

储能市场旭日东升，技术类型百花齐放

——2024 年储能策略报告

报告要点：

● 政策支持力度加大，储能装机量提升，行业需求空间广阔

“双碳”目标的达成具有政策强制性，在政策的催化下多个产业持续受益；储能是能源系统的枢纽，在风电光伏需求以及政策推动下，市场需求持续增长；国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》提出到 2025 年新型储能装机容量达到 30GW 以上。

● 新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行

新型储能是除抽水蓄能以外的新型蓄能方式，包含锂离子电池、压缩空气及液流电池等多种储能方式，技术类型多样，满足市场多元化需求；与抽水蓄能相比，新型储能建设周期短、选址简单灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性较好，优势逐渐凸显；储能技术可以起到削峰填谷的作用，不仅能够稳定电网，还能够将富余的能量存储起来，在需求量高时再释放出来，从而提高能源的利用率。

● 电化学储能：技术路线多点开花，商业化进展加快

锂电池：虽然储能电芯和动力电芯所追求的工艺和产品目标有所不同，但在材料体系，生产设备等相一致；锂电池经过几十年发展，技术成熟度高，产业链配套完善，市场规模化效应明显。同时，磷酸铁锂电池循环寿命长，成本较低，安全性高，满足不同应用场景下的储能需求，占据主流。**钠电池：**基本原理与锂电一致，产线共用，钠资源储藏丰富，成本低廉，因此钠电池理论成本较低；目前处于商业化初期，随着性能的优化升级以及产业链成熟，有望迎来快速发展。**钒电池：**电解液是水溶液，安全性高；循环寿命优异，功率和容量分开，适合大规模长时间储能，有望充分受益储能的发展。

● 机械储能：安全环保寿命长，受益于大功率长周期储能发展

重力储能：安全环保，经济性好，可建设可扩展灵活性强，商业化进程有望加速推进。**压缩空气储能：**适用于大功率及长周期储能，可长时间供电并作为清洁能源系统能量中枢多能联储多能联供，有望随着效率提升及成本下降，加速商业化进程。

投资关注

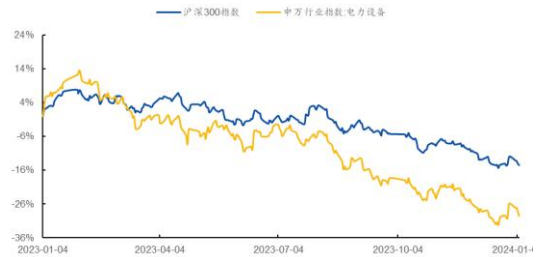
积极关注储能产业链上下游优质公司。**储能电池环节：**建议关注宁德时代、亿纬锂能等；储能变流器环节建议关注阳光电源、德业股份等；电池管理系统、能量管理系统与系统集成环节建议关注四方股份、许继电气等；**钠电池产业链：**建议关注传艺科技，维科技术等；**钒电池产业链：**建议关注钒钛股份，东岳集团，融科储能（拟上市）；**压缩空气储能标：**建议关注中国能建，陕鼓动力等；**重力储能：**建议关注中国天楹等。

风险提示

储能市场政策支持力度不及预期的风险；技术路线多样性或发展不及预期的风险；锂电储能竞争加剧风险；钠电池及钒电池降本及产业化进度不及预期的风险；重力储能和压缩空气储能降本及商业化进度不及预期的风险。

推荐|维持

过去一年市场行情



资料来源：Wind

相关研究报告

《国元证券行业研究-储能行业深度报告：政策需求双轮驱动，新型储能未来可期》2023.03.24

报告作者

分析师 龚斯闻

执业证书编号 S0020522110002

电话 021-51097188

邮箱 gongsiwen@gyzq.com.cn

附表：重点公司盈利预测

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS			PE		
					2022A	2023E	2024E	2022A	2023E	2024E
300014.SZ	亿纬锂能	-	39.78	81380	1.72	2.29	3.28	51	17	12
002866.SZ	传艺科技	买入	19.06	5518	0.40	0.56	0.98	50	36	20
000629.SZ	钒钛股份	-	3.17	29470	0.16	0.13	0.18	30	24	18
000035.SZ	中国天楹	-	4.53	11430	0.05	0.24	0.35	104	19	13

资料来源：ifind，国元证券研究所

注：亿纬锂能、钒钛股份、中国天楹的盈利预测来自 ifind 一致预期，数据更新至（2023/12/26）

目 录

1.新型储能：商业化初期，政策支撑，未来大有可为	5
1.1 储能：碳中和背景下，新型储能是大势所趋	5
1.2 国家政策：密集出台，明确新型储能独立市场主体地位	5
1.3 地方政策：财政补贴&强制配储，助推行业快速发展	8
1.4 新型储能：其势已成，其兴可待	11
2.新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行	12
3.锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至	14
3.1 锂电：动力储能共用，产业链成熟度高	14
3.2 钠电：材料成本优势明显，商业化进程加速	16
3.3 钒电：长寿命高安全，储能新秀迎来商业化曙光	19
4.机械储能：安全环保经济效益高，商业化初步落地	22
4.1 重力储能：安全性高、经济性好、可建设性强	22
4.2 压缩空气储能：大功率、长周期、可多能联储	26
5.投资主线及相关标的	29
6.风险提示	31

图表目录

图 1：中国新型储能市场累计装机规模	5
图 2：中国新型储能市场发展阶段	5
图 3：多省市“十四五”规划装机目标	11
图 4：中国新型储能累计投运预测（保守场景）	11
图 5：中国新型储能累计投运预测（乐观场景）	11
图 6：储能可以实现削峰填谷	12
图 7：含储能的电力系统	12
图 8：储能技术种类多样	13
图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2022）	13
图 10：2022 年全球新增电力储能项目技术分布（MW%）	13
图 11：磷酸铁锂晶体结构	14
图 12：方形铝壳封装结构	14
图 13：宁德时代零衰减电池在晋江储能电站成功应用	15
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品	15
图 15：锂电储能产业链	16
图 16：储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜	16
图 17：储能系统国内市场出货量排行榜	16
图 18：钠离子电池材料成本优势明显	17
图 19：液流电池基本原理	19
图 20：不同储能时长全钒液流电池储能系统的价格	20

图 21: 储能时长为 4h 和 10h 的钒电生命周期成本估算	20
图 22: 钒电池未来装机量快速增长	21
图 23: 压缩空气储能系统基本原理示意图	26
图 24: 中国压缩空气储能产业链	27
图 25: 国内压缩空气储能项目效率提升趋势	29
图 26: 国内压缩空气储能项目的单位建设成本下降趋势 (单位: 元/kW) ...	29
图 27: 压缩空气储能装机量预测 (GW)	29
图 28: 压缩空气储能装机量预测占比 (%)	29
表 1: 国家重要储能政策汇总	6
表 2: 部分省市储能补贴政策	8
表 3: 全国部分省份强制配储政策	9
表 4: 抽水蓄能与电池储能技术路线对比	14
表 5: 钠离子电池正极材料性能对比	17
表 6: 钠电产业化进展	18
表 7: 中核汇能 1Gwh 全钒液流电池招标公示	20
表 8: 钒电池产业链	21
表 9: 三种储能技术对比	23
表 10: 多种新型重力储能相关参数对比	23
表 11: 中国天楹重力储能项目进展	24
表 12: 重力储能企业加盟	25
表 13: 压缩空气储能产业链企业	27
表 14: 中国能建压缩空气储能项目	28
表 15: 储能产业链主要标的业绩情况梳理	30

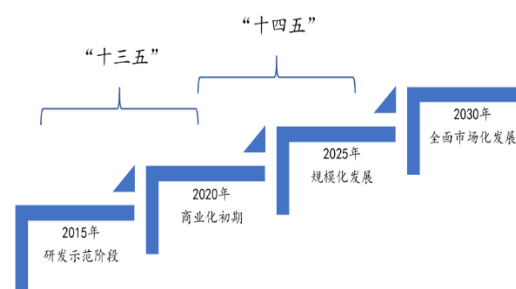
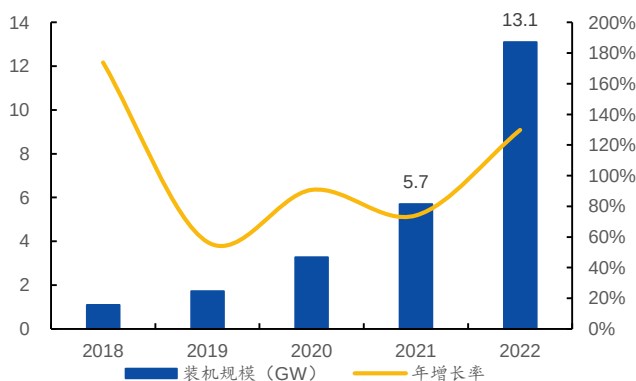
1. 新型储能：商业化初期，政策支持，未来大有可为

1.1 储能：碳中和背景下，新型储能是大势所趋

全球能源革命趋势之下，储能市场方兴未艾，新型储能势在必行。碳中和背景下，推动能源革命、构建以新能源为主体的新型电力系统成为全球共识，储能作为协调互动源网荷储、实现电力供需动态平衡的刚需，成为核心环节。其中，新型储能响应快、配置灵活、建设周期短，有效规避了传统抽水蓄能的地理限制，提高电力系统的灵活性，为实现碳达峰、碳中和目标提供了重要支撑，成为储能产业升级转型的必由之路。经历“十三五”孕育，“十四五”时期我国新型储能市场有望迈上新台阶。2022 年是我国新型储能从商业化初期向规模化发展的第二年，根据 CNESA 全球储能项目库的统计，截至 2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8GW，占全球市场总规模的 25%，同比增长 38%；其中，市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达 13.1GW，同比增长 128%，增长动力强劲。借“双碳”战略的东风，国家及地方政府密集出台多项政策，助推储能市场发展的规模化和全面化。

图 1：中国新型储能市场累计装机规模

图 2：中国新型储能市场发展阶段



资料来源：CNESA，国元证券研究所

资料来源：智研咨询，国元证券研究所

1.2 国家政策：密集出台，明确新型储能独立市场主体地位

多项鼓励政策，助推新型储能行业发展热潮。自国家能源局《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》明确发展我国储能技术与产业的重大意义、总体要求、重点任务和保障措施起，五年间国家发改委、国家能源局、科技部、中电联等部门相继出台多项政策，引领推动新型储能发展。2023 年 4 月，国家能源局发布《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》，提出新型电力系统稳定发展 27 条，提出按需建设储能，有序建设抽水蓄能，积极推进新型储能建设；多元化储能科学配置，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展，明确了新型储能十年内发展目标，并确立其在推动能源领域碳达峰、碳中和过程中的重要地位。22 年以来，国家储能政策密集出台，力度不断加大，细节不断完善，进一步推动新型储能参与电力市场和调度

运用，对不同种类新型储能上的技术标准体系、投产规模、运行机制等多方面内容做出了更为明确的指导。

表 1：国家重要储能政策汇总

时间	政策名称	发布机构	主要内容
2017.9	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	国家能源局	明确促进我国储能技术与产业发展的重要意义、总体要求、重点任务和保障措施。
2019.7	《2019-2020 年储能行动计划》	国家能源局、国家发改委等	涵盖电化学、抽水储能、物理储能、新能源汽车动力电池储能等多项技术规划和应用场景。
2021.3	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	国家发改委	优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。
2021.7	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发改委、国家能源局	2025 年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 30GW 以上。2030 年，新型储能全面市场化发展，新型储能装机规模基本满足新型电力系统相应需求。
2021.8	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	国家发改委、国家能源局	明确了在电网企业承担消纳主体责任的基础上，企业自建或购买调峰能力增加并网规模的具体方式。
2022.2	《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	国家发改委、国家能源局	引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体等新型市场主体，以及增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。
2022.4	《完善储能成本补偿机制助力构建以新能源为主体的新型电力系统》	国家发改委	为目前储能成本补偿相关工作提出了具体方向，提出研究确立各类储能在构建新型电力系统中的功能定位和作用价值、加快制定成本疏导机制以及强化经济性比较研究。
2022.5	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局等	推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。
2022.6	《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》	国家发改委、国家能源局等	新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务，优化储能调度运行机制等。
2022.7	《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》	国家能源局	2030 年抽水蓄能投产总规模 1.2 亿千瓦左右；规划布局重点实施项目 340 个，总装机容量约 4.2 亿千瓦；并储备了 247 个项目，总装机容量约 3.1 亿千瓦。
2022.8	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022-2030 年）》	国家发改委、科技部等	研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术；研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。

2023.1	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	国家能源局	《蓝皮书》结合新型能源体系建设要求和“双碳”发展战略研判电力系统发展趋势，分析现有电力系统面临的主要挑战和问题，全面阐述新型电力系统发展理念、内涵特征，研判新型电力系统的发展阶段及显著特点，提出建设新型电力系统的总体架构和重点任务。
2023.2	《新型储能标准体系建设指南》	国家标准化管理委员会、国家能源局	文件提出，2023 年制修订 100 项以上新型储能重点标准，到 2025 年，在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标。
2023.3	《关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关事项的通知》	国家能源局	为适应抽水蓄能快速跃升发展需要，组织行业协会、研究机构及重点企业等加强行业监测评估，对抽水蓄能投资、设计、施工、设备制造、运行、管理等产业链各环节进行监测和能力评估，针对开发建设规模、时序不协同和产业链薄弱环节，研究应对措施，加快各方面能力提升，更好支撑行业加快发展。
2023.4	《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》	国家能源局	提出新型电力系统稳定发展 27 条，其中提出：科学安排储能建设。按需建设储能，有序建设抽水蓄能，积极推进新型储能建设；多元化储能科学配置，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。
2023.6	《新型储能试点示范工作规则》	国家能源局	以推动新型储能多元化、产业化发展为目标，组织遴选一批典型应用场景下，在安全性、经济性等方面具有竞争潜力的各类新型储能技术示范项目。
2023.9	《电力现货市场基本规则（试行）》	国家能源局	按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省（区、市）/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易。
2023.10	《开展新能源及抽水蓄能开发领域不当市场干预行为专项整治工作方案》	国家能源局	聚焦 2023 年 1 月 1 日以来各地方组织实施的风电、光伏和抽水蓄能开发项目，核查项目在签订开发意向协议、编制项目投资市场化配置方案、组织实施市场化配置项目开发过程、项目开发建设全过程中是否存在不当市场干预行为。
2023.11	《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》	国家发展改革委办公厅、国家能源局	鼓励新型主体参与电力市场。通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，探索“新能源+储能”等新方式。为保证系统安全可靠，参考市场同类主体标准进行运行管理考核。

资料来源：国家能源局，发改委，国元证券研究所

1.3 地方政策：财政补贴&强制配储，助推行业快速发展

为支持新型储能“削峰填谷”顺利落实，各地方政府相继出台不同标准的储能补贴政策。2023年9月18日，国家能源局华中监管局发布《华中区域电力辅助服务管理实施细则》和《华中区域电力并网运行管理实施细则》，要求装机容量4MW以上的独立储能、配建储能（与其他类型电源联合的储能）可作为市场主体，参与电力辅助服务。文件还明确了储能的补偿标准的有偿辅助服务主要有：有偿一次调频、有偿调峰、有偿无功调节。其中，有偿调峰的补偿标准为300元/兆瓦时（0.3元/千瓦时）。地方补贴政策的实施，有利于降低用电成本、提升储能电站的收益率，提高行业投资积极性，助推储能市场的可持续发展。

表 2：部分省市储能补贴政策

省份	发布单位	发布时间	文件名称	储能补贴标准	最高额度 (万元)
广东	深圳福田区发展和改革局等	2022/6/16	《深圳市福田区支持战略性新兴产业和未来产业集群发展若干措施》	放电量 0.5 元/kWh	200
山西	太原市政府	2022/6/29	关于印发太原市招行引资若干措施的通知		500
重庆	铜梁区经济和信息化委员会	2022/7/23	《关于开展 2022 年铜梁区光储一体化示范项目申报工作的通知（征求意见稿）》	一次性 1.3 元/Wh	
江苏	苏州工业园区	2022/8/1	关于征集 2022 年苏州工业园区光伏和储能项目（第一批）的通知	放电量 0.3 元/kWh	
江苏	无锡高新区（新吴区）工信局	2022/8/10	关于无锡高新区（新吴区）关于节能降碳绿色发展的政策意见	装机容量 0.1 元/W	50
浙江	温州龙港市人民政府	2022/10/14	关于进一步推进制造业高质量发展的若干政策	放电量 0.8 元/kWh	
安徽	合肥市经济和信息化局	2022/10/18	合肥市进一步促进光伏产业高质量发展若干政策实施细则	放电量 0.3 元/kWh	300
广东	深圳市发改委	2022/10/28	《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	放电量 0.2 元/kWh	300
湖南	长沙市人民政府	2022/11/7	长沙市人民政府办公厅关于支持先进储能材料产业做大做强实施意见	放电量 0.3 元/kWh	300
浙江	义乌发展和改革委员会	2023/1/5	《推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》	放电量 0.25 元/kWh	500
天津	滨海新区人民政府	2023/1/8	《天津滨海高新区促进新能源产业高质量发展办法》	0.5 元/kWh	100
重庆	重庆两江新区管理委员会	2023/1/16	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》	200 元/kWh	500
广东	深圳市发展和改革委员会	2023/1/19	《深圳市发展和改革委员会关于发布 2023 年战略性新兴产业专项资金项目电报指南（第批）的通知》	放电量 0.5 元/kWh	同一项目不超过 200
浙江	萧山区政府	2023/3/3	《杭州市萧山区电力保供三年行动方案（2022-2024）》	300 元/kW	
浙江	诸暨市人民政府	2023/5/5	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	一次性 200 元/kWh	100
浙江	瓯海区人民政府	2023/6/19	《关于构建“1+5+16”产业政策体系推动经济高质量发展	发电 0.1 元/kWh 放电	

			展的意见》	量 0.8 元/KWh	
广东	广州市黄浦区工业和信息 化局	2023/8/9	《广州开发区（黄埔区）促进新型储能产业高质量发 展的若干措施》	放电补贴为 0.2 元/kWh,	300
河南、湖 北、湖南、 江西、四 川、重庆	国家能源局华中监管局	2023/9/18	《华中区域电力辅助服务管理实施细则》和《华中区 域电力并网运行管理实施细则》	0.3 元/kWh	
广东	广东珠海市工信局官网	2023/9/25	《珠海市促进新型储能产业高质量发展的若干措施 （征求意见稿）》	0.3 元/kWh	300
浙江	余姚市发展和改革局	2023/10/12	《关于推动产业高质量发展的若干政策意见》发改相 关政策的实施细则	设备功率在 400 千瓦及以 上的:功率 0.15 元/瓦, 功 率 2 万千瓦及以上的:一次 性 50 万元	设备功率在 400 千瓦及 以上的:15
四川	四川能源监管办	2023/11/7	《四川省电力辅助服务管理实施细则（征求意见 稿）》	300 元/MWh	

资料来源：各政府官网，北极星储能网，索比储能网，国元证券研究所

除补贴政策外，多省市实施强制配储。为促进新能源配置储能、减小新能源项目对电网消纳能力的冲击，在中央政策的指导下，各地有关部门因地制宜推出强制配储政策文件，促进新能源配置储能。相关文件对储能配置比例和充电小时数提出了一定要求，对新能源项目配置储能从“鼓励”到“要求”配置，为国内储能市场打开增量空间。当前，全国已超 24 省区公布配储政策，大部分省份配储比例在 8%~30%之间，配置时长 1~2 小时为主，最高可到 4 小时。

表 3：全国部分省份强制配储政策

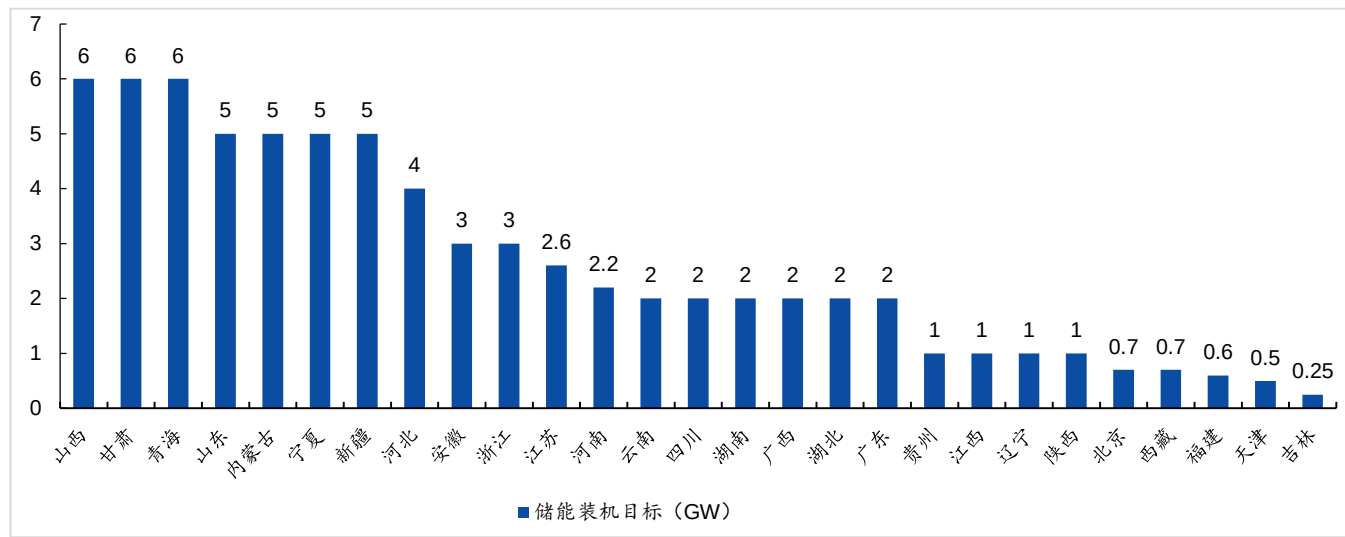
省份	强制配储份额	主要内容	省份	强制配储份额	主要内容
西藏	20%，4h	保障性并网项目由自治区能源主管部门会同电网企业，结合各地（市）新能源消纳空间及并网条件等因素，按照不低于全区上一年度最大电力负荷增量的 25%安排新增项目，配置储能规模不低于项目装机容量的 20%，储能时长不低于 4 小时	广东肇庆	10%	鼓励各县（市、区）、功能区结合实际出台光伏项目及配套储能的补贴扶持政策；鼓励各地引导光伏企业按照不少于装机容量 10%的能力配备储能装置
四川	不低于 10%，2h	2025 年电力装机规模达到 16560 万千瓦，规划建设“新能源+储能”设施，对新增风电、光伏发电项目原则上按不低于装机容量 10%，储能时长 2 小时以上，配置新型储能设施作为电源顶峰提供备份	广东珠海	10%，2h	到 2025 年，全市光伏发电新增装机规模约 370 万千瓦，珠海市集中式光伏电站应按照“不低于项目装机量的 10%、充放电时长 2 小时”进行储能装置配置
内蒙古	15%，2h	2025 年建成并网新型储能规模达到 500 万千瓦，新建保障性配储不低于 15%、2 小时，市场化配储不低于 15%、4 小时	山东枣庄	15%~30% 2~4h	《枣庄市分布式光伏建设规范（试行）》提出，按光伏装机 15%~30%、2~4h，目前为止最高配储要求

陕西	10%~20%, 2h	陕北、关中地区和延安市按照 10%配储，榆林市按照 20%配储	江西	10%, 1h	2021 新增光伏竞价项目，需配储 10%、1h
河南	10%~20%	I 类区配 10%、2h 储能、II 类区 15%、2h 储能 III 类区 20%、2h 储能	福建	10%	2021 年 30 万千瓦集中光伏试点项目，储能 10%
山东	10%, 2h	规模 50 万千瓦，风电、光伏配 10%、2h 储能	天津	10%~20%	单体超过 50MW 项目，光伏配储 10%、风电储能 20%
甘肃	5%~20%	600 万千瓦存量新能源项目 河西 5 市配置 10%~20%、2h 储能 其他地区配置 5%~10%、2h 配套储能设施	杭州临安	10%~15%	十四五 550MW 光伏装机配储 10%~15%
海南	10%	每个申报项目规模不得超过 10 万千瓦 需配套建设 10%的储能装置	甘肃华亭	5%, 2h	十四五 5 万千瓦集中式光伏发电项目，最低配套 5%、2h 储能设施
新疆	10%	2021 年新增 20 万千瓦光伏项目，需配 10%储能	江苏	8%~10%, 2h	长江以南 8%、长江以北 8%
贵州	10%	2021 年新增光伏项目，在消纳受限区域需配 10%储能	浙江义乌	10%, 2h	光伏配储 10%以上，可自建或采用共享储能模式
青海	10%, 2h	新增水电与新能源、储能容量配比达到 1:2:0.2	山东	10%, 2h	普通项目 10%，市场化并网项目 10%、2h
山西	5%~10%	山西大同新增新能源项目需配 5%储能 大同、朔州、忻州、阳泉四市 240 风电光伏项目 配置 10%的储能	湖南	5%~10%, 2h	光伏 5%、2h，风电 10%、2h
宁夏	10%, 2h	新能源示范项目需配 10%、2h 储能	广西	15%~20%, 2h	光伏 15%、2h，风电 20%、2h
辽宁	10%~15%	2022 年 80 万千瓦光伏示范项目，配 10%储能，新增风电配 10%，风电增补方案配 15%、4h	河北	10%~20%, 3h	南网风光 10%、3h，北网风光 20%、3h

资料来源：各政府官网，西部碳中和新能源联盟，北极星太阳能光伏网，国元证券研究所

“十四五”时期，地方超额规划装机目标，抢抓新型储能规模化契机。十四五是储能由商业化初期向规模化发展转变的关键阶段；青海、内蒙古、甘肃、广东、湖北、浙江、北京等 27 省市规划了“十四五”期间新型储能装机目标，到 2025 年新型储能装机目标达到 71.55GW。其中青海、甘肃、山西储能规模最大，2025 年新型储能预计装机 6GW。新型储能装机目标的确立，有利于调动各方投资积极性，促进稳投资稳增长，更好稳定市场预期、增强发展后劲。

图 3：多省市“十四五”规划装机目标



注：西藏明确“十四五”时期新增新型储能规模 1.52GWH，按照 2 小时系统折算为 0.7GW。

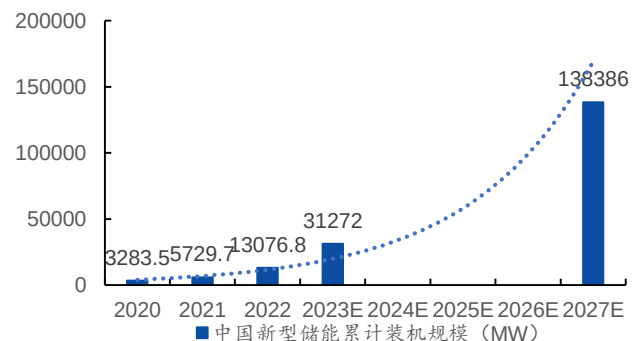
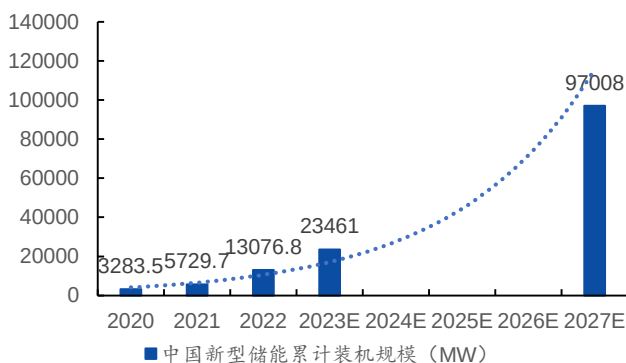
资料来源：各政府官网、CNESA、国元证券研究所

1.4 新型储能：其势已成，其兴可待

储能市场迈向规模化，未来大有可为。未来 5 年，“新能源+储能”是新型储能的主要应用场景，政策推动是主要增长动力；根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)对我国新型储能未来 5 年市场规模的预测，若政策执行、成本下降、技术改进等因素未达预期的保守情景下：预计 2027 年新型储能累计规模将达到 97.0GW，2023-2027 年复合年均增长率（CAGR）为 49.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。市场将呈现稳步、快速增长的趋势。乐观情景：随着电力市场的逐渐完善，储能供应链配套、商业模式的日臻成熟，新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势，在竞争中脱颖而出。预计 2027 年新型储能累计规模将达到 138.4GW，2023-2027 年复合年均增长率（CAGR）为 60.3%。

图 4：中国新型储能累计投运预测（保守场景）

图 5：中国新型储能累计投运预测（乐观场景）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

资料来源：CNESA，国元证券研究所

2.新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行

储能是解决新能源电网系统问题的关键。风电+光伏发电具有波动性、间歇性、随机性等特点，发出的电稳定性差，新能源发电占比的提升将严重冲击电网的稳定性。外加地理因素影响，风光发电一般在西北地区，当地人口较少，工业规模小，消纳能力有限，导致弃光弃电现象严重。同时，电网用户侧一天内对电网电量需求量波动较大，影响电网稳定性。储能技术可以将白天多余的光伏发电存储到蓄电池中，更大限度地利用光伏发电并降低电费，同时，在非高峰时段存储电力，将能源转移到高峰时间使用，避免扩充变压器容量，提供高度可变负载的峰值，保证电网平稳运行。

图 6：储能可以实现削峰填谷

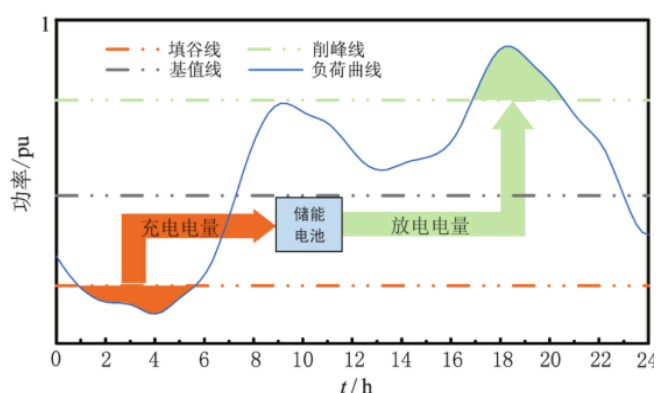
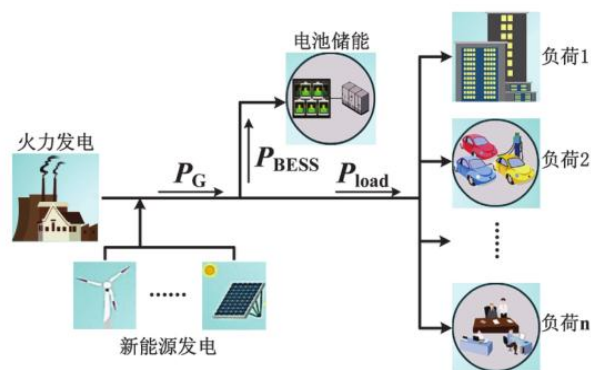


图 7：含储能的电力系统

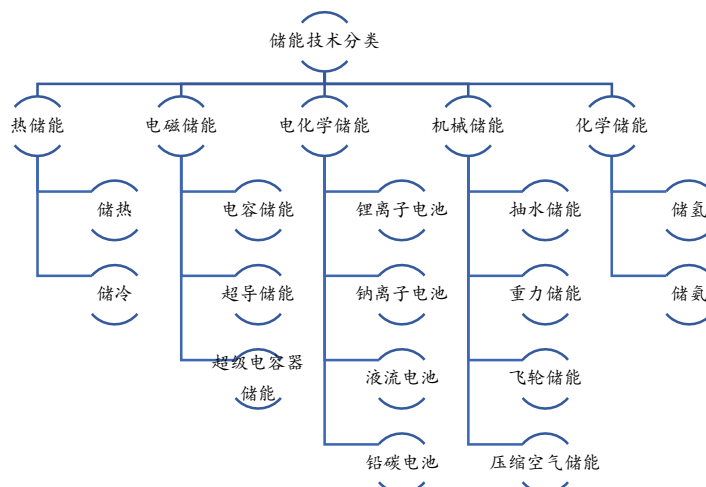


资料来源：东北电力大学学报《基于改进变功率控制的储能削峰填谷策略设计》，国元证券研究所

资料来源：东北电力大学学报《基于改进变功率控制的储能削峰填谷策略设计》，国元证券研究所

新型储能技术种类多样，满足市场多元化需求。新型储能是指除抽水蓄能以外的新型储能技术，包括锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等。与抽水蓄能相比，新型储能技术项目建设周期短、选址简单灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性较好，优势逐渐凸显。新型储能种类多样，特点迥异，如飞轮储能是指利用电动机带动飞轮高速旋转，在需要的时候再用飞轮带动发电机发电的储能方式，技术特点是高功率密度、长寿命，适用于短时储能；压缩空气储能一种可以大功率，长时运行的物理储能技术，常用于长时储能系统。新型储能技术的规模化发展将从备用型（离网黑启动）和功率型（平滑功率波动，调频）应用逐步扩展至能量型（1 小时左右的临时顶峰输出）和容量型（4 小时以上的削峰填谷）的应用，满足储能市场多元化的需求。

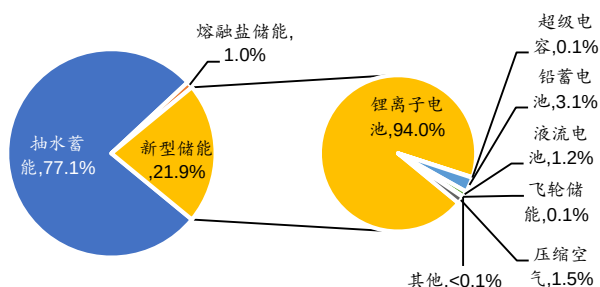
图 8：储能技术种类多样



资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

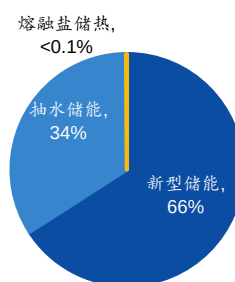
抽水蓄能占据绝对份额，新型储能锂电占据主流。根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8GW，其中，抽水蓄能的累计装机规模最大为 46.1GW，占比 77.1%；新型储能占比 21.9%，新型储能中液流电池市场份额 1.2%，压缩空气市场份额 1.5%，锂离子电池市场份额高达 94.0%，占据绝对主流。2022 年，全球储能市场继续高速增长，新增投运电力储能项目装机规模 30.7GW，同比增长 98%，新型储能占比近 2/3，新增投运规模首次突破 20GW，达到 20.4GW，是 2021 年同期的 2 倍。

图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2022）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

图 10：2022 年全球新增电力储能项目技术分布（MW%）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

与抽水蓄能相比，电化学储能灵活调节能力强。抽水蓄能电站是通过水轮机带动发电机转动发出电能，通过变压器接入电网。因此其调节速度与常规的水电机组一致，不具备快速调节能力。电化学储能技术主要是通过蓄电池或超级电容技术实现电能与化学能的转化，综合能量效率可以达到 85%~90%，主要包括锂离子电池、钠离子电池、液流电池等。它不仅有较快的反应速度和灵活的调节能力，而且能量密度

高可以存储较大容量的电能；同时具有环境适应性强、能够小型分散配置以及建设周期短等技术优势，能够较好地平滑分布式电源的功率波动，促进系统消纳。

表 4：抽水蓄能与电池储能技术路线对比

	储能类型	容量/MW	效率	启动时间	放电时间	优点	缺点
机械储能	抽水蓄能	100-3000	50-85%	5-10min	几十小时	技术成熟，规模大，成本低	效率低，地理条件要求苛刻
	压缩空气	10-300	40-50%	5-10min	1-20 小时	占地小，成本低	效率低，响应慢
	飞轮储能	0.005-10	70-80%	1s	几秒-20 分钟	效率高，成本低，寿命长	成本高，自放电效率高
电化学储能	铅酸电池	0.001-50	60-70%	10-20s	1-20 小时	成本低，可靠性好	寿命的，污染严重
	液流电池	0.1-100	65-75%	<1s	1-20 小时	安全性好，寿命长	成本高，效率低
	锂离子电池	0.001-50	70-80%	10-20s	1-10 小时	能量密度高，自放电小，污染小	成本高，循环寿命待提升

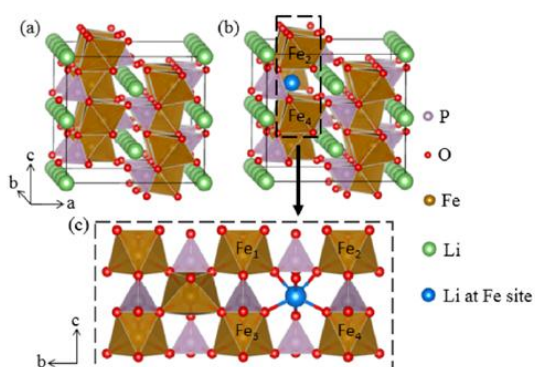
资料来源：孟庆施博士论文《钠离子电池负极无定型碳研究》，国元证券研究所

3.锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至

3.1 锂电：动力储能共用，产业链成熟度高

动力电池的规模化发展为其在储能领域夯实根基；2022 年 6 月 29 日，国家能源局综合司发布的《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022 年版）（征求意见稿）》中提到：中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池；磷酸铁锂电池成为电化学储能主要的技术路线。除了电化学性能指标以及外观尺寸有差异外，应用于动力和储能的磷酸铁锂电池在材料体系设计、电池封装结构（方形铝壳）、生产设备和工艺上高度一致；因此，动力电池高速增长以及磷酸铁锂电池渗透率的提升，加速了产业的成熟和规模化，大幅度降低成本，为其在储能领域的应用奠定了基础。

图 11：磷酸铁锂晶体结构



资料来源：锂电公社，国元证券研究所

图 12：方形铝壳封装结构



资料来源：动力电池网，国元证券研究所

低成本与长寿命是储能电池追求的技术方向。相较于动力电池的消费者更关注体验感，储能电池属于投资品，有新基建的特性，更加关注投资回报率、回本周期、度电成本、初始投资成本等；因此，追求低成本以及长寿命成为磷酸铁锂电池技术发展的主要方向。2020 年，宁德时代研发出先进的长寿命零衰减电池，可实现 1500 次循环内的零衰减，并成功应用于福建晋江储能电站试点项目一期(30MW/108MWh)，是业内首款循环寿命达到 12000 次以上的磷酸铁锂电池。2022 年 10 月，亿纬锂能发布 LF560K 电池，具有 560Ah 超大容量，单只电池可储存 1.792kWh 能量，循环寿命超过 12000 次；采用超大电池 CTT (Cell to TWh) 技术可降低系统总成本。在系统集成中的应用中，可减少电芯数量 50%、简化 Pack 零部件数量 47%，提升生产效率 30%。

图 13：宁德时代零衰减电池在晋江储能电站成功应用



资料来源：宁德时代官网，国元证券研究所

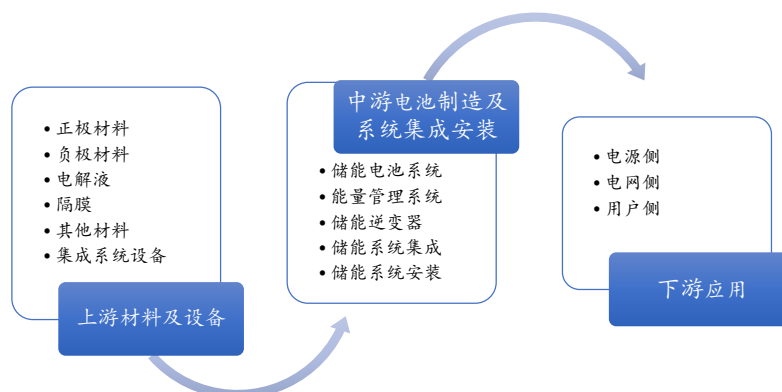
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品



资料来源：亿纬锂能产品发布会，国元证券研究所

储能电池产业链可分为上游原材料、中游储能系统及集成、下游电力系统储能应用。上游与动力电池产业链相同，包含正极、负极、隔膜、电解液等；产业链中游主要为储能系统的集成与制造，包括电池组、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)以及储能变流器(PCS)四大组成部分；电池组是储能系统最主要的构成部分，负责能量存储；电池管理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。下游主要是发电侧、电网侧和用户侧的电力系统储能。

图 15：锂电储能产业链

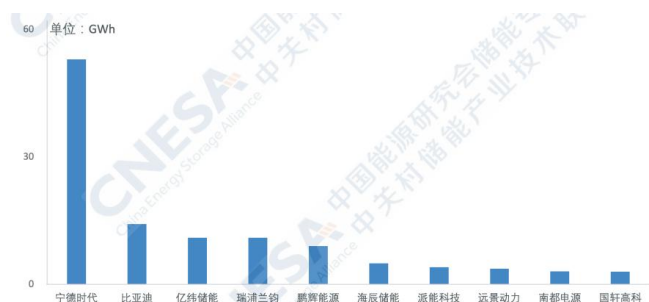


资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

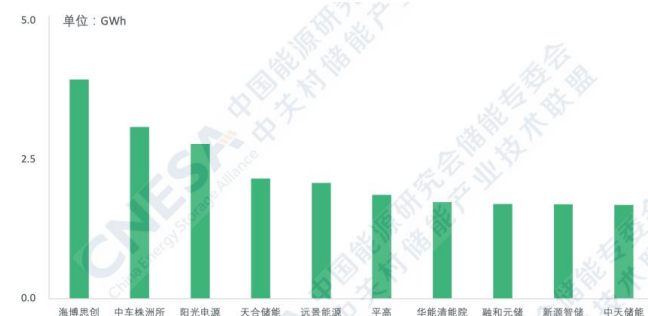
根据 CNESA 统计，2022 年度，储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜，依次为：宁德时代、比亚迪、亿纬储能、瑞浦兰钧、鹏辉能源、海辰储能、派能科技、远景动力、南都电源和国轩高科。国内市场储能系统出货量排名前十位的储能系统集成商，依次为：海博思创、中车株洲所、阳光电源、天合储能、远景能源、平高集团、华能清能院、融和元储、新源智储和中天储能。

图 16：储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜

图 17：储能系统国内市场出货量排行榜



资料来源：CNESA，国元证券研究所

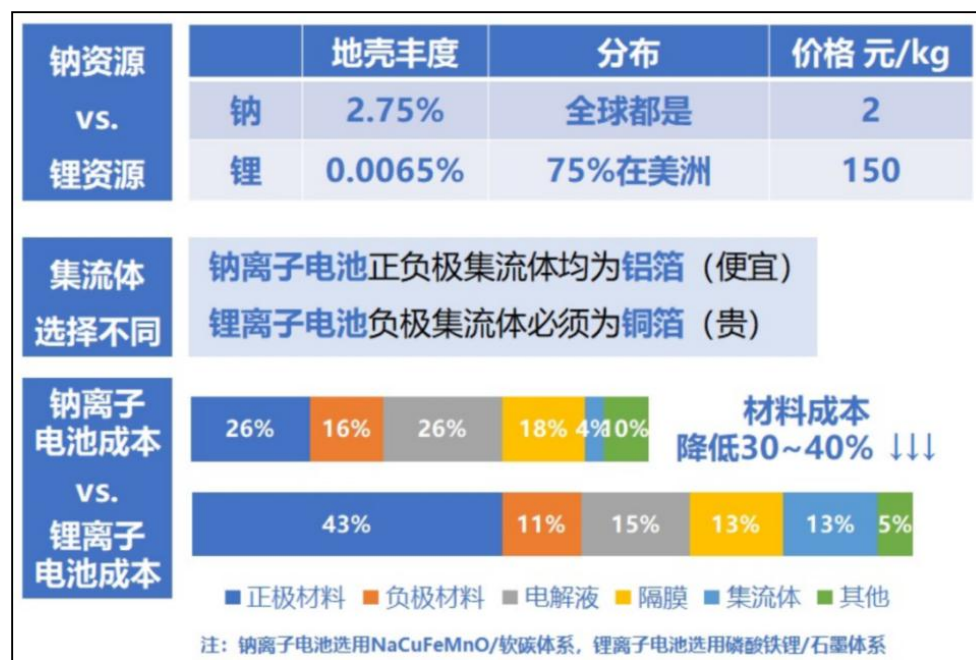


资料来源：CNESA，国元证券研究所

3.2 钠电：材料成本优势明显，商业化进程加速

钠资源丰富具有材料成本优势。在元素周期表中，钠与锂同属第一主族具有相似的物理化学性质，在电池工作中均表现出相似的“摇椅式”电化学充放电行为，工作原理相同，电池结构相似。近年来，锂矿资源储量匮乏（含量 0.0065%），分布不均匀，价格暴涨；与之相反，钠矿产资源储量非常丰富（含量占比 2.75%），且分布均衡不受地域限制，因此钠电关注度大增。根据中科海钠测算，当锂价 15 万元/吨时，钠离子电池理论成本仍可以比锂电降低 30%-40%，优势明显。

图 18：钠离子电池材料成本优势明显



资料来源：中科海钠官网，国元证券研究所

正极材料技术路线多样，百花齐放。目前钠离子电池正极材料体系主要分为层状过渡金属氧化物、聚阴离子类及普鲁士蓝类三种技术路线。层状过渡金属氧化物正极兼备低成本、工艺简单、技术相对成熟等特点，率先量产；普鲁士蓝成本低廉，比容量和能量密度高，倍率性能优异，未来潜力较大。聚阴离子材料体系类似于磷酸铁锂材料，成本低、无资源限制、循环性和安全性好，适合规模化应用，未来有望规模化应用于储能市场。多元化的技术路线，与锂电池相互兼容互补，是我国新能源产业长期稳定发展的重要保障。

表 5：钠离子电池正极材料性能对比

项目	普鲁士系列（蓝/白系）	聚阴离子系列	层状氧化物类
材料名称	亚铁氰化钠改性	磷酸钒钠、氟代磷酸钒钠、焦磷酸铁钠、硫酸铁钠	铜铁锰酸钠、镍铁锰酸钠
分子式	$\text{Na}_x\text{MnFe}(\text{CN})_6$ 、 $\text{Na}_2\text{Mn}[\text{Mn}(\text{CN})_6]$	$\text{Na}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_3$ 、 $\text{Na}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_2\text{F}_3$ 、 $\text{Na}_2\text{Fe}(\text{P}_2\text{O}_7)$ 、 $\text{Na}_2\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$	$\text{Na}_{0.9}[\text{Cu}_{0.22}\text{Fe}_{0.3}\text{Mn}_{0.45}]\text{O}_2$ 、 $\text{NaNi}_{1/3}\text{Fe}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{O}_2$
工作电压	3.1-3.4V	3.1-3.7V	2.8-3.3V
放电比容量	70-160mAh/g	100-110mAh/g	100-140mAh/g
压实密度	1.3-1.6	1.8-2.4	3.0-3.4
循环寿命	一般	较好	一般
热稳定性	好	好	一般
安全性	低（热失控产生有害气体）	低（热失控产生有害气体）	好
空气稳定性	好	很好	一般

对应电池重量和
体积能量密度

低

低

较好

资料来源：振华新材公告，国元证券研究所

钠离子电池商业化进展加速，23 年成为量产元年；自 2021 年 7 月宁德时代发布第一代钠离子电池以来，钠电商业化进程加速，2023 年，钠电池宣布首发车型，与客户推进落地中。2022 年 10 月 27 日，传艺科技钠电中试线顺利投产，2023 年 3 月一期 4.5GWh 量产线顺利投产，同时配套了 3 万吨/每年正极材料、4 万吨/每年负极材料以及 15 万吨电解液，构建一体化产业发展模式；2022 年 11 月 29 日，中科海钠(阜阳)全球首条 GWh 级钠离子电池产线生产出产品下线，预计 23 年扩产至 3GWh-5GWh，并有望完成 100MW 级钠离子电池储能系统推行使用；除此之外，中国能建安徽院中标三峡能源安徽阜阳储能系统 EPC 工程，该项目目前是国内最大的钠离子储能电池项目，含有 270MW/540MWh 磷酸铁锂电池和 30MW/60MWh 钠离子电池，已于 2023 年 6 月 28 日全部投运；供需两旺，钠离子电池商业化进程迎来拐点。

表 6：钠电产业化进展

材料	公司	体系类型	最近进展
钠电池	宁德时代	普鲁士蓝和层状金属氧化物/硬碳体系	2021 年 7 月 29 日，宁德时代发布第一代钠离子电池，正极采用普鲁士白技术路线，具备高能量密度、高倍率充电、优异的热稳定性、良好的低温性能与高集成效率等优势。2023 年，钠电池宣布首发车型，与客户推进落地中。
	中科海钠	Cu 层状氧化物/软碳，有机电解液	2022 年 9 月 30 日，一期全球首批量产 1GWh 钠离子电芯生产线成功投运，生产线主要生产圆柱钢壳和方形铝壳电芯，该项目满产后，圆柱钢壳钠离子电芯将达到 4000 万只/年、方形铝壳钠离子电芯将达到 98 万只/年。
	鹏辉能源	磷酸钒钠+普鲁士蓝/硬碳体系	公司层状氧化物体系的钠电池实现能量密度提升至 150Wh/kg、循环寿命 3000 周以上，聚阴离子体系的钠电池循环寿命达 6000 周以上，公司成为全国首批钠离子电池测评通过单位，并成为 2023 年钠离子电池十大创新企业之一。
	孚能科技	普鲁士蓝/白及聚阴离子	2023 年第一代钠离子电池已开始小批量生产，预计第二代钠离子电池开发成熟并量产，钠离子电池产品相比磷酸铁锂体系成本大幅降低。
	传艺科技	层状氧化物和硫酸盐体系/硬碳	公司规划一期钠离子电池单体能量密度为 150Wh/kg-160Wh/kg，循环次数不低于 4000 次。公司计划 22 年投产中试线，并于 2023 年初完成一期 4.5GWh 产能的投产，后续完成二期 8GWh 产能建设。
	华阳股份	层状氧化物	钠电正负极材料已经投产。
	钠创能源	Ni 层状氧化物/硬碳软包电池	2022 年 10 月公司正式投产“年产 4 万吨钠离子正极材料项目”。
正极	容百科技	普鲁士白、层状氧化物	根据容百科技 2022 年 7 月产品发布会展示，容百的钠电正极产品系列，目前有 4 款材料，一类是普鲁士白类的，产能 6000 吨/年，其他三种是层状氧化物，产能 3.6 万吨/年，2023 年上半年公司国内三元正极材料市场占有率为 18.3%，同比去年上升 4.3 个百分点。
	振华新材	层状氧化物	公司在钠离子电池正极材料领域布局较早，目前已实现吨级产出并销售。
	当升科技	/	已完成新一代钠电池正极材料的工艺定型并向客户送样。
	七彩化学	电池级普鲁士蓝(白)	拟与美联新材共同投资 25 亿元建设年产 18 万吨电池级普鲁士蓝(白)项目。
负极	贝特瑞	硬碳	钠电池负极已通过国内部分客户认证，实现吨级以上订单，并持续供货。

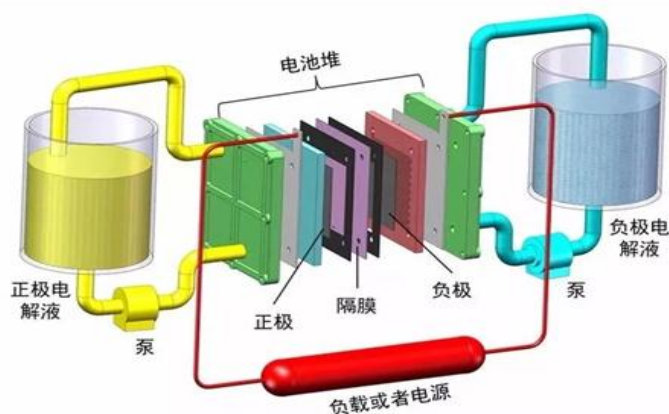
佰思格	硬碳	截止 2022 年 11 月完成 2000 吨钠电池硬碳负极材料设备生产和生产:2023 年上半年,计划把产能扩大到 1 万吨;至 2025 年产能扩大至 5 万吨, 对应电池产能 20-30GWh。
翔丰华	硬碳	目前,公司已涉及硅碳负极、硬碳负极、B 型-二氧化钛、石墨烯等新型碳材料领域,并具备了产业化基本条件。
中科电气	硬碳	持续进行钠离子电池所需的硬碳材料的开发,其中硬碳材料的生产与现有石墨类负极材料生产的部分产能可以共用。
天赐材料	六氟磷酸钠	具备超过 4000 吨的六氟磷酸锂产能, 超过 4 万吨的电解液产能。公司已有钠离子电池电解液的解决方案和核心材料六氟磷酸钠及 NaFSI 的技术储备, 产能上可实现现有产线的快速切换, 具体投放速度需要根据市场及客户的需求量及时调整。
多氟多	六氟磷酸钠	目前六氟磷酸钠已商业化量产, 具备千吨级产能, 同时提供研发电解液服务, 客户涵盖所有主流钠离子电池和电解液厂商。
新宙邦	六氟磷酸钠	已开出多款钠离子电池电解液, 分别在量产化简单、长循环、低温性能等方面具有优势。

资料来源:公司公告, 互动平台, 国元证券研究所

3.3 钒电：长寿命高安全，储能新秀迎来商业化曙光

钒电池是一种长寿命高安全的液流电池。钒电池全称为全钒氧化还原液流电池，以化学能的方式存储在不同价态钒离子的硫酸电解液中，通过外接泵把电解液压入电池堆体内，使其在不同的储液罐和半电池的闭合回路中循环流动，电解质溶液平行流过电极表面发生电化学反应，通过双电极板收集和传导电流，从而使得储存在溶液中的化学能转换成电能；全钒液流电池的水基电解质特性可防止其燃烧和爆炸，安全性高。电池的功率和容量是相互独立的，实现了电芯功率和容量的分离，可通过增加储液罐的容量来扩大容量，同时兼具长循环寿命高达 16000 次以上，适合大型储能场景。

图 19：液流电池基本原理

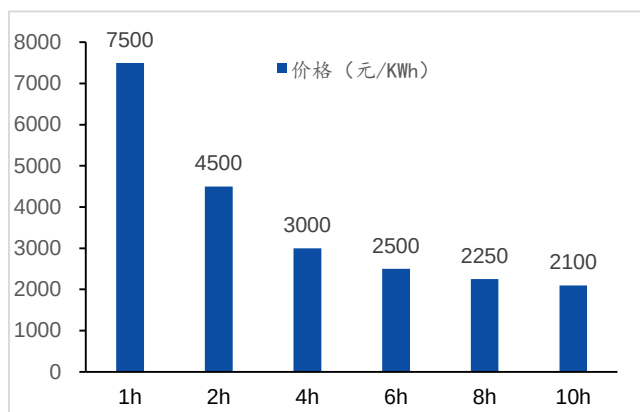


资料来源:《电气应用》, 国元证券研究所

用于长时储能，经济效益明显；全钒液流电池的输出功率和储能容量可以相互独立，储能时长越长，单度电分摊成本将大幅度降低，价格越便宜；特别是储能时长超过 4h 以上，其单 wh 成本降低到 3 元以下；此外，全钒液流电池的电解液可在线或离线再生循环使用，1kWh 电解液约含有 8kg 高纯度的 V_2O_5 ，电解液的残值率很高。根据

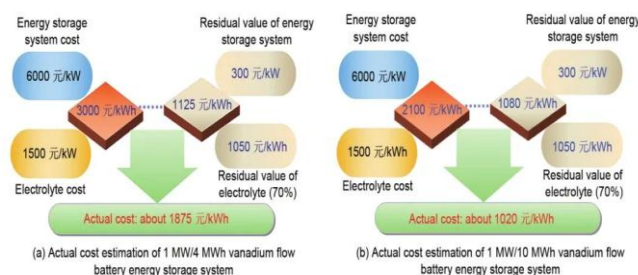
张华民老师测算，对于储能时长为 4h 的系统，初次投资成本为 3000 元/kWh，电池系统的残值为 1125 元/kWh，实际成本约为 1875 元/kWh；若储能时长为 10h 的储能系统，初始投资成本为 2100 元/kWh，电池系统的残值为 1080 元/kWh，实际成本仅为 1020 元/kWh。因此，从生命周期角度来讲，全钒液流电池度电成本低廉、性价比高、经济效益好。

图 20：不同储能时长全钒液流电池储能系统的价格



资料来源：张华民《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，国元证券研究所

图 21：储能时长为 4h 和 10h 的钒电生命周期成本估算



资料来源：张华民《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，国元证券研究所

初装成本下降超预期。由于产业链的不完善受初装成本过高掣肘，钒电商业化发展较为缓慢；2022 年 11 月 3 日，中核汇能发布 1GWh 液流电池储能采购中标候选人公示，五家候选人中标单价区间为 2.2 元/Wh~3.6 元/Wh；大连融科储能以及液流储能公司投标均价分别为 2.65 元/Wh 和 2.2 元/Wh，相较于 21 年 8 月国家电投湖北项目单价 3.8 元/Wh，初装成本价格下降超预期，有利于推动钒电池的规模化应用。

表 7：中核汇能 1Gwh 全钒液流电池招标公示

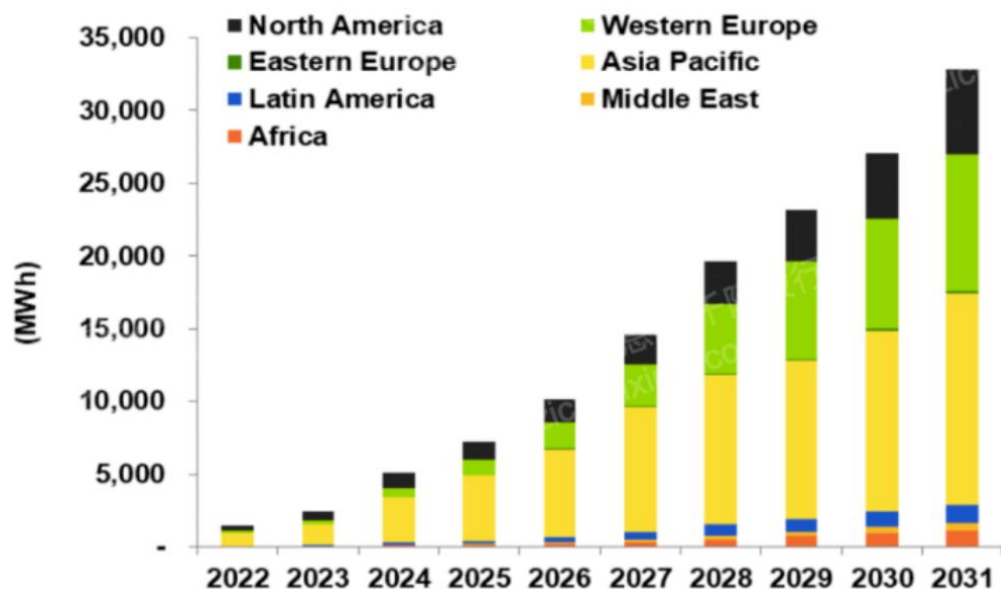
序号	标 1GWh 全钒液流电池储能系统中标候选人	投标单价(元/ Wh)	总价(万元)
1	大连融科储能技术发展有限公司	2.65	265039.9
2	四川伟力得能源股份有限公司	3.466	346620
3	液流储能科技有限公司	2.2	220000
4	国网电力科学研究院武汉南瑞有限责任公司	3.571	357100
5	山西国润储能科技有限公司	3.621	362080

资料来源：中核汇能官网，CNESA，国元证券研究所

钒电商业进程提速，未来前景可期；2022 年 3 月，国家发改委和国家能源局联合发布《“十四五”新型储能发展实施方案》明确提出，将百兆瓦级液流电池技术纳入“十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向之一；政策勾勒发展前景，推动钒电商业进程不断加快。与此同时，全钒液流电池储能首个 GWh 级别集采开标、首个国家级大型化学储能示范项目大连液流电池储能调峰电站正式并网发电。根据 Guidehouse Insights 发布的《Vanadium Redox Flow Batteries: Identifying Market Opportunities and Enablers》报告数据，2022-2031 年钒电池年装机量有望保持 41%

的复合增长率，预计 2031 年全球钒电池年装机量将达到 32.8GWh。

图 22：钒电池未来装机量快速增长



资料来源：EV Tank，国元证券研究所

国内企业纷纷布局钒电产业链。电堆和电解液是液流电池的核心部件；电堆主要由离子交换膜、电极、双极板等构成，代表公司有大连融科、北京普能、四川伟力得等；离子交换膜可以分隔正负极电解液，选择性地通过符合条件的离子；由于其制备工艺复杂，长期被杜邦、戈尔、旭硝子等美国和日本少数厂家垄断，国内企业如东岳集团、江苏科润正在加速进行国产替代。电解液占电池成本的 40%，代表性公司有大连博融和湖南银峰，电解液中核心成分的原料是五氧化二钒，国内钒资源产能相对集中，攀钢钒钛、河钢股份等公司在钒钛资源综合使用和钒产品生产方面处于世界领先地位。

表 8：钒电池产业链

产业链	环节	公司	简介
上游	石墨毡	无锡必达福	成立于 1996 年，是中国优质滤料制造商之一，在由合成纤维和针毡产品领域处于国际前列。
		甘肃富莱	成立于 2013 年，国际领先的碳纤维产品制造商，研发的“富莱改性石墨毡”，目前处于全球领先水平，已被国内知名企业指定为优先选用产品。
	五氧化二钒	钒钛股份	1993 年成立，世界主要的钒制品供应商之一，国内最大的钒制品生产企业，其托管的攀研技术掌握了钒电解液的生产技术，拥有一条电解液试验线并且具备继续扩大钒电解液生产规模的实力。
		河钢集团	成立于 2008 年，主要产品五氧化二钒远销 10 多个国家和地区,获得“国际质量钻石星奖”。
中游	电极	辽宁金谷	成立于 2010 年，公司装配有 PAN 基、粘胶基碳毡、石墨毡连续化生产线，拥有大型石墨化设备。
		江油润生	2016 年公司自主设计大型连续石墨化高温炉，该条生产线为国内首条储能石墨毡连续化生产线，年处理能力 200 吨。

下游	双极板	江苏普向	江苏普向环保科技有限公司地处徐州，是集碳纤维材料科研、开发、生产、销售于一体的新型环保材料企业。产品涉及黏胶基、PAN 基、预氧丝纤维等系列，并拥有预氧化、碳化、石墨化到制品的完整生产能力。
		华熔科技	2022 年公司双极板出货超 300 万片，被广泛应用于氢能源汽车/无人机、固定或备用电源等领域。
		上海弘枫	具有年产 150 万件的双极板生产线。
	隔膜	江苏科润	江苏科润成立于 2019 年，拥有近 10 年的全氟离子膜与质子交换膜研发制造经验。
		东岳集团	东岳集团旗下子公司东岳未来氢能以氢能核心材料为主要产业，致力于氢燃料电池质子交换膜及相关配套含氟功能材料的开发与生产，nafion 膜国产替代。
	电堆、系统	易成新能	规划年产 300kW 钒液流电池电堆和储能系统生产线。
		德泰储能	2023 年 3 月公司 32kW 电堆测试成功。2023 年 6 月，1000MW 全钒液流储能装备制造基地(一期)正式开工。一期工程拟建设年产 300W 钒电池电堆及系统产线，预计 2024 下半年投产。
	电解液	大连博融	2008 年成立，致力于高性能钒系列产品的研发和生产,产品包括钒氧化物、钒酸盐、钒电解液等，是国内大规模工业化生产钒储能介质和高性能钒制品的企业。
		湖南银峰	在全钒液流电池关键技术方面取得突破性进展，包括核心电堆设计、电解液制备、系统集成设计，以及在光伏发电、离网供电系统和智能电网等领域的应用。
	钒液流电池	大连融科	2008 年成立，是全球领先的全钒液流电池储能系统服务商，业务覆盖上游钒材料、中游钒电池部件及下游储能电厂服务。
		北京普能	2006 年成立，普能公司专注于新型大容量储能产品——全钒液流氧化还原电池的研发、制造与商业化应用，面向全球市场以安全优质的储能产品与解决方案来提高电力质量、突破可再生能源应用的技术瓶颈、提升能源使用效率，成为供电新模式的领航者。
		伟力得	2022 年 7 月，伟力得与山丹县政府签署了《山丹县全钒液流电池储能装备及光伏发电项目之投资协议》，在张掖市规划建设 250MW/1000MWh 规模的集中式共享储能电站的试点项目，正在进行项目立项及备案。
		上海电气	钒电池业务由上海电气子公司上海电气储能公司负责，相关技术由上海电气中央研究院提供。
		国网英大	子公司武汉南瑞致力于全钒液流电池开发，十年前着手布局储能研发，并将其作为武汉南瑞的新兴产业。

资料来源：各公司公告，国元证券研究所

4.机械储能：安全环保经济效益高，商业化初步落地

4.1 重力储能：安全性高、经济性好、可建设性强

重力储能技术大有可为，低成本+可扩展+灵活性+长寿命+安全环保。重力储能运行原理是指在电力负荷期间升起重力块，将电能转化为重力势能储存起来，在电网负荷高峰期再将重力块落下，将储存的能量释放。在原理上重力储能与现有成熟的抽水蓄能技术相近，但抽水储能电站建设周期长，对地形、环境要求更高，选址不够灵活；电化学储能的功率范围较广、能量密度较高，相较其他新型储能技术成熟度更高，但在大规模应用中也存在热失控、易燃等安全隐患，且淘汰的电池组件对环境影响大。重力储能技术性能稳定，使用寿命长且无衰减现象，安全性高，经济性好，建设灵活。其主要类型有基于构筑高度差的重力储能、基于山体落差的重力储能、基于地下竖井的重力储能。

- **低成本：**全生命周期度电成本低；与锂离子储能技术相比，Energy Vault 基于重力的储能系统平准化成本(资本支出、运营支出等)更低，根据 BNEF, Energy Vault 技术平准化成本是锂离子电池的 60% (2021 年)。
- **可扩展：**没有地形及地质依赖性，可在任何可以放置建筑物的地方建造；可 100% 本地供应链。
- **灵活性：**建设周期短、容量规模扩展灵活，功率和容量可耦合可解耦；模块化解决方案可在较短和较长的 GWh 持续时间(2-12+小时)下满足高功率需求。
- **长寿命：**寿命期长、能固废循环利用，高位势能和块状复合材料不会随时间推移损失存储容量，30 年以上的零退化寿命。
- **安全环保：**纯物理储能型式，对环境友好，无化学、火灾、燃爆或安全风险。

表 9：三种储能技术对比

	重力储能	抽水储能	电化学储能
技术成熟度	新技术	技术成熟	技术成熟
选址难度	不受地形影响	对地形要求高	难度低
建设周期	1-2 年	7 年	1 年
使用时间	预计 30-50 年	电气设备可换坝体寿命 100 年	锂电池 1000-4500 次
投入成本	中等	高	低
安全性能	高	高	低
对环境的影响	重力块采用固体废料建造	坝体建造对环境有一定影响	电池组对环境的影响大

资料来源：苏电牛思，国元证券研究所

重力储能规模灵活，可满足不同级别的充能需求。重力储能的储能效率能对标电化学储能，高达 85%-90%；同时，重力储能技术还可以通过灵活的重力块调度做到长时储能，满足从 10MWH 到 GWH 级的充能需求，符合市场对储能技术规模灵活性、储能效率、长时放电的综合要求。重力储能作为一种能量型储能方式，启动时间较慢，难以提供电网惯性，但其储能容量大、出力时间长、单位能量成本低，可以精确跟踪电网调度指令，提升电网二次调频容量。重力势能储能联合其他功率型储能形式(如飞轮储能、超级电容器储能)可以有效解决新能源并网带来的频率、电压不稳定问题，也可以削峰填谷，解决新能源发电出力和需求不匹配的问题。

表 10：多种新型重力储能相关参数对比

项目	储能密度 (kwh/m ³)	功率	储能量	效率%	寿命	响应时间 s	适用场合
----	-------------------------------	----	-----	-----	----	--------	------

海下储能	-	5-6MW	20MWH	65-70	-	>10	海洋空间
活塞水泵 GPM	1.6	40MW-1.6GW	1.6-6.4GWH	75-80	30+	>10	城市中小功率 储能
活塞水泵 HHS/GBES	-	20MW-2.75KW	1-20GWH	80	40+	>10	地质坚硬地区
储能塔 Energy Vault	>1	4MW	35MWH	90	-	2.9	可灵活选址
斜坡机车 ARES	>1	50MW	12.5MWH	75-86	40+	秒钟级	山地地形
斜坡缆车 MGES	>1	500KW	0.5MWH	75-80	-	秒钟级	山地地形
地下竖井 Gravitricity	>1	<40MW	1-20MWH	80-85	50+	秒钟级	废弃矿井

资料来源：王秉等《新型重力储能研究综述》，国元证券研究所

中国天楹进军重力储能，商业化进展超预期。中国天楹于 2021 年出售 Urbaser 获得超过 60 亿元的现金净流入，并完成资产负债表修复，为转型新能源业务打下坚实基础并于年底和如东县政府签订海风、滩涂光伏、重力储能等产业投资协议。2022 年 2 月，公司引进并推广 Energy Vault 公司先进的储能技术，强势切入重力储能赛道。此外，中国天楹于国内率先开发重力储能核心技术并成功研发“100MWh 重力储能成套装备”，实现新型重力储能技术装备创新，真正实现了新型重力储能技术装备的国产化。据北极星储能网不完全统计，中国天楹已签订不低于 4.4GW 的重力储能项目，并且被承诺 2.6GW 的新能源发电指标。

表 11:中国天楹重力储能项目进展

地点	项目名称	主要内容	最近进展
江苏南通	江苏如东 25MW/100MWh 重力储能示范项目	如东 100MWh 重力储能项目总投资 10 亿元，建设规模为 100MWh，发电功率为 25MW。项目引入全球领先的重力储能技术，建设一座储能塔，利用人工智能算法控制单元模块的高度来实现势能电能转换。	2023 年 8 月 1 日，项目进入调试第一阶段，9 月 26 日，项目主体工程已于顺利封顶，进入设备安装调试阶段。
吉林辽源	吉林辽源风光储氢绿氨一体化项目	中国天楹将利用辽源富集的风光资源，充分发挥重力储能全球领先的技术优势，以风光发电为基础，通过重力储能，实现真正意义上的绿氢绿氨制备。同时重力储能项目将依托废旧矿山的自然高差进行建设，利用尾矿、矸石作为生产重力储能模块的原材料，将新能源与绿氢绿氨一体化项目等达成一系列合作共识，共同签署绿色修复有效结合，为绿色生态融合发展提供新思路，持续拓展重力储能技术应用场景和潜在市场。	2023 年 10 月，中国天楹与吉林省辽源市人民政府通过重力储能实现废矿坑绿色修复、打造风光储一体化项目等达成一系列合作共识，共同签署《投资合作框架协议书》。
山西大同	山西云冈 100MW/400MWh	中国天楹计划在云冈经开区建设 100MW/400MWh 重力储能项目及 2023 年 10 月 14 日，中国天楹与山西大同云冈经开区签署协议。	

重力储能项目 系统、传动系统、控制系统、升压站以及厂房等公辅配套设施。

甘肃酒泉	甘肃金塔 150MW/600MWh 重力储能项目	江苏能楹拟在金塔县注册成立公司，在金塔县境内投资建设 150MW/600MWh 重力储能电站及相关产业项目。	2023 年 10 月 9 日，中国天楹金塔重力储能项目一期 50MW/200MWh 及重力储能装备制造基地开工。中国天楹金塔重力储能及装备制造基地项目总投资 57 亿元，位于甘肃酒泉金塔县，其中，一期规模为 50MW/200MWh，工程总投资 18 亿元。
甘肃张掖	甘肃张掖 17MW/68MWh 重力储能项目	该项目利用新能源发电项目多余电能来推动复合模块进行“充电”，项目于 2023 年 4 月开工建设，总投资 6.7 亿元，待用电高峰时重力模块靠重力做功发电。重力模块生产原料由废旧旧目前已完成投资 6000 多万元，主要建设高 175 米，材料制成，最大限度实现减量化，资源再利用。	地下 3 层、地上 31 层的储能塔。
山西朔州	山西右玉 100MW 重力储能项目	该项目位于山西省右玉县新城镇石头河村，占地面积约 60 亩，建设 100MW 重力储能项目，包含储能系统、发电系统、传动系统、控制系统、升压站、重力块以及厂房等其他公辅配套系统。	2023 年 9 月 19 日，中国天楹公告，其全资子公司江苏能楹新能源科技发展有限公司近日与山西省朔州市右玉县人民政府共同签署《中国天楹 100MW 重力储能项目合作协议》。
河北张家口	怀来 100MW 重力储能项目	全球首个服务于数据中心的重力储能项目，匹配 300MW 的风电新能源指标。	2023 年 11 月 15 日，中国天楹怀来 25MW/100MWh 重力储能项目开工启动。
内蒙古乌拉特中旗	乌拉特中旗重力储能项目	该项目总装机容量不低于 2 吉瓦时，总投资额大约 80 亿元人民币。其中，第一期 100 兆瓦示范项目，二期和三期均为 1 吉瓦时。	2023 年 3 月 17 日，中国天楹公告，近日，公司与内蒙古自治区乌拉特中旗人民政府围绕重力储能项目达成战略合作并签署《战略合作协议》。
内蒙古通辽	通辽市千万千瓦级风光储氢氨一体化零碳产业园项目	通辽市人民政府、中国投资协会、中国天楹股份有限公司达成合作，三方将于“十四五”期间共同打造通辽千万千瓦级风光储氢氨一体化零碳产业园，其中风力发电 6GW、光伏发电 4GW，重力储能 2GWH，绿氢 5 万吨/年，绿氨 30 万吨/年，总投资 600 亿元人民币。	2023 年 9 月 13 日，内蒙古自治区能源局发布批准实施科左中旗风光储氢氨一体化产业园示范项目的公告。

资料来源：中国天楹官网，北极星储能网，国元证券研究所

重力储能商业化应用提速，众多企业纷纷布局加码。除中国天楹外，中国能建、粤水电、中国电建等一系列能源企业也加入了重力储能布局之列。2023 年 9 月，在第四届中国—蒙古国博览会上，中国能建华北院重力储能技术亮相，展示了重力储能技术亮点及工程应用情况。随着重力储能商业化落地及技术的成熟，重力储能市场有望迎来较大的增长空间，未来大有可为。

表 12: 重力储能企业加盟

企业	时间	相关内容
国家电网	2022 年 5 月	中国天楹与国网就重力储能技术研究等达成战略合作。双方将成立协作团队、共同推进建设如东 100MW 用户侧重力储能示范项目。
中国电建	2022 年 5 月	中国天楹控股子公司阿特拉斯(江苏)新能源科技有限公司与中电建水电开发集团有限公司签署了《战略合作协议》，双方就能源市场开发相关事宜达成战略合作。
国家电投	2022 年 8 月	中国天楹与国家电投集团浙江新能源有限公司签署合作框架协议，在国内就开发建设重力储能、光伏发电、风力发电、综合智慧能源等电力能源项目展开合作。公告显示，争取在三年内，通过双方有效合作，在长三角地区获取不低于 1GWh 重力储能项目、5GW 绿电项目，并就如东重力储能项目、滩涂光伏项目优先开展合作。
三峡集团	2022 年 11 月	中国三峡建工(集团)有限公司牵头，联合新加坡能源国际能源投资公司、中建七局新能(上海)

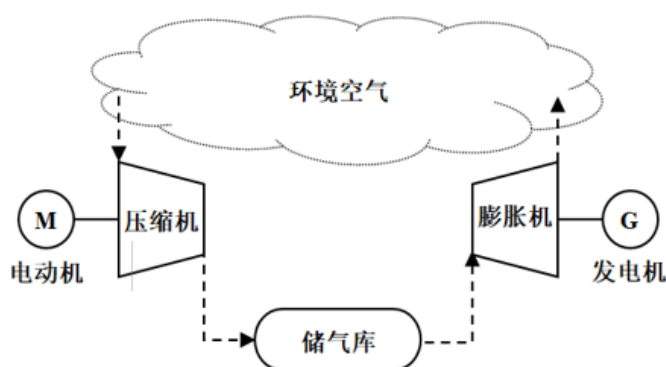
		建设有限公司以及中国天楹股份有限公司控股子公司阿特拉斯（江苏）新能源科技有限公司，与贵州省毕节市人民政府建立战略合作关系并共同签署《战略合作框架协议》。拟在毕节市投资建设“风光水储”一体化能源基地项目，投资建设装机容量不低于 40 万千瓦时的重力储能项目，在毕节市范围内选定装机总容量约 150 万千瓦的抽水蓄能项目进行具体合作。
青海能源集团	2023 年 2 月	青海能源集团公司党委书记、董事长方勤升会见中国天楹集团党委副书记、副总裁陶志峰等一行，希望天楹集团能在矸石综合利用（将矸石转化为重力发电模块）上制定研究计划，以环保领域和新型储能（重力储能）为主线，指出努力将鱼卡矿区和团鱼山矿区作为试点，打造成青海省首个重力储能示范项目。
天通能源	2023 年 4 月	内蒙古通辽市人民政府与内蒙古天通能源有限公司签署 150MW/600MWh 重力储能电站项目和重力储能装备制造项目。
粤水电	2023 年 9 月	中国天楹全资子公司江苏能楹与粤水电全资子公司新疆粤水电能源有限公司签订《战略合作协议》。新疆粤水电将利用重力储能产业落地的优势协同甲方共同拓展国内的新能源项目。争取在三年内，通过双方有效合作，在国内共同合作开发不低于 2GWh 重力储能项目、5GW 风光发电项目。
中国能建	2023 年 9 月	在第四届中国—蒙古国博览会上，中国能建华北院重力储能技术亮相，展示重力储能技术亮点及工程应用情况。
中国天楹	2023 年 10 月	中国天楹投资 10 亿元，于黑龙江绥化成立安达市天楹新能源有限公司，为未来重力储能项目走进东北三省增加可能性。

资料来源：各公司官网，北极星储能网，国元证券研究所

4.2 压缩空气储能：大功率、长周期、可多能联储

压缩空气储能主要具有大功率、长周期、长时间供电、多能联储多能联供等优点。其原理是采用压缩空气作为能量载体，实现能量存储和跨时间、空间转移和利用的一种能源系统，主要可以分为储能和释能两个基本工作过程。其中储能过程是电动机驱动压缩机由环境中吸取空气将其压缩至高压状态并存入储气装置，电能在该过程中转化为压缩空气的内能；而释能过程是储气装置中存储的压缩空气进入空气透平中膨胀做功发电，压缩空气蕴含的内能和势能在该过程中重新转化为电能。

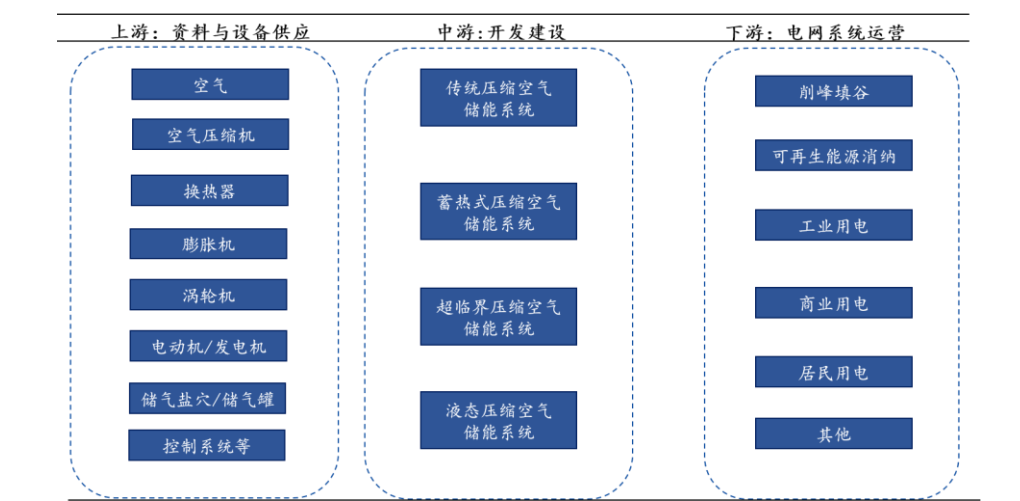
图 23：压缩空气储能系统基本原理示意图



资料来源：电气传动杂志，国元证券研究所

压缩空气储能上下游产业链成熟。上游包括空气压缩机、透平膨胀机、蓄热换热系统、储气盐穴资源等；中游层面目前国内压缩空气储能的技术积累与项目建设已做到全球领先；下游环节，压缩空气储能电站接入电网系统，服务于工业用电、商业用电、居民用电等部门，起到调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用等关键作用。

图 24：中国压缩空气储能产业链



资料来源：中商产业研究院，国元证券研究所

压缩空气储能产业链企业布局广泛。国内核心设备制造厂家主要有陕鼓动力、沈鼓集团、金通灵、杭氧股份、川空集团等，国外主要有阿特拉斯·科普柯、西门子等。

表 13：压缩空气储能产业链企业

产业链	产品	企业/高校	简介
上游	透平设备	陕鼓动力	国内空气压缩机设备制造企业，已与中能建数字科技集团签约，共同开展压缩空气储能领域的合作。
		沈鼓集团	作为核心设备的供货商为金坛压缩空气储能项目提供空气压缩机。
		金通灵	产品包括空气压缩机、膨胀机等，与中科院工程热物理研究所合作，在毕节、肥城两个项目完成了产品中试。
	空分设备	杭氧股份	国内空分装置制造企业，具备空气压缩机、透平膨胀机自产能力。
		川空集团	空分设备制造商，具备透平膨胀机生产能力。
中游	系统集成	中储国能	中国综合储能领域的开拓者，由中国科学院工程热物理研究所与其副所长陈海生博士各自持股 49.83%，其技术及研发团队均源自中国科学院工程热物理研究所。
	技术支持	中科院	2021 年 9 月，全国首套盐穴压缩空气储能电站已在肥城实现并网发电。在 10MW 示范项目的基础上，中科院工程热物理研究所完成了单套 300MW 压缩空气储能系统的整体设计，拥有了世界唯一的全领域自主知识产权，并将在肥城开工建设国际首套 300MW 盐穴压缩空气储能电站项目。
		清华大学	清华大学电机系压缩空气储能团队由梅生伟教授担任负责人，参与了安徽芜湖高新区的“500kW 压缩空气储能系统示范项目”课题，项目所需的 3000 万资金由国家电网投资，项目于 2014 年 11 月首次发电成功。
	设计开发商	三维化学	在空气储能领域，公司参与设计的江苏金坛盐穴压缩空气储能项目为世界首座非补燃压缩空气储能电站，被誉为“城市里的绿色充电宝”。

下游	中盐化工	金坛盐穴压缩空气储能国家试验示范项目是我国压缩空气储能领域唯一国家示范项目，由中盐集团、中国华能和清华大学三方共同开发，一期储能、发电装机均为 60 兆瓦，于 2022 年 5 月建成投产。
	中国能建	近年来，中国能建不断加大新型长时物理储能核心技术攻关，聚力打造全球领先的电网级“压缩空气储能系统解决方案”，率先在全国进行广泛布局，先后启动湖北应城、甘肃酒泉、山东泰安等多个压缩空气储能示范项目建设，全方位推动新型长时压缩空气储能工程化、规模化、系统化、产业化发展。
	中国电建	中电建新能源集团有限公司是大型央企中国电力建设集团（股份）有限公司的重要子企业，主要从事以新能源为主的清洁低碳能源项目的投资开发和运营管理。
	建设运营商	2023 年 2 月 16 日，华电集团发布木垒 100 万千瓦二氧化碳压缩空气储能综合能源示范项目监理服务采购招标公告，项目建设 10 万千瓦 / 100 万千瓦时压缩二氧化碳储能、60 万千瓦风电、40 万千瓦光伏项目。
	大唐集团	2023 年 10 月 20 日，大唐中宁 100MW/400MWh 压缩空气储能绿色低碳技术攻关项目主体工程建设和启动，开启了“科技创新”赋能新型能源、助力“双碳”目标的新征程，标志着我国新型储能技术的研发和应用取得重大进展。

资料来源：南方电网科学研究院，中商情报网，同花顺，中国储能网，千里马招标网，各公司官网、国元证券研究所

中国能建项目加成，商业化场景初步落地。2022 年以来，中国能建已开工的 300MW 级压缩空气储能项目有包括湖北应城 300MW 级压缩空气储能等 4 个项目。拟建的 300MW 级压缩空气储能项目多达 7 个，包括甘肃金昌 300MW 级压缩空气储能电站及辽宁铁岭 300MW 级压缩空气储能电站等项目。

表 14：中国能建压缩空气储能项目

时间	地区	项目名称	规模	项目动态
2022 年 7 月 7 日	甘肃金昌	甘肃金昌压缩空气储能电站项目	300MW/1200MWH	签约
2022 年 7 月 26 日	湖北应城	湖北应城 300MW 压缩空气储能示范项目	300MW	已进入施工高峰
2022 年 9 月 28 日	山东泰安	泰安 2*300MW 级压缩空气储能创新示范工程项目	2*300MW	一期 350MW 机组开工
2022 年 9 月	甘肃酒泉	甘肃酒泉能建大规模压缩空气储能电站项目	3*300MW/1200MWH	签约
2022 年 11 月 18 日	辽宁铁岭	辽宁铁岭压缩空气储能电站项目	300MW	签约
2022 年 12 月 12 日	广东连州	广东连州压缩空气储能电站示范工程项目	2*300MW	签约
2022 年 12 月 21 日	甘肃酒泉	甘肃酒泉 300MW 压缩空气储能电站示范工程项目	300MW	开工
2022 年 12 月 21 日	辽宁朝阳	辽宁朝阳压缩空气储能项目	300MW	开工
2023 年 1 月 5 日	湖南郴州	永兴县七甲压缩空气储能项目	300MW/1800MWH	签约
2023 年 1 月 10 日	湖南长沙	望城区压缩空气储能电站示范项目	300MW/1200MWH	签约
2023 年 6 月 6 日	湖南湘乡	湘乡市 300MW 压缩空气储能电站示范项目	3*300MW	签约

资料来源：ESPlaza 长时储能网，国元证券研究所

效率提升、成本下降，商业化进程加速。国内压缩空气储能项目效率不断提升，2013 年廊坊项目效率为 52.1%，2022 年泰安 350MW 项目效率提升至 70%。同时，压缩空气储能项目建设成本呈下降趋势，2021 年肥城 10MW 项目单位成本为 11000 元 /KW，但是 2022 年立项的 200MW 项目成本只有 5000 元 /KW，单位成本下跌趋势较快，提效降本趋势下压缩空气储能商业化进展有望迎来快速发展。

图 25：国内压缩空气储能项目效率提升趋势

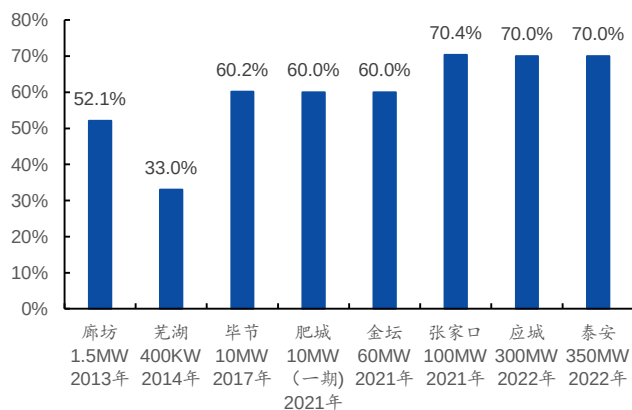
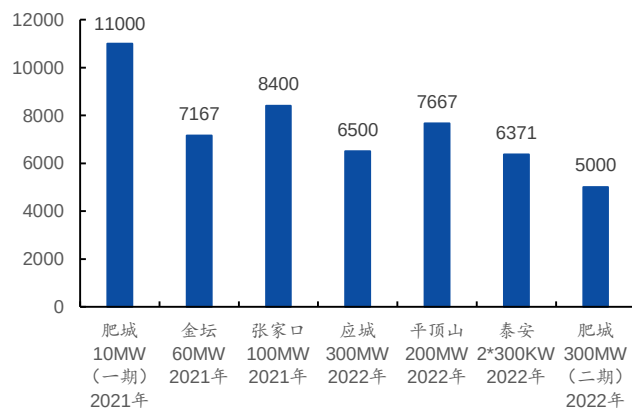


图 26：国内压缩空气储能项目的单位建设成本下降趋势 (单位：元/kW)



资料来源：ESPlaza 长时储能网，索比储能网，中国科学院，国家能源局，中国电力，国元证券研究所

资料来源：各省人民政府、省能源局，新华网，国际能源网，国元证券研究所

压缩空气储能市场空间广阔，未来装机量有望高增。根据观研报告网预计，保守/中性/乐观预期下，2025 年我国压缩空气储能装机量为 3.5/6.8/10.1GW，2030 年为 27.7/43.2/58.6GW。据国家能源局，2025 年我国新型储能装机将超 30GW；据中国电科院预计，我国到 2030 年新型储能装机容量将达到 150GW，则中性预期下，2025/2030 年我国压缩空气储能累计装机量占比为 22.7%/28.8%。

图 27：压缩空气储能装机量预测 (GW)

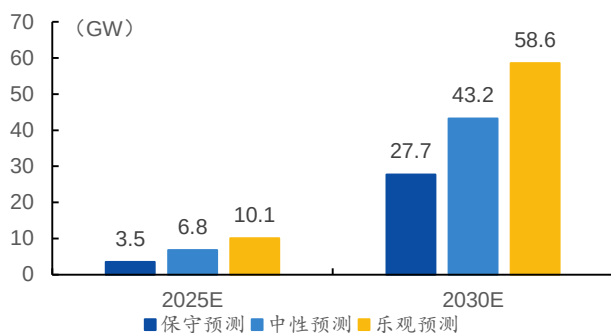
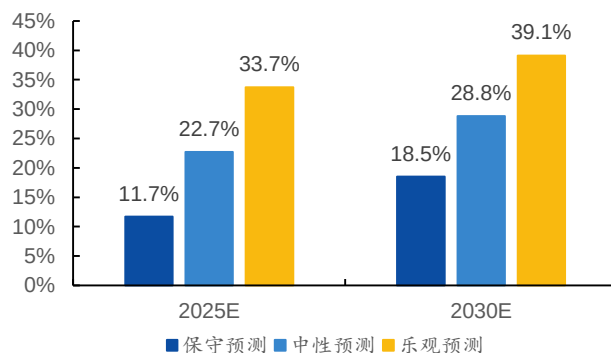


图 28：压缩空气储能装机量预测占比 (%)



资料来源：观研报告网，国家能源局，中国电科院，国元证券研究所

资料来源：观研报告网，国家能源局，中国电科院，国元证券研究所

5.投资主线及相关标的

表 15:储能产业链主要标的业绩情况梳理

板块	公司	营收增速			归母净利润增速		
		2021	2022	2023Q1-Q3	2021	2022	2023Q1-Q3
储能电池环节	宁德时代	159.06%	152.07%	40.10%	185.34%	92.89%	77.05%
	亿纬锂能	107.06%	114.82%	46.31%	75.89%	20.76%	28.47%
	鹏辉能源	56.30%	59.26%	-11.73%	242.90%	244.45%	-38.02%
	德方纳米	413.93%	355.30%	-0.76%	2918.83%	188.36%	-154.50%
储能变流器环节	阳光电源	25.15%	66.79%	108.85%	-19.01%	127.04%	250.53%
	德业股份	37.85%	42.89%	55.29%	51.28%	162.28%	69.13%
	昱能科技	35.85%	101.27%	4.38%	33.99%	250.30%	-28.65%
	固德威	68.53%	75.88%	93.80%	7.40%	132.27%	224.49%
	上能电气	8.80%	114.08%	210.59%	-23.94%	38.46%	359.04%
	锦浪科技	58.92%	77.80%	11.39%	48.96%	123.70%	6.84%
电池管理系统、能量管理系统与系统集成环节	四方股份	11.26%	18.15%	17.71%	31.38%	20.21%	18.90%
	科陆电子	-4.17%	10.65%	59.70%	-458.93%	84.78%	24.35%
	许继电气	7.14%	24.41%	16.98%	1.17%	4.81%	19.11%
	平高电气	-5.19%	0.01%	21.51%	-43.87%	199.68%	209.78%
钠电池产业链	传艺科技	8.51	4.07%	-16.73%	21.70%	-30.04%	-28.21%
	维科技术	18.94%	12.03%	-34.85%	-358.79%	17.52%	-706.30%
	华阳股份	21.89%	-7.86%	-20.71%	134.80%	98.95%	-13.87%
钒电池产业链	钒钛股份	33.42%	7.31%	-2.03%	248.56%	1.24%	-29.19%
	东岳集团	57.74%	26.41%		168.70%	85.82%	
压缩空气储能	中国能建	19.23%	13.67 %	18.00 %	39.26 %	20.07 %	-26.72 %
	陕鼓动力	28.47%	3.91%	-13.95%	25.22%	12.96%	-10.72%
重力储能	中国天楹	-5.83%	-67.43%	-2.89%	11.54%	-83.06%	158.9%

资料来源：ifind，国元证券研究所

随着新能源占比不断提升，新型电力系统逐步迭代进化传统电网结构，储能需求将长期快速增长。储能市场技术路径多样，但适用范围及优势各自不同，锂电池仍是电化学储能主流技术，适合中短时电网储能及家庭储能，同时电网长时储能需求蓄势待发，钒液流、重力、空气压缩等长时储能路线 2024 年有望成为快速发展元年。此外，钠电池从制造方式及设备方面与锂电有一定相似性，从上游资源易获得性及低成本角度，钠电池也有望成为锂电的有效补充方案。

积极关注储能产业链上下游优质公司，2024 年建议关注的细分领域如下：

储能电池环节：关注宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、德方纳米；

储能变流器环节：关注阳光电源、德业股份、昱能科技、固德威、上能电气、锦浪科

技；

电池管理系统、能量管理系统与系统集成环节：关注四方股份、科陆电子、许继电气、平高电气；

钠电池产业链：关注传艺科技、维科技术、华阳股份等；

钒电池产业链：关注钒钛股份、东岳集团、大连融科（拟上市）；

压缩空气储能：关注中国能建、陕鼓动力等；

重力储能：关注中国天楹等。

6.风险提示

（1）储能市场政策支持力度不及预期的风险；储能市场仍处于商业化的初期阶段，特别是电网中的大型储能项目，其发展仍需要国家和地方政策的支持，若政策发生变更或者支持力度不及预期，会影响储能整体装机规模；

（2）技术路线多样性或发展不及预期的风险；储能技术类型多样，更新迭代较快，某一具体技术路线可能出现新技术替代或者技术发展不及预期，影响其市场占有率；

（3）锂电储能竞争加剧风险；锂电储能前期发展速快，产业链较为成熟，但目前产业链竞争有加剧趋势，产业链盈利能力可能继续下滑。

（4）钠离子成本下降以及产业化进度不及预期；虽然上游资源丰富，若成本下降及产业化进度不及预期，会影响其装机规模；

（5）钒电池降本以及产业化进度不及预期；钒电池伴随长时储能发展，目前规模较小，且出装成本相对较高，若后续成本下降及产业化进度不及预期，会影响其装机规模。

（6）重力储能成本下降以及产业化进度不及预期；

（7）压缩空气储能降本及产业化进度不及预期。

投资评级说明:

(1) 公司评级定义		(2) 行业评级定义	
买入	预计未来 6 个月内, 股价涨跌幅优于上证指数 20%以上	推荐	预计未来 6 个月内, 行业指数表现优于市场指数 10%以上
增持	预计未来 6 个月内, 股价涨跌幅优于上证指数 5-20%之间	中性	预计未来 6 个月内, 行业指数表现介于市场指数±10%之间
持有	预计未来 6 个月内, 股价涨跌幅介于上证指数±5%之间	回避	预计未来 6 个月内, 行业指数表现劣于市场指数 10%以上
卖出	预计未来 6 个月内, 股价涨跌幅劣于上证指数 5%以上		

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力, 以勤勉的职业态度, 独立、客观地出具本报告。本人承诺报告所采用的数据均来自合规渠道, 分析逻辑基于作者的职业操守和专业能力, 本报告清晰准确地反映了本人的研究观点并通过合理判断得出结论, 结论不受任何第三方的授意、影响。

证券投资咨询业务的说明

根据中国证监会颁发的《经营证券业务许可证》(Z23834000), 国元证券股份有限公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议, 并直接或间接收取服务费用的活动。证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式, 指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析, 形成证券估值、投资评级等投资分析意见, 制作证券研究报告, 并向客户发布的行为。

一般性声明

本报告由国元证券股份有限公司(以下简称“本公司”)在中华人民共和国境内(香港、澳门、台湾除外)发布, 仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。若国元证券以外的金融机构或任何第三方机构发送本报告, 则由该金融机构或第三方机构独自为此发送行为负责。本报告不构成国元证券向发送本报告的金融机构或第三方机构之客户提供的投资建议, 国元证券及其员工亦不为上述金融机构或第三方机构之客户因使用本报告或报告载述的内容引起的直接或连带损失承担任何责任。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息, 但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的信息、资料、分析工具、意见及推测只提供给客户作参考之用, 并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的投资建议或要约邀请。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期, 本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况, 以及(若有必要)咨询独立投资顾问。在法律许可的情况下, 本公司及其所属关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 还可能为这些公司提供或争取投资银行业务服务或其他服务。

免责条款

本报告是为特定客户和其他专业人士提供的参考资料。文中所有内容均代表个人观点。本公司力求报告内容的准确可靠, 但并不对报告内容及所引用资料的准确性和完整性作出任何承诺和保证。本公司不会承担因使用本报告而产生的法律责任。本报告版权归国元证券所有, 未经授权不得复印、转发或向特定读者群以外的人士传阅, 如需引用或转载本报告, 务必与本公司研究所联系。 网址: www.gyzq.com.cn

国元证券研究所

合肥	上海
地址: 安徽省合肥市梅山路 18 号安徽国际金融中心 A 座国元证券	地址: 上海市浦东新区民生路 1199 号证大五道口广场 16 楼国元证券
邮编: 230000	邮编: 200135
传真: (0551) 62207952	传真: (021) 68869125
	电话: (021) 51097188