

政策需求双轮驱动，新型储能未来可期

——储能行业深度报告

推荐|首次

报告要点：

● 国家与地方政策大力支持，新型储能发展迎历史性机遇

全球能源革命趋势下，新型储能是储能产业转型升级的必由之路。自国家能源局《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》发布以来，国家和各地方政府相继出台多项政策，引领推动新型储能发展。新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势，在储能市场竞争优势明显。根据 CNESA 乐观情形下预计 2026 年新型储能累计装机规模将达到 79.5GW，2022-2026 年复合年均增长率（CAGR）为 69.2%。

● 锂电：产业链成熟度高，占据新型储能主流

磷酸铁锂电池动力储能市场共用，新能源汽车产业的蓬勃发展为铁锂电池在储能市场规模化应用奠定了基础。磷酸铁锂电池技术成熟度高，凭借低成本、高安全、长寿命等优势特点在新型储能市场脱颖而出；截止 2022 年底，全国新型储能装机中，锂离子电池占比达到 94.5%，占据市场主流。

● 钠电：理论材料成本优势明显，开启商业化元年。

与锂相比，钠资源储量丰富（含量占比 2.75%）且分布均衡不受地域限制，材料成本优势明显。国内企业纷纷布局钠电，产业链逐渐完善，初步具备产业化的可能；23 年为钠电产业化元年，实现批量出货，未来有望成为锂电池储能市场的一个重要补充。

● 钒电：天然适配于大型储能，商业化进程加速；

钒电池的容量和功率性能相分离的独特优势，同时具备长寿命（大于 16000 次循环），安全性高等特点天然适配于大型长时储能场景。虽受制于初装成本偏高，但全寿命周期使用成本与锂电相近，随着产业链的不断成熟和规模效应显现，钒电池储能商业化进程不断加快。据 EV Tank 预测，2025 年钒电池新增规模将达到 2.3GW，复合增长率 40%，2030 年新增量 4.5GW，届时钒电池储能项目累计装机量将达到 24GW。

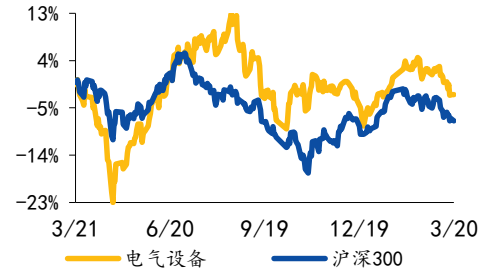
投资建议：

锂电占据新型储能市场主流，有望充分受益储能市场的快速发展，建议关注锂电龙头宁德时代，亿纬锂能，国轩高科，鹏辉能源等；钠电自然资源丰富，理论材料成本较低，是锂电储能市场的重要补充，建议关注钠电铝箔用量翻倍的鼎胜新材，电池环节核心标的传艺科技、维科技术；钒电池凭借独特的技术优势，适配于大储市场，有望迎来高速增长，建议关注拥有钒矿资源的钒钛股份以及值得重点关注待上市的行业龙头大连融科储能。

风险提示：

（1）储能市场政策支持力度不及预期的风险；（2）技术路线变更或发展不及预期的风险；（3）钠电和钒电商业化进程不及预期的风险。

过去一年市场行情



资料来源：Wind

相关研究报告

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

目 录

1.新型储能：商业化初期，政策支撑，未来大有可为	4
1.1 储能市场：碳中和背景下，新型储能是大势所趋	4
1.2 国家政策：密集出台，明确新型储能独立市场主体地位	4
1.3 地方政策：财政补贴&强制配储，助推行业快速发展	6
1.4 新型储能：其势已成，其兴可待	8
2.新型储能：技术路线多样，助力电网平稳运行	9
3.锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至	11
3.1 锂电：动力储能共用，产业链成熟度高	11
3.2 钠电：材料成本优势明显，商业化进程加速	13
3.3 钒电：长寿命高安全，储能新秀迎来商业化曙光	16
4.投资建议	19
5.风险提示	19

图表目录

图 1：我国新型储能市场累计装机规模	4
图 2：我国新型储能市场发展阶段	4
图 3：多省市“十四五”规划装机目标	8
图 4：我国新型储能累计投运预测（保守场景）	9
图 5：我国新型储能累计投运预测（乐观场景）	9
图 6：储能可以实现削峰填谷	10
图 7：光伏系统发电利用最大化	10
图 8：储能技术种类多样	10
图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2021）	11
图 10：2022 年底新型储能装机分布	11
图 11：储能锂电池正极采用磷酸铁锂材料	12
图 12：亿纬锂能储能电池采用方形铝壳封装结构	12
图 13：宁德时代零衰减电池在晋江储能电站成功应用	12
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品	12
图 15：锂电储能产业链	13
图 16：2021 年国内新增投运装机量排行榜	13
图 17：2021 年国内储能系统集成商出货量排行榜	13
图 18：钠离子电池理论材料成本优势明显	14
图 19：液流电池基本原理	16
图 20：不同储能时长全钒液流电池储能系统的价格	17
图 21：储能时长为 4h 和 10h 的钒电生命周期成本估算	17
图 22：钒电池未来装机量快速增长	18

表 1：国家重要储能政策汇总 5

表 2：部分省市储能补贴政策 6

表 3：全国部分省份强制配储政策 7

表 4：抽水蓄能与电池储能技术路线对比 11

表 5：钠离子电池正极材料性能对比 14

表 6：钠电产业化进展 15

表 7：中核汇能 1GWh 全钒液流电池招标公示 17

表 8：钒电池产业链 18

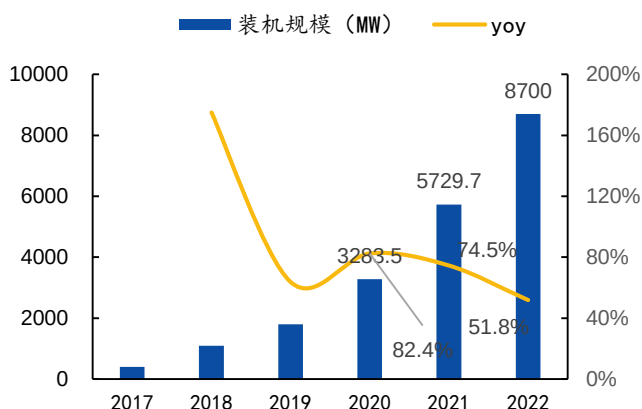
表 9：重点公司盈利预测 19

1. 新型储能：商业化初期，政策支持，未来大有可为

1.1 储能市场：碳中和背景下，新型储能是大势所趋

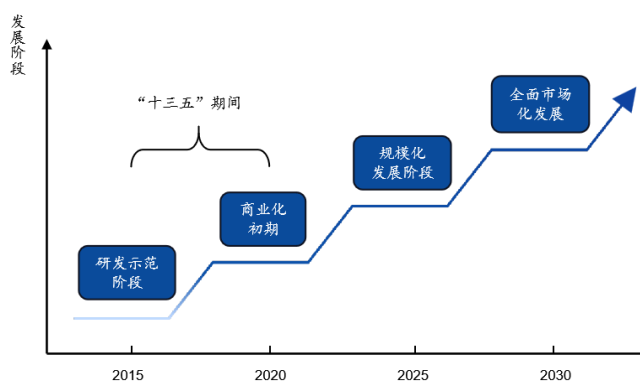
全球能源革命趋势之下，储能市场方兴未艾，新型储能势在必行。碳中和背景下，推动能源革命、构建以新能源为主体的新型电力系统成为全球共识，储能作为协调互动源网荷储、实现电力供需动态平衡的刚需，成为核心环节。其中，新型储能响应快、配置灵活、建设周期短，有效规避了传统抽水蓄能的地理限制，提高电力系统的灵活性，为实现碳达峰、碳中和目标提供了重要支撑，成为储能产业升级转型的必由之路。经历“十三五”孕育，“十四五”时期我国新型储能市场有望迈上新台阶。2021 年是我国新型储能从商业化初期向规模化发展的第一年，根据 CNESA 全球储能项目库的统计，截至 2021 年底我国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1GW，占全球市场总规模的 22%，同比增长 30%。其中，市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到 5729.7MW，同比增长 74.5%。截至 2022 年底，全国已投运新型储能项目装机规模达 870 万千瓦，平均储能时长约 2.1 小时，比 2021 年底增长 110.0%以上，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：我国新型储能市场累计装机规模



资料来源：CNESA，国元证券研究所

图 2：我国新型储能市场发展阶段



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。2021 年 7 月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，指出到 2025 年实现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；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。21 年 7 月底，发改委进一步印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出合理拉大峰谷电价价差，分时电价机制执行范围扩大到工商业电力用户，此举有效促行业盈利能力的提升，推动了储能市场的快速发展。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	发布机构	政策名称	主要内容
2017.9	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	国家能源局、国家发改委等	《2019-2020 年储能行动计划》	部署电化学、抽水储能、物理储能、新能源汽车动力电池储能等多项技术领域及应用场景。
2021.3	国家发改委	《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》	探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，同时推进多能互补，提升可再生消纳水平。
2021.7	国家发改委、国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，装机规模达 30GW 以上。到 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构建新型电力系统需求。
2021.7	国家发改委	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	合理拉大峰谷电价价差，扩大机制执行范围，引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳。
2021.8	国家发改委、国家能源局	《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》	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
2021.12	国家发改委	《电力系统辅助服务管理办法》	将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，提出“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的原则。
2022.4	国家发改委	《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》	完善储能成本补偿顶层设计，提出开展储能在新型电力系统中应用场景及成本补偿机制研究，以保障新型电力系统安全稳定运行。
2022.5	国家发改委、国家能源局等	《“十四五”可再生能源发展规划》	明确新型储能独立市场主体地位，推动新型储能规模化、产业化、市场化发展，促进其在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。
2022.6	国家发改委、国家能源局等	《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》	进一步明确新型储能市场定位，建立完善相关市场机制、价格机制和运行机制，鼓励配建新型储能作为独立储能与所属电源联合参与电力市场。
2022.8	国家发改委、科技部等	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022-2030 年）》	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。
2022.10	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	加快完善新型储能技术标准，抓紧建立新型储能标准管理体系，加快推动安全强制性国家标准制定。
2022.11	国家发改委	《关于进一步完善政策环境加大力度支持民间投资发展的意见》	鼓励民营企业加大太阳能发电、风电、生物质发电、储能等节能降碳领域投资力度。
2022.11	国家能源局	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》、 《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》	《电力现货市场基本规则》提出，推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。《电力现货市场监管办法》指出，储能等纳入电力调度机构调度管辖范围的市场主体。

2023.1	国家能源局	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	以 2030 年、2045 年、2060 年为新型电力系统构建战略目标的重要时间节点，制定新型电力系统“三步走”发展路径，即加速转型期(当前至 2030 年)、总体形成期(2030 年至 2045 年)、巩固完善期(2045 年至 2060 年)，有计划、分步骤推进新型电力系统建设的“进度条”。
2023.1	国家发改委	《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》	各地要适应当地电力市场发展进程，鼓励支持 10 千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。
2023.1	国家能源局	《2023 年能源监管工作要点》	一是电力市场监管，进一步发挥电力市场机制作用。二是储能安全监管，研究新型电力系统重大安全风险及管控措施，完善电网运行方式分析，探索推进“源网荷储”协同共治。

资料来源：国家能源局，发改委，中电联，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。2022 年 7 月 23 日，重庆《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）》提出按照储能设施规模给予 1.3 元/Wh 的一次性补贴，如果在建设储能设施的同时新建光伏设备，对于新建的光伏设备按照 2.9 元/W 进行一次性补贴；11 月 7 日，湖南省长沙市人民政府办公厅发布关于支持先进储能材料产业做大做强实施意见，支持企业利用储能电站降低用电成本，根据储能电站的实际放电量给予储能电站运营主体 0.3 元/kWh 的奖励，单个企业年度奖励额度不超过 300 万元。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

发布时间	省份	发布单位	文件名称	储能补贴标准	最高额度 (万元)
2021/1/18	青海	青海省发展和改革委员会	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知群》	发售电量 0.1 元/kWh	
2021/5/26	广东	佛山市顺德区龙江镇	龙江镇有序用电九项措施	用电量 0.1 元/kWh	3 万/月
2021/5/29	广东	佛山市顺德区容桂街道办事处	《容桂街道鼓励企业有序用电十项措施》	用电量 0.1 元/kWh	3 万/月
2021/9/22	浙江	温州市经济和信息化局	《温州市制造业千企节能改造行动方案（2021-2023）（征求意见稿）》	放电量 0.8 元/kWh	
2021/9/23	浙江	义乌市发展和改革局	《关于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（征求意见稿）》	放电量 0.25 元/kWh	
2021/10/6	广东	肇庆高新区管委会	《肇庆高新区节约用电支持制造业发展的若干措施》	150 元/kWh	100
2021/11/19	江苏	苏州市吴江区人民政府	关于印发苏州市吴江区分布式光伏规模化开发实施方案的通知	放电量 0.9 元/kWh	
2021/12/16	浙江	绍兴市柯桥区发展和改革局	关于柯桥区整区屋顶分布式光伏开发试点实施方案的公示	一次性 100 元/kWh	
2022/1/13	广东	肇庆高新区经济贸易和科技局	肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴实施细则	150 元/kWh	100
2022/2/22	四川	成都市发展和改革委员会	关于申报 2022 年生态文明建设储能领域市级预算内基 230 元/kW·年		100

本建设投资项目的通知					
2022/3/1	江苏	苏州工业园区管理委员会	苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施	放电量 0.3 元/kWh	
2022/3/4	安徽	芜湖市政府	芜湖市人民政府关于加快光伏发电推广应用的实施意见	0.3 元/kWh	年度 100
2022/4/6	广东	肇庆高新区经济贸易和科技局	肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴资金申报指南	装机容量 150 元/kW	100
2022/6/10	浙江	诸暨市人民政府	《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	
2022/6/16	广东	深圳福田区发展和改革局等	《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
2022/6/21	安徽	合肥市政府	进一步促进光伏产业高质量发展若干政策	放电量 0.3 元/kWh	300
2022/7/23	重庆	梁区经济和信息化委员会	《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	
2022/8/1	江苏	苏州工业园区	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	
2022/8/10	江苏	无锡高新区（新吴区）工信局	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
2022/10/14	浙江	温州龙港市人民政府	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	
2022/10/18	安徽	合肥市经济和信息化局	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
2022/10/28	广东	深圳市发改委	《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
2022/11/7	湖南	长沙市人民政府	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
2022/11/7	重庆	重庆两江新区经济运行局	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》	装机容量 200 元/kWh	500
2023/1/19	广东	深圳市发展和改革委员会	深圳市支持电化学储能产业加快发展的若干措施（征求意见稿）		1000
2023/1/28	江苏	常州市人民政府	《常州市推进新能源之都建设政策措施》	放电量不超过 0.3/kWh	
2023/1/30	浙江	金华市婺城区发展和改革局	《关于加快推动婺城区新型储能发展的实施意见》	200 元、180 元、170 元/kW	

资料来源：各政府官网，北极星储能网，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。

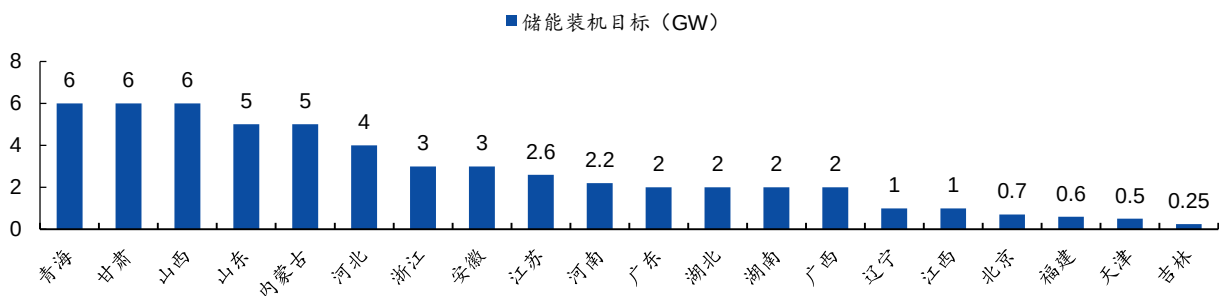
表 3：全国部分省份强制配储政策

省份	强制配储份额	主要内容	省份	强制配储份额	主要内容
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%、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 万风电光伏项目配置 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，国元证券研究所

图 3：多省市“十四五”规划装机目标



资料来源：各政府官网，西部碳中和新能源网，国元证券研究所

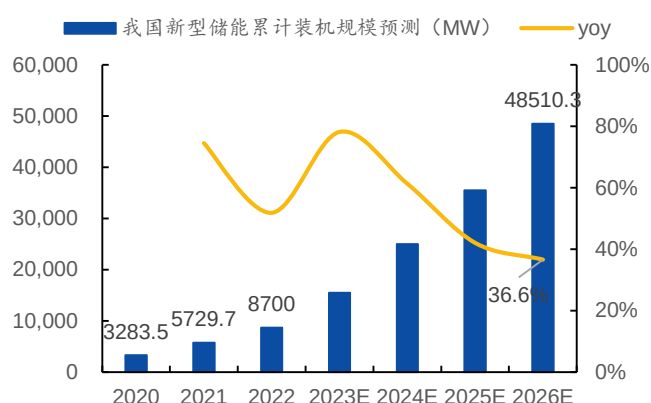
“十四五”时期，地方超额规划装机目标，抢抓新型储能规模化契机。“十四五”是储能由商业化初期向规模化发展转变的关键阶段；青海、内蒙古、甘肃、广东、湖北、浙江、北京等 20 省市规划了“十四五”期间新型储能装机目标，到 2025 年新型储能装机目标达到 66.55GW，其中青海、甘肃、山西储能规模最大，2025 年新型储能预计装机 6GW。新型储能装机目标的确立，有利于调动各方投资积极性，促进稳投资

稳增长，更好稳定市场预期、增强发展后劲。

1.4 新型储能：其势已成，其兴可待

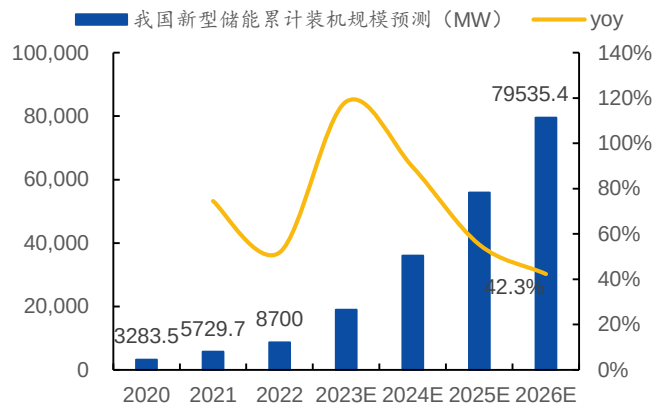
储能市场迈向规模化，未来大有可为。未来 5 年，“新能源+储能”是新型储能的主要应用场景，政策推动是主要增长动力；根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)对我国新型储能未来 5 年市场规模的预测，若政策执行、成本下降、技术改进等因素未达预期的保守情景下：预计 2026 年新型储能累计规模将达到 48.5GW，2022-2026 年复合年均增长率（CAGR）为 53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。乐观情景：随着电力市场的逐渐完善，储能供应链配套、商业模式的日臻成熟，新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势，在竞争中脱颖而出。预计 2026 年新型储能累计规模将达到 79.5GW，2022-2026 年复合年均增长率（CAGR）为 69.2%。

图 4：我国新型储能累计投运预测（保守场景）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

图 5：我国新型储能累计投运预测（乐观场景）

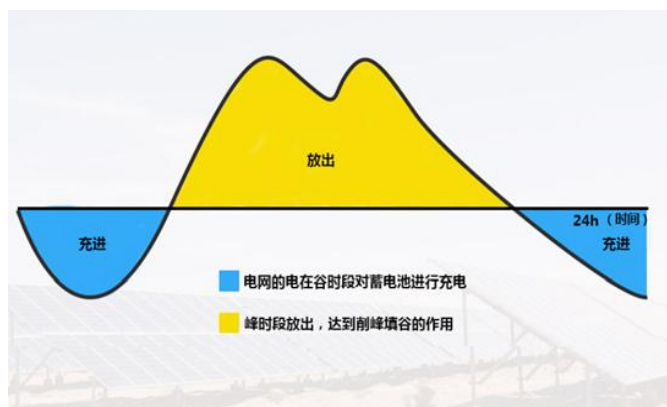


资料来源：CNESA，国元证券研究所

2. 新型储能：技术路线多样，助力电网平稳运行

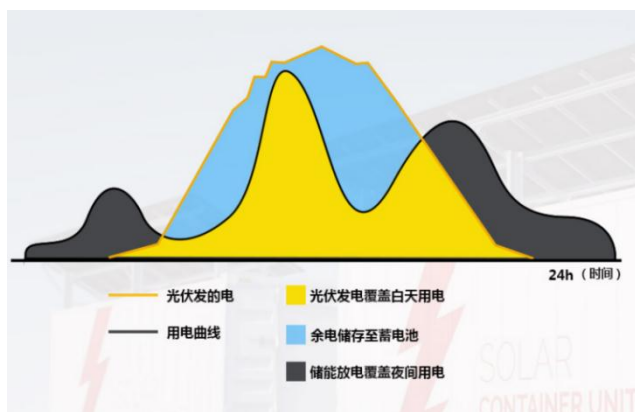
储能是解决新能源电网系统问题的关键。风电+光伏发电具有波动性、间歇性、随机性等特点，发出的电稳定性差，新能源发电占比的提升将严重冲击电网的稳定性。外加地理因素的影响，风光发电一般在西北地区，当地人口较少，工业规模小，消纳能力有限，导致弃光弃电现象严重。同时，电网用户侧一天内对电网电量需求量波动较大，影响电网的稳定性。储能技术可以将白天多余的光伏发电存储到蓄电池中，更最大限度地利用光伏发电并降低电费，同时，在非高峰时段存储电力，将能源转移到高峰时间使用，避免扩充变压器容量，提供高度可变负载的峰值，保证电网的平稳运行。

图 6：储能可以实现削峰填谷



资料来源：惜光官网，国元证券研究所

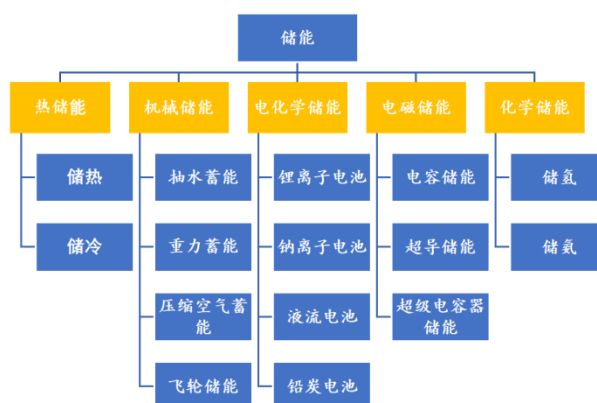
图 7：光伏系统发电利用最大化



资料来源：惜光官网，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；压缩空气储能是一种可以大功率，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



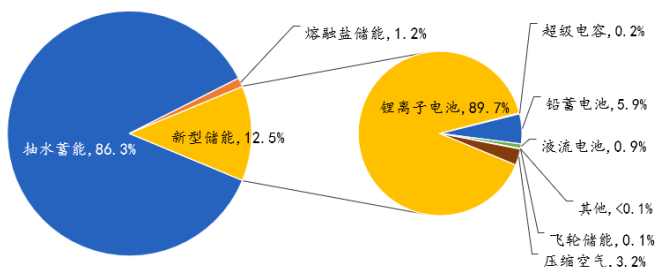
资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

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 2021 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1GW，其中，抽水蓄能的累计装机规模最大为 39.8GW，占比 86.3%；新型储能占比 12.5%，新型储能中锂离子电池市场份额高达 89.7%，占据绝对主流；2022 年底，新型储能中锂离子电池份额进一步提升至 94.5%，液流电池渗透率加快提升至 1.6%，表现出

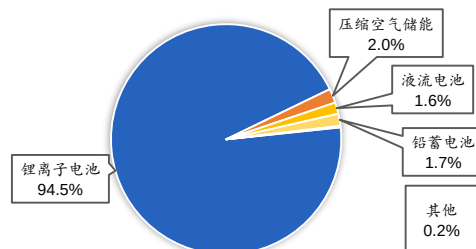
强劲的竞争优势。

图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2021）

图 10：2022 年底新型储能装机分布



资料来源：CNESA，国元证券研究所



资料来源：国家能源局，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
	压缩空气储能	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，自放电率高
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	寿命短，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《钠离子电池无定形碳负极材料研究》，国元证券研究所

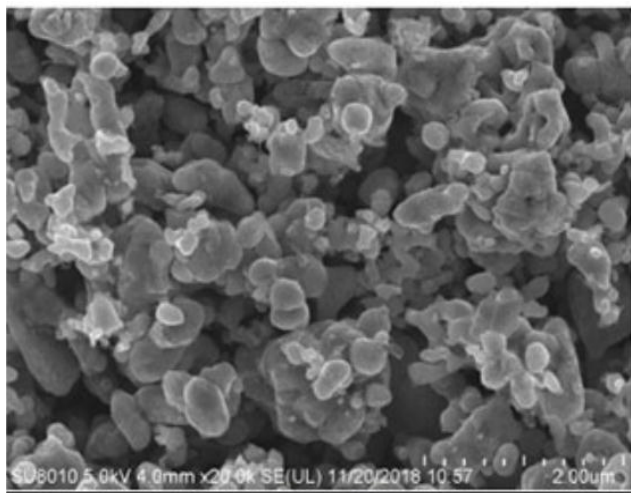
3. 锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至

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）》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

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：储能锂电池正极采用磷酸铁锂材料



资料来源：德方纳米官网，国元证券研究所

图 12：亿纬锂能储能电池采用方形铝壳封装结构



资料来源：亿纬锂能官网，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

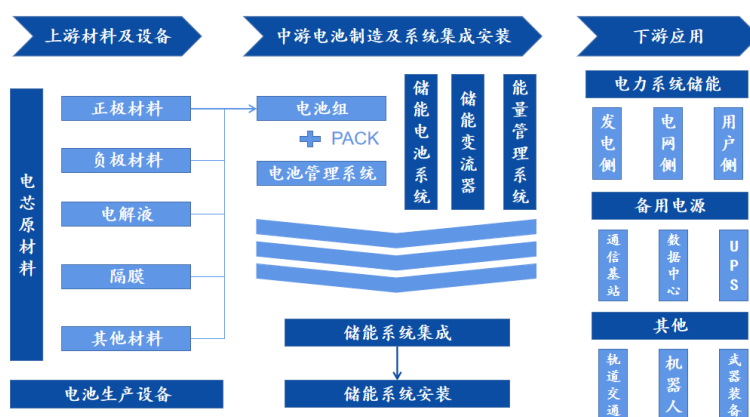
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品



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

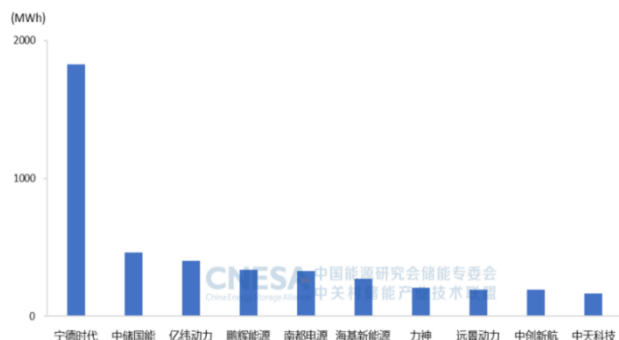


资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

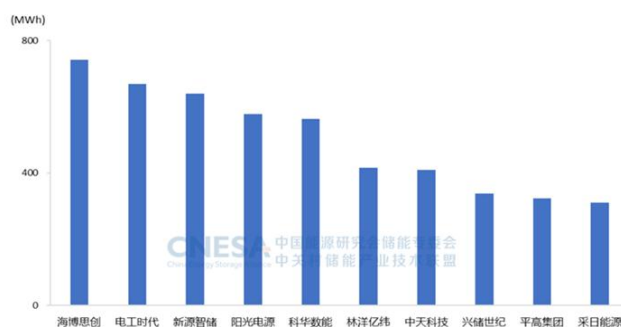
根据 CNESA 统计，2021 年我国装机规模排名前十位的储能技术提供商为：宁德时代、中储国能、亿纬动力、鹏辉能源、南都电源、海基新能源、力神、远景动力、中创新航和中天科技；国内市场储能系统出货量排名前十位的储能系统集成商为：海博思创、电工时代、新源智储、阳光电源、科华数能、林洋亿纬、中天科技、兴储世纪、平高集团和采日能源。

图 16：2021 年国内新增投运装机量排行榜

图 17：2021 年国内储能系统集成商出货量排行榜



资料来源：CNESA，国元证券研究所



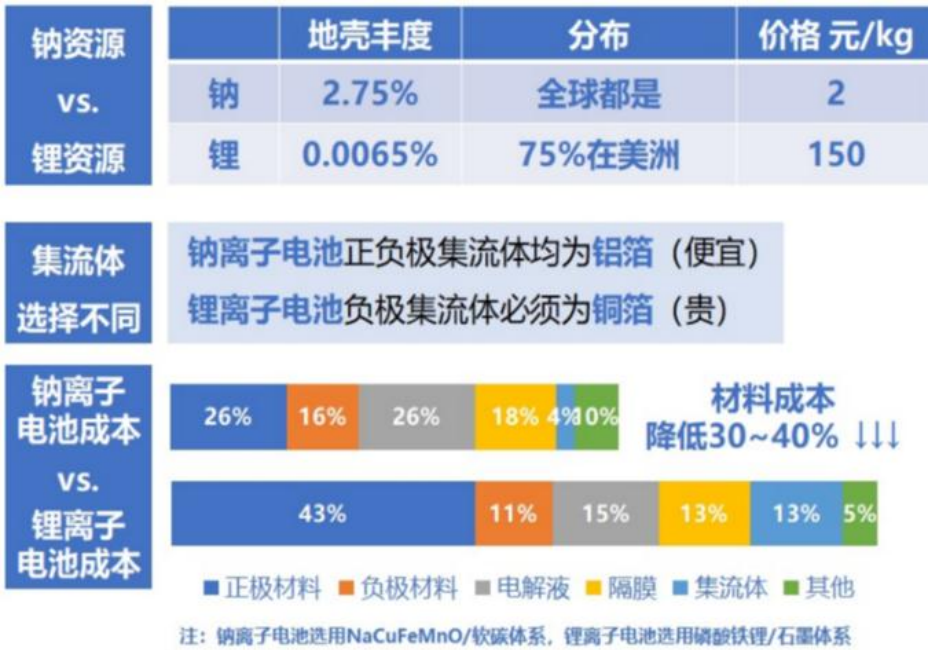
资料来源：CNESA，国元证券研究所

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，因此钠电关注度高增。除此之外，集流体选择不同，钠离子电池负极侧采用成本更低的铝箔为集流体，锂电池若采用铝箔则易和金属锂发生合金化反应，导致容量快速衰减。根据中科海钠测算，当锂价 15 万元/吨时，钠离子电池理论材料成本仍可以比锂电低 30%-40%，优势明显。

图 18：钠离子电池理论材料成本优势明显



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 年有望成为量产元年；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，预计 23 年初步形成基本产业链。2022 年 10 月 27 日，传艺科技钠电中试线顺利投产，一期 4.5GWh 量产线预计 23 年投产，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，预计 2023 年 6 月全部投运；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	普鲁士白和层状金属氧化物/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；目前，正致力推进钠离子电池在 2023 年实现产业化
	中科海钠	Cu 层状氧化物/软碳，有机电解液	2022 年 9 月 30 日，全球首批量产 1GWh 钠离子电芯生产线成功投运；针对不同应用场景，推出圆柱电芯、方形电芯共三款产品；与江淮集团合作，在车型思皓 EX10 花仙子上首次实现了钠离子电池在样车上的装车。
	鹏辉能源	磷酸铁钠+普鲁士蓝/硬碳体系	钠离子电池研发进展良好，产品正等待上通五测试验证，预计 2023 年上游材料和钠电池实现大批量生产
	孚能科技	普鲁士蓝/白及聚阴离子	钠电池产品已处集中送样阶段，满足 A0 级车需求，计划 2023 年进入产业化阶段，推出第一代钠电池产品。
	传艺科技	层状氧化物和硫酸盐体系/硬碳	公司 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	与中科海钠年产 2000 吨钠电正极材料项目进入试生产阶段，华阳集团万吨级钠离子电池正负极材料项目开工建设；
正极	钠创新源	Ni 层状氧化物	钠创新能源拟将 2022 年实现 3000 吨正极材料和 5000 吨电解液的投产，并在未来的 3-5 年内，分期建设 8 万吨正极材料和配套电解液生产线。
	容百科技	普鲁士白、层状氧化物	2022 年，公司钠电正极累计出货几十吨级，商业化进度行业领先。公司现有钠电正极产能约 1.5 万吨/年，计划在 2023 年底建成 3.6 万吨/年产能，2024 年底建成 10 万吨/产能。
	振华新材	层状氧化物	已实现十吨级销售，并在持续出货中，市场推广进展顺利，客户反馈较好，处于领先地位。
	当升科技	/	已完成新一代钠离子电池正极材料的工艺定型并向客户送样。
	七彩化学	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。

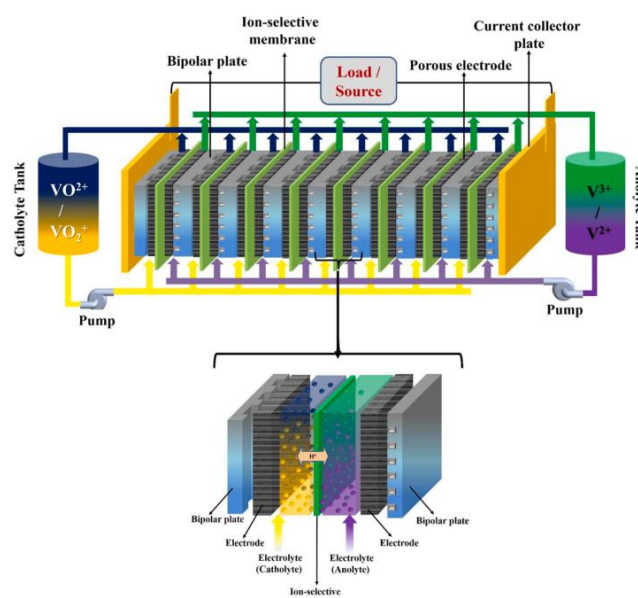
负极	贝特瑞	硬碳	钠电池负极已通过国内部分客户认证，实现吨级以上订单，并持续供货。
	佰思格	硬碳	22 年完成 2000 吨钠电池硬碳负极材料设备安装和生产;2023 年上半年,计划把产能扩大到 1 万吨;至 2025 年产能扩大至 5 万吨，对应电池产能 20-30GWh。
	翔丰华	硬碳	已开发高性能硬碳负极材料，正在相关客户测试中。
	中科电气	硬碳	持续进行钠离子电池所需的硬碳材料的开发
电解液	天赐材料	六氟磷酸钠	已有六氟磷酸钠的量产技术。
	多氟多	钠盐	具备年产千吨的六氟磷酸钠生产能力。
	传艺科技	层状氧化物和硫酸盐体系/硬碳	拟建设一期 5 万吨/年、二期 10 万吨/年的钠电池电解液项目。其中,一期投资建设年产 5 万吨电解液生产线,预计 5 月底竣工投产;二期正在办理土地报批手续,预计 2024 年 6 月项目全面竣工投产。
	新宙邦	六氟磷酸钠	具有生产钠电池电解液技术储备，对六氟磷酸钠产线的规划处于前期阶段。

资料来源：公司官网，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

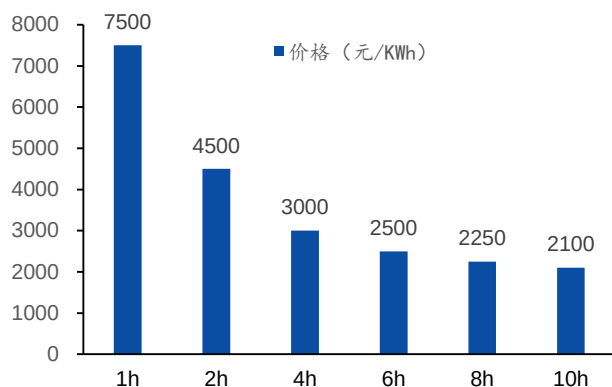


资料来源：A review of bipolar plate materials and flow field designs in the all-vanadium redox flow battery, 国元证券研究所

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

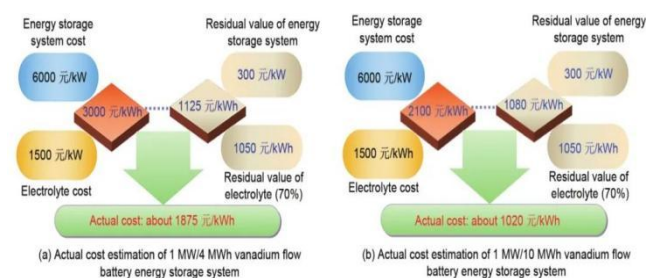
生循环使用，1kWh 电解液约含有 8kg 高纯度的 V_2O_5 ，电解液的残值率很高。根据张华民老师测算，对于储能时长为 4h 的系统，初次投资成本为 3000 元/kWh，电池系统的残值为 1125 元/kWh，实际成本约为 1875 元/kWh；若储能时长为 10h 的储能系统，初始投资成本为 2100 元/kWh，电池系统的残值为 1080 元/kWh，实际成本仅为 1020 元/kWh。因此，从生命周期角度来讲，全钒液流电池度电成本低廉、性价比高、经济效益好。

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

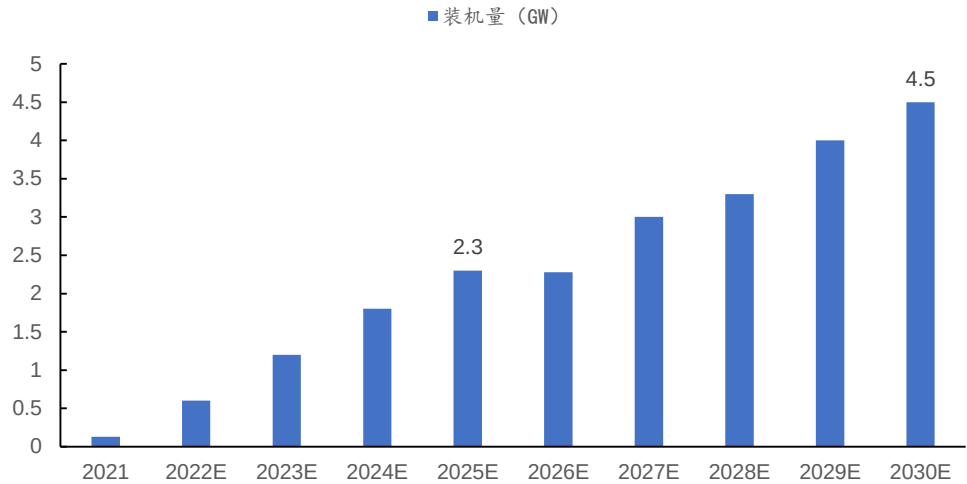
序号	标 1GWh 全钒液流电池储能系统中标候选人	投标单价(元/ Wh)	总价(万元)
1	大连融科储能技术发展有限公司	2.65	265039.9
2	四川伟力得能源股份有限公司	3.466	346620
3	液流储能科技有限公司	2.2	220000
4	国网电力科学研究院武汉南瑞有限责任公司	3.571	357100
5	山西国润储能科技有限公司	3.621	362080

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，推动钒电池储能商业化进程不断加快。仅仅 2020 年至今，据中研普华产业研究院统计，规划的钒电池项目装机量达到 6GW，容量超过 20GWh。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。据 EV Tank 预测，2022 年国内大量的钒电池储能项目开工建设，预

计全年新增装机量将达到 0.6GW；2025 年钒电池新增规模将达到 2.3GW，复合增长率 40%，2030 年新增量将达到 4.5GW，届时钒电池储能项目累计装机量将达到 24GW。

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，是我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“国际质量钻石奖”。
中游	电极	辽宁金谷	成立于 2010 年，公司装配有 PAN 基、粘接基碳毡、石墨毡连续化生产线，拥有大型石墨化设备。
		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。产品涉及粘接基、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。
	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

下游	电解液		配套含氟功能材料的开发与生产，nafion 膜国产替代。
		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。
	全钒液流电池	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：各公司官网公告，国元证券研究所

4.投资建议

在国家和地方政策的支持下，新型储能行业迎来历史性发展机遇期。锂电占据主流，有望充分受益储能市场的快速发展，建议关注锂电龙头宁德时代，亿纬锂能，国轩高科，鹏辉能源等；钠电自然资源丰富，理论材料成本较低，是锂电储能市场的重要补充，建议关注钠电铝箔用量翻倍的鼎胜新材，电池环节核心标的传艺科技、维科技术；钒电池凭借独特的技术优势，适配于大储市场，有望迎来高速增长，建议关注拥有钒矿资源的钒钛股份以及值得重点关注待上市的行业龙头大连融科储能。

表 9：重点公司盈利预测

公司代码	公司名称	收盘价（元）	总市值 （百万元）	EPS			PE		
				2022A/E	2023E	2024E	2022A/E	2023E	2024E
300750	宁德时代	385.11	918337	12.58	18.57	24.78	31.27	20.24	15.17
300014	亿纬锂能	63.7	126835	1.67	3.24	4.81	51.13	19.15	12.89
002074	国轩高科	27.27	48545	0.17	0.98	1.4	157.5	27.71	19.53
603876	鼎胜新材	39.5	19265	2.81	3.97	4.88	13.98	9.9	8.06
300438	鹏辉能源	56.95	25749	1.42	2.80	4.08	39.22	19.96	13.69
000629	钒钛股份	5.01	43270	0.2	0.26	0.33	25.22	19.61	15.40

资料来源：Wind，国元证券研究所（注：盈利预测取自万得一致预期，收盘价为 2023/3/16）

5.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，其发

展仍依赖于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，会影响储能装机规模；

(2) 技术路线变更或发展不及预期的风险：储能技术类型多样，更新迭代较快，若出现新型储能技术或者技术发展不及预期，会影响储能市场占有率；

(3) 钠电和钒电商业化进度不及预期的风险：电池成本储能市场影响较大，若初装成本下降不及预期，会影响其装机规模。

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