



标配

证券分析师

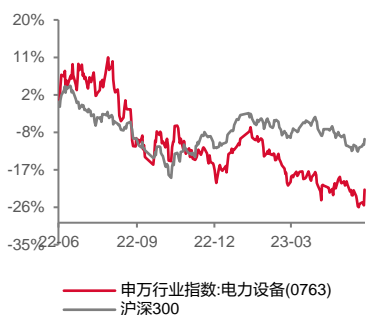
周啸宇 S0630519030001

zhouxiaoy@longone.com.cn

联系人

张帆远

zfy@longone.com.cn



相关研究

1. 大宗商品价格走势分化, 关注分散式风电发展——电力设备新能源行业周报 (20230612-20230618)

2. 组件扩产步伐加快, 硅料价格下降价格博弈有望见底——电力设备新能源行业周报 (2023/6/5-2023/6/11)

3. 新能源汽车购置税减免政策有望延续, 广东省发布2023年海风竞配方案——电力设备新能源行业周报 (2023/05/29-2023/06/04)

新型储能方兴未艾, 工商+大储如日方升

——电力设备行业深度报告

投资要点:

➤ **储能发展背景:** 当前, 大量新能源发电电源接入电网系统, 其间歇性和波动性破坏了电网“源随荷动”的平衡, 传统电网系统难以应对新能源发电带来的负荷压力, 新能源电力消纳成为电网稳定运营的首要难题。储能系统具备的充放电双向性, 能够有效解决新能源消纳问题。当新能源发电量超过电力系统能够承载的上限时, 储能系统能够及时存储过剩电量; 而当新能源发电量因为天气等原因低于电力系统能够承载的下限时, 储能系统能够及时释放存储的电能, 从而提升新能源发电电源接入电力系统的稳定性。具体地而言, 储能技术可根据电力系统的需求, 在电源侧、电网侧、配电侧和用电侧进行灵活的部署, 在各个环节都具有明显的应用效果。当前, 中国、美国、欧洲为主要储能装机增量市场。2022年全球新型储能装机规模超20.4GW, 累计装机规模约45.7GW。

➤ **储能方式多样:** 目前, 市场上根据能量转换方式的不同可以将储能分为了物理储能、电化学储能和其他储能方式: 物理储能包括抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能和飞轮储能等, 其中抽水蓄能容量大、度电成本低, 是目前物理储能中应用最多的储能方式; 电化学储能是近年来发展迅速的储能类型, 主要包括锂电池储能、钠电池储能、铅蓄电池储能和液流电池储能等, 其中锂电池具有循环特性好、响应速度快的特点, 是目前电化学储能中的主要储能方式; 其他储能方式包括超导储能和超级电容器储能等, 目前因制造成本较高等原因应用较少, 仅建设有示范性工程。

工商储渗透率可期, 大储前途明朗。 工商业储能是指写字楼、工厂等用电侧配备的储能设备, 其主要实现的目标包括自发自用或者峰谷价差套利。国内各地主动拉大用电侧峰谷价差, 拓宽工商业储能盈利空间, 间接带动工商业储能发展。以10MW的工商业储能项目为例进行计算, 单位投资额2元/Wh, 峰谷价差0.6元/kWh, 项目的IRR约7.6%。随着政策端的引导, 未来各地峰谷价差将会进一步扩大, 同时规模效应带来的储能系统初始投资额下行, 工商业储能的经济性凸显。进一步测算得到: 初始投资成本为1.8元/Wh、峰谷价差为1元/kWh时, 储能项目的IRR可达26.6%, 静态投资回收期仅为3.4年, 此时项目盈利能力显著提升、流动性风险大幅降低。大储是用于电源侧、电网侧及配电侧的大型储能设备, 作用是: 负荷调节和平滑新能源发电, 弥补线路损耗, 补偿配电侧功率, 提升稳定能力。政策强制配储驱动了大基地储能装机量提升, 但目前配储对于风光发电站来说仍然是成本项, 政策强制配储成为核心驱动力。目前大储依靠强制配储尚未做到有盈利的模式, 独立储能因其共享的特性成为政策主推方向。由于盈利存在不确定性, 同时很多项目是通过内部协调租赁的方式, 独立储能最大业主仍为各大央企。独立式储能电站收益模式主要有两种: 1) 容量租赁+现货市场套利; 2) 容量租赁+调峰辅助服务。以100MW的独立式储能电站为例进行计算, 储能EPC总承包平均成本1.8元/Wh计算, 配储时长2h, 当独立储能电站的年收入为6000万元, IRR约4.7%; 当独立储能电站的年收入为8000万元, IRR约12.9%, 投资回收期约5.5年, 项目盈利能力显著提升。随着储能行业趋于成熟, 独立式储能的投資前景可期。基于风电和光伏未来三年的装机量, 通过假设配储的渗透率、配储比例、配储时长, 预计2023/2024/2025年国内配储合计装机量约为41.8/70.9/106.1GWh, 2022-2025年复合增长率达57%。建议重点关注盈利能力提升的储能电芯龙头和优质储能集成商等板块。

➤ **风险提示:** 风光装机不及预期风险; 储能政策不及预期; 行业产能供给过剩。

正文目录

| | |
|---|-----------|
| 1. 储能发展背景：解决新能源消纳难题 | 5 |
| 1.1. 储能系统：风光发电的“收纳箱”..... | 5 |
| 1.2. 储能装机规模：中美欧储能装机占比约 86% | 6 |
| 2. 储能方式：主要为物理储能和电化学储能 | 7 |
| 2.1. 电化学储能：新型储能的主力军 | 9 |
| 2.1.1. 锂离子电池——主流电化学储能方式 | 10 |
| 2.1.2. 钠离子电池——电化学储能新星 | 11 |
| 2.1.3. 液流电池：处于商业化早期..... | 13 |
| 2.2. 物理储能：电能转化为势能..... | 15 |
| 2.2.1. 抽水蓄能——最为成熟的储能方式 | 16 |
| 2.2.2. 压缩空气储能：十分有潜力的储能方式..... | 18 |
| 2.2.3. 重力储能：建设周期短，使用寿命长 | 19 |
| 2.2.4. 飞轮储能：响应速度极快、转换效率高..... | 20 |
| 3. 应用端工商业储渗透率可期，大储前途明朗 | 22 |
| 3.1. 工商业储能：成本优势提升，有望带动下游需求 | 22 |
| 3.1.1. 用电侧峰谷价差间接带动工商业储能发展 | 22 |
| 3.1.2. 工商业储能系统：成本优势提升 | 24 |
| 3.1.3. 工商业储能发展现状 | 26 |
| 3.2. 大储：政策驱动行业发展，独立式前途明朗..... | 27 |
| 3.2.1. 集中式配储的新模式——独立式储能 | 29 |
| 3.2.2. 独立式储能电站收益多样化..... | 31 |
| 3.3. 储能市场空间测算：2025 年国内配储将超过 100GWh..... | 32 |
| 4. 风险提示 | 33 |

图表目录

| | |
|---|----|
| 图 1 2021-2025E 国内风光装机量及预测 (单位: GW) | 5 |
| 图 2 全球电力结构及展望 | 5 |
| 图 3 储能系统解决方案示意图 | 5 |
| 图 4 储能应用场景 | 6 |
| 图 5 储能应用场景规模占比 (2023 年 1 月) | 6 |
| 图 6 全球新型储能累计装机规模 (单位: MW) | 7 |
| 图 7 全球新增储能项目地区分布 | 7 |
| 图 8 中国新型储能累计装机规模 (单位: MW) | 7 |
| 图 9 2022 年并网储能项目应用领域分布 | 7 |
| 图 10 当前储能的主要形式 | 8 |
| 图 11 各种储能优缺点对比 | 8 |
| 图 12 典型储能形式的技术特征及其应用适用性 | 8 |
| 图 13 2022 年我国各储能技术装机占比 | 9 |
| 图 14 2017-2022 年国内储能新增装机构成 (单位: GW) | 9 |
| 图 15 锂离子电池运行原理 | 10 |
| 图 16 圆柱电池内部结构 | 10 |
| 图 17 2023 年碳酸锂价格快速下跌(万元/吨) | 11 |
| 图 18 2022 储能电池产量接近翻倍(GWh) | 11 |
| 图 19 钠离子和锂离子电池成本对比 | 12 |
| 图 20 预计 2023 年为钠电池量产应用元年 | 12 |
| 图 21 钠离子电池产业链相关企业业务布局 | 13 |
| 图 22 过去 40 多年来液流电池发展时间表 | 14 |
| 图 23 全钒液流电池工作原理图 | 14 |
| 图 24 1.2GW 全钒液流电池项目框架协议签约 | 14 |
| 图 25 长时储能场景中锂离子电池和全钒液流电池成本变化 | 15 |
| 图 26 抽水储能结构图 | 16 |
| 图 27 2017-2022 从抽水储能装机量稳步增长(GWh) | 16 |
| 图 28 2030 年我国抽水蓄能装机容量达 120GW | 17 |
| 图 29 各省“十四五”抽水储能目标 (万 KW) | 17 |
| 图 30 压缩空气储能工作原理图 | 19 |
| 图 31 电厂运行原理 | 19 |
| 图 32 江苏金坛压缩空气储能电站项目全景 | 19 |
| 图 33 湖北应城 300 兆瓦级压缩空气储能电站示范工程 | 19 |
| 图 34 山地重力储能示意图 | 20 |
| 图 35 Energy Vault 商业示范项目 | 20 |
| 图 36 Gravitricity 公司的 250 kW 重力储能示范项目 | 20 |
| 图 37 重力储能示意图 | 20 |
| 图 38 飞轮结构图 | 21 |
| 图 39 NASA 飞轮工程件样图 | 21 |
| 图 40 全球首个二氧化碳+飞轮储能示范项目 | 21 |
| 图 41 工商业储能系统构成 | 22 |
| 图 42 2023 年 6 月我国峰谷价差热力图 (一般工商业 10kV) (单位: 元/kWh) | 23 |
| 图 43 2023 上半年全国各地最大峰谷价差汇总 (单位: 元/KWh) | 23 |
| 图 44 2022.9-至今储能电芯(LFP)和电池级碳酸锂价格 (万元/吨) | 24 |
| 图 45 储能电芯 (LFP) 成本拆分 | 24 |
| 图 46 工商业储能系统 (LFP) 成本拆分 | 24 |

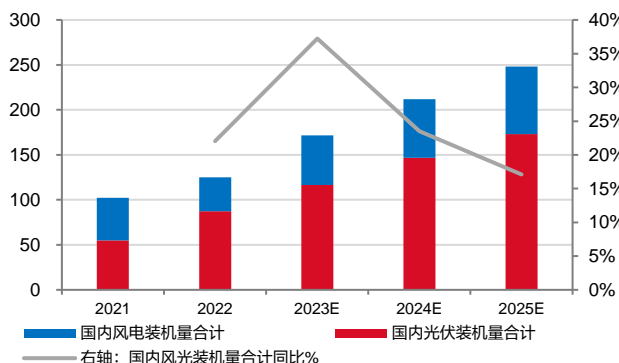
| | |
|--|----|
| 图 47 2022 年广东省 2h 储能系统充放电策略（单位：元/KWh） | 25 |
| 图 48 2018-2022 中国工商业储能累计和新增装机情况（单位：MW） | 26 |
| 图 49 绍兴首个“光储充”一体化充电站在新昌投入使用 | 27 |
| 图 50 上海新华科技智慧储电项目 | 27 |
| 图 51 大储系统构成..... | 28 |
| 图 52 独立式储能系统构成..... | 29 |
| 图 53 英格兰西南部的独立式储能电站..... | 29 |
| 图 54 梅州五华电网侧独立储能项目 | 29 |
| 图 55 独立储能电站运营及储能系统各环节采购示意图 | 30 |
| 图 56 2022 年部分独立式储能电站业主投运规模（MWh） | 30 |
| | |
| 表 1 不同技术路线电池对比 | 9 |
| 表 2 电池正极材料性能表..... | 11 |
| 表 3 锂电池和钠电池性能参数对比 | 12 |
| 表 4 钠离子电池正极材料的三条主要路线 | 13 |
| 表 5 物理储能方式对比 | 15 |
| 表 6 2022 年至今国内抽水蓄能产业政策梳理 | 17 |
| 表 7 上市公司抽水蓄能项目梳理..... | 18 |
| 表 8 工商业储能经济性测算核心假设..... | 25 |
| 表 9 工商业储能项目 IRR 敏感性分析 | 26 |
| 表 10 工商业储能项目静态投资回收期敏感性分析（单位：年） | 26 |
| 表 11 我国工商业储能行业主要公司..... | 27 |
| 表 12 2022 年至今全国各省新能源强制配储政策汇总 | 28 |
| 表 13 中国部分区域独立储能电站收益模式 | 31 |
| 表 14 我国主要省份独立式储能电站年收入估算（单位：万元） | 31 |
| 表 15 独立式储能项目 IRR 敏感性分析..... | 32 |
| 表 16 独立式储能项目静态投资回收期敏感性分析（单位：年） | 32 |
| 表 17 2023E-2025E 我国储能市场空间测算..... | 33 |

1.储能发展背景：解决新能源消纳难题

2022 年全国可再生能源新增装机约 1.52 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.2%，其中风光作为国内可再生能源的主力军，2022 年新增装机量合计约 1.25 亿千瓦，同比+22.05%。此外，BP energy 预测，2025 年全球风电+光伏发电量占比 20%，到 2050 年风电+光伏发电量占比达到 67%。届时传统能源发电占比将仅为 7%。

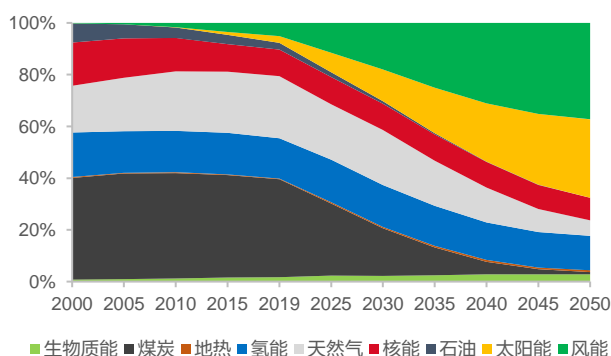
当前大量新能源发电接入电网系统，新能源发电的间歇性和波动性破坏了电网“源随荷动”的平衡，传统电网系统难以应对新能源发电带来的负荷压力，新能源电力消纳成为首要难题。

图1 2021-2025E 国内风光装机量及预测（单位：GW）



资料来源：国家能源局，东海证券研究所

图2 全球电力结构及展望

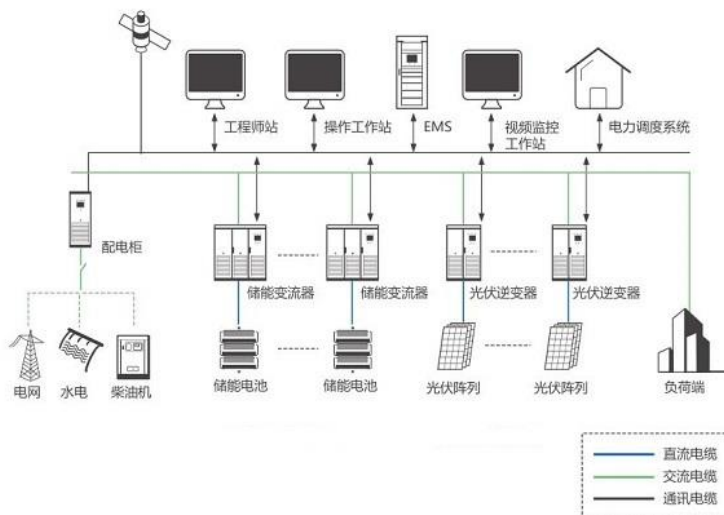


资料来源：《bp Energy Outlook》，东海证券研究所

1.1.储能系统：风光发电的“收纳箱”

以电化学储能为例，储能系统包含：PACK 电池包、PCS（变流器）、BMS（电池管理系统）、EMS（能源管理系统）等。储能系统具备的充放电双向性，能够有效解决新能源消纳问题。当新能源发电量超过电力系统能够承载的上限时，储能系统能够及时存储过剩电量；而当新能源发电量因天气等原因低于电力系统能够承载的下限时，储能系统能够及时释放存储的电能，从而提升新能源接入电力系统的稳定性。储能成为风光发电的“收纳箱”，可以有效容纳风光“多余的电量”。

图3 储能系统解决方案示意图



资料来源：华自科技官网，东海证券研究所

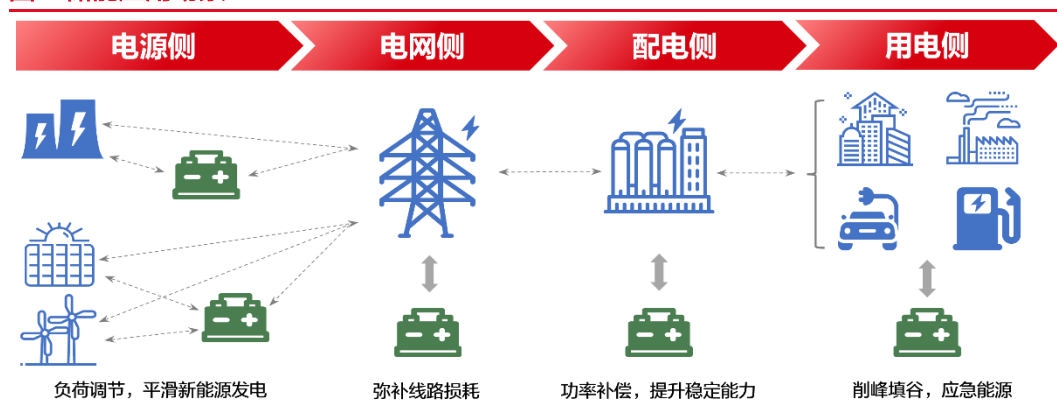
具体地而言，储能技术可根据电力系统的需求，在电源侧、电网侧、配电侧和用电侧进行灵活的部署，在各个环节都具有明显的效果。

1) 在发电侧，储能技术可以针对风光或传统电站，为电力系统提供容量支撑和削峰填谷，获取发电收入和调峰补贴。主要产品包括集装箱电池储能系统等。

2) 在电网侧，储能技术可以为电网公司提供调峰和调频服务，主要产品包括通信基站后备电池组和数据中心后备电池组等。

3) 在用户侧，储能技术主要面向工商业或社区，提供应急/不间断电源，或提高光伏自用电量，改善供电质量，实现经济效益。主要产品包括家用储能设备和便携储能设备等。

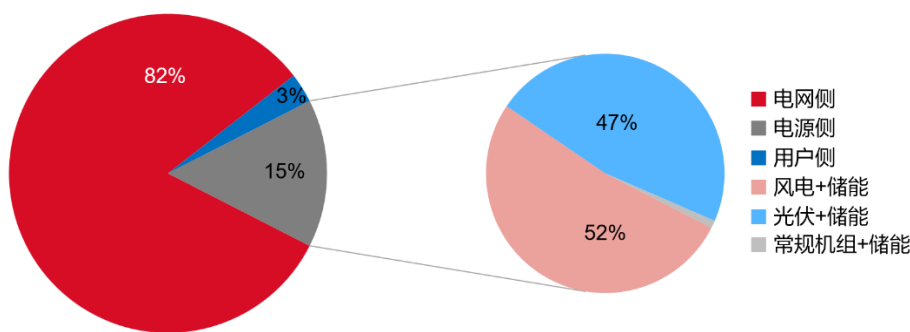
图4 储能应用场景



资料来源：《锂电池储能年度报告》，东海证券研究所

截至 2023 年 1 月，国内已经投运的电化学储能电站累计的装机主要分布在电网侧，占比接近 80%，其次是电源侧，占比 15%，最后是用户侧，占比为 3%。在电源侧中，风电+光伏配储占比约 99%。

图5 储能应用场景规模占比（2023 年 1 月）

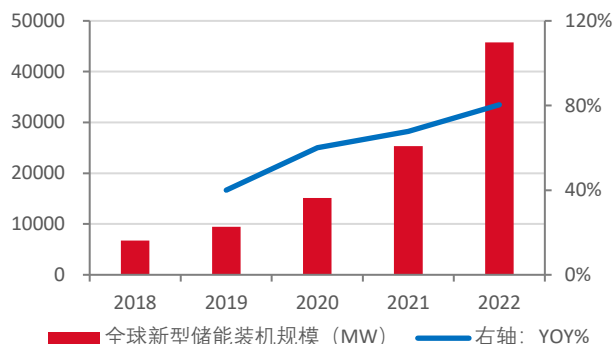


资料来源：中关村储能产业技术联盟，东海证券研究所

1.2. 储能装机规模：中美欧储能装机占比约 86%

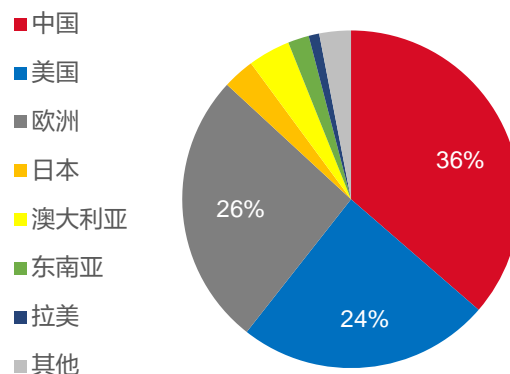
当前全球储能市场持续高速发展，中国、美国、欧洲为主要增量市场。2022 年全球以电化学储能为首的新型储能装机规模超 20.4GW，累计装机规模约 45.7GW，同比+80.4%。中国、美国、欧洲依旧是全球新型储能的主要增量市场，2021 年中国、美国、欧洲新型储能装机合计占比约 80%，2022 年中国、美国、欧洲新型储能装机合计占比约 86%，集中度提升 6pct，引领全球储能市场发展。

图6 全球新型储能累计装机规模（单位：MW）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

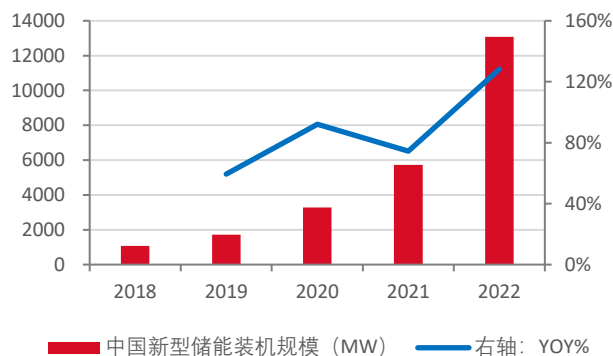
图7 全球新增储能项目地区分布



资料来源：CNESA，东海证券研究所

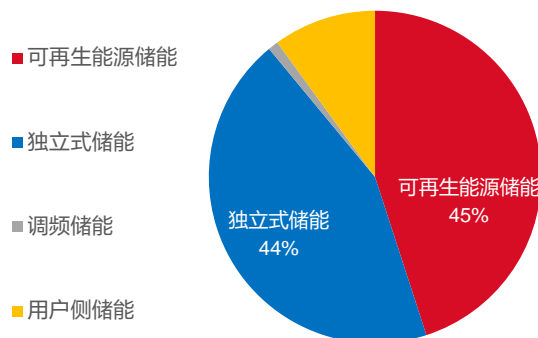
我国新型储能规模持续高速发展，2022年我国新增新型储能装机量约7.3GW，累计装机规模达13.1GW，同比+128.2%。其中可再生能源配储和独立储能电站为主要新增来源，独立式储能项目占比44%，可再生能源储能项目占比45%。

图8 中国新型储能累计装机规模（单位：MW）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

图9 2022年并网储能项目应用领域分布



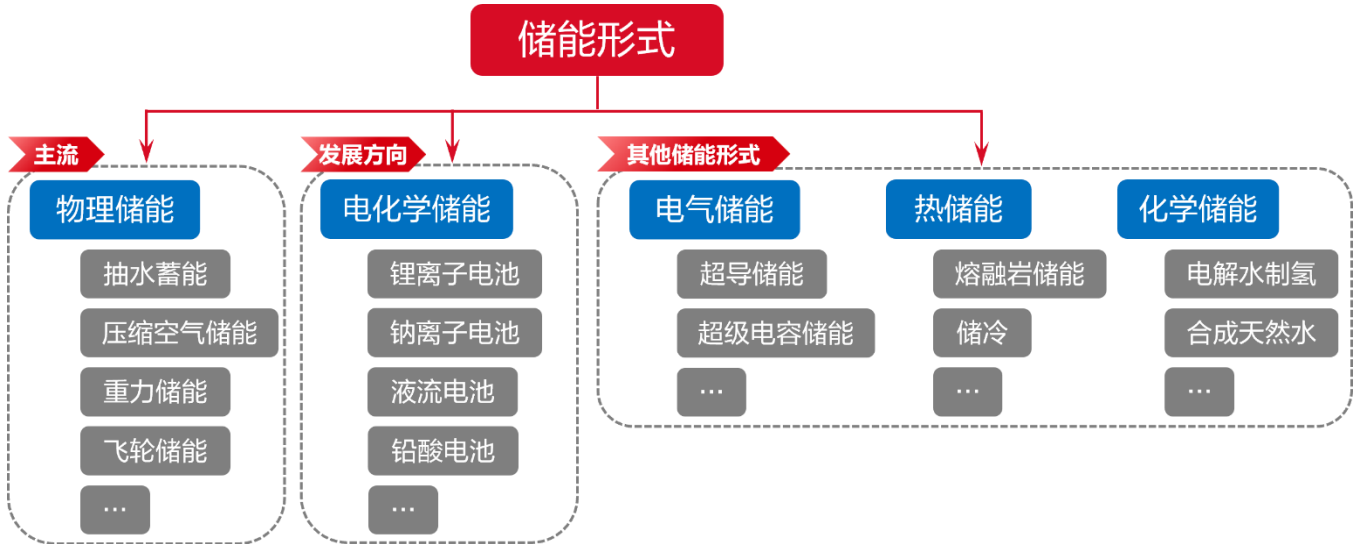
资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

2.储能方式：主要为物理储能和电化学储能

目前,市场上根据能量转换方式的不同将储能分为了物理储能、电化学储能和其他储能:

- 1) 物理储能包括抽水储能、压缩空气储能、重力储能和飞轮储能等，其中抽水储能容量大、度电成本低，是目前物理蓄能中应用最多的储能方式；
- 2) 电化学储能是近年来发展迅速的储能类型，主要包括锂离子电池储能、钠离子电池储能、铅蓄电池储能和液流电池储能等，其中锂离子电池具有循环特性好、响应速度快的特点，是目前电化学储能中的主要储能方式；
- 3) 其他储能包括超导储能和超级电容器储能等，目前因制造成本较高等原因应用较少，仅建设有示范性工程。

图10 当前储能的主要形式

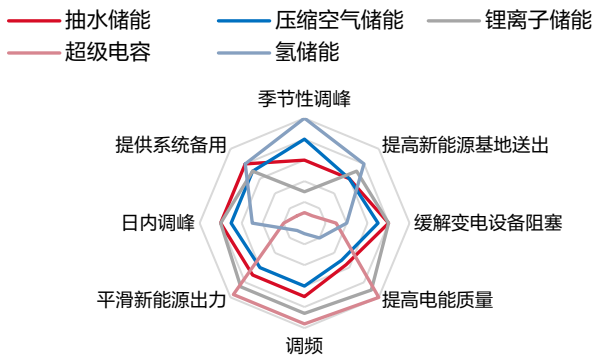


资料来源：GGII，东海证券研究所

储能技术发展至今已形成了多种技术路径，每种技术均具有一定的独特性。在实际应用中，需要用户综合考虑各种储能技术的特点以及优缺点，选择最为适宜的技术方案。例如，氢储能更适合执行季节性调峰；抽水储能、压缩空气储能、燃料电池和电化学储能等则更适用于进行小时级调峰；而超级电容则可更好地解决秒级调频需求。

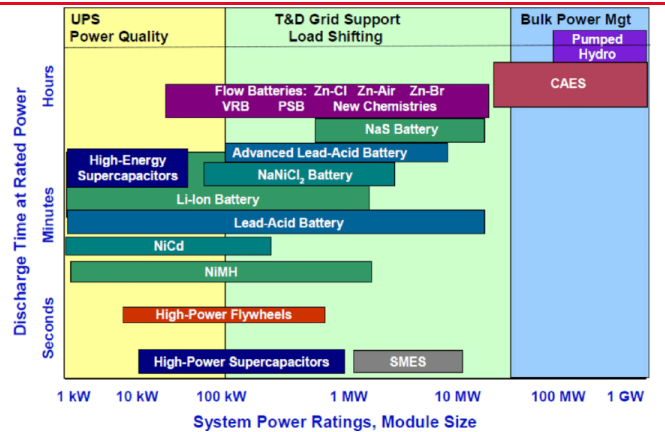
从当前时点来看，抽水储能是目前应用最为成熟的技术之一；储热技术则已经进入规模化应用的阶段，目前我国火电灵活性改造已经普遍采用储热技术；锂离子电池储能近年来得到了广泛的飞速应用；而压缩空气和液流电池也逐渐开启商业化应用。

图11 各种储能优缺点对比



资料来源：《能源电力清洁化转型中的储能关键技术探讨》-任大伟，东海证券研究所

图12 典型储能形式的技术特征及其应用适用性



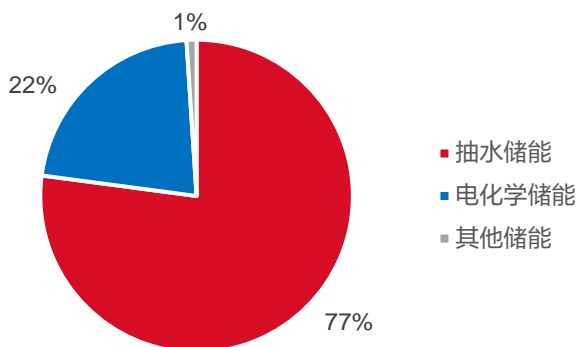
资料来源：Ahmed et al. 《Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits》，东海证券研究所

从存量市场看，抽水蓄能为主体，锂电储能在新型储能中独占鳌头。从总量上看，2022年我国电力储能累计装机规模达到 59.8GW，占全球市场总规模 25%，同比上升 3pct，中国市场正成为全球最重要的市场之一。从结构上看，抽水蓄能依然是主体，占比达到 77%，新型储能紧随其后，占比 22%，其中锂离子电池占比 20.6%，是新型储能中的核心构成。

从增量角度看，2022 年锂电储能新增 7.3GW，超过抽水储能。从新增总量上看，2019 年为新增装机量的低谷年，仅为 1.2GW，2022 年达到 13.7GW，3 年增长了 11 倍，占全球

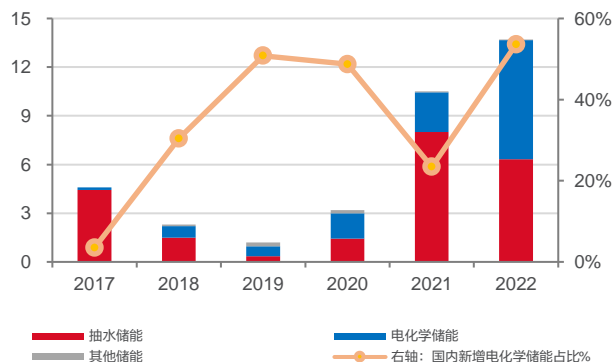
新增规模的 49%。随着 2023 年碳酸锂价格下滑带动锂电成本下降，预期锂电储能占比进一步上升。

图13 2022 年我国各储能技术装机占比



资料来源：CNESA，东海证券研究所

图14 2017-2022 年国内储能新增装机构成（单位：GW）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

2.1.电化学储能：新型储能的主力军

电化学储能通过使用各类二次电池来储存电能。它利用化学元素作为储能介质，在充放电过程中，储能介质会发生化学反应。这种储能方式广泛应用于各类电池技术当中，包括锂离子电池、铅酸电池、液流电池及最近兴起的钠离子电池等。通过电化学储能，可以有效地将电能储存下来，并在需要的时候释放出来，为各种应用提供稳定可靠的电力供应，具有广泛的应用前景。

不同电池路线对比下，锂离子电池目前优势显著，预计到 2025 年锂离子电池依旧是主流储能电池，钠离子电池和液流电池各有优势，商业化在即。通过对比，可以清晰看到锂电池在能量密度、能量利用率上具备较大优势，同时在其他方面功率、放电时长和响应时间上和其他电池相比也处于同一水准。此外，锂离子电池目前技术成熟，具有明显的先发优势。

表1 不同技术路线电池对比

| | 锂离子电池 | 钠离子电池 | 铅蓄电池 | 液流电池 |
|----------|----------------------------|---------------------------|------------|--------------|
| 额定功率 | KW-MW | KW-MW | KW-50MW | 5KW-数十 MW |
| 放电时长 | min-h | min-h | min-h | min-h |
| 响应时间 | 百毫秒级 | 百毫秒级 | 百毫秒级 | 百毫秒级 |
| 循环寿命 | 2000-10000 | 2000-6000 | 300-500 | 5000-15000 |
| 能量密度 | 200Wh/Kg | 160Wh/Kg | 30-50Wh/Kg | 15-30Wh/L |
| 安全性 | 中 | 中 | 中 | 很好 |
| 环境友好 | 中 | 中 | 差 | 好 |
| AC/AC 效率 | 90% | 90% | 70% | 75% |
| 自放电 | 中 | 低 | 高 | 极低 |
| 电池处理 | 难 | 中 | 难 | 电解液重复利用 |
| 成熟度 | 成熟 | 商业化早期 | 成熟 | 商业化早期 |
| 优势 | 长寿命、高能量密度、高效率、响应速度快、环境适应性强 | 原材料储量丰富、成本低、不易起火和爆炸、充电速度快 | 技术成熟，成本较低 | 容量高、寿命长、污染很小 |

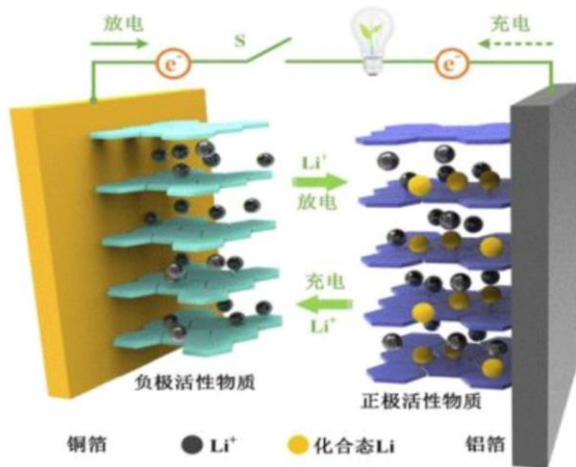
劣势 成本高，资源受限 能量密度相对较低、目前无完善产业链 能量密度低，寿命短，技术进步有限 能量密度低，发电效率低

资料来源：南方电网官网，头豹研究院，GGII，东海证券研究所

2.1.1. 锂离子电池——主流电化学储能方式

锂离子电池性能优势显著，适合用于储能场景。锂离子电池由正极、负极、隔膜和电解液构成，目前主流产品正极通常采用三元材料、磷酸铁锂、钴酸锂、锰酸锂等，而负极则通常采用石墨等碳素材料。作为一种高效的储能技术，锂离子电池具有能量密度大、没有记忆效应、充放电速度快、响应速度快等优点。这些特性使得它广泛应用于风电光伏等新能源发电侧的配储和用户侧储能项目。其高效的能量转换能力和长寿命使其成为储存电能的一种理想选择，为各种应用提供了可靠的电力供应。

图15 锂离子电池运行原理



资料来源：GGII，东海证券研究所

图16 圆柱电池内部结构



资料来源：GGII，东海证券研究所

锂电池根据正极材料的不同可以划分为三元电池、磷酸铁锂电池、钴酸锂电池、锰酸锂电池等。其中：

1) 三元材料由镍钴锰三种原子量接近的氧化物构成，并主要根据镍含量的高低划分为不同系列，从而在能量密度、安全性和成本之间进行配比权衡。通常来说，三元材料能量密度高，安全性和稳定性尚可，在中高端车型中应用较多，此外在低速车和电动工具领域也有应用。

2) 磷酸铁锂成本低、安全性高且环境友好，在比亚迪等汽车厂商的带动下，在动力电池市场的占有率不断提高，当前已接近 70%。但磷酸铁锂材料能量密度较低，且低温性能差，因此较难应用于高里程车辆与寒冷地区。在储能领域，磷酸铁锂凭借其成本优势，稳定性高且循环性能出色的特点占据了大部分市场。

3) 钴酸锂生产工艺简单和电化学性能稳定且能量密度较高，最先实现商业化，多应用于消费电子类场景中；但钴酸锂成本高，且安全性较低，环境友好性差，这些特性限制了其发展。

4) 锰酸锂电池原料丰富、安全性能高，并且价格较低，制备工艺比较简单，但能量密度较低，在电解质中会随着时间延长而逐渐溶解，与电解质之间缺少良好的相容性；表面修饰和掺杂能有效改性其电化学性能，含锰电池的优化是目前电池主要的研究方向之一。

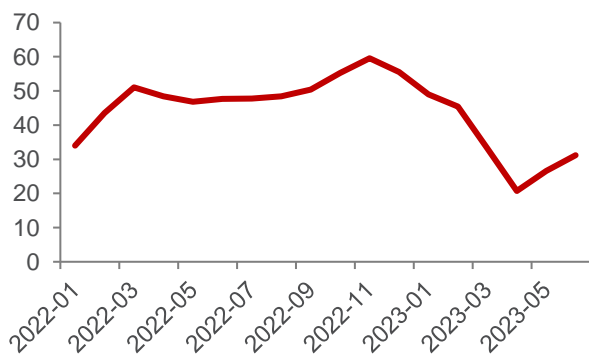
表2 电池正极材料性能表

| 正极主材 | 三元 | 磷酸铁锂 | 钴酸锂 | 锰酸锂 |
|------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------|
| 主要成分 | Li(NiCoMn)O ₂ | LiFeO ₄ | LiCoO ₂ | LiMn ₂ O ₄ |
| 理论克容量 (mAh/g) | 280 | 170 | 274 | 148 |
| 实际克容量 (mAh/g) | 150~220 | 130~150 | 140~160 | 110~120 |
| 电压平台/V | 3.6~3.9 | 3.2 | 3.7~3.9 | 3.8 |
| 循环性能 | >800 | >2000 | >300 | >500 |
| 成本 | 较高 | 较低 | 高 | 低 |
| 安全性能 | 一般 | 较好 | 较差 | 较好 |
| 矿藏情况 | 贫乏 | 非常丰富 | 贫乏 | 丰富 |
| 环保性 | 镍钴有毒 | 无毒 | 钴有毒 | 无毒 |
| 优点 | 电化学性能稳定，循环性能好 | 高安全性，长寿命，环保 | 充放电稳定，工艺简单 | 资源丰富，价格较低，安全性好 |
| 缺点 | 使用部分金属钴，价格高 | 低温性能较差，放电电压低 | 钴价格昂贵，循环寿命短 | 能量密度低，电解质相容性差 |

资料来源：《锂离子电池储能产业发展现状与对策建议》-马静，东海证券研究所

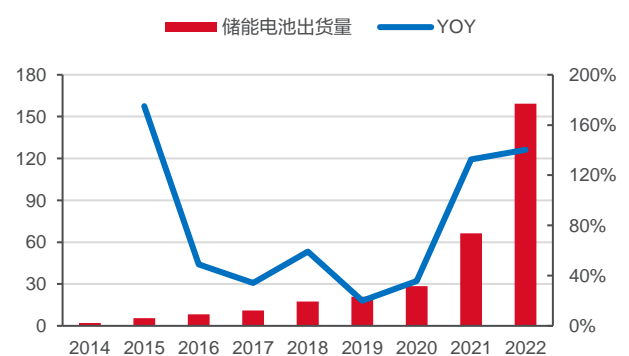
2022 年国内锂电池储能项目备案规模总体处于上升状态，全年国内锂电池储能项目合计释放中标量达 38.4GWh（含 EPC/PC 等环节中标）。映射到生产端，据 EV Tank 及中国能源网披露数据，2022 年全球储能电池产量达到 159.3GWh，其中国内出货量 122GWh，占比超过 75%。2023 年碳酸锂价格急速下跌后回弹，当前在 30 万元/吨左右，相比 2022 年高点跌幅接近一半，锂电储能经济性提升，预计随着储能市场的持续恢复，储能电池产量将继续保持高增。

图17 2023 年碳酸锂价格快速下跌(万元/吨)



资料来源：鑫椏资讯，东海证券研究所

图18 2022 储能电池产量接近翻倍(GWh)



资料来源：EV Tank，东海证券研究所

2.1.2. 钠离子电池——电化学储能新星

钠离子电池性能优势突出。对比锂离子，钠离子的半径更大，而“摇椅式”电池要求金属离子不断嵌入脱出于负极，显然后者难度更大，因此钠离子电池循环寿命更短；此外由于质量和体积更大，钠离子电池能量密度也更低。但在低温性能、安全性、快充性能等方面钠离子均有着更好的表现，因此钠电十分适合储能、低速车等场景。

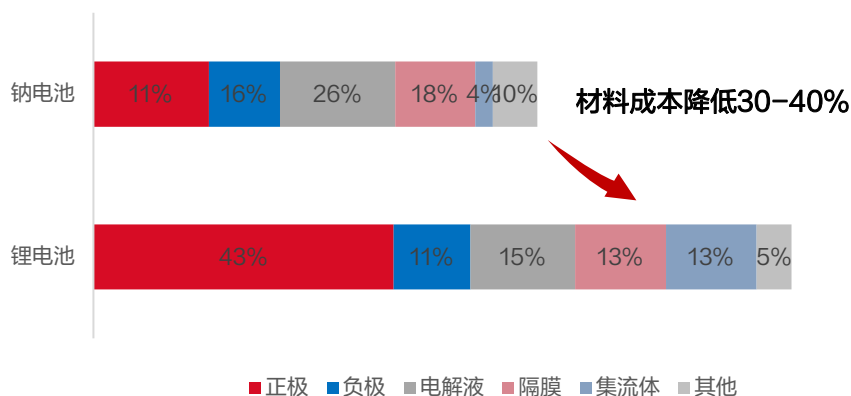
钠离子电池 BOM 成本约低 30-40%，大规模量产后有望更低。根据中科海纳官网数据，由于碳酸钠的成本不到碳酸锂的 1%，钠电池的 BOM 成本，尤其是正极成本远低于锂电池。

表3 锂电池和钠电池性能参数对比

| | 锂电池 | 钠电池 |
|------|-------------------|----------------|
| 能量密度 | 150-250Wh/kg | 100-150Wh/kg |
| 工作电压 | 3.0-4.5V | 2.8-3.5V |
| 循环寿命 | 3000+次 | 2000+次 (目前水平) |
| 低温性能 | -40℃~80℃ 低温性能好 | -20℃~60℃，低温性能差 |
| 安全性 | 中 | 高 |
| 快充性能 | 10-15min | 0.25-1h |

资料来源：钜大锂电，东海证券研究所

图19 钠离子和锂离子电池成本对比

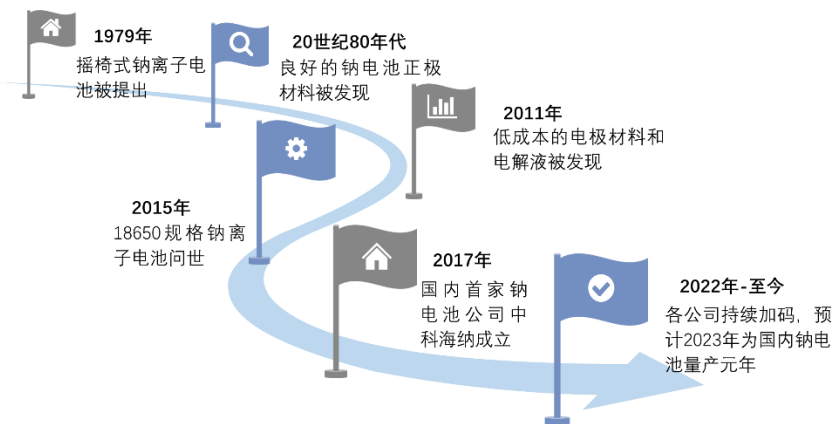


资料来源：中科海纳官网，东海证券研究所

2023 年成为钠电池量产应用的元年，各公司纷纷加码投资。4 月 16 日在奇瑞 iCAR 品牌之夜上，宁德时代宣布钠离子电池将首发落地奇瑞车型。比亚迪、蜂巢能源、中科海纳、亿纬锂能、孚能科技等电池开发制造企业先后推进钠离子电池项目。

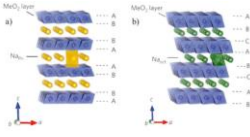
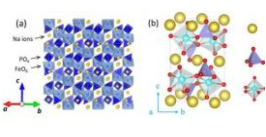
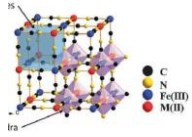
根据钠电正极划分，主流路线主要包括层状氧化物、聚阴离子和普鲁士蓝三种。其中层状氧化物和锂电三元结构类似，皆为层状结构，技术路线相对清晰成熟。尽管因吸湿问题稳定性差，但该路线能量密度高、倍率性能好。聚阴离子循环性能优异，但能量密度低；普鲁士蓝则有结晶水问题，且循环寿命低。

图20 预计 2023 年为钠电池量产应用元年



资料来源：2022 新能源材料暨增效辅材论坛，东海证券研究所

表4 钠离子电池正极材料的三条主要路线

| | 层状氧化物 | 聚阴离子 | 普鲁士蓝 |
|------|---|--|---|
| 形貌 |  |  |  |
| 能量密度 | 100-145mAh/g | 100mAh/g 左右 | 70-160mAh/g |
| 循环寿命 | 3000+ | 4000-10000 | 2000+ |
| 成本 | 低 | 较低 | 最低 |
| 技术难度 | 低 | 较低 | 去水复杂 |
| 路线痛点 | 吸湿问题致稳定性差 | 低电导率、低比容量 | 晶格中结晶水问题 |
| 应用场景 | 低速车、储能 | 最适合储能 | 低速车、储能 |

资料来源:《钠离子电池锰基层状氧化物正极材料的修饰及其性能的研究》-宁盼, 东海证券研究所

多家企业积极布局钠电池, 商业化在即。与锂离子产业链相比, 钠离子产业链变化最大的为上游原材料端, 目前钠电池产业链进展迅速, 上游原材料量产在即, 各材料研发不断进步, 未来量产后将成本有望得到下降, 推动钠电市场规模壮大。

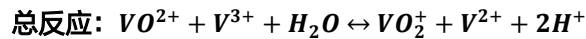
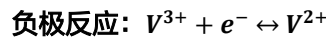
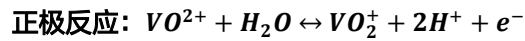
图21 钠离子电池产业链相关企业业务布局



资料来源: 各公司公告, 东海证券研究所

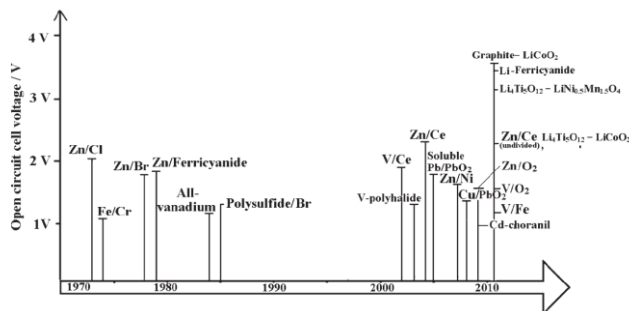
2.1.3.液流电池: 处于商业化早期

液流电池是一种利用两种化学溶液进行离子交换来进行充放电的电池。其电压一般在1.0-2.2V之间。与其它电池相似, 液流电池的功率与隔膜面积成正比, 而储存能量的多寡和溶液储存容量成正比。液流电池存在多种不同的形式, 但其中全钒液流电池是目前最接近产业化和规模化应用的一种电池。全钒液流电池主要靠钒元素的价态变化来完成正负极的充放电状态。其反应方程式如下:



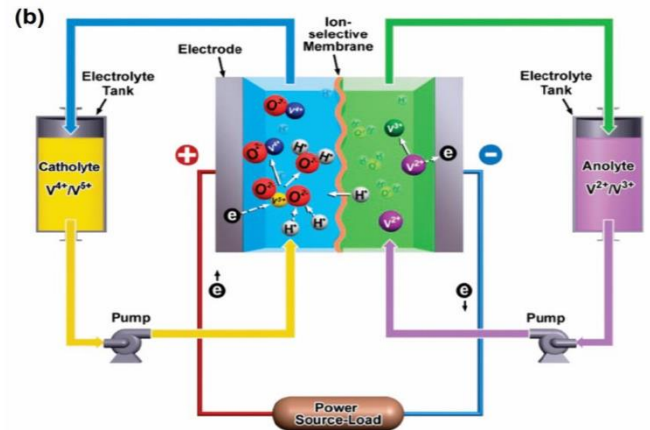
液流电池储能优缺点:技术上该方法安全性高,而且基本电池单元大、液流便于热管理、寿命长,同时具有经济型,不受地域和环境限制,技术进步快,天花板也很高。但在规模上,液流电池上限小于抽水蓄能,初期投资成本较高,目前处于商业化早期阶段。

图22 过去 40 多年来液流电池发展时间表



资料来源:《全钒液流电池用氮磷共掺杂石墨毡电极的研究》-苏俊臣,东海证券研究所

图23 全钒液流电池工作原理图



资料来源:《全钒液流电池用氮磷共掺杂石墨毡电极的研究》-苏俊臣,东海证券研究所

2023年3月,沙坡头区与江苏林源控股集团和国电投宁夏绿电能源有限公司签订了1.2GW全钒液流电池项目框架协议,该项目计划于2023年投资15亿元用于建设全钒液流储能电池生产项目。项目规划建设200MW光伏和200MW风力发电项目,并在沙坡头区建立全钒液流储能电池制造工厂、储能核心设备研发中心和推广中心。该项目总占地面积约120亩,全部投产后可达到年产全钒液流电池1.2GWh的生产能力,年产值预计约40亿元。

图24 1.2GW全钒液流电池项目框架协议签约

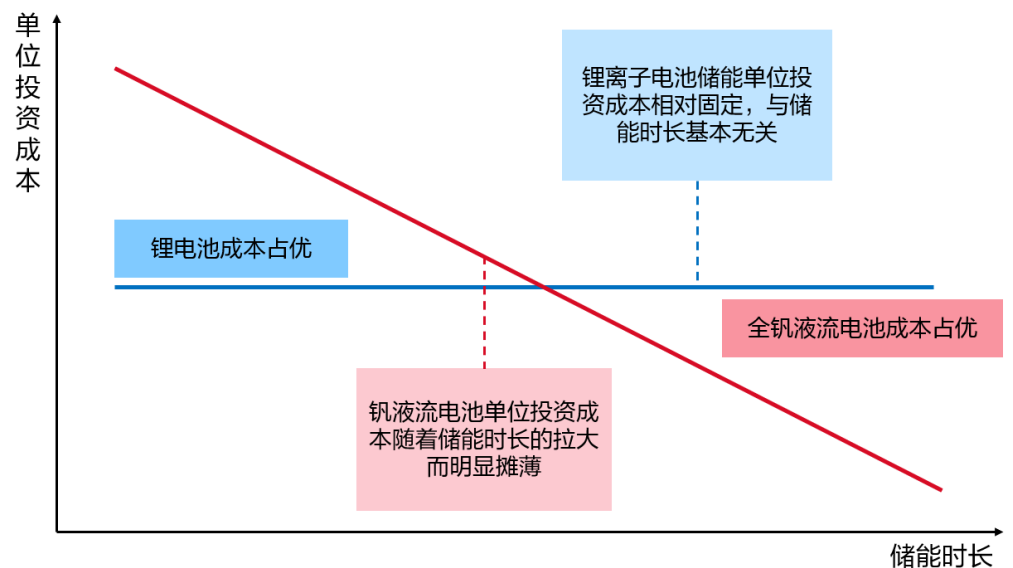


资料来源:电池世界,东海证券研究所

我们认为，目前全钒液流电池储能仍处于商业化运营初期，市场竞争态势较为温和，主要参与者包括科研院所、零部件供应商和一体化布局厂商等。虽然国内全钒液流电池行业供给配套尚未完全成熟，规模企业数量较少，产能规模也相对较小，但随着全钒液流电池长时储能优势的逐渐凸显，产业链上下游企业积极加码布局，有望推动产业链规模化发展。

根据长时储能委员会(LDES)与麦肯锡于 2021 年底联合发布的报告，由于全钒液流电池储能配套时长较长，长时储能在考虑投资成本时更加注重单位能量的投资成本，而非单位功率的投资成本。随着储能时长的增加，全钒液流电池系统的单位成本将得到明显降低，而锂电池系统的单位成本则基本固定。因此，从成本角度考虑，全钒液流电池在长时储能场景中相较于当前主流的锂离子电池具备一定的优势。

图25 长时储能场景中锂离子电池和全钒液流电池成本变化



资料来源：前瞻产业研究院，东海证券研究所

2.2.物理储能：电能转化为势能

物理储能是把能量利用机械的方式储存起来。例如：把水或重物移动到高处（势能），移动或转动物体（动能），或是压缩气体（内能）等。主要形式有抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能、重力储能等。目前发展最成熟的是抽水储能。

表5 物理储能方式对比

| | 抽水储能 | 压缩空气储能 | 飞轮储能 | 重力储能 |
|------------|--------------------|---------------|--------------------------|-----------------|
| 额定功率 | 100-2000MW | 10-300MW | 5KW-1.5MW | 100MW |
| 放电时长 | 6-12h | 6-12h | s-30min | 6-15h |
| 响应时间 | 分钟级 | 分钟级 | 十毫秒级 | 秒级 |
| 建设周期 | 6-8 年 | 1.5-2 年 | 不到 2 年 | 0.5-1 年 |
| 循环寿命 | 30-50 年 | 30-40 年 | 20 年以上 | 30-35 年 |
| AC/AC 效率 | 70-85% | 40-50% | 80-90% | 83-85% |
| 市场份额(2022) | 77.10% | 1.50% | 0.10% | <0.10% |
| 成熟度 | 成熟 | 成熟 | 商业化早期 | 商业化早期 |
| 优势 | 大规模储能，成本低，寿命长，技术成熟 | 占地面积小，容量大，成本低 | 结构化程度高，场地要求低，运维成本低，能量密度大 | 寿命长、度电成本低、建设周期短 |

| | | | | |
|-----------|--------------------|--------------|-------------------------|--------------|
| 劣势 | 启动速度慢，建设周期长，受环境制约大 | 效率低，响应慢，选址受限 | 能量释放时间短，成本高，自放电率高，噪声污染大 | 容量规模小、存在安全隐患 |
|-----------|--------------------|--------------|-------------------------|--------------|

资料来源：《储能技术发展现状及应用前景分析》-吴皓文，东海证券研究所

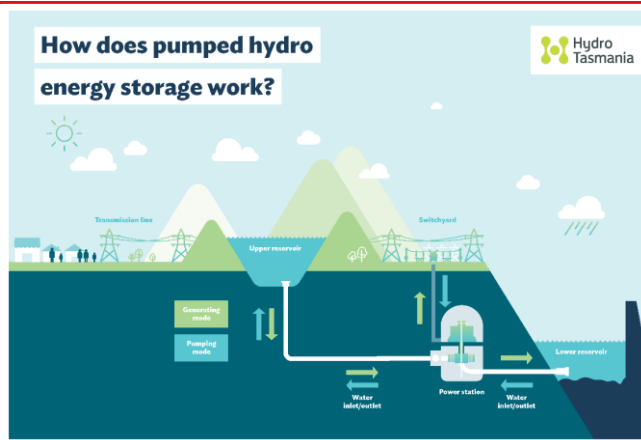
2.2.1.抽水蓄能——最为成熟的储能方式

抽水蓄能是目前最为成熟的储能技术之一，截至 2022 年占全球投运储能项目累计装机容量比例已达到 77%。抽水蓄能电站将储能和电力发电结合在一起，由水库、水轮机、水泵以及配套输水系统等组成。其运作原理是由两个不同高度的水库组成，中间由管道连接。在波谷时，电能被消耗，电动机将其转换成机械能，而在波峰时，通过水流发电并入电网，电机水泵将水抽到上水库并转化为势能。当电力过剩时，抽水蓄能电站将立即转换为抽水状态，将电能转换为势能，用电机驱动泵将低处水抽到高处水库中。

抽水蓄能具有技术成熟、成本低、寿命长、容量大、效率高等优点。其储能容量主要取决于上下水库的高度差和水库容量，而水的蒸发渗漏等现象导致的损失几乎可以忽略不计，因此抽水蓄能的储能周期得以无限延长，可适用于各种储能周期。根据数据显示，其循环效率可达 70%-80%。一旦建成，抽水蓄能电站可使用约 100 年，电机设备等预计使用年限在 40-60 年左右。

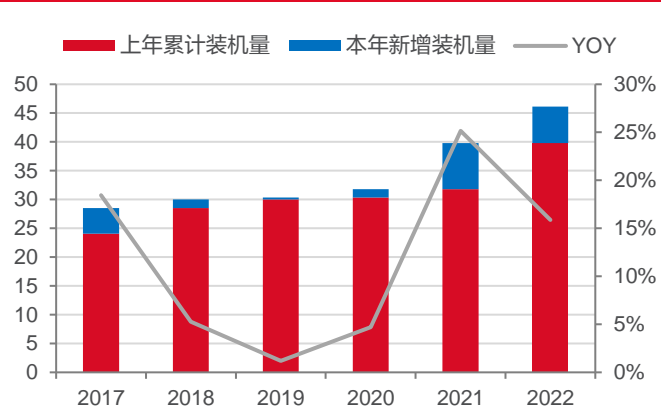
抽水蓄能有两种主要方式：1) 纯抽水蓄能，即国内主流方式，例如广州抽水蓄能电站、河北丰宁抽水蓄能电站；2) 混合式抽水蓄能，在纯抽水蓄能的基础上安装普通水轮发电机组，可以利用上河道的水流发电，例如雅砻江水电两河口混合式抽水蓄能项目。

图26 抽水储能结构图



资料来源：Hydro Tasmania，东海证券研究所

图27 2017-2022 从抽水储能装机量稳步增长(GWh)

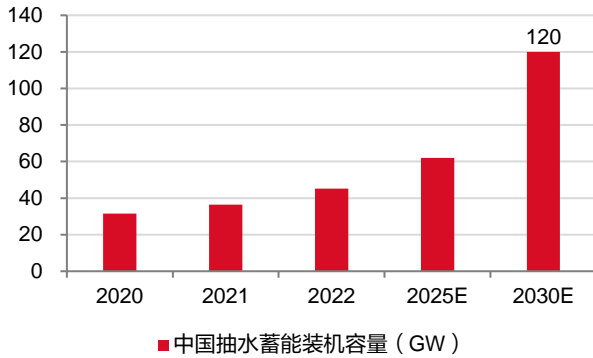


资料来源：CNESA，东海证券研究所

国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》提出，到 2025 年我国抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 0.62 亿千瓦以上；到 2030 年抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。

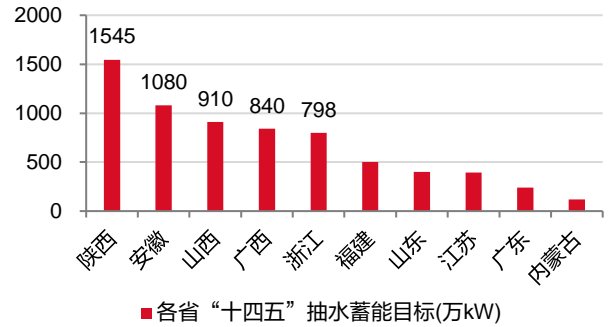
在政策指导下，各省份陆续出台能源发展“十四五”规划，加快推进抽水蓄能电站的建设。全国规划抽水蓄能目标前五的分别为：陕西省确定“十四五”期间抽水蓄能目标为 13 个抽水蓄能电站，项目装机容量达 1545 万千瓦；安徽省确定“十四五”期间抽水蓄能目标为 9 个抽水蓄能电站，项目装机容量达 1080 万千瓦；山西省确定“十四五”期间抽水蓄能目标为 8 个抽水蓄能电站，项目装机容量达 910 万千瓦；广西省确定“十四五”期间抽水蓄能目标装机容量达 840 万千瓦；浙江省确定“十四五”期间抽水蓄能目标装机容量达 798 万千瓦。

图28 2030年我国抽水蓄能装机容量达120GW



资料来源：国家能源局，东海证券研究所

图29 各省“十四五”抽水蓄能目标 (万 KW)



资料来源：各省政府公告，东海证券研究所

为适应当前新型电力系统建设和新能源消纳需求，抽水蓄能电站建设同样被确立为“十四五”时期储能行业发展的重点。2023年3月国家能源局发布《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》，提出要加快水电等传统电源数字化设计建造和智能化升级，推进智能分散控制系统发展和应用，促进抽水蓄能和新型储能充分发挥灵活调节作用。

表6 2022年至今国内抽水蓄能产业政策梳理

| 日期 | 单位 | 政策名称 | 内容 |
|---------|-------------|----------------------------|---|
| 2023年3月 | 国家能源局 | 《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》 | 加快水电等传统电源数字化设计建造和智能化升级，推进智能分散控制系统发展和应用，促进抽水蓄能和新型储能充分发挥灵活调节作用。 |
| 2022年6月 | 发展改革委 | 《关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知》 | 积极推进大型水电站优化升级，发挥水电调节潜力 |
| 2022年4月 | 发展改革委 | 《电力可靠性管理办法（暂行）》 | 发电企业应当做好涉网安全管理，加强蓄水管控，制定水库调度运行计划。 |
| 2022年4月 | 国家能源局、科学技术部 | 《“十四五”能源领域科技创新规划》 | 研发并示范特高压直流送水电基地可再生能源多能互补协商控制技术，研究基于梯级水电的大型储能项目技术可行性及工程经济性，适时开展工程示范。 |
| 2022年3月 | 发展改革委、国家能源局 | 《“十四五”现代能源体系规划》 | 到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上，在建装机容量达到6000万千瓦左右。 |
| 2022年3月 | 发展改革委 | 《关于开展抽水蓄能定价成本监审工作的通知》 | 明确在31家在运抽水蓄能电站进行成本监审，通知明确监审范围和期间。 |
| 2022年2月 | 发展改革委、国家能源局 | 《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》 | 提出要加快抽水蓄能电站建设，完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制，以更好的发挥相关设施的调节作用。 |
| 2022年1月 | 发展改革委、国家能源局 | 《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》 | 鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。 |

资料来源：政府公告，东海证券研究所

目前我国主要的抽水蓄能公司包括粤水电、中国电建、豫能控股、中国能建、桂东电力、南网储能、长江电力等。还有多项抽水蓄能项目正处于项目建设之中，项目规模大都在1200-1800MW。

表7 上市公司抽水蓄能项目梳理

| 公司 | 日期 | 项目名称 | 规模 (MW) | 备注 |
|------|-------------|--------------------|-----------|-----------------------|
| 粤水电 | 2022年7月25日 | 四川白岩滩水库抽水蓄能电站项目 | 1200-1600 | 在建 |
| | 2023年4月 | 湖南安化抽水蓄能电站项目 | 2400 | 筹建期洞室及道路工程 |
| | 2023年4月 | 河北尚义抽水蓄能电站输水发电系统项目 | 1400 | 下水库土建及金属结构制作、安装工程 |
| | 2023年3月 | 广东惠州中洞抽水蓄能电站项目 | 1200 | 上水库土建工程 |
| | 2023年3月 | 浙江永嘉抽水蓄能电站项目 | 1200 | EPC 总承包 |
| 中国电建 | 2023年3月 | 山东泰安二期抽水蓄能电站项目 | 1800 | 输水发电系统工程 |
| | 2023年2月 | 广东肇庆浪江抽水蓄能电站项目 | 1200 | 输水发电系统土建工程 |
| | 2023年2月 | 福建云霄抽水蓄能电站项目 | 1800 | 上水库土建及金属结构工程 |
| | 2023年1月 | 安徽桐城抽水蓄能电站项目 | 1280 | 输水发电系统工程 |
| | 2023年1月 | 张掖抽水蓄能电站项目 | 1400 | 可研阶段、招标及施工图阶段勘察 设计 |
| | 2023年1月 | 河南鲁山抽水蓄能电站项目 | 1300 | 上水库工程 |
| 豫能控股 | 2022年4月26日 | 河南鲁山抽水蓄能电站项目 | 1300 | 主体工程 |
| | 2022年10月9日 | 河南林州弓上抽水蓄能电站项目 | 1200 | 主体工程 |
| 中国能建 | 2023年2月17日 | 福建云霄抽水蓄能电站项目 | 1800 | 下水库工程 |
| 桂东电力 | 2021年9月13日 | 广投贺州抽水蓄能电站项目 | 1200 | EPC 总承包 |
| 南网储能 | 2022年12月22日 | 广东惠州中洞抽水蓄能电站项目 | 1200 | 主体工程 |
| 长江电力 | 2023年6月15日 | 张掖抽水蓄能电站项目 | 1400 | 主体工程 |

资料来源：政府公告，东海证券研究所

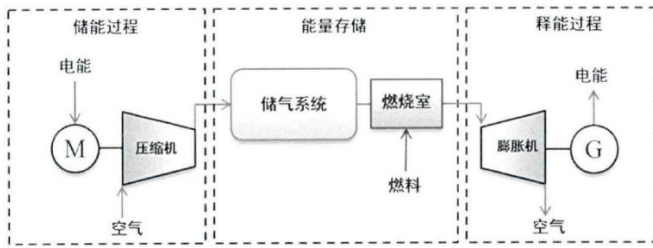
2.2.2.压缩空气储能：十分有潜力的储能方式

压缩空气储能的储能方式是利用过剩的电能来驱动压缩机，将气体压缩为高压状态并储存在储气装置中。在用电高峰期时，由储气装置释放储存的高压空气，通过燃烧或者换热的方式，加热压缩气体，将其输送至膨胀机内膨胀做功，推动发电机发电，从而达到削峰填谷的作用。

压缩空气储能具有启动快速、能量密度和功率密度较高、运营成本低、设备使用寿命长、损耗低等优点。然而，压缩空气储能的投资回收期较长，需要满足一定的地质条件才能建成，对于绝热系统而言，蓄热器自放电率较高。

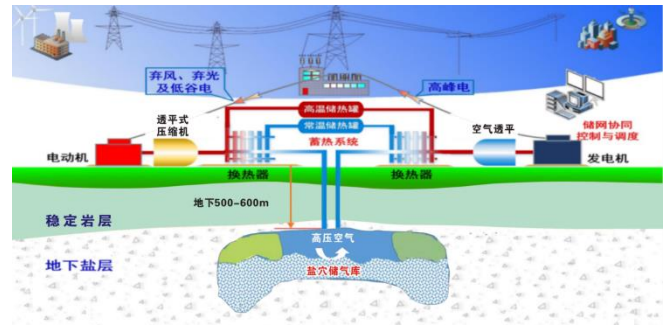
尽管压缩空气储能存在一些缺点，但仍然是一种十分有潜力的储能发电技术，可以为能源转型和节能减排作出重要贡献。

图30 压缩空气储能工作原理图



资料来源：《低温绝热压缩空气储能系统变工况性能分析及设计优化研究》-程浙武，东海证券研究所

图31 电厂运行原理



资料来源：中国能建，东海证券研究所

2022年5月26日，由华能江苏建设的压缩空气储能电站，在江苏常州金坛正式投运，项目建设在地下千米，一期工程储能容量300MWh，一个储能周期可存储电量300MWh，约等于6万居民一天的用电量，年发电量约100GWh，项目远期建设规模将达1GW。

2023年5月15日，湖北省应城由中国能建数科集团主体投资、中南院总承包建设的300兆瓦级压缩空气储能电站示范工程完成主厂房基础出零米的重要里程碑节点。该项目充分利用了应城地区丰富的盐穴资源，将建设一台300MW/1500MWh压缩空气发电机组以及配套的储能发电生产区、辅助生产区及附属基础设施。一期工程建设周期为18个月，预计将于2024年6月竣工并投入使用。该项目在单机功率、储能规模和转换效率方面均达到世界领先水平。

图32 江苏金坛压缩空气储能电站项目全景



资料来源：新华社，东海证券研究所

图33 湖北应城300兆瓦级压缩空气储能电站示范工程



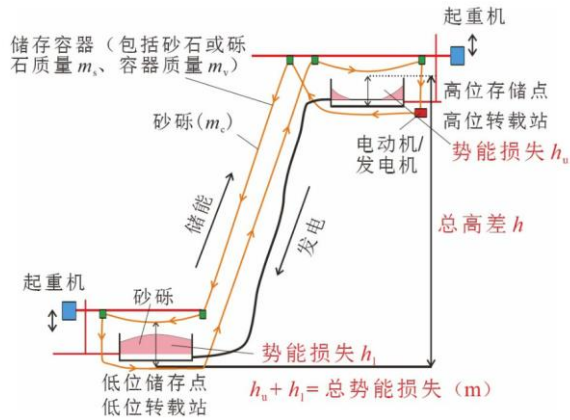
资料来源：中国能建，东海证券研究所

2.2.3.重力储能：建设周期短，使用寿命长

重力储能利用电动机将固体重物抬升至一定高度，当重物下降时，电动机可逆向操作并转换为发电机，从而产生电力。该技术能够在几秒钟以内启动并开始发电，效率可达85%。理论上，固体重力储能的成本比抽水蓄能和电池储能更低。它是一种非常简单的储能方式，其原理类似于抽水蓄能，即利用重力势能来储存能量。

重力储能具有原理简单、技术门槛低、储能效率高、启动快速、使用寿命长等优点。然而，该技术的能量密度较低，建设规模较大。重力储能所需的高塔平均在一百米以上，其输出功率仅相当于同等高度的风力发电机。此外，该技术对塔吊的精度要求非常高，需要在每一块砖的位置误差小于几毫米的情况下控制上千个水泥块。同时，浇筑水泥块会消耗大量的能源，并会排放大量的二氧化碳，对环境有一定程度的影响。

图34 山地重力储能示意图



资料来源:《重力储能技术研究进展》-夏焱, 东海证券研究所

图35 Energy Vault 商业示范项目



资料来源: 中国工程院院刊, 东海证券研究所

EnergyVault 公司于 2021 年 10 月宣布, 已与美国 DGfuels 公司达成交易, 为该公司多个项目提供共 1.6GWh 的重力储存。该合作将为其带来超过 5 亿美元的收入。2022 年英国爱丁堡的重力储能公司 Gravitricity 完成了一个与电网互联的 250kW 示范项目, 其中采用了两个重量为 25 吨的重物, 悬挂高度最高可达 15 米。Gravitricity 现在计划在捷克共和国开始建设一个全尺寸的重力储能系统, 该系统通过在已停止使用的煤矿中升降一个重量为 1000 吨的重物来实现, 其功率可达 8MW, 储能容量可达 2MWh。

由中国天楹投资建设的国内首个重力储能应用示范项目预计 2023Q3 在如东并网发电, 该项目落户如东县洋口镇高端装备制造产业园, 项目规模为 100MWh。此外中国天楹在 2023 年 3 月与内蒙古自治区乌拉特中旗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》, 将在乌拉特中旗落地重力储能项目, 项目一期为 100MWh, 二期和三期分别达到 1GWh。

图36 Gravitricity 公司的 250 kW 重力储能示范项目



资料来源:《Engineering》, 东海证券研究所

图37 重力储能示意图



资料来源: 搜狐网, 东海证券研究所

2.2.4. 飞轮储能: 响应速度极快、转换效率高

飞轮储能是一种将能量以旋转动能的形式储存于系统中的技术。其运作方式是通过加速转子(飞轮)至极高速度, 当释放能量时, 飞轮的旋转速度会降低, 而在向系统中贮存能量时, 飞轮的旋转速度则会升高。一般来说, 飞轮系统使用电流来控制飞轮速度, 其中高能的飞轮使用高强度碳纤维制成的转子, 并通过磁悬浮轴承实现悬浮。这些转子在真空罩内的转速可达到 20,000-50,000 rpm, 可以在几分钟内达到所需的速度。

与其他形式的能量存储相比，飞轮储能系统具有响应速度极快、转换效率高、使用寿命长等优点。其充放电速度反应极快，能够达到 90% 以上的转换效率，使用寿命长。然而，飞轮储能系统的额定功率较小、成本较高、噪声较大等问题也十分明显。

图38 飞轮结构图



资料来源：GGII，东海证券研究所

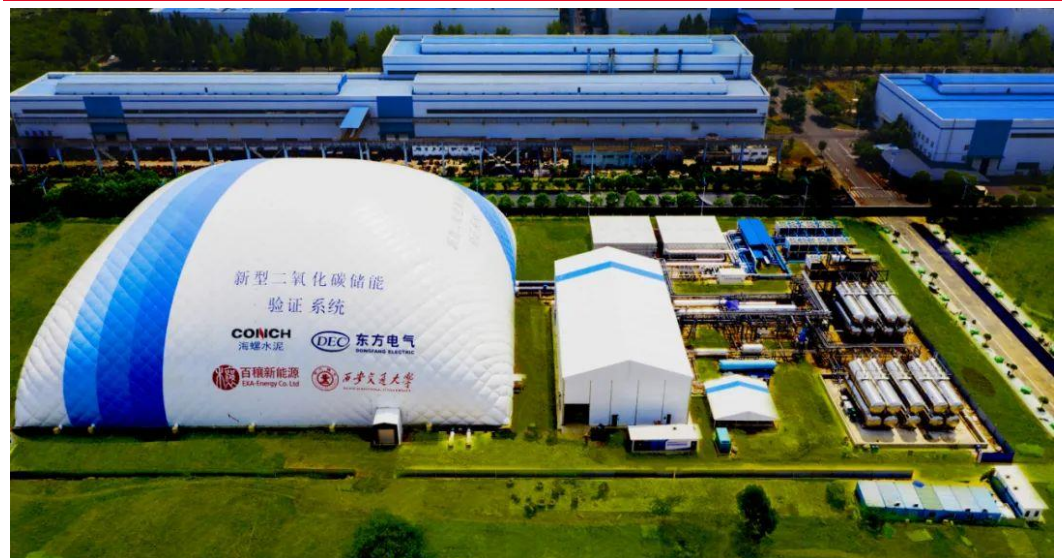
图39 NASA 飞轮工程件样图



资料来源：wiki 百科，东海证券研究所

2022 年 8 月 25 日由东方汽轮机、百穰新能源、西安交通大学能源与动力工程学院、北京泓慧国际能源公司深入合作打造的全球首个二氧化碳+飞轮储能示范项目正式落地。该项目占地 1.8 万平方米，相当于两个半足球场大小，其储能规模为 10MW/20MWh，能够在 2 小时内存储 2 万度电。该项目是全球单机功率最大、储能容量最大的二氧化碳储能项目，也是全球首个二氧化碳+飞轮储能综合能源站。

图40 全球首个二氧化碳+飞轮储能示范项目



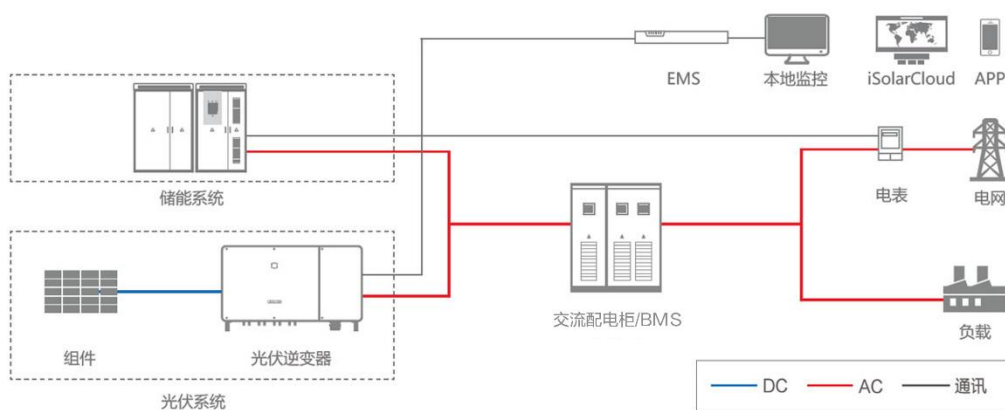
资料来源：电器工业杂志社，东海证券研究所

3.应用端工商业储渗透率可期，大储前途明朗

3.1.工商业储能：成本优势提升，有望带动下游需求

工商业储能是指写字楼、工厂等用电侧配备的储能设备，其主要实现的目标包括自发自用或者峰谷价差套利。工商业储能系统主要包括 PACK 电池、PCS（储能变流器）、BMS（电池管理系统）、EMS（能量管理系统）等。其大都一体化建设，多采取一体柜形式，工商业储能相较储能电站对系统控制水平要求较低，一些 PCS 同时具备 BMS 功能，EMS 需设定系统充放电时间以达到能量管理目标。目前随着工厂用电量的增加，部分工商储的容量也能达到 MW 级别。

图41 工商业储能系统构成

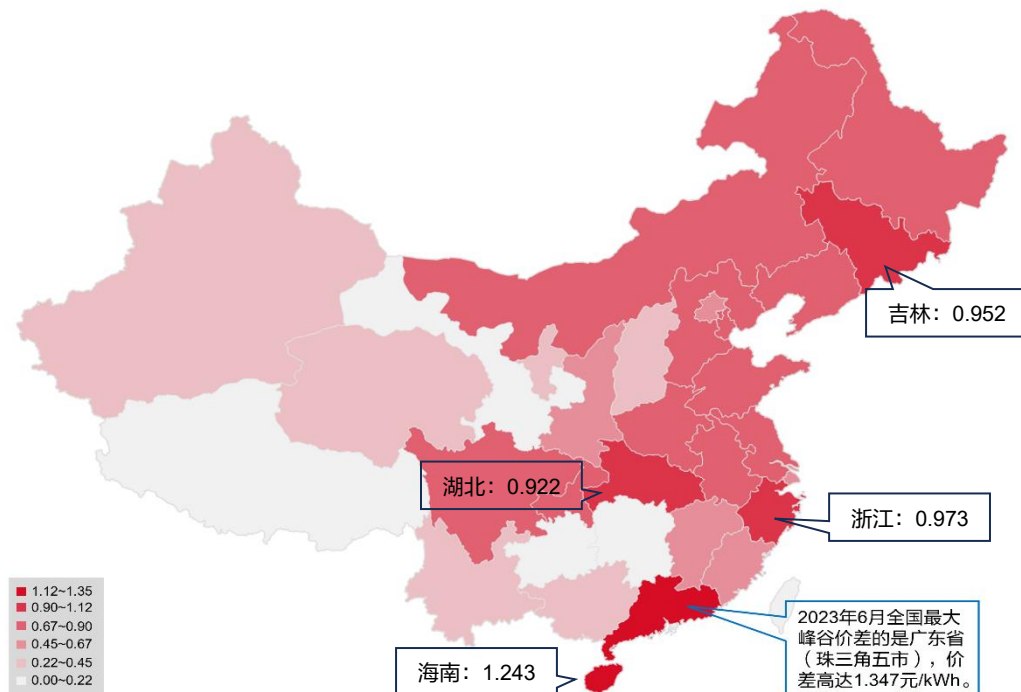


资料来源：阳光电源官网，东海证券研究所

3.1.1.用电侧峰谷价差间接带动工商业储能发展

近年来，国内各地主动拉大用电侧峰谷价差，拓宽工商业储能盈利空间，间接带动工商业储能发展。2021年发改委推出的《关于进一步完善分时电价机制的通知》，在保持电价总水平稳定的基础上，更好引导用电侧削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，并要求各地科学划分峰谷时段、合理确定峰谷电价价差。根据 CNESA 数据，2023年6月全国共计19个省份的最大峰谷价差超过0.6元/kWh，其中广东省（珠三角五市）的峰谷价差最大，达到1.347元/kWh，超过第二名（海南省）约0.1元/kWh。

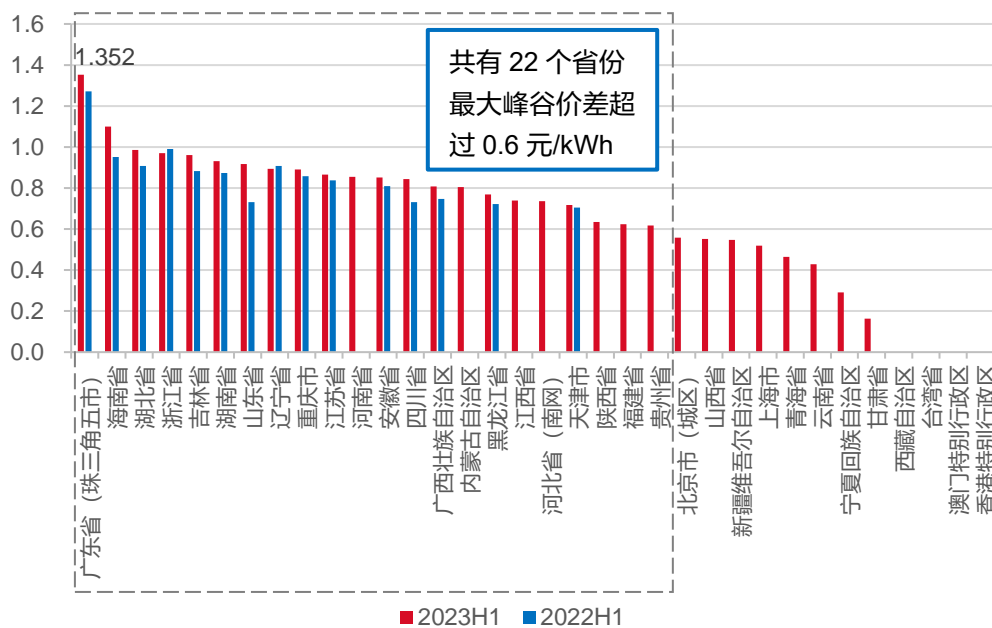
图42 2023年6月我国峰谷价差热力图（一般工商业 10kV）（单位：元/kWh）



资料来源：中关村储能产业技术联盟，东海证券研究所

2023H1 我国共有 22 个省份最大峰谷价差超过 0.6 元/KWh，大部分省份的峰谷价差相较于去年同期在持续拉大。最大峰谷价差位列前五的分别是广东省（珠三角五市）1.352 元/KWh、海南省 1.099 元/KWh、湖北省 0.985 元/KWh、浙江省 0.970 元/KWh、吉林省 0.961 元/KWh。

图43 2023上半年全国各地最大峰谷价差汇总（单位：元/KWh）

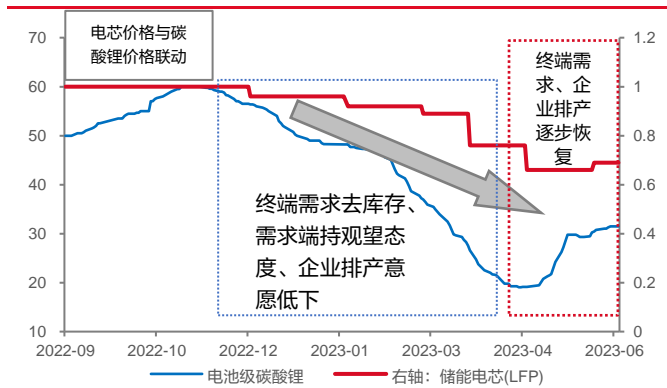


资料来源：中关村储能产业技术联盟，东海证券研究所

3.1.2.工商业储能系统：成本优势提升

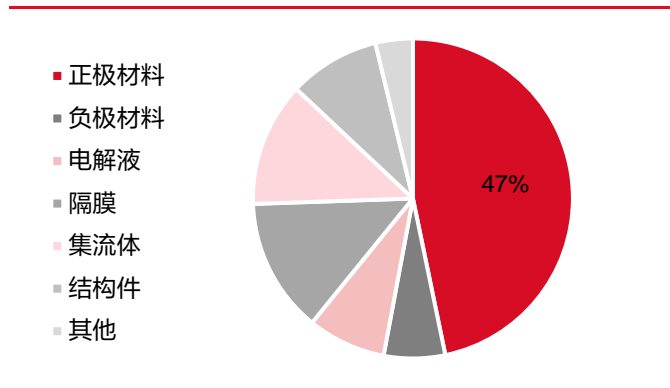
当前的储能电芯成本呈下降趋势。2023 年以来碳酸锂价格大幅下滑，带动电化学储能成本降低。基于当前国内储能用锂电池只能采取磷酸铁锂电池，我们对其进行成本测算，相关假设包括：正极材料、负极材料、隔膜、电解液、集流体、结构件及其他项目的单位价格，其中电池级碳酸锂 2023 年 6 月 26 日报价 29.80 万元/吨。

图44 2022.9-至今储能电芯(LFP)和电池级碳酸锂价格 (万元/吨)



资料来源：鑫椤锂电，东海证券研究所

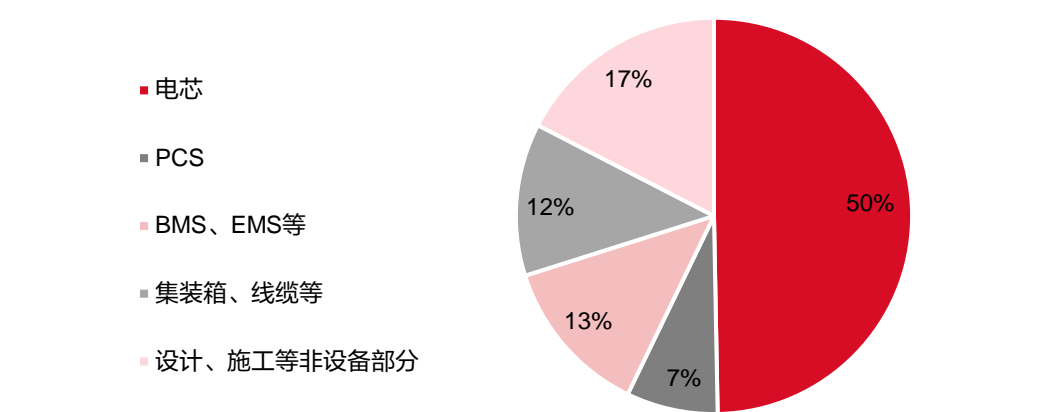
图45 储能电芯 (LFP) 成本拆分



资料来源：GGII，鑫椤锂电，东海证券研究所

工商业储能系统成本拆分。电芯成本为 1.00 元/Wh，占比约 50%；PCS 成本为 0.15 元/Wh，占比约 7%；BMS、EMS 等成本为 0.26 元/Wh，占比约 13%；集装箱、线缆等成本为 0.25 元/Wh，占比约 12%；设计、施工等非设施部分成本为 0.35 元/Wh，占比约 17%。

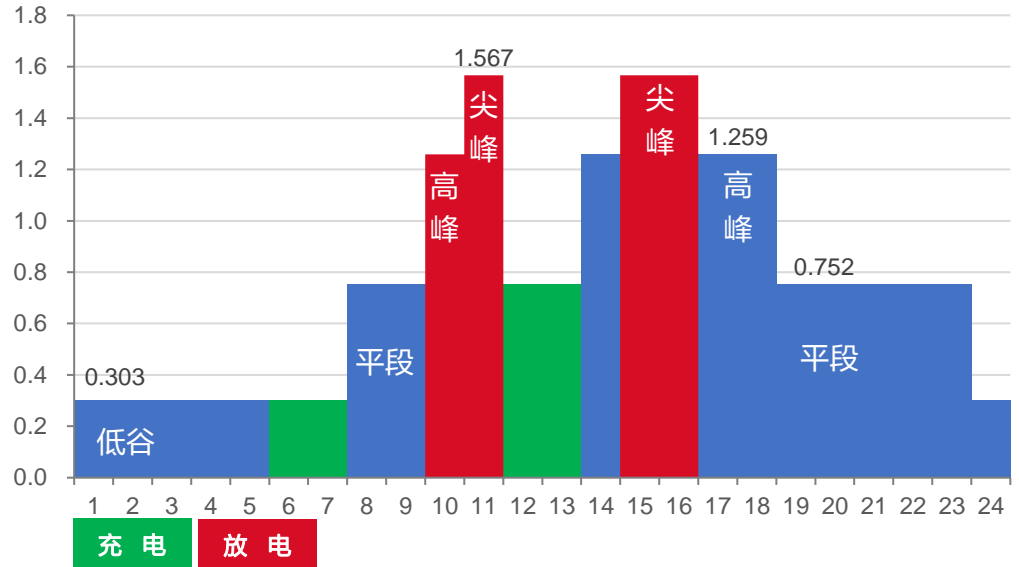
图46 工商业储能系统 (LFP) 成本拆分



资料来源：GGII，鑫椤锂电，东海证券研究所

储能系统运营机制。以 2022 年广东省储能系统充放电策略为例。广东省每日用电高峰为 14:00-19:00 (其中尖峰电价在高峰段基础上提升 20%，执行时间为每年 7、8、9 月以及单日温度超过 35℃)。因此储能系统会在每日 6:00-8:00 低谷时段充电，在 10:00-12:00 高峰段放电；在 12:00-14:00 平段充电，在 15:00-17:00 高峰段放电。即该储能系统在低谷和平段时充电，在两个高峰时放电，达到每日两次充放电，使系统效用最大化、缩短项目静态回收期。

图47 2022年广东省2h储能系统充放电策略（单位：元/KWh）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

备注：电价为广东省各时段的全年平均价

工商业储能经济性测算核心假设。假定储能装机规模为 10MW，用户侧使用时可使储能系统完全充放电，储能系统单位投资额为 2 元/Wh，每天充放电次数为 2 次，配储时长 2h，运营周期为 10 年，峰谷价差为 0.6 元/kWh，其 IRR 约 7.6%，预计 6.7 年可以收回投资。

表8 工商业储能经济性测算核心假设

| 参数名称 | 单位 | 参数 |
|------------|-------|------|
| 装机规模 | MW | 10 |
| 储能单位投资 | 元/Wh | 2 |
| 储能电站单位运营成本 | 元/Wh | 0.05 |
| 电站运营周期 | 年 | 10 |
| 配储时长 | h | 2 |
| 充放电效率 | - | 90% |
| 储能系统电量年衰减率 | - | 1% |
| 全年运行天数 | 天 | 330 |
| 日充放电次数 | 次 | 2 |
| 峰谷价差 | 元/KWh | 0.6 |

资料来源：GGII，东海证券研究所

我们认为，随着政策端的引导，未来各地峰谷价差将会进一步扩大，同时规模效应带来的储能系统初始投资额下行，工商业储能的经济性凸显。进一步测算，通过对储能系统的敏感性分析，当储能系统的初始投资成本为 2 元/Wh、峰谷价差大于 0.7 元/kWh 时，工商业储能项目的 IRR 可超 15%。待行业成熟，初始投资成本为 1.8 元/Wh、峰谷价差为 1 元/kWh 时，储能项目的 IRR 可达 26.6%，静态投资回收期仅为 3.4 年，此时项目盈利能力显著提升、流动性风险大幅降低。

表9 工商业储能项目 IRR 敏感性分析

| | | 峰谷价差 (元/KWh) | | | | | |
|----------------|-----|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.9 | 1 |
| 投资成本 (元/Wh) | 1.8 | 5.2% | 10.0% | 14.5% | 18.7% | 22.7% | 26.6% |
| | 1.9 | 4.1% | 8.8% | 13.1% | 17.2% | 21.0% | 24.7% |
| | 2.0 | 3.0% | 7.6% | 11.8% | 15.7% | 19.5% | 23.0% |
| | 2.1 | 2.1% | 6.5% | 10.6% | 14.4% | 18.0% | 21.5% |
| | 2.2 | 1.2% | 5.5% | 9.5% | 13.2% | 16.7% | 20.1% |

资料来源：东海证券研究所测算

表10 工商业储能项目静态投资回收期敏感性分析 (单位：年)

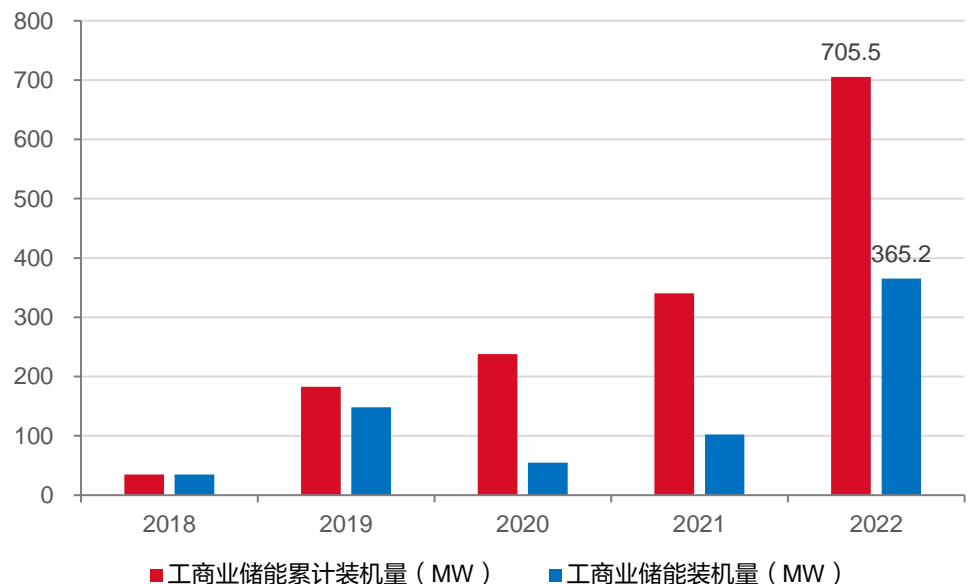
| | | 峰谷价差 (元/KWh) | | | | | |
|----------------|-----|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.9 | 1 |
| 投资成本 (元/Wh) | 1.8 | 7.6 | 6.0 | 5.0 | 4.3 | 3.8 | 3.4 |
| | 1.9 | 8.0 | 6.4 | 5.3 | 4.6 | 4.0 | 3.5 |
| | 2.0 | 8.5 | 6.7 | 5.6 | 4.8 | 4.2 | 3.7 |
| | 2.1 | 8.9 | 7.1 | 5.9 | 5.1 | 4.4 | 3.9 |
| | 2.2 | 9.4 | 7.5 | 6.2 | 5.3 | 4.6 | 4.1 |

资料来源：东海证券研究所测算

3.1.3. 工商业储能发展现状

随着峰谷价差持续拉大,工商业储能盈利能力加强,国内工商业储能发展加速。2022年,我国工商业储能新增装机规模 365.2MW, 装机累计规模达到 705.5MW。

图48 2018-2022 中国工商业储能累计和新增装机情况 (单位: MW)



资料来源：智研咨询，东海证券研究所

目前国内规模较大的工商业储能系统一体化公司包括阳光电源、阿诗特能源、时代星云、沃太能源、奇点能源、正泰电源等。行业尚处发展初期,各公司处于探索阶段,未来新进企业可以通过融资、产品差异化开发、拓宽销售渠道和提升品牌形象等方式实现弯道超车。

表11 我国工商业储能行业主要公司

| 公司名称 | 优势 | 备注 |
|-------|--|---------------|
| 阳光电源 | 2022 年发布工商业储能 PowerStack 液冷储能系统，该产品对电池管理系统进行技术升级，在电池寿命和消防安全优势突出。 | 深交所上市 |
| 阿诗特能源 | 公司成立于 2017 年，主要从事一体化储能产品的研发、生产和销售。2022 年推出三款工商业储能系统产品，可选择性强 | 未上市 |
| 时代星云 | 公司成立于 2019 年，目前已具备全产业链整合能力和工商业储能、移动储能、光储充检等系列产品供应能力 | 宁德时代和星云股份合资公司 |
| 沃太能源 | 公司成立于 2012 年，是我国第一家用户用光伏锂电一体化储能产品的公司。依靠丰富的锂电池、光储产业链资源、多年科研实力及项目经验，产品涵盖小型、工商业、大型等多个领域 | 未上市 |
| 奇点能源 | 公司成立于 2018 年，致力于先进储能系统中核心装备的技术研究和产品开发。建立了我国首个 GWh 级别的储能标准化产品制造基地。 | 未上市 |
| 正泰电源 | 公司加强光储相关产品的创新，提供更好价值的解决方案，能够高效可靠的光储解决方案回馈合作伙伴，当前在全球多地都有成功案例。 | 正泰电气的子公司 |

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

目前我国工商业储能已经进入发展成长期，多地工商业储能项目投入使用。绍兴市新昌县“光储充”一体化充电站由光伏系统、储能系统以及充电桩三大系统组成。光伏系统集成在车棚棚顶，拥有 8 台 60KW 一体单枪式快充充电桩。上海新华科技园区 175kW/500kWh 储能系统，将所有设备集成于标准 20 英尺集装箱内，其中包含了：PACK 电池、PCS、BMS、EMS 以及消防系统。根据园区用电负荷变化结合当前的峰谷时间，调整储能系统充放电策略，充分利用削峰填谷机制，有效节省了园区电耗。

图49 绍兴首个“光储充”一体化充电站在新昌投入使用



资料来源：新浪网，东海证券研究所

图50 上海新华科技智慧储能项目

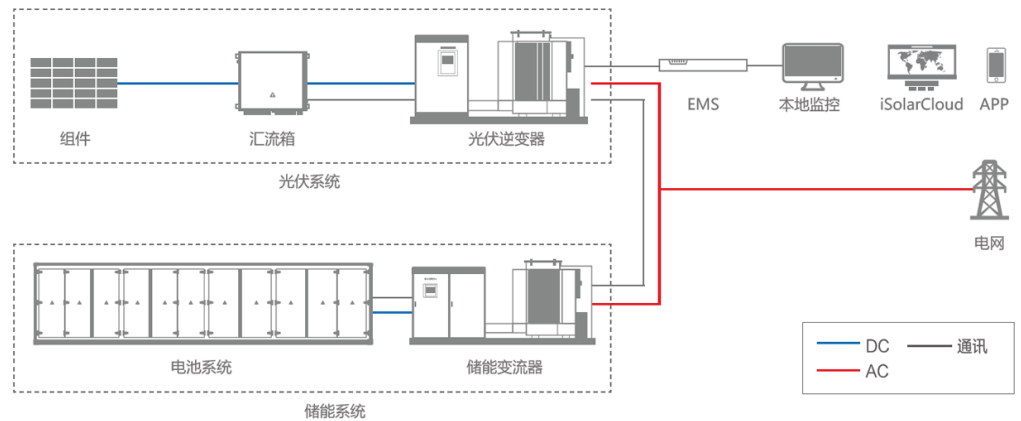


资料来源：正泰电源官网，东海证券研究所

3.2.大储：政策驱动行业发展，独立式前途明朗

大储是用于电源侧、电网侧及配电侧的大型储能设备，作用是：负荷调节和平滑新能源发电，弥补线路损耗，补偿配电侧功率，提升稳定能力。在当前国内双碳的背景下，国家能源局设立了目标，2023 年风光累计装机规模达 9.2 亿千瓦的目标，其中新增装机容量约 1.6 亿千瓦（160GW）。2023 年我国随着风电、光伏大基地项目逐步走入装机量爆发期，以配储来消纳新能源发电，同样将带动储能产业的爆发。

图51 大储系统构成



资料来源：阳光电源官网，东海证券研究所

政策强制配储驱动了大基地储能装机量提升，但目前配储对于风光发电站来说仍然是成本项，政策强制配储成为核心驱动力。从各地推出的强制配储政策要求来看，新能源配储比例一般在 10%-20%，配储时长则多为 2h。

表12 2022 年至今全国各省新能源强制配储政策汇总

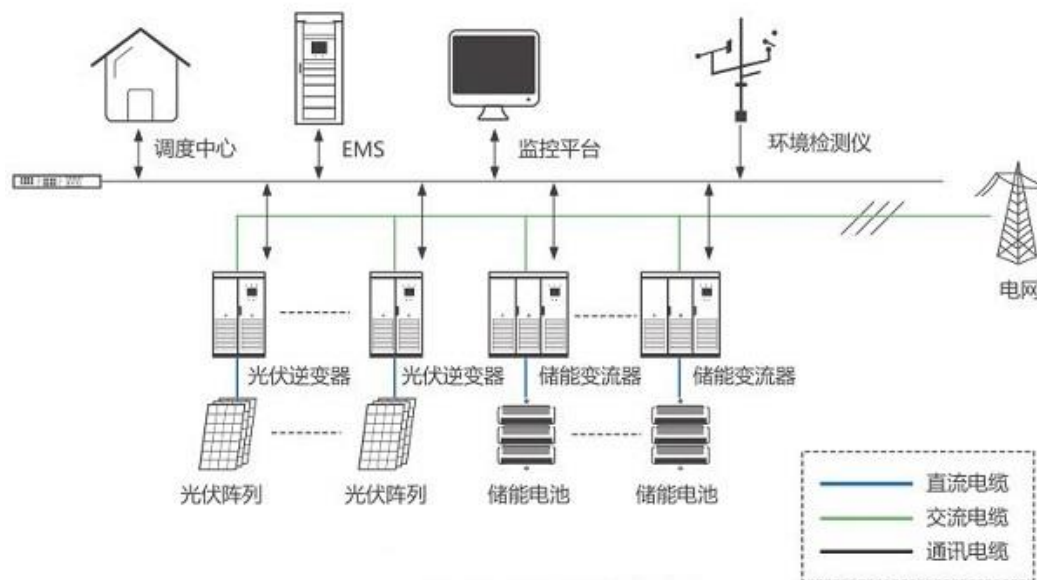
| 地区 | 政策名称 | 文件时间 | 配储比例 | 配储时长 |
|-----|--------------------------------------|---------|------------------|-------|
| 内蒙古 | 《内蒙古支持新型储能发展若干政策（2022-2025 年）》 | 2022.12 | 15% | 2h |
| 海南 | 《2022 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作通知》 | 2022.1 | 10% | 2h |
| 山东 | 全省 《2022 年市场化并网项目名单》 | 2022.12 | 20%-40% | 2-4h |
| | 胶州 《胶州市分布式光伏开发工作指导意见》 | 2022.8 | 15% | 2h |
| 宁夏 | 《宁夏回族自治区碳达峰实施方案》 | 2022.10 | 10% | 2h |
| 西藏 | 《关于促进西藏自治区光伏产业高质量发展的意见》 | 2023.1 | 20% | 4h |
| 新疆 | 《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引》 | 2022.3 | 25% | 4h |
| 上海 | 《金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案》 | 2022.1 | 20% (海风) | 4h |
| 江苏 | 全省 《关于开展 2022 年光伏发电市场化并网项目开发建设工作的通知》 | 2022.3 | 8%-10% | 2h |
| | 苏州 《关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见（试行）》 | 2022.5 | 8% | 2h |
| 河南 | 《关于下达 2022 年风电、光伏发电项目开发方案》 | 2022.10 | 20-25% | 2h-4h |
| 湖南 | 《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》 | 2022.9 | 5%（光）、 15%（风） | 2h |
| 浙江 | 诸暨 《诸暨市推进分布式光伏规模化开发工作方案》 | 2022.5 | 10% | 2h |
| | 永康 《永康市屋顶分布式光伏开发试点实施方案》 | 2022.5 | 10% | 2h |
| | 杭州 《杭州临安“十四五”光伏发电规划（2021-2025 年）》 | 2021.12 | 10%-20% | 2h |
| 辽宁 | 《2022 年光伏发电示范项目建设方案（征求意见稿）》 | 2022.5 | 15% | 3h |
| 贵州 | 《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施》 | 2022.11 | 10% | 2h |

资料来源：各地政府公告，东海证券研究所

3.2.1.集中式配储的新模式——独立式储能

独立式储能电站是指具备电力调度直控条件，以独立市场主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，纳入电力并网运行及辅助服务管理，并按照其接入位置与电网企业和相关发电企业或电力用户等相关方签订合同，约定各方权利义务的储能电站。

图52 独立式储能系统构成



资料来源：华自科技官网，东海证券研究所

图53 英格兰西南部的独立式储能电站



资料来源：阳光电源官网，东海证券研究所

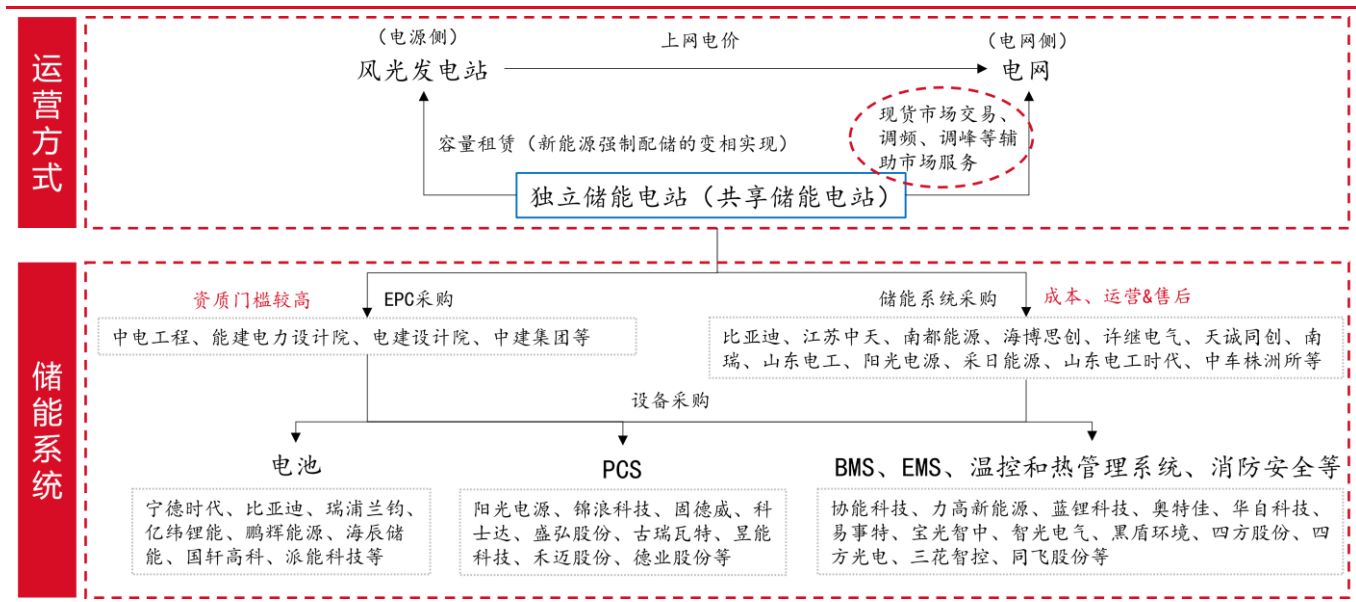
图54 梅州五华电网侧独立储能项目



资料来源：搜狐网，东海证券研究所

目前大储依靠强制配储尚未做到有盈利的模式，而独立储能因其共享的特性成为了政策主推方向。当前电源侧的储能系统实际利用率低下，独立式储能模式兴起并成为政策主推方向。

图55 独立储能电站运营及储能系统各环节采购示意图

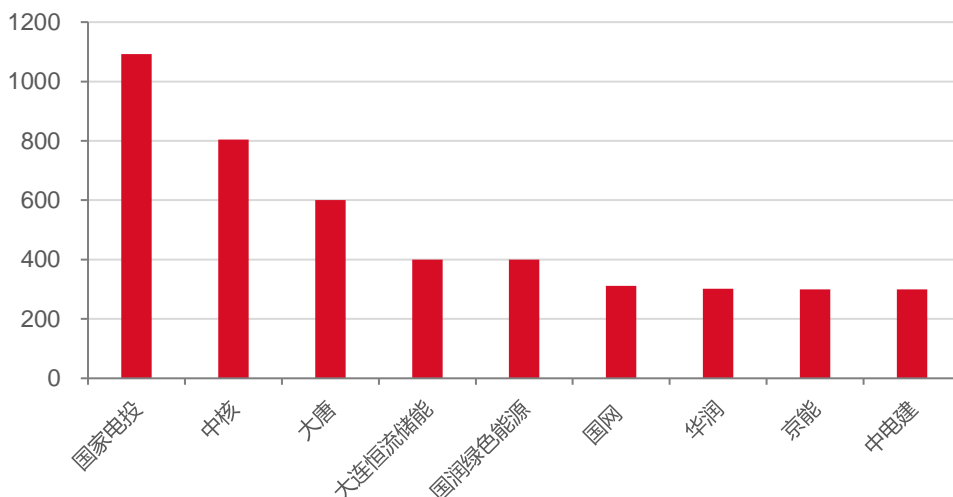


资料来源：东海证券研究所整理

目前我国独立式储能项目最大业主仍为各大央企。由于盈利存在不确定性，同时很多项目是通过内部协调租赁的方式，独立式储能项目最大业主仍为各大央企。根据储能与电力市场数据，2022年中核汇能、中能建、中广核、华电、大唐等央企招标规模均达到GWh级别，国电投、国家能源集团、华润、京能等央企凭借多个大型独立式储能电站的招投标也达到1GWh以上，国润绿色能源、大连恒流储能等民企开发商也凭借地域资源优势建有一定规模。

从采购形式来看，2022年储能系统采购项目超过151个，总规模超过22.7GWh，储能EPC总承包采购项目超过116个，总规模超过19.8GWh。储能系统与EPC总包模式各占一半左右。

图56 2022年部分独立式储能电站业主投运规模 (MWh)



资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

3.2.2. 独立式储能电站收益多样化

我国独立式储能收益更加多样化。风光发电站配储收益来自于提升消纳率，相较而言，独立式储能电站收益来源更加多样化，目前市场推行的收益模式主要有两种：1) 容量租赁+现货市场套利；2) 容量租赁+调峰辅助服务，现货市场套利和调峰辅助服务互斥。

从 2022 年独立式储能电站进入实质进展（包括投运、在建、完成招投标）的项目来看，山东的项目体量最大，宁夏的投运总量最大，山西、甘肃的规划规模较大。当前投资方主要关注的方面包括：

1) 容量租赁收入：发电集团或开发有大量新能源项目的发电企业通过内部资源协调尚可实现租赁收入，但对于民营资本投资开发的项目寻找容量承租方及对于租赁比例存在较大不确定性；其次，目前容量租赁的指导价普遍在 300-400 元/KW·年，而在后续运营年份里容量租赁价格存在随市场化后下跌的可能性。

2) 政策支持力度：现有政策通过保证调峰、调频调度次数以及容量市场补偿来提高独立储能电站盈利性，但后续政策支持力度存在着一定的不确定性。

表13 中国部分区域独立储能电站收益模式

| 区域 | 容量租赁 | 调峰辅助服务 | 调频辅助服务 | 一次调频辅助服务 | 电力现货市场 | 容量补偿 | 调峰容量市场 |
|-----|------|--------|--------|----------|--------|------|--------|
| 山东 | √ | | | | √ | √ | |
| 山西 | √ | | | √ | √ | | |
| 河南 | √ | √ | | | | | |
| 宁夏 | √ | √ | | | | | |
| 甘肃 | √ | √ | √ | | | | √ |
| 湖南 | √ | √ | | | | | |
| 广东 | √ | √ | √ | √ | | | |
| 内蒙古 | √ | √ | | | | | |
| 广西 | √ | | | | | | |
| 浙江 | √ | √ | | | | | √ |

资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

表14 我国主要省份独立式储能电站年收入估算（单位：万元）

| | 山东 | 宁夏 | 山西 | 甘肃 |
|--------|------|------|-------|------|
| 容量租赁 | 3000 | 3000 | 300 | 2400 |
| 现货套利 | 2550 | -- | 2040 | -- |
| 容量补偿 | 600 | -- | -- | -- |
| 一次调频 | -- | -- | -- | -- |
| 调峰辅助服务 | -- | 4800 | -- | 4356 |
| 调峰容量市场 | -- | -- | -- | 396 |
| 合计 | 6150 | 7800 | 11415 | 7152 |

资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

备注：以 100MW 的独立式储能电站为基础计算

我们以 100MW/200MWh 的独立式储能电站为例进行测算。主要假设包括：储能 EPC 总承包平均成本 1.8 元/Wh 计算，初始投入成本 3.6 亿元，运营费用为 1400 万元/年（按 0.07 元/Wh 计算），配储时长 2h。

当独立储能电站的年收入为 6000 万元，IRR 约 4.7%，投资回收期约 7.8 年；当独立储能电站的年收入为 8000 万元，IRR 约 12.9%，投资回收期约 5.5 年。我们预计随着储能行

业趋于成熟，规模效应带来的投资成本下降，以及独立式储能电站盈利模式能力的扩充，项目的投资前景可期。

表15 独立式储能项目 IRR 敏感性分析

| | | 独立式储能电站年收入（万元） | | | | | |
|----------------|------|----------------|------|------|------|-------|-------|
| | | 5000 | 5500 | 6000 | 6500 | 7000 | 8000 |
| 投资成本 (元/Wh) | 1.65 | 1.6% | 4.2% | 6.5% | 8.8% | 11.0% | 15.1% |
| | 1.70 | 1.1% | 3.6% | 5.9% | 8.1% | 10.3% | 14.3% |
| | 1.75 | 0.5% | 3.0% | 5.3% | 7.5% | 9.6% | 13.6% |
| | 1.80 | 0.0% | 2.4% | 4.7% | 6.9% | 9.0% | 12.9% |
| | 1.85 | -0.5% | 1.9% | 4.2% | 6.3% | 8.3% | 12.2% |
| | 1.90 | -1.0% | 1.4% | 3.6% | 5.7% | 7.8% | 11.5% |

资料来源：东海证券研究所测算

表16 独立式储能项目静态投资回收期敏感性分析（单位：年）

| | | 独立式储能电站年收入（万元） | | | | | |
|----------------|------|----------------|------|------|------|------|------|
| | | 5000 | 5500 | 6000 | 6500 | 7000 | 8000 |
| 投资成本 (元/Wh) | 1.65 | 9.2 | 8.0 | 7.2 | 6.5 | 5.9 | 5.0 |
| | 1.70 | 9.4 | 8.3 | 7.4 | 6.7 | 6.1 | 5.2 |
| | 1.75 | 9.7 | 8.5 | 7.6 | 6.9 | 6.3 | 5.3 |
| | 1.80 | 10.0 | 8.8 | 7.8 | 7.1 | 6.4 | 5.5 |
| | 1.85 | 10.3 | 9.0 | 8.0 | 7.3 | 6.6 | 5.6 |
| | 1.90 | 10.6 | 9.3 | 8.3 | 7.5 | 6.8 | 5.8 |

资料来源：东海证券研究所测算

3.3. 储能市场空间测算：2025 年国内配储将超过 100GWh

装机量假设：

1) 光伏：国内 2022 年新增光伏装机量约 87.4GW，其中工商业约 25.9GW，户用项目约 25.3GW，大基地约 36.3GW。在国家能源局的政策指引下，预计 2023/2024/2025 年新增光伏装机容量约 116.6/146.9/173.2GW，其中工商业光伏新增装机容量约 33.6/42.0/50.4GW，户用项目光伏新增装机容量约 28.5/31.4/34.5GW，大基地光伏新增装机容量约 54.4/73.5/88.2GW。

2) 风电：国内 2022 年新增风电装机量约 37.6GW。预计 2023/2024/2025 年新增风电装机容量约 55.0/65.0/75.0GW。考虑到新增风电项目大都为集中式电站，因此假设风电大基地占比约 90%，则风电大基地 2023/2024/2025 年新增装机容量约 49.5/58.5/67.5GW。

渗透率、配储比例、配储时长假设：

随着全国各省峰谷价差愈发扩大，工商业配储盈利性提升，配储渗透率逐年提升，我们假设 2023/2024/2025 年新增工商业配储渗透率为 30%/35%/40%。基于全国各省市大基地的强制配储政策，假设 2023/2024/2025 年新增大基地配储渗透率为 10%/15%/20%，未来新增的风光配储时长约 2h。

基于以上假设，预计 2023/2024/2025 年国内配储合计装机量约为 41.8/70.9/106.1GWh，2022-2025 年复合增长率达 57%。建议重点关注盈利能力提升的储能电芯龙头和优质储能集成商等板块。

表17 2023E-2025E 我国储能市场空间测算

| | 单位 | 2023E | 2024E | 2025E |
|------------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| 国内光伏装机量合计 | GW | 116.6 | 146.9 | 173.2 |
| 工商业 | GW | 33.6 | 42.0 | 50.4 |
| 配储渗透率 | % | 30% | 35% | 40% |
| 配储时长 | h | 2 | 2 | 2 |
| 配储装机量 | GWh | 20.2 | 29.4 | 40.3 |
| 户用项目 | GW | 28.5 | 31.4 | 34.5 |
| 配储渗透率 | % | 2% | 3% | 5% |
| 配储时长 | h | 2 | 2 | 2 |
| 配储装机量 | GWh | 0.9 | 1.9 | 3.5 |
| 大基地 | GW | 54.4 | 73.5 | 88.2 |
| 配储比例 | % | 10% | 15% | 20% |
| 配储时长 | h | 2 | 2 | 2 |
| 配储装机量 | GWh | 10.9 | 22.0 | 35.3 |
| 国内风电装机量合计 | GW | 55.0 | 65.0 | 75.0 |
| 大基地 | GW | 49.5 | 58.5 | 67.5 |
| 大基地配储比例 | % | 10% | 15% | 20% |
| 大基地配储时长 | h | 2 | 2 | 2 |
| 大基地配储装机量 | GWh | 9.9 | 17.6 | 27.0 |
| 国内配储合计装机量 | GWh | 41.8 | 70.9 | 106.1 |

资料来源：GGII，东海证券研究所测算

4.风险提示

- 1、风光装机不及预期风险：**全球风光装机量不及预期，将影响发电侧和用电侧的配储数量，对储能行业发展造成不利影响。
- 2、储能政策不及预期：**新型储能仍处成长期，政策端的支持对行业发展有重要作用，若相关储能政策不及预期将阻碍行业发展。
- 3、行业产能供给过剩：**目前行业扩产趋势明显，未来存在产能过剩的可能性，若引发价格战将影响行业盈利受损。

一、评级说明

| | 评级 | 说明 |
|--------|----|------------------------------------|
| 市场指数评级 | 看多 | 未来 6 个月内沪深 300 指数上升幅度达到或超过 20% |
| | 看平 | 未来 6 个月内沪深 300 指数波动幅度在-20%—20%之间 |
| | 看空 | 未来 6 个月内沪深 300 指数下跌幅度达到或超过 20% |
| 行业指数评级 | 超配 | 未来 6 个月内行业指数相对强于沪深 300 指数达到或超过 10% |
| | 标配 | 未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 指数在-10%—10%之间 |
| | 低配 | 未来 6 个月内行业指数相对弱于沪深 300 指数达到或超过 10% |
| 公司股票评级 | 买入 | 未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数达到或超过 15% |
| | 增持 | 未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数在 5%—15%之间 |
| | 中性 | 未来 6 个月内股价相对沪深 300 指数在-5%—5%之间 |
| | 减持 | 未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数 5%—15%之间 |
| | 卖出 | 未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数达到或超过 15% |

二、分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明：

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效，本公司亦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。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明：

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
 网址：Http://www.longone.com.cn
 座机：(8621) 20333275
 手机：18221959689
 传真：(8621) 50585608
 邮编：200215

北京 东海证券研究所

地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
 网址：Http://www.longone.com.cn
 座机：(8610) 59707105
 手机：18221959689
 传真：(8610) 59707100
 邮编：100089