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 11 期　2022 年 6 月

目　　录

总论 1
俄乌冲突背后：能源暗战正酣 1
湖北“十四五”能源发展规划出台：光伏风电发电总装机达到 3200 万千瓦 4
农村更易实现能源革命 5
欧盟四国计划打造“欧洲的绿色发电厂” 7
农村用能体系要变绿更要可持续 7
全面构建现代能源体系 推动新时代能源高质量发展 9
全球能源基础设施如何实现绿色转型？ 14
形势之问　格局之变　安全之道　发展之策 15
热能、动力工程 22
安全、高效、灵活的新一代液冷储能系统来啦！ 22
“电碳地图”为城市降碳精准“导航” 24
“零碳社区”建设正酣 25
“双碳”战略为农村能源转型带来新思路 26
“源网荷储”协同一体 力促电力供需平衡 27
城市减排“优等生”急寻深度降碳良方 29
多地力推微电网建设 30
储能全面市场化再添利器 31
钢铁行业碳减排面临四大挑战 32
共享储能“虚热”苗头初现 33
共享储能商用面临多道关卡 35
减碳不是简单去煤 36
垃圾焚烧发电下沉县域市场 政策弱项与短板待补 38
绿色金融 60 人论坛：当前工业行业纳入碳市场存在较大挑战 39
每年减排 4000 多万吨 这项煤电厂节能“黑科技”通过鉴定 41
铅炭电池：电化学储能新赛道 42
碳达峰不是简单的碳指标数字任务 43
梯次利用电池储能将承担重任 45
推广绿色建筑　助力低碳发展 45
我国石化领域首个“双碳”平台有望明年启动 48
地热能 50
地热要想“热”起来，还得多添几把火 50
生物质能、环保工程 51
安徽阜阳蹚出秸秆能源化利用新路子 51

山西首个生物天然气工业直供项目投运 52
生物质锅炉“优胜劣汰”再升级 53
太阳能 54
钙钛矿电池产业化提速 54
“建筑+光伏”，打出节能降碳组合牌 55
光伏整县推进激发分布式能源潜力 57
纤纳α钙钛矿组件全球首发 58
睿咨得能源：中国光伏发电和风电将闪耀全球 59
海洋能、水能 64
白鹤滩水电站16台百万千瓦机组全部安装完成 64
“十四五”水电这样建 65
抽蓄将从电力系统“奢侈品”变身“必需品” 66
浙江天台抽蓄电站主体工程全面开建 68
风能 68
去年全国风能资源为正常略偏大年景 68
阳江：追“风”而上，打造国际风电城 69
风电塔筒制造“花样多” 70
追“风”逐“日” 广东韶关抢抓新能源产业机遇 71
氢能、燃料电池 72
发展绿氢是我国降碳重要路径 72
林伯强：氢能是未来新能源系统的重要组成部分 73
各国争抢氢能产业制高点 74
能源央企转型氢能的低碳路线图：从五个关键点入手 78
世界级“氢港”初具规模 加速“氢经济”全球落地 79
拓展氢能产业链，浙江舟山片区加快打造“海上氢岛” 80
我国绿氢产业跑出加速度 81
西班牙建成100兆瓦光伏用于年产3000吨的绿氢工厂 82
核能 82
黑龙江印发《关于支持超低能耗建筑产业发展的若干政策措施》 82
江西十四五能源发展规划：2035年新型储能规模化发展 83
湖北发布能源发展“十四五”规划 打造电气煤三大全国枢纽 83
浙江：实施“风光倍增工程” 85

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

俄乌冲突背后：能源暗战正酣

俄乌冲突硝烟未散，连锁反应环环相扣。

油气储量及产量均稳居全球三甲的俄罗斯，一直是欧盟最重要乃至无可替代的能源供应国。基于俄罗斯在传统化石能源领域，特别是石油和天然气储产方面的独特地位，正面战场的硝烟之外，一场能源暗战正同步上演。

欧洲放话能源“脱俄”

替代供应却无处可寻

欧洲本土的能源资源相当有限，长期高度依赖进口，而这些资源的最大供应国无一例外都是俄罗斯。欧盟能源总署的数据显示，2021 年，欧盟进口的能源中，来自俄罗斯的天然气和煤炭占比分别高达 45%和 46%，原油占比为 27%。即便是已经“脱欧”的英国，也有 36%左右的煤炭进口自俄罗斯。可以毫不夸张地说，在传统化石能源领域，俄罗斯掌控着欧洲的能源命脉。

近年来，尽管欧盟各国通过规模化发展可再生能源全力推进能源转型，但能源供应安全，特别是天然气供给若隐若现的缺口，始终是悬在欧盟头上的“达摩克利斯之剑”。

俄乌冲突爆发后，欧洲国家摆脱对俄能源依赖的欲望日益强烈。4 月初，欧盟先是宣布将禁止进口俄罗斯煤炭，5 月初又宣布，计划在未来 6 个月内“有序地”禁止所有形式的俄罗斯石油进口。至于主力能源——天然气，欧盟也已公开表示，将在今年内替换掉 2/3 自俄罗斯进口的天然气。

不过，虽然欧盟已“放出狠话”，但俄罗斯能源在可预见未来的“不可替代性”让欧洲人左右为难，欧盟成员国更是各怀心思，很难对俄能源制裁真正达成一致。比如，匈牙利就明确反对欧盟将俄罗斯石油列入制裁名单，斯洛伐克、捷克、保加利亚等欧盟国家也一致表示，短时间内无法停止进口俄罗斯原油。

在禁与不禁的问题上，欧盟最大乃至唯一的担忧在于，如果弃用俄罗斯能源，替代品从何而来？

以石油为例，有业内人士估算，欧盟对俄制裁引发的石油供应缺口将高达 400 万桶/天-600 万桶/天，相当于 2020 年全球石油产量的 4.5%-6.7%。而欧佩克和伊朗虽然拥有相当可观的闲置产能，但这两股力量对于填补俄罗斯可能“断供”后留下的空缺并不积极：一方面，正在遭受美国制裁的伊朗无法在短期内规模化释放产能。另一方面，欧佩克不希望看到国际油价因为过多产能入市而下行，增产动力明显不足。

天然气的保供形势则更为严峻。资源储量仅次于俄罗斯和伊朗的卡塔尔已被证明无力快速帮助欧盟摆脱天然气危机，因为该国 75%的天然气出口都已被亚洲买家的长协合同锁定。另外，中化能源首席经济学家王能全指出：“欧洲从俄罗斯进口的天然气中约 90%是管输气，如果从全球具备‘替补’潜力的国家进口，绝大多数只能是液化天然气（LNG），而新建 LNG 接收和再气化设施需要较长时间。”

急于尽快摆脱对俄能源依赖，又难以在短期内能源自立的欧盟，在对俄制裁中大有“伤敌一千自损八百”之势——区域内始于 2021 年冬季的能源危机愈演愈烈，至今未见好转迹象。以不受欧盟“待见”的煤炭为例，欧洲 5 月交付的煤炭价格涨幅已超过两位数。花旗集团的统计数据则显示，欧洲天然气期货基准价在今年 2 月就已飙至 2005 年以来的最高水平，欧洲各国电价也同步大涨，加之油价持续上行，预计欧洲今年在能源领域的开支将突破 1.2 万亿美元，创下 2008 年以来的新高。

随着能源价格的高企，欧洲多项经济指标也在不可避免地恶化。欧盟统计局数据显示，4 月，欧元区通胀率达到 7.5%，连续 6 个月创历史新高，波罗的海国家以及荷兰等国的通胀率甚至达到了两位数。而国际货币基金组织发布的报告也预测，今年，欧洲发达经济体和新兴经济体的国内生产总

值（GDP）增速将分别降至 3%和 3.2%。以德国为例，该国央行早已发出警告：对俄罗斯的能源制裁将令德国今年的 GDP 下滑 5%，直接经济损失将高达 1650 亿欧元。

鉴于能源供应形势严峻，欧盟委员会近日呼吁，重启连接西班牙和法国的天然气管道工程建设，以便让阿尔及利亚的天然气流入欧洲。根据原计划，该管道建成投用后，阿尔及利亚对欧洲的供气量可由目前的不到 1 亿立方米/天，增至超过 2 亿立方米/天。但要重启这个接近“烂尾”的项目绝非易事，西班牙方面虽然赞同重启该项目，但却并不想分担巨额重启资金。

美国抡起制裁大棒反而导致

能源贸易“去美元化”意外加速

无论是俄乌冲突，还是对俄制裁，美国都是其中最为积极的参与者。抛开地缘政治方面的原因，美国的深度介入也有着能源层面的考量。

“页岩革命”后，美国凭借超过 7000 亿立方米的天然气年产量，超过俄罗斯，一跃成为全球最大天然气生产国。产能持续井喷的美国天然气需要更多市场，但将天然气视为主力能源的欧洲，长期以来与俄罗斯往来更为密切。

相关数据显示，欧洲每年需进口的约 3000 亿立方米天然气中， 1500 亿立方米-2000 亿立方米来自俄罗斯。而由于俄罗斯通往欧洲的输气管道大多需要过境乌克兰，欧洲曾屡因俄乌不睦面临天然气断供威胁。2014 年，德俄两国又主导筹建了“北溪 2 号”输气管道，计划绕过乌克兰，每年直接向德国输送 550 亿立方米天然气，届时欧洲与俄罗斯的能源联系无疑将更加紧密，俄欧间的政经关系也有望出现质变。

然而，俄乌冲突爆发后，迫于重重压力，德国不得不暂停“北溪 2 号”的审批程序，导致这一已经完工、只待通气的浩大工程沦为摆设。在观察人士看来，斩断俄欧间的能源联系是美国的重要战略目标，北溪 2 号“投产即遭弃”正是美方乐见的局面。

对外经济贸易大学国家对外开放研究院教授董秀成表示：“这次俄乌冲突，为美国进一步控制欧洲提供了一次难得的机会。近年来，美国为了切断欧洲与俄罗斯之间的能源关系费尽心机，比如制裁‘北溪 2 号’相关企业，积极向欧洲出口天然气，核心目标是让欧洲与俄罗斯之间的关系逐步减弱，进而避免欧盟与俄罗斯走得越来越近，以此强化美欧同盟关系，控制欧洲整体格局，维系霸权体系。”

切断俄罗斯能源与欧洲“物理联系”的同时，美国还联合欧洲对俄罗斯开展了规模和力度空前的“金融战”。在俄乌冲突爆发的最初阶段，美欧即联手将俄罗斯部分银行踢出环球银行间金融通信协会（SWIFT），并冻结了俄罗斯在西方国家的资产，试图将卢布变为“废纸”。

高压之下，俄罗斯作出强硬回应，宣布自 4 月 1 日起，欧盟、美国等对俄“不友好”国家和地区进口俄罗斯天然气必须用卢布结算。

卢布对阵美元，能源战场上的烽火硝烟越烧越旺。

俄罗斯“卢布结算令”发出后，美国很快同欧盟达成协议，计划在今年底前，以 LNG 的形式向欧洲增供 150 亿立方米天然气。但业界普遍认为，相比欧洲当前进口的俄罗斯天然气量，美国的增供实在是“杯水车薪”。同时，北京大学国际关系学院教授查道炯还指出，如果美国增加对欧 LNG 出口，难免推高其国内气价，也不利于美国控制通货膨胀，另外还需新建相关基础设施，难以一蹴而就。

对于欧洲天然气市场这块肥肉，美国很难一口吞下。相反，在金融领域，美元的“世界货币”地位却正在经受严峻挑战。对俄制裁在一定程度上加速了俄罗斯一直努力促成的能源贸易“去美元化”。

“卢布结算令”发出后，亚美尼亚率先表示，4 月已开始使用卢布购买俄气。欧盟国家匈牙利也很快表态，同意以卢布支付。更令美国尴尬的是，最先“跟风”制裁俄罗斯的英国，也于 4 月 22 日突然同意本国企业在 5 月底前通过俄罗斯天然气工业银行结算购气款项。同日，欧盟委员会表示，在不违反对俄制裁相关规定的情况下，欧盟区域内的公司“使用卢布进行天然气交易结算是可能的”。

而对于拒绝以卢布支付的国家，俄罗斯“说到做到”。目前，已经暂停向保加利亚、波兰和芬兰三国供应天然气。

事实上，在美国频繁以美元作为武器实施制裁后，许多能源生产国都在酝酿能源贸易“去美元化”。

比如，沙特已在考虑接受美元之外的货币作为购买原油的付款货币，伊朗则已将美元从商业活动中剔除。此外，俄罗斯和印度也已宣布建立“卢布对卢比”的贸易支付机制，后者将继续以“实惠”价格大量购买俄罗斯石油。

路透社指出，美国主导发起的一系列制裁，将迫使卢布和其他货币在贸易中的使用“被动增加”，这将削弱美元在全球贸易中的地位，进而对美国的借贷和融资成本产生长期而深远的影响。BBC 则表示，美元作为“世界货币”的地位已持续半个多世纪，但美国的强权主义作风让更多国家正加速谋求“去美元化”。

“目前，已有多国同意在购买俄罗斯天然气时使用卢布结算，预计未来会有更多国家加入。如此一来，美元的地位将被削弱。可以说，美国惯拿美元结算做制裁武器，是在不断消费美元的信誉。美国用 100 多年构建起了美元信誉，现在又在亲手破坏它。”中国石油海外专家刘贵洲告诉记者。

国际油市频繁异动

欧佩克婉拒再增产

在欧洲、俄罗斯、美国围绕能源“明争暗斗”之时，此前一度主导国际油市起伏的欧佩克却显得十分 “淡定”。作为昔日在国际油气市场上呼风唤雨的强势力量，欧佩克面对当前的乱局并未急于采取行动，反倒顶住来自欧美的压力，坚持延续此前的减产节奏。

“中东地区的产油国可能会更多考虑利润，而不是急于增产抢占市场。”刘贵洲预测。

王能全也表达了类似观点：“俄乌冲突爆发后，国际油价持续高位震荡，但这并不是由市场供需失衡导致的，更多是由恐慌情绪引发的。美国和国际能源署（IEA）已陆续释放原油储备，英国也在增加油气生产。基于这样的事实，中东产油国不会大幅增产。”

从市场的实际表现来看，欧佩克确实无意出手。3 月初，两大国际基准油价——布伦特原油和美国 WTI 原油期货价格双双突破 110 美元/桶，IEA 及其成员国旋即宣布将陆续释放总计 1.2 亿桶的原油储备。但与此形成鲜明对比的是，“欧佩克+”减产联盟仍然“我行我素”，决定延续此前的温和增产计划。尽管以美国为首的欧美国家不断敦促欧佩克快速增加原油供应，但欧佩克以“当前的价格波动并不能反映市场基本面变化”为由，婉拒进一步增产。期间，欧佩克两大重要成员国——沙特和阿联酋的领导人，甚至拒绝了美国总统的电话沟通邀约。

值得一提的是，作为欧佩克的“领头人”，沙特近年来与美国的关系似乎正在走下坡路。受益于“页岩革命”，美国的非常规石油产量过去 10 年来不断激增，供应的超预期增加导致国际油价一度腰斩，美国在国际油市中的话语权随之大增，沙特及其领导的欧佩克的影响力则不断式微。在此背景下，为重新平衡市场，欧佩克成员国和以俄罗斯为首的 10 个非欧佩克产油国达成限产协议，组建了“欧佩克+”减产联盟。换言之，在远离美国的同时，欧佩克与俄罗斯的关系正在进入某种“蜜月期”，这成为近年来国际油市的一大深刻变化。

“中东地区，尤其是以沙特为首的欧佩克国家有其固有的政策考量，即通过限制产量维持石油价格稳定和合理。欧佩克的市场占有率不断降低，才产生了‘欧佩克+’机制，这些资源国采取了一些措施稳定油价，而且效果十分明显。预计这些资源国不会随美国意志起舞，而是会在国际博弈中采取更加有利于自身利益的政策选择。”董秀成分析指出。

能源安全“优先级”提高

全球降碳节奏悄然生变

俄乌冲突引发的连锁反应再次凸显了传统意义上的能源安全的重要性，即能源供应必须时刻大于需求，其“优先级”大有超越近年来如火如荼的能源转型之势。这一现象在“当事者”欧洲身上表现得尤为明显。

一直以来，欧洲在践行绿色转型和应对气候变化方面表现得极为积极。2020 年，欧盟提出了“2030 年温室气体减排 55%、2050 年实现碳中和”的宏伟目标。然而，俄乌冲突导致的能源危机，让欧洲许多国家不仅重拾已被抛弃的核电，甚至开始重新“拥抱”煤电。

欧盟早前公布的“绿色能源法案”，将天然气和核能一并列为“绿色能源”，一度引发了巨大争议。

目前，捷克、法国、波兰、英国都在寻求新建核反应堆。在此之前，历来重视发展核电的俄罗斯自带强大的融资能力，一直是欧洲核电市场强有力的竞争者。值得一提的是，随着俄乌冲突的爆发，与莫斯科的一切商业交往都成了欧盟国家的“禁忌”，这使得美国的核电技术在欧洲有了想象空间。

与此同时，德国率先宣布将建立战略煤炭储备，意大利、法国、波兰和西班牙也相继表示将延缓煤电的退出，英国则更进一步，开始考虑新建燃煤电厂。欧盟委员会第一副主席蒂默曼斯甚至公开表示，欧盟各国在转向可再生能源之前，“可以在煤炭上停留更长时间”。放在俄乌冲突爆发前，类似的表态和行动出现在欧洲是不可想象的。

事实上，欧洲用能高碳化、碳排放量不降反升的苗头早已有之。据研究机构雷斯塔能源公布的数据，2021 年，欧洲燃煤发电量同比增长 18%，中断了自 2012 年以来的下降趋势。

对此，董秀成认为，当前形势下，欧洲国家为摆脱对俄能源依赖，不得已重启煤电，不利于全球能源转型和碳中和进程，属于一种无奈选择。但从总体趋势看，全球应对气候变化和加快能源转型是不可逆的大势，欧洲也不会“改弦更张”。

事实上，欧盟委员会已经将 2030 年可再生能源占比目标提升至 45%，部分欧盟国家的可再生能源发展计划更为激进，其中，德国内阁已经通过了一揽子法案，计划将陆上风电和光伏发电能力提高约 3 倍，到 2035 年可再生能源占比达到 100%，比德国此前制定的“100%实现绿电供应”计划时间整整提前了 5 年。奥地利、比利时、立陶宛、卢森堡和西班牙也联合建议欧盟，到 2030 年至少增加 10 亿千瓦光伏发电装机，到本世纪末建设至少 7000 万个太阳能屋顶。

然而，知易行难，欧洲的可再生能源“雄心”将面临重重考验，能否如期借力可再生能源实现能源独立还需打一个大大的问号。

“欧洲制定的可再生能源发展规划相当激进，实施起来存在不小的困难，并且需要较长时间。因为目前可再生能源发电还不稳定，而且化石能源在全球能源消费中的占比仍高达 84%，煤炭消费量近年来也呈上升趋势。在大规模储能技术取得突破前，化石能源仍将是能源供应的主力。”王能全分析指出。

但也有观点认为，欧洲遭遇的能源危机会加速其能源转型进程，例如欧盟成员国意大利，在俄乌冲突后迅速批准了总装机超过 40 万千瓦的 6 座风电场。 “欧洲国家制定的清洁能源发展计划，具有很强的目标和导向意义，未来会吸引更多资金投向低碳清洁能源，推动清洁低碳技术的进步与发展，尤其是有助于储能技术的突破。”国家发改委价格监测中心高级经济师刘满平认为，“欧洲部分国家有能力实现自己制定的可再生能源发展计划。”

另有专家认为，经此一“役”，放眼全球，碳减排进程或将生变。

“短期内，欧洲重启煤电无疑是对全球‘双碳’进程的偏离。长期看，欧洲发展可再生能源的措施确实会促进欧洲碳减排。但经过此次冲突的‘洗礼’，遭受西方国家一系列制裁的俄罗斯也可能选择偏离现有规则和秩序，不再认可欧盟构建的‘碳秩序’，其以后的降碳行动存在很大不确定性。这意味着，全球能源转型和碳减排都将面临更大挑战。”刘贵洲指出。

本报记者 于欢 李慧 别凡 中国能源报 2022-05-30

湖北“十四五”能源发展规划出台：光伏风电发电总装机达到 3200 万千瓦

“十四五”期间的中国能源产业，低碳转型进程将继续稳步推进。

5 月 19 日，湖北省政府公布《湖北省能源发展“十四五”规划》(以下简称《规划》)，“建设多元能源供给体系”成为关键词。在大力发展非化石能源的同时，强化煤炭电力安全托底保障，拓展油气供应渠道。

根据《规划》，到 2025 年，清洁能源成为湖北能源消费增量的主体，全省新增用电量的 50%由新增可再生能源电量提供，非化石能源占能源消费比重由 2020 年的 17.5%提高到 20%以上，煤炭占能源消费比重由 2020 年的 53.5%降低至 51%左右，天然气占能源消费比重达到 7%左右。

不管是从政策面，还是产业发展现状来看，非化石燃料仍将是未来能源产业发展的重点，湖北也将大规模发展光伏发电、风电，加快能源转型。

“综合考虑资源禀赋、生态环境承载力、电网消纳特点，坚持集中式和分布式并举、多元发展和多能互补并行的发展模式。”《规划》中提出，推进“新能源+”项目建设，积极探索源网荷储一体化和风光水火互补开发模式。积极推进“光伏+”发展模式，大力支持分布式光伏发电应用。有序推进集中式风电项目建设，加快推进分散式风电项目开发。分别新增光伏发电、风电装机 1500、500 万千瓦，2025 年光伏、风电发电总装机达到 3200 万千瓦，年发电量 400 亿千瓦时。

同时，开发利用生物质能，新增生物质发电装机 50 万千瓦，2025 年生物质发电装机达 160 万千瓦；推进地热能开发利用，探索中深层地热能综合利用形式和市场运营模式，新增地热能供冷供热应用建筑面积 1900 万平方米，2025 年达到 5000 万平方米。

除了扩大清洁能源供给做好增量部分以外，作为存量的煤炭、石油和天然气资源，要发挥好压舱石和能源支撑的作用，相关基础设施建设持续稳步推进。

《规划》中提出，依托荆州煤炭铁水联运储配基地，建设武汉(华中)煤炭交易中心，打造面向“两湖一江”的煤炭中转、交易、配置和应急储备供应保障平台。到 2025 年煤炭储备能力达到 1600 万吨，政府可调度社会责任储备能力基本满足应急需求。

培育拓展天然气消费市场，实施“气化乡镇”工程，扩大乡镇天然气覆盖范围，通气乡镇比例达到 50%以上。推动天然气与多种能源融合发展，鼓励发展天然气分布式能源，稳步推进天然气热电联产。到 2025 年，天然气消费量达到 100 亿立方米以上，占能源消费总量比重达到 7%左右。

按照《规划》，湖北要在武汉、襄阳、宜昌、荆州等地区打造能源装备制造产业基地。到 2025 年，能源装备产业年主营收入达到 2000 亿元，年主营收入过 50 亿元、10 亿元企业分别达到 5、30 家。

更长远的目标是，到 2035 年，基本建成清洁低碳、安全高效的现代能源系统，能源安全保障能力大幅提升。绿色能源生产和消费方式广泛形成，可再生能源装机占比达到 70%以上，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提升，新增能源需求全部通过清洁能源满足，能源消费碳排放系数显著降低，碳排放总量达峰后稳中有降。

21 世纪经济报道　2022-05-20

农村更易实现能源革命

从资源特性看，可再生能源效率最高的利用方式是就地生产，就地消费，规模大了反而不经济，农村恰好适应这样的规律；从变革成本看，相对于城市，农村化石能源基础设施薄弱，能源转型成本低、阻力小，在此基础上发展新型绿色低碳制造业，有望在“能源革命”方面实现对城市的弯道超车。

“双碳”背景下，能源革命既是我国经济社会变革的重要方向，也是世界经济社会发展的焦点和重要竞争领域。全球能源革命的目标是可再生能源取代化石能源。笔者认为，无论从能源消费端看，还是从能源供给端看，能源革命均宜先发于农村。

资源特性和变革成本决定——

能源革命更易在农村实现

从能源供给端看，我国能源结构以化石能源为主，其中煤炭占比高达 57％，非化石能源虽占比近年来迅速上升但总体不足两成；从能源消费端看，根据 2021 年国家统计年鉴，生产制造业能源消费占比高达 55%。常住人口达 4.98 亿人的农村商品能源消耗仅占全国总能耗的 9％，农村的全口径能源消耗也仅占全国总能耗的 15%。

权威数据显示，农村生产、生活用能分别占比 36%、64%，由此可以看出，生产制造业远离农村。农村生产、生活用能中有 25.9%来自非商品能源，主要是秸秆、薪柴，总量达 1 亿吨标煤。随着农村劳动力的流失和生活水平的提升，这部分非商品能源正快速转化为以燃煤为主的化石能源。

从能源基础设施建设情况看，当前在城市，基于化石能源的基础设施建设已基本完善，油、气、煤等设施均处于稳定运行状态。但要适应可再生能源大规模使用的需要，就要对原有能源基础设施进行大规模重建或改建。尽管这是大势所趋和人心所向，但必然也会面对利益重新分配的巨大阻力，需要巨大的投入和漫长的时间。

笔者认为，能源消费革命在农村更容易实现。原因如下：

化石能源需要的规模经济对应规模消费，但农村达不到城市的消费水平，也就导致农村化石能源消费成本高于城市，这也是为什么农村化石能源基础设施进展缓慢的主要原因。

从资源特性看，可再生能源效率最高的利用方式是：就地生产，就地消费；分布式生产，点到点消费；规模大了反而不经济，农村恰好适应这样的规律。

从变革成本看，相对于城市，农村化石能源基础设施薄弱，能源转型成本低、阻力小。“十四五”农村正要大规模建设包括能源在内的基础设施，基于可再生能源的基础设施建设正迎合“双碳”大势。在此基础上发展新型绿色低碳制造业，农村有望在“能源革命”方面实现对城市的弯道超车。

农村资源与市场就地衔接——

既保持制造业竞争优势又助力乡村振兴

能源价格是阻碍农村产业发展的重要制约因素，因为农村地区化石能源价格高于城市，导致大部分具有农村比较优势的产业向城市转移，如农产品加工业。如果农村建立了完善的、经济的可再生能源基础设施，则有利于这些产业回归农村，从而助力农村产业振兴。

根据官方表述，能源供给革命就是要建立多元供应体系，着力发展非煤能源，形成煤、油、气、核、可再生能源多轮驱动的供应体系。

“双碳”目标下，非化石能源占一次能源消费比重大幅提升，预计到 2060 年，非化石能源在能源消费中的占比将达到 80%以上。可再生能源是非化石能源的重要组成部分，从我国的资源分布情况看，可再生能源主要来自农村和乡野。这意味着，相较于化石能源生产的规模经济，可再生能源只能分布式生产，相应的供应体系也必须基于农村建立。

可再生能源的生产会带来产业的发展。比如吉林西部白城市，风沙大，土地盐碱化，农业产量低，效益差，原本是贫困集中区。“十三五”时期通过重点发展风能、太阳能，一跃成为区域可再生能源发展领头羊。目前该市正在兴建“陆上风光三峡”工程，有望成为新的国家可再生能源供给基地。

生物质能是分布最为广泛的可再生能源。农业是农村的主导产业，传统农业种植业所取用的籽实占作物重量不到一半，其余一多半秸秆则被视为“废弃物”。而从能源角度看，这些秸秆却是转化为化学能的太阳能，是可运输、可储存、性状稳定的蓄能体，成本低，热值单价接近燃煤。更重要的是，农民可以参与生物质燃料的生产，以目前的传统秸秆薪柴转化效率和燃煤热值单价核算，2 亿吨秸秆或薪柴相当于 1 亿吨标煤，若转化为现代生物质燃料用于农村或城镇燃煤替代，可相应拉动一、二、三产融合的产业链产值近万亿元。

与此同时，基于生物质能的基础设施建设，投资相对少，资源与市场就地衔接，利用效率高。生物质能作为绿色低碳能源，配套基础设施建设还可以吸引城市碳排放压力大的制造业入驻，实现低碳绿色制造，既保持我国制造业的竞争优势，又助力乡村振兴。

代价更小、耗时更短——

“农村包围城市”是能源革命优选战略路径

能源产业链条有三大环节：资源、技术、市场，其中资源和市场由地域因素决定，不可移动，而技术是可以全球流动的。既然可再生能源资源和市场主要在农村，技术自然可以依靠资源和市场得以“成长”。

可再生能源供给和消费体系在农村的逐步建立，离不开大量的技术人才。我国农村常住人口 4.98 亿人，每年还会产生大量青年待业人口。如果可再生能源生产、消费在农村大力发展，就会吸纳大量就业人口，使新一代农民转变为能源生产者和服务商，为农村产业振兴和可再生能源产业提供强大人力资源支撑。

能源体制革命的目标是还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系。原有以化石能源为主的能源体制、机制诞生在城市。化石能源与城市的关系可以说是“因果”关系，即化石能源的使用是因，城市化是果。化石能源的资源属性决定了只有规模生产、规模消费才能带来较低成本和更高效率，从而促进人员聚集、精细分工和生产效率的提高，这是城市化的由来。也正因为城市能源基础设施是基于化石能源兴建，因此在城市推进能源体制革命要面临重重阻力，需要付出巨大代价。

相对而言，农村化石能源使用正处在增长期，相对于城市的百业争鸣，农村一业难求。要实现乡村振兴，必须要有产业引领，特别是具有农村比较优势和市场竞争优势的产业，而可再生能源产业正是具备这样特征的优势产业。

目前，农村能源市场规模仍然较小，尚不能形成对产业的持续拉动。因此城市现有的能源消费市场只要平等向农村能源行业开放，就会带来产业持续发展的机会。

能源革命的本质是可再生能源“革”化石能源的“命”。在中华民族实现伟大复兴的战略征程上，这是必然会实现、也必须要实现的目标。但在战术上，若选择化石能源最薄弱的地方入手，代价就会更小、耗时也更短。从这个角度讲，“农村包围城市”仍是优选的战略路径。因此，能源革命，农村先行！　　（作者系中国农村能源行业协会副会长、北京三生环境与发展研究院院长 ）

洪浩　中国能源报　2022-05-23

欧盟四国计划打造“欧洲的绿色发电厂”

据法新社哥本哈根消息，欧盟成员国德国、丹麦、荷兰和比利时 18 日表示，它们希望到 2050 年将北海风力发电量提高 10 倍，以帮助欧盟实现气候目标以及避免使用俄罗斯的碳氢化合物。

报道称，丹麦首相梅特·弗雷泽里克森说，该计划的意义在于，这四个国家将“提供欧盟实现气候中性所需的全部海上风力（发电量）的一半以上”。她在丹麦西部埃斯比约港举行的一场记者会上说，增加发电量后的北海将成为“欧洲的绿色发电厂”。她还说：“设定愿景是不够的。我们还要让它成为现实。”与她共同出席记者会的还有德国总理奥拉夫·朔尔茨、欧盟委员会主席乌尔苏拉·冯德莱恩、荷兰首相马克·吕特和比利时领导人亚历山大·德克罗。

据报道，这些国家的目标是，到 2030 年将（海上）风力发电量提高 4 倍，达到 65 千兆瓦，再到 2050 年提高 10 倍，达到近 150 千兆瓦。

他们说，150 千兆瓦的海上风力发电量将为 2.3 亿户家庭提供电力。按目前市场上功率最大的风力涡轮机来算，上述发电量相当于 1.5 万至 2 万台风力涡轮机的发电量。

此间，欧盟委员会提出一项加快开发价值 2100 亿欧元（约合 2200 亿美元）的可再生能源的计划，此举旨在让欧盟尽快减少对俄罗斯天然气的依赖。

编译/王超　参考消息网　2022-05-20

农村用能体系要变绿更要可持续

核心阅读

以清洁取暖改造为代表，当前农村生活用能不断迈向清洁化，农村能源转型效果有目共睹。但持续改善农村居住环境、系统解决农村清洁供暖问题仍旧任重道远，散煤治理和屋顶光伏都备受关注。

2021 年-2022 年采暖季，京津冀及周边、汾渭平原等重点地区，原计划完成散煤替代 348 万户，实际超额完成，达到约 420 万户。在北方地区 15 个省份中，清洁取暖率超过 70%、80%比例的分别有 8 个和 6 个——清华大学建筑节能研究中心和能源基金会近日发布的《中国农村散煤治理综合报告（2022）》（下称《报告》），以直观的数字说明了农村生活用能不断迈向清洁化的现状。

《报告》显示，散煤替代将带来健康、环境、气候等多方面改善。尤其在节能降碳方面，若持续治理，每年可有效减少约 10 亿吨二氧化碳、300 万吨二氧化硫、90 万吨氮氧化物排放，让北方地区细颗粒物平均浓度降低 10 微克/立方米。

“烟熏火燎”的日子少了，农村能源转型效果有目共睹，接下来的重点任务是让绿色低碳能源惠及更多乡村。

治理有了更高目标

屋顶光伏可作为主力军

系统推进农村能源转型已是共识。那么，“绿化”靠什么？《报告》算了一笔账：我国农村地区屋顶总面积约为 270 亿平方米，考虑可利用率后约有 131 亿平方米可用于安装光伏板，每年发电约 2.96 万亿千瓦时，大约折合 8.9 亿吨标准煤。农作物年产约 6.74 亿吨秸秆和 1.1 亿吨农业废物，加之林业废弃物等其他生物质资源，共约折合 9.28 亿吨标准煤。巨大的可再生能源开发潜力，使农村消除散煤、减污降碳成为可能。

以一户北方典型农村院落为例，江亿表示，居住、粮棚、库房等房屋面积有 300 多平方米，只要把朝南的平顶装上光伏发电设备，就能产生约 28.3 千瓦时电量。“一户至少能装 20 千瓦光伏，多的能到 40 千瓦，把农村各种建筑物屋顶面积加起来，年发电能力接近 3 万亿千瓦时。目前，我国农村总用电量不到 3500 亿千瓦时，加上农业生产也就 5000 亿千瓦时。好好利用农村屋顶，不仅可以替代燃油、燃煤、燃气，还能在村民充分用电的基础上有结余。”

路子找到了，还得有人做。“实际从 2015 年起，我们就在耕耘农村市场。比如在山东，我们和 150 多家合作伙伴，累计安装分布式光伏规模超过 200 万千瓦，为 13 万户农村家庭带来清洁电力。”隆基绿能分布式业务中国区总裁牛燕燕告诉记者，以电代煤为例，如果只是从用户侧实施清洁取暖改造，无论用何种采暖设备，用户还是从大电网取电，用能不一定清洁低碳，而且可能带来成本升高的新问题。“广大农村屋顶面积、空余土地资源可观，用以发展分布式光伏，可直接解决供给问题，盈余电量还能给用户带来收入。大伙心理轻松了，更愿意用光伏发电了，形成了正向循环。”

效果可持续性是更大考验

“实践证明，散煤治理是改善农村居住环境的一个重要举措。根据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，‘十四五’期间，重点区域的平原地区散煤要基本清零。”生态环境部大气环境管理司固定源处王凤处长表示，“治理已经有了更高目标”。

但这并不容易。王凤坦言，农村散煤使用量大面广、使用不清，目前虽已取得进展，但治理依然任重道远。前期工作主要针对民用取暖散煤，在蔬菜大棚种植、粮食烘干、畜禽养殖等领域，同样存在大量散煤，距离清零任务还有不小的距离。

“农村工业、农业使用的散煤量并不比生活用煤少，更需要系统治理。”中国能源研究会常务副理事长周大地进一步称，散煤替代的初衷是为了改善大气环境，但现在不应再从单一的环境治理角度出发，而要放到整个农村用能体系当中，结合转型需求综合施策。“这不仅是采暖季应急性解决的问题，而是一项长期工作，要从农村能源体系建设出发，形成系统性解决方案。”

在中国工程院院士江亿看来，光抓生活用散煤还不够。“我们的农业机械化推广挺好，但这些农机基本是靠柴油驱动，每年消耗量约占到我国柴油使用总量的 15%，其高速发展使得能耗损失严重。灌溉、农产品加工等其他环节，尽管走向电气化了，当前仍有一部分使用柴油机作动力。再加上大量秸秆还田、堆肥，带来甲烷等非二氧化碳温室气体排放，大气污染、固废污染、健康影响及碳排放，成为农村用能体系急需解决的四大问题。”

记者了解到，让“绿化”效果可持续是更严峻的考验。“当前农村市场鱼龙混杂，如何避免低价竞争、劣币驱逐良币？各类商业模式涌现，怎么保证老百姓真正受益？”牛燕燕举例，光伏发电时间越久、用户收益越大，组件可使用 25 年-30 年，逆变器、电缆等配件通常 5 年-10 年需要更换。过了质保期，由谁出钱是问题。

“再如，有些设备运营短短几年，发电量便衰减，对用户信心打击很大。乡村多是熟人社会，口

口相传就成了‘光伏发电不行’。安装仅是第一步，更关键的是持续发挥能源绿色转型的效益。”牛燕燕补充道。

除了质量，经济性也要可持续。有投资机构人士向记者直言，所在机构曾大力支持了户用光伏、生物质沼气化利用等项目，但从市场化角度来看，效果差强人意。“农村能源体系建设对资金有着特殊要求。改造产生的费用加在谁身上？改变原有生活方式，带来的增量成本由谁承担？近年常常鼓励社会资本参与，我们自身需加强项目的甄别、管理能力，同时也要看到真正可持续运转的商业模式，充分调动金融机构的社会责任感。”

以散煤替代为代表，由政策驱动转向市场驱动、想法设法让用户能够承受，一直是各方争论的核心。“除了在供能端探索有效模式，用能侧也不可忽视。比如盖房子，农民自建房更多追求面积、高度，注重气派、漂亮，几乎没人考虑到用能问题。我们调研时经常看到，房屋建得很高，内外墙却没有加保温层，到了冬天用能多，费用自然高。”周大地表示，树立节能减排意识是落实农村能源转型过程的重要前提，但目前仍缺乏引导。

本报记者　朱妍　中国能源报　2022-05-23

全面构建现代能源体系 推动新时代能源高质量发展

能源是经济社会发展的基础和动力，对国家繁荣发展、人民生活改善和社会长治久安至关重要。党的十八大以来，面对错综复杂的国际国内形势，以习近平同志为核心的党中央高瞻远瞩、审时度势，创造性地提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新时代能源高质量发展指明了方向，开辟了道路。近期，《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称《规划》）印发实施。《规划》是“十四五”规划和2035年远景目标纲要在能源领域的延伸和拓展，将党中央战略部署贯彻落实到能源生产消费各领域、各环节、全过程，是今后一段时期构建现代能源体系的总体蓝图和行动纲领。“十四五”时期，我们要深入推动《规划》实施，加快构建现代能源体系，建设能源强国，全力保障国家能源安全，助力实现碳达峰碳中和目标，支撑经济社会高质量发展。

一、全面认识我国现代能源体系建设基础

近年来，在“四个革命、一个合作”（推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；推动能源供给革命，建立多元供应体系；推动能源技术革命，带动产业升级；推动能源体制革命，打通能源发展快车道。全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全）能源安全新战略指引下，我国坚定不移推进能源革命，全面推进能源消费方式变革，建设多元清洁的能源供应体系，发挥科技创新第一动力作用，全面深化能源体制改革释放市场活力，全方位加强能源国际合作，能源生产和利用方式发生重大变革，能源发展取得历史性成就，能源高质量发展迈出了新步伐。

能源消费清洁低碳转型持续加快。党的十八大以来，单位国内生产总值能耗累计降低26.3%，相当于减少能源消费约13亿吨标准煤，以能源消费年均约3.0%的增长支撑了国民经济年均6.5%的增长，能源利用效率不断提升。2021年，天然气、水电、核电、新能源发电等清洁能源消费比重提升至25.5%，比2012年提高了约11个百分点，能源消费结构向清洁低碳加快转变。截至2021年底，我国新能源汽车保有量达784万辆，呈持续高速增长趋势。北方地区清洁取暖面积约156亿平方米，清洁取暖率达到73.6%，替代散煤（含低效小锅炉用煤）1.5亿吨以上。能源与生态环境友好性明显改善，能源节约型社会加快形成，能源消费结构更加优化。

能源供给能力和质量显著提升。“十三五”以来，我国能源自主保障能力始终保持在 80%以上，供需关系持续向好。2021年我国全口径发电装机容量达到23.8亿千瓦，可再生能源发电装机历史性突破10亿千瓦，新能源年发电量首次突破1万亿千瓦时，风电、光伏发电、水电、生物质发电装机规模连续多年稳居世界第一，在运在建及核准核电机组71台、装机7600万千瓦，位居世界第二。清洁能源消纳持续向好，2021年水电、风电、光伏发电平均利用率分别约达98%、97%和98%，核电年均利用小时数超过7700小时。油气增储上产稳步推进，煤炭产能结构持续优化，120万吨/年及

以上大型煤矿产量占 80%以上。煤、油、气、电、核、新能源和可再生能源多轮驱动的能源生产体系基本形成，能源输送能力显著提高，能源储备体系不断健全，经济社会发展和民生用能需求得到有效保障。

能源技术创新能力进一步增强。建立了完备的水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源装备制造产业链，成功研发制造全球最大单机容量 100 万千瓦水电机组，具备最大单机容量达 10 兆瓦的全系列风电机组制造能力，不断刷新光伏电池转换效率世界纪录。形成具有自主品牌的核电技术华龙一号、国和一号等三代压水堆和具有第四代特征的高温气冷堆先进核电技术。常规油气勘探开采技术达到国际先进水平，页岩油气勘探开发技术和装备水平大幅提升，天然气水合物试采取得成功，一大批能源新技术、新模式、新业态正在蓬勃兴起。能源领域科技创新实现从“跟跑、并跑”向“创新、主导”加速转变，技术进步成为推动能源发展动力变革的重要力量。

能源体制机制改革稳步推进。能源领域市场化水平全面提升，营商环境不断优化，市场活力明显增强，市场主体和人民群众办事创业更加便利。能源领域外资市场准入进一步放宽，民间投资持续壮大，投资主体更加多元。发用电计划有序放开、交易机构独立规范运行、电力市场建设深入推进。加快推进油气勘查开采市场放开与矿业权流转、管网运营机制改革，原油进口动态管理等改革，完善油气交易中心建设。能源价格市场化持续推进，竞争性环节价格进一步放开，电力、油气网络环节科学定价制度初步建立。能源改革和法治建设协同推进，能源法律体系不断完善。覆盖战略、规划、政策、标准、监管、服务的能源治理机制基本形成。

能源国际合作彰显中国智慧。顶层设计不断加强，发布《新时代的中国能源发展》白皮书，大幅放宽能源领域外商投资准入，全面取消煤炭、油气、电力（除核电外）、新能源等领域外资准入限制，促进能源领域贸易和投资自由化、便利化。务实合作成果丰硕，先后与 50 多个国家和地区建立政府间能源合作机制，与 30 多个能源类国际组织和多边机制建立合作关系，中俄、中国—中亚、中缅油气管道，巴西美丽山特高压直流输电，巴基斯坦恰希玛核电站等一大批标志性能源项目建成落地。治理能力持续提升，成功主办“一带一路”能源部长会议、国际能源变革论坛、亚太经合组织能源部长会议、二十国集团能源部长会议、金砖国家能源部长会议等重要国际会议。能源领域国际合作不断取得新突破，为实现开放条件下能源安全奠定坚实基础，为推动全球能源可持续发展，建设更加清洁、美丽的世界贡献了中国智慧和中国力量。

二、准确把握国内外能源发展形势

当今世界正经历百年未有之大变局，我国正处于实现中华民族伟大复兴的关键时期，发展面临的国内外环境发生深刻复杂变化，对保障国家能源安全、推动能源高质量发展提出了新的更高要求。全面准确把握国内外能源发展形势，是做好“十四五”能源工作的前提和基础。

全球能源供需版图深度调整。当前，百年变局和世纪疫情交织叠加，国际环境错综复杂，世界经济陷入低迷，全球产业链供应链面临重塑，不稳定性不确定性明显增加。新冠肺炎疫情影响广泛深远，逆全球化、单边主义、保护主义思潮涌动，俄乌冲突等地缘事件加大国际能源市场波动，全球能源治理体系深度调整。能源消费重心东倾、生产重心西移，亚太地区能源消费占全球比重提高到接近 30%，北美地区成为 2011 年以来唯一的原油产量正增长区域，能源供应格局多极化趋势进一步凸显，低碳化、分散化、扁平化推动能源供需模式重塑，能源体系面临全新变革。

绿色低碳成为能源发展主旋律。21 世纪以来，技术进步推动新能源跃升发展，近 5 年可再生能源提供了全球新增发电量的 60%左右。全球应对气候变化开启新征程，超过 130 个国家和地区提出了碳中和目标。后疫情时代，各国争相推动经济“绿色复苏”，加快能源转型和碳减排已成为世界各国共识。我国承诺实现从碳达峰到碳中和的时间，远远短于发达国家所用时间，这意味着我国作为世界上最大的发展中国家，将完成全球最高碳排放强度降幅，用全球历史上最短的时间实现从碳达峰到碳中和，这无疑需要我们付出艰苦卓绝的努力。“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，化石能源特别是煤炭消费需合理控制，适应新能源大规模发展的能源系统亟待建立，绿色发展方式和生活方式需加快形成，转型任务更加紧迫。

创新引领能源发展作用更加凸显。当前，全球科技创新进入空前密集活跃期，在能源革命和数字革命双重驱动下，全球新一轮科技革命和产业变革方兴未艾，正在重构全球创新版图、重塑全球经济结构。新能源、非常规油气、先进核能、智慧能源、新型储能、氢能等新兴能源技术正以前所未有的速度加快迭代，成为全球能源转型变革的核心驱动力。推动能源科技实现高水平自立自强，已成为把握新一轮科技革命和产业变革机遇、赢得创新发展主动权、保障国家能源安全的大趋势。“十四五”时期，急需推动能源技术装备“补短板、锻长板”，加速突破一批战略性前沿性技术，激发能源创新发展新动能，提升能源产业基础高级化、产业链现代化水平。

能源安全保障任务依然艰巨。作为世界最大的能源消费国，如何有效保障国家能源安全、有力保障国家经济社会发展，始终是我国能源发展的首要问题。今后一段时期，我国能源安全新旧风险交织，油气资源短板仍然突出，地缘政治事件、国际油价大幅波动等风险因素长期存在，转型过程中能源供应区域性、时段性紧张问题时有发生，网络安全等非传统安全风险日益突出。能源安全是国家安全的重要组成部分，全面建设社会主义现代化国家对能源安全提出了更高要求。只有把能源的饭碗端在自己手里，充分保障国家能源安全，才能把握未来发展主动权，牢牢守住新发展格局的安全底线。

总的来看，“十四五”时期是我国能源发展的重要战略机遇期，必须深刻认识新阶段保障国家能源安全、推动能源高质量发展面临的新情况新问题新挑战，增强机遇意识和忧患意识，准确识变、科学应变、主动求变，更好统筹发展和安全，在把握规律的基础上实现能源创新变革。

三、深入贯彻落实党中央国务院对能源发展的各项要求

“十四五”时期的能源发展要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为根本遵循，全面贯彻党中央、国务院对构建清洁低碳、安全高效能源体系的总体思路和具体要求。

关于国家安全战略的要求。安全是发展的前提，发展是安全的保障。当前和今后一个时期是我国各类矛盾和风险易发期，各种可以预见和难以预见的风险因素明显增多。习近平总书记强调，“必须坚持统筹发展和安全，增强机遇意识和风险意识，树立底线思维”“注重堵漏洞、强弱项，下好先手棋、打好主动仗，有效防范化解各类风险挑战”。“十四五”时期，能源发展必须落实总体国家安全观，立足以煤为主的基本国情，坚持先立后破、通盘谋划，以保障安全为前提构建现代能源体系，协同推进低碳转型与供给保障，着力筑牢国家能源安全屏障。

关于生态文明建设的要求。生态文明建设是关系中华民族永续发展的千年大计，也是“五位一体”总体布局的重要内容。党的十九大将能源发展作为生态文明建设的重要方面，强调要绿色发展，满足人民日益增长的美好生活需要。中央财经委员会第九次会议把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，进一步明确了构建清洁低碳安全高效能源体系的任务要求。能源活动是碳排放的主要来源，能源绿色低碳发展是生态文明建设的应有之义和必然要求。“十四五”时期，能源发展必须坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，稳中求进推动能源生产消费模式绿色低碳变革，助力经济社会发展全面绿色转型。

关于创新驱动发展的要求。党的十九届五中全会提出，要“坚持创新在我国现代化建设全局中的核心地位”，将其放在“十四五”各项规划任务首位并进行专章部署，这在我们党研究制定国民经济和社会发展五年规划的历史上是第一次，充分体现了党中央对以改革促创新、以创新促发展的高度重视。“十四五”时期，能源发展必须坚持把创新作为引领发展的第一动力，以实现能源科技自立自强为目标，以完善能源科技创新体系为依托，着力增强能源科技创新能力，提升能源产业链现代化水平。

关于区域协调和民生保障的要求。促进区域协调发展是新时代国家重大战略之一，是贯彻新发展理念、建设现代化经济体系的重要组成部分。我国能源生产和消费逆向分布特征明显，中东部是主要能源消费地区，而重要能源基地主要分布在西部地区，优化能源发展布局和流向意义重大。坚持保障和改善民生，不断增强人民群众的获得感、幸福感、安全感，是以人民为中心发展思想的重

要体现。“十四五”时期，能源发展必须优化开发利用布局，发挥能源富集地区战略安全支撑作用，加大能源就近开发利用，提高资源配置效率，促进区域协调发展。同时，坚持民生优先、共享发展，着力提升能源普遍服务水平，推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众。

关于治理体系和治理能力现代化的要求。党的十九届四中全会对推进国家治理体系和治理能力现代化作出了全面部署，强调要“把制度建设和治理能力建设摆到更加突出的位置，继续深化各领域各方面体制机制改革”。我国坚持把能源治理体系和治理能力现代化建设作为能源改革发展的根本保障，着力推进能源体制革命。经过探索创新，目前能源改革“四梁八柱”的主体框架已基本确立，但总体仍跟不上能源转型变革的步伐。“十四五”时期，能源发展必须坚持市场化改革方向，着力完善能源发展法治保障，破除制约能源高质量发展的体制机制障碍，全面提升能源治理效能。

关于高水平对外开放的要求。党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央深刻把握新时代中国和世界发展大势，创造性地提出一系列外交新理念新思想新战略，实现了对外工作的重大理论和实践创新，为新形势下高质量开展能源国际合作提供了根本遵循。能源国际合作是国际交流合作的重要组成部分，我国已成为世界第一大能源生产国和消费国，国际社会对我国的期待和倚重不断增加。“十四五”时期，能源发展必须落实全球发展倡议，坚持以共建“一带一路”为引领，聚焦实施更大范围、更宽领域、更深层次能源开放合作，推动形成互利共赢的国际合作格局，努力实现开放条件下的能源安全。

四、采取有力举措全面构建现代能源体系

落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，锚定 2035 年远景目标，“十四五”时期能源发展要坚决贯彻碳达峰、碳中和重大战略决策，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足经济社会发展和人民美好生活用能需求为根本目的，推动现代能源体系建设取得重要进展。

（一）全方位提升能源安全保障能力

我国是世界第一大能源生产国和消费国，能源生产和消费分别约占世界的 1/5 和 1/4。确保能源安全可靠供应，是关系我国经济社会发展全局的重大战略问题。多年来，我国能源自给率保持在 80%以上，安全风险总体可控。“十四五”时期要增强忧患意识，坚持底线思维，防范化解能源发展面临的各类风险挑战，重点加强“两个能力、一个体系”建设。一是提升能源战略安全保障能力。通过加大国内油气勘探开发力度、提升储备能力、加强能源国际合作、建立煤制油气产能和技术储备等途径，多措并举增强油气供应保障能力。二是增强能源系统平稳运行能力。在严格合理控制煤炭消费增长的前提下，发挥煤炭的主体能源作用，做好煤炭稳产稳供，加强产能和产品储备建设。研究完善供需平衡预警机制，化解电力、天然气等区域性、时段性供需矛盾，确保能源系统平稳有序运行。三是健全能源安全风险管控体系。针对近年来频发的极端天气等自然灾害，完善应急预案体系。防范化解非传统安全风险，强化网络安全关键技术研究。

（二）打造清洁低碳能源生产消费体系

能源绿色低碳发展是一项系统工程，涉及能源生产、加工转换及终端消费各环节，能源供给侧承担着壮大清洁能源产业的重任，消费侧节能降碳增效同样重要。必须以主要用能行业消费结构转型为牵引，以能源行业清洁供应保障为支撑。一是加快实施可再生能源替代行动。推进建设总规模 4.5 亿千瓦的大型风电光伏基地，加快分布式新能源发展。积极稳妥发展水电、核电，开工建设一批重大工程项目。因地制宜发展生物质能、地热能等其他可再生能源，确保 2025 年非化石能源消费比重提高到 20%左右。二是抓好煤炭清洁高效利用。根据发展需要合理建设先进煤电，大力实施煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造，“十四五”期间改造规模合计 6 亿千瓦左右。三是大力推动终端能源消费转型升级。完善能耗“双控”制度，逐步强化碳排放总量和强度约束，控制工业、建筑、交通等高耗能行业化石能源消费。健全以绿电消费为导向的市场机制，全面推进电能替代，力争 2025 年电能占终端用能比重达到 30%左右。四是积极构建新型电力系统。规划建设以大型风电光伏基地为基础、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的

新能源供给消纳体系。开展新能源微电网和主动配电网建设，加快分布式新能源发展。多管齐下补强系统调节能力短板，优化电网调度运行方式，加快推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向演进。

（三）推动区域城乡能源协调发展

以“胡焕庸线”为近似分界线，我国中东部地区能源消费量占全国比重超过 70%，生产量占比不足 30%，重要能源基地主要分布在西部地区。长期以来，形成了“西电东送、北煤南运、西气东输”的能源流向格局。进入新发展阶段，能源行业应深入实施区域协调发展战略，统筹生态保护和高质量发展，加强区域能源供需衔接，优化能源开发利用布局，提高资源配置效率。一是加快西部清洁能源基地建设。西部地区化石能源和可再生能源资源较为丰富，要坚持走绿色低碳发展道路，把发展重心转移到清洁能源产业，重点建设“风光水（储）”“风光火（储）”等多能互补的清洁能源基地。二是提升中东部地区能源清洁低碳发展水平。以京津冀及周边地区、长三角、粤港澳大湾区等为重点，加快发展分布式新能源、沿海核电、海上风电等，推动能源“从身边来”与“从远方来”并重，提升本地能源自给能力。三是强化区域间资源优化配置。我国能源生产消费逆向分布的特征决定了未来一段时期大规模跨区输送的格局仍将持续，预计 2025 年西电东送规模将达到 3.6 亿千瓦以上。要充分挖掘存量通道的输送潜力，新建输电通道应是“绿色通道”，可再生能源电量比例原则上不低于 50%。四是提升城乡能源普遍服务水平。聚焦满足人民生产生活电、气、冷、热等多样化用能需求，完善城乡供能基础设施，积极推动农村能源变革，支撑新型城镇化和乡村振兴战略实施。

（四）提升能源产业科技创新能力

当前，新一轮科技革命和产业变革蓄势待发，重大颠覆性技术不断涌现，科技成果转化速度加快。前两次工业革命的核心都是能源技术的变革，新一轮科技革命和产业变革最大的特征将是新能源和互联网技术的紧密融合。我们要高度重视能源技术变革的重大作用，坚持创新驱动发展，加快推进能源技术革命，着力提升能源产业链现代化水平。一是努力实现能源科技自立自强，增强产业链抗风险能力。二是巩固提升能源产业链竞争力。立足我国新能源产业优势，推动能源绿色低碳技术加快突破，锻造能源技术装备长板。三是加快能源产业数字化智能化升级。要加快现代信息技术与能源产业深度融合，推动能源基础设施数字化，构建基于 5G 等技术的应用场景和产业模式，实现源网荷储互动、多能协同互补、用能需求智能调控，通过试点示范“以点带面”，推动能源系统转型变革。此外，还要着力完善能源科技创新体系，整合优化科技资源，实行“揭榜挂帅”“赛马”等制度，引导各类社会资本投资能源科技创新领域。

（五）增强能源治理效能

能源是我国历次经济体制改革的重点领域。2015 年，中共中央、国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，明确了进一步深化电力体制改革“三放开、一独立、三强化”的核心内容。2017 年，中共中央、国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，明确了油气行业全产业链改革的重点任务。“十四五”时期是全面深化改革的关键期，要全面推进能源治理体系和治理能力现代化。一是完善能源法律法规体系。我国能源立法工作经历了漫长的探索，1995 年以来相继颁布实施电力法、煤炭法、可再生能源法等单行法。下一步要全力推进能源法制定工作，加快电力法、煤炭法、国家石油储备条例等的制修订。二是健全能源转型市场化机制。电力、油气等领域的改革“牵一发而动全身”，必须坚持系统观念，统筹推进。“十四五”时期要重点聚焦系统灵活调节能力、绿色能源消费、综合能源服务和智能微网等新模式新业态发展等方面，推动体制机制改革取得新突破。三是深化能源领域“放管服”改革。“放管服”改革的重点是打造一流营商环境、不断解放和发展生产力。针对增量配电网、油气勘探开发、储气能力建设等领域市场化改革存在的难点堵点，要加大改革力度，充分激发市场主体活力，持续优化营商环境。

（六）开拓能源合作共赢新局面

近年来，我国全方位加强能源国际合作，以“一带一路”能源合作为重点，“引进来”与“走出去”同步发力，基础设施互联互通不断加强，海外产能和资源合作成效显著，参与全球能源治理能力不断

提高。“十四五”期间，面对能源国际合作呈现出的新趋势新特征，要坚持维护开放条件下的能源安全，深入践行人类命运共同体理念，开创我国能源对外合作新局面。一是推动“一带一路”能源合作高质量发展。继续建设和运营好“一带一路”能源合作伙伴关系这一重要合作平台，稳步扩大“朋友圈”，深入推进与主要能源资源国的务实合作，加强与周边国家能源基础设施互联互通，增强开放条件下的能源安全保障能力。二是加强应对气候变化国际合作。要发挥我国新能源技术装备产业优势，巩固和拓展与相关国家绿色发展战略对接，建成一批绿色能源合作项目，加快绿色丝绸之路建设。三是积极参与全球能源治理体系改革和建设。加强与国际能源署、国际可再生能源署、石油输出国组织等主要能源国际组织的交流合作，在联合国、二十国集团、亚太经济合作组织、金砖国家、上合组织等多边框架下讲好能源绿色低碳发展的中国故事。

蓝图已经绘就，使命催人奋进。做好“十四五”能源发展改革工作，任务艰巨而繁重。我们要更加紧密地团结在以习近平同志为核心的党中央周围，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，认真贯彻党中央、国务院决策部署，迎难而上、开拓进取，以踏石留印、抓铁有痕的劲头抓好《规划》落实，努力开创能源低碳转型和高质量发展新局面。

章建华　中国能源网　2022-05-19

全球能源基础设施如何实现绿色转型？

电力、钢铁、水泥、石化、油田、煤矿、交通运输等开采、生产和消耗能源的基础设施（以下简称“能源基础设施”）会产生大量碳排放。能源基础设施的寿命往往长达几十年，尤其近年来新建的各类设施将在未来较长一段时间内持续排放二氧化碳，产生碳排放锁定效应，威胁能源低碳转型和达成《巴黎协定》的气候目标。在应对气候变化的背景下，全球能源基础设施面临巨大的转型挑战，如何实现其绿色转型是科学家和决策者共同关心的重大问题。

全球火电、钢铁、水泥和交通运输等支撑社会经济发展的基础行业和部门，在近 30 年发展十分迅速。全球火电总装机容量从 1990 年的 1774 吉瓦 增加到 2020 年的 4229 吉瓦；粗钢产能从 1990 年不足 12 亿吨增加到 2020 年超过 24 亿吨；水泥熟料产能从 1990 年的 9 亿吨增加到 2020 年的 36 亿吨；机动车保有量过去 30 年间年均增速达到 3%，2020 年保有量达到 13.6 亿辆。近年来，除全球水泥行业产能自 2015 年以来基本保持稳定以外，全球火电和钢铁行业依然保持增长态势，机动车保有量增长快速。

新兴经济体国家是上述主要能源基础设施增长的最大驱动力，贡献了全球大部分新建产能。例如，“一带一路”沿线国家火电装机容量在过去 30 年间增加了 1.6 倍，而同期以国际经合组织和欧盟为代表的发达国家装机容量只增加了 40%。

随着全球能源基础设施迅速发展，其碳排放总体也呈增长趋势。全球火电、钢铁、水泥和陆地交通运输部门的碳排放从 1990 年的 127 亿吨增加至 2020 年的 241 亿吨，年均增长率为 2.2%。其中，全球火电行业碳排放从 1990 年的 75 亿吨二氧化碳增加至 2020 年的 132 亿吨，但随着煤电比例逐步下降，近 10 年全球火电行业碳排放增速趋缓。2010 年-2020 年间排放年均增速约为 1%，远低于 1990 年-2010 年的 3%，且 2018 年后排放呈现下降态势。2020 年全球钢铁行业共排放 27.2 亿吨二氧化碳，碳排放在过去 30 年间增加了约 1.5 倍，且其增长主要来自长流程炼钢过程。

全球水泥行业碳排放在 1990 年至 2020 年增加了 1.9 倍，2020 年排放达到 25.2 亿吨二氧化碳，其中过程排放占 64%，燃料排放占 36%。全球机动车碳排放在保有量持续增长的驱动下逐年上升，30 年间排放增加了 75%，2020 年排放 57 亿吨二氧化碳。能源基础设施的快速增长有力推动了行业技术进步，减缓了其碳排放增长。以水泥行业为例，水泥熟料比下降、窑炉技术升级、能效提升、燃料结构变化等因素均有效降低了水泥行业的碳排放强度，1990 年-2020 年间生产每吨水泥的二氧化碳排放量从 0.74 吨下降到 0.59 吨。

尽管行业技术进步和碳排放强度显著下降，但大量新建能源基础设施导致全球火电、钢铁、水泥行业设备服役年限均偏低。2020 年全球火电、钢铁和水泥设备平均服役年限均不超过 23 年，机动车平均年龄为 7 年。

据测算，如果上述现有能源基础设施按历史平均服役寿命和设备投运率运行，其在未来数十年内产生的碳排放总量（即锁定碳排放）约为 4800 亿吨。《巴黎协定》提出将全球温升控制在 2 摄氏度之内并努力控制在 1.5 摄氏度之内的气候目标，而到 2020 年，1.5 摄氏度和 2 摄氏度目标下剩余的碳排放空间分别为 3500 亿吨-5100 亿吨和 11000 亿吨-14000 亿吨。上述主要能源基础设施在未来锁定的 4800 亿吨碳排放与全球 1.5 摄氏度目标下剩余的碳排放空间基本相当，约占到 2 摄氏度目标下剩余碳排放空间的 40%。因此，能源基础设施的碳锁定效应将对《巴黎协定》提出的全球气候目标产生较大威胁。

新兴经济体正处在经济快速发展阶段，能源和基础原材料需求增长迅速，如何在满足需求的同时尽可能减轻锁定碳排放对未来减排带来的压力，是发展中国家亟待解决的重大问题。目前新兴经济体主要化石能源基础设施总体仍处在高速发展阶段，以火电行业为例，2015 年-2020 年间，亚洲、中东和非洲地区的火电新建速率分别为 4.3%和 3.3%。在全球迈向低碳转型和净零排放的背景下，未来火电、钢铁和水泥行业的持续惯性投资或将使大量基础设施的平均服役寿命缩减至 10 年-20 年，造成巨额资本搁浅风险。

绿色转型是实现全球气候目标的必由之路，应坚决扭转高碳能源基础设施投资惯性，避免新的高碳增长带来的长期碳锁定效应；加速能源基础设施的升级改造和有序淘汰，提升技术和能效水平，降低碳排放强度；加大新兴低碳技术研发力度，推进氢能冶金、碳捕获与封存（CCS） 等碳减排技术的示范和产业化应用；抓住后疫情时代绿色复苏的发展机遇，深入推进可再生能源、新能源汽车等新能源产业发展，加强绿色技术国际合作，构建全球零碳能源体系。

（作者系清华大学地球系统科学系助理教授）

同丹　中国能源报　2022-05-30

形势之问　格局之变　安全之道　发展之策

2022 年初以来，俄乌冲突等黑天鹅事件频现，百年变局和世纪疫情交织震荡，全球能源形势和格局出现了哪些新变化？在能源低碳化转型已成大势的背景下，能源安全理念增添了哪些新内涵？中国如何才能在当下波谲云诡的地缘政治环境中，更好地推进能源事业高质量发展？带着这些问题，记者专访了中国现代国际关系研究院能源安全研究中心主任赵宏图。

形势之问——

欧洲抛出能源“脱俄”时间表，更多是出于政治安全方面的考虑，摆脱对俄能源依赖需要漫长的时间，而目前欧洲缺的恰恰就是时间；倘若俄罗斯对欧“断供”，留下的能源供应空白短期内无法填补。

中国能源报：近段时间以来，在俄乌冲突背景下，重度依赖俄罗斯化石能源的欧洲国家追随美国制裁俄罗斯，并试图切断与俄罗斯的能源联系。欧盟方面甚至已放出狠话，要在年底前陆续禁止进口俄罗斯的煤炭、石油和天然气。您认为欧洲在能源方面“脱俄”可行吗？

赵宏图：俄乌冲突爆发后，欧盟提出了比较具体的能源“脱俄”时间表。4 月 8 日，欧盟宣布禁止进口俄罗斯的现货煤炭，120 天后全面禁止进口俄罗斯煤炭。与此同时，欧盟正全力推进对俄石油制裁，计划 6 个月内禁止进口所有产自俄罗斯的原油。5 月 11 日，欧洲理事会主席夏尔·米歇尔表示，在达成石油禁运协议后，还将讨论天然气禁运等措施。

话虽如此，欧洲要在三五年内摆脱对俄能源依赖几无可能。欧洲提出上述目标，主要是出于政治安全的需要，并不符合经济和市场规律。如果说“摆脱对俄能源依赖”是指把进口占比降至相对可接受的程度，即俄罗斯“断供”也不至于伤筋动骨，那么在经过多年努力并付出极高成本的前提下，

愈烈的能源制裁，似乎他们推行的能源制裁“天经地义”，产油国的反制则“天理不容”。再如，美国出于气候政策等考虑，限制国内页岩油气开采，却在海外施压别国增产以稳定油价。当欧佩克拒绝后，美国众议院司法委员会旋即于今年 4 月 20 日通过了一项法案，对其进行反垄断诉讼。又如，在针对俄罗斯的制裁中，美国不仅没有把自身需求较大的铀纳入对俄制裁范畴，还对国内企业进口俄石油设置了缓冲期。

具有讽刺意味的是，美国的“双标”不仅针对非西方国家，也频频施用于其欧洲盟友。无论是在俄乌冲突中推波助澜，还是暗中推动芬兰、瑞典加入北约，都是牺牲欧洲国家的利益以谋取全方位遏制俄罗斯、确保“美国利益优先”的鲜活例证。美国一方面极力施压欧洲升级对俄能源制裁，另一方面以“救世主”的身份扩大欧美能源合作，抢占欧洲能源市场。

基于上述背景，我们就不难理解为何美国会一边制裁、一边抢购俄罗斯石油了。关于这个问题，也可以从其他几个维度进行解读。一是技术层面，美国宣布禁止进口俄罗斯能源后，在制裁生效前的缓冲期内，进口商不可避免会出现冲刺购买囤货的现象；二是政治层面，在对俄能源制裁的问题上，美国企业与政府存在一定利益分歧，企业的立场有时与政府不完全一致，私下里“暗渡陈仓”的行为时有发生；三是战略层面，美对俄能源制裁也存在“软”的一面，政府有时也会对企业的行为“睁一只眼闭一只眼”。

格局之变——

欧盟加速能源“脱俄”，使本无竞争力的美国能源迅速进入欧洲市场，美页岩油气产业便可借机脱困。美国将由此实现“一石三鸟”，既打击了俄罗斯，又控制了欧盟，同时扩大了本土能源出口。

欧洲能源困局升级，主观原因大于客观原因，欧洲最大的软肋在于战略上不自主，而非对俄能源依赖。

俄罗斯则在寻求“合作中反击”，在维系俄欧能源合作的同时，适时进行有针对性的战略反制和舆论反击。

中国能源报：目前欧洲的能源供应危机还在持续发酵，随着夏季用电高峰临近，问题的严重性将只增不减。俄罗斯总统普京日前更是指出，欧洲对俄罗斯能源的制裁政策是“经济自杀”。在此背景下，您如何预判俄欧间这场激烈能源博弈的走势？有没有赢家？谁会是赢家？

赵宏图：我认为美国是最大赢家。俄乌冲突爆发后，美国第一时间拉着欧洲发起对俄能源制裁，不惜以牺牲欧洲能源经济和安全利益为代价，实现自身战略意图。

一是拉盟友出力。为减少高油价带来的冲击，美国一方面敦促沙特、阿联酋等产油国增产，另一方面联合欧洲国家及亚洲的日韩数次投放战略石油储备；二是全方位渔利。欧盟加速能源“脱俄”，使本无竞争力的美国能源迅速进入欧洲市场，美页岩油气产业便可借机脱困。美国将由此实现“一石三鸟”，既打击了俄罗斯，又控制了欧盟，同时扩大了本土能源出口。

而欧洲则要为“战略不自主”买单。欧洲对俄罗斯的能源制裁“伤敌一千自损八百”，得不偿失。欧盟追随美国制裁俄罗斯，并寻求能源“脱俄”，主要是出于地缘政治的考虑。过去几十年，俄罗斯对欧能源供应相对可靠，并非欧洲能源安全的主要威胁，俄欧能源争端多因乌克兰等国而起，而非直接针对欧洲。当前欧洲能源困局升级，主观原因大于客观原因，欧洲最大的软肋在于战略上不自主，而非对俄能源依赖。

欧洲“自杀式”制裁俄罗斯的代价无疑是沉重的。最直接的后果是加剧能源危机——天然气、电力供应吃紧，能源价格飙升，民众抗议不断，部分国家被迫重启煤电，拖延低碳转型。欧洲的经济也因此遭受重创。据经合组织预测，俄乌冲突将推高欧元区通胀率至少 3.5 个百分点，并拉低经济增速 0.5 个百分点。德国相关机构预测，俄罗斯能源断供将给德国经济带来“灾难性”后果，今年的经济增速将从去年的 2.9%降至 1.9%。

但是欧俄间的能源纽带大概率还是会在博弈中维系。欧盟升级对俄能源制裁，既是为了表明对俄强硬态度，维系欧美同盟，也可以解读为一种施压和谈判策略。未来一段时间内，欧洲很可能会继续在官方立场上示强，扩大制裁声势，在实践中则奉行实用主义，尝试各种变通和妥协，可以说

是“攻中有守”，例如对企业利用规则漏洞“暗渡陈仓”，绕过制裁开展对俄能源贸易的行为“睁一只眼闭一只眼”。

目前，已有 20 多家欧洲天然气买家遵照俄罗斯的要求开设了卢布账户。德国经济部表示，只要相关公司宣称已履行合同支付了欧元，就不算违反制裁令。意大利总理德拉吉更是直白地表示，欧洲公司以卢布结算俄天然气尚不违反制裁规定。事实上，欧洲买家还可以通过将俄石油与他国石油混合隐藏石油来源等非常规操作，继续进口俄罗斯能源。有咨询机构报告称，当前欧盟每天从俄购买约 200 万桶石油，几乎是平时的 3 倍。

俄罗斯则在寻求“合作中反击”，在维系俄欧能源合作的同时，适时进行有针对性的战略反制和舆论反击。一是避免主动断供。欧洲是俄罗斯最主要的能源出口市场，这么多年来俄方从未主动对欧断供。俄乌冲突后，莫斯科方面多次表示，俄罗斯仍是欧洲可靠的能源供应国，将通过乌克兰管道正常供气。二是寻求变通。在宣布必须以卢布购买天然气后，俄方主动提供了在俄罗斯天然气工业银行设立账户等变通方式，维系能源纽带，应对西方制裁。三是适度反击。“卢布结算令”主要是为了回应西方冻结俄大量外储，目前断供的也只是拒绝用卢布支付的波兰、保加利亚、芬兰等交易量较小的国家。不过，未来若对俄石油制裁全面执行，不排除俄方会以断气的方式激烈反击。

随着碳中和进程的推进，过去以石油为核心的能源地缘政治形势生变，呈现出传统能源地缘博弈和新型能源地缘博弈相交织的复杂局面。

中国能源报：能源因素在国际交往中的权重似乎与日俱增。请您从能源与地缘的关系角度，谈谈当前的一些变化与影响？

赵宏图：随着碳中和进程的推进，原来以石油为核心的能源地缘政治形势发生了诸多新变化，呈现出传统能源地缘博弈和新型能源地缘博弈相交织的复杂局面。

围绕传统能源的地缘博弈开始向天然气倾斜。化石能源的退出将是一个长期和渐进的过程，基于传统能源的地缘政治仍将持续一段时间，但石油的重要性在减弱，围绕天然气展开的能源地缘政治博弈趋于激烈。

俄乌冲突爆发后，美欧对俄能源制裁的难点在于天然气，而俄反制的杀手锏也是天然气。随着欧洲天然气来源多元化战略的推进，俄、美、欧能源地缘博弈或将波及亚洲、中东乃至东地中海等地。

与此同时，围绕新型能源的地缘政治博弈凸显。可再生能源的地缘政治属性较弱，但这并不意味着与其相关的地缘政治不存在。当今世界，电力在终端能源消费中占据主导地位，输电网发挥的作用越来越重要，“电网政治”受关注度随之上升，其结果是区域电网建设和电力一体化进程中的地缘政治因素日益增多。2018 年，爱沙尼亚、拉脱维亚和立陶宛三国决定切断与俄罗斯的电网连接，加入欧洲电网，就是一个典型实例。

另一个值得关注的变化是针对关键矿产资源的竞争加剧。美国地质调查局 2017 年发布的《美国关键矿产资源》报告认为，关键矿产需求增长将引发竞争与冲突。近年来，欧洲、美国、日本等针对海外关键矿产的开发与资源外交日趋活跃。与之相对应的是，关键矿产资源生产和出口大国的地缘政治影响力也在显著上升。

中国能源报：二战以来始终奉行“不结盟”原则的芬兰、瑞典 5 月相继申请加入北约，引发全球关注。这一罕见的操作将对欧洲大陆乃至全球地缘政治产生哪些深远影响？全球能源格局又会因此产生哪些连锁反应？

赵宏图：5 月 12 日，芬兰正式宣布申请加入北约，俄罗斯随即回应称，芬兰加入北约对俄构成直接威胁，将考虑实施报复。随后俄罗斯统一电力进出口公司旗下北欧子公司宣布，由于芬兰“拖欠电费”，从 14 日起暂停向芬兰出口电力。5 月 21 日，因芬兰国有能源供应商加苏姆公司拒绝使用卢布付款，俄罗斯停止了向芬兰供气，芬兰由此成为继波兰、保加利亚之后第三个被俄“断气”的国家。

芬兰和瑞典接连申请加入北约，表面上反映出俄乌冲突后显著增强的安全需求，背后则是美国积极推动的结果。若两国成功加入，北约将完成针对俄罗斯的第六次“东扩”，进一步加强对俄战略

包围和威慑。欧洲安全架构也将随之发生重大变化，战略自主进一步受损，导致自身安全形势更加严峻，防务一体化面临更大阻力。而美国则会顺势推进对欧“安全勒索”，绑架其政治外交决策。而战略自主的削弱，将进一步加剧欧洲能源困局，激化俄欧能源博弈。

安全之道——

自去年全球出现“能源荒”以来，特别是今年俄乌冲突爆发后，欧洲部分国家重启煤电，进一步表明了化石能源的退出和清洁能源的替代不会是一日之功。从长远看，俄乌冲突使得很多国家更加坚定了发展可再生能源的决心，其对全球能源低碳转型的正面影响总体而言将大于煤电反弹和关键矿产涨价等带来的短期负面冲击。

中国能源报：我们注意到，俄乌冲突等意外事件正在对全球碳中和进程产生微妙影响，一个突出现象是传统意义上的“能源安全”优先级大幅提升，供应稳定但高碳的传统化石能源地位回升。您如何看待这一现象？它会否对全球能源转型和碳中和产生持久影响？

赵宏图：碳中和是大势所趋，长远看，化石能源地位的下降不可避免，但这将是一个长期和渐进的过程。考虑到低碳转型的复杂性和艰巨性，难免会出现某种形式的短期反弹。

自去年全球出现“能源荒”以来，特别是今年俄乌冲突爆发后，欧洲部分国家重启煤电，进一步表明了化石能源的退出和清洁能源的替代不会是一日之功。例如，德国政府正考虑延长原计划在 2030 年前淘汰的煤电厂的服役年限，捷克表示将搁置之前宣布的煤炭淘汰计划，希腊也宣布将原定于 2023 年前关闭的燃煤电厂运行时间延长至 2028 年。

需要强调的是，俄乌冲突对全球可再生能源产业的影响具有多面性，既有因大幅推高关键矿产原材料价格而拉升可再生能源和新能源汽车等产业发展成本的一面，也有因导致化石能源价格飙升而变相提升可再生能源产业竞争力的一面，更有在总体上促使国际社会更加重视清洁能源发展、提高相关目标、加大投入力度的一面。总体来看，关键矿产价格上涨带来的负面影响相对较小，持续时间可能也较短，而相关国家更加坚定了发展可再生能源的决心，其影响将更加深远，对国际能源低碳转型的正面影响总体而言也将大于煤电反弹和关键矿产涨价等带来的负面冲击。

当前化石能源的反弹更多是暂时性的，并不意味着低碳转型的大趋势正在逆转。从长远看，反而会增强欧洲发展可再生能源的迫切性和主动性，全球碳中和进程将在一段时间的调整后获得更足的发展动力。俄乌冲突后，替代能源成为欧洲能源“脱俄”的重要选项，相关国家加快清洁能源发展的意愿显著增强，投入力度进一步加大。例如，4 月 6 日，德国内阁通过了长达 600 页的“复活节计划”，大幅提高了原定的可再生能源发展目标；5 月 18 日，欧盟委员会公布了名为 REPowerEU 的方案细则，计划 2027 年前增加 2100 亿欧元投资，大力发展可再生能源，并提出了“到 2030 年将欧盟能效目标从 9%提高到 13%、可再生能源占比从 40%增至 45%”的目标。

中国能源报：在 130 多个国家提出碳中和目标、能源低碳转型已成全球化大势的背景下，过去基于化石能源的“能源安全”，当下其外延和内涵是否出现了新的变化？

赵宏图：碳中和大趋势下，能源安全的内涵和外延变得更加丰富和多元，涵盖供应安全、使用安全、需求安全及网络安全等，突出表现在以下几个方面：

一是激进转型推高传统能源安全风险。2021 年，欧洲等地爆发“能源荒”的原因之一是激进转型政策下，化石能源投资受抑制，供给弹性降低。《巴黎协定》签订以来，全球拟建煤电项目数量锐减了 75%。从 2018 年起，英国的能源供应商从 70 家减至 40 多家。

二是电力安全问题日益突出。21 世纪，国际社会有望迎来电力世纪，电力或将取代石油成为能源安全的重点。放眼全球，近年来极端天气、基础设施老旧、监测不力等引发的大停电事故接连不断。可再生能源电力大规模、高比例接入，对电力系统的安全提出了更高要求。

三是能源网络安全风险加大。电网数字化使得电力部门的日常运转更加智能和高效，同时也增加了系统受攻击的风险点。2019 年 3 月，委内瑞拉古里水电站就曾遭受网络攻击，导致停电一周。1990 年至今，全球约 138 起大停电事故中，网络攻击造成的约占 3%。

四是关键矿产供应安全提上日程。国际能源署（IEA）2021 年 5 月发布的报告预测，到 2040 年，

锂、钴、镍、稀土等关键矿产的全球需求总量将是 2020 年的 2-4 倍。而关键矿产地理分布更为集中，项目开发周期更长，供应链较为复杂，供应压力将随需求扩大而显著增加。

西方国家在科技等领域搞“脱钩”是某种形式的“自残”，它违背历史潮流，更不符合市场规律，终会被反噬。

中国能源报：俄乌冲突爆发以来，西方国家在各领域尝试与俄“脱钩”，国际科学合作也未能幸免。能源是一个高科技、重装备的行业，国际合作至关重要。欧美国家在科研领域制造的这种逆全球化趋势，是否会对能源科技装备行业的发展带来不利影响？

赵宏图：短期内，西方国家制造的逆全球化趋势无疑会给能源科技装备行业的发展带来诸多不利影响，如推高成本、增加研发难度、冲击能源产业链和供应链，并影响相关能源产业的国际竞争力等。

但长远来看，我国能源科技装备行业的发展前景总体乐观。因为西方国家在科技等领域搞“脱钩”，也是某种形式的“自残”，它违背历史潮流，更不符合市场规律，终会被反噬。特朗普上台后对华加征关税，极大推升了美国民众的生活成本，目前拜登政府正在讨论取消这些关税。

今天的中国已成为二战后第四轮国际产业大转移的中心，是重要的产业转移输出国和承接国。当前我国制造业综合优势明显，相关产业链较为完整，能源产业的综合实力显著上升。部分国家对华“脱钩”虽会暂时增加我们的发展成本，短时延缓产业升级的速度，但难以逆转我国能源产业竞争力不断增强的大势。而欧美操刀的所谓“脱钩”，只会使自身发展“脱轨”，最终导致相关产业退步，国际竞争力下降。

中国能源报：当前国际能源领域形势与格局之变，对中国来说意味着什么？存在哪些机遇和挑战？

赵宏图：谈到中国面临的机遇与挑战，在传统能源领域，随着俄罗斯能源战略加速“东移”，中俄深化能源战略合作迎来重要机遇，但中俄能源合作受西方制裁波及的可能性也在增加。“北溪 2 号”管道项目搁浅后，西方媒体炒作“中俄新管线危及欧洲”，担心莫斯科“将天然气转向中国对欧洲构成挑战”，甚至捕风捉影地声称我国企业将购买俄能源公司股权。此外，随着欧洲力推能源来源多元化，全球天然气竞争势必加剧，我国相关能源贸易与合作也将面临更大的压力。

在新型能源领域，目前世界各国都在加大清洁能源发展力度，这有助于我国清洁能源企业进一步扩大国际合作，拓展海外市场。而我国电力企业国际竞争力日渐增强，开展国际合作的机会自然会显著增加。不过，受西方贸易保护主义回潮的影响，国际能源合作政治化成分增多。例如，国家电网公司在竞购欧洲电力和电网公司股份时，常遭遇以“国家安全”为由的阻挠。此外，美国主导的对华“脱钩”战略正向关键矿产等领域蔓延，其最近抛出的“印太经济框架”，就已涉及清洁能源和关键矿产领域。欧洲舆论近期还把摆脱对我国清洁能源产业的依赖，与摆脱对俄能源依赖相提并论，认为“今天的俄罗斯能源，可能是下一次冲突中中国绿色能源领域的高科技”。这些都是需要我们关注的风险点。

发展之策——

推动全球气候治理“去政治化”，旗帜鲜明地反对绿色贸易保护主义，反对借气候话题实现国际政治目的，争取气候政治中立。

中国能源报：联合国世界气象组织（WMO）5 月 18 日发布的《2021 年全球气候状况》报告显示，四项气候变化关键指标——全球温室气体浓度、海平面升幅、海洋温度和海洋酸化程度，去年都创下了历史新高。WMO 总干事塔拉斯据此指出，俄乌冲突掩盖了气候变化的严峻性，后者“仍然是人类面临的最大挑战”。在您看来，当前的世界政治、经济、能源变局，将如何影响全球气候治理的进程和成效？如何在气候变化的问题上进一步贡献“中国方案”？

赵宏图：我认为影响主要集中在两个方面。首先是传统能源安全理念回潮，凸显了碳中和的长期性和复杂性。前两年低碳转型热潮中的激进主义，引发了能源价格暴涨和供应冲击。而俄乌冲突进一步提醒国际社会，传统能源安全风险依然存在。这一轮冲击虽然在短期内阻碍了部分国家的低

碳转型，但长远看有助于人们理解气候治理的艰巨性、复杂性，促使未来的低碳政策更趋务实，能够平衡好能源转型、能源安全、经济发展与环境保护等多重目标。

其次，新形势下，国际低碳转型“短空长多”。短期内，煤电反弹和碳价下跌增加了转型阻力，导致碳排放反弹。但放眼长远，俄乌冲突将极大推动清洁能源的发展。很多欧洲国家都将发展清洁能源作为替代俄罗斯能源的最终选项，纷纷提高目标，加大投入。与此同时，化石能源价格居高不下，也有助于弥补可再生能源的成本劣势，提高其市场竞争力。

中国的气候变化政策近年来日趋积极，在全球气候治理中发挥着越来越大的作用。我国能源消费和碳排放基数大、能源转型起步晚，相对其他自然实现碳达峰的国家，我们主动提出双碳目标是自我施压、主动承诺，充分展现出大国担当。在接下来的气候行动中，中国可以在三方面贡献“中国方案”。第一，加快低碳经济创新。特别是要加快工业绿色低碳改造和数字化转型，促进制造业向中高端迈进。加快终端用能电气化，构建以新能源为主体的新型电力系统。推动风光、水、火等多能互补，打造智慧协同、多网融合的智慧能源系统。增加高效安全储能等技术研发投入，提高重大能源技术装备自主研发能力。第二，推动全球气候治理“去政治化”。旗帜鲜明地反对绿色贸易保护主义，反对借气候话题实现国际政治目的，争取气候政治中立。照顾发展中国家特殊关切，推动各国以建设者姿态深化合作，缩小碳中和鸿沟，推动共建公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。第三，帮助发展中国家加强低碳能力建设。加快绿色丝绸之路建设，推动多种形式的南南务实合作，加大资金、技术等支持，协助“一带一路”国家提升绿色发展能力。

国际能源市场一体化程度日益加深，没有哪一个国家可以成为“能源孤岛”。能源自主不等于“关起大门”，也不等于所谓的“能源独立”。

中国能源报：全球能源格局一系列前所未有的深刻变化，对中国有何影响和启示？我们应从中吸取哪些经验教训，才能做到未雨绸缪？

赵宏图：新形势下，我国能源供应既存在碳中和目标约束，又面临传统能源地缘政治风险。在这种情况下，我们要更新能源安全理念，统筹好发展与安全，兼顾传统与新型能源安全，这既是构建高水平能源安全体系的现实之需，也是我国实现经济社会高质量发展的保证。

当前，欧洲面临的能源困局给我们带来了深刻启示。

一是要牢牢掌握能源战略主动。改革开放以来，中国经济建设之所以能够取得巨大成就，离不开自主的发展战略。时至今日，保障能源安全的前提同样是战略主动，“能源的饭碗必须端在自己手里”。在新发展格局下，既要提高国内自主供应能力，又要不断完善应急反应机制，加强能源产品和产能储备，还要加强能源市场主体建设和各种能力建设，激发市场活力，提高能源产业的国际竞争力，推动能源强国建设。

二是要辩证理解能源自主。能源自主不等于“关起大门”，也不等于所谓的“能源独立”，只有进一步扩大开放，深化国际能源合作，才能更有效地保障能源安全。欧洲罔顾现实追求摆脱对俄能源依赖违背经济规律，实现难度极大，即便最终如愿，也无法实现“能源独立”。国际能源市场一体化程度日益加深，没有哪一个国家可以成为“能源孤岛”。寻找俄罗斯能源的替代品无法根除欧洲面临的政治安全风险，只是将风险转移至中东、北非或美国等地区和国家，且为之付出的经济成本只增不减。如果经济竞争力严重受损，经济安全难以保障，“能源独立”也就失去了意义。

三是要分阶段、分步骤推进低碳转型。激进的低碳转型给许多国家的能源供应带来剧烈冲击，电力安全、能源网络安全及关键矿产安全等新型能源安全风险过分暴露。相对而言，我国实现碳中和目标的窗口期更短，传统能源安全和新型能源安全挑战更为复杂，需要准确把握减排节奏和力度，纠正“运动式减碳”，渐进稳妥地推进双碳目标，避免德国式激进低碳转型引发的能源安全风险。

减煤过快将冲击能源安全和民生保障，强调以煤为主的基本国情，并不是要大幅增加煤炭消费，而是要在平稳降低煤炭占比的同时，增加优质煤炭产能，加强煤炭清洁利用。

中国能源报：5 月 16 日出版的第 10 期《求是》杂志发表了习近平总书记的重要文章《正确认识和把握我国发展重大理论和实践问题》。文章指出，“要立足国情，以煤为主是我们的基本国情，实现

碳达峰必须立足这个实际”“要确保能源供应，实现多目标平衡，多渠道增加能源供应，大企业特别是国有企业要带头保供稳价，决不允许再次发生大面积‘拉闸限电’这类重大事件”等。结合近期的国际形势，党和国家领导人强调立足以煤为主的基本国情，背后有何深意？

赵宏图：党的十八大以来，面对错综复杂的国际国内形势，以习近平同志为核心的党中央高瞻远瞩、审时度势，创造性地提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新时代能源高质量发展指明了方向。近年来，我国能源系统以此为指引，全面贯彻党中央、国务院对构建清洁低碳、安全高效能源体系的总体思路和具体要求，采取有力举措全力保障国家能源安全，加快构建现代能源体系。其间，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《能源发展“十三五”规划》《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》《“十四五”现代能源体系规划》等一系列重磅政策文件的出台，将党中央的战略部署贯彻落实到能源生产消费各领域、各环节、全过程，引领了我国能源行业的高质量发展。

最高层强调立足以煤为主的基本国情，是为了更好统筹安全与发展，尽可能减少激进减排带来的能源安全风险和民生冲击，这既是我国能源战略日趋完善的重要标志，也是我国稳妥推进双碳目标的具体体现。近年来，我国能源消费结构显著改善，清洁能源占比大幅提高，但总体仍处于煤炭时代。双碳目标下，我国偏煤的能源结构使得减碳与保供之间的矛盾浮现。当前，煤炭仍是我国保障能源安全的基石、“托底保供”的关键，是我国能源自主能力建设的重点领域，减煤过快将冲击能源安全和民生保障。

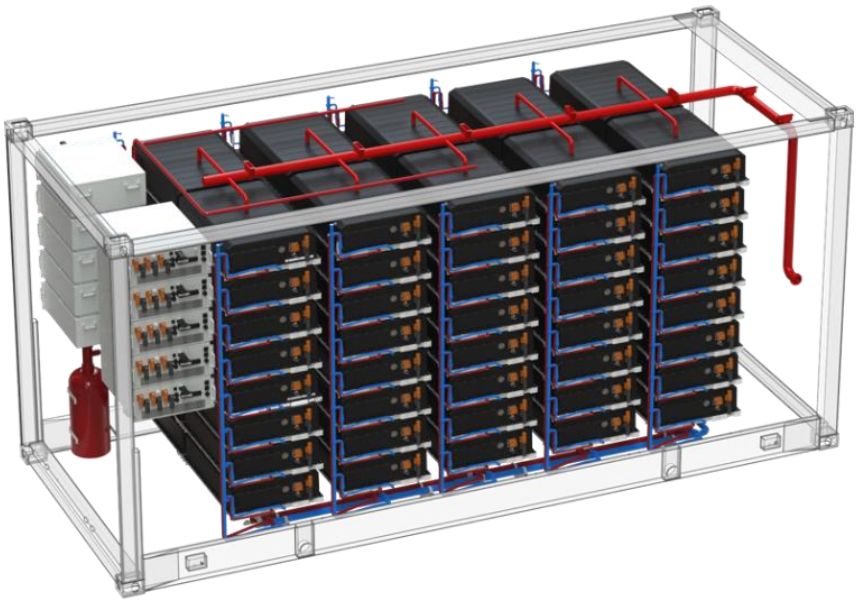
不允许发生大面积“拉闸限电”，既体现出以人民为中心的发展理念，也是经济高质量发展的重要基础，同时还是现代能源体系建设的要求。强调以煤为主的基本国情，并不等于要大幅增加煤炭消费占比，而是要在平稳降低煤炭占比的同时，重点增加优质煤炭产能，加强煤炭清洁利用，保证优质煤炭和高效煤电在“托底保供”、调峰调节、提高能源供应弹性方面发挥更为积极的作用。我们必须落实总体国家安全观，立足以煤为主的基本国情，坚持先立后破、通盘谋划，以保障安全为前提构建现代能源体系，协同推进低碳转型与供给保障，着力筑牢国家能源安全屏障。

本报记者　于欢　中国能源报　2022-05-30

热能、动力工程

安全、高效、灵活的新一代液冷储能系统来啦！

5 月 20 日，科华 S?液冷储能系统新品发布会线上举行，集主动安全、智能高效、精简灵活于一身的科华新一代 S?液冷储能系统于发布会亮相。



科华 S?液冷储能系统由 1500V 储能电池、簇级控制器、液冷系统、安全防护系统、智能管理系统组成，兼顾交流耦合和直流耦合两种方案，采用高密集成化、标准模块化

设计灵活搭配，结合电力电子技术。可减少电池热失控影响概率，有效提升储能系统全方位安全和储能电池全生命周期寿命，为储能系统运行提供更安全的技术保障、更智能的管理策略、更高密的系统配置、更高效的运行控制，为储能用户带来高安全、高可靠、高智能、高收益的储能解决方案。

科华数能技术中心总经理曾春保在会上表示，当前，储能正面临安全性较低、系统成本偏高、电池系统均衡性较差等行业难题。为进一步突破储能行业壁垒，科华数能结合电力电子技术，提出的全新一代高安全、高可靠的 S?液冷储能系统在主动安全、智能高效、精简灵活三方面独具优势。

在安全方面，系统拥有本体安全、设计安全、结构安全、系统安全、管理安全、消防安全六重安全设计，安全防范无遗漏。可精准定位每一个异常电池，精准故障检测，高效消防运维；采用三级防爆+三级消防的设计思路，从电芯级、pack 级、集装箱系统级多个维度全面保护电站系统安全；实现三重绝缘监测与保障，即对电池系统内部的直流绝缘、电池与 PCS 之间的直流绝缘、PCS 与升压箱变之间的交流绝缘。

在智能高效方面，科华数能开创性地在液冷储能系统中使用簇级控制器，实现全生命周期充放电容量提升 6%以上，系统年可利用率>99%；同时，S?液冷储能系统结合智能温控均衡控制技术，可有效抑制热失控发生概率，系统寿命提升 13% 。与此同时，S?液冷储能系统采用智能 3D 云图 AI 技术，数据 3D 图像化可视，节省运维时间 30%以上。

在精简灵活性方面，相较于传统风冷的 40 尺 3.44MWh 集装箱，S?液冷储能系统功率密度可提升 100%，系统采用预制模块化

设计，集成化程度高，初始投资成本可降低 2%以上；除此之外，S?液冷储能系统液系统可灵活配置及扩展，满足多台并联布置，采用液冷电池系统后，可节省占地面积 40%以上。

张金梦　中国能源网　2022-05-20

“电碳地图”为城市降碳精准“导航”

近日，国网湖北电力首款“双碳”数据应用产品——“电碳地图”上线。该地图可测算、监测和展示湖北省 35 个主要碳排放行业的碳排放数据，实现了湖北全省从电量看碳排放的全景动态展现。

作为我国“双碳”能耗监测系统构建的重要体现，近年来，电碳地图逐渐走进公众视野。其通过为重点行业、企业碳排放水平及节能增效水平提供精准“画像”，对碳排放情况开展过程监测与分析，促进企业与行业绿色发展，引导城市能源消费向清洁低碳转型。

多地试水电—碳—能数据联动

记者了解到，湖北此次推出的电碳地图，深度融合了省内能源消费数据，打通了“电—碳—能”数据链条，通过建立地市用电量与碳排放联动模型，形成湖北电网 14 地市电—碳地图，可对 35 个主要碳排放源行业的碳排放变化趋势进行可视化分析。与此同时，通过历史碳排放数据和电力数据的关联，电碳地图还可计算出更具时效性的碳排放数据，从而解决了碳排放数据滞后难题。

“除湖北外，浙江、厦门也已推出类似概念，利用电量数据开展碳排放核算，同时与能耗、产业等领域相结合，衍生出不同电碳地图模式。”中国电力企业联合会规划发展部主任潘荔说。

如 2021 年，福建厦门率先搭建电碳生态地图，以电力大数据融合煤、油、气、热等各类能源消费数据，实现从电量看碳排放全景；同期，国网浙江舟山供电公司也研发了“电碳指数”模型，集成各行业企业生产经营的电、气、煤、油等能耗数据，精准统计、分析和赋码，得出“电碳指数”，即每消耗 1 度电所对应的碳排放量。

为城市降碳勾勒路线图

“电碳地图是以电力数据为核心，在能源消费侧对区域碳排放进行核算。”国网（苏州）城市能源研究院城市能源战略与规划研究所研究员江海燕表示，通过电碳地图，可以精准定位碳排放对象，有效缩短碳排放核算周期，提升碳能管控工作效率，与此同时，也保障了碳排核算结果的准确性。

江海燕进一步介绍，传统区域碳排放核算工作主要依赖于对能源供应侧的“一次能源”和“净调入电力热力”的数据检测，并将其作为基础核算数据，但这类数据往往统计周期长、准确度低。而电碳地图可实时采集分析电力数据，并进行碳排放核算，能够有效提升碳排核算、监测和分析的时效性与准确度。

“电碳生态地图的应用，一方面可有力支撑政府科学制定减碳时间表和路线图，为地区产业结构优化、能源结构调整提供精准导航；另一方面，可为重点行业、企业碳排放水平及节能增效提供精准画像，加快企业及行业低碳转型。”国网英大碳资产管理（上海）有限公司总经理葛巍说。

一城一策完善数据生态圈

应用前景广阔的同时，电碳地图也面临数据共享阻滞、碳能考核不合理等难题。

江海燕表示，从建设基础看，当前能源数据开发、共享、交互机制还不通畅，可能会在一定程度上制约电碳地图使用的稳定性和可靠性。“当前，能源数据的采集、购买、使用等具有一城一策的特点，未来亟需建立各品类能源有效交互的激励机制和商业模式。”

不合理的碳能考核指标无疑会阻碍电碳地图的快速发展和有效应用。“在碳能核算框架调整阶段应适当松绑考核要求，鼓励各区域快速调整思路，从而更好支撑电碳地图这类智慧化管理平台发展。”江海燕说。

葛巍建议，未来还应面向企业提供自主申报、普惠算碳的绿色通道，引导企业自主记录碳排放数据，同时加快完善“政府—电网—企业”多方参与的数据生态圈，共同提升碳精度。“可在算碳、观碳基础上，进一步构建企业碳账户体系，为用户提供绿色技术、绿色金融等生态服务，以增强电碳

地图融碳、降碳能力，帮助政府和企业掌握区域碳排放变化的趋势，从而完成管碳、降碳的完整闭环，促进区域经济绿色低碳转型。”

本报记者　张金梦　中国能源报　2022-05-30

“零碳社区”建设正酣

本报讯　记者张胜杰报道：近日，利用绿色低碳节能“黑科技”打造的超低能耗建筑群——万华化学“零碳社区”项目设计方案通过了烟台市清洁取暖试点城市超低能耗建筑示范工程项目方案评审。这标志着烟台将迎来首个零碳社区。

烟台市清洁取暖工作专班工作人员孙啸鸣向记者介绍，为促进全市绿色建筑、超低能耗建筑发展，烟台在申报清洁取暖试点城市时就把超低能耗建筑建设列为亮点工作。“申报成功以来，我市积极开展超低能耗建筑示范工程评审工作，经过组织行业专家评审，万华化学‘零碳社区’项目入选示范工程项目。”

万华化学集团股份有限公司建筑市场发展总监晋艳丽向记者介绍，该零碳社区项目属于烟台市的城市更新项目，位于烟台开发区，地上总建筑面积 11 万余平方米，包括 1 栋零碳建筑、7 栋超低能耗建筑，拟作为技术专家和员工配置的公寓和宿舍。社区追求人与环境、建筑与景观的融合，致力于打造低碳排放、健康活力、生态院落式生活区。

“根据当地气候特征和自然条件，我们立足可再生能源使用，采用了地源热泵+太阳能联合制热和光伏发电技术，并采用多种被动式节能技术和产品，参照国家《近零能耗技术设计标准》设计，满足《山东省被动式超低能耗居住建筑节能设计标准》要求，成为烟台市首个超低能耗建筑群。”万华化学项目技术负责人程国娟介绍。

据晋艳华介绍，项目运行后将达到近零建筑能耗要求，每平方米建筑的供暖、供冷和照明等一次性能源耗电量在 50 千瓦时以内，比常规建筑能源消耗减少 50%以上，预计减少二氧化碳排放超 2000 吨/年。

社区是城市的基本单元，是“零碳城市”建设的第一线。实际上，在探索零碳社区建设方面，烟台并非个例。记者梳理发现，目前天津、成都、广州等多个城市均正积极创建零碳社区。

就在今年 2 月底，经过碳排放核查、计算，中新天津生态城第四社区中心获得由天津排放权交易所颁发的“碳中和”证书，成为天津首个零碳社区商业项目。目前，中新天津生态城已经建立了太阳能、风能、地热能、生物质能综合能源利用体系，在节约、集约、综合、循环开发利用城市资源方面进行了有效实践。其中，很多可再生能源都成为了生态城投资开发有限公司运营管理的重要“碳资产”。

今年 3 月，成都 7 部门联合印发《成都市近零碳排放区试点建设工作方案（试行）》，计划到 2025 年，力争建成近零碳园区、工业企业、公共机构、景区共不少于 30 个。同时，还要建成近零碳社区不少于 30 个，实现区（市）县全覆盖。

记者了解到，广州目前也正在积极创建一批国际零碳社区。其中广州市黄浦区就正以小切口、大变化牵引践行城市碳达峰碳中和行动，致力于打造黄埔“新样板”。

“万华化学‘零碳社区’项目以远低于现行节能标准的实际运行能耗水平，展示高品质居住体验及低能耗运行费用带来的便利，将带动全市建筑节能工作开展，促进节能产业转型升级，是推动烟台零碳城市建设的重要举措。”孙啸鸣说。

在可持续发展合作研究所（ISC）中国项目主任潘涛看来，作为温室气体排放大国，我国在向碳中和社会转型过程中，必将经历一场生产和生活方式的深刻变革。“零碳社区是生活方式变革的前沿实验室，要允许试错，在 3-5 年内探索城市面向未来的新生活场景解决方案，不断总结典型经验，并逐步规模化推广，从而引领高质量零排放的新生活。”

中国城市规划设计研究院生态市政院副总工程师魏保军认为，打造零碳社区，低碳能源系统建

设是重点。一方面要推动多元的、可再生能源优先供应的分布式能源系统在社区中优先使用；另一方面，要通过各种低碳技术的应用，在保障舒适性与健康性指标不断提升的前提下，降低社区与建筑的整体能源需求，同时积极推进电能替代。“有必要指出的是，养成良好的生活习惯，即所谓的行为节能，也是零碳社区建设的重要部分，其节能降碳潜力可达 15%以上。”

中国能源报　2022-05-30

“双碳”战略为农村能源转型带来新思路

农村地区有着大量柔性负载，可通过有序管理挖掘其消纳优势。实现全面电气化后，拖拉机、插秧机等农业机械，既是用电设备也可作为蓄能装置。

中共中央办公厅、国务院办公厅近日印发了《乡村建设行动实施方案》，提出“实施乡村清洁能源建设工作”。发展太阳能、风能、水能、地热能、生物质能等清洁能源，在条件适宜地区探索建设多能互补的分布式低碳综合能源网络。

广大农村地区可开发的光伏、风电等资源丰富，为实现清洁能源供给、生态环境治理、农民生活水平改善提供了支撑。这些资源究竟有多少？怎么有效利用？经过大量调研与实践验证，中国工程院院士、清华大学建筑节能研究中心主任江亿向记者阐述了他的建议。

农村有发展新能源的空间优势

“我们组织过两次大规模调研，对农村真实用能情况摸底发现，散煤目前仍占据最大比重，加上柴油等使用，不仅造成大气、固废污染，影响着居民健康，还产生大量的直接碳排放。另有秸秆还田、堆肥等，带来非二氧化碳温室气体排放。”江亿直指农村用能面临的主要问题。

对此，国家已出台多项措施。“诸如清洁取暖改造、农村光伏扶贫、农网扩容改造等工程，纷纷拿出真金白银的支持，动辄上千亿元补贴。”江亿充分肯定其效果，同时也看到可持续性不足的隐患。“补贴普惠程度待提升，进一步推广难免会加重财政压力。有没有更好的办法一下子抓住‘牛鼻子’，从根本上解决问题？”

在江亿看来，国家提出“双碳”战略，正是为解决农村能源问题带来了新启发、新途径。“构建以新能源为主体的新型电力系统，光伏发电、风电等项目开发最需要空间资源，农村地区恰恰有着特别大的优势。通过高分卫星图加人工智能等方式，我们一个村、一个村摸底，全面分析了全国农村屋顶状况。为了验证数据可靠性，又选取重点地区现场考察测试。经统计识别，我国农村区域各类屋顶面积共有 273 亿平方米。”

这些屋顶为农村发展光伏带来机遇。江亿称，以目前户均可安装屋顶光伏 20-40 千瓦计算，农村地区实际可利用的屋顶总安装量达 19.7 亿千瓦，预测年发电量接近 3 万亿千瓦时。“对照 2019 年全社会用电量 7.2 万亿多千瓦时，3 万亿千瓦时已超过 1/3 的量。而现在，农村一年的生活用电量约 3500 亿千瓦时，农牧林业生产不到 2000 亿千瓦时，即便是全面推行电气化，包括生活、生产和交通用能全部电气化，屋顶光伏也可满足老百姓需求。”

农村用电特点更适宜光伏消纳

事实上，难的不是安装环节，而在于真正有效利用。

“光伏发电受到天气影响，能不能实现荷随源变、有效消纳？”江亿坦言，当前大多数地方采用租赁模式，即企业租用屋顶、手握电站产权，收发两条线，电量全额上网。“即便装了光伏，老百姓还是从电网买电，跟过去没有区别。其实农村用电特点更适宜光伏消纳，最好的方式是优先自发自用。”

江亿表示，农村地区有着大量柔性负载，可通过有序管理挖掘其消纳优势。实现全面电气化后，拖拉机、插秧机等农业机械，既是用电设备也可作为蓄能装置。“在农村，很多农机设备并非天天用，一年用 1-2 个季节，使用频率比私家车还低，也不像工厂设备一刻不能停。若能开发出标准模块化的换电模式，一家配备两三组电池，用于各类农机设备。哪台设备需要，直接把电池装上去就行，这样便能实现需求侧响应。不用时则可以作为家中的储能单元。”

“优先自用”也是上述方式与整县推进光伏的最大区别，通过蓄能和需求响应模式进行调蓄，富裕电量再上网，让农村成为单向送电系统。“简单来说，就是依托农村直流微网，充分利用各类闲置屋顶，接收家家户户的富裕电量，储存之后上网调蓄。”江亿解释，一户有光伏，配上 3-5 千瓦时蓄电池，自用电量足以解决。进而再满足村里的公共用电、大型农机充电、农业和农副产品生产用电等。“多余电量经储存调节后，在与电网约定好的时段上网，或根据电网调度要求上网。通过村级网调蓄，还可以在目前农网变压器容量下，利用配电容量送电上网，确保不超载。一个个村就像是小型发电厂，输出也不再是以往不稳定的电量，而是优质电力。”

初始投资可承受，盈利可持续

对于用户最关心的费用问题，江亿及团队也做了充分验证。“屋顶光伏是初投资最低的光伏发电形式。”他表示，光伏器件仅占集中光电系统总投资的 35%-45%，其余为各类组件。而在屋顶安装支架等装置的成本最低，清扫等日常维护由房主自行解决，使用综合成本相应降低。

江亿算了一笔账：户均屋顶光伏、直流微网等成本在 6 万元-8 万元。光伏电站产权归房主，户内投资可通过低息贷款解决。将来在满足自用的基础上，按照年输出电量 15000 千瓦时/户、度电 0.5 元来算，年收入约 8000 元/户，10 年左右可还本付息。“村级公共设施的投资约 200 万元-400 万元/百户。而村级微网需要集体投资和国家财政支持建设。初投资可以从农网扩容改造、清洁取暖改造等多项专项工程里面出，上网发电收入支撑后期运维管理，做好了产生盈余也不难。目前，该模式已准备在山西芮城全县 500 个村庄逐步推广。”

“农村还有丰富的生物质资源，总量折合达 6 亿吨标准煤。”江亿表示，这些宝贵的零碳燃料迟迟没有有效开发，主要原因是过于强调优先自用了。只有充分市场化，也就是作为商品能源，其价值才能体现出来，比如将玉米秸、果蔬枝条等压缩成小颗粒，性能接近木炭，市场价格约 1000 元/吨；麦秸、稻草可以压制成大块，作为锅炉燃料市价在 500 元-700 元/吨。“没有形成生物质能源市场，才没能把这条挣钱的路给农民趟出来。简单在柴灶里烧柴，资源利用率只有 10%-15%，经过加工利用，综合利用率可提高到 40%以上，相当于 1 斤柴禾当作 2 斤、3 斤使用。生物质资源加工的主要成本是电费，屋顶光伏可以提供充足廉价的电力。以屋顶光伏为基础的农村新型能源系统，在替代散煤、柴油等化石能源的同时，置换出生物质能源，可以说一举多得。”

本报记者　朱妍　中国能源报　2022-05-30

“源网荷储”协同一体 力促电力供需平衡

核心阅读

“十四五”末，山东风电、光伏装机将占该省发电装机的 40%至 48%，电力调节灵活性压力很大，这要求山东必须加快构建新型电力系统以应对新能源大比例接入。

作为工业大省，山东产业结构偏重、能源结构偏煤，这些特征使其在建设新型电力系统时压力巨大。如何迎难而上，抓住新旧动能转换这个“牛鼻子”，探索出一条适宜山东省发展的新型电力系统建设路径，是摆在国网山东省电力公司（简称“国网山东电力”）面前的一道难题。

尤其是近年来，山东省不断对可再生能源做“加法”，能源结构优化明显加快，同时也面临着电力电量平衡难度陡增的压力。在新型电力系统建设中，国网山东电力依托自身能源结构特色，通过具体落地的项目工程，不断探索统筹“源网荷储”协调一体发展，旨在实现供需主动平衡。

既是火电大省也是新能源大省

随着近几年新旧动能转换不断向纵深发展，目前，山东省已编制完成了新能源产业、氢能、海上风电等规划，70 个县纳入国家整县分布式光伏发电开发试点，数量居全国首位。如今的山东，不仅是火电装机大省，还是光伏总装机量第一大省。

记者从国网山东电力获悉，今年一季度，山东可再生能源装机总量突破 6000 万千瓦，达到 6124 万千瓦，增长 31%。其中，光伏装机达 3493.4 万千瓦，占全省清洁能源发电容量的 54.8%，位列全

国第一，成为山东电网新能源的龙头。此外，以垃圾、秸秆等为燃料的的生物质能发电装机，也是全国第一。截至 2021 年底，山东并网生物质发电装机容量 396 万千瓦，是 2015 年的 2.6 倍。

“山东光伏发电装机容量全国第一，特别是分布式光伏发电装机容量已占到全国 22%。新能源的快速发展对电网调节能力提出更高要求，电网稳定性问题越来越突出，建设新型电力系统的需求异常迫切。”国务院政府特殊津贴专家、国网山东省电科院首席专家孙树敏接受记者采访时直言，山东电网网架结构比较坚强，但随着新能源快速增长，对山东电网的影响已不是简单的消纳问题，而是如何保障电网稳定。“山东今年 2 月份新能源消纳率比去年同期略有降低。其根源是山东省电源结构以火电为主，由于新能源增长强劲，调峰资源相对匮乏。”

“我们测算，‘十四五’末，山东风光的装机比例可达 40%至 48%，电力调节灵活性压力很大，所以山东必须加快构建新型电力系统以应对新能源大比例接入。”孙树敏说。

当前，山东新能源发展迅猛，由于新能源出力与负荷特性匹配度不高，“极热无风”“晚峰无光”等波动性、间歇性缺点越发凸显，进一步增大了电力平衡难度，新能源消纳面临挑战。

深度探索“源网荷储”协同一体

如何助推新能源充分消纳，提前筹谋解决山东省“十四五”期间电网调节能力不足的问题？国网山东电力正因地制宜深度探索具有当地特色的新型电力系统，尤其是其聚焦的统筹“源网荷储”协同一体发展，有效地提升了山东电网平衡调节能力和新能源消纳能力。

国网山东电力调控中心王勇介绍，我国以煤为主的资源禀赋，以及煤电稳定、可调、可控的特性，决定了煤电在相当长时期内仍将承担保障能源电力安全的重要作用。因此，煤电的清洁高效利用至关重要。据国家能源局统计数据，2021 年，全国煤电以不足 50%的装机占比，生产了全国 60%的电量，承担了 70%的顶峰任务，发挥了保障电力安全稳定供应的“顶梁柱”和“压舱石”作用。

在“源”侧，国网山东电力推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型，通过煤电机组供热改造、灵活性改造、节能降耗改造“三改联动”，深挖各类机组调节调峰能力；同时，持续优化电源 3-7 天出力滚动预测，风电、光伏预测精度分别提升至 93.3%和 94.1%，通过合理安排机组运行，实现传统煤电和新能源的耦合发展。在“荷”侧，引导各类市场主体参与电力需求响应调节，建成首批 100 个低压海绵台区，优化电动汽车、分布储能、智能家居等用能互动，促进分布式光伏就地消纳。在“储”侧，山东不仅将新型储能纳入其能源发展“十四五”规划重点，还出台了全国首个储能示范应用实施意见，建成全国首个电池储能技术实验室。按照山东省能源局的规划，其最终目的是实现商业化储能，彻底盘活储能应用市场。

山东省正全力推动储能业务“稳步跑”。数据显示，今年一季度，山东并网各类储能电站 37 座，调峰能力不断增强。以近日并网的国网系统单体容量最大、并网电压等级最高、完全市场化运营的莱芜孟家独立储能电站为例，投产运行后将年均增加新能源消纳电量 1 亿千瓦时。“当前，核准在建文登、潍坊以及泰安二期抽水蓄能电站 3 座，全部建成投运后，山东抽水蓄能装机容量将达到 700 万千瓦。”王勇向记者透露。

“山东省的独立储能走在全国前列。”孙树敏表示，“山东是首个执行容量补偿电价的省份，也是首批独立储能电站参与现货交易的省份，我们希望通过落地示范的工程项目支撑新型电力系统构建。”

着手构建东部特高压通道

支撑大规模清洁能源并网，坚强的智能电网至关重要。如今，山东已全面建成以特高压为骨架、各级电网协调发展、分布式能源灵活接入的坚强智能电网。未来，将加快完善省内特高压交流环网骨干网架，推动构建“东电西送、北电南送”的网架格局，打造“网架坚强、智能高效、灵活自愈、全景透明、互联互济”的现代配电能源互联网。

国网山东电力将聚焦胶东半岛核电、海上风光能源基地发展，以烟台 1000 千伏特高压工程为重点，着手构建东部清洁能源向全省配置的 4 回“东电西送”特高压通道。鲁北盐碱滩涂地是山东省千万千瓦级的新能源建设基地，为了把这些绿电输送出去，国网山东电力正在完善北部 500 千伏电网架构，加快建设潍坊、滨州、东营区域 500 千伏新能源汇集工程，形成北部可再生能源基地“北电南

送”的 4 站 8 回 500 千伏输电通道。“同时，服务鲁西南采煤沉陷区‘光伏+’基地和整县分布式光伏规模化开发等可再生能源发展，我们将科学统筹规划、优先就地就近并网消纳，建设智慧化配电网，提升清洁能源‘优化配置’能力。”相关负责人称。

业内人士指出，随着技术进步和规模化发展，风电、光伏的发电成本已与火力发电基本持平，但为解决风电、光伏发电带来的电网调峰问题，无论是通过建设抽水蓄能电站、化学储能电站，还是进行火电机组灵活性改造，都需要大量投资，从而推高到户用电价格。同时，火电机组深度调峰，又会降低火电机组利用率，增加火力发电的固定成本，也会推高到户用电价格。因此，要立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，通盘谋划，传统能源逐步退出必须建立在新能源安全可靠的替代基础上。风电、光伏等清洁能源，必须在确保电网安全稳定的前提下，在社会可承受的用电价格约束下持续健康发展。

本报记者　苏南　中国能源报　2022-05-30

城市减排“优等生”急寻深度降碳良方

5 月 9 日，南方电网公司与 5 家银行合作的联名卡在广州试点上线发行，面向个人用户提供碳金融服务，未来碳积分可中和家庭用电产生的排放量；4 月 22 日，广州碳排放权交易所等 9 个国家级碳交易平台联合启动碳普惠共同机制，力争实现“低碳权益、人人共享”；3 月 24 日，广州碳排放权交易所与港交所宣布签署合作备忘录，将共同探索区域碳市场深化发展，创建适用于大湾区的自愿减排机制……今年以来，广州市推行的多项降碳新行动，让人眼前一亮。

作为全国碳排放强度第二低省份——广东省的省会城市，广州是低碳示范型城市代表。其产业结构低碳转型基本完成，经济发展正在与碳排放脱钩。也正因此，广州要想兑现碳达峰碳中和目标，传统节能降碳手段远远不够，更有效的创新减排方式亟待跟上。

碳减排进入深水区，剩下多是难啃的硬骨头。记者了解到，类似于广州这样的“优等生”，一边走在城市节能降碳的前列，一边又面临碳排放越来越难减的压力。怎么办？

减碳进入深水区

“作为我国第二批低碳试点城市之一，我们想解决的问题是，广州能否在‘十四五”期间提前达到碳排放峰值？要采取什么路径？”近日，在由 ISC 可持续发展合作研究所举办的城市碳达峰碳中和实践与路径研讨会上，中科院广州能源研究所能源战略与低碳发展研究中心副主任廖翠萍表示。

对照新目标，突出问题之一是能源低碳发展不足。廖翠萍坦言，相比北京、深圳等地，广州的天然气、可再生能源发展相对滞后，同时需要加强能源需求侧管理。“比如，广州在交通领域的减排表现排在全国前列，但全市万人公共汽车拥有量、轨道交通网密度仍有提升空间。”

率先出台“双碳”条例的天津同样急需突破。近日印发的《天津市严格能效约束推动重点领域节能降碳工作实施方案》，涵盖冶金、建材、石化化工等领域的 17 个重点行业，基本做到了重点领域高耗能行业全覆盖。天津还明确了“两方案一清单”重点任务，即制定重点领域节能降碳技术改造总体实施方案和企业技术改造具体方案，建立企业能效清单目录。到 2030 年，天津重点领域行业整体能效水平和碳排放强度达到国际先进水平。

“‘十三五’期间，我市超额完成国家下达的能耗双控目标。重点领域碳排放均有所降低。但是，天津经济仍要保持较高速度增长，人口会持续流入，经济增长和人口规模效应将驱动碳排放增长。随着低成本的节能改造项目基本完成，全市能效快速提升，有可能导致节能技术挖潜的难度越来越大、经济成本越来越高等问题。”天津市生态环境科学研究院绿色与低碳发展研究中心专家陈瑞表示。

“长沙的单位 GDP 碳排放、人均碳排放水平均低于全省平均，碳排放强度呈明显下降趋势。而本地新能源禀赋一般、缺乏产业配套，减排要做得更好，压力还是很大。”湖南联创低碳经济发展中心理事长张繁打了个比方，“越往顶端走，越像走在钢丝上”。

摸清家底是基础

如何破题？“首先要弄清碳排放底数，否则很多工作难以明确。”能源基金会低碳城市项目主管林微微认为，目前一些城市已在开展温室气体排放监测工作。要推进这一工作，不仅需要拿出时间表、路线图，还要进一步研究施工图。“例如，一个城市确定了可再生能源发展目标之后，建在哪里、先建什么、后建什么，资源有多少，空间怎么分布，以及相应基础设施、电网配套如何优化，具体问题都要逐一落实。”

上海济邦投资咨询公司董事长张燎也认为，城市摸清碳排放家底是基础。“城市不仅要把握自己的数据，还要打破部门或机构间的信息‘孤岛’，了解其他城市先进减排经验。我们在实践中发现，数据获取难，分享更难，但要做好城市降碳，必须要分享，并进一步挖掘数据价值。”

在此基础上，结合城市所处发展阶段、产业结构等特征，才能一点一点“抠”出减排量。张燎提醒，从城市基础设施全生命周期来看，除要降低设施日常运行碳排放之外，城市还需要努力摆脱碳锁定效应。“为了避免未来出现减排困难，从现在起就要计算清楚，之后再规划选用什么样的设计方案和工艺技术，将全生命周期排放量降到最低。”

除此之外，“城市要落实碳达峰工作还需算好这几笔账。”张繁认为，比如，什么时间达峰、有无必要提前，峰值多少合适、能否确保不反弹，各行业都应作什么贡献、分别贡献多少等，城市都需要科学算账、充分评估，并让市民公众真正感受到“双碳”目标带来的环境效益。

“对症下药”做好示范引领

在林微微看来，“优等生”还承担着示范引领作用。“不同于煤炭占比高的资源型城市，或依赖第二产业的工业型城市，广州第三产业碳放排量已超过二产，人均碳排放也比较低，只是部分领域问题突出。建议有针对性地制定专项规划，并率先开展碳中和研究工作；而长沙等快速发展型城市，基础设施需求尚处高位，则需要探索达峰后碳排放稳中有降的路径。建议控制城市增长边界，提高土地利用效率，适时探索碳排放总量控制制度。”

张繁透露，目前，长沙正在就“双碳”实施方案征求意见，并逐步完善“1+1+N+X”政策体系，打出能源、产业、建筑、交通及碳汇、循环经济等“组合拳”。“其中亮点不少。比如，长株潭绿心生态公园将作为碳汇的开发焦点，并将建立碳排放统计核算体系、项目碳排放预先评价体系，对区域用碳生产力（碳强度）进行评价考核等。”

就天津而言，在陈瑞看来，从能源品种看，天津碳排放增量主要由天然气和调入焦炭贡献；从排放领域构成看，能源加工转换和工业领域占据主导。加上天津又是以制造业“立”市，能源与工业部门的优化是关键。

“‘十三五”期间，天津非化石能源占比由 2.7%提高到 7.7%，一次电力增长超过 4 倍。尽管如此，电力占终端用能的比重始终维持在 1/3，占比并不算高，天津亟需进一步推动终端用能电气化水平。”陈瑞说。

本报记者 朱妍　中国能源报　2022-05-23

多地力推微电网建设

本报讯　记者张金梦报道：当前，微电网建设步伐正不断加快，中央与各地相关支持政策与落地项目不断增多。就在近日，国家发改委、商务部发布《鼓励外商投资产业目录(2022 年版)(征求意见稿)》，“清洁能源微电网建设、经营”被纳入其中。

微电网凭借其对分布式电源灵活高效的集成能力，已成为不少地方建设新型电力系统的重要方向。

记者了解到，微电网是指由分布式电源、储能装置等组成的小型发配电系统，其可以实现多样化分布式电源的高效并网，减少分布式电源接入对大电网产生的不利影响。

“海量分布式能源的大规模应用与接入，给传统电网规划、运行、维护等带来较大冲击的同时，也为微电网发展提供了重要机遇。微电网可将分布式能源及储能等设备连接形成微型完整电力系统，

或离网运行，或与市政电网并网运行，实现不同种类能源的优势互补、就近消纳，缓解电力系统调峰压力。”中国科学院电工研究所副研究员孙玉树说。

作为当前发挥分布式发电供能系统效能的最有效方式，微电网优势逐渐显现，各地相关鼓励政策不断加码。

今年 5 月，重庆市经济和信息化委员会在《以实现碳达峰碳中和目标引领深入推进制造业高质量绿色发展行动计划（2022-2025 年）（征求意见稿）》中明确了以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位；4 月，广西壮族自治区大数据发展局发文，提出打造中国—东盟智慧用能、微电网、虚拟电网等能源基础设施智慧化合作样板；同期，福建省人民政府印发《福建省“十四五”生态省建设专项规划》，提出稳步推进智慧能源应用，支持鼓励建设微电网等项目。

在政策鼓励与市场需求积极推动下，近年来，各地微电网建设项目相继落地，示范项目不断增多。

就在今年 4 月，位于浙江象山韭山列岛的“零碳智慧”微电网项目正式竣工投运。据项目相关负责人介绍，此次投运的“零碳”微电网系统由独立运行的小型光伏发电、逆变器以及储能设备构成，可离网独自运行，在没有光照的极端环境中，可供岛上各类电气设备正常运转 7 天，实现“零碳”供能。

福建省自去年 5 月投运该省首个海上渔排风光储微电网示范项目后，又于今年 4 月启动了“10 千伏白莲线—垢坑线柔直互联微电网”项目。目前该项目已完成 24 小时试运行，正式投入运行。

此外，北京、合肥、嘉兴、苏州等地微电网建设工作也在积极推进中。

采访中记者了解到，虽然近年来各地微电网发展渐入佳境，但囿于微电网供电存在波动性，且先期投资大，目前尚无法借助自身功率可调、负荷可中断等灵活技术优势，在市场获得更多经济效益，导致微电网投资积极性不高，项目落地仍存瓶颈。

“微电网要规模推广仍需进一步挖掘商业潜力，突破微电网收益模式单一和电价机制不完善两大瓶颈。”华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华强调。

郑华进一步建议从提高微网内综合能源服务能力和强化灵活性交易两方面入手，“首先微电网应更好发挥综合能源提供商或服务商的作用，为用户提供更多节能低碳改造、效能提高、电价代理等综合能源服务；其次应鼓励微电网作为购售电和碳交易主体，积极参与电力辅助服务市场，在用电高峰时段按市场需求将多余电量作为调峰电量出售，获得售电收益的同时，还可以得到调峰补偿。”

中国能源报　2022-05-23

储能全面市场化再添利器

近日，科华数能发布了新一代 S3 液冷储能系统，引发行业关注。这代表着储能从设计安全、应用安全到运维安全迈出了突破性的一步。

近年来，新型电力系统建设浪潮下，储能市场规模爆发式增长，储能企业加码布局，新技术、新产品层出不穷。高性能、低成本关键储能技术逐步实现国产化，储能系统集成、电芯安全、智能运维水平逐级优化，储热、海水储能、压缩空气储能、飞轮储能等新兴储能技术不断涌现。

多位受访专家一致认为，储能新技术、新产品革新进一步打破了技术壁垒，强化了市场竞争主动权，是带动储能降本增效、推动储能全面市场化发展的重要动力。

新技术潮涌

储能行业已逐步迈入规模化发展阶段，创新性储能技术正不断涌现。

在储能系统集成方面，液冷储能系统逐渐兴起，或将成为未来储能系统“主流”。“液冷储能系统较传统风冷储能系统更安全、更可靠、更智能，可以实现系统高密集成化，进一步降低电池热失控概率。有效提升储能系统全方位安全和储能电池寿命。”科华数能技术中心总经理曾春保表示，在安全方面，系统拥有六重安全设计，可以做到安全防范无遗漏；在智能高效方面，采用簇级控制器与

智能温控均衡控制技术，可有效抑制热失控发生概率，提升系统寿命；在精简灵活性方面，可满足多台并联布置，节省占地面积 40%以上。

“科华数能推出的液冷储能系统，在储能电池冷却技术的安全性、经济性等方面均取得了较大突破。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇说。

与此同时，储热、氢储能、海水储能、压缩空气储能、飞轮储能等新兴储能技术也正在推进，多个储能新技术应用场景落地。如今年 1 月，河北省张家口国际首套百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目顺利并网，进入系统带电调试阶段；去年 9 月，辽宁省阜新风储项目作为国内首个实现“惯量支撑+一次调频”的飞轮储能应用顺利通过并网前验收。

推动降本增效

“技术的创新发展将直接拉动储能成本进一步降低。”刘勇表示，当前，碳酸锂等储能原材料价格上涨，下游储能用户降价呼声高涨，导致近年来储能行业降本难度高、压力大，成本疏导难题日益凸显。

“储能技术的革新则是降低储能成本的主要推动力，一方面技术创新发展可以等效替代低成本材料，降低储能上游成本压力；另一方面技术进步可大幅提升储能系统效率、提升储能电池全生命周期寿命、提升储能系统功率密度，从而降低成本。”刘勇强调。

曾春保以 S3 液冷储能系统为例表示，较传统储能系统，新一代液冷储能系统效率更高、成本更低。“系统全生命周期充放电容量提升 6%以上，系统年可利用率高达 99%，散热功耗降低超 30%，功率密度可提升 100%，初始投资成本可降低 2%以上。”

北京鉴衡认证中心副主任纪振双对此表示，储能系统全方位效率的提升，将大幅拉动储能系统成本下降，较传统风冷储能系统，科华 S3 液冷储能系统平准化储能成本可降低 15% 。“未来储能系统在冷却技术、消防技术、系统集成等方面均有比较大的降本空间。”

拓宽应用场景

刘勇坦言，当前新型储能技术快速发展，但现有的技术水平距离大规模商业化市场需求还存在一定差距，在产业链、供应链、系统集成技术等方面仍有完善空间。

纪振双表示，目前，我国在用储能系统功率密度还不理想，储能系统全生命周期充放电综合效率尚不算高，储能安全管理水平仍需进一步提高。“未来，电化学储能发展方向应遵循‘两高、两低、一快’原则，打造高密度、高效率、低风险、低成本、快速需求响应的储能系统。”

纪振双建议，储能技术应用范围广泛，可融合新能源、城市应急供电、5G 基站后备电源以及边防哨所、军民融合等诸多方面，在探索多种储能技术应用方向时应瞄准智能微网、虚拟电厂等不同种储能应用场景，在兼顾储能安全和成本的前提下，找准需求定位，根据应用场景探索适宜的储能技术路线。

刘勇认为，各类储能技术的特点及适用范围各不相同，应用时需结合具体产业发展要求、环境特点等进行考虑。“未来储能技术在实现多元化的同时，还可结合 AI 算法、智能装备等，加强储能系统集成技术、控制技术、安全管理等智能升级，进一步提高安全设防等级。”

本报记者　张金梦　中国能源报　2022-05-30

钢铁行业碳减排面临四大挑战

近日，国家发改委、工信部、生态环境部等部门就 2022 年粗钢产量压减工作进行研究部署，重点压减京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原等大气污染防治重点区域粗钢产量，重点压减环保绩效水平差、耗能高、工艺装备水平相对落后的粗钢产量，确保实现 2022 年全国粗钢产量同比下降。

对钢铁工业而言，碳达峰、碳中和是一个总量性、强度性、结构性的命题，是有时限性的战略性大命题。

“初步判断，我国钢铁行业已接近进入碳排放峰值平台期，越早实现碳达峰，越有利于后续的脱碳化进程和碳中和的实现。”在日前召开的2022（第十三届）中国钢铁发展论坛上，原冶金工业部副部长、中国工程院院士殷瑞钰认为，要鼓励有条件的钢铁企业率先实现碳达峰。

生态环境部应对气候变化司司长李高也指出，推动我国钢铁行业绿色低碳转型，应着力部署四方面工作：一是合理控制粗钢产量，加快结构调整；二是大力推进钢铁行业绿色低碳技术和产品创新；三是抓紧认真做好参加全国碳市场的相关准备工作；四是做好碳排放数据质量管理有关工作。

“钢铁行业作为碳减排的重点行业，从碳达峰到碳中和，仅有30年时间，低碳转型发展时间紧、任务重是新阶段钢铁行业面临的新挑战。”冶金工业规划研究院党委书记、总工程师李新创表示，目前，综观中国钢铁行业，呈现四大挑战：一是能源结构高碳化，高炉—转炉长流程工艺结构占主导地位，煤、焦炭占能源投入近 90% ；二是产量大，粗钢产量占世界总产量一半以上，2021 年占比53% ；三是企业数量多，具有冶炼能力的企业达400余家，且工艺结构、生产水平差异大，发展水平参差不齐，大多数企业基础薄弱；四是碳排放机理复杂，涉及能源燃烧排放、工业生产过程排放、电力和热力消耗所对应的间接排放等多种碳排放机理。

李新创建议，钢铁工业要提升绿色产品供给能力，围绕更高性能、更低成本、更高质量、更好使用、更易加工、更加绿色的钢铁新产品、新技术发展方向，加强技术创新，促进新产品、新技术的推广应用，推动钢铁行业高质量发展 。

“落实‘双碳’目标，粗钢产出总量控制与流程结构调整是两大重要抓手，关键共性技术突破是重要支撑。”殷瑞钰认为，长远来看，在逐步适应碳达峰、碳中和的过程中，未来钢铁行业的生产制造流程将趋向为三大类，即高炉—转炉长流程、全废钢电炉流程和氢还原—电炉流程，并由此派生出不同模式的钢厂。对于一些长流程的钢铁联合企业，还有可能与建材、化工、电力等企业共同形成工业生态园区，推进循环经济发展。

徐卫星　中国环境报　2022-05-23

共享储能“虚热”苗头初现

“目前，全国共有169个共享储能项目通过备案或公示，主要分布在山东、内蒙古、山西、宁夏、甘肃等地，项目总装机量超27吉瓦时。”近日，一位储能企业人士向记者表示，共享储能的 “虚热”苗头让人担忧。

对比2021年电化学储能新增装机2.4吉瓦，累计装机5.7吉瓦的规模，上述备案项目数量颇为夸张。

近年来，随着新能源并网量增加，基于庞大的市场潜力和盈利问题，“一站多用”的共享储能迅速脱颖而出，企业纷纷布局的同时也引发业内思考：如此大规模备案的项目是否都能如约落地？其核心驱动因素是什么？过快发展过程中又存在哪些隐患？

政策鼓励 企业争先恐后布局

所谓共享储能，与共享单车的概念类似，即单一实体储能电站可以为两个及两个以上的发电、电网企业等需求方提供储能服务。2019年4月，青海电力投建的鲁能海西州多能互补集成优化示范工程进行了共享储能交易试运营。由此，拉开了我国共享储能应用的序幕。

此后，共享储能在全国和地方政策文件中都被给予明确支持。国家发展改革委、国家能源局去年先后印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》均明确鼓励探索推广共享储能模式，鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。在顶层设计下，青海、宁夏、湖南、山东等地随即出台配套政策，把共享储能作为开发建设储能电站的重要方向。

当前，企业正争先恐后备案共享储能项目。中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇认为，共享储能的兴起，是基于国家政策明确了储能的独立主体地位，并赋予其可以实现“容量

租赁+调峰补偿”的商业模式。通过共享互联和统一调度，可实现更大的新能源出力效率和投资效益。

共享储能为储能行业成本困局带来了新思路。“企业若改用租赁的方式，可以降低储能电站单位投资成本。且这部分支出不计算在投资成本内，而是纳入运维成本，从财务角度，不影响企业内部收益率。”上述企业人士进一步表示，“白天有光，晚上风大，资源本身就具有互补性，共享模式可切实提高储能资产利用率。”

另一位业内人士认为，对新能源企业而言，政策鼓励或强配储能带来的价值有限，开发商更倾向于联合起来建设大型共享储能电站，这样更利于集中参与电力现货市场交易，进而套利。在该人士看来，共享储能电站被市场认为是除风电、光伏之外的第三种新能源资产，可以在未来新能源与传统火电竞配中起到加分作用。

模式创新 仍未解决盈利核心问题

“资源具有垄断属性，企业大量备案或是对风光资源富集区未来新能源消纳问题进行预判，或是对输电断面受限情况突出地区调峰需求提前锁定。但最终备案项目能否如期、如约投建投运还要打一个问号。”在企业人士看来，问题的关键在于，部分地方出台了共享储能方向性、指引性的政策文件，但并不足以支撑具体项目的落地。从企业角度看，其投资回报仍不明确，在推进过程中会相当慎重。

据了解，当前我国储能项目大多未形成稳定合理的收益模式，储能市场主要由发电侧配储政策所驱动。彭博新能源财经储能和电池行业高级分析师李岱昕坦言，共享储能发展起来的核心逻辑，同样是基于各地对“新能源+储能”的政策要求，“建到自己场站，或者和大家一起在集中区域建设，驱动力是一样的，不同之处是储能配建在什么位置、以什么方式建而已。”

“如果没有可持续的盈利模式，会挫伤投资的积极性。”刘勇进一步指出，当前地方支持政策与项目的商业模式并不匹配，导致出现项目建设多，实际投运少、盈利也少的局面，不少项目因为安全或调用时间不足而达不到预期投资效益。从长远来看，共享储能要从政策驱动向市场驱动转变，方可保障行业的可持续发展。

“共享储能是商业模式的创新，其定价与结算机制、参与主体等问题还在探索过程中，尚未形成可通用的成熟方案。”行业观察人士王先生强调，共享储能并不能解决储能盈利这一根本问题，储能要实现盈利，最终还是得参与电力现货市场交易。

完善标准 从电力需求角度统筹规划

基于产业发展现状，企业应如何握建设节奏和保障建设有效性？

刘勇坦言，业界对共享储能期望很高。当前企业“一哄而上”备案项目有优先布局考虑，但有些隐忧值得关注，共享储能过热发展容易导致市场恶性竞争，导致储能电站建设良莠不齐，给项目监管带来难度。电站调度标准和评估体系的制定也是一个棘手问题。如何对不同时期的储能电站进行全生命周期管理，还需要进一步从政策、技术和标准上加强并落实到位。

“要让共享储能回归商品属性。”王先生表示，每个地区特征不一，西北地区风光资源丰富，共享储能能有效缓解“弃风弃光”问题，但中东部等负荷集中地区配备大规模共享储能并不一定符合实际需求。共享储能电站建设方向，要结合项目所处地区的资源禀赋、业主方需求、储能技术特点来综合考量。此外，当前大数据、云计算、区块链等数字技术正在为共享储能业务场景赋能，其技术标准、运行机制、项目配合和优化调度也有待完善。

刘勇进一步指出，共享储能建设投运，要厘清全国电力负荷和可再生能源发电分布的差异性和缺口，在全国建设统一电力大市场体系下本着共享、共赢的理念来布局，将共享储能与新能源配储统筹考虑。同时制定好相关标准和规范，避免无序发展和低水平重复投资，杜绝安全隐患。从长期看，一定要避免“投资与运营两层皮”的状况，形成统一调度、利益共享的长效机制。

本报记者 卢奇秀 中国能源报 2022-05-23

共享储能商用面临多道关卡

为支撑新能源发展、便于电网统一调度管理，青海、山西、安徽等不少省份开始探索共享储能电站模式，尤其是湖南、山东两省的共享储能电站建设已行驶在“快车道”。随着共享储能电站项目建设“队伍”的逐渐壮大，其快速发展面临的挑战也渐渐浮出水面。

受访的业内人士认为，在没有补贴的情况下，基于共享储能模式的项目主要通过市场获益，这意味着储能投资者要把精力集中在市场化运作，通过资本打通项目渠道，为共享储能模式增加新价值。

各地因地制宜探索共享储能

自从去年 7 月国家发改委、国家能源局联合发文明确“鼓励探索建设共享储能”后，山东、湖南、浙江、青海、河南、内蒙古等 20 多个地方能源主管部门相继出台配套政策，把共享储能作为开发建设储能电站的重要方向。

“实际上，2018 年电网侧储能项目某种程度上已经算是共享储能的一种尝试。”新能源和储能行业专家彭宽宽接受记者采访时表示，何谓共享储能，目前尚没有准确定义，“我个人认为共享储能是一个投资主体建设的储能设施可以为多个用户提供储能价值的有偿服务，通过收取服务费获得收益的一种商业模式。”

“如今，通过共享储能模式建设的储能项目越来越多，各省依托自身资源禀赋，持续探索共享储能发展的新模式。”中国能建广东省电力设计研究院储能技术中心主任楚攀介绍，共享储能概念提出之后，最早是从青海开始尝试。青海是新能源大省，目前，整个青海的新能源的装机已超过 50%，新能源的持续增长，给电量消纳、电力平衡以及电网运行安全都带来了巨大挑战。为此，青海首先通过共享储能的模式探索电网公司、新能源投资方、储能建设方三个主体之间的新关系。

青海的共享储能发展，可以简单总结为“N 对 N”的市场设计，也就是说青海的储能参与方是多个，需要储能容量的风光电站也是多个，两者的电量传递通过当地调度机构协调统一管理。“与青海不同，湖南共享储能可简单总结为‘N 到 1 再到 N’。第一个 N 代表储能电站的建设方、投资方，比如电池厂、集成供应商、产业投资基金等，第二个 N 是新能源电站的运营方，而‘1’则是湖共享储能模式的制定者，当地的电网公司。”楚攀表示。

成本高企导致项目建设缓慢

采访中，多位业内人士直言，“投资企业正‘跑步’入场”“从去年开始，共享储能迎来备案和建设潮”“目前，已有超过 100 个项目完成建设或备案”“很多共享储能项目备案了，但是很难建设”“今年的储能增量不太乐观”。

“目前，储能还只是在一定区域内实现共享，并不是一个绝对意义上的共享。”楚攀对记者表示，据不完全统计，目前全国已有大约 24 吉瓦共享储能项目得到备案。但备案的共享储能项目，未必一定能建成，受供需关系及产业链原材料涨价的影响，进入 2022 年之后，整个储能系统集成的价格已经由 2020 年初的不到 1500 元/千瓦时，涨到了 1800 元/千瓦时以上。

楚攀直言，初装成本较高成为掣肘共享储能建设的主要因素之一。目前新能源汽车行业发展过快，很多电芯厂家绝大部分的生产能力倾向于利润更高的动力电芯，留给储能电芯的产能不够多，储能项目往往拿不到电芯现货。即便与电芯厂家关系较好，也要排到三个月以后，如果拿货量不够大，至少排在半年以后。

不容忽视的是，如今储能的整个产业链全线涨价。电芯价格普遍达到 1 元/瓦时以上，有的已达 1.2 元/瓦时甚至更高；逆变器普遍上涨了 5%—10%，EMS 也上涨了 10%左右等，产业链的整体涨价，导致大型储能项目的初始投资成本居高不下，每千瓦时的建设投资增长了 20%—30%。

“全产业链涨价给共享储能项目建设带来压力，企业虽然备案了不少共享储能项目，但鉴于上游产品价格高企，不少项目处于做完前期可研就停滞的状态。”一位不愿具名企业人士向记者透露，“另外，每个省的市场策略、收益计费方式不一样，需要因地制宜设计不同方案，商业模式不能快速复

制，无形中提升了共享储能项目的建设成本。

“技术和非技术成本高，储能电站初装成本居高不下，系统集成能力参差不齐，无论哪个部分出现短板，都会影响整个系统，共享储能模式下，储能系统如何实现高安全、低成本、智能化和模块化，是整个储能产业亟待解决的问题。”楚攀表示，目前共享储能商业运营模式还处于一个探索阶段，大多数共享储能项目收益依赖容量租赁和调峰辅助服务的补偿，其盈利模式单一，收益有限。此外，现有储能交易方式存在信息不透明、结算方式复杂等问题，难以满足未来共享储能的多主体同时交易的需求。

探索更多可推广商业模式

共享储能商业化面临技术、经济性等多种挑战，在储能装备研发和储能系统集成、电力市场建设和储能价格机制等方面缺乏明确的政策支持与相关标准体系的支撑，相关专家建议完善储能安全标准体系，推动大型储能电站系统并网等相关标准和技术规范的制定。

受访的业内人士均认为，共享储能的商业模式无法打通的原因是，缺少能够体现价值的电力市场。彭宽宽建议，在政策上明确赋予共享储能项目独立、合法的市场主体地位，允许共享储能对外提供储能价值的服务；完善共享储能电站的收益机制，增加收益来源，理顺储能项目建设的成本疏导路径。

中关村储能联盟高级研究经理张兴对记者表示，盈利机制不完善制约了共享储能发展。电力市场建设正在推进中，共享储能作为新的市场主体，参与辅助服务、现货市场的相关规则尚未完全建立起来。从电价机制角度来说，独立储能充电的时候，作为用户对待，需缴纳输配电价、政府性基金和附加，影响共享储能参与调峰、现货市场的积极性。

“要加快共享储能商业模式探索，青海共享储能探索出的商业模式已成功运行了三年多，可在‘三北’地区广泛推广。”楚攀表示，随着多元主体的不断加入，共享储能商业模式要想探索出一条长远发展的道路，需要构建多元化、多渠道、多产品的融资体系，开创新型金融服务模式，形成一批可复制、可推广的产融结合的模式，积极融入到地方经济社会发展。“促进共享储能快速发展，只靠容量的租赁以及调峰收益是远远不够的，一定要推动共享储能参与更多的电力辅助服务市场，获取更多的收益叠加，唯有如此，共享储能项目才能健康发展。”

本报记者 苏南　中国能源报　2022-05-23

减碳不是简单去煤

我国仍是发展中国家，工业化、城镇化还在深入推进，能源需求也会不可避免地继续增长。开展“双碳”工作，短期内不能放弃传统化石能源，更不能背离经济发展这条主线。要坚持系统观念，稳妥推进，做好煤炭这篇大文章。

实现碳达峰碳中和是着力解决资源环境约束突出问题、实现中华民族永续发展的必然选择，是满足人民群众日益增长的优美生态环境需求、促进人与自然和谐共生的迫切需要。我国必须立足富煤贫油少气的基本国情，按照国家“双碳”工作规划部署，增强系统观念，坚持稳中求进，不能脱离实际、急于求成。

坚持以煤为主

把能源的饭碗牢牢端在自己手里

我国人均能源资源拥有量在世界上处于较低水平，石油、天然气的人均拥有量分别仅为世界平均水平的 5.4%、7.5%，石油、天然气对外依存度分别高达 70%和 40%以上，能源安全矛盾突出体现在油气安全上。

相比之下，我国的煤炭储备量位居世界前列，人均拥有量为世界平均水平的 67%。从电源结构来看，目前，全国发电装机容量 24 亿千瓦，煤电装机占比接近一半，约 60%的电力来自燃煤发电。

确保能源安全是落实“双碳”战略的一个基本前提。我国能源资源禀赋决定了以煤为主的能源结

构短期内难以根本改变，端牢能源的饭碗，必须坚持以煤为主的原则不动摇，发挥煤炭的兜底保障作用和煤电的基础作用。

我国仍是发展中国家，工业化、城镇化还在深入推进，能源需求也会不可避免地继续增长。推动“双碳”工作短期内不能放弃传统化石能源，更不能背离经济发展这条主线。

要坚持系统观念，稳妥推进，把煤炭这篇文章做好做深，决不能一味地去煤，减碳是减排放，不是不排放，更不是减生产力。

坚持先立后破

“不能把手里吃饭的家伙先扔了”

绿色转型不会一蹴而就，一定要把握好先立后破这个原则，不能把手里吃饭的家伙先扔了，结果新的吃饭家伙还没拿到手。

事实上，在践行“双碳”行动过程中，中央不断提醒、纠偏、纠错。2021 年 5 月，碳达峰碳中和工作领导小组召开第一次全体会议，会议提出要尊重规律，坚持实事求是，一切从实际出发，科学把握工作节奏；同年 7 月，中央政治局会议提出，坚持全国一盘棋，坚持先立后破，纠正 “运动式减碳”；12 月的中央经济工作会议又提出，要正确认识和把握碳达峰碳中和，实现碳达峰碳中和不可能毕其功于一役，要坚持全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险的原则。

尽管如此，去年一些地方和行业仍然采取“运动式减碳”，一刀切控制能源消费，严控新增煤炭产能，结果造成煤炭供应不足、煤炭价格飙升、火电企业亏损、多地拉闸限电、工业企业停产限产等，给经济正常运行带来了不利影响。

实践证明，推进“双碳”工作，必须立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，传统能源逐步退出必须建立在新能源安全可靠的替代基础上。

要加大力度规划建设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的新能源供给消纳体系。保持原油、天然气产能稳定增长，加强煤气油储备能力建设，推进先进储能技术规模化应用。

坚持绿色发展

构建清洁低碳安全高效能源体系

党的十八大以来，我国已形成了煤炭、石油、天然气、非化石能源多轮驱动的能源供给体系，有力保障了经济发展和民生用能。但能源安全新旧风险交织、油气资源短板突出、化石能源消费占比偏高的问题依然长期存在，能源绿色转型发展任务紧迫。

煤炭既是我国能源安全的“压舱石”，也是实现“双碳”目标的重中之重。“以煤为主”不是不加节制，而是要控制化石能源消费，特别是要合理控制煤炭消费增长。

2021 年，我国以 5.2%的能源消费总量增速支撑了 8.1%的 GDP 增速。全国非化石能源发电装机首次超过煤电，装机容量达到 11.2 亿千瓦，水电、风电、光伏装机均超过 3 亿千瓦。清洁能源占能源消费总量的比重达到 25.5%，较上一年提高 1.2 个百分点；煤炭消费比重降至 56.0%，同比下降 0.9 个百分点，实现了“十四五”“双碳”工作的良好开局。

但是，“双碳”是一场广泛而深刻的变革，特别是在处理发展和减排的关系上，要立足以煤为主的国情，深刻认识推进煤炭清洁高效利用是实现“双碳”目标的重要途径，统筹做好煤炭清洁高效利用这篇大文章，不断提高能源自主供给能力，有序减量替代，加强散煤治理；坚持目标导向和问题导向，抓住重点行业和关键环节，推动煤炭清洁高效生产和洗选，抓好电力等主要用煤行业节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”；加强统筹谋划，聚焦重点领域，整合各方面资源，形成推进合力，科学有序推动能源绿色转型，为实现高质量发展提供坚实保障。

坚持“双轮”驱动

加快建设全国统一能源市场

我国作为能源生产和消费大国，能源活动是碳排放的主要来源，实现“双碳”目标，能源是主战场，攸关“双碳”工作大局。

加快建设全国统一的能源市场是助力实现“双碳”目标的必由之路。富煤贫油少气的基本国情决定了实现“双碳”目标要建立在“以我为主”的基础之上，坚持市场导向，推动有为政府和有效市场更好结合，政府和市场两手发力、“双轮”驱动，避免将“双碳”长期目标短期化、运动化。

要按照党中央、国务院的统一部署，把建设全国统一的能源市场作为打造统一要素和资源市场的重点任务。在有效保障能源安全供应的前提下，结合“双碳”目标任务，有序推进全国能源市场建设。

如在统筹规划、优化布局基础上，健全油气期货产品体系，规范油气交易中心建设，优化交易场所、交割库等重点基础设施布局；推动油气管网设施互联互通并向各类市场主体公平开放；稳妥推进天然气市场化改革，加快建立统一的天然气能量计量计价体系；进一步发挥全国煤炭交易中心作用，推动完善全国统一的煤炭交易市场。

毫无疑问，作为对煤炭等传统能源的主要替代，可再生能源大规模、高密度接入电网，必须有科学的市场交易机制、完善的市场建设体系作保障。在此之前，全国统一电力市场体系建设已经启幕，2025 年将初步形成全国统一电力市场体系；2030 年基本建成全国统一电力市场体系，适应新型电力系统要求，实现国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行。

对具有对外高依存度的油气行业而言，构建全国统一的能源市场就意味着当国内外产品价格出现偏差后，经济性会驱动能源需求在油气、电力、煤炭等能源间转化或替代，动态实现油气进口量和成本与国内需求相平衡，不仅可以有效化解充足供应与控制成本的结构性难题，也有利于提高我国在国际能源治理中的话语权，在国际竞争和合作中取得新优势,使统一能源市场成为我国能源参与国际竞争的重要依托。　　（作者系国家能源局山东监管办党组成员）

卢延国　中国能源报　2022-05-23

垃圾焚烧发电下沉县域市场 政策弱项与短板待补

近日，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于推进以县城为重要载体的城镇化建设的意见》（以下简称《意见》）。对于县域垃圾处理体系建设，《意见》提到，要因地制宜建设生活垃圾分类处理系统，配备满足分类清运需求、密封性好、压缩式的收运车辆，改造垃圾房和转运站，建设与清运量相适应的垃圾焚烧设施，做好全流程恶臭防治。

在国家发改委 5 月 10 日印发的《“十四五”生物经济发展规划》中，针对县域垃圾焚烧发电发展提到，支持有条件的县域开展生物质能清洁供暖替代燃煤，稳步发展城镇生活垃圾焚烧热电联产。

对此，中华环保联合会废弃物发电专委会秘书长郭云高表示，《意见》延续强调了“要建设与清运量相适应的垃圾焚烧设施”的指导思想。“这是对焚烧是处理生活垃圾的主要手段，及我国垃圾焚烧发电行业专项整治工作的肯定，同时也是对垃圾焚烧发电行业后续发展的重大挑战。”

郭云高强调，挑战主要来自两个方面。首先，不同于城市垃圾，县域垃圾具有自身的特点，如垃圾量不够、收集难度大、无法杜绝建筑类等非生活垃圾混入及县级财政脆弱等；其次，是垃圾焚烧发电行业发展阶段带来的问题，如鼓励支持产业政策退坡退出，环保标准严格按城市生活垃圾水平执行等。

具体而言，郭云高解释说：“由于行业主管部门忽略了垃圾焚烧处理设施的治污属性，在没有替代的情况下一刀切地按照能源产业属性执行可再生能源电价补贴退坡退出方案，导致垃圾焚烧发电企业直接丧失了投资运营垃圾焚烧发电设施的积极性；从焚烧处理的角度看，县域垃圾的热值与成分会增加污染物防治的难度，各地区已经以大城市垃圾为标准进行了不切实际的提标操作。

县域市场成行业未来重点

近年来，在政策支持和实际需求的驱动下，我国垃圾焚烧发电规模得到了快速扩大，大中城市的市场已经趋于饱和，县域垃圾焚烧发电项目建设快速突起。

政策引导的方向已经很明显——随着我国以县城为重要载体的城镇化进程的推进，县域垃圾也

正逐渐纳入城市环卫处理体系。垃圾焚烧发电行业未来的市场重点在县域。

生态环境部污染源监控中心数据显示，截至 2021 年底，我国已投运垃圾焚烧电厂约 680 座，处理规模达到 73 万吨/天。据国家发改委、住建部 2021 年发布的《“十四五”城镇生活垃圾分类和处理设施发展规划》，到 2025 年底，全国城镇生活垃圾焚烧处理能力达到 80 万吨/日，焚烧处理能力占城镇生活垃圾处理能力的 65%左右。

位于“城尾乡头”的县城起着连接城市、服务乡村的作用。完善县域环境基础设施，不仅有利于提升县城人居环境质量，而且有利于促进新型城镇化建设，还能促进农村生态环境改善，意义不可谓不大。然而，对于响应政策号召，主动下沉业务至县域垃圾焚烧发电市场，环保企业却有诸多顾虑。

县域的这些“特点”成行业痛点

城市的市场都已经开发得差不多了，县域市场会不会成为环保企业的“香饽饽”呢？

城发环保能源有限公司是一家以垃圾发电为核心业务的环保综合公司，在全国有 30 多座垃圾焚烧发电厂，大多分布在市县一级。谈及已经开拓的县域垃圾焚烧发电项目，城发环保能源有限公司总经理柴继业倒出众多苦水：“从垃圾收运体系建设到垃圾质量，再到垃圾处理费和补贴问题，最后到焚烧后的飞灰处理问题，在县城建垃圾焚烧发电厂遇到的问题要比在大中型城市建厂遇到的更多、更难解。”

柴继业指出，发达区域收运体系比较完善，垃圾量比较充足，垃圾热值高，发电效益较好；而在县域区域，垃圾收运体系覆盖面不全，垃圾量较少，含土量大，热值低，达不到设计热值，发电效益较差，大多数垃圾发电厂垃圾量不足问题突出，运营困难。

柴继业指出的问题是垃圾焚烧发电行业在县域市场的“特点”和普遍痛点。北京首创环境投资有限公司运营部副总经理王勇也反映了类似问题，他表示，和大城市相比，县域垃圾主要灰土杂质多，由于垃圾热值差，灰土等不可燃杂质多，存在热值低、产渣量大的问题。“县级城市的垃圾收运还算是好的，城乡结合部及村镇垃圾收运体系尚未建立，垃圾收集率更低。”

另外，城市垃圾处理费用主要来自政府，县级财政的承受能力有限，所以能承担的垃圾处理费偏低。远低于大中城市垃圾处理费用，县级市普遍在 60—80 元/吨之间，有些地方甚至更低。而在大城市，垃圾处理费在 100 元/吨以上的不在少数。

王勇表示，县级财政状况差，贴费支付不足，普遍严重拖欠，而国家补贴份额更重、拖欠更久，这就加重了县域垃圾发电项目的经营负担。“即便已经偏低，环保企业要按时拿到也不容易。因为欠发达县域财政困难，拖欠垃圾费的现象比较突出。”

对于县域垃圾发电项目的建立和健康运行，郭云高建议，既然国家鼓励县城成为城镇发展的主要载体，且县城是城乡、工业农业交汇的界面，垃圾焚烧发电行业应在既有工作基础上，因地制宜地调整相关产业政策，加强影响县域垃圾焚烧发电产业落地的弱项，补齐掣肘县域垃圾焚烧发电产业发展的管理短板。

王海霞　能源高质量发展　2022-05-31

绿色金融 60 人论坛：当前工业行业纳入碳市场存在较大挑战

全国碳市场开市以来，石化、化工、钢铁、建材、有色等多个工业行业都在积极推进纳入碳市场的相关准备工作。这些工业行业进入碳市场有何难点？碳市场应当如何纳入新行业？在日前由绿色金融 60 人论坛（GF60）、上海金司南金融研究院主办的“全国碳市场扩容的主要难题与应对策略”研讨会上，多位与会专家给出了自己的见解。

工业行业参与碳市场难度较大

在碳达峰碳中和目标下，工业行业面临严峻挑战。能源基金会工业项目主任何平指出，要实现 2060 年碳中和目标，需要我国的工业二氧化碳排放在 2015 年基础上下降 95%，而以钢铁、水泥、有色、化工等行业为代表的高耗能行业在其中的综合减排贡献占到 1/3。调整工业结构和提高能效，

将是未来 10—15 年我国工业低碳转型的重要方向。碳市场工具对于推进工业低碳转型路径的进程十分重要。

何平认为，工业行业的复杂性使其参与碳市场的难度较大。一是目前工业行业对碳达峰碳中和目标以及碳市场的了解和认识还不足，仍存在盲目性。很多企业即便主动设置了一些碳达峰碳中和目标，但具体的实施路径和措施尚缺乏或不够细化。二是我国工业企业群体过于庞大，目前积累的碳排放数据还不够多。

对此，广州碳排放权交易中心有限公司碳市场部副总经理陈浩也表达了类似观点。陈浩介绍，由于很多企业对碳市场机制并没有深入了解，所以广东碳排放交易试点在启动之初，基本上每个月都会对企业进行能力建设，甚至主动走到企业内部来开展专项能力建设。“在全国碳市场深化发展的过程中，对钢铁、石化等拟纳入行业进行全面的能力建设十分重要。”

在陈浩看来，推进工业行业的碳排放管理还需要重视政策衔接问题，避免给企业带来多重管控。“目前，国家层面除了碳排放交易外，还在推进用能权交易和绿色电力交易，但这几块不同的环境权益政策尚未有效衔接。碳市场在扩容的过程中，如何处理好多部门政策的衔接问题，以及如何采取有效措施，避免多重管控，减轻企业受到的环境规制影响，是需要考虑的重要问题。”

碳市场要逐步纳入

“碳市场推迟扩容的提法不准确，生态环境部对扩大碳市场覆盖行业的原则是‘成熟一个、批准发布一个’。”上海环境能源交易所副总经理陆冰清说道，“碳排放交易市场在不同阶段有不同目标，是一个循环渐进的过程。我们需要综合考虑减排和发展和谐演进的关系来推进碳市场建设，从而更加有效地发挥碳市场的功能。在减排和发展两者同步适应的情况下，逐步扩大行业覆盖范围，对碳市场来说是一种健康、合理的发展路径。”有与会专家指出，就目前出台的相关文件来看，第二个履约周期的重点排放单位仍集中在发电行业，碳市场扩容时机还未成熟。

陆冰清进一步指出，虽然目前全国碳市场只纳入了一个电力行业，但扩容工作一直在持续推进，不仅包含行业覆盖范围的扩大，还包括交易行为的多样化。

何平对该观点表示了认同。他表示：“河北钢铁是我国钢铁行业的头部企业。最近，他们发布了实现低碳转型的技术路线图，特别提到了 2025 年、2030 年、2050 年等不同时间节点上碳排放下降水平的目标。也有一些水泥企业，如海螺水泥等，已经建设了碳捕捉利用与封存装置。这些实践都证明在当前的情况下，虽然一些企业没有被纳入到碳市场中，但也在积极为后续纳入进行准备。”

碳排放数据的可靠性至关重要

如何判断一个行业纳入碳市场是否已经时机成熟？GF60 首席经济学家、昆山杜克大学可持续投资研究项目主任张俊杰提出，碳排放数据的可得性、可靠性和准确性是判断一个行业是否可以纳入碳市场的重要标准。对此，何平补充道：“在衡量数据可靠性时，我们普遍关注两个标准：一个是行业集中度，即大型企业在行业里所占的比例，大型企业的数据完备性较好；第二个是生产工艺，工艺的简单比复杂的更容易获得数据。”

“在具有清晰统一标准的前提下，影响数据可得性和可靠性的因素还包括企业的管理能力和对主管部门管理要求的执行情况。”陆冰清以上海试点碳市场为例作进一步说明，“上海的试点碳市场有特别大型的企业，各方面的情况非常复杂，但管理能力非常好，所以提供的数据非常清晰，数据的可得性和有效性也非常高。但也有些企业的数据管理能力和要求执行能力有待提高，即使是比较简单的数据需求也无法支撑。所以企业的管理能力和执行情况也是影响数据的重要因素。”

陈浩表示，在数据的核算方面，需要确定一个相对科学合理的核算标准。对企业而言，可按照数据的合理性进行纳入交易市场的安排，在先后顺序上也会更加公平。

陈浩强调，核查机构相当于代表政府对数据进行核验，所以对核查机构的管理以及对核查机构数据把控能力的评估是非常关键的。“以广东碳市场为例，广东碳市场的数据核查机构在完成企业碳排放数据核验后会提交一份核查报告，针对该核查报告政府会组织第四方专家和机构进行评议，如评议中发现问题则会退回给核查机构和企业，由核查机构和企业进行校正、核对。如果评议后的问

题没有进行整改，那么核查机构后续的评分和参与核查市场的工作都会有一定影响。所以通过第四方的这个核查评议的机制来确定核查机构的报告质量，给出科学评价和打分，能够综合判断核查机构对于数据质量管理的水平和态度，也为碳市场开展相关核查工作提供比较好的依据。”

本报记者 陶青　中国能源网　2022-05-31

每年减排 4000 多万吨 这项煤电厂节能“黑科技”通过鉴定

5 月 16 日，由华中科技大学相关团队参与的“以空气为载体基于余热蒸发浓缩高盐废水及零排放技术”项目通过中国电力企业联合会鉴定。

鉴定现场，经质询答辩、资料审查、讨论评定等严格审议，11 位行业专家组成的鉴定委员会一致认为，这项成果整体达到国际领先水平，同意通过科技成果鉴定。华中科技大学教授张军营估算，全国电厂如能广泛采取该技术，预计每年可减少二氧化碳排放量近 4150 万吨。

解决“脱硫废水零排放”最后一公里

该成果由华中科技大学张军营团队和天空蓝环保研发的“PM2.5 团聚协同脱硫废水零排放技术”与青岛达能环保的“以空气为载体利用余热蒸发浓缩技术”组成。一举实现了脱硫废水零排放、细颗粒物（PM2.5）高效脱除和三氧化硫有效控制。

作为我国能源绿色低碳转型关键，如何发挥好燃煤电厂的调峰保障作用，同时兼顾煤炭低碳清洁化利用，是一项重要课题。

一直以来，脱硫废水是燃煤电厂处理难度最大的废水之一，其中含有大量重金属和氯离子，pH 值偏酸性、固溶物含量高且具腐蚀性。最难解决的便是氯离子和腐蚀性问题。

为此，华电湖北发电有限公司黄石热电分公司，与华中科技大学等多家单位合作，尝试研发相关技术来破解这一难题。

研发团队介绍，他们通过团聚协同技术，以独有的高低温主烟道蒸发技术、使用钝化剂大幅降低减缓氯离子腐蚀速率，成功破解了脱硫废水零排放难题。

华电电力科学研究院检测数据显示，该技术满足不同工况下的脱硫废水处理，每小时能处理脱硫废水 2 立方米，除尘效率提升 12.7%以上；实现非碱基三氧化硫脱除，脱除率达 38%以上，各项指标均达到验收标准。

“该技术投入应用，可大幅降低减缓氯离子腐蚀速率，同时使细颗粒物团聚长大，提高除尘效率。此外，还能有效脱除三氧化硫，降低空气预热器的堵塞风险，提高炉效和机组负荷的适应性。”鉴定委员会副主任、华能集团湖南分公司总经理汪德良表示，该技术路线为解决相关问题提供了新思路，复合药剂可以抑制氯离子对系统的腐蚀。

据悉，在当前废水零排放技术成为燃煤电厂“刚需”技术背景下，脱硫废水零排放领域显示出巨大推广价值。目前，该成果已在华电集团、湖北能源集团、国家能源集团等大型电力集团成功应用，为燃煤电厂末端脱硫废水零排放提供指导及技术支持。

助力煤电节能改造和“双碳”目标实现

“发展清洁电力是企业减轻环保压力、保证环保安全、贯彻落实低碳发展既定目标的长期使命。废水零排放课题组从理论研究到实践探索都取得了可喜的成果。”华电湖北发电有限公司黄石热电分公司副总经理范青松对项目成果充分肯定。

燃煤电厂烟气中的三氧化硫严重影响了电厂机组运行的经济性和稳定性，成为火电企业减碳途中的“绊脚石”。三氧化硫与脱硝系统中的氨生成硫酸氢铵凝结物会造成空气预热器的腐蚀和堵塞，额外增加机组能耗，尤其不利于调峰机组运行。

“煤电发挥托底调峰保障作用，机组中低负荷运行趋多。此工况会造成更加严重的堵塞和腐蚀，因此三氧化硫治理更为迫切。”张军营介绍，“团聚协同多污染物治理技术”突破单一污染物治理技术屏障，创新“以废治废”环保新思路，可从源头治理 PM2.5 逃逸难题。

同时，该技术还能根据煤电灵活调峰需求，达到不同的三氧化硫脱除率，切断硫酸氢铵形成条件，降低空气预热器堵塞风险。降低空气预热器出口烟气酸露点，提高炉效，突破性解决一直困扰燃煤电厂空气预热器堵塞和设备腐蚀的难题，真正达到节能减排增效的目的。

“在煤电调峰升级背景下，该技术改造灵活、提效可调的优势，一举实现了强化减排和废物资源化利用，为燃煤电厂绿色低碳转型提供了灵活多样的选择和整体解决方案。”张军营表示，此次通过技术鉴定，是该技术继年初被列入《环保装备制造业高质量发展行动计划（2022—2025 年）》后，再次得到肯定。如果能在全国广泛推广，其将有力支撑“双碳”目标实现。

科技日报　2022-05-17

铅炭电池：电化学储能新赛道

核心阅读

当前，锂离子电池在电化学储能中占主导地位，但并不意味着它就是市场的“终极选择”。除了铅炭电池，近年来，固态锂离子电池、金属空气电池、新型空气压缩储能等新技术如雨后春笋般不断涌现，以适用于不同应用场景，满足不同的功能需求。

近日，吉林白城年产 20 吉瓦铅炭电池产线正式开工，该项目由国家电投下属吉电能谷（白城）储能投资有限公司参与投建。当前，锂离子电池在电化学储能中已占据绝对主导地位，企业另辟蹊径布局铅炭电池有何深意？铅炭电池适用于哪些场景？其市场前景如何？

具有成本和安全优势

何为铅炭电池？铅炭电池可理解为铅酸电池的升级版。作为新型超级电池，铅炭电池将铅蓄电池和超级电容器两者的技术相融合，是一种既有电容特性又有电池特性的双功能储能电池。具有超级电容瞬间大容量充电的优点，还兼备能量优势，可快速充放电。

近两年，受新冠肺炎疫情等因素影响，锂电池原材料价格大幅上涨。在储能产业快速发展的当下，供应链风险问题突出，相关企业在积极寻找备选方案。

事实上，铅炭电池并非新事物，与锂离子电池和液流电池同为新能源储能电池的三大发展方向。“兆瓦级锂离子电池储能系统价格约 1.7 元/瓦时，铅炭电池储能系统价格约为 1.2 元/瓦时，考虑到残值，有 10%的锂离子电池储能系统可实现回收，铅炭储能有 30%左右。”天能控股集团董事长张天任指出，预计未来几年，锂离子电池价格还将维持高位，而铅炭电池材料价格较为稳定，具备有一定经济优势。

安全性也是铅炭电池的一大卖点。近年来，锂离子电池储能电站燃烧爆炸的事故时有发生，核定原因多为电池“热失控”。“这是由电池特性所决定。铅炭电池无易燃物，能量密度相对较低，温升过程时间较长，易被 BMS（电池管理系统）监控管理，加上无机电解液、阻燃 ABS（热塑性工程塑料）电池壳，不会出现燃烧问题。” 张天任称。

已有多个项目实践

2020 年 5 月，天能集团完成了国家电网雉城 12 兆瓦/24 兆瓦时铅炭储能项目，这是我国首座铅碳电池电网侧储能电站。项目配有 20160 个铅炭蓄电池，总容量相当于 40 多万个 10000 毫安时的普通家用充电宝的电量。

前些年，铅炭电池在储能领域已有多个项目案例，比如，浙江舟山东福山岛风光柴储能电站、新疆吐鲁番新能源城市微电网示范工程、南方电网光储一体化柴储能电站等。中关村新型电池技术创新联盟秘书长于清教指出，作为铅蓄电池升级而来的电容型电池技术，铅炭电池应用领域与铅酸电池高度重合，可作为动力电池、启停电池、储能电池、备用电池和特种动力电池广泛使用。国内外铅酸电池头部企业均进行了相关产品的研发布局。经过多年探索，我国铅炭电池技术已取得长足进步。

业内人士介绍，我国铅资源储量丰富，位居世界第二，不存在资源“卡脖子”问题。铅炭电池性能

远优于传统的铅酸蓄电池，同时又具有与其相近的低廉价格以及成熟的工业制造基础，适用于大规模储能领域。但铅炭电池负极活性碳材料研发类型众多，如何进一步提升性能与做好成本控制上还需进一步平衡。

《2022 储能产业应用研究报告》统计数据显示，2021 年，我国锂离子电池储能装机规模 4658.9 兆瓦/8254.2 兆瓦时，功率规模占比 91.0%；铅蓄电池（包含铅炭电池）储能装机规模 279.5 兆瓦/1632.2 兆瓦时，功率规模占比 5.5%。2021 年，我国新增电化学储能项目 131 个，其中 120 个项目为锂离子电池储能电站。铅炭电池市场规模还相对较小。

鼓励多元化技术路线

当前锂离子电池在电化学储能中占主导地位，但并不意味着它就是市场的“终极选择”。除了铅炭电池，近年来，固态锂离子电池、金属空气电池、新型空气压缩储能等新技术如雨后春笋般不断涌现，以适用于不同应用场景，满足不同功能需求。

国家发改委、国家能源局去年印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》等文件均明确坚持储能技术路线的多元化发展，开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究。

“储能政策层面，我国鼓励不同技术路线‘百花齐放’，铅炭电池与其他技术路线是互补关系。”于清教指出，铅炭电池相对安全、单位能量成本和系统成本低、原材料循环性好、温度适应性好，但同时在度电成本、能效方面不具备优势。随着技术的升级和成本的下降，铅炭电池在储能应用市场将占据一席之地。

张天任介绍，公司正在进一步攻关，提高掺碳技术，保障铅炭电池的循环性能。在他看来，电化学储能市场是以投资收益率来衡量产品优劣，哪种储能电池更适合市场也要根据用户需求而定。在现阶段锂离子电池储能成本出现反弹的情况下，预计铅炭电池储能建设容量会比往年有所增长。

业内人士认为，铅炭电池初始投资成本较低，适用于场地宽裕、成本要求高的领域；而锂离子电池能量密度高，更适合于场地空间有限，对成本接受度相对较好的分布式场景。

本报记者　卢奇秀　中国能源报　2022-05-30

碳达峰不是简单的碳指标数字任务

近期，部分研究机构、部分地区盲目提出提前实现碳达峰，这些观点貌似争先，实则误事。其根源在于，缺乏对碳达峰碳中和目标整体性的正确认识，仅仅把碳达峰作为一个碳排放量数字指标来对待。厘清碳达峰与碳中和之间的关系，才能准确把握碳达峰碳中和深刻内涵，助力实现降碳目标。

碳达峰是碳中和目标的“基线峰”

2020 年，我国向世界庄严提出碳达峰碳中和目标。其中，特别值得称道的是，我国将 2030 碳达峰目标置于碳中和的“旗帜”下，即将曾经承诺过的 2030 年单位 GDP 碳排放量（碳排放强度）目标作为 2060 碳排放绝对值目标的一部分。这就赋予了碳达峰新的内涵：碳达峰是碳中和目标的基线峰，而不是不受碳中和目标约束的碳排放量高峰。

这一基线峰的意义在于一个重大转变：一是我国进入了碳指标绝对值评价新阶段；二是从 2021 年起，我国进入了碳中和目标管理新时期。从这两个要求看，盲目提出提前达峰时间，并不意味着我国已经做好了碳中和的全部准备，或已经建立了目标管理系统。

建立碳中和目标管理系统，最重要的是通过碳达峰，核准我国能源革命、绿色发展的优化基线，分区域、分行业、分能源、分用户预测发展模式和减碳数量，从而进入后 30 年的减碳革命进程。

所以，碳达峰要的不仅是数字，更重要的是模式，要规划出高质量发展的绿色、低碳、循环操作模式，在发展中大幅减少碳排放量。这就需要一一落实目标、指标、技术、项目、投资、效益六位一体的量化评价体系。

其中，目标要能层层分解，确保结果能验证；指标要能量化评估，落实目标管理；技术要能见实效，证明硬核实力；项目要能持续发力，实现减污降碳；投资要能优化分析，产生“金山银山”；效益要能定期核算，享受生态福祉。

这一体系，要在碳达峰过程中进行验证，确保行之有效。必须有能源革命硬核技术为支撑，不断适应技术革命的新形势，从而体现接地气、干实事、见实效。

必须认识到，实现碳中和目标，不仅仅是一场能源革命，还将推动我国生产清洁化水平大幅提高，以及人民生活方式向绿色转变、生态文明价值观深入人心。这一全方位的变革，不是某一部门、某一省市、某一行业的事，而是跨部门、跨地区、跨行业的大事，需要不断深化。

碳达峰是碳中和目标的“信心峰”

用 40 年时间实现碳中和目标，其中前 10 年是用碳达峰检验我们的行动方向、推进模式、技术决策。只有第一步稳扎稳打，实现碳中和目标才有把握和信心。最重要的是，要真正把碳达峰指标变为碳中和目标的分解依据，而不能只停留在绿色金融、绿色能源、绿色交通、綠色建筑等子系统目标的理念层次，而是要真正建立行动系统，通过行动确立信心。

首先要确定合理的碳核算方法。国内已经应用的联合国政府间气候变化专委会（IPCC）清单方法，即由 IPCC 颁布并被各国接受的成果，应该成为“国内统一，国际接轨”的基础。

第二是淘汰“黑色”生产力。确定清洁生产准入门槛，凡有布局越红线、环保不达标、结构不合理、工艺难更新等问题者，都可列入淘汰之列。只有进入清洁生产水平提升行列的，才可要求核算碳排放指标、源头治理方案、废弃物资源化、能源化水平等。要将碳中和目标分解到每个企业的清洁生产指标中，真正使日常生产活动与减污降碳融合。

第三是要将碳达峰任务分解。全国要分区确定碳排放控制目标，以及能源、产业、建筑、生活等重点领域减污降碳协同控制任务量和时间表；同时，要完成本区域各类碳排放源的减碳重点任务和重点项目清单；此外，还要基于对区域森林、湿地、海洋、农田、土地利用等各类碳汇现状的测算和评估，完成区域碳达峰碳中和推进路径和实施方案编制，以及相关碳交易、碳审计、碳核查和碳信息化平台等配套管理平台设计。

第四是通过碳达峰推进碳汇交易。在保证我国碳中和量化目标基线正确的基础上，使我国的碳排放数据在国际互认、碳交易、征收碳税等方面获得正确地位，有利于让世界接受我国在减碳领域的突出进步，并在碳税征收市场取得先机和效益，开拓降碳和增汇效益兼具的路径。

这四方面是最低要求。只有落实在碳达峰实践中，才能真正树立降碳信心。

碳达峰是碳中和目标的“里程峰”

碳达峰碳中和要求要充分发挥好创新作为第一生产力的作用。能源绿色低碳发展要突破储能、智能电网等关键技术，支撑构建清洁低碳安全高效的能源体系。要发展原料、燃料替代和工艺革新技术，推动钢铁、水泥、化工、冶金等高碳产业生产流程零碳再造。加快发展新能源汽车技术，形成公路绿色低碳运输方式。同时，建筑领域要发展“光储直柔”配电系统相关技术，助力实现用能电气化。要发展碳汇和碳捕集利用与封存等负排放技术，着眼长远还应发展非二氧化碳温室气体减排技术。要统筹考虑资源约束问题，加强产业技术集成耦合创新、注重颠覆性技术创新， 并加强青年科技人才的培养。

要达到上述要求，必须探索可持续的创新模式，打破在政府决策、行业实践、技术评定等方面广泛存在的利益掣肘。

总之，碳达峰并不是简单的碳指标数字任务，不需要盲目提前完成碳达峰任务。只有全力打造有利于节能降碳的技术支撑体系，并通过实践验证，最终提前实现碳中和目标，才是硬道理。

（作者系中国环境科学研究院原副院长）

夏青　中国能源报　2022-05-30

梯次利用电池储能将承担重任

5 月 19 日，湖北省人民政府印发《湖北省能源发展“十四五”规划》，其中提到：

改革创新深入推进。“放管服”改革扎实推进，“一网通办”全面落实，强化事中事后监管，能源行业治理初步实现从以项目审批为主转向规划、政策、监管、服务并重。氢能“研发+制氢+储运+应用”全链条发展格局初步形成，建成加氢站 12 座，推广应用氢燃料电池车 210 辆。

积极探索氢能开发利用。聚焦制氢、储运、加注、燃料电池等氢能产业链核心环节，推动基础前沿和共性关键技术和装备研发。鼓励质子交换膜燃料电池、固体氧化物燃料电池发电及分布式能源系统技术攻关，建设可再生能源绿电制氢、工业尾气制氢、大规模氢气提纯、储供氢关键设备等氢源供应及配套装备制造项目，加快氢能在交通运输、工业、储能调峰、分布式供能等领域应用，规划加氢站等配套氢能供应基础设施建设。

支持能源新产业、新模式、新业态创新发展，依法破除市场准入、投资运营、参与市场交易等体制机制壁垒，营造有利于商业模式创新的市场环境，培育壮大综合能源服务、储能、充电桩、氢能源企业等新兴市场主体。

推动电动汽车、氢燃料电池、智慧节能建筑等能源与交通、建筑领域的跨界融合，探索推广 V2G、商业储能、虚拟电厂、“光伏+”等新型商业模式。

王玮　环境经济　2022-05-20

推广绿色建筑　助力低碳发展

绿色建筑是在全生命周期保持低能耗且实现环境友好的建筑。通过节能技术和设计提升低碳水平、因地制宜利用可再生能源降低能耗、绿化屋顶改善局部循环……近年来，一些国家不断推广绿色建筑，进行了许多有益的探索和尝试，有效地减少了建筑的碳排放。

德国

被动房，节能环保受关注

冬天不用开暖气，夏天不用开空调，湿度常年维持在 40%—60%，PM2.5 值维持在 75 以内……近年来，起源于德国的被动房以其较高舒适性和能耗大大低于传统建筑的特性，受到越来越多的关注。

在德国西南部城市海德堡，紧邻老城的列车新城是目前全球最大的被动房建筑群之一。这片由废弃货运站开发的新区占地面积达 116 公顷，以其先进的节能效用和较高的生活质量，成为海德堡的新名片。在去年举行的第二十六届联合国气候变化大会上，列车新城被列为可持续城市发展的最佳实践范例。

“穿衣戴帽”环保设计

根据德国被动房研究所的定义，被动房是指“仅通过新风系统的后冷却或热补偿来实现热舒适的建筑”。换言之，被动房通过给整个建筑物“穿衣戴帽”，提高建筑保温隔热性能和气密性，并充分利用自然通风、日晒采光等被动热源，降低建筑物的碳排放。

从海德堡火车站步行 15 分钟，记者来到列车新城，只见公园绿地和人工河道等景观贯穿其间，一幢幢白色房屋整齐排列。乍一看，眼前这些房屋并没有特别之处，“穿衣戴帽”如何实现？

被动房与传统建筑的区别首先体现在外墙。在德国，一般民用建筑的外墙厚度在 350 毫米左右，而列车新城被动房则超过 500 毫米，其中包含 200—325 毫米的保温层。窗户亦是如此，相比一般建筑标配的双层玻璃窗，符合被动房标准的节能窗有 3—4 层，并且玻璃层间还灌入惰性气体，附以可升降的外遮阳设备，极大地降低了热传导和热流失。即使在冬夜，室内玻璃表面温度也不会低于 17 摄氏度。外墙底部的地基部分同样也被保温材料盖得严严实实。

地基再往下，是被动房除保温层外的另一个核心装备——新风系统。室外的新鲜空气进入被动

房室内前，首先要经过深埋地下的进气管，进气管利用地面余温将其预热至 5 摄氏度，此后这些空气再经由送风设备过滤、灭毒、杀菌，并通过新风换气机与室内浑浊气体热交换，吸收其 80%的热量，保证了室内空气质量清新且温度适宜。

尽管被动房的原理听起来并不复杂，但要真正建造却绝非易事。德国经过长达 20 余年的实践，摸索形成了一套认证体系。不管是建筑能耗、房屋气密性，还是暖通设备、新风系统、保温层、门窗等设施都有一系列基于数据的验收标准，只有通过了所有检测，提交多达 15 份材料证明，才能被认证为被动房。

为了达到被动房能耗标准，列车新城内每个建筑项目筹建时都有经过认证的被动房规划师参与讨论，并针对项目各自的特点给出不同的能源供应方案并制定节能策略。

除了被动房建筑本身，列车新城还有许多节能减排的环保设计。新城内每户居民家中都安装了智能电表，以监测能源消耗并确定潜在的节能领域；由远程管理系统控制的 LED 路灯，则可以根据城区实际需求调整照明亮度。

如果从高处俯瞰整个新城，则会发现更多玄机。大面积的绿色屋顶上，不同颜色的景天科和禾本科花草混种，色彩缤纷，赏心悦目。

这样的绿色屋顶不仅可以美化环境，更是调节温度的好帮手。研究显示，在德国，有植被覆盖的屋顶与裸露屋顶的温差最高可达 40 摄氏度。植被可以减少屋顶结构层的温差变化，从而延缓下方防水层、保温层、建筑层的老化，增加建筑使用寿命。此外，绿色屋顶还可以储存雨水，从而降低洪水风险，并为野生动物提供栖息地。

低碳宜居设施配套

目前，整个列车新城已建成 3000 套住房、两个托儿所、两个游乐场、一座公园、一所小学、一个社区中心以及相关商业配套设施。

记者随后来到位于列车新城中心的伽达默广场。时值午后，广场上热闹非凡。孩童们嬉戏玩耍，青年学生或踢球或踩滑板……在高度老龄化的德国，此番景象并不常见。

“列车新城居民的平均年龄只有 29 岁，90%左右的居民年龄在 45 岁以下。”列车新城市政新闻办公室在致记者的书面回复中表示。

节能环保的被动住宅、交通便利的地理位置、亲近自然的社区景观……列车新城成为海德堡一房难求的热门板块，吸引大批年轻民众搬来此处。在当地主要的租房中介网站上，列车新城仅剩 3 套空置房源正在出租。

“这里的居住体验真的太棒了。楼下是绿地和水源，房间里非常舒适，能源消耗也比普通住宅要低得多，可以省下一大笔钱。”居民伍特勒和儿子在楼下的人工溪边玩遥控船，不远处，两只野鸭正在悠闲地凫水。

位于伽达默广场一角的库伯酒店，是海德堡第一家被动房酒店，这也成为这家酒店的最大卖点。“酒店安装了新风系统，使得房间不开窗也能保持清新的空气。”酒店前台工作人员艾玛介绍，自开业以来，这座被动房酒店颇受客人欢迎，入住率在周边地区处于较高水平。

政策支持产业发展

近年来，能源问题在德国持续引发关注。据统计，2020 年，暖气、热水供应及照明等家庭能源需求占德国终端能源消费的 26%。提高建筑能效成为德国国家能源政策的重要一环。

1977 年，德国颁布第一部节能法规《建筑保温条例》，此后不断修订，并陆续推出环保领域的相关法律。2019 年，德国通过新版《建筑能源法》，该法成为绿色低能耗建筑的标准法律框架。根据该法案，2021 年起，新建建筑须达到近零能耗，2050 年所有存量建筑达到近零能耗。为了达到此目标，德国政府近年来加大对被动房等节能建筑的推广力度，包括列车新城在内的许多节能绿色环保建筑项目在德国各地纷纷推出。

尽管在节能环保方面有着卓越表现，但高于一般建筑的造价，在一定程度上影响了被动房的推广。

为此，德国政府通过推出低息贷款和建设补贴等措施支持被动房建造。以列车新城为例，德国复兴信贷银行、巴登—符腾堡州银行面向购房者提供不同形式的低息贷款。海德堡市政府则推出总额 600 万欧元的资助计划，为新城内的 300 个居住单元提供补贴，使中低收入市民也有机会入住。

被动房等新型绿色建筑的快速发展，也促进了德国环保建筑产业不断扩大。从建筑方案设计及咨询、建材研发生产，到建筑施工、运营等各环节，创造了大量就业岗位。仅列车新城的建设，就带来了超过 6000 个工作岗位。

德国在被动房等领域的政策尝试，也在欧盟层面得到了认可。目前在欧洲，超低能耗的被动房数量正以每年 8%的速度递增。在越来越多的国家，按照被动房标准建造新建筑或改造、翻新建筑也被认定为实现减少建筑物碳排放目标的重要途径。

巴林

巧用风力发电

阿拉伯半岛一角，巴林首都麦纳麦。两座上尖下宽的高楼相对矗立，仿佛一对比翼的风帆。双塔以 3 条横梁相连接，每条横梁上都装有一座巨大的“风车”。它们在经年不息的海风中不停转动，为大楼源源不断地输送清洁能源—

这就是巴林世贸中心，一座将风力发动机组与建筑融为一体的摩天大楼。

巴林位于卡塔尔和沙特阿拉伯之间。独特的地理气候条件，使得当地拥有丰富的海风资源，也为风能建筑的实践提供了良好的天然环境。

巴林世贸中心高 240 米，共 50 层，其造型灵感来源于传统阿拉伯式“风塔”。双塔之间的 3 条横梁分别位于建筑的 16 层、25 层和 35 层。其上安装的“风车”是直径 29 米的水平轴风力发电涡轮机，“风车”叶片每分钟转动 38 次，通过安装在引擎舱的一系列变速箱，最终让与其相连的发电机以每分钟 1500 转的转速运行发电。

站在高楼下仰望，海风徐徐吹来，有时在地面感受不到太大风力，但上方的“风车”却转得飞快。这得益于建筑师肖恩·奇拉的巧思，他利用空气动力学原理将两座塔楼的平面和剖面设计成椭圆形和帆形，使来自海上的风集中通过双塔之间。

具体而言，椭圆形截面使双塔间的空间陡然变窄，构造成一个负压区域，将塔间的风速提高了 20%，从而大大提升了风力发电涡轮机的工作效率；而三角风帆形状的楼体则起到导风板作用，引导更多的风吹向低处的风力发电涡轮机，让 3 座风力发电机以大致相同的速度转动。

据介绍，3 座风力发电涡轮机每年约产生 1200 兆瓦时的电力，可满足巴林世贸中心约 15%的电力需求，相当于 300 个巴林家庭一年的用电量，约等于 200 万吨煤或者 600 万桶石油的年发电量。

除了独特的“风车”，巴林世贸中心在设计和建设过程中还采取了多项措施以降低碳排放。例如，在室外环境和空调房间之间设置缓冲空间，降低热空气温度并减少空气对流传热；在没有遮阳设施的外立面使用低遮阳系数的高性能太阳能玻璃，以此获得尽可能少的太阳能热量；大楼还在入口处设置水池，对进入建筑内部的空气进行降温……

自 2008 年建成以来，巴林世贸中心获得多个建筑与环保领域的重要奖项。奇拉表示，用严谨科学的设计实现建筑可持续愿景，是这座建筑传递出的重要信息。

当前，巴林正通过多种形式发展包括太阳能、风能和垃圾发电等在内的可再生能源项目。据当地媒体报道，巴林政府已通过“2030 愿景”计划，提出一系列关于保护自然环境、减少碳排放和促进可持续能源发展的措施。由此制定的国家可再生能源行动计划，力争到 2025 年，可再生能源发电量达到全国发电总量的 5%，到 2035 年时该数字上升为 10%。

巴西

注重气候适应性

走进巴西东南部城市库里蒂巴的豪尔社区，街道两旁整齐的深色房屋中，一座风格简约的纯白色房屋分外抢眼。走上前，率先映入眼帘的便是屋顶上一片生机盎然的绿色。

房屋主人兼设计者科斯廷和他的家人已在这里生活了 5 年。这座房屋不仅建筑方案简单经济，

入住后也易于维护，是一种可复制性较强的、经济环保的气候适应性建筑。

建筑领域是碳排放大户，因而也成为全球碳减排的重点领域。随着绿色建筑的不断发展，气候适应已成为当前建筑行业重要研究方向之一。气候适应性建筑在设计中以所在区域的气候状况为基础，从人体舒适度出发，充分考虑季节、阳光、风向、降雨和湿度等气候因素，以求提升建筑的节能性能，同时让使用者拥有绿色健康生活。

在科斯廷家中，极简环保的设计理念体现在种种细节之中——

屋顶绿地种有多种本土喜光景观植物，其土壤层下叠铺了由花岗岩、沥青、黏土等材料组成的支撑层、隔热层、隔水层、排水层等。这样的设计既优化了屋顶的防水效果，又可在夏季降低室内温度、冬季减少热量流失。

屋顶上的蓄水池和水泵组成了雨水收集系统。“库里蒂巴多雨，这个系统不仅可以确保雨水被充分用于灌溉院内植被，还能减轻下水道排水压力。”科斯廷说。

8 块闪亮的太阳能电池板构成了房屋的发电系统。当地政府鼓励民众使用清洁能源，科斯廷仅用一周时间便拿到了安装太阳能屋顶电站的审批许可，并有专人上门安装、调试设备。他向记者介绍：“这组太阳能电池板功率超过两千瓦，每日转换的电能供给家庭日常生活使用绰绰有余。”

此外，通体白色的房屋本身也起到了反光、减少吸热的作用。房屋内没有安装空调，电扇也很少使用，这要归功于房屋的自然通风设计。房屋所有环境都实现了自然通风，并通过沿盛行风向设置大开口来增强空气流通。

交谈之间，一只绿色的蜂鸟突然到访，飞速扇动着翅膀，在花丛间穿梭。科斯廷对此习以为常，“除了蜂鸟外，蜜蜂、蝴蝶也是家中常客。这些辛勤的花粉传播者对促进院内植物的健康生长功不可没。”

科斯廷给记者算了一笔账，尽管房屋的设计听起来复杂，但实际上造价并不高，“与其他同等规模的独院住宅相比，节省了近 1/3 的建造费用。”

在巴西，气候适应性建筑已成为一种常见建筑类型。能源与环境设计先锋（LEED）2021 年公布数据显示，在 2019 年年度全球十大 LEED 市场排名中，巴西认证的绿色环保建筑数量位居全球第五。巴西非常重视推广绿色建筑，许多地区推出相应政策，支持发展秸秆、木屑等生物质建材，推广以工业废渣、建筑渣土等为原料的新型建材，努力降低建材消耗。

“我的设计虽然简单，但能在环保节能、可持续发展的条件下充分满足我们一家的生活需求。如果这种理念和设计可以影响到其他人，让他们也做出简单而有益的改变，何乐而不为？”采访结束时，科斯廷笑着说。

记者李强 周輞 毕梦瀛　人民网－人民日报　2022-05-23

我国石化领域首个“双碳”平台有望明年启动

“石化行业产品覆盖面广、产业关联度高，是我国工业部门中高耗能、高排放行业之一，面对碳达峰碳中和目标，减排是一个现实而紧迫的任务，这是挑战更是机遇。”中国石化石油化工科学研究院（以下简称“石科院”）院长李明丰日前表示，“我国石化行业目前仍面临基础数据弱、制约因素多、减排任务重等难题。”科学降碳无疑是引导石化行业实现净零排放的关键，政策法规、数据信息共享、技术创新都将在其中发挥重要作用。

探索净零路径

石化行业是交通能源和基础化工原材料的重要保障行业，碳排放规模不容小觑。“约占到全国碳排放总量的 6%，大约是 6 亿多吨。”李明丰称。

李明丰指出，石化行业净零排放分为两个范畴，即自身净零和上下游价值链净零，整个行业碳中和应遵循技术驱动、价值引领，坚持先立后破、循序渐进，通过各个环节不断脱碳。自身净零范畴内，2020 年-2025 年间可以通过能效提升、资源高效利用、工艺过程碳排放控制等手段减排。2025

年-2030 年间，则需要引入废塑料、化学循环等，加强资源循环利用。

“过去我们将废塑料当成垃圾，但实际上这是很好的资源。与原油的加工路线相比，废塑料化学循环生产塑料单体的碳足迹可降低至少 40%。”李明丰说，“我国每年新生垃圾塑料达 6300 万吨，以我国 2/3 的废塑料实施化学循环计算，每年可实现碳减排 4700 万吨。”

探索石化净零路径需要政策法规的引导和支撑，有专家认为应通过碳配额制度、碳抵消政策以及税收政策鼓励石化减排。一方面通过碳抵消政策鼓励石化企业实施循环经济技术，为上下游价值链提供低碳支撑；另一方面，对生物柴油、废塑料化学循环再生塑料给予税收优惠，调动石化行业生产和利用“绿色原料”的积极性。

德勤中国石油、天然气及化学品卓越中心主管詹伟祥认为：“应该全国一盘棋，合理高效利用石化资源，政策引导配合商业和社会资源合理调控。”

低碳数据共享

我国石化行业脱碳的挑战主要来自两个方面，一是现阶段的低成本减排，二是向化工转型中的碳排放控制。当前最重要的是要梳理出降碳过程的主要矛盾与次要矛盾，有针对性地制定策略。

“石化行业是典型的复杂流程工业，流程长、体量大、发展惯性大，减排过程中的制约因素非常多。”石科院低碳中心副主任吴昊坦言，“由于体系复杂，相关数据摸查艰难，导致我国尚未形成一套完整的行业碳排放和产品碳强度数据体系。”

据了解，石科院承担了我国首个石化领域“双碳”平台建设任务，这是工信部重点原材料行业碳达峰碳中和公共服务平台项目之一，包含占全国 40%以上碳排放的 5 个行业。李明丰介绍称：“这是个公共开放的平台，包括低碳技术验证平台、低碳产品检测与评价平台、碳足迹数据库、低碳标准体系、低碳公共服务等内容，最快明年上半年完成系统上线运行。”

上述平台的主要任务是“摸清家底”，即每家企业每台装置的碳排放情况，为碳数据和信息的管理提供指导。“目前，我国石化行业的统计数据比较粗放，主要统计企业整体排放数据，没有细化到生产流程、产品碳强度等领域，必须建立一个信息更为丰富和全面的数据库。”李明丰表示，“这样不仅可以指导生产过程中的低碳优化，还能推进全行业低碳产业链的构建，甚至可以推动国家低碳政策的制定，比如划定产品碳强度基准线等。”

推动石化氢能耦合发展

推动石化行业大规模减排，氢能拥有一席之地，两者耦合发展潜力不容忽视。

石科院作为支撑我国炼油技术发展的最重要的研究院之一，正在开发先进的质子交换膜电解水制氢技术，部分关键技术已在燕山石化成功示范应用。根据该院的数据，氢气用量约占炼厂原油加工量的 1%-2%，我国每年加工 7 亿吨左右原油，氢气消耗量达 1000 万吨/年左右。即使 50%的氢气实现绿氢替代，每年可实现的碳减排量将达 1 亿吨左右，绿氢在石化领域的应用前景广阔。

“生产绿氢，一方面可以有效利用弃风弃光的电力，实现就地消纳，另一方面可以替代化石能源制氢。”李明丰称，“由于产量有限、价格较贵，目前仍然以探索化石能源制氢和可再生能源制氢的耦合式发展为主。”

李明丰介绍称，中国石化主要绿氢项目包括新疆库车绿氢项目、乌兰察布绿氢项目、鄂尔多斯绿氢项目。其中新疆库车绿氢项目年均发电量 6.18 亿度，年产 2 万吨电解水制氢，储氢规模约 21 万标立方。乌兰察布绿氢项目还在前期研究阶段，鄂尔多斯绿氢项目计划计划近两年建成，绿氢主要供应周边煤化工企业。

德勤中国能源、资源及工业行业主管合伙人郭晓波指出，目前限制绿氢大规模开发应用的首要因素是成本，主要包括电解槽系统成本、可再生能源电价等。

本报记者　王林　中国能源报　2022-05-23

地热能

地热要想“热”起来，还得多添几把火

“地热作为五大非碳基能源（太阳能、风能、水能、地热能、核能）之一，在‘双碳’行动中起到不可替代的作用。目前，地热开发迎来一个蓬勃发展的大好时机。尤其是中深层地热，资源开发潜力巨大。”近日，在 2022 年第四届地热开发百人论坛暨中深层地热能技术应用线上研讨会上，中国科学院院士、中国地热产业工作委名誉理事长汪集暘说。

但是，在汪集暘看来，如地热取热不取水、地热回灌、地热高效空气钻井等技术，还存在亟需突破的瓶颈。那么，如何让地热越来越“热”？

原标题：地热能期待热起来文|

中深层地热资源未充分利用

“目前看，我国在浅层地热利用方面做得还不错。但很多人热衷于开发深层的干热岩，它虽然数量大却取不出来，可望而不可即。与之形成对比的是，值得投入更多精力的中深层地热却被忽略了。”汪集暘坦言。

中国地热产业工作委主任、中信建筑设计研究总院有限公司副总工程师陈焰华称，水热型（中深层）地热资源潜力评估显示，我国水热型地热资源总量折合标煤 1.25 万亿吨，年可采量折合标煤 18.65 亿吨。其中，以中低温资源为主（资源总量 1.23 万亿吨，年可采 18.47 亿吨），高温资源为辅（资源总量 141 亿吨，年可采 0.18 亿吨）。

据记者了解，有业内专家在调研中发现，我国地热资源类型多样，目前已发现的中高温地热资源主要分布在西部地区，高温地热系统达 200 多处，总的热储热能约为 115 亿吨标煤，占全国热储热能的 81.6%，水热型中高温地热资源年可开采量折合标准煤约 1800 万吨，发电潜力约 7120 兆瓦，具有储量大、分布广、质量优等特点。然而，我国中深层地热资源的开发利用潜力远未充分挖掘和释放。

新技术渐获实践

据陈焰华介绍，随着我国地热能新的技术理念不断涌现，地热资源开发亦走向深层，取热不耗水、全部同层回灌技术、无干扰井下换热技术，在陕西、河北、北京等地已逐步有一些实践。

以北京为例，今年 3 月，北京首个中深层地热（井下换热）试验井顺利通过专家评审验收，成功落地城市副中心站交通枢纽项目，验证了 2745 米深的地热井热泵系统为枢纽供暖的技术可行性，规模化应用后每年可减少二氧化碳排放量约 6 万吨。

在北京市发改委大力支持下，北京城市副中心站综合枢纽建设管理有限公司瞄准了北京尚未应用过的中深层地热（井下换热）热泵系统。据介绍，单口试验井占地只有 2 米×2 米，井内一根 20 厘米直径的钢管，钻进 2745 米深的地下，获得中深层地热能，可为建筑提供供暖热源。

据了解，该中深层地热井在 2000 米—3000 米内，且项目处于地质断裂带，地质条件复杂多变，行业内尚无同类项目范例与精准数据。为此，副中心站枢纽建设公司与北京市政总院、清华大学建筑设计院等多家单位通力协作，在试验井施工过程中同步进行地质勘验，不仅穿越了多处严重失漏区和坚硬地层，还攻克了成井工艺、井下换热、井温全程监控、热泵系统配适等核心技术难题。最终，结果显示，该井稳定输热能力达 550 千瓦，最高超过 660 千瓦。在采暖季，一口井就可解决不少于 2.5 万平方米建筑面积的供热需求。

验收专家组一致认为，该项目实现了中深层地热（井下换热）热泵技术的供热能力突破，为北京市进一步大规模推广应用提供了有益的实施经验和坚实的数据支撑。

在清华大学建筑学院建筑技术科学系副教授魏庆芃看来，以中深层地热能为基础，以零碳电力驱动，打造多种可再生能源耦合应用的清洁供能（冷、热、电）系统，可实现从清洁供热向零碳供能

的提升。

需政策、技术等全方位发力

汪集暘结合目前我国中深层地热开发利用现状分析认为，中深层地热开发仍落后于浅层地热。

多位专家也表示，我国地热在利用方式和商业模式等方面还需要创新。若要地热市场真正“热”起来，还得多添几把火。

对此，中国地热产业工作委专家委员会主任郑克棪表示，地热的发展首先离不开政策的大力支持，同时也需要关键核心技术的支撑。“地热目前还是新生事物，技术上需要提高效益，经济上需要降低成本，如果没有政策支持，无法与常规能源竞争。就像当初的风电和光伏，如果没有国家的各种补贴支持，也不会迎来今天的大发展。”

另外，郑克棪指出，对地热征收资源税让地热行业雪上加霜。“各国都实行对可再生能源的优惠政策，对应征的营业税也适当减免，利用风能、太阳能都不需要缴纳资源税，但对地热仍在征收资源税。”郑克棪说，“既没有补贴，头顶又悬着巨额的资源税，这种情景下，还有哪个开发商愿意投资？”

谈及中深层地热开发的未来发展方向，汪集暘强调，必须加大科技投入，并将“政、产、学、研、金、服、用”等方面有机结合，才能推动产业持续健康发展。

本报记者 张胜杰　中国能源网　2022-05-22

生物质能、环保工程

安徽阜阳蹚出秸秆能源化利用新路子

5 月底的安徽阜阳，骄阳似火，热浪翻滚。随着收割机陆续开进麦田，阜阳地区小麦收割拉开序幕，秸秆打捆也将进入繁忙状态。“打捆机早已蓄势待发，农忙时节要抓紧，环保收益两不误。”阜阳市艺明农牧科技有限公司总经理张军告诉记者。

“农民再也不用愁秸秆放哪了”

近年来，阜阳地区深耕农作物秸秆饲料化、基料化、能源化、原料化、肥料化，不断丰富秸秆产业链新业态，走出一条变废为宝、清洁低碳的绿色生态发展之路。“之前焚烧秸秆到处‘乌烟瘴气’，全部还田还增加病虫害。”张军说，近年来在当地政府支持下，该地区成立了生物质成型燃料和深加工公司。每年光洪山镇秸秆打捆收储运就近 200 万吨。“在太和县，差不多每个镇都有固定收储点，前脚收割粮食，后脚打捆秸秆，农民再也不用愁秸秆放哪了。”

《阜阳市第三次全国国土调查主要数据公报》显示，阜阳市耕地总面积 940.36 万亩，是国家大型商品粮、棉生产基地，每年产生大量小麦、玉米等农作物秸秆。近年来，当地政府在秸秆能源化、资源化综合利用方面的支持力度不断加大。

记者从阜阳市农业农村局了解到，2021 年，阜阳市农作物秸秆理论资源量 849.57 万吨，实际可收集量约 700.46 万吨，综合利用量 669.98 万吨，占可收集秸秆的 95.65%，能源化和原料化利用量占总利用量的 36.5%。截至目前，全市已初步建成完备的秸秆收储转运体系。

秸秆“能源化”方兴未艾

记者从临泉县农作物秸秆综合利用统计表上看到，秸秆电厂、固化成型燃料、秸秆热解气化、秸秆沼气等年度能源化利用量 52.6 万吨，在秸秆综合利用类型中占比第一，饲料化利用次之，为 46.8 万吨。

“在临泉县，2021 年全年秸秆可收集量 150 多万吨。国能临泉生物发电有限公司和临泉国能天然气有限公司有效带动当地秸秆能源化转型。秸秆能源化利用催生了秸秆经纪人产业，很多农民有了新身份，每年为两个‘国能’源源不断地提供打捆秸秆。”临泉县农业农村局工作人员说。

记者从阜阳市农业农村局获悉，截至目前，该市拥有重点能源化利用企业 40 余家，秸秆年度能源化利用规模超过 210 万吨，占秸秆利用总量的 32.4%。

近年来，阜阳市鼓励热负荷较大且稳定的园区发展农林生物质热电联产项目。来自阜阳市发改委数据显示，“十三五”期间，全市新增农林生物质发电新增并网容量 9.3 万千瓦，基本实现了“秸秆资源丰富地区布局 1-2 个农林生物质发电项目”的目标。截至 2021 年底，全市生物质发电项目并网容量已超过 25.3 万千瓦。

国祯美洁（安徽）生物质热电有限公司党支部书记刘宏向记者介绍，该公司利用农林废弃物作为燃料发电、供热，燃烧产生的灰渣作为原料生产生态有机肥、土壤修复剂和土壤改良剂，形成了生物质—电—热—肥料循环经济产业链，实现了生物质资源从田间来到田间去的可再生资源循环利用。项目每年可发电 2.5 亿千瓦时、供蒸汽量 25 万吨，消耗生物质 43 万吨。经测算，项目每年可节约化石能源 20 万吨、减少温室气体排放 903.6 万吨。

而在生物天然气方面，阜阳市下属阜南县也走出了县域有机废物全利用、县域利用全覆盖、复合利用全循环的生物天然气产业化发展新路子，被称为生物质综合循环利用的“三全”模式，以及全市秸秆利用的样本。

秸秆炭化联产燃气项目也是农业低碳循环经济中的重要一环。据安徽省升泰节能科技服务有限公司技术带头人刘付军介绍，该公司正致力于将传统的秸秆直接还田的做法创新转变为“收储—炭化—产品化—还田”，目前已攻克炭化转窑技术，市场化规模运营后将有效实现农田土壤碳封存，在减少温室气体排放的同时，促进秸秆全量化利用和耕地质量提升。

政策催生“新引擎”

蒸蒸日上的产业发展离不开政策的强有力支持。现如今，安徽省发改委、能源局印发的《安徽省“十四五”可再生能源发展规划》为阜阳市农作物秸秆能源化利用又增加了“新引擎”。

上述《规划》明确，加快推广秸秆生物天然气技术，支持秸秆气化利用工程，形成并入天然气管网、锅炉燃料、发电等多元应用模式；鼓励发展秸秆热解气化、炭化及纤维素乙醇等秸秆燃料化产业，支持采用生物质锅炉供暖；继续加大可再生能源发展力度，在肥东县、利辛县、太和县、临泉县等十几个区县布局以热供为主的农林生物质热电联产项目。

根据《阜阳市生物天然气产业中长期发展规划（2021-2030 年）》（草案），未来该市将致力于大力推动生物天然气，规划用于生产生物天然气的秸秆量将达 196 万吨/年，生物天然气产能潜力可达 3.34 亿立方米/年。

为此，阜阳市委、市政府专门印发《关于推广农业废弃物综合利用发展生物天然气阜南“三全”模式的意见》，推动新旧动能转换，培育壮大绿色可再生新能源新兴产业。

据介绍，阜阳市下一步将稳定发展秸秆综合化循环利用，重点围绕生物天然气阜南“三全”模式，不断优化“五化”利用结构，挖掘能源化利用潜力，注重自主研发，提升科技含量，探索秸秆高附加值的利用新途径。

本报记者　范彦青　中国能源报　2022-05-30

山西首个生物天然气工业直供项目投运

本报讯　日前，山西省首个生物天然气工业直供项目在朔州市应县投运，产出的甲烷浓度达到98%的合格生物天然气顺利并入燃气管网，并直接运用于应县陶瓷产业集群，实现了有机废弃物的循环利用。

该项目由华新燃气集团投建，应用了目前国内领先的中温厌氧发酵技术，通过多重工艺路线，实现了粪污自动化处理和循环利用。项目年可处理牛粪粪污 20 万吨，年产沼气 1000 余万立方米，通过脱碳提纯，年产生物天然气 460 万立方米，年产沼液 11.7 万吨，年产沼渣量约 6 万吨。

“应县作为畜牧大县，大型牧场聚集，畜禽粪便一直是困扰当地环境的重要因素。项目的落地运

行，既变‘废’为‘宝’，解决了当地环境难题，为加快推进畜禽粪污资源化利用发挥了重要支撑作用，又为当地工业燃料的提档升级和低碳化改造提供了有力支持，起到了很好的示范带动作用。”山西省农业农村厅畜牧局局长谢卓说。

据华新燃气集团新能源发展中心主任刘祺介绍，依托该项目，华新燃气集团联合多家专业院校和科研院所，开展了沼液培育微藻、盐碱地改良等创新技术的联合攻关研究，以实现生物质能源产业与生物捕碳、有机旱作农业的耦合发展。

武小渝　中国能源报　2022-05-30

生物质锅炉“优胜劣汰”再升级

日前，广东省生态环境厅发布《关于进一步加强固定源和移动源氮氧化物减排工作的通知》。《通知》指出，广东省将持续推进生物质锅炉的淘汰整治，优先淘汰由燃煤改烧生物质的锅炉。生物质锅炉氮氧化物浓度超过排放标准限值的应配备脱硝设施；采用 SCR 脱硝工艺的，要及时对催化剂使用状况开展检查，确保脱硝系统良好稳定运行。

事实上，广东省对于生物质锅炉的“淘汰整治”工作开展已久。当地的生物质能相关企业面临怎样的生存环境？作为可再生能源的生物质能利用，为何在广东举步维艰？

生物质锅炉恐遭“一刀切”

“我们在珠三角地区的所有生物质锅炉已经都被‘灭’掉了。去年，有两台 40 蒸吨/小时的生物质专用锅炉，各项排放指标都非常好，仍然被责令拆除了。哪怕是提高一点排放指标的要求，我们通过技改也能达标的，可是根本没给机会，完全就没有生存空间。”广东某生物质运营企业相关负责人张某告诉记者，从 2020 年开始，广东省就已经开启了对生物质锅炉的整治行动，“无论是煤改生物质锅炉，还是生物质专用锅炉，几乎无一幸免。”

记者注意到，此次《通知》特别强调，要“优先淘汰由燃煤改烧生物质的锅炉”。张某告诉记者，实际上，广东更早在 2010 年广州亚运会前，就曾对燃煤小锅炉进行过集中清理。“当时，确实有很多企业为了方便省事，将原有燃煤锅炉进行改造后，改烧为生物质颗粒。但在使用过程中，企业慢慢发现，由于煤炭和生物质颗粒的热值、挥发酚等不同，煤改生物质锅炉的热效率偏低，排放也存在一定问题。“即便是从自身经济性方面考虑，企业大多也会自发选择更换生物质专用锅炉。”

“其实，广东 4-5 年前就已经基本清理完毕煤改生物质的锅炉了。所以，这次省里的‘淘汰整治’在实际执行过程中就是针对所有的生物质锅炉，专用炉也不行。”张某说。

张某指出，生物质锅炉被清理后，企业多改用燃气锅炉作为替代。“以前我们烧生物质成型颗粒，1 吨工业蒸汽的价格是 200 多元，改烧天然气后基本都要达到 300 元-400 元/吨。”

广东并非孤例

2019 年 1 月，广东省在《打赢蓝天保卫战实施方案（2018—2020 年）》中就提出，持续开展生物质成型燃料锅炉的专项整治工作。2021 年初，广东省政府印发《“三线一单”生态环境分区管控方案》，要求在珠三角核心区逐步淘汰生物质锅炉、集中供热管网覆盖区域内的分散供热锅炉，逐步推动高污染燃料禁燃区全覆盖；同年 8 月，广东省生态环境厅在《关于 2021 年工业炉窑、锅炉综合整治重点工作的通知》中再次明确表示，优先淘汰由燃煤改造为燃生物质的锅炉，并要求各地在 2021 年 8 月底前将生物质锅炉淘汰计划上报省生态环境厅。

其实，生物质锅炉遭遇“一刀切”，广东并非孤例。去年 2 月，河北省唐山市也曾下发《关于开展锅炉整治提升专项行动的通知》，目标就是推动唐山市 7 个区和高新区实现生物质燃料锅炉“清零”，要求建成区范围改为电锅炉，其他区域改为燃气锅炉或电锅炉。本报曾就此进行过报道。

日前，记者再度联系唐山市某生物质锅炉运营企业了解事件进展，企业负责人告诉记者，自去年初至今，公司的生物质锅炉一直处于停炉状态，蒸汽供应全靠燃气锅炉。“前几天我们去找主管部门又询问过，没有得到明确答复，感觉这个事就这么被搁置了。”

生态圈构建有待政企合力

根据国家发改委 5 月 10 日印发的《“十四五”生物经济发展规划》（下称《规划》），生物能源与生物环保产业被明确列为生物经济支柱产业。《规划》提出，要培育壮大生物经济支柱产业，推动生物能源与生物环保产业发展，积极开发生物能源。然而，作为“十四五”期间国家鼓励发展的可再生能源形式，生物质能为何屡遭整治？

记者试图联系广东省生态环境厅了解情况，但相关工作人员表示，相关问题“还是请企业直接和我们联系。”

张某告诉记者，针对生物质专用锅炉的应用，当地主要企业和相关行业组织曾多次和广东省的能源、环境主管部门进行沟通，“能沟通的都沟通了。”

有相关行业组织知情人士向记者透露，“环保部门给出的最主要理由就是监管困难”。就广东而言，该知情人士表示，当地民营经济发达，小微企业众多，一个工业园区内小锅炉可能多达十几甚至几十台。早年间，很多煤改生物质锅炉确实存在运行不规范、排放不达标的问题。而且，在煤价较低时，部分小企业还存在掺烧煤炭的问题。“由于大量 20 蒸吨/小时以下的小锅炉没有进行联网在线监测，监管起来确实有一定难度，所以就‘一刀切’了。对生物质能的消极态度中，有政府主管部门认知不到位、监管不得力的问题，也有部分企业肆意妄为、破坏行业生态的原因。要想推动行业的健康发展，需要双方共同努力。”

本报记者 姚金楠　中国能源报　2022-05-30

太阳能

钙钛矿电池产业化提速

钙钛矿是正八面体晶体结构的一类陶瓷氧化物，因存在于钙钛矿石中而得名。有机无机杂化的钙钛矿型半导体材料被公认是非常好的太阳能电池材料，因其制造的钙钛矿电池光电转换效率理论极限超过 30%，远高于目前市场主流产品晶硅电池，有望成为新一代电池技术。

日前，谷歌旗下子公司谷歌云表示，公司已经和波兰光伏企业 Saule Technologies 及 Columbus Energy 签署战略合作协议，拟共同开发钙钛矿电池产品及相关解决方案，推进钙钛矿电池商业化进程。今年以来，腾讯旗下子公司、宁德时代等非光伏领域企业已先后宣布投资钙钛矿电池，跨界研发新型光伏电池技术蔚然成风。

拓宽使用领域

根据协议，Saule Technologies 及 Columbus Energy 将专注于钙钛矿电池相关技术和产品的生产和升级改造，谷歌云则为上述两者提供广阔的应用空间，不断拓展钙钛矿电池的使用领域。

谷歌云高管 Magdalena Dziewguc 指出，绿色转型已经成为公司的重要战略，公司承诺到 2030 年实现净零排放。与光伏企业合作开发可再生能源项目，将加速公司能源转型，为公司数字化提供可靠能源，是助力减排目标达成的途径。

Saule Technologies 首席执行官 Artur Kupczunas 则称，公司一直从事钙钛矿电池的研发生产。现阶段，以光伏建筑一体化为代表的分布式光伏发电项目是使用钙钛矿电池的主要场景。“随着产业化进程提速，我们希望可以拓展新的应用空间。”

为此，三方计划，首先将钙钛矿电池应用于谷歌云的物联网产品及分布式可再生能源项目中。Artur Kupczunas 表示，全球进入智能时代，社会需求不断提升，相关设施装备的增加促使能源需求持续上涨。可独立运行、绿色清洁的电源是物联网扩张的关键因素，钙钛矿电池可以满足需求。

“除了物联网外，钙钛矿电池还能应用于传感器监测、无人超市及仓库储运等领域。在企业间创新合作下，未来将有机会推出更多解决方案。”Artur Kupczunas 说。

效率更高且成本更低

Artur Kupczunas 认为，钙钛矿电池的最大优势在于光电转换效率和成本。目前，该公司的钙钛矿电池已经实现了 25.5%的光电转换效率。

中国光伏行业协会指出，作为一种新型光伏器件，钙钛矿电池的光电转换效率在过去 10 年迅速提升到 25.5%，与晶硅电池相当。同时，钙钛矿电池具有更低的生产成本，可以和其他类型电池形成叠层电池，应用于光伏建筑一体化上，也可以和交通工具与可穿戴式器件紧密结合，用途广泛。

中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司光伏部主任赵东明表示，钙钛矿电池具有效率高、成本低、应用广的优势。钙钛矿电池的光电转换效率理论极限超过 30%，远高于晶硅电池。1 公斤钙钛矿可制造 200 千瓦光伏电池，百万千瓦级组件产线成本约 0.6 元/瓦，而 1 公斤晶硅只可制造 1 千瓦光伏电池，百万千瓦级组件产线成本约 1.6 元/瓦，成本更高。

美国能源部称，虽然钙钛矿电池技术为光伏产业带来了新机遇，但要实现商业化挑战重重。在规模化效应尚未显现的情况下，钙钛矿电池成本竞争力还不突出，要加快部署。

产业融合加速

数据显示，2021 年，全球已有 91 个国家开始钙钛矿太阳能电池的研究，涉及机构 2646 个，全年发表论文数量超过 4600 篇，以钙钛矿电池为代表的新型电池已经成为世界范围内的研究热点。

业内预计，随着钙钛矿电池转换效率提升，产业化进程提速，未来有望改变光伏应用市场的产业格局。同时，在全球碳达峰碳中和目标下，高耗能企业、大型知名企业均面临严峻的减排任务。在上述背景下，越来越多的非光伏领域企业以参股投资等形式跨界进军钙钛矿电池市场。

5 月中旬，昆山协鑫光电材料有限公司（以下简称“协鑫光电”）宣布完成数亿元 B 轮融资，此次融资将用于进一步完善该公司 10 万千瓦钙钛矿生产线和工艺。商业查询平台天眼查显示，协鑫光电新增广西腾讯创业投资有限公司，公司注册资本从约 6259.26 万元增加至 7357.68 万元。宁德时代高管 5 月初在业绩说明会上称，钙钛矿电池研究进展顺利，正在搭建中试线。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华在研判今年行业发展形势时指出，光伏与其他产业融合助力行业碳达峰碳中和的案例将越来越多，工业、建筑、交通、通信等领域企业和光伏之间的联系也将愈发紧密。

本报记者　董梓童　中国能源报　2022-05-30

“建筑+光伏”，打出节能降碳组合牌

“如何推进建筑分布式光伏发电应用？”近日，有网友在安徽芜湖市人民政府网站留言，咨询建筑光伏相关事项。

当地大力推广和鼓励的态度明确：单体屋顶面积达 1000 平方米以上的新建和改扩建工业建筑、单体屋顶面积达 500 平方米以上的新建和改扩建公共建筑，除建筑屋顶规划设计有特殊用途外，应同步安装光伏发电设施；鼓励具备安装条件的居住类新建建筑同步安装光伏发电设施；政府投资新建建筑，必须在项目设计、施工时，按照可利用面积应建尽建的原则，同步建设安装光伏发电设施，否则不予审批和竣工验收。

记者注意到，近期不止芜湖一地，广东阳江、浙江温州、重庆等多地纷纷出台政策，要求在推进建筑节能的过程中，充分结合光伏发电项目。“建筑+光伏”为何屡获青睐？

让建筑变成“产能+用能”主体

“越来越多地产商开始关注建筑光伏的相关事宜。”在中国建筑科学研究院太阳能应用研究中心主任张昕宇看来，二者结合并非偶然。“建筑行业推进节能降碳主要包括两大方向，一是从消费端降低用能需求，二是让建筑自身产生能量，进而减少对其他能源的使用，建筑光伏应用即是后者的重要途径。除了地方，密集出台的国家政策也释放出积极信号。”

如其所言，政策支撑有力。3 月，住建部连发《“十四五”住房和城乡建设科技发展规划》《“十四

五”建筑节能与绿色建筑发展规划》两份文件。先是要求开展高效智能光伏建筑一体化（下称“BIPV”）利用等清洁能源建筑高效利用技术，后又提出目标，到 2025 年，全国新增建筑太阳能光伏装机容量 0.5 亿千瓦以上。4 月 1 日生效的《建筑节能与可再生能源利用通用规范》进一步明确，“新建建筑应安装太阳能系统”，其设计与建筑设计同步完成。

隆基股份 BIPV 总裁陈鹏飞告诉记者，住建部密集发布有关光电建筑的文件，是从国家层面上真正承认了光电建筑，令行业振奋。新兴产业的发展离不开政策的支持和引导。上述《规范》对光伏系统的建筑安装要求非常严格，不仅提出光伏系统使用寿命应高于 15 年，组件设计使用寿命应高于 25 年，还列出电池组件衰减率的最低要求等。“政策门槛的提高，可以保护用户财产安全。光伏与建筑一体化设计、一体化建设，将大大增加建筑建材的绿色属性，让建筑从单纯的用能者变为‘产能+用能’主体。”

嘉盛光电科技股份有限公司总经理张翼飞认为，政策密集性反映出建筑行业减排之迫切。“我国建筑碳排放量占全国总碳排放量的 30%以上，而且新增建筑能耗仍在增长。安装 BIPV 产品，每平米每年可减少碳排放 140 千克、节约能耗 5.5%。政策的出台对 BIPV 行业来说，无疑是重大利好。作为正在快速发展期的新行业，各种层面的利好政策及相关标准发布，可以促使行业标准逐渐完善，更有利于行业健康发展，为未来 BIPV 行业爆发式增长奠定了基础。

不是简单换个地方安装组件

面对炙手可热的市场，推进也有难点。“BIPV 项目的最大特点是其本质上属于建材产品，首先充分满足建筑属性的要求，其次才是光伏属性的附加价值。这样一来，产品就需要在项目设计初始阶段，作为建筑整体不可或缺的一部分完全融入方案，满足甚至优化建筑的防水、防雷、抗风揭、保温、防火等特性，并为建筑提供绿色加持。”陈鹏飞称。

张翼飞也指出，BIPV 产品不仅要能发电，更要满足建材所具备的节能、隔热、装饰等建材功能，需要通过建材行业的标准，与建筑同寿命。另外从建筑外观看，BIPV 项目由于是一体化设计，因此光伏与建筑的结合形式更美观，更符合建筑美学要求。因此一座建筑如果想要实现最大化的清洁能源产出，只安装普通分布式或者只采用 BIPV 技术是不够的，必须把两者结合，才能兼顾发电收益、减排收益以及建筑的美学表达。

高要求带来更多挑战。陈鹏飞坦言，BIPV 项目开发企业既要精通光伏，也要熟悉建筑行业，否则难以真正实现产品 25 年-30 年使用寿命等要求。“但现实情况是，不少光伏企业虽然走在产品研发前端，商业模式却延续传统的经销商模式或光伏 EPC 分包，对建筑把控存在缺失。一些建筑公司也在探索，他们多是采购普通光伏组件再进行组装，对光伏加装在建筑所带来的电气、结构等影响不够了解和专业。”

“有企业认为，BIPV 与一般光伏发电产品区别不大，仅仅是换个地方安装光伏组件而已。实际绝非如此，对于光伏企业、建筑公司双方，发展 BIPV 项目都是不小挑战。”张昕宇提示，建筑最重要的功能并不是发电。以民用建筑为例，第一要义是保障安全。地面光伏电站应用的组件，在防火、防雷、防水等性能上却不能够满足要求，因此不可以”照搬”到建筑上。“不可否认，当前安装应用热情高涨。但大部分项目只是将组件安装在屋顶，组件与建筑的结合度偏低，甚至依然套用建设地面光伏电站的思路。建筑、光伏企业沟通也不够充分，比如光伏企业主要是与业主、项目甲方或开发商进行协商，错过了早期设计阶段与建筑师的必要交流，导致二者匹配度不高。”

要尊重建筑，符合建筑需求

多位人士一致表示，建筑与光伏双方有待磨合进步。站在前者角度，建议在规划设计阶段提前考量安装光伏的可能性；光伏企业则要在系统设计及生产期，充分考虑建筑层面的需求。此外，由于缺乏统一的产品、安装、验收等标准，客观上也影响 BIPV 在实用、安全等方面的市场认可度，体系标准亟待跟上。

“从实际运行情况来看，最关键问题就是作为新兴行业，BIPV 产业标准、指导文件等不够健全。比如 BIPV 项目不属于普通光伏项目，后期运维的相关要求有待完善。为此，我们联合国内专业运维

企业云鹰运维，共同起草的《建筑光伏幕墙系统运行与维护规范》已经获批，不但可以确保企业自身规范操作、保障业主收益最大化，还填补了建筑光伏幕墙运维领域空白。”张翼飞介绍，嘉盛光电还在产品方面与权威第三方机构合作，并引入国际先进的市场经验，成为首批拿下光伏与建材行业双重认证的企业，还获得行业首个绿色建材认证证书。

值得一提的是，部分项目已展开布局。例如，隆基股份正在与森特股份共同开发目前世界最大的 BIPV 项目，总规模达到 140 万平方米，总装机规模约 14 万千瓦，为大型机械企业山东重工及其下属公司部分老旧厂房及新建厂房安装 BIPV 产品。“提到 BIPV，通常会将其与新建建筑联系起来。该项目有一半是老旧厂房，漏雨、破损给生产、安全带来诸多不便。光伏和建筑团队协商后，采用在原厂房屋顶加盖一层 BIPV 产品的设计，原有屋顶变成了内层瓦，由此将光伏发电和原有建筑更好结合在一起，不但匹配建材使用周期，光伏发电产品寿命也可同步。”陈鹏飞强调，“BIPV 产品最重要的前提是尊重建筑，符合建筑需求。”

董梓童 朱妍　中国能源网　2022-05-18

光伏整县推进激发分布式能源潜力

核心阅读

当前，县城批复分布式光伏装机容量主要依据当地可再生能源消纳能力，但县城住宅用能多集中于晚间，而屋顶光伏发电时间多集中于白天，若县城屋顶光伏容量不断增多，将会超出电网承载能力，只有进一步开放电力市场，打破隔墙售电障碍，允许分布式电源公平接入市场并进行交易，才能真正释放分布式光伏发展潜力。

近日，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于推进以县城为重要载体的城镇化建设的意见》，提出引导县城分布式能源发展，推进屋顶分布式光伏发电。

自去年 6 月，分布式光伏整县推进的大幕正式拉开以来，整县屋顶分布式光伏开发建设成城镇化绿色化发展的重要抓手。作为城乡绿色发展的重要载体，县城推进分布式光伏发展能够保障农村能源生产，加速释放分布式光伏市场潜力。与此同时，推进整县分布式能源健康有序发展，应进一步完善电力市场机制，健全县区补助激励政策。

进一步打开分布式光伏市场

“相对城市来讲，县城土地、屋顶面积较大，用能成本较低，发展分布式能源潜力大、优势明显。”国家发改委能源研究所相关负责人表示。

据国网新疆电力经济技术研究院企业管理与战略研究中心副主任李海峰介绍，按 2021 年新疆建筑物规模估算，新疆屋顶分布式光伏可开发容量约 850 万千瓦，屋顶分布式光伏全年发电量将超 120 亿千瓦时，可满足 2021 年全疆 80%的居民用电需求。

近年来，国家及地方积极推动整县分布式光伏发展，装机容量不断增加。据不完全统计，2021 年，全国整县推进分布式光伏试点县累计备案容量 4623 万千瓦，累计并网容量达 1778 万千瓦。

在整县分布式光伏建设的带动下，分布式光伏装机量显著提升。根据国家能源局发布的数据，2021 年，全国光伏新增装机 5488 万千瓦，为历年最高。其中，分布式光伏装机量 2928 万千瓦，约占全部新增光伏发电装机的 55%，首次超过集中式电站装机量。

“未来，伴随整县分布式光伏的大力推进，分布式光伏市场将进一步打开，释放产业潜力。”中国城市规划设计研究院生态市政院副总工程师魏保军说。另有业内人士指出，若按照目前国内县城自建屋顶 1 亿平方米、可开发占比 50%、户用光伏装机容量 5 千瓦-10 千瓦测算，国内县城分布式光伏发电潜在市场规模约达 250 吉瓦—500 吉瓦。

发展障碍仍待破除

“电力市场机制不完善是整县推进分布式光伏发展的主要障碍。”魏保军表示，当前县城批复分布式光伏装机容量主要依据当地可再生能源消纳能力，县城住宅用能多集中于晚间，而屋顶光伏发

电时间多集中于白天，若县城屋顶光伏容量不断增多，将会超出电网承载能力，只有进一步开放电力市场，打破隔墙售电障碍，允许分布式电源公平接入市场并进行交易，才能真正释放分布式光伏发展潜力。

对于分布式光伏整县推进投资方而言，面临着盈利空间较小、难以调动投资积极性的问题。李海峰以新疆为例表示，其屋顶光伏发电成本与一般工商业电价接近，高于居民用电价格，因此屋顶光伏项目投资回报率有限，导致投资者开发积极性不高。

另外，各地区整县推动分布式光伏的激励补助政策不一。记者了解到，还有部分县区在推动分布式能源方面并无补贴。

“发展整县分布式光伏可以鼓励资源禀赋较差的县区配套出台补贴政策，完善各地补贴政策，提高县城发展分布式能源积极性，引导社会资本投资。”国网苏州供电公司科技互联网部专职周游说。

BIPV 将成主流

与此同时，整县推进分布式光伏建设，也进一步明确了“建筑＋光伏”发展趋势，为建筑光伏一体化（BIPV）大规模推广提供了良好基础。有业内专家表示，未来整县推进分布式光伏的形式将从屋顶分布式光伏逐渐向 BIPV 转变。

魏保军预测，伴随我国城镇化率的进一步提升，未来将有 1.4 亿人口从农村搬迁到城镇，城镇则需要新增 18 亿平方米—19 亿平方米新建建筑。届时，这些新建建筑或将主要以 BIPV 为主。

事实上，近年来，县区 BIPV 发展已崭露头角。去年 5 月，住房和城乡建设部等 15 部门发布《关于加强县城绿色低碳建设的意见》，鼓励县城推动 BIPV 发展；去年 8 月，全国首批 BIPV 厂房屋顶光伏项目在江苏建湖县正式并网发电。

“未来，整县新建建筑推进 BIPV 潜力巨大，如果县城新建建筑都能够实现自发电，辅以适宜的地热、生物质能等可再生能源配套应用，结合储能、微电网，虚拟电厂等技术应用，将推动县城尽早实现碳中和。”魏保军说。

张金梦　中国能源网　2022-05-20

纤纳 α 钙钛矿组件全球首发

本报讯　5 月 20 日，钙钛矿光伏技术头部企业纤纳光电进行了“钙钛矿 α 组件全球首发”，这款为大型地面电站量身定制的组件选在“世界表白日”首发，是想向世界告白：中国的钙钛矿技术步入快车道，已率先实现了百兆瓦级的规模量产和商业化应用，选在“520”当天发布具有特殊意义。

此前，学术界一直流传着钙钛矿是一种未来能源技术的说法，自 2017 年 10 月获得诺贝尔化学奖热门提名后逐渐进入大众视野，近年来有越来越多的科研院所和传统光伏头部企业纷纷加入钙钛矿技术的研究。纤纳是国内首批致力于钙钛矿技术商业化探索的机构。

发布会上，纤纳联合创始人兼 CEO 姚冀众声情并茂地向大众介绍了钙钛矿光伏技术的进化史，展示了全球首款钙钛矿商业化组件 alpha。纤纳 alpha 组件采用公司独立开发的溶液打印技术，具有功率高、稳定性好、温度系数低、热斑效应小、不易隐裂等特性，可进行 12 年产品材料与工艺质保，25 年线性功率输出质保。

据悉，此次纤纳发布的 α 钙钛矿组件有三大优势，分别体现在高经济性、稳定耐用和优异的光电性能上。

纤纳 α 钙钛矿组件具有高功率、高收益和高减排的特性，此次 α 系列发布了四个型号，功率分别为 115W、120W、125W、130W，最大功率 130W。钙钛矿材料成本低，单位面积发电量高，制备过程低碳节能，展现了 α 组件独有的高经济性。

纤纳 α 钙钛矿组件性能强劲，除了温度系数低、弱光效应好等优势外，更无惧热斑效应和隐裂风险，实际工作表现优秀。

纤纳 α 钙钛矿组件是目前全球最大的百兆瓦级商业化产品，尺寸为 1245mm×635mm×6.4mm。

自 2019 年、2020 年公司连续攻克了钙钛矿组件稳定性的世界级难题后，此次发布的 α 组件更是开启了 12 年产品材料与工艺质保和 25 年线性功率输出质保的产品体验，是全球首款为地面集中式光伏电站推出的钙钛矿组件。

发布会上，纤纳用无人机的上帝视角首次揭秘了一块钙钛矿 α 组件的诞生之旅。这条全球首个百兆瓦级的产线有一超大亮点：公司为这条产线配置了全球首个适合钙钛矿生产工艺流程的智能大脑，全自动设备与众多机械臂穿插配合，每 40 秒就能制造出一片 α 组件。纤纳的钙钛矿百兆瓦产线实现了高效、稳定、节能的连续生产，可以为实现“双碳”目标持续不断地提供清洁电力。

纤纳成立七年来一直在“世界第一”的赛道上奔跑，无论是七次刷新钙钛矿组件效率纪录、获得全球首个钙钛矿组件稳定性认证、还是率先实现了百兆瓦级规模化量产，乃至今天的钙钛矿 α 组件全球首发，他们都在用自己的创新活力和敢为人先的探索精神谱写着“双碳”时代的新篇章。

纤纳 α 钙钛矿组件的成功发布，打响了钙钛矿产业化落地的第一枪，标志着钙钛矿光伏技术真正从实验室走向了商业化应用，为光伏行业的长足发展注入了新活力，提供了新选择。

在碳达峰碳中和的目标下，钙钛矿产业链的加速建构具有划时代的意义，将给整个光伏行业的发展带来极大的信心和振奋，同时也将带动更多资本入局，加速赋能我国碳达峰碳中和的宏伟目标。

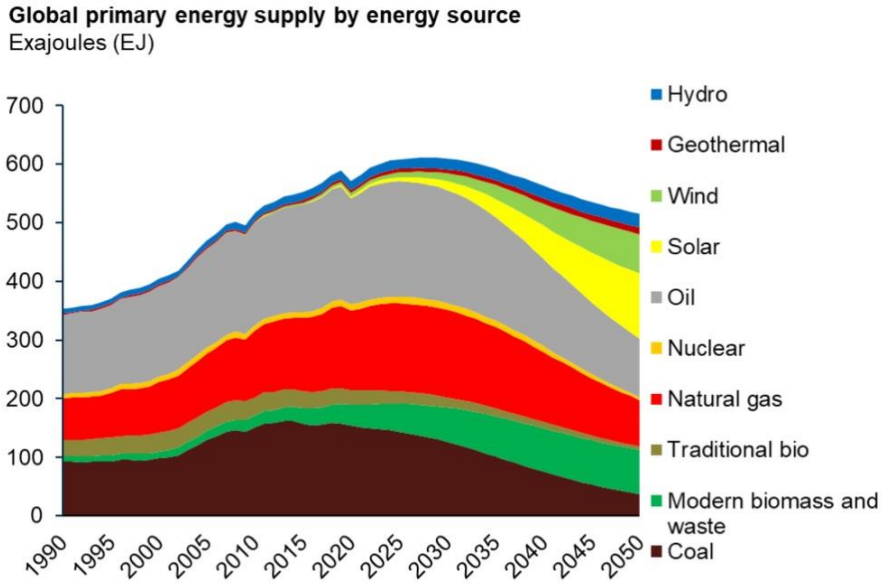
陈雯　中国能源报　2022-05-23

睿咨得能源：中国光伏发电和风电将闪耀全球

睿咨得能源 Rystad Energy 日前透露，该公司从 2021 年 6 月至今发布了一系列能源服务深度报告，包括能源转型、碳排放、低碳供应链中的机遇和不同气候情境下的油服产业。报告以低碳供应链深度报告为基准，摘选了太阳能光伏、陆地风电和氢能的供应链的核心观点，更多供应链如传统油服、海上风电、氢能、水电、核能、地热和 CCUS 及所有论点数据请参照完整版深度报告。该报告还评估了主流低碳能源市场的供应链现状、全球可再生能源发电的总览、供应链主要公司的财务状况（收入、EBITDA、股价和服务价格）和每个低碳供应链未来几年的预期发展趋势。

目前全球约 80%的一次能源供应来自化石燃料。如果国际社会要将全球变暖限制在比工业化前水平高出 1.8 摄氏度之内，这需要在 2050 年前将温室气体净排放量减少为零。为实现这一目标，当前的能源消费结构必须经历一个重大的转型，以取代目前由化石燃料提供的大部分能源。

在 1.8 摄氏度的情景下，预计到 2050 年化石燃料的份额将减半至 40%左右。在此转型过程中，可再生能源在全球能源结构中的份额会不断增加，其相应的投资也会急剧增长。转型的成功建立在与能源结构对应的强大服务供应链。

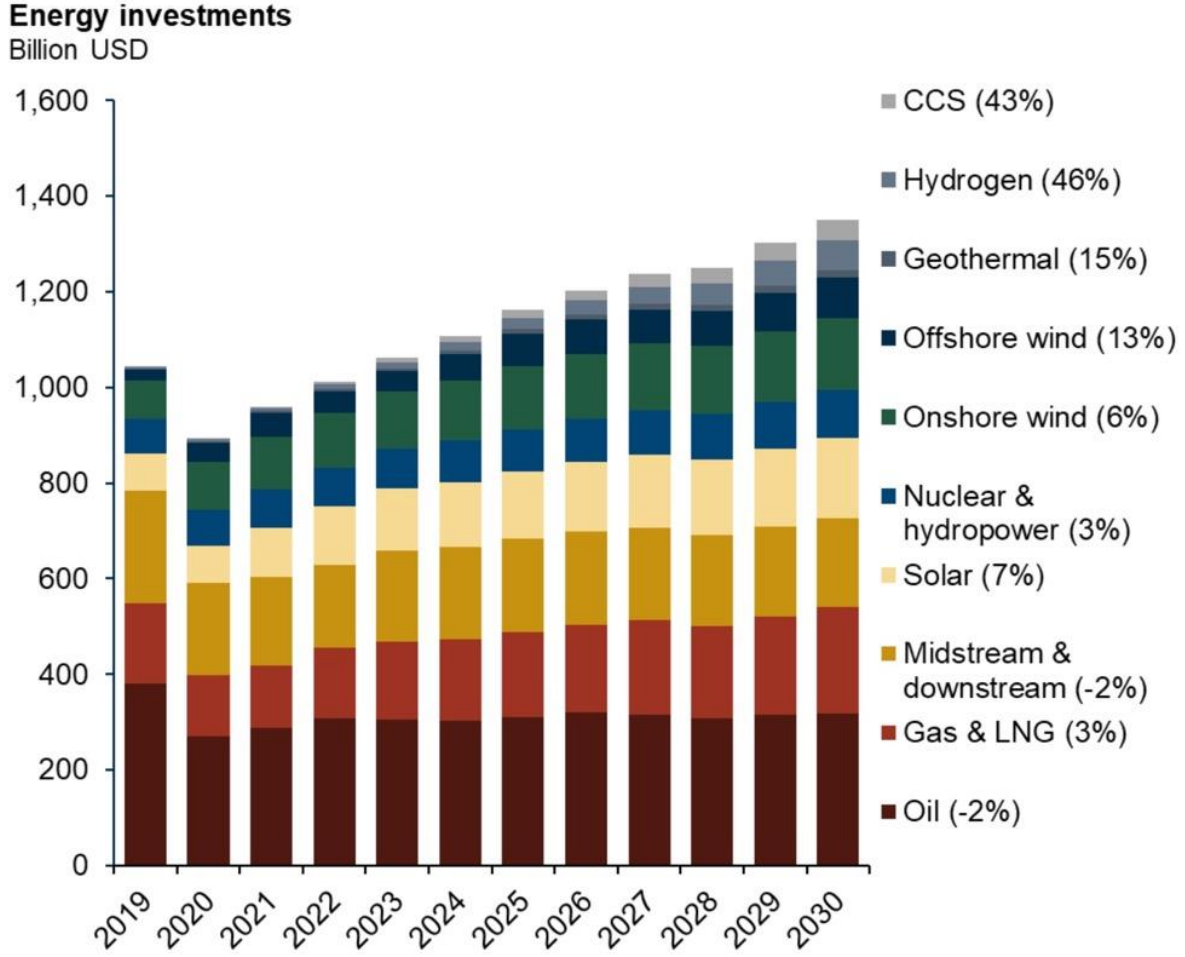


能源投资的增量主要来自于可再生能源

2019 年全球能源投资总额超过 1 万亿美元，其中石油和天然气占比大致 75%。2019 年至 2030 年期间，油气的主导地位将下降，所有投资增长都将来自其他领域。由于石油需求下滑削弱了上游公司对新勘探和开发项目的兴趣，油气支出的份额将在 2030 年降至 56%。从 2019 年到 2030 年，中下游的投资和支出预计将以负 2%的复合年增长率下降。

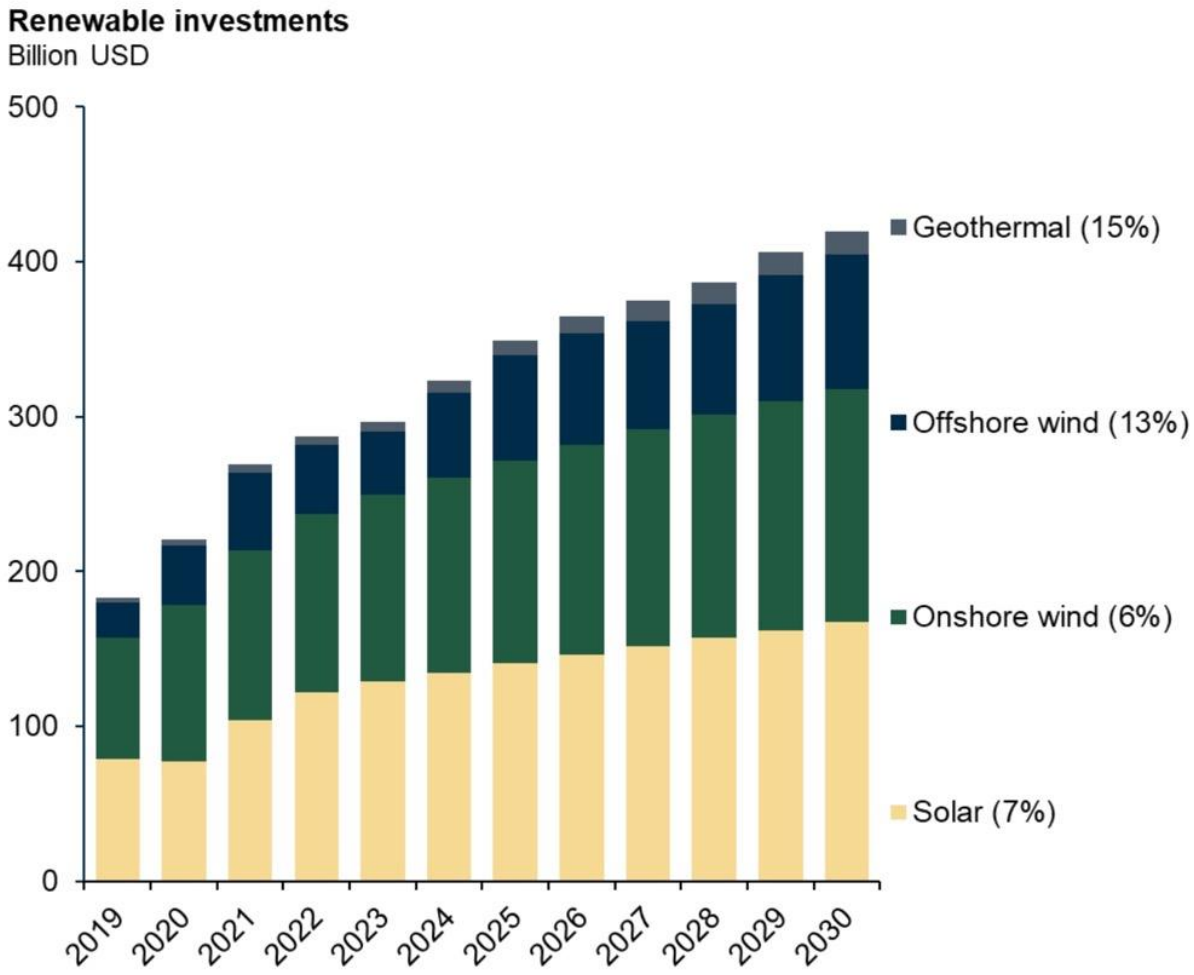
为满足未来十年的石油需求，仍需要对新油田开发进行投资，但步伐将放缓，不会达到过去的水平。天然气和液化天然气预计将出现 3%的边际增长，这与该行业不断增长的需求一致。

本节涵盖对油气、太阳能光伏、核能、水电、风能、地热、氢和碳捕获与储存(CCS)的投资。呈现值反映了 1.8°C 温度情景下的投资水平，其中石油需求在 2026 年达到每天 1.04 亿桶(bpd)的峰值。



太阳能光伏和陆上风电仍将主导可再生能源投资

可再生能源领域的投资以太阳能和陆上风能为主，2019 年 二者合计 1580 亿美元占可再生能源投资的 86%。这两个细分市场都将在本十年实现强劲增长。到 2030 年，陆上风电投资预计将比 2019 年翻一番，而太阳能光伏支出将以 7%的复合年增长率(CAGR)更快增长。海上风电投资也将出现强劲增长，复合年增长率为 15%。海上风电仅占 2019 年可再生能源投资总额的 12%，到 2030 年将占所有可再生能源投资的 20%以上。随着海上风电技术变得更具成本竞争力，其投资支出将激增，更好得支出项目经济和开设大量海上地点安装风力涡轮机。地热的投资也将实现两位数的增长，但其投资绝对量远低于其他可再生能源。

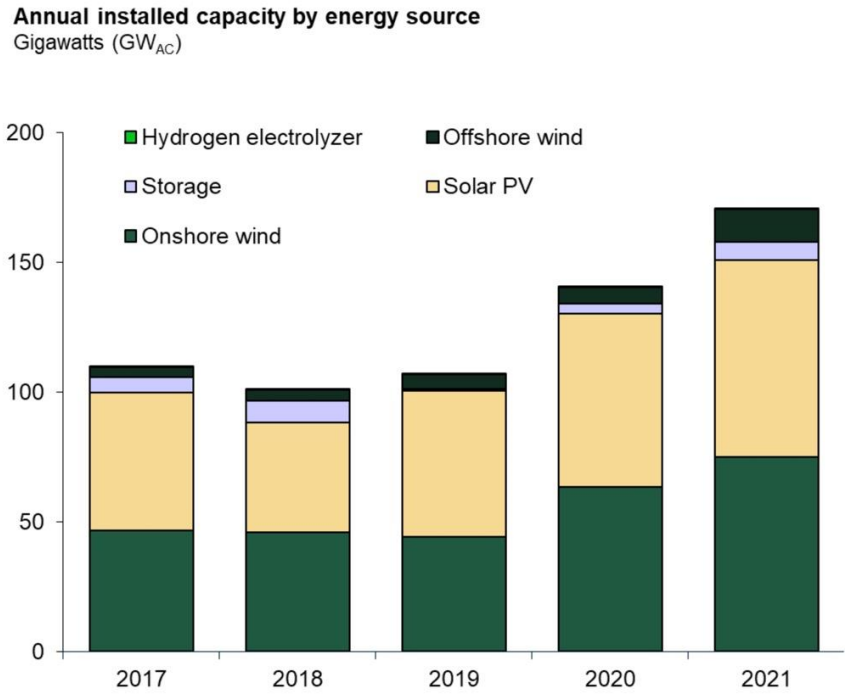


太阳能光伏和陆上风电仍将主导可再生能源发电装机量

2011 年的公用事业规模大型可再生能源装机容量创历史新高。2021 年预估将安装约 177GWAC，比 2020 年增加近 24%。太阳能光伏和陆上风电的装机容量分别为 76GWAC 和 75GWAC。

亚洲继续保持绝对数量的首位，2011 年预估装机容量超过 78 GWAC。但陆上风能和太阳能光伏的新增装机容量相比 2020 年都大致下降 17%。

在中国和越南的新项目的推动下，亚洲海上风电行业的装机量可能会比去年增加两倍。



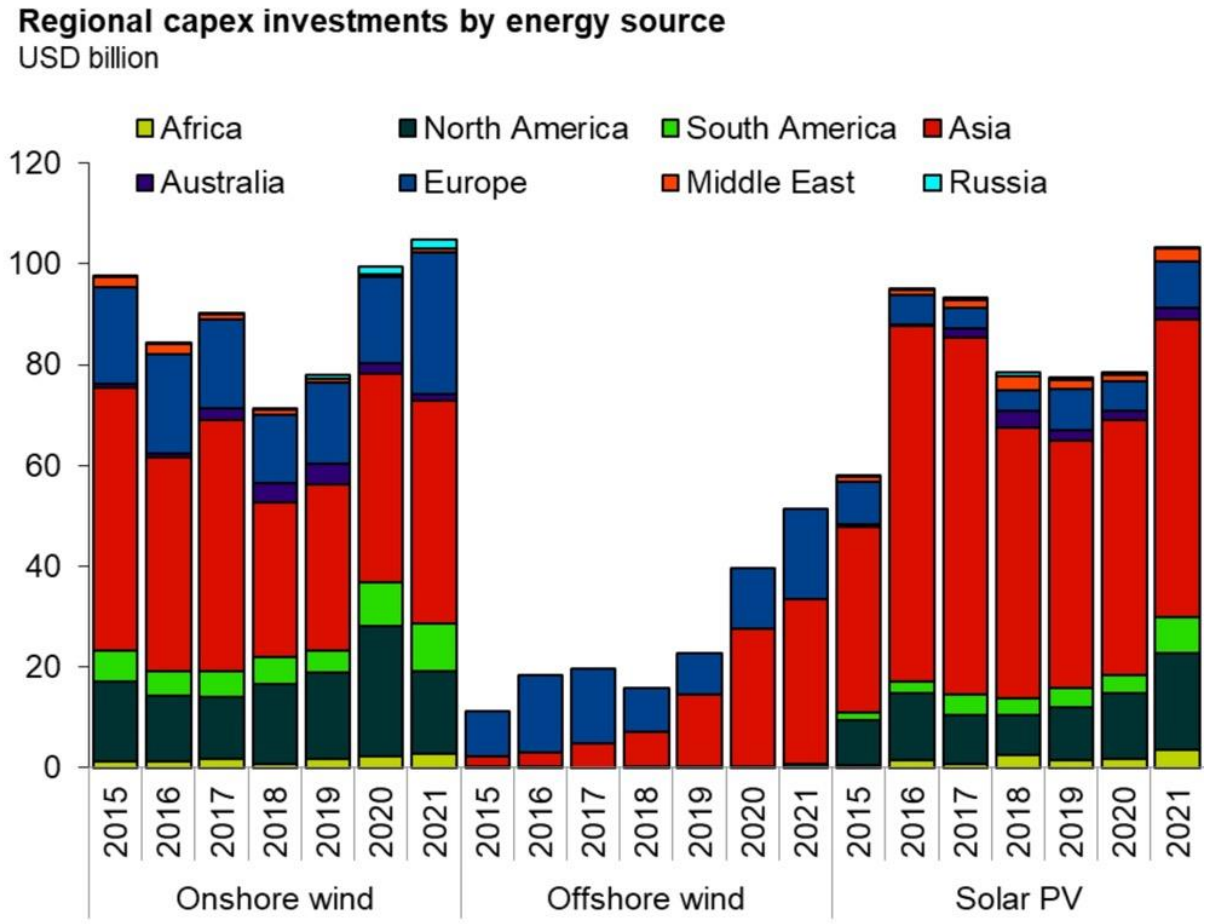
太阳能光伏聚焦中国和印度风能聚焦中国和欧洲

太阳能光伏的资本投资预计 2011 年将出现 30%的最高增长，总投资将突破 1000 亿美元大关，其中超过 570 亿美元的投资将来自亚洲。印度和哈萨克斯坦的投资预计将比去年翻一番，分别达到 130 亿美元和 120 亿美元。中国投资将继续占据最高市场份额，占亚洲大陆年度资本支的 44%。

到 2021 年，陆上风电行业的资本投资也可能超过 1000 亿美元。在德国、瑞典和英国正在开发的项目的推动下，欧洲的投资增长最快，较上年增长了 66%以上。

从 2019 年开始，不太成熟的海上风电市场继续呈现同比正增长，2021 年的资本投资可能超过 500 亿美元。在英国和法国的新发展推动下，欧洲贡献了该市场三分之一以上的投资。

中国继续成为海上风电行业的最大市场，预计将实现 13%的同比增长，达到 240 亿美元。



可再生能源供应商的营收一直在持续增长

自 2014 年以来，随着能源转型继续取得进展，可再生能源供应商的收入一直在持续增长，仅在 2018 年短暂小幅放缓。预计 2021 年将是头部可再生能源供应商收入增长的又一年。

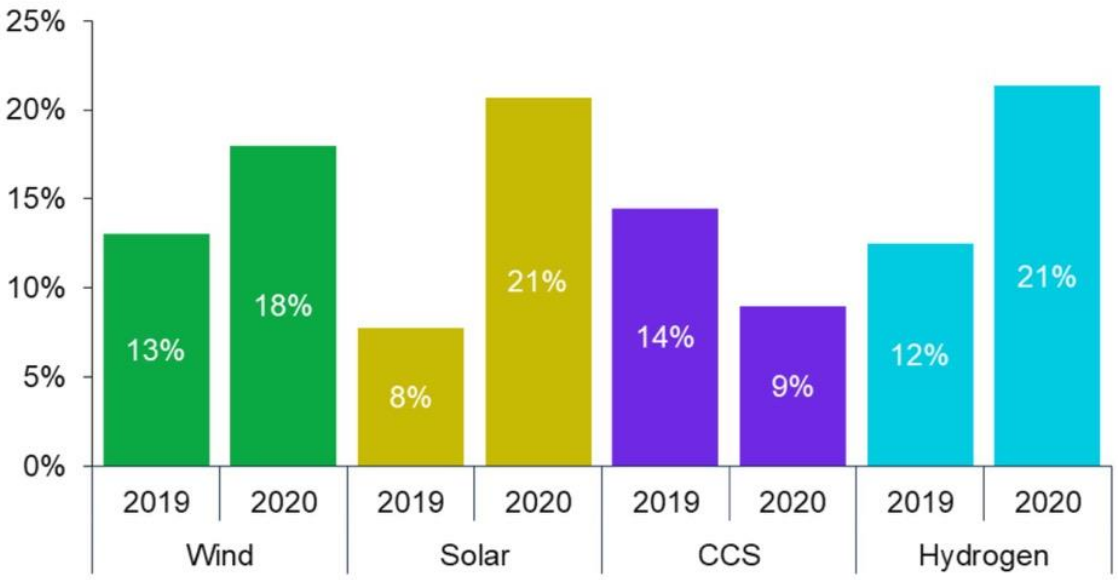
太阳能光伏和氢能公司财报显示，2020 年增长最快，收入比 2019 年增长 21%，其次是风能公司，增长 18%。CCS 公司的年增长率相对较低，为 9%，被少数公司拉低。

就绝对营收而言，太阳能和风能供应商远远领先于新兴的 CCS 和氢能供应商。

丹麦风力涡轮机制造商 Vestas 报告了 2021 年第三季度有史以来最高的季度收入，这得益于收购 MHI Vestas Offshore Wind 和更高的服务收入。随着其运营和维护服务业务的持续增长，其在印度的竞争对手 Suzlon 能源在过去连续五个季度公布了更高的收入。

在太阳能光伏企业中，晶澳太阳能和阿特斯太阳能报告今年季度收入持续增长，这得益于晶澳太阳能组件出货量的增加和阿特斯太阳能的平均售价上涨。

Yearly revenue growth rate of major companies* exposed to various sectors
Percent change



*Includes revenues of top hydrogen, solar, wind and CCS suppliers; same set of companies are selected in the peer group.
Source: Rystad Energy ServiceCube

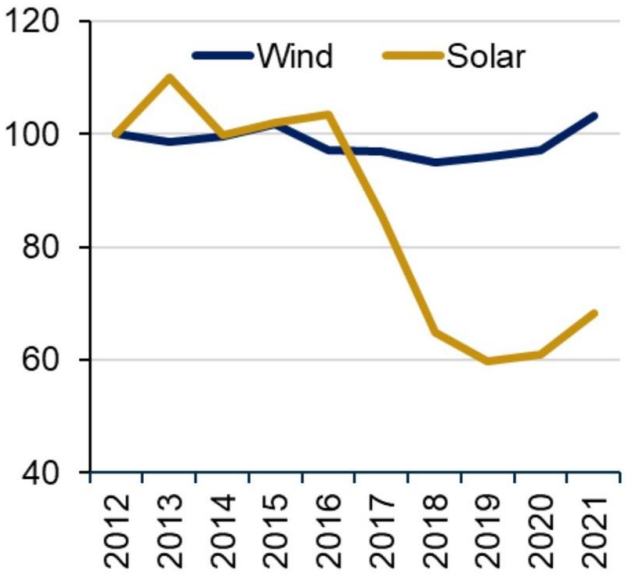
能源服务价格飙升

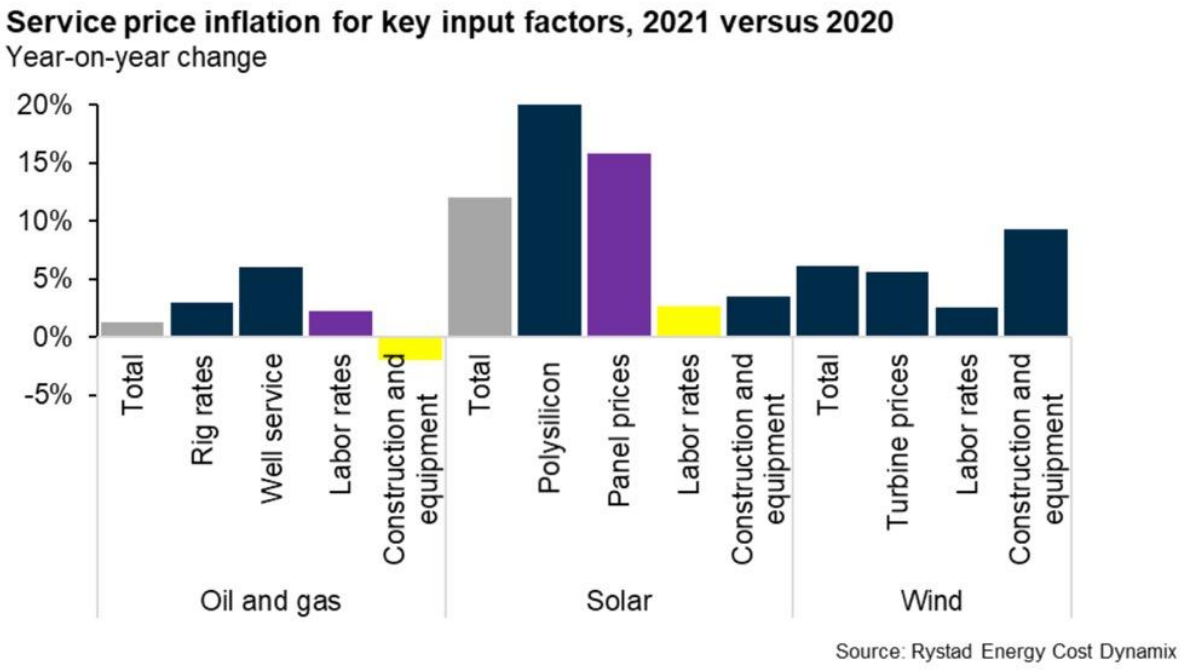
自 2014 年以来，开发可再生能源的成本一直在稳步下降，因为单位价格下降，加上效率和生产力的提高，导致每美元投资的产出更高。可再生能源每兆瓦容量的成本在规模经济、学习曲线和技术进步等因素的影响下逐步降低。

然而，过去一年的成本轨迹发生了变化。将开发能源的纯投入因素（如材料、服务和劳动力）分离出来，表明单价自 2020 年下半年以来一直在攀升，并在 2021 年进一步走强。

风电单价上涨 6%，太阳能单价上涨 12%，这种趋势在未来几年可能会持续。到 2023 年，年新的可再生能源产能预计将从 2019 年的 105 TW 增长到约 200 TW，这意味着可再生能源供应链中的产能——包括风力涡轮机和太阳能电池板制造商——将开始看到利用率最大化，从而产生潜在的价格飙升。加大的需求会促进材料价格飙升，包括半导体、锂、多晶硅、高端材料和合金。

Service price inflation for various sectors
Indexed to 100=2012





综上所述，睿咨得能源研究团队预测，在未来碳中和和能源转型加速的大背景下，能源投资的增量几乎都来自于可再生能源且其对应投资在 2030 年左右会超过油气投资，对应的能源供应链也会向低碳化转变。太阳能光伏和陆上风电将成为可再生能源中最主要的两个增长板块，而中国将在未来十年内继续领跑这两个板块。

睿咨得能源（Rystad Energy）是一家独立的能源研究和商业信息公司，总部位于挪威奥斯陆。致力于为全球能源行业提供数据、工具、分析和咨询服务。睿咨得能源的研究和服务覆盖能源基本面以及全球和区域上游、油田服务和可再生能源行业。

吴昌华　中国能源网　2022-05-19

海洋能、水能

白鹤滩水电站 16 台百万千瓦机组全部安装完成

20 日上午，白鹤滩水电站最后一台百万千瓦机组（9 号）顺利通过无水联合调试，进入调试运行阶段，标志着水电站 16 台百万千瓦机组安装工作全部完成，向全面投产目标发起最后冲刺。

白鹤滩水电站是实施“西电东送”的国家重大工程，水电站共设计安装 16 台百万千瓦机组，总装机容量 1600 万千瓦，左右两岸各布置 8 台。据了解，白鹤滩水电站由中国三峡集团公司投资建设，完全由我国自主设计、制造、安装，是当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。此前安装完成的 8 台机组运行摆度均小于 0.1 毫米，创造了百万千瓦级水电机组安装历史最优纪录。

自去年 6 月 28 日首批机组投产发电以来，白鹤滩水电站累计发电量已超过 265 亿千瓦时，电站机组全部投产后，预计年平均发电量 624.43 亿千瓦时，每年节约标准煤消耗约 1968 万吨，减少二氧化碳排放约 5200 万吨，对实现碳达峰、碳中和目标将起到积极作用。

沈靖然　人民日报　2022-05-21

“十四五”水电这样建

四川省发改委、能源局近日印发的《四川省“十四五”可再生能源发展规划》（以下简称《规划》）提出，“十四五”期间，四川将新增可再生能源装机超过 4100 万千瓦，其中包括水电、风电、光伏发电、农林生物质发电、垃圾发电、地热发电，且一半以上为水电，预计“十四五”期间，全省将新增水电装机约 2400 万千瓦。

在业内人士看来，四川是“十四五”期间水电建设的主战场，虽然尚无“十四五”水电规划目标，但水电建设仍在有序推进中。从四川印发的《规划》可以窥见，“十四五”期间，除了要努力实现水电开发运行与环境保护协调发展外，该省将具有调节能力的水电站摆在了更加重要的位置。随着全国各流域梯级水电的持续开发，一大批巨型、大型水电工程相继投产，流域管理体系建设随之提上日程。

优先建设具备调节能力的水电站

按照《四川省“十四五”能源发展规划》（下称《四川能源规划》）要求，“十四五”期间，四川将重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设。“十四五”新增投产装机约 2200 万千瓦，核准建设规模约 1200 万千瓦，建成投产乌东德、白鹤滩、苏洼龙、两河口、杨房沟、双江口、硬梁包等水电站。

《规划》提出，“十四五”期间，除了加快“三江”水电基地建设外，四川将有序推进其他流域大中型水电建设，新增投产其他流域大中型水电装机约 200 万千瓦，建成投产天全河锅浪跷、硕曲河古瓦、无良河确如多等座水库电站。“十四五”期间，四川还将核准建设旭龙、岗托、奔子栏、孟底沟、牙根二级、丹巴等水电站。

参与《四川能源规划》编制的四川大学水电学院教授马光文表示，在西藏水电尚未进入大规模开发期的情况下，目前四川还是我国水电建设的主战场，在建规模仍居全国首位。不过，四川“十四五”时期的水电项目大部分是在“十三五”的基础上陆续投产的。

“除了常规水电建设外，‘十四五’期间，四川还将优先建设季以上调节能力水电站，目的是为了更好地为风光调峰。”马光文坦言，目前四川水电装机占比超过 80%，水电又以日调节和径流式为主，具有季及以上调节能力的水库电站装机容量仅占水电装机的 38.6%，多年或年调节水库更少，调节能力不足，丰枯出力矛盾较为突出，亟需加快建设调节性电站。所以《规划》提出，四川省具有季以上调节能力的水库电站装机容量占水电装机的比例要达到 45.1%。

向高效综合利用转变

水电规划总院的研究数据显示，目前我国水电技术可开发量为 6.87 亿千瓦，其中，西南地区水电技术可开发量占全国的 69.3%，达 4.76 亿千瓦。受访人士均表示，未来我国水电开发的重点地区在川、滇、藏。

“川、滇、藏三个省区中，四川的水电装机量很大，另有 20 多个龙头水库待建。”中国水力发电工程学会咨询专家张博庭对记者表示，“十三五”期间常规水电开工目标大幅下调后，很多人认为，我国降低水电开发速度是因为水电资源已被开发得所剩无几，这是误解。与发达国家的水电开发程度相比，我国水电至少还有一倍以上的增长空间。未来我国水电开发的“主战场”将转移至高边坡、高海拔、大温差等高山深谷复杂区域，开发难度和成本也将更高。尤其是水、风、光资源丰富的高海拔和少数民族地区，远离负荷中心，地形地质条件复杂，生态环境脆弱，配套基础设施较差，移民安置、工程建设难度大，工程投资造价高。

张博庭进一步表示，“十四五”时期，我国水电行业将迎来发展拐点，即从大规模建设转向流域治理，更好地服务于防洪、供水、生态等，实现水资源的高效综合利用。

《规划》也有类似计划：“十四五”时期，四川将加快以水电为主、水风光多能互补的可再生能源体系，坚持集中式与分布式并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举，实现多能互补、多元迭代新局面。

全流域管理体系建设迫在眉睫

《规划》提出，“十四五”时期，将开展雅砻江全流域优化调度研究，深化大渡河流域水电综合管理试点，探索建设流域梯级水电站信息共享和统一参与电力市场竞价的模式和机制，提升流域梯级水电站的优化调度、市场消纳和经济效益水平。

“做好流域水电综合管理不容易。”马光文对记者直言，“因为流域水电综合管理很复杂，涉及多个管理主体。例如，生态部门注重环境保护，水利部关注防洪、抗旱，能源局关注发电效益，如果有航运还涉及交通部门。这就需要建立统筹多部门、多业主的多头管理模式，将防洪、发电、生态调度形成统一高效的管理体制。”

业内人士认为，建立梯级水电站综合管理体系迫在眉睫，可以通过建立流域水电法规体系、管理体制和技术标准等强制制度，多方位、多角度提升流域管理水平，全方位、全地域、全过程开展生态环境保护。

本报记者 苏南　中国能源报　2022-05-23

抽蓄将从电力系统“奢侈品”变身“必需品”

核心阅读

以往，抽蓄是基于火电为主、西电东送水电和核电为辅的传统电力系统而规划；如今，抽蓄发展要面对风光大规模集中开发的新形势和构建新型电力系统的新要求。

5 月 7 日，中国能源报官方微信发布《抽水蓄能发展严重滞后!》一文后，引发行业热议。围绕业内关注的发展为什么严重滞后、发展障碍有哪些、如何系统研究抽水蓄能（简称“抽蓄”）行业发展等问题，记者再次深入采访，探寻其快速匹配新要求的路径。

发展底层逻辑正在改变

我国以往的抽蓄发展是基于火电为主、西电东送水电和核电为辅的传统电力系统而规划的。如今，面对大规模集中开发风电和光伏发电以及构建新型电力系统这一新的发展要求，我国抽蓄发展严重滞后，不能适应新能源大规模快速发展的要求。

多位业内人士向记者坦言，与新能源装机的快速增长相比，抽蓄电站开发建设规模与需求相差甚远。根据我国“十二五”、“十三五”相关产业发展规划，到 2020 年和 2025 年，抽蓄装机规模应分别达到 4000 万千瓦和 9000 万千瓦。实际上，2020 年我国抽蓄装机规模仅为 3549 万千瓦，预计 2025 年可达到 6200 万千瓦，无法完成规划目标。 “十三五”时期，抽蓄建设同样严重滞后。

“中国电建总工程师周建平接受记者采访时表示，过去，抽蓄是电力系统中的奢侈品，由于抽蓄功能定位和市场电价的缺失，导致开发主体单一，限于电网公司投资开发，成本纳入当地电网运行费用，投资者积极性不高。

周建平认为，目前，在构建新型电力系统的要求下，抽蓄成为电力系统的基本配置，不可或缺，而按照“先立后破”的要求，“立”在先，需要加快“立”，因此在加快风光清洁能源基地规模化开发的同时，抽水蓄能电站建设迫在眉睫。“更关键的是，如果抽蓄工程仓促上马，与新能源开发、电网规划建设不匹配，缺乏统筹规划，不计成本代价，不仅开发企业投资收益没有保障，还将显著增加全社会用电成本，造成极大浪费。”

在中国电建副总工程师侯靖看来，截至 2021 年底，我国电力储能容量的总规模为 4610 万千瓦，其中抽蓄总装机规模约 3934 万千瓦，占比约 86.3%。为了实现“双碳”目标，若 2030 年我国风光电新能源总装机容量超过 12 亿千瓦，按照新能源配置储能 15%保守测算，总容量至少为 1.8 亿千瓦。考虑到2030年风光新能源总装机容量可能会进一步增加到16亿千瓦，则需要储能规模接近 2亿千瓦，在“十四五”期间，至少新开工建设 1.6 亿千瓦抽蓄，差额缺口巨大，任务十分艰巨。

抽蓄电站选址颇为不易

中国电建北京院总规划师靳亚东对记者表示，我国目前有超过 2 亿千瓦的抽蓄正在开展前期工作。但抽蓄电站投资大、建设周期长，一座 100 万千瓦的抽蓄电站建设周期一般要 7-8 年。相较于

目前紧迫的发展要求，过去 30 年里，我国抽蓄建设进度滞后，前期工作储备也显得不足。

一位不愿具名的业内人士向记者透露，仅在抽蓄前期勘测阶段就面临诸多掣肘。例如，中长期规划中有一些优良的抽蓄站址由于位于生态保护红线范围内而无法开发，为了避开生态保护红线而选择了一些建设条件较差、经济指标欠佳的站址，而这些站址由于建设条件差，投资高，随着工作的推进很可能搁浅；而有些抽蓄站址为了论证，严重滞缓了项目前期工作的进度。

昆明勘测设计研究院副总工程师王昆也直言，抽蓄电站选点工作十分重要，首先涉及电站与电网，若选址不当，后续工作难度大，严重制约项目的推进。此外，抽蓄选点要从多方面论证站点位置的必要性、合理性及可行性，工作中需要规划、移民、环境、水工、地质、机电等多专业密切配合，熟悉掌握本地区重要的基础资料。前期选点经常因基础资料不够，反复调整站点位置，造成勘探费用增加，并影响项目的进度。

多位业内人士认为，为避免抽蓄后续工作推进难度大甚至“半途而废”，电站要选择地质条件相对较好，上、下水库具备成库条件的站址，因为输水发电系统属大型地下洞室群工程，要求围岩总体稳定性好，应以III类及以上岩体为主，并避开地下水丰富、断裂、地应力极高及放射性地区，否则后续施工难度大，严重影响投资及工期，且施工安全风险大。

“在项目明确、方案可行的前提下，可提前实施地下厂房勘探平洞；为降低勘探费用，建议探索多项目集中打包，采用小型 TBM 等手段掘进勘探平洞的可行性，可大幅提高勘探效率。”王昆建议，抽蓄电站涉及多个专业，规划专业前期尤其重要。由于抽蓄电站勘察设计周勘短，各专业协同配合时常出现信息不一、沟通不够等问题。因此，组建高效勘察设计团队十分必要。

一位勘探公司相关负责人透露，“有的抽蓄站点在建设的必要性、可行性及建设条件、投资等方面都具有较大优势，但未纳入‘十四五’规划，推进难度较大。若某抽蓄站点前期未入规，重新纳规程序复杂，且不统一。”

除了最重要的电站选址问题，业内人士还纷纷提出系统规划难、成本控制难、协调关系难、回报兑现难等多方面影响因素。

建议系统研究抽蓄建设措施

在新型电力系统的源、网、荷各环节中，抽蓄的功能定位、合理配置容量、运行调度规则等，目前尚缺乏系统研究论证。采访中，业内人士建议，要加强统一规划，维护规划的权威性和严肃性；鼓励投资主体多元化，激发投资者积极性，还要明确开发模式、商业模式和投资回报路径，要避免无序竞争、过度竞争和恶性竞争。

侯靖建议，由国家发改委和国家能源局结合全国的新能源和新型电力系统发展规划，组织开展全国各区域统一的抽蓄选点规划布局，再由各省详细选点规划。

业内人士认为，抽蓄行业健康发展，需要扎实开展项目前期论证，优选开发方案，规范项目审批流程，确保抽水蓄能电站建设规范有序。目前存在的问题是部分项目规划论证深度不足，前期工作基础不扎实，在“能核尽核”、“能开尽开”的号召下，放宽要求和管控，难免鱼目混珠，泥沙俱下。

除了上述问题，记者采访了解到，抽蓄电站参建各方的一个普遍共识是：当前的水电定额水平偏低。目前采取的水电行业定额依旧以 2004 年发布的《水电建筑工程预算定额》为主，费用标准采用 2013 年发布的《水电工程费用构成及概（估）算费用标准（2013 年版）》，定额水平与行业现状存在脱节，投标限价编制价格水平普遍偏低，而当前抽蓄市场竞争激烈，一些施工企业为了中标往往低价投标，而实际人工、材料费、设备成本相对较高，导致项目安全质量难以得到充分的保障。

在中国电建北京院副总经理王可看来，抽蓄电站建设是个系统工程，国家能源主管部门应尽快出台《促进抽水蓄能高质量发展指导意见》，从政府管控、技术把关、项目核准、新技术应用、费用定额等等方面提出指导性意见，促进抽蓄科学健康高质量发展。

本报记者　苏南　中国能源报　2022-05-30

浙江天台抽蓄电站主体工程全面开建

本报讯　5 月 24 日，浙江天台抽水蓄能电站建设征地和移民安置工作协议暨主体工程施工合同签约仪式在天台县举行，标志着世界额定水头最高的抽水蓄能电站进入主体工程全面建设新阶段。

天台抽水蓄能电站位于天台县坦头镇、泳溪乡境内，计划安装 4 台单机容量 42.5 万千瓦的可逆式水轮发电机组，总装机容量 170 万千瓦。电站建成后主要承担浙江电网的调峰、填谷、调频、调相、储能及紧急事故备用等任务，并为华东电网提供灵活调度能力。

据了解，天台抽水蓄能电站是国家《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》“十四五”重点实施项目、浙江省“十四五”期间规划的重大建设项目，也是三峡集团所属三峡建工“十四五”期间首个核准的抽水蓄能电站。此外，天台抽水蓄能电站具有额定水头高、装机容量大、引水斜井长等多项行业领先指标，施工难度大，技术引领强，电站的建设将进一步提升我国抽水蓄能设计、建造和运营水平。

天台县有关负责人表示，天台抽水蓄能电站是天台县历史上投资最大的单体项目，对天台县实现绿色转型、促进全县经济社会高质量发展具有重要意义，天台县将一如既往为项目建设提供支持和服务。

据了解，天台抽水蓄能电站于 2021 年 12 月 22 日获浙江省发展和改革委员会核准，预计 2025 年 12 月实现首台机组投产发电，2026 年 9 月实现全部机组投产发电。

杜健伟　中国能源报　2022-05-30

风能

去年全国风能资源为正常略偏大年景

近日，中国气象局《2021 年中国风能太阳能资源年景公报》（以下简称《公报》）正式发布。《公报》指出，与近 10 年（2011—2020 年）相比，2021 年，全国风能资源为正常略偏大年景，10 米高度年平均风速较近 10 年偏高 0.18%。全国太阳能资源为偏小年景，2021 年，全国平均年水平面总辐照量约 1493.4 千瓦时/平方米，与近 10 年比偏低 1.28％。

《公报》指出，2021 年，我国东北地区西部和东北部、华北北部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、西北地区西北部、西藏大部、华东东南部沿海等地高空 70 米风力发电机常用安装高度的风能资源较好，有利于风力发电。山西、宁夏、内蒙古、河南、四川等地 70 米高度风能资源较近 10 年偏好，上海、贵州、海南、广东、青海、湖南、北京、甘肃等地风能资源较近 10 年偏差。

2021 年，我国太阳能资源地区性差异较大，总体呈现西部地区大于中东部地区，高原、少雨干燥地区大，平原、多雨高湿地区小的特点。2021 年全国平均年水平面总辐照量约 1493.4 千瓦时/平方米，与近 30 年（1991—2020 年）相比偏低 1.69％，较近 10 年偏低 1.28％，较 2020 年偏低 2.61％。全国平均光伏发电年最佳斜面总辐照量约 1748.7 千瓦时/平方米，较近 30 年偏低 1.11％，较近 10 年偏低 0.74％，较 2020 年偏低 2.9％。

《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》指出，到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。“《公报》将为风能太阳能开发利用及行业发电效益评价提供决策支撑，助力碳达峰、碳中和目标愿景的顺利实现。”中国气象局公共气象服务中心副主任裴顺强说，下一步，中国气象局将进一步提升风能太阳能气象业务的核心科技支撑能力和新技术应用能力，服务保障好国家新能源发展和能源安全战略。（人民日报李红梅 ）

李红梅　人民日报　2022-05-18

阳江：追“风”而上，打造国际风电城

近日，广东省阳江市人民政府在《阳江市能源发展“十四五”规划》（征求意见稿）中明确提出，大力推动海上风电项目建设，2025 年底之前已核准 1000 万千瓦海上风电项目全部建成投产；开展漂浮式海上风电技术示范研究和应用推广，重点发展适用于浮式基础的大型大容量抗台风机型，容量瞄准“10+”兆瓦级别。

作为广东省重要的电力能源基地，阳江也是全省海上风电产业发展“主战场”。当前，该市正围绕“向海发展，工业立市”，重点抓好国际风电城、亿吨级大港等建设，奋力打造宜居宜业宜游的现代化滨海城市。

从无到有

成为当地重要支柱产业

在阳江浩渺的海面上，一台台风机排列成行，随着巨大的桨叶缓缓转动，便有源源不断的绿色能源输送至千家万户。

阳江地处粤港澳大湾区、北部湾城市群和海南自由贸易试验区“金三角”中心地带，辖区内海域面积达 1.23 万平方公里，海上风能资源丰富，海上风电项目年利用小时数可达 3000 小时。加之广东作为制造业大省，电力需求大，阳江海上风电消纳水平也非常可观。

记者从阳江市发展和改革局了解到，阳江海上风电于 2018 年起步。当年初，广东省政府部署开工建设 10 个以上海上风电项目，其中有 6 个项目设在阳江。自此，阳江海上风电迎来开发契机，逐步实现连片规模化开发。

截至 2021 年底，该市已完成投资约 670 亿元，建成投产 10 个海上风电项目，装机容量 350 万千瓦，居全省首位，产值约 16 亿元。目前，总投资约 1300 亿元的三峡阳江青洲、中广核阳江帆石等 8 个共 650 万千瓦深水区项目已全部开展试桩工程，预计在 2025 年底前可全容量并网。

“如今，阳江海上风电已经实现了从无到有、从小到大的跨越式发展，成为我市的重要支柱产业。”阳江市发展和改革局负责人说。

数据显示，仅今年前两个月，该市海上风电上网电量就超过 13 亿千瓦时，产值达到约 11.2 亿元。今年 3 月 25 日，国内首个百万千瓦级海上风电场——三峡阳江沙扒海上风电场年度发电量突破 10 亿千瓦时，相当于替代标准煤 30.76 万吨，减少二氧化碳排放 84 万吨，相当于种植 3309 公顷阔叶林，为粤港澳大湾区建设增添了绿色发展动能。

集群效应显现

锚定“2025 年千亿元产值”目标

“我们在全面推进海上风电资源开发的同时，更注重全产业链发展。”上述负责人向记者介绍，目前，阳江已建成全省乃至全国最完整的风电装备制造产业集群。

阳江市发展和改革局提供的材料显示，围绕风电装备制造基地建设，该市重点筛选了明阳智能、金风科技等 2 家全球排名前十的整机制造厂，以及中车电机、东方海缆等 30 家总投资 389 亿元的装备制造企业落户，基本涵盖了从整机集成到核心零部件制造。目前，一个集资源开发、研发设计、装备制造、检测认证、运营维护、综合服务于一体，“立足阳江、面向广东、辐射全国、走向世界”的海上风电全产业链基地正在加速形成，产业集群效应和规模效应正不断显现。

根据阳江最新规划，该市力争在 2025 年实现风电产业年产值达到 1000 亿元；2035 年建成世界领先的国际风电城，年产值超 2000 亿元。

政企合力

绘就“国际风电城”蓝图

据上述负责人介绍，未来，阳江将加快编制实施国际风电城规划：一是绘好一张图，即国际风电城规划图；二是编好一张表，即重点项目三年滚动建设计划表；三是拟好一份政策清单，即支持国际风电城建设的有关政策，并在资源开发、科技攻关、要素保障、金融支持、人才支撑、配套设

施、组织领导等 8 大方面支持国际风电城建设。

在政策积极推动下，企业更是跃跃欲试。明阳智能海上运营部执行总经理吴涛表示，明阳将在“十四五”期间进一步参与阳江海上风电规划论证工作，针对不同海域的海况、风资源特性及海洋地质环境，打造“深远海漂浮式技术+海洋牧场风渔融合+海水制氢+深远海风机岛”的海洋资源立体化多元融合创新试验示范项目，搭建互联网、云计算、大数据等新一代信息的应用，为清洁能源开发提供平台。

“今后，我们还将继续围绕补链、延链、强链开展精准招商，重点招引齿轮箱、轴承、电气等风电装备制造重要环节，加快 1000 万千瓦海上风电场建设，推进新增 1000 万千瓦项目前期工作。大力推进以‘一港四中心’为重点的综合服务体系建设，加快阳江港海上风电母港建设，进一步建设完善质检监督中心、创新中心、大数据中心、运维中心。”上述负责人说。

本报记者 张胜杰　中国能源报　2022-05-23

风电塔筒制造“花样多”

近日，美国风电塔筒生产商 Keystone 宣布在美国得州投产全球首个商业化生产的螺旋焊接塔筒项目，该公司称这一焊接方法能够有效降低钢制塔筒的生产成本和运输成本。

随着风电规模化发展，塔筒、叶片等风电设备正不断变得“巨大”，动辄数十米的大件设备运输，成为风电行业亟待解决的难题，国内外风电设备制造商正积极探索塔筒生产新技术。

突破运输障碍

Keystone 官网显示，螺旋焊接塔筒能够让施工方进行现场焊接安装，钢板材料能以“平板”形式进行运输，塔筒直径有望达到 20 英尺至 25 英尺，约合 6.0 米-7.6 米。

据了解，这一技术是美国能源部支持的创新项目，提供了 700 万美元研发资金。螺旋焊接方法来自传统钢管行业，将用于制造塔筒的钢板卷成圆筒状再进行焊接，每块钢板仅有几米长，大幅降低了运输难度。

据 Keystone 董事会主席 Steve Lockard 介绍，使用螺旋焊接技术制造风机塔筒速度比传统钢制塔筒快 10 倍，能够在有效控制成本的情况下建成 160 米及以上的塔筒。这一技术不仅将风机塔筒的自动化水平提升到了新高度，更有助于实现净零排放目标。

Keystone 首席执行官 Eric Smith 也表示：“为了提供最先进的风电塔筒，公司与全球最大的风电整机商进行了合作。螺旋焊接让塔筒生产更快，质量变得更高。”该公司正计划扩张，预计今年夏季交付首个商业化螺旋焊接塔筒。

降低运输风险

塔筒是风机设备主要零部件之一，作用是支持机舱和风轮至合适的高度，使风轮获得较高且稳定的风速以捕获更多风能。传统的风机钢制塔筒往往以圆筒状运输，经常会因太高或太宽受到限制。

“为降低风力发电成本，风机大型化势不可挡。目前，国内陆上风机单机功率迈向 5 兆瓦时代，海上风机更是突破 10 兆瓦。风机大型化的同时，更大尺寸的风机设备不可避免地增加了运输难度。”中国能源研究会能源与环境专业委员会秘书长王卫权向记者表示，“以叶片为例，半径非常大，对道路要求很高，尤其在山地、城区等特殊路况下运输困难重重。”

风机塔筒越高，就能够捕捉更多风能，生产更多绿色电力。与此同时，风机单机功率不断增加，也对轮毂高度、叶轮直径以及其他相应设备尺寸提出了更高要求。随着风机设备增大，运输成本显著提高。

丹麦风机制造商维斯塔斯最新推出的陆上风机塔筒高度已超过了 160 米，海上风机叶片长度超过 115 米，不断刷新行业纪录。值得注意的是，近年来，国内外风机设备运输意外事故也在频繁发生。去年下半年，美国得州就曾出现了一起风机叶片运输半挂火车和另一辆货运火车相撞事故。此前，我国也曾出现过风机设备运输车在路过居民区时扫落房屋瓦片、塔筒运输过程中侧翻等事故。

迈向更轻更强

风电设备制造商不仅创新了塔筒焊接技术，也开始在材料方面下功夫。今年 4 月，美国风电整机制造商通用电气宣布称，将引入 3D 打印技术，利用“三层楼高”的 3D 打印机，在风电施工现场生产混凝土风机塔筒基座，每小时消耗混凝土量有望超过 10 吨以上，可以现场“打印”超过 20 米的风电塔筒。

我国风电整机龙头企业金风科技也在积极研发钢混式风机塔架，利用混凝土基座和钢制塔筒混合材料塔筒，在保障发电安全可靠的同时，降低交通运输限制。5 月 10 日，金风科技宣布该公司所属天杉高科参与编制的两部钢混塔架行业标准正式实施，成为了这一类型风机塔架生产的最新标准。

不仅如此，在叶片方面，国内外多家风电制造商也陆续表示，为满足风机大型化需求，未来将研发使用更轻、强度更高的叶片材料，其中包括碳纤维、新型树脂等。

王卫权表示，面对风机大型化带来的运输挑战，风电行业需要技术创新，但大规模推广应用仍需要一段时间，最终哪种方式能够脱颖而出，需要更多试验和时间来检验。

本报记者　李丽旻　中国能源报　2022-05-30

追“风”逐“日” 广东韶关抢抓新能源产业机遇

初夏时节，广东省韶关市乳源瑶族自治县大布镇海拔 900 米至 1200 米的山峦之上，数十台“大风车”矗立山巅，银白色的叶片随风周而复始转动，与起伏的黛色群山勾勒出别样的风光图。

韶关风光资源富集，是全国发展新能源基础条件最好的地区之一。当前，韶关正抢抓机遇，科学有序发展“风”“光”等清洁能源产业，打造以新能源为主体的新型电力系统示范区，奋力走出一条风光资源优势向经济优势转化、传统能源向清洁能源转变的高质量发展之路。

风光资源开发利用前景广阔

韶关属中亚热带温润型季风气候区，一年四季均受季风影响，风能资源较为丰富，80 米高处年平均风速约为 5.5—6.5 米/秒，其中南雄市、新丰县年平均风速约为 7 米/秒。

位于韶关南雄东北侧的犁牛坪风电场，这里在开发风力能源方面同样具有得天独厚的优势，2016 年的 6 月开始安装首台风机，目前一共安装有 70 台。

“犁牛坪风电场是一个集新能源发电和旅游观光于一体的综合性项目，为韶关新能源产业和旅游产业注入新活力。”犁牛坪风电场副场长吴良文介绍，每年该风电场预计提供 3 亿千瓦时清洁能源电量，每年可节约 10 万吨标准燃煤能耗。

据悉，根据《广东省陆上风电发展规划（2016—2030）》，全省规划布局建设风电场址 147 个，总装机容量约 870 万千瓦，其中韶关共有 40 个项目列入规划，总装机容量为 276.29 万千瓦。目前，韶关已建设新丰金竹风电场、南雄犁牛坪风电场（一期、二期）、乳源大布风电场等 9 个项目，装机规模 57 万千瓦。

韶关市的太阳能资源富集，近 30 年年均总辐射达到 4346 兆焦/平方米，折合太阳能年发电小时数达 1207 小时，适宜光伏发电项目开发的空间资源较为充足。目前，全市共筛选出可用于光伏发电的地块面积共 33 万亩，光伏发电装机容量潜力达 800 万千瓦以上。

走进韶关市武江区龙归镇后坪村，漫山遍野的光伏板错落有致排布开，板上光伏发电、板下绿树成荫，一派生机盎然的景象。

截至 2021 年 12 月底，韶关市已建成各类光伏发电项目 3597 个（含分布式光伏），总装机容量 89 万千瓦。

在新能源产业上做加法

近日，记者在乳源瑶族自治县的三峡能源风机塔筒、光伏支架综合制造基地看到，施工人员正在平整土地。该基地占地 89 亩，总投资约 2 亿元，建成投产后可实现年产值 5 亿元，创造税收 7000 万元，提供超 300 个就业岗位。

近年来，韶关市不断在新能源产业上做加法，进一步优化能源结构，大力创建“以新能源为主体的新型电力系统示范区”，加速推动韶关新能源装备技术、产业链协同发展。2021 年，韶关市先后引进三峡新能源集团、明阳智慧能源集团等新能源龙头企业，推动总投资 600 亿元的新能源产业项目落地建设。

按照“引配套、集群化、规模化”发展的总体思路，2021 年，该市规划了用地面积达 5000 亩的碳中和装备产业园，主要引进光伏产业链、风电产业链和储能产业链等制造业。规划到 2025 年，碳中和装备产业园落地建设 10 个制造产业项目。

与此同时，该市与企业共同组建了规模达 35 亿元的新能源产业发展基金，产业基金目前已到位 2.2 亿元，正进一步撬动金融资金，基金支持的首个项目已签订落地协议。

建设新型电力系统

今年 2 月，国家发展改革委、中央网信办、工业和信息化部、国家能源局复函同意粤港澳大湾区启动建设全国一体化算力网络国家枢纽节点，将于韶关高新区设立数据中心集群。

“双碳”背景下，韶关数据中心集群建设将产生巨大的绿色电力需求，到“十四五”末期，数据集群预计增加负荷 170 万千瓦、用电量 150 亿千瓦时/年，需匹配新能源绿色电力装机 170 万千瓦，为韶关加快发展光伏发电等新能源产业带来重大发展机遇。

“在双碳和东数西算背景下，韶关数据中心集群建设对更为可靠、绿色、智能的用电保障提出新需求，‘十四五’期间韶关规划新增开发风光新能源 1100 万千瓦，其中分布式光伏 800 万千瓦，风电 400 万千瓦。绿色清洁能源可满足枢纽集群用电，也就是说枢纽集群届时可用上‘全绿电’。”韶关供电局计划发展部总经理潘凯宁说。

目前，韶关市正在编制新型电力系统示范区建设方案，已建立新能源项目与配套电网同步规划、同步审批、同步建设、同步投产的协同机制，相关项目正按计划有序推进。

龙跃梅 通讯员 侯海霞 科技日报 2022-05-19

氢能、燃料电池

发展绿氢是我国降碳重要路径

本报讯 记者仲蕊报道：“绿氢是统筹解决全球气候变化、能源安全与传统产业转型升级的重要措施，伴随着以绿色低碳为特征的能源产业和技术变革在世界范围内兴起，绿氢发展将不断加速，并进一步促进实现经济、社会、环境、系统、能源、安全多领域协同增效。”在近日举办的全球绿氢大会中国区域平行论坛上，中国气候变化事务特使解振华表示，发展绿氢将成为我国碳达峰碳中和的重要行动。

解振华指出，发展绿氢顺应全球低碳转型创新大趋势。氢是一种清洁、高效、灵活的能源载体和工业原料，通过可再生能源发电制氢是最为绿色低碳的方式，可以成为清洁高效的二次能源或储存转化载体。“绿氢在石化、电力、冶金、水泥、化肥等高排放行业有广泛的应用前景，有望促进这些传统产业在脱碳的同时实现转型升级。 ”

目前，我国已经发布《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》和《2030 年前碳达峰行动方案》，正在并还将陆续发布能源、工业、建筑、交通等重点领域和煤炭、电力、钢铁、水泥等重点行业的实施方案。同时，出台了科技、碳汇、财税、金融等保障措施，形成了碳达峰碳中和“1+N”政策体系，而且提出要统筹推进氢能制、储、输、用的全链条发展，加强氢能关键技术的研发、示范和规模化的应用，探索氢能在工业、交通运输、建筑等领域的应用。

国家发改委发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》），将氢能作为未来国家能源体系的重要组成部分，明确要重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

《规划》提出，2025 年我国燃料电池车辆保有量达到 5 万辆，可再生能源制氢量达到 10 万吨-20 万吨。

“2021 年我国制氢产量约 3300 万吨，可再生能源装机容量已达到 10 亿千瓦，在绿氢制造、供给、产业发展上还有很大潜力，市场和投资前景广阔。当前，我国已在制氢储运、加注技术、交通运输应用等领域取得一些积极进展。”解振华强调，我国将继续创新绿氢技术、发展相关产业、扩大应用市场，为全球能源安全、产业变革和技术创新作出贡献。

中国工程院院士干勇认为，人类要解决气候问题离不开氢能产业的发展。“当前，我国对氢能的认识已经进入了一个新阶段，特别是氢能在能源结构中的重要作用，国家层面和地方政府、企业、机构都给予了高度重视。”

值得注意的是，现阶段我国绿氢相关大型示范工程部署尚未完全启动。干勇认为，氢能应用和其他能源应用有一定区别，绿氢制取需要可再生能源发电、制氢设备、消纳渠道等多种要素，单一、零散的规划只能做一些技术验证、装备材料验证，无法获得规模化、经济性的绿氢。因此，需要政府和企业统一协调规划，加速建设多个绿氢示范工程，并推广成绿氢示范区，进而打通整体技术产业链。

此外，国家层面的绿氢标准也亟待制定。全国氢能标准化技术委员会主任委员马林聪表示，目前没有统一的绿氢标准，定义绿氢涉及技术、经济、环境以及装备、工艺等多领域，影响因素较多。

干勇也表示，碳当量只是绿氢标准的其中一个指标，除了碳排放量和制作工艺不同外，还应对绿氢具体应用领域加以区分。他强调，氢能具备多样性特点，不同生产方式的绿氢生产、存储、运输和使用，都应该形成不同的标准定义。

“现阶段，我国绿氢开发与应用还面临一系列技术、政策、资金、标准等方面的挑战，需要和各国之间开展政府间的政策对话和务实合作，鼓励支持地方、企业、智库间的技术产业投资合作，追求合作共赢。”解振华进一步指出，发展绿氢是国际气候合作的重要领域，许多国家都已将发展绿氢作为重要板块纳入未来发展蓝图。“在绿氢领域，各国完全可以开展合作，相互借鉴、取长补短，实现互利互惠，这对全球维护能源安全、提高气候行动的力度、促进可持续发展都将产生积极影响。”

中国能源报　2022-05-23

林伯强：氢能是未来新能源系统的重要组成部分

日前，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（简称《规划》），这是中国首个氢能产业中长期规划。《规划》明确了氢能在我国能源绿色低碳转型中的战略定位、总体要求和发展目标，为我国氢能产业中长期发展描绘了宏伟蓝图。

清洁能源中，水电因潜能限制，核电受安全问题困扰，风电光伏是真正具有大规模快速增长潜力的清洁能源，将成为能源低碳转型的主要方向。然而，中国 2020 年风电和光伏发电总量合计仅占当年发电总量的 9%左右，无法满足能源电力需求增量。如果难以控制能源需求增长速度，则需加速发展风电光伏，同时需要尽快布局作为消纳和运输通道的氢能产业。通过加快推动“三北”（西北、东北和华北）的大新能源（风电、光伏）、大运输通道（特高压和氢能）和大电动汽车的战略，中国既可以满足今后能源发展立足于国内产能，又同时满足低碳发展战略和保障能源安全双重目标。

碳中和目标背景下，产业结构与能源结构向绿色低碳转型已成为必然趋势。新能源系统的主要成分将是风电光伏、电动汽车、储能和氢能。作为一种配合大规模风电光伏发展且具备诸多优点的清洁能源，氢能将迎来重要的发展机遇期。从国际看，全球众多国家高度重视氢能产业发展。例如，德国大力发展氢能作为深度脱碳的工具；日本积极构建氢能社会，推动氢能成为被广泛使用的二次能源；沙特与阿联酋等油气出口大国为了摆脱经济增长对化石能源的过度依赖，将氢能作为新的经济增长点。

目前中国是全球最大的氢能生产国家。然而，氢能产业尚处于发展初期，面临诸多问题，如产

业规模小、应用领域单一、产业链条不连续、关键技术水平不高、产业链缺乏经济性等。因此，尽管氢能领域投资热情高涨，但要实现大规模产业化仍有很长的路要走。

“制、储、运、用”是氢能产业链的四个重要环节。氢能产业链较长并且环节众多，同时科技含量较高。无论着眼于早期的技术研发费用还是后期的运营维护费用，氢能现有技术的经济性还不足以满足实用需求。总结起来，主要有以下几方面问题。第一，国内绿氢规模小，产量不足总产量的 1%，受制于两个重要因素：相关技术还不成熟，制取成本很高。第二，基础设施建设不足，难以实现氢能规模化储运。风电光伏资源丰富且制取绿氢潜力大的地区主要分布在“三北”区，而氢能的主要消费地区是东部沿海地区，地理分布将催生巨大的氢能储运需求。目前氢能储运方式满足不了低成本大规模储运，需要巨大的基础设施建设和投资来推动长距离输氢管道布局。第三，目前氢能主要应用于工业生产，应用场景较为单一。氢能产业链发展只有全面覆盖“制、储、运、用”各个环节，才能真正具备成本竞争力。总之，氢能产业发展亟需政府出台相关支持政策，大力发展风电光伏制绿氢，有力推动全产业链发展，积极探索氢能应用场景，加大关键科技研发投入，力争尽早实现核心技术突破。

碳中和目标背景下，亟需探索一套能够减少碳排放和保障能源供应的清洁化转型的综合解决方案，未来，氢能有望成为该解决方案的重要组成部分。因具有较大的发展前景与应用价值，近年来氢能受到众多国家的重点关注，氢能领域投资热情高涨，产业发展迎来重要的机遇期。未来的新型电力系统中，供电侧由风电光伏等可再生能源逐渐替代化石能源是必然趋势。风电光伏的波动性与间歇性容易导致电力系统的不稳定，氢能可储可运，在未来新型能源系统中大有作为。

具体来说，氢能可细分为绿氢、蓝氢和灰氢。蓝氢和灰氢主要利用煤炭和天然气等化石燃料制取，而绿氢主要通过风电光伏发电，再通过电解水制取。从碳中和的角度看，绿氢是氢能存在的基础和发展的方向。绿氢消费可被广泛应用于众多脱碳领域，重点应用于高碳排放部门的深度脱碳。交通、工业、建筑等高碳排放的部门均可应用氢能。例如，交通运输领域使用氢燃料电池车；氢气为化工领域提供清洁低碳的原料；天然气中掺入氢气为建筑供暖等等。鉴于氢能的众多优点，在未来新型能源系统中，氢能具有较高的应用与投资价值。因此，在碳中和目标背景下，高度重视氢能的发展潜力具有重要的现实意义。

作为清洁的二次能源，氢能具有储能性质：可长时间储存，远距离运输，搭配风电光伏协同发展。随着碳中和目标提出，可再生能源将逐步替代化石能源。由于风电光伏存在着波动性、间歇性与不稳定性等特点，风电光伏装机的跨越式增长会带来消纳难题，而储能将成为破解这一难题重要途径。因此，氢能除了具有储能性质，还能够实现跨越空间与时间的灵活使用，具有巨大的发展潜力。近年来中央和地方陆续出台产业扶持政策，规划氢能产业整体布局。在国家与地方政策的大力推动下，国内企业尤其是可以承受相对长期投入收益的大型能源国企，对于氢能领域投资表现出了极大的热情。

林伯强　环球网　2022-05-18

各国争抢氢能产业制高点

在全球应对气候变化的进程中，实现能源体系的脱碳化发展是关键。氢能由于具备来源广泛、清洁及安全性可控等特性，成为连接化石能源和可再生能源之间的桥梁。如今，氢能正逐步成为全球低碳发展的重要能源载体之一，世界主要大国都在制订氢能产业发展计划、投入巨额资金，积极推动先进氢能技术研发和产业化，抢占国际氢能产业竞争领域的制高点。

美国：氢能已上升到国家战略层面

2020 年，美国能源部发布《氢能项目计划》，提出未来 10 年及更长时期氢能研究、开发和示范的总体战略框架。该方案明确了氢能发展的核心技术领域、需求和挑战及研发重点，并确立了氢能计划的主要技术经济目标。《氢能项目计划》设定了到 2030 年氢能发展的技术和经济指标。

美国是世界最大的氢气生产国和消费国之一。每年的氢气消耗量超过 1100 万吨，占全球需求的 13%，其中三分之二用于炼油，其余大部分用于氨生产。在原料方面，目前美国大约 80%的氢气来源于天然气重整，其余的大部分是石油炼化工业的副产氢。

美国氢能技术产业链完善，氢能已上升到国家战略层面。为了确保在新兴技术领域的领先地位，美国十分重视氢能产业链上下游的相关技术培育，涉及氢气的生产、储运、燃料电池制造、燃料电池汽车及加氢站基础设施等。美国在氢燃料电池汽车市场、加氢站利用率等方面处于全球领先水平。目前，美国氢燃料电池车保有量全球第一，加州政府注重燃料电池消费市场的培育，持续给予多项政策支持，已成为全球燃料电池车推广最为成熟的地区。

截至 2021 年 6 月，美国已有 17 兆瓦的电解制氢项目在运营，输氢管道容量为 1.4 吉瓦(300 兆瓦在建或已承诺资金投入)，另外还有 120 兆瓦正在早期开发阶段，将于 2030 年上线运行。美国能源部预测，潜在部署将高达 13.5 吉瓦。

欧盟：积极利用自身优势加快氢能商业化进程

欧盟一直致力于清洁能源的发展，近年来已逐步明确氢能发展路线。2007 年，欧盟委员会提出《欧洲战略能源技术计划》，将燃料电池和氢能作为重点支持的关键技术领域。2008 年，欧盟理事会通过决议建立“欧洲燃料电池和氢能联合组织”，创立由欧盟委员会、产业协会、企业等共同组成的产业合作机制，推动氢能和燃料电池产业发展、应用，部署技术研发。2014 年，欧盟提出设立“欧洲共同利益重要项目”，对事关欧盟未来经济和科技竞争力的关键技术、基础设施项目，在欧盟层面给予公共支持。相关产业界呼吁，欧盟应在未来 5-10 年，向与氢能相关的“欧洲共同利益重要项目”注入 50 亿-600 亿欧元。

2019 年，欧洲燃料电池和氢能联合组织主导发布了《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》报告，提出大规模发展氢能是欧盟实现脱碳目标的必由之路。该报告描述了一个雄心勃勃的计划：在欧盟部署氢能以实现控制 2 摄氏度温升的目标，到 2050 年欧洲能够产生大约 2250 太瓦时的氢气，相当于欧盟总能源需求的 1/4。

2020 年，欧盟委员会正式发布了《气候中性的欧洲氢能战略》政策文件，宣布建立欧盟清洁氢能联盟。该战略制定了欧盟发展氢能的路线图，分三个阶段推进氢能发展。第一阶段(2020-2024 年)，安装至少 6 吉瓦的可再生氢电解槽，产量达到 100 万吨/年；第二阶段(2025-2030 年)，安装至少 40 吉瓦的可再生氢电解槽，产量达到 1000 万吨/年，成为欧洲能源系统的固有组成部分；第三阶段(2030-2050 年)，可再生氢技术应达到成熟并大规模部署，以覆盖所有难以脱碳的行业。

欧盟呼吁各成员国将氢能列入国家能源与气候发展的中长期目标规划。捷克、法国、德国、匈牙利、荷兰、葡萄牙和西班牙等国已发布了国家氢能战略，意大利和波兰正在进行公众咨询，奥地利预计很快发布。这些国家虽然自身优势不同，但氢能战略与欧盟氢能战略非常一致，几乎所有国家都确立了电解氢的目标，到 2030 年累计达到 20 吉瓦以上(意大利和波兰的战略中还有 7 吉瓦)。欧盟部分国家氢能战略如表 1 所示。

欧盟将氢能作为能源安全和能源转型的重要保障，积极利用自身优势，加快氢能商业化进程。欧盟在发展氢能方面有自身优势，一方面，风力和光伏发电发展快速，可以长期为绿氢的生产提供便利条件；另一方面，欧盟拥有较为完善的天然气基础设施，通过扩建可为氢能的运输提供支持。基于自身优势，欧盟在制氢、储运氢、氢利用和燃料电池等领域均取得了丰硕成果，并形成了完整的产业链，目前正积极进行商业化探索。

欧洲燃料电池和氢能联合组织在欧盟氢能发展过程中扮演重要角色，推动氢能的研发、创新和示范。欧洲的氢能研发应用不断取得突破，2018 年 6 月，世界第一辆氢动力列车在德国北部试运行。2020 年，欧盟生产和使用了约 700 万吨氢气。氢气主要来源于天然气和炼油厂、石化行业的副产品。而氢气的主要消费端是炼油(370 万吨)和化工行业(300 万吨)。

在供应端，可再生的电解制氢被认为是制氢的主要途径。欧盟已安装超过 140 兆瓦的电解专用制氢设备，占全球产能的 40%以上。欧盟成员国政府战略发出的强烈信号为进一步部署创造了动力，

欧盟正在开发的输氢管道容量到2030年将超过20吉瓦，其中超过1吉瓦已在建设中或已承诺资金。

日本：推动氢能与其他能源耦合协同发展

从氢能研究到“氢能社会”构想，再到形成国家战略，日本大致经过了三个阶段。第一阶段受到石油危机触发，日本于1974年启动“阳光计划”，酝酿并实施包括氢能在内的一系列能源研究项目。第二阶段为2003年发布《第一次能源基本计划》，首次提出“氢能社会”构想。第三阶段是2017年出台《氢能源基本战略》，将构想提升至国家战略高度。目前已逐步进入新阶段，即氢能战略的溢出阶段。

日本于2014年发布了《氢能/燃料电池战略发展路线图》，并于2016年和2019年做了更新，从《氢能/燃料电池战略发展路线图》可知，日本构建“氢能社会”依托于三个阶段的战略路线规划。第一阶段为推广燃料电池应用场景，促进氢能应用，在这一阶段主要利用副产氢气，或石油、天然气等化石能源制氢。第二阶段为使用未利用能源制氢、运输、储存与发电。第三阶段旨在依托可再生能源，未利用能源结合碳回收与捕集技术，实现全生命周期零排放供氢系统。计划到2025年建设320个加氢站。

2017年出台的《氢能源基本战略》明确了降低制氢成本的路线图和目标，旨在2030年降至30日元/立方米，未来实现20日元/立方米。2021年宣布《绿色增长计划》，提出在2030年氢能产量实现300万吨的目标。为了支持这一目标，日本政府宣布了一项7000亿日元的公共投资计划，支持日本氢气供应链发展。

在日本的战略路径中，不将氢能作为化石能源的替代能源，而是致立于推动氢能与褐煤等多种化石能源及可再生能源的耦合协同发展。另一方面，日本倾向于构建国际氢能供应链，从2018年起，日本已连续3年主办氢能源部长级会议，旨在主导并推动全球“氢能社会”发展。

2020年，日本的氢气需求量接近200万吨，其中炼油占了近90%的需求，其余部分是氨生产需求。在氢气来源方面，来源于天然气的氢气占50%以上，另有45%是炼油和石化行业的副产氢，剩下的来源于小型煤炭生产过程。

日本一直是在交通运输领域中使用氢气的先行者，本田公司在2008年推出了首款商用燃料电池车电动车(FCEV)。2021年4月，日本大约有5600辆FCEV，是世界第四大市场，而且日本确立了FCEV发展目标，即到2025年达到20万辆，到2030年达到80万辆。

韩国：致力于打造世界最大交通和电力氢燃料电池市场

2018年，韩国发布《创新发展战略投资计划》，将氢能产业列为三大战略投资方向之一。2019年，发布《氢能经济发展路线图》，明确了制氢、加氢和燃料电池发展的目标。《氢能经济发展路线图》强调了两个优先事项，一个是建立氢市场，另一个是打造世界最大的用于交通和电力的氢燃料电池市场。根据该路线图，韩国政府计划将氢燃料电池车市场规模从2018年的1800辆扩大到2022年的8万辆，到2040年达到620万辆。用于发电的氢燃料电池容量到2040年将达15吉瓦。氢气的需求量2030年将达到194万吨，2030年将达到526万吨。

2020年2月，韩国颁布《促进氢经济和氢安全管理法》，这是全球首个促进氢经济和氢安全的管理法案，目的在于促进基于安全的氢经济建设,系统、有效地促进韩国氢工业的发展，为氢能供应和氢设施的安全管理提供支持，促进国民经济的发展。

2021年，韩国发布首个《氢经济发展基本规划》，提出到2050年韩国氢能将占最终能源消耗的33%，发电量的23.8%，成为超过石油的最大能源，将在全国建立2000多处加氢站。

韩国是采用氢技术最活跃的国家之一。2020年，韩国生产和使用的氢气超过180万吨，几乎所有需求都来自炼油和石化过程。在氢气来源方面，大约60%的氢气是来自各种来源的副产品，其余40%来自天然气。

在交通方面，2020年，韩国投放了超过1万辆商用燃料电池车电动车，走在世界的前列。在固定式燃料电池方面，韩国目前的装机容量为620兆瓦，几乎是2018年底的两倍。韩国非常重视低碳氢的生产，第一批开发低碳氢气生产的项目已经在进行中，2021年，韩国SK集团旗下SKE&S公司与现代石油(HyundaiOilbank)宣布联合开发两个天然气制氢项目，总产能为35万吨/年。在基础

设施方面，林德集团(Linde)和韩国晓星集团(Hyosung)于 2021 合作建设了亚洲最大的液化氢气厂，为交通行业提供氢气。

澳大利亚：创建氢能枢纽

澳大利亚蕴含丰富的煤炭、天然气等化石能源资源，可用于制取充足的氢气；澳大利亚拥有完善的煤炭产业链及完善的天然气生产、液化、储运等基础设施及专业技术支持，可以在氢能产业链各环节发挥作用。澳大利亚政府高度重视氢能发展，总体氢能战略是大力发展清洁、创新、安全和有竞争力的氢能源产业，以新能源制氢、氢发电、氢出口作为重要策略，有潜力成为全球最大的氢气生产国之一。

澳大利亚于 2019 年 11 月发布《国家氢能战略》，确立了发展目标和具体行动，探索了清洁制氢的潜力，概述了快速扩大规模的计划，并详细说明了政府、行业和社区所需的协调行动，致力于消除氢能行业发展的障碍。作为该计划的一部分，政府已投资超过 13 亿澳元以加快国内氢产业的增长。该战略还强调了氢出口带来的重大机遇，政府正在通过与新加坡、德国、日本、韩国及英国发展国际伙伴关系来促进氢出口。

澳大利亚战略的一个关键要素将是创建氢能枢纽—大规模氢气需求的集群。这些设施可能在港口、城市或偏远地区，将为该行业提供扩大规模的跳板。氢能枢纽将使基础设施的发展更具成本效益，从规模经济中提高效率，加速创新，并从部门耦合中实现协同效应。在运输、工业和天然气分销网络中使用氢，并将氢技术以提高可靠性的方式整合到电力系统中。在促进国内需求的同时，还将支撑澳大利亚的出口能力，使澳大利亚成为全球领先的氢参与者。

目前，澳大利亚的氢气需求量还非常小，几乎全部用于炼油和氨生产，此外，国内需求的增长也很有限。然而，该国在廉价生产低碳氢气方面有巨大的潜力。认识到这一机遇，政府投资了 7 个氢气中心，集中用户，从而将基础设施成本降至最低。

澳大利亚利用可再生能源生产氢气的潜力巨大。目前，9 个容量大于 1 吉瓦的项目正在开发中，其中包括一些世界上规模最大的项目：西部绿色能源中心(相当于 20 吉瓦的电解容量)、亚洲可再生能源中心(14 吉瓦)、HyEnergy 零碳氢(8 吉瓦)及 Murchison 项目(5 吉瓦)。如果所有正在开发的项目都成功部署，到 2030 年，澳大利亚的电解氢产能将达到近 20 吉瓦，其中大部分将以氢气和氨的形式出口。

新西兰：路线图勾勒“成为氢生产的领导者”愿景

为应对气候变化和向绿色经济转型，新西兰政府确立了国家目标：一是到 2030 年，温室气体排放量比 2005 年的水平减少 30%；二是到 2035 年，100%电力供应来自可再生电力；三是到 2050 年实现零排放。新西兰的氢愿景是利用氢的机会，为新西兰创造一个可持续的、有弹性的能源未来。

新西兰于 2019 年 3 月宣布了《塔拉纳基氢气路线图》(见表 2)。这份路线图是由开发机构“投资塔拉纳基”、新普利茅斯地方议会、新西兰氢能公司 HiringaEnergy 和省级增长基金共同制定的。路线图阐述了该地区要如何利用现有的技术和基础设施成为氢生产的领导者。省级增长基金也已获得支持，以帮助发展塔拉纳基的氢燃料基础设施。政府正在塔拉纳基建立一个国家新能源发展中心，帮助新西兰向低碳未来过渡，还将设立一个新的科学研究基金，以促进新绿色能源技术的早期研究。

新西兰氢能发展路线图概述了新西兰利用氢的潜力建立可持续和弹性能源系统的指示性途径，并显示了不同的途径如何与政府战略的其他部分相结合。

目前，新西兰的氢气市场还较小。但新西兰被认为是世界上最适合创新、试验和示范的地方之一，监管障碍最少。它现有的天然气、工艺和工业基础设施可以进行改造来用于氢气工业。

新西兰有大量可再生能源，利用可再生能源优势，进一步电气化，同时节约能源和从碳氢化合物转换燃料是新西兰能源部门脱碳的主要途径。冬季，新西兰的水力发电产量下降，而对取暖和照明的需求却增加，有必要建立能源储存系统来平衡不同时间段的电力需求。氢很适合担当这一角色，可将夏季产出的多余电力用来生产氢气储存起来，在冬季水力发电产量下降时使用。

新西兰拥有丰富的可再生能源，可利用来生产绿氢，部分用于出口。国际能源署认为，到 2030

年，新西兰的氢气产量将达 70 万吨/年。《塔拉纳基氢气路线图》建议每年出口约 30 万吨氢气，约占产量的 40%。新西兰已与日本签署了一份合作备忘录，就合作开发氢技术和向日本出口绿氢达成协议。

中国石油新闻网　2022-05-20

能源央企转型氢能的低碳路线图：从五个关键点入手

氢能作为一种来源广泛、绿色低碳的二次清洁能源，具有清洁低碳、来源广泛、高热值等多种优势，被誉为“终极清洁能源”。双碳战略背景下，我国能源结构正在由化石能源为主导向清洁能源过渡，发展氢能可以加强国家能源安全保障，同时对于加快构建现代能源体系，实现节能减排、深度脱碳具有重要意义。

氢能产业链条广泛，包括上游制氢、中游储运氢、下游用氢。氢能应用场景涉及工业、电力、交通及建筑等多个领域。随着《氢能产业中长期发展规划（2021-2035 年）》公布，我国氢能产业由初期探索阶段步入快速发展阶段。各大型央企能源集团在前期氢能布局基础上，加快推动氢能核心技术研发、产品性能提升与氢能项目落地，打通产业链条，打磨商业模式，抢占氢能产业制高点，实现传统能源企业向现代能源企业的转型。

央企能源集团在氢能产业布局上具有诸多共性，主要体现在：

一是全面低碳转型，将氢能纳入业务体系。

十四五时期，我国能源低碳转型步入重要窗口期，必须协同推进能源低碳转型与供给保障。要加快推动绿色发展，将氢能纳入能源体系，构建现代能源体系。

二是依托优势切入产业链，向上下游延伸。

能源企业具有资源、技术、人才及资金等方面的优势，依靠本身的优势切入氢能产业链，然后向上下游延伸，打通全产业链。以国家电投为例，国家电投以国氢科技为重要抓手实施氢能战略。国氢科技以燃料电池核心技术为切入点，逐步向上游制储运延伸，培育全产业链自主能力。

三是攻关核心技术，实现自主可控。

国外发展氢能较早，在氢能领域处于领先地位，集中表现在氢能产业链技术、材料和产品制造工艺方面。我国在氢能领域发展较晚，与发达国家相比，氢能产业基础还比较薄弱，在产业规模、技术水平、材料研发、生产工艺、专利和标准输出等方面仍有差距，高性能材料和精密制造部件仍存在“卡脖子”现象。但目前我国自上而下的氢能政策框架体系已经形成，十四五时期正在迎头赶上。

四是建设示范项目，产业落地实践。

国家规划形成京津冀、长三角、珠三角、环武汉、山东、成渝等六个区域产业集群，并开展了京津冀、长三角、珠三角、河北和河南五大燃料电池汽车示范城市群和山东“氢进万家”等全国范围内的六大示范区域。各地政府与能源集团联合，积极推动氢能产业的发展，以量力而行、因地制宜、助力经济发展为原则推动氢能示范项目建设。如中国石化联合新疆自治区政府建设国内首个万吨级光伏绿氢示范项目——新疆库车绿氢示范项目，对炼化企业大规模利用绿氢实现碳减排具有重大示范效应。

五是强强联合，共同合作。

氢能产业呈现产业链条长、技术难点多，投资力度大、建设周期长等特点。因此，在发展氢能的道路上，多方共同合作、优势互补成为共同选择。例如东方电气与三峡集团合作成立东方三峡基金，重点围绕氢能与燃料电池等新兴产业投资布局；华电集团与东方电气合作开展冷热电联供系统的研究示范等。通过强强联合，共同推动核心技术突破与示范项目建设，促进氢能产业更好发展。

氢促会认为，随着氢能中长期发展规划的公布，我国氢能战略更加清晰，十四五时期将是氢能产业快速发展的重要窗口期。央企能源集团作为能源领域的“排头兵”，承担国家能源安全和低碳转型发展的重任，将氢能纳入业务体系是提升能源安全、实现低碳转型的重要路径。目前超过三分之

一的能源央企已经布局氢能业务，覆盖制氢、储氢、输氢、用氢全产业链条，并取得了一批技术研发和示范应用的成果。十四五时期，央企能源集团应加大力度推动氢能业务发展，将氢能与传统能源、可再生能源耦合，以产业规模化推动氢能降本增效，加大绿氢在能源领域的应用规模，实现低碳转型、绿色发展。

澎湃新闻　2022-05-17

世界级“氢港”初具规模 加速“氢经济”全球落地

国际可再生能源署预计，到 2050 年，全球大约 1/4 的氢气将用于国际贸易，包括超过 1 亿吨的绿氢和超过 5000 万吨的蓝氢。其中一半将通过管道运输，一半将通过氨船运输。“氢港”在其中的重要性也不言而喻。港口既是发展氢能的推动者，也是氢能落地的首批受益者。近年来，国内外各大港口、企业纷纷加快步伐布局“氢港”，短期内着眼于港口本身的氢能产业链建设和能源消耗清洁低碳化，长期来看，也为当地的氢能全球化贸易和能源转型做铺垫。

据了解，现阶段我国已有一批“氢港”初具规模，分别位于山东省青岛市、上海市临港新片区、天津市滨海新区、江苏省张家港市、浙江省宁波市等地区，正成为中国氢能产业的样板示范区，为氢能产业的未来发展奠定坚实基础。在海外，美国的长滩港和洛杉矶港、荷兰的鹿特丹、西班牙的瓦伦西亚港、日本的横滨港等，都在采用氢相关的技术，来减少航运和港口的碳排放，并建立能源转型的综合体系。

“氢港”在世界范围内的“多点开花”，将打通氢能的海上运输线路，实现氢能资源的全球化整合，带动“氢经济”实现质的飞跃。目前来看，这些国内外的“氢港”正在三方面发挥重要作用：一是形成氢能产业示范区，带动当地的氢能产业链发展；二是为航运提供氢燃料，助力其实现脱碳；三是作为氢能进出口的关键枢纽，带动氢能的全球化应用。

“氢港”成示范样板区

带动当地“氢经济”发展

港口是全球贸易的主要交通枢纽，目前使用的作业机器，比如起重机、卡车、物料搬运机等仍以化石能源为主，对环境影响较大。“氢港”不仅是氢能相关的货物中转地，更是氢能最佳的应用示范区，对港口的低碳清洁化转型有重要作用。目前，我国港口在全球范围内占据重要地位，港口货物吞吐量和集装箱吞吐量都居世界第一位。随着 2019 年氢能首次写进国家《政府工作报告》，各大港口也都在积极推进氢能技术在港口的应用。

以山东青岛为例，《青岛市氢能产业发展规划（2020-2030 年）》中提出，推动建设氢能港口等多种氢能发展示范形式，以示范带动产业全面发展。在青岛港开展燃料电池港口机械和物流运输示范应用，打造中国“氢港”。

目前，青岛港自主研发的全球首创“氢动力”自动化轨道吊等“黑科技”，解决了一键锚定、永续充电、自动摘锁、AGV 轻量化等世界难题，作业效率提升 30%，缩减人员 50%以上。

未来，山东各大港口将落实《山东省港口集团绿色低碳港口“十四五”规划》要求，与相关合作方围绕港口、相关物流环节新能源使用开展深层次合作，用清洁能源车辆逐步替换港口现有燃油车辆，推进新能源车辆在长途运输中的试点工作，推动与港口作业衔接配套的长途物流公司逐步更换清洁能源车辆，总规模有望达到 7 万～10 万辆。

除了青岛港，天津港、深圳盐田港、大连太平湾等都在去年相继规划了建设氢能港口的发展目标。中央财经大学绿色金融国际研究院施懿宸教授谈到，近年来，我国高度重视智慧港口、绿色港口建设。通过“绿色”引领、“智慧”驱动，推进港口转型升级，是我国未来港口业发展的必然趋势。“氢港”也将为绿色港口建设起到示范带头的作用。

“氢港”有助于航运脱碳

氨或甲醇为过度燃料

据国际海事组织(IMO)，全球航运业二氧化碳排放量在全球二氧化碳排放量中的占比从 2012 年的 2.76%升至 2018 年的 2.89%。如果不加以控制，到 2050 年，来自海上运输的二氧化碳排放量可能比 2012 年的水平增长 250%。为此，国际海事组织在 2018 年给全球航运业设定了碳减排目标：2030 年比 2008 年减少 40%；到 2050 年至少比 2008 年减少 50%。欧盟也明确要求，航运企业在 2030 年之前将所有船舶每单位运输活动的年均二氧化碳排放量减少至少 40%；到 2030 年，船舶停泊处必须实现零排放。

为在船运行业实现 2050 年的脱碳目标，目前全球达成的共识是把船舶使用的碳含量较高的化石燃料更换为氢、氨或者甲醇等替代燃料。据了解，氢燃料目前主要集中在排放控制区域内的近海和内陆水道运输等短距离运输，以及用于辅机、非推进负载，目前可供远洋船舶使用的氢燃料加注船或加氢燃料码头较少。目前来看，能快速应用的还是氢气的其他载体——氨或者由绿氢和二氧化碳制成的绿色甲醇。

近两年来，全球航运巨头马士基、X-press Feeders 等公司积极订造绿色甲醇燃料船舶，并部署到北欧地区；瑞典哥德堡港积极部署甲醇燃料产业链，近日发布了船对船甲醇加注的通用操作规则，致力于成为北欧绿色甲醇的主要燃料供应中心，预计到 2030 年该港区内船舶的碳排放量将减少 70%。随着“氢港”建设的逐步完善，以及氢能产业链的逐渐成熟，氢能有望成为船运行业的主要能源之一。

世界级“氢港”初具模型

带动全球“氢经济”发展

“氢能交易和天然气交易有些类似，其交易中心一般分两个，一是基础设施中心，用于实际产品交割，二是贸易结算金融中心。”亚行气候变化与可持续发展局能源专家徐金苗谈到，基础设施枢纽和中心的选址很重要，一是要建在市场的中心位置，方便买卖双方进行实物交割。其二并不是任何一个国家和城市都能轻而易举设立氢能交易基础设施中心，因为它的投资量大、基础设施需求量高。

目前欧洲对“氢港”建设投入较大，为减少对俄罗斯天然气的依赖，欧盟正迫切寻求新能源作为补充。上周欧盟和 20 家企业签署一份联合申明，要将电解槽制造能力提高 10 倍，到 2025 年达到 17.5GW，并根据对绿氢的需求，到 2030 年进一步提高产能，届时实现 1000 万吨/年的产量。欧洲最大的港口鹿特丹也随之表示，将在 2030 年为欧洲供应 460 万吨氢气，主要来自美洲、非洲、亚洲等 70 多个公司和出口国。

鹿特丹港务局在 2020 年发布规划，决定将鹿特丹打造成世界级的“氢港”，目前正在积极开展全球合作，在港口引入大规模氢气网络，使鹿特丹成为氢气生产、进口、应用和向西北欧其他国家运输的国际枢纽。当地的 Maasvlakte 电解厂目前已经开始投入使用，鹿特丹很快就可以生产约 200 万吨氢气，而大量的氢气需求量缺口则需要从澳大利亚、非洲和南美等太阳能或风能资源丰富的国家进口。

随着世界级的“氢港”逐渐投入使用，“氢经济”也将在全球加速落地。国际可再生能源署也提到，届时智利、北非和西班牙将占据管道运输氢贸易的四分之三，摩洛哥、澳大利亚和美国将将占全球氨贸易市场的四分之三。英国、俄罗斯、中国、印度、拉丁美洲、中东、东南亚和南非都会出口氨，而像日本、韩国等可再生能源不够丰富的国家，几乎将进口所有所需的氢或者氨。

中国产业发展促进会氢能分会　2022-05-20

拓展氢能产业链，浙江舟山片区加快打造“海上氢岛”

近日，由中石化舟山销售分公司和深圳国氢合作建设的全市首座橇装式加氢站，在六横完成建造和设备调试，该项目总投资约 1300 万元，日加氢能力可达 500 公斤，填补了舟山在加氢站领域的空白，也标志着六横“海上氢岛”建设逐渐提速。

依托优良的区位、港口、腹地等优势及现有产业基础，六横正全力以赴打造“海上氢岛”，主动融入浙江自贸试验区油气全产业链建设。目前，六横已基本形成了以能源产业为核心，现代临港装备

制造和大宗商品储运中转贸易为重要支撑的产业发展格局。

2022 年 4 月，六横建成全市首条氢能公交示范线，目前，六横已投运氢能公交车 4 辆，累计安全行驶里程超 2.3 万公里；5 月，六横还将引入氢能环卫车，进一步拓展氢能应用范围。在六横，燃料电池制造、氢能公交、氢能环卫车、氢能冷链车、氢能船舶等多种氢能应用场景已初步建成。

下一步，六横将继续以“可再生能源+储能+联合制氢”为主线，大力推进 LNG、氢能、新能源材料、装备制造、港航物流等五大产业建设，着重开展氢能船舶、海洋设备、离岛综合能源等领域的示范应用，形成名副其实的海上能源岛。

中国浙江自贸区　2022-05-18

我国绿氢产业跑出加速度

近日，隆基氢能、考克利尔竞立、中船 718 所成功入围中石化首个万吨级绿氢示范项目，这是我国，也是全球迄今为止最大的绿氢项目，项目投运后对实现碳达峰碳中和目标、推动能源转型具有重大意义。

不仅如此，近年来，国家电投、国富氢能等越来越多的大型央企、传统氢能企业纷纷瞄准绿氢产业，加速布局。业内分析认为，利好政策的不断推出，以及碳达峰碳中和目标的提出，成为企业大规模部署绿氢项目的最重要驱动力。值得注意的是，由于电解水制氢成本偏高，我国绿氢产业仍处于项目建设的起步阶段。业内认为，未来随着绿氢产能规模的不断增长、电解槽等核心设备成本的持续下降，以及光伏电价优势逐渐凸显，我国绿氢项目建设有望打开新局面。

企业加速布局

国家发改委 3 月 23 日发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》提出，到 2025 年初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。与此同时，可再生能源制氢量达到 10 万吨/年—20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分。

值得注意的是，除了交通运输，其他氢气需求量庞大的工业领域也开始重视绿氢发展，这也意味着，绿氢已经成为传统能源企业转型的重要方向。4 月 7 日，工信部、国家发改委等六部委联合发布《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》，鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用绿氢，推进炼化、煤化工与绿电、绿氢等产业耦合示范。

在政策支持和“双碳”目标带动下，内蒙古、四川、甘肃、宁夏等多个省（区、市）陆续发布绿氢项目建设相关规划。企业方面，今年 3 月，国家电投东北公司下属燕山湖发电公司与辽宁省朝阳市龙城区政府签署绿电制氢项目合作协议，该项目年制氢小时数达 7000 小时，项目建成后可创造不低于 1000 立方米/小时的绿氢产能；同月，阳光氢能与内蒙古正能氢能源科技有限公司签约合作“内蒙古圣圆正能制氢加氢一体化项目”，规划建设 6000 标方/小时电解水制氢。此外，中石化、隆基氢能、中国能建等企业均在加速布局绿氢项目。

相关统计数据显示，今年一季度，我国新开工和开标的绿氢产能占氢气新增总产能的 1/3，总量超过 5 万吨/年，尽管副产氢依旧是氢能产业的主力，但从今年一季度新增总产能看，绿氢的产能占比已逐步迈向 10%，远高于此前的 1%。

装备技术不断提升

绿氢项目规模不断增长，制氢装备技术水平也在不断突破。

隆基氢能科技有限公司总裁汪伟介绍，经研发攻关，该公司的碱水制氢系统已达到世界领先水平。4 台 1000 标方/小时电解槽对应 1 台气液分离装备，系统制氢能力达到 4000 标方/小时，单台纯化能力达到 8000 标方/小时，系统电耗方面，无论实证数据还是设计水平均实现了领先。

考克利尔竞立（苏州）氢能科技有限公司总经理马军告诉记者，目前，碱性电解水制氢设备的全国产化生产已经成为现实。在政策带动下，绿氢装备行业受到的资本关注度显著提升，制氢装备企业的整体实力和竞争力不断增长。

此外，制氢设备成本也有望持续降低。江苏国富氢能技术装备股份有限公司战略总监魏蔚表示：“现阶段制氢电解槽价格偏高，其中系统产能达 5 兆瓦的单个碱性电解槽成本约为 1000 万元。随着制氢规模的增长和制氢设备智能制造水平的提升，预计到 2030 年，单个碱性电解槽系统成本将降至目前的 1/3 左右。”

高成本问题待破

如何加快绿氢产业发展？相关行业专家建议，应从标准制定、技术攻关、科技创新等角度出发，大力布局绿氢，实现绿氢产业高质量发展。

三峡科技有限责任公司董事长江冰认为，国家提出从能耗“双控”向碳排放“双控”转变，意味着绿氢产业机遇真正到来。但是作为企业，无论是在交通场景还是原料用氢场景，现阶段都面临着绿氢成本高企的问题。对此，江冰建议加大科技创新、加快工程示范，通过技术创新和规模化示范，推动绿氢产业降本。

在汪伟看来，国家层面应尽快出台相关政策标准，精确定义“绿氢”，形成合理的价格标准和体系。“可以借鉴过去十年来光伏风电的发展经验，大力补贴电解槽产业，加速绿氢规模化发展；同时，在可再生能源资源丰富、绿氢有足够消纳能力的地区，多建一些兆瓦级绿氢示范项目，吸引、鼓励绿氢厂家把最新技术引入示范工程，以解决技术瓶颈，实现绿氢产业化发展。”

本报记者 仲蕊　中国能源报　2022-05-23

西班牙建成 100 兆瓦光伏用于年产 3000 吨的绿氢工厂

Iberdrola 公司在西班牙 Puertollano 正式开设耗资 1.5 亿欧元的绿色氢气厂，西班牙国王出席项目投运典礼。

Puertollano 工厂每年将生产多达 3000 吨绿色氢气，每年避免 7.8 万吨二氧化碳排放，是欧洲最大的工业用清洁燃料的工厂。该项目还包括一个新的 100 兆瓦太阳能发电厂和一个 20 兆瓦时（MWh）的锂离子电池存储系统。光伏发电厂将使用双面组件，每年生产 156,000 兆瓦时的电力，相当于向 47,000 多户家庭提供清洁能源。

Fertiberia 集团将在其化肥厂使用 Puertollano 生产的绿色氢气，从而减少对天然气的需求，从而成为第一家在工业规模上利用绿色氢气潜力的欧洲化肥公司。

国际能源小数据　2022-05-18

核能

黑龙江印发《关于支持超低能耗建筑产业发展的若干政策措施》

原标题：超低能耗建筑示范项目给予资金补助

近日，黑龙江省工信厅、财政厅和住建厅联合印发《关于支持超低能耗建筑产业发展的若干政策措施》（以下简称《政策措施》），从加大推广力度、强化政策引导、推动产业链生成等 3 大部分 16 个方面，推动黑龙江省超低能耗建筑产业发展，培育新经济增长点。

《政策措施》明确，要按照《黑龙江省超低能耗建筑产业发展专项规划（2022—2025 年）》，支持以哈尔滨为发展核心区，齐齐哈尔、牡丹江、佳木斯、大庆为发展示范区，全面开展超低能耗建筑示范项目建设。到 2025 年底，哈尔滨市建设超低能耗建筑 580 万平方米，齐齐哈尔市、牡丹江市、佳木斯市、大庆市分别达到 65 万平方米，其他市（地）分别达到 20 万平方米，全省竣工和在建超低能耗建筑面积累计达到 1000 万平方米。

《政策措施》提出，要强化规划保障、加大资金扶持、实施容积率奖励、引导合理取费、减免供

热相关费用、推动公共机构节能改造、加快拨付监管资金、上浮销售备案价格等举措，强化政策引导。尤其在资金扶持方面，要设立省级发展超低能耗建筑专项资金，对超低能耗建筑示范项目给予资金补助，鼓励市县政府积极推动超低能耗建筑项目建设，吸引相关企业优质资源向超低能耗建筑产业集聚。对新建建筑按建筑面积每平方米补助最高 600 元、既有建筑改造按建筑面积每平方米补助最高 300 元。确定为超低能耗建筑示范项目并取得施工许可证后，先行拨付项目补助资金 60%，剩余资金待专项验收后根据绩效评估结果据实清算，具体资金管理办法另行制发。鼓励市县政府结合本地实际制定支持政策，对符合超低能耗建筑标准的本级建设项目给予支持。

在推动产业链生成上，《政策措施》指出，要提升产业层次、强化招商引资、支持企业拓展业务、强化金融赋能、鼓励科技成果转化、引导数字化绿色化转型。鼓励超低能耗建筑关键产品生产、重要部件制造、装配式建造等环节智能化转型，运用工业互联网、人工智能等技术提升产品生产经营环节数字化、信息化、智能化水平。鼓励超低能耗建筑与绿色建筑、装配式建筑融合发展，加大智能建造、智慧工地、智能运维的推进力度，加强建筑全生命周期的低碳建筑建设和运营管理。对实现超低能耗建筑产业领域数字化、绿色化转型发展的，按照黑龙江省现行促进数字化、绿色化的有关政策措施给予支持。

黑龙江日报　2022-05-19

江西十四五能源发展规划：2035 年新型储能规模化发展

5 月 17 日，江西省人民政府办公厅日前发布关于印发江西省“十四五”能源发展规划的通知，通知指出，到 2035 年，电力综合输送网络更加完善，互联高效油气输送体系基本建立，新型储能实现规模化发展，能源综合储备调节能力大幅提升。

加强电力调峰能力建设，力争核准建设抽水蓄能电站 4 座以上，并为中长期发展储备一批站址资源。加快风电、光伏发电与新型储能融合发展，建设一批集中式电化学储能电站，探索开展其它形式储能示范。

统筹新能源快速发展和电力安全稳定供应，推动源网荷储各环节的新型技术应用和运行模式创新，推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向发展。鼓励氢能、发电侧储能等新型能源利用方式，探索“新能源+储能”发展模式，合理确定储能配置比例，提升新能源并网友好性和电力支撑能力。

推动能源使用向设备智能、多能协调、信息对称、交易开放的方向发展，激活能源供给端和消费端潜力，实现能源智慧互联、系统优化、效能提升。加强新能源与增量配电网、充电桩、氢能等融合发展，推动支持与储能深入融合的新能源微电网应用示范工程、“风光（水）储一体化”和“源网荷储一体化”示范项目、绿色能源示范县（区）、综合智慧能源示范项目等能源新业态新项目建设。在新增用能区域，因地制宜实施传统能源和风能、太阳能、生物质能等能源的协同开发，优化布局电力、燃气、热力、供冷、储能等基础设施，实现多能互补和协同供应。

到 2035 年，能源科技创新能力不断增强，能源产业数字化和智能化升级初具成效，智慧能源系统建设取得重要进展。

江西省人民政府　2022-05-18

湖北发布能源发展“十四五”规划 打造电气煤三大全国枢纽

电力、燃气，人们日常生活及企业生产须臾不可或缺。我省最新规划称，到 2035 年，我省能源供应将更有保障、颜值更加“绿色”——

根据《湖北省能源发展“十四五”规划》（以下简称规划），到 2035 年，以新能源为主体的新型电力系统建设取得实质性成效，基本建成清洁低碳、安全高效的现代能源系统，能源安全保障能力大幅提升。

打造电气煤三大全国枢纽

据介绍，“十三五”期间，湖北省能源供应保障能力明显提升，主网最大负荷提升至 4065 万千瓦，增长 48%，形成西电东送、南北互济的供电枢纽格局；天然气储气能力达 3.82 亿立方米。

与此同时，湖北省能源结构变“绿”。

到 2020 年底，全省可再生能源发电装机增至 5066 万千瓦，其中新能源装机 5 年增加 5.3 倍，可再生能源消纳电量占比提升了 16.8%；煤炭消费占一次能源比重下降 7.7 个百分点；20 万千瓦以上煤电机组全部实现超低排放；全省单位地区生产总值能耗累计下降 18%，单位地区生产总值二氧化碳排放量累计下降 19.6%。

按照规划，湖北省将围绕构建清洁低碳、安全高效能源系统这一目标，打造三大枢纽（全国电网联网枢纽、全国天然气管网枢纽、“两湖一江”煤碳物流枢纽），实施能源“八大工程”——新能源倍增工程、煤电绿色转型工程、风光水火储及源网荷储一体化示范工程、能源储备调峰工程、“两线一点一网”电网工程、“五纵四横一通道”油气管网工程、数字能源工程和能源惠企利民工程。

到 2025 年，湖北省能源综合生产能力将超 6000 万吨标准煤，发电装机达到 1.14 亿千瓦，特高压外电输入能力 1300 万千瓦，油气管道达到 8900 公里，储气能力提升至 6.5 亿立方米，分别提升 6.1%、37.8%、20.3%和 70.2%。武汉城市电网达到世界一流水平。

在用电结构方面，新增用电量的一半将来源于可再生能源，非化石能源占比提升至 20%以上，天然气占比增至 7%左右。

建立“左右逢源”的供给体系

高质量发展，须有高质量的能源保障体系。

按照规划，我省将通过内增、外引“两手抓”，建设安全多元能源供应体系。

在发展非化石能源方面，将加快发展风光水火储一体化百万千瓦新能基地，到 2025 年光伏、风电发电装机达到 3200 万千瓦，年发电 400 亿千瓦时，占 2020 年湖北电用量的 18.7%。

统筹推进水电保护性发展，推进汉江、清江、澧水等流域水电项目建设，重点开发建设利川峡口塘、襄城新集、恩施姚家坪、鹤峰淋溪河等水电工程，新增常规水电装机 50 万千瓦，总装机达到 3800 万千瓦；在江汉盆地、南襄盆地、新洲、英山等地开展地热能资源勘查试验，在武汉、襄阳、宜昌、十堰等地推广浅层地热能供暖和制冷，使地热能供冷供热建筑增至 5000 万平方米；加快宜昌、恩施地区页岩气勘探开发，2025 年页岩气产能达到 20 亿立方米/年。

在能源输送储备方面，湖北省将建设坚强智能电网，建成陕北-湖北、金上-湖北、荆门-武汉等一批特高压电网工程；围绕外电疏散、电源接入、网间联络等，建设一批主网工程，形成鄂东、鄂西北、鄂中西分区保供体系，提升城市供电能力。

同时，加快设备更新，提升农村电网，全面解决卡脖子、低电压等突出问题，使湖北农村配电网水平中部领先，供电可靠率达到 99.915%。在油气管网方面，加快建设西气通输三线中段、川气东送二期湖北段待国家干管，推进内河 LNG 多式联运，形成“四方来气”的供应格局。

半数以上乡镇通气

规划透露，湖北省将在 2030 年前实现碳达峰。为此，能源消费节能低碳成为重点努力方向。

规划提出，建设节约低碳能源消费体系，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。在交通运输领域，大力发展多式联运和公共交通，推广节能环保汽车和新能源汽车；支持发展重卡、环卫、公交等 LNG 汽车；实施“气化长江”工程，推动船舶燃油 LNG 替代。同时，我省将严格落实 2023 年执行国六 B 标准车用汽油，推进油品质量升级，稳妥推进车用乙醇汽油推广使用。

按照规划，湖北省将加快终端用能电气化，在居民生活、工业制造、农业生产、交通运输等领域全面拓展电能替代；完成 95 个港口码头 264 套岸电桩及配套设施建设，实现长江沿线主要码头岸电全覆盖；大力发展电动汽车，适度超前推进充电基础设施建设，到 2025 年全省充电桩达到 50 万个以上，增加 2.4 倍以上。

全社会电气化水平将持续提升，预计“十四五”新增电能替代量 300 亿千瓦时，电能占终端能源

消费比例达到 25%。另一方面，严控煤炭消费增长，扩大乡镇天然气覆盖范围，通气乡镇比例达到50%以上。

按照规划制定的目标，通过一系列节能增效措施，“十四五”时期，湖北省单位地区生产总值能耗将下降 14%以上。

电网投资超千亿

为实现上述目标，湖北省将在十四五实施打基础、管长远的能源“八大工程”。

这些工程。如新能源倍增工程计划推进“光伏+”发展模式，充分利用一般农用地、鱼塘、水面、采矿废弃地等土地资源，建设一批光伏+农业（养殖、种植）、光伏+多能互补、光伏+储能、光伏+旅游项目。有些工程将显著降低行业碳排放量，如煤电绿色转型工程，将使 2025 年全省煤电机组平均供电煤耗降低至 297 克标煤/千瓦时以下。

在电网建设方面，“十四五”投资规模将超过 1000 亿元，2025 年城镇配电网供电可靠率达到99.985%，综合电压合格率达到 99.999%。

此外，规划还提出增强能源科技创新能力，壮大能源装备产业，打造发电装备、智能电网及输配电装备、新能源装备、油气钻采与加工装备、节能环保装备、储能等六大产业链条。在武汉、襄阳、宜昌、荆州等地区打造能源装备制造产业基地。到 2025 年，能源装备产业年主营收入达到 2000亿元，年主营收入过 50 亿元、10 亿元企业分别达到 5、30 家。

彭一苇 实习生郝悦冰　湖北日报　2022-05-23

浙江：实施“风光倍增工程”

据浙江省人民政府官网消息，近日，浙江省人民政府办公厅印发浙江省能源发展“十四五”规划。《规划》提出，到 2025 年，现代能源体系建设取得明显进展，能源供应保障安全有力，为全省实现碳达峰奠定坚实基础。全省能源综合生产能力达到 4377 万吨标准煤左右（均为非化石能源），能源自给率提高到 15%左右。全省境内电力装机容量达到 1.37 亿千瓦左右，天然气消费量达到 315 亿立方米左右。全省能源储备体系更加优化，煤炭石油天然气储存能力达到 1.2 亿吨标准煤，能源应急储备能力满足高质量供应需求。电力高峰负荷削峰能力达到最高用电负荷 12430 万千瓦的 5%以上。

大力发展生态友好型非水可再生能源。实施“风光倍增”工程。突出以整县规模化开发分布式光伏，以高质量推广生态友好型发展集中式光伏，到 2025 年，全省光伏装机达到 2762 万千瓦。着力打造百万千瓦级海上风电基地，到 2025 年，全省风电装机达到 641 万千瓦以上，其中海上风电 500万千瓦以上。因地制宜发展生物质发电，到 2025 年，生物质发电装机达到 300 万千瓦以上。积极探索海洋能综合开发利用。

“十四五”期间，全省新增海上风电、光伏装机翻一番，增量确保达到 1700 万千瓦力争达到 2000万千瓦。

光伏发电：新增光伏装机 1245 万千瓦以上，力争达到 1500 万千瓦。在特色小镇、未来社区、工业园区和经济开发区，以及学校、医院、污水处理厂等公共建筑、公共设施继续推进分布式光伏应用，在新建厂房和商业建筑等推进建筑光伏一体化，新增分布式光伏装机容量 645 万千瓦以上，在 30 个以上整县推进；利用滩涂和养殖鱼塘等，建设渔光互补光伏电站 300 万千瓦以上；利用坡地、设施农业用地，建设农（林）光互补光伏电站 300 万千瓦以上。

海上风电：新增装机 455 万千瓦以上，力争达到 500 万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地。

上证报中国证券网　2022-05-21