



2026年 储能行业词条报告

头豹分类/电力、热力、燃气及水生产和供应业/电力、热力
生产和供应业/电力供应/储能电站

储能新纪元——高增长赛道下市场化收益、头部集聚与运营驱动的重演进 头豹词条报告系列



莫舒棋·头豹分析师

2026-05-21 未经平台授权，禁止转载

行业分类： 电力、热力、燃气及水生产和供应业/储能电站

摘要 储能行业围绕能量存储等形成技术与产业体系，以实现能源供需解耦与再平衡。其特征有：商业模式走向市场化多元收益；竞争环境高增长且竞争加剧，向头部集中；盈利逻辑转向运营与服务。2020-2025年，储能行业市场规模年复合增长率为90.26%，2025年累计装机规模突破100GW。这得益于电力系统对调节能力的需求、市场机制转变等。预计2026-2030年，年复合增长率为28.05%，未来增量源于电力系统调节需求、市场机制成熟带来的投资可持续性提升。

行业定义

储能行业是指围绕能量的存储、转换、调度与释放而形成的技术与产业体系，其核心目标是在时间、空间或功率维度上，实现能源供需的解耦与再平衡。通过储能技术，电能、热能、化学能或机械能等形式的能源可以被暂时存储，并在需要时以可控方式释放，从而提升能源系统的安全性、灵活性和运行效率。在以新能源为主体的新型电力系统中，储能被视为支撑高比例可再生能源并网、保障电力系统安全稳定运行、提升调峰调频能力的关键基础设施。随着风电、光伏等新能源装机快速增长，电力系统面临波动性和不确定性显著增强的问题，储能行业由此从辅助性技术逐步演进为电力系统的核心调节资源和重要生产要素，其产业边界已覆盖材料、装备、系统集成、工程建设及运营服务等多个环节。

行业分类

储能行业的分类通常采用技术路线、应用场景和系统位置三类主流标准。从技术路线看，储能可分为抽水蓄能、电化学储能（锂离子电池、钠离子电池、液流电池等）、机械储能（压缩空气、飞轮、重力储能）及热储能等；从应用场景看，可分为电源侧、电网侧和用户侧储能，分别服务于新能源消纳、电力系统调节与终端负荷管理；从系统位置与市场角色看，又可区分为独立储能、共享储能与新能源配建储能。

按应用场景（电源侧/电网侧/用户侧）划分

在各类分类方法中，按应用场景（电源侧/电网侧/用户侧）划分是当前储能行业最主流、最具实践意义、也是政策与市场分析中采用最广泛的分类标准。该分类直接对应储能在电力系统中的功能定位、收益模式与技术要求，能够有效解释不同储能项目的建设逻辑与发展节奏。

电源侧储能

电源侧储能主要与风电、光伏等新能源电源协同建设，典型形式为新能源配建储能。其核心功能是削峰填谷、平滑输出与提升新能源消纳能力，避免弃风弃光。该类储能通常随新能源项目同步建设，装机规模较大，但运行策略以配合发电计划为主，独立收益能力相对有限，主要依赖新能源并网政策和强制配置要求。技术上以锂离子电池为主，逐步向更长时储能演进，以适配新能源出力波动特征。

电网侧储能

电网侧储能是当前增长最快、战略地位最高的类型，典型包括独立储能与共享储能电站。其主要作用是为电力系统提供调峰、调频、备用及应急支撑，是构建新型电力系统的重要基础设施。相较电源侧储能，电网侧储能单站规模更大、调度频率更高，可同时参与电力现货市场、辅助服务市场及容量机制，收益模式更为多元，对系统安全性、响应速度和并网能力要求更高。近年来构网型储能与长时储能技术在该领域率先落地。

用户侧储能

用户侧储能主要服务于工商业用户、园区和数据中心等终端负荷场景，典型功能包括削峰填谷、需量管理、备用电源及提升用能可靠性。其项目规模相对较小，但部署灵活、贴近负荷、投资回收周期短，更容易实现商业闭环。随着分布式新能源、虚拟电厂和电价波动机制完善，用户侧储能在未来电力市场中将承担重要的灵活调节角色。

行业特征

储能的行业特征包括商业模式由“配置驱动”走向“市场化多元收益”，独立储能成为主战场、竞争环境“高增长+价格战+能力分层”，行业加速洗牌并向头部集中、上游价格回落带来降本，但“价跌快于成本”推动盈利逻辑转向运营与服务。

商业模式由“配置驱动”走向“市场化多元收益”，独立储能成为主战场

中国储能商业模式的核心变化是从早期以随新能源配建满足并网要求为主，逐步转向以独立/共享储能为主体、多市场参与获得组合收益。2025年全国储能规模持续扩大，新市场与商业化机制不断完善。截至2025年底，全国新型储能累计装机规模突破100GW规模，推动市场化属性显著增强。在市场机制方面，各地全面推进容量租赁、电力现货市场、辅助服务、容量补偿等机制落地，多个省份形成可复制的“现货套利+容量补偿+辅助服务”模式，提高了独立储能的收益性与市场参与度。部分区域独立储能项目内部收益率提升至8%–12%区间，显著增强了投资吸引力。与此同时，电力市场改革推动电力现货和辅助服务市场加速运行，工商业与独立储能参与现货交易和辅助服务的路径逐渐清晰，推动储能从单一补贴模式向市场化、可交易化收入结构演进。2025年商业化收益模式正逐步从“配置驱动”向“多市场收益叠加”转变，包括容量租赁、现货套利、辅助服务等复合收益来源。与之相匹配的是资产调用水平与利用价值提升的趋势，中国储能在2025年的调度与利用小时数等指标整体上显著增长，体现出独立储能从早期的“建而不用”逐步成为高频调节资产的演进趋势。

竞争环境“高增长+价格战+能力分层”，行业加速洗牌并向头部集中

2025年中国新型储能市场继续保持高速增长态势，行业竞争呈现显著的“规模扩张期竞争加剧”特征。一方面，全国储能装机规模持续攀升，2025年上半年新增储能装机约达到94.9GW，同比增长显著，反映出储能需求和项目体量快速放大。另一方面，储能系统价格持续下降、成本压力加剧推动竞争从“拼拿单”向“拼成本控制、交付能力与工程效率”转变。2025年不同类型储能系统的中标价格同比均有所下降，其中1h储能系统平均中标价格较2024年下降约32.9%，2h储能系统平均中标价格较2024年下降约14.4%，4h储能系统中标价格同比下降约26.1%。这种价格下降主要受技术规模效应、供应链成本优化和竞争压力叠加影响，促使企业在成本控制、工程管理和系统可靠性方面展开更激烈竞争。同时，技术与应用要求的提升也进一步强化了能力分层。虽然锂电技术依然是主流，但随着市场成熟度提高，长时储能、构网型储能与多种电化学储能路线（包括液流、钠电等）的应用探索不断推进，推动企业在系统方案能力、并网适配能力和长期运行保障能力上展开差异化竞争。在这种竞争环境下，中小集成商在价格战和现金流压力下承压加剧，而具备规模化交付能力、系统安全与性能优势的头部企业则凭借稳定的交付记录、技术迭代能力与长期履约能力继续巩固市场地位。行业整体正在向“头部主导+细分赛道错位竞争”的结构演进：头部企业依靠规模效应和综合能力扩张份额，腰部和新进入者则需要在长时储能、构网型应用、特殊场景定制等细分方向形成差异化竞争能力。

上游价格回落带来降本，但“价跌快于成本”推动盈利逻辑转向运营与服务

储能项目的盈利决定因素正在从“制造毛利”逐步转向“全生命周期收益”。2025年储能系统价格继续在市场竞价与规模效应下下探。其中不同工况储能系统中标价均出现明显下降：1h储能系统平均中标价较2024年下降约32.9%，2h储能系统平均中标价较2024年下降约14.4%，4h储能系统平均中标价较2024年下降约26.1%。这些价格下行反映了企业在“以价换量”竞争背景下的成本传导与价格竞争压力，以及集采/框采议价权的增强。在上游成本端，虽然早期电芯及材料价格回落助力降本，但2025年下半年受市场需求回暖、原材料供需紧张等因素影响，部分储能电芯报价出现抬升趋势。例如主流LFP储能电芯报价区间在0.270–0.420元/Wh左右波动，呈现阶段性上行压力，这表明价格与成本之间的博弈更加复杂。这种“价格下降幅度更快于成本下降”的态势，使得单纯依赖设备差价的盈利空间被持续压缩。与此对应的是储能“可用性”指标的提升逐渐成为盈利抓手。2025年全国储能系统的平均利用小时数较2024年进一步提升，各省调度与市场机制的推进使调度效率增强。比如2025年前三季度平均利用小时数约770小时，较2024年同比增长约120小时，表明储能正从“被动装机”向“高频调节资产”角色演进。在盈利结构方面，这一转变倒逼企业从“卖系统”转向“系统+运维+交易/聚合服务”模式，通过参与现货交易、辅助服务、容量机制等多元化市场获得持续现金流。随着市场机制日益完善，储能运营收益的市场化属性不断提升，头部企业与具备运营能力的服务型运营商

在收益获取上优势更明显。总体来看，2025年储能行业盈利逻辑正在由传统制造与设备销售利润转向强调长期运行表现、市场参与能力与服务体系构建，企业盈利更多依赖全生命周期收益，而非单一制造毛利。

发展历程

中国储能行业的发展历程，清晰地经历了从技术验证、政策启动到规模化商业应用的三个关键阶段演变，中国储能行业已完成从“政策任务”到“市场商品”的认知转变，下一阶段的核心是通过市场机制完善和技术创新，解决不同应用场景下的盈利可持续性问题，真正成为支撑新型电力系统的基石产业。

萌芽期 · 2010-01-01~2017-12-01

此阶段以技术研发和项目示范为主。行业由少量国家级示范项目驱动，如张北风光储输示范工程。技术路线以早期的锂电池和传统的抽水蓄能为主，应用场景有限，缺乏明确的商业模式和政策支持，整体规模小，属于产业萌芽期。

例如，国家电网建设的“张北风光储输示范工程”（一期于2011年投运）是当时世界上规模最大的集风电、光伏、储能及智能输电于一体的示范项目。同时，中国化学与物理电源行业协会早期的行业报告均会提及此阶段的示范属性。

启动期 · 2018-01-01~2020-12-01

标志是地方性强制配储政策的出台。为平滑新能源波动，青海、新疆等多省开始要求新增风电、光伏项目按一定比例配置储能。这直接催生了“电源侧配套储能”的初级市场。然而，此阶段出现了“建而不用”的困境，储能多被新能源企业视为成本负担，独立价值和商业模式尚未清晰，市场在政策与成本的夹缝中初步放量。

青海省发改委、能源局于2017年发布的《青海省2017年度风电开发建设方案》，其中明确提出“储能容量不低于项目装机量的10%”，这被视为地方强制配储政策的开端。随后，新疆、湖南等多省在2018-2019年相继出台类似规定。

高速发展期 · 2021-01-01~至今

行业进入当前的核心阶段，核心特征是从“政策强制”向“市场驱动”过渡。两大动力驱动爆发：一是电力市场化改革提速，现货市场、辅助服务市场为储能创造了调峰、调频等收益渠道，使其从“成本项”变为可盈利的“资产”；二是用户侧峰谷电价差拉大，使工商业储能具备了投资价值。2023年新型储能新增装机规模达21.5GW/46.6GWh，同比增长超150%。大型储能（表前）仍是主力，但工商业储能正成为最具活力的增长点。

国家发改委、能源局于2021年7月联合发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号），首次从国家层面明确了储能的发展目标和重点任务，是里程碑文件。国家发改委、能源局后续发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》（2022年）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（2022年）等文件，为储能进入电力市场扫清了障碍。

产业链分析

储能产业链的发展现状

储能行业产业链上游为材料与装备环节，主要作用以电芯材料、关键装备与基础资源为核心，决定成本与供给能力；产业链中游为集成与工程交付环节，主要作用以系统集成、PCS、EMS与EPC工程能力为核心；产业链下游为投资运营与应用场景三大环节，主要作用涵盖电网侧、独立储能、用户侧及新能源配建储能，决定装机规模与收益模式。

储能行业产业链主要有以下核心研究观点：

储能产业链的扩张主导权，正由上游资源供给转向中游系统集成与工程化交付能力

1. 上游资源与装备能力提升，为产业扩张提供“可持续供给基础”，但不再构成核心分化因素

从产业链上游看，中国储能产业已基本完成从“资源受限”向“供给充足”的结构性转变。锂资源保障能力显著增强，中国锂资源全球占比由2020年的约6%提升至2025年初的16.5%，同时盐湖提锂、锂辉石选矿及冶炼能力同步提升，使储能产业的原材料供给由“高度对外依赖”转向“中国国内供给+海外布局”的双重保障体系。这一变化直接削弱了原材料价格波动对储能产业扩张的系统性制约，为电芯与系统产能的长期扩张奠定了稳定基础。与此同时，储能需求放量正重塑上游材料扩产逻辑，储能型锂电池产量已占全国锂电产量的22%，上游材料体系由动力单一主导转向动力与储能双轮驱动，供给侧已具备持续扩张能力。在装备层面，关键制造与工程装备的国产化突破进一步夯实了产业扩张基础。大容量电芯制造、高一致性控制装备及系统集成装备已实现规模化国产供应，单体电芯容量突破500Ah，系统集成箱容量提升至6MWh以上，使单位系统成本持续下降，为大型储能项目规模化部署创造条件。非锂技术（压缩空气、液流电池等）也在装备国产化推动下进入工程化复制阶段。整体来看，上游已完成“供给侧瓶颈解除”，但这种能力更多表现为行业共性能力，已不再是决定企业分化的核心变量。

2. 中游工程化能力成为决定项目落地与行业扩张效率的“核心约束条件”

在上游供给能力充分释放的背景下，产业链扩张效率的决定性因素已转移至中游系统集成与工程交付环节。2025年中国新型储能市场继续保持快速增长态势，全国累计装机规模已突破144.7GW，同比增长约85%，新增投运规模也首次超过66GW，显示出行业工程化落地需求显著放量。与此同时，项目结构的变化进一步抬升了中游能力门槛。2025年储能单站规模持续向大型化集中推进，单站装机规模10万千瓦及以上项目占比超过2/3，大型项目趋势更加明显。随着这类大型项目比例的提升，系统集成商不仅需完成设备集成，还需承担系统稳定性、并网调试、调度适配及长期运行保障等工程责任。这种趋势使得中游竞争逻辑从早期的“设备交付能力竞争”全面升级为“工程化系统交付能力竞争”。项目交付的一体化工程能力、复杂并网环境适配、高效调试与长期运维保障，成为决定工程效率与项目成功率的核心能力。因此，具备系统设计、控制协同、现场调试与运维能力的企业，才能持续承接大型储能项目并形成规模优势；而缺乏深厚工程能力与系统化履约能力的集成商，则在激烈竞争中逐步被市场边缘化。中游工程化能力已经从产业链中的“承接环节”，演变为决定储能产业扩张效率与行业集中度的重要战略枢纽。

储能行业正由配置型工程建设，演进为以市场化收益驱动的资产化运营体系

1. 下游应用结构变化，使储能从“被动配置资产”升级为“高频调节基础设施”

从下游应用结构看，中国储能已完成从单一配建逻辑向多场景并行发展的转型。2025年中国独立储能装机占比持续提升，2025年上半年中国独立储能市场占比已显著提高，独立储能装机占比接近58%，并预计下半年独立储能占比有望进一步提升。这一趋势反映出独立储能项目在市场中的主体地位正在确立，与新能源配建储能共同推动行业需求结构优化。随着市场化机制的推进，储能资产的“使用强度”显著提升，各类市场交易路径（现货、辅助服务、容量机制等）不断成熟，驱动储能从“配置性资产”转变为“高频调用资源”，其价值实现路径由单一配置收益逐步走向多元化市场收益。

2. 市场化机制成熟正在决定储能资产能否形成稳定现金流模型

在商业模式层面，储能收益结构正由补贴依赖向市场化收益组合转型。随着2025年中国多个省份电力现货市场持续推进并逐步落地，以及辅助服务市场机制更明确、价格形成机制更成熟，独立储能参与市场的路径更加清晰。例如江苏、四川等省明确独立储能在现货/辅助服务市场参与规则，有利于资产化运营体系形成。这种机制成熟直接影响储能项目的现金流模型，使得容量租赁、调频调峰、备用服务、现货套利等多元化收益模式成为可能。市场化收益占比持续提升，使得储能项目的金融化和资产化基础进一步稳固。独立储能由于政策推动和市场化路径清晰，其项目主体结构中社会资本参与度显著提高，越来越多采用“容量租赁+辅助服务+现货交易”等复合收益模式，使储能开始真正从“工程建设逻辑”向“可融资、可复制、可运营”的资产逻辑演进。下游市场机制成熟度已成为制约产业链盈利释放的核心变量，也将反向决定中游系统集成与上游产能扩张的节奏。

产业链上游环节分析

储能上游环节

上游环节



生产制造端

原材料供应商

上游厂商

天齐锂业股份有限公司

盛新锂能集团股份有限公司

宁波容百新能源科技股份有限公司

北京当升材料科技股份有限公司

湖南中科电气股份有限公司

广州天赐高新材料股份有限公司

深圳新宙邦科技股份有限公司

云南恩捷新材料股份有限公司

贝特瑞新材料集团股份有限公司

宁波杉杉股份有限公司

上游分析

资源与材料供给能力持续增强，构成产业扩张的基础条件

1. 锂资源供给结构改善显著提升了储能产业链的安全性及韧性

从资源端看，中国储能上游的资源保障能力在近五年显著提升，为产业规模化发展提供了稳定基础。自然资源部中国地质调查局数据显示，中国锂资源量全球占比已由2020年的约6%提升至2025年初的16.5%，排名升至全球第二，资源保障能力实现跨越式提升。与此同时，中国盐湖提锂、锂辉石选矿与冶炼能力同步增强，使锂资源由“高度对外依赖”逐步转向“中国国内供给+海外布局”双重保障体系。在储能需求快速放大的背景下，资源供给结构的改善显著降低了原材料价格波动对储能产业扩张的系统性冲击，为电芯与系统产能长期扩张提供了资源安全前提，也增强了储能产业链在全球竞争中的稳定性与韧性。

2. 储能需求放量正在重塑上游材料扩产逻辑，成为新增产能的重要驱动力

在上游材料供给方面，中国锂电池材料产能与出货量继续扩大，与下游储能装机增长保持同步。在2024年，中国正极材料、负极材料、隔膜和电解液产量分别约为310万吨、200万吨、210亿平方米和130万吨，同比增速均超过20%，并为动力与储能电池产能提供了坚实基础。进入2025年，在正极、负极、隔膜、电解液等核心一阶材料环节，产能与出货规模继续显著增长。一季度/上半年统计数据显示，正极材料出货量约为210万吨，同比增长超过50%；负极材料出货量约为129万吨，同比增长约37%；隔膜与电解液出货规模也显著提升。这些数据表明，随着锂电池产业链整体扩张，上游材料环节在2025年继续释放供给能力，且产量与出货规模的快速增长已不仅服务于动力电池需求，而更明显体现了动力与储能“双驱动”结构的协同发展趋势。这一结构性变化意味着上游材料扩张逻辑已从“动力单一主导”转向“动力+储能双轮驱动”，材料企业的产品设计、产线布局和客户结构开始针对储能场景进行专门优化，上游供给体系与储能产业发展形成更强的协同关系。

从技术与能力维度看，上游竞争正由价格竞争转向工程与系统能力竞争加快，技术壁垒逐步形成

1. 关键装备国产化与工程能力提升，显著强化了储能上游的规模化供给能力

除材料外，关键装备的国产化突破是上游竞争力提升的另一核心支撑。在电化学储能领域，中国企业已实现大容量电芯与高一致性制造装备的规模化供应，单体电芯容量突破500Ah，循环寿命达到15,000次以上，并在一致性控制、热管理与安全冗余设计方面持续迭代。

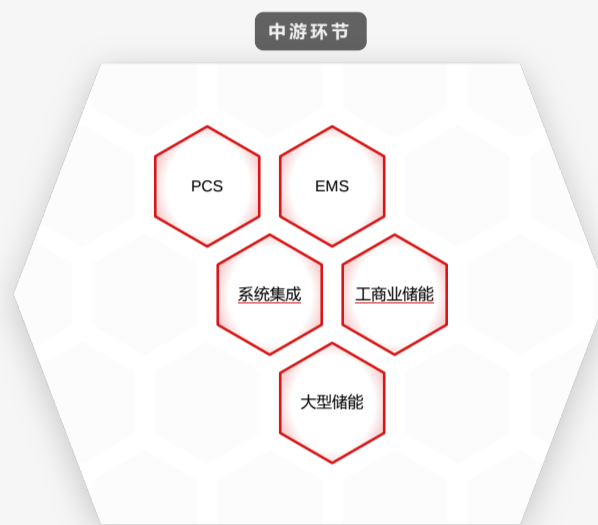
在此基础上，储能系统的工程化能力显著提升，单集装箱系统容量已提升至6,000kWh以上，系统能量密度与集成效率同步提高，使单位千瓦时系统成本持续下降，为储能在电网侧和独立储能场景的大规模部署创造条件。

2. 装备国产化与工程化落地，推动非锂储能由示范阶段迈入规模化发展阶段

在非锂技术路线中，装备突破的战略意义更为突出。压缩空气储能方面，中国已实现压缩机、膨胀机、储换热系统等核心设备的成套国产化，并推动多个30万千瓦级示范项目投运，标志着该技术由示范走向工程化复制；液流电池领域，中国电堆功率密度较三年前提升近一倍，带动电解液、隔膜、双极板等关键材料同步扩产，形成“装备—材料—系统”协同演进路径。随着工程项目持续落地，上游装备企业开始积累工程经验与技术壁垒，使储能上游竞争由早期的材料规模竞争，逐步升级为材料与装备协同、技术与工程能力并重的新阶段。

中 产业链中游环节分析

储能中游环节



品牌端

储能产品供应商

中游厂商

宁德时代新能源科技股份有限公司

北京比亚迪能源技术有限公司

阳光能源控股有限公司

中车株洲电力机车研究所有限公司

北京海博思创科技股份有限公司

东方日升新能源股份有限公司

中天储能科技有限公司

深圳市科陆电子科技股份有限公司

惠州亿纬锂能股份有限公司

中创新航科技集团股份有限公司

瑞浦兰钧能源股份有限公司

北京天诚同创电气有限公司

上能电气股份有限公司

山东电工时代能源科技有限公司

中游分析

系统制造与集成规模快速放量，行业进入工程化交付主导阶段

1. 从装机规模与需求转化效率看，中游系统集成已成为中国储能产业扩张的直接承载环节

从装机规模看，中游系统集成环节已成为近几年中国储能产业链扩张的核心承载环节。截至2025年底，中国新型储能累计投运装机规模达到144.7GW，同比增长约85%，首次突破100GW，较“十三五”末增长超过45倍。2025年全年新增投运规模达到66.43GW/189.48GWh，功率规模和能量规模分别同比增长约52%和73%，显示出储能需求持续释放并转化为系统集成需求。由于新型储能项目必须以完整系统形态交付，新增装机规模几乎全部转化为对系统集成、PCS、BMS、EMS及工程建设能力的需求，使中游成为产业链中产值增速最快、企业集中度最高、竞争最激烈的环节。系统集成能力已从传统的配套能力演变为决定项目能否顺利落地的核

心约束条件。随着项目规模和复杂度提升，系统集成商不仅要完成设备集成，还需承担系统稳定性验证、并网调试、调度适配及长期运行保障等工程责任，真正从“承接环节”转变为决定储能产业扩张效率和行业集中度的“战略枢纽”。

2. 从项目结构变化看，大型化与集中化趋势正在显著抬升中游企业的工程化门槛

从项目结构看，中游交付模式正在由分散式项目向集中式大型工程快速演进。2024年，中国单站规模10万千瓦及以上的新型储能项目装机占比已提升至62%，储能时长2小时及以上的项目占比达到86%。2025年单站大型化趋势更为明显，截至年底10万千瓦及以上项目装机占比达72%，较2024年提高约10个百分点，且4小时及以上储能装机占比约27.6%，进一步推高了系统集成与工程能力要求。项目大型化显著抬升了中游企业的能力门槛：系统集成商不仅需要提供设备，还需具备系统级方案设计、并网调试、调度适配、施工组织与长期运维能力。中游竞争逻辑由早期“设备交付能力”升级为“工程化系统交付能力竞争”，中游在产业链中的战略地位显著提升。在这一趋势下，部分具备系统集成与工程化交付能力的企业开始获得更稳定的中标机会。东方日升在大型集中式储能系统集成市场表现活跃，2025年位列中国企业全球大型储能系统出货量前列梯队，具备持续获取规模化项目订单的能力。公司已在中国多个区域市场及海外完成集中式储能系统签约，承接项目单体规模覆盖50MWh-1GWh，项目普遍采用系统集成交付模式，对系统稳定性、并网能力及工程组织能力要求较高，相关项目的持续落地体现了其在大型储能系统集成、规模化交付及海外市场拓展方面的综合竞争优势。随着储能项目由建设期向运行期延伸，运维与资产管理能力逐步成为系统集成商的重要竞争要素。东方日升将RisenCloud智慧能源管理平台纳入整体解决方案体系，用于支撑多项目并行运行、远程运维与跨区域资产管理，并可接入不同市场的电价机制实现调度优化。该平台2025年升级后新增远程调试、能量流可视化等功能，在部分海外项目中实现实际应用，体现其系统集成能力由“工程交付”向“全生命周期管理”的延伸。

价格快速下探与技术迭代并行，推动行业加速分层与洗牌

1. 从价格形成机制看，中游定价下移本质上反映了工程责任上移与规模效应释放

随着储能项目规模化推进，中国储能中游价格体系的下移，本质上源于系统集成商承担的工程责任和性能责任持续上移。在集中式与独立储能项目中，业主对系统可用率、并网稳定性及全生命周期可靠性要求显著提高，随着储能项目规模化推进，中国储能中游价格体系的下移，本质上源于系统集成商承担的系统性能责任与全生命周期责任持续上移。在集中式与独立储能项目中，业主对系统可用率、并网稳定性及长期运行可靠性的要求显著提高，以东方日升为代表的头部系统集成企业，正通过系统级集成设计与核心控制技术能力对冲价格下行压力。2025年，东方日升围绕大型集中式储能场景强化系统集成解决方案能力，重点提升电池系统与PCS/EMS/BMS协同控制、热管理与消防安全冗余、并网适配与调试支持等关键环节的能力，并通过标准化产品平台与供应链协同降低综合交付成本，从而在报价下行背景下仍保持稳定的项目获取与交付表现。从行业整体看，2024年中国储能系统中中标项目中，以系统集成或系统化交付模式完成的项目占比已超过70%，显著高于2022年的不足45%，进入2025年，随着百兆瓦级以上项目成为新增装机主流，系统集成交付已由“主流模式”升级为“标准配置”，新增项目中以系统性能责任为交付边界的项目占比已接近八成，中游环节已实质性完成从设备供货商向系统性能责任主体的转型，价格竞争全面升级为对系统集成能力、工程风险与运行责任的综合定价。

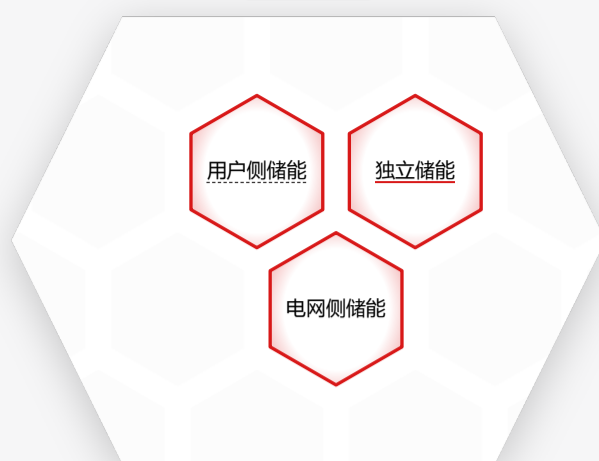
2. 从技术与能力维度看，中游竞争正由价格竞争转向工程与系统能力竞争

在此背景下，系统与EPC价格下行成为中游结构性变化的外在表现。2025年储能系统（磷酸铁锂系统，不含用户侧应用）采购中标价格在391.14元/kWh-913.00元/kWh之间，其中不同时长系统价格降价幅度差异大。0.25C储能系统价格下降幅度接近0.5C的两倍。2025年EPC（不含用户侧）中标价格呈现出波动下行的趋势，2hEPC的中标均价已降至1043.82元/kWh，同比下降13.04%；4hEPC的中标均价为935.40元/kWh，同比下降8.19%。但价格下降并非完全来自成本下降，而是中游企业主动压缩设备环节利润，以换取项目规模、工程业绩与后续运维绑定机会。具备设计、调试、并网与运维能力的企业，可以通过规模化项目摊薄设计与管理成本，并在长期运维服务、容量租赁与辅助服务中实现收益回补，而缺乏工程能力的集成商则难以承接大型项目，逐步被排除在主流市场之外。

产业链下游环节分析

储能下游环节





渠道端及终端客户

投资运营与应用场景

渠道端

中国南方电网有限责任公司

国家电网有限公司

中国华电集团有限公司

中国大唐集团有限公司

中国长江三峡集团有限公司

华润电力投资有限公司

龙源电力集团股份有限公司

协鑫集团有限公司

下游分析

下游应用与运营环节是新型储能产业链中需求最确定、增长最稳定、但机制最关键的部分

1. 从装机结构变化看，中国储能下游应用正由单一配建逻辑，演进为多场景并行发展的资产化阶段

从装机结构看，中国储能下游应用正在由以新能源配建为主的单一逻辑，演进为以独立储能为核心、多场景并行发展的资产化阶段。截至2025年12月底，中国新型储能累计装机规模达到144.7GW，同比提升约85%，累计规模首次突破100GW，约为“十三五”时期末的45倍，标志着储能已从政策驱动的工程建设阶段，进入以市场化项目为主导的规模化发展阶段。从应用结构看，2025年独立储能已成为最主要的下游应用场景，装机占比提升至约58%，取代此前以用户侧和新能源配建为主的格局；新能源配储占比保持相对稳定，而用户侧储能占比下降至约8%，火储调频等专项应用占比降至约1.4%。下游结构的变化表明，储能正由“配套型设施”转向“可独立参与市场交易的资产单元”，其功能定位已明显提升。从运行效果看，储能资产“可用性”持续改善。随着独立储能参与现货、辅助服务与容量机制的路径逐步清晰，储能由低频调用向高频调节转变，资产属性显著增强。相比早期“建而少用”的配置型储能，2025年新投运项目更强调调度适配与交易能力，储能正逐步演进为电力系统中的高频调节基础设施。这一变化直接提升了储能项目的经济性，也为行业商业模式从工程建设向资产化运营转型奠定了基础。

2. 下游储能的扩张节奏正越来越取决于市场机制完善程度而非需求本身

从市场主体看，下游投资与运营主体以电网公司、发电集团、地方能源平台和社会资本为主，收益结构正由单一补贴向现货市场、辅助服务、容量补偿、容量租赁等多元化机制转变。随着全国电力现货市场和辅助服务市场加速落地，储能价值正被逐步显性化。总体来看，下游环节的增长瓶颈已不在需求端，而在于市场机制成熟度与调度规则完善程度，其发展节奏将直接决定全产业链的盈利能力释放速度。

市场化机制逐步完善，储能收益模式由补贴依赖转向市场驱动

1. 市场化交易机制落地，使储能收益结构由补贴依赖转向可持续的多元现金流

在下游商业模式层面，储能项目的收益来源正由“政策补贴与强制配置”向“市场化收益组合”转变。截至2025年底，全国电力现货市场与辅助服务市场覆盖范围进一步扩大，除已正式运行的山西、广东、山东、甘肃、蒙西等市场外，多省实现连续结算试运行，储能参与现货与辅助服务的路径更加清晰。允许或明确储能参与辅助服务、现货交易的省份已超过25个，较2024年进一步提升。在部分成熟市场

中，储能项目收益结构已发生显著变化：辅助服务、现货套利与容量类收益合计占比持续提升，逐步成为核心现金流来源，对单一补贴或固定配置收益的依赖明显下降。市场化交易机制的落地，使储能项目能够形成可持续、可预测的收益结构，显著增强了储能资产的金融属性和投资可行性。

2. 市场机制成熟正在推动储能项目由工程建设向可投资、可运营的资产形态演进

随着市场化规则逐步稳定，下游储能项目的投资主体结构与运营模式在2025年进一步发生变化。2025年新投运独立储能项目中，社会资本参与比例持续提升，已明显高于2024年水平，独立储能成为社会资本进入电力基础设施领域的重要通道。越来越多项目采用“容量租赁+辅助服务+现货交易”的复合收益模式，收益来源呈现多元化与可交易化特征。与此同时，储能项目的技术与应用结构也在发生变化。2025年4小时及以上储能装机占比提升至约27.6%，平均储能时长持续拉长，反映下游需求正由短时调频向系统级调节、长时支撑演进。在市场机制与调度规则逐步成熟的背景下，储能项目正从以工程交付为核心的建设逻辑，转向具备稳定现金流、可融资能力与可复制运营模型的资产化逻辑，并逐步成为电力系统中重要的基础设施资产类别。

行业规模

储能行业规模的概况

2020年—2025年，储能行业市场规模由98.4亿元增长至2,452.95亿元，期间年复合增长率90.26%。预计2026年—2030年，储能行业市场规模由3,141.45亿元增长至8,444.8亿元，期间年复合增长率28.05%。

储能行业市场规模历史变化的原因如下：

新型储能规模跃升的底层驱动首先来自电力系统对“调节能力”的刚性需求。

1. 装机放量叠加高频调用，标志着储能已进入真实需求驱动的发展阶段

从装机结构看，中国储能下游应用正在由以新能源配建为主的单一逻辑，演进为以独立储能为核心、多场景并行发展的资产化阶段。截至2025年12月底，中国新型储能累计装机规模达到144.7GW，同比提升约85%，累计规模首次突破100GW，约为“十三五”时期末的45倍，标志着储能已从政策驱动的工程建设阶段，进入以市场化项目为主导的规模化发展阶段。从应用结构看，2025年独立储能已成为最主要的下游应用场景，装机占比提升至约58%，取代此前以用户侧和新能源配建为主的格局；新能源配储占比保持相对稳定，而用户侧储能占比下降至约8%，火储调频等专项应用占比降至约1.4%。下游结构的变化表明，储能正由“配套型设施”转向“可独立参与市场交易的资产单元”，其功能定位已明显提升。从运行效果看，储能资产“可用性”持续改善。随着独立储能参与现货、辅助服务与容量机制的路径逐步清晰，储能由低频调用向高频调节转变，资产属性显著增强。相比早期“建而少用”的配置型储能，2025年新投运项目更强调调度适配与交易能力，储能正逐步演进为电力系统中的高频调节基础设施。这一变化直接提升了储能项目的经济性，也为行业商业模式从工程建设向资产化运营转型奠定了基础。

2. 储能利用强度与调节能力同步提升，推动行业由规模扩张迈向能力驱动增长

中国储能市场规模的持续跃升，正在更多体现为调节能力与系统价值的同步提升。进入2025年，储能系统的结构性指标明显改善，标志着行业从单纯“装机扩张”阶段，迈入“能力驱动增长”阶段。从系统配置看，储能项目平均时长持续拉长，4小时及以上储能装机占比提升至约27.6%，较2024年显著提高，反映出储能在电力系统中的功能已由短时调频，向系统级调节与长时支撑延伸，能够承担更长周期的调节任务。与此同时，项目大型化与独立储能占比提升，使储能系统的实际调用强度持续增强。随着现货市场、辅助服务和容量机制逐步落地，储能由“被动配置资产”转变为可被持续调度的系统资源，运行目标从“满足并网要求”转向“提供调节服务与获取市场收益”。2025年新投运项目更强调并网适配、调度响应速度与运行稳定性，储能系统的真实调节功能与工程化可用性显著提升。这一变化意味着，储能行业的增长逻辑正在由“规模驱动”转向“能力驱动”：决定企业竞争力的，不再仅是装机规模，而是系统能否被频繁调用、稳定运行、有效参与市场交易。储能正从配套设施升级为电力系统中具备明确功能定位的高频调节基础设施，其系统能力已成为行业下一阶段竞争的核心变量。

市场规模加速扩张的第二个关键变量，是各地通过电力市场与容量机制把储能从“成本项”转为“可计价的调节资源”。

1. 市场化规则的扩围与细化，使储能投资从政策驱动转向可持续的市场化扩张

进入2025年，各地围绕电力市场与容量机制的制度建设进一步提速，储能商业模式由政策试点迈向规则化运行。容量租赁、电力现货、辅助服务、容量补偿等机制在更多省份形成制度化安排，容量租赁已由探索阶段进入可复制阶段，多个省份在2025年明确或细化容量租赁参考价格与交易规则，为独立储能提供稳定的基础收益来源。在现货市场层面，山西、广东、山东、甘肃、蒙西等电力现货市场在2025年持续稳定运行，现货价格信号与系统调节需求逐步形成联动；与此同时，湖北、浙江、福建、陕西、安徽、辽宁、河北南网等省级市场实现连续结算试运行，储能参与现货交易的规则更加明确，参与方式从试点转向常态化运行。在此基础上，全国超过25个省份已明确新型储能参与辅助服务市场的准入条件、交易模式和价格形成机制，储能开始以规则化身份进入调频、调峰、备用等调节市场。这些规则的扩围与细化，实质上显著提升了储能项目的可融资性与投资确定性：容量类收益提供底座，现货与辅助服务收益提供弹性，使储能投资从“依赖政策窗口”转向“基于市场机制的长期扩张”，成为2025年新增装机规模持续放大的重要制度基础。

2. 电力市场机制加速完善，使储能的调节价值得以显性化，成为推动装机规模持续扩张的关键动力

除电力系统对调节能力的刚性需求外，市场机制改革的深化成为2025年储能装机规模持续扩张的核心推动变量之一。随着现货市场、辅助服务市场与容量机制的协同推进，储能不再只是提供电量，而是能够通过市场化机制获取可计价的系统调节价值。2025年，全国已有10余个省级电力现货市场实现正式或连续结算运行，覆盖超过70%的新增独立储能装机区域；现货价格信号与系统调节需求的关联度显著增强，储能项目可同时参与电能交易、调节服务与容量类收益，收益结构由单一电价套利转向多元化现金流。在连续结算试运行省份中，辅助服务收入占独立储能项目总收益的比例普遍提升至35%–50%区间，显著增强了项目收益稳定性。与此同时，随着多地明确储能以“报量不报价/报量报价”等方式参与现货交易，2025年新投运独立储能项目中，市场化收益占比超过60%的项目比例明显提升，项目现金流可预测性增强，投资回收期进一步缩短。在上述机制推动下，储能由原先的“系统成本项”，逐步转变为可交易、可计价、可融资的电力调节资源，市场机制成为推动装机规模持续扩张、项目加速落地的核心制度力量。

储能行业市场规模未来变化的原因主要包括：

基于近五年中国新型储能装机规模的高速增长趋势，叠加电力系统结构性变化与市场机制持续完善，未来五年中国储能行业仍将处于规模快速扩张阶段

1. 在需求端结构性变化与市场机制完善的共同作用下，中国储能行业未来五年仍将处于高景气扩张通道

基于近五年中国新型储能装机规模的高速增长趋势，叠加电力系统结构性变化与市场机制持续完善，未来五年中国储能行业仍将处于规模快速扩张阶段，但增长逻辑将由“政策驱动装机”向“系统性刚需驱动装机”演进。截至2024年底，全国新型储能累计投运规模已达7,376万千瓦/1.68亿千瓦时，较2023年同比增长超过130%，显示行业尚未进入平台期，而是处于需求集中释放的上升通道。进入2025年，行业扩张趋势进一步强化，当年新增投运规模达到66.43GW/189.48GWh，同比增速分别为52%与73%，年新增规模首次连续两年维持在50GW以上，表明储能需求已由政策拉动转为系统性刚需驱动。

2. 新能源高比例并网持续抬升电力系统调节需求，使储能成为未来新增装机最确定的增量来源

从未来增量空间看，电力系统调节能力缺口扩大将成为最核心的增长来源。2024年中国新能源发电装机规模首次超过火电，新能源高比例并网显著放大了系统对调峰、调频、备用等灵活调节资源的需求。2024年独立及共享储能装机占比已达46%，新能源配建储能占比42%，两类场景合计接近90%，表明储能已成为电力系统不可替代的基础调节资源。到2025年底，独立储能已成为新增装机的主导场景，装机占比提升至约58%，新能源配建储能占比保持稳定，储能从“配套设施”向“系统调节资产”的结构性转变进一步确立。随着新能源装机持续增长，储能作为“调节能力补充”的增量需求将长期存在，预计新增装机仍将保持高位。另外，在电价市场化与峰谷价差拉大的背景下，用户侧储能的经济性持续改善，尤其在电价、限电频发或需量电价占比高的地区，储能已从“备用设施”转向“主动降本工具”。2024年工商业储能新增备案项目数量同比增长超过80%，成为项目数量增长最快的细分市场之一，虽然单体规模较小，但分布式部署带来的累计容量增量不可忽视。2025年工商业储能多地进入集中落地阶段，Top10省份单省备案规模均超过5GWh，区域集中度显著提升，分布式项目开始形成规模化资产池。在这一赛道中，具备系统集成能力、工程化交付能力与跨区域履约经验的储能系统集成商，更容易在工商业储能规模化落地过程中建立竞争优势。以东方日升为代表，公司在中国多个省份工商业园区、工业负荷侧与分布式用电场景中推进储能系统项目落地，并在欧洲、拉美等电价波动显著区域完成多批次工商业储能项目交付，形成可复制的系统解决方案与持续履约能力。随着2025年工商业储能需求加速释放，其项目落地节奏与覆盖范围，体现出具备系统能力的储能集成商在该细分赛道中的代表性。

未来储能市场的增量还来源于市场机制成熟带来的投资可持续性提升

1. 电力市场机制的加速落地与储能利用强度提升，正在从收益结构与资产效率两个维度重塑投资逻辑

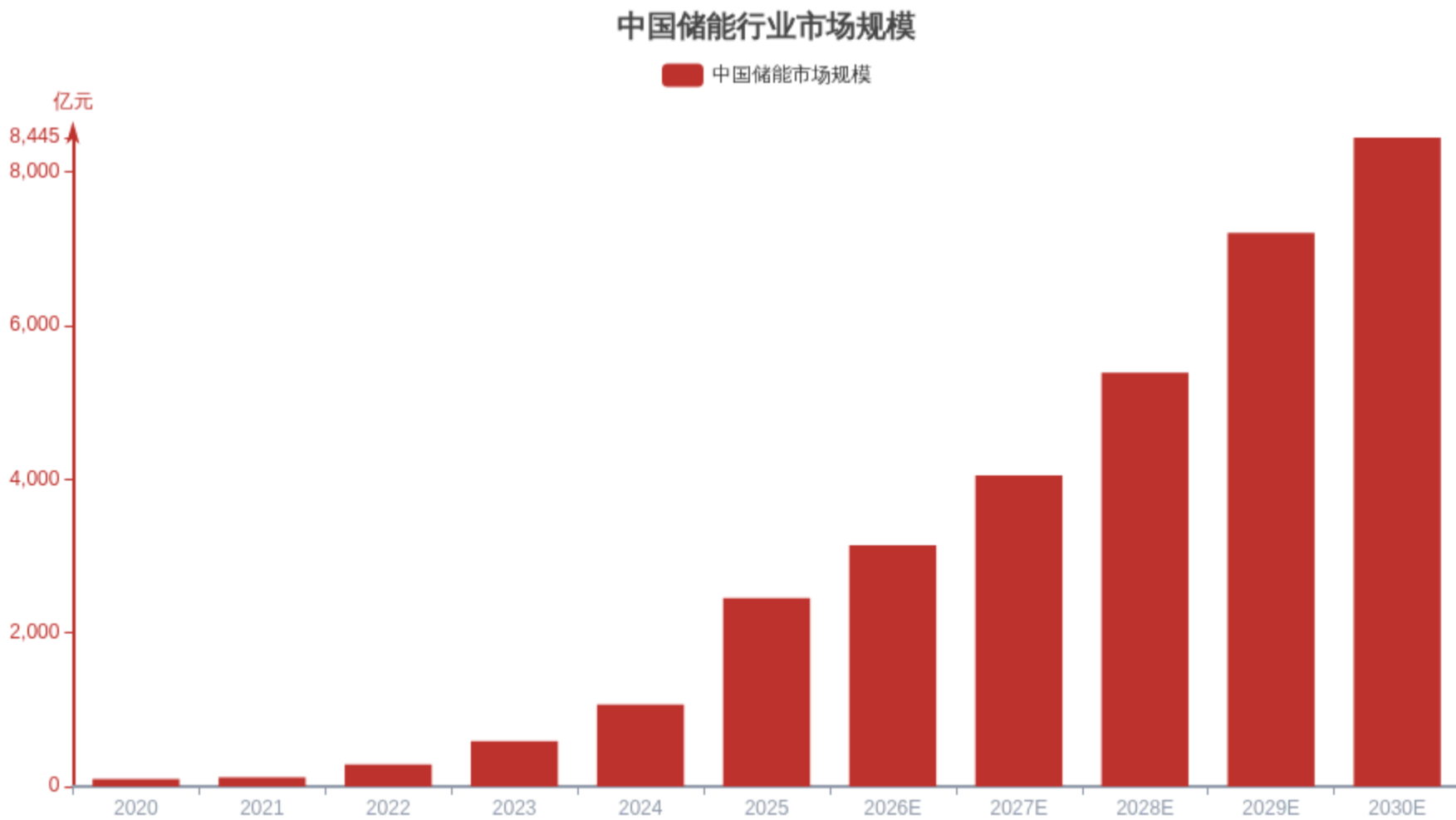
进入2025年，电力市场化改革进一步深化，储能参与市场的制度基础显著增强。全国已有10余个省级电力现货市场实现正式或连续结算运行，覆盖当年新增独立储能装机的主要区域；同时，超过25个省份已明确新型储能参与辅助服务的交易规则与价格机制，容量补偿与容量租赁由试点走向常态化实施，使储能收益结构由政策补贴转向可预期的市场化收入组合。在运行层面，2025年新投运储能项目的平均储能时长进一步提升，能量侧配置增速（+73%）显著高于功率侧（+52%），表明项目更强调调节能力而非单纯装机规模；同时，独立储能在新增装机中的占比提升至约58%，项目调用频率与系统参与度明显增强。收益结构与资产效率的同步改善，使储能项目逐步具备持续融资与滚动投资能力，推动行业由阶段性建设进入可持续扩张阶段。

2. 市场化收益机制的成熟，推动储能由政策依赖型项目转向可持续现金流资产

2025年，容量补偿、容量租赁、现货交易与辅助服务收益的协同机制进一步完善，使储能项目的现金流结构更加稳定。在多个已连续结算运行的现货市场中，储能项目已可同时获取容量类、调节类与能量类收入，市场化收益成为主要现金流来源，显著降低了对单一套利模式的依赖。与此同时，2025年新投运独立储能项目中，社会资本参与比例持续提升，部分地区新投项目已以市场化投资为主导，反映出储能项目在现金流可预测性和融资可行性上的实质改善。随着全国电力现货市场与辅助服务市场的进一步统一与推广，储能作为可计价、可交易、可融资的系统调节资产，其投资可持续性将持续增强，并成为未来装机规模扩张的重要制度性支撑。

规模预测

储能行业规模



政策梳理

	政策名称	颁布主体	生效日期	影响
	《关于开展零碳工厂建设工作的指导意见》	工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部、国务院国资委、国家能源局等五部门	2026-01-01	6
政策内容	该文件旨在引导工业企业建设零碳工厂，并明确提出“鼓励有条件的工厂建设工业绿色微电网，一体化应用光伏、风电、余热回收以及新型储能、高效热泵等，实现多能高效互补利用”。其阶段性目标是：到2027年，在汽车、锂电池、光伏、电子电器等重点行业领域培育建设一批零碳工厂。			
政策解读	从“安装量”到“调用量”和“价值量”的转变：通过强制/激励性调度政策，提升已安装储能的利用率，使其产生真实收益。零碳工厂标准则将储能从“可选项”变为高标准工厂的“标配”，打开了用户侧储能规模化增长的长期空间。积极影响：1) 对储能运营商和资产持有方是直接利好，收益提升将改善项目经济性；2) 对具备光储融合解决方案能力的企业（如东方日升、天合光能）是重大机遇。			
政策性质	指导性政策			

	政策名称	颁布主体	生效日期	影响
	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见(发改能源〔2025〕1360号)》	国家发展改革委 国家能源局	2025-11-01	7
政策内容	旨在解决新能源规模化发展与消纳能力不足之间的矛盾，通过完备政策措施和市场机制体系，提升新能源消纳效率与电力系统调节能力，为未来高比例新能源接入提供制度保障，提出优化全国电力流向、提升电网承载力、推动主配微协同新型电网平台建设，增强系统对新能源并网能力，提升资源互济和跨区域调节能力。			
政策解读	文件强调提升电力系统调节能力、优化调度机制和市场交易规则，这将直接拉动对灵活调节资源的需求，包括抽水蓄能与新型储能。储能系统因其能量调节与频率辅助服务能力，将成为系统性需求资源而非“辅助设施”。这种宏观需求力量将支撑储能装机长期增长，并提升市场化运营机会。			
政策性质	指导性政策			

	政策名称	颁布主体	生效日期	影响
	《关于推进能源装备高质量发展的指导意见》	国家能源局	2025-09-01	8
政策内容	聚焦能源安全与能源转型两大中心任务，以科技创新为根本动力，以能源装备高质量发展为主攻方向，以补短板、拉长板、锻新板为基本路径，坚持创新驱动、分类施策、应用导向、融合发展的原则，充分发挥新型举国体制优势和大规模市场优势，推动能源装备关键核心技术攻关和产业高端化、智能化、绿色化发展，加快形成新质生产力。			
政策解读	行业过去以产能扩张和价格竞争为主的模式将难以为继。企业的核心竞争力将取决于能否在政策指明的高端技术路线上取得突破。例如，在钠离子电池量产、液流电池降本、构网型功能实现等方面具备领先优势的企业，将构筑起强大的技术壁垒。			
政策性质	指导性政策			

	政策名称	颁布主体	生效日期	影响
	《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》	国家发展改革委、国家能源局	2025-08-01	9
政策内容	设定了2027年底新型储能装机达到1.8亿千瓦以上的量化目标。从拓展场景（电源侧、电网侧等）、完善市场机制（推动参与电力市场）等五方面推动规模化发展。			
政策解读	顶级纲领文件：明确了“十五五”中期前的发展目标与路径，是当前最核心的顶层设计，创造确定性市场空间：为未来3年的投资与建设提供了明确的量化指引，极大提振了市场信心。2027年目标的提出，意味着2024-2027年复合增长率需保持在高位，市场总量将持续扩大。			
政策性质	指导性政策			

	政策名称	颁布主体	生效日期	影响
	《新型储能制造业高质量发展行动方案》	工业和信息化部等八部委	2025-02-01	8
政策内容	聚焦制造业短板，旨在通过技术创新、产业协同等行动，到2027年实现产业高端化、智能化、绿色化发展，培育3-5家生态主导型企业。			
政策解读	供给侧核心政策：从制造端入手，旨在提升产业链竞争力与安全水平，与“专项行动方案”形成供需双侧政策合力。			
政策性质	指导性政策			

竞争格局

储能竞争格局概况

储能行业呈现以下梯队情况：第一梯队公司有宁德时代新能源科技股份有限公司、比亚迪股份有限公司、东方日升新能源股份有限公司等；第二梯队公司有中车株洲电力机车研究所有限公司、阳光能源控股有限公司、瑞浦兰钧能源股份有限公司、惠州亿纬锂能股份有限公司等；第三梯队公司有中创新航科技集团股份有限公司、中天储能科技有限公司、北京海博思创科技股份有限公司等。

储能行业竞争格局形成的历史原因如下：

重大事件推动产业由“政策驱动扩张”向“市场化竞争”转变

1. 市场化转折叠加装机快速放量，系统性重塑了中国储能行业的竞争格局

2024年储能行业竞争格局的形成，直接体现为企业中标能力的快速分化。2024年尽管全年共有332家企业获得储能系统中标订单，但头部企业对核心订单的控制力显著增强：储能系统Top15企业中标量已占市场总中标量的57%，较上一年度进一步提升，表明行业正在由“多主体中标”向“头部企业主导中标”演化。从企业的生存能力来看，2025年储能系统（不含集中与框采）整体企业中标规模达到121.5GWh（同比+140.1%），EPC中标规模达到206.3GWh（同比+125.5%），显示市场总体需求和竞标规模大幅上升。在这样的发展背景下，中小企业面临更高的竞争门槛，行业的“生存能力分化”趋势更加明显。在工商业与独立储能领域，企业竞争进一步体现在系统集成能力与长期运行可靠性上。随着储能项目规模化推进，系统集成在项目成败中的权重持续提升（2024年以系统集成或EPC模式交付的项目占比已超过70%），业主在招标中更加关注系统方案成熟度、并网适配能力与历史运行业绩。以东方日升为代表的系统集成商，通过强化储能系统架构设计、核心部件协同与交付一致性，在工商业储能项目中保持稳定中标能力；而缺乏系统集成经验、项目运行业绩与技术积累的企业，正逐步被排除在规模化项目招采体系之外。由此，中标结果的集中化直接推动了竞争格局的集中化，行业竞争由“拼价格”转向“拼持续中标能力”，竞争格局由分散走向梯队化。

2. 市场化制度确立，为企业竞争格局重构提供制度基础

与此同时，“十四五”及之后一系列政策转向市场化导向的重大事件，系统性改变了储能企业的竞争环境，推动行业由政策驱动扩张迈向市场化竞争阶段。2021年7月，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见（发改能源规〔2021〕1051号）》，首次明确新型储能规模化、市场化发展路线，并提出建立储能参与各类电力市场交易的机制，将市场化价格信号引入行业竞争体系。随着市场机制逐步落地，企业能否持续中标、交付高质量项目、承担工程与性能责任，成为竞争胜负的关键变量，行业竞争由政策准入转向能力筛选，为头部企业集中化提供制度前提。随着市场机制逐步落地，企业能否持续中标、交付高质量项目、承担工程与性能责任，成为竞争胜负的关键变量。从结果看，2025年大型储能项目中标已明显向具备系统集成与工程履约能力的头部企业集中，Top10企业中标规模占比超过10%，市场竞争由“政策准入”转向“能力筛选”的特征已经显性化，为头部企业集中化提供了制度前提。

资本市场与龙头企业战略调整加速行业分层

1. 资本偏好转向与龙头企业战略升级，加速了储能行业的分层演化

资本市场变化与龙头企业策略，是推动竞争格局分化的另一关键力量。随着储能从“概念赛道”转为“重资产、长周期基础设施”，资本偏好显著改变，资金开始集中于具备规模交付与系统能力的头部企业。2025年新投运独立储能项目中，社会资本与产业资本主导的项目占比已超过65%，而中小企业主导项目占比持续下降，储能投资正在向具备履约能力与资产管理能力的主体集中。在项目层面，2024年行业新增项目中，单站规模10万千瓦及以上的项目装机占比已达62%，储能时长2小时以上项目占比86%，项目大型化趋势显著。2025年百兆瓦级及以上储能项目贡献了当年新增装机的主要增量，单站规模持续抬升，但中标主体数量明显收敛，头部企业凭借融资能力、工程履约与系统可靠性持续获得订单。与此同时，龙头企业普遍采取“系统一体化、构网能力、海外同步布局”的策略，以能力壁垒替代价格竞争，中小企业因融资与履约能力不足，逐步被边缘化。资本与战略的双重作用，使行业由早期“多点竞争”快速转向“头部主导、梯队分化”的结构性格局。

2. 龙头企业战略由“扩产竞争”转向“能力壁垒竞争”，拉开行业层级差距

除资本偏好变化外，龙头企业战略重心的系统性调整也是加速储能行业分层的关键变量。2025年中国储能系统中标市场中，Top5企业合计中标规模占比进一步提升至约70%，较2023年提升约15个百分点，集中度提升主要来自独立储能与海外大型项目。与此同时，头部企业加速在构网型储

能、长时储能与海外工程化交付领域形成差异化能力，技术与资金门槛显著抬升。在海外市场方面，2025年中国储能系统出口项目中，单体规模200MWh以上项目占比显著提升，头部企业贡献了绝大部分新增订单，欧美、中东及澳洲市场对并网认证、融资能力与长期履约提出更高要求，中小企业难以进入。中国市场方面，构网型储能项目由试点转向规模化应用，但仅少数具备控制算法与系统验证能力的企业能够稳定交付。战略能力差异被放大为市场准入差异，使得行业竞争由“价格博弈”转向“能力分层”，推动储能行业加速形成“头部主导—第二梯队承压—尾部出清”的结构性格局。

储能行业竞争格局未来变化的趋势如下：

企业加速出清与行业洗牌，市场集中度将显著提升

1. 价格下行与规模门槛抬升将推动储能行业进入加速出清与集中阶段

随着储能行业由“政策驱动扩张期”进入“市场化竞争期”，企业出清和行业洗牌将成为未来三至五年的主要特征。进入2025年，储能行业价格竞争进一步深化，系统价格持续下探但成本端支撑减弱，出清机制开始显性化。全年储能系统中标均价降至约0.47元/Wh，较年初明显下行，且8月一度探至0.499元/Wh的低点；与此同时，尽管受碳酸锂价格反弹影响，方形磷酸铁锂电芯价格在年末回升至0.35元/Wh，但系统价格并未同步回升，反映价格下降已由成本驱动转为竞争驱动，利润空间被持续压缩。价格下行对不同企业的影响呈现显著分化。头部企业依托规模化采购与系统集成能力，能够在低价区间保持报价稳定性，而中小企业在价格持续下探背景下，中标价格离散度明显扩大，项目盈利与现金流稳定性快速恶化。与此同时，系统价格下行与EPC价格高波动并存：2025年EPC中标均价在0.916–1.162元/Wh区间震荡，年末仍维持在1.026元/Wh的高位，工程组织能力、资金周转能力与履约能力差异被进一步放大。对于缺乏工程化能力与资金实力的企业而言，即使中标也难以稳定交付，价格竞争直接演变为生存能力筛选机制。

2. 制度与技术门槛持续抬升，将加速低能力企业退出

除价格与规模因素外，制度性门槛与技术合规要求的持续提高，将成为未来储能行业出清的重要推手。自2023年起，中国多个省份陆续收紧储能项目并网、验收与运行要求，推动储能由“可建设”向“可长期安全运行”转变。与此同时，电网侧对储能技术能力的要求明显提高。2024年多省电网公司在招标文件中明确提出构网型能力、快速调频、黑启动支持、长时稳定运行等技术指标，仅具备基础集成能力的企业难以满足要求。中国电力企业联合会统计显示，2025年新投运储能项目中，具备构网型或准构网能力的项目占比显著提升，但能够实现稳定交付的企业主要集中在头部厂商（东方日升、宁德时代、瑞浦兰钧）。制度、技术与运行门槛的叠加，使大量缺乏系统验证、长期运维和资金能力的中小企业被动退出，推动行业竞争从“数量竞争”向“能力竞争”演进，市场集中度在未来三至五年内将持续上升，行业洗牌不可避免。

错位竞争与技术分化加深，形成多层次竞争结构

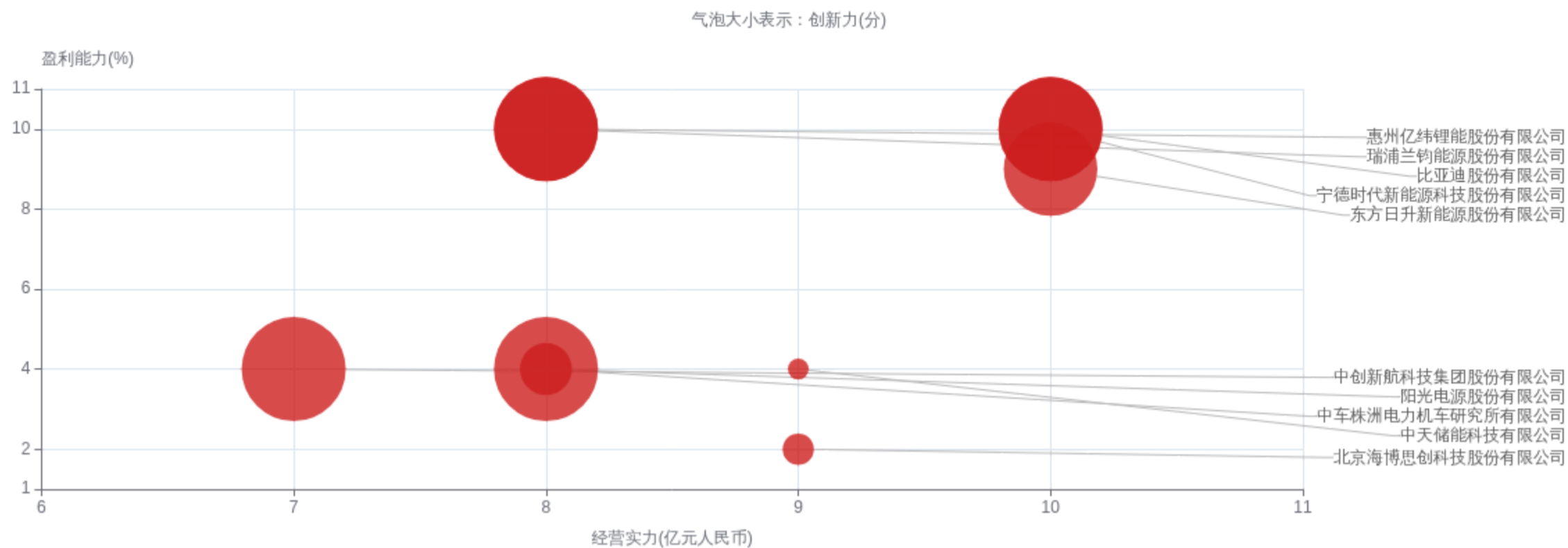
1. 集中度提升并不意味着垄断，储能行业将走向错位竞争与多层次分化并存的格局

随着新型储能进入规模化发展阶段，行业集中度的提升已成为不可逆趋势，但这一过程并未导向垄断式格局，而是伴随着市场结构的持续分割与能力门槛的分层化。从装机结构看，截至2025年底，中国新型储能累计投运规模已突破1.4亿千瓦级，其中锂离子电池仍占95%左右，保持主导地位，但其应用场景已明显分化：电网侧与独立储能项目单站规模持续放大，而用户侧储能仍以分布式形态为主，系统要求与收益模型差异显著。从项目规模看，2025年新增投运的新型储能项目中，单站规模在10万千瓦及以上的项目占比接近70%，主要集中于西部新能源基地及资源型省份，对系统集成、并网调试与运行稳定性提出更高门槛；与此同时，用户侧储能项目单体规模普遍在1–20MWh区间，项目数量高度分散，对系统灵活性、寿命与运维能力要求更高。不同场景在技术要求、工程复杂度与资金门槛上的显著差异，使储能市场天然被拆分为多个相对独立的竞争单元，集中度更多体现为细分赛道内集中，而非全行业垄断。

2. 市场机制分层与能力门槛差异，将错位竞争由技术分化推向结构固化

进入2025年，中国储能行业的错位竞争不再仅体现为技术路线差异，而是逐步演变为由市场机制与能力门槛共同决定的结构性分层。从项目结构看，2025年新增投运的新型储能中，独立储能已成为主导场景，装机占比超过55%，主要集中于西部新能源基地与资源型省份，单站规模普遍在100–500MWh以上，对系统稳定性、并网适配与构网能力提出明确要求；而用户侧储能则以工商业项目为主，单体规模多在1–20MWh，超过80%项目收益来源仍依赖峰谷价差与负荷管理，对系统灵活性与寿命要求更高，两类项目的能力要求已形成显著分层。从收益机制看，2025年已有超过20个省份明确独立储能可同时参与容量补偿、辅助服务与现货交易，其中多个省份容量类收益已占独立储能项目现金流的30–50%，使其成为典型的“资产型项目”；而工商业储能仍以分布式投资为主，项目回收期高度依赖电价机制与用能结构，呈现“运营型资产”特征。收益机制的差

异，正在固化企业的赛道选择与竞争边界。从竞争格局看，2025年百兆瓦级以上储能项目的中标企业中，前五家系统集成商占比已超过65%，而10MWh以下项目的中标企业仍呈高度分散状态，超过70%企业年中标规模低于200MWh，难以跨越工程化与资金门槛。这表明，储能行业已形成“头部企业主导主流市场、细分赛道专业化玩家并存”的多层次竞争结构，错位竞争由阶段性现象转变为结构性结果。



上市公司速览

宁德时代新能源科技股份有限公司 (300750)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	2.9千亿元 >	40.1	21.9

惠州亿纬锂能股份有限公司 (300014)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	355.3亿元 >	46.3	16.8

比亚迪股份有限公司 (002594)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	4.2千亿元 >	57.8	19.8

阳光电源股份有限公司 (300274)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	464.1亿元 >	108.8	31.3

北京海博思创科技股份有限公司 (688411)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	79.1亿元 >	52.2	18.0

中国中车股份有限公司 (601766)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	1.4千亿元 >	5.5	21.8

南方电网储能股份有限公司 (600995)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	40.7亿元 >	-36.4	48.5

诺思格(北京)医药科技股份有限公司 (301333)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	6.1亿元 >	8.1	35.6

国轩高科股份有限公司 (002074)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	217.8亿元 >	51.0	17.0

广州智光电气股份有限公司 (002169)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	25.1亿元 >	32.0	18.0

东方日升新能源股份有限公司 (300118)

总市值	营收规模	同比增长(%)	毛利率(%)
-	49.3亿元 >	-27.2	8.1

企业分析

· 公司信息			
企业状态	存续	注册资本	114001.3863万人民币
企业总部	宁波市	行业	电气机械和器材制造业
法人	林海峰	统一社会信用代码	913302001449739014
企业类型	其他股份有限公司(上市)	成立时间	2002-12-01
品牌名称	东方日升新能源股份有限公司	经营范围	一般项目：光伏设备及元器件制造；家用电器制造；照明器具制造；塑料制品制造；橡胶制品制造；光电子器件制造；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；光伏发电设备租赁；太阳能发电技术服务；住房租赁；合同能源管理；对外承包工程；货物进出口；进出口代理；技术进出口(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)。许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准)。(分支机构经营场所设在：宁海县兴科中路23号)

■ 财务数据分析									
财务指标	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
销售现金流/营业收入	0.83	0.74	0.79	1.05	0.87	0.89	0.92	0.84	0.86
扣非净利润同比增长(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
资产负债率(%)	60.289	54.3632	55.2594	63.4196	65.6335	67.7338	72.8188	71.9302	73.2719
营业总收入同比增长(%)	33.4125	63.2059	-14.8413	47.703	11.5191	17.2268	56.0467	20.2217	-42.7082
归属净利润同比增长(%)	113.6699	-5.6729	-64.2382	319.0101	-83.0183	-125.5946	2332.3052	45.8091	-352.0291
摊薄净资产收益率(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
实际税率(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
应收账款周转天数(天)	126.2626	82.5821	119.5497	85.7837	79.8033	62.6047	40.9934	49.2248	93.5386
预收款/营业收入	/	/	/	/	/	/	/	/	/
流动比率	1.3866	1.4303	1.016	0.9139	0.9674	0.9305	0.9616	0.8453	0.6683
每股经营现金流(元)	0.4923	0.4711	0.1458	2.8948	0.7615	0.6668	3.404	-1.4415	-3.7923
毛利率(%)	20.5622	16.9242	18.1097	20.9212	13.6546	6.6086	10.6937	14.5777	6.3496
流动负债/总负债(%)	79.6426	82.196	86.8482	80.9024	78.4946	83.6972	87.4743	79.3803	73.8816
速动比率	1.0035	1.1326	0.7645	0.6715	0.8629	0.7497	0.6989	0.6656	0.534
摊薄总资产收益率(%)	7.8668	5.1995	1.2938	4.4064	0.8666	-0.051	2.8185	2.9965	-7.0517
营业总收入滚动环比增长(%)	189.4281	134.1383	38.9611	24.5387	/	/	/	/	/
扣非净利润滚动环比增长(%)	432.1207	42.3083	-61.3218	8.0452	/	/	/	/	/
加权净资产收益率(%)	20.29	16.04	3.1	12.39	1.98	-0.5	10.5	9.44	/
基本每股收益(元)	1.06	0.78	0.26	1.11	0.19	-0.05	1.06	1.22	-3.04
净利率(%)	10.3432	6.0104	2.341	6.7899	1.4709	-0.0791	3.2527	3.9233	-16.9574
总资产周转率(次)	0.7606	0.8651	0.5526	0.649	0.5891	0.644	0.8665	0.7638	0.4158
归属净利润滚动环比增长(%)	315.9806	38.5662	-75.9529	-36.2735	/	/	/	/	/
每股净资产(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
每股公积金(元)	3.1931	5.6358	5.6382	5.6477	5.7827	5.7177	5.8002	8.6278	8.6585
扣非净利润(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
存货周转天数(天)	75.9734	47.341	52.9708	45.2375	41.9654	46.9667	64.7017	71.4031	82.6219
营业总收入(元)	7016754698.38	11451758845.75	9752171142.05	14404248251.42	16063492270.89	18830724181.12	29384723113.68	35326804378.95	20239346275.25
每股未分配利润(元)	1.2603	1.4848	1.6423	2.5954	2.6166	2.4887	3.4739	3.6374	0.3968
稀释每股收益(元)	1.02	0.77	0.26	1.11	0.19	-0.05	1.06	1.22	-3.04
归属净利润(元)	688845855.39	649768001.75	232368973.77	973649385.59	165342087.58	-42318677.35	944682017.11	1363281088.79	-3435865552.24
扣非每股收益(元)	0.79	0.78	0.31	0.94	/	/	/	/	/
毛利润(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
经营现金流/营业收入	0.4923	0.4711	0.1458	2.8948	0.7615	0.6668	3.404	-1.4415	-3.7923

公司竞争优势

▪ 竞争优势

东方日升在储能行业的优势主要体现在“光储一体化布局+海外市场渠道+系统级产品能力”三方面。依托其在全球光伏组件市场长期积累的客户基础与项目资源，东方日升能够在新能源电站建设中同步导入储能系统，降低获客成本并提升项目协同效率，形成“光伏+储能”整体解决方案优势。在产品层面，公司已构建覆盖电芯、PACK、PCS到系统集成的完整储能产品体系，重点布局大容量电池舱、长寿命电芯及高安全系统设计，满足电网侧与大型电站项目需求。在市场层面，东方日升海外收入占比高、渠道成熟，储能产品可快速切入欧洲、中东、拉美等高增长市场，叠加海外电价波动与电网调节需求提升，使其在国际储能项目竞争中具备明显先发优势。整体来看，东方日升以光储协同为切入口，在大型项目获取能力与海外扩张方面具备差异化竞争力。

公司官网

2 宁德时代新能源科技股份有限公司【300750】

▪ 公司信息

企业状态	存续	注册资本	440339.4911万人民币
企业总部	宁德市	行业	电气机械和器材制造业
法人	曾毓群	统一社会信用代码	91350900587527783P
企业类型	股份有限公司(上市、自然人投资或控股)	成立时间	2011-12-15
品牌名称	宁德时代新能源科技股份有限公司	经营范围	锂离子电池、锂聚合物电池、燃料电池、动力电池、超大容量储能电池、超级电容器、电池管理系统及可充电电池包、风光电储能系统、相关设备仪器的开发、生产和销售及售后服务；对新能源行业的投资；锂电池及相关产品的技术服务、测试服务以及咨询服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

■ 财务数据分析									
财务指标	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
销售现金流/营业收入	0.77	0.94	1.14	1.14	1.07	1	0.93	1.04	1.15
扣非净利润同比增长(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
资产负债率(%)	44.7637	46.6981	52.3573	58.3749	55.8196	69.8953	70.5619	69.3401	65.2382
营业总收入同比增长(%)	160.9028	34.3967	48.0796	54.6304	9.8966	159.0563	152.0747	22.0099	-9.7039
归属净利润同比增长(%)	206.4345	35.9817	-12.6592	34.6401	22.4334	185.3368	92.8853	43.581	15.0119
摊薄净资产收益率(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
实际税率(%)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
应收账款周转天数(天)	117.4666	128.1276	79.8952	133.4874	140.0779	64.0543	47.4987	57.1382	64.6576
预收款/营业收入	/	/	/	/	/	/	/	/	/
流动比率	2.1371	1.8465	1.7343	1.572	2.0529	1.1901	1.311	1.5672	1.6084
每股经营现金流(元)	1.15	1.2	5.1554	6.1003	7.9116	18.4087	25.0598	21.1014	22.0259
毛利率(%)	43.7004	36.2891	32.7881	29.0584	27.7633	26.2835	20.2512	22.9091	24.4449
流动负债/总负债(%)	79.5708	77.14	80.357	77.0862	62.8859	69.4483	69.7479	57.7136	61.8025
速动比率	1.035	1.4877	1.4442	1.3203	1.8124	0.9209	1.0517	1.4089	1.4198
摊薄总资产收益率(%)	15.6647	10.7195	6.0478	5.7211	4.7323	7.6939	7.3644	7.0951	7.1826
营业总收入滚动环比增长(%)	/	41.3966	7.1499	2.7037	/	/	/	/	/
扣非净利润滚动环比增长(%)	/	/	-11.2292	-17.0444	/	/	/	/	/
加权净资产收益率(%)	69.55	18.99	11.75	12.78	11.27	21.52	24.67	24.04	/
基本每股收益(元)	1.8736	2.0084	1.6412	2.0937	2.4942	6.876	12.9178	11.79	11.58
净利率(%)	19.6145	20.9736	12.6165	10.9476	12.1303	13.7015	10.1819	11.6635	14.9185
总资产周转率(次)	0.7986	0.5111	0.4794	0.5226	0.3901	0.5615	0.7233	0.6083	0.4815
归属净利润滚动环比增长(%)	/	72.1686	-31.2774	-19.5223	/	/	/	/	/
每股净资产(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
每股公积金(元)	18.9273	7.8532	9.737	9.7946	17.8848	18.5184	36.3987	19.9833	26.5146
扣非净利润(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
存货周转天数(天)	51.6011	67.4992	94.9092	102.8298	122.3394	100.3596	80.4487	71.3493	69.6945
营业总收入(元)	14878985098.12	19996860806.33	29611265434.22	45788020642.41	50319487697.2	130355796400	328593987500	400917044900	362012554000
每股未分配利润(元)	4.8349	3.327	4.3348	6.1823	8.0022	14.6279	25.8925	23.4698	28.7504
稀释每股收益(元)	/	/	1.6407	2.0887	2.4848	6.8392	12.8795	11.779	11.58
归属净利润(元)	2851821419.26	3877954869.7	3387035207.64	4560307432.71	5583338710.38	15931317900	30729163500	44121248300	50744682000
扣非每股收益(元)	1.8307	1.2304	1.5158	/	/	/	/	/	/
毛利润(元)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
经营现金流/营业收入	1.15	1.2	5.1554	6.1003	7.9116	18.4087	25.0598	21.1014	22.0259

公司竞争优势

竞争优势

宁德时代在储能行业的核心竞争优势源于其电芯技术领先性、规模化制造能力与产业链纵向整合能力。作为全球最大的锂电池供应商，宁德时代在储能电芯领域具备显著的成本与性能优势，其长寿命、高一致性储能专用电芯已在电网侧、独立储能和海外大型项目中大规模应用。公司依托超大规模产能与持续工艺迭代能力，使储能电芯成本保持行业最低区间，同时保障批量交付稳定性。在此基础上，宁德时代不断向系统集成与解决方案延伸，推出标准化储能系统产品，并通过“电芯+系统+服务”一体化模式强化客户粘性。叠加其在海外市场的品牌认可度、认证体系与交付经验，宁德时代已在全球储能项目招标中形成难以复制的综合竞争优势，稳居行业第一梯队。

公司官网

3 中车株洲电力机车研究所有限公司

公司信息

企业状态	存续	注册资本	912684万人民币
企业总部	株洲市	行业	铁路、船舶、航空航天和其他运输设备制造业
法人	李东林	统一社会信用代码	9143020044517525X1
企业类型	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）	成立时间	1992-09-08
品牌名称	中车株洲电力机车研究所有限公司	经营范围	许可项目：铁路运输设备制造；检验检测服务；认证服务；建设工程勘察；建设工程设计；建设工程施工；发电业务、输电业务、供（配）电业务；期刊出版。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：轨道交通专用设备、关键系统及部件销售；轨道交通运营管理系统开发；机械设备研发；机械电气设备制造；机械电气设备销售；电气设备修理；机械设备租赁；工业控制计算机及系统制造；工业控制计算机及系统销售；智能控制系统集成；电子元器件制造；电子产品销售；电子专用设备销售；集成电路芯片及产品制造；集成电路芯片及产品销售；新兴能源技术研发；风电场相关系统研发；风电场相关装备销售；风力发电机组及零部件销售；风力发电技术服务；智能输配电及控制设备销售；电机及其控制系统研发；发电机及发电机组制造；发电机及发电机组销售；汽车零部件研发；新能源汽车换电设施销售；充电桩销售；集中式快速充电站；电动汽车充电基础设施运营；储能技术服务；合同能源管理；电池制造；电池销售；电池零配件生产；电池零配件销售；工程和技术研究和试验发展；工程管理服务；软件开发；软件销售；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；认证咨询；数字技术服务；信息技术咨询服务；业务培训（不含教育培训、职业技能培训等需取得许可的培训）；企业管理咨询；会议及展览服务；广告制作；广告发布；非居住房地产租赁；以自有资金从事投资活动；货物进出口；技术进出口。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

公司竞争优势

竞争优势

中车株洲研究所在储能行业的核心竞争优势体现在其电力电子与系统控制技术积累、央企工程化交付能力以及电网侧场景深度适配能力。依托长期服务轨道交通、电网装备与新能源系统形成的技术基础，中车株洲所在PCS、构网型控制、功率变换与系统稳定性控制方面具备行业领先能力，特别适合电网侧、独立储能和高要求并网场景。在项目层面，其具备大型工程组织、系统集成与长期运维能力，可稳定交付百兆瓦级储能项目，满足电网公司对安全性、可靠性和可控性的严格要求。同时，作为央企体系成员，中车株洲所在电网客户、地方政府与大型能源集团项目中具备较强的资源协同与信用优势，使其在电网侧与大型储能工程市场中形成稳固竞争壁垒，长期占据行业第一梯队。

公司官网

附录

法律声明

权利归属：头豹上关于页面内容的补充说明、描述，以及其中包含的头豹标识、版面设计、排版方式、文本、图片、图形等，相关知识产权归头豹所有，均受著作权法、商标法及其它法律保护。

尊重原创：头豹上发布的内容（包括但不限于页面中呈现的数据、文字、图表、图像等），著作权均归发布者所有。头豹有权但无义务对用户发布的内容进行审核，有权根据相关证据结合法律法规对侵权信息进行处理。头豹不对发布者发布内容的知识产权权属进行保证，并且尊重权利人的知识产权及其他合法权益。如果权利人认为头豹平台上发布者发布的内容侵犯自身的知识产权及其他合法权益，可依法向头豹（联系邮箱：support@leadleo.com）发出书面说明，并提供具有证明效力的证据材料。头豹在书面审核相关材料后，有权根据《中华人民共和国侵权责任法》等法律法规删除相关内容，并依法保留相关数据。

内容使用：未经发布方及头豹事先书面许可，任何人不得以任何方式直接或间接地复制、再造、传播、出版、引用、改编、汇编上述内容，或用于任何商业目的。任何第三方如需转载、引用或基于任何商业目的使用本页面上的任何内容（包括但不限于数据、文字、图表、图像等），可根据页面相关的指引进行授权操作；或联系头豹取得相应授权，联系邮箱：support@leadleo.com。

合作维权：头豹已获得发布方的授权，如果任何第三方侵犯了发布方相关的权利，发布方或将授权头豹或其指定的代理人代表头豹自身或发布方对该第三方提出警告、投诉、发起诉讼、进行上诉，或谈判和解，或在认为必要的情况下参与共同维权。

完整性：以上声明和本页内容以及本平台所有内容（包括但不限于文字、图片、图表、视频、数据）构成不可分割的部分，在未仔细阅读并认可本声明所有条款的前提下，请勿对本页面以及头豹所有内容做任何形式的浏览、点击、引用或下载。

成为头豹会员—享专属权益

- 成为头豹会员，尊享头豹海量数据库内容及定制化研究咨询服务
- 头豹已累积上万本行业报告、词条报告，拥有20万+注册用户，沉淀100万+原创数据元素
- 头豹优势：行业覆盖全、数据量庞大、研究内容应用场景广泛，并有专业分析师团队为您提供定制化服务，助力企业展业

报告次卡

任意10本报告
阅读权益（一年有效）

¥598 /年

企业标准版



适用于研究频次高的用户或企业
无限量阅读全站报告
升级报告下载量
专享企业服务
定制词条报告

¥50,000 /年

企业专业版/旗舰版



满足定制研究需求的企业用户
定制深度研究报告
按需下载报告
分析师一对一沟通
专享所有核心功能

¥150,000+ /年

购买与咨询

咨询邮箱：

nancy.wang@frostchina.com

客服电话：

400-072-5588



头豹
LeadLeo

www.leadleo.com
400-072-5588