳规项目清单后，省级实施方案要在电力系统发展需求和系统运行经济性之间找到一个新的平衡，按照“生态优先、择优推进，加快开发”的原则，进一步细化明确省（区、市）内抽水蓄能电站建设的发展目标、项目布局和开发时序。

中国改革报 2021-09-10