



中国大唐集团科学技术研究总院

China Datang Corporation Science and Technology General Research Institute

能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2025 年 第 8 期（总第 632 期） 20250829

• 科技情报研究所 •

目次

专家观点

新一代煤电的要求、挑战与破局之道.....	1
电力系统输配业务分化呼唤民营企业发挥更大作用.....	6

行业动态

国家能源局：加快构建新型电力系统全面提升电力系统对新能源的适配能力.....	11
全球海上风电回顾与展望 2025.....	27
国家能源局：将推动各地构建层次分明、结构清晰的虚拟电厂管理体系.....	30
我国光热发电行业发展现状分析.....	32
“双碳”目标提出 5 年：中国实践与战略思考.....	40
中国水力发电未来发展的十大看点.....	45
碳市场的建设与未来展望：扩大行业覆盖与提升市场活力.....	52
扩大清洁用能，让绿色能源点亮万家灯火.....	54
抽水蓄能电站电价机制探讨及应对建议.....	57

专家观点

新一代煤电的要求、挑战与破局之道

碳达峰、碳中和已成为我国能源电力系统长期发展的根本航标。构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力体系，是实现“双碳”目标的核心依托。在这一转型过程中，以煤为基的传统火电机组需勇担兜底保供与灵活调节的“双重使命”，深度释放对新型电力系统的支撑潜能与调节价值，在保障能源安全与推动绿色变革之间实现动态平衡。

我国煤电转型已推进多年，从“十二五”（2011~2015）总量控制起步，到“十三五”（2016~2020）的清洁高效加速，再到“十四五”（2021~2025）的严控增量与“三改联动”并举。2025 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025~2027 年）》，在充分衔接“三改联动”政策的基础上，通过明确技术指标、完善实施路径、配套政策支持，系统部署煤电行业清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行的转型路径。面向“十五五”，煤电将明确“基础保障电源+系统调节电源”的双重定位，从电量主体向容量支撑转变；迈入“十六五”，煤电的调节属性将被彻底激活，化身为以高比例可再生能源为主的新型电力系统的“稳定器”，在零碳蓝图中可靠托底。

四维跃升：“新一代煤电”的硬核指标

我国煤电以不到 40%的装机占比，提供了约 60%的发电量、70%的顶峰能力和近 80%的调节能力。煤电仍是现阶段我国经济发展的可靠热力供应主体，是民生采暖和工业用热的重要保障。新一代煤电升级专项行动，分别对现役机组、新建机组和试点示范机组，从煤电清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行 4 个方面，提出 12 个具体技术指标要求。

在清洁降碳方面，与“三改联动”节能改造主要通过降低煤耗间接减少污染物排放的要求不同，“新一代煤电”明确将降碳作为核心目标，鼓励现役与新建机组实施直接减碳的低碳化改造建设。针对试点示范机组，明确提出了采用降碳措施后的碳排放量化指标。

在安全可靠方面，“新一代煤电”对保供期申报出力达标率与保供期非停计划运营次数提出了量化要求。鼓励通过推动现役机组改造升级和新建机组指标提升，强化煤电在电力系统中的基础性保障作用，确保在新能源大规模并网带来波动性增强的背景下，电力系统的安全稳定运行。

在高效调节方面，“新一代煤电”针对机组额定供电煤耗、30%负荷煤耗增幅、深度调峰最小出力、负荷调节速率、一次调频、启停调峰等 6 项指标提出详细要求。

在智能运行方面，“新一代煤电”强调智能控制、智能维护和智能决策支持，通过数字化和智能化技术提升运行效率，并鼓励产学研合作，搭建创新发展协作平台，推动理论创新和技术研发。

“新一代煤电”四个维度的指标体系，既符合中国现阶段能源结构特点，同时又具有相当的前瞻性和指引性，在技术和管理层面给煤电机组转型升级提出了巨大的挑战。

多重关卡：“新一代煤电”的攻坚之途

“新一代煤电”已锚定“可靠、降碳、灵活、高效、智能”的新使命，同时承担着企业经济效益、社会民生保障、国家能源安全的多重任务，转型升级任重道远。

可靠性方面，煤电机组从以前主要承担基本负荷运行，正在向频繁启停、深度调峰、快速变负荷的灵活调节运行方式转变。在新的运行方式下，一方面因为煤电机组主辅设备运行参数与设计工况相差甚远导致机组运行可靠性降低、非停增加，另一方面导致设备材料加速出现磨损、腐蚀、变形、断裂等失效现象，设备寿命损耗加剧、安全隐患突增，锅炉、汽轮机、发电机主辅设备事故概率加大。与此同时，长期的深度调峰运行削弱了机组的一次调频性能，降低了电网的安全裕度。

降碳方面，低碳改造（CCUS、生物质或绿氢掺烧等）虽为减排必由之路，但其高昂的初始投资和运营成本，已成为制约其规模化推广的首要瓶颈。仅依靠碳市场的收益渠道，远远无法覆盖低碳改造的成本。同时，度电碳排放降低 10%~20%的目标要求，对不同煤质和区域条件的适应性提出严峻考验。

灵活方面，“新一代煤电”在频繁启停、快速变负荷、一次调频等方面提出更高要求，但受到了主辅设备的材料和工艺结构、机组热惯性以及机组设计工况等因素的制约，设备研发短期难以取得突破性进展。

高效方面，传统的机组设计点注重额定负荷下的煤耗，目前仍以额定工况下的煤耗作为高效性评价标准之一，这与“新一代煤电”长时间在中低负荷区间运行的现状相背离。此外，提高蒸汽参数是提高效率的有效途径，但面临现有材料性能和新材料应用的限制。

智能方面，现有控制技术对机组快速变负荷、深度调峰等运行模式的支撑不够，难以满足新型电力系统对灵活调节能力的需求。现役机组在设备状态感知、故障预警和健康管理方面尚未实现全流程、高精度的智能监测与分析诊断。智能决策自动化程度较低，精细化程度不足，难以满足电力市场交易的快速决策需求。

经济效益方面，煤电灵活性改造、节能降碳改造等需要较大投资，同时，动力煤价格多年来高位徘徊，导致运营成本高企，煤电作为基础保障性电源需承担更多调节性任务，但成本疏导机制尚未健全，普遍负债率偏高。

社会效益方面，“新一代煤电”作为新型电力系统的关键支撑，其需要在保障能源安全与促进清洁转型之间寻求平衡，实现可持续发展。在民生保障与低碳转型的双重压力下，“新一代煤电”建设须统筹考虑电价可承受性、供电可靠性及碳排放约束，这对煤电企业履行社会责任提出了更高要求。

迎战转型：发电企业的破局策略

面对“新一代煤电”转型的挑战，发电企业需从多个维度进行部署，以安全可靠为底线，以科技创新、数智赋能为双重驱动，以自主可控为约束，注重顶层设计和质效提升，把煤电机组打造成新型电力系统的“稳定器”。在此基础上，横向深度融合风、光、储等多类型能源，纵向全面拓展热、汽、冷等综合能源服务，从单一发电企业逐步转型为多能耦合的综合能源供应商。

筑牢安全根基，保障煤电灵活调峰安全运行：安全生产是企业发展的生命线。为确保机组长期安全稳定运行，需强化锅炉、汽机、发电机本体以及关键辅机的设备可靠性管理。针对灵活性运行需求，系统评估频繁调峰对设备寿命的影响，重点关注金属部件疲劳、蠕变等关键问题，深化状态监测与寿命预测技术的应用。健全过程质量控制体系，严格执行行业标准及规程规范，从设计、制造到安装、调试、运行、检修等全流程实施精细化管理。采用高标准材料与先进技术，增强煤电机组的安全裕度和多工况适应能力，确保在新型电力系统中长期可靠调峰运行。

强化技术创新，提升煤电灵活运行核心竞争力：技术创新是企业保持核心竞争力的关键支撑。要紧密跟踪行业科技发展趋势，系统评估并择优采用先进技术成果。围绕宽负荷高效运行、深度调峰、快速负荷响应及频繁启停等核心需求，加大关键技术攻关力度，积极推进示范项目建设。

推动数智赋能，打造煤电智能化转型新范式：数智化转型是能源企业高质量发展的必由之路，通过跨行业技术融合与创新，构建以“数据驱动、智能协同、低碳高效”为核心的新型管理模式，通过技术穿透（数字孪生+AI 大模型）、系统升维（多能协同+生态互联）、流程再造（数据驱动+人工替代），实现煤电企业智能化转型。

攻坚“卡脖子”技术，筑牢国家能源安全基石：为贯彻落实国家能源安全战略，发电企业需要加强核心技术攻关和国产化替代，解决“卡脖子”问题。集中优势资源持续突破工控系统关键技术，重点研发高温管阀、转子等核心部件的特种材料及制造工艺，通过产学研用协同创新机制，加快技术成果转化。

以顶层设计为统领，打造煤电建设新模式：密切跟踪煤电产业发展规划与技术标准，结合所在区域特点细化实施方案，通过分级管控、动态督导确保战略目标一致。推进智慧电厂建设，加强网络规划、软件系统、安防设备的统一设计。开展示范项目建设，通过“全面设计、动态优化、分段推进”，实现永临结合、与时俱进，避免重复投资。

以技术升级与管理创新为驱动，全面提升煤电企业运营质效：通过持续深入的政策研究与市场分析，在推动技术进步的过程中，统筹兼顾电力市场化改革与可持续发展要求。通过智能化升级与创新技术应用，着力提升资产运营效率，实现企业长期价值稳步增长。推动“大集控”和“多能点检”模式的实施，因地制宜推进发电企业组织架构调整，通过完善人员配置和用工管理机制，实现全员劳动生产率的持续改善。

实施差异化发展策略：我国能源资源储备和电力负荷需求在地域上分布极不均衡，各区域负荷结构及时空特点差异较大，对煤电的灵活性需求也有所不同，同时考虑到目前煤电企业普遍效益较差，应综合平衡投入与产出，坚持“一区一策、一厂一策、一机一策”，因地制宜有序发展新一代煤电。

推进老旧机组长周期延寿或升级改造：根据区域装机结构和电力中长期需求，合理优化存量机组结构，统筹推进老旧机组延寿评估及更新淘汰，采用适宜技术开展机组长周期延寿改造或升级改造，保证电力长期稳定保供。

重构热力系统并耦合新型技术：以灵活性调节能力为核心重构技术体系，通过“热电解耦+多能耦合+智能协同”组合，结合智慧调度技术，逐渐从传统基荷电源向“安全、高效、清洁、

低碳、灵活”的多能耦合综合能源系统转型，这既是能源结构优化的必然选择，也是煤电转型的必由之路。

推进“新一代煤电”发展的行业建议

“十五五”期间煤电主要发挥基础保障性和系统调节性的双重电源作用；进入“十六五”以后，煤电的系统调节作用将进一步强化，逐步发展为“低碳、高灵活、低利用小时”的新一代调节电源。为此，政策和机制方面还需进一步完善。

改进电网调度模式、优化调度规则

统筹区域储能规划、配置，加强调峰资源调度，平抑波动并替代煤电深度调峰。科学确定煤电机组最小出力、爬坡速率，保证在合理范围内长期安全运行，减少不必要的机组启停、深度调峰，防范因设备失效发生事故的风险。逐步实施单机、厂级、区域、线路协同调度，保障电力安全供应。

完善电价体系，强化碳价传导

完善“容量电价+辅助服务补偿+现货交易”电价结构，确保灵活性改造成本在市场中全额疏导，加快建立电价与碳价联动机制，形成清晰的低碳转型激励信号。加快落实容量电价全额补贴，推动现货市场与辅助服务联动，增设爬坡补偿等品种，进一步挖掘市场主体的调峰能力。

加大对设备更新改造的资金支持力度

强化资金保障，通过超长期国债、中央补贴、绿色信贷等渠道，对设备更新改造项目提供定向支持。优化补贴落实方案，简化审批流程，按进度分阶段拨付资金，并建立跨省容量补偿机制。

有序开展新一代煤电升级专项行动

由国家相关部门、行业协会等牵头成立专项工作组，联合装备制造企业、发电集团、科研院所、高校等机构，开展煤电机组的新材料研发、装备制造升级、系统设计优化、示范工程建设等工作。此外，还可通过建立国家级行业平台交流机制，进一步摸索规律、积累经验，形成分类指导的一揽子技术方案。

推动电力数据资源共享共用

建立“公开-受限-机密”三级数据目录，通过脱敏处理共享社会用电趋势、气象预报等公共数据，指导煤电机组提前规划运行方式。搭建行业级数据开放平台，推动多源数据融合，提升煤电出力的预测精度。

来源：电联新媒

https://mp.weixin.qq.com/s/X6jjykAQNQm9HOSuxcWsuQ?scene=1&click_id=6

电力系统输配业务分化呼唤民营企业发挥更大作用

民营经济是推进中国式现代化的生力军，是高质量发展的重要贡献者。截至 2023 年，我国民营经济贡献了 50% 以上的税收，60% 以上的国内生产总值，70% 以上的技术创新成果，80% 以上的城镇劳动就业，90% 以上的企业数量。今年 2 月 17 日，中央召开民营企业座谈会，强调新时代新征程民营经济发展前景广阔、大有可为。4 月 30 日，第十四届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议通过《中华人民共和国民营经济促进法》，并从 5 月 20 日起施行。营造良好发展环境，激发民营企业生机活力，激励民营企业和民营企业家积极投身中国式现代化新征程，将是新时期推进我国经济社会发展的一项重大战略任务。电力是现代经济社会最重要的物质基础之一，涉及几乎所有行业。电力领域是民营企业高度密集领域，对促进我国民营经济发展起着重要作用。4 月 23 日，国家能源局印发《关于促进能源领域民营经济发展若干举措的通知》（以下简称《通知》），提出十条措施，引导民营经济在推进能源绿色低碳转型和建设新型能源体系中做大做优做强。这十条措施都涉及电力领域，点出了当前在促进民营经济发展上存在问题和矛盾较突出的方面，以及近期亟需政策机制突破的方面。

我国电力系统正进入深度转型期促进民营经济在电力领域中做大做优做强，是我国电力系统进入深度转型期的重大战略。过去十年，我国电力系统在电源结构、发展逻辑、市场体系等方面发生了深刻变化，加速我国电力系统从传统向新型、从浅层转型向深度转型过渡。我国电力系统深度转型至少具有四个特点：新结构、新逻辑、新市场和新主体。新结构——以新能源为主体的电源结构已形成新能源已经成为发电装机主体、增量电量主体。2014~2024 年，我国风、光新能源装机量从 1.2 亿千瓦增长到 14.1 亿千瓦，占总装机容量 42%，首次超过煤电装机。同期，新能源年发电量从 1800 亿千瓦时增长至 1.8 万亿千瓦时，占比从 3% 增长到近 19%，对电量增长贡献率超 60%。过去十年里，我国光伏装机和发电量年均增速分别达到 42% 和 43%，风电装机和发电量年均增速也分别达到 19% 和 20%。2025 年 4 月，新能源发电装机首次超过火电装机，基本确定

了以新能源发电为主体的电源结构。过去十年，分布式光伏发电的全国装机占比从不足 1% 增长到 11%，对很多省份县域、乡村电力供给发挥了重要作用。与此同时，煤电装机和发电量年均增速均远低于全国平均增速（9.4% 和 5.9%）。新能源与煤电装机占比的此消彼长，除了对两者发电量产生直接影响外，还对各地的本地平衡和跨省跨区互济产生了深层次影响。新逻辑——电力系统底层逻辑深刻改变新能源发电快速发展与规模化，至少从以下四方面影响我国电力系统的底层逻辑。一是在电力资源配置逻辑上。在配电层面，分布式电源、分布式电网、微电网等分片化本地化模式发展加快，源网荷储一体化项目成为新开发模式。在输电层面，“沙戈荒”新能源大基地与特高压、超高压输电通道建设持续推进，远距离大范围互济模式依然重要。二是在电力运行逻辑上。系统电力、电量平衡能力分化，阻尼和转动惯量降低，对储能、各类灵活性和可调节资源需求增长，有效发电容量与可信发电能力日益重要，电力用户向产消者转型，电力供需互动频繁，电力系统与信息通信系统耦合加深，数据信息交互需求激增，对气候、天气不同时间尺度的精准预测、预报能力和场景化方案日益重要。三是在电力安全逻辑上。风光新能源发电占比提高，增加了气象、天气因素影响，极端天气影响成为考虑最多的分析情景，电力系统短期应急与长期充裕性风险增多。四是在电力价值逻辑上。随着新能源发电接入电网规模和装机电量占比的不断增长，特别是在新能源发电量占比接近 20% 后，电力价值将呈现明显的多元化趋势，由“一家独大”的电能量价值向由电能量价值、灵活性价值、有效容量价值和绿色环境价值构成的“四位一体”价值体系转变。上述底层逻辑的变化，将深刻影响我国电力系统各环节与各要素之间的相互关系，以及各类主体在电力系统中的角色与功能。新市场——电力市场体系初步确立推进电力市场化发展是 2015 年启动的新一轮电力体制改革的一条主线。2022 年 1 月，国家发展改革委和国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出，到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易等目标。目前，我国已经建立起涵盖电能量市场（中长期市场和现货市场）、辅助服务市场（调峰、调频和备用辅助服务市场）和容量补偿机制的电力市场体系。2024 年，市场化电量 6.2 万亿千瓦时，占全社会用电量的 63%，其中，中长期交易电量占比超过 90%。截至 2025 年 2 月底，山西、广东、山东、甘肃、蒙西 5 个现货市场已转入正式运行。根据近期国家发展改革委、国家能源局印发的《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，我国要在 2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，市场结构逐步形成，其中，省间市场依托跨省区输电通道（输电能力达到 3.4 亿千瓦），定位于资源配置型市场，交易品种包括省间中长期和省间现货市场；省级市场定位于电力平衡型市场，包括省级中长期市场和省级现货市场。“双碳”目标提出后，我国电力市场与新能源发展加快融合。近年来，甘肃、山西、山东、蒙西等现

货市场运行地区的新能源装机占比较高，已经允许新能源参与现货市场，特别是实时市场。今年 2 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场、通过市场交易形成价格。这标志着我国新能源和电力市场发展都将进入一个崭新发展阶段。新主体——新型用户与新型经营主体涌现随着绿色发展、市场化理念以及新技术不断融入生产生活之中，电力用户呈现很多新变化。一是很多电力用户从纯粹的电力消费者变成了拥有分布式发电、储能的电力产消者，将在各类电力市场（如电能量市场、绿电或绿证市场等）中拥有多样选择权。二是电力用户将与电力供应方（如电力供应商或大电网等）产生频繁互动，参与到系统平衡，实现更多价值，从而被内化为系统的“调节资源提供者”。从国际发展经验看，充分挖掘调动负荷侧灵活性调节资源对消纳新能源极为重要。三是由于电力市场交易品种多，规则复杂，很多愿意参与电力市场的用户受能力与资源所限，需要专业化、定制化的第三方服务。目前，已有数万家民营企业投身于售电、综合能源服务、电力资产运维等业务。需求侧、负荷侧的这些专业化服务需求也是新业务、新业态的重要策源地。随着分布式新能源爆发式增长，源网荷互动加深，虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体不断出现，改变着电力业务链、价值链，影响着电力行业生态（主要是市场与治理）与各利益相关方（主要是源、网、荷、储各环节及新型市场主体等）关系。近两年，国家发展改革委等部门先后印发《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》《加快构建新型电力系统行动方案（2024~2027 年）》等文件，都特别强调了新业务、新业态和新型经营主体的重要性。激发新型电力用户和新型经营主体参与电力系统运行、市场交易的积极性，实现多元价值，对形成电力系统的供需协同、智能灵活特性意义重大。

电力深度转型促进形成分布式电网，加快输配层面分化从电力深度转型的四个特点看，我国电力资源配置已呈现基于输电网的集中式与基于配电网的分布式配置并举的格局。随着越来越多分布式发电接入电力系统，配电网形态与功能已发生根本变化，主要包括：配电网从无源变成有源，电能从单向分配变成双向流动，调控资源从负荷单一资源变成源网荷储综合资源等。在电力市场环境下，随着分布式发电、储能等在配电网内加快部署，在信息通信技术的加持下，配电网内形成了越来越多的以用户（多是以工商业用户、各类产业园区为主的新型电力用户）为中心、由源网荷储多要素构成的“小系统”（这些小系统会以微电网、源网荷储一体化、增量配电网等形态存在）。在小系统中，分布式发电将更加强调自发自用、就近消纳，小系统的各组成部分之间的数据信息互动增加，运行操作相互关联。出于经济性考虑，小系统中的用户更希望通过小系

统的自平衡和内部资源配置，尽量降低电费支出和相关成本。反之，小系统如果无法满足用户经济性诉求，通常也就失去了生存和可持续发展的能力。从与大电网的关系看，配电网内的小系统可以分为如下两类：第一类小系统是与大电网有电气联系，但常态下小系统与大电网之间没有电力交换，后者仅作为前者的备用（如具有自备电源的工业用户等），此类小系统具有较强的自平衡和自调控能力；第二类小系统是与大电网电气联系紧密，常态下后者也要向前者提供电，此类小系统的自平衡和自调控能力相对较弱，通常与大电网调度联系密切。以上分析并未考虑完全与大电网脱离联系的离网型小系统。通常情况下，对于新能源发电高占比的小系统而言，其与配电网之间的关系将不再是简单的倒闸操作、改变拓扑结构，而是变得更加复杂，包括功率交换、无功支持、紧急支援、需求响应、备用等。这也使得配电网内的潮流分布、电压分布变得更加复杂。此时，包含小系统的配电网在汇聚小系统和其他可调节资源的同时，其形态也将呈现分片化的特征，其运行和调控也将具有更强的自平衡和自调控特征，进而演变成为分布式电网。这些分布式电网通常通过 220 千伏变电站与输电网相连。小系统和分布式电网的出现，将极大丰富配电网业务内容，很多新业务新业态应运而生（很多都与新型电力用户和新型经营主体相关）。此时，配电网层面的电网资产（如配电线路、配电变压器等）将具有较强的自平衡和自调控特点，进而逐渐失去了其作为传统的省级输配电网公共资产的公共服务特性，也就不具备将其成本在全省范围分摊的合理性与公平性。对于小系统和分布式电网的监管也就应该与传统省级输配电网有所不同，特别是在投资管理、价格监管和运行管理等方面。随着分布式发电、小系统和分布式电网数量和规模的不断扩大，加速了传统的省级电网在功能和价值上分化为输电网与配电网。输电网将在受入省外来电、确保省内大平衡等方面发挥主要作用，而配电网将在确保小系统与分布式电网的小平衡，促进分布式发电消纳和各类灵活性、可调节资源汇聚等方面发挥主要作用。

分布式电网发展需要民营经济从配角变成主角自 2015 年 3 月新一轮电力体制改革启动以来，民营经济在新能源、储能、电动汽车、售电、综合能源服务、数字化智能化等业务领域中得到发展和壮大，一些优秀的民营企业在各自的细分赛道上成为头部引领企业。但随着电力深度转型，特别是分布式电网发展数量和规模的不断增长，需要民营经济发挥更大的作用。配电网内新场景更加丰富，新业务需求爆发式增长，包括用户与小系统、用户与配电网、分布式发电与配电网、以及小系统与配电网、配电网与输电网之间的互动、协调运行所产生的新业务等。在市场环境下，这些新业务大多需要以某类交易品种的形式（如电能量、调频能力、灵活性、充裕性等）在电力市场中实现价值货币化。考虑到分布式电网内的这些分散化场景、分片化空间布局和用户多

样化需求，即使是在同一省级市场内，开展这些业务也需要大量的专业化服务机构。那些技术实力强、服务态度好、利益分配合理、受用户信任、熟悉市场规则的民营企业，最适合承担上述新业务。主要原因如下：一是民营企业具有天生的“服务”基因。民营企业一方面会通过优化服务内容和业务方案千方百计增加用户黏性，另一方面又可与电力供应方从技术、规则和政策角度进行沟通交流，在用户与电力供应方之间建立起连接。二是民营企业具有内生“创新”的冲动。近年来，我国民营企业在新能源、电动汽车、动力电池、人工智能等很多新领域都发挥着举足轻重的作用。民营企业通常很重视新政策和新规则引发的新变化，这有助于其通过技术、业务和模式创新破解电力深度转型中遇到的新问题，在满足用户的多样需求前提下，保持自身的财务生存和持续发展能力。三是民营企业具有内在的“成本”约束。民营企业在开展业务和服务的时候，通常会很关注相关投资和成本控制。在满足标准和规范要求前提下，这种“成本”约束往往会降低过度投资风险，也会减少用户支付压力，在确保用户利益的同时，实现民营企业的自身利益。四是民营企业具有显著的“灵活”调整能力。与国有企业相比，民营企业的决策流程往往更简单，决策效率往往更高。这有助于其在市场和用户需求发生变化时，在业务、服务、商务等方面作出快速、灵活的响应和调整。以上四个特点中，“服务”是形式，“创新”是灵魂，“成本”是底线，“灵活”是关键。凭借这四大特点，民营企业往往比很多国企更适合开展与小系统和分布式电网相关的业务和服务。

加强配电网投资监管创新，为民营企业发挥作用搭建平台《通知》明确提出，“支持发展能源新业态新模式……支持民营企业积极投资新型储能、虚拟电厂、充电基础设施、智能微电网等能源新技术新业态新模式”。这些新技术新业态都与小系统、分布式电网紧密相关，市场规模巨大，民营企业大有可为。这主要源于技术驱动和用户需求等内生因素，真正实现规模化发展还需要具备适合的政策机制等外部条件。近年来，配电网对新能源承载力不足，配电网发展滞后已严重影响很多省份新能源发展和电力绿色低碳转型。这种现象暴露出多重矛盾。从电源发展上看，这种现象暴露出我国分布式发电快速发展与配电网发展滞后之间的矛盾，这也从一个侧面显示出我国配电网投资周期较长、监管效率不高的问题。从电网发展上看，暴露出在输配层面分化大背景下，我国当前的配电网投资管理已经不适应小系统、分布式电网加快发展的现实，需要对配电网投资管理政策做出调整。从发展理念上看，这暴露出我国电力转型到底是要建立“新能源友好型电网”，还是要建“电网友好型新能源”，需要进一步明确“哪个是手段，哪个是目的”。很明显，发展新能源应该是目的，发展电网应该是手段。可以看出，配电网已成为影响我国电力系统深度转型的“薄弱环节”，配电网网架投资和建设不足是影响我国新能源持续规模化发展的关

键障碍之一。加快配电网投资建设成为破解这些主要矛盾问题的关键。在此背景下，《通知》给出了明确要求，“提高配电网特别是 10 千伏及以下配电网工程的核准或备案办理效率”。10 千伏及以下配电网是小系统和分布式电网最常涉及到的电压等级，而小系统和分布式电网又与具体场景密切相关。场景不同，小系统和分布式电网的配电资产功能与性质也就不同，例如，在产业园区场景下，园区内部的配电资产与公网之间的接入工程；在分布式新能源场景下，新能源分布式项目与公网之间的接入线路；在农村用电场景下，村子内部配电网与公网的连接线等。配电网在不同应用场景下也产生了分化，包括城市配电网、县域乡村配电网、产业园区配电网、厂矿配套配电网等。按照现行的配电网投资流程和监管政策，电网公司远不能承担对所有类型配电网的巨大投资。加快配电网投资建设工作刻不容缓。有效的破解思路是：对配电网开展分类监管，推进配电网投资多元化。从配电网分化发展的特点入手，创新投资方式和监管模式。例如，城市配电网投资运营保持现有格局，园区配套配电网可由非电网企业投资，县域乡村配电网投资向多元主体开放，推进有条件的用户侧配电资产开展资产证券化的思路，扩大配电网投资渠道，减轻电网企业配电网投资压力。此外，对于源网荷储一体化项目、绿电直连项目或充换电基础设施接入工程等所涉及的内部配电资产和与公网的连接线，也需要简化核准和备案手续，发挥好民营企业在小系统、分布式电网相关业务和服务中的主导作用。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/zTO3r-0Ne-dedZxbJXhD2g>

行业动态

国家能源局：加快构建新型电力系统全面提升电力系统

对新能源的适配能力

8 月 26 日，国务院新闻办公室举行“高质量完成‘十四五’规划”系列主题新闻发布会，国家发展改革委党组成员、国家能源局局长王宏志介绍“十四五”时期能源高质量发展成就，国家能源局副局长万劲松，电力司司长杜忠明，新能源和可再生能源司司长李创军出席会议并答记者问。

王宏志表示，“十四五”是绿色低碳转型最快的五年。我们构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源发电装机占比由 40% 提升至 60% 左右，风电光伏每年新增装机先后突破 1 亿、2 亿、3 亿千瓦关口，实现台阶式跃升发展，发展速度和力度前所未有。

“十四五”是能源科技创新取得更大突破的五年。新能源等技术装备领跑全球，新能源专利数占全球 4 成以上，光伏转换效率、海上风电单机容量等不断刷新世界纪录，短短几年，新型储能规模跃居世界第一。

在答记者问环节，杜忠明指出，面对风电光伏发电间歇性、随机性、波动性特点，将加快构建新型电力系统，全面提升电力系统对新能源的适配能力。重点做好五个方面工作：

一是风光要稳。针对新能源出力不稳定的特点，加快推动系统友好型新能源电站建设。通过提升风光电发电预测精度，让电站和电网尽可能做到“心中有数”。通过风光水火一体化多能互补发展模式和联合调控运行，提升风电、光伏发电的自主调节和主动支撑能力。

二是系统要强。在分类引导、合理布局集中式与分布式等各类新能源开发基础上，协同加强主网、配网、微电网建设，提升电网综合承载力，满足大规模新能源接网要求。积极推进跨省区输电通道和省间灵活互济工程建设，强化主网架结构，加快配电网改造升级，因地制宜推动智能微电网建设。同时，通过新一代煤电改造升级、抽水蓄能、新型储能等大力提升电力系统调节能力。

三是市场要大。加快建设全国统一电力市场体系，完善与新能源发电特性相适应的电力市场机制，支撑高比例新能源参与市场，扩大新能源市场化交易规模。优化省间电力交易，增强区域资源互济共享能力，促进新能源在更大范围内优化配置。

四是用电要灵活。充分发挥用电侧灵活调节作用，稳步扩大虚拟电厂的聚合规模，拓展车网互动规模化应用，更好地促进新能源就地就近消纳。

五是政策要给力。深入推进电力体制改革，在促进新能源外送消纳的同时，通过发展绿电直连等新能源就近消纳新业态，拓展新能源消纳场景，提高新能源资源的利用效率。

此外，在持续提升电力消纳新能源水平的同时，也将积极拓展新能源非电利用途径，推动风光电制绿氢实现规模化应用，并向绿氢冶金、绿色合成氨、绿色甲醇、绿色航煤等方向延伸，开拓新的消纳空间。

全文见下：

国务院新闻办新闻局副局长、新闻发言人周建设：

女士们、先生们，大家上午好！欢迎出席国务院新闻办新闻发布会。今天我们继续举行“高质量完成‘十四五’规划”系列主题新闻发布会，我们邀请到国家发展改革委党组成员、国家能源局局长王宏志先生，请他向大家介绍“十四五”时期能源高质量发展成就，并回答大家关心的问题。出席今天发布会的还有：国家能源局副局长万劲松先生，电力司司长杜忠明先生，新能源和可再生能源司司长李创军先生。

现在，请王宏志先生作介绍。

国家发展改革委党组成员、国家能源局局长王宏志：

各位媒体朋友，上午好！首先，我代表国家能源局，对大家长期以来的关心和支持，表示衷心的感谢！

“十四五”以来，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，在“四个革命、一个合作”能源安全新战略指引下，我国能源事业取得了突破性进展和历史性成就，“十四五”规划《纲要》提出的能源综合生产能力和非化石能源占比等主要指标将如期完成，14 亿多人的能源安全得到有效保障，绿色低碳发展举世瞩目，我国成为世界能源转型的重要推动者。下面向大家介绍 4 方面情况。

第一，“十四五”是能源供应更足、韧性更强的五年。“十四五”前四年，我国能源消费增量已达到“十三五”五年增量的 1.5 倍，预计五年新增用电量将超过欧盟的年度用电量。我们加快能源产供储销体系建设，有效满足了快速增长的能源需求。2024 年全国发电量超 10 万亿千瓦时，占全球 1/3，能源生产总量折合约 50 亿吨标准煤，占比超全球 1/5，保障了能源供应“量足价稳”。这五年，能源资源配置更加优化，横跨东西、纵贯南北、连通海外的能源基础设施网络更加完善，有力带动了中西部地区资源优势加快转化为发展优势，也为经济大省挑大梁提供了坚实的能源保障，东部地区用能中，有 40%来自“西电东送”“西气东输”“北煤南运”等“能源大动脉”。我们加强民生用电用油用气供应，着力打通难点堵点，居民用能保障能力不断提升。“十四五”期间，我们建成了全球最大的电动汽车充电网络，每 5 辆车就有 2 个充电桩，老百姓充电更省心。我们积极应对极端自然灾害，最快速度恢复能源供应，守住了民生用能“生命线”。

第二，“十四五”是绿色低碳转型最快的五年。我们构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源发电装机占比由 40% 提升至 60% 左右，风电光伏每年新增装机先后突破 1 亿、2 亿、3 亿千瓦关口，实现台阶式跃升发展，发展速度和力度前所未有。能源消费“逐绿前行”，全社会用电量中，每 3 度电就有 1 度绿电。全国能源消费中，非化石能源占比每年增加 1 个百分点，预计将超额完成“十四五”确定的 20% 目标，煤炭占比每年减少 1 个百分点，这“一增一减”大大提升了经济发展的“含绿量”。我国出口的风电光伏产品，“十四五”期间累计为其他国家减少碳排放约 41 亿吨，为全球低碳转型作出了重大贡献。

第三，“十四五”是能源科技创新取得更大突破的五年。新能源等技术装备领跑全球，新能源专利数占全球 4 成以上，光伏转换效率、海上风电单机容量等不断刷新世界纪录，短短几年，新型储能规模跃居世界第一。白鹤滩水电站、自主三代核电“华龙一号”“国和一号”、第四代高温气冷堆等多个“全球最大”“全球首座”工程建成投运，油气开发突破深地“万米大关”、挺进“千米深海”，这些“大国重器”彰显了我国科技创新的硬核实力。新模式新业态蓬勃发展，智能微电网、虚拟电厂等发展进入快车道，车网互动规模化应用试点加快推进，能源产业与工业、交通等领域加速融合，新领域新赛道持续涌现，成为新质生产力发展的重要源泉。

第四，“十四五”是能源改革持续深化、发展动能持续增强的五年。体制机制和政策体系加快重构，全国统一电力市场建设按下“加速键”，煤电、新能源全面入市，全部工商业用户进入市场，油气“全国一张网”初步建成，能源法颁布实施，能源宏观调控和行业治理机制进一步完善。市场活力加快释放，电力市场注册经营主体已达 97 万家、是 2020 年的 5 倍。出台促进能源民营经济发展十条措施，绝大多数的光伏设备制造企业和 60% 以上的风电整机制造企业都是民营企业，有的核电项目民营企业参股比例达到了 20%，可以说，民营企业已经成为推动能源转型变革的重要力量。

“十四五”以来，面对复杂变化的国际国内能源形势，我们端牢能源饭碗，走出了能源高质量发展的中国之路，为世界能源转型提供了中国方案。下一步，我们将坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全力推动“十五五”新型能源体系建设，加快建设能源强国，为推进中国式现代化提供坚强能源支撑。

我先介绍这些，谢谢大家！

周建设：

谢谢王宏志先生的介绍。现在请大家提问，提问前请通报所在的新闻机构。

中央广播电视总台央视记者：

我们注意到今年夏季我国电力负荷不断创新高，但电力基本保持平稳运行，“十四五”期间我国能源自给率始终保持在 80%以上，请问这 80%意味着什么？如何评估当前我国能源供应保障能力和韧性水平？谢谢。

王宏志：

谢谢您的提问。我来回答这个问题。

刚刚过去的“七下八上”，全国经历了大范围高温、暴雨洪涝和台风等极端自然天气，同时我国经济持续回升向好，对能源保供提出更高要求。7 月，我国单月用电量首次突破 1 万亿千瓦时大关，这 1 万亿什么概念呢？相当于日本全年的用电量总和，国内国际媒体都十分关注。现在迎峰度夏基本结束，我国电力供应平稳有序，可以说，能源保障“顶住了峰、兜住了底”。总体看，我国能源供应保障能力与韧性已经达到较高水平。具体体现在“三个强”：

首先，自主保障能力强。“十四五”前 4 年，受新兴产业发展等因素带动，我国能源需求快速增长，消费量累计增长 9.8 亿吨标准煤，相当于英国、法国、德国一年用能的总和。“十四五”以来，国家能源局会同有关部门，从国家发展和安全的战略高度，强化煤炭兜底保障基础、深挖国内油气增储上产潜力、加快可再生能源替代，多措并举增强能源供应链稳定性和安全性，国内能源生产加力提速，实现了消费增量 90%以上由国内自主保障。特别是，新能源发挥了重要作用，实现了两个“50%”，也就是新能源发电量增量占全国新增发电量的近 50%，推动非化石能源供应总量增长近 50%，我国能源自主供应的“基本盘”更加稳固、“含绿量”不断提升。

再有，运行调节能力强。目前，我国已建立了较为完备的能源产供储销体系和保供稳价机制，能源储备能力稳步提升，油气“全国一张网”加快形成，大电网资源配置和调节作用充分发挥，建成一批省间电力互济工程和支撑性调节性电源，电力用户响应能力逐步释放。近几年，面对国际地缘冲突频发、全球能源供需大幅波动的外部环境，我国能源供需和民生用能始终保持平稳有序。

最后，应急支撑能力强。近年来，全球极端天气和自然灾害多发频发，我们布局建设国家级电力应急支撑体系，建成川渝藏、南方、华北、华东 4 个区域电力应急基地，着力提升煤炭、油

气应急保障能力，能源电力系统长期保持稳定可靠运行，全国范围内没有发生大面积停电事故。特别是面对极端灾害冲击，全国上下一心、有力应对，能源基础设施快速恢复供应，为应急抢险和经济社会平稳运行提供了有力支撑，也充分体现了社会主义制度优势。谢谢！

北京青年报记者：

我国能源资源富集区域在中西部地区，但是负荷中心在东部地区，这种情况对于能源资源在全国大范围优化配置提出了很高要求。我想问，“十四五”时期，我国在全国统一电力市场体系建设方面迈出了哪些关键步伐？未来有何规划？谢谢。

王宏志：

这个问题请创军司长回答。

国家能源局新能源和可再生能源司司长李创军：

感谢记者朋友对中国电力市场建设的关注。新一轮电力体制改革走过了十年，在各方的共同努力下，中国电力市场正在经历一场前所未有的深刻变革。变革的核心任务，就是建设全国统一电力市场，这是全国统一大市场建设在能源领域的关键落子和生动实践。“十四五”以来，全国统一电力市场建设取得了实质性跨越和突破性进展，主要体现在以下三个方面。

一是全国统一电力市场体系加快构建。我们像搭积木一样，逐步有序建立起一个品类多元、功能完善的电力市场。从空间上来看，有省内交易、也有省间交易；从时间上来看，有年度、月度交易，也有日内、实时交易；从交易品种来看，除了基本的电能量，还有调峰、调频、备用这些辅助服务品种。特别值得一提的是，今年还实现了跨电网经营区的常态化交易，真正让“塞北的风点亮湾区的灯”。

二是全国统一电力市场规则基本完备。我们认真落实党中央关于全国统一大市场建设要求，构建了“1+6”基础规则体系，就是以《电力市场运行基本规则》为基础，以电力中长期、现货、辅助服务三大交易规则为主干，市场注册、计量结算、信息披露作支撑。大家可以把它理解为电力市场的四梁八柱或者“地基”和“框架”。这从根本上解决了以前各地市场规则碎片化、差异化的问题，打破了地方保护和省间壁垒，在全国范围内统一了电力市场的“度量衡”，保障了市场公开透明和公平竞争。如今，售电公司在全国各地开展业务，可以“一地注册、全国共享”，节省了大量的经营成本。

三是电力市场规模实现“量质齐升”。这里向大家介绍一组数据：“十四五”以来，我国市场交易电量从“十三五”的 10.7 万亿千瓦时增长到 23.8 万亿千瓦时，翻了一倍还多。占全社会用电量的比例，从 2020 年的 40%，提升到连续四年稳定在 60% 以上，大致相当于我们用的每 3 度电里面就有 2 度是直接通过市场交易方式形成的。市场经营主体也像雨后春笋般涌现。在发电侧，从煤电、新能源发电，到气电、核电、水电，都积极入市；在用户侧，全部工商业用户进入市场，独立储能等新主体新模式新业态蓬勃发展，多元主体有序参与的市场格局基本形成。

下一步，我们将继续用好市场“看不见的手”和政府“看得见的手”，用更优配置、更高水平的电力供应，促进实体经济和新兴产业发展，努力将全国统一电力市场建设成全国统一大市场的排头兵，助力我国经济行稳致远。谢谢！

美国国际市场新闻社记者：

中国经济结构的变化，特别是电动汽车和人工智能等新兴产业快速发展是否会带来更高用电需求？这是否会影响能源结构调整和绿色转型？将采取哪些政策措施来控制能源消耗？

王宏志：

谢谢这位记者朋友的提问，这个问题请忠明司长回答。

国家能源局电力司司长杜忠明：

谢谢您的提问！感谢外国朋友对中国能源转型的关注。如您所说，“十四五”以来，以电动汽车等“新三样”为代表的先进制造业，以及以人工智能、大数据等为代表的数字产业带动了我国用电需求的快速增长。我这里有一组数据，2024 年，我国新能源整车制造用电量同比增长 34.3%，互联网和相关服务用电量同比增长 20.5%，今年 1—7 月电动汽车充换电服务用电量同比增长超 40%。这些数字都说明了新兴产业的发展有效提升了电能在能源消费中的比重，促进了能源消费结构的调整，也带动了能源生产结构的绿色转型。

从能源生产结构看，我国持续加大非化石能源供应，积极发展多能互补，加速推进能源绿色低碳转型，“十四五”以来非化石能源发电量占比提高了 5 个百分点以上。风电光伏充分发挥转型“主力军”作用，今年上半年，风光发电量的增量超过了全社会用电量增量，也就是说，全社会用电量新增部分都是通过“风吹、日晒”获得的。

从能源消费结构看，“十四五”以来，电能占终端能源消费比重提升 4 个百分点左右。为满足新能源汽车走进千家万户带来的用电需求，我们大力推动充电基础设施建设，截至 7 月底，我国充电基础设施数量达 1669.6 万个，是“十三五”末的 10 倍，规模世界领先。同时，我们积极鼓励“开绿车、用绿电”，通过绿证绿电交易等方式，为新能源车主提供绿电服务，组织相关省份开展车网互动应用试点，电动车化身“移动充电宝”，支持用电“削峰填谷”。目前全球有一半以上的新能源汽车行驶在中国，绿色低碳的出行理念和能源消费方式已经深入人心。

关于您提到的人工智能等新业态的用电问题，有人说“算力的背后是电力”，的确，人工智能等新兴产业的快速发展离不开可靠、绿色的电力保障。我们有序推动绿电和算力深度融合，根据算力基础设施布局，统筹新能源集成式发展、绿证绿电交易和绿电直连等方式，让数据中心更多使用绿色电力。

下一步，我们将以“十五五”新型电力系统规划为引领，坚持电力适度超前的原则，积极引导合理能源消费和绿色能源消费，有力支撑经济社会发展和人民群众美好生活的用电需要，努力实现从“用上电”到“用好电”的转变。谢谢！

上游新闻记者：

能源发展与民生福祉息息相关，“十四五”期间，在推进能源惠民工程，比如农村能源转型升级、城镇基础设施体系完善方面有哪些标志性成果，如何让能源发展红利更广泛地惠及民生？谢谢。

王宏志：

谢谢你的提问。中国式现代化，民生为大。“十四五”以来，我们始终把满足人民对美好生活的向往作为工作的出发点和落脚点。切实强化民生用能保障，不断提高人民群众用能的获得感、幸福感和安全感。

一是从夯实民生用能之基来看，我们不断加强基础设施建设。五年来，我们深化实施农村电网巩固提升工程，累计安排中央预算内投资 250 亿元，带动农网完成投资超过 8000 亿元。进一步提升油气管网互联互通水平和管道运输效率，为民生用气筑牢坚实保障。积极推进分布式新能源惠民开发利用，截至今年上半年，户用光伏装机约 1.8 亿千瓦，每年可以为农民增收约 140 亿元。加大边远地区大电网延伸力度，持续完善海岛等离网供电，努力打通民生用能“最后一公里”。

二是从满足民生用能之需来看，我们着力强化日常能源保障。我们全力应对能源供需形势和市场波动挑战，加强民生用电、用气、用油供应，满足了人民群众的用能需求。终端用能的电能替代进程不断推进，家用电器、电动交通工具等普及率越来越高，刚才忠明司长介绍了充电基础设施的相关情况，已经覆盖 98% 的高速公路服务区，人民群众用能的便捷性持续提升。

三是从回应民生用能之盼来看，我们持续解决人民群众急难愁盼问题。五年来，我们认真办理 12398 能源监管热线接诉等事项，解决了一大批涉及群众切身利益的问题。持续优化用电营商环境，显著降低办电成本，我们统计了一下，五年来累计为用户节省投资超过 3000 亿元。加强配电网建设，深入开展频繁停电问题治理，累计整治问题线路、台区超 4 万条，推动全国城乡电网供电可靠率持续提升。

下一步，我们将按照党中央、国务院决策部署，围绕民生所盼、群众所需，持续提升能源的可及性和民生用能服务质量水平，使能源发展的成果更多更公平惠及全体人民。谢谢！

中国能源传媒集团中国电力报记者：

请问如何看待中国能源投资对于经济发展的拉动力以及民营经济的带动力？有哪些具体数据可以分享？谢谢。

王宏志：

谢谢这位记者朋友，请劲松副局长回答。

国家能源局副局长万劲松：

你的问题非常好，也是社会关注的热点问题。“十四五”以来，我国能源投资增长势头强劲，“能源蛋糕”越做越大，市场主体更加多元，为我国经济高质量发展提供了有力支撑。概括来说，“十四五”期间能源投资呈现出“增速快、结构优、活力强”三个特点。

首先是增速快，对固定资产投资增长的拉动作用大。能源产业规模大、链条长、带动效应强，我国已经建成全球门类最全、规模最大的能源体系。“十四五”以来，我国能源工业投资呈现阶梯式增长，年度投资额接连突破 4 万亿、5 万亿、6 万亿大关，累计投资额占全社会固定资产投资的比重接近 10%。能源投资增速持续加快，“十四五”以来能源工业投资年均增速超过 16%，特

别是电力、热力生产和供应业投资增速超过 20%，这个增速在全社会固定资产投资中名列前茅，成为稳增长的强力引擎。

其次是结构优，对新质生产力发展支撑作用大。现在可再生能源投资已经成为电源投资的绝对主力，2024 年可再生能源重点项目完成投资额占电源投资比重超过 80%，源源不断的绿色电力助力生产生活方式绿色低碳转型。能源新业态投资也是持续向好，2024 年新型储能、充换电基础设施、氢能、源网荷储一体化等重点项目投资完成额接近 2000 亿元，逐步成为能源投资新的增长点。

第三是活力强，对民营经济做大做强的带动作用大。近年来，我们持续降低投资门槛、提升服务水平，引导能源领域民营经济做大做优做强，能源重点项目民营企业年均投资保持两位数增长。我国民营企业深度参与能源领域国家科技项目，前四批能源领域首台套重大技术装备研发中有半数项目引入了民营企业参与。民营经济为新能源产业培育壮大贡献了不可或缺的力量。电力设施建设领域民营企业占比超过 85%、年均增长超过 15%，规模以上的充电运营服务商中民营企业占比超过 80%，今年上半年我们有 10 家民营企业参股了 5 个核电项目，持股比例都达到 10% 以上，最高的达到 20%。谢谢。

央广网记者：

在推进共建“一带一路”倡议下，一大批“小而美”“实而惠”的能源合作项目在全球落地生根。请问“十四五”期间，中国在绿色能源合作方面取得了哪些成就，下一步将怎样继续积极参与全球能源治理？谢谢。

王宏志：

谢谢您的提问，这个问题我来回答。能源合作是共建“一带一路”的重要领域。“十四五”以来，能源合作已经全面进入绿色低碳转型共赢的新阶段。下面我从三个方面介绍一下。

一是凝聚能源绿色低碳转型产业共识。这几年我们持续擦亮“一带一路”能源合作金色名片，与“一带一路”能源合作伙伴关系国家，共同制定更有雄心的绿色能源发展目标，加强能源发展规划和政策的交流协作，提升绿色能源安全保障能力，切实提升发展中国家在全球能源治理中的话语权和影响力。围绕绿色转型、创新合作这些主题，我们与哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、科威特、阿联酋、丹麦、芬兰、新加坡等 10 多个国家签署了可再生能源等领域的合作协议，为“一带一路”绿色能

源合作提供了行动指南。在今年召开的上海合作组织能源部长会上，中外企业共签约了 25 个能源项目，签约金额约 400 亿元，这些充分展现了绿色能源合作蕴含的巨大潜力与广阔空间。

二是深化能源绿色低碳转型技术合作。聚焦能源关键领域和重大需求，我们与共建“一带一路”国家加强氢能、储能、核电、智慧能源等领域的国际科技合作。持续推进清洁能源产业合作，积极推动中国新能源发电、特高压输电、智能电网等能源技术装备和标准“走出去”。近十年来，中国助力全球风电和光伏发电项目平均度电成本分别下降 60% 和 80%，这为全球绿色转型作出了巨大贡献。

三是提供能源绿色低碳转型解决方案。中国已经与 100 多个国家和地区开展了绿色能源项目合作，为发展中国家能源转型提供可落地的中国方案，成就“一带一路”能源务实合作新范式。我们在东盟、中亚、中东、拉美和非洲等地区，稳步推动清洁能源、能源基础设施升级改造、电力互联互通等各领域的合作，一大批惠民生的绿色能源项目相继建成投产。比如，在中东，来自中国的光伏产品在沙漠中建起了“能源绿洲”；在太平洋岛国基里巴斯，中国企业投资建设的“光伏+直饮水”智慧能源项目，为民生改善和新能源开发提供了崭新的解决方案。在共建“一带一路”国家，像这样的高质量绿色能源合作还有很多。

下一步，我们将以能源安全新战略为指引，深度参与全球能源治理变革，聚焦能源安全、能源转型、能源可及和应对全球气候变化等议题提出中国倡议，高质量推进“一带一路”绿色能源合作，推动建立公平公正、均衡普惠的全球能源治理体系。谢谢。

海报新闻记者：

科技创新是推动我国能源产业变革、发展能源新质生产力的核心力量。近年来，储能、氢能、“人工智能+”等新模式新业态纷纷涌现。我们了解一下，“十四五”期间，我国构建能源科技创新体系方面取得了哪些成就？谢谢。

王宏志：

谢谢这位记者朋友们，这个问题请劲松副局长回答。

万劲松：

这个问题提的非常好，大家都知道这些年我国科技创新取得一个又一个突破，都成为社会关注的热点，看了这些既激动人心又充满自豪。应该说，“十四五”时期，我国能源行业科技创新跑出了“加速度”，取得了“新突破”，实现了高质量发展。我们充分发挥新型举国体制优势，进一步完善能源科技创新体系，不断增强自主创新能力，持续发展壮大新兴产业，有力推进核心技术装备“补短板、锻长板”。我们在核电、新能源、电网等重点领域已经实现了国际领跑，为保障能源安全、促进能源转型、建设能源强国发挥了引领支撑作用。我们可以从三个角度来看“十四五”期间我国能源科技创新的成就。

第一，能源自主创新能力持续增强。我们以重大科技项目为牵引、重大能源工程为依托，加快推动关键核心技术自主攻关，我们在新能源发电、百万千瓦级水电、先进核电、重型燃气轮机、智能电网、深地深水油气勘探开发、特厚煤层智能综合开采等领域都取得了新突破。刚才宏志局长提到了几项重大工程，像白鹤滩水电站、石岛湾高温气冷堆核电站、“深海一号”大气田等一批重大工程建成投产，为保障能源安全、支撑能源转型注入了创新驱动力。

第二，能源产业链现代化水平加快提升。我们积极探索“揭榜挂帅”“赛马争先”等方式，加快“产学研用”创新平台建设，大力推动能源领域首台套重大技术装备应用，持续完善容错免责等配套机制，让实验室里的“样机”真正转化为市场化“产品”。我们已经认证四批次一共是 236 项首台套项目，其中有些不仅是中国首台套，也是世界首台套。我们以“十年磨一剑”的精神，建成了完备的风电光伏全产业链研发设计和集成制造体系，中国优质的新能源产品惠及全球，为世界能源转型作出了中国贡献。

第三，能源新产业新模式新业态蓬勃发展。“十四五”期间，我们统筹谋划新型储能、氢能等新兴产业发展，促进产业创新生态和发展环境持续优化。截至今年上半年，我国新型储能装机规模约 9500 万千瓦，5 年增长了将近 30 倍，相当于给新型电力系统配上了“巨型充电宝”。2024 年，我国氢能生产消费规模超过 3600 万吨，位列世界第一，其中可再生能源制氢的产能超过全球的一半。同时，人工智能也在深度赋能能源领域，成为能源技术革命的“新引擎”，在新能源发电、电网巡检作业、油气新资源发现等领域不断拓展应用场景，展现出了巨大潜力，让能源产业在 AI 的加持下，不断焕发“新活力”。谢谢。

大象新闻记者：

“十四五”期间中国的新能源发展非常迅猛，您认为这五年新能源发展有哪些主要特点？哪些因素促成了新能源的快速发展？谢谢。

王宏志：

这个问题请创军司长回答。

李创军：

感谢记者朋友对新能源发展的关注。诚如您所言，“十四五”以来我国新能源发展迅速，实现了高质量跃升发展。总体来看可以概括为四个更：更快、更高、更优、更大。

“更快”是发展速度更快。“十四五”以来，我国风光发电年度新增装机进入了“亿千瓦级”规模，连续跨越了 11 个亿级台阶，合计装机由 2020 年的 5.3 亿千瓦增加到今年 7 月底的 16.8 亿千瓦，年均增速 28%，占到“十四五”以来全国新增电力装机的 80%。

“更高”是电量占比更高。“十四五”以来，我国风光发电量在全社会用电量的占比由 2020 年的 9.7% 提高到 2024 年的 18.6%，占比年均提高超过 2 个百分点。今年上半年风光发电量 1.15 万亿千瓦时，占全社会用电量比例接近 1/4，比同期全国第三产业用电量、城乡居民生活用电量都多，风光新增发电量超过了全社会用电量增量，新能源发电在电力供应中的贡献越来越大。

“更优”是空间布局更优。“沙戈荒”成为“十四五”新能源建设的新阵地，新增装机超过 1.3 亿千瓦，昔日的的不毛之地变为了“能源绿洲”。海上风电成为新引擎，新增装机超过 3500 万千瓦，为沿海省份发展注入了绿色动力。分布式光伏成为新势力，新增装机超过 4 亿千瓦，其中户用光伏新增 1.6 亿千瓦，全国有 700 多万个家庭当上了光伏“房东”。

“更大”是全球贡献更大。我国风电装机规模连续 15 年稳居世界第一，光伏装机连续 10 年稳居世界第一。2024 年我国的风光合计装机规模占全球风光总装机的 47%，风光新增装机更是占到全球的 63%，领先优势进一步巩固，这也得到了国际社会的普遍赞誉。

新能源之所以能快速发展，主要有以下几个因素。首先是党中央的战略部署为新能源快速发展提供了根本保障。党中央明确“双碳”目标，社会各界对大力发展新能源达成了前所未有的共识。其次是接续完善的制度体系进一步激发了新能源发展活力。我们优化可再生能源电力消纳责任权重制度、健全完善绿证制度体系、深化新能源上网电价市场化改革，新能源发展体制机制和

政策持续完善。第三是持续快速的技术进步为新能源“加速跑”增添了强大动力。在技术进步带动下，我国陆上风电平均投资建设和陆上光伏平均投资成本都持续下降，陆上风电降至每千瓦 4000 元左右，陆上光伏降至每千瓦 3000 元左右，新能源度电成本在“十四五”初期平价的基础上进一步下降，新能源市场竞争力不断增强。谢谢。

封面新闻记者：

中国将力争于 2030 年前实现碳达峰，请问国家能源局为达成“双碳”目标采取了哪些措施？“十五五”还有什么考虑？谢谢。

王宏志：

我来回答这个问题。碳达峰、碳中和是党中央作出的重大战略决策，也是我国对国际社会的庄严承诺。实现“双碳”目标，能源是主战场。“十四五”以来，我们扎实推进能源绿色低碳转型发展，可以简要概括为“两优化、一升级”。

首先是能源供应结构优化。我们加大非化石能源电力的供应，推动非化石能源成为新增电力供应的主体。过去 4 年，我国新增发电装机的 84% 为非化石能源发电装机，截至今年 7 月，非化石能源发电装机已经达到了 22.3 亿千瓦，占总发电装机的 60.8%。过去 4 年，我国新增发电量的近六成来自非化石能源，2024 年非化石能源发电量达到 2020 年的 1.5 倍。我们以供应结构的优化带动消费结构加快调整，“十四五”非化石能源消费比重目标是 20%，去年已经达到了 19.8%，今年预计可以超额完成这一目标。

再看终端用能结构优化。我们深入推动工业、建筑、交通这些重点领域用能的清洁化、低碳化，持续提升终端电气化水平。目前我国终端用能中，电能比重已经达到 30% 左右，明显高于世界平均水平。现在购绿色电力、开新能源车、用清洁取暖已经成为大家的共识，人民群众绿色清洁低碳的用能方式日益普及。“十四五”以来，我国新能源汽车快速发展、渗透率不断提升，也加速推动了成品油消费量达峰。

最后看传统能源转型升级。“十四五”我们持续推进煤炭清洁高效利用，加快煤电超低排放改造，目前已经有 95% 的煤电机组实现了超低排放。我们加快推进煤矿智能化，截至今年上半年，全国已建成智能化产能占比超过 55%。积极推广煤炭绿色开采，2024 年煤矸石综合利用率比 2020 年提高 3.1 个百分点。同时，积极推动油气勘探开发与新能源深度融合，积极推进二氧化碳

驱油等低碳技术发展，2024 年实现了二氧化碳注入量 300 万吨，这有效促进了碳捕集利用与封存技术的落地。

下一步，我们将锚定碳达峰碳中和的目标，加快建设新型能源体系，以更大力度、更实举措推动能源转型发展，大力实施可再生能源替代，推动能源消费增量主要由非化石能源满足，实现 2030 年非化石能源消费比重达到 25% 左右，更好发挥能源绿色低碳转型对完成“双碳”目标任务的支撑作用。谢谢。

极目新闻记者：

新能源在大规模发展的同时，消纳等问题日益突出，请问怎样解决这一矛盾问题？对“十五五”新能源发展有什么考虑？谢谢。

王宏志：

这个问题也是社会、行业关注的问题，请忠明司长回答。

杜忠明：

谢谢您的提问。刚才创军司长介绍了，近年来，我国新能源快速发展，装机规模连续多年稳居全球首位。随着新能源规模的迅速扩大，正如您所关注到的，一些地区新能源消纳利用确实也面临压力，我们认为这是新能源“成长的烦恼”，就好比孩子长身体，长得快是好事，但有时候也会遇到“衣服不合身”的问题。做好新能源消纳工作是一项系统工程，面对风电光伏发电间歇性、随机性、波动性特点，我们将加快构建新型电力系统，全面提升电力系统对新能源的适配能力。重点做好五个方面工作：

一是风光要稳。针对新能源出力不稳定的特点，加快推动系统友好型新能源电站建设。通过提升风光发电预测精度，让电站和电网尽可能做到“心中有数”。通过风光水火一体化多能互补发展模式和联合调控运行，提升风电、光伏发电的自主调节和主动支撑能力。

二是系统要强。在分类引导、合理布局集中式与分布式等各类新能源开发基础上，协同加强主网、配网、微电网建设，提升电网综合承载力，满足大规模新能源接网要求。积极推进跨省区输电通道和省间灵活互济工程建设，强化主网架结构，加快配电网改造升级，因地制宜推动智能微电网建设。同时，通过新一代煤电改造升级、抽水蓄能、新型储能等大力提升电力系统调节能力。

三是市场要大。加快建设全国统一电力市场体系，完善与新能源发电特性相适应的电力市场机制，支撑高比例新能源参与市场，扩大新能源市场化交易规模。优化省间电力交易，增强区域资源互济共享能力，促进新能源在更大范围内优化配置。

四是用电要灵活。充分发挥用电侧灵活调节作用，稳步扩大虚拟电厂的聚合规模，拓展车网互动规模化应用，更好地促进新能源就地就近消纳。

五是政策要给力。深入推进电力体制改革，在促进新能源外送消纳的同时，通过发展绿电直连等新能源就近消纳新业态，拓展新能源消纳场景，提高新能源资源的利用效率。

此外，在持续提升电力消纳新能源水平的同时，我们也将积极拓展新能源非电利用途径，推动风光电制绿氢实现规模化应用，并向绿氢冶金、绿色合成氨、绿色甲醇、绿色航煤等方向延伸，开拓新的消纳空间。谢谢。

每日经济新闻记者：

党的二十届三中全会强调要加快规划建设新型能源体系，国家能源局在加快构建适应新型能源体系的体制机制方面有哪些创新型举措和突破性成就？谢谢。

王宏志：

谢谢你的提问，这个问题请劲松副局长回答。

万劲松：

“十四五”以来，我国持续推进能源领域市场化改革，不断激发能源市场的动力和活力，为能源高质量发展注入了源源不断的“活水”，能源体制改革进入快车道，实现了“三个加快”。

第一，能源价格形成机制加快完善。发电侧，煤电、新能源全面进入市场。用户侧，除了居民和农业用电外，定价也完全市场化，电力真正成为一种可自由交易的商品，大部分电量价格由市场竞争形成。

第二，能源市场体系加快建设。我们已经基本建成了多层次、多品类、多功能的全国统一电力市场体系。中长期和辅助服务市场交易实现全覆盖，现货市场正在全国范围内加快铺开，目前山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江 7 个地区电力现货市场还有省间电力现货市场已经

建成运行，南方区域电力市场实现了连续运行，建成了全球规模最大的“电力超市”。跨电网经营区交易机制初步建立，电力资源在全国范围内更加顺畅的自由流动。

能源产业的生态加快创新。我们强化顶层设计、加大政策供给，先后出台加快发展新型经营主体、虚拟电厂、绿电直连和促进能源领域民营经济发展的政策措施。各地加强创新探索，拓展应用场景，充分发挥资源整合和灵活响应能力，提升新型电力系统的韧性和安全水平。能源领域新主体新模式新业态蓬勃发展，虚拟电厂如雨后春笋不断涌现，聚合利用闲置的可调节资源，总规模已经超过 3500 万千瓦，相当于一个半三峡电站的装机容量。新型储能技术路线百花齐放、技术水平国际领先，总规模约 9500 万千瓦，比“十三五”末增长约 30 倍，占全球总装机比重超过 40%。大家也关注到，今年上半年我们出台了绿电直连的政策，这些政策如春风吹来，让智能微电网、源网荷储一体化等产消融合新模式展现出盎然生机，能够更好地满足多样化的绿色用能需求。谢谢。

来源：中国光伏行业协会 CPIA

<https://mp.weixin.qq.com/s/2IfuWqwcbnyODd1JQjr3wg>

全球海上风电回顾与展望 2025

《海上风电回顾与展望 2025》是由中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）和全球风能理事会（GWEC）共同编写的报告，旨在全面回顾全球海上风电的发展历程，并对未来的发展趋势进行展望。这份报告为海上风电行业的从业者、政策制定者以及对可再生能源感兴趣的读者提供了宝贵的信息和深刻的见解，有助于推动海上风电行业的持续健康发展。

核心内容概述

全球海上风电发展现状

全球总体发展情况：2024 年全球海上风电新增并网装机容量为 8GW，较前一年下降 26%，主要由于中国、英国和美国等关键市场的装机进度延迟。尽管新增装机容量未达预期，全球海上风电累计并网容量仍稳步增长至 83.2GW，其中中国贡献了全球总量的一半。

重点市场发展情况：欧洲、亚洲和北美等地区的海上风电市场各有特点。欧洲在海上风电装机市场失去领先地位，但仍是最大漂浮式海上风电市场；亚洲地区，中国海上风电市场的迅速发

展使其成为全球新增安装和累计安装容量领先的区域海上风电市场；北美地区，美国是美洲大陆唯一拥有海上风电并网运行的国家。

全球海上风电供应侧现状

制造商装机情况：2024 年全球共安装 23,098 台风电机组，由 29 家整机制造商提供。其中，Siemens Gamesa 和明阳智能分别位居新增装机容量的前两名。截至 2024 年年底，全球海上风电总装机规模达到 86GW。

技术发展情况：海上风电机组保持大型化趋势，2024 年全球新增的海上风电机组的平均单机容量为 9.8MW。技术路线方面，Vestas 采用半直驱技术，而 Siemens Gamesa 等采用直驱永磁发电机技术。

全球漂浮式海上风电发展情况

漂浮式风电技术：漂浮式风电技术在 2020 年代初通过了示范阶段，开始进入商业化阶段。截至 2024 年底，全球累计装机容量为 278MW。

重点市场拍卖情况：2024 年，全球海上风电累计招标容量达 56.3GW。欧洲、美国、韩国等国家和地区通过拍卖方式授予了多个海上风电项目。

中国海上风电发展现状

市场总体发展情况：中国海上风电继续保持全球最大的新增市场地位，2024 年新增并网容量为 4.04GW，占全球新增容量的 50.5%。截至 2024 年年底，中国海上风电累计并网容量 41.27GW，占全球海上风电累计容量的 49.6%。

供应侧现状：2024 年，共有 8 家整机制造企业有海上风电新增装机，明阳智能新增装机容量位居第一。截至 2024 年年底，电气风电和明阳智能累计装机容量位居前两名。

漂浮式海上风电发展情况：自 2021 年起至 2024 年底，中国已建有 5 个漂浮式海上风电示范项目，累计装机容量约 40MW。

中国海上风电走出去情况：中国整机企业积极布局海外市场，截至 2024 年底，中国风电机组累计出口 5799 台，容量为 20787.8MW，出口到 57 个国家。

全球海上风电发展展望

市场前景：预计到 2025 年，海上风电装机容量将翻倍，到 2027 年将增至 2024 年的三倍，即从 8GW 增加到 24GW。到 2034 年，预计将达到 55GW，使海上风电在新增风电装机中的份额从目前的 7% 提高到约 25%。

区域市场预测：预计未来十年（2025-2034 年）欧洲、亚太和北美市场份额分别将达到 57%、42% 和 1%。中国、英国、韩国等国家在全球漂浮式海上风电装机容量位居前列。

详细解读

全球海上风电市场发展现状

报告指出，尽管 2024 年全球海上风电新增装机容量有所下降，但累计并网容量仍在稳步增长，显示出海上风电行业的韧性和长期发展潜力。中国在全球海上风电市场中的核心引擎地位凸显，其新增和累计装机容量均占据全球市场的近半数。这一地位得益于中国在海上风电技术、政策支持和市场开发方面的持续投入。

技术发展与创新

海上风电机组的大型化趋势显著，2024 年全球新增海上风电机组的平均单机容量达到 9.8MW，显示出行业在提高发电效率和降低成本方面的努力。同时，技术路线的多样化，如半直驱和直驱永磁发电机技术的应用，为海上风电的发展提供了更多的技术选择。

漂浮式海上风电的崛起

漂浮式海上风电技术的发展为海上风电的进一步拓展提供了新的可能性。报告提到，截至 2024 年底，全球漂浮式海上风电累计装机容量为 278MW，虽然目前规模较小，但随着技术的成熟和成本的降低，预计未来将迎来快速增长。

中国海上风电的领先地位

中国不仅在海上风电的装机容量上领先，还在技术研发和海外市场拓展方面取得了显著成就。中国整机企业积极布局海外市场，风电机组出口量逐年增加，显示出中国在全球海上风电产业链中的重要地位。

未来展望

报告对未来海上风电的发展持乐观态度，预计到 2034 年，全球海上风电装机容量将达到 55GW，占新增风电装机的 25%。这一增长将主要由欧洲、亚太地区推动，其中中国和英国等国家将在漂浮式海上风电领域发挥重要作用。

来源：3060

<https://mp.weixin.qq.com/s/FcgGYH-2py16wGqbXT9D7g>

国家能源局：将推动各地构建层次分明、结构清晰的虚拟电厂管理体系

近日，国家能源局发布《关于推进多层级虚拟电厂管理体系建设的提案》的答复函，关于推动多层级虚拟电厂管理体系建设，考虑到各个省份、地市虚拟电厂发展的特点不同，国家能源局将推动各地结合实际，统筹电力系统调节需要和虚拟电厂资源情况，因地制宜完善虚拟电厂管理制度，构建层次分明、结构清晰的虚拟电厂管理体系。详情如下：

关于政协第十四届全国委员会第三次会议第 02526 号（工交邮电类 370 号）提案答复的函

您提出的《关于推进多层级虚拟电厂管理体系建设的提案》收悉，经商国家发展改革委，现答复如下：

虚拟电厂是具有鲜明新型电力系统特征的新型电力运行组织模式，有利于增强电力保供能力，促进新能源消纳，完善电力市场体系。国家发展改革委、国家能源局高度重视虚拟电厂建设，加快推动虚拟电厂规模化发展。您提出的关于虚拟电厂发展的有关建议，我们高度重视、积极支持。

一、关于推动多层级虚拟电厂管理体系建设

2025 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357 号，以下简称《指导意见》），明确提出省级主管部门要结合本地区实际制定虚拟电厂发展方案，在发展规模、业务类型、运营模式、技术要求等方面作出安排，针对省级、地市级电力调节需要，培育不同特点的虚拟电厂主体，完善虚拟电厂发展体系。考虑到各个省份、

地市虚拟电厂发展的特点不同，我们将推动各地结合实际，统筹电力系统调节需要和虚拟电厂资源情况，因地制宜完善虚拟电厂管理制度，构建层次分明、结构清晰的虚拟电厂管理体系。

二、关于完善结算机制

虚拟电厂在聚合分散电力资源、参与电力系统运行中发挥着重要作用。我们支持虚拟电厂运营商建立相关技术支持系统，强化信息交互功能，优化调控聚合资源，参与电力市场或需求响应。对于提案中提出的针对参与非电能量市场的虚拟电厂完善结算机制的建议，我们将指导各地虚拟电厂主管部门结合虚拟电厂发展方案和相关交易规则制定，深入研究、充分考虑，进一步优化结算流程。

三、关于健全市场和电价机制

（一）关于完善市场机制。《指导意见》明确，虚拟电厂在满足《电力市场注册基本规则》要求及相应市场的准入要求后，可按独立主体身份参与电力中长期市场、现货市场及辅助服务市场。省级主管部门、国家能源局派出机构结合职责，明确并组织发布虚拟电厂参与各类电力市场的规则细则。在虚拟电厂参与电力市场初期，可结合实际适当放宽准入要求，并根据运行情况逐步优化。下一步，我们将持续完善全国统一电力市场体系，推进电力中长期市场、现货市场及辅助服务市场建设，进一步完善交易规则，有效引导虚拟电厂参与系统调节。

（二）关于健全价格政策。2021 年，国家发展改革委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093 号），指导各地科学划分峰谷时段，出台尖峰电价机制，合理扩大峰谷电价价差，为引导用户错峰用电、降低电力系统调节压力创造条件。2025 年 1 月，国家发展改革委印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），推进新能源上网电量全部进入电力市场、实现价格由市场交易形成，推动虚拟电厂参与市场竞争、充分发掘市场价值。下一步，国家发展改革委将研究健全调节性资源价格机制，探索建立发电侧可靠容量补偿机制，更好发挥虚拟电厂等调节资源作用，支撑新型电力系统建设。

来源：北极星电力网

<https://mp.weixin.qq.com/s/h6ENxLPHyKFocPTzXO8IIg>

我国光热发电行业发展现状分析

光热发电技术凭借其“低碳发电+灵活可调+电网友好”的三大优势，正在成为我国风光大基地低碳发展的重要支撑。2024 年底，青海省优选了 3 座 350 兆瓦独立光热电站，要求电站以调峰模式运行，并给予 0.55 元/千瓦时的上网电价。“青海模式”的出现，标志着光热发电从示范项目的 1.0 时代、“光热+风电/光伏”大基地的 2.0 时代，正式进入大容量、低成本、独立装机的 3.0 时代。作为目前全球单体规模最大、储能时间最长的光热项目，这些电站的建成不仅将极大提升青海省电力系统的灵活性与高峰时段的电力供应能力，也将为光热发电下一阶段的规模化发展提供示范。

本文系统分析光热发电的发展历程、青海模式的核心机制及政策支撑体系，并进一步提出未来可能的光热发电 4.0 时代“中国模式”的实施框架，旨在为相关领域的政策制定者、投资方和产业界提供决策参考。

一、发展历程：从首批示范项目到“青海模式”

01 光热 1.0 阶段（2016—2020 年）：首批示范项目的产业化探索

我国光热发电起步较晚，但通过国家示范项目的推进和企业的自主创新与研发，部分技术已走在国际前列，取得了显著的发展成果。

2016 年，在国家能源局的推动下，我国启动了光热发电示范项目建设，以 1.15 元/千瓦时的固定电价政策，开启了国内光热发电规模化应用的尝试。首批示范项目中，最终有 7 个示范项目建成投运，分别为 4 个熔盐塔式项目、2 个导热油槽式项目、1 个线性菲涅尔式项目。这批项目建成后的实际运行表现虽然参差不齐，但成功验证了在我国西北地区建设并运行光热电站的可行性，初步构建起光热发电的产业链，推动相关技术规范体系和设计标准逐步建立，基本达到了国家能源局既定的示范目标。

但就在行业对“第二批”光热发电示范项目翘首以盼时，2020 年 1 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号文），全面停止新能源补贴电价政策，明确提出新增光热发电项目不再纳入中央财政补贴范围，尚在产业化初期的光热发电直接进入无补贴时代，产业发展也因此陷入停滞。

02 光热 2.0 阶段（2021—2024 年）：风光热储协同发展

2021 年后，随着“双碳”目标的深入推进，风电、光伏装机规模快速增长，支撑性、调节性电源愈加紧缺，成为制约新能源进一步发展的主要障碍，光热发电的调峰价值因而被重新审视。在国家能源局和各地政府的支持下，“光热+光伏/风电”（以下简称“光热+”）多能互补模式兴起，即由一个项目主体按一定配比同步建设光热、风电、光伏项目，统一平价上网。其内在逻辑是利用光热发电提供调节能力，依靠风电、光伏的低成本优势平衡光热发电较高的建设成本，从而确保项目整体经济性。截至 2025 年上半年，全国建成、在建、推进中的“光热+”项目超 50 个，光热部分总装机规模超 5 吉瓦，实质性开工的项目中采用塔式熔盐技术路线的占比超过 80%。

“光热+”模式给光热发电提供了难得的发展机遇，大量项目的开工为光热行业带来了一系列积极的变化。技术方面，塔式光热定日镜面积大小不再成为争论的焦点，主流厂商普遍采用 30~40 平方米定日镜规格，同时“低位熔盐罐+短轴熔盐泵”等创新技术不断涌现。产业方面，产业链日趋成熟，主要设备基本实现国产化。标准规范方面，我国已走在了全球的前列，国内企业主导了大部分 IEC 光热发电国际标准的制定工作。更重要的是，光热发电的建设成本不断降低，平准化度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）显著下降，即便因运行模式的差异导致设备利用率大幅下降¹，光热发电的 LCOE 也已从示范项目阶段的 1.15 元/千瓦时下降至 0.8~0.9 元/千瓦时。

“光热+”模式为行业发展提供了切实有效的过渡方案，但这种经济上的一体化联营终归只是权宜之计，不具备可持续性。首先，考虑到整体经济性，光热装机在一体化项目中的占比普遍较低，对高比例风电光伏的调节支撑作用有限，项目仍会给电网带来额外的调峰压力。其次，由于光热发电 LCOE 远高于项目整体的上网电价，导致不少项目通过减少镜场反射面积、缩短储能时长来降低造价，导致光热技术性能进一步被弱化。而随着《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号，以下简称“136 号文”）的发布，风电、光伏的上网电价不可避免地走低，“光热+”模式尤其是“光热+光伏”模式的商业化运营面临较大经济压力。

03 光热 3.0 阶段（2024 年—至今）：“青海模式”形成

面对“光热+”模式的各种问题，从国家主管部门到市场主体都在积极探索发展路径。青海省因其在资源禀赋、电源结构方面的特点，率先走出了一条破局之路。

青海省清洁能源开发利用条件优越，尤其是太阳能资源，太阳能年总辐射量和日照时间位居全国第 2 位，仅次于西藏。截至 2024 年，青海省新能源装机突破 4900 万千瓦（光伏 3631.7 万千瓦、风电 1268.3 万千瓦、光热 21 万千瓦），占总装机的 70%，占比居全国首位。同时，青海省也面临高比例新能源所带来的典型的电力系统平衡问题：一方面，新能源利用率不高，存在着大量弃风弃光现象；另一方面，光伏的“昼发夜停”特性与水电“夏丰冬枯”特性叠加，冬季枯水季以及夜晚风电出力偏低时，严重依靠高价的外购电量弥补电力缺口。双重挑战交织，青海省弃电与缺电并存，这一现象将随着风电、光伏装机和用电负荷的持续上升而进一步加剧。

在此背景下，优选大容量独立光热电站并配以合适的固定电价的“青海模式”应运而生。2024 年，青海省优选了 3 座 350 兆瓦独立光热电站，此批项目均以调峰模式运行——白天以低负荷运行，为其他新能源让路，早晚高峰满负荷发电，减少青海省在高峰高价时段的外购电量。塔式光热电站自带储能，绿色低碳，灵活可调，冬季发电量约为夏季发电量的 1.4 倍。大规模建设光热电站将有助于解决青海省电力供应“日盈夜亏”“夏丰冬枯”的问题。2024 年 12 月 31 日，青海省发展改革委发布《关于青海省光热发电上网电价政策的通知》（青发改价格〔2024〕778 号）²，给予独立光热示范项目 0.55 元/千瓦时的上网电价。

尽管 27 天后（2025 年 1 月 17 日）发布的 136 号文使市场对该政策的稳定性产生了些许疑虑，但 136 号文中“机制电价”与“机制电量”等概念的提出，仍给“青海模式”政策维持稳定提供了保证。青海省在制定 136 号文实施细则时，完全可以将独立光热电站作为一种单独的技术类别，明确在其设计运行寿命内的机制电价按照 0.55 元/千瓦时执行，同时将其全电量纳入机制，进行场外结算。此举既可保证政策的统一性，又可展现适当灵活性。

青海模式的本质是通过电价机制与运行模式的双重发力，解决了光热项目经济性与涉网性能之间的矛盾，有效破解了光热 2.0 阶段业主普遍对光热进行“减配”的痛点。一方面，0.55 元/千瓦时的电价略高于青海省夜间自外省购电加上输配电的成本，在不给区域电力用户造成过大的额外负担的同时，保证投资方合理的投资收益。另一方面，项目要求不配置任何其他新能源指标并按调峰模式运行，且电站的最终收益还要取决于电站的发电能力，投资方必须高度关注光热电站本身的性能，电站需配置合理的储能时长和镜场规模。青海省新能源装机中，能在夜间发电的风电仅占 26%，且利用小时数偏低，夜间缺电现象比较常见，因此较长的储能时长可使电站在缺电时段顶峰发电获取较高的电价收益。青海省优选的 3 座电站的配置充分证明了上述要点：3 个项

目单机规模均为 350 兆瓦，镜场总反射面积 315 万~330 万平方米不等，储热时长 12~14 小时不等，远远高于优选文件技术要求³。

综上，“青海模式”通过建立科学的优选机制，引导企业主动对标行业先进水平，聚焦电站性能提升，推动技术方案优化升级，最终形成了具有行业示范价值的电站配置体系。

二、青海模式引领光热转型升级

01 大容量独立光热电站建设对于大基地的重要意义

在“双碳”目标的驱动下，我国风电、光伏装机快速增长，“沙戈荒”大基地项目是风电、光伏规模化建设的重要组成部分。根据国家发展改革委和国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到 2030 年，规划建设以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地总装机容量达到 4.55 亿千瓦。

随着新能源比例的不断提升，“沙戈荒”大基地的进一步发展面临着诸多挑战。一是大基地所在地区消纳能力有限，加之风光发电特性导致的出力与用电负荷时间错配问题，多地弃电与缺电并存。二是特高压通道需尽量保持稳定运行，对调峰电源比例有一定要求，一些已建成外送通道由于送端缺乏调峰电源，利用率明显偏低。三是逆变器、变流器等电子电力设备并网给系统带来巨大冲击，系统缺乏调相机或同步发电机组等支撑性资源时，安全稳定运行风险大大增加。

为促进新能源消纳、提高外送通道利用率、维护电力系统的安全稳定运行，必须提升大基地调节支撑性电源比例，加强送端系统的调节支撑能力。现阶段，大基地项目主要依赖煤电机组承担调节支撑的角色，千万千瓦级大基地通常会配置 4 台百万千瓦的煤电机组，导致特高压通道送出电量含碳量居高不下。

光热电站采用和火电一样的汽轮发电机组作为发电设备，配置少量应对极端天气的备用燃料（包括绿醇、绿氨等）补燃即可实现与传统火电机组相当的供电可靠性保障。此外，由于光热电站没有锅炉运行的限制，其调节性能显著优于传统燃煤机组，具备快速启停和宽幅负荷调节能力，调峰速率可达传统煤电的 2~3 倍。若在大基地中以光热电站替代一定规模的煤电装机，可进一步提升电网绿电占比及整体系统调节能力，促进“沙戈荒”新能源大基地更绿。

02 独立机制电价推动光热规模化发展

将光热作为单独的技术类别给予合适的机制电价政策在当前发展阶段发挥着不可替代的作用。这一机制通过建立稳定的收益预期，为光热行业创造了良好的发展环境，主要体现在以下三个方面：

1.在运行期内给予光热电站稳定的机制电价为投资者提供了明确的风险管控框架。在电力市场化改革不断深化的背景下，电价波动风险成为新能源项目投资决策的重要考量因素。光热发电项目具有投资规模大（单位千瓦投资约为光伏的 5 倍）、技术复杂度高等特点，对电价稳定性要求更高。在设计运行期内给予与电站 LCOE 相当的机制电价可帮助投资者锁定收益，降低投资风险，项目易于通过投资决策。

2.未来几年稳定的独立机制电价政策有利于形成规模效应和产业协同。政策窗口期为产业链上下游企业提供了稳定的市场预期，促使制造企业加大研发投入、优化工艺。根据预测，若进一步实施稳定的独立机制电价政策，光热可形成每年 3~5 吉瓦的建设规模。这种规模效应将促进光热核心设备快速降本，增强光热发电的经济竞争力，形成良性循环。

3.以机制电价的形式推动光热发电参与电力市场交易，有利于驱动光热技术进步。一方面，机制电价可为光热发电建立基础收益保障体系；另一方面，光热发电的最终收益仍与其市场化交易表现挂钩。因此，这种独立的机制电价既体现了国家对战略性新能源技术的差异化扶持政策，也倒逼电站投资方必须在成本控制、技术升级及运营管理等方面提升核心竞争力。

未来 3~5 年，随着光热发电成本的持续下降，机制电价水平可逐步退坡；长远来看，随着新能源装机规模的继续增长，具备足够灵活性的光热发电项目将在电力市场具备较强竞争力。随着市场化交易的成熟以及投资者观念的转变，届时不仅增量光热发电项目不再依赖机制电价，甚至存量光热发电项目或将主动选择退出机制，通过市场化交易获得更大收益。光热发电将真正意义上成为按照市场价格信号调节的灵活性支撑电源，最终实现从“政策红利”到“技术溢价+系统价值”的持续盈利模式转变。

03 “青海模式”助力光热发电成本下降，迈入 4.0 阶段

在“大容量独立光热电站+独立机制电价”模式的推广以及各地调节支撑性电源的需求持续增长的推动下，光热将形成规模效应与成本下降的良性循环。以青海省德令哈为项目站址，光热调峰发电 LCOE 下降预测如下：

1.通过三到五年时间，进一步探索大容量、低成本、智能化的新型塔式光热发电关键技术，持续推动光热规模化发展，实现成本的显著下降。当光热电站年装机规模达 5~10 吉瓦，可实现光热调峰电站单位千瓦装机造价不大于 1.12 万元，光热调峰发电 LCOE 可降低至约 0.45 元/千瓦时。2.到“十六五”期间，光热产业规模化效应得到充分释放，光热发电技术革新将得到重大突破。届时，光热电站年装机规模有望超 10 吉瓦，光热调峰发电 LCOE 将降至 0.38 元/千瓦时，光热发电将不依靠任何补贴实现独立盈利，并在电力市场具备较强竞争力。

匹配光热发电的成本下降趋势，选取青海省德令哈作为项目站址，以配置补燃系统的煤光互补的混合型光热电站替代装机规模 100 万千瓦的调峰煤电站进行经济性测算。电站运行模式为早晚高峰满负荷运行，其余时间 30%负荷运行，煤炭价格按 600 元/吨计算，此类燃煤电站调峰发电 LCOE 约 0.32 元/千瓦时。以混合型光热替代煤电后，可实现减碳比例 64%，按现阶段成本水平，该电站 LCOE 约 0.48 元/千瓦时，考虑减碳量带来的碳市场收益，可降至 0.44 元/千瓦时。假设碳交易价格保持不变，到 2030 年，此类混合型光热电站的 LCOE 将降至 0.38 元/千瓦时；至 2035 年，可进一步降至 0.34 元/千瓦时，与燃煤发电 LCOE 基本相当。

未来，在我国广袤的沙漠、戈壁、荒漠地区，以数百万千瓦的光热发电为支撑，配置千万千瓦级的风电、光伏，建设真正的清洁能源外送基地，以具有市场竞争力的价格，每年对外输送数百亿千瓦时的绿色清洁电力，这既是全新的光热 4.0 模式，也是兼顾清洁、安全、经济的新能源发展“中国模式”。

三、政策赋能与市场机制协同的相关建议

（一）基于国家核证自愿减排量（CCER）的环境价值转化

为推动我国能源转型，我国在碳减排领域推出了一系列创新举措，包括全国碳排放权交易体系的扩容，以及 CCER 交易市场的重启等。2023 年 10 月，生态环境部发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》，在首批项目方法学中，光热发电是唯一的陆上新能源发电方式。根据规定，经登记的项目减排量即可进入交易系统进行交易，控排单位根据需求购买该 CCER 减排量以弥补碳配额缺口。与机制电价（溢价部分通过系统运行费由工商业用户分摊）不同，CCER 收益来自碳市场，由控排企业购买碳信用，直接成为光热电站的额外收入，体现其环境价值。因此，CCER 与机制电价可形成互补——当光热电站获得 CCER 交易收益时，可反向降低项目对机制电价的依赖程度。

建议通过政策协同机制进一步完善光热发电支持体系：在给予独立机制电价的同时，鼓励光热电站开发 CCER 项目，通过市场化交易将环境收益纳入项目回报结构，形成“政策补贴+碳市场”双轨收益路径，增强光热项目的市场活力。

（二）超长期国债支持

2024 年政府工作报告中提出，为系统解决强国建设、民族复兴进程中一些重大项目建设的资金问题，国家拟从 2024 年开始连续几年发行超长期特别国债。

光热发电绿色低碳、电网友好，且自带长时间低成本储能，契合超长期国债的投向领域；同时光热发电建设资金需求规模较大，现阶段经济性优势不突出，市场回报率较低，需要国家资金的引导扶持；此外，光热电站运行期间运营费用低，运行模式可仅在早晚高峰时段发电，无弃电风险，收益稳定且持续，运行期后偿还国债资金毫无风险。因此，光热电站与超长期国债的组合具有显著优势，是一种优质的搭配方案。

以青海省 3 个 350 兆瓦优选光热项目为例，当前 0.55 元/千瓦时的电价仅能保障其达到最基本的盈利水平，由于其投资规模大、技术复杂，现阶段对于那些在光热领域经验尚浅的投资方而言仍不具备足够的吸引力。在此背景下，若能够将大容量独立光热电站纳入超长期国债覆盖范围，依托政策性低成本资金的长周期支持，可显著降低项目融资成本和财务风险，促进光热发电规模化发展提速，最终为独立机制电价的市场化退坡创造条件。

（三）容量补偿机制

2023 年 11 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），该文件的出台将煤电从单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行。配以备用燃料补燃的独立光热调峰电站与煤电具有同样的供电保障能力，且调节性能更优。基于此技术特性，此类光热电站完全有理由获得与煤电一样的容量电价补偿。同样，当光热电站获得容量电价补偿后，其独立机制电价可根据收益率重新评估。

因此，建议先试先行一批大容量独立光热电站，允许配置较低比例的应对极端天气备用燃料系统（包括绿醇、绿氨等），使其具有与同等装机规模的煤电调峰机组相同的顶峰能力和供电保

障能力。参照煤电两部制电价政策，按照项目容量电价的上限每年 330 元/千瓦执行；获得容量电价补偿的项目，其机制电价应按一定项目收益率进行调降，以确保收益的合理性。

四、总结

光热发电的发展历程印证了技术进步与政策创新协同驱动产业跃迁的路径。从 1.0 时代首批示范项目的产业化探索，到 2.0 时代“光热+”阶段的风光热储协同发展，再到当前 3.0 阶段“大容量独立电站+独立机制电价”为核心的“青海模式”，光热发电的清洁灵活调节属性与系统支撑价值逐步被市场认知。

青海省依托丰富的太阳能资源禀赋与高比例新能源消纳的全局需求，通过引入优选机制，优先支持具有技术先进性的大容量项目，既规避了“劣币驱逐良币”的行业恶性竞争，又为光热发电规模化应用提供了示范样本。这一模式不仅破解了光热发展长期面临的经济性困局，更通过电价政策与技术标准的双向赋能，为电力系统稳定运行提供了不可或缺的调节支撑，助力当地加快新型电力系统建设进程。其形成的政策框架与实施经验，更可作为标准化方案向全国范围推广，为我国乃至全球高比例可再生能源地区实现大规模能源替代提供了一条兼具经济可行性和低碳可持续性的创新路径。

依托独立机制电价带来的盈利预期，光热发电将开启“规模化—降本—盈利—规模化”的良性循环，同时通过市场化交易进一步倒逼其技术进步与成本下降，光热电站有望在 3~5 年后完全通过市场化交易实现盈利。根据预测，3~5 年内，光热调峰发电 LCOE 有望降至 0.45 元/千瓦时，并将在“十六五”期间降至 0.4 元/千瓦时以下。届时，光热发电将在大型新能源基地中全面替代传统煤电的调峰角色，正式开启光热 4.0 时代。为顺利实现这一目标，长期政策与市场机制需协同护航：一是通过 CCER 机制将光热项目的减排效益转化为市场化收益，与独立机制电价形成“双轨保障”，进一步对冲成本压力并增强投资信心；二是以超长期国债为大容量电站提供资本金支持，大幅降低融资成本，加速技术成熟与规模效应释放；三是创新移植煤电“容量电价”模式，允许配置较低比例应对极端天气的备用燃料系统（包括绿醇、绿氨等）的光热电站参照煤电获得容量电价补偿，保障顶峰能力与电网可靠性。

1. 首批光热发电示范项目运行模式是应发尽发，电站设计年利用小时数基本在 3000~4000 小时，而“光热+”中的光热项目，其运行模式基本上为调峰运行，电站设计年利用小时数在 2000 小时上下。

2.《关于青海省光热发电上网电价政策的通知》指出：2024 年至 2028 年年底，经青海省级发展改革、能源主管部门评审认定，纳入全省年度光热发电示范（试点）开发计划，履行基本建设程序并单独建设的光热发电项目，自投入商业运营之日起，上网电价按每千瓦时 0.55 元（含税）执行。

3.《青海省 2024 年光热发电示范（试点）项目优选公告》提出：申报规模不低于 20 万千瓦，日储能时长 6 小时以上（年时长最低为 2190 小时），每 10 万千瓦电站的镜场面积不少于 80 万平方米，其他技术指标不得低于国家组织的示范项目。

来源：中能传媒研究院

https://mp.weixin.qq.com/s/K_BPXbYPbTAbMWc73ARpnw

“双碳”目标提出 5 年：中国实践与战略思考

2020 年 9 月 22 日，在第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平主席郑重宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。”今年是“双碳”目标提出 5 年，我国“双碳”工作取得显著成效，然而，实现“双碳”目标并非坦途，仍需跨越重重挑战、攻克诸多难题。如何增强公众低碳意识，使绿色生活方式成为社会风尚？怎样依靠各类低碳技术与数字技术，为实现“双碳”目标提供强大科技支撑？我国如何进一步拓展和深化国际交流合作，在全球气候治理中发挥更大作用？围绕这些关键议题，人民论坛对杜祥琬院士进行专访。

人民论坛：党的二十大报告提出：“实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。”应如何理解这一重要论断？

近百年来，在人类活动与自然因素的双重作用下，世界正经历着以全球变暖为显著特征的气候变化。国际社会日益认识到，气候变化对人类当下及未来生存发展构成严重威胁与挑战，采取积极行动以应对气候变化已成为全球共识。2020 年 9 月，习近平主席宣布，中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。“双碳”承诺，宣告了中国绿色转型的决心和雄心，标志着工业革命以来形成的发展模式开始落幕，新的发展范式的兴起将创造人类新的现代化模式，为中国和世界带来可持续的绿色繁荣。

在国际层面，尽管各国间存在着诸多差异与矛盾，但 2015 年《巴黎协定》的达成，大大推动了国际应对气候变化的进程。而这一进程的前提，正是碳中和概念的提出。有了碳中和这一共同目标，各国无论使用何种燃料——无论是煤炭还是可再生能源，都必须朝着相对不排碳的方向努力。正是基于这一共识，各国才得以携手共进，共同应对气候变化这一全球性挑战。温室气体排放量的增加与日益频繁和剧烈的气候灾害之间存在直接联系，这已不仅仅是一个环境问题，更是一个涉及多个层面的系统性问题。因此，必须让碳中和这一科学概念深入人心，使各国无论差异多大，都能在这一概念上达成共识。

以碳达峰碳中和驱动国家技术创新和发展转型，既是生态环境高水平保护的必然要求，又是经济社会高质量发展的内在需求，更是缩小与主要发达国家发展水平差距的历史机遇。实现碳达峰碳中和，是顺应绿色发展时代潮流、推动经济社会高质量发展与可持续发展的必由之路，已成为全球共识。作为世界上最大的发展中国家，我国深入贯彻实施积极应对气候变化国家战略，强化适应气候变化行动举措，对保护地球家园作出至关重要的贡献。

习近平总书记指出：“降低二氧化碳排放、应对气候变化不是别人要我们做，而是我们自己做。”实现碳达峰碳中和，绝非易事，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。这需要我们提高战略思维能力，注重整体性、关联性与协同性。党的二十大报告提出：“立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。”实现“双碳”目标，是一个复杂的系统工程，需要长达几十年的科学转型过程，其呼唤着深度的管理创新、科技创新、金融支持以及企业积极参与。落实“双碳”工作政策性强，需把握好节奏，既积极推进，又稳妥行事，防止一刀切、简单化，要坚持先立后破，以“双碳”工作推动经济社会变革与进步。

人民论坛：今年是绿水青山就是金山银山理念提出 20 年，也是“双碳”目标提出 5 年。我国“双碳”工作取得哪些显著成效？

首要的一个成效是，“双碳”概念深入人心。“双碳”目标作为习近平生态文明思想的重要组成部分，发挥着至关重要的引领作用。人民群众对降低碳排放的重要性和紧迫性有了更为深刻的认识，“无废城市”理念逐渐被大众所熟知和接纳。全民的节约意识、环保意识与生态意识持续强化，简约适度、绿色低碳的生活方式正逐步形成。

在制度设计层面，“双碳”工作机制日益完善，构建起一套系统完备的“1+N”政策体系；在示范项目与试点建设方面，不断取得新突破；各行业积极调整产业布局，加快转型升级步伐，

积极探索生态优先、绿色低碳的发展新路径；新型能源体系建设取得新成果；等等。“双碳”工作对我国经济社会系统性变革产生愈发深远的影响。与此同时，我国实现“双碳”目标面临巨大挑战。我国碳排放总量大，产业结构偏重、能源结构以煤为主，而且留给我们实现碳中和的时间远少于发达国家。挑战与机遇并存，这也为我国发展新技术、推动高质量发展，提供重要契机。

人民论坛：如何通过政策激励和宣传教育，进一步增强公众低碳意识，推动绿色生活方式蔚然成风？

对于普通公众而言，虽无需精通碳排放的专业知识，但积极减少碳排放、主动应对气候变化，是公民社会责任的重要体现。气候变化绝非遥不可及的抽象概念，而是体现在人们生产生活的方方面面，与我们息息相关。因此，要让社会公众真切感知气候变化的严峻性及其利害关系。当绿色低碳产品成为市场主流，绿色消费方式成为公众的自觉选择，无需具备高深的专业知识，通过政策引导和宣传普及，就能助力社会公众轻松践行绿色生活。

大力倡导简约适度、绿色低碳、文明健康的生活理念与消费方式，将绿色节约要求融入社会规范，让环保意识、生态意识成为全民的思想自觉。具体来看，公共机构应带头实行无纸化办公；服务行业应广泛使用可循环利用物品，大力倡导“光盘行动”，杜绝舌尖上的浪费，严控一次性不可降解塑料制品产销使用，扩大可降解产品应用；构建绿色物流体系，整治过度包装，推广绿色包装，降低物流碳排放。

在垃圾处理方面，按标准配建生活垃圾分类收集设施，确保城镇生活垃圾分类收集设施全覆盖。设立固定回收点或专用容器，独立储存有害垃圾，构建与分类需求相匹配的有害垃圾收运网络。加强可回收物的规范管理，推进城市生活垃圾中低值可回收物的回收利用，提高资源利用率。完善厨余垃圾收运管理制度与体系建设，逐步提升厨余垃圾规范收运的覆盖比例。

人民论坛：如何借助各类低碳技术、零碳技术、负碳技术，以及人工智能等数字技术，实现“双碳”目标？

科技创新是实现“双碳”目标的关键支撑，需持续推行降碳、脱碳、碳移除举措，强化碳捕集利用与封存、零碳工业流程再造等关键技术的科研攻关，加速绿色低碳技术创新成果的转化与应用。加快产业结构转型与技术进步，推动发展模式实现根本性变革。

在人工智能领域，助力公众获取更多节能减排知识，激发大众参与热情。同时，需完善绿色低碳科技创新体系，如构建科技创新联合体，鼓励产学研用协同创新，健全低碳技术标准体系，建设低碳能源数字化数据中心等。

在能源领域，主要有煤炭方面的煤炭绿色智能高效开发利用、煤粉预热燃烧技术、循环流化床高温后燃等技术；核能方面的可控核聚变、加速器驱动次临界洁净核能系统（ADS）、固有安全核电、钍基熔盐堆等技术。在工业领域，主要有工业数字化、氢冶金、全废钢电炉流程、二氧化碳化工利用、氢能煅烧水泥熟料、关键金属矿物质开发循环利用等技术。在交通领域，主要有可持续航空燃料、新能源汽车与电网互动、氢燃料电池电堆、船舶电动化、氢燃料航空发动机、生物乙醇等技术。

新兴技术的应用，仍有待进一步深化拓展。以“无废城市”建设为例，在废物源头分类与精准识别环节，智能化分类辅助手段不足，多数地区仍依赖传统方式，模式识别技术未充分应用于垃圾分类，绿色设计理念和生命周期评估技术未得到广泛推广。在废物运输与物流管理环节，物联网和卫星定位技术在实时监控与路径优化方面存在短板，垃圾运输车缺乏实时监控系统，难以精准掌握车辆运行状态、运输路线和装卸情况。同时，缺乏智能调度系统，难以根据废物种类、数量和处理能力合理安排运输，导致设施利用不均衡。在废物处理与资源回收环节，等离子体气化技术、微生物降解技术等先进处理技术应用有限，传统焚烧和填埋方式仍占主导。大数据平台建设与应用不足，数据收集环节存在缺陷，废物产生源数据未能准确全面录入，数据基础比较薄弱；数据分析能力不足，难以挖掘有价值信息，如废物产生规律、不同区域废物处理需求差异等，这些技术难题都需进一步攻克。

人民论坛：在“双碳”目标下，如何实现固体废物领域减污降碳协同增效？

我国作为人口大国，固体废物产生量巨大，若处理不当，不仅会造成资源极大浪费，而且会严重污染环境，对经济社会产生恶劣影响。固体废物是放错位置的资源。资源循环利用水平，是衡量社会进步程度的重要标志之一。固废的减量化和资源化利用程度，不仅反映一个国家的生态文明建设水平，而且是推进社会治理现代化、提升公民素质的具体着力点。

各地需转变观念，将固废视为宝贵财富，而非沉重负担，实现“变废为宝”。在全国范围推进固废资源化利用，绝非一朝一夕之功，需长期不懈努力。“无废城市”建设是深入贯彻落实习近平生态文明思想的重要举措，是推动减污降碳协同增效、建设美丽中国、实现高质量发展的有

力抓手。2023 年 7 月，习近平总书记在全国生态环境保护大会上指出：“要加强固体废物综合治理，加快‘无废城市’建设”。“无废城市”并不是没有固废产生，也不意味着固废能完全资源化利用，而是一个先进的城市管理理念，是以创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念为引领，通过推动形成绿色发展方式和生活方式，持续推进固体废物源头减量和资源化利用，最大限度减少填埋量，将固废的环境影响降至最低的城市发展模式。旨在最终实现固体废物产生量最小、资源化利用充分、处置安全的目标，实现资源、环境、经济和社会共赢，需要长期探索和实践。

固体废物资源化利用是绿色发展和循环发展的重要切入点和抓手。应强化顶层设计，规划引领，明确战略目标；立法先行，政策配套，建立完善的法治体系；政府主导，财税激励，充分发挥市场机制作用；完善标准，分类施策，规范产业健康发展；加强科技创新，强化支撑，提升资源利用效率；重视教育，普及宣传，建立有效的公众参与机制；承担国际责任，加强废物管理，防范污染转移风险。

人民论坛：截至 2024 年 5 月，全球已有 151 个国家提出碳中和目标。我国如何拓展和深化“双碳”工作国际交流合作，更好参与全球气候治理？

气候变化已成为全球共同面临的安全挑战，没有哪个国家能够置身事外、独善其身。应对这一挑战，最根本的途径在于推动发展方式的深刻转变，即从资源密集型的高碳发展模式，逐步过渡到绿色、低碳的生态文明发展道路。可以从能源低碳化转型、强化气候变化应对举措、推动绿色“一带一路”建设、创新国际合作项目等维度发力，共同推动全球绿色低碳发展，携手探索人类可持续发展新路径。

保持实现“双碳”目标的战略定力。2060 年前实现碳中和，是一个重要的里程碑，但这不是终点。要正确面对低碳转型面临的困难和挑战，进一步加强气候治理国际合作与交流，积极参与国际会议、项目合作、学术研讨、人才培养等活动，讲好中国践行“双碳”承诺的生动故事。以人类命运共同体理念为指引，积极开展政府、研究机构、企业等层面的国际合作，在解决塑料污染治理等重大全球固废问题中发挥推动作用，以负责任大国姿态推动全球气候治理在理念、制度、科技、模式等方面的创新。

加强对气候变化的研究与传播工作，深化人类对共同面临气候问题的认识，凝聚应对气候变化共识，推动形成共同行动的强大合力。在做好应对气候变化国际合作传播工作时，既要让人们

了解中国为应对气候变化所采取的务实行动和负责态度，又要传播应对气候变化的先进理念和成功经验；既要将气候变化的科学问题以通俗易懂的方式表达出来，又要将气候传播与公众关心的民生问题紧密结合。同时，积极传播建立合理国际气候制度的正确原则，弘扬合作共赢的发展理念，为全球应对气候变化贡献中国智慧和力量。

来源：碳排放权交易信息中心

<https://mp.weixin.qq.com/s/QDJuIC-r32X8xPWtui4MZw>

中国水力发电未来发展的十大看点

水力发电作为可再生能源中唯一传统电力，是我国利用最早的电力形式之一。第一座水电站是云南昆明是石龙坝水电站，始建于 1910 年，于 1912 年 5 月 28 日正式发电。如今，中国已稳坐世界水电霸主的宝座，无论是装机规模还是发电量均居全球第一，而且全球 10 大装机水电站中占据 5 座，前 20 大装机中占有 11 席，不仅有世界上最大碾压混凝土重力坝、最薄双曲拱坝、最高面板堆石坝等，而且还有形形色色各种类型和款式的中小水电站，独占鳌头的傲人成绩彰显出强大水电开发能力和在全球水电领域领导地位。进入“十五五”后，我国水电行业将进入“有序推进大型水电开发、严格控制中小水电实施、加快抽水蓄能电站建设、强化全流域调度管理”新局面，尤其是随着雅下水电项目正式开工，抽水蓄能电站蓬勃开展，部分流域水电重大项目建设提速，不少关键核心技术陆续攻关，我国水电开发又一个“黄金二十年”正在到来，为水电高质量发展提供了坚实基础。对此，本文拟提出我国水电发展的十大看点，探寻未来成长之道。

西藏水电开发将开启我国又一个黄金时代吗？

我国水电看西南，西南水电看西藏。作为世界屋脊，西藏有着“亚洲水塔”之称。据《中国可再生能源发展报告（2023 年度）》显示，我国水力资源技术可开发量为 6.87 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时，均为世界第一；其中，西藏水能资源理论蕴藏量在 2 亿千瓦以上，几乎拥有我国三分之一的水力发电潜力，居各省份之首。尽管西藏是我国水电最大“富矿”，但因受到开发条件限制，其水力资源一直处于搁置状态。

实际上，西藏水能资源主要集中分布在雅鲁藏布江、怒江、澜沧江和金沙江的干流上。其中，雅鲁藏布江流域干流水能资源最丰富，理论蕴藏量近 8000 万千瓦，约占全区一半，其下游的大拐弯地区更是“世界水能富集之最”，在 50 公里直线距离内，形成了 2000 米的落差，汇聚了

近 7000 万千瓦的技术可开发资源，装机规模相当于 3 个多三峡电站（装机容量 2250 万千瓦）。而且，西藏自治区目前水电资源开发程度极低，已开发水电装机规模仅为其技术可开发量的 1% 左右，发展空间十分巨大。

雅江下游水电工程 2024 年已获得国家核准，2025 年 7 月 19 日举行了开工仪式。工程主要采取截弯取直、隧洞引水的开发方式，建设 5 座梯级电站。专门为高海拔地区水电开发研制的 world 首台单机容量 50 万千瓦、适用于落差近 700 米的冲击式水轮发电机组的研制成功，并在高坝抗震设防、超深厚覆盖层地基处理、巨型地下洞室群建设等关键、前沿水电技术领域取得重大突破。整个工程一旦全部建成后，年发电量将达到惊人的 3000 亿千瓦时，而作为当今世界最大的水电站——三峡水电站，其设计发电量一年为 882 亿千瓦时（实际年发电量在 1000 亿千瓦时左右），足足抵上 3 个三峡水电站的发电量。可见，继三峡工程之后我国水电开发又一个黄金时代正悄然到来，焕发出“第二春”。

常规水电市场化改革进入倒计时吗？

我国煤电、新能源等已全面迈入市场化改革之路，主力电源中还剩常规水电、核电仍没开启市场化改革。尤其是常规水电，按发电量计算，长期处于我国的第二大电源，但定价方式大多采取政府定价，实行“一坝一策”定价模式，或采取最低保护价政策（主要是地方小水电），至今仍未实现同网同价，目前仅有如四川、云南等少数水电装机大省在探索推动市场化交易。

相较于其他电力形式，水力发电有其自身与众不同：一是投资构成特殊性，一座水电站不仅包括大坝、厂房、机电安装等枢纽工程，还涉及交通、移民、通航等公用配套设施，这些难以从电费收益中体现；二是生产运营特殊性，折旧、财务费用等固定成本在水电经营成本中占比较高，人工、材料等变动成本占比较低，还有水电站使用年限一般在 50 年以上甚至上百，其盈利具有长期性；三是使用功能特殊性，发电并非修建水电站的唯一目标，不少电站还兼具调蓄防洪、航运、灌溉和水产养殖等其他效用，这些效用难以用金钱衡量；四是电站本身特殊性，不同水电站所处的区域环境、地质结构、水文条件等各俱不同，导致每座水电站都有其独特差异性，难以用统一标准衡量；五是水电价格长期处于偏低的状态，与煤电相比两者价格相差达 40% 左右，且每个电站的电价基本上各不相同。

当然，随着全国统一电力市场体系的加快构建，常规水电全面参与电力市场交易亦是大势所趋。对此，需要做好顶层设计，充分考虑到水电的独特性，努力构建适应水电高质量发展的市场

化电价机制，科学设置容量价格，健全黑启动、调峰、调频、填谷等辅助服务补偿机制，积极鼓励水电企业积极参与碳市场和绿电市场交易，确保常规水电更好融入全国电力市场的大家庭中。

抽水蓄能装机规模“两个翻番”目标将实现吗？

抽水蓄能电站大规模开发同我国双碳目标密切相关。随着高比例风光装机规模的快速提升，对灵活性的调节资源需求日益紧迫。而抽水蓄能作为当前世界公认的技术最为成熟、经济性相对优势且最具大规模开发条件的绿色灵活调节电源，被喻为超级“绿色充电宝”，与具有间歇性、随机性、波动性等特点的风光新能源具有高度匹配性。按照国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，2025 年抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。

2021 年 4 月国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，抽水蓄能电站开发一改原来被动局面，引起广泛关注，尤其 2023 年 5 月国家发改委发布《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》后，抽水蓄能电站迈入快车道。截至 2024 年底，我国抽水蓄能电站投产总装机容量达到 5869 万千瓦，占全球装机容量的 40%，连续 9 年稳居世界第一；核准在建总装机容量为 20255 万千瓦，也是世界第一。预计 2025 年新增投产装机在 800 万千瓦，抽水蓄能装机规模将达到 6600 万千瓦左右，超过“十四五”规划的 6200 万千瓦的目标。

另外，从近几年抽水蓄能核准在建情况来看，2022 年抽水蓄能新增核准规模为 6890 万千瓦，已建在建装机规模 1.6 亿千瓦；2023 年新增核准规模 6342.5 万千瓦，已建在建总装机规模达到 2.3 亿千瓦。按照抽水蓄能项目 6-8 年平均建设周期，预计 2022 年核准在建项目基本在 2030 年前建成投产，2023 年有部分项目会陆续投产。按此保守估算，到“十五五”末我国抽水蓄能装机将达到 1.5 亿千瓦，“两个翻番”目标应该有充分把握。

抽水蓄能装机规模会超过常规水电装机规模吗？

近年来，我国抽水蓄能建设全面提速，新增核准装机规模一年上一个台阶，基本形成“两大电网领跑、其他发电央企追赶、国企与民企共同参与”的多元格局，而且在使用范围上突破了传统相对单一化的应用场景，逐渐向“水风光蓄”“风光蓄”一体化迈进，开发地域上从大城市周边区域向沙戈荒新能源基地和重要流域的水风光一体化基地转移，形成了多类型、多场景的应用格局。自 2023 年开始，我国抽水蓄能年新增装机规模就超过了常规水电年新增装机规模，并呈现逐年扩大态势。

2020 年底，我国启动新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查，综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术条件等因素，共筛选出资源站点 1500 余个，总装机规模达 16 亿千瓦。目前已纳入规划选址的抽水蓄能站点资源总量约 8.23 亿千瓦，远超我国常规水电的经济可开发量（最新复查为 4.02 亿千瓦）和技术可开发量（6.87 亿千瓦）。从资源储备来看，我国抽水蓄能可开发的资源量远高于常规水电可开发的资源量，为抽水蓄能发展提供了十分广阔的空间。

从国家中长远规划来看，到 2035 年前，我国将基本形成一个能满足新能源高比例、大规模发展的抽水蓄能现代化产业体系，预计投产规模将达到 3 亿千瓦，预计到 2050 年左右抽水蓄能装机规模有望达到 5 亿千瓦上下，将超过我国常规水电装机规模（预计不到 5 亿千瓦）。据此推算，届时我国抽水蓄能装机规模极有可能超过常规水电装机规模。再往后发展，我国常规水电基本开发殆尽，未来水电发展空间只有依靠抽水蓄能了。

小水电将面临大量关停并转吗？

根据电站建设规模划分标准，一般把装机容量在 5 万千瓦及以下的水电站划为小水电，我国现有小水电站近 4.5 万座，是世界上数量最多国家，其中长江经济带 10 省市占比就超过全国一半，装机容量超 8000 万千瓦，约占我国水电发电量 1/4 左右。可见，小水电虽看起来“不显眼”，但作用不可忽视，在我国能源转型和农村经济建设中发挥了难以替代作用。

曾几何时，为解决农村用电或出于防洪、灌溉之所需，从上世纪 50 年代起，我国曾大举修建了各种类型小水电站，并在 2010-2016 年形成小水电站建设高潮，仅 2013 年新增小水电站 1050 座，2016 年达到最高峰的 47529 座，其中一些是在缺乏环境评估情况下建造的，也有部分因建坝质量不高而存在较大安全隐患，还有些小电站受河流干涸、水库淤塞等原因而遭废弃，更有小水电站因设备严重老化造成运营成本节节攀升、入不敷出。

近年来，全球尤其是美国掀起了一股“拆坝潮”。而我国自 2018 年始，曾先后拉开长江和黄河经济带小水电整治序幕，长江经济带清理整改任务于 2022 年底完成，累计退出电站 4042 座、整改电站 2.1 万座；黄河流域小水电的数量相对较少，有 700 座左右，到 2023 年完成 300 座以上小水电站清理整改任务。

随着生态文明建设稳步推进，2017 年启动了绿色小水电示范电站创建工作，并提出到 2030 年全行业形成绿色格局。2025 年 5 月初，“绿色小水电示范电站创建”已移出全国创建示范活动

保留项目目录，相关活动不再开展。如今的小水电站早已失去了曾经的辉煌，加上政策监管日趋严格、环保要求不断加码，部分小电站逐渐退出历史舞台已是大势所趋，以确保生态环境的持续发展和水资源的更加合理利用。

水电将推进大规模灵活性改造吗？

2025 年初，国家发改委、能源局印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，明确提出“统筹提升可再生能源调节能力。大力支持流域龙头水库电站建设，积极推进流域水电扩机增容等灵活性提升改造，着力提高流域整体调节能力”。在碳中和背景下，随着风光等新能源大规模高比例的发展，电力系统峰谷差日益增大，水电的调峰价值进一步凸显，水电的功能定位在逐步改变，将从电量提供者角色逐步转变为电量和容量支撑并重，这将为水电行业带来新的挑战与机遇。

水电的灵活性改造，本质上是通过借助一系列先进技术手段，对现有水电机组进行优化升级或扩机增容，进一步提升水电的系统调节能力。尤其是随着“风光水核生”等一体化发展，对水电机组的调节能力提出了更高要求。然而，当前不少正在运行的水电机组建设于上世纪中后期，历史虽悠久，但设备老化日益严重，信息化调控技术落后，自身调节能力本来就很差，如果不开展实施大规模灵活性改造升级，将难以承担赋予的新时代角色定位要求及我国能源转型的重任。

水电的灵活性改造关键要把握好两大方面：一方面要做好硬件上的更新，借势“两重两新”政策，稳妥推进具有物联网功能的智能水轮机、发电设备组替代旧水轮机组及设备，稳步开展电站扩容改造，切实提高机组灵活性、宽负荷运行能力，不断增强电站运行的稳定性和机组运行效率，以便更好适应新型电力系统运行需要；另一方面要强化软件上提升，加大水电站信息化改造，加强整个流域的集控建设，打造自动水纹监测系统，做好相关技术研究，精细实时监测水位与流量变化，不断提升电站运维的自动化水平，让老电站焕发出新活力。

清洁能源长廊将成为水电流域开发主流模式吗？

随着源网荷储一体化和多能互补发展持续推进，包括雅砻江、金沙江等流域的多个国家级“水风光蓄氢”一体化示范基地建设陆续取得重要进展，为水电开发模式探索出一条新路。未来，打造一体化的水风光蓄（储）氢“清洁能源长廊”也许会成为我国大型水电流域开发的主流模式。

实际上，“常规水电开发+抽水蓄能（新型储能）+风光氢基地”等三者之间具有天然融合性，能带来更大协同效应。据相关机构测算，常规水电可配套建设相当于自身装机规模 1 倍至 1.5 倍的新能源，抽水蓄能（新型储能）电站则可将这一数值提升为 3 倍至 4 倍。因为水电作为可再生能源中唯一具备调峰能力的电源，虽然发电量存在季节性波动，但是在具体时点出力可控，且灵活性高于火电，同时调峰中基本上不担负额外成本也不排出温室气体，经济性上又较其他新型储能具有明显优势，并且通过与抽水蓄能科学合理搭配，能有效解决常规水电在季节性调节上的劣势，还可充分利用现有的输电线路以降低系统输电成本。由此可见，打造水电流域的“清洁能源长廊”具备得天独厚的优势，是一举多得的好事。

当然，开展“水风光蓄（储）氢”一体化模式需根据不同流域情况进行具体分析，开展精心研究论证和周密部署：要在对流域整体开发方案进行科学规划的基础上，切实提升龙头水库的库容能力，不断优化流域上各电站装机容量，尽量选择互补调节能力强、安全稳定性高的水电机组，优选合适的水库站点配建抽水蓄能电站，切实提升全流域整体可调节库容，以此提高全面系统调节能力和电力支撑能力，带动更大规模新能源开发。

西南地区成为水电发展的新高地吗？

西南地区涵盖云贵川藏渝五省份，凭借独特的地形地貌和富饶的水力资源，成为我国水电发展的核心地带。这里山高谷深，河流纵横，雨量丰沛，水急湍流，落差巨大，蕴含着无尽水电开发潜力，包括金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江和怒江等五大流域，全部位于国家十三大水电基地之列，皆是我国水电开发的“乐土富矿”，也是世界水电发展的“耀眼明珠”。

其中，列入“十三大水电基地规划”之首的金沙江流域已陆续开发建设了向家坝、溪洛渡、乌东德、白鹤滩等四座世界级巨型梯级电站，装机容量相当于两个三峡电站，还有上游区域等待开发；雅砻江流域可开发 21 个大中型相结合梯级电站，已建成二滩、锦屏一级、锦屏二级、两河口等大型水电站，还将建设牙根、楞古、孟底沟等多个梯级水电站；大渡河流域采用 3 库 22 级开发方案，已建成龚嘴、瀑布沟等水电站；澜沧江流域作为西电东送”的重要电源点之一，陆续建成小湾、糯扎渡等大型水电站，尚有部分水能资源待挖掘；怒江流域拟采用“两库十三级”梯级开发方案，但因生态环境脆弱、地震多发等原因暂时搁置。

一言以蔽之，上述五大水电基地建设已取得初步成效，未开发的电站大多处于其流域上游地区，地质结构和生态环境十分脆弱，给水电站开发建设带来诸多难题与巨大考验。如何进一步优

化站点布局，采用更加科学合理开发方式和更加先进修造技术，以确保在生态保护与水电开发间找到合理平衡点。未来，随着开发技术的不断进步，这些优质水电资源有望逐步转化为强大的电能流，为我国现代化建设注入源源不断的强大动力。

AI 将开启我国水电新未来吗？

在数字化浪潮席卷下，以 AI 为代表的人工智能技术正以前所未有的速度改变着各行各业的模式。作为传统能源的水电业务也在加速迈向智慧化之路。2023 年 9 月，三峡集团大禹大模式正式上线，为水电生产运行、运维检修、项目管理、安全规程提供智能化模型底座；紧接着又在次年上线了“长江流域数据要素流通平台及可再生能源行业数据服务平台 REDaaS”，通过有效汇集长江流域的航运、遥感、水利、水电、气象和新能源等数据资源，提升全流域的可再生能源的预测和调控能力。

水电作为一种涉及水文气象资源和电力开发的综合性工程项目，其数智化建设管理是大势所趋，通过借助传感器、卫星通讯、激光感应、水下机器人、物联网、数字孪生等多种技术手段，构建了一张看不见的“地水空天”监测网络，并将海量的测量数据，实时传送到智能水电平台，开展实时监督、智能分析、优化控制、远程的活动，不仅能上知天文、下知地理，而且能自动感知水质、水量、水压参数，实时监测机组、山体、河床的细微变化，实现智能分析负荷变化、自动开展发电控制、自动模拟推演防洪调度，实现电站智能化运行和管理。

总体而言，以 AI 为代表的数智技术就好比是给传统水电站装上了一个“智慧大脑”，通过数据信息及时收集、生产过程精确仿真、运行故障自动排查、业务系统智能联动等途径，能够提前掌握水文地质变化情况，实时掌握水电站的运行状态，事先察觉潜在的问题与风险，通过智能预警、智能诊断、智能决策等功能，实现了各种发电设备监视、开停机顺序智能分析，大大提升了机组运行效率，也为水电站的稳定安全运行筑牢防线，让传统水电迸发出新活力、新青春。

水电将绘就“一带一路”新画卷吗？

作为全球水电领域的后起之秀，我国已逐步发展成为世界范围内最具竞争力的水电强国之一，业务遍及全球 140 多个国家和地区，从亚洲到中东，从非洲到中南美，占据海外 70% 以上的水电建设市场，参与的已建在建海外大中型水电工程 300 余座，帮助多国打造自己“三峡工程”，总装机近亿千瓦。目前世界上大中型水电工程项目几乎被我国的水电企业所瓜分，成为名副其实的大国之重器和“一带一路”建设中一张亮丽名片。

我国水电业已形成从投资开发、规划设计到施工建造、装备制造再到运维管理等全产业链优势，水电装备施工技术和运行管理水平达到世界先进水平，单机容量百万千瓦水电机组全部由中国制造，“无缝大坝”等施工技术全球领先，不少水电建设标准获得国际社会承认，已与全球上百个国家建立了多种形式的水电开发合作，而且还具有强大海外水电投融资能力，海外水电投资项目遍布“一带一路”50余个国家和地区，不仅实现了工程施工承包走出去，而且带动装备、技术标准、勘察设计、运营维护等整条产业链全方位的“走出去”，标志着我国大型水电工程建设实现了从“中国制造”到“中国创造”的历史性跨越。

总之，水电作为我国建筑领域内最早到国际市场开拓业务、最早与国际工程承包市场接轨的行业，不断刷新世界水电建设的新纪录，在国外承包和投资建设的不少水电项目，都被称为所在国的“三峡”，给所在国带来巨大经济、社会和环境效益，有些还被印在了所属国货币和邮票上，成为当地标志性建筑，水电这张“中国名片”在“一带一路”上定会绽放出更加美丽的新画卷。

来源：能源新媒

https://mp.weixin.qq.com/s/XpZ4DRgsXA_GW1ZOaEs-Xg

碳市场的建设与未来展望：扩大行业覆盖与提升市场活力

行业覆盖范围的逐步扩大是中国碳市场发展的必要途径。起初自2011年起，在北京、上海、广东等七个省市启动了碳交易试点工作，为全国市场的建立积累了宝贵经验，2021年，全国碳市场正式上线交易，全国碳市场启动初期仅纳入发电行业，火电行业作为中国最大的排放行业，首先纳入这一“单行业”模式有助于积累经验、夯实基础，但也导致市场流动性有限、单行业间减排成本优化受限等问题。2025年3月，生态环境部印发《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》，标志着中国碳市场进入多行业阶段，控排企业数量显著增加，年覆盖排放量从约51亿吨提升至80亿吨左右，占全国碳排放总量的比重从40%升至60%以上。这一战略性扩容不仅增强了市场活力，也为通过行业间配额交易实现成本有效减排创造了条件。市场核心交易产品包括政府分配给企业的碳排放配额（CEA）和可用于抵销5%排放的国家核证自愿减排量（CCER）。交易方式则包括挂牌协议交易、大宗协议交易以及单向竞价等多种形式，以满足不同主体的交易需求。

当前四大控排行业的运行特点

发电、钢铁、水泥和铝冶炼作为当前全国碳市场覆盖的四大行业，各自呈现不同的排放特征和减排挑战。发电行业作为碳市场“先行者”，经过四年运行已建立起相对完善的 MRV 体系和碳资产管理能力，作为首个纳入的行业，电力行业的配额分配方法最为成熟。其核心是采用基准线法，根据机组的类型（如燃煤、燃气）、压力等级、容量和燃料类型设定不同的碳排放基准值。企业的配额数量由其实际供电量、供热量乘以对应的基准值来确定。

钢铁、水泥、电解铝这三个行业的配额分配同样遵循强度控制原则。其配额计算公式通常为：企业配额 = 实际产量 × 碳排放基准值。例如，水泥行业的配额与其熟料产量挂钩，而电解铝行业的配额则与其铝液产量相关。基准值的设定充分考虑了行业先进水平，旨在奖励先进、激励落后。在制定配额分配方案时，监管部门会力求在实现减排总量控制和兼顾企业经营压力之间取得平衡。生态环境部已发布了针对这些行业的温室气体排放核算与报告技术指南，为精确核算奠定了基础。

全国碳市场当前阶段的配额分配以免费为主，并普遍采用基于“强度控制”的基准线法，旨在激励企业提高能效、降低单位产品碳排放。行业扩容带来的协同效应已初步显现，建信期货分析指出，不同行业减排成本和路径差异有利于发挥碳市场资源配置和定价作用。例如，发电行业可通过提升煤电效率、增加可再生能源比例等方式减排，而钢铁行业可能更倾向于投资氢能炼钢等突破性技术，这种差异性增强了市场流动性，促进了技术创新多元化。上海环境能源交易所启用单向竞价交易方式，采用统一价或申报价成交模式，设置最小申报数量和价格限制，每周开放多个交易时段，这一创新旨在满足各行业对配额的不同需求，完善碳价形成机制。

后续控排行业扩容的论证与准备

根据《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁和电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，明确了“十四五”期间稳步扩大行业覆盖范围。该方案提出了一个分阶段的扩容计划：第一阶段（2024-2026 年），重点是让新纳入行业的企业熟悉流程，并为碳排放管理奠定基础；第二阶段（2027 年及以后）则聚焦于完善政策和监管体系，优化配额分配机制。扩容的总体目标是将全国碳市场的排放覆盖率从目前的约 40% 提升至 60%-70%。

在首批四大行业平稳运行的基础上，国家重点控排行业名单里仍有四大行业待入，分别为石化、化工、造纸和航空。这种渐进式扩容策略，体现了政策制定者审慎务实的态度。选择扩容行业的核心依据是其温室气体排放量大、能源消耗高、减排潜力大以及数据基础相对完备。环境部

门在评估时，会综合考虑行业的减排贡献、数据质量、技术可行性以及对产业发展的影响等多个维度。对于已确定纳入的行业，企业层面的准入门槛是明确的。年温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量（约合 1 万吨标准煤）的企业将被界定为重点排放单位，强制纳入碳市场管理。然而，需要指出的是，当前公开信息中并未提供一套用于筛选扩容行业本身的官方量化评估模型或具体指标体系，行业选择更多是基于上述定性原则和战略考量的综合决策。

方法学研发与数据基础建设是碳市场运行的基石。在决定纳入一个新行业前，必须建立健全该行业的碳排放核算与报告方法学。生态环境部早已为包括石化、化工在内的 24 个重点行业发布了温室气体排放核算与报告指南。此外，自 2023 年起，生态环境部已要求石化、化工、造纸、民航等待扩容行业开展年度温室气体排放报告与核查工作，这实质上是为它们正式加入全国碳市场进行数据和能力上的准备

国务院副总理丁薛祥曾表达过：中方将提交覆盖全经济范围、包括所有温室气体的 2035 年国家自主贡献。我国的碳达峰目标目前只包含了二氧化碳的达峰，其它的六大温室气体是没有包含的，对于碳市场扩容来说，剩余温室气体种类也是一个巨大增量，比如 2023 年提出的《甲烷减排行动方案》就引出了煤矿瓦斯 CCER 的开发机会。并且随着国内自愿减排市场（CCER）的重启与发展，为所有控排企业提供了更为灵活的履约选项和减排激励。CCER 方法学不断扩展，未来覆盖了能源、林业、交通等更多领域，为更广泛的市场主体参与碳减排行动打开了通道，也为碳市场的整体健康发展提供了有力补充。

来源：碳排放权交易信息中心

https://mp.weixin.qq.com/s/fCkAb_qMazj4eEDXejtdg

扩大清洁用能，让绿色能源点亮万家灯火

能源行业，一头连着经济的稳定运行，一头系着千家万户的冷暖。

大力实施可再生能源替代，加快能源技术、产业、商业模式创新，深化能源市场化改革……近年来，我国能源转型推动清洁能源发展驶入快车道，为经济社会发展提供源源不断的“绿色”动力。

刷新能源结构“含绿量”

南海之滨，海南昌江核电基地的塔吊在烈日下挥动长臂，机器的轰鸣与海风的呼啸交织成一曲激昂的奋进乐章。

作为我国“十四五”时期开工建设的首个核电项目，不久前，华能海南昌江核电二期工程 3 号机组安全壳打压试验获得成功，向首次并网迈出了坚实一步。

“截至今年 7 月底，项目 59 个一级‘里程碑’已完成 42 个，机组安装总体即将收官。”华能海南昌江核电有限公司董事长帅月智表示，项目建成以后年输送清洁电量将超过 180 亿千瓦时，每年可减少标煤消耗 632.6 万吨、减排二氧化碳 1168 万吨。

这是我国能源发展向“绿”向“新”、加速转型的一个缩影

大漠深处，光伏板铺展成一片壮阔的“蓝色海洋”，与连绵的金色沙丘交相辉映；川西高原，特高压输电通道建设如火如荼，为从高原奔涌而下的清洁水电打造跨区域流动的“高速公路”；沿海滩涂，海上风电场的白色风塔正挥动“臂膀”，将海风转化为清洁电力……

“十四五”规划纲要提出，“建设清洁低碳、安全高效的能源体系”“加快发展非化石能源”。

记者从国家能源局了解到，我国已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，建成了全球最大、最完整的新能源产业链。“十四五”以来，我国非化石能源发电装机规模实现翻番，光伏、风电、水电、核电、新型储能等位居世界第一。

不断提升能源“含新量”

金沙江上，白鹤滩水电站，一座拱形大坝横亘在高耸的山谷间，承受 1650 万吨的最大水推力。

白鹤滩水电站工程建设中的一系列科研攻关，把中国水电设计水平、施工能力、重大装备制造能力提升到一个全新的高度，彰显了中国完备的产业链在锻造大国重器、建设超级工程中的优势，投产以来累计发电量已突破 2000 亿千瓦时。

近年来，全球能源绿色低碳转型跑出加速度，“技术就是资源”的趋势更加明显。

新能源技术装备国际领先，光伏转换效率不断刷新世界纪录，风电最大单机容量领跑全球，新型储能规模世界第一，建成多个“全球最大”“全球首座”工程项目……“十四五”时期，我国能源科技的不断创新和蓬勃发展，为能源转型提供有力保障和重要支撑。

新产品新技术加速涌现，新模式新业态方兴未艾。

位于福建霞浦县东南海域的西洋岛，过去仅通过一条海底电缆与陆地电网相连，一旦发生海缆故障，抢修要花费不少时间。

近年来，国网福建电力在岛上安装了 3 台 2000 千瓦风机、1000 千瓦/2000 千瓦时电化学储能装置和 20.74 千瓦光伏设备，建设了具备“零碳”示范运行能力的海岛微电网。去年，微电网发电量达 1500 万千瓦时，不仅满足了全岛用电需求，富余的发电量还能通过海底电缆输送到陆地大电网。

《中国的能源转型》白皮书显示，大力推进数字技术与能源产业深度融合，催生新技术、新业态、新模式，为能源产业基础高级化和产业链现代化插上腾飞的“翅膀”。

打通能源市场“中梗阻”

“十四五”时期是聚力改革攻坚的重要历史交汇期。通过深化改革、完善政策、规划引领、法治保障等多种手段，我国不断破除能源市场藩篱，推动高效畅通运行，为能源绿色低碳转型营造良好的发展环境。

电力配置效率事关经济社会运行的质量、成本和可持续性。

不久前，国家发展改革委、国家能源局印发《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，明确今年将实现跨电网经营区交易常态化开市，有力支撑度夏期间电力保供，并探索达成多年期绿电交易签约。

专家认为，随着相关改革举措落地，绿色电力消纳将更加便捷。今后，东部负荷中心的企业能够更市场化地购买西部、北部地区生产的绿电，西部地区也能进一步将资源优势转化为经济优势。

“我国初步建成全国统一电力市场体系。”国家发展改革委副主任李春临近日在国新办发布会上介绍说，南方区域电力市场启动连续运行，南网 5 省区已实现“统一交易、同台竞价”，国网、南网实现跨经营区常态化交易，2024 年全国市场化交易电量占全社会用电量比重达到 63%。

除了统一电力市场建设迈出关键步伐之外，“十四五”时期，我国还在深化提升“获得电力”服务水平、建立绿色能源消费促进机制等方面持续用力。

例如，国家能源局最新数据显示，今年上半年，全国共计核发绿证 13.71 亿个，其中可交易绿证 9.58 亿个，同比增长 1.49 倍。绿证核发量快速增长，折射我国能源底色越来越绿。

能源转型是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，需要久久为功。

相信随着一系列重大改革进一步落地实施，改革红利将不断释放，惠及广大企业和消费者，推动电力服务实现从“用上电”到“用好电”、再到“用绿电”的升级，为经济社会可持续发展提供坚强支撑。

来源：新华社

<https://mp.weixin.qq.com/s/dlQl9ThFF0yxoDuOzpZtQw>

抽水蓄能电站电价机制探讨及应对建议

在我国推进“双碳”目标的背景下，抽水蓄能技术发挥着不可替代的系统支撑作用：一方面，其显著提升了电力系统对风电、光伏等间歇性可再生能源的消纳能力；另一方面，作为传统火电调峰的高效替代方案，其运行过程几乎不产生直接碳排放，可大幅降低对化石能源的依赖，为构建新型电力系统提供重要的灵活调节能力。当前，抽水蓄能技术因其技术成熟度高、运行安全可靠、响应迅速、储能容量大（单站规模可达百万千瓦级）、使用寿命长（设计寿命普遍超 80 年）及环境友好等突出优势，被公认为唯一兼具规模效益与经济可行性的储能解决方案。依据国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划（2021～2035 年）》，2030 年，我国抽水蓄能装机容量预计达 1.2 亿千瓦。这一战略布局将有力支撑碳达峰目标的实现，并在保障能源安全与促进能源绿色低碳转型中发挥协同增效的作用。基于上述背景，笔者通过系统考察国内外抽水蓄能电价形成机制，重点探讨我国现行政策及未来可能的演化路径。最后，结合华电福建公司“常规+混合+海上”全抽蓄业务模式的典型案例，提出适应新的电力市场环境的电价政策机制与运营管理优化建议，旨在为行业政策制定与企业实践提供有益参考。

国际抽蓄经验及对我国的启示截至 2023 年底，全球抽水蓄能装机规模中，中国以 5094 万千瓦稳居世界首位，日本（2747 万千瓦）和美国（2217 万千瓦）分列第二、三位。然而，欧美日等传统抽水蓄能强国的电站大多建于 20 世纪电气化快速发展时期，超过 80% 的机组已投运 30 年以

上。这一历史背景与我国当前大规模风电、光伏并网及新型电力系统转型的需求形成鲜明对比，导致各国在抽水蓄能电站功能定位、运营模式乃至电价机制方面存在显著差异。现阶段，日本抽水蓄能电站主要采用租赁制（电源开发商参与）和内部核算制（电力公司主导）；美国则以电网统一运营模式为主（抽水蓄能电站约占 70%），辅以租赁运营和少量独立运营，直接参与电力市场的比例较低；英国抽水蓄能电站虽然总体规模有限，但其高度市场化的发电侧环境使其能够作为独立成员参与市场，其收入明确区分为年度交易的固定收入与竞价交易的变动收入两部分，构成典型的两部制电价模式（见表）。

表 典型国家抽水蓄能电价机制

国家	经营模式	电价机制	主要特点
日本	电网统一经营	电网内部核算	运营收入在电力公司内部统一核算
	租赁经营	租赁交易制	租赁费是按成本原则,以电站建设费为基准价格并辅以考核浮动的固定电费制度,作为电力公司购电费的一部分,在销售价格中明确
美国	电网统一经营	电网内部核算	通过销售电价回收成本
	租赁经营	租赁交易制	通过租赁费回收抽水蓄能电站的固定投资成本以及允许的合理利润
	独立经营	参与电能量市场、辅助服务市场	电站在辅助服务市场和电能量市场间进行策略选择,以获得最大收益。辅助服务收入约占总收入的 60%
英国	独立经营	固定收入+变动收入	固定收入指年度交易中的收入;变动收入指竞价交易中的电量销售收入。固定收入约占总收入的 70%~80%,其中辅助服务补偿费约占固定收入的 70%。变动收入占总收入的 20%~30%

我国抽水蓄能项目电价政策历程为适应不同发展阶段的需求并配合电力体制改革进程，我国持续探索适合国情的抽水蓄能电站投资体制、经营模式和电价机制。纵观发展历程，我国抽水蓄能电站价格政策的演变可划分为三个具有明显特征的阶段。第一阶段（2014 年以前），以电网企业主导为主要特征。国家发改委发布的《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》(发改能源〔2004〕71 号)，明确抽水蓄能电站原则上由电网经营企业进行建设和管理，其建设和运行成本纳入电网运行费用统一核定，实质上通过电网购销价差进行疏导。在此阶段，投资主体主要为电网企业，运营模式采用电网统一运营或租赁运营，价格机制以电网内部核算电价或容量制电价为主，先后核定了桐柏、泰安、宜兴、琅琊山等抽水蓄能电站的租赁费用(2008 年租赁费用统一改为容量电费)。第二阶段（2014~2021 年），是电价机制转型的探索期。国家发改委发布的《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》(发改能源〔2014〕1763 号)，初步明确了两部制电价机制，将容量电费和抽发损耗纳入当地电网运行费用统一核算，并作为销售电价调整因素统筹考虑。然而，2019 年国家发改委、国家能源局印发的《输配电定价成本监审办法》明确规定抽水蓄电站成本费用与电网输配电业务无关,不得计入输配电定价成本,导致成本分摊疏导实质“落空”。这一政策冲突造成了两部制电价政策落地性不足,在该阶段出现电网内部结算、单一电量电

价、容量电价、两部制电价多种电价机制并存的局面，抽蓄的成本回收、合理收益得不到有效保障，制约了抽水蓄能行业的健康发展。第三阶段（2021 年至今），我国抽水蓄能电价机制进入成熟期。国家发改委发布的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），要求坚持以两部制电价政策为主体，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入省级电网输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，明确了容量电费反映系统调节价值、电量电费体现市场价差收益的基本原则。该意见在承接过往对抽蓄发展相关政策的基础上，进一步完善了抽蓄价格形成机制，解决了长久以来影响抽蓄行业发展的容量电费疏导问题。国家发改委发布的《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526 号），明确容量费用通过工商业用户用电价格中的系统运行费用进行疏导。国家发改委《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533 号）依据 633 号文的核定办法，核定了在运及 2025 年底前拟投运的 48 座电站容量电价，标志着两部制电价的落地。

抽蓄项目现行电价机制及未来完善方向探讨当前，我国抽水蓄能价格机制改革已取得阶段性成果，633 号文确立的两部制电价机制通过设定固定收益率（6.5%资本金收益率，40 年经营期）的容量电价，有效稳定了行业投资预期，促进了抽水蓄能产业的发展。然而，随着政策实施的深入，该机制在实践过程中逐渐显现出若干亟待解决的问题，主要体现在行业发展质量、监管效能和成本传导三个方面。在行业发展效率方面，现行的固定收益率保障机制虽然刺激了投资热情（2023 年新核准项目达 47 个、总装机 6890 万千瓦，规模超过前十年总和），但同时也带来了效率隐忧。一方面，部分区域已出现调节容量结构性过剩的迹象；另一方面，固定收益率保障机制弱化了市场竞争力，导致投资主体在技术创新、成本控制和运营效率提升方面动力不足。在监管效能方面，随着产业规模快速扩张，预计未来三个监管周期内投产的抽蓄电站将达百座量级。现行的“一站一核”成本监审模式不仅带来巨大的行政成本，其监管效率也难以适应抽蓄电站规模化发展需求。在成本传导压力方面，当前，容量电费的大规模传导对终端电价造成明显负担，对高耗能企业的边际成本影响尤为突出。533 号文核定的 48 座抽水蓄能电站形成容量电费 274.6 亿元/年，根据 2023 年全国工商业用电量 77439 亿千瓦时测算，影响单位度电成本 3.54 厘/千瓦；其中福建 4 座抽水蓄能电站形成容量电费 26.6 亿元/年；根据 2023 年福建工商业用电量 2458 亿千瓦时测算，影响单位度电成本 1.08 分/千瓦。需要辩证看待的是，抽水蓄能作为支撑新能源大规模发展的关键调节资源，其带来的系统价值不容忽视。新能源成本持续下降产生的电价空间，可以在一定程度上对冲抽蓄容量电费产生的系统费用。这一发现也为完善我国抽水蓄能电价机制提供了政策启示，应当建立更加灵活的成本分摊机制，充分考量抽蓄建设与新能源及其他电源品种的协

同效应，实现电力系统整体成本的优化配置。随着电力市场化改革的深入推进和新型电力系统建设的发展，我国抽水蓄能电价机制还将进一步完善，以实现优化区域布局、引导理性投资和完善市场衔接的目的。对于已纳入 533 号文核定范围的 48 座存量电站，为保障政策连续性和市场稳定性，预计将继续沿用 633 号文确立的容量电价核定框架，但随省级电网输配电价监管周期同步动态调整，对标行业先进水平，合理确定核价参数，以确保价格信号能够及时反映成本先进水平和市场实际情况。对于增量电站的电价机制设计，预计将在现行两部制电价政策基础上进一步完善创新。在容量电价方面，基于国际经验比较和国内实践探索，未来抽蓄电站可能存在四种价格模式：一是标杆电价模式。以行政区域为单位，综合考虑范围内各电站容量费用，取中位值、平均值或其他某一特定值作为标杆容量电价。目前，已有研究提出基于“资源区”的标杆电价测算方法，对同一山脉区域内抽蓄电站的地质条件、资源禀赋、建设成本进行聚类分析；再通过地理山川分布映射行政区分区，遵循“同山同价、就近就低、集中连片、区域统筹”的原则，形成行政区域资源分区，以各资源区内中位数静态单位千瓦投资对应的容量电价作为区域标杆价。二是市场化招标模式。每年由电网企业在政府指导下发布容量需求，各抽蓄电站投资经营主体进行竞争性报价。该机制类似于新能源上网电价市场化改革中提出的机制电价竞价方式。短期内，招标形成的容量电价可能存在下行趋势。三是容量成本补偿或容量市场模式。在已建立容量市场的地区，可直接参与容量市场竞争；在尚未建立容量市场的地区，执行统一的固定容量电价，类似于现行的煤电容量电价机制。四是联合运营模式。抽蓄电站与新能源、核电等其他电源主体建立长期容量协作关系，通过签订长期容量购买或租赁协议，由特定电源方支付容量费用，从而获得对抽蓄电站调节能力的优先使用权。以上四种模式并非相互排斥，而是可以根据市场成熟度和发展需求进行阶段性应用乃至组合应用。在电量电价方面，市场参与机制将进一步完善，通过深化电能现货市场和辅助服务市场建设，为抽蓄电站创造“低储高发”的价格套利空间和系统服务价值实现渠道。同时，预计将优化市场化收益分配机制，逐步提高现行 20% 的市场化收益留存比例。这种渐进式改革路径既能够考虑当前电力市场发展阶段的特征，又为未来政策调整预留充分的空间，有助于推动抽蓄产业实现从政策驱动向市场驱动的平稳转型，为新型电力系统建设提供更加灵活、高效的调节资源。

未来工作建议华电福建公司在抽水蓄能领域已形成具有示范意义的“常规+混合+海上”全业务模式布局。其中，周宁抽水蓄能项目作为华电集团及五大发电集团首个抽水蓄能项目，具有重要的战略开拓意义；古田溪混合式抽水蓄能项目作为福建省首个混合式抽蓄示范工程，引领了存量水电改造升级的新模式；浮鹰岛海水抽水蓄能项目作为全国唯一的海洋环境抽蓄示范工程，开

辟海洋能源利用新路径。这一多元化业务布局为行业研究不同类型抽蓄项目的发展策略提供了典型案例和可借鉴经验。在电价政策应对层面，需要进行差异化的分类施策。对于已纳入 533 号文核价范围的抽蓄电站，应密切跟踪省级电网输配电价成本监审动态，确保在下一监管周期获得与投资水平相匹配的合理容量电价；持续跟踪其未来电价政策导向，积极争取合理的个性化政策支持。目前，混合式抽蓄项目普遍面临规模经济性不足的挑战，有较多 30 万千瓦以下的中小型工程，受规模效益制约，静态单位千瓦投资普遍偏高。但此类项目对盘活我国存量水电资源、推动中小型抽蓄电站因地制宜开发具有重要战略价值。建议考虑引入装机规模调整系数，即在标杆电价或基准电价基础上，根据实际装机容量折算调整系数，科学反映不同规模项目的单位成本特性。海水抽蓄项目则面临更高的技术成本。其示范意义不仅在于填补技术空白，更可通过耦合海岛间歇性可再生能源，探索可靠的海岛发电系统模式，为缓解海岛缺电困境、支撑海洋经济及国防建设提供关键基础设施。建议考虑参照 633 号文的容量电价核定方法进行专项核价，在运营初期给予个性化的容量电费收入支持，化解特殊示范工程的高风险属性。在运营管理优化层面，应重点培育两大核心竞争能力：其一是全生命周期成本管控能力。通过优化设计标准、创新施工工艺、强化供应链管理等措施，在确保工程质量和安全性能的前提下，系统性降低建设和运维成本。其内在逻辑在于，无论未来可能实施区域标杆电价机制，抑或推行全国统一的固定容量电价机制，具备更低单位成本的项目都将在既定电价标准下获得更显著的超额收益；同时在参与容量招标、容量市场竞争的模式下，占据更强的成本竞争优势。其二是市场化运营能力。随着电力市场化改革的深入推进，抽蓄项目收益结构将逐步从高比例容量电费转向多元化收益，市场化收益自主支配比例也将逐步提升。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/j6GRgBd3ysU3eWnL9BsIrA>

《能源科技简讯》2025 年第 8 期是科技情报研究所编发的第 632 期能源科技情报研究材料，不妥或疏漏之处，敬请领导和同事批评指正，您的宝贵意见将是我们不断提升、不断推陈出新的动力。

联系人：张媛媛 电话：010-80732243 邮箱：zhangyuanyuan@cdt-kxjs.com