



Research and  
Development Center

# 征程万里风正劲，奋楫扬帆破浪行

—大储行业深度报告

2022年11月29日

武浩 电新行业首席分析师  
S1500520090001  
010-83326711  
wuhao@cindasc.com

曾一贇 电新行业研究助理  
15919166181  
zengyiyun@cindasc.com

相关研究

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力设备

投资评级 看好

上次评级 看好

武浩 电新行业首席分析师  
执业编号: S1500520090001  
联系电话: 010-83326711  
邮箱: wuhao@cindasc.com

曾一贇 电新行业研究助理  
联系电话: 15919166181  
邮箱: zengyiyun@cindasc.com

信达证券股份有限公司  
CINDA SECURITIES CO., LTD  
北京市西城区闹市口大街9号院1号  
楼  
邮编: 100031

## 征程万里风正劲，奋楫扬帆破浪行

2022年11月29日

### 本期内容提要:

◆**新型电力系统建设推进，大储黄金赛道正起步。**全球各国落地“双碳”战略规划，能源转型迎来关键节点，随着新能源发电/装机占比提升，新型电力系统建设加速推进。储能可以解决新能源发展带来的系统问题：发/用电的时间错配、优化电能质量，保障电网安全。因此储能在电力系统中具有刚性需求。从储能类型来看，抽水蓄能目前为储能主体，但电化学储能具有性能优势，更适合新型电力系统，而且受益新能源车产业链快速发展，因此电化学储能为当下最优解。我国新型储能 2021 年累计装机 5.73GW，同比增长 75%，但储能占风光总装机的比例仅为 0.9%，渗透率较低，大储是我国主要储能类型，主要应用在电源侧、电网侧，大储的黄金赛道正起步，未来市场空间广阔。

◆**国内大储整体经济性承压，独立储能有望走出商业模式。**大储经济性是发展的核心，我们测算了各个应用场景的储能收益率：

- 1) **风光配储是政策强配压力下的新能源成本项。**目前全国新能源消纳压力呈现区域分化的态势，配储比例一般为 10-20%，风光配储收益模式单一，来自于提升消纳率，增加发电并网收入。我们测算得到风光配储整体拉低风光项目 IRR 接近 1.1pct。共享储能成为新能源配储的折中方案，我们测算得到租赁共享储能的情况下，风电项目 IRR 下降 0.1pct，光伏项目下降 0.9pct
- 2) **工商业储能的峰谷价差敏感性高，关注相关政策落地。**工商业储能的收益模式为峰谷价差套利和增加光伏自用比例，我们测算工商业储能的内部收益率为 5.3%。工商业储能对峰谷价差的敏感性极高，扩大峰谷价差可以有效刺激工商业储能积极性：峰谷价差提升 5pct，IRR 提升约 4.1pct。
- 3) **调频储能的经济性不稳定，先发者受益。**调频储能的收益主要来自容量补偿和里程补偿，其中政策决定容量补偿，市场格局决定里程补偿：里程补偿的核心在于里程出清价格和 K 值，里程出清价格由调频市场需求以及参与企业决定，K 值的数值由机组在整个调频市场的相对位置决定。我们测算得到调频储能的收益率有望达到 8.2%。调频储能内部收益率对 K 值、里程价格敏感性极高，市场先发者受益。目前新市场逐步开启，未来关注完善市场的相关政策落地。
- 4) **独立储能的收益模式多元化，投资积极性增加。**目前独立储能已实行的多种收益模式，我们测算得到独立储能的收益率为 6.7%，单位装机投资下降 0.1 元/Wh，内部收益率增加约 4pct；调峰服务价格上升 0.05 元/kWh，IRR 提升约 4pct；容量租赁价格提升 30 元/KW\*年，IRR 提升约 3pct。商业模式推动下独立储能投资积极性显著提升，独立储能整体大型化发展。

◆**国内大储未来增长可期，明年或为高增启动元年。**1) 政策持续发力，具有实际效益的利好政策频出，刺激大储增长。2) 成本处于下行通道，储能经济性有望提升。明年碳酸锂扩产增速高于电动车行业增速，碳酸锂价格有望回落，有望带动电芯价格下降。若电芯价格下降至 0.83 元/Wh，我们测算得到独立储能 IRR 有望提升至 10.2%。政策面与基本面共振，国内大储前景广阔，我们测算得到我国 2023 年储能新增装机为 13.97GW/26.85GWh，同比增长 123.3%，2025 年新增装机为

53.73GW/109.64GWh, 21-25 年 CAGR 为 119%。

◆**海外大储政策+市场化推进, 全球储能市场扬帆起航。**海外新能源发展步伐领先, 海外大储市场主要为欧美, 储能类型仍是电化学储能。美国方面, 国家、各州补贴政策持续发力, 驱动大储市场发展, 美国储能结构主要以电网侧公用储能为主, 多数用于调频服务。欧洲方面, 欧洲大储发展的动力主要来自商业模式成熟, 收入来源广泛, 以欧洲大储的主要市场英国为例, 英国政策主要注重技术迭代、商业模式、市场构建与创新, 储能市场分为频率响应、备用、套利三大类, 收益来源超 10 种。中美欧三国政策不断加码, 储能经济性有望不断提升, 储能发展空间广阔, 我们测算得到全球 2023 年新增装机为 122.46GWh, 2025 年新增装机 327.22GWh, 21-25 年复合增速为 89.5%。

◆**看好储能产业链的集成商以及电池环节。**1) 电池环节价值量最高, 竞争格局集中, 宁德时代龙头优势明显; 2) PCS 环节市场集中度高, 企业专注差异化市场; 3) 其他环节逐步渗透集成商环节。独立储能壁垒更高, 高压级联具有性能优势, 有望成为行业趋势, 看好独立储能集成商企业。海外大储电池环节政策面承压, 集成商企业安全边际更高。

◆**投资建议:** 1) 国内市场方面, 推荐储能产业链价值量最高的电池环节头部企业: 宁德时代、亿纬锂能、比亚迪, 建议关注鹏辉能源、天能股份、国轩高科; 建议关注储能主要设备并有望整合产业链的 PCS 环节: 上能电气、盛弘股份、科华数据、科陆电子(家电组标的); 建议关注大储集成商企业: 金盘科技、南网科技、四方股份、南都电源、思源电气。2) 海外市场方面, 建议关注海外占比较高的集成商及 PCS 企业: 阳光电源、科士达。3) 另外建议关注储能行业高增的小而美的赛道: 温控系统如高澜股份、同飞股份、三花智控(家电组标的)、英维克; 消防系统如青鸟消防、国安达。

◆**风险因素:** 政策落地不及预期、疫情反复影响新能源建设进度、原材料价格上涨带来成本上升、行业竞争加剧等

投资逻辑	6
<b>一、新型电力系统建设推进，大储黄金赛道正起步</b>	7
1.1 能源转型迎来关键节点，新型电力系统建设加速推进	7
1.2 储能具有刚性需求，新型储能黄金赛道正起步	8
1.3 大储是我国主要储能类型，主要应用在电源侧、电网侧	11
<b>二、国内大储整体经济性承压，独立储能有望走出商业模式</b>	12
2.1 风光配储：政策强配压力下的新能源成本项	12
2.2 工商业储能：峰谷价差敏感性高，关注相关政策落地	18
2.3 调频储能：经济性不稳定，先发者受益	20
2.4 独立储能：收益模式多元化，投资积极性增加	25
<b>三、国内大储未来增长可期，明年或为高增启动元年</b>	30
3.1 利好政策频出，刺激大储增长	30
3.2 成本处于下行通道，储能经济性有望提升	34
3.3 政策面与基本面共振，国内大储前景广阔	35
<b>四、海外大储政策+市场化推进，全球储能市场扬帆起航</b>	38
4.1 海外新能源发展步伐领先，海外大储市场主要为欧美	38
4.2 美国大储市场政策推动，欧洲大储商业模式完善	39
4.2.1 美国：政策持续发力，大储市场如火如荼	39
4.2.2 欧洲：完善的商业模式，推动大储市场化发展	41
4.3 全球储能市场空间广阔	43
<b>五、看好储能产业链的集成商以及电池环节</b>	46
5.1 储能产业链集中度较高，PCS 环节具有产业链整合趋势	46
5.2 独立储能壁垒更高，高压级联有望成为行业趋势	49
5.3 海外大储电池环节政策面承压，集成商企业安全边际更高	51
<b>六、投资建议</b>	53
<b>七、风险因素</b>	55

## 表目录

表 1: 各省上网电价、工商业用电电价、峰谷价差情况	18
表 2: “隔墙售电”相关政策梳理	20
表 3: 各省 AGC 补偿计算规则梳理	22
表 4: 独立储能相关政策梳理	26
表 5: 关键节点具有实际效益的储能相关政策梳理	30
表 6: 近期重点储能相关政策梳理	32
表 7: 碳酸锂价格变化带来的储能成本以及 IRR 变化	35
表 8: 国内储能需求测算	37
表 9: 美国储能相关政策梳理	40
表 10: 英国储能相关政策梳理	42
表 11: 英国储能相关政策梳理	43
表 12: 全球各国储能市场空间测算	44
表 13: 国家级接入电网标准以及电化学储能设计规范	50
表 14: 独立储能不同技术特点	50
表 15: 海内外大储相关标的情况	54

## 图目录

图 1: 世界各国宣布“双碳”战略	7
图 2: 我国发电量结构（亿千瓦时）	7
图 3: 我国装机结构（万千瓦）	7
图 4: 储能技术推动能源转型	8
图 5: 我国光伏新增装机预测（GW）	9
图 6: 我国风电新增装机预测（GW）	9
图 7: 2021 年全球各类型储能装机占比	9
图 8: 2021 年我国各类型储能装机占比	9
图 9: 各储能资源特点以及灵活性提升特点	10
图 10: 全球新型储能累计装机（GW）	11
图 11: 中国新型储能累计装机（GW）	11
图 12: 储能应用场景分类	11
图 13: 2021 年我国储能应用场景占比	11

图 14: 全国弃光率情况 (%)	12
图 15: 全国弃风率情况 (%)	12
图 16: 2021 年各地区新能源弃电率	13
图 17: 2021 年三北地区弃风率、弃光率	13
图 18: 部分省份 2021 年风电光伏配储比例 (部分省份为一个范围, 选取平均值)	13
图 19: 风光配储收益模式	14
图 20: 风电光伏配储/不配储 IRR 测算表	15
图 21: 风光配储自建储能 IRR 以及敏感性分析测算结果	16
图 22: 2022 年 10 月两小时储能 EPC 报价情况	16
图 23: 独立共享储能模式	17
图 24: 风光项目租赁共享储能 IRR 以及敏感性分析测算结果	17
图 25: 工商业储能收益模式	18
图 26: 工商业储能收益以及敏感性分析	19
图 27: 工商业储能收益以及敏感性分析	20
图 28: 电网调频过程	21
图 29: 火电调频过程	21
图 30: 广东某实际电站安装储能后的调频性能指标对比	22
图 31: 调频储能 IRR 测算结果	23
图 32: 调频储能 IRR 以及敏感性分析测算结果	24
图 33: 2019-2021 年广东 AGC 调频里程月均里程补偿情况	25
图 34: 2021 年各地新增储能调频项目情况	25
图 35: 独立储能收益模式情况	27
图 36: 独立储能 IRR 测算结果	27
图 37: 独立储能 IRR 以及敏感性分析测算结果	28
图 38: 2021 年中国投运、在建/规划中的储能项目总装机 (GW)	29
图 39: 2021 年中国投运、在建/规划中的储能项目总数量 (个)	29
图 40: 中国新型储能市场区域分布情况	30
图 41: 2022 年已启动独立储能项目 (GWh)	33
图 42: 2022 年完成招投标的央企集采规模 (GWh)	33
图 43: 2022 年至今已完成储能设备/EPC 招标的储能项目月度情况	33
图 44: 2022 年储能电站成本构成	34
图 45: 电池级碳酸锂价格 (万元/吨)	35
图 46: 2022 年电芯成本拆分	35
图 47: 2021 年全球新型储能新增装机 (MW)	38
图 48: 2021 年各国新能源发电量占比	38
图 49: 欧洲风电光伏装机有望加速	39
图 50: 最大储能时长要求与新能源并网要求正相关	39
图 51: 2021 年各国国家单位面积用电量情况	39
图 52: 各国家累计储能装机情况以及电网侧、辅助服务占比	39
图 53: 美国各州储能远期规划	41
图 54: 2021-2022H1 美国储能装机季度结构 (GWh)	41
图 55: 2016-2020 年美国公用储能电站应用场景	41
图 56: 欧洲电网侧储能累计装机情况	42
图 57: 储能上下游产业链	46
图 58: 储能系统内部结构以及运作方式	47
图 59: 2021 年全球储能电池竞争格局	47
图 60: 2021 年中国储能电池竞争格局	47
图 61: 2021 年全球 PCS 竞争格局	48
图 62: 2021 年中国 PCS 竞争格局	48
图 63: 各企业 2021 年海外 PCS 出货量 (MW) 以及海外出货占比	48
图 64: 2021 年全球集成商海外市场出货量 (MWh)	49
图 65: 2021 年中国储能集成商国内出货量 (MWh)	49
图 66: 2021 年全球集成商海外市场出货量 (MWh)	51
图 67: 2021 年中国储能集成商国内出货量 (MWh)	51
图 68: 全球储能新增装机量 (GWh) 以及美国新增装机占比	52

## 投资逻辑

---

能源转型进入关键节点，新型储能可以有效解决新能源发电带来的电力系统问题，具有刚性需求。我们梳理我国、海外大储发展情况：1) 目前我国各种应用场景的储能经济性承压，但往明年看，国内储能具有实际利益推动作用的政策频频出台，商业模式逐渐完善，已启动项目或备案项目大幅增长，原材料成本压力有望降低等多方面因素共振，明年或为大储高增的关键节点，未来需求空间广阔，储能产业链相关环节深度受益。2) 海外大储市场主要为美国、欧洲市场，美国补贴政策力度较强，未来将持续，欧洲商业模式完善，未来储能有望得到长足稳定发展，全球储能行业扬帆起航，未来空间广阔。

# 一、新型电力系统建设推进，大储黄金赛道正起步

## 1.1 能源转型迎来关键节点，新型电力系统建设加速推进

全球各国落地“双碳”战略规划，能源转型迎来关键节点。气候问题成为全球关注焦点，其中《巴黎协定》确定了应对气候变化的长期目标是将全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在1.5摄氏度以内，并努力将温度上升幅度限制在2摄氏度以内。目前已经有超过70个国家宣布加入“双碳”目标实施计划。“双碳”战略目标促进能源加速转型，全球的能源消费结构将在未来逐步从传统化石能源为主转为以新能源为主。

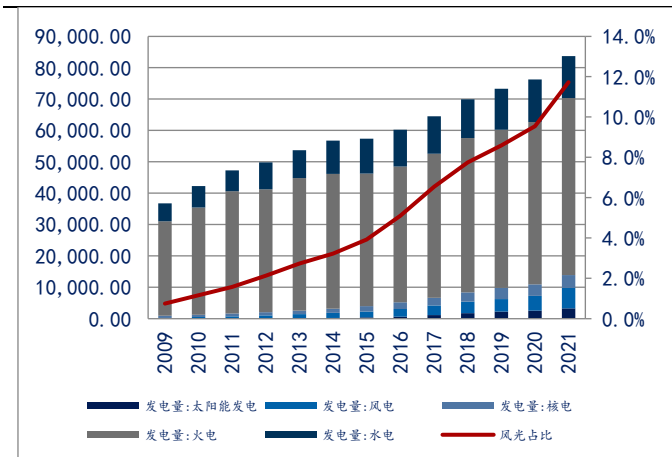
图 1：世界各国宣布“双碳”战略

进展情况	国家
已实现	苏里南、不丹
已立法	德国、瑞典、欧盟、日本、英国、法国、加拿大、韩国、西班牙、丹麦、新西兰、匈牙利、卢森堡
立法中	爱尔兰、智利、斐济
在政策宣示文件中	芬兰、奥地利、冰岛、美国、南非、意大利、巴西、澳大利亚、瑞士、阿根廷、泰国、挪威、阿联酋、以色列、马来西亚、哥伦比亚、越南、葡萄牙、斯洛伐克、多米尼加共和国、巴拿马、哥斯达黎加、乌拉圭、斯洛文尼亚、拉脱维亚、尼泊尔、老挝、牙买加、纳米比亚、毛里求斯、摩纳哥、马拉维、马尔代夫、巴巴多斯、安道尔、佛得角、塞舌尔、所罗门群岛、格林纳达、梵蒂冈、马绍尔群岛、瑙鲁岛、土耳其、中国、俄罗斯、印度尼西亚、沙特阿拉伯、尼日利亚、哈萨克斯坦、乌克兰、斯里兰卡、巴林、印度
目标讨论中	墨西哥、荷兰、比利时、巴基斯坦、孟加拉国、捷克、罗马尼亚、秘鲁、希腊、厄瓜多尔、安哥拉、埃塞俄比亚、缅甸、克罗地亚、保加利亚、坦桑尼亚、黎巴嫩、立陶宛、刚果民主共和国、苏丹、爱沙尼亚、乌干达、也门、赞比亚、塞浦路斯、柬埔寨、塞内加尔、特立尼达和多巴哥、巴布亚新几内亚、阿富汗、马里、莫桑比克、马耳他、布基纳法索、马达加斯加、尼加拉瓜、亚美尼亚、巴哈马群岛、南苏丹、乍得、几内亚、贝宁、海地、卢旺达、尼日尔、多哥、毛利塔尼亚、索马里、塞拉利昂、圭亚那、利比里亚、布隆迪、吉布提、莱索托、东帝汶、厄立特里亚、中非共和国、伯利兹、圣卢西亚岛、安提瓜和巴布达、冈比亚、几内亚比绍共和国、科摩罗、圣基茨和尼维斯、瓦努阿图、萨摩亚、圣文森特和格林纳丁斯、多米尼加、库克群岛、汤加、密克罗尼西亚、圣多美和普林西比、帕劳、基里巴斯、图瓦卢、纽埃

资料来源：Automods 绿色合规专家 信达证券研发中心

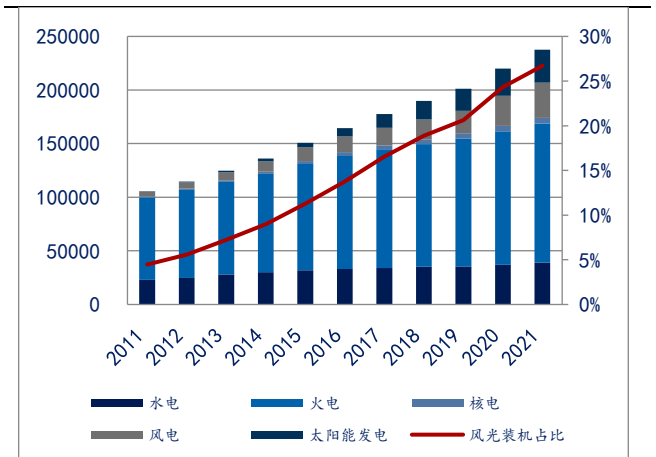
新能源发电/装机占比提升，新型电力系统建设加速推进。新能源发电、装机占比都有较大程度的提升，随着“双碳”政策的积极推动，新能源占比加速上行。发电量方面，截至2021年，我国总发电量为8.4万亿千瓦时，其中风电光伏发电占比11.7%，较2015年提升了7.8pct。发电装机方面，截至2021年底，我国累计发电装机容量23.8亿千瓦，其中风电光伏装机占比达到27%，较2015年提升了15pct。风光装机到并网发电具有一定的时间差，目前的风光累计占比和发电占比相差较大，我们预计未来2年发电占比将大幅提升，因此适配新能源电源的新型电力系统建设将加速推进。

图 2：我国发电量结构（亿千瓦时）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 3：我国装机结构（万千瓦）

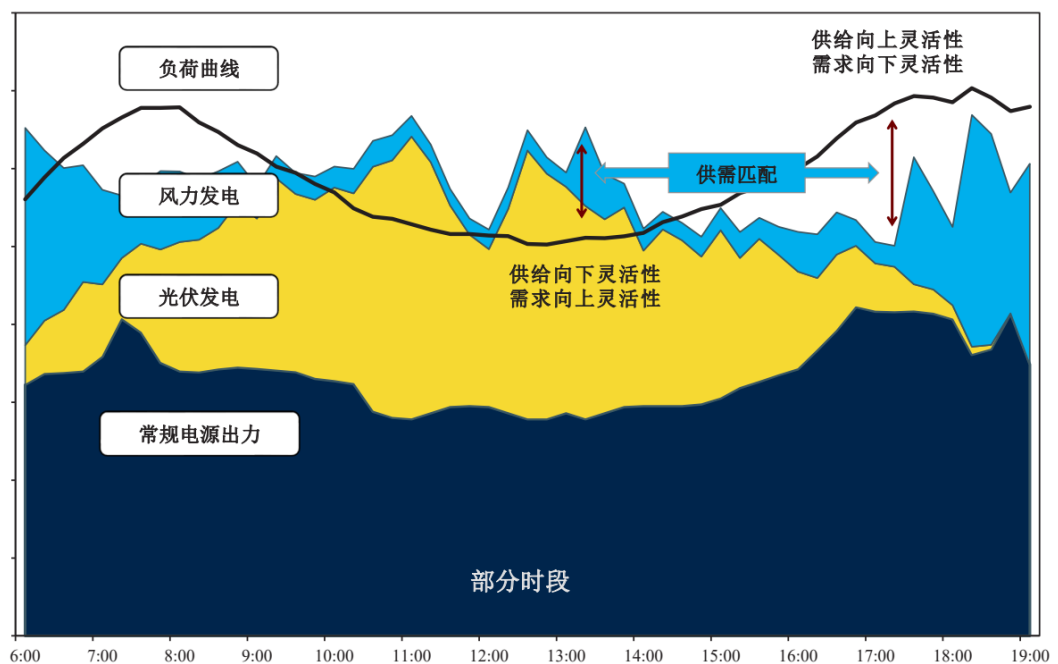


资料来源：中电联，信达证券研发中心

## 1.2 储能具有刚性需求，新型储能黄金赛道正起步

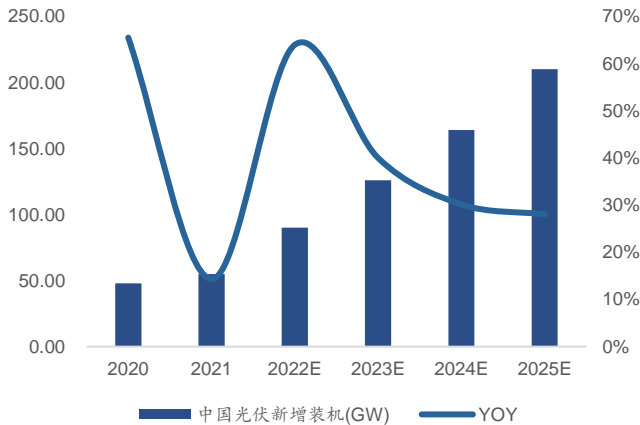
储能是解决新能源发展带来的系统问题的“良方”。储能可以解决新能源将带来的两个主要系统问题：**1) 发/用电的时间错配。**发/用电的时间错配是因为电源发电即发即用，而风电一般凌晨大发，光伏中午大发，用户侧用电高峰主要集中在上午和晚上，因此发/用电天然不匹配。而储能可以在发电高峰充电，用电高峰放电，解决时间错配的问题。**2) 优化电能质量，保障电网安全。**国内对3GW以上的大容量电力系统允许频率偏差为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，对中小容量电力系统允许偏差为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。新能源发电受天气影响，短时波动较大，进而影响电网频率，并且随着新能源容量的提升，电力系统承受的频率波动范围越小，而储能是解决频率波动问题的有效方式之一。因此储能在电力系统中具有刚性需求。

图 4：储能技术推动能源转型

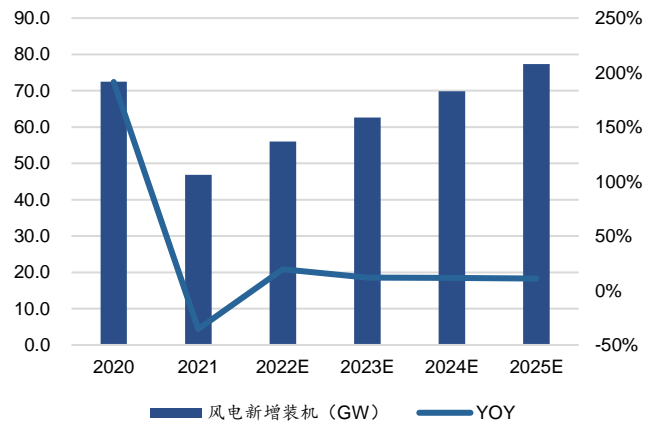


资料来源：中国电力圆桌项目，信达证券研发中心

**新能源建设持续快速推进，储能建设迫在眉睫。**新能源发电量滞后新能源装机，目前处于新能源大规模并网，提升新能源发电量占比的关键节点。另外新能源建设也在快速推进，我们预计 2023 年光伏装机有望达到 126GW (YOY+40%)，风电装机有望达到 63GW (YOY+12%)，2025 年光伏装机有望达到 210GW，21-25 年 CAGR 为 40%，2025 年风电新增装机有望达到 77GW，21-25 年 CAGR 为 13%。新能源建设持续快速推进背景下，储能的刚性需求凸显，储能建设迫在眉睫。

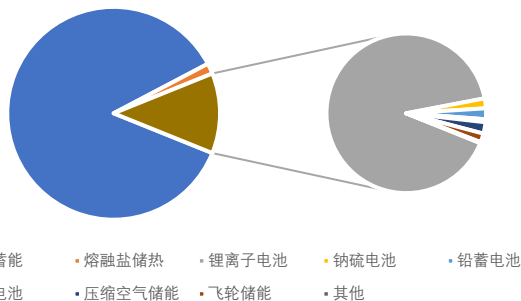
**图 5：我国光伏新增装机预测（GW）**


资料来源：Wind，中国光伏行业协会，信达证券研发中心预测

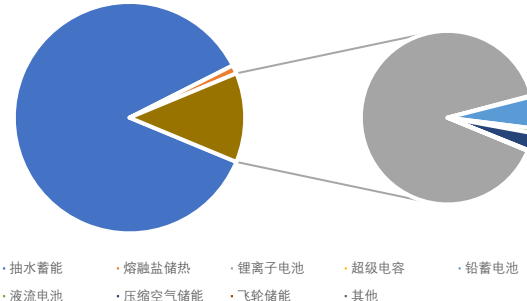
**图 6：我国风电新增装机预测（GW）**


资料来源：Wind，GWEC，信达证券研发中心预测

抽水蓄能目前为储能主体，但受到地理位置、响应时间限制。从储能结构上来看，全球储能和我国储能结构都是以抽水蓄能为主，2021年占比分别为86.2%/86.3%。抽水蓄能发展时间较久，产业链也较为成熟，但有一定的劣势：**1）受到地理位置限制**，抽水蓄能需要考虑水资源的位置以及建设地点的选取；**2）响应时间长**，无法满足新能源短时变化的要求。抽水蓄能将水势能转为机械能再转为电能，机组的启动一般需要时间，爬坡速率为10-50%。

**图 7：2021 年全球各类型储能装机占比**


资料来源：CNESA，信达证券研发中心

**图 8：2021 年我国各类型储能装机占比**


资料来源：CNESA，信达证券研发中心

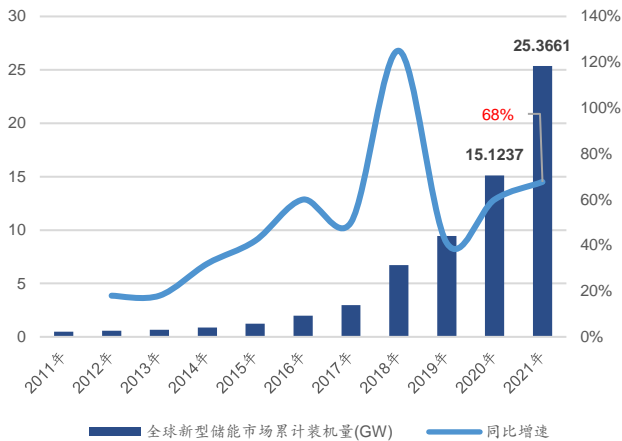
受益新能源车产业链快速发展，电化学储能为当下最优解。从性能方面看，电化学储能具有爬坡速率高（100%Pn/min）、启停时间短、可做供需双向调节、调节速率快等优势；从产业链成熟度看，火电灵活性改造、抽水蓄能产业链最为成熟，电化学产业链受益新能源车发展，目前较为成熟，而绿氢、核电整体处于发展初期。产业链的发展程度决定行业的成本，综合性能、产业链情况，我们认为电化学储能为现在新型电力系统的发展的最优解。

**图 9：各储能资源特点以及灵活性提升特点**

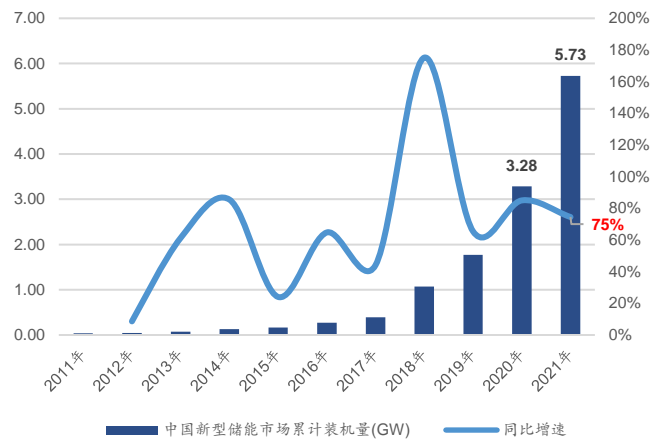
资源类型			资源特性			灵活性提升特点						
			运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)	调节方向				调节时间尺度		
						供/需向上/下	供/需向下/上	供/需向上/下速率	供/需向下/上速率	短时	中时	长时
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆☆	☆☆☆
		已改造	30-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆☆	☆☆☆
	燃煤热电联产	未改造	80-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆	☆☆
		已改造	50-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆	☆☆☆
	气电	20-100	8%	2	√	√	√	√	☆☆	☆☆☆	☆☆	
	常规可调节水电	0-100	20%	<1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	☆	
	核电	30-100	2.5-5%	—	√	√	√	√	☆	☆	☆	
储能	抽水蓄能	-100~100	10-50%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆☆	☆	
	电化学储能	-100~100	100%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	—	
	绿氢	—	—	—	—	√	—	√	—	☆☆	☆☆☆	
需求侧	需求响应	用电负荷的 3-5%	瞬时	0	√	√	√	√	—	☆☆☆	☆	
	微电网	—	—	—	√	√	√	√	☆	☆☆	—	
	电动汽车	—	—	—	√	√	√	√	☆☆	☆☆	—	
电网侧	互联互通	实现电力供需再空间的扩展和互补，依靠提前签订的送电协议运行			√	√	—	—	—	☆	☆☆	
市场机制	通过更灵活的市场发用电计划申报机制、市场调度机制等优化运行；提出灵活调节产品，适宜的灵活性补偿机制能够释放系统已有灵活性											

资料来源：中国电力圆桌项目，信达证券研发中心

**新型储能装机快速增长，黄金赛道正起步。**全球新型储能市场来看，2021 年累计装机 25.4GW，同比增长 68%。按配储 2 小时测算，对应 21 年储能累计装机量约 50GWh；中国新型储能市场来看，2021 年累计装机 5.73GW，同比增长 75%。按配储 2 小时测算，对应 21 年储能累计装机量约 10GWh。21 年风光累计装机 635GW，我国储能占风光装机比为 0.9%，渗透率较低，黄金赛道正起步，未来市场空间广阔。

**图 10: 全球新型储能累计装机 (GW)**


资料来源: CNESA, 信达证券研发中心

**图 11: 中国新型储能累计装机 (GW)**


资料来源: CNESA, 信达证券研发中心

### 1.3 大储是我国主要储能类型，主要应用在电源侧、电网侧

储能应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧。其中，**电源侧储能 (占比 41%)** 作用为支持可再生能源并网、辅助服务、大容量能源服务，储能接入位置为储能+常规机组、风光储、风储、光储；**电网侧储能 (占比 35%)** 作用为支持可再生能源并网、辅助服务、输电基础设施服务、大容量能源服务、配电基础设施服务，储能接入位置为独立储能、变电站；**用户侧储能 (占比 24%)** 作用为用户侧能源管理服务、配电基础设施服务，储能接入位置为工商业、产业园、EV 充电站、港口岸电等。

**大储是功率/能量较大的储能，应用场景主要是电源侧和电网侧。**根据国标《电化学储能电站设计规范》，大型储能电站定义为功率 30MW 且能量 30MWh 及以上的储能电站。今年以来，随着各地集中式共享储能和风光储等一体化项目的迅猛发展，市场对大型储能电站的规模也有一个更高的预期，以近日湖北省能源局发布的 2021 年平价新能源项目为例，文件规定集中共享储能电站的规模不低于 50MW/100MWh。结合近期各地储能的建设规模，本文中的大型储能电站指能量 100MWh 及以上的储能电站。从应用场景来看，大储主要应用于电源侧和电网侧，少部分工商业储能功率规模也逐步上升，因此我们主要讨论电源侧、电网侧和工商业储能三种。

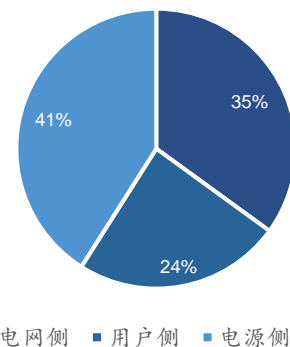
**图 12: 储能应用场景分类**

分类	应用场景 (按作用)
电网侧	支持可再生能源并网、辅助服务、输电基础设施服务、大容量能源服务、配电基础设施服务
用户侧	用户侧能源管理服务、配电基础设施服务
电源侧	支持可再生能源并网、辅助服务、大容量能源服务

分类	应用场景 (按接入位置)
电网侧	独立储能、变电站、汇集站、其他 (应急电源、多站融合、移动电源车等)
用户侧	工商业、产业园、EV 充电站、港口岸电、其他 (海岛、校园、社区等)
电源侧	储能+常规机组、风光储、风储、光储

资料来源: CNESA, 信达证券研发中心

**图 13: 2021 年我国储能应用场景占比**


资料来源: CNESA, 信达证券研发中心

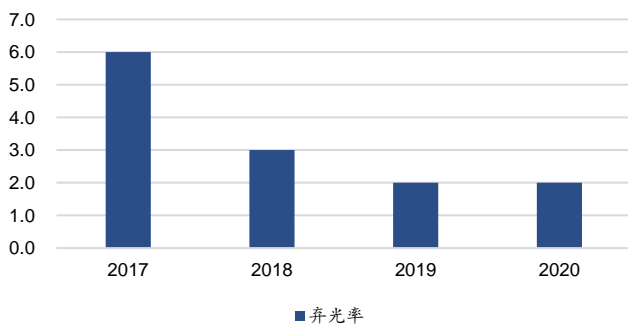
## 二、国内大储整体经济性承压，独立储能有望走出商业模式

储能行业的发展由市场和政策两方面推动，主体由储能投资方和政策制定方决定。政策制定方考虑能源转型以及新型电力系统的建设，积极推动储能市场的发展，而储能投资方最关心的是储能的经济收益，目前我国大型储能的应用场景主要为风光配储、调频等辅助服务、独立共享储能、工商业储能。下面我们将测算以上储能类型的经济性。

### 2.1 风光配储：政策强配压力下的新能源成本项

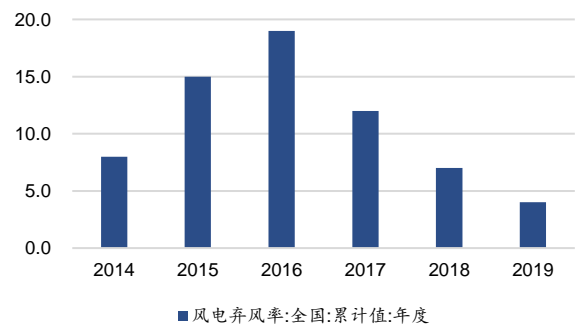
全国新能源消纳压力整体得到改善。“十二五”初期，全国新能源消纳压力较大，整体弃风弃光率较高，其中弃风率 2016 年达到 19%，随后我国重视新型电力系统建设，解决新能源消纳能力，弃风弃光率得到明显改善。

图 14: 全国弃光率情况 (%)



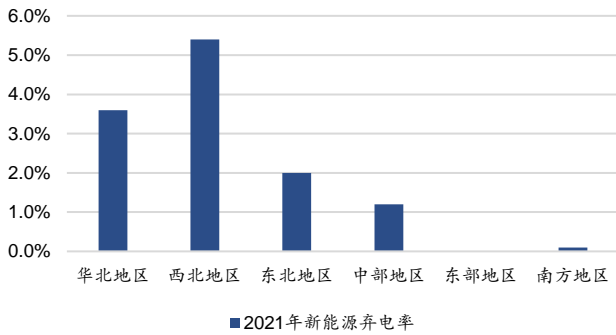
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 15: 全国弃风率情况 (%)

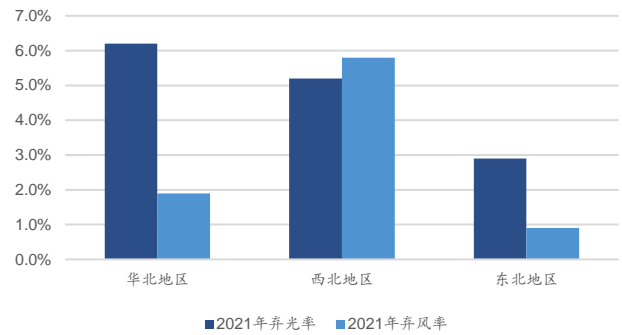


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

新能源消纳压力呈现区域分化的态势。具体分区域看，华北、西北、东北地区风光资源充足，是大型集中式风光项目的主要建设地区。由全国新能源消纳监测中心数据，2021 年弃风弃光现象主要集中在这三个地区，其中华北、西北、东北弃风率分别为 1.9%、5.8%、0.9%，弃光率分别为 6.2%、5.2%、2.9%。

**图 16: 2021 年各地区新能源弃电率**


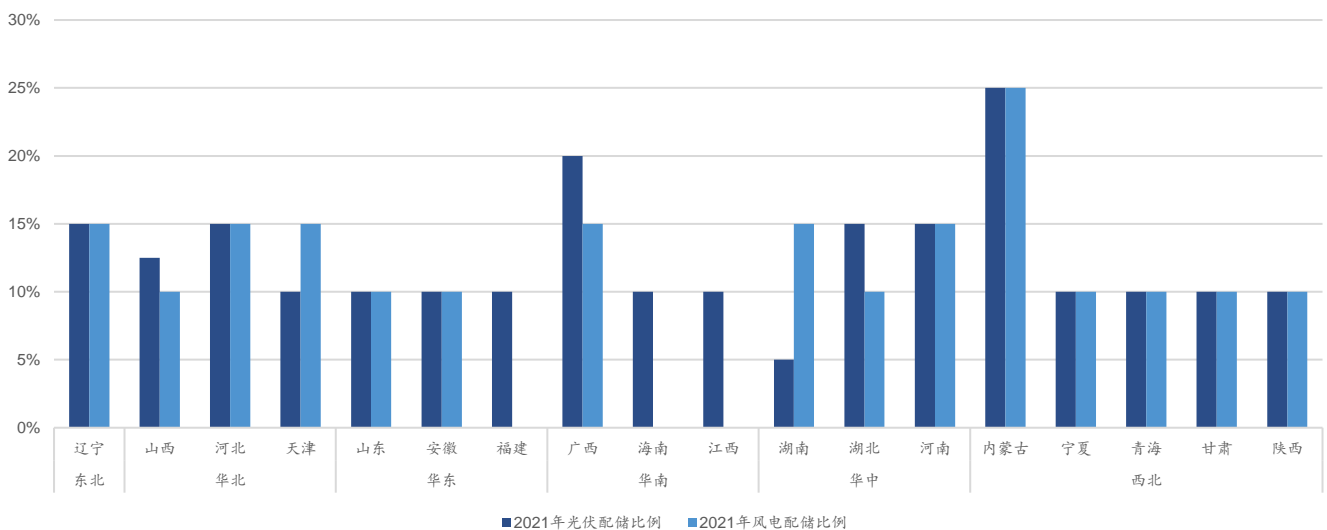
资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 信达证券研发中心

**图 17: 2021 年三北地区弃风率、弃光率**


资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 信达证券研发中心

**风光配储比例区域分化, 范围一般为 10-20%。**全国来看, 风光项目配储基本成为硬性指标, 配储比例一般为新能源项目装机规模的 10%-20%; 分地区看, 东北、华北、华中、西北部分地区配储比例较高, 内蒙地区光伏配储比例要求 20-30%。新能源消纳压力越大, 新能源装机推进速度越快, 配储比例越高, 比如山东枣庄是山东省唯一所属区市全部纳入整县屋顶分布式光伏开发试点的市, 配储比例高达 15-30%。

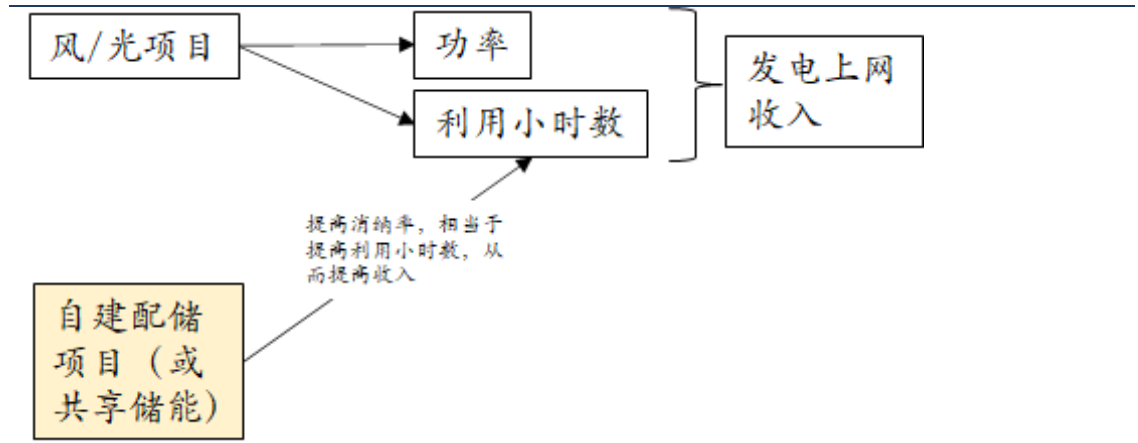
**政策压力叠加新能源占比增加, 配储比例有望提升。**新能源项目有较强的政策强配压力, 我国重视新能源消纳情况, 对于新能源发电消纳责任权重完成不佳的省份将通报批评。根据国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况的通报, 部分地区如新疆、甘肃等省份因消纳未完成指标而在通报中被批评。新能源装机不断提升, 新能源功率波动平滑难度增大, 因此未来新能源装机不断提升, 配储比例也向大容量化发展。政策压力叠加新能源装机提升, 各个省份的新能源配储比例有望提升。

**图 18: 部分省份 2021 年风电光伏配储比例 (部分省份为一个范围, 选取平均值)**


资料来源: 各省能源局等, 信达证券研发中心整理

风光配储收益来自于提升消纳率，增加发电并网收入。于新能源项目投资方而言，风光强配储能收益主要来自于提高消纳率，相当于提高利用小时数，多数地区风光消纳率为 90% 以上，因此配储的消纳率提升幅度不高。

图 19: 风光配储收益模式



资料来源: 信达证券研发中心

我们分别对风电/光伏项目分别做不配储能/配储能的经济性测算。

风电及配储核心假设如下:

- 1、装机规模为 200MW，年利用小时数为 2300 小时;
- 2、风电单位投资为 5.7 元/W，自有资金比例为 30%;
- 3、上网电价为 0.37 元/kWh;
- 4、储能单位投资为 1.75 元/Wh，电池更换周期为 10 年。

光伏及配储核心假设如下:

- 1、装机规模为 50MW，年利用小时数为 1300 小时;
- 2、光伏单位投资为 4.4 元/W，自有资金比例为 30%。
- 3、上网电价为 0.37 元/kWh;
- 4、储能单位投资为 1.75 元/Wh，电池更换周期为 10 年。

风光配储是风光项目的成本项，拉低整体内部收益率约 1pct。风光配储的收益模式单一，且上网电价相对较低，配储没有经济性。不配置储能的风电项目内部收益率为 9.5%，光伏项目为 6.2%；自建配置 10%的储能的情况下，风电项目内部收益率降低 1.3pct，光伏项目降低 1.4pct。假设其他条件不变，储能成本需要下降至 0.75 元/Wh 以下才能为风光项目带来收益。

**图 20: 风电光伏配储/不配储 IRR 测算表**

风电配储/不配储 IRR 测算:									
拟装机规模	MW	200							
年利用小时数	h	2300							
年利用小时数 (配储 10%)	h	2360							
投资数据:									
单位装机投资	元/KWH	5.7							
总投资	亿元	11.4							
总投资 (配储 10%)	亿元	12.1							
自有资金比例		30%							
上网电价指标									
脱硫燃煤电价	元/kWh	0.37							
IS&CF 预测		建设期 (第 1 年)	建设期 (第 2 年)	1	2	3	...	19	20
收入预测	亿元			1.43	1.43	1.43	...	1.43	1.43
收入预测 (配储 10%)	亿元			1.46	1.46	1.46	...	1.46	1.46
成本&管理费用预测	亿元			0.79	0.79	0.79	...	0.84	0.84
成本&管理费用预测 (配储 10%)	亿元			0.83	0.83	0.83	...	0.88	0.88
净利润	亿元			0.28	0.30	0.32	...	0.29	0.29
净利润 (配储 10%)	亿元			0.26	0.28	0.30	...	0.28	0.28
净现金流	亿元	-5.59	2.17	0.37	0.37	0.37	...	1.07	1.07
净现金流 (配储 10%)	亿元	-5.93	2.30	0.35	0.35	0.35	...	1.09	1.09
<b>IRR</b>	<b>9.5%</b>								
<b>IRR (配储 10%)</b>	<b>8.2%</b>								
光伏配储/不配储 IRR 测算:									
拟装机规模	MW	50							
年利用小时数	h	1300							
年利用小时数 (配储比例 10%)	h	1360							
投资数据:									
单位装机投资	元/KWH	4.4							
总投资	亿元	2.2							
总投资 (配储 10%)	亿元	2.4							
自有资金比例		30%							
上网电价指标									
脱硫燃煤电价	元/kWh	0.37							
IS&CF 预测		建设期	1	2	3	...	24	25	
收入预测	亿元		0.20	0.20	0.20	...	0.17	0.17	
收入预测 (配储 10%)	亿元		0.21	0.21	0.21	...	0.18	0.18	
成本&管理费用预测	亿元		0.13	0.13	0.13	...	0.03	0.03	
成本&管理费用预测 (配储 10%)	亿元		0.13	0.13	0.13	...	0.03	0.03	
净利润	亿元		0.02	0.02	0.02	...	0.10	0.09	
净利润 (配储 10%)	亿元		0.02	0.01	0.02	...	0.10	0.10	
净现金流	亿元	-0.65	0.03	0.03	0.03	...	0.14	0.14	
净现金流 (配储 10%)	亿元	-0.71	0.03	0.03	0.03	...	0.15	0.15	
<b>IRR</b>	<b>6.2%</b>								
<b>IRR (配储 10%)</b>	<b>4.8%</b>								

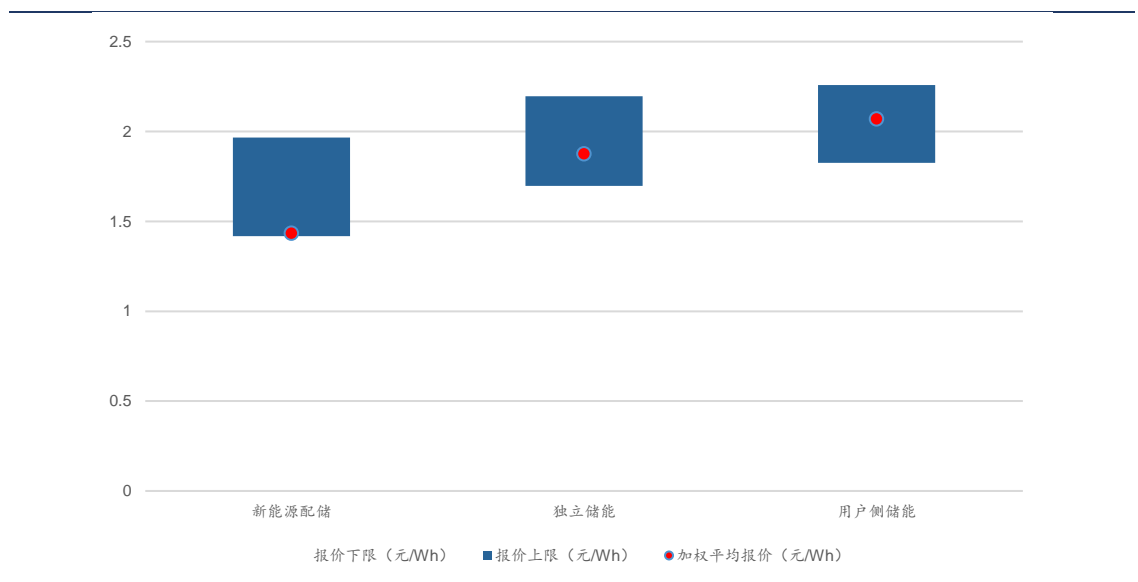
资料来源: 信达证券研发中心测算

**图 21: 风光配储自建储能 IRR 以及敏感性分析测算结果**

风电配储敏感性测算	储能成本 (元/wh)											
配储比例 (%)	0%	0.75	0.95	1.15	1.35	1.55	1.75	1.85	1.95	2.05	2.15	2.25
		9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
	10%	9.4%	9.2%	8.9%	8.7%	8.4%	8.2%	8.1%	7.9%	7.8%	7.7%	7.6%
	20%	9.3%	8.8%	8.3%	7.9%	7.4%	6.9%	6.7%	6.5%	6.3%	6.0%	5.8%
光伏配储敏感性测算	储能成本 (元/wh)											
配储比例 (%)	0%	0.75	0.95	1.15	1.35	1.55	1.75	1.85	1.95	2.05	2.15	2.25
		6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%
	10%	6.2%	5.9%	5.6%	5.3%	5.1%	4.8%	4.6%	4.5%	4.3%	4.2%	4.1%
	20%	6.3%	5.7%	5.1%	4.6%	4.0%	3.5%	3.2%	3.0%	2.7%	2.5%	2.2%

资料来源: 信达证券研发中心测算

**经济性驱动风光配储项目压低成本，储能性能大打折扣。**对于新能源项目投资方，经济性最大化是将储能项目成本降至最低，从储能与电力市场跟踪的 2022 年 10 月份的储能项目来看，新能源配储的中标价格相比其他的企业较低，新能源配储项目加权平均报价为 1.43 元/Wh，而独立储能和用户侧储能加权平均报价分别为 1.88 元/Wh 和 2.07 元/Wh。新能源配储控制成本，采购的设备、电芯相较其他场景储能更差，因此储能性能大打折扣，根据《新能源配储运行情况调研报告》数据，在高成本压力下，部分项目选择了性能较差、投资成本较低的储能产品，增加了安全隐患。2022 年 1-8 月，全国电化学储能项目非计划停机达到 329 次。

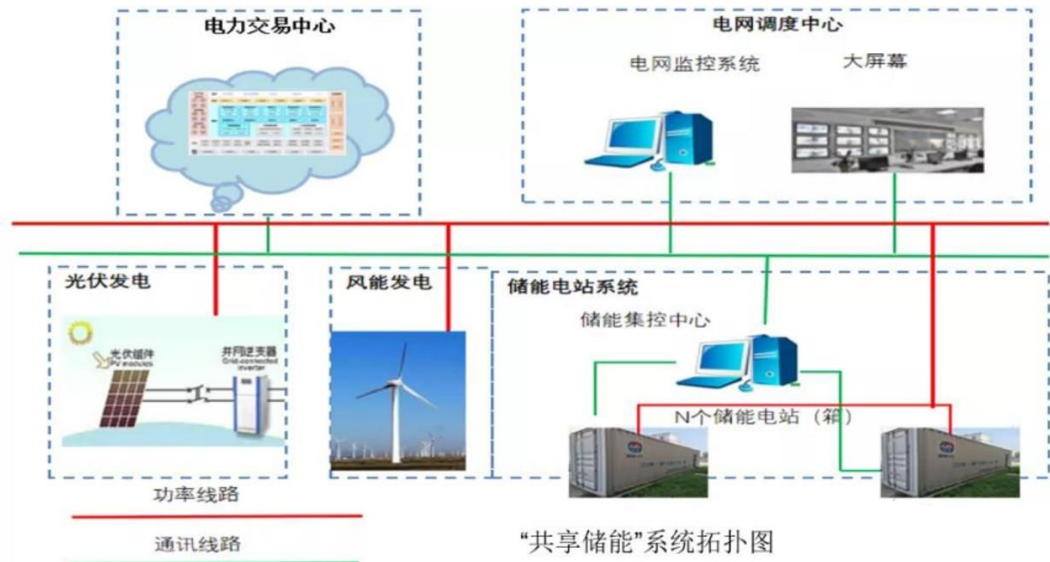
**图 22: 2022 年 10 月两小时储能 EPC 报价情况**


资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

**共享储能成为新能源配储的折中方案。**共享储能是由第三方投资者建大型独立储能项目，新能源项目投资方可以通过租赁独立储能的部分容量来满足政策强配要求，每年付独立储

能一定的租赁费。对于新能源项目投资方来说，容量租赁费用每年支付，减少了初始投资巨大的现金流压力；对于共享储能投资方来说，独立储能电站的收益模式更多，投资回报率更高。因此租赁共享储能的模式成为新能源项目满足政策强配要求的趋势。

图 23: 独立共享储能模式



资料来源：国家电力投资集团有限公司，信达证券研发中心

**新能源租赁共享储能成本压力下降，共享储能需求有望快速提升。**我们对新能源租赁共享储能的内部收益率测算，风电光伏项目参数不变，租赁费用假设为 300 元/KW\*年。在配储比例为 10%的情况下，风电项目 IRR 下降 0.1pct（自建储能下降 1.2pct），光伏项目 IRR 下降 0.9pct（自建储能下降 1.1pct），风光项目成本压力减少。风电装机规模较大，投资额较大，共享储能有效减少初始投资造成的现金流压力和成本压力，因此收益提升明显，共享储能需求有望快速上升。

图 24: 风光项目租赁共享储能 IRR 以及敏感性分析测算结果

风电配储敏感性测算	租赁费用 (元/KW*年)											
		200	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400
配储比例 (%)	0%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
	10%	9.7%	9.7%	9.6%	9.5%	9.5%	9.4%	9.3%	9.3%	9.2%	9.2%	9.1%
	20%	9.1%	9.0%	8.9%	8.7%	8.6%	8.5%	8.4%	8.2%	8.1%	8.0%	7.9%
光伏配储敏感性测算	租赁费用 (元/KW*年)											
		200	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400
配储比例 (%)	0%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%
	10%	6.0%	5.9%	5.7%	5.6%	5.5%	5.3%	5.2%	5.1%	4.9%	4.8%	4.6%
	20%	4.6%	4.4%	4.1%	3.8%	3.6%	3.3%	3.0%	2.7%	2.5%	2.2%	1.9%

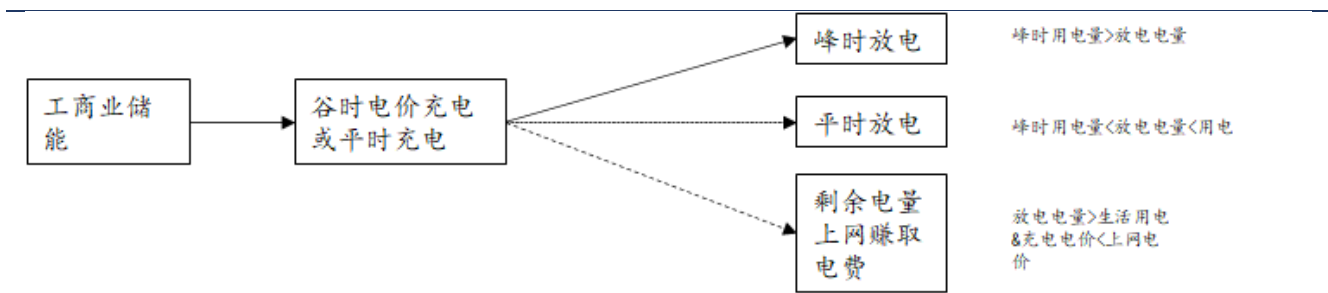
资料来源：信达证券研发中心测算

## 2.2 工商业储能：峰谷价差敏感性高，关注相关政策落地

工商业储能的收益模式为峰谷价差套利和增加光伏自用比例。工商业储能和海外户储的收益模式类似，分为：

- 1) 通过增加光伏自用比例省电费。如果工商业企业建设分布式光伏电站的话，配置储能可以将原本用于并网的电储存自用，增加光伏发电自用比例；
- 2) 峰谷价差套利。谷时电价较低，储能充电；峰时电价较高，储能放电。峰谷价差越大，收益越好。我国政策推进扩大峰谷价差，部分省份如广东、浙江、内蒙古、河北等推行尖峰电价，进一步扩大峰谷价差。

图 25：工商业储能收益模式



资料来源：信达证券研发中心

各省的工商业峰谷价差不同，工商业储能经济效益差异较大。各个省份的电价不同，北京、广东、湖北、江苏、浙江等地峰谷价差较大，超过 0.74 元/kWh，其中北京的峰谷价差超过 1 元/kWh，因此以上地区的工商业储能的峰谷价差收益较大。云南、广西等地的峰谷价差较低，经济性一般较差。

表 1：各省上网电价、工商业用电电价、峰谷价差情况

工商业电价表 (2021 年-2022 年)	销售电价(元/KWh)						峰谷价差(元/KWh)			上网电价(元/KWh)
	不满 1 千伏	1-10 千伏	20 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	不满 1 千伏	1-10 千伏	35 千伏及以上	
北京	0.77	0.75	0.75	0.74	0.72	0.71	1.13	1.11	1.11	0.36
浙江	0.70	0.67	0.65	0.64	0.64	0.64	0.83	0.81	0.80	0.41
广东	/	/	/	/	/	/	0.84	0.81	0.78	0.45
江苏	0.67	0.64	0.63	0.62			0.82	0.78	0.75	0.39
山东	0.62	0.61	/	0.60	/	/	0.74	0.73	0.71	0.39
海南	/	/	/	/	/	/	0.71	0.69	0.69	0.43
安徽	0.62	0.60	/	0.59			0.63	0.62	0.60	0.38
河南	/	/	/	/	/	/	0.62	0.60	0.57	0.37
天津	0.68	0.66	/	0.60	0.57	0.57	0.65	0.56	0.54	0.36
陕西	0.58	0.56	0.56	0.54	/	/	0.58	0.56	0.54	0.35
河北	0.56	0.55	/	0.54	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.36
冀北	0.53	0.52	/	0.51	0.51	0.51	0.51	0.50	0.49	0.37
青海	0.37	0.37	/	0.36	/	/	0.44	0.44	0.43	0.32
上海	0.72	0.70	/	0.68	0.67	0.67	0.43	0.43	0.43	0.41
山西	0.53	0.51	0.51	0.50			0.46	0.44	0.42	0.33

云南	0.41	0.40	/	0.39	/	/	0.42	0.41	0.40	0.33
广西	0.66	0.65	/	0.63	0.63	0.63	/	0.25	0.23	0.41

资料来源：能源电力说，国际能源网，北极星储能网，信达证券研发中心

我们测算工商业储能的内部收益率为**5.3%**。模型核心假设如下：

- 1、储能装机规模为 1MWh；每年运行 330 天；电池更换周期为 8 年
- 2、储能单位投资为 1.75 元/Wh，自有资金比例为 30%；
- 3、峰、谷、平时电价为 1.03、0.62、0.28 元/kWh，峰谷价差幅度为 61%。

工商业储能对峰谷价差的敏感性极高，扩大峰谷价差可以有效刺激工商业储能积极性。我们测算了工商业储能对单位装机投资和峰谷价差的敏感性，得到其他条件不变的情况下，1) 单位装机成本下降 0.02 元/Wh，IRR 提升约 0.5pct；2) 峰谷价差提升 5pct，IRR 提升约 4.1pct。峰谷价差的提升对工商业储能的经济性提升非常显著。峰谷价差由各省分时电价政策决定，因此工商业储能的建设积极性与政策导向相关度高，我们认为随着各省分时电价机制的完善（比如尖峰电价的实行），峰谷价差的拉大，工商业储能有望快速增长。

图 26：工商业储能收益以及敏感性分析

工程数据：									
电池类型	磷酸铁锂储能电池								
拟装机规模	MWh	1							
放电深度		90%							
投资数据：									
单位装机投资	元/KWH	1750							
总投资	万元	194							
自有资金比例		30%							
削峰填谷电价指标									
峰谷电价	元/kWh	1.03							
平时电价	元/kWh	0.62							
谷时电价	元/kWh	0.28							
峰谷价差幅度		61%							
IS&CF 预测		建设期	1	2	3	...	14	15	
收入预测	万元		30	29	28		20	17	
收入（第一峰时放电）	万元		21	20	20		14	12	
收入（第二峰时放电）	万元		9	9	9		6	5	
成本&管理费用预测	万元		19	19	19		3	3	
净利润	万元		5	5	5		11	9	
净现金流	万元	-58	10	10	9		11	9	
<b>IRR</b>	<b>5.3%</b>								

资料来源：信达证券研发中心测算

**图 27: 工商业储能收益以及敏感性分析**

工商业储能敏感性测算	单位装机投资 (元/KWH)											
	1650	1670	1690	1710	1730	1750	1770	1790	1810	1830	1850	
峰谷价差 (%)	55%	3.1%	2.6%	2.1%	1.6%	1.2%	0.7%	0.3%	-0.2%	-0.6%	-1.0%	-1.4%
	60%	7.4%	6.9%	6.3%	5.8%	5.2%	4.7%	4.2%	3.7%	3.2%	2.8%	2.3%
	65%	11.9%	11.2%	10.6%	10.0%	9.4%	8.8%	8.3%	7.7%	7.2%	6.7%	6.2%

资料来源: 信达证券研发中心

**“隔墙售电”有望促成用户侧共享储能模式，推动工商业储能规模发展。**“隔墙售电”即分布式发电项目就近交易，“隔墙售电”允许分布式能源项目通过配电网直接将电力销售给周边的用户侧，这个过程少了电网参与，减少了中间成本。2021年年底以来，“隔墙售电”作为高频词汇多次出现在国家重要政策文件中。分布式电源“隔墙售电”模式对于用户侧来说，临近工商业或工业园区可以认为是一个整体，利于储能的大型化降本；对于投资方来说，大型化用户侧储能有望拓展商业模式，从而提升经济性；对于电网来说，大型储能有可能成为可以调用的灵活性资源。我们认为未来随着“隔墙售电”政策不断完善，逐步落地，工商业储能有望规模发展。

**表 2: “隔墙售电”相关政策梳理**

时间	政策文件	主要内容
2021年12月22日	《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》	明确“支持分布式发电参与市场交易”
2021年12月29日	《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》	提出“创新发展新能源直供电、隔墙售电等新模式”；国家政策层面首次出现了“隔墙售电”文字描述
2022年1月18日	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	提出“健全分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易”
2022年1月29日	《“十四五”现代能源体系规划》	提出“完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则”
2022年9月29日	《浙江省电力条例》	提出分布式发电企业可以与周边用户按照规定直接交易

资料来源: 信达证券研发中心整理

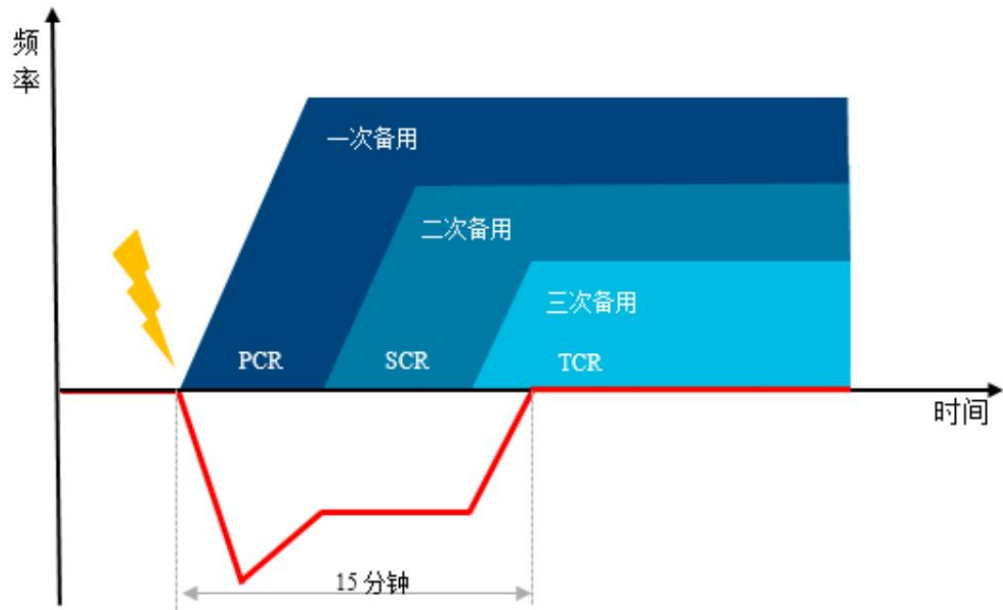
### 2.3 调频储能：经济性不稳定，先发者受益

根据《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，调频分为一次调频、二次调频和三次调频。当电网受到负荷冲击或新能源波动冲击时，电频波动较大超出电网安全范围，这时需要调频辅助帮助电网频率稳定。调频资源可以分为三种：一次、二次、三次控制备用，分别对应一次、二次、三次调频。

1) 一次备用容量是在干扰发生 5 秒内启用，其作用是稳定电网频率，启动时间为 30 秒。一次调频一般通过发电机组得调速系统进行响应；

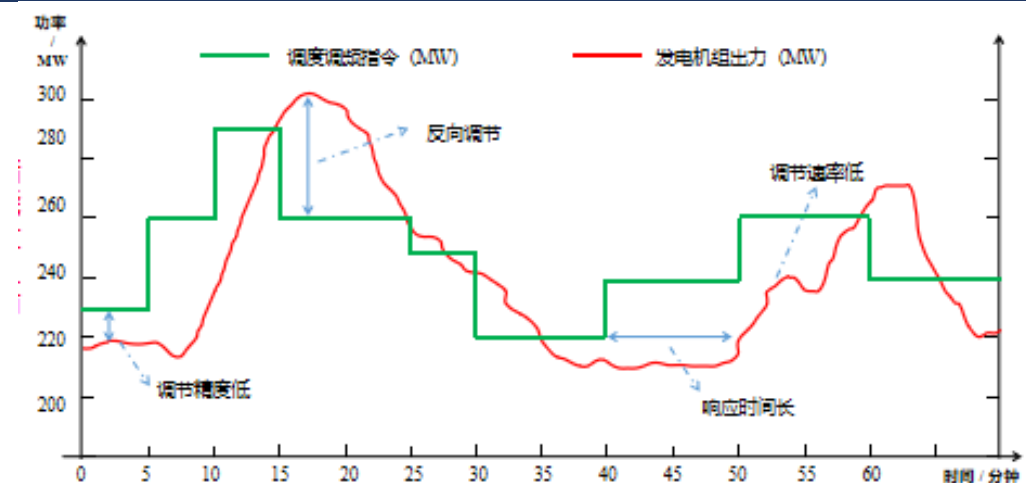
2) 二次控制备用是在首次功率变化后 30 秒内召集备用提供商，平衡控制区域，使电网频率回到标称值，取代一次备用，启动时间为 5 分钟。二次调频通过自发电控制系统 (AGC) 进行调节；

3) 三次控制备用是在干扰发生 15 分钟后手动启用，不完全取代二次控制备用，启动时间为 15 分钟。三次调频针对变化缓慢，有规律的负荷，协调各发电厂之间的负荷经济分配。

**图 28: 电网调频过程**


资料来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，信达证券研发中心

电化学储能在二次调频具有性能优势，调频储能需求广阔。传统火电自动发电控制(AGC)指令跟踪性能差，存在调频精度低、反向调节、响应时间长、调节速率低等问题。而电化学储能具有调节速率快、调节精度高、响应时间短、可双向调节等优点，能完全满足二次调频在时间尺度内的功率变化需求，二次调频效果显著优于水电机组、天然气机组、燃煤机组。根据《电池储能技术应用》，持续充/放电时间为 15 分钟的储能系统，其调频效率约为水电机组的 1.4 倍，燃气机组的 2.2 倍，燃煤机组的 24 倍。并且随着新能源发电占比的提升，新能源的波动对电力系统影响增大，电网频率变化的容忍度越低，电网频率变化越频繁，因此我们认为电化学储能调频需求较大。

**图 29: 火电调频过程**


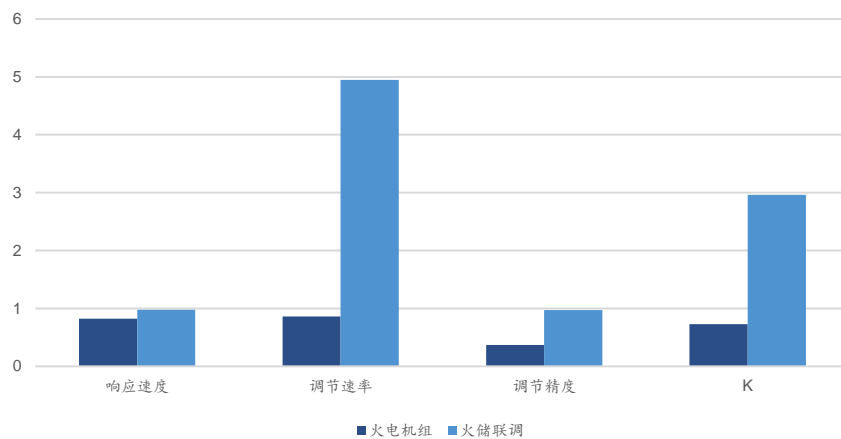
资料来源：《高压级联式储能系统在火储联合调频中的应用及实践》，信达证券研发中心

调频储能的收益主要来自容量补偿和里程补偿。根据《独立新型储能电站价格形成机制及

成本疏导优化方法》，1) 容量补偿根据储能调频容量定额补偿，计算方式为： $R_{\text{容量补偿}} = \text{AGC 容量} \times \text{容量补偿价格}$ 。2) 里程补偿按照储能实际调用里程以市场化竞价的方式补偿，计算方式为： $R_{\text{里程补偿}} = M1 \text{ 调频市场总服务费系数} \times MF \text{ 调频里程} \times K \text{ 调频性能指标} \times P \text{ 调频市场出清价格}$ 。其中 M1 一般为 0-2 之间，初期选 1；K 值是调频性能的综合指标，可以分拆为 K1 调节速率、K2 调节精度、K3 响应时间三个指标。各省的 K 与 K1、K2、K3 的计算方式不一，其中一种计算方式为： $K1 = \text{本台机组实测速率} / \text{控制区域内所有 AGC 机组的平均调节速率}$ ； $K2 = 1 - \text{发电单元响应延迟时间} / 5\text{min}$ ； $K3 = 1 - \text{发电单元调节误差} / \text{发电单元调节允许误差}$ 。K 值越大，性能越好，里程补偿越高。根据南方电网规则，K1 最高为 5，K2、K3 最高为 1，因此综合指标 K 值最大为 3。

火电机组联合储能可以大幅提升 K 值，获取更高的里程补偿。火电调频的主要短板是调节速率，主要优势是工艺成熟，调节容量高和成本低，而电化学储能性能优势明显，因此两者结合可以让火电调频的性能大大提升，从而获得更高的里程补偿。以广东的实际电站安装储能前后的性能指标来看，安装储能后调节速率提升至 4.95 (+4.09)，响应速度提升至 0.98 (+0.16)，调节精度提升至 0.97 (+0.6)，整体 K 值提升至 2.96 (+2.23)，提升效果明显。

图 30: 广东某实际电站安装储能后的调频性能指标对比



资料来源：阳光电源，信达证券研发中心

政策决定容量补偿，市场格局决定里程补偿。容量补偿的核心是容量补偿价格，而容量补偿价格一般由政策决定，各省的容量补偿政策力度不一，其中福建的容量补偿为省内 960 元/MW，广东为中标容量\*3.56 元/MW，因此容量补偿收益政策扰动较大。里程补偿的核心在于里程出清价格和 K 值，里程出清价格由调频市场需求以及参与企业决定，K 值的数值由机组在整个调频市场的相对位置决定，调频机组的性能较市场其他机组越好，K 值越大。因此里程补偿基本由市场格局决定。调频储能的收益模式整体受到外部环境影响较大，目前来看政策、新进入者的扰动将较大程度影响调频储能收益率。

表 3: 各省 AGC 补偿计算规则梳理

地区	福建	广东	蒙西	山西	京津唐	山东	甘肃	四川	江苏
补偿方式	容量+里程	容量+里程	容量+里程	投运时间+里程	里程	里程	里程	里程	基本补偿+里程
可用时间	/	/	/	10 元/小时	/	/	/	/	/

<b>调节里程</b>	里程*12元 /MW	里程*调节 性能* (5.5-15 元/MW)	里程*调节 性能* (6- 15元 /MW)	调节深度* 调节性能* (5-30元 /MW)	调节深度* 调节性能* (0-12元 /MW)	调节深度* 调节性能* (0-8元 /MW)	调节深度* 调节性能* (0-15元 /MW)	/	调节深度* 调节性能*2 元/MW
	/	/	/	/	/	/	/	合格贡献量*50元 /MWh	/
<b>调节容量</b>	调节容量* 调用率* (240元 /MW (华 东); 960 元/MW (省市))	中标容量 *3.56元 /MW	中标容量 *60元/MW	/	/	/	/	/	中标容量* (0.1-1.2 元/MW)
<b>准入门槛</b>	综合调频 性能指标 不小于 0.53	/	所有新建 AGC单元	/	/	/	/	综合调频性能>1, 必须参与申报AGC 市场	可申报

资料来源：信达证券研发中心整理

我们测算得到调频储能的收益率有望达到 **8.2%**。模型核心假设如下：

- 1、储能装机规模为 150MW/300MWh；每年运行 290 天；运营时间为 10 年。
- 2、调频储能性能要求较高，储能单位投资为 2.3 元/Wh，自有资金比例为 30%。
- 3、收益有容量补偿和调频里程补偿，容量补偿价格为 960 元/MW\*月，调频里程出清价格为 9 元/MW，调频周期为 5 分钟/次，K 值假设为 1.5。

图 31：调频储能 IRR 测算结果

工程数据:			1	2	3	...	9	10
电池类型	磷酸铁锂储能电池							
拟装机规模	MW	150						
拟装机规模	MWh	300						
放电深度		90%						
投资数据:								
EPC 单位成本	元/WH	2						
EPC 总成本	万元	69000						
自有资金比例		30%						
服务价格指标								
容量补偿价格	元/MW*月	960.00						
调频里程价格	元/MW	9.00						
调频周期	min/次	5						
每日调节次数	次	288						
每年调节次数	次	83520						
IS&CF 预测		建设期	1	2	3	...	9	10
收入预测	万元		10811	10594	10378	...	9081	8865
容量补偿	万元		156	152	149	...	131	128
里程补偿	万元		10655	10442	10229	...	8950	8737
成本&管理费用预测	万元		3968	3968	3968	...	3968	3968
净利润	万元		4670	4793	4900	...	2788	2716
净现金流	万元	-20700	4016	3963	3886	...	1404	1057
<b>IRR</b>	<b>8.2%</b>							

资料来源：信达证券研发中心测算

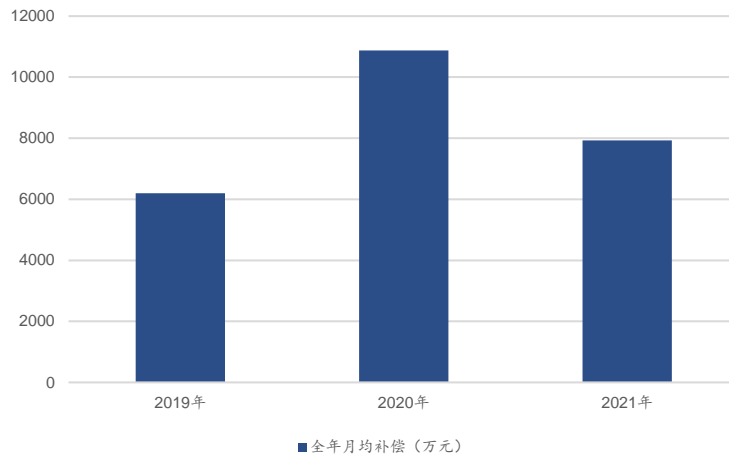
调频储能内部收益率对 K 值、里程价格敏感性极高，先发者受益，但市场演绎下易步入“红海”。我们的 K 值设为 1.5，实际上在调频储能初期，由于原来的调频机组多为火电，电化学储能调频根据性能的相对优势，K 值较大，因此收益较高。高收益促进市场新进入者增加，而新进入者一方面压低了调频里程价格，另一方面提高了整体性能中枢，K 值随之下降，比如上述广东某火储调频中 K 值提升至 2.96 位于行业前列，但广东火储调频项目的性能的相对位置会随着其他调频储能的大量建设而下降，即 K 值下降。调频里程价格与 K 值双降将使调频储能收益大幅下降，但已经上马的项目不会停止运行，最后整体市场将从高收益转为低收益“红海”。一般来说，新市场的开启进入者较少，电化学储能或火储联调性能相对位置较高，先发者补偿收入较多，收益较高。

图 32: 调频储能 IRR 以及敏感性分析测算结果

调频储能 IRR	调频里程价格 (元/MWh)										
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	-	-	-	-	-	-10%	-1%	5%	11%	16%	
1.2	-	-	-	-13%	-1%	6%	13%	19%	24%	30%	
1.4	-	-	-8%	3%	11%	18%	24%	30%	36%	42%	
1.6	-	-8%	4%	13%	21%	28%	35%	41%	47%	54%	
1.8	-13%	3%	13%	22%	30%	37%	44%	51%	58%	65%	
2	-1%	11%	21%	30%	38%	46%	54%	61%	69%	76%	
2.2	6%	18%	28%	37%	46%	54%	63%	71%	79%	88%	
2.4	13%	24%	35%	44%	54%	63%	72%	81%	90%	99%	
2.6	19%	30%	41%	51%	61%	71%	81%	91%	100%	110%	
2.8	24%	36%	47%	58%	69%	79%	90%	100%	111%	122%	
3	30%	42%	54%	65%	76%	88%	99%	110%	122%	133%	

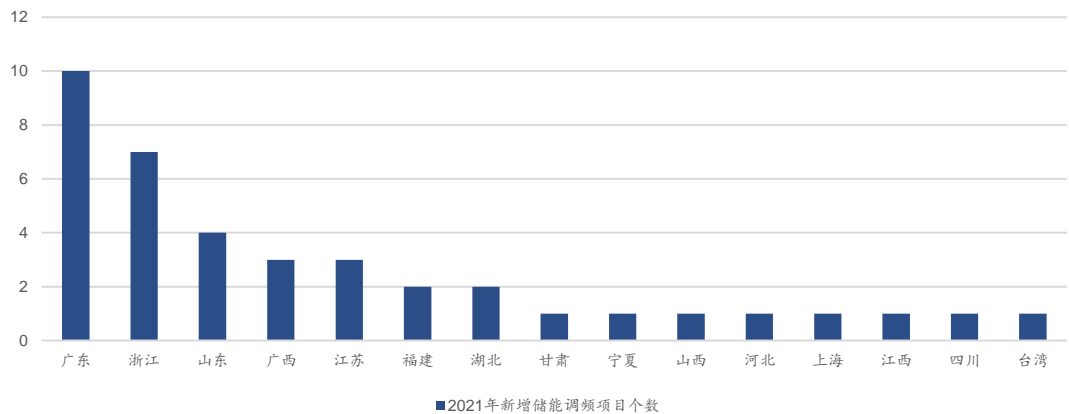
资料来源: 信达证券研发中心测算

调频市场规则构建仍不完善，关注相关政策落地。经济性测算及敏感性分析结果表明调频市场不稳定，市场规则需要进一步完善。广东作为最早开展调频市场的省份，全年里程补偿市场经历“过山车”式曲线，2019-2020 年月均补偿增幅接近翻倍，随后 2021 年广东将 K 值计算方式改为 K 值开根号，弱化性能影响，抑制调频过热市场，2022 年综合性能指标 K 值将开三次方，进一步弱化性能影响。我们认为 K 值在经济性核算中影响较大，电化学储能或火储联调具有较好的性能指标，导致初期项目收益较高，从而新进入企业不断增多，市场调频资源溢出，弱化 K 值影响主要是为了防止市场无序扩张。目前市场规则仍在构建之中，关注性能指标计算方式、市场出清规则以及其他收益方面的政策出台。

**图 33: 2019-2021 年广东 AGC 调频里程月均里程补偿情况**


资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

**调频市场处于初期, 新市场逐步开启。**储能调频市场的传统优势区域为广东、山西、京津唐、蒙西等地, 而 2021 年仅在广东有新增投运调频储能项目出现, 更多项目是在新的省份建设。据储能与电力市场统计, 2021 年, 新增项目 (规划、建设、投运) 涵盖广东、江苏、浙江、福建等 15 个省市, 涉及近 40 个项目。调频市场正逐步开启, 新市场初期进入企业一般不多, 电化学储能的 K 值以及出清价格相对较高, 因此收益较高。新市场逐步开启, 调频市场前景广阔。

**图 34: 2021 年各地新增储能调频项目情况**


资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

## 2.4 独立储能: 收益模式多元化, 投资积极性增加

**政策不断加码独立储能, 商业模式正在走出。**整体方向上, 相关政策不断促进独立储能走出商业模式, 比如提出新能源项目可以租赁独立储能容量, 促进独立储能参与电力市场交易, 发挥调峰调频等功能。**从趋势来看,**完善电力市场制度, 促进独立储能参与电力市场现货交易是政策关注重点。另外, 各省不断尝试增加独立储能的收益渠道, 比如山西能监办印发了《山西电力一次调频市场交易实施细则 (试行)》表示从 2022 年 7 月 1 日起, 正式开启电力一次调频市场, 独立储能电站可将部分容量与风光企业签约, 剩余部分还可以独立身份参与一次调频市场, 有效增加独立储能的利用率。

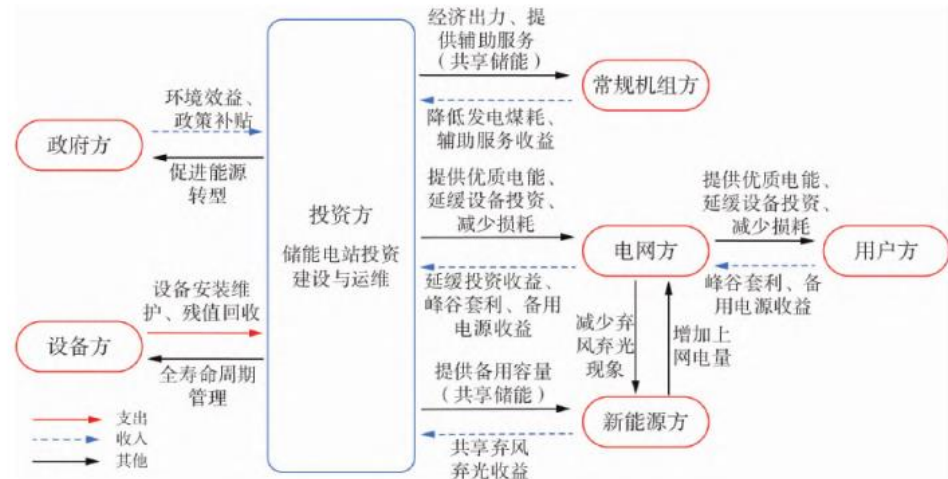
**表 4: 独立储能相关政策梳理**

时间	颁布机构	文件	主要内容
2022 年 9 月 1 日	山东省能源局	《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	<b>依托现货市场，推动新型储能市场化发展。</b> 包括 4 项措施：一是支持示范项目作为独立储能参与电力现货市场，获得电能量收益；二是允许示范项目容量在全省范围内租赁使用，获得容量租赁收益；三是对参与电力现货市场的示范项目按 2 倍标准给予容量补偿，获得容量补偿收益；四是支持参与调频、爬坡、黑启动等辅助服务，获得辅助服务收益。
2022 年 6 月 7 日	国家发展改革委、国家能源局	《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》	<b>加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，加快推动独立储能参与中长期市场和现货市场。</b> 此外，独立储能电站向电网送电的，其相应 <b>充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加</b> 。新型储能可作为独立储能参与电力市场，但需具备一定条件。具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求， <b>具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能。</b> 鼓励以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时，也可选择转为独立储能项目。涉及风光水火储多能互补一体化项目的储能，原则上暂不转为独立储能。
2022 年 6 月 1 日	国家发改委、国家能源局等部门	《“十四五”可再生能源发展规划》	<b>推动新型储能规模化应用。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，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。</b> 创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类调节服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。
2022 年 3 月 1 日	南方能源监管局	《关于公开征求《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）》	<b>开放独立储能准入范围，且提高深度调峰补偿标准。</b>
2021 年 12 月 2 日	山西能监办	《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则(试行)》	独立储能电站可通过 <b>市场竞价方式</b> 为系统提供 <b>一次调频辅助服务</b> ，收益根据调频里程、性能确定。
2021 年 12 月 1 日	国家能源局	《电力辅助服务管理办法》	确认了 <b>储能独立主体的身份</b>
2021 年 7 月 29 日	国家发改委	《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》	确定了 <b>新能源场站可以通过租赁的模式租用独立储能电站的容量。</b>
2021 年 3 月 5 日	国家发展改革委、国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、用户侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

资料来源：信达证券研发中心整理

**独立储能上接电源下接电网，收益模式丰富。**独立储能由投资方投资运营，建设规模一般较大，收益模式较为丰富：1）独立储能可以将部分容量租赁给新能源侧，使新能源项目满足政策配储要求；2）独立储能可以配合电网侧的调峰调频调度，获取补偿收益；3）独立储能可以与传统机组配合，即火储联调，增加传统机组调频性能，获取辅助服务收益；4）独立储能可以参与电力现货市场套利，并在部分省份可以获得容量电价补偿收益。

**目前独立储能已实行的收益模式为：容量租赁+电力现货市场+容量电价补偿；或容量租赁+调峰辅助服务；或容量租赁+调频服务。**部分省份独立储能项目盈利模型已基本建立，山东独立储能电站的商业模式较为明确，收益来源主要为容量租赁费用、电力现货市场、容量电价补偿等；宁夏独立储能电站的盈利模式以“储能容量租赁+调峰辅助服务”收入为主；山西提出独立储能电站可将部分容量与风光企业签约，剩余部分可通过市场竞价的形式为系统提供一次调频辅助服务。

**图 35: 独立储能收益模式情况**


资料来源:《第三方投资共享储能电站商业模式及其经济性评价》, 信达证券研发中心

我们测算得到独立储能的收益率为 **6.7%**。模型核心假设如下:

- 1、储能装机规模为 200MW/400MWh; 每年运行 330 天; 运营时间为 15 年。
- 2、独立储能性能要求较高, 储能单位投资为 2.00 元/Wh, 自有资金比例为 30%。
- 3、收益有容量租赁和调峰服务。

容量补偿价格各省不一, 其中河南为 260 元/KW·年, 山东省租赁费用为 350 元/kW·年, 湖南项目可研测算假设为 470 元/KW·年。我们中性假设为 330 元/KW·年, 容量租赁比例为 80%。

储能调峰服务价格一般情况下 0.2-0.6 元/KWH, 宁夏储能试点可以达到 0.8 元/kwh。我们假设调峰服务补偿为 0.5 元/kWh, 每年调峰次数为 300 次。

**图 36: 独立储能 IRR 测算结果**

收入模式:		
1、容量租赁		
2、调峰服务或现货市场交易		
工程数据:		
电池类型	磷酸铁锂储能电池	
拟装机规模	MW	200
拟装机规模	MWh	400
投资数据:		
单位装机投资	元/KWH (含税)	2000
总投资	万元 (含税)	80000
自有资金比例	30%	
服务价格指标		
调峰服务	元/KWH	0.50
每年调峰次数	次	300.00
容量租赁费用	元/KW*年	330.00
容量租赁比例	%	80%

IS&CF 预测	建设期	1	2	3	...	14	15
收入预测	万元	11280	11054	10833	...	9992	9792
收入（容量租赁）	万元	5280	5174	5071	...	4677	4584
收入（调峰服务）	万元	6000	5880	5762	...	5315	5209
成本&管理费用预测	万元	5284	5284	5284	...	5284	5284
净利润	万元	3756	3642	3538	...	2272	2281
净现金流	万元	-24000	5443	5218	...	2099	1922
<b>IRR</b>	<b>6.7%</b>						

资料来源：信达证券研发中心测算

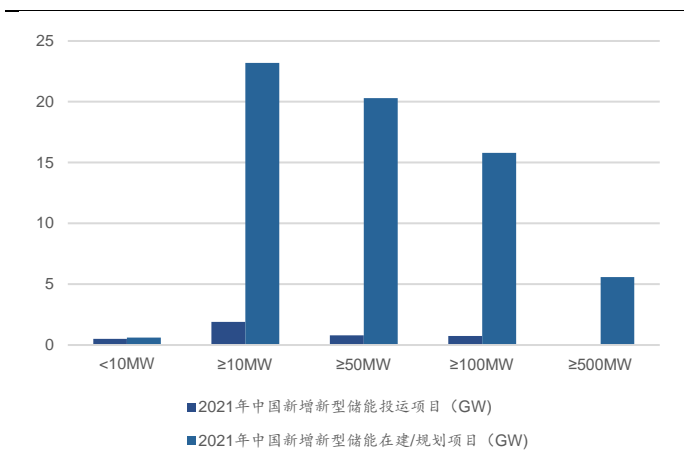
独立储能内部收益率对单位装机投资、容量租赁价格、调峰服务价格敏感性较高。我们测算得到，单位装机投资下降 0.1 元/MWh，内部收益率增加约 4pct；调峰服务价格上升 0.05 元/kWh，IRR 提升约 4pct；容量租赁价格提升 30 元/KW\*年，IRR 提升约 3pct。我们认为目前独立储能已有收益，且对部分调峰服务价格以及容量租赁价格较高的省份，独立储能收益率比我们测算结果更高。另外，独立储能在电力系统的地位日益提升，政策对收益模式正不断探索及完善，独立储能的收益率未来边际向好。

图 37：独立储能 IRR 以及敏感性分析测算结果

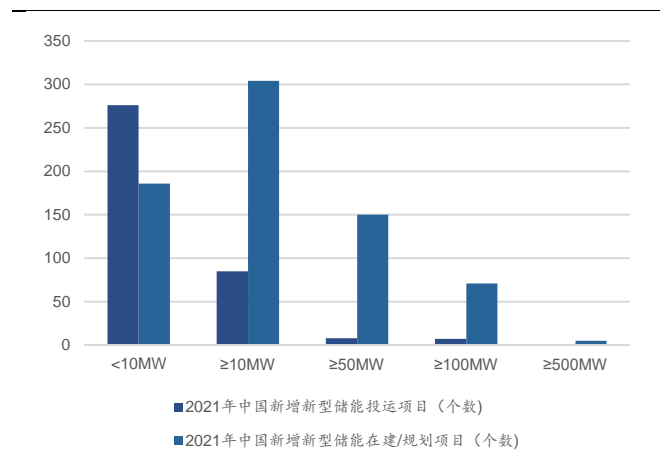
敏感性测算	单位装机投资 元/KWH							
		1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300
自有资金比例	20%	29.1%	22.7%	16.3%	9.7%	2.4%	-5.9%	-15.4%
	30%	18.6%	14.5%	10.6%	6.7%	3.0%	-0.8%	-4.6%
	100%	7.3%	6.2%	5.2%	4.2%	3.4%	2.6%	1.9%
敏感性测算	容量租赁价格 元/KW*年							
		240	270	300	330	360	390	420
调峰服务价格 元/KWH	0.45	-10.4%	-5.5%	-1.2%	2.5%	5.9%	9.1%	12.1%
	0.50	-4.4%	-0.3%	3.4%	6.7%	9.9%	12.8%	15.6%
	0.55	0.7%	4.3%	7.5%	10.6%	13.5%	16.2%	18.9%

资料来源：信达证券研发中心测算

独立储能投资积极性显著提升，独立储能整体大型化发展。装机量来看：2021 年新增规划与在建大型储能项目大幅上升，10MW 以上项目中国新增投运装机规模仅为 1.9GW，而新增在建与规划的装机规模达到 23.2GW；50MW 以上项目，新增投运项目总装机 0.8GW，而新增在建/规划项目总装机为 20.3GW；100MW 以上项目，新增投运为 0.74GW，新增在建与规划项目为 15.8GW；并且大型储能装机再上台阶，2021 年规划在建 500MW 以上项目 5 个，合计 5.6GW。项目个数来看：10MW 以下项目占比减少，2021 年新增投运为 276 个，而规划仅为 186 个。10MW 以上项目新增规划项目达到 304 个。

**图 38: 2021 年中国投运、在建/规划中的储能项目总装机 (GW)**


资料来源: CNESA, 信达证券研发中心整理

**图 39: 2021 年中国投运、在建/规划中的储能项目总数量 (个)**


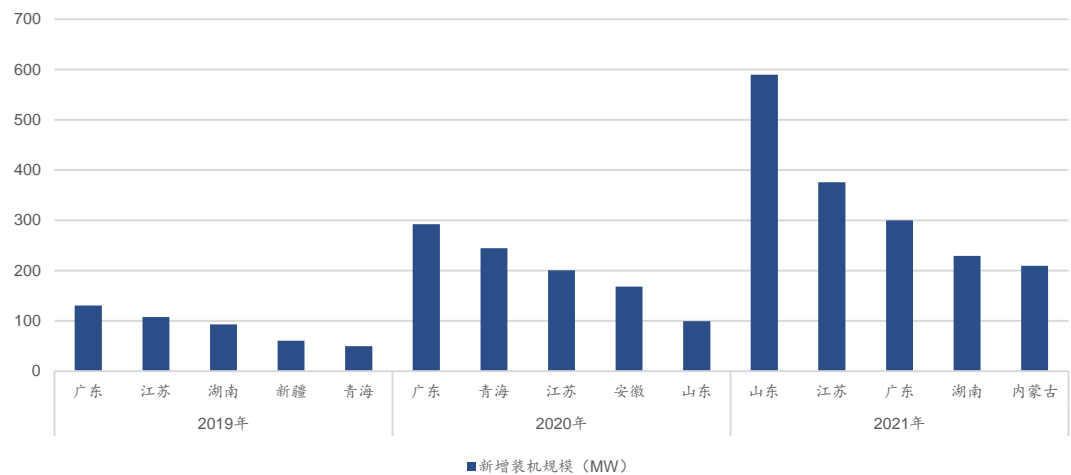
资料来源: CNESA, 信达证券研发中心整理

### 三、国内大储未来增长可期，明年或为高增启动元年

#### 3.1 利好政策频出，刺激大储增长

各地区新增装机规模高增时点不一。2020年广东新增装机292.3MW，同比增长124%，青海省新增装机244.8MW，同比增长393%，江苏新增装机200.6MW，同比增长87%；2021年山东新增装机589.8MW，同比增长492%，内蒙古新增装机209.5MW，进入全国新增装机规模前五，江苏保持高速增长，新增装机376MW，同比增长87%。

图 40：中国新型储能市场区域分布情况



资料来源：CNESA，信达证券研发中心

具有实际效益的政策落地是刺激储能快速发展的关键因素。我们梳理各个省份相关政策，可以看出各省的装机快速增长的时间节点，有相关具有实际效益的政策落地。2019年，青岛首次推出共享储能商业模式，并在年中为共享储能市场化交易提供规范，共享储能的商业模式的推出丰富了储能收益，降低了发电企业的储能建设成本，提高经济效益；2019年，江苏发布政策规定储能调峰的价格，规范储能调峰收益模式；2020年，山东、内蒙也发布相关政策利好储能的收益，比如山东省规定调峰价格，优先调用储能，内蒙规定储能项目优先参与报价。在政策利好的推动下，相应省份的储能新增装机有望在1年之后有较大幅度的规模提升。

表 5：关键节点具有实际效益的储能相关政策梳理

时间	发行主体	政策	主要内容
2020年2月27日	内蒙古自治区能源局	《2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》	储能项目将优先参与2020年竞价
2020年3月25日	内蒙古自治区能源局	《2020年光伏发电项目竞争配置工作方案》	支持自发自用为主的工商业分布式电站，优先支持光伏+储能项目建设

2020年10月20日	国家能源局山东监管办	《山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2020年修订版)》	报价容量相同, 优先调用储能。储能参与调峰按照0.4元/kWh执行, 调频出清价格按6元/MW执行, 参与AGC辅助服务的不能参与有偿调峰交易竞价。
2019年6月18日	国家能源局西北监管局	《青海电力辅助服务市场运营规则(试行)》	2019年首次推出共享储能商业模式之后, 为共享储能市场化交易提供规范
2019年2月1日	江苏省能监办	《关于做好辅助服务(调峰)市场试运行有关工作的公职》	深度调峰报价最高限价为600元/MWh, 市场需求时段, 未报价机组的临时调用按照150元/MWh运行。

资料来源: 信达证券研发中心整理

**各省跟进政策增加储能收益, 明年大储需求有望迎来快速增长。**前两年推出的共享储能商业模式具有成效, 各省也不断完善、增加收益来源。

- 1) 山东省政策覆盖全面, 有效提高大储各场景收益。**独立储能方面**, 2021年出台的《关于开展储能示范应用的实施意见》储能参与辅助服务、租赁给新能源场站、奖励优先发电量计划的组合政策, 2022年出台《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》, 指出容量补偿方面, 补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的2倍执行, 容量租赁方面, 示范项目容量可在全省范围内租赁使用。**工商业储能方面**, 山东省出台《关于完善居民分时电价政策的通知》、关于征求《关于电力现货市场分时输配电价有关事项的通知(征求意见稿)》意见的公告, 进一步拉大峰谷价差, 提升工商业储能收益。
- 2) 山西政策建设一次调频市场。山西省出台《山西电力一次调频市场交易实施细则(试行)》, 指出发电侧并网主体以及新型储能都可作为市场主体, 提供一次调频辅助服务。报价范围为5.0-10.0元/MW, 报价最小单位为0.1元/MW。调频辅助服务市场我们上文分析得到市场初期, 收益率较高, 我们认为山西政策有望带来未来两年储能的快速发展。
- 3) 江苏储能政策持续发力, 提高新能源消纳水平, 利好新能源配储。江苏今年10月份出台《江苏省电力需求响应实施细则(修订征求意见稿)》, 提出谷时段可再生能源消纳补贴为5元/千瓦, 平时段补贴为8元/千瓦。新能源消纳补贴的增加, 提高了新能源配储或租赁共享储能的收益, 有利于疏导政策强配储能的成本压力, 提振发电企业建设储能积极性。
- 4) 河北省增大峰谷价差, 工商业储能需求有望提升。近期出台的《关于进一步完善河北南网工商业及其他用户分时电价政策的通知》设立夏冬季尖峰电价时间, 并且峰谷价差幅度从50%提升至70%, 有效提升工商业储能的经济性。

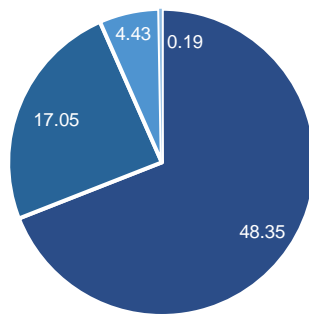
山东、青海、江苏等省份储能商业模式探索稳步进行, 其他省份有望跟进。2022年各省份陆续出台相关政策建设、完善储能商业模式, 提升储能经济性, 我们认为在这些政策推动下明年的储能新增装机有望大幅提升。

**表 6: 近期重点储能相关政策梳理**

时间	发行主体	政策	主要内容
2022 年 10 月 28 日	河北省发改委	《关于进一步完善河北南网工商业及其他用户分时电价政策的通知》	1、考虑河北南网新能源的大规模发展导致的峰谷时段变化，设置夏季尖峰电价时间，夏季晚峰为 19 时至 22 时、其他季节午间低谷为 12 至 15 时；2、峰谷电价浮动范围从原来的 50%提升至 70%
2022 年 10 月 24 日	江苏省发改委	《江苏省电力需求响应实施细则（修订征求意见稿）》	对通过需求响应临时性增加（填谷）负荷，促进可再生能源电力消纳，执行可再生能源消纳补贴。约定响应谷时段可再生能源消纳补贴为 5 元/千瓦，平时段补贴为 8 元/千瓦。明确尖峰电价收支平衡原则，尖峰电价增收的资金用于需求响应可中断电价金额可再生能源消纳补贴的支出，按照公平、公开、透明原则安排使用。当年尖峰电价增收资金大于需求响应补贴需指出总额时，按照电价标准给予补贴，尖峰电价资金可跨年滚动使用；当年尖峰电价增收资金小于需求响应补贴需指出总额时，按照尖峰电价增收与补贴发放收支平衡原则，对补贴发放按比例折算。
2022 年 10 月 21 日	华中能监局	《西藏电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》	首次制定电力辅助服务市场规则。其中指出，有偿调峰服务补偿，在调峰困难时段（11:00-16:00），储能电站按调峰困难时段（11:00-16:00）所储存的电量的一定比例给予补偿
2022 年 9 月 2 日	山东省发展改革委、山东省能源局、国家能源局山东监管办公室	《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	在容量补偿方面，补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的 2 倍执行。在容量租赁方面，示范项目容量可在全省范围内租赁使用。新能源企业租赁的储能容量视同企业配建的容量。
2022 年 5 月 18 日	山西能监办	《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》	发电侧并网主体以及新型储能都可作为市场主体，提供一次调频辅助服务。报价范围为 5.0-10.0 元/MW，报价最小单位为 0.1 元/MW
2022 年 3 月 8 日	山东省发改委、山东省能源局、国家能源局、山东监管办	《关于完善居民分时电价政策的通知》	2022 年 5 月 1 日起执行居民家庭分时电价政策。在现行阶梯电价标准基础上，峰段电价每千瓦时提高 0.03 元（含税）；谷段电价降低 0.17 元。
2022 年 1 月 21 日	山东省发改委	关于征求《关于电力现货市场分时输配电价有关事项的通知（征求意见稿）》意见的公告	执行与电网企业代理购电用户相同的分时输配电价政策。通知中提出高峰、低谷时段浮动比例为上下浮动 50% 执行；尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮 20% 执行。
2021 年 12 月 30 日	山西能监办	《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》	明确了调频服务报价范围为 5-10 元/MW，报价的最小单位是 0.1 元。储能参与一次调频的收益=调节性能×调节深度×结算价格，其中调节性能 K 值=响应时间×响应速率×响应精度
2021 年 3 月 29 日	山东省能源局	《关于开展储能示范应用的实施意见》	储能参与辅助服务、租赁给新能源场站、奖励优先发电量计划的组合政策，确定了充放电量损耗部分按工商业及其他用电单一制电价结算的方式，初步建立了盈利模式

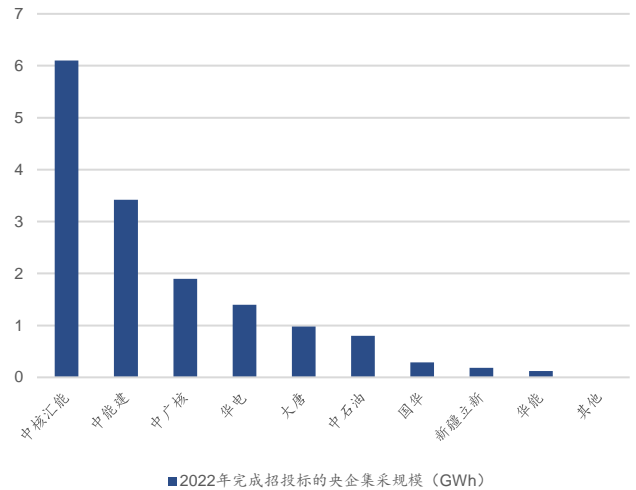
资料来源：信达证券研发中心整理

**2022 年项目规模增速已见端倪，我们预计年底至明年项目将逐步落地。**根据储能与电力市场统计，2022 年 1-10 月已启动的独立储能项目总计 231 个，总规模 34GW/70GWh（包括宣布启动而未开始招标的项目 48.35GWh），其中已进入 EPC 和设备招标和正在建设的项目分别为 17.05GWh、4.43GWh，合计 21.48GWh。除独立储能之外，2022 年已经完成招投标的央企集采也大幅度提升，截至 2022 年 10 月左右，央企集采规模合计 15.2GWh，其中中核汇能集采规模最大（6.1GWh）。我们预计以上已经进入招标和正在建设的独立储能项目在年底至明年有望逐步落地。

**图 41: 2022 年已启动独立储能项目 (GWh)**


■ 宣布启动 ■ EPC/设备采购 ■ 建设中 ■ 2022 投运项目

资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

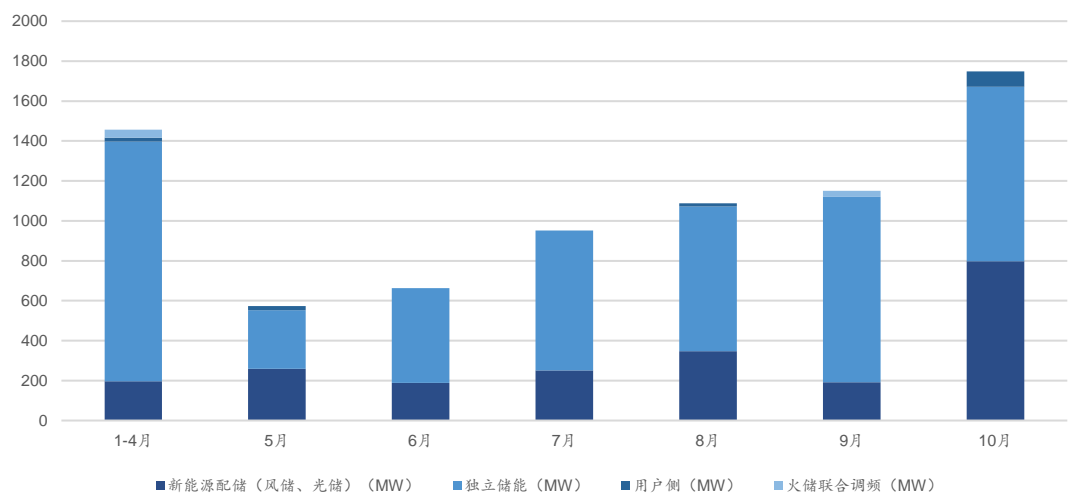
**图 42: 2022 年完成招投标的央企集采规模 (GWh)**


■ 2022 年完成招投标的央企集采规模 (GWh)

资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

**下半年储能项目进度提速, 储能景气逐步上行。**从今年的开工建设项目来看, 整体呈现每月逐步上行的趋势, 5 月份储能设备/EPC 合计完成招标 573MW, 10 月完成 1748MW, 是 5 月的三倍左右, 储能行业的景气逐步上行。从项目结构来看, 独立储能和新能源储能项目规模最大, 独立储能成为项目应用场景趋势, 每月项目规模都占半数以上。

**明年储能装机有望超预期增长。**从 CNESA 的 2022 年初的预期来看, 乐观情况下 2023 年新增装机达到 5.5GW, 按配储 2 小时计算, 为 11GWh。我们认为目前独立储能项目已招标和建设的项目已经远超这个数值, 加上新能源配储、工商业储能的装机, 明年大储装机大概率超预期增长。另外, 近期各省逐步落地各个理顺储能商业模式, 提升储能经济性的政策, 我们对明年的新增装机规模较为乐观。

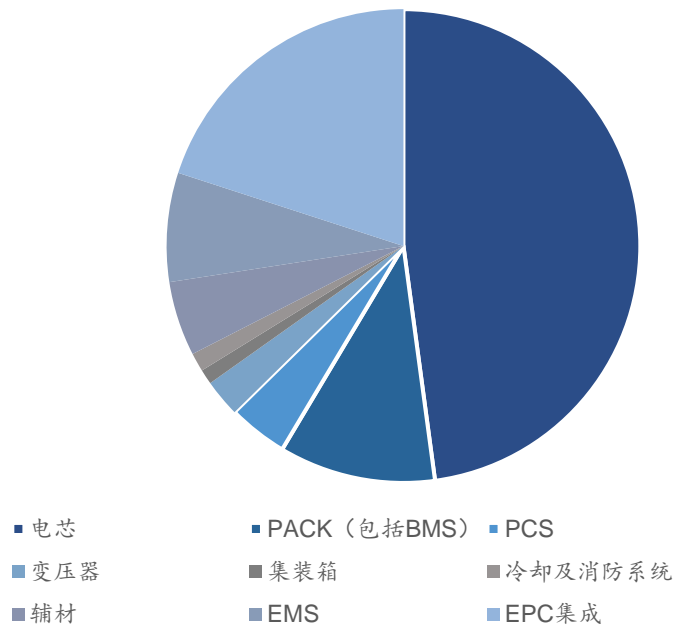
**图 43: 2022 年至今已完成储能设备/EPC 招标的储能项目月度情况**


资料来源: 储能与电力市场, 信达证券研发中心

### 3.2 成本处于下行通道，储能经济性有望提升

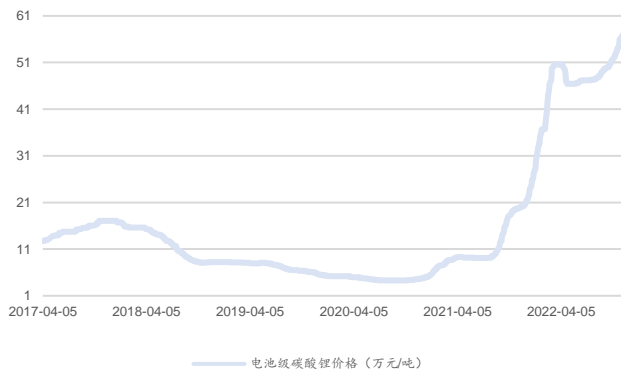
电池环节是储能系统的核心，成本下降空间最大。从设备来看，储能电站的成本结构中占比最大的为电池环节（电芯+PACK+BMS），合计占比约60%，EPC集成商（除电芯以外，其他环节自己生产）在建设储能电站中占比约20%。储能经济性提升的主要措施为降低成本，电池环节作为成本占比最大的环节，降本路线清晰，降本空间最大。

图 44：2022 年储能电站成本构成

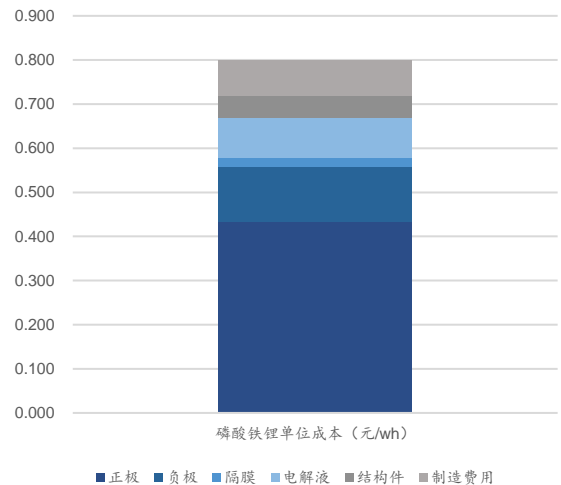


资料来源：信达证券研发中心

近年碳酸锂价格大幅上行，电池成本高企。近年下游电动车需求快速增长，碳酸锂供给不足，使碳酸锂价格大幅上行，近期碳酸锂价格超56万元/吨。碳酸锂是正极材料的主要成本，正极材料成本随碳酸锂价格上行而高涨，目前是电芯的主要成本，占比超过50%。展望明年，碳酸锂价格处于周期高点，若碳酸锂价格回落，电池成本有望进入下行通道，进而降低储能系统成本。

**图 45: 电池级碳酸锂价格 (万元/吨)**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 46: 2022 年电芯成本拆分**


资料来源: 百川盈孚, 信达证券研发中心

明年碳酸锂价格有望下降, 独立储能 IRR 有望提升至 10.2%。明年来看, 随着各锂矿企业扩产, 新能源产销增速放缓, 碳酸锂价格有望下行。我们按照 55 万元/吨的碳酸锂价格测算电芯为 0.918 元/Wh, 储能 EPC 价格为 2.04 元/Wh。碳酸锂价格每下降 5 万元/吨, 电芯价格下降 0.029 元/Wh, 储能 IRR 提升 1.1pct。在不考虑其他成本下降的情况下, 若碳酸锂价格明年下降至 40 万元/吨, 独立储能系统成本降至 1.91 元/Wh, 对应 IRR 为 10.2%, 相比 2 元/Wh 的 EPC 系统成本提升 3.4pct。

**表 7: 碳酸锂价格变化带来的储能成本以及 IRR 变化**

项目	碳酸锂价格下降带来的储能成本以及 IRR 变化						
	60	55	50	45	40	35	30
碳酸锂价格 (万元/吨)	60	55	50	45	40	35	30
电芯单位成本 (元/Wh)	0.948	0.918	0.889	0.860	0.830	0.801	0.772
成本下降百分比		3.09%	3.19%	3.30%	3.41%	3.53%	3.66%
电芯成本下降 (元/Wh)		0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029
储能 EPC 价格 (仅考虑电芯成本下降) (元/Wh)	2.03	2.00	1.97	1.94	1.91	1.88	1.85
独立储能 IRR (其他条件不变)	5.8%	6.9%	8.0%	9.1%	10.2%	11.4%	12.5%

资料来源: 信达证券研发中心测算

### 3.3 政策面与基本面共振, 国内大储前景广阔

新型电力系统背景下, 储能具有刚性需求。政策面, 各省跟进山东、青岛等地的示范作用, 不断完善发展储能商业模式, 对储能项目进行补贴, 疏导储能成本压力。基本面, 新能源装机不断推进, 储能装机需求大幅上行, 规模发展关键节点已现。短期来看, 成本压力有望随碳酸锂价格下行而减缓, 储能电站经济性有望提升。国内大储空间广阔, 下面我们对国内大储进行测算。

- **集中式新能源带来的储能新增装机**

我们测算 2023 年集中式风光装机有望带动储能新增装机 9.55GW/17.19GWh，2025 年有望达到 34.38GW/68.76GWh。新能源建设是能源转型关键，也是未来能源建设主旋律，风电光伏项目稳步推进，我们预计 1) 2023 年年光伏新增装机为 126GW，2025 年为 210GW，2021-2025 年 CAGR 为 40%，其中分布式光伏占比为 55%左右；2) 2023 年风电新增装机为 62.6GW，2025 年为 77.4GW，2021-2025 年 CAGR 为 13%。新能源新增装机将带来新能源自建储能或共享储能的建设，我们测算得到 2023 年集中式风光装机带动新能源配储+共享储能新增装机 9.55GW/17.19GWh，2025 年有望达到 34.38GW/68.76GWh。

- **分布式光伏建设带动用户侧储能新增装机**

我们测算 2023 年分布式光伏装机有望带动用户侧储能新增装机 2.77GW/5.54GWh，2025 年有望达到 15.02GW/30.03GWh。用户侧储能主要场景包括工商业、产业园等，我们认为分布式光伏是带动用户侧装机的重要推动力，2021-2025 年分布式光伏 CAGR 为 41%。目前用户侧储能较分布式光伏的渗透率较低，我们认为未来“隔墙售电”、拉大峰谷价差、电力市场化等利好用户侧储能经济性的政策逐步落地，用户侧储能渗透率有望提升。假设用户侧储能的配储时长为 2 小时。我们测算得到 2023 年分布式光伏装机有望带动用户侧储能新增装机 2.77GW/5.54GWh，2025 年有望达到 15.02GW/30.03GWh。

- **光伏日间波动增加带来电网侧辅助服务市场**

我们测算 2023 年光伏日间波动增大带动电网侧辅助服务储能新增装机 1.65GW/4.12GWh，2025 年有望达到 4.34GW/10.86GWh。光伏累计装机的增加将带动光伏日间处理波动的增加，我们按照浙江省的数据参考新能源累计装机占比 20.32%的情况下，日间波动为新能源装机量的 36%，电网需要维持电压、电频稳定，因此可以认为辅助服务的出力为波动功率。调频市场参与主体较多，如火电机组、水电机组，其中电化学机组的渗透率较低。我们认为新能源波动间隔短，从性能上来看，电化学储能较为适合平抑新能源处理波动，未来渗透率有望上升。我们测算得到 2023 年光伏日间波动增大带动电网侧辅助服务储能新增装机 1.65GW/4.12GWh，2025 年有望达到 4.34GW/10.86GWh。

综合来看，我国储能前景广阔，“十四五”期间保持高速增长。我们测算得到我国 2023 年储能新增装机为 13.97GW/26.85GWh，同比增长 123.3%，2025 年新增装机为 53.73GW/109.64GWh，21-25 年 CAGR 为 119%。

**表 8: 国内储能需求测算**

类型	项目	单位	2020	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
集中式新能源带来的储能新增装机	国内光伏累计装机	GW	251.1	306.0	360.9	450.9	576.9	740.9
	国内光伏新增装机	GW	48.2	54.9	90.0	126.0	164.0	210.0
	YOY		60.1%	13.9%	64.0%	40.0%	30.2%	28.0%
	中国分布式光伏新增装机	GW	15.2	29.28	49.5	69.3	90.2	115.5
	分布式光伏占比		31.5%	53.4%	55.0%	55.0%	55.0%	55.0%
	集中式光伏新增装机	GW	33.0	25.6	40.5	56.7	73.8	94.5
	国内风电累计装机	GW	281.7	354.2	401.1	457.1	519.7	589.5
	国内风电新增装机	GW	72.5	46.8	56.0	62.6	69.8	77.4
	集中式风光新增装机	GW	105.5	72.4	96.5	119.3	143.6	171.9
	新能源自建储能+独立共享储能功率规模	GW	0.51	1.00	3.86	9.55	20.11	34.38
	新能源配储占比		0.49%	1.38%	4.00%	8.00%	14.00%	20.00%
	配储时长	小时	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00
	新能源自建储能+独立共享储能规模	GWh	0.77	1.60	6.56	17.19	38.20	68.76
用户侧储能	用户侧储能功率规模	GW	0.63	0.59	1.24	2.77	6.31	15.02
	用户侧储能占比		4.17%	2.01%	2.50%	4.00%	7.00%	13.00%
	配储时长	小时	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	用户侧储能规模	GWh	1.27	1.17	2.48	5.54	12.63	30.03
电网侧储能	光伏日间出力波动(辅助服务空间)	GW	193.23	239.42	276.31	329.25	397.67	482.46
	电网侧电化学储能(调频+电网侧其他服务)	GW	0.36	0.86	1.24	1.65	2.39	4.34
	电网侧储能占比		0.19%	0.36%	0.45%	0.50%	0.60%	0.90%
	配储时常	小时	2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.5
	电网侧储能规模	GWh	0.72	1.97	2.98	4.12	5.96	10.86
我国储能合计	储能新增装机功率规模	GW	1.51	2.45	6.34	13.97	28.81	53.73
	储能新增装机规模	GWh	2.76	4.75	12.02	26.85	56.79	109.64
	YOY			72.0%	153.2%	123.3%	111.6%	93.0%

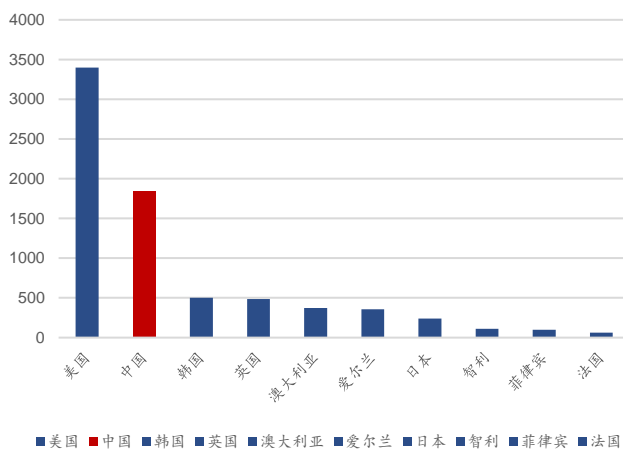
资料来源: 信达证券研发中心测算

## 四、海外大储政策+市场化推进，全球储能市场扬帆起航

### 4.1 海外新能源发展步伐领先，海外大储市场主要为欧美

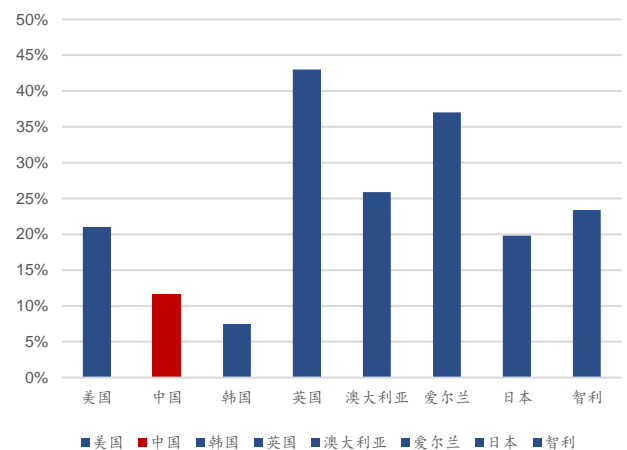
欧洲美国新能源发展步伐较快，美国储能发展领先。全球各国来看，世界各国能源转型进度不一，储能发展也各有差异。2021 年新型储能装机中，美国、中国、韩国是装机 TOP3 的国家，新增装机分别为 3.4GW、1.8GW、0.5GW；2021 年世界各国可再生能源发电占比中，美国、英国、爱尔兰、澳大利亚占比分别为 21%、43%、37%、26%，而中国占比仅为 12%，处于较低水平。虽然中国的新增装机已经位于世界前列，但是能源转型进程仍处于后位。

图 47: 2021 年全球新型储能新增装机 (MW)



资料来源:《2022 储能产业应用研究报告》，信达证券研发中心

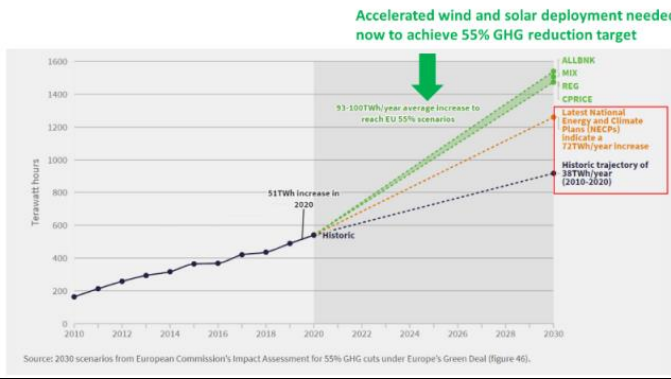
图 48: 2021 年各国新能源发电量占比



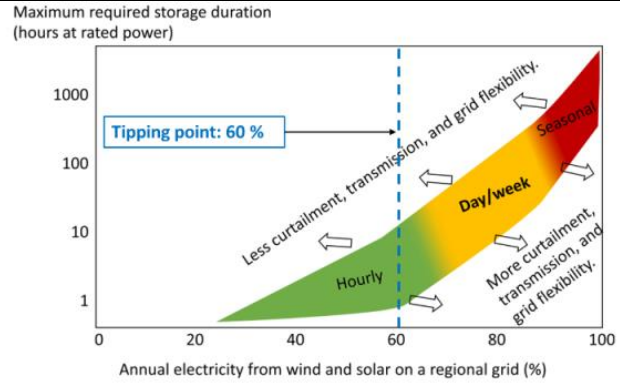
资料来源:信达证券研发中心整理;注意美国、英国、爱尔兰的占比为 2020 年数据

**新能源发展长路漫漫，风光装机有望加速增长。**由于对新能源发电的不稳定性认识不够充分，欧洲 2020 年之前的风光发电装机规划不能满足温室气体下降 55% 的目标，新的目标的提出表明 2030 年的电量规划为 93-100TWh/年，规划增量为原来计划的 69%。

**新能源占比提升，储能时长上扬，目前处于短时储能的发展阶段。**60% 的风光发电占比是储能配置的关键节点：60% 以下，基本上小时级的储能可以满足需求；60% 以上，需要有更长时的储能作为电网调节的资源。从世界各国的风电光伏发电占比来看，基本还处于短时储能需求阶段，但未来配储市场有望逐步提升。

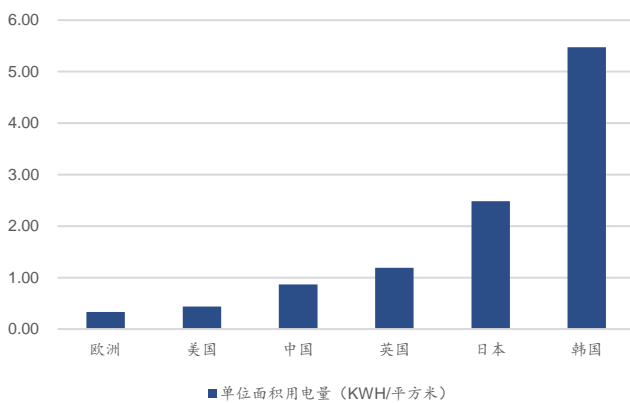
**图 49: 欧洲风电光伏装机有望加速**


资料来源: EASE, 信达证券研发中心

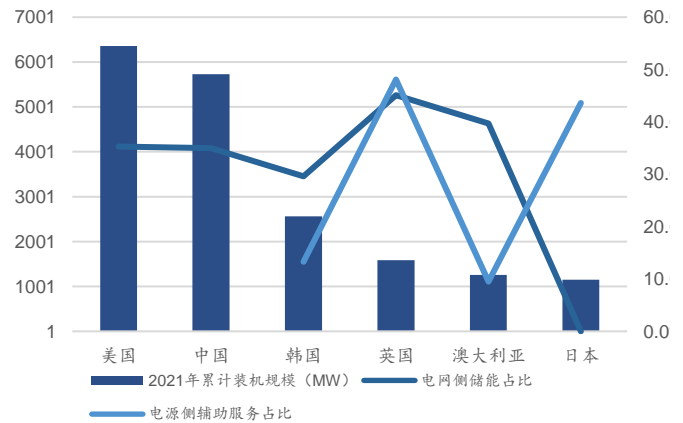
**图 50: 最大储能时长要求与新能源并网要求正相关**


资料来源: EASE, 信达证券研发中心

美国、中国和欧洲电网建设较为发达，也是大储的主要市场。电网建设主要用于电荷运输，与国土面积和用电量相关，我们以单位面积用电量来衡量电网建设需求（局限性在于面积需要为有效居住面积），单位面积用电量越小，跨地区电量运输需求越大，相应的电网建设需求越大。欧洲（欧洲电网互联，因此作为一个主体统计）、美国和中国的单位面积用电量最小，用电密度低，电网建设需求大，电网建设也较为发达。从 2021 年累计装机来看，中国、美国的累计装机最大，分别为 6.36GW、5.73GW，并且电网侧储能占比较大，分别为 34%、35%，欧洲主体之一英国电网侧储能占比 45%，电源侧辅助服务储能占比 48%。

**图 51: 2021 年各国家单位面积用电量情况**


资料来源: 信达证券研发中心测算

**图 52: 各国家累计储能装机情况以及电网侧、辅助服务占比**


资料来源: 《2022 储能产业应用研究报告》，《储能产业研究白皮书 2022》，信达证券研发中心

## 4.2 美国大储市场政策推动，欧洲大储商业模式完善

### 4.2.1 美国：政策持续发力，大储市场如火如荼

美国联邦政府和州政府补贴政策持续发力，驱动大储市场发展。美国的储能补贴政策已经实行了 10 年以上，早在 2011 年加州就开始实施户储补贴政策，而后逐步拓展到电网侧的补贴。2021 年为 ITC 补贴退坡的关键节点，而美国众议院在 21 年决定将 ITC 补贴延长 10 年，在 2032-2033 年间逐步降低信贷价值。另外，2022 年美国通过《通胀削减法案》，法案中提到 3690 亿美元投资用于能源安全和气候变化相关。

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 39

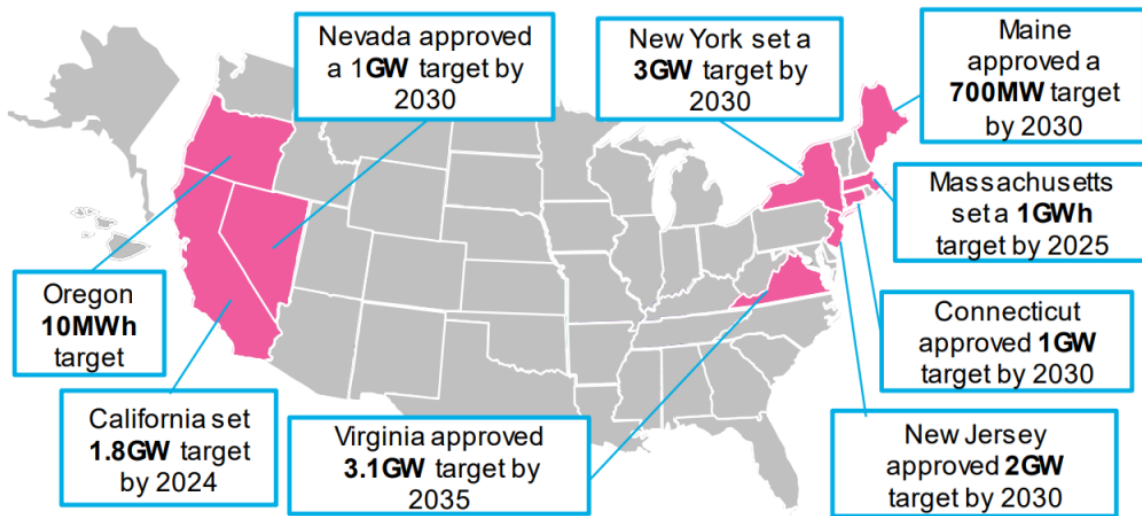
各州远期规划明确储能发展趋势。BNEF 不完全统计，美国有 9 个州出台储能装机的远期规划，其中加州 2024 年储能装机规划 1.8GW，纽约 2030 年储能装机规划 3GW，新泽西 2030 年规划 2GW，如果以 3 小时配储时长预测（目前大致为 2 小时，但未来配储市场会不断增加），则分别对应 5.4GWh、9GWh、6GWh。其他州也有不同时间节点的相应规划，美国各州推动储能行业发展的趋势较为明确。

表 9: 美国储能相关政策梳理

时间	地区	政策和措施
2011 年	加州	住宅储能规模 ≤ 10kW 可获得 0.5 美元/Wh 补贴及投资税收抵免；规模 > 10kW 可选择 0.5 美元/Wh 补贴（不可投资税收抵免）或 0.36 美元/Wh（可税收抵免）。
2017 年	夏威夷	2018 年 1 月-2020 年 12 月对用户、电网侧储能项目提供支持。
2018 年	佛罗里达	2018-2019 财年拨付 1 千万美元支持“光伏+储能”试点项目。
2018 年	联邦(国税局)	增加住宅侧储能系统税收抵免新规则，如果住宅侧用户安装光伏系统后再安装电池储能系统，且存储的电能 100%来自光伏发电，该套储能设备也可获得 30%的税收抵免。
2018 年	亚利桑那	2018 年 5 月 1 日起 3 年内，对购买和安装合格的电池储能系统并参与 SRP 电池研究计划的用户可获得最高 1800 美元的补贴。
2018 年	加州	储能补贴政策延长至 2026 年。
2019 年	德克萨斯	允许配电公司与第三方签署储能部署合同，每个公司的部署容量需要为 40MW
2019 年	明尼苏达	要求商务部对电网储能价值进行成本效益分析，帮助公用事业公司从与储能相关的试点项目回收成本
2020 年	科罗拉多	科罗拉多州州长 Jared Polis 签署了“公共事业委员会法案”，要求科罗拉多州公共事业委员会分析向电网增加分布式能源(包括电池储能系统)的价值
2020 年	马里兰	批准储能试点计划
2019 年	纽约	纽约州能源研究与发展局根据市场加速激励计划，为储能项目拨款 2.8 亿美元。
2021 年	美国众议院	将 ITC 全面延长 10 年，之后在 2032 年和 2033 年间逐步降低信贷价值
2022 年	美国能源部	在四年内共资助 5.05 亿美元促进长时储能技术开发，通过降低成本推动储能系统更广泛的商业示范部署，以实现到 2035 年 100%清洁电力目标。
2022 年	美国国会参议院	1、总额约 7400 亿美元的法案中有 3690 亿美元投资都和能源安全和气候变化相关。2、法案在税收抵免方面，对矿物等原材料、电池以及整车组装整条产业链，都增加了“北美化”的要求。3、《法案》对制造端的补贴，大约可降低美国光伏组件成本的 1/4。4、《法案》将亚洲国家在电池与电池相关材料加工方面排除在税收减免的标准之外

资料来源：信达证券研发中心整理

图 53: 美国各州储能远期规划

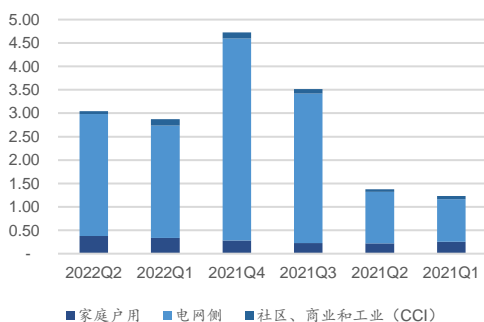


资料来源: BNEF, 《Global Energy Storage Outlook》, 信达证券研发中心

美国储能结构主要以电网侧公用储能为主。整体来看, 2021 年-2022H1 美国大储装机分别为 10.85GWh、5.92GWh; 结构上看, 电网侧公用大储装机占大数规模, 2021 年电网侧储能占比为 88%, 2022 年 H1 占比为 85%; 分季度看, 2021Q4 电网侧储能装机 4.3GWh, 是目前历史最高装机季度, 2022 年 Q1/Q2 装机分别为 2.4GWh/2.6GWh。

多数公用储能电站用于调频服务。2020 年, 公用储能电站的应用场景结构中(储能电站可以用于多场景), 调频大储占比 59%, 爬坡与旋转备用占比为 39%, 现货套利占比 37%, 调峰储能占比为 15%。

图 54: 2021-2022H1 美国储能装机季度结构 (GWh)



资料来源: Wood Mackenzie, 信达证券研发中心

图 55: 2016-2020 年美国公用储能电站应用场景



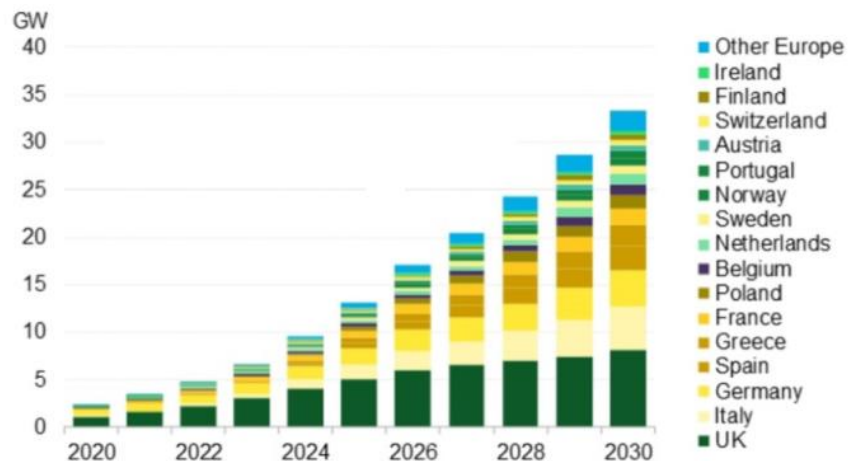
资料来源: 《独立新型储能电站价格形成机制及成本疏导优化方法》, 信达证券研发中心

#### 4.2.2 欧洲: 完善的商业模式, 推动大储市场化发展

欧洲电网侧储能主要集中在英国、意大利、德国。根据 BNEF 数据, 欧洲电网侧储能预计稳步发展, 从 2021 年底的 3GW/4GWh 增至 33GW/95GWh。分国家来看, 英国、意大利、

德国是电网侧储能的主要装机国家。

图 56: 欧洲电网侧储能累计装机情况



资料来源: 彭博新能源财经, 信达证券研发中心

**英国政策主要注重技术迭代、商业模式、市场构建与创新。**英国的政策不同于美国的直接经济补贴（或 ITC 补贴）推动，主要是通过以下几种方式推进储能行业发展：1、推进储能电池技术迭代。英国政府 2017 年推出法拉第挑战计划，划拨 2.46 亿英镑推动电池技术发展。2、构建市场规则以及理顺储能的电力系统地位。2016 年英国 ofgen 明确储能的资产类别、规划制度，2020 年推出“十项关键计划”，完善储能的监管机制以及完善市场规则。3、市场构建以及创新。2015 年英国国家电网推出新的调频储能服务市场，2017 年之前调频储能由于容量电价签署时间长，导致使用时间短，因此 2017 年英国相关机构调整了储能的拍卖降级因素，让储能市场更加健康有序。

表 10: 英国储能相关政策梳理

时间	主体	政策或行动	主要内容
2017 年	英国政府	法拉第挑战计划	发布“工业战略挑战基金”，并划拨 2.46 亿英镑开展法拉第挑战计划，推动电池技术从研发走向市场，（2018 年）通过法拉第研究所提供 4200 英镑支持电池技术研发
2020 年	英国政府	“十项关键计划”	启动 1 亿英镑支持储能和电力灵活性创新
2016 年	英国国家能源监管机构 Ofgen 与商业能源与产业战略部	战略报告	要求英国 2022 年之前采取 38 项行动，针对电力灵活性市场和储能，需求侧响应等方面的政策和市场规则进行调整。2019 年初已经实行 29 项计划：1、完善监管制度；2、完善市场规则
2020 年	英国内阁	二级立法	取消电池储能项目容量限制，允许英格兰和威尔士分别部署规模 50MW 以上和 350MW 以上的储能项目，在此之前大部分储能项目设计为 49.9MW。
2016 年	ofgen		将储能作为发电资产类别的子集列入具体定义，对储能的许可证和规划制度进一步明确
2020 年	ofgen	电价政策修订	取消点储能的“系统使用费”和“平衡服务系统使用费”双重费用，使储能只支付发电时的电网使用费。
2017 年	ofgen		允许发电可再生能源开发商和资产所有者继续享受相关优惠政策的情况下将储能安装到可再生能源场站
2017 年	英国商务、能源与工业战略部和英国国家电网		调整电化学储能拍卖的降级因素，降低了电化学储能的收益，减少了电化学储能可用时间短、对电力系统构成风险的问题
2020 年	英国监管机构		降低电化学储能进入容量市场的准入条件，增加了储能在容量市场的竞争力，扩大了范围
2015 年	英国国家电网	引入新的调频服务品种	增强型调频服务：在 1s 或者更短的时间对频率偏差实现 100%有功功率输出的一次调频服务。

资料来源：《英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示》，信达证券研发中心

英国的商业模式成熟，收入来源广泛。总体来说，英国储能的商业模式较为多样，市场构建较为成熟，总体市场分为频率响应、备用、套利：1) 频率响应又分为增强型频率响应、固定频率响应、动态遏制、需求侧响应、快速储备容量 5 种收益来源；2) 备用储能分为用户备用功率、短期运行容量、容量拍卖市场、输点成本减少、配电成本减少 5 种收益来源；3) 套利分为发电商自用、发电商弃电减少、价格套利 3 种。我们认为正是由于英国的商业模式、市场机制完善，大储才能在有过政策补贴的情况下得到长足发展。

表 11：英国储能相关政策梳理

市场类型	主要收益来源	进入市场的方式	市场容量	接入点
频率响应	增强型频率响应	投标(辅助服务)	200~700MW	输电网络,配电网络
	固定频率响应	投标(辅助服务)	2000~3000MW	输电网络,配电网络,需求响应或用户侧
	动态遏制	投标(辅助服务)	500MW~1.4GW	输电网络,配电网络
	需求侧响应	投标(辅助服务)		需求响应或用户侧
	快速储备容量	投标(平衡服务)	百 MW	输电网络,配电网络,需求响应或用户侧
备用	用户备用功率	合同		需求响应或用户侧 输电网络,配电网络,需求响应或用户侧
	短期运行储备容量(发电容量或负荷削减量)	投标(平衡服务)	2~4GW	需求响应或用户侧 输电网络,配电网络,需求响应或用户侧
	容量市场	投标-容量拍卖	GWs	输电网络,配电网络
	输电成本避免	市场机制/成本避免	GWs	配电网络,需求响应或用户侧
	配电成本避免	市场机制/成本避免	GWs	配电网络,需求响应或用户侧
时移/套利	发电商"自用"	通过电价或成本避免参与市场	GWs	需求响应或用户侧,与可再生能源共享站址
	发电商弃电	通过电价或补贴或避免改造费用支出参与市场	GWs	需求响应或用户侧,与可再生能源共享站址
	价格套利	利用电价波动参与市场	GWs	输电网络,配电网络,需求响应或用户侧,与可再生能源共享站址

资料来源：《英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示》，信达证券研发中心

### 4.3 全球储能市场空间广阔

中美欧三国政策不断加码，储能经济性有望不断提升，储能发展空间广阔，我们测算得到：全球 2023 年新增装机为 122.46GWh，2025 年新增装机 327.22GWh，21-25 年复合增速为 89.5%。

- 美国：2023 年新增装机预计 38GWh，2025 年预计新增装机为 81.47GWh，21-25 年复合增速为 66%。
- 欧洲（主要增量贡献为户储）：2023 年新增装机预计 27GWh，2025 年预计新增装机为 54.3GWh，21-25 年复合增速为 89%。

我们测算逻辑及核心假设如下：

- 1) 近期硅料新增产能释放，供给紧张得到缓解，产业链供给瓶颈打开，我们预计硅料价格拐点亦将到来，国内地面装机需求或将启动。往 2023 年看，随着产业链成本下降、新技术突破、集中式起量，中欧需求有望延续高增、美国需求回暖，未来保持较高增长。
- 2) 美国大储是主要储能装机拉动力。从 2022 年 H1 数据来看，今年增速较高，ITC、IRA 政策持续发力，储能补贴力度持续，未来有望维持高增。

3) 欧洲主要动力来自户储装机。欧洲各国政府推动天然气储备，并且欧洲天气偏暖，供需弱使得欧洲电价大幅回落，户储经济性受到影响。但天然气库存短时间增长没有改变能源紧缺的根本问题，国际货币基金组织发布报告显示，即使欧洲留存的燃料储备能够度过这个冬天，2023年或将再次面临天然气和电力出现创纪录价格的风险。户储目前仍具有一定经济性，并且在欧洲政策压制用电需求的背景下，自给自足的重要性更加凸显，我们预计户储未来装机增速较大，大储主要集中在英国、德国等地区，每年新增装机缓步上行。

4) 配储时长逐步增加。随着新能源装机占比的提升，新能源发电出力波动性对电网的影响更大，配储时长需求逐步增加，未来或需要日度/季度的调节资源。目前来看，预计到2025年各国的电化学配储时长将有不同程度的增长。

表 12: 全球各国储能市场空间测算

光伏装机规模	类型	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
中国	累计装机量 (GW)	251.11	305.99	360.87	450.87	576.87	740.87
	新增装机量 (GW)	48.20	54.88	90.00	126.00	164.00	210.00
美国	累计装机量 (GW)	95.64	115.74	133.29	168.29	218.29	288.29
	新增装机量 (GW)	19.25	20.10	17.55	35.00	50.00	70.00
欧洲	累计装机量 (GW)	138.57	179.00	244.00	334.00	459.00	609.00
	新增装机量 (GW)	19.11	28.00	65.00	90.00	125.00	150.00
其他国家	累计装机量 (GW)	274.69	329.28	429.85	536.15	636.77	752.77
	新增装机量 (GW)	43.44	67.02	65.45	70.30	62.62	70.00
全球	累计装机量 (GW)	760.00	930.00	1168.00	1489.30	1890.93	2390.93
	新增装机量 (GW)	130.00	170.00	238.00	321.30	401.63	500.00
<b>储能装机规模</b>							
中国	累计装机量 (GW)	3.20	5.65	11.99	25.95	54.76	108.49
	累计装机量 (GWh)	6.40	11.15	23.17	50.02	106.81	216.45
	新增装机量 (GW)	1.51	2.45	6.34	13.97	28.81	53.73
	新增装机量 (GWh)	2.76	4.75	12.02	26.85	56.79	109.64
	储能/光伏装机量	1.27%	1.85%	3.32%	5.76%	9.49%	14.64%
	用户侧 (GWh)	1.27	1.17	2.48	5.54	12.63	30.03
	电网侧 (GWh)	0.36	0.86	1.24	1.65	2.39	4.34
	电源侧 (GWh)	0.77	1.60	6.56	17.19	38.20	68.76
美国	累计装机量 (GW)	69.19	72.59	78.84	90.71	109.71	135.17
	累计装机量 (GWh)	138.38	149.23	169.23	207.23	268.03	349.50
	新增装机量 (GW)	1.50	3.40	6.25	11.88	19.00	25.46
	新增装机量 (GWh)	3.00	10.85	20.00	38.00	60.80	81.47
	储能/光伏装机量	72.35%	62.72%	59.15%	53.90%	50.26%	46.89%
	家庭户用 (GWh)		0.98	1.80	3.42	5.48	7.34
	电网侧 (GWh)		9.52	17.55	33.35	53.36	71.50
	社区、商业和工业 (CCI) (GWh)		0.35	0.65	1.23	1.96	2.63
欧洲	累计装机量 (GW)	44.77	45.89	47.64	55.14	68.64	88.64
	累计装机量 (GWh)	89.54	91.78	95.28	110.28	137.28	177.28
	新增装机量 (GW)	1.12	1.75	7.50	13.50	20.00	27.15
	新增装机量 (GWh)	2.24	3.50	15.00	27.00	40.00	54.30
	储能/光伏装机量	32.31%	25.64%	19.52%	16.51%	14.95%	14.55%
	家庭户用 (GWh)	1.07	1.70	9.00	20.00	32.00	44.80
	电网侧 (GWh)		1.50	2.00	2.50	3.00	4.00

	社区、商业和工业 (CCI) (GWh)	0.30	4.00	4.50	5.00	5.50	
<b>中美欧合计</b>	新增装机量 (GW)	4.13	7.60	20.09	39.34	67.81	106.34
	<b>新增装机量 (GWh)</b>	<b>8.00</b>	<b>19.10</b>	<b>47.02</b>	<b>91.85</b>	<b>157.59</b>	<b>245.41</b>
	累计装机量 (GW)	117.16	124.12	138.46	171.81	233.11	332.31
	累计装机量 (GWh)	234.32	252.16	287.68	367.52	512.12	743.23
<b>其他国家</b>	新增装机量 (GW)	1.37	5.32	6.70	13.11	22.60	35.45
	<b>新增装机量 (GWh)</b>	<b>2.80</b>	<b>6.27</b>	<b>15.67</b>	<b>30.62</b>	<b>52.53</b>	<b>81.80</b>
	累计装机量 (GW)	86.34	92.29	104.74	123.86	152.96	195.56
	累计装机量 (GWh)	172.68	180.21	207.38	250.00	315.53	411.64
<b>全球</b>	累计装机量 (GW)	203.50	216.42	243.21	295.66	386.07	527.86
	累计装机量 (GWh)	407.00	432.37	495.06	617.52	827.65	1154.86
	新增装机量 (GW)	5.50	12.92	26.79	52.45	90.41	141.79
	<b>新增装机量 (GWh)</b>	<b>10.80</b>	<b>25.37</b>	<b>62.69</b>	<b>122.46</b>	<b>210.13</b>	<b>327.22</b>
	储能/光伏累计装机量	26.8%	23.3%	20.8%	19.9%	20.4%	22.1%

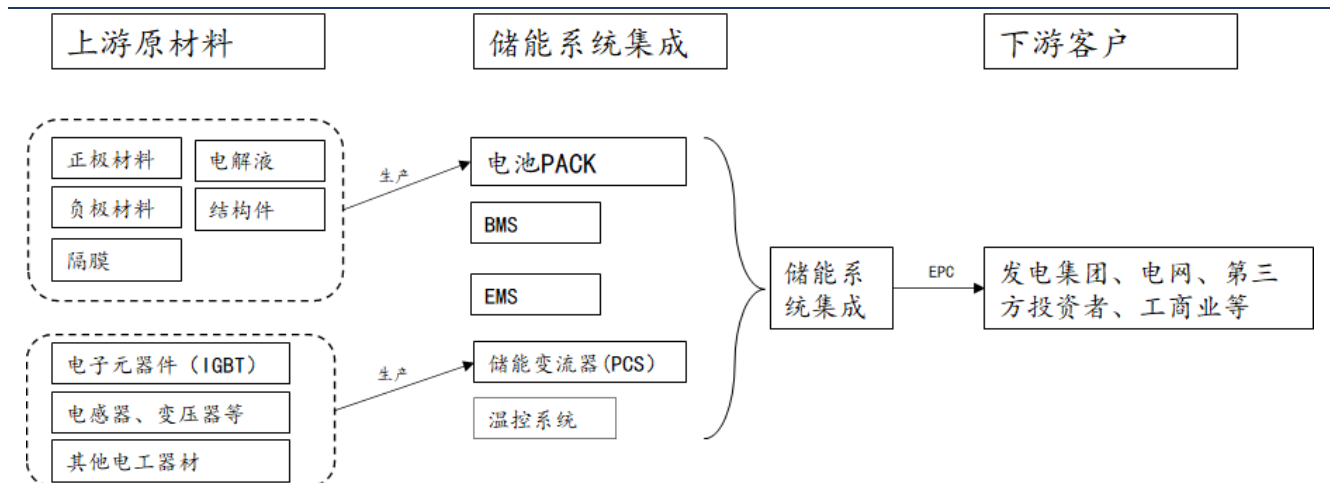
资料来源: 信达证券研发中心测算

## 五、看好储能产业链的集成商以及电池环节

### 5.1 储能产业链集中度较高，PCS 环节具有产业链整合趋势

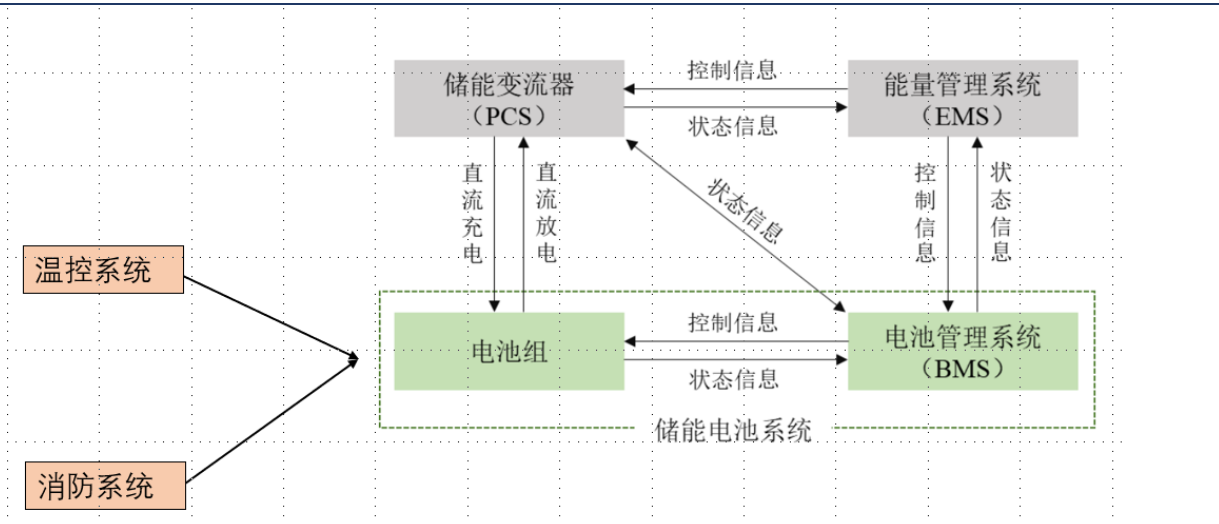
储能上游为电池产业、电气设备产业，下游主要为电力系统参与企业。储能的结构包括电池 PACK（电芯+PACK）、BMS、EMS、PCS、温控系统。上游原材料主要分为两大块，分别是电池系统原材料+储能变流器原材料：1）储能电池主要为磷酸铁锂和三元电池，具体可以分为正极、负极、隔膜、结构件；2）储能变流器作为电气设备，原材料为 IGBT、电感器、变压器等。下游方面主要为发电集团、电网公司、第三方投资者以及工商业等等。

图 57：储能上下游产业链



资料来源：信达证券研发中心

电池是储能的核心，PCS 是储能与电网的枢纽，能量管理系统是储能的“大脑”，温控系统、消防系统是储能的“保护伞”。储能运作的核心是充放电，电池是其中的核心。电池的充放电电流是直流电，而发电并网需要的电流是交流电，因此充电时需要将交流电转换成直流电，放电时需要将直流电转化成交流电，此时 PCS 起到 AC/DC 转换的作用。电池的充放电状态，电池温度状态等信息需要实时监控、评估、保护以及均衡控制，此时 BMS 起到监控管理作用。电池的能量需要调用到家用电器还是并网，光储一体机中光伏发电需要储能储存或是用于家用电器或是并网，这个调度过程需要有数据采集、监测、管控，EMS 起到控制的“大脑”的角色。

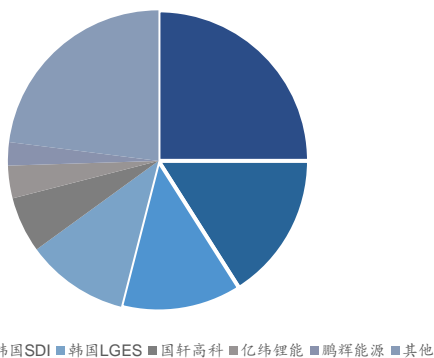
**图 58: 储能系统内部结构以及运作方式**


资料来源：派能科技招股说明书，信达证券研发中心

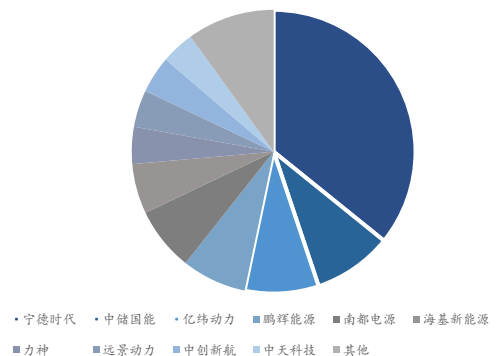
大储具有电气设备属性，行业存在先发优势。**家庭户储 VS 大储**：家庭户储下游直接对接个人消费者，消费者更加注重品牌、产品力、经济性，户储类似于家电产品，具有较强的消费属性；大储下游是运营商或发电企业或电网公司，企业更加注重受益、成本、安全性等问题。大储建设一般以招标形式进行，投标企业需要满足招标的性能、资质等要求。因此，从大储的商业模式、下游客户来看，与电力设备企业相似，具有电力设备企业的资质壁垒、技术壁垒、资金壁垒和市场壁垒。我们认为，新型电力系统的新增环节是大型储能，大储具有电力设备属性，行业存在先发优势。

● **电池环节：竞争格局集中，宁德时代龙头优势明显**

全球来看，2021年中国企业宁德时代以接近25%的市场份额排名第一，其次分别为比亚迪、韩国三星SDI、韩国LGES，以上四家企业储能锂离子电池出货量合计份额接近70%。中国来看，宁德龙头优势明显，份额约为25%，上市公司中亿纬、鹏辉、南都份额紧随其后，占比约为4-6%。

**图 59: 2021 年全球储能电池竞争格局**


资料来源：EVTank，信达证券研发中心

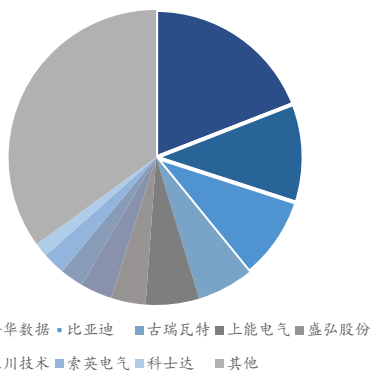
**图 60: 2021 年中国储能电池竞争格局**


资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

● **PCS 环节：市场集中度高，企业专注差异化市场**

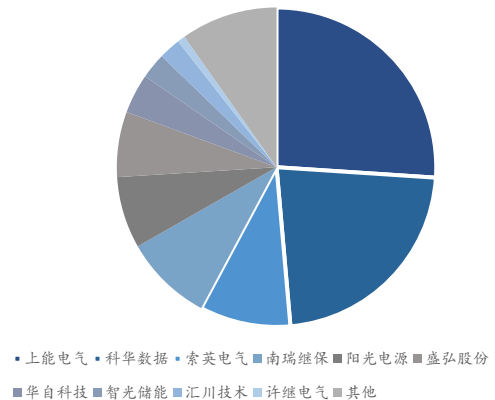
我国 PCS 企业的全球市场出货来看，阳光电源出货量稳居第一，约为 2.5GW，占比全球的 19%，科华数据（~11%）、比亚迪（~9%）、古瑞瓦特（~6%）、上能电气（~6%）位列其后，整体集中度较高，阳光电源为龙头企业。我国 PCS 企业的国内市场出货来看，上能电气、科华数据分别占比约 26%、22%，合计占比 48%。阳光电源出货量约 177MW，占比约为 7%。

图 61：2021 年全球 PCS 竞争格局



资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

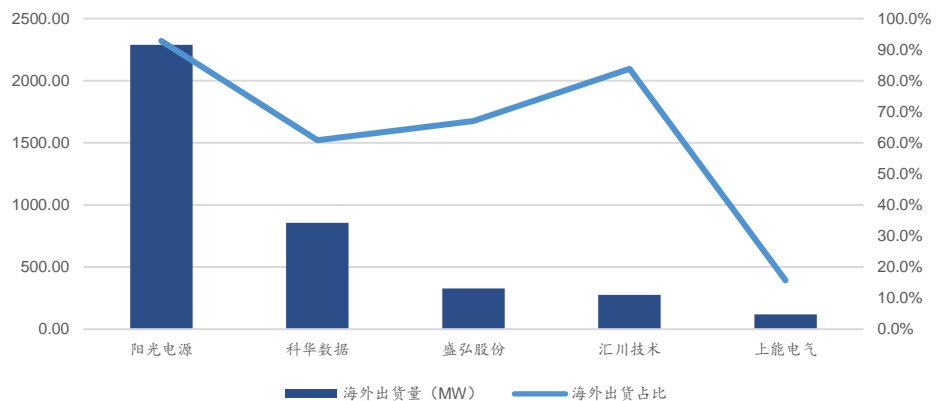
图 62：2021 年中国 PCS 竞争格局



资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

**PCS 环节的竞争格局呈现海内外差异化趋势。**阳光电源主打海外市场（主要为美国），2021 年海外出货占比 90%以上；上能电气主打国内市场，海外出货较少，占比约 16%，2021 科华数据海内外齐发力，盛弘股份、科华数据海内外齐发力，海外占比都占 60%左右。

图 63：各企业 2021 年海外 PCS 出货量（MW）以及海外出货占比



资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

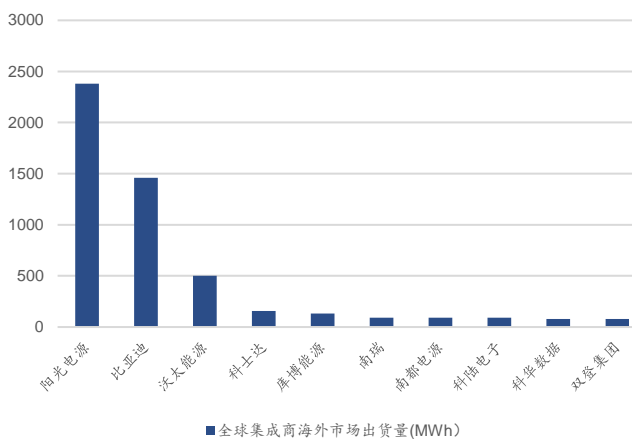
● **集成商环节：具有产业链整合趋势**

我国企业的海外市场出货来看，阳光电源行业领先，海外出货约 2.4GWh，比亚迪出货约 1.5GWh，沃太能源出货约 0.5GWh。国内市场出货来看，海博思创出货最高为 0.74GWh 左右，阳光电源出货 0.6GWh 左右。从集成商的参与企业可以看到，PCS、电池环节的企业逐步参与到集成环节中，其中 PCS 企业参与集成商较多：比如阳光电源、科士达、科陆电子、科华数据。

我们认为 PCS 逐步参与集成商企业，整合产业链的原因是：PCS 链接电池系统和电力系统，具备两种系统的 Know-How，并且 PCS 环节在整个大储系统的成本比例较低（上文中提及到 PCS 占储能电站成本的 4%左右），因此为了获取更高的价值量，并且利用自身 Know-How 的优势，PCS 企业更愿意参与到集成商环节中。

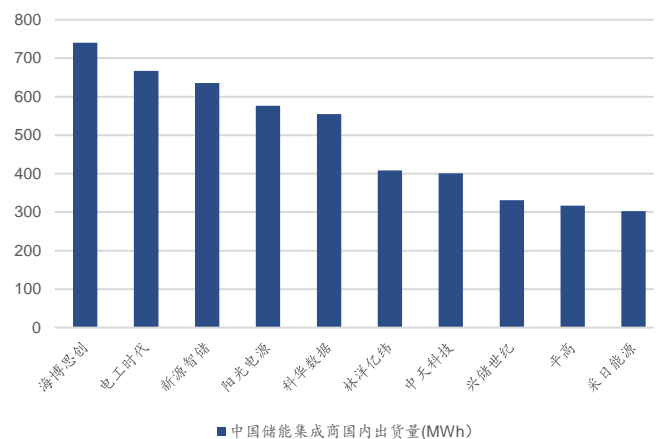
**电力设备企业布局集成商具有天然优势。**电力设备企业下游为国网南网、发电集团，具有客户基础。大储作为电力系统得新增环节，需要有电力相关技术的积淀，而电力设备企业具有电力相关“基因”因此我们认为转型较为顺畅，未来有望快速切入，并且具有较大竞争力。

图 64：2021 年全球集成商海外市场出货量(MWh)



资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

图 65：2021 年中国储能集成商国内出货量(MWh)



资料来源：《2022 储能产业研究白皮书》，信达证券研发中心

**5.2 独立储能壁垒更高，高压级联有望成为行业趋势**

**独立储能性能、规模要求更高，产业链价值提升。**电网的第一要则是保障电网安全，独立储能参与电力市场，需要提高量级来满足电网调度的要求，因此是储能应用中最具有大型化、规模化趋势的场景。独立储能的特点如下：1) 相比于户用储能、工业用储能、电源侧储能，独立大型储能对接电网，性能要求更高。独立储能的造价更高，产业链企业有望获得溢价。2) 独立储能直接对接电网，具有电网设备的行业特点，即接入电压等级越高，受到监管越严格，相应约束条件越多，因此壁垒越高；3) 独立储能一般以招标的形式确认供应商，招标中看重企业的历史业绩情况，从而企业具有先发优势，而且优势将不断扩大。

**表 13: 国家级接入电网标准以及电化学储能设计规范**

指标	要求
<b>国家级标准:《电化学储能系统接入电网技术规定》</b>	1、接入电网前, 电化学储能的储能载体、储能变流器等主要部件需要通过性能测试。 2、接入 10 (6) kV 及以上电压等级的电化学储能系统应在并网运行 6 个月以内向电网调度机构或者相关管理部门提供并网测试报告。 3、电化学储能接入电网的测试点应该为电化学储能系统并网点或公共连接点。 4、当电化学储能的储能载体、储能变流器等主要部件改变时, 电化学储能系统应重新进行接入电网测试。
<b>国家级标准:《电化学储能电站设计规范》</b>	1、电站接入电网的电压等级应根据电站容量及电网的具体情况确定。大、中型电化学储能电站宜采用 10kV 或更高电压等级。 2、电站接入电网公共连接点电能质量应符合现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB 12326、《电能质量 公用电网谐波》GB 14549 和《电能质量 三相电压不平衡》GB 15543 的规定, 向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。 3、电站有功、无功功率控制应满足应用需求, 动态响应速度应满足并网调度协议的要求。 4、电站的无功补偿装置配置应按照电力系统无功补偿就地平衡、便于调整电压和满足定位需求的原则配置。 5、电网异常时电站的响应能力应符合要求 6、并网运行模式下, 不参与系统无功调节时, 电站并网点处超前或滞后功率因数不应小于 0.95。 7、电站的接地形式应与原有电网的接地形式一致, 不应抬高接入电网点原有的过电压水平和影响原有电网的接地故障保护配合设置

资料来源:《电化学储能系统接入配电网测试规程》, 信达证券研发中心

**中高压级联技术具有性能优势。**中高压级联储能系统有望成为未来可行的升级方案, 其主要优势有: 1) 高单位面积能量密度。同样是液冷温控的情况下高压级联占地面积相比低压方案节省约 20%; 2) 高全功率动态响应。中高压级联方案提升响应时间 80%, 性能优势显著; 3) 电池利用率高。中高压直挂(级联)储能系统产品提升约 15%-20%; 4) PCS 效率更高, 提高约 1%。

**高压级联方案有望成为行业趋势, 独立储能壁垒进一步凸显。**独立储能具有大型化、规模化的趋势, 进而演变为高电压减少电能损失, 高压级联的性能优势将逐步凸显。我们认为随着储能行业的发展, 高压级联方案有望成为行业趋势, 而方案升级将进一步提升独立储能的壁垒, 优化行业格局, 头部电池企业以及具有先发优势及电力设备背景的集成商深度受益。

**表 14: 独立储能不同技术特点**

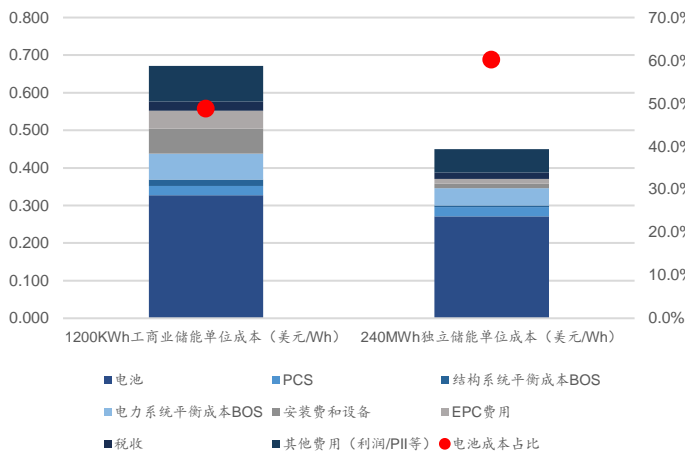
对标内容	中高压直挂(级联)储能系统	低压储能系统	中高压直挂(级联)储能系统相对于低压储能系统
<b>PCS 效率</b>	99.16%	98%	提升约 1%
<b>充放电循环效率</b>	90%	85%	提升约 6%
<b>电池利用率</b>	中高压直挂(级联)储能系统产品提升约 15%-20%		
<b>消防系统</b>	气体消防、水喷淋、淹没三级消防	气体消防	安全性更高
<b>并网电能质量</b>	THD≤0.6%	THD<3%	提升约 567%
<b>单机系统功率/容量</b>	最大 20MW/40MWh	最大 3MW/6MWh	提升约 95%
<b>全功率动态响应</b>	<3ms	>56ms	提升约 80%
<b>产品成本</b>	中高压直挂(级联)储能系统产品成本降低约 10%		
<b>占地面积</b>	中高压直挂(级联)储能系统采用液冷技术、低压储能系统采用风冷技术的情况下, 中高压直挂(级联)储能系统的占地面积节省约 48%; 中高压直挂(级联)储能系统、低压储能系统均采用液冷技术的情况下, 中高压直挂(级联)储能系统的占地面积节省约 20%。		

资料来源: 金盘科技公司公告, 信达证券研发中心整理

### 5.3 海外大储电池环节政策面承压，集成商企业安全边际更高

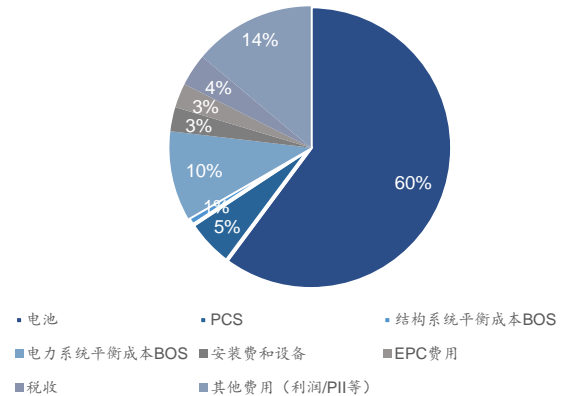
海外大储电池环节价值量最高，并且储能大型化带动电池环节价值占比上行。大储电池也是由单个电芯组成，规模化从技术方面并没有太多降本空间，因此储能项目规模越大，电池占比越高。以美国 2022 年 1200KWh 工商业储能单位成本与 240MWh 大型储能对比，工商业储能电池比例占比 49%，大型储能占比 60%。

图 66：2021 年全球集成商海外市场出货量(MWh)



资料来源：NREL，信达证券研发中心

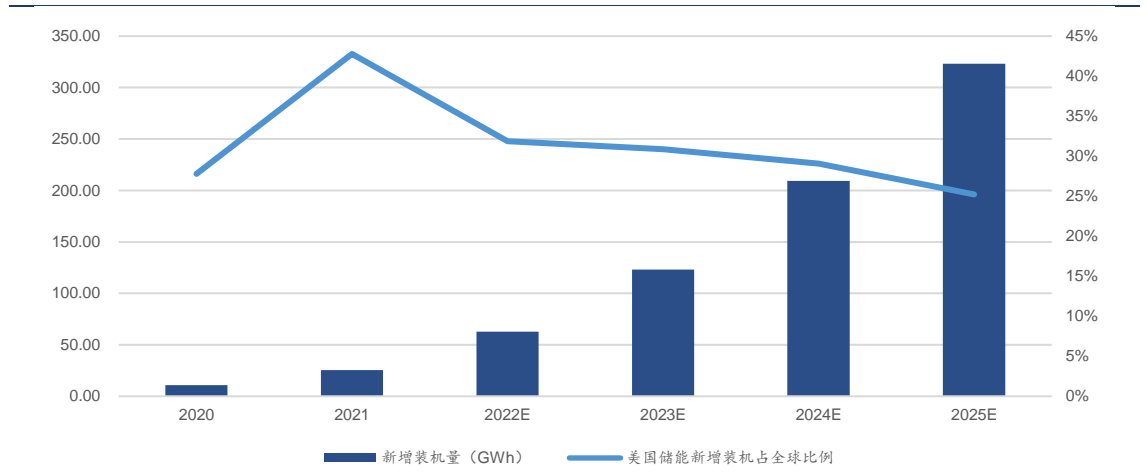
图 67：2021 年中国储能集成商国内出货量(MWh)



资料来源：NREL，信达证券研发中心预测

**美国 IRA 政策促进电池环节北美化，大储的电池环节政策面承压。**美国 IRA 政策将亚洲国家在电池与电池相关材料加工方面排除在税收减免的标准之外，电池环节利润受到影响。但我们认为电池环节近几年竞争格局仍较稳定：从新增装机规模来看，预计美国新增装机规模长期保持在全球新增装机的 25% 以上，而从 2021 年的全球电池出货来看，排名前列的电池企业都为中韩企业（比如宁德、比亚迪、SDI、LG）。因此政策短期对行业的竞争格局影响不大。

**集成商企业政策压力较小，安全边际较高。**集成商企业涉及环节多，政策压力较小，仍能享受税收减免补贴，因此我们认为美国大储市场快速增长，集成商具有更高的安全边际，将深度受益。

**图 68: 全球储能新增装机量(GWh)以及美国新增装机占比**


资料来源: 信达证券研发中心测算

## 六、投资建议

能源转型进入关键节点，新型储能可以有效解决新能源发电带来的电力系统问题，具有刚性需求。目前我国各种应用场景的储能经济性承压，但往明年看，国内储能具有实际利益推动作用的政策频频出台，商业模式逐渐完善，已启动项目或备案项目大幅增长，原材料成本压力有望降低等多方面因素共振，我们认为明年或为大储高增的关键节点，未来需求空间广阔。海外大储市场主要为美国、欧洲市场，美国补贴政策持续，欧洲商业模式完善，未来储能有望得到长足发展，全球储能行业扬帆起航，未来空间广阔。

国内大储市场：

- 推荐储能产业链价值量最高的电池环节头部企业：宁德时代、亿纬锂能、比亚迪，建议关注鹏辉能源、天能股份、国轩高科。
- 建议关注储能主要设备并有望整合产业链的 PCS 环节：上能电气、盛弘股份、科华数据、科陆电子（家电组标的）。
- 建议关注大储集成商企业：金盘科技、南网科技、四方股份、南都电源、思源电气

海外大储市场：

- 建议关注海外占比较高的集成商及 PCS 企业：阳光电源、科士达。

另外，建议关注受益储能行业高增的小而美赛道：

- 温控系统：高澜股份、同飞股份、三花智控（家电组标的）、英维克
- 消防系统：青鸟消防、国安达

**表 15: 海内外大储相关标的情况**

分类	主要市场	公司名称	市值	归母净利润 (亿元)			归母净利润同比增速			PE		
				2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
电池企业	国内&海外	宁德时代	9230	289.00	450.00	580.00	81%	56%	29%	32	21	16
		比亚迪	6343	153.2	296.6	372.0	403%	94%	25%	41	21	17
		亿纬锂能	1552	32.31	65.09	89.13	11%	101%	37%	48	24	17
		国轩高科	562	4.8	18.0	26.1	370%	275%	46%	117	31	21
		鹏辉能源	330	6.58	11.76	16.72	261%	79%	42%	50	28	20
		天能股份	375	19.8	24.8	31.6	45%	25%	28%	19	15	12
PCS	海外	阳光电源	1703	30.44	54.40	72.48	92%	79%	33%	56	31	23
		科士达	287	7.0	11.6	15.3	88%	66%	32%	41	25	19
	国内&海外	科陆电子	132	-0.76	4.50	7.82	-89%	692%	74%	-174	29	17
		盛弘股份	113	1.7	2.8	3.9	50%	65%	41%	66	40	29
		科华数据	221	4.89	6.55	8.36	11%	34%	28%	45	34	26
	国内	上能电气	134	1.1	3.5	5.9	90%	213%	69%	120	38	23
EPC/集成商	国内	金盘科技	164	2.91	4.89	7.50	24%	68%	53%	56	34	22
		南网科技	327	2.1	4.5	6.8	47%	113%	50%	155	73	48
		思源电气	302	11.79	15.47	19.41	-2%	31%	25%	26	19	16
		四方股份	126	5.7	7.1	8.5	26%	23%	21%	22	18	15
		南都电源	182	6.96	9.61	15.36	-151%	38%	60%	26	19	12
温控系统		高澜股份	35	0.7	1.2	1.5	13%	66%	28%	48	29	23
		同飞股份	96	1.53	2.59	3.87	28%	69%	49%	63	37	25
		三花智控	751	23.0	28.9	35.7	36%	26%	23%	33	26	21
		英维克	141	2.38	3.35	4.51	16%	41%	35%	59	42	31
消防系统		青鸟消防	177	7.3	9.2	12.0	37%	27%	30%	24	19	15
		国安达	39	1.11	2.27	3.57	318%	105%	57%	35	17	11

资料来源: 宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、阳光电源、科士达、科陆电子、三花智控、青鸟消防为信达证券研究开发中心预测, 其他公司为 Wind 一致预期, 股价采用 2022 年 11 月 28 日收盘价

## 七、风险因素

政策落地不及预期、疫情反复影响新能源建设进度、原材料价格上涨带来成本上升、行业竞争加剧等

## 研究团队简介

武浩，电力设备新能源首席分析师，中央财经大学金融硕士，6年新能源行业研究经验，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。研究聚焦细分行业及个股挖掘，公众号：电新之瞻。

张鹏，新能源与电力设备行业分析师，中南大学电池专业硕士，曾任财信证券资管投资部投资经理助理，2022年加入信达证券研发中心，负责新能源车行业研究。

黄楷，电力设备新能源行业分析师，墨尔本大学工学硕士，2年行业研究经验，2022年7月加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

胡隽颖，新能源与电力设备行业研究助理，中国人民大学金融工程硕士，武汉大学金融工程学士，曾任兴业证券机械军工团队研究助理，2022年加入信达证券研发中心，负责风电设备行业研究。

曾一赞，新能源与电力设备行业研究助理，悉尼大学经济分析硕士，中山大学金融学学士，2022年加入信达证券研发中心，负责新型电力系统和电力设备行业研究。

陈玟洁，团队成员，上海财经大学会计硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责锂电材料行业研究。

孙然，团队成员，山东大学金融硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责新能源车行业研究。

**机构销售联系人**

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	sunrong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com

## 分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

## 免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券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。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，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做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

## 评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	<b>买入</b> ：股价相对强于基准 20% 以上；	<b>看好</b> ：行业指数超越基准；
	<b>增持</b> ：股价相对强于基准 5%~20%；	<b>中性</b> ：行业指数与基准基本持平；
	<b>持有</b> ：股价相对基准波动在±5%之间；	<b>看淡</b> ：行业指数弱于基准。
	<b>卖出</b> ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

## 风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。