

2022 年 12 月 28 日

中美大储，给时间以能源

看好

——储能行业深度报告

本期投资提示：

- **边际利好形成发展合力，大储赛道进入投资长景气阶段。**基于对中美储能市场政策、产业趋势和行业技术的边际变化研究，我们发现：1) 政策端，国内储能发展规划不断上修，美国 IRA 法案向储能补贴进一步倾斜，多类政策利好下催化中美储能经济性长期向好；2) 产业趋势端，目前硅料和碳酸锂成本压力趋缓，23 年上游量价瓶颈打开。我们预计，23 年百 GWh 中美储能储备项目将加速释放，光伏和储能大规模开发期即将到来；3) 行业技术端，储能电池专用化下，大容量储能电芯在行业内的应用不断成熟，有望带动项目投资成本进一步降低，叠加电池循环寿命增长，储能项目盈利预期将进一步改善。除此之外，钠电产业化也即将在 23 年迎来起量。综上所述，在行业政策+产业趋势+产品技术上均具备支持储能大规模发展的边际利好下，中美大储赛道加速渗透的发展合力不断增强，行业将进入投资长景气阶段。
- **回顾中美储能的峥嵘岁月，望今朝中美领航启发展新章。**中美储能市场为全球储能标杆市场，两者占全球市场规模的 60-70%。通过对比中美两国储能市场的发展现状、政策经济性、风光储渗透率，我们发现：1) 中美储能装机在 20-21 年同时迎来快速增长。21 年中国与美国电化学储能新增装机分别达到 2.26GW/3.51GW，同比增长 45%/138%，新增装机规模均创新高。从 22 年月度数据看，中美储能市场皆呈现景气攀升趋势。2) 鼓励储能示范→确立储能发展目标→建立储能市场化机制是中美储能政策共同的演变过程。山东储能发展模式和加州储能模式在中美两国逐渐形成燎原之势，以点带面的发展局面正在形成；3) 2011-2021 年，中国风光发电占比从 1.6%提升至 11.7%，美国风光发电占比从 3.0%提升至 12.0%。两国风光发电占比有望在 2025 和 2030 年超过 20%和 30%。2021 年，中美电化学储能累计装机规模占电力系统最大负荷的比重分别为 0.4%和 1.1%。我们测算 2025 年和 2030 年，中美合计电化学储能累计装机有望达到 83GW 和 405GW。储能将在电力系统发挥更大的新能源消纳作用，站在当前时间节点，我们认为，中美储能市场乃至全球储能市场将从示范阶段逐步转向市场化发展，全球储能爆发式增长的新篇章正在打开。
- **投资分析意见：首次覆盖，给予行业“看好”评级，推荐具备品牌力和渠道优势的龙头厂商。**中美市场景气度开始初步显现，而中国锂电产业链在全球具有较好的比较优势，储能产业链正进入发展黄金期。当前中国和美国储能商业模式分别主要采用招标制和订单制，国内招标制下具备渠道优势和客户资源的国内厂商将具备更好的收入增长潜力，海外订单制下具备丰富出海经验和品牌力的国内厂商具备更好的利润增长潜力。建议重点关注：宁德时代（全球储能电池龙头，有望深度受益中美大储需求爆发）、比亚迪（出海成绩斐然，中国储能企业出海标杆）、鹏辉能源（22 年国内和海外大储发展迅速），中创新航（22 年中标多个储能采购大订单，储能在手订单充裕），阳光电源（从 PCS 延伸至储能系统，美国订单饱满）、科华数据（UPS 龙头，大储和户储成为公司发展新引擎）、上能电气（国内 PCS 龙头，储能订单彰显高景气）、英维克（具备深厚技术和产品积淀的储能温控龙头）、国安达（储能消防成为新增增长点，23 年有望批量出货）。
- **风险提示：1) 原材料价格大幅上涨的风险；2) 海外市场需求波动风险；3) 技术路线更迭的风险。**

证券分析师

朱栋 A0230522050001
zhudong@swsresearch.com
王霖 A0230522070002
wanglin@swsresearch.com
王子越 A0230522110001
wangzy@swsresearch.com

联系人

朱栋
(8621)23297818x
zhudong@swsresearch.com



申万宏源研究微信服务号

投资案件

结论和投资分析意见

中国储能全球出货进入爆发期，投资标的选择具备品牌力和渠道优势的龙头厂商。

重点关注：宁德时代（全球储能电池龙头，有望深度受益中美大储需求爆发）、比亚迪（出海成绩斐然，中国储能企业出海标杆）、鹏辉能源（22 年国内和海外大储发展迅速），中创新航（22 年中标多个储能采购大订单，储能在手订单充裕），阳光电源（从 PCS 延伸至储能系统，美国订单饱满）、科华数据（UPS 龙头，大储和户储成为公司发展新引擎）、上能电气（国内 PCS 龙头，储能订单彰显高景气）、英维克（具备深厚技术和产品积淀的储能温控龙头）、国安达（储能消防成为新增长点，23 年有望批量出货）。

原因及逻辑

短期来看，中美储能市场将从示范阶段逐步转向市场化发展，全球储能爆发式增长的新篇章正在打开。23 年，储能收入多元化趋势愈加明显，上游硅料和碳酸锂成本压力有望逐渐缓解，储备的大量储能项目将进入实质建设期，行业有望进入景气度逐季提升阶段。

长期来看，大储行业渗透率加速提升的确定性增强。在政策+产业+产品技术均具备支持储能大规模发展的边际利好下，中美大储赛道加速渗透的发展合力不断增强，行业将进入投资长景气阶段。

有别于大众的认识

市场认为当前储能项目收益率低，下游投资需求有所减缓。我们认为中美政策导向明确下，储能项目中长期收益率稳中有升，短期成本扰动将不对下游投资产生抑制影响。

市场认为储能行业由于上游成本压力，储能电池供应商盈利水平有所下滑，未来盈利预期存在不确定性。我们认为一方面上游成本压力有望逐渐缓解，具备品牌和渠道优势的厂商价格传导顺畅，盈利水平将恢复正常水平；另一方面储能产品仍处于创新迭代期，具备产品创新和技术领先优势的行业龙头将不断为行业创造价值，行业中长期盈利水平将伴随行业创新步伐保持在较高水平。

目录

1. 中美储能市场举足轻重，渗透率迎来加速提升.....	7
1.1 当前时点，为何要重视中美大储市场.....	7
1.2 政策利好：22 年政策频出，23 年成效渐现.....	8
1.2.1 中国：储能规划目标不断上修，政策打开储能经济性空间	8
1.2.2 美国：IRA 法案通过，政策效果将逐渐显现	9
1.3 产业趋势：上游量价瓶颈打开，储能大规模建设提速	10
1.3.1 趋势一：中美光伏装机有望提速.....	10
1.3.2 趋势二：电池成本有望下行.....	11
1.3.3 趋势三：中美储能项目开发达百 GWh 级	12
1.4 技术进步：电芯大容量/长循环/钠电.....	13
1.4.1 电力储能电池专用化，大容量电芯得到认可	13
1.4.2 储能电芯循环寿命提升明显，有望显著改善度电成本.....	14
1.4.3 钠电蓄势待发，23 年有望成为发展元年.....	15
2. 三大对比观中美，储能发展启新章	17
2.1 中美储能市场的发展现状对比.....	17
2.2 中美储能市场的政策经济性对比.....	20
2.2.1 中国：从强制配储到共享储能，储能市场化导向明确.....	20
2.2.2 中国山东：政策探索不止，经济性曙光已现.....	24
2.2.3 美国：储能政策矩阵完善，ITC 政策长期激励.....	26
2.2.4 美国加州：储能电池效益显著，未来欣欣向荣	30
2.3 中美风光储渗透率对比.....	31
2.3.1 中国：风光发电占比加速提升，中远期规划明确.....	31
2.3.2 美国：远期可再生能源发电目标确立，储能需求徐徐打开	32
2.4 对中美大储市场的一些思考	35
3. 投资分析意见.....	36
3.1 储能景气度高企，22 年中国储能全球出货有望翻倍.....	36
3.2 储能产业链价值释放巨大，核心关注价值占比高的环节	37
4. 风险提示.....	43

图表目录

图 1: 2014-2021 年全球电化学储能新增装机.....	7
图 2: 20-21 年全球新型储能新增投运地区分布	7
图 3: 中美储能市场发展路径展望	7
图 4: 16 个省市发布的“十四五”新型储能规划.....	8
图 5: 2021-2025E 中国累计投运电化学储能装机	8
图 6: 2021-2025E 中国工商业储能装机规模预测 (GWh)	9
图 7: 22 年国内多晶硅月度产量 (万吨)	10
图 8: 2022 年 11-12 月多晶硅均价开始下降	10
图 9: 20-27 年美国光伏新增装机规模预测 (GW)	11
图 10: 2023 年精炼锂供需局面开始出现过剩.....	11
图 11: 2015-2032 年电池级碳酸锂的年平均价格	11
图 12: 2022 年国内独立式储能项目进展 (GWh)	12
图 13: 2022 年国内储能集采情况 (已完成招投标)	12
图 14: 截止 3Q22, 美国 132GW 正开发的清洁电力项目分布图 (其中储能 14GW)	13
图 15: 132GW 正开发的清洁电力项目分类占比.....	13
图 16: 14GW 正开发的电池储能分布区域占比.....	13
图 17: 国内 280Ah 大电芯上市时间 (部分)	14
图 18: 钠离子电池应用场景.....	15
图 19: 钠电池与锂电池远期成本对比测算.....	15
图 20: 2014-2022E 中国电化学储能装机	17
图 21: 2016-2022 前三季度美国电化学储能装机	17
图 22: 2022 年中国储能项目月度中标数据	17
图 23: 2020-2022 年美国 1MW 以上的电化学储能月度新增装机 (MW) ..	17
图 24: 中国累计投运电化学储能的地区分布 (按 MW)	18
图 25: 美国累计投运电化学储能的地区分布 (按 MW)	18
图 26: 2021 年中国新型储能新增投运项目的应用分布 (容量口径)	18
图 27: 22 年前三季度美国电化学储能新增投运的应用占比 (容量口径)	18

图 28: 2021 年中国电化学储能装机下游结构.....	19
图 29: 22 年前 10 月央企储能系统/EPC 集采 (GWh)	19
图 30: 美国 7GW 运行中的电池储能项目的运营商占比 (截止 22 年 9 月) ..	20
图 31: 21 年全球前十大储能系统集成商 (按 MW)	20
图 32: 中国电化学储能政策复盘.....	20
图 33: 青海首次提出储能电站可同时参与调频/调峰或现货市场, 获得容量收益	22
图 34: 独立储能收益模式拆分 (收益以 100MW/200MWh 的储能项目为例)	23
图 35: 用户侧储能可参与峰谷价差套利和需求侧响应的的时间	23
图 36: 目前国内用户侧储能盈利测算 (以浙江省为例)	24
图 37: 山东各阶段储能政策的重点	24
图 38: 山东新型储能累计装机规模预测	26
图 39: 美国储能系统激励政策示意图.....	27
图 40: 加州日内电力峰谷价差扩大	28
图 41: 独立储能收益模式拆分 (收益以 100MW/400MWh 的储能项目为例)	28
图 42: 2020-2021 年加州独立储能出力类别	29
图 43: 加州分季度的不同类别辅助服务成本	29
图 44: 加州 Pomona 项目各类型收益 (万美元/MW)	29
图 45: 加州 Pomona 项目中三类收益稳定均衡	29
图 46: 加州各类型储能政策的重点	30
图 47: 加州夏季典型日储能电池与最大负荷、用电量的比例关系	30
图 48: 2011-2021 年中国发电结构变化	31
图 49: 2021 年风光发电占比超过 10%的省份	31
图 50: 21-25 年中国光伏+风电年新增装机预测 (GW)	32
图 51: 2011-2022 年 1-8 月美国发电结构变化	32
图 52: 美国不同部门电力平均零售价 (美分/kWh)	32
图 53: 储能需求与波动式可再生能源发电占比的关系	33
图 54: 中美风光装机及风光发电占比变化.....	34
图 55: 2021-2030 年中美电化学储能装机展望.....	34
图 56: 2021-2025 年中国发电侧+工商业储能年新增装机规模预测	36
图 57: 2022-2026 年美国储能年新增装机规模预测.....	36

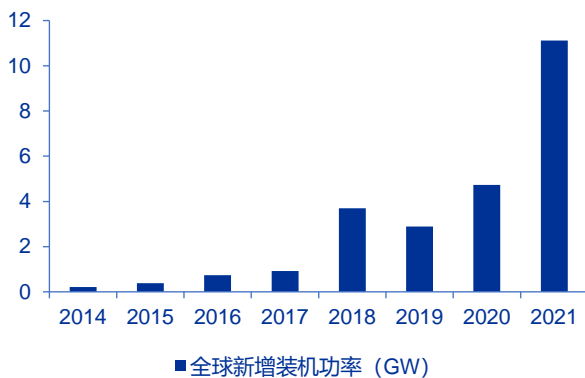
图 58: 2021 年中国储能电池出货结构 (含出口)	36
图 59: 2022 年 H1 中国储能电池出货结构 (含出口)	36
图 60: 2021-2025 年中国储能锂电池出货量及预测 (GWh)	37
图 61: 储能产业链	37
图 62: 2019-2021 全球储能电池厂商市场份额变动情况.....	38
图 63: 中国储能 PCS 提供商 2021 年全球市场储能 PCS 出货量 (MW)	40
图 64: 中国储能 PCS 提供商 2021 年国内市场储能 PCS 出货量 (MW)	40
图 65: 全球储能产业链主要公司.....	41
表 1: 美国《通货膨胀削减法案》在储能及光伏方面的主要亮点	9
表 2: 电池价格毛利率预测.....	11
表 3: 多个项目招标明确要求采用大容量电芯.....	14
表 4: 电力储能对储能锂电池的要求及性能水平介绍	15
表 5: 电芯循环寿命提升可显著改善储能 LCOS	15
表 6: 美国主要储能系统集成商部署和订单情况	19
表 7: 2022 年 H1 储能政策变化	21
表 8: 进入现货市场后, 山东首批 5 座独立示范储能项目的月度收益.....	25
表 9: 共享储能收益测算 (以山东 100MW/200MWh 的独立储能电站为例)	25
表 10: 美国多类别的储能政策	27
表 11: 中国高比例可再生能源电力系统的规划.....	32
表 12: 美国部分州 RPS/CES 目标.....	33
表 13: 中国主要储能电池厂商在国内的下游布局	39
表 14: 推荐标的盈利预测	41

1. 中美储能市场举足轻重，渗透率迎来加速提升

1.1 当前时点，为何要重视中美大储市场

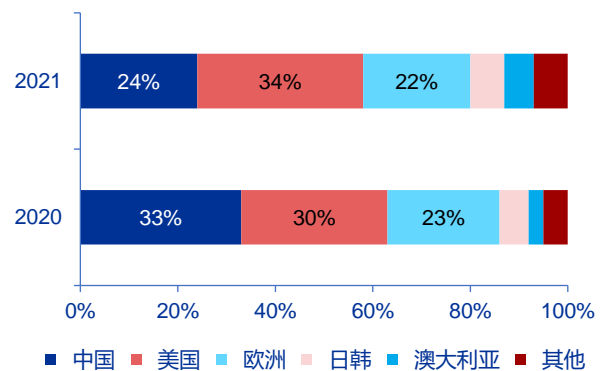
21 年全球电化学储能新增装机突破 11GW，中国和美国为新增装机最大的两个地区。根据 CNESA 的数据，21 年全球电化学储能新增投运装机规模达到 11.12GW，同比增长 135%，新增项目主要集中在中美表前储能及欧洲户储。20-21 年，全球新型储能新增投运地区分布中，中美欧合计占比超过 80%，占据主导地位。中国和美国连续两年成为全球电化学储能新增规模最大的两个地区，贡献市场主要增量。

图 1：2014-2021 年全球电化学储能新增装机



资料来源：CNESA，申万宏源研究

图 2：20-21 年全球新型储能新增投运地区分布



资料来源：CNESA，申万宏源研究

中美储能市场渗透率迎来加速提升，行业进入高景气度阶段。基于对中美储能市场政策、产业趋势和产品技术的边际变化研究，我们发现：**1) 政策端**，中美对于储能发展均出台诸多鼓励政策，覆盖储能补贴、储能主体市场地位确立、储能参与电力市场激励政策等诸多方面；**2) 产业端**，随着中美光伏新增装机有望在 23 年恢复快速增长，并且储能锂电成本端压力逐步缓解，储能项目大规模开发期即将到来；**3) 行业技术端**，大容量电芯及长循环寿命技术不断成熟，产业化进展顺利，钠电也即将在 23 年开启产业化。

图 3：中美储能市场发展路径展望



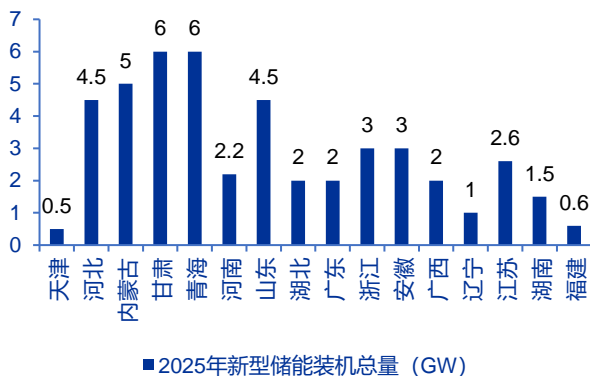
注：电化学储能渗透率计算公式为电化学储能累计装机规模/年日内最大负荷
资料来源：申万宏源研究

1.2 政策利好：22 年政策频出，23 年成效渐现

1.2.1 中国：储能规划目标不断上修，政策打开储能经济性空间

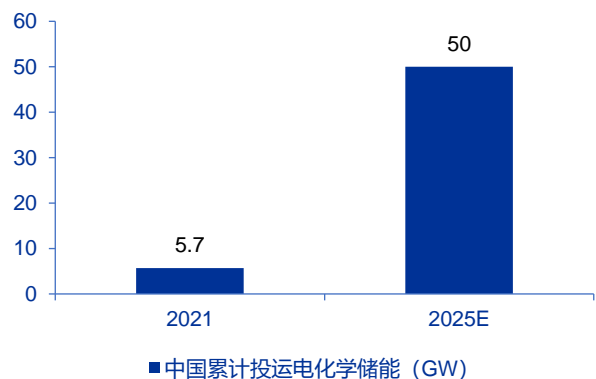
从国家到地方，“十四五”规划均明确了储能装机的目标。《关于加快推动新型储能发展的指导意见》和《“十四五”新型储能发展实施方案》两篇纲领性文件在 22 年前后发布，国家层面明确到 25 年新型储能装机目标达到 30GW。22 年以来，各省出台了各自的十四五能源规划，从已公布的 16 个省看，目前地方规划的新型储能装机规模合计超过 40GW。根据中电联统计，各省规划的 25 年新型储能发展目标合计有望超过 60GW。根据我们测算，按照新建的集中式风光项目配储 20%和 2h 的要求，25 年电化学储能累计装机有望达到 50GW。从国家到地方的储能装机目标逐步明确，未来 5 年储能发展的确定性随之增强。

图 4：16 个省市发布的“十四五”新型储能规划



资料来源：政府网站，申万宏源研究

图 5：2021-2025E 中国累计投运电化学储能装机



资料来源：CNESA，申万宏源研究

■ 源网侧容量租赁模式逐步落地

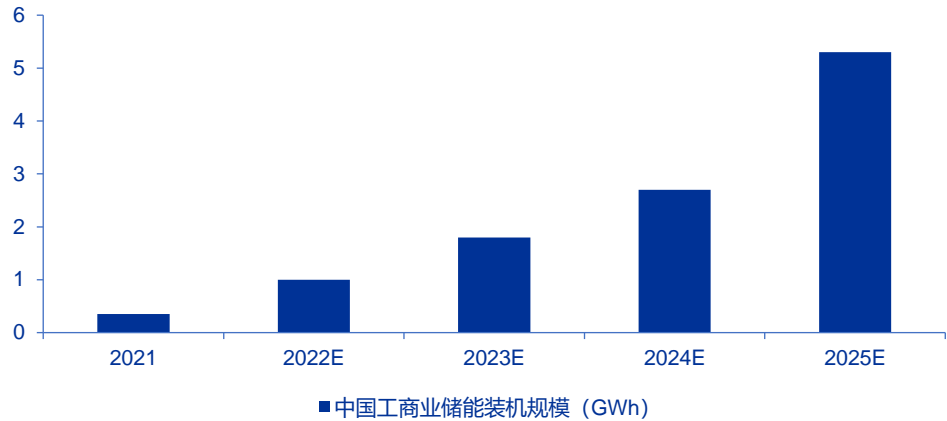
容量租赁增厚独立储能收益，山东和河南先后出台支持储能容量租赁的政策。22 年 8 月，河南发布《关于印发河南省“十四五”新型储能实施方案的通知》，其中明确建立共享储能容量租赁制度，容量租赁参考价为 200 元/kWh*年，并支持签订 10 年以上的长期租赁协议和合同。22 年 9 月，山东印发《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》，文件指出山东省电力交易中心将按月度组织撮合储能容量租赁。容量租赁模式的鼓励政策逐步落地，配合各地强制配储要求，独立储能容量租赁的收益空间将逐步打开。

■ 用户侧峰谷价差拉大

分时电价机制优化，多地峰谷价差不断拉大。自 2H21 以来，全国超过 20 个省调整分时电价政策，适度拉大峰谷价差水平并建立尖峰电价机制，以此鼓励工商业用户配置储能。根据 GGII，峰谷价差超过 0.7 元/度的地区有 21 个省市，除去 1.5 倍代理购电价格，也有 15 个省市最大峰谷价差超 0.7 元/度。目前国内工商业储能收入主要来源两部分，一部分是

峰谷价差套利，另一部分是利用剩余容量参与电力辅助市场竞标，提供需求侧响应服务。峰谷价差套利的收入是工商业储能收入的大头，收入占比可达 80%以上。我们预计，在限电趋紧，分布式光伏渗透率提升以及电价市场化改革的推进下，国内工商业储能发展有望进入快车道。根据 GGII 预计，22 年/25 年国内工商业储能装机有望分别突破 1GWh/5GWh。

图 6：2021-2025E 中国工商业储能装机规模预测 (GWh)



资料来源：GGII，申万宏源研究

1.2.2 美国：IRA 法案通过，政策效果将逐渐显现

补贴延长+抵免增加，储能迎政策边际利好。22 年 8 月，美国通过通胀削减法案(IRA)，对光伏及储能均提出新的政策支持：1) 光伏：法案的通过提供了长达十年的税收抵免政策，同时税收抵免比例从 26%提升至 30%，若满足相关条件，最高税收抵免可提升至 70%；2) 储能：之前光伏配储在补贴范围内，IRA 首次将独立储能纳入补贴范围。除此之外，对于满足条件的大储项目，税收抵免比例提升，表前电力储能的发展进一步得到政策倾斜。

表 1：美国《通货膨胀削减法案》在储能及光伏方面的主要亮点

	美国《通货膨胀削减法案》主要亮点
储能	1) 扩大补贴范围：首次将独立储能纳入 ITC 申报范围；2) 补贴有效期：持续到 2032 年或发电产生的年度温室气体排放≤2022 年 25%的年份；3) 税收抵免比例：基本税收抵免比例为 6%，满足相关条件可申报 30%税收抵免比例。
光伏	1) 政策延长：投资税收抵免政策 (ITC) 延长至 2032 年；2) 税收优惠：初始投资成本的税收抵免比例由目前的 26%提升至 30%，直至 2033、2034 年抵免比例退坡至 26%、22%；3) 财政补贴：向州能源办公室提供金额分别为 43 亿美元和 45 亿美元的经济支持，分别用于支持家庭能源改造项目补贴和家庭电气化改造补贴；4) 集中式光伏：满足相关条件的地面光伏项目可享受 30%初始投资税收抵免。若公司满足使用“美国制造”的要求，可额外获 10%的税收抵免。

资料来源：美国国会官网，申万宏源研究

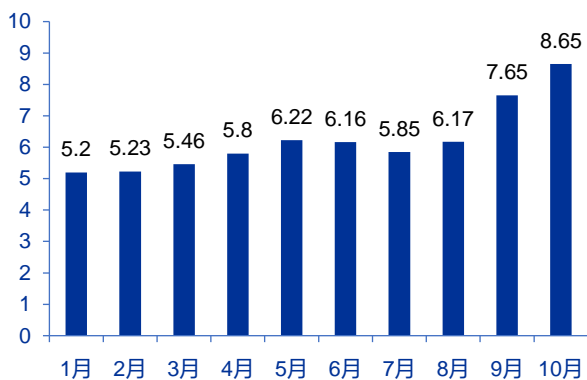
1.3 产业趋势：上游量价瓶颈打开，储能大规模建设提速

1.3.1 趋势一：中美光伏装机有望提速

硅料产能释放打开光伏装机弹性。2022 年光伏终端需求增长旺盛，国内多晶硅现货价从年初的 24 万元/吨涨至 8 月的超 30 万元/吨，预计 2022 年国内多晶硅供应量为 92 万吨，可支撑交流侧装机 240-250GW，下游地面电站的装机增长仍受制于硅料供应瓶颈和价格。

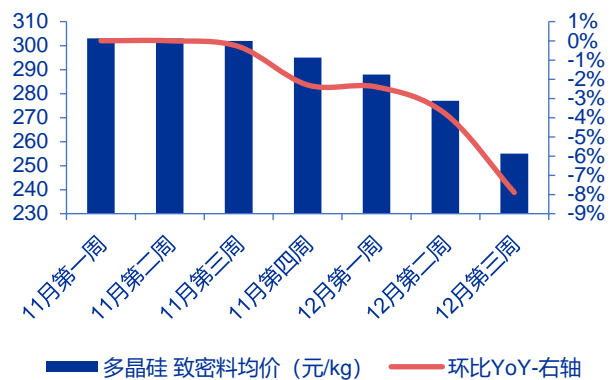
2023 年将迎硅料产能释放大年，结合 Solarzoom 相关统计，全球硅料名义产能将从 22 年底的 128 万吨增长至 23 年底的 240 万吨，预计 23 年多晶硅全球供应量约为 147 万吨，可支撑超 400GW 的交流侧装机。23 年起硅料新增产能开始批量释放，对应硅料价格开启下行通道，也为对组价价格敏感度较高的集中式电站项目的建设带来了弹性。

图 7：22 年国内多晶硅月度产量（万吨）



资料来源：硅业分会，中国海关，申万宏源研究

图 8：2022 年 11-12 月多晶硅均价开始下降



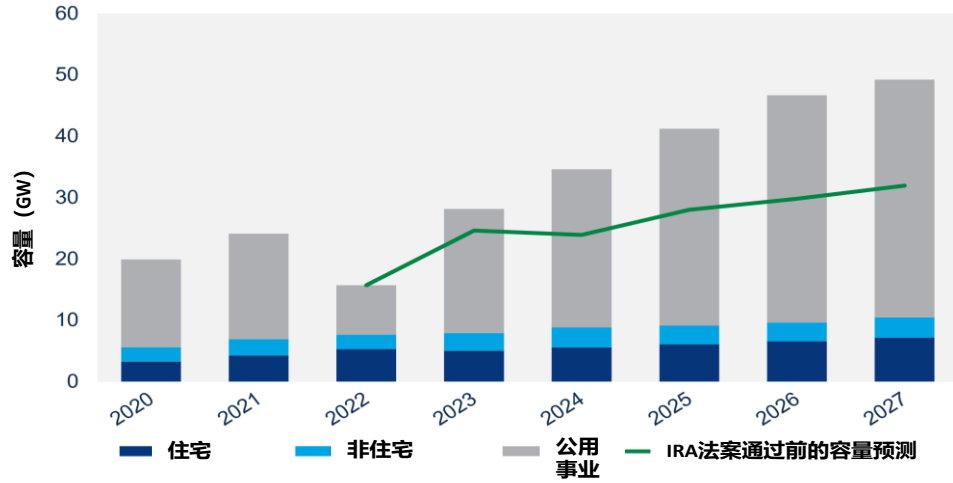
资料来源：PVInfolink，申万宏源研究

国内风光大基地建设有望加快，关注大基地配储进展。根据国家能源局、发改委文件，我国第一批风光大基地共涉及 18 省份，规模总计 97GW，目前 90%以上已开工建设。第二批风光大基地规划到 2030 年建设风光基地总装机约 455GW，其中“十四五”规划建设风光基地总装机约 200GW，“十五五”规划建设风光基地总装机约 255GW。目前风光大基地计划将煤电作为支撑电源，其与新能源的联合送出可减少新能源的随机波动，发挥电力基础保障和系统调节作用。与此同时，由于火电提速需要时间，响应速度不如新型储能，新建项目配套一定比例的新型储能可进一步提升电力稳定外送的能力。随着 23 年第一批风光大基地陆续进入装机运行期，配储项目有望随之加快建设。

1H22 美国光伏短期受供应链扰动，2023 年储能有望随光伏一同爆发。美国光伏装机主要由住宅、非住宅和公用事业组成，其中公用事业装机是主要增量需求。根据 SEIA 预计，美国光伏累计装机规模将从目前的 129GW 增长到 2027 年的 336GW，其中未来 5 年公用事业类光伏将新增 162GW 装机。短期美国光伏装机受到供应链扰动，根据 SEIA 数据，美国 1Q22/2Q22 公用事业光伏装机分别达 2.2GW/2.7GW，1H22 的新增装机处于 2019 年以来的最低水平。但与此同时，订单需求仍然不断迸发，1H22 美国新签署超过 10GW 的公用事业光伏合同，订单量创 2019 年以来的新高。目前美国给予了部分东南亚国家的太阳

能组件 2 年的特定关税豁免，我们预计 23 年美国公用事业光伏装机有望恢复较快增长，而美国公用事业光伏配储比例较高，未来储能需求将同步爆发。

图 9：20-27 年美国光伏新增装机规模预测 (GW)

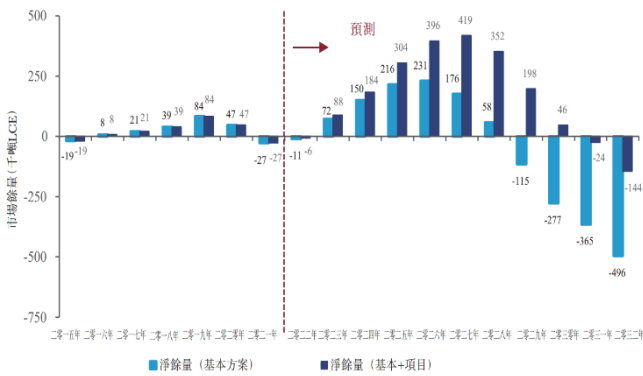


资料来源：SEIA，申万宏源研究

1.3.2 趋势二：电池成本有望下行

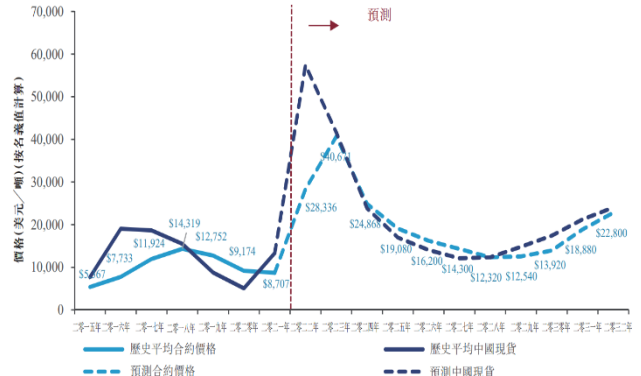
碳酸锂价格在 22 年上半年大幅上涨至 40-50 万元/吨，目前价格上涨趋势趋缓但依旧维持 50 万元以上高位，23 年锂资源新增供给将逐步释放，根据天齐锂业 H 股招股说明书，23 年精炼锂供给将超过需求，并且未来 5 年供给过剩情况将持续扩大，碳酸锂现货价格有望进入下行通道，预计 23 年有望回落至 40 万元/吨左右。

图 10：2023 年精炼锂供需局面开始出现过剩



资料来源：天齐锂业 H 股招股说明书，申万宏源研究

图 11：2015-2032 年电池级碳酸锂的年平均价格



资料来源：天齐锂业 H 股招股说明书，申万宏源研究

近年来锂电池价格整体呈下降态势，年降幅近 15%，21 年储能电芯价格降至接近 0.7 元/wh，系统造价成本降至 1.5 元/wh，成本端的下降推升了更多投资方参与的热情。22 年在上游原材料价格大幅上涨的背景下，电池价格跟随上涨；23 年随着主要原材料碳酸锂价格的下行，电池价格也将重回下降通道，将有力推动大储项目建设进程。

表 2：电池价格毛利率预测

1H22						2023					
项目	单价	单位	用量	单位	成本 (元)	项目	单价	单位	用量	单位	成本 (元)

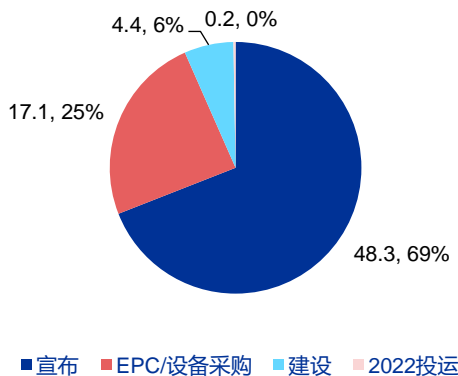
1H22						2023					
					/kWh)						/kWh)
正极	20	万元/吨	1.8	kg/kWh	360.0	正极	17	万元/吨	1.8	kg/kWh	306.0
人造石墨	5	万元/吨	1	kg/kWh	50.0	人造石墨	4	万元/吨	1	kg/kWh	40.0
电解液	7	万元/吨	1.2	kg/kWh	84.0	电解液	5	万元/吨	1.2	kg/kWh	60.0
湿法隔膜	2	元/平米	20	平米/kWh	40.0	湿法隔膜	2	元/平米	20	平米/kWh	36.0
正极铝箔	32	元/kg	0.72	kg/kWh	23.0	正极铝箔	28	元/kg	0.72	kg/kWh	20.2
负极铜箔	90	元/kg	0.8	kg/kWh	72.0	负极铜箔	80	元/kg	0.8	kg/kWh	64.0
其他材料					28.9	其他材料					25.0
原材料成本合计					657.9	原材料成本合计					551.2
直接人工					29.7	直接人工					25.0
制造费用					60.0	制造费用					55.0
成本合计					747.6	成本合计					631.2
价格					880.0	价格					770.0
毛利率					15.0%	毛利率					18.0%

资料来源：公司公告，申万宏源研究

1.3.3 趋势三：中美储能项目开发达百 GWh 级

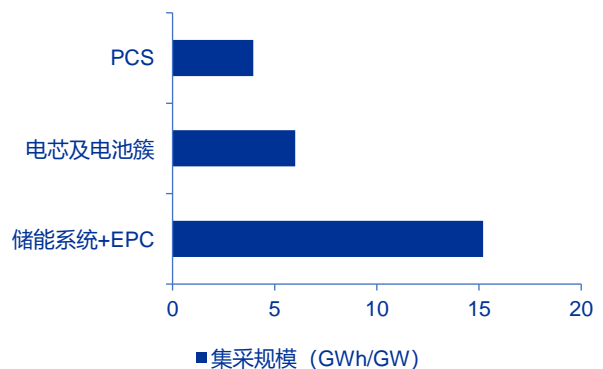
中国多省份发布储能示范项目，23 年迎装机并网高峰。根据储能与电力市场统计，2022 年至今已启动的独立储能项目总规模达 34GW/70GWh，其中超过 30% 的项目进入 EPC/设备招标、建设阶段。自 2021 年以来，多个省份出台多批储能示范项目，而示范项目对于 22 年底和 23 年年中均有明确储能并网投运目标，未来储能项目进入实质性建设的规模将继续扩大。22 年集采方式已经成为国内储能开发商的重要采购手段，根据储能与电力市场统计，截止 22 年 11 月，已完成集采招投标的储能系统+EPC 规模为 15GWh。部分央企布局储能系统集成，电池簇和 PCS 集采规模显著增大，电芯和电池簇集采规模达 6GWh，PCS 集采规模约 4GW。我们预计，储能项目中标至项目建设完工周期约 3-6 个月，23 年中国储能装机并网规模将迎来高峰期，中标企业的业绩将从预期阶段走向兑现阶段。

图 12：2022 年国内独立式储能项目进展 (GWh)



资料来源：储能与电力市场，申万宏源研究；注：数据截止 22 年 10 月底

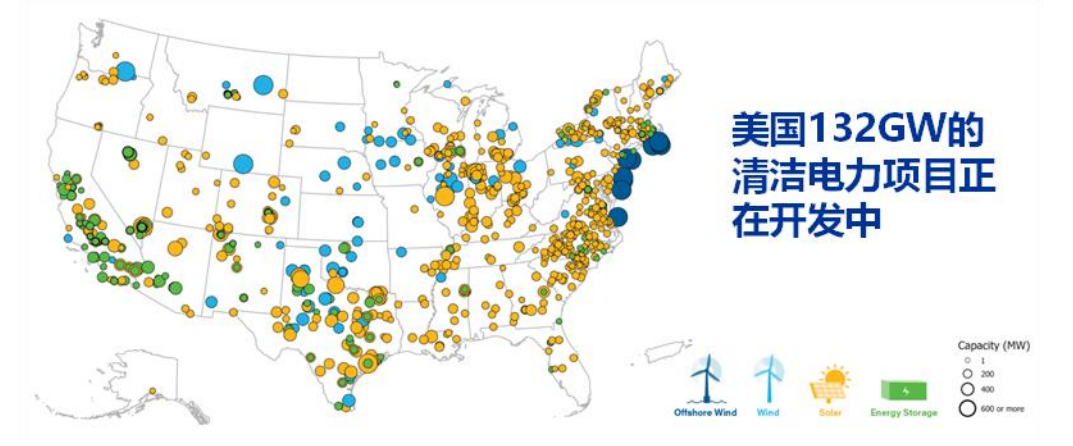
图 13：2022 年国内储能集采情况 (已完成招投标)



资料来源：储能与电力市场，申万宏源研究；注：PCS 集采规模单位为 GW

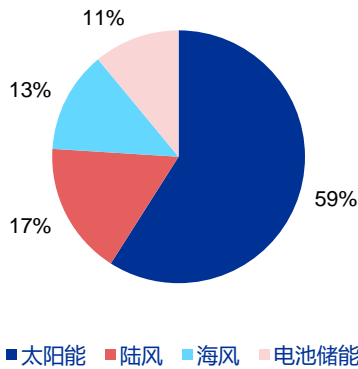
截止 3Q22，美国约有 14GW/37GWh 的储能项目处于开发中。根据美国清洁能源协会统计，截止 3Q22，美国正在开发的清洁电力项目共 132GW（相当于可支持 3400 万美国家庭的电力需求），其中光伏/陆风/海风/电池储能分别占 59%/17%/13%/11%。美国正在开发的 14GW/37GWh 储能项目地区分布上，约 5.5GW 位于加利福尼亚州，超过 2.7GW 在德克萨斯州，内华达州和亚利桑那州均为 1.4GW 左右。

图 14：截止 3Q22，美国 132GW 正开发的清洁电力项目分布图（其中储能 14GW）



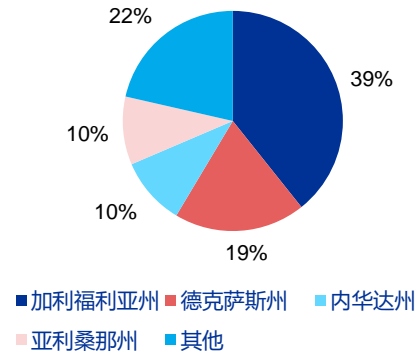
资料来源：ACP，申万宏源研究

图 15：132GW 正开发的清洁电力项目分类占比



资料来源：ACP，申万宏源研究

图 16：14GW 正开发的电池储能分布区域占比



资料来源：ACP，申万宏源研究

1.4 技术进步：电芯大容量/长循环/钠电

1.4.1 电力储能电池专用化，大容量电芯得到认可

针对大储场景要求，大容量储能电芯在行业内的开发不断成熟。大储项目具有追求低成本、大容量和安全性的特点。280Ah 及以上大电芯相比 50/100Ah 电芯在电力储能的适配优势明显：1) pack 端零部件使用量减少，拥有天然的成本优势；2) 高集成度使得体积能量密度更高；3) 后端集成和 EPC 装配工艺简化，大幅节省土地基建、集装箱等方面的成本投入；4) 同等容量下并联电池数少，方便 BMS 的安全管理。以 40 尺 2.5MWh 风冷

储能集装箱为例，单个集装箱约需要 120Ah 的电芯 6510 个，280Ah 的电芯 2790 个，并联数目可减少一半以上。宁德时代自 2020 年量产推出 280Ah 磷酸铁锂电芯以来，目前国内已超过 10 家电芯企业对外销售其 280Ah 磷酸铁锂电池产品，部分厂商开始规模生产 300Ah 等更大容量储能电芯，大容量储能电芯产品逐渐在行业内走向成熟。

图 17: 国内 280Ah 大电芯上市时间 (部分)



资料来源: 各公司官网, GGII, 申万宏源研究

大容量电芯愈加得到下游项目建设方和投资方青睐，有望催化大储渗透率提升。 电池技术演变方向之一就是单体电芯容量不断提高，方形电芯从 50/100Ah 向 280Ah 升级成为储能电池专用化的重要发展方向。目前政府政策和储能项目的招标开始向大容量电芯倾斜，部分项目招标明确要求采用容量不低于 280Ah 的电芯。2021 年 2 月，大同市政府发布《大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见》，指定储能产品的起点标准要达到单体电芯容量 280Ah 及以上。2022 年，多个集采和储能项目招标均要求储能单体电芯不低于 200 或 280Ah。未来随着行业内更多企业的跟进和布局，大容量电芯有望成为大型 ESS 市场的主流方案。

表 3: 多个项目招标明确要求采用大容量电芯

时间	相关政策或招标文件	发布方	储能产品要求
2021 年 2 月	大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见	大同市政府	单体电芯容量 280Ah 及以上，循环寿命≥8000 次
2021 年 11 月	2022 年度需求量不少于 120MWh 的中大型储能磷酸铁锂电池招标	自贡兴川储能技术有限公司	磷酸铁锂电池单体大于 280Ah，能量密度≥155Wh/kg，连续充放电能力≥0.5P，循环寿命≥6500 次
2022 年 1 月	储能电池 2GWh 采购和租赁招标公告	华能集团	单体电芯容量不低于 280Ah
2022 年 4 月	乌兰察布 150MW/300MWh 储能 PC 项目招标	兴和天杰风电能源公司	单体电芯容量不低于 200Ah，优先采用液冷系统
2022 年 5 月	湖南 100MW/200MWh 共享储能电站项目电化学储能系统预采购招标	华能国际工程技术有限公司	单体电芯容量不低于 280Ah

资料来源: 北极星储能, 政府网站, 申万宏源研究

1.4.2 储能电芯循环寿命提升明显，有望显著改善度电成本

动力电池侧重能量密度的提升，而储能电池更为侧重循环寿命的提高。 电力储能项目投资关注点短期内以初始投资成本为主，中长期的趋势来看，将更看中全生命周期成本。电力储能对储能系统循环寿命和倍率性能要求更高，而电力储能应用分为容量型和功率型，其中容量型应用注重电池充放的经济性，要求电芯和系统具备高循环寿命和宽泛的工作温

度范围。功率型应用注重短时调频的实时响应，要求电池能短时间高倍率充放电。目前容量型应用是电力储能主流，在电力储能初始投资成本压力较大的情况下，更高循环寿命的电芯意味着全生命周期度电成本的降低。我们认为，随着国内大型储能建设的驱动因素逐渐由政策驱动转向政策+经济性联合驱动，项目投资方将更加青睐循环寿命高的电池，储能行业竞争将从重视初始投资成本转向重视度电成本。

表 4：电力储能对储能锂电池的要求及性能水平介绍

应用领域	工况应用要求	性能指标	行业产品当前水平
电力储能	削峰填谷 能源储存 调频等辅助服务	循环寿命	1、6000 次@25°C
		倍率要求	2、0.5C-1C
		能量密度	3、150-170Wh/kg
		高低温性能	4、-10°C正常充放电

资料来源：GGII，申万宏源研究

22 年多家公司推出高循环寿命的产品，有望显著改善储能 LCOS。行业内储能电芯的循环寿命一般在 6000-8000 次。目前行业内多家公司陆续推出高循环寿命的产品，例如宁德时代 EnerC 和 EnerOne 两款液冷储能系统均可实现最高 12000 次循环，中创新航 22 年 9 月在成都成功下线循环寿命达 12000 次的电芯。当前我国大部分电化学储能电站度电成本 (LCOS) 在 0.5 元/kWh 以上，抽水蓄能电站度电成本在 0.21-0.25 元/kWh。我们测算，随着电芯循环寿命的提升，远期储能 LCOS 有望下降至 0.3 元/kWh 左右，接近抽水蓄能的 LCOS。

表 5：电芯循环寿命提升可显著改善储能 LCOS

LCOS (元/kWh)	电芯循环寿命 (次)			
	6000	8000	10000	12000
储能 EPC 成本 (元/Wh)	2.00	0.46	0.34	0.28
	2.20	0.50	0.38	0.30
	2.40	0.55	0.41	0.33

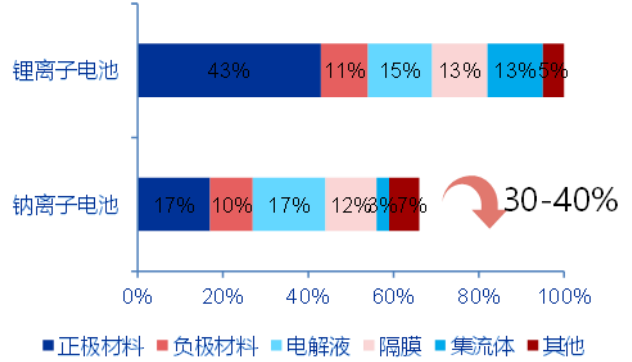
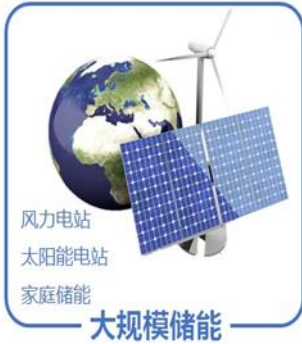
资料来源：申万宏源研究；上述 LCOS 未考虑日常运维成本；加粗为储能 LCOS≤0.3 元/度电的假设情形

1.4.3 钠电蓄势待发，23 年有望成为发展元年

钠离子电池在储能领域大有可为。钠离子电池成本具有显著优势，同时安全性更高、低温性能和倍率性能更好，但与锂离子电池相比，钠离子电池能量密度低、当前循环次数也略低。我们预计，

图 18：钠离子电池应用场景

图 19：钠电池与锂电池远期成本对比测算



资料来源：《钠离子电池：从基础研究到工程化探索》，申万宏源研究

资料来源：德勤分析，申万宏源研究；注：钠离子电池选用 NaCuFeMnO/软碳体系，锂离子电池选用磷酸铁锂/石墨体系

国内企业多点开花。传统锂电企业的钠电布局由宁德时代主导，其一代钠电池电芯单体能量密度高达 160Wh/kg，二代有望突破 200Wh/kg，预计 2023 年形成基本产业链。据传艺科技公开披露，公司 4.5GWh 钠电产线、5 万吨电解液产线将于 2023 年投产，预估钠电出货价 0.6-0.7 元/Wh，预估成本 0.35-0.45 元/Wh，对应毛利率 30%-40%。2023 年国内钠电量产出出货量有望达到 8GWh。

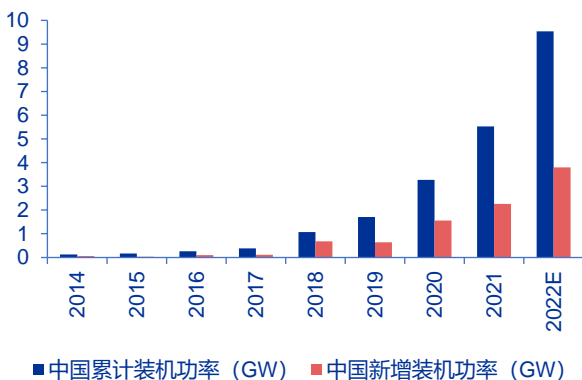
2. 三大对比观中美，储能发展启新章

中美储能市场为全球储能标杆市场，两者占全球市场规模的 60-70%。通过对比两个储能市场的发展现状、政策经济性和风光渗透率，我们希望分析未来中美储能渗透率变化趋势和产业链投资机会。同时，针对未来中美大储市场的生态环境和商业逻辑如何演绎的问题，我们希望站在当前时点，给出一些前瞻性思考供参考。

2.1 中美储能市场的发展现状对比

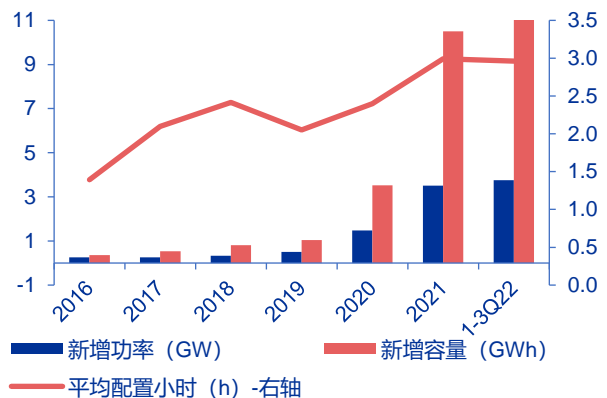
从市场体量看，20-21 年中美储能装机同时迎来快速增长。20 年，中国与美国电化学储能新增装机分别达到 1.56GW/1.47GW，同比增长 145%/188%；21 年，中国与美国电化学储能新增装机分别达到 2.26GW/3.51GW，同比增长 45%/138%，新增装机规模均创新高。

图 20：2014-2022E 中国电化学储能装机



资料来源：CNESA，申万宏源研究

图 21：2016-2022 前三季度美国电化学储能装机

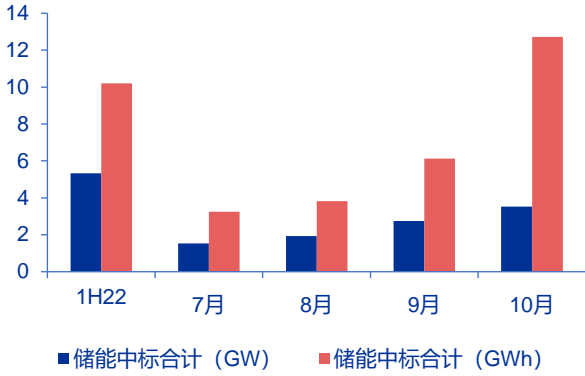


资料来源：Wood Mackenzie，申万宏源研究

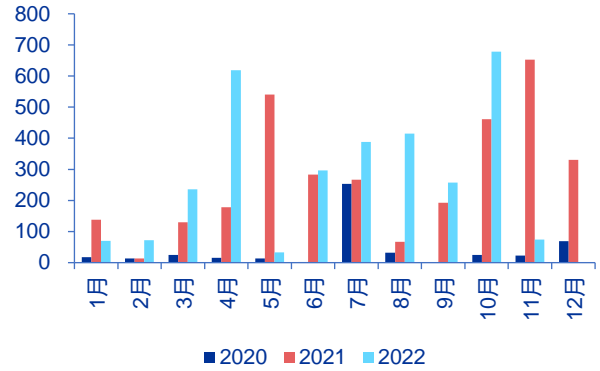
从 22 年的月度数据看，中美储能呈现景气攀升趋势。根据索比储能网，22 年 1-10 月中国储能中标规模合计达到 15GW/36GWh，中标涵盖储能系统、储能 EPC 及集采。从中标结果看，储能系统中标价格集中在 1.5-1.7 元/Wh，储能 EPC 中标价格集中在 2.1-2.3 元/Wh。根据 EIA 数据，22 年 1-11 月美国储能新增装机超 3.1GW，其中 10 月新增装机达约 0.7GW，创近三年月度新高。由于美国储能项目为争取当年优惠政策，每年四季度为美国储能新增装机旺季，预计 22 年 12 月，美国储能新增装机规模将继续维持高位。

图 22：2022 年中国储能项目月度中标数据

图 23：2020-2022 年美国 1MW 以上的电化学储能月度新增装机 (MW)



资料来源: 索比储能网, 申万宏源研究; 注: 中标数据包
括储能系统中标、EPC 中标和集采

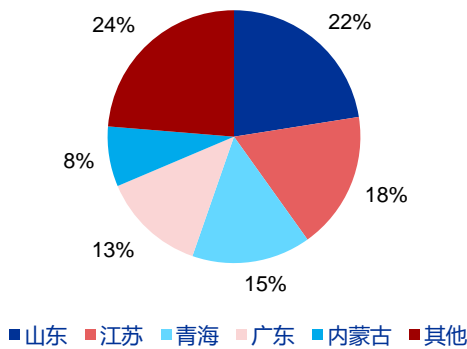


资料来源: EIA, 申万宏源研究

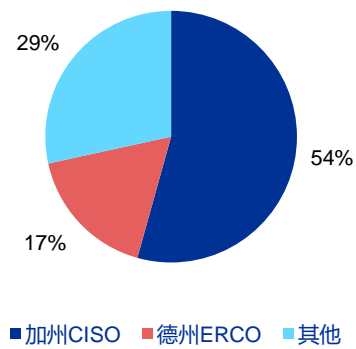
从区域分布看, 中国投运的电化学储能的地区分布偏分散, 主要在山东、江苏、青海、广东和内蒙古等地。根据中电联统计的 19 家主要电网公司和发电集团投资的电化学储能项目, 截止 22 年 8 月, 累计投运的 2.66GW 电化学储能中, 按 MW 计算, 山东地区投运规模占比最大, 达到 22%。美国电化学储能集中在加州和德州区域, 根据 EIA 统计, 截止 22 年 9 月, 美国电化学储能累计投运 7.00GW, 加州和德州占比最大, 分别达到 54%和 17%。

图 24: 中国累计投运电化学储能的地区分布 (按 MW)

图 25: 美国累计投运电化学储能的地区分布 (按 MW)



资料来源: 中电联, 申万宏源研究

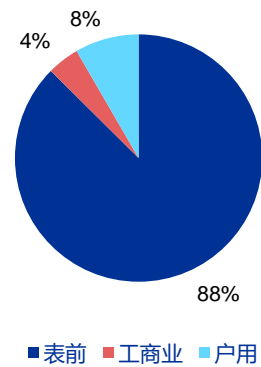
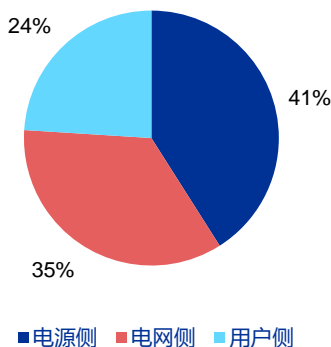


资料来源: EIA, 申万宏源研究

从应用场景看, 中美工商业储能和户用储能占比较小, 均以表前储能为主。如按容量口径, 21 年中国表前储能 (除用户侧) 占比达到 76%, 1H22 美国表前储能占比超过 80%。

图 26: 2021 年中国新型储能新增投运项目的应用分布 (容量口径)

图 27: 22 年前三季度美国电化学储能新增投运的应用占比 (容量口径)



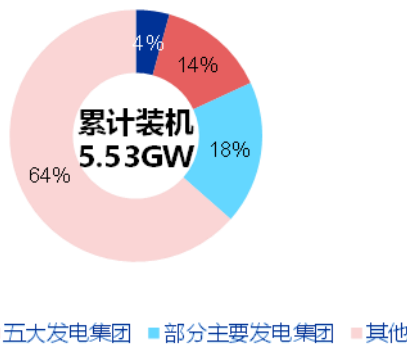
资料来源：CNESA，申万宏源研究

资料来源：Wood Mackenzie，申万宏源研究

国内大储下游主要为新能源发电集团，项目招标和集采为主要采购方式。根据 CNESA 和中电联数据，21 年中国累计投运电化学储能 5.53GW 装机中，三大电网+五大发电集团+部分主要发电集团累计投运电化学储能 2.0GW/4.0GWh，按功率计算占比 36%。截止 22 年 8 月，三大电网+五大发电集团+部分主要发电集团累计投运电化学储能达 2.7GW/5.3GWh。

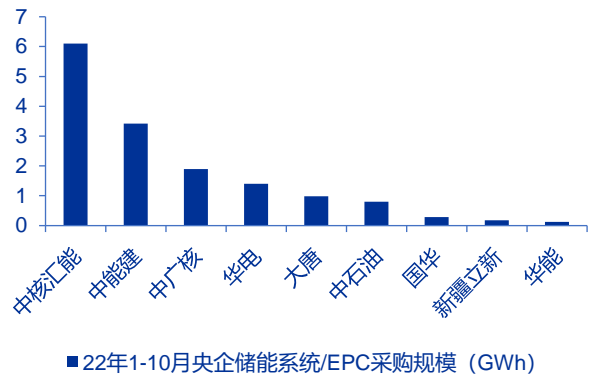
目前国内大储主要以电源侧储能和独立储能为主，单个项目投资额大、投资回收期较长，所以国内大储投资方主要为新能源发电集团，以三峡能源为例，该公司目前在 19 个省份已购置或预购置电源侧电化学储能合计约 6GWh。22 年以来，项目储能系统/EPC 招标和集采成为国内下游大储采购的主要方式，储能系统提供商等供应商围绕中标竞争激烈。**根据储能与电力市场统计，截止 22 年 10 月底，央企储能系统/EPC 集采规模达到 15.2GW，**参与到储能系统集采的集成商已合计超过 70 家。我们认为，国内储能产业链中具有下游渠道优势和客户资源的厂商将率先受益。

图 28：2021 年中国电化学储能装机下游结构



资料来源：CNESA，中电联，申万宏源研究

图 29：22 年前 10 月央企储能系统/EPC 集采 (GWh)



资料来源：储能与电力市场，申万宏源研究

美国大储下游为储能系统集成商或储能项目直接投资方，其关注产品品牌 and 全生命周期经济性。美国电化学储能项目业主由当地储能系统集成商、独立发电企业和公用事业公司构成，下游投资方和储能系统集成商格局分散，美国大储采购主要采用订单制采购模式。目前储能系统在美国毛利率较高，主要是因为大储下游会针对储能系统的循环效率和安全指标等制定多项规定，如储能系统集成商不满足要求将面临巨额罚款。储能安全是项目运营基础，安全的基础诉求决定下游投资方投资储能系统将更加关注产品品牌和产品示范应用情况。经济性的核心考量决定下游投资方将更加根据产品全生命周期成本来投资，所以美国储能系统集成商核心关注电芯的品牌、产品认证和全生命周期成本。据不完全统计，多家美国储能系统集成商针对电池储能未来均有大规模采购计划，我们认为，具备品牌优势和已经切入美国储能供应链的国内厂商有望率先受益。

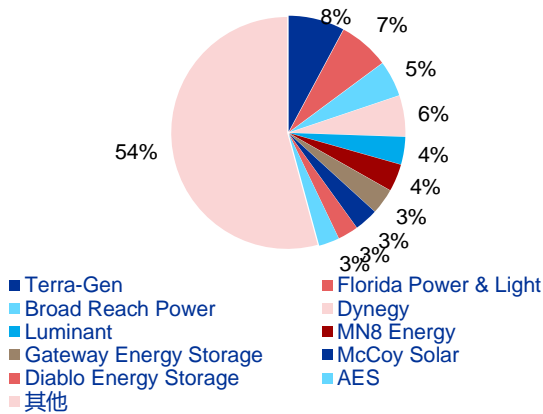
表 6：美国主要储能系统集成商部署和订单情况

主要公用事业级储能系统集成商	储能项目部署和订单情况
Fluence	截止 1H22，累计部署 1.58GW，在手订单 3.56GW，未签约的潜在订单 17.00GW
Tesla	22 年前三季度，累计部署 4.08GWh (户用 Powerwall+大储 Megapack)

主要公用事业级储能系统集成商	储能项目部署和订单情况
Renewable Energy Systems	目前公司交付超过 300MW 的储能项目，正开发和建设 300MW 的储能项目
Powin Energy	23 年电池需求可达 10GWh; 24 年电池需求将达 15-20GWh
Flexgen	部署超过 20 个公用事业规模的储能项目，主要在德克萨斯州。已经采购超过 2.5GWh 的宁德时代储能产品
SDG&E	截至 2022 年 10 月，该公司在加州电网并入 4367MW 电池储能
NextEra Energy Resources	截止 3Q22，22 年计划用于电池储能资本开支为 1.9 亿美元，23 年计划用于电池储能资本开支 5.4 亿美元

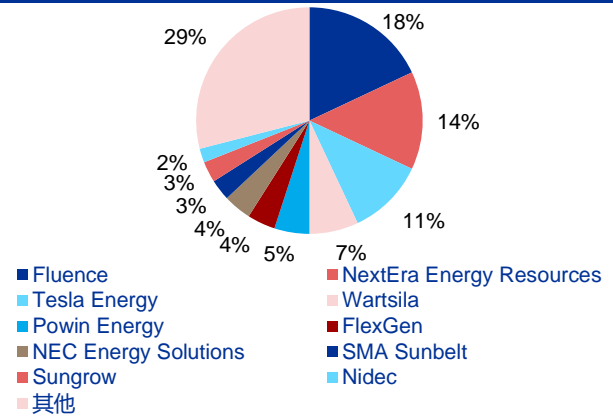
资料来源: Wind, 公司公告, 申万宏源研究

图 30: 美国 7GW 运行中的电池储能项目的运营商占比 (截止 22 年 9 月)



资料来源: EIA, 申万宏源研究

图 31: 21 年全球前十大储能系统集成商 (按 MW)



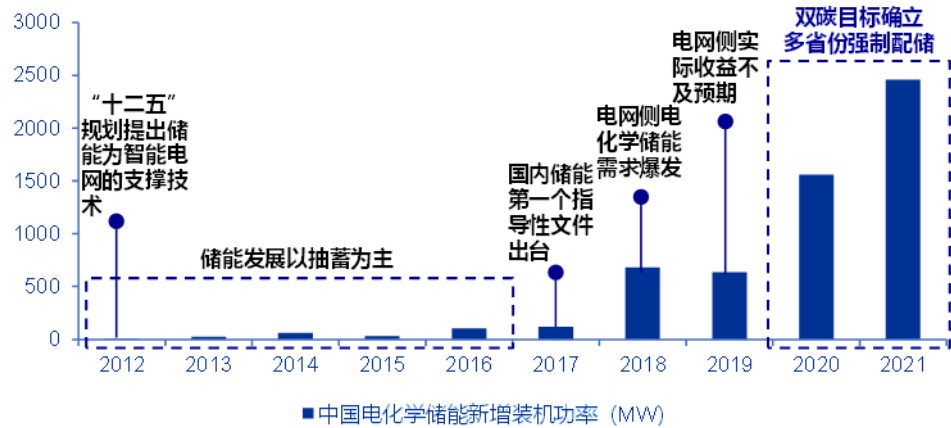
资料来源: IHS Markit, 申万宏源研究

2.2 中美储能市场的政策经济性对比

2.2.1 中国: 从强制配储到共享储能, 储能市场化导向明确

2012-2021 年, 从电网侧储能到强制配储, 中国电化学储能处于政策探索期。2017 年国内储能第一个指导性文件《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》出台, 2018 年国内电化学储能迎来发展元年, 电网侧储能需求率先爆发, 当年电化学储能累计投运规模突破 1GW。2019 年国家发改委明确电化学储能不计入输配电定价成本, 储能投资增速阶段性回落。随着 2020 年双碳目标确立, 多个省份出台鼓励和强制发电侧配储政策, 储能投资主体由电网侧向电源侧转移, 电化学储能正式进入发展黄金期。国内主要省份强制配储要求为新能源装机规模的 10-20%, 连续充放电时长 2-4h, 新疆、内蒙古配置要求相对较高, 分别达到 25%、4h 和 15%、4h。

图 32: 中国电化学储能政策复盘



资料来源：CNESA，申万宏源研究

2022年，从顶层设计到实施细则，储能市场化路径愈加明晰。以往相关市场规则主要明确储能可参与调峰辅助服务市场，但对于储能参与中长期交易、现货交易等市场的规则设计不够完善。储能在电力市场中的身份定位和投资回报机制不够清晰，一定程度上影响了市场主体投资建设的积极性。**2022年6月发改委等部委印发《“十四五”可再生能源发展规划》**指出“明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制等”。顶层设计上，独立储能开始可以签订峰谷不同时段的市场合约来进行现货套利，进一步细化了独立储能参与电力市场的盈利方式。同时，后续**明确了充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加等，解决了原先充电电量价格机制不明确的问题。**除此之外，随着各地“共享储能”政策纷纷出台，租赁储能容量明确可视作可再生能源储能配额，储能市场化探索开始进入快车道。

表 7：2022 年 H1 储能政策变化

政策要点	2022 年以前现状	2022 年 H1 政策导向
新型储能“独立化”	1、新型储能依附新能源场站，不具备电网直调条件，或与电网结算的市场主体身份； 2、新型储能不具备独立计量、调度、结算等市场独立主体身份。	1、具备法人资格的新型储能项目，可转为独立储能参与电力市场； 2、鼓励以配建形式存在新型储能，通过技术改造，选择转为独立储能项目。
独立储能“市场化”	1、新型储能商业模式单一，可参与电力市场范围、深度受限； 2、独立储能参与市场交易多采取“一事一议”，摸着石头过河，无成型市场参与规则。	1、加快推动独立储能参与中长期市场/现货市场，签订顶峰时段/低谷时段市场合约，发挥移峰填谷作用； 2、鼓励探索统一储能主体，按照部分容量独立、联合两种方式同时参与的市场模式； 3、部分省市发布虚拟电厂实施方案，用户侧储能盈利性将得到改善。
商业模式“系统化”	新型储能面临税费重复收取、运行机制不清晰、收益不稳定、成本无法传导问题。	1、明确向电网送电独立储能输配电价和政府性基金及附加征收方式以放电量进行单边征收； 2、保障社会化资本投资储能电站得到公平调度，具有同等权益和利用率。
储能示范项目“规模化”	新型储能投资积极性不高，主体少且规模小。2022H1 共 9 个省份开展示范项目，总规模达 12.45GW。	

资料来源：GGII，申万宏源研究

辅助服务+电力现货改革+容量租赁多头并举，未来独立储能经济性提升可期。单个 100MW/200MWh 的独立储能初期投资总额接近 4 亿元，如达到项目良好盈利水平，项

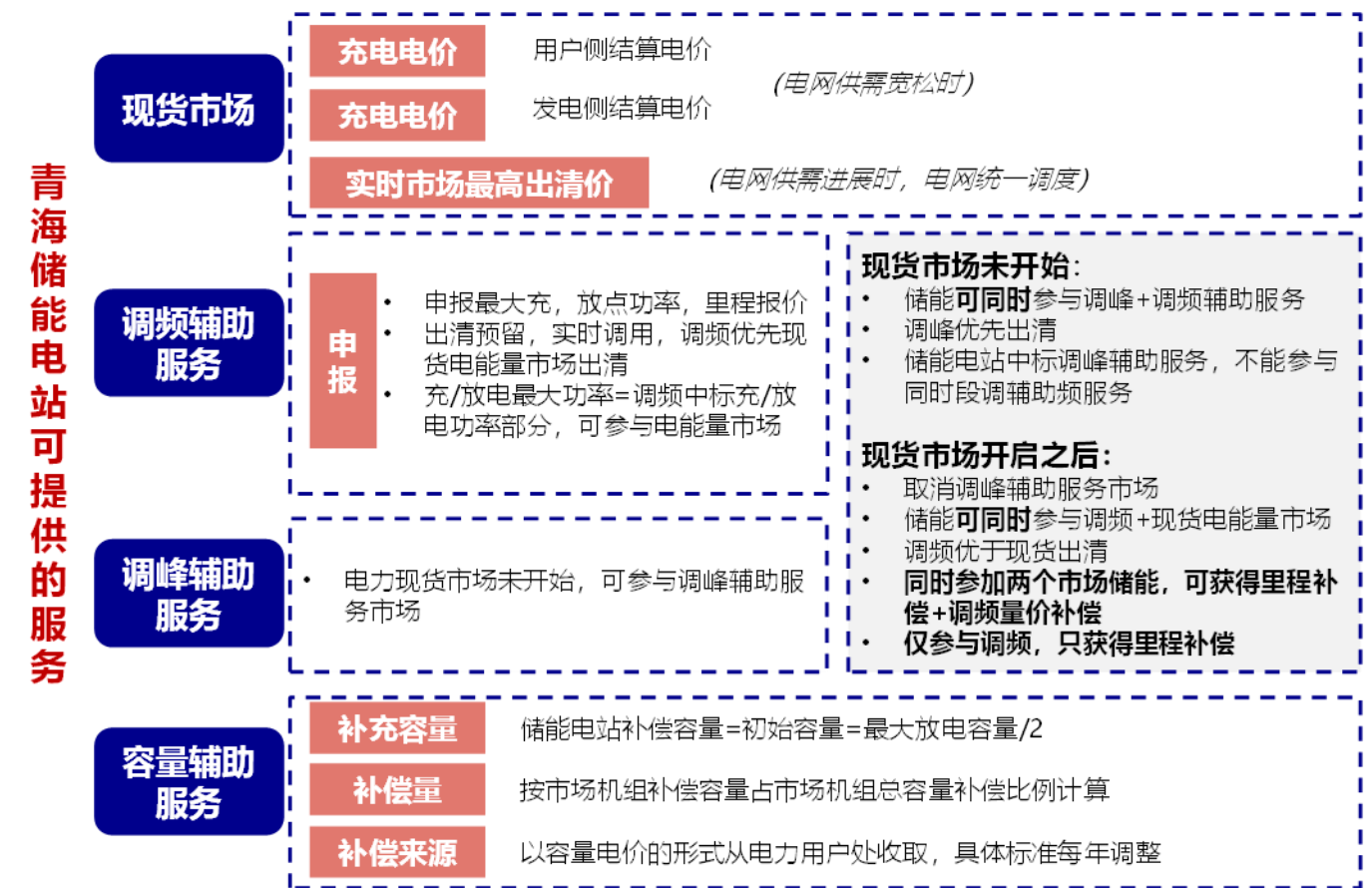
目全年收益水平需达到 6000 万元以上。考虑未来辅助服务市场放开、电力现货市场改革和容量租赁的扩大，独立储能经济性未来将伴随市场改革实现多重收益：

1) **辅助服务**：2021 年底《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》提出储能可成为辅助服务的参与主体并将拓展电力辅助服务新品种。同时，《“十四五”新型储能发展实施方案》提出推动储能作为独立主体参与各类电力市场。顶层制度设计定调，独立储能未来有望**参与调频**等多种形式的辅助服务市场；

2) **电力现货市场**：目前“8+6”省份的电力现货市场改革加速推进，在电力现货市场上，储能除获取**峰谷价差收益**外，未来不断完善**容量电价机制**和电力中长期市场有望是储能新的收益来源。除此之外，储能充电电量逐步明确不承担输配电价和政府性基金及附加，进一步提升项目峰谷价差收益的水平；

3) **容量租赁**：多个省份 21 年先后出台各自的新能源强制配储政策，鼓励“容量租赁”的共享模式可进一步扩宽储能收益来源。

图 33：青海首次提出储能电站可同时参与调频/调峰或现货市场，获得容量收益



资料来源：储能与电力市场，申万宏源研究

目前中国独立储能收益模式主要分为两种。在电力现货市场未建立地区，青海、宁夏和湖南等多个省市出台了独立储能电站调峰补偿标准。独立储能收益模式以调峰补偿+容量租赁为主。在山东等建立电力现货市场的地区，独立储能收益模式以现货市场套利+容量租

赁+容量补偿为主。以 100MW/200MWh 的独立储能为例,目前独立储能两种商业模式下,稳定的可预期收益每年可达到 4000 万元以上。

图 34: 独立储能收益模式拆分 (收益以 100MW/200MWh 的储能项目为例)

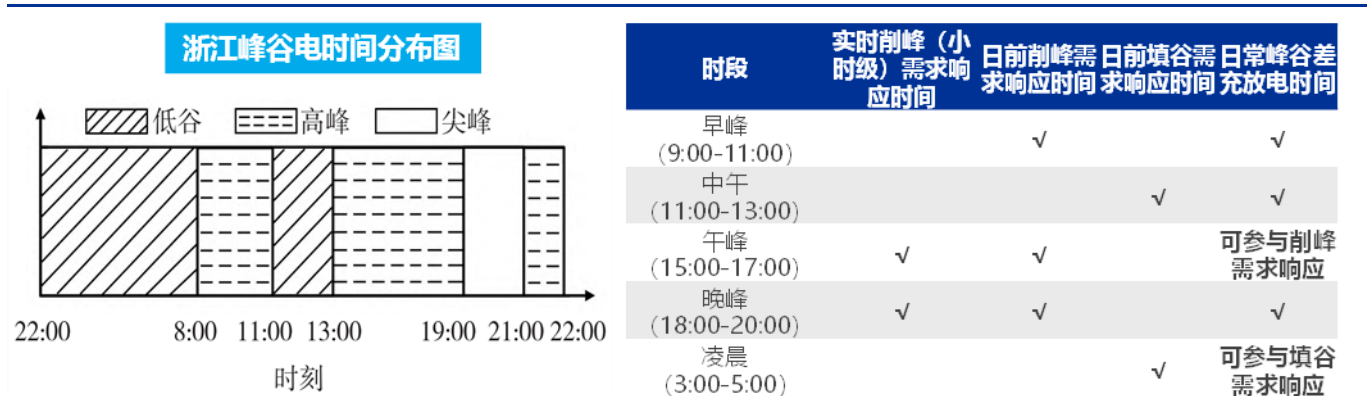


资料来源: 政府官网, 储能与电力市场, 申万宏源研究

■ 用户侧储能经济性

峰谷价差套利是当前用户侧储能收益的主要来源。现行政策场景下, 用户侧储能收益包括用户电费管理收益、峰谷套利收益、调频收益、需求响应收益。峰谷价差套利是用户侧储能收益的主要来源, 可占储能收益的 50-80%。2022 年浙江用户侧储能高经济性开始显现, 原因主要系于: 1) 浙江大工业和一般工商业一天内存在多个低谷、高峰和尖峰电力价格时间段, 这为 2h 的用户侧储能带来单日充放两次的套利机会; 2) 一般而言, 平均峰谷价差达到 0.7 元/kWh, 用户侧储能初步具备经济价值。从 22 年 1-8 月电价差看, 浙江平均峰谷价差超过了 0.92 元/kWh。随着尖峰电价逐渐在多省实施, 尖峰电价的执行将进一步导致峰谷价差拉大。根据北极星储能统计, 目前有 23 个省市最大峰谷价差超过 0.7 元, 峰谷价差拉大正成为驱动用户侧储能项目建设的重要因素。

图 35: 用户侧储能可参与峰谷价差套利和需求侧响应的时段



资料来源: 《浙江用户侧储能效益分析及投资建议》, 申万宏源研究

未来政策将产生多种收益方式，用户侧储能经济性凸显。目前用户侧储能可参与现货市场套利和削峰填谷等电力辅助服务市场。以浙江 10MW/20MWh 独立储能为例，在日充放电 2 次，并参与削峰填谷电力辅助服务的情况下，项目 IRR 可达 8.52%，用户侧储能经济性逐渐显现。未来政策场景下，用户侧储能主要新增收益点为参与现货市场获得的电量收益、独立参与辅助服务市场获得的补偿收益、参与碳交易市场获得的收益、实时电价环境下的调节储能获取收益和采用共享储能模式获取收益等。多种收益模式下，用户侧储能经济性有望进一步凸显。

图 36：目前国内用户侧储能盈利测算（以浙江省为例）

关键参数	单位	取值	收益类型	收益参数	单位	取值
储能容量	MWh	20	电力辅助服务	低谷电价时段填谷调峰	元/kWh	0.4
储能功率	MW	10		高（尖）峰电价时段填谷调峰	元/kWh	0.5
单位容量价格	元/kWh	1500		旋转备用	元/kWh	0.015
单位功率价格	元/kW	1500		夏季参与削峰天数	天	30
每年容量运维成本与初始投资比值%		1		冬季参与填谷天数	天	30
每年功率运维成本与初始投资比值%		1		旋转备用天数	天	60
电池循环寿命	次	6000	峰谷价差	尖峰时段峰谷价差	元/kWh	0.6278
储能电站容量残值率	%	20		高峰时段峰谷价差	元/kWh	0.4514
储能电池能量转换效率	%	90		年售电天数	天	354
储能电池放电深度	%	90		日充放电2次年容量衰减度	%	97.25

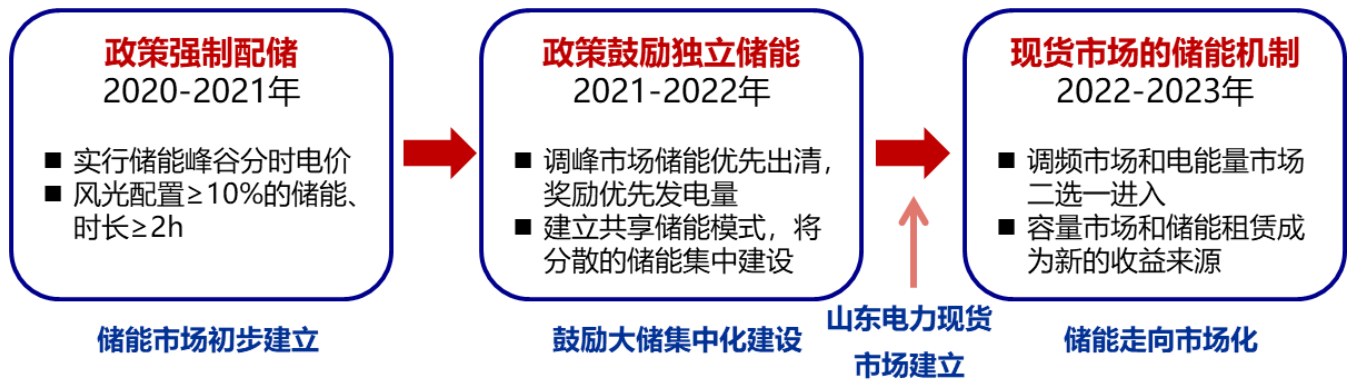
项目投资成本	单位	取值	项目年主要收益	单位	取值	项目投资回报	
初始投资成本	万元	4500	年峰谷价差收益	万元	566-688	IRR	8.52%
储能补贴标准	元/kW	440	年电力辅助服务收益	万元	81-99	投资回收期（静态）	5.95年
储能补贴	万元	396	日充放电2次，并参与削峰填谷电力辅助服务市场			投资回收期（动态，折现率6%）	7.41年
年运维成本	万元	45					

资料来源：《浙江省用户侧电化学储能经济效益分析》，申万宏源研究

2.2.2 中国山东：政策探索不止，经济性曙光已现

为促进储能发展，山东针对性推出了多项政策和机制创新。山东电网架构完善，具备承受多个储能电站快速充放电的条件，除此之外，山东标杆电价达到约 0.4 元/度，而西北省区标杆电价仅为 0.3 元/度，电价高给储能带来较好的经济性，所以山东 2020 年在全国较早的推行新能源配储，并开始构建以峰谷分时电价为主的储能市场。在建立电力现货市场之前，山东推出多项政策规定储能可在调峰市场优先出清、奖励优先发电量。针对新能源配储面临的项目调度和并网困难，山东鼓励将分散的新能源配储项目集中建设，并率先鼓励租用的共享储能模式。在 2022 年初现货市场正式运营后，山东出台多项政策引导建立现货市场下的储能盈利机制，其中明确独立储能可自主参与调频辅助服务或以自调度模式参与电能量市场、明确储能电站参与市场交易的用电量不承担输配电价和政府基金等，储能可在山东的发展走向市场化进程。

图 37：山东各阶段储能政策的重点



资料来源：山东省能源局，政府网站，申万宏源研究

商业化示范初见成效，山东储能发展迈入市场化驱动阶段。 山东首批 5 座独立示范储能项目于 21 年底陆续投运，容量共计 501MW/1002MWh。22 年 3 月，3 家独立储能首次参与山东电力现货市场交易，山东成为国内首个独立储能参与电力现货市场的省份。根据山东电力调度控制中心数据，2022 年 H1，山东运行中的新型储能累计充电 1.63 亿千瓦时，累计放电 1.36 亿千瓦时，效率为 83.6%，其中 5 座独立示范储能电站累计充电 1.18 亿千瓦时，累计放电 0.94 亿千瓦时，效率为 79.0%。目前山东储能项目在现货市场的收益主要由峰谷价差套利、容量电价和储能租赁构成，储能发展进入市场化驱动阶段。

表 8：进入现货市场后，山东首批 5 座独立示范储能项目的月度收益

	单位	2022/03	2022/04	2022/05	2022/06	未来趋势
月峰谷价差收益	百万元	2.72	3.16	3.74	3.45	↑
单位容量月峰谷价差收益	元/kWh	2.72	3.16	3.74	3.45	↑
月容量电价收益	百万元	3.88	3.06	3.78	4.09	↓
单位容量月容量电价收益	元/kWh	3.88	3.06	3.78	4.09	↓
月输配电+基金费用	百万元	1.14	1.37	1.34	0.79	↓
单位容量月输配电+基金费用收益	元/kWh	1.14	1.37	1.34	0.79	↓
储能租赁费	出租 173MW (出租率 34.5%)，价格在 27-41 万/MW* 年					↑

资料来源：山东电力调度控制中心，申万宏源研究

山东“共享储能”引领全国发电侧储能盈利模式创新。 共享储能电站是指在新的接入点（新能源场站汇流站等），作为独立节点接入输电线路，通过关口表单独计量并接受电网统一调度的储能电站。“共享储能”模式的主要优势在于为储能拓展了容量租赁的收益模式。根据山东“十四五”新能源规划，到 25 年底，山东预计新增风电 5GW/集中式光伏 9GW，如按照储能配置要求 20%和 2h 计算，“十四五”期间，山东储能配置需求为 2.8GW/5.6GWh。考虑 20 年山东竞价光伏项目和 21 年市场化配置新能源项目合计产生的储能配置容量 1.2GW/2.5GWh，山东合计储能配置需求达 4GW/8GWh，“共享储能”的容量租赁空间巨大。目前山东的共享储能电站已经具备一定的投资价值，以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，投资总额接近 4 亿元的情况下，考虑调峰补偿收益、现货市场套利和容量租赁，电站每年总收益可接近 5000 万元。

表 9：共享储能收益测算（以山东 100MW/200MWh 的独立储能电站为例）

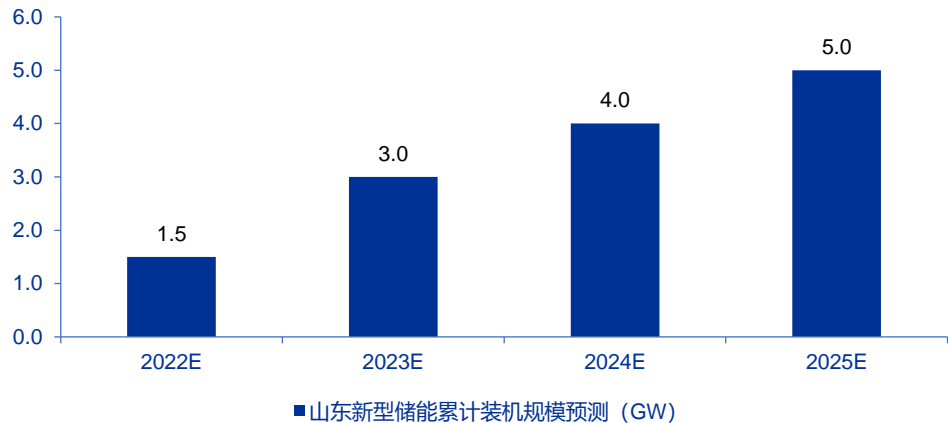
主要收益	收益计算	主要收益假设	全年收益	投资成本
------	------	--------	------	------

主要收益	收益计算	主要收益假设	全年收益	投资成本
现货市场套利	平均峰谷价差×可用容量×循环效率×运行天数	(1) 两小时平均最高电价约 0.7 元/kWh, 平均最低电价是约 0.1 元/kWh, 考虑储能容量电价 (0.0991 元/kWh), 以及现货交易附加成本 (约 0.02 元/kWh), 2 小时的储能电站实际充放电电价差约为 0.5 元/kWh 左右; (2) 以 85%的循环效率, 全年运行 330 天, 每天一次充放电循环计算。	2480 万元	
容量补偿收益	可用容量*容量补偿标准	目前独立储能容量补偿标准为 60 元/kW*年, 全年收益 600 万元/年	600 万元	
容量租赁费用	新能源电站租赁储能容量×租赁费用单价	假设按 60%容量租赁, 租赁标准 300 元/kW*年	1800 万元	
合计			约 5000 万元	约 4 亿元

资料来源：国家电投，山东电力交易中心，申万宏源研究

25 年，山东新型储能累计装机有望达到 5GW。截止 22 年 9 月底，山东已投运新型储能电站 45 座 (0.84GW/1.77GWh)，其中独立储能电站 7 座 (0.51GW)，新能源配建储能 38 座 (0.33GW)。22 年 4 月，山东公布第二批 29 个储能示范项目，总装机达 3.1GW，包括 25 个 (2.56GW) 的电化学储能和 4 个 (0.54GW) 的新技术类储能项目。根据《山东电力发展“十四五”规划》，到 25 年，山东新型储能设施规模达到 5GW。我们预计，随着第二批储能示范项目将在 23-24 年陆续投运，24 年和 25 年山东新型储能投运规模将达 4GW/5GW。

图 38：山东新型储能累计装机规模预测



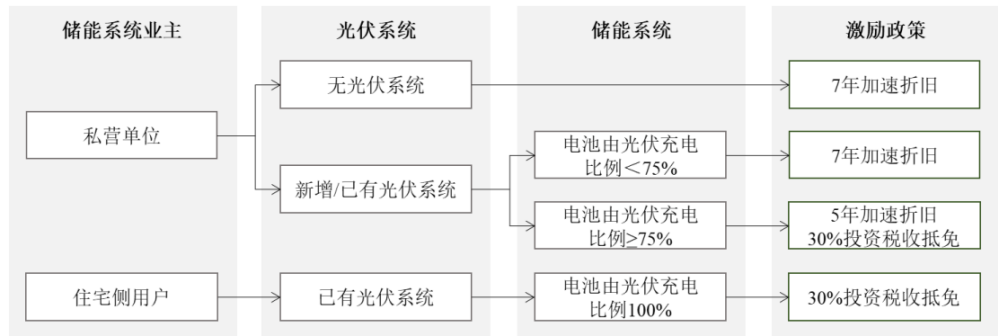
资料来源：《山东省电力发展“十四五”规划》，《关于 2022 年储能示范项目的公示》，《山东省能源发展“十四五”规划》，申万宏源研究

2.2.3 美国：储能政策矩阵完善，ITC 政策长期激励

2006 年-2021 年，政策矩阵不断完善，ITC 激活需求。美国储能政策经过多年更新完善，已形成联邦到各州的储能政策矩阵。联邦层面出台多个储能激励、储能市场化政策和储能技术突破政策。美国联邦投资税收抵免 (ITC) 政策实施多年，对于新能源配置储能的项目，最高可以抵减 30% 的投资额。在联邦税收抵免基础上，各州分别出台储能补贴和储能采购计划等，储能市场得到极大激活。在储能市场化方面，2008 年联邦政府开始为储能

进入电能批发市场提供制度保障，2013 年提出输电网运营商可以选择从第三方直接购买辅助服务并明确了电储能提供辅助服务的结算机制。2018 年联邦能源管理委员会（FERC）发布 841 号法案，要求系统运营商消除储能参与容量、能量和辅助服务市场的障碍，允许电储能参与容量、电量和辅助服务市场，并基于市场价格对其服务进行相应补偿。

图 39：美国储能系统激励政策示意图



资料来源：派能科技招股说明书，申万宏源研究

表 10：美国多类别的储能政策

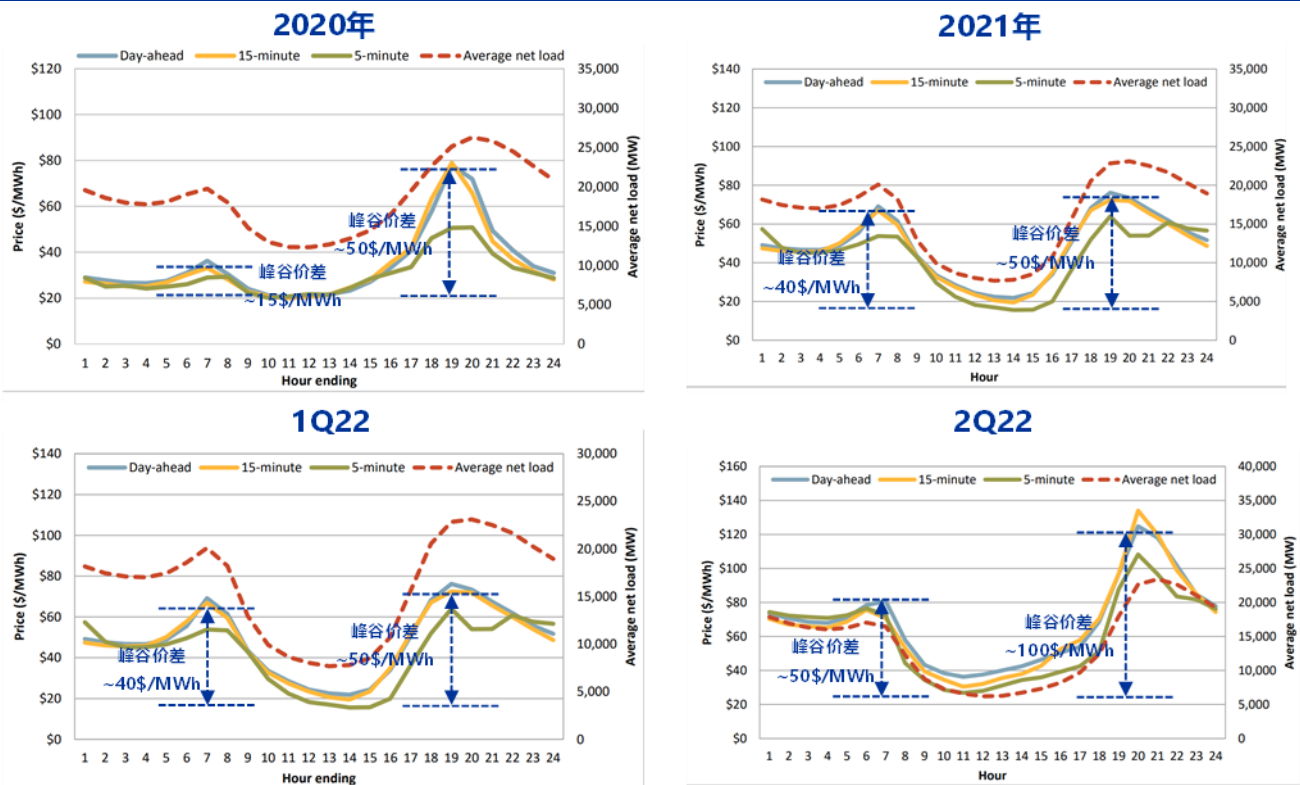
政策类别	地区	主要内容	发布时间
储能激励政策	联邦	加速折旧和投资税收抵免。加速折旧允许储能项目按 5-7 年的折旧日期加速折旧；投资税收抵免针对配套可再生能源充电比例 75% 以上的储能系统，按比例给予 30% 的投资税抵免。	2009 年起
储能市场化政策	联邦	发布 841 法案，该法案致力于消除储能在电力批发市场中进行公平竞争的障碍，有助于储能在更多的市场中获得收益，提高经济性。	2018 年 1 月
	联邦	批准第 2222 号命令，该命令有助于小型储能系统的规模化部署和“虚拟电厂”商业模式的推广应用。	2020 年 11 月
部分州储能安装补贴	加利福尼亚州	自 2011 年起储能被纳入自发电激励计划（SGIP）的支持范围，如住宅储能项目（规模小于等于 10kW）可获得的补贴标准为 0.5 美元/Wh。	2011 年 9 月
	纽约州	纽约州宣布一个总投资为 2.8 亿美元的“市场加速桥激励计划”，以刺激纽约州实现 2030 年达到 3GW 的储能发展目标。	2019 年 4 月
	康涅狄格州	2022 年开始，康涅狄格绿色银行将为住宅储能系统提供资助，每个住宅储能项目最高资助金额为 7,500 美元。该银行还提出了从 225 美元/kWh 到 280 美元/kWh 不等的激励措施。	2021 年 8 月
部分州储能采购目标	新泽西州	新泽西州州政府发布了 A3723 法案，提出到 2021 年实现 600MW、到 2030 年实现 2GW 储能采购的目标。	2018 年 5 月
	科罗拉多州	公用事业公司 Xcel Energy 发布了科罗拉多州资源计划，提出要新增 275MW 储能。	2018 年 8 月
	弗吉尼亚州	弗吉尼亚州通过《清洁经济法案》，批准了该州制定的到 2035 年部署 3.1GW 储能目标和到 2050 年实现 100% 可再生能源目标。	2020 年 4 月
	康涅狄格州	康涅狄格州通过 SB952 法案，确定到 2030 年底部署 1GW 储能的目标。此外，该法案还设定了到 2024 年底和 2027 年底分别部署 300MW 和 650MW 的中期目标。	2021 年 6 月
	加利福尼亚州	加州公共事业委员会批准了一项总规模达 11.5GW 的清洁能源采购计划，其中包括 1GW 的长时储能项目，并将在 2026 年之前上线运营。	2021 年 6 月
	纽约州	纽约州政府将其 2030 年储能装机目标由 3GW 提升到 6GW。	2022 年 1 月

资料来源：CNESA，公司公告，派能科技招股说明书，申万宏源研究

美国储能商业模式多元，目前主要收入正从辅助服务转向峰谷价差套利。美国电力市场机制设计完善，不同储能收益主要系不同地区的电力市场机制的差异，目前美国大型储能的收益主要来自峰谷价差套利、电力辅助服务和容量电价等：

1) 峰谷价差：美国储能项目开始从峰谷价差套利中获得主要收入，随着风光发电占比持续提升，未来峰谷价差将进一步拉大，储能在电能量市场将有更好的经济性。以加州为例，上午峰谷价差从 2020 年的 15 美元/MWh 上涨至 2Q22 的 50 美元/MWh，晚间峰谷价差从 2020 年的 50 美元/MWh 上涨至 2Q22 的 100 美元/MWh。除此之外，抓住极端电价的机会也将带给储能项目较高的经济回报。

图 40：加州日内电力峰谷价差扩大



资料来源：California ISO, 申万宏源研究

2) 辅助服务：2021 年，美国加州辅助服务市场规模为 1.6 亿美元，多年来整体市场规模比较稳定。自 21 年以来，调频价格由于参与辅助服务的储能项目增多而逐步下降，辅助服务收益占比未来可能会下降；

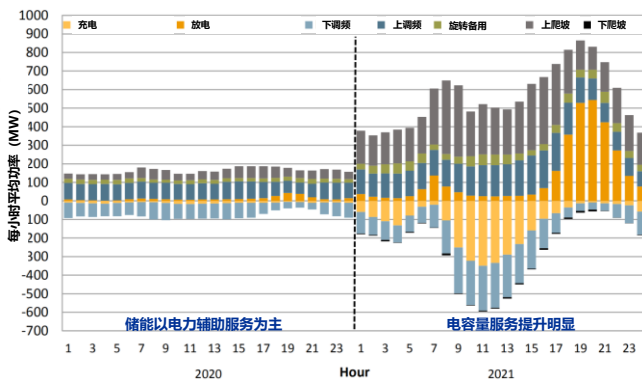
3) 容量电价：美国加州，储能项目可签订长期容量电价合约，按照项目能够提供的容量获取固定补偿。容量电价的补偿标准主要与当地灵活性资源的多少有关，随着老火电机组和其他电力系统冗余减少，容量电价具有长期收益的确定性，整体补偿标准稳中有升，以加州为例，2020-2022 年，备用容量的**容量电价在 50-80 美元/kW*年**；

图 41：独立储能收益模式拆分（收益以 100MW/400MWh 的储能项目为例）



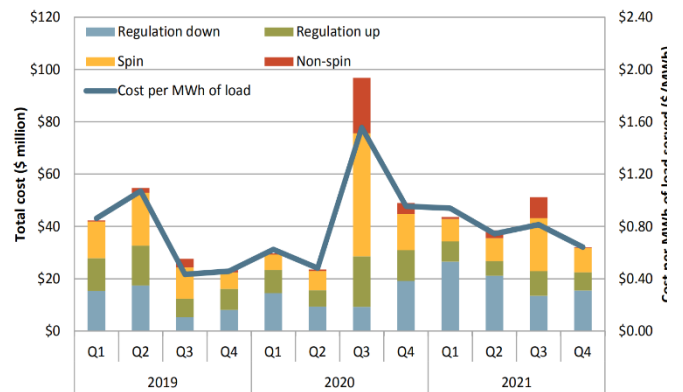
资料来源: California ISO, ACP, 南方能源观察, 申万宏源研究

图 42: 2020-2021 年加州独立储能出力类别



资料来源: California ISO, 申万宏源研究

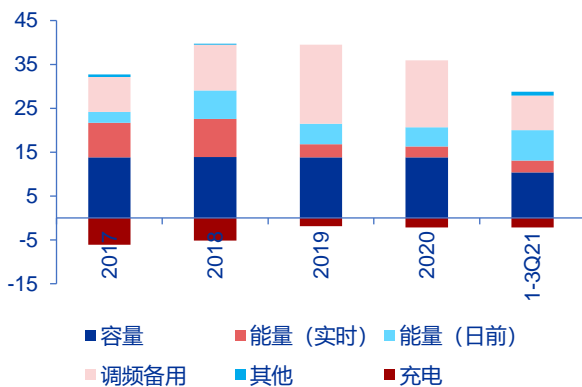
图 43: 加州分季度的不同类别辅助服务成本



资料来源: California ISO, 申万宏源研究

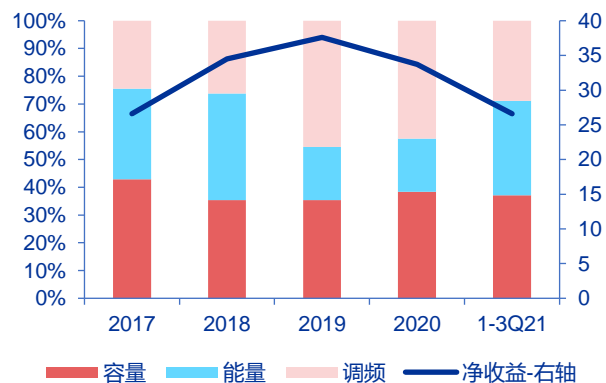
以 2016 年投运的加州 Pomona 项目为例, 该项目容量为 20MW/80MWh, 过去 4 年的年均净收益可达 32 万美元/MW 以上。稳定的容量服务合同收入可占项目年收益的 35-40%, 其余调频和能量收入为项目提供了弹性收入来源。我们假设, 该项目 2016 年初始投资成本为 0.6 美元/Wh, 则项目初始投资成本达到 4800 万美元, 当前项目年收益为 640 万美元左右, 考虑日常维护成本, 静态投资期为 8-9 年。

图 44: 加州 Pomona 项目各类型收益 (万美元/MW)



资料来源: BNEF, 申万宏源研究; 注: Pomona 项目为 20MW/80MWh

图 45: 加州 Pomona 项目中三类收益稳定均衡



资料来源: BNEF, 申万宏源研究; 注: 净收益单位为万美元/MW

美国储能项目经济性稳定，未来收益率有望稳中有升。我们测算，若美国储能初始投资成本为 0.40 美元/Wh，则单个 100MW/400MWh 的储能项目初始投资成本为 1.6 亿美元，考虑容量电价+现货市场价差+辅助服务三种收益，项目年收益为 2300 万美元左右，考虑日常维护成本，静态投资期为 7-8 年，经济性已经较为突出。

2.2.4 美国加州：储能电池效益显著，未来欣欣向荣

加州 SGIP 补贴刺激需求，未来十年计划新增 15GW 表前储能。为鼓励早期储能发展，加州 2013 年开始针对大型电力公司实施强制配储计划，有力地推动了加州储能项目的快速部署，率先在美国推广储能应用。加州自发电激励计划（SGIP）于 2001 年启动，早期主要补贴加州分布式发电，后于 2009 年正式将储能纳入补贴范畴，并在 2014 年开始将 75% 的激励预算分配至储能，目前 SGIP 对于不同类型储能的补贴水平可达 0.2-1.0 美元/Wh。2022 年加州储能发展规划中，计划未来十年加州新增 18.9GW 公共事业规模太阳能和 15GW 表前储能。长期以来，鼓励储能的战略导向保障了加州储能稳定的利润空间，不断推动加州储能加速发展。

图 46：加州各类型储能政策的重点

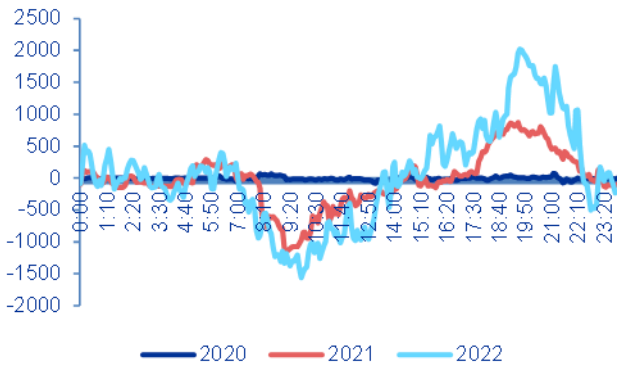


资料来源：政府网站，南方能源观察，公司公告，申万宏源研究

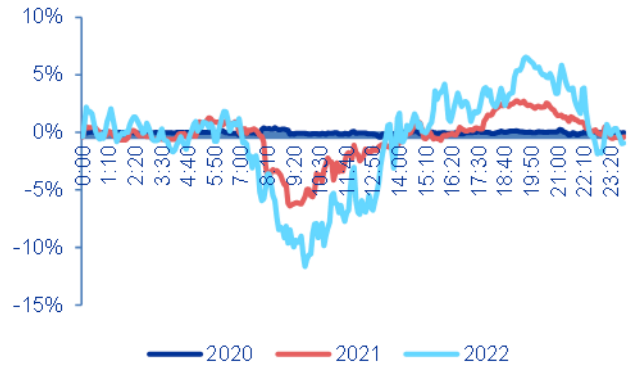
储能电池在加州电力系统的作用日益凸显，日内放电功率突破 2GW。2020 年之前，加州地区主要通过天然气发电和电力进口解决净负荷的日内波动。2020-2021 年加州储能电池在电力系统的应用规模呈现快速增长，2021 年加州电化学储能累计装机达到 2.5GW/9GWh。从实际运行看，以 2022 年 7 月 13 日为例，储能电池日内最高放电功率突破 2GW，日内最高储能放电电力占比突破 6%，日内最高储能充电电力占比突破 10%，均大幅高于 2020 年和 2021 年同一天的水平，日内储能发电量占用电量比例突破 1%。此外，我们通过比较电池充放电与净负荷曲线，发现储能电池充放电时间段与净负荷变化时段基本重合，在每天上午 7 点-12 点期间，加州储能电池利用可再生能源发力和净负荷下降充电，在每天下午 16 点-21 点期间，储能电池充分放电，缓解了净负荷快速爬坡带来的电网不稳定。

图 47：加州夏季典型日储能电池与最大负荷、用电量的比例关系

日内美国加州储能电池充放电变化 (MW)



日内美国加州储能电池充放电占比



加州电力系统 (2022/7/13)			储能电池运行情况 (2022/7/13)		储能电池与最大负荷、用电量的比例关系	
可再生能源发电占比	日内最大负荷	日用电量	日内储能电池最大放电功率	日内储能电池放电电量	日内最大储能电池功率占最大负荷的比例	日内储能电量占用电量的比例
33%	37GW	706GWh	2GW	7.7GWh	5.41%	1.09%

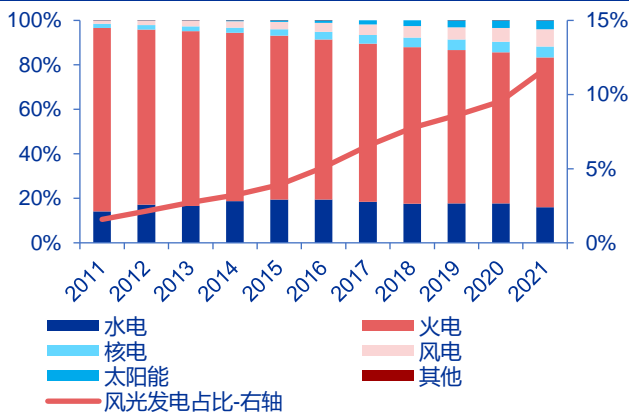
资料来源: California ISO, 申万宏源研究

2.3 中美风光储渗透率对比

2.3.1 中国: 风光发电占比加速提升, 中远期规划明确

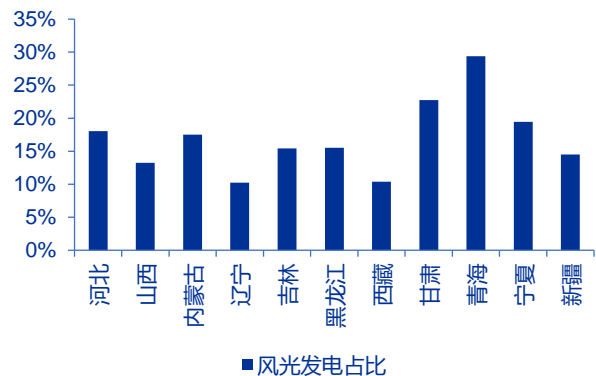
历经十年发展, 21 年我国风光发电占比达到约 12%。自 2011 年以来, 我国风光发电占比已从 2% 上升至约 12%。目前我国大多数省份处于储能探索期, 整体波动式可再生能源对于系统的稳定影响较小。部分省份如甘肃、青海等波动式可再生能源发电比例接近或超过 20%, 正进入储能的启动期。2021 年, 共 11 个省份风光发电占比突破 10%, 随着多个省份即将迈入储能的启动期, 未来中国储能将在更多地区迎来长足发展。

图 48: 2011-2021 年中国发电结构变化



资料来源: 国家统计局, 申万宏源研究

图 49: 2021 年风光发电占比超过 10% 的省份

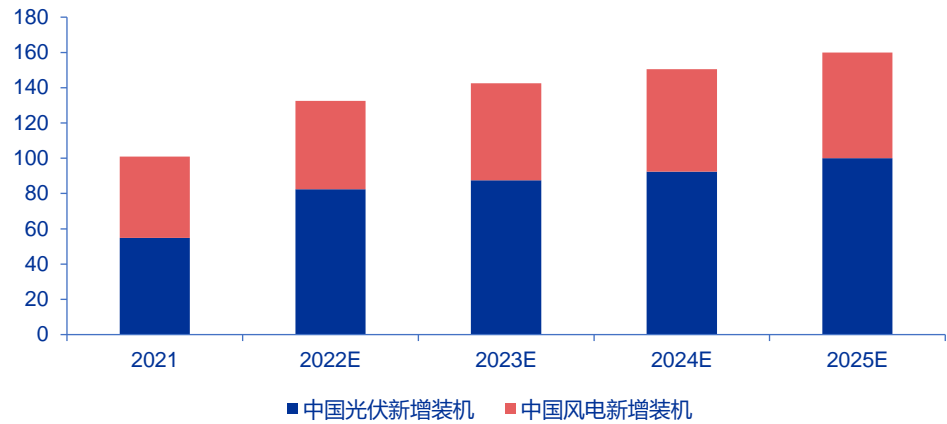


资料来源: Wind, 申万宏源研究

可再生能源电量占比加速提升, 储能中长期需求空间逐步打开。从未来 5 年维度看, 根据 CWEA 和 CPIA 预测, 2022-2025 年中国光伏+风电年新增装机预计达到 133/143/151/160GW, 新能源装机保持稳步增长。从未来 10 年维度看, 中国在气候雄心峰会上目标 2030 年风光装机达到 12 亿千瓦。在此基础上, 根据清华四川能源互联网研究

院数据，由于双碳战略实施，2030 年全社会用电量预期从过去的 10 万亿度电上升至 12 万亿度电，新的用电增量需要新能源装机加速发展，2030 年风光装机有望达到 16-18 亿千瓦，非水可再生能源电量占比有望达到 20%左右。

图 50：21-25 年中国光伏+风电年新增装机预测 (GW)



资料来源：CWEA, CPIA, 申万宏源研究；注：光伏新增装机数据取自 CPIA 预测的平均数，风电新增装机数据取自 CWEA 的预测数据

表 11：中国高比例可再生能源电力系统的规划

统计年份	容量/千瓦	非水可再生能源电量占比 (%)		含水电可再生能源电量占比 (%)	
		整体	局部	整体	局部
2020	风 2.8 亿; 光 2.5 亿; 水 3.7 亿	9.54	20	27.76	90
2030	基本方案 风光 12 亿; 水 4 亿	>16	>30	>33	>40
	高方案 风 12 亿; 光 10 亿; 水 4.4 亿	>30	>50	>50	>60
2050	基本方案 风 10 亿; 光 10 亿; 水 5 亿	>25	>50	>40	>60
	高方案 风 24 亿; 光 27 亿; 水 5.5 亿	>60	>90	>80	>95

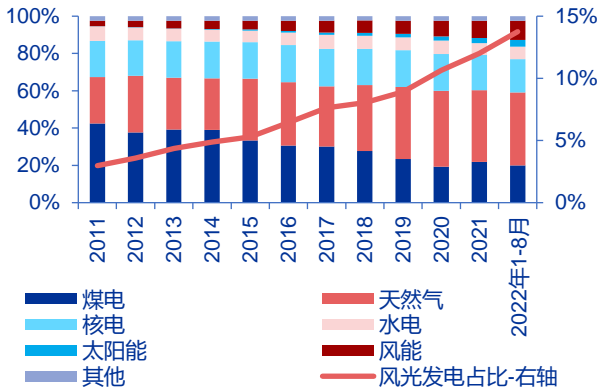
资料来源：清华四川能源互联网研究院，申万宏源研究

2.3.2 美国：远期可再生能源发电目标确立，储能需求徐徐打开

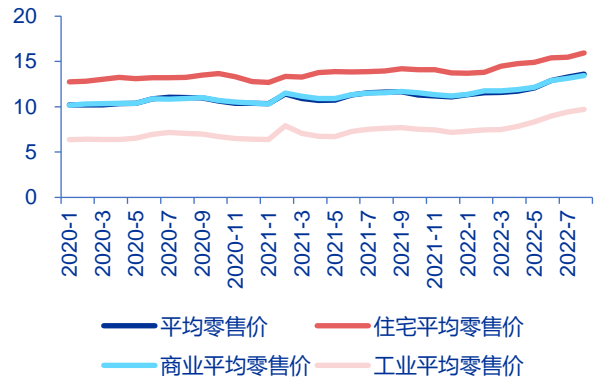
美国风光发电占比持续提升，零售电价稳步上涨。2011-2021 年，美国风光发电占比自 3%提升至 12%。2022 年 1-8 月，风光发电占比继续提升至 14%。根据 EIA 预计，2022 年美国电网将新增 46.1GW 的公用事业发电装机(地面电站)，其中规划的新增容量中 46%来自于太阳能，其次是天然气，占到 21%，风能占比 17%。2022 年太阳能+风电共计预计新增 29.1GW 的装机，为美国发电新增装机的主力电源。从美国电力零售价看，美国不同部门的平均电力零售价均有所上涨，住宅/商业/工业从 2020 年 1 月的 12.76/10.18/6.37 美分/kWh 分别上涨至 2022 年 8 月的 15.95/13.45/9.72 美分/kWh，高电价为新能源项目和储能项目提供了更好的经济性。

图 51：2011-2022 年 1-8 月美国发电结构变化

图 52：美国不同部门电力平均零售价 (美分/kWh)



资料来源：EIA，申万宏源研究



资料来源：EIA，申万宏源研究

美国多数州已确立可再生能源发电比例 50%+ 的远期目标。美国大多数州通过可再生能源配额 (RPS) 和清洁能源标准 (CES) 对当地可再生能源发电比例做出强制性规定，截至 2021 年底，美国共有 31 个州和哥伦比亚特区制定了相关目标，如加利福尼亚州、马里兰州、新墨西哥州等 9 个州确立 2040-2050 年期间可再生能源发电比例达到 100%。美国各州可再生能源发展的趋势已在中长期维度确定，可再生能源发电占比的提升成为必然趋势，储能在美国电力系统的角色将愈发重要。

表 12：美国部分州 RPS/CES 目标

	加利福尼亚州	科罗拉多州	路易斯安那州	夏威夷州	内华达州	北卡罗来纳州	俄勒冈州	内布拉斯加州	缅因州	弗吉尼亚州
可再生能源发电比例目标	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
实现年份	2045	2050	2050	2045	2050	2050	2040	2050	2050	2045/2050

资料来源：美国各州政府网站，申万宏源研究

展望未来，中美储能发展即将进入市场启动期。波动式可再生能源发展水平不断提升下，系统对储能需求和储能结构均有不同的更多需求。根据波动式可再生能源发电比例的不同，我们可将储能发展分为探索期、市场启动期、高速发展期和应用成熟期。目前中国与美国正处于储能探索向市场启动的过渡期，电力系统可通过灵活性资源（如天然气发电、灵活性调节后的火电、抽水蓄能和电化学储能等）进行内部调节，整体波动式可再生能源对于系统的稳定影响逐渐增大。未来随着中美进入储能的市场启动期和高速发展期，系统需要补充短时储能来调节功率，同时也需要长时储能调节能量。

图 53：储能需求与波动式可再生能源发电占比的关系



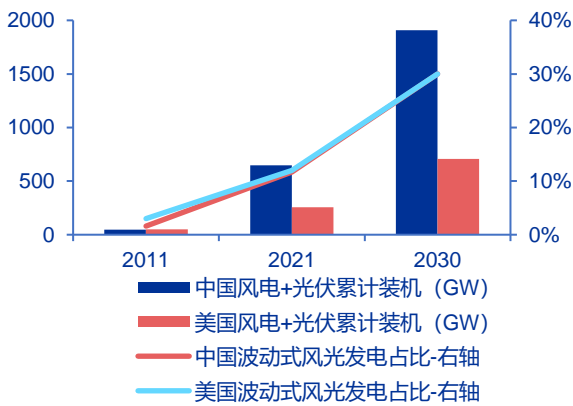
波动式可再生能源发电占比	储能发展时期	对应储能需求
0-20%	探索期	部分灵活性资源（如天然气发电、灵活性调节后的火电和抽水蓄能等调节为主，随着新能源渗透率提高，储能需求开始提速
20%-40%	市场启动期	系统需要短时储能调节功率，储能功率约为最大负荷的2-5%
40%-70%	高速发展期	系统需要长时储能调节能量，储能功率约为最大负荷的30-40%，储能电量约为系统年用电量的0.5-2%
70%以上	应用成熟期	需要应用更多广义储能技术

资料来源：《大规模储能技术发展路线图》，申万宏源研究

2025 年和 2030 年，中美合计电化学储能累计装机有望达到 83GW 和 405GW。

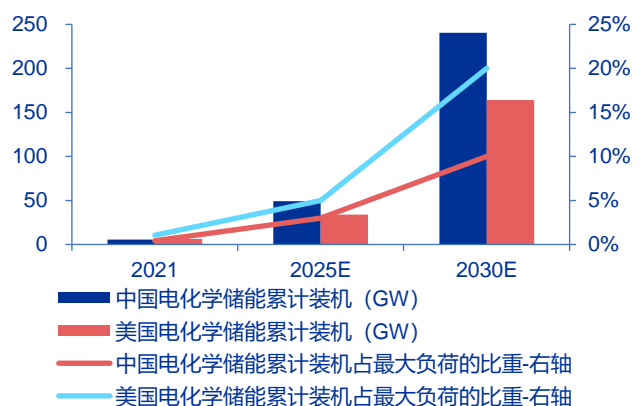
2011-2021 年，中国风光发电占比从 1.6% 提升至 11.7%，美国风光发电占比从 3.0% 提升至 12.0%。2022-2030 年，假设中国和美国 2022-2030 年每年平均新增风光装机为 140GW 和 50GW，我们预计中美两国波动式风光发电占比均有望在 2025 年和 2030 年超过 20% 和 30%，两国储能将逐步进入市场启动期。2021 年，中美电化学储能累计装机规模占电力系统最大负荷的比重分别为 0.4% 和 1.1%。假设中国电化学储能装机占最大负荷的比重在 2025 年和 2030 年分别达到 3% 和 10%，美国电化学储能装机占最大负荷的比重在 2025 年和 2030 年分别达到 5% 和 20%，我们预计，中国电化学储能累计装机将在 2025 年和 2030 年分别达到 49GW 和 241GW，美国电化学储能累计装机将在 2025 年和 2030 年分别达到 34GW 和 164GW。

图 54：中美风光装机及风光发电占比变化



资料来源：国家能源局，Wind，申万宏源研究；注：1) 假设中国 2022-2030 年每年平均风光新增装机 140GW；

图 55：2021-2030 年中美电化学储能装机展望



资料来源：EIA，Wind，CNESA，申万宏源研究

2) 假设美国 2022-2030 年每年平均风光新增装机 50GW。

2.4 对中美大储市场的一些思考

22 年初东欧的炮声催化了欧洲户储/光伏市场的爆发，对应户储板块成为 A 股最靓的一道风景；下半年预期渐盈，市场开始对大储有了更多热议，无论是政策试点落地，还是批量项目启动，抑或是从基数渗透率、边际变化的角度看，大储赛道被视作下一个黄金赛道并不为过。

下半年里边，大储板块的股价表现冠绝新能源，虽然 2022 年美国大储市场受光伏组件拖累装机承压，国内大储项目多动作慢于声响、盈利远于投入，但前景的瑰丽已提振了β的弹性。2023 年，大储赛道将迎来多重共振，正如我们第一章中所讲的几点（政策/产业/产品），还有更多要去思考的是，大储市场的生态环境和商业逻辑会如何演绎？

市场经常会提及的一个问题是，明年储能电池会不会过剩？产业链多会安抚—没那么快，过剩也是别家的。市场担心的程度却不见消减。对于这点，我们认为不必过于在意，因为过剩是一定的，只是程度快慢的区别，更应关注的是，过剩下的竞争决选拼哪些？

大储市场是 to B 市场，其下游客户与光伏电站的高度重合，皆为能源企业，应用场景皆在表前源网侧，因此大储电池具有较强的类组件属性。经过近二十年的风雨洗礼，组件的市场区化已较为明朗，反映为海外（欧美等）重性能、国内重成本，市场生态的不同与当地电价和电站收益水平强相关，这方面与储能电站的拟合度也极高。中美大储市场的体量规模差别不大，但利润丰存度却差异明显，海外项目有着较高的利润率、稳定的账期和更高的进入门槛（体现在品牌、产品指标、售后运维等方面），而国内储能电站项目的收益率存诸多变数，多为完成量的要求而被动上马，缺少也较难从全生命周期角度来对项目收益做精确论证，导致锦簇之下却是荆棘不少，比如个位数的毛利率、大额的应收、较低的利用率等问题。

问题如何解决？预计会较漫长。近一两年国内政策调整已经开始更多借鉴海外成熟模式，拓宽储能电站的收益种类，变强配为市场引导，然而问题的核心在于储能投资成本的由谁承担，短期内的较难向下传导即意味着国内大储现行“冲量”生态的延续，对于有品牌/资源/产品竞争力的优势企业，出海将是第一优先级，欧美市场为膏腴之地、不容有失，国内市场则做好相应布局、适度参与，不争一时的长短。

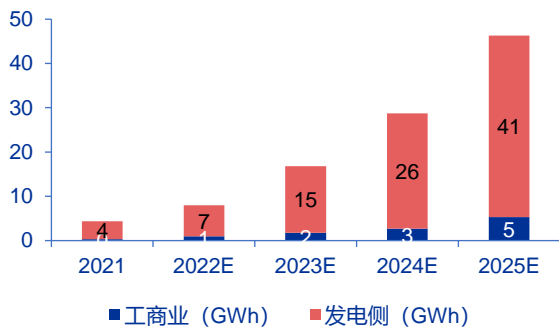
战而后胜 与 胜而后战，如果能选择的话，相信多数都会选择后者。也因此，想选出大储这一赛道的长跑健者，须更多关注重量级选手的举动和布局。

3. 投资分析意见

3.1 储能景气度高企，22 年中国储能全球出货有望翻倍

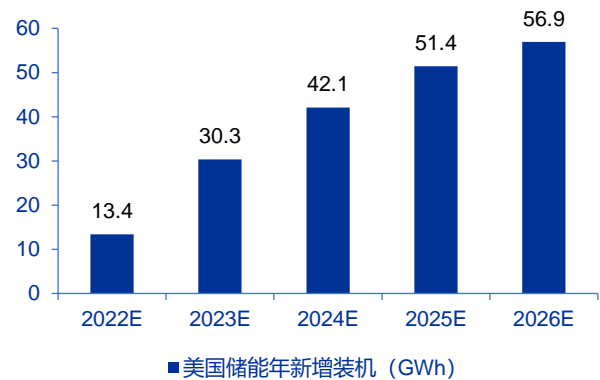
未来 5 年中美储能需求澎湃。根据我们测算，中国发电侧储能将由 22 年的 7GWh 上升至 25 年的 41GWh，考虑工商业储能，25 年中国发电侧+工商业新增电化学储能装机有望突破 46GWh。受益于美国投资税收抵免政策延续及可再生能源发电比例提升带来的电网调节需求增长，根据 Wood Mackenzie 数据，1H22 美国储能装机达到 5.9GWh，22 年美国储能有望装机 13.4GWh。22-26 年美国新增储能装机合计规模有望达到 194.1GWh，22-26 年储能装机 CAGR 为 43.5%。

图 56: 2021-2025 年中国发电侧+工商业储能年新增装机规模预测



资料来源: GGII, 申万宏源研究

图 57: 2022-2026 年美国储能年新增装机规模预测



资料来源: Wood Mackenzie, 申万宏源研究

中美储能景气度高企，22 年中国储能锂电全球出货有望迎来翻倍增长。22 年 H1 中国储能锂电池出货已接近 21 年全年水平，根据 GGII，2022 年 H1 储能电池出货 44.5GWh，接近 2021 年全年出货的 48GWh。在储能电池出货结构上，电力储能与家储是出货的主要增量市场。国内风光配储与海外储能经济性提升一同催化电力储能出货快速增长，2022 年 H1 电力储能电芯出货达到 30GWh。海外户储市场上半年呈现供不应求的局面，2022 年 H1 户用家储电芯出货量达 6GWh。全年来看，电力储能、户储与便携式储能出货均将迎来翻倍增长，整体储能电池出货有望突破 100GWh。

图 58: 2021 年中国储能电池出货结构 (含出口)

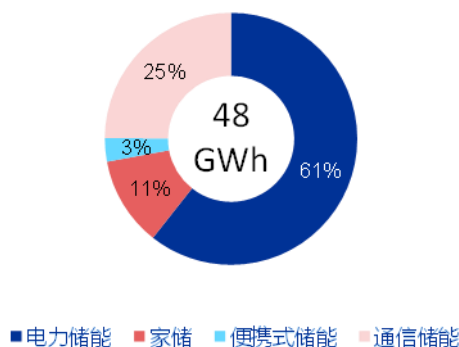
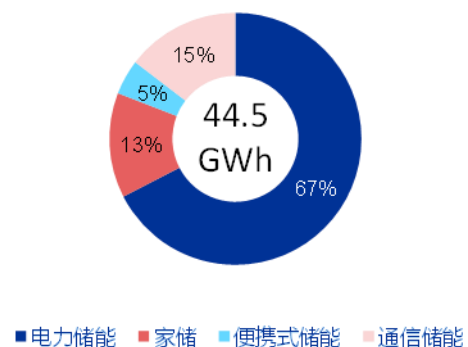


图 59: 2022 年 H1 中国储能电池出货结构 (含出口)

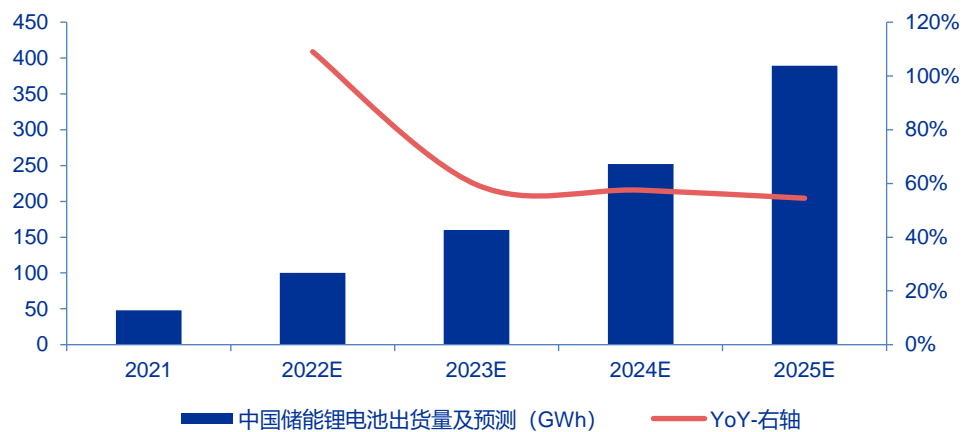


资料来源：GGII，申万宏源研究

资料来源：GGII，申万宏源研究

根据 GGII，中国储能锂电全球出货有望在 25 年达到 389GWh，30 年出货迈入 TWh 时代。根据 GGII 储能数据库，截止 2022 年 H1，国内发布的新型储能项目（刨除抽水蓄能）合计 58.28GW/116.4GWh，其中锂离子电池占比接近 75%。“十四五”国内电化学储能项目将逐渐落地装机，发展进入商业化加速期。除此之外，中国储能锂电产业链完善，将深度参与海外储能发展，受益于全球储能建设浪潮。根据 GGII 预测，2025 年中国储能锂电池出货量将达 389GWh，比 2021 年规模增长 8 倍以上，2021-2025 年 CAGR 达 68.8%。

图 60：2021-2025 年中国储能锂电池出货量及预测（GWh）

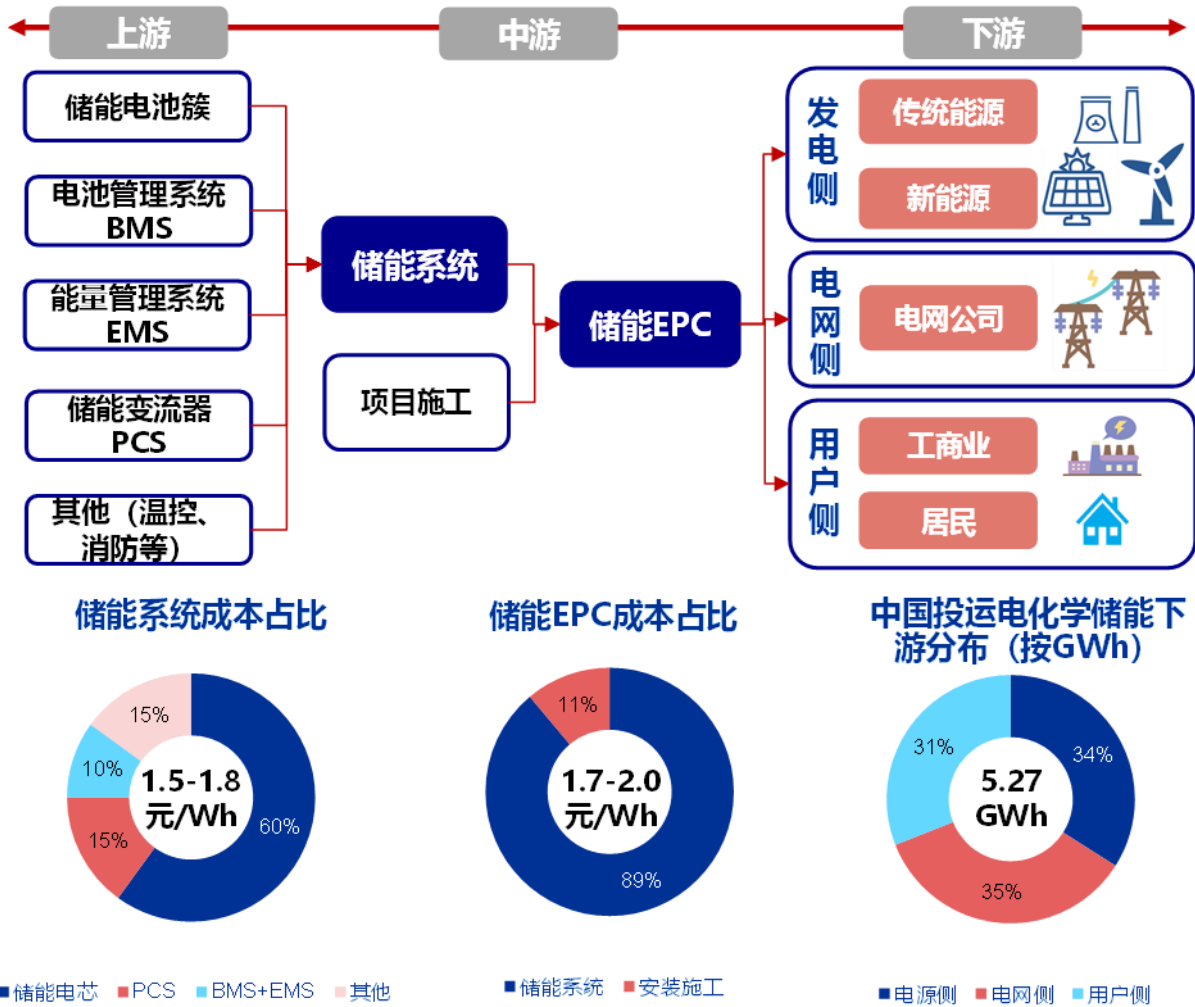


资料来源：GGII，申万宏源研究

3.2 储能产业链价值释放巨大，核心关注价值占比高的环节

电芯+PCS 为储能产业链价值最大的环节，目前 1GWh 储能装机可带动产业链 20 亿元的收入。储能产业链上游主要以储能电池簇、电池管理系统 BMS、能量管理系统 EMS、储能变流器 PCS 和温控消防等其他设备构成。储能产业链中游以储能系统和储能 EPC 为主，目前储能系统和储能 EPC 的单位成本可达 1.5-1.8 元/Wh 和 1.7-2.0 元/Wh。假设储能 EPC 单价为 2 元/Wh，则 1GWh 储能装机可带动 20 亿的产业链收入。从成本占比看，2h 储能 EPC 成本占比中储能系统占比可达 89%左右，2h 储能系统中电芯+PCS 为成本大头，占比可达到 75%左右。储能产业链下游可分为电源侧、电网侧和用户侧。

图 61：储能产业链

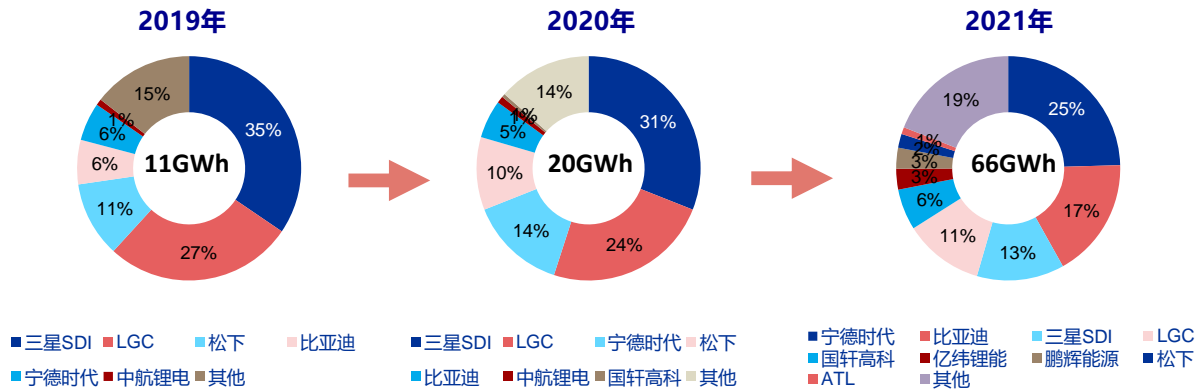


资料来源：中电联，储能与电力市场，公司公告，申万宏源研究；注：1) 成本占比选取 2 小时配置的储能系统/EPC；2) 中国投运电化学储能下游应用的统计口径为全国电力安全生产委员会 19 家企业成员单位 0.5MW/0.5MWh 以上的电站，装机规模数据截止 22 年 9 月。

电芯环节：核心推荐国内具备客户优势和美国出海逻辑的行业龙头

全球市场，中国储能电芯厂商加速出海。 2019-2020 年全球储能以海外市场为主，三星 SDI、LGC 和松下等品牌在海外耕耘多年，占据全球市场主要份额，2019-2020 年三者合计全球市场份额分别达 73%/65%。日韩电池厂商在储能主推三元电池技术，但三元储能产品近年起火事件陆续出现，而磷酸铁锂安全性和经济性在动力电池领域得到验证。2021 年中国磷酸铁锂电池的优势改变全球储能电池市场格局，以宁德时代为首的中国厂商后来居上，2021 年全球市场份额快速提升。

图 62：2019-2021 全球储能电池厂商市场份额变动情况



资料来源：SNE，EvTank，申万宏源研究

国内市场，中国储能电池厂商正积极加快储能下游布局。围绕储能产业链下游，以宁德时代为首的储能电芯厂商19年开始打造产业链闭环，纷纷与政府、大型国企央企、产业链下游和海外企业牢牢绑定，并开始延伸系统集成和项目开发。我们认为，随着中国电力储能发展路线日渐清晰，具备下游合作资源的储能电芯厂商有望在产业链合作中发挥更大价值。

表 13：中国主要储能电池厂商在国内的下游布局

储能合作伙伴	宁德时代	比亚迪	国轩高科	亿纬锂能	鹏辉能源
投资方 大型国/央企	国家能源集团、中国能建、中国华电、三峡集团、国家电投、国家电网、中国移动、中国建材、招商局集团、四川发展、福建投发、福建能化集团	华润、国家电网、南方电网、中广核	国家电网、中电投、中国铁塔、中能建华东	-	中国移动、中国铁塔、中节能、南方电网、三峡电能
下游 集成和 EPC 企业	晶科能源、阳光电源、科士达、电工电气、汇电云联、星云股份、易事特、永福股份	山东正泰集团、金风科技	上海电气、晶科能源、华为、皖能股份、继远软件	固德威、林洋能源	天合光能、阳光电源、中兴通讯、智光电气
政府机构	山东省政府、四川省政府、河南省政府、贵州省政府、上海市政府、广东省政府、成都市政府、济宁市政府、洛阳市政府、苏州市政府	-	宜春市政府	武汉东湖高新区、荆门市政府、曲靖市政府、惠州市政府	驻马店驿城区人民政府
海外企业	Nextera、Fluence、Wartsila、Tesla、Powin、阿特斯、EATON	艾思玛 SMA、杜克能源、雪佛龙、RES	阿根廷 JEMSE	匈牙利 Debrecen	-

资料来源：公司公告，申万宏源研究

宁德时代：全球储能电池龙头，有望深度受益中美大储需求爆发。公司全球储能电池市占率从 19 年全球第五，到 20 年全球第三，再到 21 年全球第一，突飞猛进的发展彰显公司强大的储能发展动力。2021 年及 1-3Q22 公司储能出货分别达到约 17GWh 和约 30GWh，业务营收保持高速增长。22 年以来，公司开拓欧美储能市场不断取得进展，先后与美国 FlexGen 达成未来三年 10GWh 的供应协议、与美国 Primergy 达成独家供应 1.416GWh 储能系统的协议、与英国 Gresham House 达成近 7.5GWh 长期供货协议。

比亚迪：出海成绩斐然，中国储能企业出海标杆。公司是最早进军北美市场的中国企业之一，2011 年首次出口给美国雪佛兰 4MWh 的储能电池，多年出海成绩斐然。22 年 1-6 月，比亚迪 CUBE T28 在北美地区供货规模已超过 1.6GWh。22 年 10 月，由比亚迪

储能供货的全球最大单期储能电站在美国西海岸成功投入商业运营，储能容量近 1.7GWh。截止 22 年 10 月，比亚迪储能在美国累计出货达到 3.6GWh。

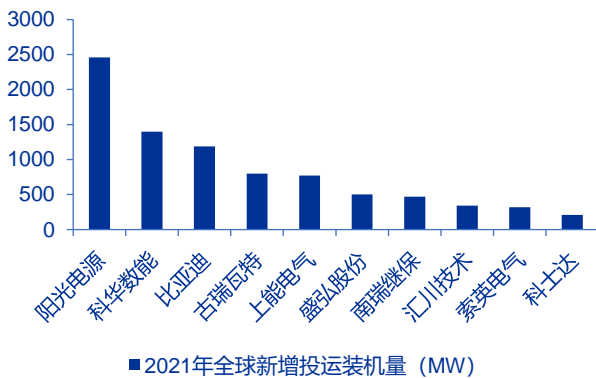
鹏辉能源：22 年国内和海外大储发展迅速。2022 年 3 月，公司控股子公司江苏天辉锂电与江苏天合储能签订《关于 2022 年电芯采购合作协议》，金额约 6 亿元-9 亿元，合作期限一年。同时，公司与天合光能共同建设常州 2GWh 储能电池项目，产能上进一步与客户绑定。海外大储市场，公司产品 280Ah 储能电芯于 22 年 9 月顺利通过 UL9540A 认证，未来公司有望持续在海外大储领域获得新订单。

中创新航：22 年中标多个储能采购大订单，储能在手订单充裕。21 年公司储能业务营收实现 4.46 亿元，同比增长 87.4%。22 年 9 月，公司为储能市场打造的 280Ah 核心产品在成都成功下线，其循环寿命达 12000 次以上，能量效率达 97%以上，并可升级至 300Ah。22 年公司作为五家中标商之一成功中标南网科技 5.56GWh 的储能电池采购订单。截止 22 年 9 月，公司储能系统在手订单为 4.22 亿元。

PCS 环节：核心推荐具备品牌优势和订单可见度的厂商

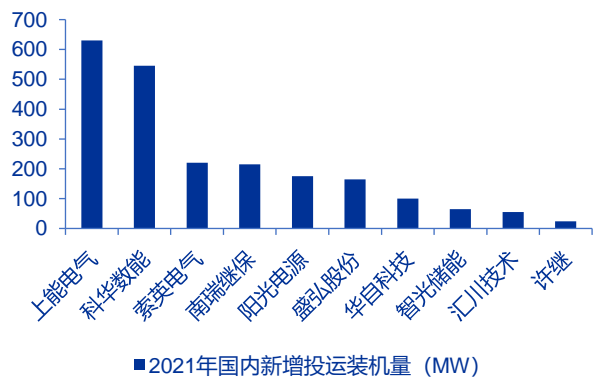
阳光电源：从 PCS 延伸至储能系统，美国订单饱满。2021 年，公司储能系统全球发货 3GWh、储能变流器全球发货 2.5GW，实现储能业务收入 31.4 亿元。根据公司公告，22 年公司分别与美国 Plus power 和 Key Capture Energy 签署了 14.9 亿元和 7.9 亿元的储能项目合同。

图 63：中国储能 PCS 提供商 2021 年全球市场储能 PCS 出货量 (MW)



资料来源：CNESA，申万宏源研究

图 64：中国储能 PCS 提供商 2021 年国内市场储能 PCS 出货量 (MW)



资料来源：CNESA，申万宏源研究

科华数据：UPS 龙头，大储和户储成为公司发展新引擎。根据 CNESA 数据，公司在 2021 年全球储能 PCS 全球出货量排名第二。公司在储能领域中具备丰富火储调频、风储调峰和工商业微网项目经验，标杆产品包括 S3 液冷储能系统和 1500V 全系列储能变流器及系统解决方案。国内市场上，22 年 7 月，公司子公司科华数能与特变电工新疆新能源签署了 2.3 亿元储能系统成套设备订单，并陆续中标国内多个大储项目。海外市场上，22 年 9 月公司在美国、欧洲和澳洲共签约合作超 2 万套（共 390MWh）户用储能系统。

上能电气：国内 PCS 龙头，储能订单彰显高景气。从行业市占率看，公司 21 年及 1H22 在国内 PCS 市场的市占率位居行业第一；从储能订单看，公司 21 年储能产品销量为

619.51MW。截止 22 年 2 月末, 公司储能在手订单已超过 800MW; 从储能营收看, 1H22 储能双向变流器及系统集成产品营收达 0.38 亿元, 同比增长 24.94%。3Q22 储能系统集成业务收入占总收入比超 40%; 公司海外市场也取得突破, 首个海外 100MW 储能项目于 22 年 7 月份顺利发货。

温控消防环节: 核心推荐具备技术积淀的厂商

英维克: 具备深厚技术和产品积淀的储能温控龙头。公司 12 年即成为国内储能集装箱系统主要的温控设备提供商, 积累了长期大量的实际运行经验。随着液冷电池 PACK 在储能系统的导入, 英维克率先于 2020 年推出系列的水冷机组并大批量应用于包括宁德时代、阳光电源、南都、科陆电子等储能系统集成的头部企业。海外市场上, 公司为美国储能系统集成商 Fluence 供应温控设备。

国安达: 储能消防成为新增长点, 23 年有望批量出货。公司 22 年成立锂电池火灾防控技术专项事业部, 成功研发了锂电池储能柜火灾防控和惰化抑爆系统, 目前公司与国内多家知名锂电企业已开展战略合作, 相关解决方案及产品已获得行业内多家知名厂商的认可并进行小批量供货, 且陆续获得一些市场订单。截至 22 年 9 月, 储能消防产品已出货 180 台设备, 在手订单 (含已出货) 金额超过 1300 万元。

表 14: 推荐标的盈利预测

证券代码	证券简称	投资评级	2022/12/27	EPS				PE		
			收盘价(元)	2021A	2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
300750.SZ	宁德时代	买入	403.57	6.52	11.28	17.64	22.64	36	23	18
002594.SZ	比亚迪	增持	262.12	1.05	5.33	9.69	12.37	49	27	21
300438.SZ	鹏辉能源*	/	78.08	0.42	1.44	2.62	3.75	54	30	21
3931.HK	中创新航*	/	19.5	0.11	0.29	1.30	2.51	60	13	7
300274.SZ	阳光电源*	/	107.36	1.07	2.07	3.64	4.88	52	30	22
002335.SZ	科华数据*	/	48.01	0.95	1.05	1.43	1.83	46	34	26
300827.SZ	上能电气*	/	58.55	0.45	0.47	1.47	2.47	124	40	24
002837.SZ	英维克*	/	32.47	0.61	0.55	0.77	1.04	59	42	31
300902.SZ	国安达*	/	28.66	0.21	0.86	1.77	2.79	33	16	10

资料来源: Wind, 申万宏源研究; 注: 标*盈利预测为 wind 一致预期

图 65: 全球储能产业链主要公司

供应链	公司名称	材料供应		系统集成	项目开发	平台/电力交易	再生能源业务
		电芯, 组建	电力, PCS				
电芯, 组件	LG						☆
	NEC	○					☆
	Panasonic	○					
	SKI	○					
	三星SDI	○					☆
	中创新航	○					
	天津力神	○					
	比亚迪	○					☆
	南都电源	○					
	海基新能源	○					☆
	国轩高科	○					
	蜂巢能源	○					☆
	宁德时代	○					
	亿纬锂能	○					
	派能科技						
	猛狮科技	○					
电子电控, 电力 交接 (PCS, 变 压器)	ABB		○				
	GE energy		○				☆
	Nidec		○				☆
	power-electronics		○				☆
	SMA		○				☆
	SolarEdge		○				☆
	上能电气		○				☆
	固德威		○				☆
	南瑞继保		○				
	科士达		○				☆
	科陆电子		○				☆
	科华数据		○				☆
	索英电气		○				☆
	盛弘电气		○				☆
	阳光电源		○				☆
	锦浪科技		○				☆
系统集成	Tesla						☆
	ConEdison			○			☆
	Fluence						☆
	FlexGen			○			☆
	NextEra						☆
	Powin Energy						
	RES						☆
	Waztsila						
	库博能源			○			
	沃太能源			○			☆
海博斯创			○				
项目开发, 平 台, 电力交易	Aggreko						
	Enel X						☆
	Stem						☆
	Sonnen						☆
	NHOA (engie)						☆
	IHI						☆
RWE				○		☆	

资料来源: Infolink, 申万宏源研究; 注: 灰底和星号为该企业具有的业务, 圆圈符号则为该企业主力业务

4. 风险提示

1、原材料价格大幅上涨的风险。由于下游需求旺盛，产业链上游和中游多个环节出现了产能不足导致价格持续上涨的现象，若后续原材料价格上涨的幅度和时间超出预期，将影响储能行业的下游需求。

2、海外市场需求波动：全球疫情影响和贸易局势存在不确定因素，考虑物流受阻、设置进口关税、政策等因素影响，海外市场需求存在不及预期的可能。

3、技术路线更迭的风险。储能目前有多种技术路线方案在做推广，如果压缩空气或液流储能等路线有较大突破，则对锂电池储能有挤出效应。

信息披露

证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，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，并对本报告的内容和观点负责。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。

与公司有关的信息披露

本公司隶属于申万宏源证券有限公司。本公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司关联机构在法律许可情况下可能持有或交易本报告提到的投资标的，还可能为或争取为这些标的提供投资银行服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。客户可通过 compliance@swsresearch.com 索取有关披露资料或登录 www.swsresearch.com 信息披露栏目查询从业人员资质情况、静默期安排及其他有关的信息披露。

机构销售团队联系人

华东 A 组	陈陶	021-33388362	chentao1@swhysc.com
华东 B 组	谢文霓	18930809211	xiewenni@swhysc.com
华北组	李丹	010-66500631	lidan4@swhysc.com
华南组	李昇	0755-82990609	Lisheng5@swhysc.com

股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入 (Buy)	：相对强于市场表现 20% 以上；
增持 (Outperform)	：相对强于市场表现 5% ~ 20%；
中性 (Neutral)	：相对市场表现在 - 5% ~ + 5% 之间波动；
减持 (Underperform)	：相对弱于市场表现 5% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)	：行业超越整体市场表现；
中性 (Neutral)	：行业与整体市场表现基本持平；
看淡 (Underweight)	：行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。申银万国使用自己的行业分类体系，如果您对我们的行业分类有兴趣，可以向我们的销售员索取。

本报告采用的基准指数：沪深 300 指数

法律声明

本报告仅供上海申银万国证券研究所有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司 <http://www.swsresearch.com> 网站刊载的完整报告为准，本公司并接受客户的后续问询。本报告首页列示的联系人，除非另有说明，仅作为本公司就本报告与客户的联络人，承担联络工作，不从事任何证券投资咨询服务业务。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。市场有风险，投资需谨慎。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。