能量转换科技信息

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

第 5 期　2022 年 3 月

目　　录

总论 1
农村能源转型需多管齐下 1
能源消费侧绿色变革全面启动 2
能源领域“双碳”需政策性创新 4
俄罗斯正式作出碳中和承诺 2060 年前实现碳中和 5
欧盟能源转型不再激进 7
农村能源建设应纳入地方经济社会发展规划 7
俄罗斯正式作出碳中和承诺，2060 年前实现 9
热能、动力工程 11
高耗能行业升级改造有了精准“施工图” 11
新能源固废综合利用迎来“窗口期” 13
全球甲烷排放监控力度不足 14
新能源固废综合利用迎来“窗口期” 15
全国碳市场累计成交额突破 80 亿元 17
打好“双碳”这场“硬仗” 17
转化固废“碳足迹”——全球加快低碳技术研发应用 19
数据中心碳达峰挑战大，专家建议出台绿色低碳相关政策 20
新催化剂将 CO2 转化汽油效率提高千倍 21
碳捕集与利用技术的碳排放大于碳捕获 22
高耗能行业节能降碳有了新指南 22
碳排放数据质量监管为何重要？ 23
既省钱又环保？美教授：大力发展海上风电用于捕获二氧化碳 24
康奈尔大学工程师发现钠离子电池产生关键缺陷的原因 26
全球最大功率“容和一号”铁-铬液流电池首条量产线投产 26
液流电池：流动的能量 稳定的供给 27
韩国中央大学探索钙离子电池候选材料 帮助缓解锂资源短缺问题 29
研究人员利用石墨烯涂层将镍酸锂正极的寿命翻倍 以提高 EV 电池性能 30
百度联合 IDC 推出减碳白皮书 2060 年 AI 减碳总计将超 250 亿吨 30
能源绿色低碳转型有了“施工图” 32
地热能 34
干热岩：“可供中国使用 3800 年” 的清洁能源？ 34
生物质能、环保工程 37
国家林草局：“十四五”农林生物质发电新增装机 500 万千瓦 37
不用烧、不用填 生物处理技术出手，垃圾成资源 37

为何说垃圾焚烧发电能双重降碳？ 39
你看不见的微生物 正成为污水治理生力军 40
生物质热电联产让秸秆“变废为宝” 41
太阳能 42
进一步提高光伏制氢经济性 42
我国光伏制造端产值突破 7500 亿元 43
南网风光发电利用率均达 99.8% 44
光热标准体系不断完善 44
加快风光清洁能源建设，全力助推乡村振兴行动 46
我国量产光伏电池效率有多高？ 47
去年我国光伏制造产值突破 7500 亿元，下一步发展的重点在哪？ 48
中国将构建能源供应新体系，大型风光基地为重点 49
美媒：漂浮太阳能板为清洁能源开新路 50
N 型电池，蔚然成风！ 51
厉害！中国最大光伏发电站，609 平方公里，面积接近一个新加坡 53
海洋能、水能 54
山里有个巨型“充电宝” 54
抽水蓄能多点开花 55
我国自主研发的第四代潮流能发电机组下海 56
广汽积极尝试光伏发电，目前年发电量已达 6570 万度 56
投资超 94 亿元湖北第三座抽水蓄能电站开建 58
风能 58
2021 年全国风电发电量 6526 亿千瓦时 58
美国纽约州开始建造首个海上风电场 58
东方电气自主研制的亚洲单机容量最大风电机组下线 59
氢能、燃料电池 60
欧洲可再生能源制氢装机规模 2023 年将超过 150 万千瓦 60
韩国研究人员开发水电解绿色制氢技术 60
筑波大学科学家推出新技术 或可提高燃料电池可靠性 61
美国科学家们开发出新型聚合物燃料电池 工作温度为 80-160℃ 61
新型催化剂不含稀有金属 可提高反应活性/降低制氢成本 62
比利时研究人员开发氢能车顶板 可用于燃料电池汽车 63
三菱重工计划在日本测试 100%氢气燃气轮机 63
环境友好型燃料电池实现“自我净化” 提升性能同时还能捕获 99%CO2 65
法国扬长避短：以核能促绿氢发展 66
氨！既能储氢，又是零碳燃料 67
“绿氢”走红阿联酋 68
全球第一座也是最大的垃圾制氢工厂将在埃及建立 69
系统规划氢能产业，筑牢能源转型基石 70
绿氢：纯正的零碳新能源 71
氢能市场化的挑战 73
贵州省谋篇布局竞驰氢能“赛道” 74
氢能助力实现双碳目标尚需突破三大瓶颈 75
核能 77

可控核聚变距离我们还有多远？ 77
核能小型堆应用再提速 78
法国总统马克龙宣布大规模重振核电计划 79
日本拟建首座核聚变发电厂，预计 5 年内投入运转 80
能源政策 81
能源低碳发展机制更加完善 81
发改委：鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式 83
两部门印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》 91
国家发展改革委等四部门联合出台文件 高耗能行业节能降碳有了新指南 91
能源绿色低碳转型制度框架加快完善 92

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

农村能源转型需多管齐下

农村能源是我国能源体系的重要组成部分，是农村经济社会发展的重要物质基础。党的十八大以来，我国全面深化农村改革，高度重视农村能源发展，在脱贫攻坚阶段，通过改善农村能源基础设施、合理开发利用贫困地区的能源资源、实施精准扶贫等措施，充分发挥了能源在扶贫中的重要作用，明显改善了农村用能水平和用能条件，有效支撑了农村经济和农民收入快速增长，减少了农村环境污染。

脱贫摘帽不是终点，而是新生活、新奋斗的起点。“十四五”，面向乡村振兴，需要更有力的举措、汇聚更强大的力量，实现能源领域巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，加快推动农村能源转型发展，构建现代农村能源体系，服务农业农村现代化。

国家能源主管部门高度重视农村能源发展，前期在全国范围内进行了广泛调研，并委托研究机构开展了有关农村能源发展重大问题的专题研究。基于调研发现的问题及研究成果提出的措施建议，1 月 5 日，国家能源局、农业农村部和国家乡村振兴局三部门联合发布了《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》（下称《意见》），明确了“十四五”时期我国能源领域脱贫攻坚成果巩固拓展、农村地区能源供应结构优化、能源消费水平升级、能源基础设施完善、能源服务体系建设等方面的重点任务和实施路径，是指导我国农村能源转型发展的统领性文件，可有效助力巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，加快农业农村现代化步伐，促进农业高质高效、乡村宜居宜业、农民富裕富足。

相较城市，我国农村能源基础设施仍相对落后，能源社会化服务能力较弱，能源生产消费需求还有很大的增长空间。鉴于我国农村能源发展实际，在《意见》实施过程中，需进一步汇聚各方面的力量与作用，尤其是充分发挥地方政府的责任主体作用，使《意见》提出的重点任务真正得以落实。

推动农村能源生产与供应“要素化”

我国农村能源供应保障能力较弱，部分农村地区能源难以有效供给。长期以来，我国广大农村地区与城镇地区在基础设施建设方面存在发展不均衡的现象，当前城乡二元结构问题仍然存在。农村地区能源基础设施落后，使得部分农村地区能源供应难以得到有效保障。农村地区具有丰富的能源资源，如每年可能源化利用的生物质资源总量约相当于 4.6 亿吨标准煤，分布式光伏技术可开发潜力达 10 亿千瓦以上，分散式风电技术可开发潜力达 2.5 亿千瓦，除岩热型资源外，地热资源年可开采资源量折合标准煤 26 亿吨。但总体来看，上述能源资源利用率较低，不利于农村地区清洁能源供应，不利于农村地区能源的有效供给。农村能源资源的有效开发与利用必须依托相应的技术和基础设施。

创新农村能源生产和消费模式，将农村能源建设纳入地方经济社会发展规划。农村能源转型发展问题比传统意义的能源转型更加复杂。随着分布式能源资源开发利用技术、能源综合利用技术、互联网及通讯技术的不断提高和市场化机制的逐步完善，在城镇化、美丽乡村建设中，应坚持中央统筹、省负总责、市县抓落实的工作机制，把能源问题“要素化”，加强农村能源与城乡一体化、乡村振兴战略等规划的统筹协调，将农村能源消费需求及供应保障作为地区经济社会发展规划的重要内容，将农村能源基础设施建设作为地区发展建设的重要内容。创新农村能源开发模式，采取“公司+村镇+农户”等模式推动农村分布式能源开发利用，积极推进农光互补、林光互补、牧光互补等“光伏+”模式，因地制宜创新农村生物质能源化利用模式。创新农村能源消费模式，推动农业生产、农民生活、农村交通用能清洁化、低碳化，加快形成绿色低碳生产生活方式，全面提升农村用能质量，

实现农村能源用得上、用得起、用得好。

建立健全农村能源服务体系

我国农村能源服务体系建设相对滞后，不利于能源改革红利惠及农民。我国农村能源服务体系受各种因素制约，发展较为缓慢，目前农村能源管理机构及从业人员数量不足，截至 2018 年底，全国农村能源管理推广机构有 10467 个，对应的工作人员人数为 28254 人；由政府财政支持、具有公共服务能力的农村能源服务站点只覆盖了 2842 万户，若按平均每户 4 人计，仅占农民总数的 21%。农村能源服务人员规模、技术水平均不足，导致农村能源发展的基础依然薄弱，不能完全满足农村用能需求，不利于推动农村绿色低碳生活方式转变、实现能源产业可持续发展。

探索市场化运营与政府政策支持相结合的新模式，提高农村能源公共服务水平。应统筹好政府与市场的作用，探索建设新型农村能源服务体系。采取财政扶持、税收优惠、信贷支持等措施，依托现有服务网点，鼓励以合同能源管理、PPP（政府和社会资本合作）等模式，加快培育乡村能源站等多种形式的农村能源经营性服务组织。聚焦农村生活用能领域，构建覆盖全程、综合配套、便捷高效的农村能源服务合作社，保证农民生活用能需求。根据村、乡镇、市县等各级能源服务的特点进行人才培训和引进，充实农村能源服务的技术力量，积极推行技术人员培训制，因材施教，因地施教，提高技术服务人员的整体素质和业务水平。

健全县域能源数据统计体系

我国农村能源生产消费品种多，县域能源数据管理分散。虽然农村能源消费中有电力、液化气、天然气等优质能源，但非商品能源占比仍较高，能源商品化和优质化水平明显低于城市。相关统计数据显示，我国农村生活用能中非商品能源占比达 1/3 左右，特别是一些农业大省，仍有大部分农户以秸秆、薪柴为燃料。目前我国能源统计主要针对商品能源，缺乏对非商品能源的统计体系和方法，不利于支撑农村能源转型方案的科学制定，在一定程度上制约了我国农村能源发展。

开展农村能源基础数据摸底调查，完善农村能源统计体系。针对农村能源数据现状，应考虑乡村一二三产业融合发展的需要，既要强化县域全品类能源数据的统计，也要细化分行业的能源统计。应充分发挥地方政府的作用，明确县、乡镇、村各个层面相关部门、单位的责任，安排专门工作人员，采用调查表、入户等多种方式，对农村能源生产消费情况（包括非商品能源）进行全面摸底调研，建立并完善农村能源生产消费统计体系。同时将农村能源统计数据纳入各级政府平台，为政府决策、企业优化运营提供支撑。　　（作者均供职于国网能源研究院）

蒋莉萍 冯凯辉 李琼慧　中国能源报　2022-02-21

能源消费侧绿色变革全面启动

国家发改委、国家能源局近日发布了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（下称《意见》），指明了我国能源消费侧低碳转型的新趋势、新方向、新模式，为我国加快实现碳达峰、碳中和目标指明了方向。

能源供需一体化是新趋势

长期以来，全球能源供应侧和消费侧处于相对独立的体系中。其中，能源供应侧主要有煤炭企业、油气企业、可再生能源企业，关注能源开采、运输、加工转换、配送等环节；能源消费侧主要是工业企业、建筑施工企业、物业公司、交通运输企业和公共机构，主要关注工业生产、城乡建设和居民福祉提升。随着全球绿色低碳科技创新持续加快，以可再生能源为代表的分布式能源发展日新月异，供需一体化成为能源变革的新趋势。

《意见》从多个方面体现了在碳达峰、碳中和目标下，能源供需两侧融合发展的新特点。其中，在基本原则中，《意见》提出，要增强能源系统运行和资源配置效率，提高经济社会综合效益，强调统筹能源供需两侧实现生产和消费的全局最优。在谋篇布局上，《意见》将绿色能源消费作为十大重点任务之一加以强调，体现了推动生产侧与消费侧同步发力、上下游联动，进而推进能源绿色低碳

转型的思路。

在《意见》编制过程中，国家发改委、国家能源局征求了工信部、住建部、交通运输部等能源消费侧主管部门的意见，除加强节能、提高能效外，还提出了在能源消费侧多用绿能、探索供需互动的新方向。

鼓励消费侧多用绿能

我国二氧化碳排放主要集中在能源活动、工业生产过程和废弃物处理三个领域，其中能源活动排放的二氧化碳占全社会总排放量的 87%左右，而能源活动排放的二氧化碳有 55%来自于消费侧。从消费者的角度来看，实现绿色低碳发展，必须在高效利用能源的基础上更多使用低碳零碳能源，才能实现自身碳排放大幅降低。

《意见》分别针对工业领域、建筑领域、交通运输领域、公共机构领域指明了更多使用绿色能源的新方式。其中，在工业领域，《意见》提出，鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统；鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电，鼓励产业园区或企业通过电力市场购买绿色电力；鼓励新兴重点用能领域以绿色能源为主满足用能需求，并对余热余压余气等进行充分利用。

在建筑领域，《意见》提出，完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能和生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。

在交通运输领域，《意见》提出，推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具，完善充换电、加氢、加气（LNG）站点布局及服务设施，对交通供能场站布局和建设在土地空间等方面予以支持，开展多能融合交通供能场站建设，利用铁路沿线、高速公路服务区等建设新能源设施……这些措施都为消费侧多用绿能提供了新思路。

消费侧供需互动更清晰

碳达峰、碳中和目标下的能源生产者与消费者的关系，不再是能源从供到需、单向流动的关系，而是随着消费侧能源科技的进步，消费者主动改变自身行为，为能源供应侧提供更多支撑。同时，消费者还可以变身成为能源生产者，生产能源并满足自身需求。能源消费侧供需互动的新趋势将驱动新的应用场景和商业模式出现，具有广阔的发展空间。

《意见》在交通运输用能、新型电力系统等重点任务中，指明了未来能源消费侧的新变化。其中，在交通运输领域，《意见》提出，推进新能源汽车与电网能量互动试点示范，这意味着如果车辆与电网能量互动能够实现的话，新能源汽车将变成为电网调峰服务的大号“充电宝”，车主也可以获取收益。

在电力需求响应机制中，《意见》提出，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用；拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应；支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节，这将为钢铁企业、电解铝企业、充电桩企业、负荷聚合商、综合能源服务商等带来新的发展机遇，进而为我国经济社会发展注入绿色新动能。

如前所述，《意见》对未来能源消费侧变革提出了一系列新方向、新任务，并做好了顶层设计。要实现这些机制落地，还需按照《意见》要求，进一步细化相关政策和标准，推动能源消费侧加快转型。

《意见》坚持市场主导、政府引导的思路，谋划了不少切实可行的政策、措施。其中，在绿色能源消费促进机制中，《意见》提出，要建立绿色能源消费认证机制，推动各类社会组织采信认证结果；完善和推广绿色电力证书交易，促进绿色电力消费；鼓励全社会优先使用绿色能源和采购绿色产品及服务，公共机构应作出表率，这将为绿色能源生产和消费企业带来利好。

在工业领域，《意见》提出，对余热余压余气等综合利用发电减免交叉补贴和系统备用费，完善

支持自发自用分布式清洁能源发电的价格政策，预计可为消费侧多用绿能带来更多激励。在投融资机制部分，《意见》提出，中央财政资金进一步向农村能源建设倾斜，利用现有资金渠道支持农村能源供应基础设施建设、北方地区冬季清洁取暖、建筑节能等，这将为农村多用绿能、实施可再生能源清洁取暖、开展城镇建筑节能改造提供更多切实可行的支持。这些政策的制定和实施，将创造更明确的市场信号和更有利的市场环境，推动能源消侧进一步加快低碳转型。

白泉 中国宏观经济研究院能源研究所研究员 中国能源报 2022-02-28

能源领域“双碳”需政策性创新

能源转型是实现碳达峰碳中和目标的关键。推进能源领域“双碳”工作，需要破除体制性障碍、打通机制性梗阻、推出政策性创新。国家发展改革委、国家能源局日前印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》是能源领域推进“双碳”政策的顶层设计，将促进能源高质量发展和经济社会发展全面绿色转型，为科学有序推动如期实现“双碳”目标和建设现代化经济体系提供保障。全文主要有以下五大亮点：

一是紧紧以“双碳”目标为导向。《意见》着眼碳达峰碳中和提出了能源领域制度和政策体系建设的分阶段目标。“十四五”期间，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能源“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展的基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。在促进清洁能源发展方面，提出要建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制。支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。在促进化石能源清洁高效开发利用方面，提出要完善煤炭清洁开发利用政策，完善煤电清洁高效转型政策，完善油气清洁高效利用机制。

二是紧紧以体制机制改革创新为抓手。体制机制贯穿能源生产、供应、消费、科技创新、国际合作等所有环节，牵一发而动全身。加快体制机制改革创新，必将从根本上激发各类要素活力，促进我国能源绿色低碳转型，提速“双碳”进程。

三是明确加强能源治理机制的统筹协调。“双碳”是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，能源绿色转型需要加强顶层设计，处理好发展和减排、整体和局部、中央和地方、短期和中长期的关系，统筹协调各职能部门共同发力、有机配合。《意见》明确，国家能源委员会统筹协调能源绿色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系。建立跨部门、跨区域的能源安全与发展协调机制，协调开展跨省跨区电力、油气等能源输送通道及储备等基础设施和安全体系建设，加强能源领域规划、重大工程与国土空间规划以及生态环境保护等专项规划衔接，及时研究解决实施中的问题。按年度建立能源绿色低碳转型和安全保障重大政策实施、重大工程建设台账，完善督导协调机制。

四是全方位提出促进能源绿色低碳转型的发展机制。《意见》从能源革命的关键环节和推进“双碳”的重点领域，提出了全方位完善体制机制的政策措施。《意见》指出，要完善国家能源战略和规划实施的协同推进机制，完善引导绿色能源消费的制度和政策体系，建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制，完善新型电力系统建设和运行机制，完善化石能源清洁高效开发利用机制，健全能源绿色转型安全保供体系，建立支撑能源绿色低碳转型的科技创新体系，建立支撑能源绿色低碳转型的财政金融政策保障机制，促进能源绿色低碳转型国际合作，完善能源绿色低碳发展相关治理机制。

五是突出强调安全保供和有序转型。《意见》针对去年“碳冲锋”和“运动式”减碳所暴露出来的拉闸限电等问题，紧扣中央经济工作会议精神，强调要在保障能源安全的前提下有序推进能源绿色低碳转型，先立后破，在加快形成清洁低碳能源可靠供应能力基础上，逐步对化石能源进行安全可靠替代。《意见》提出健全能源绿色低碳转型安全保供体系。加强全国以及分级分类的能源生产、供应和消费信息系统建设，建立跨部门跨区域能源安全监测预警机制。构建电力系统安全运行和综合防御体系。健全能源供应保障和储备应急体系。

（作者景春梅 系中国国际经济交流中心科研信息部部长、能源政策研究所负责人 ）

景春梅　中国经济网　2022-02-14

俄罗斯正式作出碳中和承诺 2060 年前实现碳中和

俄罗斯正式作出碳中和承诺，将采取措施推动其经济逐渐远离化石燃料，并力求实现碳中和的过程“缓和且平稳”。

全球范围内，应对气候变化已成为各国的核心课题之一。总体来看，国际上应对气候变化的政策框架主要包括产业政策，碳税、碳排放权交易等碳定价政策，以及绿色金融。联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）测算，若实现《巴黎协定》2℃控温目标，全球必须在 2050 年达到二氧化碳净零排放（又称“碳中和”），即每年二氧化碳排放量等于其通过植树等方式减排的抵消量；在 2067 年达到温室气体净零排放（又称“温室气体中和或气候中性”），即除二氧化碳外，甲烷等温室气体的排放量与抵消量平衡。

目前，全球已有超过 120 个国家和地区提出了碳中和目标。其中，大部分计划在 2050 年实现。俄罗斯作为世界能源大国，也是世界上最大的石油和天然气生产国之一。谈到世界未来的能源市场时，俄总统普京表示“石油和煤炭的作用将会减弱。同时为了我们所有国家的可持续发展，地球需要所有市场参与者，包括生产者和消费者，采取明智、负责任的行动，着眼于长期利益”。

俄罗斯总理米哈伊尔·米舒斯京于当地时间 2021 年 11 月批准了《俄罗斯到 2050 年前实现温室气体低排放的社会经济发展战略》（简称《战略》），作为其应对气候变化做出的政策调整与战略规划。《战略》称，俄罗斯将在经济可持续增长的同时实现温室气体低排放，并计划 2060 年之前实现碳中和。

在实践中完成向经济碳中和过渡

《战略》对俄罗斯低碳发展和减排前景提出了以提高森林等生态系统固碳能力、实现能源转型为基础的“目标计划”，表示将按照发展路径实现减排及碳中和，确保俄在全球能源转型背景下的竞争力和可持续经济增长的同时，实现经济“脱碳”发展。主要内容包括：

第一，俄罗斯在实现经济增长的同时将兼顾温室气体低排放目标。《战略》指出，俄罗斯计划支持低碳和无碳技术的应用和拓展，刺激二次能源使用，调整税收、海关和预算政策等。同时，俄罗斯还将发展绿色金融，采取措施保护和提高森林以及其他生态系统的固碳能力，提升温室气体回收利用技术。到 2050 年前，俄温室气体净排放量在 2019 年排放水平上降低 60%，同时比 1990 年的这一排放水平降低 80%，并在 2060 年前全面实现碳中和。

第二，俄罗斯不仅考虑温室气体排放，还考虑通过森林等进行碳吸收。该国选择了有别于欧洲的道路：煤炭发电自然实现逐步减少，并且这一进程将继续下去（根据俄能源部预测，到 2050 年，煤炭在能源组合中所占的份额可能在 4%至 5%之间）。目前煤炭在俄能源组合中所占份额为 15%，煤炭在发电中所占份额为 16%，在热生产中所占份额（锅炉房和燃煤电厂）为 21%。将煤炭比例降低为 4%至 5%是一项雄心勃勃且艰巨的任务。

第三，俄罗斯将在 2023 年启动企业强制性碳报告制度，实现强制减排及碳中和。俄罗斯经济发展部于 2021 年底表示，俄罗斯实施温室气体减排项目的标准体系已准备就绪，到 2022 年第一季度，就可以按照基于国际公认标准制定的俄罗斯标准，开始对所有气候项目进行核查，并逐步在 2023 年启动企业强制性碳报告制度，萨哈林州将是俄罗斯第一个决定进行碳中和实验的地区。

第四，俄罗斯计划开发高精度的温室气体排放和吸收记录系统，以便更好地评估本国产品碳强度，帮助俄产品得到国际层面的评估认可。据了解，到 2030 年，俄罗斯投向气候和环境发展研究及技术领域的资金有望达到近 340 亿卢布（约合 4.69 亿美元），其中最重要的一项措施是创建一个高效的气候变化监测系统，并尽可能地接收完整可靠的数据和信息。由于欧盟计划 2026 年起向进口商品征收碳边境税，俄罗斯考虑到与欧盟之间庞大的贸易额，势必需要提前做好准备。该气候变化监

测系统旨在对接国际碳强度评估标准，为全球经济低碳转型和生态环境安全提供数据支撑。

第五，俄罗斯将逐步实行碳税征收，致力于碳排放交易、碳配额机制。碳税的制定和征收已经迫在眉睫，这不仅能够降低俄能源产品碳密集度，还能从一定程度上刺激行业和企业认真对待减排。2021 年 5 月，俄罗斯公布了首部《气候法草案》，其中明确指出，将引入碳交易、碳抵消与排放情况披露、污染者问责机制等。

第六，俄罗斯碳中和将大力推进液化天然气开发使用，稳步推进脱碳行动。俄罗斯专家预测，未来 25 年，碳氢化合物在世界能量平衡中所占的份额，可能会从目前的 80%至 85%下降到 60%至 65%。在石油和煤炭使用量下降的同时，天然气尤其是液化天然气的作用将会增强。因此，俄罗斯总统普京曾公开表示，希望在 2035 年之前，俄罗斯液化天然气产量增加到每年 1.4 亿吨，并占据约 20%的国际市场份额。届时，俄罗斯在全球石化产品供应中的份额，将从目前的 1%增加到 7%。液化天然气虽然仍为化石能源，但相较于煤炭，天然气的碳排放量平均要低 45%至 55%，其他空气污染物的排放量则更低。

多维度实现碳中和与碳减排

根据联合国环境规划署（UNEP）数据，中国、美国、欧盟、印度、俄罗斯和日本是六大温室气体排放国（地区），2019 年排放量占全球的 62%，最近十年（2010—2019）累计排放量占全球的 62.5%。因此，这几个大国和地区的态度和行动至关重要。2021 年 11 月，俄罗斯作出碳中和承诺，这将对全球控制排放量具有重大意义。

俄罗斯正式作出碳中和承诺，将采取措施推动其经济逐渐远离化石燃料，并力求实现碳中和的过程“缓和且平稳”，其实现手段是多维度的：

首先，俄罗斯将通过完善立法以促进能源行业重组。俄塔斯社指出，俄罗斯需要重组所有行业和部门，才可能实现碳中和。“我们必须通过重修相关政策机制，才能实现所有经济部门重塑，进而在既定时间内实现碳中和。”俄罗斯国际组织关系特使阿纳托利·丘拜斯表示，“重大转型清单中，工业领域首当其冲”。重修的政策机制涉及预算、税收、关税、对外经济策略等，旨在为多个当前还不健全但在不久的将来会很重要的行业奠定基础，比如氢能。2021 年 9 月，俄罗斯发布了一份《氢能发展构想文件》，旨在通过三个阶段发展氢能，目标是建成集生产、出口为一体的氢能项目产业集群，并于 2024 年实现氢气供应 20 万吨。

其次，俄罗斯促进碳中和所构建的法律体系体现了系统性的方法。俄政府在气候立法前已经制定及发布了“俄罗斯适应气候变化战略”并《俄罗斯到 2050 年前实现温室气体低排放的社会经济发展战略》一系列国家长期减排战略、规划和行动计划，以此框定目标、取得共识。在此基础上，再通过《气候立法草案》《氢能发展构想文件》等一系列法律法规增强约束力，进而再落实具体行动计划，对每个产业部门的具体行动措施做了明确的规定。

《气候立法草案》的核心内容是“引入碳交易、碳抵消、排放情况披露、污染者问责机制等，旨在为绿色投资和减少俄罗斯产品的碳足迹创造条件，同时考虑为那些致力于生态保护的俄罗斯公司提供特惠待遇”。

根据草案的公开内容，俄罗斯将设定较为详细的追责标准，规定 2025 年前每年排放 15 万吨二氧化碳的公司或机构，必须向监管机构报告其排放水平；2025 年之后门槛将进一步提高，即每年排放 5 万吨二氧化碳的公司或机构，就必须公布排放情况。

这部法律草案为确保俄罗斯实现碳减排目标提供了严格的法律框架，明确了各个产业部门在 2025 年至 2050 年间的刚性年度减排目标，具有传导压力、落实责任、倒逼目标的强约束作用。

显然，在举世关注“脱碳”的大背景下，俄罗斯作为传统能源输出大国，在国际合作中，高高举起了“低碳”的大旗。然而，在欧洲天然气价格一路走高、俄罗斯又希望借力能源出口获得经济发展动力的现实因素影响下，俄罗斯“碳中和”之路，依然任重而道远。

孙祁 张炳辰　人民资讯　2022-02-15

欧盟能源转型不再激进

欧盟的能源转型政策也开始调整，具体形式和内容虽然与美国不同，但其背后的逻辑应该说是一致的，起因与疫情下的“能源荒”有关。

众所周知，欧盟在绿色低碳发展方面向来比较激进，在中长期去化石能源、去核电方面一直走在全球前列。欧洲多国出台的去燃油车计划、去化石能源计划曾一度引起其他国家和地区的效仿。

然而，经过去年“能源荒”冲击后，欧盟的能源政策目前也正发生一些微妙的变化，变得更加务实。近期，欧盟宣布将核电和天然气重新纳入欧盟的“可持续融资类别”，与之前大张旗鼓的去核电政策呈天壤之别。虽然欧盟内部依旧存在是否应该发展核电的争论，但在“干与不干”问题上已倾向于“干”的一方，只是欧盟对核电提出了相对苛刻的附加条件。具体要求是新建核电必须要有安全处置放射性核废料的计划、资金和地点，且核电站建设符合对环境“没有重大危害”的标准，同时需要在 2045 年之前获得建设许可。

这一规定实际上是对之前核电发展相关要求的“深度刷新”。任何国家在发展核电时都会高度重视预防核安全事故，并出台严格的规定。此外，欧盟对天然气发电也提出了新要求，要求新建天然气发电项目要以替代煤炭发电为主，且二氧化碳排放必须低于 270 克/千瓦时，同时需在 2030 年底前获得许可。

“能源荒”之后，欧盟允许发展天然气发电和核电并辅之以严苛限制条件的做法，相对于之前疾风暴雨般的去核电和去化石能源政策显然要宽松许多。换个角度看，欧盟政策调整或许是政策制定者为放宽或否定此前政策“找个台阶下”。毕竟以前说不能干的事情现在要干了，要对“自食其言”有个交代。

碳中和的方向无疑是正确的，符合人类社会可持续发展的基本要求，只是在路径方面还需要艰苦的探索，过去一年全球能源供应已出现诸多的不适应不和谐。控制温室气体排放的关键路径在于能源结构的调整与能效的提升。通过能效提升控制能源消费总量、通过结构调整与技术进步控制碳排放是各国长期努力的方向。在推动碳中和问题上，不能过分强调用新能源取代化石能源，需要因地制宜、稳步推进。“能源荒”出现之后，欧美能源政策的调整可以说是“亡羊补牢”。

任何国家的社会经济要平稳运行，首先要稳定能源供应，在供应稳定的基础上再去追求绿色低碳发展。客观评价欧美最新的能源政策调整，应该说是务实之举。

中国石化报　2022-02-25

农村能源建设应纳入地方经济社会发展规划

农村能源是我国能源体系的重要组成部分，是农村经济社会发展的重要物质基础。党的十八大以来，在党中央坚强领导下，全面深化农村改革，高度重视农村能源发展。在脱贫攻坚阶段，我国通过改善农村能源基础设施、合理开发利用贫困地区的能源资源、实施精准扶贫等手段，充分发挥了能源在扶贫中的重要作用，明显改善了农村用能水平和用能条件，有效支撑了农村经济和农民收入的快速增长，减少了农村环境污染。

脱贫摘帽不是终点，而是新生活、新奋斗的起点。“十四五”时期，是乘势而上开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年。面向乡村振兴，需要以更有力的举措、汇聚更强大的力量，实现能源领域巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，加快推动农村能源转型发展，构建现代农村能源体系，服务农业农村现代化。

一．农村能源转型发展的顶层设计意义重大

国家能源主管部门高度重视农村能源发展，前期面向全国范围进行了广泛调研，委托研究机构开展了有关农村能源发展重大问题的专题研究。基于调研发现的问题以及研究成果提出的措施建议，1 月 5 日，国家能源局、农业农村部和国家乡村振兴局三部门联合发布《加快农村能源转型发展助力

乡村振兴的实施意见》（以下简称《意见》）。《意见》明确了“十四五”时期我国能源领域脱贫攻坚成果巩固拓展、农村地区能源供应结构优化、能源消费水平升级、能源基础设施完善、能源服务体系建设等方面的重点任务和实施路径，是指导我国农村能源转型发展的统领性文件，可有效助力巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，加快农业农村现代化步伐，促进农业高质高效、乡村宜居宜业、农民富裕富足。

二．充分发挥地方主体作用，促进《意见》顺利实施

相较城市，我国农村能源基础设施仍相对落后，能源社会化服务能力较弱，能源生产消费需求还有很大增长空间。鉴于我国农村能源发展实际，在《意见》实施过程中，需要进一步汇聚各方面的力量与作用，尤其需要充分发挥地方政府的责任主体作用，使《意见》提出的重点任务真正得以落实。

（一）将农村能源生产与供应“要素化”，纳入地方经济社会发展规划

我国农村能源供应保障能力较弱，部分农村地区能源难以有效供给。长期以来，我国广大农村地区与城镇地区在基础设施建设方面存在着发展不均衡的现象，当前城乡二元结构问题仍然存在。农村地区能源基础设施的落后，使得部分地区农村能源供应难以有效保证。农村地区具有丰富的能源资源，譬如每年可能源化利用的生物质资源总量约相当于 4.6 亿吨标准煤，分布式光伏技术可开发潜力可达 10 亿千瓦以上，分散式风电技术可开发潜力达 2.5 亿千瓦，除岩热型资源外，地热资源年可开采资源量折合标准煤 26 亿吨，但总体来看，上述能源资源利用率较低，不利于农村地区清洁能源供应，不利于农村地区能源的有效供给。农村能源资源的有效开发与利用必须依托相应的技术和基础设施。

创新农村能源生产和消费模式，将农村能源建设纳入地方经济社会发展规划。农村能源转型发展问题比传统意义的能源转型更加复杂、更加深层次、更加关系民生。随着分布式能源资源开发利用技术、能源综合利用技术、互联网及通讯技术的不断提高，市场化机制的逐步完善，在城镇化、美丽乡村建设中，应坚持中央统筹、省负总责、市县抓落实的工作机制，把能源问题“要素化”，加强农村能源与城乡一体化、乡村振兴战略等规划的统筹协调，将农村能源消费需求及供应保障作为地区经济社会发展规划的重要内容，将农村能源基础设施建设作为地区发展建设的重要内容。创新农村能源开发模式，采取“公司+村镇+农户”等模式推动农村分布式能源开发利用，积极推进农光互补、林光互补、牧光互补等“光伏+”模式，因地制宜创新农村生物质能源化利用模式。创新农村能源消费模式，推动农业生产、农民生活、农村交通用能清洁化、低碳化，加快形成绿色低碳生产生活方式，全面提升农村用能质量，实现农村能源用得上、用得起、用得好。

（二）建立健全农村能源服务体系建设，提高农村能源服务水平

我国农村能源服务体系建设相对滞后，不利于能源改革红利惠及农民。我国农村能源服务体系受各种因素制约，发展较为缓慢，目前农村能源管理机构及从业人员数量不足，截至 2018 年底，全国农村能源管理推广机构为 10467 个，人员 28254 人；由政府财政支持、具有公共服务的农村能源服务站点只覆盖了 2842 万户，若按平均每户人口 4 人，仅占农民总数的 21%。农村能源服务人员的规模、技术水平均存在差距，导致农村能源发展的基础依然薄弱，不能完全满足农村用能需求，不利于推动农村绿色低碳生活方式的转变、实现能源产业的可持续发展。

探索市场化运营与政府政策支持相结合的新模式，提高农村能源公共服务水平。统筹好政府与市场的作用，探索建设新型农村能源服务体系。采取财政扶持、税收优惠、信贷支持等措施，依托现有服务网点，鼓励以合同能源管理、PPP 合作等模式，加快培育乡村能源站等多种形式的农村能源经营性服务组织。聚焦农村生活用能领域，构建覆盖全程、综合配套、便捷高效的农村能源服务合作社，保证农民生活用能需求。根据村、乡镇、市县等各级能源服务的特点进行人才培训和引进，充实农村能源服务的技术力量，积极推行技术人员培训制，因材施教，因地施教，提高技术服务人员的整体素质和业务水平。

（三）高度重视农村能源统计工作，着力健全县域能源数据统计体系，纳入各级政府平台

我国农村能源生产消费品种多，县域能源数据管理分散。我国农村能源消费中虽有电力、液化气、天然气等优质能源，但农村地区能源消费中，非商品能源占比仍较高，能源商品化和优质化水平明显低于城市，根据相关统计数据，我国农村生活用能中非商品能源占比仍达 1/3 左右，特别是一些农业大省，仍有大部分农户以秸秆、薪柴为燃料。目前我国能源统计主要针对商品能源，缺乏对非商品能源的统计体系和方法，不利于支撑我国农村能源转型方案的科学制定，一定程度上制约了我国农村能源发展。

开展农村能源基础数据摸底调查，完善农村能源统计体系。针对目前农村能源数据现状，应考虑乡村一二三产业融合发展的需要，既要强化县域全品类能源数据统计，又要细化分行业能源统计。应充分发挥地方政府作用，明确县、乡镇、村各个层面相关部门单位责任，安排专门工作人员，采用调查表、入户等多种调查形式，对农村能源生产消费情况（包括非商品能源）进行全面摸底调研，建立并完善农村能源生产消费统计体系。同时将农村能源统计数据纳入各级政府平台，为政府决策、企业优化运营提供支撑。　　（作者均供职于国网能源研究院）

蒋莉萍 冯凯辉 李琼慧　中国能源网　2022-02-18

俄罗斯正式作出碳中和承诺，2060 年前实现

俄罗斯正式作出碳中和承诺，将采取措施推动其经济逐渐远离化石燃料，并力求实现碳中和的过程“缓和且平稳”。

全球范围内，应对气候变化已成为各国的核心课题之一。总体来看，国际上应对气候变化的政策框架主要包括产业政策，碳税、碳排放权交易等碳定价政策，以及绿色金融。联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）测算，若实现《巴黎协定》2℃控温目标，全球必须在 2050 年达到二氧化碳净零排放（又称“碳中和”），即每年二氧化碳排放量等于其通过植树等方式减排的抵消量；在 2067 年达到温室气体净零排放（又称“温室气体中和或气候中性”），即除二氧化碳外，甲烷等温室气体的排放量与抵消量平衡。

目前，全球已有超过 120 个国家和地区提出了碳中和目标。

其中，大部分计划在 2050 年实现。俄罗斯作为世界能源大国，也是世界上最大的石油和天然气生产国之一。谈到世界未来的能源市场时，俄总统普京表示“石油和煤炭的作用将会减弱。同时为了我们所有国家的可持续发展，地球需要所有市场参与者，包括生产者和消费者，采取明智、负责任的行动，着眼于长期利益”。

俄罗斯总理米哈伊尔·米舒斯京于当地时间 2021 年 11 月批准了《俄罗斯到 2050 年前实现温室气体低排放的社会经济发展战略》（简称《战略》），作为其应对气候变化做出的政策调整与战略规划。《战略》称，俄罗斯将在经济可持续增长的同时实现温室气体低排放，并计划 2060 年之前实现碳中和。

在实践中完成向经济碳中和过渡

《战略》对俄罗斯低碳发展和减排前景提出了以提高森林等生态系统固碳能力、实现能源转型为基础的“目标计划”，表示将按照发展路径实现减排及碳中和，确保俄在全球能源转型背景下的竞争力和可持续经济增长的同时，实现经济“脱碳”发展。主要内容包括：

第一，俄罗斯在实现经济增长的同时将兼顾温室气体低排放目标。

《战略》指出，俄罗斯计划支持低碳和无碳技术的应用和拓展，刺激二次能源使用，调整税收、海关和预算政策等。同时，俄罗斯还将发展绿色金融，采取措施保护和提高森林以及其他生态系统的固碳能力，提升温室气体回收利用技术。到 2050 年前，俄温室气体净排放量在 2019 年排放水平上降低 60%，同时比 1990 年的这一排放水平降低 80%，并在 2060 年前全面实现碳中和。

第二，俄罗斯不仅考虑温室气体排放，还考虑通过森林等进行碳吸收。

该国选择了有别于欧洲的道路：煤炭发电自然实现逐步减少，并且这一进程将继续下去（根据

俄能源部预测，到 2050 年，煤炭在能源组合中所占的份额可能在 4%至 5%之间）。目前煤炭在俄能源组合中所占份额为 15%，煤炭在发电中所占份额为 16%，在热生产中所占份额（锅炉房和燃煤电厂）为 21%。将煤炭比例降低为 4%至 5%是一项雄心勃勃且艰巨的任务。

第三，俄罗斯将在 2023 年启动企业强制性碳报告制度，实现强制减排及碳中和。

俄罗斯经济发展部于 2021 年底表示，俄罗斯实施温室气体减排项目的标准体系已准备就绪，到 2022 年第一季度，就可以按照基于国际公认标准制定的俄罗斯标准，开始对所有气候项目进行核查，并逐步在 2023 年启动企业强制性碳报告制度，萨哈林州将是俄罗斯第一个决定进行碳中和实验的地区。

第四，俄罗斯计划开发高精度的温室气体排放和吸收记录系统，以便更好地评估本国产品碳强度，帮助俄产品得到国际层面的评估认可。

据了解，到 2030 年，俄罗斯投向气候和环境发展研究及技术领域的资金有望达到近 340 亿卢布（约合 4.69 亿美元），其中最重要的一项措施是创建一个高效的气候变化监测系统，并尽可能地接收完整可靠的数据和信息。由于欧盟计划 2026 年起向进口商品征收碳边境税，俄罗斯考虑到与欧盟之间庞大的贸易额，势必需要提前做好准备。该气候变化监测系统旨在对接国际碳强度评估标准，为全球经济低碳转型和生态环境安全提供数据支撑。

第五，俄罗斯将逐步实行碳税征收，致力于碳排放交易、碳配额机制。

碳税的制定和征收已经迫在眉睫，这不仅能够降低俄能源产品碳密集度，还能从一定程度上刺激行业和企业认真对待减排。2021 年 5 月，俄罗斯公布了首部《气候法草案》，其中明确指出，将引入碳交易、碳抵消与排放情况披露、污染者问责机制等。

第六，俄罗斯碳中和将大力推进液化天然气开发使用，稳步推进脱碳行动。

俄罗斯专家预测，未来 25 年，碳氢化合物在世界能量平衡中所占的份额，可能会从目前的 80%至 85%下降到 60%至 65%。在石油和煤炭使用量下降的同时，天然气尤其是液化天然气的作用将会增强。因此，俄罗斯总统普京曾公开表示，希望在 2035 年之前，俄罗斯液化天然气产量增加到每年 1.4 亿吨，并占据约 20%的国际市场份额。届时，俄罗斯在全球石化产品供应中的份额，将从目前的 1%增加到 7%。液化天然气虽然仍为化石能源，但相较于煤炭，天然气的碳排放量平均要低 45%至 55%，其他空气污染物的排放量则更低。

多维度实现碳中和与碳减排

根据联合国环境规划署（UNEP）数据，中国、美国、欧盟、印度、俄罗斯和日本是六大温室气体排放国（地区），2019 年排放量占全球的 62%，最近十年（2010—2019）累计排放量占全球的 62.5%。因此，这几个大国和地区的态度和行动至关重要。2021 年 11 月，俄罗斯作出碳中和承诺，这将对全球控制排放量具有重大意义。

俄罗斯正式作出碳中和承诺，将采取措施推动其经济逐渐远离化石燃料，并力求实现碳中和的过程“缓和且平稳”，其实现手段是多维度的：

首先，俄罗斯将通过完善立法以促进能源行业重组。俄塔斯社指出，俄罗斯需要重组所有行业和部门，才可能实现碳中和。“我们必须通过重修相关政策机制，才能实现所有经济部门重塑，进而在既定时间内实现碳中和。”俄罗斯国际组织关系特使阿纳托利·丘拜斯表示，“重大转型清单中，工业领域首当其冲”。重修的政策机制涉及预算、税收、关税、对外经济策略等，旨在为多个当前还不健全但在不久的将来会很重要的行业奠定基础，比如氢能。2021 年 9 月，俄罗斯发布了一份《氢能发展构想文件》，旨在通过三个阶段发展氢能，目标是建成集生产、出口为一体的氢能项目产业集群，并于 2024 年实现氢气供应 20 万吨。

其次，俄罗斯促进碳中和所构建的法律体系体现了系统性的方法。俄政府在气候立法前已经制定及发布了“俄罗斯适应气候变化战略”并《俄罗斯到 2050 年前实现温室气体低排放的社会经济发展战略》一系列国家长期减排战略、规划和行动计划，以此框定目标、取得共识。在此基础上，再通过《气候立法草案》《氢能发展构想文件》等一系列法律法规增强约束力，进而再落实具体行动计划，

对每个产业部门的具体行动措施做了明确的规定。

《气候立法草案》的核心内容是“引入碳交易、碳抵消、排放情况披露、污染者问责机制等，旨在为绿色投资和减少俄罗斯产品的碳足迹创造条件，同时考虑为那些致力于生态保护的俄罗斯公司提供特惠待遇”。

根据草案的公开内容，俄罗斯将设定较为详细的追责标准，规定 2025 年前每年排放 15 万吨二氧化碳的公司或机构，必须向监管机构报告其排放水平；2025 年之后门槛将进一步提高，即每年排放 5 万吨二氧化碳的公司或机构，就必须公布排放情况。

这部法律草案为确保俄罗斯实现碳减排目标提供了严格的法律框架，明确了各个产业部门在 2025 年至 2050 年间的刚性年度减排目标，具有传导压力、落实责任、倒逼目标的强约束作用。

显然，在举世关注“脱碳”的大背景下，俄罗斯作为传统能源输出大国，在国际合作中，高高举起了“低碳”的大旗。然而，在欧洲天然气价格一路走高、俄罗斯又希望借力能源出口获得经济发展动力的现实因素影响下，俄罗斯“碳中和”之路，依然任重而道远。

网易新闻　2022-02-11

热能、动力工程

高耗能行业升级改造有了精准“施工图”

核心阅读

改造升级是一项系统工程，需充分立足行业发展实际、发挥政策协同效应，完善工作机制，形成工作合力。需推动有关部门向行业节能减碳效果显著的重点项目提供高质量的金融服务，积极落实节能专用装备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策，助推企业加快改造升级步伐，提升行业整体能效水平。

近日，国家发改委联合工信部、生态环境部、国家能源局发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》（以下简称《指南》），分析了炼油、乙烯、现代煤化工等 17 个行业主要工序及耗能环节存在的问题，并提出改造升级方向及目标。其中，能效在标杆水平特别是基准水平以下的企业，要积极推广先进技术装备，加强能量系统优化、余热余压利用、污染物减排、固体废物综合利用和公辅设施改造，提高生产工艺和技术装备绿色化水平，提升资源能源利用效率。

值得注意的是，在这份“施工图”发布之前，国家发改委等五部门曾于去年 10 月、11 月先后发布《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》和《关于发布〈高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）〉的通知》，从顶层设计到落地实施，逐步推动高耗能行业转型升级。在此背景下，多位受访者认为，《指南》进一步细化管理、分类指导，体现了国家对传统产业绿色低碳转型的重视。同时，抓住能效水平的“牛鼻子”引领改造升级，既可有效遏制“两高”项目盲目发展，也能避免对相关行业“一限了之”，从而兼顾节能降碳与经济平稳运行。

纠偏“一刀切”，

改造升级有据可循

“这些重点领域既是能耗和碳排放较高的行业，也是国民经济的重要组成部分。多数产品处于产业链上游，事关基础原材料供应。”工信部国际经济技术合作中心研究员毛涛举例，磷化工属于典型的高耗能行业，但其生产的产品为磷酸铁锂电池提供原料，关系到新能源汽车的动力系统供应，而新能源汽车是国家重点支持发展的产业。“对于这样的行业不能简单限制，高耗能属性主要由产品性质、工艺特点决定，要抓住关键环节精准施策。”

一位发改系统专家坦言，在此之前，部分地方曾出现认知偏差、做法走样，对高耗能行业搞“一刀切”。“《指南》为每个重点领域制定了切合实际的目标，并提出具体工作方向、技术选择等供相关

方参考，总体来看管理更加精细，可有效避免生产供给大起大落，进而帮助有关行业提升竞争力。”

以现代煤化工为例，由于能耗较大、“三废”排放量偏高，其定位和发展前景一度备受争议。《指南》指出，现代煤化工行业先进与落后产能并存，企业能效差异显著。比如 2020 年，煤制甲醇行业能效优于标杆水平的产能约占 15%、低于基准水平的产能约占 25%，而煤制乙二醇行业的上述比例分别为 20%和 40%。“用能存在余热利用不足、过程热集成水平偏低、耗汽/耗电设备能效偏低等问题，节能降碳改造升级潜力较大。”《指南》明确，到 2025 年，全行业基准水平以下产能基本清零。

“现代煤化工部分能效标准是在‘十二五’期间制定发布的，与先进水平有一定差距，急需根据发展阶段、技术装备水平、能耗和碳排放量等实际情况优化调整。”石化联合会煤化工专委会副秘书长王秀江进一步称，科学设定能效标杆水平并提出改造升级路径，将大大提升资源能源利用效率。

地方配套政策陆续跟进，

盲目发展变有序发展

国家层面积极引导的同时，各地纷纷结合实际强化管控，前期盲目上项目的势头得到有效扭转，高耗能行业正在转向有序发展。

上述发改系统专家举例称，中央环保督察组 2021 年 5 月在山西发现，全省计划上马 178 个“两高”项目，预计能耗 5942 万吨标准煤，大幅超出“十四五”新增用能空间，其中 71.3%的项目甚至存在手续不全违规开工的问题。山西对照问题开展整改，除了严控“两高”项目准入、严格处置违规项目，还以煤电、化工等六大高耗能行业为重点，对重点用能企业能效水平进行摸底，编制了六大高耗能行业能耗分析报告，将节能改造任务细化至市县、企业、项目。据了解，山西已计划 2024 年底前完成全部节能改造任务，单位产品综合能耗将达到能耗限额标准先进值。

记者梳理发现，今年年初至今，多地纷纷拿出新一轮高耗能行业管理方案，管理方式科学灵活。例如，陕西省发布的 2022 年版管理目录细化了“两高”项目覆盖范围，表明清单并非一成不变，而是将根据实际情况动态调整。

在用能大省山东，既要严守“两高”行业能耗煤耗只减不增底线，实施总量控制、闭环管理，也要统筹谋划、精确用好“十四五”能耗增量，管理不等于不要发展。

“通过关停和改造提升腾出的能耗和煤耗指标，只能专项用于新上有利于产业基础高级化、产业链现代化的‘两高’项目建设。高耗能行业跨区域转移时，整合腾出的能耗煤耗指标，分行业按照不同比例实行有偿收储，有关部门已研究制定细化方案。对于促进产业基础高级化、产业链现代化的重大‘两高’项目，可采取‘过桥’方式支持，但必须按期返还。”山东省发改委相关人士表示。

摒弃敞开口子

供应和使用能源

根据《指南》，对有改造升级空间的高耗能项目合理分类、综合施策，对不符合绿色低碳转型发展要求的落后工艺技术和生产装置，依法依规加快淘汰。对此，多位受访人士提醒，留出升级改造的机会绝不等于放松管理。

毛涛指出，《指南》首次在“减污降碳”前面加了“节能”二字，提出推动三者协同增效的绿色共性关键技术、前沿引领技术和相关设施装备攻关。“事实上，主管部门对高耗能行业绿色发展提出了更高要求。比如有的企业虽然降低了碳排放，或实现了污染物减排，但其过程却增加了资源能源消耗，并未真正做到节能提效。部分行业集中度低、同质化严重，通过上优汰劣、产能置换等方式开展兼并重组，可促进集聚发展。由此，先进企业将资金、技术、管理等优势带入中小企业，帮助其提升工艺装备水平及能源利用效率。但同时，也要防止以此为名盲目扩张产能、低水平重复建设。”

“即便完成升级改造，也不意味着一劳永逸。”上述发改系统专家表示，做好用能预算管理、加强用能过程管理、提升节能管理能力，对高耗能行业和企业也是关键任务。“重点领域、重点用能单位要深挖节能潜力，加强先进节能技术和产品推广应用，建立健全能源计量体系，最大程度摒弃敞开口子供应和使用能源的粗放发展模式。”

王秀江提出，高耗能行业节能降碳需形成合力。“改造升级是一项系统工程，需充分立足行业发

展实际、发挥政策协同效应，完善工作机制，形成工作合力。需推动有关部门向行业节能减碳效果显著的重点项目提供高质量的金融服务，积极落实节能专用装备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策，助推企业加快改造升级步伐，提升行业整体能效水平。”

本报记者　朱妍　中国能源报　2022-02-21

新能源固废综合利用迎来“窗口期”

废旧光伏组件、风电叶片、动力电池等新能源产业固废处理乃至再利用，被视为能源绿色发展的“最后一公里”，特别是随着风电、光伏以及新能源汽车产业的井喷式发展，这些固废的综合利用事关我国能源产业清洁低碳可持续发展，紧迫性日益凸显。

近日，工信部、国家发改委等八部门联合印发《关于加快推动工业资源综合利用的实施方案》（以下简称《方案》），明确提出推动废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用技术研发及产业化应用，加大综合利用成套技术设备研发推广力度，探索新兴固废综合利用技术路线。同时，完善废旧动力电池回收利用体系，从管理制度、产业链上下游合作以及示范工程建设等方面出发，推动再生资源规范化利用。据了解，这是废旧光伏组件、风电叶片等新能源产业固废回收再利用首次被纳入国家顶层设计文件。

业内认为，在我国新能源行业蓬勃发展，新能源产业固废爆发式增长的趋势下，《方案》不仅填补了产业政策空白，还将激发更多企业投入新技术研发和产业化应用的大潮。尤其是在“十三五”期间相关课题研究成果渐增、部分回收示范项目投建的基础上，新能源产业固废综合利用将迎来跨越式发展。

应势而为，填补政策空白

据全球能源互联网发展合作组织 2021 年 3 月发布的《中国 2060 年前碳中和研究报告》测算，2035 年我国风电、光伏发电装机将分别达到 15 亿千瓦、11 亿千瓦，新能源汽车保有量将达到 1.6 亿辆，届时“风光”退役装机量将达 1.1 亿千瓦/年和 0.7 亿千瓦/年，退役动力电池规模高达 270 万块/年，对应产生的报废光伏组件、风电叶片及动力电池量分别可达 105 万吨、100 万吨和 300 万吨。

“在碳达峰碳中和目标下，我国可再生能源新增装机规模快速增长，做好废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用势在必行。”在英利能源（中国）有限公司（以下简称“英利中国”）副总经理、首席技术官宋登元看来，《方案》不仅在顶层设计层面研判了再生资源规范化利用的主要目标和重点任务，为市场及企业指明了方向，更填补了废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用领域在政策上的空白。

北京鉴衡认证中心副总裁张宇对此表示认同。他指出，风电叶片回收领域此前并无明确的指导性政策，《方案》不仅覆盖了风电叶片回收，还囊括了废旧光伏组件、动力电池，这在综合性国家级文件中尚属首次。“从另一个角度看，这充分体现了新能源产业固废综合利用的紧迫性。”

东亚前海证券 2021 年底发布的研报数据显示，以动力电池 5 年寿命计算，2030 年我国报废动力电池规模将达 237 万吨，但目前国内电池回收企业整体规模小，供需关系存在失衡预期。另据业内人士透露，预计 2025 年—2030 年，光伏组件、风电叶片也将迎来第一轮报废高潮，尤其是在老旧风电项目技改提速、首批光伏发电项目更换需求显现的情况下，报废潮或将提前到来。

针对废旧动力电池再利用，北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为，在市场广阔且前景向好的背景下，《方案》将带动更多企业涌入以动力电池回收为代表的再生资源规范化利用领域，促进产业升级。

瞄准要害，探索破题路径

据行业估算，2020 年我国大宗工业固废综合利用量达 20 亿吨，其中再生资源回收利用量约 3.8 亿吨，再生资源综合利用已成为保障我国资源供应安全的重要力量。不过，包括新能源产业固废在内的工业资源综合利用产业，当下还面临规模化利用能力不足、缺乏有效利用途径和成熟技术路线，

以及综合利用难度大等现实问题。

“目前，废旧光伏组件回收处理主要有物理法、化学法和热解法等技术路线，且已全部纳入国家重点研发计划课题，英利中国联合高校等单位承担了相关研究课题，首条物理法晶硅光伏组件回收处理生产示范线今年 1 月已投入使用，但总规模只有 1 万千瓦，和去年全年 5300 万千瓦的光伏新增装机规模相比，体量还十分有限。”宋登元表示，上述课题旨在攻克核心技术和装备，要真正实现商业化和产业化运营，还需把握好经济成本等非技术因素，以此促进规模化发展。

张宇进一步指出，风电叶片的回收技术，如物理打碎、化学分解等处理方法，目前也在探索之中，但现有的叶片回收技术和能力尚不足以消纳未来的报废需求，经济性也欠佳，影响了相关技术的规模化推广和应用。“《方案》出台无疑提振了企业信心，将为产业发展带来转机。”

张翔则表示，废旧动力电池回收产业目前处于起步阶段，回收系统还不够成熟。“《方案》要求完善管理制度，强化新能源汽车动力电池全生命周期溯源管理，这将便于监管部门跟进报废电池全生命周期过程，规避不正规回收企业进入市场。”

值得一提的是，《方案》提出新建 50 家工业资源综合利用基地，探索形成基于区域和固废特点的产业发展路径，业内认为这将有利于产业发挥集群优势，推动技术路线孵化与固废二次利用。

协同发展，强化跨界利用

针对《方案》提出的加强产业间合作，促进固废资源跨产业协同利用，张宇认为，该要求为新能源产业固废回收注入了新活力。“例如目前主流的风电叶片回收技术是将叶片打碎后添加进建筑材料或直接填埋，而在固废资源跨产业协同利用的情况下，未来风电叶片回收和建材等其他领域的联合将进一步深化。”

“废旧光伏组件可以实现 100%回收和再利用。”宋登元介绍，光伏组件经过拆解，金属铝边框、铜、银、玻璃等回收后可作为原材料再次用于光伏产业，而硅材料再投入光伏制造的难度较高，需要和其它产业结合才能实现再利用。“硅回收后再利用于光伏电池的生产，需进行提纯，成本很高，若用于硅合金制造要求则相对较低，经济性也更佳。光伏组件背板、光伏电池封装胶膜 EVA 等高分子材料再制成光伏所用材料难度也很大，但可以用于其他工业领域。”

同时，新能源产品制造技术的升级迭代正在为产业上下游联合发展带来新机遇。据了解，目前国内企业已掌握废旧动力电池物理法回收技术，但在锂电池技术加速更新的背景下，回收对象也在发生变化。磷酸铁锂、三元锂向磷酸锰铁锂、钠离子电池的转变需要产业链上下游相互“通气”，提前预判回收市场动向，打通产业大循环。

宋登元表示，新型光伏技术升级也面临同样的挑战。“例如异质结硅电池 ITO 薄膜中含有非常稀有的铟元素，薄膜电池也使用了与传统硅不同的半导体材料。预计未来新型光伏组件的市占率将不断提升，相关回收技术也需不断升级，以应对市场需求变化。”

本报记者　董梓童　李丽旻　实习记者　姚美娇　中国能源报　2022-02-21

全球甲烷排放监控力度不足

本报讯 近日，国际能源署（IEA）发布《全球甲烷追踪》报告称，2021 年，原油、天然气、煤炭领域的温室气体排放量较 2020 年出现反弹。同时，各国能源行业的甲烷排放监测数据远低于实际数值，是甲烷减排行动中的重要漏洞。

对此，IEA 呼吁各国，应加强对甲烷排放的监测控制。“如果能逐个排查泄漏点，并将泄漏的甲烷收集起来进行销售，甚至可能成为油气运营商的‘新商机’。”

IEA 援引联合国官方数据称，目前，地球大气中甲烷浓度创下了过去 80 万年以来的新高。同时，2021 年，全球能源领域的甲烷排放量高达 1.35 亿吨，占全部人类活动甲烷排放总量的 40%左右，与 2020 年相比，2021 年能源行业的甲烷排放量同比增长 5%。

据了解，甲烷是一种比二氧化碳对大气影响更大的温室气体。从甲烷排放的源头来看，2021 年，

煤炭行业的甲烷排放量占比最高，达到 4200 万吨，石油行业的甲烷排放量约为 4100 万吨，其中，开采、处理、运输天然气环节的甲烷排放量达 3900 万吨。另外，全球约有 900 万吨甲烷来自于生物能源的不充分燃烧。

根据 IEA 统计的数据，2021 年，在 15 个国家的油气设施中检测到了大量的甲烷排放，其中，美国主要油气生产地得州和中亚部分地区是甲烷排放最为严重的区域。以美国为例，根据美国政府统计的数据，美国甲烷排放量占全国温室气体排放量的 10%左右，而美国油气产业的甲烷排放量占整体排放量的 30%以上，是甲烷泄漏的主要来源。

IEA 同时表示，虽然 2021 年甲烷排放水平高于 2020 年，但并没有回升至 2019 年的水平。

不过，IEA 援引行业专家的话称，目前，赤道地区、近海作业以及高纬度地区的甲烷排放测量数据仍然缺乏。

据了解，IEA 在 2021 年将各国煤矿和生物能源领域的甲烷排放情况纳入了监控范围，同时更加细化了针对油气领域的甲烷排放监控，最终发现，各国甲烷排放监测系统以及官方汇报数据可能存在一定缺漏。

IEA 指出，部分国家提交给联合国的温室气体清单“已经多年没有更新”，即使是及时更新温室气体排放情况的国家，其中也有许多条款不够准确。

根据 IEA 的统计，全球能源行业的甲烷实际排放量较各国官方记录报告的要高出 70%以上。为此，IEA 强调称， 在温室气体排放控制方面，各国应提高甲烷排放透明度，提供更强力的政策措施。

业内测算认为，自工业革命以来，全球平均气温上升有 30%都要归因于大量的甲烷排放，要在短期内尽快遏制气候变暖趋势、提高全球空气质量水平，快速降低甲烷排放量尤为重要。

IEA 署长比罗尔提出：“在 2030 年到来前，将人类活动排放的甲烷总量降低 30%，与到 2050 年将整个交通行业实现零碳排放达成的对抗气候变化效果是一致的。”

对于控制甲烷排放的手段，比罗尔建议，如果化石能源行业能够找到生产、处理、运输过程中存在的甲烷泄漏口、并将泄漏的甲烷收集起来，很可能会让能源企业以“零成本”的方式降低甲烷排放量。

有测算数据显示，2021 年，化石燃料行业泄漏的甲烷量达到 1800 亿立方米，如果能够将这些甲烷气体利用起来，基本能够满足欧洲电力行业的全部需求。为此，IEA 在报告中指出，如果能够将泄漏的甲烷收集起来加以利用，不仅有望缓解天然气供应紧张的现状，甚至有望让能源企业依靠这一手段获利。

李丽旻　中国能源报　2022-02-28

新能源固废综合利用迎来“窗口期”

废旧光伏组件、风电叶片、动力电池等新能源产业固废处理乃至再利用，被视为能源绿色发展的“最后一公里”，特别是随着风电、光伏以及新能源汽车产业的井喷式发展，这些固废的综合利用事关我国能源产业清洁低碳可持续发展，紧迫性日益凸显。

近日，工信部、国家发改委等八部门联合印发《关于加快推动工业资源综合利用的实施方案》（以下简称《方案》），明确提出推动废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用技术研发及产业化应用，加大综合利用成套技术设备研发推广力度，探索新兴固废综合利用技术路线。同时，完善废旧动力电池回收利用体系，从管理制度、产业链上下游合作以及示范工程建设等方面出发，推动再生资源规范化利用。据了解，这是废旧光伏组件、风电叶片等新能源产业固废回收再利用首次被纳入国家顶层设计文件。

业内认为，在我国新能源行业蓬勃发展，新能源产业固废爆发式增长的趋势下，《方案》不仅填补了产业政策空白，还将激发更多企业投入新技术研发和产业化应用的大潮。尤其是在“十三五”期间相关课题研究成果渐增、部分回收示范项目投建的基础上，新能源产业固废综合利用将迎来跨越

式发展。

应势而为，填补政策空白

据全球能源互联网发展合作组织 2021 年 3 月发布的《中国 2060 年前碳中和研究报告》测算，2035 年我国风电、光伏发电装机将分别达到 15 亿千瓦、11 亿千瓦，新能源汽车保有量将达到 1.6 亿辆，届时“风光”退役装机量将达 1.1 亿千瓦/年和 0.7 亿千瓦/年，退役动力电池规模高达 270 万块/年，对应产生的报废光伏组件、风电叶片及动力电池量分别可达 105 万吨、100 万吨和 300 万吨。

“在碳达峰碳中和目标下，我国可再生能源新增装机规模快速增长，做好废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用势在必行。”在英利能源（中国）有限公司（以下简称“英利中国”）副总经理、首席技术官宋登元看来，《方案》不仅在顶层设计层面研判了再生资源规范化利用的主要目标和重点任务，为市场及企业指明了方向，更填补了废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用领域在政策上的空白。

北京鉴衡认证中心副总裁张宇对此表示认同。他指出，风电叶片回收领域此前并无明确的指导性政策，《方案》不仅覆盖了风电叶片回收，还囊括了废旧光伏组件、动力电池，这在综合性国家级文件中尚属首次。“从另一个角度看，这充分体现了新能源产业固废综合利用的紧迫性。”

东亚前海证券 2021 年底发布的研报数据显示，以动力电池 5 年寿命计算，2030 年我国报废动力电池规模将达 237 万吨，但目前国内电池回收企业整体规模小，供需关系存在失衡预期。另据业内人士透露，预计 2025 年—2030 年，光伏组件、风电叶片也将迎来第一轮报废高潮，尤其是在老旧风电项目技改提速、首批光伏发电项目更换需求显现的情况下，报废潮或将提前到来。

针对废旧动力电池再利用，北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为，在市场广阔且前景向好的背景下，《方案》将带动更多企业涌入以动力电池回收为代表的再生资源规范化利用领域，促进产业升级。

瞄准要害，探索破题路径

据行业估算，2020 年我国大宗工业固废综合利用量达 20 亿吨，其中再生资源回收利用量约 3.8 亿吨，再生资源综合利用已成为保障我国资源供应安全的重要力量。不过，包括新能源产业固废在内的工业资源综合利用产业，当下还面临规模化利用能力不足、缺乏有效利用途径和成熟技术路线，以及综合利用难度大等现实问题。

“目前，废旧光伏组件回收处理主要有物理法、化学法和热解法等技术路线，且已全部纳入国家重点研发计划课题，英利中国联合高校等单位承担了相关研究课题，首条物理法晶硅光伏组件回收处理生产示范线今年 1 月已投入使用，但总规模只有 1 万千瓦，和去年全年 5300 万千瓦的光伏新增装机规模相比，体量还十分有限。”宋登元表示，上述课题旨在攻克核心技术和装备，要真正实现商业化和产业化运营，还需把握好经济成本等非技术因素，以此促进规模化发展。

张宇进一步指出，风电叶片的回收技术，如物理打碎、化学分解等处理方法，目前也在探索之中，但现有的叶片回收技术和能力尚不足以消纳未来的报废需求，经济性也欠佳，影响了相关技术的规模化推广和应用。“《方案》出台无疑提振了企业信心，将为产业发展带来转机。”

张翔则表示，废旧动力电池回收产业目前处于起步阶段，回收系统还不够成熟。“《方案》要求完善管理制度，强化新能源汽车动力电池全生命周期溯源管理，这将便于监管部门跟进报废电池全生命周期过程，规避不正规回收企业进入市场。”

值得一提的是，《方案》提出新建 50 家工业资源综合利用基地，探索形成基于区域和固废特点的产业发展路径，业内认为这将有利于产业发挥集群优势，推动技术路线孵化与固废二次利用。

协同发展，强化跨界利用

针对《方案》提出的加强产业间合作，促进固废资源跨产业协同利用，张宇认为，该要求为新能源产业固废回收注入了新活力。“例如目前主流的风电叶片回收技术是将叶片打碎后添加进建筑材料或直接填埋，而在固废资源跨产业协同利用的情况下，未来风电叶片回收和建材等其他领域的联合将进一步深化。”

“废旧光伏组件可以实现 100%回收和再利用。”宋登元介绍，光伏组件经过拆解，金属铝边框、铜、银、玻璃等回收后可作为原材料再次用于光伏产业，而硅材料再投入光伏制造的难度较高，需要和其它产业结合才能实现再利用。“硅回收后再利用于光伏电池的生产，需进行提纯，成本很高，若用于硅合金制造要求则相对较低，经济性也更佳。光伏组件背板、光伏电池封装胶膜 EVA 等高分子材料再制成光伏所用材料难度也很大，但可以用于其他工业领域。”

同时，新能源产品制造技术的升级迭代正在为产业上下游联合发展带来新机遇。据了解，目前国内企业已掌握废旧动力电池物理法回收技术，但在锂电池技术加速更新的背景下，回收对象也在发生变化。磷酸铁锂、三元锂向磷酸锰铁锂、钠离子电池的转变需要产业链上下游相互“通气”，提前预判回收市场动向，打通产业大循环。

宋登元表示，新型光伏技术升级也面临同样的挑战。“例如异质结硅电池 ITO 薄膜中含有非常稀有的铟元素，薄膜电池也使用了与传统硅不同的半导体材料。预计未来新型光伏组件的市占率将不断提升，相关回收技术也需不断升级，以应对市场需求变化。”

本报记者　董梓童　李丽旻　实习记者　姚美娇　中国能源报　2022-02-21

全国碳市场累计成交额突破 80 亿元

截至 2 月 17 日，全国碳市场累计成交额超过 80 亿元人民币。中国生态环境部 17 日发布通知，要求各地组织做好本行政区域全国碳市场第一个履约周期重点排放单位配额清缴完成等相关工作。

生态环境部要求，各地尽快完成本行政区域全国碳市场第一个履约周期未按时足额清缴配额的重点排放单位的限期改正和处理工作，同时组织重点排放单位生产经营场所所在地设区的市级生态环境主管部门，于 2022 年 2 月 28 日前完成本行政区域未按时足额清缴配额重点排放单位的责令限期改正，并依法立案处罚。

2021 年 7 月 16 日，全国碳市场上线交易正式启动。纳入发电行业重点排放单位 2162 家，覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放量，是全球规模最大的碳市场。

生态环境部新闻发言人刘友宾对记者表示，截至 2021 年 12 月 31 日，全国碳市场第一个履约周期顺利收官，履约完成率 99.5%(按履约量计)。总体来看，全国碳市场基本框架初步建立，价格发现机制作用初步显现。

数据显示，截至 2022 年 2 月 17 日，全国碳市场碳排放配额累计成交量 1.867 亿吨，累计成交额 80.76 亿元人民币。

“目前，全国碳市场的建设还比较单一，仅纳入了电力行业，交易主体仅有重点排放单位，其交易目的同向、风险偏好相似且具有很强的行业同一性”，生态环境部应对气候变化司司长李高表示，在发电行业碳市场稳定运行后，计划逐步有序扩大市场交易主体和交易产品，进一步扩大全国碳市场行业覆盖范围，纳入更多高排放行业。

阮煜琳　中新社　2022-02-18

打好“双碳”这场“硬仗”

作为世界上最大的发展中国家，中国要按期实现碳达峰碳中和目标，将用全球历史上最短的时间完成全球最高碳排放强度降幅，这无疑将是一场硬仗。实现“双碳”目标，既是严峻挑战，又是重大机遇。其中，全面绿色转型是核心，降碳是根本，碳汇及负排放是补充。它将从根本上改变我们原有的生产生活方式，催生“技术为王”的发展模式。为此，我们亟须通过体制机制创新引领科技创新和技术进步，推进产业优化升级，实现经济结构由“量”向“质”的根本性转变，从而树立在国际竞争中的新优势。

路径一：完善绿色低碳政策体系

实现碳达峰碳中和战略目标，需要完善的法律制度保障。然而，现阶段我国绿色低碳发展的法律体系建设明显滞后，存在法律体系不健全、立法与政策实施相脱节、下位法缺乏上位法依托等问题。在这方面，可借鉴相关国际经验，抓住“双碳”战略契机，从制度建设的角度推进体制机制改革和制度创新，从治理主体角度构建现代化碳治理体系，通过开展应对气候变化相关立法工作，确立碳税、碳交易等碳减排的根本制度，明确政府、企业、公民各方责任义务，为低碳投资提供长期稳定的法律环境。同时，尽快形成国家统一管理和地方、部门分工负责相结合的减污降碳激励约束机制，为实现碳中和目标提供保障。此外，还可以通过修改完善现行法律法规或制订新的法律法规支撑“双碳”战略，在现行的环境、能源和资源等相关法律中增加碳减排相关内容，将碳减排要求落实到具体行业，形成推动减污降碳的协同效应。

路径二：“两端”发力做好降碳工作

目前我国能源消费结构仍然以传统能源为主，化石能源消费总量接近 85%，单位能源二氧化碳排放强度是世界平均水平的 1.3 倍，单位 GDP 能耗是世界平均水平的 1.4 倍、发达国家的 2.1 倍，实现“双碳”目标任重道远。在我国 99 亿吨二氧化碳排放中，发电端占比约为 47%，消费端如工业过程、居民生活等占了 53%。可见，做好降碳工作需要“两端”发力：发电端要大力推动新能源革命和能源结构多元化进程，鼓励非碳能源发电，逐步构建以光伏为中心的非化石能源占主体地位的能源供应系统；消费端要坚决控制化石能源消费，大力推动“三改联动”，通过电和氢能等清洁能源替代和绿色低碳技术攻关，加快经济和能源结构调整，优化调整产业结构，严控新增高排放高能耗项目建设，稳妥推进存量“双高”项目的调整和退出，实现高能耗向低能耗、高排放向低排放的产业转型升级。

路径三：健全碳市场交易体系

来自生态环境部的数据显示：自 2021 年 7 月 16 日启动上线交易以来，全国碳市场整体运行平稳，市场活跃度稳步提高。截至 2021 年 12 月 31 日，碳排放配额累计成交量 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元，成交均价 42.85 元/吨，履约完成率 99.5%（按履约量计）。

碳市场交易将碳排放转化为地区发展禀赋、环境成本和企业成本，有助于构建以产业为依托的低碳产业体系，提升“绿色”和“金融”市场协调度和关联度，构筑绿色金融体系。碳交易需市场导向和政府推动的双重发力，合理设计交易市场管理模式，不断拓展交易主体、交易品种、交易规模，增加市场活跃度，充分发挥政府和金融机构的引导作用，提升金融化程度。按先进技术的标准分配排放权，适时引入配额有偿发放机制，鼓励新建企业超前购买排放额度。伴随我国《碳排放权交易管理暂行条例》的实施，相关的技术法规、标准、管理体系将进一步完善，交易品种、交易方式也将日益丰富，碳金融衍生产品交易机制方式将助力全国碳市场的平稳有效运行和健康持续发展。

路径四：适度超前谋划碳税制度

在已实施碳排放权交易的背景下,可将征收碳税作为进一步加大碳减排调控的政策选项。当然，短期内征收碳税会对经济的增长产生一定影响，但从长远来看，征收碳税不仅有助于减少碳排放量、消除低效率和落后技术、调整产业结构，还能促进公众低碳意识。基于新发展阶段的国家利益需要，要因时制宜选择碳税的实施路径，协调碳税与碳排放权交易的关系并制定相关实施策略，形成以“碳排放交易+碳税”为主要工具的市场化减排机制。如此，既有利于国家设立碳基金制度加大气候变化和环境改善的投资，也有利于制定奖励政策，激励企业实施节能减排的新技术研发，并更新设备提高能源利用效率。

为尽量避免不合理和非公平背景下的碳税和碳关税征收对中国的影响，在“双碳”目标以及发达经济体征收碳关税之前适度超前研究碳关税，对于中国宏观经济、居民福利、企业特别是参与国际竞争的跨国企业的影响，探索我国能否通过主动征收碳税以应对发达经济体碳关税威胁，主动打造低碳甚至零碳供应链等，均具有重要的理论与现实意义。

路径五：全方位提升碳汇能力

生态系统增加碳汇的路径主要有陆地碳汇和海洋碳汇：

在陆地碳汇方面，推进森林、湿地和草原生态系统的碳汇行动，除了发挥碳效益减缓气候变化，亦可兼顾国家生态安全目标、生物多样性保护和减缓社区贫困等社会可持续发展目标。通过森林固碳，一方面可以通过植树造林、改善森林管理、减少毁林、保护和恢复森林植被等林业活动，增加森林蓄积量，另一方面可以通过市场交易机制将林业碳汇的生态价值转化为经济价值，提升林业应对气候变化的地位和作用。

海洋生态系统可吸收人类活动约 30%的 CO2 排放量，因此，要加强海洋碳汇基础理论、方法、技术、交易制度等研究，尽早抢占国际海洋碳汇研究、标准制定、项目推广及交易的制高点和话语权。

“双碳”目标是国家治理现代化的新领域、新任务，需坚持全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外通畅、防范风险的原则，适度超期、略留余地提高战略思维能力，处理好发展和减排、整体和局部、长远和短期、政府和市场的关系，不断提高生态环境治理体系和治理能力现代化水平。

韩博　光明日报　2022-02-18

转化固废“碳足迹”——全球加快低碳技术研发应用

在亚马孙河流域，一种富含黑色物质的“印第安黑土”一直以来被当地农民用作提高土壤肥力的特殊肥料。现代研究发现，这种黑土其实是一种生物质炭，来自古老的动植物残余，为亚马孙盆地农业文明所留遗迹。目前，这种生物质炭的潜在功能正启发科学家为应对气候变化找寻新途径。近日，一篇刊登在《自然地球科学》杂志的文章指出，全球制备和使用生物质炭的减排潜力可达到 34 亿—63 亿吨二氧化碳当量。

随着城市化的不断发展，来源广泛的固体废弃物数量急剧增加，不仅造成环境污染，也产生大量的温室气体。其中，尤以占比最大的生物质废弃物温室效应最为严重，包括植物残体、牲畜粪便、厨余垃圾、工农业生物垃圾等。据统计，固体废弃物填埋场是美国温室气体甲烷的第三大排放源，2019 年其甲烷排放量相当于 2160 万辆汽车全年行驶的甲烷排放量，或 1200 万户家庭能源消耗的碳排放。

目前，生物质发电是生物质垃圾利用较为普遍的方式。不过，生物质废弃物来源多样，收集和转化为电力的成本高昂，与低廉转化产品价值之间存在显著矛盾。为此，科学家积极寻找“变废为宝”的新路径，以实现对生物质废弃物大规模和多途径的利用，因此，生物质炭近年来受到越来越多的关注。

生物质炭由生物质在缺氧条件下经过高温转化而成，是一种富含碳素的多孔固体颗粒物质。大量有机废弃物都可用作制备原料。这一“古老”的新生事物能将生物质中不稳定的有机碳转化固定，还因具备多重潜在价值引起土壤学家、农学家、环境学家、生态学家、能源学家的广泛兴趣。在农业领域，土壤中添加生物质炭可以改善持水能力和养分供应，增加微生物活性，利于作物增产；在工业领域，生物质炭可以用作电池电极或催化剂，比如电池中石墨的替代品；在环境领域，生物质炭作为优良的吸附材料可以去除环境中的污染物，还可以吸附游离碳和氮化合物，减少生物质在转化过程中温室气体的排放。

此外，生物质炭的制备方法简单多样，包括高温热解、水热炭化、烘焙炭化、气化炭化和传统碳化等类型。制备场地也灵活多样，从大型工业到小型家庭规模，甚至在农田场地都可以制得。因此，其在应用和推广方面具有显著优势。不过，目前生物质炭的有效性取决于其物理和化学特性，而这些特性受到废弃物本身的可利用性和生产加工制造等因素的影响，对其机理还需进一步系统研究。

应该看到，对生物质废弃物等固体废弃物的转化利用无论方式优劣，都属于末端处置。在对这部分技术探索优化的同时，还应重视全生命周期管理，做好源头减量化和过程资源化，才能在“末端无害化”中达到事半功倍的效果。目前一些发达国家借助市场介导、政府调控和科技入股等方式，逐

步形成固体废弃物收集、回收、加工及销售的系统产业。在我国，相关产业正处于技术攻坚和商业化应用开拓的关键阶段，需结合国内实际情况就研究方法、技术工艺、产品流通等环节建立健全标准化体系，加快构建完整产业链，推动固废处理行业早日实现减污降碳的协同目标。（作者为中国科学院南京土壤研究所研究员 王芳）

王芳　人民日报　2022-02-08

数据中心碳达峰挑战大，专家建议出台绿色低碳相关政策

“数据中心可能是 2030 年碳达峰难度最大的行业之一。”蒋洪强说。

分布各地的数据中心能耗和碳排放增长迅速，有可能是我国实现 2030 年碳达峰目标最难啃的硬骨头之一。多位专家建议，优化数据中心空间布局，出台数据中心等新基础设施绿色低碳高质量发展的相关政策，调整数据中心用能结构，构建数据中心高效节能体系。

国家环境规划与政策模拟重点实验室主任蒋洪强今天（2 月 10 日）对第一财经记者表示，由于数据中心需要大量电力维持服务器、储存设备、备份装置、冷却系统等基础设施的运行，能耗和碳排放增长迅速，数据中心正面临严峻的节能降耗和温室气体排放挑战，如何实现绿色低碳高质量发展尤其值得关注。

数据中心能耗高于世界平均水平

近年来，随着我国信息化进程加速发展，数字经济逐渐成为驱动我国经济增长的核心力量。统计数据显示，2020 年，我国数字经济总量规模和增长速度居世界前列，规模达到 39.2 万亿元，占 GDP 比重为 38.6%。数据中心作为数字经济的承载体也与日俱增，建设体量和建设规模不断扩大。

蒋洪强介绍，数据中心的能耗和碳排放贯穿其全生命周期过程。其中，运营阶段最多，包括机房内服务器运行、空调设备的制冷和运行、办公区域人员用电以及其他装置设备用电等。

统计数据显示，目前全国数据中心机架规模（标准机架为换算单位，以功率 2.5 千瓦为一个标准机架）达到 543.6 万架，较 2020 年增加 27%；电能利用率（PUE）达到 1.35，碳排放强度（CUE）为 0.82。

2021 年，全国数据中心能源消耗达到 2166 亿千瓦时，较 2020 年增加 44%，占全社会用电量的 2.6%左右；二氧化碳排放量约 1.35 亿吨，较 2020 年增加 3915 万吨，占全国二氧化碳排放量的 1.14%左右。

数据中心作为数字经济的承载体也与日俱增，建设体量和建设规模不断扩大。摄影/章轲

中国电子技术标准化研究院发布的《绿色数据中心白皮书 2020》介绍，近年来，我国数据中心能效水平不断提高，超大型数据中心平均电能利用率为 1.46，部分优秀绿色数据中心已全球领先，电能利用率可达 1.2-1.3。但目前我国数据中心能耗总量仍在高速增长，明显高于世界平均水平。

蒋洪强等专家所做的预测结果显示，到 2025 年，全国数据中心机架规模将达到 759 万架，较 2021 年增长 40%，能源消耗总量达 3500 亿千瓦时，较 2021 年增加 62%，约占全社会用电量 4%，电能利用率 1.30；二氧化碳排放 2.1 亿吨，较 2021 年增加 54%，占全国二氧化碳排放量的比例接近 2%，碳排放强度为 0.76。

从重点区域来看，长三角机架规模最大（192.9 万架），京津冀及周边地区能源消耗总量（1111 亿千瓦时）和二氧化碳排放量（8657 万吨）最多。从各省来看，河北、广东、江苏、上海和浙江机架规模、能耗总量和二氧化碳排放最大，5 个地区总和占全国一半左右。

此外，由于内蒙古、甘肃、贵州和宁夏等全国一体化算力网络国家枢纽节点建设，机架规模年均增速超过 20%，能源消耗总量和二氧化碳排放量占比上升至 13%左右。

开展数据中心政策规划项目环评

蒋洪强介绍，到 2030 年，全国数据中心机架规模将达 1125 万架，较 2021 年和 2025 年分别增加 107%和 48%；能源消耗总量 5915 亿千瓦时，较 2021 年和 2025 年分别增加 173%和 69%，占全

社会用电量 5%以上，电能利用率降到 1.30 以下；二氧化碳排放约 3.4 亿吨，较 2021 年、2025 年分别增加 152%、64%，占全国二氧化碳排放量的比例接近 3%。内蒙古、甘肃、贵州和宁夏等全国一体化算力网络国家枢纽节点，机架规模占比上升到 14%，能源消耗和二氧化碳排放总量占比超过 13%。

上述专家预测，“十四五”“十五五”期间，全国数据中心机架规模将继续保持高速增长趋势，在钢铁、水泥、化工、有色等行业逐步实现碳排放达峰并进入平台期时，数据中心成为二氧化碳排放持续增长的少数行业。

第一财经记者在多地采访时了解到，目前，一些数据中心在推进节能绿色低碳方面已取得成效。“阿里云数据中心绿色节能创新解决方案项目”前不久获得了 2021 年保尔森可持续发展奖，也入选生态环境部推荐的“2021 年低碳绿色典型案例”。

“保尔森可持续发展奖”评委实地考察阿里云数据中心绿色节能创新解决方案项目。摄影/章轲

据阿里云智能基础设施事业群总经理周明介绍，该项目利用绝缘冷却液实现高效散热，无需风扇、空调、冷机等冷却设施。全程用于散热的能耗几乎为零，节能效果超过 70%，实现了数据中心 100%无机械制冷。“初步估算，如果全国的数据中心都采用液冷技术，一年可节省上千亿度电。”周明说。

“目前数据中心相关政策已关注到其高耗能属性，但对于供电侧的改革较为被动，数据中心可能是 2030 年碳达峰难度最大的行业之一。”蒋洪强说。

蒋洪强等多位专家近日建议，开展数据中心等新基础设施的政策、规划与项目环境影响评价。制定数据中心等新型基础设施“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）生态环境分区管控和准入清单，制定节能审查、能耗双控、碳排放影响评价等技术规范。

专家们还建议，支持数据中心集群配套可再生能源电站，支持数据中心采用大用户直供、拉专线、建设分布式光伏等方式提升可再生能源电力消费。扩大可再生能源市场化交易的试点范围、拓展绿证核发范围，鼓励数据中心企业参与可再生能源市场交易。重点突破和继续研发冷板式冷服务器、液冷技术、10kV 交流输入的直流不间断电源系统和数据中心能耗监测及智能运维管理系统等前沿节能技术。

第一财经　2022-02-10

新催化剂将 CO2 转化汽油效率提高千倍

美国研究人员近日发表在《美国国家科学院院刊》上的最新论文中描述了他们发明的一种新催化剂，可通过增加化学反应中长链碳氢化合物的产量来将 CO2 转化为其他有用的化学品，例如丙烷、丁烷或其他由碳和氢长链组成的碳氢化合物燃料。

这种新催化剂由元素钌（一种属于铂族的稀有过渡金属）组成，涂有一层薄薄的塑料。像任何催化剂一样，这一发明加速了化学反应，却不会在过程中耗尽。钌还具有比其他高质量催化剂（如钯和铂）便宜的优势。在相同条件下，新催化剂产生的丁烷，是标准催化剂在最大压力下可产生的最长碳氢化合物的 1000 倍。

斯坦福大学化学工程师马泰奥·卡涅罗团队花了 7 年的时间来发现和完善这种新催化剂。新催化剂能从反应中生产汽油的能力是一项突破。卡涅罗实验室的反应器只需更大的压力来生产所有用于汽油的长链碳氢化合物，因此他们正在建造一个更高压力的反应器。

汽油在室温下是液态的，因此比难以储存并且容易挥发的短链兄弟，如甲烷、乙烷和丙烷，更容易处理。卡涅罗团队设想了一个碳中和循环，其中 CO2 被收集、转化为燃料再次燃烧，由此产生的二氧化碳重新开始循环。

研究人员解释说，反应性显著提高的关键是钌上的多孔塑料层。未涂层的催化剂效果很好，但只会产生甲烷，这是最短链的碳氢化合物，它只有一个碳原子与四个氢键合。多孔聚合物控制碳氢

比，使我们能够从相同的反应中产生更长的碳链。研究人员使用同步加速器技术证明了这种特殊且关键的相互作用。

卡涅罗承认，虽然长链碳氢化合物是捕获碳的一种创新用途，但并不完美。他还在研究将 CO2 转化为有价值工业化学品的其他催化剂和类似工艺，例如用于制造塑料的烯烃、甲醇和乙醇，所有这些都可在不将 CO2“返回天空”的情况下隔离碳。

总编辑圈点

大气中的 CO2 可以变为构成化石燃料的长链碳氢化合物吗？当然可以，但需要自然界的光合作用和数百万年地质活动带来的高热和高压。科学家不想等数百万年的时间来合成化石燃料，于是，他们用化学领域的最新进展——催化剂，来完成“加速”。本文的新催化剂，能以前所未有的速度从二氧化碳中制造碳分子，在这一“魔法”过程中，废弃的二氧化碳、大量的氢气转化为乙烷、丙烷、丁烷链。而所有的这些，都是燃料来源。

张梦然　科技日报　2022-02-15

碳捕集与利用技术的碳排放大于碳捕获

大多数碳捕集与利用（CCU）技术从空气中提取二氧化碳，并将其用于其他减排过程。而一项近日发表于 One Earth 的新研究发现，大多数 CCU 排放的碳比它们捕获的要多。这一发现表明，吸引了数十亿美元投资的 CCU 项目，对实现《巴黎协定》的排放目标（将温度上升幅度限制在 1.5 摄氏度以内）可能并没有多大帮助。

CCU 技术将二氧化碳从大气中除去，或者直接从空气中捕获，或者从污染源处吸收二氧化碳，然后将其用于制造燃料、塑料和混凝土等。与简单的碳捕集技术不同，CCU 技术不会长期储存二氧化碳——要么利用能源将二氧化碳转化为燃料，要么利用二氧化碳本身驱动其他工业或农业项目，如开采石油或种植植物。

荷兰奈梅亨大学的 Kiane de Kleijne 和同事根据 3 个标准评估了 40 多个 CCU 技术过程的生命周期，即它们能否永久储存二氧化碳、收集的二氧化碳是否来自大气和自然资源、这一过程是否零排放。

Kleijne 及其团队发现，这些技术中的大多数都不符合这些标准，40 种技术中有 32 种排放的碳比它们捕获的多。只有 4 种方法可以在低碳排放的情况下投入使用，包括在混凝土生产和石油提取中使用二氧化碳相关技术。

“如果你不得不使用这样一种技术，而这种技术不具备真正大幅减少排放的潜力，那么这种情况可能是不可取的。”Kleijne 说。

英国爱丁堡大学的 Stuart Haszeldine 也表示：“从事这些活动实际上消耗了更多的碳。”

“许多技术似乎还没有做好大规模部署的准备，因此它们可能无助于在 2030 年前实现《巴黎协定》的排放目标。”Kleijne 说，“2030 年很快就会到来，而许多技术仍处于开发阶段。”

Kleijne 希望这项研究最终被用来帮助决策者和投资者决定哪些技术值得投资。

文乐乐　中国科学报　2022-02-21

高耗能行业节能降碳有了新指南

近日，国家发展改革委等 4 部门联合发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》（以下简称《实施指南》），围绕炼油、水泥、钢铁、有色金属冶炼等 17 个行业，提出了节能降碳改造升级的工作方向和到 2025 年的具体目标。

围绕改造升级和技术攻关，《实施指南》提出，对于能效在标杆水平特别是基准水平以下的企业，积极推广本实施指南提出的先进技术装备，加强能量系统优化、余热余压利用、污染物减排、固体

废物综合利用和公辅设施改造，提高生产工艺和技术装备绿色化水平。同时，推动节能减污降碳协同增效的绿色共性关键技术、前沿引领技术和相关设施装备攻关。

以炼油行业为例，数据显示，炼油能耗主要由燃料气消耗、催化焦化、蒸汽消耗和电力消耗组成。截至 2020 年底，中国炼油行业能效优于标杆水平的产能约占 25%，能效低于基准水平的产能约占 20%。

中国石油和化学工业联合会产业发展部副主任李永亮表示，炼油行业是石油化学工业的龙头，用能主要存在中小装置规模占比较大、加热炉热效率偏低、能量系统优化不足、耗电设备能耗偏大等问题，节能降碳改造升级潜力较大。对此，《实施指南》确定了炼油行业的改造升级路径，如加强渣油浆态床加氢等劣质重油原料加工、先进分离及分子炼油等深度炼化技术开发应用；加快先进控制技术、冷再生剂循环催化裂化技术、高效空气预热器等普及推广。

从具体目标来看，《实施指南》明确，到 2025 年，炼油领域能效标杆水平以上产能比例达到 30%，能效基准水平以下产能加快退出，行业节能降碳效果显著，绿色低碳发展能力大幅提高。

作为石油化工的重要补充，煤制甲醇等现代煤化工是推动煤炭清洁高效利用的有效途径。此次发布的《实施指南》提出，到 2025 年，煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇行业达到能效标杆水平以上产能比例分别达到 30%、50%、30%，基准水平以下产能基本清零。

“现代煤化工以煤为主要原料，其生产过程以化学反应为基础，存在大量物质变化和能量交换，技术水平高，工艺流程复杂。”石油和化学工业规划院副总工程师韩红梅认为，《实施指南》提出要加快研发高性能复合新型催化剂，推动自主化成套大型空分、大型空压增压机、大型煤气化炉示范应用，推动合成气一步法制烯烃、绿氢与煤化工项目耦合等前沿技术开发应用。这些措施将有助于突破原有技术条件限制，促进工艺流程优化、消耗降低、物料能量利用更合理，从本质上加快节能降碳。

为更好推动重点领域节能降碳改造升级，《实施指南》提出促进集聚发展，引导骨干企业发挥资金、人才、技术等优势，通过上优汰劣、产能置换等方式自愿自主开展本领域兼并重组，集中规划建设规模化、一体化的生产基地，提升工艺装备水平和能源利用效率，构建结构合理、竞争有效、规范有序的发展格局，不得以兼并重组为名盲目扩张产能和低水平重复建设。此外，加快淘汰落后，对能效在基准水平以下且难以在规定时限通过改造升级达到基准水平以上的产能，通过市场化方式、法治化手段推动其加快退出。

韩红梅认为，在具体实践中，应加强政策协调保障，引导企业积极采用先进适用技术装备加快节能降碳改造升级，确保科学、有序、如期实现《实施指南》提出的工作目标。

邱海峰　人民日报海外版　2022-02-22

碳排放数据质量监管为何重要？

2022 年全国生态环境保护工作会议指出，做好全国碳排放权交易市场第二个履约周期管理，研究扩大行业覆盖范围和交易主体范围。健全碳排放数据质量管理长效机制，继续组织开展碳排放报告质量监督帮扶，严厉打击数据弄虚作假违法行为。

此前的 2021 年 10 月，生态环境部发布《关于做好全国碳排放权交易市场数据质量监督管理相关工作的通知》，明确提出各地生态环境部门切实提高对做好全国碳市场数据质量监督管理工作重要性的认识以及开展数据质量自查工作等内容。

碳数据质量为什么这样重要？哪些环节事关碳数据的真实性和准确性？

数据质量为何是碳市场生命线？

记者了解到，此前曾存在个别企业和单位碳排放数据弄虚作假事例扰乱碳市场秩序的情况发生，为了依法依规查处温室气体排放数据造假行为，生态环境部于 2021 年开展了针对电力行业的碳排放报告质量监督帮扶专项行动。

“碳核查是非常专业的工作，涉及能源类型、工业流程、废弃物处理等诸多环节，因此部分企业可能在短时期内无法掌握所有细节。通过监督帮扶活动，既可以帮助企业算清楚自己的碳排放，也帮助企业算清了碳资产，同时提高碳市场的数据质量，更有利于碳市场功能的发挥。”碳排放权交易湖北省协同创新中心常务副主任孙永平说。

“数据质量是碳市场的生命线，是全国碳市场平稳有效运行和健康持续发展的基石。”一位业内人士分析称，“同时，企业碳排放数据质量也是维护市场信用信心和国家政策公信力的底线和生命线。”

碳排放数据的真实性与碳市场健康发展息息相关。2021 年，生态环境部组织开展了全国碳排放报告质量专项监督帮扶第一阶段工作，重点对 5 个省份 10 个重点城市的 264 家控排电力企业开展碳排放报告质量核查督查，各工作组于 2021 年 11 月 25 日进驻相关城市，现场工作 10 天-14 天左右。

如何强化保障数据质量？

自 2013 年以来，我国碳交易在试点地区做出了许多探索。其中，最重要的工作之一就是为全国碳市场 MRV 体系建设探路。

MRV 体系主要由测量（Measurement）、报告（Reporting）和核查（Verification）3 部分组成。依据“可测量、可报告、可核查”的原则和技术体系，可保证配额许可量和实际排放量的真实、准确、完整。它既是国际通行做法的良好实践，也是我国碳市场建设取得成效的制度保障。

“现阶段全国碳市场的建设体系，也将从测量、报告和核查三方面强化保障碳市场数据质量，确保实现全国碳市场的平稳有效运行和健康持续发展。”中环联合认证中心副总经理刘清芝此前接受本报记者采访时表示。

其中，测量是指重点排放单位按照统一的方法监测与核算自身的碳排放量。测量的技术与结果直接影响碳排放量的准确性和可靠性，因此需要摸清重点行业整体技术工艺和设备水平、资源能源利用水平、能源消耗计量水平和实验室实测分析水平来确定测量规则和方法。

报告是指重点排放单位将测量、计量或核算的温室气体排放量，提交给主管部门的过程。核查则是邀请第三方专业机构对排放单位的温室气体排放报告进行审核，并判断其核算和报告是否符合要求的活动。

“从国内外经验来看，碳核查既是数据质量保证的通行做法，也是提升数据质量的有效手段。”碳交易研究领域一名专家指出。

为了做好碳数据核查，我国自 2013 年启动“6+1”试点碳交易以来，试点地区碳交易主管部门均组织对重点排放单位历史年份和履约年份数据开展了核查。碳排放核查为试点碳交易数据提供了质量保证，对试点碳交易的平稳、顺利运行作出了重要贡献。

今后，围绕全国碳市场，省级生态环境主管部门既可以委托系统内的技术支撑单位开展核查工作，也可以采取政府购买服务方式，委托社会技术服务机构开展核查工作。

中国环境　2022-02-21

既省钱又环保？美教授：大力发展海上风电用于捕获二氧化碳

参考消息网 2 月 10 日报道美国《大众科学》月刊网站近日发布题为《海上风力发电场可以在需求低的日子里储存二氧化碳》的文章，作者为美国哥伦比亚大学教授戴维·戈德伯格，现将文章编译如下：

在美国马萨诸塞州和纽约州沿海，开发商们正准备建造美国首批得到联邦政府批准的公用事业规模的海上风力发电场——总共 74 台涡轮机，可以为 47 万户家庭供电。还有十多个东海岸的海上风电项目正在等待审批。

拜登政府的目标是，到 2030 年使海上风力发电量达到 30 千兆瓦，足以为 1000 多万户家庭供电。

用风能等清洁能源取代以化石燃料为基础的能源对阻止气候变化造成的日益严重的影响至关重

要。但这种转变发生的速度不够快，不足以阻止全球变暖。人类活动向大气中注入了大量二氧化碳，因此我们还必须从空气中清除二氧化碳并永久封存。

海上风电场具有独特的优势，既能做到这两点，又能省钱。

作为一名海洋地球物理学家，我一直在探索将风力涡轮机与直接从空气中捕获二氧化碳并将其储存在海底天然储存库的技术相结合的可能性。这些技术结合起来，可以降低碳捕获的能源成本，把对陆上管道的需求降至最低，从而减少对环境的影响。

有几个研究团队和科技初创企业正在测试能够直接从大气中吸收二氧化碳的直接空气捕获装置。这项技术行得通，但迄今为止的早期项目既昂贵又耗费能源。

这些系统使用过滤器或液体溶液，从吹过的空气中捕获二氧化碳。过滤器一旦满了，就需要用电力和热来释放二氧化碳并重新开始捕获循环。

这一过程要想实现净负排放，能源必须是无碳的。

目前世界上最大的主动式直接空气捕集厂通过使用废热和可再生能源来做到这一点。这个位于冰岛的工厂随后将捕获的二氧化碳注入地下的玄武岩中，在那里，二氧化碳与玄武岩发生反应并钙化，变成固体矿物。

类似的过程也可以在海上风力涡轮机上实现。

如果把直接空气捕获系统与海上风力涡轮机结合起来，它们将直接从多余的风能获得清洁能源，并可以将捕获的二氧化碳直接输送至海底之下储存，从而减少对大规模管道系统的需求。

研究人员目前正在研究这些系统在海洋条件下如何运转。直接空气捕获技术在陆地上的应用才刚刚开始，而这项技术很可能需要进行改进，以适应恶劣的海洋环境。但现在就应该开始进行规划，以便使风电项目定位为利用碳储存场所，并设计成可以共享平台、海底基础设施和电缆网络。

使用不需要的多余风能。

风能本质上是间歇性的。对能源的需求也会发生变化。当风力发电能力大于需求时，生产就会减少，可以使用的电力就会流失。

未使用的电力可用来清除空气中的碳并将其封存。

例如，纽约州的目标是到 2035 年拥有 9 千兆瓦的海上风力发电。预计这 9 千兆瓦每年可提供 27.5 太瓦时的电力。

根据美国历史上的弃风率，随着海上风力发电厂的扩建以实现这一目标，预计每年将有 825 兆瓦时的电力盈余。假定直接空气捕获的效率继续提高并达到商业目标，这些多余的能源可用于每年捕获和储存超过 50 万吨二氧化碳。

这是在系统只使用会导致浪费的多余能源的情况下。如果系统使用更多风能，其碳捕获和储存潜力会增加。

联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）预计，为把全球变暖幅度控制在比工业化前水平低 1.5 摄氏度以内，本世纪必须从大气中清除 1000 亿至 1 万亿吨二氧化碳。

研究人员估计，美国东海岸计划开发的海上风力发电项目附近的海底地质构造能够储存超过 5000 亿吨的二氧化碳。玄武岩很可能也存在于该地区的一连串被掩埋的盆地中，从而增加储存能力，使二氧化碳能够与玄武岩发生反应并随着时间的推移而固化，但地质勘探尚未对这些沉积物进行测试。

同时规划这两件事既能节约时间又能节约成本。

新建带有直接空气捕捉能力的风电场既可向电网输送可再生能源，又可为碳捕获和储存提供多余的电力，从而优化这一大规模投资，实现直接的气候效益。

但这需要在施工前很早就开始进行规划。启动风电与储存并举的海洋地球物理调查、环境监测要求和审批流程可以节省时间，避免冲突和改善环境管理。

编译/王海昉　参考消息网　2022-02-12

康奈尔大学工程师发现钠离子电池产生关键缺陷的原因

据外媒报道，康奈尔大学（Cornell University）的研究人员发现了长期限制钠离子电池耐用性的根源，并为制造商提供赋能 21 世纪的新策略。

钠离子电池由丰富的材料制成，具有能量密集、不易燃等特点，且在较低温度下运行良好，因此是电动汽车、能源网等应用领域十分具有前景的技术。但是工程师们称该电池的化学反应还不够完善。虽然现代电子产品中的锂离子电池可以充电数千次，但大多数钠离子电池只能循环其中的一小部分。

其耐久性差是因为随着离子穿过电池无序晶体结构并最终破坏了该结构，电池运行中的特定原子重组 P2-O2 会相变。虽然研究人员对相变很感兴趣，但其背后的机制一直难以研究，尤其是在电池运行期间。

康奈尔大学研究小组发现，随着钠离子在电池中移动，单个颗粒内晶体层的错误取向会增加，然后这些层会在 P2-O2 相变前突然对齐。材料科学与工程助理教授 Andrej Singer 表示："我们发现了一种新的关键机制。在电池充电期间，原子会突然重新排列并促进有缺陷的相变。"

通过使用康奈尔高能同步加速器源（High Energy Synchrotron Source），该团队开发出一种新的 X 射线成像技术，因此能够观察到这一现象，从而能够实时和大规模地观察电池样品中单个粒子的行为。

Singer 称："意外的原子排列在传统的粉末 X 射线衍射测量中是不可见的，因为它需要看到单个阴极纳米粒子的内部。但如今高通量数据可使我们能够揭示该微妙但关键的机制。"

凭借该发现，研究团队为其使用的钠离子电池类型提出全新设计方案，并计划在未来研究项目中进行调查。研究第一作者、博士生 Jason Huang 称其中一种解决方案是修改电池化学成分，在有缺陷的过渡阶段前给粒子引入一种战略性无序。

Jason Huang 表示："通过改变我们的过渡金属（如镍和锰）的比例，我们可以引入一些无序，并尽可能降低我们观察到的有序效应。"

Huang 称新的表征技术可用于揭示其他纳米粒子系统中的复杂相行为，但其最佳应用可能仍处于下一代储能技术中。Huang 表示："我们将更加了解钠离子电池，并推动相关前沿技术的发展。通过利用这些知识，我们可以设计出更好的电池将，从而解锁未来实际应用。"

盖世汽车　2022-02-14

全球最大功率"容和一号"铁-铬液流电池首条量产线投产

记者获悉，国家电投拥有自主知识产权的"容和一号"铁-铬液流电池堆量产线投产。

每条产线每年可生产 5000 台 30kW"容和一号"电池堆，标志着量化供货的最后堵点已彻底打通，铁-铬液流电池储能技术从实验室迈入商业应用阶段，为电力行业大规模、长时间储能提供了新的解决方案。

同时，国家电投在内蒙古霍林河启动全球首个兆瓦级铁-铬液流电池储能示范项目建设，预计今年年底投产，该项目投产后将再次刷新全球铁-铬液流电池储能系统最大实证容量纪录。

经受张家口地区-40℃极寒考验

铁-铬液流电池储能技术被称为储能时间最长、最安全的电化学储能技术之一，该技术的电解质溶液为水系溶液，不会发生爆炸，可实现功率和容量按需灵活定制，且具有循环寿命长、稳定性好、易回收、运行温度范围广、成本低廉等优势，完全符合我国大规模、长时间储能需求的新型电力系统。

2020 年底，国家电投成功试制"容和一号"大容量电池堆，并在河北张家口战石沟 250kW/1.5MWh 示范项目上成功应用。

位于张家口的全球最大规模 250KW 储能示范项目，已稳定运行近 400 天，根据调度需求完成近 200 余次充放电循环，一次储能时长可达到 6 小时。

截至目前，该示范项目已稳定运行近 400 天，完成 200 余次充放电循环，经受了张家口地区-40℃的极寒考验，为冬奥地区持续稳定存储、提供清洁电能超过 5 万千瓦时。

国家电投 2017 年布局储能产业，进军铁-铬液流电池技术研发领域，开启了能源央企进军储能产业的先河。

五年来，国家电投持续加强与科研机构、高校的合作，在技术研发领域稳步向前，孵化北京和瑞储能科技有限公司，研发出第一代具有自主知识产权的铁-铬液流电池储能产品——“容和一号”，实现了铁-铬液流电池储能技术的产品化、标准化、产品示范验证及产线建设，打造了完整的铁-铬液流电池产业链，并在内蒙古霍林河启动全球首个兆瓦级铁-铬液流电池储能示范项目建设，预计今年年底投产。该项目投产后将再次刷新全球铁-铬液流电池储能系统最大实证容量纪录。

铁-铬液流电池技术有望大规模应用

液流电池由点堆单元、电解液、电解液存储供给单元以及管理控制单元等部分构成，是电池里面一个新兴领域的竞争者。目前液流电池可分为全钒液流电池、新兴的铁铬液流电池、铅酸液流电池和锂离子液流电池四大类。

以全钒液流电池举例，全钒液流电池是以不同氧化态的钒离子来储存化学能的一种可充电液流电池。全钒液流电池的最主要特征是电池正负极的变价元素都为钒。钒以四种不同氧化态存在于正负极溶液中，这也是到目前为止走得最前面的液流电池的技术。

国家电投方面表示，“容和一号”的量产将带来铁-铬液流电池技术的大规模应用，这将对推动我国能源绿色转型、保障能源安全、推动清洁能源高质量发展、应对气候变化等目标的实现具有重要意义。

根据测算，每投运 1GW、储能时长 6 小时的铁-铬液流电池储能系统储能系统，年可增加优质风电和光伏发电上网电量 1980GWh，直接减少碳排放量约 196 万吨，减少粉尘排放约 54 万吨，相当于替代标准燃煤约 75 万吨。

按照新能源配储能政策要求，每新建 1GW 储能系统可以支持 5GW 新能源新建并网，按照年利用小时数 1500 小时计算，间接减少二氧化碳排放量 748 万吨，减少粉尘排放 204 万吨，节约标煤 286 万吨，为我国新型电力系统建设和“3060”目标实现注入科技强劲动力。

上海证券报　2022-02-07

液流电池：流动的能量 稳定的供给

能源俯拾皆是，能源供应却依然告急。广袤的西北地区蕴含大量“风”“光”等可再生能源，然而这些能源与处于用能中心的城市往往距离过远。当前，能源的远距离输送看似是解决矛盾的最佳选择。

长久以来，输电线路和电站充当着能源“搬运工”，但总有难以跨越的沟沟坎坎，为了实现更灵活的电力供给，科研人员希望在能源收集和利用之间架起一座桥梁，创新储能方式。

中国科学院大连化学物理研究所（以下简称大连化物所）研究员李先锋团队深耕液流电池领域 20 余年，近日，该团队领衔的“新一代液流电池储能技术及产业化团队”获得 2021 年中国科学院科技促进发展奖。

“与传统电池不同，液流电池将液体电解质存储在外部，储能介质为水溶液，无着火爆炸风险，安全性高、寿命长，还可按需组合，实现功率与容量的自主调控，在电力系统储能领域具有广阔的应用前景。”李先锋说。

从电池内部突破

电池看似是一个黑匣子，实际内部有着复杂的结构，主要由隔膜、双极板、电极等关键材料和核心部件构成。“提高储能电池性能需兼顾局部和整体，研发过程需考虑多种因素的相互作用和影响。”

李先锋说。

膜材料主要起着阻隔正负极，传输离子的作用。“膜的离子传导性越高，质子通过的速度越快，但离子选择性会随之变差，导致膜两侧的离子互相‘穿梭’，增加电池副反应，影响电池性能。”大连化物所高级工程师史丁秦说，因此，如何平衡膜的离子传导性和离子选择性，开发出两者兼具的新型隔膜材料，是科研人员要解决的关键技术问题。

为了阻止离子从膜的一侧穿梭到另一侧，研究人员致力于膜离子传输机理的研究，通过切断离子在隔膜内的传输通路，提高膜离子选择性，但此法依然无法完全解决两者的平衡问题。

李先锋团队在研究过程中发现，液流电池电解液中不同离子的半径大小不同，“能否通过调控膜的孔径大小来实现离子的选择性传输呢？”带着这一想法，团队踏上研发多孔离子传导膜材料的新征程。

微观世界复杂多变，调控困难，研究了相当一段时间均未能取得突破，但对于“能否走得通这条路”，团队从未动摇。最终，他们从创新分子结构入手，突破了膜离子传导性与离子选择性之间的制衡，制备出高选择性、高传导性、低成本的多孔离子传导膜材料，并成功实现批量化生产。

双极板是电池的又一关键材料，起到将每节单电池串联成电堆与集流的作用。与膜材料类似，双极板材料也面临“双高”矛盾。“碳含量越高，导电性越强，但韧性会变差，不利于电堆压紧组装。”大连化物所博士刘涛说，研发具有导电性、韧性双高的新型双极板材料是团队的主要攻关目标。

近年来，团队着眼于双极板材料的创新和结构设计，将多尺度及多维度的碳粉颗粒融于聚合物增韧网络中，成功构建出更发达的导电网络。

然而，目前市场上碳粉和聚合物材料不计其数，如何从众多的材料中找到最佳的材料和配比成为需要迫切解决的问题。团队曾为此试验过上千种配方。“即使配方确定了，仍不足以满足实际应用，还要保证制备和规模化生产的需要，提高材料的生产效率，降低成本。”刘涛说。

为此，团队在规模放大和批量化生产工艺上不断探索尝试，最终开发出新型高导电、高韧性、可焊接的碳塑复合双极板，并实现批量化生产。

给功率算笔账

电堆好不好关键看放电功率和效率，高效率能保证相同储电量下，放出来的电量更多。但所有电池充放电过程中都存在损耗，“存进去 1 度电，放出来 0.8 度电，凭空消失的电量就是损耗。”大连化物所副研究员郑琼举例。

在成功开发出性能优异的隔膜和双极板材料后，接下来便是使尽浑身解数，优化电堆结构和工艺，力求将损耗降到最低，让功率提升到更大。

功率由电流和电压决定。理论上，电压不变，增加电流，功率就会增大，但所有电池都存在极化问题。大连化物所副研究员邢枫介绍，“极化”的存在使得电池功率提升的同时其效率反而下降。因此，科研人员渴望在增加电流、提升功率的同时，电堆能够始终处于高效率运行状态。

科研中，邢枫添了一个“职业病”——爱算账。“提高功率、提高效率、降低成本，核心就是控制极化，需要不断对细节进行模拟仿真计算。”邢枫说。

在实际工作中，电池极化不会等于零，只能通过技术改进使其不断降低。“只有对电池内的反应、传递过程中的每个细节做到潜精研思，电堆效率才会更高。”邢枫说。

电堆之于电池系统就像心脏之于人体，功能重要、结构复杂、调试优化工作繁琐，牵一发动全身。往往这个指标提高了，其它指标却低了，追求指标全面提升简直难于登天。

刚开始，团队只能做出功率不足 1 千瓦的电堆，且成本较高，远达不到市场准入门槛。如今，团队已开发出新一代 30 千瓦级高功率密度电堆，功率密度提高近 1 倍，成本下降近四成，已经处于商业化和产业化初期阶段。

产业化推进如火如荼。团队利用激光焊接技术实现了多孔离子传导膜与电极框的直接密封，摆脱了电堆内部部件之间对密封垫的依赖，提高了电堆的可靠性和装配水平。“新一代全钒液流电池技术初具雏形，继续研发，持续推进。”李先锋如是说。

服务新型电力系统建设

电解液是电池运转的“血液”，钒离子是团队十分看好的电解液类型。这种离子有四种价态，不同价态钒离子之间可进行可逆的转化，完成充电、放电、再充电的循环。同时，由钒离子构成水系全钒液流电池，可以大大降低着火、爆炸等风险，安全性极高。

研究发现，全钒液流电池可以自由组合成电池组，电池组输出功率可达数百兆瓦，储能容量达数百兆瓦时，相当于能存放 10 万度电。

大连融科储能技术发展有限公司（以下简称大连融科）是依托于大连化物所技术成立的专注于全钒液流电池储能技术产业化的企业，双方一直深入合作，共同推动了全钒液流电池商业化示范项目落地，验证了实验室成果的可行性。

2016 年，基于团队技术支撑，大连融科承接全球最大功率全钒液流电池储能调峰电站国家示范项目工程建设的任务。2020 年，团队推出新一代全钒液流电池技术 30 千瓦级电堆，获得高度好评，多家意向合作单位慕名而来。目前，该团队与国内外多家企业建立合作意向关系，团队的全钒液流电池技术已占据领域内超六成的市场。

在产业化过程中，团队发现，企业具有强烈的研发需要。为此，团队拓展合作维度，在企业成立实验室，搭建联合研发平台，“市场需要从一开始就长在科研的培养皿上。”大连融科副总经理王晓丽说。

产业发展，标准先行。团队还牵头制定了包括首项液流电池国际标准在内的 20 余项标准，提高了我国液流电池技术在国际上的话语权。

“说到底，全钒液流电池解决的是发电侧富余电能的储存问题，从长远发展看，还需要解决用户侧的储能问题。”大连化物所袁治章研究员说。

用锌基液流电池解决用户侧需求是团队的又一产业化方向。锌储量大、成本低、电位低、能量密度高，但锌基液流电池在长循环过程中，电解液中的反应物离子更容易扩散至电极表面的凸起处，形成锌枝晶，锌枝晶的不断生长会刺破隔膜，最终导致电池短路失效。

因此，锌基液流电池必须解决锌枝晶形成和生长的问题，才能实现真正的应用。经过多年攻关，团队研发出新型电极材料，实现了对锌沉积形貌的有效调控，很好地解决了锌枝晶的形成和生长问题，让锌基液流电池向大规模应用更进一步。

李先锋表示，碳达峰、碳中和目标对现有电力系统提出更大挑战，发展大规模储能技术、让新能源产生的电力耦合现有电力系统，将会使电力传输更高效，电力更加触手可及，从而助力以新能源为主体的新型电力系统构建。

卜叶　中国科学报　2022-02-09

韩国中央大学探索钙离子电池候选材料 帮助缓解锂资源短缺问题

随着电动汽车推广使用，对锂的需求也日益增长。然而，这种元素在地球上的储量并不丰富，仅占地壳的 0.002%。随着时间推移，锂金属或将供不应求。

解决这一难题的方法之一是设计新型电池，采用更丰富的碱性金属，而不是锂。在可以替代锂的几种候选金属中，钙（Ca）是一种有前景的可充电电池金属。钙的储量是锂的一万倍，理论上能产生类似的电池性能。然而，开发钙基电池存在一些主要障碍，比如对合适的阴极（cathode，negative terminal）材料缺乏了解，这些材料能以可逆的方式有效存储和释放钙。

据外媒报道，为了帮助确定钙电池的最佳候选阴极材料，韩国中央大学（Chung-Ang University）的助理教授 Haesun Park 及其同事采取了一种系统性的方法。该团队通过运行基于密度泛函理论（DFT）的高通量量子力学模拟，预测结合钙和过渡金属氧化物的各种层状材料的电池相关性能。

大部分工作在阿贡国家实验室（Argonne National Lab）和美国能源部支持的联合储能研究中心（JCESR）项目中进行。研究人员考虑了七种过渡金属离子和四种层状结构，共 28 个候选阴极。通

过 DFT 计算，对许多重要特征进行评估，包括热力学稳定性、能量密度、可合成性、钙迁移率和电子结构，以确定有前景的钙基电池材料。

值得一提的是，研究人员发现钴（Co）是一种圆形过渡金属，可用于层状钙基阴极，分子式为 CaCo2O4。此外，研究表明，在阴极中结合不同的过渡金属是一种可行策略，可以改善某些必要特性。Park 教授强调："研究人员成功展示，在锂、钠、钾电池中广泛使用的层状过渡金属氧化物，有望成为钙阴极材料。此项研究发现了有前景的候选结构和化学成分，有望促进对这些材料进行深入研究。"

开发低成本、高性能的钙离子电池，将有助于实现从传统汽车向电动汽车转变。从许多方面来看，电动汽车更具有环保性。研究人员希望，通过实验工作巩固这项研究的成果，为实现更绿色的未来铺平道路。

盖世汽车　2022-02-09

研究人员利用石墨烯涂层将镍酸锂正极的寿命翻倍 以提高 EV 电池性能

镍酸锂（LiNiO2）是一种很有前景的正极材料。这种材料具有极高的容量和无钴构成，可以实现大规模制造，而且更具可持续性。然而，其在高工作电压下的循环寿命较短，使实际应用受到阻碍。

据外媒报道，韩国浦项工科大学（POSTECH）和美国西北大学（Northwestern University）的联合研究小组提出一种方法，在不含钴的 LiNiO2（LNO）表面涂上一层薄薄的石墨烯，从而阻止生成氧气，将其寿命提高一倍以上。

POSTECH 钢铁及能源材料技术研究院（Graduate Institute of Ferrousand Energy Materials Technology）的 Park Kyu-young 教授表示："借助于该项研究成果，可以加速无钴 LNO 的商业化。"

通过对 LNO 中与氧堆积化学相关的高压降解级联进行多尺度探索，研究团队发现，晶格氧损失在高电荷态的局部 O3~O1 堆积转变中起着关键作用，这随后在循环过程中导致镍离子迁移和不可逆的堆积层错。

该团队表示："这种不受欢迎的原子级结构演化，加速微观电化学蠕变、开裂，甚至层弯曲，最终导致 LNO 粒子发生宏观机械降解。采用石墨烯基密封表面涂层，使高电荷状态下 LNO 中的氧损失减弱，这抑制了降解级联的启动，从而大大提高 LNO 的高压容量保持能力。"

钴是一种昂贵的稀土元素，广泛应用于锂离子电池。许多研究致力于减少组合物中的钴含量或完全去除钴，以打造无钴正极。中国企业专注于以磷酸铁锂（LFP）为正极材料、以金属衬底石墨碳电极为负极的电池。无钴 LFP 电池具有低成本、低毒性和长期稳定性，其主要缺点是能量密度比钴酸锂低。韩国企业致力于生产无钴低成本材料，以克服 LFP 电池的缺点。韩国电池材料初创企业 Singular Materials Laboratory 开发了一种无钴高锰正极材料，比磷酸铁锂电池的能量密度更高。

盖世汽车　2022-02-09

百度联合 IDC 推出减碳白皮书 2060 年 AI 减碳总计将超 250 亿吨

从解决碳排放根源入手，百度智能交通提供的是完整的"车路行"解决方案。目标到 2030 年，搭载百度智能驾驶技术的新能源汽车超过 1000 万台，助力城市交通领域减少 7000 万吨的碳减排。

信息技术对于推进碳减排的贡献到底有多大？在近日召开的百度 AI 开发者大会"绿色双碳"论坛上有了答案。

由百度和 IDC 联合推出的《智能减碳，激发绿色转型动力——2021 年中国人工智能助力"双碳"目标达成白皮书》（以下简称《白皮书》）正式发布并公开上线。《白皮书》预测，到 2060 年，涉及使用人工智能相关技术助力减碳总计将超过 350 亿吨。其中，在信息技术驱动交通行业减碳方面，

无人驾驶、智慧停车等智能交通技术的贡献度均将超过 40%。

那么，AI 如何助力碳减排？与会人员进行了深入的研讨。

关注一：人工智能创新驱动技术减碳

《白皮书》认为，实现碳中和的本质是以技术驱动全社会模式和效率的优化。技术和应用突破是实现碳达峰、碳中和目标的根本路径，也是产业转型升级的必经之路。人工智能技术与行业减碳技术和应用相结合，最具突破潜力。人工智能当前服务于产业智能化的感知、分析、决策及控制机制，同样适用于节能减排领域。

对此，百度副总裁、智能交通业务总经理尚国斌表示，“《白皮书》让我们看到，人工智能可以为节能降碳提供强大的技术支撑。”

据《白皮书》显示，根据 IDC 模型估算，从当前至 2060 年实现碳中和，人工智能创新驱动的技术减碳将超过 350 亿吨，信息通讯技术助力碳减排总计有望达到 610 亿吨。

如今，各行业越来越依赖数字化助力提升价值。

论坛上，中国社会科学院学部委员、国家气候变化专家委员会副主任、著名经济学家潘家华与百度副总裁李硕对话时认为，人工智能可以提升新能源的市场竞争性和能源生产供给的安全性。

潘家华指出，新能源替代化石能源，是应对全球气候变化的大势所趋。当前新能源供给的间歇性问题，可以通过合理调配风能、光能、水能，包括生物质能和储能等多能互补的方式来解决。但这样的调配如果依靠人工判断，会产生时滞效应；但过程中电力不能中断，哪怕是一毫秒都不可以，这就需要人工智能快速、广泛地甄别信息来源，进行整合输出，确保多能互补的协调、稳定、安全、有保障。

而在消费领域，伴随着用户对数据中心算力服务的压强不断增高，服务于经济增长的数据中心算力无疑会消耗更多能源。

2020 年中国数据中心用电量超过 2000 亿千瓦时，超过了上海市的总体用电量。到 2023 年底，全国数据中心机架规模年均增速保持在 20%左右，数据中心平均利用率要提升 60%以上。未来数据中心的用电量还将稳步增长，也将成为减碳重点目标行业。

云计算数据中心能够综合提升计算和能源使用效率，可以大幅度减少二氧化碳排放。基于 IDC 对全球 IT 市场数据的长期追踪和积累，构建数据中心碳排放的模型，未来几年中，采用云计算可以减少 10 亿吨二氧化碳的排放。如果 2024 年所有在用的数据中心都实现可持续设计，最多可以减少 16 亿吨碳减排。数据显示，2020 年全球使用云计算减少的二氧化碳总量，相当于减少了近 2600 万辆燃油汽车上路，或者减少了 3900 亿公里的行驶里程。这是目前所有特斯拉电动汽车碳影响总和的 15 倍以上。

对于人工智能助力技术减碳，中国政法大学人文学院副教授钱雪松认为，人工智能助力技术减碳，需要与人工智能相关的技术减碳贡献占比能有规划地逐步提升到一个较高水平，最好能塑造一批近零或零碳行业，实现产业的优化升级。如何将这一愿景转化为现实，并为其提供有效的社会支持与政府引导，值得政府和相关产业重视，并作更深入的探讨和尝试。

关注二：通过智能交通技术推进交通领域碳减排

近日，交通运输部印发《数字交通“十四五”发展规划》（以下简称《规划》）。《规划》提出要“推动大数据、人工智能、区块链等技术行业应用攻关”，“推动交通基础设施数字转型、智能升级”。大力发展智能交通日益受到关注和重视。

利用信息技术推动交通行业减排降碳，就是综合运用云计算、AI、物联网等新兴 IT 技术，以互联网思维建立创新的运营模式，通过推进电动替代、优化交通通行效率，减少出行需求等方式达到节能降碳的目的。

百度创始人、董事长兼首席执行官李彦宏介绍说，百度正在利用 AI 技术优势，通过推广自动驾驶、车路协同等，寻求智能交通体系全链条减碳最优解决方案。

尚国斌介绍说，目前，百度正与相关部门合作开展关于智能交通技术助力碳减排效益评估研究

项目。通过深入开展智能交通与碳减排的关系分析，研究明确了智能交通助力碳减排“4+1”技术框架体系和利用 AI、大数据、5G 等技术打造一个城市交通碳排放监测体系，综合、立体提升城市交通运行效率，实现城市拥堵和碳排放。

从解决碳排放根源入手，百度的智能交通是一个完整的“车路行”解决方案。尚国斌介绍说，目标是到 2030 年，搭载百度智能驾驶技术的新能源汽车超过 1000 万台，助力城市交通领域减少 7000 万吨的碳减排。

应该说，这一思路在智能交通推动城市交通减排降碳具有开创性意义。对此，交通运输部科学研究院城市交通与轨道交通研究中心政策标准室主任李振宇分析说，“智能交通助力碳减排的核算是一个创新性的探索。当前我国城市交通正在加速转型发展，智能信控系统等智能交通技术会有更广阔的应用前景，也需要开展更多的相关研究来证实其碳减排效果。”

尚国斌的预测，也和百度与交通部科学研究院联合进行的智能交通碳减排降碳效果量化研究成果彼此呼应。此次论坛上，《智能交通技术助力碳减排效益评估研究》（以下简称《评估研究》）首次公开披露研究进展。《评估研究》基于河北省保定市智能交通（保定 AI 交管大脑）项目及其实施效果，通过识别道路、车辆、拥堵情况、排放强度等关键影响因素，通过对车辆排队、交叉口相位、路口通行效率等数据进行建模模拟，提出评估模型，并已可细化测算出每个路口实现平均碳减排量达 138.6 吨/年，减排率为 20%～30%。

刘晓星　中国青年报　2022-02-09

能源绿色低碳转型有了“施工图”

为全面推动能源绿色低碳发展，国家发展改革委、国家能源局日前印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，引发社会高度关注。专家表示，对标碳达峰、碳中和目标，现行能源体制机制和政策还存在一些不足，如能源输送等基础设施不适应新能源大规模发展，能源市场体系还不完善等。应坚持系统性、全局性思维，从顶层设计的角度统筹谋划能源绿色低碳转型的体制机制和政策措施。

以新能源为主体

“电力来源清洁化和终端能源消费电气化，是供给侧、消费侧结构调整的重要方向。随着用能体系中电力占比的提升以及新能源发电项目规模化接入，亟需构建以新能源为主体的新型电力系统。”水电水利规划设计总院副院长易跃春表示。

《意见》从电网建设、关键技术提升以及运行体制机制方面提出具体措施。一方面，要对现有电力系统进行绿色低碳发展适应性评估，在电网架构、电源结构、源网荷储协同、数字化智能化运行控制等方面提升技术水平和优化系统。另一方面，充分发挥电力市场机制作用，调动系统灵活性煤电机组、天然气调峰机组、水电等调节性电源，以及用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等电力需求侧负荷参与电力系统调节的积极性，通过市场机制的优化设计，充分挖掘电力系统清洁能源消纳潜力。

今年 6 月，安徽首个 35 千伏“5G+源网荷储”新一代变电站示范工程——淮北源网荷储一体化示范工程将建成投运，成为集“源、网、荷、储”多种要素的能源枢纽站，将大幅提升新能源消纳能力，削峰填谷，平抑新能源发电波动。国网淮北供电公司副总经理王克杰介绍说，该工程投运后，通过源网荷储系统联合发挥作用，将极大提升电网智慧化水平，同时也对服务新能源发展、助力“双碳”目标实现具有里程碑式意义。

此外，《意见》还在降低非技术成本方面作了系统部署。国家能源局有关负责人表示，能源绿色低碳转型，实质是生产要素从高碳领域流向低碳领域的过程。实现先立后破、打破路径依赖，需要强有力的政策支持引导。《意见》系统提出完善有利于能源绿色低碳转型的土地、财税、金融、价格以及数据资源等政策，引导土地、资金、数据等生产要素投入清洁低碳能源领域，加强要素协同配

置，加快推进能源绿色低碳转型。

推进电力市场化改革

电力市场化改革为新型电力系统赋能，是促进电力系统绿色低碳发展，实现电力系统灵活高效、多元互动的助推器。“针对现行电网基础设施及电力系统运行机制不适应清洁低碳能源大规模发展的问题，《意见》提出了电力市场化解决方案，将为新型电力系统建设和运行的关键领域提供体制机制和政策保障，体系性支撑清洁低碳能源大规模发展。”电力规划设计总院党委书记、院长杜忠明说。

大电网是我国实现能源资源全国优化配置的重要平台，需要进一步发挥作用。我国能源资源与需求逆向分布，客观上需要在全国范围内自西向东、自北向南大规模、远距离调配能源。

《意见》提出，进一步完善跨省跨区电价形成机制，促进可再生能源在更大范围内消纳。鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。

过去几年的发展经验表明，清洁低碳能源快速发展在为缓解能源资源约束和生态环境压力作出突出贡献的同时，发展不平衡不充分产生的清洁能源消纳问题严重制约着电力行业健康可持续发展。《意见》提出，建立全国统一电力市场体系，加快电力辅助服务市场建设。

杜忠明表示，“十四五”期间我国新能源不仅装机规模将进一步扩大，对新能源电量消纳利用水平也提出更高要求。为保障新能源电量高水平消纳利用，需要形成适应高比例可再生能源、完整统一的高标准电力市场体系。

创新农村新能源开发利用

1 月 12 日，国网嘉兴供电公司打造的“共富共享”数字化农业园新型电力系统在浙江平湖农业经济开发区(广陈镇)投入商业运营。“该模式使农业园能共享清洁能源发出的电，享受氢能、光伏、储能、充电桩建设红利，既满足企业用能需求，又降低用电投资成本，为推动传统农业加速升级提供强劲动力。”平湖农开区(广陈镇)党工委副书记许建军说，“项目预计每年实现收益 146 万元。能耗问题解决了，越来越多的企业都来了，现在我们都叫这里‘农业硅谷’。”

农村地区能源绿色转型发展，是构建现代能源体系的重要组成部分，对巩固拓展脱贫攻坚成果、促进乡村振兴，实现“双碳”目标和农业农村现代化具有重要意义。

农村能源消费主要包括炊事、取暖、照明等生活用能，以及农林牧渔业等生产用能。自 1979 年以来，农业领域能源消耗的碳排放量一直呈上升趋势，能源消耗碳排放量从 1979 年的 3002 万吨持续上升至 2018 年的 2.37 亿吨，增长了近 7 倍。在“双碳”目标与乡村振兴战略的双重历史责任下，农村能源转型迫在眉睫。

《意见》明确，创新农村可再生能源开发利用机制。鼓励利用农村地区适宜分散开发风电、光伏发电的土地，探索统一规划、分散布局、农企合作、利益共享的可再生能源项目投资经营模式。鼓励农村集体经济组织依法以土地使用权入股、联营等方式与专业化企业共同投资经营可再生能源发电项目。

专家表示，农村能源转型是一个复杂的大课题，要防止一哄而上、重复建设。大面积推进前，可在乡村振兴重点帮扶县优先推进农村能源绿色低碳试点，充分结合各地资源禀赋，选择合适的新能源品种和发展模式，优先就地、就近消纳，减少能源输送距离和转化环节，提高农村能源资源综合利用效率。

王轶辰　经济日报　2022-02-25

地热能

干热岩："可供中国使用 3800 年" 的清洁能源？

最近，一些自媒体声称，山东发现新能源"巨大宝藏"，储量大约相当于 180 亿吨煤炭，可供中国使用 3800 年。这里所说的宝藏，是一种地壳较深处的高温岩体——干热岩。在全球经历了一个缺煤、气荒的 2021 年之后，如果在我们脚下就埋藏着如此海量的能源，那无疑是惊天动地的大事件。

事实上，这个"发现"并不是最近的事。早在 2016 年，就有权威媒体报道，山东省第一地质矿产勘查院发现了中国东部赋存条件最好的干热岩。该勘察院水文地质所主任景晓东预测，仅在威海市文登区一处，高温干热岩的能量即使只有 2%被利用，便可供山东全省使用 38 年，"其效益不亚于找到一座大型金矿。"

（资料图片）位于法国的苏尔茨项目，是迄今为止全球最成功并稳定商业发电的干热岩开发项目。

到了 2019 年，有媒体报道，该项目也在山东日照市莒县、五莲县一带发现干热岩富存区，资源量折合标准煤总计超过 187.79 亿吨。2017 年到现在，中国煤炭消耗量平均每年在 40 亿吨左右，因此，假设山东蕴藏的干热岩能量相当于 187.79 亿吨煤，也不可能供中国使用 3800 年。但更为关键的是，山东真的找到了这样一座地下"金矿"吗？

对于这类新闻，中科院地质地球所地热资源研究中心主任庞忠和表示，这属于严重地误导公众。虽然干热岩储量大、无污染，但它是一种开采难度极大的地热能。放眼全球，真正运行得较为成功的项目，也屈指可数。中国现在并没有干热岩的开发技术，只是处在调查和基础研究阶段。

储量比煤、油、气多 30 倍的清洁能源

按照地热学的基本规律，越靠近地球深部，温度越高，地表往下每走一千米，地球平均大约增温 30℃。因此，可以想见，只要能够开采得足够深，地球可以给人类回馈的热能资源储量，无疑是巨大的。一个学界常引用的说法是，地壳中距地表 3~10 千米深处的干热岩所蕴含的能量，相当于全球石油、天然气和煤炭所蕴藏能量的 30 倍。

德国卡尔斯鲁厄理工学院教授、地球科学研究所地热能部门主席托马斯·科尔告诉《中国新闻周

刊》，距地表 3 千米以下的地壳，主要由火成岩和变质岩组成，它们的特点是有足够的温度，但缺乏孔隙，这些岩体并不是真的“干”，流体含量只是不够。比起温泉、地热水井这类地热形式，干热岩型地热资源，占据了绝大多数地球热能。

1970 年代的美国，正值遭遇全球石油危机时期，对干热岩的开发，也就从那时的美国开始。目前为止，全球已经开展了约 64 个干热岩实验或开采项目。

中国的干热岩调查工作，是从“十二五”期间正式开始的，这与当时中国开始重视雾霾治理、改善大气环境的背景密不可分。因为干热岩如果可以大规模开发和应用，将是一种资源含量非常巨大的可再生清洁能源。

干热岩将来主要的用途是发电。由于干热岩的温度很高，发电过后的尾水还能达到 70~80 摄氏度，相当于普通地热水，能再次用于供暖、制冷。干热岩不仅体量巨大，而且，用于发电几乎是零排放，又比风能、水能等清洁能源更加稳定，不受气候影响。文献还指出，一处干热岩发电站使用大约 20 年后，岩体温度会下降，不能继续使用，但是地心岩浆会再次“加热”这些岩石，几十年过后，热能便可再次利用。

2012 年，“863”项目“干热岩热能开发与综合利用关键技术研究”立项，拉开了干热岩寻找与技术研究的序幕。2014 年 10 月，中科院地质与地球物理研究所对青藏高原共和盆地两处勘探孔地热温度做了测试，发现地下 2880 米处，花岗岩体温度达到 181℃，是中国首次探明的干热岩资源。

中国地质调查局水文地质环境地质研究所研究员王贵玲等人于 2012 年发表在《地球学报》的文章便进行过储量估算，给出的结果是：中国大陆 3～10 千米深处的干热岩资源，相当于 860 万亿吨标准煤，按 2%的可开采资源量计算，相当于当时中国能源消耗总量的 5200 倍。

干热岩因此被认为是未来煤炭、石油等化石能源枯竭后，最具潜力的战略接替能源。根据王贵玲等人 2020 年发表的论文《中国地热资源现状与发展趋势》，中国现在已经圈定了 12 处干热岩勘探点，开展开发实验，并追踪国外技术。

2019 年，河北省煤田地质局组织的干热岩勘查项目称，在唐山市马头营 3965 米深度，钻获了京津冀地区埋藏最浅的干热岩，估算 4500 米以浅、195 平方公里范围内，远景资源量折合标准煤为 78 亿吨。2021 年年中，该项目开展了干热岩试验性发电。

2022 年 1 月，江苏泰州“苏热 1 井”干热岩项目开始进行压裂试验，该项目由江苏省自然资源厅投入 4630 万，是江苏第一个干热岩预查验证孔。据泰州地区初步估算，其干热岩资源含量折合标准煤 196 万亿吨。

庞忠和参与了许多国家地热能相关的战略规划和标准制定，这两年，他感到干热岩得到的关注越来越多了。2020 年，是中国“碳中和”元年，地热作为五大非碳基能源之一，得到了更进一步的重视。2021 年，在中科院重大咨询项目“中国碳中和框架路线图研究”中，干热岩的开发就是专题内容之一，与地热能开发有关的高层会议也不少。

王贵玲曾在接受媒体采访时将干热岩开发比喻为“给地球安装插头”，如果能够成功地装上这个插头，唾手可及、源源不断的能源将不再是妄谈。

储量不都等同于资源

近些年，很多人找到庞忠和，问他，想投资干热岩，应该去哪儿开采？他通常会跟对方说：你先别考虑投资了，风险太大，有可能血本无归。

并不是人们想象的那样，随便在地球上选一个点，往深处钻探，就能得到干热岩。庞忠和说，按照定义，温度在 180℃以上，岩体含水量特别少或不含水，在现今的技术、经济条件下能够开发利用的地热能，才能被称为干热岩资源。

他强调，如果温度没有达到 180℃，开采不可能划算，而最后一条，能够开发利用也很重要，否则就不能被称为资源。往深处钻井，普遍能找到地热。人们都知道地心温度超过 6000℃，但是不可能被利用。前几年，松辽盆地的一处勘探井，在 7018 米深处发现了 240℃的高温地热，庞忠和说，这不叫干热岩资源，因为太深了，不可能开发。当不具备经济或者技术的可行性时，谈多少储量，

也就没有意义。

干热岩的分布并不一定是同一深度，因此，地下 3 千米还是 4 千米，只是一个大概范围；即便同一深度，地质构造、岩体温度也是千差万别，学界称之为“开采条件评价”。

庞忠和说，在美国西部，两千米以下的地壳，地热就能达到 200℃。但在中国，在华北、东北、东南沿海等区域，要达到 180℃，普遍要钻井达到 6 千米，这就超出了当前技术可以开发、成本可以承受的范围。山东省的干热岩，就属于这种埋藏条件。

因此，对于山东声称“可供全省使用 38 年”的干热岩能源，庞忠和看了该区域地下温度分布曲线之后发现，其地热温度来自于局部断裂的地质构造，该断裂把深部的热能通过热水带到浅部，使得地壳浅部出现一段异常的高温，但是再往深处开采，温度并不会在这个异常高温值基础上继续增加。

从资源勘探的角度来说，位于青海的共和盆地是中国目前干热岩开采条件最优质的地方。庞忠和说，这里大约地下 4 千米的深度，地热温度能达到 200℃，再继续往深部走，温度也随之增高，大约每一千米能增加 45℃。2010 年之后，全球新启动的 10 个干热岩开发项目中，青海共和项目也是备受关注的一个。但能否实现商业化开采，则是另外一回事。

2003 年，位于澳大利亚库珀盆地的干热岩开发项目立项，体量属于全球最大。该项目在 4 千米深处，能钻获的地热温度达到 250℃，但由于钻井难度大和出口处蒸汽高温不能有效维持，迄今为止一直没有实现商业化，政府也不愿再出资。

在欧洲，位于法国的苏尔茨项目，由德国、法国、英国联合开展，是目前为止，全球最成功并稳定商业发电的干热岩开发项目。苏尔茨项目有 4 口钻探井，在 5 千米的深度，获得的温度为 200℃。不过，庞忠和告诉《中国新闻周刊》，这个项目的投入和产出是很不划算的。欧盟为其注资了上亿欧元，但该项目现在加起来的能源出力，大约是两个兆瓦。

尚没有出现颠覆性的开发技术

2010 年，庞忠和参加了中国科学院院组织的“中国能源路线图 2050”制定工作，关于深层地热能的开发，包括干热岩，预计工程化的时间节点是 2035 年。现在看来，这个时间线的判断是基本合理的，庞忠和说，目前这个领域并没有出现颠覆性的技术。

开发干热岩的技术被称为增强型地热系统（EGS），是指通过水力压裂等工程手段在干热岩体中形成人工地热储层，采出大量热能的人工地热系统。储层是油、气、水等物质储集和流动的岩层空间。

美国曾将 EGS 技术列为最为重要的新能源技术之一，开始进行研究。但干热岩项目的“鼻祖”，1973 年在美国新墨西哥州开展的芬顿山项目，最终也因经费、技术等问题被迫停止。

庞忠和介绍，地热的开发利用，就是跟地球进行换热，这个过程如果用流体进行，会比没有流体的传导式换热，效率至少高 3~5 倍。因此现在的地热开发，主要是通过抽水把热能带上地表来，成本才经济划算。而在地表 4 千米往下，地球的裂隙愈小，物质结构越紧密，基本上含水量特别低，不具备水热型地热开发的条件。

除了深部钻探、压裂的高昂成本与技术困难，另一方面，干热岩的开发还会因为不时诱发地震，成为开发干热岩时的一个重大安全问题。庞忠和说，因为压裂岩体时需要施加巨大的力量，对天然的应力场有比较明显的改变，再加上干热岩开发本身就偏爱有天然裂隙构造的地方，人工活动会让裂隙活化，两种情况都可能导致地震。

在瑞士第三大城市巴塞尔，市中心有一口废弃的钻探井，是这里曾经试图开发干热岩留下的痕迹。庞忠和曾造访过，他说，2004 年左右，项目的压裂过程诱发了微小地震，最大震级约有 3.5 级，引发了周边居民的不满。他们起诉开发商，最后，以开发商赔偿几百万欧元、项目破产而告终。

不过，即便干热岩的开发仍然处在非常初级的阶段，科学家们认为，对于这种高难度能源开采的探索，能够为地热能的全面开发，奠定通用的关键技术。例如，将 EGS 技术应用到浅一点的地层，比如说 4 千米以上的中深层，将原有的岩体裂隙增加、扩大，就能加大流体循环效率，能够置换出更多热源，学界称之为“人工增强”。

庞忠和举例，世界上最大的地热电站位于美国西部加利福尼亚州北部的盖瑟斯镇，过去大约有500兆瓦的发电能力，得益于这套人工增强技术，再抽取附近的湖泊水进行热交换，一下子将装机容量提高到750兆瓦，效率增加了大约40%。

“人类早已能够登上月球，但对地下的探索却很少。”曾经在2007年~2013年期间担任过法国苏尔茨项目科学主管的艾伯特·让泰说，可能在地壳更深处，就有天然储层和地热水，只是目前的技术还无法探测到。多位业内学者也表示，这个领域的技术开发和实验，现在得到的投入和关注却不够。

也许再过5年、10年，当行业有了颠覆性的技术创新，使得钻探成本能比现在降低1/2或者1/3时，干热岩就能大规模开采了。在此之前，庞忠和认为，对地热能的商业化投资，应该立足于浅层和中深层现实可行的资源，而不是好高骛远地追求干热岩，甚至刻意追求概念噱头和标新立异。

中国新闻周刊　2022-02-08

生物质能、环保工程

国家林草局：“十四五”农林生物质发电新增装机500万千瓦

本报讯　近日，国家林草局发布《林草产业发展规划（2021—2025年）》，其中提出大力发展生物质成型燃料，鼓励发展生物质供热、生物质多联产、生物质发电，推进林业“三剩物”、废弃木质材料等能源化利用。到2025年，农林生物质直燃发电（含热电联产）新增装机500万千瓦，生物质成型燃料利用量达3000万吨。

截至2021年底，我国生物质发电装机3798万千瓦，占全国总发电装机容量的1.6%。2021年，生物质发电量1637亿千瓦时，同比增长23.6%。

国原　中国能源报　2022-02-21

不用烧、不用填 生物处理技术出手，垃圾成资源

与传统的填埋、焚烧等其他废物处理处置方法相比，生物处理技术主要对废物中的有机成分进行处理。生物处理技术不仅能实现有机固体废物的减量化，还能变废为宝，将废物转换为有机肥料以及生物质天然气等能源产品。

国家发改委近日发布《关于加快废旧物资循环利用体系建设的指导意见》，要求到2025年，废旧物资回收网络体系基本建立，其中包括1000个以上绿色分拣中心；废钢铁、废纸、废塑料等9种主要再生资源循环利用量达到4.5亿吨等。

我国每年所产生的固体废物数量巨大，这些固体废物已成为环境的重要污染源。其处理方法主要有填埋、焚烧及生物处理等，处理的最终目标是无害化、减量化和资源化。生物技术可以对固体废物中的哪些物质进行处理？处理后能达到怎样的效果？运用生物技术处理固体废物又会面临哪些挑战？

固体废物被转化成生物能或有机肥

全国人大常委会执法检查组检查固体废物污染环境防治法实施情况的报告显示，我国每年产生固体废物超过100亿吨。其中，每年产生的畜禽养殖废弃物近40亿吨、主要农作物秸秆约10亿吨、一般工业固体废物约33亿吨、大中城市生活垃圾约2亿吨，固体废物产生量呈增长态势。

威立雅集团中国负责人告诉科技日报记者，与传统的填埋、焚烧等其他废物处理处置方法相比，生物处理主要是处理废物中的有机成分。

同济大学生态文明与循环经济研究所所长杜欢政教授表示，生物处理技术是利用微生物分解固体废物的处理技术。生物处理技术主要包括好氧堆肥技术、厌氧发酵技术和生物转化等。被处理的

有机固体废物包括污水污泥、厨余垃圾、农业秸秆、园林垃圾、畜禽粪污、食品加工行业废弃物等。

好氧堆肥技术是指有氧的条件下，细菌、真菌、放线菌、纤维素分解菌、木质素分解菌等好氧微生物分泌在细胞内合成在细胞外起作用的酶——胞外酶，将固体废物中的有机成分分解为可溶性的有机质。这些有机质再渗入微生物细胞中，参与新陈代谢，从而实现固体废物向腐殖质转化，最终达到腐熟稳定，成为有机肥料或有机土壤等。而好氧堆肥反应会产生热量和二氧化碳。

厌氧发酵技术在无氧的条件下，利用厌氧或者兼性厌氧微生物降解有机固体废物，并获得甲烷和二氧化碳。该技术不仅能够实现垃圾无害化和减量化，还可以获得生物能甲烷和氢气，实现固体废物的资源化利用。

不过，在将有机物转化为沼气（即甲烷和二氧化碳）时，还会产生沼渣、沼液。厌氧发酵产生的沼渣、沼液富含未降解的有机物和矿物质，根据我国相关法规，还需要进行另一阶段的处理后进行回收。“这是一个连续的过程。厌氧发酵工艺目前是处理厨余垃圾的主要工艺，近年来，在垃圾分类收集政策实施后，该技术在北京、上海等主要城市已获得逐步发展和应用。”威立雅集团中国负责人说。

生物转化是利用昆虫将有机废物转化为蛋白质和肥料的生物过程。整个过程产生的高质量蛋白质，可作为动物饲料，满足动物生长的营养需求。

杜欢政告诉记者，生物处理技术不仅能实现有机固体废物的减量化，还能变废为宝，将其转化为有机肥料以及生物质天然气等能源产品。

生物处理固废技术取得良好效果

近年来，我国在生物处理固体废物方面取得了大量的技术创新和成功案例。

“单品类有机废物厌氧发酵过程经济性较差，同济大学循环经济研究所联合企业共同研发了多元固废厌氧共发酵工艺技术，可实现规模化处理农作物秸秆、畜禽粪污以及餐饮垃圾、厨余垃圾、园林绿化废物等多种城乡有机废物。”杜欢政说，他们基于微生物技术研究获得复合产甲烷菌，让有机废物进入厌氧系统进行发酵，产生生物质天然气。他们的复合菌可缩短有机物降解周期、提升天然气产量。

江苏连云港市推出的餐厨垃圾处理项目，利用有机废物或厌氧发酵后的副产物沼渣养殖蝇蛆等昆虫，从而获得蛋白和肥料。即通过自动化上料设备，将装有蝇蛆卵的养殖盒送入育雏单元房进行养殖。经 3—4 天的养殖孵化后，分盒加料后送到快速生长单元房养殖，养殖约 4 天后再通过筛分设备将成虫和虫粪分离。分离后的成虫是各类饲料蛋白的理想原料，可供应给禽类养殖场、水产、宠物等行业；虫粪是有机肥，可用于有机绿色农产品生产中。

杜欢政说，诸多生物处理固体废物技术以及创新，目前已经在琼海市生物天然气项目、广州东部生物质能利用项目、宁波市餐厨垃圾处理项目、连云港市餐厨垃圾处理项目等获得综合应用，获得了良好的效果。

生物处理固体废物技术还在不断突破中，应用范围也日益扩大。中国科学院武汉岩土力学研究所科研人员发现，微生物矿化技术在固体废物强度提升和重金属稳定方面效果显著。与传统水泥基固化稳定化相比，微生物反应材料扰动性小，生物黏结产物与基质颗粒间力学相容性良好，特定条件下微生物法产生的材料，黏结强度远高于水泥，并可保持基质的透水性、具有更高的环境稳定性。通过微生物矿化技术，有利于将固废材料作为土工材料而实现资源化利用，而且固化过程不排放二氧化碳。

实现技术产业化需形成耦合协同效应

随着我国主要城市逐步推进生活垃圾分类，有机垃圾数量持续增加，我国也新建了大量生物处理固体废物的项目。但杜欢政表示，生物处理技术仍存在诸多挑战，比如好氧堆肥法占地面积大，邻避效应强，在中大型城市难以推广。厌氧发酵法经济性差、产气率低，生物质天然气的能源转换效率低，能直接将天然气并网的项目较少，大部分是转换为电能，存在较高的能量损失；副产物利用率低，大部分项目产生的沼渣、沼液不能资源化利用，还需投入较高水处理与焚烧处理成本；预

处理技术有待进一步提高，国内垃圾分类尚处于起步阶段，收运的有机垃圾中会含有大量杂质，对厌氧发酵影响较大。

“目前，通过生物处理技术产生的资源和能源，种类多、品质差异大且分布散，已有的收运体系和能源化利用方式都是从单一类别考虑，没有形成耦合协同效应，导致全量收运难、持续盈利难。此外，产生的有机肥料销路较差，大部分还只是政府园林绿化采购。”杜欢政说。

威立雅集团中国负责人建议，生物转化产业化发展的关键，在于如何鼓励最终用户了解、接受和使用更多的生物转化产品。这需要政府、企业和最终用户共同合作，制定激励性的产业政策。

固体废物处理从物理、化学方法处理发展到生物处理，杜欢政认为，生物处理具有低成本、绿色环保、可资源化利用等优点，从某种意义上说，是比物理、化学方法更优的垃圾处理路径。但是可用生物处理技术进行处理的有机固体废物来源广泛，并隶属于不同的管理部门。比如农业秸秆、畜禽粪污归农业部门管理，污水污泥、厨余垃圾归住建部门管理，园林垃圾归园林部门管理，在处理过程中，各种有机固体废物难以相互匹配和耦合，无法实现效益的最大化。因此，他建议，各部门需把与固体废物处理的有关政策集中起来，解决单品类有机废物生物处置经济性较差等问题，促进产业的协同共生、可持续发展。

经济日报　2022-02-10

为何说垃圾焚烧发电能双重降碳？

“十三五”期间，通过垃圾焚烧发电行业专项整治行动，行业基本全面达标，产生了良好的社会效益和环境效益。在碳达峰、碳中和目标背景下，探索垃圾焚烧发电行业的绿色价值，疏导可再生能源补贴退坡导致的行业负面情绪，有利于保障行业长效达标，巩固行业专项整治的标志性示范效应。

具有“控制甲烷排放+代替发电”双重碳减排效果

生活垃圾处理设施是民生刚需设施，主流处理工艺为填埋和焚烧。垃圾填埋过程中产生的甲烷、二氧化碳均为温室气体，持续时间长、可控性不够强，且甲烷温室气体效应是二氧化碳的 28 倍。与垃圾填埋相比，垃圾焚烧发电能在较短时间内将垃圾转变为二氧化碳和热能，可控性更好，既能避免填埋过程的甲烷排放，又能通过热能回收发电而代替化石燃料，具有“控制甲烷排放+代替发电”的双重碳减排效果。

以东部某设计焚烧规模 2250 吨/日的垃圾焚烧发电厂为例，年焚烧处理生活垃圾 75 万吨，年上网电量 4.2 亿千瓦时，则在设计运行期 30 年内可因代替化石燃料供电而减排二氧化碳 660 万吨，还因代替垃圾卫生填埋而减排甲烷 80 万吨(折合二氧化碳 2249 万吨)，再扣除焚烧垃圾本身的碳排放，设计运行期 30 年内共可减排二氧化碳 1681 万吨。

按照“十四五”有关规划，到 2025 年底，全国垃圾焚烧处理能力将达到 80 万吨/日左右，届时全国垃圾焚烧发电平均每年可因节约标煤 0.26 亿吨而减排二氧化碳 0.5 亿吨，平均每年还因代替垃圾卫生填埋而减排二氧化碳 1.2 亿吨。

探讨促进垃圾焚烧绿色价值转换的路径

深入打好污染防治攻坚战，要坚持以实现减污降碳协同增效为总抓手。垃圾焚烧发电行业目前正处于深化整治阶段，进一步巩固拓展行业全面达标的示范成果、降低行业污染物排放、发掘碳减排潜力，并探索建立将垃圾焚烧发电的社会效益和环境效益折算为绿色价值的市场机制，是激活其高质量发展的重要动能。为此，可着力从以下几方面入手。

一是以垃圾焚烧行业为样本，进一步丰富绿色发展理论的经济学阐释，细化行业长效达标乃至超低排放的公共产品价值评价体系，探索建立不同经济发展水平下将公共产品的社会效益、环境效益折算为绿色价值的方法体系。

二是坚持监管帮扶并举，缩短行业走向绿色发展的适应周期。进一步完善监管、执法方面的法律和制度体系，使行业企业适应“互联网+全天候监管+非现场执法”新常态。持续开展精准帮扶，坚

持严管帮扶并举，做到抓早抓小、防微杜渐。

三是充分发挥自动监测大数据的决策依据作用。进一步挖掘“互联网+全天候监管+非现场执法”体系的决策支持功能，在相关政策的制定、实施过程中，应用大数据分析做好实施效果跟踪评估以及实施路径精准调控，督促市场不断向健康有序方向进化。

四是优化经济政策联动机制。进一步探索减污降碳的激励约束机制，完善环境违法与可再生能源补贴、税收优惠等方面的联动机制，科学预判市场下沉背景下小规模垃圾焚烧发电厂的发展路径，提前做好监管部署，保障行业发展的绿色底色和质量成色。

陈杰娥 海景 生态环境部华南环境科学研究所 中国环境报 2022-02-14

你看不见的微生物 正成为污水治理生力军

利用微生物技术处理城乡污水，能耗低、效率高、剩余污泥量少、操作管理方便，还可实现磷回收和处理水的回收利用等。目前微生物技术已逐步发展成为解决水污染等突出环境问题的有效手段。

水是社会持续发展必不可少的重要资源。随着城市化发展、工业化推进，越来越多不易去除的污染物质进入自然水环境，对水质造成影响，并最终危害人类健康。

长期实践证明，传统污水处理方法已经很难满足现有水中污染物的去除需求，因此研究和开发新型有效处理技术是当前的主要任务。

微生物处理技术凭借其污染物治理效果好、优势菌种富集率高、微生物活性高、抗环境干扰能力强、经济成本低以及可重复利用等优势得到了国内外众多学者的关注。随着技术的发展，能够“吃污”的微生物，在污水处理领域逐渐得到广泛应用。

微生物技术处理城乡污水优势明显

水的污染，通常指人为原因造成的水质恶化以及水使用价值的降低，其中的主要污染物包括固体废弃物、需氧有机物、难降解有机物、重金属、植物营养物质、酸、碱和石油类物质等化学物质。

目前，传统污水处理，或通过重力沉降、混凝澄清、浮力浮上、离心力分离、磁力分离等物理方法对不溶态污染物进行分离，或通过酸碱中和法、化学沉淀法、氧化还原法等化学方法让污染物发生转化。此外，还可通过利用吸附法、离子交换法、膜分离法、蒸发法、冷冻法等对水中的溶解态污染物进行分离。

但这些传统方法中，利用物理方法进行污水治理的处理厂，通常占地面积大，基建费、运行费高，能耗大，管理复杂，易出现污泥膨胀现象，设备不能满足高效低耗的要求；化学方法运行成本高，需消耗大量的化学试剂，易产生二次污染。

利用微生物技术处理城乡污水，能耗低、效率高、剩余污泥量少、操作管理方便，还可实现磷回收和处理水的回收利用等。长期从事生物工程和环境治理研究的内蒙古包头轻工职业技术学院教师王美霞说，目前微生物技术已逐步发展成为解决水污染等突出环境问题的有效手段。

小小微生物“实战”建奇功

虎年新春，贵州威宁草海雪后初晴，数百只黑颈鹤在湖面翩翩起舞，成群灰雁时而低鸣翱翔，时而在水中游憩，白鹭在岸边踱步捕食，引得路人驻足观赏，拍照录像。威宁草海是典型的高原淡水湖，也是贵州最大的天然淡水湖。过去几十年间，随着人口增多、人类活动频繁，威宁草海一度濒临消失，水体富营养化突出。

贵州大学副校长周少奇率领的团队，攻克了国际上生物脱氮研究领域长期无法逾越的难题，巧用微生物脱氮技术，让草海重获新生。同时，周少奇团队还把新技术与工程化应用推广到城市污水、炼油废水、垃圾渗滤液和农村污水等领域，治污效果显著。

2016 年，长沙高新区肖河、雷锋河黑臭水体引人诟病。湖南三友环保科技股份有限公司利用水体微生物活化系统，在短短一个半月时间里，便消除了肖河的黑臭问题，让微生物技术名声大噪。

“我们通过有效激活水体微生物，使之不断大量繁殖，以重组、完善和优化水体微生物生态系统，促使水体恢复自净能力。”该公司的易境博士介绍说。

无独有偶，在上海市杨浦区长海新村西湖园，被大片蓝藻覆盖的水塘中，浊绿的脏水变成了鱼儿畅游其间的清流，湖水水质也从劣五类变为二、三类。创造这一奇迹的，是同济大学环境新技术团队研发的创新技术——水体微生物活化系统。这一技术也应用于云南滇池东岸 30 万平方米的海东湿地生态修复净化工程。

2021 年我国推出了多项涉及污水处理的政策，以推进污水资源化利用，污水年处理量得以提升，工业污水处理投资增加。目前，随着科技成果的转化和国内一批生物环境治理企业的兴起，微生物污水处理将被广泛应用于建筑、农业、交通、能源、石化、环保、城市景观、医疗餐饮等各个领域。

赵汉斌　科技日报　2022-02-18

生物质热电联产让秸秆“变废为宝”

1 月 21 日，由中国能建中电工程东北电力设计院（简称“东北院”）总承包建设的肇东市中国能建生物质热电联产示范项目（简称“肇东项目”）2 号机组顺利通过 72+24 小时满负荷试运行。这标志着肇东项目的两台机组圆满完成双机投产的目标。

该项目是黑龙江省“百大项目”之一，建设 2 台 4 万千瓦高温超高压一次再热生物质电厂及其配套设施，设计年发电量约 5 亿千瓦时，年消耗生物质燃料约 61.8 万吨，减少碳排放约 46 万吨。项目建成之后，将大幅度提升秸秆的综合利用率，有效解决肇东市及周边因秸秆露天焚烧造成的空气污染问题。

技术让秸秆“变废为宝”

在肇东市附近配套建设有 22 个压块厂，随着一堆堆的玉米秸秆被打包、粉碎、除尘，然后进入到专业设备中压块，一块块深褐色的长方条形秸秆压块就这样被源源不断地生产出来。经过这样的加工，玉米秸秆体积大大减小，燃烧性能大大加强，华丽转身成为优质的“绿煤”。

结合生物质热电厂特点，东北院项目团队采用了 2 台 130 吨每小时循环流化床锅炉配 2 台 4 万千瓦抽凝汽轮发电供热机组的组合，不仅能够实现超洁净燃烧，强大的机组每小时能够产生 130 吨蒸汽，充分满足发电和供热需求。

肇东市秸秆资源量约 320 万吨，可收集量约 270 万吨。肇东生物质热电厂每年消耗 61.8 万吨，占到整个肇东市可收集秸秆量的 22.9%。

全产业链优势保障投产

与以往的新能源项目不同，东北院在肇东项目中所扮演的角色从负责设计转向了“规划+投资+总包”，化被动为主动。

早在 2018 年，东北院抓住黑龙江省加快推进秸秆综合利用的产业窗口期，以生物质热电厂为拳头产品，为秸秆利用寻找新路径。2018 年 11 月，东北院配合中国能建投资公司编制项目标书，经过前期的细致调研和科学严谨的方案编制，一举中标肇东市和北林区两个生物质热电联产示范项目。该项目于 2020 年 4 月 1 日正式开工，在全体建设者的共同努力下，2020 年 10 月 30 日 1 号机组首次并网发电成功；同年 11 月 26 日 2 号机组首次并网发电成功。今年 1 月 13 日，1 号机组顺利通过“72+24”小时试运行，正式投产；1 月 21 日，2 号机组顺利通过“72+24”小时试运行，正式投产。

一举多得普惠当地民生

肇东项目不仅能够促进当地秸秆的综合利用，促进减碳目标实现，在改善农村环境、增加农民收入、改善居民供热方面也有突出的表现。

肇东项目建成后，农民可以就近把剩余的生物质废弃物卖给压块厂。在生物质燃料的收集、储运过程中，直接带来就业人数将达 120 余人，间接创造 2000 多个农民收储中间户的就业岗位。在供热方面，肇东项目的表现也同样出色。单台汽轮机最大采暖抽汽能力为 60 吨每小时。两台机组同时

运行，汽机最大采暖抽汽为 120 吨每小时，配合新建热网，可以承担 150 万平方米供热面积，满足当地热负荷缺口，提高热网运行的安全性。

“绿色、循环、低碳”是肇东项目的工程建设理念，东北院发挥技术、人才和管理优势，为我国能源转型发展和实现“双碳”目标又贡献了一项高品质工程。

中国电力新闻网　2022-02-25

太阳能

进一步提高光伏制氢经济性

本报讯 记者仲蕊报道：国家能源局、工业和信息化部、交通运输部等五部委近期联合印发的《智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025 年）》提出支持智能光伏制氢等试点示范项目建设，加快开展制氢系统与光伏耦合技术研究。同时，支持建设一批光伏储能、光伏制氢等系统验证平台，加强多领域横纵联合。

记者了解到，在碳达峰、碳中和目标下，我国光伏产业发展迅猛，为光伏制绿氢产业提供了技术支撑，绿氢作为氢能产业的重要发展方向，为光伏制氢产业提供了巨大市场。据研究机构测算，到 2050 年，全球氢需求将达到 6 亿—8 亿吨/年。未来 30 年，全球年均新增的制氢规模约为 2500 万吨，将带动光伏年新增装机规模达 9 亿千瓦，形成万亿元级市场。

不过，由于目前电解水制氢成本偏高、氢储运建设未能实现协同发展，国内光伏制氢目前处于示范性项目建设的起步阶段，尚未实现大规模商业化应用。

自 2020 年以来，国内氢能产业政策关注方向逐渐从车端向氢端转移。据氢能市场研究机构统计，2016 年至 2021 年间，国内光伏制氢相关项目共 42 个，阳光电源、晶科能源、协鑫新能源等光伏头部企业均部署了光伏制氢项目。

降碳目标带动下，2021 年国内光伏制氢示范项目明显增多，项目建设加速趋势明显。2021 年 3 月，西安隆基氢能在江苏无锡正式建设首台碱性水电解槽，次月，隆基股份与中国石化就分布式光伏、“光伏+绿氢”等签署战略合作协议。去年 7 月，协鑫新能源合作设立 100 亿人民币的氢能产业投资基金和 8 亿美元的新能源产业投资基金。去年 11 月 30 日，中国石化新疆库车绿氢示范项目正式启动，项目计划新建装机容量 30 万千瓦的光伏电站、年产能 2 万吨的电解水制氢厂，标志着我国光伏制氢示范项目首次达到万吨级。

张家港氢云新能源研究院院长魏蔚表示，光伏企业下游装机竞争越来越激烈，进军氢能产业是一举多得，既可以帮助光伏企业实现传统业务的增长，又可以开拓新的业务，拓宽企业市场空间。

我国光伏产业正迎来新的快速发展阶段，中国光伏行业协会的报告显示，“十四五”期间，国内年均光伏新增装机规模将达 7000 万-9000 万千瓦。

“一方面，风光发电存在间歇性、波动性问题；另一方面，随着光伏装机量的不断攀升，光伏发电消纳问题日益受重视。”魏蔚表示，光伏发电规模化发展趋势下，光伏制氢可以有效解决光伏发电调峰、消纳等行业积弊。

中国银河证券的报告显示，目前全国大部分地区的光伏度电成本在 0.3-0.4 元/千瓦时，青海等优质资源地区已降至 0.2 元/千瓦时，但长期存在的弃光问题让光伏发电并网存在一定困难。根据全国新能源消纳监测预警中心发布的 2021 年 1-12 月全国新能源并网消纳情况，2021 年全年，我国光伏利用率达 98%，其中各省份光伏利用率基本在 97%以上，但西藏及青海弃光较为严重，光伏利用率分别为 80.2%和 86.2%。

“光伏+绿氢”模式下，利用氢储能将有效调节光伏发电量，并减少弃光率。PGO 氢能与燃料电池产业研究院院长周元表示，光伏发电的随机性、波动性、阶段性供电等问题，增加了电网调度难度。

随着光伏装机规模的不断扩大，光伏发电将面临增加储能的问题，而光伏制氢可以有效地消纳光伏发电，实现电、氢两种能源灵活转换，为光伏发电创造新的应用场景和广阔的市场需求。

虽然绿氢总体市场需求巨大，但我国大部分光伏制氢项目刚刚开始规划或处于建设初期，尚未实现大规模商业化，原因在于高效的氢气储运体系建设未能打通。目前，光伏制氢部署大多在新疆、内蒙古等光照资源较好的地区，与需要大规模用氢的地区距离较远，存在产销不协调的情况。魏蔚认为，这在一定程度上抵消了光伏企业为电解水制氢带来的成本优势。

周元建议，我国应对光伏制氢的生产销售进行补贴或奖励，提高绿氢供给侧的积极性。同时，随着绿氢规模的增长，绿氢将成为碳排放市场中重要的交易内容，在政策和市场的双重鼓励下，绿氢将迎来更好的发展环境。

“从长远角度看，降低可再生能源发电成本也是光伏制氢规模化应用的关键，因此，需要进一步降低绿电价格。”周元表示。万联证券预测，到 2025 年，光伏系统度电成本将下降至 0.22—0.462 元/千瓦时，在光资源充沛的区域，光伏制氢电力成本有望达到 0.15 元/千瓦时，带动制氢成本持续降低。

中国能源报　2022-02-21

我国光伏制造端产值突破 7500 亿元

本报讯 记者董梓童报道：2 月 23 日，中国光伏行业协会主办的光伏行业 2021 年发展回顾与 2022 年形势展望线上研讨会在京召开。记者在会上了解到，2021 年我国光伏新增装机规模达到 5488 万千瓦，创历史新高，光伏制造端产值突破 7500 亿元。

装机结构方面，截至 2021 年底，分布式光伏累计装机规模超 1 亿千瓦，约占光伏累计装机规模的 1/3；2021 年，分布式光伏新增装机规模约 2900 万千瓦，约占全年光伏新增装机规模的 55%，首次突破 50%，成为光伏新增装机规模的主力军。

“在过去的 1 年里，我国光伏行业立足新发展阶段，产业优势持续增强，依然保持了稳中有进的发展态势，实现了新突破。”国家能源局新能源与可再生能源司处长邢翼腾肯定了光伏产业的亮眼成绩，并指出我国光伏迈入了集中式与分布式齐头并进的发展阶段。

“‘十四五’期间，我们将坚持集中式与分布式并举，大力推进光伏基地化开发，积极推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。规范推进光伏分布式开发，稳步推进整县屋顶分布式光伏试点工作，确保试点工作始终保持正确的方向。同时建立健全相关标准和规范体系，力争为分布式特别是户用光伏开发，营造良好和规范的市场环境。”邢翼腾说。

在碳达峰碳中和目标下，2021 年光伏新增装机规模远超预期。中国光伏行业协会名誉理事长王勃华认为，国内光伏发电项目储备量十分充足，或将推动光伏新增装机规模在 2022 年突破 7500 万千瓦。

实际上，光伏制造端正迎来新一轮扩产潮。2021 年，数十家光伏制造企业投资超上千亿元开发建设新产线，覆盖硅料、硅片、电池片、组件等光伏产业链各主要环节。工信部电子信息司副司长杨旭东指出，对面巨大发展机遇，光伏产业需迈出高质量发展步伐。“今年光伏产业产值力争突破万亿元大关，我们将会同有关方面加强监管，切实保障光伏产业链供应链稳定。”

王勃华也强调，需特别关注我国光伏供应链协调发展的问题。“由于供应链各环节扩产周期不匹配，硅片、电池片、组件的扩产周期远短于硅料和光伏玻璃，叠加供应链各环节规模也不匹配的影响，硅料、光伏玻璃等产品极易出现供不应求的情况，推动价格大幅上涨。”

2021 年，硅料、硅片等产品供不应求，价格暴涨，导致国内光伏电站投资成本不降反升。中国光伏行业协会的数据显示，2021 年，我国地面光伏系统初始投资成本为 4.15 元/瓦左右，同比增加 4%。同期，我国光伏地面电站非技术成本占比同比下降 3.2%，组件费用占比同比增长了 6.7%。

邢翼腾强调，产业链供应稳定、价格平稳，这是全行业的共同期待，也符合全行业的共同利益。

实现碳达峰碳中和目标，推动光伏行业持续健康高质量发展，离不开产业链的有力支撑。

中国光伏行业协会预测，2022 年，随着产业链各环节新建产能逐步释放，组件价格将回归合理水平，光伏系统初始投资成本将下降至 3.93 元/瓦。

国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧指出，随着可再生能源发电占比不断提升，新能源电力供应不足和在大发期间消纳困难的问题将频繁交替出现。“十四五”期间，寻找可再生能源电力消纳最佳解决方案将成为重点课题。

国家发改委能源研究所研究员时璟丽补充说，保障可再生能源较高利用水平、提升可再生能源电力消纳灵活性、引导可再生能源电力参与市场化交易是影响可再生能源发展的关键。

对此，邢翼腾表示，将持续加强政策供给，会同各部委推动出台新能源高质量发展的若干政策。“去年底，我们研究出台了《光伏电站消纳监测统计管理办法》，也启动了《光伏发电开发建设管理办法》的修订工作，并公开征求意见，目前正在修改完善。”

中国能源报　2022-02-28

南网风光发电利用率均达 99.8%

本报讯　记者李文华报道：近日，记者从南方电网公司了解到，2021 年，广东、广西、云南、贵州、海南五省区新增风光等新能源发电装机 1340 万千瓦，同比增长 23%，占当年新增电源装机 55%，全年消纳新能源电量 1251 亿千瓦时，同比增加 22.5%。其中，风电、光伏发电利用率均达 99.8%，区域能源结构转型成效显著。

据了解，为全面服务新能源接入消纳，南方电网积极推进新能源“应并尽并、能并快并”。持续加大新能源送出通道投资建设力度，投产粤西网架完善及电力外送新通道等工程，保障大规模海上风电等新能源及时接入和足额消纳。另外，2021 年底提前投产阳江抽水蓄能电站和梅州抽水蓄能电站首台机组，进一步提升电力系统调节能力。

为提高清洁能源利用水平，南方电网加强统一调度，将清洁能源最大化消纳，列为仅次于电网安全的优先调度约束，克服电力供应紧张和省间送电协调难度大的困难，最大限度消纳清洁能源。同时，为加强电力需求侧响应管理，科学精准实施有序用电，广东完善建立“月报告、周启动、日调整”工作机制，在全国率先建立市场化疏导的需求响应交易机制，累计注册用户数超过 1.2 万户，容量 1500 万千瓦，引导用户侧主动“削峰填谷”。

据介绍，为加强电力市场建设，推动市场发挥配置资源的决定性作用。南方电网健全“协议+市场”的跨省跨区电力交易模式，创新和优化交易品种，2021 年南方区域跨省区市场化交易电量达 674 亿千瓦时，同比增长 92%，西电东送市场化电量比例提高 6 个百分点。

为加强辅助服务市场建设，建成投运全国首个区域统一调频服务市场系统，实现南方区域内调频资源的高效利用。贵州、海南、广西电力调峰辅助服务市场先后投入正式运行，通过市场化手段为清洁能源消纳腾出 10.8 亿千瓦时发电空间。积极引导工业、交通等领域推进“新电气化”，实现电能替代电量 359 亿千瓦时，同比增长 14.3%。

中国能源报　2022-02-21

光热标准体系不断完善

近日，中国电力企业联合会标准化管理中心下发征求中电联标准《塔式太阳能光热发电站定日镜场检测规程》（以下简称《规程》）意见的函。该标准规定了塔式太阳能光热发电站关键系统设备的检测条件、检测设备和检测方法。

接受采访的业内专家认为，《规程》将促进光热行业健康发展。“十四五”期间，在碳达峰碳中和背景下，光热发电行业有望迎来爆发式发展，装机规模将达到 300 万千瓦。

保障项目经济性

浙江可胜技术股份有限公司董事长兼总工程师金建祥参与了《规程》起草，他对记者表示，定日镜场作为塔式光热电站的核心组成部分，对塔式光热电站实现高效率、安全可靠运行具有重大影响。通过制定标准，可以规范光热电站的设计、建设和调试过程，保障光热电站的质量，为项目经济性保驾护航。

中电联标准化管理中心主任汪毅告诉记者，编制《规程》的初衷是保障光热工程质量，引领光热行业发展。目前，欧美国家也在加大光热产业基础性研究，积极投入标准化工作。中国已牵头开展了 4 项国际光热标准编制工作，为光热发电标准化工作贡献了中国智慧。国内光热标准的编制，也为国际标准化工作奠定了坚实基础。“塔式太阳能光热发电站定日镜场的技术要求及检测校准难度很大，某塔式太阳能光热发电站镜场控制系统校准工作长达 3 年。”

“《规程》编制后，已经进行了多轮修改。”金建祥表示，“主要修改意见集中在检测指标的完整性、方法的可实施性、检测过程是否清晰明确等方面，目前正在征求意见，期待业内积极反馈意见。”

记者获悉，意见反馈时间截止日期为 2022 年 3 月 15 日。

提升国际竞争力

近年来，我国光热产业规模快速增长，技术水平显著提升，2018 年以来已有 9 个大型光热发电项目陆续投入运行，装机容量达到 55 万千瓦。通过不断优化，项目的性能和发电量逐步提升，特别是青海中控德令哈 5 万千瓦塔式光热项目，各项指标均已达到设计值，验证了我国光热技术及国产化设备的先进性及可靠性。在业内人士看来，这一批光热示范项目的建设，让我国光热产业链逐步完善，为今后的降本增效打下了基础。

电力规划设计总院高级顾问、中国电机工程学会太阳能热发电专委会副主任委员兼秘书长孙锐在接受记者采访时表示，工程技术标准是指导和规范工程建设工作的重要文件，只有掌握了相关技术并积累了工程实践经验，才能编制出较高水平的工程技术标准。我国通过第一批光热发电示范项目的建设，带动了光热发电行业的快速发展，总结这些工程的建设经验及相关技术的应用情况，编制相应的工程技术标准，用以指导和规范以后的工程建设工作，不仅可以促进我国光热发电行业发展，还能提高我国发电技术和装备的国际竞争力。

处于爆发前夜

记者采访了解到，现阶段，我国正处于能源体系绿色低碳转型的关键期，光热发电逐渐受到关注和重视，国家和各省市陆续出台了一系列支持政策，行业正处于爆发前夜。

“尤其是国家新能源大基地项目大规模启动后，一批超百万千瓦的项目得以推进。”浙江高晟光热发电技术研究院有限公司总经理章颢缤认为，今后光伏、风电将与光热协同发展、多能互补，光伏、风电装机规模不断扩大，成本进一步下降，都成为光热发展的有利条件。

孙锐认为：“随着风电和光伏发电装机量增大，电力系统对储能和灵活调节电源的需求愈加迫切。为了更好地消纳风电和光伏电力，现在采用多能互补一体化项目的方式，为光热发电项目配置风电和光伏发电资源，通过风电和光伏发电的利润空间，来弥补光热发电的亏损，可以短期解决光热发电的市场需求，防止光热发电产业链发生断裂。但它的副作用已经显现，风电和光伏的利润空间有限，地方政府限制了风电和光伏的装机容量配比，项目单位为了实现合理的投资回报，不得不削减光热发电项目的投资，大幅减少集热系统的规模，导致光热发电的灵活调节功能大打折扣。”

业内专家普遍认为，我国已培育出完整的光热发电产业链，但上网电价政策亟待完善。虽然现在提出要大力支持新型储能、光热储能的发展，但没有明确具体支持政策和补贴模式。据了解，目前光热发电项目的上网电价按照当地燃煤发电的基准电价执行，导致投资无法实现经济回报。“部分地方电价过低，如青海省等适宜发展光热发电产业的大省，新能源标杆上网电价为 0.2277 元/千瓦时，低于全国其他同类地区。新能源配建储能和光热发电后，整体收益率过低。”金建祥直言。

2 月 10 日，国家发改委、国家能源局联合发布的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》已提出，完善支持太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。对此，金

建祥建议，对光热调节性电源的价格补偿机制可采用两部制电价。

本报记者 苏南　中国能源报　2022-02-28

加快风光清洁能源建设，全力助推乡村振兴行动

近日，国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局联合印发《农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》(以下简称《意见》)，水电水利规划设计总院前期协助国家能源局开展了相关研究工作，结合农村风、光资源开发利用方面的工作实践，谈谈对《意见》相关内容的理解。

一、多部门密集发布乡村清洁能源建设意见凸显重大意义

农村能源是农村经济社会发展的重要物质基础，广大农村地区可开发风电、光伏资源较为丰富，可为实现农业生产能源清洁高效供给、农村生态环境治理、农民生活条件改善提供有效支撑。“十三五”时期，光伏扶贫、分散式风电开发，为我国打赢脱贫攻坚战发挥了重要作用。在乡村振兴、“双碳”等国家战略下，“十四五”国家对新发展阶段优先发展农业农村、全面推进乡村振兴作出总体部署。根据有关部署，国家陆续出台多份清洁能源助推乡村振兴文件，加强农村清洁低碳能源项目建设，提高农村地区能源供给能力，降低用能成本，提高利用效率和服务水平，减少环境污染，建设美丽乡村，推进共同富裕。

2021 年 1 月，《中共中央 国务院关于全面推进乡村振兴加快农业农村现代化的意见》提出要大力实施乡村建设行动，加强乡村公共基础设施建设，实施乡村清洁能源建设工程。2021 年 2 月，《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》提出要推动能源体系绿色低碳转型，增加农村清洁能源供应。2021 年 5 月，《住房和城乡建设部等 15 部门关于加强县城绿色低碳建设的意见》提出要构建县城绿色低碳能源体系，推广分散式风电、分布式光伏、智能光伏等清洁能源应用，提高生产生活用能清洁化水平。本次三部门联合印发的《意见》按照建设现代能源体系和推进农业农村现代化要求，提出加快推动农村能源转型发展、构建乡村现代能源体系的思路举措，为巩固拓展脱贫攻坚成果、促进乡村振兴提供有力支撑，对于各地和能源企业推动农村能源转型发展、实现碳达峰碳中和目标和农业农村现代化均有重要指导意义。

“十四五”落实好《意见》提出的各项举措，加快农村风、光项目建设，是实现乡村振兴的重要保障。首先，增强农村用能保障水平，特别是农村电网、能源站、充电桩、供暖等基础设施，是实现产业振兴的保障，也是乡村新生活的支撑；其次，农村能源结构得到有效改善，大幅提升风能、太阳能等可再生能源在农村能源结构中占比，是实现生态振兴的要求；第三，农民收入和农村经济增长，农民通过闲散土地入股，获取相关收益，新能源+产业建设为当地带来新的经济增长点和就业机会。

二、创新风光建设模式，助推乡村振兴

（一）探索光伏扶贫运营新模式

“十三五”期间，累计建成光伏扶贫电站约 2600 万千瓦，惠及约 415 万户贫困户，每年收益约 180 亿元，已成为广大贫困村脱贫攻坚搬不走的“阳光银行”和贫困村集体经济“破零”的重要产业支撑，充分体现了我国政治制度的优越性，为全球减贫工作贡献了中国智慧、提供了中国方案。从 2021 年起，光伏扶贫工作重点由建设转入运维管理，需要各级地方政府不断规范和完善光伏扶贫电站日常运维、资产管理以及补贴拨付等工作流程，进一步提高电站集约化管理水平，保证电站可靠运行和稳定收益，加强村级光伏扶贫电站收益监督管理，积极探索扶贫电站参与碳交易市场的路径和模式，确保光伏扶贫规范化、制度化和健康可持续发展，持续发挥巩固脱贫攻坚成果、解决相对贫困的作用。

（二）打造风光支柱产业

近年来，随着以风电、光伏为代表的新能源快速发展，集中式与分布式并举的趋势愈发明显。2021 年全国新增光伏发电装机容量约 5300 万千瓦中，分布式光伏约 2900 万千瓦，占新增容量 55%。农村地区土地和建筑屋顶资源丰富，开发分布式新能源潜力巨大，以县域为单元建设风电和光伏发电，实现自发自用、就地消纳、余电上网，有利于整合资源集中开发、削减电力尖峰负荷、节约优化

配电网投资，同时还能促进农村地区社会经济发展和能源结构转型。

国家确定的 160 个乡村振兴重点帮扶县主要分布在内蒙古、广西、四川、贵州、云南、陕西、甘肃、青海和宁夏等中西部省份，这些地区风能、太阳能资源丰富，具有广袤的未利用土地。“十四五”期间，要关注资源条件和消纳能力好的重点帮扶县，结合区域风、光资源和能源规划，以县为单位推动风、光基地开发，着力形成与县域经济发展深度融合的清洁能源建设模式，既能推动可再生能源产业发展，助力清洁能源转型和实现“碳达峰、碳中和”目标，又能保证当地共享清洁能源发展成果，为群众劳动增收提供新岗位，一举多得。

（三）延伸风光发电产业链

光伏发电具有设备简易、应用场景广、运维难度低等特点，将光伏与农业种植、畜牧养殖、林业等生产方式相结合，可以在不改变原有土地用途的条件下，实现土地综合利用增产增收，既发展了与当地土地资源相适宜的产业，又推动了清洁能源发展，提高了土地经济收益能力。近年来，在内蒙古、甘肃等土地荒漠化地区建成了一批光伏治沙项目，将电站与固沙林、防沙林带、防护林等生态治理工程结合，发挥了恢复地表植被盖度、降低地表温度、减少地面蒸发量、降低风速风蚀等作用，同时，在盐碱地、采矿采煤塌陷区、矿山等地区也有所应用，可进一步大力推广。在拓展产业链助推乡村振兴的发展中，一是要重点关注新模式新业态探索。结合各县乡村发展状况和资源禀赋，把风、光与文旅、高效农业、现代养殖业等产业灵活搭配、融合发展，提高供暖、交通、照明以及农用机械中风电等清洁电能占比，拓宽绿色电能应用场景。二是要重点关注农村地区产业优势，瞄准经济作物种植、畜牧业、生态修复、矿山治理等能源之外的附加效益，通过项目建设带动乡村社会经济发展。

（四）解决农村供暖需求

推动农村供暖用能清洁化，对改善农村环境治理、扩展清洁能源消纳空间具有重要意义。太阳能供热采暖技术成熟，具有一定的经济性，已广泛应用于生活及工业热水供应，为推进清洁供暖、改善大气环境质量发挥了积极作用。在资源丰富地区，太阳能、风能适合与其他能源结合，实现热水、供暖复合系统的应用，可利用农房屋顶、院落空地，以及具备条件易地搬迁安置住房屋顶，推广太阳能供热采暖。在大气污染防治重点地区农村，整县域开展“风光+蓄热电锅炉”等集中供暖，可为新能源在农村多元化应用提供良好示范。在青海、西藏、内蒙古等农牧区，农牧民居住点分散且流动性大，用能负荷小，不具备火电、水电等建设条件，大电网远距离送电经济性较差，可通过离网型光伏发电+蓄电池供电实现电暖气供暖，有效解决当地农牧民的供暖问题。

客观讲，我国目前正处于农业现代化的起步阶段，未来高水平设施农业与农村综合能源有望实现融合发展，乡村清洁能源发展有很大的市场空间。各地方和企业要按照《意见》指出的发展方向，因地制宜推出配套支持政策，加大对乡村能源建设的投入，不断探索新业态下的市场规律和经营模式，进一步促进农民增收和乡村经济发展，为实现美丽乡村建设目标提供有力支撑。

易跃春　乔勇　陆国成 水电水利规划设计总院 中国能源网　2022-02-24

我国量产光伏电池效率有多高？

2021 年全国光伏产业链供应链总体保持安全稳定，全年多晶硅、硅片、电池、组件产量分别达到 50.5 万吨、227 GW、198 GW、182 GW，分别同比增长 27.5%、40.6%、46.9%、46.1%。

同时，技术加快迭代升级。主流企业多晶硅指标持续提升，满足 N 型电池需求，硅片大尺寸、薄片化技术加快进步；电池效率再创新高，量产 P 型 PERC 电池效率达 23.1%，N 型 TOPCon 电池实验效率突破 25.4%，HJT 电池量产速度加快。

国际能源小数据　2022-02-19

去年我国光伏制造产值突破 7500 亿元，下一步发展的重点在哪？

2 月 23 日，中国光伏行业协会组织召开“光伏行业 2021 年发展回顾与 2022 年形势展望线上研讨会”。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华在会上认为，2021 年我国光伏行业继续高歌猛进，制造端、应用端、进出口都取得了快速增长。其中，我国光伏制造端四环节产值突破 7500 亿元，头部企业的规模优势明显。

2021 年，我国光伏产业再度取得长足发展。国家能源局的统计数据显示，去年，国内光伏发电新增 5488 万千瓦，占全国新增发电装机的 31.1%。但当未来光伏发电将迎来巨大的发展机遇之时，该产业同样面临着不少挑战。

“自 2021 年以来，制造端协同稳定的矛盾还比较突出，光伏产业链的价格上涨在一定程度上影响了光伏发电新增装机规模。”国家能源局新能源与可再生能源司处长邢翼腾在研讨会上指出，共同维护光伏产业链的平稳发展，为实现碳达峰碳中和目标，推动光伏行业持续健康高质量发展，离不开产业链的有力支撑。

去年光伏产品出口额创历史新高

数据显示，2021 年，我国主要光伏产品出口额达到 284.3 亿美元，同比增长 43.9%，创下历史新高。

其中，硅片、电池片、组件出口量分别达约 22.6GW、10.3GW、98.5GW，对应出口额分别为 23.5 亿美元、13.7 亿美元、246.1 亿美元，同比分别上涨 38.3%、38.2%、44.9%。

此前，工信部也发布了 2021 年国内光伏产业链各环节的产量成绩单——去年，全国光伏产业链供应链总体保持安全稳定，全年多晶硅、硅片、电池、组件产量分别达到 50.5 万吨、227GW、198GW、182GW，同比分别增长 27.5%、40.6%、46.9%、46.1%。

回顾 2021 年，我国光伏制造端各环节降本增效显著。

在多晶硅环节，随着技术进步和能源的综合利用，该环节平均综合电耗已降至 63kWh/kg-Si，同比下降 5.3%；平均还原电耗 46kWh/kg-Si，同比下降 6.1%。此外，颗粒硅产业化规模有所扩大，市占率达到 4.1%，同比提升了 1.3 个百分点。

在硅片环节，大尺寸和薄片化趋势显著。去年，182mm 和 210mm 尺寸合计占比已增长至 45%，P 型单晶硅片平均厚度达 170μm，至年底已降至 165μm。

在电池片环节，转换效率不断提高。这其中，规模化生产的 P 型 PERC 平均转换效率 23.1%，同比提高 0.3 个百分点；N 型 TOPCon 电池实验效率突破 25.4%，HJT 电池量产速度加快，N 型电池推进速度加快。

在组件环节，最高功率进一步突破上限。数据显示，组件最高功率已经从 2020 年的 600W，升级至目前的 700W 超高功率组件。

然而，由于产业链上下游价格的波动，终端电站投资成本在去年不降反升。

2021 年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为 4.15 元/W 左右，较 2020 年上涨 0.16 元/W，涨幅为 4%。其中，组件约占投资成本的 46%，占比较 2020 年上升 7 个百分点；非技术成本约占 14.1%（不包含融资成本），较 2020 年下降了 3.2 个百分点。

对此，中国光伏行业协会预测，到 2022 年，随着产业链各环节新建产能的逐步释放，组件价格回归合理水平，光伏系统初始全投资成本可下降至 3.93 元/W。

高质量发展成光伏产业未来主旋律

面对产业发展的巨大机遇，我国光伏产业在迎接广阔前景之时，也需同时迈出高质量发展的步伐。

“供应链安全仍然有一定的短板，产业全周期绿色发展意识还需进一步增强。”工信部电子信息司副司长杨旭东在研讨会上发表致辞时表示，全行业需要共同努力，妥善解决，推动光伏产业高质

量发展。

“这一年，我们力图光伏产业产值突破万亿大关，指导行业协会加强行业的运行分析，实时做好信息汇总和披露，引导行业企业加强自律发展，进一步推动上下游产能协同和务实合作。会同有关方面加强监管，切实保障光伏产业链供应链安全稳定。”杨旭东表示。

针对今年的工作计划，杨旭东表示，工信部电子信息司还将推动产业坚持稳中求进，进一步统筹资源，促进光伏产业升级转型。重点支持高效电池技术研发与产业化应用，加快推动光伏系统发电成本持续下降。进一步推进产业智能创新升级，加快先进技术应用和创新成果转化，强化开展智能光伏试点示范，继续培育一批智能化、绿色化的光伏企业。

杨旭东进一步指出，将坚持数字赋能，加快推动 5G、互联网大数据、人工智能等新一代信息技术与光伏新能源产业深度融合。加快发布、实施推动能源电子产业高质量发展的指导意见。

根据中国光伏行业协会的预测，2022 年至 2025 年，全球光伏新增装机将达到 232 至 268GW。而我国光伏新增装机在巨大国内光伏发电项目储备量的推动下，年均新增装机将达到 83 至 99GW。这其中，今年国内新增至装机量将超过 75GW。

但王勃华也认为，我国光伏产业的供应链协调发展的问题值得关注。这有两个原因导致：第一，供应量各环节扩产周期不匹配；第二，供应量各环节规模不匹配。

事实上，产业链协调发展的呼吁，在过去一年成为国内光伏行业企业共同的心声。

“产业链供应稳定，价格平稳，既是全行业的共同期待，也符合全行业的共同利益，每位成员都有责任有义务维护，希望大家牢记国之大者，共同维护产业链平稳的有序发展，为我国如期实现碳达峰碳中和目标奠定坚实的产业基础。”国家能源局新能源与可再生能源司处长邢翼腾在研讨会上发表致辞时强调。

而针对当前光伏发电市场出现的投资乱象，邢翼腾也表示，目前部分地方部分企业暴露出以次充好、无序竞争，甚至侵害老百姓利益、农民利益等问题，破坏了行业正常的发展秩序，对行业形象也造成了一定的负面影响。“为推动行业健康高质量发展，希望大家加强行业自律，依法依规经营，共同构建并维护良好的市场投资环境与竞争秩序。”

“总体上，我们将坚持以区域布局优化发展，以重大基地支撑发展，以示范工程引领发展，以行动计划落实发展的思路，坚持集中式与分布式并举，就地消纳与外送消纳并举，发电利用与非电利用并举，单品种开发与多品种互补并举，单一场景与综合场景并举，进一步推动光伏发电更大范围的开发、更多场景的应用，更多模式的融合和更高水平的利用。”邢翼腾指出。

曹恩惠　21 世纪经济报道　2022-02-25

中国将构建能源供应新体系，大型风光基地为重点

大型风光基地的建设，将成为构建清洁低碳能源供应体系的重点建设任务。

2 月 10 日，国家发改委、国家能源局发布了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（下称《意见》）。

《意见》指出，大力推动能源领域碳减排是做好碳达峰碳中和工作的重要举措，但现有的体制机制、政策体系、治理方式等仍然面临困难和挑战，难以适应新形势下推进能源绿色低碳转型的需要。

《意见》明确了阶段目标，“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系。

到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量，又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

非化石能源一般指煤炭、石油、天然气等能源类型以外的能源，包括风能、太阳能、水能、生物

质能、地热能、海洋能、核能等。

为推动能源领域碳减排，《意见》提出要构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。

其中，将以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制。

此外，将制定利用沙漠、戈壁、荒漠土地建设可再生能源发电工程的土地支持政策。

这是对此前高层提出的建立能源供给消纳体系的细化。今年 1 月 24 日，国家主席提出要加大力度规划建设新能源供给消纳体系。这个体系将以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体。

去年，中国确定了第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目，总规模约 1 亿千瓦，涉及项目共 50 个。主要分布在内蒙古、青海、甘肃、宁夏、陕西、新疆 6 省区和新疆生产建设兵团等。

国家发改委 12 月底消息称，第一批大型风电光伏基地项目已开工约 7500 万千瓦，其余项目将在 2022 年一季度开工。

当月，国家能源局还发布了《关于组织拟纳入国家第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目的通知》，要求报送第二批项目清单。

为提升可再生能源的输送和消纳能力，《意见》指出，尽可能增加存量输电通道输送可再生能源电量，明确最低比重指标并进行考核。统筹布局以送出可再生能源电力为主的大型电力基地，在省级电网及以上范围优化配置调节性资源。

《意见》还提出，鼓励利用农村地区适宜分散开发风电、光伏发电的土地，探索统一规划、分散布局、农企合作、利益共享的可再生能源项目投资经营模式。

在农村地区，优先支持屋顶分布式光伏发电以及沼气发电等生物质能发电接入电网，电网企业等应当优先收购其发电量。

由此可见，农村分布式光伏和风电项目有望得到加速发展。

在实现能源绿色低碳转型过程中，煤炭的定位也得到了明确。

《意见》称，应立足以煤为主的基本国情，先立后破，发挥好煤炭在能源供应保障中的基础作用，并处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，处理好转型各阶段不同能源品种之间的互补、协调、替代关系。

在电力安全保供的前提下，统筹协调有序控煤减煤，推动煤电向基础保障性和系统调节电源并重转型。按照电力系统安全稳定运行和保供需要，加强煤电机组与非化石能源发电、天然气发电及储能的整体协同。

此外，支持利用退役火电机组的既有厂址和相关设施建设新型储能设施或改造为同步调相机。完善火电领域二氧化碳捕集利用与封存技术研发和试验示范项目支持政策。

席菁华　界面新闻　2022-02-11

美媒：漂浮太阳能板为清洁能源开新路

据美国媒体报道漂浮太阳能板可能成为清洁能源领域的下一个大事。

报道称，太阳能电池板可以安装在屋顶上、地面上或者基本上所有可以固定到实体的其他地方。尽管如此，安装太阳能电池板的实体空间就那么多。为了消除气候变化，我们的电力配比将需要更多的可再生能源系统来代替化石燃料。太阳能产业的许多人正在为太阳能电池板寻找新的家园--甚至有可能漂浮在水上。

漂浮式太阳能发电场已经问世十多年了，但在过去几年，在水上漂浮的太阳能电池板异军突起。其基本的想法是把太阳能电池板安装在塑料漂浮物上，在水体上漂流。这些漂浮的太阳能电池阵通常安装在人造水体--如城镇储水库、灌溉水库和水处理设施--上，以避免干扰在自然水体中生活的动

植物物种。例如，美国最大的漂浮式太阳能发电场坐落在加利福尼亚州的一个废水池塘中，发电能力接近 5 兆瓦。

报道还称，未来 10 年，漂浮太阳能发电产业预计将大幅增长，但今年仅有约 2%的新安装太阳能电池板是在水上漂浮的。

美国加利福尼亚大学戴维斯分校地球系统科学与生态学副教授丽贝卡·埃尔南德斯一直在研究漂浮式太阳能电池板的好处及其潜在的环境影响。埃尔南德斯对《大众科学》月刊网站说："在许多情况下，它节省土地。我们发现，在我们考察的 3 个地点中，它们都是有意让太阳能电池板漂浮在水面上的，因为它们没有足够的陆地空间。"

埃尔南德斯说，漂浮式太阳能电池板的另一个好处是水的自然冷却效应。埃尔南德斯说，由于水的蒸发冷却效应，太阳能电池板可以在较冷的温度下达到更高的运行效率。液体变成水蒸气时会把热量从地表水中带走，从而使水的温度更低。漂浮式太阳能电池板的效率估计比陆基太阳能电池板高 15%。

埃尔南德斯说，漂浮式太阳能电池板对环境的影响仍是一个谜。她还说，塑料漂浮物有可能随着时间的推移而降解并可能对水体产生不利影响，但还需要进行更多研究。

埃尔南德斯说："我们正在研究漂浮式太阳能电池板如何影响水质。我们正在研究水温、溶解氧、pH 值、浊度和总藻等参数，我们正试图研究这些漂浮式太阳能电池阵是如何影响这些重要参数的。"

报道称，一些漂浮式太阳能电池阵被放置在有动物生活的水体上，比如暴雨径流池塘。不过，埃尔南德斯见过一些与漂浮式太阳能电池板共享家园的动物已经很快适应了。她说，她看到有鸟站在漂浮物上捕鱼，水獭则利用漂浮物躲藏。

埃尔南德斯说："我们能看到鸟儿从漂浮物上扎进水里。我曾担心鸟类会直飞撞到太阳能电池板，因为它们看起来很像水，但很神奇的是这些鸟儿实际上在适应这种东西。"

还可以在其他许多地方安装漂浮式太阳能电池板。在理想情况下，漂浮式太阳能电池板可以放置在水力发电站附近，这样就使水电站能从两个来源发电。韩国的一个项目去年开始对某水电站附近的 41 兆瓦漂浮式太阳能项目进行测试。

报道指出，漂浮式太阳能电池板也可以存在于海洋中。总部设在新加坡的太阳能供应商森西普公司去年将这项技术用于海湾，因为在这里太阳能电池板相对不容易受大浪和其他恶劣天气条件影响。对于太阳能电池阵来说，开阔海洋的环境可能过于恶劣。到目前为止，该计划似乎进展得相当顺利。

报道称，与我们过去使用的陆基太阳能电池板相比，漂浮式太阳能电池板仍然是太阳能发电的一种新方式，但在土地稀缺或水源丰富的地区，漂浮式太阳能电池板似乎有很大潜力。我们在地面、屋顶甚至海上安装的太阳能电池板越多，我们对化石燃料的依赖就越小。

参考消息网　2022-02-19

N 型电池，蔚然成风！

随着主流产品 PERC 电池转换效率越来越接近理论最高值，光伏企业正加速技术迭代升级，以 TOPCon 为代表的 N 型电池技术开始受到关注。

1 月以来，TOPCon 规模化、商业化进程提速，好消息不断：一道新能首次公布单晶 N 型双面 182 尺寸电池及双面双玻组件报价，填补行业内 N 型电池、组件报价空白。随后晶科能源宣布 TOPCon 电池工厂在安徽合肥投产，产能规模为 800 万千瓦，进一步推动了 N 型产品规模化发展。在晶科能源副总裁钱晶看来，光伏产品升级势在必行。TOPCon 技术和工艺成熟度较高，量产良率也已经达到业界规模化水准。

技术迭代催生新市场

根据第三方机构德国哈梅林太阳能研究所的最新报告，P 型技术的转换效率天花板要低于 N 型

技术，PERC 电池和 TOPCon 电池理论极限效率分别为 24.5%、27.5%。

电科装备董事长左雷表示，随着技术的加速成熟，PERC 电池的转换效率与成本已经接近极限，不能适应未来发展。近两年来，以 TOPCon 为代表的新一代电池技术逐步实现产业化，N 型电池取代 PERC 电池是大势所趋。

中国光伏行业协会荣誉理事长王勃华进一步指出，2021 年 PERC 单晶电池量产平均转换效率已达 23.1%，较 2020 年的 22.8%有所提升，但增速放缓，且越来越接近理论天花板。

与此同时，TOPCon 技术异军突起。2021 年，我国企业或研究机构打破晶硅电池实验室效率纪录 11 次，其中 9 次为 N 型电池技术，8 次为 TOPCon 电池技术。2021 年底，TOPCon 电池实验室效率约 25.4%，高于 PERC 电池。

万联证券分析师在最新研报中指出，降本增效是光伏行业追求的永恒主题。目前，P 型电池逐步接近 24.5%的理论效率极限，光伏技术逐步向理论效率更高的 N 型电池技术发展。受此影响，国内外龙头电池厂商纷纷布局 TOPCon 等 N 型电池片技术，未来 N 型电池将加速渗透，市场空间广阔。

据国金证券分析师测算，2023 年全球 TOPCon 电池产能有望达到 1.34 亿千瓦，2025 年将突破 2 亿千瓦，并预测 2022-2025 年间，TOPCon 设备市场空间或超 300 亿元。

推动产业升级

近年来，尺寸升级成为光伏产品提高功率的重要途径。钱晶认为，尺寸之争只是下一代更高能量密度技术成熟前的缓冲阶段。TOPCon 电池、组件实现量产，才是 P 型技术走向 N 型的一个重要转折点。“在光伏产业，还是要以转换效率说话，技术永远是驱动行业进步的保障。”

“2021 年以来，光伏供应链价格一直处于波动之中，组件成本被迫上涨。这也在某种程度上说明，如果技术不进步、不迭代，组件效率和性能不变，电池和组件的发展将没有弹性可言，下游开发企业非常被动。只有组件效率、单瓦发电量、长期可靠性提升，度电成本才能不断突破。”钱晶说。

相对于 P 型组件，N 型组件的优势明显。据了解，N 型组件具有良好的弱光性。在晴天早晚光照条件较弱的情况下，TOPCon 组件单瓦发电能力相对增益平均增加 2.8%-3.6%，累计全天相对增益约 3.46%-4.56%。阴天条件下，TOPCon 组件全天平均相对增益可达 5%，不仅可以拉长发电时数，还能平滑对电网的波动冲击。

同时，N 型组件具有高温属性。我国西北、西南地区，夏季中午地表温度高，组件温度更高，会影响系统稳定性，N 型组件的特有属性可降低上述风险。

逐步形成配套产业链

根据中国光伏行业协会发布的《中国光伏产业发展路线图（2020 版）》，2020 年新建量产产线仍以 PERC 电池产线为主，随着 PERC 电池片新产能持续释放，PERC 电池片市场占比进一步提升至 86.4%，N 型电池成本相对较高，量产规模仍较小，市场占比约为 3.5%。不过，2021 年，N 型电池扩产提速势头很猛。据光伏行业分析机构 PV Infolink 统计，截至 2021 年底，TOPCon 产能规划超 1.3 亿千瓦，预计 2022 年将新增产能约 3000 万千瓦。

隆基股份、通威股份、国家电投黄河公司等均公布了关于 N 型电池项目或技术进展。其中，中来股份表示，公司基于 182 尺寸硅片生产的 TOPCon 电池实验室转换效率达 24.5%，在行业中处于领先水平，公司年产 150 万千瓦 N 型单晶双面 TOPCon 电池项目正在逐步投入试生产。

钱晶透露，继合肥工厂之后，晶科能源另一个 N 型电池和组件制造基地也完成了设备调试，一期产能规模 800 万千瓦，预计春节后投入量产阶段，并在今年底前完成产能爬坡。届时，该公司 N 型高效组件产能规模将达 1600 万千瓦。

设备企业也不甘落后。1 月中旬，电科装备发布 5 款光伏设备新品，主要应用于 N 型电池工艺。捷佳伟创也称，已经具备 TOPCon 整线设备的供应能力。万联证券认为，2022 年有望成为 N 型电池量产元年。

延伸阅读

目前，光伏电池技术主要为 P 型和 N 型技术。P 型技术包含 BSF 和 PERC 电池技术。2015 年开

始，BSF 电池技术转换效率接近天花板，PERC 电池技术获得发展机遇，成为了新一代主流技术。如今，电池技术正经历新一轮升级迭代，N 型电池开始进入市场。其中，TOPCon 和异质结电池技术成为 N 型接替 P 型电池技术的种子选手。相较于 PERC 电池技术，TOPCon 增加了硼扩、隧穿氧化层沉积等工序，可在原电池设备制程基础上进行改造，是现有 PERC 产能转型的主要选择。

董梓童　中国能源网　2022-02-08

厉害！中国最大光伏发电站，609 平方公里，面积接近一个新加坡

你现在看到的是，目前中国最大的光伏发电基地，面积 609 平方公里，接近一个新加坡的面积大小 。这就是目前中国最大的光伏发电基地：青海塔拉滩光伏电站。

青海省海南藏族自治州共和县塔拉滩，曾经是沙化土地面积占总土地面积的 98.5%的半荒漠化草地，不仅荒无人烟，还严重危害着周边黄河生态区的安全。但随着青海省开始大力推动光伏产业的发展，这里的牧业得以继续发展，生态也在逐渐恢复，就连经济也有了进一步的发展。

青海共和县位于柴达木盆地的南端，不仅平均海拔有将近 3000 米，氧气含量严重不足，只有平原地区的 64%，这里的塔拉滩降雨还非常的稀少，降水量连灌木丛的日常生长所需都不能满足。

因此，在十几年前这里可以说是寸草不生的典型代表，茫茫戈壁和漫天飞舞的沙尘是这里最常见的景象。而这里的牧民们为了维持生活，也只好搬到别处，为牛羊选择草木更茂盛的地方。

不过，塔拉滩海拔高，也意味着它离太阳更近，日常也更为充足。青海省境内的大部分地方每年的平均日照在 1600 小时左右，而塔拉滩则有过之而无不及，在光伏发电方面可是有着得天独厚的优势。

于是 2012 年的时候，我国首个千万千瓦级太阳能发电基地在塔拉滩开始修建，从最初的 77.9 平方公里，建设到现在，总面积已经达到了 609.6 平方公里，这是个什么概念呢？和新加坡的国土面积差不多大。正因为如此，青海塔拉滩光伏发电站已经成为了中国最大的光伏发电基地。

在青海塔拉滩光伏发电站内，一排排太阳能光伏组件呈同心圆排列，它们像向日葵一样追随着太阳，不仅取代了光秃秃的沙石地面，还起到阻挡作用，减小这里的风速。而光伏板的阴影部分还可以减少水分的蒸发量，减少量甚至高达 30%左右。

此外，光伏板需要定期清洗的特性也增加了浇灌量，因为清洗时下渗的水就好像定期给这里的植物浇灌一样。因此，塔拉滩上的草慢慢长了起来，而且草势越长越好，再加上根据这里的土壤、光照等条件，种上了雪菊、透骨草等高原生态作物，整体的生态的环境都得到了大大的改善。

此外，由于草势实在长得太好了，高度已经影响到了光伏发电，到了冬季天干物燥的时候，大量干草的存在还有火灾的安全隐患。于是塔拉滩光伏发电站园区内的企业就想了一个解决的办法，那就是呼吁周边牧民在光伏发电站园区内养起了“光伏羊”。

这样不仅起到了除草和消除火灾隐患的作用，还在节约除草费用和成本的同时，让附近牧民不用迁到别处就能通过养“光伏羊”来提高经济收入。牧民们把羊放进去后，基本上都不用怎么管，毕竟园区内的草量和草质那都是没话说，羊在里面很轻松的就能长到膘肥体壮，在市场上自然也就很受欢迎，想不卖个好价钱都难。

此外，牧民们还可以通过帮园区定期清洗光伏板和电池组件，为自己的生活进一步增添收入。

如今，青海省境内的光伏产业平均年发电量高达 8000 万度，这些清洁能源的供电除了能够满足省内消耗外，还可以输送到江苏、河南等地，同时还带动了将近 120 万个的公益扶贫就业岗位，帮助当地贫困村的经济集体进一步发展。

而从高空中俯瞰现在的塔拉滩光伏园区，一排排整齐的太阳能光伏组件之间是郁郁葱葱的牧草，一群群羊悠闲地在其中来回穿梭，景象非常的美丽。

光伏能源圈　2022-02-16

海洋能、水能

山里有个巨型“充电宝”

从北京城区往北 200 多公里，滦河上游的大山深处，沿河天然形成上下两个宽阔的水库地形。两个水库表面被冰层覆盖，凑近可以听到冰层下的水流声。这两个水库，仿佛构成一个巨型“充电宝”，随着水流一升一降，河北张家口张北地区的绿色电能源源不断地输向北京冬奥会、冬残奥会场馆。

这里就是丰宁抽水蓄能电站，是正在建设中的世界上装机规模最大的抽水蓄能电站，计划于 2024 年全部投产发电。届时，电站年抽水电量将达 87.16 亿千瓦时，发电量可达 66.12 亿千瓦时。

电站运营方河北丰宁抽水蓄能有限公司党委书记、董事长何一纯介绍，丰宁电站由上水库、下水库、输水系统和地下厂房系统组成，“白天用电低谷时，利用过剩的风能和光伏电能，把下水库的水通过地下输水系统洞室和机组设备抽蓄到上水库；等到晚上用电高峰时，再通过放水发电。等电站全部投产后，一次能蓄满可储存电量近 4000 万千瓦时”。何一纯说，2021 年底，丰宁电站首批 1 号、10 号两台机组开始投运，接入张北柔直电网和华北 500 千伏电网，并为北京冬奥会场馆提供了

60 万千瓦的出力。

这一巨型“充电宝”的关键组成部分是 12 台 30 万千瓦单级可逆式水泵水轮发电电动机组，总装机 360 万千瓦。何一纯说，丰宁电站地下厂房单体总长 414 米，高度 54.5 米，跨度 25 米，是世界最大的抽蓄地下厂房。

何一纯介绍，他们把高达 54.5 米的地下厂房分成了 9 层施工，在施工过程中不断通过多种技术措施进行加固，像串糖葫芦一样将其串起来，以防地下厂房在开挖时出现变形。这是国内首次系统性攻克复杂地质条件下超大型地下洞室群建造关键技术。

“不仅如此，丰宁电站还最大限度保留并利用原始自然地貌。”何一纯手指丰宁电站地形图说，“这里最初便有上下两个‘水盆’地形，上水库无水，下水库过去还修建过小水电站。”由于这一特性，丰宁电站单位千瓦建设成本投入较低，更加绿色环保。

据了解，丰宁电站完全建成投产后，每年将节省标煤 48 万吨，减少二氧化碳排放 120 万吨，助力华北地区的能源清洁低碳转型。

张腾扬　人民日报　2022-02-28

抽水蓄能多点开花

本报讯 实习记者姚美娇报道：开年以来，抽水蓄能项目签约、开工消息不断：1 月 30 日，投资逾 86 亿元、装机 120 万千瓦的乌海抽水蓄能电站项目获得内蒙古自治区能源局核准批复；2 月 10 日，总投资 70 亿元、120 万千瓦的晓峰河抽水蓄能电站项目在武汉签约，落户湖北夷陵；2 月 10 日，国投电力公司与山西省河津市人民政府签订了抽水蓄能电站项目投资合作协议，计划开发 120 万千瓦抽水蓄能项目；2 月 14 日，总装机 140 万千瓦的湖北平坦原抽水蓄能电站开工仪式在湖北罗田举行……

据不完全统计，2021 年至今，超过 1 亿千瓦抽水蓄能项目取得了重要进展。其中国家电网、南方电网超过 2470 万千瓦，成为抽水蓄能项目建设的主力军。

当前，抽水蓄能成为两大电网公司“十四五”时期布局的重点领域之一。在我国已投运的抽水蓄能电站中，国家电网公司下属的国网新源和南方电网公司下属的南网调峰调频公司占据主要份额。

去年 9 月，国家电网董事长辛保安公开表示，未来 5 年国家电网计划投入高达 3500 亿美元（约 2 万亿元），推进电网转型升级，到 2030 年中国抽水蓄能装机规模将从目前的 2341 万千瓦提高到 1 亿千瓦。

去年 10 月，南方电网公司董事长、党组书记孟振平在南方五省区抽水蓄能建设动员会上宣布，将加快推进抽水蓄能电站建设，未来 10 年建成投产 2100 万千瓦抽水蓄能，同时开工建设 1500 万千瓦“十六五”期间计划投产的抽水蓄能，总投资约 2000 亿元，可满足 2030 年南方五省区约 2.5 亿千瓦新能源的接入与消纳。

积极描绘宏伟蓝图的同时，两大电网公司对旗下的抽水蓄能资产进行了重组。

去年 11 月，国家电网公司将持有的国网新源控股有限公司 51.54%股权全部无偿划转至国网新源集团有限公司，并将旗下抽水蓄能资产做了整合，未来国网新源集团公司将成为国家电网抽水蓄能业务的平台公司。

2 月 15 日，主营水力发电的云南文山电力发布公告称，拟以资产置换及发行股份的方式购买中国南方电网有限责任公司所持有的南方电网调峰调频发电有限公司 100%股权。根据此前公告，文山电力将成为南方电网抽水蓄能业务的上市公司平台。

“抽水蓄能是目前全球公认最成熟、最可靠、最清洁、最经济的储能手段，同时还可为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行，是以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑，与现有其他调峰、储能措施相比，具有较大的综合优势。”水电总院总工程师彭才德指出。

“提高电网接纳新能源能力的最优方式，显然是建设抽水蓄能或者电化学储能。不过从技术层面

看，目前电网中最经济、最有效的储能方式，还是抽水蓄能。这也是当前国际社会共识。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭向记者表示。

记者了解到，目前我国抽蓄机组的设计制造已基本实现国产化，技术成熟，未来投资成本有望维持在 6500 元/千瓦左右。煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本虽可低至 500—1500 元，但每千瓦煤电灵活性改造所获得的调峰能力只有约 20%。这意味着煤电灵活性改造要获得 1 千瓦调峰能力，其实际投资约在 2500-7500 元。

“中长期看抽蓄是最经济的储能技术。抽水蓄能电站是当前符合新型电力系统需要的、经济性较优的灵活电源。”有业内人士向记者强调。

随着投入逐渐增加、技术不断突破，以及项目加快落地，抽水蓄能产业将迎来跨越式发展。

就在去年 9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》（下称《规划》），提出到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。

招商证券认为，作为新型电力系统建设必不可少的环节，预计抽水蓄能这一细分储能品种的建设进度可能会超预期。

中信建投证券测算认为，“十四五”期间，抽水蓄能年均新增装机量将达到约 600 万千瓦，“十五五”将进一步提升至 1200 万千瓦。从过往数据来看，抽水蓄能年均新增装机规模也仅为 200 万千瓦左右。按平均每千瓦 0.5 万元投资规模计算，“十四五”和“十五五”年均新增投资规模将分别达到 200 亿元和 500 亿元左右。

在张博庭看来，《规划》中提及的“常规水电站的抽水蓄能改造”也非常重要。“由常规水电站改造的混合式抽水蓄能，往往运行成本比较低，服务新能源消纳与新型电力系统建设优势明显，应该得到重视。”

中国能源报　2022-02-21

我国自主研发的第四代潮流能发电机组下海

2 月 24 日，一台单机重量达 350 吨、发电功率 1.6 兆瓦、完全由我国自主研发的第四代潮流能发电机组在浙江省舟山市岱山县秀山岛海域下海。该机组设计年发电量 200 万度，预计可减少二氧化碳排放 1994 吨。

光明日报　2022-02-27

广汽积极尝试光伏发电，目前年发电量已达 6570 万度

2 月 17 日，广汽集团发布消息称广汽零部件（广州）产业园有限公司与广州发展新能源股份有限公司近日就光伏项目签署了协议。该项目计划于今年 9 月完成建设，建成投产后预计年均节约用煤 2320 吨，年均可减少排放二氧化碳 5782.6 吨、174 吨二氧化硫。

据介绍，广汽零部件（广州）产业园分布式光伏项目涉及厂房屋顶面积约为 6 万平方米，计划装机容量约 6.34 兆瓦，采用“自发自用，余电上网”模式运营，年均发电量约 580 万度，占广汽零部件（广州）产业园用电量约 29%。

资料显示，从 2008 年开始，广汽集团旗下企业便开始尝试光伏发电，截止 2021 年底，已投入使用光伏发电装备合计达 68 万平方米，年发电量可达 6570 万度，累计发电超 2.8 亿度，减少排放二氧化碳约 17.4 万吨。随着广汽零部件（广州）产业园加入光伏发电的行列，广汽集团旗下采用光伏发电的企业逐步扩大。在此之前，广汽集团旗下的广汽丰田、广汽本田和广汽埃安已经铺设了光伏设备。

其中，广汽丰田早在 2008 年就开始布局光伏发电系统，是国内首家大规模导入太阳能发电系统

的汽车企业。其在第三生产线屋顶大面积采用太阳能板，年发电量为 1000 万度，每年可减少二氧化碳排放 7000 多吨。

广汽丰田厂区屋顶安装光伏发电设备，图片来源：广汽集团

广汽本田于 2015 年建成业内规模最大的太阳能发电项目，项目年发电能力 1900 万度，每年节约标煤 2300 吨、减少二氧化碳排放 1.75 万吨。广汽埃安光伏发电设备自 2019 年开始投入使用，铺设面积达 8.9 万平方米，年发电量可达 1600 万度，截至 2021 年底已累积发电量 4871 万度。广汽集团计划在 2023 年将广汽埃安打造成首个零碳工厂。

广汽埃安厂区屋顶安装光伏发电设备， 图片来源：广汽集团

另外，根据规划，广汽乘用车也以“零碳”为目标，计划铺设近 25 万平方米光伏发电设备，预计 2023 年底投入使用，届时其年发电量将超过 2500 万度。

去年，广汽集团提出计划在 2050 年（挑战 2045 年）实现产品全生命周期的碳中和，而推动光伏发电项目，扩大绿电使用范围，将成为广汽集团如期实现“碳中和”目标的重要推动力之一。

冯凉爽　盖世汽车　2022-02-18

投资超 94 亿元湖北第三座抽水蓄能电站开建

本报讯　2 月 14 日，位于湖北省罗田县境内的罗田平坦原抽水蓄能电站正式动工，电站规划装机容量 140 万千瓦。

该项目由湖北能源集团投资，总投资约为 94.08 亿元。计划建设周期 6 年，预计 2027 年第一台机组建成并网发电，2028 年全部建成投产。项目设计年发电量 14.7 亿千瓦时，年抽水电量 19.6 亿千瓦时，年产值 10 亿元，可为地方增加财政收入 2 亿元。目前湖北省已建成投产两个抽水蓄能电站，均位于罗田县境内。

熊庆 刘世民　中国能源报　2022-02-21

风能

2021 年全国风电发电量 6526 亿千瓦时

近日，国家能源局召开一季度网上新闻发布会，发布 2021 年可再生能源并网运行情况。2021 年，全国风电新增并网装机 4757 万千瓦，为“十三五”以来年投产第二多，其中陆上风电新增装机 3067 万千瓦、海上风电新增装机 1690 万千瓦。从新增装机分布看，中东部和南方地区占比约 61%，“三北”地区占 39%，风电开发布局进一步优化。到 2021 年底，全国风电累计装机 3.28 亿千瓦，其中陆上风电累计装机 3.02 亿千瓦、海上风电累计装机 2639 万千瓦。

2021 年，全国风电发电量 6526 亿千瓦时，同比增长 40.5%;利用小时数 2246 小时，利用小时数较高的省区中，福建 2836 小时、蒙西 2626 小时、云南 2618 小时。

2021 年，全国风电平均利用率 96.9%，同比提升 0.4 个百分点;尤其是湖南、甘肃和新疆，风电利用率同比显著提升，湖南风电利用率 99%、甘肃风电利用率 95.9%，新疆风电利用率 92.7%、同比分别提升 4.5、2.3、3.0 个百分点。

中国电力网　2022-02-08

美国纽约州开始建造首个海上风电场

据报道，美国纽约州已在上周五开始建造第一个海上风电场，拉开了类似项目的序幕，这些项目旨在改变该州乃至全美的能源结构。位于长岛海岸的 South Fork 风电项目预计将于 2023 年底投入使用。

在全美所有的州中，纽约州拥有最大的海上风电项目管道，有五个正在积极开发中。South Fork 风电项目被誉为北美有史以来第一个商业规模的海上风电场之一。一旦完成，它应该能够产生 130MW 的电力--足以为附近的东汉普顿的 7 万个家庭供电。

仅此一项，就相当于美国海上风力发电能力的一个重大升级。到目前为止，美国沿海只有两个可运行的风电场--罗得岛和弗吉尼亚海岸--总发电量只有 42MW。

这将在未来几年内发生巨大的变化。开发 South Fork 的能源公司?rsted 和 Eversource 在附近有一个更大的项目正在进行：Sunrise Wind，一个 924MW 的风电场，预计将在明年开始建造。

在纽约州目前的投资组合中，所有正在开发的海上项目总计超过 4300MW 的清洁能源。到 2035 年，该州希望从海上风力发电中获取两倍以上的可再生能源。为了达到这个目标，州长 Kathy Hochul 在一月份宣布了 5 亿美元的资金，用于建立海上风电的制造和供应链基础设施。这笔资金也将用于更新该州的港口，为风电场的蓬勃发展做好准备。

到 2035 年，拜登政府设想在全美范围内实现 100%的清洁电力部门。海上风电预计将在实现这

一目标中发挥重要作用，美国政府去年制定了到 2030 年海上风电装机容量达到 30000MW 的目标。在追求这一目标的过程中，美国政府最近宣布计划拍卖该国大陆海岸线上的大片水域。这包括纽约和新泽西海岸外的纽约湾地区，政府计划在本月晚些时候举行一次海上风能拍卖。

South Fork 风电项目在更东边，距离长岛的蒙托克角约 35 英里。在那里，12 个 Siemens-Gamesa 的涡轮机将耸立在大西洋上--每个叶片都比自由女神像还长。

cnBeta 2022-02-15

东方电气自主研制的亚洲单机容量最大风电机组下线

2 月 22 日，由中国东方电气集团有限公司自主研制、拥有完全自主知识产权的 13 兆瓦抗台风型海上风电机组，在福建三峡海上风电产业园顺利下线，这是目前我国已下线的亚洲地区单机容量最大、叶轮直径最大的风电机组，也是我国下线的首台 13 兆瓦风电机组。

随着福建省委常委、福州市委书记林宝金，省委常委、副省长郭宁宁，东方电气集团党组书记、董事长俞培根，总经理、党组副书记徐鹏等领导共同启动运行指令，安放在试验平台的风电主机开始徐徐转动，额定功率稳定加载至 13 兆瓦，标志着东方电气 13 兆瓦海上风电机组成功下线。

东方电气集团党组成员、副总经理张彦军在致辞中表示，2019 年亚洲地区单机容量最大的 10 兆瓦海上风电机组在这里下线，历时不到两年半时间，源于“东方”、成于福建的 13 兆瓦机组在此再次成功下线，将引领我国海上风电再获新突破、再上新台阶，铸就“大国重器”新的里程碑。东方电气集团将主动融入、服务福建省发展大局，树立央地合作新典范，打造清洁能源应用“示范者”；配强资源，打造海上风电新标杆，争做海上风电行业“领跑者”；发力资源合作新模式，携手成为风电行业“长跑者”，以打造“大国重器”、引领海上风电、服务“双碳”目标为己任，为经济社会高质量发展作出贡献而不懈奋斗。

近年来，东方电气集团认真贯彻落实“真正的大国重器，一定要掌握在自己手里”重要指示精神，自觉肩负起实现“双碳”目标的央企使命，不断加大自主创新的力度和自主创新的步伐，通过跨代开发在国内率先研制出 10 兆瓦海上风电机组，实现了海上风电技术的“弯道超车”，历史性地将中国风电引入“两位数时代”，此后在不到三年的时间，又相继开发出适用于广东、江苏沿海中低风速的 7 兆瓦海上风电机组和此次下线的 13 兆瓦海上风电机组，实现了大功率海上风电的技术迭代优化，受到市场的青睐。“截至目前，东方电气 7 兆瓦及以上等级海上风电机组已投运 1.12 吉瓦，占国内投运同等级机组的 43%，居国内首位。我们已将大型海上风电机组的关键核心技术掌握在自己手中。”东方电气风电股份有限公司党委书记、董事长贺建华介绍说。

据了解，为认真贯彻落实党中央、国务院《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》。围绕“双碳”，基于最终实现以清洁能源替代传统化石能源的能源结构转型和“海上平价”目标，东方电气集团坚持以创新驱动不断加快大型海上风电机组国产化的步伐，自主研制的 7 兆瓦海上风电机组一级部件国产化率实现 100%，整机国产化率超过 96.2%。此次下线的 13 兆瓦海上风电机组国产化率也达到了 90%。

此次下线的 13 兆瓦海上风电机组针对福建、广东等 I 类风区，基于已批量投运、技术成熟的 10 兆瓦海上直驱平台开发，额定功率提升 30%，叶轮直径从 185 米增大至 211 米，在 10 米/秒的平均风速下，可利用小时数超过 4100 小时。“以一个 100 万千瓦的项目测算，与 10 兆瓦机组相比，选用 13 兆瓦风电机组可减少机位 23 个，节约工程造价约 5 亿元，将有效降低度电成本，提高业主投资收益率，有力推动海上风电实现平价上网。”东方电气风电股份有限公司副总经理郑大周介绍。

据东方电气风电股份有限公司研发中心副主任赵伟介绍，该 13 兆瓦海上风电机组采用东方电气集团定制化开发抗台风策略，可抵御 77 米/秒的超强台风，适用于我国 98%的海域。与机组配套的叶片，首次采用碳纤拉挤工艺，突破了百米级超长柔性叶片研制的系列难题，单支长度达 103 米，刷新了我国风电叶片最长纪录；变桨系统采用行业首创的双驱电动变桨系统，具备冗余设计功能，

安全性高，可靠性好；发电机容量覆盖范围广，风能利用率高、运行可靠、维护成本低。

据了解，该 13 兆瓦风电机组轮毂中心高度达 130 米，风轮扫风面积 3.5 万平方米，在设计风速下，每转动一圈，可发电 22.8 度，单台机组每年可输出 5000 万度清洁电能，能满足 25000 个三口之家一年的家庭正常用电，可减少燃煤消耗 1.5 万吨，二氧化碳排放 3.8 万吨，具有显著的节能减排成效。其投入应用，还可带动风电全产业链升级，促进大型国产吊装设备、安装运维等发展，促进我国能源结构调整转型、助推“双碳”宏伟目标实现。

“从三峡工程到 10 兆瓦海上风电机组，三峡集团与东方电气集团携手打造了一系列国之重器，从长江走向了蓝海，我们联合研制的国内首台 10 兆瓦海上风电目前已经稳定高效运行 19 个多月，我们将以 13 兆瓦机组下线为契机，继续深化与园区风机设备制造企业的合作，创新国际一流的海上风电技术，加快推进福建海上风电全产业链一体化建设。”三峡集团福建公司执行董事、党委书记雷增卷表示。

中国能源网　2022-02-22

氢能、燃料电池

欧洲可再生能源制氢装机规模 2023 年将超过 150 万千瓦

本报讯　据可再生能源资讯网站 Recharge 报道，近日，欧洲能源市场研究机构 Delta-EE 发布报告称，得益于欧洲各国政府和监管机构的政策支持和激励计划，预计到 2023 年底，欧洲可再生能源电解水制氢的装机规模将超过 150 万千瓦。

Delta-EE 全球氢能服务经理 Robert Bloom 表示，2022 年，欧洲将在氢能领域推出多项更有力的激励措施。在此基础上，2023 年开始欧洲绿氢产业将迎来快速发展。“德国、英国和荷兰将在今年率先推出新的绿氢项目补贴计划，使得相关项目更具经济性。”

报告预计，今年，欧洲可再生能源制氢项目累计装机规模将达 48 万千瓦，2023 年这一数字将达到 165 万千瓦。

Robert Bloom 同时估计，随着欧洲加强对绿氢项目的支持，到 2024 年，欧洲有望部署 600 万千瓦的可再生能源制氢装机。

仲蕊　中国能源报　2022-02-21

韩国研究人员开发水电解绿色制氢技术

作为一种潜在的清洁能源,氢有望成为化石燃料的替代品,近年来引起了人们的极大关注。研究人员一直积极研究和开发水电解技术,以从水中提取氢气,生产绿色能源,并避免排放温室气体。

质子交换膜水电解槽(PEMWE)技术,采用昂贵的贵金属基催化剂和全氟碳基质子交换膜,是目前少数先进国家采用的核心材料技术。这类系统的制造成本较高。为了解决传统技术的局限性,韩国一研究团队最近开发出可用于新一代水电解系统的核心技术,不仅提高了耐久性和性能,而且大大降低绿色氢能源的生产成本。

据外媒报道,韩国科学技术研究所(KIST)宣布,其氢燃料电池研究中心(Center for Hydrogen and Fuel Cell Research)的 So Young Lee 博士和汉阳大学(Hanyang University)能源工程系的 Young Moo Lee 教授等人展开联合研究项目,开发了一种用于阴离子交换膜水电解槽(AEMWE)的膜电极组件(MEA),预计将取代昂贵的现有 PEMWE 技术。

AEMWE 采用阴离子交换膜和电极粘合剂,不依赖昂贵的铂族金属电极,用铁代替钛取代水电解槽中的隔板材料。仅比较催化剂和隔板材料的价格,制造成本就比现有 PEMWE 降低了约 3000 倍。

然而,与 PEMWE 相比,其性能较低,而且持续运行时间不到 100h,因此还没有实现商业化。

该研究团队通过增加结构内的比表面积,开发出在碱性条件下具有高离子电导率和耐久性的聚芴基-羰基-芳基哌啶(PFAP)基阴离子交换材料(电解质膜和电极粘合剂),并在此基础上开发了一种膜电极组件。所开发的材料表现出超过 1000h 的优异耐久性,并实现了 7.68A/cm2 的新性能纪录。这大约是现有阴离子交换材料性能的 6 倍,是昂贵的商业 PEMWE 技术(6A/cm2)的 1.2 倍。

该技术克服了目前 AEMWE 技术中存在的核心材料性能和耐久性问题,并将技术质量提高到可以替代 PEMWE 技术的水平。除了卓越的性能和耐久性,随着大容量和大面积应用的发展,所开发的阴离子交换膜材料将逐步实现商业化。

研究人员表示,该团队开发了一种材料和高效技术,突破现有水电解技术的局限性。预计该技术将为引入下一代水电解技术奠定基础,明显降低绿色制氢成本。所开发的材料作为核心材料,具有很高的应用潜力,不仅可用于电解水,还可以用于新一代氢产业中的氢燃料电池、碳捕捉利用和直接氨燃料电池。

盖世汽车　2022-02-08

筑波大学科学家推出新技术 或可提高燃料电池可靠性

据外媒报道，日本筑波大学（University of Tsukuba）系统与信息工程研究生院的科学家推出一项新技术，可检测到氢燃料电池因水过多或不足而导致效率降低的时间。通过使用测量磁通量密度的传感器，可以无创监测产生的电流量，发出问题信号。此次研究或可开发出新技术，以提高燃料电池可靠性，并显著减少汽车碳足迹。

随着研究人员不断探索可替代内燃机的环保交通技术，氢燃料电池汽车发展日新月异。与其他方式相比，这些电能生成装置十分高效，不仅可实现零碳排放，还可在低温下运行。其中一种主要的燃料电池为质子交换膜燃料电池（PEMFC）。在该电池中，氢核（只是单个质子）可透过的膜将氧和氢隔开。当质子穿过膜与氧原子结合时，电子流过导线形成水分子，这也是除电之外的唯一产物。但 PEMFC 很容易因变干或系统中含有过多的水而发生故障。因此为确保最佳性能，需要新的检测器来快速感知何时发生这种情况，尤其是在难以确定问题发生位置的燃料电池堆中。

近日，筑波大学研究人员开发出一种基于燃料电池内部电流产生磁通量的新系统。当该系统正常运行时，所产生的电流将产生特征磁场模式，可被传感器检测到，从而可以立即记录由磁通量发生变化引起的故障。研究人员 Yutaro Akimoto 教授表示："即使在名义上相同的运行条件下，水条件也会使燃料电池的性能不可预测且不可靠。"

该团队使用由五个燃料电池组成的风冷 50 瓦 PEMFC 堆栈测试了其系统。其磁通密度由内置在冷却孔内的传感器进行测量。如果检测到故障，该系统会进行测试。Akimoto 教授表示："通过我们的研究，未来自动化控制系统或可集成至燃料电池中，为更高效实用的零排放汽车铺平道路。"

盖世汽车　2022-02-12

美国科学家们开发出新型聚合物燃料电池 工作温度为 80-160℃

当前的燃料电池的运行温度为 60-80℃，因此需要大型散热器和进气口才能保持温度。据外媒报道，为解决该问题，洛斯阿拉莫斯国家实验室（Los Alamos National Laboratory）的科学家们开发出一种可在 80-160℃下运行的新型聚合物燃料电池，其额定功率密度比最先进的燃料电池更高，解决了长期存在的过热问题。而过热问题也是卡车和公共汽车等交通运输工具使用中型和重型燃料电池面临的主要技术障碍之一。

洛斯阿拉莫斯材料合成与集成器件组（Materials Synthesis & Integrated Devices group）研究人员 Yu Seung Kim 表示："燃料电池是一种能量转换装置，通过电化学结合空气中的氢和氧来发电。

与其他电动汽车一样，燃料电池汽车是零排放汽车，并没有与烟雾相关或温室气体尾气排放。此外，氢气可以从多种国内资源中生产，具有零温室气体排放的潜力。”

氢燃料电池是中型和重型公路运输的理想选择，包括卡车和公共汽车，并且还可用于海洋、铁路和航空应用。

鉴于全球都致力于减少运输排放，因此未来中型和重型运输需要实现电气化，无论是采用电池还是氢燃料电池。与电池驱动的车辆相比，燃料电池可为远程应用提供快速燃料和充足的燃料存储。几十年来，研究人员一直在探索可以在 100℃以上运行的燃料电池，通过更好的热量和水管理来实现更简单的燃料电池系统。虽然需要额外操作来确定重型应用所需的耐用性，但这项研究提供了一种可在炎热和干燥条件下制造高性能燃料电池的解决方案。

传统的高温聚合物电解质膜燃料电池在电极处的电解质为磷酸作。但在这项研究中，洛斯阿拉莫斯团队设计出一种由膦化聚合物和全氟磺酸组成的聚合物电解质。在这种复合电解质结构中，研究小组发现全氟磺酸中的一个质子会转移到膦化聚合物上，并显著提高了质子传导性。通过采用复合聚合物电解质，研究人员能够在 160℃温度下实现燃料电池每平方厘米近 800 毫瓦的额定功率密度，比磷酸基燃料电池高 60%。

此项研究由美国能源部（DOE）高级研究计划署能源（ARPA-E）提供支持，旨在开发用于运输应用的创新高温聚合物电解质燃料电池。

盖世汽车　2022-02-11

新型催化剂不含稀有金属 可提高反应活性/降低制氢成本

据外媒报道，日本理化学研究所可持续资源科学中心(CSRS)等机构的研究团队发现了一种从水中提取氢的新方法。这种新方法可持续、实用，不需要使用昂贵且储量较少的稀有金属。与当前方法不同，现在可以使用钴和锰这两种常见的金属来生产氢，以用于燃料电池和农业肥料。

传统化石燃料在燃烧时产生二氧化碳。相比之下，氢是一种清洁燃料，所产生的副产物只有水。如果利用可再生电力从水中提取氢气，可使电网变得清洁、可再生且可持续。此外，氢是生产氨所需的关键成分，而几乎所有的合成肥料都要用到氨。目前，氨厂使用化石燃料生产所需的氢，而不是利用水清洁制氢。

但是，目前的水电解制氢过程成本高且不可持续。这主要是因为缺乏良好的催化剂，除了能承受恶劣的酸性环境，催化剂还必须具有非常高的活性。反之，制取一定量氢所需的电量就会飙升，成本也将随之升高。目前最活跃的水电解催化剂是铂、铱等稀有金属。这些金属价格昂贵，被认为是金属中的“濒危物种”。现在，要实现全球改用氢燃料，大约需要 800 年的铱产量，地球上可能根本没有这么多的铱。另一方面，铁、镍等金属储量丰富，但活性不够，在恶劣的酸性电解环境中有可能立即溶解。

为了寻找更好的催化剂，研究人员着眼于钴和锰的混合氧化物。钴氧化物具有必要的反应活性，但在酸性环境中腐蚀得非常快。锰氧化物更加稳定，然而不够活跃。研究人员将二者结合在一起，希望充分利用互补特性。此外，还必须考虑到实际应用时所需的高电流密度。研究人员 Kong Shuang 表示：“对于工业规模制氢，需要将目标电流密度设定为以往实验值的 10-100 倍。这种高电流会引起诸多问题，如催化剂物理分解。”

最终，该团队通过反复试验克服了这些问题。通过在 Co3O4 的尖晶格中插入锰生产出混合钴锰氧化物 Co2MnO4，从而发现了一种活跃、稳定的催化剂。测试表明，Co2MnO4 性能良好，其活跃程度接近领先的铱氧化物。此外，在电流密度为 200 毫安/平方厘米的情况下，这种新催化剂可以使用两个多月，有望有效地投入实际应用。相比之下，在电流密度低得多的情况下，其他非稀有金属催化剂通常只能使用几天或几周。这种新型电催化剂或将改变游戏规则。

研究人员预计，随着技术进步，绿色氢燃料技术的成本，将在不久的将来大幅下降。研究人员

将继续寻找方法，以延长新催化剂的使用寿命，并进一步提高其活性水平。

盖世汽车　2022-02-15

比利时研究人员开发氢能车顶板 可用于燃料电池汽车

在发展以氢为能源载体的汽车方面，氢车顶板或将成为关键突破点。据外媒报道，在比利时SolHyd 研究项目（属于鲁汶大学）中，研究人员开发了一种太阳能电池板，通过太阳能直接从空气中的水分中提取氢。一块这样的电池板能够生产 250 升绿色氢。

（图片来源：solhyd）

在车顶安装 20 块这样的面板和一个储罐，足以满足像目前丰田 Mirai 这样的燃料电池电动汽车（FCEV）的能源需求。当然，车主也可以利用氢来给房屋供暖。

生产绿色氢而不排放 CO2 的最常用方法是，通过电解将水分解成氢气和氧气，但这需要大量的可再生电力（如太阳能电池板或风车）。在这一过程中，大约会损失 30%的能量。总的来说，这种方法效率不高，而且氢气不易运输。

SolHyd 已设法绕过电解的干扰，不仅使生产更可行，而且有望降低大规模生产成本。这种“氢太阳能电池板”由 Johan Martens 教授领导的研究小组开发，利用太阳能和薄膜，并结合独特的物理和化学原理，直接从周围空气中的水分中提取纯氢，转换率达到 15%。相比之下，传统的太阳能电池板的转换率为 19%。

为了证明这种电池板可在全球范围内发挥作用，目前研究人员正在南非开普敦对原型试点项目进行评估。研究人员希望证明，这也是一项适用于干旱地区的技术。

该项目现已超越实验室阶段，下一步是开发氢电池板的工业生产线。在鲁汶附近的 TRANSfarm，相关生产设施正在建设中。经过测试和微调，该工厂到 2022 年底应该能够每年生产 5000 块太阳能电池板。研究人员认为，当大规模生产时，这种电池板的价格可能会迅速下降，达到商用水平。

盖世汽车　2022-02-19

三菱重工计划在日本测试 100%氢气燃气轮机

三菱重工(Mitsubishi Heavy Industries)今天(2 月 14 日)宣布，将在 Takasago 工厂测试从氢气生产到发电的技术。

计划到 2025 年逐步扩大与大型燃气轮机共燃 30%氢气、与中小型燃气轮机 100%氢气燃烧的相关设备和商业化产品。

Takasago 氢电厂将建在示范设施复合循环发电厂附近。计划到 2023 年，启动制氢、储氢和燃气轮机氢燃烧技术的试验示范运行。

除采用水电解槽之外，该氢气生产设施还将进行将甲烷热分解为氢气和固体碳来产生绿松石氢气等新一代氢气生产技术的试验和示范。

Takasago Seisakusho 园区建立了从开发到再验证的全面体系，燃气轮机关键部件燃烧室是在开发基地(综合研究所)完成开发，在制造工厂设计、制造的。

在实际机器的生产和演示设备上建立了一个验证系统。在其燃气轮机开发中，在基本设计阶段对各部件进行验证试验，结果在详细设计中得到体现，最后利用实际机器进行验证。

它将接入本地电网，用于下一代高效大型燃气轮机 JAC（J 系列风冷）的长期示范，并在全球首次实现 1650°C 的高温燃气轮机进口温度。

目前，该公司正在对新开发的技术进行长期的可靠性验证，同时与实际电厂一样运行。该设施在世界上是独一无二的，并于 2020 年 7 月 1 日开始长期示范运行，作为最先进的燃气轮机联合循环(GTCC)发电设施，发电功率为 56.6 万 kW。

为了在 2025 年实现商业化，它将使用 JAC 型号来验证 30%的氢气共燃发电。此外，在小型和中型燃气轮机中，将在 H-25 型号上演示燃气轮机的 100%氢燃烧。

全球氢能网　2022-02-17

环境友好型燃料电池实现“自我净化” 提升性能同时还能捕获 99%CO2

近期，美国特拉华大学（University of Delaware）的工程师们成功演示了一种方法，不仅可以利用由氢气驱动的新型电化学系统有效地从空气中捕获 99%的二氧化碳，还成功提升了氢氧根交换膜（HEM）燃料电池的性能。

nature energy

Explore content ⌄ About the journal ⌄ Publish with us ⌄ Subscribe

nature > nature energy > articles > article

Article | Published: 03 February 2022

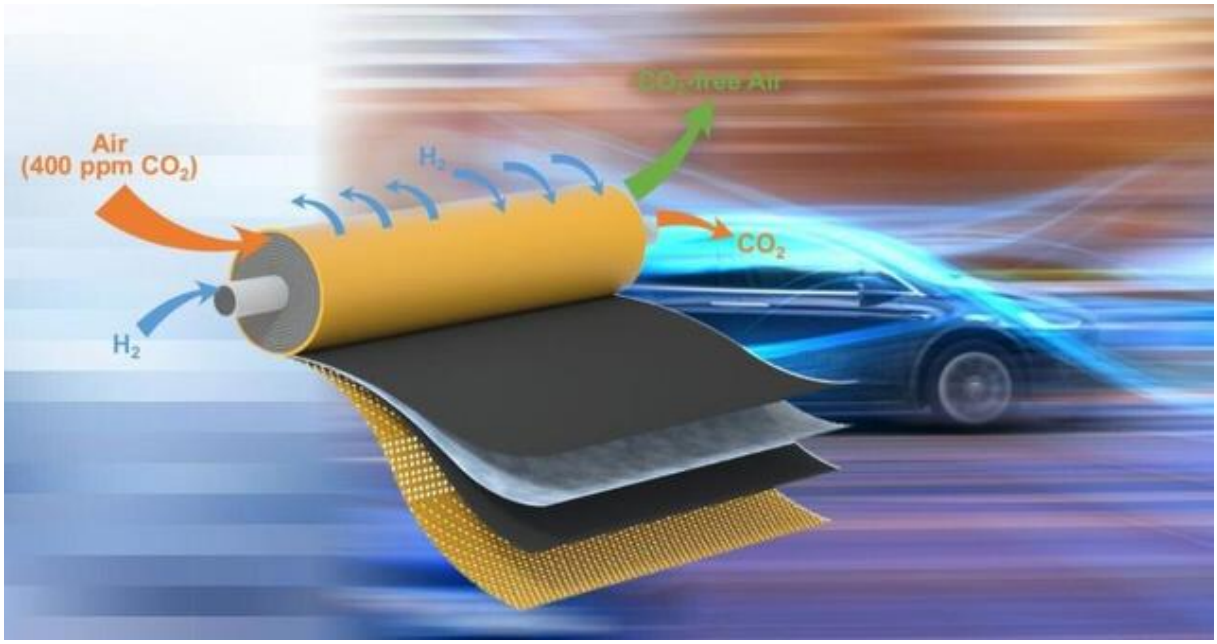
A shorted membrane electrochemical cell powered by hydrogen to remove CO_2 from the air feed of hydroxide exchange membrane fuel cells

Lin Shi, Yun Zhao, Stephanie Matz, Shimshon Gottesfeld, Brian P. Setzler & Yushan Yan

Nature Energy (2022) | Cite this article

1738 Accesses | 257 Altmetric | Metrics

这是碳捕获技术的一个重大进步，可以使更多环境友好型燃料电池接近市场。由特拉华大学教授 Yushan Yan 领导的研究小组于近期在《自然能源》（Nature Energy）上报告了他们的方法。燃料电池的工作原理是将燃料化学能直接转化为电能。它们可以用于混合动力或零排放车辆等交通工具。



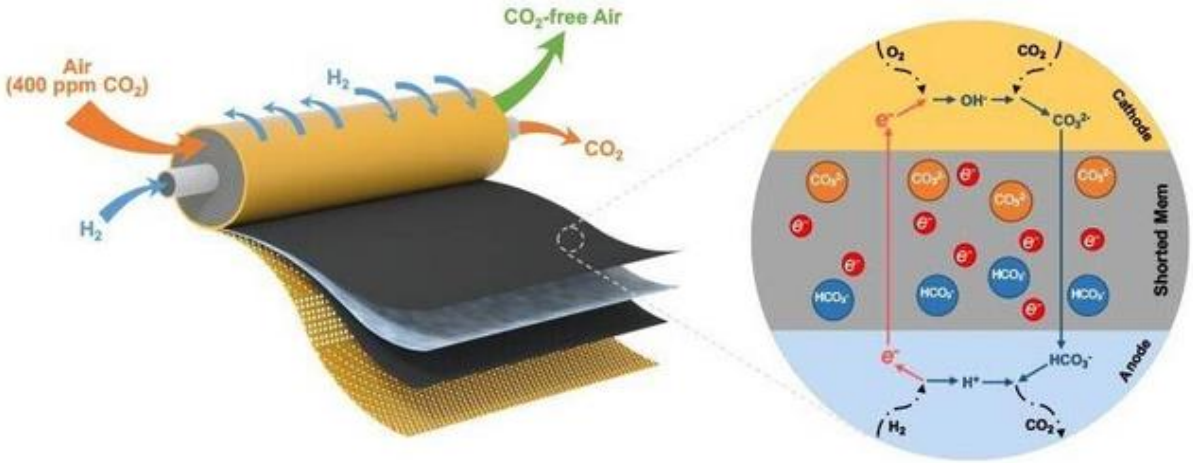
HEM 燃料电池是一种经济且环保的替代目前使用的传统酸基燃料电池的方法。但是这种燃料电池有一个缺点，使其无法在现实应用，即它们对空气中的二氧化碳极其敏感。这一缺陷迅速降低了燃料电池的性能和效率。因此 15 年来，Yan 都在致力于解决这一问题。

几年前，研究人员意识到这个缺点实际上反而可能是一种解决方案——去除二氧化碳。研究人

员表示，“一旦我们深入研究这一机制，我们发现燃料电池正在捕捉进入它们的每一点二氧化碳，而且它们真的很擅长将其分离到另一边。”

虽然这对燃料电池不利，但研究小组知道，如果他们能在燃料电池堆上游的一个独立设备中利用这种内置的“自我净化”过程，他们就能把它变成一个二氧化碳分离器。他们表示，“事实证明，我们的方法非常有效。如果我们有正确的设计和配置，我们可以一次捕获空气中 99%的二氧化碳。”

具体而言，他们找到了一种将电化学技术的电源嵌入分离膜的方法。它看起来像一个用于分离气体的普通过滤膜，但又能像一个更复杂的电化学系统一样从空气中持续收集微量的二氧化碳。



研究人员解释称，将该装置的电线嵌入膜内创造了一条捷径，使二氧化碳颗粒更容易从一侧移动到另一侧。它还使研究小组能够建造一个紧凑的螺旋形模块，在较小的体积内拥有较大的表面积。换句话说，他们现在有了一个更小的封装，能够一次过滤更多的空气，使其在燃料电池应用中既有效又具有成本效益。同时，更少的组件意味着更少的成本，更重要的是，提供了一种为市场轻松扩大规模的方法。

研究小组的结果显示，一个尺寸为 2×2 英寸的电化学电池可以持续去除空气中约 99%的二氧化碳。研究人员说，一个大约 12 盎司汽水罐大小的早期原型螺旋装置能够每分钟过滤 10 升空气，并清除 98%的二氧化碳。

他们还称，如果把这个装置放大到汽车上，它的大小大概是一加仑牛奶那么大，而且该装置也可用于清除其他地方的二氧化碳。例如，特拉华大学的专利技术可以使航天器或潜艇中更轻、更有效的二氧化碳清除装置成为可能，因为在这些地方持续过滤是至关重要的。

此外，由于该电化学系统是由氢气驱动的，随着氢气经济的发展，这种电化学装置也可用于飞机和建筑物，在那里空气再循环被视为一种节能措施。

科创板日报　2022-02-10

法国扬长避短：以核能促绿氢发展

法国 2020 年 9 月推出了以 2030 年为限的特别经济重振计划，欲投入 1000 亿欧元恢复被疫情重创的经济，其中有 72 亿欧元（约合 518.26 亿元人民币）将用于氢能发展。根据计划，法国将聚焦绿氢，实现氢的生产和消费全程无碳，从而在 2030 年将其年二氧化碳排放量从当下的 8000 万吨减至 5300 万吨。

除了使用可再生能源发电制氢，法国还将发挥其核能优势，大力发展核能供电制氢。72 亿欧元的部分分拨方案是，2020~2022 年投入 20 亿欧元，2023 年投入 34 亿欧元。这充分反映了法国政府逐渐加快扶持国内氢工业发展的决心。发展氢能，不仅可以为法国创造就业，而且能助力法国走在新兴颠覆性技术的前沿，同时实现能源转型。

法国选择了几个优先扶持领域来实现氢能去碳。一是电解制氢去碳技术的规模化，大幅降低成本并为大项目奠定基础，具体目标是，到 2030 年，法国电解槽装机容量达到 6.5 吉瓦。二是逐步淘汰碳基氢，实现工业去碳，到目前为止，法国的工业部门是氢的主要消费者，但这些氢多来自化石燃料，需要去碳，包括炼油、化工（特别是氨和甲醇生产）等部门。三是加大重型车去碳氢的使用量。将氢存储技术作为电池的补充，以供动力需求强或长途运输车辆配套使用。初期将主要对重型车辆（商用车、重型货车、公共汽车和垃圾处理卡车）和火车进行改造，随后将开展氢动力船的试验项目，最后是实现 2035 年前氢动力飞机的投用。实际上，空客公司已于 2020 年 9 月宣布定制以去碳氢为燃料的飞机，如能实现，到 2030 年，法国将减少 600 万吨二氧化碳排放，相当于巴黎市每年的二氧化碳排放量。四是支持科技创新和发展，以及相关技术的培训，以促进未来氢能应用。这个领域将以天然气工业去碳为主，包括重新利用现有天然气基础设施来输送氢气。

法国扶持氢能发展的机制由国家管理机构，如法国环境与能源控制署和法国国家研究局，以及资助方，如国土银行和法国公共投资银行 Bpifrance 等组成。根据计划，2020~2023 年，法国环境与能源控制署将组织价值数亿欧元的新项目，与此同时，还将赞助与氢能有关的”未来投资方案”，以推动相关建设示范项目的开展，并收购一些氢能专业公司的权益等。电解去碳制氢设备也在扶持之列。

借鉴法国成功开展的可再生能源扶持机制，法国的氢能扶持也将采取“差价合同”的形式进行招标。为了更好地推动氢能发展，此刻，法国正紧锣密鼓地制定针对氢能发展的法律法规，以建立适用于氢气生产、运输、存储和监管的框架，为法国的氢气未来护航。

中国石化报　2022-02-25

氨！既能储氢，又是零碳燃料

据介绍，氨本身是一种零碳化合物，同时能量密度很高，是液氢的 1.5 倍。在化学性质方面，氨的液化温度只有零下 33 摄氏度，非常容易液化，与之相比，氢液化温度则需要降至零下 253 摄氏度左右，无论是车辆运输还是管道运输，液氨的难度都相对更低。

氢能除了面临成本挑战之外，还面临储运难题。因此，国内外开始将氨作为氢的储运介质进行研究。值得注意的是，除了作为氢能载体，氨还是一种零碳燃料。据介绍，氨和氧的燃烧反应产物为水和氮气，氮气约占空气 78%，因此氨的燃烧过程实现了零碳排放。

澳大利亚工程院院士程一兵表示，氨作为一种零碳燃料，对硅酸盐建材和火力发电行业实现降碳目标具有重要的意义。据分析，到 2050 年、2060 年即便全球实现碳中和，仍然有接近 1/4 的能源要依赖燃料，包括海运、长途重载汽车、炼钢、高温工业制造、航空等，因此需要氨燃料进行含碳燃料的替代。

氨氢能源融合项目加速布局

基于氨的上述特性，业内开始追求氨氢能源融合，打造氢能储运新体系。此外，国内外还开始将氨氢混烧燃料作为重要的减碳途径之一。

近年来，能源资本开始大举进入绿氨行业。资料显示，发动机企业康明斯、氢燃料电池龙头企业普拉格等都开始打造氨氢供应链。据美国媒体《市场观察》报道，2021 年 11 月，普拉格获得埃及订单，为年产 9 万吨的绿氨提供 10 万千瓦的电解设备，生产的绿氨将被作为富氢燃料使用。

2020 年，美国最大气体产品和化工公司在沙特联合开发 400 万千瓦的制氢项目，建设绿氢工厂，项目总投资达 50 亿美元，是迄今为止宣布的全球最大氢能项目。投产后，工厂每天生产 650 吨绿氢，可为 2 万辆氢燃料公共汽车提供动力。为了便于运输和出口，该厂还将应用“氢氨转换技术”，届时还能生产 120 万吨/年的氨，终端用户再将氨转为氢，预计到 2025 年可正式生产氨。

2021 年，全球最大氨生产商挪威 Yara 国际公司与挪威可再生能源巨头 Statkraft 以及可再生能源投资公司 Aker Horizons 宣布要在挪威建立欧洲第一个大规模的绿色氨项目。

此外，日本也高度重视氨燃料产业链布局。厦门大学能源学院教授王兆林介绍称，在日本，氨燃料技术的研发与测试已持续多年。日本煤电的降碳方案之一，就是开始大幅度向煤、氨氢混烧迈进，目前，技术水平现已达到商用规模。根据日本经济产业省公布的数据，到 2030 年，日本的发电用燃料中氢和氨将各占 10%，到 2050 年，将在全球建成 1 亿吨规模的氨供应链网络。

氨储氢供氢代氢是重要方向

王兆林强调，我国有非常成熟的氨运输和分配体系，氨更安全、更易储运，且同体积的液氨比液氢多至少 60%的氢，经济性优势凸显，因此以氨储氢、供氢、代氢是氢能的发展趋势之一。

“目前，高压储氢罐成本约为 60 万/个，液氢储运设备成本为 120-150 万元/套。由于氨的储运体系成熟，储罐成本相较于氢低约 50 倍。同时，氨的储运能耗及损失比氢低很多，同样距离和输送条件下，氨相比天然气可输送多的能量还要多一倍，现有天然气管道稍加改造即可用于输送氨。”王兆林表示。

程一兵也认为，氢氨融合是国际清洁能源的前瞻性、颠覆性、战略性的技术发展方向，是解决氢能发展重大瓶颈的有效途径，同时也是实现高温零碳燃料的重要技术路线。但需要注意的是，尽管国外已逐步开展氨氢融合应用项目，但国内的研究与应用仍较少。

上述专家提醒，落实到具体应用层面，氨燃料仍存在技术挑战。首先，氨燃烧速度和热值较低，且远低于氢，不利于高效率的工业应用，其次，氨不太容易点燃和实现稳定燃烧。 此外，实现大规模的氨氢转换与储运，需要在大容量储运设备、催化剂等方面进行进一步技术攻关。

中国能源网　2022-02-18

“绿氢”走红阿联酋

近日，阿联酋能源公司 Masdar 宣布与法国能源企业 Engie 展开合作，在 2025 年前共同开发具有成本竞争力的绿氢项目，一期工程将在阿布扎比建设 20 万千瓦装机的电解水制氢设施，同时也将为制氨工厂提供氢气。

借助区域优势推动“绿氢”产业发展

据了解，Masdar 和 Engie 于去年末首度公布了双方的战略合作协议，计划将阿联酋打造成为“绿氢集散中心”，到 2030 年，双方预计将合作开发至少 200 万千瓦装机的可再生能源电解水制氢产能。截至今年 1 月 20 日，Masdar 在其官方网站上宣布，与 Engie 合作的一期工程已有了初步规划，将在阿联酋建设光伏发电设施，通过电解水制备氢气，并计划将氢气运输至由阿联酋国家石油公司（ADNOC）主导建设的制氨工厂储存及出口。

Engie 公司高管 Frederic Claux 表示，制备“绿氢”是阿联酋推动绿色转型的里程碑，将助力该国实现净零排放目标。同时，这一项目有助于阿联酋在快速增长的氢经济中具备竞争优势。根据测算，与天然气发电制氢、制氨相比，这一方式能够显著降低交通运输、能源供给等重点领域的排放量。

事实上，虽然海湾地区盛产石油和天然气，但近年来，该地区各国也十分“流行”尝试利用可再生能源制氢、制氨。截至目前，沙特、阿曼、卡塔尔等国均有能源公司布局“绿氢”项目。在业内看来，其中主要的推动因素仍是该地区优越的可再生能源资源禀赋。

市场研究机构伍德麦肯兹曾在报告中指出，从太阳能资源情况和光伏开发情况来看，澳大利亚和海湾地区是全球光伏发电成本最低的地区，其中，后者更是一再创下历史最低电价纪录。

阿布扎比能源部主席 HE Al Marar 也告诉记者：“以阿布扎比 Al Dhafra 项目为例，该项目规划发电产能为 200 万千瓦，按照平准化电力成本计算，该项目的光伏电价为 4.97 费尔/千瓦时（约合 0.08 元人民币/千瓦时），较 2017 年创下当时历史最低纪录的 Noor Abu Dhabi Solar 项目平准化电力成本还要低 44%。”

能源转型大潮下实现经济多元化

HE Al Marar 表示：“阿联酋正努力在维持多元化油气生产业务与减少排放之间取得平衡。一方

面，阿联酋正在大规模利用碳捕捉、封存及利用（CCUS）技术提高二氧化碳驱油的采收率，另一方面，阿联酋已经在大力开发氢能。”

据了解，早在 2017 年，阿联酋就提出在 2050 年实现可再生能源占整体能源供给系统 50%以上的目标，同时表示将在 2050 年达成温室气体减排 70%的目标。

实际上，除了阿联酋，多个海湾地区传统油气生产国都作出了气候承诺。2021 年，沙特宣布将在 2060 年达成净零排放目标，今年初，沙特又宣布将在 2040 年前大力开发本土核电建设，拟建设超过 1700 万千瓦核电装机，以满足能源多元化需求。另外，卡塔尔也在去年 10 月宣布，将在 2030 年前达成温室气体减排 25%的目标。

在 HE Al Marar 看来，全球能源转型会影响石油和天然气的需求以及价格，但实际上没有一种能源可以解决全球气候变化问题，未来几十年，世界仍将依赖化石燃料来满足能源需求。

国际能源贸易格局生变

值得注意的是，从目前海湾地区已经规划的“绿氢”“绿氨”项目来看，除满足本土低碳需求外，“能源出口”仍是该地区各国主要的发展目标之一。Masdar 在其公告中指出，阿联酋将其可再生能源电解水制氢产能扩展至百万千瓦级，正是希望成为海湾阿拉伯国家合作委员会的“绿氢集散中心”，将“绿氢”出口至其他国家市场。

根据伍德麦肯兹发布的数据，从 2050 年起，全球氢气需求预计将在 2021 年末的基础上增长 2-6 倍，在此情况下，拥有低廉可再生能源电力成本的国家有望成为低碳经济贸易下的主要出口国。

据统计，过去一年里，全球“绿氢”项目数量同比上涨了 50 倍以上，而截至 2021 年底，全球范围内规划的“绿氢”出口项目中约有 60%都位于海湾地区和澳大利亚。

伍德麦肯兹研究主管 Prakash Sharma 指出：“各国都在加快扩张可再生能源电力装机，在维护能源安全的情况下也在向减排目标进发。预计到 2050 年，在全球实现近零排放的前提下，低碳氢气及其衍生物的国际贸易量将明显增长，甚至有望占据全球海运能源贸易份额的 1/3。这样一来，全球能源贸易格局预计将发生巨变。”

李丽旻　中国能源网　2022-02-08

全球第一座也是最大的垃圾制氢工厂将在埃及建立

一家美国的氢气生产和储存解决方案公司 H2 Industries Inc.宣布已获得开发 1GW 液态有机氢载体(LOHC)氢枢纽的初步批准，这将是美国同类项目中的第一个也是目前全球最大的垃圾制氢项目。建成后，该氢气工厂每年将处理 400 万吨有机废弃物和不可回收塑料。

H2 Industries 开展了一项“革命性”项目，利用专有技术制造绿色氢气，利用有机废物作为能源生产的原料，同时捕获二氧化碳(CO2)并将其商业化，实现碳中和。

虽然历史证明制造绿色氢是不经济的，但 H2 Industries 表示，它已开发出一种专有工艺，能够以具有竞争力的成本从有机废物中制造大量绿色氢。

该过程产生的绿色氢气可以使用 H2 Industries 的技术进行运输和储存，并根据需要应用于工业。

废物制氢

经过数百万美元的投资，H2 Industries 现在准备开展几个项目，这些项目将转化有机废物，包括塑料和农业废物，甚至污水、污泥，并将其转化为可用的氢气。

氢气可以运输到行业中称为液态有机氢载体(LOHC)的有机“载液”中，它可以像柴油一样被运输并用于填充储罐，但使用时不会产生碳排放。

同时，H2 Industries 工艺产生的废热可用于蒸汽轮机和发电机发电。

埃及将建设世界上第一座也是最大的垃圾制氢工厂

据 H2 Industries 称，公司已获得苏伊士运河经济区（SC Zone）总局的初步批准，可在 East Port Said 开发 1GW (LOHC)氢枢纽，这将是全球首个该类型的项目。

建成后的氢气工厂每年将在地中海运河入口处处理并转化 400 万吨有机废物和不可回收塑料。

该项目将以目前绿色氢生产的一半的成本每年产出 30 万吨绿色氢气。

这是一个令人兴奋的机会，它将把埃及收集的大量废物转化为绿色氢。H2 Industries 执行主席 Michael Stusch 表示，垃圾制氢是使绿色氢在经济上可行的突破，不仅有助于减少全球二氧化碳排放，还有助于减少该国水资源的污染和损害。

H2 Industries 将成为 East Port Said 废物制氢工厂的工程、采购和施工(EPC)承包商，并将运营该工厂。

H2 Industries 还将为该项目建立 SPV，并承诺向全球承购商销售氢气和合成燃料。

替代运输燃料

如此生产的绿色氢可以用于出售和运输，以供国际市场使用。

或者，H2 Industries 还可以生产低成本合成柴油(eDiesel)或可持续航空燃料(SAF)，其中捕获的二氧化碳是该过程中唯一的排放物，具体取决于国际市场对此的需求。

H2 Industries 还将其他绿色氢产品商业化，以满足最终用户的商业需求，其应用范围从燃煤电厂到氢电厂的改造以及钢铁、水泥和玻璃生产流程的改造。

新能源网综合　2022-02-15

系统规划氢能产业，筑牢能源转型基石

全球能源系统正加速进行低碳化转型，氢能作为清洁能源受到高度关注。欧盟、美国、德国、日本和韩国等纷纷发布了本国（地区）氢能产业中长期发展战略。在应对全球气候变化的背景下，对世界主要国家（地区）氢能战略展开分析，可为我国氢能战略的制定及实施提供借鉴。

将氢能产业作为能源转型重要基石

多个国家（地区）将氢能产业定位为能源转型的重要基石。氢能具有独特的行业耦合属性。一是作为一种应用广泛的能源形式，其可为交通、工业直接提供能源动力。二是作为能量储存器，可实现与多类型能源（可再生能源、化石能源、核能）融合，根据供需关系实现灵活的能量储存，解决能源供需的时空平衡问题。三是作为工业生产和工业脱碳的重要基础原料，既可用于产品制备，亦可同工业生产捕集的 CO2 结合，转化为化工产品。

国际氢能委员会预测，2050 年氢能将占全球能源消费总量的 18%—24%，创造 3000 万个工作岗位和 2.5 万亿美元产值，减少 CO2 排放 60 亿吨。目前，欧盟、德国和韩国正积极推动氢能在重载运输业中的应用，美国和日本正加大氢能在工业和能源系统方面的应用。

在发展方向方面，各国氢能战略目标存在差异，但其主线均为通过提高制氢产能，扩大市场需求。欧盟、德国和日本瞄准绿氢制备，美国关注多资源制氢，包括化石燃料、生物质/废物资源、可再生资源和核能。

在发展路径方面，世界各国氢能战略的实施路径可概括为市场创造、技术示范和规模应用三个阶段。市场创造阶段以扩大制氢能力和氢能市场占比为目标，大力发展大型电解槽装置研发和应用，同步推进风能和太阳能产业发展，为绿氢制备奠定技术和资源基础。技术示范阶段以实现可再生能源大规模制氢为目标，发挥绿氢在保障电力系统稳定性中的重要作用。规模应用阶段以实现绿氢大规模应用为目标，覆盖航空、航运、工业、建筑等难脱碳、碳密集部门。

在科技创新方面，各国布局氢能全产业链，涵盖氢制备、氢储运和氢利用。

一是氢制备领域，可再生能源制氢已成为主流发展方向。欧盟明确其首要任务是扩大绿氢产能，将大型电解槽作为研发重点。此外，欧盟和德国高度关注海上风电同氢能产业融合，认为海上风电的跨越式发展将解决绿氢制备的能源需求和价格成本问题。

二是氢储运领域，日本聚焦于氢运输船舶领域，计划在全球范围率先实现商用，并出口相关设备和关键技术。德国和韩国推进供电、供热和天然气基础设施交叉融合，开展氢气专输管网建设和

天然气—氢气混输管网改造。此外，美国关注化学氢载体储运方式技术研发，该技术可实现低压、常温下的大规模氢气运输。

三是氢利用未来将集中在运输业、工业和能源系统三个领域。在运输业领域，美国、欧盟和德国侧重于重载运输业，积极推动氢燃料电池和氢能衍生合成燃料在航空、航海领域中的应用，日本和韩国注重氢燃料汽车市场推广。在工业领域，使用绿氢来减少和取代炼油、制氨以及生产甲醇、钢铁和水泥所需的灰氢或煤炭使用量。在能源供给领域，以氢能为基础的混合能源系统将成为未来重要的能源供给方式之一。美国提出了以氢能为基础的三类混合能源系统，即电网—可再生能源混合系统、化石—能源混合系统和核混合系统，以期在中长期/季节性储能、电网平稳服务、建筑/工业用能及化工品制备等方面发挥独特优势。

在政策措施方面，各国强调政策、科技和管理多方面系统合作，注重制定统一的标准、规范，确保产品质量及技术的一致性和互通性，以支撑氢技术在多部门、多领域、多场景中的推广应用。

在国际合作方面，各国高度重视氢能产业链国际化布局，积极推进伙伴级能源共同体建设。欧盟加强与邻国和非洲联盟开展绿氢制备合作，以实现稳定、持续的绿氢和可再生电力进口。随着全球氢能产业快速发展，氢及其衍生品的国际贸易将成为具有重大战略意义的地缘政治因素。

多措并举加速氢能产业发展

我国对氢能发展持积极态度，“十四五”国家重点研发计划启动了“氢能技术”重点专项。但与世界氢能先发国家相比，我国仍需在以下四个方面完善政策。

第一，加快国家层面氢能发展战略制定。成立国家层面指导机构，明确氢能在我国能源体系中的定位，确定氢能产业发展目标、思路、重点及政策举措。

第二，系统部署氢能全产业链科技攻关和示范应用。我国氢能产业科技创新既要全局部署，关注全产业链关键技术，同时也要聚焦我国优势领域深度研发，确保核心技术的国际引领地位。

第三，注重研判氢能产业的金融贸易和地缘政治属性。加强“氢能潜力分布图”评价分析，识别国际氢气供需潜力，明确国内外技术发展优势，为国内层面细化氢能产业链区域布局、国际层面开展关键技术联合攻关和国际贸易合作提供支撑。通过扩大氢能国际市场份额、掌握核心关键技术、制定国际标准规则、构建亚洲氢能市场等举措，推动我国氢能产业国际化发展。

第四，系统推进以氢能为基础的能源系统整合战略。注重氢能产业同其他能源产业的耦合关系和联动属性。以氢能作为能源转型催化剂，加速同可再生能源及核能等清洁能源协同发展，系统规划氢能产业布局及能源系统整合战略。（作者单位： 中国科学技术发展战略研究院）

科技日报　2022-02-08

绿氢：纯正的零碳新能源

北京冬奥会已落下帷幕，本届冬奥会除了是一场冰雪盛宴外，还是一场氢能盛会。

与东京奥运会只是部分火炬使用氢燃料相比，北京冬奥会将火炬燃料全部替换为氢能，同时，北京冬奥会投入的氢燃料车辆数约为东京奥运会的两倍。2 月 4 日晚，在北京 2022 年冬奥会张家口赛区，由中国石油自主研发的绿氢还点燃了太子城火炬台。这是本届冬奥会唯一一个由绿氢点燃的火炬台，更是冬奥近百年历史上首支以绿氢作为燃料的火炬。

绿氢，也因此走入了大众视野。

绿氢是发展氢能的初衷

什么是绿氢？

所谓绿氢，是指利用可再生能源分解水得到的氢气，其燃烧时只产生水，从源头上实现了二氧化碳零排放，是纯正的绿色新能源，在全球能源转型中扮演着重要角色。

专家解释，虽然氢能是清洁的可再生能源，在释放能量的过程中没有碳排放，但目前生产氢能的过程却并不是百分之百“零碳”。

氢元素在地球上主要以化合物的形式存在于水和化石燃料中，而氢能作为一种二次能源，需要通过制氢技术进行提取。目前，现有制氢技术大多依赖化石能源，无法避免碳排放。而根据氢能生产来源和生产过程中的排放情况，人们又将氢能分别冠以灰氢、蓝氢、绿氢之称。

灰氢，是通过化石燃料燃烧产生的氢气，在生产过程中会有二氧化碳等的排放。目前，市面上绝大多数氢气是灰氢，约占当今全球氢气产量的 95％。

蓝氢，可以由煤或天然气等化石燃料制得，在蓝氢的制备过程中可以将二氧化碳副产品捕获、利用和封存（CCUS），从而实现碳中和。虽然天然气也属于化石燃料，在生产蓝氢时也会产生温室气体，但由于使用了 CCUS 等先进技术，温室气体被捕获，减轻了对地球环境的影响，实现了低排放生产。

“绿氢是发展氢能的初衷。”国际氢能学会副主席、清华大学教授毛曾强曾强调，发展氢能就是为了能源的“去碳化”，只有通过无碳能源生产“绿色的氢”，才能实现这一目标。

由此可见，尽管所有“颜色”的氢都将在未来发挥作用，但归根结底，绿氢是最具可持续性且真正无碳的，因此它也正成为全球氢能发展的焦点。

数据显示，截至 2020 年底，全球已有约 70 个在建的绿氢项目，其中吉瓦（GW）级项目已超过 20 个。去年，欧洲还提出了 2024 年建成 6GW、2030 年建成近 40GW 电解绿氢产能的发展目标。

国际投资银行高盛全球投资研究部门最近发布的报告《清洁氢革命》则认为，清洁氢是全球实现净零排放路径的关键和各国能源结构的关键支柱，依靠清洁氢路径可以减少全球温室气体排放量的 15%（二氧化碳排放量的 20%）。报告称，全球范围内超过 30 个国家推出氢战略和路线图，承诺到 2030 年时，清洁氢的装机容量比 2020 年增加 400 倍以上，并保障绿氢的年均增长速度提高 50 倍。

我国绿氢发展方兴未艾

在绿氢火炬之前，我国绿氢开发就已初露端倪。

2020 年 1 月，全球第一个规模化太阳燃料合成示范项目于兰州新区试车成功。该项目的关键技术之一就是中国科学院院士、中国科学技术大学化学与材料科学学院院长李灿团队开发的高效、低成本、长寿命规模化电催化分解水制氢技术。当年 10 月，全球首套“液态阳光加氢站”一体化装置示范成功。2021 年底，中国第一个万吨级光伏绿氢示范工程在新疆库车正式启动。

2020 年 12 月 21 日，我国发布了《新时代的中国能源发展》白皮书，提出加速发展绿氢制、储、用等氢能产业链技术装备，促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展，支持能源各环节多场景储能应用，着力推进储能与可再生能源互补发展。

中国科学院院士、中国石油深圳新能源研究院院长邹才能介绍，早在 2012 年，中国石油勘探开发研究院（以下简称中石油勘探院）就率先组建了纳米技术研发团队，“这支团队在金旭博士的带领下，超前开展了能源新材料与技术的攻关研发。2017 年，他们开始聚焦电解水与光解水两条技术路线，经过 5 年的研发和储备，已经初步具备产业化基础。”2020 年，该单位又重新组建了一支 20 余人的氢能技术研发团队，专业从事绿氢的制备、高效储运和特色场景应用等技术攻关。

根据预测，要实现 2030 年碳达峰目标，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨；在 2060 年实现碳中和，氢气的年需求量将达到 1.3 亿吨，其中可再生能源制氢（绿氢）规模有望达到 1 亿吨。

中石油勘探院新能源中心有关负责人表示，中石油勘探院将继续加强绿氢基础研究支撑力度，做好电解水制氢、光解水制氢、固体储氢和固体氧化物燃料电池等基础技术重点、难点攻关，引导推动绿氢业务有序发展；制定绿氢项目发展规划，继续开展光电催化剂、电解槽体、固体金属储氢等产品开发，提高光电催化、转化效率，降低设备造价成本；形成系列标准规范，促进绿氢规模化发展。

“我们争取尽快在油田设立光伏电解水制氢工业化示范项目，加强在氢能全产业链的布局规划，将自主研发的技术与实际相结合，探索‘产、学、研’模式，开展示范应用，形成中国石油自主知识产权的完整氢能技术体系。”上述负责人说。

还需跨过技术、成本多门槛

对中石油勘探院而言，点燃北京冬奥会唯一绿氢火炬只是开始，同样，中国的绿氢产业发展也尚处于起步阶段。

清华大学核能与新能源技术研究院氢燃料电池实验室主任王诚此前在接受媒体采访时指出，为进一步促进绿氢的发展和应用，应在改善相关技术、制定标准和政策等方面发力。

这亦是业内专家的共识。

在技术方面，王诚认为，应推进碱性电解槽规模化制氢示范应用，进一步提升其实用性，研发SPE/SOEC 等新型电解水制氢技术，攻关电解水制氢系统柔性耦合间歇、波动可再生能源的工程技术难题，并大力开发光催化分解制氢、热化学法制氢、生物制氢、核能制氢等制氢新技术。

而想要真正实现规模化、商业化发展，高成本依旧是当前电解水制氢技术发展面临的主要挑战。据了解，电解水制氢的成本比煤、天然气使用的蒸汽重整制氢和工业副产气纯化制氢高出 2—3 倍。

因此，为了推动可再生能源制氢的发展，我国仍需要探索出一条切实可行的降本之路，目前广东、四川等地已出台相关政策，对可再生能源制氢项目予以优惠电价政策支持。

在标准方面，去年初，中国氢能联盟提出的《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》正式发布实施，该标准对标欧洲依托天然气制氢工艺为基础推行的绿色氢认证项目，建立了低碳氢、清洁氢和可再生氢的量化标准及评价体系，引导高碳排放制氢工艺向绿色制氢工艺转变。

操秀英　科技日报　2022-02-28

氢能市场化的挑战

当下，氢能与燃料电池产业势头正盛，其发展所带来的科技创新和巨大投资受到广泛关注。然而，氢能储运、燃料电池核心材料及零部件等领域仍存在诸多瓶颈制约其发展。为此，记者连线了华南理工大学教授巨文博、清华大学助理研究员赵冠雷，就相关技术难点进行探讨，为读者解开氢能发展背后的技术谜团提供思路。

Q 氢在储运方面有哪些难点和机会？

A 巨文博：储氢较为安全的方式是液化氢气储存。目前，主要气体供应商已重点关注并开展液化氢气的低成本制备和储运技术。液化氢气的洲际运输优势也很显著，是未来氢气交易最可行的形式。但是液化氢气成本仍然很高，远高于压缩氢气。需要注意的是，氢气不适合管道运输。由于其标准体积的能量密度较低，导致低压管道运输成本较高。具有应用价值的氢气需要压缩到 35 至 70 兆帕，而高压氢气对储氢管的力学和化学要求较高，因此推高制造成本。化学储氢具有一定价值，例如基于甲酸、氨基化合物等中间载体实现储氢。但是化学储氢的可逆性和质量密度是重大挑战。

赵冠雷：氢也可制成液氨和甲醇等广泛应用的化学品，其产业供应链成熟，储能密度高（70 兆帕压缩氢气：40 克 H2/升，液氢：71 克 H2/升，甲醇：98 克 H2/升，液氨：121 克 H2/升），易于储运，可以成为下一代氢燃料载体。不过，基于甲醇和液氨的动力装置技术（例如发动机、重整氢气燃料电池）还不是很完善，需要在未来几年继续开发。此外，废气排放的问题目前还未完全解决，例如液氨的 NOx 排放、甲醇的二氧化碳排放等。

Q 影响氢燃料电池性能的主要因素有哪些？制约氢燃料电池发展的瓶颈是什么？

A 巨文博：氢燃料电池包括低温质子交换膜燃料电池（PEMFC）、磷酸燃料电池（PAFC）、碱性燃料电池（AFC）、高温熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）和固体氧化物燃料电池（SOFC），每个技术都有各自的难点。酸性一般需要贵金属催化剂，碱性的能量密度较低导致体积庞大，高温则对电极和电解质材料要求苛刻。目前车载 PEMFC 有较大发展，但降低成本空间有限，分布式电站用 AFC 和 SOFC 技术则较为成熟。总体来说，燃料电池技术受限于工作机制，需要电子导体、离子导体，以及反应界面，属于复杂化学系统。材料研究能极大提升其性能，但却存在部分无法逾越的障碍。目前的瓶颈在于，系统的内在运行机制需要基础突破带动能力提升，简单通过技术进步将无法有效

化解当前的难题。

赵冠雷：针对 PEMFC，目前业内有三大问题，即寿命、成本和功率密度。PEMFC 的寿命取决于多方面因素，这里可以简化为基于金属双极板的燃料电池寿命和基于石墨双极板的燃料电池寿命。燃料电池寿命主要取决于金属板上的涂层。金属板在高电压和酸性环境中会析出金属离子，导致膜电极损伤，因此金属板上必须具有保护涂层，通常是贵金属和碳涂层。金属双极板燃料电池的寿命目前可以做到 5000 小时以上（丰田），满足乘用车需求。而石墨双极板燃料电池因为没有金属离子损伤膜电极，所以寿命可以达到 2 万小时以上，巴拉德的燃料电池目前已经可以达到 3 万小时以上，完全可以满足重型交通领域和固定式发电的需求。但国产设备还需要进一步验证，目前可达 1 万小时左右。此外，燃料电池在低温环境下冷启动的性能也是关乎其寿命的关键指标。

成本方面，目前国内燃料电池电堆成本在 2000 元/千瓦左右，系统成本在 4000 元/千瓦左右。针对重卡应用，目前内燃机重卡整体价格在 40 万—50 万元，而燃料电池动力系统的成本就已接近内燃机重卡整车的售价，其中燃料电池电堆占成本的大部分。降低成本的路径主要依赖技术上的进一步突破，例如膜电极性能的增强（1.0 瓦/平方厘米增强至 1.5 瓦/平方厘米）、铂载量的降低和双极板制备工艺的优化。国产化和量产也有助于成本的降低。质子交换膜和气体扩散层就在推动国产化进程，目前膜电极、双极板、氢气循环泵、空气压缩机、气体扩散层等核心组件，以及 PEM、催化剂等关键材料，均已实现小规模自主生产，国产化率从 2017 年的 30%提高到现在的大于 60%。燃料电池汽车的产量也已由 1500 辆/年提高至 1 万辆/年，产量的增加可以使零部件的成本得到更多平摊，因此可以大幅降低成本。预计在未来五年内，PEMFC 系统成本将从目前的 4000 元/千瓦降到 2000 元/千瓦至 3000 元/千瓦。

功率密度方面，燃料电池的功率密度是乘用车和一些特种应用（比如无人机）的瓶颈。目前石墨双极板燃料电池电堆的功率密度可达 4 千瓦/升左右，金属双极板燃料电池电堆的功率密度可达 5.5 千瓦/升左右。进一步提升功率密度的主要途径是增加燃料电池性能，主要包括提升 MEA 的性能及降低双极板的厚度（主要针对石墨板）。尽管开发难度还很大，但石墨双极板未来有可能通过石墨/树脂复合材料的开发，使双极板厚度降到小于 1.2 毫米。

马睿　中国石油报　2022-02-25

贵州省谋篇布局竞驰氢能“赛道”

“加快培育发展氢能产业，是优化贵州能源结构的现实需要。”今年全省两会期间，省政协委员、贵州大学化学与化工学院院长林倩建议：以六盘水为试点，大力推动贵州氢能产业发展。该建议引起业界关注。“这些年来全国各地都在大力推进氢能产业布局，贵州在立足自身资源禀赋的基础之上，也越来越重视氢能产业的发展。”贵州氢能效率能源科技有限公司总经理苏霈说。

新国发 2 号文件指出，支持贵州培育壮大战略性新兴产业，加快新能源动力电池及材料研发生产基地建设；积极推进低碳循环发展，加快推动煤炭清洁高效利用，积极发展新能源。今年的贵州省《政府工作报告》也提及，持续改善生态环境，大力推进绿色低碳发展，统筹做好碳达峰碳中和工作，完善绿色发展制度。

在“双碳”目标背景下，全国许多省份、城市都发布了氢能产业发展规划与支持政策。

在发展氢能产业的赛道上，贵州如何下好先手棋、打好主动仗？

江南少煤，独富贵州。近年来，贵州积极谋划和利用优势资源发展氢能产业，助推地方产业转型升级。

2020 年 8 月，贵州启动《“十四五”氢能产业发展规划》（下称《规划》）编制工作。2021 年 5 月，《规划》顺利通过专家评审。

评审成员张靖认为，《规划》站在全省视野，立足各市（州）的优势资源和原有产业基础，通过多个地区之间的协同，打造强大的全产业链。

贵阳在人才数量、技术攻关、产业聚集等方面具有比较优势。预计到 2030 年，贵阳（经开）氢能产业聚集区项目总投资可达到 77 亿元。六盘水煤炭资源相对丰富，焦化产业基础非常厚实，数据显示，当地煤焦化企业每年产生焦炉煤气约 10 亿立方米，含氢能规模约 5 亿立方米。巨量的煤炭，为六盘水市乃至全省氢能产业的发展提供了充足的气源支撑。因煤而兴的六盘水，正努力打造氢能利用示范城市。

《贵州省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，推进贵阳（经开）氢能产业聚集区、六盘水盘南工业园区煤制氢、盘江天能焦化氢气提纯（制氢工厂）、黔西煤制乙二醇尾气制氢等项目建设。

“中国基础设施建设的速度和规模都是空前的。在实现‘双碳’目标的过程中，包括贵州在内的很多地区和城市，在规划之初就可以布局植入氢气等新能源。这是中国相对欧洲其他地区来说最大的一个优势。”德国氢能时代技术公司总经理杜奕樊说。

近年来，贵州愈发亲近氢能源，围绕制氢、储氢、运氢、氢能应用等环节，相关企业在各地频频出手。

按照规划，我省将在六盘水、贵阳、毕节、黔西南等地开展氢加工、氢燃料电池等应用试点，推动氢能全产业链示范项目建设。

在制备液化天然气的过程中，会副产出大量的富氢气体。“我们之前早就关注过副产的氢，但因为技术不成熟就没有对它进行提纯而是用来燃烧发电。现如今，利用形式不一样了。生产氢气既能延长煤炭资源的产业链，增加创收渠道，又能助力氢能产业发展。”贵州盘江电投天能焦化有限公司副总经理汪明说。

2020 年 11 月 26 日，该公司在六盘水开工建设全省首个氢气提纯项目（制氢工厂），去年 2 月 28 日一期项目顺利投产。目前天能焦化公司形成 600kg/天的产能，可供 50 余辆氢能公交使用。

天能焦化公司负责生产氢气，运氢管束车负责将其运输到盘州市双红加氢综合能源站，氢能公交车前往站点加注燃料，去年 9 月，盘州市已初步形成了一条较为完整的氢产业链条。

和六盘水一样，近年来贵州多地一批批与氢相关的项目纷纷启动，不断加快进军氢能源领域的步伐，努力完善产业布局，为后续的应用夯实基础。

去年，大方县油、气、电、甲醇、氢“五站合一”综合能源建设项目开工。此外，镇宁自治县和关岭自治县与黔源电力公司开展战略合作，建设集新能源设备材料生产、风力发电、氢能开发、储能应用等为一体的新兴产业基地。

未来，贵州将打造“一轴一带三线”氢能产业发展核心地带：“贵阳-安顺-六盘水”氢能产业发展核心轴；“毕节-六盘水-兴义”氢能产业循环经济带；三条“红色旅游-绿色氢途”氢能应用示范专线。同时，通过该核心地带引领带动其他地区因地制宜发展，打造具有贵州特色的氢能全产业链。

潘晓飞　贵州日报　2022-02-15

氢能助力实现双碳目标尚需突破三大瓶颈

在北京冬奥会上，氢能首次成为冬奥会火炬燃料，不仅如此，国内首台氢动力发电车在北京冬奥会上正式投用，北京冬奥会还最大程度利用氢燃料电池汽车等清洁能源车辆作为运输工具，其规模为历届冬奥会之最。

尽管氢能在北京冬奥会上表现如此抢眼，但业内专家认为，氢能距离商业化运行尚存距离。现阶段，氢能产业主要受政策推动，虽然氢能产业链已打通，但产业链还不具备经济性，需要依靠各国政府大规模补贴才能发展。要想真正让氢能在能源转型过程中发挥重要作用，助力双碳目标达成，氢能尚需在制取、储运、应用领域等多方发力。

制造技术待突破

随着应对气候变化、实现“碳中和”的呼声日益高涨，氢能在能源转型方面被寄予厚望。作为一种

清洁、高效、可持续的二次能源，氢能是构建未来以可再生能源为主的多元能源结构的重要载体，专家认为，氢能的制取上要做到绿色低碳和低成本还有很长的路要走。

世界能源理事会的报告将氢气按照生产来源分为“灰色”、“蓝色”和“绿色”三类。灰氢和蓝氢主要指通过蒸汽甲烷重整（SMR）或煤气化技术制取氢气，二者的区别主要在于是否加装了碳捕集装置。绿氢指使用可再生能源进行电解制氢，过程中二氧化碳零排放。

清华大学核能与新能源技术研究院副研究员欧训民认为，目前，当前全球氢气年产量约为 7000 万吨，其中通过化石能源制取、在生产过程中排放二氧化碳的氢气（灰氢）占比约 95%，而制取过程中不排放二氧化碳的绿氢所占比例则较低，目前氢能的制取远没有做到绿色低碳，我国也不例外。据中国煤炭加工利用协会统计，2020 年我国氢气产量达 2050 万吨，氢源结构目前仍以煤为主，来自煤制氢的氢气占比约 62%、天然气制氢占 19%，电解水制氢仅占 1%，工业副产占 18%。

为何绿氢产能极低？专家也给出了答案，由于绿氢制取的主要装备——电解槽的生产技术要求高、制造成本高。而对我国而言，更是存在不少短板和“卡脖子”现象，部分关键材料及核心零部件严重依赖进口的局面还没有得到根本改观。

可喜的局面是，截至目前，我国已着手开展多个风电制氢项目和光伏制氢项目，其中国家电网、国家电投集团、中国节能环保投资集团、上海电气等大型央企都参与了“绿氢”项目。

存储运输待改善

2021 年 8 月 12 日，全国首个有机液态储氢及氢储能研究的综合性实验室在西安启动。这个实验室的目标就是在氢的存储运输环节获得重大突破，为氢能在全产业链的发展扫清道路。

目前，氢的存储运输也是制约氢能发展的障碍之一。2021 年 10 月，我国发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，统筹推进氢能“制储输用”全链条发展；推动加氢站建设；加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用。意见除了关注“制”“用”环节外，也特别提到了储输环节。

浙能集团氢能发展战略部主任王惠挺认为，除了在绿氢的制取上存在短板外，我国在氢能储运管理、加氢站核心装备等环节同样面临缺少核心技术的问题，核心技术和核心部件严重依赖进口导致装备成本高企。制氢产能（包括工业制氢和可再生能源制氢）和能源消费密集区域重叠程度不高、氢的运输距离较远，氢的存储运输相比欧美等国成本更高。

欧训民认为，由于氢气存在易挥发、易燃的特点，目前在运输方面还存在“氢脆”现象，存在对输配管道和容器产生破坏的潜在风险。这对氢能设备的安全性提出了更高的要求。如何实现安全、高效、经济的氢气储存，还有很大的努力空间。

应用领域待拓宽

绿氢的制取、存储、运输技术获得突破，只是实现低碳发展的一个方面。真正使氢能在能源转型的过程中扮演重要作用，助力双碳目标达成，氢能的利用领域亟待拓宽。

世界能源理事会的报告指出，氢能除了可以用在燃料电池汽车、轨道交通和船舶交通等领域，还可应用于分布式发电，可为家庭住宅、商业建筑供电供暖；氢能还可以直接为石化、钢铁、冶金等化工行业提供高效原料、还原剂和高品质热源。

浙能集团氢能发展战略部主任王惠挺认为，作为一种二次能源，氢能理应在我国能源（电力和热力）、工业（钢铁、水泥、化工等）、交通等碳排放主要领域的深度脱碳中发挥关键作用，成为我国实现碳达峰碳中和愿景的最后一块拼图。但遗憾的是，

尽管目前的氢能基本用于工业领域（2020 年最大应用领域是作为生产合成氨中间原料，为 37%，其次是甲醇用氢，占比 19%，炼油用氢占 10%），但因为氢能产能和技术限制，一方面，氢能在工业领域的应用的总量还少得可怜，另一方面，在很多工业领域的应用还是空白。

目前，我国虽然在氢燃料电池汽车领域的布局初见成效，但严重依靠补贴的局面没有改变，2020 氢燃料汽车比上年度下降了 50%以上，有些示范城市推广的汽车没有正常投运。业内专家估计，要到 2025 年前后，氢燃料汽车的使用经济性才将与纯电动汽车相当。

在氢能冶金领域，近日，工业和信息化部、国家发展和改革委员会、生态环境部三部门联合印发《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》，鼓励钢铁行业进行氢能冶金，但目前还鲜见应用的例子，氢能在很多领域的应用也是如此。

展望未来，在“双碳”背景下，我国氢能的未来发展具有良好前景。为了真正使氢能在低碳发展中发挥重要作用，目前，需要从氢的制取、储输、应用范围等多方发力。在绿氢制取方面，需要加强电解水制氢等氢能制取技术的研发布局，力争在不同类型的多条技术路线上都有所突破；在氢能的储输环节，需要科学规划氢能输配、加注等基础设施建设的时间和空间分布，有效匹配氢能制取和应用；在氢能的利用上，除了努力降低氢燃料电池汽车成本外，需要在氢能炼钢等诸多应用领域迈出坚实步伐。

苏伟　中国电力新闻网　2022-02-28

核能

可控核聚变距离我们还有多远？

近日，全球目前规模最大的核聚变反应堆——欧洲联合环状反应堆（JET）的科研团队宣布，取得了核聚变技术的突破性进展，该反应堆在连续 5 秒的时间内产生了 59 兆焦耳的能量，有测算称，这相当于 11 兆瓦电力，大约能够为一个普通家庭提供一天的电力。据了解，这打破了该装置在 1997 年创下的 22 兆焦耳核聚变能量的纪录，同时也创造了新的世界纪录。

为核聚变带来新应用希望

综合多家外媒报道，在 JET 此次进行的核聚变实验中，研究人员将氢同位素氘和氚组成的气体加热到 1.5 亿摄氏度，并利用磁场将其形成的高温等离子体约束在装置中，在高温高压条件下，氢的同位素发生核聚变生成氦，在这一过程中释放能量。

据了解，JET 位于英国的卡勒姆聚变能源中心，其科学业务由欧洲聚变能源发展联合会（EUROfusion）负责运营。JET 拥有迄今为止世界上规模最大的托卡马克装置，能够利用磁约束来实现受控的核聚变。

一直以来，核聚变反应在科学界受到广泛关注，被业界认为有望为人类提供近乎无限的清洁能源，对于解决全球能源危机至关重要。国际热核聚变实验堆计划（ITER）作为目前核能国际合作的重要部分，就计划使用氘氚混合物作为聚变燃料，为此，JET 也一直被视为该计划的重要试验台。

根据 ITER 计划，中国、欧盟、印度、日本、韩国、俄罗斯和美国七方将合作在法国南部建成世界上最大的托卡马克装置，推动核聚变技术发展。对于此次研究的突破，美国麻省理工学院等离子体物理学家安妮·怀特表示，这项实验是近 20 年工作的成果，对帮助预测、指导 ITER 的运行十分重要。

EUROfusion 的研究人员 Tony Donne 则表示：“现在我们能够将核聚变时间控制在 5 秒内，随着机器效率的不断提升，未来将延长到 5 分钟、甚至 5 小时。”

气候目标“催热”核聚变

英国原子能管理局首席执行官伊恩·查普曼也表示：“很明显，我们必须作出重大改变来应对气候变化，而核聚变提供了如此巨大的潜力。我们正在积累知识，开发所需的新技术，以提供低碳、可持续的基荷能源来源。我们的世界需要核聚变来产生能源。”

在去年的联合国气候大会上，IAEA 多次强调核技术对于实现气候目标的必要性。IAEA 指出，核电对于实现全时间段能源供应至关重要，在过去的半个世纪里，核能的应用减少了超过 700 亿吨的二氧化碳排放，目前，核电每年也能够助力减排至少 10 亿吨二氧化碳。

据了解，核聚变反应过程中不会产生二氧化碳或其他任何温室气体，而核聚变释出的能量比燃

烧等量的煤、石油或天然气多将近 400 万倍，与目前广泛使用的核裂变相比，核聚变产生的核废料也明显更少。

在 IAEA 核聚变物理学家 Sehila M. Gonzalez de Vicente 看来，随着大量资本的涌入，核聚变领域的技术突破很可能提前出现，而核聚变能源的应用也很可能会在 30 年或 50 年后成为现实。

在 IAEA 举行的行业会议上，一家专注于核聚变的风险投资机构高管 Malcolm Handley 就指出："截至 2021 年，数 10 亿美元已经涌入了核聚变领域，资本市场对于核聚变的态度正在改变。"

核聚变产业已经呈现扩张之势

据了解，目前，美国、英国等国家已经有私营企业斥资研发核聚变技术。据英国《金融时报》报道，不完全统计显示，2021 年，美国核聚变领域吸引到的投资规模高达 23 亿欧元。今年 2 月，德国公司 Marvel 核聚变公司与西门子能源、法国 Thales 以及德国工程集团 Trumpf 签订了合作协议，并由科技投资公司 Earlybird 牵头投资了 3500 万欧元，用于核聚变研发，这也成为了核聚变领域最新一轮研发融资。

《华尔街日报》援引业内人士的话称："一波又一波的资金涌入到核聚变领域当中，这正是核聚变工业扩张的信号。"

根据 IAEA 发布的数据，截至 2021 年底，全球在运营的核聚变装置有 96 座，在建核聚变装置有 9 座，计划建设的装置则有 29 座。其中，公用事业机构旗下的核聚变装置总数为 107 座，美国、日本、俄罗斯、中国、英国都是核聚变装置的所在国家。

不过，也有科研人员提醒称，人造的核聚变装置往往需要高温高压的反应环境，而目前，要让核聚变反应发生，所需要的能量仍高于聚变过程产出的能量，这也意味着，核聚变技术距离真正投入商业化应用仍有漫长的路要走。

本报记者 李丽旻　中国能源报　2022-02-21

核能小型堆应用再提速

近期，全球核能小型堆的应用与相关工作部署进入"加速期"。据世界核新闻网站日前报道，瑞典能源局向瑞典模块化反应堆股份公司授予 9900 余万瑞典克朗（约 1060 万美元），以支持其在奥斯卡港核电厂建设一座先进铅冷模块化小堆（SEALER）。据悉，该小堆装机容量为 3000 千瓦至 1 万千瓦，可以在不换料的情况下连续运行 10 至 30 年。

无独有偶，近日俄罗斯国家原子能公司和菲律宾能源部也提出一项联合行动计划，双方拟合作探索在菲律宾部署小型堆核电厂的可能。

此外，西班牙泰纳通公司也宣布将为挪威能源技术研究所开发和供应基于模块化小堆（SMR）技术的模拟器。根据公开报道，比利时也计划在 4 年内投资 1 亿欧元用于核电技术尤其是小型堆的研发。

所谓"小型堆"，即小型先进模块化多用途反应堆，其特点是高安全性、小身型、多用途，不仅可以用于发电，还可以进行工业供热供汽，居民供暖，以及为海水淡化和海洋开发供能等。

根据国际原子能机构统计数据，目前全球有 17 个国家共 70 余个小型模块化反应堆设计正在评估中。

"在全球低碳转型的过程中，顺应未来大规模的电气化趋势，必须要找到一个最优组合，能够实现电力的清洁、可靠、经济供应。"在近日召开的"碳中和-核能-小微堆"线上研讨会上，国际私人投资集团——突破能源联盟（Breakthrough Energy）科研主管徐熠兴表示，核电作为稳定的清洁电源，将在未来电力系统中承担重任。多位与会专家表示，发展小型堆将是核电提高经济性与安全性的可靠路径。

"与风电、光伏发电不同，核电站利用率非常高，几乎可以维持全天候、一整年的运行，且只需要少量装机就可以发出大量电能，其电网建设成本也与火电相近，对于推动能源转型可望发挥巨大

作用。”徐熠兴进一步认为，如果没有核能，电力系统低碳化的成本将会非常高。

“过去几十年，核电的经济性优势被淹没在复杂的安全系统建设和超长的建设周期里。”厦门大学能源学院教授李军指出，现役核电成本高企的原因主要有两个：一是由于历史上三次严重核事故的发生，使得公众对目前核电技术路线安全性的疑虑长久难消，以致谈“核”色变，从而使核电发展陷入核安全要求与成本持续相互推高的恶性循环；二是目前核电行业仍然缺乏技术创新。

根据测算，能源系统要实现 80%的清洁化，最低成本的发电组合是拥有 10%左右的核电。而要实现 90%的清洁化，则需要 30%的核电才能达到总体成本最优。“在控制成本的同时要实现碳中和，最好的方式就是在发电组合中部署 20%-30%左右的核电。”徐熠兴认为。

多位与会专家指出，在未来核电占比大幅提高的电力系统中，要兼顾安全性与经济性，小型堆将是可靠的选择。

在李军看来，核电站在设计时就需要考虑实现固有安全，“其前提就是要控制好燃料的热通量。核燃料体积越大，热通量就越大，基于这一考虑，小型堆正是实现核电实现固有安全的可靠技术途径，通过这一路径能够跳出长期以来核电安全成本不断高涨的恶性循环，从而提高核电经济性。”

“核电成本相当大一部分就来自于漫长的建设周期。”李军同时指出，小型堆不仅可以取消场外应急区域，甚至可以建在内陆地区或者用户周围，其规模化制造不仅能够降低建设周期，还可以进一步降低成本。“进一步讲，小型堆的规模化应用有助于扩大用户基数。从经济学角度分析，用户基数越大经济性越高。”

记者了解到，全球首个陆上商用模块化小堆——中核集团海南昌江多用途模块式小型堆科技示范工程已于 2021 年 7 月开工。

该示范项目采用中核集团玲龙一号（ACP100）技术，这是中核集团自主研发并具有自主知识产权的多功能模块化小型压水堆，是继中核集团三代核电华龙一号后的又一自主创新技术。据中核集团消息，玲龙一号发电功率 12.5 万千瓦，预计 2026 年建成，建成后年发电量可达 10 亿千瓦时。

本报记者　杨晓冉　中国能源报　2022-02-28

法国总统马克龙宣布大规模重振核电计划

2 月 10 日，法国总统马克龙宣布大规模重振核电计划，在 2050 年前新建 6~14 座反应堆，这代表着法国在核电方面立场的重大转变。同时，马克龙宣布大力开发利用包括海上风力发电在内的可再生能源，并表示法国在新能源领域已经大大落后。

“不再关闭现有反应堆”

据法新社报道，距离法国总统大选还有两个月之际，马克龙宣布了雄心勃勃的重振核电计划，目标是在 2050 年前新建 6 座第二代欧洲压水反应堆（EPR 2），同时研究兴建另外 8 座核反应堆。

马克龙还宣布，如果所有运营超过 50 年的核反应堆可以延寿，他希望尽一切努力延长这些反应堆的寿命，避免关闭。这代表着法国在核电方面的立场大转变，此前的 2018 年制定的目标是陆续关闭 12 座目前正在运行的核反应堆。

马克龙说，“我作出了两个重要决定：在保证安全的前提下，将所有具备延寿条件的核反应堆进行延寿”；“除非出现安全问题……未来不再关闭能继续发电的核反应堆”。他还说已经要求法国电力公司“研究让核反应堆寿命超过 50 年的条件”。

至于新反应堆建设问题，马克龙说“我们将逐步推进”，第一座第二代欧洲压水反应堆将在 2035 年前投入使用。核电行业同时还要发展小型堆（SMR），以及产生核废料较少的先进反应堆。

“续写法国核电史诗”

从总体上来看，这些长期决策的目标是到 2050 年使法国增加 25 吉瓦（GW）核电装机。目前法国核电的装机是 61 吉瓦，由此看出增幅很大。

马克龙表示，“我们要续写法国民用核能的史诗”。“由于福岛核电站的灾难性事故，过去十年全

球出现了对核电的怀疑态度。这是一个（核电发展的）冰河期。某些国家在这个阶段作出了激进的选择，决定放弃核电。法国没有做这个选择……但因为这种普遍的怀疑态度，所以没有一步的投资发展核电”。现在，“我们和过去作出决裂，复兴核电的条件已经俱备”。

“太阳能成本低”

马克龙说，希望 2030 年法国可再生能源的装机达到现在的两倍，为此太阳能发电装机要到达目前的近十倍，超过 100 吉瓦。

马克龙认为，“必须大规模发展可再生能源，因为这是满足我们电力需要的唯一办法”，要知道“建一座核反应堆需要 15 年”。为此，不仅 2030 年可再生能源装机要达到现在的两倍，而且要在此后到 2050 年间进一步增加装机。“必须老老实实承认，我们已经落后”。

马克龙还说，法国要作出特别的努力发展太阳能，“因为太阳能便宜，也容易融入周围的环境”，只是需要在房顶安置太阳能板和地面安置太阳能板间作出平衡。

“50 个海上风力发电场”

海上风力发电也是优先发展项目，因为在这方面法国更是大大落后了，圣纳泽尔（Saint-Nazaire）外海即将投入使用的海上风力发电场是法国第一个海上风电场。马克龙说目标是 2050 年海上风力发电产能达到 40 吉瓦。这个目标相当宏大，意味着届时法国要新建 50 座海上风力发电场。

与此同时，陆地风力发电的发展要放缓，马克龙说“理解很多人的犹疑态度”，因为“没有人愿意看到美好的风景和历史遗迹被众多白色风力发电机破坏”。为此，将放缓陆地风力发电的推进工作，原计划 2030 年达到目前装机的两倍，这个目标将推迟到 2050 年实现。

马克龙同时提到要继续投资发展水力发电和地热发电，发展生物质发电（biomasse）和生物燃气（biogaz）。法国 2030 计划“将斥资 10 亿欧元，用于可再生能源技术的革新”。

中国能源研究会核能专委会　2022-02-14

日本拟建首座核聚变发电厂，预计 5 年内投入运转

日本首座核聚变发电厂将由本国企业建造。

日本西部的一家初创公司说，它计划在日本建造第一座通过核聚变发电的试验工厂，当前这项技术正引起人们的高度关注，因为这是一种可以在不排放二氧化碳的情况下生产能源的新方法。

京都聚变工程公司是一家位于京都府的初创企业，公司首席执行官长夫高说，公司致力于在未来 5 年将工厂投入运转，目前公司已经获得部分资金，并开始进行设计。

该公司说，除了一个可以产生热能以生产少量电力的反应堆，这个实验工厂还将配备一个热交换器和涡轮机，发电能力预计可达几十千瓦。

长夫高说，尽管日本国内和国外都有实验性反应堆证明核聚变反应的可行性，但“即便在全球范围内，真正用于发电的工厂也是罕见的”。

京都大学成立的一家投资公司为这个项目提供了部分资金，该项目于 2019 年由长夫高和京都大学高级能源研究所教授小西觉牵头发起。

京都聚变工程公司将开发核聚变反应堆设备，包括一个能够有效收集反应堆产生的温度超过 1 亿摄氏度的热量的关键设备。公司计划利用这家工厂为其设备研发收集数据。

为了给该项目投资几十亿日元，该公司已经从投资基金筹集了 13 亿日元，其中包括一个与国家支持的日本投资公司有关的基金。公司还计划从诸如三菱日联金融集团联合银行等大银行借款。

这家公司未来将与中央政府和地方政府进行会谈，以确定包括建设工厂地点在内的细节。

聚变发电是将原子核聚变产生的能量转化为电力。专家说，与裂变反应的核能发电不同，聚变过程被认为更安全，不会像现在的核电站那样产生高度活跃的核废料。

随着美国核聚变初创企业联邦核聚变系统公司去年获得微软公司联合创始人比尔·盖茨和谷歌公司的投资，聚变能源最近受到了全球的关注。

日本政府还推动聚变能源的研发，作为可以应对全球变暖的一种获取清洁能源的途径。日本计划在不久的将来成立一个专家小组，加强对这一领域的支持。

刘晓燕　参考消息网　2022-02-18

能源政策

能源低碳发展机制更加完善

编者按

近日，国家发改委、国家能源局印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》。该文件是碳达峰碳中和“1+N”政策体系中能源领域的综合性政策文件，对完善能源绿色低碳转型的体制机制和政策措施作了系统部署。本期，我们选取其中的“建立健全绿色能源消费促进机制”和“建立能源绿色低碳转型监测评价机制”进行深度解读，探讨该文件对能源领域降碳带来的新改变、新气象。

能源消费侧绿色发展成新焦点

■本报记者　姚金楠

“过去，我国在鼓励能源绿色低碳发展过程中，更多是从供给侧入手，对新能源发电项目给予度电补贴就是典型手段。现在，新能源发电作为供给侧的成本已大幅下降，我们鼓励绿色发展的方式也要变一变了。”在清华大学能源环境经济研究所所长张希良看来，当前，面对能源绿色低碳转型的迫切任务，相应的鼓励措施也应从供给侧逐步向消费侧转变。

国家发改委、国家能源局日前联合印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》明确提出，要建立健全绿色能源消费促进机制，推进统一的绿色产品认证与标识体系建设，建立绿色能源消费认证机制，推动各类社会组织采信认证结果。完善和推广绿色电力证书交易，促进绿色电力消费。鼓励有条件的地方开展高水平绿色能源消费示范建设，在全社会倡导节约用能。

目前，我国绿色能源消费和相应的认证、采信情况如何？如何在全社会倡导高水平的绿色能源消费？

“绿色能源的消费认证更为复杂”

据记者了解，早在 2016 年，国务院办公厅就印发了《关于建立统一的绿色产品标准、认证、标识体系的意见》。据市场监管总局认证监管司副司长薄昱民介绍，当前，在绿色产品标准、认证、标识体系建设方面，我国已经出台了 18 项产品评价国家标准，印发了 3 批绿色产品评价标准清单及认证产品目录，将 19 类近 90 种产品纳入认证范围，覆盖有机绿色食品、塑料制品、建材、电器电子等产品。同时，还涉及单一绿色属性的认证服务，如节能、节水、光伏、风电、环保、循环等认证项目，共颁发绿色产品认证证书 18 万余张，获证企业 2 万余家。

“与绿色食品、绿色建材等实体产品不同，电、热等能源往往不是实体产品，所以绿色能源的消费认证更为复杂。”国家发改委能源研究所能源效率中心主任白泉指出，当前，在绿色能源消费领域，绿色电力消费的相关规则和认定已经启动。“电网公司依托区块链技术，已能够对绿色电力的消费进行追踪溯源并提供电力绿色环保的证明。随着技术的升级发展，相信绿色能源消费的认证也会越来越多。”

此外，白泉强调，生物质成型燃料等有形的绿色能源产品市场需求量越来越大，当前亟需完善行业标准。“在标准明确后，进一步推动相应的认证、标识和社会采信。”

“消费侧的激励更应依靠市场需求拉动”

在建立认证体系的同时，如何才能切实鼓励绿色能源消费？

白泉表示，国家鼓励有条件的地方开展高水平绿色能源消费示范建设，成为示范基地的重要条

件之一就是要有良好的资源条件。“比如，要鼓励光伏电力消费，可以选择在光照条件好的地区开展先行先试，这些地方无论是在客观基础还是公众接受度方面，都更有优势。”

与供给侧直接补贴的方式不同，张希良认为：“消费侧的激励更应依靠市场需求拉动。随着全社会绿色消费理念的逐步建立，企业也需要承担碳减排、绿色消费的义务。未来，重点企业可能需要向公众披露能源消费情况、碳排放情况，如果相应的绿色电力证书等绿色能源消费标识可以抵扣企业的能耗和排放，就会催生出大量的绿色能源消费需求。”

“而且，在碳达峰、碳中和目标下，越来越多的大企业也开始制定自己的降碳方案，在这一过程中，不少大企业对整个供应链都提出了绿色生产的要求。”白泉指出，在大企业的推动下，产业链上下游的供应商和服务商对绿色能源的认知程度和应用力度也会相应提升。

“交易环节的优化必不可少”

“无论是针对企业还是个人消费者，在绿色能源消费有真实需求的基础上，要让整个消费过程更便捷、体验感更好，交易环节的优化必不可少。”张希良强调，在电力交易过程中，最大限度地体现出可再生能源的绿色属性和价值是关键所在。

张希良坦言，我国绿色电力证书的产生和新能源发电企业所获取的国家补贴直接挂钩，加之完全依靠自愿购买、证书缺乏实际效用等原因，整体运行并不理想。

针对 2021 年我国启动的绿色电力交易试点，张希良指出，通过现有的技术手段，绿色电力在交易过程中已能做到全程追溯。“现在只是部分试点，未来要做大市场，让一些用电大户能够真正参与其中，很方便地买到绿电、使用绿电，才能进一步激发绿色能源消费的市场潜力。”

（本报实习记者姚美娇对本文亦有贡献）

能源消费碳排放系数将接受监测评价

■本报记者　张金梦

国家发改委、国家能源局近日发布的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》强调，要建立能源绿色低碳转型监测评价机制，重点监测评价各地区能源消费碳排放系数等指标。

自全国碳市场成立以来，提升碳排放数据监管呼声日渐高涨。但当前，我国碳排放数据监测体系尚不完善，数据统计工作尚有缺失，碳排放数据不实问题偶有发生。专家建议，为确保第二个碳市场交易履约期顺利完成，未来应抓好碳排放数据监测“牛鼻子”，完善基层数据统计体系这一基础问题，与此同时，鼓励开展二氧化碳和污染物统一监测。

碳数据监测精准度有待提升

重点监测碳排放系数、进一步提升碳排放数据质量是全国碳排放管理及碳交易市场健康发展的重要基础。

有业内人士表示，从碳排放数据核查、配额核定全过程来看，全国碳排放的数据基本准确、总体可信。但部分控排企业初始碳排放报告的单位换算、消耗量数据、单位热值含碳量、碳氧化率等参数取值不合规，部分核查机构出具的报告不够严谨。

“由于直接测量二氧化碳排放量成本较高，我国碳市场大多以参数核算的方法计算碳排放量。从技术角度看，计算出来的碳排放数据存在不小的偏差。与此同时，在第一个碳交易市场履约期中，没有实测含碳量的控排企业按缺省值计算碳排放量计算，导致部分用缺省值核算出的企业碳排放量比实际碳排放量虚高近 27%。”中国国际工程咨询有限公司高级工程师张建红直言，我国碳交易市场碳数据监测精准度还有待提升。

国家气候变化专家委员会委员潘家华表示，碳数据监测若存较大偏差，将会影响国家碳排放基准线的设定，严重情况下，甚至还会干扰碳市场秩序，扭曲碳市场的供需关系。

完善基层数据统计方法是根本

那么，提升碳排放数据质量，加强碳排放数据监测工作应如何落实？生态环境部环境与经济政策研究中心能源环境政策研究部副主任冯相昭表示，相关工作应从能源基础统计入手。

“与环境监测相比，碳排放监测系统更为复杂，其核心是二氧化碳的核算。”冯相昭表示，当前，

二氧化碳核算受化石能源消耗量、低位热值、碳排放因子等相关参数影响。只有摸清化石能源品类在不同行业领域内的消耗量、低位热值、碳排放因子等数据，才能核算出精准的碳排放量。

记者了解到，不同品类的化石能源参数均有较大差异。“同样都是煤，无烟煤的低位热值为 20.3，褐煤的低位热值则为 14，若不分类细化统计，核算出的碳排放量也会有天壤之别。”冯相昭说。

“能源平衡表是统计此类能源数据的重要载体，可详细统计不同品类能源在每一个细分领域的具体消耗情况，形成精确的碳排放核算参数，从而保障碳排放数据的真实性。”冯相昭表示，但目前，部分省区还没有编制相关能源平衡表，碳排放核算工作没有精准的数据依据，难以避免碳排放统计数据产生偏差。下一步应着重做好能源基础统计工作，尽快编制地方能源平衡表，从源头解决碳排放数据偏差问题。

建议将二氧化碳与污染物统一监测管理

国家城市环境污染控制技术研究中心研究员彭应登认为，在压实数据统计工作的基础上，下一步还应健全碳排放数据管理长效机制，鼓励将碳排放监测适时纳入污染物监测体系，实现统一监测管理。

“二氧化碳与污染物排放同根、同源、同过程，治理和减排的路径高度协同。开展污染物和二氧化碳统一监测，可以充分发挥大气污染物监测已形成的数据优势，在现有废气连续自动监测系统的基础上，开展二氧化碳集中排放监测。”彭应登说。

彭应登补充说，未来应以污染物和二氧化碳排放监测数据为参照，建立完善包括二氧化碳治理在内的生态环境执法法规体系，进一步提高监管精准度与效能。

事实上，2021 年，重点企业碳排放核算报告与核查已纳入排污许可管理信息平台，这意味着，二氧化碳与污染物排放实现数据统一监测已初见苗头。“但未来要实现二者精细化监管，仍需进一步优化完善实施细则。”彭应登说。

中国能源报　2022-02-21

发改委：鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式

日前，国家发展改革委 、国家能源局发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》。

《意见》要求，强化能源战略和规划的引导约束作用。以国家能源战略为导向，强化国家能源规划的统领作用，各省（自治区、直辖市）结合国家能源规划部署和当地实际制定本地区能源规划，明确能源绿色低碳转型的目标和任务，在规划编制及实施中加强各能源品种之间、产业链上下游之间、区域之间的协同互济，整体提高能源绿色低碳转型和供应安全保障水平。加强能源规划实施监测评估，健全规划动态调整机制。

建立能源绿色低碳转型监测评价机制。国家能源委员会统筹协调能源绿色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系等。完善能源绿色低碳发展考核机制，按照国民经济和社会发展规划纲要、年度计划及能源规划等确定的能源相关约束性指标，强化相关考核。

健全能源绿色低碳转型组织协调机制。国家能源委员会统筹协调能源绿色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系等。按年度建立能源绿色低碳转型和安全保障重大政策实施、重大工程建设台账，完善督导协调机制。

完善能耗“双控”和非化石能源目标制度。坚持把节约能源资源放在首位，强化能耗强度降低约束性指标管理，有效增强能源消费总量管理弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，合理确定各地区能耗强度降低目标，加强能耗“双控”政策与碳达峰、碳中和目标任务的衔接。逐步建立能源领域碳排放控制机制。

完善工业领域绿色能源消费支持政策。引导工业企业开展清洁能源替代，降低单位产品碳排放，鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式。鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展

工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统，对余热余压余气等综合利用发电减免交叉补贴和系统备用费，完善支持自发自用分布式清洁能源发电的价格政策。

完善交通运输领域能源清洁替代政策。推进交通运输绿色低碳转型，优化交通运输结构，推行绿色低碳交通设施装备。

国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见

发改能源〔2022〕206 号

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，国务院有关部门，有关中央企业，有关行业协会：

能源生产和消费相关活动是最主要的二氧化碳排放源，大力推动能源领域碳减排是做好碳达峰碳中和工作，以及加快构建现代能源体系的重要举措。党的十八大以来，各地区、各有关部门围绕能源绿色低碳发展制定了一系列政策措施，推动太阳能、风能、水能、生物质能、地热能等清洁能源开发利用取得了明显成效，但现有的体制机制、政策体系、治理方式等仍然面临一些困难和挑战，难以适应新形势下推进能源绿色低碳转型的需要。为深入贯彻落实《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》有关要求，经国务院同意，现就完善能源绿色低碳转型的体制机制和政策措施提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。

以新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，深入推动能源消费革命、供给革命、技术革命、体制革命，全方位加强国际合作，从国情实际出发，统筹发展与安全、稳增长和调结构，深化能源领域体制机制改革创新，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进能源高质量发展和经济社会发展全面绿色转型，为科学有序推动如期实现碳达峰、碳中和目标和建设现代化经济体系提供保障。

（二）基本原则。

——坚持系统观念、统筹推进。加强顶层设计，发挥制度优势，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，处理好转型各阶段不同能源品种之间的互补、协调、替代关系，推动煤炭和新能源优化组合，统筹推进全国及各地区能源绿色低碳转型。

——坚持保障安全、有序转型。在保障能源安全的前提下有序推进能源绿色低碳转型，先立后破，坚持全国“一盘棋”，加强转型中的风险识别和管控。在加快形成清洁低碳能源可靠供应能力基础上，逐步对化石能源进行安全可靠替代。

——坚持创新驱动、集约高效。完善能源领域创新体系和激励机制，提升关键核心技术创新能力。贯彻节约优先方针，着力降低单位产出资源消耗和碳排放，增强能源系统运行和资源配置效率，提高经济社会综合效益。加快形成减污降碳的激励约束机制。

——坚持市场主导、政府引导。深化能源领域体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，构建公平开放、有效竞争的能源市场体系。更好发挥政府作用，在规划引领、政策扶持、市场监管等方面加强引导，营造良好的发展环境。

（三）主要目标。

“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

二、完善国家能源战略和规划实施的协同推进机制

（四）强化能源战略和规划的引导约束作用。以国家能源战略为导向，强化国家能源规划的统

领作用，各省（自治区、直辖市）结合国家能源规划部署和当地实际制定本地区能源规划，明确能源绿色低碳转型的目标和任务，在规划编制及实施中加强各能源品种之间、产业链上下游之间、区域之间的协同互济，整体提高能源绿色低碳转型和供应安全保障水平。加强能源规划实施监测评估，健全规划动态调整机制。

（五）建立能源绿色低碳转型监测评价机制。重点监测评价各地区能耗强度、能源消费总量、非化石能源及可再生能源消费比重、能源消费碳排放系数等指标，评估能源绿色低碳转型相关机制、政策的执行情况和实际效果。完善能源绿色低碳发展考核机制，按照国民经济和社会发展规划纲要、年度计划及能源规划等确定的能源相关约束性指标，强化相关考核。鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。

（六）健全能源绿色低碳转型组织协调机制。国家能源委员会统筹协调能源绿色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系等。建立跨部门、跨区域的能源安全与发展协调机制，协调开展跨省跨区电力、油气等能源输送通道及储备等基础设施和安全体系建设，加强能源领域规划、重大工程与国土空间规划以及生态环境保护等专项规划衔接，及时研究解决实施中的问题。按年度建立能源绿色低碳转型和安全保障重大政策实施、重大工程建设台账，完善督导协调机制。

三、完善引导绿色能源消费的制度和政策体系

（七）完善能耗“双控”和非化石能源目标制度。坚持把节约能源资源放在首位，强化能耗强度降低约束性指标管理，有效增强能源消费总量管理弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，合理确定各地区能耗强度降低目标，加强能耗“双控”政策与碳达峰、碳中和目标任务的衔接。逐步建立能源领域碳排放控制机制。制修订重点用能行业单位产品能耗限额强制性国家标准，组织对重点用能企业落实情况进行监督检查。研究制定重点行业、重点产品碳排放核算方法。统筹考虑各地区可再生能源资源状况、开发利用条件和经济发展水平等，将全国可再生能源开发利用中长期总量及最低比重目标科学分解到各省（自治区、直辖市）实施，完善可再生能源电力消纳保障机制。推动地方建立健全用能预算管理制度，探索开展能耗产出效益评价。加强顶层设计和统筹协调，加快建设全国碳排放权交易市场、用能权交易市场、绿色电力交易市场。

（八）建立健全绿色能源消费促进机制。推进统一的绿色产品认证与标识体系建设，建立绿色能源消费认证机制，推动各类社会组织采信认证结果。建立电能替代推广机制，通过完善相关标准等加强对电能替代的技术指导。完善和推广绿色电力证书交易，促进绿色电力消费。鼓励全社会优先使用绿色能源和采购绿色产品及服务，公共机构应当作出表率。各地区应结合本地实际，采用先进能效和绿色能源消费标准，大力宣传节能及绿色消费理念，深入开展绿色生活创建行动。鼓励有条件的地方开展高水平绿色能源消费示范建设，在全社会倡导节约用能。

（九）完善工业领域绿色能源消费支持政策。引导工业企业开展清洁能源替代，降低单位产品碳排放，鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式。鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统，对余热余压余气等综合利用发电减免交叉补贴和系统备用费，完善支持自发自用分布式清洁能源发电的价格政策。在符合电力规划布局和电网安全运行条件的前提下，鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电，鼓励产业园区或企业通过电力市场购买绿色电力。鼓励新兴重点用能领域以绿色能源为主满足用能需求并对余热余压余气等进行充分利用。

（十）完善建筑绿色用能和清洁取暖政策。提升建筑节能标准，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展，推进和支持既有建筑节能改造，积极推广使用绿色建材，健全建筑能耗限额管理制度。完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能和生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。在具备条件的地区推进供热计量改革和供热设施智能化建设，鼓励按热量收费，鼓励电供暖企业和用户通过电力市场获得低谷时段低价电力，综合运用峰谷电价、居民阶梯电价和输配电价机制等予以支持。落实好支持北方地区农村冬季清洁取暖的供气价格政策。

（十一）完善交通运输领域能源清洁替代政策。推进交通运输绿色低碳转型，优化交通运输结构，推行绿色低碳交通设施装备。推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具，完善充换电、加氢、加气（LNG）站点布局及服务设施，降低交通运输领域清洁能源用能成本。对交通供能场站布局和建设在土地空间等方面予以支持，开展多能融合交通供能场站建设，推进新能源汽车与电网能量互动试点示范，推动车桩、船岸协同发展。对利用铁路沿线、高速公路服务区等建设新能源设施的，鼓励对同一省级区域内的项目统一规划、统一实施、统一核准（备案）。

四、建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制

（十二）建立清洁低碳能源资源普查和信息共享机制。结合资源禀赋、土地用途、生态保护、国土空间规划等情况，以市（县）级行政区域为基本单元，全面开展全国清洁低碳能源资源详细勘查和综合评价，精准识别可开发清洁低碳能源资源并进行数据整合，完善并动态更新全国清洁低碳能源资源数据库。加强与国土空间基础信息平台的衔接，及时将各类清洁低碳能源资源分布等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台和国土空间规划“一张图”，并以适当方式与地方各级政府、企业、行业协会和研究机构等共享。提高可再生能源相关气象观测、资源评价以及预测预报技术能力，为可再生能源资源普查、项目开发和电力系统运行提供支撑。构建国家能源基础信息及共享平台，整合能源全产业链信息，推动能源领域数字经济发展。

（十三）推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。各地区按照国家能源战略和规划及分领域规划，统筹考虑本地区能源需求和清洁低碳能源资源等情况，在省级能源规划总体框架下，指导并组织制定市（县）级清洁低碳能源开发利用、区域能源供应相关实施方案。各地区应当统筹考虑本地区能源需求及可开发资源量等，按就近原则优先开发利用本地清洁低碳能源资源，根据需要积极引入区域外的清洁低碳能源，形成优先通过清洁低碳能源满足新增用能需求并逐渐替代存量化石能源的能源生产消费格局。鼓励各地区建设多能互补、就近平衡、以清洁低碳能源为主体的新型能源系统。

（十四）创新农村可再生能源开发利用机制。在农村地区优先支持屋顶分布式光伏发电以及沼气发电等生物质能发电接入电网，电网企业等应当优先收购其发电量。鼓励利用农村地区适宜分散开发风电、光伏发电的土地，探索统一规划、分散布局、农企合作、利益共享的可再生能源项目投资经营模式。鼓励农村集体经济组织依法以土地使用权入股、联营等方式与专业化企业共同投资经营可再生能源发电项目，鼓励金融机构按照市场化、法治化原则为可再生能源发电项目提供融资支持。加大对农村电网建设的支持力度，组织电网企业完善农村电网。加强农村电网技术、运行和电力交易方式创新，支持新能源电力就近交易，为农村公益性和生活用能以及乡村振兴相关产业提供低成本绿色能源。完善规模化沼气、生物天然气、成型燃料等生物质能和地热能开发利用扶持政策和保障机制。

（十五）建立清洁低碳能源开发利用的国土空间管理机制。围绕做好碳达峰碳中和工作，统筹考虑清洁低碳能源开发以及能源输送、储存等基础设施用地用海需求。完善能源项目建设用地分类指导政策，调整优化可再生能源开发用地用海要求，制定利用沙漠、戈壁、荒漠土地建设可再生能源发电工程的土地支持政策，完善核电、抽水蓄能厂（场）址保护制度并在国土空间规划中予以保障，在国土空间规划中统筹考虑输电通道、油气管道走廊用地需求，建立健全土地相关信息共享与协同管理机制。严格依法规范能源开发涉地（涉海）税费征收。符合条件的海上风电等可再生能源项目可按规定申请减免海域使用金。鼓励在风电等新能源开发建设中推广应用节地技术和节地模式。

五、完善新型电力系统建设和运行机制

（十六）加强新型电力系统顶层设计。推动电力来源清洁化和终端能源消费电气化，适应新能源电力发展需要制定新型电力系统发展战略和总体规划，鼓励各类企业等主体积极参与新型电力系

统建设。对现有电力系统进行绿色低碳发展适应性评估，在电网架构、电源结构、源网荷储协调、数字化智能化运行控制等方面提升技术和优化系统。加强新型电力系统基础理论研究，推动关键核心技术突破，研究制定新型电力系统相关标准。推动互联网、数字化、智能化技术与电力系统融合发展，推动新技术、新业态、新模式发展，构建智慧能源体系。加强新型电力系统技术体系建设，开展相关技术试点和区域示范。

（十七）完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系。整体优化输电网络和电力系统运行，提升对可再生能源电力的输送和消纳能力。通过电源配置和运行优化调整尽可能增加存量输电通道输送可再生能源电量，明确最低比重指标并进行考核。统筹布局以送出可再生能源电力为主的大型电力基地，在省级电网及以上范围优化配置调节性资源。完善相关省（自治区、直辖市）政府间协议与电力市场相结合的可再生能源电力输送和消纳协同机制，加强省际、区域间电网互联互通，进一步完善跨省跨区电价形成机制，促进可再生能源在更大范围消纳。大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设，鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。电网企业应提升新能源电力接纳能力，动态公布经营区域内可接纳新能源电力的容量信息并提供查询服务，依法依规将符合规划和安全生产条件的新能源发电项目和分布式发电项目接入电网，做到应并尽并。

（十八）健全适应新型电力系统的市场机制。建立全国统一电力市场体系，加快电力辅助服务市场建设，推动重点区域电力现货市场试点运行，完善电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制，探索容量市场交易机制，深化输配电等重点领域改革，通过市场化方式促进电力绿色低碳发展。完善有利于可再生能源优先利用的电力交易机制，开展绿色电力交易试点，鼓励新能源发电主体与电力用户或售电公司等签订长期购售电协议。支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体独立参与电力交易。积极推进分布式发电市场化交易，支持分布式发电（含电储能、电动车船等）与同一配电网内的电力用户通过电力交易平台就近进行交易，电网企业（含增量配电网企业）提供输电、计量和交易结算等技术支持，完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。完善支持储能应用的电价政策。

（十九）完善灵活性电源建设和运行机制。全面实施煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准，科学核定煤电机组深度调峰能力；因地制宜建设既满足电力运行调峰需要、又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气“双调峰”电站；积极推动流域控制性调节水库建设和常规水电站扩机增容，加快建设抽水蓄能电站，探索中小型抽水蓄能技术应用，推行梯级水电储能；发挥太阳能热发电的调节作用，开展废弃矿井改造储能等新型储能项目研究示范，逐步扩大新型储能应用。全面推进企业自备电厂参与电力系统调节，鼓励工业企业发挥自备电厂调节能力就近利用新能源。完善支持灵活性煤电机组、天然气调峰机组、水电、太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。鼓励新能源发电基地提升自主调节能力，探索一体化参与电力系统运行。完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制，更好发挥相关设施调节作用。

（二十）完善电力需求响应机制。推动电力需求响应市场化建设，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用。拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。明确用户侧储能安全发展的标准要求，加强安全监管。加快推进需求响应市场化建设，探索建立以市场为主的需求响应补偿机制。全面调查评价需求响应资源并建立分级分类清单，形成动态的需求响应资源库。

（二十一）探索建立区域综合能源服务机制。探索同一市场主体运营集供电、供热（供冷）、供气为一体的多能互补、多能联供区域综合能源系统，鼓励地方采取招标等竞争性方式选择区域综合能源服务投资经营主体。鼓励增量配电网通过拓展区域内分布式清洁能源、接纳区域外可再生能源等提高清洁能源比重。公共电网企业、燃气供应企业应为综合能源服务运营企业提供可靠能源供应，

并做好配套设施运行衔接。鼓励提升智慧能源协同服务水平，强化共性技术的平台化服务及商业模式创新，充分依托已有设施，在确保能源数据信息安全的前提下，加强数据资源开放共享。

六、完善化石能源清洁高效开发利用机制

（二十二）完善煤炭清洁开发利用政策。立足以煤为主的基本国情，按照能源不同发展阶段，发挥好煤炭在能源供应保障中的基础作用。建立煤矿绿色发展长效机制，优化煤炭产能布局，加大煤矿“上大压小、增优汰劣”力度，大力推动煤炭清洁高效利用。制定矿井优化系统支持政策，完善绿色智能煤矿建设标准体系，健全煤矿智能化技术、装备、人才发展支持政策体系。完善煤矸石、矿井水、煤矿井下抽采瓦斯等资源综合利用及矿区生态治理与修复支持政策，加大力度支持煤矿充填开采技术推广应用，鼓励利用废弃矿区开展新能源及储能项目开发建设。依法依规加快办理绿色智能煤矿等优质产能和保供煤矿的环保、用地、核准、采矿等相关手续。科学评估煤炭企业产量减少和关闭退出的影响，研究完善煤炭企业退出和转型发展以及从业人员安置等扶持政策。

（二十三）完善煤电清洁高效转型政策。在电力安全保供的前提下，统筹协调有序控煤减煤，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。按照电力系统安全稳定运行和保供需要，加强煤电机组与非化石能源发电、天然气发电及储能的整体协同。推进煤电机组节能提效、超低排放升级改造，根据能源发展和安全保供需要合理建设先进煤电机组。充分挖掘现有大型热电联产企业供热潜力，鼓励在合理供热半径内的存量凝汽式煤电机组实施热电联产改造，在允许燃煤供热的区域鼓励建设燃煤背压供热机组，探索开展煤电机组抽汽蓄能改造。有序推动落后煤电机组关停整合，加大燃煤锅炉淘汰力度。原则上不新增企业燃煤自备电厂，推动燃煤自备机组公平承担社会责任，加大燃煤自备机组节能减排力度。支持利用退役火电机组的既有厂址和相关设施建设新型储能设施或改造为同步调相机。完善火电领域二氧化碳捕集利用与封存技术研发和试验示范项目支持政策。

（二十四）完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳捕集利用与封存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。

七、健全能源绿色低碳转型安全保供体系

（二十五）健全能源预测预警机制。加强全国以及分级分类的能源生产、供应和消费信息系统建设，建立跨部门跨区域能源安全监测预警机制，各省（自治区、直辖市）要建立区域能源综合监测体系，电网、油气管网及重点能源供应企业要完善经营区域能源供应监测平台并及时向主管部门报送相关信息。加强能源预测预警的监测评估能力建设，建立涵盖能源、应急、气象、水利、地质等部门的极端天气联合应对机制，提高预测预判和灾害防御能力。健全能源供应风险应对机制，完善极端情况下能源供应应急预案和应急状态下的协同调控机制。

（二十六）构建电力系统安全运行和综合防御体系。各类发电机组运行要严格遵守《电网调度管理条例》等法律法规和技术规范，建立煤电机组退出审核机制，承担支持电力系统运行和保供任务的煤电机组未经许可不得退出运行，可根据机组性能和电力系统运行需要经评估后转为应急备用机组。建立各级电力规划安全评估制度，健全各类电源并网技术标准，从源头管控安全风险。完善电力电量平衡管理，制定年度电力系统安全保供方案。建立电力企业与燃料供应企业、管输企业的信息共享与应急联动机制，确保极端情况下能源供应。建立重要输电通道跨部门联防联控机制，提升重要输电通道运行安全保障能力。建立完善负荷中心和特大型城市应急安全保障电源体系。完善电力监控系统安全防控体系，加强电力行业关键信息基础设施安全保护。严格落实地方政府、有关电力企业的电力安全生产和供应保障主体责任，统筹协调推进电力应急体系建设，强化新型储能设

施等安全事故防范和处置能力，提升本质安全水平。健全电力应急保障体系，完善电力应急制度、标准和预案。

（二十七）健全能源供应保障和储备应急体系。统筹能源绿色低碳转型和能源供应安全保障，提高适应经济社会发展以及各种极端情况的能源供应保障能力，优化能源储备设施布局，完善煤电油气供应保障协调机制。加快形成政府储备、企业社会责任储备和生产经营库存有机结合、互为补充，实物储备、产能储备和其他储备方式相结合的石油储备体系。健全煤炭产品、产能储备和应急储备制度，完善应急调峰产能、可调节库存和重点电厂煤炭储备机制，建立以企业为主体、市场化运作的煤炭应急储备体系。建立健全地方政府、供气企业、管输企业、城镇燃气企业各负其责的多层次天然气储气调峰和应急体系。制定煤制油气技术储备支持政策。完善煤炭、石油、天然气产供储销体系，探索建立氢能产供储销体系。按规划积极推动流域龙头水库电站建设，提升水库储能、运行调节和应急调用能力。

八、建立支撑能源绿色低碳转型的科技创新体系

（二十八）建立清洁低碳能源重大科技协同创新体系。建设并发挥好能源领域国家实验室作用，形成以国家战略科技力量为引领、企业为主体、市场为导向、产学研用深度融合的能源技术创新体系，加快突破一批清洁低碳能源关键技术。支持行业龙头企业联合高等院校、科研院所和行业上下游企业共建国家能源领域研发创新平台，推进各类科技力量资源共享和优化配置。围绕能源领域相关基础零部件及元器件、基础软件、基础材料、基础工艺等关键技术开展联合攻关，实施能源重大科技协同创新研究。加强新型储能相关安全技术研发，完善设备设施、规划布局、设计施工、安全运行等方面技术标准规范。

（二十九）建立清洁低碳能源产业链供应链协同创新机制。推动构建以需求端技术进步为导向，产学研用深度融合、上下游协同、供应链协作的清洁低碳能源技术创新促进机制。依托大型新能源基地等重大能源工程，推进上下游企业协同开展先进技术装备研发、制造和应用，通过工程化集成应用形成先进技术及产业化能力。加快纤维素等非粮生物燃料乙醇、生物航空煤油等先进可再生能源燃料关键技术协同攻关及产业化示范。推动能源电子产业高质量发展，促进信息技术及产品与清洁低碳能源融合创新，加快智能光伏创新升级。依托现有基础完善清洁低碳能源技术创新服务平台，推动研发设计、计量测试、检测认证、知识产权服务等科技服务业与清洁低碳能源产业链深度融合。建立清洁低碳能源技术成果评价、转化和推广机制。

（三十）完善能源绿色低碳转型科技创新激励政策。探索以市场化方式吸引社会资本支持资金投入大、研究难度高的战略性清洁低碳能源技术研发和示范项目。采取“揭榜挂帅”等方式组织重大关键技术攻关，完善支持首台（套）先进重大能源技术装备示范应用的政策，推动能源领域重大技术装备推广应用。强化国有能源企业节能低碳相关考核，推动企业加大能源技术创新投入，推广应用新技术，提升技术水平。

九、建立支撑能源绿色低碳转型的财政金融政策保障机制

（三十一）完善支持能源绿色低碳转型的多元化投融资机制。加大对清洁低碳能源项目、能源供应安全保障项目投融资支持力度。通过中央预算内投资统筹支持能源领域对碳减排贡献度高的项目，将符合条件的重大清洁低碳能源项目纳入地方政府专项债券支持范围。国家绿色发展基金和现有低碳转型相关基金要将清洁低碳能源开发利用、新型电力系统建设、化石能源企业绿色低碳转型等作为重点支持领域。推动清洁低碳能源相关基础设施项目开展市场化投融资，研究将清洁低碳能源项目纳入基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点范围。中央财政资金进一步向农村能源建设倾斜，利用现有资金渠道支持农村能源供应基础设施建设、北方地区冬季清洁取暖、建筑节能等。

（三十二）完善能源绿色低碳转型的金融支持政策。探索发展清洁低碳能源行业供应链金融。完善清洁低碳能源行业企业贷款审批流程和评级方法，充分考虑相关产业链长期成长性及对碳达峰、碳中和的贡献。创新适应清洁低碳能源特点的绿色金融产品，鼓励符合条件的企业发行碳中和债等

绿色债券，引导金融机构加大对具有显著碳减排效益项目的支持；鼓励发行可持续发展挂钩债券等，支持化石能源企业绿色低碳转型。探索推进能源基础信息应用，为金融支持能源绿色低碳转型提供信息服务支撑。鼓励能源企业践行绿色发展理念，充分披露碳排放相关信息。

十、促进能源绿色低碳转型国际合作

（三十三）促进“一带一路”绿色能源合作。鼓励金融产品和服务创新，支持“一带一路”清洁低碳能源开发利用。推进“一带一路”绿色能源务实合作，探索建立清洁低碳能源产业链上下游企业协同发展合作机制。引导企业开展清洁低碳能源领域对外投资，在相关项目开展中注重资源节约、环境保护和安全生产。推动建设能源合作最佳实践项目。依法依规管理碳排放强度高的产品生产、流通和出口。

（三十四）积极推动全球能源治理中绿色低碳转型发展合作。建设和运营好“一带一路”能源合作伙伴关系和国际能源变革论坛等，力争在全球绿色低碳转型进程中发挥更好作用。依托中国—阿盟、中国—非盟、中国—东盟、中国—中东欧、亚太经合组织（APEC）可持续能源中心等合作平台，持续支持可再生能源、电力、核电、氢能等清洁低碳能源相关技术人才合作培养，开展能力建设、政策、规划、标准对接和人才交流。提升与国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）等国际组织的合作水平，积极参与并引导在联合国、二十国集团（G20）、APEC、金砖国家、上合组织等多边框架下的能源绿色低碳转型合作。

（三十五）充分利用国际要素助力国内能源绿色低碳发展。落实鼓励外商投资产业目录，完善相关支持政策，吸引和引导外资投入清洁低碳能源产业领域。完善鼓励外资融入我国清洁低碳能源产业创新体系的激励机制，严格知识产权保护。加强绿色电力认证国际合作，倡议建立国际绿色电力证书体系，积极引导和参与绿色电力证书核发、计量、交易等国际标准研究制定。推动建立中欧能源技术创新合作平台等清洁低碳能源技术创新国际合作平台，支持跨国企业在华设立清洁低碳能源技术联合研发中心，促进清洁低碳、脱碳无碳领域联合攻关创新与示范应用。

十一、完善能源绿色低碳发展相关治理机制

（三十六）健全能源法律和标准体系。加强能源绿色低碳发展法制建设，修订和完善能源领域法律制度，健全适应碳达峰碳中和工作需要的能源法律制度体系。增强相关法律法规的针对性和有效性，全面清理现行能源领域法律法规中与碳达峰碳中和工作要求不相适应的内容。健全清洁低碳能源相关标准体系，加快研究和制修订清洁高效火电、可再生能源发电、核电、储能、氢能、清洁能源供热以及新型电力系统等领域技术标准和安全标准。推动太阳能发电、风电等领域标准国际化。鼓励各地区和行业协会、企业等依法制定更加严格的地方标准、行业标准和企业标准。制定能源领域绿色低碳产业指导目录，建立和完善能源绿色低碳转型相关技术标准及相应的碳排放量、碳减排量等核算标准。

（三十七）深化能源领域“放管服”改革。持续推动简政放权，继续下放或取消非必要行政许可事项，进一步优化能源领域营商环境，增强市场主体创新活力。破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，落实市场准入负面清单制度，支持各类市场主体依法平等进入负面清单以外的能源领域。优化清洁低碳能源项目核准和备案流程，简化分布式能源投资项目管理程序。创新综合能源服务项目建设管理机制，鼓励各地区依托全国投资项目在线审批监管平台建立综合能源服务项目多部门联审机制，实行一窗受理、并联审批。

（三十八）加强能源领域监管。加强对能源绿色低碳发展相关能源市场交易、清洁低碳能源利用等监管，维护公平公正的能源市场秩序。稳步推进能源领域自然垄断行业改革，加强对有关企业在规划落实、公平开放、运行调度、服务价格、社会责任等方面的监管。健全对电网、油气管网等自然垄断环节企业的考核机制，重点考核有关企业履行能源供应保障、科技创新、生态环保等职责情况。创新对综合能源服务、新型储能、智慧能源等新产业新业态监管方式。

国家发展改革委

国家能源局

2022 年 1 月 30 日

国家能源局　2022-02-10

两部门印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》

国家发改委 2 月 10 日消息，国家发改委、国家能源局近日印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》。《意见》提出，“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

刘丽靓　中国证券报·中证网　2022-02-10

国家发展改革委等四部门联合出台文件 高耗能行业节能降碳有了新指南

近日，国家发展改革委等 4 部门联合发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》（以下简称《实施指南》），围绕炼油、水泥、钢铁、有色金属冶炼等 17 个行业，提出了节能降碳改造升级的工作方向和到 2025 年的具体目标。

围绕改造升级和技术攻关，《实施指南》提出，对于能效在标杆水平特别是基准水平以下的企业，积极推广本实施指南提出的先进技术装备，加强能量系统优化、余热余压利用、污染物减排、固体废物综合利用和公辅设施改造，提高生产工艺和技术装备绿色化水平。同时，推动节能减污降碳协同增效的绿色共性关键技术、前沿引领技术和相关设施装备攻关。

以炼油行业为例，数据显示，炼油能耗主要由燃料气消耗、催化焦化、蒸汽消耗和电力消耗组成。截至 2020 年底，中国炼油行业能效优于标杆水平的产能约占 25%，能效低于基准水平的产能约占 20%。

中国石油和化学工业联合会产业发展部副主任李永亮表示，炼油行业是石油化学工业的龙头，用能主要存在中小装置规模占比较大、加热炉热效率偏低、能量系统优化不足、耗电设备能耗偏大等问题，节能降碳改造升级潜力较大。对此，《实施指南》确定了炼油行业的改造升级路径，如加强渣油浆态床加氢等劣质重油原料加工、先进分离及分子炼油等深度炼化技术开发应用；加快先进控制技术、冷再生剂循环催化裂化技术、高效空气预热器等普及推广。

从具体目标来看，《实施指南》明确，到 2025 年，炼油领域能效标杆水平以上产能比例达到 30%，能效基准水平以下产能加快退出，行业节能降碳效果显著，绿色低碳发展能力大幅提高。

作为石油化工的重要补充，煤制甲醇等现代煤化工是推动煤炭清洁高效利用的有效途径。此次发布的《实施指南》提出，到 2025 年，煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇行业达到能效标杆水平以上产能比例分别达到 30%、50%、30%，基准水平以下产能基本清零。

“现代煤化工以煤为主要原料，其生产过程以化学反应为基础，存在大量物质变化和能量交换，技术水平高，工艺流程复杂。”石油和化学工业规划院副总工程师韩红梅认为，《实施指南》提出要加快研发高性能复合新型催化剂，推动自主化成套大型空分、大型空压增压机、大型煤气化炉示范应用，推动合成气一步法制烯烃、绿氢与煤化工项目耦合等前沿技术开发应用。这些措施将有助于突破原有技术条件限制，促进工艺流程优化、消耗降低、物料能量利用更合理，从本质上加快节能降碳。

为更好推动重点领域节能降碳改造升级，《实施指南》提出促进集聚发展，引导骨干企业发挥资金、人才、技术等优势，通过上优汰劣、产能置换等方式自愿自主开展本领域兼并重组，集中规划建设规模化、一体化的生产基地，提升工艺装备水平和能源利用效率，构建结构合理、竞争有效、

规范有序的发展格局，不得以兼并重组为名盲目扩张产能和低水平重复建设。此外，加快淘汰落后，对能效在基准水平以下且难以在规定时限通过改造升级达到基准水平以上的产能，通过市场化方式、法治化手段推动其加快退出。

韩红梅认为，在具体实践中，应加强政策协调保障，引导企业积极采用先进适用技术装备加快节能降碳改造升级，确保科学、有序、如期实现《实施指南》提出的工作目标。

邱海峰　人民日报海外版　2022-02-22

能源绿色低碳转型制度框架加快完善

记者 2 月 10 日获悉，国家发展改革委、国家能源局近日印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（以下简称《意见》），明确到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

《意见》指出，能源生产和消费相关活动是最主要的二氧化碳排放源，大力推动能源领域碳减排是做好碳达峰碳中和工作，以及加快构建现代能源体系的重要举措。现有的体制机制、政策体系、治理方式等仍然面临一些困难和挑战，难以适应新形势下推进能源绿色低碳转型的需要。为此，《意见》提出十方面具体举措。

在完善引导绿色能源消费的制度和政策体系方面，《意见》提出，逐步建立能源领域碳排放控制机制。制修订重点用能行业单位产品能耗限额强制性国家标准，组织对重点用能企业落实情况进行监督检查。研究制定重点行业、重点产品碳排放核算方法；推进交通运输绿色低碳转型，优化交通运输结构，推行绿色低碳交通设施装备。推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具，完善充换电、加氢、加气（LNG）站点布局及服务设施，降低交通运输领域清洁能源用能成本。

在建立以绿色低碳为导向的能源开发利用新机制方面，《意见》提出，推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。

在完善新型电力系统建设和运行机制方面，《意见》提出，加强新型电力系统顶层设计。推动电力来源清洁化和终端能源消费电气化，适应新能源电力发展需要制定新型电力系统发展战略和总体规划，鼓励各类企业等主体积极参与新型电力系统建设。

此外，在完善化石能源清洁高效开发利用机制方面，《意见》提出，完善煤炭清洁开发利用政策。立足以煤为主的基本国情，按照能源不同发展阶段，发挥好煤炭在能源供应保障中的基础作用。建立煤矿绿色发展长效机制，优化煤炭产能布局，加大煤矿“上大压小、增优汰劣”力度，大力推动煤炭清洁高效利用。

汪子旭　经济参考报　2022-02-11