



中国储能市场及成本价格分析

陈静¹, 宁娜¹, 岳芬¹, 俞振华¹, 孙佳为¹, 卜思齐², 岳宗斌³

(¹中关村储能产业技术联盟, 北京 100190; ²香港理工大学电机工程学系, 香港 999077;

³澳门电力股份有限公司, 澳门 999078)

摘要: 本文基于2025年市场数据, 系统分析了中国新型储能的应用格局转型与成本经济性演进。本文通过储能市场规模及市场格局、储能调用情况、储能成本价格以及全生命周期度电成本等多个方面的分析, 总结了我国新型储能市场的最新进展和发展趋势。结果表明, “十四五”期间中国新型储能市场呈现指数级增长态势, 以锂电池为代表的新型储能实现跨越式增长, 新型储能应用结构发生明显变化, 新型储能调用情况显著提升, 新型储能正在成为新型电力系统的关键支撑。在可再生能源渗透率提升、政策目标推动、技术进步与成本下降以及电网灵活性需求驱动下, 未来五年中国新型储能市场仍将保持快速增长态势。研究结果可为储能市场模型参数化及政策制定提供关键数据。

关键词: 新型储能; 储能市场; 装机规模; 成本价格; 全生命周期度电成本

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0538

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-14

Analysis of China's Energy Storage Market and Cost Prices

CHEN Jing¹, NING Na¹, YUE Fen¹, YU Zhenhua¹, SUN Jiawei¹, BU Siqi², YUE Zongbin³

(¹China Energy Storage Alliance, Beijing 100190, China; ²The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong 999077; ³Companhia de Electricidade de Macau, Macau 999078)

Abstract: Based on market data from 2025, this study systematically analyzes the evolving application landscape and cost economics of China's new energy storage sector. The analysis covers multiple dimensions, including market size and structure, storage dispatch and utilization, storage system costs and prices, and the levelized cost of electricity (LCOE) over the full life cycle. The study summarizes the latest developments and emerging trends in China's new energy storage market. The results show that, during the 14th Five-Year Plan period, China's new energy storage market experienced exponential growth, with lithium-ion battery-based storage achieving rapid expansion and a significant shift in the application structure. The utilization and dispatch of new energy storage also increased substantially, highlighting its growing role as a key supporting resource for the new-type power system. Driven by increasing renewable energy penetration, policy targets, technological advances and cost reductions, as well as growing demand for power system flexibility, China's new energy storage market is expected to maintain rapid growth over the next five years. The

收稿日期: 2026-06-24; 修改稿日期: 2026-09-24。

基金项目: 国家重点研发计划“战略性科技创新合作”重点专项“规模储能价值收益及碳排放评估技术合作研究”项目(2024YFE0209100)。

第一作者: 陈静(1987—), 女, 博士, 知识产权师, 研究方向为储能数据统计与分析、全球储能市场追踪, E-mail: jing.chen@cnesa.org; 通信作者: 岳芬, 副研究员, 研究方向为储能商业模式和经济性、储能参与电力市场, E-mail: fen.yue@cnesa.org。

引用本文: 陈静, 宁娜, 岳芬, 等. 中国储能市场及成本价格分析[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-14.

Citation: CHEN Jing, NING Na, YUE Fen, et al. Analysis of China's Energy Storage Market and Cost Prices[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-14.

findings provide key data to support the parameterization of energy storage market models and inform policymaking.

Keywords: new energy storage; energy storage market; installed capacity; cost and price; levelized cost of energy

随着“双碳”战略持续推进,我国能源转型进入全面提速与结构性变革的关键阶段,新能源大规模开发与高比例并网格局逐步成型,持续催生储能产业的市场需求高速增长。储能产业成为支撑新型电力系统建设、保障能源安全、实现碳达峰碳中和目标的核心产业。2025年作为“十四五”规划收官之年,我国能源转型取得突破性历史进展,全国风电与光伏累计装机达到18.4亿千瓦,首次超越火电;可再生能源总装机占全国发电总装机比重提升至60%左右^[1]。在此背景下,储能的产业定位发生根本性转变,由新能源配套型辅助调节设施,升级为保障新型电力系统安全稳定运行的核心支撑调节资源,是推动能源转型落地的关键载体。

“十四五”期间,依托国家储能产业政策与电力市场改革的持续驱动,我国新型储能应用场景持续拓展,储能参与电力市场的机制不断完善,技术迭代进程加快,产业整体步入规模化快速发展新阶段^[2-5]。2025年是我国新型储能由规模化发展迈向市场化、高质量发展的关键之年。一方面,新型储能新增装机规模创历史新高,技术路线多元化并行发展,电力市场机制取得突破性进展,应用场景持续拓展;另一方面,受产业链成本承压与安全管控标准提升的共同影响,市场竞争格局与产业发展逻辑加速重塑^[6]。我国储能行业正由单纯的依靠政策驱动、以装机规模扩张为主的发展路径,逐步转向以系统价值市场价值为核心的高质量发展阶段。

在产业转型过程中,成本与价格是决定储能项目盈利水平、产业迭代速度及市场竞争格局的核心变量,也是影响行业投资决策与政策制定的关键因素。与此同时,电力市场机制不健全、不同技术路线成本分化、区域电价存在差异、产业链供需波动等问题,造成储能价格体系尚未完全市场化与规范化。不同应用场景、不同技术类型储能项目的成本收益匹配度不均,部分项目仍存在盈利模式不清晰、投资回报不稳定等问题,制约了储能产业规模化、可持续发展。因此,系统分析我国新型储能市场发展现状与成本价格变化趋势,剖析储能市场格

局变化及技术成本演化趋势变化背后的驱动因素、市场机制及产业发展逻辑,对推动储能产业高质量发展、优化相关政策与支撑投资决策具有重要的行业参考价值。

储能产业的高质量发展,对数据的完整性、准确性与时效性提出更高要求,数据体系的完善度直接影响行业研究、市场研判与投资决策的科学性。当前全球储能相关数据主要来源于专业数据库、公开出版物及行业咨询报告,海外已形成多层级数据支撑体系:美国能源部(DOE)全球储能数据库(GESDB)收录主要国家并网储能项目,但对部分国家及小型分布式项目覆盖不足;德国联邦网络局(BNetZA)MASTR数据库可实现德国并网储能资产的完整登记,户用与分布式储能数据质量较高,为欧洲市场模型与学术研究提供基础支撑;国际可再生能源机构(IRENA)、欧盟委员会(EC)、国际能源署(IEA)等机构侧重宏观层面的装机统计、成本分析与市场预测^[7-10]。受各国数据管理制度与开放权限约束,跨境储能数据共享存在客观壁垒。在国内,国家能源局、电网企业、中国电力企业联合会、电力交易中心等机构发布的统计资料与研究报告,是储能装机、运行利用指标及储能电站备案、电力市场交易注册信息的权威数据来源^[11-16]。

中关村储能产业技术联盟(CNESA)自2011年起建设并持续运维全球储能数据库,长期跟踪全球储能项目动态,同步积累国内外储能产业数据^[5, 17-20]。依托该数据库及已有研究基础,本文从装机规模、区域布局、技术路线、应用结构、电站运行情况 & 系统成本等维度,系统对比分析全球储能发展态势与2025年我国新型储能市场特征,研判未来市场趋势,研究结果可为储能产业发展、政策优化与投资决策提供数据支撑与参考。

1 全球新型储能市场发展态势

近年来,全球新型储能市场规模快速扩张,其在电力储能中的装机容量占比稳步提升。据中关村储能产业技术联盟CNESA DataLink全球储能数据

库 (<https://www.esresearch.com.cn/>) 统计, 截至 2025 年底, 全球已投运电力储能累计装机达 496.2 GW, 同比增长 33.3%; 其中新型储能累计装机 278.7 GW, 同比增长 68.5%, 其装机容量占比由 2020 年的 9.7% 升至 56.2% (如图 1-3 所示) [17]。

a) 技术路线

抽水蓄能累计装机占比首次降至 50% 以下, 较 2024 年同期下降 11.5 个百分点, 全球电力储能结构加速向多元化方向演进 (如图 2 所示)。国际能源署 (IEA) 在 2050 年净零排放 (NZE) 场景下预测, 2030 年全球电力储能总装机将达到 1500 GW, 其中电池储能装机增长至 1200 GW; 2023—2030 年, 电池储能贡献全球储能新增装机的 90%, 电化学储能、压缩空气、飞轮等新型储能技术将成为储能增长的核心载体 [8]。

b) 区域分布

中国、美国和欧洲仍主导全球新型储能市场。2025 年, 中美欧三大市场新增装机合计占比 88.4%, 较 2024 年微降 1.5 个百分点。“十四五”以来我国新型储能实现规模化突破, 近两年新增装机容量占全球比重超 50%, 较“十三五”末提升约 25 个百分点; 中东、拉美等新兴市场快速崛起, 促使全球储能区域格局向多元化方向发展。

2025 年, 中国与美国领先优势进一步扩大, 欧洲市场装机占比小幅回落, 该格局是各地政策环境、产业链禀赋与市场需求三重因素协同作用的结果。其中, 我国依托新能源配储政策、独立储能容量电价机制落地构建稳定盈利模式, 叠加锂电储能全产业链规模化发展带来显著成本优势, 满足风光消纳、电网调频、峰谷套利等多元应用需求, 推动储能装机规模持续增长, 市场份额稳居全球首位。美国依靠《通胀削减法案》税收抵免政策, 有效支撑电网侧大型储能与算力中心配套储能项目的扩容, 实现装机份额稳步增长; 但本土电池产能供给不足、贸易壁垒抬升项目造价、后期补贴政策边际收紧等因素, 或将制约储能装机的增长弹性。欧洲受前期能源危机消退、电价回落叠加户储补贴退坡影响, 表后储能需求明显收缩; 尽管欧盟持续出台电网级储能扶持政策, 推动大型储能项目落地, 电网侧大型储能新增装机规模首次超过户储, 成为区域储能市场增长的主要动力, 但新型储能整体装机增速弱于中美两国。总体而言, 2025 年, 全球新

型储能市场呈现如下区域演化逻辑: 产业链基础决定市场扩容上限, 政策稳定性决定市场需求落地兑现节奏, 能源供需基本面塑造储能应用结构。

c) 项目时长

随着长时储能项目占比持续提升, 全球新型储能累计装机平均储能时长达到 2.47 h, 较 2024 年同期提高 0.16 h, 储能面向电力系统的长时尺度调节能力与应用价值进一步提升 (如图 4 所示)。

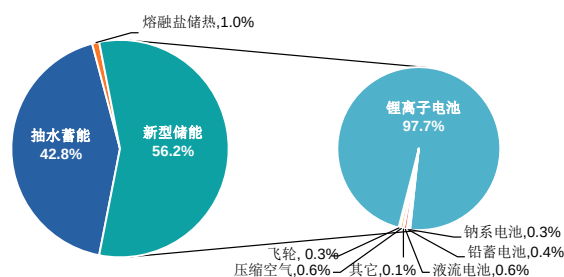


图1 截至2025年底全球电力储能市场累计装机情况（功率规模占比） [17]

Fig. 1 Cumulative installed capacity structure of global power energy storage market as of the end of 2025 (power capacity share) [17]

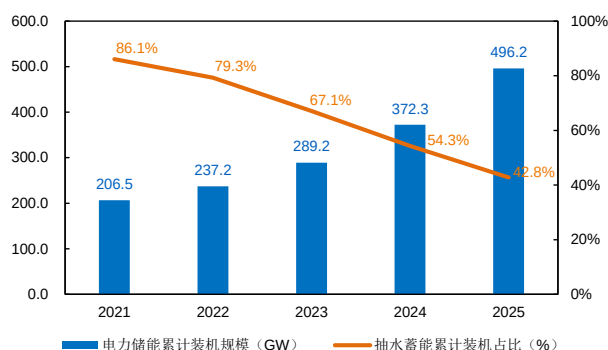


图2 全球电力储能累计装机及抽水蓄能累计装机占比情况（2021 - 2025） [17]

Fig. 2 Global cumulative installed capacity of global power energy storage and share of pumped hydro energy storage (2021 - 2025) [17]

2 中国新型储能市场分析

2.1 中国新型储能市场总规模

“十四五”以来, 我国新型储能装机迅速增长。据 CNESA 统计, 截至 2025 年底, 我国电力储能累计装机规模 213.3 GW, 年增长率 54.0%, 占全球电力储能总规模的 43.0%。抽水蓄能累计装机占比首次降至 33.3% 以下 (如图 5 所示) [6]。其中, 新

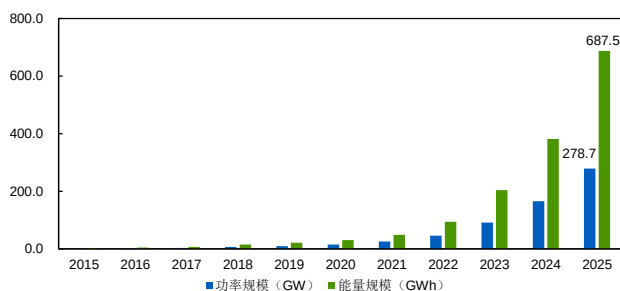


图3 全球新型储能市场累计装机规模（截至2025年底）^[17]

Fig. 3 Global cumulative installed capacity of new energy storage as of the end of 2025^[17]

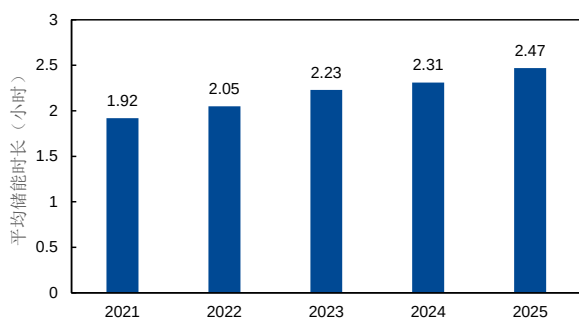


图4 全球新型储能累计装机的平均储能时长（2021—2025）^[17]

Fig. 4 Average storage duration of global cumulative new energy storage (2021—2025)^[17]

型储能累计装机 144.7 GW，同比增长 85.0%，为“十三五”末的 45 倍；其在全球新型储能市场中的占比达到 51.9%，较 2024 年同期提升 5 个百分点（如图 6 所示）。

近年来，我国抽水蓄能装机占比持续下降，直接原因是新型储能爆发式增长带来的“分母扩张效应”，被动摊薄了抽水蓄能的装机占比，而抽水蓄能自身装机增速相对平缓。从产业特征看，抽水蓄能受站址资源禀赋有限、建设周期长、初始投资高昂等条件制约，其绝对对装机规模虽保持稳步增长，但增速显著低于选址灵活、建设周期短、单位成本持续下降的新型储能。二者增速分化的根本动因在于，高比例新能源并网持续释放电力系统灵活性调节需求；新型储能可快速响应短时功率调节与多场景配置需求，实现规模的爆发式增长，成为拉动储能总规模扩张的核心驱动力。该发展趋势逐步构建起技术互补格局：抽水蓄能提供长时能量支撑与基础容量调节、新型储能承担多场景灵活调节，二者协同保障高比例新能源电力系统安全稳定运行。

从新增装机来看，2025 年，我国新增投运新型储能装机规模 66.43 GW/189.48 GWh，功率规模和能量规模同比分别增长 52%、73%；新增装机规模连续四年居全球首位，在全球市场新增装机市场占比达 58.6%^[17]。从月度装机来看，5 月新增装机规模创同期月度新增装机历史新高，达到 11.59 GW/29.81 GWh，功率、能量规模同比增长 413%、492%，其功率规模占全年新增装机市场的 17%。新型储能项目年中并网高峰节点从“6: 30”前移至“5: 31”（如图 7 所示），这一变化反映了产业资本针对储能配套电价政策调整形成的投产节奏响应。2025 年 2 月印发的发改能源〔2025〕136 号《深化新能源上网电价市场化改革通知》，将 2025 年 6 月 1 日划定为新能源新老项目划分节点：2025 年 5 月 31 日前并网的存量新能源项目可保留原有保障性电价机制，6 月 1 日及之后投产的新能源项目则全部进入电力市场竞价。相较于存量新能源项目，新建项目收益不确定性显著上升。为锁定原有保障性电价，大量风光配套储能项目集中在 5 月 31 日前完成并网。这一现象表明，储能项目投资主体的投产节奏高度依赖政策形成的收益预期清晰度。12 月并网高峰则源于地方独立储能容量补偿、储能项目清单资格按年度认定，叠加各省年度装机考核、国企固定资产转固与投资指标约束，驱动项目在 12 月 31 日前集中并网，以获取当年收益。

从储能市场发展空间来看，预计未来五年我国新型储能市场将进入增速换挡期。市场增速放缓主要源于三方面因素：其一，发改价格〔2025〕136 号文取消新能源项目强制配储前置要求，储能需求由政策驱动的刚性配套转向市场化收益驱动，项目投资需经过收益可行性校验，低效备案与无效抢装减少；其二，前期大规模装机扩张抬升存量基数，形成高基数效应，客观压低同比增速；其三，电力现货价差收窄、优质并网资源趋紧，叠加长时储能投资回收期拉长，共同抬升项目落地门槛。整体来看，储能行业发展逻辑正由单纯依靠装机规模扩张，转向以系统价值与市场价值为核心的综合能力提升。尽管装机基数持续增大、市场增速有所放缓，但新增装机绝对增量仍将保持高位。

预计到 2030 年，保守场景下我国新型储能累计规模将达到 371.2 GW，2026—2030 年复合年均

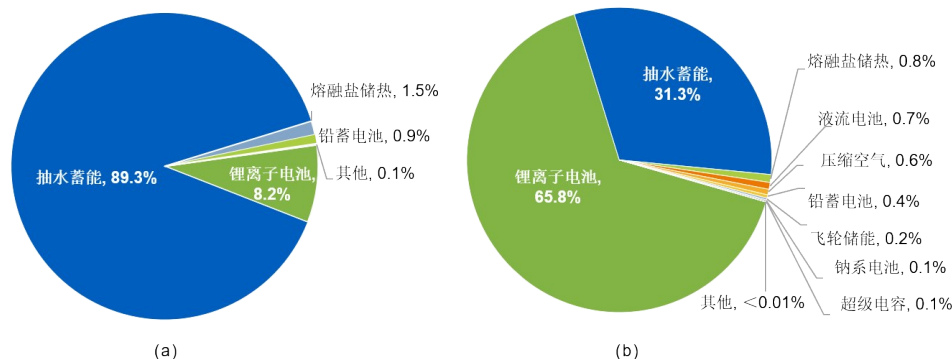


图5 中国电力储能累计装机情况（功率规模占比）。(a) 截至“十三五”末，(b) 截至2025年底^[6]

Fig. 5 Cumulative installed capacity of power energy storage in China (power capacity share). (a) End of the 13th Five-Year Plan period, (b) End of 2025^[6]

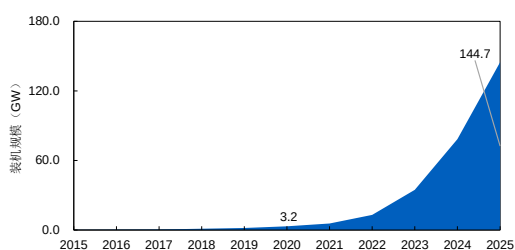


图6 历年中国新型储能累计装机规模（2015—2025）^[18]

Fig. 6 Cumulative installed capacity of new energy storage in China over the years (2015—2025)^[18]

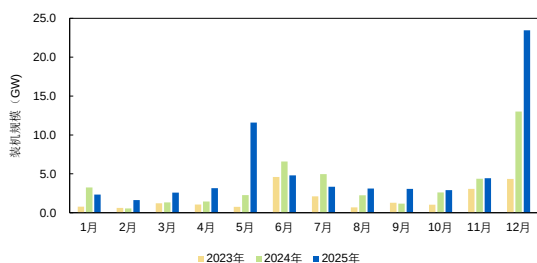


图7 中国新型储能月度新增装机规模对比（2023—2025）

Fig. 7 Comparison of monthly newly installed capacity of new energy storage in China (2023—2025)

增长率（CAGR）为20.7%；理想场景下，新型储能累计规模将达到450.7 GW，2026—2030年复合年均增长率（CAGR）为25.5%（如图8所示）。

2.2 中国新型储能应用分析

按新型储能的并网位置与应用模式，储能的应用可划分为：用户侧储能、火储联合调频、新能源配储、电网侧独立储能及其他储能应用领域。“十四五”以来，我国新型储能应用结构发生重大转变。应用场景由以用户侧为主转向以独立储能为主。截至2025年底，独立储能累计装机规模占比

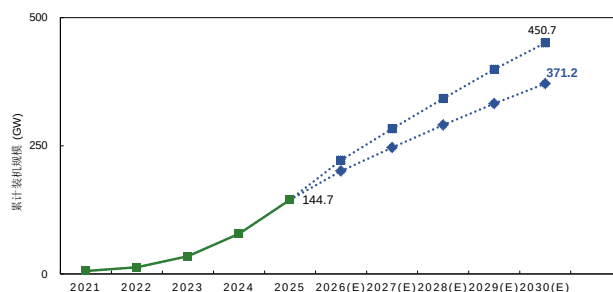


图8 中国新型储能累计装机规模预测（2026—2030）^[18]

Fig. 8 Forecast of cumulative installed capacity of new energy storage in China (2026—2030)^[18]

58%，较“十三五”末提高54个百分点；用户侧储能、火储联合调频占比显著回落（分别下降27个、16个百分点），新能源配储占比保持相对稳定（如图9所示）。与此同时，储能项目建设形态由小项目试点示范转向大型化、规模化应用转变。

a) 电网侧独立储能

电网侧独立储能项目具有单体规模大（多在百兆瓦级及以上）、收益来源相对多元（包括峰谷套利、辅助服务、容量补偿等）的特点，近年来发展迅速。2025年，多个吉瓦级独立储能电站实现部分投运或全容量并网；我国独立储能新增装机规模达42.1 GW，同比增长59%，占我国新型储能全年新增装机的63%（如图10所示）。在政策支撑与规模化降本效应共同作用下，独立储能已成为我国新型储能的主流开发模式。

b) 火储联合调频

截至2025年底，火储联合调频累计装机2.1 GW，2025年新增装机0.3 GW。新增规模主要集中在山东、陕西等火电装机大省，两省合计贡献全

年增量的46%。该类项目用于提升火电机组调节灵活性,满足电力系统调频需求,单一省份调频市场容量有限,市场易趋于饱和。

c) 用户侧储能

截至2025年底,我国用户侧储能累计装机规模达11.5 GW,空间布局高度集中于江苏、广东、浙江等工商业经济发达省份。该场景以工商业储能项目为主体,占比达89%,项目运营以削减高峰用电成本、降低基本电费支出为主要目的。受工商业固定分时电价机制调整影响,峰谷套利空间压缩,该场景装机占比持续走低。

d) 新能源配储

2025年,新能源配储装机主要来自新疆、内蒙古等风光资源富集省份,两地增量合计占全国总量的42%。配套储能可有效平抑新能源出力波动,保障新能源场站满足并网技术要求。但发改价格(2025)136号明确提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”。该场景下储能装机规模能否平稳增长,核心取决于储能能否有效提升新能源置信容量水平,并由此创造相应的经济价值。

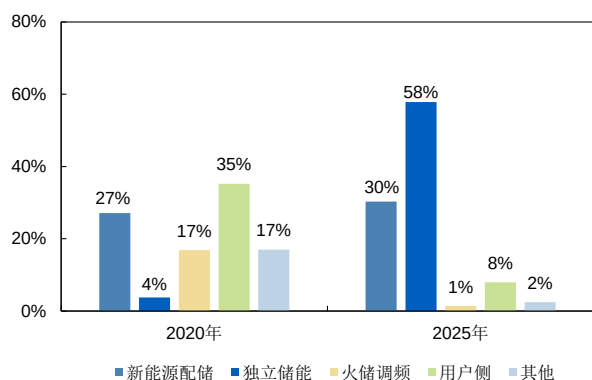


图9 中国新型储能主要应用场景累计装机功率规模占比
Fig. 9 Power capacity share of cumulative installed new energy storage in China by major application scenarios

从发展趋势看,储能应用场景将持续拓展。一方面,在政策推动下,绿电直连、零碳园区项目加速落地,项目自主配置储能的需求持续释放市场空间;出口型工业企业的降碳诉求,也将驱动其参与相关项目建设。另一方面,人工智能产业发展带动人工智能数据中心(AIDC)用电规模快速增长,数据中心在备用电源、削峰填谷、光-储-绿电直连

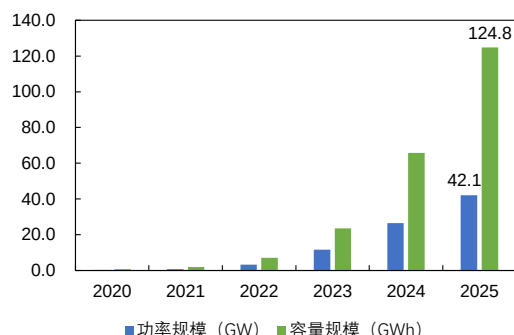


图10 中国独立储能新增装机规模趋势(2020—2025)
Fig. 10 Trend of newly installed capacity of standalone energy storage in China (2020—2025)

等场景的需求,将拉动储能装机规模快速提升。与此同时,沙戈荒风光大基地及其配套储能、新能源外送通道配套储能,同样为储能开辟广阔市场。在新能源市场化、就近消纳及多产业协同开发的政策导向下,储能行业的重要发展方向包括:拓展储能-新能源融合应用场景,推动二者一体化参与电力市场;依托储能实现就近消纳项目容量精细化管控,改善项目收益;构建适配多元场景的差异化储能技术体系,并攻关长时储能核心技术。

2.3 中国新型储能区域分析

“十四五”期间,我国新型储能产业空间布局发生显著重构,储能开发重心由传统负荷密集区域逐步向清洁能源资源富集区域迁移,区域发展差异化特征持续凸显。以额定装机功率为统计口径,据CNESA统计,截至2025年底,西北、华北两大资源富集区域新型储能装机规模合计占据全国总量的53.6%,区域集聚态势显著。其中,西北地区装机占比达27.0%,华北地区占比26.6%,华东地区占比21.5%,南方区域占比13.5%,华中地区占比7.0%,东北及其他区域占比4.4%。

回溯“十三五”末期储能空间结构,据CNESA统计,以额定装机功率为统计口径,我国新型储能布局高度集中于东部负荷中心,以江苏、安徽、山东等省份为代表的华东地区为全国最大储能装机区域,市场占比高达35.5%。彼时各区域装机占比依次为:西北地区20.9%、南方区域16.1%、华北地区12.5%、华中地区8.1%、东北及其他区域6.9%。对比两阶段数据可见,伴随我国新能源大基地规模化开发与跨省输电通道持续完善,新型储能空间布局发生结构性转变,由负荷端

被动调节为主，转向资源端主动配套，不同区域储能的功能定位进一步分化。

a) 西北地区

依托优越的风光资源禀赋与区域电力系统架构特征，西北地区新型储能以新能源配套储能、电网侧独立储能为主要应用形态。截至2025年底，两类场景合计占该区域累计装机规模的94.9%，较“十三五”末提升10.2个百分点。其中独立储能占比在“十四五”期间大幅提升，截至“十四五”末达到45.7%，较“十三五”末提升32个百分点。

b) 华北地区

“十四五”期间，华北地区新型储能应用结构由火储联合调频主导，转向以电网侧独立储能为主。“十三五”末，华北地区已投运新型储能中火储联合调频装机占比达45.6%；至“十四五”末，该占比降至0.8%；电网侧独立储能占比提升至区域总装机的63.0%。华北区域依托传统火电装机基础并承担京津冀核心负荷保障任务，储能重点服务于电力系统调频调压、灵活性提升与电网网架补强，是保障华北电网安全稳定运行、提升系统调节裕度的重要支撑。

c) 华东地区

“十四五”期间，华东地区储能应用结构实现由用户侧工商储为主向以独立储能为主的转变。“十三五”末，华东地区用户侧储能占区域总装机的比例达52.2%，其中工商业储能占区域累计总装机的41.4%；至“十四五”末，用户侧装机占比降至20%以下。截至“十四五”末，独立储能占区域累计装机总规模的61.5%，较“十三五”末提升58.9个百分点，成为华东地区储能最主要的应用场景。作为传统电力负荷中心，该区域用电密度高、峰谷价差显著，储能项目主要依托市场化电价机制开展峰荷削减与需量管控。受全国储能布局向资源端迁移影响，华东区域装机全国占比虽有所回落，但仍是我国用户侧储能市场化应用最为成熟的区域。

d) 南方区域

“十四五”期间，南方区域新型储能装机以独立储能、新能源配套储能为主要构成。截至2025年底，独立储能与新能源配套储能合计占区域累计装机规模的86.7%，其中独立储能占区域总装机的70.0%。区域风光与水电资源互补性较强，储能主

要用于平抑新能源出力波动、提升电源侧调节能力，保障区域电力电量动态平衡，支撑新能源高效消纳。

e) 华中区域

华中地区储能应用场景相对均衡，截至“十四五”末形成以独立储能及新能源配储为主的应用结构，独立储能与新能源配储合计占区域总装机规模的78.0%，其中独立储能占累计总装机的55.2%。依托贯通东西、连通南北的电网区位优势，区域储能重点承担跨区域电能互济、缓解局部电网阻塞、提供系统备用支撑等功能，是全国储能空间格局中的重要枢纽板块。

2.4 中国新型储能省份分析

在各省份中，内蒙古、新疆两地新型储能装机增速最快，2021—2025年复合年均增长率（CAGR）均超过250%。内蒙古新型储能功率与能量装机总规模均居全国首位（如图11所示）^[18]。已投运独立储能项目的累计装机功率与能量规模同样位列全国第一（如图12所示）。2025年，蒙西电力现货市场转入正式运行，蒙西独立储能形成“中长期合约+现货套利+辅助服务+容量（放电量）补偿”的多元收益结构。同年11月，内蒙古印发《关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》，对全区独立新型储能电站实行清单制管理，并明确放电量补偿仅适用于纳入清单的电站。同时，文件将2026年度电站向公用电网的放电量补偿标准由2025年的0.35元/kWh降至0.28元/kWh，并对清单内电站日内全容量充电次数及投资主体变更予以约束。2025年较高补偿与10年执行期显著刺激投产，而补偿下调与监管趋严，标志行业由政策驱动扩张转向更强调市场化收益与规范化运营。

2.5 中国储能市场技术格局

在新型储能技术体系中，锂离子电池储能仍占据绝对主导地位。据CNESA统计，截至2025年底，我国锂离子电池储能累计装机规模达140.3GW，占新型储能总装机的96.9%，较2024年底下降0.2个百分点。从新增装机维度看，电化学储能仍是主流，锂离子电池新增装机功率占比达96.7%（如图13所示），同比下降0.3个百分点，表明新型储能技术结构呈现持续多元化发展趋势。

非锂长时储能技术规模化应用进程提速，其中液流电池产业化成效突出。据CNESA统计，2025

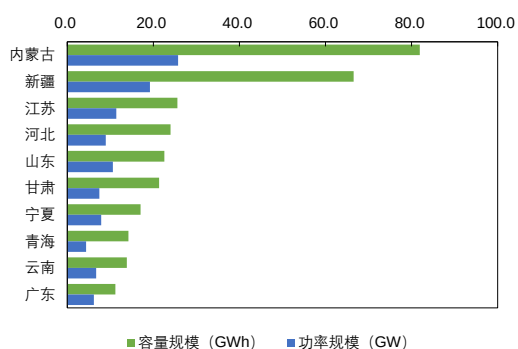


图 11 截至 2025 年底中国新型储能累计装机规模前 10 省份（以能量规模排序）^[18]

Fig. 11 Top 10 provinces in China by cumulative installed capacity of new energy storage at the end of 2025 (ranked by energy capacity) ^[18]

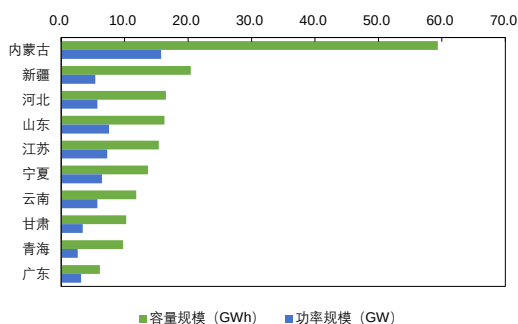


图 12 截至 2025 年底中国独立储能累计装机规模前 10 省份（以能量规模排序）

Fig. 12 Top 10 provinces in China by cumulative installed capacity of standalone energy storage at the end of 2025 (ranked by energy capacity)

年我国液流电池新增投运项目规模达 983.8 MW/4148.6 MWh，功率同比增长 186%，能量同比增长 202%，系统平均储能时长 4.22 h。全球首个吉瓦时级全钒液流电池储能电站实现全容量投运，标志着液流电池技术实现由示范应用向规模化运营的关键跨越，有助于完善长时储能技术布局，推动储能技术体系多元化升级。

混合储能多元技术协同应用持续取得突破，多元融合发展格局逐步形成。2025 年，吉瓦时级锂电-液流电池耦合储能电站实现全容量投运；高倍率锂电-钠电调频电站、大型构网型锂钠复合储能电站陆续投运，可同时满足电网调峰、快速调频等多重服务需求。我国首个集成磷酸铁锂、钠离子、全钒液流及飞轮四类储能技术的共享储能电站建成投运，实现不同特性储能技术的优势互补与性能协

同，标志混合储能集成应用技术取得重要阶段性进展。

2025 年，构网型储能技术工程应用规模显著提升。据不完全统计，2025 年我国新增投运构网型储能项目规模突破 9 GW，同比增速超过 100%，技术落地进程明显加快。随着新能源装机持续扩容，高比例新能源电力系统下的弱电网、孤岛电网及微电网场景，对构网型储能的电压与频率支撑需求将持续增长。未来，构网型储能技术将重点围绕技术迭代创新、系统成本优化、应用需求量化评估与标准体系建设等方向深化，更好支撑新型电力系统安全稳定运行。

高压级联直挂储能技术同样迈入规模化应用新阶段。2025 年，我国高压级联直挂储能新增装机首次突破 1 GW，其中明阳威俊吉瓦时级高压级联储能电站实现全容量投运，标志着该技术由示范验证走向规模化工程应用。相较传统低压储能，高压级联直挂储能能在 50 MW 及以上大容量储能电站场景具备突出的经济性优势。该技术采用模块化多电平级联结构替代传统工频电磁变压器，能够在高压大功率场景下实现高效能量转换、保障系统可靠运行并具备良好的电网适配能力，契合新型电力系统高压化、大容量、构网支撑的发展方向。

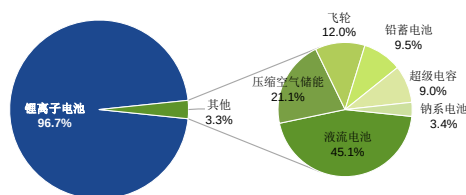


图 13 2025 年中国新增投运新型储能项目技术分布情况（功率规模占比）

Fig. 13 Technology distribution of newly commissioned new energy storage projects in China in 2025 (power capacity share)

2.6 中国储能项目时长

从储能时长来看，“十四五”时期，新增投运新型储能项目的平均储能时长持续提升。“十四五”时期新增投运储能装机平均时长 2.59 h，较“十三五”时期新增装机平均时长增长 21%。2025 年新增投运项目平均储能时长 2.85 h，较 2020 年增长 58%（图 14）。2025 年新增投运项目以 2-4 h 项目数量最多，占全年新增投运项目总个数的 80%，4

h及以上项目数量增长显著，同比增长44%。

2025年新增投运型储能项目中，独立储能项目的平均时长为2.96 h，较2024年提升20%；火储联合调频项目平均时长1.09 h，新能源配储平均时长2.77 h，用户侧储能项目平均时长2.21 h。分区域来看，华北区域平均时长3.40 h，为全国各区域最高；西北区域平均储能时长3.30 h，位列第二；南方区域平均时长最低，为2.01 h。

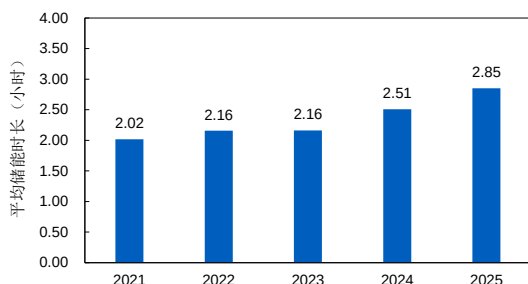


图14 “十四五”时期中国新增投运新型储能项目历年平均储能时长

Fig. 14 Annual average storage duration of newly commissioned new energy storage projects in China during the 14th Five-Year Plan Period

未来，新型储能本体技术将进一步呈现多元化发展态势，中短时、长时不同技术路线的示范验证与工程落地将成为技术演进主线。中短时储能领域，钠离子电池、固态电池（含半固态电池）、飞轮储能和超级电容的示范应用与多场景技术验证将持续提速。长时储能领域，压缩空气储能、液流电池等技术路线的分场景、分区域试点示范持续深化，长时储能装机占比有望进一步提升。

3 中国新型储能调度运行情况

伴随新型储能规模化应用与调度运行机制持续完善，截至2025年底，新型储能参与电网运行的调节能力得到显著增强，在电力供需紧平衡阶段的顶峰支撑作用尤为突出。2025年迎峰度夏期间，国家电网经营区新型储能最大放电功率达4453万千瓦，晚高峰平均顶峰时长2.4小时^[21]。在江苏、山东等省份的集中调度调用场景中，新型储能容量可用率均超95%，最高可达98.5%，其运行规模、可靠性与可用水平已接近传统调峰电源。2025年全国电化学储能电站整体运行态势平稳，可用系数为0.98，较2024年平均水平有所提升（如图

15）^[14]。从日充放电频次看，以南方电网经营区典型夏季运行日数据为例，区域内新型储能等效循环次数达1.35次，同比提升118%；其中广东电网新型储能当日等效循环次数为1.67次，同比增长92%，印证了当地电力市场机制创新的实践成效。

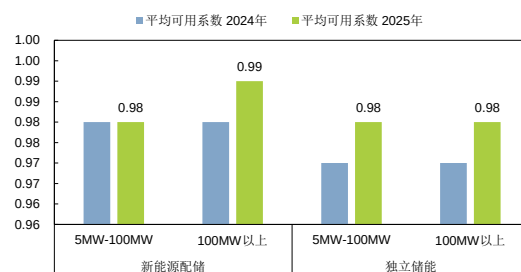


图15 新型储能平均可用系数
Fig. 15 Average availability factor of new energy storage

4 新型储能价格分析

4.1 储能系统及EPC中标价格

在储能系统造价方面，2025年储能系统中标价格较2024年整体下行，且价格区间明显收窄（同比收窄44.5%）（图16）。2025年，0.5 C储能系统均价为553.9元/kWh，同比下降14.29%，价格区间同比收窄43.0%；0.25 C系统均价为478.7元/kWh，同比下降27.24%，价格区间同比收窄52.6%；1 C储能系统均价为714.8元/kWh，同比下降32.89%，价格区间同比收窄59.0%。从全年价格演变趋势看，2025年储能系统中标价格在前三季度呈波动下行态势；进入第四季度，受碳酸锂原材料价格大幅上涨驱动，储能系统中标价格呈现回升（图17）。

集采/框采中，2 h储能系统中标均价464.45元/kWh，价格区间416.00元/kWh - 670.00元/kWh。4 h系统均价421.52元/kWh，区间370.00元/kWh - 500.00元/kWh。集采/框采项目的中标价格普遍低于非集采/框采项目，其年度中标均价较非集采/框采项目低11.9% - 16.2%（图18）。

在EPC造价方面，2025年储能EPC中标价格波动下行，且项目间价格分化显著，主要受储能时长、技术指标、建设区域、项目规模、施工条件及招标范围边界等多重因素共同影响。2025年，0.5 C磷酸铁锂储能EPC中标均价为1048.89元/kWh，

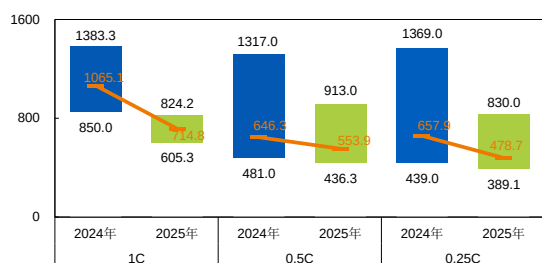


图 16 2024 及 2025 年磷酸铁锂储能系统中标均价及价格区间（不含集采/框采、用户侧，单位：元/kWh）^[17]

Fig. 16 Average winning bid price and price range of lithium iron phosphate energy storage systems in 2024 and 2025 (excluding centralized procurement/framework procurement and user-side projects, unit: CNY/kWh) ^[17]

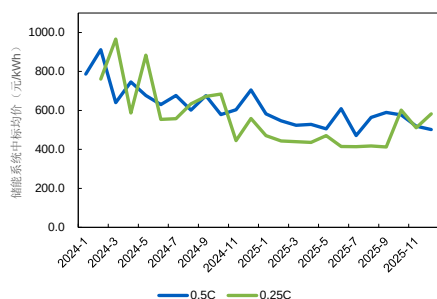


图 17 2024 年 1 月至 2025 年 12 月磷酸铁锂储能系统的月度中标均价趋势（不含集采/框采、用户侧）

Fig. 17 Trend of monthly average winning bid price of lithium iron phosphate energy storage systems, Jan. 2024 - Dec. 2025 (excluding centralized procurement/framework procurement and user-side projects)

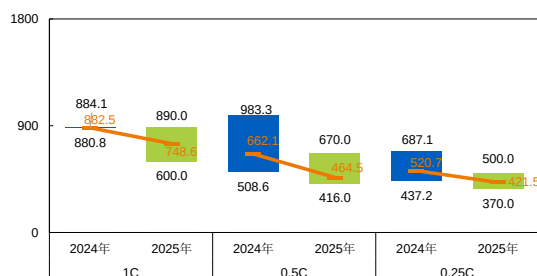


图 18 2024 及 2025 年磷酸铁锂储能系统集采/框采中标均价及价格区间（单位：元/kWh）

Fig. 18 Average winning bid price and price range of lithium iron phosphate energy storage systems under centralized procurement/framework procurement in 2024 and 2025 (unit: CNY/kWh)

同比下降 12.67%，价格区间为 555.41 元/kWh - 2082.70 元/kWh；0.25 C 磷酸铁锂储能 EPC 中标均价为 935.94 元/kWh，同比下降 5.64%；价格区

间为 449.20 元/kWh - 1664.06 元/kWh；1 C 磷酸铁锂储能 EPC 中标均价为 1280.15 元/kWh，同比下降 55.91%，价格区间为 698.80 元/kWh - 1614.27 元/kWh（图 19）。

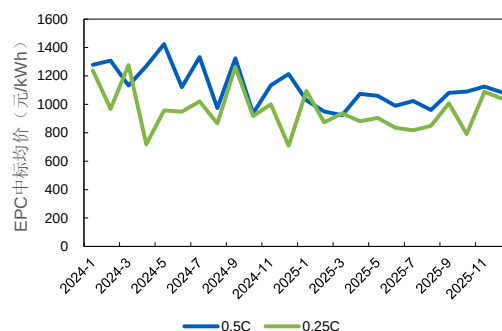


图 19 2024 年 1 月至 2025 年 12 月磷酸铁锂储能 EPC 的月度中标均价（不含集采/框采、用户侧）

Fig. 19 Monthly average winning bid price of lithium iron phosphate energy storage EPC, Jan. 2024-Dec. 2025 (excluding bulk/framework procurement and user-side projects)

总体来看，2025 年 0.5 C 储能 EPC 中标均价约为储能系统均价的 1.89 倍，其价格区间宽度约为系统价格区间的 3.2 倍。究其原因，储能 EPC 中标价格除包含储能系统成本外，还涵盖工程设计、土建施工、设备安装、并网接入、项目管理及税费等全流程费用；而储能系统中标价格仅对应储能设备本体，以硬件购置成本为主。

在非锂储能技术领域，不同技术路线的 EPC 中标单价与核心成本构成差异显著。全钒液流电池储能 EPC 中标单价约 2388 元/kWh，其中电解液成本占比超过 46%；钠离子电池储能 EPC 中标单价为 1500 - 2000 元/kWh，电芯成本占比约 40%；压缩空气储能 EPC 中标单价为 800 - 2000 元/kWh，压缩机与膨胀机两类核心部件合计成本占比约 44%；飞轮储能中标单价为 4000-8000 元/kW，转子在储能系统中的成本占达 30% - 50%；超级电容 EPC 中标单价为 2000 - 3000 元/kW，电极成本占比达 40% - 50%；氢储能 EPC 中标单价为 10000-13000 元/kW，电解槽、燃料电池及储氢系统核心部件合计成本占比约 70%。

4.2 储能技术成本下降空间分析

从成本下降空间来看，不同新型储能技术的成本下降弹性差异显著。磷酸铁锂储能是短时储能主

流路线，锂、铜等核心原材料带来较强的成本刚性，系统造价已接近低位，2026—2030年其综合降本幅度约25%—30%，后续降本将主要依托长循环电芯迭代，优化电站全生命周期度电成本（LCOE）。钠离子电池锂消耗量极低，产业链规模化量产将推动硬碳负极、铝箔集流体降价，整体成本降幅可达35%—40%，有望快速实现与磷酸铁锂储能造价平价。全钒液流电池初始投资成本偏高，依托核心设备国产化、功率性能提升、钒液租赁等商业模式创新，2030年前造价可下降20%—25%；盐穴型压缩空气储能的核心降本路径为利用天然盐穴资源摊薄容量成本，至2030年成本有望下降15%—20%。上述两类储能具备的超长循环寿命特性能够有效摊薄长时储能前期投入，其LCOE将逐步向抽水蓄能靠拢。飞轮储能主要应用于电网短时调频场景，依托核心构件国产化与单机功率扩容，到2030年综合成本可降低10%—20%。

在材料体系升级、设备集约化集成、储能舱预制化施工、核心装备国产替代以及商业模式创新等多重降本路径共同驱动下，2026—2030年储能行业将形成以成本导向的差异化应用布局：磷酸铁锂储能适配短时功率型场景，钠离子电池可覆盖工商业低成本储能、高寒储能场景，全钒液流电池与压缩空气储能有望在长时大容量集中式储能领域实现规模化应用。

5 新型储能全生命周期度电成本

全生命周期度电成本是评估储能项目经济性的核心指标，表征储能系统在全寿命期内平均每千瓦时放电电量对应的成本，直接影响项目的投资收益与市场竞争力^[22-24]。伴随2025年储能技术快速迭代、造价下行，针对该指标的解析研究具备重要现实意义。

5.1 度电成本的核心构成与计算方法

储能度电成本主要由四部分构成：初始投资成本、运维成本、充电成本及残值回收成本。其计算公式如下：

$$C_{LCOE} = \frac{C_{inv} + \sum_{n=1}^N \frac{C_{OM} + C_{Chg} + C_{Rec}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E}{(1+r)^n}}$$

C_{LCOE} ——平准化度电成本；

C_{inv} ——电站投运前的投资成本，文中取EPC

中标价；

C_{OM} ——运维成本，按储能电站初始投资的百分比估算^[22]；

C_{Chg} ——充电成本，指储能充电过程中向电网购电产生的电费支出；

C_{Rec} ——退役成本；

E ——储能电站年度上网电量。

N ——储能电站的使用寿命；

n ——储能电站投入使用的第几年， $n=1, 2, \dots, n$ ；

r ——折现率。

5.2 参数设定

本文以100 MW的磷酸铁锂电池为例，对0.5 C和0.25 C的储能系统进行全生命周期平准化度电成本测算，基准场景下关键参数如表1所示。

表1 磷酸铁锂储能系统典型参数

Table 1 Typical parameters of lithium iron phosphate (LFP) energy storage systems

参数	数值
额定功率（MW）	100
运行年限（年）	20
循环寿命（次）	6000
年循环次数（次）	330
往返效率（%）	90
电芯容量（Ah）	314
类型	跟网型
年运维成本比例系数（%）	0.5
放电深度（%）	90
购电价格（元/kWh）	0.1
折现率（%）	8
退役成本（%）	5

5.3 测算结果

从全生命周期度电成本（LCOE）的角度来看，0.5 C储能EPC中标均价为1048.89元/kWh，对应的全生命周期度电成本为0.574元/kWh；0.25 C储能EPC中标均价为935.94元/kWh，对应的全生命周期度电成本为0.525元/kWh。全生命周期度电成本构成如图20所示。从成本构成可见，虽然初始投资依旧占比最高，但是运维成本和充电成本已成为不可忽视的组成部分。这表明在项目选型和方案设计中，需要重点关注储能系统的长期运行性能及运维成本。

伴随储能系统EPC价格变动，储能项目全生

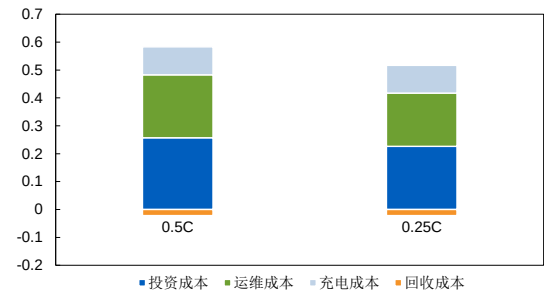


图 20 EPC 中标均价对应的全生命周期度电成本构成（单位：元/kWh）

Fig. 20 Cost breakdown of full life-cycle leveled cost of electricity (LCOE) based on average EPC winning bid price (Unit: CNY/kWh)

命周期度电成本呈波动下行态势（如图 21 所示）。2024 年初行业 LCOE 普遍集中于 0.55 - 0.70 元/kWh 区间；至 2025 年，该值普遍降至 0.53 - 0.60 元/kWh，降幅显著。驱动这一变化的核心因素在于：首先，电池级碳酸锂等关键原材料价格回归合理区间，带动电芯成本结构性下降；其次，行业技术迭代加速，300 Ah 以上大容量电芯的规模化交付与工程应用，不仅降低单位 Wh 成本，还通过提升循环寿命（达到万次级别）与系统能效（提升至 88% 以上），在全生命周期维度摊薄度电成本；最后，日趋成熟的集成化设计方案与充分的市场竞争共同压降了 EPC 及 BOS 成本。

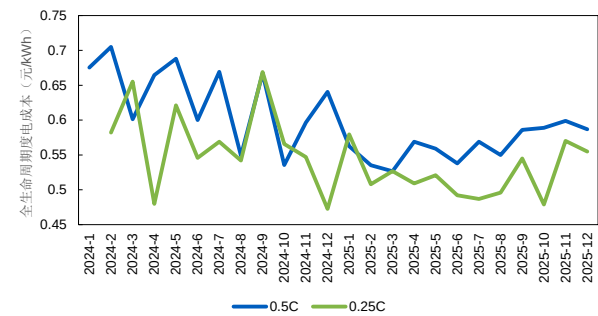


图 21 2024 年 1 月至 2025 年 12 月磷酸铁锂储能系统全生命周期度电成本

Fig. 21 Full life-cycle leveled cost of electricity (LCOE) for LFP energy storage systems, Jan. 2024 - Dec. 2025

为精准识别影响锂电储能度电成本的核心要素，本文选取初始成本、循环寿命、年循环次数、折现率、系统额定功率及购电价格六大关键参数，基于基准情景开展敏感性分析（各参数增幅

+10%），分析结果以龙卷风图形式呈现于图 22。分析表明，不同参数对 LCOE 的影响程度差异显著。其中，初始成本与年循环次数是敏感性最高的两个参数，参数提升 10% 可分别带来 LCOE 约 7% 与 -6.2% 的变动幅度，这凸显了降低初始成本对改善项目经济性的决定性作用。紧随其后的是年循环次数，系统利用率的提升直接增加了总放电量，对降低 LCOE 效果明显。相比之下，系统额定功率与循环寿命的变化对 LCOE 的影响处于中等水平，而购电价格（在多数并网场景中不直接计入成本，或仅在用户侧峰谷套利场景作为收入端变量）与折现率（表征资金成本）的变动对成本端 LCOE 的直接影响相对较弱。需说明的是，在本文设定的各参数增量+10%的等幅敏感性分析框架下，购电价格与折现率的变动对 LCOE 的直接影响幅度相对小于初始投资与年循环次数。然而，这一结论严格受限于 10% 的变动幅度假设。在实际项目中，购电价格受现货市场规则、供需等因素影响，其变化幅度常远超 10%；而折现率亦随宏观利率环境与项目融资条件变化而显著浮动。因此，在具体项目评估中，不应固化“购电价格/折现率影响较弱”的认知，而需结合项目所在省份的电力市场规则、充放电策略及融资成本等实际边界条件，对上述参数进行宽幅敏感性分析或情景测试，以全面衡量其经济性风险。此分析为产业降本与技术攻关提供了明确指引：当前阶段，优化系统设计与供应链以降低初始投资，并通过商业模式创新提高项目利用率，是降低储能度电成本最有效的路径。

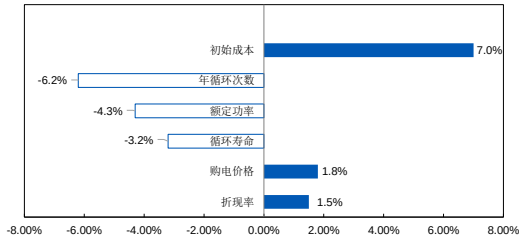


图 22 全生命周期度电成本灵敏度分析（各参数增量 10%）
Fig. 22 Sensitivity analysis of the leveled cost of electricity (LCOE) over the full life cycle (10% increment for each parameter)

上述敏感性分析表明，初始投资成本与年循环次数是影响锂电储能 LCOE 的最敏感因子，二者 10% 的变动分别带来约 7% 与 -6.2% 的 LCOE 波动。

该结论与第4章所述成本下降潜力分析形成明确的路径对应关系：在初始投资端，磷酸铁锂储能系统造价已接近低位，2026 - 2030年综合降本幅度约为25% - 30%，主要依赖于长循环电芯迭代、储能舱预制化施工推广以及314 Ah及以上大容量电芯规模化应用，实现单位瓦时成本摊薄；在利用率提升端，独立储能电站实际等效循环次数受电力市场机制成熟度直接影响，随着各省现货市场与辅助服务市场的逐步完善，储能电站从“建而少用”向“建而优用”转变，年循环次数从当前均值330次提示至400 - 450次具备现实可行性。两条路径叠加，预计到2030年，磷酸铁锂储能LCOE有望降至0.40 - 0.45元/kWh区间，进一步缩小与煤电基准价的差距，为储能产业从政策驱动转向市场驱动转型奠定经济性基础。

从不同技术路线的LCOE演化趋势来看，短期内磷酸铁锂储能仍将维持最低度电成本优势，适配2 - 4 h短时功率型场景。面向 ≥ 4 h长时储能需求，全钒液流电池与压缩空气储能的LCOE竞争力正快速提升。依据第4章各类非锂技术的成本下降弹性测算，全钒液流电池通过电解液租赁模式创新与电堆国产化替代，系统造价有望在2030年前下降20% - 25%；叠加其超长循环寿命（ ≥ 15000 次）对全生命周期放电电量的摊薄效应，其LCOE预计可从当前的0.65 - 0.75元/kWh降至0.45 - 0.55元/kWh，逐步接近抽水蓄能水平。压缩空气储能依托地下储气库降本与核心装备国产化，其LCOE同样具备大幅下行空间。钠离子电池具备锂资源零依赖带来的低成本刚性优势，产业链规模化量产，LCOE有望快速向磷酸铁锂储能靠拢，在工商业储能、高寒地区储能场景形成差异化竞争力。总体而言，2030年前储能技术路线将形成“短时靠锂电、长时靠液流/压缩空气、低成本替代靠钠电”的分层竞争格局，各类技术将在各自适用的时长区间和应用场景中形成经济性比较优势，而非单一技术主导全部市场。

6 结 论

本文梳理了2025年中国新型储能市场现状，从装机规模、应用格局、区域分布、技术路线、成本价格等维度开展分析，并对未来五年行业趋势进行预判，主要结论如下。

（1）全球储能格局加速重构，中国主导地位进一步确立。截至2025年底，全球电力储能累计装机496.2 GW，其中新型储能278.7 GW，抽水蓄能占比首次降至50%以下。中国新型储能累计装机144.7 GW，占全球51.9%，首次超过全球的50%；2025年新增装机66.4 GW，连续四年居全球首位，全球新增占比连续两年超过50%。预计2030年累计装机将超过370 GW，未来五年增速放缓但绝对增量仍保持高位。

（2）应用结构与区域布局发生根本性转变。独立储能累计装机占比达58%，成为主导发展模式，新型储能由辅助调节设施升级为电力系统核心支撑资产；开发重心由东部负荷密集区转向西北、华北清洁能源资源富集区，储能功能由负荷侧顶峰调峰转变为服务新能源消纳与跨省绿电外送的基地配套资产。

（3）技术体系呈多元化与长时化演进趋势。锂离子电池仍占主导（累计140.3 GW，占比96.9%），但占比小幅回落；液流电池新增装机983.8 MW，同比增长186%，长时储能进入商业化应用新阶段；2025年新增投运项目平均储能时长达2.85 h，较2020年增长58%。

（4）系统造价波动下行，降本路径趋于清晰。2025年2 h磷酸铁锂储能系统均价553.9元/kWh（同比下降14%），EPC均价1048.9元/kWh（同比下降约13%），价格区间明显收窄。全生命周期度电成本波动下行，敏感性分析表明，降低初始投资与提升项目利用率是现阶段最有效的降本路径。

（5）“十五五”期间行业将步入高质量市场化发展阶段。大型化、规模化与多元化趋势延续，技术迭代与大型项目落地将推动配套政策完善与商业模式创新；随着各省级电力市场机制逐步成熟，独立储能有望形成“电能量交易+辅助服务+容量价值”多元收益体系，精细化运营与区位布局将成为项目核心竞争力。

总体来看，我国新型储能正由规模扩张阶段转向市场化、多元化、高质量协同发展阶段，储能资产的市场化定价机制与长时储能技术经济性将成为后续研究的重点方向。

参 考 文 献

[1] 国家能源局，国家能源局发布2025年全国电力统计数据[EB/OL].

- (2026-01-29) [2026-04-15] <https://www.nea.gov.cn/20260129/6874f211acd0417eab7ac10c3061a7c2/c.html>.
- [2] 陈海生, 李泓, 马文涛, 等. 2021年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(3): 2149-2192. doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0105.
- CHEN H S, LI H, MA W T, et al. Research progress of energy storage technology in China in 2021[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(3): 2149-2192. doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0105.
- [3] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2022年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(5): 1516-1552. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0330.
- CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2022[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(5): 1516-1552. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0330.
- [4] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2023年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1359-1397. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0441.
- CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2023[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(5): 1359-1397. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0441.
- [5] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0553.
- CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress on China's energy storage technology in 2024[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2149-2192. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0553.
- [6] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2025年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(6): 1981-2033. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0476.
- CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress in China's energy storage technology in 2025[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(6): 1981-2033. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0476.
- [7] FIGGENER J, HECHT C, HABERSCHUSZ D, et al. The development of battery storage systems in Germany: A market review [J]. arXiv, 2022. DOI:10.48550/arXiv.2203.06762.
- [8] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Batteries and secure energy transitions [R]. Paris: IEA, 2024.
- [9] US Department of Energy. Global energy storage database [EB/OL]. (2026-01-10) [2026-04-15]. <https://www.energystorageexchange.org>.
- [10] Bundesnetzagentur. Marktstammdatenregister[EB/OL]. (2025-12-20) [2026-04-15]. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.
- [11] 国家能源局, 电力规划设计总院. 中国新型储能发展报告 2025 [R]. 北京: 国家能源局, 2025. <https://www.nea.gov.cn/20250731/83ffa46373ec42dd99e0e3271028c151/c.html>.
- [12] 国家能源局. 2025年第三季度新闻发布会文字实录 [EB/OL]. (2025-07-31) [2026-04-15]. <https://www.nea.gov.cn/20250731/83ffa46373ec42dd99e0e3271028c151/c.html>.
- [13] 国家电网有限公司. 新疆电网新型储能装机突破 1000 万千瓦[EB/OL]. (2025-04-21) [2026-04-15]. <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c33304175/content.html>.
- [14] 中国电力企业联合会. 2025 年度电化学储能电站行业统计数据 [R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2026.
- [15] 北京电力交易中心. 电力交易中心统一门户网站 [EB/OL]. (2025-10-19) [2026-04-15]. <https://www.nepx.com/#/home>.
- [16] 国家能源局. 2026 年首场新闻发布会实录 [EB/OL]. (2026-01-30) [2026-04-15]. <https://www.nea.gov.cn/20260130/50f657ce87f848e1a921861d1fd9aa23/c.html>.
- [17] 陈海生, 俞振华, 刘为, 等. 储能产业研究白皮书 2026 [R]. 北京: 中关村储能产业技术联盟, 2026. https://www.esresearch.com.cn/report/?category_id=26.
- [18] 中关村储能产业技术联盟. 储能技术与产业最新进展与展望. [EB/OL]. (2026-08-01) [2026-08-03] <https://mp.weixin.qq.com/s/b-B86HUQdQnc2ykhXQhkqg>
- [19] 丁怡婷. 新增装机连续 3 年全球第一 —— 储能技术 "多点开花"[N]. 人民日报, 2025-04-21 (11).
- [20] 证券日报. 储能市场化改革 "破立并举" 开启价值竞争新征程 [EB/OL]. (2025-05-15) [2026-04-15]. <https://www.ceweekly.cn/economic/industry/2025/0515/473671.html>.
- [21] 廖睿灵. 装机占全球 40% 以上, 一批新技术加速示范应用 —— 中国新型储能规模跃居世界第一 [N]. 人民日报海外版, 2025-09-03 (11).
- [22] 吴界辰, 王智冬, 韩晓男, 等. 电化学储能度电成本及在电力系统中的盈利模式分析[J]. 电力建设, 2025, 46 (3): 177-186. DOI:10.12204/j.issn.1000-7229.2025.03.015.
- WU J C, WANG Z D, HAN X N, et al. Analysis on LCOE and Profit Model for Electrochemical Energy Storage in Power Systems[J]. Electric Power Construction. 2025, 46(3): 177-186. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2025.03.015.
- [23] 邵冲, 李春华, 段瑞超, 等. 面向新能源消纳的多元储能配置及经济优化调度[J]. 电网与清洁能源. 2025, 41 (09): 141-147, 154. DOI: 10.26963/j.psce.2025.09017.
- Shao C, Li C H, Duan R C, et al. Multi-Energy Storage Configuration and Economical Optimal Scheduling for New Energy Consumption[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41 (09): 141-147, 154. DOI: 10.26963/j.psce.2025.09017.
- [24] 许增坤, 俞钧, 蒋超, 等. 成本角度分析储能技术与电力系统的优化设计[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(2): 876-878. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0126.
- XU Y K, YU J, JIANG C, et al. Cost analysis of energy storage technology and power system optimization design[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(2): 876-878. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0126.