

行业深度报告

国内大储市场：因地制宜，蓬勃向上

强于大市（维持）

行情走势图



证券分析师

皮秀

投资咨询资格编号

S1060517070004

PIXIU809@pingan.com.cn

研究助理

张之尧

一般证券从业资格编号

S1060122070042

zhangzhiyao757@pingan.com.cn



平安观点：

- **政策引领、市场跟进，坚定看好国内大储市场发展。**储能是建设高比例新能源供给消纳体系、提高电网柔性和灵活性的关键技术，全球新型储能高速发展。我国是全球新型储能发展的主力市场之一，2021 年累计/新增装机分别达 5.73/2.45GW，占全球的 23%/24%，装机形式以表前大储为主。2022 年我国新型储能装机再创新高，共计 6.21GW/14.32GWh，按功率计算的增速达 153.5%。政策引领下，我国储能产业实现规模化发展在即。分析国内大储装机驱动因素，核心在于两个方面：“政策强配”提供规模支撑，“商业模式”推动装机加速。考虑全国新能源装机的增长、配储比例与时长的增加，以及独立储能商业模式的推动，我们看好国内大储市场发展，预计 2023 年国内大储新增装机有望达 33.2GWh（同比+124.8%）；2025 年新增装机量有望增至 90.2GWh，2022-2025 年 CAGR 达 83%。
- **独立储能引领成长，商业模式是关键看点。**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。2022 年起，国内独立储能模式异军突起，新增装机 7.2GWh、完成招标 20.9GWh，分别占全国装机/招标总量的近五成；2022 年已公布但未进入实质阶段的独立储能项目达 67.7GWh，约为 2022 年国内新型储能装机量的 4 倍。独立储能或将成为引领国内大储装机的主要驱动力，但市场对其商业模式存在一定疑问：独立储能是否/何时可以实现经济性？商业模式不明确的情况下，业主方可能存在观望情绪；经济性或将成为独立储能项目顺利落地的“临门一脚”，是 2023 年装机能否再度超预期的关键因素。
- **“因地制宜”，各省独立储能发展步伐不尽相同，部分地区独立储能理论上已具备经济性。**独立储能理论收益模式有容量租赁、辅助服务、峰谷套利和容量补偿四类，各省收益模式和补偿标准各不相同，因此其经济性需要分省区进行分析。各省独立储能部署步伐有快慢，我们关注现存独立储能投运规模居前的山东、宁夏、湖南，招标或在建项目量领先的山西、甘肃，以及项目储备量超 10GWh 的广东，分别分析了上述 6 个省份的独立储能收益模式，理论 IRR 可达到 7%及以上水平。
- **国内大储市场高景气方向确定，独立储能商业模式落地或进一步刺激装机增速提升。**目前国内独立储能投运案例较为有限，规模发展后如何实现经济性，仍有待继续观察。本报告的分析可以为理解各省独立储能收益模式提供基本的框架，为后续追踪独立储能重点市场的政策发展及装机进度预测提供基础，有助于捕捉国内大储赛道的边际变化。以此框架为始，后续我们将对国内大储市场进行持续跟踪：市场空间方面，一是关注各地实际批复的新能源项目配储比例情况，二是关注项目招标和建设情况；商业模式方面，一是关注重点省份独立储能相关政策的出台，二是关注各地独立储能投运项目的实际运营情况。

- **投资建议：看好国内大储市场机遇，关注重点环节参与者。**我国是全球最主要的储能市场之一，储能装机有望持续增长。国内储能各环节企业在全中国竞争实力强，在国内市场“近水楼台”占据主要份额，分享市场增长红利。对各环节参与者而言，国内大储市场的优势在于准入环境上较海外市场相对友好，无贸易保护风险，确定性强；但局限性在于，储能在新能源配储模式下被视为成本项，存在压价现象，影响企业相关业务的毛利表现。我们认为，国内储能市场具备优良的成长性，且随着储能调用模式和收益模式逐步改善，其低价低质模式有望改善，技术和产品领先的企业毛利率存在改善空间。
- **电池环节：**优质储能电池供给仍稀缺，高“含储量”电池企业业绩弹性大。建议关注：储能电池占比稳步提升、大容量新品有望放量的**亿纬锂能**；聚焦储能赛道、大储产品放量在即的**鹏辉能源**。
- **PCS 和系统集成环节：**装机提速、毛利改善，头部企业加速成长。建议关注：光伏和储能逆变器龙头，具备大功率 PCS 技术积淀和 IGBT 拿货能力的**阳光电源**；聚焦优质区域市场，储能 EPC 订单质量优、成本控制强，具有高业绩弹性的**南网科技**；数据中心+储能双轮驱动，储能 PCS 和集成市场地位领先的**科华数据**。
- **储能安全环节：**竞争格局较好，环节价值量有望持续提升。建议关注：储能温控市场地位领先，业绩增长迅速的**英维克**；储能消防龙头，“三条主线”成长逻辑优秀的**青鸟消防**。
- **风险提示：1.国内储能需求增长不及预期的风险。**现阶段，国内大储项目整体经济性不足，主要依靠政策强配驱动。如果新能源装机增速、配储比例/时长增长不及预期，或与独立储能参与容量租赁、辅助服务或现货市场的经济回报不足，相关方投资建设大储项目的积极性可能受到影响，导致国内储能装机增长不及预期。**2.市场竞争加剧的风险。**储能赛道景气度高，国内已有较多企业试图进入，可能导致市场竞争加剧，对相关企业市场份额和盈利能力造成负面影响。**3.原材料价格上涨或供应不足的风险。**储能电池产业链上游主要为锂材料，变流器产业链上游原材料主要为电力电子器件等。若相应原材料短缺或涨价，可能影响产品交付，或挤压相应公司的利润空间。

公司名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E				评级
		2023/2/9	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	
鹏辉能源	300438	72.96	0.42	1.38	2.32	3.46	173.7	52.9	31.4	21.1	强烈推荐
亿纬锂能	300014	85.16	1.54	1.67	3.25	4.83	55.3	51.1	26.2	17.6	未评级
阳光电源	300274	122.91	1.08	2.14	3.73	5.00	113.8	57.5	33.0	24.6	未评级
南网科技	688248	55.94	0.30	0.38	0.86	1.32	186.5	148.2	64.8	42.3	未评级
科华数据	002335	47.88	0.95	1.05	1.42	1.82	50.4	45.6	33.6	26.3	未评级
英维克	002837	35.79	0.63	0.54	0.77	1.04	56.8	66.7	46.2	34.4	未评级
青鸟消防	002960	32.29	1.49	1.12	1.50	1.93	21.6	28.7	21.6	16.8	未评级

资料来源：Wind，平安证券研究所

注：未覆盖公司采用wind一致预期

正文目录

- 一、 市场回顾：政策驱动大储市场发展，各地步伐不同6
 - 1.1 市场概况：国内储能产业方兴未艾，大储是增长主力 6
 - 1.2 政策回顾：从规模增长到市场成型，储能成长性有支撑 8
 - 1.3 地域差异：因地制宜，各省储能发展模式和进程不一 10
- 二、 市场展望：独立储能引领成长，2025 年将达到 90GWh13
 - 2.1 发展趋势：新能源配储和独立储能殊途同归，独立储能有望成为大储主流形式 13
 - 2.2 商业模式：独立储能经济性成为关键看点，关注重点地区收益模式 16
 - 2.3 市场空间：国内大储市场 2023 年有望超过 30GWh 20
- 三、 产业链：关注电池、PCS 与集成、储能安全等环节机会.....20
 - 3.1 大储产业链各环节介绍 20
 - 3.2 重点标的概况 23
- 四、 投资建议31
- 五、 风险提示32

图表目录

图表 1	储能电力系统各环节具有重要价值	6
图表 2	储能可解决风电光伏规模应用的痛点	6
图表 3	2021 年全球新型储能累计装机 25.4GW	6
图表 4	2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布	6
图表 5	2021 年国内新型储能累计装机 5.7GW	7
图表 6	截至 2021 年底国内新型储能接入位置分布	7
图表 7	2022 年国内投运储能项目容量	7
图表 8	2022 年国内投运储能项目容量及占比	7
图表 9	2022 年国内已完成招标的储能项目容量	8
图表 10	2022 年国内已完成招标的储能项目容量占比	8
图表 11	我国储能产业纲领性政策	8
图表 12	超过 20 个省级行政区明确新建风光电站储能配置比例要求	9
图表 13	政策推动储能各参与者商业模式成型	10
图表 14	我国各年度新型储能新增装机前五大省份	11
图表 15	2022 年各地区新增并网大储项目类型分布	11
图表 16	2022 年已完成招标的储能项目地域分布	12
图表 17	各省“十四五”末新型储能累计装机目标	12
图表 18	储能各接入位置示意图	13
图表 19	2021 年国内储能装机场景分布	13
图表 20	2021 年国内新型储能项目主要服务类型分布	14
图表 21	2022 年国内新能源配储项目存在的主要问题	15
图表 22	新能源配储和独立储能主要区别	15
图表 23	储能为电力系统各参与者提供价值	15
图表 24	独立共享储能成为各省份储能示范项目的重点	16
图表 25	2022 年国内独立储能项目进展	17
图表 26	2022 年国内独立储能项目进展（容量%）	17
图表 27	2022 年各地独立储能电站新增装机情况/MWh	17
图表 28	2022 年各地独立储能电站项目储备情况/GWh	18
图表 29	2022 年国内主要地区独立储能电站收益模式	18
图表 30	2022 年国内主要地区独立储能电站理想年度收益估算（100MW/200MWh 电站）	19
图表 31	100MW/200MWh 独立储能电站 IRR 测算	19
图表 32	国内大储市场空间测算	20
图表 33	国内大储产业链各环节主要参与者	21
图表 34	全球储能锂电池出货量持续高增长	21
图表 35	2022 年前三季度全球储能锂电池出货量份额	21
图表 36	国内储能 PCS 厂商 2021 国内市场出货量排行	22
图表 37	国内储能 PCS 厂商 2021 全球市场出货量排行	22

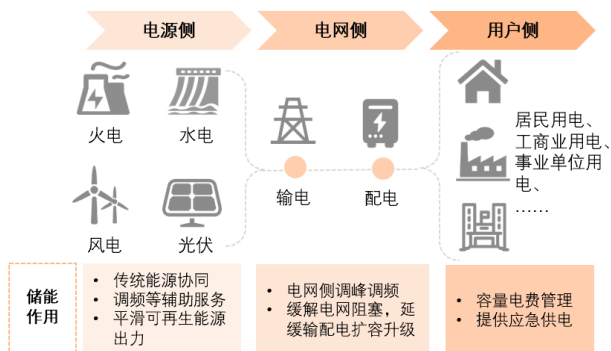
图表 38	国内储能集成商 2021 年国内市场出货量排行	22
图表 39	国内储能集成商 2021 年海外市场出货量排行	22
图表 40	国内储能温控环节主要参与者	23
图表 41	储能电站消防技术难点	23
图表 42	亿纬锂能营业收入情况	24
图表 43	亿纬锂能归母净利润情况	24
图表 44	鹏辉能源营业收入情况	25
图表 45	鹏辉能源归母净利润情况	25
图表 46	鹏辉能源扩产规划	25
图表 47	阳光电源营业收入情况	26
图表 48	阳光电源归母净利润情况	26
图表 49	阳光电源 2022H1 主营业务结构	26
图表 50	阳光电源 2022H1 营收地域分布	26
图表 51	南网科技营业收入情况	27
图表 52	南网科技归母净利润情况	27
图表 53	南网科技 2022H1 主营业务结构	27
图表 54	南网科技“十四五”发展思路	27
图表 55	科华数据营业收入情况	28
图表 56	科华数据归母净利润情况	28
图表 57	科华数据 2022H1 主营业务结构	28
图表 58	科华数据 2022H1 营收地域分布	28
图表 59	英维克营业收入情况	29
图表 60	英维克归母净利润情况	29
图表 61	英维克 2022H1 主营业务结构	29
图表 62	英维克 2022H1 营收地域分布	29
图表 63	青鸟消防营业收入情况	30
图表 64	青鸟消防归母净利润情况	30
图表 65	青鸟消防储能集装箱 PACK 级消防解决方案	30
图表 66	大储产业链相关标的业绩情况	32
图表 67	大储产业链相关标的估值情况	32

一、市场回顾：政策驱动大储市场发展，各地步伐不同

1.1 市场概况：国内储能产业方兴未艾，大储是增长主力

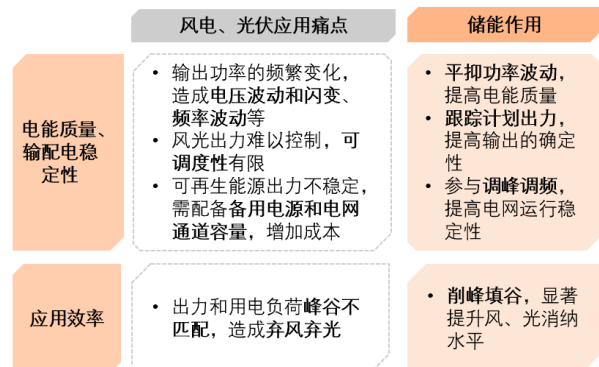
储能是建设高比例新能源供给消纳体系、提高电网柔性和灵活性的关键技术。储能是将不易储存的电能转化为机械能、化学能等形式储存起来，供需要时使用的技术。储能系统可动态吸收并储存来自发电侧或电网的电能，在需要时释放，从而改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”。风电、光伏等可再生能源存在间歇性和波动性等固有特性，灵活性不足，其大规模并网往往对电能质量、输配电稳定性、电能利用效率等存在影响，储能系统可以通过跟踪计划出力、调峰调频、负荷侧管理等方式，提高电能质量、输配电稳定性，并减少弃风弃光，推动可再生能源的大规模应用。发改委《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》明确指出，储能能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，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。

图表1 储能在电力系统各环节具有重要价值



资料来源：《储能技术及应用》，平安证券研究所

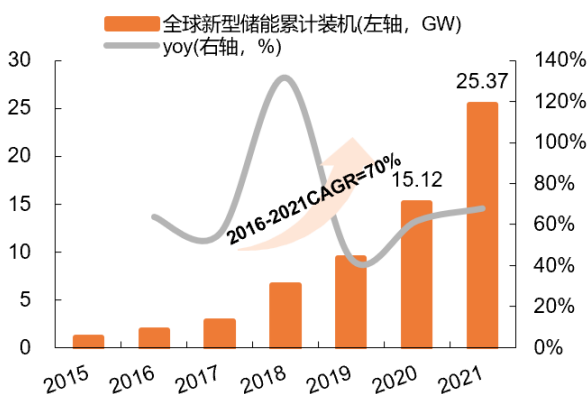
图表2 储能可解决风电光伏规模应用的痛点



资料来源：《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与应用》，平安证券研究所

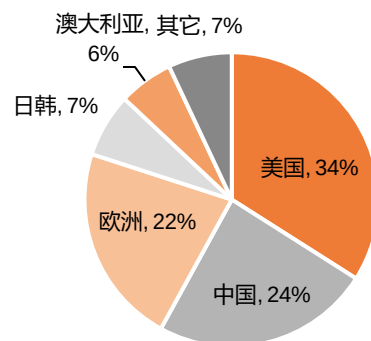
国内储能装机高速增长，表前大储为装机主力。全球新型储能产业快速发展，2021 年全球累计装机达 25.37GW，同比增长 67.8%。我国是全球新型储能装机的主力市场之一，2021 年新型储能新增投运项目规模占全球的 24%。2021 年，我国新型储能累计装机 5.73GW，同比增长 74.7%；新增装机 2.45GW。从存量装机场景来看，大储项目（电源侧和电网侧）是国内装机主力，2021 年占据了全国新型储能装机的 76%。

图表3 2021 年全球新型储能累计装机 25.4GW



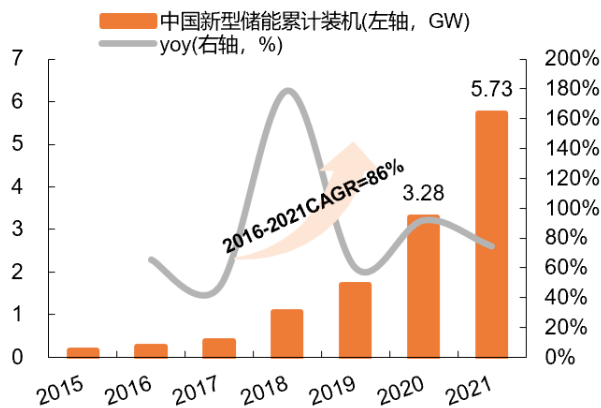
资料来源：CNESA，平安证券研究所

图表4 2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布



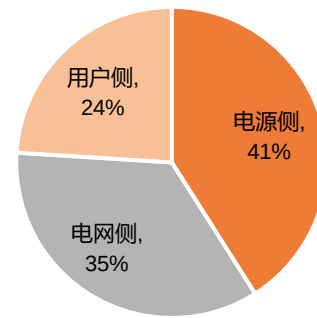
资料来源：CNESA，平安证券研究所 单位：MW%

图表5 2021 年国内新型储能累计装机 5.7GW



资料来源：CNESA，平安证券研究所

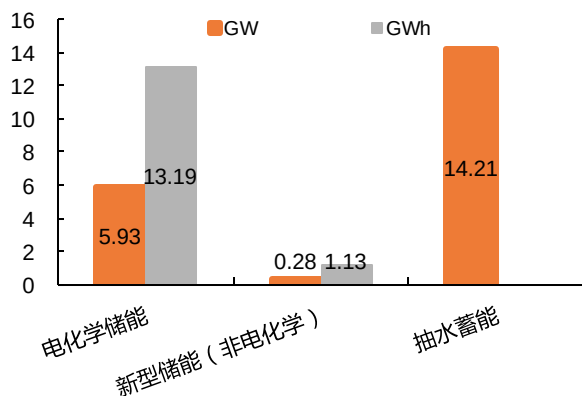
图表6 截至 2021 年底国内新型储能接入位置分布



资料来源：GGII，平安证券研究所 单位：MW%（功率占比）

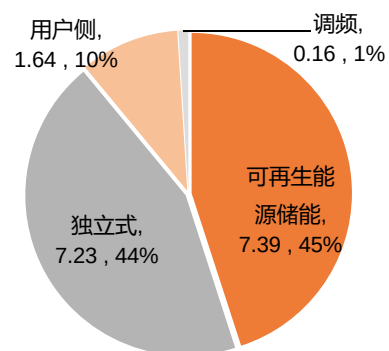
2022 年大储装机再创新高，独立储能和新能源配储平分秋色。据中国化学与物理电源行业协会初步统计，2022 年我国新增投运新型储能装机 6.21GW/14.32GWh，则按照功率计算的增速为 153.5%，装机增势强劲。储能与电力市场统计，在年内投运的新型储能项目容量中，新能源配储和独立储能是装机的两大主要类型，容量占比分别为 45%和 44%；用户侧储能占据 10%（含 3 个 10 小时铅炭项目）。

图表7 2022 年国内投运储能项目容量



资料来源：储能网，CESA 储能应用分会，平安证券研究所

图表8 2022 年国内投运储能项目容量及占比

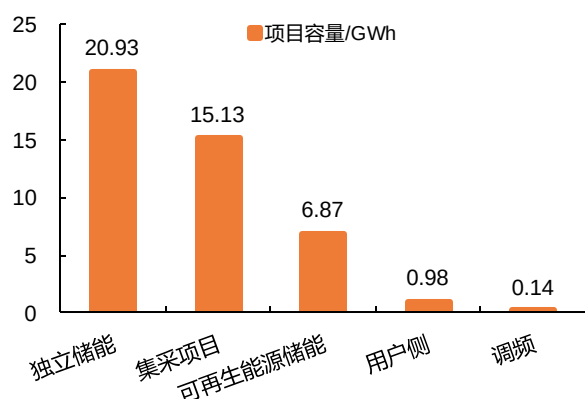


资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所 单位：GWh，%

注：该机构统计的装机总规模为 7.762GW/16.428GWh，因此各项容量之和略高于 CESA 统计数据

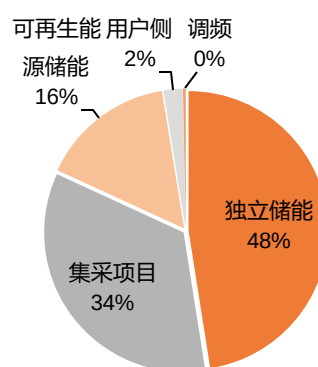
2022 年全年招标项目 44GWh，独立储能独占鳌头，容量占比近五成。根据储能与电力市场统计，2022 年国内完成招标的储能项目容量达 44GWh，总规模超过 2022 年新型储能装机量的三倍。若进展顺利，2022 年完成招标的项目将在 2023 年开启实质性建设并逐步投运，2023 年仍将是国内储能建设大年。从招投标项目类型来看，独立储能项目招投标最为火热，2022 年完成招投标的独立储能项目共计 20.93GWh，占比 48%，或将成为未来一年国内储能装机的主流类型，为国内储能市场注入新的成长动能。

图表9 2022年国内已完成招标的储能项目容量



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

图表10 2022年国内已完成招标的储能项目容量占比



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所 单位：MWh%

1.2 政策回顾：从规模增长到市场成型，储能成长性有支撑

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；装机规模强势增长的同时，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。

图表11 我国储能产业纲领性政策



资料来源：各政府网站，平安证券研究所

新能源“配额制”规定推动，形成大储装机规模刚需。储能产业发展前期，储能电站商业模式尚不明确、经济性不明显，新能源项目强制配储成为储能装机的主要推动力。

- **“强配”政策逐步落地，成为大储装机增长强劲助力。**2021年，国家发改委、国家能源局发布《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》，鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上，下同）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网，“强配”政策首次上升到全国范围。上述政策出台前后，各地亦纷纷推出新能源强制配储政策，其中大部分省份要求的配储比例不低于装机容量的10%，配储时长在2小时以上；储能容量可以通过自行配建或购买/租赁满足。随着各地新能源装机持续增长，储能“配额制”将为大储装机提供强劲的成长助力。
- **“配额制”是新能源消纳责任分摊原则的体现，推动储能和可再生能源装机协调发展。**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并网消纳责任的导向，具有一定合理性。《通知》规定，电网企业承担可再生能源消纳的主体责任，承担保障性并网责任；同时，鼓励发电企业通过自建或购买调峰能力，适当承担消纳责任，以额外增加并网规模。这在当时一定程度上解答了储能“由谁买单”的问题，有助于推动可再生能源和储能协调发展。

图表12 超过20个省级行政区明确新建风光电站储能配置比例要求

省份	最新规定出台时间	储能配置比例	储能配置时长/h
江西	2021.3	≥10%	1
天津	2021.6	单体超过50MW，光伏10%，风电15%	
湖北	2021.6	≥10%	2
江苏	2021.9	长江以南≥8%，长江以北≥10%	2
广西	2021.1	风电20%，光伏5%	2
山东	2021.11	≥10%	2
海南	2022.1	10%	
宁夏	2022.1	≥10%	2
内蒙古	2022.3	≥15%	4
安徽	2022.3	≥5%	2
福建	2022.3	≥10%；储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的，配建要求提高至≥15%	4
河南	2022.4	按15%比例挂钩；配建或购买20%以上优先并网	4
辽宁	2022.5	示范项目15%	3
湖南	2022.9	风电15%，光伏5%	2
河北	2022.10	南网≥10%，北网≥15%	2
青海	2022.11	源网荷储一体化项目，电源侧15%	2
贵州	2022.11	≥10%	2
甘肃	2022.12	张掖20%，定西、平凉15%，其余参考21年政策(河西地区≥10%，其他地区≥5%)	2
吉林	2022.12	15%	2
云南	2022.12	10%	
西藏	2023.1	光伏保障性并网项目20%	4

资料来源：北极星储能网，EnergyTrend，储能与电力市场，各地政府公告，平安证券研究所

政策认可+市场完善，独立储能商业模式有望逐渐跑通，推动大储建设投资加速。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。与新能源配储模式相比，独立储能由电站业主之外的第三方投资并运营，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，收益模式更为多样，是储能从规模化迈向市场化发展的重要形式。2021 年底开始，国内出台了一系列独立储能相关政策，独立储能作为储能项目的新形式，逐渐崭露头角。

- 2021 年 12 月，国家能源局《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》明确了新型储能的独立市场主体地位，独立储能模式正式登上舞台。
- 2022 年 6 月，国家发改委、国家能源局发布了《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，允许符合条件的新型储能项目转为独立储能，鼓励新能源配建项目通过技术改造满足相关条件后转为独立储能，扩大了独立储能项目来源；《通知》同时规定，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加，进一步提升了独立储能模式的经济性。
- 年内，各省依自身情况探索推进辅助服务市场和电力现货市场建设，为独立储能参与市场、实现经济性铺路，山东、山西、甘肃等省份已走在国内前列，为独立储能模式积累经验。

随着政策完善和市场发展，独立储能项目商业模式有望逐渐理顺、实现经济性，推动储能项目投资建设加速。

图表13 政策推动储能各参与者商业模式成型

	2016.6	2021.7	2021.8	2021.12	2022.6
	试点 《关于促进储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》	全国 《关于进一步完善分时电价机制的通知》	全国 《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》	全国 《电力并网运行管理规定》、《电力辅助服务管理办法》	全国 《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
鼓励主体	试点区域发电侧、用户侧储能设施	工商业用户侧配储	新能源发电侧配储	独立储能	独立储能：符合条件的新型储能项目，可转为独立储能
储能商业模式	发电侧调峰调频/作为独立主体参与辅助服务市场交易	峰谷套利/容量电费管理：谷时充电峰时用电/售电，节约自用成本，余电出售套利	可再生能源发电企业自建/购买储能或调峰能力。配建/购买储能或调峰能力方可并网，挂钩比例>20%优先并网	新型储能可作为独立市场整体参与辅助服务交易；《办法》进一步丰富了辅助服务交易品种。	新能源配储收益模式有限（仅租赁费），转为独立储能后收益模式更丰富，包括租赁费、辅助服务、峰谷套利等
盈利能力	电费补偿/结算	峰谷价差增大，提升了用户侧配建储能的经济性	规定配储，不直接提升盈利能力，但可以提升并网优先级	“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，疏导辅助服务成本，提高获利能力	独立储能充电不再承担输配电价，进一步提升独立储能电站经济性

资料来源：政府官网，平安证券研究所

政策引领、市场完善，国内大储商业模式正逐渐成型。政策对现阶段我国储能产业的发展起关键引领作用，而“以市场为主导”、“激发市场活力”一直是储能政策部署的一大重点。整体而言，我国储能产业呈现出市场参与者多元化、商业模式逐步丰富、收益空间提升、成本传导畅通的发展趋势，有望逐步向市场化迈进。

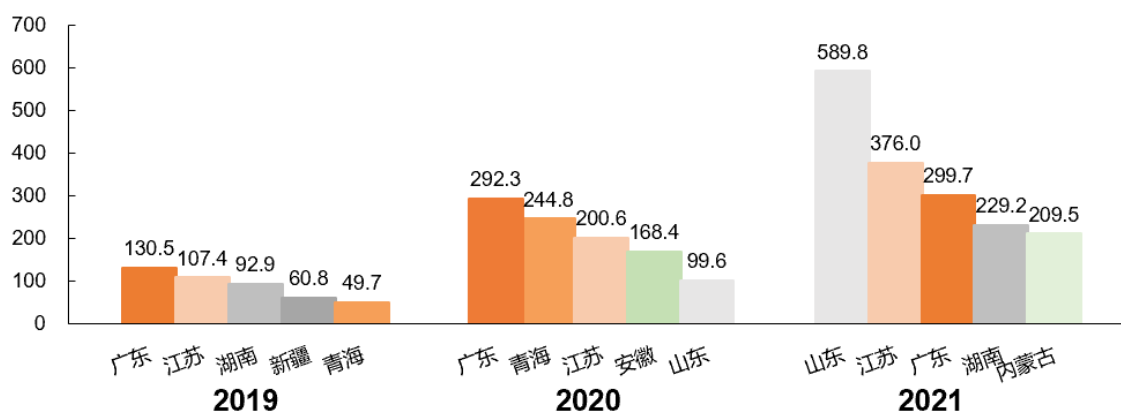
1.3 地域差异：因地制宜，各省储能发展模式和进程不一

我国地大物博，各省（直辖市、自治区）能源特征、电力市场发展情况等各不相同，因此储能在各地区的发展模式和进程也存在区别。

储能发展前期，国内储能装机由电力市场化程度高的省份主导，用户侧亦占据一定比例。

- 2019-2020 年，储能仍属于商业化初期阶段，新能源大规模配储尚未推行，广东省作为较早开启辅助服务试点的省份引领新型储能装机；同时，广东、江苏在用户侧储能领域起步较早，用户侧储能为上述两省提供了一定增量。这一阶段，储能属于“十三五”对应的商业化初期，各省储能装机量均不高，各省新增装机不超过 300MW。
- 2021 年，新能源配储鼓励政策首次上升到全国范围，山东省“共享储能”模式异军突起，成为 2021 年国内储能装机第一大省。同时，电力市场化程度高的广东、江苏、湖南亦维持了较高装机量。

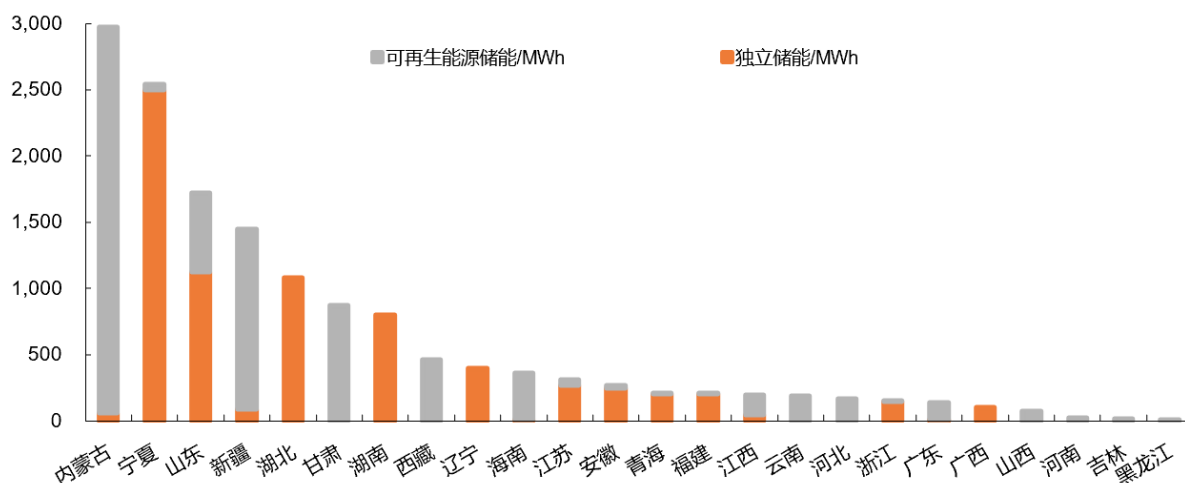
图表14 我国各年度新型储能新增装机前五大省份



资料来源: CNESA, 平安证券研究所 单位: MW

大储强劲增长, 各省装机主力形式不同。2022 年, 国内大储新增并网项目主要包括新能源配储和独立储能两类。各省装机形式存在一定区别, 内蒙古、新疆、甘肃、西藏新增项目以新能源配储为主, 上述省份新能源装机比例高, 可再生能源大规模装机造成消纳与输配电压力, 形成新能源配储需求; 宁夏、山东、湖北、湖南是独立储能装机大省, 独立储能相关项目稳步落地。

图表15 2022 年各地区新增并网大储项目类型分布

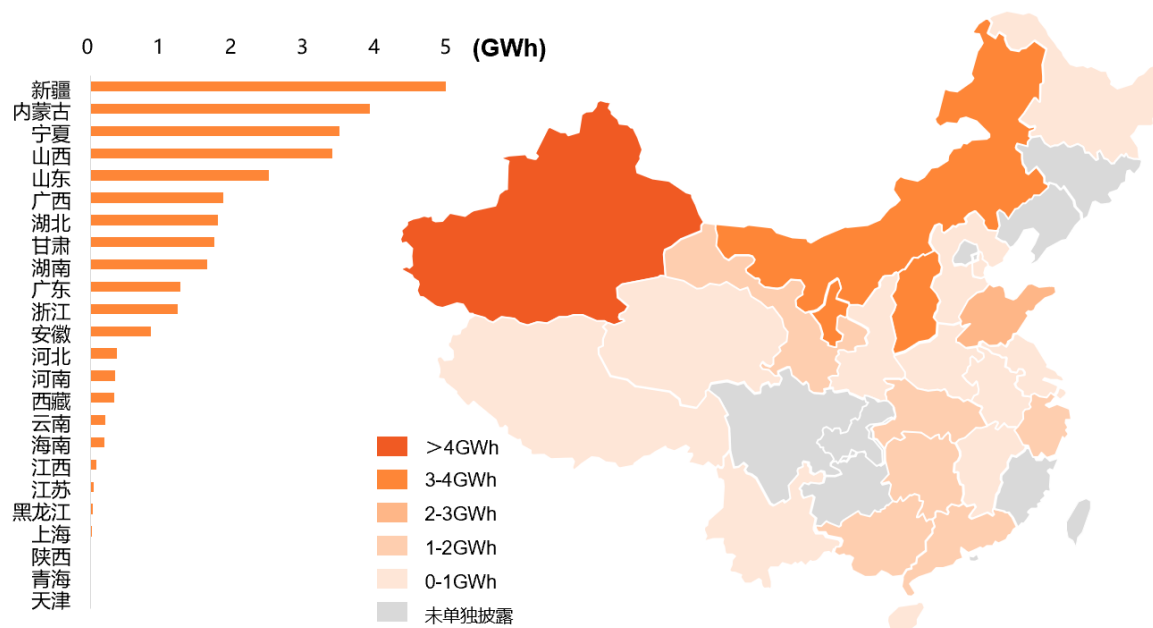


资料来源: 储能与电力市场, 平安证券研究所

招标布局: 西北、华北招标火热, 新能源配储和独立储能齐头并进。2022 年, 国内完成招标的储能项目容量达 44GWh。分地区来看, 新疆、内蒙古、宁夏、山西、山东为储能部署前五大省级行政区, 招标规模均超过 2GWh。

- **大基地落地+4h 储能配置需求, 驱动内蒙古、新疆等地区储能部署。**新疆、内蒙古是 2022 年储能项目招标规模前两大省份, 招标规模分别为 5.0 和 3.9GWh。上述地区风光资源优良, 是风光大基地部署的主要区域; 加之 4 小时配储时长的要求, 内蒙古和新疆大储项目部署或将继续增长。
- **宁夏、山西、山东独立储能模式探索步伐领先, 或将成为独立储能装机“排头兵”。**2022 年储能招标前五大省份中, 宁夏、山西和山东独立储能发展步伐领先。宁夏鼓励新型储能项目试点, 给予试点项目 0.8 元/kWh 调峰服务补偿, 补偿价格全国最高; 山西和山东辅助服务市场已较为成熟, 且均为电力现货市场首批试点省份, 独立储能收益模式较为多样, 项目储备丰富。上述省份积极推进电力市场化, 在独立储能模式方面作出较多先行尝试, 独立储能模式有望成为其储能装机的主要驱动力。

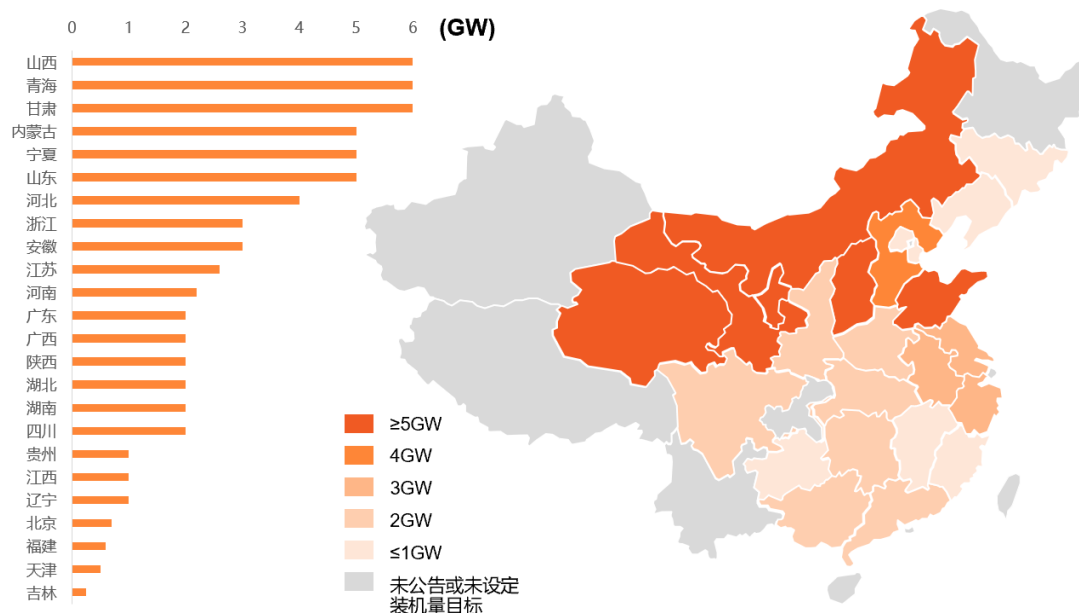
图表16 2022 年已完成招标的储能项目地域分布



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所 单位：GWh 注：统计范围不包括未指定项目地点的集采项目

“十四五”储能装机规划累计超 130GWh，各省发展节奏不同。截至 2023 年 1 月底，全国已有 24 个省级行政区公布了“十四五”末新型储能装机目标，合计达 65GW，按 $\geq 2h$ 装机时长估算，则到 2025 年末各省新型储能累计装机目标可超过 130GWh。分地区来看，装机规划在 5GW 以上的省份主要集中在西北和华北地区，均为风、光装机大省，其中，青、甘、宁新能源装机占比均已超过 50%。在上述地区，储能为新能源的消纳和外送提供灵活性资源，并有助于减缓高比例可再生能源并网对电网的冲击。与此同时，华东各省新型储能装机规划亦较为亮眼，其储能项目在承接风光配储需求的同时，有望通过更为市场化的方式获得回报。

图表17 各省“十四五”末新型储能累计装机目标



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所 单位：GW

注：除了 1GW 以下地区，各省公告目标大多为整数，故图例取整显示；少数地区取四舍五入

二、市场展望：独立储能引领成长，2025 年将达到 90GWh

2.1 发展趋势：新能源配储和独立储能殊途同归，独立储能有望成为大储主流形式

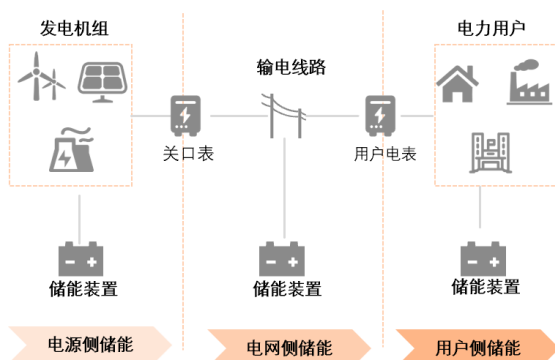
“新能源配储”和“独立储能”是现阶段大储项目的两种主要形式，长期或将殊途同归。据前述统计，在 2022 年投运的新型储能项目容量中，新能源配储和独立储能是装机的两大主要类型，容量占比分别为 45%和 44%。新能源配储和独立储能是目前大储采用的主要分类口径，两者运营主体和调用方式不同，但其装机需求均源于可再生能源并网对灵活性资源的需求，作用没有实质区别。短期来看，新能源配储由各地强配政策驱动，装机需求存在一定刚性；同时，独立储能作为市场化主体，商业模式完善后将取代一部分新能源配储装机。长期而言，两者或将殊途同归，不再有明显界限。

大储分类口径从“电网侧储能”变化到“独立储能”，体现了发展阶段和驱动因素的变化。从统计口径来看，国外大储项目通常称为 Utility-Scale（公用事业级规模）/Grid-Scale（电网级规模）项目，通常翻译为表前储能或大储，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”两类，2022 年开始，独立储能模式逐渐成型，部分统计中开始将“新能源配储”和“独立储能”作为两个主要统计口径。电网侧储能、独立储能等概念在实际应用中界限较为模糊，尚无明确定义，更大程度上是一种约定俗成的划分，其分类大致反映了储能项目不同发展阶段，及装机的驱动因素。

早期主要根据接入位置划分为“电源侧”和“电网侧”，两者界限逐渐模糊。

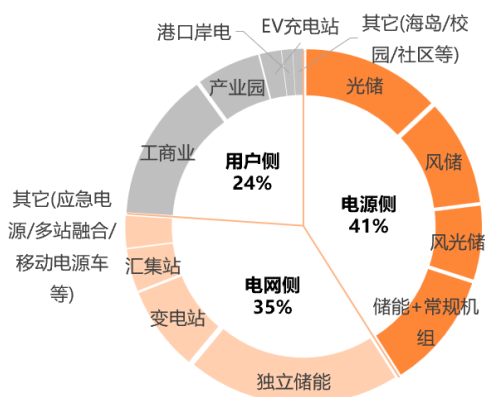
- 储能产业发展前期项目统计口径往往采用设备或项目接入位置来划分，分为电源侧、电网侧和用户侧。电源侧项目指与发电机组配套安装的储能项目，包括新能源（风、光）配储和火储联合调频项目；电网侧项目指接入点位于发电厂关口表外、用户侧电表外的可由电网直接调度的储能电站，地理位置限制相对较小，以输配电基础设施为主。用户侧（“表后”）项目是安装于电力用户电表后的项目，包括户用和工商业储能，单体规模相对较小，不属于“大储”类型。
- 储能项目逐渐跨越接入位置约束，电源侧和电网侧界限逐渐模糊。随着国内可再生能源装机占比逐步增长、辅助服务市场日益成型，越来越多的储能项目开始跨越接入位置的约束，提供多重服务。根据 CNESA《储能产业研究白皮书 2022》，2021 年国内电源侧、电网侧新型储能项目最主要的服务类型均为“支持可再生能源并网”和“辅助服务”。除小部分作为输配电基础设施的储能系统外，电源侧和电网侧储能系统在实际应用中差别正逐渐缩小。

图表18 储能各接入位置示意图



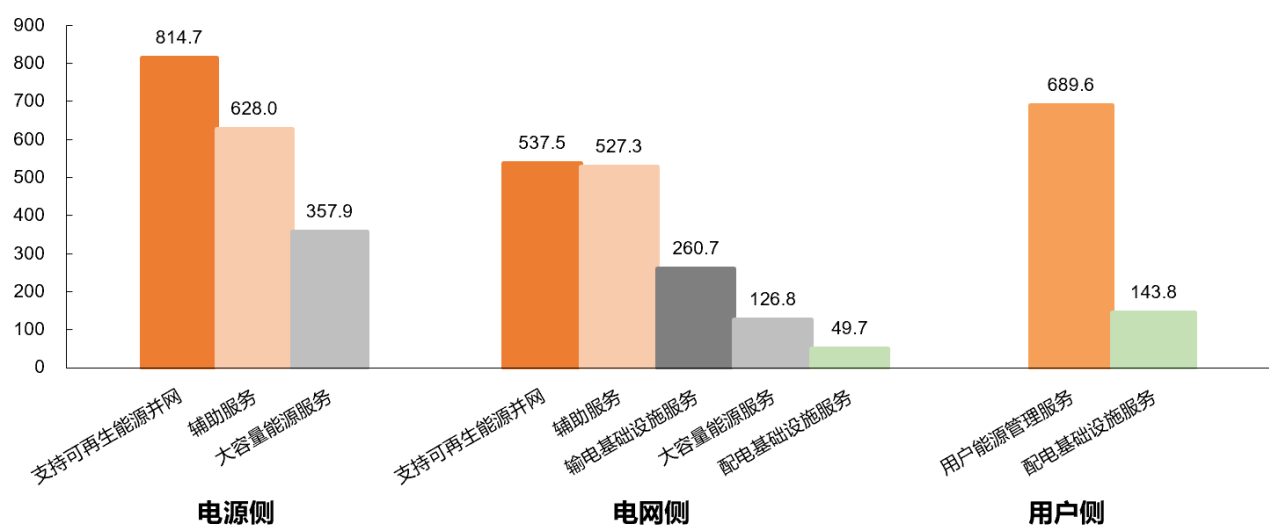
资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

图表19 2021 年国内储能装机场景分布



资料来源：CNESA，平安证券研究所 单位：MW%（功率占比）

图表20 2021年国内新型储能项目主要服务类型分布



资料来源: CNESA, 平安证券研究所 单位: MW

“独立储能”模式逐渐崭露头角,“新能源配储”和“独立储能”成为另一种常见的划分口径。

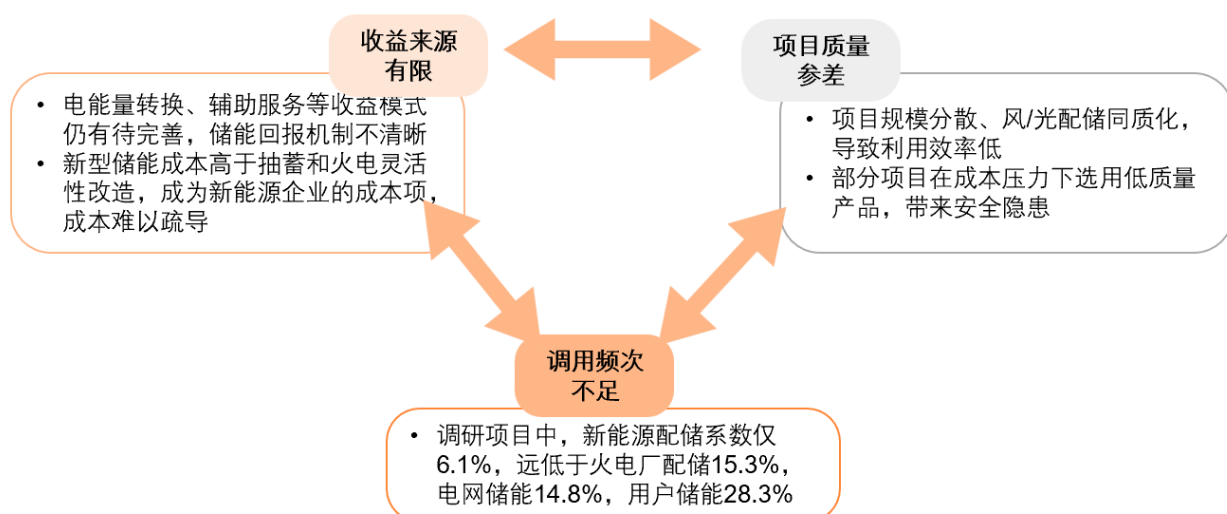
- **独立储能模式推出初期,通常纳入电网侧口径进行统计。**2021年12月,国家能源局“两个细则”认可了新型储能的独立市场地位,储能可作为独立市场主体参与辅助服务交易,独立储能模式正式登上舞台。独立储能推出初期通常被分类为“电网侧”项目,这一划分具有一定的合理性,一方面由于其接入位置并非电源侧和用户侧,另一方面其服务价值主要通过向电网提供辅助服务体现。
- **随着独立储能“容量租赁”商业模式发展完善,“电网侧”分类逐渐不够合理。**目前独立储能的常见获利模式包括“容量租赁”和“辅助服务”两种,通常同时使用。容量租赁指储能电站将部分容量租赁给新能源企业使用,帮助其满足并网配储比例要求,并收取租赁费用。这一商业模式下,独立储能出租部分的容量理论上应归属于新能源企业,将其定位为“电源侧”和“电网侧”似乎均不合适。
- **新能源强配+独立储能模式崭露头角,产生新的划分口径。**2022年,独立储能项目成为投资热点,年内项目招标容量占全国的48%,独立储能地位日益重要。同时,容量租赁模式尚未完全成熟,较大部分新能源配储要求仍需新能源企业自建满足,“新能源配储”在大储项目中仍占据客观体量。原使用的分类口径中,“新能源配储”和“独立储能”分别成为了“电源侧”和“电网侧”分类中占比最高、增速最快的板块。为了更恰当地反映项目类型,部分机构开始将“独立储能”和“新能源配储”作为大储的两大主要统计口径。

目前新能源配储和独立储能模式存在较为明显的区别。

- 一方面,并网主体不同。新能源配储项目依托于新能源场站存在,并网主体仍为新能源发电项目;独立储能则作为独立主体并网、接受电网调用,部分地区规定其应当具有独立法人主体身份。
- 另一方面,收益模式不同。新能源配储不能独立参与电力市场,收益来源有限,主要用于为风光电站获得并网资格,以及减少弃风弃光、减少发电偏差考核等,储能利用率不足成为一大难题;独立储能则除了出租容量外,还可以参与电力市场,通过辅助服务和峰谷套利方式获利。

现存新能源配储项目存在一定局限性:利用率不足,调用模式和收益模式仍有望完善。根据中电联2022年12月发布的《新能源配储运行调研情况调研报告》,国内新能源配储项目调用率不足,至多弃电期间一天一充一放运行,个别项目存在仅部分储能单元被调用、甚至基本不调用的情况,平均等效利用系数仅6.1%。该报告认为,国内现存新能源配储项目规模较小、装机分散,且配置上未考虑风、光伏发电对配储的差异性需求,导致可用性较差;加之收益模式尚不完善,回报机制不清晰,导致新能源企业对配储项目的使用率并不高。储能项目的调用模式和收益模式仍有待完善。

图表21 2022 年国内新能源配储项目存在的主要问题



资料来源：中电联，平安证券研究所

“新能源配储”和“独立储能”长期或将殊途同归，界限不再明显。

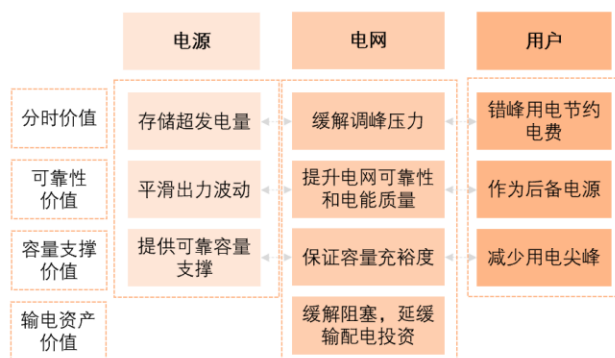
- 从形式上来看，新能源强配要求可通过租赁独立储能满足，且新能源配储项目可转换为独立储能。一方面，在规定了新能源项目储能配比的 20 个省级行政区中，大部分地区明确表示可自建或购买容量（例如河南、贵州），部分地区规定以共享储能形式建设（如辽宁），独立储能项目可以满足强配要求。另一方面，2022 年 6 月《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》允许符合条件（或经改造符合条件）的储能项目转为独立储能项目，两者界限不再明显。
- 从实质上来看，两者均源于可再生能源装机对灵活性资源的需求，且使用功能并无本质区别。无论新能源配储提高发电利用率和电能质量，还是独立储能的辅助服务和峰谷套利，本质上都是用于解决可再生能源并网对电力系统产生的冲击，为电力系统提供容量价值、能量价值和可靠性价值，实际可应用领域没有本质差别。

图表22 新能源配储和独立储能主要区别

	新能源配储	独立储能
所有者	新能源场站业主，大型发电集团	新能源场站和电网之外的第三方；大型发电集团自有的模式也很常见
项目规模	依新能源场站规模和配储比例而定	较大，百兆瓦级以上
收益模式	获得并网资格；提升消纳量、平抑输出功率波动	容量租赁(现阶段主要收益来源)、辅助服务、峰谷套利、容量补偿
驱动因素	强配规定	强配规定（容量租赁模式）；电力市场发展

资料来源：平安证券研究所

图表23 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》，平安证券研究所

未来，独立储能有望成为大储的主流形式。独立储能项目单体规模通常较新能源配储项目更大，易于电网调度，且收益模式多元，或可解决新能源配储项目调用模式和收益模式上的不足。各地积极鼓励独立储能发展，各省发布的 22.2GW/53.8GWh 新型储能示范项目中，独立储能或集中共享储能项目达 20.0GW/47.4GWh，功率规模占比高达 92%。长期而言，独立储能作为主体参与市场，有助于充分发挥市场作用，为储能的容量价值、能量价值和可靠性价值进行定价，并灵活调用储能资源，有望成为大储的主流形式。

图表24 独立共享储能成为各省份储能示范项目的重点

省份	项目数量	储能功率 (MW)	储能容量(MWh)	应用场景
安徽	42	5132	9513	独立储能、新能源配储、工业
河北	31	5060	15090	独立储能
山东	28	3065	8144	独立储能
湖南	21	2151	4302	独立储能
陕西	17	2000	4000	集中共享储能
广西	12	1617	3634	集中共享储能
浙江	34	1453	4156	独立储能、变电站、火储 AGC 调频、工业
河南	11	1100	2200	独立共享储能
青海	7	640	2760	独立储能、储热发电
四川	13	5.5	8.6	工业、产业园
总计	216	22223	53808	

资料来源：CNESA，平安证券研究所

2.2 商业模式：独立储能经济性成为关键看点，关注重点地区收益模式

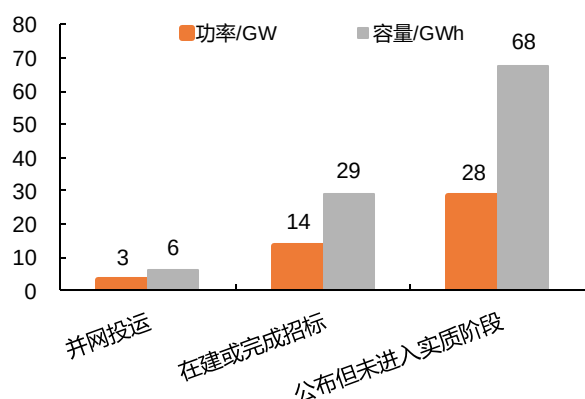
独立储能有望成为大储加速发展的主要动力，商业模式成为市场关注重点。国内大储装机的核心驱动因素在于两个方面：

- “政策强配”提供规模支撑，新能源装机的增长、以及配储比例与时长的增加，为大储装机规模增长提供一定保障；
- “商业模式”推动装机加速，大储商业模式若在一些地区率先跑通，有望极大提高投资方的积极性，变“被动强配”为“主动装机”，推动大储项目加速落地。

大储项目中，新能源配储收益模式不明确，在新能源场站可研中一般被看作成本项；独立储能作为独立市场主体，理论收益模式丰富，其商业模式成为市场关注的重点。

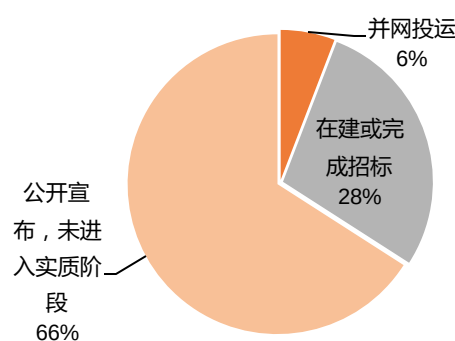
独立储能项目储备量庞大，经济性成为项目落地“临门一脚”。2022 年，国内已启动建设或完成招标的独立储能项目共计 29GWh，公开宣布但未进入实质阶段的独立储能项目达 67.7GWh，分别约为 2022 年国内新型储能装机量的 2 倍和 4 倍，项目储备规模庞大。独立储能项目规划量可观的同时，对于项目实质推进的进度，业内存在一定疑虑：商业模式不明确的情况下，业主方可能存在一定观望情绪。例如，2022 年山西省、甘肃省在建或完成招标的项目均超过 4GWh，但尚未有项目投运；广东、内蒙规划项目分别超过 12GWh/8GWh，但实质性进展项目较少。各地区独立储能收益模式和收益水平不尽相同，我们认为，重点地区独立储能的经济性，很可能成为项目落地的“临门一脚”，是 2023 年装机能否再度超预期的关键因素。因此，我们将对几个重点省份的独立储能收益模式进行解读。

图表25 2022年国内独立储能项目进展



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

图表26 2022年国内独立储能项目进展（容量%）



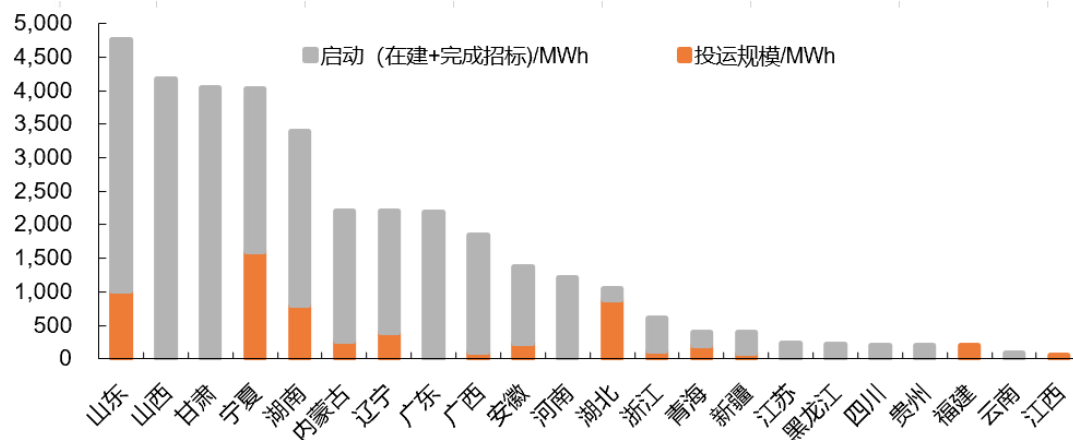
资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

理论上，独立储能收益模式有4种：容量租赁、辅助服务、峰谷套利和容量补偿。

- **容量租赁**，指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。现阶段，容量租赁是各省份独立储能收益的主要来源。
- **辅助服务**，指参与调峰、调频等辅助服务市场，获取辅助服务收益。目前各地储能电站可参与的辅助服务品种各不相同，包括调峰、一次调频、AGC调频等。
- **峰谷套利**，指利用日内电价差异，通过高峰放电低谷充电来获得价差收益，已开展电力现货市场的省份中，独立储能电站可以此方式获利。
- **容量补偿**，指部分地区按容量给予独立储能电站的补贴。

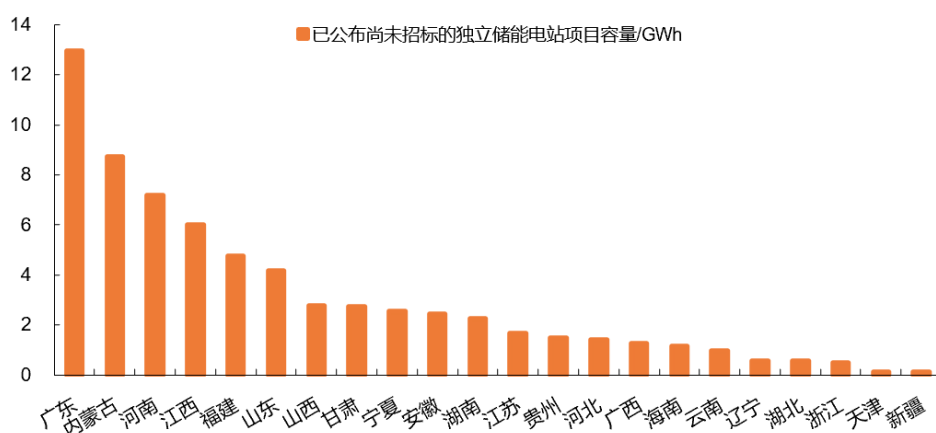
不同地区独立储能装机进展各异。从装机进展来看，2022年宁夏、山东、湖南、湖北独立储能电站投运规模最大；从项目部署来看，2022年山东、山西、甘肃、宁夏、湖南投运或启动的独立储能项目规模超过3GWh，居国内前列。独立储能装机进展受各省新能源装机量和配套收益政策影响，例如独立储能收益模式最为完善的山东省，其启动项目规模也居全国首位。此外，广东、内蒙古、河南具有可观的项目储备量，独立储能发展潜力充足。

图表27 2022年各地独立储能电站新增装机情况/MWh



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

图表28 2022 年各地独立储能电站项目储备情况/GWh



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

从收益模式来看，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。考虑容量分配和运维难度，目前国内储能电站较为典型的收益模式包括：容量租赁+调峰辅助服务（绝大部分省份）；容量租赁+现货市场+容量补偿（山东）；容量租赁+现货市场+一次调频（山西）。

- **容量租赁**是独立储能最主要的收益模式之一，各省独立储能电站均采用容量租赁模式获得收益，价格通常在 300-350 元/kW·年。由于各省在强配要求、新能源装机量、租赁政策和供需等方面存在差异，因此储能电站实际租出比例和单位收益有所不同。
- **辅助服务**是各地区探索的重点，收益模式逐渐完善。调峰、调频服务通常不能同时参与，目前调峰是辅助服务最常见的品种，除电力现货市场试点省份外，大部分地区储能电站通过调峰获得辅助服务收益。部分省份根据自身情况创新辅助服务品种和参与机制：山西省在全国首次针对独立储能设立一次调频辅助服务市场；甘肃省在全国范围内首次为储能电站开放调峰容量市场；青海省则首次提出，储能电站可同时参与调频、调峰市场，或同时参与调频、现货电能市场，提高储能利用率。
- **峰谷套利**方面，“8+6”两批电力现货试点省份中，山东、山西、甘肃制定了储能参与现货市场的规则细则，储能电站理论上可参与现货市场进行峰谷套利（与调峰不同时存在）。其中，山东已开始了储能参与现货市场的实践，2022 年现货市场不间断结算试运行中，已有 6 家（共 503MW）独立储能电站参与现货电能市场交易。
- **容量补偿**属于地方补贴，目前山东和浙江省给予独立储能电站容量补偿支持。

图表29 2022 年国内主要地区独立储能电站收益模式

区域	容量租赁	辅助服务				峰谷套利	容量补偿
		调峰	调峰容量市场	AGC 调频	一次调频		
山东	√					√	√
山西	√				√	√	
河南	√	√					
宁夏	√	√					
甘肃	√	√	√	√			
湖南	√	√					
广东	√	√		√	√		
内蒙古	√	√					
广西	√						
浙江	√	√					√

资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

各主要省份独立储能电站在理想状况下的年度收益估算如下。假设说明如下：

- 容量租赁：常见容量租赁单价为 250-350 元/Wh 不等，除单独说明省份外，我们取 300 元/Wh 单价的假设，并假设容量全部租出。湖南容量租赁收益参考《储能科学与技术》登载文献的测算数据（供不应求，单价较高）；广东省暂无强制配储要求，因此容量租赁模式获益有限，以辅助服务为主要收益来源。
- 辅助服务：山西即将推出的一次调频辅助服务费用较高，储能与电力市场假设采用 10MW/20MWh 容量参与一次调频，可获年度收益为 14850 万元，但由于此市场容量可能有限（2022 年山西省辅助服务市场全年补偿 6 亿元），实际收益未必能达到该水平。宁夏、广东调峰辅助服务补偿全国最高，分别为 0.8 元和 0.792 元/kWh，假设全年折合满充满放 300 次计算。湖南参考《储能科学与技术》登载文献的调研数据。甘肃调峰容量补偿（合计约 1900 万元）和容量租赁不共存，暂不考虑参与调峰容量市场，估计参与基础调峰/调频辅助服务收益 2000 万元/年。
- 峰谷套利：山东、山西基于现货市场实际运行数据计算（储能与电力市场测算），假设价格可完全预测；甘肃省尚无现货市场运行数据，但该省峰谷价差较小（其工商业代理购电价差约 0.2 元/kWh，全国最低），因此估算其现货市场收益水平略低于山东、山西。

图表30 2022 年国内主要地区独立储能电站理想年度收益估算（100MW/200MWh 电站）

	山东	山西	甘肃	宁夏	湖南	广东
容量租赁	3000	3000	3000	3000	4000	1500
辅助服务		14850	2000	4800	1800	4752
峰谷套利	2803	2091	1428	0	0	0
容量补偿	600	0	0	0	0	0
合计	6403	19941	6428	7800	5800	6252

资料来源：储能与电力市场，储能科学与技术，平安证券研究所 单位：万元

我们简化测算，容量 100MW/200MWh 的独立储能电站，其年度收益达到 6000 万元时，IRR 可达 7%。由此可见，几个主要省份独立储能电站在理论上已经可实现经济性。我们采用简化假设：假设每年收益固定不变；成本费用（含融资成本）总和 2000 万元/年，电站生命周期 15 年；初始建造价格参考 2022 年 2h 储能电站 EPC 招标均价 1.8 元，则估算当年度收益为 6000 万元时，IRR 可达 7%；年度收益上升至 7000 万元时，IRR 可上升至 11%，独立储能电站经济性可期。

图表31 100MW/200MWh 独立储能电站 IRR 测算

IRR/%		年度收益/万元						
		5600	6000	6400	6800	7200	7600	8000
单位初始投资/元/Wh	1.4	10%	11%	13%	15%	17%	18%	20%
	1.5	8%	10%	12%	14%	15%	17%	18%
	1.6	7%	9%	11%	12%	14%	15%	17%
	1.7	6%	8%	10%	11%	13%	14%	16%
	1.8	6%	7%	9%	10%	12%	13%	14%
	1.9	5%	6%	8%	9%	11%	12%	13%
	2.0	4%	6%	7%	8%	10%	11%	12%
	2.1	3%	5%	6%	8%	9%	10%	11%

资料来源：储能与电力市场，储能科学与技术，平安证券研究所

独立储能前景可期，实际运营收益如何仍需观察。目前国内独立储能实际投运案例较为有限，容量租赁实际出租比例和成交价格、辅助服务调用频率和补偿幅度、现货市场推广等实际情况，仍有待继续观察。本报告的测算可以为理解各省独立储能收益模式提供基本的框架，为后续追踪独立储能重点市场的政策发展及装机进度预测提供基础。

2.3 市场空间：国内大储市场 2023 年有望超过 30GWh

根据前文分析，无论独立储能还是新能源配储，本质上均源自可再生能源装机对灵活性资源的需求。因此，国内大储装机需求主要由集中式新能源装机量（存量装机暂无强配要求，此处暂仅考虑每年新增）以及配储比例（政策强配和独立储能商业模式跑通，均对储能新增渗透率有影响）两者决定。因此，我们采用集中式新能源新增装机及配储率，对国内大储市场空间进行估算。

- **风电装机：**2022 年，国内新增并网风电装机 37.63GW，同比减少 21%。按照近期召开全国能源工作会议的指引，到 2023 年年底全国风电累计装机规模将达到 4.3 亿千瓦左右，意味着 2023 年新增并网规模将达到 65GW 左右。实际上，随着陆上和海上风机技术的进步和价格的持续下降，招标端已经明显放量，2022 年前三季度国内风机招标规模达到 76.3GW，同比增长 82%，估计 2022 全年风机招标规模达到 100GW 左右，这些为 2023 年及以后国内风电需求放量奠定基础。我们看好 2023 年国内风机吊装规模达到 70GW；预计 2024/2025 年风机吊装规模分别将达到 84/100GW。
- **光伏装机：**2022 年全国光伏新增装机 87.41GW，同比增长 60.3%。展望 2023 年，国内光伏新增装机有望进一步增长；根据近期全国能源工作会议的指引，到 2023 年年底全国太阳能发电累积装机规模达 4.9 亿千瓦左右，意味着 2023 年新增并网规模将达到 100GW 左右。实际上，自 2022 年 11 月底以来，硅料价格基于供需关系的变化已经大幅回落，有望推动组件价格的快速下降，进而刺激光伏终端需求，近期中国电建启动 2023 年度总规模 26GW 的光伏组件集采也反映了这一趋势。我们对 2023 年国内光伏需求更为乐观，预计 2023 年国内光伏新增装机有望实现 30%及以上的增长，达到 115GW。我们预计 2024/2025 年光伏新增装机增速分别为 26%和 24%，新增装机量分别为 145/180GW。集中式光伏占比方面，2022 年前三季度集中式光伏占总装机的 1/3，我们预计 2023-2025 年随着大基地项目落地、地面电站投资回暖，集中式光伏占比有所增加，占比分别为 45%、40%、40%。
- **配储比例假设：**根据全国新能源消纳监测预警中心数据，2022 年前三季度全国风电、光伏利用率分别达到 98%和 99%，消纳情况较好，且现阶段尚未出台存量风光电站强制配储的要求，因此暂不考虑存量风光配储，仅对每年风光装机增量的储能配套比例和时长进行假设。根据计算，2022 年新增风光项目储能配置率平均为 11.2%/2h（不区分新能源/独立储能项目），我们假设 2023/2024/2025 年储能配置率分别为 13%/17%/21%，时长分别为 2.1h/2.3h/2.5h。

图表32 国内大储市场空间测算

	2022A	2023E	2024E	2025E
国内风电新增装机量/GW	37.6	70	84	100.0
国内集中式光伏新增装机量/GW	29.1	51.8	58.0	71.9
国内集中式风光项目新增装机量/GW	66.8	121.8	142.0	171.9
使用功率表示的储能配置率/%	11.2%	13.0%	17.0%	21.0%
国内表前储能新增装机功率/GW	7.5	15.8	24.1	36.1
储能平均配置时长/h	2.0	2.1	2.3	2.5
国内表前储能新增装机规模/GWh	14.8	33.2	55.5	90.2
yoy/%		124.8%	67.0%	62.6%

资料来源：国家能源局，CWEA，储能与电力市场，平安证券研究所测算

我们预测，2023 年国内大储新增装机有望达到 33.2GWh，同比增长 124.8%；到 2025 年，国内大储新增装机量有望进一步增长至 90.2GWh，2022-2025 年复合增长率达 83%。

三、 产业链：关注电池、PCS 与集成、储能安全等环节机会

3.1 大储产业链各环节介绍

产业图谱：大储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。其中，储能电池和 PCS 是大储产业链价值量最大的两个环节，分别约占系统成本的 60%和 15%；储能安全环节重要性日益凸显，温控、消防环节分别约占系统成

本的 2~5%，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。

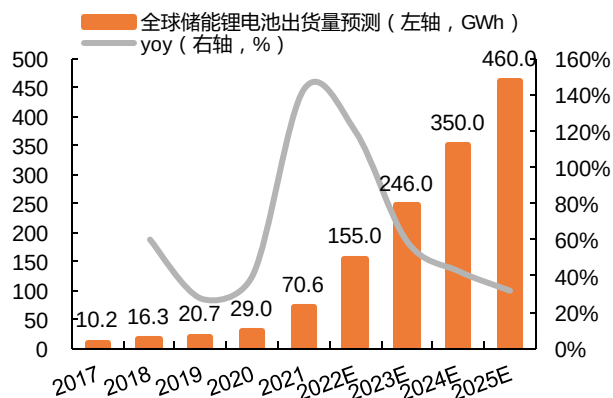
图表33 国内大储产业链各环节主要参与者



资料来源：Wind，平安证券研究所 注：橙色字体为非上市公司

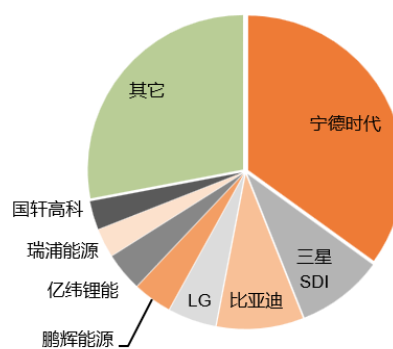
电池环节：国内企业全球竞争力强，大储开启第二成长曲线。储能锂电池市场高速增长，根据起点锂电数据，2021 年全球储能锂电池出货量共计 70.6GWh；高工锂电最新统计，2022 年全年我国企业储能锂电池出货量达到 130GWh，同比高增 171%。竞争格局方面，国内锂电企业在动力电池技术和产业链方面全球领先，在新兴的储能锂电池市场也迅速占据了出众的市场份额。从竞争格局来看，宁德时代为储能电池绝对龙头，市占率全球领先；比亚迪、鹏辉、亿纬、国轩等占据第二梯队，储能电池贡献业绩占比逐步提升。我们认为，国内企业在储能电池环节竞争力强，有望受益于国内和全球大储市场加速发展，赢得动力电池之外的第二成长曲线；随着国内独立储能模式的逐步推广，具备技术优势、产品性能优良的电池企业有望获得长足竞争力。

图表34 全球储能锂电池出货量持续高增长



资料来源：起点锂电，平安证券研究所

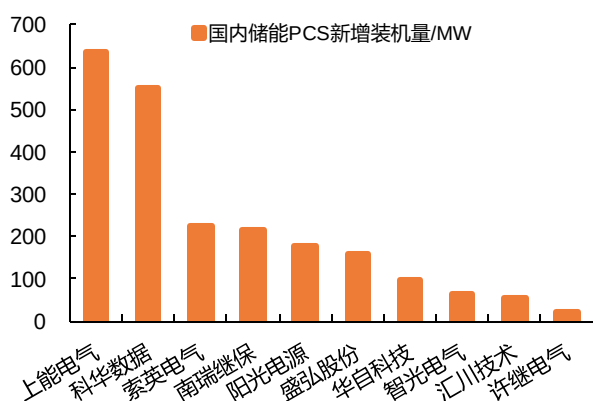
图表35 2022 年前三季度全球储能锂电池出货量份额



资料来源：起点锂电，平安证券研究所

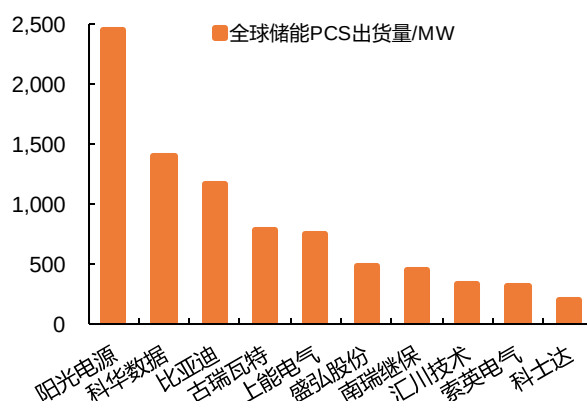
PCS：主要参与者为光伏逆变器厂商，多向下布局系统集成环节。国内大储 PCS 头部企业大多为光伏逆变器厂商，在全球市场已有较为领先的地位。大储 PCS 环节主要厂商包括阳光电源、科华数据、上能电气等，上述企业在自身赛道均已有多年的积累，凭借对电网的理解向下一体化进入系统集成环节，在大储集成赛道已具备一定地位。

图36 国内储能 PCS 厂商 2021 国内市场出货量排行



资料来源：CNESA，平安证券研究所

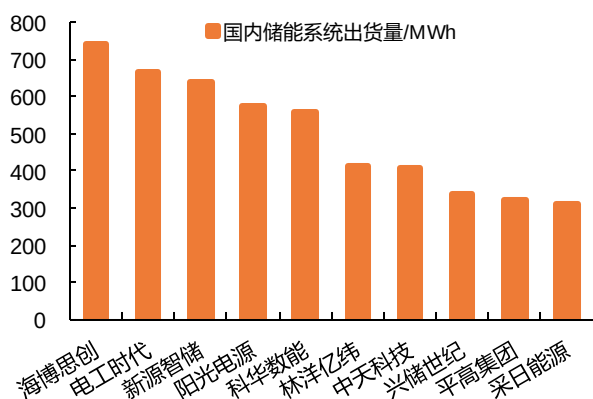
图37 国内储能 PCS 厂商 2021 全球市场出货量排行



资料来源：CNESA，平安证券研究所

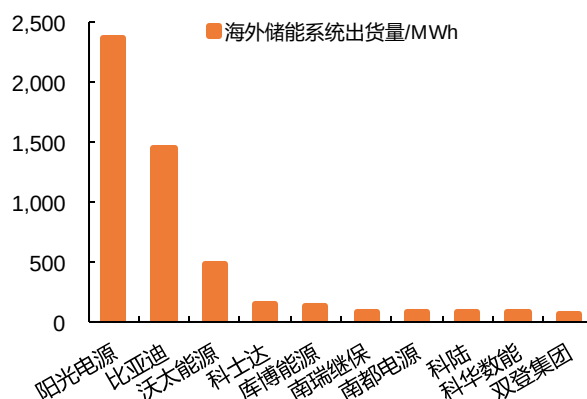
系统集成：国内市场空间可期、竞争格局尚不明确，相关企业业绩有望受益于装机提速+毛利改善。国内系统集成环节参与者众多，专业集成商、大功率 PCS 厂商、老牌电力设备厂商均有参与。从竞争格局来看，目前国内大储集成市场竞争格局较为松散，2021 年国内市场前 5 大厂商出货量在 500-800MWh 之间，差距不大，尚无明显的龙头；海外市场分散而广阔，存在一定进入壁垒，除阳光电源等头部企业外，其它厂商尚处于海外布局阶段，逐渐打开市场，国内集成企业之间的直接竞争尚不明显。集成环节，具备项目案例积累、对电网的深度理解、以及核心部件（主要为 PCS）自研的企业具备优良的竞争优势。2023 年，受益于硅料价格回落，国内光伏装机预期较为乐观，且相关厂商对储能系统成本的接受度有望增加，大储装机有望提速；同时，上游碳酸锂成本压力有望放松，储能系统集成环节利润受挤压的情况有望改善，与大储装机直接相关的 PCS 和系统集成相关企业业绩有望受益。

图38 国内储能集成商 2021 年国内市场出货量排行



资料来源：CNESA，平安证券研究所

图39 国内储能集成商 2021 年海外市场出货量排行



资料来源：CNESA，平安证券研究所

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，280Ah 以上大电芯渐成主流，其面临的热管理问题更为严苛，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。

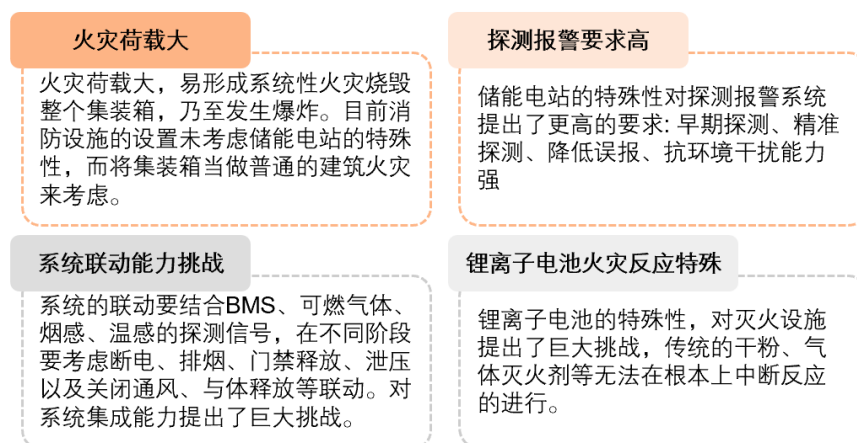
图表40 国内储能温控环节主要参与者

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

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》（GB/T 42288-2022）将于2023年7月1日开始实施，新规要求“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进一步提升。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：青鸟消防为赛道龙头，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。

图表41 储能电站消防技术难点



资料来源：青鸟消防，平安证券研究所

3.2 重点标的概况

3.2.1 电池环节：优质储能电池供给仍稀缺，高“含储量”电池企业业绩弹性大

- 亿纬锂能：储能电池占比稳步提升，大容量新品有望放量。

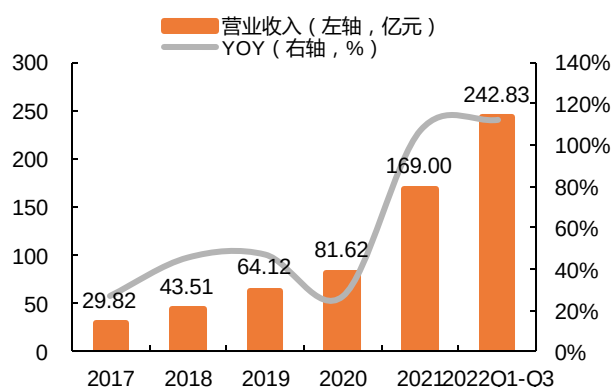
储能电池有望贡献强劲业绩增量。公司是国内大圆柱电池龙头，动力、储能电池市场地位领先。公司储能电池收入占比逐渐提升、在手订单充足，随着布局产能逐渐释放，储能电池营收有望达到公司动力电池板块（公司统计口径，包含动力和储能

电池，区别于消费电池、材料等）的一半以上，成为营收的重要增长来源。公司规划到 2025 年将实现电力储能 100GWh 产能规模，储能电池有望贡献强劲的业绩增量。

公司 280Ah、560Ah 产品契合大储需求，成长性可期。公司把握储能行业趋势，积极布局新产品，卡位大储赛道。公司 2021 年推出 280Ah 储能电芯，同年获得北美 UL9540A 认证，海内外产品需求旺盛；2022 年 11 月亿纬林洋 10GWh 280Ah 储能电池正式投产，有望进一步提高交付能力。2022 年 10 月，公司发布 560Ah 储能电池新品，单只电池可储存 1.792kWh 能量，循环寿命超过 12000 次，可以简化集成成本、提高集装箱电量 6.5%，产品预计 2024Q2 开启交付。公司储能电池产品和产能布局持续加速，成长性可期。

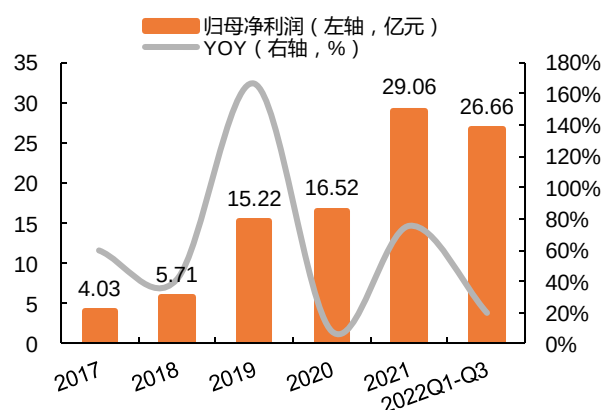
大圆柱电池头部企业，46 系大圆柱放量可期。公司布局 4680 和 4695 电池，2022 年 6 月在湖北荆门拟投资 43.75 亿元建设年产 20GWh 大圆柱 46 系列电池项目。2022 年 9 月拿到宝马 2025 年“新世代”车型 46 系大圆柱电池定点，并将在欧洲匈牙利新建 20GWh 的电池工厂。同时还获得大运汽车等车企定点。特斯拉 4680 电池量产在即，大圆柱市场空间有望打开，公司作为国内大圆柱电池龙头，业绩有望受益。

图表42 亿纬锂能营业收入情况



资料来源：Wind，平安证券研究所

图表43 亿纬锂能归母净利润情况



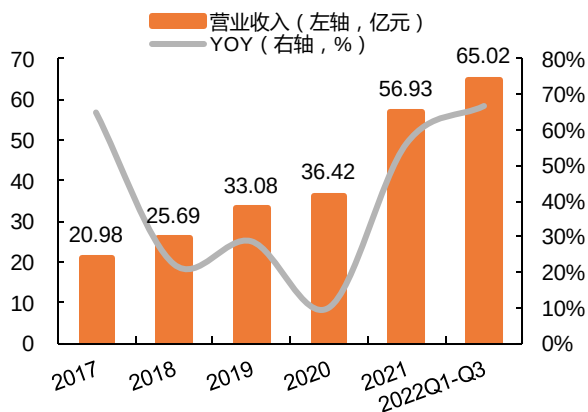
资料来源：Wind，平安证券研究所

● 鹏辉能源：战略聚焦储能，大储户储齐发力。

聚焦储能赛道，实力业内领先。公司是最早涉及储能行业的锂电公司之一，储能电池解决方案业内领先，产品包括家储/大储/通信储能电池。2021 年，公司在 CNESA 中国企业全球储能电池出货量排名中位列第二。公司储能业务占比逐渐提升，截至 2022 年上半年已经提升至 50%，远期规划储能电池业务占比提升到 80%以上。公司储能电池出货量中，目前户储占一半以上，后续大储有望受益于全球装机高增趋势，贡献业绩增量。

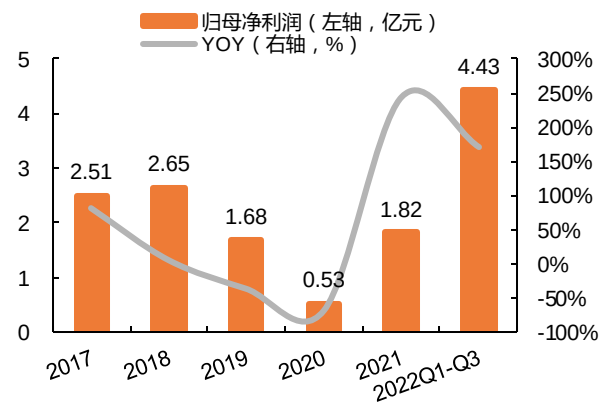
合作领先客户，大储放量在即。公司储能电池覆盖户储、大储、通讯等场景，户储及便携式储能客户有阳光电源、艾罗、三晶、RCT、德业股份、正浩、公牛等；大型储能客户有阳光电源、三峡电能、中节能、智光电气、天合光能、特变电工等；通讯储能客户有中国铁塔、中国移动等。大储方面，公司被阳光电源评为“2021 年度优秀供应商”（2022 年评选尚未公布），获得头部客户青睐；2022 年内，公司分别和智光电气、三峡电能、中电建新能源集团等集成/EPC 厂商达成战略合作，为后续发力大储提供了基础；海外市场方面，公司 280Ah 电芯获得北美 UL9540A 认证，150Ah 电芯获得 TÜV 南德全球首个 IEC 62619:2022 认证，大储海内外业务均有望向好。

图表44 鹏辉能源营业收入情况



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表45 鹏辉能源归母净利润情况



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表46 鹏辉能源扩产规划

项目名称	规划产能	状态
柳州智慧储能及动力电池制造基地	20GWh	一期厂房主体已完工, 定增募资中
衢州年产 20GWh 智慧储能电池项目	20GWh	10 月 17 日开工, 定增募资中

资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

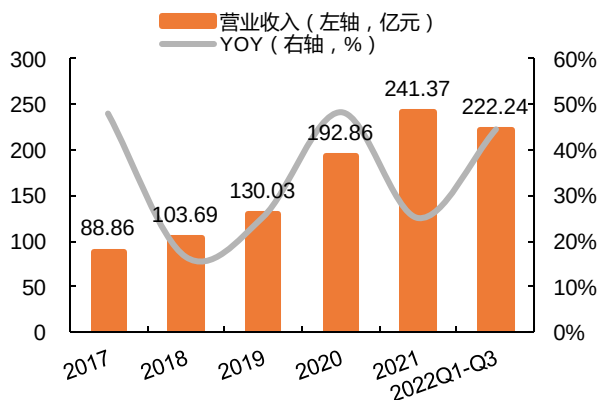
3.2.2 PCS 和系统集成环节: 装机提速、毛利改善, 头部企业加速成长。

● 阳光电源: 光储业务受益于硅料价格下行, 龙头成长性领先。

光伏逆变器: 龙头地位稳固, 光伏逆变器业务增长有望持续。公司是光伏逆变器全球龙头, 2021 年全球出货 47GW, 居全球首位。公司光伏逆变器产品布局全面, 涵盖 10~8800kW 功率范围, 远销全球 150 多个国家和地区。展望 2023 年, 我们认为光伏装机需求有望大幅受益于硅料价格回落, 地面电站、分布式装机同步发力, 公司逆变器营收有望持续增长。

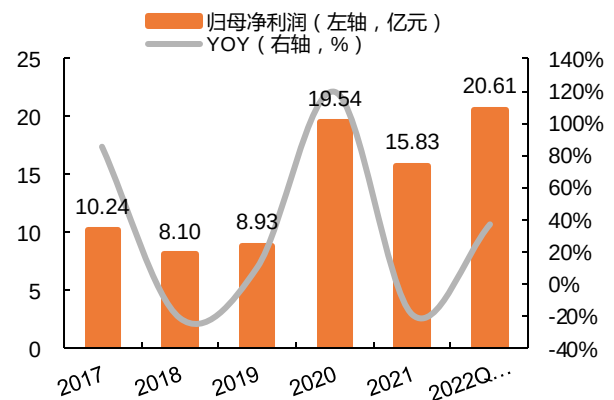
储能业务: 大功率 PCS 产品、IGBT 拿货能力构成壁垒, 业绩增长确定性强。公司是大储 PCS 全国龙头, 储能系统业务足迹遍布中、美、英、德、日等多个国家和地区, 锂电储能装机规模连续六年位居中国企业第一。大储变流器环节存在一定壁垒, 包括大功率产品的技术积累、IGBT 的供应能力、对电网的理解等, 公司作为头部企业, 大储业务竞争实力强。公司在调研公告中预计 2023 年大储产品出货量有望达到 15GWh, 实现翻倍增长; 同时, 考虑到硅料降价带来客户端成本压力的放松, 以及碳酸锂价格对利润挤压的减轻, 公司盈利能力也有望进一步提升, 实现量利齐升。

图表47 阳光电源营业收入情况



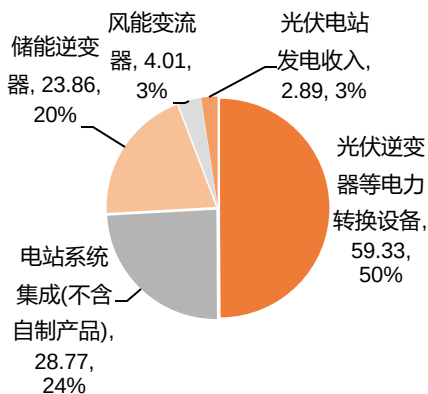
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表48 阳光电源归母净利润情况



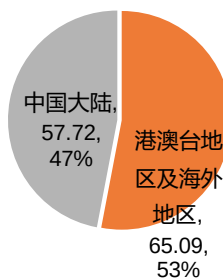
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表49 阳光电源 2022H1 主营业务结构



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

图表50 阳光电源 2022H1 营收地域分布



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

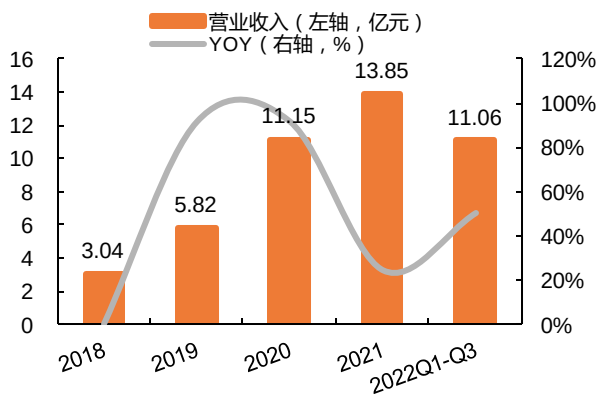
● 南网科技: 储能 EPC 引领成长, 业绩增长确定性强。

业务布局涵盖技术服务+智能设备, 储能业务占比持续提升。公司脱胎于广东电科院, 第一大股东为南方电网。公司主营业务包括技术服务+智能设备两大类, 技术服务包括“储能系统技术服务”和“试验检测及调试服务”两类; 智能设备包括智能监测设备、智能配电用电设备和机器人及无人机 3 个类别。公司储能业务(属于新能源装备事业部)包括 EPC 和并网检测调试服务, 2022 年上半年已全面向承接 EPC 业务转型, 独立调试业务规模和占比逐步降低。公司在手订单饱满, 前三季度累计中标储能 EPC 项目 320MW/429MWh, 中标金额共计 10.27 亿元, 在手订单饱满, 储能业务占比有望持续增长。

订单质量优、成本控制强, 储能业务盈利能力有保障。2022 年上半年, 公司综合毛利率 31.26%, 其中新能源事业部(储能业务所属事业部)毛利率 17.30%。公司通过把控储能 EPC 订单质量, 以及电芯集采、Pack 产线自建等方式, 保障储能 EPC 业务毛利率表现, 盈利能力优良。

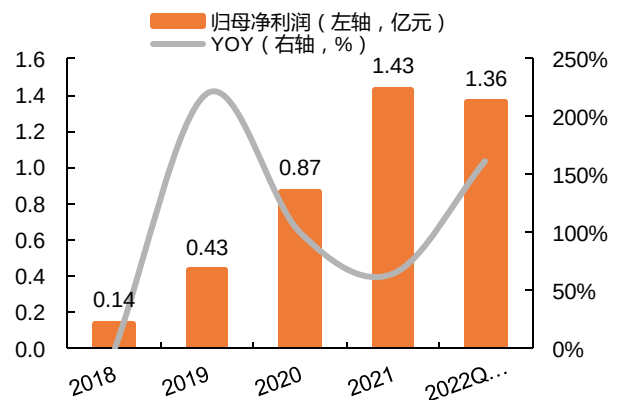
南网区域储能装机有望高速发展, 公司业绩增长空间大、确定性强。2021 年 5 月, 南方电网在《南方电网公司建设新型电力系统行动方案(2021-2030 年)白皮书》中提出, “十四五”期间推动新能源配套新型储能 20GW, 增长空间广阔。广东省 2022 年公布的独立储能项目储备已超过 12GWh, 电力现货市场的常态化运营和辅助服务市场的完善有望推动其储能项目加速落地, 南网区域储能装机增长可期。公司对电源侧以及电网侧各项技术特性有着深刻的理解, 技术实力突出, 有望把握南网及全国大储装机增长机遇, 业绩增长空间大。

图表51 南网科技营业收入情况



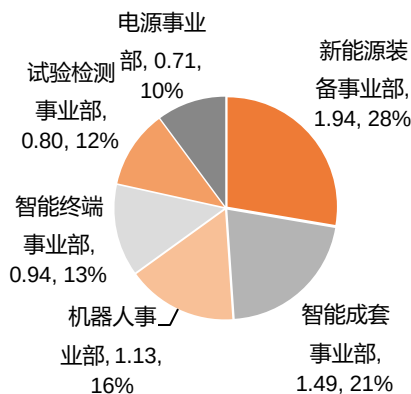
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表52 南网科技归母净利润情况



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表53 南网科技 2022H1 主营业务结构



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

图表54 南网科技“十四五”发展思路



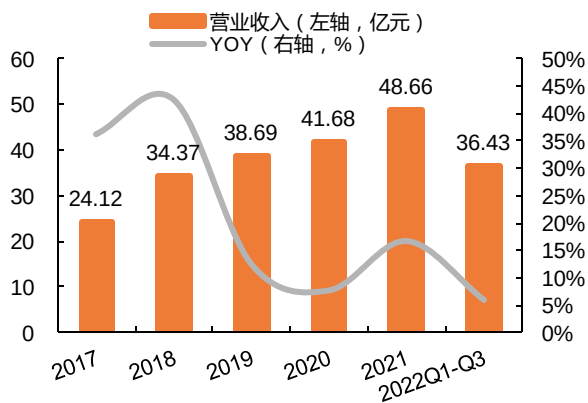
资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

● 科华数据：数据中心+储能双轮驱动，海内外业务全面布局。

数据中心+新能源双轮驱动，储能 PCS 和集成市场地位领先。公司旗下有“科华数据”和“科华数能”两大业务主体，数据中心相关业务和新能源业务双轮驱动。数据中心方面，公司是数据中心 UPS 全国龙头，主要产品包括模块化 UPS 电源、电池箱、配电柜等，业绩稳定增长。新能源业务方面，公司重点发力储能业务，2021 储能 PCS 国内和全球出货量在国内企业中均排名第二；储能系统集成领域，2021 年国内和海外出货量在中国企业中排名前十。

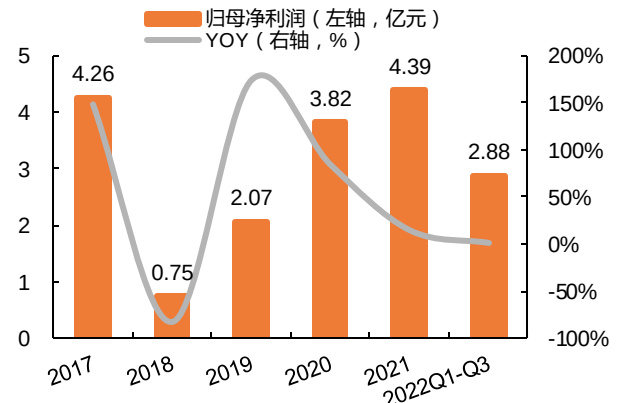
海内外储能业务齐发力，大储、户储均有布局。大储方面，2022 年公司逆变器解决方案入围中国能建、中核（南京）、中国电建、中石油及国家电投等大型国企集采项目，规模达到 GW 级；公司已面向全球发布 S³液冷储能系统，产品具备主动安全、智能高效、精简灵活等优势，市场反馈较好。户储方面，公司 iStorageE 产品在手订单充足，与欧、美、澳客户签署共计 400MWh 订单，顺利打开市场。公司储能业务布局全面，大储市场地位突出，业绩有望持续增长。

图表55 科华数据营业收入情况



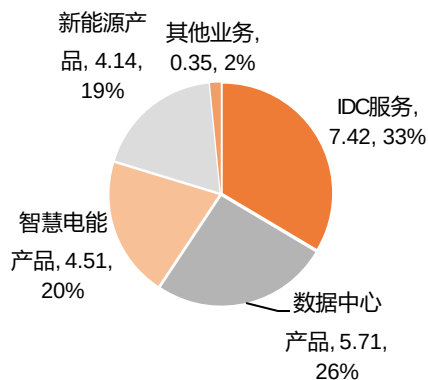
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表56 科华数据归母净利润情况



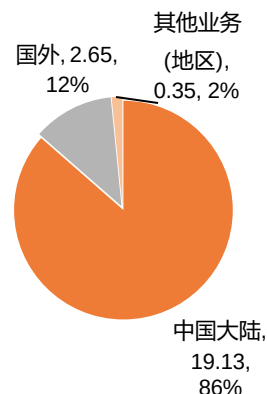
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表57 科华数据 2022H1 主营业务结构



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

图表58 科华数据 2022H1 营收地域分布



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

3.2.4 储能安全环节：竞争格局较好，环节价值量有望持续提升。

● 英维克：储能温控龙头，长期成长性出色。

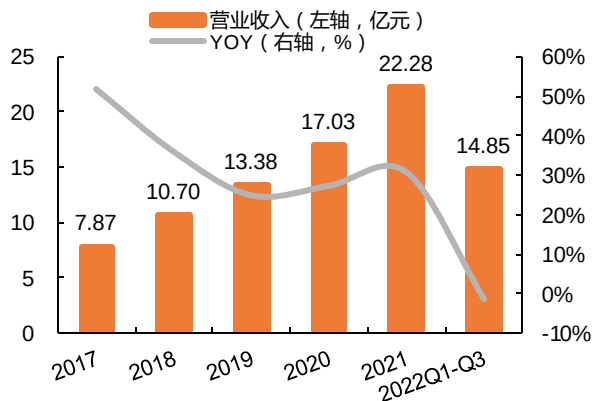
公司是国内精密温控龙头，业务覆盖储能温控、数据中心温控等。公司是国内精密温控领域的龙头企业，主要产品包括机房温控节能设备（用于数据中心）、户外机柜温控节能设备（用于储能电站）、轨交列车空调等，风冷、液冷产品布局全面、技术领先。

公司储能温控市场地位领先，业绩增长迅速。储能温控领域，公司是最早涉足电化学储能系统温控的厂商，长年在国内储能温控行业处于领导地位，也是众多国内储能系统提供商的主力温控产品供应商，储能温控客户包括宁德时代、阳光电源、比亚迪、南都、科陆、平高集团、海博思创以及国外主流系统集成商和电池厂商。公司储能温控业务高速增长，2022 年上半年储能温控贡献营收 2.5 亿元，同比增长 68%，占上半年营收的 29%。

上半年数据中心温控业务需求承压，未来有望持续向好。2022 年上半年，由于疫情等因素影响，公司机房温控节能产品营收 3.70 亿元，同比下降 30%，拖累了整体业绩；但三季度以来业绩已出现明显好转。数据中心是发展数字经济的基石，是重要的“新基建”设施之一，高耗能一直是数据中心应用的痛点，各地政策严控数据中心 PUE（电能使用效率）。液冷方案

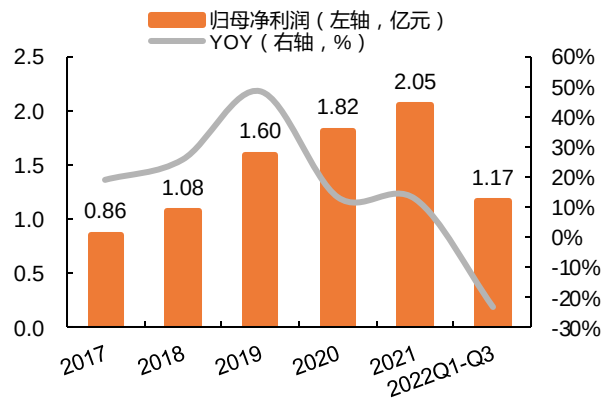
被视为降低 PUE 的革命性方案之一，渗透率有望持续提升，数据中心温控价值量提高。公司是数据中心温控领域头部企业，在受益于行业整体价值量提升的同时；有望在液冷渗透率提升趋势下占据更大的市场份额。

图表59 英维克营业收入情况



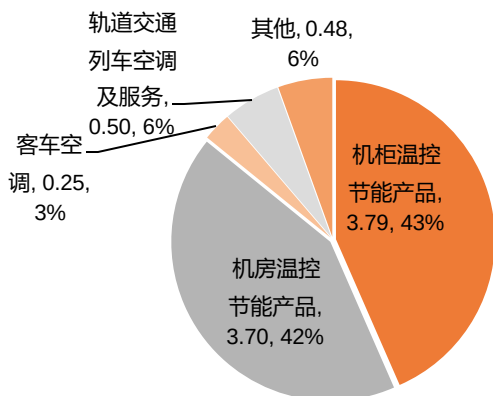
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表60 英维克归母净利润情况



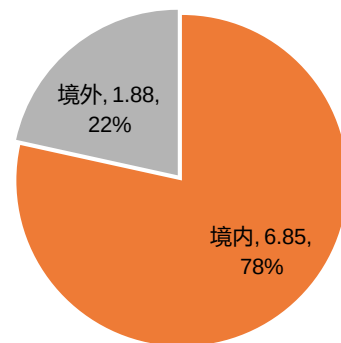
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表61 英维克 2022H1 主营业务结构



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

图表62 英维克 2022H1 营收地域分布



资料来源: Wind, 平安证券研究所 单位: 亿元, %

● 青鸟消防: 储能消防龙头, “三条主线” 成长逻辑优。

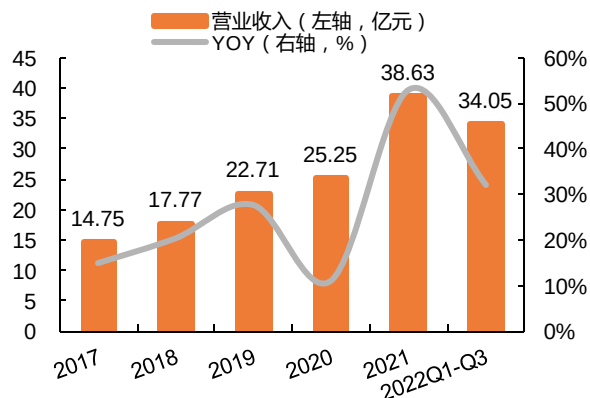
储能消防: 大储装机高增+行业标准化, 细分龙头业绩有望大幅受益。消防是保障大型储能电站安全的重要一环, 目前国内储能消防产品尚未标准化, 在储能系统中价值量占比仅 2%, 低于国外 5% 左右水平。随着大储装机增长, 以及 2023 年新国标《电化学储能电站安全规程》(GB/T 为建议性标准) 的出台, 储能消防细分赛道价值量有望大幅提升, 开拓百亿级市场。公司重视储能业务新机遇, 2022 年成立储能消防业务群组, 从市场拓展端和产品研发端同步发力。目前公司储能消防业内领先, 已形成站级、舱级、Pack 级的储能消防解决方案, 是业内极少数可以做到 Pack 级保护的公司之一。公司提前卡位储能消防赛道, 成为细分赛道龙头, 业绩有望受益。

民用消防: 地产产业链复苏, 提振行业需求; 竞争格局向头部集中, 公司份额增长。民用消防产品市场规模约 1000 亿元上下, 增速与 GDP、地产行业增速挂钩, 整体增长较为稳健。目前行业竞争格局分散, 中小企业繁多, 市场份额仍长期存在向头部企业集中的趋势。公司作为赛道龙头, 市占率有望继续扩大。

工业消防: 高门槛、高毛利率的国产替代赛道, 公司扎实布局、业绩高速增长。工业消防产品市场约百余亿元, 产品技术壁垒高, 市场由霍尼韦尔、西门子等国际巨头占据, 国产替代空间广阔。国内企业入局者较少, 包括公司、翼捷股份、安可信

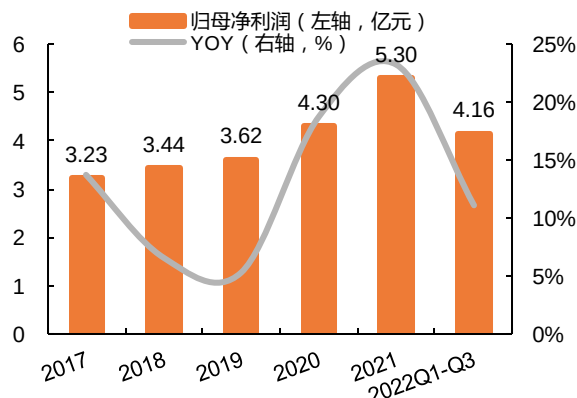
等，参与者工业消防产品毛利率可达 50% 以上。公司工业消防营收快速增长，产品涵盖传统工业行业（钢铁石化等）、泛工业行业（地铁轨交等）、中高端制造（医药化工、锂电等），2022 年上半年公司工业消防报警产品实现营收 2,072.09 万元，同比大幅增长 203.18%，基数小、增长强劲，仍有上升空间。

图表63 青鸟消防营业收入情况



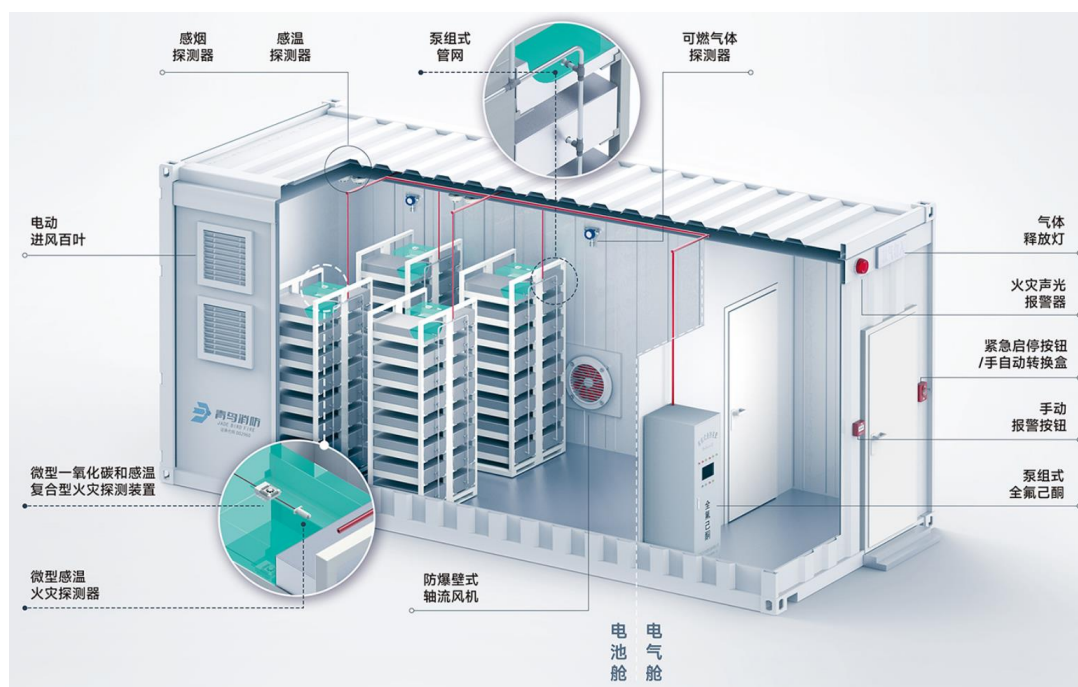
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表64 青鸟消防归母净利润情况



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表65 青鸟消防储能集装箱 PACK 级消防解决方案



资料来源: 青鸟消防, 平安证券研究所

四、投资建议

国内大储市场蓬勃向上，有望实现高速发展。政策引领下，我国储能产业实现规模化发展在即。考虑全国新能源装机的增长、配储比例与时长的增加，以及独立储能商业模式的推动，我们看好国内大储市场发展，预计 2023 年国内大储新增装机有望达 33.2GWh（同比+124.8%）；2025 年新增装机量有望增至 90.2GWh，2022-2025 年 CAGR 达 83%。

储能商业模式因地制宜，重点区域独立储能理论上已具备经济性。独立储能项目储备规模庞大，或将成为引领国内大储装机的主要驱动力，但市场对其商业模式存在一定疑问。独立储能项目业主能否摆脱观望情绪、加速装机，商业模式是关键。各省独立储能收益模式和补偿标准各不相同，我们关注独立储能发展的 6 个主要省份山东、山西、宁夏、湖南、甘肃、广东，分别分析其独立储能收益模式，理论 IRR 可达 7% 及以上。但目前国内独立储能投运案例较为有限，规模发展后如何实现经济性，仍有待继续观察。

国内大储市场高景气方向确定，独立储能商业模式落地或进一步刺激装机增速提升。本报告的分析可以为理解各省独立储能收益模式提供基本的框架，为后续追踪独立储能重点市场的政策发展及装机进度预测提供基础，有助于捕捉国内大储赛道的边际变化。以此框架为始，后续我们将对国内大储市场进行持续跟踪：市场空间方面，一是关注各地实际批复的新能源项目配储比例情况，二是关注项目招标和建设情况；商业模式方面，一是关注重点省份独立储能相关政策的出台，二是关注各地独立储能投运项目的实际运营情况。

看好国内大储市场机遇，关注重点环节参与者。我国是全球最主要的储能市场之一，储能装机有望持续增长。国内储能各环节企业在全球竞争实力强，在国内市场“近水楼台”占据主要份额，分享市场增长红利。对各环节参与者而言，国内大储市场的优势在于准入环境上较海外市场相对友好，无贸易保护风险，确定性强；但局限性在于，储能在新能源配储模式下被视为成本项，存在压价现象，影响企业相关业务的毛利表现。我们认为，国内储能市场具备优良的成长性，且随着储能调用模式和收益模式逐步改善，其低价低质模式有望改善，技术和产品领先的企业毛利率存在改善空间。

电池环节：优质储能电池供给仍稀缺，高“含储量”电池企业业绩弹性大。建议关注：

- **亿纬锂能：**储能电池占比稳步提升、大容量新品有望放量。
- **鹏辉能源：**聚焦储能赛道、大储产品放量在即。

PCS 和系统集成环节：装机提速、毛利改善，头部企业加速成长。建议关注：

- **阳光电源：**光伏和储能逆变器龙头，具备大功率 PCS 技术积淀和 IGBT 拿货能力。
- **南网科技：**聚焦优质区域市场，储能 EPC 订单质量优、成本控制强，具有高业绩弹性。
- **科华数据：**数据中心+储能双轮驱动，储能 PCS 和集成市场地位领先。

储能安全环节：竞争格局较好，环节价值量有望持续提升。建议关注：

- **英维克：**储能温控市场地位领先，相关业绩增长迅速。
- **青鸟消防：**储能消防龙头，“三条主线”成长逻辑优。

图表66 大储产业链相关标的业绩情况

代码	名称	2021 年				2022Q1-Q3			
		营业收入/亿元	营收 yoy/%	归母净利润/亿元	归母净利润 yoy/%	营业收入/亿元	营收 yoy/%	归母净利润/亿元	归母净利润 yoy/%
300014	亿纬锂能	169.00	107.1%	29.06	75.9%	242.83	112.1%	26.66	20.3%
300438	鹏辉能源	56.93	56.3%	1.82	242.9%	65.02	66.9%	4.43	170.2%
300274	阳光电源	241.37	25.2%	15.83	-19.0%	222.24	44.6%	20.61	36.9%
688248	南网科技	13.85	24.3%	1.43	64.3%	11.06	50.1%	1.36	162.1%
002335	科华数据	48.66	16.8%	4.39	14.9%	36.43	6.0%	2.88	1.4%
002837	英维克	22.28	30.8%	2.05	12.9%	14.85	-1.2%	1.17	-22.8%
002960	青鸟消防	38.63	53.0%	5.30	23.2%	34.05	32.2%	4.16	11.1%

资料来源：wind，平安证券研究所

图表67 大储产业链相关标的估值情况

公司名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E				评级
		2023/2/9	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	
鹏辉能源	300438	72.96	0.42	1.38	2.32	3.46	173.7	52.9	31.4	21.1	强烈推荐
亿纬锂能	300014	85.16	1.54	1.67	3.25	4.83	55.3	51.1	26.2	17.6	未评级
阳光电源	300274	122.91	1.08	2.14	3.73	5.00	113.8	57.5	33.0	24.6	未评级
南网科技	688248	55.94	0.30	0.38	0.86	1.32	186.5	148.2	64.8	42.3	未评级
科华数据	002335	47.88	0.95	1.05	1.42	1.82	50.4	45.6	33.6	26.3	未评级
英维克	002837	35.79	0.63	0.54	0.77	1.04	56.8	66.7	46.2	34.4	未评级
青鸟消防	002960	32.29	1.49	1.12	1.50	1.93	21.6	28.7	21.6	16.8	未评级

资料来源：wind，平安证券研究所 未覆盖公司采用wind 一致预期

五、 风险提示

1.国内储能需求增长不及预期的风险。

现阶段，国内大储项目整体经济性不足，主要依靠政策强配驱动。如果新能源装机增速、配储比例/时长增长不及预期，或与独立储能参与容量租赁、辅助服务或现货市场的经济回报不足，相关方投资建设大储项目的积极性可能受到影响，导致国内储能装机增长不及预期。

2.市场竞争加剧的风险。

储能赛道景气度高，国内已有较多企业试图进入，可能导致市场竞争加剧，对相关企业市场份额和盈利能力造成负面影响。

3.原材料价格上涨或供应不足的风险。

储能电池产业链上游主要为锂材料，变流器产业链上游原材料主要为电力电子器件等。若相应原材料短缺或涨价，可能影响产品交付，或挤压相应公司的利润空间。

平安证券研究所投资评级：

股票投资评级：

- 强烈推荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 20% 以上）
- 推 荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 10% 至 20% 之间）
- 中 性（预计 6 个月内，股价表现相对市场表现在 $\pm 10\%$ 之间）
- 回 避（预计 6 个月内，股价表现弱于市场表现 10% 以上）

行业投资评级：

- 强于大市（预计 6 个月内，行业指数表现强于市场表现 5% 以上）
- 中 性（预计 6 个月内，行业指数表现相对市场表现在 $\pm 5\%$ 之间）
- 弱于大市（预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场表现 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。

市场有风险，投资需谨慎。

免责条款：

此报告旨为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 2023 版权所有。保留一切权利。



平安证券研究所			电话：4008866338
深圳	上海	北京	
深圳市福田区益田路 5023 号平安金融中心 B 座 25 层 邮编：518033	上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融大厦 26 楼 邮编：200120	北京市西城区金融大街甲 9 号金融街中心北楼 16 层 邮编：100033	