

2023年05月18日

内驱外需共同推进，国内储能迈入高景气赛道

电力设备与新能源

报告摘要：

►需求扩大和政策支持双驱动，储能步入快车道

从需求端来看，新能源发电具有不稳定特征，大规模接入给电力系统带来挑战，推动储能的需求更加明确。从政策端来看，国家&地方政策对于储能建设的支持力度不断加大，风光配储目标下，储能规模有望持续增长。

►上下游环境预期改善，储能安装条件向好

光伏&电池端成本下行有望加速储能的建设进程。1) 在硅料等环节产能持续释放的背景下，光伏产业链目前进入降价阶段，多晶硅、硅片、电池片和组件价格均有不同程度下降，将促进光伏建设成本优化，进一步推动储能需求释放。2) 碳酸锂价格回归合理区间，带来电芯核心环节的成本下行。储能上下游环境改善，安装条件向好发展。

►电力市场化环境优化，助力储能经济性提升

国内电力市场持续优化，为储能提供更好盈利机制。国家层面推动全国电力现货市场建设，为储能项目创造更为灵活的市场环境；地方层面辅助，山东省等作为储能发展先驱，为储能提供多方面盈利来源。

分时电价逐步落实，峰谷价差拉大为储能经济性提升提供可靠支撑。根据 CNESA 对一般工商 10kV 电价变化和各地电网代购电最大峰谷电价差平均值统计，0.7 元/kWh 是用户侧储能实现经济性的门槛价差，2022 年统计的 31 个省/市/地区的总体平均价差约为 0.7 元/kWh，其中有 16 个省/市/地区超过平均值，广东省（珠三角五市）最高价差可达 1.259 元/kWh。

►行业快速发展，储能景气度上行

储能装机规模快速提升，新型储能为发展主力。根据 CNESA，截至 2022 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模为 59.8GW，同比增长 38%；其中新型储能累计装机量 13.1GW。2022 年新型储能累计装机量大幅提高，2022 在所有储能累计装机量中占比为 22%，同比显著提升 10pct。

国内储能装机量未来将保持快速增长。根据 CNESA 对未来储能市场装机量预测：保守场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 97W，2023-2027 年 CAGR 为 49%；理想场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 138.4GW，2023-2027 年 CAGR 为 60%。

►投资建议

多因素共同推动国内储能行业进入快速发展时期：1) 新能源发展需求扩大；2) 政策端持续激励，包括配储要求明确、电力市场更为灵活等；3) 成本端压力释放；4) 商业模式的不断开拓，预计国内储能规模有望保持快速增长。

持续看好国内电网侧大储以及工商业储能机会，具体包括：1) 储能变流器相关；2) 储能系统集成；3) 高压级联；4) 电池等环节机会。

评级及分析师信息

行业评级：推荐

行业走势图



分析师：杨睿

邮箱：yangrui2@hx168.com.cn

SAC NO: S1120520050003

联系电话：010-5977 5338

分析师：李唯嘉

邮箱：liwj1@hx168.com.cn

SAC NO: S1120520070008

联系电话：010-5977 5349

受益标的：科华数据、阳光电源、科士达、盛弘股份、智光电气、金盘科技、德业股份、上能电气、锦浪科技、宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、国轩高科、派能科技、同力日升等。

► **风险提示**

政策变动风险；新技术及新产品应用进度不达预期风险；原材料价格大幅变动风险；新能源装机、限电改善不达预期风险；产能扩张不达预期风险；配置需求不及预期等。

正文目录

1. 国内新能源消纳需求与政策鼓励并存	4
1.1. 新型能源格局下，储能在电力系统中发挥重要作用	4
1.2. 政策持续鼓励，新能源配储需求明确	4
2. 上下游环境预期改善，安装条件向好	7
2.1. 光伏产业链价格下行，新能源配储成本条件改善	7
2.2. 电池产能扩张，成本有望下探	8
3. 电力市场化环境优化，助力储能经济性提升	9
3.1. 电力市场化进程持续推进，丰富储能市场运营模式	9
3.2. 电价机制趋于灵活，峰谷价差创造收益空间	12
4. 行业快速发展，储能景气度上行	13
4.1. 招标量增长显著，行业迈入快速发展期	13
4.2. 新商业模式显现，独立储能愈发重要	15
4.3. 预计国内储能进入快速发展期	16
5. 投资建议	16
6. 风险提示	17

图表目录

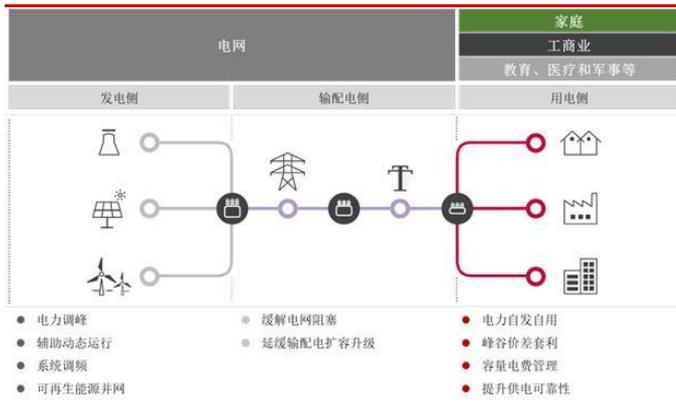
图 1 储能在电力系统中的主要功能	4
图 2 储能在电力系统中的应用	4
图 3 2022 年以来多晶硅和硅片价格变化情况	8
图 4 2022 年以来电池片和组件价格变化情况	8
图 5 碳酸锂、磷酸铁锂正极、方形储能电芯价格走势	9
图 6 22Q3-23H1 国内储能 280Ah 产品产能释放规模	9
图 7 2023 年 3 月和 2022 年各地全年平均最大峰谷电价差（元/kWh）	13
图 8 2022 年中国储能市场累计装机规模结构	14
图 9 中国新型储能累计装机量情况	14
图 10 2022-2023 年储能市场中标情况	14
图 11 2022 年独立储能项目进展（GWh）	15
图 12 2022 年已招标的储能项目应用领域	15
图 13 2022 年以来 2 小时储能系统平均报价	16
图 14 2023-2027 年中国新型储能累计装机量预测（MW）	16
表 1 储能相关政策及指导意见持续推出	5
表 2 部分地区新能源配储政策情况	6
表 3 “十四五”期间部分地区新型储能发展目标	7
表 4 国内辅助服务市场相关政策	11
表 5 各地方峰谷电价政策陆续出台	12

1.国内新能源消纳需求与政策鼓励并存

1.1.新型能源格局下，储能能在电力系统中发挥重要作用

储能即能量的存储；电储能是实现电力存储且包含电能与其他能量形式单向或双向转换的技术。电力系统是储能领域的主要的应用场景，储能可提供调频、备用、黑启动、调峰、需求响应、峰谷放冲等多种服务；此外，储能在通信、数据中心、轨道交通等其他应用领域也具备增长空间。

图 1 储能在电力系统中的主要功能



资料来源：派能科技招股书，华西证券研究所

图 2 储能在电力系统中的应用

应用场景	主要用途	具体说明
电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功放。
辅助服务	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要，储能（特别是电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
	集中式可再生能源发电出力	通过在风、光伏电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
电网侧	减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
	缓解电网阻塞	将储能系统安装在电路上游，当发生线路阻塞时可以将无法传输的电能储存在储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
用户侧	延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统中，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。
	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏发电力，提高自发自用率，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
	提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：派能科技招股书，华西证券研究所

新能源具备随机性、间歇性、波动性等特点，大规模新能源接入对电力系统带来挑战。储能配置将助力新能源消纳，并利于保障电网的稳定运行，我们预计未来随着新能源应用规模加大，储能将迎来高速发展。

新能源应用规模加大，新生态下电力系统对储能配备需求加大，储能在新能源比例提升的新型电力系统中可发挥多重作用：

- 发电侧：新能源发电侧配储能可以对新能源的波动性、间歇性等进行平滑，提升新能源的电网友好性，推动新能源的高质量发展。
- 电网侧：可提供调峰、调频、调压等功能，提升电网的新能源消纳能力，利于电网的稳定运行；
- 用户侧：随着峰谷电价差的拉大及分时电价政策的不断完善，分布式电站、充电桩、微电网等应用衍生出新型生态系统，将打开市场储能配置需求，以实现降低综合用电成本、促进电能优化配置利用、提高电力自发自用率、支撑微电网稳定运行等功能。

1.2.政策持续鼓励，新能源配储需求明确

政策密集发布，全国性政策指引储能行业健康发展。随着光伏、风电装机规模的持续扩大，储能需求有望明显提升。在相关政策的支持下，储能有望开启加速发展阶段。

表 1 储能相关政策及指导意见持续推出

时间	政策名称	具体内容
2022/1	《关于印发能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见的通知》	电网企业要做好新能源、分布式能源、新型储能、微电网和增量配电网等项目接入电网及电网互联服务，为相关项目开展接入系统设计提供必要的信息，明确配变可开发容量等信息查询流程及办理时限。文件还指出，要推动建立以风光水火储为核心的能源多品种协同开发促进机制，支持分布式发电参与市场交易。
2022/1	《2022 年能源监管工作要点》	深化电力市场机制建设。进一步完善辅助服务市场机制，抓紧修订“两个细则”，规范和丰富调频、备用、爬坡、转动惯量等辅助服务交易品种。建立用户参与的辅助服务分担共享机制，全面推动高载能工业负荷、工商业可调节负荷、新型储能、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与提供辅助服务。推进区域辅助服务市场建设，启动南方区域备用市场、川渝一体化调峰市场试运行。
2022/2	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	在健全适应新型电力系统的市场机制方面，提出建立全国统一电力市场体系，加快电力辅助服务市场建设，推动重点区域电力现货市场试点运行，支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体独立参与电力交易。
2022/3	《“十四五”新型储能发展实施方案》	深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量规模化发展。
2022/5	《国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》	将业主（项目法人）列为电化学储能电站安全运行的责任主体，要将纳入备案管理的接入 10 千伏及以上电压等级公用电网的电化学储能电站安全管理纳入企业安全管理体系，并从电化学储能电站规划设计安全管理、设备选型、施工验收、并网验收、运行维护安全管理、应急消防处置能力提出明确要求。
2022/5	《财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见》	鼓励有条件的地区先行先试，因地制宜发展新型储能、抽水蓄能等，加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的电力发展机制。
2022/5	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	鼓励新型储能自主选择参与电力市场，坚持以市场化方式形成价格，持续完善调度运行机制。新型储能可作为独立储能参与电力市场，推动参与调峰和其他辅助服务。用户侧适度加大峰谷价差，电网侧建立储能价格机制。
2023/4	《2023 年能源工作指导意见》	加快攻关新型储能关键技术和绿氢制储运用技术，推动储能、氢能规模化应用。加快培育能源新模式新业态。稳步推进有条件的工业园区、城市小区、大型公共服务区，建设以可再生能源为主的综合能源站和终端储能。

资料来源：政府公告，华西证券研究所

多地要求或鼓励风光配储，分布式配储趋势初现。截至 2023 年 1 月，已有 20 多个省份发布新能源配储政策。从配储要求上看，储能配置比例一般为 10% 及以上，个别达到 20%；配储时长多为 2 小时，个别达到 4 小时。在配储政策上，也出现了分布式光伏配储趋势，浙江诸暨、山东枣庄等地已提出分布式光伏配储。

我们认为，随着多地新能源配储政策的推进，未来新能源装机增加的同时将促进储能规模的建设，为储能市场的发展提供可观增量空间，电网侧、电源侧储能等环节将共同推进国内储能市场规模扩大，预计行业将进入高景气发展阶段。

表 2 部分地区新能源配储政策情况

省市	时间	政策	内容
浙江 诸暨	2022/12	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》 (修订稿)	实施整市推进分布式光伏规模化开发四大工程，分布式光伏开发的同时，按不低于光伏装机容量 10% 的要求总体配套建设光伏储能设施容量。
浙江 永康	2022/9	《永康市整市屋顶分布式光伏开发试点实施方案》	积极推进用户侧储能建设。鼓励非户用分布式光伏电站按照发电装机容量 10% 建设储能设施。
广东 肇庆	2022/7	《肇庆市促进光伏项目发展若干措施(征求意见稿)》	鼓励各地引导光伏企业按照不少于装机容量 10% 的能力配备储能装置。
内蒙 古	2022/3	《关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见》	新建市场化并网新能源项目，配建储能规模原则上不低于新能源项目装机容量的 15%，储能时长 4 小时以上；新建保障性并网新能源项目，配建储能规模原则上不低于新能源项目装机容量的 15%，储能时长 2 小时以上。
青海	2021/1	《支持储能产业发展的若干措施(试行)》	(1) 新建新能源项目，储能容量原则上不低于新能源项目装机容量的 10%，储能时长 2 小时以上。对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持。(2) 对“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中自发自储设施所发售的省内电网电量，给予每千瓦时 0.10 元运营补贴。
甘肃	2022/3	《嘉峪关市“十四五”第一批光伏发电项目竞争性配置公告》	五个项目 1GW 竞争性配置，申报项目储能规模不低于项目 20%，时长 2 小时以上。
宁夏	2021/7	《关于加快促进储能健康有序发展的通知》	新能源项目储能配置比例不低于 10%、连续储能时长 2 小时以上。
辽宁	2022/5	《辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案》	优先鼓励承诺按照建设光伏功率 15% 的挂钩比例(时长 3 小时以上)配套安全高效储能(含储热)设施，并按照共享储能方式建设。
山东 枣庄	2022/2	《推进整区(市)屋顶分布式光伏发电试点工作实施方案的通知》	原则上整区(市)屋顶分布式光伏按照不低于装机容量的 15%、充放电时长 2 小时配置储能设施，或者租赁同等容量的共享储能设施，当电网消纳能力不足时，应提高储能配置比例及充放电时长，确保分布式光伏满足 95% 利用率要求。
河南	2021/6	《关于 2021 年风电、光伏发电项目有关事项的通知》	根据地区不同，需要配 10%~20%*2h 的储能。
河北	2022/3	《屋顶分布式光伏建设指导规范(试行)》	配套储能装置优先选用电化学储能。储能装置应满足 10 年(5000 次循环)以上工作寿命，系统容量 10 年衰减率不超过 20%。
江苏	2021/9	《关于我省 2021 年光伏发电项目市场化并网有关事项的通知》	2021 年我省长江以南地区新建光伏发电项目原则上按照功率 8% 及以上比例配建调峰能力，时长 2 小时，长江以北地区原则上按照功率 10% 及以上比例配建调峰能力。

资料来源：政府公告，华西证券研究所

各地方“十四五”积极规划储能产业发展，具有可观发展规模。我国已有 20 余个省份/自治区发布了“十四五”期间的新型储能发展规划目标，到 2025 年新型储能装机目标规模超 57GW。同时，根据 CNESA，2022 年陕西、山东、浙江、河北、四川成都、安徽、广西、湖南、青海、河南等十省市布局新型储能示范项目达 216 个，规模合计 22.2GW/53.8GWh。

表 3 “十四五”期间部分地区新型储能发展目标

省份	到 2025 年新型储能发展目标 (GW)	政策文件
贵州	1	《贵州省能源领域碳达峰实施方案》
山东	5	《山东省新型储能工程发展行动方案》《山东省碳达峰实施方案》
青海	6	《青海省碳达峰实施方案》
吉林	0.25	《吉林省碳达峰实施方案》
四川	2	《四川省电源电网发展规划（2022-2025 年）》
宁夏	5	《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》
内蒙古	5	《内蒙古自治区碳达峰实施方案》
山西	6	《“十四五”新型储能发展实施方案》
北京	0.7	《北京市碳达峰实施方案》
湖南	2	《湖南省电力支撑能力提升行动方案（2022-2025 年）》
江西	1	《江西省碳达峰实施方案》
福建	0.6	《福建省推进绿色经济发展行动计划（2022-2025）》
天津	0.5	《天津市碳达峰实施方案》
广西	2	《广西能源发展“十四五”规划》《广西可再生能源发展“十四五”规划》
安徽	3	《安徽省新型储能发展规划（2022-2025 年）》《安徽省能源发展“十四五”规划》
河南	2.2	《河南省“十四五”新型储能实施方案》
江苏	2.6	《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》
辽宁	1	《辽宁省“十四五”能源发展规划》
河北	4	《河北省“十四五”新型储能发展规划》
广东	3	《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》
甘肃	6（储能）	《甘肃省“十四五”能源发展规划》
浙江	3	《浙江省“十四五”新型储能发展规划》
湖北	2	《湖北省应对气候变化“十四五”规划》
云南	5（储能）	《云南省应对气候变化规划（2021—2025 年）》

资料来源：储能与电力市场，政府公告，华西证券研究所

2. 上下游环境预期改善，安装条件向好

2023 年储能市场环境预期向好，包括光伏产业链价格下行、电芯成本下降、峰谷电价差扩大等多重有利因素。在上下游产业环境边际改善以及政策推动下，预计储能项目的安装条件向好、整体成本和盈利优化将打开国内的大储市场空间。

2.1. 光伏产业链价格下行，新能源配储成本条件改善

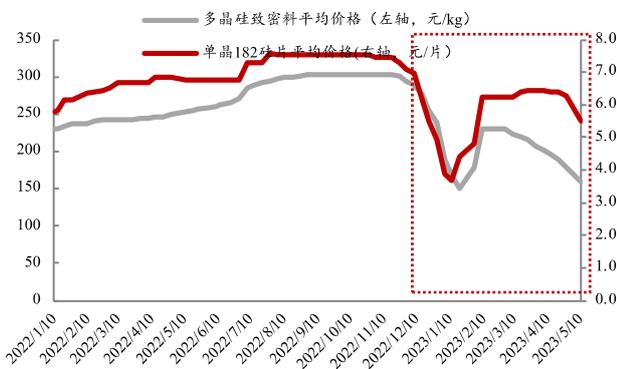
前期光伏终端成本维持高位。2021 年以来，多晶硅价格整体趋势上行，2022 年最高突破 300 元/kg。随着上游价格上涨，组件价格也随之向上，根据 Pvinfolink 数据，2022 年 12 月初，182mm 单玻/双玻单晶 PERC 组件价格分别高达 1.96、1.97 元/W。在组件成本高企的背景下，我们认为，地面电站受 IRR 下行影响，建设需求和配储条件均受到一定压制。

光伏产业链价格开启下行周期。在硅料等环节产能持续释放的背景下，光伏产业链价格出现下跌。根据 Pvinfolink 数据，2023 年 5 月 10 日，多晶硅成交价 160

元/kg，同时，硅片、电池片和组件价格也相较于2022年12月初同步下降，182mm单玻/双玻单晶 PERC 组件价格分别下调至 1.68、1.70 元/W。根据我们的测算，硅料含税价格每下降 100 元/kg，全部传导后组件成本下降约 0.2 元/W 以上；在硅料价格大幅下降的背景下，假设硅料价格从 30 万元回到 2021 年 2 月 10 万元/吨的水平且全部传导至组件，将带来组件成本约 0.4 元的释放。我们认为，随着上游成本下降及各环节产能持续释放，组件价格将较 22 年出现明显下降。

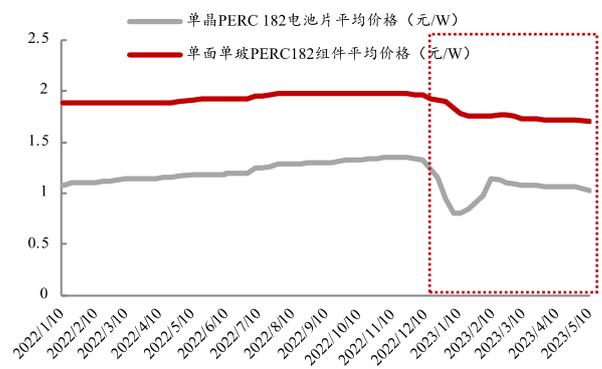
组件价格下降预计将带来光储项目成本压力释放和需求提升。从装机量上看，2022 年组件价格高位造成光伏项目 IRR 不足，新能源配储增加成本进一步压制项目收益率水平。未来光伏组件价格下降带来光伏建设成本下行，在风光大基地需求支撑下，地面电站规模有望大幅释放，驱动配储项目推进。从成本和利润上看，先前组件价格高位导致配套储能成本被迫压缩，未来随着组件价格下行，成本空间有望转移至储能端，推动配储需求释放。

图 3 2022 年以来多晶硅和硅片价格变化情况



资料来源：PV InfoLink，华西证券研究所
注：截至 2023 年 5 月 10 日

图 4 2022 年以来电池片和组件价格变化情况



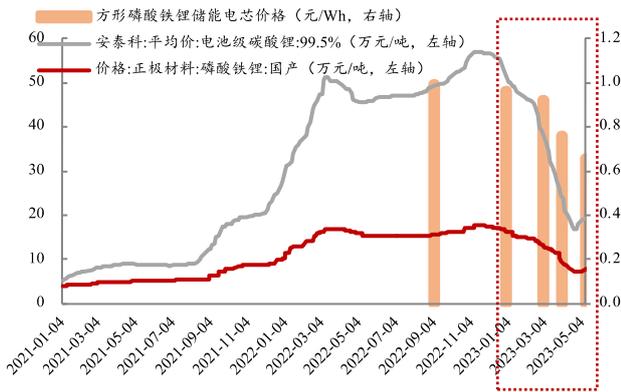
资料来源：PV InfoLink，华西证券研究所
注：截至 2023 年 5 月 10 日

2.2. 电池产能扩张，成本有望下探

储能电芯进入扩产周期，供需格局有望改善。根据高工锂电不完全统计：以主流 280Ah 大储电芯为例，2022 年储能电池相关扩产项目（部分涉及动力储能一体化产能）已达 26 个，投资额合计超过 3000 亿元，产能合计达 820GWh；截止 2022 年 Q3，纯 280Ah 独立线（特指专线专供 280Ah 储能电池，不含动储共线企业）产能合计约 34GWh，280Ah 动储共线产能保守估计超过 50GWh，合计超过 84GWh；2023 年 H1 新建 280Ah 专线的释放的产能约 80GWh。

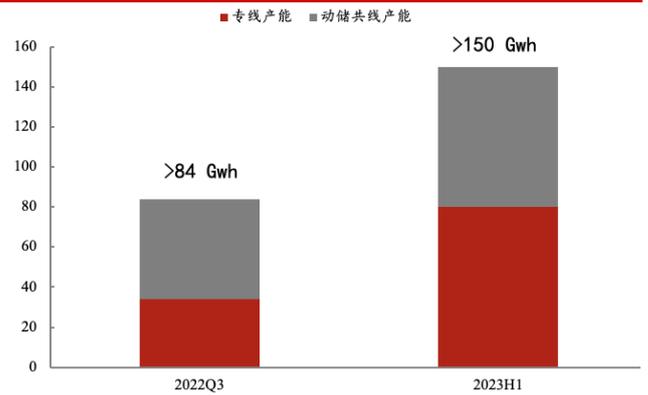
原材料价格松动下成本压力缓解。前期锂价高企下电池价格上调，根据 Wind 数据，碳酸锂价格 2022 年初以来上涨明显，2022 年最高价相较于 2022 年年初上涨 105%；碳酸锂价格高企下，电芯价格也出现明显上涨，2022 年底国产磷酸铁锂方形电芯价格较年初上涨 30%。2023 年碳酸锂价格已明显下跌，截至 2023 年 5 月 8 日，电池级碳酸锂（99.5%）平均价约为 19 万元/吨，同时磷酸铁锂正极和电芯价格也持续下跌，根据鑫椏资讯，截至 2023 年 5 月 9 日，方形磷酸铁锂储能电芯价格 0.66 元/wh，相较于 2 月 15 日价格 0.92 元/wh 下降约 28.3%。按照单 GWh 电池碳酸锂需求量为 600 吨粗略计算，碳酸锂单吨价格每下降 10 万元，电芯成本将下降约 0.06 元/Wh，2023 年在电池扩产以及原材料价格的下行背景下，储能端的成本压力持续缓解，有望带来相关项目的盈利改善以及装机规模释放。

图 5 碳酸锂、磷酸铁锂正极、方形储能电芯价格走势



资料来源：Wind，鑫椏锂电，华西证券研究所

图 6 22Q3-23H1 国内储能 280Ah 产品产能释放规模



资料来源：高工锂电，华西证券研究所

3. 电力市场化环境优化，助力储能经济性提升

3.1. 电力市场化进程持续推进，丰富储能市场运营模式

我国电力市场不断优化，政策趋势上鼓励储能通过市场化方式盈利，为储能积极创设市场化盈利机制。我们预计，储能项目在电力市场中的参与度将在政策和市场环境优化的支持下快速提高，盈利能力有望增强。

1. 国家层面：

全国电力现货市场建设提速，为储能项目创造更为灵活的市场环境。2022 年 11 月，国家能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监督办法（征求意见稿）》。具体内容包括：

1) 近期主要任务：

- ✓ 按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。
- ✓ 加强中长期市场与现货市场的衔接。
- ✓ 做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动与辅助服务联合出清，加快辅助服务费用向用户侧合理疏导。
- ✓ 稳妥有序推动新能源参与电力市场，并与现有新能源保障性政策做好衔接。
- ✓ 推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。
- ✓ 各地按照国家要求，结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制。

2) 中远期主要任务：

- ✓ 进一步完善现货市场机制。扩大新兴市场主体参与交易的范围，缩短日内/实时现货市场交易周期。
- ✓ 健全中长期市场。推进优先发电计划全面放开，通过政府授权合约等机制实现平稳过渡；进一步完善中长期与现货市场的衔接；探索输电权、电力期货和衍生品等交易。
- ✓ 健全电力辅助服务市场。结合各地电力系统运行需要，建立健全无功服务、黑启动的市场化采购机制，探索爬坡等新型辅助服务交易品种，推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济。
- ✓ 推动省/区域市场逐步融合，向全国统一电力市场体系过渡。

我们认为，现货市场两项政策涵盖现货市场与辅助服务市场衔接、推动新能源和新兴主体参与、容量补偿等多项要求，将有利于储能商业模式的丰富和储能盈利性的打通。

鼓励储能参与电力市场，在电网侧建立储能价格机制，将为储能提供更为完善的电力市场。2022年6月，国家发改委和能源局颁布的《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》提出：

- 1) 新型储能可作为独立储能参与电力市场；
- 2) 鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场；
- 3) 加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰；
- 4) 充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务等多项措施。

整体而言，政策层面鼓励独立储能的建设，并鼓励独立储能参与电力市场交易、参与辅助服务；提出了在电网侧充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加、研究建立容量电价机制、探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收，有利于独立储能经济性的增强。

2.地方层面：

山东作为中国电力市场改革先驱，有望率先形成现货交易+容量租赁+容量补偿+辅助服务的商业模式。山东发改委和能源局于2022年9月发布的《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》提出依托现货市场，推动新型储能市场化发展。包括4项措施：

- 1) 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；
- 2) 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；
- 3) 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；
- 4) 支持参与调频、爬坡、黑启动等辅助服务，获得辅助服务收益。

其它各地方也推出类似的多种支持政策，山东模式有望在更大范围推广。支持独立储能发展的电力市场正处在快速建设的过程中，2022年内各地提出了多类政策，包括：1) 山西、湖北、江西建立调频市场；2) 浙江、甘肃、西北地区、南方区域等进行全面的电力辅助服务市场建设；3) 浙江金华婺城区、诸暨市、内蒙古等给予容量补偿等。

表 4 国内辅助服务市场相关政策

地区	时间	政策文件	内容
山西	2022/5	《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》	新型储能市场主体需增加申报储能电站电量上下限，以确保储能电站在电量达到上限时系统不再下达充电指令、达到下限时系统不再下达放电指令。报价单位为元/MW，报价范围为 5.0-10.0 元/MW，报价最小单位为 0.1 元/MW。
湖北	2022/6	《湖北电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	湖北调频辅助服务市场所有补偿费用减去所有调频违约金为分摊/分享费用。分摊/分享费用由所有调频辅助服务费用缴纳者按照月度电量（含上网电量、用电量）比例分摊/分享。
江西	2022/6	《江西电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	中标的调频资源容量补偿按日统计，按月结算。调频容量补偿价格市场初期暂定为日前 3 元/MW，日内 15 元/MW。
浙江	2022/9	《2022 年浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务结算试运行方案（征求意见稿）》	"旋转备用"市场准入技术要求：参与主体应确保具备至少 1 小时的备用持续响应,容量 5 兆瓦以上调节能力。"削峰调峰"市场准入技术要求:参与主体应确保具备时长 1 小时以上,容量 5 兆瓦以上负荷削减能力。"填谷调峰"市场准入技术要求:参与主体应确保具备时长 1 小时以上,容量 5 兆瓦以上负荷调增能力。
甘肃	2022/9	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿）	建立“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的电力辅助服务分担共享机制。电网侧独立储能按其额定容量参与调峰容量市场，共享储能租赁后剩余容量，在满足独立运行条件下，可参与调峰容量市场，补偿标准上限 300 元/MW·日。
西北区域	2022/12	《西北区域电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》	调峰容量交易：新型储能不分档申报，申报容量上限为额定容量，申报价格区间为(0, 100]元/(MW·日)。顶峰容量交易：新型储能不分档申报，申报容量上限为其最大调节能力，申报价格区间为(0, 100]元/(MW·日)。
南方区域	2022/6	《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	鼓励发电企业、售电企业、电力用户、储能企业或其他市场主体投资建设储能设施，促进新型储能为电力系统运行提供调频、调峰、调压、黑启动等辅助服务。
浙江金华婺城区	2022/2	《加快推动婺城区新型储能发展的实施意见（征求意见稿）》	支持引导新型储能通过市场方式实现全生命周期运营。过渡期间，对于接受统一调度的调峰项目(年利用小时数不低于 600 小时)给予容量补偿,补偿标准逐年退坡,补贴期暂定 3 年(按 200 元、180 元、170 元/千瓦·年退坡),按照省级补偿的标准享受省级补偿。
浙江诸暨市	2022/6	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	“十四五”期间，为提高光伏发电电网消纳能力，在我市建设新型储能设施的，市财政按每千瓦时 200 元给予储能设施投资单位一次性补贴。允许新型储能设施投资企业按市场化运营方式向光伏投资企业租售储能容量，租售的储能容量可计算在光伏投资企业光伏装机容量 10% 的总体配套储能容量中。
内蒙古	2022/12	《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区支持新型储能发展若干政策（2022—2025 年）的通知》	建立市场化补偿机制，纳入自治区示范项目的独立新型储能电站享受容量补偿，补偿上限为 0.35 元/千瓦时，补偿期不超过 10 年。

资料来源：政府公告，储能与电力市场，华西证券研究所

独立储能具有多种收益方式来源，将助力储能的投资回报水平提升。以山东为例，储能收益可来自于容量租赁+现货交易/辅助服务+容量补偿，其中，储能容量租赁后，储能电站的所有容量仍然可以获得租金、现货市场价差、容量补偿等多项收益。以一个每年运行 300 次、充放电效率 90% 的 100MW/200MWh 的储能电站项目进行测算：

- 1) 假设容量租赁价格每年 300 元/kW，每年可获得容量租赁收入约 3000 万元；
- 2) 假设按电力现货市场峰谷价差/调峰收益 0.4 元/kWh 计算，预计通过电力现货市场或调峰辅助服务市场等可获得约 2160 万元的市场化收益；
- 3) 假设每日补偿容量 180MWh，补偿价格 0.0991 元/度，则容量补偿收入约可实现 535 万元(暂不考虑上述 22 年 9 月政策提出的补偿费用 2 倍执行标准)。

基于以上情况，假设储能电站的投资成本为 1.8 元/Wh，测算可得该电站的初始投资成本为 3.6 亿元，每年的收入合计约为 5695 万元，投资回收期在 7 年以内。随着系统价格的下探，投资回收期有望进一步缩短。

3.2. 电价机制趋于灵活，峰谷价差创造收益空间

2021 年 7 月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出：1) 合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1。2) 建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。

各地方逐步推进落实分时电价相关政策。2021 年以来已有多省份出台相关政策确定峰谷电价、尖峰电价，工商业的分时电价逐渐完善。

表 5 各地方峰谷电价政策陆续出台

省份	时间	政策	内容
上海	2022/12	《关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知》	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电夏季（7、8、9 月）和冬季（1、12 月）高峰时段电价在平段电价基础上上浮 80%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 60%，尖峰时段电价在高峰电价的基础上上浮 25%。其他月份高峰时段电价在平段电价基础上上浮 60%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 50%。
江西	2022/11	《关于完善分时电价机制有关事项的通知》	高峰时段电价上浮 50%，尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮 20%，低谷时段电价下浮 50%。
河南	2022/9	《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	每年 1 月、7—8 月、12 月，对分时电价电力用户执行尖峰电价，其中，1 月、12 月尖峰时段为每日 18—19 时，7—8 月尖峰时段为每日 12—14 时和 20—21 时，用电价格在其他月份峰段电价基础上上浮 20%。
云南	2022/10	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	电度电价峰谷价差维持现行 1.5:1:0.5；每年 1 月、5 月、11 月、12 月的每天 10:30—11:30、18:00—19:00 时共 2 个小时执行尖峰电价，电价水平在本月峰时段电价基础上再上浮 20%。
黑龙江	2022/2	《关于进一步完善峰谷分时电价政策措施》	将每日用电划分为高峰时段、低谷时段、平时段。高峰时段电价以平时段电价为基础上浮 50%，尖峰时段电价以高峰时段电价为基础上浮 20%；低谷时段电价以平时段电价为基础上浮 50%。
山东	2022/11	《关于工商业分时电价政策有关事项的通知》	2023 年 1 月 1 日起实施新分时电价政策，高峰时段电价上浮 70%，低谷电价时段下浮 70%，尖峰时段上浮 100%、深谷时段下浮 90%。
山东	2022/3	《关于完善居民分时电价政策的通知》	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，下同）；谷段电价降低 0.17 元。即第一档峰段电价为 0.5769 元、谷段电价为 0.3769 元，第二、三档峰、谷电价分别在第一档峰、谷电价基础上加价 0.05 元、0.3 元；其中采暖期谷段电价由降低 0.17 元调整至降低 0.2 元。即第一档峰段电价为 0.5769 元、谷段电价为 0.3469 元，第二、三档峰、谷电价加价标准不变。

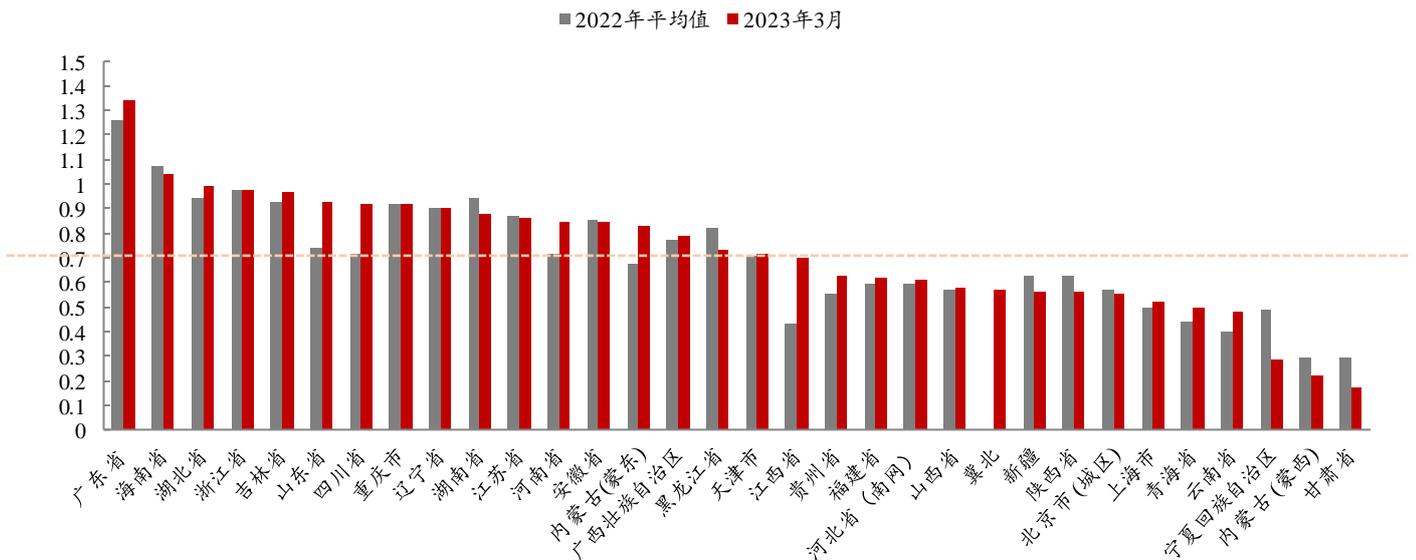
河北	2022年12月	《关于明确居民峰谷分时电价政策的通知》	2023年起执行居民峰谷分时电价政策，执行阶梯电价的居民用户用电电压等级为不满1千伏的，第一档峰段电价为每千瓦时0.55元、谷段电价0.3元；用电电压等级为1-10千伏的，第一档峰段电价为每千瓦时0.5元、谷段电价0.27元。第二、三档峰、谷电价分别在第一档电价基础上加价0.05元、0.30元。
----	----------	---------------------	--

资料来源：政府公告，华西证券研究所

多地平均峰谷电价差已达经济性门槛。工商业用户可采取电网代理购电方式从电力市场购电，低电价时充电、高电价时放电的重要收益方式决定了其对峰谷价差的敏感性。考虑到储能的度电成本，根据CNESA对一般工商10kV电价变化和各地电网代购电最大峰谷电价差平均值统计，0.7元/kWh是用户侧储能实现经济性的门槛价差，2022年统计的31个省/市/地区的总体平均价差约为0.7元/kWh，其中有16个省/市/地区超过平均值；全年平均峰谷电价差前三的地区分别是广东省（珠三角五市）1.259元/kWh、海南省1.07元/kWh、浙江省0.978元/kWh。

峰谷价差较高的情况下，储能参与峰谷套利已具备一定的经济性。根据CNESA的测算，以浙江（该地区峰谷价差发展相对较平稳，全年平均值为0.978元/kWh）10MW/20MWh工商业侧储能项目为例，假设按EPC单位造价2元/Wh计算，总投资为4000万元，系统循环效率90%，充放电深度90%、全年运行330天，项目每日两充两放全年尖峰下度电净收益1.16元，静态回收期5.3年。

图7 2023年3月和2022年各地全年平均最大峰谷电价差（元/kWh）



资料来源：CNESA，华西证券研究所

注：一般工商业10kV电网代理购电电价峰谷价差

广东（珠三角五市），贵州（两部制电度电价），福建（福州、厦门、莆田和宁德）

4.行业快速发展，储能景气度上行

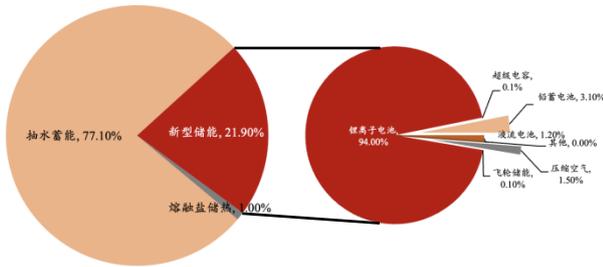
4.1.招标量增长显著，行业迈入快速发展期

新型储能的重要性不断提高，锂离子电池构成新型储能装机的主体。根据CNESA，截至2022年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模为59.8GW，同比增长38%，其中：

- 抽水蓄能累计装机规模 46.1GW，同比增长 16%，在累计装机中的占比 77.1%，为国内累计储能装机的的主力；
- 新型储能累计装机量 13.1GW，其中锂离子电池项目占比达 94%。新型储能是国内储能新增装机的的主力，2022 年新型储能累计装机量大幅提高，2021、2022 在所有储能累计装机量中占比分别 12%、22%。

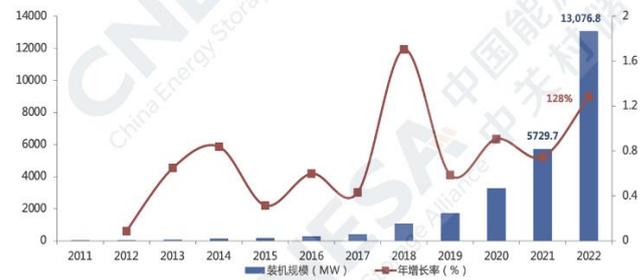
中国新型储能未来空间广阔，进入发展快车道。根据 CNESA，新型储能新增装机规模增长较快，2020-2022 年新型储能新增装机规模分别为 1.6/2.4/7.3GW，2022 年同比增长 200%；2022 年累计装机规模达 13.1GW，同比增长 128%。但从规模角度来看，新型储能产业仍处于发展起步阶段，在储能需求快速增长的趋势下，新型储能后续的发展空间较为广阔。

图 8 2022 年中国储能市场累计装机规模结构



资料来源：CNESA，华西证券研究所

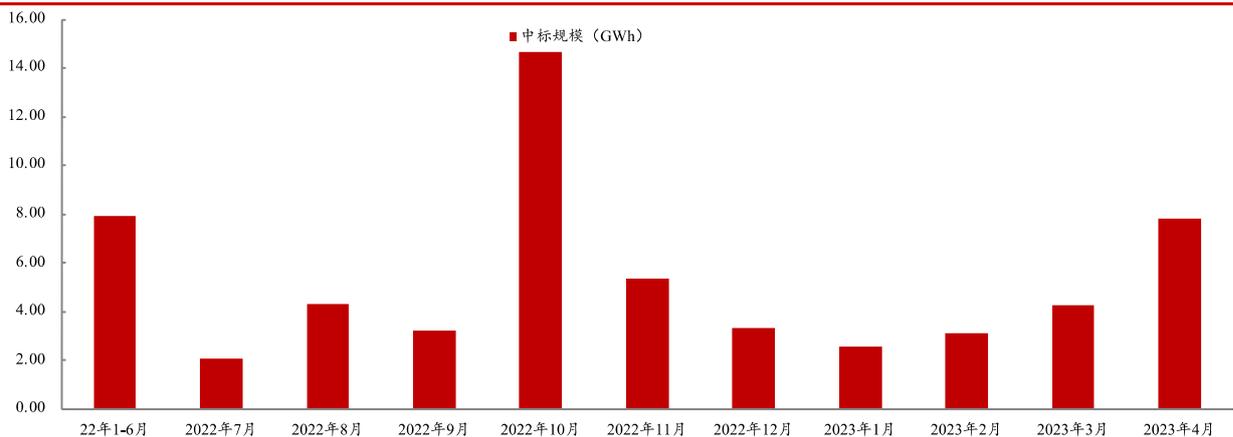
图 9 中国新型储能累计装机量情况



资料来源：CNESA，华西证券研究所

招中标规模增长，预计行业景气度上行。根据储能与电力市场的统计数据：2022 年全年储能行业招标总额 44GWh；2023 年 1/2/3 月中标量分别为 2.6/3.1/4.2GWh，一季度中标规模合计 9.9GWh，4 月中标量 7.8GWh，环比大幅增加，未来市场景气度有望持续提高。

图 10 2022-2023 年储能市场中标情况



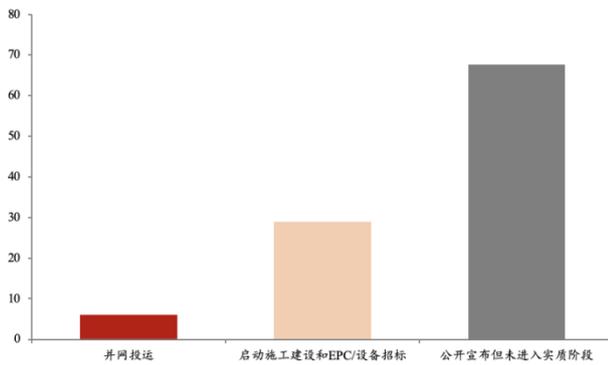
资料来源：储能与电力市场，华西证券研究所

4.2. 新商业模式显现，独立储能愈发重要

独立储能已成为重要发展模式之一，潜在规划装机量大。根据储能与电力市场，独立储能 2022 年全年并网投运电站 38 座，启动施工建设和 EPC/设备招标的电站 109 座，总规模合计达 16.5GW/35GWh；22 年新增公开宣布独立式储能电站 142 座，总规模 28.3GW/67.6GWh。

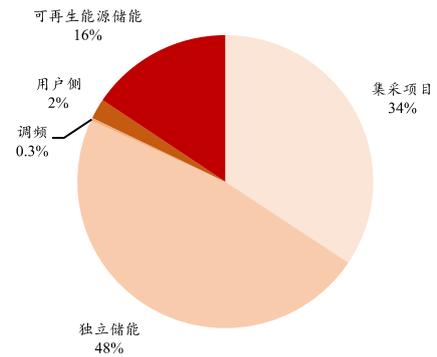
独立储能招标占比已达较高水平，预计国内储能将由政策驱动走向经济性驱动。根据储能与电力市场，从 2022 年已完成招标的储能项目分析，在 44GWh 的招标量中有 20.9GWh 为独立储能，占比 48%。

图 11 2022 年独立储能项目进展 (GWh)



资料来源：储能与电力市场，华西证券研究所

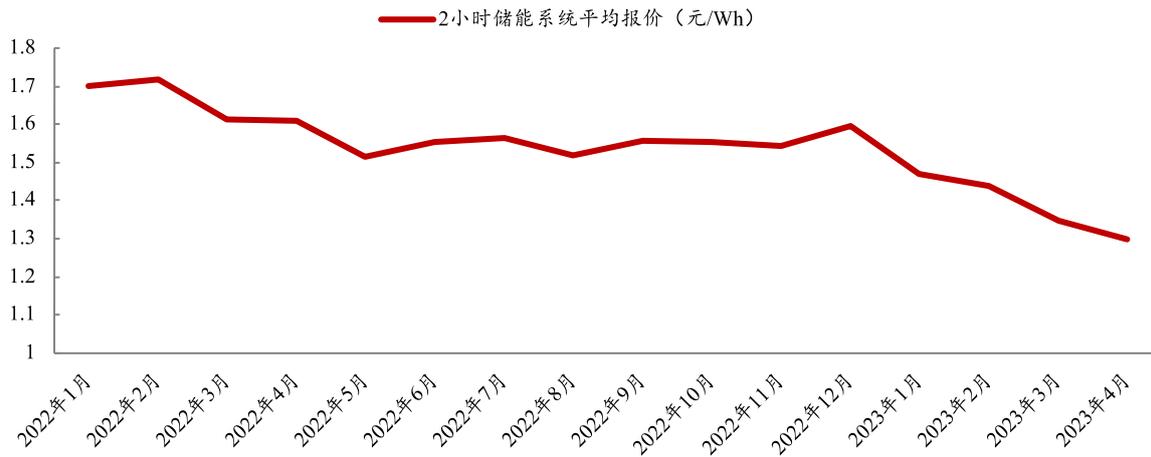
图 12 2022 年已招标的储能项目应用领域



资料来源：储能与电力市场，华西证券研究所

储能行业上游压力缓解，系统成本持续下降，独立储能商业模式应用有望扩大。在储能行业上游电芯产能释放、原材料压力逐步缓解下，我们预计储能系统成本将持续下降。2023 年一季度以来储能系统成本进入下行通道，根据储能与电力市场，1-4 月 2 小时储能系统平均报价持续下降。我们预计成本下探将利于独立储能项目收益率提升、推动独立储能商业模式应用扩大。

图 13 2022 年以来 2 小时储能系统平均报价

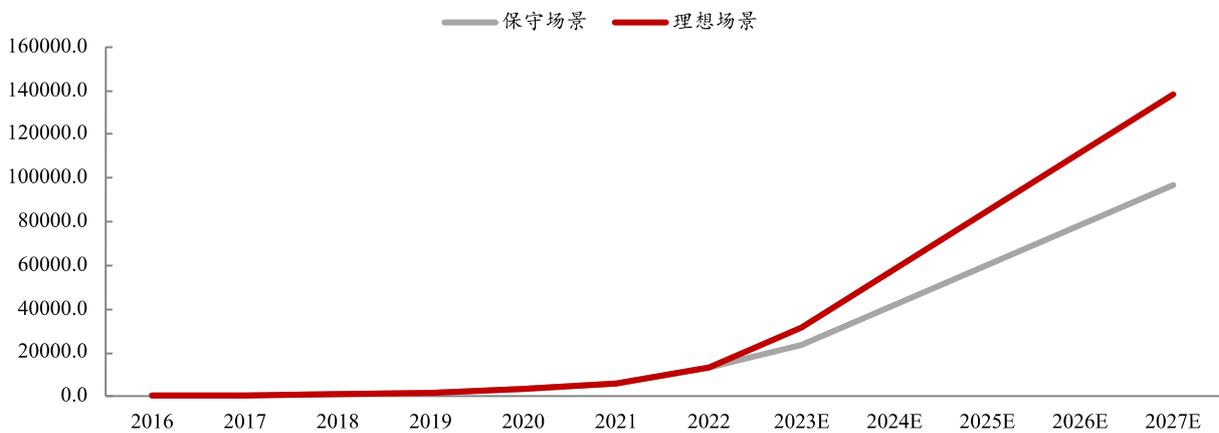


资料来源：储能与电力市场，华西证券研究所

4.3. 预计国内储能进入快速发展期

国内储能装机量未来将保持快速增长。根据 CNESA 对未来储能市场装机量按照保守场景和理想场景进行的分别预测：保守场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 97W，2023-2027 年 CAGR 为 49%；理想场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 138.4GW，2023-2027 年 CAGR 为 60%。

图 14 2023-2027 年中国新型储能累计装机量预测 (MW)



资料来源：CNESA，华西证券研究所

5. 投资建议

多因素共同推动国内储能行业进入快速发展时期：1) 新能源发展需求扩大；2) 政策端持续激励，包括配储要求明确、电力市场更为灵活等；3) 成本端压力释放；4) 商业模式的不断开拓，预计国内储能规模有望保持快速增长。

目前招中标量已经开始显现行业的景气趋势，预计行业规模释放将为储能产业链相关公司带来机遇；同时，持续夯实竞争力、开拓布局海外市场的储能相关公司有望受益于国内外需求共振。

➤ 电网侧大储

以配储需求为主，独立共享储能需求逐渐提高，国内招中标量也持续向上。储能相关政策持续完善，激发商业模式优化，疏通盈利渠道，国内储能产业发展环境持续改善。

➤ 工商业储能

成本的持续下行叠加电力交易收益的提高，有望推动工商业侧储能需求释放。政策支持下国内峰谷电价差拉大，工商业侧储能需求将迅速增长，未来工商业侧储能有望在更多地区推广。

技术的迭代更新、成本的持续下探、商业模式的不断探索，储能产业的内生增长和外生动力将共同促进行业整体的快速发展，我们看好：

1) 储能变流器相关：PCS 与光伏逆变器和 UPS 技术同源性较强，国内电力电子技术相关企业广泛涉足 UPS、IDC、光伏逆变器业务，此前已具备多年的产品经验，储能 PCS 产品开发具备优势。同时，大功率逆变器受上游原材料约束，竞争格局相对较好，头部企业具备良好的供应链及库存管理能力，IGBT 模块相对紧缺背景下保供能力凸显，我们认为具备规模和渠道优势的企业有望受益。

2) 储能系统集成：储能系统集成看重集成商的集成效率、成本控制以及对零部件和下游应用的理解，在系统优化、效率管理、成本管控以及应用经验具备竞争优势的供应商有望在储能市场规模扩大中受益。

3) 高压级联：国内风光配储政策力度加强，大容量储能项目有望加速建设，高压级联技术重点开拓成本和效率优化，在电网侧大储和工商业侧储能中有望迎来机遇。

4) 电池：储能系统装机规模的快速增长将直接推动锂电池需求提升，以及钠电池、钒电池等技术发展以及应用，具备性能成本优势、销售渠道以及技术实力的企业有望受益。

受益标的：阳光电源、科华数据、盛弘股份、上能电气、德业股份、科士达、智光电气、金盘科技、锦浪科技、宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、国轩高科、派能科技、同力日升等。

6.风险提示

政策变动风险；新技术及新产品应用进度不达预期风险；原材料价格大幅变动风险；新能源装机、限电改善不达预期风险；产能扩张不达预期风险；配置需求不及预期等。

分析师与研究助理简介

杨睿，华北电力大学硕士，专注能源领域研究多年，曾任民生证券研究院院长助理、电力设备与新能源行业首席分析师。2020年加入华西证券研究所，任电力设备与新能源行业首席分析师。2021年新浪财经金麒麟电力设备与新能源行业新锐分析师第一名。

李唯嘉，中国农业大学硕士，曾任民生证券研究院电力设备与新能源行业分析师，2020年加入华西证券研究所。2021年新浪财经金麒麟电力设备与新能源行业新锐分析师第一名团队成员。

分析师承诺

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

评级说明

公司评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的6个月内公司股价相对上证指数的涨跌幅为基准。	买入	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数达到或超过15%
	增持	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数在5%—15%之间
	中性	分析师预测在此期间股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数5%—15%之间
	卖出	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数达到或超过15%
行业评级标准		
以报告发布日后的6个月内行业指数的涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测在此期间行业指数相对强于上证指数达到或超过10%
	中性	分析师预测在此期间行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	回避	分析师预测在此期间行业指数相对弱于上证指数达到或超过10%

华西证券研究所：

地址：北京市西城区太平桥大街丰汇园11号丰汇时代大厦南座5层

网址：<http://www.hx168.com.cn/hxzq/hxindex.html>

华西证券免责声明

华西证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具备证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司签约客户使用。本公司不会因接收人收到或者经由其他渠道转发收到本报告而直接视其为本公司客户。

本报告基于本公司研究所及其研究人员认为的已经公开的资料或者研究人员的实地调研资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载资料、意见以及推测仅于本报告发布当日的判断，且这种判断受到研究方法、研究依据等多方面的制约。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及预测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息始终保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者需自行关注相应更新或修改。

在任何情况下，本报告仅提供给签约客户参考使用，任何信息或所表述的意见绝不构成对任何人的投资建议。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告视为做出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在任何情况下，本报告均未考虑到个别客户的特殊投资目标、财务状况或需求，不能作为客户进行客户买卖、认购证券或者其他金融工具的保证或邀请。在任何情况下，本公司、本公司员工或者其他关联方均不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告而导致的任何可能损失负有任何责任。投资者因使用本公司研究报告做出的任何投资决策均是独立行为，与本公司、本公司员工及其他关联方无关。

本公司建立起信息隔离墙制度、跨墙制度来规范管理跨部门、跨关联机构之间的信息流动。务请投资者注意，在法律许可的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的前提下，本公司的董事、高级职员或员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为华西证券研究所，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。