

“十五五”期间,我国新型储能进入全面商业化阶段,预计期末累计装机规模300吉瓦以上

技术

责任编辑:程强 魏佳琪
电话:59963398
邮箱:
weijq@sinopec.com
审校:张春燕
版式设计:王强周“油”列国
油事精彩

储能正从“配角”跃升为“主角”

3月31日~4月3日,第十四届储能国际峰会暨展览会在北京举办。本届大会由中关村储能产业技术联盟、中国能源研究会、中国科学院工程热物理研究所联合主办,主题为“场景创新 价值重构 全球共赢”。众多院士专家、业内人士分享了储能产业技术最新进展及趋势,展示了最新产品。中关村储能产业技术联盟理事长、中国科学院工程热物理研究所所长陈海生表示,2025年,我国储能经历了高速发展,装机规模创历史新高,储能政策机制实现突破,总体实现了从规模化发展向全面商业化的转变;2026年,我国储能相对增速可能放缓,但绝对增量将依然保持高位,总体上将从政策驱动向市场驱动的高质量发展阶段转变。

本版主要内容来自陈海生演讲内容与中关村储能产业技术联盟相关报告,文字由本报记者程强整理

注:文中提到的136号文指的是国家发展改革委、国家能源局《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》(发改价格[2025]136号);114号文指的是国家发展改革委、国家能源局《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格[2026]114号)。



王强 AI制图

全球储能产业迎来历史性时刻

抽水蓄能累计装机占比首次低于50%,新型储能新增装机首次突破100吉瓦,新兴市场成为增长新动能

截至2025年底,全球已投运电力储能累计装机496.2吉瓦,年增长率33.4%。其中,抽水蓄能累计装机占比首次低于50%,与2024年底相比下降11.5个百分点,迎来历史性时刻;新型储能新增装机首次突破100吉瓦,达到113.3吉瓦,累计装机达到278.7吉瓦,近5年复合年均增长率80.2%。我国新型储能新增装机连续4年位居全球第一。

2025年,美国、欧洲新增投运新型储能项目装机规模分别为18.4吉瓦/48.3吉瓦时、15.4吉瓦/32.1吉瓦时,均

创历史新高。

在中东,大型新能源基地建设带动储能需求快速增长;在拉美,高比例可再生能源带来的系统调节压力推动储能市场加速扩张;在亚洲,电网稳定性与电力需求增长驱动储能需求增加;在非洲,电力供应安全与新能源并网带来储能需求。这些新兴市场加速起势,装机规模5.9吉瓦/18.1吉瓦时,比上年翻番,成为全球储能增长新动能。

从储能应用看,独立储能为主的电网侧快速发展,稳居新增装机主导地位;户储市场占比连续两年下滑。

我国储能产业发展领跑全球

抽水蓄能累计装机占比首次低于1/3,新型储能累计装机首次突破100吉瓦,是“十三五”末的45倍

截至2025年底,我国已投运电力储能累计装机213.3吉瓦,年增长率54%。其中,抽水蓄能累计装机占比首次低于1/3;新型储能累计装机首次突破100吉瓦,达到144.7吉瓦,是“十三五”末的45倍,年增长率85%,占全球市场51.9%。

2025年,我国新型储能新增装机66.43吉瓦/189.48吉瓦时,功率规模和能量规模比上年增长52%/73%。在新增投运新型储能项目中,10兆瓦及以下项目仍占主导,但占比下降明显,百兆瓦级项目占比提升,吉瓦级项目实现并网运行。

前十省份新型储能新增装机规模均超5吉瓦时,合计装机占比接近90%,西部省份全面领跑,内蒙古新型储能新增装机功率规模和能量规模均位居全国第一。

从应用分布看,我国新增投运新型储能项目仍以独立储能和新能源配储为主,合计新增装机近60吉瓦,其中,独立储能新增装机42吉瓦,比上年增长59%。

我国储能市场化建设进程加快

电力市场“1+6”体系已建成,中标单体项目规模显著提升,头部企业受资本市场青睐

截至2025年底,我国已累计发布3340余项对储能产业产生直接或间接影响的政策,市场化改革进入加速阶段。

目前,电力市场“1+6”体系已建成:1是《电力市场运行基本规则》(2024),包括中长期、现货、辅助服务等6项规则已正式发布。

现货市场方面,我国省级电力现货市场已实现全覆盖,7省已转入正式运行,初期独立储能现货价差处于0.2~0.45元/千瓦时。

中长期市场方面,直接参与市场交易的经营主体不再人为规定分时电价水平和时段,储能中长期收益不再有固定价差收益。

辅助服务市场方面,现货运行后调峰市场将逐步取消,调频市场对储能的放开程度有限,其他新品种仍处于探索阶段。

容量补偿机制方面,114号文明确建立容量补偿机制,多个省份已开展落实工作。

从招标市场看,非集采/框架市场的建设偏好发生变化,业主更倾向于一体化交付、风险外包的“交钥匙(EPC)”模式。

从中标市场(不含集采/框架)看,中标节奏趋于理性,从“多项目”向“优项目”过渡;单体项目规模显著提升,正向吉瓦级大项目迈进;市场集中度提升,市场份额向优势企业集中。

0.25C(在特定条件下,电池能够在1小时内存储0.25倍的能量,可在4小时内充满,即4小时系统)储能系统EPC中标均价为935.4元/千瓦时,比上年下降8.19%;0.5C(2小时系统)储能系统EPC中标均价为1043.82元/千瓦时,比上年下降13.04%。从2025年四季度开始,储能系统中标价格在碳酸锂等锂电池原材料价格大幅上涨的带动下出现上升。

安全与标准方面,燃烧测试成新趋势。目前,多家企业相继主动开展“真机燃烧测试”极限挑战,提升产品安全可信度,为市场准入提供关键背书。

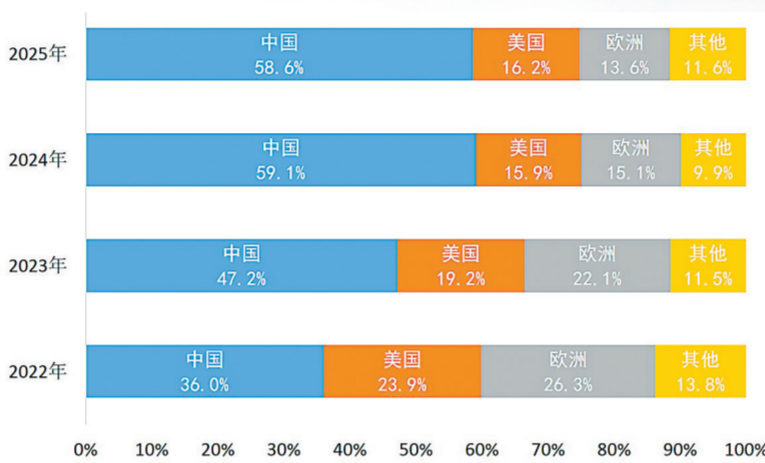
从储能产业资本市场看,CNESA(中关村储能产业技术联盟)储能指数2025年上涨41.7%,显著跑赢同期上证、沪深指数。

一级市场融资共134亿元,资金高度向硬科技和应用场景两端集中。投资热点包括锂电技术与材料创新、非锂电储能技术、氢能燃料电池、系统集成与应用场景等。

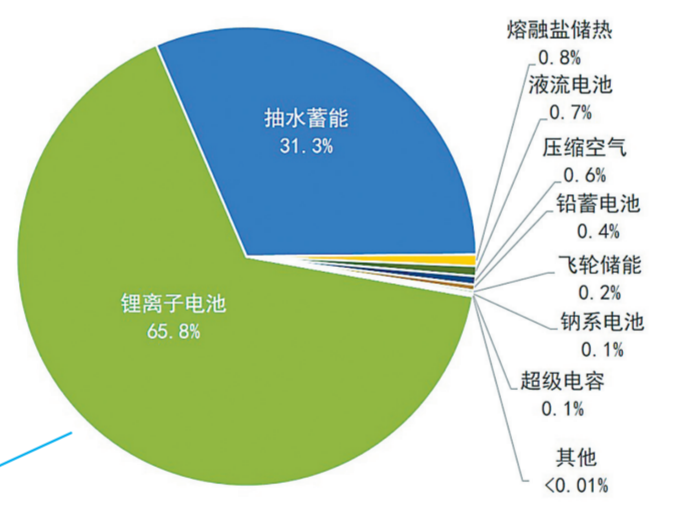
2025年是储能企业密集上市期,已完成IPO(首次公开发行股票)企业覆盖电芯、系统、热管理、材料全产业链,头部企业借资本市场巩固全球地位。拟IPO企业趋势是赴港融资与发展新质生产力。

二级市场再融资活动强劲,资金主要锁定产能倍增与海外拓展,头部企业大额募资领跑。

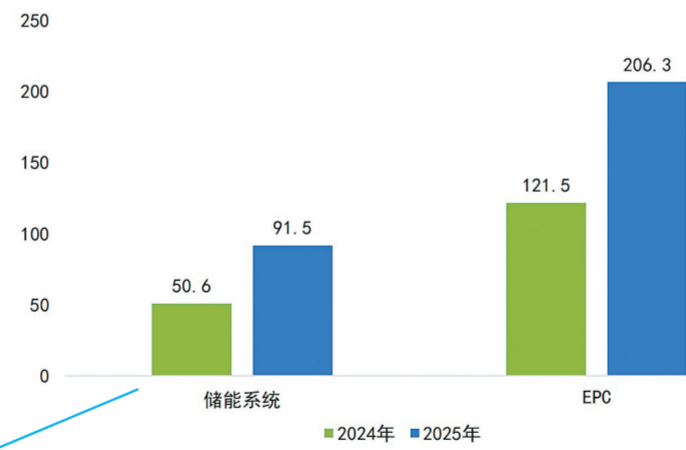
近几年全球新增投运新型储能项目地区分布(单位:吉瓦%)



我国电力储能技术装机规模分布(截至2025年底,累计装机规模213.3吉瓦)



2024-2025年储能系统及EPC中标规模(单位:吉瓦时)



储能定位发生根本性变化

在电力系统中的角色从“辅助工具”转变为“核心主体”,应用格局由用户侧为主转向独立储能为主

当前,全球能源转型加速,高比例可再生能源成为主流,重构成电力系统运行逻辑,能源安全、电网刚性需求与碳中和三重因素叠加,推动储能产业进入高速发展期。同时,储能产业发展逻辑发生转变,补贴依赖度下降,收益结构市场化,产业从单纯的规模扩张转向商业价值的深度挖掘。

由此,储能在电力系统中的角色发生根本性变化:从“辅助调节工具”转变为“核心主体”,成为保障国家能源安全的关键力量,储能产业成为新兴支柱产业。

我国新型储能在风电和太阳能发电累计装机中的占比从“十三五”末的0.61%升至“十四五”末的7.86%,成为支撑新能源发展的重要调节资源。

基于应对极端天气、防御大规模停电风险、提升电网黑启动能力需要,通过大规模部署储能,可实现从“被动应对”到“主动防御”的转变。

储能参与市场类别和交易品种也更加多元。身份从“依附电源或电网”向“独立市场主体”转变,可自主参与多类市场。交易品种从单一辅助服务向“中长期+现货+辅助服务+容量补偿”全品类进阶。收益模式从“依赖政策补贴/容量租赁”向“峰谷套利+辅助服务+容量补偿”多元化市场收益叠加。技术应用从1~2小时储能向更长时长、多元技术协同方向发展,支撑全市场参与。

人工智能、绿电直连、零碳园区等场景创新将使储能的应用格局发生根本性变革,由用户侧(占比35%)为主转向独立储能(占比58%)为主,火储调频和用户侧下降明显,新能源配储占比保持稳定,特别是AIDC(人工智能数据中心)兴起,开启储能需求新的增长极。

独立储能占据独立市场主体地位,正从可参与交易的标准化资产提升为保障电力系统安全、促进新能源消纳的核心战略资源。

各类储能技术加速突破

储能技术路线格局发生变革,新型储能实现跨越式增长,各技术路线并行

目前,在我国储能技术中,抽水蓄能、锂离子电池处于最成熟的第一梯队,压缩空气储能、液流电池、铅炭电池、储热储冷处于第二梯队,钠离子电池、飞轮储能、超级电容器处于第三梯队,液态金属、金属离子电池、水系电池等处于第四梯队。

从2025年我国新增投运新型储能项目技术分布看,非锂电和混合储能技术在应用规模、细分场景、技术选型配置等方面实现突破,如首个吉瓦级全钒液流电池储能项目投运,首个大型构网型锂电混合储能电站投运,水系液流电池首次在混合储能项目中实现兆瓦级应用,首个集成磷酸铁锂、钠离子、全钒液流及飞轮四类储能技术的共享储能电站投运。

经过多年发展,我国储能技术路线格局发生变革,以锂电池为代表的新型储能实现跨越式增长,累计装机占比超过2/3,

由单一向多元化加速发展。目前,各技术路线并行,各类储能技术呈现多元场景与规模突破的特征。

构网型储能方面,众多项目涉及低压储能、高压直挂、柔性直流等解决方案;青海、新疆、西藏、宁夏、甘肃等地构网型储能项目陆续并网。

长时储能方面,300兆瓦级压缩空气储能项目推广应用;吉瓦级全钒液流电池电站并网;预计2035年长时储能(含抽水蓄能)需求规模超过300吉瓦。

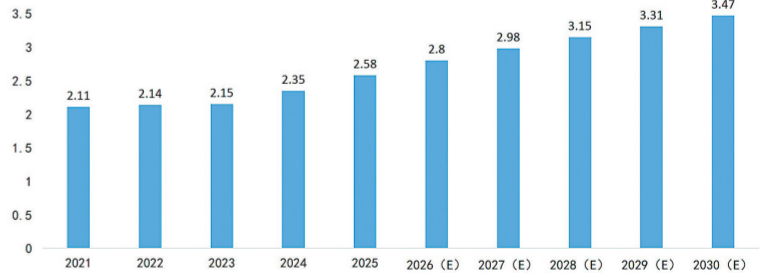
固态电池方面,储能型钠电池新品陆续发布,层状氧化物和聚阴离子技术路线成为主流;百兆瓦级钠电项目并网;半固态电池率先在储能领域实现应用。

AI+储能方面,借助AI(人工智能)技术,加快材料研发速度,评估电池健康状态、预测设备健康风险和潜在风险,预测电力现货价格、挖掘储能电站综合收益。

我国储能技术最新进展

技术类型	最新进展
抽水蓄能	国内单机容量最大的浙江天台电站抽蓄电站首台425兆瓦机组并网,724米水头创造世界纪录。
压缩空气储能	300兆瓦级系统从示范走向推广应用,已公布项目超过8吉瓦。
储热储冷	安徽宿州建成1吉瓦级煤电+储能项目;济南南部能源中心建成跨季节冰蓄冷+水蓄热项目。
飞轮储能	威海乳山100兆瓦真空磁悬浮飞轮储能独立调频项目一期(30兆瓦)投运;杭州地铁飞轮储能再生制动能量吸收装置应用项目通过验收。
铅蓄电池	宁夏银川吉洋绿储200兆瓦/400兆瓦时共享储能电站并网。
锂离子电池	国内规模最大的构网型储能电站内蒙古阿旗1吉瓦/4吉瓦时电站投运;百兆瓦级项目常态化,半固态电池在多地开展示范。
液流电池	新疆吉木萨尔200兆瓦/1吉瓦时全钒液流储能电站并网;内蒙古磴口县400兆瓦/1.6吉瓦时“全钒液流+磷酸铁锂”混合储能项目成功并网,单电池额定电流密度达500毫安/平方厘米。
钠离子电池	国内最大200兆瓦/400兆瓦时构网型锂电混合储能电站(含40兆瓦时钠离子电池)在云南丘北全容量并网运行。
超级电容	全球容量最大的全超级电容储能调频示范工程伊敏电厂16兆瓦全超级电容电站投运;山西偏关“超级电容+锂电池”百兆瓦级独立调频电站,配备58兆瓦级超级电容储能系统,创全球最大规模超级电容应用新纪录。

我国新型储能累计装机规模平均时长(单位:小时)



新型储能产业发展趋势及展望

新型储能时长正加速提升,供应链重塑推动技术与产品迭代,我国新型储能产业绝对增量依然保持高位

当前,新型储能时长正加速提升。2021~2025年,新型储能平均时长呈缓慢上升趋势,由2.11小时逐步增至2.58小时。2026年起,时长提升明显加速,预计至2030年累计装机的平均时长将达到3.47小时。市场正朝着能量时移、系统调频等更注重能量容量的应用场景深化发展。

从全球范围看,长时储能已进入商业化初期。谷歌将为其数据中心采购300兆瓦(100小时)铁空气电池。美国Noon Energy完成100兆瓦级、储能能力超200兆瓦的固体氧化物燃料电池的示范验证。

全球供应链体系正从“全球化效率优先”向“区域化安全优先”加速重塑,全球化、多元化、全周期布局倾向明显。供应链重塑推动技术与产品迭代,500安时+大电芯开始交付,6兆瓦时+储能系统商业化应用。全生命周期运营价值受到关注,储能智慧运营平台密集发布。场景定制解决方案引领价值重构,

AIDC场景成为竞争焦点,高耗能场景需求爆发。

国际能源署预计,2024~2035年,全球电池储能累计装机容量将从166吉瓦增至1414~2885吉瓦,激增8~17倍,从中国、美国、欧洲逐步向印度、中东、东南亚等地区扩散。

中关村储能产业技术联盟预计,在经历前期爆发式增长后,我国新型储能产业将进入增速换挡期。2026~2030年,保守与理想场景的复合年均增长率分别为20.7%和25.5%,尽管增速放缓,但绝对增量依然保持高位。

从我国新型储能发展历程看,2000~2010年是技术验证阶段;2011~2015年是示范应用阶段;2016~2020年是商业化初期阶段,期末累计装机规模近3吉瓦;2021~2025年是规模化发展阶段,期末累计装机规模100吉瓦以上;2025~2030年是全面商业化阶段,预计期末累计装机规模300吉瓦以上。