

# 巩固国内、突破海外，储能集成龙头正在高速发展的路上

## 核心观点

公司是国内储能集成龙头，稳固国内头部地位的同时，出海之路也渐行渐稳。在国内市场，地方投资为主体的独立储能项目和新能源全面入市背景下的自发配储这两条发展路线已越发清晰，有望成为 136 号文实施后国内储能的主要动力，我们认为应对需求更乐观一些。在海外市场，公司从产品认证、项目业绩积累、合作渠道、本地化等多方布局，已具备了落地大型项目的能力，近期拿下 1.4GWh 欧洲大储订单。公司是业绩优秀的储能集成商，历史上看成本控制出色，“储能+X”战略突破用户侧、运维端市场。预计公司 2025-2027 年归母净利润 8.6、10.4、15.8 亿元，相对于 7 月 23 日收盘价，PE 估值 18.5、15.4、10 倍，给予“买入”评级。

## 摘要

我们认为，公司的预期差主要有两点：

### 1、136 号文下储能发展模式已经刷新，但市场对于未来需求仍显悲观

136 号文提出取消强制配储，市场认为会对国内储能需求产生影响，但我们观察到（1）容量电价、放电补偿等政策支持下的独立储能，结合现货套利已具备较好的经济性；（2）通过自发配储进行能量时移可有效提升项目经济性。以上两条发展路线已初步走通，预计独立储能发展节奏更快，我们上调 2025-2027 年国内新增储能装机至 130、160、210GWh。（2024 年为 110GWh）。

### 2、公司海外能力已经初步得以验证，后续有望放量

公司出海之路坚定而扎实，从产品认证做起，逐步积累项目业绩、开发合作渠道、本土化布局。我们认为公司已经具备了在海外落地大型储能项目的能力。公司选择增长最为明确的欧洲作为突破口，同时也布局了澳洲、北美、东南亚、中东等地区，我们预计海外储能市场 2025-2027 年新增装机有望达到 127、176、257GWh，有望成为公司新的增量。

### 3、除此之外，公司在价格、成本、人才、战略等多方面均具备优势

目前电网侧独立储能已成为公司收入主体，单价质量都相对较高。成本端，公司通过提前锁价锁量，电芯采购单价相比市场价有比较优势。人才端，公司领导层具备电力、材料等专业背景和海外工作经历，研发团队平均学历高。战略上，“储能+X”战略初具雏形，公司正跳出传统源网侧，拓展更大市场空间，并通过向项目前后端延伸，从项目获取、后期运维运营交易等方面，为客户提供一条龙服务。

### 给予公司“买入”评级

我们预计公司 2025-2027 年出货量（确收口径）20.9、29、42GWh，归母净利润分别为 8.6、10.4、15.8 亿元，对应 7 月 23 日收盘价，估值 18.5、15.4、10 倍，给予“买入”评级。

## 海博思创(688411.SH)

调升

买入

朱玥

zhuyue@csc.com.cn

010-56135232

SAC 编号:S1440521100008

SFC 编号:BTM546

雷云泽

leiyunze@csc.com.cn

SAC 编号:S1440523110002

发布日期：2025 年 07 月 25 日

当前股价：87.84 元

### 主要数据

#### 股票价格绝对/相对市场表现 (%)

| 1 个月           | 3 个月        | 12 个月       |
|----------------|-------------|-------------|
| 14.63/8.01     | 28.23/19.67 | /           |
| 12 月最高/最低价 (元) |             | 92.40/59.60 |
| 总股本 (万股)       |             | 18,009.25   |
| 流通 A 股 (万股)    |             | 3,793.36    |
| 总市值 (亿元)       |             | 158.19      |
| 流通市值 (亿元)      |             | 33.32       |
| 近 3 月日均成交量 (万) |             | 161.48      |
| 主要股东           |             |             |
| 张剑辉            |             | 20.04%      |

### 股价表现



### 相关研究报告

【中信建投电力设备及新能源】海博思创(688411):2024 年年报、2025 年一季报点评: 国内大储盈利能力进入稳定区间，海外今年预计放量，业绩有望持续高增

25.05.22

## 目录

|                                                  |    |
|--------------------------------------------------|----|
| 一、公司主要预期差在于未来储能行业的增速的分歧 .....                    | 1  |
| 二、夯实国内：136 号文改变储能生态，公司发展展开新篇章 .....              | 4  |
| 2.1 强制配储时代，公司奠定行业头部地位 .....                      | 4  |
| 2.2 路径之一：电网侧独立储能经济性初步显现，行业发展揭开新篇章 .....          | 6  |
| 2.3 路径之二：“光储融合”成为趋势，自发配储时代有望来临 .....             | 7  |
| 对国内市场总量应更加乐观，上调未来国内储能新增装机预期 .....                | 10 |
| 三、突破海外：主推欧洲市场，今年海外有望爆发 .....                     | 12 |
| 3.1 厚积薄发，认证体系完成后公司海外出货量开始爆发 .....                | 12 |
| 3.2 海外策略 1：发力欧洲找准突破口，从小项目做起积累业绩 .....            | 13 |
| 3.3 海外策略 2：积极与海外集成商、业主合作，加速本地化 .....             | 15 |
| 3.4 海外其他市场也充满机会，公司正在深度布局 .....                   | 16 |
| 四、公司财务优秀，是盈利能力最强的国内集成商 .....                     | 19 |
| 4.1 公司单位盈利正处于拐点之上，后续有望提升 .....                   | 19 |
| 4.2 价格与成本端：公司电网侧独立储能占比较高，电池采购锁价具备成本优势 .....      | 20 |
| 4.3 人才端：公司高管多为海外高学历人才，对电力系统理解深刻 .....            | 21 |
| 4.4 “储能+X”渗透全场景，设立产业基金、后端运维双轮并行，为业主提供一条龙服务 ..... | 22 |
| 五、结论和投资建议：集成龙头行稳致远，国内市场可以更加乐观、海外市场突破进行时 .....    | 25 |
| 风险分析 .....                                       | 27 |
| 报表预测 .....                                       | 28 |

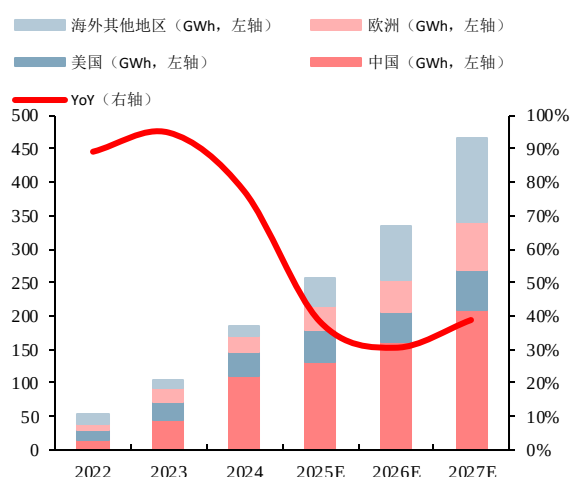
## 一、公司主要预期差在于未来储能行业的增速的分歧

我们认为，公司看点可用以下两张图概括：

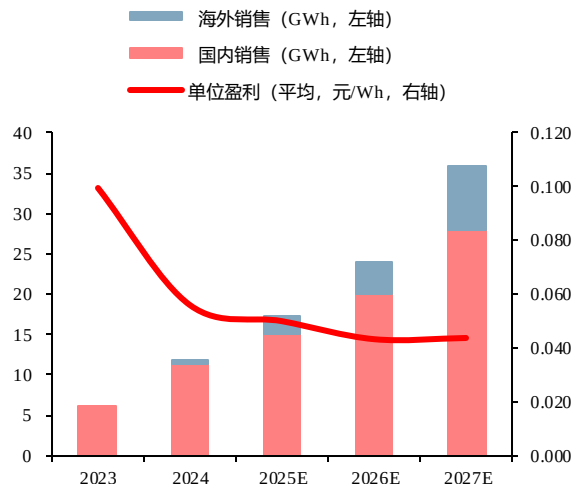
（1）预计全球储能新增装机将保持较高增速，国内市场今年将维持一定增长，并在 2026 年、2027 年加速增长；海外市场除美国因关税扰动明年有可能下滑外，欧洲、中东、拉美、澳洲等地区均保持高速增长。

（2）公司出货将持续增长，国内市场 2025-2027 年预计销售（确收口径）15、20、28GWh；海外已突破欧洲市场，发力美国、中东、东南亚、澳洲等市场，2025-2027 年预计出货 2.2、4、8GWh。

**图表1：全球储能新增装机增速在 2026 年开始增速再度加快，2025-2027 分别新增 257、336、467GWh**



**图表2：预计公司出货逐年增长，同时平均单位盈利将维持稳定，如果国内市场进一步改善，还有提升的可能**



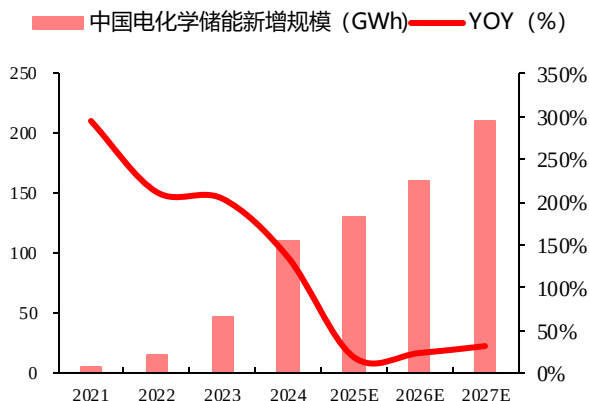
资料来源：CNESA、EIA、SPE 等，中信建投

资料来源：公司公告，中信建投

当前公司的主要矛盾有二：一是 136 号文取消强制配储后，国内市场需求到底如何；二是公司海外能力是否得到验证，对于以上问题我们认为：

（1）市场大多对今年下半年的储能需求并不乐观，并对明后年国内需求更加悲观。我们认为，现货市场下独立储能和自发配储的经济性已经跑通。第一种路径为独立储能，通过容量电价（或度电补贴等）保证稳定收益，通过现货市场赚取市场化收益，经济性较为出色，有力的吸引了地方投资主体，目前已超过“五大六小”成为招标主力，涌现的项目总量超过 100GWh；第二种路径是新能源全面进入市场后，新能源自发配储，通过储能将电量从低电价甚至负电价时段移动至高电价时段。两种模式均可取得较高经济性（见下表）。

图表3：上调国内储能新增装机量，2025-2027 分别 130、160、210GWh



资料来源：CNESA，中信建投

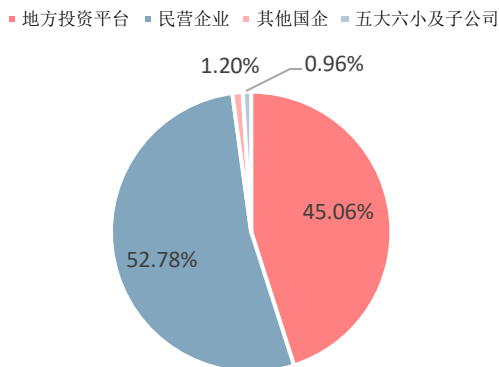
图表4：独立储能和自发配储均能显示出经济性（详细测算见后）

|      | 模式 1：独立储能          | 模式 2：自发配储       |
|------|--------------------|-----------------|
| 收益模式 | 容量电价、度电补偿、峰谷套利、调频等 | 能量时移至高电价时段      |
| IRR  | 6%-14%             | 5%-11%          |
| 项目分布 | 河北、内蒙、陕西、山东、江西等    | 河北、内蒙、山西、甘肃、新疆等 |

资料来源：中信建投测算

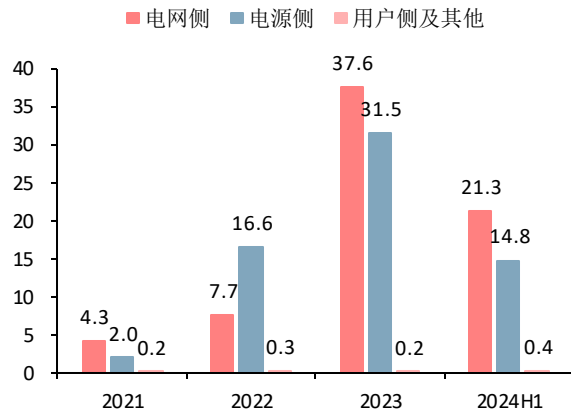
目前，很多省份已规划、公示了大量独立储能项目，以河北为例，近期公示的一批 6.4GW/20.9GWh 项目中，投资主体地方国资、民营企业占到 90%以上，而非此前强制配储时代的“五大六小”的央企发电集团。我们认为，明年开始国内储能市场将重回较高速增长，预计 2025-2027 年国内储能新增装机至 130、160、210GWh。

图表5：河北独立储能公示以地方国资、民营企业为主



资料来源：河北发改委，中信建投

图表6：电网侧独立储能已占到公司收入过半（亿元）

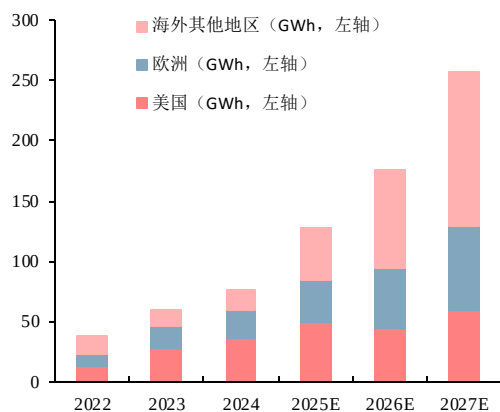


资料来源：公司招股书，中信建投

历史业绩上看，公司在获取独立储能项目方面表现出较强的竞争力，电网侧独立储能项目占到公司往年获取收入的过半比例。预计公司作为头部厂商，在 136 号文后格局优化的过程中将取得更大的份额。

(2) 市场因公司海外能力过去未获验证从而信心不足。我们通过梳理发现，公司已经在储备产品认证、海外客户合作、建立子公司和渠道等方面的经历了多年努力和布局，公司已经具备了在海外规模化落地大型储能项目的的能力，并于近期拿下欧洲业主的 1.4GWh 项目，出海之路清晰而扎实，空间已经打开。在市场空间上，我们认为，预计 2025-2027 年海外储能新增装机在 127GWh、176GWh、257GWh，上限足够高。

图表7：海外储能空间较大，欧洲增长较为明确，澳洲、拉美、中东、印度等海外其他地区空间大（GWh）



资料来源：EIA、SPE、SunWiz、Woodmac，中信建投

图表8：公司通过海外项目积累，近期已拿下 1.4GWh 欧洲项目

| 项目             | 时间              | 规模               |
|----------------|-----------------|------------------|
| 德国国王湖独立储能电站项目  | 2025 年 2 月进入试运行 | 10.35MW/22.36MWh |
| 德国瓦尔特斯豪森储能电站项目 | 2025 年 5 月顺利并网  | 未公布              |
| 瑞典斯德哥尔摩储能调频项目  | 2025 年 3 月通过验收  | 未公布（调频项目）        |
| 芬兰分布式储能电站项目    | 2024 年交付        | 百 MWh 级别         |
| 欧洲 Repono 项目   | 达成合作，27 年前落地    | 1.4GWh           |

资料来源：公司招股书、公司官网，中信建投

公司基本面优异，是优秀的储能系统集成商。回顾过去，公司在竞争激烈的国内储能市场仍能保持 16%-20% 的毛利率，高于同行，主要因为公司项目端独立储能占比高有单价优势；公司与电芯供应商签订锁价锁量协议，实现较低的电芯采购成本。展望未来，国内储能系统、EPC 中标价格已经趋稳，公司海外出货占比也在提升，助力公司单位盈利提升。此外，公司管理层具备电网专业背景及国际视野，海外项目获取将具备优势。战略上，公司“储能+X”战略渗透用户侧多场景，积极落地定制化项目，项目运维、运营、交易等后市场颇具看点。

## 二、夯实国内：136 号文改变储能生态，公司发展展开新篇章

### 2.1 强制配储时代，公司奠定行业头部地位

公司是国内领先电化学储能系统解决方案与技术服务提供商，当前主营业务为电化学储能系统的研发、生产、销售，2022 年剥离动力电池业务，2024 年下半年剥离新能源租赁业务之后，公司转型为纯粹的电化学储能系统集成商。2022/2021 年国内储能出货排行第一；2023 年国内储能集成商出货排名第二，全球排名第五；2024 年根据 CNESA 数据，国内市场储能系统并网装机规模排名第二，全球市场出货量排名第四。

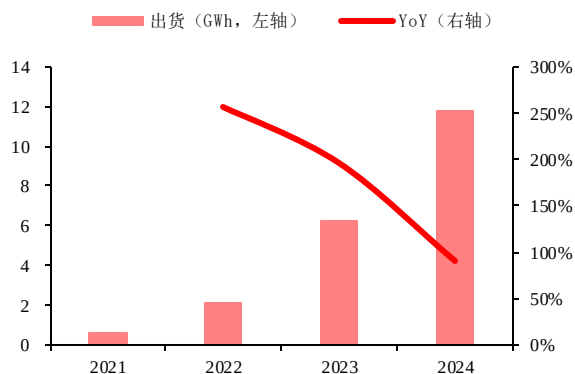
图表9：公司成立即聚焦储能系统集成领域，近年剥离非主营业务聚焦储能市场

| 时间 | 2011 年                                                         | 2013 年                              | 2016 年              | 2017 年                          |
|----|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------|---------------------------------|
| 事件 | 公司成立                                                           | 完成多个储能示范项目，逐步建设北京房山生产基地和探索电化学储能系统领域 | 验测试中心               | 全面掌握储能系统关键技术和产业化能力；同年开展新能源车租赁业务 |
| 时间 | 2018 年                                                         | 2019 年                              | 2020 年              | 2022 年                          |
| 事件 | 储能系统业务开始增长；引入东风将新能源车租赁业务出售给风汽车组建合营公司，推动动力东风海博，专注于储能和动力电池系统业务增长 | 成立亿恩新动力主营工程机械动力电池系统集成领域             | 成立亿恩新动力主营工程机械动力电池产品 | 将控股子公司亿恩新动力对外转让，聚焦储能系统领域        |

资料来源：公司官网，中信建投

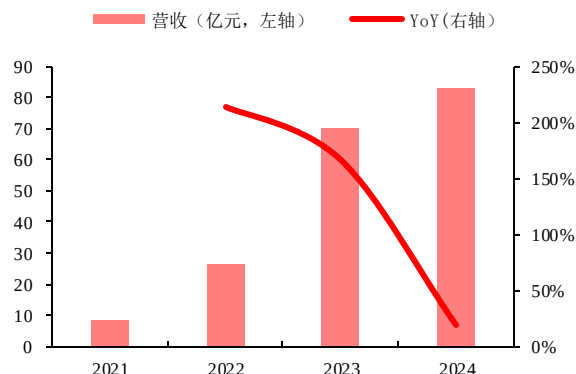
2021-2024 年，公司储能系统出货量从 590MWh 迅速增长至 11.8GWh，年均增速达 171.5%，收入则从 8.38 亿增长至 82.7 亿，年均增速达 114%。

图表10：公司出货量从 590MWh 增长到 11.8GWh



资料来源：公司公告，中信建投

图表11：公司营收从 8.38 亿元增长到 82.7 亿元

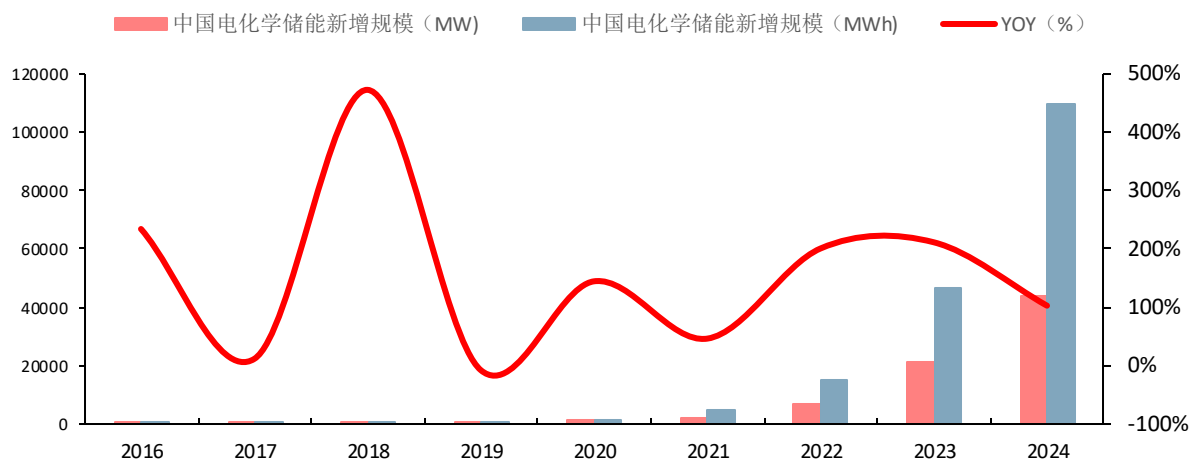


资料来源：公司公告，中信建投

强制配储曾为行业快速发展作出重大贡献，但其局限性注定了被淘汰的命运。该政策最早起于 2017 年的青海，此后多省跟进。全国超 23 个省份配储比例从 5%-10% 逐步提升至 15%-30%，时长从 2 小时延长至 4 小时，尤其西北、华北省份增长显著。在这一政策影响下，我国新型储能装机突飞猛进，根据 CNESA 数据，2024

年我国新型储能新增装机达到 43.7GW/109.8GWh，按能量规模计算，同比增速达到 135.6%。

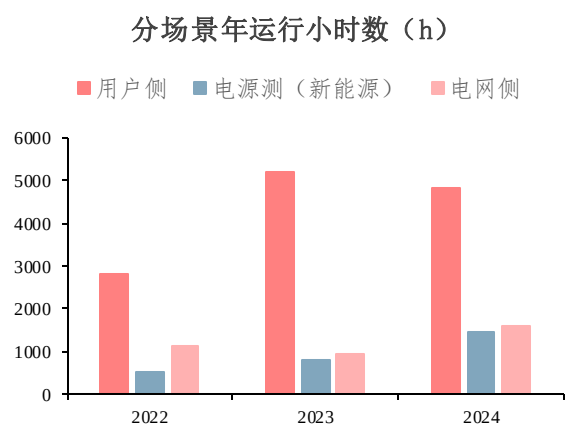
图表12： 2024 年全国新增新型储能装机 43.7GW/109.8GWh



资料来源：国家发改委、能源局，中信建投

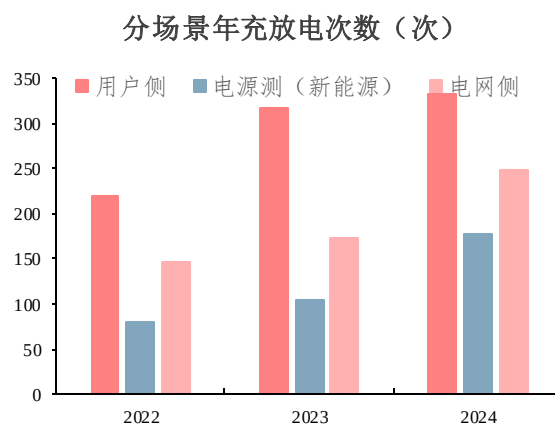
**强配时代下的储能利用率不高。**根据中电联历年发布的《电化学储能电站行业统计数据》，2022-2024 年国内储能电站利用情况虽有提升，但仍处于较低水平。其中用户侧电站利用率最高，2024 年等效充放电次数达到 332 次，基本可以做到每天一充一放，而新能源配储电站利用率最低，2024 年等效充放电次数 177 次，相当于两天一充一放，并且这已经是比 2023 年的 103 次、2022 年的 80 次明显提升后的结果，总的来看，强制配储时代的储能电站，尽管近年来利用率已有提升，但仍处于较低水平。

图表13： 电源侧、电网侧年运行小时在 1000 上下，处于较低水平



资料来源：中电联，中信建投

图表14： 充放电次数来看，电网侧独立储能好于新能源配储，但也做不到一天一充一放水平



资料来源：中电联，中信建投



## 2.2 路径之一：电网侧独立储能经济性初步显现，行业发展揭开新篇章

2月9日国家发改委、能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号，以下简称136号文），除了建立机制电价外，文中“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”引发市场高度关注。

取消强制配储后，我们认为地方投资为主体的新型独立储能项目或成为下一个储能的重要发展方向。

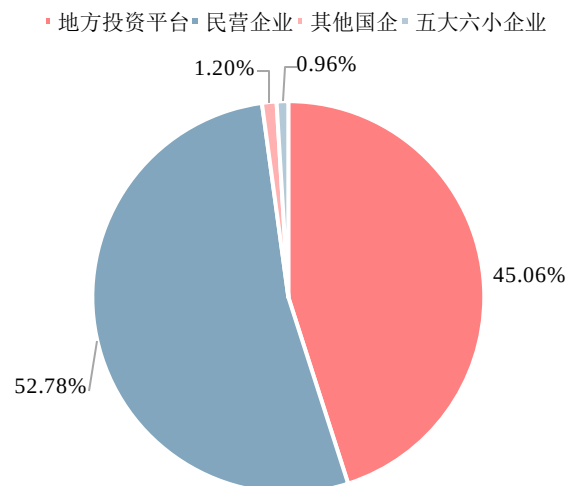
2025年2月20日，河北发改委印发《河北省2025年独立储能项目清单》，共安排独立储能项目37个，项目总容量6.4GW/20.9GWh，所有项目均已明确项目开发单位。我们注意到，本次示范项目清单中，业主几乎没有传统的“五大六小”电力集团，而是以地方新能源投资企业、省市级建投、交投、金融租赁企业，以及民营企业为主。

**图表15：河北本次安排的6.4GW/20.9GWh独立储能示范项目**

| 区域        | 储能装机 MW     | 储能装机 MWh     |
|-----------|-------------|--------------|
| 承德市       | 1200        | 4800         |
| 唐山市       | 700         | 2400         |
| 张家口市      | 700         | 2200         |
| 衡水市       | 500         | 2000         |
| 秦皇岛市      | 600         | 1610         |
| 石家庄市      | 500         | 1600         |
| 沧州市       | 400         | 1450         |
| 保定市       | 500         | 1200         |
| 邯郸市       | 400         | 1200         |
| 邢台市       | 300         | 1000         |
| 廊坊市       | 300         | 800          |
| 定州市       | 200         | 400          |
| 雄安新区      | 100         | 200          |
| <b>总计</b> | <b>6400</b> | <b>20860</b> |

资料来源：河北发改委，中信建投

**图表16：河北省级独立储能示范项目投资主体中五大六小占比较少**



资料来源：河北发改委，中信建投

据高工储能统计，年初以来已有内蒙古、河北、陕西、四川、浙江、江西等六省市发布储能项目名单，涉及项目188个，规模达到29.63GW/103.26GWh。投资主体上看，这一批独立储能示范项目中，五大六小已让位于地方投资企业，地方省投、交投、金融租赁、民营企业等成为投资的主体。

我们认为，独立储能商业模式有望率先跑通，从收益端看，容量电价、放电补偿，以及峰谷套利等模式能够弥补容量租赁退出后的缺口。从投资方资金来源看，地方国央企、城投、交投、金融租赁等公司是这些项目投资的主力，资金成本往往低于3%甚至2%，相应对项目的收益率要求降低，而投资积极性提高。

经济性方面，我们考虑“河北模式”（容量电价）和“内蒙模式”（放电补偿+现货套利）两种情况。



河北今年 2025 年 3 月发布《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》，统一将独立储能电站的容量电价定位 100 元/kW/年。容量电价费用则纳入电网系统运行费用，向用户侧（主要为工商业用户）进行传导，因此用户侧电价将有所上涨。考虑一座 100MW/400MWh 的独立储能电站，一年容量电价收益可达 1000 万，而河北此前独立储能容量租赁实际价格多落在 100-150 元/kW/年区间，因此容量电价在容量租赁模式取消后，有望取代容量租赁，成为独立储能电站更加稳定的收益来源。

**图表17：河北模式（容量电价 100 元/kW）和内蒙模式（放电补偿 0.35 元/kWh）下，独立储能资本金 IRR 分别可达 6.2%、14.8%**

| 系统参数           |                    |                           |
|----------------|--------------------|---------------------------|
| 储能容量           | 100MW/400MWh       |                           |
| 储能单位造价         | 1 元/Wh             |                           |
| 运行时间           | 20 年（第 10 年更换一次电池） |                           |
| 运维成本           | 造价的 1%/年           |                           |
|                | 河北模式               | 内蒙模式                      |
| 平均峰谷价差         | 0.35 元/kWh         | 0.5 元/kWh（蒙西高于蒙东，平均约 0.5） |
| 收益模式           | 容量电价（100 元/kW/年）   | 放电补偿（0.35 元/kWh）          |
| 年均等效充放电次数      | 330 次（享受容量电价的前提）   | 350 次（高于全国平均水平）           |
| 峰谷套利收益（万元）     | 4620               | 7000                      |
| 容量电价收益（万元）     | 1000               | /                         |
| 放电补偿收益（万元）     | /                  | 4900                      |
| <b>资本金 IRR</b> | <b>6.2%</b>        | <b>14.8%</b>              |

资料来源：河北发改委、内蒙发改委，中信建投

内蒙则采用放电补偿+现货套利思路。根据《内蒙古自治区能源局关于加快新型储能建设的通知》，2025 年度独立新型储能电站补偿标准为 0.35 元/kWh，补偿 10 年。放电补偿的来源是以月度为周期根据电源侧装机容量分摊，并通过电网企业向各发电厂发布。因此内蒙的放电补偿主要是来自电源侧电费的再分配，不向用户侧传导。

根据我们的计算，河北的“容量电价+峰谷套利”和内蒙的“放电补偿+峰谷套利”模式均可使得独立储能电站获得一定的经济性，其中内蒙由于峰谷价差大（蒙西可达 0.7 元/kWh 以上）、储能电站利用率高（达到 350 次等效充放电次数以上），再加上 0.35 元/kWh 的放电补偿，经济性尤为突出，资本金 IRR 可达 14.8%。今年以来，内蒙的储能招标尤其旺盛，上半年采购项目达到 13.8GWh，仅次于新疆排名各省第二，可见独立储能放电补偿等政策有力刺激了项目需求。

## 2.3 路径之二：“光储融合”成为趋势，自发自储时代有望来临

136 号文提出新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。而所谓的“机制电量”并非不进入市场，而是进入市场后，通过差价合约的形式将电价补回到机制电价。目前，已有 6 个省份推出了 136 号文的衔接政策。

**图表18： 各省 136 号文衔接政策，蒙东、蒙西增量项目市场化程度最高**

| 省份 | 存量项目                                          |                                  | 增量项目                           |                                    |
|----|-----------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
|    | 机制电量                                          | 机制电价                             | 机制电量                           | 机制电价                               |
| 山西 | 未明确（与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接）                     | 未明确（不高于煤电基准电价 0.332 元/kWh）       | 申报规模与核定总规模比例不低于 1.2            | 通过竞价确定，风电、光伏合并组织                   |
| 蒙东 | 分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等：100%实际上网电量（其他：略）            | 0.3035 元/kWh                     | 暂不安排新增纳入机制的电量                  | 无机制电价，现货市场申报价格上下限为-0.05-1.5 元/kWh  |
| 蒙西 | 分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光热发电等：100%实际上网电量             | 0.2829 元/kWh                     | 暂不安排新增纳入机制的电量                  | 无机制电价，现货市场申报价格上下限为-0.05-1.5 元/kWh  |
| 新疆 | 补贴项目：机制电量比例为其上网电量的 30%；平价项目：机制电量比例为其上网电量的 50% | 补贴项目：0.25 元/kWh；平价项目：0.262 元/kWh | 机制电量暂定为其上网电量的 50%              | 竞价区间暂定为 0.15-0.262 元/kWh           |
| 湖南 | 常规项目 80%+ 分月动态调节（保供月 96%/消纳月 64%）             | 0.45 元/kWh                       | 参与竞价的年上网电量的 20%。单体项目不得超过 80%。  | 竞价区间 0.26-0.38 元/kWh。执行期限自并网起 10 年 |
| 广东 | 未明确（存量政策另行制定）                                 | 未明确                              | 未明确，与存量项目机制电量比例衔接，单个项目不高于 90%。 | 未明确                                |
| 山东 | 未明确（机制电量比例参考外省新能源非市场化率）                       | 0.3949 元/kWh                     | 申报充足率 $\geq$ 125%              | 竞价入选项目最高报价（不高于竞价上限）。               |

资料来源：各省发改委、能源局，中信建投

尽管各省具体政策不同，但都对存量项目进行了一定的照顾和衔接，机制电价基本参照本省煤电基准电价，机制电量如蒙东、蒙西 100%包含了存量分布式光伏、分散式风电项目，湖南、新疆等机制电量比例较高。但对增量项目而言，均突出市场化要求，如蒙西、蒙东均不设机制电量，完全由市场电价决定收益水平；或如山东、山西等省指定了申报充足率须大于一定比例，突出机制电价的竞价特色。

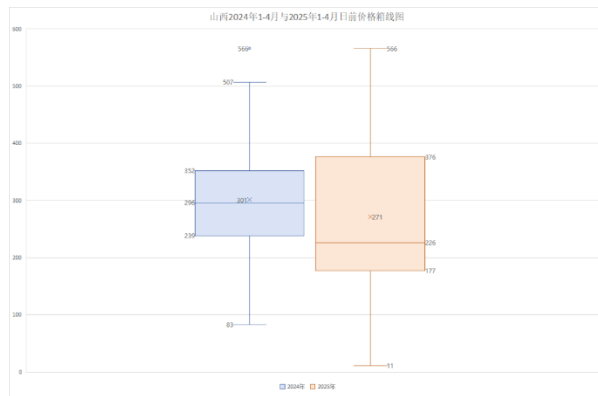
**新能源全面入市后，电价水平可能下降、电价波动加大，项目收益可能显著下降。**以现货市场转正最早的山西省为例，2024 年山西现货市场日前均价已经低于本省燃煤基准价格（0.332 元/kWh）0.02 元/kWh 左右，降幅较大。今年以来，价格继续下降，1-4 月份山西日前均价已从去年同期 0.301 元/kWh 下降到今年 1-4 月份的 0.271 元/kWh。与此同时，电价波动也更趋剧烈，2025 年 1-4 月份高价和低价天数相比去年同期增长较多。从分布来看，电价的 25%-75%分位从去年的 0.239-0.352 元/kWh（50%价差 0.113 元/kWh），上升到今年的 0.177-0.376 元/kWh（价差 0.199 元/kWh）。

图表19： 山西省日前均价不断走低



资料来源：兰木达电力现货，中信建投

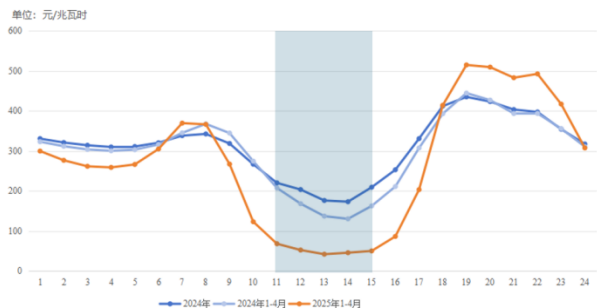
图表20： 山西今年 1-4 月份峰谷价差较去年更大



资料来源：兰木达电力现货，中信建投

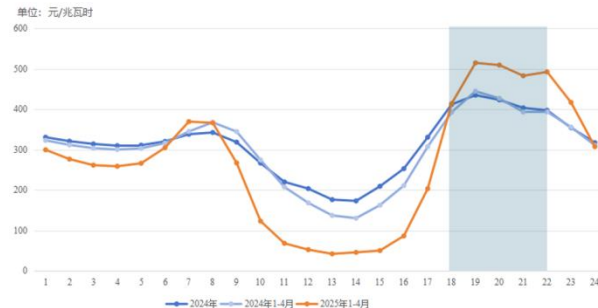
在这种情况下，对光伏电站的收益影响较大，2025 年 1-4 月，山西日前分时均价来看，11-16 点现货价格已经降至 0.1 元/kWh 以下，而 18-22 点价格又猛升至 0.5 元/kWh 以上，呈现明显的“鸭子曲线”形态。若不配置储能，午间大发时段光伏电站多以 0.1 元/kWh 左右的均价上网，经济性较差，若主动配置储能进行能量时移，将电量转移至电价较高的傍晚、晚间时段，将有望获得较好的经济性。

图表21： 光伏发电量集中在午间，恰逢现货电价低谷，收益较低



资料来源：兰木达电力现货，中信建投

图表22： 配储后进行能量时移，将电量移动到电价较高的时段，收益更高



资料来源：兰木达电力现货，中信建投

测算新能源自发自储的经济性，假设集中式光伏电站的大 EPC 单价约为 3.2 元/W，那么若电量全部在午间时段发出，此时电价因午间电价低，假设平均约为 0.1 元/kWh，那么项目的资本金 IRR 仅为 2.1%左右，事实上处于亏损状态，不能达到合理收益率要求。

**图表23： 新能源自发配储能够显著提升进入市场后光伏项目的收益率**

|          | 系统参数                              |                |                |                |           |
|----------|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| 光伏容量     | 100MW                             |                |                |                |           |
| 光伏单位造价   | 3.2 元/W                           |                |                |                |           |
| 利用小时     | 1400h                             |                |                |                |           |
| 运行时间     | 25 年                              |                |                |                |           |
| 运维成本     | 造价的 0.5%/年                        |                |                |                |           |
| 贷款利率     | 3%                                |                |                |                |           |
| 贷款比例     | 70%                               |                |                |                |           |
|          | 经济性测算                             |                |                |                |           |
| 配储方式     | 不配储                               | 100MWh         | 200MWh         | 300MWh         | 400MWh    |
| 储能单位造价   | 1 元/Wh                            |                |                |                |           |
| 总投资（亿元）  | 3.2                               | 4.2            | 5.2            | 6.2            | 7.2       |
| 运行时间     | 25 年（第 15 年更换一次电池）                |                |                |                |           |
| 储能运维成本   | 造价的 1%/年                          |                |                |                |           |
| 电价       | 午间低谷电价 0.1 元/kWh，晚间高峰电价 0.5 元/kWh |                |                |                |           |
| 发电模式     | 4h 全部在低谷                          | 3h 在低谷，1h 在晚高峰 | 2h 在低谷，2h 在晚高峰 | 3h 在低谷，1h 在晚高峰 | 4h 全部在晚高峰 |
| 资本金 IRR  | 2.1%                              | 1.8%           | 5.2%           | 8.7%           | 11.3%     |
| 投资回收期（年） | 27.1                              | >25 年          | 19.3           | 14.1           | 10.5      |

资料来源：中信建投测算

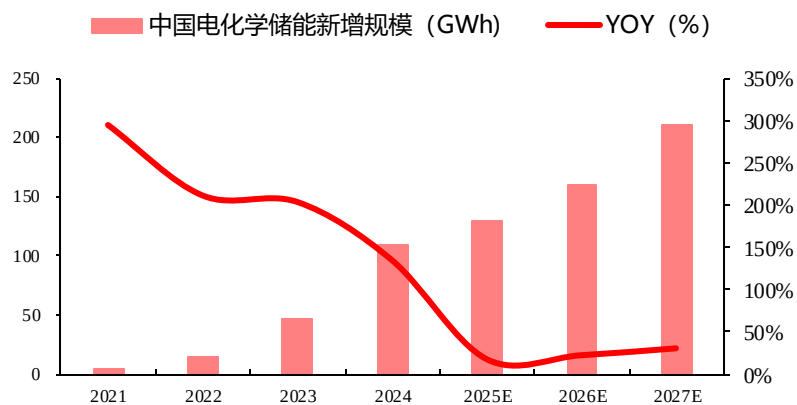
若光伏电站自发配储以将低电价时段所发电能转移至高电价的晚高峰时段，设置四种场景，分别配储 100、200、300、400MWh，分别将 1/4、2/1、3/4、全部的电量进行转移。计算可得，除配储 100MWh 经济性差于原不配储方案外，其他三种方案经济性均好于原方案，随着配储比例的提升，资本金 IRR 从 1.8% 提升至 11.3%，投资回收期缩短至 10.5 年。

因此，新能源全面进入市场后，通过自发配储能够有效地提高项目收益率，若条件允许，应配置较多的储能容量，用以将尽可能多的电量时移至高电价时段，经济性将更加出色。新能源主动配储有望成为第二种国内储能的主要发展路径。

## 对国内市场总量应更加乐观，上调未来国内储能新增装机预期

与市场观点不同，我们认为 136 号文实施后，地方投资主导的独立储能，以及新能源自发配储，这两种发展路径将取代 136 号文后被取消的新能源强制配储政策，在今天的观望期后（预计今年储能新增装机约 130GWh，同比略增），明后年国内储能市场将有望恢复较高速增长，预计将分别达到 160GWh、210GWh。

图表24： 预计未来国内储能将恢复较高增长，2025、2026、2027 年分别新增 130、160、210GWh



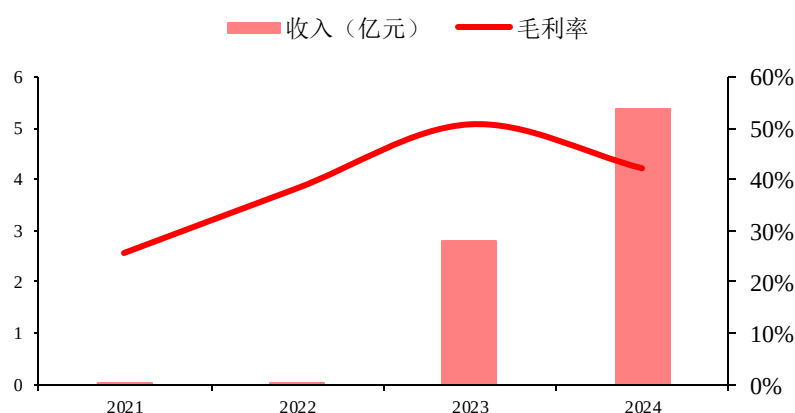
资料来源：CNESA，中信建投

## 三、突破海外：主推欧洲市场，今年海外有望爆发

### 3.1 厚积薄发，认证体系完成后公司海外出货量开始爆发

2021 年公司开始有零星样品出口，当年海外收入仅数十万元人民币量级。2022 年，公司开始有首笔海外规模化订单，来自新加坡子公司向印尼交付 2MWh 储能系统，当年实现销售收入 207 万。2023 年，公司海外业务进入规模化放量阶段，达到 2.78 亿元，主要仍通过新加坡子公司拓展海外销售。2024 年，进一步达到 5.39 亿元，区域主要为新加坡、澳大利亚、德国、美国等市场，出货量预计约 500-600MWh，已经初具规模。

图表25： 公司自 2023 年以来海外收入达到数亿元级别，海外毛利率在 40%以上



资料来源：Wind，中信建投

为了顺利推进海外市场，公司从 21 年开始相继取得了多项认证：2021 年首先获得 IEC 认证，为全球通用认证；2022、2023 年取得适用于北美的 UL1973 和 9540 认证，获得在北美销售电池模组/簇，以及储能集装箱资格。后续认证逐步覆盖欧盟、澳新、英国、德国等地。目前，公司在日韩、中东、印度等亚太地区的认证体系也正在逐步完善中。

**图表26： 公司取得多项海外认证，逐步向日韩、中东、南美、印度等地区发展**

| 认证情况   | 认证名称                  | 覆盖产品           | 适用区域     | 当前状态 | 完成/预计完成时间 | 意义                      |
|--------|-----------------------|----------------|----------|------|-----------|-------------------------|
| 已获得认证  | IEC 62619             | 工商业/大储系统       | 全球       | 有效   | 2021 年 Q3 | 工业锂电池安全准入基础认证           |
|        | UL 1973               | 电池模组/簇         | 北美       | 有效   | 2022 年 Q2 | 北美固定储能系统强制安全认证          |
|        | UL 9540A              | 储能集装箱          | 北美       | 有效   | 2023 年 Q1 | 热失控防控认证（加州 SGIP 补贴必备）   |
|        | VDE-AR-E 2510-50      | 储能变流器（PCS）     | 欧盟       | 有效   | 2022 年 Q4 | 德国中压并网核心认证              |
|        | AS/NZS 4777.2         | 户用/工商业系统       | 澳大利亚/新西兰 | 有效   | 2023 年 Q3 | 澳新并网标准认证                |
|        | UKCA                  | 储能集装箱          | 英国       | 有效   | 2023 年 Q4 | 脱欧后英国市场准入替代 CE 认证       |
|        | TÜV SÜD Fire Safe     | 户用储能系统（<10kWh） | 德国       | 有效   | 2024 年 Q1 | 防火安全认证（高于 IEC 标准）       |
| 即将完成认证 | JET 并网认证              | 全系列储能系统        | 日本       | 测试中  | 2025 年 Q3 | 日本市场并网许可（补贴项目必备）        |
|        | SASO IEC 62619        | 集装箱储能          | 沙特       | 现场审核 | 2025 年 Q4 | 沙特市场强制准入（NEOM 新城项目投标资格） |
|        | INMETRO Ordinance 140 | 工商业储能          | 巴西       | 文件评审 | 2026 年 Q1 | 巴西能效及安全认证（南美最大储能项目需求）   |
| 计划中认证  | KC 62619              | 户用储能           | 韩国       | 筹备启动 | 2026 年 Q2 | 韩国 KC 标志认证（本土化适配要求高）    |
|        | BIS CRS               | 电池模组           | 印度       | 技术预研 | 2026 年 Q3 | 印度 BIS 强制注册（针对本土化制造要求）  |
|        | GSO IEC 62619         | 全系列产品          | 海湾六国     | 规划中  | 2027 年    |                         |

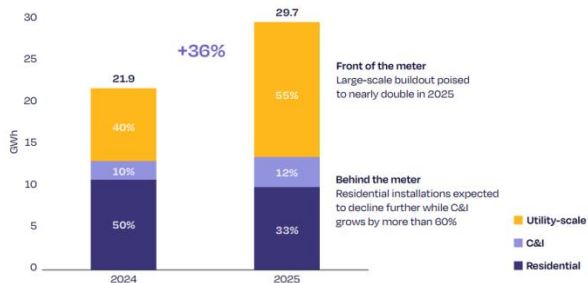
资料来源：公司公告，中信建投

### 3.2 海外策略 1：发力欧洲找准突破口，从小项目做起积累业绩

公司今年主攻方向为欧洲市场，根据 Solar Power Europe 预测，今年欧洲新增装机增速达到 36%，是中国、美国、欧洲三大市场中增速最为明确的市场。其中 SPE 预计今年新增装机总量为 29.7GWh，大储占比 55%，16.4GWh，同比增长达到 87%；工商储占比 12%，约 3.6GWh，同比增长超过 60%；户储占比 33%，约 9.8GWh，同比将下降 10.5%。

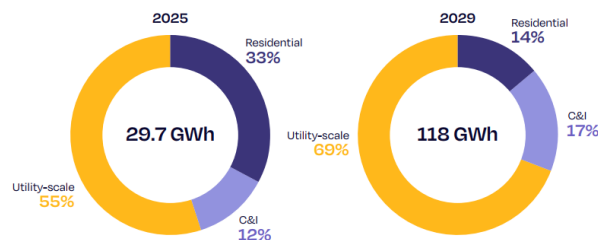


图表27: SPE 预计 2025 年欧洲新增储能装机增长 36%



资料来源: SPE, 中信建投

图表28: SPE 预计到 2029 年欧洲新增装机 118GWh



资料来源: SPE, 中信建投

SPE 认为未来几年欧洲储能将继续保持高速增长, 2029 年欧洲有望新增 118GWh 装机, 2025-2029 年均增速 41%, 其中, 2029 年大储新增 81.4GWh, 年均增速 49%; 工商储新增 20GWh, 年均增速 54%; 户储新增 16.5GWh, 年均增速 14%。相比中国、美国市场, 欧洲增长最为明确。

从格局来看, 欧洲电网级储能项目储备规模庞大且类型多样, 市场上有数百家参与者, 排名前 15 位的业主占据了总运营和规划容量的三分之一左右, 市场参与者可以主要分为开发商、投资基金、独立电力生产商(IPP)、独立灵活供应商(IFP)、公用事业公司和地方当局六类。较为分散的业主格削弱了“巨无霸”型业主独霸市场的可能性, 有利于设备供应商获取议价权。

图表29: 欧洲业主较为分散

Share of company type in top 15 asset owners (% operational MW)



Source: Wood Mackenzie.  
Note: Pivot Power belongs to EDF Renewable since 2019

Top 15 asset owners by company type



资料来源: Wood Mackenzie, 中信建投

为获取海外市场, 公司以欧洲为突破口, 已积累较多欧洲项目业绩, 如实施瑞典斯德哥尔摩调频储能、德国瓦尔特斯豪森电站及国王湖独立储能等标杆项目等。

**图表30： 公司积累的海外项目多位于欧洲**

| 项目名称           | 规模               | 项目进程                                             |
|----------------|------------------|--------------------------------------------------|
| 德国国王湖独立储能电站项目  | 10.35MW/22.36MWh | 2024 年 7 月正式立项，2024 年 12 月完成安装调试，2025 年 2 月进入试运行 |
| 德国瓦尔特斯豪森储能电站项目 | 未公布（中型电站）        | 2024 年 5 月签订合同，2024 年 12 月完成交付，2025 年 5 月顺利并网    |
| 瑞典斯德哥尔摩储能调频项目  | 未公布（电网侧调频储能系统）   | 2024 年 5 月启动，2025 年 3 月通过验收                      |
| 芬兰分布式储能电站项目    | 未公布（分布式布局）       | 2024 年交付                                         |

资料来源：公司招股书、北极星储能网，中信建投

公司近期获得欧洲 GWh 级大型电站项目，证明了公司的海外落地能力。6 月 23 日，公司与欧洲大型储能项目开发商 Repono 正式达成战略合作，双方将在 2027 年前共同推进总规模达 1.4GWh 的电网级储能项目落地。Repono 将充分发挥其在项目开发、选址、电网接入及许可审批方面的丰富经验，而公司则将提供涵盖储能系统交付、系统集成、全生命周期服务等一体化解决方案。

### 3.3 海外策略 2：积极与海外集成商、业主合作，加速本地化

除自行开发项目外，公司也与多家海外集成商、业主等客户开展合作。在美国国际太阳能展览会 RE+ 2024 现场，公司与 NW 签署 2024 年新储能系统供货框架协议，与澳大利亚能源集团 Tesseract、全球领先的智能储能、运营服务和资产软件提供商 Fluence Energy, Inc. 和全球领先的开发商 Luminous Energy 达成战略合作，还与 AZZO、PowerSync 美国 Clean Energy Services (CES) 清洁能源服务公司等本地知名企业达成合作。

**图表31：公司已与大量海外客户签署合作协议或项目合同**

| 签约时间        | 国家/地区  | 合作方                   | 主要内容                                              |
|-------------|--------|-----------------------|---------------------------------------------------|
| 2024 年 7 月  | 欧洲（多国） | 施耐德电气                 | 在智慧零碳、AI 数字化、碳足迹管理及工业设计领域合作，共同开拓欧洲能源市场            |
| 2024 年 10 月 | 北美     | Fluence               | 联合研发前沿储能技术，降低部署成本；计划实现批量产品合作                      |
|             | 法国     | NW                    | 深化合作：500MWh 储能产品供货+美国两项目总承包；2026 年底前交付超 1GWh 意向订单 |
|             | 北美     | Luminous Energy       | 共同投资开发北美储能项目，提供系统解决方案                             |
|             | 北美     | Clean Energy Services | 探索运维技术革新，解决效率瓶颈，提升服务质量                            |
| 2024 年      | 德国     | Tauber Energy         | 共同完成德国 Waltershausen 10MW/22MWh 储能项目（已并网）         |
|             | 德国     | KKI                   | 覆盖储能项目开发、建设、运维及投资管理                               |
|             | 澳大利亚   | Tesseract ESS         | 部署近 1GWh 大型储能及工商业项目；设立悉尼亚太总部（2024 年 10 月开业）       |

资料来源：Wind，中信建投

公司也正在加速本地化，在世界各地建立海外子公司、运营中心等。公司在澳大利亚悉尼成立亚太总部，统筹亚太区（除日韩外）储能项目开发、市场拓展及客户服务。在法兰克福建立欧洲总部，负责欧洲市场销售、项目开发及本地化服务。在新加坡成立海博思创国际（新加坡）有限公司，主要辐射东南亚市场。在休斯顿成立北美总部，负责美国市场开发及与 Fluence、Luminous Energy 合作等事务。公司还在英国、法国与当地开发商成立了合资公司，并计划于阿联酋、沙特、菲律宾建立营销及售后网络。

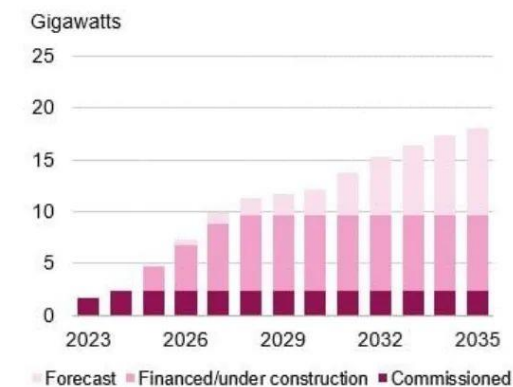
### 3.4 海外其他市场也充满机会，公司正在深度布局

2024 年 10 月，公司在悉尼设立亚太区总部，已与澳大利亚能源集团 Tesseract ESS 签署近 1GWh 大型储能及工商业项目合作协议，并于本地 EMS 企业如 AZZO、PowerSync 等集成能源管理系统，增强项目落地能力，融入本地能源生态链。

澳大利亚能源市场运营商（AEMO）的《2024 年综合系统规划》明确指出，到 2050 年，澳大利亚国家电网将需要高达 49 吉瓦（GW）的电池和抽水蓄能，这是现有储能容量的 15 倍以上。BNEF 指出，到 2035 年，澳大利亚部署公用事业规模电池储能系统装机容量可能会增加 8 倍，从 2024 年的 2.3GW 增长到 18GW。

图表32： 2035 年澳大利亚大型电池储能装机有望增长到 18GW

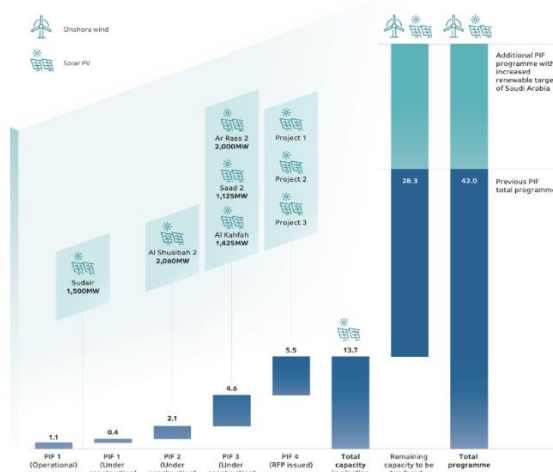
Figure 1: BNEF's forecast for utility-scale battery uptake in Australia



Source: BloombergNEF

图表33： PIF 可再生能源项目已完成招标 13.7GW，总量达到至少 42GW

The Kingdom's renewable energy ambition and PIF programme



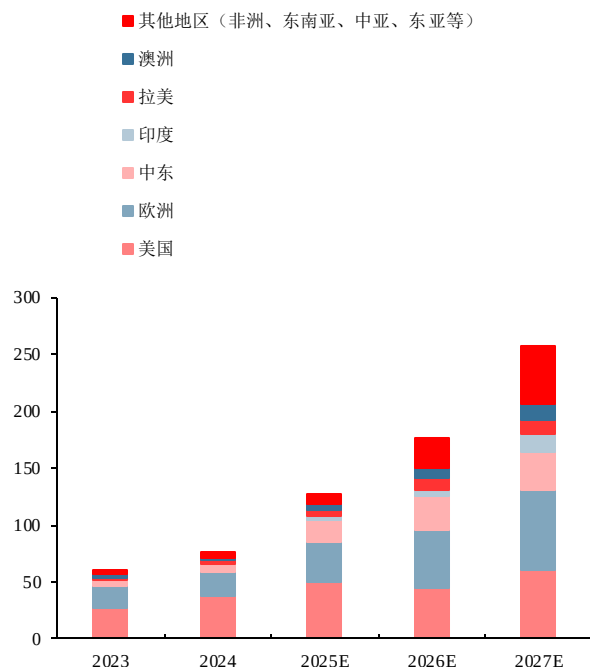
资料来源：BNEF，中信建投

资料来源：PIF，中信建投

中东市场方面，公司正与沙特电力公司（SEC）、阿布扎比国家能源公司（TAQA）洽谈项目联合开发，探索光储一体化电站。中东市场去年开启了若干 10GWh 级别大型储能项目，总量超过 40GWh 级别，我们认为未来随着中东引入 AI 计算中心等耗能大户，预计中东光伏、储能需求将进一步增长。

东南亚市场方面，公司依托位于新加坡的海博思创国际有限公司统筹东南亚销售与技术支持。6 月 26 日，公司云南普洱制造基地落成运转，作为面向东南亚的产能跳板，能够将物流成本降低 30%。未来公司规划复制新加坡“光储充一体化”模式至泰国、越南等充电需求旺盛地区，探索独立储能电站，参与东南亚电力辅助服务市场。

图表34：海外储能新增容量预计 2025-2027 年分别为 127、176、257GWh



资料来源：CNESA、EIA、SPE、中信建投测算

图表35：公司云南普洱制造基地落成



资料来源：公司官网，中信建投

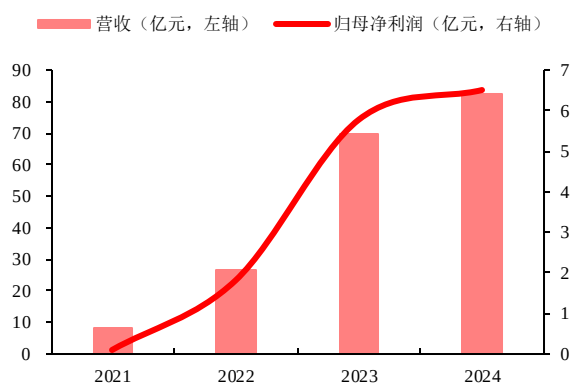
我们预计 2025-2027 年海外储能新增装机分别达到 127、176、257GWh，海外储能新增装机空间较大。公司完成了认证、项目业绩、合作渠道以及产能积累，海外业务有望开启高速增长。

## 四、公司财务优秀，是盈利能力最强的国内集成商

### 4.1 公司单位盈利正处于拐点之上，后续有望提升

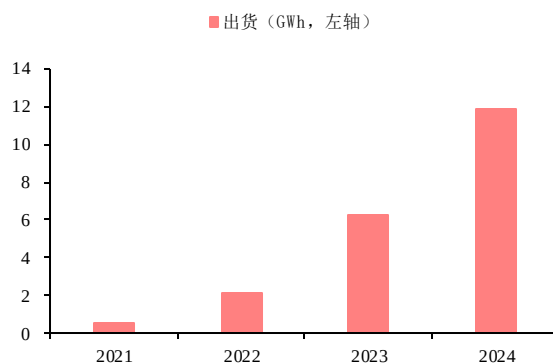
公司出货量从 2021 年不到 1GWh 增长到 2024 年接近 12GWh，增长十分迅猛；同时公司的营业收入也从 2021 年不到 10 亿增长到 2024 年 82.7 亿。业绩方面，公司 2021 年归母净利润仅 1000 余万，至 2024 年已增长至 6.48 亿。

图表36： 公司营收增长迅猛，2024 年因储能系统单价下降，收入增速减缓



资料来源：公司公告，中信建投

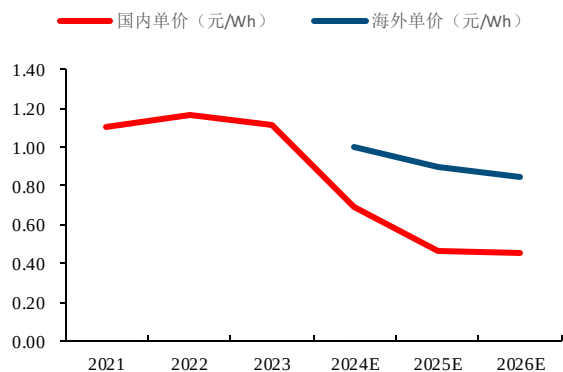
图表37： 公司出货增长迅速，2024 年接近 12GWh



资料来源：公司公告，中信建投

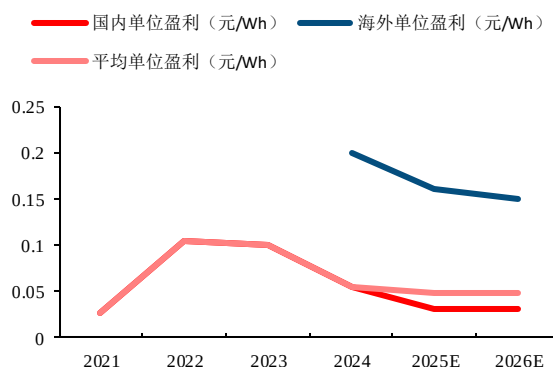
储能系统出货单价方面，2021-2023 年处于国内储能市场发展、兴起的早期，价格均在 1 元/Wh 以上，与行业情况相符合。2024 年开始，由于锂价显著下降导致锂电池价格下降，储能系统价格一路走低，公司 2024 年出货储能系统均价约为 0.69 元/Wh，较 2021-2023 年显著下降。今年一季度公司出货约为近 3GWh，测算来看，均价已降至约 0.51 元/Wh。

图表38： 公司国内单价预计触底



资料来源：公司公告，中信建投

图表39： 公司国内和单位盈利预计将趋稳



资料来源：公司公告，中信建投



从单位盈利来看，2021-2024 年呈现先升后降趋势，2021 年因公司规模效应尚未显现，单位盈利约 0.028 元/Wh。2022-2023 年公司均价较高，盈利能力达到 0.1 元/Wh 左右。2024 年，因储能系统单价降低，我们测算公司平均单位盈利约为 0.056 元/Wh，至 2025 年 Q1，因单价进一步下降，单位净利下降至 0.03 元/Wh 左右。但后续因国内储能系统中标均价逐渐维持在 0.5 元/Wh 上下公司国内出货的单位净利将至少维持在 0.03 元/Wh，并且随着独立储能占比进一步上升，公司国内市场单位盈利将触底回升。

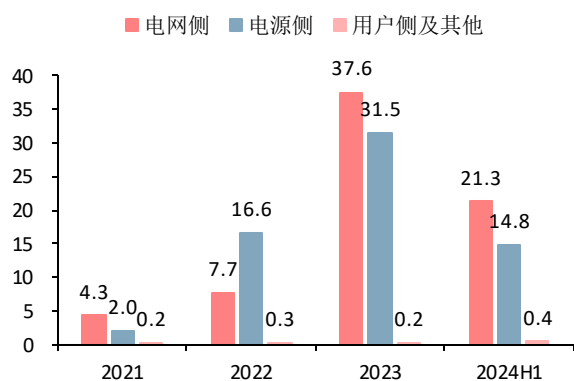
海外方面，预计公司 2024 年出货海外的单价约为 1 元/Wh，毛利率达到 42.1%，据此测算公司海外单位盈利可能在 0.2 元/Wh 以上。合理预计随着公司海外出货规模的增大，未来单位盈利有望继续保持在 0.15 元/Wh 左右。

总的来看，公司单位盈利今年 Q1 预计已经触底，后续随着独立储能占比提升、海外出货增加，以及规模效应进一步凸显，单位盈利（平均）有望维持在全年 0.05 元/Wh 左右水平并维持。

## 4.2 价格与成本端：公司电网侧独立储能占比较高，电池采购锁价具备成本优势

电网侧独立储能项目通常较新能源强配项目有更高的技术要求（需接入电网调度系统，有独立的调度编号，可接受调度指令并参与现货市场、辅助服务等操作），经济性更好，业主投资目标也多以获取财务收益为主，而不是以满足强配目标为主。因此独立储能相比新能源强配项目单价往往更高，供应商毛利率也更高。举例来说，公司今年中标的两个项目，独立储能项目单价 0.649 元/Wh 明显高于新能源配储项目的 0.49 元/Wh。

图表40： 公司储能系统收入来源以电网侧独立储能为主  
（单位：亿元）



资料来源：公司招股书，中信建投

图表41： 公司中标的独立储能项目单价高于新能源配储项目

| 中标时间      | 项目名称                    | 项目类型      | 单价         |
|-----------|-------------------------|-----------|------------|
| 2025.3.31 | 云南麻栗坡县 100MW/200 MWh 项目 | 独立储能      | 0.649 元/Wh |
| 2025.1.24 | 华能 2025 年度 4GWh 储能系统框架采 | 集采（新能源配储） | 0.49 元/Wh  |

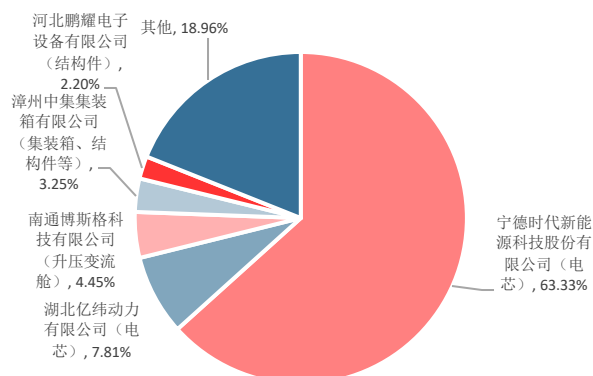
资料来源：招投标公共服务平台，中信建投

除 2022 年外，2021-2024H1 公司电网侧储能项目的收入一直高于电源侧储能，是公司业务的主流，贡献一定的溢价，对公司盈利能力有正面作用。

成本方面，公司拓展关键设备采购供应商，尤其是对系统成本占比最高的电芯，已从初期的依赖宁德时代，到 2024 年上半年亿纬动力份额已超过宁德时代。

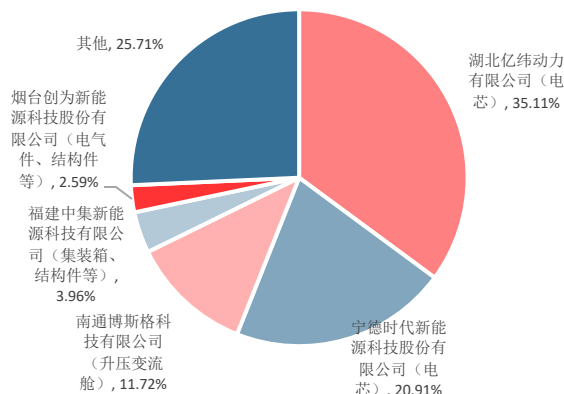


图表42： 2023 年公司采购最大份额来自宁德时代



资料来源：公司招股书，中信建投

图表43： 2024 年上半年亿纬动力份额已超过宁德时代



资料来源：公司招股书，中信建投

公司为确保电芯供应稳定、相对低价，与电芯供应商签订电芯采购协议。比如 2025 年 2 月，公司与亿纬锂能签订 50GWh 电芯战略采购协议，订单有效期持续到 2027 年。公司采用长单锁量锁价，有助于维持电芯采购的价格稳定，尤其是在价格上涨时，公司基于规模优势，与供应商签订锁量锁价协议可以一定程度上避免成本上涨风险。

根据公司招股书，从 2021 年度到 2024 年上半年，电芯采购价格变动幅度分别为 18.35%、43.09%、-32.49%、-51.92%，呈现先升后降趋势。2020、2021 年，方形动力电芯均价分别为 0.56、0.6 元/Wh。考虑储能电芯多为 0.5C，价格较 2C 动力电芯为低，合理假设 2020 年储能电芯市场均价为 0.5 元/Wh。2021 年由于下半年锂价已开始上涨，储能电芯开始出现缺货，预计市场均价与动力电芯相似，约 0.6 元/Wh。2022、2023 年，根据鑫椤锂电数据，方形储能电芯全年均价分别为 0.85、0.67 元/Wh，其中 2023 年上半年电芯均价约为 0.81 元/Wh。

图表44： 公司通过锁量锁价协议等确保电芯供应并保证采购价不高于当时市场价

|                     | 2020 | 2021   | 2022   | 2023    | 2023H1 | 2024H1  |
|---------------------|------|--------|--------|---------|--------|---------|
| 储能电芯市场价格（元/Wh）      | 0.5  | 0.6    | 0.85   | 0.67    | 0.81   | 0.38    |
| 市场单价变动幅度            |      |        |        |         |        |         |
| 实际单价变动幅度            |      | 18.35% | 43.09% | -32.49% |        | -51.92% |
| 公司电芯实际采购单价（元/Wh，推算） | 0.5  | 0.592  | 0.847  | 0.572   | 0.712  | 0.342   |

资料来源：公司招股书，中信建投

假设 2020 年时公司采购储能电芯单价等于当年市场均价，即 0.5 元/Wh，则根据公司招股书披露的采购单价变动幅度，我们计算出公司 2021、2022、2023、2024H1 采购均价约为 0.592、0.847、0.572、0.342 元/Wh，我们预计，公司通过在合适的时机（比如碳酸锂价格上涨的阶段）通过锁价锁量等协议，确保电芯供应并保证采购价格至少不高于当时市场均价，对降低采购成本有一定贡献。

### 4.3 人才端：公司高管多为海外高学历人才，对电力系统理解深刻

公司核心管理人员学历高，多为硕士及以上学历，涵盖电气工程、计算机科学、材料科学与工程、工商管理等多个专业领域，普遍具备丰富的行业经验。其中，公司董事长张剑辉本科、硕士毕业于清华大学电机系，

博士赴美国加州大学伯克利分校深造，获电气工程与计算机专业博士学位。两位联合创始人钱昊、舒鹏分别具备电气工程及其自动化博士学位和材料科学与工程硕士学位。创始人团队回国前均在美国国家半导体公司担任工程师。

**图表45： 公司三位联合创始人创业前均获得电气、材料硕博学位，并具备海外工作经历**

| 姓名  | 职务             | 学历    | 专业                        | 履历                                     |
|-----|----------------|-------|---------------------------|----------------------------------------|
| 张剑辉 | 董事长、总经理        | 博士研究生 | 美国加州大学伯克利分校<br>电气工程与计算机科学 | 2005.05-2010.11 美国国家半导体公司 资深电路设计工程师、经理 |
|     |                |       |                           | 2010.11-2012.02 西门子（中国）有限公司智能电网集团 CTO  |
|     |                |       |                           | 2011.11 创立海博有限 任董事长、总经理                |
| 钱昊  | 董事、副总经理、核心技术人员 | 博士研究生 | 美国弗吉尼亚理工大学 电气工程           | 2009.09-2011.08 美国国家半导体公司 高级电路工程师      |
|     |                |       |                           | 2011.09-2012.07 德州仪器 高级系统工程师           |
|     |                |       |                           | 2012.08 加入海博有限 任副总经理                   |
| 舒鹏  | 董事、副总经理        | 硕士研究生 | 美国斯坦福大学 材料科学与工程           | 2009.06-2010.04 美国国家半导体公司 应用工程师        |
|     |                |       |                           | 2011.11 加入海博有限 任副总经理                   |

资料来源：公司招股书，中信建投

公司技术团队呈现“高学历+跨学科”特征，其中上市时研发团队 322 人（占员工总数 30%），其中 70% 为硕博，核心成员来自清华、斯坦福、伯克利等高校。另外，董事会引入的资本方代表强化产学研融合，其中清华系资本银杏天使（持股 6.83%）、清控华科（持股 4.17%）提供技术转化资源。产业资本如华能投资、蔚来资本等推动车储联动技术开发。

## 4.4 “储能+X” 渗透全场景，设立产业基金、后端运维双轮并行，为业主提供一条龙服务

公司在 2025 年 SNEC 光伏储能展上，展出了“储能+X”全场景解决方案，本质上就是推出适合各个场景的定制化产品和服务。比如与珠海科技集团合作“光伏+立体种植+智慧储能”一体化项目；与双登集团合作推动“储能+数据中心”应用；与汇川技术、北京科锐合作“储能+矿山”项目；与威尔普斯合作定制“储能+油田”产品方案，解决油田供电不稳定问题。

图表46： 公司提出“储能+X”全场景解决方案



资料来源：海博思创，中信建投

图表47： 公司向新加坡开发商提供 5000 套充储一体机

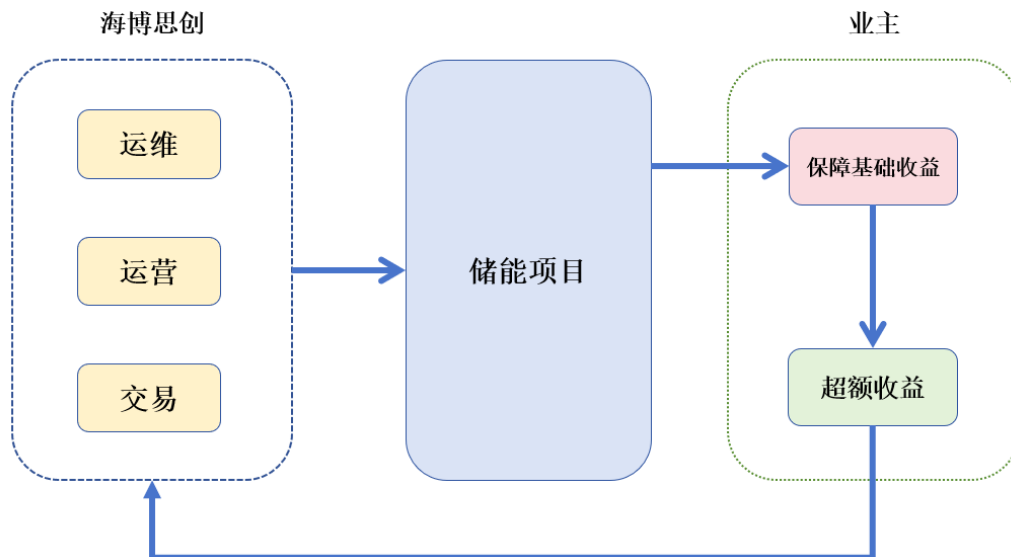


资料来源：海博思创，中信建投

作为“储能+X”战略的实施案例，近期，公司与新加坡能源开发商 Alpina 签署合作协议，公司将在 2025-2027 年向后者提供 5000 套充储一体机，携手开拓新加坡及亚太地区的电动汽车充电市场储能应用。利用储能提供功率支撑，充电桩可超配 2-5 倍，场站充电能力提高 40%-80%，并延缓变压器增容需求。

公司依托海量过往项目业绩，延伸项目后市场，即储能的运维与代理经营。公司利用过往项目运营数据，开展运维+代运营业务，对业主投资的项目进行托管，并收取项目运维等费用。少量项目公司可通过保障业主一定的基础收益，并有望对超额收益进行分成。

图表48： 公司通过“运维、运营、交易”一体，为业主保障一定的基础收益，并收取运维费用，并可能从超额收益中获利



资料来源：中信建投绘制

除了项目后市场外，公司还与业主合作成立产业基金，从项目前端入手，打造投资、建设、运维三位一体体系。2025 年 7 月，公司与越秀产业基金达成战略合作，统统打造“行业标杆级储能产业基金”，涵盖开发型基金、持有型基金和创新型资产证券化基金三类，覆盖项目全生命周期资本需求。公司主要提供储能技术、系统集成及项目运营能力，主导项目开发落地。越秀产业基金则提供资金支持及金融工具创新，撬动更多社会

资本（如电网公司、新能源发电集团、民营企业等）投入储能领域。

横向来看，“储能+X”战略下的海博思创，将跳出传统源网侧大储的项目渠道，拓展更多应用场景。纵向来看，公司通过成立产业基金绑定业主和社会资本，从前端获取项目；并延伸项目运维、运营、交易等后端市场。公司有望取得蓬勃发展。

## 五、结论和投资建议：集成龙头行稳致远，国内市场可以更加乐观、海外市场突破进行时

我们预计，公司将在国内市场保持高市占率，同时突破海外市场。其中，国内市场下半年独立储能、新能源自发自储起量，将在明后年继续维持较高速增长，并保持较高规模。海外市场欧洲将保持较高速增长 5 年以上，美国明年因关税、法案等问题增长放缓，但后年在逐步解决供应链问题后，将保持增长。亚非拉等市场方面，中东、澳洲、印度等地增速较快。

**图表49： 预计 2025-2027 年全球新增储能容量 257、336、467GWh**

|    | 容量                   | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         | 2025E        | 2026E        | 2027E        |
|----|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 地区 | 中国新增容量 (GWh)         | 5            | 15.4         | 44.4         | 110          | 130          | 160          | 210          |
|    | 其中大储                 | <b>4.74</b>  | <b>14.91</b> | <b>41.40</b> | <b>102.7</b> | <b>118.5</b> | <b>145</b>   | <b>190</b>   |
|    | 美国新增容量 (GWh)         | 10.9         | 13.2         | 27.7         | 37.1         | 50           | 45           | 60           |
|    | 其中大储                 | <b>9.65</b>  | <b>11.31</b> | <b>25.59</b> | <b>33.84</b> | <b>44.08</b> | <b>37.80</b> | <b>51.00</b> |
|    | 欧洲新增容量 (GWh)         | 4.2          | 10.4         | 19           | 21.9         | 35           | 50           | 70           |
|    | 其中大储                 | <b>1.20</b>  | <b>3.10</b>  | <b>4.90</b>  | <b>8.90</b>  | <b>24.17</b> | <b>36.50</b> | <b>52.50</b> |
|    | 海外其他新增容量 (GWh)       | 8.3          | 14.7         | 13.5         | 16.5         | 42           | 81           | 127          |
|    | 其中：中东                |              |              | 5            | 6            | 20           | 30           | 35           |
|    | 其中：印度                |              |              | 0.5          | 0.5          | 3            | 6            | 15           |
|    | 其中：拉美                |              |              | 2            | 3            | 5            | 10           | 12           |
|    | 其中：澳洲                |              |              | 2            | 3            | 6            | 10           | 15           |
|    | 其中：其他地区 (非洲、东南亚、中亚等) |              |              | 4            | 4            | 8            | 25           | 50           |
|    | 其中大储                 |              | <b>10.7</b>  | <b>8.5</b>   | <b>8.5</b>   | <b>30</b>    | <b>61</b>    | <b>97</b>    |
| 合计 | 全球新增储能容量 (GWh)       | <b>28.4</b>  | <b>53.7</b>  | <b>104.6</b> | <b>185.5</b> | <b>257</b>   | <b>336</b>   | <b>467</b>   |
|    | 其中大储                 | <b>23.89</b> | <b>40.02</b> | <b>80.4</b>  | <b>153.9</b> | <b>216.7</b> | <b>280.3</b> | <b>390.5</b> |
|    | 全球新增储能容量 YoY         |              |              | 94.79%       | 77.34%       | 38.54%       | 30.74%       | 38.99%       |
|    | 其中大储 YoY             |              |              |              | 91.44%       | 40.82%       | 29.33%       | 39.32%       |

资料来源：海博思创，中信建投

我们认为公司 2025-2027 总的储能系统销售量（确收口径，下同）将达到 17.2、24、36GWh，其中国内市场维持龙头地位，分别销售 15、20、28GWh，海外取得重要突破，销售 2.2、4.0、8.0GWh，国内单位盈利维持在 0.02-0.03 元/Wh，海外在 0.1-0.18 元/Wh，2025-2027 年归母净利润分别为 8.6、10.4、15.8 亿元，估值分别为 18.5、15.4、10 倍。公司是优秀的储能系统集成商，稳固国内龙头地位的同时，出海之路渐行渐稳，给予“买入”评级。

**图表50： 预计公司 2025-2027 年销售（确收口径）17.2、24、36GWh，归母净利润 8.6、10.4、15.8 亿元**

|                  | 单位   | 2023        | 2024        | 2025E       | 2026E        | 2027E        |
|------------------|------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| 销售               | GWh  | 6.2         | 11.8        | 17.2        | 24.0         | 36.0         |
| 国内销售（GWh，左轴）     | GWh  | 6.2         | 11.3        | 15.0        | 20.0         | 28.0         |
| 海外销售（GWh，左轴）     | GWh  | /           | 0.5         | 2.2         | 4.0          | 8.0          |
| 单价（平均）           | 元/Wh | 1.12        | 0.69        | 0.51        | 0.50         | 0.50         |
| 单价（国内）           | 元/Wh | 1.12        | 0.69        | 0.45        | 0.43         | 0.42         |
| 单价（海外）           | 元/Wh | /           |             | 0.90        | 0.85         | 0.80         |
| 单位盈利（平均，元/Wh，右轴） | 元/Wh | 0.099       | 0.056       | 0.050       | 0.043        | 0.044        |
| 国内单位盈利           | 元/Wh | 0.1         | 0.056       | 0.031       | 0.024        | 0.022        |
| 海外单位盈利           | 元/Wh |             | 0.200       | 0.180       | 0.140        | 0.120        |
| 收入               | 亿元   | <b>69.8</b> | <b>82.7</b> | <b>87.3</b> | <b>120.0</b> | <b>181.6</b> |
| 归母净利润            | 亿元   | <b>5.8</b>  | <b>6.3</b>  | <b>8.6</b>  | <b>10.4</b>  | <b>15.8</b>  |

资料来源：公司招股书、公司年报、中信建投

## 风险分析

**1) 需求方面：**国内储能装机增速不及预期，新能源投资增速下降；海外储能需求不及预期，海外碳中和进度放缓。

**2) 供给方面：**IGBT 等电力电子器件供给紧张，国产化进度不及预期；铜、铝、钢等金属原材料价格和加工费用上涨。

**3) 政策方面：**储能相关扶持政策不及预期；容量电价补偿标准低于预期；电力现货市场推进进度不及预期；电力峰谷价差不及预期。

**4) 国际形势方面：**国际贸易壁垒加深，出口受阻；本地化生产要求提高，成本上升；国际冲突导致海运费用上涨、交期延长。

**5) 市场方面：**竞争加剧导致储能电池、集成商、PCS 厂商毛利率、盈利能力低于预期；公司市场竞争策略失误。



## 报表预测

资产负债表 (百万元)

| 会计年度           | 2023A           | 2024A            | 2025E            | 2026E            | 2027E            |
|----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <b>流动资产</b>    | <b>8,260.99</b> | <b>9,673.12</b>  | <b>11,160.00</b> | <b>15,461.26</b> | <b>22,818.86</b> |
| 现金             | 3,319.20        | 3,034.52         | 4,547.78         | 7,243.18         | 11,793.77        |
| 应收票据及应收账款      | 2,275.80        | 4,907.45         | 4,213.40         | 5,134.08         | 6,774.51         |
| 其他应收款          | 38.51           | 39.96            | 80.73            | 110.97           | 167.93           |
| 预付账款           | 27.44           | 58.95            | 70.91            | 97.47            | 147.50           |
| 存货             | 2,442.31        | 1,421.24         | 1,909.59         | 2,411.51         | 3,232.88         |
| 其他流动资产         | 157.72          | 210.99           | 337.60           | 464.05           | 702.27           |
| <b>非流动资产</b>   | <b>971.94</b>   | <b>1,298.39</b>  | <b>1,210.63</b>  | <b>1,099.52</b>  | <b>1,012.29</b>  |
| 长期投资           | 375.99          | 431.52           | 428.57           | 425.63           | 422.69           |
| 固定资产           | 236.49          | 437.20           | 375.86           | 313.19           | 249.19           |
| 无形资产           | 36.43           | 70.85            | 59.04            | 47.23            | 35.42            |
| 其他非流动资产        | 323.03          | 358.82           | 347.16           | 313.47           | 304.99           |
| <b>资产总计</b>    | <b>9,232.93</b> | <b>10,971.50</b> | <b>12,370.63</b> | <b>16,560.78</b> | <b>23,831.15</b> |
| <b>流动负债</b>    | <b>6,659.73</b> | <b>7,587.49</b>  | <b>8,236.98</b>  | <b>11,515.96</b> | <b>17,374.11</b> |
| 短期借款           | 534.12          | 982.78           | 0.00             | 0.00             | 0.00             |
| 应付票据及应付账款      | 4,838.44        | 5,594.46         | 6,350.26         | 8,910.40         | 13,438.49        |
| 其他流动负债         | 1,287.16        | 1,010.25         | 1,886.72         | 2,605.56         | 3,935.63         |
| <b>非流动负债</b>   | <b>183.66</b>   | <b>236.97</b>    | <b>203.30</b>    | <b>172.04</b>    | <b>146.25</b>    |
| 长期借款           | 60.64           | 104.19           | 70.52            | 39.26            | 13.46            |
| 其他非流动负债        | 123.01          | 132.79           | 132.79           | 132.79           | 132.79           |
| <b>负债合计</b>    | <b>6,843.38</b> | <b>7,824.46</b>  | <b>8,440.28</b>  | <b>11,688.00</b> | <b>17,520.36</b> |
| 少数股东权益         | 4.74            | 5.84             | 13.95            | 23.70            | 38.59            |
| 股本             | 133.30          | 133.30           | 133.30           | 133.30           | 133.30           |
| 资本公积           | 1,628.32        | 1,736.87         | 1,736.87         | 1,736.87         | 1,736.87         |
| 留存收益           | 623.19          | 1,271.03         | 2,046.23         | 2,978.90         | 4,402.03         |
| 归属母公司股东权益      | 2,384.81        | 3,141.20         | 3,916.40         | 4,849.07         | 6,272.20         |
| <b>负债和股东权益</b> | <b>9,232.93</b> | <b>10,971.50</b> | <b>12,370.63</b> | <b>16,560.78</b> | <b>23,831.15</b> |

现金流量表 (百万元)

| 会计年度           | 2023A          | 2024A           | 2025E            | 2026E           | 2027E           |
|----------------|----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|
| <b>经营活动现金流</b> | <b>109.72</b>  | <b>889.98</b>   | <b>2,625.43</b>  | <b>2,809.96</b> | <b>4,701.28</b> |
| 净利润            | 577.95         | 648.95          | 871.29           | 1,048.28        | 1,599.54        |
| 折旧摊销           | 57.52          | 84.41           | 106.84           | 108.16          | 84.29           |
| 财务费用           | -5.87          | 9.35            | 12.34            | -17.97          | -32.04          |
| 投资损失           | -2.45          | -11.66          | -10.98           | -10.98          | -10.98          |
| 营运资金变动         | -679.06        | -141.07         | 1,658.64         | 1,673.13        | 3,051.14        |
| 其他经营现金流        | 161.63         | 300.02          | -12.69           | 9.33            | 9.33            |
| <b>投资活动现金流</b> | <b>-144.25</b> | <b>-225.10</b>  | <b>4.59</b>      | <b>4.59</b>     | <b>4.59</b>     |
| 资本支出           | 114.51         | 207.99          | 0.00             | 0.00            | 0.00            |
| 长期投资           | -0.61          | 0.00            | 0.00             | 0.00            | 0.00            |
| 其他投资现金流        | -258.15        | -433.09         | 4.59             | 4.59            | 4.59            |
| <b>筹资活动现金流</b> | <b>267.22</b>  | <b>393.44</b>   | <b>-1,116.77</b> | <b>-119.15</b>  | <b>-155.28</b>  |
| 短期借款           | 300.43         | 448.66          | -982.78          | 0.00            | 0.00            |
| 长期借款           | 32.43          | 43.54           | -33.67           | -31.26          | -25.80          |
| 其他筹资现金流        | -65.64         | -98.76          | -100.33          | -87.89          | -129.49         |
| <b>现金净增加额</b>  | <b>232.09</b>  | <b>1,059.39</b> | <b>1,513.25</b>  | <b>2,695.40</b> | <b>4,550.59</b> |

资料来源: 公司公告, iFinD, 中信建投证券

利润表 (百万元)

| 会计年度            | 2023A           | 2024A           | 2025E           | 2026E            | 2027E            |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| <b>营业收入</b>     | <b>6,981.91</b> | <b>8,269.70</b> | <b>8,730.00</b> | <b>12,000.00</b> | <b>18,160.00</b> |
| 营业成本            | 5,602.84        | 6,743.61        | 6,970.00        | 9,780.00         | 14,750.00        |
| 营业税金及附加         | 29.93           | 21.63           | 17.46           | 24.00            | 36.32            |
| 销售费用            | 202.75          | 280.33          | 268.88          | 357.60           | 544.80           |
| 管理费用            | 166.68          | 194.08          | 178.97          | 240.00           | 354.12           |
| 研发费用            | 178.57          | 250.17          | 244.44          | 336.00           | 508.48           |
| 财务费用            | -5.87           | 9.35            | 12.34           | -17.97           | -32.04           |
| 资产减值损失          | -58.67          | -63.49          | -34.92          | -48.00           | -72.64           |
| 信用减值损失          | -86.72          | -149.60         | -113.49         | -144.00          | -217.92          |
| 其他收益            | 64.05           | 170.95          | 87.46           | 87.46            | 87.46            |
| 公允价值变动收益        | 0.00            | -9.56           | 0.00            | 0.00             | 0.00             |
| 投资净收益           | 2.45            | 11.66           | 10.98           | 10.98            | 10.98            |
| 资产处置收益          | 1.63            | 0.33            | 0.51            | 0.51             | 0.51             |
| <b>营业利润</b>     | <b>729.75</b>   | <b>730.83</b>   | <b>988.45</b>   | <b>1,187.32</b>  | <b>1,806.71</b>  |
| 营业外收入           | 1.44            | 0.62            | 1.27            | 1.27             | 1.27             |
| 营业外支出           | 26.56           | 4.22            | 10.75           | 10.75            | 10.75            |
| <b>利润总额</b>     | <b>704.62</b>   | <b>727.23</b>   | <b>978.97</b>   | <b>1,177.85</b>  | <b>1,797.23</b>  |
| 所得税             | 126.67          | 78.29           | 107.69          | 129.56           | 197.70           |
| <b>净利润</b>      | <b>577.95</b>   | <b>648.95</b>   | <b>871.29</b>   | <b>1,048.28</b>  | <b>1,599.54</b>  |
| 少数股东损益          | -0.16           | 1.11            | 8.11            | 9.75             | 14.88            |
| <b>归属母公司净利润</b> | <b>578.12</b>   | <b>647.84</b>   | <b>863.18</b>   | <b>1,038.53</b>  | <b>1,584.65</b>  |
| EBITDA          | 756.27          | 820.99          | 1,098.15        | 1,268.04         | 1,849.48         |
| EPS (元)         | 3.21            | 3.60            | 4.79            | 5.77             | 8.80             |

主要财务比率

| 会计年度            | 2023A   | 2024A  | 2025E   | 2026E   | 2027E   |
|-----------------|---------|--------|---------|---------|---------|
| <b>成长能力</b>     |         |        |         |         |         |
| 营业收入(%)         | 165.89  | 18.44  | 5.57    | 37.46   | 51.33   |
| 营业利润(%)         | 204.14  | 0.15   | 35.25   | 20.12   | 52.17   |
| 归属于母公司净利润       | 226.13  | 12.06  | 33.24   | 20.31   | 52.59   |
| <b>获利能力</b>     |         |        |         |         |         |
| 毛利率(%)          | 19.75   | 18.45  | 20.16   | 18.50   | 18.78   |
| 净利率(%)          | 8.28    | 7.83   | 9.89    | 8.65    | 8.73    |
| ROE(%)          | 24.24   | 20.62  | 22.04   | 21.42   | 25.26   |
| ROIC(%)         | -157.89 | 184.45 | 43.84   | 313.07  | -140.49 |
| <b>偿债能力</b>     |         |        |         |         |         |
| 资产负债率(%)        | 74.12   | 71.32  | 68.23   | 70.58   | 73.52   |
| 净负债比率(%)        | -114.01 | -61.89 | -113.91 | -147.84 | -186.67 |
| 流动比率            | 1.24    | 1.27   | 1.35    | 1.34    | 1.31    |
| 速动比率            | 0.85    | 1.05   | 1.07    | 1.08    | 1.08    |
| <b>营运能力</b>     |         |        |         |         |         |
| 总资产周转率          | 0.76    | 0.75   | 0.71    | 0.72    | 0.76    |
| 应收账款周转率         | 3.24    | 1.73   | 2.15    | 2.43    | 2.81    |
| 应付账款周转率         | 2.09    | 2.89   | 2.43    | 2.43    | 2.43    |
| <b>每股指标 (元)</b> |         |        |         |         |         |
| 每股收益(最新摊薄)      | 3.21    | 3.60   | 4.79    | 5.77    | 8.80    |
| 每股经营现金流(最新摊薄)   | 0.61    | 4.94   | 14.58   | 15.60   | 26.10   |
| 每股净资产(最新摊薄)     | 13.24   | 17.44  | 21.75   | 26.93   | 34.83   |
| <b>估值比率</b>     |         |        |         |         |         |
| P/E             | 27.63   | 24.66  | 18.51   | 15.38   | 10.08   |
| P/B             | 6.70    | 5.09   | 4.08    | 3.29    | 2.55    |
| EV/EBITDA       | 18.45   | 18.11  | 11.28   | 7.89    | 3.27    |

## 分析师介绍

### 朱玥

中信建投证券电力设备新能源行业首席分析师。2021 年加入中信建投证券研究发展部，8 年证券行业研究经验，曾就职于兴业证券、方正证券，《财经》杂志，专注于新能源产业链研究和国家政策解读跟踪，在 2019 至 2022 年期间带领团队多次在新财富、金麒麟，水晶球等行业权威评选中名列前茅。

### 雷云泽

中信建投证券电力设备及新能源研究员，清华大学大学电气工程硕士，研究方向为储能、电力设备。2022 年所在团队荣获新财富最佳分析师评选第四名，2022 年上证报最佳电力设备新能源分析师第二名，金麒麟评选光伏设备第二名，金麒麟电池行业第三名，金麒麟新能源汽车第三名，水晶球新能源行业第三名，水晶球电力设备行业第五名。

## 评级说明

| 投资评级标准                                                                                                                                         |      | 评级   | 说明            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|---------------|
| 报告中投资建议涉及的评级标准为报告发布日后6个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6个月内公司股价（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。A股市场以沪深300指数作为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数作为基准；美国市场以标普500指数为基准。 | 股票评级 | 买入   | 相对涨幅 15%以上    |
|                                                                                                                                                |      | 增持   | 相对涨幅 5%—15%   |
|                                                                                                                                                |      | 中性   | 相对涨幅-5%—5%之间  |
|                                                                                                                                                |      | 减持   | 相对跌幅 5%—15%   |
|                                                                                                                                                |      | 卖出   | 相对跌幅 15%以上    |
|                                                                                                                                                | 行业评级 | 强于大市 | 相对涨幅 10%以上    |
|                                                                                                                                                |      | 中性   | 相对涨幅-10-10%之间 |
|                                                                                                                                                |      | 弱于大市 | 相对跌幅 10%以上    |

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：（i）以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，结论不受任何第三方的授意或影响。（ii）本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

## 法律主体说明

本报告由中信建投证券股份有限公司及/或其附属机构（以下合称“中信建投”）制作，由中信建投证券股份有限公司在中华人民共和国（仅为本报告目的，不包括香港、澳门、台湾）提供。中信建投证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由中信建投（国际）证券有限公司在香港提供。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页。

## 一般性声明

本报告由中信建投制作。发送本报告不构成任何合同或承诺的基础，不因接收者收到本报告而视其为中信建投客户。

本报告的信息均来源于中信建投认为可靠的公开资料，但中信建投对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载观点、评估和预测仅反映本报告出具日该分析师的判断，该等观点、评估和预测可能在不发出通知的情况下有所变更，亦有可能因使用不同假设和标准或者采用不同分析方法而与中信建投其他部门、人员口头或书面表达的意见不同或相反。本报告所引证券或其他金融工具的过往业绩不代表其未来表现。报告中所含任何具有预测性质的内容皆基于相应的假设条件，而任何假设条件都可能随时发生变化并影响实际投资收益。中信建投不承诺、不保证本报告所含具有预测性质的内容必然得以实现。

本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。中信建投建议所有投资者应就任何潜在投资向其税务、会计或法律顾问咨询。不论报告接收者是否根据本报告做出投资决策，中信建投都不对该等投资决策提供任何形式的担保，亦不以任何形式分享投资收益或者分担投资损失。中信建投不对使用本报告所产生的任何直接或间接损失承担责任。

在法律法规及监管规定允许的范围内，中信建投可能持有并交易本报告中所提公司的股份或其他财产权益，也可能在过去 12 个月、目前或者将来为本报中所提公司提供或者争取为其提供投资银行、做市交易、财务顾问或其他金融服务。本报告内容真实、准确、完整地反映了署名分析师的观点，分析师的薪酬无论过去、现在或未来都不会直接或间接与其所撰写报告中的具体观点相联系，分析师亦不会因撰写本报告而获取不当利益。

本报告为中信建投所有。未经中信建投事先书面许可，任何机构和/或个人不得以任何形式转发、翻版、复制、发布或引用本报告全部或部分内容，亦不得从未经中信建投书面授权的任何机构、个人或其运营的媒体平台接收、翻版、复制或引用本报告全部或部分内容。版权所有，违者必究。

### 中信建投证券研究发展部

北京  
朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼 18 层  
电话：（8610）56135088  
联系人：李祉瑶  
邮箱：lizhiyao@csc.com.cn

上海  
上海浦东新区浦东南路 528 号南塔 2103 室  
电话：（8621）6882-1600  
联系人：翁起帆  
邮箱：wengqifan@csc.com.cn

深圳  
福田区福中三路与鹏程一路交汇处广电金融中心 35 楼  
电话：（86755）8252-1369  
联系人：曹莹  
邮箱：caoying@csc.com.cn

### 中信建投（国际）

香港  
中环交易广场 2 期 18 楼  
电话：（852）3465-5600  
联系人：刘泓麟  
邮箱：charleneliu@csci.hk