



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

2026 年第 01 期（总第 637 期） 20260122

· 科技情报研究所 ·

目次

专家观点

中国工程院院士汤广福：以高水平能源科技自立自强筑牢能源强国建设根基 1

行业动态

2025 中国能源大事年鉴——综合篇..... 4

“十五五”开好局起好步 新年新气象 西部因地制宜促发展新能源发展提质增效..... 11

两部委：建设能源气象服务体系 加强“沙戈荒”基地气象服务 12

储能产业未来发展趋势：2024-2029 年展望 19

新型能源体系下 西北—西南跨区互济的战略意义..... 20

让电力市场机制成为能源转型的“引路蜂” 23

“两头热、中间虚”？智能体产业链的破局机会在哪？ 27

从“价格战”到“价值战”，何种光伏技术能突出重围？ 30

工信部等五部门：建设零碳工厂 大力发展绿色微电网与氢氨醇项目 34

我国电力系统转型成本预测与优化建议..... 36

专家观点**中国工程院院士汤广福：以高水平能源科技自立自强****筑牢能源强国建设根基**

能源是工业的血液、国民经济的命脉，作为支撑人工智能时代的底层基石，已成为大国竞争的战略焦点。党的二十届四中全会提出加快建设新型能源体系，首次作出建设能源强国的战略擘画。2026 年全国能源工作会议部署 7 项任务，其中加快推进能源科技是重点工作。强大的能源科技创新能力是能源强国的内在要求与鲜明标志。能源科技创新已成为推动新型能源体系建设的根本动力，也是我国将能源饭碗牢牢端在自己手里、赢得未来竞争主动权的战略抉择。

一、科技创新引领，我国能源大国地位稳步确立

党的十八大以来，我国能源行业深入实施创新驱动发展战略，能源科技实现了从“跟跑”到“并跑”、部分“领跑”的历史性跨越，为构筑世界能源大国提供了坚实的科技支撑。

一是科技创新支撑总量供给，打造世界第一能源生产消费大国。煤炭智能安全高效开采、深层油气勘探开发等技术持续突破，能源供给能力不断增强，自主保障能力维持 80% 以上。2024 年，一次能源生产和能源消费总量分别达 49.8 亿和 59.6 亿吨标准煤，分别占全球总量的 26.8% 和 27.7%。目前，全国发电总装机突破 37 亿千瓦，规模稳居世界首位，为国民经济发展提供坚实保障。

二是科技创新加速绿色转型，构建全球最大可再生能源体系。高效光伏、大容量风机、先进水电等技术持续突破，新能源装机首次超过火电，可再生能源装机规模稳居全球首位。“西电东送”输送规模约 3.4 亿千瓦，跨省跨区通道新能源电量占比超 20%，新能源资源配置能力不断提升，全国每用 3 度电就有 1 度是绿电。

三是科技创新锻造高端重器，铸就能源科技大国。超超临界发电、万米深井钻探技术等关键技术达到国际领先水平，百万千瓦水电机组、自主三代核电“华龙一号”“国和一号”等大国重器不断涌现，千万千瓦级“沙戈荒”基地、“海基二号”深水导管架平台等大国工程拔地而起，特高压与柔性直流输电技术作为“中国名片”成功走出国门，彰显了能源科技实力。

二、面向能源强国建设，科技创新仍是应对挑战的关键

建设能源强国是一次承前启后的历史性跨越。我国正处于从能源大国向能源强国迈进的关键攻坚期，在保供应和碳减排双重约束下，能源转型和安全保障面临系列挑战，对科技创新提出了更为紧迫的要求。

一是能源消费刚性增加，总量需求压力大。“十四五”前四年，我国能源消费量累计增长约 9.8 亿吨标准煤。“十五五”期间，国民经济持续发展将推动能源消费刚性增长。受限于我国能源资源禀赋、系统调节能力不足、用地用海要素保障趋紧等约束，非化石能源替代化石能源无法一蹴而就，能源经济绿色供应长期面临压力。

二是安全约束日益凸显，供给保障制约多。受碳排放双控约束，煤炭将逐渐从基础保障性能源转向调节性能源，煤电发电量占比呈下降趋势。与此同时，核电等清洁基荷电源发展不足，系统基荷保障的接续支撑能力面临严峻挑战。油气资源对外依存度高，地缘政治波动进一步加剧关键资源供应风险，实现能源安全供给的制约增多。

三是系统形态深刻变革，绿色转型难度大。新能源强随机性、源-荷形态不确定性使系统特性产生本质变化。“西电东送”由输送稳定煤电变为波动性风光，可持续发展面临挑战。氢能“制-储-输-用”全链条低成本技术体系尚未完善，新能源非电利用存在问题。受限于电力市场化机制尚不完善、电源调节资源不足等，电力系统“经济-安全-低碳”三角矛盾凸显，构建新型电力系统任务艰巨。

针对上述挑战，关键在于能源科技创新，向科技要资源、要空间、要动力，在基础理论、关键材料、核心装备方面加强科研攻关，在底层机理、关键技术、前沿探索方面取得重大突破，形成能源领域新质生产力，夯实能源发展的内生动力和创新活力。

三、聚焦体系构建，明确科技创新的战略主攻方向

建设能源强国，必须加快构建新型能源体系。立足我国资源禀赋，统筹煤炭、油气、电力及氢能等各类能源功能定位，应坚持先立后破、以立促破，聚焦新型能源体系构建主线和重要支柱，开展前瞻性科研布局和体系化技术攻关。

一是突破前沿高效发电技术，推动非化石能源主体供应。根据有关机构预测，2060 年非化石能源消费占比将超 80%。建议重点攻克钙钛矿等新一代光伏、大容量海上漂浮式风机等技术。积

极安全有序发展核电，加快小型堆、钠冷快堆、高温气冷堆等新一代核电商业示范与产业化应用，前瞻布局核聚变等技术。因地制宜发展地热能、海洋能、生物质等其他可再生能源，持续壮大清洁能源支柱。

二是突破煤炭清洁利用与新型油气开发技术，夯实化石能源兜底保障。煤电以不到 40%的装机占比，贡献了约 60%的发电量、70%的顶峰能力和近 80%的调节能力，是当前系统运行的“压舱石”和调节器。建议重点攻关煤炭绿色智能开采和清洁高效利用、新一代煤电、CCUS 等技术。聚焦“两深一非一老”战略领域，突破新型油气勘探开发装备与软件，助力油气勘探开发和增储上产。

三是突破新型电网形态与新型电力装备技术，强化新型电力系统建设关键支撑。新型电力系统是承载高比例新能源的核心平台。建议重点突破变革性电源并网方式、电网安全稳定分析方法等技术，支撑非化石能源发电规模逐步扩大。研制具备抵御换相失败的新型换流器、电力人工智能 AI 调度与安全防御等技术装备，支撑新型电力系统建设，促进新能源高质量消纳。

四是突破氢能规模化应用与新型储能技术，增强系统灵活调节资源与深度脱碳能力。氢能将是未来能源终端消费的重要组成部分，成为主要二次能源之一。建议重点突破高效可再生能源制氢、长管道输氢、百兆瓦级氢燃机等技术，推动大型制氢工厂等示范，支撑 2030 年绿氢成本与灰氢平价。攻克低成本长时液流电池、飞轮储能、全固态电池等技术，提升系统灵活调节能力。

四、汇聚强大合力，构建支撑科技自立自强的创新生态

“十五五”时期是推动能源结构加快调整、新旧动能接续转换的重要关键期。建议聚焦“大任务、大装置、大平台”等能源科技创新核心要素，强化顶层设计和系统布局，着力提升科技创新体系整体效能，充分发挥科技的战略先导地位和根本支撑作用。

一是强化国家重大任务战略牵引与前瞻布局。高质量实施好智能电网和煤炭 2030、新型油气勘探开发等重大专项。在氢能和核聚变等战略性新兴领域，继续布局一批国家专项。加强新型电力系统、可再生能源、氢能开发利用等技术突破与重大示范应用，强化能源材料、专业芯片等基础研究，持续提升原始创新能力。

二是完善重大科技基础设施与中试验证平台建设。通过设立国家专项任务、建立“先投后补”等接续支持机制，发挥现有重大科技基础设施创新效能，强化对基础科学研究的支撑作用。加快

建设一批风、光、氢等领域技术中试验证平台，促进科技创新与产业创新融合，让科研成果从“样品”变成“产品”。

三是强化国家战略科技力量的协同创新。优化能源领域国家科研机构、高水平研究型大学、科技领军企业定位和布局，加强科技创新龙头支柱与能源领军企业创新主体的有机协同，深化推进有组织科研和体制机制创新，推动上下游贯通、产学研融通，加速科技创新突破和重大科研成果转化应用。

来源：国家能源局

<https://news.bjx.com.cn/html/20260119/1480319.shtml>

行业动态

2025 中国能源大事年鉴——综合篇

自 2016 年以来，中能传媒研究院按年度组织编写《能源发展回顾与展望》，连续 9 年全面、系统记录能源行业发展形势。2024 年《能源发展回顾与展望》更名为《中国能源大事年鉴》，以年度大事要事形式展现我国能源发展情况。

近日，《2025 中国能源大事年鉴》已正式发布。本公众号将陆续推出精华内容，敬请关注。

2025 年是很不平凡的一年。我国经济顶压前行、向新向优发展，现代化产业体系建设持续推进，改革开放迈出新步伐，重点领域风险化解取得积极进展，民生保障更加有力。

一年来，全国能源系统高标准践行能源安全新战略，能源工作取得新进展新成效，有力支撑保障经济社会发展。能源安全保障有力有效，保供成效是“十四五”以来最好的一年；能源绿色低碳转型步伐加快，非化石能源消费比重将超额完成 20% 的目标任务；科技创新水平持续提升，能源领域新质生产力加快培育；全国统一电力市场初步建成，能源改革和监管取得众多标志性成果；能源国际合作迈向更高水平。

党的二十届四中全会作出建设能源强国的战略部署，提出初步建成新型能源体系的规划目标，中央经济工作会议强调要制定能源强国建设规划纲要。站在新的历史起点，能源行业将准确把握能源安全供应、能源领域降碳、能源科技创新、能源制度体系变革等方面的新挑战新任务新

要求，锚定 2030 年初步建成新型能源体系、推进能源强国建设的目标任务，万众一心、砥砺前行，确保“十五五”开好局、起好步，为中国式现代化建设提供坚强能源支撑。

PART.01 中国宣布新一轮国家自主贡献目标

2025 年 9 月 24 日，国家主席习近平在联合国气候变化峰会发表视频致辞，宣布了中国新一轮国家自主贡献目标：到 2035 年，中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%~10%，力争做得更好。非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦，森林蓄积量达到 240 亿立方米以上，新能源汽车成为新销售车辆的主流，全国碳排放权交易市场覆盖主要高排放行业，气候适应型社会基本建成。这是我国首次提出覆盖全经济范围、包括所有温室气体的绝对量减排目标，体现了落实《巴黎协定》、推动全球气候治理的坚定承诺，展现了我国积极应对气候变化方向不变、力度不减的坚定决心。

PART.02 习近平向气候和公正转型领导人峰会发表致辞

2025 年 4 月 23 日，国家主席习近平向气候和公正转型领导人视频峰会发表致辞指出，“全球气候治理虽然历经风雨，但绿色低碳发展终成时代潮流”“只要我们坚定信心，加强团结合作，就一定能冲破逆流，推动全球气候治理和世界一切进步事业行稳致远”。习近平强调，“中国是世界绿色发展的坚定行动派、重要贡献者。自 5 年前我宣布碳达峰碳中和目标以来，中国构建了全球最大、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。中国还是全球‘增绿’最快最多的国家，贡献了全球四分之一的新增绿色面积。”致辞宣介中国绿色发展理念，宣布中方气候行动计划，彰显中国同各方携手推动共建清洁、美丽、可持续发展的世界的责任担当和坚定决心。

PART.03 习近平向第七届中俄能源商务论坛致贺信

2025 年 11 月 25 日，第七届中俄能源商务论坛在北京举办。国家主席习近平向论坛致贺信。习近平指出，中俄能源合作起步早、基础好，是双方互利合作的典范，为促进两国经济社会发展、增进两国人民福祉发挥了积极作用。习近平强调，中方愿同俄方一道努力，持续巩固全面能源合作伙伴关系，共同维护全球能源产业链供应链稳定畅通，推动建设更加公平公正、均衡普惠的全球能源治理体系，为世界能源安全与绿色低碳转型注入更多稳定性。同日，俄罗斯联邦总统普京也向第七届中俄能源商务论坛致贺信。

PART.04 党的二十届四中全会对能源工作作出重大部署

2025 年 10 月 20 日至 23 日，中国共产党第二十届中央委员会第四次全体会议在北京举行。全会审议通过了《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》，对“十五五”时期经济社会发展作出系统谋划和战略部署。《建议》将“美丽中国建设取得新的重大进展”作为“十五五”时期经济社会发展的一项主要目标，提出“清洁低碳安全高效的新型能源体系初步建成”等重点任务。《建议》对“加快经济社会发展全面绿色转型，建设美丽中国”作出专章部署，明确“加快建设新型能源体系。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，着力构建新型电力系统，建设能源强国。”“积极稳妥推进和实现碳达峰。实施碳排放总量和强度双控制度。深入实施节能降碳改造。推动煤炭和石油消费达峰。”等重大任务。《建议》为未来五年我国经济社会发展擘画了宏伟蓝图，为能源领域绿色转型和高质量发展指明了前进方向。

PART.05“能源强国”首次写入五年规划建议

党的二十届四中全会审议通过的《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》明确提出“建设能源强国”，这是“能源强国”首次出现在五年规划里。中央经济工作会议明确将“制定能源强国建设规划纲要”列入 2026 年经济工作重点任务。2026 年全国能源工作会议锚定 2030 年初步建成新型能源体系、2035 年基本建成能源强国目标，部署了高质量高标准编制实施“十五五”能源规划、推动实现更高水平能源安全保障等重点任务。从 2021 年中央经济工作会议首次提出“建设能源强国”目标，到“能源强国”写入“十五五”规划建议，一系列顶层设计指引能源行业奋进方向。几年来，我国大力加强政策供给，有力破解发展难题，充分激发内生动力和创新活力，能源安全保障有力有效，能源绿色低碳转型步伐加快，科技创新水平持续提升，全国统一电力市场初步建成，能源国际合作迈向更高水平，能源强国建设已打下坚实基础，与制造强国、科技强国、质量强国等共同构筑起支撑社会主义现代化强国建设的“四梁八柱”。

PART.06“十四五”时期我国能源发展取得突破性进展和历史性成就

“十四五”以来，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。能源供应更足，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，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。能源绿色低碳转型成效显著，构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，非化石能源消费比重超额完成 20%的目标任务，“十四五”期间出口的风电光伏产品，累计为其他国家减少碳排放约 41 亿吨。科技创新取得更大突破，新能源等技术装备领跑全球，新能源专利数占全球四成以上，光伏转换效率、海上风电单机容量等不断刷新世界纪录，新型储能规模跃居世界第一，新领域新赛道持续涌现，成为新质生产力发展的重要源泉。能源改革持续深化，全国统一电力市场初步建成，能源法颁布实施，新能源、工商业用户全面入市，油气全国一张网加快建设，能源宏观调控和行业治理机制进一步完善。能源国际合作迈向更高水平，重点领域战略合作稳中有进，周边国家能源合作务实推进，全球能源治理话语权影响力持续增强。

PART.07 中央经济工作会议强调“坚持‘双碳’引领，推动全面绿色转型”

2025 年 12 月 10 日至 11 日，中央经济工作会议召开，会议总结 2025 年经济工作，分析当前经济形势，部署 2026 年经济工作，为实现“十五五”良好开局定向领航。

会议强调，做好 2026 年经济工作，要坚持稳中求进工作总基调，更好统筹国内经济工作和国际经贸斗争，更好统筹发展和安全，实施更加积极有为的宏观政策，增强政策前瞻性针对性协同性，持续扩大内需、优化供给，做优增量、盘活存量，因地制宜发展新质生产力，纵深推进全国统一大市场建设，持续防范化解重点领域风险，着力稳就业、稳企业、稳市场、稳预期，推动经济实现质的有效提升和量的合理增长，保持社会和谐稳定，实现“十五五”良好开局。

会议把“坚持‘双碳’引领，推动全面绿色转型”纳入 2026 年经济工作要抓好的八个方面重点任务。会议提出，2026 年经济工作要深入推进重点行业节能降碳改造。制定能源强国建设规划纲要，加快新型能源体系建设，扩大绿电应用。加强全国碳排放权交易市场建设。

PART.08 全国能源工作会议部署七项重点任务

2025 年 12 月 15 日，2026 年全国能源工作会议在北京召开。会议明确了 2026 年七项重点工作：一是高质量高标准编制实施“十五五”能源规划。全力抓好规划编制和衔接，增强能源规划的科学性、预见性和主动性，推动形成全国能源规划一盘棋。以重大项目带动能源规划落地实施，细化时间表、路线图、优先序，强化年度计划和调度。二是推动实现更高水平能源安全保障。夯实煤炭供应保障基础，提升电力保供水平，增强油气生产供应能力，优化能源骨干通道布局，提升能源基础设施本质安全水平。三是扎实推进能源绿色低碳转型。持续提高新能源供给比重，全

年新增风电、太阳能发电装机 2 亿千瓦以上，有序推进重大水电项目，积极安全有序发展核电，加强化石能源清洁高效利用。四是加快推进能源科技自立自强。组织开展“人工智能+”能源融合试点和“人工智能+”能源标准化提升行动，扎实推进智能电网重大专项等能源重大技术装备攻关，前瞻布局氢能、核能等未来能源产业。五是全力保障民生和企业多元化用能需求。强化民生用能保障，提升高可靠性用户供电质量，实施供电质量提升专项行动，落实新一轮“获得电力”政策，优化用电营商环境。六是全面深化能源改革和法治建设。加快能源体制机制改革创新，持续深化全国统一电力市场建设，健全适应新型能源体系的市场机制，加强新型能源监管制度体系建设，深入推进能源法治建设。七是拓展全方位国际合作。巩固能源国际合作基本盘，加强清洁能源合作，积极参与全球能源治理。

PART.09 能源监管新格局加快构建

2025 年 12 月 16 日，国家能源局 2026 年监管工作会议召开，总结了 2025 年和“十四五”能源监管工作，分析当前面临的形势，安排 2026 年重点工作。

“十四五”时期，能源监管工作合力持续强化，有力规范行业运行秩序，保障重大战略规划政策落地实施；市场配置资源作用有效发挥，逐步建立起统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系；电力安全治理体系加快完善，保证大电网长期安全稳定运行，牢牢守住电力安全“生命线”；能源监管执法权威有力增强，一批重大风险被消除在萌芽状态，一批突出矛盾得到积极化解，一批大案要案受到依法严厉打击，能源监管“利剑”作用充分彰显。

2026 年能源监管工作要全面贯彻落实党的二十大和二十届历次全会精神，认真落实习近平总书记关于建设全国统一电力市场、健全能源行业自然垄断环节监管、保障民生用能等重要论述，凝聚监管合力，创新监管方式，提升监管质效，努力构建与能源强国建设相适应的能源监管新格局。

PART.10 全国统一电力市场初步建成

2025 年，全国统一电力市场初步建成，成为全国统一大市场建设的重要标志，能源改革和监管取得众多标志性成果，新能源高质量发展机制取得新突破，能源监管力度持续加强取得新成效。全面构建起“1+6”基础规则体系，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，以市场注册、计量结算、信息披露作支撑，形成了电力市场规则的四梁八柱。多层次多品种电力市场运营体系基本建立，省级现货市场实现基本全覆盖，跨电网经营区实现常态化交易、资源跨区域优化配置作用愈发凸显、区域内省间余缺互济力度持续

加大，年度、月度，日内、实时交易有序开展。多元主体有序参与的市场格局基本形成，独立规范运行的交易机构体系基本建立，辅助服务市场、容量补偿机制持续完善，绿证绿电市场实现全覆盖，电力零售市场快速发展，新型主体蓬勃发展。

PART.11 全国碳市场建设迈入新阶段

2025 年 8 月 25 日，中共中央办公厅、国务院办公厅对外发布《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，这是我国碳市场领域第一份中央文件，明确了全国碳市场中长期发展的时间表、路线图、任务书。

目前，中国的碳市场是全球覆盖温室气体排放量规模最大的市场，已建立重点排放单位履行强制减排责任的全国碳排放权交易市场和激励社会自主减排的全国温室气体自愿减排交易市场，具有中国特色的碳市场制度体系初步建成，以碳市场为主体的中国碳定价机制正在逐步形成。截至 2025 年 12 月 31 日，全国碳排放权交易市场配额累计成交量 8.65 亿吨，累计成交额 576.63 亿元。自愿减排市场建设持续推进，项目量和减排量不断增长，促进低碳零碳负碳技术发展和生态产品价值实现。

《意见》提到，到 2027 年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。对交易市场而言，行业扩围一方面意味着交易主体数量快速增长、可交易配额总量持续上升，带动市场规模跃升，另一方面促进跨行业配额流转，使配额向碳排放效率更高或减排潜力更大的企业流动，推动市场形成多行业共融、跨行业竞价的资源配置机制。

《意见》指出，到 2030 年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。碳价作为碳市场发挥资源配置功能的关键信号，其稳定性直接关系到市场激励机制的成效。建立公开、透明的配额储备和市场调节机制，能够在市场出现失衡风险时，及时通过释放或储备配额，防止碳价非理性波动。通过构建价格发现的稳定锚点、预期性较强的价格信号，从微观层面倒逼企业将碳成本纳入全生命周期管理，引导企业减排行为、维护市场稳定运行。

PART.12 我国全社会用电量首超 10 万亿千瓦时

国家能源局预计，2025 年我国全社会用电量将首超 10 万亿千瓦时，是我国 2015 年全年全社会用电量的约两倍，相当于美国、印度、俄罗斯、日本、巴西、加拿大六大经济体的年度用电量总和。2025 年 7 月、8 月，我国全国社会用电量连续两月超万亿千瓦时，是全球首次出现一个国家的月度用电量“超万亿”。用电量数据的背后，是中国经济的强劲脉动，是经济社会发展向新向优向绿的深刻转型。

PART.13 促进能源领域民营经济发展十条举措出炉

2025 年 4 月，国家能源局发布《关于促进能源领域民营经济发展若干举措的通知》，从支持民营企业提升发展动能、推动民营企业公平参与市场、提升能源政务服务水平等三方面，提出支持投资建设能源基础设施等十条举措。《若干举措》将进一步助力打造能源领域新的投资增长点，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，推动民营经济成为能源低碳转型、能源安全保障、地方经济增长不可或缺的力量。

PART.14 人工智能与能源产业加快融合

2025 年 9 月 4 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》，明确了到 2027 年、2030 年两个阶段加快构建能源与人工智能融合创新体系的总体思路和愿景目标，部署了“人工智能+”电网、能源新业态、新能源、水电、火电、核电、煤炭、油气等八个方面重点任务。11 月 25 日，国家能源局正式印发《关于组织开展“人工智能+”能源试点工作的通知》，围绕《实施意见》提出的八大类场景、37 个重点任务、百余项具体应用，按“少而精”原则遴选试点项目。在政策引领下，产业实践与场景应用加速落地。中国石油、国家电网、南方电网、中国华电、中煤集团等企业已发布能源领域大模型超过 30 个，在带动产业链协同、促进行业智能化升级方面积累了有益经验。

PART.15 上海合作组织能源部长会举办

2025 年 6 月 26 日，上海合作组织能源部长会在浙江省宁波市举行。本次会议以“创新融合，能动未来”为主题。上合组织有关国家能源主管部门负责人及相关代表、驻华使节参会，交流各国在推动能源转型、促进可持续发展等方面的经验。国家能源局局长王宏志表示，愿与各方一起，坚定维护多边贸易体制，促进油气等领域供应链稳定畅通，积极拓展可再生能源等领域贸易投资合作，稳妥推进能源技术标准与市场规则互认，优化能源贸易投资环境，不断提高能源经贸合作规模和质量。会上发布的《中国—上海合作组织可再生能源合作报告 2024》显示，截至 2024 年底，上合组织

国家可再生能源发电装机达 23.1 亿千瓦，约占全球的一半，能源转型步伐不断加快。中国与上合组织国家可再生能源项目合作发展势头强劲。据不完全统计，中国与上合组织国家可再生能源合作项目装机约 9630 万千瓦。从项目类别看，光伏项目和风电项目装机占比达 80%。

PART.16 《碳达峰碳中和的中国行动》白皮书发布

国务院新闻办公室 2025 年 11 月 8 日发布《碳达峰碳中和的中国行动》白皮书。白皮书强调，实现碳达峰碳中和，是中国站在对人类文明负责的高度，基于实现可持续发展的内在要求作出的重大决策部署。作出碳达峰碳中和重大宣示五年来，中国牢固树立和践行绿水青山就是金山银山的理念，采取有力行动、付出艰苦努力，推动绿色低碳转型取得历史性成就。白皮书指出，能源活动是碳排放的最主要来源，能源绿色低碳转型是实现碳达峰碳中和的关键。中国立足基本国情和发展阶段，在保障能源安全的前提下，大力实施可再生能源替代，推进新型能源体系和新型电力系统建设，为实现“双碳”目标提供有力支撑。白皮书强调，气候变化是全人类面临的共同挑战，需要全球广泛参与、共同行动。中国坚定维护多边主义、推动国际合作，以中国理念和实践引领全球气候治理新格局。面向未来，中国愿与国际社会一道，同筑生态文明之基，同走绿色发展之路，携手应对全球气候挑战，守护好绿色地球家园，建设更加清洁、美丽的世界。

来源：中能传媒研究院

<https://mp.weixin.qq.com/s/hB4Ak8VXzSg9IkS70Ay-Yg>

“十五五” 开好局起好步 新年新气象 西部因地制宜促发展

新能源发展提质增效

新年伊始，西部地区紧紧围绕高质量发展核心，依托各自资源禀赋，因地制宜促发展。

积极推动实体经济发展。贵州新一年谋划的重点是“推动经营主体高质量发展”，针对全省 480 多万户经营主体，利用大数据平台为经营主体精准画像，分类施策，并提出政府采购份额 40%投向中小企业、产业基金支持民间投资项目资金占比不低于 50%等一系列务实举措。

甘肃聚焦实施传统产业转型焕新，今年将安排资金 1200 亿元，推进 310 项“智能化、绿色化、融合化”改造重点项目，加快构建现代化产业体系。

新能源发展提质增效。围绕国家清洁能源产业高地建设，青海今年将重点聚力储能新赛道，加快“沙戈荒”外送基地、水风光一体化基地建设，持续发展多元储能技术，打造全球光热中心，加速壮大新能源千亿级产业集群。

在新疆，重点构建以新能源为主体的新型电力系统，加快推进大型风电光伏基地建设，推进“疆电外送”通道建设，强化新能源上下游产业延链补链强链。

内蒙古一开年就出台有力新举措，增强新能源产业发展韧性。6 个“沙戈荒”基地及外送通道加快建设，确保全年新增并网新能源装机 3000 万千瓦、总装机突破 2 亿千瓦；同时，探索实施国家级零碳园区、算力中心等存量负荷绿电替代。

深化区域战略协同联动。重庆今年将迭代实施现代化产业体系建设等“十项行动”，协同四川提速建设智能网联新能源汽车、软件信息服务、食品及农产品加工 3 个新的万亿级产业集群，稳步提升双城经济圈建设发展能级。

宁夏则把促进城乡融合发展作为全年经济工作重点，以区域联动、公共资源优化等为重点，推进实施地下管网更新改造、城乡清洁取暖等一批重大项目。

来源：央视网

https://mp.weixin.qq.com/s/uwT5IyN1Xl_Ojc2rIC3zAg

两部委：建设能源气象服务体系 加强“沙戈荒”基地气象服务

近日，中国气象局 国家能源局印发关于推进能源气象服务体系建设的指导意见。意见提出，到 2027 年，覆盖能源规划选址及供应保障、资源监测预报、防灾减灾、气候生态效应评估、电力市场交易等全场景和短临至月季年尺度无缝隙的一体化能源气象服务体系基本建立，自主可控的风能太阳能专业数值模式和能源电力气象人工智能专业模型业务化运行。国省两级建立有技术平台、有服务产品、有业务流程、有服务对象的能源气象服务业务。到 2030 年，能源气象人工智能专业模型得到深入应用，水风光储等气象服务关键技术达到国际先进水平，高质效气象服务助力实现“碳达峰”阶段目标。

详情如下：

中国气象局 国家能源局关于推进能源气象服务体系建设的指导意见（气发〔2026〕3 号）

各省（自治区、直辖市）气象局、能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，中国气象局各直属单位：

气候变化背景下，能源绿色低碳转型和能源安全与气象工作息息相关。为全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，深入贯彻习近平总书记关于能源工作和气象工作的重要指示精神，贯彻落实党中央、国务院决策部署，中国气象局与国家能源局加强协作，加快构建能源气象服务体系，全面提升能源产供储销全链条气象服务能力，现提出以下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持需求牵引、科学布局，共同构建覆盖能源生产、供给、储运、市场等全场景的气象服务业务，推动能源气象监测预报服务纳入气象和能源基本业务保障体系；坚持统筹推进、突出重点，充分发挥气象在能源领域的生产要素作用，重点保障能源供应和电网运行安全，联合提升水能、风能和太阳能气象服务水平；坚持科技赋能、创新机制，加强人工智能技术研发与应用，加快能源气象交叉融合关键技术攻关，搭建部门、企业、高校院所等协同创新机制，形成高水平能源气象供需适配的新发展格局。

到 2027 年，覆盖能源规划选址及供应保障、资源监测预报、防灾减灾、气候生态效应评估、电力市场交易等全场景和短临至月季年尺度无缝隙的一体化能源气象服务体系基本建立，自主可控的风能太阳能专业数值模式和能源电力气象人工智能专业模型业务化运行。国省两级建立有技术平台、有服务产品、有业务流程、有服务对象的能源气象服务业务。到 2030 年，能源气象人工智能专业模型得到深入应用，水风光储等气象服务关键技术达到国际先进水平，高质效气象服务助力实现“碳达峰”阶段目标。

二、分工布局

建立部门联动、国省协同的能源气象服务体系，联合制定标准规范，推动行业共建共享，发布服务产品，加强重大天气会商和业务指导。中国气象局负责组织能源气象业务整体设计、科技支撑、业务平台建设，开展能源保供、防灾减灾、资源监测预报、功率预报等业务服务，下发业务指导产品，开展产品质量检验评估、新技术遴选和推广应用。国家能源局负责统筹能源领域气象服务需求，将气象纳入能源发展和安全相关规划，指导能源企业做好气象灾害防范和信息获取应用，推动行业数据共享共用，支持能源气象监测预报能力建设和关键技术研发。

在中国气象局和国家能源局的指导下，省级气象部门负责建立覆盖本地区能源重点需求的气象监测预报服务业务，对国家级指导产品进行优化释用，开展能源气象灾害风险监测预报预警服务。省级能源主管部门结合实际提出针对性气象服务需求，联合气象部门开展灾害风险和资源调查评估。市县级气象、能源主管部门根据本地需求，共同开展能源气象服务，推动气象信息在区域能源建设、电网运行中的应用，指导做好能源气象灾害应急响应和区域能源安全。

三、重点任务

（一）构建全链条能源气象业务

任务 1：完成全国风电和光伏发电资源普查

开展气象、能源多源数据融合应用，形成全国 1 公里、1 小时的网格化资源评估数据集，绘制高分辨率风能太阳能资源图谱。开展风光资源禀赋、互补性、稳定性评估及气候变化预估，形成全国风光资源普查成果。运用风电和光伏发电资源普查试点成果，完善资源普查相关工作机制和技术规定，规范行业测风测光技术要求，搭建气象观测多源数据共享平台。

任务 2：优化风能太阳能资源监测评估业务

建立风能太阳能资源动态评估模型，发布月、季、年度风光资源评估报告，优化年景评估公报，制定能源气象监测评估业务流程规范，打造“数据获取—产品生成—产品校验—产品发布”业务流程。基于近地面智能观测、地基遥感垂直观测及卫星遥感反演数据，建立精度高、更新快的风光资源数据库，研发重点区域精细化监测产品。鼓励重点区域观测站点与国家气象观测网络衔接。

任务 3：完善无缝隙风能太阳能资源预报预测业务

改进风光资源智能网格中短期预报产品，建立次季节、季节及以上时间尺度预测业务，提升预报分辨率和时效性，实现重点区域 24 小时 100 米高度风速预报均方根误差小于日最大风速的 15%，总辐射预报均方根误差小于日最大总辐照度的 12%。推动预报产品在能源领域的应用，发展百米级、分钟级风光、温度、降水要素预报快速更新技术，提升 0—4 小时预报能力。省级气象、能源主管部门按需建立风光资源预报预测业务，保障区域新能源消纳。

任务 4：强化风能太阳能发电功率预报业务

组织风光要素订正预报和功率预报优选算法集成，推动功率预报在调度中的应用试点。针对“沙戈荒”新能源基地、分布式光伏、多能互补、海上风电等不同场景，共同提高区域性、场站端功率预报服务水平，24 小时风力、光伏发电功率预报准确率分别达到 87%和 89%。建设国省一体化功率预报平台，研发自主可控的预报模型，优化复杂地形、转折天气下的功率预测技术，持续开展精细化气象服务示范计划。鼓励供发电企业按需参与自主预报模型应用。

任务 5：建立流域水电气象预报预测业务

开展长江中上游、黄河上游、雅鲁藏布江下游、澜沧江等重要水电基地的来水量和发电量月尺度预测，形成面向水电资源开发利用的气候预测能力，服务水电工程平稳运行。基于智能数字预报业务，构建中小流域面雨量监测预报业务，建立流域水文分区降水—径流模型。

任务 6：建立能源气象灾害监测预警业务

开展重点区域气象灾害风险调查评估，强化台风、暴雨、强对流、雷电等气象及次生灾害对能源的影响分析，提升港口液化天然气（LNG）装卸、海上油气平台、煤炭运输等高影响天气预报准确率和预警发布提前时效。研发电力设施气象风险阈值与预报模型，形成全国和重点区域电力设施气象灾害预警“一张图”。围绕对高温、低温等气象敏感的能源需求，加强监测预报预警能力建设，提升短期预警、中长期冬夏季气候趋势预测的质量。

（二）打造全场景能源气象服务

任务 7：加强能源工程气象评估服务

根据需要开展重点工程气候生态影响评估，提升大型风光基地、水电工程、核电基地等对局地气候和生态环境影响的评估能力，推动评估成果在工程建设中的应用，鼓励为能源项目开发企业提供必要的普惠性气象服务。建设气候可行性论证业务系统，完善论证评估技术，结合项目建设需求提供能源工程规划选址、建设和运行全链条气候可行性论证服务。加强雅鲁藏布江下游水电工程等重大能源工程建设气象服务保障。

任务 8：加强“沙戈荒”新能源基地气象服务

开展基地资源禀赋和水风光储互补特性评估，支撑项目选址设计。研发多时间尺度预测产品，支撑基地多能互补高效运行。量化评估气候生态效应，提升基地气象防灾减灾水平。围绕“沙

戈荒”新能源基地规划建设，构建精细化气象服务体系，开展资源评估、多时间尺度预测、气候生态效应监测。

任务 9：加强重要输电通道气象服务

绘制重点输电通道气象风险“一张图”，建立电线覆冰、舞动等灾害风险阈值，开展气象影响预报和风险预警服务，完善省际重要输电线路气象灾害防范协作联动机制。推进气象和电力行业数据共享，构建重要输电通道气象灾害数据库。研发雷电、覆冰等监测预警技术，探索开展人工影响天气作业试验。

任务 10：加强能源调度气象服务

加强风光资源和发电功率预报服务在新能源消纳、并网调度中的应用，及时共享台风、暴雨、寒潮、低温雨雪冰冻、浓雾等高影响天气监测预报预警信息，提升能源系统稳定韧性。研发电力负荷精细化预报、供暖制冷预测、水风光储多能互补出力预测等技术，加强高影响天气监测预警。优化电力、热力、天然气领域调峰策略、燃料储备与管网调度计划，保障能源物资运输安全。

任务 11：探索能源气象服务新场景

开展分布式光伏、分散式风电监测预报和负荷预测，形成虚拟电厂“需求—供应—调度”天气应对解决策略，探索生物质能、地热能、海洋能、氢能等气象服务。研发风光发电气象指数和保险产品，探索天气衍生品应用。建立电力交易气象服务平台，研发新能源出力和电力负荷预测模型。推动虚拟电厂、新能源汽车等气象信息应用，探索新型能源气象服务新场景。

任务 12：提高能源气象服务质量和效益

建立能源气象服务效果反馈机制，联合开展效益评估，针对能源高影响天气过程开展复盘总结。制定能源气象服务产品质量检验规范，开展关键要素预报检验，优化产品质量。

（三）夯实全要素能源气象支撑

任务 13：优化能源气象观测网

开展能源气象观测布局设计，按照统一的规划布局和技术标准，根据需要开展能源行业气象观测设施统筹建设。组织实施台风、沙尘、雷暴大风等气象灾害对电力设施影响的观测试验。在资源禀赋好、波动性大的陆地和海上区域，布局通量梯度观测站、风能资源观测站、全要素辐射观测系统，开展近地面到边界层风和辐射加密观测。开展能源气象观测装备计量系统建设，建立观测数据质量控制方法和实时传输流程，实现数据的自动化采集、传输、存储和汇交。研发新型观测技术，推进电网、新能源行业气象观测设备纳入气象专用技术装备使用许可，相关建设运行统一纳入气象行业管理，保障数据质量可靠。

任务 14：强化能源气象业务数据支撑

建立跨部门数据共享机制，明确数据共享范围、方式、标准规划和安全监管要求，实现气象观测、能源生产运行、项目规划等多源数据汇集、质量保障、集约管理和标准化应用。加强能源气象人工智能高质量数据集建设，支撑能源、气象模型开发、训练和应用。发挥市场资源配置作用，强化能源、气象数据创新融合，拓展数据要素在能源行业的场景应用。

任务 15：发展自主可控风能太阳能专业数值预报模式

基于中尺度数值预报系统模式和下一代数值预报模式，持续改进升级风能太阳能专业数值预报模式，输出中短期、次季节到季节的风能太阳能预报预测产品。鼓励能源企业加强气象预报预测产品应用和应用效果反馈，协助开展模式的适用性评估。

任务 16：加强人工智能等新技术新产品研发应用

研制时空分辨率不低于 1 小时、1 公里的温度、湿度、风、位势高度等大气实况分析产品，形成高精度地表短波辐射、300 米以下三维风场产品。基于“风清”“风顺”等人工智能模型，构建未来 0—60 天无缝隙能源气象预报服务产品。研发区域尺度能源气象人工智能模型，形成 1 公里、逐 15 分钟风光资源预报产品。推动人工智能气象预报技术在能源调度、功率预测中的应用。发展基于“风和”模型的能源气象服务智能体，支持多场景智能化服务。

任务 17：构建集约高效的能源气象业务服务平台

打造覆盖能源产供储销运全链条、水风光火核储全领域的能源气象业务平台，提升平台在能源保供、能源设施安全运行、影响评估等场景的服务能力。构建国省两级支撑、国省市县四级服务的集约化能源气象业务，推动平台与能源调度系统、电力交易平台等互联互通。

任务 18：加强能源气象科技创新和人才队伍建设

气象与能源部门共建能源气象创新平台，集中资源攻关重点技术难题，推动产学研用深度融合。加强人才队伍建设，培养兼具气象和能源专业知识的复合型人才。常态化开展新技术新模式培训，建立跨行业交流合作机制。

任务 19：完善能源气象技术标准体系

强化能源气象标准建设，面向能源生产、运输、消费全生命周期各个环节，制定能源气象监测评估、预报预警、影响评估、数据质控共享等系列标准。推进标准规范在气象和能源行业的应用，开展标准实施效果评估。

任务 20：建立健全能源气象服务机制

深化与发展改革、交通运输等部门的合作，针对重大天气过程、迎峰度夏（冬）和春运等关键期，建立能源供应与安全保障联合会商和协同联动机制。鼓励各地根据需要建立能源气象服务合作平台、基地和团队，强化能源电力高影响天气预报预警，建立重大天气过程的复盘总结机制。

四、保障措施

中国气象局和国家能源局成立联合工作领导小组，组长由两部门分管负责同志担任，中国气象局减灾服务司、国家能源局新能源和可再生能源司共同牵头推进能源气象服务体系建设，探索共建能源气象创新平台。省级气象部门负责建立能源气象服务业务，省级能源部门配合做好相关工作，把能源气象服务放在突出位置，牢固树立“大服务观”，细化工作举措，强化责任落实。结合本地实际将能源气象服务能力建设内容分别纳入“十五五”气象、能源相关发展规划，积极拓展投资渠道，加强能源气象服务基础设施建设和技术研发。加强业务建设、科技人才、项目资金、政策标准等方面支持。加强能源气象服务经验成效总结推广，积极宣传气象服务保障能源安全和绿色低碳转型的典型案例。

来源：中国气象局

<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20260115/1479757.shtml>

储能产业未来发展趋势：2024-2029 年展望

随着全球能源转型和碳减排的加速推进，储能产业正迎来前所未有的发展机遇。2024-2029 年，储能产业将呈现以下发展趋势。

01. 技术创新驱动产业发展

电化学储能技术进步：锂电池、钠离子电池、固态电池等电化学储能技术不断创新，能量密度、循环寿命、安全性能等方面将得到显著提升。特别是固态电池技术，有望为储能产业带来颠覆性变革。

混合储能技术发展：为满足不同应用场景的需求，混合储能技术将得到广泛关注。如锂离子电池与铅酸电池、锂电池与超级电容等组合，可提高系统性能，降低成本。

新型储能技术探索：如液流电池、重力储能、氢储能等新型储能技术，将为储能产业提供更多选择。

02. 产业链逐步完善，产能规模持续扩大

产业链布局优化：随着储能产业的快速发展，产业链布局将更加完善，从上游原材料、电芯制造，到下游系统集成、运营维护，形成完整的产业链生态。

产能规模扩大：为满足市场需求，企业纷纷扩大产能。预计到 2029 年，全球储能电池产能将达到 1000GWh 以上。

国际合作加深：在全球能源互联网的背景下，储能产业国际合作将不断加深，推动技术交流、产业融合和市场竞争。

03. 政策支持与市场机制逐步完善

政策支持力度加大：各国政府将继续加大对储能产业的政策支持，包括补贴、税收优惠、融资支持等，以推动储能产业发展。**市场机制逐步完善：**储能参与电力市场的规则将逐步完善，储能价值得到充分体现。储能调峰、调频、备用等市场空间将进一步扩大。**储能标准体系建设：**为保障储能产品质量和安全性，各国将加强储能标准体系建设，推动储能技术规范化 and 标准化。

04. 应用场景不断拓展

电力系统储能应用：储能将在电力系统中发挥越来越重要的作用，包括调峰、调频、备用、黑启动等功能，提高电力系统运行效率和稳定性。

分布式储能应用：随着分布式能源的发展，储能将在家庭、工商业、微网等场景得到广泛应用，实现电力自发自用、峰谷电价套利等。

新能源+储能应用：风能、太阳能等新能源发电与储能的结合，将有效缓解新能源波动性和间歇性问题，提高新能源发电的利用效率。

移动储能应用：移动储能将在应急电源、充电桩、移动通信等领域得到广泛应用，满足多样化能源需求。

总之，2024-2029 年，储能产业将迎来黄金发展期。在技术创新、产业链完善、政策支持和市场机制推动下，储能应用场景将不断拓展，为全球能源转型和碳中和目标实现提供有力支撑。

来源：华若汀电能先锋

<https://mp.weixin.qq.com/s/bOnPEPWGWR8PZKGxRKE4YQ>

新型能源体系下 西北—西南跨区互济的战略意义

随着新型能源体系建设的推进，跨区域多能互补不仅是电力电量互济，更是提升国家能源体系整体韧性、效率和安全性的战略选择。

当前，我国新型能源体系建设已进入系统性推进、深层次融合的攻坚阶段，跨区域多能互补不仅是电力电量互济，更是提升国家能源体系整体韧性、效率和安全性的战略选择。

区域互补：国家战略与资源禀赋的共同指向

西北与西南地区在国家战略定位和能源资源禀赋上具有鲜明的互补性，这为跨区域协同奠定了坚实基础。

从战略定位来看，我国西北地区承担着维护边疆安全、保障资源供应、承接产业转移和筑牢生态屏障等多重使命；西南地区则呈现差异化布局，其中成渝地区双城经济圈着力打造“具有全国影响力的重要经济中心、科技创新中心”，西藏自治区作为重要的国家安全与生态安全屏障，致力于加快建设国家清洁能源基地。两大区域在国家经济社会发展布局中的差异性与互补性，成为多能互补的前提。

能源资源禀赋是区域电力发展的基础。西北地区煤炭保有储量约占全国一半，其中，陕西、新疆、宁夏是国家大型煤炭和煤电基地的核心承载区；西北地区太阳能资源技术可开发量全国最高，风能资源丰富，大型“沙戈荒”新能源基地主要布局于此。西南地区水能资源可开发量居全国首位，拥有全国约七成水电资源，如雅砻江、金沙江、大渡河等。这种“西北富煤富风光、西南富水”的能源格局，形成了天然的协同条件。

两大区域电力装机与发电结构差异明显，互补需求迫切。西北地区风光资源富集，但本地负荷相对有限，且系统伴随着高比例新能源接入，面临有效容量不足、连续多日无风无光、调节资源紧张等保供与消纳的压力。西南地区水电调节能力突出，但季节性、年际波动大，在来水偏枯年份或负荷快速增长期，面临电力电量“双缺”风险。推动西北与西南多能互补，要通过跨时空尺度的资源优化配置，实现 $1+1>2$ 的系统性增益：既可将西北的电送到西南缓解季节性缺电，也可利用西南水电的调节能力为西北新能源提供跨日、跨周乃至跨季的调节与备用支撑，显著提升两大区域乃至整个“西电东送”通道的可靠性与经济性。

产业协同：能源价值转化的根本路径

西北—西南多能互补应超越单一能源视角，构建“能源赋能产业、产业消纳能源、区域协同共进”的良性循环。具体而言，应以绿电优势和系统调节能力共同驱动，主动承接产业转移，培育西部绿色增长极。

西北地区丰富低价的绿电与西南地区较好的系统调节能力相结合，构成吸引产业转移的独特竞争优势，为承接东中部地区高载能产业以及大数据中心、绿色制氢、高端装备制造等战略性新兴产业提供了良好的落地条件。而推动“产业西移、西电西用”，既能促进西部风光电力本地消纳、减轻外送压力，更能依托绿色能源的稳定供应，在西部培育和壮大特色鲜明的绿色低碳产业集群，将资源优势转化为产业优势和经济优势。

技术支撑：可行性的关键保障

要实现西北—西南多能互补，关键在于构建技术支撑体系，这主要包含以下三个要点。

一是面向保供的长时储能与灵活调节技术。需配置跨日、跨周乃至跨季储能以应对极端气候条件（如西北多日无风无光、西南汛期反枯等）。除西北地区战略储备煤电和抽水蓄能外，应积极探索水电扩机改造、混合式抽蓄改造，在发挥常规水电功能的同时，兼具抽水蓄能的快

速调节与储能能力。此外，需深入研究天然气发电作为调节性电源和战略储备电源的开发时序、布局规模与运行模式，发挥其快速启停、低碳高效的优势，构建多元化、高可靠性的灵活调节资源体系。

二是气象依赖型电源的精准预测与协同控制技术。为提升气象依赖型电源“可观可测可控”水平，需研发高精度、长周期、区域耦合的水风光一体化功率预测模型，不仅要提高单个站点预测精度，更要掌握大范围可再生能源在时间和空间上的关联特性和变化规律。针对西南大型梯级水电站群与西北千万千瓦级风光基地，发展水风光一体化协同控制与优化运行，从目前根据预测结果被动调整运行方式转向综合考虑多能源特性、电网约束和市场信号，主动优化各类电源出力计划与储能充放电策略，从而平抑水风光出力波动，提升西北—西南互补系统的可靠性与经济性。

三是支撑大规模能量交互的柔性互联与调度技术。随着疆电送川渝等新增规划输电通道的落地实施，西北、西南具备了规模化互联的基础。要集中攻关柔性直流输电、直流电网组网、构网型变流器等关键前沿技术，增强电力系统对西北地区高比例、波动性可再生能源的接纳与输送能力，有效提升系统在遭遇故障时的电压支撑强度和频率稳定裕度，保障大容量、远距离电力输送的可靠性与经济性。

全要素协同：系统优化的必然要求

实现西北—西南多能互补，要深化“源网荷储碳数智治链”全要素协同的理念共识，需坚持系统观念，做到多能源品种、多环节、跨区域、跨行业协同，推动技术、数据、市场、资本、政策等要素的深度融合创新。应协同两区域新能源利用率目标、生态补偿等政策，推动省间现货市场的常态化运行，让多能互补资源在更大范围内自由流动、优化配置。

西北—西南多能互补是一项复杂的系统工程，需以更大的格局打破地域界限，以更活的思维创新体制机制，以更实的举措推动技术落地。其最终目标不仅是要解决两个区域的能源电力问题，更要为构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统和建设能源强国提供重要支撑。

来源：能源评论

<https://news.bjx.com.cn/html/20260120/1480359.shtml>

让电力市场机制成为能源转型的“引路蜂”

党的二十届四中全会通过的《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》明确提出，“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，着力构建新型电力系统，建设能源强国”。这一战略部署为“十五五”时期电力市场发展指明了方向。面对“到 2035 年建成清洁低碳、安全高效的新型能源体系”的宏伟目标，电力市场机制作为资源配置的重要工具，肩负着关键的历史使命，成为推动能源转型和实现高质量发展的重要手段。相关政策部署是基于对我国能源发展阶段的深刻把握所作出的战略抉择，体现了党中央对能源转型规律的深刻认识和对市场机制作用的科学定位。

与此相衔接，国家发展改革委与国家能源局于 11 月 10 日出台的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号，以下简称“1360 号文”），以及今年早些时候成型的全国统一电力市场体系“1+6”基础规则框架等配套制度，已共同构成了系统完备、相互支撑的政策组合，为电力市场化改革与新能源消纳提供了清晰的实施路径与规则依据。

电力市场机制是当下强有力的制度工具

我国能源转型政策体系的底层逻辑符合市场经济运行规律。其一，价格理论的核心观点是价格信号能够引导资源配置，但前提是价格必须准确反映供需关系和成本变化。1360 号文提出的“适应新能源出力波动特点，缩短中长期交易周期”正是针对新能源边际成本接近于零、但系统平衡成本较高的特性，通过缩短交易周期让价格信号更准确地反映实时供需变化，让价格更好地反映新能源的实际可用性和系统平衡成本，从而引导市场主体合理安排发电计划和用电行为。其二，系统论强调整体优化而非局部最优，“统筹‘沙戈荒’新能源基地外送与就地消纳”正是应用了这一原理，通过建立送受电两端责任体系，统筹考虑送电端资源开发、输电通道能力、受电端消纳能力等多个因素，寻求整体最优解而非局部最优解。其三，激励相容原理要求政策目标与市场主体利益相一致，“建立送受端落实国家战略责任体系”正是将抽象的能源转型目标转化为具体的可再生能源消纳责任权重，让受电端地区有动力消纳新能源，送电端地区有约束合理开发。总之，当前电力市场体系的设计原则是基于对我国电力系统特性、新能源发展规律、市场主体行为特征的深刻把握，是对市场经济发展规律的创造性运用。

不可忽视的是，电力市场机制作为一种资源配置工具，其有效性存在天然边界，需要在技术经济约束下合理界定政府与市场的职能分工。新能源边际成本虽接近于零，但其系统平衡成本显

著偏高。若市场价格信号不能同步反映电力稀缺程度与辅助服务需求，容易导致容量投资不足与调峰资源的结构性短缺。同时，新能源出力的间歇性与输电阻塞相互叠加，可能在局部节点形成市场势力，扭曲价格信号。此外，系统可靠性、碳排放等外部性成本难以完全通过市场内部消化，需政府借助容量补偿、碳定价等手段进行补充调节。

因此，政府对电力市场的调控，应聚焦于安全约束、外部性与公平竞争三类市场失灵场景。在安全约束方面，极端天气或连锁故障导致电力现货价格剧烈波动且无法出清时，需通过容量市场、应急调度与技术规范设定运行底线；在外部性方面，碳排放与调频调压辅助服务价值未被充分定价时，需通过碳市场、绿证交易与辅助服务市场并行，将外部成本转化为可交易价格信号；在公平竞争方面，跨省跨区输电通道或调度权集中带来市场势力时，需通过输电价格监管、开放接入与信息披露规则维护竞争秩序。上述边界划分以技术可行性与经济效率为准绳，既避免政府越位扭曲价格，也防止市场缺位引发系统风险。

新形势下电力市场机制的四个关键接口

构建支撑新能源发展的电力市场机制，关键在于厘清价格信号、市场结构、制度安排与治理机制四个技术-经济接口。

价格信号应同步反映电能量稀缺度与系统平衡成本，通过多品种交易的设计与运作，形成时空差异化的价格序列，为新能源投资与运行提供清晰可预期的收益曲线。市场结构需统筹准入门槛与市场集中度的双重约束，既要放宽分布式能源、储能、虚拟电厂等新型主体参与市场的条件，也要通过输电权分配与信息披露机制抑制局部市场势力，保障竞争公平。制度安排应覆盖交易品种、交易周期与交易方式的全谱系，以“1+6”电力市场基础规则体系为支撑，推动跨省跨区与省内市场规则衔接统一，有效降低制度性交易成本。治理机制须嵌入实时监测、风险预警与动态校正功能，依托数字化调度系统对网络阻塞、系统惯量与调峰资源等进行在线评估，防止市场失灵演化为系统运行风险。

上述四个要素相互耦合、动态互动，共同构成一个具备自我纠错与持续演化能力的市场生态，而非静态化的制度拼盘。

按照 1360 号文的要求，构建统一电力市场体系需要统筹兼顾、分类施策。

交易机制方面，要建立适应新能源波动性的中长期交易机制，完善现货市场功能，健全辅助服务市场，让各类交易都有章可循。具体来说，中长期交易要建立多年期交易机制，为新能源投资提供更加稳定的收益预期；建立灵活的月度、周度交易机制，适应新能源出力预测精度随时间缩短而提高的特点。现货交易要建立更加精细的日内交易机制，时间粒度要细化到 15 分钟甚至更短，准确反映新能源出力的实时变化；建立实时平衡机制，通过价格信号引导市场主体参与系统平衡。辅助服务交易要建立完善的调频、备用、爬坡、惯量等交易品种，通过市场化方式获取系统所需的调节资源；要建立容量补偿机制，保障系统有足够的发电容量和调节能力。

价格机制方面，要建立反映供需关系的价格形成机制，完善容量补偿机制，建立绿色价值实现机制，形成科学合理的价格体系。具体来说，要完善分时电价机制，通过价格信号引导用户错峰用电，提高新能源消纳能力；建立容量电价机制，保障系统有足够的发电容量和调节能力；建立绿色电价机制，体现新能源的环境价值，促进新能源发展。

市场规则方面，针对“沙戈荒”新能源大基地、水风光一体化、海上风电、分布式新能源等不同模式，制定差异化交易规则，增强市场包容性和适应性。具体来说，对“沙戈荒”新能源大基地，要建立跨省跨区交易机制，通过多年期购电协议稳定消纳预期；对水风光一体化基地，要建立多能互补的交易机制，通过联合优化调度提高整体效率；对海上风电，要建立就近消纳机制，通过分布式交易降低输送成本；对分布式新能源，要建立聚合参与机制，通过虚拟电厂提高市场竞争力。

技术支撑方面，要加快数字化技术应用，提升市场运营效率和监管能力。具体来说，要建立统一的市场交易平台，实现各类交易信息的集中发布和交易撮合；完善市场监测系统，实时监测市场运行状况，及时发现和处理异常情况；加强市场信息披露，提高市场透明度，让市场主体能够及时获取市场信息，作出合理的交易决策。

电力市场机制应形成“以点带面”的进化路径

市场建设是一个涉及多主体、多时间尺度的复杂演化过程。政策与规则调整将通过“价格-运行-投资”传导链路产生二次反馈，因此需在技术可行的范围内寻求渐进式、收敛性的发展路径。随着全国统一电力市场初步建成，可在现有“试点-推广”模式的基础上，进一步深化形成“试点-评估-校正”的常态化循环机制，为后续规则优化与升级提供量化依据。

随着电力体制改革持续深化，电力市场机制将与政府调控有机结合，更好地支撑新能源发展和新型电力系统建设。这种结合并非简单的职能分工，而是在不同层面形成协同效应。战略规划

层面，政府负责制定总体发展目标与重大政策，市场通过价格信号引导资源配置；运行调控层面，政府保障系统安全与市场秩序，市场通过竞争机制提升运行效率；技术创新层面，政府支持基础研究与前沿技术开发，市场推动技术应用与产业化发展。

通过合理界定政府与市场的边界，既充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好地发挥政府作用，促使“看得见的手”与“看不见的手”协同发力，形成推动电力系统转型的合力。

技术验证与产业链协作为市场化改革提供了重要的实证基础。特高压交直流混合电网、柔性直流输电、大容量储能电站等成套装备的规模化投运，证明我国已具备大容量远距离输电、毫秒级功率控制与系统惯量补偿等关键工程能力；多个省份现货市场连续稳定结算运行，也表明数字化调度平台已能支撑实时市场的运行需求。建议下一步以“技术中性”为原则完善市场规则：一方面，对储能、抽水蓄能、燃气机组等不同技术路线设立统一的规模与性能准入标准，避免因技术偏好扭曲市场信号；另一方面，鼓励和引导市场经营主体通过提升集控水平、预测精度和交易能力，实现高质量发展。通过将工程参数转化为市场参数，可在不依赖额外补贴的情况下，推动产业链资源向系统真正需要的环节优化配置，从而实现技术成熟度与市场竞争力的同步提升。

电力市场机制建设是一项复杂的系统工程，需要在实践中持续探索政府与市场的最佳结合点。关键是要秉持实事求是的态度，既要避免陷入“市场万能论”的盲目乐观，也要防止因政府过度干预而陷入僵化保守，在实践中逐步确立最适合我国国情的制度模式。

只有让市场机制在有效边界内充分释放活力，同时更好地发挥政府作用，电力市场才能真正成为推动能源转型的重要工具，为构建现代能源体系、实现高质量发展提供坚实的制度保障。在这一过程中，必须始终保持战略定力，坚持市场化改革方向不动摇，同时注重制度创新，不断完善市场机制设计，使电力市场在服务国家发展大局中发挥更重要的作用。同时必须明确，市场建设的根本目的不是以“市场”本身为中心，而是把市场机制作为激发全社会活力的制度性工具，服务于新质生产力的形成与壮大。通过价格发现、竞争激励和要素优化流动，市场能够有机整合科技创新、数字化转型、绿色低碳转型及系统灵活调节等关键能力，推动形成以创新为主导、效率与公平相统一的新型生产组织方式。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260119/1480323.shtml>

“两头热、中间虚”？智能体产业链的破局机会在哪？

打造城市智能体、场景智能体、工业智能体……近期一系列政策文件密集落地，让“智能体”成为政策核心关键词。多位专家对记者表示，目前，我国智能体的布局正处于从“技术探索”向“产业落地”加速转型的关键期。随着国家顶层设计与地方实践的双向联动不断深化，智能体规模化应用的障碍正被逐步扫清。

从中央顶层设计到地方真金白银投入，从工业制造到城市治理，智能体正成为推动“人工智能+”行动的核心抓手，成为赋能各行各业转型升级的关键支撑。

近日，在南京人工智能生态街区的“AI·模坊”南京智能体集散中心，一款华夏机器人在打招呼。

政策凸显密集性和系统性

2025 年被业内称为“智能体元年”，我们从模型时代走到 Agent（智能体）时代，人工智能正从“感知”走向“认知”，从“认知”走向“行动”。有企业家认为，2026 年行业将进入企业多智能体时代。

“智能体不是聊天机器人，而是一个能自主理解任务、调用工具、做出决策并执行闭环的数字角色。”谈及如何理解智能体，赛迪顾问人工智能与大数据研究中心分析师白润轩告诉记者，比如，一个采购智能体不仅能读懂“紧急补货”邮件，还能查库存、比价、下单、跟踪物流，并在异常时主动协调。简而言之，智能体就是一个“能自己动脑筋干活”、经验可复制的“数字员工”。

近期，从中央到地方，围绕智能体的政策部署呈现出密集性与系统性。近日召开的全国数据工作会议指出，2026 年的重点工作之一是支持有条件的地区打造城市智能体。

2026 年 1 月 7 日，工业和信息化部、中央网信办、国家发展改革委等八部门联合印发《“人工智能+制造”专项行动实施意见》，明确到 2027 年将培育 1000 个高水平工业智能体、500 个典型应用场景。

2026 年 1 月 13 日，工业和信息化部发布的《推动工业互联网平台高质量发展行动方案（2026—2028 年）》指出，支持平台企业聚焦重点行业高价值场景，加快培育流程自动化助手、智慧巡检数字人、具身智能装备等自决策、自执行、自演进的工业场景智能体。

地方政策响应迅速。2025 年 12 月 29 日，江苏省印发的《江苏省“人工智能+”行动方案》指出，到 2027 年，率先实现人工智能广泛深度融合，新一代智能终端、智能体等应用普及率 70%以上，产业规模快速增长。

2026 年 1 月 4 日，在 2026 全国智能体开发者大会暨江苏省常州市“人工智能+”工作推进会上，常州拿出了“真金白银”的投入：设立总规模 50 亿元、首期 10 亿元的人工智能专项基金，重点投向智能体开发、大模型研发、AI 场景应用等领域。

政策加码，瞄准的是产业痛点。白润轩告诉记者，中国制造业和服务业正面临“有系统、缺智能；有人力、缺认知”的瓶颈。传统数字化解决了流程自动化，但大量高价值决策仍靠人。智能体是打通“数据—决策—执行”最后一公里的关键载体，也是实现“人工智能+”从技术演示走向产业赋能的核心抓手。政策推动其发展，本质是以智能体为切口，重构生产力组织方式。

“推动工业智能体，是一场关于生产力逻辑的深刻变革，让 AI 成为实现新质生产力和新型工业化的关键变量。”机械工业信息研究院研究员贺疆濤对记者表示，从行业发展来看，AI 已经从追求大模型的“理论突破”转向 AI 赋能 AI 应用，也就是能带来经济效益的工程化落地。从产业端看，中国作为制造业大国，拥有全球最庞大且高度复杂的工业体量，这意味着哪怕是个百分点的效率、良率、能耗改善，都可能在宏观层面放大成巨大的增长与竞争力差异。

撬动传统系统智能化改造市场

从技术突破到产业落地，智能体正从“概念想象”走进实际应用场景，成为推动人工智能规模化落地的核心力量。

北京智源人工智能研究院发布的年度报告《2026 十大 AI 技术趋势》中，“多智能体系统决定应用上限，Agent 时代的‘TCP/IP’初具雏形”成为 2026 年十大 AI 热门技术之一。该《报告》认为，多智能体系统将突破单体智能天花板，在科研、工业等复杂 workflows 中成为关键基础设施。

从全球市场来看，不同的机构分析都指向智能体产业正从数十亿美元向数百亿美元快速扩张。权威机构 Gartner 的预测显示，聚焦自主智能能力的细分市场将在 2028 年达到 285 亿美元，较 2024 年实现 5 倍增长，反映出产业从“辅助型工具”向“自主型实体”的转型加速。

中国 AI 智能体市场虽起步略晚，但从整体人工智能市场基数看，背靠庞大的产业基础与旺盛的应用需求，细分赛道增长势能十分强劲。IDC 数据显示，2026 年中国人工智能整体市场规模将

突破 260 亿美元，而 AI 智能体作为核心细分领域，2024 年市场规模已达 28.73 亿元，预计 2030 年将接近 300 亿元。另据工业和信息化部统计数据，2025 年 1~11 月，人工智能核心产业超万亿元，其产业引领作用明显。

根据赛迪顾问的测算，2025 年，中国智能体市场规模达 78.4 亿元，预计 2026 年达 135.3 亿元，增速超 70%。制造、能源、金融、政务四大领域占比超 70%。

“智能体将撬动传统系统智能化改造市场，不是替代 ERP（企业资源计划）或 MES（制造执行系统），而是让它们‘活’起来。”白润轩表示。

阿里研究院院长袁媛认为，“十五五”时期，社会不会再只谈论技术参数，而是会实实在在地见证质变的发生：一是智能硬件的广泛升级和规模应用；二是无处不在的 AI Agent 开始从概念想象，成为生产力单位和私人助理。

产业机会锚定垂直领域“智能体工厂”

近日出台的《“人工智能+制造”专项行动实施意见》指出，要打造智能体新业态。研制开放协同的智能体协议和接口，提升智能体互联互通互操作效率。加速智能体规模化、商业化进程。

在工业智能体加速落地的进程中，产业链布局的完整性与合理性直接决定产业发展质量。贺疆瀚认为，目前我国已初步形成“底座—平台—场景”梯度布局。具体来说，上游以算力、工业互联网网络、高质量数据集为底座。中游以通用或行业大模型与开发平台、工具为核心。下游则聚焦行业应用，端侧智能体已成为新增长点。

然而，在产业链梯度成型的同时，行业发展的结构性短板也逐渐显现。“当前智能体产业链呈现出‘两头热、中间虚’的格局。”白润轩指出，上游大模型和芯片受资本追捧，下游场景需求旺盛，但中游缺乏能将行业知识转化为可靠智能体的工程化平台和复合型服务商。

在贺疆瀚看来，智能体产业快速发展的同时，产业链上下游仍面临一些“卡脖子”的问题和挑战。以工业场景为例，工业数据质量与可用性仍是最常见瓶颈，高端研发设计类工业软件与核心内核仍是短板。同时，智能体关键能力仍在早期，缺乏真正的自主规划和决策能力。高价值场景挖掘与规模化复制仍不足。

面对产业链的结构性矛盾，智能体的落地应用需要寻找新的突破口。白润轩认为，地方和企业布局智能体时，不应只盯着热门赛道。虽然金融、医疗、高端制造常被提及，但物流调度中心、县域政务大厅、中小型工厂车间、电力巡检一线等“低关注度、高痛点”领域，反而对智能体需求最迫切。

深究背后原因，白润轩表示，这些场景普遍存在人力断层、标准化缺失、容错空间小三大特征，传统人工模式或简单数字化方案难以有效破解痛点。正是这些场景的刚性需求，催生了全新的产业机会——这一机会并不在竞争激烈的通用大模型层，而在于垂直领域的“智能体工厂”，即能够提供从行业知识注入、行为模拟训练到合规审计的一站式构建能力的平台与服务商。

来源：北京发展改革报社

https://mp.weixin.qq.com/s/EeJ7duNzmB_2GMIUrU1vZA

从“价格战”到“价值战”，何种光伏技术能突出重围？

2025 年光伏全面入市，电站收益直接挂钩市场竞争，加之“反内卷”深入推进，光伏行业竞争从依赖产能的“价格战”，转向度电成本最优的“价值战”。

技术深度与产品可靠性，已然成为衡量企业竞争力的核心标尺。当前行业正站在技术变革的关键十字路口，全面开启从 P 型向 N 型电池的迭代浪潮，其中 TOPCon、BC、HJT 三大技术路线构成了 N 型时代的核心竞争格局。面对实时电价波动、收益预期重构的行业挑战，投资商比以往任何时候都更重视高效组件。技术路线的选择堪称“生死抉择”，选对了，有望凭借效率优势一举占据市场高地；选错了，轻则错失发展机遇，重则直接淘汰出局。

值得注意的是，当前 N 型技术路线的竞争，并非简单的“非此即彼”替代关系，而是围绕不同应用场景的“适配性博弈”。从沙漠戈壁的炎炎烈日、风沙侵袭，到沿海地区的海水盐雾腐蚀、高湿高盐环境，这些极端复杂的场景对光伏技术的耐候性、长期可靠性提出了严苛考验，也让“场景适配能力”成为技术竞争力的关键加分项。

这一趋势在集中式光伏市场已出现明显体现，以华能、华电、国家电投、大唐等为首的央企巨头，在组件招标中陆续为 N 型 BC 技术设立独立标段。据不完全统计，目前仅“BC”“N 型 BC”标段的大型集采规模已超过 10GW。

集中式电站面临四大挑战

在各地加快推进“双碳”目标落地与产业结构升级的进程中，集中式光伏电站的布局正朝着更广阔且更复杂的自然环境延伸，与之相伴的是，电站建设与运营难度的指数级攀升，具体挑战体现在四个方面：

一是土地资源约束趋紧。优质光伏场址日益稀缺，电站选址不断向沙漠、戈壁、荒漠等边缘地带延伸，用地成本持续攀升，如何在有限土地内实现发电收益最大化，已成为行业亟待破解的核心课题。

二是电网消纳压力凸显。我国风光资源富集区与电力负荷中心呈逆向分布格局，西北部集中式光伏电站距离东部负荷中心较远，长距离输电产生的电能损耗，叠加电网系统的承载上限约束，进一步加剧了电力消纳的难度。

三是极端环境考验加剧。从塔克拉玛干沙漠的酷暑风沙，到沿海地区的盐雾腐蚀，从高原地带的强紫外线照射，到北方区域的极寒低温，多样化的极端自然环境，对光伏组件的耐候性能与长期运行可靠性提出了更高要求。

四是运维可达性存在难题。集中式光伏电站普遍选址偏远，导致项目现场的可达性较差，管理人员现场巡检的周期拉长、频次降低，远程监管模式逐渐成为常态。而光伏组件长期运行的稳定性与故障发生率，直接关乎电站全生命周期的经济效益。

这些痛点，恰恰是低价同质化竞争无法解决的深层次问题。而这些难题的破解路径，共同指向一个核心诉求，集中式电站需要的不是参数表上最高的“单项冠军”，而是在复杂现实工况下，全生命周期发电量最大、系统可靠性最高、综合收益最优的“全能战士”。

以技术性能回应现实挑战

面对上述系统性挑战，深耕 BC 技术近十年的爱旭股份，凭借旗下 ABC 组件的多项核心技术优势，在央企集采中屡屡中标，为复杂工况下的光伏电站项目，量身打造了一套以高性能破局高难度的系统性解决方案。

光电转换效率，是爱旭 ABC 组件的核心竞争力。锚定光伏“第一性原理”，爱旭 ABC 组件正面转换效率领先行业。通过中国计量科学研究院光伏检测中心最新检测，爱旭恒星

ABC2382x1134 版型组件正面功率最高可达 660W，双面率达到 80%+。这意味着，在同样面积的土地上，可以安装更高的装机容量，发出更多电力。尤其是在土地成本高昂或可用面积受限的场景，高效率带来的功率密度优势，直接转化为更高的土地利用率和项目内部收益率（IRR）。

在追求极致高效的同时，爱旭 ABC 通过多种独特功能特性保障运行可靠性，应对极端环境挑战。爱旭 ABC 组件采用铜互联和单面焊接等技术，消除了传统银浆烧结和双面焊接易受力不均匀的隐患，抗隐裂能力大幅提升，能有效抵御风沙、冰雹等机械冲击，其优异的温度系数，使得在沙漠等高温环境下功率衰减远低于常规组件，保障了在酷暑中的稳定出力。针对水面、沿海等高湿高盐雾场景，组件采用高阻水封装材料与抗腐蚀工艺，确保了在严苛气候下的长期耐候性，大幅降低了因环境导致的性能衰退风险。

高效率与高安全结合，使爱旭 ABC 组件的长期运维收益得到保障。一方面，运维的核心在于“少维护、高稳定”。ABC 组件卓越的抗隐裂与低衰减率特性，从源头减少了因隐性故障导致的发电损失和现场排查需求。其更优的阴影发电优化能力，意味着在面对遮挡、杂物覆盖等情况时，能保持更好的发电表现，降低了对电站选址和日常清洁频率的要求，提升了系统的容错性和运维友好度；另一方面，集中式光伏电站远离负荷中心，其发电稳定性与可预测性直接关系到电网消纳效率。爱旭 ABC 组件多项功能特性共同组合，让集中式光伏电站的发电输出更稳定可靠，降低电网调节的难度和成本，可以提升集中式场景下远距离输电的经济性和安全性。

场景化价值的具象化

实验室理论性能的价值，最终要在实际应用中接受检验。爱旭 ABC 组件的优势，正源于其技术特性与集中式电站核心需求的深度匹配，能为不同集中式场景提供定制化的高价值解决方案。

在沙戈荒基地：以高坚固性破解气候约束

日前，爱旭中标三峡南疆塔克拉玛干沙漠实证基地项目 N 型 BC 标段，中标容量 2.1MWp。该基地环境堪称极限，风沙频繁、极度干旱，昼夜温差巨大，地表盐碱化严重，耐磨、抗腐蚀、抗隐裂等特性以及在极度温差下发电的稳定性，成为电站选择组件的“刚需”标准。在此背景下，爱旭 ABC 组件直接展示出精准的场景适应力，凭借更优的温度系数，在极端高温下保持更高功率输出，直接提升夏季发电收益；通过强化的机械载荷与耐候性设计，有效抵御频繁的风沙冲击与盐碱腐蚀，维持全生命周期内更平稳的衰减曲线与运行可靠性。作为该实证基地的核心验证技术之一，爱旭 ABC 正承担起探索沙漠光伏治沙新模式的重要使命。

水面场景：以高可靠性应对运维难题

为破解光伏用地瓶颈，海上光伏已成为集中式场景拓展的重要突破口，但海上光伏发展面临高投资、严环境、难运维三大核心挑战。爱旭 ABC 组件凭借其技术体系，为此提供了系统性的价值解决方案：高转换效率直接提升单位面积功率，有效摊薄桩基、电缆等 BOS 成本，实证显示可节省约 0.18 元/W。依托更优的温度系数与抗衰减性能，保障高湿高热环境下的稳定发电，烟台海光项目实证发电量增益超 5%。通过高阻水封装、铜互联抗隐裂及全面防腐设计，构建起抵御盐雾、风浪的可靠屏障，显著降低长期运维风险。在追求全生命周期效益的海上光伏场景中，ABC 组件已成为历经检验的优选方案。

沙漠与海洋的严苛实证，对 ABC 组件而言，不仅仅是发电性能的测试场，更是其在极端环境下长期可靠性的“试金石”，最终体现为全生命周期内更具竞争力的度电成本。这份来自极限环境的“成绩单”，正是爱旭 ABC 组件赢得更广泛集中式市场信任的价值“通行证”。

破除“双面率至上”论调 创造场景化价值

在“双面率”成为行业焦点竞赛的参数时，爱旭并未随波逐流，始终遵循光伏的“第一性原理”——最大化光电转换效率。ABC 组件以极高的正面功率为基石，即使因 BC 正面无栅线、金属接触全部移至背面的结构导致双面率降低，但由于背面发电在实际运行中贡献有限，高正面功率使其综合发电能力依然保持领先。更重要的是，爱旭通过持续工艺迭代，已将 ABC 双面率提升至 80% 以上，这一关键指标已进入行业第一梯队。这充分体现了其“以客户为中心，创造场景化价值”的理念，当客户基于高反射地面场景提出高双面率需求时，爱旭能提供达标产品；当客户追求在有限面积内最大化装机容量和发电量时，ABC 的高正面功率优势则成为更优选择。这种能力，正是摆脱同质化参数竞争、真正满足客户差异化需求的场景化价值体现。

从特定的极限场景出发，走向普遍的集中式应用，爱旭 ABC 组件正将其技术优势，转化为对全球多样光伏场景的深度赋能。

来源：电联新媒

https://mp.weixin.qq.com/s/vgDYf1nKJGM_zZU6cqU2PQ

工信部等五部门：建设零碳工厂 大力发展绿色微电网与氢氨醇项目

2026 年 1 月 19 日，工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部、国务院国资委、国家能源局等五部门联合印发《关于开展零碳工厂建设工作的指导意见》（工信部联节〔2026〕13 号，以下简称《指导意见》）。

《指导意见》包括总体要求、主要目标、建设路径、工作要求四部分。总体要求提出，以全产业链提质增效升级和绿色低碳转型为主线，坚持因业施策、创新引领、稳妥有序，强化政策牵引、标准供给和市场驱动，加快绿色能源与现代制造深度融合，加快科技创新与产业创新深度融合，加快绿色化与智能化深度融合，推动工业企业生产技术变革和生产方式优化重构，大幅降低碳排放，做强绿色制造业，发展绿色生产力，构筑产业高质量发展新优势。

主要目标实施分阶段梯度培育：

2026 年起，遴选一批零碳工厂，做好标杆引领；

到 2027 年，在汽车、锂电池、光伏、电子电器、轻工、机械、算力设施等行业领域，培育建设一批零碳工厂，初步构建涵盖能源供应、技术研发、标准制定、金融支持等的零碳工厂建设产业生态，有效适应国际贸易规则，增强产业低碳竞争优势；

到 2030 年，将零碳工厂建设逐步拓展至钢铁、有色金属、石化化工、建材、纺织等行业领域，探索传统高载能产业脱碳新路径，推广零碳工厂设计、融资、改造、管理等综合服务模式和系统解决方案，大幅提升产品全生命周期和全产业链管理能力，实现工厂碳排放的稳步下降。

建设路径包括：

1. 健全碳排放核算管理体系，实现科学算碳；

2. 加快用能结构绿色低碳转型，实现源头减碳。在保障能源电力安全供应的前提下，鼓励工厂实现零碳电力、热力、氢能和燃料供应，因地制宜开发利用分布式光伏、分散式风电、生物质发电等，探索开展绿电直连，提高可再生能源使用比例。鼓励有条件的工厂建设工业绿色微电网，一体化应用光伏、风电、余热回收以及新型储能、高效热泵等，实现多能高效互补利用。积极发展绿色氢氨醇等一体化项目，推进工业副产氢、可再生能源制氢等清洁低碳氢应用；

3. 大幅提升能源利用效率，实现过程脱碳；
4. 开展重点产品碳足迹分析，带动全产业链协同降碳；
5. 提升数字化智能化水平，实现智能控碳；
6. 开展碳抵消和信息披露，实现零碳并持续改进。

工作要求涵盖强化组织实施、完善零碳工厂建设标准体系、推广节能降碳综合服务三个方面。

工业和信息化部节能与综合利用司负责人表示，零碳工厂作为绿色低碳、高质量发展的一种新模式、新形态，强调通过技术创新、结构调整和管理优化等系统减排措施，充分挖掘减排潜力，实现厂区内二氧化碳排放的持续降低。零碳工厂不是绝对的“零”二氧化碳排放，而是在当前技术经济条件下，实现应减尽减并持续改进提升，保持工厂二氧化碳排放最低。

近年来，部分地区已在先行先试、积极探索零碳工厂。天津、上海、江苏、浙江、江西、河南、广东、贵州、陕西等地区通过发布建设指南、评价指标体系等文件，探索开展（近）零碳工厂试点，已发布百余家（近）零碳工厂名单。有关行业协会、机构等依据零碳转型、碳中和等相关国际标准，制定实施零碳工厂评价技术规范、零碳数据中心评价技术规范等 30 余项团体标准，指导本行业领域开展零碳工厂对标建设和评价等工作。

该负责人也指出，零碳工厂是一个新生事物，各方面的认识还有较大差异。建设零碳工厂是一项综合性、系统性工程，涉及能源结构、工艺技术、资金投入、管理服务等多个方面，不同地区、不同行业的具体路径、工作进展和实施难度差别较大。在零碳工厂建设过程中，还面临着评价要求不统一、关键技术有待验证、碳排放统计核算基础薄弱等问题困难，亟需加强方向指引和技术指导，激发企业节能降碳内生动力。

据悉，下一步，工业和信息化部将会同国家发展改革委、生态环境部、国务院国资委、国家能源局等部门做好《指导意见》宣贯实施，加强统筹协调和政策保障，结合行业和地方实际，高质量推进零碳工厂建设，为推动工业绿色低碳转型提供有力支撑

来源：新能源技术与装备

<https://mp.weixin.qq.com/s/gWZZ9kFHjQYOEV0BKgyR3Q>

我国电力系统转型成本预测与优化建议

新能源的高比例接入显著增加了系统调节需求，推动煤电灵活性改造、抽水蓄能、新型储能等调节资源投资快速扩张，导致系统运行费规模持续上升。

研究表明，2030 年我国系统运行费规模预计较 2025 年增长 2~3 倍，到 2040 年终端用电成本上升的约 90% 将由系统运行费驱动。当前我国处于新能源从中等渗透向高渗透过渡的关键阶段，需通过强化电网智能化、实施区域差异化资源配置、深化电力市场改革以及推动新技术规模化应用等措施，有效平衡转型成本与系统安全，促进电力系统可持续转型。

在“双碳”目标驱动下，我国电力系统正经历从传统化石能源主导向新能源为主体的深刻转型，系统运行费作为衡量转型成本的核心指标，其规模与结构变化直接影响终端用电成本与转型进程。本文基于系统运行费视角，结合国内外电力系统调节资源成本疏导经验，分析我国新能源发展对系统调节需求的影响、系统运行费的发展趋势，并预测未来终端用电成本趋势，提出优化成本管控的策略建议。研究表明，2030 年我国系统运行费规模将较 2025 年增长 2~3 倍，2040 年终端用电成本上升的约 90% 由系统运行费驱动；当前我国处于新能源由中等渗透向高渗透过渡阶段，需通过强化电网智能化、差异化配置调节资源、深化市场改革与技术规模化应用，平衡转型成本与系统安全。

能源转型与成本探析

能源结构转型是实现碳达峰碳中和目标的核心路径，而电力系统作为能源消费与转换的核心载体，其转型进程直接决定我国能源革命的成效。近年来，我国新能源装机容量及发电量呈快速增长趋势。截至 2025 年 6 月底，全国风电装机容量达 5.73 亿千瓦（同比增长 22.7%），光伏装机容量达 11 亿千瓦（同比增长 54.1%），两者合计装机 16.73 亿千瓦，占全国总发电装机容量（36.5 亿千瓦）的 45.8%，较 2024 年底的 42.03% 提升 3.77 个百分点。同期，新能源发电量达 1.15 万亿千瓦时（光伏 5591 亿千瓦时、风电 5880 亿千瓦时），同比增长 27.4%，占全社会用电量 23.7%，较 2024 年全年占比提升 5.7 个百分点，新能源已从“补充电源”跃升为“电量增量主体”，具体见表 1。根据规划，2030 年新能源装机规模将突破 30 亿千瓦，2060 年非化石能源消费比重需达到 80% 以上，未来电力系统将面临新能源高比例渗透、电力电子化程度提升、负荷特性复杂化等多重挑战。

表 1 2025 年上半年全国新能源装机及发电情况

	风电	光伏
装机容量(亿千瓦)	5730	11000
同比增速(%)	22.7	54.1
发电量(亿千瓦时)	5880	5591
同比增速(%)	15.6	15.6

注：根据国家能源局及中电联相关数据整理得到。

由于新能源的间歇性、波动性与随机性，需配套煤电灵活性改造、抽水蓄能、新型储能等调节资源来保障系统安全稳定运行，此类资源的投资与运维成本需通过合理机制疏导至终端用户。2023 年，我国在第三监管周期输配电价核定中首次提出“系统运行费”概念，将抽水蓄能容量费、煤电容量费、辅助服务费等纳入独立核算，标志着我国电力系统成本疏导机制进入精细化阶段。当前，学界对电力系统转型成本的研究多聚焦于新能源度电成本或单一调节资源投资，缺乏从“系统运行费”全局视角的整合分析。本文结合国内外实践，系统梳理我国电力系统转型的成本构成与未来趋势，旨在为优化成本疏导机制、推动转型可持续发展提供参考。

新能源发展对电力系统调节资源的需求

新能源高比例接入打破了传统电力系统“源随荷动”的平衡模式，对系统调节能力提出更高要求，具体体现在调节资源需求激增与投资规模扩大两方面。

新能源渗透引发的系统核心挑战

新能源的间歇性与电力电子化特性，给电力系统带来三大核心挑战：一是功率波动加剧供需失衡。风电、光伏出力受自然条件影响显著，日内出力波动幅度可达额定容量的 50% 以上，需调节资源实时平抑波动，避免弃风弃光或出现供电缺口；二是系统稳定支撑能力削弱。新能源发电设备缺乏同步机的旋转惯量，电力电子化设备占比提升导致系统惯量下降，频率、电压调节难度加大；三是负荷特性复杂化。电气化（如电动汽车、电采暖）与分布式能源发展，使负荷呈现“高弹性、高波动、高冲击”特征，进一步增加系统平衡压力。

我国明确构建以“煤电灵活性改造、抽水蓄能、新型储能、调峰气电、需求响应”为核心的调节资源体系。根据国家能源局规划，2030 年全国煤电灵活性改造规模将达 3.5~4 亿千瓦，新增调峰能力 5000~7000 万千瓦；抽水蓄能装机 1.2 亿千瓦，新型储能超 1 亿千瓦，调节资源投资将成为电力系统转型的主要成本来源，具体如表 2 所示。

表 2 全国及南方区域“十五五”系统调节性资源规划目标

类型	全国 2030 年目标	南方区域 2030 年目标
煤电灵活性改造	改造达 3.5 ~ 4 亿千瓦, 新增调峰能力约 5000 ~ 7000 万千瓦	改造 9200 万千瓦, 新增调峰能力约 1000 万千瓦
抽水蓄能	1.2 亿千瓦	新增 2020 万千瓦
新型储能	装机超 10000 万千瓦	2030 年新增 ≥ 1500 万千瓦
调峰气电	新增约 9000 万千瓦	新增约 596 万千瓦
需求响应	可调节负荷占比超 5%	可调节负荷占比超 5%

备注: 全国数据来源于国家能源局和中电联发布数据, 南方区域数据来源于南方电网公司“十五五”电力系统调节能力规划研究

源网荷储全链条投资增长

新能源发展不仅推动调节资源投资，更带动电源、电网、负荷、储能（源网荷储）全链条投资扩张。2024 年，我国电源侧投资达 11687 亿元，同比增长 13.9%，主要投向风光可再生能源与传统能源升级；电网侧投资 7813 亿元，增速 15.3%，首次超过电源投资，重点布局特高压输电、配电网升级与数字化转型；负荷侧投资超 2000 亿元，其中充换电基础设施投资超 500 亿元，同比增长 70%；储能侧投资超 1700 亿元，同比增长 30%，新型储能与抽水蓄能成为投资热点。

全链条投资的快速增长，一方面反映电力系统转型的紧迫性，另一方面也意味着成本疏导压力持续加大。若缺乏合理的成本回收机制，调节资源投资将难以持续，进而制约新能源消纳与系统安全。

国内外电力系统调节资源成本疏导机制对比

调节资源成本的合理疏导是保障电力系统转型的关键，国际上已形成成熟的商业化分摊、输配电价摊销与财政补贴模式，我国则基于自身市场进程构建了以系统运行费为核心的疏导机制，两者既有共性，也存在显著差异。

国际成本疏导机制与特点

全球电力系统成本呈现“新能源发电成本下降、系统运行成本上升”的特征。2018~2023 年，全球光伏发电成本下降 67%至 0.04 美元/千瓦时，陆上风电成本下降 50%至 0.05 美元/千瓦时，而化石燃料发电成本上升 12%至 0.09 美元/千瓦时。尽管新能源发电成本具备优势，但系统调节成

本占比显著高于我国，欧洲、美国、澳大利亚系统调节成本占用户侧电价比分别达 25%、22%、17%，远高于我国当前 5% 的水平。为应对系统运行成本上升压力，国际上形成了三类具有代表性的成本疏导机制：一是市场化分摊模式，即通过现货市场、辅助服务市场和容量市场将调节成本嵌入交易价格，例如美国储能调频服务通过市场竞争获取收益，用户按实际用电需求承担相应成本；二是输配电价摊销模式，以英国为代表，由电网企业统一采购辅助服务，将相关成本纳入输配电价核算，使用户通过年度账单清晰了解调节成本构成；三是财政补贴缓冲模式，欧盟通过税收减免、投资抵扣等方式降低新能源与储能前期投入，避免终端电价短期内大幅波动。

在具体资源成本疏导方面，国际实践呈现出差异化设计特征。抽水蓄能领域，美国和日本将其视为“输配电资产”，成本全额纳入输配电价回收；而英国和欧盟则推动其参与电能量与辅助服务市场，通过“市场收入+电网补偿”双轨制实现成本疏导。新型储能方面，多数国家实行市场化竞争机制，禁止电网企业直接投资建设，通过市场竞争使储能获取收益，相关成本由市场化用户承担。这些差异化安排既体现了各国电力市场发展阶段的特征，也反映了其在能源转型过程中平衡效率与公平的制度考量，为构建适应高比例新能源接入条件下的成本疏导体系提供了重要参考。

我国系统运行费的构成与疏导原则

2023 年，我国首次在电力市场化机制中正式提出“系统运行费”概念，并与输配电价形成明确区分。输配电价对应“电的位移”，体现为电网企业的“过网费”；系统运行费则对应“电的平衡”，旨在解决频率稳定、电压控制等系统层面的运行问题。这一制度设计实现了“输电的钱归输电，调节的钱归调节”，有效避免交叉补贴掩盖真实成本，为灵活性资源提供了清晰的经济激励与收益渠道。根据国家政策，我国系统运行费主要包括三类：一是抽水蓄能容量费，按“一厂一价”方式核定，其全部固定成本由工商业用户分摊，自 2023 年 6 月起执行；二是煤电容量电费，按省区设定容量电价，30%至 50%的固定成本由工商业用户分摊，其余部分通过电能量市场回收，于 2024 年 1 月实施；三是辅助服务费用，在现货市场连续运行地区由发电侧和用户侧共同承担，未连续运行地区则暂由发电侧单独承担，自 2024 年 3 月起执行。

与国际经验相比，我国系统运行费的疏导机制更契合当前电力市场发展阶段。在容量市场尚未完全建立、现货市场处于“试点转正式”过渡期的背景下，我国采用“谁受益、谁分摊”原则，有效防范因市场化程度不足导致的成本转嫁。其中，抽水蓄能提供的系统调节服务惠及全体用户，因此其成本由用户全额分摊；煤电兼具基荷供电与调节功能，故采取“容量+电量”双轨制成本回收

方式，兼顾固定成本补偿与市场化激励。需要指出的是，当前在地方层面存在系统运行费构成差异，如江苏省将上网环节线损代理采购损益、电价交叉补贴新增损益等十项费用纳入系统运行费，而广东省仅保留国家规定的三类费用。系统运行费构成可能引发区域间成本分摊不公，未来需从国家层面进一步统一规范费用构成与分摊原则。

我国系统运行费发展趋势与终端用电成本预测

系统运行费的规模扩张与结构变化，是判断电力系统转型成本趋势的核心依据。当前我国系统运行费呈现“波动上升、区域分化”特征，未来将成为终端用电成本上升的主导因素。

当前系统运行费结构特征

一是占比波动上升。2023 年 6 月，全国系统运行费为 9 厘/千瓦时，2025 年 3 月，升至 4 分/千瓦时，一年半内占比提升 8.3 个百分点。季节性波动显著，冬季枯水期居民农业购电价提高，叠加煤电容量电价执行，系统运行费快速上升；春秋风光出力高峰时，峰谷电价损益增加，进一步推高费用。

二是“购电成本+系统运行费”整体平稳。尽管系统运行费上升，但购电成本同步下降（煤电交易价格走低与新能源全面市场化），两者形成平衡。2023 年下半年以来，全国平均“购电电价+系统运行费”稳定在 0.45 元/千瓦时以下，既保障调节成本回收，又避免工商业用户电价上涨，政策时机选择恰当。

三是区域差异显著。东北系统运行费占比最高，因供热期煤电容量电费高、居民和农业交叉补贴多；西南占比最低，丰水期水电出力充足，调节需求低；华东、华北等负荷中心增速最快，受高电力需求与新能源接入成本压力影响；华中、西北 2024 年后占比超 8%，主要因新能源消纳推动调节成本上升；南方区域整体平稳，峰谷损益平滑措施缓解季节波动。

系统运行费未来增长驱动因素

2030 年，我国系统运行费规模将较 2025 年增长 2~3 倍，主要源于四类费用扩张：一是煤电容量费。在电力市场环境下，单纯依靠能量价格难以保障发电固定投资回收，尤其对于利用小时数逐渐下降的煤电机组。当前煤电容量电价仅核定约 30% 固定成本回收比例，若未来向全额成本回收过渡，年容量费用规模将显著超过 3000 亿元；二是抽水蓄能容量费。随着 2024 年底全国约 2 亿千瓦核准在建抽蓄机组陆续投产，其“一厂一价”核定的容量费用预计每年超 800

亿元，体现了抽水蓄能作为系统重要灵活性资源在保障电网平衡中的基础作用；三是辅助服务费。随着高比例新能源接入电力系统，频率稳定、电压控制等辅助服务需求激增。辅助服务市场的健全完善将使原来隐含的成本显性化，未来向用户侧疏导的年费用规模预计突破 1000 亿元，这部分增长直接反映了新能源大规模接入带来的系统平衡成本上升；四是新能源差价合约费用。根据《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》要求，新能源机制电价的差价结算费用正式纳入系统运行费。这种差价合约机制虽在过渡期保障了新能源收益稳定性，但其产生的结算差额将通过系统运行费向用户分摊，从而形成一项持续增长的系统运行费构成部分。

终端用电成本预测

终端用电成本由“发电侧上网电价、输配电价、系统运行费、线损费用、政府性基金及附加”五部分构成。基于当前趋势预测，2040 年终端用电成本较之 2025 年将上升 0.17 元/千瓦时，其中系统运行费上升 0.15 元/千瓦时，占上升总额的 88%，是成本上升的主导因素。

分模块来看，发电侧上网电价短期受新能源成本下降与常规能源成本上升抵消，中长期（2040 年前）呈温和上升趋势；输配电价基本稳定，电网投资年均增速 8%~10%，但用电量每年新增 5000 亿千瓦时，增长可抵消投资成本增幅；线损费用与政府性基金及附加变化微小，对总成本影响可忽略。

从新能源渗透阶段看，我国当前处于中等渗透（15%~50%）向高渗透（50%~80%）过渡阶段：中等渗透阶段新能源成本下降，但系统调节成本增速更快，总成本快速上升；高渗透阶段新能源成为主体电源，电网投资进入高峰期，总成本仍上升但增速放缓；极高渗透阶段（>80%）电网智能化与灵活性资源成本下降，总成本趋稳或回落。总体来看，未来 10~15 年，我国电力系统转型将处于“成本上升期”，需通过政策干预缓解终端用户压力。

优化电力系统转型成本管控的建议

为平衡系统安全与成本控制，需从调节能力提升、资源配置、市场改革与技术应用四方面发力，构建“低成本、高效率、可持续”的转型路径。

强化电网基建与智能化建设

针对新能源富集区，优先布局长时储能项目，同步推进煤电灵活性改造，将调峰深度提升至 50% 以上，降低备用容量需求。在负荷中心加快智能电网升级，部署分布式储能与虚拟电厂，通过“源荷互动”减少对传统调节资源的依赖。例如，南方区域可依托“西电东送”通道，构建跨区域储能调度平台，提升调节资源利用效率。

实施区域差异化资源配置策略

依据能源禀赋分类施策，南方地区依托水电优势，构建“水风光储”联合调度机制，利用水电调峰能力消纳风光出力；东北地区推广“新能源+储热”技术，替代煤电供热，降低冬季调节成本；广东、广西等海上风电集中区，配套建设海上储能平台与智能并网装置，平抑风电波动；华东、华北负荷中心，重点发展需求响应，通过峰谷电价引导用户错峰用电。

深化电力市场机制改革

完善辅助服务市场，将新型储能、虚拟电厂、可调节负荷纳入交易主体，扩大调频、备用等服务品种；健全灵活性资源定价机制，通过“成本加成+市场竞价”结合的方式，确保调节资源合理收益；加快现货市场“试点转正式”，推动用户侧全面参与市场，形成“谁造成波动、谁承担成本”的分摊机制，避免成本过度向发电侧转嫁。

推动新技术规模化应用

借鉴光伏、电动汽车的成本下降经验，加大新型电力技术规模化推广力度：在储能领域，重点突破长时储能（如液流电池、压缩空气储能）技术，降低单位成本；在电网领域，推广数字孪生、自愈控制技术，提升系统运行效率；在需求侧，普及智能电表与负荷管理系统，提高需求响应参与度。通过技术规模化，将转型成本控制在合理范围。

结论

我国电力系统转型正处于关键阶段，新能源高比例渗透推动调节资源投资扩张，系统运行费成为衡量转型成本的核心指标。当前，我国系统运行费呈现“波动上升、区域分化”特征，2030 年规模将较 2025 年增长 2~3 倍，2040 年终端用电成本上升的 88% 由系统运行费驱动。国际经验表明，市场化分摊、输配电价摊销与财政补贴是成本疏导的有效路径，我国需结合自身市场进程，进一步规范系统运行费构成，优化分摊原则。

未来，需通过强化电网智能化、差异化资源配置、深化改革与技术规模化应用等措施，平衡系统安全与成本控制。尽管转型过程中面临成本上升压力，但随着新能源技术成熟、调节资源效率提升与市场机制完善，我国电力系统将逐步进入“低成本转型期”，为“双碳”目标实现提供支撑。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260121/1480719.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 01 期是科技情报研究所编发的第 637 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