

# 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 15 期 2021 年 8 月

## 目 录

总论 .....	1
“除碳负债”应成为全球气候政策组成部分 .....	1
“三网融合”：这一基础设施融合发展中国方案为何被联合国采纳 .....	1
《企业碳中和路径图——落实巴黎协定和联合国可持续发展目标之路》在京正式发布 .....	2
IEA：全球碳排放达峰仍需时日 .....	3
各种能源“单打独斗”难以实现减碳目标 .....	4
减碳须压实企业主体责任 .....	6
解振华：中国碳达峰是二氧化碳达峰，碳中和包括全部温室气体 .....	7
莫把碳税当“墙”使 .....	8
锚定“双碳”目标 可再生能源能否挑起大梁？ .....	10
能耗“双控”约束趋紧 .....	13
农村将成为新能源发展新阵地 .....	14
全球最大碳市场正式启动交易 .....	14
欧盟收紧碳排放上限，2030 年可再生能源比例将达 40% .....	15
日本大幅上调可再生能源发电占比 未来十年翻倍 .....	16
日本修改能源计划草案 提高 2030 年绿色能源电力占比 .....	17
实现碳达峰、碳中和的自然碳汇解决方案 .....	18
推动碳市场建设 国务院国资委从哪些环节入手？ .....	19
粤港澳大湾区国际能源交易中心开启数字能源交易新模式 .....	20
热能、动力工程 .....	21
宝清储能电站：见证电网侧储能由冷转热 .....	21
“酸水解”合成路径 一网打尽沸石吸附剂碳捕集痛点 .....	22
二氧化碳资源化利用要严防盲目上项目 .....	23
规模化储能电站集成设备三题待解 .....	24
绿色低碳转型 能源产业结构调整加快 .....	25
两部门发文推动新型储能发展 2025 年装机规模 3000 万千瓦以上 .....	27
美国马里兰州一煤电站改建储能电站 .....	28
南海可燃冰自主钻探完成新一轮海试 .....	29
青岛中德生态园：深耕被动房技术，掌握低碳发展主动权 .....	30
全国首个“电碳指数”正式上线 .....	32
如何科学构建新型电力系统？ .....	32
探究上海最大区域集中供能系统如何建成（寻找最靓低碳城市“名片”系列报道（六）） .....	33
万亿储能市场迎来政策强信号：五年实现 30GW 装机量 .....	35
我国可燃冰钻探井技术实现自主 .....	36



西子公司计划在德国建 100MW/200MWh 电池储能项目 .....	37
新方法可节省工厂能耗一半以上 .....	38
新型储能怎么发展？一文读懂发改委指导意见 .....	38
亚马孙雨林部分地区从“碳汇”变“碳源” .....	40
研究表明电池储能系统部署规模将迎来快速增长 .....	41
中科院电工研究所在高性能 MXene 基锂离子电容器研究中获进展 .....	43
油企“捕碳换油”只是“看上去很美”？ .....	43
重力储能或成废弃风机叶片应用新场景 .....	45
生物质能、环保工程 .....	45
12.01 亿立方米！北京再生水年使用总量连续三年全国第一 .....	45
巴西推广生物质能发电 .....	49
生物质成型燃料“高污染”争议再起 .....	49
迎低碳城市建设大势，地沟油“变废为宝”获力挺 .....	51
太阳能 .....	53
25.19%！隆基再次刷新 P 型 TOPCon 电池效率世界纪录 .....	53
光伏压延玻璃产能置换限制放开 未来供需或渐趋宽松 .....	53
光伏电池转换效率频频“打卡” 技术切换即将迎来拐点 .....	54
青海大学分布式光伏项目并网发电 .....	55
太阳能高歌背后：“电子垃圾”何处安放？ .....	56
碳交易能为光伏电站带来多少收益？ .....	57
新加坡最大内陆漂浮太阳能电站竣工投运 .....	58
中国光伏行业协会：中国已具备全球最完整的光伏产业链 .....	58
中国将在 2030 年新增光伏装机量 619GW .....	59
助力“双碳”光伏产业大有可为 .....	60
海洋能、水能 .....	61
解码金沙江上“白鹤滩” .....	61
水风光多能互补 .....	64
风能 .....	66
国内首个百万千瓦级海上风电场诞生 .....	66
国内首个“海上风电+储能”项目开始交付 .....	66
世界首个浮式海上风电制氢工厂即将运营 .....	67
全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组建成 .....	67
氢能、燃料电池 .....	68
阿联酋的氢能现实与愿景 .....	68
发展燃料电池，让未来出行更“氢而易举” .....	70
美国能源部呼吁将绿色氢成本削减 8 成 .....	72
氢储能实现多类型能源互联 .....	72
氢能将成为新的“石油”吗？ .....	74
氢气革命面临的最大障碍是成本 .....	76
未来燃料电池发动机设计 一体化和有序化是关键 .....	77
我科学家大幅提升利用太阳能制氢效率 .....	78
院士畅谈氢能商用前景 献策低碳中国 .....	78
张家港：全力绘制千亿级“中国氢港”蓝图 .....	80
助力碳中和，可再生能源直接制备绿色氨 .....	82



核能 .....	83
2021 年全球核能发电报告 .....	83
核能助力打造“零碳”烟台 .....	85
能源政策 .....	86
安徽鼓励光伏产业发展 力争到 2023 年产业链产值达 1500 亿元 .....	86
安徽光伏产业三年行动计划：重点发展用于光伏储能的三元、磷酸铁锂、液流电池等产品 .....	87
安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023 年）发布！ .....	90
工信部：光伏压延玻璃可不制定产能置换方案 .....	102

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

## “除碳负债”应成全球气候政策组成部分

英国《自然》杂志近日在线发表的一项气候学研究提出，对二氧化碳排放者根据未来净除碳的责任收费，将有助于缓解气候变化。该方法可解决碳债务的前期偿还，并有助于实现当前的气候目标。

到 21 世纪 20 年代末，如果二氧化碳排放保持疫情前的水平，预测世界会比工业革命前升温超过 1.5 摄氏度。除碳策略需让大气中二氧化碳的清除量超过产生量，如此才能实现净负排放的目标。但是除碳代价高昂，需就相关经济政策进行讨论并付诸实施。

在位于奥地利拉克森堡的国际应用系统分析研究所内，研究员乔纳森·班德纳及其同事提出了一种新的经济策略，让排放者承担未来除碳的经济责任。此次他们提出，所谓碳债务（指由可耕地和森林转变为生产生物燃料而引起的间接排放，比起因生物燃料所得到的利益为负值，所以被称为碳债务）可以像金融负债一样对待，包括对实物负债的利息支出，或称“除碳负债”。据此方法，在开展较早期和不激进的除碳工作同时，“除碳负债”的利息支出预计可在短期内激发更积极的脱碳努力。

该计划是一种转变，从把二氧化碳排放视作大气的永久添加物，转而视作一种暂时的增量，从排放时刻起就责成相关人员清除。

研究人员总结说，如果我们想要确保雄心勃勃的气候目标的实现，就需要几代人为减缓气候变化影响而作出努力。“除碳负债”可以成为全球气候政策的一个组成部分，其关键在于，这一设计避免了除碳成本传递给未来。

张梦然 科技日报 2021-07-16

## “三网融合”：这一基础设施融合发展中国方案为何被联合国采纳

7 月 6 日至 15 日，2021 年联合国可持续发展高级别政治论坛在美国纽约举行。由全球能源互联网发展合作组织（以下简称“合作组织”）提交的《推动能源、交通、信息三网融合，促进实现可持续发展目标》正式纳入本次论坛政策建议报告，为落实“2030 议程”、打造全球经济高质量发展新格局提供了中国方案。

“这是 2018 年以来，全球能源互联网有关成果连续第四年纳入该论坛政策建议报告。”合作组织新闻发言人、合作局局长林弘宇表示，连续收录全球能源互联网系列理论成果，体现了对合作组织长期开展相关研究工作的认可，和对合作组织理论研究成果的高度肯定。

他介绍，联合国可持续发展高级别政治论坛由联合国经济及社会理事会主办，讨论《联合国 2030 年可持续发展议程》和 17 项可持续发展目标的执行进展情况。政策建议报告作为论坛重要参阅材料，对联合国各成员国推动可持续发展目标具有重要指导意义，供各国代表在论坛期间研究讨论并形成部长级宣言。

合作组织关于推动“三网融合”的政策建议，创新提出了能源、交通、信息三网融合发展理论体系，并列出了多个现实应用案例和未来应用场景，呼吁将“三网融合”纳入政府间合作工作框架，加强政策支持，在能源互联、交通电气化及数字化等方面协同规划和建设。

“‘三网融合’是推动全球基础设施高质量发展的中国方案。”合作组织秘书局副局长陈葛松解释，“ETI 三网融合”即能源网（E）、交通网（T）、信息网（I）由条块分割的各自发展转变为集成共享的协同发展，在形态和功能上深度耦合，形成广泛互联、智能高效、清洁低碳和开放共享的综合基础设施体系，是基础设施发展的高级形态。“网络型基础设施融合发展能够取得巨大的规模效应、网络

效应和溢出效应，实现‘1+1>2’。”

他分析，现代生活离不开能源、交通、信息，“如果把能源、交通、信息问题解决了，基本上就把大部分社会问题解决了”。

无论从理论还是实践上看，“三网融合”都是大势所趋。陈葛松把能源网、交通网和信息网比喻为人体的血液、四肢和神经系统，人体中这三个系统有各自分工但又是有机支撑、互相耦合的；如果相互分割，“这不是未来高质量发展的模式”。

在实践上，“三网融合”也已经是事实：能源、交通、信息，谁也离不开谁。比如清洁能源的发展，水、风、光的特点是靠天吃饭，要实现精确预测、把不可控变成可控的，一定要建立在数字化基础上；比如 5G 与能源，过去 4G 耗能少一些，到了 5G 时代，网络能耗或将达到原来的 10 倍，如果跟能源网结合起来就可以避免“偷停”；无人驾驶的电动汽车更是典型的能源、交通、信息的融合。

政策建议认为，“三网融合”将促进网网协同发展，推动能源网向清洁生产和绿色消费发展，实现清洁能源的大规模开发和使用，提升电气化水平，构建全球能源互联网；加快形成以智能高效、清洁低碳和多式联运为特征的全球交通互联网；信息网将向高度智能化、数字化的方向发展，进一步强化信息安全保障。

陈葛松以其中的“推动能源网向清洁生产和绿色消费发展”为例说明，近年来世界范围内水电、风电、光伏发展非常快，但是这些清洁能源怎样落地、发挥作用？“特高压让其成为可能。”他介绍，从 2004 年中国国家电网公司开始建设特高压工程到现在，由中国技术、中国标准主导，在全球建了将近 5 万公里特高压输电线路、输变电容量 4.5 亿千伏安，“这是一个非常大的容量，其价值在于让清洁能源大规模开发和外送成为可能”。

陈葛松在回答科技日报记者有关“三网融合”的技术挑战及创新机遇问题时指出，“三网融合”面临现实的和未来的诸多技术挑战，同时也带来创新机遇。合作组织将适时发布相关技术清单。

政策建议提出，“三网融合”将帮助实现联合国可持续发展目标 7，即确保人人获得负担得起的、可靠和可持续的现代能源；可持续发展目标 9，即建设有风险抵御能力的基础设施，促进包容性和可持续工业化及创新；以及可持续发展目标 13，即采取紧急行动应对气候变化及其影响。例如，“三网融合”将加快实现二氧化碳净零排放和温升控制目标，创造更多体面的工作机会，促进经济稳定增长，有助于减少性别歧视和社会边缘化导致的经济不平等现象。“三网融合”不仅可以加快实现可持续发展目标，还助力解决长期制约人类可持续发展的诸多问题。

据悉，“三网融合”是全球能源互联网理论研究体系的重要组成部分，成果首发于 2020 全球能源互联网（亚洲）大会，并于 2020 年 12 月出版发行《三网融合》中、英文版专著。全球能源互联网发展合作组织是唯一由中国主导的国际组织，为推动全球能源互联网从中国倡议走向全球行动，合作组织与联合国相关机构开展了大量合作及研究工作，已与联合国 7 个机构、4 个区域组织签署合作协议，并获得联合国气候变化大会观察员身份和联合国环境署咨商地位。合作组织在联合国 2030 可持续发展议程框架下进行专项研究，推动全球能源互联网纳入联合国落实《2030 年议程》、促进《巴黎协定》实施、推动全球环境治理、解决无电贫困和健康问题等工作框架。

瞿剑 科技日报 2021-07-20

## 《企业碳中和路径图——落实巴黎协定和联合国可持续发展目标之路》在京正式发布

7 月 27 日，由波士顿咨询公司（BCG）与联合国契约组织（UNGC）共同撰写的研究报告《企业碳中和路径图——落实巴黎协定和联合国可持续发展目标之路》（下称“报告”）在京正式发布。

报告主要关注企业在制定碳中和路线图时的三大环节：碳基线盘查、减排目标设定及减排举措设计。其中开展碳盘查、确定碳排基线是企业实现碳中和转型的第一步。

通过对业内近 50 家领先企业的最佳实践，报告针对六大行业提出具体切实的脱碳举措建议。对于交通运输业，报告主要从推广清洁能源车辆、提升车辆运输能效及优化车队规模与路线、打造

清洁高效能的仓储及服务网点、推广绿色包装等角度出发进行举措设计；对于农业与食品业，报告重点关注畜牧养殖与加工两大环节，从清洁能源替换、排放物回收利用、能效提升等角度进行建议；对于制造业，报告建议相关企业重点关注产品制造和原料供应环节的脱碳以及绿色产品的生产；对于建筑业，选择绿色建材、施工现场脱碳及强化绿色节能建筑设计将成为助推其自身经营及价值链上下游实现碳中和的有利抓手；对于数字及信息产业，通过采用清洁能源及提升能效的方式协助数据中心脱碳是实现自身运营碳中和的重中之重，在此基础之上数字信息企业也可通过使用环保材料、生产环节脱碳和推广节能设计的方式降低产品全生命周期碳排放；金融服务业自身碳排放量相对较小且主要来自于其数据中心及各类场所用电，各类金融机构应在降低自身运营所产生碳排的同时将碳排表现纳入投融资审核标准、积极布局绿色金融产品、并探索布局碳交易等领域，助推所融资企业实现碳中和。

报告依据上述分析提出了九大具有普适性的重点碳中和举措，覆盖端到端净零转型流程，有助于来自不同行业的企业进行参考，实现自身业务并助力价值链实现碳中和。九大关键举措包括：盘查并设定净零目标、优化运营能效、增加业务运营中可再生能源的使用、使用绿色建筑、倡导绿色工作方式、助力供应链脱碳、设计可持续产品、采用下游绿色物流服务、推出助力其他行业脱碳的产品及服务。

此外，报告指出，在执行碳中和路线图的同时，高瞻远瞩的企业还应提前布局、投资气候科技，为更长远的人类命运造福。九大潜在气候技术投资方向包括：自动驾驶技术，碳捕捉、利用和存储技术，电动车技术，储能技术，氢能与燃料电池技术，绝热材料，高效光伏发电材料，海上风电技术，超导技术。

杨梓 中国能源网 2021-07-28

## IEA：全球碳排放达峰仍需时日

国际能源署表示，全球需要警惕，尽管气候雄心有所增加，但投向清洁能源的资金仍然“微不足道”，同时应该承担更多责任的发达经济体在气候行动上仍然“蜗行牛步”。

7月20日，国际能源署（IEA）发布最新报告称，全球碳排放量继去年春季因新冠肺炎疫情出现暴跌之后，目前已出现强劲反弹迹象。按照各国疫后的复苏情况，预计今明两年，全球碳排放量将进一步上升，到2023年将创下历史新高。而最令人担忧的是，尽管如此，仍然未有碳排放峰值即将到来的迹象。

### 碳排放峰值难现

IEA指出，今年，全球碳排放量有望跃升至有记录以来的第二高；2023年，全球碳排放量将达到有史以来的最高水平，并在随后几年继续增长，这样的上升预期使得峰值很难到来，同时也让气候目标无法实现。

电力需求猛增是导致碳排放量增加的一大原因。报告数据显示，去年，全球电力需求下降约1%；预计今明两年，全球电力需求将分别增长5%和4%。尽管可再生能源发电量继续增加，但仍然赶不上电力需求增长的脚步，估计只能满足今明两年电力需求增幅的一半。

另一方面，基于化石燃料的发电量仍然是满足电力需求的主力军，预计将分别满足今明两年电力需求的45%和40%。全球范围内，燃煤发电量自去年下降4.6%之后，今年料将猛增近5%，恢复至疫前水平，明年将进一步增长3%，达到历史最高水平。

尽管全球多国和地区承诺加速绿色复苏，并强调利用疫后复苏资金支持低碳能源转型，以加速摆脱化石燃料，但此类支出远远无法限制气温上升至灾难性水平。IEA指出，如果要想实现《巴黎协定》控温1.5摄氏度的目标，到2050年，地球上人为产生的二氧化碳排放量必须降至零，但全球投向清洁能源和低碳技术的资金仍然有限，仅占所有投资的一小部分。而且，即便这些资金全都按时保质地实施，也很难让世界踏上本世纪中叶净零排放的道路。

据国际货币基金组织估计，要实现全球 2050 年净零排放的目标，至少需要投入 1 万亿美元。

清洁能源投资占比仍太低

IEA 对全球 50 多个国家的 800 多项政策措施进行分析估算出，截至今年第二季度，各国总计 16 万亿美元的疫后经济复苏资金中，只有 3800 亿美元分配给了与能源相关的可持续和绿色复苏措施，占比仅 2.3%。

基于 IEA 的数据，发展慈善机构“泪水基金会”发现，七国集团分配了超过 1890 亿美元的疫后复苏资金来支持化石燃料，而投入支持清洁能源的资金只有 1470 亿美元。可持续发展咨询机构“生动经济学”则发现，在疫后重建资金中，只有大约 1/10，即约 1.8 万亿美元会对气候和环境产生有益影响，而 3.6 万亿美元的资金反而会给环境带来伤害和威胁。

IEA 在报告中指出，全球疫后经济重建计划中的“绿色分配”实在太低了，2050 年净零目标正变得遥不可及。

“我们必须走得更远，必须将清洁能源投资和相关部署引领至更高层面。”IEA 署长法提赫·比罗尔表示，“新冠肺炎疫情暴发以来，多国政府已经深刻意识到打造更清洁未来的重要性，但全球仍有部分国家没有将钱投向该投的地方。”

联合国环境规划署指出，从现在起到 2050 年，全球对自然界的投资总额需达到 8.1 万亿美元，才能有效应对气候变化、生物多样性和土地退化这三大相互关联的环境危机。这意味着截至 2050 年，每年的年度投资额需达到 5360 亿美元，而目前，全球每年的相关投资额仅为 1330 亿美元。

发达国家应尽快兑现承诺

据了解，疫后复苏计划在全球范围内筹集的公共和私人资金数额远低于实现气候目标所需的金援，资金缺口在新兴和发展中经济体中尤为凸显。其中，大部分新兴和发展中经济体面临着严重的融资挑战，业内普遍敦促发达国家尽快兑现对发展中经济体做出的气候融资承诺。

部分经济体新冠肺炎疫情反复，对排放量预期走势产生较大影响。另外，印度、印尼等亚洲国家，以及拉美多国在清洁能源投资方面持续落后，都将影响全球减碳目标的实现。

对此，IEA 敦促发达经济体尽快兑现承诺，即确保每年至少提供 1000 亿美元的气候资金支持发展中国家，以帮助他们减少碳排放、应对极端天气的影响。IEA 表示，预期中 90% 的碳排放量增长将来自发展中国家，因为这些国家财政缺口较大且技术相对落后，使得清洁能源投资和部署过慢。

《金融时报》强调，1000 亿美元应该是一个下限，发展中国家的减排成本比工业化国家要低，因此，发达经济体无论是从经济还是道义的角度出发，都应为发展中国家提供更多气候融资。

本报记者 王林 中国能源报 2021-07-26

## 各种能源“单打独斗”难以实现减碳目标

“碳中和是指一定时期内，国家、企业等特定组织或个人，通过植树造林、固碳及负碳技术应用等形式，抵消自身活动产生的碳排放总量，实现正负抵消，达到相对‘零排放’。这意味着，要想实现相对‘零排放’，就需要通过‘人为努力’减排和消除二氧化碳，这背后离不开各类能源技术的合力支撑。”中国工程院院士，中国科学院洁净能源创新研究院院长、大连化学物理研究所所长刘中民近日在接受本报记者专访时指出，能源技术的创新及耦合对于实现碳减排目标将起到至关重要的作用。

在刘中民看来，当前正处于技术迭代的关键期。“未来非碳能源消费比重的大幅提高主要靠技术突破及组合。如果 2030 年前技术储备不到位，那么到 2050 年就很难实现可再生能源大比例提升。现在要做的就是弄明白技术路线，搞清楚到底需要哪些技术。”

“我国能源体系长期相互独立，

尚未形成减排合力”

以化石能源为主导的能源结构，决定了我国 80% 以上的温室气体来自能源生产与利用。“煤炭在我国能源结构中的比重逐年下降，但其作为主体能源的地位在未来一段时间内很难改变，化石能源

和非化石能源的消费比重实现对调需要过程。但目前各种能源之间长期相互独立，尚未形成发展与减排合力，并不能支撑完成这一比重对调过程。”

刘中民举例说，煤和石油均可转化为化学品等，这意味着储量相对丰富的煤能够作为原料弥补石油资源的不足。煤和可再生能源同样用于发电，前者虽然占比高，但也是主要的二氧化碳排放源，后者虽然清洁，但当前并网效率低、规模应用还有困难。“各能源分系统所提供的产品大致相同，无非就是电、热、油品等。既然目标一致，为什么不能联合起来？”

主要问题在于缺少技术。“传统思维按照领域划分，煤讲煤的事、油气讲油气的事、风光讲风光的事，长期缺乏连接不同能源形式的技术。实现双碳目标是一项系统性变革，就事论事难以形成合力，需要各能源分系统耦合互补，各自发挥所长、规避短板，跨部门、跨行业、跨领域联动。”刘中民表示，在形成合力的过程中，要注意不同技术所对应的应用场景差异，不能只看到一项技术的长处，或只看到另一项技术的短处。

非化石能源与化石能源技术耦合  
会实现更好效果

刘中民介绍，为打破界限，中科院洁净能源创新研究院将围绕三条主线进行研究：

一是化石能源清洁高效利用与耦合替代。包括发展百万吨煤制液体燃料示范、百万吨煤制化学品示范，形成两个千万吨级油气替代战略产业，以及实现百万吨煤炭清洁高效燃烧。

二是清洁能源多能互补与规模应用。开发新一代高能量密度、低成本储能技术，形成百兆瓦大规模储能示范；打造以河北张家口皇帝城 100%可再生能源应用示范镇，为城镇化能源消费模式提供完整的 100%可再生能源解决方案；发展 50 兆瓦/年高效晶硅异质结太阳能电池生产线等关键技术，提升我国可再生能源技术水平和消纳能力。

三是低碳化多能融合战略。依托氢燃料电池、核能非电综合利用、二氧化碳加氢制甲醇等关键技术及示范应用，结合上述两条主线顶层设计并形成可再生能源与化石能源的互补融合发展方案。

刘中民透露，中国科学院正在开展“中国碳中和框架路线图研究”重大咨询项目，其中一项内容为能源技术预测，计划按照上述三步走战略展开。“到 2030 年，煤炭占我国一次能源消费的比重仍将在 45%左右。当前亟需研究清楚，究竟谁在排碳、分别排了多少，哪些能减排，哪些减不动。不得不排放的部分就需要考虑消纳的措施，以此为基础展开技术预测。发展可再生能源固然必要，但化石能源技术创新同样重要，二者若能实现耦合，效果将会更好。”

刘中民指出，除了颠覆性技术，现有技术迭代升级也值得关注。“在能源及相关行业的 80 多亿吨的碳排放中，大约一半来自钢铁、水泥、石化、有色冶金等工业行业。这些传统工艺发展多年，似乎很成熟，但如今用新理念再看却不一定合理，或者说有很大提升空间。未来，需要借助颠覆性思维，注入低碳、零碳新技术，实现流程再造。”

“理念与技术可以借鉴或复制，  
模式不能照搬”

那么新理念、新思路的技术可行性及其耦合效果如何验证？“我国地域广阔，各地情况迥异，大范围推广不可能参照同一模式，于是我们选择了一批典型区域先行先试。”刘中民向记者谈起了陕西榆林的例子。

据他介绍，榆林坐拥丰富煤油气盐资源和海量风光可再生能源资源，是典型的能源富集区，为保障国家能源安全作出了贡献。“化石资源丰富，既是优势，也形成了制约。榆林同时面临三大挑战——如何发挥国家能源基地对国家供应和安全的保障作用，地下资源富集和地上生态脆弱之间的矛盾，碳达峰、碳中和目标下的区域经济发展问题。探索高碳地区的低碳化发展路径迫在眉睫，也极具代表意义、参考价值。”

为此，榆林计划创建国家级能源革命创新示范区，探索以能源技术集成创新为引领的清洁低碳、安全高效的能源体系构建范式。“仅关注某个项目或几项技术，不足以看清发展趋势。一群最先进的技术放在一起，未必就能形成高效、先进的技术体系。从整个区域出发，通过技术协调互补带动不

同能源之间产生耦合，才有可能让产值升上去、让排放降下来。”刘中民表示。

记者了解到，榆林已确定 24 项重点任务，包括氢能与煤化工融合示范等化石能源清洁高效开发与耦合替代，智能光伏电站与风光热互补电站等可再生能源多能互补与规模应用，以智能技术为支撑的智慧融合示范等低碳化智能化多能融合等。此外，山西大同、山东青岛等地也在积极推进示范，因地制宜构建区域低碳化清洁能源发展体系，突破关键技术，构建多能融和集成技术体系，以区域能源革命促进全国能源革命。

“理念与技术可以借鉴或复制，模式不能照搬。下一步我们还将扩大示范范围，根据地区特征设计产业融合发展方案，进而形成区域联动，发挥优势、形成互补，为实现减碳目标摸索出一条更科学的路子。”刘中民说。

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-07-26

## 减碳须压实企业主体责任

“全国碳市场启动是我国迈向碳达峰、碳中和的标志性一步”“中国成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场”“企业是实现碳达峰、碳中和目标的关键力量”……这是记者近日采访时听到的业界声音。

业内人士普遍认为，实现碳达峰、碳中和目标，技术创新将起到关键作用，相应的金融工具是重要支撑，建议把碳中和目标任务落实情况纳入生态环保督查。

企业是减碳主体

我国要实现碳达峰、碳中和目标，一个重要途径就是要将温室气体控排责任压实到企业。

记者采访获悉，目前，不少央企起到了带头示范作用，部分央企已组建了碳资产管理的专业机构，开展了碳排放统计核算、盘查等工作，积极参与碳排放交易。能源等重点行业央企已投资参股了北京、上海、湖北等地的碳交易机构。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心战略规划部主任柴麒敏日前在“2021 碳达峰碳中和国际论坛”上表示，目前，已有 31 个省份出台了优化产业结构和能源结构的 2030 年前碳达峰行动方案，工业、建筑、交通等领域也纷纷提出减碳路径。在这其中，企业无疑是减碳主体。

业内人士普遍认为，要坚持企业为主体的低碳创新发展，在这一过程当中，技术创新将起到关键作用。“碳达峰、碳中和目标要求企业严格限制碳排放。围绕实现碳达峰、碳中和目标的科技攻坚，今年必然会启动。”中华环保联合会副主席兼秘书长谢玉红表示。

“对于企业来说，抓住了科技创新就是抓住了低碳发展的‘先机’。”中国贸促会秘书长于健龙认为，企业要牢固树立低碳发展创新意识，顺应当代科技革命和产业变革大方向，抓住绿色转型带来的巨大发展机遇，加大绿色低碳技术攻关力度，加强创新平台建设运用，加速科技成果转移转化，着力构建引领绿色低碳发展的科技创新体系，抢占发展先机。

绿色金融是重要支撑

业内人士一致认为，实现碳达峰、碳中和目标，相应金融工具是重要支撑。投融资可引导和撬动更多社会资金进入应对气候变化领域。有研究显示，要实现碳达峰、碳中和目标，需要的投资规模在 100 万亿元以上，政府资金支持大约只占 10% 左右，剩余资金都需要通过金融市场来筹集。

“2020 年，我国成为全球最大绿色债券发行国，贴标绿色债券合计规模已突破 1.4 万亿元人民币。”柴麒敏介绍，全球气候投融资呈现快速增长态势。去年全球能源转型投资超过 5000 亿美元，全球可再生能源投资 3035 亿美元，中国是其中最大的投资国，投资额达 1348 亿美元。“不过，快速发展的同时也要有效应对资产搁置风险和融资限制，通过强化核心业务板块资源整合，提高应对政策风险的能力。”

国家发改委副秘书长苏伟表示，金融机构要加大力度开发各种绿色金融产品，同时，警惕资金流向“高耗能、高污染”的“两高”项目。“企业绿色低碳转型发展离不开金融的支持，企业在规划项目

时，要合理确定商业模式和实施路径，平衡好收益和风险，努力实现经济和社会价值的共赢。金融机构要积极承担生态环境责任，对所投项目严格环境审核和审查。”

建立协调优化高效体系

在推进实现碳达峰、碳中和过程中，我们还需要做哪些工作？

柴麒敏建议，应将应对气候变化相关工作中存在的突出问题、减碳目标任务落实情况等纳入生态环保督查范畴，紧盯督察问题整改。“例如，在统计调查上，协同开展温室气体排放相关调查，完善应对气候变化统计报表制度，加强消耗臭氧层物质与含氟气体生产、使用及进出口专项统计调查。健全国家及地方温室气体清单编制工作机制，完善国家、地方、企业、项目碳排放核算及核查体系，探索建立国家应对气候变化公报制度。”

柴麒敏还建议，在重点排放源层面，试点开展石油天然气、煤炭开采等领域碳排放监测；在区域层面，探索甲烷、氢氟碳化物、六氟化硫、全氟化碳等非二氧化碳温室气体排放监测工作；在国家层面，探索通过卫星遥感等手段，监测土地利用类型、分布与变化情况和土地覆盖植被类型与分布，支撑国家监测温室气体排放工作。

北京中创碳投科技有限公司总经理唐人虎表示，实现减碳目标需要构建一个更全面的数据体系，为多维目标服务，如建立兼顾控排和发展双重目标、全面覆盖一般排放数据与项目措施数据的完整体系。“发展全国碳市场，在未来五年内尽快推动水泥、电解铝、钢铁、航空等其他行业纳入碳市场，需要构建和完善碳市场的金融性，引入碳金融衍生品交易机制，最大化发挥碳价格的激励约束作用。”

本报记者 苏南 中国能源报 2021-07-26

## 解振华：中国碳达峰是二氧化碳达峰，碳中和包括全部温室气体

7月24日，在主题为“全球绿色复苏与ESG投资机遇”的全球财富管理论坛2021北京峰会上，中国气候变化事务特使解振华表示，我国碳达峰碳中和“1+N”的政策体系将很快发布，将在十个领域采取加速转型和创新的政策措施和行动。在会议上，解振华表示，2030年碳达峰是二氧化碳的达峰，2060年前要实现碳中和包括全经济领域温室气体的排放，包括从二氧化碳到全部温室气体。

碳中和不只包括二氧化碳

去年，中国正式宣布力争2030年前实现碳达峰，2060年前实现碳中和。

对于“双碳”目标，解振华解释，2030年碳达峰是二氧化碳的达峰，2060年前要实现碳中和包括全经济领域温室气体的排放，不只是二氧化碳，还有甲烷、氢氟碳化物等非二氧化碳温室气体，包括从二氧化碳到全部温室气体。

解振华表示，我们国家在2015年巴黎协定谈判最关键阶段，率先向联合国提交了二氧化碳2030年左右达峰，2060年前实现碳中和的目标。这个目标主要涉及到能源活动产生的相关二氧化碳的排放，我们宣布2030年前碳达峰目标就是根据《巴黎协定》有关规定，对2015年提出自主贡献目标是一次更新和强化，而且它主要指能源活动产生的二氧化碳，还不包括其他非二氧化碳，这是非常明确的，我们的达峰是二氧化碳的达峰。

对于2060年前要实现碳中和，解振华介绍，根据《巴黎协定》，各国需提交关于本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略规定和更具雄心的长期目标。碳中和目标包括全经济领域温室气体的排放，这跟2030年目标还是有所区分的。

顶层设计“1+N政策体系”即将发布

“党中央国务院已经成立了碳达峰碳中和工作领导小组，正在制定碳达峰碳中和时间表、路线图，1+N政策体系将陆续发布指导意见，这是顶层设计。它涉及到碳达峰、碳中和全国和各个地方、各个领域、各个行业的政策措施。”解振华说，国际上十分关心中国的目标有没有时间表路线图，1+N政策体系就回答了这个问题，将很快发布。主要目的是在各个主要领域采取一系列政策措施，加速转型和创新。

解振华介绍，“1+N 政策体系”将在十个领域采取加速转型和创新的政策措施和行动。

一、优化能源结构，控制和减少煤炭等化石能源。“十四五”时期，要严控煤炭消费的增长，“十五五”时期要逐步减少，安全高效发展核电，因地制宜发展水电，大力发展风电、太阳能、生物质能、海洋能、地热能，发展绿色氢能。其中已经公布 2030 年要建成风电和太阳能光伏发电装机要达到 12 亿千瓦，我们国家火力发电也没有到这个水平，美国全国总体容量也就是 11 亿千瓦，构建以新能源为主体新型电力系统，推进工业电动交通和提高能源利用效率。

二、推动产业和工业优化升级。遏制高能耗、高排放行业盲目发展，推动传统产业优化升级，发展新一代信息技术、高端装备、新材料、生物、新能源、节能环保等战略性新兴产业，努力构建高效、清洁、低碳、循环绿色制造体系。

三、推进节能低碳建筑和低碳设施。加快发展超低能耗、净零能耗、低碳建筑，鼓励发展装配式建筑和绿色建材，在基础设施建设运行管理的各个环节，落实绿色低碳理念，建设低碳智慧城市和绿色乡村。

四、构建绿色低碳交通运输体系。优化运输结构，推动公共交通优先发展，发展电动氢燃料电池等清洁零排放汽车。要建设加氢站、换电站、充电站，现在中石化已经宣布要逐步增加加气站、换电站、充电站，美国基建计划准备新建 50 万充电桩，中国已经建了 162 万个充电桩。

五、发展循环经济，提高资源利用效率。循环经济是经济社会发展与污染排放脱钩，减缓气候变化的治本政策，加强相关领域的立法，坚持生产责任延伸制度，推动静脉产业、动脉产业的发展，鼓励推广再制造，建立完善让所有参与方都能够受益的方式，搞循环经济一个是技术，一个是好的商业模式。

六、推动绿色低碳技术创新。研究发展可再生能源，智能电网、储能、绿色氢能、电动和氢燃料汽车，碳捕集利用和封存，资源循环利用链接技术等成本低、效益高、减排效果明显、安全可靠，具有推广前景的低碳、零碳和负碳技术。

七、发展绿色金融。以扩大资金支持和投资，建立完善绿色金融体系，支持金融机构发行绿色债券、创新绿色金融产品和服务，积极推进绿色“一带一路”建设。

八、出台配套经济政策和改革措施。完善财政、税收、价格等鼓励性经济政策，明确鼓励什么、限制什么，引导资金、技术流向绿色、低碳领域。

九、建立完善碳市场和碳定价机制。碳市场和碳定价机制以尽可能低的成本实现全社会减排目标，在已有试点基础上，上周已经在电力行业启动全国碳市场的上线交易，现在交易价格大概是 50 多元每吨，现在逐步要上涨，欧盟碳价是 60-70 欧元，建立全球碳市场在碳定价还有很多的工作要做。今后我们要逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和交易方式。

十、实施基于自然的解决方案。基于自然的解决方案既有助于增加碳汇控制温室气体排放，也有助于提高适应气候变化的能力，保护生物多样性。下一步，我们将积极推动该领域行动与合作，大力推动植树造林保护自然生态系统，也与联合国及有关国家继续推动相关领域国际合作的倡议。今年要在昆明召开第十五届生物多样性保护大会，这是很重要的内容。

21 世纪经济报道 2021-07-26

## 莫把碳税当“墙”使

应对气候变化是全人类共同的责任，不应成为地缘政治的筹码或用来打击他国的贸易壁垒。特别是在后疫情时代，如何更好地将世界经济复苏与发展绿色经济结合，是世界各国和地区面临的必答题。要为世界经济恢复增长修路铺桥而不是筑墙，要开放而不要隔绝，要融合而不要脱钩，引导经济全球化朝着更加开放、包容、普惠、平衡、共赢的方向发展。

上世纪冷战时期有一堵著名的隔断东西方的墙，即柏林墙。在当今逆全球化、单边主义盛行的形势下，也有不少形形色色的无形的墙阻挡人类进步发展。

有人担心，欧盟新出台的碳边界调整机制（CBAM）会不会成为阻碍全球贸易和投资自由化的那堵关税墙？这种担心并非空穴来风或杞人忧天。毕竟欧盟占世界贸易的 15%、约占全球 GDP 的 16%和年度温室气体排放量的 9%，一举一动都将产生全球影响。当然，其中的是非曲直一时半会儿很难下定论，还要看将来具体的实施细则。

7月15日，欧盟委员会推出气候政策最新计划“Fit for 55”，旨在到2030年碳排放量与1990年相比至少减少55%，到2050年实现碳中和。其中关键的立法草案包括：对碳排放交易体系(ETS)作重要改革；引入前所未有的碳边界调整机制；将碳定价扩展到航运、航空、运输和建筑；加快发展可再生能源；2035年后禁止销售新的化石燃料汽车；为受绿色转型影响的欧盟公民提供社会支持等。

这是欧盟向气候中和迈出了重大一步，不仅有明晰的规模宏大的路线图，还为欧洲绿色协议提供了立法支柱。其中最受关注也是非议最多的就是 CBAM。欧盟初步计划对进口钢铁、铝、水泥、化肥和电力等征收“碳泄漏”费用。所有相关欧洲企业，包括能源供应商，重工业、技术和产品开发商，消费品和服务制造商，都将受到新的气候政策的影响。这些立法将在明年提交欧洲议会和欧盟理事会批准通过，2023年至2025年为过渡期，2026年正式实施。

#### 何谓碳边界调整机制

先从当今最大的碳排放交易体系说起。2005年开始实施的 ETS 是欧盟减少温室气体排放气候政策的核心工具之一，其理念就是谁污染谁付费，每年发放配额许可，用经济激励措施来减少排放。虽然该体系减排效果显著，但也存在许多问题，如与 WTO 原则冲突、缺乏公平等。在实际操作中还引发诸多矛盾，如在 2012 年，欧盟曾试图向外国航空公司收取进出欧洲的排放费，遭美国、中国等国联手抵制，贸易战一触即发，欧盟最终被迫放弃。2018 年，欧盟将棕榈油排除在可持续生物燃料清单之外，印度尼西亚和马来西亚在世贸组织提起上诉，官司至今未了。可见，单边行动根本行不通。

正是为了弥补交易体系的缺失，同时加快推动绿色进程，欧盟经过几年酝酿设计了 CBAM，力图加大防止“碳泄漏”。欧委会计划对在环境标准较低的第三国生产的某些商品征收进口税，同时防止企业将生产转移到气候规则不太严格的非欧盟国家。其思路就是成为 ETS 现有的免费配额制度的替代品，所涵盖行业的免费配额将在 2026 年至 2035 年期间逐步取消。

欧盟此次改革措施可谓一箭双雕。

其一，欧盟碳边界调整机制旨在加速全球气候行动，并希望为世界应对气候变化树立规矩，使欧盟碳边界调整机制成为“全球模板”，保证欧盟成为气候问题的领导者和引路人。

其二，欧盟官员公开承认，无论是 ETS 还是 CBAM，都承担着保护欧盟产业的重任，碳税事关欧洲工业的生存问题。

但是，CBAM 今年推出来的时机未必合适。不排除在新冠肺炎疫情仍然紧张时期引发贸易战，并破坏应对气候变化所需的全球合作。这也是当初美国气候特使克里所担忧的，他认为 CBAM 应当是最后的选择，建议放到年底召开的联合国气候大会之后再谈。

为什么说 CBAM 有可能成为一堵关税墙呢？欧盟宣布的第一批高碳排放进口品，包括水泥、电力、化肥、钢铁和铝，而石化产品、玻璃和造纸制造可能会被添加到列表中。这些商品出口到欧盟必须经过碳边界调整，即必须在欧盟碳交易市场购买碳信用，才能完成海关手续。而碳价格却是越来越贵。据欧委会估计，2030 年二氧化碳的价格可能在每吨 85 欧元左右，一些研究称每吨将达 120 欧元。目前，欧盟碳价屡创新高，达到每吨 58 欧元，是创办初期的 10 多倍。高昂的碳价是欧洲一些受保护行业的福音，却是落后和贫穷国家的噩梦。

#### 保护主义的墙必须推倒

欧洲环境政策研究所报告认为，CBAM 将给较贫穷的国家、特别是最不发达的国家带来挑战，这些国家“已经面临世界上一些最高的贸易成本”。据摩根大通研究，每吨 60 欧元的碳价格将使水泥行业面临累计 410 亿欧元的额外负担。毫无疑问，过分的贸易保护是把双刃剑，欧盟消费者最终将承担不断提高的市场价格。

前世贸组织上诉机构首席法官巴克斯说，欧盟的难题在于如何使 CBAM 与 WTO 贸易规则保持一致。在他看来，CBAM 要解决三方面问题：一是可能与 WTO 的非歧视规则不一致；二是可能违反欧盟的 WTO 义务；三是可能与 WTO 的国民待遇规则不一致。

更多受影响的国家则是直言不讳。77 个发展中国家集团发出了坚决反对保护主义的强烈要求。俄罗斯副总理亚历山大·诺瓦克警告称，欧盟计划可能与全球贸易规则发生冲突。中国驻欧盟使团呼吁“更多磋商和讨论”。印度一直反对强加碳税，称其为“绿色帝国主义”。德国阿登纳基金会针对中国、印度、日本、澳大利亚、泰国、韩国、新加坡和印度尼西亚等亚洲国家的调查表明，亚洲国家对 CBAM 普遍持反对态度。

摩根士丹利预测，每吨 40 美元的碳税将使中国和印度的铝生产成本增加 20%。在最不发达国家和最易受气候变化影响的国家中，几乎所有受 CBAM 影响最大的国家都在非洲：莫桑比克、几内亚、塞拉利昂、加纳和喀麦隆主要出口铝；赞比亚和津巴布韦生产钢铁；摩洛哥输出电力；阿尔及利亚和埃及生产化肥。由于许多国家面临着疫情冲击下严重的财政困难和失业问题，欧盟贸易保护措施有可能会伤害那些本该受到援助的最低收入人群。

从目前情况看，除了欧盟制定的游戏规则是否违反了世贸组织原则这个主要争议外，人们还十分警惕欧盟的单方面行动有可能破坏至关重要的国际间气候合作。

《巴黎协定》各缔约方均认可“公平、共同但有区别的责任”这项原则，对气候危机负有历史责任的发达国家，应该比发展中国家有更大的解决该问题的责任，而不是忙于制定标准。欧盟单方面措施显然有违气候正义原则。批评者认为，任何伪装成气候行动的保护主义都不受欢迎。

要修桥而不是筑墙

当今世界，极端天气和恶劣气候影响已经带来越来越严重的灾难。保护地球，快速行动起来应对气候变化是全人类的共同责任。我们不怀疑欧盟的气候雄心，致力于使欧洲成为第一个气候中和的大陆。但是，世界又是复杂而有差异的，以不同的速度实现经济和社会脱碳，这是许多国家和地区努力应对的挑战。

然而，正是西方发达国家一直鼓吹的经济贸易自由化和全球化目前遭受各种保护主义的侵蚀，从国家安全到劳工权利、再到环境保护等问题，歧视性和种种“优先”政策层出不穷。大西洋两岸正在实施或考虑的其他新贸易限制往往拿劳动保护、人权和其他标准说事，面上冠冕堂皇，实质不外乎借助“去碳化”名义实行贸易壁垒，只顾追求利益最大化，却对让发展中世界的数亿人摆脱苦难和贫困视而不见。

世界进入新时代，人类要共建命运共同体，就必须更加坚定地反对单边主义和保护主义。世界需要一个新秩序，世贸组织也需要制定新规则，求同存异，阻止全球经济因意识形态、社会价值观和环境承诺的不同而分裂。自 1947 年关税及贸易总协定（WTO 前身）成立以来，非歧视一直是全球贸易的基础。欧盟的 CBAM 也不应该破例，无端毁坏公平和正义的基础。

同时，应对气候变化是全人类共同的责任，不应成为地缘政治的筹码或用来打击他国的贸易壁垒。特别是在后疫情时代，如何更好地将世界经济复苏与发展绿色经济结合，是世界各国和地区面临的必答题。要为世界经济恢复增长修路铺桥而不是筑墙，要开放而不要隔绝，要融合而不要脱钩，引导经济全球化朝着更加开放、包容、普惠、平衡、共赢的方向发展。

经济日报 2021-07-30

## 锚定“双碳”目标 可再生能源能否挑起大梁？

能源是国民经济和社会发展的基础，攸关国计民生和国家安全。作为当今世界上最大的能源生产消费国和能源利用效率提升最快的国家，我国宣布力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和。

“双碳”目标时间紧、压力大，可再生能源能否挑起能源变革的大梁？

可再生能源替代化石能源是关键

碳达峰是指二氧化碳排放不再增长、达到峰值之后逐步降低。碳中和是指通过节能减排、技术创新等途径，抵消排放的二氧化碳，实现“零排放”。

3月15日召开的中央财经委员会第九次会议（下称“会议”）提出，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，拿出抓铁有痕的劲头，如期实现2030年前碳达峰、2060年前碳中和的目标。这次会议，更为“十四五”期间做好碳达峰、碳中和工作谋划了清晰的“施工图”，从能源体系、重点行业、绿色低碳技术、绿色低碳政策和市场体系、绿色低碳生活、生态碳汇能力、国际合作等七方面进行了部署。

国网新疆经济技术研究院院长赵志强表示，现在到碳达峰只有不到10年，从碳达峰到碳中和也只有30年，时间紧、压力大，“十四五”必须取得实质性进展，才能保障碳达峰及后续的碳中和目标如期实现。可以说，“十四五”是落实“双碳”目标的关键期、窗口期。

能源的清洁低碳化，是会议对碳达峰部署的第一项重点工作。会议指明，“要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，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。”

实现碳达峰目标，为什么要建立以新能源为主体的新型电力系统？厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强解释，我国资源禀赋的特点是“富煤、贫油、少气”，可再生能源开发利用较晚，化石能源消费量占比约85%。由此，“电力系统真正去碳、低碳化，最终实现非化石能源占大多数的比例”成为多名受访专家的共识。

可再生能源减碳潜力大

我国通过优化能源结构来减少碳排放已有探索且成效显著。去年底发布的《新时代的中国能源发展》白皮书显示，2019年我国碳排放强度比2005年下降48.1%，超过2020年碳排放强度比2005年下降40%-45%的预定目标，扭转了二氧化碳排放快速增长的局面。这背后，是能源供给侧和消费侧的持续优化。

在能源供给侧，水电、风电、光伏发电、生物质发电装机容量分别连续16年、11年、6年和3年稳居全球首位。另一方面，能源消费结构向清洁低碳加快转变。白皮书显示，2019年我国煤炭消费占能源消费总量比重为57.7%，比2012年降低10.8个百分点；非化石能源占能源消费总量比重达15.3%，比2012年提高5.6个百分点。

未来，新能源在减少碳排放中起到的作用将更加显著。我国风电制造头部企业之一——新疆金风科技股份有限公司董事长武钢介绍，今年1月，金风科技和全球权威的第三方机构瑞典环境科学研究院合作，完成GW155-4.5和GW136-4.2两款风机的全生命周期环境影响评估，发布我国首个风机环境产品声明：两款风机在整个生命周期的单位发电量对应二氧化碳排放分别为7.25克/度和8.04克/度，不到火电的1%。而且，两款风机分别运行6个月和6.4个月所产生的能量，便可抵消其在全生命周期中所消耗的能量。

我国光伏制造头部企业之一——协鑫集团执行总裁沈承勇介绍，光伏产业需要的原材料多晶硅纯度达99.9999%以上。目前，世界上绝大部分厂家生产的硅料，均采用传统的改良西门子法，这是最为成熟、应用最广泛的工艺技术。但该集团旗下保利协鑫历经10年探索与创新，推出完全自主创新工艺——硅烷流化床法（FBR）制备颗粒硅，去年下半年万吨级生产线正式量产。

在整个光伏产业链，分别对FBR颗粒硅和改良西门子法多晶硅生产的多晶硅组件进行碳足迹溯源后发现，仅硅料环节生产1吉瓦颗粒硅可减排13万吨二氧化碳，较改良西门子法降低74%；从整个产业链来看，生产1吉瓦组件至少可降低二氧化碳排放量47.7%。

探寻“风光”发展趋势

国家能源局数据显示，截至2020年底，我国可再生能源发电装机总规模达9.3亿千瓦，占总装机比重达到42.4%，其中水电3.7亿千瓦、风电2.8亿千瓦、光伏发电2.5亿千瓦、生物质发电2952万千瓦。

国家能源局主要负责人表示，未来将制定更积极的新能源发展目标，锚定 2030 年非化石能源消费比重 25%、风电光伏装机 12 亿千瓦以上的目标，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。12 亿千瓦是当前新能源装机的两倍多，也超过当前煤电近 11 亿千瓦的体量。

新能源发展动力和趋势如何，业内人士从各自领域出发提出了他们的观点。

——长期来看，海上风电发展潜力大。新疆金风科技股份有限公司旗下天润新能创新经理刘昊分析，随着风机技术进步和特高压输电工程建设，西北风电的大基地平价项目将有新的发展空间；中东部地区以分散式风电形式发展；海上风电、海上工程和海上装备的成本预计在未来几年明显下降，为海上风电高速发展做好准备。

——光伏成本大幅降低。我国光伏产业经过 20 年发展，已实现光伏制造业产量、装机量和发电量三个世界第一，成为一张闪亮的“中国名片”。作为我国光伏产业头部企业之一，隆基绿能科技股份有限公司副总裁李文学认为，“双碳”目标的提出，为光伏产业发展带来前所未有的历史机遇。

李文学介绍，光伏产业多年来技术进步很快，甚至超过人们预期。就成本来说，2008 年，我国单晶硅片市场价格约 100 元/片，现在已降低至 3 元多；组件当年 30 多元/瓦，现在 1.8 元/瓦。目前，光伏发电在全球绝大多数国家和地区是最便宜的电力能源，随着技术不断进步未来成本还会继续降低。同时，光伏设备没有转动部件，运行维护简单，大规模应用后，运维成本较低，“将来技术进步空间还很大，成本还可能进一步降低。”

进一步提升水电灵活性

因开发规模最大、技术最成熟、经济性最强，水电是我国目前最重要的清洁能源种类。根据国家能源局数据显示，截至今年 3 月底，全国水电装机容量约 3.71 亿千瓦。我国不仅是水电大国，还是水电装备大国，水电装备国产化水平较高。

四川、云南水电装机规模靠前。目前，正在建设中的白鹤滩及已建成投运的乌东德、溪洛渡、向家坝等四座水电站，将在金沙江下游河段形成 4646 万千瓦装机的水电集群。形成梯级滚动开发之势后，金沙江下游水电站还将与三峡、葛洲坝电站联合调度，发挥出巨大综合效益，这标志着世界上最大清洁能源走廊初步建成。

当前，我国水电开发项目多位于川滇两省，不过两省水电发展也面临一系列“新愁旧困”，特别是自“十二五”以来出现水电大规模“弃水”问题。据国家能源局统计，2020 年全国水电“弃水”主要发生在四川，四川又主要集中在大渡河干流，约占全省“弃水”电量的 53%。

与此同时，四川也面临缺电隐忧。“一边在‘弃水’，一边又缺电，这种矛盾反映出四川电力行业结构性问题。”四川省能源局有关负责人解释，“弃水”主要发生在汛期，缺电是由于水电先天不足、“丰余枯缺”导致的冬季季节性缺电，以及成渝地区双城经济圈加快建设带来的区域性缺电。

国网四川电力副总工程师、调度控制中心主任李镇义介绍，近年来，通过着力提升外送能力、促进本地消纳、加大市场化交易力度等举措，四川省花大力气使“弃水”电量连续四年同比下降，水能利用率在 2020 年底达到了国家《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》要求的目标。“十四五”时期，随着成渝地区双城经济圈建设国家战略加快实施，川渝地区将成为高质量发展的重要增长极，电力供需形势将在未来两三年出现“拐点”。当前，急需加快推动连接川西水电群和成都负荷中心的 1000 千伏四川特高压交流电网落地开建。

大连理工大学水利工程学院教授程春田认为，如何利用好世界独一无二的水电资源禀赋，利用水电基地干流梯级多个龙头水电站梯级杠杆效应，通过梯级水电功能再造加建季节性抽水蓄能电站，进一步提升水电灵活性，构建以水电基地为核心的国家、区域灵活性调节枢纽风光大规模集中消纳技术体系，将是未来很长一段时间内实现“双碳”目标的选择。

也有不同观点认为，水电受技术可开发量限制，由于前期国家对水电大规模集中开发较多，剩余水电可开发量空间有限，随着水电开发难度增加，综合造价逐步上升，水电开发规模逐渐趋缓，加之生态、民生等因素，水电装机增长空间有限。

林伯强认为，可再生能源发电与储能技术相结合，是推动其大规模应用的关键。这种结合不仅

可以有效提升可再生能源发电的可靠性和稳定性，同时可以降低电力系统碳排放，推动“双碳”目标实现。

杜刚 杨迪 郭燕 经济参考报 2021-07-19

## 能耗“双控”约束趋紧

本报讯 记者赵紫原报道：7月14日，电力规划设计总院（以下简称“电规总院”）在京召开“双报告发布会”，发布《中国能源发展报告2020》（以下简称《能源报告》）《中国电力发展报告2020》（以下简称《电力报告》）。两份报告对“十三五”时期能源、电力发展进行了回顾，对“十四五”能源、电力发展趋势进行了展望，并提出了相关建议。

国家能源局总经济师郭智表示：“2020年是‘十三五’收官之年，能源和电力发展‘十三五’规划目标与任务基本顺利完成，安全保障能力持续增强，生产和消费结构不断优化，系统效率显著提升，体制改革和科技创新取得突破，能源和电力工业高质量发展基础更加坚实，为新常态下经济社会转型升级和稳定发展提供了有力支撑。”

中国能源建设集团有限公司党委常委、副总经理吴云指出，“十三五”我国能源消费“双控”有效落实，能源供给能力和质量大幅提升，发电装机突破22亿千瓦，电力结构不断优化，水、风、太阳能发电规模稳居世界第一。自主创新和重大装备国产化取得积极进展，能源数字化、智能化升级不断推进，电力体制改革迈出重大步伐，油气体制改革取得重大突破。

“十三五”已收官，“十四五”能源行业迈进了新时代。今年是“十四五”规划开局之年，“十四五”时期是碳达峰的关键期、窗口期。“碳达峰、碳中和是统筹国内国际两个大局、引导国民经济高质量发展、产业结构加快优化调整的重要组成部分，是能源电力行业立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局的重要任务。”电规总院党委书记、院长杜忠明表示。

《能源报告》对“十四五”能源发展形势进行了展望：能源需求持续增长、“双控”约束趋紧，低碳化转型要求持续增强，能源安全保障重要性日益凸显，创新发展仍需加强。

电规总院副总工程师徐东杰表示，随着新型城镇化进程的推进和居民生活水平的提高，能源需求将保持刚性增长，2025年增长到54—56亿吨标煤，“十四五”期间年均增长1.4%—2.4%，低于“十三五”期间2.8%的年均增速。能源消费方面，预计“十四五”期间我国用电量将保持增长，增速有一定程度的下降，“十四五”末人均用电量达到6500千瓦时以上。

《能源报告》指出，在碳达峰、碳中和目标下，能源结构转型面临巨大压力，2025年我国二氧化碳排放强度应降至约1.3吨二氧化碳/万元，2030年应降至约1吨二氧化碳/万元。

《能源报告》还指出，我国能源安全保障重要性日益凸显。其中，油气安全供应短板依然突出；能源供应区域性、时段性压力依然存在；网络安全和技术安全等新型风险日益突出。

《能源报告》对“十四五”能源发展提出了相关建议：坚守能源安全保障底线、大力提升能源绿色低碳程度、加快构建以新能源为主体的新型电力系统、优化能源开发布局、构建智慧能源系统、推进储能技术示范应用、推动氢能产业发展、提高能源民生服务水平、完善能源体制机制等。

《电力报告》预测了未来三年的用电趋势。高方案下，未来三年全社会用电量分别同比增长10%、5.9%、4.4%，用电量分别达8.26、8.75、9.14万亿千瓦时；低方案下，分别同比增长8%、5.2%、4%，用电量分别达8.11、8.53、8.87万亿千瓦时。

电力供给方面，《电力报告》显示，未来三年，我国常规水电预计新增装机约3100万千瓦；陆上风电全国年均新增规模有望达到3000—5000万千瓦的较高水平，海上风电项目开发成本仍然相对较高；集中式光伏电站开发布局预计延续以“三北”地区为主，中东部和南方地区分布式光伏将保持快速发展的势头；生物质发电年均新增装机规模可达250—300万千瓦；我国新投产的主要核电项目为田湾核电厂6号机组，红沿河5、6号机组，福清5、6号机组，防城港3、4号机组和石岛湾核电厂高温气冷堆核电示范工程等。

化石能源方面，电规总院院长助理刘世宇表示：“未来三年，我国煤电灵活性改造需求约为1亿千瓦，主要集中在‘三北’地区。我国电力保障的主要矛盾将由化解煤电过剩产能转变为在大力发展非化石能源基础上，需合理指导各地区核准、建设和投产支撑性电源，严控煤电项目，避免电力供需形势大起大落。”

《电力报告》指出，受天然气价格机制、供应不确定等因素影响，短期内我国天然气发电将以调峰为主，保障沿海地区高峰时段用电。预计未来三年我国新增气电3000万千瓦左右，增量重点布局在西气东输沿线地区以及价格承受力较高、气源较为充实的中东部沿海地区。

中国能源报 2021-07-19

## 农村将成为新能源发展新阵地

“在碳中和约束下，我国农村能源消费将在2025年左右实现碳排放峰值，新能源将成为落实乡村振兴战略、建设美丽乡村的重要举措。”全国工商联新能源商会专业副会长兼秘书长、中国新能源产业研究院执行院长曾少军21日在青海举办的民营企业大讲堂表示。

据统计，全国光伏扶贫容量已达1865万千瓦，覆盖10万个村，村年均收益20万元左右。曾少军说：“农村的新能源发展面临着很好的未来，今后在新能源领域里面，完全可以形成‘农村包围城市’的新模式，形成在各个大中小城市周围、广大的农村地区发展新能源，实现自发自用、‘余粮’上交，给城市供电。”

为力争实现国内碳达峰、碳中和，基准情景下，2025、2030、2035年我国农村非化石能源消费比例将分别达到85.3%、89.7%和92.9%；电气化加强情景下，2025、2030、2035年我国农村非化石能源消费比例将进一步分别达到85.8%、91.1%和94.8%。其中非化石能源发电是非化石能源利用量增长最主要的来源，在各种非化石能源发电量构成中，风、光伏发电比重将快速提升，成为主力非化石能源品种，生物质能将保持平稳增长。

曾少军说：“风、光将逐步成为我国农村电力系统的主力电源。”基准情景下，2035年预计全国农村分散式风电装机将达到0.8亿千瓦，分布式光伏达到3.2亿千瓦；电气化加强情景下，2035年预计全国农村分散式风电装机将进一步达到1.0亿千瓦，分布式光伏提升到3.8亿千瓦。

曾少军表示，分布式可再生能源不仅可以减少农网改造投入成本，还将提高农村农民收入，在新农村建设中大有可为。分布式能源快速发展将转变农网发展模式。随着分散式风电、分布式光伏的快速发展，农村用电方式也将出现巨大转变，“光伏+储能”“风电+储能”等多种方式将为农村提供成本更为低廉的电力供应，同时伴随大数据、人工智能等技术的广泛应用，农网将朝着分片自平衡、片区互联的新模式发展，大电网将作为农网片区保供的重要支撑。

另外，多能互补、“互联网+”智慧能源(能源互联网)的综合能源一体化解决方案也将得到广泛应用，形成横向“电、热、冷、气、水”能源多品种之间的互联互通、协同供应，纵向“源—网—荷—储—控”能源多供应环节之间的协调发展、集成互补，建成能源与信息高度融合的新型生态化综合能源系统。

张海雯 中国电力报 2021-07-22

## 全球最大碳市场正式启动交易

本报讯 记者朱妍报道：7月16日，全国碳市场上线交易启动仪式在北京、上海、武汉三地同步举办。首笔全国碳排放权交易在上海环境能源交易所启动，开盘价报48元/吨。9点30分，首笔交易撮合成功，价格为52.78元/吨，共计成交16万吨。

据悉，全国碳市场采用“双城模式”，交易中心、碳配额登记中心分别设置在上海、武汉。启动当日，申能集团、华润电力、中国华电集团等10家企业成为首批成交企业。生态环境部部长黄润秋表

示，在全国碳市场第一个产业周期，我国发电行业重点开放单位共计 2162 家，覆盖二氧化碳排放量约为 45 亿吨。凡是参与全国碳市场的发电行业重点排放单位，将不再参加地方市场交易。

作为一项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制度创新，全国碳市场具有促进高排放行业率先达峰、为碳减排释放价格信号、提供经济激励机制等多项作用。据生态环境部测算，纳入首批碳市场的企业碳排放量超过 40 亿吨二氧化碳，意味着我国碳市场一经启动，便成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。

生态环境部副部长赵英民介绍，去年底以来，《碳排放权交易管理办法（试行）》《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》，企业温室气体排放核算方法与报告指南、核查指南以及碳排放权登记、交易、结算管理规则等文件陆续发布，覆盖碳市场全流程、各环节并实现闭环监管，可有效防止虚假登记和交易，保护各方交易主体的合法权益，维护整个市场秩序和公平。

下一步，生态环境部将从以下方面继续推动相关制度落实：一是指导监督，主要是对市场各参与主体严格按照相关制度规定开展业务进行指导监督。二是能力建设，主要是加强对市场参与主体以及生态环境系统的碳市场相关能力建设，推动各单位相关方懂制度、守制度、用制度。三是协调相关部门，依据有关法律法规，组织开展对碳市场运行各个环节的联合监管。四是立法保障，推动《碳排放权交易管理暂行条例》尽快出台，以更高层次的立法保障碳市场各项制度有效实施。

中国能源报 2021-07-19

## 欧盟收紧碳排放上限，2030 年可再生能源比例将达 40%

7 月 14 日，为实现其 2030 年温室气体排放比 1990 年降低 55% 的目标（此前这一目标为 40%），欧盟委员会通过了名为 FIT for 55”能源和气候一揽子计划。欧盟对外宣称，这是一套全面且相互关联的方案，对于欧洲 2050 年实现碳中和至关重要。

新的计划包括了将排放交易应用于新部门和收紧现有的欧盟排放交易体系，增加可再生能源的使用，提高能源效率，更快地推出低排放运输方式以及支持它们的基础设施和燃料，使税收政策与欧洲绿色协议目标保持一致，防止碳泄漏的措施，保护和增加天然碳汇的工具等多项内容。

特别值得关注的是，这次计划对已经建立 16 年的欧盟排放交易体系（ETS）进行改革。新计划提议，将进一步降低总体排放上限，并提高其年减排率。逐步取消航空免费排放配额，与全球国际航空碳抵消和减排计划（CORSIA）保持一致，并首次将航运排放纳入欧盟排放交易体系。为解决道路交通和建筑物减排不足的问题，为运输和建筑业设立了单独的排放交易系统。此外还要增加创新和现代化基金的规模。为了补充欧盟预算中的大量气候支出，成员国应将其排放交易收入的全部用于气候和能源相关项目。

同时，ETS 为每个成员国指定建筑、运输和境内航运、农业废物和小型工业的强化减排目标。以成员国的人均 GDP 为基础，并考虑成本效率而进行调整。

成员国也必须承担大气中去除碳的责任，《土地利用、林业和农业条例》设定了欧盟自然汇碳去除的总体目标，到 2030 年减少排放 3.1 亿吨二氧化碳。要求成员国调整碳汇以实现这一目标。到 2035 年，欧盟的目标是在土地利用、林业和农业部门实现碳中和。

由于能源生产和使用占欧盟排放量的 75%，因此加快向更绿色能源系统的过渡至关重要。《可再生能源指令》（RED）将设定一个更高的目标，到 2030 年可再生能源比例将达到 40%。所有成员国都将为这一目标做出贡献，并针对可再生能源在运输、供暖和制冷、建筑和工业中的使用提出具体目标。特别强调的是，生物能源使用的可持续性标准应得到加强，成员国在设计任何生物能源支持计划时，必须尊重木质生物质使用的级联原则。此外，《能源效率指令》将制定更具约束力的年度目标，以减少欧盟层面的能源使用，成员国的年度节能义务几乎翻倍。公共部门将被要求每年翻新 3% 的建筑物，以创造就业机会并降低能源使用和纳税人的成本。

需要采取一系列措施来解决道路运输中不断增加的排放问题。到 2030 年，新车的温室气体排放要比 2021 年降低 55%，从而加速向零排放汽车的过渡。从 2035 年起，欧盟境内所有新注册车量均应是电动汽车。为确保驾驶员能够在整个欧洲的可靠充电网络中为车辆充电，修订后的《替代燃料基础设施条例》将要求成员国加大充电网络建设，每间隔 60 公里建设一个电动汽车充电站，每间隔 150 公里建设一个加氢站。

ReFuelEU 航空倡议要求，燃料供应商为欧盟飞机提供的燃料中需要混合越来越多的可持续航空燃料，包括被称为电子燃料的合成低碳燃料；FuelEU 海事倡议将通过对停靠欧洲港口的船舶使用能源的温室气体含量设定最高限额，以促进可持续海运燃料和零排放技术的应用。

成员国对能源税收指令的修订建议应使能源产品税收与欧盟的能源和气候政策保持一致，促进清洁技术并取消目前鼓励使用化石燃料的低税和免税政策。

最后，欧盟推出了全球首个“碳边境税”。到 2026 年，将对钢铁、水泥、化肥、铝等进口商品征收关税，此举将有效保护欧洲企业，使其不会因采用更高环保标准而处于竞争劣势。2023 年至 2025 年为“碳边境税”实施过渡期，在此期间，进口商需监测相关产品的碳排放情况并予以汇报。

欧委会在发布的新闻稿中称，这些提议之间相互关联与互补。“我们需要这个平衡的一揽子计划及其产生的收入，以确保过渡，使欧洲公平、绿色和具有竞争力，在不同部门和成员国之间平均分担责任，并在适当时提供额外支持。”

一揽子计划发布后，有业内人士评价称其“无异于欧盟的新工业革命”。德国环境部长舒尔茨认为，肯定会有密集的谈判，德国并为此做好了充分的准备。“我们将尽自己最大的力量，确保达成一项雄心勃勃、公平和团结的协议。”

毫无疑问的是，欧盟成员国之间以及与欧洲议会围绕这一揽子计划持续数月甚至数年的谈判。

范珊珊 能源杂志 2021-07-16

## 日本大幅上调可再生能源发电占比 未来十年翻倍

7 月 21 日消息，日本将在本十年结束前对其发电方式作出巨大改变，旨在削减对化石燃料的依赖，提高可再生能源在其发电途径的比重，为减少排放做出巨大努力。

根据日本政府周三发布的一份报告草案显示，截至到 2030 年 4 月开始的财政年度，包括太阳能、风能和水电在内的可再生能源应占日本全国发电量的三分之一以上。新草案中的目标较此前不到四分之一的目标要更高，且氢气也首次被纳入到该组合中，虽然占比仅 1%。

在修订后的计划中，降幅最大的是液化天然气的占比，其年发电量将在本十年结束时下降约 50%。当然，煤炭的使用量也应比目前的水平下降约 40%。

该修订后的能源计划符合日本首相菅义伟有关到 2050 年实现净零排放的承诺。

政府鼎力支持 成本骤降 可再生能源占比过去十年翻番

由于政府对太阳能的大力支持和成本的急剧下降，转向清洁能源也变得越来越有成本效益。在过去十年中，日本的可再生能源发电占比几乎翻了一番。

不过，目前尚不清楚日本政府能否在期限内达成这一目标。根据修订后的计划，日本将需要在数以百万计的建筑物上安装光伏面板，关闭数十个燃煤电厂，并重启几乎所有的现有核反应堆。

大幅降低碳排放水平 化石燃料需求或将骤降

今年早些时候，日本提高了其 2030 年《巴黎协定》的目标，将其到 2030 年的温室气体排放量从 2013 年的水平降低 46%，较之前的 26% 目标大幅有大幅提升。

这一转变意味着，日本在 2030 年对包括天然气在内的化石燃料的需求将出现骤减，这将给全球化石燃料出口供应商构成潜在的两难局面。因为日本自上世纪 60 年代开始就一直是世界第一大液化天然气进口国。

安全法规、公众反对 重启核电困难重重

核电的占比将与之前的计划保持不变。日本将要求其剩余的 36 个反应堆中的 27 个恢复运行。不过，根据 2011 年福岛核电站灾难后颁布的安全规则和随之而来的公众反对，日本迄今只有 10 个机组在正常运行。

“安全法规、公众反对和成本上升使得 20%的核电目标将变得难以实现，”WoodMackenzie Ltd.亚太电力和可再生能源研究主管 Alex Whitworth 表示，“我们的展望是，核电到 2030 年只能达到发电量的 9%。对核电的过渡乐观使该计划看起来不切实际，并可能扰乱减少煤炭和天然气份额的计划。”

节能技术进步 日本未来十年电力需求反降 10%

该计划还假设日本的电力需求在未来十年内将下滑近 10%。预计 2030 年日本的发电量为 930 亿千瓦时(太瓦时)，与政府之前的展望相比下降了 13%，而部分原因则是节能技术的进步。

氢气、氨气才是日本所寻求的可再生能源

值得注意的是，氢气和氨气发电也首次被纳入修订后的日本能源计划中。

从长远来看，电力公司的目标是转向由可再生能源制成的氢气和氨气，以降低其碳足迹，并努力达到政府 2050 年的净零排放承诺。

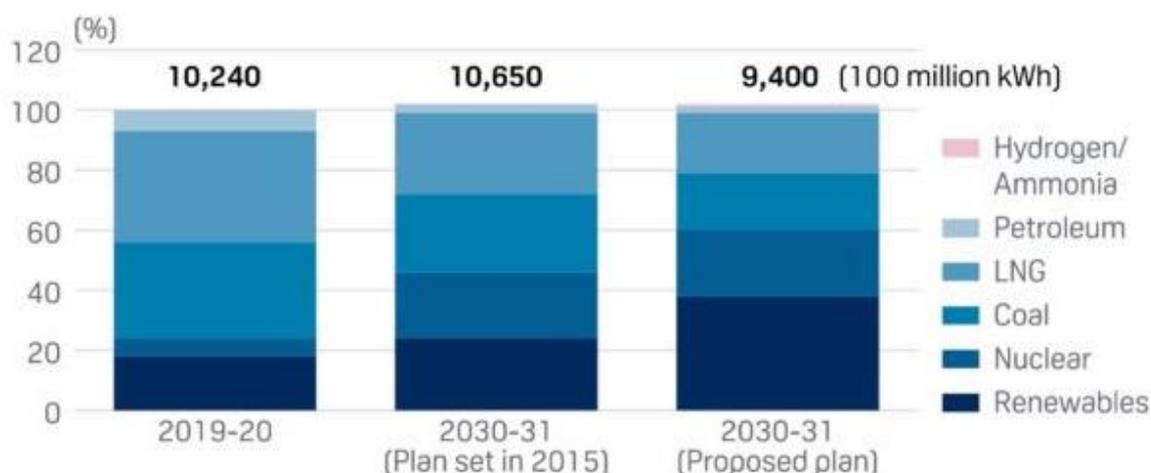
新能源网 2021-07-22

## 日本修改能源计划草案 提高 2030 年绿色能源电力占比

前所未有的东京奥运会意味着全世界的注意力都集中在日本身上，旭日之国的经济产业省借此机会修改了其 2030 年的能源计划草案。新计划看到了雄心勃勃的可再生能源翻番并大幅削减煤炭和天然气。更重要的是，该计划草案还提出了氢气供应链的建设。

新计划草案旨在将日本的排放量从最初的 26%目标减少 46%（比 2013 年的水平）。为了实现这一目标，到 2030 年，世界第三大经济体需要可再生能源占其能源生产结构的 36-38%，比之前的 22-24% 的目标有了显著提高。

### JAPAN PROPOSES RENEWABLES BOOST IN 2030-31 ENERGY MIX AFTER REVIEW



Note: Fiscal year runs Apr-Mar. 2030-31 refers to rounded-up high-range target under 2015 plan, draft strategic energy plan  
Source: Ministry of Economy, Trade and Industry

最重要的是，煤炭目标已从 26%下调至 19%，日本严重依赖的天然气将从 56%降至 41%。在所有这些变化中，日本的核目标保持在 20-22%不变。

有趣的是，日本已将氢和氨等新燃料纳入其新计划草案，并称到 2030 年该计划将占能源结构

的 1%。然而，该计划并未具体说明这些新燃料必须是绿色的。

不清楚的是，日本如何在过去十年中如此显著地增加其可再生能源发电量。该国的可用土地已经如此短缺，以至于它正在拆除高尔夫球场并用太阳能农场取而代之，利用湖泊和水库上的浮动光伏，并寻求大力投资风能。然而，日本周围的大部分水域对于传统风力涡轮机来说太深了，而浮动风力涡轮机在技术上仍处于起步阶段。

考虑到日本是澳大利亚煤炭和动力煤的最大买家，也是全球最大的液化天然气进口国（2020 年购买澳大利亚出口价值 150 亿美元的液化天然气），毫无疑问，日本修订后的野心将对澳大利亚产生影响，或许特别是关于莫里森政府有争议的“以天然气为主导的复苏”，为此，它已经承诺为私营企业提供 2.24 亿美元的资金，用于开发北领地 (NT) Beetaloo 盆地的陆上气田。

北极星太阳能光伏网 2021-07-26

## 实现碳达峰、碳中和的自然碳汇解决方案

自然生态系统深度参与着全球碳循环过程，其吸收二氧化碳的固碳作用对中和碳排放贡献巨大。自然碳汇作为最经济且副作用最少的方法，是未来我国应对气候变化，实现碳达峰、碳中和最有效的途径之一。

推动实现“30·60”碳达峰和碳中和，不仅是我国推动构建人与自然生命共同体和引领全球气候治理的重要举措，也是服务高质量发展和生态文明建设的战略途径。据预测，即使到 2060 年我国非化石能源占比从目前的 16%左右提高到 80%以上，非化石电力占比由目前的 33%左右提高到 90%以上，仍有大约 20 亿吨温室气体排放难以消减。因此，在现有的节能减排技术基础上，发掘新的固碳增汇途径显得十分迫切。

### 一、自然生态系统是全球碳循环的重要一环

自然生态系统是指在一定时间和空间范围内，依靠自然调节能力而维持相对稳定的生态系统，如森林、草原、湖泊湿地、耕地、海洋等。自然生态系统是地球表层生态系统的重要组成部分，深度参与着全球碳循环过程。大气中的 CO<sub>2</sub> 被陆地和海洋植物光合作用吸收后进入生物圈、岩石圈、土壤圈和水圈，部分被吸收的碳在生物地球化学作用下最终成为碳汇，另一部分通过土壤呼吸和微生物分解重新返回大气。自然生态系统的稳定与否直接决定了大气 CO<sub>2</sub> 的浓度高低，对全球碳循环有着重大影响。

Canadell 等人 2007 年的研究结果显示，人为排放碳大约有 55%被自然所消除，其中海洋占 24%，陆地生态系统占 30%。2008 年，世界银行发布报告，首次提出了全球气候变化“基于自然的解决方案”（NbS），指出自然界的生物多样性增加能够减少碳排放和增加碳汇，可以对全球减缓气候变化做出贡献。在 2019 年联合国气候行动峰会上，NbS 被列入加快全球气候行动的九大领域之一。我国最新的研究数据也发现，2010~2016 年，我国陆地生态系统年均吸收约 11.1 亿吨碳，占同时期人为碳排放的 45%。

### 二、自然碳汇对减缓全球气候变化贡献巨大

联合国环境署在一份报告中指出，控制碳排放的最佳方法是“自然碳汇”。据统计，全球大洋每年从大气吸收 CO<sub>2</sub> 约 20 亿吨，占全球每年 CO<sub>2</sub> 排放量的 1/5 左右；滨海湿地作为重要的海岸带蓝碳生态系统，每平方公里的年碳埋藏量预计可达 2.2 亿吨；林木每生长 1 立方米，平均吸收 1.83 吨 CO<sub>2</sub>，但其成本仅是技术减排的 20%；草地是全球陆地生态系统分布面积最广的类型之一，按照天然草地每公顷可固碳 1.5 吨/年计算，我国的草地资源每年总固碳量约为 6 亿吨；长江、珠江、黄河三大河流每年固定的 CO<sub>2</sub> 也有 0.57 亿吨左右；我国岩溶作用每年可回收大气 CO<sub>2</sub> 量 0.51 亿吨；依托土地综合整治等手段可实现农田减排增汇，促进农业空间降低净碳排放。据统计，到 2030 年，我国农业空间最大技术减排潜力约为每年 6.67 亿吨 CO<sub>2</sub>。

综上，到 2030 年，我国陆地森林、草原、湿地等生态系统的最大技术减排潜力约为每年 36 亿

吨 CO<sub>2</sub> (不包含海洋碳汇)。自然碳汇是未来我国应对碳达峰、碳中和最有效的途径之一，也是最经济且副作用最少的方法。

### 三、自然碳汇面临的现实困境

自然碳汇也存在很大的不确定性和不稳定性。由于不同研究者的数据来源不同，自然碳汇的计算结果往往差异较大。自然生态系统储存的碳汇也可能随着吸收饱和而碳汇量趋于零，甚至有重新释放的风险。例如青藏高原多年冻土区，土壤有机碳储量虽然很高，但气候变暖会导致土壤碳大量分解释放成为碳源。在不受干扰的情况下，土壤泥碳地储存的二氧化碳比地球上所有其他植被的总和还多。但是当它们被退化、干枯时，每年可以释放出大量二氧化碳。

此外，自然碳汇研究的监测设施和评价手段还不完善，观测技术还有待提高，存在着体积大、成本高、运维难度大、在线化程度低等缺点。相关的自然资源监测技术指南大多仍停留在部门规范性文件层面，相关的调查标准制定工作滞后，专业技术人才缺乏。

现有的自然碳汇数据平台系统的坐标体系、数据内容、数据形式等都不统一，不利于系统掌握全国自然碳汇数据信息。

### 四、加强自然碳汇过程的调查研究，助力实现碳中和

加强自然碳汇过程调查研究，就要以地球系统科学理论为指导，综合空-天-地一体化技术，开展自然资源系统中自然碳汇综合调查和潜力评价，系统掌握不同气候类型、不同地质背景及不同自然资源要素的地球关键带碳循环模式、动态过程、演化趋势和碳汇通量；分析林草生长、湖泊湿地吸收、河流输送及土壤固定等自然过程的碳循环过程和碳汇速率；探索不同人工干预对自然生态系统碳循环的影响过程和机理，在林草增碳、湖泊湿地固碳、土地利用调节吸收等方面探索更多人工固碳增汇途径和生态修复措施，构建因地制宜的人工固碳增汇模式，构建全国自然碳汇数据库系统，形成全国自然碳汇调查标准体系，提高我国应对气候变化的能力，服务我国碳达峰和碳中和的战略目标。

中国矿业报 2021-07-30

## 推动碳市场建设 国务院国资委从哪些环节入手？

中央企业将稳步推进低碳发展的体制机制建立，推动企业建立完善碳资产管理体系；积极参与全国的用能权、碳排放权交易市场建设，依法开展碳排放的报告和信息披露。

7月16日，全国碳排放权交易市场启动上线交易。发电行业成为首个纳入全国碳市场的行业，纳入重点排放单位超过2000家。我国碳市场将成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的市场。

在同日举行的2021年上半年中央企业经济运行情况新闻发布会上，国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗表示，中央企业从规则的建立、市场的建立，到参与碳交易等各方面都在积极推进碳达峰、碳中和方面的工作。

彭华岗介绍说，碳市场方面，从中央企业角度来说，主要还是要稳步推进低碳发展的体制机制建立，推动企业建立完善碳资产管理体系，要积极参与全国的用能权、碳排放权交易市场建设，依法开展碳排放的报告和信息披露。

另外，国资委也支持企业发展综合能源服务、合同能源管理等市场化的节能方式，指导企业构建与碳达峰、碳中和相适应的投融资体系，开展绿色金融产品和业务创新。

目前部分中央企业已经组建了碳资产管理的专业机构，开展了碳排放统计核算、盘查等工作，并且积极参与碳排放交易。

能源、钢铁等重点行业中央企业也已经投资参股了北京、上海、湖北等地的碳交易机构。

彭华岗说，在整个过程当中，中央企业不管是从规则的建立、市场的建立，到参与碳交易，都是非常积极的。有些企业说，试点地区的第一批碳交易可能就是由中央企业来参与的。

对于碳达峰、碳中和行动，国资委高度重视，现在也正在积极研究制定有关意见和方案，推动

中央企业更好地在碳达峰、碳中和行动当中发挥作用。

具体来看，工作主要有几个方面：

一是稳步推进产业结构的绿色低碳转型。国资委在中央企业的“十四五”规划编制过程中，强化绿色低碳发展部署，发展壮大绿色低碳产业，推动传统产业的低碳改造，坚决遏制高耗能、高排放项目的盲目建设。

二是稳步推进能源结构优化。指导中央企业严格控制化石能源的消费，积极发展非化石能源，因地制宜地开发水能，加快发展风电、光伏发电，积极有序发展核电。包括三峡集团的乌东德、白鹤滩，这都是大水电，这些清洁能源的开发建设，构建以新能源为主体的新型电力系统，统筹推动氢能的“制运储用”全链条发展。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。

三是稳步推进能源资源高效集约利用，推动中央企业持续强化能源消费总量和强度“双控”，强化节能管理和目标责任考核，大力实施节能低碳技术改造，加强能效对标达标，持续推进煤炭绿色利用。中央企业单位产值的能耗现在也在持续下降。

四是稳步推进绿色低碳技术的应用。我们组织中央企业加强低碳零碳负碳的科技攻关，引领带动绿色低碳技术的突破。在央企的一些项目当中，我们也在布局风电、核电、氢能、新能源汽车等绿色低碳技术装备攻关任务，推进智能电网、储能、氢能、碳捕集等技术研发应用，这方面的工作都在加大力度。

彭华岗说，下一步，国资委坚决贯彻党中央、国务院的决策部署，组织好中央企业全力推进碳达峰、碳中和工作，在压减落后产能，推进低碳零碳负碳技术研发应用等方面加大力度，发挥好中央企业的重要作用，为实现碳达峰碳中和更好地贡献力量。

企业观察报 2021-07-27

## 粤港澳大湾区国际能源交易中心开启数字能源交易新模式

7月25日，由粤港澳大湾区国际能源交易中心（下称“交易中心”）主办的“双碳”目标下创新能源交易研讨会在京举行，会议以“全球能源互联，让生意更简单”为主题，聚集双碳目标下传统能源产业创新发展之路。会上，交易中心同时举办了合作签约仪式，与阿里云、电科云、加拿大斯图尔特等国内外知名企业签署合作协议，共同推动建设国际化、创新型数字能源交易平台。

中国经济体制改革研究会常务副会长兼秘书长赵艾表示，双碳目标的提出对传统产业提出新要求，传统能源产业必须寻求创新发展之路，服务减碳目标的新技术、新金融等领域存在巨大潜力。

中国石油流通协会会长邸建凯指出，中国是互联网技术发展与应用最广泛的国家，在5G、大数据、区块链、物联网等领域都拥有非常成熟的技术基础，发挥新技术的优势，与实体产业融合一定是未来产业转型升级的必然趋势。交易中心与互联网公司的合作，运用新技术建设数字化的创新体系，也一定是迎合产业发展的最佳手段。传统能源产业充分运用互联网技术，将是促进产业创新、实现低碳发展的有力手段。

据了解，交易中心自去年12月11日试运行以来，得到了能源企业的广泛关注。目前能够开展原油、天然气、燃料油、沥青、石油焦、煤炭等产品的现货交易。此次借助国家支持数字经济发展的新机遇，交易中心在数字能源交易及数字能源资产交易领域开拓创新、蓄势待发，与阿里云、电科云等公司展开深入合作，旨在通过运用人工智能、区块链、物联网、大数据、云计算等最新技术，高定位、高标准全新升级打造全球顶级的数字化能源交易平台，实现全球能源互联互通，365天7\*24小时不间断交易，让能源贸易更容易、更简单。

李玲 中国能源网 2021-07-26

## 热能、动力工程

### 宝清储能电站：见证电网侧储能由冷转热

在广东省深圳市龙岗区宝龙工业区，不到半个标准足球场的面积上，两栋白色的二层建筑物看起来普普通通。很难想象，这里就是世界首座兆瓦级锂离子调峰调频电池储能站、世界首个无变压器高压并网电池储能系统——宝清储能电站。

作为南方电网储能事业的起点，宝清储能电站如何成功实现我国兆瓦级电池储能站“零”的突破？又如何解决大容量锂离子电池储能集成关键技术瓶颈？面对“双碳”目标，电化学储能技术规模化应用，又将在新能源高占比下电网发输配用实时平衡方面发挥哪些重要作用？

由零开始 由冷到热

“储能通过提高电力与电量平衡的协同，全面提升清洁能源消纳能力、电网安全稳定运行水平、电能质量和电网投资运行效率，是安全可靠、绿色高效智能电网的关键支撑技术。”南方电网调峰调频发电有限公司相关负责人表示。

电化学储能，可以通俗理解为将固定容量的电池串联在一起。然而，如何实现电池大规模串联，持续不断地为电网提供能量，却是一个亟待解决的课题。

事实上，南方电网早在 2009 年 11 月就启动了“10MW 级电池储能站关键技术研究及试点”工作。2011 年 1 月 23 日建成并投运了世界首座调峰调频锂离子电池储能站——深圳宝清电池储能站，设计规模为 10MW/40MWh，首期工程规模为 4MW/16MWh，由南方电网调峰调频公司建设运营，首次验证了兆瓦级电池储能系统在电网中运行的可行性及特性。

宝清储能站真正意义上实现了电池选型、模块拓扑、系统集成、厂站设计的完整技术路线，同时也包含了自动化控制、监控平台、消防系统等所有配套设计方法。

目前，该项目已形成涵盖储能设备、储能系统、储能电站三个层次的设计技术标准体系，这不仅为行业发展提供示范和借鉴，更引领了储能行业由冷到热的发展。

产学研用 齐头并进

“电站十余年的安全稳定运行，全面验证了电化学储能系统具备的快速、灵活的调峰、调频、调压、黑启动等功能特性。下一步，我们将加快突破制约储能产业推广的安全性、经济性和使用寿命等关键问题。”南网调峰调频公司技术中心储能主管李勇琦说。

据李勇琦介绍，依托深圳宝清电池储能站，南网调峰调频公司研究提出了成套储能规模化应用的技术方案，通过“产学研用”合作为我国储能行业发展培养了一批专业人才、带动了国内储能上下游企业的发展。

“2009 年，比亚迪公司与南网同仁共同验证大规模储能并网运行可行性，多年的示范运行，帮助我们完善了电池系统集成与容量提升技术，为比亚迪后续在全球进行电池储能系统推广打下了坚实基础。”比亚迪副总裁何龙说。

针对锂电池寿命短，单体容量低，大规模集成利用困难等突出问题。研发团队通过授权发明专利 20 余项，解决了从电池系统、消防系统、能量转换系统、监控系统等方面一系列的问题，为储能发展提供规模化应用的技术方案。

为解决大量电动汽车蓄电池退役的社会问题，储能团队开展前瞻研究，试验了光储充、电池梯次利用等多个应用场景，并于 2020 年在宝清电池储能站投运了示范工程，目前转入商业化初期阶段。

系统集成 前景广阔

“随着高比例新能源、高比例电力电子设备的接入，电网将呈现出更加复杂的控制特性，新能源消纳和电网的稳定运行需要建设大量储能支撑和保障。新能源装机若按照 5%-20% 的原则配置储能，前景广阔。”南方电网调峰调频发电有限公司相关负责人说。

据介绍，随着南方区域海上风电、光伏等新能源装机规模不断增大，到 2030 年预计抽水蓄能达 2000 万千瓦、电化学储能达 2000 万千瓦。

相关负责人表示，在碳达峰和碳中和目标指引下，电网企业加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用，解决高比例新能源、高比例电力电子设备的接入带来的问题。

针对电网侧储能投资回报困境，相关负责人表示，科研团队依托国家能源局电网侧储能研究课题，提出“投资多元化、运行一体化”“先市场、后计划”分阶段推进的电网侧储能商业模式建议，并借鉴抽水蓄能电价机制，提出了电网侧储能两部制电价建议。

近期，南网提出构建以新能源为主体的新型电力系统，由南网调峰调频公司建设将东莞杨屋、黎贝和广州芙蓉三个变电站侧储能示范项目，支持南方五省区及港澳地区实现“双碳”目标。

（李文华）

中国能源报 2021-07-19

## “酸水解”合成路径 一网打尽沸石吸附剂碳捕集痛点

7月19日，记者从南京工业大学获悉，该校材料化学工程国家重点实验室、化工学院王军教授课题组联袂浙江大学、新加坡国立大学，合成自成型含铁丝光沸石吸附剂，破解了沸石分子筛碳捕集痛点，二氧化碳吸附量创新高，可以更精准地吸附二氧化碳，且性能不受水汽影响。近日，该成果在线刊发于国际著名期刊《科学》上。

沸石作为一种经典的吸附材料，已经广泛应用于石油化工、气体吸附分离等众多领域，具有适用范围广、成本低、操作简单、循环复用便捷等诸多优点，因而在碳捕集领域备受青睐。

不过，长期以来，沸石等吸附剂在碳捕集中存在吸附容量不高、气体分离比低、不耐水汽、脱附再生能耗高、粘结剂成型后性能下降等问题，影响着它们的使用效率。长期以来，课题组成员一直致力于研究一种新的沸石材料，试图解决这些技术痛点。

“我们逐渐探索形成一种独特的‘酸水解’路径合成方法。这种工艺创制的含铁丝光沸石吸附剂较之以前有两大突破，一是变原来的粉状为高机械强度块状，省却了后续成型工艺，具有典型绿色化工特点；二是独特的孔道结构实现了高效碳捕集。”论文第一作者、南京工业大学教授周瑜说。

他介绍，团队采用“酸水解”的合成路径，经过千百次反复优化，并进行性能测试和结构解析后，得到了一种孔口更小的沸石材料。“二氧化碳直径为 0.33 纳米，我们的沸石吸附剂孔口尺寸是 0.33—0.34 纳米，一来可以让二氧化碳进入吸附材料，二来也能阻止甲烷等分子进入，如此一来，这个孔口就成了二氧化碳专属的‘捕集孔’，吸附更精准。”周瑜说。

实验显示，团队合成的含铁丝光沸石吸附剂在 25 摄氏度、1 个大气压条件下，每立方厘米可以吸附 219 立方厘米二氧化碳，是迄今报道的最高值。同等条件下，用于工业的 13X 沸石吸附剂，每立方厘米吸附 156 立方厘米二氧化碳。更重要的是，含铁丝光沸石吸附材料对氩气、氮气、甲烷等表现出良好的筛分能力，其分离比 13X 沸石吸附剂高出多个数量级。

此外，在分离过程中，气体中若有水汽，有的吸附剂会遇水不稳定。大部分吸附剂亲水，故而分离性能受水汽干扰严重，常常需要先干燥再吸附。而课题组合成的吸附剂，分离性能不受水汽干扰，且循环使用效果较好。

“就能耗而言，13X 沸石吸附剂在分离二氧化碳和甲烷的混合气时，回收 1 公斤二氧化碳需要消耗 0.97 兆焦能量，而我们的吸附剂每吸附 1 公斤二氧化碳仅需消耗 0.7 兆焦能量。”论文的通讯作者、南京工业大学教授王军说，在纯度相同的情况下，课题组合成的吸附剂对二氧化碳的回收率大于 95%，甲烷的回收率能从 61.9%提升到 96.9%。

周瑜表示，这一研究是碳捕集领域的重大突破，具有实际应用潜力，开拓了杂原子沸石分子筛在气体吸附分离领域的新应用。

“碳捕获是降低二氧化碳排放、实现分离回收和综合利用的有效途径，对于实现碳达峰和碳中和

目标具有重要意义。”周瑜说，此项研究成果可应用于发电厂燃烧后的二氧化碳捕集、天然气净化、沼气纯化等方面。

金凤 科技日报 2021-07-22

## 二氧化碳资源化利用要严防盲目上项目

随着全国碳市场正式上线交易，二氧化碳排放管理进一步趋严。企业多排碳，意味着付出更高成本。除了花钱“买碳”，有没有其他办法实现减碳？

记者了解到，二氧化碳资源化利用正逐渐得到重视。除常规的驱油封存等方式，以二氧化碳为原料生产化学品、燃料，经净化提纯得到食品级、电子级二氧化碳，用作混凝土建筑材料等新型用途，吸引企业纷纷探索。二氧化碳循环再利用之路走得通吗？这些技术又能给碳减排带来多少贡献？

“相比捕集、封存，  
我们更应重视利用环节”

目前，我国年排放二氧化碳百亿吨级，其中 80%以上来自能源生产消费。“2020 年，我国化石能源占一次能源消费比重达 84.1%。例如，石油和化学工业以油气、煤炭作为原料，具有资源型和能源型产业双重属性，但生产过程必然伴有二氧化碳排放。”中国石油和化学工业联合会副秘书长胡迁林表示，在推进源头减排的同时，实现二氧化碳“变废为宝”同样重要。“既要开展新一代大规模低能耗碳捕集技术、二氧化碳安全可靠封存与监测，以及运输技术等研究，也需重点开发二氧化碳化学转化利用技术。”

“即便实现了碳中和，化石能源消费仍将占据一定比重。”中国科学院院士包信和表示，先天含碳属性，决定了使用化石能源总要产生碳排放，如何消除已经排放的二氧化碳是一大现实问题。

在近日举行的 2021 年二氧化碳减排与资源化利用技术先锋论坛上，中国科学院院士李灿也称，并非所有行业终端都能使用电能替代，诸如化工、钢铁、水泥等领域，在很长时间内仍需使用能量密度更高的化学燃料。针对这部分难以消除的二氧化碳，就要采用碳捕捉、利用与封存技术(CCUS)。

“相比捕集、封存，我们更应重视利用环节。捕集二氧化碳之后，封存面临空间、泄漏、安全、成本等一系列制约，并不能从根本上解决排放问题。”李灿举例，二氧化碳作为一种驱油介质，可用于油气开采。开采完毕，这部分二氧化碳依然会大量释放，并不能实现完全封存。“类似情况还发生在农业领域。生产尿素可消纳一部分二氧化碳，但在使用尿素时，大部分二氧化碳还是白白排掉了。这些难以减排的二氧化碳，若能实现资源化利用，在减碳同时还可产生经济效益。”

“只有少数技术具有经济可行性  
和工业化放大的可拓展性”

较早参与研发的奥克控股集团董事局主席朱建民告诉记者，资源化利用包括以二氧化碳为原料生产化学品或燃料、利用微藻类进行生物转化，用作混凝土建筑材料，二氧化碳增强油田再生等 10 种途径。用途虽多，现阶段却存在不少瓶颈。

朱建民举例，理论上说，二氧化碳可制备多种化学品，“但目前，只有少数技术具有经济可行性和工业化放大的可拓展性。最大规模的化学利用途径是生产尿素，当前我国每年有 1.4 亿吨二氧化碳用于生产 2 亿吨尿素。下一步，生产燃料耗用的二氧化碳可能达到几亿吨，具有一定前景，但充满不确定性。”

记者还注意到，已有的二氧化碳资源化利用项目规模普遍较小。例如，中国石化胜利油田二氧化碳捕集驱油项目，每年预计减排仅 3 万多吨；华能北京高碑店热电厂将捕集的二氧化碳卖给食品店，年回收二氧化碳只有 3000 吨；山东能源集团利用化工装置产生的二氧化碳制备高价值化学品，年可减碳 3.5 万吨。

“我们接触了很多技术，不同技术各有先进性，研究探索值得鼓励。然而，一项技术到底能扩大到多大规模、成本是否可承受，可以为减碳作出多大贡献，同样很关键。对于企业真金白银投入而

言，做好前瞻性考量十分必要。”一位业内资深人士向记者坦言。

包信和称，现有的二氧化碳转化利用还面临规模不对等问题。“比如，我国需求量最高的大宗化学品乙烯，目前年产量在 6000 万-7000 万吨。即便拿出 1 亿吨二氧化碳用于制备，也只占到排放总量的百分之一。由于二氧化碳分子能量低，必须先活化、再利用，通过加氢反应才能完成。目前，氢能基本来自以煤为主的化石能源，注入的能量比释放的能量还要多。”

关注研发、试验及检测评估  
与认证的全流程平台

“二氧化碳资源化利用是一种可行的减排思路，但必须找到正确途径。目前部分技术过于理想化，甚至存在一些错误方向。即便单个项目通了，要么难以从根本撬动减排，要么能耗过高、得不偿失。”上述人士进一步称。

包信和认为，有效的二氧化碳利用途径必须满足两个条件：一是保证持续的可再生能源供给，二是能从非碳资源获得氢气。“转化利用途径主要包括热催化、电催化及光化学过程。目前来看，前两者比较有希望，能够通过二氧化碳加氢反应得到我们需要的产品。而在此过程中，绿氢才是真正实现减排的关键。”

上述思路已有实践。“在自然界，植物能把空气中的水和二氧化碳转化成生物质、蔬菜等。借鉴这一思路，也可把二氧化碳和水变成我们所需的燃料。”李灿提出，利用太阳能等可再生能源实施电解水制氢，并将二氧化碳加氢转化为甲醇等液体燃料，即可实现有效资源化利用。“甲醇可替代汽油，也可用在化学工业领域。每吨甲醇可转化 1.375 吨二氧化碳，我国每年约有 8000 万吨甲醇产能，若能大规模推广，可以减排亿吨级二氧化碳。”

国家能源集团新能源研究院碳中和中心相关负责人徐冬表示，除了单个项目，国家能源集团还将开展原理验证与颠覆性技术研发、中试技术放大与验证、CCUS 全流程检测评估平台建设。“目前，国内外尚无针对研发、试验及检测评估与认证的全流程平台。计划采用政策与环境结合、机体机制与制度结合、资料分析与调查分析相结合等方式，开展全流程标准制定、CCUS 碳交易研究推广及战略规划服务，实现技术标准化建设、规模化发展。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-07-26

## 规模化储能电站集成设备三题待解

近日，“第五届全国电网侧暨用户侧储能技术应用高层研讨会”在江苏召开，与会人士认为，在实现碳达峰、碳中和目标及构建以新能源为主体的新型电力系统步伐不断加快的背景下，发展以光伏、风电为代表的清洁能源成为社会共识，伴随着近期光伏整县推进新政，作为解决风、光等新能源消纳、调峰问题的规模化储能电站产业迎来重大发展契机。

但是，现阶段储能行业想要做规模化储能电站，仍有关键问题亟需破解。

目标是什么？

今年以来，全国已有超过 10 个省份公开发布文件，要求新建新能源电站配置相应比例的储能，常见配储规模在 10%—20%之间。例如，山东省要求新建光伏项目的储能配置按项目装机规模 20%考虑；山西省建议新增光伏发电项目配备 15%—20%的储能等。但是，由于新能源电站配套储能运营机制不完善，目前全国新能源电站储能设备利用率普遍较低，难以回收投资成本，新能源电站强制配套储能电站政策仍然存在争议。

中国能源研究会理事长史玉波指出，储能作为战略性新兴产业目前仍处于产业化发展初期，储能技术性能提升、成本下降、安全性、标准规范等各方面仍存在不小的挑战。要在行业内积极开展储能电站设计、建设、运行、维护方面的培训与研讨，加强风险管控，提高整体水平。

对此，上海电气国轩新能源科技有限公司副总工程师李霄表示，行业首先应该明确的是，储能电站集成设备的目标是什么。他表示，基于国内与国外现有的储能电站运行评价指标，整体储能电

站的目标是要全方位、深层次、精细化地提升储能电站综合的性能指标。“首先是安全和可靠性要求，主要体现在储能电站的安全运行小时数，以及设备可用率的指标上，其次是有效放电量，在并网点有效放电量 and 并网点有效电量的年衰减率。”李霄指出，“再次是现有储能电站用电能耗待机能耗比率，单次充放电能量效率，年平均运行能量效率；以及最后整体电站的运维费率。这些都需要有明确标准要求。”

设计时需要重点关注什么？

李霄告诉记者，针对设计储能电站集成设备需要将上述提到的每个内容进行重点关注。安全可靠方面，需要重点关注整个储能电站集成设备的安全性设计，包含电气的安全设计、安全标准的设立等，这恰好是当前储能行业内部比较容易缺失的环节。还要关注电站集成设备的短路保护设计、整体热管理以及消防安全和设备联动安全的设计。

“在整个设备的可靠性设计方面，需要重点考虑核心部件的冗余设计，包括控制保护策略的设计在内，尤其要关注现在单点故障引发的故障影响的范围，同时针对储能系统的可忧率，也需要有一些定量的分析模型。”李霄直言道。

最后是电站的安全运维。李霄提出，必要的运维和保养与安全是必不可分的，所以在做储能电站集成设备时需要考虑到可维护性的设计，特别是核心部件以及储能电站集成系统中的易损部件，要做到简单易维护。

一位不愿透露姓名的发改委专家向记者表示，北京储能电站着火事件后，储能电站集成设备的安全性成为了重点关注的对象。“储能电站的整体安全性包括电气安全、火灾安全、化学安全和机械安全等多项内容。不同储能形式所对应的安全风险不同，例如，锂离子电池储能、钠硫电池储能以及氢储能需要重点关注其火灾安全，液流电池储能需要重点关注化学安全，飞轮储能需要重点关注机械安全。”

如何提升综合能效？

广州智光储能科技有限公司董事长姜新宇指出，不同的储能电站集成设备方案，效率差异 85%-91%之间，不过现阶段，对于如何提升设备的综合能效，他认为，行业不应该过度强调和追求电池舱能量密度的最大化，但要合理分舱设计，减少土地占用面积，注重并网性能参数对辅助服务的影响。

李霄认为，在综合能效提升方面，有四方面需要重视，首先是储能电站主设备的选型，电芯，功率变换的电路拓扑，以及变压器、电缆等产品的设计优化。其次是储能电站辅助损耗的优化设计，行业现在重视整个暖通的损耗优化，但整体电站的待机损耗，其实也会影响储能电站整体运行效率。第三，是储能电站的集成设计方案，现在行业内部比较主流的技术方案，比如液冷、风冷，包括集中式、模块式、低压接入、高压直挂，不同的电压等级以及集装箱式和仓储式的方案效果均不相同。最后是策略的优化，无论是热管理策略还是控制运行策略，都会影响整个电站综合能效的发挥，要能够真正的建立起远程运维策略优化，才能真正提升整体储能电站集成设备的综合能效。

本报记者 韩逸飞 中国能源报 2021-07-19

## 绿色低碳转型 能源产业结构调整加快

碳市场上线交易助力“双碳”目标实现

作为实现“双碳”目标的重要抓手，全国碳市场自 7 月 16 日启动上线交易以来备受关注。据统计，全国碳市场碳排放配额首周（截至 7 月 23 日）总成交量 483.30 万吨，总成交额 24969.68 万元。生态环境部新闻发言人刘友宾日前表示，总体来看，全国碳市场启动上线交易以来，市场交易活跃，交易价格稳中有升，市场运行平稳。

随着全国碳市场的建立和不断完善，后续包括石化、化工、建材、钢铁等更多高排放行业将逐步纳入。与此同时，央地近期密集发文部署更多绿色低碳转型举措，助推我国能源产业结构调整，目前多行业正通过技术升级创新逐步实现低碳甚至零碳排放。

### 碳市场交易价格稳中有升

据上海环境能源交易所的数据，全国碳市场碳排放配额上周最高成交价 61.07 元/吨，最低成交价 52.08 元/吨，上周五（7 月 23 日）收盘价为 56.97 元/吨，较 7 月 16 日上涨 11.20%。

7 月 21 日，中国石化完成全国碳市场首笔大宗协议交易，从华润集团买入 10 万吨全国碳市场碳排放配额。根据上海环境能源交易所的成交数据，这笔交易为全国碳市场正式上线以来首笔大宗协议交易，成交金额为 529.2 万元。

业内人士指出，当前仍有不少企业处于碳交易摸索阶段，还在积累经验，随着企业参与度不断提高，市场活跃度有望提升。

对于碳价走势，业内普遍预计将保持上涨。中国人民大学重阳金融研究院助理研究员赵越分析说，为体现以提高碳排放配额价格而增加碳排放成本的市场属性，我国的碳交易市场配额价格也将随着“双碳”目标的临近而上涨。届时，可再生能源的价格优势将进一步体现。

### 多举措推动绿色转型

碳达峰、碳中和无疑是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。在碳市场落地基础上，近期多部委密集发文部署更多绿色低碳转型举措。

近日，《中共中央国务院关于新时代推动中部地区高质量发展的意见》提出，支持新建一批循环经济示范城市、示范园区。支持开展低碳城市试点，积极推进近零碳排放示范工程，开展节约型机关和绿色家庭、绿色学校、绿色社区、绿色建筑等创建行动，鼓励绿色消费和绿色出行，促进产业绿色转型发展，提升生态碳汇能力。

国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗日前表示，国资委将指导中央企业严格控制化石能源的消费，积极发展非化石能源，因地制宜地开发水能，加快发展风电、光伏发电，积极有序发展核电。构建以新能源为主体的新型电力系统，统筹推进氢能的“制运储用”全链条发展。

地方层面也举措不断。例如，浙江出台《浙江银行业保险业支持“6+1”重点领域 助力碳达峰碳中和行动方案》，重点围绕能源、工业、建筑、交通、农业、居民生活等六大领域以及绿色低碳科技创新，明确时间表、路线图和具体工作举措。从支持绿色产业发展、完善绿色金融服务机制、强化转型期金融风险管控、加强数字化改革引领、推进行业自身建设等五大路径出发，确定 20 条重点任务，形成 38 项重点领域的差异化金融支持具体举措。

宁夏开展碳排放分布及行业特征摸底调研，强化重点碳排放区域、行业、企业管控，通过强化企业碳排放报告管理，推动企业能源和碳排放管理体系建设，推广低碳新工艺、新技术，推动工业领域煤炭高效利用和电能替代，协同推进温室气体减排，探索企业资源降碳的激励机制，鼓励高碳排放企业开展碳达峰的研究。

### 能源产业结构调整加速

随着全国碳市场的建立和不断完善，后续将有包括石化、化工、建材、钢铁等更多高排放行业逐步纳入。在此背景下，我国能源产业结构调整也在加快进行。

中国气候变化事务特使解振华日前表示，我国碳达峰碳中和“1+N”政策体系将很快发布，将在各主要领域采取一系列政策措施，助力加速中国绿色低碳转型和创新。据悉，其主要内容涉及优化能源结构、控制和减少煤炭化石能源、推动产业和工业优化升级以及遏制高能耗、高排放行业盲目发展等。

在碳达峰碳中和目标下，各行各业都在明确相关路径，已取得一些成效。

火电行业作为排放大户，积极通过技术创新减少排放。例如，重庆富燃科技股份有限公司以储量大、价格低的低阶粉煤为基础原料，通过富氧燃烧节能减排耦合煤炭分级分质高效利用综合生态产业链技术制取清洁能源——干馏煤气+水煤气，结合 IGCC 系统以混合煤气为燃料，以利用纯氧与循环烟气形成的混合气体替代原有空气供混合煤气燃烧进行零碳发电，实现电力、煤焦油、一氧化碳母料等能源清洁生产、能源产品与碳脱钩。

钢铁行业方面，《钢铁行业碳达峰实施方案》初稿已初步完成，全国 237 家企业约 6.5 亿吨粗钢

产能已完成或正在实施超低排放改造。

石化行业中，中国石化日前宣布将开启百万吨级 CCUS（碳捕集、利用与封存）项目建设——齐鲁石化-胜利油田 CCUS 项目，涵盖碳捕集、利用和封存 3 个环节，建成后将成为国内最大 CCUS 全产业链示范基地，为国家推进 CCUS 规模化发展提供应用案例。这标志着我国 CCUS 项目建设取得重大进展，对有效提升碳减排能力、搭建“人工碳循环”模式具有重要意义。

向家莹 经济参考报 2021-07-29

## 两部门发文推动新型储能发展 2025 年装机规模 3000 万千瓦以上

为助力实现碳达峰、碳中和目标，我国新型储能产业发展迎来政策利好。

日前，国家发改委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《指导意见》）提出，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上，新型储能在推动能源领域碳达峰、碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。

据中关村储能产业技术联盟统计，截至 2020 年底，我国已投运的新型电力储能（包含电化学储能、压缩空气、飞轮、超级电容等）累计装机规模达到 3.28 吉瓦。

“从 2020 年底的 3.28 吉瓦到 2025 年的 30 吉瓦，未来 5 年，新型储能市场规模要扩大至目前水平的 10 倍，每年的年均复合增长率超过 55%。”中关村储能产业技术联盟有关负责人对人民网记者表示，这一规模总量及增长速度，我国新型储能装机规模目标的明确，将为社会以及资本释放积极的政策信号，引导社会资本流入技术及产业，助推储能万亿市场的快速到来。

国盛证券研究报告认为，根据《指导意见》，新型储能发展的过程中，降本增效是核心，核心设备的自主可控是关键，随着后续储能技术的持续进步，储能产业有望在政策推动下，成为我国具备较强竞争力的产业。

如何加速推进我国新型储能产业发展？《指导意见》要求，要大力推进电源侧储能项目建设、积极推动电网侧储能合理化布局、积极支持用户侧储能多元化发展和坚持储能技术多元化。

具体来看，在电源侧，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，探索利用退役火电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。在电网侧，以保障电网系统的安全稳定为核心，在偏远地区保障电网贡献能力，发展建设一批移动式或固定式储能；在用户侧，进行多类“储能+应用场景”的探索和发展，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

“用户侧储能，是储能产业具有生命力的应用领域。随着新基建、新业态的发展，用户侧储能愈发呈现出‘储能+’的发展态势，随着电力市场的不断深化，这一领域将是储能商业模式创新的主力军，将为行业发展带来勃勃生机。”上述负责人表示。

值得注意的是，目前，商业模式仍是储能发展的重点。为此，《指导意见》明确，新型储能独立市场主体地位，研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场；建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

此前，今年 5 月份国家发改委发布的《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》明确，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。

“结合上述文件来看，国家明确提出要建立新型储能价格机制，新型储能应以市场竞争的方式形成电量电价，发挥电网替代作用的储能设施将通过输配电价进行回收。新型储能可以参与中长期、现货及辅助服务市场等获得收益。”上述负责人说。

值得一提的是，今年以来，海南、山西、宁夏、青海、陕西、内蒙古等地出台了新能源配置储能

方案，主要集中在“光伏+储能”“风电+储能”模式。

“配置储能之后，储能如何调度运行，如何参与市场，成本如何疏导成为困扰新能源企业和投资方的首要问题。”上述负责人表示，《指导意见》进一步明确了储能与新能源的协同发展，通过在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜，为新能源配置储能实现合理化成本疏导指明了方向。

专家认为，在碳达峰、碳中和目标下，储能已成为实现“以新能源为主体的新型电力系统”的必要途径。由于储能商业模式比较多样化，涉及电源侧、电网侧、用户侧等各种储能方式，预计后续将继续针对具体的行业标准、商业模式、电价机制等出台一系列相关政策文件，从“顶层设计”推动储能向规范化、市场化、规模化发展。

杜燕飞 人民网 2021-07-27

## 美国马里兰州一煤电站改建储能电站

2021年6月，美国马里兰州私营电力生产商 Talen Energy 关闭了旗下电厂 H.A. Wagner 的一个燃煤机组，改建储能电站，成为全美首个由燃煤电站改建储能电站的电厂。Talen 公司工作人员 Cole Muller 表示，这个决策是由煤炭向低碳资源过渡的第一步。在该项目之后，Talen 公司计划在未来三到五年内开发 1000 兆瓦电池储能项目，这些项目将分布在三个州，装机容量从 20 到 300 兆瓦不等。



图一 Key Capture Energy 位于纽约的电池项目

如今可再生能源发电已成为趋势，煤电逐渐失去竞争力，PJM 电力市场最新容量拍卖中出乎意料的低价刺激了新一波煤电站退役。Talen 公司于 2020 年 11 月承诺未来十年内关闭大约 5000 兆瓦的煤炭产能。Talen 公司在宾夕法尼亚州的 Montour 发电站以及马里兰州的 Brandon Shores 和 H.A. Wagner 发电站将于 2025 年底前停止燃煤发电，在宾夕法尼亚州的 Brunner Island 发电站已承诺在 2028 年底前停止燃煤发电。这些发电站装机总和约为 5000 兆瓦，占 Talen 公司总发电能力的 30% 以上。但该公司希望为这一过渡制定更全面的战略，而不是单纯地关闭煤电站。

因此，Talen 公司选择了 Key Capture Energy 公司作为电池开发商，建造了一个容量 20 兆瓦的电力系统。Muller 指出，投建这种较小规模的项目可以简化审批程序。该电池会像其他发电厂一样正常运作，在 PJM 的容量、辅助服务和电能量市场中投标。如果该项目进展顺利，Talen 公司还会充分

利用原煤电站连接电网的线路，将电池储能规模增加到 115 兆瓦。因为该发电站已被批准向电网输出一定量的电力，所以运营商支付高额电网升级费用的风险较小。

电池放电与燃煤发电不同，即使电池输出的电能与煤电站的规模相当，也只能在有限时间内提供电力。不过，电池启动速度快，可以对需求做出即时反应，而煤电站需要更长的反应时间。新型可再生能源发电的出现和煤电站退役会使电力市场发生变化，电池供电的灵活性可能变得更加有价值。

与此同时，改建储能电站或太阳能发电项目可以利用煤电站遗留下来的宽阔场地。Key Capture Energy 公司首席执行官 Jeff Bishop 表示，从资源角度来看，从煤过渡到电池比从煤过渡到天然气更容易，因为开发商不需要锁定天然气供应。

从煤电到储能的转型目前还不能被称为一种趋势，但是一些公司已经将燃气发电机换成了电池。纽约市的 Ravenswood 燃气电厂正计划换为电池；与此同时，在澳大利亚新南威尔士州已经退役的 Wallerawang 煤电站，还有一个更大的电池项目计划，预计 2023 年实现。这种转型方式不制造碳排放，可以改善电站周围社区的空气质量，适合在人口密集的城市地区开展。

唐芊 南方能源观察 2021-07-29

## 南海可燃冰自主钻探完成新一轮海试



中海油研究总院 7 月 15 日宣布，由国家重点研发计划“海洋天然气水合物试采技术和工艺”项目支持的“国产自主天然气水合物钻探和测井技术装备海试任务”，在我国南海海域顺利完成新一轮海试作业，这是我国海洋天然气水合物钻探和测井技术的一个重大进展。

此次海试做了些什么？有什么意义？特别是公众更关心的，被称为“可燃冰”的天然气水合物，离商业化应用还有多远？中海油研究总院有关人士作了简要解读。

此前，全世界天然气水合物有过五地、十次试采。

“我国做了其中的三次。”中海油研究总院技术研发中心工艺总师李清平介绍，这三次试采，属于

试验性、探索性的，通过测井、取芯、试采，对相关资源储存状态、试采工艺进行初步评估和验证。

她介绍，天然气水合物在我国主要赋存于南海 300 米深的海底，具有水深、埋藏浅等特点。水深，意味着勘探开发作业难度加大；埋藏浅，则意味着易遇气囱、滑塌和浅层气等风险。加上储层成岩性差、非均质性强等特殊难题，对勘探开发技术提出诸多挑战。

另一方面，由于国内长期以来缺乏针对海域水合物的钻探和测井技术装备，开展相关作业只能高价聘请和租用国外专业人员和设备。

“我国已经进行的海域水合物随钻和取样，也主要依赖国外设备。”李清平表示，此次海试作业，“就是要改变这一状况”，验证国产自主深水技术装备的可靠性，为天然气水合物技术装备自主化汲取宝贵经验。

此次海试，中海油研究总院依托国产自主“海洋石油 708 深水工程勘察船”和国产深水钻井系统、新一代随钻测井工具，于今年 6 月在南海 1758 米水深预定海域，开展了为期两周的两口水合物评价井的海底井场调查、钻探作业和随钻测井作业，取全取准了包括自然伽马、电阻率、声波、井径、井温、地形地貌等第一手资料，顺利完成目标任务。“本次海试作业一举打破了我国海洋水合物自主钻井作业深度和作业水深两项纪录，以低成本、高效率的优势获得了高质量的测井数据，为含水合物浅软地层钻探和测井作业提供了范本。”中海油研究总院董事长米立军如此评价。

中海油研究总院钻完井专家何玉发解释，钻探测井作业获取自然伽马、电阻率、声波、井温等数据，仍然是资源评价的重要部分。这是一个利用地层信息“找甜点”的过程，比如声波测井，此次从单极子升级为四极子，精度更高、信息量更大了；通过伽马+电阻率+声波，则可以识别出天然气水合物和浅层气，等等。“找储层甜点”，显然比探索性的资源评估进了一步。

中国工程院院士周守为认为，本次海试成功使中国海油具备了船舶—钻探—测井—取芯—在线分析检测全套国产化技术水平和全过程作业能力，标志着我国成为世界上第三个自主掌握该项技术的国家，“我国海洋天然气水合物钻探和测井技术迈入了国产自主新时代”。

那么，这离天然气水合物的商业化应用还有多远？李清平表示，天然气水合物开发利用，需要经过基础理论研究和工程技术攻关的一个漫长过程，工程技术攻关又大致分为探索性试采、试验性试采、预生产、先导试验、产业化等几个阶段，以实现天然气水合物技术可采，经济可采。

“我们现在正处于二、三阶段之间。”她透露，目前产业化研判的时间点放在 2028 年—2030 年间，到那时候建成试验区，探索出产业化路径、规模。

瞿 剑 科技日报 2021-07-16

## 青岛中德生态园：深耕被动房技术，掌握低碳发展主动权

中德生态园紧紧围绕国际领先的被动房技术，深耕低碳、零碳领域的建筑技术体系建设，通过示范项目建设、技术体系研发、产学研一体化应用、国际交流合作等实践，探索出一条极具特色的节能低碳建筑发展之路。

七月，骄阳似火。由于持续的高温天气，各地用电需求剧增，电网负荷季节性告急现象再次大量出现。然而，胶州湾畔的青岛中德生态园（以下简称中德生态园）呈现别样的景象：这里有所“会呼吸”的幼儿园，全年室内温度稳定在 22—26 摄氏度，湿度控制在 40%—60%，极低 PM2.5 的新鲜空气环绕，维持这样舒适的环境却仅需极低的能耗。这所被动房建筑，相对传统建筑可节能 90%。这是中德生态园科技创新驱动绿色革命、推动形成绿色发展方式和生活方式的一个实例。

中德生态园是中德两国政府唯一合作的生态园区，双方致力于加强生态领域合作，探索未来城市的可持续发展路径。

### 探索被动式建筑零碳之路

中德生态园森林幼儿园于去年 10 月正式开园，可容纳 270 名幼儿就学。“整个建筑按照德国被动式超低能耗理念设计和建造，无需常规空调、暖气便可达到恒温恒湿，让孩子们能在舒适、无尘

的环境中成长。”森林幼儿园园长傅晓丽说。

新风系统是这座幼儿园建筑“会呼吸”的关键。中德生态园被动房建筑科技有限公司工程项目部副部长王生告诉科技日报记者，带有高效热回收的新风系统能最大限度回收室内排风的热量，再通过空气源、太阳能等清洁能源辅助提供热量，以更少能源消耗提供健康绿色的室内环境。新风系统还装有 PM2.5 等多级过滤装置，在加速室内浊气及时排出的同时，也确保进入室内的空气舒适无尘，常年保持室内空气清新。

通过充分利用可再生能源，被动房可使所有消耗的一次性能源总和不超过 120 千瓦·小时/（平米·年）。中德生态园紧紧围绕国际领先的被动房技术，深耕低碳、零碳领域的建筑技术体系建设，通过示范项目建设、技术体系研发、产学研一体化应用、国际交流合作等实践，针对国内现状，探索出一条极具特色的节能低碳建筑发展之路，实现被动房从公共建筑到多类型建筑，从示范建筑到示范城区的飞跃发展。

说起被动房，不得不提起中德生态园被动房技术展示中心，这是山东省首个中德被动房公建试点示范项目，也是亚洲体量最大、世界功能最复杂的通过德国 PHI 权威认证的单体被动式建筑。每年可节约一次能耗 130 万千瓦时，减少碳排放 664 吨，与现行国家节能设计标准相比，节能率达 92% 以上。

“被动式超低能耗建筑初期虽然会增加少量成本，但建筑的整个生命周期成本远低于传统建筑，同时最大限度利用了地热、空气热和太阳能等可再生能源，在确保室内环境舒适的情况下大大降低了能源的消耗和碳排放。”王生告诉记者。

中德生态园生态规划建设部部长王为群说：“目前，园区被动房建设总量 40 万平方米，已在学校、幼儿园、酒店、办公、展览、住宅等多类型建筑中全面示范应用。”“十四五”期间，中德生态园将努力打造百万平方米量级的被动房新城，实现年减碳量 4.6 万吨。

#### 发力绿色经济和低碳产业

6 月 25 日，2021 被动式超低能耗建筑外围护结构技术体系专题研讨会在中德生态园召开，吸引了山东省被动式超低能耗绿色建筑创新联盟 71 家成员单位、200 余位行业人士参加，17 家企业展示了户式新风机、被动式门窗和保温材料等最新的产品和工艺技术。

围绕被动式超低能耗建筑，中德生态园带动国内被动房保温、门窗、新风等领域的企业进行技术攻关、产品创新和行业提速升级，汇聚了一批绿色低碳企业。

“依托被动房建筑技术的零碳应用与实施，我们力争在规划、建设、运营全过程，整合零碳建筑、零碳能源、零碳社区、零碳村镇等领域的理念，研发并应用这些领域的技术体系，形成可复制、可推广的零碳社区建设和运营模式，推动碳达峰、碳中和目标早日实现。”中德生态园被动房建筑科技有限公司副总经理刘磊说。该公司还承担了多项国家级重点研发课题，主编国家级技术标准——被动式超低能耗绿色建筑技术导则、近零能耗建筑技术标准以及山东省被动式超低能耗居住建筑设计标准等近 10 项行业技术标准。

2019 年，青岛西海岸新区印发了《节能与绿色发展行动方案》，推动节能与绿色发展新模式的形成。作为青岛西海岸新区绿色高质量发展的主力军，中德生态园围绕绿色经济和低碳产业，形成了鲜明的产业特色。目前，中德生态园着力发展智能制造、生命健康两大引领性产业。截至 2020 年底，海尔集团已在园区建成 5 家工业 4.0 工厂，正在全面部署打造全球首个碳中和“灯塔基地”。生命健康产业方面，累计吸引华大基因、华大智造、正大制药、清原农冠等 16 个国内外重点产业项目落地，总投资 59 亿元，生命健康产业产值突破 22 亿元。

“十四五”开新局。中德生态园管委会主要负责人表示，园区将深入贯彻新发展理念，准确把握绿色发展新要求，以中德未来城 D2 组团作为绿色建设实践的升级版区域，打造城市建设可持续发展示范样本。将 D2 组团能源管控中心“智能绿塔”项目从建筑节能、用能、产能及储能各方面展开综合能源技术实践，融合被动房和微电网技术，建设标杆性的“零能耗建筑”；加快推进“新城建”建设，创新低碳节能、综合能源、绿色碳汇和零碳监测等方式应用，建设“零碳示范区”，形成可复制推广的零碳

社区建设运营模式，助力国家和地区碳达峰、碳中和。

王健高 王文辉 刘伟 科技日报 2021-07-29

## 全国首个“电碳指数”正式上线

本报讯“舟山定海船舶制造厂，电碳指数 0.9，昨日碳排放量为 9 吨……”7 月 14 日，在舟山市能源大数据中心，全国首创的“电碳指数”正式上线。用户走进大数据中心，可直观地了解到自己的碳排放动态，为落实减碳行动提供科学数据参考。

“电碳指数”是指每消耗一度电所对应的碳排放量。国网舟山供电公司公司与国网碳资产管理公司合作建立“电碳指数”模型，集成各个行业企业生产经营的用电、用气、用煤、用油等能耗数据，转换成碳排放量，结合各行业企业用电量，进行精准统计、分析和赋码，得出“电碳指数”数值。电碳指数具有专业权威机构认证，经过反复测试验算后，最大误差控制在 4%，保证了有效的参考价值。

与常规的利用企业产值规模和区域经济总量测算碳排放情况的计算方法不同，电碳指数结合实时用电数据测算，具有实时性、直观性和普遍性等特点，周期短暂、测算简单，舟山全市八大行业中所有企业每天的碳排放量数据均可实现一天一更新。以某石油炼化企业为例，该企业“电碳指数”为 6.81，根据一天的用电量 15000 千瓦时可得知，当天的碳排放量约为 100 吨。

随着“电碳指数”的发布，一条碳排放评价、控制及中和的指标体系和控制体系路径已初步建成，将为政府合理规划布局产业、控制与统筹碳排放量制定相关政策提供支撑。根据用户实际需求，国网舟山供电公司将为企业提供更优化用电方案，帮助企业改善用能情况，进一步提高生产效率，减碳降耗。

据悉，国网舟山供电公司还将依托“电碳指数”模型和能源大数据中心，助力舟山市落实碳达峰行动，引导地方区域开展碳排放权交易，帮助企业减碳降耗，构建清洁低碳、安全高效的用能体系。

胡世财 富雨晴 中国能源报 2021-07-19

## 如何科学构建新型电力系统？

“气候变化正对我国粮食安全、生态、能源、经济发展带来严峻挑战。在此背景下，我国提出‘二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和’的目标。”中国工程院院士邱爱慈近日在浙江海宁市人民政府等主办的“‘双碳’目标下城市能源互联网发展合作论坛”上表示。

落实减碳目标，电力行业责任重大，发展以新能源为主的新型电力系统已成为时代使命。针对如何科学构建新型电力系统，与会专家献言献策。

目标：“风光”发电成主力

实现碳达峰、碳中和目标需要清洁能源持续发展。我国明确提出“到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右，风电和太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上”。对此，国内研究机构就如何构建新型电力系统进行了相关解读。

清华大学气候变化与可持续发展研究院去年 10 月发布的《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》显示，温控 2 摄氏度情景下，能源消费 2030 年左右达峰，2050 年消费约 52 亿吨标准煤；二氧化碳排放 2025 年左右达峰，2050 年下降至 29 亿吨，加上碳捕捉和储存（CCS）、森林碳汇，届时二氧化碳净排放约 20 亿吨。

国家可再生能源中心 2019 年 11 月发布的《中国可再生能源展望》指出，高比例可再生能源情景下，终端用能电气化比例 66%，非化石能源发电占比 91%，其中“风光”占比 73%。国家发改委能源研究所研究员时璟丽指出，2021 年 2 月最新版成果显示，非化石能源比重达 78%。

时璟丽认为，以风光为主的可再生能源电力电量要在“十三五”规模上大幅增加。水电、核电、生物质发电至少在 2030 年前额外增量空间非常有限，“风光”发电装机和电量增量方面将是主力。经测

算，“十四五”风光新增装机在 5 亿千瓦左右，“十五五”新增装机约 6 亿千瓦-7 亿千瓦。“预计 2021 年，全国‘风光’发电量占全社会用电量比重达 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。”

挑战：如何平衡“不可能三角”

“风光”量升的同时，还要对电力系统内部组织进行提质。清华大学能源互联网创新研究院副院长高峰指出，构建新型电力系统关键在于共建新型电力生态。“发输配用、源网荷储，整个产业链条上的各环节都需要实现协同，需要新能源企业、化石能源企业、电网、用户等共同参与，共建生态，合作推进。”

当然，共同构建难度不小。时璟丽表示，由于能源和经济体系惯性，近期难以迅速实现温控 2 摄氏度情景的减排路径。国网能源研究院副总工程师兼能源数字经济研究所所长郑厚清也认为，“能源不可能三角”是首要挑战，传统发展模式难以兼顾安全、经济与低碳绿色的协同发展。“度电成本降低不等于系统成本同步降低，新能源渗透率超过 15%后，系统成本将呈加速上升趋势。”

大规模消纳新能源抬高系统成本，与其“天性”密切相关。邱爱慈表示，我国新能源最小出力处于较低水平，对电力平衡支撑能力不足。“2019 年，各省、各区域新能源最小日平均出力水平分别为 3.6%、8%，新能源最小瞬时出力水平分别为 0.2%、1.1%，区域间互补效果不明显。”

邱爱慈进一步指出，构建新型电力系统带来诸多挑战，其中包括电力安全供应、系统稳定运行等。“枢纽变电站存在停电风险或为隐患之一。我国西北部能源集中送出地区、东中部负荷中心普遍存在接入大量特高压、超高压线路的枢纽变电站，一旦遇险可能引发大面积停电。”

路径：与电力市场建设互为支撑

到底如何构建新型电力系统？

时璟丽表示，新能源实现高比例、高质量、市场化发展，关键在于新能源与能源系统的融合。“要解决好西部和北部地区大规模可再生能源利用的并网消纳，解决好电力系统的灵活性调峰资源。另外，新增可再生能源参与电力市场以及配额制下的可再生能源绿色证书交易市场建设，并扩展可再生能源应用场景，加快分布式能源建设步伐。随着‘风光’进入平价阶段，市场在可再生能源资源配置中将起决定性作用。”

郑厚清认为，能源数字经济是构建新型电力系统的重点方向之一。“电力大数据具有价值密度高、分秒级实时准确、全方位真实可靠等特点，基于新型电力系统的能源电力大数据，将推动电力市场、碳市场和能源数据市场的融合发展。”

郑厚清进一步指出，当前能源数据等新型生产要素亟待盘活。“如何看待电网基础设施功能的变化？电力大数据如何监测电力系统减排成效？如何构建数字化产品服务社会双碳发展？这些问题有待在实践中寻找答案。”

本报记者 赵紫原 中国能源报 2021-07-26

## 探究上海最大区域集中供能系统如何建成（寻找最靓低碳城市“名片”系列报道（六））

位于上海西部的虹桥商务区核心区，占地面积 4.7 平方公里，区域内 352 栋、约 550 万平方米的公共建筑已实现区域集中供冷供热。这是目前上海最大的区域集中供能系统，为整个核心区提供所需冷、热、电。

与传统供能方式相比，该项目年可节约标煤 3900 吨，减排二氧化碳约 1.02 万吨，为上海虹桥商务区核心区实现全面低碳排放、建设上海首个低碳商务示范区提供了重要支撑。

区域集中供能助力

建成上海首个低碳商务区

漫步在商务区内，高楼林立、华灯璀璨，都市商业气息扑面而来。

作为世界规模最大、功能最全的综合性交通枢纽中心，商务区是上海加快建设“五个中心”、落实

“依托虹桥综合交通枢纽，构建面向长三角、服务全国的商务中心”要求的重要举措。

商务区涉及长宁、闵行、嘉定、青浦四个区，总面积 151.4 平方公里，规划面积 86.6 平方公里，包含核心区、机场片区、东虹桥片区等多个片区。其中，核心区中先行集中开发的 3.7 平方公里是虹桥商务区重点开发区域。

作为示范低碳商务区，2011 年 3 月，申能（集团）有限公司旗下上海申能能源服务有限公司和上海地产（集团）有限公司共同斥资 35 亿元，启动了虹桥商务区核心区区域集中供能项目建设，包括“3 主 2 辅”共计 5 个能源中心，可满足区域内 352 栋、约 550 万平米的全部公共建筑的冷热空调和宾馆酒店生活热水的需求。

记者了解到，目前，虹桥商务区核心区（一期）区域集中供能项目发电系统装机规模为 11.2MW，供冷负荷 149MW，供热负荷 93MW。其中，1 号能源站占地面积 4416 平方米，2 号能源站 4115 平方米，虹桥商务区核心区（二期）3 号站正在进行设备安装，三个能源站共可满足 270 万平方米供能；4 号站、5 号站正在规划建设中，建成后将满足 77 万平方米供能面积。该项目于 2017 年已进入良性运行状态，预计到 2025 年全部建成。

“区域能源站模式，能够实现能源供给在一定区域内资源共享、协同配合。通过区域集中供能，可实现核心区热、冷、电三联供，极大提升核心区的能源利用效益。目前，核心区三联供系统的一次能源利用效率可达 81.2%。”上海申能能源服务有限公司副总经理金皓敏说，区域集中供能系统的投运，助力虹桥商务区核心区实现了全面低碳排放，推动上海建成首个低碳商务示范区。

天然气分布式能源做支撑

二氧化碳减排率近 45%

天然气分布式系统是核心区区域能源系统的一大亮点。

走进虹桥商务区核心区（一期）2 号能源站，4 台燃气发电机组与 10 台冷水机组映入眼帘，发出“嗡嗡”轰鸣声。

据上海申能能源服务有限公司旗下上海申能新虹桥能源有限公司副总经理朱惠介绍，核心区供能采用的是天然气分布式供能系统，集发电、供暖和制冷过程于一体，是一种建立在能源梯级利用概念基础上的多联产清洁能源综合利用系统。“核心区天然气分布式供能系统可独立地输出电、热、冷，同时也可以与电网相连接，当自发电力不足时可以从网上购电，而在电力多余时可向电网售电。”

据介绍，相比于传统空调供应模式，天然气分布式供能技术可节省用户空调系统初投资 30-40%；降低电力配套费用、电气系统造价 30%；节省用户用能费用 15-20%。“除此之外，天然气分布式供能系统还能节省土地成本支出，增加地下空间配置灵活性，从而避免了制冷机房和锅炉房占用面积较大的问题，每 100 万平方米供能面积，可节省 3—5 万平方米机房面积。”

值得注意的是，天然气分布式供能技术还可以有效降低二氧化碳排放，通过采用天然气分布式供能系统，核心区的能源利用效率大大提高，能源成本不断下降。目前，核心区节能率可达 20%以上，二氧化碳减排率接近 45%，项目曾获得“2014 年度中国分布式能源优秀项目奖”。

智慧管控精准调剂供需

最大化提高能源使用效率

“能源站建设运营的关键是处理好供给与需求的关系，即一手抓能源供给，一手保用户需求。”金皓敏表示，满足用户侧的精准需求就需要精细化的智慧管控。

在核心区智慧能源网监控平台大屏幕上，当日的发电负荷、供冷负荷、供热负荷等数据一目了然：6 月 10 日，区域发电量 80MWh、上网电量 7.2MWh、供热量 21.1MWh、热量峰值 2.5MWh、供冷量 728.4MWh，冷量峰值 64MWh，屏幕右上角，几组线性图表清晰展示着 6 月以来，整个核心区供冷功率、供热功率曲线变化。

朱惠说，通过智慧能源网监控平台，可实时监测到每块区域的用能情况，了解各个用户用能需求，从而规划符合用户用能需求的供能方案，以实现能源的最大化利用。

“智慧化管控的节能空间是非常大的，就单体建筑而言，如果分项计量系统、能源监测系统足够

精细，建筑的节能率至少可以提高 40%。”朱惠说。

金皓敏介绍，核心区区域集中供能系统边投资建设、边运营保障，经过多年的规划建设和市场培育，目前，1 号站能源站和 2 号站能源站已在 2019 年实现盈利。未来，核心区区域集中供能还将尝试推进光伏、光热、风电等技术的融合应用，利用优质、低价的绿色能源，优化核心区供能结构；同时，在已有分布式供能项目经验基础上，深入研究耦合分布式供能（燃气分布式、光伏发电、风电）、储能、用电负载等风—光—储—充多能互补的能源互联网应用；结合分布式能源站，开展充电桩业务也是下一步布局的重点。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-07-19

## 万亿储能市场迎来政策强信号：五年实现 30GW 装机量

尽管国内储能行业发展面临着巨大的增长潜力，但短期内，我国储能产业还需进一步探索可行的商业模式。7 月 23 日，国家发改委、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《指导意见》），提出到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。

《指导意见》发布后，A 股“储能”概念股闻风而动。截至收盘，科陆电子涨停，南都电源、鹏辉能源等概念股股价涨逾 7%。

所谓的新型储能，是区别于抽水蓄能的其他储能类型，主要包括电化学储能。根据《指导意见》，到 2025 年，我国新型储能装机规模超过 30GW。

中关村储能产业技术联盟发布的《储能产业研究白皮书 2021》，截至 2020 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 35.6GW。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 31.79GW；电化学储能的累计装机规模居次，约 3.27GW。

这意味着，在未来五年内，我国新型储能的装机规模至少存在八倍的增长空间。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇在接受 21 世纪经济报道记者采访时表示，这一纲领性文件的出台，将有力促进储能与电力系统协调发展的市场化机制，产品性能质量稳步提升，企业间合资合作节奏加快，产业资源配置效率进一步提高，技术创新和工程示范应用进程加快，自主可控、安全高效的产业链和供应链体系核心竞争力显著增强。

新型储能发展迎“顶层政策” 2017 年 10 月，国家能源局发布的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，为国内储能行业由商业化初期过渡并向规模化发展转变定下基调。

在这个被业内视作整个储能行业发展的“顶层政策”的影响下，过去三年，国内储能行业迎来快速发展。2020 年，中国已投运储能项目累计装机规模占全球市场总规模的 18.6%，同比增长 9.8%。

21 世纪经济报道记者注意到，尽管抽水蓄能目前在全球储能结构中占据绝对比重。但业内人士普遍认为，未来储能最大的增长空间却在电化学储能领域。

方正证券指出，抽水蓄能是当前应用最为广泛的储能电站，但蓄水电站的建设受制于地理环境，且由于抽水蓄能效率较低，在其他储能技术逐渐成熟的情况下，其新增装机增速逐年放缓。该机构测算，预计到 2025 年，全球发电侧、电网侧、用户侧累计的储能规模超过 205GW。且在碳中和背景下储能政策支持力度大，叠加系统成本下降导致经济性显现，储能预期确定性增长。

中关村储能产业技术联盟分别基于保守和理想两种场景，对 2021-2025 年中国电化学储能市场的规模和发展趋势进行了预测。其中，在保守场景下，国内电化学储能市场在 2021 年继续保持快速发展，累计装机规模达到 5.79GW。“十四五”期间，国内电化学储能累计装机规模年复合增长率（CAGR）为 57.4%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。

事实上，《指导意见》自今年 4 月份在征求意见阶段，便吸引了行业内的广泛关注。

根据《指导意见》，到 2025 年，新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。新型储能在推动能源领域碳达峰、碳中和过程中发挥显著作用。

值得一提的是,《指导意见》明确提出,到2030年,实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控,技术创新和产业水平稳居全球前列,标准体系、市场机制、商业模式成熟健全,与电力系统各环节深度融合发展,装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰、碳中和的关键支撑之一。

此外,《指导意见》还提出,要强化规划引导,鼓励储能多元发展,统筹开展储能专项规划、大力推进电源侧储能项目建设、积极推动电网侧储能合理化布局、积极支持用户侧储能多元化发展;要推动技术进步,壮大储能产业体系,提升科技创新能力、加强产学研用融合、加快创新成果转化、增强储能产业竞争力。

**商业模式仍需探索** 尽管国内储能行业发展面临着巨大的增长潜力,但短期内,我国储能产业还需进一步探索可行的商业模式。

“当前储能行业大多数经营者尚未找到适合自身发展的市场机制和商业模式,电力市场机构滞后缺模式,技术厂商靠垫资,集成商担风险。”一位储能行业分析师告诉21世纪经济报道记者,目前国内储能项目的订单大多源自政策驱动,储能系统参与电价交易的机制还未理顺。

有国内从事储能业务开发的从业人员对21世纪经济报道记者表示,国内储能行业若要顺利、持续发展,需要对电价机制或调度规则做变革和推进。

21世纪经济报道记者注意到,“完善政策机制,营造健康市场环境”成为《指导意见》中的重要内容。其中,首先明确了储能电站将不再是作为火电、新能源的附属而存在。

《指导意见》指出,明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准,加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制,深化电力辅助服务市场机制,鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

在健全新型储能价格机制方面,《指导意见》提出,要建立电网侧独立储能电站容量电价机制,逐步推动储能电站参与电力市场;研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策,为用户侧储能发展创造更大空间。

实际上,积极的信号正在释放。今年5月25日,国家发改委正式对外公布了《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》提出,将继续推进输配电价改革,理顺输配电价结构,提升电价机制灵活性。同时,该方案再度明确,要落实新出台的抽水蓄能价格机制,建立新型储能价格机制,推动新能源及相关储能产业发展。

刘勇认为,中国储能产业未来5年及10年的发展,尤其是储能技术的成本优势、规模优势和性能优势将变得越来越清晰。

“目前储能项目实现商业化的核心要素之一仍是降本。”前述分析师对21世纪经济报道记者表示,近十年来,国内储能系统建设成本正在加速下降,显著提升了储能应用场景的经济性。

曹恩惠 21世纪经济报道 2021-07-26

## 我国可燃冰钻探测井技术实现自主

本报讯 7月12日,中海油研究总院(下称“研究总院”),由国家重点研发计划“海洋天然气水合物试采技术和工艺”项目支持的“国产自主天然气水合物钻探和测井技术装备海试任务”在我国南海海域顺利完成海试作业,此举标志着我国海洋天然气水合物钻探和测井技术取得重大进展。

天然气水合物(又称“可燃冰”)是最具商业开发前景的战略资源之一,在我国主要赋存于南海800米以深的海底,其具有地层非成岩、非均质性强、易遇滑塌和浅层气风险等特殊难题。长期以来,由于国内缺乏针对水合物的钻探和测井技术装备,只能高价聘请和租用国外专业人员和设备开展作业。

研究总院董事长米立军表示,本次海试作业以低成本、高效率的优势获得了高质量的测井数据,

验证了国产自主深水技术装备的可靠性，一举打破了我国依靠自主力量进行海洋水合物钻进作业深度和作业水深两项纪录，为含水合物浅软地层钻探和测井作业提供了范本，为天然气水合物技术装备国产化自主化道路汲取了宝贵经验。

今年 6 月，研究总院以国家重点研发计划“海洋天然气水合物试采技术和工艺”为项目支撑，依托国产自主“海洋石油 708 深水工程勘察船”和国产深水钻井系统、新一代随钻测井工具，在南海 1758 米水深预定海域，开展了为期两周的两口水合物评价井的海底井场调查、钻探作业和随钻测井作业，取全取准了包括自然伽马、电阻率、声波、井径、井温、地形地貌等第一手资料，顺利完成目标任务。

中国工程院院士周守为说，本次海试成功使中国海油在深水-超深水天然气水合物钻探取样领域，具备了船舶-钻探-测井-取芯-在线分析检测全套国产化技术水平和全过程作业能力，标志着我国成为世界上第三个自主掌握该项技术的国家，我国海洋天然气水合物钻探和测井技术迈入了国产自主新时代。

据了解，中国海油自 1995 年起持续攻关水合物基础理论和工程难题，开展了多轮地质综合研究和勘探工作，逐渐建立了基于国产自主“海洋石油 708 深水工程勘察船”的国产钻井和测井系统，并在摸索和实践中自主研发了水合物绳索取芯工艺技术、深水浅表层 CPT 取芯工具等配套技术，于 2019 年在琼东南海域收获了天然气水合物岩心样品。

（刘雅文）

中国能源报 2021-07-19

## 西门子公司计划在德国建 100MW/200MWh 电池储能项目

据外媒报道，西门子公司日前签署了一份计划在德国巴伐利亚北部温西德尔部署一个 100MW/200MWh 大型电池储能系统（BESS）交钥匙工程的意向书。

西门子智能基础设施公司是西门子公司旗下的专注于智能和数字能源、工业和建筑解决方案业务部门，该公司与 Zukunftsenergie Nordostbayern 签署了这份意向书。Zukunftsenergie Nordostbayern 是一个包括公用事业供应商在内的区域利益相关者联盟，该联盟致力寻求加快能源供应的脱碳和现代化。

西门子智能基础设施公司和 Fluence 公司将共同制定“合适的融资概念”并商讨如何实施该项目。西门子公司表示，储能技术和服务提供商 Fluence 公司成立于 2017 年，是西门子公司和 AES 公司成立的一家致力提供和部署锂离子电池储能系统的合资企业（JV）。

本月早些时候，德国巴伐利亚州州长 Markus Söder 博士出席西门子公司在温西德尔的绿色氢气电解厂奠基仪式

西门子公司将负责项目管理职责，其中包括建造中压开关设备和促进与当地高压电网的连接。该公司日前在一份新闻稿中表示，将使用电池储能系统来管理可再生能源电力整合，并减少电网的峰值负载限制。电池储能系统将太阳能发电设施和风力发电设施的电力储存起来，并在最需要的时候注入电网。

参与 Zukunftsenergie Nordostbayern 计划的电力供应公司之一 SWW Wunsiedel 公司总经理 Marco Krasser 将储能系统描述为塑造能源未来的重要组成部分。他表示，该公司计划扩大其储能部署容量，以使其能够更好地利用可再生能源，同时指出这种扩展将逐渐发生。

储存剩余电力并在最需要时在电网上使用的能力将使当地电力供应商受益，但西门子智能基础设施公司德国技术性能服务负责人 Bernd Koch 表示，该储能系统还将使“上游电网运营商”受益，上游电网运营商在管理英国输电方面发挥着更为普遍的作用。

Koch 指出，使用电池储能系统能够更灵活地补偿电压波动，随着可再生能源发电量的增长，这种波动越来越普遍。由于附近有许多大型工业设施，电网运营商不得不部署大量的储能系统。西门

子公司项目经理 Andreas Schmuderer 补充说，部署这些储能系将对减少当地碳排放产生重大影响。

这个电池储能系统将部署在温西德尔镇，西门子公司的能源业务部门西门子能源公司在本月早些时候开始破土动工，并正在建设一座装机容量为 8.75MW 绿色氢气电解厂。位于温西德尔“能源园区”的质子交换膜(PEM)电解槽将连接西门子公司在 2017 年提供并部署的 6MW 电池储能系统。绿色氢气项目将生产清洁燃料供当地使用，并销往德国其他地区，该工厂计划于 2022 年夏季投产。

与此同时，在与主要控制储备辅助服务市场连接以进行频率调节的第一批项目之后，德国的大型公用事业公司的储能部门看到其基于市场的机会已经基本饱和。然而在整个欧洲，正在采取措施使各国能源市场与欧洲大陆的 2050 年碳中和目标更紧密地结合起来，其中包括即将推出的自动频率恢复储备(aFRR)市场，专家认为这将为电池开发商增加更多收入。最近还有来自德国政府进行的“技术创新”招标，这些招标授予了部署太阳能+储能项目的一些合同。

西门子公司的新项目在现阶段似乎与可再生能源整合和峰值需求管理（而不是基于市场的频率调节和其他辅助服务机会）有着更紧密的联系，如果该项目如期进行，那么西门子公司将积累更加丰富的商业案例。

刘伯洵 中国储能网 2021-07-26

## 新方法可节省工厂能耗一半以上

俄罗斯托木斯克理工大学开发出一种降低石油加工企业能源消耗的方法。借助于该方法，可使企业燃气和燃油消耗量节省一半以上。研究人员认为，在任何工业生产中都能实现这样的结果。相关研究发表在《能源转换与管理》期刊上。

托木斯克理工大学化学和生物医学技术研究院研究员斯坦尼斯拉夫·博尔迪列夫解释说，这种效果是通过优化工艺流程和热流型来实现的。优化热交换器排列次序可以提高能源使用效率。“例如有 3 个热物流，用蒸汽加热第一个热物流，用水冷却第二个热物流，在炉子中加热第三个热物流。为了节省能源，可以用第二个热物流加热第一个和第三个热物流。在真正的企业中，有数十个这样的热物流。”

研究人员表示，新方法既适用于现有加工企业的改造，也适用于设计新的、更节能的生产设施，把对环境的影响降至最低。这种现代化改造既可降低企业最终产品的生产成本，又可减轻环境压力。根据试验结果，进行试验的炼油厂每年节省的燃料可使二氧化碳排放量减少 19000 吨。生产过程中燃烧的燃料越少，排放到大气中的气体就越少。

科技日报 2021-07-27

## 新型储能怎么发展？一文读懂发改委指导意见

7月23日，国家发改委、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《指导意见》）。《指导意见》提出坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

光大证券分析称，随着“双碳”战略的提出，可再生能源将大力发展，这需要大量储能平滑负荷曲线以保证电网稳定性，储能迎来发展机遇。

### 【试点】

试点应优先在风力和光伏资源比较充沛的地方开展

《指导意见》提出，统筹开展储能专项计划，一是要各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接；二是要积极推动电网侧储能合理化布局，通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比

例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。三是积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。

与此同时，《指导意见》认为要加强组织领导，强化监督保障工作，鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为，“我国的能源以煤炭为主，发电也是以煤炭为主，未来降低碳排放，向清洁能源过度，储能系统可以将绿色清洁能源收集后利用，达到降低碳排放实现碳中和的目标。”

对于试点城市，张翔认为，一二线城市主要是用电城市，一般是储能后通过高压线路将电输送到一二线城市；偏远城市可以通过风能或者光能发电实现自给自足，先行试点可以在风力发电和光伏发电资源比较充沛的地方，当然城市里面也可以有一部分试点，但总体来讲城市里光照条件不好，不能大面积推广。

### 【技术】

坚持多元化路线

商业化规模或仍需国家政策支持

《指导意见》中表示要推动技术进步，壮大储能产业体系；第一是提升科技创新能力，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究；同时坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用；将加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

二是加强产学研用融合，三是加快创新成果转化，鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范；四是增强储能产业竞争。

中信证券认为，储能行业有望解决储能主体市场地位和配套政策缺失痛点，开启市场化新阶段，储能设备供应商和综合能源服务商率先受益。在张翔看来，目前储能电池主要是磷酸铁锂电池为主，它的成本相对较低，但其缺点就是能量密度低一点，如果大规模使用的话，成本有望进一步降低；至于实现商业化规模应用，他认为光伏发电或风力发电成本都相对火力发电高，想要实现商业化规模应用仍需要国家政策补贴的支持，不然可能很难发展。另外，风能和光伏产业需要加快发展，如果行业无法壮大的话储能电池产业的发展也会受到影响。

《指导意见》提出要加快推进钠离子电池等技术开展规模化试验。华创证券认为，钠离子电池与目前的锂离子电池工作原理类似，但优势突出，成本低、能量密度及性能更加，工作更长，充电速度更快；不过东北证券认为，目前阶段钠离子电池的能量密度明显低于锂离子电池，与新能源汽车电池需求匹配度低，钠暂不可能替代锂成为动力领域主流技术方向，站在当前时间点来看，钠电池对锂电池的替代性实际上很微弱。但业内也存有共识，认为在锂离子电池很难同时支撑电动汽车和规模储能两个市场的情况下，钠离子电池在储能市场的前景则较为广阔。

### 【时间表】

2030 年实现新型储能全面市场化发展

与新能源汽车发展步调一致

《指导意见》也为新型储能的发展规划了时间点，到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，并表示新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

实际上可以发现，新型储能的发展时间点与新能源汽车的发展时间表基本相似。2020 年国务院办公厅发布的《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》提出到 2025 年新能源汽车的渗透率将达

到 20%，到 2030 年新能源汽车的新车渗透率达到 40%。罗兰贝格预测 2025 年和 2030 年两个时间点上，中国新能源汽车的渗透率上会加速发展，预计 2025 年新能源汽车渗透率可能在 20%到 25%之间，2030 年或高于 40%。

据悉，截至 2020 年底中国已投运储能项目累计装机规模 35.6 吉瓦(1 吉瓦=100 万千瓦)，这意味着未来 5 年新型储能将在现在基础上大幅增长，而且这些新增储能将主要集中在“光伏+储能”“风电+储能”“电化学能+储能”等新型储能方面。

而在储能产业链中，电池是成本占比最大、壁垒最高的环节；从数据来看，2030 年全球储能锂离子电池需求约 100GWh，占锂电池总需求量的比例约 5%；而随着新能源汽车拉动电池产业规模化发展，锂电池的成本或将进一步降低，也能够加快储能产业链的发展。

### 【规模】

2025 年装机规模达 3000 万千瓦以上

业内预测未来五年年复合增长率或超 50%

《指导意见》进一步提出了十四五期间我国新型储能的发展规模目标，到 2025 年新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用；到 2030 年新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。

按照《指导意见》明确的目标来看，我国新型储能具有巨大的市场空间。公开数据显示，截至 2020 年，我国新型储能装机容量为 3.81GW，根据此次政策制定的目标，未来五年的空白市场空间为 26.2GW，年复合增长率达 51%，发展潜力巨大。

实际上，储能行业的发展主要依赖电化学储能装机规模的持续提升，成本低、各项性能相对均衡的锂电池将是“十四五”期间主流的新型储能技术；公开数据显示，2020 年我国电化学储能累计装机规模达到 3.27GW，锂离子电池以 88.8%的装机占比占据绝对主导地位，电化学储能占整体储能装机规模比重也从 2018 年的 3.7%提升到 2020 年的 7.5%；盖锡咨询预测，到 2025 年，我国电化学储能市场将会达到 27GW。

近来储能板块不断走强，业内认为一方面得益于政策面的支持，行业前景光明，另一方面是与新能源汽车锂电池产业链板块的走强有关。中信证券认为受益于政策呵护力度不断加强，新型电力系统的加强建设，电力交易体系的完善和成本的不断下降，储能行业在“十四五”期间将迎来快速发展期。中长期看，氢储能应用有望加速，绿氢成本有望下降，利好燃料电池等氢能利用设备。

王琳琳 新京报 2021-07-25

## 亚马孙雨林部分地区从“碳汇”变“碳源”

全球面积最大热带雨林的部分地区从“碳汇”直接变成“碳源”？据英国《自然》杂志 7 月 14 日发表的一项气候科学研究指出，森林砍伐和区域气候变化可能威胁到亚马孙雨林大气中碳的缓冲潜力，研究发现，一些地区的碳排放超过了碳吸收。研究结果帮助人们进一步了解了气候变化和人为干扰的相互作用，以及这种相互作用对全球最大热带雨林碳平衡的长期影响。

亚马孙雨林或称亚马孙流域，是全球面积最大的热带雨林。因此，亚马孙雨林对于大气中碳的累积和储存具有关键作用。人为森林砍伐和气候变化这类因素被认为引起了碳汇能力下降，改变了当地含碳气体的平衡，而这种平衡是衡量生态系统健康的指标。

此次，巴西国家空间研究所科学家卢西亚那·盖提及其同事，整理了 2010 年至 2018 年巴西亚马孙流域上空对流层二氧化碳和一氧化碳浓度的飞机观测结果。对流层是地球大气的最下层，研究团队对四个地点的逾 600 例垂直分布（从地表到海平面以上约 4500 米）数据进行了分析，结果显示亚

马孙流域东部的总碳排高于西部。具体而言，亚马孙流域东南部被锁定为一个净碳排放源，在研究期间从“碳汇”直接变成了“碳源”。研究人员认为，旱季和森林砍伐的加剧对当地生态系统构成了压力，导致火灾事故增多，这些可能是造成东部碳排放增加的原因。

张梦然 科技日报 2021-07-19

## 研究表明电池储能系统部署规模将迎来快速增长

众所周知，在南澳大利亚州部署的采用了特斯拉电池储能系统的霍恩斯代尔电池储能项目在 2017 年底开通常营时，成为了当时全球运营规模最大的一个锂离子电池储能系统。而如今，规模更大的电池储能系统不断涌现，使该项目的规模相形见绌。而随着市场动态的变化以及风力发电和太阳能发电设施以及住宅太阳能发电设施加快部署，储能系统的装机容量和储能容量也随之增长。

当霍恩斯代尔电池储能项目开通运营时，100MW/150MWh 的规模在当时看起来确实很大。澳大利亚能源市场运营商(AEMO)在 2016 年预测，澳大利亚可能部署规模最大电池储能系统的装机容量将在 1MW 左右。并指出，电池储能系统如果在电网中做出重大贡献可能需要 10 到 20 年的时间。

但是储能市场正在快速变化。随后推出的其他大型电池储能比所有人想象的更大、更快、更准确、更可靠和更灵活，不仅证明怀疑论者是错误的，而且还开始提供许多人认为无法做到的服务。

而如今部署的电池储能系统的规模也变得越来越大。霍恩斯代尔电池储能项目的规模在去年已经扩展到 150MW/194MWh，但与此同时却失去了“全球规模最大的电池储能系统”的称号。

今年晚些时候，霍恩斯代尔电池储能项目也将失去“澳大利亚规模最大电池储能系统”的称号，因为其所有者 Neoen 公司正在为维多利亚州吉朗附近的一个 300MW/450MWh 的 Victoria 大型电池储能系统进行检查和测试，因此在规模上很快就会被超越，因为具有更长持续放电时间的更大的电池储能系统成为了人们关注的焦点。

储能市场得以快速发展有一些原因。迄今为止，大型电池储能系统主要集中在向电网提供服务——频率控制、合成惯性，以及作为虚拟同步发电设施，它们已经证明可以完成甚至超越燃煤发电和天然气发电厂提供的电力服务。为了完成频率控制工作，电池储能系统只需短期存储电力的时间，通常是半小时或更短。

正因为因此，迄今为止安装的大型电池储能系统实际上并没有起到大多数人所理解的储能作用——将过剩的风能和太阳能电力输出时间转移到当天电力需求更高的时间。

正如澳大利亚学术学院理事会(ACOLA)几年前发布的调查报告指出的那样，以及其他研究得出的结论，在风力发电和太阳能发电量达到 50%左右之前，大型电网可能不需要更多的储能系统。

这主要是因为电力市场运营商仍然可以依靠备用电源来支持长期主导电网供电的化石燃料发电设施。这也解释了澳大利亚几十年前建造的抽水蓄能大部分仍然很少使用的原因。

但随着风能和太阳能发电量的持续增长，以及老化和不灵活的燃煤发电设施和天然气发电设施加速淘汰，风力和太阳能发电的时移机会正在出现。在过去的几个月，规划和部署持续放电时间长达 4 小时的电池储能系统的数量正在迅速增长，这些项目将风能和太阳能的多余电力转移到晚上的峰值需求期间。

其中积极部署电池储能系统的还包括澳大利亚一些主要的燃煤发电商，例如 Energy Australia 公司、Origin Energy 公司和 AGL 公司。

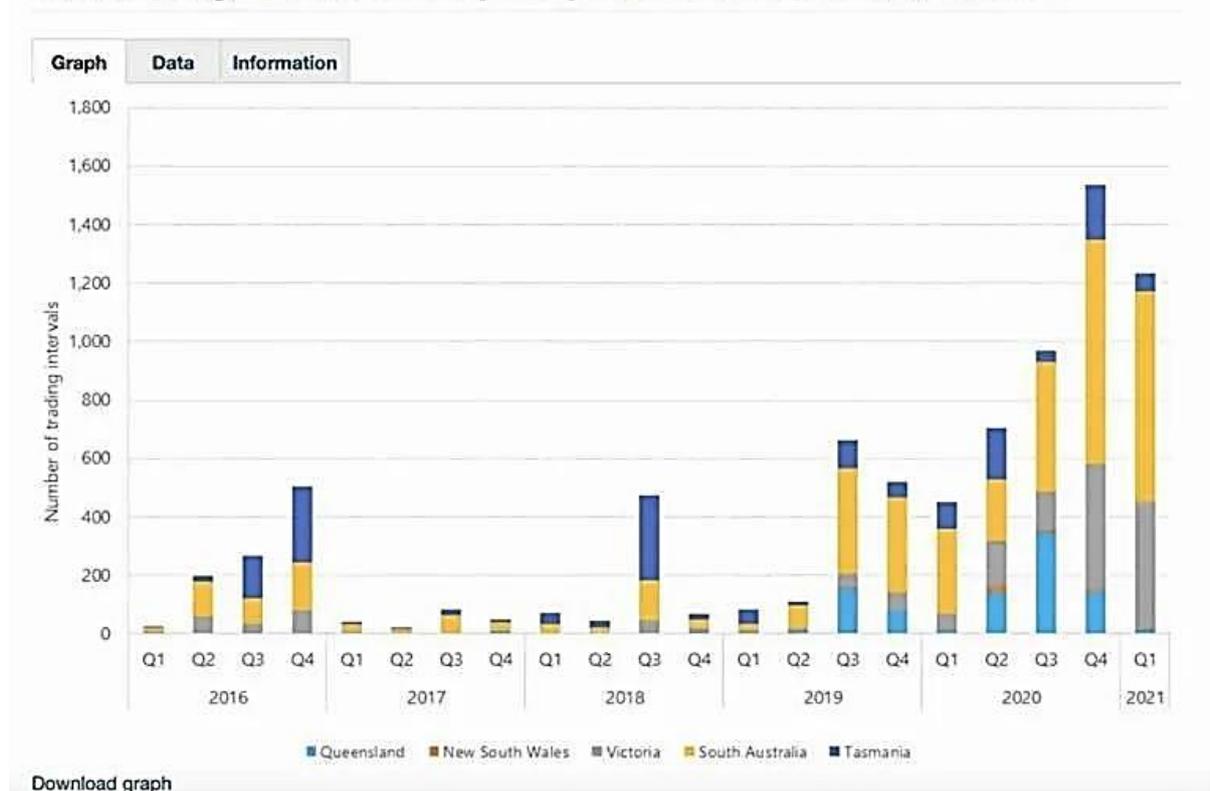
Energy Australia 公司计划在维多利亚州的 Yallourn 部署一个装机容量为 350MW 的大型电池储能系统，持续放电时间为四个小时，该电池储能系统将于 2028 年开通运营。AGL 公司正在南澳大利亚州的托伦斯岛部署一个装机容量为 250MW 的大型电池储能系统，持续放电时间为四个小时，将替代一个老化的天然气发电设施，该公司还计划在维多利亚的 LoyYang 燃煤发电设施部署类似规模的电池储能系统。Origin 公司正在 Eraring 部署一个持续放电时间为 4 小时的大型电池储能系统，该电池也将在 2030 年之前开通运营。其他可再生能源开发商也是如此，例如 Tilt 公司正在 Latrobe

Valley 部署电池储能系统。

他们关注的关键数据之一是市场的波动性。任何类型的储能系统都可以获得，因为通常在电力价格低时存储电力，并在电力价格高时放电。

关键指标之一是负定价事件的数量。这种情况过去只发生在燃煤发电商竞争激烈的时候。而这种情况现在成倍增加，尤其是在白天，并且由于太阳能发电或风力发电量有时过多，或者电网限制了与其他州共享电力输出的机会。

## Quarterly count of spot prices below \$0/MWh



不过，最先上市的 4 小时电池储能系统可能由 Alinta Energy 公司部署。有趣的是，这种情况没有发生在制定可再生能源发电目标各州的电网运营商身上，而是矿产开发商，例如在西澳大利亚州开采矿石的 Fortescue、必和必拓、力拓等大型矿业公司，这些公司都是致力削减其采矿业务的碳排放量。

Alinta Energy 公司计划在黑德兰港部署一个 30MW/120MWh 电池储能系统，并在那里建设并运营一个天然气发电设施，为其大型采矿客户提供电力，并计划部署一个装机容量为 90MW 太阳能发电场，以满足他们对更清洁、更便宜的电力的需求。

该公司表示，电池储能系统将具有双重作用，可以平滑太阳能电力输出，并时移其中一些电力用于满足晚上峰值期间的需求。而在夜间，电池储能系统将存储天然气发电设施的电力，使其能够满负荷运行。

Alinta Energy 公司表示，这将提高能源效率，并降低成本和碳排放，这意味着电池储能系统可以在几年内收回成本，就像规模较小的 Mt Newman 电池储能系统为多个铁矿石矿山提供服务的单独电网上所做的那样。

Alinta Energy 公司资产策略负责人 Gary Bryant 日前在接受媒体采访表示，黑德兰港电池储能系统的配置略有不同，这取决于供应商的报价和市场机会的细节。

Bryant 说，“这主要取决于供应商的建设成本是多少，他们都在研究部署特定规模以降低生产成本，从而使整体建造成本更低，更具竞争力。黑德兰港电池储能系统的装机容量容量为 30MW，持

续放电为 4 小时。因此，这更多地与我们需要存储的电力有关，而不是特定的持续放电时间。”

Bryant 指出，在像 Pilbara 这样的市场上部署电池储能系统是有意义的，因为天然气发电使电力成本居高不下。

在目前仍以燃煤发电为主的电网中，电池储能市场面临的挑战将是如何使套利并发挥重要作用。而随着风力发电和太阳能发电量的不断增加，化石燃料发电设施面临的压力越来越大，这将加快储能部署。

很多人都将关注澳大利亚能源安全委员会的最终建议及其重新编写市场规则的提议上，这是 20 多年来的第一次广泛审查。

那么会像承诺的那样反映和鼓励转向更快、更智能、更灵活的新技术（例如电池储能系统和需求管理），还是仍然采用过去的做法？业界人士将拭目以待。

刘伯洵 储能网 2021-07-16

## 中科院电工研究所在高性能 MXene 基锂离子电容器研究中获进展

近日，中国科学院电工研究所马衍伟团队在高性能 MXene 复合材料制备、MXene 基锂离子电容器研制方面取得新进展，相关研究成果发表在《先进功能材料》上。

MXene 作为一种新型二维过渡金属碳化物，具有与石墨烯类似的结构特点，在储能领域得到广泛研究。然而，MXene 本身比容量低，因此构建合理的纳米结构、保留二维材料特征、引入高储锂容量成为 MXene 在高性能电极材料应用方面的挑战。

前期，研究团队利用剥离 Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub>MXene 时使用的四丁基铵离子（TBA<sup>+</sup>）作为阳离子中间体，有效削减 Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 和氧化石墨烯（GO）之间的静电斥力，使两种二维材料形成面对面排列结构，制备出具有优异比容量和倍率性能的 Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub>/rGO 复合负极材料（Sci. Bull.2021, 66, 914-924）。在此基础上，科研团队利用水热法制备热力学稳定的 1T 相 MoS<sub>2</sub>，并在二维 Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 上原位生长，制备出 1T-MoS<sub>2</sub>/d-Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 二维复合纳米材料。在水热过程中 TBA<sup>+</sup>嵌入 MoS<sub>2</sub> 层间，扩大层间距离的同时为 MoS<sub>2</sub> 注入额外电荷诱导其从 2H 向 1T 相转变。扩展的层间空间及 1T 相 MoS<sub>2</sub> 的金属导电性为锂离子在 1T-MoS<sub>2</sub>/d-Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 的扩散降低了能量势垒，有效弥补了正负极之间的动力学差异。此后，研究人员采用 1T-MoS<sub>2</sub>/d-Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 作为负极，多孔石墨烯作为正极，组装成的高性能锂离子电容器能量密度最高可达 188Wh/kg，功率密度最高可达 13kW/kg（以上数据基于电极材料质量），5000 次充放电循环后容量保持率为 83%。研究表明，1T-MoS<sub>2</sub>/d-Ti<sub>3</sub>C<sub>2</sub>T<sub>x</sub> 作为高性能锂离子电容器的负极材料具有较好的应用前景，为高性能锂离子电容器的开发提供了新思路。

研究工作得到国家自然科学基金、中科院大连洁净能源研究院合作基金、中科院青年促进会等的支持。

电工研究所 2021-07-30

## 油企“捕碳换油”只是“看上去很美”？

在碳达峰、碳中和目标下，国内油气企业低碳转型步伐加快，积极开展碳减排关键技术研发和创新。除了提高能源利用率和开发清洁可再生能源外，油企变换角色当“捕手”，积极布局 CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）业务。

目前，中石化已开启我国首个百万吨级 CCUS 项目建设——齐鲁石化-胜利油田 CCUS 项目；中海油携手中国华能集团，就 CCUS 前沿技术等领域务实合作；中石油主导的新疆 CCUS 中心成为油气行业气候倡议组织（OGCI）在全球部署的首批 5 个 CCUS 产业促进中心之一。

“因具有减少整体减排成本、增加实现温室气体减排灵活性的潜力，CCUS 不仅是当前碳减排的主要途径之一，也是 2060 年实现碳达峰、碳中和目标的重要兜底技术。”中国石油大学（北京）教

授彭勃说，“但目前该技术还存在技术单元多、路线长、成本高等局限，亟待更多政策支持和技术研发与优化。”

#### 降碳与上产一举两得

油企每项生产经营活动都会产生二氧化碳，因此，要实现减碳目标，必须将排放出的二氧化碳抵消，实现绿色生产。

为应对能源转型对石油行业的冲击,适应绿色低碳发展的潮流,国际石油公司都在探索现有业务的低碳转型，重视并发展碳捕集与封存等相关技术，尤其注重创造规模经济和降低成本。目前全球有 26 个 CCS/CCUS 项目在运营，二氧化碳捕集及埋存能力达 4300 万吨/年，有近 20 个项目在建。

国内油企在寻找新的发力点，为实现减碳目标做贡献的同时，还面临着增储上产、保障能源安全的双重压力。

中国石油和化学工业联合会提供的数据显示,2020 年我国油气对外依存度分别达 73.5%和 42.0%，新增探明油气地质储量降至近 10 年来最低点，增储上产保障能源安全仍是首要任务。

降碳与上产是否相悖？“碳中和给油企带来巨大压力和挑战，但也为传统能源公司带来了新的增长机遇。”彭勃说。

彭勃指出，CCUS 技术中的二氧化碳驱油技术，将成为实现碳达峰、碳中和目标的“加速器”，也将实现采油过程中对二氧化碳利用与封存的一体化处理。

根据国家重大基础研究等项目评估，中国约有 130 亿吨原油地质储量适合二氧化碳驱油，可提高采收率 15%，增加石油可采储量 19.2 亿吨，同时可封存约 47-55 亿吨二氧化碳。CCUS 不仅有利于提升油气产业的经济效益，更有助于缓解石油对外依存度不断上升所带来的能源安全挑战。

“目前国内新发现油藏田多为低渗透油藏，这种油藏很难开发，油田沉睡在细密的岩石里，‘注不进水、采不出油’。二氧化碳的特殊性质恰好非常适合低渗透油藏开发，是将难动用储量变为优质储量的‘钥匙’，可提高油田采收率 10%至 20%。”彭勃指出。

#### 项目不少但规模有限

CCUS 是油气行业绿色低碳转型的重要突破口，油企从炼厂或自备电厂获得二氧化碳，并运用到上游油田开发，在其系统内就可“自行消化”。

近十年来，相关部门不断加大 CCUS 技术发展的支持力度，先后设立了两期国家 973 项目、863 项目和三期国家科技重大专项项目，其中二氧化碳驱油技术已多有应用。

例如，胜利油田在 5 个区块开展技术应用，累计注入二氧化碳 36 万吨，封存 33 万吨，封存率达 92%。目前，胜利油田适合二氧化碳驱油的低渗透油层储量达 9.12 亿吨，仅按 10%的提采率来算，可实现增采 9000 万吨，封存二氧化碳 1.5 亿吨。

吉林油田则计划“十四五”末驱油产量达到 50 万吨以上。目前，吉林油田已相继建成原始油藏、中高含水油藏、高含水小井距、水敏油藏、工业化应用 5 个二氧化碳驱油与埋存示范区，已累计埋存二氧化碳 142 万吨，增产原油 13.1 万吨。

但相对于水驱油和聚合物驱油技术，目前使用二氧化碳驱油的企业并不多，规模十分有限。

彭勃指出，在减碳目标下，低碳转型成为企业必须践行的行动，在此背景下，在“贵还是生存”之间如何选择，对于油企来说并不困难。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强预计，未来 CCUS 技术会出现巨大进步，深度脱碳将在 2045-2050 年左右开始，基于前期的技术积累和创新，届时 CCUS 的单位减排成本可以大幅度下降。

#### “兜底”技术仍待升级

即使在捕集、运输、利用和埋存等环节均有较为成熟的技术可以借鉴，但 CCUS 仍是一项新兴产业，就整个产业链而言，目前还处在研发和示范阶段。高成本和机制缺失是 CCUS 发展的重要制约因素，也直接限制了二氧化碳驱油技术的应用规模。

在现有技术条件下，碳捕集利用与封存将额外增加 140-600 元/吨的二氧化碳减排运行成本。 ”

目前条件下，不同行业之间的成本分摊规则并不明朗。CCUS 整个产业链条中，各产业环节间的减排责任、权利与义务需进一步梳理与明确，CCUS 的成本的分担、减排效益的分享机制需要政府引导、市场调节。”彭勃说。

目前，美国出台的 45Q 条款最终法规（碳捕获与封存税收优惠政策）是针对碳捕获与封存的一项企业所得税优惠政策。“该政策从捕集端给予补贴，即按照捕获与封存的碳氧化物数量计算一个抵免额，允许纳税人从企业所得税应纳税额中进行抵免。但我国还没有类似统一的标准和规范。”彭勃说。

另一方面，虽然二氧化碳驱油是目前比较好的 CCUS 用途，但驱油所用二氧化碳仍会有 2/3 回到地表，重新释放到空气中，CCUS 技术仍需升级。

业内人士建议，国内油企可优先为捕集的二氧化碳提供市场并完善其运输、使用与封存的基础设施，包括油田提高采收率和地质封存所必须的二氧化碳输送管道等基础设施，以推动 CCUS 大规模示范和优化。此外，应在盆地边缘靠近二氧化碳“源”和“汇”的重点区域开发全链条 CCUS 集群，对先行实施部署、具有战略性能源安全和气候效益的项目给予奖励。

本报记者 渠沛然 中国能源报 2021-07-19

## 重力储能或成废弃风机叶片应用新场景

本报讯 日前，意大利能源公司 Enel 绿色电力与瑞士储能公司 Energy Vault 签订合作协议，声称将共同开发一种利用退役风机叶片制成的重力储能系统，这也是业界针对风机叶片退役的又一探索。

双方共同发布的声明显示，在风电场的所有部件中，叶片由于其特殊的材料性质，是最难被回收的部分。为此，Enel 绿色电力与 Energy Vault 公司将共同研究废弃风机叶片，以期将其应用在重力储能系统之中。

据了解，该重力储能系统主要由 Energy Vault 开发，技术原理与抽水蓄能系统类似，利用大块的固体材料作为重力势能储能介质，在抬高时储存多余的电力，在需要时放出电力。去年 7 月，该公司的重力储能系统已进入商业示范阶段。

“风机叶片主要由玻璃纤维或碳纤维与其他材料复合而成，拥有较高的材料稳定性和材料强度，在重力储能系统之中，这一材料制得的固体材料能够有效延长系统寿命，成本也相对更低。”Enel 绿色电力高管 Irene Fastelli 指出。

根据 Enel 绿色电力与 Energy Vault 达成的协议，双方目前已分析了这一方法的商用可行性，随后将研究该系统在商用电站中应用的可行性。如果项目进展顺利，今年底就将获得商用重力储能电站的研究报告结果。

事实上，随着全球风电场寿命到期退役潮渐行渐近，业内也加快了叶片等废弃材料的处理方法探索，除应用于重力储能系统外，将叶片打碎混入建筑材料、叶片材料分解进行回收实现循环利用等新兴方式也越来越受到业内关注。

李丽旻 中国能源报 2021-07-19

## 生物质能、环保工程

### 12.01 亿立方米！北京再生水年使用总量连续三年全国第一

暑气蒸腾，走近河渠，潺潺流水平添几分清凉。这水，大都是再生水。岸旁渠边，园林工人举着橡皮管子，为花草草“解渴”。这水，大都是再生水。

举起手机，拍下水清岸绿。手机芯片生产过程中的用水，也有很多是再生水。

河湖补水、花坛绿化、小区冲厕、工业用水……日常生产生活中，再生水，已无处不在。

北京市水务局的统计数据显示，2020年再生水年利用量达12.01亿立方米，占年度水资源配置总量的近30%……北京再生水年利用量全国第一，这是继2018年、2019年后，连续第三次登顶。

在北京，再生水已成为稳定可靠的“第二水源”。

开发再生水为北京“解渴”

“历史上的北京不缺水，城市水系也比较发达。”北京市城市河湖管理处高级工程师武士敏说。

武士敏研究北京城市河湖水系变迁多年，她发现，到上世纪60年代末，北京河湖水系的水面一度占到市区面积的3%，河道大部分有水，水质也基本良好。到上世纪70年代初，郊区河湖渠道仍大量存在，京西北是有名的海淀湿地，京南有著名的海子湿地，湿地面积占到平原面积的15%左右。

不仅仅是武士敏。到上世纪80年代，通州居民白文荣眼中的北运河，还是河水清澈，鱼虾成群。后来，白文荣成为一名水务工作者，他才明白“原来水多，北运河才能清澈”。

但上世纪90年代之后，水，开始变少了。

由于干旱少雨，加之地下水长期超采，地下水位下降，北京的沟渠干涸了，河道干涸了。伴随着粗放发展，工业污水大都就地排放，污染了不少河道，北京大部分地区出现“有河皆干，有水皆污”的状况。

2001年7月中旬，家住光明桥附近的吴老先生忽然发现，家门口的护城河里漂着大量绿色物质，“绿绿的一层，跟绿油漆一样，散发着腥臭，以前从没见过。”

吴老先生很快从报纸上获悉，北京城市水系全面爆发了“水华”。“水华”也叫蓝藻，是水体富营养化的典型特征之一。一般是在死水区、不流动的水域，加上天热，太阳一晒就出来了。

“水华”的出现，再次证明了北京缺水的现状。

水源减少，人口增长，尖锐的“人水矛盾”引发“用水缺口”……北京很快成了严重缺水城市。

市水务局提供的资料显示，北京每年水资源缺口达15亿立方米。国际公认的用水紧张线是人均水资源拥有量低于1700立方米，严重缺水线是人均水资源拥有量低于500立方米。虽然2014年年底南水北调工程通水后，北京人均水资源拥有量从100立方米上升至150立方米，但与世界公认严重缺水线的差距仍直观可见。

水资源短缺几乎成为制约首都发展的第一“瓶颈”，启动再生水发展战略，迫在眉睫。

“一举两得”破解水脏水少

北京的再生水开发之路，一走就是20年。

2001年，《北京市区污水处理再生水回用总体规划纲要》出台，为此后的再生水发展提供了重要依据。

此后10年间，北京在中心城区陆续建成了清河、北小河、方庄等一批再生水厂。到“十一五”末期，城市的北部、东部、东南部和西南部已形成了四大再生水生产供水区域，年生产能力达到4亿立方米，主要用于工业冷却、河道景观、农业灌溉、园林绿化及市政杂用。

2008年北京奥运会期间，奥运场馆的绿化、冲厕用上再生水，北京成为奥运史上第一个以再生水作为奥林匹克中心区景观、绿化用水的举办城市；2011年11月，北京永定河“四湖一线”工程竣工开放，北京的“母亲河”在断流30年之后重现生机，再生水功不可没……

虽然再生水渐渐走进了人们的生产生活，但北京缺水的情况并没有改变，经过处理的再生水排入河道，但水量不足，依然无法改变河湖缺水的现状。

如何解决“水资源紧缺”和“水环境恶化”两大难题，是北京水务工作者面临的巨大挑战。

2013年起，连续三个污水治理三年行动计划压茬推进，包括建设再生水厂、敷设配套管线、治理黑臭水体、解决城乡结合部和农村污水等诸多方面。

从中心城区到乡镇农村，从城市河湖到小微水体，从临时治污到根治水污染，北京用绣花功夫打起“组合拳”，向污水“宣战”。

作为“九河末梢”的北运河，曾经污水横流。

“那时候，市水务局公布全市 84 条黑臭水体名单，有 53 条都在通州境内，可以想象当时通州治水难度之大、压力之大。”现任北运河管理处水生态环境科科长杨子超说。

在三个“三年行动”中，杨子超和同事们迎难而上，截污治污、敷设管线、建设污水处理设施……北运河流域渐渐有了变化，如今，这里已是水清岸绿，水鸟“不请自来”。

三个“三年行动”改变的不仅仅是北运河。市水务局再生水处处长刘晓音介绍，截至目前，本市已新建再生水厂 68 座，升级改造污水处理厂 26 座，全市规模以上污水处理厂日处理能力由 2013 年的 393 万立方米，提高到 2020 年的 687.9 万立方米；污水处理率由 2013 年的 84.6% 提高到 2020 年的 95%，城镇地区基本实现污水全收集、全处理，污泥无害化处置。

消除污水的同时，第二水源自然而然就有了，“一举两得”。

补水河道水清岸绿

三个“三年行动”快速提升了北京的污水处理能力，高品质再生水源不断地流入河道，绘制着蓝绿交织的美丽画卷。

小红门再生水厂，今年有了新任务——为“母亲河”永定河补水。每天，5 万立方米高品质再生水通过 30 余公里地下输水管线，一路向西向南，再经过湿地净化，最终流入永定河。

有了再生水的补充，如今永定河河道宽阔，植被丰富，水中的小鱼不少，岸上水鸟齐飞，成了市民休闲游玩的好去处。

让干涸的河道有水，让脏臭的河水变清，本市城区的清河、坝河、通惠河、凉水河主干河道及支流沟渠共计 28 条河流都享受到了再生水提供的“福利”。

“10 年前，这里水的颜色像墨汁一样，还没走近，就能闻到臭味。”在凉水河光彩桥附近居住的市民张先生说起以前，皱了皱鼻子，仿佛还能想起当年的味道，“您再看看现在，水多了，岸绿了，成了我们的后花园了。”经过多年治污攻坚，再生水涌进河道，让这条臭水河变得水清岸绿，大批野鸭、白鹭飞来了，河道内鱼虾出现了，河湖的生机回来了。

再生水不仅补水河湖，而且能循环利用。

今年 9 月，海淀北部地区的画眉山湿地公园将正式开放，一幅山水田园美景已基本显现。

曾经，这里只是一条没水的沟渠，为改变这一局面，海淀区水务局实施“水清岸绿行动”。

“根据目前海淀区的水资源现状，我们采用再生水作为主要的补水水源，利用上庄再生水厂等为南沙河生态补水，再将南沙河的水调往上游，带动北部 12 条支渠循环流动，既带活了干涸的支渠，又改善了南沙河水质。”海淀区水务局局长马光耀介绍。

在圆明园遗址公园，水的灵气无处不在，这里的水大多来自清河再生水厂，每日 3 万立方米的补水，让圆明园的水质稳定在地表水 IV 类标准。每到盛夏，超千亩的大荷塘中，200 多种荷花竞相开放，都是靠再生水滋养。经过多年的水生态修复，消失多年的北京原生物种鳊鱼、金线蛙重现圆明园。它们的再度回归是对这里水生态环境改善的最好证明。

再生水还成为了北京湿地的主要补给水源。

最具代表性的，要数位于丰台区的槐房再生水厂。进入厂区，一条蜿蜒的小溪在植被中穿过，眼前是郁郁葱葱、鸟语花香的美景。开放区域里，有不少市民休闲散步。他们可能并不知道，眼前 18 公顷湿地中的清水，全靠地下这座日处理污水能力 60 万立方米、亚洲规模最大的全地下再生水厂提供。

仅 2020 年一年，全市用于河湖补水的再生水总量就高达 11.07 亿立方米。在生态环境领域学者的眼中，再生水对北京恢复、增加湿地面积，维护湿地的自然生态属性具有重要意义。而在水务工作者的眼中，河湖景观的补水利用，在很大程度上减少了清洁水源的消耗。

又是一个“一举两得”。

再生水利用还有更多可能

从 2018 年到 2020 年，北京再生水年利用量分别为 10.7 亿立方米、11.5 亿立方米和 12.01 亿立

方米，连续三年全国第一。不仅仅是为河道补水，再生水的使用还有更多可能，比如绿化、洗车、冲厕、工业、道路浇洒等多个方面。

位于北京经济技术开发区的中芯国际集成电路制造有限公司，就是再生水的使用“高手”。

在芯片的生产过程中，有一个环节需要用超纯水进行清洗，而超纯水的制备，需要使用大量自来水。为了减少对自来水的消耗，中芯国际将目光投向了再生水源。

中芯国际厂务水科经理廉申海介绍，对水质要求不高的工艺环节中，公司已经用上了来自小红门、博大等再生水厂的再生水。而生产工艺中的用水“大头”，则来自厂区自己的回收水。

“清洗产生的废水，我们会集中收集到水箱进行水质检测，随后进入回收系统，经过层层过滤去除污染物，检测合格的水会再次供应到超纯水设备。这样一来，就能减少使用自来水，而生产排出的水又可以进入生产循环，相当于多了一个水源。”廉申海说，凭借自建工业废水回收系统，中芯国际已累计节水 2400 余万立方米。按照昆明湖 200 万立方米容积计算，中芯国际节水量相当于 12 个昆明湖。

刘晓音介绍，2020 年全市工业再生水利用量为 0.58 亿立方米。八大热电中心和热电厂等电力工业用水已全部用再生水替代，年使用再生水 3000 万立方米，极大缓解了工业用水压力。

北京还积极推广污水处理厂再生水用于绿化、道路冲洗、洗车和市政杂用。结合既有再生水厂及管网设施，通过在主要市政道路沿线安装再生水加水机，为园林绿化、环卫等建设专用加水站点，为周边绿化灌溉、道路浇洒、施工降尘等取水作业提供再生水源。

延庆城区南侧的东姜路上，一辆洒水车停在了一排倒 L 形的铁管前。“嘀”的一声，工作人员在智能加水机上刷了卡，铁管末端便开始涌出汩汩清水，流入洒水车水箱，不到 10 分钟，洒水车就加满了水。

铁管里流出的水，是达到了一定水质标准的再生水，这些水经配套管网运输至此。通过智能加水机，用户可以根据需求设置加水量，刷卡后便可自助取水使用。

据统计，每年用于建筑、绿化、环卫及洗车的再生水总量已达 2000 万立方米。“我们一直在积极探索以水资源可持续利用支撑经济社会可持续发展的新路子，着重在提升再生水的使用效益上下功夫，以缓解水资源供需矛盾，实现水生态的良性循环。”刘晓音说。

再生水的价格优势，也是提高再生水使用积极性的重要因素。北京市节约用水办公室四级调研员刘鹏介绍，2003 年以来，北京再生水价格一直维持在每立方米 1 元的水平，仅是自来水价格的三分之一。2014 年以来，北京多次调整水价，再生水价格虽然跟着调整，但最高价格也没有超过每立方米 3.5 元，最多时比非居民自来水每立方米的价格还要便宜 6 元。

未来，再生水的使用比例还将提高。

最新出台的《北京市节水行动实施方案》中提出，园林绿化用水将逐步退出自来水。京东的金盏森林公园已开始实施。

今年年底开园的金盏森林公园占地 278 公顷，相当于 389 个足球场，其中绿化面积 250 公顷，种植各类树木 20 万株，乔木面积 161 公顷、灌木 12 公顷、绿化地被 77 公顷。让树木茁壮成长，水是第一要素，但这里的水源在公园建设中捉襟见肘。

金盏乡政府工作人员张强说，公园建设过程中，绿化灌溉的水源来自当地 3 眼地下井，根据测算，公园每年的需水量高达 70 万立方米，仅靠 3 眼井供水，不仅占用了大量宝贵的地下水资源，树木植被也可能因为灌溉跟不上而枯萎。

朝阳区水务局和金盏乡政府决心找到第二水源。

幸运的是，流经金盏乡乡域的河流不少，距离公园仅 1.5 公里的坝河最为合适。上月初，金盏森林公园园林绿化水源置换工程正式开工。公园从经过再生水补水后的坝河取水，通过管线输入公园灌溉主管线，用于所有树木和绿地的灌溉和公园水系用水，每年预计节约 70 万方地下水，对涵养地下水源将起到重要作用。

刘晓音介绍，“十四五”期间，本市将重点围绕园林绿化替代新水、重点功能区生产生活用水等方

面，进一步扩大再生水的配置量，配置量将每年提升 10%。

善治善用，“第二水源”正滋润着京华大地。

专家点评 再生水安全第一

清华大学环境学院教授胡洪营表示，北京之所以能连续三年实现再生水使用总量全国第一，与政府支持、标准和技术保障、用途多元等有密不可分的关系。

多年来，北京高度重视、完善相关政策，尤其出台了很多污水收集处理和再生水利用的补贴政策、补偿机制，起到了支持和鼓励作用。大家都知道再生水以污水为水源，所以安全就特别重要。北京在再生水的标准和技术保障方面做得很好，持续出台相关地方标准，指导相关单位安全生产和循环利用。此外，北京在工业、绿化、河湖景观、市政杂用等方面的多元化利用也是全国领先的。

北京的再生水利用效率应当再进一步提升。以河湖景观用水为例，进入河湖水系的再生水还可以再次利用，让再生水实现一水多用、串联使用。其次，要加强安全监管和宣传，再生水已成为一种非常规的供水系统，所以需要按照供水系统的特点加强监管。

叶晓彦 北京晚报 2021-07-30

## 巴西推广生物质能发电

巴西圣保罗州政府近日宣布，将新建一座生物质能发电厂，预计将于 2023 年投入使用。

生物质能具有绿色、低碳、清洁、可再生等特点，近年广泛用于供热、发电及运输等领域，利用甘蔗残渣发电便属于其中的一种。巴西是全球最大的甘蔗生产国之一，一直积极利用甘蔗发电。

巴西于 2017 年立法批准“国家生物燃料政策”，旨在提高包括甘蔗在内的生物燃料在全国的使用量，提高能源安全和减少温室气体排放。2020 年，巴西甘蔗发电 22.6 亿千瓦时，占全国生物质能总发电量 82%。巴西甘蔗行业协会认为，到 2030 年，巴西生物质能发电产能将增长 55% 以上。

甘蔗在加工成蔗糖或乙醇等产品的过程中会产生大量固体残渣，通常被当做肥料使用。圣保罗州这座新建工厂采用生物消化器，可将固体残渣中部分有机物转化为沼气，在此过程中产生的甲烷可用于发电。发电厂利用该技术全年都可发电——蒸馏残液不便存储，可在收获季用于发电；固体残渣可以存储，使用不受季节限制。

圣保罗州是巴西最主要的甘蔗产地，甘蔗产量约占全国的 54%。圣保罗研究基金会的报告表示，目前生物质能发电在该州家庭供电占比已达 25%。专家认为，如果甘蔗残渣在发电过程中能进一步得到有效利用，将会大幅提升这一比例。

长期以来，圣保罗州政府通过多项举措致力推广生物质能应用。2012 年，圣保罗州推出“保利斯塔塔沼气计划”，强调利用当地的甘蔗产业推动沼气和生物甲烷的发展。2017 年，该州通过立法将生物甲烷注入公共天然气运输管道，要求管网中至少要加入 0.5% 的生物甲烷，并逐步提高比例。

在政府持续支持下，当地研究机构发布了圣保罗州生物燃气、生物甲烷及电力交互地图，为决策者、投资者更好开发利用生物质能提供了清晰明了的数据支持。

毕梦瀛 人民网—人民日报 2021-07-20

## 生物质成型燃料“高污染”争议再起

生态环境部办公厅日前就黑龙江省生态环境厅《关于生物质锅炉等项目环评类别判定事宜的请示》给出正式复函--《关于生物质锅炉等项目环评类别判定事宜的复函》(以下简称《复函》)。《复函》明确，生物质锅炉的环境影响评价类别应按照《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(以下简称《名录》)的“91 热力生产和供应工程(包括建设单位自建自用的供热工程)”中“使用其他高污染燃料的”要求编制环境影响报告表。

《复函》的发布随即引发了生物质能行业关注。早在 2017 年便已“摘帽”高污染燃料的生物质成

型燃料为何在生态环境部的《复函》中又被冠以“高污染”的名头？《复函》同时抄送了国内其他省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局和生态环境部环境工程评估中心。那么近年来，各地对生物质燃料的燃用又抱以何种态度？

“《复函》的重点在于判定生物质锅炉的环评类别”

《复函》指出，“《名录》的‘91 热力生产和供应工程（包括建设单位自建自用的供热工程）’规定‘使用其他高污染燃料的’编制环境影响报告表。《高污染燃料目录》包括生物质成型燃料，考虑到生物质非成型燃料的污染程度一般高于成型燃料，应同样加强环境准入管理。”

然而，根据原环境保护部 2017 年 4 月印发的《高污染燃料目录》，按照控制严格程度，将禁燃区内禁止燃用的燃料组合分为Ⅰ类（一般）、Ⅱ类（较严）和Ⅲ类（严格）。生物质成型燃料并未出现在Ⅰ类、Ⅱ类名录之列，即使在最为严格的Ⅲ类名单中，也仅对其燃用方式进行规范，将非专用锅炉或未配置高效除尘设施的专用锅炉燃用的生物质成型燃料进行管控。

在随后举行的新闻发布会上，原环保部大气环境管理司司长刘炳江表示，近年来，我国部分城市在燃煤锅炉改造过程中，由于天然气等清洁能源的供应和成本问题，开始选择使用生物质成型燃料来替代煤炭，且使用量不断增加。但在当前生物质成型燃料工业化标准体系尚未建立，缺乏设备、产品、工程技术标准和规范的情况下，燃用生物质成型燃料还存在不少问题。“因此，我们在第Ⅲ类最严格的管控要求下，对生物质成型燃料的燃用方式进行了规范。我们绝对不是要禁止或限制使用成型燃料，相反，在规范的燃用方式下，我们是鼓励发展的。”

对于此次《复函》的内容，中国产业发展促进会生物质能产业分会指出，要结合《高污染燃料目录》的具体规定进行理解，《复函》并未简单地将生物质燃料划定为高污染燃料。“《复函》的重点在于判定生物质锅炉的环评类别，强调燃用生物质成型燃料和散料的热力生产项目在建设时需要编制环评报告表。”

“不同地方、不同部门、不同主管领导的理解不同”

“《复函》里一句‘《高污染燃料目录》包括生物质成型燃料’，容易让人产生误解，以为生物质就是高污染燃料，这类项目不能上。特别是对于对行业了解不深的人来说，很容易从字面上就这样理解，这对生物质行业而言可能产生负面影响。”全国工商联新能源商会生物质专委会副主任委员王彪表示，即便是在最近几年，部分地方政府还是持“生物质燃料就是高污染”的观点，谈“生物质”而色变。

“此前，广州就提出要取缔生物质成型燃料。理由是根据国家编制的《高污染燃料目录》，生物质成型燃料在不使用专用锅炉、未配置高效除尘装置的情况下是高污染燃料。这种表述明显是对国家规定的‘调包’。生态环境部强调的是生物质成型燃料在什么情况下是清洁的、可用的，而广州强调的是在什么情况下是污染的、禁止的。”王彪透露，“虽然通过各方努力，广州对政策进行了调整，但其实在后续的实施和管控上，总体还是趋紧的。”

“就全国而言，现在不同地方、不同部门、不同主管领导的理解不同，不同的政策效果也不一样。”王彪坦言，目前，对生物质成型燃料的政策各方还存在争议。“所以，有的地方领导支持，出台的政策就更多强调生物质能是可再生能源，要鼓励支持。但是也有一些地方可能不太关注或者不感兴趣，政策就会模糊不清，甚至是有禁止、取缔的倾向。”

“不应笼统地以目录形式予以归并”

“其实，纵观《高污染燃料目录》，只有标题上有‘高污染’，但具体目录中的正文却丝毫没有提及‘高污染’，而是强调对不同燃料的管控。”在王彪看来，“高污染燃料目录”更适合叫做“城市污染控制区可用燃料目录”。

早在 2017 年《高污染燃料目录》出台前的意见征求中，就有企业曾提出：“‘高污染燃料’，其实并没有明确定义和具体标准。而且在实际应用中，所谓的‘高污染燃料’是可以向‘清洁燃料’转化的。如在火电厂，超低排放的高污染燃料--电煤，比一般意义上的‘天然气’排放还要低。同样，‘生物质成型燃料’在生物质锅炉中使用，配套多管除尘加布袋除尘，其排放也可以达到‘天然气’的排放标准。”

王彪认为，对于燃料的污染与否，不能简单通过目录管控，判定依据应该是统一的排放标准。“设定一个标准，燃料在什么条件下达到什么标准，就确定为什么品类，而不应笼统地以目录形式予以归并。”

本报记者 姚金楠 中国能源报 2021-07-19

## 迎低碳城市建设大势，地沟油“变废为宝”获力挺

近年来，伴随全国多地“地沟油事件”屡遭曝光，散发着恶臭的废弃劣质油经过仅一夜“提炼”变为“食用油”重返餐桌的黑幕被一一揭开。地沟油，这一被称为“城市下水道中流淌的垃圾”，竟在高额利益驱使下摇身一变成为餐桌上的“美味”，也成为老百姓美好生活的破坏者与城市现代文明治理的“顽疾”。通过建立全产业链一体化闭环产业体系，既可变废为宝实现地沟油资源化利用，又能为低碳城市建设添砖加瓦。这一模式在近日举办的“京沪地沟油治理和产业发展座谈会”上再次得到力挺。

餐桌上人人深恶痛绝的地沟油，经回收与资源化利用后，却是节能减碳的利器。“将地沟油回收再利用，每制成1吨生物柴油，就可代替传统化石燃料减少2.06吨二氧化碳排放。”北京市市容环境卫生协会有机废弃物处理和资源回收利用专业委员会主任宋建国表示。

然而，这样一条既杜绝地沟油回流餐桌、又能将其变废为宝的双赢路径，推广普及却并不易。相关数据显示，2020年，我国生物柴油产量为132万吨，即便在生物柴油产量全部源于地沟油的情况下，也仅能消耗全国四分之一的地沟油产量。地沟油变废为宝制生物柴油，亟待提上城市治理重要日程。

### 地沟油资源化

#### 促食品安全和低碳发展“双赢”

上海中器环保科技有限公司的地沟油制生物柴油工厂样品间内，摆放了各种各样的油样本。记者随意打开一个器壁上挂满残渣污渍、盛有深褐色浓稠液体的玻璃容器时，一股刺鼻恶臭味迎面袭来。工作人员介绍，这是已经粗炼过的地沟油。当脑海里浮现出如此污浊、劣质的地沟油竟被摆上餐桌、进入人们口中的情景时，记者胃里不禁一阵翻腾。

相关材料显示，目前，我国每年食用油消耗量约3100万吨，若按食用油使用量的15%为废弃油脂计算，全年至少产生465万吨地沟油，除少量得到资源化利用外，其余多去向不明。

宋建国坦言，被“捞回”的地沟油通常经过仅一夜的过滤、加热、沉淀、分离等简单工序，即回流到食品、餐饮行业，因其中含多种致癌物而成为国民健康一大杀手。虽然近年来，伴随着政府管控手段加强、老百姓健康理念与生活水平提升，部分城市地沟油重返餐桌现象得到一定程度遏制，但在不少地区，这一“顽疾”仍对政府的治理能力提出严峻考验。

据全国生物柴油行业协作组秘书长孙善林介绍，事实上，地沟油经去除杂质、化学反应、蒸馏等工序，可生产出精制脂肪酸甲酯，即生物柴油，可替代传统化石柴油用于柴油公交车、船舶、柴油货运车，此举不仅能有效解决地沟油回流餐桌的安全隐患，还能助力绿色低碳发展。

“1吨地沟油可炼出0.9吨生物柴油。按1吨生物柴油替代传统化石燃料可减少2.06吨二氧化碳排放计算，每利用1吨地沟油就可减少超1.8吨二氧化碳排放。”孙善林说。

### 亟待建立闭环管控体系

#### 从源头强化地沟油流向监管

但预期与现实的差距在于，让地沟油从“餐桌”转移到“车里”，走生物柴油规模化推广之路仍面临诸多瓶颈。

专家指出，地沟油分煎炸油、隔离油、泔水油以及废弃动物油脂等，要实现资源化利用，首先在源头治理方面需由具备资质的专业化机构统一收购。但目前来看，全国具备这种资质的企业并不多，从而增加了生物柴油生产原料，即地沟油收集的难度。

当谈及收集到的地沟油如何处置时，宋建国表示，在一些城市，地沟油可以直接进行属地消纳，

比如上海就在本地的生物柴油厂直接对地沟油进行加工处理；但在很多城市，如北京，因不具备化工生产加工条件，就无法对收集的地沟油进行末端处理，只能跨城、跨省消纳。

据记者了解，固体废物跨省消纳，分为处置与利用两种情况，根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，处置固体废物需要运输地和接收地共同批准；而要利用固体废物，将固体废物作为下游产品原料，则需要上网备案登记。

“严控固体废物末端处理是好事，但问题在于当前各地缺乏严格的监管审查，整个产业链的监管尚没有形成闭环。即便已进行过备案，但地沟油最终流向何方仍无从追踪，也缺乏有力证据证明确实都运输到了生物柴油厂，以致地沟油的末端处理存在隐忧。”有知情人士坦言。

除此之外，目前，国内除上海在官方层面积极推动地沟油制生物柴油产业发展外，其余城市生物柴油的应用场景少之又少，需求量也微乎其微。“全国生物柴油生产厂家很多，但生产的生物柴油大多都出口欧洲，一是因为欧洲对于生物柴油的需求较大；二是由于国内多地政府对生物柴油支持力度不够，以致生物柴油的应用场景非常有限，市场需求量并不足以支撑产量。”上述人士称。

“也正因为生物柴油大量出口欧洲，从而抬高了国内地沟油的销售价格，以致生物柴油价格攀升，使用经济性大打折扣；又因国内主营加油站缺乏推广应用生物柴油的积极性，导致其一直难以进入油品销售系统，这一制约生物柴油应用推广的‘梗阻’顽疾一直多年悬而未决。”中国石油化工股份有限公司石油化工科学研究院高级工程师蔺建民补充说。

地沟油利用上海模式获认可

建议长三角区域率先发力协同治理

事实上，在上海，通过建立地沟油收、运、处、用等全产业链一体化闭环模式，实现生物柴油的推广应用，这一工作已经成功开展多年，或可为国内其他城市的地沟油资源化、能源化应用提供成熟经验借鉴。

上海市市场监督管理局、食品安全协调处处长朱梓明介绍，上海现有约 4 万家餐饮、食品加工等企业，每天产生的废弃油脂，经 18 家收运公司约 300 多收运车辆定点、定时收集，通过初加工形成含油率在 95% 以上的地沟油后，被运到指定的处置企业。

据统计，2011 年，上海每天收集 20 余吨地沟油纳入监管；截至 2019 年，这一数字攀升为 180 余吨；2020 年，受疫情影响，上海每天收集 160 余吨地沟油纳入监管，实现了应收尽收的目标。

“从 2017 年到 2020 年，上海加注 B5 生物柴油的社会车辆已累计达到 1543 万辆（次），供应 B5 生物柴油的加油站已达 301 座，试点加油站注 B5 生物柴油销售量已占柴油总销售量的 1/3 以上。”朱梓明说。

“目前，地沟油重返餐桌现象在上海已基本不存在。”上海市市场监督管理局、食品安全协调处副处长魏红勇补充说。

“生物柴油是降低交通运输领域碳排放直接、有效的手段之一。除社会车辆外，未来，航空领域也将为生物柴油提供更多机遇。上海在地沟油制生物柴油方面走在全国前列，应发挥带头作用，推动长三角区域地沟油治理协同发展，实现地沟油制生物柴油的市场化运作。”国务院参事室特约研究员、中国能源研究会副理事长吴吟强调。

宋建国同时建议，地沟油制生物柴油的产业化发展首先要加强政府宏观管理和与市场机制结合；其次，要完善市场和体制环境，建立从地沟油收集、储存、预处理，到生物柴油生产、配送和应用的全产业链一体化闭环产业体系和监管机制，将地沟油回收处理与生物柴油产业形成有机结合；下一步，以上海模式为典型，京津冀地区也将进一步加强地沟油制生物柴油的产业化发展。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-07-19

## 太阳能

### 25.19%! 隆基再次刷新 P 型 TOPCon 电池效率世界纪录

在 2021 年 6 月隆基宣布 P 型 TOPCon 电池转换效率创造 25.02% 的新世界纪录短短一个月时间后，经世界公认权威测试机构德国 Institut für Solarenergieforschung in Hameln ( ISFH ) 研究所测试 ( Calibration Mark: 001681 )，隆基电池研发中心单晶 P 型 TOPCon 电池研发实现高达 25.19% 转换效率，将基于 CZ 硅片商业化尺寸 P 型 TOPCon 电池的转换效率提升至全新的高度，是目前商业化尺寸 P 型电池世界最高效率。新世界纪录的取得是隆基电池研发中心在追求技术产品极致的道路上积极探索，以极大的勇气不断实现自我超越，引领太阳能电池技术飞跃的再次印证。

隆基电池研发中心坚持自主原创，提前布局以终为始，立足于产业化新型高效电池及组件技术与产品布局，以强大的输出推动了光伏行业的技术发展和产业化升级。2019 年 01 月隆基电池研发中心单晶双面 PERC 电池正面转换效率达到了 24.06% 并保持至今。

在 N 型 TOPCon 电池领域，隆基电池研发中心在 6 月份公布经世界公认权威测试机构认证的 25.21% 的世界最高转换效率，实现新型太阳能电池技术的全面领先。此次 P 型 TOPCon 电池世界纪录的自我超越，充分展示隆基强大的核心竞争力，有效保障隆基技术产品行业领先性，助力隆基的跨越式发展。

“坚持高目标牵引的发展思路，基于技术本质选择正确的技术方向，聚焦行业领先技术产品开发与量产孵化，坚定把握技术前沿、以强大的技术输出决胜未来，引领行业技术变革”，隆基电池研发中心负责人李华博士说。

隆基电池研发技术团队坚持追求卓越的理念和不断突破极限的执着追求，专注于技术本质的孜孜探究与事物机理的深度挖掘，充分发挥专家引领作用和团队合作优势，通过过硬的研发技术实力和超强的量产转化能力，引领整个行业的技术发展，保持行业领先地位，并实现客户价值最大化。

新能源技术进步是实现碳达峰、碳中和目标的决定性因素之一。隆基坚持自主创新，前瞻布局，通过原创结构、独有路线、独创技术、高品质量产解决方案开发等系统性工作保障隆基高效电池和组件技术与产品在效率、性能、质量、成本上全面领先行业，助力隆基在国家双碳目标的实现中发挥积极作用，实现对行业、对社会的庄重承诺。

中国能源网 2021-07-21

### 光伏压延玻璃产能置换限制放开 未来供需或渐趋宽松

7 月 20 日，工业和信息化部发布修订后的《水泥玻璃行业产能置换实施办法》(以下简称“《办法》”)，自 8 月 1 日起施行。值得注意的是，《办法》提出，光伏压延玻璃项目可不制定产能置换方案，但要建立产能风险预警机制，规定新建项目由省级工业和信息化主管部门委托全国性的行业组织或中介机构召开听证会，论证项目建设的必要性、技术先进性、能耗水平、环保水平等，并公告项目信息，项目建成投产后企业履行承诺不生产建筑玻璃。

光伏玻璃曾经是今年年初光伏产业链中最紧缺的产品之一。去年 6 月以来，市场主流的 3.2mm 镀膜光伏玻璃从每平方米 24 元左右快速攀升，今年年初价格最高曾经达到每平方米 45 元。之后，受多种因素影响，光伏玻璃价格 3 月底又出现回落。

光伏玻璃被踢出产能限制清单，让行业内外企业纷纷进入光伏玻璃领域。中国经济时报记者从企查查获得的数据显示，截至 7 月 20 日，我国共有在业存续的光伏玻璃相关企业 26431 家，自 2019 年开始，相关企业注册量飞速上涨，2019 年新增注册相关企业 3327 家，2020 年 5262 家，2021 年 4044 家。

阿特斯阳光电力集团相关负责人在接受中国经济时报记者采访时表示,《办法》对光伏压延玻璃开“绿灯”,没有强制要求产能置换,产能建设按照需要来进行。目前,在建和正在运营的光伏玻璃项目总数可以满足 270 吉瓦到 300 吉瓦,两年到三年内供应充足。未来,3.2mm 镀膜光伏玻璃价格可能回调到每平方米 23 元到 24 元。从长期来看,依然需要持续增加产能和保持持续关注。

保利协鑫原副总裁吕锦标在接受中国经济时报记者采访时认为,受产能置换政策的影响,去年光伏玻璃在产能不足的情况下价格暴涨。在工业和信息化部政策调控下,今年第一季度,光伏玻璃价格回落到正常水平。《办法》在引导玻璃行业产能置换政策的同时,注意继续保持光伏玻璃的差别化政策,这样的做法有利于保持光伏玻璃供应的稳定。

据吕锦标预计,今年全国光伏组件产量预计能保持 180 吉瓦以上。光伏玻璃价格不会推高光伏组件成本,其供应预计可以满足光伏需求,价格平稳,支持光伏产业降本路线图。

国金证券的研究认为,对光伏压延玻璃项目可不制定产能置换方案,符合市场预期。产能风险预警机制或将利好存量指标多、扩产确定性高的光伏玻璃头部企业。此次光伏玻璃相关政策整体上将有利于维护行业竞争格局健康、促进产能向优质企业集中,同时也并未对优质和差异化的行业潜在新进入者完全关闭大门。

郭锦辉 中国经济时报 2021-07-23

## 光伏电池转换效率频频“打卡” 技术切换即将迎来拐点

近期,多家光伏公司频频“打卡”,发布了电池转换效率的新纪录。

多家企业发布电池效率纪录

通威集团发布消息称,7月,通过电池制程工艺创新,通威太阳能利用 PERC 量产设备,使得 M6 大尺寸全面积电池转化效率可达 23.47%,创造了 M6 大尺寸全面积产业化 PERC 电池效率的世界纪录。

PERC 是目前主流的光伏电池技术,但业界普遍认为,光伏电池将由 P 型向 N 型转变,而 TOPCon 以及 HJT 等典型的 N 型电池技术则有望取代 PERC 技术。但 PERC 电池现存产能规模庞大,技术路线的切换并非一朝一夕,电池厂商仍然在对 PERC 技术进行改进。关于发布 PERC 电池转换效率纪录的情况,通威表示,一方面,公司专注于当前主流 PERC 技术,通过叠加其他工艺技术进行提升和优化,以提高转换效率,降低生产成本;另一方面,公司继续加大对电池新技术的跟踪和研发投入。

数据显示,通威 HJT 电池研发产线于 2019 年 6 月正式运行,目前 HJT 电池最高转换效率已达到 25.18%;其 TOPCon 技术采用 210 尺寸 PECVD 隧穿氧化/多晶硅沉积设备和工艺,研发线平均电池效率达到 24.10%。据悉,通威将建设 1GW HJT 及 1GW TOPCon 中试线。

7月12日,晶科能源宣布,继近期创造了大面积 N 型单晶硅单结电池 25.25% 的测试纪录之后,公司开发的高效组件最高转换效率达到 23.53%,刷新了公司 2021 年 1 月创造的 23.01% 的组件效率纪录,该组件采用晶科先进的 TOPCon 电池技术和新型组件封装技术。

紧随其后,爱康集团也发布消息称,爱康 iCell 异质结电池单批次平均效率达到 24.85%。记者注意到,相比之下,爱康在异质结电池上格外押宝,今年 6 月,爱康集团董事长邹承慧与各经营团队签订了任务书,涉及异质结电池研发、组件生产,以及异质结组件订单销售。具体来看,爱康异质结电池 2021 年底量产平均效率要达到 24.7%,单瓦成本下降至 0.33 元,良品率超过 99%;组件生产工厂年内生产 1GW 异质结组件,且电池自给率达到 50% 以上。此外,邹承慧要求 2021 年底实现 1GW 异质结组件销售任务。

除了上述几家公司以外,隆基股份也在上个月发布了多款电池转换效率的新纪录,其中,N 型 TOPCon 转换效率达 25.21%,P 型 TOPCon 效率达到 25.02%,HJT 电池效率达到 25.26%。

异质结电池有望快速降本

在众多光伏电池技术中，HJT无疑是最受关注的一项。记者注意到，近期关于HJT的进展也不少，例如，安徽华晟异质结项目研发的166尺寸单晶HJT电池转换效率达到25.23%，而安徽华晟的目标是实现25.5%的HJT量产效率。

今年4月，安徽华晟500MW异质结电池、组件项目正式投产，根据彼时的消息，华晟异质结电池的日均产量水平在2万片以上，平均效率可以达到24.12%；此外，华晟计划在今年启动二期2GW电池、组件项目建设，“十四五”期间，在宣城完成至少10GW的产能布局。

无独有偶，7月8日，总投资25亿元的中苏湖广实业有限公司年产5GW单晶HJT电池片项目落户江西玉山。据悉，该项目一期投资10亿元，用地100亩，将建设50000平米标准化厂房，4条行业领先的全自动生产线，争取在8个月内完成项目建设并实现满负荷生产。

初创企业在布局新型电池技术路线上的步伐则更为激进。以上述两家企业为例，安徽华晟成立于去年7月，距今还不满一年；中苏湖广实业成立于2017年，此前在光伏行业也显得名不见经传。相比之下，大企业在此番光伏电池技术的转型中就需要考虑更多的因素。毕竟PERC电池现存产能规模庞大，如果全部推倒重来，沉没成本必然十分巨大；当然，规模领先的电池企业也已经启动了前沿技术研究，例如通威、隆基、爱旭等企业。

隆基股份的态度就很典型。在上个月的年度股东大会上，公司董事长钟宝申表示，隆基会率先投产TOPCon电池，至于其他技术的电池会不会投产，以及什么时候投产有待进一步评估。他还表示，异质结电池的量产要着眼于产品未来的竞争力，但目前还有很多限制因素。

这一考虑背后的逻辑在于，TOPCon电池与PERC电池生产过程中可以共用一部分生产设备。因此，将PERC生产线改造为TOPCon生产线可以避免成本全部沉没，升级改造成本较低，同时还能实现电池效率的提升。但若改造为HJT产线就完全是另外一回事了。

记者从产业内获得的信息显示，目前1GW HJT产线的成本大概在4亿元左右，而1GW PERC产线的成本仅2亿元出头，当然，业界对于HJT技术的降本仍然较有信心。根据安信证券的测算，今年底，HJT成本与当前TOPCon相当，到了明年底，就能做到与当前PERC相当。

刘灿邦 证券时报网 2021-07-16

## 青海大学分布式光伏项目并网发电

本报讯7月13日，由国网青海省电力公司与青海大学合作开展的青海大学清洁能源示范校园分布式光伏项目竣工投运，并成功并网发电。

青海省是清洁能源大省。目前，全省新能源装机容量达2469万千瓦，占青海省装机总量的60.9%。青海电网是全国新能源占比最高的省级电网，光伏发电已成为青海省内第一大电源。其中，分布式光伏发电作为重要的清洁能源，拥有丰富的资源量和发展潜力。

根据国网青海电力与青海大学签订的战略合作框架协议，青海大学分布式光伏项目由国网青海电力投资建设。项目于5月20日开工建设，52天后顺利通过调试验收，具备投运条件。该项目在校园内16栋宿舍楼屋顶安装了2148块光伏发电板，总装机容量1087.7千瓦。

“校园分布式光伏项目的建成投运，可以让校园转变用电方式，同时激发高校师生研究利用新能源的热情。”国网青海综合能源服务有限公司项目经理张辉说。

该项目投运后，预计年发电量134.6万千瓦时，每年可节约标准煤444.18吨，减少二氧化碳排放1163.75吨、二氧化硫排放1.41吨。

下一步，国网青海电力将继续携手青海大学加大清洁能源“产、学、研”力度，在清洁能源应用、能源大数据挖掘、高端能源装备制造和运维、创新型人才培养和交流等方面深入合作。

马金萍 韩秀丽 马清 国家电网报 2021-07-19

## 太阳能高歌背后：“电子垃圾”何处安放？

太阳能行业迅猛发展的同时，其产生的“电子垃圾”也在快速积累，电池板报废后应该如何处理，全球迄今仍然没有一个明确且统一的答案。

目前，在电子垃圾市场中，报废太阳能电池板的数量和规模尚不起眼，但其增长速度却是最快的。业界担忧，随着全球绿色转型的加速和深入，太阳能应用越来越广泛，届时数量庞大的报废电池板的处理将成为太阳能行业无法承受之重。

### 报废规模持续扩大

国际可再生能源署（IRENA）指出，全球范围内太阳能装机量持续增长，但迄今并没有大规模的太阳能电池板报废计划，如果再不改变这一情况，到 2050 年，全球至少将有 7800 万吨的“太阳能电子垃圾”被丢弃，美国将贡献其中的 1000 万吨。

IRENA 的预测可能还是保守的，根据联合国的数据，虽然占全球 71%人口的 78 个国家，都拥有某种类型的电子垃圾回收法规或政策，但 2019 年全球却只有 17.4%的电子垃圾被回收利用。这意味着垃圾填埋场是大批报废电子产品的最终归处。

《哈佛商业评论》指出，当前回收一块太阳能电池板的成本大约为 20-30 美元，而将其送到垃圾填埋场的成本仅为 1-2 美元，这使得太阳能行业对于回收再利用一事并不上心。

事实上，太阳能电池板的报废处理正在破坏太阳能发电的经济效益，即便是在有补贴的情况下，废弃太阳能电池板的处理也正在拉低太阳能的效益。《哈佛商业评论》预计，到 2031 年，太阳能电池板的实际废弃量就将超过新装量，到 2035 年，废弃量则将是新装量的 2.56 倍。

太阳能电池板的设计寿命通常为 25-30 年，从一定程度上而言，其价格和效率能够左右消费者更换新电池板的速度。如果购买新的、更高效的太阳能电池板的成本足够低，且太阳能上网电价足够诱人，消费者都会选择更换新的电池板，而非延长现有电池板的使用寿命，这意味着将有越来越多使用寿命尚未终结的电池板快速进入报废和回收阶段，这还只是家用住宅太阳能电池板使用情况，如果考虑拥有激励机制的商业和公用事业规模太阳能项目，这样的浪费和退役规模将无法估量。

### 回收体系尚不完善

在这样的背景下，建立完善、合理的太阳能电池板回收体系至关重要。就全球来看，太阳能设备报废监管较为复杂，一方面因为司法管辖区而异，另一方面则是对于此类电子垃圾的处理周期以及责任归属没有明确划分，目前最常见的监管机制是生产者延伸责任制和垃圾填埋场转移政策。

业界普遍认为，只有降低回收问题的不确定性，才能更恰当地应对太阳能电池板报废问题。例如，可通过激励措施，敦促太阳能设备制造商提供带有危险材料浓度的光伏组件标签。

福布斯网指出，太阳能电池板的毒性对环境的影响比其它垃圾更为严重。太阳能电池板很脆弱，容易折断，其中含有毒金属，长期堆放在垃圾堆中会对公共环境和人类健康造成危害。

目前，太阳能主要是晶体硅电池和薄膜电池两类技术路线，前者电池板的大部分主体是玻璃，但仍然含有微量有毒化合物如镉和铅；薄膜太阳能电池则是具有毒性和致癌性的碲化镉。回收太阳能电池板时，需要将它们拆开以去除框架和接线盒中的玻璃和金属部件，但由于剩余材料制成的产品很大程度上被降级为低价值产品，因此材料回收率通常在 85%左右，导致回收需求并不具备吸引力。

此外，太阳能电池板设计也缺乏相关政策和法规支撑，导致回收既费钱又费力。部分国家已经将太阳能电池板归类为危险废物，危险废物只能在指定的时间和经过选定的路线进行运输，再算上拆除、运输、专业处理等不可预见的成本，整体报废价格并不便宜，无形中拉升了太阳能的使用成本，进而将极大削弱太阳能的行业竞争力。

### 政策法规支持不足

IRENA 指出，只有拥有清晰的政策支持框架，才能催生“风光电力”设备回收和再利用的新行业，从而推动可观经济价值的创造。

除了太阳能，电动汽车和风电的设备回收也面临极大挑战。以美国为例，预计未来 20 年，将有超过 72 万吨的巨型风机叶片进入垃圾填埋场。这些电子垃圾的绝对数量正在加速赶超智能手机、笔记本电脑和其他电子产品产生的垃圾。

据了解，目前，欧洲的太阳能电池板制造商已经开始建立自己的报废业务，并为废弃的太阳能电池板回收和后续处理专门拨款。

美国在制定促进安全有效太阳能设备组件退役的综合政策方面落后于欧洲国家，迄今仍未对这一问题予以重视，即便重修了《资源保护和回收法案》，仍然没有将报废太阳能电池板纳入其中。

美国环保署数据显示，美国每年倾倒近 1.4 亿吨废弃物，但该署认为“太阳能电子垃圾”的数量可以忽略不计。对此，有分析师警告称，随着太阳能产业的迅速发展，未来太阳能电池板的报废速度将快于预期且规模更大。同时，不仅是美国，全球各国都应制定相关的回收激励政策和措施，同时开发足够多的回收基础设施，只有创造一个有利可图的回收市场，太阳能行业的清洁性和可持续性才能得到最佳体现。

本报记者 王林 中国能源报 2021-07-19

## 碳交易能为光伏电站带来多少收益？

7 月 16 日，上午 9 点 30 分，全国碳排放权交易在上海环境能源交易所正式启动。9 点 30 分，首笔全国碳交易已经撮合成功，价格为每吨 52.78 元，总共成交 16 万吨，交易额为 790 万元。据悉，首批参与全国碳排放权交易的发电行业重点排放单位超过了 2162 家，这些企业碳排放量超过 40 亿吨二氧化碳，意味着中国的碳排放权交易市场，将成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。

碳交易能为光伏电站带来多少收益？

根据国家碳配额制度政策，政府给控排企业设定了碳排放配额，排放配额不足的企业需要购买额度，除可向拥有多余配额的企业购买外，也可以购买一定比例的自愿减排量，以此促进企业主动进行技术升级，实现由高碳排放转向低碳化发展。

根据《中国光伏产业清洁生产研究报告》，光伏发电的能量回收周期仅为 1.3 年，而其使用寿命为 25 年，也就是说在约 24 年里光伏发电都是零碳排放。根据测算，光伏发电的二氧化碳排放为 33-50 克/度，而煤电为 796.7 克/度。光伏发电的二氧化碳排放量只是化石能源的十分之一到二十分之一，所以光伏发电在降低碳排放方面拥有压倒性的优势。

根据文中第 31 条【抵消机制】来看，可再生能源开发的 CCER（国家核证自愿减排量）可以用来抵消 5% 的经核查排放量。

从光伏项目开发 CCER 的经验来看，1MW 的光伏项目每年可以开发出大约 1200 吨 CCER，全生命周期内最多可以开发 25 年，全生命周期内最多可以开发出 3 万吨 CCER。根据最新的成交价 52.78 元/吨计算，1MW 的光伏电站通过碳交易可以额外增加大约 158 万的收益。可保障全国光伏电站实现平价上网，甚至低价上网，其经济效益和环境效益显著。

对于户用光伏电站，以一座 20KW 的为例，假设年发电量为 2.4 万度：

每年节约标准煤量：

$24000\text{KWh} \times 0.328\text{KG/KWh} = 7872\text{KG} \approx 7.87$  吨

每年减少碳粉尘排放量：

$24000\text{KWh} \times 0.272\text{KG/KWh} = 6528\text{KG} \approx 6.52$  吨

每年减少二氧化硫排放量：

$24000\text{KWh} \times 0.03\text{KG/KWh} = 720\text{KG} = 0.72$  吨

每年减少氮氧化物排放量：

$24000\text{KWh} \times 0.015\text{KG/KWh} = 360\text{KG} = 0.36$  吨

每年减少二氧化碳减排量：

$24000\text{KWh} \times 0.997\text{KG/KWh} = 23928\text{KG} = 23.9$  吨

从以上数据可以看出，20KW 光伏电站每年可以减少 23.9 吨的二氧化碳减排量。按照今天的交易每吨价格在 52.78 元，这座 20KW 的光伏电站每年可获得 1261 元左右的收益。25 年将获得 31525 元左右收益，这还没有算更高的发电收益。按现在的市场价格，一座 20KW 光伏电站的投入成本大概 9 万左右，碳排放权交易给户用光伏电站带来的额外收益还是非常明显的。

光伏能源圈 2021-07-20

## 新加坡最大内陆漂浮光伏电站竣工投运

本报讯 记者张金梦报道：7 月 14 日，世界最大的内陆漂浮太阳能光伏系统之一——胜科登格浮动太阳能电站正式竣工投运。该项目由胜科工业（胜科）全资子公司胜科新加坡太阳能公司与新加坡国家水务管理公用事业局合作建设，覆盖水面面积 45 公顷（相当于约 45 个足球场），覆盖水面上累计安装了 12.2 万块太阳能板，产能达 60 兆峰瓦。

该太阳能电站的顺利投运标志着新加坡在水处理领域进一步实现了能源可持续，也意味着新加坡成为世界上为数不多的、拥有 100%绿色化自来水系统的国家之一，并将助力新加坡实现到 2025 年太阳能增长为现有规模四倍的目标。

据悉，该太阳能电站产生的电力足够供应 5 家新加坡本地水处理厂，每年可满足新加坡国家水务管理公用事业局约 7%的能源需求，相当于为约 1.6 万套新加坡四房式组屋供电，每年可减少二氧化碳排放约 3.2 万吨，相当于减少燃油车 7000 辆。

通过与新加坡国立大学合作，胜科登格浮动太阳能电厂首次采用先进的无人机电致发光成像技术，这也是该技术首次在公用事业规模的光伏系统中应用。

通过采用无人机电致发光成像技术，可精准定位制造安装过程中的缺陷，实现在初始阶段及时发现并更换有缺陷的模块，有效保证光伏系统的最佳运行。

那么，蓄水池上安装太阳能电池板，会对周围环境、生物多样性和水质存在潜在影响吗？

针对这一问题，新加坡国家水务管理公用事业局在 2015 年—2018 年期间，对太阳能电池板周围环境进行了全面研究，其中包括生物多样性调查、水质监测和建模。相关试验结果显示，太阳能电池板周围水质、野生生物并无明显影响。

为将对蓄水池的水质和动植物群的影响降至最低，胜科登格浮动太阳能电站在设计时充分参考上述研究成果，相关举措包括在蓄水池与太阳能电池板之间留有足够间隙，以改善气流，保障足够的阳光照射到水生生物；额外安装曝气器，以保持蓄水池中的氧气水平，以及为减少对水质和动植物群的影响，太阳能厂浮台由可回收、耐紫外线、耐腐蚀的高密度聚乙烯材料制成等。

据介绍，除制定全面的环境管理计划外，下一步，新加坡国家水务管理公用事业局和胜科新加坡太阳能公司还将继续密切监测蓄水池水质，保障太阳能厂周围良好环境；继续创新和深化太阳能、风电和储能等可再生能源应用，助力打造领先的可持续发展解决方案。

中国能源报 2021-07-19

## 中国光伏行业协会：中国已具备全球最完整的光伏产业链

据中国光伏行业协会官方微信消息，7 月 21 日，由中国光伏行业协会主办的“2021 年光伏产业链供应链论坛”在北京天泰宾馆召开，中国光伏行业协会理事长曹仁贤出席会议并致辞。

曹仁贤在致辞中表示，2021 年是具有特殊意义的一年，既是中国共产党建党 100 周年，也是“两个一百年”奋斗目标的历史交汇点，又是我国“十四五”规划的开局之年。对于光伏行业来说，也是意义深远，既是全面平价的启航年，同时也是迈向习近平总书记提出的“碳达峰、碳中和”目标的起始年。

近年来，中国光伏产业充分利用自身的技术基础和产业配套优势快速发展，逐步取得了国际竞争优势并不断巩固，已经具备全球最完整的光伏产业链。

中国光伏行业协会理事长曹仁贤

中国光伏产业独有的竞争优势，是中国光伏产业规模不断壮大、技术水平不断提高，制造成本不断下降的重要保障，正是中国光伏全产业链的全面技术进步，造就了中国光伏产业迄今所取得的辉煌成就。

曹仁贤指出，尽管我国光伏产业已经取得了辉煌的成绩，但产业链供应链发展过程中依然存在的诸多问题。去年下半年至今年上半年，这个问题暴露的尤为明显，光伏玻璃、多晶硅原料相继因阶段性短缺出现供应链价格快速上涨的情况，严重影响了我国光伏产业的健康有序发展。如何真正实现行业理性可持续发展，加强产业链供应链管理，避免周期性盲目扩产引起的行业周期性振荡，避免恶性竞争导致的大而不强的尴尬局面，是摆在每一个光伏从业者面前不可回避的、亟需解答的课题。

最后，曹仁贤表示，希望借助本次论坛，大家能加强交流，碰撞出思想火花，维持行业秩序、构建健康的产业链结构、实现行业可持续发展起到重要的作用。

新能源网 2021-07-22

## 中国将在 2030 年新增光伏装机量 619GW

根据美国苏格兰数据公司 Wood Mackenzie 的数据，到 2030 年，全球太阳能发电站中国将增加 619 吉瓦的太阳能，分析师还预测，在一份关于亚太地区的声明中，印度尼西亚将成为该地区增长最快的太阳能市场。

WoodMac 顾问张欣表示，随着亚太地区太阳能装机容量到 2030 年增加三倍，达到 1.5TW，中国将继续引领潮流。

根据 WoodMac 昨天发布的报告，印度将在这十年内增加第二大太阳能，其次是日本、韩国、越南和澳大利亚，但印度尼西亚市场将成为增长最快的市场，从一个很小的从今天的 300MW 到 9 年后估计为 8.5GW。

亚洲开发银行去年向国有电力公司 Perusahaan Listrik Negara 提供了 6 亿美元的贷款，以扩大电力供应，这在很大程度上将有助于这种快速增长。

张说，印度将无法实现其到明年达到 100 吉瓦太阳能发电装机容量的雄心勃勃的目标，但它将从当前 Covid 引起的低迷中反弹，到本十年末最终增加 138 吉瓦。

到 2030 年，日本将成为该地区的第三大市场，尽管高昂的价格导致新安装量放缓。尽管如此，该国将在未来九年内增加 63 吉瓦的太阳能，保持在韩国市场预期的 58 吉瓦之前，WoodMac 表示该市场正在上升。

越南的上网电价驱动的太阳能热潮——2019 年安装了 5.5 吉瓦的发电容量，去年安装了 13.8 吉瓦——将放缓至 2026 年，因为补贴逐渐减少，但将恢复到预期的 45 分析师预测，随着太阳能价格达到电网平价，到 2030 年 GW。

WoodMac 指出，澳大利亚将在本十年末增加 23 吉瓦太阳能发电量的原因是绿色氢的需求以及州政府而非联邦层面的政策。

小规模

分析师的报告称，在 2020 年代的剩余时间里，大型项目将继续占中国预计新增产能的 53%，但在该地区其他地方，土地限制和日益增加的负担能力将使小规模“分布式发电”系统成为可能。更流行。这位分析师表示，到 2030 年，该类型的小型家庭和商业阵列将提供该地区在中国以外新增容量的 60%以上，确保到那时整个亚太地区新增的阵列中有 51%将小规模。

WoodMac 表示，在该地区安装 1.5TW 的发电容量后，太阳能在总发电组合中的份额将在 9 年

内从 4%上升到 10%，届时光伏发电将占澳大利亚电力的 20%，并且越南的 15%。

pvmagazine 北极星太阳能光伏网 2021-07-20

## 助力“双碳”光伏产业大有可为

“‘3060 目标’的提出，需要从根本上改变产品、基础设施和基础工业的排碳过程。在这方面，光伏产业大有可为，而技术是这一变化背后的重要抓手和推力。”近日，在江西新余召开的首届碳达峰碳中和绿色发展高层论坛暨 2021 年度中国光伏产业高质量发展研讨会上，国家光伏工程技术研究中心主任、赛维技术研究院院长邹贵付说。

业内专家认为，新冠肺炎疫情使很多行业受到了不同程度的影响，但光伏产业却实现了难能可贵的逆势上扬。

数据显示，1 月—6 月，我国光伏发电新增装机容量为 11.5 吉瓦。受益于组件、逆变器等设备价格的下降，今年上半年我国光伏地面电站建设初始全投资成本已降至每瓦 4 元以下，较 2019 年下降约 13%。

然而，国家发展和改革委员会农村经济司原司长高俊才指出，尽管目前我国光伏发电产能规模以及多项技术处于世界领先水平，但也面临发展难题。光伏产业究竟该如何发展，当天会议上，业内专家开门见山，各抒己见。

### 技术进步推动成本下降

长期以来，掣肘光伏产业发展的因素之一就是成本太高。这一现状正在悄然改变。

高俊才透露，与之前相比，光伏发电成本降低了 90%，现在只有 0.4—0.5 元，与煤电成本正在接近。“未来，随着技术的发展，我相信光伏成本会低于煤炭。”高俊才说。

光伏成本下降是光伏行业高速增长的重要动力。根据经验公式，电池转换效率每提升 1%，成本可下降 7%。随着行业技术含量的不断提升，光伏电池组件的转换效率持续提升，光伏发电成本呈快速下降态势。

高俊才同时表示，光伏产业要发展壮大，必须优先发展储能技术。如常用的蓄电池就是化学储能，近几年，蓄电池技术有所突破但还不够理想，像电动汽车、电动自行车电池占成本一半左右，而且冬天放电比夏天明显快，储能技术要进一步突破。

“未来，光伏产业应取长补短，做到四个统筹。”高俊才说，一是考虑市场接纳程度，统筹发电与用电的关系；二是因地制宜，统筹好集中式与分布式光伏发电方式；三是统筹经济效益、生态效益和社会效益；四是统筹技术进步和管理创新。

在邹贵付看来，要实现国家提出的“双碳”目标，即二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现“碳中和”，“十四五”是重要窗口期。如果我国在氢燃料电池、叠层电池、光伏建筑一体化（BIPV）应用、光伏储能、智能电网等关键技术上获得突破，将为光伏产业作出巨大贡献；再加上规模化发展优势，对助力目标实现贡献巨大。

第十一届全国政协委员、原国家质检总局副局长葛志荣指出，要打赢碳达峰碳中和这场硬仗，需要全党以及全国各族人民拿出“抓铁有痕”的担当与勇气。一方面充分依靠、调动和发挥地方政府的积极性和主动性，坚持分类施策、因地制宜、上下联动；另一方面，每个人都要自觉践行绿色生活方式，建立绿色消费习惯，一起夯实打赢这场攻坚战最广泛、最坚实的社会根基。

### 光伏农业助推乡村振兴

光伏农业，是近年来光伏产业发展的重要方向与路径，也是与会专家关注的焦点。

光伏与农业的结合，一经推出便受到了行业力捧，各地光伏农业项目频频涌现。“光伏与农业两者的结合可实现政府、企业、农民、环境的多方共赢。但目前我国光伏农业的发展仍处于起步阶段，尚有不少问题待解决。”作为农业机械领域的专家，全国政协委员、江西农业大学副校长刘木华指出。

刘木华建议，国家相关部门、行业推动设立专项，深入系统地研究光伏农业产业的系统性行业

标准及相关问题；加大高新技术研究和引进力度，重视研发与光伏农业相配套的农机装备和应用技术。

中国光伏农业联盟秘书长、中绿生态农业科学院执行院长张勇表示，光伏产业为农业现代化发展提供技术支撑，农业为光伏产业发展提供了广阔的试验田，两者不是简单的叠加，而是新能源和新农业的高度融合。

“光伏农业只有立足农业，做到光伏与农业的有机结合，才能健康持续地发展。在‘3060 目标’下，光伏农业前景光明，可以成为助推乡村振兴的加油站。”张勇强调。

付丽丽 科技日报 2021-07-26

## 海洋能、水能

### 解码金沙江上“白鹤滩”



6月10日拍摄的白鹤滩水电站。

新华社记者 胥冰洁摄



2020年8月18日，白鹤滩首台机组转子吊装。

东方电气供图



制图：韩维正

来源：中国三峡集团

在建规模全球第一、单机容量世界第一、装机规模全球第二

……今年6月28日，一阵欢呼声中，金沙江白鹤滩水电站的左右两岸两台百万千瓦水轮发电机组高速转动，首批机组正式投产发电。

白鹤滩水电站是国家能源战略布局“西电东送”的骨干电源点，是长江防洪体系的重要组成部分。在工程施工建设中，工程人员们攻克多项世界级难题，创造了多项纪录。与此同时，全球单机容量最大功率百万千瓦的水轮发电机组，实现了我国高端装备制造的重大突破。这标志着我国大型水电工程建设完成从“中国制造”到“中国创造”的历史性跨越。

在建规模世界最大

300米级大坝无一毫米级温度裂缝

从1991年开始白鹤滩梯级电站建设的前期研究，到2004年白鹤滩水电站全面启动可行性研究，从2010年正式筹建，再到今年5月31日大坝全线浇筑到顶，经历三十载艰辛磨砺，白鹤滩水电站终于迎来首批机组投产发电。

作为世界上目前在建规模最大的水电工程，白鹤滩水电站是金沙江下游四个水电梯级——乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝中的第二个梯级，在建设中创造了多项世界纪录：地下洞室总长217公里，地下洞室群规模世界第一；拦河拱坝高289米，相当于100层楼高，为世界第三；最大泄洪量达到每秒42348立方米，6分钟即可灌满整个西湖，枢纽泄洪功率世界第三。

据三峡集团董事长雷鸣山介绍，白鹤滩水电站核心技术均为自主研发，“2022年7月全部机组投产发电后，白鹤滩水电站将成为仅次于三峡水电站的世界第二大水电站。”

在群山峡谷之中建设水电站，发电厂房建在哪？如何让每台高50米、重量超8000吨的水轮发电机组安卧其中？对此，三峡集团白鹤滩工程建设部主任汪志林介绍，水电站的引水发电系统设备被安置在两侧山体专门开挖的地下洞室中，地下洞室开挖量达2500万立方米，“足够填满2个西湖”。

与此同时，左右岸的引水发电系统共布置了超过160条隧洞，由进水口、压力管道、尾水隧洞、尾水出口等建筑物组成，加上各种廊道、管道，从而构成一个庞大的地下洞室群。而左右两岸的地下厂房长达438米，高度近90米，相当于30层楼高，跨度34米，也是世界之最。这里，正是16台百万千瓦机组的“栖息之地”。

施工过程中，工程人员还攻克了300米级特高拱坝温控防裂的世界级难题。

“白鹤滩水电大坝最大坝高289米，整体计划浇筑低热混凝土803万立方米，规模巨大。”三峡集团白鹤滩工程建设部党委书记何炜说，大体积混凝土的温控防裂一直是工程界的难题。混凝土中的水泥水化反应会产生热量，使得混凝土浇筑后温度上升，之后再缓慢冷却到环境温度。如果不采取有效的温控措施，任由混凝土热胀冷缩，难免会产生裂缝。

而白鹤滩水电站大坝做到了没有一条毫米级的温度裂缝。何炜介绍，这一方面得益于“北斗”系统的助力，另一方面得益于自主研发的低热水泥。为实现“无缝”目标，工程人员利用北斗导航系统实现对浇筑阶段的实时监控、全面感知。而为从源头上解决温度裂缝问题，白鹤滩特高拱坝采用我国自主研发的低热水泥，有效控制混凝土最高温度，防止混凝土温度裂缝。

智能建造系统

破解世界超大“泄洪消能”难题

大量混凝土浇筑条件下，如何实现智能建造，是三峡集团白鹤滩工程建设部工程师刘春风一直关注的重点。得益于长期的水电工程建设经验，在白鹤滩水电站建设过程中，智能建造系统给每一仓混凝土原材料配上“身份证”，实现智能配比和可追溯。

如今，盯着系统，轻点鼠标，大坝施工全过程数据、科研成果等模块便依次展开。刘春风介绍，系统实现了全天候不间断，迅速回应着动态监督、评价预警、终端推送等多方需求，保证最客观、最直接的数据助力现场科学决策。

在安全稳定的地下洞室开挖完成之后，如何保证大体积混凝土浇筑的质量则是工程人员考虑的重点。“地下厂房桥机最大起重量达1300吨，牵引转子转轮吊装时，需要岩壁梁来承担这样巨大的

荷载。”汪志林说，如果岩壁梁混凝土浇筑不密实不坚固，后果难以想象。

为了战胜挑战，工程人员将白鹤滩地下洞室的建筑物外立面做到了“免装修”水平。汪志林介绍，“免装修”就是外立面光滑细腻，混凝土直接浇出，后期不用装修就已有陶瓷般的触摸感。这得益于工程人员在浇筑模板选型、结构布置等方面的精益求精。“比如模板的选择，常规的钢模板可以重复利用，可一旦模板变形，便会导致浇出的混凝土坑坑洼洼。”为此，建设者们选用了只可使用两次的模板，以此保证浇筑的平整与光滑。

金沙江流域降水年内分配极不均匀，年降水主要集中在5至10月，可占到年降水量的80%以上。白鹤滩拱坝位于金沙江上的河谷狭窄处，汛期来势凶猛的强降雨汇入金沙江后，洪水向大坝奔涌而来。最大泄洪量每秒42348立方米，下泄落差高达190米，9万兆瓦的能量需要消刹。如此大的“泄洪消能”，在世界上难度也最大。

为解决窄河谷、大泄量条件下泄洪消能等问题，负责设计的华东勘测设计研究院采用坝身孔口和岸边泄洪洞联合泄洪的方式进行泄洪。工程师们通过对坝身最大泄量的深入研究，合理确定了坝身与岸边泄洪洞之间的泄量分配比例。针对坝身泄洪消能，工程师们在综合分析下游河床承受能力、坝身孔口布置方式、坝身开孔对坝体结构影响等因素的基础上，通过大量水工模型试验验证，决定采用“坝身两层孔口”的布置方案，将坝身孔口的最大泄量控制在30000立方米每秒，泄洪建筑物超泄能力强、运行可靠性高，有效解决了超大泄洪规模不对称拱坝坝身泄洪消能的技术难题。

### “零配重”百万千瓦机组

#### 助力碳达峰碳中和

据了解，白鹤滩水电站装机总容量1600万千瓦，左右两岸分别安装8台100万千瓦水电机组。6月28日，首批2台机组投产发电。

据研制发电机组的东方电机有限公司相关负责人介绍，白鹤滩水电站单机容量为百万千瓦，是世界上单机容量最大的水电机组。水轮机最优效率达到96.7%，发电机额定效率超过99%，是世界效率指标最高的水轮发电机组。

同时，机组定子绕组温升不超过63K，转子绕组温升不超过58K，为水电行业最严格的温升控制水平；额定电压24千伏，为水电行业最高电压等级。

发电机组核心部件实现了智能制造。东方电机有限公司工艺部相关负责人邹应冬介绍，白鹤滩发电机核心部件定子线棒、转子线圈、定子冲片的生产制造，采用了数字化车间生产，生产效率大幅提高，运营成本大幅降低，产品研制周期大幅缩短，产品不良品率和能耗大幅降低。

与以往不同，此次运行机组转动部件由上万个零部件构成，重达2600吨，但在总装后却实现了“零配重”，成为全球首个巨型水轮发电机组不需试运行配重即满足精品指标的案例，也是水电史上首个“零配重”机组。

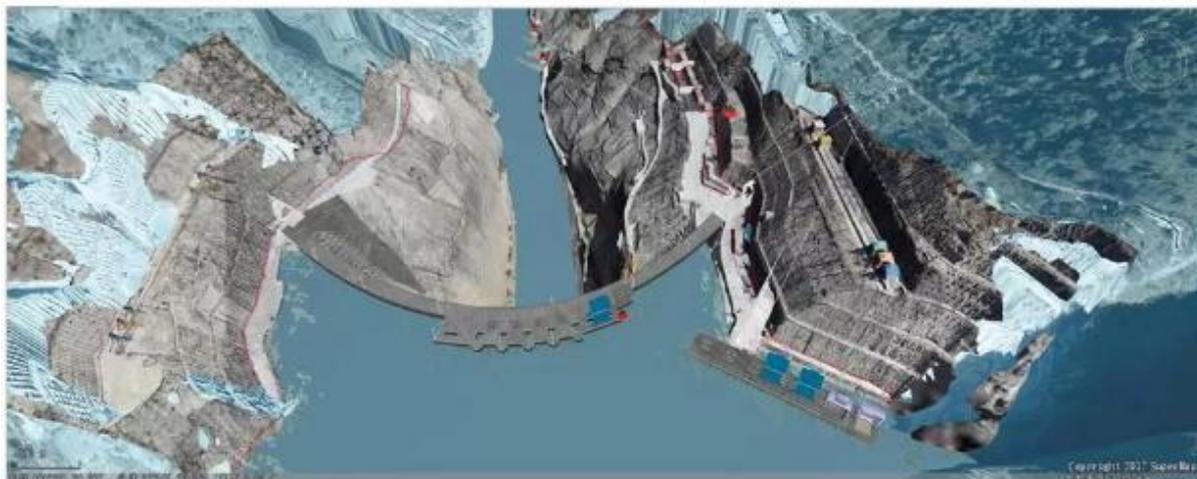
东方电机白鹤滩项目部现场负责人冷建华介绍，百万千瓦机组由转轮、转子、主轴等组成，上万个零部件组装。“这些零部件如果不是一个机床生产的，可能都会出现细微的重量差别，那么转起来就会出现力矩不平衡偏差，需要‘配重’之后才能进入下一个环节。”冷建华说，但白鹤滩百万千瓦机组实现了“零配重”，几乎没有力矩不平衡，说明在研发设计、制造加工、安装偏差控制上均做到了极致。

值得注意的是，水电站的水轮发电机组零部件已全部实现国产化。据介绍，东方电机充分总结以往经验，形成了包括机组总体设计、转轮研发、核心部件制造、磁极绕组空内冷技术、低损耗轴承技术、24千伏绝缘系统、平衡受力新型转子支架开发等一系列自主知识产权和核心技术。

“水电站完全建成后，年均发电量约624亿千瓦时，每年可节约标准煤1968万吨，减排二氧化碳5160万吨。”汪志林说，这对于我国按期实现2030年碳达峰、2060年碳中和目标将发挥重要作用。

王永战 人民日报海外版 2021-07-16

## 水风光多能互补



2021年6月30日，我国首个采用设计施工总承包（EPC）模式建设的百万千瓦级大型水电站——雅砻江杨房沟水电站首台37.5万千瓦机组并网发电。杨房沟水电站是国家清洁能源重大工程、国家和四川省重点电源项目，也是雅砻江中游第一个并网发电的水电工程。

“一个主体开发一条江”。作为全国第三大水电基地的唯一开发主体，雅砻江流域水电开发有限公司（下称“雅砻江公司”）在开发水电资源、优化电网电源结构的基础上，积极探索建设该流域水风光多能互补的世界级清洁能源基地。

### EPC模式提升工程效率效益

杨房沟水电站坝高155米，总装机容量150万千瓦。传统水电建设管理模式，设计是上半场，施工是下半场，无形中“延长”了建设周期。同时，近年来水电开发成本越来越高。

雅砻江公司适应新形势，率先在杨房沟水电站采用EPC模式建设，将设计、科研、施工单位深度融合，设计、施工人员同吃同住同工作，将设计单位技术优势和施工单位的现场经验、设备资源充分整合，减少了传统模式下设计、施工单位不能有效沟通，资源、时间部分浪费的弊端，实现“降成本、补短板、提品质、增效益”的目的。

以地下厂房建设为例，一般同等规模的水电站地下厂房开挖、支护最快需30个月，而杨房沟水电站通过设计与施工多方面深度协同融合，创新运用地质监测预报等先进手段，只用了26个月就完成了地下厂房的开挖、支护。

“这是继公开引入招标竞争的鲁布革水电站之后，我国水电建设领域又一次重要改革实践。”据雅砻江公司杨房沟建设管理局局长、党委书记曾新华介绍，杨房沟水电站开工以来，工程建设安全和质量“零事故”，2020年12月30日开始下闸蓄水，较合同工期提前近一年，机组并网发电提前6个月，工程投资全面受控。

杨房沟水电站EPC模式创造了多个国内首次。中国水力发电工程学会理事长张野认为，雅砻江杨房沟水电站EPC建设管理的探索与实践，为新常态下水电市场转型升级提供了新的发展方向，对未来我国水电建设具有示范意义。

同时，在杨房沟水电站设计施工的全过程中，雅砻江公司开展智能建设关键技术的研究和快速、全面推广应用，形成了基于BIM（建筑信息模型）的杨房沟水电站智能建设平台，在建造一座实体的杨房沟水电站的同时，利用工程建设大数据，同步生成了虚拟的“数字电站”。

中国工程院院士钟登华介绍，杨房沟水电工程智能建设关键技术研究与应用，是国内水电行业首个覆盖工程全体、全生命周期的智能建造统一平台。

### 梯级补偿效益克服“先天不足”

规划装机容量约3000万千瓦的雅砻江干流是我国第三大水电基地。“十二五”末、“十三五”初，

雅砻江下游水能开发开始进入收官阶段，中游水能开发拉开帷幕。

2014年10月6日，装机容量300万千瓦的雅砻江两河口水电站开建。它是雅砻江中游龙头水库电站。仅仅9个月之后，杨房沟水电站正式开建。今年，除了杨房沟水电站实现首台机组投产外，两河口水电站也将在年内投产。中游两大电站将发挥综合效益。

首先，杨房沟水电站4台机组全部投产后，多年平均发电量约68.56亿千瓦时，足够544万辆家用电动汽车行驶1万公里，相当于节约标煤消耗约230万吨。

同时，杨房沟水电站还能发挥优化四川电源结构、提高电网运行质量的作用。它在单独运行时具有日调节性能，与两河口水电站联合运行时具有年调节性能。通过两河口水库的蓄丰补枯、联合补偿调节，杨房沟水电站平枯期电量将达到30.9亿千瓦时，占多年平均发电量的45%，水量利用率大幅提高。

四川电网水电比重大，且以径流式水电居多，水电丰枯出力较为悬殊，易引起季节性缺电。杨房沟、两河口等水电站建成投产后，可为四川电网提供丰枯期较为均匀的电力，改善水电调节性能差及丰枯出力悬殊的状况，有利于提高枯水期供电能力、优化电源结构，同时发挥良好的调峰作用，提高电网运行质量。

此外，通过雅中±800千伏特高压直流输电工程，包括杨房沟水电站在内的雅砻江中游梯级电站，在满足四川电网需求的前提下，可向华中等长江经济带覆盖地区输送电能，为沿长江省市产业基础高级化、产业链现代化提供能源保障。

#### 多能互补的世界级清洁能源基地

雅砻江所流经的四川省甘孜州、凉山州、攀枝花市，地处川西风能和太阳能资源富集区域，其水风光资源具备多重互补性，水电与风光形成丰枯季节性互补，风光之间可以形成白天和晚上的日内互补，该流域具备良好的风电和光伏发电建设条件。

“雅砻江清洁能源基地的特点是水风光互补，关键和基础在水电。”水电水利规划设计总院党委书记、董事长郑声安介绍，风电和光电具有间歇性、波动性、随机性和离散性，水电的优势在于为风光的开发利用提供关键支撑，提高风电、光电质量和利用效率。

为助力碳达峰、碳中和目标，雅砻江公司在原有的流域水能开发基础上，提出了新能源及抽水蓄能开发战略，规划建设雅砻江流域水风光互补绿色清洁能源示范基地，总装机容量达8000万千瓦，将成为世界最大的绿色清洁能源基地之一，相当于四个三峡水电站规模。全面开发完成后，每年可贡献清洁电力2200亿千瓦时，相当于节约原煤消耗约1.2亿吨，减少二氧化碳排放约2.3亿吨。

通过市场化手段整合资源，雅砻江公司已于2017年完成冕宁、会理光伏项目并购，获得光伏装机3万千瓦；2020年完成德昌风电项目股权并购，拥有风电装机40.95万千瓦。

随着雅砻江流域清洁能源基地纳入国家“十四五”规划和2035年远景目标纲要，雅砻江公司党委书记、董事长祁宁春表示，以风电、光伏为代表的新能源开发需要新一轮“加速跑”，赋予了雅砻江流域清洁能源开发更加广阔的舞台和空间，该公司将借鉴“一个主体开发一条江”经验，推进风光资源集约化开发，打造水风光多能互补的清洁可再生能源示范基地，助力构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

萧永航 杨迪 经济参考报 2021-07-19

## 风能

### 国内首个百万千瓦级海上风电场诞生



7月15日22时13分，在广东省阳江市沙扒镇南海海域115米的高空中，随着F34号风机叶轮与机舱精准对接，由中国三峡新能源（集团）股份有限公司投资建设的亚洲在建单体容量最大的海上风电场——三峡广东阳江沙扒海上风电项目风机吊装容量突破100万千瓦，标志着国内首个百万千瓦级海上风电场从蓝图走向现实。

据了解，三峡沙扒项目共规划5期，总装机容量170万千瓦，安装269台海上风电机组，建设3座海上升压站，采用220千伏海缆接入陆上集控中心。项目全部建成后每年可提供上网电量约47亿千瓦时，可满足约200万户家庭年用电量，与同等规模的燃煤电厂相比，每年可节约标准煤约150万吨、减排二氧化碳约400万吨，将为实现粤港澳大湾区的能源结构转型提供有力支持。

地质条件是海上风电开发的难点，面对复杂的海域地质气候环境、高难度的施工工艺技术、高强度的施工组织等挑战，三峡沙扒项目创新使用多种施工技术和基础形式，其中吸力筒导管架、单柱复合筒、芯柱式嵌岩导管架、大直径四桩导管架等多个基础形式均为国内首次使用，并完成目前国内海上风电唯一的斜桩嵌岩海上升压站导管架基础。同时，项目在建设过程中全力抢抓施工“窗口期”，不断优化工艺、提升工效，从今年3月吊装18台，到4月吊装22台，再到5月吊装31台，风机吊装速度不断刷新国内海上风电施工速度纪录。

我国拥有发展海上风电的天然优势，海岸线长达1.8万公里，可利用海域面积300多万平方公里，海上风能资源丰富，集中连片规模化开发海上风电，将有效提高海域资源利用效率，降低项目建设与运营成本。

何亮 科技日报 2021-07-19

### 国内首个“海上风电+储能”项目开始交付

近日，国内首个海上风电配套储能项目——国家能源集团国华东台竹根沙H1#海上风电场配套储能设施项目，进入储能交付阶段。远景能源为该项目提供包括软件和硬件在内的整套智慧储能系统解决方案，协同控制风机和储能系统，帮助业主实现收益最大化。

国华竹根沙H1#海上风电场位于江苏省管区的竹根沙海域，总装机容量200MW，6月30日完

成全场吊装。该项目按照风电场装机容量的 5%、储能时长 2 小时配置储能系统，设计容量为 10MW/20MWh，采用远景动力磷酸铁锂电芯、1500V 远景智慧储能系统集成以及软件系统，配置了先进的热管理系统、消防和监控等辅助设备。

北京 416 事件后，整个行业对储能系统安全的重视达到了前所未有的高度，各类储能标准相继出台。该储能项目采用了远景高阶分布式消防系统，满足最严苛的安全标准，在常规消防设计基础上，增加 H<sub>2</sub>、CO、VOC 等气体检测，和 Pack 级消防和后备水消防设计。能够做到早期探测、精准喷洒、快速灭火和持久抑制，并将事故范围控制到 Pack 层级，提升系统运行、运维及事故状态下的安全性。

与此同时，为满足储能系统在沿海地区的运行工况，远景智慧储能系统具备高级别的防护等级和防腐等级，从而保证储能系统在海边高潮湿、高盐雾环境中的正常运行。

此外，远景还将为此项目提供基于 EnOS<sup>2</sup>的集控系统，实现储能系统的健康度管理、功率预测等功能，并通过对风场和储能系统的协同控制，优化风电场收益。根据国家能源局统计，截至 2021 年 4 月底，全国海上风电累计并网 1042 万千瓦。其中，远景能源海上智能风机累计并网超过 240 万千瓦，占中国海上在运风机的四分之一。EnOS<sup>2</sup>智能物联网操作系统积累了大量海上风电运行数据，这些数据构建了远景对海上风资源和海上风电场应用场景的深刻理解，从而帮助客户根据不同场景实现储能系统的定制化设计。此项目投运后，可满足新能源场站功率平滑输出、削峰填谷、一次调频、调峰等应用及电力交易需求。

这也是为什么国家能源集团打造国内首个海上风电储能项目选择远景智慧储能系统。

储能之音 2021-07-29

## 世界首个浮式海上风电制氢工厂即将运营

近日，由浮式风机供电的海上制氢工厂项目计划明年投入运营，这将是世界上第一个投入运营的浮式海上绿色制氢项目。该项目由法国可再生氢项目开发商 Lhyfe 与 Chantiers de l'Atlantique 合作开发，位于法国勒克罗西克海岸的 SEM-REV 示范风场，项目将在基于 GEPS 技术的浮动平台上安装电解槽，并将其连接到包括 Floatgen 风机（2MW 浮式风机）在内的海洋可再生能源装置。

2021 年海上风电船舶技术应用和发展上海论坛将于 12 月 9-10 日举办的国际船舶海工网了解到。

海上风电制氢可获得无碳、可储存、可运输的“绿氢”，使得海上风电开发跨越电力输送的环节，是一种适合大规模部署的未来能源解决方案。随着国内海上风电的蓬勃发展以及风电制氢项目经验的积累，我国海上风电制氢有望进入快速发展期。

海事早知道 2021-07-25

## 全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组建成

7 月 23 日记者获悉，由中国三峡新能源（集团）股份有限公司（以下简称三峡能源）投资建设的我国首个漂浮式海上风电平台，搭载全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组，组成“三峡引领号”，在广东阳江海上风电场顺利安装。此台漂浮式海上风电机组及平台位于南海海域，单机容量 5.5 兆瓦，由三峡能源牵头，联合三峡集团上海勘测设计研究院等科研机构以及国内风机厂商自主研发，对促进我国海上风电高端装备制造升级、挖潜深远海风能资源具有积极意义。

据悉，漂浮式海上风电被业内寄望为“未来深远海海上风电开发的主要技术”，已在多个国家和地区开展探索。与传统固定于近海海床上的风电机组相比，漂浮式机组可实现在深远海部署风力发电机的愿景，在获取深远海域稳定优质风电资源的同时，不影响近岸渔业及其他相关产业活动。

然而，逐浪深海并非易事，全球漂浮式海上风电普遍面临技术、成本与产业链成熟度低等困难。

2018 年起，依托广东省有关科研项目，三峡能源联合产业链相关企业相继攻克了台风频繁、海

况复杂、波浪恶劣等条件下，抗台风机组、半潜式基础及系泊系统、动态电缆设计、一体化安装及拖航、风机+平台一体化就位等漂浮式海上风电关键技术，主要方案均为国内自主的核心技术。

“三峡引领号”轮毂中心距海平面约 107 米，相当于近 37 层居民楼的高度；叶轮直径 158 米，相当于 3 架波音 747 并排的宽度；风轮扫风面积相当于 3 个标准化足球场。基础平台和风电机组根据 50 年一遇的极端风浪流工况设计，漂浮平台排水量约 1.3 万吨，与一艘万吨级巨轮的排水量相当。为此，安装团队不断优化施工工艺，在国内首创可定位至 0.01 米的高精度吸力锚，攻克复杂海况下大容量风机的一体化拖航，以及风机+平台一体化就位等技术。

何亮 科技日报 2021-07-28

## 氢能、燃料电池

### 阿联酋的氢能现实与愿景

在阿联酋的成员國中，阿布扎比是氢能发展的主要推手。该国近期的氢能动作堪称“生猛”，一定程度上可能受到老对手沙特的刺激。阿联酋的氢能发展有很大优势，其太阳能发电成本极低，而电力是制氢的基石之一。阿联酋国家能源战略曾预测，到 2050 年，包括核能在内的清洁能源发电将占其发电能力的 50%。阿联酋在碳捕集、利用和封存（CCUS）技术上也走在世界前面。2016 年启动了世界上首个商业规模的 CCUS 工业项目，即阿联酋钢铁厂的减碳项目。但阿联酋氢能发展也面临挑战，如市场的不确定性，暂无最佳长途运输方案，来自其他产油国的蓝氢成本竞争，绿氢优势需不断进行技术资金投入方可保持等。氢能的广泛使用将是一个漫长的过程。

一些国家已将自己视为潜在的氢能“沙特”，利用廉价的可再生能源大规模生产氢燃料。沙特近期宣布，将在红海沿岸建一个 50 亿美元的绿氢工厂。除了供应生态城市，氢气还将出口，有朝一日在全球市场上，沙特的氢气将取代沙特的石油。

随着全球经济的缓慢复苏，低碳能源依然是行业热词，尤其是氢能，因其低碳，符合气候保护大趋势，更被不少以传统化石能源生产为主又有意转型的资源国所青睐，阿联酋就是其中之一。

#### 发力可再生能源

阿联酋由 7 个酋长国组成，分别是阿布扎比、迪拜、沙迦、哈伊马角、阿治曼、富查伊拉和乌姆盖万。在阿联酋的成员國中，最先在可再生能源领域发力的是迪拜，且在太阳能发电成本上屡创新低。2019 年 2 月，迪拜与西门子合作，开展一项太阳能发电电解制氢先导项目，为 2020 年的世界博览会的运输提供氢能。阿联酋国家石油公司则为之提供一个未来主义风格的服务站。项目还将测试丰田和现代的氢动力车。但根据目前的情况看，迪拜的焦点主要集中在电动汽车上。

而另一个成员国阿布扎比是阿联酋各酋长國中氢能发展的主要推手。阿布扎比近期的氢能动作堪称“生猛”，一定程度上可能受到老对手沙特的刺激，后者 2017 年底宣布建一个完全以可再生能源为驱动的城市，又称 NEOM 计划。为追赶对手，今年 1 月，阿布扎比国家石油公司、国有持股公司 ADQ、国家战略投资机构穆巴达拉发展公司合作探索蓝氢和绿氢的可行性。穆巴达拉发展公司与意大利能源基建公司 Snam 之间也达成了氢能合作协议。与此同时，阿布扎比国油与马来西亚国家石油公司、韩国 GS 集团和日本建立了合作伙伴关系，研究氢能。此外，还与其他一些公司，如德国公司展开相关商讨。日本丸红株式会社也与阿布扎比能源部签订了氢能社会的谅解备忘录。

#### 发展氢能的优势

阿联酋的氢能发展具有很大优势。其太阳能发电成本极低，而电力是制氢的基石之一。2017 年 6 月，阿联酋穆罕默德·本·拉希德太阳能工业园集成太阳能（CSP）发电项目曾以 7.3 美分/千瓦时的投标价格创下该技术的低成本纪录。2019 年 10 月，该太阳能工业园 900 兆瓦太阳能 V 期项目招标时，投标成本低至 1.69 美分/千瓦时；2020 年 4 月，Al Dhafra 两吉瓦光伏项目成本为 1.35 美分/千瓦

时。阿联酋下一个可再生能源发电项目成本可能突破 1 美分/千瓦时。

阿联酋的国家能源战略（2016 年）曾预测，到 2050 年，包括核能在内的清洁能源发电将占其发电能力的 50%。该国目前在营或接近竣工的天然气发电装机容量为 306 万千瓦，核电装机容量为 140 万千瓦，太阳能发电装机容量为 615 万千瓦。该国后又重申到 2030 年清洁能源发电装机容量达到 1400 万千瓦的目标（其中 560 万千瓦是核电）。2050 年的目标意味着阿联酋的可再生能源发电将达到 4100 万千瓦，其中 1100 万千瓦将来自“清洁煤炭”，且后期将被可再生能源取代。考虑到可再生能源技术、电网和需求管理，以及电力存储等技术的进步和降本，阿联酋 2050 年的目标实现起来毫无难度，甚至可能提前实现。

阿联酋在可再生能源领域的成功也带来了一些负面影响。比如在阳光明媚但相对凉爽的春季，如果不削减核能发电，太阳能发电可能很快就会供过于求。解决方案包括用其进行海水淡化，用于海上石油设施或运输。富余电能用于电解制氢也是方案之一。ADQ 投资总监哈马德·哈马迪最近还提到了可以利用核能生产氢气。

阿联酋在碳捕集、利用和封存（CCUS）技术上也走在前面。2016 年启动了世界上首个商业规模的 CCUS 工业项目，即阿联酋钢铁厂的减碳项目。阿布扎比国油将二氧化碳用于提高石油采收率，预计到 2030 年二氧化碳总捕集水平将达到 500 吨/年。阿联酋的 Ruwais 工业中心和炼厂、FERTIL 氨和尿素厂都在使用灰氢，随着其进一步实施的系列炼油和石化项目的完成，到 2025 年，石化产品将从每年 450 万吨提高到 1140 万吨，用蓝氢或绿氢取代灰氢将是其开拓市场和推进脱碳的第一步。

#### 发展氢能面临的挑战

氢能的低碳属性符合阿联酋的新能源发展策略，但以氢能作为阿联酋的主要业务发展还面临着重大挑战。

市场的不确定性。这也是其他国家在发展氢能时都会面临的问题，毕竟氢能市场还处于起步阶段，无法确定欧洲或亚洲的消费者是否愿意为其买单。阿联酋还没有明确的氢能使用或出口计划，其石油和 LNG 绝大多数面向亚洲用户，而卡塔尔则以欧洲市场为主。根据阿联酋的地理位置及其以往的合作关系，其氢能市场也将与天然气类似，当然欧洲也可能成为其出口目的地。

暂无最佳长途运输方案。阿联酋的富贾伊拉港是世界第二大海上燃料补给港，长远来看，或成为氢或氨等衍生燃料的补给站，将来可为船舶提供燃料。但该港的补给站地位可能将面对阿曼的 Sohar 港和 Duqm 港的竞争，这两个港口都在与欧洲港口运营商合作推进绿氢计划。沙特曾考虑建一条通往欧洲的氢气管道，起点为其西北部的 Neom，但根据阿联酋自身的情况，似乎也没法“抄作业”。

来自其他产油国的蓝氢成本竞争。阿联酋在蓝氢生产领域可能面临激烈的竞争。卡塔尔对氢能的態度虽然还不明确，但其天然气资源丰度和在 CCUS 领域积累的经验 and 计划，使其极可能成为极低成本大规模生产蓝氢的国家。沙特阿美也表示，将专注于蓝氢生产，而非 LNG 出口。该公司的非伴生天然气最高售价为 3.84 美元/百万英热单位。如果美国亨利中心的气价保持在当前水平（约 2.6 美元/百万英热单位），美国的蓝氢成本也可以很低，要是考虑到现有的 CCUS 税收优惠，更是如此。

阿联酋目前每年从卡塔尔进口近 200 亿立方米 LNG，其与卡塔尔的 Dolphin 管道气合同将于 2032 年到期，届时是否续约取决于两国之间的关系，如能续约，对双方来说算是双赢。阿联酋仍可获得低价天然气，卡塔尔则可获得高于出口 LNG 的收益。与之相比，阿联酋的天然气项目（大多为含硫天然气）成本极高，陆上 Shah 气田成本为 5 美元/百万英热单位，海上 Shah 气田成本为 7~8 美元/百万英热单位，而新找到的 Jebel Ali 气田是否能商业开发还无法确定。阿联酋在实现天然气独立的路上可谓面临不少困境。

绿氢虽有优势，但需不断进行技术资金投入方可保持。阿联酋在绿氢发展方面有一定的竞争力，如融资成本低、土地资源丰富、招标程序清晰、扩大规模空间大，因此可再生能源投标价格较低。阿联酋太阳能资源丰沛，但非全球最好。风能资源也比较有限。为使电解槽达到良好的经济效益，需高负荷运行才能应对高资本成本。海湾地区太阳能发电的利用率仅为 20%~24%，无法仅仅依靠这种方式来驱动电解槽。考虑到海湾地区的灰尘和雾霾，利用热存储技术的集成式太阳能发电的潜力不

如光伏发电。但近期一份德国和阿联酋联合政府的报告得出一个较乐观的结论，认为长期来看，阿联酋的光伏和集成式太阳能发电相结合可以实现 50%的利用率，由此获得较具竞争力的绿氢生产成本。

沙特首个风电项目 2019 年 8 月获得 1.99 美分/千瓦时的极低报价。其 Neom 项目、阿曼南部港口 Duqm 由比利时和印度公司合作的项目，都完美结合了太阳能和风能，使电解槽利用率达到 80%。埃及和摩洛哥也有类似的太阳能/风能组合项目，澳大利亚和智利也可能成为阿联酋在亚洲的绿氢竞争对手。

总体而言，依据当前的碳税大环境，阿联酋的工业设施逐步向低碳氢能过渡具有可行性，但成为蓝氢或绿氢出口大国似乎仍有不少挑战。其经商环境、现有的基础设施、市场的开放性、创新性等都优于同区域其他国家。欧洲、日本、韩国和其他国家对氢气的需求也将快速增长，且增幅可能很大，市场将来不会是太大的问题。尽管如此，阿联酋仍需要在太阳能、风能、核能和存储技术的结合方面进行攻关，提高绿氢生产的经济性，也可以降低天然气生产成本，同时利用 CCUS 优势生产蓝氢，才能在未来的能源版图中占据一席之地。

卢雪梅 中国石化报 2021-07-30

## 发展燃料电池，让未来出行更“氢而易举”

5 分钟内就能给新型电动汽车充满氢燃料，不需要为充电而等上几个小时，同时电动汽车续航里程超过 800 公里，且汽车的排放物只有纯水，这听起来好像不可思议。但事实上，随着近年来燃料电池技术的快速发展，这种设想距离成为现实已越来越近。

燃料电池是一种将化学能直接转化为电能的电化学能量转换装置，其中以氢气为燃料的氢燃料电池的唯一产物为水，是一种清洁高效的能源利用方式。

7 月 25 日，科技日报记者获悉，天津大学机械工程学院教授焦魁带领的电化学热物理实验室研究团队，近日在《自然》发表了篇幅达 9 页的展望文章，为新一代超高功率密度燃料电池发动机理论与设计指明了发展方向。

备受关注，但仍面临重要技术问题

“作为氢能社会布局的重要一环，燃料电池装置开发最为核心的问题就是其性能的提升。”焦魁介绍，世界各国先后颁布了燃料电池相关的发展计划及指标，并给予大量资助。目前，世界上较为先进的量产燃料电池车型（丰田 MIRAI-2021）可实现燃料电池电堆功率密度 4.4 千瓦/升，相较于 5 年前发布的车型提升约 40%。值得一提的是，目前我国上海捷氢科技有限公司（以下简称捷氢科技）、新源动力股份有限公司（以下简称新源动力）等企业自主开发的电堆功率密度也达到了世界先进水平。

在国家政策的大力扶持下，中国燃料电池产业百花齐放。

捷氢科技、新源动力、潍柴动力股份有限公司（以下简称潍柴动力）、中国第一汽车集团有限公司（以下简称中国一汽）、未势能源科技有限公司、上海治臻新能源装备有限公司、中自环保科技股份有限公司以及上海汽车集团股份有限公司等多家燃料电池相关的上下游企业和大型车企，已经具备燃料电池膜电极开发—极板设计—电堆设计—动力系统设计—整车生产的完整产业链，实现了一定的生产规模。

另外，近年来我国学者在燃料电池研发领域的成果也逐步与工程实际接轨，并转化为世界先进水平的燃料电池堆产品，如捷氢科技的 PROME 系列。相较于丰田、现代等燃料电池汽车龙头企业，我国本土车企在燃料电池堆技术层面也已经具有了相当的竞争力。

“虽然取得了一定的成果，但需要看到的是，国内外燃料电池发动机距离预期性能指标仍有较大差距。若要实现全球大规模生产，燃料电池技术仍然面临几个重要的技术问题。”焦魁说，比如催化剂活性的进一步提升、质子膜通道设计、流场结构优化等，体现在宏观指标上就是性能、成本与

寿命的综合问题。其中性能的提升在此三者中起着主导性作用，也是燃料电池未来发展的关键，故实现超高功率密度将成为之后较长一段时间内燃料电池技术发展的主要目标。

#### 推动应用，描绘燃料电池路线图

中国工程院院士、中国汽车工程学会理事长李骏指出，中国燃料电池，尤其是氢能燃料电池技术较 5 年前有了长足的进步，燃料电池堆方面，电堆的单堆功率密度、最低冷启动温度寿命以及最高效率等指标均有大幅改善，已建立起完备的燃料电池材料、部件、系统的制造与生产产业链。

焦魁团队此次在国际顶尖刊物上强调了新一代燃料电池超高功率密度的目标，明确指出了各部件发展的技术路线，及其对性能提升的贡献比重。针对燃料电池中涉及的多尺度电化学、热物理过程，结合能源材料领域最新成果，对质子交换膜、催化剂、气体扩散层、双极板等核心部件的发展路线进行了深入分析，并通过仿真计算给出了具体的技术指标。

据了解，焦魁团队自主开发的一整套仿真平台已经应用于潍柴动力、捷氢科技、新源动力、一汽集团、中汽数据有限公司、博世等 10 余家企业，推动了氢燃料电池技术进展。

以捷氢科技为例，捷氢科技推出了完全自主设计开发的燃料电池 PROMEM3H 电堆，曾经的“卡脖子”技术——双极板和膜电极也实现了国产化。捷氢科技副总经理侯中军博士介绍，PROMEM3H 电堆各项指标均达到国际先进水平，额定功率 130 千瓦，电堆功率密度达 3.8 千瓦/升，可在-30℃的极寒环境下无辅助加热快速启动，电堆的最高工作温度可达 95℃，耐热性能极佳。

“正是基于燃料电池仿真技术构建的正向开发设计流程，为我们的产品提供了坚实的技术保障。”侯中军表示，“我们与天津大学在燃料电池工程开发方面展开了长期的合作，而且未来会持续进行深入合作。”

此外，新源动力通过与天津大学合作开展燃料电池水热管理技术的研究，利用仿真技术为操作条件的筛选提供了有效的指导。公司成功自主研发大功率燃料电池，电堆功率密度也达到 4.2 千瓦/升，可在-40℃低温下无辅助启动。

目前，新源动力推出的车用燃料电池系统 HYSYS-70、100 和 120 系列产品都成功实现取消增湿器，减少了系统整体重量和体积，为功率密度的提升作出了可观的贡献。

#### 剑指未来，燃料电池车将大展身手

从近 20 年来的发展历程来看，新一代燃料电池设计有赖于相关能源材料的开发与其内部过程的优化，而挑战则在于燃料电池内多尺度复杂结构与物理化学过程。

焦魁团队的文章创新性地指出，双极板和膜电极对未来功率密度提升的贡献度分别约为 30%和 70%，各部件需要协同优化才能实现目标。“一体化”和“有序化”是未来设计的两个重要方向：一方面，双极板进一步减薄会极大增加流动阻力，给反应气体供给和冷却液循环带来困难，因此流场和电极的一体化设计是一种趋势；另一方面，电极设计的有序化能够更好地组织传递过程，并降低生产过程中的不确定性，也是未来的发展方向。

焦魁认为，燃料电池发动机的战略意义在于其在氢能社会中扮演的重要角色，在于通过清洁能源的应用助力实现碳达峰、碳中和。

对燃料电池车产业而言，相关技术的发展将提升燃料电池车输出功率、降低发动机体积、降低催化剂成本、提升部件耐久性，对于燃料电池车续航里程增加、适用范围扩大、车辆成本降低、寿命增加都有着直接的促进作用。对于整个汽车产业而言，氢燃料电池发动机技术的发展为车用能源结构注入了新活力，与内燃机技术、锂电池技术相结合，有望共同完善能源利用体系。

“未来，燃料电池堆的功率密度与寿命将进一步提升，体积与成本进一步下降，并逐步在能源领域大展身手。”焦魁展望说，对汽车行业而言，燃料电池发动机在商用车领域将有更大的发挥空间，未来有望应用在更多的车型上；在乘用车方面，燃料电池车需要在成本上更具竞争力，研发新一代更为经济、适用性更强的车用堆。

陈曦 刘晓艳 科技日报 2021-07-28

## 美国能源部呼吁将绿色氢成本削减 8 成

美国能源部(DOE)的目标是在 10 年内将绿色氢的制造成本降低 80%，以作为更加广泛呼吁能源领域新发展的一部分。

对于美国能源部来说，这一目标虽然志向远大，但并不是难以实现的。

能源部的能源地球拍摄计划（DOE's Energy Earthshots）旨在加速低碳能源的研发，并呼吁积极应对技术挑战和削减成本。

首先就是在未来十年内将制氢价格降低 80%至每公斤 1 美元左右，并将重点放在可再生能源、核能和热能转换方面。

根据 IHS Markit 的分析，电解成本低于 2 美元/千克将实现绿色氢与传统氢的竞争。

去年 12 月，包括 Iberdrola 和 ACWA 在内的欧洲七家电力公司成立了自己的联盟，以推动到 2026 年生产绿色氢的成本低于上述基准。

可以说绿色氢改变了原有的游戏规则，将促进高污染的重工业部门实现脱碳，并同时提供高新的清洁能源工作。

在拜登总统今年早些时候启动的美国就业计划中，这项名为“氢弹”的倡议，为发展具有成本效益的绿色氢行业制定了一个框架。这个 2 万亿美元的计划最初包括对太阳能和储能开发商的几项财政优惠。额外的框架还将资助新低碳氢系统的示范项目。

作为呼吁新发展的一部分，能源部的氢计划（DOE's Hydrogen Program）部门发布了一份关于示范的信息请求(RFI)，这些示范可以降低氢发电的成本，减少碳排放，创造就业机会并惠及弱势社区。该分部正在寻求行业参与者、投资者、开发商、学者、研究实验室和政府机构对潜在示范项目的反馈，并确定美国最适合建立新氢能源系统的地区。

在地球拍摄计划（Earthshot）计划推出之前，能源部(DOE)于最近几个月推出了一系列举措，以实现拜登提出的到 2035 年实现美国电网脱碳和到 2030 年将温室气体排放量减半的目标。能源部最初指定 1.28 亿美元用于研发项目，这些项目将创造新的太阳能技术，从高性能模块到追踪器和其他组件，意图可以将工厂的寿命从 30 年延长到 50 年。

PV JAPAN BRIDGE 2021-07-27

## 氢储能实现多类型能源互联

“零”碳排放

7 月 23 日，东京奥运会开幕式在东京新国立竞技场举行，奥运圣火熊熊燃起。

日本采用氢能点燃本届奥运圣火。在奥运历史上，奥运圣火的燃料经历了多次变革，开始是金属镁，后来使用过天然树脂、橄榄油等，近几届奥运会使用丙烷作为燃料。在本届奥运会上，日本将氢能作为奥运圣火的燃料。同时，奥运村使用氢能作为能源，为奥运村供电。氢气来源于 6.8 万块太阳能电池板，利用光伏发电制氢，摆脱对化石燃料的依赖。

与煤炭、石油和天然气相比，氢能在自然界不是天然存在，需要通过一次能源化学加工或转化产生，此外，氢燃烧时只产生水，不产生二氧化碳，因此，氢能是清洁的二次能源。氢能在能源、交通、工业、建筑等领域具有广泛的应用前景，可以作为能源互联转化的重要媒介，推动能源清洁高效利用，实现大规模深度脱碳。

氢能被广泛认为是未来最有发展潜力的二次能源，它具有储量丰富、能量密度高、可存储等多种优点。氢既可由可再生能源，如水能、风能、太阳能、生物质和地热能制取，也可由不可再生能源，如煤、天然气和核能制取，所以，氢的生产途径广泛，具备可再生、可持续性。另外，氢在使用后的排放物是水，可以达到“零”碳排放和“零”污染。世界各国普遍认为，氢能是最适合人类社会未来应用的新型清洁能源之一，对解决当前全球能源危机、环境恶化和温室效应问题具有重要作用。

氢气来源包括：煤、天然气等化石能源制氢，工业副产品制氢，电解水制氢，以及甲醇等其他方式制氢。现阶段氢气来源仍以化石能源制氢为主，在碳达峰碳中和目标驱动下，零碳制氢将是未来发展的主要趋势，灰氢→蓝氢→绿氢将成为未来发展的主要路径。

#### 氢储能及应用

氢能对构建低碳高效现代能源体系具有重要作用。目前，我国氢用量 2300 万吨，约占全球用量的 1/3，应用市场广阔；2030 年绿氢占比预计达 1.5%~2%，未来，氢能供应将成为能源行业竞争的新热点。

中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》预测，到 2050 年氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢气需求量接近 6000 万吨，年经济产值超过 10 万亿元。

氢能能量密度高，运行维护成本低，可长时间存储且可实现过程无污染，是少有的能够储存上百吉瓦时以上，且可同时适用于极短或极长时间供电的能量储备。对可再生和可持续能源系统而言，氢气是一种极好的能量存储介质。氢储能被认为是极具潜力的新型大规模储能技术。

氢储能技术即通过电解水制取氢气，将氢气存储或通过管道运输，制取的氢气可用于交通、钢铁、合成氨等领域，也可在有用能需求时通过燃料电池进行热电联供。氢储能技术适用于大规模储能和长周期能量调节，是实现电、气等多类型能源互联的关键。氢储能技术主要包含电解制氢、储氢及燃料电池发电技术，可用于可再生能源消纳、调峰调频辅助服务、削峰填谷、需求侧响应、微电网等场景。

可再生能源消纳。将电解制氢技术用于可再生能源发电场景，在提升可再生能源发电规模化消纳的同时，还能够优化风电/光伏场群的出线容量，从而降低电网外送输电容量的投资，提高输电线路的利用率。

调峰调频辅助服务。具备快速响应及启停能力的电解制氢系统，在用电高峰时可用于调峰调频辅助服务。大容量燃料电池发电系统可在电网超负荷运行时用作调峰机组，以满足发电需求。

削峰填谷、需求侧响应。电解制氢系统可在用户侧利用谷电制氢实现调峰，也可通过电力需求侧实时管理系统，作为灵活负荷参与需求侧响应。制取的氢气储存起来，还可用于加氢站加氢服务。

微电网。电解制氢+储氢+氢燃料电池发电用于构建微电网系统，分布式可再生能源消纳，进行氢、热、电联供，实现偏远地区可靠供能。

#### 氢利用示范工程

由全球能源互联网研究院和国网浙江省电力有限公司共同研发的百千瓦级氢利用系统装备及管控技术成果，将在浙江台州大陈岛氢利用工程进行示范应用。示范工程制氢与发电功率 100 千瓦，储氢容量 200 立方米（标准状态），供电时长逾 2 小时，“制氢—燃料电池热电气联供”全系统综合能效超过 72%，整体技术国际领先。

该工程是氢能在偏远地区供能的首次示范，也是国内首个针对海岛的氢能综合利用工程。工程采用先进质子交换膜电解制氢技术，具有动态调节响应快、启停时间短、功率可控范围宽等突出的先进性。工程不仅可实现新能源就地消纳、长时备电等应用，还可实现电、热、氢、氧的清洁供应，满足岛内用户多种用能需求。该工程以“绿氢”打造“全绿海岛”，降低海岛碳排放，将为可再生能源制氢、含氢能源网络化与规模化应用提供示范样板。

#### 【专访】

围绕氢储能技术及应用，《亮报》对全球能源互联网研究院有限公司电力电子研究所副所长徐桂芝进行了专访。

《亮报》：据了解，美国、日本、德国等国家非常重视氢能发展，多年前开始出台各项政策。现在这些国家的氢储能技术及应用进展如何？

徐桂芝：当前，美国、日本、德国等国依据本国实际情况大力培育各自的氢储能产业，制定详细的发展路线图，发布氢能相关的产业政策。

美国氢能及燃料电池技术和市场全球领先，并具有完善的氢能技术产业链。目前美国每年氢气

产量超过 1000 万吨,约占全球供应量的 15%。美国 Proton 公司研制的 PEM 制氢设备已实现商品化,应用到多个风电制氢场中。

日本在储运氢、燃料电池技术及商业化应用方面世界领先,尤其重视家庭用燃料电池热电联供系统发展。以家庭管道燃气现场重整制氢气为燃料,松下、东芝等用于照明供电和沐浴热水的燃料电池微型热电联供安装量已超 5 万台/年,价格折合人民币约 4 万元/台。日本于 2020 年 2 月完成福岛 10 兆瓦级制氢装置试运营,这是目前全球最大的光伏制氢装置。

德国近年来已逐步明确氢能发展路线,2020 年发布《德国国家氢能战略》,明确了“绿氢”的优先地位,目标是 2030 年前将电解绿氢产能提高至 5 吉瓦,2040 年达到 10 吉瓦。

总体上看,美国、日本、德国等国家已经将氢能技术上升为重要的国家战略,在技术研发、产业培育等方面正加快推进。

《亮报》:在氢储能研究及应用方面,我国主要取得了哪些方面的成就?下一步,还将实现哪些方面的重点突破?

徐桂芝:我国在氢储能领域取得了长足发展,在制氢、储氢及氢燃料电池方面具有专业化、有国际影响力的研究队伍,形成了一大批具有自主知识产权的新技术、新材料和新工艺。燃料电池电堆国产化程度大幅提高,培养了一大批具备核心技术的企业;在氢储能研究向实际应用发展方面,取得了重要的突破,国内已研制出百千瓦级制氢及氢利用设备,并启动兆瓦级示范应用。

目前,我国氢储能领域的关键技术与国际先进水平相比,仍有一定差距。装备方面仍需提升单体功率,提高关键部件/材料国产化水平;应用方面还需进一步完善基础设施和标准规范,提升氢电互动水平,降低绿氢制取成本等。

未来,应以实现氢储能技术规模化应用为最终目标,突破氢储能关键材料、部件在服役过程中的基础问题,攻克关键材料、部件及装备共性关键技术,实现核心部件及设备自主化研发,突破波动性能源电制氢、氢燃料电池冷热电联供、氢能主动支撑电网运行等核心技术,开展电氢融合能源枢纽及氢能综合利用示范,实现区域清洁能源、电网、氢能协同运行,提高能源利用效率,促进清洁能源消纳。

来源:全球能源互联网研究院、国网浙江电科院、《国家电网报》等,宋洁、王飞、刘敏、章雷其对本文有贡献

中国新闻网 2021-07-28

## 氢能将成为新的“石油”吗?

东京奥运会官方交通工具是使用氢燃料电池的丰田 Mirai 汽车。东京都知事 2016 年曾表示,“1964 年的东京奥运会留下了新干线高速铁路系统,2021 年的东京奥运会将留下一个氢能社会”。2019 年,日本川崎重工推出世界上第一艘设计用于运载液化氢的船舶 Suiso Frontier,旨在利用澳大利亚的氢能。

此外,日本拥有世界上最大的加氢站网络,正计划在炼钢等重工业领域用氢能取代化石燃料。其在氢燃料进口方面也处于领先地位。

韩国也有类似计划,3 月,汽车制造商现代、SK 集团和其他企业宣布了一个价值 380 亿美元的项目,旨在未来 10 年发展以氢能为基础的经济。

氢能的广泛使用如果真的发生,将是一个漫长的过程。早在 1807 年,第一台氢动力发动机就开始工作了。19 世纪 60 年代,人们就提议通过电解水制氢来取代煤炭。但煤炭和石油总是比较便宜的。1937 年,一艘充满氢气的船舶发生爆炸,人们因此认为这种燃料不安全。

有人说,全球氢经济可以从碳排放危机中拯救气候。氢气可以为卡车、轮船和飞机提供动力,还可以用来生产水泥、钢铁和化肥等产品。韩国现代公司燃料电池部门负责人金世勋去年表示,“过去我们的技术和行业都是关于开采石油、输送石油和使用石油的;现在和未来,我们的技术和行业

将是关于收集阳光、传送阳光和利用阳光的，氢能将使之成为可能”。

也有人持怀疑态度。阿伯丁大学化学工程师汤姆·巴克斯特表示，“氢能只会成为一种基本能源，以目前的技术，其在 400 摄氏度以上的工业过程中具有优势。但在其他方面，绿氢通常会输给电力，绿氢永远不会比制造它所需的绿色电力便宜”。

灰氢、绿氢还是蓝氢？

氢气很少直接作为燃料用于燃烧。相反，它作为能源的载体，在有廉价能源可供制造的地方制造，并运到有需要的地方。

过去两年，电动汽车已悄悄领先于氢燃料汽车，通用汽车等公司承诺，15 年内只生产电动汽车。他们有政府的支持，在充电网络投入巨资。但对于长途运输和航空等其他需要大量化石燃料的运输系统来说，氢能或将是降低碳排放的关键。

每吨氢气的能量比其他化石燃料都多，而且不需要电池。但是制造它需要大量电力，所以它的气候友好性只与生产它所使用的能源一样。因此，才有了灰氢、蓝氢和绿氢的区分。

灰氢目前最便宜，是工业用途的主要类型。中国生产的氢气占世界的 1/3，主要来自褐煤。俄罗斯正制订计划利用丰富的天然气储备生产蓝氢。为了成为一种可行的气候友好型化石燃料替代品，制造商必须捕集生产过程中产生的二氧化碳，并将其封存。但碳捕集与封存（CCS）仍是一项正在探索中的技术。

巴克斯特表示，化石燃料公司在推动氢气作为电力的替代品，从汽车燃料到家庭供暖。如 bp 正考虑在蒂赛德建蓝氢工厂。

在长期计划中，一旦汽油和柴油需求开始减少，石油公司便将氢气视为潜在的收入来源，但他们转向替代燃料的步伐缓慢。bp 将在 3 年内对蒂赛德蓝氢工厂做出最终投资决定，预计 2027 年前不会开始建设。

美国空气产品公司首席执行官塞菲·加西米表示，“目前，化石燃料比氢气更便宜，也更容易获得。这在一定程度上是由于全球范围内高达 4000 亿美元的巨额政府补贴。如果取消这些补贴，氢气等替代燃料将更可能被广泛采用”。

如果世界真的要发展氢经济，真正的动力将是大规模生产绿氢。一些国家已将自己视为潜在的氢能“沙特”，利用廉价的可再生能源大规模生产氢燃料。其中包括加拿大和冰岛，这两个国家都拥有丰富的水电产能，可以帮助氢气生产。此外，摩洛哥正在撒哈拉沙漠迅速发展太阳能，并制订了氢气生产计划。

沙特也有自己的计划。其最近宣布，将与美国空气产品公司一起在红海沿岸建一个 50 亿美元的绿氢工厂。一大片太阳能电池板和风力涡轮机最终将覆盖一片比利时大小的沙漠，为世界上最大的氢气工厂提供动力，生产将于 2025 年开始。该项目将是 Neom 生态城计划的一部分。除了供应生态城市，氢气还将出口，有朝一日在全球市场上，沙特的氢气将取代沙特的石油。

沙特邻国阿曼有更大的计划，将投资 300 亿美元在阿拉伯海沿岸建氢气工厂，同时出口绿氢和绿氨。

澳大利亚也有雄心勃勃的计划，要建 5 个巨大的氢中心。去年，澳大利亚的公司表示，将把一块面积超过西澳大利亚州卢森堡两倍的沙漠变成绿氢生产基地，将拥有 1000 万块太阳能电池板和 1500 台风力涡轮机。但该项目在 6 月被否决后，目前处于搁置状态，可能最终会继续进行。此外，在新南威尔士州的一个煤矿地区还有另一个建氢中心的计划，在维多利亚州的拉特伯谷还有使用褐煤的灰氢计划，所有这些都旨在向日本和亚洲其他地区出口氢气。

谁将创造天空中的特斯拉？

世界第二大飞机制造商空客公司去年公布了 3 种不同的零排放概念氢飞机计划，并称这些飞机将在 2035 年投用。与此同时，加利福尼亚州初创企业 ZeroAvia 已有一架使用氢燃料的 6 座实验飞机。去年，它在英国克兰菲尔德机场首次起飞；今年 4 月，其在一片田野里坠毁。不可否认，该公司可能成为天空中的特斯拉。瑞士工程研究中心保罗·谢勒研究所的克里斯蒂安·鲍尔表示，“如果没

有氢气，要大幅减少碳排放几乎不可能。未来 10 年，我们将看到氢能产业取得实质性进展”。

潜在供应商和主要市场之间的其他交易也在激增。丹麦沃旭能源公司已与马士基集团（世界最大航运公司）和挪威的纳维亚航空公司签署一项协议，2023 年起，利用海上风电为哥本哈根的公共汽车和卡车生产绿氢，随后将为船舶和飞机生产绿氢。

这一切会发生吗？持怀疑态度的人表示，建立制造、运输氢气的全球供应链过于笨重和低效，尤其是在基础设施必须从零开始建设的情况下。根据统计，约 2/3 的能量会在这一过程中流失。

保罗·谢勒研究所的罗曼·萨基表示，“能量损失将发生在供应端、氢燃料生产过程和需求端，但氢燃料可用于长途货运，而目前大型卡车需配备几吨重的电池才能行驶 100 多公里”。

波茨坦气候影响研究所的法尔科·乌克特表示，氢气的可用性不确定，无法广泛取代化石燃料，如用于汽车或房屋取暖。相反，世界应优先考虑其作为低碳能源不可或缺的应用，如可以消除最难的 10%碳排放。

他也警告称，建筑供暖等领域对氢气的的需求不断上升，可能给廉价的蓝氢带来优势，并造成“化石燃料锁定”，危及气候目标的实现。

以氢气为基础的燃料作为普遍的气候解决方案可能是错误的承诺。乌克兰特表示，“虽然它们用途广泛，但不能指望氢能广泛取代化石燃料”。

ABB 瑞士公司研究员布拉德在关于氢经济的白皮书中指出，“氢经济只有在积极可行的情况下才能建立起来。否则，更好的解决方案将征服市场。几乎所有合成液态烃都有基础设施，而氢气则需要一个全新的分销网络”。氢燃料可能很稀缺，至少未来 10 年不会有竞争力。

王佳晶 中国石化报 2021-07-30

## 氢气革命面临的障碍是成本

几乎所有人都认为，氢气将在未来的无碳能源系统中扮演不可或缺的角色，但对 2050 年氢气在能源消费中的占比预测却相差悬殊。国际可再生能源署认为是 12%，氢能理事会认为是 18%，欧盟宣布的目标是 24%。

但无论结果如何，分析人士一致认为，要想推进氢能技术，必须降低成本。可再生能源成本过去十年已大幅降低，但仍需继续下降。而电解水制氢成本，包括基本硬件电解槽，必须遵循类似路径下降。

实际上，这两者是相互联系的，运营费用和基本建设成本都被考虑到电解槽运行的总成本中。随着可再生能源进入电网的加速部署，可再生能源电价将继续下跌。而且由于电解设备的制造速度更快、成本更低，基本建设成本也将下降。

光伏发电价格过去 10 年已下跌 90%，但还需进一步下降，各国政府已决定出手相助。3 月，美国能源部宣布，公用事业规模的光伏发电成本将从目前的每千瓦时 4.6 美分降至 2025 年的 3 美分，2030 年的 2 美分。美国能源部还公布了一系列研发项目，并将提供创业资金用于改进光伏发电技术，降低发电成本。

现在的问题是，电解水制氢能否遵循光伏发电过去 10 年一直遵循的成本下降曲线。因为电解水制氢将不得不与蓝氢竞争，而後者的成本更低。

### 扩大生产规模

人们普遍认为，氢能将在全球主要工业应用中起步，首先以蓝氢的形式出现，然后以绿氢的形式出现。对于绿氢来说，电解槽至关重要，全球电解槽制造商正计划扩大生产规模，以降低成本。

德国工业巨头蒂森克虏伯是钢铁制造商和氢气生产商，其从生产商和用户两个角度看待氢气问题。该公司的标准电解装置是一个 20 兆瓦的模块，每小时可生产 4000 立方米氢气。蒂森克虏伯副总裁马尔科姆·库克表示，“我们已降低成本，并将基本模块的规格提高到 20 兆瓦”。

美国发动机制造商康明斯公司两年前收购了加拿大氢化公司，扩大氢气生产能力。康明斯公司

电解槽全球业务开发负责人丹尼斯·托马斯表示，“就项目规模而言，几年前我们的目标是 10 兆瓦，现在我们在加拿大已有一个 20 兆瓦的电解槽在运行。下一个目标是 100~500 兆瓦的项目”。

托马斯称，“主要问题在于时间，因为我们正在提高产能，但产能全部到位没有意义，因为很多氢气项目都处于开发阶段。客户在一个模块中不太可能需要 1 吉瓦的电解能力，他们将分阶段开发多数项目，第一阶段可能需要 100~200 兆瓦的电解能力。公司的目标是 2025 年达到吉瓦水平的产能”。

其他旨在提升至吉瓦规模产能的大公司还包括英国储能和清洁燃料公司 ITM Power，其正在规划一个新的大型电解槽工厂的早期阶段。另一个是挪威氢能技术公司 Nel ASA，今年将电解槽产能扩大至 500 兆瓦，并计划进一步扩大。Nel ASA 最近宣布了 2025 年前以每千克 1.5 美元的价格生产绿氢的目标，这将使绿氢成本与灰氢成本相当。

降低生产成本

如今，绿氢的存在感微乎其微，成本至少是灰氢的两倍，基本上没有市场，所以还处于早期发展阶段。

美国每年约生产 1000 万吨氢气，全球约生产 1.2 亿吨氢气（中国是最大的氢气生产国）。几乎所有氢气都是在高碳排放的过程中产生的。

据估计，如果美国绿氢产量达到 1000 万吨，需要海上风电装机容量达到 115 吉瓦。而考虑到美国当前正努力 2030 年实现 30 吉瓦的海上风电装机容量目标，难度就可想而知了。

国际可再生能源署在 2050 年能源转型路线图中估计，如果全球绿氢产量达到 4 亿吨，将需要 2050 年前电解槽产能达到 5 太瓦。目前全球已安装的电解槽产能约 8 吉瓦。

这些数字表明，要想实现政府和国际机构设定的绿氢目标，必须大幅提高电解槽产能，而这将需要持续设定绿氢发展目标和降低生产成本。

咨询公司 Dii 沙漠能源公司首席执行官科利尼厄斯·马休斯表示，“随着新技术的到来，电解槽方面将有很多创新，正从人工组装转向大规模自动化生产”。

马休斯列出了全球 19 个氢气项目，这将需要 140 吉瓦的电解槽产能。他认为，这些项目将刺激更高的电解槽生产水平，从而降低生产成本。但如果没有援助，这是不可能发生的。“从监管角度看，我们应该采取一切可能的措施来加速发展，制定标准，并为市场创造先决条件”。

李峻 中国石化报 2021-07-18

## 未来燃料电池发动机设计 一体化和有序化是关键

记者 7 月 15 日获悉，天津大学焦魁教授带领的电化学热物理实验室研究团队在最新一期《自然》发表的展望文章，为新一代超高功率密度燃料电池发动机理论与设计指明了发展方向。

据了解，作为氢能社会布局的重要一环，燃料电池装置开发最为核心的问题就是其性能的提升。依据世界各国对燃料电池提出的发展规划，在未来十年左右，燃料电池电堆功率密度计划提升至 6—9 千瓦/升，但目前水平距离预期性能指标仍有较大差距。

焦魁教授团队基于其强大的模型预测体系与丰富的产学研转化经验，结合国际学术前沿与国内外产业发展状况，在国际顶尖刊物上首次对下一代超高功率密度燃料电池未来发展路线进行了解读及展望。展望针对燃料电池中涉及的多尺度电化学、热物理过程，结合能源材料领域最新成果，对质子交换膜、催化剂、气体扩散层、双极板等核心部件的发展路线进行了深入分析，并通过仿真计算给出了具体的技术指标。

文章指出，双极板和膜电极对未来功率密度提升的贡献度分别约为 30%和 70%，但各部件需要协同优化才能实现目标。“一体化和有序化是未来设计的两个重要方向。”焦魁表示，一方面，双极板进一步减薄会极大增加流动阻力，给反应气体供给和冷却液循环带来困难，因此流场和电极的一体化设计是一种趋势；另一方面，电极设计的有序化能够更好地组织传递过程，并降低生产过程中的

不确定性，也是未来的发展方向。

陈曦 刘晓艳 科技日报 2021-07-21

## 我科学家大幅提升利用太阳能制氢效率

记者 26 日从中国科学技术大学获悉，该校俞书宏院士团队基于窄带隙半导体材料，设计了一种具有近红外活性的晶格匹配的形貌异质结光阳极材料，所研制的异质结表现出优异的光电化学制氢性能。相关成果日前发表在《自然·通讯》上。

将太阳能直接转化为化学燃料提供了一种存储可再生能源的方法。然而，光电化学制氢的实际应用依然受阻于其低的能量转换效率。目前，越来越多的半导体可以作为光阳极材料。但是，这些半导体一般具有宽的带隙，这将他们的光谱吸收范围限制在紫外光区和可见光区。但是红外光占了太阳光能量的 50% 左右，所以，将材料的光谱吸收范围扩展至红外区有助于器件的效率大幅提升。

窄带隙半导体具备近红外光谱吸收能力。然而，窄带隙半导体中的电子—声子相互作用会导致光生载流子的寿命变短，这会导致催化剂表面的光生空穴浓度降低，进而降低了表面氧化反应发生的概率。至今，近红外光活性光阳极的光电转换效率（IPCE）始终难以提高。

研究人员设计了一种具有晶格匹配的形貌异质结的三元合金基光阳极，该电极的光谱吸收范围扩展到了 1100 纳米，其光电化学制氢的能量转换效率得以改善。晶格匹配的形貌异质结由于避免了晶格失配的影响而降低了界面缺陷的存在，有利于降低光生载流子的复合速率。实验证明，异质结的存在提高了光生载流子的分离效率，进而延长了载流子的寿命。因此，在近红外光下，该材料光阳极的 IPCE 和光电流密度均展现出了优异的性能。

这项研究提出了一种具有近红外活性的形貌异质结的构筑策略。通过将窄带隙半导体的优势整合到晶格匹配的形貌异质结中，为设计有效的近红外活性的光电化学器件提供了新的可能性。

吴长锋 科技日报 2021-07-27

## 院士畅谈氢能商用前景 献策低碳中国

“碳达峰、碳中和”愿景下，全球能源体系面临深度重构。作为有潜力实现零碳排放的清洁能源，氢能无疑将发挥重要作用。近日，在 2021 长三角（张家港）国际氢能产业人才峰会上，中国工程院院士干勇、中国科学院院士郭烈锦、中国科学院院士李灿分别发表主旨演讲，分析目前氢能产业局势，洞察产业先机，把握政策走向，为氢能产业发展鼓与呼。本刊特别摘录三位院士的部分精彩观点，以飨读者。

干勇院士：

氢能重卡时代 应从港口物流车开始

“氢能的重卡时代，应该从港口开始。”中国工程院院士、中国工程院原副院长、中国金属学会理事长干勇指出，短期内在非物流集散地的内陆区域大规模发展氢能是有困难的，但在港口城市则有必要提倡优先发展氢燃料电池物流车、燃料电池重卡。

干勇指出，氢燃料电池适用于长距离、重载量的物流车。港口货物吞吐量大，柴油车辆数量多，且密集使用，若能改为氢能重卡，不仅可降低污染物排放，还有利于集中布局加氢站。因氢能消耗量大，集中建立大型加氢站，可有效降低加氢站运营成本，实现示范经济效益。

“沿海港口地区附近一般多有大型钢铁企业及联产焦化企业，副产氢来源较为丰富，可以实现氢能供应的经济效益。同时，港口交通发达，氢能运送进出便利，易于规划建设氢能输送网络，进一步降低氢能供应成本，提高氢能综合利用经济效益。”干勇认为。

数据显示，2017 年，我国柴油车占汽车总保有量的比重为 9.4%，但柴油车氮氧化物排放量却占

总排放量的 68.3%，颗粒物排放量占总排放量的 99%以上。

一辆重型柴油车的氮氧化物排放量约等于 100 辆小汽车的氮氧化物排放量。以载重 30 吨的煤炭运输车为例，按运距 1000 公里计算，单车次即消耗柴油高达 250 公斤，测算可排放约 13 千克氮氧化物、3 千克烟尘。

“在港口示范区推广应用氢燃料电池重卡，将使港口从雾霾重灾区变为清洁区。”干勇表示，不仅有助于减少氮氧化物、颗粒物等污染物的排放，且可发挥规模替代效应，使氢能重卡的运维成本降至与目前柴油重卡运营成本相当的水平，具备可行性。

干勇表示，开创氢能重卡时代，优先发展氢能能源商用物流车是一个方向。在城市内，电力供应充足，完全可用电动公交车实现燃油公交的清洁化替代。“考虑到氢能供应的复杂性，氢能公交车只适合做示范，我认为发展氢能重卡才是可行路线。”

郭烈锦院士：

立足中国煤炭资源禀赋 构建氢电互补能源供给体系

自人类开展大规模工业活动以来，伴随着能源消耗，温室气体大量排放造成了全球变暖。大力推进能源结构转型，提升非化石能源在一次能源消费中的占比，力求实现“净零排放”已成全球各国的一致行动。

在中国科学院院士郭烈锦看来，当前，全球一次能源依然是以化石能源为主体，化石能源消耗占比 84%以上，且中短期内难以大幅降低、仍将占据主导地位。

“依据我国的一次能源总消耗量测算，每年排出的二氧化碳约为 100 亿-104 亿吨。”郭烈锦解释称，目前我国煤炭占一次能源消费结构的比重约为 55%，煤炭使用贡献了 70%以上的二氧化碳排放量，因此减少煤炭利用造成的二氧化碳排放是我国碳减排的首要任务。

他进一步表示，当下我国电力行业发展取得了巨大进步，但同时发电也是煤炭消耗的主力；如果电力行业不能减排二氧化碳，“双碳”目标便不易实现。

“虽然可再生能源具有显著的可持续性和零排放等优势，且储量巨大，但具有明显的间歇不稳定性，在当前技术体系下发展受到电网调峰和消纳能力限制。短期内依靠可再生能源完成一次能源供给的主体任务，是不现实的。”郭烈锦说。

在郭烈锦看来，构建氢电互补的能源有序转化和供给体系或可担此大任。

“目前，国内外各层面所作对氢能的预期需求远远低估了氢能在未来能源供给体系中的地位。电很难存储，氢恰相反，相信未来的氢将会具有跟电同等的地位。”郭烈锦直言。

那么，大规模、低成本的洁净氢从哪里来，又将如何切实实现二氧化碳减排目标？

郭烈锦建议，必须发展洁净低碳甚至不排放二氧化碳的、以化石能源为一次能源的发电技术以替换当前传统的以化石燃料燃烧为基础的火电及常规热化学气化制氢，同时大力发展风电、光伏和水电的全周期、全方位的发电制氢技术，並大规模生产应用。

“构建氢电互补互换的能源有序转化体系，同时统筹考虑体系中的碳集循环，并结合自然界中富集的二氧化碳，将其资源化高值利用，是廉价、洁净的制氢路线。”郭烈锦说。

传统的煤气化制氢是将煤炭部分氧化放热后，再与水蒸气变换重整的过程，可以概括为“以空气为基”，这种技术路径污染、低效。但如果“以水为基”，通过水-煤直接接触、吸热还原直接气化制氢的方法，即可实现清洁、高效制氢的目标。

他进一步解释，该技术路线是将煤置于超临界水蒸汽环境中，通过还原反应，制取氢气和二氧化碳，之后将溶解了二氧化碳的超临界水蒸汽推动轮机做功发电，做功后气水分离自然得到高纯度的二氧化碳，同时得到远高于现在燃煤发电机组的发电效率，“无论何种装机规模下，单台机组的煤电转化效率，均将比相同规模的火电机组至少提高 5 到 10 个百分点。”

“再结合可再生能源规模制氢，以及可再生能源驱动的二氧化碳循环高值化转化利用，还可以实现工业废气中的二氧化碳利用，并将工业生产过程中的废水、废液利用起来。这应该是未来以煤炭为原料，规模化、低成本制取洁净氢，同时解决煤炭利用过程中二氧化碳排放问题的重要路径。”郭

烈锦表示。

据测算，大规模以此技术路线制取的氢气，每标准立方米成本不高于 0.6 元，即生产 1 公斤氢，成本不足 10 元。经过 20 多年的努力，目前该技术路线已经开始规模化的工程示范。

“基于化石能源的清洁无污染制氢、可再生能源的低成本高效大规模制氢，构建新型的氢电互变、集中与分布式并存耦合互补的能源供给体系，将会带来多种产业及全链条的人类社会生产和生活方式的颠覆性变革。可以使我国立足于富煤的资源禀赋，独创性引领世界能源技术和能源供给体系的变革。”郭烈锦说。

李灿院士：

若等量替代现有煤制甲醇 “液态阳光”有亿吨级碳减排潜力

“绿色氢能将是实现碳达峰、碳中和目标切实可行的路径之一。”中国科学院院士、中国科学技术大学化学与材料科学学院院长李灿表示。

当下，碳排放最主要来自于火力发电，交通领域的汽油、柴油、天然气使用，以及煤化工、化工、炼油、冶金、合成氨、水泥等，这些均是刚性排放二氧化碳的工业。李灿认为，大自然吸收二氧化碳的量很有限，要解决二氧化碳问题，根本方法是提高可再生能源比例，降低化石能源使用比例。

“可再生能源主要是太阳能，以及以太阳能为代表的其他可再生能源，比如风电、光伏发电、生物质、水电等。”他解释称，这类资源非常丰富，不用担心实现碳达峰、碳中和不够用。

“在当前化石能源仍占主导的情况下，实现碳达峰、碳中和，除了靠节能减排、降低单位 GDP 能耗，以及碳捕获存储技术外，大力发展风电、光伏等可再生能源已经成为共识。”李灿说，预计到 2030 年，我国风电和光伏装机量将达到 12 亿千瓦，化石能源占比将降到 75% 以下，其中煤电占比将降至 40% 以下；到 2060 年，煤电占比将降至 20% 左右。

李灿进一步指出，如果将光伏、风电、水电变成燃料（如绿色氢能），“这其中最关键的就是制氢过程，即电解水制氢，相当于储电。“1 吨氢可产生 3.3 万度电，也就是说产生 1 吨氢相当于储存了 3.3 万度电。”

不仅如此，以绿氢和二氧化碳为原料制取甲醇，有助于实现二氧化碳减排的同时，还可缓解我国液体燃料短缺的问题，同时解决化石液体燃料的清洁能源替代问题，助力实现碳达峰、碳中和。“这种来源的甲醇就是‘液态阳光’，实际上就是将氢的能量转移到甲醇里，而甲醇是基本的化学中间体，可替代汽油广泛应用于化学工业。”李灿说。

“每合成 1 吨甲醇，就可转化 1.375 吨二氧化碳。若液态阳光实现规模化生产，其规模完全可与目前国内煤制甲醇产量（8000 万吨）相当，如此可转化上亿吨的二氧化碳。”李灿说。

众所周知，电能不易存储，氢气的储运也是制约其规模化推广应用的主要障碍。而甲醇常温常压处于液态，恰可弥补这一不足，实现长期安全稳定的储存。

“甲醇是理想的化学储氢载体，1 吨甲醇可以放出 187 公斤氢气。如此，制氢与氢能储存的安全性问题，均可通过液态阳光甲醇工艺实现。”李灿说。

本报记者 吴起龙 中国能源报 2021-07-19

## 张家港：全力绘制千亿级“中国氢港”蓝图

恰逢入伏，刚经过雨水洗礼的江苏省张家港市略显清静，晨间天气虽未完全放晴，气温的回升速度却已如氢能在当地的发展势头般迅猛。

当记者行走至人民路万达广场附近，一眼即瞥见周身绿色涂装并印有“氢 H2 新未来”字样的氢燃料电池公交车在此停靠。低碳、绿色的现代化城市的视感扑面而来。

据介绍，截至 2020 年底，张家港投运的新能源公交车已达 481 辆，占比超在运车辆总量的 60%。

目前，张家港正积极整合各方资源，加速氢能全产业链布局。“近年来，张家港在制氢、储氢、氢燃料电池及零部件制造等关键环节和领域的产业化进程不断加速，截至目前已形成百亿级氢能产

业链和系统完备的氢能经济生态圈，为正在建设的‘中国氢港’奠定坚实基础，助力城市绿色低碳发展。”7月11日，张家港市委书记潘国强在“2021长三角（张家港）国际氢能产业人才峰会”上致辞时说。

### 三重优势奠定

#### “中国氢港”基础

氢能以其来源多样、清洁无污染、能量密度大、可再生、易存储、用途广泛等优点，被视为全球能源系统可持续发展的主要路径之一，未来将对我国能源结构转型和兑现碳达峰、碳中和目标发挥重要作用。

曾经，靠冶金、纺织、化工等传统产业崛起的张家港，为促进全市工业转型升级，自2009年起就开始谋划新产业布局，并陆续成功培育了新材料、新能源、高端装备等战略性新兴产业。2019年，张家港又发布了氢能发展规划，提出到2035年建成“中国氢港”，并将氢能打造成为张家港的新支柱产业。

记者在采访中了解到，尽管国内多地都在上马氢能产业，但张家港却有其独特优势。

首先，张家港地处长江三角洲腹地，距其100余公里的上海已提出构建“氢能走廊”，距其80余公里的如皋也提出要打造“氢能小镇”，这均有利于张家港与周围地区形成氢能产业集聚区，并借长三角一体化发展势头推动氢能产业崛起。

其次，张家港作为港口城市，商用车、物流车、重型柴油卡车集聚程度高，这些车辆目前正是交通清洁化的重点突破口，因此张家港有发展氢能产业的积极诉求。

“柴改氢，开创氢能重卡时代，应从港口开始，优先发展氢能源商用物流车。”中国工程院院士、中国工程院原副院长干勇在会上指出，氢燃料电池的特点是适合长距离、重载量的物流车使用，港口货物吞吐量，若将柴油重卡改为氢能重卡，能明显降低污染物排放；同时港口地区副产氢的来源较丰富，且运送便利，可提高氢能供应的经济效益。

另外，目前张家港已经具备了良好的氢能产业基础。公开材料显示，早在2017年，该市就已集聚了富瑞氢能、中集圣达因，以及华荷氢电、氢云新能源等一批处于国内领先地位的氢气储运装备企业与创新能力强、氢燃料电池企业，全市氢能产业产值已达到约53亿元。随着氢燃料电池初创企业不断涌现，产业规模处于爆发性增长初期，强化氢能产业发展正当时。

#### 百亿级产值生态圈

##### 为低碳港城注入新动能

张家港，这座因水而生、依港而兴的城市，自有豪“氢”壮志。

如今的张家港正走在氢能产业的崛起之路上。

根据其在2019年6月发布的氢能产业发展规划：中期目标是到2025年全市氢能产业链产值规模力争达到500亿元，逐步从氢能示范，向“氢能社会”建设过渡；远期目标则计划到2035年，氢能产业链产值规模突破1000亿元，建成具有全国影响力的“中国氢港”。

记者了解到，为顺利完成规划目标，张家港立足氢能产业现状，制定了符合实际的产业鼓励政策和实施细则。并设立氢能产业发展专项基金，加大对氢能产业发展和科技创新的资金扶持力度。

作为张家港近年来产业转型的重要发力点，氢能产业发展已小有成效。

目前，位于张家港保税区、占地77亩的中车张家港氢能基地项目已完成主体工程施工，进入装修施工阶段，将于2021年底全面竣工。项目建成后，将为张家港再添年产300MW电堆、300MW氢能动力系统及其关键零部件的生产能力。

“近年来，我市一直将加快布局氢能产业作为构建现代化产业体系的重要支撑，目前集聚了覆盖制氢、储氢、氢燃料电池及零部件制造等关键环节的30多家涉氢企业，形成了百亿级氢能产业链和系统完备的氢能经济生态圈，正在建设‘中国氢港’的道路上阔步前行，为加快城市绿色发展，推动碳达峰、碳中和注入了澎湃动力。”潘国强介绍说。

#### 引人才、促创新

## 共绘“中国氢港”蓝图

如果说区位与产业基础是发展氢能的重要因素，那么科研创新则是张家港氢能建设的核心，而人才引进与培养则是其重中之重。

如江苏省人力资源与社会保障厅党组成员、副厅长朱从明在会上所言，要围绕创新产业链布局人才链，“以人才链的强，激发创新链的活。”

在产业创新方面，近年来，张家港与海内外知名研究机构、企业、高校联手，打造多个实力雄厚的氢能产业科研、创新基地。

早在 2018 年 12 月张家港就“牵手”清华大学，成立了氢能研究中心。近年来，中科院大连化物所张家港研究院氢能燃料电池平台、氢云新能源研究院、电子科技大学—江苏华昌氢能联合研究院等研究平台相继落地，成为张家港氢能产业创新研发的重要依托。

而在人才培养与引进方面，张家港更是“氢”尽全力。

2019 年 4 月，张家港富瑞氢能装备有限公司与中国工程院院士陈学东牵手，合作共建了张家港首家氢能院士工作站。

“张家港已连续两年举办氢能产业人才峰会，目的就是广邀天下英才、共话氢能产业大好前景、共绘‘中国氢港’发展蓝图。”潘国强坦言。

在本届氢能产业人才峰会上，张家港联合企业、高校、科研院所举行了校地合作、校企合作签约仪式，致力于协同共建氢能领域人才培养实习基地，就是要进一步拓展“政产学研”合作空间，打造氢能领域人才集聚新高地，为氢能产业发展提供强大的智力支持。

据悉，为吸引更多产业人才在张家港“落地生根”，张家港市人社局还将开展“为你，‘氢’尽全力！”助企引才八项行动。

本报记者 吴起龙 中国能源报 2021-07-19

## 助力碳中和，可再生能源直接制备绿色氨

100 年前，氨帮助农业革命，并为世界上日益增长的人口提供了粮食。氨是肥料的主要成分，当今世界粮食生产的一半都依赖氨。但是，氨却有着巨大的碳足迹，生产一公吨氨导致两倍的二氧化碳排放。

《科学》杂志报道，澳大利亚莫纳什大学的研究人员正在开发使用水和可再生能源制造的绿色环保氨的生产技术。这一突破可能会减少肥料的碳排放，也可以减少运输过程的碳排放。航运业正把氨气视为零碳燃料，以减少国际航运的温室气体排放。

目前世界每年生产约 1.8 亿吨氨，其中 80%以上用于化肥生产。几乎所有这些氨都是用一种能源消耗技术，称为哈伯-博世（Haber-Bosch）工艺，依赖化石燃料来产生氢气，需要高温和压力，并且只能在大型反应堆中高效地完成。

为了减少氨的碳足迹，科学家和化学公司试图用可再生能源来发电，并将水分为氢，利用空气中的氮气和由电解水而来的氢气制备氨。这种绿色氨工艺迄今为止效率低下，只能生产非常少量的氨。

莫纳什大学的研究人员使用了一种称为磷离子盐特殊化学物质，在室温和常压下直接使用空气、水和可再生能源制氨。这一过程还可以使农民和社区能够在反应堆中使用可再生能源，在小到冰箱的反应堆中小规模生产氨。该团队的目标是在明年年底前制成一种装置，每天能生产 0.1 公斤氨，到 2025 年这一装置每天可生产 1 公吨的氨。

国际能源小数据 2021-07-20

## 核能

### 2021 年全球核能发电报告

核能发电是用铀制成的核燃料在“反应堆”的设备内发生裂变而产生大量热能，再用处于高压力的水把热能带出，在蒸汽发生器内产生蒸汽，蒸汽推动汽轮机带动发电机一起旋转而发电，并通过电网输送给消费者。

核能发电是解决 2050 年全球达到二氧化碳排放为零的重要支柱。20 世纪 60 年代中国核能发电量为零，到 1993 年中国核能发电才开始有 1.6TWh，占全球总量的 0.007%；根据 BP2021 年报告，到 2020 年中国核能发电量达到 366.2 TWh，占全球总量的 13.6%。2020 年中国居世界第二位，仅次于美国 30.8%。但是中国运行、在建和拟建反应堆数将超过美国。

2020 年核能发电量前三位国家

国家	2020 年			运行、在建和拟建反应堆数
	核能发电量/TWh	%占世界	反应堆数	
美国	831.5	30.8	93	98
中国	366.2	13.6	51	106
法国	353.8	13.1	56	57

核能反应堆发展已经进入第四代，中国已经有自己研制的反应堆。

第一代 (截止 1965 年)	第二代 (1965-1995 年)	第三代 (1995 -2010 年)	第四代 (2010-2030 年)	第五代 (2030 年后)
Shippingport	LWR-PWR, BWR	ABWR	HTR200(中国)	高效经济性 安全性更高 废物排放更少 防止核扩散
Dresden, Fermi I	CANDU (加拿大)	System80 <sup>+</sup>	HTR600(中国)	
Magnox	VVER/RBMK	AP600	CFR600(中国)	
	M310 (法国)	EPR		
	CNP300 (中国)	CANDU6		
	CNP650 (中国)	ACPR1000(中国)		
	CPR1000 <sup>+</sup> (中国)	华龙一号(中国)		
		CAP1000(中国)		
		EPR (法国)		
		VVER-1000/428/428M(AE S-91) 俄罗斯		
		VVER-1200 (AES-2006) (俄罗斯)		
		AP1000 美国		

核电站反应堆类型进程

根据世界核能协会(World Nuclear Association, WNA)2021 年 6 月的报告，美国是世界上核能发电量最多的国家，2021 年 6 月有 93 座核反应堆，生产 95523TWh，占全球核能发电量总量的  $95523/394282=24.2\%$ ；而德国、英国则处于停滞发展阶段。

表中“%e”表示核能发电占发电总量的百分率。全球核能发电占全球发电总量的 10.1%，其中法国高达 70.6%。本数据是世界核能协会 WNA 2021 年 1 月份提供的数据。

2021 年 6 月全球核反应堆及铀需求

国 家	2020 年 核能发电量		2021 年 6 月						2021 年 铀需求量 吨 U
	TWh	%e	运行的反应堆		在建的反应堆		拟建的反应堆		
			堆数	Mwe 总	堆数	Mwe 总	堆数	Mwe 总	
阿根廷	10.0	7.5	3	1641	1	29	1	1150	206
亚美尼亚	2.6	34.5	1	415	0	0	0	0	77
孟加拉国	0	0	0	0	2	2400	0	0	0
白俄罗斯	0.3	1.0	1	1110	1	1194	0	0	146
比利时	32.8	39.1	7	5942	0	0	0	0	898
巴 西	13.2	2.1	2	1884	1	1405	0	0	358
保加利亚	15.9	40.8	2	2006	0	0	1	1000	334
加拿大	92.2	14.6	19	13624	0	0	0	0	1409
中 国	344.7	4.9	51	49569	17	18616	38	41785	10814
捷克共和国	28.4	37.3	6	3934	0	0	1	1200	694
埃 及	0	0	0	0	0	0	4	4800	0
芬 兰	22.4	33.9	4	2764	1	1720	1	1170	758
法 国	338.7	70.6	56	61370	1	1650	0	0	8701
德 国	60.9	11.3	6	8113	0	0	0	0	587
匈牙利	15.2	48.0	4	1902	0	0	2	2400	360
印 度	40.7	3.3	23	6885	6	4600	28	32000	1080
伊 朗	5.8	1.7	1	915	1	1057	1	1057	161
日 本	43.0	5.1	33	31679	2	2756	1	1385	2344
韩 国	152.6	29.6	24	23150	4	5600	0	0	5121
墨西哥	10.9	4.9	2	1552	0	0	0	0	239
荷 兰	3.9	3.3	1	482	0	0	0	0	74
巴基斯坦	9.6	7.1	6	2332	1	1100	1	1170	636
罗马尼亚	10.6	19.9	2	1300	0	0	2	1440	187
俄罗斯	201.6	20.6	38	28578	2	2510	21	21380	6227
斯洛伐克	14.4	53.1	4	1837	2	942	0	0	428
斯洛文尼亚	6.0	37.8	1	688	0	0	0	0	141
南 非	11.6	5.9	2	1860	0	0	0	0	294
西班牙	55.8	22.2	7	7121	0	0	0	0	1217
瑞 典	47.4	29.8	6	6882	0	0	0	0	985
瑞 士	23.0	32.9	4	2960	0	0	0	0	446
乌克兰	71.5	51.2	15	13107	2	1900	0	0	1879
阿联酋	1.6	1.1	1	1345	3	4200	0	0	877
英 国	45.9	14.5	15	8923	2	3340	2	2300	1820
美 国	789.9	19.7	93	95523	2	2500	3	2300	18295
世界总计	2553	C10.1	443	394282	54	61219	100	68240	68240

单位换算：68240tU=80472tU3O8；1 tU3O8=80472/68240=1.179

中国核能发电进展较快，2020 年已经跃居全球第二位，但是与美国相比较差距仍然很大。论核能发电的发展速度，中国发展最快，在建的核反应堆最多，达 17 座。拟建的有 38 座。这是其他国家无法相比的。

中国核能发电量及占中国发电总量的份额

日 期	发电量/TWh	%e	日 期	发电量/TWh	%e
2008 年	65.3	2.2	2015 年	161.2	3.0
2009 年	65.7	1.9	2016 年	210.5	3.6
2010 年	71.0	1.8	2017 年	247.5	3.9
2011 年	82.6	1.8	2018 年	277.1	4.2
2012 年	92.7	2.0	2019 年	348.4	4.9
2013 年	104.8	2.1	2020 年	366.2	4.9
2014 年	123.8	2.4			

世界上最大的核电站是日本柏崎刈羽核电站，装机容量为 7965MW，但 2011 年已经停工。值得注意的是韩国核电站进展很快，前十位核电站就占有 3 席，把美国和日本都甩到后面。

#### 全球十大核电站

排序	核电站名称		国家	装机容量 MW
	中文	英文		
1	柏崎刈羽核电站	Kashiwazaki-Kariwa Nuclear Power Plant	 日本	7 965
2	科里核电站	Kori Nuclear Power Plant	 韩国	7 411
3	阳江核电站	Yangjiang Nuclear Power Plant	 中国	6 480
4	布鲁斯核电站	Bruce Nuclear Generating Station	 加拿大	6 384
5	蔚珍核电站	Hanul Nuclear Power Plant	 韩国	5 928
6	韩光核电站	Hanbit Nuclear Power Plant	 韩国	5 875
7	扎波罗热核电站	Zaporizhia Nuclear Power Station	 乌克兰	5 700
8	格拉沃利讷核电站	Gravelines Nuclear Power Station	 法国	5 460
9	帕卢埃尔核电站	Paluel Nuclear Power Plant		5 320
10	卡唐翁核电站	Cattenom Nuclear Power Plant		5 250

核能号 2021-07-29

## 核能助力打造“零碳”烟台

7月初的烟台，海风拂面，清爽宜人。临海的海阳核能供热二期项目施工现场，各项工作正紧锣密鼓有序推进。项目预计 9 月进行试压运行，今年供暖季前建成投运，届时，海阳市将率先实现城区 450 万平方米核能供暖全覆盖，成为全国首个“零碳”供暖城市。

近年来，烟台市依托超过 1000 公里的海岸线资源，大力围绕核能推进山东省清洁能源基地建设，并在全国率先发力推进核能综合利用，海阳项目正是其中典型。其致力于实现从传统煤炭发电、燃煤锅炉蒸汽、燃煤供暖向零碳综合供能的跨越式发展，从供能源头解决碳排放问题。

记者了解到，未来，烟台市将在海阳成功经验基础上，采用清华大学“长距离水热同产同送”技术，实现“零碳”供暖全覆盖，为我国低碳城市建设提供“山东模式、烟台方案”。

### 以“核”为基 探索零碳供能

烟台地处山东半岛东北部，南邻黄海，北濒渤海，海岸线长 1038 公里、海域面积 2.6 万平方公里，为陆域面积的两倍之多。优质的海岸线资源为烟台大力发展核能提供了便利条件。

作为环渤海经济圈、胶东经济圈内重要节点城市，烟台已于 2017 年入选国家第三批低碳城市试点，成为全国 87 个试点城市之一。

“烟台市高度重视核能产业发展，确定了围绕核电项目建设发展核能产业的思路，致力于以‘核能’为基石，积极探索零碳供暖、零碳供汽、零碳供水、碳中和城市等系列方案，实现零碳综合供能的跨越式发展。”烟台市新兴产业发展推进中心主任张洁非说。

张洁非进一步介绍，目前，烟台已集聚了核电相关企业 40 余家，并建成海阳和莱山两个省级核电产业园区。“近期，我们根据烟台市区域战略规划和产业发展需求绘制了烟台市核电产业招商地图，形成了双碳创新区和两个特色产业园区为主的核电产业发展战略布局，推动核电产业链条式培育、集群化发展。”

### “清洁能源主导”路径渐明

在大力发展核电基础上，目前烟台正推进“核、风、光、储、氢”五位一体的山东省清洁能源基地建设，立足冬季供暖、工业蒸汽、工业用电等能源消费大市实际，统筹推进化石能源清洁高效利用与清洁能源规模化发展，优化调整能源结构，加快能源生产方式转变，促进生态文明建设，实现能

源开发利用与生态环境协调发展。

相关数据显示，截至 2020 年底，全市电力装机容量 1870.7 万千瓦，包括核电、风电、光伏、生物质等在内的清洁能源装机容量占比达到 46%、发电量占比 37%，均居山东省第一。

2020 年，烟台全社会用电量 564 亿度，其中可再生能源和核电消费量 280 亿度，占比达到 49.6%。“烟台市能源结构正进入以清洁能源为主导的发展路径。”张洁非说。

为促进清洁能源产业发展、积极争取清洁能源示范市，近期，烟台重磅举措频出——出台“十四五”能源发展规划纲要、加快发展核电产业意见、战略性新兴产业链培育指南等一系列政策文件；成立清洁能源发展领导小组；设立总规模 100 亿元的动能转换白鹭新能源产业基金，并成立山东省唯一一个区域性产业金融服务中心——环渤海产业金融服务中心，强化资金支持力度，引导社会资金参与重点项目投资建设。

### 创新驱动碳减排 与经济增长双赢

高质量发展需以强化创新驱动，烟台亦不例外。“我们高度重视加强与高校、科研院所等机构的合作力度，大力推动清洁能源综合利用技术创新，全面提升创新驱动发展水平，以促进核能等高质量发展。”张洁非说。

具体来看，一方面，烟台以国家核电产业创新技术平台为载体，建立清洁能源企业与清华大学、哈尔滨工程大学、中国核学会、核电研发中心等科研院所、机构的“产学研”合作机制，共同推动工业蒸汽、海水淡化、制氢、供暖、储能等能源产品的成果转化与应用。

另一方面，率先实施核能综合利用，实施国内首个商业化清洁供热项目——海阳核能清洁供热工程项目。早于 2019 年，该项目就开始为海阳市 70 万平方米区域供热，截至目前已连续供应两年。

据介绍，随着海阳核电逐步建成投运，烟台将在海阳建成全国首个“零碳”供暖城市基础上，依托中国核学会和烟台核电研发中心，采用清华大学“长距离水热同产同送”技术，实现烟台地区零碳供暖全覆盖，并开拓“居民用暖价格不增加、政府财政负担不增长、热力公司利益不受损、核电企业经营作贡献、生态环保效益大提升”的共赢新局面。

“烟台作为山东省新旧动能转换三大核心城市之一，未来将聚焦碳达峰、碳中和发展目标，继续贯彻‘以资源换产业，以市场换技术’的发展理念，以零碳能源为载体，构建新兴产业集群空间布局，推动工业领域、居民用电、用暖等民生领域摆脱对传统化石能源的依赖，实现碳减排与经济增长双赢，成为全国清洁能源发展的桥头堡和制高点。”张洁非说。

吴起龙 王清波 刘芳 中国能源报 2021-07-19

## 能源政策

### 安徽鼓励光伏产业发展 力争到 2023 年产业链产值达 1500 亿元

安徽省政府新闻办 27 日举行新闻发布会，对近日印发的《安徽省光伏产业发展行动计划(2021-2023 年)》(以下简称《行动计划》)作解读。《行动计划》提出，到 2023 年，安徽光伏产业营业收入“三年翻一番”、产业链产值实现 1500 亿元的产业规模总体目标。

安徽省经济和信息化厅副厅长柯文斌介绍，截至目前，安徽汇聚光伏上下游企业超过 150 家，已形成从光伏玻璃、电池片、组件及配套，到逆变器、储能电池、发电工程等较完整的产业链。2020 年，安徽光伏设备及元器件制造行业实现规上工业增加值增长超过 60%，营业收入超过 600 亿元，同比增长 50%以上；光伏电池及组件产量 20.6GW，同比增长近 80%，产量居全国第三位；光伏逆变器产量达 35GW，连续多年稳居世界前列。

截至 2020 年底，安徽光伏累计发电装机 13.7GW。以合肥、滁州“双极”为引领，蚌埠、六安、

马鞍山、芜湖、宣城等地特色布局、竞相发展的光伏产业新格局初步形成。

根据《行动计划》，安徽将加快推动技术创新研发。鼓励企业加大研发创新投入，以隧穿氧化层钝化接触(TOPCon)、异质结(HJT)、钙钛矿等下一代电池技术，半片、叠瓦、多主栅、无主栅等先进组件技术，大规模储能、柔性并网等应用技术为重点，强化关键技术迭代突破。

同时，提升光伏产业材料供应水平。有序健康发展光伏玻璃，重点发展超薄光伏玻璃盖板(背板)和太阳能电池用高温玻璃基板。围绕晶硅、薄膜发电两种工艺，发展封装胶膜、减反射及导电发电用靶材、金刚切割线等材料，提升材料和边框、支架等保障能力，降低光伏发电材料成本。

在培育壮大市场主体方面，《行动计划》提出推进重点项目建设。加快推动协鑫 60GW 高效组件、通威 5GW 高效组件、嘉悦新能源 8GW 电池片、东方日升 8GW 电池片及 5GW 组件、凯盛光伏铜铟镓硒薄膜太阳能电池组件、华晟新能源高效异质结电池与组件、国轩储能电池、福斯特胶膜、信义江北光伏组件盖板等一批带动性强、市场规模大、成长性高、经济效益好的重点项目建设。

《行动计划》还鼓励有条件的光伏企业积极参与“一带一路”倡议，主动拓展国际国内市场，推动光伏产业国内国际双循环相互促进发展。

张强 中国新闻网 2021-07-28

## 安徽光伏产业三年行动计划：重点发展用于光伏储能的三元、磷酸铁锂、液流电池等产品

安徽省经济和信息化厅、安徽省发展和改革委员会、安徽省住房和城乡建设厅、安徽省能源局联合发布《安徽省光伏产业发展行动计划(2021-2023年)》，行动计划指出：加强储能电池产品布局，重点发展用于光伏储能的三元锂电池、磷酸铁锂电池、液流电池等产品，围绕技术性、安全性、服役寿命、能积比、充放电次数、环境适应度等基本性能要求，解决储能电池在安全性、效率、性能、成本、寿命、智能检测与控制等方面的关键问题，推动光储一体化发展。积极支持开展源网荷储一体化项目，探索“光伏+储能”、光伏制氢、光伏直供电等新模式。

此外还要加大系统解决方案开发。支持开发高安全性电池储能集装箱集成系统(箱)，形成储能系统辅助光伏并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网等多种系统解决方案。将支持光伏产业发展、大力优化能源结构列入全省碳排放达峰行动方案重点任务，支持有条件的地区和企业开展光伏项目碳减排量的核算和交易试点。

### 安徽省光伏产业发展行动计划(2021—2023年)

为抢抓新发展机遇，加快推动我省光伏产业高质量发展，支撑和保障我省产业结构优化和能源结构升级，制定本行动计划。

#### 一、总体要求

(一)指导思想。全面贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以“碳达峰、碳中和”为引领，抢抓光伏产业发展新阶段新机遇，坚持市场主导、政府引导，加快创新驱动，推动产用结合，聚焦光伏玻璃、电池、组件、逆变器等产业链上下游重点环节，坚持因地制宜特色发展、龙头带动集聚发展、智能制造绿色发展，加快推动我省光伏产业提质增效，大力提升产业基础能力和产业链现代化水平，实现全省光伏产业高质量发展。

(二)发展目标。到 2023 年，全省光伏产业技术水平和创新能力进一步提升，产业规模迈上新台阶，产业体系更加完善，建成一批经济效益好、带动性强的重点项目，培育壮大 5 家以上创新能力突出、具有国际竞争力的百亿级企业，牵引带动一批上下游配套企业，推动实施一批可推广、可复制的特色行业应用示范，力争全省太阳能电池及组件产能突破 80GW，产量保持全国领先，营业收入“三年翻一番”，产业链产值实现 1500 亿元，把我省打造成为集聚效应显著、协同配套完善、国际竞争力突出的绿色能源产业发展新高地。

## 二、重点任务

### （一）提升产业创新能力。

加快推动技术创新研发。鼓励企业加大研发创新投入，以隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）、异质结（HJT）、钙钛矿等下一代电池技术，半片、叠瓦、多主栅、无主栅等先进组件技术，大规模储能、柔性并网等应用技术为重点，强化关键技术迭代突破，构建形成以技术创新带动产业发展、以产业发展驱动技术创新的良性发展态势。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、相关市人民政府）

加强创新服务平台建设。鼓励光伏企业、高校和科研院所共建创新研发平台，发挥重点（工程）实验室、工程（技术）研究中心、企业技术中心等各类创新平台作用，吸引相关领域高端人才集聚，促进前沿技术成果转化，推动产业创新发展。鼓励建设共性技术研发、检验检测等公共服务平台，加大产业链公共服务供给。支持有条件市县举办光伏产业发展高端论坛（峰会）等活动，搭建行业前沿技术成果展示和产业合作交流平台。（责任单位：省发展改革委、省科技厅、省经济和信息化厅、相关市人民政府）

### （二）强化高端产品供给。

提升光伏产业材料供应水平。有序健康发展光伏玻璃，重点发展超薄光伏玻璃盖板（背板）和太阳能电池用高温玻璃基板。围绕晶硅、薄膜发电两种工艺，发展封装胶膜、减反射及导电发电用靶材、金刚切割线等材料，提升材料和边框、支架等保障能力，降低光伏发电材料成本。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

强化高效电池组件生产能力。支持研发高转换率、长寿命的大尺寸晶硅电池、薄膜电池产品，支持等离子钝化技术、低温电极技术、全背结技术、专用吸杂工艺等先进技术研究与应用；鼓励金属穿孔卷绕背接触技术（MWT）、N型双面（BiFi）吸光技术等高效晶硅电池规模化生产；引导企业开展具备实时数据传输与监测、单体最大功率跟踪（MPPT）、交直流输出等功能的智能光伏组件研制。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

提升智能逆变器及配套装备制造水平。大力发展集电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等技术于一体的高效智能光伏逆变器、控制器、汇流箱等装备，提高大规模专业化生产水平；鼓励开展金氧半场效应晶体管（MOSFET）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等逆变器关键元器件技术研发及产品化；以高效、智能的光伏发电系统装备为核心，推动光伏产业链向下游系统集成领域延伸。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

加强储能电池产品布局。重点发展用于光伏储能的三元锂电池、磷酸铁锂电池、液流电池等产品，围绕技术性、安全性、服役寿命、能积比、充放电次数、环境适应度等基本性能要求，解决储能电池在安全性、效率、性能、成本、寿命、智能检测与控制等方面的关键问题，推动光储一体化发展。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、相关市人民政府）

加大系统解决方案开发。支持开发基于云平台的能量管理系统与实时在线仿真软件，规模化提供智能化、高安全性电池储能集装箱集成系统（箱），形成储能系统辅助光伏并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网等多种系统解决方案。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、省能源局、相关市人民政府）

### （三）培育壮大市场主体。

推进重点项目建设。按照“产业集聚、优化布局”的原则，加快推动协鑫 60GW 高效组件、通威 5GW 高效组件、嘉悦新能源 8GW 电池片、东方日升 8GW 电池片及 5GW 组件、凯盛光伏铜铟镓硒薄膜太阳能电池组件、华晟新能源高效异质结电池与组件、国轩储能电池、福斯特胶膜、信义江北光伏组件盖板等一批带动性强、市场规模大、成长性高、经济效益好的重点项目建设。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

加快企业培育壮大。鼓励有条件地区充分发挥毗邻原料产地、出口便利的区位优势，精准开展“双招双引”，聚力引进通威、晶澳、隆基、爱旭、天合光能、晶科、阿特斯、东方日升、协鑫等光伏

行业骨干企业，进一步壮大省内龙头企业队伍。促进中小企业加快发展，培育一批专注细分市场、创新实力较强、市场占有率高、配套能力突出的光伏制造业专精特新企业。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

#### （四）打造优良产业生态。

聚力延链补链强链。充分发挥阳光电源、晶澳、通威、隆基等现有龙头企业带动作用，汇聚整合上下游资源，完善离子注入机、高精度丝网印刷机、高温烧结炉、等离子增强化学气相沉积设备、物理气相沉积设备、卷绕镀膜设备等高性能太阳能电池与组件生产和测试仪器设备，以及光伏玻璃、低温银浆、封装胶膜、TPT 背板材料等配套环节，加大招商引资、招才引智力度，推动产业链、供应链、创新链、资本链、人才链、政策链“多链协同”，进一步建设打造规模化、集群化产业生态。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省人力资源社会保障厅、相关市人民政府）

促进区域协同合作。支持合肥、滁州、蚌埠、六安、马鞍山、芜湖、宣城等市结合地方实际，差异化布局光伏玻璃、电池、组件、逆变器等光伏产业链重点环节，加快构建形成区域集聚、优势互补、配套协同的光伏产业发展格局。鼓励有条件的光伏企业积极参与“一带一路”倡议，主动拓展国际国内市场，推动光伏产业国内国际双循环相互促进发展。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

#### （五）推动智慧赋能升级。

提升智能制造水平。加大自动制绒、自动上下料、自动装框、自动灌胶、EL 测试仪、IV 曲线测试仪等生产设备的推广应用，重点提升太阳能电池及其部件的智能制造水平。推动光伏制造与人工智能、工业互联网、大数据深度融合，加强光伏产业智能工厂和数字化车间建设，鼓励企业有序开展智能化升级改造。（责任单位：省经济和信息化厅、相关市人民政府）

强化智能管理能力。鼓励企业采用 ERP（企业资源计划）、MES（生产过程执行系统）、SRM（供应链管理系统）等信息化管理系统，实现生产流程全信息化管理。支持推广光伏发电监测和运维系统平台的建设和应用，加快探索应用智能清扫机器人、智能巡检无人机等设备，推动信息采集与分析、远程监控与调度、智能检测与诊断、故障报警与处理的一体化运行与管理模式，实现全方位、全周期的光伏系统智能化管理。（责任单位：省经济和信息化厅、相关市人民政府）

#### （六）加快拓展市场应用。

有序发展集中式光伏电站。充分利用荒山荒坡、填埋场护坡、废弃矿山、闲置水面等未利用土地，有序建设集中式光伏电站；支持各地因地制宜推进农光互补、渔光互补等综合利用模式；将光伏电站建设与两淮采煤沉陷区治理有效结合，积极探索建设水面漂浮光伏电站。（责任单位：省发展改革委、省能源局、省自然资源厅、省水利厅、省生态环境厅、省林业局、省电力公司）

推广分布式光伏发电应用。以工业园区为重点，着力推进光伏发电“自发自用、余电上网”，引导工商业企业结合负荷需求安装分布式光伏发电系统，支持新建建筑设计预留安装分布式光伏发电条件。（责任单位：省发展改革委、省能源局、省住房城乡建设厅、省电力公司）

开展特色应用示范。鼓励智能光伏产品重点在 5G、建筑、交通、农业以及巩固拓展脱贫攻坚成果、乡村振兴等领域开展特色应用示范。大力推进与分布式光伏结合的高效节能新型绿色 5G 基站建设，以工业园区为重点推进新能源微电网示范项目建设；鼓励在有条件的城镇建筑屋顶合理建设独立的“就地消纳”分布式建筑屋顶光伏电站，推广铜铟镓硒薄膜光伏发电和储能技术在光伏建筑一体化等领域应用；推动光伏发电在公路交通指示标志、公路桥梁融冰、太阳能照明设备、公路服务区（停车场）充电桩供电、交通车辆等领域的应用，试点实施政府集中办公区光伏发电改造，在政府投资项目中开展光伏建筑一体化应用。（责任单位：省通信管理局、省住房城乡建设厅、省交通运输厅、省农业农村厅、省能源局、省乡村振兴局、相关市人民政府）

### 三、保障措施

（一）加强组织实施。省直有关部门要高度重视光伏产业发展工作，结合自身职能，对行动计划实施情况定期开展调度，强化在政策扶持、行业管理等方面的沟通协作，联合推进智能光伏应用

试点示范工作，全面推动光伏产业链协同发展。相关市人民政府要结合本地实际，制定本地光伏产业发展计划，认真做好各项任务措施落实工作，进一步发挥省级行业协会在产业规划、政策制定、“双招双引”、行业交流等方面的作用。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省能源局、省住房城乡建设厅、省交通运输厅、省农业农村厅、省乡村振兴局，相关市人民政府）

（二）强化政策扶持。充分发挥制造强省、“三重一创”、科技创新、“三首一保”等省级政策资金作用，支持光伏企业创新研发、技术改造、做大做强和项目建设等。推动光伏企业对接多层次资本市场上市挂牌，积极培育上市挂牌后备企业资源。支持搭建融企对接渠道，争取融资贷款支持，缓解企业资金压力。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、省财政厅、省地方金融监管局、安徽证监局、相关市人民政府）

（三）优化产业环境。省有关部门要统筹光伏产业发展和资源、生态保护，积极支持复合用地光伏项目建设，充分论证光伏对湿地生态系统的影响，优化水面、湿地审批程序，严格落实《关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》相关规定。积极支持开展源网荷储一体化项目，探索“光伏+储能”、光伏制氢、光伏直供电等新模式。将支持光伏产业发展、大力优化能源结构列入全省碳排放达峰行动方案重点任务，支持有条件的地区和企业开展光伏项目碳减排量的核算和交易试点。（责任单位：省生态环境厅、省自然资源厅、省林业局、省能源局、省经济和信息化厅、省发展改革委）

（四）拓展消纳能力。贯彻落实国家关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的相关要求，为光伏发电消纳创造空间。构建以新能源为主体的新型电力系统，加快推进数字化电网建设，优化电网调节能力，提高光伏发电上网消纳能力。拓展分布式光伏应用市场，打破分布式光伏发电市场化交易机制壁垒，推动光伏建筑一体化项目建设。（责任单位：省能源局、省发展改革委、省住房城乡建设厅、省电力公司）

（五）规范有序发展。省直有关部门要根据国家可再生能源发展“十四五”相关规划，规范有序组织光伏发电项目建设，严格落实监测预警要求，以电网消纳能力为依据合理安排新增核准（备案）项目规模。编制光伏制造行业年度投资导向计划，建立省级重点项目库、企业库，强化日常跟踪和调度分析。发挥《光伏制造行业规范条件》示范引领作用，引导企业加强技术创新、提升产品质量、降低生产成本，从产品制造和推广应用双向发力，推动我省光伏产业健康、有序、规范发展。（责任单位：省能源局、省经济和信息化厅、省发展改革委）

安徽省经信厅 2021-07-22

## 安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023年）发布！

7月19日，安徽省经信厅印发《安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023年）》。文件明确，到2023年，全省光伏产业技术水平和创新能力进一步提升，产业规模迈上新台阶，产业体系更加完善，建成一批经济效益好、带动性强的重点项目，培育壮大5家以上创新能力突出、具有国际竞争力的百亿级企业，牵引带动一批上下游配套企业，推动实施一批可推广、可复制的特色行业应用示范，力争全省太阳能电池及组件产能突破80GW，产量保持全国领先，营业收入“三年翻一番”，产业链产值实现1500亿元，把安徽省打造成为集聚效应显著、协同配套完善、国际竞争力突出的绿色能源产业发展新高地。

文件指出：

积极支持开展源网荷储一体化项目，探索“光伏+储能”、光伏制氢、光伏直供电等新模式。将支持光伏产业发展、大力优化能源结构列入全省碳排放达峰行动方案重点任务，支持有条件的地区和企业开展光伏项目碳减排量的核算和交易试点。

拓展分布式光伏应用市场，打破分布式光伏发电市场化交易机制壁垒，推动光伏建筑一体化项目建设。

加强储能电池产品布局。重点发展用于光伏储能的三元锂电池、磷酸铁锂电池、液流电池等产

品，围绕技术性、安全性、服役寿命、能积比、充放电次数、环境适应度等基本性能要求，解决储能电池在安全性、效率、性能、成本、寿命、智能检测与控制等方面的关键问题，推动光储一体化发展。

推广分布式光伏发电应用。以工业园区为重点，着力推进光伏发电“自发自用、余电上网”，引导工商业企业结合负荷需求安装分布式光伏发电系统，支持新建建筑设计预留安装分布式光伏发电条件。

大力推进与分布式光伏结合的高效节能新型绿色 5G 基站建设，以工业园区为重点推进新能源微电网示范项目建设；鼓励在有条件的城镇建筑屋顶合理建设独立的“就地消纳”分布式建筑屋顶光伏电站，推广铜铟镓硒薄膜光伏发电和储能技术在光伏建筑一体化等领域应用。

鼓励企业加大研发创新投入，以隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）、异质结（HJT）、钙钛矿等下一代电池技术，半片、叠瓦、多主栅、无主栅等先进组件技术，大规模储能、柔性并网等应用技术为重点，强化关键技术迭代突破，构建形成以技术创新带动产业发展、以产业发展驱动技术创新的良性发展态势。

有序健康发展光伏玻璃，重点发展超薄光伏玻璃盖板（背板）和太阳能电池用高温玻璃基板。围绕晶硅、薄膜发电两种工艺，发展封装胶膜、减反射及导电发电用靶材、金刚切割线等材料，提升材料和边框、支架等保障能力，降低光伏发电材料成本。

支持研发高转换率、长寿命的大尺寸晶硅电池、薄膜电池产品，支持等离子钝化技术、低温电极技术、全背结技术、专用吸杂工艺等先进技术研究与应用；鼓励金属穿孔卷绕背接触技术（MWT）、N 型双面（BiFi）吸光技术等高效晶硅电池规模化生产；引导企业开展具备实时数据传输与监测、单体最大功率跟踪（MPPT）、交直流输出等功能的智能光伏组件研制。

大力发展集电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等技术于一体的高效智能光伏逆变器、控制器、汇流箱等装备，提高大规模专业化生产水平；鼓励开展金氧半场效晶体管（MOSFET）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等逆变器关键元器件技术研发及产品化；以高效、智能的光伏发电系统装备为核心，推动光伏产业链向下游系统集成领域延伸。

按照“产业集聚、优化布局”的原则，加快推动协鑫 60GW 高效组件、通威 5GW 高效组件、嘉悦新能源 8GW 电池片、东方日升 8GW 电池片及 5GW 组件、凯盛光伏铜铟镓硒薄膜太阳能电池组件、华晟新能源高效异质结电池与组件、国轩储能电池、福斯特胶膜、信义江北光伏组件盖板等一批带动性强、市场规模大、成长性高、经济效益好的重点项目建设。

鼓励有条件地区充分发挥毗邻原料产地、出口便利的区位优势，精准开展“双招双引”，聚力引进通威、晶澳、隆基、爱旭、天合光能、晶科、阿特斯、东方日升、协鑫等光伏行业骨干企业，进一步壮大省内龙头企业队伍。

充分发挥阳光电源、晶澳、通威、隆基等现有龙头企业带动作用，汇聚整合上下游资源，完善离子注入机、高精度丝网印刷机、高温烧结炉、等离子增强化学气相沉积设备、物理气相沉积设备、卷绕镀膜设备等高性能太阳能电池与组件生产和测试仪器设备，以及光伏玻璃、低温银浆、封装胶膜、TPT 背板材料等配套环节，加大招商引资、招才引智力度，推动产业链、供应链、创新链、资本链、人才链、政策链“多链协同”，进一步建设打造规模化、集群化产业生态。

支持合肥、滁州、蚌埠、六安、马鞍山、芜湖、宣城等市结合地方实际，差异化布局光伏玻璃、电池、组件、逆变器等光伏产业链重点环节，加快构建形成区域集聚、优势互补、配套协同的光伏产业发展格局。

加大自动制绒、自动上下料、自动装框、自动灌胶、EL 测试仪、IV 曲线测试仪等生产设备的推广应用，重点提升太阳能电池及其部件的智能制造水平。

原文如下：

关于印发《安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023 年）》的通知

各市人民政府、省有关单位：

经省委、省政府同意，现将《安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023年）》印发给你们，请结合实际，认真贯彻落实。

安徽省经济和信息化厅 安徽省发展和改革委员会

安徽省住房和城乡建设厅安徽省能源局

2021年7月5日

抄送：省政府办公厅。

相关附件：

1、关于印发《安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023年）》的通知.doc

**安徽省经济和信息化厅  
安徽省发展和改革委员会  
安徽省住房和城乡建设厅  
安徽省能源局**

---

皖经信电子函〔2021〕94号

## 关于印发《安徽省光伏产业发展行动计划 （2021-2023年）》的通知

各市人民政府、省有关单位：

经省委、省政府同意，现将《安徽省光伏产业发展行动计划（2021-2023年）》印发给你们，请结合实际，认真贯彻落实。

安徽省经济和信息化厅

安徽省发展和改革委员会

安徽省住房和城乡建设厅

安徽省能源局

2021年7月5日

抄送：省政府办公厅。

---

# 安徽省光伏产业发展行动计划 (2021—2023 年)

为抢抓新发展机遇，加快推动我省光伏产业高质量发展，支撑和保障我省产业结构优化和能源结构升级，制定本行动计划。

## 一、总体要求

(一) 指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以“碳达峰、碳中和”为引领，抢抓光伏产业发展新阶段新机遇，坚持市场主导、政府引导，加快创新驱动，推动产用结合，聚焦光伏玻璃、电池、组件、逆变器等产业链上下游重点环节，坚持因地制宜特色发展、龙头带动集聚发展、智能制造绿色发展，加快推动我省光伏产业提质增效，大力提升产业基础能力和产业链现代化水平，实现全省光伏产业高质量发展。

(二) 发展目标。到 2023 年，全省光伏产业技术水平和创新能力进一步提升，产业规模迈上新台阶，产业体系更加完善，建成一批经济效益好、带动性强的重点项目，培育壮大 5 家以上创新能力突出、具有国际竞争力的百亿级企业，牵引带动一批上下游配套企业，推动实施一批可推广、可复制的特色行业应用示

范，力争全省太阳能电池及组件产能突破 80GW，产量保持全国领先，营业收入“三年翻一番”，产业链产值实现 1500 亿元，把我省打造成为集聚效应显著、协同配套完善、国际竞争力突出的绿色能源产业发展新高地。

## 二、重点任务

### （一）提升产业创新能力。

加快推动技术创新研发。鼓励企业加大研发创新投入，以隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）、异质结（HJT）、钙钛矿等下一代电池技术，半片、叠瓦、多主栅、无主栅等先进组件技术，大规模储能、柔性并网等应用技术为重点，强化关键技术迭代突破，构建形成以技术创新带动产业发展、以产业发展驱动技术创新的良性发展态势。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、相关市人民政府）

加强创新服务平台建设。鼓励光伏企业、高校和科研院所共建创新研发平台，发挥重点（工程）实验室、工程（技术）研究中心、企业技术中心等各类创新平台作用，吸引相关领域高端人才集聚，促进前沿技术成果转化，推动产业创新发展。鼓励建设共性技术研发、检验检测等公共服务平台，加大产业链公共服务供给。支持有条件市县举办光伏产业发展高端论坛（峰会）等活动，搭建行业前沿技术成果展示和产业合作交流平台。（责任单位：省发展改革委、省科技厅、省经济和信息化厅、相关市人民政府）

## （二）强化高端产品供给。

提升光伏产业材料供应水平。有序健康发展光伏玻璃，重点发展超薄光伏玻璃盖板（背板）和太阳能电池用高温玻璃基板。围绕晶硅、薄膜发电两种工艺，发展封装胶膜、减反射及导电发电用靶材、金刚切割线等材料，提升材料和边框、支架等保障能力，降低光伏发电材料成本。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

强化高效电池组件生产能力。支持研发高转换率、长寿命的大尺寸晶硅电池、薄膜电池产品，支持等离子钝化技术、低温电极技术、全背结技术、专用吸杂工艺等先进技术研究与应用；鼓励金属穿孔卷绕背接触技术（MWT）、N型双面（BiFi）吸光技术等高效晶硅电池规模化生产；引导企业开展具备实时数据传输与监测、单体最大功率跟踪（MPPT）、交直流输出等功能的智能光伏组件研制。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

提升智能逆变器及配套装备制造水平。大力发展集电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等技术于一体的高效智能光伏逆变器、控制器、汇流箱等装备，提高大规模专业化生产水平；鼓励开展金氧半场效晶体管（MOSFET）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等逆变器关键元器件技术研发及产品化；以高效、智能的光伏发电系统装备为核心，推动光伏产业链向下游系统集成领域延伸。（责任单位：省经济和信息化厅、省

发展改革委、相关市人民政府)

加强储能电池产品布局。重点发展用于光伏储能的三元锂电池、磷酸铁锂电池、液流电池等产品，围绕技术性、安全性、服役寿命、能积比、充放电次数、环境适应度等基本性能要求，解决储能电池在安全性、效率、性能、成本、寿命、智能检测与控制等方面的关键问题，推动光储一体化发展。(责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、相关市人民政府)

加大系统解决方案开发。支持开发基于云平台的能量管理系统与实时在线仿真软件，规模化提供智能化、高安全性电池储能集装集成系统(箱)，形成储能系统辅助光伏并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网等多种系统解决方案。(责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、省能源局、相关市人民政府)

### (三) 培育壮大市场主体。

推进重点项目建设。按照“产业集聚、优化布局”的原则，加快推动协鑫 60GW 高效组件、通威 5GW 高效组件、嘉悦新能源 8GW 电池片、东方日升 8GW 电池片及 5GW 组件、凯盛光伏铜铟镓硒薄膜太阳能电池组件、华晟新能源高效异质结电池与组件、国轩储能电池、福斯特胶膜、信义江北光伏组件盖板等一批带动性强、市场规模大、成长性高、经济效益好的重点项目建设。(责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府)

加快企业培育壮大。鼓励有条件地区充分发挥毗邻原料产地、出口便利的区位优势，精准开展“双招双引”，聚力引进通威、晶澳、隆基、爱旭、天合光能、晶科、阿特斯、东方日升、协鑫等光伏行业骨干企业，进一步壮大省内龙头企业队伍。促进中小企业加快发展，培育一批专注细分市场、创新实力较强、市场占有率高、配套能力突出的光伏制造业专精特新企业。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

#### （四）打造优良产业生态。

聚力延链补链强链。充分发挥阳光电源、晶澳、通威、隆基等现有龙头企业带动作用，汇聚整合上下游资源，完善离子注入机、高精度丝网印刷机、高温烧结炉、等离子增强化学气相沉积设备、物理气相沉积设备、卷绕镀膜设备等高性能太阳能电池与组件生产和测试仪器设备，以及光伏玻璃、低温银浆、封装胶膜、TPT背板材料等配套环节，加大招商引资、招才引智力度，推动产业链、供应链、创新链、资本链、人才链、政策链“多链协同”，进一步建设打造规模化、集群化产业生态。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省人力资源社会保障厅、相关市人民政府）

促进区域协同合作。支持合肥、滁州、蚌埠、六安、马鞍山、芜湖、宣城等市结合地方实际，差异化布局光伏玻璃、电池、组件、逆变器等光伏产业链重点环节，加快构建形成区域集聚、优势互补、配套协同的光伏产业发展格局。鼓励有条件的光伏企业

积极参与“一带一路”倡议，主动拓展国际国内市场，推动光伏产业国内国际双循环相互促进发展。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、相关市人民政府）

#### （五）推动智慧赋能升级。

提升智能制造水平。加大自动制绒、自动上下料、自动装框、自动灌胶、EL 测试仪、IV 曲线测试仪等生产设备的推广应用，重点提升太阳能电池及其部件的智能制造水平。推动光伏制造与人工智能、工业互联网、大数据深度融合，加强光伏产业智能工厂和数字化车间建设，鼓励企业有序开展智能化升级改造。（责任单位：省经济和信息化厅、相关市人民政府）

强化智能管理能力。鼓励企业采用 ERP（企业资源计划）、MES（生产过程执行系统）、SRM（供应链管理系统）等信息化管理系统，实现生产流程全信息化管理。支持推广光伏发电监测和运维系统平台的建设和应用，加快探索应用智能清扫机器人、智能巡检无人机等设备，推动信息采集与分析、远程监控与调度、智能检测与诊断、故障报警与处理的一体化运行与管理模式，实现全方位、全周期的光伏系统智能化管理。（责任单位：省经济和信息化厅、相关市人民政府）

#### （六）加快拓展市场应用。

有序发展集中式光伏电站。充分利用荒山荒坡、填埋场护坡、废弃矿山、闲置水面等未利用土地，有序建设集中式光伏电站；支持各地因地制宜推进农光互补、渔光互补等综合利用模式；将

光伏电站建设与两淮采煤沉陷区治理有效结合，积极探索建设水面漂浮光伏电站。（责任单位：省发展改革委、省能源局、省自然资源厅、省水利厅、省生态环境厅、省林业局、省电力公司）

推广分布式光伏发电应用。以工业园区为重点，着力推进光伏发电“自发自用、余电上网”，引导工商业企业结合负荷需求安装分布式光伏发电系统，支持新建建筑设计预留安装分布式光伏发电条件。（责任单位：省发展改革委、省能源局、省住房城乡建设厅、省电力公司）

开展特色应用示范。鼓励智能光伏产品重点在 5G、建筑、交通、农业以及巩固拓展脱贫攻坚成果、乡村振兴等领域开展特色应用示范。大力推进与分布式光伏结合的高效节能新型绿色 5G 基站建设，以工业园区为重点推进新能源微电网示范项目建设；鼓励在有条件的城镇建筑屋顶合理建设独立的“就地消纳”分布式建筑屋顶光伏电站，推广铜铟镓硒薄膜光伏发电和储能技术在光伏建筑一体化等领域应用；推动光伏发电在公路交通指示标志、公路桥梁融冰、太阳能照明设备、公路服务区（停车场）充电桩供电、交通车辆等领域的应用，试点实施政府集中办公区光伏发电改造，在政府投资项目中开展光伏建筑一体化应用。（责任单位：省通信管理局、省住房城乡建设厅、省交通运输厅、省农业农村厅、省能源局、省乡村振兴局、相关市人民政府）

### 三、保障措施

（一）加强组织实施。省直有关部门要高度重视光伏产业发

展工作，结合自身职能，对行动计划实施情况定期开展调度，强化在政策扶持、行业管理等方面的沟通协作，联合推进智能光伏应用试点示范工作，全面推动光伏产业链协同发展。相关市人民政府要结合本地实际，制定本地光伏产业发展计划，认真做好各项任务措施落实工作，进一步发挥省级行业协会在产业规划、政策制定、“双招双引”、行业交流等方面的作用。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省能源局、省住房城乡建设厅、省交通运输厅、省农业农村厅、省乡村振兴局，相关市人民政府）

（二）强化政策扶持。充分发挥制造强省、“三重一创”、科技创新、“三首一保”等省级政策资金作用，支持光伏企业创新研发、技术改造、做大做强和项目建设等。推动光伏企业对接多层次资本市场上市挂牌，积极培育上市挂牌后备企业资源。支持搭建融企对接渠道，争取融资贷款支持，缓解企业资金压力。（责任单位：省经济和信息化厅、省发展改革委、省科技厅、省财政厅、省地方金融监管局、安徽证监局、相关市人民政府）

（三）优化产业环境。省有关部门要统筹光伏产业发展和资源、生态保护，积极支持复合用地光伏项目建设，充分论证光伏对湿地生态系统的影响，优化水面、湿地审批程序，严格落实《关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》相关规定。积极支持开展源网荷储一体化项目，探索“光伏+储能”、光伏制氢、光伏直供电等新模式。将支持光伏产业发展、大力优化能源结构列入全省碳排放达峰行动方案重点任务，支持有条件的地区和企业开

展光伏项目碳减排量的核算和交易试点。（责任单位：省生态环境厅、省自然资源厅、省林业局、省能源局、省经济和信息化厅、省发展改革委）

（四）拓展消纳能力。贯彻落实国家关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的相关要求，为光伏发电消纳创造空间。构建以新能源为主体的新型电力系统，加快推进数字化电网建设，优化电网调节能力，提高光伏发电上网消纳能力。拓展分布式光伏应用市场，打破分布式光伏发电市场化交易机制壁垒，推动光伏建筑一体化项目建设。（责任单位：省能源局、省发展改革委、省住房城乡建设厅、省电力公司）

（五）规范有序发展。省直有关部门要根据国家可再生能源发展“十四五”相关规划，规范有序组织光伏发电项目建设，严格落实监测预警要求，以电网消纳能力为依据合理安排新增核准（备案）项目规模。编制光伏制造行业年度投资导向计划，建立省级重点项目库、企业库，强化日常跟踪和调度分析。发挥《光伏制造行业规范条件》示范引领作用，引导企业加强技术创新、提升产品质量、降低生产成本，从产品制造和推广应用双向发力，推动我省光伏产业健康、有序、规范发展。（责任单位：省能源局、省经济和信息化厅、省发展改革委）

- 10 -

来源：安徽省经济和信息化厅

光伏头条 2021-07-22

## 工信部：光伏压延玻璃可不制定产能置换方案

本报讯 记者姚金楠报道：7月20日，工业和信息化部印发《水泥玻璃行业产能置换实施办法》（以下简称《实施办法》）。《实施办法》指出，为有利于保障光伏新能源发展，促进我国能源结构调整，对光伏玻璃产能置换实行差别化政策，光伏压延玻璃项目可不制定产能置换方案，但要建立产能风险预警机制。

工业和信息化部在针对《实施办法》的官方解读中指出，在当前碳达峰、碳中和背景下，考虑光伏产业发展需要，以及玻璃产能情况，工信部预计，到2025年，我国光伏压延玻璃将出现较大缺口，光伏玻璃产能的结构性短缺问题已经显现。

因此，综合考虑，为有利于保障光伏新能源发展，促进我国能源结构调整，《实施办法》对光伏玻璃产能置换实行差别化政策，新上光伏玻璃项目不再要求产能置换，但要建立产能风险预警机制，新建项目由省级工业和信息化主管部门委托全国性的行业组织或中介机构召开听证会，论证项目建设的必要性、技术先进性、能耗水平、环保水平等，并公告项目信息，项目建成投产后企业履行承诺不生产建筑玻璃。

据悉，此次《实施办法》是对2017年版《水泥玻璃行业产能置换实施办法》（以下简称《办法》）的修订和完善。经过三年实施，原《办法》的部分内容已与新阶段新要求不相适应，部分操作程序相对笼统。同时，此次《实施办法》针对三年实践中积累的部分有益做法进行了吸收完善到，有利于更好地巩固去产能成果。

中国能源报 2021-07-26