



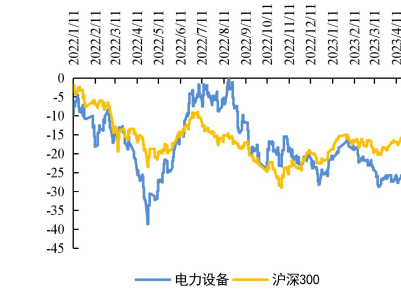
储能行业

发电侧和用户侧经济性显现 中上游厂商或将受益

行业评级：

投资评级 看好
评级变动 首次覆盖

相对市场表现：



分析师：

分析师 黄文忠

huangwenzhong@gwgsc.com

执业证书编号：S0200514120002

联系电话：010-68080680

研究助理 张烨童

zhangyeting@gwgsc.com

执业证书编号：S0200122050003

联系电话：010-68099390

公司地址：

北京市丰台区凤凰嘴街2号院1号楼中国长城资产大厦12层

行情回顾：

◆**新型储能高速发展。**2016-2022年，全球电力系统新型储能项目每年新增装机规模由0.7GW增加至20.4GW，年均复合增速达75.4%；全球电力系统中已投运新型储能项目累计装机规模在全球已投运电力储能项目中占比由1.2%增加至19.3%，尽管现阶段新型储能技术在电力系统的装机规模依然不大，但开发增速加快，发展潜力巨大。2022年，从中国已投运的储能项目装机结构来看，仍以抽水储能为主，但抽水储能累计装机占比首次低于80%，为77.1%；新型储能高速发展，累计装机规模首次突破10GW，达到13.1GW，同比增长129.8%，累计装机规模占比为21.9%，较2021年增加了9.4Pct。

◆**中国电力储能项目累计装机规模增速快于全球增速。**根据CNESA全球储能项目库的不完全统计，截至2022年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模237.2GW，同比增长14.9%；中国已投运电力储能项目累计装机规模为59.8GW，在全球规模中占比25.2%，同比增长37.8%，增速快于全球增速，且较2021年增速上涨15.9Pct。

◆**电源侧装机规模在全球及中国新增新型储能项目中占比最高。**据CNESA的统计，2021年全球新增新型储能项目中，电源侧占比最高，为37%。截至2021年，从中国累计投运的新型储能项目的应用分布上看，无论是累计装机规模还是新增装机规模，电源侧继2020年首次位列第一之后，2021年继续保持装机规模第一的位置，所占比重均超过40%。可再生能源并网配储受政策和需求双轮驱动，特定条件下已具备经济性

◆**可再生能源并网配储受政策和需求双轮驱动，特定条件下已具备经济性。**国内多地政府规定了对可再生能源并网侧保障性规模内的强制配储要求及支持政策，有望加快储能产业的发展。随着新能源在总发



电量的应用比例加大，新能源并网侧配储需求持续提升。通过测算我们得出：（1）目前光伏电站三类资源区（光伏有效利用小时数分别为1600h/1300h/1100h）的上网电价分别为0.32/0.40/0.48元/kWh时，比较具备经济性（IRR>5%）；（2）循环次数达8500次，电站配储收益率在5%以上，具备经济性。（3）配储后成本在4.20元/W以下具备经济性。

◆**新能源配储现状：需求空间有限，利用率和调度不足，重要原因在于需求空间有限，转变定位或可迎来转机。**推动新能源+配建储能作为联合主体参与市场交易，有望增加新能源配储利用率和调用频次。其次，对于还未进行新能源配储的项目，还可通过集中建设储能电站实现新能源配储需求，新能源项目共享储能容量、分摊储能费用，降低成本的同时增加其利用率和调用频次。

◆**国内因峰谷价差拉大，促进工商业储能配套以节省用电成本，工商业储能具备经济性，全国各地储能补贴政策出台，助力工商业储能经济型的提升。**2023年3月，我国多个省区的一般工商业峰谷平均价差超过0.7元/kWh，且广东、山东地区的工商业峰谷价差甚至超过1元/kWh，而0.7元/kWh正是用户侧储能实现经济性的门槛价差。此外，据CNESA分析，用户侧储能项目静态回收周期约为5.58年，明显低于电源侧和电网侧储能项目大多10年以上的投资回收期。

◆**我国第三产业和城乡居民用户的用电量占比不断提升，电力系统峰谷差率拉大，峰谷价差有望维持高位，继而提升储能配置需求。**未来随着电力市场化改革的推进，工商业用户逐步进入电力市场，分时电价机制完善、高耗能用电成本上升将刺激工商业用户的电化学储能配置需求。同时，限电政策的出台也将进一步提升工商业储能配置需求。

◆**海外户储需求景气度持续攀升。**2021年全球户用储能需求爆发，2022年，能源危机叠加过高电价导致需求进一步激发，其中欧洲为户储最大市场。2015-2021年，欧洲户储复合增速达63%，增长十分快速。2021年德国新增户用储能1.48GWh，同增45%，占全球的34%；累计装机3.92GWh，同比增加60.60%，占全球的32%。2021年德国



光储渗透率为 3.6%，位居全球第一。未来随着居民电价以及光储系统成本的差额逐渐拉大，户储的经济性将会愈发显著。

◆**电网侧：独立储能调峰调频+共享储能盈利模式，成熟模式仍在探索。**独立储能建设渐入佳境，2022 年并网投运+启动项目总规模达 16.5GW/35GWh。共享储能可提高储能使用率，降低发电企业为强制配储的初始投资成本，规模化建设更利于集中管理。

◆**经测算，我们预计 2027 年，全球及中国储能逆变器需求分别为 1605.72、654.81 万台，市场规模将达到 1129.91、460.78 亿元；全球及中国储能锂电池需求分别为 589.54、240.41GWh，市场规模将达到 5895.40、2404.13 亿元。**

投资建议：

海外户储需求爆发，国内随着电力现货市场制度的完善以及储能市场规范等相关制度的出台和推动，市场空间也会逐步释放，储能逆变器和储能电池作为储能系统两大关键材料有望迎来发展机遇。**建议重点关注海外户储业务占比高，且具备储能电池和系统核心技术的厂商，推荐派能科技、阳光电源，同时关注国内向储能电池及系统延申的锂离子电池厂商；逆变器环节，建议重点关注具备产品和市场核心竞争力的厂商，推荐锦浪科技、固德威。**

风险提示：

储能产业政策出台和落地不及预期；海外户储景气度不及预期；储能项目进度不及预期。

重点推荐标的盈利预测、估值与评级：

证券代码	公司名称	投资评级	收盘价（元）	市值	EPS（元）			P.E（倍）		
			2023.04.24	（亿元）	23E	24E	25E	23E	24E	25E
688063.SH	派能科技	-	220.47	387.20	14.15	20.04	25.64	15.58	11.00	8.60
300274.SZ	阳光电源	-	103.40	1535.69	3.87	5.16	-	26.71	20.05	-
300763.SZ	锦浪科技	-	117.55	466.31	5.61	8.17	-	20.96	14.38	-
688390.SH	固德威	-	256.89	316.49	11.40	18.21	-	22.53	14.10	-

资料来源：Wind，长城国瑞证券研究所

说明：业绩预测为 Wind 一致盈利预测数据



目录

一、 新型储能高速发展，中国储能装机增速快于全球	8
1. 储能产业链介绍.....	8
2. 储能技术应用领域广泛，电力系统的应用最突出.....	8
3. 储能分类多样，新型储能正当时.....	9
3.1 全球储能装机增速加快.....	10
3.2 中国储能装机增速加快，新型储能高速发展.....	11
4. 电源侧应用场景成为主流.....	13
二、 可再生能源并网配储受政策和需求双轮驱动，特定条件下已具备经济性 ..	14
1. 促进电网消纳，强制配储政策驱动性强.....	14
2. 新能源并网侧配储需求持续提升.....	15
3. 大电站配储在特定条件下已具备经济性.....	16
4. 新能源配储现状：需求空间有限，利用率和调度不足，转变定位或可迎来转机..	18
三、 用电侧：工商业储能实现经济性，海外户储需求高增	19
1. 分时价差拉大，部分工商业储能已具备经济性.....	19
2. 峰谷时段和峰谷价差的利用使得用户侧储能具备更可观的经济性.....	20
3. 全国各地储能补贴政策出台，助力工商业储能经济型的提升.....	21
4. 峰谷价差高位在用电需求的增加下得以稳固，用户侧工商业储能配置需求提升..	22
5. 海外户储需求景气度持续攀升.....	23
四、 电网侧：独立储能调峰调频+共享储能盈利模式，成熟模式仍在探索	24
1. 以独立储能形式通过调峰、调频获取市场收益.....	25
2. 共享储能优势明显，商业模式多样化.....	26
五、 储能市场空间测算	28



六、 投资建议	30
1. 投资建议	30
2. 重点公司	31
2.1 派能科技（688063.SH）	31
2.2 阳光电源（300274.SZ）	32
2.3 锦浪科技（300763.SZ）	33
2.4 固德威（002594.SZ）	34



图目录

图 1 : 储能产业链.....	8
图 2 : 储能技术分类.....	9
图 3 : 全球已投运电力储能项目累计装机规模.....	10
图 4 : 2022 年全球已投运储能项目装机结构.....	10
图 5 : 2022 年全球已投运新型储能项目装机结构.....	10
图 6 : 2016-2022 年全球电力系统新型储能装机规模.....	11
图 7 : 2022 年全球新增投运新型储能项目的地区分布 (MW%)	11
图 8 : 2016-2022 年中国已投运电力储能项目累计装机规模.....	12
图 9 : 2022 年中国已投运储能项目装机结构.....	12
图 10 : 2022 年中国已投运新型储能项目装机结构.....	12
图 11 : 2016-2022 年中国电力系统新型储能装机规模.....	13
图 12 : 2021 年全球新增投运新型储能项目应用分布.....	14
图 13 : 2021 年中国新增投运新型储能项目应用分布.....	14
图 14 : 截至 2021 年末各国电化学储能累计装机应用场景占比.....	14
图 15 : 2016-2022 年非化石能源总发电量占比.....	16
图 16 : 2016-2022 年并网太阳能、风能发电量情况.....	16
图 17 : 广东省 (珠三角五市) 2022 年最大峰谷价差情况 (一般工商业 10kV)	21
图 18 : 2022 年广东省 (珠三角五市) 2h 储能系统充放电策略.....	21
图 19 : 2016-2022 年我国第三产业及城乡居民用电量.....	23
图 20 : 2021 年至今德国电力现货价格变动情况.....	24
图 21 : 电网侧储能商业模式.....	25
图 22 : 2022 年各地独立储能电站新增装机情况.....	26
图 23 : 储能参与电网调峰的应用图.....	26
图 24 : 储能参与电网调频的应用图.....	26
图 25 : 代表省份湖南、山东共享储能电站盈利模式.....	27
图 26 : 共享储能电站技术方案示意图.....	27
图 27 : 电化学储能产业链全景.....	28
图 28 : 电化学储能成本构成.....	28
图 29 : 2021 年全球储能逆变器市场竞争格局.....	30



图 30 : 2021 年全球用户侧家储逆变器市场竞争格局.....	30
图 31 : 2018-2022 年派能科技业绩情况.....	31
图 32 : 2018-2022 年派能科技销售毛利率与销售净利率.....	32
图 33 : 2018-2022 年阳光电源营收结构 (亿元).....	33
图 34 : 2018-2022 年阳光电源细分业务毛利率.....	33
图 35 : 2018-2022H1 锦浪科技营收结构.....	34
图 36 : 2018-2022H1 锦浪科技盈利情况.....	34
图 37 : 2018-2022Q3 年固德威经营业绩情况.....	35
图 38 : 2018-2021 固德威营收结构.....	35
图 39 : 2018-2021 固德威盈利情况.....	35

表目录

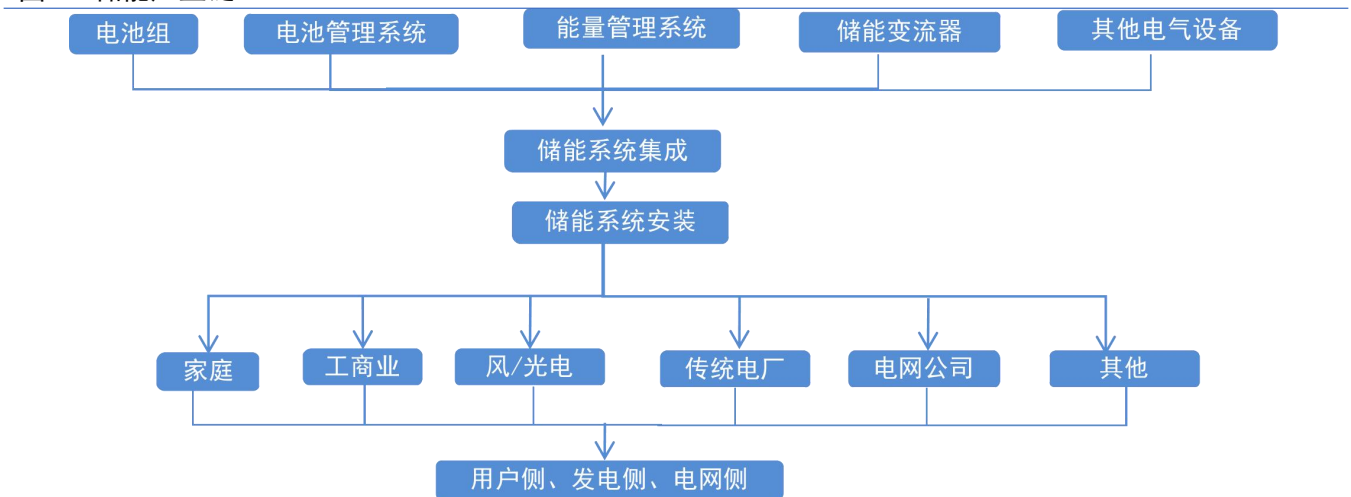
表 1 : 储能技术应用领域.....	8
表 2 : 储能在电力系统应用场景.....	9
表 3 : 部分地区新能源补贴政策统计.....	15
表 4 : 部分地区新能源配储政策统计.....	15
表 5 : 上网电价与电站配储 IRR 敏感性测算.....	16
表 6 : 电站配储循环次数与 IRR 敏感性测算.....	17
表 7 : 电站配储成本与 IRR 敏感性测算.....	18
表 8 : 2022 年一季度新能源配储、火储、电网测配储、用户侧配储运行情况对比.....	19
表 9 : 2023 年 3 月全国部分地区一般工商业电价差 (元/kWh).....	20
表 10 : 全国各地用户侧储能补贴政策.....	21
表 11 : 2022 年部分地区限电政策具体内容.....	23
表 12 : 储能市场空间测算.....	29
表 13 : 2022 年度中国储能企业出货量排名.....	30

一、 新型储能高速发展，中国储能装机增速快于全球

1. 储能产业链介绍

储能产业链上游主要包括电池原材料、生产设备供应商等；中游主要为电池、电池管理系统、能量管理系统以及储能变流器供应商；下游主要为储能系统集成商、安装商以及终端用户。

图 1：储能产业链



资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

2. 储能技术应用领域广泛，电力系统的应用最突出

储能技术的应用领域可以分为电力系统、通信基站、车载储能、移动储能、数据中心、UPS 以及轨道交通、人工/机器智能、军事领域等。其中，在电力系统领域，储能的应用场景可分为发电侧、用户侧以及电网侧。储能在发电侧可用于系统调频、可再生能源并网、电力调峰、辅助动态运行等；在用户侧主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等；在电网侧主要用于可再生能源并网、缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级等。

表 1：储能技术应用领域

应用领域	作用
电力系统	是保障清洁能源大规模发展和电网安全经济运行的关键，可以弥补电力系统中缺失的“储放”功能，改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”，特别是在平抑大规模清洁能源发电接入电网带来的波动性，提高电网运行的安全性、经济性和灵活性等方面。
通信基站、车载储能、移动储能、数据中心和 UPS	作为备用电源，在电力中断期间为通信基站等关键设备应急供电，利用峰谷电价差进行套利，以降低设备用电成本。
轨道交通	实现列车再生制动能量的高效利用
人工/机器智能	为机器人系统供电
军事领域	保障高性能武器装备的稳定运行

资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所



表 2：储能在电力系统应用场景

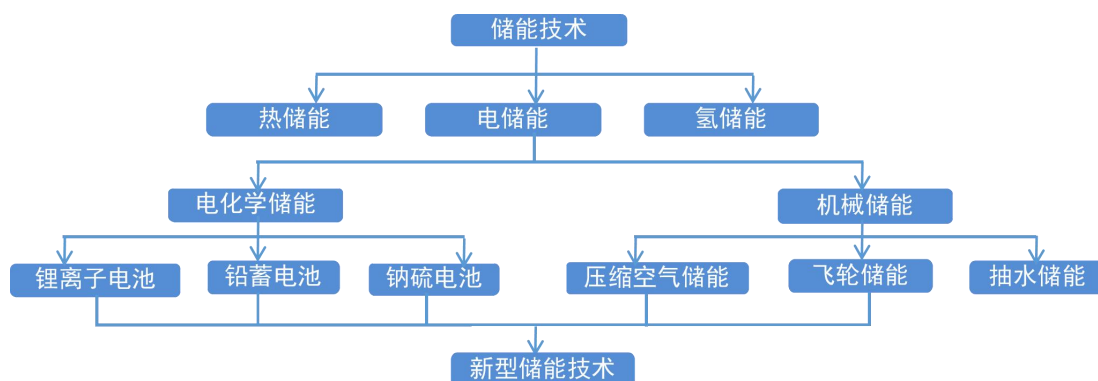
应用场景	主要用途	具体说明
发电侧 (电源侧)	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，储能（特别是电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换。
	可再生能源并网	通过在风、光伏电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	储能+传统机组联合运行，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
用户侧	电力自发自用	对于安装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电力，提高自发自用水平，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。
电网侧	可再生能源并网	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	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
	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内，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。

资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

3. 储能分类多样，新型储能正当时

储能根据能量存储形式的不同，可分为电储能、热储能和氢储能。电储能是最主要的储能方式，按存储原理的不同可分为电化学储能和机械储能两种技术类型。其中，电化学储能是指各种二次电池储能，主要包括锂离子电池、铅蓄电池和钠硫电池等；机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等。按照 CNESA 口径，新型储能技术包括锂电池、钠硫电池、铅蓄电池、液流电池等电化学储能技术，以及飞轮储能和压缩空气储能。

图 2：储能技术分类



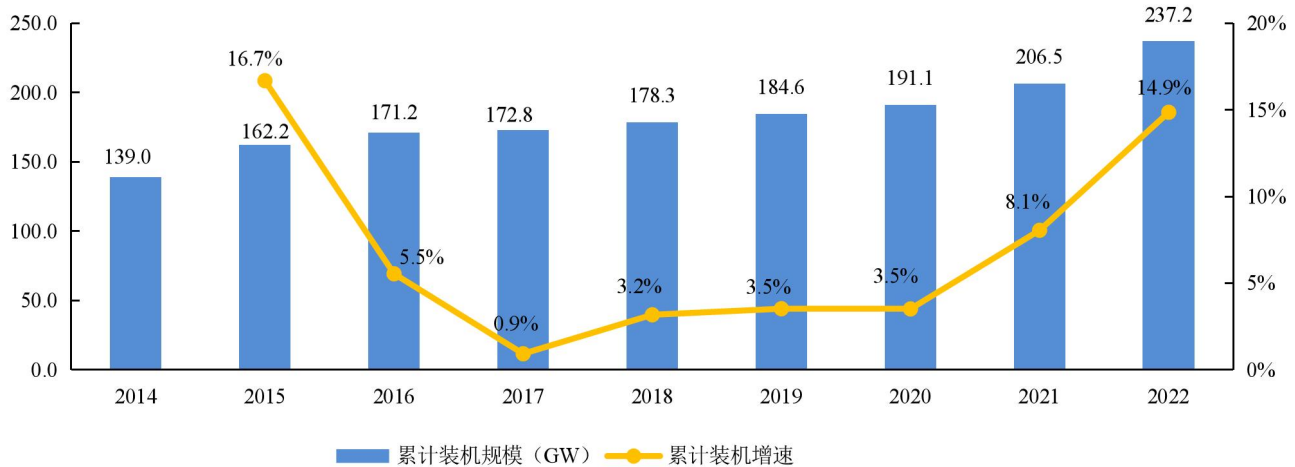
资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

3.1 全球储能装机增速加快

根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2022 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 237.2GW，同比增长 14.9%。其中，抽水蓄能的累计装机占比首次低于 80%，比 2021 年同期下降 6.8 个百分点；新型储能的累计装机规模高达 45.7GW，同比增长 79.9%，其中，锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额高达 94.4%，同比提升 3.5Pct。

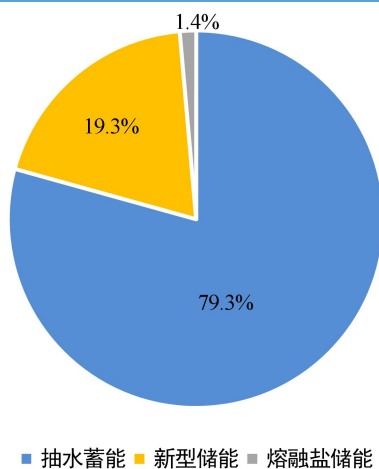
2016-2022 年，全球电力系统新型储能项目每年新增装机规模由 0.7GW 增加至 20.4GW，年均复合增速达 75.4%；全球电力系统中已投运新型储能项目累计装机规模在全球已投运电力储能项目中占比由 1.2% 增加至 19.3%，尽管现阶段新型储能技术在电力系统的装机规模依然不大，但开发增速加快，发展潜力巨大。

图 3：全球已投运电力储能项目累计装机规模



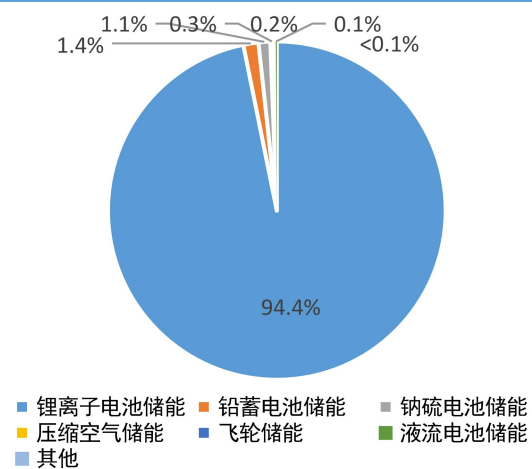
资料来源：前瞻产业研究院，国际能源网，生态中国网，CNESA，长城国瑞证券研究所

图 4：2022 年全球已投运储能项目装机结构



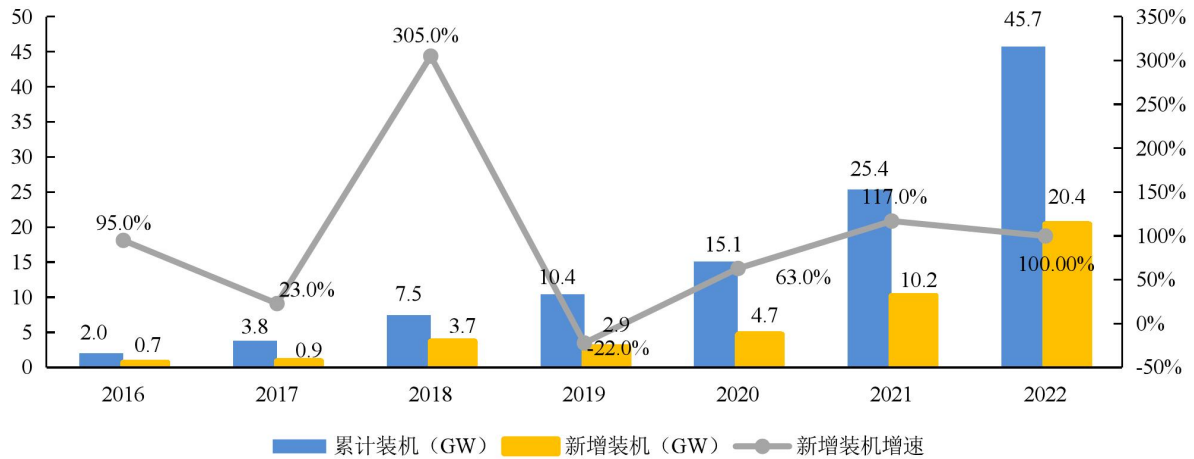
资料来源：CESA，长城国瑞证券研究所

图 5：2022 年全球已投运新型储能项目装机结构



资料来源：CESA，长城国瑞证券研究所

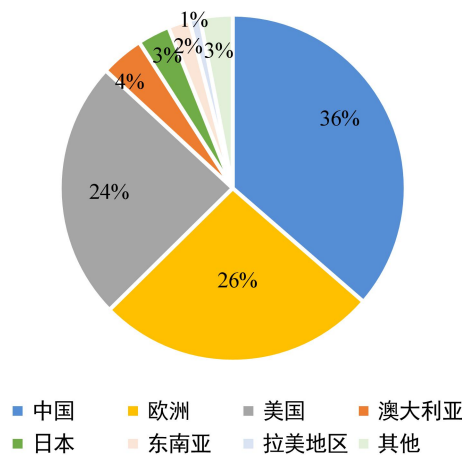
图 6：2016-2022 年全球电力系统新型储能装机规模



资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

从全球新增投运新型储能项目分布地区来看，中国、欧洲和美国在全球储能市场形成三足鼎立的局面，三者市场份额合计 86%，比 2021 年同期上升 6 个百分点。

图 7：2022 年全球新增投运新型储能项目的地区分布 (MW%)



资料来源：CNESA，长城国瑞证券研究所

3.2 中国储能装机增速加快，新型储能高速发展

中国电力储能项目累计装机规模增速快于全球增速。根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，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，在全球规模中占比 25.2%，同比增长 37.8%，增速快于全球增速，且较 2021 年增速提升 15.9Pct。2016-2022 年，中国已投运电力储能项目累计装机量年均复合增长率为 16.2%。

抽水储能占比下降，新型储能累计装机规模高速发展。2022 年，从中国已投运的储能项目装机结构来看，仍以抽水储能为主，但抽水储能累计装机占比首次低于 80%，为 77.1%；新型储能高速发展，累计装机规模首次突破 10GW，达到 13.1GW，同比增长 129.8%，累计装机规

模占比为 21.9%，较 2021 年增加了 9.4Pct。新型储能以锂离子电池储能为主，占比高达 94.0%，铅蓄电池储能、压缩空气储能、液流电池储能、超级电容和飞轮储能占比分别为 3.1%、1.5%、1.2%、0.1%和 0.1%。

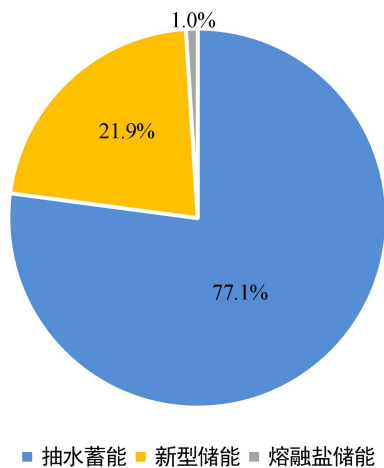
从 2022 年新增装机规模看，中国新增投运电力储能项目装机规模首次突破 15GW，达到 16.5GW，其中新型储能新增规模创历史新高，达到 7.3GW，同比增长 204.2%。

图 8：2016-2022 年中国已投运电力储能项目累计装机规模



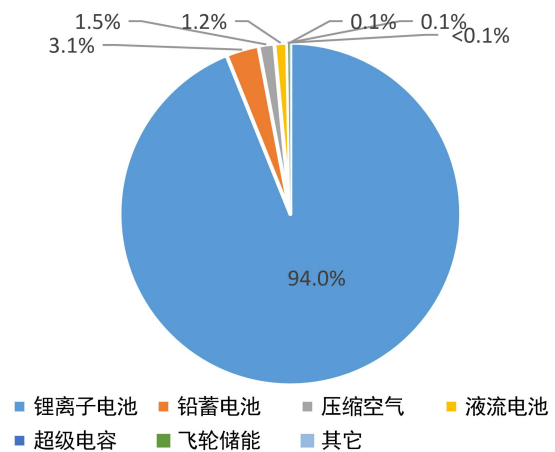
资料来源：中商情报网，CESA，长城国瑞证券研究所

图 9：2022 年中国已投运储能项目装机结构



资料来源：CESA，长城国瑞证券研究所

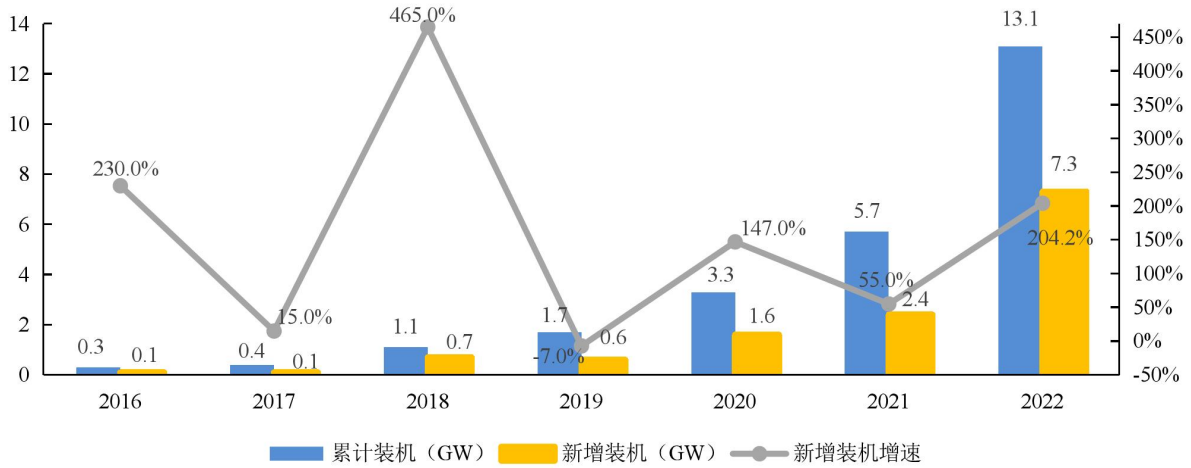
图 10：2022 年中国已投运新型储能项目装机结构



资料来源：CESA，长城国瑞证券研究所



图 11：2016-2022 年中国电力系统新型储能装机规模



资料来源：派能科技招股说明书，CNESA，长城国瑞证券研究所

新型储能技术在电力系统中的应用迎来高速增长，其核心驱动因素来自于以下几个方面：

一是锂电储能成本快速下降，技术经济性大幅提升；二是全球范围内可再生能源占比不断上升，电网层面需要储能来提升消纳与电网稳定性；三是电力自发自用需求推动家用储能市场快速增长；四是电力市场化与能源互联网持续推进助力储能产业发展；五是政策支持为储能发展创造良好市场机遇。

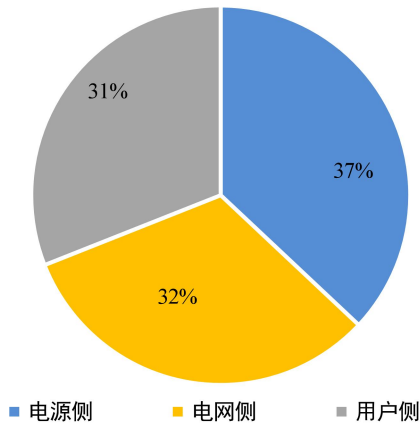
4. 电源侧应用场景成为主流

电源侧装机规模在全球及中国新增新型储能项目中占比最高。根据 CNESA 的统计，2021 年全球新增新型储能项目中，电源侧、电网侧和用户侧中的新增装机占比基本都在 30% 左右，相对比较均衡，其中电源侧占比最高，为 37%。根据 CNESA 的数据统计，截至 2021 年，从中国累计投运的新型储能项目的应用分布上看，无论是累计装机规模还是新增装机规模，电源侧继 2020 年首次位列第一之后，2021 年继续保持装机规模第一的位置，所占比重均超过 40%。截至 2021 年底，电源侧的累计装机规模超过 2.5GW，同比增长 65%，其中，新增投运规模超过 1.0GW，同比增长 2%。

电源侧储能在电化学储能装机中占比接近 50%。新型储能中电化学储能占首要位置，据中电联统计，2022 年，电化学储能各应用场景新增装机占比与 2021 年基本保持不变，其中，电源侧新增 3.87GWh，占比 49.24%，电网侧和用户侧分别占比 43.13% 和 7.63%。

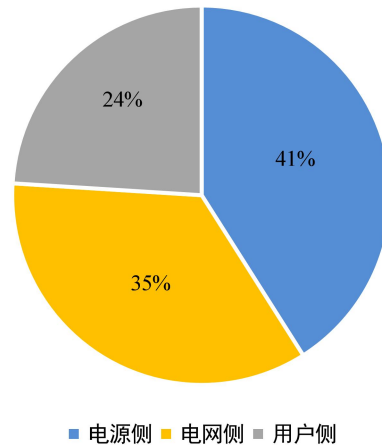


图 12: 2021 年全球新增投运新型储能项目应用分布



资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

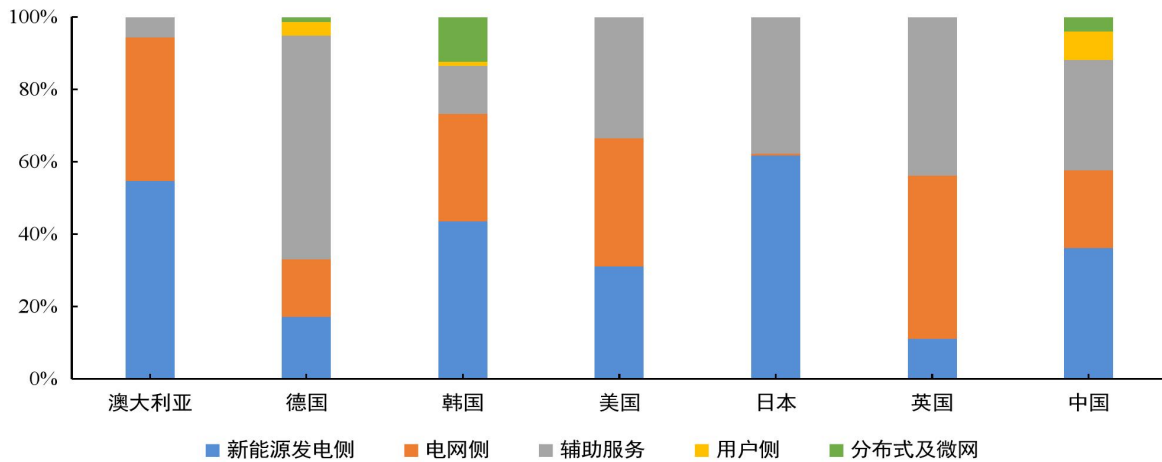
图 13: 2021 年中国新增投运新型储能项目应用分布



资料来源：派能科技招股说明书，长城国瑞证券研究所

全球不同国家储能应用场景侧重点不同，电源侧可再生能源并网是主要应用方向。截至 2021 年末，韩国、澳大利亚和日本在新能源发电侧的累计电化学储能装机应用占比均超过 40%，德国和英国在电源侧辅助服务的使用占比分别为 61.80%、48.10%，中国、美国电化学储能在新能源发电侧、辅助服务和电网侧的应用三方并重。

图 14: 截至 2021 年末各国电化学储能累计装机应用场景占比



资料来源：CESA，长城国瑞证券研究所

二、 可再生能源并网配储受政策和需求双轮驱动，特定条件下已具备经济性

1. 促进电网消纳，强制配储政策驱动性强

国内多地政府规定了对可再生能源并网侧保障性规模内的强制配储要求及支持政策，有望加快储能产业的发展。从总指引上看，2022 年 6 月《“十四五”可再生能源发展规划》表示：以储能促进新能源的高效消纳利用，保障可再生能源规模化发展。各地储能产业扶持政策积极



响应，截至 2022 年末，已有 25 个省市区提出新能源配储需求，配储比例要求多在 10%-20% 之间，配储时长要求多在 2h 以上（部分省配置要求高达 4h）。另外部分地区对并网侧储能电站根据发电量给予 0.3-0.8 元/Kwh 补贴，各省市落实储能相关政策将进一步加大储能在新能源并网侧的应用，储能产业有望健康快速发展。

表 3：部分地区新能源补贴政策统计

地区	时间	政策文件	补贴方式
重庆铜梁区	2022/12/29	铜梁区支持新型储能发展八条措施（试行）	新能源+储能配比达 10%、2h 的企业每年投资额的 5%，连续 4 年
浙江舟山	2022/12/21	舟山市普陀区清洁能源产业发展专项资金实施管理办法	每投运 1 个新型储能项目，补贴 30 万
湖南	2022/11/7	关于支持先进储能材料产业做大做强实施意见	根据实际发电量给予 0.3 元/kwh 奖励，单个企业不超过 300 万
浙江龙港	2022/10/14	关于进一步推进制造业高质量发展的若干政策	根据实际发电量给予 0.8 元/kwh 奖励
安徽合肥	2022/10/18	合肥市进一步促进光伏产业高质量发展若干政策实施细则	对装机容量 1MWh 及以上新型储能的电站给予不超过 0.3 元/kwh 补贴，补贴不超过 2 年，单个企业不超过 300 万

资料来源：GGII，国际能源网，长城国瑞证券研究所

表 4：部分地区新能源配储政策统计

地区	时间	政策文件	储能配置比例	储能配置时间
河北	2022/10/23	《关于做好 2022 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	南网不低于 10%，北网 15%	不低于 2h
福建	2022/10/20	《关于公布 2022 年集中式国内光伏试点项目名单的通知》	不低于 10%	不低于 2h
河南	2022/10/20	《关于下达 2022 年风电、光伏发电项目开发方案》	20-55%	2-4h
广东	2022/10/9	《东莞市加快分布式光伏规模化开发利用工作方案》	不低于 8%	-
吉林	2022/8/24	《吉林省能源发展“十四五规划”》	不低于 10%	不低于 2h
内蒙古	2022/8/1	《内蒙古自治区工业园区绿色供电项目实施细则（2022 年版）》	不低于 15%	不低于 4h
河南商丘	2022/6/22	《“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划（征求意见稿）》	不低于 15%	不低于 2h

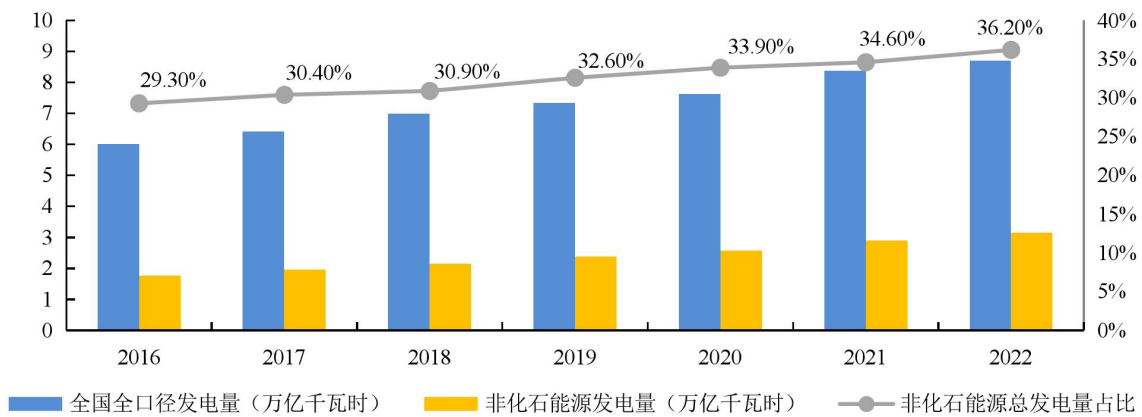
资料来源：GGII，国际能源网，长城国瑞证券研究所

2. 新能源并网侧配储需求持续提升

随着新能源在总发电量的应用比例加大，新能源并网侧配储需求持续提升。2022 年度，全口径并网风电、太阳能发电量分别同比增长 16.3%和 30.8%，分别达到 7,623Gwh 和 4,276Gwh。2016-2022 年，全口径非化石能源发电量占总发电量的比例从 29.3%上升至 36.2%。在新能源发电并网侧配储，将风电、太阳能转化的电力存储后移至其他时段并网，可以降低新能源出力波动、有效跟踪计划出力、提升新能源电站可调度性、降低弃风弃光率、有助于提升新能源消纳能力。因此，我们预计随着非化石能源发电的比重增长，配储需求持续提升。

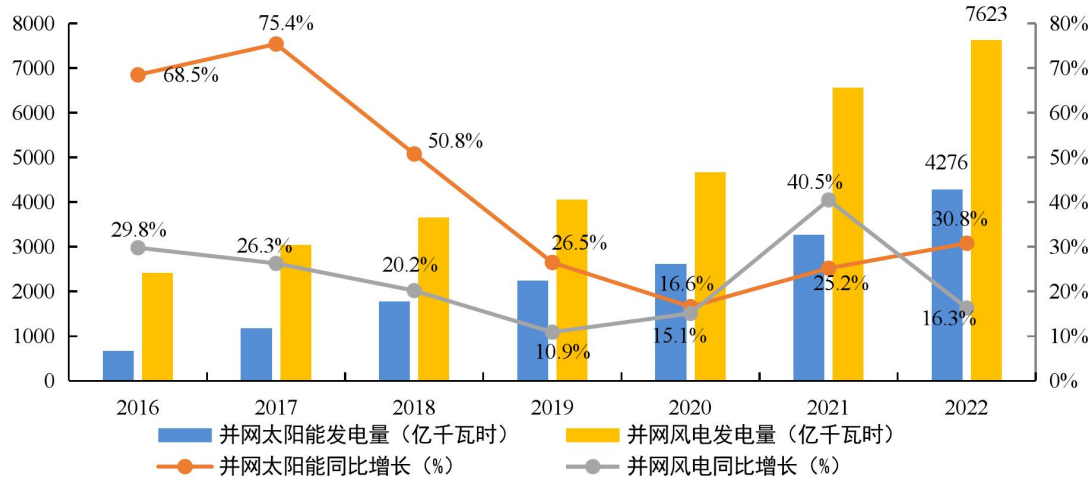


图 15：2016-2022 年非化石能源总发电量占比



资料来源：中电联，长城国瑞证券研究所

图 16：2016-2022 年并网太阳能、风能发电量情况



资料来源：中电联，长城国瑞证券研究所

3. 大电站配储在特定条件下已具备经济性

1) 上网电价与电站配储 IRR 敏感性测算

假设电站规模为 100MW，配储 10%*2h，循环次数为 7000 次，在二类地区光伏有效利用小时数为 1300h/年，其他假设条件见下表。通过赋值不同的上网电价，测算出目前光伏电站三类资源区（光伏有效利用小时数分别为 1600h/1300h/1100h）的上网电价分别为 0.32/0.40/0.48 元/kWh 时，比较具备经济性（IRR>5%）。

表 5：上网电价与电站配储 IRR 敏感性测算

基本假设		电站建设成本假设	
运营规模 (MW)	100	组件成本 (元/W)	2.14
储能配比	10%	逆变器 (元/W)	0.15
储能时长 (h)	2	支架 (元/W)	0.50



循环次数	7000	箱变、电缆等 (元/W)	0.59
每天充放次数 (次)	1	其他建安成本 (元/W)	0.27
运营年限 (年)	20	EPC 成本小计 (元/W)	3.65
储能系统单位成本 (元/Wh)	1.5	非 EPC 成本小计 (元/W)	0.35
储能系统单位成本 (元/W)	0.75	电站建设成本合计 (元/W)	4.00

成本合计 (元/W): 4.75

模拟场景 1: 三类地区不同上网电价时 IRR 测算

上网电价 (元/kWh)	一类地区: 1600h	二类地区: 1300h	三类地区: 1100h
0.28	2.30%	-1.36%	-3.91%
0.3	3.67%	-0.21%	-2.89%
0.32	5.05%	0.92%	-1.90%
0.34	6.43%	2.04%	-0.92%
0.36	7.83%	3.16%	0.05%
0.38	9.24%	4.28%	1.01%
0.40	10.67%	5.40%	1.96%
0.42	12.13%	6.52%	2.90%
0.44	13.61%	7.65%	3.85%
0.46	15.11%	8.80%	4.79%
0.48	16.65%	9.95%	5.74%

资料来源: 北极星储能网, 长城国瑞证券研究所

2) 电站配储循环次数与 IRR 敏感性测算

假设电站规模为 100MW, 配储 10%*2h, 在二类地区光伏有效利用小时数为 1300h/年, 上网电价为 0.36 元/kWh, 其他假设条件见下表。通过调整循环次数以及相对应的运营年限, 测算出循环次数达 8500 次, 电站配储收益率在 5%以上, 具备经济性。

表 6: 电站配储循环次数与 IRR 敏感性测算

基本假设		模拟场景 2: 循环次数提升	
二类地区每年合理利用小时数	1300h	循环次数	IRR
运营规模 (MW)	100	6000	0.57%
储能配比	10%	6500	1.61%
储能时长 (h)	2	7000	3.16%
每天充放次数 (次)	1	7500	3.74%
上网电价 (元/kWh)	0.36	8000	4.65%
储能系统单位成本 (元/Wh)	1.5	8500	5.01%
成本合计 (元/W)	4.75	9000	5.32%

资料来源: 北极星储能网, 长城国瑞证券研究所

3) 电站配储成本与 IRR 敏感性测算

假设电站规模为 100MW, 配储 10%*2h, 在二类地区光伏有效利用小时数为 1300h/年, 上网电价为 0.36 元/kWh, 其他假设条件见下表。通过赋值不同的电站配储总成本, 测算出配储后成本在 4.20 元/W 以下具备经济性。



表 7：电站配储成本与 IRR 敏感性测算

基本假设		模拟场景 3：成本下降	
二类地区每年合理利用小时数	1300h	成本（元/W）	IRR
运营规模（MW）	100	4.8	2.95%
储能配比	10%	4.6	3.82%
储能时长（h）	2	4.4	4.76%
每天充放次数（次）	1	4.2	5.80%
循环次数	7000	4.0	6.95%
运营年限（年）	20	3.8	8.23%
上网电价（元/kWh）	0.36	3.6	9.67%

资料来源：北极星储能网，长城国瑞证券研究所

4. 新能源配储现状：需求空间有限，利用率和调度不足，转变定位或可迎来转机

电源侧储能中新能源配储运行情况不佳，远低于火储、电网侧配储及用户侧配储。

（1）**新能源配储调用频次低。**目前，新能源配储一般是在弃电时段进行充放运行，至多“一充一放”运行，部分区域配置的电化学储能基本未调用；电网侧、用户侧配储多为“两充两放”运行模式；火储调频由于受 AGC 调度指令响应，储能调用频繁。

（2）**新能源配储利用率低。**据中电联统计，目前新能源配储的平均运行系数仅为 0.06（日均运行小时 1.44h）、平均利用系数仅为 0.03（日均利用小时 0.77h）、平均备用系数高达 0.92（日均备用小时 22.17h）、平均日利用指数仅为 17%（日均等效利用次数 0.22 次）。与火储、电网配储、用户侧配储相比，新能源配储平均两日才能实现一次完整的充电，且等效利用系数和日利用小时数均为最低。

新能源配储利用率的调度低的重要原因在于需求空间有限。随着电力市场化改革进程的深入推进，以可再生能源为主的能源结构调整不断倒逼现有煤电行业转型升级，占据主力地位的火电厂响应国家号召积极进行以热储能技术为主的灵活性改造，同时用户侧也在进行灵活性需求响应。新能源发电量并不会持续维持高位，电网侧消纳困难也不是一直存在，因此新能源配储如果局限于内部使用，那需求和应用场景、时段都会受到一定限制，进而导致新能源配储的利用率和调度明显低于火储、电网侧配储以及用户侧配储。

推动新能源+配建储能作为联合主体参与市场交易，增加新能源配储利用率和调用频次。上述提到的局限于内部使用则需求收到一定限制，若上升至解决整个电网的需求，新能源配储的利用率和调用频次或将得到改善。即在新能源配储的同时具备独立控制的要求和条件，可转为独立储能参与现货市场以及全省的调频辅助服务，那需求或将会大幅提升，利用率和调用不足的现状得到一定改善。目前国家和各地政府也在积极推动新能源配储运行机制的完善工作：

（1）**国家政策推动。**2022 年 5 月国家发改委和国家能源局发布《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》，其中提出**鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市**



场。以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求情况下，鼓励与所配建的其他类型电源联合并视为一个整体，按照现有相关规则参与电力市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用。随着市场建设逐步成熟，鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同时参与的市场模式。

(2) **地方政策推动**。2023年2月22日，山东能源监管办、山东省发展改革委、山东省能源局印发《关于2023年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的通知》，首次明确了新能源与配建储能作为联合主体参与市场的方式。

其次，对于还未进行新能源配储的项目，还可通过集中建设储能电站实现新能源配储需求，新能源项目共享储能容量、分摊储能费用，降低成本的同时增加其利用率和调用频次。

表 8：2022 年一季度新能源配储、火储、电网测配储、用户侧配储运行情况对比

	配储时长	等效利用系数	日利用小时（倍数）	日充放电等效利用率
新能源配储	1.6h	6.1%	1.0	51.1%
火储	0.6h	15.3%	2.5	344.6%
电网侧配储	2.3h	14.8%	2.4	82.4%
用户侧配储	5.3h	28.3%	4.6	67.1%

调研机组储能平均时长为 2 小时；调研电化学储能项目平均等效利用系数为 12.2%

资料来源：电力网，长城国瑞证券研究所

说明：表中数据由中电联对电网公司、发电集团等单位所属的新型储能（电化学储能）进行专项调研所得。

三、用电侧：工商业储能实现经济性，海外户储需求高增

1. 分时价差拉大，部分工商业储能已具备经济性

国内因峰谷价差拉大，促进工商业储能配套以节省用电成本，工商业储能具备经济性。储能在用电侧主要功能为与工商业、户用等分布式电源配套或作为独立储能电站，盈利模式为峰谷价差套利或自发自用。2021年7月，国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求“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；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%”。在电价谷段、平段时从电网向储能装置充电，在电价尖峰、峰值时段储能装置向电网负荷放电，通过削峰填谷可降低企业用电成本。

2023年3月，我国多个省区的一般工商业峰谷平均价差超过0.7元/kWh，且广东、山东地区的工商业峰谷价差甚至超过1元/kWh。据CNESA披露，0.7元/kWh正是用户侧储能实现经济性的门槛价差。因此，即使考虑到用户侧峰谷电价波动，电化学储能在我国部分省区工商业用户情景已具备经济性。



表 9：2023 年 3 月全国部分地区一般工商业电价差（元/kWh）

地区	电压等级	尖峰	高峰	平段	低谷	峰谷价差
江苏	<1kV	-	1.23	0.73	0.33	0.90
	1-10kV	-	1.18	0.71	0.32	0.86
安徽	<1kV	1.26	1.19	0.72	0.32	0.94
	1-10kV	1.23	1.17	0.7	0.32	0.91
广东（珠三角五市）	<1kV	1.72	1.38	0.82	0.33	1.39
	1-10kV	1.67	1.34	0.8	0.32	1.35
山东	<1kV	1.21	1.06	0.71	0.37	0.84
	1-10kV	1.19	1.04	0.7	0.36	0.83
山西	<1kV	-	0.92	0.61	0.32	0.60
	1-10kV	-	0.89	0.59	0.31	0.58
北京（城区）	<1kV	-	1.13	0.84	0.58	0.55
	1-10kV	-	1.12	0.83	0.57	0.55
河北	<1kV	0.96	0.84	0.58	0.33	0.63
	1-10kV	1.11	0.96	0.65	0.35	0.76
冀北	<1kV	0.83	0.72	0.54	0.35	0.48
	1-10kV	0.93	0.80	0.58	0.36	0.57
河南	<1kV	-	1.21	0.75	0.32	0.89
	1-10kV	-	1.16	0.72	0.31	0.85
浙江	<1kV	1.41	1.05	-	0.44	0.97
	1-10kV	1.41	1.05	-	0.43	0.98
上海	<1kV	-	1.00	0.85	0.47	0.53
	1-10kV	-	0.98	0.84	0.46	0.52
重庆	<1kV	-	-	-	-	-
	1-10kV	-	1.25	0.8	0.33	0.92
四川	<1kV	-	1.3	0.82	0.35	0.95
	1-10kV	-	1.26	0.8	0.34	0.92
黑龙江	<1kV	-	1.14	0.77	0.4	0.74
	1-10kV	-	1.13	0.76	0.39	0.74
辽宁	<1kV	1.29	1.04	0.7	0.37	0.92
	1-10kV	1.26	1.02	0.69	0.36	0.90
吉林	<1kV	1.41	1.18	0.8	0.42	0.99
	1-10kV	1.38	1.16	0.79	0.42	0.96

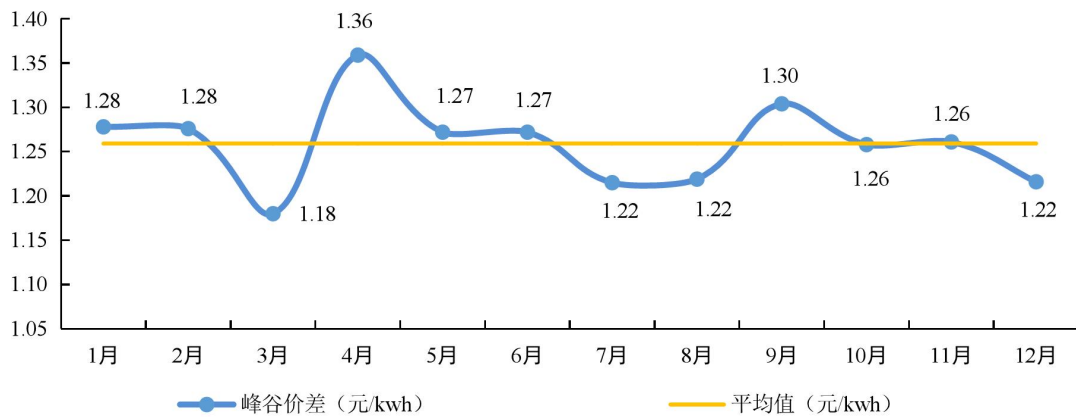
资料来源：北极星售电网，长城国瑞证券研究所

2. 峰谷时段和峰谷价差的利用使得用户侧储能具备更可观的经济性

相较于电网侧和电源侧储能项目，用户侧储能项目投资回收期更短。2022 年，广东省（珠三角五市）以全年平均 1.259 元/kWh 的价差位居第一。CNESA 通过对该地区用电侧工商业储能进行经济性分析，假设 10MW/20MWh 储能项目总投资为 4000 万元，系统循环效率 90%，充放电深度 90%、全年运行 330 天，分析结果如下：广东省在执行尖峰电价以及 2h 储能系统的充放电策略情境下，每日两充两放的度电净收益为 1.359 元/kWh（有尖峰）和 0.985 元/kWh（无尖峰），静态回收周期约为 5.58 年。相较于电源侧和电网侧储能项目大多 10 年以上的投资回收期来看，在峰谷价差较大的地方用户侧储能具有更可观的经济性。

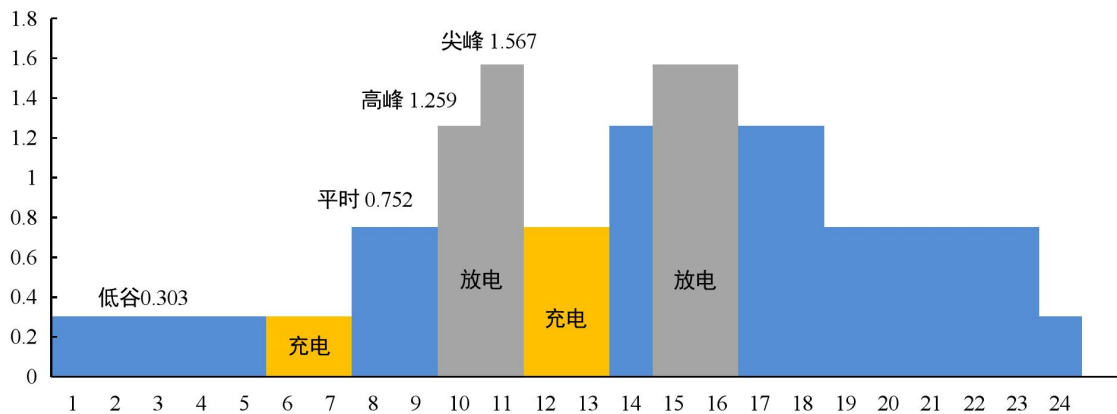


图 17：广东省（珠三角五市）2022 年最大峰谷价差情况（一般工商业 10kV）



资料来源：CNESA，长城国瑞证券研究所

图 18：2022 年广东省（珠三角五市）2h 储能系统充放电策略



资料来源：CNESA，长城国瑞证券研究所

3. 全国各地储能补贴政策出台，助力工商业储能经济型的提升

为鼓励工商业用户兴建储能电站，政府出台了一系列储能补贴政策，税收政策以及市场准入政策等，这在一定程度上降低了储能设备的投资成本和运营成本，提高了储能电站的收益水平，提升工商业储能经济性，有助于吸引更多的投资和资本进入工商业储能领域，提高行业的发展速度和规模。目前，全国各地正在实施的储能补贴政策超过 30 项，主要集中在用户侧，并注重与分布式光伏相结合。补贴方式主要包括容量补贴、放电补贴和投资补贴，其中与分布式光伏结合的补贴方向最为主要。

表 10：全国各地区用户侧储能补贴政策

补贴地区	补贴方式	补贴标准	
安徽	合肥	放电	对 1MW 以上的新型储能电站，按放电量给予投资主体不超过 0.3 元/kWh 补贴，连续补贴不超过 2 年，同一企业累计最高不超过 300 万元。
	芜湖	放电	按实际放电量给予运营主体 0.3 元/kWh 补贴，同一项目年度最高补贴 100 万元。补贴年限为 5 年。



广东	深圳	放电	鼓励数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等结合电网需求布局储能系统，对已并网投运且装机规模 1 兆瓦以上的电化学储能项目，按照实际放电量给予最高 0.2 元/kWh 的支持，每个项目支持期限 3 年，资助总额最高 300 万元。
	肇庆高新	容量	验收合格并已投入使用的储能、冰蓄冷项目，按 150 元/kW 的装机容量补贴金额发放给制造业企业(场地提供方和项目建设方按 7:3 比例分配)，每个项目(企高新业)补贴金额总和不超过 100 万元。
湖南	长沙	放电	支持企业利用储能电站降低用电成本，按储能电站的实际放电量给予储能电站运营主体 0.3 元/kWh 的奖励，单个企业年度奖励额度不超过 300 万元。
江苏	无锡高新区	容量	对实际投运的新建储能项目，按项目装机容量给予使用单位一次性补贴 0.1 元/瓦，单个项目最高上限 50 万元。对以合同能源管理模式投资区外的新建储能项目投资方按照项目装机容量给予一次性补贴，补贴标准为 0.05 元/瓦，单个项目最高上限 25 万元。
	苏州工业园区	放电	支持光伏项目配置储能设施，2022 年 1 月 1 日后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目，对项目投资方按项目放电量补贴 0.3 元/kWh，补贴 3 年。
	龙港	放电	对于实际投运储能项目，按照实际放电量给予储能运营主体 0.8 元/千瓦时的补贴。
浙江	义乌	放电	根据峰段实际放电量给予储能运营主体 0.25 元/kWh 的补贴、补贴两年，补贴资金以 500 万元为上限。
	温州龙港	放电	对于实际投运储能项目，按照实际放电量给予储能运营主体 0.8 元/kWh 的补贴。
	永康	容量	对非居民用户侧储能项目(年利用小时数不低于 600 小时)，按照储能设施按 150 元、120 元、100 元每千瓦逐年退坡补贴。
	诸暨	容量	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。市财政给予储能设施投资单位一次性补贴 200 元/kWh，单个项目最高不超过 100 万元。
	嘉善	容量	对实施的光伏发电项目配建储能系统并接受电网统筹调度的(经审批备案目年利用小时数不低于 600 小时)，额外实行一次性储能容量补助，2021-2023 年补助标准分别为 200 元、180 元、170 元/千瓦·年。
	金华婺城	容量	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。
	海盐县	投资	推进一批储能、新型电力系统示范项目建设，对制造业企业投资 300 万元及以上的新型储能电站，给予实际设备投资的 10% 限额 400 万元的一次性补助。
	嘉兴	投资	推进一批储能、新型电力系统示范项目建设，对制造业企业投资 300 万元及以上的新型储能电站，给予实际设备投资的 10% 限额 400 万元的一次性补助。
	舟山普陀	投资	对开发建设新型储能项目的企业，每建成投运 1 个新型储能项目，补助资金 30 万元。
重庆	铜梁	容量	1.投资额补贴: 发电企业配建 10% 以上储能的，参与电网调度的独立储能，按投资额 5% 补贴，连续补 4 年;2.放电补贴: 规模大于 2MWh 且年利用小时数不低于 600 小时。连续 3 年给予项目运营主体 0.5 元/kWh 的资金补贴，新建光伏设施的，再补贴 0.5 元/kWh，两项补贴金额累计不超过 1000 万元。3.容量补贴: 按照储能设施规模给予 1.3 元/W 的一次性补贴，如果在建设储能设施的同时新建光伏设备，对于新建的光伏设备按照 2.9 元/W 进行一次性补贴。
	两江新区	容量	对在新区备案且建成投运的用户侧储能、独立储能、分布式光储、充换储一体化等项目，储能配置时长不低于 2 小时的，按照储能设施装机规模给予 200 元/kWh 容量补贴，单个项目补贴最高不超过 500 万元。
四川	成都	容量	1.对入选的用户侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目，年利用小时数不低于 600 小时的，按照储能设施规模给予每年 230 元/千瓦补贴，单个项目最高不超过 100 万元，补贴 3 年。2.积极推进电源、电网、用户侧配套建设示范建设，按储能设施规模 200 元/千瓦给予补助。电池回收利用体系，按电池容量给予 20 元/千瓦时补助。
山西	太原	投资	对新型储能项目(化学、压缩空气等)给予补助，建成后，按投资额的 2% 补贴最高不超过 500 万元。
北京	朝阳区	投资	对储能技术项目给予不超过总投资额 20% 的补助。

资料来源：能源电力说公众号，长城国瑞证券研究所

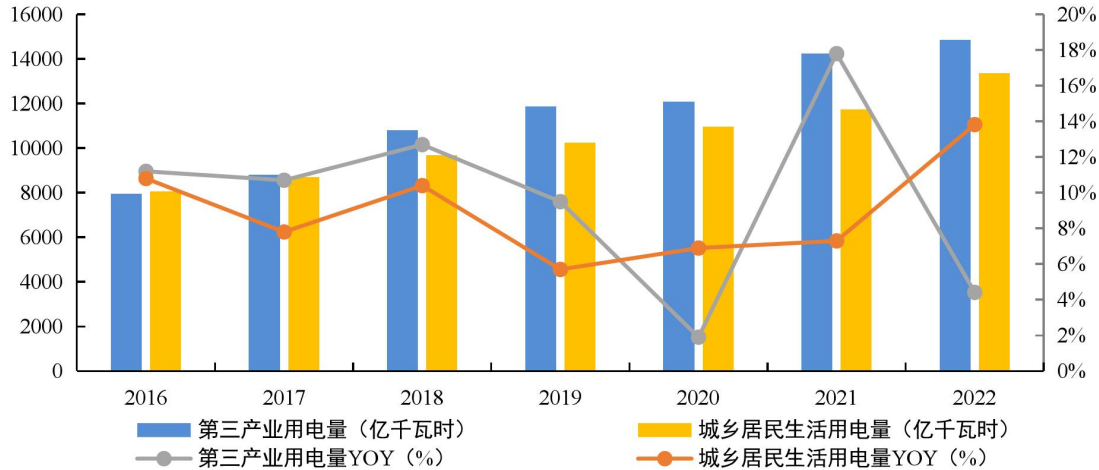
4. 峰谷价差高位在用电需求的增加下得以稳固，用户侧工商业储能配置需求提升

我国第三产业和城乡居民用户的用电量占比不断提升，电力系统峰谷差率拉大，峰谷价差有望维持高位，继而提升储能配置需求。2016 年至 2022 年，第三产业用电量占全国全社会用



电量比例从 13.5% 上升至 17.2%，城乡居民用户用电量占比从 13.6% 上升至 15.5%。2022 年度，第三产业用电量达到 14,859 亿 kWh，同比增长 4.41%。随着电力市场化改革的推进，工商业用户逐步进入电力市场，分时电价机制完善、高耗能用电成本上升将刺激工商业用户的电化学储能配置需求。

图 19：2016-2022 年我国第三产业及城乡居民用电量



资料来源：国家能源局，长城国瑞证券研究所

工商业用电需求居高不下，限电政策的出台进一步提升工商业储能配置需求。对于用电量大的工商业用户来说，限电政策无疑不增加其用电焦虑，进而考虑配置光储一体系统来保障电力供应和正常生产。工商业储能或将成为国内企业实现紧急备电、维持正常经营、降低能源支出的重要手段。

表 11：2022 年部分地区限电政策具体内容

地区	限电时间/文件发布时间	具体内容
四川	8 月 15-20 日	取消主动错峰需求响应，在全省（除攀枝花、凉山）的 19 个市（州）扩大工业企业让电于民实施范围，对四川电网有序用电方案中所有工业电力用户（含白名单重点保障企业）实施生产全停（保安负荷除外），放高温假。
江苏南京	8 月 12 日	发布节电倡议书，要求机关事业单位带头节电、工业企业严格科学用电、加强公共场所合理用电、提倡家庭生活节约用电。
安徽合肥	8 月 9 日	安徽省合肥市发改委、国网合肥供电公司发布《致全市电力用户节约用电倡议书》，倡导工业企业通过计划检修等方式错峰让电，主动支持缓解用电高峰时段供电压力。
浙江	8 月 8 日起	8 月 8 日根据用电缺口实际情况启动 C 级 1250 万千瓦有序用电措施，8 月 9 日再视情调整有序用电等级。
山东	6 月 7 日	山东省发展和改革委员会、山东省能源局联合印发《2022 年全省迎峰度夏有序用电方案》，确保“限电不限民用”“限电不拉闸”，切实保障居民生活、公共服务和重要用户电力可靠供应。

资料来源：能源电力说公众号，长城国瑞证券研究所

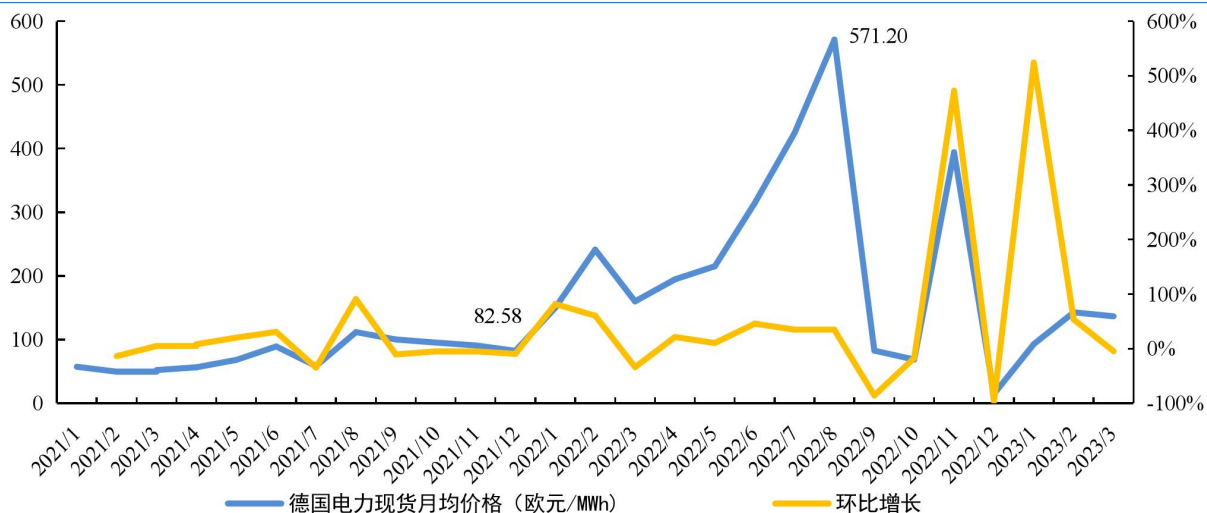
5. 海外户储需求景气度持续攀升

2021 年全球户用储能需求爆发，2022 年，能源危机叠加过高电价导致需求进一步激发，其中欧洲为户储最大市场。2021 年下半年，能源危机爆发，欧洲天然气供应短缺导致电价大幅



上涨甚至限电，欧洲居民新合同电价在年底也开始相应上涨。2022年2月俄乌冲突爆发，进一步加剧了能源危机，欧洲电力现货价格随之迎来骤增。据 TRADING ECONOMICS 统计，德国电力现货月均价格在2022年8月迎来历史新高，为571.20欧元/MWh，而2021年12月价格仅为82.58欧元/MWh。能源危机下电价持续上涨刺激户储需求进一步高增，当前欧洲为户储最大市场，其中德国占据70%以上的新增储能市场，是欧洲户用储能的绝对主力军。2015-2021年，欧洲户储复合增速达63%，增长十分快速。2021年德国新增户用储能1.48GWh，同增45%，占全球的34%；累计装机3.92GWh，同比增加60.60%，占全球的32%。2021年德国光储渗透率为3.60%，位居全球第一。未来随着居民电价以及光储系统成本的差额逐渐拉大，户储的经济性将会愈发显著。

图 20：2021 年至今德国电力现货月均价格变动情况



资料来源：TRADING ECONOMICS，长城国瑞证券研究所

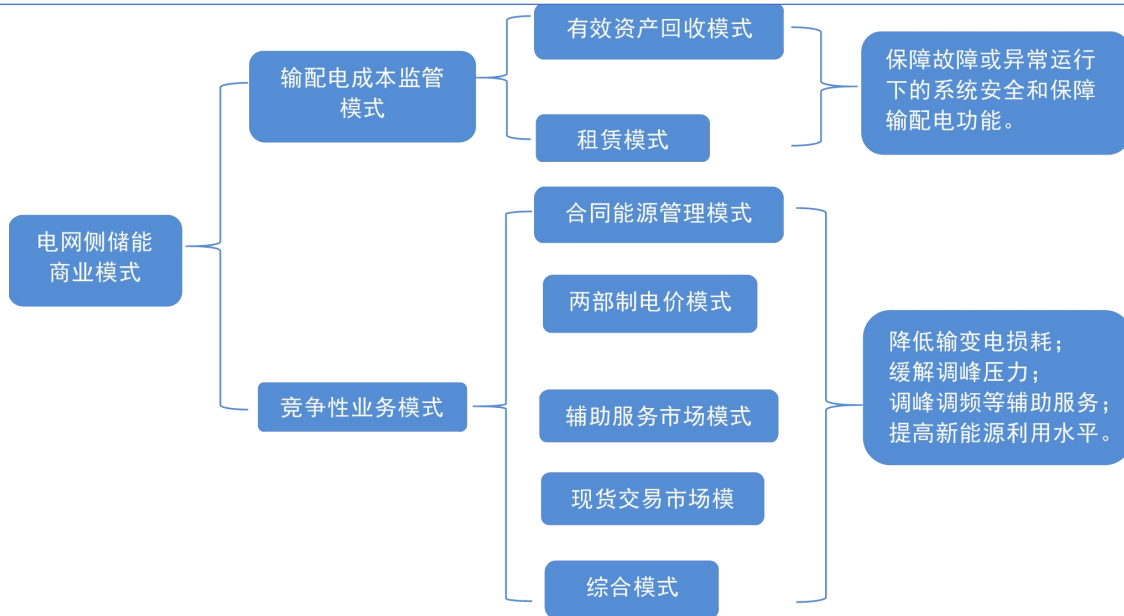
四、电网侧：独立储能调峰调频+共享储能盈利模式，成熟模式仍在探索

我国电网侧储能商业模式尚未成熟，大体可分为输配电成本监管模式和竞争性业务模式两大类，前者可细分为有效资产回收模式和租赁模式，后者可细分为合同能源管理模式、两部制电价模式、辅助服务市场模式、现货交易市场模式和综合模式。其中，有效资产回收模式由于资产要进入输配电价核算，因此只能由业务受到监管的电网主业投资，其他可由社会资本投资。

在探索成熟商业模式的道路上，2022年，国家发展改革委、国家能源局先后发布《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《方案》）、《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》，要求在电网关键节点配置储能，提高大电网安全运行水平，在站址和走廊紧张地区延缓和替代输变电设施投资；并进一步明确了新型储能市场定位，逐步建立完善相关市场机制、价格机制和运行机制。《方案》提出建立电网侧独立储能电站的容量电价机制，即将容量电价对应的容量电费纳入输配电价回收，探索替代输配电的储能设施成本收益纳入输

配电价。建议积极探索竞争性两部制电价机制，通过竞价模式降低容量电费和电量电费，优化资源配置。同时，建议积极整合电源、电网和用户侧储能资源，采取共享储能模式，争取多重收益。

图 21：电网侧储能商业模式



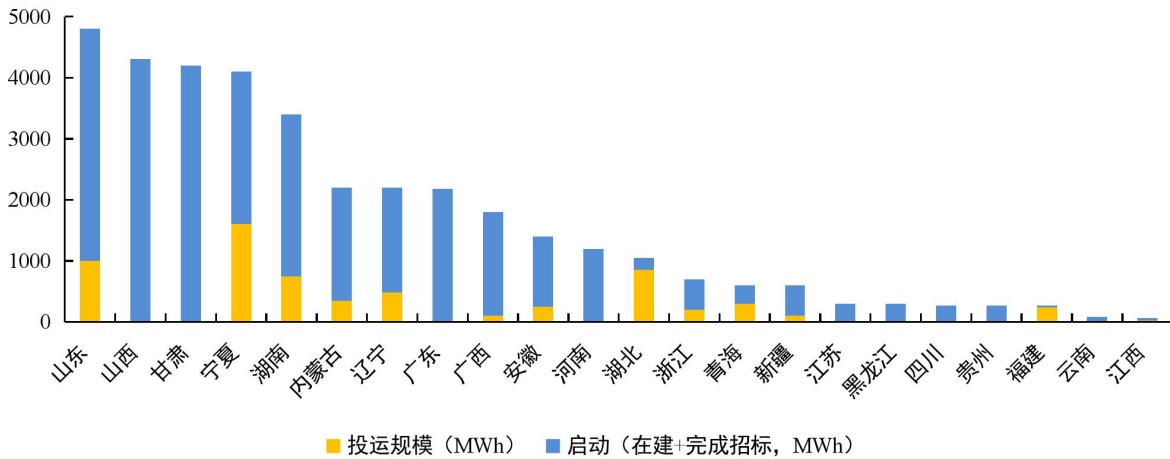
资料来源：国网能源院，长城国瑞证券研究所

1. 以独立储能形式通过调峰、调频获取市场收益

独立储能指“独立式储能电站”，区别于新能源或者火电厂联合设立的形式，独立储能电站的“独立性”体现在具备独立计量、控制等技术条件，可以以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受位置限制，作为独立主体参与电力市场。

独立储能建设渐入佳境，2022 年并网投运+启动项目总规模达 16.5GW/35GWh。据统计，2022 全年并网投运电站 38 座，总规模 3GW/6GWh；启动施工建设和 EPC/设备招标的电站 109 座，总规模 13.6GW/29GWh。2022 年公开宣布但未进入实质阶段的独立式储能电站 142 座，总规模 28.3GW/67.6GWh，将成为 2023 年独立式储能增长的最强储备力量。具体至各地区来看，宁夏独立式储能全年投运项目规模达到 0.9GW/1.8GWh，已进入实施阶段的项目超 2GW/4GWh，宁夏已成为国内最大的独立式储能市场；山东引领“容量租赁+调峰/电力现货+容量补偿”的商业模式，2022 年启动了总计 29 个、总规模超过 3.1GW 的第二批市场项目，后续实际投运规模有待持续关注。

图 22：2022 年各地独立储能电站新增装机情况

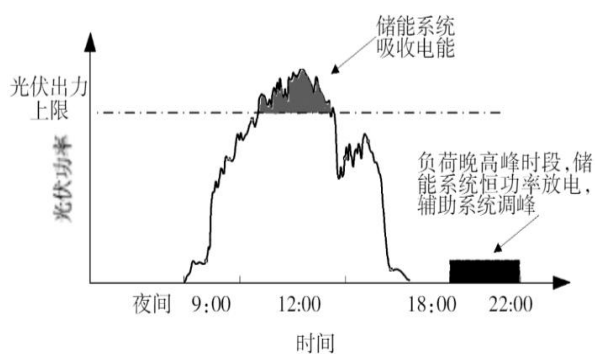


资料来源：储能与电力市场，长城国瑞证券研究所

调峰基本原理即在负荷低谷时充电，在负荷高峰时放电，以维持有功功率平衡，主要通过赚取峰谷价差以及获取调峰度电补偿来获取收入。目前常用的调峰机组有燃煤火电机组和抽水储能机组，储能电站调峰占地面积少，在接收调峰调频指令后快速进行充放电，因此在电网调峰的应用日益增多。

调频是指当电力系统负荷或发电发生较大变化时联合常规电源调频，储能系统能够实现功率的正反双向调节，有效提升常规机组的调频性能指标，减少 AGC 及调频考核费用，主要通过调频里程补偿获取收益。

图 23：储能参与电网调峰的应用图

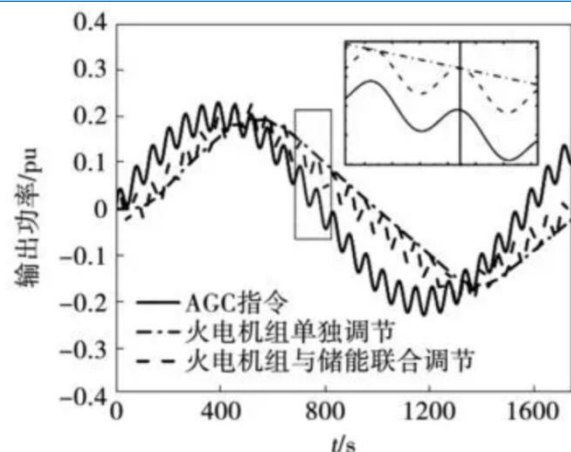


资料来源：于童、张萍《基于全寿命周期理论的储能降低光伏电站弃光率的经济性分析》，长城国瑞证券研究所

2. 共享储能优势明显，商业模式多样化

共享储能是独立储能的一种商业运营模式，是将独立分散的电源侧、电网侧、用户侧储能资源进行整合，并交由电网进行统一协调，推动源、网、荷各端储能能力全面释放，提高储能

图 24：储能参与电网调频的应用图



资料来源：东南大学火电机组振动国家工程研究中心《储能电池辅助火力发电机组二次调频建模研究》，长城国瑞证券研究所

资源利用率。从已开展的项目来看，商业模式归纳为 4 类：1) 为新能源电站提供储能容量租赁服务，获取租赁收益，为当前大部分共享储能电站的主要收益来源；2) 通过双边协商、双边竞价及单边调用等模式与新能源发电企业进行中长期电力交易；3) 参与电力调峰、调频辅助服务，获取辅助服务收益；4) 电力现货市场交易，实现峰谷价差套利。

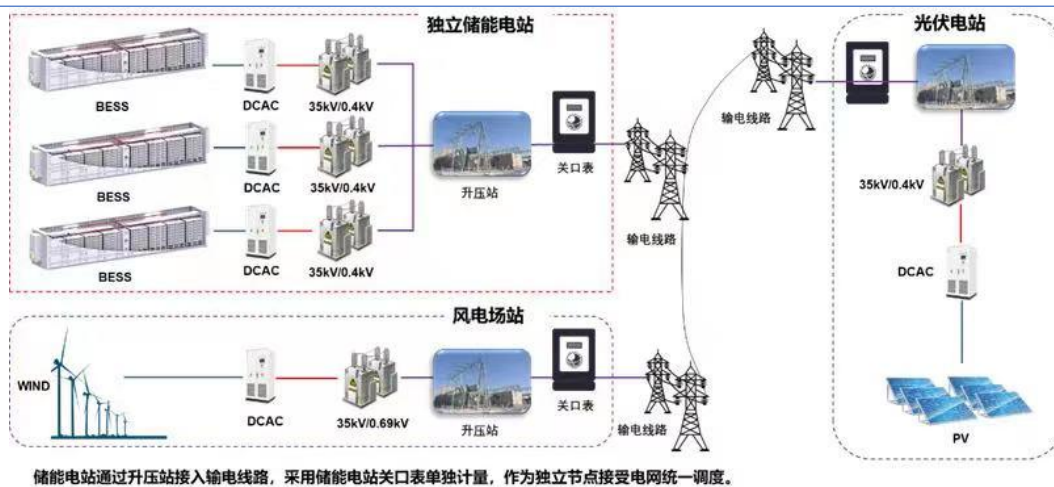
图 25：代表省份湖南、山东共享储能电站盈利模式



资料来源：张剑辉等《共享储能的商业模式与发展机遇分析》，长城国瑞证券研究所

共享储能可提高储能使用率，降低发电企业为强制配储的初始投资成本，规模化建设更利于集中管理。传统单个新能源场站配储利用率低，且新能源场站按固定比例配置储能需增加初始资本开支，此外，分散场站的储能难以实现多种电网侧辅助服务的统一调度结算。而由第三方或厂商负责投资、运维的共享储能电站以电网为纽带，可对多个分散的电网侧、电源侧、用户侧储能资源整合优化，通过向周边新能源电站收取容量租赁费回收投资，不仅可以满足强配储能有关要求，也可以更加集中参与电网调峰调频，规模化建设利于降低管理和运营成本。

图 26：共享储能电站技术方案示意图

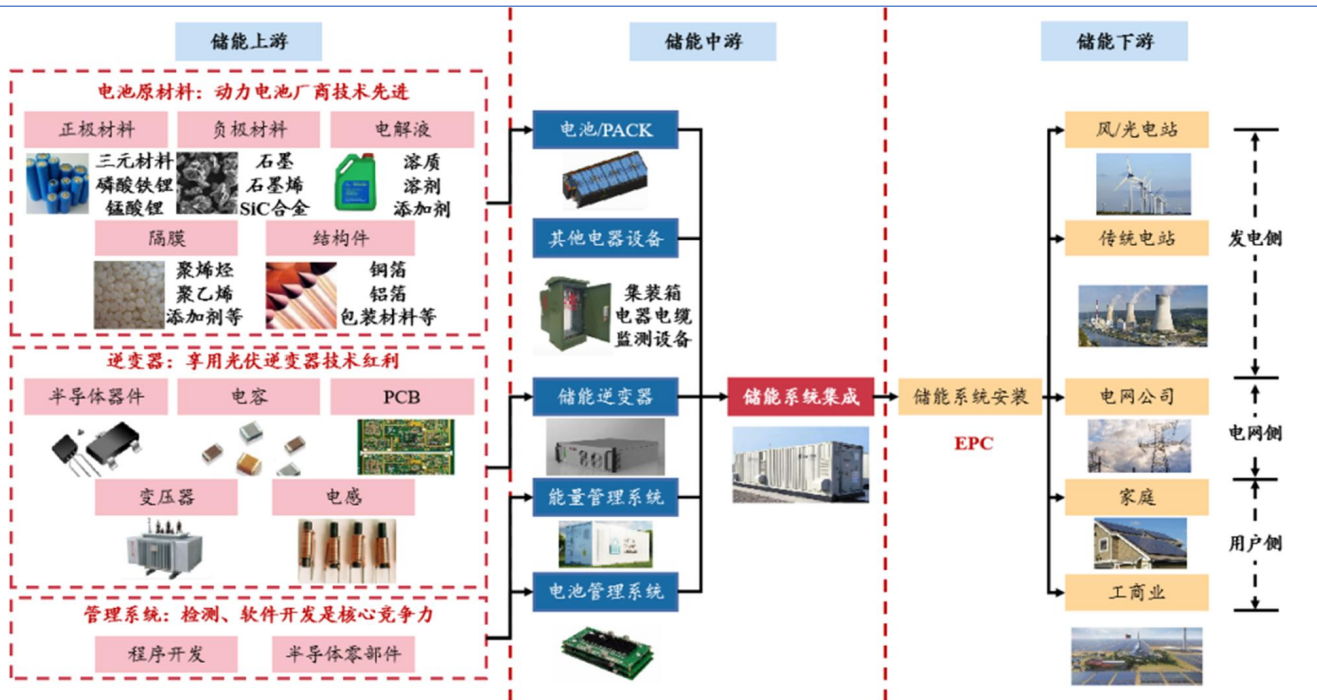


资料来源：张剑辉等《共享储能的商业模式与发展机遇分析》，长城国瑞证券研究所

五、储能市场空间测算

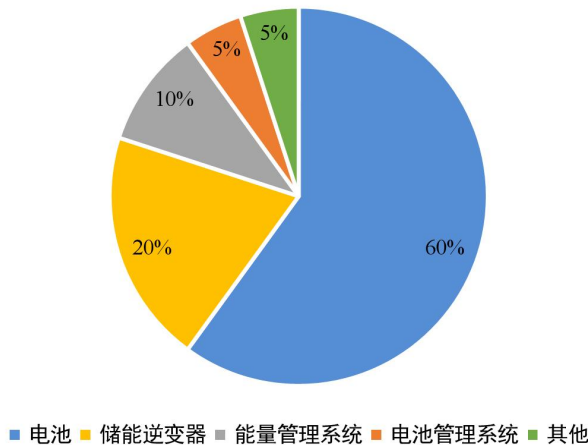
储能系统主要包括电池模组、逆变器、EMS、BMS 等多个部件。基于储能系统的构成，储能产业链上游包括电芯厂家和各类电子元器件厂家；储能产业链中游主要包括储能电池厂家、逆变器厂家、BMS 厂家、EMS 厂家以及储能系统生产商等；储能产业链下游则包括储能系统销售渠道（安装商、贸易商等）以及包括发电侧、电网侧和用户侧在内的各类用户。其中，储能电池和储能逆变器为储能系统两大关键材料，成本占比分别为 60%、20%。因此，储能市场空间测算主要以测算储能逆变器以及储能锂电池市场规模为主。

图 27：电化学储能产业链全景



资料来源：沃太能源招股说明书，长城国瑞证券研究所

图 28：电化学储能成本构成



资料来源：中国能源研究会，中商产业研究院，长城国瑞证券研究所



CNESA 基于全球储能数据库，结合中国项目规划信息和政策发展规划，预测 2027 年中国新型储能累计规模在保守和理想场景下将分别达到 97.0GW、138.4GW，2023-2027 年 CAGR 分别为 49.3%、60.3%，且年度新增储能装机规模将呈平稳上升态势，年均新增储能装机约为 16.6GW-25.1GW。我们结合上述数据做出以下假设：

- 1) 全球新型储能新增装机量同比增长 100%、95%、80%、50%、30%；
- 2) 中国新型储能新增装机量同比增长 150%、100%、60%、50%、30%
- 3) 储能逆变器单瓦时需求为 6.90 万台/GW；
- 4) 储能逆变器价格为 7036.79 元/台；
- 5) 储能运行时间 2h，储能锂电池放电深度 90%，储能锂电池单瓦时价格 1 元//Wh

经测算，我们预计 2027 年，全球及中国储能逆变器需求分别为 1605.72 万台、654.81 万台，市场规模将达到 1129.91 亿元、460.78 亿元；全球及中国储能锂电池需求分别为 589.54GWh、240.41GWh，市场规模将达到 5895.40 亿元、2404.13 亿元。

表 12：储能市场空间测算

	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E
全球新型储能新增装机 (GW)	10.20	20.40	40.8	79.56	143.21	214.81	279.26
中国新型储能新增装机 (GW)	2.40	7.30	18.25	36.50	58.40	87.60	113.88
逆变器容配比	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
全球储能逆变器需求 (GW)	8.50	17.00	34.00	66.30	119.34	179.01	232.71
中国储能逆变器需求 (GW)	2.00	6.08	15.21	30.42	48.67	73.00	94.90
全球储能逆变器需求 (万台)	58.65	117.30	234.60	457.47	823.45	1235.17	1605.72
全球储能逆变器市场规模 (亿元)	41.27	82.54	165.08	321.91	579.44	869.16	1129.91
中国储能逆变器需求 (万台)	13.80	41.98	104.94	209.88	335.80	503.70	654.81
中国储能逆变器市场规模 (亿元)	9.71	29.54	73.84	147.68	236.30	354.44	460.78
全球新型储能中锂离子电池储能占比	90.90%	94.40%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
中国新型储能中锂离子电池储能占比	89.70%	94.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
全球锂离子电池储能新增装机 (GW)	9.27	19.26	38.76	75.58	136.05	204.07	265.29
中国锂离子电池储能新增装机 (GW)	2.15	6.86	17.34	34.68	55.48	83.22	108.19
全球储能锂电池需求 (GWh)	20.60	42.79	86.13	167.96	302.33	453.49	589.54
全球储能锂电池市场规模 (亿元)	206.04	427.95	861.33	1679.60	3023.28	4534.92	5895.40
中国储能锂电池需求 (GWh)	4.78	15.25	38.53	77.06	123.29	184.93	240.41
中国储能锂电池市场规模 (亿元)	47.84	152.49	385.28	770.56	1232.89	1849.33	2404.13

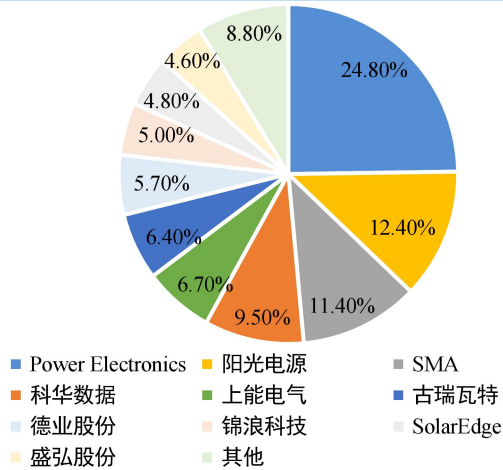
资料来源：中商情报网，北极星太阳能光伏网，长城国瑞证券研究所

六、投资建议

1. 投资建议

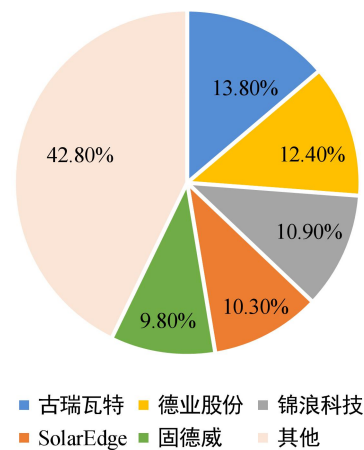
新能源配储在特定条件下具备经济性，但目前仍存在需求空间有限，利用率和调度不足的问题；用户侧国内工商业储能优势显现，以实现经济性，海外户储需求爆发，国内随着电力现货市场制度的完善以及储能市场规范等相关制度的出台和推动，市场空间也会逐步释放，储能逆变器和储能电池作为储能系统两大关键材料有望迎来发展机遇。建议重点关注海外户储业务占比高，且具备储能电池和系统核心技术的厂商，推荐派能科技、阳光电源，同时关注国内向储能电池及系统延伸的锂离子电池厂商；逆变器环节，建议重点关注具备产品和市场核心竞争力的厂商，推荐锦浪科技、固德威。

图 29：2021 年全球储能逆变器市场竞争格局



资料来源：古瑞瓦特招股说明书，长城国瑞证券研究所

图 30：2021 年全球用户侧家储逆变器市场竞争格局



资料来源：古瑞瓦特招股说明书，长城国瑞证券研究所

表 13：2022 年度中国储能企业出货量排名

	全球储能电池出货量前十中国厂商	全球家储电池出货量前五中国厂商	中国储能 PCS 出货量前十	全球储能 PCS 出货量前十中国厂商	中国储能系统出货量前十	全球储能系统出货量前十中国厂商	国内用户侧储能系统出货量前十
1	宁德时代	宁德时代	上能电气	阳光电源	海博思创	阳光电源	科华数能
2	比亚迪	鹏辉能源	科华数能	科华数能	中车株洲所	比亚迪	兴储世纪
3	亿纬储能	派能科技	索英电气	上能电气	阳光电源	海博思创	沃太能源
4	瑞浦兰钧	瑞浦兰钧	阳光电源	古瑞瓦特	天合储能	华为	库博能源
5	鹏辉能源	亿纬锂能	汇川技术	盛弘股份	远景能源	中车株洲所	融和元储
6	海辰储能		南瑞继保	南瑞继保	平高集团	南都电源	中天储能
7	派能科技		盛弘股份	固德威	华能清能院	远景能源	西安奇点
8	远景动力		禾望电气	索英电气	融和元储	天合储能	采日能源
9	南都电源		智光储能	汇川技术	新源智储	采日能源	智光储能
10	国轩高科		平高集团	首航新能源	中天储能	中天储能	南都电源

资料来源：CNESA，长城国瑞证券研究所

说明：红色字体标注的公司为上市公司

2. 重点公司

2.1 派能科技（688063.SH）

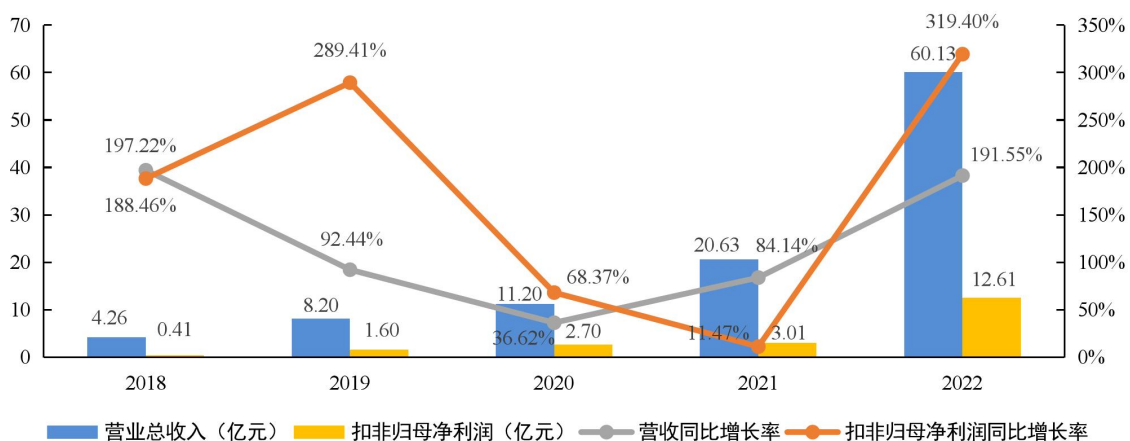
公司主要从事磷酸铁锂电芯、模组及储能电池系统的研发、生产和销售，产品可广泛应用于电力系统的发、输、配、用等环节以及通信基站、车载储能、移动储能等场景，是行业领先的储能电池系统提供商，在全球电化学储能市场中具有较高品牌知名度和较强市场竞争力。2021-2022 年公司产品销售量分别为 1,540.34/3,535.40MWh，其中储能系统产品销售量分别为 1,455.89/3,505.83MWh。

公司以海外户储为主要市场，与英、德、意等国领先的光伏、光储、储能系统提供商建立了长期稳定合作关系，在欧洲、非洲部分国家市场占有率极高，并同时积极拓展美洲、亚太区域等家用储能市场。此外公司还积极参与美洲、亚太区域和既有欧洲市场的电网级项目，为公司快速发展打下基础。据 IHS 统计，2019 年公司自主品牌家用储能产品出货量约占全球出货总量的 8.5%，位居全球第三名，仅次于特斯拉和 LG 化学；2020 年和 2021 年，公司自主品牌家用储能产品出货量分别约占全球出货总量的 12%和 14%，均仅次于特斯拉，位居全球第二名。

在国内市场，公司同时关注长期战略客户和发展型客户，向全球领先的通信设备制造商中兴通讯提供通信基站后备锂电池；同时公司的大容量储能电池系统已在国内工商业储能、可再生能源配套储能、微电网储能等场景实现商用，积累了丰富的产品应用经验和优质客户资源。

公司拥有产业链垂直整合的综合服务优势，是国内少数具备电芯、模组、电池管理系统及能量管理系统等储能核心部件的自主研发和生产能力，同时具备储能系统集成解决方案设计能力的企业。海外户储需求景气度的提升，有望助力公司业绩稳健增长；目前国内户储市场还未打开，未来随着相关政策的落地和实施，公司凭借成熟的产品和市场经验将具备先发优势。

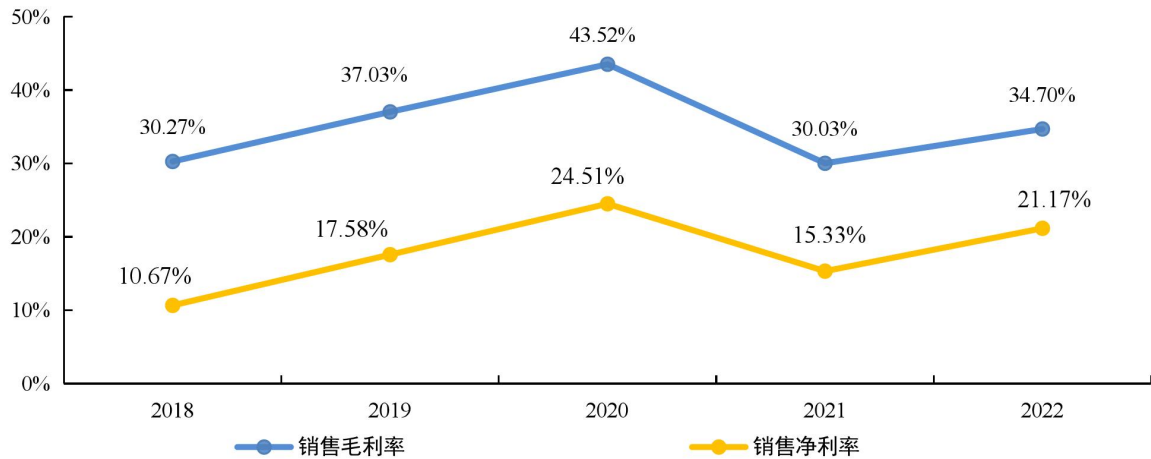
图 31：2018-2022 年派能科技业绩情况





资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

图 32：2018-2022 年派能科技销售毛利率与销售净利率



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

2.2 阳光电源 (300274.SZ)

公司专注于太阳能、风能、储能、电动汽车等新能源电源设备的研发、生产、销售和服务，主要产品有光伏逆变器、风电变流器、储能系统、新能源汽车驱动系统、水面光伏系统、智慧能源运维服务等，并致力于提供全球一流的清洁能源全生命周期解决方案。

公司自成立之初就致力于以光伏逆变器为核心的光伏系统设备研发和生产，是国内最早从事逆变器产品研发生产的企业，产品连续四年发货量全球第一，截至 2021 年 12 月，阳光电源在全球市场已累计实现逆变设备装机超 224GW，2021 年光伏逆变器全球发货量 47GW，其中国内 18GW，海外 29GW，出货量全球市占率 30% 以上。

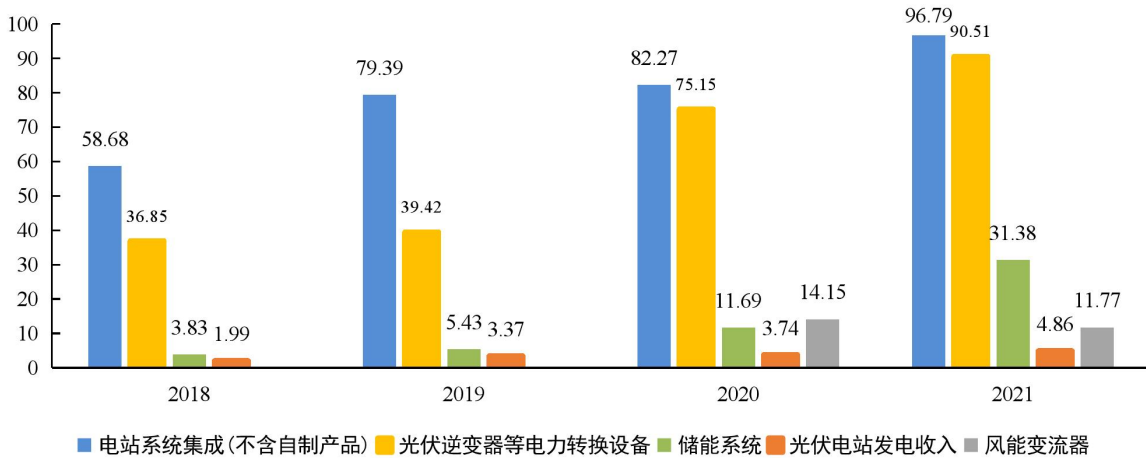
在储能系统领域，公司具备全球领先的新能源电源变换技术和一流的储能系统集成技术，专注于锂电池储能系统研发、生产、销售和服务，可提供储能变流器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备，实现辅助新能源并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网、户用等储能系统解决方案，是全球一流的储能设备及系统解决方案供应商。目前公司储能系统广泛应用在美、英、德等成熟电力市场，不断强化风光储深度融合。2021 年公司储能系统发货量实现几何级增长，当年全球发货量达 3GWh。据 CNESA 披露，公司储能系统出货量连续五年位居第一。

在电站投资开发业务领域，公司构建起以中国为根基、海外快速发展的多元业务协同产业布局，截至 2021 年 12 月，在全球累计开发建设光伏、风电项目超 2500 万千瓦。同时紧抓户用市场爆发机遇，创新推出“家阳光”合作共建业务模式，与央国企携手合作，共同推进居民屋顶分布式光伏电站项目开发。2021 年，公司家庭光伏全年装机量同比增长超过 500%，稳居户用第一阵营。公司在光伏逆变器、风电变流器、储能及电站投资开发等领域协同发展，凭借全



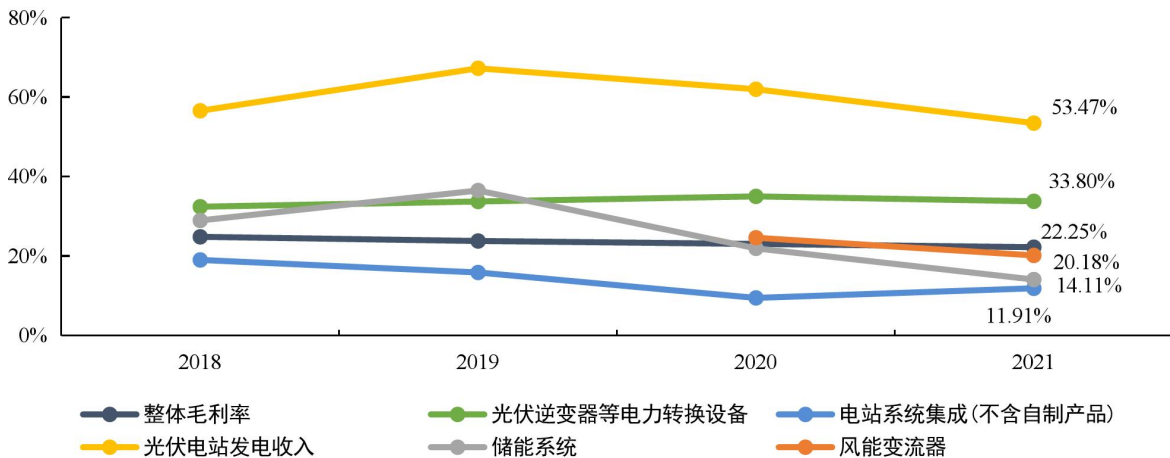
球营销渠道布局海内外业务，加速全球战略部署，夯实市场地位。

图 33：2018-2022 年阳光电源营收结构（亿元）



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

图 34：2018-2022 年阳光电源细分业务毛利率



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

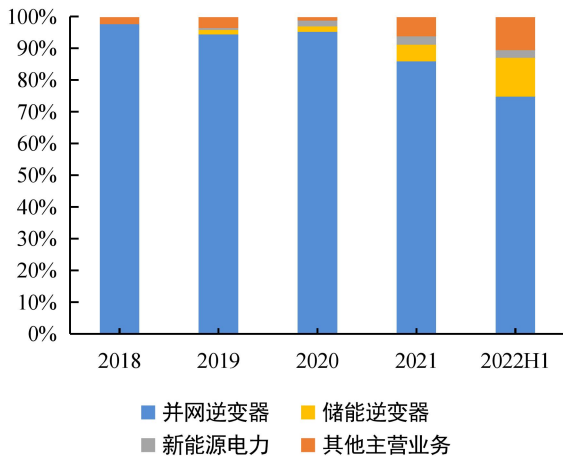
2.3 锦浪科技 (300763.SZ)

公司主要从事组串式逆变器研发、生产、销售和服务，主要产品为并网组串式逆变器和储能组串式逆变器，2021 年二者合计销售占比高达 91.13%。2019-2021 年公司光伏逆变器业务的年均复合增长率为 66.39%。自 2019 年以来，公司通过全资子公司锦浪智慧从事新能源电力生产业务，进行太阳能光伏电站开发、建设及运营，以作为公司现有业务的重要补充，实现公司业务多元化布局和产业链延伸。截至 2022 年 9 月 30 日，公司分布式光伏电站累计并网装机容量 239.63MW，2019-2021 年，公司营业收入年均复合增长率为 70.53%。

公司作为组串式逆变器龙头，储能逆变器业务占比不断提升，由 2019 年的 1.52% 增加至 2022H1 的 12.21%，2022H1 储能逆变器毛利率为 30.82%，显著高于并网逆变器 24.92%，未来随着海外户储需求的不断增加，公司储能逆变器业务有望迎来快速增长。

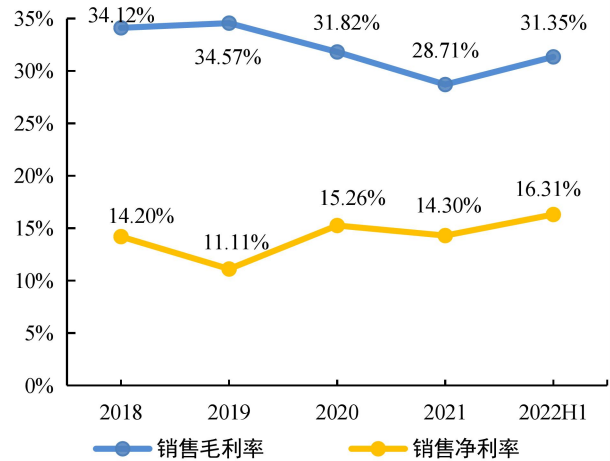


图 35：2018-2022H1 锦浪科技营收结构



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

图 36：2018-2022H1 锦浪科技盈利情况



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

2.4 固德威 (002594.SZ)

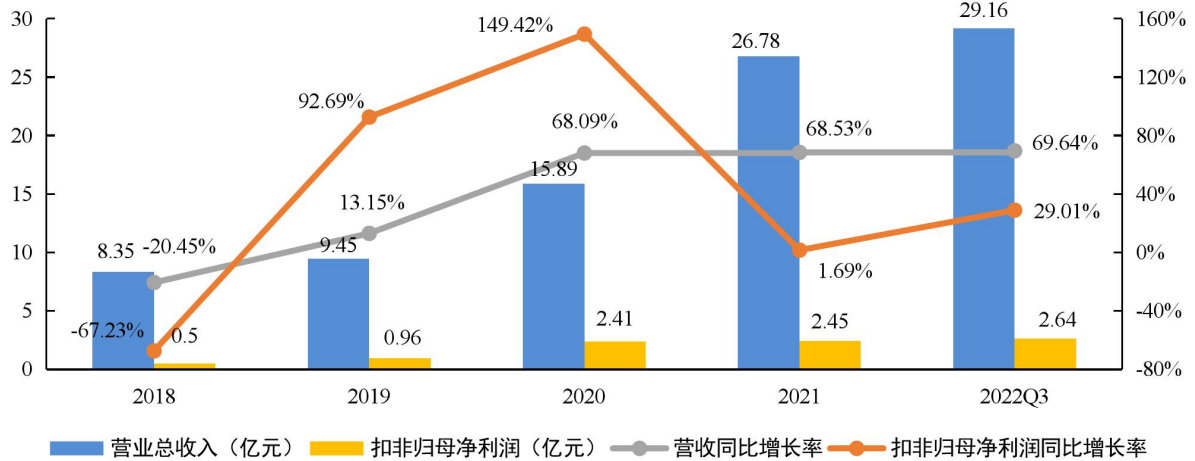
公司主要从事太阳能、储能等新能源电力电源设备的研发、生产和销售，致力于为家庭、工商业用户及地面电站提供智慧能源管理等整体解决方案。公司产品主要包括光伏并网逆变器、储能产品和户用系统等，其中，光伏并网逆变器均为组串式逆变器，目前已广泛应用于住宅、商业屋顶、农场、地面电站等光伏发电系统。另外，公司已研发出并网及储能全线多个系列逆变器产品，功率覆盖范围广泛（0.7kW~250kW），可充分满足户用、扶贫、工商业及大型电站需求。其次，公司通过控股子公司昱德新能源积极布局户用光伏发电系统，为中小型经销商和家庭户用投资业主提供户用光伏系统技术支持和安装解决方案，逐步推进户用领域光伏系统品牌建设。

2021 年，公司推出两款储能锂电池产品，均可与其双向储能逆变器搭配使用，组成“光伏+储能”系统，实现家庭电力自发自用。公司产品立足中国，并针对不同国家的需求开发匹配的产品，并已批量销往德、意、澳等全球多个国家和地区。

公司经营业绩稳步增长，2020 年之后增速维持在 70%左右，2018-2021 年营业总收入的年复合增长率为 47.47%，且以海外营收为主，2021 年公司海外营收占比达到 63.48%。光伏储能逆变器占比逐年提升，从 2018 年 5.27%提升至 2021 年 17.85%。公司整体销售毛利率约为 30%，与并网逆变器毛利率接近，但低于储能逆变器。公司储能逆变器毛利率较高，2019 年毛利率达到 52.64%，2021 年储能逆变器毛利率为 40.18%。未来随着海外户储需求增加以及国内储能相关政策的大力推动，公司储能逆变器业务占比有望进一步提升，进而推动公司毛利率的增长。

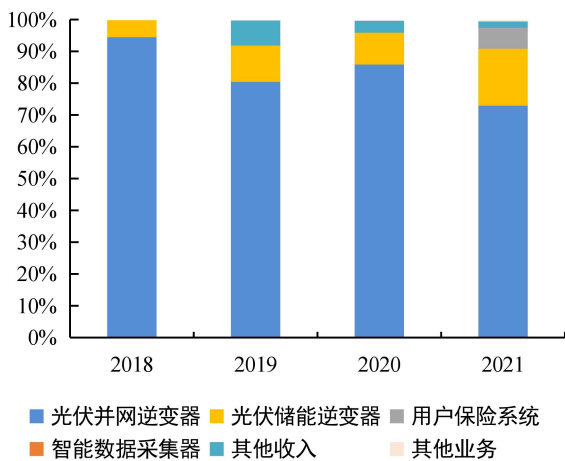


图 37：2018-2022Q3 年固德威经营业绩情况



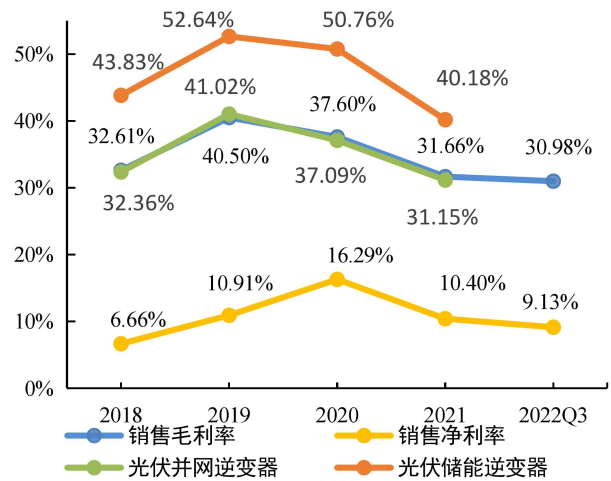
资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

图 38：2018-2021 固德威营收结构



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

图 39：2018-2021 固德威盈利情况



资料来源：公司公告，长城国瑞证券研究所

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：相对强于市场表现 20%以上；

增持：相对强于市场表现 10%~20%；

中性：相对市场表现在-10%~+10%之间波动；

减持：相对弱于市场表现 10%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：行业超越整体市场表现；

中性：行业与整体市场表现基本持平；

看淡：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。

本报告采用的基准指数：沪深 300 指数。

法律声明：“股市有风险，入市需谨慎”

长城国瑞证券有限公司已通过中国证监会核准开展证券投资咨询业务。在本机构、本人所知情的范围内，本机构、本人以及财产上的利害关系人与所评价的证券没有利害关系。本报告中的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证报告信息已做最新变更，在任何情况下，报告中的信息或所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价或询价。在任何情况下，我公司不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的担保，投资者据此投资，投资风险自我承担。本报告版权归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何形式翻版、复制、刊载或转发，否则，本公司将保留随时追究其法律责任的权利。