非锂储能商业化进展如何?

电气设备

评级： 看好

日期： 2026.11.26

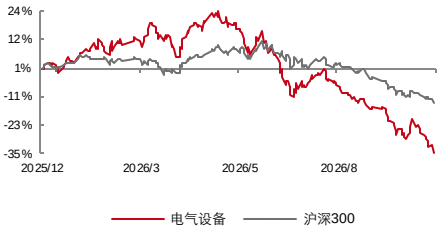
分析师 钟林志

登记编码：S0950525050001

☎：17378362019

✉：zhonglinzhi@wkzq.com.cn

行业表现 **2026/11/25**



资料来源：Wind，聚源

相关研究

- 《辽宁容量补偿政策落地，储能收益机制进一步完善》(2026/11/18)
- 《“十五五”储能规划出台，发展目标与路径明确》(2026/11/18)
- 《盈利承压，扩产不止——澳洲锂矿 2026Q3 财报梳理分析》(2026/11/12)
- 《锂价下跌，企业盈利承压——A 股锂矿行业 2026 年 Q3 财报梳理分析》(2026/11/9)
- 《短期业绩承压，不改长期成长逻辑——储能行业 2026 年 Q3 财报梳理分析》(2026/11/9)
- 《全球储能经济性跟踪——2026 年 10 月》(2026/11/9)
- 《电网投资节奏跟踪——2026 年 9 月》(2026/11/9)
- 《2026Q3 锂电财报点评：资本开支提速，关注需求节奏的变化》(2026/11/4)
- 《风电 26Q3 业绩总结：经营承压，关注深远海及欧洲风电机遇》(2026/11/4)
- 《光伏 26Q3 业绩总结：产业低谷持续亏损》(2026/11/4)

报告要点

应用场景差异化与锂资源进口依赖度较高，推动储能技术多元化发展。随着新能源渗透率提升，电力系统对储能功率、时长及运行寿命的需求日趋多元化，单一技术难以满足全部应用场景。同时，我国锂原料进口依赖度约 60%，进口来源相对集中，资源供应及价格波动可能影响产业链稳定性。发展非锂储能技术，有助于满足差异化需求，降低对单一关键原材料的依赖，提升供应链韧性。

非锂储能技术中，钒液流、压缩空气、钠电商业化进程相对领先。2025 年底全球新型储能装机中锂电占比 97.7%，仍占绝对主导，但非锂储能正由小规模示范迈向大型工程应用。2025 年钒液流新增装机 3835MWh，同比增长 80%，单站规模迈入 GWh 级；压缩空气实现 300MW 级单机及 600MW 级电站应用，已招标待投运项目达 23.26GWh；钠电迈入百 MWh 级工程应用，宁德时代等龙头开始布局 GWh 级项目。三条路线工程化进展较快，但规模化商业推广仍需技术降本及经济性验证。

钒液流储能长时优势突出，技术降本与低成本钒资源供给是核心约束。钒液流具备高安全、长寿命及功率容量独立配置等优势，但初始投资仍明显高于锂电。未来降本主要依靠提升电堆电流密度、电解液利用率及产业规模化水平，降低电堆、电解液和制造成本。同时，钒资源供给与钢铁产业高度关联，供给弹性有限，低成本钒资源开发与回收利用将影响长期发展。

压缩空气储能具备大规模、长时储能优势，储气条件与工程成本制约项目复制。单机功率已由 10MW 级提升至 300MW 级，规模效应逐步显现，但盐穴储气受地质条件限制，人工硐室虽可拓宽选址范围，仍面临工程投资高、建设周期长等问题。未来储气技术突破、单机大型化、装备国产化及系统效率提升，有望进一步改善项目经济性。

钠离子电池具备资源成本优势，规模化降本及硬碳供给是商业化关键。2026 年钠电电芯价格已进入 0.5 元/Wh 级别，但相比磷酸铁锂仍存在成本差距。材料端，聚阴离子正极凭借高安全、长循环优势成为重要发展方向，正负极均可采用铝箔带来集流体需求变化；硬碳负极则是当前产业化的主要瓶颈，2025 年国内产量约 1.2 万吨，高品质有效产能不足，且技术路线尚未收敛。未来硬碳产能释放、材料性能优化及产业规模化降本，将是钠电实现大规模出货和提升经济性竞争力的关键。

总体判断：储能技术多元化发展趋势不会改变，差异化应用与技术降本将决定商业化空间。钒液流和压缩空气有望在大规模、中长时储能领域形成竞争优势，钠电则需要依靠材料优化、长寿命及规模化降本提升与磷酸铁锂的竞争力。随着长时储能需求释放及市场化收益机制逐步完善，非锂储能有望实现进一步商业化发展，但其规模化推广仍需经过经济性和长期运行可靠性的验证。

风险提示： 1）长时储能需求释放不及预期；2）钒液流储能降本速度不及其他技术路线风险；3）钒资源价格大幅波动风险；4）项目收益机制和商业模式不完善风险。

内容目录

1 为什么需要储能技术多元化发展？ 3
不同储能需求催生多元技术路线 3
锂资源进口依赖与价格波动风险是推动储能技术多元化的另一驱动力 3
政策持续推动储能技术多元化发展 4
非锂储能技术路线中，钒液流、压缩空气、钠电进展较为领先 4
2 从项目规模看三大非锂技术的商业化进展 5
整体看，非锂储能累计装机规模仍然较低 5
非锂储能产业发展并未停滞，商业化项目加速落地 6
钒液流储能项目进展：单站规模迈入 GWh 级别 7
压缩空气储能项目进展：30 万千瓦级项目实现工程应用 8
钠电储能项目进展：从小规模验证向百兆瓦级更大规模项目推进 9
3 三大非锂技术发展的瓶颈在哪？ 10
钒液流储能：瓶颈在于电流密度、电解液利用率及产业规模化水平 10
压缩空气储能：规模受盐穴资源限制，人工硐室及单机大型化是发展方向 10
钠电储能：硬碳负极等关键材料产业化仍待突破 11
风险提示 11

图表目录

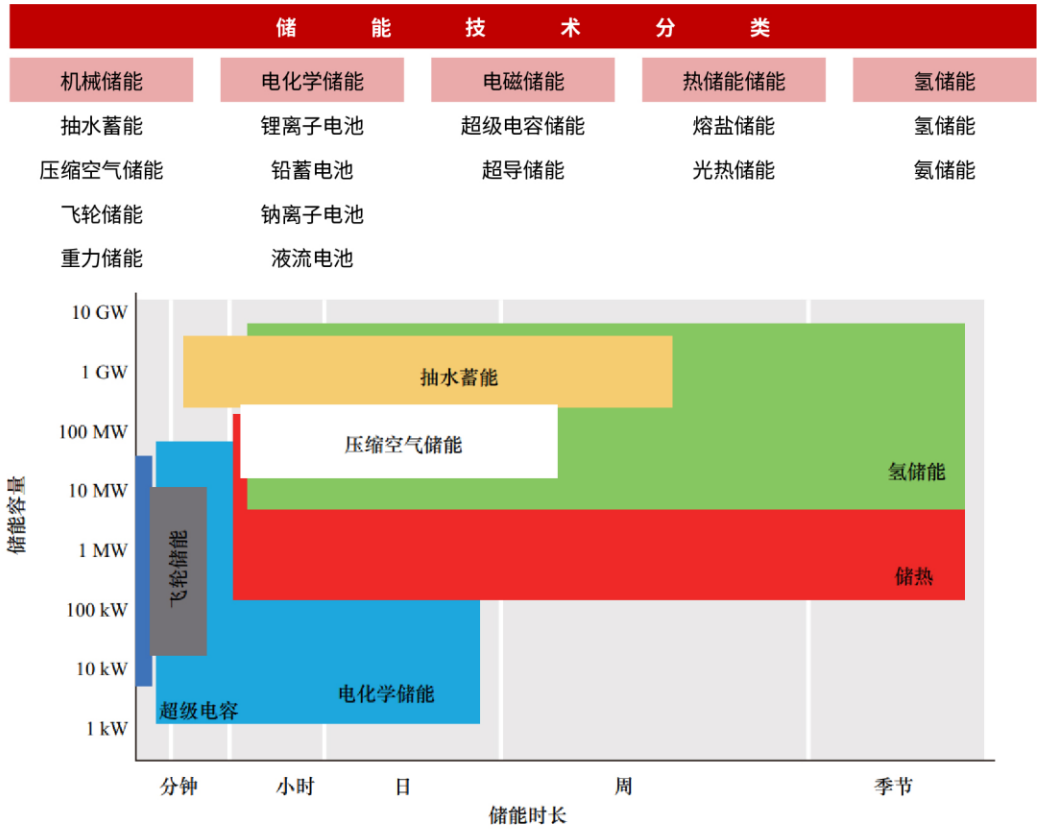
图表 1：不同储能技术路线具备不同适用场景 3
图表 2：国家持续推动新型储能技术多元化发展 4
图表 3：2025 年中国储能集成示范和产业化梯队 5
图表 4：2025 年中国储能技术和世界先进水平的比较 5
图表 5：2025 年全球新型储能装机中非锂储能规模仍较小 5
图表 6：钒液流、压缩空气、钠电储能新增装机持续增长 7
图表 7：钒液流储能代表性项目 8
图表 8：压缩空气储能代表性项目 9
图表 9：钠电储能代表性项目 9

1 为什么需要储能技术多元化发展?

不同储能需求催生多元技术路线

新能源渗透率持续提升，电力系统对储能技术的需求日趋多元化。 随着风光发电占比不断提高，电力系统对调频、削峰填谷、容量支撑及长周期能量调节的需求持续增长，不同应用场景对储能功率、时长、响应速度及运行寿命的要求存在明显差异。飞轮储能、超级电容主要适用于秒级至分钟级的快速功率调节；锂离子电池、钠离子电池主要适用于小时级储能；液流电池、压缩空气储能则在大规模、中长时储能领域具备应用潜力。截至 2025 年底，我国新型储能累计装机达 135.9GW/351.1GWh，平均储能时长约 2.58 小时，较 2024 年提升 0.30 小时；其中 4 小时及以上储能装机占比由 2024 年的 15.4%提升至 2025 年的 27.5%，反映储能需求正逐步向更长时长延伸。不同储能技术路线各具优势，未来有望在不同应用场景中形成互补发展格局。

图表 1：不同储能技术路线具备不同适用场景



资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

锂资源进口依赖与价格波动风险是推动储能技术多元化的另一驱动力

锂资源对外依存度较高，供应链安全也是推动储能技术多元化发展的重要因素。 我国锂电产业链全球领先，但上游锂资源仍较为依赖进口，2024 年锂原料进口依赖度约 60%，其中澳大利亚占我国锂矿进口量的64.3%，进口来源相对集中。尽管近年来国内锂矿勘探取得突破，资源保障能力逐步增强，但新增资源向实际产能转化仍需时间。随着新能源汽车和储能市场持续扩张，锂资源供应及价格波动仍可能影响产业链稳定性。发展钠离子电池、压缩空气、

液流电池等多元技术路线，有助于降低储能产业对单一关键原材料的依赖，提升供应链韧性。

政策持续推动储能技术多元化发展

国家对储能技术多元化的政策支持由研发、试点示范逐步向规模化商业应用延伸。 2021 年以来，国家陆续出台多项政策，支持压缩空气、液流电池、钠离子电池等非锂储能技术研发及示范应用。2024 年，国家能源局确定 56 个新型储能试点示范项目，覆盖压缩空气、液流、钠电等多种技术路线，推动技术工程验证与产业化。2025 年，国家进一步明确不同储能技术的发展定位，锂离子电池储能实现规模化应用，压缩空气、液流电池、钠离子电池、飞轮储能等进一步商业化发展。随着政策支持重点由技术验证向商业化应用延伸，非锂储能产业化进程有望持续加快。

图表 2：国家持续推动新型储能技术多元化发展

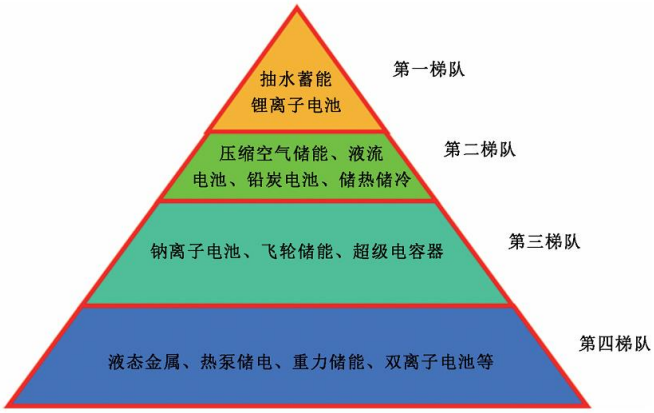
时间	政策名称	关于储能技术多元化发展的表述
2021年7月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	“坚持储能技术多元化”、“实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期”、“加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范”。
2022年1月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	“推动多元化技术开发。开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究。”、“百兆瓦级液流电池技术，钠离子电池、固态锂离子电池技术”。
2024年1月	国家能源局公告2024年第1号	确定56个新型储能试点示范项目，覆盖压缩空气、液流、钠电、飞轮等多种路线，推动技术工程验证。
2024年7月	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	“探索建设一批液流电池、飞轮、压缩空气储能、重力储能、二氧化碳储能、液态空气储能、钠离子电池、铅炭电池等多种技术路线的储能电站”
2025年1月	《新型储能制造业高质量发展行动方案》	“推动超级电容器、铅碳电池、钠电池、液流电池等工程化和应用技术攻关。发展压缩空气等长时储能技术”
2025年8月	《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》	“锂离子电池储能实现规模化应用，压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能、飞轮储能等进一步商业化发展”
2026年11月	《“十五五”新型储能实施方案》	“加快锂离子电池储能迭代升级，推广钠离子电池储能应用。推动压缩空气储能、液流电池储能、飞轮储能等从试点应用向商业化应用过渡。”

资料来源：国家发展改革委、国家能源局，五矿证券研究所

非锂储能技术路线中，钒液流、压缩空气、钠电进展较为领先

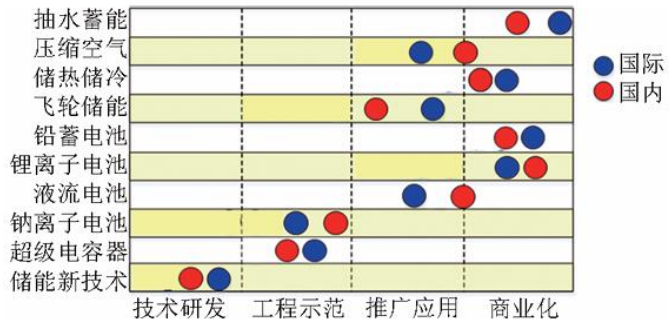
钒液流、压缩空气、钠电是目前最可能挑战锂电地位的技术路线。根据《2025 年中国储能技术研究进展》，抽水蓄能和锂离子电池已进入商业化应用阶段，处于第一梯队；压缩空气储能、液流电池、钠离子电池等技术处于第二梯队，已从技术研发逐步迈向工程示范和规模化应用；液态金属、热泵储电、重力储能等技术仍主要处于研发或示范阶段。从国际对比来看，我国抽水蓄能、锂离子电池、铅蓄电池等技术已接近或达到国际先进水平，压缩空气、液流电池及钠电等非锂技术也在加快追赶。整体而言，钒液流、压缩空气及钠电在技术成熟度和工程应用方面已具备一定基础，有望率先实现规模化商业应用，但其经济性和市场竞争力仍有待进一步验证。

图表 3：2025 年中国储能集成示范和产业化梯队



资料来源：2025 年中国储能技术研究进展，五矿证券研究所

图表 4：2025 年中国储能技术和世界先进水平的比较



资料来源：2025 年中国储能技术研究进展，五矿证券研究所

2 从项目规模看三大非锂技术的商业化进展

整体看，非锂储能累计装机规模仍然较低

非锂储能装机规模持续增长，但市场份额仍然较低，锂电占据新型储能绝对主导地位。截至 2025 年底，全球新型储能累计装机规模达 278.7GW，较 2020 年的 15.1GW 增长约 17.5 倍，2020—2025 年复合增速约 79%；其中锂离子电池累计装机 272.5GW，占新型储能装机的 97.7%，较 2020 年的 87.4%进一步提升。相比之下，非锂储能装机规模仍然较小，2025 年底压缩空气、液流电池和飞轮储能累计装机分别为 1.7GW、1.7GW 和 0.8GW，占比分别约 0.6%、0.6%和 0.3%。尽管非锂储能近年来加快项目落地，但锂电凭借成熟产业链、规模化制造及持续降本优势不断巩固市场地位，非锂储能整体仍处于商业化发展初期，短期难以撼动锂电的主导格局。

图表 5：2025 年全球新型储能装机中非锂储能规模仍较小

全球储能不同技术路线累计装机规模						
	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
新增装机功率(GW)	6.5	15.4	30.7	52.0	82.8	124.2
累计装机功率（GW）	191.1	206.5	237.2	289.2	372.0	496.2
分种类						
抽水蓄能	172.6	177.7	188.1	193.8	202.0	212.4
熔融盐储热	3.4	3.4	3.3	4.0	4.5	5.0
新型储能	15.1	25.4	45.7	91.4	165.5	278.7
锂离子电池	13.2	23.2	43.2	88.6	161.4	272.5
压缩空气	0.4	0.6	0.6	0.6	1.2	1.7
飞轮储能	0.4	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8
钠系电池	0.5	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8
液流电池	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	1.7
铅蓄电池	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	1.1
其他	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.3

占比						
抽水蓄能	90.3%	86.2%	79.3%	67.0%	54.3%	42.8%
熔融盐储热	1.8%	1.6%	1.4%	1.4%	1.2%	1.0%
新型储能	7.9%	12.2%	19.3%	31.6%	44.5%	56.2%
锂离子电池	6.9%	11.2%	18.2%	30.6%	43.4%	54.9%
压缩空气	0.2%	0.3%	0.3%	0.2%	0.3%	0.3%
飞轮储能	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
钠系电池	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
液流电池	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%
铅蓄电池	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
其他	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

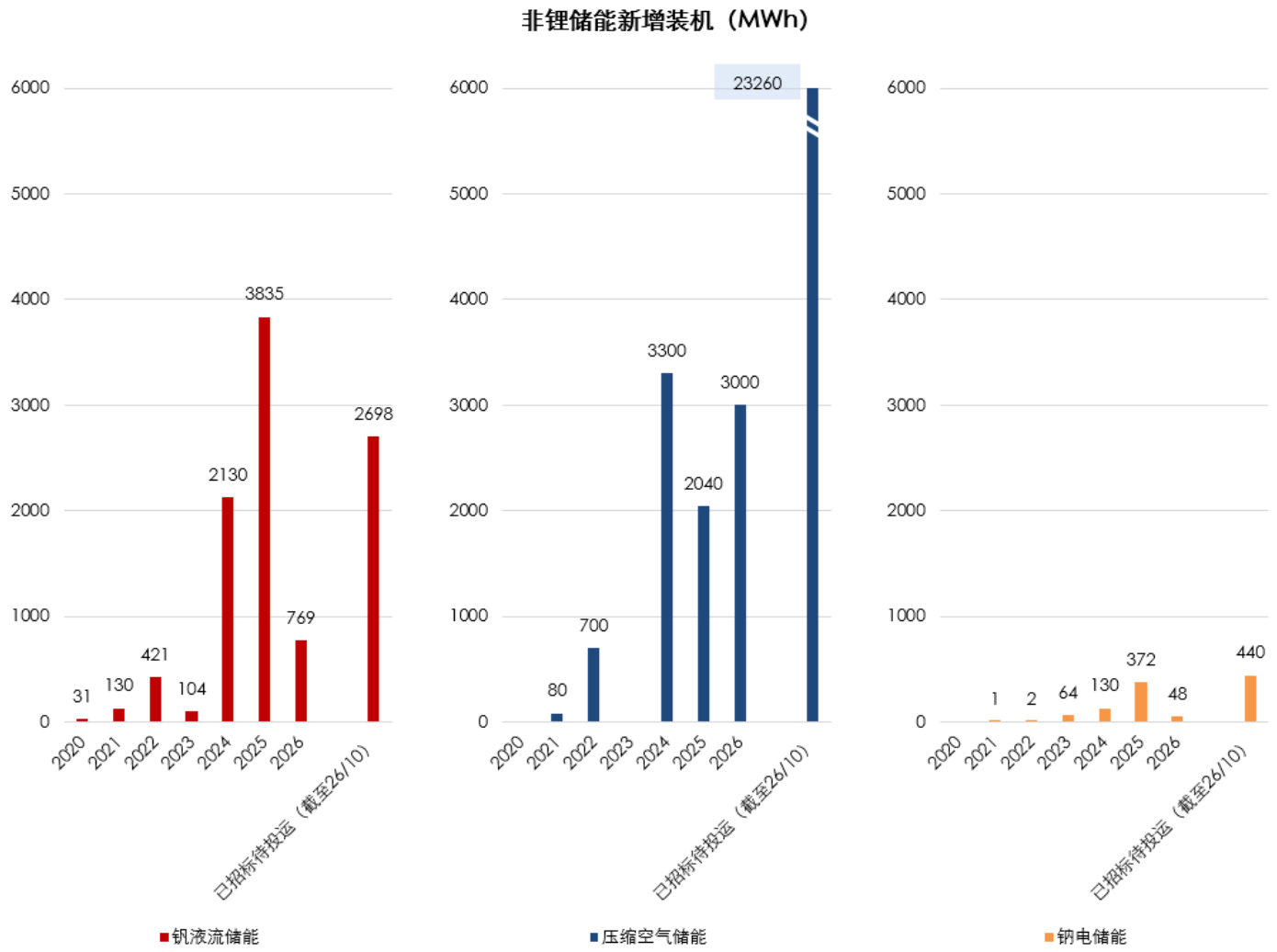
资料来源：CNESA、北极星储能网，五矿证券研究所

非锂储能产业发展并未停滞，商业化项目加速落地

钒液流、压缩空气率先实现 GWh 级规模化应用，钠电仍处于商业化初期。从新增装机来看，钒液流储能近年来增长迅速，2024—2025 年新增装机分别为 2130MWh、3835MWh，2025 年同比增长 80%，较 2020 年的 31MWh 增长超百倍，2026 年受项目投运节奏影响暂时回落至 769MWh。压缩空气储能依托大型项目建设实现装机快速增长，2024—2026 年新增装机分别为 3300MWh、2040MWh、3000MWh，单个项目规模较大，年度装机受大型工程投运节奏影响明显。相比之下，钠离子电池储能仍以示范应用为主，2025 年新增装机 372MWh，2026 年暂为 48MWh，与前两条路线存在较大差距。

压缩空气储能后续项目储备显著领先，非锂储能规模化发展潜力逐步显现。从已招标待投运项目来看，压缩空气储能项目储备达到 23.26GWh，显著高于钒液流的 2.70GWh 和钠电的 0.44GWh，反映出大型长时储能项目对压缩空气技术的应用需求不断增加。钒液流储能近年来项目落地较快，百兆瓦级项目逐步增多，但后续规模扩张仍需依赖系统降本及长时储能经济性改善；钠电则已从早期小规模技术验证进入百 MWh 级工程示范阶段，但受锂电成本竞争及自身产业链成熟度约束，商业化推广仍需时间。总体来看，钒液流和压缩空气已具备大型工程应用能力，钠电仍处于规模化示范向商业化推广过渡阶段，未来三条路线的装机增长仍取决于技术降本、项目建设兑现及市场化收益机制完善。

图表 6：钒液流、压缩空气、钠电储能新增装机持续增长



资料来源：全国公共资源交易平台、中国电池工业协会、ESPLAZA、国际储能网、北极星储能网、中国储能网、碳索储能、中国能源网等，五矿证券研究所

注：项目为非完全统计

钒液流储能项目进展：单站规模迈入 GWh 级别

钒液流储能实现从兆瓦级示范向百兆瓦级应用跨越，工程化能力逐步成熟。早期钒液流储能以小规模示范项目为主，重点验证电池系统的运行可靠性及工程应用可行性。2020 年 12 月，新疆阿瓦提 7.5MW/22.5MWh 全钒液流储能项目并网，标志着钒液流技术在新能源配储场景下取得早期工程应用成果。2022 年 10 月，大连恒流 100MW/400MWh 液流电池储能调峰电站一期并网，实现从兆瓦级向百兆瓦级的大幅跨越，为大规模全钒液流电池系统集成及电网调峰应用提供了重要工程验证。

钒液流储能单站规模迈入 GWh 级，应用场景持续拓展。2024 年，新疆乌什 250MW/1000MWh 全钒液流储能项目作为 500MW/2000MWh 构网型混合储能电站的重要组成部分投入运行，推动钒液流单站规模迈入 GWh 级，同时探索与锂电协同运行的应用模式。2025 年 7 月，哈密能源集团 100MW/400MWh 全钒液流独立储能电站并网，并于年底转入商业运营，反映出钒液流技术由示范工程向独立储能运营场景延伸。2025 年 12 月，三峡能源新疆吉木萨尔 200MW/1000MWh 全钒液流储能电站实现全容量投产，储能时长达到

5 小时，进一步验证了钒液流技术在大容量、长时储能领域的工程应用能力。

大型能源国企加速布局钒液流储能，商业化推广仍需突破经济性瓶颈。从项目业主看，早期新疆阿瓦提项目主要由民营企业推动技术示范，近年来大连地方国企及三峡集团、中核集团等大型能源企业陆续参与百兆瓦级项目建设，投资主体逐步多元化。与此同时，钒液流储能应用场景由新能源配储向电网调峰、独立共享储能及构网型储能延伸，项目规模和功能定位不断升级。总体来看，钒液流储能已具备百兆瓦级系统集成及 GWh 级工程应用能力，但大型项目落地不等于经济性优势已经确立，后续规模化推广仍取决于电解液、电堆等关键环节降本，以及长时储能市场需求和项目收益机制的完善。

图表 7：钒液流储能代表性项目

投运时间	项目名称	储能规模	业主/投资主体	业主性质	代表意义
2020-12	新疆阿瓦提全钒液流储能电站一期	7.5MW/22.5MWh	新疆伟力得能源有限公司	民企	早期MW级工程示范
2022-10	大连恒流储能电站	100MW/400MWh	大连恒流储能电站有限公司	地方国企	全球首个百兆瓦级液流电池调峰电站
2024-12	新疆乌什全钒液流储能工程	250MW/1000MWh	新华能源投资有限公司	央企	大型混合储能项目中的GWh级钒液流单元
2025-07	哈密能源集团全钒液流储能电站	100MW/400MWh	哈密东天山发电有限公司	地方国企	百兆瓦级项目持续落地，年底转商业运营
2025-12	新疆吉木萨尔光伏配套全钒液流储能项目	200MW/1000MWh	三峡新能源吉木萨尔发电有限公司	央企	储能时长提升至5小时，单站容量达到GWh级

资料来源：融科储能、新华网、北极星储能、中国工业新闻网、中国青年网，五矿证券研究所

压缩空气储能项目进展：30 万千瓦级项目实现工程应用

压缩空气储能实现从 10MW 级示范向 300MW 级单机应用跨越，大型工程建设加速推进。早期压缩空气储能主要以小规模示范项目为主，重点验证压缩膨胀、储热及储气等关键技术的工程可行性。2021 年 9 月，山东肥城 10MW/40MWh 盐穴先进压缩空气储能国家示范电站并网，实现早期 10MW 级工程应用；2022 年 9 月，河北张家口 100MW/400MWh 先进压缩空气储能国家示范项目投运，首次实现百兆瓦级人工硐室储气技术工程应用，推动压缩空气储能向大型化发展。2024 年 4 月，湖北应城 300MW/1500MWh 压缩空气储能示范工程首次并网，并于 2025 年 1 月转入商业运行，标志着 300MW 级大型压缩空气储能机组实现工程应用。

压缩空气储能电站规模进一步扩大，储气技术由天然盐穴向人工硐室拓展。2025 年 12 月，甘肃玉门 300MW/1800MWh 人工硐室压缩空气储能项目投运，探索利用人工地下储气空间替代天然盐穴，推动压缩空气储能突破地质条件约束。2026 年 1 月，江苏淮安 600MW/2400MWh 盐穴压缩空气储能项目投运，采用 2×300MW 机组，电站总装机规模进一步提升。从投资主体看，早期河北张家口项目由民营企业参与建设，近年来中国能建、江苏国信等央企和地方国企加大大型项目布局。总体来看，压缩空气储能已具备 300MW 级单机及 600MW 级电站工程应用能力，技术成熟度不断提高，但项目建设仍具有投资规模大、工程周期长、储气条件要求高等特点，后续规模化推广取决于储气技术突破、系统效率提升及项目经济性改善。

图表 8：压缩空气储能代表性项目

投运时间	项目名称	储能规模	业主/投资主体	业主性质	代表意义
2021-09	山东肥城盐穴先进压缩空气储能国家示范电站一期	10MW/40MWh	-	-	早期10MW级盐穴储能示范
2022-09	河北张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目	100MW/400MWh	张北巨人能源有限公司	民企	百兆瓦级人工硐室储气技术实现工程应用
2024-04	湖北应城压缩空气储能示范工程	300MW/1500MWh	湖北楚韵储能科技有限责任公司	央企	300MW级大型项目首次并网，2025年1月转商业运行
2025-12	甘肃玉门人工硐室压缩空气储能示范工程	300MW/1800MWh	酒泉能建玉能科技有限公司	央企	300MW级人工硐室路线落地，探索降低对天然盐穴的依赖
2026-01	江苏淮安国信苏盐盐穴压缩空气储能项目	600MW/2400MWh	江苏国信苏盐（淮安）储能发电有限公司	地方国企	采用2×300MW机组，电站总规模进一步扩大

资料来源：国家能源局、北极星储能、人民网、中国储能网、中国科学院，五矿证券研究所

钠电储能项目进展：从小规模验证向百兆瓦级更大规模项目推进

钠电储能迈向百 MWh 级工程应用，产业化进程逐步加快。 早期钠电储能主要以小规模示范为主，2021 年 6 月，华阳集团 1MW/1MWh 钠离子电池储能系统投运，开展早期工程验证。2023 年 12 月，三峡能源安徽阜阳 30MW/60MWh 钠电项目投运，采用锂钠混合储能模式，推动钠电向数十 MWh 级应用发展。2024 年 6 月，大唐湖北潜江 50MW/100MWh 钠离子储能示范项目全容量投产，标志着钠电迈入百 MWh 级工程应用阶段。此后，广州发展湖北洪湖 50MW/100MWh 钠电项目进一步落地，并于 2026 年初完成竣工验收，百 MWh 级项目工程应用经验持续积累。从投资主体看，钠电示范项目主要由华阳集团、三峡能源、中国大唐、广州发展等国有能源企业推动，技术应用逐步由小规模验证向大型电网侧储能延伸。

宁德牵头钠电大型项目备案加速，规划规模向 GWh 级迈进，但实际装机兑现仍待观察。2026 年 8 月，宁德时代云南墨江钠离子独立共享储能项目完成备案，项目总体规划 1GW/4GWh，其中一期 200MW/800MWh；同期，湖北泰极智储 100MW/400MWh 钠离子电网侧独立储能项目亦已备案，储能时长达到 4 小时。两大项目规划规模均显著高于此前已投运的百 MWh 级示范项目，反映出钠电正在向更大规模、长时储能场景拓展，宁德时代等电池龙头的参与也有望推动产业链成熟及规模化降本。不过，上述项目目前仍处于备案阶段，距离实际投运和商业化运营尚有一定距离，后续需重点关注项目建设进度、系统运行性能及相对锂电的成本竞争力。

图表 9：钠电储能代表性项目

投运时间	项目名称	储能规模	业主/投资主体	业主性质	代表意义
2021-06	华阳集团钠离子电池储能系统	1MW/1MWh	华阳集团	地方国企	早期MWh级示范应用
2023-12	三峡能源安徽阜阳风光储基地钠电部分	30MW/60MWh	三峡新能源发电（阜南）有限公司	央企	锂钠混合储能，钠电规模达到数十MWh
2024-06	大唐湖北潜江钠离子储能示范项目一期	50MW/100MWh	大唐潜江清洁能源有限公司	央企	百MWh级钠离子储能项目投运
2025-06	广州发展湖北洪湖钠离子储能示范项目一期	50MW/100MWh	洪湖穗发新能源有限公司	地方国企	又一百MWh级钠电项目落地

资料来源：中国政府网、鑫椤锂电、新华网，五矿证券研究所

3 三大非锂技术发展的瓶颈在哪?

钒液流储能：瓶颈在于电流密度、电解液利用率及产业规模化水平

钒液流储能具备本征安全、循环寿命长优势。 与锂离子电池不同，钒液流电池的功率主要由电堆决定，储能容量主要由电解液决定，功率与容量可相对独立配置。随着储能时长增加，电堆、功率变换设备等功率相关成本得到摊薄，单位容量投资成本逐步下降，因此钒液流在长时储能场景下具备潜在竞争优势。然而，当前钒液流储能系统成本仍高于锂电，电解液与电堆构成主要成本来源，系统效率也存在一定差距，商业化推广仍需持续降本。

提升电堆电流密度、电解液利用率及产业规模化水平，是钒液流储能降本的三大核心路径。 一是提升电堆电流密度，在相同功率下减少所需电堆面积，从而降低膜、电极、双极板等材料用量及单位功率成本，但需兼顾电化学极化、系统效率和运行寿命；二是提高电解液利用率，通过优化电解液配方、运行控制及电池结构，提高活性物质的有效利用程度，降低单位储能容量所需的钒用量及电解液成本；三是推动产业规模化，通过电堆标准化设计、关键材料国产化、自动化生产及供应链配套，降低制造和系统集成成本。三条路径分别对应电堆功率成本、电解液容量成本和规模制造成本，是未来钒液流储能经济性改善的主要方向。

低成本钒资源供给是钒液流储能规模化发展的潜在瓶颈。 钒液流电池电解液以钒为核心原材料，储能装机增长将直接带动钒资源需求提升。目前我国钒原料供应主要依赖钒钛磁铁矿冶炼产生的钒渣，产量与钢铁行业运行密切相关，供给弹性相对有限。若未来钒液流储能装机快速扩张，新增需求可能推动钒价上涨，削弱技术降本效果。因此，除提高电解液利用率、降低单位容量钒耗外，还需推动石煤提钒、钒资源回收等多元供给途径，并探索电解液租赁及循环利用模式，降低初始投资压力。总体来看，钒液流储能长期商业化空间取决于技术降本与低成本钒资源供给能否同步实现。

压缩空气储能：规模受盐穴资源限制，人工硐室及单机大型化是发展方向

压缩空气储能具备大规模、长时储能优势，但初始投资较高仍制约商业化推广。 压缩空气储能通过低谷时段压缩空气并储存，同时回收压缩过程中产生的热量，在用电高峰时释放高压空气驱动膨胀机发电，主要由压缩机、膨胀机、储热系统及储气设施等组成。与电化学储能相比，压缩空气储能具有单站规模大、储能时长长、使用寿命长等优势，适合大规模电网调峰及长时能量调节。近年来，压缩空气储能单机功率由 10MW 级提升至 300MW 级，规模化效应逐步显现，但大型压缩机、膨胀机及地下储气设施仍需要较高的初始投资，项目经济性有待进一步改善。

储气设施是压缩空气储能规模化复制的核心约束，人工硐室技术有望拓宽项目选址范围。 当前大型压缩空气储能主要采用地下盐穴储气，利用已有盐穴能够降低储气设施建设成本，但适宜的盐穴资源受地质条件、储气压力、密封性及地理位置限制，项目选址灵活性不足。人工硐室通过开挖地下岩体建设储气空间，可减少对天然盐穴资源的依赖，并有望推动储能项目向新能源资源富集地区拓展，但其开挖、衬砌、密封及地下工程建设成本较高，对岩体稳定性和施工技术提出更高要求。此外，地面高压储罐等储气方式虽然选址相对灵活，但在大规模储能场景下面临成本与占地约束。未来低成本储气空间开发及人工硐室工程技术进步，是压缩空气储能扩大应用范围的重要方向。

单机大型化与系统效率提升是压缩空气储能的主要降本路径，工程标准化有望进一步改善项

目经济性。 一方面，随着单机功率由 10MW、100MW 提升至 300MW 级，压缩机、膨胀机及配套设备的规模效应逐步体现，有助于降低单位功率设备投资；通过关键装备国产化、模块化设计及工程建设标准化，可进一步降低制造与施工成本。另一方面，压缩空气储能需要经历电能、机械能、热能之间的多次转换，系统效率直接影响充放电损耗及度电成本。以湖北应城 300MW/1500MWh 项目为例，系统转换效率约 70%，较早期压缩空气储能技术明显提升，但与当前主流锂电储能系统相比仍存在效率差距。未来通过提升压缩机与膨胀机效率、优化储热与换热系统、降低储气损耗，有望进一步提高系统效率。总体来看，压缩空气储能已具备大型工程应用能力，但规模化商业推广仍取决于储气条件突破、工程投资下降及全生命周期经济性改善。

钠电储能：硬碳负极等关键材料产业化仍待突破

钠离子电池具备潜在资源成本优势，但相较于磷酸铁锂的经济性优势尚未充分显现。钠电与锂电技术原理相近，制造设备及工艺具有一定兼容性，且钠资源丰富、分布广泛，具备潜在的原材料成本优势。根据鑫椤资讯数据，钠电电芯价格已进入 0.5 元/Wh 级别，2026 年 11 月聚阴离子 NFPP 电芯（160ah）价格约 0.58-0.63 元/Wh，层状氧化物电芯（200ah）价格约 0.59—0.64 元/Wh，但同期磷酸铁锂储能电芯价格低于 0.4 元/Wh，钠电相较于磷酸铁锂仍存在成本差距。对于储能场景而言，钠电经济性的核心不仅在于降低初始投资，还在于通过延长循环寿命、降低全生命周期度电成本（LCOS）建立竞争优势。因此，具有更高结构稳定性、安全性和长循环性能的材料体系，有望成为钠电储能发展的主要方向。

聚阴离子正极凭借高安全、长循环优势成为储能钠电的重要方向，铝箔集流体也迎来差异化需求。 钠电正极主要包括层状氧化物、聚阴离子和普鲁士蓝白三条路线，其中聚阴离子材料具有结构稳定、热稳定性好、循环寿命长等优势，更适合对安全性和使用寿命要求较高的储能场景，近年来逐步成为钠电正极材料扩产的主流选择。集流体方面，与锂电正极使用铝箔、负极使用铜箔不同，钠电正负极均可使用铝箔，单电芯铝箔使用范围扩大，理论上有望替代原有负极铜箔需求。同时，钠电对集流体的表面纯度、表面能及涂覆均匀性提出更高要求，推动高性能铝箔产品升级。

硬碳负极是钠电产业化的重要瓶颈，高品质有效产能不足与技术路线尚未收敛制约规模化出货。 与锂电主要采用石墨负极不同，钠离子难以在常规石墨中实现高效可逆嵌入，硬碳因此成为当前钠电主流负极材料。硬碳主要包括生物质基、树脂基及煤基等技术路线，不同路线在原材料成本、储钠容量、首次库仑效率及产品一致性方面各具特点，尚未形成统一的产业化路径。据 SPIR 统计，2025 年我国硬碳负极产量约 1.2 万吨，预计 2026 年增至约 3.6 万吨，尽管行业规划产能快速扩张，但高品质硬碳的稳定量产能力仍相对有限。当前硬碳仍面临首次库仑效率偏低、制造工艺复杂、批次一致性不足等问题，新增产能也需经历工艺验证、客户认证及良率爬坡，名义产能难以立即转化为有效供给。未来通过低成本前驱体开发、碳化工艺优化及规模化生产，有望提高产品一致性并降低制造成本。总体来看，硬碳的技术突破、有效产能释放及规模化降本，将是决定钠电大规模出货能力的关键因素。

风险提示

1）非锂储能技术降本不及预期风险；2）锂电持续降本挤压非锂储能市场空间风险；3）原材料价格波动及资源供给风险；4）长时储能需求及市场机制发展不及预期风险。

分析师声明

作者在中国证券业协会登记为证券投资咨询(分析师)，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。作者保证：（i）本报告所采用的数据均来自合规渠道；（ii）本报告分析逻辑基于作者的职业理解，并清晰准确地反映了作者的研究观点；（iii）本报告结论不受任何第三方的授意或影响；（iv）不存在任何利益冲突；（v）英文版翻译若与中文版有所歧义，以中文版报告为准；特此声明。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价(或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在 20%及以上；
		增持	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于 5%～20%之间；
		持有	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于-10%～5%之间；
		卖出	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在-10%及以下；
		无评级	预期对于个股未来 6 个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
	行业评级	看好	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%～10%之间；
		看淡	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。

一般声明

五矿证券有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告即视其为客户，本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。本报告的版权仅为本公司所有，未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式对本研究报告的任何部分以任何方式制作任何形式的翻版、复制或再次分发给任何其他人。如引用须联络五矿证券研究所获得许可后，再注明出处为五矿证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。在刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的同时，也应注明本报告的发布人和发布日期及提示使用证券研究报告的风险。若未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。
本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入或将产生波动；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；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。
本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。在任何情况下，报告中的信息或意见不构成对任何人的投资建议，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。
五矿证券版权所有。保留一切权利。

特别声明

在法律许可的情况下，五矿证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到五矿证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

联系我们

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴街道富城路 99 号震旦国际大厦 30 楼
邮编：200120

深圳

地址：深圳市南山区滨海大道 3165 号五矿金融大厦 23 层
邮编：518035

北京

地址：北京市东城区朝阳门北大街 3 号五矿广场 C 座 3F
邮编：100010

AnalystCertification

Theresearchanalystisprimarilyresponsibleforthecontentofthisreport,inwholeorinpart.TheanalysthastheSecuritiesInvestmentAdvisoryCertificationgrantedbytheSecuritiesAssociationofChina.Besides,theanalystindependentlyandobjectivelyissuesthisreportholdingadiligentattitude.Wehereby declarethat(1)allthedatausedhereinisgatheredfromlegitimatesources;(2)theresearchisbasedonanalyst'sprofessionalunderstanding,andaccuratelyreflectshis/herviews;(3)theanalysthasnotbeenplacedunderanyundueinfluenceorinterventionfromathirdpartyincompilingthisreport;(4)thereisnoconflictofinterest;(5)incaseofambiguityduetothetranslationofthereport,theoriginalversioninChineseshallprevail.

Investment Rating Definitions

The rating criteria of investment recommendations		Ratings	Definitions
The ratings contained herein are classified into company ratings and sector ratings (unless otherwise stated). The rating criteria is the relative market performance between 6 and 12 months after the report's date of issue, i.e. based on the range of rise and fall of the company's stock price (or industry index) compared to the benchmark index. Specifically, the CSI 300 Index is the benchmark index of the A-share market. The Hang Seng Index is the benchmark index of the HK market. The NASDAQ Composite Index or the S&P 500 Index is the benchmark index of the U.S. market.	Company Ratings	BUY	Stock return is expected to outperform the benchmark index by more than 20%;
		ACCUMULATE	Stock relative performance is expected to range between 5% and 20%;
		HOLD	Stock relative performance is expected to range between -10% and 5%;
		SELL	Stock return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%;
		NOT RATED	No clear view of the stock relative performance over the next 6 months.
	Sector Ratings	POSITIVE	Overall sector return is expected to outperform the benchmark index by more than 10%;
		NEUTRAL	Overall sector expected relative performance ranges between -10% and 10%;
		CAUTIOUS	Overall sector return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%.

GeneralDisclaimer

MinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.(or"thecompany")islicensedtocarryonsecuritiesinvestmentadvisorybusinessbytheChinaSecuritiesRegulatoryCommission.TheCompanywillnotdeemanypersonasitsclientnotwithstandinghis/herreceiptofthisreport.Thereportisissuedonlyunderpermitofrelevantlawsandregulations,solelyforthepurposeofprovidinginformation.Thereportshouldnotbeusedorconsideredasanofferorthesolicitationofanoffertosell,buyorsubscribeforsecuritiesorotherfinancialinstruments.Theinformationpresentedinthereportisunderthecopyrightofthecompany.Withoutthewrittenpermissionofthecompany,noneoftheinstitutionsorindividualsshallduplicate,copy,orredistributeanypartofthisreport,inanyform,toanyotherinstitutionsorindividuals.Thepartywhoquotesthereportshouldcontactthecompanydirectlytorequestpermission,specifythesourceasEquityResearchDepartmentofMinmetalsSecurities,andshouldnotmakeanychangetotheinformationinamannercontrarytotheoriginalintention.Thepartywhore-publishesorforwardstheresearchreportorpartofthereportshallindicatetheissuer,thedateofissue,andtheriskofusingthereport.Otherwise,thecompanywillreserveitsrighttotakinglegalaction.Ifanyotherinstitution(or"thisinstitution")redistributesthisreport,thisinstitutionwillbesolelyresponsibleforitsredistribution.Theinformation,opinions,andinferencesthereinonlyreflectthejudgmentofthecompanyonthedateofissue.Prices,valuesaswellasthereturnsofsecuritiesortheunderlyingassetsthereinmayfluctuate.Atdifferentperiods,thecompanymayissuereportswithinconsistentinformation,opinions,andinferences,anddoesnotguaranteetheinformationcontainedhereiniskeptuptodate.Meanwhile,theinformationcontainedhereinissubjecttochangewithoutanypriornotice.Investorsshouldpayattentiontotheupdatesormodifications.Theanalystwrotethereportbasedonprinciplesofindependence,objectivity,fairness,andprudence.Informationcontainedhereinwasobtainedfrompubliclyavailablesources.However,thecompanymakesnowarrantyofaccuracyorcompletenessoffinformation,anddoesnotguaranteetheinformationandrecommendationscontaineddonotchange.Thecompanystrivestobeobjectiveandfairinthereport'scontent.However,opinions,conclusions,andrecommendationshereinareonlyforreference,anddonotcontainanycertainjudgmentsaboutthechangesinthestockpriceorthemarket.Undernocircumstanceshalltheinformationcontainedoropinionsexpressedhereinforminvestmentrecommendationstoanyone.Thecompanyoranalystshavenoresponsibilityforanyinvestmentdecisionbasedonthisreport.Neitherthecompany,noritsemployees,oraffiliatesshallguaranteeanycertainreturn,shareanyprofitswithinvestors,andbeliabletoanyinvestorsforanylossescausedbyuseofthecontentherein.Thecompanyanditsanalysts,totheextentoftheirawareness,havenoconflictofinterestwhichisrequiredtobedisclosed,ortakenrestrictiveorsilentmeasuresbythelawswiththestockevaluatedorrecommendedinthisreport.

MinmetalsSecuritiesCo.Ltd.2019.Allrightsreserved.

SpecialDisclaimer

PermittedbylawsMinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.mayholdandtradethesecuritiesofcompaniesmentionedherein,andmayprovideorseektoprovideinvestmentbanking,financialconsulting,financialproducts,andotherfinancialservicesforthesecompanies.Therefore,investorsshouldbeawarethatMinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.orotherrelatedpartiesmayhavepotentialconflictsofinterestwhichmayaffecttheobjectivityofthereport.Investorsshouldnotmakeinvestmentdecisionssolelybasedonthisreport.

Contactus

Shanghai

Address:30/F,ZhendanInternationalBuilding,No.99FuchengRoad,LujiazuiStreet,PudongNewDistrict,Shanghai
Postcode:200120

Shenzhen

Address:23F,MinmetalsFinancialCenter,3165BinhaiAvenue,NanshanDistrict,Shenzhen
Postcode:518035

Beijing

Address:3/F,TowerC,MinmetalsPlaza,No.3ChaoyangmenNorthStreet,DongchengDistrict,Beijing
Postcode:100010