



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2026 年第 6 期（总第 642 期） 20260626

• 科技情报研究所 •

目 次

专家观点

复旦大学王飞教授：高能钠电池电解质及界面.....	1
毕亚雄：海上风电高质量基地化发展机遇与挑战.....	5

行业动态

加快新能源非电利用创新布局，助力新型能源体系建设.....	9
英国企业推出钠离子电池户用储能系统！.....	14
“发得越多、亏得越狠”？气电“十五五”如何破局.....	16
虚拟电厂困局：是市场机制欠缺 还是价值本身未至？.....	24
山东：推动绿电直连等政策落地、助力新型电力系统建设.....	28
“电氢协同”体系落地应用.....	29
10 万亿元大市场！“满格电力”托举“国之大者”.....	29
中国水电装机十年增长 40% 水风光互补模式加速新型能源体系构建.....	31
国家发改委：推动各地方扩大对零碳园区、零碳运输走廊等领域投资力度.....	33

专家观点

复旦大学王飞教授：高能钠电池电解质及界面

第十八届深圳国际电池技术交流会/展览会（CIBF2026）于 2026 年 5 月 13—15 日在深圳国际会展中心举办。本次交流会上，复旦大学王飞教授分享了高能钠电池电解质及界面，围绕无负极钠电池展开，从行业背景、技术原理、发展痛点、核心技术研发、产品体系、性能优势、现存问题、产业化布局及行业展望等方面进行全面阐述。

一、行业发展背景与钠电池优劣势分析

（一）钠电池天然优势

1. 资源与综合性能突出：钠资源储量丰富，电池具备安全性高、功率性能强、低温性能优异三大核心特点。从离子原理来看，钠离子斯托克斯半径更小，去溶剂化难度低，是快充、超低温、高功率场景的天然适配品类。

2. 规避锂价波动风险：碳酸锂价格大幅涨跌，严重影响锂电池行业稳定，钠电池最初依靠成本优势成为行业热点。

（二）钠电池成本起伏历程

钠电池市场热度完全跟随锂价波动，产业化受成本牵制明显：

1. 2022 年：锂电 BOM 成本 0.8 元/Wh，钠电池 0.6 元/Wh，低价吸引大量资本入局，行业热度高涨。

2. 2024 年低谷：碳酸锂降价，铁锂电池成本降至 0.3 元/Wh，钠电池仍为 0.5 元/Wh，竞争力骤降。

3. 现阶段回暖：碳酸锂再度涨价，铁锂成本 0.4 元/Wh，钠电池降至 0.45 元/Wh，行业重拾信心。

（三）传统钠电池核心发展瓶颈

1. 两大硬伤：能量密度偏低、综合成本偏高。

2. 成本关键问题：传统钠电池负极硬碳成本占比远高于锂电池的石墨；经测算，若锂价跌至 6 万元/公斤，当钠电池能量密度低于 130Wh/kg 时，成本永远无法对标锂电池。

3. 本质电化学差异：钠离子与锂离子在还原电位、SEI 膜特性、溶剂化结构、离子迁移规律上存在根本性区别，锂电池电解液、添加剂、成膜技术无法直接套用，照搬技术易走弯路，同时也为钠电池电解液创新提供了新方向。

二、企业技术布局与整体研发思路

隐功科技于 2023 年底成立，是国内首批以无负极钠电池为核心技术的初创企业，已获得光速光合、软银资本、IDG 资本投资，聚焦无负极钠电池产业化，研发逻辑：

1. 摒弃锂电池电解液设计思路，针对钠离子独有特性自研电解液体系。

2. 依托钠离子电化学特性，打造无负极架构，替代传统硬碳负极，同步解决能量密度、成本两大痛点。

3. 围绕电解液、负极界面（SEI 膜）、界相工程、涂层材料、添加剂等方向攻坚，分系列开发产品。

三、三大核心产品系列及对应技术、性能

企业基于自研电解液技术，推出隐峰、隐速、隐护三大系列无负极钠电池产品，定位不同应用场景：

（一）隐速系列（高功率款）

1. 应用需求：适配高功率设备、低温工况，对负极去溶剂化、界面扩散能力要求高。

2. 核心技术：采用 AI 驱动电解液设计，选用小尺寸溶剂笼结构，提升离子动力学性能；打造超薄 SEI 膜，搭配弱溶剂稀释剂。

3. 解决行业痛点：传统钠电池低温放电尚可、充电极差（钠离子难以穿透 SEI 膜进入硬碳），超薄 SEI 膜彻底改善该问题。

4.关键性能：常温 30C 放电容量保持 90%；-40℃低温放电容量超 85%；可-50℃~-70℃环境正常工作；支持超高倍率放电，瞬时放电可达 100C 以上。

（二）隐峰系列（高比能款）

1.核心架构：采用无负极设计，以钠沉积替代传统硬碳嵌钠模式，从结构上降本提能。

2.降本提能逻辑

去除高成本、大体积的硬碳负极，电解液用量仅为传统钠电池的 40%；

电池首效大幅提升，质量/体积能量密度对标磷酸铁锂电池，制造成本实现反超。

3.核心技术：（解决无负极稳定性难题）

界相工程：采用低介电常数界相，实现钠离子均匀形核与沉积，避免钠团簇、不均匀沉积及副反应；

复合界相：构建富 NaF 和 Na₃ Bi 复合界面，提升钠沉积/溶解动力学，降低形核电位，适配高倍率与低温场景；

复合涂层：优化机械稳定性，电芯充放电过程无厚度变化，大幅降低软包电芯膨胀率。

4.梯度性能

1.基础款：能量密度 160Wh/kg 以上，BOM 成本低至 0.25 元/ Wh；循环 180 次容量保持 95%；

2.优化款：依托电解液技术，能量密度突破 200Wh/kg；

3.高容量正极搭配款：2Ah 小软包电芯达 300Wh/kg，大软包可实现 350Wh/kg 以上。

（三）隐护系列（高安全款）

核心采用不可燃电解液，打造全阻燃电池，主打安全防护属性。

四、无负极钠电池综合性能亮点

对比传统钠电池、磷酸铁锂电池，无负极方案优势显著：

- 1.低温充放电能力：可实现-40℃正常充放电，-40℃充电容量超 90%、放电超 80%；-25℃充电容量>98%；低温、大倍率充电下极化几乎无增加，电压稳定。
- 2.倍率性能：支持 20C 充放电，3C 充电容量保持 95%。
- 3.电压与容量优势：平均电位比传统钠电池高 0.15V，2.5V 截止电压下容量损失极小，无需像传统钠电池降至 1.5V 放电。
- 4.循环寿命：常规版本循环 1500 天容量保持 82%，可满足两轮车、三轮车等民用场景；优化界面版本可在-30℃稳定循环 1600 次；准固态版本循环寿命预计超 3000 次。
- 5.安全性能：顺利通过跌落、冲击、低温、穿刺等多项安全测试；钠沉积状态与传统硬碳储钠状态相近，本征安全性优异。

五、现存技术难题及解决方案

（一）核心短板：高温稳定性差

无负极钠电池高温存储、产气、容量衰减问题比传统钠电池更突出。

- 1.问题表现：常规电解液高温产气率达 60%，电芯体积膨胀明显。
- 2.解决方案：研发产气抑制复合添加剂（复合盐+磷酸酯类），可将产气率降至 26%；优化电解液后，高温储存电芯体积变化仅 2%。
- 3.技术新发现：无负极钠电池高温稳定性与界面无机组分含量、杨氏模量呈负相关，区别于传统锂电池认知。

（二）其他优化方向

布局准固态无负极钠电池，结合液态电池易加工、固态电池高安全、耐高低温的优势：60℃高温存储无钠沉积、无容量衰减，环境耐受性大幅提升。

六、产业化进展与行业展望

（一）产业化合作

隐功科技目前已与国际车企合作，推进无负极钠电池在动力电池领域的应用。

（二）行业现状总结

钠电池行业发展道路曲折：其市场命运长期受碳酸锂价格牵制，锂价下跌时易被市场冷落。

（三）发展前景判断

无负极钠电池具备长期竞争力：综合成本有望低于磷酸铁锂电池，低温性能更优，安全性与铁锂持平，适配储能、高功率设备、低温场景、低速车辆、动力电池等多元应用，未来应用空间广阔。

来源：北极星储能网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260618/1500610.shtml>

毕亚雄：海上风电高质量基地化发展机遇与挑战

在 6 月 17 日召开的第十一届海上风电大会上，中国职工技术协会副理事长、电力专委会名誉会长，联合国-国际生态生命安全科学院院士毕亚雄，在会上发表了题为“海上风电高质量基地化发展机遇与挑战”的专题演讲。

毕亚雄深情地回顾了 2008 年在上海牵头启动东海大桥海上风电项目，18 年后再度在上海与行业同仁共话新篇章；作为一位长期深耕能源领域、兼具发电与电网企业工作经验的资深专家，他深刻阐述了在能源转型与新型电力系统建设背景下，海上风电规模化、基地化发展的战略意义，强调必须统筹安全、低碳与经济目标，强化产业链协同与技术创新，并直面机组可靠性、并网安全、经济性提升等现实挑战。

党的二十届四中全会对现代能源体系、新型电力系统建设作出系统性部署，全会要求到“十五五”末，初步建成清洁低碳、安全高效的新型能源体系，加快推进能源强国建设。

习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略与“双碳”目标，为我国能源转型和新能源发展划定了总体方向。今年全国“两会”上，“制定能源强国建设规划纲要”首次写入政府工作报告。在此背景下，增强能源供应链韧性、守住能源安全底线、坚持电力先行保障，已经成为行业共识与基本遵循。

纵观历次能源转型进程，能源品类逐步由化石能源向非化石能源、清洁能源迭代升级。与此同时，电能之外，氢、氨、醇等品类也正式纳入新能源体系，不再局限于传统化工范畴。当前行业面临一道需要审慎权衡的命题：如何平衡能源外送通道输电与本地就地转化利用。长期以来，“西电东送”依托国家级大通道实现资源调配，但广东、浙江受端落地电价最高仅为 0.4 元/kWh；而同等电量就地产业化利用，可创造每千瓦时 10 元以上的 GDP 增加值，上海等发达地区可达 20 元。因此，必须统筹国家大通道布局与地方区域经济规划，在各区域发展节奏之间找到合理平衡点。

我国能源转型要立足自身特色，健全技术经济、市场经济、社会经济协同支撑体系。开发模式上，一方面推进新能源集中连片开发，依托资源富集区释放规模效应、发挥输电通道价值；另一方面因地制宜布局分散式、分布式风光项目，依托千乡万村驭风行动、千家万户沐光行动，联动助力乡村振兴。发用电环节，要正视新能源出力间歇性、波动性、随机性的特点，持续提升电能质量、等效可用水平与替代能力；依托各类能源物理特性互补，理顺市场化价格协同机制。电网侧主动适配能源结构调整，深化源网荷协同，既要发挥全国统一物理大网的互济优势，用好全国统一电力交易市场，也要凸显区域差异化特色、强化区域互助互补，丰富新型电力系统建设形态。此外，能源消费核算可逐步从标煤、油气当量统计，转向焦耳热值当量评价，并以此搭建新型资产价值评估与投资决策财务模型，提升行业决策的科学性。

对照能源结构转型既定目标，2025 年全国一次能源消费总量约 61.7 亿吨标煤，全社会用电量突破 10 万亿千瓦时；到 2030 年碳达峰阶段，能源生产、消费总量将分别控制在 58 亿吨、69 亿吨标煤以内，单位 GDP 能耗下降 10%，二氧化碳排放降幅达 17%。非化石能源消费占比“十四五”末达到 22%，“十五五”规划目标为 25%，实际推进速度有望快于预期。若 2060 年全国电力总装机达到 80 亿千瓦，煤、水、核等支撑性基石电源占比低于 30%、规模不足 24 亿千瓦，整个能源体系的可持续性与安全韧性将面临较大压力，破解路径在于持续突破新技术、新材料、新工艺，创新商业模式与配套政策机制。但新能源为主

的发展大方向不会改变，各类电源具体占比将随技术进步动态调整。同时，我国各地资源禀赋、经济发展水平差异明显，新型电力系统建设要坚持“全国一张网”与区域互助互补相结合，杜绝模式照搬、千区一面。

回望国内海上风电产业历程，可以总结为“从追赶到领跑”的跨越式发展。2005 年国内 1 兆瓦机型实现商业投运，相较丹麦维斯塔斯落后约 10 年；2010 年东海大桥项目投产时，仍与国际先进水平存在 5 年差距。经过多年快速追赶，如今我国 10 兆瓦及以上大容量机组，已与丹麦同步迈入全球领跑行列。项目规模从早期单场 5 万千瓦、20 万千瓦，升级至百万千瓦级，广东阳江今年将建成国内首个千万千瓦级海上风电基地。产业规划规模持续抬升：“十二五”规划目标 500 万千瓦，“十三五”“十四五”累计建成约 5000 万千瓦，下一阶段目标瞄准 1 亿千瓦。从资源潜力来看，50 米水深以内近海技术可开发量约 10 亿千瓦，50 米以上深远海技术可开发量更达 30 亿千瓦，发展空间十分广阔。区域层面已形成成熟实践：江苏沿海依托“海上三峡”项目，有效带动海洋经济与地方 GDP 增长；福建在三峡集团牵头下，打造成为国家级、国际化海上风电试验基地；广东阳江依托风电产业补齐粤西经济短板，成为“世界风电看中国”的鲜活案例；上海现有装机规模约 400 万千瓦，正探索绿电融合、氢电耦合等差异化发展路径。

步入“十五五”时期，海上风电基地已纳入国家 109 项重大工程，基地化开发迎来规模化、集约化发展机遇，但大规模建设也对安全、稳定、可靠性提出更高标准，单一发电收益的边际效益逐步接近天花板。破局关键在于强化源网协同与全产业链供应链协同，推动海上风电与海洋养殖、绿电制氢等产业融合，跳出单一电价竞争，在新型电力系统结构重塑中塑造全新价值模式。

设备领域，机组大型化升级与运行可靠性匹配度仍有欠缺，部分产品设计停留在简单结构放大层面，材料体系、结构强度、抗疲劳性能与密封防护能力，未能完全适配海洋极端工况。他特别警示，行业“以价换质”的短视行为看似实现短期降本，实则造成风险后置、成本转移、设备可靠性透支；依托技术进步实现合理降本为产业能力，牺牲质量压低价格则是行业长期隐患。当前液压元件、轴承、传感器等关键部件已实现国产化单点突破，但在长周期运行验证、极端工况考核、批量产品一致性管控方面，距离国际一流仍有差距，行业不能止步于满足“能用”，必须朝着“好用、耐用”持续攻坚。

并网安全层面，大规模海上风电并网对电网影响突出，安全稳定并非电网单方面责任，需要电网、风电场、整机厂商三方紧密协同、一体配合。新能源机组普遍转动惯量偏小、抗扰动能力偏弱，英国 2019 年大停电、国内局部出现的孤网全停、机组脱网等事件，都暴露了系统频率、电压稳定的深层次隐患。问题根源在于过往风电机组参数多基于实验室或单机测试确定，下一步需加快搭建风电场全场运行与电网动态适配模型，明确整机动态特性与场站标准化参数体系。

电力消纳与经济性方面，海上风电反调峰特性十分突出：以广东为例，全省风电一小时最大功率波动可达 50%-60%，夜间低谷平均出力比日间高峰高出 32%；阳江沙扒项目约 55%时段出力率低于 20%，广东配套火电预计 2030 年利用小时数降至 3500 小时。消纳压力倒逼海上风电加快经济性突破，需要将当前 3000 小时左右利用小时数提升至 4000 小时以上，推动综合度电成本降至 0.2 元/kWh 左右，这也是电解水制氢具备经济可行性的电价基础。同时，海上风电项目需要主动适配多能互补布局与电力交易规则，搭建长期稳定的收益模式。

面向长远高质量发展，整机品质依托供应链全链条一体化质量保障，整机优化坚持系统方案设计，摒弃零部件简单堆砌的“搭积木”模式。要深化多场耦合振动下风机安全与效能控制研究，构建“机控-集控-调控”三级协同的自动发电、电压控制体系。输电端积极探索远距离分频输电、柔直输电、海上组网、新型海缆等降本技术路线。加快非金属复合材料在基础、塔筒、叶片的应用，提升设备可靠性、延长服役年限、降低全生命周期成本。与此同时，推进海上风光浪多能集成开发，促进绿电与渔业、化工产业融合，放大综合利用效益。全行业可统筹建设区域性跨项目数字管控中心、联合运维及应急救援共享平台，通过资源共用、风险共担、分摊投资，实现行业协同降本增效。

来源：风能专委会 CWEA

<https://news.bjx.com.cn/html/20260625/1501566.shtml>

行业动态

加快新能源非电利用创新布局，助力新型能源体系建设

近日，国家能源局首次将非电消费纳入可再生能源消费最低比重目标考核。

新时代以来，我国能源发展成就斐然，供应侧清洁化进程、消费侧电气化水平均位居全球前列，新能源和电网技术产业优势持续增强。当前，全球能源格局正经历深刻变革，地缘政治冲突不断加剧，传统能源体系风险持续凸显。站在新起点上，亟须加快新型能源体系建设，发挥新能源非电利用的支柱作用，加强技术创新与产业布局，为能源强国建设提供有力支撑。

地缘变局凸显新型能源体系战略价值

本轮中东战事对全球能源安全形成全方位、深层次冲击。当前中东战事导致波斯湾基础设施损毁与霍尔木兹海峡航运受阻，引发化石能源生产与运输的双重危机，对全球能源体系造成了强度高、范围广、持续性的破坏冲击。中东原油减产超 1000 万桶/日、全球液化天然气供应缩减约 20%，霍尔木兹海峡货运量下降超过 90%，部分油气基础设施完全修复需要两年以上。国际能源署认为，本轮危机是历史上最严重的全球能源危机，其影响超过了此前两次石油危机与欧洲天然气危机的总和。同时，冲突严重冲击全球化工供应链，甲醇、烯烃、合成氨等基础原料价格已分别上涨超过 50%、60%、20%，引发全球工业成本大幅波动，并通过化肥涨价进一步影响全球粮食安全。

传统能源体系结构性风险全面暴露，我国加快构建新型能源体系意义重大。短期来看，我国依托持续推进的能源转型成果、充足的油气战略储备、多元化的进口渠道和稳定的国内能源生产体系，有力对冲了本轮冲突带来的供应冲击和市场波动，能源安全形势总体可控，用能成本保持在合理区间。但长远看，这次全球性的能源与化工危机，充分暴露了传统化石能源体系存在的资源依赖性强、集中度高、供给侧刚性主导等固有问题，将深刻重塑全球能源格局，提升各国绿色转型的紧迫性，倒逼各国加快摆脱对传统能源体系的路径依赖。我国作为全球最大的能源消费国和化石能源进口国，必须主动加快建设以新能源为主体的新型能源体系，通过自主可控的绿电实现对化石燃料原材料的全链条替代，从根本上筑牢我国能源安全底线，在全球能源格局变革中把握战略主动。

新能源非电利用要成为

新型能源体系的重要支柱

当前，社会上不少观点将新型能源体系简单等同于新型电力系统，认为仅依靠终端电气化这一条路径就能推进能源转型。然而，仅依靠电力系统和直接电气化，难以完全解决新能源大规模消纳、全社会深度脱碳等难题。新能源非电利用是破解上述问题的关键。

在碳中和目标要求下，单一直接电气化路径面临发展瓶颈和技术边界。从新能源发展现实看，2025 年我国新能源新增装机容量超过 4.4 亿千瓦，占全球总量的三分之二，部分新能源富集地区已面临较大的并网消纳压力。考虑国家自主贡献（NDC）目标和我国新能源装备产能，未来 10 年年均新增装机容量仍将超过 2.5 亿千瓦。尽管全社会电能替代和以 AI 数据中心为代表的新质生产力发展将驱动电力需求增长，但考虑到国际经贸体系动态平衡约束，多数传统工业领域用电需求已逐步饱和，亟须为新能源挖掘规模更大、形式更多元、方式更灵活的消纳空间。从全社会深度脱碳长远要求看，受技术原理、能量密度等多重因素制约，在可预见的技术框架内，工业高温熔炼、钢铁冶金化学还原、长途重载航空航运等难减排领域，仍存在直接电气化的技术瓶颈。据全球能源互联网发展合作组织测算，2050 年我国钢铁、建材和交通领域终端直接电气化率上限分别为 33%、24%和 37%，但若考虑电制氢，则三者的综合电气化率，即电能和电制氢占终端能源消费的比重，可分别上升至 60%、43%、59%，可为我国如期实现碳中和目标提供有力支撑。

2050年中国电气化发展情景

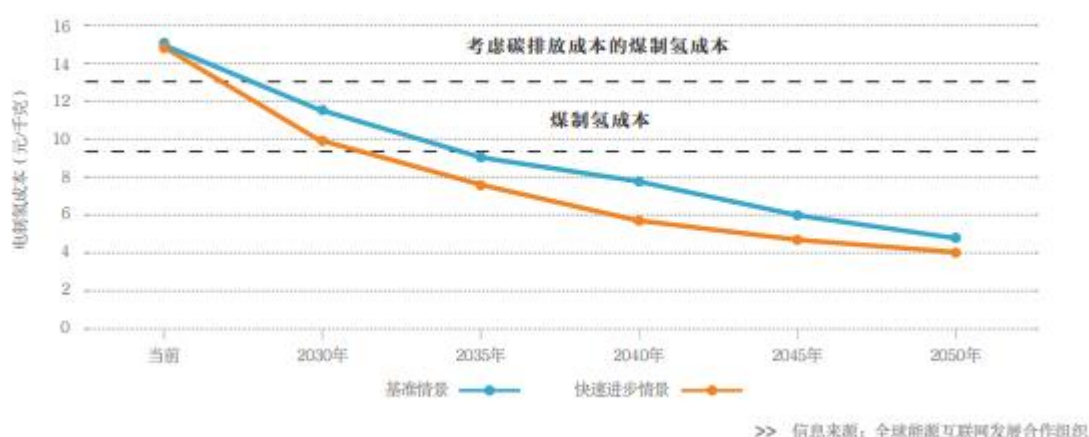
领域	终端电能消费（艾焦）	终端氢能消费（艾焦）	综合电气化率
工业领域	28817	6330	61%
钢铁	1910	1575	60%
化工	2348	0	62%
建材	6213	4755	43%
有色金属	3087	0	89%
其他制造业	15223	0	79%
交通领域	5507	3263	59%
居民与商业领域	19825	114	83%

>> 信息来源：全球能源互联网发展合作组织

新能源非电利用要与新型电力系统互补协同，成为新型能源体系的两大支柱。新能源非电利用和新型电力系统不是非此即彼的替代关系，而是互补协同的共生关系。一方面，

新型电力系统为新能源非电利用提供枢纽平台，通过新能源高效发电、特高压输电、源网荷储协同、构网型技术等，能够为制氢、氨、醇等非电利用项目供应低价、可靠的绿电。另一方面，新能源非电利用为新型电力系统提供关键支撑。仅靠电源侧、电网侧技术手段已无法满足未来十年及更长时期电力系统调节需求，以电制燃料负荷承接富余绿电，以柔性可调装置参与系统调峰，将有效缓解高比例新能源并网带来的运行压力，增强新型电力系统的安全韧性。

两种情景下电制氢与煤制氢成本对比



新能源非电利用经济性正快速提升，即将迎来规模化发展机遇。随着西部“沙戈荒”基地绿电成本降至 0.15 元/千瓦时，当前绿氢（绿电制氢）的生产成本已与蓝氢（天然气制氢+CCUS）相当。参照我国新能源、电动汽车发展经验，随着离网制氢、大尺寸电解槽等技术迭代升级与大规模应用，依托完整的产业链供应链优势，电制燃料设备价格将快速下降。据测算，若新能源发电成本下降至 0.1 元/千瓦时，2035 年前后绿氢将较煤制氢具有一定的经济优势，若考虑碳排放成本，这一时间还将提前。绿氨和绿色甲醇有望分别于 2030 年、2035 年逼近煤制氨、天然气制甲醇的边际成本。随着碳中和目标约束持续强化，产品绿色溢价将逐步被市场接纳，产业发展的经济性将更加凸显。

聚焦全产业链

突破新能源非电利用关键技术

新能源非电利用涉及电气、化工、材料、控制、热能等多学科，需围绕绿电转化、系统耦合、储运流通、终端适配等全产业链发展需求，聚焦以下五个关键方向加快技术攻关。

柔性电解与合成技术。风电、光伏发电的波动性与传统化工装置连续稳定运行要求之间的矛盾，是新能源非电利用面临的主要瓶颈。对此，一方面要重点研发具备宽工况适应能力的电解槽，进一步拓宽负荷调节区间、提升动态响应速度；另一方面需研发宽负荷柔性合成工艺，优化电解、合成流程间的储能配置与运行策略，使合成氨、合成甲醇等装置能够在 30%~100% 负荷区间安全稳定运行。此外，还需攻关构网型电制氢设备，为偏远地区弱电网提供电压和惯量支撑。

电—氢—碳耦合与系统集成技术。电—氢—碳耦合是指以新能源为主要能量来源，以水、空气和火电排放的二氧化碳为原料实现电力和氢、氨、醇、烷等物质联产，对外零碳排放，内部氢、碳等元素循环利用。合作组织提出的这一研究方向入选中国科协 2024 十大前沿科学问题，为破解新能源消纳与煤电转型双重难题提供可行路径。技术攻关重点包括：突破火电机组掺氨燃烧技术，降低现役煤电机组碳排放；发展富氧与全氧燃烧技术，提升燃烧效率和烟气二氧化碳浓度，降低碳捕集成本；应用多时间尺度协同、多目标优化调控等技术，推进余热梯次利用，提升系统整体效率。

绿色燃料储存与运输技术。当前绿氢主要依赖高压气态储运，存在能量密度低、储运成本高的问题，绿色氨、醇虽可依托现有化学品物流体系，采用常压液态储运，但氨的毒性与腐蚀性对储罐选材、泄漏风险防控提出更高技术要求，甲醇作为燃料大规模流通时的逸散管控与安全标准也有待完善。后续需重点攻关有机液体和液氨储氢技术，布局开展固态储氢等新型储氢材料研发，提升储氢密度与稳定性，尽量利用现有物流基础设施实现安全储运；深化现有天然气管网掺氢、掺氨输送技术，探索纯氢管道的材料选型，开展泄漏防护与安全运维技术研究。

绿色燃料终端适配技术。当前绿色燃料在燃烧特性、热值等方面与传统燃料存在差异，直接应用面临燃烧效率低、材料腐蚀、氮氧化物排放控制等工程问题，亟须打通绿色燃料从生产到应用的“最后一公里”。应重点研究氨、煤、氢、天然气等多燃料掺混燃烧的优化配比；攻关航运、重载公路、航空等长距离交通领域绿色燃料发动机、动力系统适配改造技术；研发钢铁、冶金、建材等行业窑炉、锅炉绿色燃料适配改造技术。

新型绿色燃料合成技术。在氨、醇等当前绿色燃料主流路径之外，前瞻性研究下一代电制燃料与化学品合成技术，抢占未来技术制高点。重点研究直接电化学还原技术，绕过“先制氢、再合成”的传统工艺，通过电催化将二氧化碳与水一步转化为乙烯、乙醇、甲酸等高附加值产品；探索利用人工智能等技术研发能量密度高、燃烧特性好、生产便捷、储运安全、环境友好的新型燃料，向下游延伸合成可降解塑料、高端精细化工品等，拓展新能源非电利用的边界。

四方面发力

加快新能源非电利用高质量发展

一是强化顶层设计与统筹规划。制定新能源非电利用专项规划，明确“十五五”时期及中长期发展目标、重点任务、实施路径与保障措施，全面衔接能源、电力、产业现有国家级规划。立足全国新能源资源禀赋、产业基础与市场需求，统筹优化区域发展布局，避免低水平重复建设与同质化无序竞争，推动电制燃料重大项目与新能源大基地、储运设施、电网一体布局、协同建设。

二是加快产业布局和示范应用。依托我国完整产业链优势，推动电解槽、储氢装备、绿色燃料燃机等核心装备国产化、规模化发展，持续降低全链条成本，培育自主可控、具有国际竞争力的产业集群。优先在西北、华北等新能源富集区域，实施一批风光柔性制氢氨醇、电—氢—碳耦合示范项目，开展构网型电解装备在弱电网地区的试点应用，形成可落地、可复制、可推广的技术方案和商业模式。推动新能源非电利用与煤化工、航运、化肥、钢铁等传统产业深度融合，围绕难减排领域脱碳需求，因地制宜布局绿色燃料替代应用场景，持续培育壮大终端市场。

三是加大财税政策激励力度。充分借鉴我国新能源、电动汽车产业发展经验，实施阶段性、精准化财政扶持政策，对绿色燃料生产项目按实际消纳绿电电量给予补贴；对使用绿色燃料的窑炉、船舶、车辆等终端应用项目实行税费减免。将绿色燃料纳入全国碳市场交易体系，基于全生命周期碳排放科学核定减排量，推动形成合理的绿色溢价机制。引导金融机构加大支持力度，开发中长期专项信贷、绿色债券、融资租赁等金融产品，重点支持产业规模化发展与创新示范项目建设。

四是深化国际交流与合作。聚焦新能源非电利用前沿领域，搭建国际联合研究平台，加强技术攻关、知识分享和成果转化。深化与“一带一路”共建国家在绿色燃料技术、装备、项目等领域务实合作，打造跨境绿色燃料产业链、供应链，拓展国际市场空间。积极参与和引领相关领域国际标准制定，推动绿色燃料认证、核算的国际互认，持续提升我国在全球新能源绿色转型领域的国际话语权与影响力。

来源：能源评论·首席能源观

<https://news.bjx.com.cn/html/20260624/1501380.shtml>

英国企业推出钠离子电池户用储能系统！

近日，在 2026 年德国慕尼黑智慧能源展上，一家名为 Eleven Energy 的企业发布了全新户用钠离子电池储能产品。

这款新品为一体化堆叠式成套储能系统，包含专用钠离子电池模组、适配钠离子电压特性的混合逆变器以及 AI 能源管理平台，可智能优化光伏自发自用、峰谷电价套利，同时延长整机使用寿命。Eleven Energy 介绍，该设计思路代表固定式储能行业全新发展方向：摆脱不区分电芯体系、拿来即用的通用兼容式替换电池方案，转向软硬件深度协同定制开发的一体化储能系统。

公开资料显示，Eleven Energy 是一家总部位于英国剑桥的储能企业，专注于研发制造户用及工商业钠离子电池储能成套方案。Eleven Energy 联合创始人、首席执行官 Yichen Shi 表示：“钠离子储能的最大优势，是作为完整能源系统的组成部分发挥作用，而非仅靠电芯化学体系本身取胜。针对户用与工商业储能场景，我们从电池模组、逆变器、控制软件到现场安装体验，全部围绕钠离子特性定制开发。我们的目标是让储能产品更安全、更可持续，适配家庭光伏自发自用与峰谷电价优化的日常使用需求。”

钠离子电池模组

Eleven Energy 户用储能的核心单元为 Galvani 堆叠电池模组。与追求高能量密度的动力电池不同，该产品专为固定式储能场景设计，单模组可用容量 4.5kWh，标称电压

45V，工作电压区间 33V~59.2V，单模组充放电电流最高 100A，多模组并联扩容后最大支持 200A，可匹配大功率家庭负载或光伏储能混合系统应用。

在放电深度性能上，钠离子电池设计具备天然优势，并网运行模式下其最大可用放电深度达 92%，离网后备供电场景下最高可达 95%。产品设计优先考量固定式储能循环寿命，整机质保 10 年或 8000 次充放电循环。

此外，该储能系统模组采用 IP65 防护等级，室内、户外均可安装，而且其充电运行温度区间-20℃~55℃，最低放电温度可至-30℃。也正因如此，相较锂电池储能设备，这款钠离子电池储能产品能大幅减少寒冷地区所需加装的高能耗热管理设备。

钠离子专用逆变器

在自研钠离子电池之外，Eleven Energy 也为这款储能系统推出全系专属逆变器，以匹配钠离子电池电压曲线与系统运行特性，覆盖单相、三相多功率机型。

3.6-6kW 紧凑型单相机型适配普通住宅，搭载双路 MPPT，最大支持 9kW 光伏输入，其中 6kW 机型电池充放电电流最高 100A。

8-12kW 大功率单相机型主要面向高用电负荷家庭设计，配备三路 MPPT，最大支持光伏 18kW 输入，旗舰机型搭载双电池支路接口。

12kW 三相机型则适用于大户型或轻型工商业场景，光伏接入容量与大功率单相机型保持一致。

这款钠电储能系统既支持新建光伏储能系统的直流耦合，也适配存量光伏改造的交流耦合项目，更可脱离光伏独立运行、依靠峰谷电价套利。而且设备搭载 EPS 应急后备供电功能，当电网断电时可持续供电。

AI 智能能源管理软件平台

Eleven Energy 介绍，这款钠电池储能系统还搭载了 AI 智能管理软件平台，可自主学习负荷预测、结合气象信息进行光伏发电预测和实时电价优化控制，可动态平衡调节实现光伏自发自用、余电上网、电网购电储能三种运行策略。安装工程师使用蓝牙调试 APP，

整机调试流程可控制在 5 分钟以内，而设备日常也可全自动运行，也支持终端用户的精细化手动调控。

目前，整套设备已完成英国与欧盟相关标准认证，符合英国分布式光伏并网规范及 IEC 欧盟电气安全标准。

面向未来，Eleven Energy 表示后续将拓展工商业储能产品线，并计划 2026 年推出 100kWh 钠离子电池储能系统及配套的 50kW 逆变器，同时也将持续开展钠离子电池专用 BMS、电池健康状态精准测算模型相关研发，并通过 OTA 远程在线升级持续迭代 AI 智能调度算法。

Eleven Energy 称，依托覆盖全英国超 100 家持证安装商组成的合作网络铺开应用，公司的储能系统已在数百户家庭完成装机落地，并成为欧洲首批实现大规模户用钠离子储能实地装机应用的企业之一。

来源：北极星储能网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260624/1501192.shtml>

“发得越多、亏得越狠”？气电“十五五”如何破局

“双碳”目标、新型电力系统、全球能源变局——三重压力之下，气电走到了“十字路口”。

截至 2025 年底，气电装机容量达 1.65 亿千瓦，占我国发电装机容量的 4.3%，稳居全球第二大气电装机国……但亮眼数据背后，是“发得越多、亏得越狠”的行业困局。气电联动、容量补偿、辅助服务三大机制落地偏差，加之不同能源品类、不同环节改革节奏错位、规则脱节，系统性难题让企业盈利远不及理论预期。

面向 2030 年，机遇与挑战并存。行业机构测算，届时，我国天然气表观消费量将突破 5000 亿立方米，气电总装机有望达到 2.5 亿千瓦。核心矛盾已经从“有没有气”，转向“值不值、能不能、好不好”的机制适配性问题。

基于此，作者系统梳理了气电市场化面临的五大关键难题，坚持“发电侧有收益、终端侧可承受、系统侧讲经济”三重原则，从顶层制度、市场协同、定价规则、收益渠道、跨市场联动五个维度，提出破局建议。

2014 年，国家发展改革委发布《关于规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》（发改价格[2014]3009 号），对气电电量电价、气电联动等提出指导，明确气电上网电价实行省级管理。在此宏观政策下，“气电联动电价+容量补偿+有限品种辅助服务”的气电发展框架逐步确立，但发电侧成本传导不畅与终端电价承受力有限、调节价值兑现不足与系统经济性统筹不够、跨市场规则衔接不顺等结构性堵点依然突出。近期，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《全国统一电力市场体系的实施意见》明确提出“分品种、有节奏推进气电、水电、核电等电源进入电力市场”，为气电市场化发展划定了政策路径。与此同时，“十五五”时期，在“双碳”目标刚性约束、新型电力系统加速构建、全球能源格局深刻重塑三重背景下，我国气电的功能定位、价值实现路径与制度支撑体系也面临系统性重构，气电将迎来市场化发展的拐点窗口期和新的战略机遇期。

气电市场化发展的基本情况

近年来，我国气电装机规模逐步提升。截至 2025 年底，气电装机容量达到 1.65 亿千瓦，占我国发电装机容量（38.9 亿千瓦）的 4.3%，稳居全球第二大气电装机国（仅次于美国的 5.65 亿千瓦），气电已经成为推动能源转型、落实能源安全新战略的重要支撑。为促进气电的稳定有序发展，广东、江苏、浙江、上海等 16 个省市出台了气电联动、“两部制”电价等气电补贴政策，初步形成了“以气电联动确定电能量基准价，叠加差异化容量补偿与有限品种辅助服务收入”的气电发展模式。

气电电量价格方面，2025 年，全国气电基准上网电价均价在 0.42~0.68 元/千瓦时，加权平均价约 0.52 元/千瓦时（对应基准气价 2.5 元/立方米），但区域分化显著。江苏、浙江及上海等地实施气电联动机制，气价波动可有效疏导，实际价格水平达到 0.55~0.68 元/千瓦时；广东、山东及广西等采用市场化定价方式，虽然气电电量电价形成机制不同，但因地处负荷中心且调峰需求迫切，电价亦维持在 0.5~0.6 元/千瓦时的较高水平；而其余地区仍执行固定电价政策，平均价格约为 0.42~0.53 元/千瓦时。

气电容量补偿方面，2025 年，全国容量补偿均价在 165~396 元/千瓦·年，各地呈现“省市自主制定、类型精细区分、标准差异较大”的特点。从补偿价格水平来看，上海市容量电价标准最高；广东省参照国家煤电容量电价机制设立气电容量电价，但补贴额度偏低。从补偿类型划分来看，广东、安徽、天津、山东、广西等地采用统一标准；上海市区分了调峰机组与热电联产机组；江苏、浙江则在机组类型与规模基础上进一步细化，实行差异化定价。

气电市场化发展的问题与挑战

通过气电联动、容量补偿、辅助服务三项机制，分别覆盖气电的可变燃料成本、固定投资成本与调节服务价值，为气电获取合理市场收益提供了支撑，理论上气电已具备市场化发展的基础。但三类机制的落地执行还存在不同程度的偏差，加之不同能源品类、不同环节改革节奏错位、规则脱节，气电可持续发展面临系统性的机制性约束，行业实际盈利水平与理论预期存在显著偏差，气电整体经营压力较大。在破解发电侧经营困境的同时，需始终统筹兼顾终端用户电价承受能力与电力系统整体运行经济性，避免改革成本过度向单一主体转嫁。

一是市场定位偏差，优先发电计划主导下市场化程度不足。从交易规模与结构看，2025 年，全国气电发电量约 3385 亿千瓦时，大多数电量纳入优先发电计划管理，并以优先发电计划置换类中长期交易的形式参与市场。全国气电机组平均利用小时数约 2187 小时，按全年时长折算，气电作为边际机组时段的全年占比应在 20%左右。但受个别地区“以气定电”或热电联产机组供暖期保供需要等现实条件约束，部分气电未依靠价格信号实现经济出清。从实际市场运行看，2025 年，全国电力现货市场算术均价约 0.32 元/千瓦时，现货价格高于 0.4 元/千瓦时的供需偏紧时段在全年的占比仅为 10%~15%。因此，从市场功能发挥看，气电实际运行时长明显多于其具备经济竞争力的现货市场出清时段，实际功能与调节电源定位存在一定偏差。

二是价格传导不畅，气电联动机制下燃料成本疏导不充分。气电联动机制成本传导时效性不强，普遍存在 1~3 个月的传导时滞，无法完全匹配海外和现货气价的波动节奏；同时，部分地区仅将门站价或到厂价纳入联动核算，应急保供阶段的高价额外购气、现货溢价、储气调峰等成本无法疏导。总体来说，现行气电联动电价对实际燃料成本覆盖率约 80%~90%，即便常规时段的可变成本也未实现全额覆盖。此外，气电联动机制普遍设置了

价格疏导上限或联动闭锁条款，一旦气价涨幅超出政策阈值，超额成本将全部由发电企业承担。受这一机制影响，部分地区在现货高价、度冬度夏等特殊时段，联动电价对可变成本的覆盖率不足 60%，发电成本与收入倒挂，发电企业面临“发得越多、亏得越狠”的局面。同时也需看到，气电燃料成本的快速传导可能推高终端用电成本，特别是在负荷中心省份，需建立分阶段、有缓冲的成本疏导机制，以统筹发电经营压力与终端用户承受能力。

三是容量补偿机制有待完善，固定成本尚未充分覆盖。当前，气电的容量补偿主要由各省自行划定，准入规则、补偿标准不统一。准入范围方面，全国仅约 60% 统调公用气电机组纳入补偿，自备气电、分布式气电基本未覆盖。补偿标准方面，全国统一的成本核算基准缺失，各省定价差异极大，不同区域价差达 3.5 倍，且各省标准基本参考煤电制定，难以有效覆盖气电投资成本。疏导渠道方面，部分省份从发电侧辅助服务资金池统筹列支，常出现资金不足、兑付滞后的问题，部分省份甚至要求气电企业“先完成调峰任务、再视资金情况兑付”，兑付政策刚性不足。考核规则方面，部分省份设置“尖峰时段电能量收益超额即全额抵扣容量补偿”的规则，甚至要求气电机组尖峰时段 100% 满发才予兑付，打击了气电主动参与顶峰保供的积极性。但容量补偿标准的提升需与电力系统整体承受能力相匹配，避免盲目提标推高全社会用能成本。

四是辅助服务机制不完善，辅助服务价值实现仍处于初级阶段。辅助服务市场处于初期阶段，调节价值无法充分兑现。市场品类覆盖不足，各省明确允许气电参与的品种仅有调频、调峰、备用三类基础服务，快速爬坡、转动惯量等新型服务仅在少数省份零星试点，调压、快速响应等特色调节服务仍处于政策空白状态。补偿标准偏低，当前调频补偿仅按调节电量核算，深度调峰补偿等未覆盖机组启停损耗等额外成本，无法体现气电作为优质调节资源的价值。费用分摊不畅，当前约 70% 的辅助服务费用仍由发电侧内部平摊，导致气电部分非核心但必要的调节贡献成为无偿义务服务，其补偿资金池规模有限，无法支撑补偿标准提升。同时，辅助服务费用的分摊机制需兼顾公平与效率，避免过度向用户侧转嫁而增加系统运行负担。

五是气、电、碳市场协同不足，多元价值难以体现。天然气与电力两大市场改革进度不匹配、运行规则不协同，天然气中长期供气合同普遍要求用气计划刚性执行，月度调整窗口期短、违约成本高，而气电发电计划需随电力供需、新能源出力、电网调度动态调

整，两者调整节奏、约束刚性明显错位，实际运营中频繁出现“保供增发时供气不足需高价采现货、气源充足时无发电调度导致气量闲置”的情况，“计划气+市场电”的核心矛盾仍未实质突破，且由此造成的损失不属于常规成本疏导范畴，没有弥补疏导渠道。此外，当前电力市场的定价、出清规则完全未体现煤炭和天然气在碳排放成本方面的差异，气电的清洁属性无法转化为市场化收益；碳市场的规则设计也未考虑天然气产业链的碳排放传导逻辑，气电的清洁属性不仅没有获得对应激励，反而因成本传导不畅、激励机制缺失，经营压力显著高于煤电，制约了气电作为低碳调节电源的功能发挥。

气电市场化发展形势展望

面向 2030 年碳达峰目标与新型能源体系基本建成的战略节点，气电发展正迎来机遇与挑战并存的新发展阶段。凭借较煤电更清洁、调节响应更灵活的特性，叠加国内气源供应保障能力持续提升的支撑，“十五五”期间，气电有望迎来扩容期。据行业机构测算，2030 年，我国天然气表观消费量将突破 5000 亿立方米，气源保障能力的提升将带动气电装机扩容，预计同期全国气电总装机有望达到 2.5 亿千瓦，较 2025 年净增约 9000 万千瓦。当前，我国气电行业发展的核心矛盾已从过去“有没有气”的资源约束，转向“值不值、能不能、好不好”的机制适配性问题。

一是以“全电量现货申报、出清+政府授权合约结算”的模式衔接气电联动与市场交易。2026 年 4 月，浙江推动气电入市的实践方案提出了“推动统调气电全电量现货申报出清”“燃气机组事后分配政府授权合约，按照实际计量上网电量的 85%比例确定每台机组每个结算时段的中长期合约电量”，以及“建立容量电价与发电小时数挂钩机制”等促进气电平稳参与市场的创新举措。“全电量现货申报、出清+政府授权合约结算”的入市模式，虽然电量进行全量申报，但出清结果并不直接对应全电量市场化结算，这一设计的核心作用是通过气电的真实成本报价，优化系统调峰调度秩序，同时为促进形成公允、合理的市场价格中枢提供信号支撑。从执行方面看，该模式无需重构现有电力市场规则体系，仅需执行层面设计与此前气电联动和优先发电计划相衔接的政府授权合约，即可破解原有气电定价与实际供需联系不紧密的现实问题。从价格水平看，该模式将优先发电计划转为政府授权合约，以气电联动机制价格为核心锚定，对 85%的入市电量进行价格保障。此外，推进过程中，需同步建立健全气电市场力监测与防控体系，在促进气电燃料成本传导的同时，确保

气电总体价格水平稳定，防止少数市场主体在供需紧张时段滥用市场力和过渡投机，避免因气电直接参与现货市场导致价格大幅波动，抬升民生、工商用户的基础用能成本。

二是适度提高尖峰时段现货市场价格上限，完善市场竞争和价格监管机制。提高现货市场价格上限是破解气电“高成本、低收益”困局、重构其市场逻辑的关键举措之一。从电力市场价格水平看，欧美成熟电力市场尖峰价格水平较高。其中欧洲主要市场（德国、法国、英国）现货价格上限约 300~500 欧元/兆瓦时（约合人民币 2.4~4.0 元/千瓦时），美国 PJM 市场价格上限为 1000 美元/兆瓦时（约合人民币 7 元/千瓦时），美国得州 ERCOT 市场无硬性价格上限（2021 年寒潮期间的极端情况电价曾突破 9000 美元/兆瓦时，约合人民币 63 元/千瓦时）。当前在全国启动现货市场的 23 个省份中，19 个省份现货市场电能量价格上限为 1.2 元/千瓦时，而广东、江苏、福建、上海等省（市）已经将尖峰时段电价上限提升到 1.2~1.5 元/千瓦时。在此尖峰价格水平下，平段电价参照燃煤基准价约 0.25~0.35 元/千瓦时，低谷时段为 0.16~0.25 元/千瓦时计算，气电电量在尖峰、平段、低谷时段占比按 40%、45%和 15%计算，则全国气电市场化电量的整体电能量价格中枢将提升至约 0.7 元/千瓦时，足够支撑气电在供需紧张时段回收电量成本。由于我国电力市场仍处于发展初期，不宜盲目照搬欧美市场的高价格上限模式，但在通过完善市场监管机制、有效防控市场力的前提下，分阶段适度扩大电价上限，有助于价格信号更加充分地反映电量稀缺价值。

三是优化差异化容量补偿机制，厘清电量、容量、调节市场的功能边界。2026 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，将气电纳入发电侧容量电价机制范畴，为深化气电容量补偿机制指明了方向。我国煤电容量电价机制自 2023 年启动实施以来，已平稳运行 3 年，形成了一套成熟可复制的制度框架，为气电容量补偿机制的完善提供了充分的先行经验。参照已成熟运行的煤电容量电价制度框架，“十五五”时期是气电容量补偿机制补短板、稳预期的关键窗口期。国家层面亟需加快出台统一准入标准，扩大覆盖范围至自备与分布式气电；建立科学的成本核算基准，体现气电区别于煤电的投资强度、运维复杂度与调峰价值；明确独立的资金疏导渠道，避免挤占辅助服务资金池，确保补偿兑付的刚性与及时性。进一步厘清容量补偿与辅助服务的功能边界，以容量补偿保障机组“可用性”，以辅助服务体现机组“调节价值”，并严格区分核算范围与兑付条件，建立稀缺电价、容量补偿、辅助服务之间的联动抵扣机制，避免因重复激励而推高系统运行成本。

表 重点省份气电电价机制梳理

地区	电量价格机制		容量补偿机制(元/月(年)·千瓦)
	价格机制	价格水平	
上海	气电联动、“两部制”电价	1.调峰机组 0.5765 元/千瓦时；2.热电联产机组：0.6007 元/千瓦时（年利用小时 ≤2500 小时），0.5203 元/千瓦时（利用小时 2500 ~ 5000 小时），0.4155 元/千瓦时（≥5000 小时）；3.分布式机组 0.9392 元/千瓦时。	1.调峰机组：37.01 元/月·千瓦；2.热电联产机组：36.50 元/月·千瓦。
江苏	气电联动、“两部制”电价	1.调峰机组：0.513 元/千瓦时；2.热电联产机组：0.457 元/千瓦时（40 万级），0.518（20 万级）元/千瓦时，0.493 元/千瓦时（10 万级），0.532 元/千瓦时（10 万以下）。	1.调峰机组：30(9F)，24 元/月·千瓦(9H)；2.热电联产机组：24.5 元/月·千瓦(40 万级)，37 元/月·千瓦(20 万级)，39 元/月·千瓦(10 万级)，45 元/月·千瓦(10 万以下)。
浙江	气电联动、政府授权合约、“两部制”电价	2026 年 4 月 1 日，统调机组全部入市参与现货申报、出清,按照实际计量上网电量 85% 比例分配政府授权合约,政府授权合约价格=各电厂月度天然气到厂价(含管输费、含税,不含气量偏差结算费)÷气电联动系数×税率调整系数。其中,气电联动系数 4.85;税率调整系数 1.0367(1.13/1.09)。	燃气机组分为先进机组(9H)、高效机组(9F、6F)和其他机组(9E、6B)三类;计算原则:月度燃气机组容量电费=机组月度结算容量×机组容量电价(固定成本)×回收固定成本比例-容量电费考核费用。
广东	气电联动、气价传导补偿、“两部制”电价	触发调增气价 1.8 元/立方米,当天然气采购综合价高于此值时,立即启动电价补偿机制;补偿标准:天然气采购综合价每上涨 0.1 元/立方米,9F 变动成本补偿标准相应调增,调增比例 k 在 0.5 ~ 0.95 之间浮动;触发气价上限为 2.9 元/立方米。	澳大利亚进口合约天然气的配套机组:165 元/年·千瓦;9E 及以上常规机组:264 元/年·千瓦;6F 及以下常规机组:330 元/年·千瓦;国家首台(套)重大技术装备机组:396 元/年·千瓦。
四川	气电联动、“两部制”电价	H 级:联动标准 0.1262 元/千瓦时,联动后电量电价 0.4186 元/千瓦时;F 级:联动标准 0.1321 元/千瓦时,联动后电量电价 0.4385 元/千瓦时。	H 级机组:24 元/月·千瓦;F 级机组:28 元/月·千瓦。

四是建立合理定价、公平分摊的辅助服务市场，补偿灵活调节刚性成本。欧美电力市场中，气电是辅助服务的核心供给主体，辅助服务收益占气电总市场收益的 20%~30%。2025 年，国家能源局印发的《电力辅助服务市场基本规则》已明确“丰富辅助服务产品按需设立、价格由市场形成”的改革方向。“十五五”期间，我国辅助服务市场有望进入品类扩容、机制完善的快速发展阶段，调节类辅助服务品类将更加丰富。随着辅助服务市场品类扩容、定价与分摊机制的完善，快速爬坡、转动惯量、调压、快速响应等新型服务有望逐步推广。定价机制将从“按量计价”转向“按质定价”，即与机组调节响应速度、精度、持续时间等性能参数深度挂钩；费用分摊机制亦将从发电侧内部平摊，逐步转向对用户侧的合理疏导，并探索跨省跨区共担机制，真正使气电的优质调节能力获得与其市场价值相匹配的回报。同时，辅助服务补偿标准的制定需充分考虑系统整体经济性，建立动态评估调整机制，避免过度补偿增加用户负担。

相关建议

针对当前气电入市面临的功能定位偏差、成本传导不畅、收益渠道不全、跨市场协同不足等核心挑战，结合全国统一电力市场建设要求与气电入市的实践形势，坚持“发电侧合理收益、终端侧可承受、系统整体经济”的原则，对推动气电高质量发展提出五方面建议：

一是完善气电入市的顶层设计，筑牢市场化改革平稳推进的制度基础。建立全国统一的气电入市规则框架，出台国家层面气电参与电力市场的基础性指导文件，明确思路原则、基本模式，统一准入标准、基础配套规范，明确气电“市场化调节型电源”的核心功能定位，统一机组准入资质、调节能力核定、成本核算口径、信息披露四类基础配套规范，避免各地规则碎片化导致的交易壁垒。确保入市规则与现有规则的妥善衔接与平稳过渡，支持将原有气电优先发电计划、保供基数电量等平移为市场价格保障机制或中长期保底交易合同，做好与容量补偿、辅助服务、气电联动三类现有机制的衔接。在制度设计过程中，需建立多主体参与的决策咨询机制，充分听取终端用户、电网企业与发电企业的意见，实现多方利益平衡。

二是加强气电联动与电力中长期交易的衔接，打通天然气与电力市场协同的规则通道。进一步完善气电联动机制，明确气电联动调整后的中长期合约价格传导路径。强化联动价格与电力中长期交易规则的协同适配，优化电力中长期交易机制，丰富中长期市场的周、日、日内等短周期交易产品，允许气电根据实时气价、调度需求灵活调整交易电量，适配燃料价格和实时供需的短时波动特性。完善气电发电权交易的适配规则，支持气电参与发电权交易，允许气电企业在高气价时转让合约电量，气价偏低时受让新能源外送受限的电量，强化气电成本波动的对冲能力。

三是优化市场定价与气电报价规则，保障政策价格向市场价格平稳过渡。适度放宽尖峰时段的电价上限，充分覆盖气电燃料、发电损耗等度电边际成本，激励气电短时顶峰保供，引导气电自主响应系统电量平衡和顶峰调节需求。优化气电市场报价机制，在度电边际成本申报的基础上，允许气电单独申报与出力无关、仅与开机动作绑定的启停、空载成本，在使现货市场电量价格信号更加精准的同时，避免不必要的终端电价上涨。建立价格机制动态评估调整机制，周期性开展市场价格评估，重点评估气电成本覆盖情况、调节能力发挥水平、终端用能成本影响等，及时调整优化不适配的价格条款，牢牢守住“保供稳价”这一政策底线，确保电价水平既能够合理反映电力供需和燃料成本变化，又不会对民生和实体经济造成冲击。

四是完善气电辅助服务和容量补偿机制，拓展气电参与市场的多元收益渠道。加快辅助服务市场建设，加快服务产品扩容，推广快速爬坡、转动惯量、快速备用、黑启动、电压支撑等产品，明确其对气电的准入门槛；加快补全辅助服务市场规则，建立“谁受益、谁

承担”的疏导分摊机制，推动产品定价与调节性能挂钩，理顺服务费用分摊机制，建立跨省跨区费用共担机制。健全统一规范的气电容量补偿机制，明确补偿的准入标准与覆盖范围，统一定价核算基准与兑付考核机制；明确成本费用疏导渠道，推动其在系统运行费用中单独列支，避免从辅助服务资金池、发电侧让利或电能量交易收益中统筹抵扣，探索跨省跨区容量成本共担机制。严格区分容量补偿与辅助服务的功能定位和核算边界，建立两类补偿的联动抵扣机制，若机组通过辅助服务获得的收益已覆盖部分固定成本，应相应核减容量补偿额度，切实降低系统整体运行成本。规范兑付考核规则，明确其兑付仅与机组年度可用率、顶峰保供调用完成率等顶峰调节保供贡献挂钩，并建立超额补偿抵扣机制，避免因重复激励而推高系统成本，真正激励机组愿调、能调、敢调。

五是探索“气-电-碳”联动的能源市场体系，打通能源上下游市场协同规则。加快探索天然气市场和电力市场的协同机制，缩短天然气交易合约的调整窗口期，适配周度、日度的电力中长期短期弹性交易机制。构建气电气量动态调剂体系，支持向承担保供调峰责任的机组倾斜气源指标。建立气源富余、无发电调度阶段的闲置气量交易机制，提高天然气资源的配置效率。加快完善碳市场基础制度、开展气电碳减排核算方法学研究，贯通气电与碳配额、绿证交易的衔接路径，碳市场发电行业配额分配对气电设置差异化基准值，允许气电超出行业基准值的减排量申请国家核证自愿减排量（CCER）或绿证上市交易，使气电清洁低碳属性切实转化为可计量、可交易、可兑现的市场价值。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260623/1501159.shtml>

虚拟电厂困局：是市场机制欠缺 还是价值本身未至？

当前，虚拟电厂作为新型电力系统灵活性资源的重要组织形态，处于政策红利集中释放的发展窗口期。国家层面专项引导政策持续出台，多地密集发布建设运营细则，行业规模增长预期明确。但与之形成鲜明反差的是，行业整体商业化盈利能力偏弱，多数项目收益高度依赖特殊扶持政策，具备可持续市场化盈利模式的运营主体占比偏低。

在此背景下，行业普遍存在一种认知：虚拟电厂价值未能充分释放，根源在于电力市场机制建设滞后，需通过定向优化规则、加大激励力度打通盈利堵点。但这一判断是否触

及问题本质？虚拟电厂的商业困境，究竟是机制供给不足导致的价值压抑，还是当前系统调节资源供需格局下，其边际价值尚未达到预期水平？本文将从盈利路径、监管逻辑与资源禀赋三个维度展开分析。

一、三大核心盈利路径均存在刚性约束

虚拟电厂的收益来源可归纳为电能量交易、辅助服务交易、需求响应三大类，三类路径在当前市场环境下均面临明确的增长天花板，难以支撑行业规模化盈利。

1. 电能量交易：价差空间决定收益上限，偏差风险侵蚀盈利基础

虚拟电厂可通过聚合分布式资源的灵活性，参与中长期、日前、日内多时段电能量交易，优化交易组合赚取峰谷价差收益，是当前最具市场化属性的盈利渠道。

但该模式的收益规模受区域电力供需格局与价差水平的刚性约束：在调节电源充足、全年电力供需整体宽松的区域，峰谷价差水平相对有限，套利空间天然收窄；在现货市场建设较为成熟的地区，虚拟电厂可作为独立主体参与市场博弈，但随着独立储能规模化并网，峰谷套利的同质化竞争加剧，价差收益已呈现持续摊薄趋势。

2. 辅助服务市场：品类分化明显，用户侧资源比较优势不足

辅助服务是虚拟电厂的重要收益方向，核心品类为调峰与调频，两类品类的市场空间与准入门槛存在显著差异。

调峰辅助服务方面，随着电力现货市场建设推进，电价信号已能够动态反映系统调峰需求，调峰补偿正逐步与现货价格体系融合，单独的调峰辅助服务市场空间持续收窄。

调频辅助服务方面，市场对响应速度、控制精度有着秒级的严苛要求，仅直接接入电网 AGC 调度系统的集中式储能等快速调节资源具备核心竞争力。用户侧柔性负荷、分布式资源聚合形成的虚拟电厂，即便在技术上满足接入条件，其响应速度、控制稳定性与单位调节成本也远不及专业集中式调节资源，在调频市场中不具备比较竞争优势，商业价值有限。

3. 需求响应：行政化需求持续收缩，收益确定性逐步下降

需求响应补贴曾是虚拟电厂最稳定的现金流来源。但近年来，随着全国电力供需紧张态势整体缓和，叠加现货市场价格信号逐步向终端用户传导，用户自发错峰用电的行为已替代大量行政化需求响应邀约，全国范围内需求响应的启动频次、补贴总额与单体项目收益均呈下降态势。

从本质上看，电价信号引导用户自主调峰，是市场机制优化资源配置的必然结果。当价格机制能够有效调节负荷曲线，专门通过行政化采购需求响应的必要性随之降低，该品类的收益规模收缩是长期趋势。

二、各省两种监管路径折射行业发展逻辑分歧

针对虚拟电厂的市场定位与发展引导，当前国内存在两类差异化的监管思路，背后是对“价值与机制关系”的不同判断。

1. 扶持型监管：定向规则倾斜，加速产业培育

部分地区将虚拟电厂列为重点培育的新兴市场主体，出台专属建设运营办法，在交易规则层面设置差异化安排：包括放宽中长期交易比例限制、给予偏差考核豁免或优化政策、设置超额收益返还机制等；甚至有些地方配套财政补贴，对虚拟电厂平台建设、可调容量接入给予定向资金支持。

该路径的核心逻辑是：通过政策红利降低市场主体进入门槛，先做大产业规模、培育业态生态，待产业成熟后再逐步释放其系统价值。

2. 市场化监管：统一规则框架，依靠市场筛选价值

另一部分地区秉持中性监管原则，不针对虚拟电厂设置特殊交易规则与专属补贴，将其与发电企业、售电公司等其他市场主体置于完全统一的市场框架下公平参与竞争。虚拟电厂的盈利水平完全取决于自身的资源聚合能力、交易决策能力与运营效率，能够通过市场化方式盈利的主体自然会发展壮大，无法实现盈亏平衡的主体则被市场淘汰。

该路径的核心逻辑是：价值先于机制，有真实系统需求的业态自然会在市场中获得定价；缺乏真实需求的业态，即便依靠政策短期扶持，也难以形成长期可持续的商业模式。

两种路径并无绝对优劣之分，但一个核心问题值得行业深思：如果一种业态需要长期依赖差异化的特殊规则才能维持盈利，其究竟是电力系统必需的核心资源，还是政策催生的阶段性产物？

三、调节资源供需格局是决定价值的底层逻辑

讨论虚拟电厂的商业价值，无法脱离电力系统调节资源的整体供需格局。虚拟电厂的市场空间，本质上是系统总调节需求扣除其他调节资源供给后的剩余空间。

当前，我国电力系统的调节资源供给仍处于快速扩容阶段：新型储能装机规模持续高速增长，独立储能占比已超过半数，且仍保持较快增速；存量火电机组灵活性改造持续推进，抽水蓄能电站有序投产并网。这些集中式专业调节资源，在响应速度、调度可靠性、单位调节成本等方面均具备显著优势，但当前同样面临盈利渠道不足、利用率偏低的问题。

在专业集中式调节资源供给相对充足、尚未充分释放产能的阶段，聚合分散用户侧资源的虚拟电厂，由于调节成本更高、调度稳定性更弱，在系统调节资源的优先级排序中处于靠后位置，其边际经济价值自然处于较低水平。市场机制的优化可以调整收益分配结构，但无法凭空创造出系统不存在的调节需求与资源稀缺性。这是当前虚拟电厂盈利困境的底层根源，而非单纯的机制建设滞后。

四、对虚拟电厂商业化发展的核心判断

基于上述分析，对于虚拟电厂的长期发展，可得出两点判断：

第一，价值先于机制是电力市场演进的基本规律。电力市场的每一次机制创新，均对应真实的系统运行痛点。未来随着化石能源装机见顶、新能源装机占比持续提升、终端用电电气化水平不断提高，分散灵活性资源将逐步成为系统刚需，与之配套的市场机制也将同步完善，虚拟电厂的系统价值自然会得到充分定价。在此之前，单纯呼吁定向放宽规则、加大补贴，难以从根本上解决商业模式可持续性问题。

第二，核心能力打磨优先于规模扩张。在行业发展初期，运营主体应聚焦技术能力与运营效率提升，夯实资源精准控制、负荷精准预测、交易智能决策等核心能力，而非盲目

追求接入规模。待系统调节需求出现结构性缺口、市场价值真正释放时，具备核心能力的主体方能率先承接市场红利。

总而言之，政策风口可以催生行业热度，但能够穿越周期的商业模式，永远只能建立在真实的系统价值之上。

来源：求索零碳配售电

<https://news.bjx.com.cn/html/20260623/1500974.shtml>

山东：推动绿电直连等政策落地、助力新型电力系统建设

近日，山东能源监管办主要负责同志带队在济南就提升“获得电力”服务水平、提高供电质量及民生电力保供开展专题调研。

调研组先后深入非直供电改造小区、新质生产力企业、调控中心等 8 处现场进行实地调研，详细了解了相关工作开展情况，并召开座谈会进行交流。

山东能源监管办主要负责同志充分肯定了国网济南供电公司在提升“获得电力”服务水平、优化用电营商环境、提高供电质量服务新质生产力企业以及民生电力保供等方面取得的工作成效，要求重点抓好四方面工作：一是坚决守牢安全生产底线，严格落实安全生产双重预防机制，强化隐患排查治理，夯实电力安全生产基础；二是着力提升为民服务水平，全面推进 624 号文件各项任务落地，深化“枫桥经验”应用，提升网格服务质效，实现群众诉求“未诉先办”；三是持续深化电力市场化改革，主动适应改革趋势，提升市场服务能力，充分激发市场主体活力；四是全力服务新质生产力发展，提升供电服务保障水平，加强分布式储能等新技术研究应用，推动绿电直连等政策落地，助力新型电力系统建设。

来源：山东能源监管办

<https://news.bjx.com.cn/html/20260622/1500850.shtml>

“电氢协同”体系落地应用

近日在电解水制氢及氢能发电装备、电氢互动调控等领域取得重大突破，成功研发出成熟稳定的“电氢协同”技术体系。该体系经长时间运行验证，可有效服务我国能源绿色低碳转型。

该技术体系聚焦大规模新能源消纳、电网削峰填谷两大行业难题，有效助力氢能技术装备迭代升级，全面提升氢能产业链自主可控能力。体系以电力系统安全稳定运行为核心，整合电解水制氢、氢能发电、氢能多元利用、电氢互动调控等核心技术，实现电力与氢能双向协同互补。

通过电—氢、氢—电、电—氢—电三种运行模式，该技术赋予氢能跨季节长周期储能、大规模灵活调节、绿色清洁供电等多重属性，精准匹配新型电力系统运行需求，有效保障电网电力电量动态平衡，破解新能源并网消纳痛点。

据了解，中国电力科学研究院 2014 年启动相关技术布局，联合国网安徽、浙江、甘肃、新疆等省级公司开展产研协同攻关，紧扣电网多元化应用场景，攻克氢能装备工艺优化、快速控制、电氢耦合系统能量管控等一系列关键核心技术。

目前，该技术成果已落地国内首个兆瓦级氢能综合利用、首个氢电耦合直流微网、首个海岛氢能综合利用等标杆示范项目。后续将在安徽、山东、甘肃、新疆等多地重大能源工程中规模化推广，拓宽氢能在新型电力系统的应用场景。

来源：科技日报

https://www.cpn.cn/news/dianli2023/202606/t20260608_1893546.html

10 万亿元大市场！“满格电力”托举“国之大者”

夏日，沿着能源转型的脉络眺望，神州大地新型电网建设热潮奔涌不息。西部戈壁的浩荡长风化作电能千里东送，直达东南沿海产业园区；高原旷野的充裕日光持续发电，点亮千家万户灯火。一张坚强、绿色、智能的现代化新型电网，正加速成型铺开。

“十五五”时期，我国新型电网的投资将超过 5 万亿元，带动上下游总规模超 10 万亿元，与新型电网相关的基建投资，可直接创造就业岗位超过百万。这场覆盖面极广的能源升级浪潮里，储能产业摆脱过往辅助配套定位，跃升为新型电网稳定运行的关键支柱，同特高压线路、智能微电网协同发力，真正实现绿电接得住、送得出、用得好，充盈的电力动能，稳稳托举中国经济高质量前行步伐。

我国能源资源与负荷中心逆向分布特征鲜明，西部集中八成清洁能源基地，中东部承载七成用电需求，风光发电的间歇性、波动性短板，进一步拉大供需时空错配矛盾。特高压输电网络搭建起跨区域能源大动脉，“十五五”期间将新增 15 条特高压直流通道，西电东送输送总量有望突破 4.2 亿千瓦，新疆电能可在 0.01 秒内跨越 3300 公里输送至安徽，每年为华东地区输送超 600 亿千瓦时绿电，实现清洁能源跨区域高效流转。大规模远距离送电、分布式新能源集中并网，对电网调压、调峰、应急保障能力提出更高标准，储能系统如同电力系统的“蓄水池”与“缓冲器”，战略价值愈发凸显。

依托新型电网建设红利，储能产业驶入规模化扩张快车道，产业价值迎来重估。测算数据显示，“十五五”新型储能投资较 2022 年增长近 8 倍，在电力总投资中占比突破 10%，总装机规模预计可达 3 亿千瓦。行业从单一储能设备制造，延伸至光储一体化整体解决方案，构网型储能、液冷储能等新技术多点落地，覆盖发电、电网、工商业全应用场景。随着首单电网侧独立储能 REITs 产品挂牌上市，储能资产实现标准化资本运作，产业发展生态日趋成熟，已然成为能源转型不可或缺的核心板块。

新型电网融通生产生活、赋能千行百业、支撑“国之大者”。各地因地制宜推进储能深度融合，落地一批可复制的实践样本。成都一个大型储能电芯工厂配套智能微电网，每年就地消纳 1.6 亿度绿电，依靠储能峰谷调节压缩用能成本，其二期投产后预计新增产值 50 亿元，实现低碳生产与效益增收双赢；甘肃腾格里沙漠新能源基地借助储能调控技术，抹平两千多万千瓦发电功率波动，戈壁风光资源稳定上网；青岛联动虚拟电厂、车网互动模式打造海岛全绿电微网，补齐沿海偏远区域供电短板。一地一策的落地实践充分证明，只有把这张网建得更强、更绿、更智能，才能让每一度电释放更大价值，也让绿色转型的“新基座”真正立得住、靠得牢。

新型电网与储能产业协同发展，不仅是能源转型的内在要求，更是扩内需、稳就业、培育新质生产力的重要抓手。如今，算电协同、零碳园区、虚拟电厂等新业态不断涌现，

储能支撑 AI 数据中心、绿色化工等新兴产业发展，推动电力资源与数字经济、先进制造业深度绑定，持续挖掘增长新潜力、释放经济增长新动能。

来源：四川新闻网

https://www.cpn.cn/news/dianli2023/202606/t20260616_1895284.html

中国水电装机十年增长 40% 水风光互补模式加速新型能源体系构建

我国是水电大国，水电在我国能源版图中占有十分重要的地位。当前我国水电装机容量已经突破 4 亿千瓦，居世界首位。

突破柱状节理玄武岩施工禁区

白鹤滩水电站攻克特高拱坝世界级难题

在我国西南部的群山峡谷间有一座水电站，它的总装机容量有 1600 万千瓦，一天的发电量就能满足 1.48 亿人一天的生活用电。它被誉为世界水电行业的“珠穆朗玛峰”，它就是白鹤滩水电站。

白鹤滩水电站坐落于四川省宁南县与云南省巧家县交界的金沙江下游干流河段，地处青藏高原东麓的高山之间，崖壁陡峭、地势险峻。

白鹤滩水利枢纽工程，中间是拦河坝，起防洪、拦沙和改善下游航运条件等作用，左右两边是引水发电系统，各有 8 组发电机组，水电厂就在两岸山体的地下部分。

白鹤滩水电站坝址区广泛分布柱状节理玄武岩，岩体极易发生松弛、破裂甚至坍塌，这种地质条件曾被视为建设高拱坝的禁区。

白鹤滩大坝在建设时，最大的难题是做好混凝土温度控制，防止出现裂缝。工程师们采用了一种新型混凝土，它在混水后的温度远低于传统水泥。

此外，工程师们还发明了一套智能温控系统，传感器时刻感知混凝土内部温度，埋设的水管能够自动接通冷水给坝体降温。即使在 35℃ 的夏季，也可将混凝土最高温度控制在 27℃。

混凝土拱坝质量有一项重要检测指标——混凝土抽芯取样。长 36.74 米的混凝土芯样，彻底突破水电站“无坝不裂”的世界性难题，为全球特高拱坝建设提供了“中国方案”。

2022 年 12 月 20 日，白鹤滩水电站全面投产发电，年均发电量 624.43 亿千瓦时，可满足约 7500 万人一年的生活用电需求。白鹤滩水电站已安全稳定运行超 2000 天，累计发电量超 2500 亿千瓦时。

“六库联调”高效运行

我国建成全球最大“清洁能源走廊”

如今，我国已在长江流域建成世界最大“清洁能源走廊”。乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡和葛洲坝六座大型水电站，跨越 1800 公里，总装机容量达 7169.5 万千瓦。每年可提供绿色电能约 3000 亿千瓦时，相当于节约标准煤约 9045 万吨，减排二氧化碳约 2.48 亿吨。

为统一整合水电资源，这 6 座大型水电站还可以联动。一滴水从上游的乌东德流到下游的葛洲坝，先后经过六座电站发电，实现“六库联调”。

今年一季度，世界最大清洁能源走廊运行情况良好，其中发电量超 618 亿千瓦时，同比增加 7.19%。

截至 2025 年底，我国水电累计装机容量达 4.5 亿千瓦，相比 2015 年底的 3.2 亿千瓦增长超 40%。

水风光协同发力

抽水蓄能补齐新能源调峰短板

不只是装机容量的增加，近年来，在新能源结构优化互补模式的探索中，水电也扮演着越来越重要的角色。

四川甘孜州雅江县，群山连绵、江河奔涌。全球最大的混合式抽水蓄能电站正火热施工。

这座抽蓄电站以两河口水电站水库为上库、牙根一级水电站水库为下库，建成后兼具天然径流发电与抽水蓄能双向调节功能。

在位于上库的两河口水光互补控制中心，工作人员紧盯屏幕，实时监控着水电光伏等能源的出力情况。通过水电调峰、水库储能两大优势，破解了光伏发电不稳定的难题。

两河口抽蓄电站将于 2028 年建成投产，预计每年可提供清洁电能 14 亿度，能满足 60 万户家庭全年用电需求，还能在两河口周边 700 万千瓦级风光新能源提供灵活调节。

长期深耕可再生能源规划与政策研究的水电水利规划设计总院副院长张益国表示，我国“双碳”目标持续推进，给新型能源体系建设尤其是水电发展带来新机遇，也推动能源项目新模式不断涌现。

能源是现代化的重要基础和动力，能源保障和安全是须臾不可忽视的“国之大者”。“十五五”规划纲要明确提出：深入实施能源安全新战略，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，建设能源强国。未来，伴随越来越多水电工程建成投产，水电将成为保障新型电力系统稳定运行的压舱石、稳定器，为能源强国建设提供重要支撑。

来源：央视财经

https://www.cpn.cn/news/xny/202606/t20260618_1895949.html

国家发改委：推动各地方扩大对零碳园区、零碳运输

走廊等领域投资力度

近日，国家发改委召开 6 月份新闻发布会。国家发改委政策研究室副主任、委新闻发言人李超回答了记者提问时指出：下一步，我们将推动各地方扩大对零碳园区、零碳运输走廊等领域的投资力度，加快实现新增清洁能源发电量覆盖全社会新增用电需求，持续培育绿色低碳发展新动能。

详情如下：

记者：近期中办、国办先后印发了《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》和《碳达峰碳中和综合评价考核办法》。“十五五”时期，将如何更好推进节能降碳工作，如何平衡好碳排放“双控”与经济发展的关系。高耗能但技术先进的项目是否会受到限制？

李超：实现碳达峰碳中和，既是实现高质量发展、推进人与自然和谐共生的现代化的必然要求，也是我国作为负责任大国对国际社会的庄严承诺。“十五五”是实现碳达峰目标的攻坚期、决胜期，我们科学有序开展碳达峰碳中和综合评价考核，以更高水平、更高质量开展节能降碳工作，就是要进一步发挥碳达峰碳中和的战略牵引作用，统筹好经济发展、能源安全和绿色转型，树立支持非化石能源发展、合理控制化石能源消费的鲜明导向，推动各方面在绿色转型中，为稳增长、扩投资挖掘更多潜力、拓展更大发展空间。

关于项目发展问题，我们将与有关部门和地方从存量和增量两个方面同步发力。

存量方面，聚焦钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、甲醇、煤电等 9 个重点行业，实施节能降碳改造攻坚三年行动。目标是到 2028 年底，推动相关工业重点行业能效标杆产能占比平均提高 20 个百分点，煤电行业力争提高 15 个百分点，能效基准水平以下产能基本清零，为“两高”领域新增项目实施碳排放等量或减量置换腾出更多空间。

增量方面，推动新增项目优化能源结构，积极发展绿色直供等新模式，提升非化石能源使用比例，降低碳排放水平。特别是技术先进且具备高附加值的项目，一直是我们支持和鼓励的重点，对于这类项目，非化石能源用得越多，碳排放压力也就越小。

下一步，我们将推动各地方扩大对零碳园区、零碳运输走廊等领域的投资力度，加快实现新增清洁能源发电量覆盖全社会新增用电需求，持续培育绿色低碳发展新动能。

来源：国家发展和改革委员会

<https://news.bjx.com.cn/html/20260626/1501749.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 6 期是科技情报研究所编发的第 642 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