



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2025 年第 12 期（总第 636 期） 20251226

· 科技情报研究所 ·

目次

行业动态

| | |
|---|----|
| 十五五怎么干？27 省市能碳规划建设要点汇总 | 1 |
| 南方区域电力现货市场机制分析及市场主体应变之策..... | 9 |
| 以市场化手段激活电力系统调节能力..... | 13 |
| 关于促进光热发电规模化发展的若干意见（发改能源〔2025〕1645 号）..... | 17 |
| AI+能源，如何“+”出新未来？ | 21 |
| 2025 管道输氢“突进” | 24 |
| 国内装机规模最大半固态锂电池储能项目建成投运..... | 27 |
| 首条国产绝缘材料海底电缆在澗洲岛海域敷设..... | 28 |
| 我国新型电力系统“十五五”发展的十大看点..... | 29 |
| 国家发展改革委：夯实基础保障 确保能源安全..... | 36 |
| 新型储能发展需求与路径分析 | 41 |

行业动态

十五五怎么干？27 省市能碳规划建议要点汇总

近期，已有 27 个省市相继发布了“十五五”规划建议。作为 2030 年碳达峰之前的最后一个五年规划，十五五也是实现碳达峰目标的收官决胜期、攻坚冲刺期。

十五五期间，各地将集中力量解决产业结构重型、高耗能行业减排、能源结构深度转型等关键难题。“新型能源体系”“碳排放双控”“零碳园区”“算电融合”这些关键词多次差现在各地的规划中，也体现了我国工业产业绿色转型将迈入全域推进、产业协同的新阶段。

从各地布局来看，山西、青海、海南、江苏等省份结合自身资源禀赋和战略定位，在能源革命、特色绿色产业领域走出了差异化路径，也将进一步推动全国层面逐步构建起跨区域能源协同、市场化机制驱动的绿色发展新格局。具体来说：

作为能源革命综合改革试点，山西重点发力煤炭清洁高效利用和新能源全产业链发展，打造“传统能源升级 + 新能源布局”的双轮驱动模式，是传统能源大省绿色转型的典型标杆。青海则依托自身清洁能源优势，把绿色算电协同发展当作核心，推进国家绿色算电协同发展示范区建设。

海南率先探索把能耗双控转向碳排放双控，重点推进蓝碳标准体系研究和国际合作，把“无废岛”建设和绿色低碳发展深度结合，走出了热带岛屿特有的绿色发展路路。

江苏则以“人工智能 +”行动为带动，推动算力和绿电深度协同，聚焦通用大模型和垂直领域大模型研发，打造人工智能创新发展高地，通过算电融合助力产业转型。

各省市“十五五”规划的共同点如下：

从制度构建来看，各地积极落实碳排放总量和强度双控制度，搭建起“地方考核 — 行业管控 — 企业管理 — 项目评价 — 产品足迹”的全链条管理框架，不断完善碳排放统计核算体系，主动融入全国碳排放权交易市场，用制度保障双碳目标落地。

在能源体系建设上，构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系别列为核心任务，各地大力推进风光储氢核多能互补发展，重点布局抽水蓄能和新型储能，提升智能电网与微电网建设水平，推动化石能源清洁高效利用和有序替代，同时强化跨区域能源通道建设。

产业转型方面，各地区聚焦工业、城乡建设、交通运输、能源这四大重点领域的绿色低碳转型，以零碳工厂、零碳园区建设为重要载体，大力发展循环经济，推进传统产业节能降碳改造和数智化转型，培育绿色低碳新兴产业。

值得注意的是，多数省份把算电协同当作新型工业化的重要方向，依托“东数西算”工程布局算力基地，推动绿色电力和算力协同发展，降低中小企业使用算力的门槛，促进人工智能和产业深度融合。

在消费与市场引导上，各地普遍推广绿色低碳的生产生活方式，健全绿色消费激励机制，深化电力、天然气等能源领域的价格和市场机制改革，探索生态产品价值实现路径，推进碳足迹、碳标识认证工作。

十五五规划中涉及能源和节能降碳的部分进行了梳理，要点如下：

华北区域

北京

在新型能源体系建设方面，推进能源数字化智能化发展，构建新型电力系统，重点布局新型储能设施；绿色发展领域，大力发展绿色经济，推动传统产业转型与循环经济发展，建立绿色经济统计核算体系；能碳双控实施上，严格落实碳排放总量和强度双控制度，构建产品碳足迹体系，扩大绿电进京规模，同步推进零碳工厂、零碳园区建设；消费端推广绿色出行等低碳生活方式，全面营造绿色低碳消费氛围。

天津

新型能源体系建设聚焦风电、光伏、氢能等新型能源基础设施加力建设；能碳双控工作中，完善碳排放统计核算与碳足迹体系，主动融入全国碳市场，开展碳捕集利用与封存技术研发应用，以零碳工厂、零碳园区建设为抓手推动产业绿色转型；同步推动重点领域节能降碳改造，夯实绿色发展基础。

河北

以建设新型能源强省为目标构建新型能源体系，实施可再生能源替代工程，提升风电、光伏装机占比，加强抽水蓄能与新型储能项目建设；能碳双控方面，严格实施碳排放总量和强度双控制度，坚决遏制“两高一低”项目盲目发展，推动能源消费低碳化转型，全力推进零碳工厂、零碳园区建设；绿色发展领域，推广绿色低碳生活方式，提高垃圾分类与资源化利用水平，完善资源总量管理和全面节约制度。

山西

新型能源体系建设依托能源革命综合改革试点，推进煤炭智能绿色开采与煤电升级改造，发展风光水火储一体化能源项目，布局氢能、甲醇全产业链；能碳双控实施上，建立地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹全链条机制，主动融入全国碳市场；绿色发展方面，推动工业等重点领域绿色转型，发展循环经济，推广绿色低碳生活方式；算电融合领域，推进数字山西建设，优化智算布局，实现算力与电力协同发展，助力新型工业化转型。

华东区域

安徽

新型能源体系建设重点提高新能源供给比重，推进跨区域能源通道建设，布局抽水蓄能与新型储能项目；能碳双控工作中，实施碳排放总量和强度双控制度，推进非电行业减煤行动，完善碳排放统计核算体系，积极参与全国碳市场；绿色发展领域，推动工业、建筑等重点领域绿色低碳转型，推进“无废城市”建设，完善绿色消费激励机制，推广绿色消费模式。

江西

新型能源体系建设聚焦提高新能源供给比重，构建新型电力系统，重点布局抽水蓄能与新型储能项目；能碳双控实施上，完善碳排放统计核算体系与地方碳考核、行业碳管控等全链条管理机制，深入推进碳达峰行动，以零碳工厂、零碳园区建设为载体推动产业降碳；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，完善碳普惠机制，强化绿色发展政策引导。

山东

以建设能源绿色低碳转型示范区为抓手构建新型能源体系，发展风光核等多能互补模式，建设胶东半岛核能产业基地；能碳双控工作中，实施碳排放总量和强度双控制度，健全碳计量与统计核算体系，推进碳市场扩围，开展碳捕集利用与封存技术研发应用；绿色发展领域，推动工业等重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推进“无废城市”建设，实施绿色低碳全民行动，营造全社会绿色发展氛围。

浙江

新型能源体系建设重点推进深远海风电、核电项目建设，布局抽水蓄能与新型储能设施；绿色发展与节能降碳领域，推动高耗能行业绿色转型，发展绿色低碳产业，实施重点行业节能降碳改造，提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色化低碳化，夯实新型工业化绿色基础。

江苏

新型能源体系建设聚焦化石能源替代，发展核电、氢能、深远海风电等清洁能源，构建新型电力系统；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推动煤炭石油消费达峰，完善地方碳考核、行业碳管控等全链条管理机制；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推广绿色低碳生活方式；算电融合与新型工业化领域，推进“人工智能+”行动，实现算力与绿电协同建设，降低中小企业算力使用门槛，推动人工智能与产业发展深度融合，打造人工智能创新发展高地。

福建

新型能源体系建设推进“风光储氢核”协同发展，打造新能源先进制造基地，做强海上风电装备全产业链，有序推进深远海海上风电建设；能碳双控实施上，完善碳排放统计核算体系，深入推进碳达峰行动，建设零碳工厂和园区；绿色发展领域，推动工业、城乡建设等重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推广绿色低碳生活方式，强化绿色发展政策保障。

华中区域

湖南

新型能源体系建设重点发展氢能、风光等清洁能源，推进煤电改造升级，布局抽水蓄能与新型储能项目；能碳双控实施上，完善碳排放统计核算体系与地方碳考核、行业碳管控等全链条管

理机制，以零碳工厂、零碳园区建设推动产业降碳；绿色发展方面，推动工业、交通等重点领域绿色低碳转型，推广绿色低碳生活方式，健全绿色消费激励机制。

湖北

新型能源体系建设聚焦打造长江中游大型清洁能源基地，建设全国重要电力调蓄中心与天然气管网核心枢纽；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推进重点行业节能降碳改造，完善地方碳考核、行业碳管控等全链条管理机制，建设零碳工厂和园区；绿色发展与新型工业化领域，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，依托“中碳登”打造具有全国影响力的碳市场中心和碳金融中心，深化碳排放权等市场化改革；同步完善资源总量管理和全面节约制度，提高垃圾分类和资源化利用水平。

河南

以打造区域性能源枢纽为目标构建新型能源体系，提高新能源供给比重，布局抽水蓄能与新型储能项目；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，完善地方碳考核、行业碳管控等全链条管理机制，严格管控高耗能高排放项目；绿色发展方面，推动工业、城乡建设等重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推广绿色低碳生活方式，提高“青电入豫”特高压工程绿电输送能力，优化用能结构。

东北区域

黑龙江

新型能源体系建设聚焦完善能源互联网，推进清洁能源基地外送通道建设，规划建设哈大齐绥新能源产业带和东部地区新能源产业集群；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推进重点行业节能降碳改造，完善碳排放统计核算体系与全链条管理机制，建设零碳工厂和园区；绿色发展方面，推动工业、能源等重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推进新能源产消一体化、绿电直连，提升资源循环利用水平。

辽宁

新型能源体系建设以建设风光火核储一体化能源基地为核心，打造千万千瓦级清洁能源基地，推进氢能全链条发展，安全有序推动徐大堡等核电项目建设；能碳双控实施上，落实碳排放总量和

强度双控制度，推动煤炭和石油消费达峰，完善碳排放统计核算体系与全链条管理机制，建设零碳工厂和园区；绿色发展与新型工业化领域，发展清洁能源装备产业，推进绿电直连发展，探索“新能源+”产销一体化模式，促进就近就地消纳，支持沈阳、大连国家碳达峰试点城市建设。

吉林

新型能源体系建设重点发展风光新能源，推进抽水蓄能建设，完善“四横四纵”坚强电网，提升新能源就地消纳和外送能力；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，夯实碳排放统计核算基础，健全完善地方碳考核、行业碳管控等全链条制度体系，实施“碳达峰十大行动”；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，打造一批绿色工厂、绿色园区；新型工业化与算电融合领域，打造碳纤维千亿级产业，推进“人工智能+”行动，建设高性能算力集群，打造全链条具身智能与人形机器人产业，前瞻布局氢能与新型储能等未来产业。

华南区域

海南

新型能源体系建设按“适度超前、留有余地”原则，推进海上风电、分布式光伏等项目建设，构建源网荷储融合发展的新型电力系统，提升核电、气电等支撑保障能力；能碳双控实施上，推动能耗双控向碳排放双控转变，落实碳排放总量和强度双控制度，探索推动蓝碳标准体系研究实践及国际合作；绿色发展方面，持续推广装配式建筑、绿色建筑，推进重点领域绿色低碳转型，深化“无废岛”建设，健全岛屿型资源循环利用体系；同步完善绿色消费激励机制，推广绿色低碳生活方式，高标准建设海南国际蓝碳研究中心。

广东

新型能源体系建设聚焦持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，发展风光水核等多能互补模式，积极安全有序发展核电，大力发展海上风电和分布式光伏；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推动煤炭和石油消费达峰，全面落实地方碳考核、行业碳管控等全链条政策制度，用好碳市场和碳普惠机制；绿色发展与新型工业化领域，推动工业领域碳达峰行动，完善绿色交通运输网络体系，大力推广绿色建造，发展绿色经济，全域建设“无废城市”；算电融合方面，大力推进“数据集+算力+大模型”建设，统筹算力、电力布局，构建覆盖全省的智能算力网络，推进人工智能全域全时高水平应用，促进生产力革命性跃迁。

广西

新型能源体系建设重点提高新能源供给比重，推进风光水核多能并举、源网荷储一体化发展，积极安全有序发展核电，加快推进抽水蓄能建设；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，深入实施“碳达峰十大行动”，完善碳排放统计核算体系与全链条管理机制，建设零碳工厂和园区；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，打造国家级循环经济产业集群，推进与东盟能源合作；新型工业化与算电融合领域，积极发展新一代智能终端产品，合理推进算力中心布局，推进以人工智能为引领的算电协同，构建立足广西、面向东盟的人工智能产业集群。

西南区域

四川

新型能源体系建设以建设清洁能源强省为目标，打造“三江”流域水风光一体化清洁能源基地，推进特高压与跨省能源通道建设，发展新型储能；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推动重点领域清洁低碳转型，建设零碳园区与工厂，积极参与全国碳市场；绿色发展方面，深化气候适应型城市建设，推动形成绿色生产生活方式，深入落实资源总量管理和全面节约制度，加强资源循环高效利用；算电融合与新型工业化领域，推进算电融合等重大工程，建设全国一体化算力网络成渝国家枢纽节点（四川），建强国家级数据中心集群，加快传统基础设施数智化改造，促进跨领域设施融合。

重庆

新型能源体系建设重点推进“千乡万村驭风行动”与分布式光伏建设，发展地热能、氢能等多能互补融合发展模式，构建新型电力系统；能碳双控实施上，健全全市域全领域全行业碳排放双控制机制，构建区域碳考核、行业碳管控等全链条工作体系，完善碳排放统计核算体系；绿色发展与新型工业化领域，推动工业、城乡建设等重点领域绿色低碳转型，开展重点行业脱碳行动，打造零碳工厂和园区，强化地方碳排放权交易市场与碳排放双控目标衔接；同步优化能源骨干通道布局，推进“疆电”等外电入渝工程，提高终端用电电气化水平。

贵州

新型能源体系建设聚焦打造西南区域电力枢纽，推进煤矿绿色智能开采，提高新能源供给比重，布局抽水蓄能与新型储能，推进西北清洁电力入黔；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，深入实施节能降碳改造，完善碳排放统计核算体系与全链条管理机制；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，推进生态产品价值实现，扩大林业碳汇等交易；算电融合与新型工业化领域，壮大数智产业集群，以智算为重点发展算力产业，深入实施“东数西算”工程，强化算电协同，为算力产业提供有力能源支撑。

西藏

新型能源体系建设以打造水风光热互补、源网荷储一体的国家清洁能源基地为核心，加快建设新型能源基础设施；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，建立碳源汇监测与评估体系，充分发挥生态系统碳汇潜力，发展碳汇经济；绿色发展方面，推动经济社会发展绿色转型，构建绿色低碳循环发展经济体系；算电融合与新型工业化领域，实施“算力珠峰”行动，建设区域性新能源算力中心，加快融入全国一体化算力体系，推动人工智能赋能各行业发展。

西北区域

内蒙古

新型能源体系建设以建设国家重要能源基地为目标，推进煤炭清洁高效利用与煤电升级，发展风光水核多能互补，加快沙戈荒大型风电光伏基地建设；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，开展碳捕集封存技术攻关和推广应用；绿色发展与新型工业化领域，推广绿电直连等消纳新模式，拓展新能源非电利用，完善引导重点用能行业企业使用绿电激励政策，加强稀土产业延链补链强链，建设全国最大的稀土新材料基地和全球领先的稀土应用基地；同步推进跨省区骨干输电通道建设，提升电网对清洁能源的接纳配置能力。

陕西

新型能源体系建设聚焦做强现代能源产业集群，推动化石能源利用更多向化工原料转变、能源供给更多向清洁能源转变，完善以清洁高效煤电为支撑的转换利用体系；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，坚决遏制“两高”项目盲目发展，推动煤炭和石油消费达峰，完善碳排放统计核算体系；绿色发展方面，推动工业、城乡建设等重点领域绿色转型，发展循环经

济，建设调控有效的水权交易市场；新型工业化领域，锚定高端化多元化低碳化方向，建设全国一流高端化工新材料产业基地，推进陕甘青等跨省电力互济工程建设。

青海

新型能源体系建设坚持风光水氢火储多元协调发展，巩固新能源装机和发电量占比“双主体”地位，推进新能源外送通道建设；能碳双控实施上，严格落实强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度，全面实行省、市（州）碳排放预算管理，建设西宁市国家碳达峰试点城市；绿色发展方面，拓展生态产品价值实现渠道，推动林草碳汇等生态资源权益交易，参与全国碳排放权交易市场建设；算电融合与新型工业化领域，深入推动绿色算电融合发展，围绕“1+2+N”绿色算力基地发展布局，构建“绿色电力—绿色算力—绿色价值”体系，高标准建设国家绿色算电协同发展示范区，高质量建设产业“四地”集群。

宁夏

新型能源体系建设推进新能源高效协同发展，建设新能源外送基地，推动新能源从单一电力消纳向多能综合利用转变，构建全国领先的省级骨干电网网架；能碳双控实施上，落实碳排放总量和强度双控制度，推进电力、化工等重点行业节能降碳改造，推动煤炭和石油消费达峰，完善全链条管理机制；绿色发展方面，推动重点领域绿色低碳转型，发展循环经济，提高垃圾分类和资源化利用水平；算电融合与新型工业化领域，统筹以智能算力为重点的算力布局，推动绿色电力与算力协同发展，一体推进新能源开发利用和装备制造，建设国家大型绿色低碳清洁能源基地。

来源：北极星碳管家网

<https://news.bjx.com.cn/html/20251223/1476178.shtml>

南方区域电力现货市场机制分析及市场主体应变之策

广东电力现货市场自 2021 年 11 月起进入连续结算试运行，并于 2023 年底转为正式运行，至今已平稳运行超过三年半。其在现货运行方面的先进经验，为南方五省区建设区域性电力现货市场奠定了重要基础。2025 年 6 月 28 日，南方区域电力现货市场（以下简称“区域市场”）正式启动连续结算试运行，成为我国首个突破省级行政区划限制、实现多省区电力资源统一优化配置

的电力现货市场。为更好地应对从广东市场向区域市场的转型，本文对区域市场中的关键机制展开分析，旨在系统梳理其运行逻辑，探索未来发展方向，并为相关市场主体提供参考。

区域市场关键机制

新能源报量报价参与现货市场

目前，新能源可通过“报量报价”和“报量不报价”两种方式参与电力现货市场。采用“报量不报价”方式的新能源场站需申报运行日的功率预测曲线，作为现货市场出清的边界条件；而采用“报量报价”方式的新能源场站则需同时申报电量和价格参数，由现货市场出清模型依据总成本最小化原则优化其发电功率。从实际参与情况看，相较于 2024 年 11 月，转入连续结算试运行采用“报量报价”方式参与市场的新能源场站数量已从 165 家增加至 501 家。

新能源通过“报量报价”参与市场，并经由现货出清公平参与系统调控，是新型电力系统建设的必然趋势。目前，在区域市场中，除广东省新能源出清出力下限参数设为 1 以外，其他省份均为 0.5。这意味着广东的报量报价新能源机组在出清中仍被视为边界条件，未能为系统提供调节空间，并且可能引发“小消纳大成本”问题。根据相关分析，在广东新能源出力 100% 全额消纳的情况下，午间新能源大发时，为控制相关断面功率不越上限运行，系统需优化停运断面内火电机组；而到晚高峰时段，随着新能源出力下降及负荷需求上升，系统又需优化断面内其他火电机组开机。经反演测算，通过该机组换停的方式可增加新能源消纳电量，但却带来高昂的消纳成本。随着新能源装机规模持续扩大，广东省新能源出清下限参数或面临下调。

2025 年下半年，各省（市、区）已陆续出台与新能源 136 号文相衔接的落实方案和规则、机制，各省（市、区）政策对区域市场运行的具体影响仍需持续关注。

省间利益平衡临时调整机制

为合理控制结算试运行期间的市场风险，并与现有跨省跨区中长期市场有效衔接，避免送受电省区之间利益出现大幅波动，区域市场针对省间送电类别的现货结算模式，采取电费回收或补偿的方式实施收益调节。具体操作上，对于送、受电省区，省间送电类别的现货市场费用采取事后核算方式，以落地侧为基准，逐日统计现货市场费用与收益调节基准之间的差值。若该差值超出收益调节基准的 $\pm k$ 范围（ k 为允许收益偏差范围），则超出部分按日向受电端省区回收或补偿，并等额传递至送电端省区，以保障市场平稳过渡。

在历次结算试运行中，区域市场逐步将 k 值从最初的 5%放宽至目前的 50%。根据相关结算报告分析，该机制呈现以下特点：**一是省间利益平衡调整机制在市场起步阶段作用显著。**随着参数逐步调整，省间利益平衡临时调整的电费规模逐步缩小，调节电费总体可控。**二是中长期交易作为“压舱石”的作用突出。**在当前中长期交易电量占比较高的情况下，触发省间收益调节机制的临界价格随参数放宽而逐步提高，已远超当前出清价格范围，触发概率极低。**三是部分省区出现低价抢开机、抢发电现象，与相关兜底措施存在一定关联。**非理性报价行为导致出清价格失真，改变了基于成本的省间优势对比，存在省间利益非市场竞争性转移的可能。随着区域电力市场运行趋稳，市场主体对现货交易规则日益熟悉，预计该机制将在 2025 年底前将 k 值放开至 100%，完成其历史使命。

跨省不平衡资金处理机制

区域市场的运行仍存在计划与市场并轨的情况，不可避免地会产生不平衡资金。

目前，区域市场中的跨省不平衡资金主要分为三类：阻塞类、市场类和保障类。阻塞类不平衡资金：当阻塞的输电通道两端节点价格出现差异，即电力输入节点的出清价格高于电力输出节点的价格，导致系统电力消费费用与系统总电力生产费用不一致，两者差额即为阻塞类不平衡资金。市场类不平衡资金：因跨区跨省送电类别在中长期市场、日前市场或实时市场的边界条件发生变化，在出清过程中送电类别两侧价格优势发生逆转，导致前一市场存在出清电量或合约电量，而本市场出清电量为零，由此产生的不平衡资金。保障类不平衡资金：因特殊机制或政策性保障安排（如保障系统安全、保障优先计划送电等）所产生的不平衡资金。

市场主体如何应对市场变化

区域市场遵循“边运行、边完善”的原则持续优化，在保障电力安全供应和统筹各省利益的基础上，市场机制正逐步向更灵活、高效、公平的方向发展。面对区域市场运行带来的新规则、新机制与新挑战，市场主体应主动适应、积极应对。

以下提出三点建议：

从省级视角拓展至区域视角

在传统模式下，跨省送受电通常以边界计划值的形式存在。而在区域市场模式下，南方五省区联合出清，能够在更大范围和更短时间内实现资源优化配置，各省现货价格与中长期价格的关

联也日益紧密。因此，市场主体在制定交易策略时，应从省级视角逐步转向区域视角，综合分析各省供需形势、一次能源价格走势、跨省输电通道检修安排，以及西南主要流域水情等因素，以更准确地预判市场动向并防范风险。

加强规则理解，把握交易机遇

随着全国统一电力市场建设加速推进，开展跨省点对点交易、跨经营区交易、输电权交易等有望实现常态化并受到更多关注。市场主体应加强对电力市场规则的学习与研究，深入理解跨省输配电价、优先计划约束、不平衡资金分摊与分享等核心机制，提升市场分析与交易策略制定能力。在跨省通道具备交易条件时，及时把握交易机会，实现资源跨区域高效流通与交易收益。

推进电力交易智能化

以广东市场为例，过去 220 千伏以上节点约 2000 多个，区域市场运行后节点数量增至 6000 多个。未来随着 110 千伏节点新能源场站及用户侧报量报价逐步纳入区域市场出清模型，数据规模将进一步扩大。传统人工处理方式难以应对数据激增的挑战，市场主体应尽早布局智能化系统，借助 AI 算力提升电力交易数据处理、分析与预测能力，从而更有效地制定交易策略。

强化风险管控，构建动态应对机制

在区域市场运行初期，由于规则仍在持续优化，价格波动性较强，加之省间利益调节、跨省不平衡资金分摊等机制尚处于动态调整阶段，市场主体面临的不确定性显著增加。建议市场主体构建覆盖“价格、合约、资金、政策”的多维度风险识别与预警体系，并借助模拟出清、情景分析等手段，动态评估不同市场情景下的收益与风险敞口。同时，应建立快速响应机制，在突发政策调整或价格异常波动时，及时调整报价策略与持仓结构，以避免因信息滞后或决策延迟造成的损失。

展望未来，随着新能源全面参与市场、跨省点对点及跨经营区交易常态化、西电东送市场化灵活调节，以及更多新型主体进入市场，区域电力市场将不断迈向高质量发展新阶段，为全国统一电力市场的全面建成提供有力支撑。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/HYLGO9oVrL3GWpM80NBQvw>

以市场化手段激活电力系统调节能力

在可再生能源快速发展和电气化进程加速的当下，调节能力的重要性在电力系统中持续提升。国家发展改革委和国家能源局于 2024 年底出台《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，明确提出要“科学确定调节能力需求”。对此，睿博能源智库（RAP）中国项目研究员王轩接受中能传媒采访，就如何科学测算调节能力需求、如何通过市场化手段激活调节能力等问题进行了探讨，并提出相应建议。

如何科学测算调节能力需求？

这需要优化现有规划流程。调节能力是电力系统根据发用电变化及电网资源可用性，在不同时间尺度进行调整的能力。短期来看，天气变化导致风电、光伏等可再生能源实时出力与预测值存在偏差，对秒至分钟级调节能力要求更高；小时至日维度，调节能力主要应对发电设备、输电线路意外故障及负荷波动，保障系统稳定运行；月度、季度、年度等更长时间尺度下，调节能力关乎可再生能源与负荷季节性波动的平衡消纳，需系统配备充足的多日或长期调节资源，确保系统安全。

传统的资源充足性规划（容量充裕度规划），核心目标是保障年度负荷最高、供电最紧张时段的顶峰容量与供电可靠性，但该规划在新型电力系统中存在不足，需通过调节能力规划补充完善。前者侧重峰值用电时段，预留系统备用以实现资源充裕；后者则聚焦各时间尺度的调节需求，保障电力系统全时段安全可靠与供需平衡。因此，调节能力规划可作为电力充足性规划的重要组成，从时间维度细化新型电力系统规划。

为推动容量充裕度与调节能力的科学规划，我们可以从以下几个维度进行综合考量。

第一，前瞻性考量多元影响因素，强化规划可行性。

电力系统规划（含容量充裕性与调节能力规划）需前瞻性覆盖各类变动因素。未来几年，可再生能源与新技术发展、化石能源价格波动、各行业电气化进程（如电动汽车、热泵普及及市场参与度）、气候变化与极端天气频发等，将相互作用并影响系统运行。情景设定与敏感性分析是科学规划的核心环节，需纳入可再生能源利用率、储能与虚拟电厂配置、系统可靠性目标等政策要求，同时兼顾经济性与社会可承受性，提升规划可行性。

第二，覆盖多时间尺度，推行滚动式规划与远景展望。

规划应涵盖短、中、长期多层次分析，充分识别主要变动因素（如可再生能源发展、电气化进程、需求增长、电网扩容等）在不同时间跨度的变化，为新容量资源预留充足建设周期。参考欧盟（每两年评估未来 5—10 年中长期需求）、美国加州（每年测算未来 3 年灵活性需求）的经验，在我国现有五年规划基础上，可拓宽时间尺度：每年以 3—5 年为周期开展滚动式调节能力评估规划，同步以 10 年为跨度进行远景展望。这既有利于延续和调整 2025—2027 年调节能力优化专项行动，也能及时适配形势变化，为后续年份提供科学指导，助力市场达成预期目标。

第三，统筹区域与省级规划，优化资源配置效率。

若以省（区、市）为主体测算灵活性需求，易削弱统一电力市场优势，降低跨省跨区调节资源利用率，加剧省内资源依赖，推高系统成本与排放。建议在国家发展改革委、国家能源局的监督统筹下，将省级调节能力测算升级为跨多省的区域容量充裕性与调节能力规划，以充分利用跨省跨区调节资源，减少省级备用与调峰资源依赖，提升供电可靠性。

同时，省级及以下行政区的调节能力需求仍需重视。电网公司可结合当地实际（如输配电网阻塞、电压波动、分布式能源、需求响应、电网承载力等特点）开展精细化测算，作为区域与省级规划的补充。以欧洲为例，每个欧盟成员国监管机构会指定其下属输电运营商采用欧盟能源监管机构合作署（ACER）所批准的方法来开展电力灵活性测算。随后欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）和配电运营商联盟（DSO ENTITY）会协调各个输电和配电运营商提供相关的数据，欧盟成员国在各报价分区层级开展定量化测算。在各国的规划完成后，ACER 会汇总各个成员国的灵活性规划报告，在充分考虑欧盟跨境灵活性和输电规划的前提下，预测欧盟范围的灵活性需求，并提出改善电力市场和系统运行的建议。

第四，保障规划透明公开，凝聚多方共识。

容量充裕度与调节能力规划的透明公开是顺利实施的重要前提。相关规划部门应鼓励市场主体参与规划过程，主动听取各方利益相关者意见；建议由专业第三方机构审核规划报告后，再提交能源监管部门批准，最终公开报告结果、相关数据、假设及方法。提升规划透明度，有助于行业机构与市场参与者达成共识，基于规划作出更科学的判断与决策。

不同类型的调节能力对电力系统的作用存在差异，那么在做调节能力规划时需要注意什么？

这需要针对多元调节能力进行差异化规划。

中长期灵活性可覆盖太阳能、风电等间歇性资源的日内、周内波动，以及负荷在小时、周、季度尺度的变化；短期灵活性则用于应对由预测误差、机组运行约束、非计划停运等因素引发的调节能力需求。

依据灵活性需求的成因、响应时间及调节方向，电力系统短期灵活性可进一步细分。在欧盟，调节能力需求的测算除涵盖容量充裕度规划要求的季度、日、小时等时间尺度外，还补充了以下两方面：每小时爬坡需求，以充分考量各类资源的最低出力水平、启停限制等约束条件；短期灵活性需求（含超快灵活性 5—15 分钟、快速灵活性 15—60 分钟、慢速灵活性 1—5 小时），以反映预测误差、非计划停运等因素的影响。

此外，欧盟的灵活性需求还包括输电与配电系统运营商在治理电网阻塞、维持电压稳定过程中所需的电网灵活性。

比利时近期开展的一项容量充裕性与灵活性研究，在符合欧盟相关规定的前提下，将短期灵活性划分为超快速爬坡、快速、慢速三类，以区分不同场景的需求。研究结果显示，未来十年内，比利时电力系统对这三类短期上下调节能力的需求均将持续上升，其中超快速与快速调节能力的需求尤为突出——这主要源于可再生能源的出力波动、预测偏差，以及传统发电资源的非计划停运。

借鉴国际经验，在调节能力规划中可进一步明确调节能力的定义与分类。不同类型的调节能力对电力系统的作用存在差异，国家能源监管机构可结合系统需求，基于调节速率、响应时间、调节时长、调节精度等细分性能界定调节服务，监督指导各能源主管部门开展调节能力需求测算，并设计适配的市场机制，以充分体现不同灵活性资源的价值。同时，在测算各类资源可提供的调节能力时，各能源主管部门也应结合资源自身特性，明确其可供给的调节能力类型及调节空间。

如何通过市场化手段激活调节能力？

在资源充裕度分析的基础上，可通过容量市场等市场化手段，为关键时段能提供可用容量的资源，给予电能量市场收入之外的额外激励。这一设计能鼓励资源方提前布局容量建设，保障系

统供需紧张时段的供电安全，精准补足充裕度分析指出的容量缺口，以成本高效的方式降低可靠性风险。

同理，在调节能力规划的前提下，可结合不同时段的调节需求，通过电能量市场、辅助服务市场等多元渠道，确保规划中的调节能力在关键需求时段被有效激活，为系统应对各类不确定性提供充足支撑。例如加州独立系统运营商 CAISO，经调节能力规划确定每季度调节需求最迫切的时段，并对该时段提供调节能力的资源给予额外补偿；欧盟也允许成员国对非化石能源灵活性提供专项支持，以激励储能、需求响应等资源的应用。

多个国家正探索调节资源的额外补偿机制，核心是统筹现货市场、辅助服务市场与容量市场相互作用的前提下，为调节资源提供充足且不重复的激励。美国集中容量市场侧重容量充裕度，对调节能力激励不足；CAISO 无集中竞价容量市场，但在容量要求中纳入灵活性考量，且实时市场增设灵活爬坡产品，弥补电能量市场对灵活性资源的补偿缺口。随着可再生能源渗透率提升，系统灵活性需求持续增加，建议建立含灵活性要求的前瞻性容量市场，吸引虚拟电厂、储能等清洁灵活资源投资。

结合国际经验，我国可以区域现货市场为主要激励渠道，搭配容量市场、容量支付，引导灵活资源在特定时空发挥作用。具体而言，基于调节能力需求规划建设容量市场：明确调节能力缺口时段及上下调节容量需求，允许符合要求的资源在置信容量区间竞价，提前锁定资源并支付容量电价，使容量市场从单一满足容量充裕度升级为兼顾多种调节能力。中标资源需在对应时段报价履约、获取电能量市场收入，未履约则受惩罚。

我国已推行煤电容量电价政策，部分地方也已启动市场化容量补偿电价制定工作。下一步可充分运用调节能力规划成果，优化指导容量市场建设：对特定时段能满足系统调节需求的资源给予额外补偿支持，鼓励多元资源参与市场竞争，以成本高效的方式解决调节能力不足引发的系统可靠性问题。

我国调节能力建设在总体规划、资源统筹、激励机制等方面仍存在短板，亟须强化顶层设计与系统优化。《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》明确了科学测算调节能力需求、明确调节资源建设规模与布局、优化调用机制等具体举措。

基于此，应进一步衔接整体电力发展规划，将调节能力规划纳入常规体系，精准测算各类需求；坚持技术中立，合理分类并高效利用调节资源；通过市场化机制布局建设、完善激励，全面提升系统灵活性与可靠性。

来源：中国能源观察

<https://mp.weixin.qq.com/s/jq0Oaem6aPZP-j9j7wnMNg>

关于促进光热发电规模化发展的若干意见（发改能源〔2025〕1645号）

河北省、内蒙古自治区、吉林省、四川省、西藏自治区、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区发展改革委、能源局，国家能源局有关派出机构，有关电力企业：

光热发电兼具调峰电源和长时储能的双重功能，能够实现用新能源调节支撑新能源，能够为电力系统提供长周期调峰能力和转动惯量，具备在部分区域作为调峰和基础性电源的潜力，是实现新能源安全可靠替代传统能源的有效手段，是加快构建新型电力系统的有效支撑。同时，光热发电产业链长，规模化开发利用将成为我国新能源产业新的增长点。为更好适应新能源高质量发展需求，助力加快构建新型电力系统，现就促进光热发电规模化发展提出以下意见。

一、总体目标

积极推进光热发电项目建设，不断拓展光热发电开发利用新场景，保障光热发电规模化发展。到 2030 年，光热发电总装机规模力争达到 1500 万千瓦左右，度电成本与煤电基本相当；技术实现国际领先并完全自主可控，行业实现自主市场化、产业化发展，成为新能源领域具有国际竞争优势的新产业。

二、加强规划引导

（一）深入开展光热发电资源普查。建立科学系统的资源普查内容方法体系，集成太阳能观测、国土资源、地形地貌和水资源等基础数据，评估光热资源水平，落实场址建设限制性因素，衔接国土空间规划，形成全面系统的光热发电资源数据库。建立普查成果数据库动态管理机制，及时更新基础信息，确保普查成果的时效性和实用性。针对重点省区，明确优势资源区域和发展潜力，提前做好要素保障和场址保护，为项目建设奠定良好基础。加强普查成果的共享与应用，为区域光热发展提供科学依据。

（二）做好光热发电规划布局。适应光热发电规模化发展形势与需要，明确光热发电在新型电力系统中的定位及作用，完善光热发展规划研究技术体系，在资源普查工作基础上，科学开展光热发电规划布局研究。鼓励各省区结合国家能源发展战略、生态环保要求、地区资源禀赋、区域能源发展需求、电力系统特性及电热耦合需求等，充分考虑光热发电在区域电力平衡和调节支撑电源中的作用，因地制宜编制光热发电发展规划，围绕发展模式和实施路径分阶段、分区域提出光热发电重点项目布局，并做好与其他发展规划的衔接。支持在技术经济可行、需求迫切的省区每年规划建设一定规模的光热发电项目，并做好相应政策保障。

（三）做好光热发电与产业发展协同布局。充分利用光热发电支撑调节能力，分行业开展光热发电与产业协同布局研究，提出光热发电与相关产业协同布局方案。鼓励以光热发电作为支撑调节电源的新能源一体化项目与矿产资源开发冶炼、算力中心、动力电池制造、盐湖提锂等新型高载能产业紧密结合，探索通过算力电力协同及绿电直连、源网荷储一体化等新能源就近消纳新业态，实现可再生能源高效利用，推进高比例可再生能源供能产业园区建设布局。

三、积极培育光热发电应用市场

（四）结合大型能源基地建设，按需合理配置光热发电规模。支持具备技术经济条件的“沙戈荒”大型外送新能源基地、水风光外送基地、各类自用型基地等新能源基地，开展光热电站项目建设。科学确定基地中光热发电装机规模，优化提升基地调节能力，增加基地绿色电量占比，降低基地平均度电碳排放量，加强新能源稳定送出，积极探索技术经济可行的光热电站在大基地中作为支撑调节电源发挥作用。

（五）建设一批以光热发电为主的支撑调节型新能源电站。结合区域资源禀赋、建设要素、用能需求和消纳能力等内外部条件，根据新型电力系统建设需求，以有效填补地区电力缺口、缓解电力保障压力、提供绿色支撑调节能力为目标，贯彻电热耦合与源网协同理念，建设一批在本地消纳的大容量光热电站或光热与风电、光伏发电一体化调度运营项目，提升区域电网的调峰能力和稳定性，增强电力供应的安全性和灵活性。

（六）探索构建以光热发电为基础电源的源网荷储一体化系统。积极推动具有绿色溯源需求的产业，结合产业调整与转移需求，在光热资源富集区域构建以光热电站为基础，联合其他新能源电源、新型储能等电力设施的源网荷储一体化系统，在具备条件的地区，进一步探索覆盖附近区域用电、用汽与用热需求。加强源网荷储一体化系统管理和运营，建立健全运行机制和安全保

障体系。鼓励在具备条件的电网末端，探索构建以光热发电为基础支撑的系统弱连接型或独立型源网荷储一体化系统，提高供电保障水平。

四、充分发挥光热发电对新型电力系统的支撑调节作用

（七）发挥光热发电对新型电力系统的支撑作用。结合光热发电集“热电”转换和常规交流同步发电机于一身的绿色支撑能力，充分发挥光热发电在调频、调压、黑启动和惯量响应等方面的作用，进一步优化电站运行方式，挖掘光热发电作为绿色低碳基础保供电源潜力，推动光热的系统保供价值转化，提高新型电力系统绿色可靠支撑容量比重。

（八）增强光热发电对新型电力系统的调节作用。发挥光热发电大规模、低成本和高安全储热系统功能，利用光热宽负荷调节范围和快速变负荷能力，发挥深度调峰能力，提升电力系统调节能力。鼓励配置或预留电加热系统，支持配置电加热系统的光热电站通过电力市场发挥系统长时储能电站功能，获得相应市场收益。

（九）加快推进在建项目建设，提升在运项目的调度响应能力。充分吸收投运项目在设计、施工和运行环节经验，积极应用新技术新装备新工艺降本增效，在确保安全和质量的基础上，加快推进在建项目建设。省级能源主管部门应加强已备案未开工项目的督导，加快推动开工建设。积极推动在运项目开展电力市场盈利模式的探索，不断提升调度响应和参与辅助服务市场能力，多措并举提高电站的经济效益。

五、加快推动光热发电技术与产业创新

（十）逐步推动高参数大容量技术推广。积极支持高参数大容量光热电站的技术创新与工程应用，在资源条件适宜、电力负荷和热负荷高需求地区稳步推进 30 万千瓦等级光热电站建设，加强项目监测与评估，为后续推动 60 万千瓦等级光热电站建设积累基础数据，逐步提升光热电站技术先进性和系统支撑调节作用，有效改善新能源安全可靠替代能力。

（十一）加快关键技术突破，促进光热产业降本增效。加快关键技术、材料与装备研发，支持光热发电头部企业与科研机构组建研发联合体，聚焦高效聚光吸热换热、规模化长时高温储热、能量高效转换、高灵活性光热机组、智慧化控制等领域，开发新型大开口槽式集热器、高精度定日镜、低成本长寿命储热材料、新型透平等国产化关键装备，全面提升我国光热核心技术自

主化及关键装备国产化水平。强化光热领域应用基础研究，突破高参数“光—热—电”转换及高效热能存储等科学理论，鼓励颠覆性技术创新。

（十二）建立健全协同发展机制，推动光热产业高质量发展。探索开展光热和煤电耦合降碳技术研究应用，在资源与建设条件适宜的地区，鼓励光热和煤电耦合技术项目建设。科学谋划光热产业链协同发展布局，积极构建完整产业链条，充分发挥现代产业链链长带动作用，推进光热产业链上下游深度合作，形成优势互补、协同发展的产业格局。加速推进光热产业链强链、补链，促进资本与产业链深度融合，在重点地区打造光热产业园或产业集群，通过产业集聚和协同发展促进光热产业降本增效。加快推动光热产业标准化体系建设，提升光热产业设计、制造、建设、运维等全流程标准化水平，积极参与国际标准制定。

（十三）积极推动产业“走出去”，提升光热发电国际合作水平。充分利用能源双多边合作机制，发挥我国光热产业技术创新与装备优势，加强与相关国家标准互认，开发契合当地资源禀赋及市场需求的多元化光热发电产品和技术服务。加大对外宣传，鼓励国内企业结合自身发展战略与当地企业开展技术、合资经营等多种形式的合作，探索打造光热发电“一带一路”旗舰项目，同时注意防范各类风险，促进合作项目长期可持续。

六、完善政策保障机制

（十四）加大政策支持力度。支持符合条件的光热发电项目通过发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）、资产支持证券等方式，盘活存量资产、促进投融资良性循环。

（十五）推动光热发电公平参与电力市场。落实新能源上网电价市场化改革要求，鼓励相关省份制定支持光热发电发展的新能源参与电力市场实施细则，因地制宜出台既能适应市场竞争、又能保障稳定运营的可持续发展价格结算机制。对符合条件的光热发电容量，可按可靠容量给予补偿，鼓励相关省份探索构建光热电站可靠容量评估方法，待国家建立可靠容量补偿机制后与国家相关要求做好衔接。鼓励光热发电项目参与省内和跨省跨区年度电力中长期交易，支持光热发电积极参与各类辅助服务市场并获得收益。

（十六）建立健全光热发电激励机制。系统评估首批光热示范项目建设和运行经验，建立全行业信息共享机制，推动光热发电产业协同发展。系统评估新能源基地和源网荷储配套光热发电运行状况、调峰效果和系统支撑能力等，建立基于评估结果的项目激励机制。

（十七）提高光热电站绿色收益。统筹利用好国家温室气体自愿减排交易市场、绿证市场和新能源可持续发展价格结算机制等，做好支持政策衔接。光热发电项目可自主选择绿色收益来源，拟选择参加绿证交易的，相应电量不得申请国家核证自愿减排量（CCER），不纳入新能源可持续发展价格结算机制；拟申请 CCER 的，在完成减排量核查和登记后注销减排量对应的未交易绿证；按国家规定纳入可持续发展价格结算机制的项目，不重复获得绿证收益。

（十八）加强土地等要素保障和政策落实保障。统筹协调新能源发展布局，在具备条件的风光大基地、源网荷储一体化、高比例可再生能源供能产业园区，以及含光热发电的独立供能系统、光热与煤电耦合试点、热电联产等各类项目中，合理布局并预留光热场址，光热集热场区用地可通过租赁方式取得。相关省级能源主管部门要积极推动光热发电发展，抓紧组织开展省级光热发电资源普查、布局规划等工作，推动落实光热发电相关的电价机制、辅助服务细则等各项保障措施，加强项目建设统筹协调，保障项目顺利实施。国家能源局派出机构针对光热发电规模化发展政策措施落实情况进行常态化监管，重大事项及时报告。

来源：国家发展改革委

https://mp.weixin.qq.com/s/QP_9k1HR0QVZttdXZEwxA

AI+能源，如何“+”出新未来？

在“双碳”目标的引领与新型电力系统建设的强力驱动下，我国能源电力行业的数字化转型已实现从“方向探索”到“系统实践”的历史性跨越。然而，从技术落地到生态构建，其发展仍面临数据、算法、算力、人才、标准等多重挑战。

如何答好这道关乎安全、效率与绿色发展的能源“必答题”？记者在第四届能源电力数字化交流会上了解到，业内专家一致认为，单打独斗无法破解深水区难题，需凝聚政、产、学、研、用各方力量，在数据、算力、算法、场景、标准、人才上形成合力，方可为能源产业的高质量发展注入强劲而持久的数智动能。

数智融合升级加速

“我国之所以能建成全球供电能力最强、可靠性最高的电网，除了坚强的物理电网做基础，数字化技术的保驾护航功不可没。”中国能源研究会副理事长兼秘书长孙正运指出。

从智慧园区用能的精细化管理，到电力负荷的精准化预测，从智能调度对资源的高效配置，到智慧巡检实现无人化全域覆盖，数字化技术已深刻融入能源行业的每个环节。

这一进程不仅推动能源行业从依赖“人海战术”向依托“数据智能”转型，更实现了运营模式从被动响应、事后处置到主动预警、事前干预的根本性变革。

在发电侧，以中国华电、三峡集团为代表的能源企业，已构建起从工程建设、智慧流域调度到设备智能运维的全生命周期数字化体系。

三峡集团副总工程师金和平介绍称，三峡集团利用“数字大坝”与“智慧大坝”技术，实现了白鹤滩、乌东德水坝的毫米级监测与无裂缝建造，其发布的“大禹”大模型，正深入水文预报、设备运维等核心场景。

“华电集团通过打造新能源智慧管控平台，实现了对近 700 个场站、超 8300 万千瓦装机的集约化、少人化运维，风电、光伏设备可利用率显著提升，并大幅节约了人力资源成本。”华电集团科技与数智化部总监严新荣告诉记者。

在电网侧，人工智能的应用从无人机巡检、图像识别缺陷等传统的状态感知向更复杂的分析决策演进。

记者了解到，南瑞集团通过构建“专业大模型+场景小模型”协同的智能体体系，实现从薄弱点诊断、故障精准定位到复电方案优化的全流程智慧决策，用 AI 赋能配网可靠性管理。

另外，AI 在新能源功率预测这一关键痛点领域展现出了巨大潜力。华电电科院高级工程师张哲介绍，华电电科院通过多源气象数据融合、AI 降尺度处理及多模型动态选优，将短期预测准确率提升至 90% 以上，有效支撑了电力市场交易与电网平衡。

发展“阵痛”亟需破局

在应用广度与深度不断拓展的同时，AI 与能源电力深度融合仍面临一系列结构性、基础性挑战，制约其迈向更高水平。

首要挑战在于数据基础尚不牢固。“数据的共享机制尚不健全，技术标准有待统一，模型的可解释性不足与可靠性问题，仍是制约转型推向纵深的瓶颈。”孙正运说。

国网能源研究院能源数字经济研究所所长郭磊也指出，高质量数据集的建设目标正从数据汇集向业务赋能延伸，但跨领域、跨主体的数据融合仍有待突破。

“数据质量参差不齐。”南瑞智能配电技术有限公司副总经理杜红卫告诉记者，特别是反映设备异常、极端工况的高价值数据相对稀缺，且标注成本高昂。

除数据基础与质量层面的挑战，在资源统筹与配置方面同样存在短板。随着千亿参数级别的行业大模型陆续涌现，算力需求呈现爆发式增长。“尽管各类企业已开展人工智能技术的开发与应用，但由于缺乏协同，造成了行业资源的冗余和系统的壁垒。”电力规划设计总院能源科技创新研究院院长助理李振杰说，从长远来看，这种碎片化的发展模式将制约人工智能产业整体效能的提升，不利于其健康、可持续发展。

技术落地与业务融合的深度同样存在着不足。李振杰表示，不少 AI 应用仍处于“点状分散”的示范阶段，可复制、可推广的成熟模式较少。在电网调度、安全控制等对可靠性与可解释性要求极高的核心业务中，AI 模型的“黑箱”特性使其难以承担最终决策责任，更多扮演辅助角色。

数字化领域标准体系尚不健全。目前 AI 在能源领域的创新多呈“各自为政”之势，导致技术路线分散、资源重复投入。中国电力企业联合会副秘书长俞学豪指出，覆盖技术研发、数据治理、应用评估、安全伦理的全链条标准体系尚未健全，影响了技术成果的规模化推广与产业生态的健康有序发展。

系统落地为径 生态动能成势

面对现状与挑战，推动人工智能在能源电力领域实现从“赋能”到“使能”、从“融合”到“重塑”的跃迁，需要系统性谋划与全局性行动。未来发展的核心方向，在于以场景为牵引、以创新为动力、以生态为支撑、以安全为底线，构建贯穿“技术—数据—算力—应用—人才”的良性循环体系。

国家发展改革委、国家能源局出台的《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》提出，到 2027 年推动 5 个以上专业大模型深度应用、挖掘 10 个以上重点示范项目、探索百个赋能场景的“五十百”目标，标志着“人工智能+”能源从概念走向规模化落地。

对此，李振杰提出，需以试点示范激发创新活力，以场景为依托，围绕八大重点场景挖掘高价值示范项目，技术上应聚焦攻关数据技术、算力技术和算法技术三大方向，包括隐私计算、可解释性算法、轻量化推理、多智能体协同等。

另外，还需同步构建开放协同的产业生态与标准体系，以支撑技术落地与推广。

俞学豪指出，要充分发挥标准引领和保障作用，加强标准宣贯和实施监督，推动形成技术研发、标准制定、产业应用的良性循环，促进数字化技术在各企业、各环节规范应用。

数字化转型不仅需要技术与模式的创新，更离不开人才的支撑。工信部发布的《制造业人才发展规划指南》显示，节能与新能源汽车产业人才需求总量将达到 120 万人，但实际缺口有 103 万人，新能源领域人才缺口超过 100 万，储能行业人才缺口已经超过 10 万人。

加快培育既懂能源电力又精通数字技术的复合型人才刻不容缓。李振杰提出，应该通过校企合作、设立实训基地、引进高端人才等方式弥补缺口。另外，在政策层面，也需进一步完善鼓励创新、规范发展的制度环境，明确人工智能在能源领域应用的安全边界、责任归属与伦理规范，建立适应新型电力系统发展的市场机制与监管模式，为人工智能的深度应用提供稳定预期。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20251223/1476101.shtml>

2025 管道输氢“突进”

输氢管道因运输速度快、安全可靠、投资和占地较少、建设和维护成本较低，成为氢能突破规模化运输环节的重要变量。

自 2025 年开始，管道输氢进入了快速的发展期。这一年里，管道输氢在项目落地、技术突破和标准政策等多个层面取得了重要进展，也为下一阶段氢气的规模化储运降本打下坚实基础。以下是 2025 年我国管道输氢重大突破梳理详情：

项目端：落地备案进展加快

2025 年，国内多家企业输氢管线获突破，多条绿氢氨醇项目开工或备案，多个重点氢气长输管道项目开始可研。

纯氢管道方面，2025 年 12 月，我国首条跨省区、长距离纯氢输送管道——内蒙古乌兰察布至京津冀地区氢气输送管道示范工程安全论证通过审查，标志着项目在安全设计层面取得关键突破，为后续建设奠定基础。

该输氢管道全长约 1132 公里，设计压力 6.3 兆帕，途经内蒙古、山西、河北、北京、天津 5 个省级行政区，一期输氢规模 10 万吨/年，远期规划提升至 50 万吨/年。建成后将向雄安新区、燕山石化等重点区域供应绿氢，助力京津冀地区替代化石能源制氢（灰氢）。

2025 年 10 月 28 日，海泰新能康保—曹妃甸氢气长输管道项目正式开工，该管道是国内首条开工的“千公里级”纯氢长输管道。该项目，计划总投资约 134.5 亿元，项目起自张家口市康保县，南至唐山市曹妃甸区，线路总长度约 1037.82 公里，管道设计压力为 7.2 兆帕，管径为 813 毫米，年氢输量 155 万吨，是世界上最大口径、最高压力、最大输量、最长距离、最高钢级绿氢输送管道。

2025 年 7 月，国内首条跨省长距离、大规模绿氢管道项目——内蒙古乌兰察布市至京津冀地区氢气输送管道示范工程内蒙古段正式获批，该项目全长 1145km。同月，该项目首批 50 根埋弧焊直缝纯氢输送钢管正式下线。

2025 年 5 月，浙江宁波市镇海区招宝氢谷供氢管线建设项目方案环评公示。该项目项目总投资 510 万元，新建一根 DN150 氢气管道，长度约 1.2 公里，沿现状道路、规划沿海管廊、现状热力管采用低支架架空形式进行敷设，为招宝氢谷产业园区供氢。

2025 年 3 月，内蒙古蒙氢管网有限公司发布《内蒙古能源绿氢及绿色燃料管网第一阶段重点工程前期工作及可行性研究项目招标公告》，招标项目为 2 个标段 14 条管道，包含绿氢、绿醇和绿氨管道共计 4400km。

天然气掺氢管道方面，2025 年 8 月，中国石油在甘肃省玉门市老市区工业园区投建的燃气掺氢利用关键技术研究及示范应用项目启动试运行。该项目构建“掺混—输配—终端利用—贸易计量”全流程应用方案，掺氢比例可在 5% - 20% 范围内灵活调节，为我国西北地区富余风光电力消纳提供了可复制的技术范本。

2025 年 7 月，国家电投中央研究院与攀枝花钒钛高新技术产业开发管理委员会、攀枝花钢城集团有限公司、攀枝花川港燃气有限公司在攀枝花市共同签订《掺氢管道输送应用验证及科技

试验平台合作共建协议》。根据协议，四方共建掺氢管道输送应用验证及科技试验平台，并以平台为基础，开展相关技术研究及验证工作，支撑相关领域的行业/国家/国际标准制定，共同探索天然气掺氢商业化的运行方案。

2025 年 6 月，由国家管网集团西部管道有限责任公司牵头的新疆维吾尔自治区重点研发任务专项“天然气管道改输氢气关键技术研究”项目已全面启动。

2025 年 1 月，中石化新星新疆绿氢新能源有限公司完成中石化首个天然气掺氢示范工程，库车市居民天然气中已稳定掺入 3%绿氢。

技术端：输氢管线及材料接连突破

除了重点项目推进的节奏在加快，管道输氢技术上在重要部件和材料等方面也取得重大突破。

2025 年 7 月，河北秦皇岛的中油宝世顺公司车间内内蒙古乌兰察布市至京津冀地区氢气输送管道示范工程达茂旗至包头段首批 50 根埋弧焊直缝纯氢输送钢管顺利下线。该产品采用先进的直缝埋弧焊技术，具有超高的纯净度和超细的晶粒度，从而有效降低了氢脆风险，进而确保管道在高压纯氢环境下的长期稳定运行。

2025 年 7 月，本钢集团成功研发 L245MH、L360MH、L415MH 等系列输氢管线用钢，该系列产品不仅保持了传统管线钢良好的强度、韧度、成形及焊接性能，而且在纯氢环境下多维度实验中表现出良好的抗氢性能，可满足高压纯氢环境下管线钢的使用需求。

2025 年 7 月初，中国钢铁巨头宝钢股份宣布自主研发的高性能输氢无缝防腐管顺利通过澳大利亚输氢管线项目国际客户的严苛审核，斩获澳大利亚输氢无缝管线管首单，实现中国输氢管线管海外市场零的突破。

2025 年年 6 月，国家电投集团中央研究院先进低碳所氢储运团队开发的大口径（DN150）、高压力（10MPa）非金属柔性输氢管道，在自主设计建造的综合测试平台上成功实现安全稳定运行 30 天，标志着该研究院在非金属材料输氢技术及安全运维领域实现了技术自主突破。

政策端：多条重要政策鼓励管道输氢建设

政策端，多个地方政府发布了鼓励发展管道输氢的政策。2025 年 1 月 14 日，北京市人大审议了北京市 2025 年国民经济和社会发展规划（草案）的报告，报告中明确要力争在 2025 年开工乌兰察布—燕山石化输氢管道项目，并累计建成 24 座加氢站。

2025 年 2 月，国家能源局发布《2025 年能源工作指导意见》，在氢能方面指出要稳步发展可再生能源制氢及可持续燃料产业，稳步推动燃料电池汽车试点应用，稳妥有序探索开展管道输氢项目试点应用。

2025 年 5 月，《天然气长输管道掺氢输送适应性评价技术指南》同步发布，填补国内掺氢管道标准空白。

2025 年 6 月，国家能源局发布《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》，其中对长距离、规模化、跨区域氢气输送需求要求开展管道输氢试点，管道长度不少于 100km。

2025 年 8 月，国家能源局就政协第十四届全国委员会第三次会议提出的《关于推动我国氢气长输管网规划建设的提案》作出正式答复。答复中明确，国家能源局统筹考虑多种氢储运技术，科学谋划发展路线，在输氢管道项目方面开展了探索，支持开展大口径纯氢输送管道试点示范，推动中国石化乌兰察布—燕山石化输氢管道项目实施。

2025 年 9 月，国家能源局等部门发布关于推进能源装备高质量发展的指导意见。文件指出，开发大口径抗氢脆高钢级管道材料、高性能碳纤维材料和新型复合材料，加强固态、液态、深冷高压复合、有机液体等储运技术和临氢长输管道连接技术攻关。

来源：高工氢电

<https://news.bjx.com.cn/html/20251224/1476286.shtml>

国内装机规模最大半固态锂电池储能项目建成投运

12 月 19 日，中国电建承建的国内装机规模最大半固态锂电池储能项目——内蒙古中绿电乌海市 20 万千瓦/80 万千瓦时半固态锂电池储能电站项目完成“三充三放”启动试运行验收，正式接入蒙西电力交易市场，实现实质性投产，标志着我国在半固态储能技术规模化应用领域已走在世界前列。

项目位于内蒙古自治区乌海市海南区乌海高新技术产业开发区，采用国内自主研发的半固态磷酸铁锂电池技术，相较传统液态磷酸铁锂电池，在安全性能、能量密度、循环寿命等方面具有明显优势，可大幅降低项目全生命周期运营成本。

此次乌海储能项目实现投产，不仅刷新了国内已并网半固态锂电池储能项目的装机规模纪录，展示了我国半固态电池技术在电网侧大规模储能应用中的可行性和先进性，标志着国内半固态储能技术从示范应用迈入大规模商业化运营关键阶段，更标志着我国在半固态储能技术规模化应用领域已走在世界前列，为我国半固态储能技术后续更大规模商业化推广积累了宝贵经验。

项目建成后，将具备 20 万千瓦功率、80 万千瓦时容量的电网调峰调频能力，每年可为电网输送 1.89 亿千瓦时清洁电力，将显著提升电力系统稳定性和新能源消纳能力，为区域构建新型电力系统提供关键支撑与示范样本，对推动地方经济社会发展具有重要作用。

来源：中国电建

<https://news.bjx.com.cn/html/20251223/1476180.shtml>

首条国产绝缘材料海底电缆在涠洲岛海域敷设

12 月 16 日，在广西北部湾首条跨海联网工程——南方电网 220 千伏涠洲岛跨海联网工程敷设海底电缆施工现场，德京 106 号海缆敷设作业船缓缓停在距涠洲岛海缆登陆点 700 米左右的海面上，施工人员开始将海缆向海中布放。据悉，涠洲岛跨海联网工程是自治区重大能源项目，由南方电网广西电网公司投资建设，总投资约 8.58 亿元。该工程自北海 220 千伏墩海变电站起，至 220 千伏涠洲变电站止，其中最复杂、最关键的环节就是敷设 44.8 公里的海底电缆。

此次跨海联网工程，首次采用自主可控交联聚乙烯绝缘材料，制造了大长度 220 千伏三芯海缆（含工厂接头），是国内首条使用国产绝缘材料的 220 千伏海底电缆，破解了我国电缆行业“卡脖子”技术难题。

根据工期安排，海缆敷设将持续 15 天。2026 年 1 月中旬，涠洲岛跨海联网工程将启动验收投运。工程投运后，将结束涠洲岛供电“孤网运行”的历史。

来源：北极星输配电网

<https://news.bjx.com.cn/html/20251217/1475198.shtml>

我国新型电力系统“十五五”发展的十大看点

“十五五”明确提出要“着力构建新型电力系统”。作为打造新型能源体系的核心载体和实现“双碳”目标的枢纽平台，加快构建以新能源为主体的新型电力系统既是坚持新发展理念和高质量发展要求的必然要求，又是长远保障我国能源安全的战略选择；既是能源领域里的一场系统性变革，更是实现新能源高效可靠消纳的关键举措，其本质就是通过技术上的创新与制度上的重构，从根本上破解传统电力系统以化石能源为主导的高碳排放和资源约束难题，打造“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的现代能源体系。由此可见，新型电力系统作为我国能源革命与电力转型的核心载体，正在改造和重塑能源电力行业发展基本逻辑与价值创造模式，是“十五五”时期确保能源电力高质量发展最为重要和紧迫的任务。对此，本文特提出新型电力系统未来发展的十大看点，深入探析这一现代能源体系的创新路径与内在发展逻辑。

看点一：新型电力系统“三步走”战略能如期实现吗？

根据《新型电力系统发展蓝皮书》的规划，其构建分为三个阶段，即加速转型期（当前至 2030 年）、总体形成期（2030 年至 2045 年）和巩固完善期（2045 年至 2060 年）。这三个阶段在发展逻辑上是环环相扣、层层推进的，在具体实施中又是相辅相成、相互促进的有机整体，共同构建适合我国经济社会发展的新型电力系统。为此，国家发改委等三部门联合发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，明确将重点开展包括大规模高比例新能源外送攻坚行动、配电网高质量发展行动、电动汽车充电设施网络拓展行动等 9 项专项行动。

按照新型电力系统已确定的实施步骤，每一个阶段的重点任务和达到目标是各不相同的：在加速转型期，新能源将逐步成为电量增量的主体，作为碳排放大户的煤电仍是重要的支撑调节手段，是电力安全保障的压舱石；在总体形成期，新能源逐步成为装机主体，煤电加速清洁低碳化转型；在巩固完善期，新能源逐步成为电量结构的主体，消费端电能与氢能等二次能源将实现深度融合利用，电能消费占整合能源消费主力。

新型电力系统是专门为我国能源转型量身定制的，旨在通过清洁低碳、安全高效的方式，最大限度地实现新能源消纳，在确保能源电力安全保供应、更好满足经济社会发展对电力的需求的前提下，顺利实现碳达峰碳中和目标。从实施要求看，第一阶段和第二阶段目标预计完成问题不大，这几年风光核等新能源发电增量占我国电量增量的三分之二以上，已成为电量增量的主体，未来 5 年还有可能达到甚至超过 100%。总之，新型电力系统构建点多面广、时间跨度长，且不

同发展阶段特征差异明显，需要统筹谋划路径布局，科学部署有序推进，若能如期实现，将成为我国能源电力行业高质量发展的必由之路。

看点二：新能源将成为电量结构的主体吗？

规划提出到“十五五”末，新增用电需求的绝大部分由新增清洁能源满足。而根据最新报告数据显示，2024 年全国发电量突破 10 亿千瓦时“大关”，同比增长 6.7%。其中，火电发电量 63742.6 亿千瓦时，占总发电量的比重为 63.19%；水电发电量 14256.8 亿千瓦时，占总发电量的比重 14.13%；核电发电量 4508.5 亿千瓦时，占总发电量的比重 4.47%；风力发电量 9970.4 亿千瓦时，占总发电量的比重 9.88%；太阳能发电量 8390.4 亿千瓦时，占总发电量的比重 8.32%。水核风电光等清洁能源发电量 37126.1 亿千瓦时，比上年增长 16.36%。可见，水火等传统电力在我国电量结构中占比高达 77.32%；风光核等在内的新能源电量占比仅为 22.67%，其要想成为电量结构的主体仍有很长的路要走。

有权威研究报告曾提出，我国能源转型将遵循“五四三 45678”节奏。“五四三”是指非化石能源消费比重到 2025 年达到 1/5，2030 年为 1/4，2035 年为 1/3。“45678”是指 2035 年以后，非化石能源消费比重每五年平均提高 10 个百分点，即 2035 年的 30%，2040 年的 40%，2045 年的 50%，2050 年的 60%，2055 年的 70%，到 2060 年 85%左右。根据这一发展路径，预计到 2045 年左右，非化石能源在我国电力消费中占比超过 50%，成为我国电力消费的主体，这将是一个划时代进步。

按照当前我国发展速度，新能源成为电量增量的主体已在“十四五”期间实现，因为自 2022 始，新能源新增发电量占全口径新增发电量的 70%左右，成为我国新增发电量的主体。而新能源成为装机主体在今年实现，截至 2025 年 6 月底，以风光核生为主的新能源在我国电力装机中占比已达 48.76%，到年底突破 50%几无悬念，并在“十五五”期间占比将逐年提高，到 2030 年提高到 60%以上。预计到 2050 年新能源在我国发电量占比达到 45%左右，2060 年要想实现碳中和，新能源在我国发电量中占比需超过 55%。由此推测，新能源成为电量结构的主体预计在 2055 年前后实现，届时新能源发电量将超过我国发电总量的一半。

看点三：“配电网”是下一个电力改革的“重头戏”吗？

2002 年 12 月，国务院下发了《电力体制改革方案》，即业内所称的 5 号文，提出了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的 16 字方针。经过 20 余年改革实践，厂网分开和主辅分离

已全面完成，竞价上网随着电力市场建设推进而逐步实施，只剩下“输配分开”一直没有被纳入改革目标中。从某种意义上讲，让输配继续一体化是综合考虑国内现实情况、综合平衡各方面利益之后的无奈之举，是多种选择下改革阻力最小的一种抉择。

但是，随着新型电力系统的构建，尤其是源网荷储一体化推进，仍将输电和配电完全捆绑在一起，并不符合电力市场化改革的“初衷”，也难以满足建立全国统一电力大市场的要求。因为按照“放开两头、管住中间”的电力改革要求，输电居中、不以盈利为目的，发电和配电分属两端、需考虑投资收益，这样才能让电力市场“舒筋活络”，充分释放活力。另外，由于输电网和配电网基本功能和技术特征存在不同，导致输电和配电企业各自的属性以及在电力市场中的作用并不相同，相应承担的责任与义务也不一样。

2015 年国务院发布《进一步深化电力体制改革的若干意见》，又称“9 号文”，提出“有序放开配售电业务”，首次明确引入社会资本参与配电网建设；2025 年 1 月 1 日正式实施《能源法》也电力输配分开改革提供了法律基础。个人认为，随着虚拟电厂、电力聚合商等新型经营主体大量出现，配电环节日益成为影响我国电力转型的“瓶颈”。因此，不断强化市场化的改革思路，努力探索输配分开新举措，切实推动配电网投资多元化，积极创新配电领域监管模式，或许成为下一个电力改革的“重头戏”。

看点四：微电网将成为主网、配电网之后的第三网吗？

“十五五”规划建议将微电网建设作为构建新型电力系统的关键组成部分，被置于重要战略地位。实际上，微电网作为新一轮电力体制改革之后出现的新业态新模式，是电网配售侧向社会主体放开的一种具体方式，由分布式电源、负荷、储能、能量转换装置、监控系统和保护装置等组成的小型发配电系统，具有自平衡、自安全、小微化、绿色化、数智化、共享化等特征，有望成为继主网和配电网之后的“第三张网”，被称为分布式能源系统的核心载体和新型电力系统的关键拼图。

总体而言，微电网是一个具有较高灵活性和可靠性的供配电系统，能够满足不同用户多样性的经营需要和供电需求，具有三大显著作用与功能，即安全保供，在偏远与电网薄弱的地区代替主网供能供电，或主网发生故障时通过孤网确保供电、降低停电损失；降碳减排，其自发自用的电量主要是由风光等可再生能源产生，对推进新能源消纳、降低温室气体排放大有裨益；降本增

效，通过与新型储能、虚拟电厂、充电基础设施等融合发展，开展绿证、绿电和碳交易，降低运营成本、增加收益来源。

为此，微电网得到国家和一些地方政府的高度重视和大力支持，出台了一系列政策鼓励推动其发展，应用场景越来越宽广，已从初期的偏远地区、离岸海岛供电，逐渐向城市配电网扩容和升级、工业园区能源管理等领域拓展，并加速向城市社区渗透，预计到 2030 年，50%以上工业园区将标配智能微电网系统。未来，随着新能源发电渗透率的持续提升，加上物联网、大数据和 AI 等现代信息技术广泛应用，智能微电网与虚拟电厂等新模式新业态深度融合，形成大量分散+集中的拓扑结构，成为大电网的重要互补项，实现更高效、更灵活的电力调度管理，势必迎来更加广阔的发展机遇。

看点五：储能将成为新型电力系统的第四极吗？

传统电力系统一直遵循“源随荷动”的运行模式，即电源根据电力负荷变化进行调整供应。但随着大规模、高比例的风光新能源接入，其出力的随机性和波动性给电力系统的平衡和稳定运行带来了巨大挑战，这种模式已难以适应我国能源电力清洁低碳转型的需求。在此背景下，“源网荷储”协同运行模式应运而生，成为推动我国电力系统升级的重要途径和第四大要素。

所谓“源网荷储”协同运行模式是指通过优化电源、电网、负荷和储能的互动运行，实现电力系统的安全、高效、经济和清洁运行。这里的“源”包括各类传统能源和可再生能源发电；“网”则指电网系统的输配电网；“荷”指电力用户的负荷；“储”指各种类型储能设施。由此可以看出，储能正从技术概念蜕变为重塑电力系统的关键变量，包括传统的抽水蓄能和锂电池等在内的各种新型储能应运而生，在近几年获得快速发展。于是乎有人就提出，储将成为源、网、荷之外的新型电力系统的第四极。

个人认为，虽然储能在新型电力系统中的重要性日益凸显，被视为解决新能源随机性、波动性和不均衡性等问题的重要推手，但就目前的发展水平而言，储能无论从总体装机规模还是从发挥的质效作用来看，在我国庞大的电力系统中显得微不足道，根本不可能同其他三极相提并论，称之为第四极还为时尚早。只有待到储能总体规模发展成为较大体量、包括共享储能在内的商业模式层次不穷、长时储能晋升为新型电力系统的“压舱石”、新能源成为我国电力供应主体之时，储能被称为新型电力系统第四极才算是名副其实。

看点六：“双高”“双峰”“双随机”难题能有效解决吗？

随着新能源大规模开发、高比例并网，以及电力电子设备的大量应用，加上极端天气的影响日益频繁，我国电力系统的“双高（高比例风光新能源接入、高比例电力电子设备应用）”“双峰（冬、夏两季用电高峰）”“双随机（电力供给侧随机性和需求侧随机性）”等特性日益凸显，导致电力供需调节难度持续增大，电力电量平衡难题突出，系统稳定机理发生改变，协调控制复杂度提高，对电力系统安全韧性、气候弹性、调节柔性、保障能力提出了更高的标准，也对优化调度运行方式和控制策略、提升系统调节能力和抵御风险能力提出了新的要求。

尤其是 2025 年 4 月底西班牙、葡萄牙遭遇前所未有的停电大事故，暴露出新能源大发展带来的电网脆弱性，表明在大力推动电力系统向智能化、柔性化方向转型的同时，也相应伴随着电网运行控制、安全稳定上的巨大挑战。我国已建成全球规模最大的电力系统和清洁能源供应体系，电力装机规模和发电量均超过 G7 国家装机规模总和，风光的发电装机规模占全球四成以上，不少电力领域都已进入“无人区”，迫切需要依靠科技和管理创新，来应对新型电力系统建设中的各种难题与挑战。

因此，必须从“软件”优化和“硬件”升级两方面着手，打造坚强自愈性电力体系：一方面要提升管理软实力，借助市场机制和政策激励，在更大范围内促进风、光等资源的优化配置，推动多种能源方式互联互通、源网荷储深度融合；另一方面要强化数字赋能，持续加大构网型变流技术、广域协同调控系统、混合储能技术的集成创新，积极构建具备弹性自愈能力的下一代电力系统，全面提升电力系统的灵活性，持续强化电网本质安全建设。

看点七：去中心化将是电力系统未来发展方向吗？

我国现行电力系统是高度集中化的大电网模式，国有资本基本垄断了其生产、分配、传输等环节，整个系统缺乏透明性，存在信息披露不充分、数据共享机制缺失以及用户参与度低等问题。随着区块链技术不断发展，传统高度集中的大电力体制制约了市场化改革进程，电力系统去中心化将是大势所趋，将向更加分散、灵活的分布式结构发展，分布式发电、智能微电网等新模式日益普遍，允许消费者自行发电、自主选择供电方。因此，基于区块链技术的“产销者”兴起有可能成为智慧能源的重要突破口。

区域链被认为是继蒸汽机、电力、互联网之后真正具有变革潜力的颠覆性技术，助推能源互联网升华到 2.0 形态。同传统技术相比，区块链具有四大优势：一是采用分布式核算和存储，系统效率大大提高；二是通过智能合约共享资源，不依赖于中间机构的数据备份和信用背书；三是

公开透明、自动执行、强制履约；四是不可篡改，信息添加至区块链即永久封存，无法在单个节点修改数据。基于区块链的去中心化实现电力生产者、售电部门和消费者的“直连”，将分散新能源发电接入现有电网，实现不借助中心结算的点对点直接交易，资源利用更加集约高效。

由此可预见，区块链与物联网技术的有效结合将引发电力领域新一轮的技术革命，开放互联、多源协同、多能互补、电算耦合将会是未来能源电力系统的显著形态特征，这种去中心化的电力系统将与集中式的电力系统交相辉映，一个个微电网通过先进的通信技术和智能控制算法与电网相联接，让电力系统中各个节点之间的信息和电能实现双向流动，既可离网独立运行，实现电力供需自平衡；还能接入大电网，在电力短缺时从大电网购电，在电能过剩时为大电网提供调峰服务，从而在更广泛领域实现能源多样化和分散化。

看点八：新型电力系统将带来电力工业“革命性变革”吗？

不同于传统电力系统以传统煤油气高碳发电为支撑，新型电力系统是以风光核生等新能源为主体，电源侧由清洁低碳能源为主导，电网侧将迎来智能化、柔性化转型，用户侧将为终端用户提供更多选择、实现更高程度能源资源共享。这有助于实现电力领域的高质量发展，推动我国能源供给与消费革命，为加速能源转型和实现可持续发展铺平道路，意味着我国能源电力领域正朝着更加清洁、智慧和可持续的未来迈进。

按照郭剑波院士的观点，新型电力系统将带来“新的功能定位、新的供需特点、新的产业链、新的电网形态、新的体制机制、新的技术装备、新的政策法规”等七大革命性变化。这充分表明新型电力系统并非只是电力技术上的创新与突破，还涵盖电力体制机制改革和商业模式变革，需要重塑电力系统底层逻辑，加大原创性、前沿性、颠覆性的电力技术攻关，不断夯实电力发展的技术底座，促进电碳市场协同，加强电力系统标准与数字化应用的统筹协调，推动碳排放“双控”与市场机制的有效衔接。

实际上，真正的能源革命不只是单方面的技术突破，更是发展范式的转换。新型电力系统作为电力工业颠覆性革命，不亚于蒸汽机代替手工，电灯代替油灯，汽车代替马车，互联网代替书信，不仅让发电方式产生脱胎换骨式的变化，也给电力运输调度带来天翻地覆的改变，更让电力用户成为“产销者”，让每个家庭和单位成为“微电厂”。由此可见，新型电力系统更是一次深刻的产业变革，改变了电力的生产方式和消费模式，极大提高了能源的使用效率，推动了可再生能源的普及，是驱动电力领域“工业革命”的核心力量，必将重塑电力发展“模样”。

看点九：电力市场“不可能三角”的魔咒能破解吗？

在能源发展过程中，其清洁、廉价、稳定三者难以共存、同时满足，即任何一种电力都难以做到既能供给充足，又能价格便宜，还能清洁低碳，这便是人们常说的能源“不可能三角”。其实，伴随着新型电力系统的加速构建和电力市场化进程的不断加快，我国电力也同样面临着“既要上网电价电量全面市场化，又要发电效益得到保障，还要用户用电成本下降”的“不可能三角”魔咒，这种“既要又要还要”的多目标平衡挑战或将长期存在并伴随着电力转型升级和电力市场化的全过程，并且将成为重构电力发展逻辑的必由之路。

众所周知，电力作为国民经济基础性行业，其价格连接并反映着供给与需求两端的變化，直接影响到企业生产成本、关系到群众生活，电力市场化改革的最终落脚点当是降低全社会用电成本，形成电力高质量发展的良好生态。尤其是在当前电力市场化的过程中，电价的不确定性给电力开发投资商带来较大风险，要保持“三角”平衡可谓困难重重。只有统筹好有效市场和有为政府的关系，不断调整优化发电价格、输配电电价与终端销售电价以及整个价格体系，构建合理电价形成机制，才是打破“魔咒”的利器。

总体来讲，我国基本不缺电力装机，而是缺在高峰、尖峰时段或者极端天气下的调节能力。这需要切实突破思维定式，在确保电力安全保供的前提下，持续优化完善电力市场化交易机制，通过价格这只“看不见的手”，将发电、输电、用电等各个环节紧密联系起来，以此全面提升电力系统整体平衡调节能力，并借助电力期货、期权等交易工具，不断提升各电力主体抗风险能力，最终达到“电力交易由市场、电力收益有保障、电力用户得便宜”的改革目标，从根本上破解电力市场“不可能三角”魔咒。

看点十：能源互联网将重塑全球能源格局吗？

2015年9月26日，国家主席习近平在联合国发展峰会上提出，“中国倡议探讨构建全球能源互联网，推动以清洁和绿色方式满足全球电力需求”。这一倡议提出至今已有10年了。10年来世界能源格局巨变，美国因特朗普二次上台回归传统能源，欧洲因俄乌冲突其能源格局变得支离破碎，我国能源转型阔步向前，通过“一带一路”铺就“万里能源丝路”，加强同周边国家电力的互联互通，积极重塑以可再生能源为核心的全球能源新秩序，为128国提供稳定电力保障，引领全球能源变革。

能源互联网是强大而智能的新型电力系统，借助人工智能等现代网络信息技术和特高压输电技术，把全球数亿计的人在家里、办公室、工厂里生产出的“绿色”电力整合起来，与需要的人共同分享，在能源开采、配送和利用上从传统的集中式转变为智能化的分散式，从而实现能源电力“去中心化”。由此可见，能源互联网将重构国家交往、企业往来、人际互动的方式，改变现代商业运行、社会管理、教育培训等模式，有利于减少对传统化石能源的过度依赖，推动清洁能源的更广泛应用，促进区域经济一体化，构建以可再生能源为核心的国际能源新格局。

“碳中和”本就是美国为首的西方发达国家精心设计的一场“阳谋”。然而，我国不仅未被困住，反而抓住这一机会，以构建新型电力系统为突破口，大力发展新型能源，朝着能源革命方向大步迈进。现如今，我国正举力打全球能源互联网，不仅让自己摆脱了西方设计的“规则陷阱”，而且实现了逆袭，在风光水火核储以及智能电网等领域都处于领先地位，有望成为全球能源新规则的制定者，为全球能源互联网建设提供关键设备和技术标准，也为世界能源结构转型和气候治理提供中国智慧与中国方案。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20251216/1474993.shtml>

国家发展改革委：夯实基础保障 确保能源安全

能源安全是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题，对国家繁荣发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要。当前，我国能源发展面临全球能源供需格局深刻调整、国内供应保障与绿色转型统筹推进的复杂局面，保障能源安全任务仍然艰巨。党的二十届四中全会对“十五五”时期能源安全工作作出了明确部署，提出要“夯实国家安全基础保障，确保粮食、能源资源、重要产业链供应链、重大基础设施安全”。确保能源安全，必须夯实基础保障。这里的基础保障既包括能源生产、储运、消费等环节的“硬设施”，也涵盖战略规划、技术创新、体制机制等“软支撑”，是一个多维度、多层次的系统工程。只有全面夯实能源发展的各项基础，才能在复杂多变的环境中牢牢把握能源安全主动权，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障。

一、深刻领会习近平总书记关于国家能源安全的重要论述精神

深刻领会保障能源安全的重要意义。习近平总书记指出，“能源安全关系我国经济社会发展全局，是最重要的安全之一”“能源保障和安全事关国计民生，是须臾不可忽视的‘国之大者’”“能源的

饭碗必须端在自己手里”，这些重要论述深刻揭示了能源安全在国家发展全局中的重要地位。历史和实践反复证明，充足的能源供给是国家稳定、经济发展、国防巩固的生命线，必须牢牢掌握主动权。党的二十届四中全会明确提出建设能源强国。保障能源安全是建设能源强国的前提和基石，要始终胸怀“国之大事”，时刻保持战略清醒，增强忧患意识，全面提高能源安全稳定供应能力，切实维护国家能源安全。

深刻领会保障能源安全的科学战略。习近平总书记指出：“要深入推动能源革命，促进能源消费、供给、技术、体制改革，加强国际合作，加快建设能源强国。”“四个革命、一个合作”能源安全新战略深刻揭示了保障能源安全是一项系统工程，五个方面共同构成一个环环相扣、有机统一的整体，深刻回答了新时代中国能源发展的重大理论和实践问题，是把握能源工作方向、筑牢国家安全基石的必然要求，为我们做好能源发展和安全工作提供了根本遵循和行动指南。必须坚持系统观念，久久为功，将能源安全新战略一以贯之地全面贯彻落实下去，通过不懈努力，不断夯实能源安全的根基。

深刻领会保障能源安全的时代要求。习近平总书记指出：“实现碳达峰碳中和，等不得也急不得，不可能毕其功于一役，必须坚持稳中求进、逐步实现，决不能搞‘碳冲锋’、‘运动式减碳’。要立足国情，坚持先立后破，加快规划建设新型能源体系，确保能源安全。”“双碳”目标是能源安全的重要推动力和时代内涵，二者相辅相成、有机统一。党的二十届四中全会提出加快建设新型能源体系，这是“十五五”时期统筹实现碳达峰目标和确保能源安全的必由之路。大力发展风、光、水、核等非化石能源，可以进一步提高能源自给率，以保障安全的韧性支撑转型的定力，以转型的成效提升安全的能力，将能源的饭碗牢牢端在自己手里。必须坚持安全为要、先立后破，统筹好新能源“又快又好立”和传统能源“有序有度退”，实现新能源和传统能源协调融合发展。

深刻领会保障能源安全的初心使命。习近平总书记指出，“中国式现代化，民生为大”“供电供热事关经济发展全局和社会稳定大局，是关系民生的大事”“要聚焦为民、便民、安民，尽可能改善人居环境，改造水、电、气等生活设施，更好满足居民日常生活需求，确保安全”。这些重要论述彰显了习近平总书记深厚的人民情怀，体现了保障能源安全工作鲜明的价值导向。必须将保障和改善民生作为一切能源工作的出发点和落脚点，始终坚持以人民为中心，优先保障民生用能需求，确保供应安全稳定，特别是要健全应急保供机制，确保在极端天气和突发事件中有效保障供应，让人民群众有实实在在的获得感、幸福感、安全感。

二、“十四五”时期践行能源安全新战略取得的重大成就

能源供应保障能力持续提升。我国已基本形成煤、油、气、核及可再生能源多轮驱动的能源供应保障体系，能源自给率保持在 80% 以上。原油产量稳定在 2 亿吨水平，天然气产量连续 8 年增产超百亿立方米，煤炭产能合理充裕，电力装机容量超过 37 亿千瓦。能源设施网络和储备体系不断加强，西电东送、西气东输、北煤南运等能源通道更加完善。

绿色低碳转型迈出坚实步伐。我国已建成全球最大、发展最快的可再生能源体系，截至 2025 年 10 月底全国可再生能源装机 22.2 亿千瓦，占全国电力总装机的 59.2%，其中水电、风电、太阳能发电装机规模均稳居世界第一。核电在运在建规模跃升至世界第一。重点领域节能降碳积极推进。能源消费结构持续优化，非化石能源占能源消费总量的 20% 左右。

能源科技创新取得重大进展。新能源等技术水平位居世界前列，白鹤滩水电站全面投产，自主三代核电实现批量化建设，全球首座第四代高温气冷堆建成投运。特高压输电技术、深地深海油气勘探开发技术突破瓶颈。新产业新模式新业态蓬勃发展，新型储能规模跃居世界第一，智能微电网、虚拟电厂快速发展，车网互动实现规模化应用试点。

能源体制改革持续深化。能源法颁布实施，能源治理效能不断提升。油气“全国一张网”初步形成。全国统一电力市场体系加快构建，电力中长期、现货和辅助服务市场实现有序衔接，2024 年全国市场化交易电量 6.2 万亿千瓦时，市场化交易电量占比提升至 60% 以上。煤电容量电价机制落地实施，新能源上网电价市场化改革持续推进。

能源国际合作开创互利共赢新局面。能源进口多元平衡格局日益完善，四大油气进口战略通道和五大油气合作区进一步巩固完善，海外油气资源保障能力持续增强。高质量共建“一带一路”扎实推进，一批重大能源基础设施互联互通项目建成投运，核电、特高压输电、新能源等一批重大技术装备出口成效显著，引领全球低碳发展。

三、“十五五”时期保障能源安全的重要举措

“十五五”时期，我国能源发展仍面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战。必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十届四中全会关于能源安全的重要部署，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，立足基本国情和资源禀赋，统筹兼顾传统能源转型、新能源发展和实现碳达峰碳中和目标，着力构建坚强韧性的能源安全保障体系，确保国家能源安全。

筑牢国内能源生产基础，提升自主保障能力。一是**更好发挥煤炭的兜底保障作用**。加强大型整装煤田地质勘探，加大资源精细化勘查力度，推动资源量转化为可采储量，强化煤炭资源接续。督促规划煤矿加快建设投产，优先布局建设一批资源条件好、安全有保障、智能化水平高的煤矿。加强煤炭产能“一本账”管理，有序释放先进产能。加强煤炭产能调控，增强生产供应弹性和系统调节能力。加强煤炭清洁高效利用。二是**加强电力安全保供能力建设**。将电源可靠发电能力作为保障中长期电力供需平衡的重要指标，合理安排支撑性调节性煤电建设。加快建设“沙戈荒”风电光伏、西南水电等大型清洁能源基地，提升清洁能源电力供应保障能力。推动风电、光伏、光热等多品类新能源一体化发展，多措并举提升新能源可靠替代能力。大力推动新型储能高质量发展，提升新型储能时长、安全和容量水平，充分发挥保供应和促消纳作用。三是**加大国内油气勘探开发力度**。坚持常规和非常规资源并举、海上和陆地资源并重，持续加大油气勘探开发力度。加大油气勘查区块出让力度，加强风险勘探和预探，夯实资源接续基础。加快推进重大工程、主要盆地、重点项目建设，推动国内油气增储上产。加强已开发油气田精细调控，有序稳健推进非常规资源规模效益开发，加快海域资源上产。

加强能源储运调峰体系建设，保障安全稳定供应。一是**加强能源输配网络建设**。积极推动省间电力灵活互济工程建设，实现更广范围、更大规模的互济互保。加快推动省级电力主干网架升级，提高配电网承载能力，支撑分布式新能源和储能、电动汽车等负荷侧新型经营主体并网接入。统筹推进油气管网重大工程项目和区域管网建设，加强管道互联互通，加快提升“全国一张网”覆盖水平。充分发挥铁路煤炭运输骨干作用，提升煤炭主产区外运通道能力，强化主要煤炭港口与铁路运输联动，完善配套集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力。二是**健全能源储备应急体系**。健全完善国家石油储备体系，加快推动石油储备建设。做好地下储气库、LNG 储罐统筹规划布局，推进储气设施集约、规模建设。落实上游供气企业、管网运营企业、燃气企业、地方政府储气目标责任。持续加强煤炭储备能力建设，不断完善运行管理机制，推动逐步形成政府储备与企业储备互补联动的煤炭储备体系。三是**完善能源调峰体系**。着力挖掘火电调峰能力，推动煤电在新型电力系统中更好发挥支撑调节作用，充分发挥燃气机组短时顶峰和深度调节能力。统筹提升可再生能源调峰能力，充分发挥水电、光热发电的调峰作用，推动风光储协调互补。挖掘需求侧资源调峰潜力，推进需求侧资源常态化参与电力系统调峰，积极应对短时电力供需紧张和新能源消纳困难问题。加快储气调峰服务市场建设，加强天然气需求侧管理。四是**增强海外供给保障能力**。推进油气进口多元化，加强海外主要油气产区合作，提升海外资源可持续供应能力。加强海上船舶运力和重要通道安全保障，维护油气进口通道安全。统筹推进跨境油气管道建设，

全力保障现有管道安全稳定运行。积极拓宽煤炭进口来源，稳定进口规模，更好发挥进口煤对国内市场的补充调剂作用。

加快高水平科技自立自强，大力发展能源领域新质生产力。一是**攻关前沿和颠覆性能源技术**。聚焦氢能、可控核聚变、长时储能等重点方向，强化基础理论研究，推动突破一批标志性技术，探索推进工程化应用。二是**补齐产业链供应链短板**。加快补强能源关键技术装备短板，推进工控芯片、专用软件、关键零部件、核心材料等国产化替代，加快柔性直流输电等技术攻关和装备研发，增强能源产业基础支撑能力。三是**推动数字化与能源深度融合**。结合实际需要，推动大数据、物联网等先进数字信息技术在电力系统应用，探索人工智能等技术在智能化调度、用电监测分析等领域的深度应用，实现海量资源的可观、可测、可调、可控，提升源网荷储协同互动能力。加快油气产业智能化转型升级，打造数字化油气田、油气管网，推动人工智能与油气领域深度融合。

深化能源管理体制变革，提升能源治理效能。一是**依法推进能源治理**。深入贯彻落实能源法，切实发挥好能源法的基础性和指引性作用，加快推进可再生能源法、电力法等修订工作。加强能源标准体系建设，完善引领能源清洁低碳发展的相关标准和技术规范。持续深化能源体制机制改革，健全适应新能源高质量发展的体制机制，稳步推进能源领域相关行业自然垄断环节独立和竞争性环节市场化改革。进一步优化能源领域营商环境，增强经营主体创新活力。二是**建设高效能源市场体系**。健全完善全国统一电力市场体系，促进跨省跨区市场与省内市场有序衔接、协同运行，统筹推进电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场建设，提高电力资源配置效率。深化石油天然气市场体系改革，持续健全“X+1+X”油气市场体系。加强油气管网公平开放监管，加快推进油气管网运销分离。推动完善全国统一的煤炭交易市场体系。三是**健全能源运行调节机制**。建立健全能源安全保障责任机制，督促相关主体切实履行安全保供责任，做好能源供需综合平衡和统筹协调保障，提升跨区域能源互调互济水平。完善能源保供中长期合同制度，加强电煤、电力、天然气中长期合同履约监管。建立统一领导、分级负责、协调联动的能源应急管理体制，建立和完善能源安全风险预测预警体系，健全分层级分领域的能源应急预案体系，定期开展能源应急演练和培训，切实保障能源供应安全。

来源：《习近平经济思想研究》

<https://news.bjx.com.cn/html/20251216/1474900.shtml>

新型储能发展需求与路径分析

在构建新型电力系统的过程中，新能源装机快速发展，全社会用电量持续攀升，系统调节能力的短板正在成为制约能源转型的核心瓶颈。而“十四五”期间，我国新型储能产业增速迅猛，2023 年新增装机规模达到了约 23.22 吉瓦/51.13 吉瓦时，同比增长 221%，这一快速增长态势，充分彰显了新型储能作为现代电力系统关键调节资源的战略价值与市场潜力。

随着市场机制不断完善、技术创新持续突破以及商业模式的多元化，新型储能必将从辅助角色升级为支撑新型电力系统安全、高效运行的基石性力量，为能源转型提供坚实保障。

新型储能在响应速度、调节深度、空间布局方面优势突出

新型储能凭借毫秒级快速响应、全工况双向调节及跨时空能量搬移的核心能力，精准弥补了传统火电在调节容量不足、响应速度滞后和系统强度支撑有限等方面的短板，有效应对高比例新能源接入所带来的出力波动大、消纳困难及时空分布不均等挑战，已成为填补电力系统调节能力结构性缺口的关键资源。

在响应速度方面，新型储能具备毫秒级快速反应能力，可在极短时间内完成充放电状态切换。随着风电、光伏渗透率不断提高，系统频率面临更频繁、更剧烈的冲击，而传统火电受限于锅炉热力特性与爬坡能力，难以实现秒级功率调节。新型储能可在该时间尺度提供连续、可控的功率支撑，其中构网型储能具备虚拟同步机特性，能够在毫秒级提供等效惯量与阻尼，成为一次调频、快速备用及惯量补偿等重要辅助服务的优质资源，为高波动运行环境下系统频率稳定提供关键保障，提高系统频率稳定裕度。

在调节深度方面，新型储能具有从零至额定功率的宽范围、全工况双向调节能力，能够灵活适应日内不同时间段的功率平衡需求。尤其在光伏占比持续提升的系统中，午间功率过剩与傍晚负荷爬升导致“峰谷倒挂”现象加剧，迫使火电机组深度调峰，带来成本上升与可靠性下降的双重压力。新型储能可在新能源大发时段充电、负荷高峰时段放电，实现跨时间尺度的削峰填谷与新能源消纳支持，而基于大电芯的储能技术可提升能量密度和循环寿命，使长时段调节能力更加经济高效。

在空间布局方面，新型储能不受自然地理条件限制，可在电源侧、电网侧及用户侧灵活配置，实现调节资源的精准布点与就地平衡。随着分布式电源广泛接入和负荷密度区域集中，局部

电网常面临短路容量不足、电压失稳及潮流反向等运行风险。新型储能可直接部署于新能源场站、枢纽变电站或负荷中心，提供无功支撑、快速调压和局部功率平衡等功能，有效增强薄弱区域的运行韧性，特别是构网型储能在弱电网场景下能够提供电压支撑与系统形成能力。用户侧储能还可提升终端用电自平衡能力，缓解上级电网供电压力。

顶层设计、市场机制与技术创新系统推进新型储能发展

储能系统要真正实现从“技术可行性”向“规模化应用”的关键跨越，亟需在国家层面加强顶层设计，在政策机制、市场规则、技术创新和商业模式等方面实施系统推进。

构建协同市场机制，释放新型储能多重价值。为促进新型储能高质量发展，应明确其电力市场独立主体地位，建立适配的注册、准入与交易机制，支持其以独立身份参与电能量市场，申报运行曲线、出清结算，充分体现其双向调节与时空能量转移价值。同时，构建覆盖调频、备用、爬坡等多类辅助服务的参与机制，推行按效果补偿、竞争出清的市场化定价，并鼓励各地拓展转动惯量、快速调压等新服务品种，拓宽储能价值回收渠道。此外，需推进市场规则与系统运行流程相适配，修订交易规则与技术规范，细化储能在容量认定、调度响应及绩效评估等方面的要求，推动其与新能源、负荷聚合等主体协同互动，并借助云平台、大数据与智能调度提升运行可视性与可控性，保障储能高效、规范融入电力系统。

构建新型储能价格体系，推动能量价格到系统服务全面定价改革。为促进新型储能发展，应建立健全容量电价与补偿机制，为储能设施提供稳定收益预期，保障系统长期容量充裕性；合理拉大峰谷电价差，完善动态分时电价机制，为储能套利创造有利条件。在调度运行中实施绿色优先调度，对调节性能优异、响应可靠的储能设施予以优先调用，通过市场化方式实现其快速调节和备用支撑等服务的价值兑现，提升系统效率与清洁能源消纳水平。同时，构建覆盖电能量、容量及辅助服务的多维市场体系，形成反映储能全生命周期成本与综合效益的价格机制，通过竞争与差异化补偿激励储能高效、规模化参与系统调节，为国家能源转型提供坚实保障。

基于差异化需求合理配储，优化源网荷储协同发展下的储能布局。从系统整体运行需求出发，在电网关键节点、新能源高效富集区域，优先布局电网侧大型共享储能电站，发挥其规模效益与集中调度优势，为系统提供电压支撑、惯量响应和事故备用等关键服务。而在负荷密度高、本地支撑资源相对稀缺的区域，积极推动用户侧及分布式储能系统的建设，充分发挥其布局灵活、响应迅速的特点，提升区域自平衡能力与频率调节性能。

加强技术创新与应用场景的精准匹配，充分释放储能多元价值。在新型电力系统建设中，储能技术创新应注重与系统实际需求的深度契合，推动技术能力向系统价值有效转化。面对高比例可再生能源接入带来的能量平衡、功率支撑和强度保持等多维差异化需求，必须推动储能技术研发与工程应用实现精准对接和分类发展。在能量型应用场景中，重点发展长时储能技术，着力提升容量规模、循环寿命和全周期经济性，以解决日内及跨日的能量平移与新能源大规模消纳问题；在功率型应用场景中，需加快发展具备高功率密度、毫秒级响应能力的先进储能技术，如飞轮储能、超级电容器及部分电化学储能，满足系统调频、事故备用等高频次、短周期的功率调节需求；在系统强度支撑方面，则应积极推广具有构网型控制能力的储能技术，使其能够自主建立和维持电网电压与频率稳定，有效增强弱电网区域和高新能源渗透率地区的系统惯量与抗扰动能力，为新型电力系统实现安全、经济与清洁低碳的多元目标提供坚实支撑。

优化现有补贴形式与未来机制设计，持续强化新型储能政策支撑力和运营适配性。随着储能产业支持体系从直接补贴转向更加注重规则完善、机制优化与信号强化的间接支持，政策层面将通过优化市场准入条件、完善容量认定与调度机制，为储能在电能量、辅助服务及容量市场中确立制度定位与定价依据，形成长期可预期的收益基础；推进峰谷电价动态化改革、扩大尖峰价格区间、放宽容量电价上限，引导储能依价格信号自主配置，提升投运经济性；实施绿色调度与性能优先调度机制，使响应快、调节优的储能获得更高调用概率，实现政策重心由“补贴建设”向“激励性能价值”转变。

在商业模式层面，储能正从建设规模驱动转向市场运营驱动：从合同能源管理向“按性能付费”“按可用率付费”演进，收益更紧密挂钩实际调节能力与服务质量；虚拟电厂聚合模式在并网、现货和辅助服务中日益重要，通过策略协同与多资产调度提升整体收益；新能源企业则借助“新能源+储能+电网支撑”一体化方案，将储能作为提升发电可控性的关键资产，实现全生命周期收益；同时，业主自投与轻资产租赁模式加速普及，推动形成以“场景匹配+性能保障”为特征的多元化商业体系。整体上，政策与商业模式的双重优化，正共同推动储能从“卖设备”向“卖能力、卖服务、卖运营策略”全面升级，为其可持续发展奠定制度与市场基础。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/IiRyT73zvwJe7N2tEkSHSg>

《能源科技简讯》2025 年第 12 期是科技情报研究所编发的第 636 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：苏长乐 电话：010-80732249 邮箱：Suchangle@cdt-kxjs.com