

中国平安 PINGAN

专业 · 价值

专业 让生活更简单

证券研究报告

大储扬帆出海，市场多点开花

——储能全景图2024（上）大储篇

证券分析师

张之尧 投资咨询资格编号：S1060524070005

皮 秀 投资咨询资格编号：S1060517070004

电力设备及新能源 强于大市（维持）

2024年10月30日

请务必阅读正文后免责条款

更多免费行业报告

并购家

www.ipoipo.cn

平安证券

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



要点总结

- **新型储能：电力系统的“蓄水池”，成长确定性强。** 储能系统可将电能转化为其他形式储存并适时释放，增加电网稳定性和绿电消纳能力，是推动可再生能源大规模应用的关键技术。全球储能需求蓬勃增长，2023年全球新型储能新增装机46GW，同比翻倍增长；我们测算，2024/2025年全球新型储能新增装机将分别达到73.1/97.2GW，同比增速59%/33%。本全景图根据装机场景的不同，分大储、户储、工商储三个部分对储能行业进行介绍。本篇为报告上篇，具体介绍全球大储市场供需情况。大储是全球储能装机的主要类型，2023年全球大储（仅新型储能，下同）新增装机32.7GW，占新型储能装机比重71%；我们预计2024/2025年全球大储新增装机57.8/77.8GW，增速分别为77%/35%。
- **国内大储：政策引领装机，商业化有待完善。** 我国是全球最大的大储市场，2023年大储新增装机19.8GW，占全球装机功率的60%。我们测算2024/2025年中国大储新增装机分别为32.0/41.8GW，功率同比增长62%/31%。“新能源配储”和“独立储能”是我国大储装机的主要类型，两者同受新能源强配政策驱动，规模增长存在刚需。独立储能可通过市场化方式获得收益，利用率和经济性优于新能源配储，或将成为国内大储主流装机形式。现阶段，我国独立储能收入结构依赖容量租赁，收入水平低于美欧大储，商业模式有待完善，需要辅助服务和电能量市场进一步发展。
- **海外大储：发达市场、新兴市场多点开花。** 与国内市场相比，海外大储竞争格局和盈利水平相对更优，国内头部企业寻求出海，奔赴美欧市场、中东市场。美、欧电力市场化程度高，大储项目可获得合理的经济回报，市场高壁垒、高毛利。我们预计2024/2025年美国大储市场新增装机分别为11.5/14.3GW，同比增长45%/25%；欧洲大储市场新增装机分别为6.3/9.2GW，同比增长126%/46%。中东新兴市场增速强劲，政府自上而下推动集中式光储项目部署，单体项目规模庞大；国内企业凭借优良的交付能力和性价比角逐新兴市场。沙特制定了2024年到2025年招标24GWh电池储能项目的计划，大储发展空间广阔。美欧、中东市场多点开花，大储出海机遇优良。
- **技术路线：锂电为主，新路线百舸争流。** 常见的储能技术主要包括机械储能、热储能、电磁储能、电化学储能和氢储能等类别。现阶段，机械储能中的抽水蓄能是全球储能装机的主要形式，锂电池储能则是新型储能（除抽蓄之外的储能技术路线统称）装机的主要形式。不同储能方式的功率等级和放电时间各不相同，适用于电力系统的不同场景。抽蓄、液流电池和压缩空气储能规模大、理论成本低，适宜长时储能；飞轮储能、电磁储能响应速度快、循环次数高，适宜调频应用；锂离子电池规模和放电时间范围广、泛用性强、产业链成熟，将在较长时期作为储能建设的主力。
- **产业链：海外大储系统竞争格局较优。** 锂电池储能产业链主要环节包括储能电池、PCS、系统集成、温控与消防等，各环节需求端增长强劲，但供给端竞争较为激烈。储能电池环节呈现“一超多强”格局，宁德时代市占率领先。PCS与系统集成环节国内外竞争格局分化，国内市场“价格内卷”较严重，海外市场壁垒相对较高，竞争格局优于国内。国内大储系统集成企业凭借产品实力和品牌渠道，在海外市场已获得一定的市场地位，有望把握美欧和新兴市场大储机遇，获得丰厚利润。
- **投资建议：** 大储赛道需求景气度高，新兴市场带来新增量。国内大储蓄势待发，海外大储竞争格局更优，领先企业积极出征海外市场。推荐大储市场地位全球领先的**阳光电源**；建议关注深耕海外、大储业绩增速亮眼的**阿特斯**；布局新兴市场、出海进展顺利的上能电气。
- **风险提示：** 1.各市场需求增长不及预期；2.技术路线迭代不及预期；3.政策落地不及预期；4.原材料价格波动；5.行业竞争加剧；6.海外贸易壁垒；7.汇率波动；8.计算主观性相关风险。



全文框架

		大储	户储	工商业储能
需求端	市场分布	中国、美国是大储主要市场；欧洲、中东市场也逐渐起步	欧洲为户储主要市场，2023年装机功率占全球的66%；美国市场、亚非拉新兴市场亦迎来增长	我国工商业储能发展迅速；欧、美市场也存在增长潜力
	驱动因素	- 本质上，大储装机需求来自于风电、光伏高比例并网产生的灵活性资源需求 - 国内通过强配政策+市场建设，国外通过补贴激励和市场化回报，推动大储商业模式逐渐完善，装机不断增加	- 购买方为家庭用户，经济性和保障用电是主要需求 - 经济性：高电价+购售电价差下，户储系统可节省用电成本 - 保障用电：在停电情形下保障用电	- 工商业用户有节省电费和保障用电的需求 - 我国工商储可利用峰谷电价差套利，经济性优良
	市场规模	2023年我国新增装机19.8GW/43.1GWh，预计2024/2025年新增装机32.0/41.8GW 2023年美国装机7.9GW，预计2024/2025年美国大储新增装机分别为11.5/14.3GW	2023年全球新增装机10.4GW，其中欧洲新增装机6.9GW - 预计2024/2025年全球新增装机10.9/13.4GWh	2023年我国新增装机约1.8GW，预计2024/2025年国内新增装机达2.8/3.8GW，全球有望达4.4/6.0GW
供应端	技术路线	抽水蓄能存量规模庞大，电化学（锂电池）储能是主要增量，各种技术路线百花齐放	主要为锂电池储能，部分新兴市场采用铅酸电池，锂电池逐步渗透	主要为锂电池储能，部分项目采用铅炭、液流电池储能
	产品形态	最终以大储电站形式运营。储能业主可对储能系统/EPC进行招标，部分业主也通过集中采购形式直接购买电芯和PCS，自行集成以控制成本。	安装于住宅中，类似家电，多搭配户用光伏系统。面向客户的产品可以为储能系统+PCS，或两者集成的一体机	安装于厂房/园区，有机柜（百kWh级）和集装箱（MWh级）两种类型
	产业链构成	- 上游核心设备：电池、PCS、温控与消防设备 - 中游：系统集成（PCS、电池厂商亦参与此环节） - 下游：电站运营	- 电芯：上游，销售给储能系统厂商 - 储能系统、PCS：通常销售给安装商 - 一体机：通常以自有渠道销售给用户	赛道处于发展早期，电池/系统集成厂商布局工商业储能机柜产品

资料来源：CNESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，平安证券研究所测算；各细分市场详细分析及假设说明见后续页/附录。



我国储能市场参与者全景图





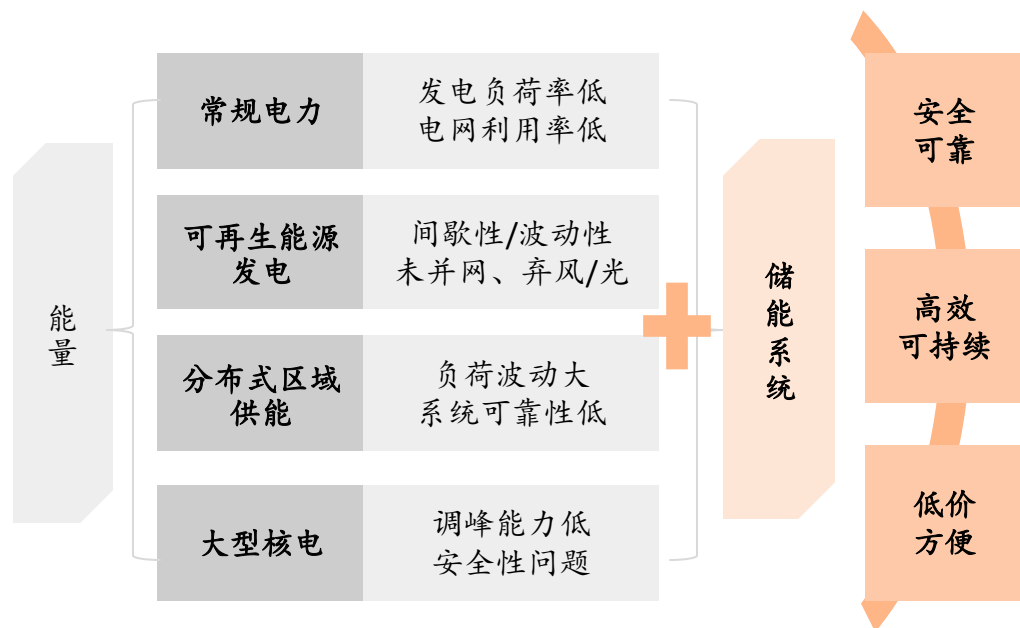
目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

储能是推动可再生能源大规模应用的关键技术

- 储能是电力系统中的“蓄水池”，是推动可再生能源大规模应用的关键技术。储能通常特指电力储能，是将不易储存的电能转化为机械能、化学能等形式储存起来，以便需要时使用的过程。电能传输速度与光速相同，发、输、用电往往在同一瞬间完成，要求电力生产和负荷相匹配；但风电、光伏等可再生能源具有波动性和随机性，难以实时匹配负荷，影响电能质量和利用率。储能系统就像电力系统中的“蓄水池”，可以动态吸收能量并适时释放，从而改变电能发、输、用同步完成的模式，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”。储能可以起到平抑新能源波动、跟踪计划出力、参与系统调峰调频、提高消纳水平等作用，推动可再生能源的大规模应用，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术。

◆ 储能在电力系统中的重要性



◆ 储能可有效解决风电光伏规模应用的痛点

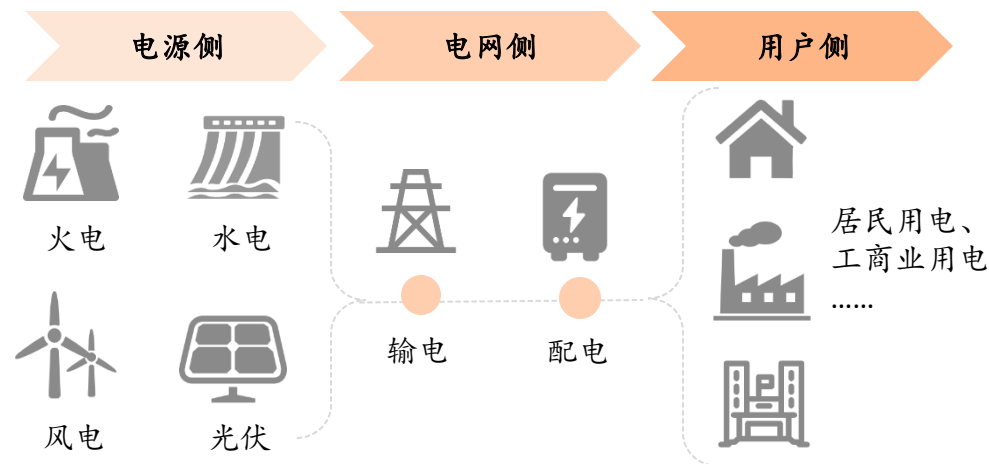


资料来源：《储能技术及应用》，《风力发电系统的设计、运行与维护》，《太阳能光伏发电系统设计施工与应用》，平安证券研究所

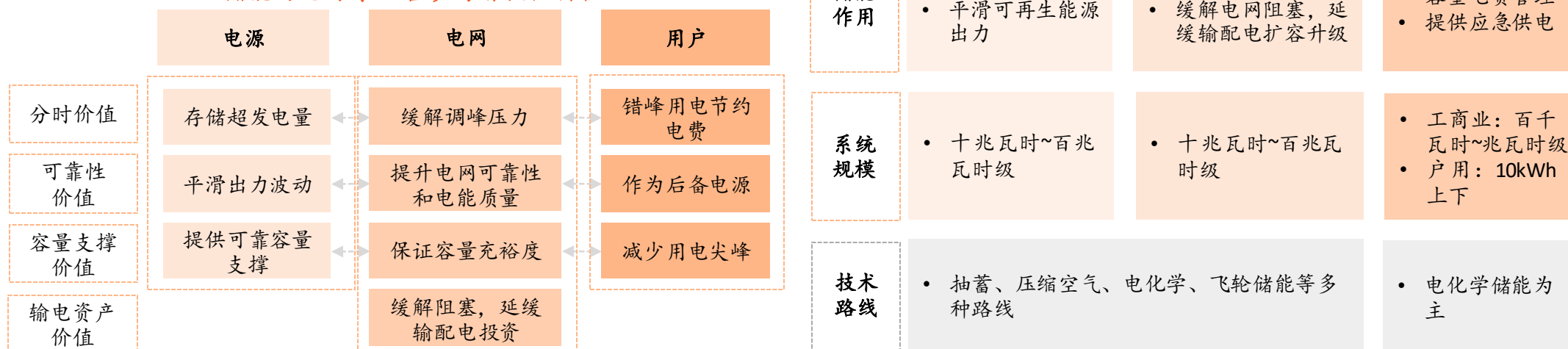
1.1 储能可应用于电力系统各个环节

- 电力系统由发电、输电、变电、配电、用电等环节构成，储能可用于电力系统的各个环节。
- 电源、电网侧：**安装于电源侧、电网侧的储能系统装机规模较大，通常称为大储；亦称表前储能（安装于用户侧电表外的储能系统）。大储可以实现调峰、调频、备用容量、平滑出力、缓解电网阻塞等功能，从而提升电力系统灵活性，并显著提高新能源发电电能质量和消纳水平。
- 用户侧：**主要包括居民、工商业等用电方，配置储能（可结合分布式光伏配置）可节约用电成本、保障用电稳定。

◆ 储能可用于电力系统各个环节



◆ 储能为电力系统各参与者提供价值

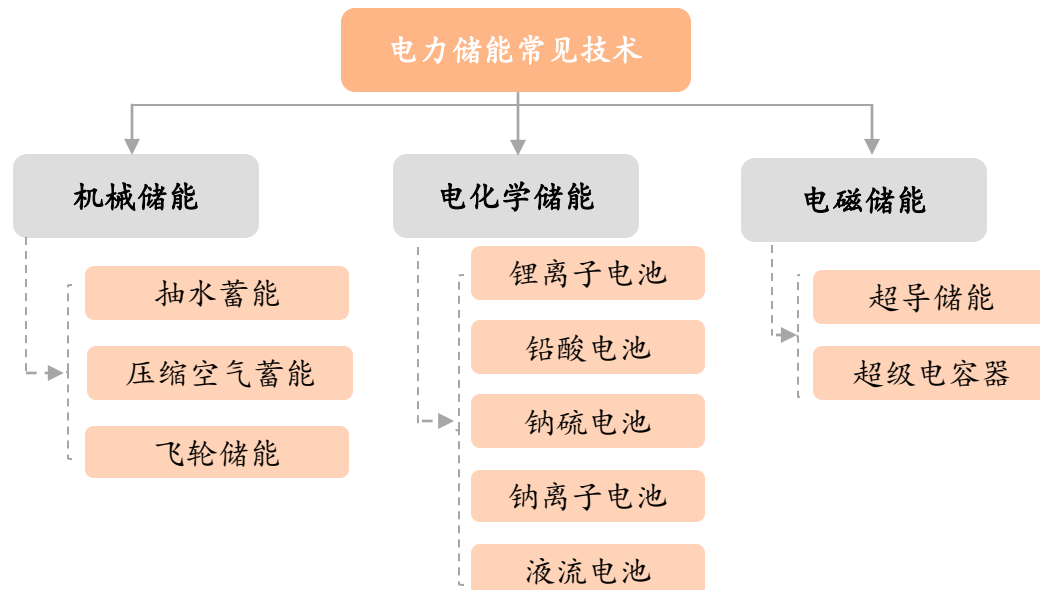


资料来源：《电力系统自动化》，派能科技招股说明书，《储能技术及应用》，平安证券研究所

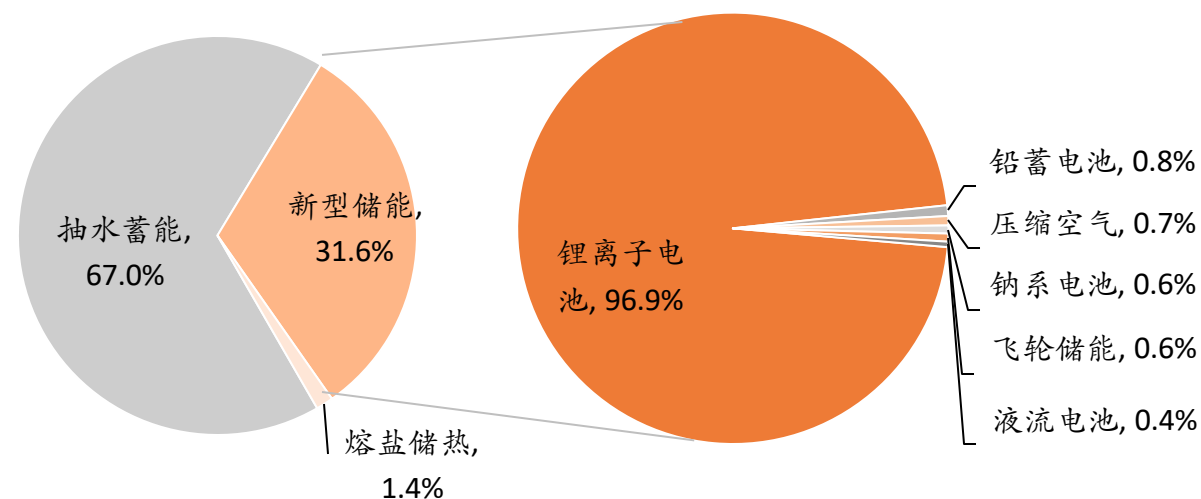
1.1 技术路线：抽水蓄能存量庞大，新型储能增长强劲

- **抽水蓄能装机规模庞大，新型储能增长强劲。**新型储能通常指除抽水蓄能之外的储能技术，现阶段以电化学储能为主。根据CNESA数据，截至2023年底，全球电力储能累计装机289.2GW。其中，抽水蓄能累计装机193.8GW，规模占比首次低于70%，占比较2022年下降12.3个百分点；新型储能累计装机规模达91.3GW，是2022年同期的近两倍。新型储能项目装机中，锂离子电池仍占据绝对主导地位。
- **新型储能是未来储能市场发展的主力。**抽水蓄能是现存储能装机的主要路线，其选址依赖特定地理资源，且建设周期长（通常在6-7年），增速相对有限；新型储能建设周期短、选址灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性好，是建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的关键，也是未来储能市场发展的主力。

◆ 常见的电力储能技术划分



◆ 全球各储能技术路线累计装机占比（截至2023年底，MW%）

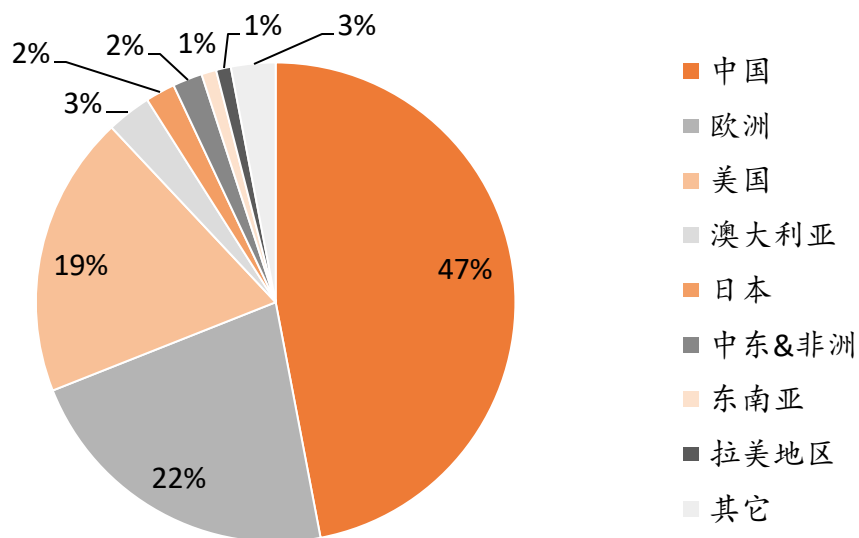


资料来源：《储能原理与技术》，CNESA，平安证券研究所

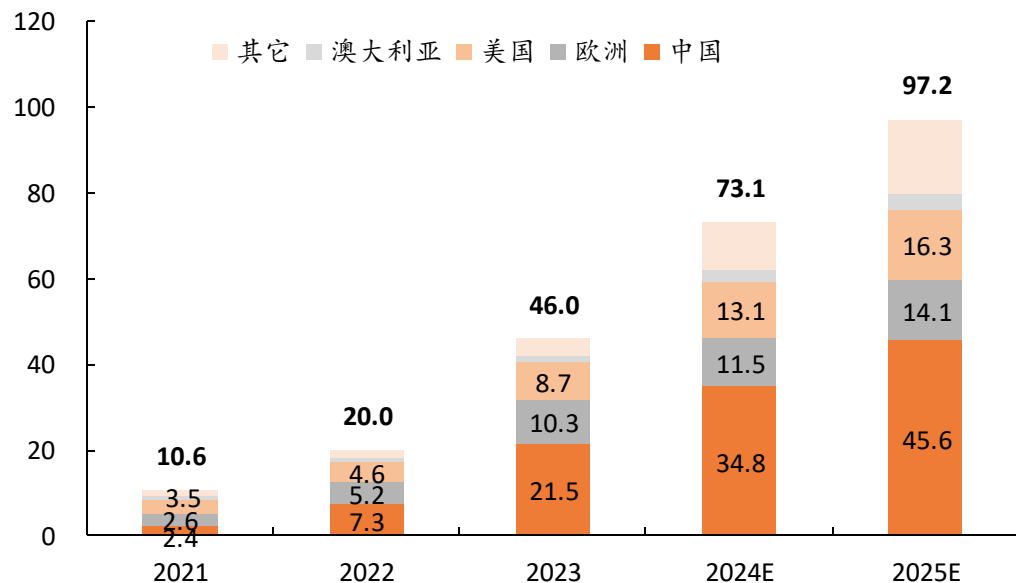
1.2 全球市场：全球新型储能需求蓬勃增长，中、欧、美为主要市场

- 全球储能需求蓬勃增长，中、欧、美为主要市场。根据中关村储能产业联盟（CNESA）统计，2023年全球新型储能新增装机46GW，同比增长130%。中国、欧洲和美国为三大主要市场，2023年新增装机分别为21.5/10.3/8.7GW，同比增速分别为193%/97%/90%；2023年前三大市场装机占据了全球的88%。我们测算，2024/2025年全球新型储能新增装机将分别达到73.1/97.2GW，同比增速分别为59%和33%。各市场板块的详细分析及假设说明见后几章正文。
- 预计我国2024/2025年新型储能新增装机34.8/45.6GW，增速分别为62%/31%，大储加速布局，工商储增长强劲；
- 欧洲2024/2025年新型储能新增装机11.5/14.1GW，增速13%/23%，部分地区补贴退出导致户储需求减少，但大储需求高增，整体装机呈现正增长。
- 美国2024/2025年新型储能新增装机13.1/16.3GW，增速50%/24%，装机以大储为主。

◆ 2023年全球新型储能新增装机分布（MW%）



◆ 全球储能市场空间预测（单位：GW）

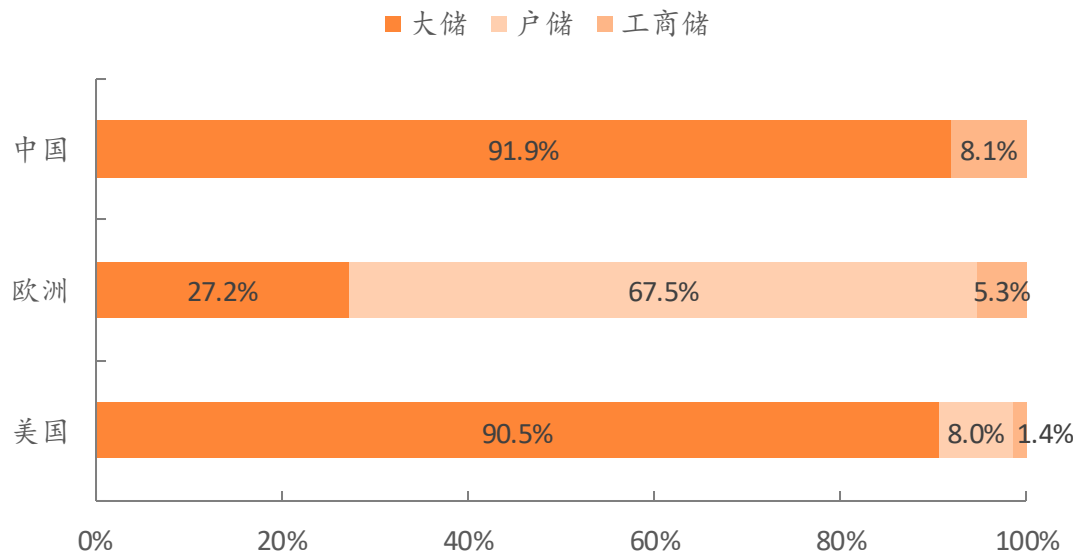


资料来源：CNESA，EESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，平安证券研究所测算

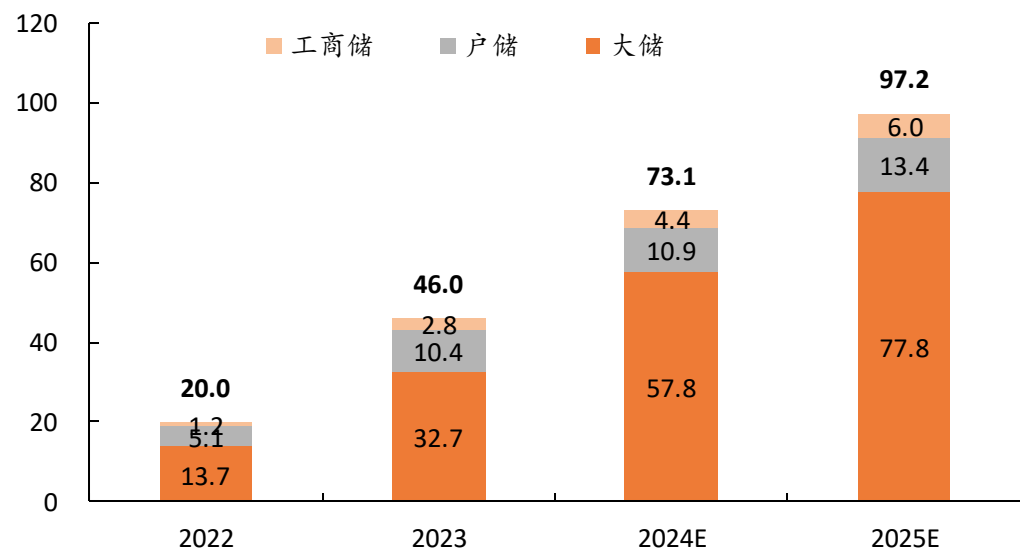
1.2 全球市场：大储是全球装机主要类型

- 分场景来看，大储仍为全球储能新增装机的主要类型。**根据我们汇总CNESA、EASE、Wood Mackenzie、Sunwiz数据，2023年，全球大储装机32.7GW，占新型储能装机比重71%；我们预计2024/2025年新增装机57.8/77.8GW，增速分别为77%/35%；户储为第二大装机类型，预计2024年市场需求较2023年微增，不同区域表现分化；工商业储能装机体量相对较小，但在中国市场增长迅速。
- 各国储能装机结构各有不同。**从2023年装机情况来看，中国装机以大储为主，大储装机超过九成，同时工商储也扮演着越来越重要的角色；由于我国居民电价较低，户储装机规模相对较小，可忽略不计。欧洲装机以户储居多，户储占2023年装机规模的2/3；随着部分国家对电网级大储的重视及政策扶持，后续大储占比有望提升。美国储能装机以大储为主，由于多个州仍采取净计量政策，户储需求空间尚未完全打开，潜在渗透空间广阔。

◆ 2023年各国储能分场景装机占比（GW%）



◆ 全球储能分场景装机预测（单位：GW）

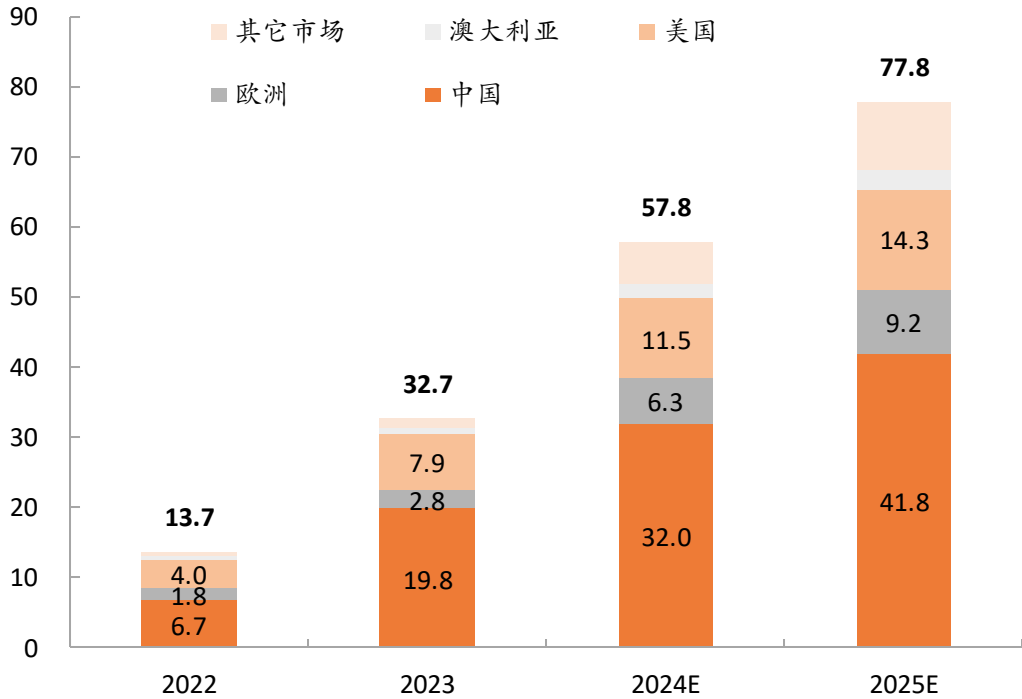


资料来源：CNESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，平安证券研究所测算

1.2 全球大储需求增长强劲，2024/2025年装机增速77%/35%

- 2023年，大储是全球储能装机增长的主力。2023年全球大储新增装机32.7GW，同比增长138%，中、美、欧市场均呈现显著增长。
- 2024年，中、美大储在前期高基数下增速数字略显放缓，但仍维持较强增势；欧洲则有望迎来大储装机的快速增长。我们预计，2024/2025年全球大储新增装机57.8/77.8GW，增速分别为77%/35%。

◆ 全球大储新增装机预测，单位：GW



◆ 全球大储新增装机及增速，单位：GW

	2022	2023	2024E	2025E
中国大储装机/GW	6.7	19.8	32.0	41.8
同比增速/%		195%	62%	31%
欧洲大储装机/GW	1.8	2.8	6.3	9.2
同比增速/%		72%	53%	126%
美国大储装机/GW	4.0	7.9	11.5	14.3
同比增速/%		34%	99%	45%
澳大利亚大储装机/GW	0.5	0.8	2.0	2.8
其它市场大储装机/GW	0.7	1.4	6.0	9.6
全球大储装机合计/GW	13.7	32.7	57.8	77.8
同比增速/%		138%	77%	35%

资料来源：CNESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，平安证券研究所测算；各细分市场详细分析及假设说明见后续页/附录。



资料来源：各公司公告及官网，平安证券研究所整理

注：橙色字体为非上市公司，蓝色字体为上市进程中公司（截至2024.9.30）



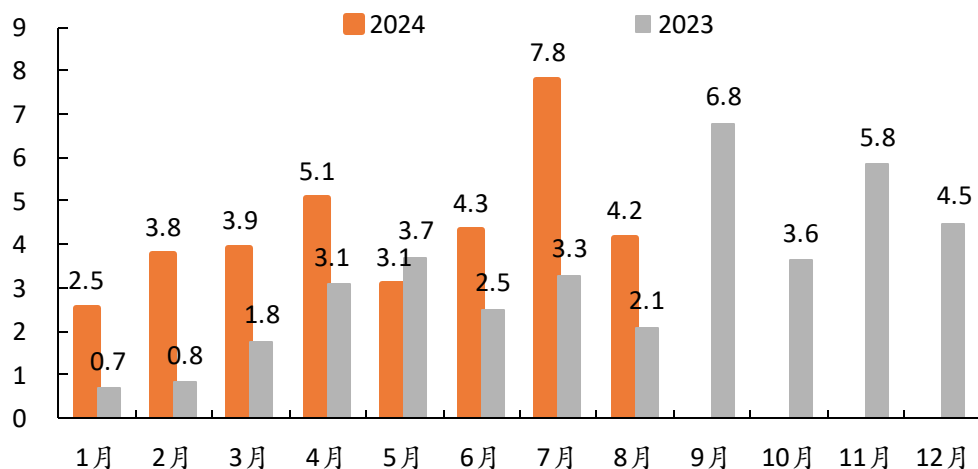
目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

2.1 市场规模：招投标持续景气，预计全年大储装机32GW/70GWh

- 中国大储市场：预计2024/2025年新增装机分别为32.0/41.8GW，功率同比增长62%/31%。国内大储装机持续增长，根据国家能源局，2024年上半年我国新型储能新增装机13.05GW/32.19GWh。根据储能与电力市场，1-8月，国内储能项目完成招标规模共计34.6GW。我们使用集中式风/光配套的储能比例估算国内大储市场规模。考虑新型电力系统建设需求，加之新能源入市趋势下储能商业价值有望逐步得到体现，储能装机与集中式风/光装机功率之比仍将呈增加趋势。假设2024/2025年使用功率表示的配储比例分别为16.0%/19.0%，平均配置时长2.2h，预计2024/2025年国内大储新增装机功率32/42GW，容量70/92GWh。

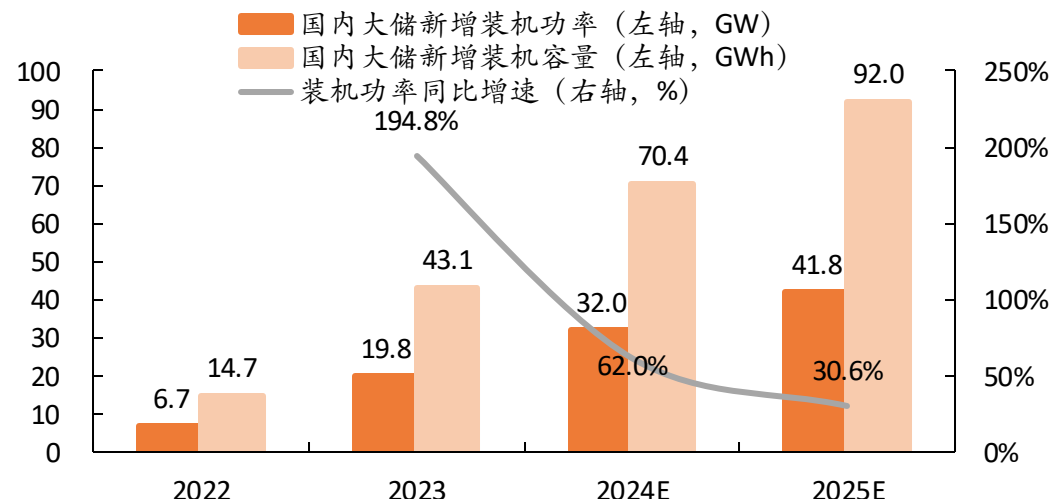
◆ 国内储能项目完成招标规模/GW



◆ 国内大储新增装机测算过程

	2022	2023	2024E	2025E
国内陆上风电新增装机量/GW	44.6	68.0	75.0	85
国内光伏新增装机量/GW	87.4	216.3	250.0	270
集中式光伏占比/%	42%	53%	50%	50%
国内集中式光伏新增装机量/GW	36.7	114.6	125.0	135.0
国内集中式风光项目新增装机量/GW	81	183	200	220
使用功率表示的储能配置率/%	8.2%	10.8%	16.0%	19.0%
国内大储新增装机功率/GW	6.7	19.8	32.0	41.8
大储平均配置时长/h	2.2	2.2	2.2	2.2
国内大储新增装机容量/GWh	14.7	43.1	70.4	92.0
装机容量同比增速/%		193.2%	63.3%	30.6%

◆ 国内大储新增装机预测



资料来源：储能与电力市场，寻熵研究院，CWEA，国家能源局，Solaredge Power EU，SEIA，CNESA，平安证券研究所测算注：风电和光伏装机量均为交流侧口径。

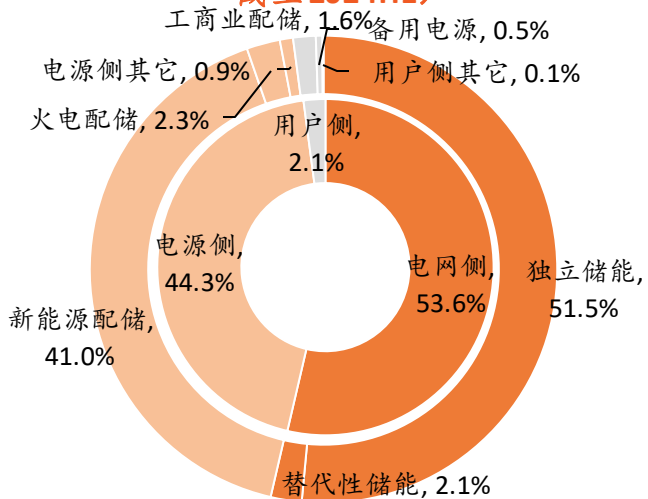
风电：历史数据参照CWEA，未来数据为本

光伏：历史数据综合汇总自能源局、Solar

2.1 项目分类：“新能源配储”和“独立储能”共同发展，长期将殊途同归

- 大储分类口径说明。**国外大储项目通常称为Utility-Scale（公用事业级）/Grid-Scale（电网级规模）项目，分类内通常不再进行细分。国内前期将大储项目分类为“**电源侧**”和“**电网侧**”，现阶段由于新能源配储占电源侧装机的绝大部分，独立储能占电网侧储能装机的绝大部分，较多统计口径将“**新能源配储**”和“**独立储能**”作为大储的两个主要类别。
- “新能源配储”和“独立储能”两者长期或将殊途同归。**中电联统计，2024年上半年我国独立储能新增装机6.9GW，占储能新增装机的66%。“新能源配储”和“独立储能”的划分依据是并网主体，前者依托于新能源场站存在，后者独立并网。理论上，前者装机由新能源强配政策驱动，后者则将逐渐形成完整的商业模式，由市场驱动装机。但现阶段，国内独立储能收益来源以容量租赁为主，驱动因素同样为新能源强配，两者驱动因素和使用功能并无本质区别。长期来看，符合条件的新能源配储项目允许转换为独立储能，两者界限或将逐渐模糊，调用更灵活、商业模式更丰富的独立储能将成为国内大储的主流装机形式。

◆ 国内存量储能电站类型分布（功率占比GW%，截至2024H1）



资料来源：中电联，储能与电力市场，平安证券研究所

◆ 国内大储分类口径的变化

早期：根据接入位置划分

电源侧

- 包括**新能源配储**、火储联合调频等。现阶段新能源配储占较大比重。

电网侧

- 早期以电网拥有的，作为输配电资产的项目为主；
- 独立储能**被划分在此类，与电源侧和用户侧区分。现阶段，独立储能已占据电网侧储能的大部分。

目前：根据并网主体划分

新能源配储

- 依托于新能源场站存在，并网主体为新能源发电项目
- 新能源“强配”政策驱动，收益来源不足，通常被视为电站成本项

独立储能

- 作为独立主体并网、接受电网调用，单体规模通常较大（百兆瓦级以上）
- 收益模式仍在探索和丰富中，现阶段以容量租赁为主

长期：两者或将殊途同归

形式允许转化：

- 新能源强配要求可通过租赁独立储能满足
- 符合条件的新能源配储项目可转换为独立储能
- 长期来看，独立储能或将成为国内大储主流形式

实质界限模糊：

- 两者均源于可再生能源装机对灵活性资源的需求，使用功能并无本质区别

2.2 驱动因素：政策顶层设计引领，储能发展路径明晰

- **政策顶层设计引领，储能发展路径明晰。**现阶段，我国储能产业发展阶段尚早，市场化仍在探索中，大型储能系统的应用经济性不强，主要由政策驱动。“十三五”以来，我国储能产业战略定位逐渐明确，发展路径逐步成型：
- **“十三五”**期间，政策明确了储能产业的战略定位，提出了十三五“商业化初期”、十四五“规模化发展”的两个阶段性目标，并强调储能产业“市场化发展”的工作重点。
- **“十四五”**开年以来，在“双碳”目标引领下，我国出台了一系列政策。这些政策确立了储能产业的阶段性目标，奠定了技术方案、应用领域和参与主体“多元化”的发展基调，并通过市场机制的规划，为产业发展保驾护航。
- **在政策引领下，我国储能产业实现规模化发展在即，市场机制也将逐步探索完善，引导储能产业向市场化发展过渡。**

◆ 我国储能产业纲领性政策



资料来源：中国政府网，平安证券研究所

2.2 驱动因素：新能源“强配”储能规定推动，形成大储装机规模刚需

- 新能源“强配”储能规定推动，形成大储装机规模刚需。2021年，发改委、能源局发布《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》，超过保障性并网部分的规模初期按照功率15%的挂钩比例（4h以上）配建调峰能力，按照20%以上比例配建的优先并网，“强配”政策首次上升到全国范围。自此，各地推出新能源配储比例要求，配储功率通常在新能源装机规模的10-25%，持续放电时长2-4小时。
- “配额制”是新能源消纳责任分摊原则的体现，具有一定合理性。在我国，可再生能源消纳的主要责任由电网企业承担；随着新能源装机和发电比例增加，电网消纳压力随之增长。“配额制”体现了令发电企业适当承担一部分并网消纳责任的导向，具有一定合理性。

◆ 不同地区新能源配置储能要求

2小时以上				内蒙古市场化项目 甘肃-河西 宁夏园区	西藏光伏
2小时		湖南(光伏) 青海(负荷侧)	陕西青海辽宁江苏 山东浙江-义乌 江苏福建贵州山西 浙江甘肃中东部广东四川 河南广西光伏 宁夏风电江西	内蒙古保障性项目 湖南(风电) 青海(电源侧) 天津安徽光伏河北南网 吉林 河南驻马店	山东(枣庄2-4小时) 青海(可中断负荷侧) 安徽风电 冀北 广西风电 湖北 河南济源 河南生产企业一体化 山东海光(25年以后) 河南整村开发一体化(50%) 上海海风
无时长强制	西藏 江西	山西-大同 云南光伏	海南延安 新疆-阿克苏 浙江-海宁 云南	河南增量配电网 杭州	新疆 榆林
鼓励配置		5%	10%	15%	20%及以上

资料来源：CNESA，平安证券研究所

注：橙色为2024年上半年新发布新能源配储要求的地区

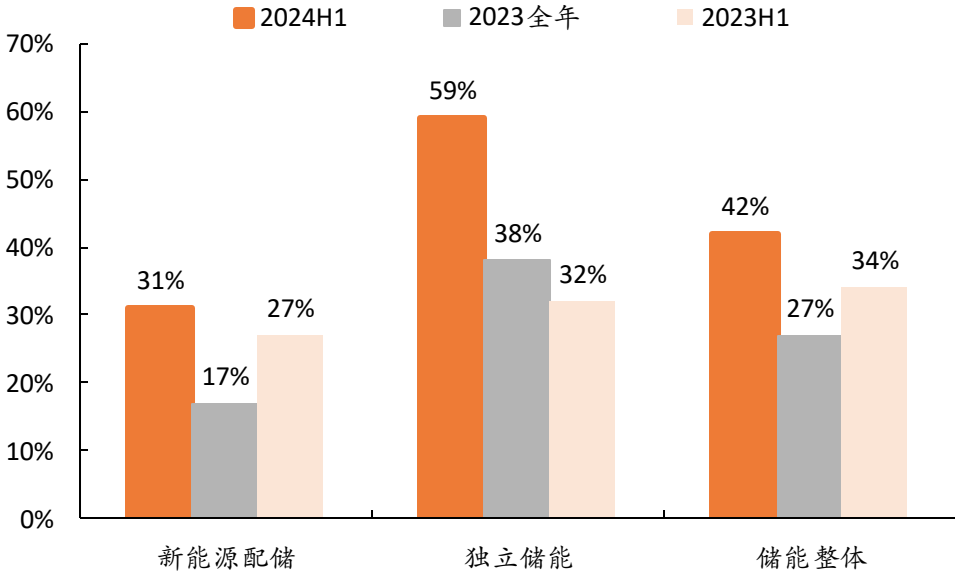
2.2 驱动因素：新能源配储要求趋严，形式向独立储能过渡

- 调用率低、回报模式尚不明确，新能源配储存在“审而不建”问题。**国内各地规定了新能源配储比例，允许新能源电站通过自建或容量租赁满足配储要求。现阶段，调用率低、商业模式不明确是新能源配储的主要痛点。新能源配储从属于新能源场站，调用率通常低于独立储能，且收益来源不足，通常被视为电站成本项，新能源业主配储意愿不高，甚至出现“审而不建”等问题。
- 新能源配储要求趋严，形式向独立储能过渡。**针对“审而不建”情形，宁夏、河北发布新政策，提出“未配储或租赁容量的新能源电站暂停并网”等规定，进一步强化新能源配储要求。配储要求趋严的同时，各地正在探索解决新能源配储调用率低的问题，具体方式包括：高峰期优先统一调用新能源配储电站；推动存量新能源配储电站转独立储能；停止小型新能源配储电站建设，优先采用容量租赁满足配储要求等。考虑电力系统需求，“强配”仍将是国内大储建设的重要驱动因素；具体电站形式方面，新能源配储或将逐渐向独立储能过渡，独立储能将成为国内大储的主要形式。

◆ 部分地区新能源配储、容量租赁相关政策

时间	地区	内容
7/31	宁夏	- 增量新能源项目配储租赁到期后未续租的，视同不满足配储要求，在重新完成配储前暂停调用。 - 存量新能源项目未配储或配储租赁到期后未续租的，在新能源消纳困难时优先弃电至装机容量的10%。并网新能源项目未配储时间超过30天的，重新续租或自建时，按原配储比例2倍规模配置（时长不变）。 - 容量租赁合同期限原则上不低于1年。自建或签订多年（3年及以上）租赁合同的新能源场站，增加优先发电计划安排。
8/1	河北	- 自2024年9月30日起，未开工新能源项目需配储的，鼓励优先通过租赁方式配储，不再单独配建容量低于10万千瓦/20万千瓦时的储能设施。 - 新建新能源项目未完成配储建设或容量租赁的，不得并网发电。
8/14	华北区域	华北区域电网大负荷期间，在常规火电及新能源不足以满足电力平衡需要时，优先对新能源配建储能进行统一直接调用；以独立储能充放电月最大价差作为统一调用补偿价格。

◆ 国内独立储能利用率高于新能源配储



资料来源：CNESA，智汇光伏，中电联，储能与电力市场，平安证券研究所

右图数字为中电联统计的平均利用率指数，利用率指数=统计期间利用小时与统计期间利用率指数为100%时则满足电站设计。

2.2 驱动因素：独立储能商业模式有待逐步完善，推动国内大储健康发展

- 独立储能是国内大储装机主力，商业模式有待持续完善。独立储能指不依托于新能源电站，作为独立主体参与电力市场的储能项目。2021年12月“两个细则”出台后，储能开始作为独立市场主体登上舞台，独立储能成为国内大储发展的重要形式。中电联统计，2024年上半年我国独立储能新增装机6.9GW，占储能新增装机的66%，已成为国内大储装机的主力类型。独立储能理论上可通过容量租赁、辅助服务、峰谷套利、容量补偿等方式获得收益，收益来源与新能源配储相比更为多样，是储能从规模化迈向市场化发展的重要形式。随着政策完善和市场发展，独立储能商业模式有望逐渐理顺，实现健康发展。

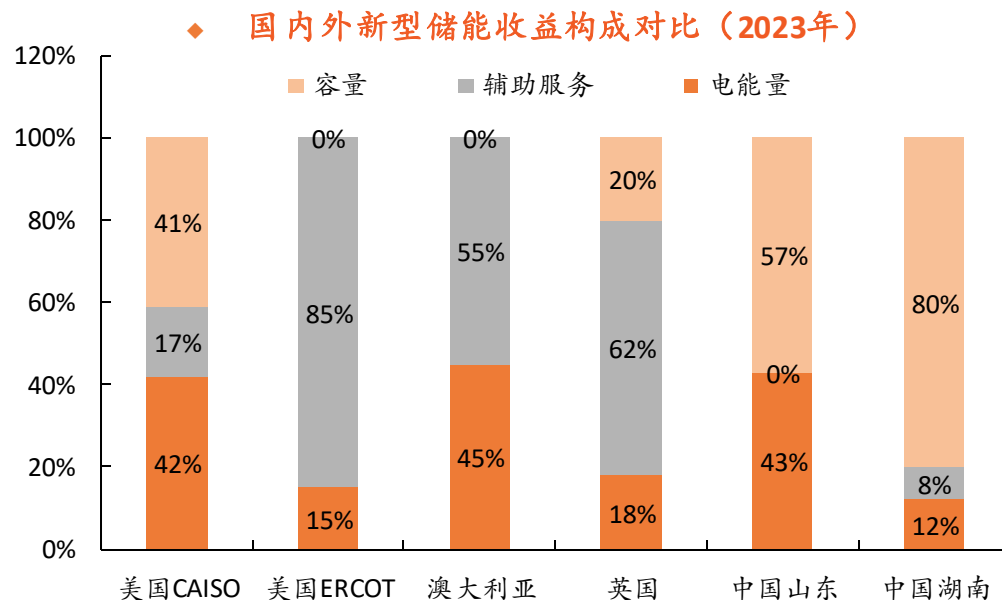
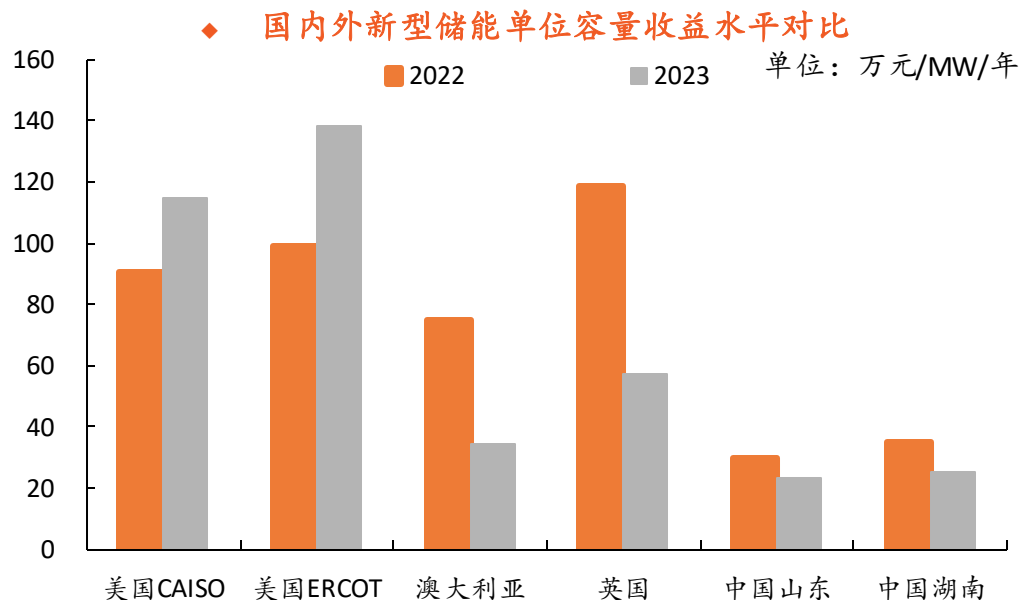
◆ 独立储能4种收益模式介绍

	容量租赁	辅助服务	峰谷套利	容量补偿
概念	独立储能电站将部分容量出租给新能源场站，满足其配储需求，收取租赁费用。	- 参与辅助服务市场获取服务收益。 - 各地储能电站可参与的辅助服务品种各不相同，包括调峰、调频等。	参与电能量市场（中长期市场/现货市场），利用电价差，通过高峰放电低谷充电获得套利收益。	指部分地区按容量给予独立储能电站的补贴。
详情	- 现阶段国内独立储能主要收益来源。 - 各省强配要求、新能源装机量、租赁政策和供需等存在差异，因此储能电站实际租出比例和单位收益有所不同。	- 各地探索的重点，品种逐渐丰富，收益模式逐渐完善。 - 调峰、调频是较为常见的品种。调峰服务最为普遍，除电力现货市场试点省份外，大部分地区储能电站可参与调峰辅助服务。 - 其余服务类型包括备用、黑启动、爬坡等。	- 各省储能电站参与电能量市场（中长期市场/现货市场）的要求各不相同。 - 参与现货市场的储能电站可根据日内峰谷价差进行套利（与调峰不同时存在）。 - 国内电力现货市场有序发展，目前已有山西、广东、山东、甘肃四省电力现货市场进入正式运行，多省处于试运行阶段。	属于地方补贴，目前山东、河北、浙江、新疆、内蒙古等地区出台有容量补偿电价政策，根据装机容量或放电量给予补偿。

资料来源：储能与电力市场，CNESA，平安证券研究所

2.2 驱动因素：目前国内独立储能收入依赖容量租赁，市场化回报仍需探索

- **国内独立储能收入水平和收入结构仍有待改善。** 储能电站对于电力系统尚属于新生事物，大储并网、充放电计价、接受调用等都较为复杂；且我国电力市场发展时间晚于欧美等发达市场，电力市场化进程仍在推进中，储能参与市场的服务品种有待丰富。因此，现阶段国内独立储能商业模式尚不完善，收益水平暂低于欧美发达市场，且收益结构较为依赖容量租赁。国内独立储能要实现健康发展，仍需国内电力市场进一步发展、独立储能收益模式继续完善，需要较为长期的过程。
- **投资回报率：** 独立储能收益模式和收益水平与各省电力市场建设进程、新能源配储政策等多因素有关，各省之间存在差异，项目经济性难以一概而论。根据南网储能2024年9月9日投资者关系活动记录表，目前该公司已投运的电化学储能站主要是租赁收入，资本金内部收益率约为5%。



资料来源：CNESA，平安证券研究所



目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

3.1 海外大储：关注美欧高价值市场和中东新兴市场机遇

- 大储出海机遇优良，美欧、中东需求可期。与国内市场相比，海外大储竞争格局和盈利水平相对更优，国内头部企业寻求出海。国内企业大储出海市场主要包括两类：美欧高价值市场、中东新兴市场。
- 美、欧电力市场化程度高，大储项目可获得合理的经济回报，市场高壁垒、高毛利；国内企业凭借产业链优势，可以在相同或更低的售价下实现比欧美大储企业更高的毛利率，分享美欧大储市场高速增长的红利。
- 新兴市场增速强劲，政府自上而下推动集中式光储项目部署，单体项目规模庞大；国内企业凭借优良的交付能力和性价比竞逐新兴市场。大储出海机遇优良，美欧、中东市场将成为全年大储需求的主要增长点。

◆ 大储出海机遇概述

	高价值市场	新兴市场
主要地区	美、欧	中东
驱动因素	市场化因素驱动。可再生能源大比例接入+电网老旧，大储对电力系统形成支撑；大储系统可获得市场化回报。	自上而下部署。沙特等地区大力发展集中式可再生能源电站，由于电网相对薄弱，高比例配储+离网模式的大电站较为受欢迎。
竞争要素	市场准入、项目案例、产品性能、提供完整服务的能力； 美国市场部分参与者可通过产业链本土化获得额外补贴，为客户节省成本，获得一定竞争力。	大规模项目的交付能力；性价比；与国内大型EPC企业的合作等。
主要参与者	海外：Tesla，SMA，Fluence； 国内：阳光电源、阿特斯等	市场处于早期，国内企业凭借产业链优势，成本和交付能力更优，率先抢占这一市场，包括阳光电源、上能电气等

资料来源：平安证券研究所

3.2 美国：装机同比高增，预计全年大储装机11.5GW

- 美国市场：预计2024/2025年新增装机分别为11.5/14.3GW，同比增长45%/25%。美国大储装机持续增长，根据EIA数据，2024年1-8月美国大储新增装机5.96GW，同比增长57.4%。我们结合EIA规划项目进展等因素，预计2024/2025年装机增速分别为45%/25%，则2024/2025年美国大储新增装机分别为11.5/14.3GW。

美国大储市场驱动因素及压制因素

驱动因素

- 平衡可再生能源和支持电网弹性的需求
- 光储产业链价格已处于较低水平
- 美国大储项目可通过市场化模式获得回报
- IRA（2022年8月）为光储系统提供ITC税收抵免
- 9月美联储宣布降息，电站投资有望进一步得到刺激

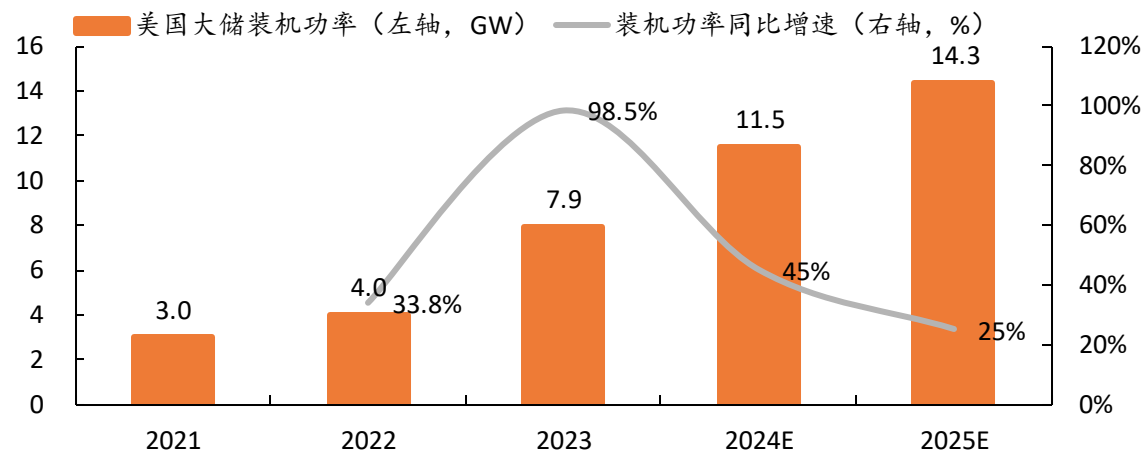
压制因素

- 供应链短缺，变压器等电力设备本土化供应不足
- 并网延迟现象仍严重
- 301关税将于2026年生效，可能导致近两年抢装、后续年份增长减弱

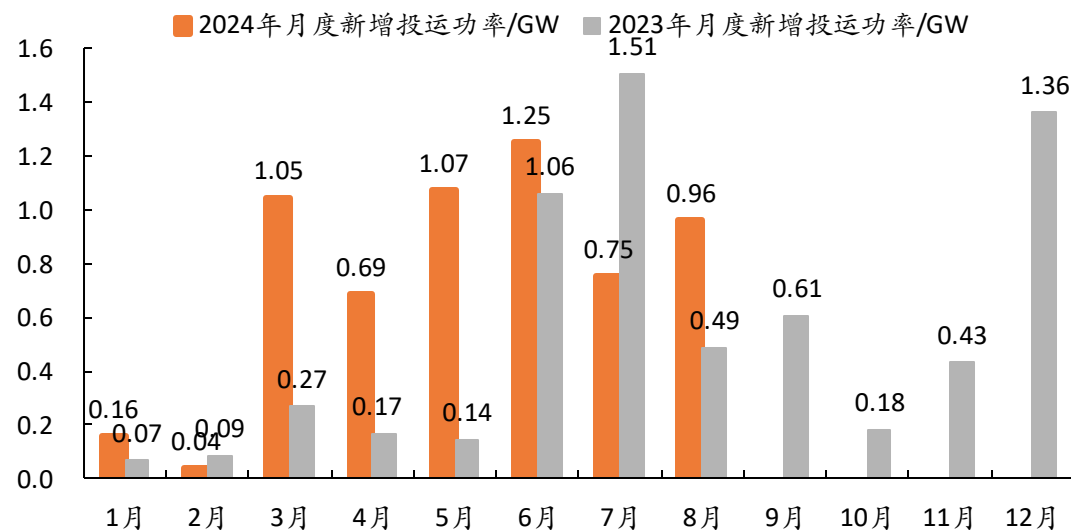
美国市场

资料来源：EIA，Wood Mackenzie，平安证券研究所测算

美国大储装机规模预测



美国大储月度新增投运功率/GW



3.2 美国大储驱动因素：市场回报机制完善，IRA补贴强力助推

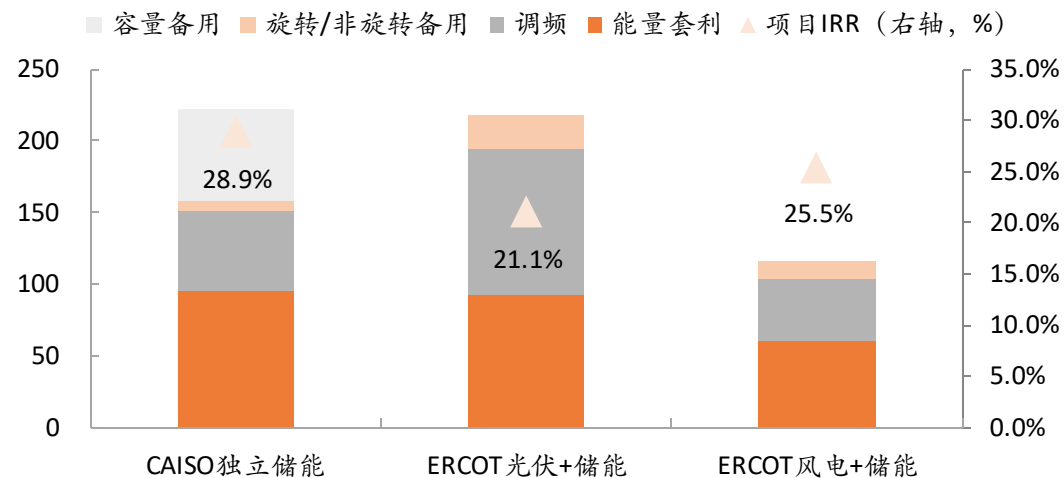
- 美国电力市场较为成熟，大储项目回报机制完善，有望形成装机积极性。美国大储项目包括新能源电站配储和独立储能两种形式，其装机主要由市场驱动。从收益模式来看，美国大储项目可通过参与峰谷套利、容量市场和辅助服务市场等方式获得回报。美国各州能源禀赋、电价、辅助服务交易方式和价格等各有不同，大储装机进度领先的加州（CAISO）和得州（ERCOT）电力市场中，大储项目已有较好的商业回报。Lazard测算，基于2023年的市场回报和ITC政策补贴，加州100MW/400MWh的独立储能项目IRR可达29%。

◆ IRA发布前后储能ITC比较

储能种类		2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035	2036
IRA发布前	大储/工商业	26%	26%	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%	N/A
	户用	26%	26%	22%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRA发布后	大储/工商业	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%	N/A
	户用	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22%	N/A	N/A

资料来源：Lazard，Infolink，平安证券研究所

◆ 美国大储项目单位放电量收入（美元/MWh）及回报率



◆ IRA发布后储能ITC补贴条件

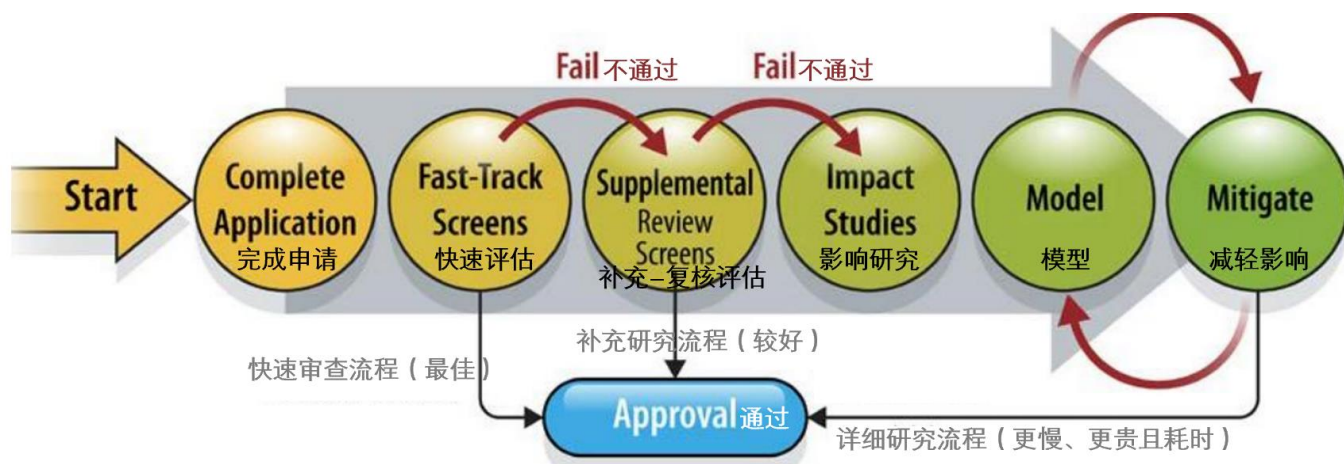
	1MW以上项目		1MW以下项目
	未满足	满足	无需满足
劳工条件	未满足	满足	无需满足
基本补贴	6%	30%	30%
满足特定比例美国制造	2%-10%	2%-10%	10%
项目位于能源小区	2%-10%	2%-10%	10%
低收入小区(5MW以下)	10%-20%	10%-20%	10%-20%
补贴总额	6%-46%	30%-70%	60%-70%

右上图数据反映2023年全年的平均情况，数字为单位放电量毛收入（美元/MWh）

3.2 美国大储市场挑战：并网排队和供应链紧缺

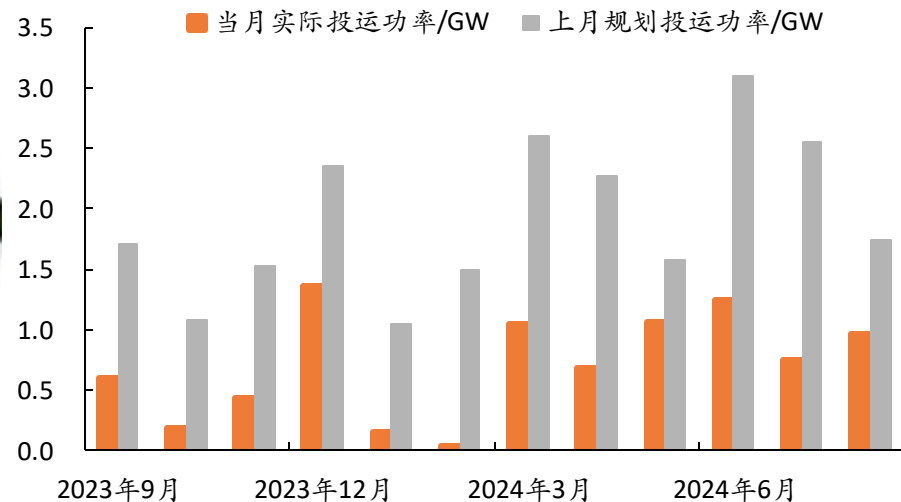
- **并网排队和供应链紧缺问题影响美国大储装机落地。**
- **并网排队：**美国电网设施老旧，储能电站接入电网往往需要对电网进行额外升级，升级改造费用由电站投资方承担。在申请并网的过程中，电站投资方会与电网就升级方案反复谈判，导致并网流程长、排队耗时严重。美国针对并网流程问题提出了新的改革方案（美国联邦能源监管委员会《改进发电机互联程序和协议》拟议规则、能源部互联创新 e-Xchange (i2X) 草案），但具体实施落地仍需要时间。
- **供应链紧缺：**美国变压器等电力设备本土化供应不足，且新建产能落地需要时间，供应链短缺一定程度影响了美国大储装机。根据 Wood Mackenzie，2024 年第一、二季度，电力变压器和 GSU 变压器平均交货时长为下订单后 150 周，达到 2021 年的 3 倍水平。Wood Mackenzie 认为，美国大型变压器短缺的情况仍需 3-5 年才能缓解。

◆ 美国大储并网流程示意图



资料来源：Clean Energy Group, EIA, 平安证券研究所

◆ 美国大储月度投运实际值往往大幅低于规划值



注：右图整理自EIA月度更新数据。“实际月度投运功率”以最新（8月）各月份前一月数据中规划于该月并网的功率数。

欧洲：英、意市场主导，预计全年大储装机6.3GW

- **欧洲市场：预计2024/2025年新增装机分别为6.3/9.2GW，同比增长126%/46%。**英国和意大利是欧洲发展大储的主要市场。
- **英国**作为岛屿国家，电力供应能力和电网稳定性有限，大储是当地发展绿电推动脱碳、同时保障电力供应能力的重要基础。英国大储的市场回报机制已较为完善，大储可参与容量市场、电量市场、平衡备用和调频辅助服务市场，获得较为理想的回报。
- **意大利**于2023年11月推出基于长期合同的储能支持新机制MACSE（电力存储容量采购机制），意图推动大储装机，缓解电力供需地域不匹配造成的电网拥堵问题。MACSE机制下，系统运营商将通过招标与大量储能项目方签署长期合同（12-14年），给予项目方与通胀挂钩的固定回报，这将大幅降低储能投资风险，有望吸引基础设施和养老基金投向储能项目，推动意大利大储增长。
- 我们采用EASE（欧洲储能协会）对未来的预测数据，该机构预测2024/2025年欧洲大储新增装机分别为6.3/9.2GW，同比增长126%/46%。

◆ 欧洲大储市场驱动因素

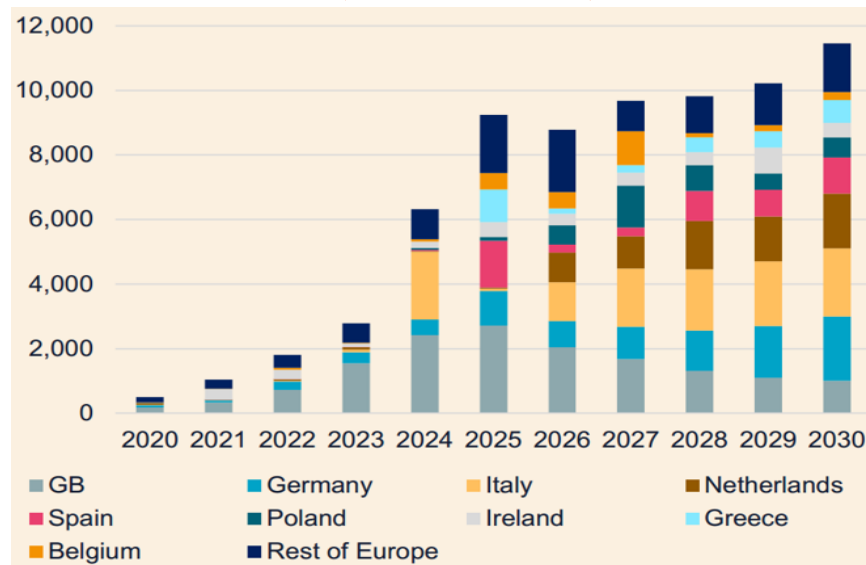
英国

- 发展可再生能源、保障电力供应和电网稳定性的需要
- 大储项目可通过市场化模式获得回报

意大利

- 发电中心和负荷中心不匹配，造成电网拥堵，需要通过储能提升输配电能力
- MACSE新机制有望对储能项目方形成激励，同时吸引低风险偏好的资金进入

◆ 欧洲大储市场空间预测（单位：MW）

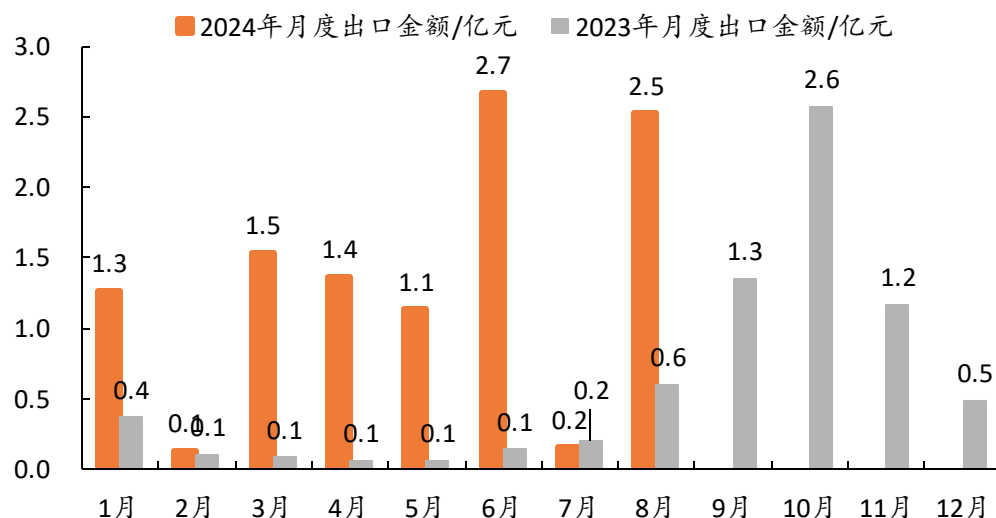


资料来源：EASE，Pro Bid Energy，平安证券研究所

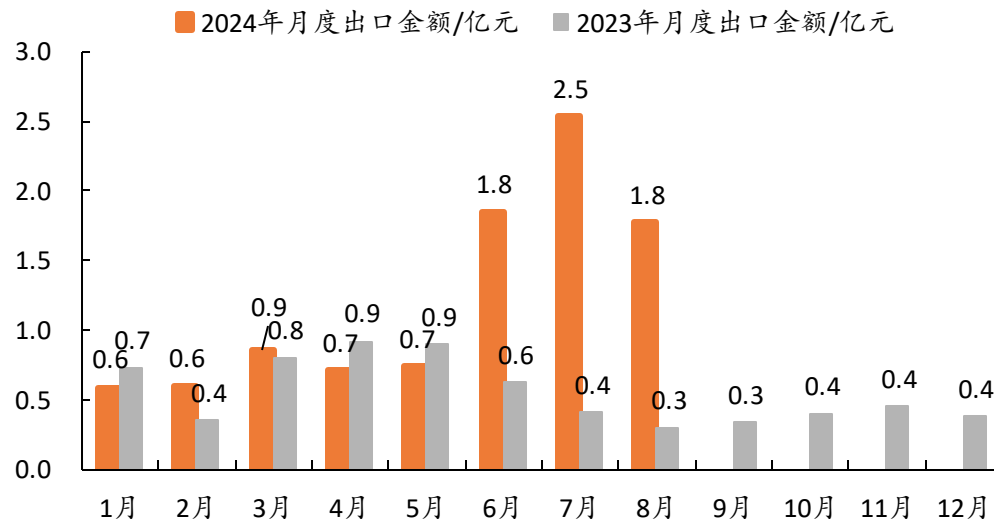
3.4 中东：沙特等新兴市场大储爆发在即

- **沙特阿拉伯、阿联酋是中东地区光储部署的主要市场，整体需求呈现增势。**中东地区用电体量大、光照资源丰富，主要国家能源转型意识强、经济基础好、政策支持力度大，已出台“沙特2030愿景”、“2050年阿联酋能源战略”等战略规划。随着光储产业链成本大幅下降，2024年1-8月中东光储装机需求快速增长。从我国逆变器出口情况可看出，1-8月我国出口沙特阿拉伯逆变器金额共计10.77亿元，同比增长566%；1-8月我国出口阿联酋逆变器金额共计9.65亿元，同比增长92%。
- **沙特大储需求空间广阔。**沙特阿拉伯逆变器需求迎来爆发，1-8月为我国出口中东地区第一大、亚洲第三大的逆变器市场，装机以集中式光伏和储能为主。当局自上而下推动大型光储电站部署，2023年12月，沙特宣布将每年招标20GW的可再生能源项目，目标是到2030年实现可再生能源装机规模达100-130GW。沙特阿拉伯的电网基础设施建设水平相对较弱，因此新能源光伏项目往往需要大比例配储。在沙特能源部监管下，沙特制定了2024年到2025年招标24GWh电池储能项目的计划，大储发展空间广阔。

◆ 我国各月度出口沙特阿拉伯逆变器金额



◆ 我国各月度出口阿联酋逆变器金额



资料来源：海关总署，平安证券研究所

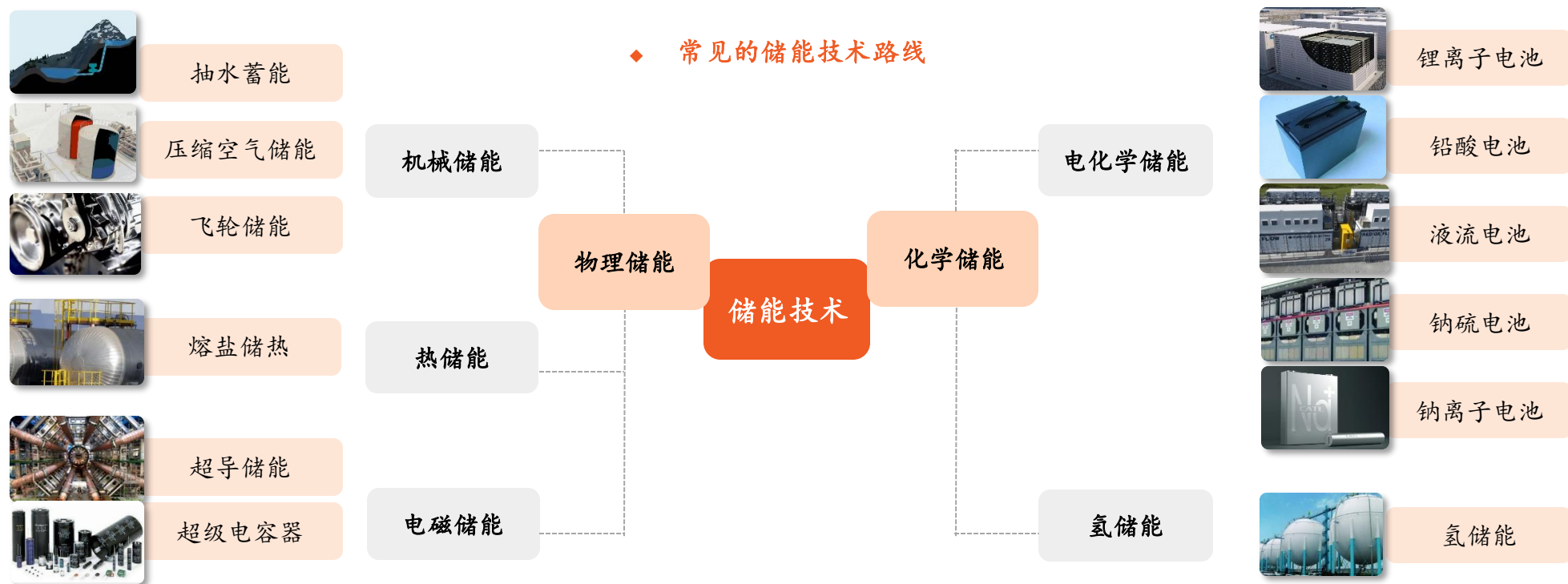


目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

4.1 技术路线概述：大储技术路线百花齐放

- 与用户侧储能相比，大储具有更丰富的技术路线。用户侧储能（户储、工商业储能）单体规模较小，注重灵活性、安全性和运维简便性，因此以电化学储能为主，发达市场主要采用锂电池，新兴市场部分采用铅酸电池。大储电站容量和功率规模庞大，不同应用场景对响应速度、充放寿命、储能时长、选址灵活性等具有不同需求，因此技术路线也百花齐放，选择较为多样。
- 根据储能原理划分，常见的储能技术可分为物理储能和化学储能两大类。物理储能包括机械储能、热储能和电磁储能，其原理为将电能转化为机械能、热能形式储存，或将电能以电磁能形式直接储存。化学储能包括电化学储能和氢储能，是将电能转化为化学能，用电时通过电化学反应释放电能的技术。

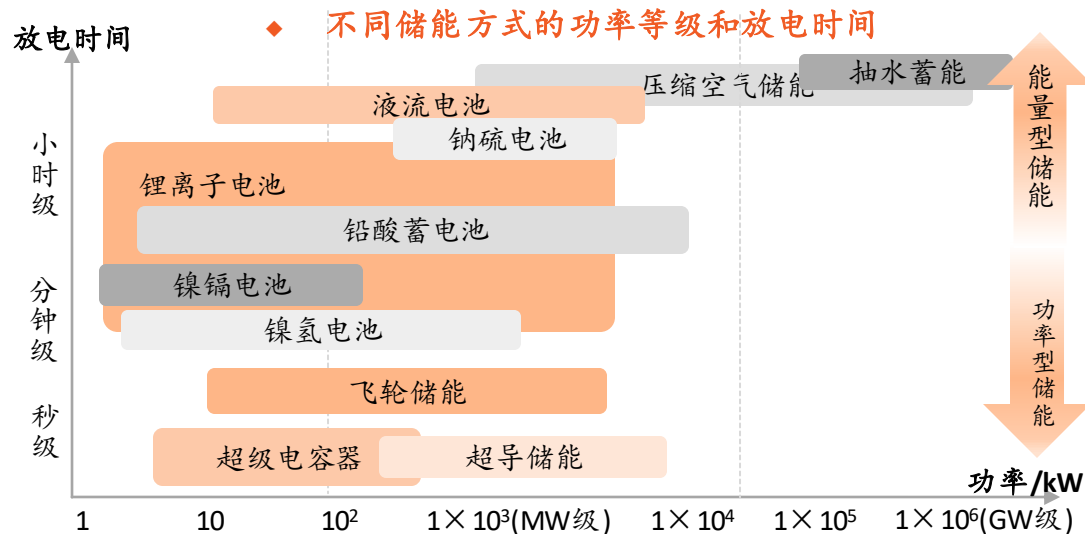
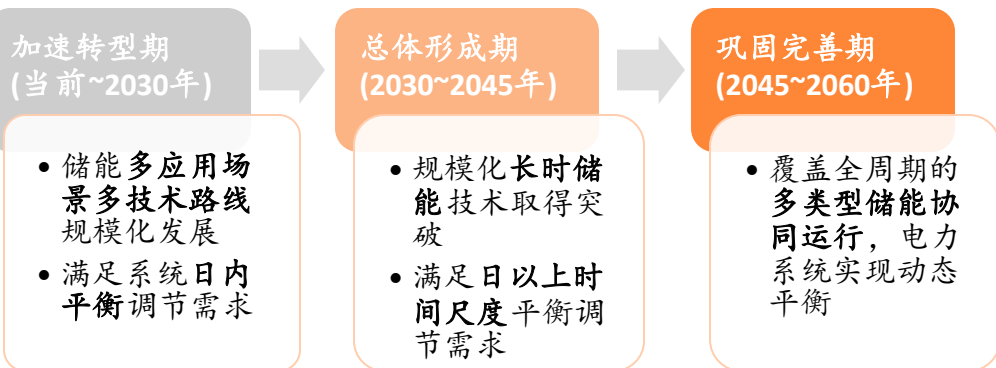


资料来源：《储能原理与技术》，平安证券研究所

4.1 技术路线概述：不同技术路线各有千秋，适用于不同储能场景

- 各储能路线特性与适用场景不同，难以相互替代。不同储能方式的功率等级和放电时间各不相同，适用于电力系统的不同场景。抽水、液流电池和压缩空气储能规模大、理论成本低，适宜长时储能；飞轮储能、电磁储能响应速度快、循环次数高，适宜调频应用；锂离子电池规模和放电时间范围广、泛用性强、产业链成熟，将在较长时期作为储能建设的主力。
- 长期来看，各储能技术路线将呈现多元化发展局面。根据《新型电力系统发展蓝皮书》，在新型电力系统建设的不同阶段，储能发展要求各不相同，从满足日内平衡调节需求，到长时储能规模化应用，再到多类型储能协同运行，储能各技术路线将实现多元发展、协同互补。

◆ 新型电力系统建设不同阶段储能发展要求



◆ 大储各类技术路线对应的应用场景

时间尺度	应用场景	运行特点	对储能的技术要求	重点储能类型
分钟级以下	- 辅助一次调频 - 提供系统阻尼电能质量	- 动作周期随机 - 毫秒级响应速度 - 大功率充放	- 高功率、高功率密度 - 高响应速度 - 高存储/循环寿命 - 紧凑型的设备形态	- 超级电容器 - 超导储能 - 飞轮储能
分钟至小时级	- 平滑可再生能源发电 - 跟踪计划出力 - 二次调频 - 提高输配电设施利用率	- 充放电转换频繁 - 秒级响应速度 - 可观的能量	- 高安全性 - 较快的响应速度 - 一定的规模(MW/MWh级) - 高循环寿命(万次以上) - 便于集成的设备形态	电化学储能
小时级以上	- 削峰填谷 - 负荷调节	大规模能量吞吐	- 高安全性 - 大规模(100MW/MWh级) - 深充深放(循环寿命≥5000次) - 成本低、资源和环境友好	- 抽水蓄能 - 压缩空气 - 熔盐储热 - 储氢

资料来源：《储能原理与技术》，《新型电力系统发展蓝皮书》，平安证券研究所

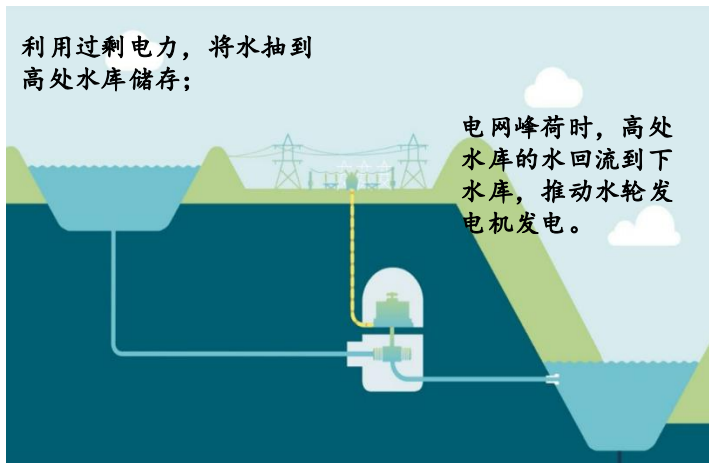
4.2 机械储能：抽水蓄能和压缩空气技术成熟，飞轮储能存在产业化空间

- 机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能三种方案。
- 抽水蓄能和压缩空气储能技术较为成熟，是两种大容量、低成本的长时储能方案。抽水蓄能通过构建具有高低差的水库，利用水的重力势能储能，技术成熟，装机规模占2023年底全球储能累计装机的67%（注）；但选址依赖特定地理资源，且建设周期长（6-7年），推广范围有限。压缩空气储能使用洞穴或储气罐储存高压空气，利用压力势能储能，建设位置限制相对较小，有一定应用前景。
- 飞轮储能是一种新型储能技术，适用于调频场景。飞轮储能通过高速旋转的飞轮储存动能，功率密度高、响应快，主要用于电力调频。目前飞轮储能技术路线基本成型，国内已有部分项目落地使用。

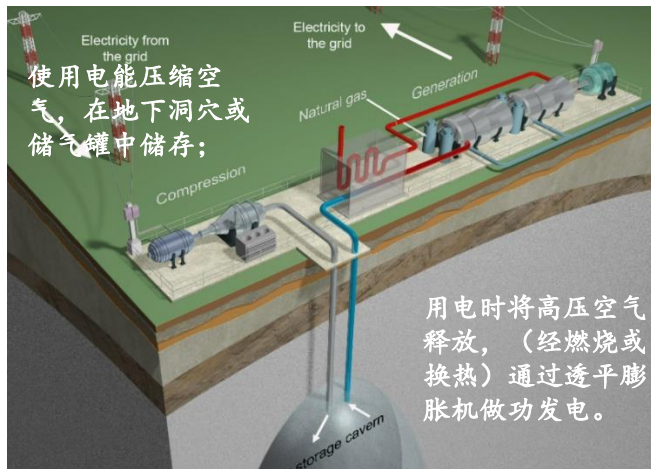
◆ 三种机械储能技术比较

	抽水蓄能	压缩空气储能	飞轮储能
功率规模	吉瓦级	百兆瓦级	兆瓦级
全功率响应时间	分钟级	分钟级	十毫秒级
循环寿命/次	设备使用期限内无限制	设备使用期限内无限制	≥20000
循环效率/%	70-85	≥70	85-90
应用领域	调峰调频、系统备用	调峰调频、系统备用	调频、改善电能质量
优点	大容量、低成本	大容量、低成本、寿命长，场地限制相对较小	功率密度高、寿命长、环境友好
局限	选址受限	安装位置有要求	能量密度低、充放电时间短、自放电率较高

◆ 抽水蓄能技术原理示意图

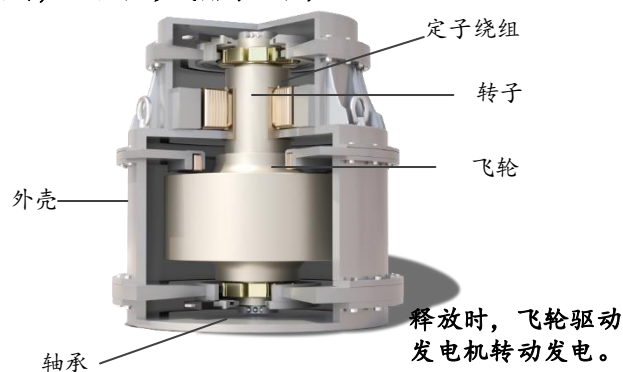


◆ 压缩空气储能技术原理示意图



◆ 飞轮储能技术原理示意图

使用电能驱动真空装置中的飞轮高速旋转，以动能形式储存电能；



资料来源：《储能原理与技术》，hydro tasmania，恩斯特，平安证券研究所

注：数据来源CNESA，见P8右图

4.2 机械储能|抽水蓄能：经济性优良的传统路线，设备国产化程度高

- 抽水蓄能：技术成熟、装机规模占比最大的路线，经济性优良。**抽水蓄能是解决新能源消纳最为成熟的手段，也是我国规模占比最大的储能方式，具备可靠、经济和使用寿命长等优点。根据《储能的度电成本和里程成本分析》数据显示，抽水蓄能作为技术较为成熟的储能方式，其能源转化效率达75%-83%、度电成本0.21-0.25元/KWh，使用周期可达40年，经济性优良。
- 抽水蓄能产业链主要由上游设备、中游建设、下游投资运营三大环节组成。**上游设备环节主要包括抽水蓄能机组、电气控制系统、高压设备等，抽水蓄能机组是抽蓄电站的主体设备，我国已实现抽水蓄能机组设计制造的国产化。中游电站建设环节包括勘察设计、工程建设、安装调试等内容，主流参与者为中国电建、中国能建等电力建设企业，以EPC形式承担建设工作。下游投资运营环节企业投资持有并运营抽水蓄能电站，获取两部制电价（容量电价和电量电价）收益，部分地区推进抽水蓄能电站作为独立市场主体参与电力市场交易，获取市场化回报。

◆ 抽水蓄能产业链构成

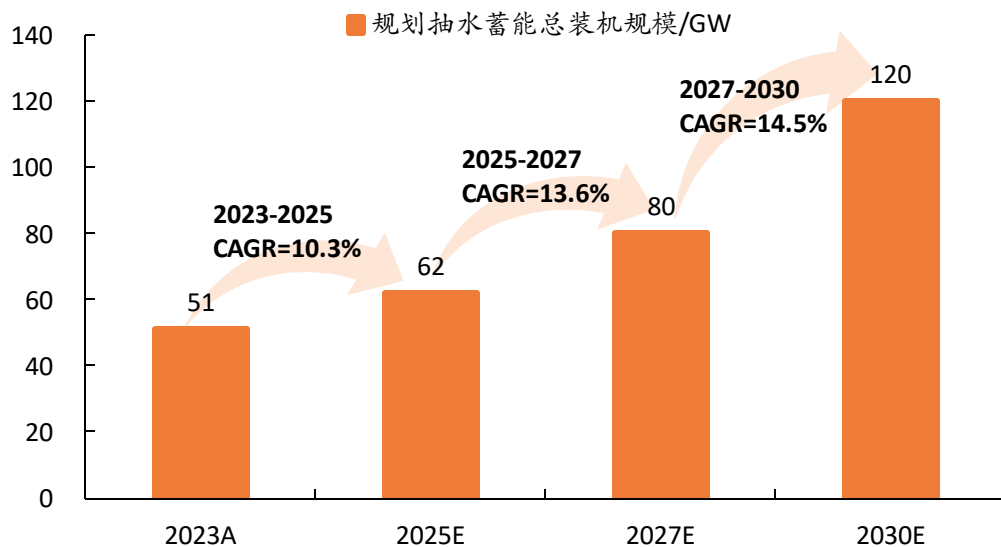


资料来源：水电总院，平安证券研究所

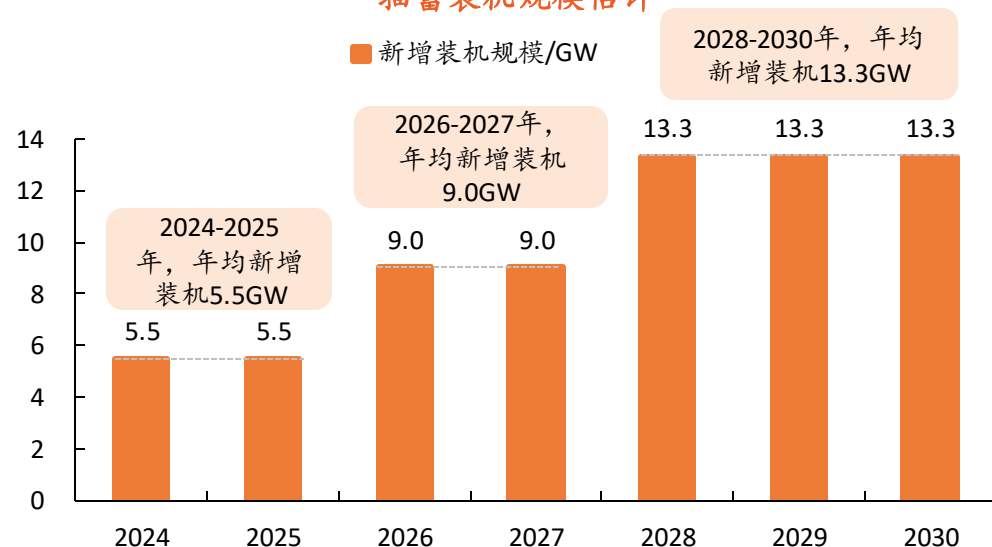
4.2 机械储能|抽水蓄能：2030年国内投产总规模将达到1.2亿千瓦

- 预计2030年国内抽水蓄能投产总规模120GW，2024-2030年累计新增装机近70GW。
- 水电总院统计，截至2023年底，我国抽水蓄能累计装机50.9GW。《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》提出的发展目标为：到2025年，抽水蓄能投产总规模6200万千瓦（62GW）以上；到2030年，投产总规模1.2亿千瓦（120GW）左右。2024年1月《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》提出，到2027年，抽水蓄能电站投运规模达到8000万千瓦（80GW）以上。
- 根据上述规划目标，则2024-2025年，我国抽水蓄能年均新增装机5.5GW；2026-2027年，年均新增装机将达到9.0GW；2028-2030年，年均新增装机进一步增至13.3GW。中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会预计，综合考虑电力系统发展需要、以及用户电价承受能力，到2035年我国抽水蓄能发展规模至少需要4亿千瓦，增长空间广阔。

◆ 我国抽水蓄能规划装机目标



◆ 根据规划，未来各年度我国新增抽蓄装机规模估计



资料来源：水电总院、抽水蓄能行业分会，国家发改委、国家能源局，平安证券研究所

4.3 电磁储能：包括超导储能和超级电容器，效率高、响应快是主要亮点

- 电磁储能以电磁能形式储存能量，主要包括超导储能和超级电容器储能方案。电磁储能能量损耗极小，具有几类方案中最高的循环效率；且响应速度快，可实现毫秒级响应。电磁储能发展阶段较早，以实验室研究为主，尚未大规模应用。
- 超导储能利用超导线圈直接储存电磁能，其循环效率高、寿命长，且可实现毫秒级响应，可用于一次调频、不间断电源系统、灵活交流输电系统等。超导储能是储能研究的前沿方向，发展阶段较早，尚未大规模应用。
- 超级电容器的能量储存机制来源于双电层和赝电容两类电容行为，前者属于物理储能，后者则涉及一定的电化学反应。超级电容器的循环寿命和充放速度远高于常规电化学储能，且具有功率密度大、工作温度范围广和环境友好等优点。超级电容器已广泛应用于电子通信系统、交通工具、航空航天等领域，在可再生能源和电力领域的应用仍在探索中。

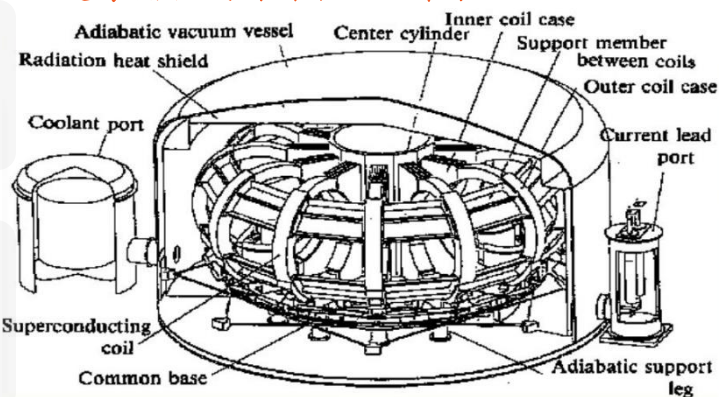
◆ 两种电磁储能技术概况

	超导储能	超级电容器储能
功率规模	十兆瓦级	兆瓦级
全功率响应时间	毫秒级	毫秒级
循环寿命/次	≥100000	≥50000
循环效率/%	90-95	95
应用模式	抑制振荡、LVRT	稳定控制、FACTS
优点	功率密度高、响应快	响应快、效率高、循环寿命长
局限	能量密度低、成本高	能量密度低

◆ 超导储能线圈图示及工作原理

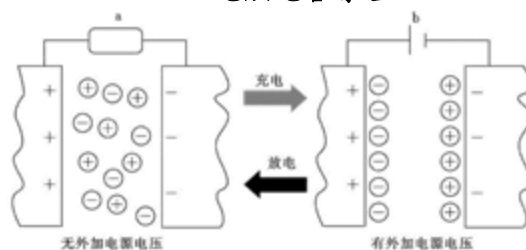
电流通入超导线圈后在短路情况下运行，环流产生磁场；

超导线圈无能耗，电流及感应磁场可保持恒定，能量以电磁形式存储在线圈中。



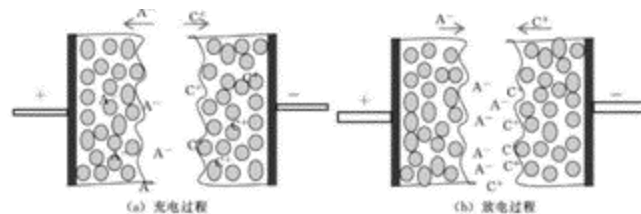
◆ 超级电容器储能原理

• 双电层电容原理



静电吸附作用下，电极/电解液界面上电荷定向排列产生双电层电容

• 赝电容原理



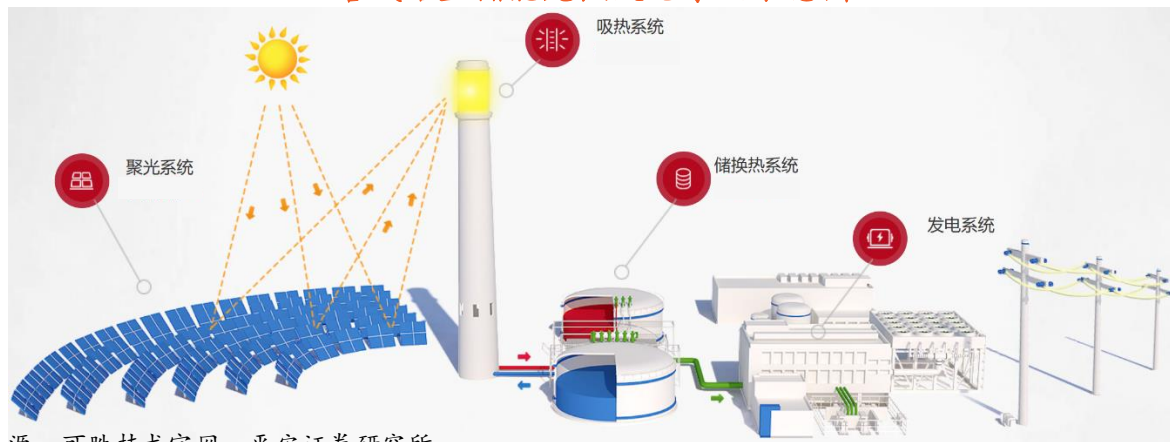
电活性离子在电极表面或体相内发生欠电位沉积或氧化还原反应，产生吸附电容

资料来源：SlideServe, 《储能原理与技术》，平安证券研究所

熔盐储热：耦合光热发电技术，具备应用潜力

- 储热是利用物质的温度变化、相态变化或化学反应,实现热能(冷能)的储存和释放的技术。储热技术主要用于工业余热回收、建筑采暖（热泵）、热力发电等领域，覆盖范围广泛，技术路线多样。
- 熔盐储热+光热发电技术具有应用潜力。光热发电+熔盐储热系统的运行原理为：聚光系统将太阳光聚焦至吸热器，形成高温热能；热能储存在熔盐储罐中，经换热系统与水进行热交换，产生高温高压蒸汽，驱动汽轮机组发电。光热发电与熔盐储热一体建设，兼具发电和长时储能属性，出力较为稳定且连续可调，具有发展潜力。2023年4月，国家能源局发布了《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》，力争十四五期间每年新增3GW开工；2024年8月，中共中央、国务院《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》在“加快构建新型电力系统”条目下提及“科学布局...光热发电”，熔盐储热有望迎来加速发展。

◆ 塔式熔盐储能光热发电系统示意图



资料来源：可胜技术官网，平安证券研究所

◆ 熔盐储热系统技术难点

系统工艺

- 防冻、防泄漏
- 间歇式运行、频繁启停
- 能量变化协调控制

材料技术

- 承受较大温度应力，抗热疲劳
- 耐高温，耐腐蚀

熔盐储罐设计

- 选材及壁厚设计，膨胀及应力分析
- 地基散热(<50度)及保温优化设计
- 可靠的焊接工艺
- 检修及维护方案

换热系统设计

- 适应变负荷工况
- 预热器、蒸发器、汽包、过热器、再热器
- 自然循环制循环设计
- 单列/双列设计

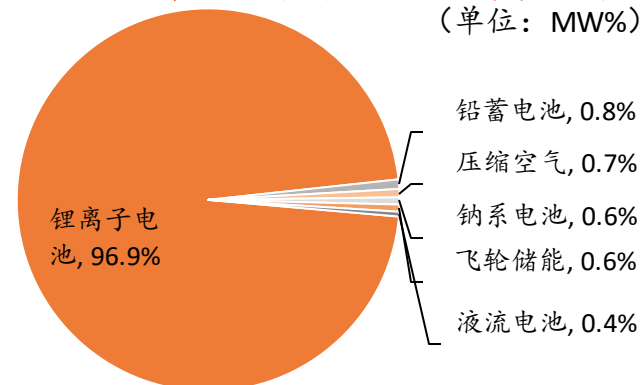
◆ 熔盐储热系统图示



电化学储能：应用趋于成熟，大规模推广潜力优良

- 电化学储能是应用最广泛的新型储能技术，具有大规模推广的潜力。电化学储能是通过电化学反应储存电能的技术。与其它储能技术路线相比，电化学储能系统能量密度较高，响应速度适中，适用范围广，且更易于量产、安装和运维，规模推广潜力优良。2023年底全球新型储能累计装机中，99%为电化学储能（锂离子电池占96.9%）。随着产业链成熟、技术进步和成本下降，电化学储能有望成为储能新增装机的主流路线，前景广阔。
- 电化学储能技术多样，常见路线包括锂离子电池、铅酸电池、液流电池、钠硫电池、钠离子电池等。

◆ 2023年底全球新型储能累计装机构成（单位：MW%）



◆ 主要的电化学储能技术概况

	铅酸电池	锂离子电池	液流电池	钠硫电池	钠离子电池
原理图示	历史悠久的成熟方案	电化学储能的主流方案	大容量长时储能的优良选择	大容量储能，高温条件下运行	锂电潜在“平替”，资源储量丰富
优势	成本低，技术成熟，工作电压高，安全可靠	高功率、高能量密度、高效率；产业化基本成熟，技术进步迅速	大容量，功率和能量可独立设计，循环寿命长，安全性好	功率和能量密度高，容量大，无污染，寿命长	安全性较高，低温和快充性能好，资源储量丰富，生产设备与锂电兼容
局限	循环寿命短，能量密度低，铅和酸液可造成污染	生产成本较高；锂资源储量有限；安全性仍需提高	能量密度和转化效率较低，占地较大，含泵、阀等部件，可能影响系统可靠性	电极为熔融态钠和硫，维护困难，且存在安全隐患	能量密度和循环性能低于锂电池

资料来源：《储能原理与技术》，《储能技术及应用》，ResearchGate，平安证券研究所

4.5

电化学储能|锂离子电池综合性能优越，是电化学储能的首选

- **锂离子电池综合性能优越，是电化学储能的主流路线。**锂离子电池能量密度和效率高，使用寿命长，且具有无记忆效应、污染小、自放电小等优势；目前技术和产业链较为成熟，成本已接近大规模使用水平。优越的性能和成熟的产业链，使得锂离子电池成为电化学储能的主要路线，在2023年底全球新型储能累计装机中占据了97%份额。
- **电化学储能采用的锂电池类型以磷酸铁锂电池为主。**全球动力储能电池主要使用磷酸铁锂电池和三元锂电池，其中储能电池以磷酸铁锂电池为优选。与三元锂电池相比，磷酸铁锂电池能量和功率密度较低，但安全性更优、循环寿命高、成本较低，逐步成为储能电池的主要选择。

◆ 几种锂离子电池性能比较

	钴酸锂电池	锰酸锂电池	三元锂电池	磷酸铁锂电池
能量密度(Wh/kg)	130-170	80-100	200-300	120-200
功率密度(W/kg)	1300-2500	1200-2000	1200-3000	900-1300
循环寿命/次	300-500	600-1000	2000-3000	4000-6000
安全性	差	良	良	优
单体一致性	优	优	优	差
最大持续放电电流倍率(C)	10-15	15-20	10-15	10
含金属资源储量	贫乏	丰富	较丰富	丰富
环保性	高污染	无毒	钴、镍有污染	无毒

◆ 电化学储能方案性能比较

	铅酸电池	锂离子电池	钒液流电池	钠硫电池
能量密度(W·h/kg)	35~55	90~260	25~40	130~150
功率密度(W/kg)	75~300	100~2*10 ⁴	50~140	90~230
功率规模	十兆瓦级	兆瓦级	兆瓦级	十兆瓦级
全功率响应时间	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级
循环寿命/次	500~5000	1000~2*10 ⁴	5000~1*10 ⁴	4000~5000
单体电压/V	2.1	3~4.5	1.4	2.1
服役寿命/年	3~10	5~15	5~10	10~15
能量效率/%	50~75	90~95	65~82	75~90
自放电率/(%/月)	4~50	<2	3~9	0
库伦效率/%	80	约95	50	约90
安全性	好	中	好	良
工作温度/°C	-40~60	-20~55	10~40	300~350

资料来源：《储能技术及应用》，《储能原理与技术》，平安证券研究所

4.5

电化学储能|钠离子电池：理论高性价比的可选方案，技术路线仍在探索

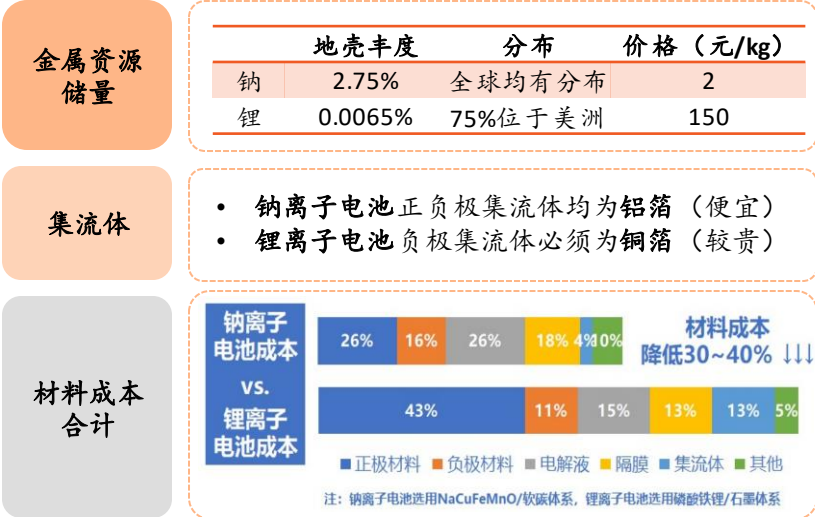
- 钠离子电池与锂电池各有优势，有望在储能等领域对锂电池形成补充。钠离子电池与锂离子电池工作原理相似，但使用钠离子作为电荷载体。从性能来看，钠离子电池能量密度和循环寿命低于锂电池，但安全性和高低温性能更优；从成本和资源可获得性来看，钠元素储量丰富，钠离子电池材料理论成本较锂电池可降低30-40%。钠离子电池实现量产后，有望在对能量密度要求不高、但安全性和成本控制要求更高的储能领域推广应用。
- 钠离子电池技术路线尚不确定，有待进一步演进。正极材料是现阶段影响钠电池性能的主要环节。和锂电池正极技术路线基本确定不同，目前钠离子电池正极材料路线超100种，主要分为过渡金属氧化物、聚阴离子化合物和普鲁士蓝类化合物三大类，技术路线尚处于演进中。钠离子电池整体发展阶段较早，参与者处于研发或小规模应用阶段。

◆ 钠离子电池与锂电池性能比较

◆ 钠离子电池理论材料成本低于锂离子电池



	磷酸铁锂电池	三元锂电池	钠离子电池
能量密度	120-200Wh/kg	200-300Wh/kg	100-160Wh/kg
循环寿命	4000-6000次	2000-3000次	可达3000次
平均电压	3-4.5V	3-4.5V	2.8-3.5V
安全性	较优	良	优
环保性	较优	较优	优
高温性能	较差	差	优
低温性能	差	较差	优
下游应用	储能、电动车、启停	电动车、储能	低速车、储能

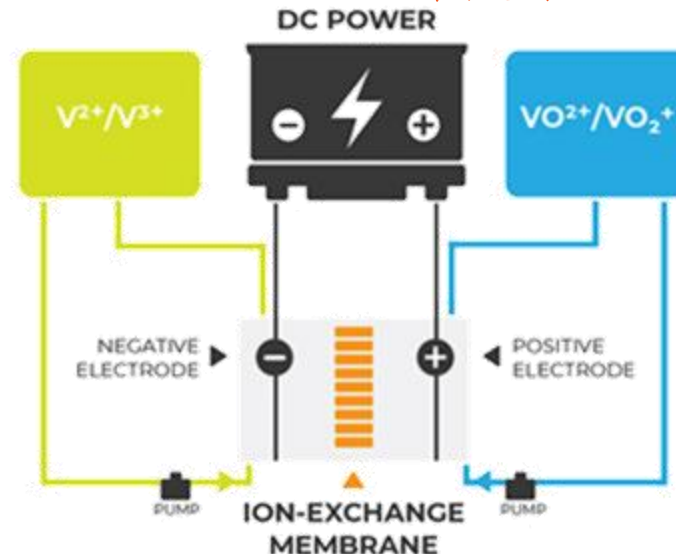


资料来源：宁德时代官网，中科海钠官网，平安证券研究所

电化学储能|钒液流电池：长时储能的理想选择

- 全钒液流电池是安全可靠的大容量长时储能方案。**液流电池是通过电解液循环流动为电池供给活性物质的电池，具有容量大、寿命长、自放电率低、安全性好等优势，适用于大容量长时储能。全钒液流电池利用不同价态的钒离子相互转化实现电能的充放，是液流电池中相对成型、可产业化的技术。
- 长时储能重要性逐渐凸显，钒液流电池迎来机遇。**长时储能（LDES）可用于电力的日内、多日甚至跨季调节，尚无一致定义，麦肯锡在统计中将其定义为时长8小时以上的储能，包括抽蓄、压缩空气、液流电池、热储能等。长时储能是构造以绿色能源为主力的电力系统的关键技术之一，麦肯锡预测，2030年全球装机量有望达到4-8TWh。钒液流电池作为长时储能的优选路线之一，配置灵活性高、技术逐渐成熟，且仍存在降本空间，未来成长空间可期。

◆ 钒液流电池工作示意图



◆ 钒液流电池优势

功率和容量
独立设计

输出功率由电堆大小和数量决定，储能容量由电解质溶液浓度和体积决定，容量大、可扩充性好，设计灵活。

安全性高

流动的溶液体系，浓差极化可减至最小，且溶液起到一定的散热作用，基本无着火或爆炸风险。

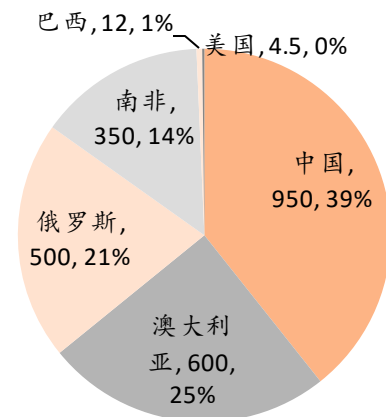
可长时储能

反应在电堆中发生，储槽中的活性物质不参与反应，避免自放电消耗，充满后可长期保持。

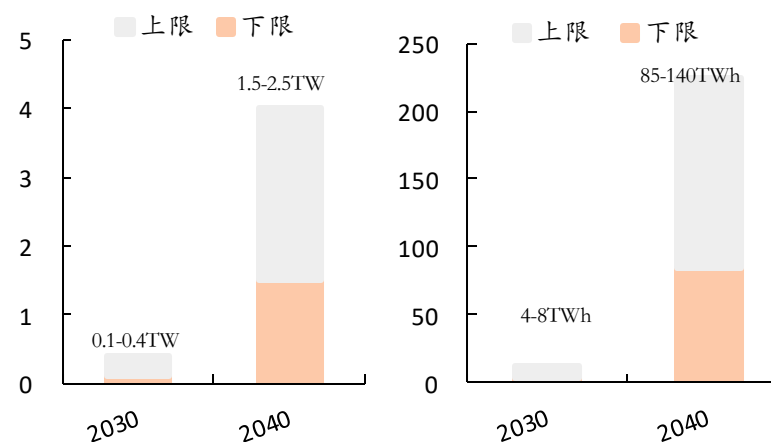
使用寿命长

充放电中无复杂的固相反应，对电极材料无破坏，循环寿命长

◆ 我国钒资源储量居全球首位
(单位：万吨，数据统计截至2022年)



◆ 2030年全球长时储能装机将达4TWh以上

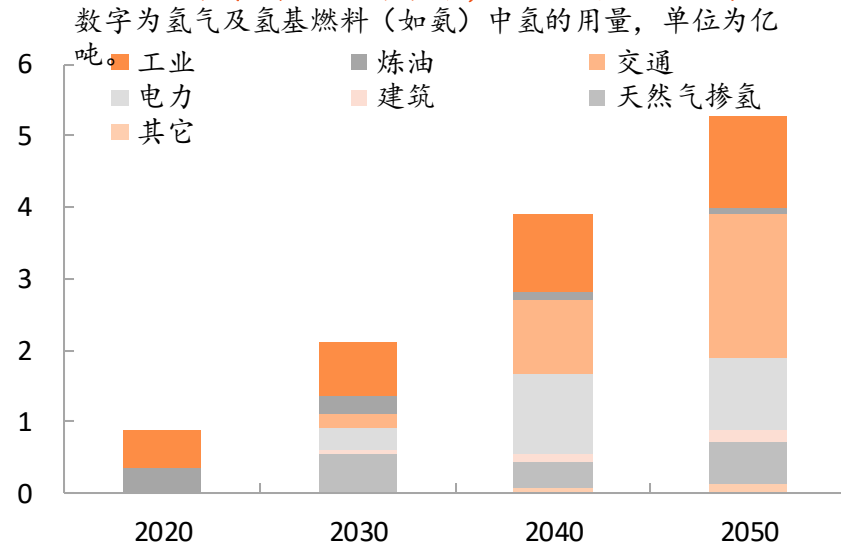


资料来源：usvanadium, 《储能技术发展及路线图》，USGS, McKinsey, 平安证券研究所

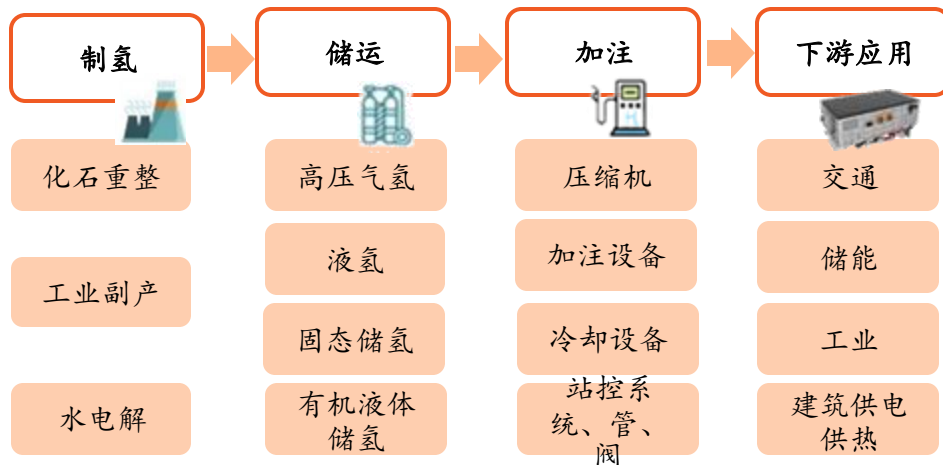
氢储能：氢能的潜在应用领域之一，可用于长时储能和远距离运输

- 氢能是一种零碳可持续的二次能源，前景广阔。氢是一种高能量密度、清洁零碳的二次能源，能够以水为原料、使用风电、光伏作为清洁能源制取，是优质可再生能源，氢能的开发和应用对促进节能减排、保障能源安全具有战略意义，前景广阔。IEA预计，在2050年全球“净零排放”目标下，2030年全球氢能应用规模需达到2亿吨。
- 氢储能是氢能的潜在应用领域之一，具有长时储能特征和远距离运输的潜力。未来，随着绿电制氢的规模推广和下游应用的发展，氢能有望广泛应用于工业、交通、电力、建筑等领域。电力方面，氢可以作为电能储存的介质，用于长时储能，或参与全球运输和贸易，实现电能的时间和空间上的调节。

◆ IEA“净零排放”情景下，全球氢能应用需求



◆ 氢能产业链构成



◆ 氢储能的应用现状及潜力

现状

- 国内外均有氢能电力系统试点项目。氢能电力系统主要包括制氢系统、储氢系统、氢能发电系统三个部分，使用氢作为电能储存的介质，实现电的时空调节。

应用潜力

- 时间调节：**氢储能可作为一种长时储能方式，对电力系统起到调节作用。
- 空间调节：**长期来看，氢可以作为清洁能源载体参与全球运输和贸易，经燃料电池或燃气轮机发电，为电力系统供电。

局限

- 现阶段能源效率偏低。**电-氢-电两次转换，目前能量转化效率仅30-40%。未来氢储能要实现大规模应用，需要能量转换效率的进一步提升。

资料来源：IEA，中国氢能产业发展报告2022，平安证券研究所



目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

5.1 大储（锂电）产业链包括上游设备+中游集成+下游电站环节

- 锂电池储能是大储未来一段时期的主流增量装机类型，其产业链主要包括上游储能设备、中游系统集成、下游电站等环节。
- 储能电池和PCS是大储产业链价值量最大的两个环节，两者在储能系统中分别承担电能存储和电力变换的职能。2023年初至今，全球储能电池及系统价格下降较快，两者在系统中的价值量占比难以稳定衡量。根据Infolink，2024年6月底，国内280Ah储能电芯均价0.35元/Wh；GGII统计，2024年6月底，国内源网侧储能PCS招标均价低至0.08元/W；储能与电力市场统计，2024年6月，国内2h储能系统投标均价0.61元/Wh。据此粗略估计，2h储能系统中，储能电芯、PCS的价值占比分别约为57%/13%。
- 储能安全环节包括温控、消防环节，重要性日益凸显。液冷方案渗透率的提升和Pack级消防的推广或将进一步提升板块价值量。
- 系统集成环节参与者众多，专业集成商、大功率PCS厂商、老牌电力设备厂商均有参与。

◆ 国内大储产业链各环节主要参与者

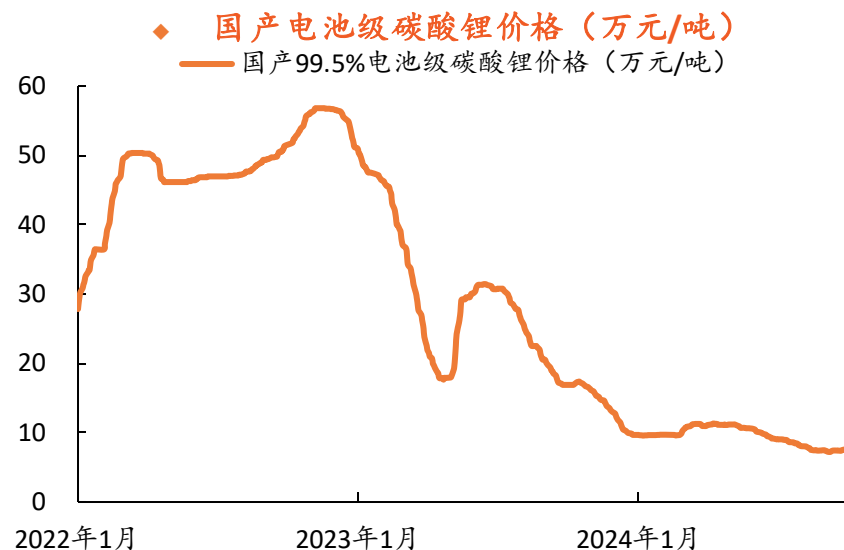


资料来源：平安证券研究所

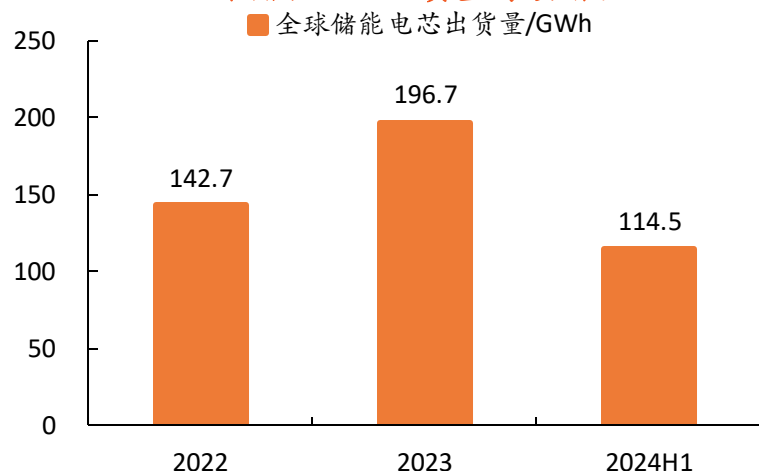
注：橙色字体为非上市公司，蓝色字体为上市进程中公司（截至2024.9.30）

电池环节：储能电池出货持续增长，价格下探

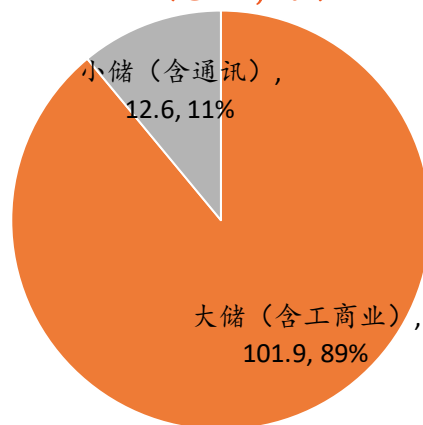
- **储能锂电池市场持续增长，2024H1全球出货量114.5GWh。**根据Infolink数据，2024年上半年度全球储能电芯出货规模114.5GWh，同比增长33.6%。其中大储（含工商业）、小储（含通讯）分别为101.9GWh与12.6GWh。
- **储能电池均价继续下探。**2024年1-9月，我国碳酸锂价格与2022、2023年相比仍处于低位，且继续下探，碳酸锂价格从2024年初9.7万元/吨的水平下降至7.6万元/吨，下降22%。电芯均价来看，9月底280Ah、100Ah我国储能电芯均价分别为0.31和0.35元/Wh，较1月分别下降20%/26%；314Ah储能电芯持续渗透，价格亦逐步下行，2024年9月底均价为0.33元/Wh。



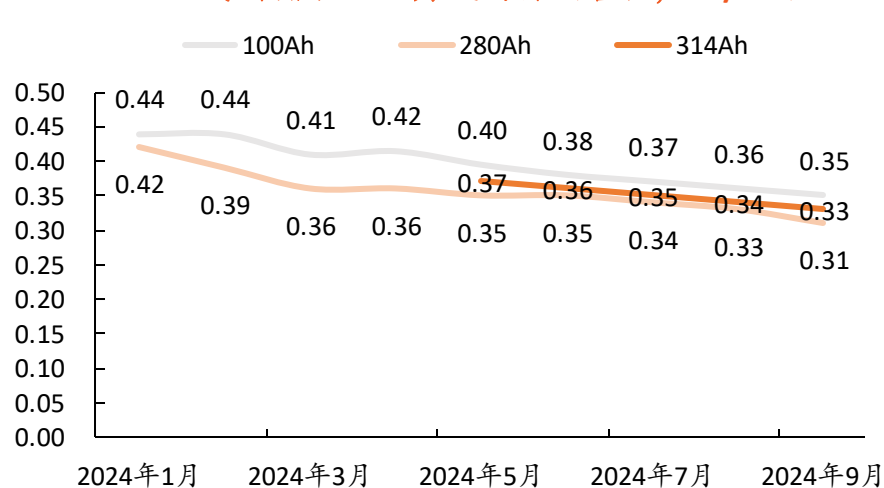
◆ 全球储能电芯出货量持续增长



◆ 2024H1全球储能电芯出货结构 (GWh, %)



◆ 我国储能电芯月底均价（含税，元/Wh）



资料来源：InfoLink, wind, 平安证券研究所

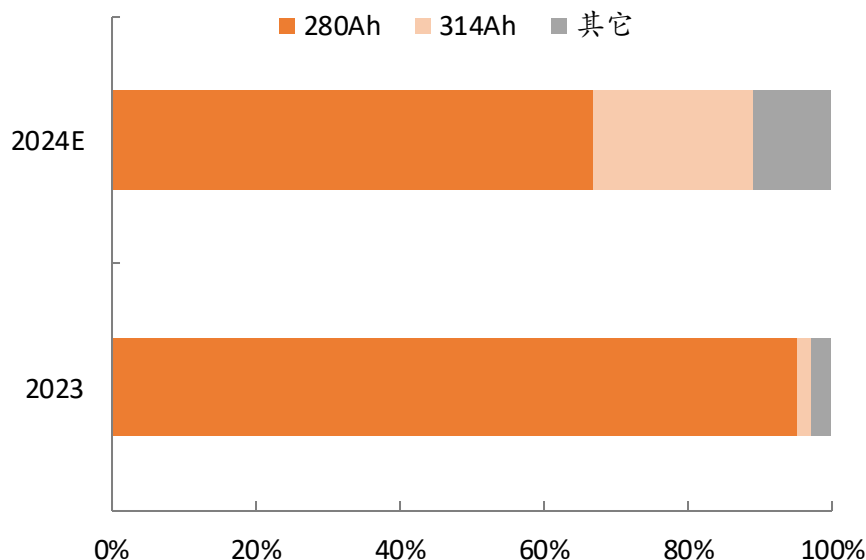
5.2 电池环节：大电芯成为主流产品，电芯单体容量向600+Ah迈进

- 大电芯应用于大储的优势明显。**降低系统成本是大储规模推广的重要驱动力，也是储能电池厂商形成竞争优势的重要差异点。大电芯可以提高系统的体积能量密度、降低装配难度，从而有效降低储能系统的单位成本，优势显著。
- 314Ah电芯在大储系统中加速渗透，电芯新品单体容量向600+Ah迈进。**我国储能电芯市场主要有100Ah、280Ah、314Ah三类产品。100Ah电芯主要用于户储，大储电芯则正在经历280Ah向314Ah切换的过程。EESA统计，2024上半年国内锂电储能（大储）项目中，314Ah电芯渗透率约9.7%。随着314Ah电芯量产规模提升和成本下降，以及招标需求中314Ah电芯占比的增加，314Ah电芯渗透率将进一步提升，GGII预计，2024年以314Ah为主的300Ah+储能锂电池在国内大储和工商储产品中的渗透率有望提升至20%以上。产品迭代方面，国内多家电芯厂商已推出600Ah以上的下一代电芯产品，进一步推动储能系统扩容和降本。

◆ 大容量电芯的优势和挑战

优势	提升体积能量密度	Pack端零部件使用量减少，从而提升体积能量密度
	高容量	可以使用更少的电芯数量实现高容量，减少并联数、降低BMS难度
	装配简化	集成装配工艺简化度高，可大幅节省土地基建、集装箱等成本投入
挑战	散热难度大	电芯体积和容量增大，导致电芯自身散热性能变差，对储能系统的温控、安全管理要求提高

◆ 国内大储及工商储产品所用电芯结构预测（GGII）



◆ 2024年SNEC展会中展出600+Ah大电芯的厂商

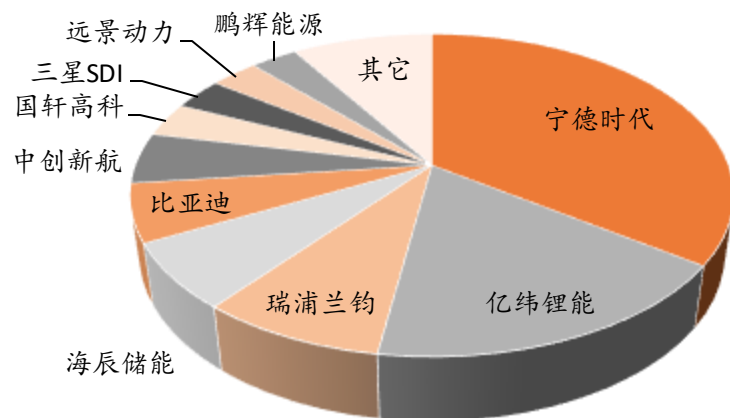
厂商	标称容量
欣旺达	625Ah
瑞浦兰钧	625Ah
楚能新能源	625Ah
亿纬锂能	628Ah
南都电源	690Ah
昆宇电源	720Ah

资料来源：GGII，北极星储能网，平安证券研究所

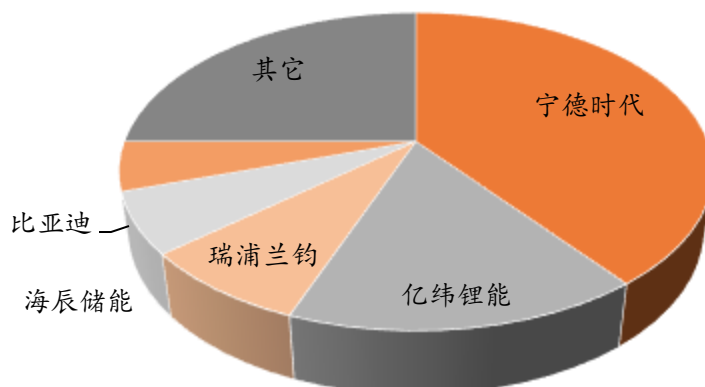
5.2 电池环节：国内参与者实力强劲，“一超多强”格局较稳定

- **储能电池环节参与者呈现“一超多强”格局。**储能电池产业链参与者以动力电池企业居多，相关企业已有多年的技术和生产工艺积累，竞争实力强，储能电池竞争格局呈现与动力电池类似的“一超多强”格局，宁德时代份额领先。根据Infolink，2024年上半年全球储能电池市场CR5达73.2%，CR10达91.0%。2024年上半年全球储能电芯总出货量Top5企业为宁德时代、亿纬锂能、瑞浦兰钧、海辰储能与比亚迪。宁德时代凭借Tesla、Fluence等优质客户订单，继续稳坐头把交椅。
- **大储电芯竞争格局稳定，小储电芯竞争激烈。**2024年上半年，全球大储电芯出货量Top5企业为宁德时代、亿纬锂能、海辰储能、瑞浦兰钧、比亚迪。其中，Top2领先优势显著，宁德时代大储电芯出货超过40 GWh，亿纬锂能大储电芯出货接近15 GWh，其余三家出货≤10 GWh，且出货量差距较小。小储电芯出货Top5企业为亿纬锂能、瑞浦兰钧、新能安、比亚迪、国轩高科，市场竞争激烈，头部格局尚不稳定。2024年上半年全球小储电芯市场CR5为70.3%，较第一季度下降6.9%，集中度下降。上半年，亿纬锂能小储电芯市占率超25%，维持第一；瑞浦兰钧表现稳定，市占率接近20%。第三至五名市占率处于7%-10%区间。

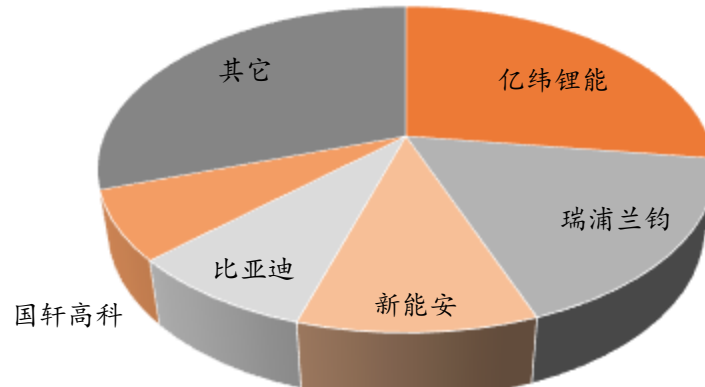
◆ 2024年上半年全球储能电芯市场格局（出货量占比）



◆ 2024年上半年全球大储（含工商）电芯市场格局（出货量占比）

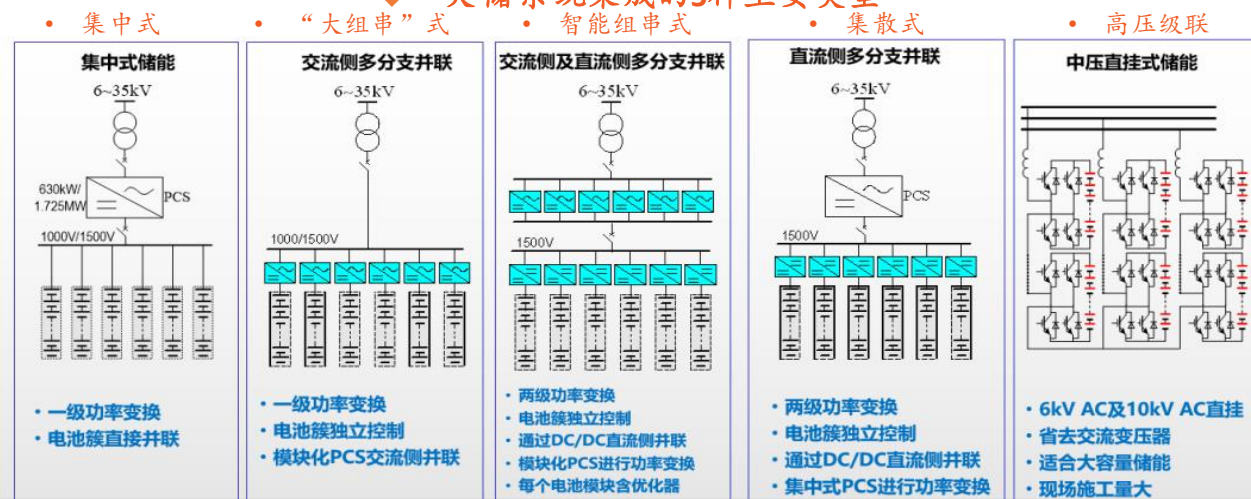


◆ 2024年上半年全球小储（含通讯）电芯市场格局（出货量占比）



- 大储系统集成方案尚不统一，技术仍在发展。百兆瓦时级以上的储能电站尚属于新生事物，最近2-3年才开始大规模建设，集成相关技术仍在优化探索中。从拓扑结构来看，大储系统集成主要有以下5种方案。其中，集中式系统最为常见，其结构简单、成本低、运维方便，但应用于大型系统中的安全性和效率不够理想；其余几种形式是对集中式方案的优化，通过使用模块化PCS进行簇级管理、增加DC/DC模块、改变串并联结构等方式，提高系统安全性、效率和集成度。
- 不同系统选用的PCS有集中式和模块化（组串式）之分，PCS产品的变流模式、电网适应性、调度控制等设计，对系统效率和稳定性有很大程度影响，头部PCS厂商往往需要对储能系统的深入理解。

大储系统集成的5种主要类型



资料来源：险峰创，甲子光年，36氪，科华数据官网，平安证券研究所

集中式PCS产品图示及参数（以科华数据为例）



三相储能变流器BCS-B-H系列

- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：
1.25MW/1.5MW/1.725MW
- 产品特点：
 - 具备电池管理功能，多种充放电模式；
 - 支持多机并联，可扩容至MW级；
 - 单机系统无需EMS，能够自己独立管理削峰填谷运行。



储能变流升压一体机BCS-B-HUD/T系列

- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：2MW/3MW/3.45MW
- 产品特点：“变”“升”一体，提高空间利用率；支持多机并联；集成数据采集与光纤环网，智慧运行管理。

模块化PCS产品图示及参数（以科华数据为例）



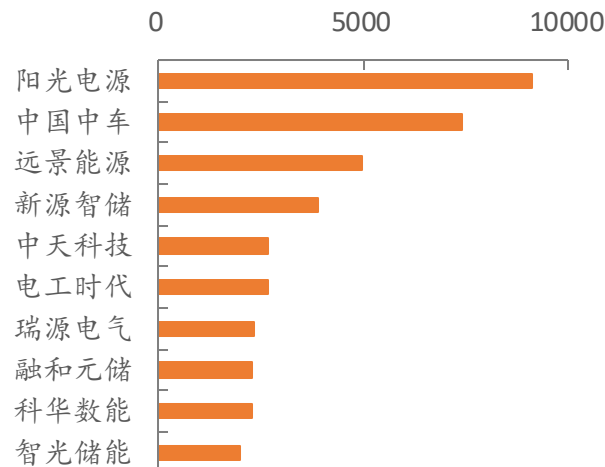
模块化储能变流器BCS-B-HM系列

- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：
100kW/125kW/150kW/175kW/187kW/200kW
- 产品特点：
 - 模块化设计，针对储能电池多簇并联产生的不一致性问题，实现一簇一变流
 - 对电池实施均衡变流、健康状态管理，提高电池循环寿命和全生命周期可充放电容量。
 - 适应280Ah及以上电芯应用

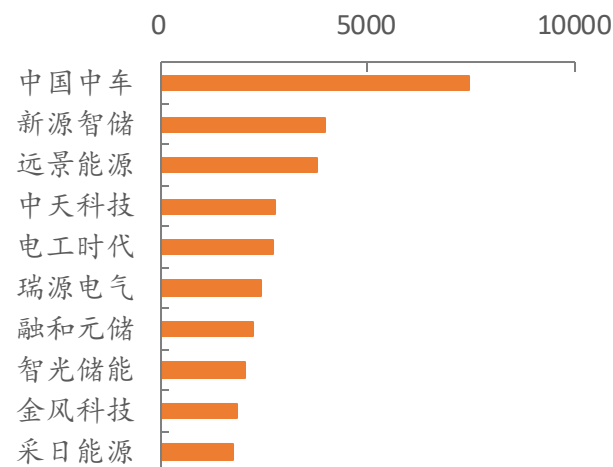
PCS和系统集成：国内市场竞争激烈，存在价格内卷情况

- 国内大储市场竞争激烈，存在“价格内卷”现象。电力市场化是长期大计，国内大储参与市场比例小、实际调用率低的情况短期难以快速改善，产品层面的竞争壁垒尚未凸显，导致价格竞争激烈。
- 根据储能与电力市场统计，2024年9月，国内2小时储能系统投标的加权平均报价已下降至0.58元/Wh，同比下降45%，环比下降16%。“价格内卷”情形下，国内大储系统集成环节竞争格局尚不明朗。

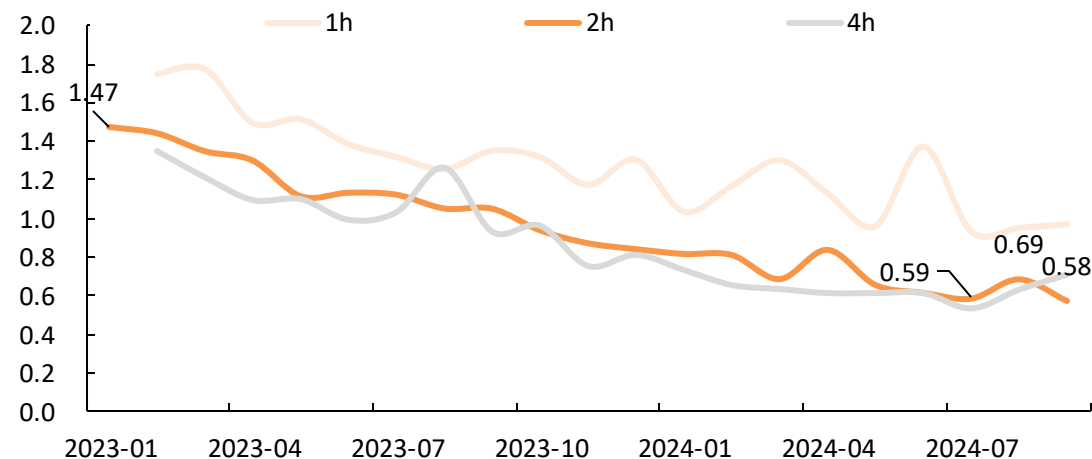
◆ 2023年国内企业交流侧储能系统全球出货量排名（单位：MWh）



◆ 2023年国内企业交流侧储能系统国内出货量排名（单位：MWh）



◆ 国内2h储能系统投标平均报价持续下探（单位：元/Wh）

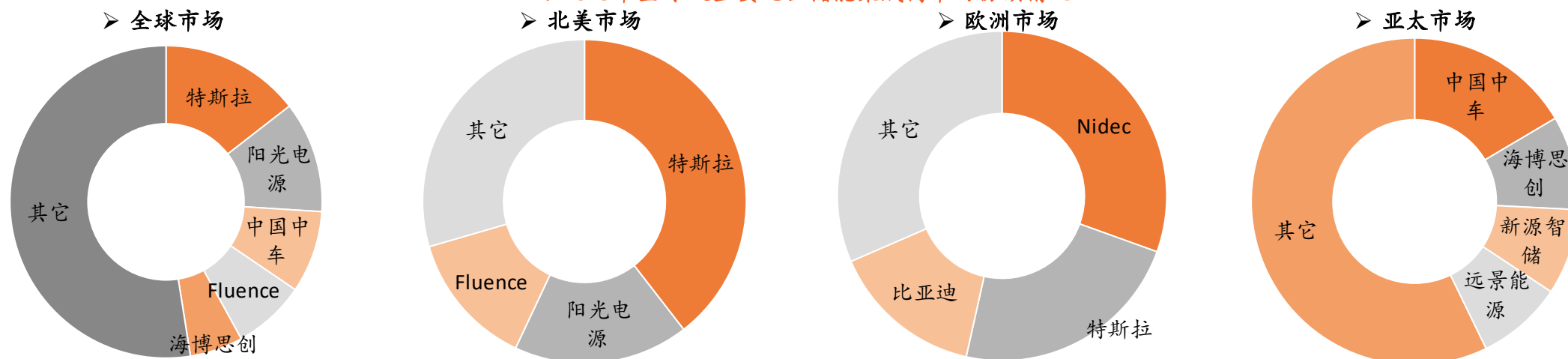


资料来源：EESA，储能与电力市场，寻熵研究院，平安证券研究所

PCS和系统集成：海外大储竞争格局好，国内领军者崭露头角

- 海外大储竞争格局整体好于国内。** 欧美电力市场化程度高，大储装机主要由市场回报驱动，业主对产品的要求更高，产品性能、项目积累、准入认证等壁垒较国内市场更高。海外大储产品价格高于国内，而国内头部企业相对于海外企业具有突出的成本优势，在海外市场具有竞争力。根据Fluence、特斯拉公开业绩说明材料计算，2023年（日历年，下同），Fluence、特斯拉储能系统单Wh平均收入分别约0.38美元/0.41美元，按1:7.13汇率折算人民币2.7/2.9元/Wh；2023年Fluence平均毛利率约-4%，特斯拉储能业务板块毛利率19%。与之相比，国内领先企业阳光电源储能系统2023年单Wh平均收入1.70元，储能系统毛利率达到37.5%，成本控制能力和性价比具有竞争力。
- 国内大储企业凭借产品实力和品牌渠道，在海外市场已获得一定的市场地位。** 根据Wood Mackenzie数据，2023年阳光电源储能系统集成全球市占率约12%，位列第二；全球市场份额前五大企业中，共有阳光电源、中国中车、海博思创3家中国企业。分市场来看，阳光电源在北美市场地位领先，市占率约18%，位列第二；比亚迪在欧洲市场地位领先，市占率约15%，位列第三。亚太市场参与者份额相对分散，以中国企业为主。国内头部企业出海崭露头角，有望把握美欧和新兴市场大储机遇，获得丰厚利润。

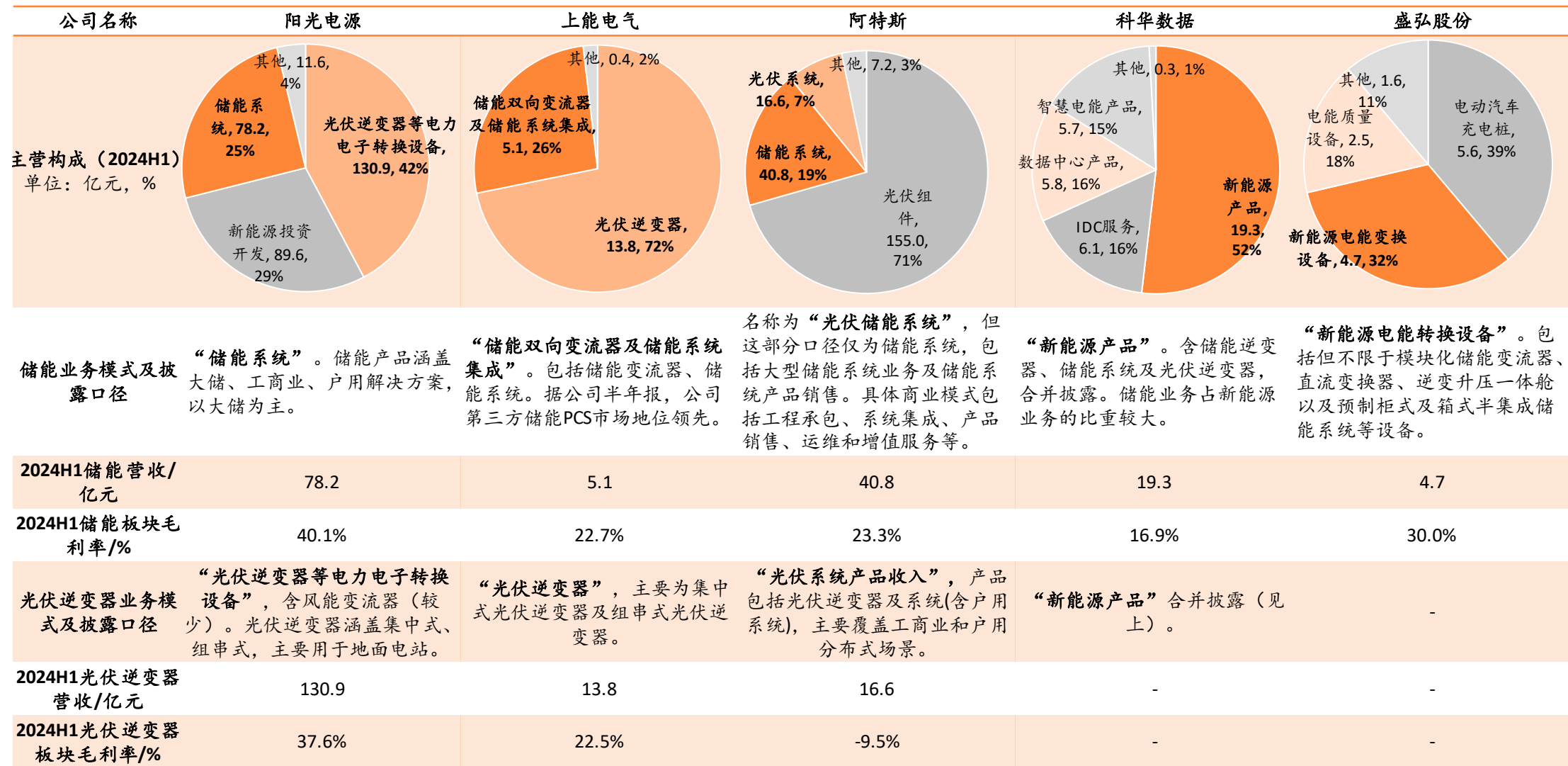
◆ 2023年全球及主要地区储能集成商市场份额情况



资料来源：Wood Mackenzie，平安证券研究所

5.3 PCS和系统集成：主要参与者业务侧重有所不同

◆ 大储PCS和系统集成环节主要参与者业务构成



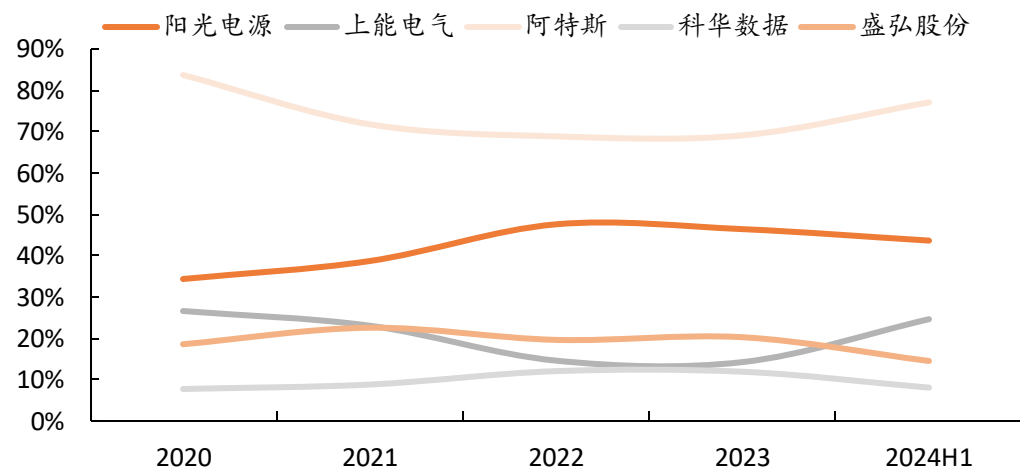
资料来源：公司公告，wind，平安证券研究所

注：为了显示清晰，除了光储业务及单项营收占比10%以上的业务板其他业务相关收入加总显示为“其他”板块。

5.3 PCS和系统集成：主要参与者营收地域分布情况

- 横向比较：阳光电源、阿特斯海外业务占比较高。**2024年上半年，阿特斯境外营收占比76.92%，阳光电源境外营收占比43.44%，境外业务占比高于其他3家可比企业。
- 纵向比较：上能电气、阿特斯境外业务占比快速增长。**2024年上半年，上能电气境外营收占比24.65%，较2023年同期（10.12%）大幅增加，主要由于公司在印度、中东市场的光伏逆变器业务取得较大增长。2024年上半年，阿特斯境外营收占比76.92%，较2023年同期（72.27%）有所上升，主要由于海外储能业务快速增长。

◆ 大储PCS与系统集成环节主要参与者海外营收占比



资料来源：公司公告，wind，平安证券研究所

◆ 大储PCS和系统集成环节主要参与者区域市场布局

公司名称	光储逆变器区域市场布局
阳光电源	- 公司光伏逆变器远销全球170多个国家和地区，上半年加码布局欧洲、美洲、澳洲、中国渠道市场； - 公司储能系统广泛应用在欧洲、美洲、中东、亚太等成熟电力市场。
上能电气	近年来，公司努力拓展海外渠道，目前已经完成包括美国、欧洲、印度、中东、非洲、南美、东南亚、中亚等全球主要光伏市场的布局。2024年上半年海外业务收入同比增长115.46%，公司在印度、中东市场的业务取得较大的增长。
阿特斯	公司海外储能业务销售总部在加拿大，在美国、加拿大、英国、巴西、澳大利亚、日本和印度等设有储能销售和售后机构，具有在全球所有市场提供EPC和长期维护服务的能力。上半年，公司储能业务实现销售2.6GWH，同比增长3309%。
科华数据	- 公司光伏逆变器与储能解决方案在国内竞争力强，公司与“五大六小”、地方国企等数十家央企扩大合作领域，解决方案入围多家央企国企集采项目。 - 海外业务方面，公司新一代工商业一体机储能产品在海外多个市场取得应用突破，已拥有法国、波兰、阿联酋、印度、印度尼西亚、越南、韩国、美国、巴西、澳大利亚等30+多个海外授权服务网点。
盛弘股份	- 盛弘已和不同的合作伙伴在缅甸、印尼、泰国和非洲等无电弱电及偏远地区通过灵活的模块化储能方案，建设了一体化的储能系统。 - 针对欧美市场，盛弘为其需量电费管理与新能源消纳提供了高效的解决方案。 - 盛弘30-1000kW全功率范围储能变流器产品已通过根据中国、英国、德国、澳洲和美国电网安全规范标准进行的测试和认证。

5.4

产业链|储能温控：参与者技术较为成熟，储能新赛道带来潜在增量

- 储能温控：参与者技术较为成熟，储能新赛道带来潜在增量。大储电站所用的锂电池单体容量大，面临的热管理问题严苛，温控设备成为大储建设必不可少的环节。目前储能温控可采用风冷和液冷方案，对应传统行业的温控技术均较为成熟，目前赛道主要参与者包括精密温控、工业温控、汽车温控企业，随着储能温控需求增长，相关企业有望迎来新的业绩增量。

国内储能温控环节主要参与者

参与者类型	竞争优势	代表公司	主要产品类型	主要客户
精密温控	此类参与者具有较强的技术优势，在储能温控市场具备先发优势	英维克	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪、南都电源、阳光电源、海博思创等
		申菱环境	风冷、液冷	国家电网等
工业温控	此类参与者在液冷和户外应用领域的技术积累较为深厚	同飞股份	风冷、液冷	阳光电源、赣锋锂业、科陆电子、天合储能、南都电源等
		高澜股份	液冷	宁德时代、比亚迪、远景能源等
汽车温控	汽车温控与储能温控均是需应用于户外的电化学电池，具有相似技术	松芝股份	风冷、液冷	宁德时代、远景能源、比亚迪等
		奥特佳	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪等

资料来源：头豹研究院，平安证券研究所

产业链|储能消防：安全是重中之重，新国标或将提升环节价值量

- **储能消防：安全是重中之重，新国标出台或将为赛道参与者带来新机遇。** 储能锂电池存在热失控的可能性，带来消防隐患，大型集中式储能电站中电池数量庞大，单个电芯的热失控可能带来连锁反应，产生火灾的严重后果。大储规模化增长的同时，相关部门对储能安全的重视程度日渐提升。新国标《电化学储能电站安全规程》已于2023年7月1日开始实施，要求“锂离子电池室/舱自动灭火系统的最小保护单元宜为电池模块”，即实现Pack级保护，有望推动消防在储能系统中的价值量稳步提升。
- **主要参与者：** 储能消防产品包括探测预警装置和灭火装置等，Pack级解决方案的实现难度高，相关企业需要与电池/BMS企业合作研发，存在一定壁垒，赛道竞争格局较好。目前国内储能消防赛道主要参与者为青鸟消防、国安达，青鸟消防实力领先，具备站级、舱级、Pack级的储能消防解决方案；国安达在电力消防行业积累扎实，旗下储能消防产品已处于小批量供货阶段。

◆ 储能电站消防技术难点

火灾荷载大

火灾荷载大，易形成系统性火灾烧毁整个集装箱，乃至发生爆炸。目前消防设施的设置未考虑储能电站的特殊性，而将集装箱当做普通的建筑火灾来考虑。

探测报警要求高

储能电站的特殊性对探测报警系统提出了更高的要求：早期探测、精准探测、降低误报、抗环境干扰能力强

系统联动能力挑战

系统的联动要结合BMS、可燃气体、烟感、温感的探测信号，在不同阶段要考虑断电、排烟、门禁释放、泄压以及关闭通风、与体释放等联动。对系统集成能力提出了巨大挑战。

锂离子电池火灾反应特殊

锂离子电池的特殊性，对灭火设施提出了巨大挑战，传统的干粉、气体灭火剂等无法在根本上中断反应的进行。

资料来源：青鸟消防官网，平安证券研究所



目录CONTENTS

- ① 一、新型储能：电力系统的“蓄水池”
- ② 二、国内大储：政策引领装机，商业化有待完善
- ③ 三、海外大储：发达市场、新兴市场多点开花
- ④ 四、技术路线：锂电为主，新路线百舸争流
- ⑤ 五、产业链：海外大储系统竞争格局较优
- ⑥ 六、投资建议及风险提示

要点总结

- **新型储能：电力系统的“蓄水池”，成长确定性强。**储能系统可将电能转化为其他形式储存并适时释放，增加电网稳定性和绿电消纳能力，是推动可再生能源大规模应用的关键技术。全球储能需求蓬勃增长，2023年全球新型储能新增装机46GW，同比翻倍增长；我们测算，2024/2025年全球新型储能新增装机将分别达到73.1/97.2GW，同比增速59%/33%。本全景图根据装机场景的不同，分大储、户储、工商储三个部分对储能行业进行介绍。本篇为报告上篇，具体介绍全球大储市场供需情况。大储是全球储能装机的主要类型，2023年全球大储（仅新型储能，下同）新增装机32.7GW，占新型储能装机比重71%；我们预计2024/2025年全球大储新增装机57.8/77.8GW，增速分别为77%/35%。
- **国内大储：政策引领装机，商业化有待完善。**我国是全球最大的大储市场，2023年大储新增装机19.8GW，占全球装机功率的60%。我们测算2024/2025年中国大储新增装机分别为32.0/41.8GW，功率同比增长62%/31%。“新能源配储”和“独立储能”是我国大储装机的主要类型，两者同受新能源强配政策驱动，规模增长存在刚需。独立储能可通过市场化方式获得收益，利用率和经济性优于新能源配储，或将成为国内大储主流装机形式。现阶段，我国独立储能收入结构依赖容量租赁，收入水平低于美欧大储，商业模式有待完善，需要辅助服务和电能量市场进一步发展。
- **海外大储：发达市场、新兴市场多点开花。**与国内市场相比，海外大储竞争格局和盈利水平相对更优，国内头部企业寻求出海，奔赴美欧市场、中东市场。美、欧电力市场化程度高，大储项目可获得合理的经济回报，市场高壁垒、高毛利。我们预计2024/2025年美国大储市场新增装机分别为11.5/14.3GW，同比增长45%/25%；欧洲大储市场新增装机分别为6.3/9.2GW，同比增长126%/46%。中东新兴市场增速强劲，政府自上而下推动集中式光储项目部署，单体项目规模庞大；国内企业凭借优良的交付能力和性价比竞逐新兴市场。沙特制定了2024年到2025年招标24GWh电池储能项目的计划，大储发展空间广阔。美欧、中东市场多点开花，大储出海机遇优良。
- **技术路线：锂电为主，新路线百舸争流。**常见的储能技术主要包括机械储能、热储能、电磁储能、电化学储能和氢储能等类别。现阶段，机械储能中的抽水蓄能是全球储能装机的主要形式，锂电池储能则是新型储能（除抽蓄之外的储能技术路线统称）装机的主要形式。不同储能方式的功率等级和放电时间各不相同，适用于电力系统的不同场景。抽蓄、液流电池和压缩空气储能规模大、理论成本低，适宜长时储能；飞轮储能、电磁储能响应速度快、循环次数高，适宜调频应用；锂离子电池规模和放电时间范围广、泛用性强、产业链成熟，将在较长时期作为储能建设的主力。
- **产业链：海外大储系统竞争格局较优。**锂电池储能产业链主要环节包括储能电池、PCS、系统集成、温控与消防等，各环节需求端增长强劲，但供给端竞争较为激烈。储能电池环节呈现“一超多强”格局，宁德时代市占率领先。PCS与系统集成环节国内外竞争格局分化，国内市场“价格内卷”较严重，海外市场壁垒相对较高，竞争格局优于国内。国内大储系统集成企业凭借产品实力和品牌渠道，在海外市场已获得一定的市场地位，有望把握美欧和新兴市场大储机遇，获得丰厚利润。
- **投资建议：**大储赛道需求景气度高，新兴市场带来新增量。国内大储蓄势待发，海外大储竞争格局更优，领先企业积极出征海外市场。推荐大储市场地位全球领先的**阳光电源**；建议关注深耕海外、大储业绩增速亮眼的**阿特斯**；布局新兴市场、出海进展顺利的上能电气。
- **风险提示：**1.各市场需求增长不及预期；2.技术路线迭代不及预期；3.原材料价格波动；4.政策不及预期；5.行业竞争加剧；6.安全事故；7.汇率波动；8.测算主观性相关风险。

1.各市场需求增长不及预期的风险。

现阶段，国内大储项目整体依靠政策强配驱动，若新能源配储要求放松，或独立储能商业模式难以落地，国内大储装机增长可能不及预期。经济性是各国户储、工商业储能主要用户装机的核心驱动因素，主要由用户电价/峰谷价差等因素确定，用户侧储能需求可能受到国际能源供需形势、电价政策等不确定性因素的影响。

2.全球市场竞争加剧的风险。

全球储能市场景气度高，已有较多企业试图进入，可能导致市场竞争加剧，对相关企业的市场份额和盈利能力造成负面影响。

3. 市场限制政策收紧的风险。

美欧、印巴均存在发展本土产业链的倾向，可能采用关税、市场准入限制、本土制造补贴等方式扶持本土光储产业链，相对削弱我国企业在当地市场的出口竞争力。若海外部分市场对我国企业市场限制收紧，可能影响相关公司在海外市场的业务开展。

4.测算主观性相关风险。

本报告中关于逆变器及储能市场需求的未来数据涉及主观测算内容。分析师结合第三方机构指引及自身对市场的判断进行假设并得出测算结果，测算假设及过程在附录中列明。由于市场环境的不确定性和预测的固有局限性，实际结果可能与我们的测算存在一定差异。



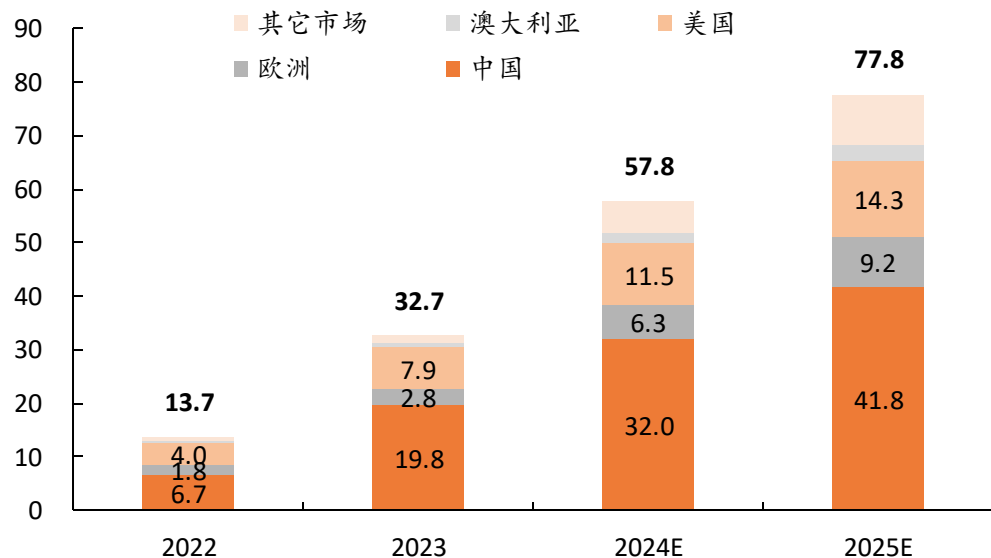
附录 APPENDIX

● 附录：文中数据测算假设说明

1 全球大储市场空间预测假设

- 中国：预计2024/2025年国内大储新增装机功率32.0/41.8GW。**根据国家能源局7月31日新闻发布会，2024年上半年我国新型储能新增装机13.05GW/32.19GWh。我们使用集中式风电/光伏配套的储能比例估算全年国内大储市场规模，假设2024/2025年使用功率表示的配储比例分别为16.0%/19.0%，平均配置时长2.2h，预计2024/2025年国内大储新增装机功率32/42GW，容量70/92GWh。
- 美国：预计2024/2025年美国大储新增装机功率11.5/14.3GW。**根据EIA数据，美国2024年上半年大储新增装机4.23GW，同比增长136%；Wood Mackenzie预计美国大储全年新增装机增速45%，我们采用这一增速假设，则测算2024年全年装机有望达到11.5GW。Wood Mackenzie认为后续装机增速将有所放缓，综合考虑储能渗透率及抢装等因素，我们假设2025年美国大储装机增速为25%，得出全年装机14.3GW。
- 欧洲：EASE预计2024/2025年欧洲大储新增装机分别为6.3/9.2GW，同比增长126%/46%。**我们直接采用EASE（欧洲储能协会）预测。
- 澳大利亚：预计2024/2025年大储新增装机功率2.0/2.8GW。**
Sunwiz预计2024年大储新增装机4GWh，同比翻倍以上增长。我们假设2024年装机时长2h，则装机功率2GW；澳大利亚大储装机基数小、增速快，我们假设2025年装机功率增速40%，对应装机功率2.8GW。
- 其它市场：预计2024/2025年其它市场大储新增装机共计6.0/9.6GW。**其它市场指除中、欧、美、澳前四大市场外的市场，包括日本、非洲、中东、东南亚、拉美等地区，构成较为分散，但增长迅速。我们采用全球市场总量的占比进行估算，具体假设见附录页2。

◆ 全球大储市场空间预测（单位：GW）

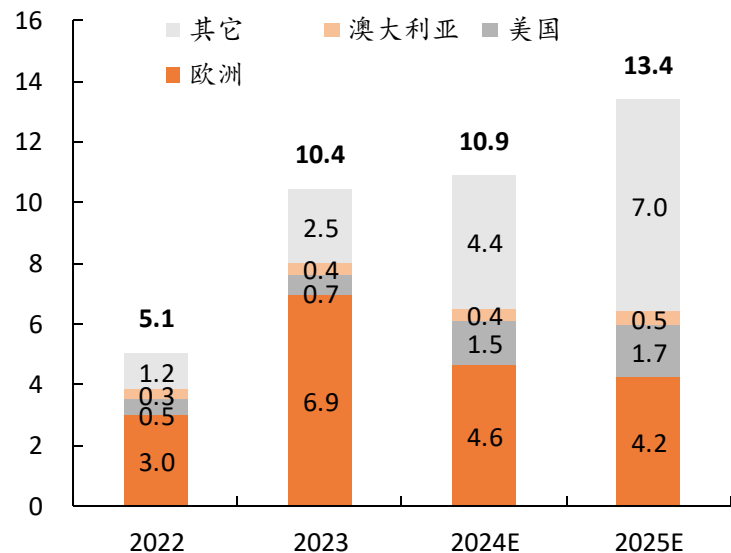


资料来源：CNESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，EIA，平安证券研究所测算

2 全球户储市场空间预测假设

- **欧洲：EASE预计2024/2025年新增装机分别为4.6/4.2GW**，我们直接采用EASE（欧洲储能协会）预测。装机需求下滑，主要由于第一大市场德国户用光储渗透率较高、增速下降，以及意大利、西班牙、比利时等市场补贴退坡影响。
- **美国：预计2024/2025年户储新增装机分别为1.5/1.7GW，增速分别为110%/15%**。美国加州NEM 3.0政策将导致美国户用光伏装机下降，但配储率提升，户用储能需求整体增长。SEIA预计2024年美国户用光伏装机下滑13%，主要受加州净计量政策和利率的影响，预计加州户用市场同比下降40%；25年户用光伏重回增长；Wood Mackenzie预计，2024年全美户用光伏配储比例将从2023年的14%增长到25%。我们根据以上户用光伏装机增速和配储比例，预测2024/2025年户储新增装机分别为1.5/1.7GW。
- **澳大利亚：预计2024/2025年户储新增装机功率0.4/0.5GW**。Sunwiz预计2024年澳大利亚户储新增装机0.8GWh，我们假设2024年装机时长2h，则装机功率0.4GW，2023/2024年装机功率同比增速分别为11%和8%，增速较小，主要由于澳大利亚户储自发自用的回报尚不明显。我们假设2025年装机功率增速为15%，主要考虑到分时电价、VPP等模式的发展有望带动需求增长。
- **其它市场：预计2024/2025年其它市场户储新增装机4.4/7.0GW**。其它市场指除中、欧、美、澳前四大市场外的市场，包括日本、非洲、中东、东南亚、拉美等地区，2022/2023年“其它市场”储能装机分别占全球的10%/9%。其它市场较为分散，但增速较快。
- 受益于光储产业链平价，中东大储、南亚和东南亚户储需求迎来快速增长。我们使用全球储能装机占比，粗略估计其它市场规模，假设2024/2025年“其它市场”储能装机（大储、户储、工商储合计）占全球的15%/18%。
- 装机结构来看，2023年及以前，其它市场以日本、非洲为主，储能装机形式主要为户储为主，我们假设“其它市场”大储/户储/工商储占比分别为35%/60%/5%；2024年及之后，考虑到中东市场大储需求的爆发，预计大储将成为装机容量的主力，我们假设2024/2025年“其它市场”大储/户储/工商储占比分别为55%/40%/5%。则其它市场户储装机总量将分别达到

◆ 全球户储市场空间预测（单位：GW）

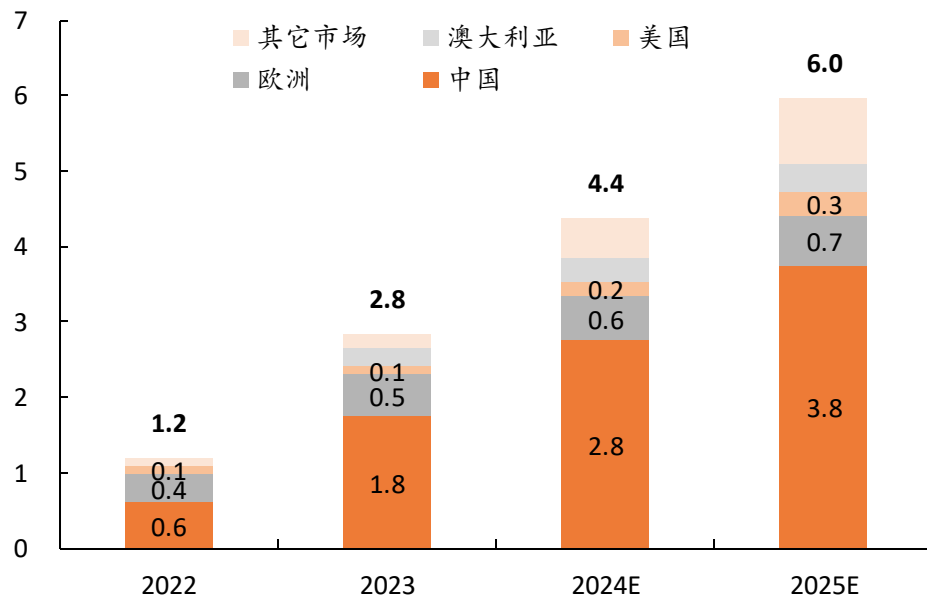


资料来源：GWESA, EASE, Wood Mackenzie, SunWiz, 平安证券研究所测算

3 全球工商储市场空间预测假设

- 中国：预计2024/2025年国内工商储新增装机功率2.8/3.8GW。**储能领跑者联盟EESA统计，2024年上半年国内工商储装机约为2.5GWh，该机构预计2024年全年新增装机5.5GWh，我们按2h估计装机功率为2.8GW。现阶段工商储装机基数整体并不高，虽然业内在关于峰谷套利模式盈利能力持续性的担忧，但高用电量的工商业用户基数庞大，且浙江等地正积极探索虚拟电厂等模式，我们认为工商储装机仍有一定增长动力，据此假设2025年国内工商储新增装机7.5GWh（按2h折合为3.8GW），容量同比增速36%。
- 美国：预计2024/2025年美国工商储新增装机功率0.2/0.3GW。**Wood Mackenzie估计，2028年，美国工商储年装机量将达到1.2GW。该机构统计2023年美国工商储新增装机0.12GW，我们据此计算2023-2028年CAGR5为58.5%。美国工商储装机基数小、增速快，我们参照Wood Mackenzie预测的复合增长率，假设2024/2025年美国工商储装机增速分别为60%、55%，测算2024/2025年美国工商储新增装机功率0.2/0.3GW。
- 欧洲：EASE预计2024/2025年欧洲工商储新增装机分别为0.6/0.7GW，同比增长9%/12%。**我们直接采用EASE（欧洲储能协会）预测。
- 澳大利亚：预计2024/2025年工商储新增装机功率0.3/0.4GW。**Sunwiz预计2024年澳大利亚工商储新增装机0.6GWh，我们假设2024年装机时长2h，则装机功率0.3GW，装机功率同比增速35%。澳大利亚工商储装机基数较小、增速较快，我们假设2025年装机功率增速为25%，则测算2025年装机功率0.4GW。
- 其它市场：预计2024/2025年其它市场工商储新增装机共计0.5/0.9GW。**其它市场指除中、欧、美、澳前四大市场外的市场，包括日本、非洲、中东、东南亚、拉美等地区，构成较为分散，但增长迅速。我们采用全球市场总量的占比进行估算，具体假设见附录页2。

◆ 全球工商储市场空间预测（单位：GW）



资料来源：CNESA，EASE，Wood Mackenzie，SunWiz，EIA，平安证券研究所测算

平安证券综合研究所投资评级：

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数20%以上）
推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数10%至20%之间）
中性（预计6个月内，股价表现相对沪深300指数在±10%之间）
回避（预计6个月内，股价表现弱于沪深300指数10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于沪深300指数5%以上）
中性（预计6个月内，行业指数表现相对沪深300指数在±5%之间）
弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于沪深300指数5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2024版权所有。保留一切权利。