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 8 期（总第 644 期） 20260827

· 科技情报研究所 ·

目 次

行业动态

电池应用引领，气凝胶未来 5 年市场规模年复合增速近 20%.....1

关于推动新疆新能源有效投资和提升新能源利用率的若干措施.....7

虚拟电厂的真实江湖：规模狂飙与盈利困局并存.....8

内蒙古鄂托克前旗首个源网荷储一体化新能源项目正式开工！.....14

大电芯之争：500+Ah 量产不及预期，迭代进入深水区.....15

北京大兴：支持民营企业积极投资新型储能、虚拟电厂、充电基础设施、智能微电网等新兴业态.....20

涉及钙钛矿光伏材料等！福建省“十五五”新兴产业和未来产业发展规划发布.....21

四川乐山“十五五”光伏储能产业发展规划：到 2030 年，新型储能产业产值突破 600 亿元..36

“十五五”期间，陆上 10MW 风机将成主力机型.....37

天然气发电可持续发展的“拦路虎”何在？.....41

行业动态

电池应用引领，气凝胶未来 5 年市场规模年复合增速近 20%

气凝胶是以纳米多孔网络骨架构成的轻质固态材料，具备极低导热系数、高孔隙率等特性，是性能优异的绝热材料。基于上述特性，目前已开发出气凝胶毡、隔热垫、气凝胶涂料等多种气凝胶成品形态，其中气凝胶毡和隔热垫为市场主流，其余形态占比较小。

气凝胶产业链介绍

上游原料	中游制品	气凝胶成品（深加工）	下游应用
硅源	气凝胶粉体	气凝胶涂料	建筑保温外墙为主
硅源+纤维基体	气凝胶毡	气凝胶隔热垫（复合封装、模切）	电池领域为主
		直接使用（卷材/裁切）	石油石化管道保温为主
硅源+纤维基体	气凝胶板	定制加工	工业、航空航天为主
硅源	气凝胶膜	复合成膜	光伏组件隔热、军工装备为主

01 气凝胶成品市场规模及预测

GGII 数据显示，2025 年中国气凝胶成品市场规模 91 亿元，全球 138 亿元。需求增量主要来自电池领域热防护、石化及油气管道隔热。工业管道保温为基本盘，气凝胶具备超低导热、A1 级防火、耐候疏水优势，保温性能优于传统材料，短板在于成本高出 2-3 倍。伴随材料经济性改善与下游应用拓展，中长期成长确定性较强。

GGII 预计，2030 年中国市场规模达 210 亿元、全球达 280 亿元。主要增长原因为：

1）政策端，国家《前沿材料产业化重点发展指导目录》已将“高性能气凝胶隔热材料”列为前沿材料，重点面向航空航天与新能源汽车领域。引导产业资源向该领域倾斜，助力产品落地与下游市场开拓。

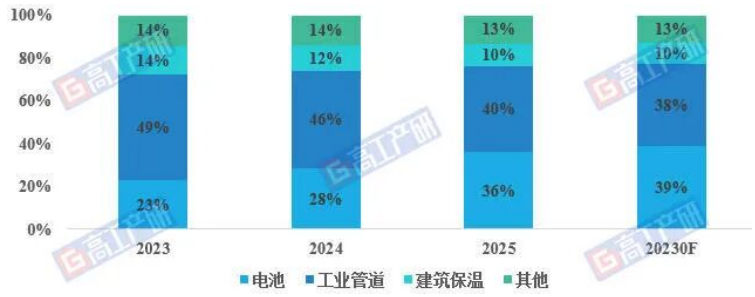
2）气凝胶规模化降本、性能不断提升，推动其在各个场景渗透率持续走高。

3）新能源汽车、大型储能电网对电池系统安全性要求提高，拉动电池热管理领域气凝胶需求大幅增长。

2023-2030 年全球与中国气凝胶成品市场规模及预测（亿元）



2023-2025~2030 年中国气凝胶成品市场结构（%，亿元）



从细分领域来看：

工业管道气凝胶材料导热系数低、耐温可达 500 650℃，能够降低管线热损耗与支架荷载。在节能降碳政策带动下，广泛用于炼化新建及存量改造项目。

建筑领域主要使用气凝胶毡，隔热功能涂层占比持续提升，可实现建筑薄层保温，但采购成本偏高，目前多用于超低能耗示范项目。

伴随节能标准升级，光伏、航天、军工、数据中心属于小批量高附加值定制市场，当前受成本、技术、标准约束难以快速爆发，未来下游防火隔热标准升级将打开增量空间。

电池领域增速最为突出，是气凝胶未来增速最快的应用领域，不仅增长前景广阔，且产品单价高，利润丰厚，但对气凝胶企业的产品性能（不仅隔热性能，对材料的回弹性能，掉粉等也有严格要求）、客户开拓能力、合作研发能力、质量体系管控提出更高要求。

02 电池用气凝胶市场规模及预测

电池用气凝胶成品以隔热垫（又称为隔热垫片）为主，占比超 95%，此外还有少量的气凝胶毡隔热毯、气凝胶涂料等。气凝胶毡隔热垫是将原料气凝胶毡（又称为裸毡）通过复合封装、模切等方式制备成定制化的产品以供电池 PACK 企业使用。

GGII 预计，2030 年中国电池领域气凝胶毡成品市场规模将达 108 亿元，气凝胶裸毡将达 40 亿元。过往主要增量在动力电池领域，未来主要增量在储能电池领域。

2023-2030 年中国电池领域用气凝胶成品市场规模及预测（亿元）



2023-2030 年中国电池领域用气凝胶毡市场规模及预测（亿元）



1）动力电池

自 2020 年以来，国家提出 5 分钟逃生时间的要求标准实施后，气凝胶凭借优异的隔热性能开始广泛的应用于新能源汽车领域。在新能源汽车领域，气凝胶主要应用于三元电池和高端磷酸铁电池（以出口为主），大部分国内动力磷酸铁电池受制于成本压力，不采用价格较高的气凝胶，随着我国新能源汽车出口加速，有望带动动力电池用气凝胶毡需求提升。

2）储能电池

近 2 年来，随着中国储能电池市场化及出口加速，带动储能电池用气凝胶的使用，目前主要应用在欧美对热管理要求较高的地区（需通过 UL9540A 认证体系），国内储能电池受制于成本，当前仍主要采用泡棉为隔热材料。

但 2026 年以来大容量（500+、600+Ah）储能电芯的推广加速，对比原有 280/314Ah 电芯，由于电芯高度几乎增长一倍，而散热面积不变（液冷板在底部，但电芯底部面积不变），热管理难度大幅提升，当前国内市场主流采用的液冷板+导热结构胶（导热材料）+阻燃泡棉（隔热材料）难以满足新一代 500+、600+Ah 储能电池散热要求。

GGII 数据显示，2026 年上半年 500+、600+Ah 电芯出货不及预期，市场占比≤5%，核心主要瓶颈在于大尺寸电芯下的热管理问题。当前头部电池 PACK 厂商通过降低电芯容量（尺寸未变，由原有 588Ah 降低至≤540Ah）或增加电池尺寸（增加散热面积）去实现，更强的热管理体系将成为储能电池发展核心方向。大容量电芯趋势明朗，预计 2030 年 500+Ah 储能产品市场占比将超 70%，有望大幅带动储能对气凝胶的应用。

储能电池系统用隔热材料对比

	气凝胶	阻燃泡棉
导热系数（越低越好）	0.015~0.035W/(m·K)	0.04~0.12W/(m·K)
材料在电池包系统成本占比	0.5%~1%	＜0.1%
当前应用市场	欧美地区、国内高端产品	绝对主流，总体占比＞80%

数据来源：高工产研（GGII），2026 年 8 月

3）其他电池领域

除动力、储能电池市场外，气凝胶成品在 3C 数码电池应用广泛，但由于电芯尺寸小，整体对气凝胶成品需求带动有限。此外，气凝胶成品也少量在矿卡、机车电池等领域应用。

电池领域气凝胶隔热垫发展趋势

	当前	发展趋势
单台新能源汽车用量	约 2m²	持续降低，通过 PACK 设计减少单电芯的使用面积或者由两个电芯中间放一片改为 3-4 电芯中间放一片
性能	导热系数 0.015~0.035W/(m·K)	导热系数不变，主要提升掉粉等问题
厚度	动力 2~3mm 储能约 2mm	动力仍以 2~3mm 为主 储能 1.6mm、1.8mm 在加速应用

03 气凝胶市场竞争情况

GGII 不完全统计，当前中国气凝胶产业链企业超 150 家。除电池领域外（气凝胶隔热垫 CR2＞50%，气凝胶毡 CR4＞50%），其余领域企业集中度较分散，主要原因：

1）非电池领域产品技术要求低、企业数量多、竞争激烈。

2）电池领域不仅技术门槛高、客户粘性极强、下游主机厂更换验证周期长、更换验证成本高，因此更青睐于采购头部供应商原料。

海外气凝胶制品主要企业

1）阿斯彭（Aspen Aerogels）

成立于 2001 年，美国纽约证券交易所上市（股票代码 ASPN），海外最大气凝胶制造商之一。产品涵盖高温保温毡、低温保温材料、电池热阻隔片（PyroThin）及建筑保温材料。客户覆盖全球油气、LNG、航空航天及新能源汽车领域，新能源汽车客户包括通用汽车、丰田、沃尔沃、Stellantis 等，能源客户包括埃克森美孚等。

根据公司财报，2024 年营业收入达 4.527 亿美元，同比增长 90%，2025 年营业收入回落至 2.711 亿美元，收入下降主要原因是“监管框架和激励计划的变化导致客户需求显著减少”，其中电池热阻隔片收入约 1.689 亿美元，能源工业保温收入约 1.022 亿美元。

国内气凝胶隔热垫主要企业

1）爱彼爱和

成立于 2015 年，中国电池用气凝胶隔热垫第一梯队企业。国内首批实现气凝胶规模化生产的企业。建成年产 500 万平方米气凝胶材料、2 亿片电池隔热片基地，主要客户覆盖宁德时代、比亚迪、华为等，并在斯洛伐克设有海外工厂。

2）东莞硅翔

成立于 2008 年，中国电池用气凝胶隔热垫第一梯队企业，专注于电池及 AI 算力中心热管理领域，产品涵盖加热、隔热、散热及 CCS/FPC 系统。主要客户包括宁德时代、比亚迪、中创新航等。

国内气凝胶毡主要企业

1）泛锐熠辉

成立于 2015 年，国家级专精特新"小巨人"，国内电池领域用气凝胶毡龙头。年产 5 万立方米气凝胶，设博士后工作站，是少数能量产≤1mm 超薄毡的企业。2025 年在电池用气凝胶毡市场占比超 30%，稳居行业第一位置。公司已批量供货宁德时代、比亚迪等新能源头部企业，并与大众、蔚来、小鹏等车企建立合作关系。

2）埃力生

成立于 2007 年，全球产能领先的气凝胶企业，年产能 7 万立方米。产品涵盖毡、板、颗粒三大系列，650℃级产品已覆盖宁德时代、比亚迪、国轩高科等，是制造业单项冠军、专精特新"小巨人"企业。

3）纳诺科技

公司前身 2004 年成立，现主体 2011 年注册于浙江绍兴，系国家高新技术企业，国内率先实现气凝胶产业化。公司年产气凝胶绝热毡 6 万立方米、隔热插片 2000 万平方米，覆盖油气、LNG、建筑节能及新能源电池隔热领域，业务遍及 50 余国，曾承担国家科技支撑计划、国家重点研发计划等重大项目。

4）海鹰特材

于 2011 年成立，由中国航天科工三院及 306 所等出资组建。公司为 C919 九大机体结构供应商之一，位于江苏镇江，专注纳米孔气凝胶及相变储能材料。2024 年气凝胶绝热毡订单超 300 万平方

米，已实现 0.5mm 超薄产品量产，2023 年切入小米汽车供应链，正建设年产 2500 万片新能源气凝胶隔热组件项目。

来源：高工产研

https://news.bjx.com.cn/html/20260824/1509598-2.shtml

关于推动新疆新能源有效投资和提升新能源利用率的若干措施

经自治区人民政府同意，自治区发展改革委会同工业和信息化厅、商务厅联合印发《关于推动新疆新能源有效投资和提升新能源利用率的若干措施》（新发改能源〔2026〕593 号）（以下简称《若干措施》）。自治区发展改革委有关负责同志就《若干措施》相关内容回答了记者提问。

一、《若干措施》出台背景是什么？

近年来，我区牢牢把握“全国能源资源战略保障基地”核心定位，持续加快新能源资源开发利用步伐，截至今年 7 月底，新能源累计装机规模约 1.8 亿千瓦。当前，处于国家构建新型电力系统、推动能源结构绿色转型的战略机遇期，在新能源快速发展的同时，也出现了新能源利用率下滑、新能源投资积极性不高等阶段性问题。在此背景下，结合我区新能源发展实际，坚持远近结合、突出方向性，坚持供需结合、突出科学性，坚持存量增量结合、突出落地性，出台了《若干措施》，通过政策集成创新，着力破解新能源发展中的阶段性矛盾，进一步推动新能源有效投资，持续提升新能源消纳利用水平。

二、《若干措施》主要内容是什么？

《若干措施》包括三部分内容，一是科学释放新能源有效投资潜力。从压减盘活存量项目、优选新增备案项目、加快推进绿电直连、用好新能源机制电价竞价结果、加快抽水蓄能和光热项目建设、保障储能项目合理收益、强化各类要素保障等七个方面，加快推动一批条件成熟项目落地实施，持续释放新能源投资潜力。二是多措并举提升新能源消纳利用水平。从建立目标约束预警机制、压实企业公平消纳责任、合理压减燃煤自备机组发电量、拓展绿色氢氨醇产业发展路径、持续提升电力系统调节能力、精准产业招商扩大用电负荷、推动新能源与多产业协同发展等七个方面，全方位拓展消纳空间，保障新能源利用率保持合理水平。三是健全调

度通报机制。持续跟踪新能源项目建设、固定资产投资、新能源利用率、产业招商引资项目落地等情况，层层压实属地、行业主管部门、企业责任，保障各项政策举措落地见效。

三、本次《若干措施》与今年 1 月印发的《推进新形势下新疆新能源高质量发展的若干措施》的关系是什么？

本次出台的《若干措施》，是今年 1 月自治区人民政府办公厅印发《推进新形势下新疆新能源高质量发展的若干措施》的深化拓展和配套补充，结合当前我区新能源项目建设、消纳利用过程中出现的新情况、新形势，尤其是在压减盘活存量项目、优选新增备案项目、压实企业公平消纳责任、合理压减燃煤自备机组发电量、精准产业招商扩大用电负荷等方面，进一步细化工作标准、更新政策措施、明确实操路径，前后两个《若干措施》形成前后接续、互为支撑的政策组合，统筹破解新能源扩投资与促消纳的现实难题。

四、支持哪些新备案项目？

在新增新能源项目备案上，综合统筹各地风光资源条件、电网接入空间、负荷消纳能力等因素，支持资金可落实、电网可接入、负荷可配套、3 个月内可实质性开工的新能源项目备案，从源头上避免项目“只备案、不开工”，杜绝资源浪费和闲置。

五、企业绿色电力消费比例如何落实？

为压实重点用能行业可再生能源消纳责任，拓宽新能源电力消纳渠道，鼓励重点用能行业增加物理绿电下网比例，重点用能行业相关企业绿色电力消费比例不低于国家下达的年度任务目标。对于新建硅基、铝基、化成箔等项目，在节能审查环节明确绿电消费比例。对逾期未完成可再生能源消费最低比重目标的企业进行约谈、通报，并依法依规纳入信用记录。通过明确刚性的消纳考核要求，进一步压实企业消纳主体责任，促进新能源消纳。

来源：新疆发展改革委

https://news.bjx.com.cn/html/20260824/1509732.shtml

虚拟电厂的真实江湖：规模狂飙与盈利困局并存

在新型电力系统转型的宏大棋局中，虚拟电厂是当之无愧的关键落子，被国家层面寄予厚望。

国家发展改革委、国家能源局印发的《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，划定了清晰的发展路径：2027 年全国虚拟电厂调节能力突破 2000 万千瓦，2030 年冲刺 5000 万千瓦以上。《“十五五”碳达峰行动方案》再度背书，正式将其确立为用电侧协同互动的核心载体。

政策东风劲吹，行业热度瞬间拉满。

《中国供电发展报告（2026）》统计，截至 2025 年底，全国落地运行的虚拟电厂项目 470 个，经测试最大调节能力达 1685 万千瓦，同比增长约 70%。十余省份相继出台地方落地细则，广东、山东、上海、浙江等试点先行地区，项目落地、平台招标、技术迭代接连提速。

一时间，运营商扎堆入局、产业生态加速成型，行业看似站在了规模化爆发的临界点。但走进调度一线、深入产业终端，会发现亮眼的数据背后，是骨感的落地现实。

聚合上报的调节规模持续走高，但能够接受反复稳定调度、持续产生收益的有效可调资源占比不高。行业暴露出突出的结构性矛盾：政策确定了清晰的规模发展目标，但市场化盈利路径尚未在全行业打通。

名义调节能力与真实可调能力存在巨大落差

翻开各地项目宣传资料，百万千瓦级聚合案例屡见不鲜。平台接入设备量、纸面聚合容量不断刷新，让人误以为距离 2030 年 5000 万千瓦的调节能力政策目标，仅有一步之遥。但站在电网调度的视角看，这套产业普遍使用的统计口径，并不能直接等同于传统实体电厂的装机容量。

国家能源局早已直击行业核心痛点：部分虚拟电厂“聚而不实”。国内尚未形成统一的调节能力核验认定标准，海量纸面聚合资源，根本不具备实体电源稳定、可靠、可随时调度的响应能力。

多地行业调研结果更能反映现实，多数虚拟电厂项目中，经实测的有效可调资源占名义聚合规模的比例不足 20%，部分示范项目甚至低于 10%。

这层巨大的数字泡沫，根源在于虚拟电厂的资源属性。

它聚合的从来不是标准化机组，而是海量、碎片化、不确定性极强的终端资源。工业园区的储能、光伏、流水线，楼宇的中央空调，街头的充电桩，每一类资源的运行逻辑、可用时段、约束条件都截然不同。

平台统计容量时，会将所有设备的最大可调功率简单累加，算出看似庞大的名义调节规模。但现实中，所有资源几乎不可能在同一时间、无约束地投入调度。

充电桩依赖车辆接入状态，空调调节受限于人居舒适度底线，工业负荷受制于企业生产排期、订单进度，分布式光伏出力完全随天气阴晴波动。

“平台上报 10 万千瓦调节能力，调度敢纳入运行计划的，最多只有两三万千瓦。”一位南方地区虚拟电厂运营商的这番表述，道破了全行业的普遍困境。

绝大部分纸面容量，只是理论潜力，无法在电网最紧缺的尖峰时刻稳定兑现。

核心差距，在于“可信度”。

传统煤电机组只要设备完好，接令即可稳定输出功率，可靠性极强。而虚拟电厂面对的是成千上万个自主可控、行为随机的终端主体。工厂临时改产、车辆随时拔桩、天气突变，都会导致实际出力偏离申报值。

偏差超标，就意味着考核罚款。部分项目预测偏差突破 20%，便会收到调度整改通知，直接产生经济损失。

由此催生了行业矛盾生态：拓圈抢滩时，企业疯狂接入设备、做大纸面规模，用于申报试点、争取政策、包装业绩；入市交易时，又主动压缩申报容量、保守报价，规避考核风险。

一边是 5000 万千瓦的硬性目标压力，一边是有效容量“注水”的产业乱象。统一、权威、可落地的调节能力核验体系，已然是行业规范化发展的必经前置课题。

主要依赖补贴凸显产业造血能力缺失

如果说容量虚高是技术与统计层面的短板，那盈利难，就是悬在所有运营商头顶的难题。

从理论层面看，虚拟电厂拥有三大收益渠道：需求响应补偿、电力现货价差套利、辅助服务收益。看似多元增收路径，落地后每一条都存在明显天花板。

需求响应是目前行业最核心、甚至是唯一的主流收入来源，却有着致命缺陷：调用频次极低。

全国绝大多数省份，全年需要启动大规模需求响应的天数，仅有盛夏高温、寒冬寒潮的寥寥数日。其余 300 多天，平台设备、通信系统、运维团队、用户合作协议全程待机，刚性成本持续支出，却无任何收益进账。

这一矛盾在水电富集、电力供需宽松的省份尤为突出。以四川为例，区域电力整体供大于求，仅迎峰度夏有少量调用机会，运营商盈利窗口期极度狭窄，单一需求响应收入，根本无法覆盖运维、改造、用户谈判的固定成本。

电力现货价差套利，被视作虚拟电厂市场化破局的关键，落地效果也不及预期。

全国电力现货市场仍处于分批试点阶段，尚未实现全国普及。即便是运行较为成熟的试点省份，峰谷价差的平均水平也有所回落，同时价格波动剧烈。根据多家机构的测算，普通负荷侧资源调峰的度电收益，仅为火电深度调峰补偿水平的 30%至 50%；在价差低位区间，套利收益甚至难以覆盖用户激励与设备运维投入成本。

辅助服务市场的门槛，更是将多数中小运营商挡在门外。

调频业务对响应速度、控制精度要求严苛，高度依赖储能资源，普通可调负荷难以参与；备用、爬坡等新型辅助服务品类，多数省份尚未对虚拟电厂放开。

多重限制叠加，行业形成了矛盾的发展常态：示范项目热闹纷呈，市场化运营举步维艰。

绝大多数运营商的现金流，高度依赖地方试点补贴和专项扶持资金。全国数百家运营主体中，能依靠常态化市场交易稳定盈利的企业寥寥无几，大量企业长期处于收支平衡甚至亏损状态，靠政策输血勉强存续。

“我们搭建了平台、接入了用户，也完成了多次示范调用，全年营收刚好覆盖人力和技术成本，根本没有利润可言。”这是一家一线运营商的经营现状，也是众多运营商的真实写照。

更严峻的是持续攀升的成本压力。

虚拟电厂绝非简单的软件开发运营。为实现精准调度，工商业终端需加装采集、通信、控制硬件；为稳定用户资源，需反复谈判、签订响应协议、常态化发放激励，打消企业停产减产的顾虑。海量设备的接入、调试、运维，每一步都需要持续烧钱。

刚性成本只增不减，市场化收入极不稳定。5000 万千瓦的宏伟目标面前，整个行业亟待解答一个核心问题——千万级调节能力，如何撑起可持续的产业生态？

市场、计量、结算三重壁垒困住产业

虚拟电厂的落地困境，从来不是单纯的技术问题，核心是市场制度适配性不足。

我国电力交易、计量结算体系的基础框架脱胎于传统集中式电源。对于虚拟电厂这种由海量分散异构资源聚合而成的新型市场主体，现有制度仍存在适配短板，各地配套实操细则尚待完善。

首当其冲的，是计量“度量衡”缺失的行业难题。

传统电厂有统一关口电表，发电量、调节量清晰可查、有据可依。虚拟电厂的资源构成却极度复杂：储能看荷电状态、光伏看天气、空调看建筑热惯性、充电桩看车辆接入情况。

全国至今没有统一的异构资源调节量核算标准、响应核验标准。各地核算规则不一、认定尺度不同，响应成效无法精准量化。

“调度指令下发后，用户侧到底调了多少、是否达标，没有精准取证依据，后续交易分红、费用结算都是空中楼阁。”一位专业人士的研判，直指行业核心堵点。计量失准，不仅容易滋生容量虚报问题，也会导致企业达标响应却拿不到足额补偿。

结算周期过长、现金流承压，是中小运营商吐槽最多的现实痛点。

多数省份对需求响应、辅助服务收益实行月度、季度结算。运营商需要提前垫付硬件改造、用户激励、平台运维等全部成本，却要漫长等待回款。一旦遭遇调度、交易、用户三方数据偏差，核对追溯流程繁琐，回款周期会进一步拉长，直接挤压中小企业生存空间。

交易考核规则的“一刀切”，同样制约行业发展。

尽管国家层面已明确虚拟电厂的市场主体身份，但省间落地差异极大。现有偏差考核机制完全沿用传统火电标准，并未考虑用户侧资源的天然不确定性。

天气突变、企业临时改产，都会造成负荷预测偏差，动辄产生罚款。严苛的刚性考核，严重挫伤了运营商参与市场交易的积极性。业内专家普遍呼吁，需针对虚拟电厂特性，设置柔性考核区间，区分客观不可抗力与运营失误。

最深层的矛盾，是灵活性价值无法合理定价。

虚拟电厂向系统输出的核心价值，不在于交易的电量，而在于关键时刻能够被调度的确定性。面对电网尖峰缺口，这份灵活性资源价值千金；一旦电力供需整体转向宽松，它的市场价值便会大幅收缩。

但当前多数地区的补偿标准由行政核定，而非市场出清，无法匹配电力系统的实时需求，形成“电网刚需、市场低价”的错位局面。

归根结底，当下虚拟电厂发展仍未摆脱“做示范、拿项目、靠补贴”的传统路径。财政扶持可以孵化初期项目，却无法支撑 5000 万千瓦级别的规模化产业发展。唯有让灵活性资源获得市场化合理回报，产业才能实现自我生长。

国内已有部分市场化探索样本值得关注。广东常态化推动虚拟电厂参与现货与辅助服务市场；浙江落地 D-2 日前市场化响应出清机制；长三角试点跨省资源互济。

然而，这些成熟实践，仅集中在少数试点区域，尚未形成全国可复制、可推广的商业模式。

重新读懂 5000 万千瓦的深层意义

客观而言，2030 年 5000 万千瓦调节能力是国家设定的中长期发展预期目标，不属于刚性考核约束。其政策指向，凸显出新型电力系统对需求侧灵活调节资源的迫切需求。

行业测算显示，若依靠新建火电应对系统 5%的短时尖峰负荷，配套电源与电网投资高达 4000 亿元；依托虚拟电厂挖掘用户侧灵活性实现对应削峰能力，整体投入仅 400 亿至 570 亿元。不过该对比针对尖峰短时调节场景，不能等同于全工况电源替代。

在新能源装机持续攀升、电源波动性大幅增加的当下，盘活亿万用户侧的闲置调节资源，是保障电力安全、降低转型成本的最优路径之一。

不过，引导目标绝不等于产业成果。

各地若简单将“调节容量规模”作为唯一考核指标，必然催生重规模、轻实效，重聚合、轻运营的形式主义乱象。追逐纸面数字的背后，有效容量不足、商业模式缺失、产业生态脆弱的核心问题，始终无法解决。

产业成熟，需要技术、市场、用户三方同步迭代。技术上，补齐异构资源的容量评估、精准核验短板，解决资源可信度难题；市场上，打通电能量、辅助服务、容量补偿多元收益通道，实现灵活性价值市场化定价；用户端，完善激励机制，让市场各方切实获利，主动配合电网调度。

虚拟电厂的困境，是整个电力系统转型的缩影。

传统电力时代，发展逻辑是“多建电厂、多发电量”。新型电力系统时代，核心逻辑变为“盘活存量资源、激活用户灵活性”。这场范式转换，远比新建一座电厂复杂。它不仅是技术与硬件的升级，更是交易规则、利益分配、多方博弈的系统性重构。

虚拟电厂的真正成功，从来不是平台接入了多少资源，而是这些资源能在电网最急需的时刻，可靠、稳定兑现价值，更能让所有参与主体，收获可持续的发展回报。

来源：中国能源观察

https://news.bjx.com.cn/html/20260825/1509928.shtml

内蒙古鄂托克前旗首个源网荷储一体化新能源项目正式开工！

近日，由山东电建一公司承建的新矿内蒙古能源有限责任公司 10 万千瓦源网荷储一体化项目一期 5 万千瓦工程正式开工建设，标志着项目从前期筹备进入实质性施工阶段。

该项目位于内蒙古鄂尔多斯市鄂托克前旗上海庙镇，总装机规模为 5 万千瓦，包括风电装机 30MW、光伏额定容量 20MW，按照风光总容量 15%、时长 4 小时配套建设电化学储能，储能容量为 7.5MW/30MWh。其中，风电部分配置 4 台 7.5MW 风力发电机组，光伏直流侧容量

21.7 兆瓦峰值，配套建设升压站、储能系统、智慧运维中心，搭载源网荷储一体化智慧管控平台，实现风、光、储、荷全链条数据的协同采集与智能调控。

项目创新采用“自发自用、余电不上网”的闭环运营模式，所发清洁电力全部由恒坤化工二期新增负荷就地消纳，不向公用电网反送电，从根本上破解了传统新能源弃风弃光难题，大幅提升就地利用效率，为高载能行业绿色转型提供了可复制、可推广的实战样本，也探索出一条新能源与化工产业耦合发展的新路径。

项目建成投运后，预计每年可提供清洁电力约 1.2 亿千瓦时，相当于节约标准煤近 4 万吨，减排二氧化碳约 10 万吨，将对优化区域能源结构、增强电网运行平稳性、降低碳排放发挥显著作用，打通了‘风光发电、智能电网、柔性负荷、储能调节’的全链条，实现了传统煤化工的“减碳”与新能源的“增绿”双向奔赴、同频共振。

来源：北极星储能网

https://news.bjx.com.cn/html/20260824/1509646.shtml

大电芯之争：500+Ah 量产不及预期，迭代进入深水区

2026 年已经过去七个多月，储能行业关于 500+Ah 大储电芯的声量明显要比往年小了很多。对比 2024 年、2025 年，多家电芯企业密集发布 500+Ah/600+Ah/700+Ah 时的热度，今年行业对 500+Ah 大容量电芯的讨论和关注度要少得多。截至目前，仅有宁德时代在今年 4 月披露，其 587Ah 大储电芯出货已超 5GWh；更值得关注的趋势是，更大容量电芯已开始量产并收获大额订单——7 月远景动力 790Ah 电芯在宜昌基地投产，且有一半订单被海外客户锁定；8 月海辰储能 1175Ah 电芯在菏泽量产。

500+Ah“声量变小”，是产业化遇阻，还是另有隐情？

大基地与 AIDC 双轮驱动

GW 级储能倒逼电芯向“大”而生

要理解大电芯的迭代逻辑，首先要回到需求侧的根本变化。

随着“十五五”规划深入推进，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地（大基地）第二批、第三批项目进入密集建设期，配套储能正从“按省分散”走向“按基地集中”。与此同时，AIDC（AI 数据中心）等新兴场景的备用电源需求爆发，推动储能电站从 100MWh/200MWh 向 1GWh 甚至 4GWh 级演进。

电站规模化，带来的不是简单的容量叠加，而是成本敏感度的质变。在 GW 级项目面前，客户关注的早已不是单颗电芯的 Wh 成本，而是由更大电芯、更少串并联、更简调度逻辑、更高单簇容量驱动的整站 BOP（Balance of Plant）成本。电芯容量越大，系统集成复杂度、故障率、占地面积和辅助设备投入越低，电站全生命周期收益越高。

这意味着，储能电芯从 314Ah 向 500+Ah 迭代，只是起点而非终点。从产业实际来看，500+Ah 更像是第二代到第三代之间的过渡验证区间——企业需要在这个区间跑通大电芯的制造工艺、良率控制和系统适配，但鲜有人将其视为最终目的地。远景动力 790Ah 率先量产、海辰储能 1175Ah 落地菏泽，已经表明行业正在向更大容量快速延伸。电芯会越做越大，这是系统需求决定的必然趋势。

314Ah 需求“紧俏”

电芯企业不愿过早“革命”

500+Ah 声量变小，其中原因之一就是 314Ah 卖得太好了。

2025 年下半年以来，受国内源网侧储能、工商业储能、数据中心备用电源需求激增，以及欧洲、澳洲、中东等海外市场订单集中交付影响，大容量储能电芯市场处于持续的结构性短缺之中。

314Ah 凭借成熟量产工艺、完备的国内外安全认证、规模化量产交付等优势，其市场走势超出了多数人的预期。根据动力电池应用分会联合电池中国网前不久开展的产业链调研，今年以来，头部储能电芯企业 314Ah 订单普遍排产到年底，部分订单已经延展到 2027 年年中。宁德时代今年上半年产能利用率高达 94.86%，其它头部企业储能业务产线也接近满负荷生产。

供需关系的变化，也带动 314Ah 储能电芯价格上涨。数据显示，2026 年 8 月，国内主流 314Ah 磷酸铁锂储能电芯价格在 0.35 元/Wh-0.42 元/Wh 之间，较 2025 年年底的 0.31 元/Wh 附近的价格水平，涨幅超过 30%。

314Ah 越紧缺、越好卖，企业将现有产线改造为 500+Ah 的动力就越弱——若是要将 314Ah 产线改造成 500+Ah，涂布机、辊压机、卷绕机、注液腔体全部要更换，单线投入在 5000 万元以上，停产改造周期在数月以上，这些对企业来说，都将会是一笔不小的成本增量。

此外，部分企业担心，将 314Ah 产线切换到 500+Ah，还面临产能爬坡、下游储能系统适配认证、安全认证，以及能否拿到确切订单作为支撑等不确定性风险。

但正是因为这种“紧俏”，让多数企业陷入两难：将 314Ah 产线切换至 500+Ah，意味着数千万级的设备投入和数月的停产改造，还要承担能否顺利实现产能爬坡、认证和订单的不确定性风险。

与其在 500+Ah 这个“中间地带”冒险，不如继续吃透 314Ah 红利，同时直接押注 600+Ah、700+Ah 乃至 1000+Ah 的下一代产线。其中，亿纬锂能 628Ah Mr.Big 电芯已实现规模化量产，下一代 702Ah 叠片电芯也在稳步推进；欣旺达 684Ah 叠片电芯已规模化量产；远景动力沧州、宜昌双基地 790Ah 也已投产——600Ah+以上区间的确定性交付，正在加速压缩 500+Ah 的过渡窗口。

短期看，314Ah 仍属储能行业稀缺红利赛道，预计还有一到两年左右的生命力；但拉长视角，大电芯赛道正从 500+Ah 的过渡验证期，加速迈向更大容量的储能电芯赛道。眼前的紧俏，既是红利，也是下一轮竞赛开始前的窗口期。

500+Ah 大电芯

不是“放大版”的 314Ah 电芯

大基地与 AIDC 驱动下的 GW 级电站需求，在率先量产和交付的远景 790Ah 上得到了直观回应。单 GWh 储能场站若采用 587Ah 电芯需约 533,000 颗，而采用 790Ah 电芯以 12.5MW/50MWh 标准子阵排布仅需不到 40 万颗，电芯数量减少近 30%，可显著降低集成复杂度、故障率，同时节约占地面积 26%以上，BOP 成本节省超 800 万元.

电芯但系统端的收益只是硬币的一面。把 314Ah 等比例放大到 500+Ah 乃至 700+Ah，远不是“做大”这么简单——容量选择的本质，是系统尺寸、设备工艺极限与材料体系能力三者的综合寻优，而非单纯追逐数字。

以卷绕工艺为例，极片厚度从 150μm 提升至 250μm，幅宽和长度同步放大，涂布均匀性控制难度陡增；极耳焊接面积大幅增加，化成工序电流分布不均，SEI 膜一致性面临挑战。与此同时，容量提升带来的热管理、寿命衰减和 RTE（直流能量效率）优化，也需要材料体系与工程能力的同步突破。

这意味着，大电芯竞赛的核心不是“能不能做大”，而是“系统定义能力够不够强”——能否在电站级需求、设备工艺边界和材料体系之间找到最优解。

这也解释了为何行业对 500+Ah 的态度出现分化。部分企业因系统定义能力和工艺整合经验不足，在 500+Ah 产线调试中遇到良率爬坡、热安全验证等瓶颈，扩产节奏不及预期；而头部企业则选择直接跳过 500+Ah 的过渡验证，锚定 600+Ah 甚至 700+Ah 以上区间。截至 2026 年 6 月，市面上绝大多数 500Ah+新产线仅完成小批量试产，产能体量和订单都非常有限。

电站系统级的需求，是电芯容量向大的根本驱动力；而系统定义与工艺整合能力，则决定了谁能把大电芯从参数变成交付。

700+Ah 跳出 500+Ah 过渡陷阱

在这道“系统定义”的考题前，790Ah 电芯提供了一个值得解剖的样本。

2026 年初，远景 790Ah 实现全球率先量产交付；4 月，搭载 790Ah 的 12.5MWh AI 储能系统发布；7 月 15 日，其宜昌基地一期 40GWh 项目投产，从签约到开工仅用时 18 天，从开工到投产仅用时 262 天——“投产即交付、交付即出口”。

为何没有停留在 530Ah 或者 587Ah，亦或者更大的容量规格？790Ah 并非简单的“容量做大”。

790Ah 产品的定义逻辑是：“系统尺寸分解—设备工艺极限—材料体系能力”三者综合寻优。

从系统分解角度，790Ah 电芯实现了电芯数量与集成复杂度的最优平衡。远景 790Ah 大储电芯，单 GWh 储能场站仅需 39.6 万颗电芯，较 314Ah 电芯数量减少近 60%，较 587Ah 方案也减少近 26%。电芯数量锐减，将会直接带来集成复杂度、故障率与 BOP 成本的大幅降低，每 GWh 的 BOP 相较 314Ah 电芯方案降本超 1500 万元，较 587/588Ah 电芯方案能节省约 800 万元，同时节约占地面积 26%以上。

从设备工艺角度，790Ah 电芯三维尺寸设置，在当前卷绕设备极限宽度内——宽度超过 320mm 将导致卷绕张力不均及极片起皱，在不突破现有工艺框架的前提下，可将容量做到最大化。

在行业最为关注的热安全领域，790Ah 构建了电芯本征安全、Pack 热隔离到系统级消防的三层防线。电芯层面，其自研高安全电解液通过“热梯度反应设计”使热失控可控；Pack 层面纳米隔热材料，使热失控蔓延延迟时间提升 148%，实测验证 790Ah 与 315Ah 热失控温度处于同一水平，容量翻倍但安全等级未降级。

产业化进度上，790Ah 已率先走通“量产—认证—交付—出口”全链条，GB/T、UL、IEC 等全球主流市场认证均已齐备。其成熟落地，使得 500+Ah 作为过渡区间的窗口期进一步收窄，也意味着大电芯竞争，已从“容量参数竞赛”转向系统工程能力的实质比拼。

500+Ah 产业化是否真的变慢了？

回看 500+Ah 大电芯这两年的进程，可以看到：行业并非不愿做大电芯，而是大电芯的“大”远不止容量一个维度。

制造工艺的系统性重构、安全设计的全链条验证、规模化生产的良率爬坡、全球化交付的认证体系——每一环对于很多企业来说都是门槛。

790Ah 的意义恰在于此：它不是又一款大容量电芯参数的发布，而是一个可以高度契合全球能源转型、AI 数据中心激增时代的储能大电站需求，其系统集成更高、稳定性更可靠、寿命更长、BOP 成本更低的新一代大储电芯制造路径亦已跑通，安全已验证，全球认证已齐备，量产已交付。

当下，在全球储能市场爆发式增长的背景下，314Ah 的红利窗口还在。但头部企业已经开始密集卡位 500+Ah、600+Ah、700+Ah 及 1000+Ah 以上赛道。

除了宁德时代、远景动力、亿纬锂能，今年以来包括瑞浦兰钧、欣旺达、国轩高科、蜂巢能源、中汽新能、赣锋锂业、海辰储能、派能科技等多家企业，自 2026 年下半年开始，已陆续推进 600+Ah 乃至 700+Ah、1000+Ah 大储电芯量产。海辰 1175Ah 的量产更表明，1000+Ah 电芯的产业化成熟度，已经超出市场预期。

当大储电芯技术、量产逐渐成熟，市场对 314Ah 电芯的需求或将快速萎缩。届时，率先越过 700+Ah 门槛的企业，获得的将不只是订单，而是行业格局重塑中的定价权与话语权。

对行业而言，真正的分化才刚刚开始。

来源：电池中国

https://news.bjx.com.cn/html/20260821/1509558-2.shtml

北京大兴：支持民营企业积极投资新型储能、虚拟电厂、充电基础设施、智能微电网等新兴业态

8 月 20 日北京市大兴区人民政府发布《北京市大兴区“十五五”能源发展规划（征求意见稿）》的公告。内容围绕探索开展新型储能多场景应用、推进产业用能绿色转型、促进能源领域民营经济加快发展。

其中包括：重点推进分布式光伏、地源热泵、新型储能等技术应用，发展绿电直连、算电协同、光储充一体化等创新模式，打造多能互补示范标杆，主动衔接全市新型储能产业布局，培育储能系统集成、储能变流器等关键配套环节；探索光伏与地表热泵系统耦合互补运行示范，开展新型电力系统智慧调度控制与安全防控技术研发应用，实现源网荷储智慧运行。加快人工智能在智慧调控、虚拟电厂等场景的应用；鼓励大数据中心、5G 基站、商业综合体、工业园区等工商业用户配置技术成熟、安全性高的用户侧储能，提升供电可靠性，发挥其在电力负荷侧响应中的积极作用；整合公共建筑供冷供热、储能、电动汽车、可调节负荷等灵活资源，建设类型多样、特性互补的城市灵活响应资源库。培育源网荷储一体化、负荷聚合服务、虚拟电厂等新业态新模式，通过市场化机制引导园区工业用户及工商业可中断负荷参与电力需求侧响应。

推动工商业楼宇、公共建筑创新开展储热（冷）试点示范，提升热网调节能力；探索算电协同发展路径，引导数据中心项目与新能源、新型储能协同布局，新建数据中心使用绿电比例大幅提升并力争逐步实现全绿电，存量数据中心电源使用效率（PUE）达到 1.35 以下。

加强电动汽车与电网融合互动，试点推进车、桩、站、网协同互动，建立车网协同智能充放电示范；建设便捷的充电基础设施网络，实现城区公共充电设施平均服务半径小于 3 公里，

换电站平均服务半径小于 5 公里，打造大兴机场临空区 1 公里充电圈。新建居住区按标准配建充电设施或预留安装条件，结合老旧小区改造同步推进充电设施改造，鼓励单位内部充电设施对外开放。推广新能源汽车有序充电，试点探索车网互动（V2G）等新模式。

强化产学研协同创新，支持企业与在京高校院所共建研发与中试平台，承接市级能源创新成果落地转化，打造（低）零碳园区绿色用能示范样板，围绕大兴区国际氢能示范区、生物医药基地、临空经济区等重点园区综合用能需求，通过绿电直连、源网荷储一体化等模式扩大绿色能源供应，推动用户侧储能在数据中心、产业园区等场景示范应用，提升园区绿色能源供应与灵活调节能力。建设园区虚拟电厂，统筹调度分布式光伏、用户侧储能及可中断负荷等可调资源，参与电力系统调节响应。

支持民营企业积极投资新型储能、虚拟电厂、充电基础设施、智能微电网等新兴业态；鼓励引进能源科技前沿领域顶尖团队和人才，围绕氢能、智慧能源、新型储能、地热能等重点领域建设一批创新中心与实验室，为能源转型与创新发展提供有力智力支撑。

来源：北京市大兴区人民政府

https://news.bjx.com.cn/html/20260821/1509500-1.shtml

涉及钙钛矿光伏材料等！福建省“十五五”新兴产业和未来产业发展规划发布

8 月 20 日，福建省人民政府关于印发《福建省“十五五”新兴产业和未来产业发展规划》的通知，通知指出，以福州、厦门、宁德为核心，联动泉州、三明、南平、龙岩等，培育新能源基础材料、半导体与显示材料、稀有金属材料三大领域。加强电池前驱体与高端粉体合成工艺创新，推动半固态与全固态电池关键材料规模化制备，加快层状氧化物、普鲁士白、硬碳等钠离子电池正负极基础材料中试量产。鼓励发展光刻胶、高纯电子特气、超净高纯湿电子化学品以及高纯金属溅射靶材等关键材料。支持宽禁带半导体材料的高纯度、大尺寸研发，前瞻布局金刚石、氮化铝、氧化镓等第四代半导体材料。培育钙钛矿光伏材料、高性能发光材料、巨量转移胶材、柔性显示封装胶及高端光学薄膜等材料。推动中重稀土材料高价值开发应用，发展超高性能钕铁硼与钐钴永磁材料、高端稀土发光、储氢以及特征合金材料。发展全钒液流电池关键材料、电子级钛基材料等。

原文如下：

各市、县（区）人民政府，平潭综合实验区管委会，省人民政府各部门、各直属机构，各大企业，各高等院校：

现将《福建省“十五五”新兴产业和未来产业发展规划》印发给你们，请认真组织实施。

福建省人民政府

福建省“十五五”新兴产业和未来产业发展规划

培育壮大新兴产业和未来产业是培育新质生产力、推动高质量发展的重要举措。为深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，全面落实习近平总书记对福建工作的重要讲话重要指示批示精神，以科技创新为引领，加快培育壮大新兴产业、前瞻布局未来产业，在推动科技创新和产业创新深度融合上闯出新路，支撑福建省建设更具全球竞争力的现代化产业体系，编制本规划。规划期为 2026—2030 年。

一、发展成效

“十四五”时期，我省新兴产业集聚发展效应增强。工业战略性新兴产业产值占规模以上工业产值比重从 19.7%升至 29.1%，新一代信息技术、高端装备、新材料等产业增加值突破千亿，建成 4 个国家级、17 个省级战略性新兴产业集群，形成以福州、厦门为核心、山海协同发展的产业格局。动力电池、旗舰 SoC 芯片等产品全球领跑，多项关键技术实现自主突破。企业创新主体不断壮大，国家高新技术企业超 1.5 万家，培育国家级专精特新“小巨人”企业 426 家、制造业单项冠军企业 65 家。创新投入稳步增长，全社会研发经费投入年均增长约 8%，重组入列 13 家全国重点实验室，省创新实验室增至 8 家。人才与资本支撑强化，累计遴选产业领军团队 111 个，设立千亿规模政府基金矩阵。

对比先进省份，我省新兴产业仍有明显短板，产值规模较小，对产业升级带动能力偏弱，以人工智能为代表的新赛道发展不充分，产业生态和区域协同有待提升，全社会创新投入长期偏低，产业创新源头支撑能力不足，企业科技成色不突出。

二、发展目标

到 2030 年，力争全省工业战略性新兴产业产值占规模以上工业产值比重达 35%左右，全社会研发经费投入年均增长 10%，培育万亿级新能源产业集群，力争新材料产业集群突破九千亿，集成电路和光电产业集群突破三千亿，打造人工智能、生物医药、节能环保、低空经济等千亿级产业集群，争取培育氢能、生物制造等若干百亿级未来产业集群，建成国内领先、特色鲜明的新兴产业和未来产业体系。

新兴产业能级实现新突破。工业战略性新兴产业产值占规模以上工业产值比重进一步提升，形成若干具有全国影响力的标志性应用场景，培育更多支柱性先导性产业。

产业创新能力达到新水平。全社会研发投入持续稳定增长，围绕重点领域建设高水平科技创新平台，实现国家重大科技基础设施布局突破，服务于产业创新的科技创新体系更加完善。

新赛道布局形成新格局。在新能源、新材料、人工智能等重点产业领域培育若干发展潜力较大、特色优势突出的新赛道，涌现一批原创技术、首发产品。

企业群体培育形成新生态。规模以上国家高新技术企业、省级及以上制造业单项冠军企业数量持续增长，形成科技领军企业引领、高成长创新型企业不断涌现的新生态。

三、发展重点

围绕国家战略布局，立足我省产业特色优势，重点打造新能源、新材料、集成电路和光电三大新兴支柱产业，培育人工智能、智能装备、生物医药、海洋高新、节能环保、低空经济六大新兴引擎产业，前瞻布局新型电池、氢能、核技术应用、脑机接口、生物制造、卫星及应用、第六代移动通信、具身智能、量子科技九大未来产业，整体构建层次鲜明、重点突出的“369”新兴产业和未来产业体系。

（一）重点打造三大新兴支柱产业

1.新能源

立足福建在全球锂电制造引领优势与优质能源资源禀赋，深耕新型储能、新能源汽车与零部件、海上风电、先进核能四大赛道，推动技术共研、场景共建与生态共融，构建“源网荷储”高度协同的产业创新生态，建设世界级新能源产业集群。其中，新型储能以锂离子电池储能为核心，多元拓展钠离子电池储能、液流储能、压缩空气储能等技术路线，构建覆盖关键材料、

专用电芯、系统集成到回收利用的全产业链；新能源汽车与零部件建设车能路云一体化生态，打造东南区域新能源汽车制造与出口基地；海上风电着力提升设备制造和服务的配套能力，构建覆盖全省域的海上风电运维服务网络；先进核能探索拓展供汽等多元化利用场景，构建“风光核储”多能互补的清洁能源体系。

新能源产业主要赛道和发展重点

（1）新型储能。以宁德、福州、厦门、泉州为核心，联动龙岩、南平、三明等，重点发展关键材料与大电芯、关键部件与系统集成、电池回收与梯次利用三大领域。加强高压密磷酸铁锂、高容量硅基负极、宽温域新型电解液及复合铜铝箔等关键材料研发，开发 587Ah 及以上超大容量储能专用电芯，加快大容量钠离子电芯商业化应用。发展构网型储能变流器、高精度电池管理系统等关键部件；加强退役电池梯次利用与废旧电池再生利用，开展先进回收技术攻关与标准建设，推动锂钴镍等关键战略金属资源循环利用。

（2）新能源汽车与零部件。以福州、厦门、宁德为核心，联动泉州、南平、龙岩、三明、漳州等，重点发展动力电池及材料、整车制造与高端零部件、智能网联汽车、补能设施及服务四大领域。重点发展新一代磷酸铁锂、钠离子等高性能动力电池以及高镍三元、硅碳负极等关键材料。研发生产新能源货车、矿卡及氢燃料商用车，培育稀土永磁高效驱动电机、碳化硅控制器、线控底盘等高端零部件。推动福州、厦门“车路云一体化”试点建设，构建以超充为主换电为辅的补能网络，探索车网互动商业化。

（3）海上风电。以福州海上风电装备产业园为核心，完善海上风电装备配套产业体系，发展海上风电设备、运维服务、深远海发电三大领域，不断壮大海上风电产业集群。推进大容量风电机组整机、抗台风叶片、漂浮式基础及海上升压站技术迭代，着力突破大型主轴承、高压变压器等部件核心技术。构建智能运维服务网络，发展无人机巡检、水下机器人检测、AI 故障诊断等技术。支持研发深远海大容量漂浮式风电机组及柔性直流输电装备。

（4）先进核能。依托福州、漳州、宁德等核电基地，发展核能综合利用，探索（超）高温气冷堆多元耦合制氢。锚定四代堆核电，发展新堆型工程建设、全周期运维、装备制造等产业。加强小型模块化反应堆（SMR）辅助设备配套能力，研发核级精密阀门、核级电缆、核用特种泵等特色组件。推进核电向周边工业园区供应蒸汽等综合能源，探索核能同石化园区耦合，打造零碳工业园区。

2.新材料

立足福建战略性矿产资源禀赋，发挥龙头企业牵引能力，培育能源与电子材料、先进结构材料、先进化工材料、前沿新材料四大赛道，推动新材料基础研究、中试验证、规模制造与市场应用全链条发展，打造特色鲜明、竞争力强的新型功能材料产业集群。其中，能源与电子材料围绕新能源与半导体等产业需求，打造具有全球影响力的能源电子关键材料供给基地；先进结构材料围绕航空航天、深远海装备等需求，拓展高价值环节与高性能产品；先进化工材料聚焦高端精细化学品和化工新材料，推动基础原料向高附加值环节延伸；前沿新材料以场景牵引前沿技术产业化应用，提升基础研究、概念验证与中试生产能力。

新材料产业主要赛道和发展重点

（1）能源与电子材料。以福州、厦门、宁德为核心，联动泉州、三明、南平、龙岩等，培育新能源基础材料、半导体与显示材料、稀有金属材料三大领域。加强电池前驱体与高端粉体合成工艺创新，推动半固态与全固态电池关键材料规模化制备，加快层状氧化物、普鲁士白、硬碳等钠离子电池正负极基础材料中试量产。鼓励发展光刻胶、高纯电子特气、超净高纯湿电子化学品以及高纯金属溅射靶材等关键材料。支持宽禁带半导体材料的高纯度、大尺寸研发，前瞻布局金刚石、氮化铝、氧化镓等第四代半导体材料。培育钙钛矿光伏材料、高性能发光材料、巨量转移胶材、柔性显示封装胶及高端光学薄膜等材料。推动中重稀土材料高价值开发应用，发展超高性能钕铁硼与钐钴永磁材料、高端稀土发光、储氢以及特征合金材料。发展全钒液流电池关键材料、电子级钛基材料等。

（2）先进结构材料。以福州、厦门为核心，联动宁德、莆田、龙岩、三明、漳州等，布局高性能碳纤维及复合材料、特种金属与轻质合金、先进特种陶瓷与玻璃三大领域。发展储氢气瓶用、大丝束及热塑性碳纤维复合材料、高性能镁/钛合金、低膨胀陶瓷及微晶玻璃、高端钨钼硬质合金及超高强度特种不锈钢，突破高频微波介质陶瓷、高热导氮化铝陶瓷、超薄柔性玻璃及高世代显示玻璃基板及航空防弹玻璃核心技术。

（3）先进化工材料。以福州、漳州、泉州、莆田为核心，联动南平、三明、龙岩，布局特种工程塑料、功能性膜材料、高性能特种纤维、先进氟新材料四大领域。重点发展聚酰亚胺、液晶聚合物等耐高温工程塑料，支持高抗污染反渗透膜、电池级超薄隔膜等研发。积极培育对位/间位芳纶、超高分子量聚乙烯纤维、ES 复合纤维，前瞻布局相变储能、导电智能等前

沿领域。做强含氟医药中间体、含氟表面活性剂等精细化学品，加快发展超高纯电子级氢氟酸、含氟电子特气等材料，培育高粘度聚偏氟乙烯、高性能聚四氟乙烯等高端产品。

（4）前沿新材料。培育石墨烯、液态金属、增材制造、超导材料等前沿新材料。推动石墨烯在散热、防腐、储能导电剂等领域规模化应用。开展液态金属在柔性电子、智能传感与先进热管理等研发。培育增材制造专用金属、高分子及陶瓷材料。支持高温超导带材/线材制备等研发创新，加快在超导电力传输、磁悬浮交通等领域的应用。

3.集成电路和光电

面向人工智能等产业重大需求，充分发挥我省半导体制造与核心器件源头创新优势，培育集成电路、化合物半导体、新型显示、光电元器件四大赛道。集成电路围绕未来高算力低功耗芯片发展需求，提升芯片设计、特色工艺芯片制造、封装测试、零部件配套等水平；化合物半导体推动宽禁带与超宽禁带半导体发展，加快构建全链条产业生态；新型显示聚焦未来显示技术创新，引领高端显示市场；光电元器件以核心材料、关键器件攻关为核心，打造光电材料与器件创新策源地。

集成电路和光电产业主要赛道和发展重点

（1）集成电路。以厦门、泉州、福州、莆田为重点，培育芯片设计、特色工艺芯片制造、封装测试、零部件装备配套能力。研发高性能 AI 系统级芯片（SoC）、自动驾驶芯片、工业控制芯片等产品，积极融入国家 AI 芯片布局。稳步扩大 12 英寸晶圆、功率半导体、模拟芯片等产品制造产能，推动实现规模化、特色化发展。围绕算力、存储、显示、射频等芯片需求，构建覆盖先进封测和传统封测的封测产业体系。提升封装基板、显影设备等配套能力。

（2）化合物半导体。以厦门为核心联动泉州、龙岩等，构建全链条化合物半导体产业。提升碳化硅（SiC）等衬底与外延片量产能力，提升高品质氮化镓（GaN）单晶衬底产能与良率。引进核心装备企业，培育单晶生长炉、特种刻蚀机、离子注入机等，发展高纯碳化硅粉体、石墨碳毡等关键耗材本地配套。加快研发提升车规级高功率器件，开发面向 5G/6G 宏基站及低轨卫星通信的射频芯片与微波组件。

（3）新型显示。以福州、厦门为重点，充分发挥莆田、龙岩产业配套优势，重点发展面板制造、智能触控与模组、显示终端三大领域，打造新型显示产业应用生态。巩固大尺寸 LCD

液晶面板的超高清良率等优势，攻坚 Mini/Micro-LED 微显示芯片、量子点、激光显示、3D/全息显示及彩色电子纸等未来显示技术。发展基于 Mini-LED 的超高背光模组、3D 曲面触控模组、人机交互智能显示模组。拓展电竞显示器以及大尺寸曲面车载中控屏、VR/AR 设备等。

（4）光电元器件。构建福州、泉州、厦门联动发展格局，推动光电元器件在“卡脖子”领域的应用创新，培育精密光学材料与器件、光通信与网络设备、激光核心器件、光电芯片四大领域。发挥非线性光学晶体、激光晶体创新引领优势，布局超高清车载镜头、特种航空航天镜头等。发展高端光通信器件，研发 800G/1.6T 超高速率光电收发模块、共封装光学（CPO）产品，布局专网通信终端、高端通信模组及卫星移动物联网终端等硬件。攻关工业级大功率激光器、皮秒/飞秒超快固体激光器。以光通信芯片、高速大功率激光器等领域为重点，布局硅光子集成芯片、薄膜铌酸锂调制器。

（二）加快培育六大新兴引擎产业

1.人工智能

抢抓生成式人工智能爆发机遇，聚焦优势领域关键核心技术，推动 AI 原生应用，培育智能硬件与终端、新型软件、垂类大模型、AI 芯片、先进计算五大赛道。

智能硬件与终端。发展高清智能安防、视觉智能检测等智能硬件，布局车载智能座舱终端、智能手表、智能眼镜等智能交互产品，拓展布局家庭陪伴、教育等智能终端。

新型软件。聚焦应用软件、信息安全、数字内容等优势领域，开发具备智能交互、自动辅助决策能力的新型行业软件与平台软件，支持软件领军企业向 AI 原生应用升级，加快培育工业数字化综合服务商，构建 AI 原生软件服务生态。

垂类大模型。推动大模型与各行业的融合应用，研发垂直模型和自主智能体。围绕医疗、公安、海洋、交通运输、农林等场景需求，培育工业、医疗、供应链等行业智能体，推动 AI 原生应用业态发展。

AI 芯片。发展工业质检、车载 AI、可穿戴柔性感知等智能计算芯片，布局 AI 光互联等高性能算力芯片。加强 AI 芯片与开源鸿蒙等操作系统底座的深度适配，构建软硬协同的自主人工智能生态。

先进计算。依托智算中心搭建云边端协同算力网络，研发高性能 AI 服务器、边缘网关，攻坚计算机视觉、机器学习等核心技术。

2.智能装备

立足机械装备产业优势，发展智能机器人、智能测控装备（数控机床）两大赛道，加快核心关键零部件自主可控攻关与补链强基，打造特色智能装备产业集群。

智能机器人。围绕先进制造、特种作业、商业服务等重点领域，加快高精密传动装置、高性能伺服与智能控制系统等机器人核心部件研发制造。重点研发设施巡检、应急救援、危险场景作业等特种机器人，积极培育医疗康复、智慧养老、商用服务、物流配送等服务机器人。

智能测控装备（数控机床）。突破多轴联动高端数控机床、高精度复合加工中心及特种精密加工装备，攻克高档数控系统、高精度主轴等核心功能部件。培育智能测控仪表与工控系统。

3.生物医药

围绕“健康福建”战略目标，以福州、厦门为核心联动全省，培育生物创新药、化学创新药、高端医疗器械、现代中药四大赛道。

生物创新药。支持戊肝、HPV 等疫苗发展，培育抗体药物、重组蛋白药物、多肽药物，加快多联多价疫苗、新型靶向生物药研发。推进 mRNA 核酸药物、个性化肿瘤抗原等下一代技术研发转化，培育免疫细胞治疗产品以及干细胞治疗药物。推动从研发到生产的 CDMO 服务体系建设。

化学创新药。发展基于新靶点、新结构的化学创新药，布局抗肿瘤、抗病毒、抗过敏等新药。开发复杂口服制剂、吸入制剂等创新制剂，延伸发展宠物用制剂。支持多晶型药物及抗癌、抗病毒药物中间体等开发，巩固新型抗生素、含氟、紫杉烷类、维生素类等特色原料药优势。

高端医疗器械。发展精准诊断设备，培育血管介入、骨科植入等高值耗材，布局医用修复及医美等高分子材料。拓展专科影像设备、微创手术器械及手术机器人、AI 辅助诊断设备、可穿戴监测设备、智能护理床等健康器械。

现代中药。开发经典名方和中药新药，推动传统优势中药产品海外认证。开发特殊医学用途配方食品、功能药膳及高品质保健品。建设一批闽产道地药材标准化种植基地，发展中药配方颗粒、破壁饮片与定制化精制饮片。

4.海洋高新

紧扣海洋强国建设与更高水平“海上福建”建设总体要求，聚焦海洋资源综合利用、海工装备、海洋信息三大赛道。

海洋资源综合利用。发展海洋生物制品，研发海洋一类创新药，发展海洋源胶原蛋白、高端生物医用材料。开发海洋功能性食品与个人护理品等产品。推动海水综合利用发展，以海水提钾为重点，围绕海水提锂提溴、高端水溶肥、熔盐储能等拓展上下游产业链，稳步开展海水淡化产业化。

海工装备。研发大型智能化抗风浪网箱、半潜式养殖平台、多功能养殖工船等智能养殖装备及配套系统，发展自升式风电安装平台、高精度打桩船等新一代海洋基建工程装备。开发纯电动及新能源船舶，突破水下与水面智能装备自主研发和规模化制造。

海洋信息。发展新一代船载卫星通信终端，完成大中型渔船北斗三号终端升级，推广高通量卫星规模化应用。开发海洋防灾减灾、生态保护、深远海养殖与水产品溯源等高价值数字化解决方案。推进港口智能装备和数字孪生系统建设。

5.节能环保

立足国家“双碳”目标，协同推进节能降碳与绿色转型，建立绿色制造与服务体系，重点发展高效节能、先进环保、低碳循环三大赛道，积极稳妥推进和实现碳达峰。

高效节能。聚焦工业节能、建筑节能、交通运输节能等领域，推动人工智能、物联网技术在节能领域应用，推广高效节能电气、高温热泵、工业制冷与加热设备、智能变频控制、智能空压机等装备。

先进环保。推动环保监测处理设备与固废综合利用、污水治理等跨行业多领域协同发展，突破专用传感器、低温脱硝催化剂等关键技术，大力发展烟气治理、土壤修复以及环保检测服务，培育新型绿色环保材料。

低碳循环。加快碳达峰试点建设，支持碳监测、碳捕集与资源化利用装备等技术攻关，培育绿色技术咨询、碳计量高端装备制造、标准气体生产等新业态，推进实施全流程规模化碳捕集、利用与封存技术（CCUS）示范等项目。

6.低空经济

紧扣福建“山海兼容”特色，培育基础设施与飞行保障、低空装备与关键部件、低空经济服务与应用三大领域，建立常态化的空域协同机制，建设具有全国特色的山海复合型低空飞行测试走廊。

基础设施与飞行保障。搭建省级低空智能网联系统，推进 5G-A 与卫星互联网覆盖，完善适航审定、检验检测、维保等公共服务支撑。打造航空部件适航测试等场景，开展复杂环境下低空飞行管理、测控雷达、通信导航等产品测试验证。

低空装备与关键部件。依托我省产业基础，重点发展航空级动力电池、轻量材料、智能传感器等优势领域，积极培育中大型重载无人机生产制造，推进巡检无人机、低空安全反制装备发展。

低空经济服务与应用。发展飞行员培训、无人机研学与低空运维支持等专业服务。推动低空经济与海洋经济、文旅康养、应急与公共安全、城市治理、农林生产等融合，形成一批“低空+”应用特色解决方案。

（三）前瞻布局九大未来产业

1.加快发展五大重点赛道

围绕新型电池、氢能、核技术应用、脑机接口、生物制造五大重点赛道，面向未来市场应用需求，以工程化验证与场景示范为核心，支持创新产品在多领域规模化应用，加快前沿技术突破与商业化进程。

五大重点赛道发展重点

（1）新型电池。按照“巩固一代、突破一代、前瞻一代”路径实施梯次迭代。近期推动半固态/固态锂电池、磷酸锰铁锂电池的规模化生产与市场导入；中期实现全钒、铬铁、锌溴液流电

池以及金属空气电池等长时储能技术产业化；远期布局钙钛矿叠层太阳能电池、锂硫/钠硫电池等颠覆性体系，构建自主可控的未来电池产业矩阵。

（2）氢能。构建“制备—存储—运输—加注—应用”全产业链。近期主要依托工业副产氢，探索可再生能源制氢，开展工业与交通领域综合氢能应用试点；中期推动清洁能源绿氢等规模化制备，加快氢基绿燃的生产加注体系建设，拓展氢能多元化应用场景；远期打造“氨—氢”等特色技术路线，建成东南沿海绿色氢基燃料生产基地。

（3）核技术应用。重点发展核辐照、核医疗，打造特色核技术应用群。近期加快硼中子俘获治疗（BNCT）以及创新核药研发应用，建设 BNCT 示范应用及产业化基地以及核药创新发展研究院；中期发挥四代核电优势，攻克高端稀缺医用同位素制备技术，实现创新核药产业化发展；远期围绕核聚变堆建设，布局高温超导等关键材料与部件，积极融入国家能源战略体系。

（4）脑机接口。围绕核心电极、神经信号芯片、脑机算法、闭环神经调控、脑健康平台等方向，组织实施一批重大科技专项，开展脑机接口核心器件、信号解码系统、神经调控算法等关键技术研发应用。近期突破高通量、柔性脑电信号采集传感器与轻量化穿戴设备，支持脑机接口产品首试首用，在睡眠监测、疲劳预警、情绪疗愈、注意力训练等消费级场景中开展规模化应用验证；中期开展医疗康复、精神干预领域临床应用，推动医疗级康复设备、消费级智能终端的应用，培育一批特色脑机接口硬件智造企业；远期在非侵入式脑电采集模块、脑电信号降噪与解码算法等核心软硬件环节形成优势。

（5）生物制造。强化合成生物平台与产业龙头协同，构建低成本、可持续的生物基解决方案，赋能全省制造业绿色升级。近期推动生物基材料在纺织、日化等领域的规模化替代，并布局生物能源与高性能生物材料研发；中期加快微生物蛋白、细胞培养肉、人工合成淀粉等合成生物产品开发；远期突破细胞编辑与调控等底层技术，加快海洋生物制造、新型功能材料等领域产业化应用创新。

2.积极培育四大潜力赛道

围绕卫星及应用、第六代移动通信、具身智能、量子科技四大潜力赛道，以关键技术研发为突破，拓展场景应用，组织多方力量开展联合攻关，加强人才培养与交流合作，推动创新成果从实验室走向产业应用，塑造面向长远的未来产业优势。

四大潜力赛道发展重点

（1）卫星及应用。推动通信、导航、遥感一体化融合发展，近期持续推进“海丝”“天卫”等现有星座组网部署，完善泉州、三明运营中心建设，发展低成本相控阵天线、低轨卫星便携式宽带终端等地面设备；中期拓展空间大数据融合应用，开发海洋监测、山地防灾、远洋渔业等场景，推动卫星互联网与通导数据在工业、农业、交通等领域的商业化应用，打造服务海峡两岸的空间大数据中心；远期推进商业航天地面基础设施建设，积极融入全国商业航天产业布局。

（2）第六代移动通信。加强 6G 核心芯片、通感一体智能系统等关键技术研发应用，适度超前布局 6G 通信网络设施，提供适配产业发展验证环境。近期协同攻关太赫兹通信器件、6G 光模块、通信芯片等关键部件；中期培育智能终端、行业模组及智慧海洋、智能制造等解决方案；远期构建“空天地海”一体化特色应用生态，形成核心硬件供给能力。

（3）具身智能。近期重点攻关并量产高性能伺服驱动器、智能关节、智能传感、柔性仿生等核心部组件，在重点行业打造一批示范应用单元，发展柔性感知材料、智能织物传感系统等；中期在鞋服柔性制造等省内优势产业开展验证，开发适配化工巡检、深远海作业等危险环境的特种具身机器；远期在高能效硬件等方面形成国产化替代的优势。

（4）量子科技。近期重点推动量子保密通信网络在政务、金融等领域的先导应用；中期探索推进抗量子密码算法及量子保密通信网络在政务云、金融数据传输等高密级安全场景的验证与应用；远期争取在量子安全应用及特色量子感知仪器领域形成局部先发优势。

四、重点任务

围绕推动福建省“369”新兴产业和未来产业高质量发展，部署实施三大标志性工程、五大重点行动，推动创新链、产业链、资金链、人才链深度融合，加快培育新质生产力、构筑面向未来的产业竞争新优势。

（一）实施三大标志性工程

1.实施“AI+”引领工程，构建数智融合产业生态

推动 AI+应用示范，深入实施“人工智能+”引领示范行动，加快福建人工智能产业发展，推动 AI 与工业、医疗、教育、人社等各领域深度融合，支持 AI 技术在研发设计、中试验证、生产制造、营销服务与运营管理等全流程的应用创新。完善 AI 基础设施建设，加快构建全省一体化算力网，推进福州、厦门、漳州公共智算中心建设，合理布局边缘算力节点；做强做大人工智能中试基地，联合国家战略科技力量打造 AI for Science 平台；实施“数据要素×”行动，在政务、医疗、海洋等重点领域建设满足人工智能就绪（AI-Ready）的高质量数据集，推动省级数据标注基地建设，构建数据资源开发服务体系。营造 AI 发展生态，高质量建设福州、厦门、泉州省级人工智能产业园和省级人工智能产业集聚区，梯度培育“AI+”企业；支持共建创新平台，攻关智能芯片、核心算法等关键技术；支持 AI 原生创业，推动 AI 原生组织创新；鼓励各地探索建设低成本、开放式的 OPC1 创新社区，面向垂直领域提供原型开发等服务。

2.实施创新能力提升工程，推动科技创新和产业创新深度融合

布局提升战略科技力量，积极创建国家级科技创新平台基地，争取国家重大科技基础设施破零，在新能源、新材料、集成电路和光电、生物医药、海洋高新等优势领域争创全国重点实验室或国家实验室基地；提高福厦泉国家自主创新示范区创新引领能力，做强中国东南（福建）科学城、厦门科学城，打造高水平国家区域科创中心和辐射全省的创新策源地；建设漳州“圆山创新港·科学城”等若干特色鲜明功能突出的科技创新基地；支持引进企业、名校院所设立研发机构，联合承担国家重大任务。深化高层次人才全球链接，加强科技人才引育和开放共享，完善人才评价体系，鼓励企业与顶尖科学家、科技领军人才建立长期稳定的战略合作；完善重点产业链特聘专家团、顾问科学家制度，开展“科技副总”“产业导师”选派工作。打通成果转化关键环节，健全中试创新服务平台体系，以企业为主体打造高水平新型研发机构；支持国家技术转移海峡中心、厦门大学科技成果转移转化中心等建设；支持高校区域技术转移转化中心（福建）加快建设。加强知识产权保护与促进，开展新兴产业和未来产业专利导航，强化关键核心技术专利布局。提高质量基础设施集成服务能力，加快标准研制，建立新兴产业和未来产业标准体系，强化标准科研、验证与测试评价支撑，布局建设一批产业检验检测公共服务平台、安全评价技术创新中心及国家质量标准实验室。

3.实施新赛道培育工程，增强新质生产力内生动力

实施新赛道分类培育计划，鼓励各地因地制宜培育一批新赛道，集聚新赛道企业；鼓励企业开展战略投资、财务投资、CVC 等方式布局新领域新赛道，鼓励国有企业以市场化方式前瞻

布局前沿领域。系统推进场景培育和开放，聚焦重点领域打造多层次应用场景，形成若干标志性的重大场景，推动福厦泉协同打造区域特色场景；依托要素市场化配置综合改革试点，强化组织实施，联合专业服务机构常态化开展场景征集、发布、对接等工作，系统性开展新技术、新产品、新基础设施、新商业模式、政策制度等综合性验证，加速新赛道与未来产业发展。建立未来产业投入增长机制，加大对研发的投入力度，积极争取国家创业投资引导基金，发挥省级政府引导基金矩阵功能，鼓励市场化资本参与组建区域母基金，引导金融资本投早、投小、投长期、投硬科技；完善政府引导基金考核评价和尽职免责措施，对政府引导基金实施全生命周期考核评价。

（二）开展五大重点行动

1.开展企业梯度培育行动，壮大科技创新企业群体力量

开展优质中小企业“未来之星”计划，在人工智能、脑机接口等前沿领域发掘、遴选一批具有核心技术突破能力的“未来之星”。完善“专精特新”后备企业培育机制，加强专精特新“小巨人”后备力量培育，夯实培育基础，优化服务供给，加强重点企业一对一辅导。实施高新技术企业“提质增效”计划，推动高新技术企业“规上化”与规上工业企业“高新化”，支持高新技术企业建立完善研发创新体系、知识产权体系等。建立高成长企业引育机制，支持瞪羚、（潜在）独角兽等新物种企业在闽设立区域总部，加强瞪羚、（潜在）独角兽企业的市场化发现与动态培育，加快培育（潜在）独角兽企业。

2.开展产业生态优化行动，塑造若干产业新地标

建设高能级科创社区，建设环大学城创新创业生态圈，打造一批特色创业街区（社区），完善研发空间、概念验证、早期投资等专业服务，建设一批“小而精、专而强”科技产业地标。打造专业化产业载体，鼓励重点城市依托省级以上开发区打造新赛道园区，支持有条件的地区创建未来产业试验场；建设高水平经济开发区与国家高新区，深化“管委会+国资平台+专业机构”运营管理模式，提升产业促进、企业培育等专业能力。优化全链条孵化生态，支持现有孵化载体提质增效，以优质创新创业空间为载体，完善孵化器—加速器—产业园孵化链条，持续办好“创响福建”等赛事活动，推动人才、技术、资本等要素集聚。

3.开展区域协同发展行动，探索跨区域产业共建共享模式

创新新兴产业山海协作机制，推进福南山海协作产业园、厦龙山海协作产业飞地园区、泉三高端装备产业园等建设；建立重点产业链协同招商与梯度布局机制，推动产业园区共建与项目共引，支持都市圈人才职称互认，畅通跨区域要素流动通道。探索设立跨区域“创新驿站”，鼓励企业在长三角、粤港澳等地设立研发飞地，联合沪深等地高校共建跨区域科技成果转移转化平台，实现“外地研发、福建转化”；打破地域壁垒，建立以高层次人才资质互认的区域要素直通机制。深化闽台优势产业融合发展，推动两岸集成电路产业合作试验区、海峡两岸融合“双碳”产业园等建设，打造创新功能突出的闽台科技合作基地、海峡两岸中小企业合作区等；推动设立两岸产业融合发展基金，进一步扩大对台湾地区职业资格直接采认范围，加大台湾高层次人才引进力度。

4.开展开放链接合作行动，加强产业链供应链全球布局

立足“海丝”核心区与金砖创新基地优势，以高水平服务打造辐射全国、链接全球的开放枢纽。建设高层次产业合作平台，深化与“海丝”国家在数字经济、清洁能源、海洋高新等领域合作对接，持续推进金砖国家新工业革命伙伴关系创新基地发展与中印尼经贸创新发展示范园建设。加强产业链供应链海外布局，联动全球供应链龙头、国际跨境物流龙头拓展中欧班列“班列+”新业态，支持企业聚焦重点国别，布局生产制造基地与原材料基地。搭建高标准企业出海服务体系，引导企业强化合规经营与品牌建设，推动企业从“产品全球卖”到“资源全球配”升级。依托海丝中央法务区等重点平台开展跨境数据安全、ESG 合规辅导等服务。

5.开展要素改革提升行动，构建新兴产业治理环境

强化科技金融赋能，持续深化“拨改投”“信易贷”模式应用，推广“投贷联动”“拨投结合”等模式，升级省金融服务云平台功能；鼓励银行保险机构提供研发贷款、知识产权质押贷款等特色产品，开发研发费用损失、数字资产等保险产品。探索建立数据要素流通规则，发挥福建省大数据交易所等平台作用，建立数据产权、流通、交易机制；支持厦门国际数据枢纽港、平潭数据跨境流动经贸通道等建设，推动闽台数据领域合作与全国重要数据跨境流通枢纽构建。创新优化产业用地供应方式，深化低效用地再开发试点，创新弹性供地模式，强化用地全生命周期管理，构建集约高效、保障有力的产业用地供给体系。

五、保障措施

强化跨部门统筹协调，加强产业重大项目谋划布局，加快全省新兴产业和未来产业发展。统筹用好中央及地方财政资金，积极争取国家重大平台与项目落地。深入落实研发费用加计扣除、装备首台（套）等专项政策，加大省引才“百人计划”和“八闽英才”培养计划支持。完善新兴产业和未来产业的统计、监测与评价体系，组织开展第三方评估评价，强化监测评估结果应用，引导地方特色发展与错位竞争。强化正向激励，探索建立“沙盒监管”、触发式监管等试错容错机制，营造鼓励创新、宽容失败、敢闯敢试的创新文化与发展环境。

1OPC：一人公司（One Person Company），特指一种“个人+AI”的深度协同创业模式，即一个人借助 AI 工具，独立完成从产品创意、研发、生产到市场推广、用户运营等全链路业务，实现“单人成军”的新型创业形态。

来源：福建省人民政府

https://guangfu.bjx.com.cn/news/20260821/1509496.shtml

四川乐山“十五五”光伏储能产业发展规划：到 2030 年，新型储能产业产值突破 600 亿元

8 月 18 日，四川乐山市经济信息化局发布《乐山市“十五五”光伏储能产业发展规划（含氢能、电子信息）（征求意见稿）》，《规划》提到，到 2030 年，全市光伏储能、氢能和电子信息产业规模以上工业企业达到 100 家以上，百亿级大企业大集团 2 家以上，高新技术企业 30 家以上，整体产值突破 1200 亿元，核心技术攻关、成果转化与产业化能力显著跃升，产业链协同发展更加有效、要素配置更加优化、产业集群更为成熟，综合实力稳居全国第一方阵，建成具有国际影响力的光伏储能产业集群高地和绿色能源综合应用示范城市。

到 2030 年，全市新型储能产业产值突破 600 亿元。

深度挖掘本地场景，推动光伏发电在公路服务区、综合交通枢纽、港区、物流园区的应用，探索“光伏+文旅”“光伏+农业”“光伏+工业”模式，带动本土龙头企业光伏等产品本地消化。积极拓展新兴市场渠道，对接中东、非洲、拉美等新兴光伏市场，搭建海外营销网络，提升产品出口占比。加快延伸下游储能环节，结合新型储能产值快速增长的趋势，推动光伏与储能深度融合，打造“光伏+储能”协同发展模式，培育新的产值增长点。

电网侧统筹建设全钒液流电池、锂离子电池与钠离子电池混合储能电站，构建长时调峰与快速调频互补体系，为新建光伏项目提供共享配储服务。用户侧加快“分布式光伏+储能”以及虚拟电厂平台建设，连接晶硅光伏、盐磷化工、钢铁冶金、矿山、数据中心等行业资源，建立规模化可调负荷池，实现源网荷储互动。深化源网荷储一体化与 AI 虚拟电厂融合，实现储能资产由被动配置向主动调节跃升，构建“应用促产业、产业强应用”的良性循环。

来源：乐山市人民政府

https://news.bjx.com.cn/html/20260820/1509237.shtml

“十五五”期间，陆上 10MW 风机将成主力机型

随着“十五五”规划窗口的开启，我国陆上风电发展步入以“大容量、高可靠、低成本”为核心特征的新阶段。

近期市场招标数据表明，10MW 级陆上风电机组正迅速从技术储备转化为市场主流。北极星风力发电网基于近期项目动态、业主招标要求及行业统计数据，分析陆上风电大型化的底层逻辑，探讨 10MW 机型的技术经济优势，并结合典型企业实践，研判“十五五”期间风电装备的发展趋势。

01 政策与市场双重驱动

10MW 从“可选项”变为“必选项”

《可再生能源发展“十五五”规划》明确提出，到 2030 年全国风电、太阳能发电总装机容量将达到 28 亿千瓦以上。在土地资源日趋紧张、外送通道建设周期长、新能源全面参与电力市场交易的背景下，风电开发逻辑已从单纯的“规模扩张”转向“效益优先”。

这一战略转向直接传导至设备选型端。2025 年以来，国内主流发电集团在集中式基地项目的招标中，显著提高了单机容量的准入门槛。陆上 10MW 风机不再是“可选项”，而是“必选项”。这种市场偏好的剧烈变动，标志着我国陆上风电正式迈入“10MW 时代”。

纵观近期的风电招标市场，10MW 机型的应用呈现出规模化、批量化特征。多个大型基地建设均明确锁定 10MW 这一容量等级，体现了业主方对技术路线的高度共识。

北极星风力发电网统计，国家电投、华能、蒙能、中广核、国家能源集团等风电项目 10MW 风机招标采购总规模超 11GW。

2026 上半年 10MW 机组招标项目统计

部分地方项目在审批时就明确要求采用 10MW 机型，如吉林能发通榆 100 万千瓦风电项目、国能吉林通榆 15 万千瓦风电项目，项目核准中均明确采用 10MW 机型。

CWEA 数据显示，2025 年我国新增陆上风电平均单机容量已达 7068kW，其中 10MW 及以上机型新增装机容量占比跃升至 25.8%，较 2024 年提升了约 17.1 个百分点。截至 2025 年底，国内 10MW 及以上陆上风电机组累计装机占比已达 6.6%。

三一重能解决方案中心副部长吴宝鑫指出，针对优质风资源减少、电价走低等挑战，“以成熟稳定为前提的风机大型化，是未来发展的必然趋势”。在他看来，由于市场化交易中时序电价的预测难度极大，对于后续风电项目来说，LCOE 仍是评估项目收益水平的核心指标。

02 全生命周期降本增效

10MW 成为经济性“最优解”

陆上风机大型化并非简单的参数堆叠，而是基于全生命周期度电成本的深度优化。相较于当前仍在服役的 5-8.XMW 机型，10MW 机型的核心优势体现在以下几个维度。

在相同装机规模下，单机容量的提升直接减少了机位点数量。以一个 300MW 的平原风电场为例，若采用 8.XMW 机组，约需 36 个机位；而采用 10MW 机组，仅需 30 个机位。机位数量的减少，意味着道路修筑、平台开挖、集电线路铺设、基础浇筑及吊装次数的同步下降。

据三一重能解决方案中心测算，在同等风资源条件下，采用 230 米叶轮直径的 10MW 机组相比 220 米叶轮直径的 8.XMW 机组，虽然单机发电量略有差异，但得益于机位点减少约 20%，项目静态投资显著降低，进而拉低了 LCOE。

另外，随着新能源上网电价市场化改革的深入，风电项目的收益越来越依赖于其在晚高峰、大风期的实际出力能力。10MW 级机型凭借更大的扫风面积和更优的功率曲线，在高风速段的输出能力更强，能够更好地匹配电网负荷需求，提升在现货市场中的竞争力。这种“发得出、卖得上价”的特性，是当前业主最为看重的核心指标。

内蒙古蒙能新能源股份有限公司党委书记、董事长郝春雨对此深有体会，他透露，蒙能集团选择 10MW 机组，是基于对新能源利用小时数下降的预判，“通过降低初始投资来控制度电成本，以适应未来电力现货市场的低价竞争环境”。郝春雨坦言，“今年 1—4 月，部分风电项目的平均交易价格含税 0.15 元左右，在这样一个低价情况下，乌拉特中旗项目还能实现盈利，与 10MW 风机规模化应用密不可分。”

除了建设期的投资节省和运营期的发电收益外，机组长期的运维管理优势同样是全生命周期成本优化的关键一环。三一重能服务公司服务经理牛广麟指出，10MW 机组凭借高可靠性设计，大幅降低了现场检修维护的复杂度和工作量。同时，依托风机诊断与故障预警模型，服务团队能够对机组进行实时健康状态监测，实现“预测—预警—预检—预修”的闭环管理，提前识别潜在风险，有效减少计划外停机频次与时长。

他进一步补充道：“经过大量项目的实战磨合，我们对这型机组的‘脾性’已经摸得一清二楚，遇到问题不慌不忙，处理起来得心应手。在业主那边，我们的腰板也能挺得笔直，因为这款机组运行稳定、维护方便，可靠性有目共睹，客户对我们的服务自然更加信任。”

03 平台化重构筑基

10MW 可靠性经受市场检验

行业早期曾陷入“大型化就是叶片加长”的误区，导致部分机型出现载荷超限、疲劳寿命缩短等问题。真正的 10MW 级陆上机型，必须基于全新的平台架构进行正向研发。

三一重能研究院副院长武胜飞明确指出：“三一的 10MW 机组从设计之初就是基于全新的思路、全新的平台，而不是拿 8MW 产品进行简单升级、仅把叶片加长。”以市场上批量投运的三一重能 SI-230100 机型为例，其技术路径体现了当前主流整机商的研发思路：

平台架构：该机型基于全新的双馈技术平台开发，而非在 8MW 平台上进行简单的等比例放大。其叶根节圆直径扩大至 3.6 米，较 8.XMW 机型的 3.2 米增加了 12.5%，从根本上提升了叶片根部的承载能力，无需依赖昂贵的全碳纤维叶片即可满足强度要求。

传动链优化：采用 TRB 双主轴承设计方案，摒弃了传统的 SRB 调心滚子轴承。这种设计大幅降低了传动链的径向跳动，提升了齿轮箱的运行稳定性，延长了核心部件的使用寿命。

工程验证：该机型首台样机于 2023 年完成吊装并网，至今已稳定运行超过 800 天。截至 2025 年底，该型号机组累计装机已超过 1000 台，广泛分布于华能、蒙能、华电、国家电投等重点风电基地项目现场。

大量已投运项目的实际运行数据，是对 10MW 平台可靠性最有力的证明。以三一重能 SI230100 机型在全国多个风电场的实际表现来看，该机型在各类风况条件下均展现出优异的性能指标，可利用率达 98.74%～99.95%，登塔故障率处于极低水平，充分验证了其高稳定性和低运维成本。

值得一提的是，华能沐川风场是华能蒙东首个批量安装三一重能 10MW 机组的项目。自今年 1 月全容量并网以来，该风场平均可利用率达 99.8%，近三个月更是提升至 99.9%。正是基于如此优异的运行业绩，在二期 60 万千瓦项目招标中，华能再次选择了 60 台三一重能 10MW 机组。这种“复购”行为在大兆瓦级风电项目中并不多见，充分体现了头部业主对三一重能 10MW 平台成熟度与可靠性的高度认可。

郝春雨也在评价乌拉特中旗风电项目时表示，110 台三一重能 10MW 风机“设备性能优秀，安全质量数一数二，这款机型无论是从安全质量、发电能力和发电量数据来说，都超出了我的预期，是一款明星机型”。

04“十五五”分层发展

陆上 10MW 机型稳坐主力

展望“十五五”，陆上风电市场将呈现明显的分层化发展趋势。

三北地区，在新疆、甘肃、内蒙古西部及吉林西部等 I 类风区，10MW 机型将成为绝对主力，部分风资源丰富区域可能开始尝试 12-15MW 级机型的商业化应用。

中东南部及东北区域，随着高塔筒技术的普及，10MW 机型配合 230 米至 242 米的大叶轮，将通过提升轮毂高度来获取更好的风切变收益，逐步替代原有的 6MW-8MW 机型。

复杂山地与分散式风电，受限于运输和吊装条件，8MW 及以下机型仍将保留一定的市场份额，但将更多地采用大叶轮、高塔筒的配置以适应低风速环境。

根据 CWEA 的装机结构分析，截至 2025 年底，5MW 以下机组的累计装机占比虽仍高达 53.8%，但较上年下降了 12.4 个百分点。这表明存量老旧机组正在加速退役或技改，新增市场的机组容量在持续上移。

对于发电企业而言，选择成熟的 10MW 风机平台，意味着在项目初期就能获得更优的投资回报率测算，在运营期拥有更强的电价竞争力和更低的运维风险，越来越多的风电业主在招标文件中将 10MW 列为标准配置，市场已经给出了明确的答案。

在未来的五年里，只有真正掌握了 10MW 级平台核心技术，并具备大规模交付能力的风电整机企业，才能在激烈的市场竞争中占据主导地位。这既是挑战，也是中国风电产业迈向高质量发展的必由之路。

来源：北极星风力发电网

https://news.bjx.com.cn/html/20260827/1510323.shtml

天然气发电可持续发展的“拦路虎”何在？

我国天然气发电发展现状

近年来，在“双碳”战略深入推进和新型电力系统加速构建的背景下，我国天然气发电总体呈现装机快速增长、区域布局高度集中、顶峰保供作用日益凸显、发电用气稳步提升等显著特征。

装机规模持续快速增长。“十四五”期间，我国天然气发电新增装机超过 6000 万千瓦，其中，2025 年新增天然气发电装机超过 2000 万千瓦。截至 2025 年底，我国天然气发电装机容量达 1.61 亿千瓦，约占电力总装机的 4.1%。然而，从国际比较来看，我国天然气发电的发展水平仍明显偏低，装机占比远低于 2024 年全球 22%的平均水平，与美国 42%、英国 37%的差距更为显著。

区域布局高度集中。 我国天然气发电呈现“东多西少、高度集中”的特征，主要布局在长三角、珠三角、京津冀和川渝等经济发达、负荷集中的地区。其中，广东省是天然气发电装机容量最大的省份，其装机容量约占全国总装机容量的三分之一，江苏、浙江、北京、上海等省市紧随其后，五省市天然气发电装机规模占全国总规模的比重超过 70%。

顶峰保供作用日益凸显。 天然气发电在迎峰度夏、迎峰度冬等电力保供关键时期的顶峰能力显著增强。2025 年夏季，多地天然气发电机组在极端高温下发挥了重要支撑作用，华电内江白马燃机项目、川投达州燃气电站二期等项目相继投产，大幅增强了川渝地区顶峰能力。

发电用气稳步提升。 2025 年，我国天然气消费量量为 4325 亿立方米，“十四五”期间年均增速 5.6%，其中，发电用气量超过 750 亿方，“十四五”期间年均增速 7.8%，发电用气占天然气消费比重保持在 17%左右。

美以伊冲突对

我国气电保供的短期影响

2026 年 2 月底，美国和以色列联合对伊朗发动军事打击，冲突迅速外溢至能源领域，霍尔木兹海峡航运近乎中断，全球液化天然气（LNG）供应骤减近 20%。受此影响，欧洲和亚洲天然气价格大幅上涨，亚洲液化天然气价格在 3 月上涨了 94%，欧洲天然气价格上涨了 59%。作为全球第一大天然气进口国，我国天然气对外依存度约 40%，外部市场的剧烈震荡不可避免地向国内传导，对天然气发电保供形成多维度压力。

从供应端看，卡塔尔与阿联酋是我国 LNG 的关键来源地，二者合计占我国 LNG 总进口量约 30%。据标普全球测算，若中东地区供应中断持续，中国每周需寻找 6 船替代货源。尽管我国天然气进口结构不断优化、“陆海并举”格局初步形成，且冲突爆发时已临近采暖季尾声、需求季节性回落提供了一定缓冲，但若冲突长期化，供应紧张形势将日趋严峻。

从价格端看，进口成本高企已对天然气发电的经济性构成直接冲击。 2026 年 5 月，国内 LNG 市场价格已冲破 6300 元/吨大关，部分地区触及 7150 元/吨高位，进口 LNG 现货到岸成本达到 7000 元/吨以上，国内接收站出站价虽处高位仍难以完全覆盖进口成本。对于燃气发电行业而言，作为燃料成本主导的产业，气价攀升直接推高发电成本，在电价疏导不畅的地区，燃气发电企业经营压力陡增。

从传导路径看，区域供需错配放大了保供风险。 进口 LNG 主要供应东南沿海，国产气和进口管道气主供北方和中西部，而长输管网的节点瓶颈限制了西北富余资源向沿海的高效流动。一旦迎峰度夏期间出现极端高温，东南沿海将被迫在国际市场抢购高价现货，天然气发电成本飙升与电力保供压力相互叠加。2025 年迎峰度夏期间，国家管网集团通过气电保供协调机

制，实现最高日下载量达 6.45 亿立方米，高出历史同期日极值 1200 万立方米，充分说明了天然气发电保供面临的季节性高峰压力，而今年美以伊冲突带来的供给冲击，使得这一季节性挑战变得更加严峻和不确定。

天然气发电在新型电力

系统中功能定位

在我国新能源装机占比已接近 50%并持续攀升的背景下，电力系统对灵活性资源的需求急剧增长，天然气发电凭借清洁低碳、灵活高效、布局灵活等多重优势，在新型电力系统中承担着不可替代的战略作用，仍具有较大的发展潜力。

一是灵活调节的“稳定器”。 燃气机组启停速度快，调节能力强，从启动到满负荷运行只需约 1 小时，联合循环机组调峰能力可达 70%以上，单循环机组可达 100%，能够有效平抑风电、光伏发电的间歇性和波动性。在江苏、上海、浙江等地，随着风光新能源装机的增加，燃气轮机启停次数持续增长，每年平均启停都在 300 次以上。天然气发电还可以通过合理调度，减少天然气消费峰谷差，实现天然气与电力的双向调峰。

二是电力保供的“压舱石”。 相比煤电和核电，燃气电站建设周期大大缩短，且对占地面积要求较低，可灵活布置在负荷中心。在新能源出力不足叠加负荷高峰的极端场景下，天然气发电是可快速启动的可靠容量保障。特别是在大规模、长时储能技术尚未突破的当下，燃气发电仍是应对迎峰度夏、冬季寒潮等极端天气的重要保障。

三是能源转型的“桥梁”。 天然气发电的单位碳排放仅为超超临界煤电的一半左右，几乎不排放二氧化硫和粉尘，在从以化石能源为主向以新能源为主的转型过程中，天然气发电是现阶段替代煤电、降低碳排放最现实的选择。远期来看，燃气机组还具备掺氢燃烧甚至纯氢燃烧的技术潜力，可为未来零碳能源体系保留灵活调节能力。

天然气发电可持续发展

面临的主要困难

尽管天然气发电在新型电力系统中的重要作用已成共识，但其高质量发展仍面临多重制约，气电协同运行存在深层次矛盾。

气源保障存在不确定性

我国天然气对外依存度较高，长期维持在 40%左右，国际天然气市场的剧烈波动直接冲击国内气电的经济性和运行稳定性，部分电厂在气源紧张时面临被限供、停供的风险。在迎峰度夏、迎峰度冬等关键时期，气源的稳定保障直接关系到天然气发电顶峰出力能力。 美以伊冲突及其引发的全球 LNG 市场剧变深刻揭示了一个基本事实，我国气电协同体系的构建不能仅着眼于应对季节性发电用气高峰的短期调度，而必须将国际地缘政治冲突引发的极端供应中断风险纳入常态化考量，建立能够承受极端冲击、具备快速恢复能力的安全韧性体系。

价格机制尚不完善

价格机制是燃气发电行业发展最核心的制约因素，当前我国天然气发电上网电价实行“一省一策”，单一制电价与两部制电价并存，存在主要问题一是容量电价标准偏低，难以覆盖全部固定成本，无法充分补偿机组的投资和备用成本。以广东为例，2025 年 7 月将天然气发电容量电价从 100 元/千瓦/年提升至 264 元/千瓦/年，大幅提升了天然气发电固定成本回收比例，但多数省份的容量电价水平远低于此。二是气电价格联动不到位，气价上涨时成本传导不及时，增加了燃气电厂的经营压力。三是相较于煤电，天然气发电上网电价普遍是煤电的 1.5-2 倍，在电力市场竞价中处于明显劣势。

市场机制不健全

当前，全国统一电力市场建设仍在推进过程中，天然气发电的灵活性价值尚未得到充分体现和合理回报。全国碳市场对燃气机组的减排激励力度有限，碳价水平偏低，天然气发电较煤电的低碳优势未能充分转化为经济优势。在电力现货市场中，新能源大规模入市后电价走低，进一步压缩了天然气发电的电量收益空间。部分地区已放开天然气发电参与电力市场，但辅助服务市场定价仍难以全面反映其灵活调节带来的全系统经济性收益，燃气电厂“备而少发”的成本缺乏完全疏导渠道。

调度运行机制存在矛盾

气-电两条产业链在运行机制上存在明显的衔接不畅。天然气合同周期与电力市场交易周期不匹配，天然气购销合同一般按年度签订，但电力市场交易已实现月度、日前、实时等多时间尺度，天然气交易和电力交易存在周期错位。天然气合同中“照付不议”机制、最大/最小日用气

量限制和偏差结算条款，与电力调度对燃气机组频繁启停、快速爬坡的需求存在冲突，制约天然气发电灵活调节能力的发挥。此外，天然气和电力基础设施规划建设缺乏有效衔接，部分地区天然气发电项目已投产但配套管网尚未到位，影响正常运营。

顶层设计有待完善

尽管天然气发电作为新型电力系统重要组成部分已形成广泛共识，但国家层面的发展定位、目标、布局与路径尚不清晰，尚未出台统一的专项规划，企业对天然气发电的规模化发展仍存在疑虑。此外，天然气发电部分核心技术装备仍受制于人，产业链自主可控能力有待提升。

构建气电协同长效机制的建议

针对上述困难与矛盾，建议从顶层设计、价格机制、市场建设、产业链协同、技术创新等五个维度系统施策，加快构建气电协同长效机制。

完善顶层设计，因地制宜发展气电

建议结合“十五五”能源规划编制，在国家层面进一步明确天然气发电在新型电力系统中的作用和地位，制定科学合理的发展目标、区域布局和配套政策。根据不同地区的电力供需形势、新能源消纳需求、气源保障能力和电价承受能力，实施差异化的发展策略。

针对长三角、珠三角等经济发达、天然气发电装机规模大、LNG 进口依赖程度高的地区，需要推进 LNG 长协气源的多元化，降低局部地区地缘冲突对天然气供应的潜在风险，提升储气设施对天然气发电的定向保障能力，并加强区域内 LNG 接收站、储气库群与关键管输通道的互联互通，实现天然气资源跨区及区域内的灵活调配和余缺互济；针对京津冀、东北等受中亚管道、中俄东线等陆路通道辐射的区域，适度布局大型天然气发电项目，在北京和天津可作为清洁的基荷电源，在冀北、吉林等地高比例新能源地区为电网提供灵活调节能力；针对四川盆地、新疆等内陆自产气及管网枢纽区域，气源自主可控且具有一定成本优势，可在成都、重庆可利用管网枢纽站布局天然气发电，提升负荷中心电力保供能力，在新疆将天然气发电作为风光火储一体化大基地中的灵活调节电源，支撑大规模新能源的稳定外送。

健全价格机制，合理疏导成本

价格机制是天然气发电可持续发展的关键。一是在全国范围内推行天然气发电两部制电价政策，科学核定容量电价标准，实现对固定成本的基本全覆盖。二是将重点发电项目用气纳入“保供清单”，提高发电用气在资源分配中的保障优先级，通过中长期或年度合同满足电厂基础用气需求，稳定燃料成本预期。三是完善气电价格联动机制，提高联动比例，缩短联动周期。

深化市场建设，释放气电灵活价值

一是加快推进全国统一电力市场体系建设，积极推动天然气发电全面参与电能量、辅助服务等电力市场交易，通过市场化方式发现和兑现气电的灵活调节价值。二是探索建立市场化容量补偿机制，推动由补偿传统机组固定成本缺额向市场保障系统长期容量充裕度转变，逐步形成“电能量+容量”的两部制市场价格体系。三是优化碳市场机制，将天然气发电的减排价值显性化，增强其在电力市场中的竞争力。四是丰富辅助服务交易品种（如快速爬坡、黑启动等），使天然气发电的多维价值均能通过市场得到回报。

加强机制衔接，推进气电协同

一是同步天然气年度合同签订时间与电力年度交易时间，解决两个市场的时间周期错配问题。二是优化天然气购销合同照付不议机制、放宽最大/最小日用气量的限制，降低偏差考核标准，使燃气电厂能够更加灵活地参与电力市场交易和电网调度。三是大力推广“气电联营”模式，推进天然气发电与天然气上游企业、可再生能源企业联营发展，实现上下游协调共赢。

加强科技创新，提升自主可控能力

一是重点支持重型燃气轮机核心技术攻关，加快突破热端部件设计制造、先进控制系统等“卡脖子”技术，不断提升产业自主可控能力。二是推进燃气发电数字化、智能化技术研发应用，提升机组运行效率和调节性能。三是加大对掺氢燃烧、纯氢燃机等前沿技术的研发支持，为气电从“低碳”迈向“零碳”预留技术通道。

来源：电联新媒

https://news.bjx.com.cn/html/20260826/1510216.shtml

《能源科技简讯》2026 年第 8 期是科技情报研究所编发的第 644 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