

福建风电“十五五”亟须破解消纳与技术双重难题

■本报记者 苏南

2026年福建省能源工作会议提出，安全有序发展核电，加快海上风电项目建设，持续提高清洁能源供给比重。随着“十五五”时期的谋篇布局，福建海上风电将从近海向深远海拓展，从单一发电模式向多产业融合模式转型。

产业提速发展的同时，福建海上风电也亟待应对未来消纳体系构建、送出通道保障、核心技术降本等一系列挑战。近日，在中国能源研究会与福建省电力企业协会联合举办的福建电力圆桌会议上，与会专家认为，未来需要聚焦海上风电开发建设中的实际难题，围绕消纳体系构建、核心技术攻关、产业融合发展等关键方向开展深度研究探索。

■ 迈向千万千瓦级“深蓝”基地

福建风能资源丰富，台湾海峡年平均风速高，风电利用小时数位居我国前列。经过“十四五”时期的培育发展，福建已初步构建起科研检测、装备制造、开发运营、运维服务于一体的海上风电全产业链生态。

中电建福建院副总工程师曾先进表示，福建海上风电全产业链条聚合的新发展格局已初步形成。经过十多年的培育，福建已构建科研检测、装备制造、开发运营、运维服务完整的生态。如今，东方电气、金风科技等主机厂落户产业园，形成了大容量海上风电全产业链基地；太阳电缆在漳州打造了高端钢构和海缆基地，助力福建初步建成国际一流的海上风电装备制造产业集群。

海上风电核心装备国产化更是在福建实现了关键突破。2024年10月，全球单机容量最大的26兆瓦海上风电机组在福清下线；2024年12月，首个国家级海上风电检测基地6自由度传动链实验平台投运；2026年1月13日，全球首台20兆瓦海上风电机组在福建海域完成吊装。这一系列成果，标志着我国超大容量风电机组研发制造和海上施工技术实现了重要突破。

曾先进透露，未来福建将遵循“技术触底、场景落地、生态闭环”的发展逻辑，以国管海域大规模开发为核心，构建“核心支撑、产业延伸、生态协同”的三维体系，推动福建风电产业从单一发电向综合价值跃升。

■ 深远海开发面临多重考验

尽管发展潜力巨大，但专家普遍认为，面对“十五五”时期千万千瓦级的装机目标，福建海上风电在送出通道、消纳机制、技术成本等方面仍存在巨大挑战。

随着海上风电大规模向深远海拓展，其对电网的冲击愈发凸显。福建海上风电资源主要集中于漳州、宁德海域，尤其是漳州地区，核电、风电、光伏等众多电源汇集，新增输电通道和短路电源控制之间存在矛盾。与此同时，仅依靠本地用电负荷的增长，难以全额消纳该区域大规模集中的风电资源。

福建省海上风电前沿技术工程研究中心副主任、国网福建电科院新能源所副所长陈大玮指出，福建省素有“八山一水一分田”之称，沿海地区土地稀缺，新建新能源输出线路建设难度大、成本高，部分海上风电难以按照最优的登陆位置和系统方案接入，输电需求与走廊约束之间的矛盾凸显。建议福建可探索新能源集送出模式，一方面以集约化、规模化、连片化的方式推进海上风电开发，另一方面统筹协调片区电源业主采用汇集送出的方式破解输电难题。

在政策与技术层面，海上风电开发同样面临瓶颈。业内透露，用海审批流程、电价机制等政策环节尚需优化完善。在技术上，深远海开发所需的柔性直流方案，未经过大规模场站的实质性研究与验证。海上制氢、漂浮式风电等关键技术的成本仍然偏高。虽然制氢被视为解决海上风电消纳问



题的重要路径之一，但是技术路线选择和经济性仍待突破，尤其是现有的制氢碱性电解槽和质子膜技术各有短板，碱性电解槽存在响应慢、体积大的不足，质子膜技术则面临成本昂贵且依赖贵金属材料的发展瓶颈。

■ 亟须构建多元消纳生态

那么，“十五五”时期，福建海上风电如何高质量发展？业内认为，需要从顶层设计、技术攻关、市场机制及产业融合等多个维度协同完善。

业内人士普遍认为，国家层面应加强顶层设计、统筹协调，完善深远海开发与海洋空间规划的衔接，出台专项支持政策，尤其在用海审批和电价机制上给予倾斜。陈

大玮呼吁，福建应抢占海上能源岛标准制高点，联合多方力量制定建设规范、安全距离标准和验收流程，为产业发展提供政策支撑。

中国能源研究会理事史玉波强调，在利用路径上，建议首先以绿电直接利用为主，扩大电能在终端消费中的比重，支持海风进园区、直连数据中心等场景；同时积极发展非电利用，探索海上能源岛与风电制氢；在发展策略上，应坚持场景驱动、科技创新与商业模式创新，通过创新降本提升经济性，打造可持续发展的产业生态。

海上风电的发展，技术攻关是核心驱动力。中国华能集团福建分公司副总经理曹志华也指出，未来海上风电发展需要聚力核心技术攻关与示范应用，持续加大对

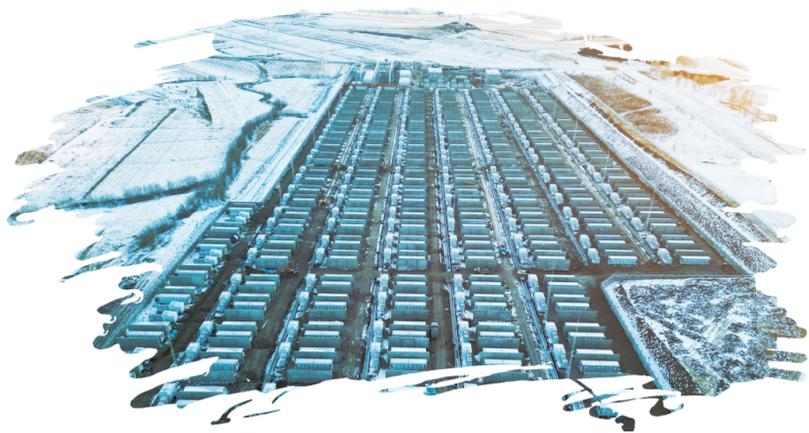
漂浮式风电、大型海上平台、远海柔直输电、电源海上制氢等关键技术研发，并布局一批国家级综合能源岛的示范工程，加快商业模式的迭代验证。

针对海上风电的消纳难题，发展“海上能源岛”和促进多产业融合成为共识。曾先进提出，要建设深远海母港和“海上能源岛”，整合风能、储能、制氢氨醇等功能。同时推动“绿电直连”，探索风电直供石化园区和海底数据中心，实现绿电高效就地消纳。

陈大玮同时建议，依托福建丰富的岛屿资源，可打造“海上能源岛+”多元生态。例如，结合港口航运优势，将海岛建设成绿色甲醇、绿氨的加注站；利用制氢副产的氧气服务海上养殖，通过产业链延伸提高海上风电项目经济性。

因地制宜推进新型储能市场化

■本报记者 董梓童



图为科华数能提供构网型储能解决方案的内蒙古阿荣旗1GW/4GWh构网型储能项目。

过去一年，我国新型储能产业发展逻辑正在发生深刻变化。随着2025年初全国性配储政策调整落地，行业逐步告别以行政要求为主导的政策驱动阶段，进入以市场化运营和可持续盈利为核心的发展新时期。新型储能如何实现“建得起、用得上、算得清、赚得到”，成为未来行业发展需要回答的核心问题。

在“十五五”规划建议明确提出“大力发展新型储能”的背景下，各地结合资源禀赋、电网结构、市场建设进度和政策导向，探索差异化发展路径。山东、甘肃、内蒙古、河北等省区在电力现货、辅助服务、容量补偿等机制上不断创新，逐步形成具有代表性的商业模式，为新型储能从规模扩张迈向价值创造提供了参考样本。

■ 破解“建而不用”

在新型储能由政策驱动向市场驱动转型过程中，“建而不用”曾是制约行业发展的突出问题。储能资产真正参与系统运行，形成稳定收益，该产业才能发挥价值，“长大成人”。从2025年的实践来看，山东通过机制创新，在破解这一难题上率先取得阶段性成效。

中国新型储能产业创新联盟副秘书长韩小琪指出，针对储能调用不足、收益来源单一等问题，山东创新推出了“配储容量在‘场内自用’与‘独立参与市场’之间灵活分配的机制”。这一安排打破了以往储能只能“绑定”新能源项目运行的限制，使储能既可以服务于新能源消纳，也可以作为独立主体参与电力交易和辅助服务，显著提升了资产利用效率。

从运行效果看，这一机制有效激发了储能市场的活力。在迎峰度夏期间，山东组织开展全省范围内的新型储能集中调用，调用同时率达到95%以上，全年调用小时数超过1200小时，储能在电力保供和系统调节中的作用得到充分释放。储能不再是“备用资产”，而是正在成为新型电力系统中的重要调节资源。

在装机规模方面，山东同样位居全国前列。国家能源局数据显示，截至2025年底，山东新型储能累计装机规模达到1121万千瓦，成为全国新型储能发展的重要支撑力量之一。

山东装机规模的快速增长，与其较为完善的电力市场体系和较高的新能源渗透率密切相关，也为储能参与多元化市场交易提供了现实基础。在新能源消纳压力较大、电力系统调节需求突出的背景下，山东案例为新型储能由“被动配置”转向“主动运营”提供了可复制的经验，也为后续容量补偿机制和多重收益模式的衔接奠定了基础。

■ 夯实基础收益盘

如果说山东的探索重点在于提升储能的市场参与灵活性，那么西北地区的实践，则更集中体现在对储能“基础收益结构”的系统性重塑上。在新能源装机占比高、电网调节压力大的区域，储能设施则期待需要获得可预期、可持续的现金流。

韩小琪指出，甘肃的充放电价差较小，调频成为收益主战场，该省允许全容量参与，电量和调频交易同时参与同时结算。内蒙古则是探索出了电能量价差和容量补偿费用的商业模式，明确容量补偿标准

“一年一定、执行十年”的政策，创下补偿标准最高、时间最长的全国纪录。

中国能建中电工程新型储能研究院院长戚宏勋表示，新疆依托极高的电力储能需求力，成为以资源禀赋定义发展规模的典型。

从规模数据看，西北地区已成为全国新型储能发展的“领头羊”。截至2025年底，内蒙古新型储能累计装机规模达2026万千瓦，新疆为1880万千瓦，均位居全国前列。2025年新装机方面，内蒙古、新疆分别达到1003万千瓦和1023万千瓦，显示出资源禀赋、电力需求与政策机制叠加形成的拉动效应。

戚宏勋指出，电力储能需求量与新能源装机规模及灵活性资源禀赋高度正相关。在此背景下，政策支持力度在产业初期导入阶段尤为关键，但更重要的是从“力度牵引”转向“精度和质量牵引”，构建覆盖市场交易、安全监管和长期运行的稳定政策环境，推动储能由政策依赖向市场自立平稳过渡。

■ 多元模式渐成形

河北、江苏等地也在结合自身电网结构和产业基础，探索各具特色的新型储能商业模式，呈现出“因地制宜、因地制宜”的明显特征。

韩小琪介绍，在河北，较为可观的充放电价差为储能参与电能量交易提供了现实空间。平均约0.5元/千瓦时的充放电价差，加之“多充多放”的运行条件，使电能量交易成为储能收益的重要来源。同时，河北还通过容量租赁、容量补偿等方式，为储能构建多元化收益结构。2025年新装机达到569万千瓦，累计装机规模突破千万千瓦级，成为华北地区新型储能发展的重要支点。

江苏的探索更多体现在系统调度和保供实践中。在迎峰度夏期间，江苏、山东、云南等地一道，组织开展新型储能集中调用，调用同时率保持在95%以上。

戚宏勋认为，我国新型储能产业仍处于规模扩张与模式探索的关键期。产业链韧性、创新成果转化效率以及复杂场景的规模化应用能力是下一阶段需要重点关注和提升的关键环节。各省市区应优先夯实并充分利用地区的经济禀赋，同时积极探索将场景潜力转化为产业优势的有效机制，特别是对于场景丰富但经济基础相对薄弱的地区，需设计有针对性的跨区域协作与政策支持体系，以突破发展瓶颈。

韩小琪表示，经过2025年的实践探索，2026年各省电力现货市场机制将更加成熟，规则调整会更加及时有效，“容量补偿机制”有望在更多省份落地，“电能量+辅助服务+容量补偿机制”的盈利模式清晰，灵活配合下将成为新型储能的主流盈利途径。

本报讯《2025年国内外油气行业发展报告》(以下简称“报告”)2月3日在北京发布。报告显示，我国炼化产业高端化转型步伐加快，化工新材料发展迅速，高端化工材料自给率提升至80%以上。

报告称，2025年我国炼油能力达9.39亿吨/年、乙烯产能达6270万吨/年，均居全球首位。随着我国车用能源结构的加快转型，以及炼化一体化产能的不断升级，石油消费结构进一步调整，化工新材料发展迅速，高端化工材料自给率提升至80%以上。

报告预测，2026年我国石油消费小幅增长，天然气消费增速回升，炼油能力将继续增长。预计新增原油一次加工能力1500万吨/年，总能力超过9.5亿吨/年。“十五五”时期，进口替代、新兴产业配套及绿色可循环发展三大引擎将驱动新材料需求持续提升，预计2030年化工新材料需求量将突破6500万吨，年均增速高达10%。

报告指出，2025年全球油气市场供需宽松，国际油价波动下行，天然气市场由紧转松，区域能源消费分化显著，亚洲持续成为全球能源消费核心增长极。

2025年，全球油气市场供需关系趋于宽松，布伦特原油全年均价68.19美元/桶，同比下跌14.62%，原油、天然气产量分别增长2.4%和3.1%。

区域消费格局分化显著，亚太地区能源消费增速2.7%，贡献全球近80%的消费增量，欧洲及欧亚大陆则下降2.0%。

全球乙烯产能向亚洲集中，我国乙烯产能居全球首位，区域产业竞争力进一步凸显。

中国石油经济技术研究院院长陆如泉表示，2026年全球油气市场供需还会呈现宽松态势。我国将以稳定的经济发展，驱动自身成为全球油气市场的压舱石和稳定器。

报告预测，2026年全球油气市场宽松格局仍将延续，基准情景下布伦特原油年均油价预计在60—65美元/桶区间，天然气市场需求将保持中低速增长。全球乙烯产能预计新增930万吨/年，我国占805万吨/年，进一步强化我国石化产业的支撑地位。

《2025年国内外油气行业发展报告》发布

(廖宇)