



电气设备

【粤开新能源】储能系列研究报告 (一)：内驱外需共振催化产业发展， 储能行业迈入高景气赛道

2023 年 09 月 25 日

投资要点

分析师：陈梦洁

执业编号：S0300520100001

电话：010-83755578

邮箱：chenmengjie@y kzq.com

核心观点

1、装机规模方面，全球装机规模强势增长，中欧美为主要增量。2022 年全球储能累计装机规模为 237.2 GW，同比增长 13%，新增装机 27.8 GW，同比增长 52%。2022 年，中国、美国、欧洲新型储能装机合计约占全球市场的 86%，同比增长 6%。我国 2022 年新增新型储能装机 7.3 GW，占全球市场总规模的 36%，居全球首位。2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模为 59.8 GW，年增长率 38%。

2、内部驱动方面，新能源削峰填谷需求、政策驱动及电力市场改革多重作用下，国内储能装机增势强劲。光伏、风电等可再生能源的入网比例大幅提高，新能源装机容量大幅提升带动储能规模快速扩大。政策顶层设计引领，驱动储能产业蓬勃发展。强制配储方面，配储比例要求大多在 10%-20%，配储时长多在 2 h 以上。补贴政策涉及容量补贴、发电量补贴和投资补贴等方面。**电力市场改革及电价机制完善进一步推动工商业、户用储能发展。**近年来，政策推动国内工商业分时电价机制完善，电价市场化程度持续提升，工商业用户侧储能的部分省份已实现良好的投资经济性。工商业储能及户储方向有望后来居上，关注相关企业从 0 到 1 机遇。

3、海外市场需求方面，欧美等市场高景气带动储能出海，海外市场有望成为国内企业第二增长点。国内企业主要通过上游电池、逆变器等供给及与本土集成商合作等方式参与欧美市场。受益于磷酸铁锂在储能系统占比提升，国内优质电池、储能集成企业海外市场频传订单捷报。随着本土化保护政策提出，制裁形势加剧，防范欧美电价高位回落及装机进程放缓带来的相关公司业绩波动风险。建议关注布局新兴市场、政策友好型海外市场的相关标的。

4、市场空间方面，经测算，2025 年国内储能市场规模将超 2000 亿元。结合国家能源发展规划预测，截至 2025 年底，风电累计装机规模有望达到 540 GW，光伏累计装机规模超 690 GW。2023-2025 年风光大基地配储、工商业储能、户用储能应用场景装机规模有望分别达到 126.8、30.4 和 6.3 GWh，对应市场规模分别约为 2155.6、425.6 和 94.8 亿元，合计 2676 亿元，市场空间广阔，建议重点关注盈利能力较强的储能电池龙头、逆变器龙头及优质集成商等企业。

投资建议

内驱外需推动下，储能装机规模增势强劲。2023 年 1-6 月，国内新投运新型储能项目装机规模约 8.63 GW /17.72 GWh，相当于此前历年累计装机规模总和。储能项目招标热度不减，中标价格逐步回暖，储能行业景气度高涨。内驱方面，新能源削峰填谷需求、强制配储与补贴政策、电力市场改革及电价机制完善等为主要驱动因素。海外市场方面，美国大型储能、

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



欧洲户储装机量增速较快。海外储能发展带动国内储能产品出海，关注产业链优势环节如磷酸铁锂储能电池、逆变器等。与此同时，随着部分海外政策加大对储能产品本地化的要求，国内储能领域企业正加速在海外市场的本土化布局。建议关注布局海外市场且海外业务毛利率较高的公司。据测算，2025 年国内储能市场规模有望超 2000 亿元，市场空间广阔，建议重点关注盈利能力较强的储能电池龙头、逆变器龙头及优质集成商等。

风险提示

相关政策变动、市场竞争加剧、原材料价格异常波动、储能技术更新迭代、海外市场不确定性等风险。



目 录

一、储能装机规模增势强劲，中欧美为主要增量市场.....	5
（一）全球储能市场持续高速发展，中欧美新型储能装机合计约占 86%.....	5
（二）国内储能装机增势强劲，储能项目招标热度不减，中标价格有望逐步回暖.....	6
二、新能源削峰填谷需求、强制配储及补贴政策、电力市场化改革等多要素驱动国内储能快速发展.....	7
（一）新能源装机比重快速上升，消纳与调峰需求带动储能规模快速扩大.....	7
（二）强制配储、补贴等政策催化储能产业规模快速增长.....	9
1.强制配储政策.....	9
2.储能投资补贴政策.....	11
（三）我国电力市场化改革稳步前行，逐步构建储能参与市场交易基础，进一步优化储能商业模式.....	12
（四）分时电价机制完善推动工商业户储发展元年，工商业户储迎来从 0 到 1 快速增长机遇.....	13
三、欧美装机量高速增长，海外储能发展带动国内储能出海.....	15
（一）海外美国和欧洲引领储能市场发展，美国以大储为主，欧洲以户储为主.....	15
1.美国储能产业发展依靠完善的储能政策与电力市场驱动，装机以大储为主.....	16
2.俄乌冲突加剧推动能源价格高位波动，欧洲户储市场此前高增，德国是装机主力地区.....	17
（二）海外储能发展带动中国储能电池出海，国内企业海外建厂抢占市场.....	18
四、未来市场空间广阔，储能景气度上行.....	19
（一）风光大基地建设持续升温，引领储能规模增势.....	19
（二）工商业、户用储能从 0 到 1 机遇，带动储能新增装机需求.....	21
（三）多应用场景储能需求高增，孕育千亿级市场.....	22
五、风险提示.....	22

图表目录

图表 1： 2017-2022 年全球储能装机规模.....	5
图表 2： 2022 全球储能装机结构.....	5
图表 3： 2022 国内电力储能市场累计装机规模.....	6
图表 4： 2022.07-2023.06 国内储能项目招标规模及中标价格.....	6
图表 5： 全国电力新增装机结构.....	7
图表 6： 储能参与新能源削峰填谷示意图.....	8
图表 7： 储能在不同应用场景下的作用.....	8
图表 8： 储能产业相关政策.....	9
图表 9： 近期我国各地新能源配建储能政策汇总.....	10
图表 10： 近期我国各地新能源配建储能政策汇总.....	11
图表 11： 电力市场化对储能发展的促进作用.....	12
图表 12： 我国储能参与电力市场政策梳理.....	13
图表 13： 我国各地分时电价政策梳理.....	14
图表 14： 2023 年 7 月我国一般工商业及大工业最大峰谷价差热力图（元/kWh）.....	15
图表 15： 2018-2022 美国各年储能新增装机容量（GWh）.....	15
图表 16： 联邦政府 IRA 法案后 ITC 相关抵免政策.....	16



图表 17: 2016-2022 年美国居民平均零售电价	16
图表 18: 2022 年全球户用储能新增装机规模区域分布	18
图表 19: 风电、光伏大基地装机规模测算.....	20
图表 20: 风光大基地储能装机规模测算.....	20
图表 21: 工商业储能装机规模测算.....	21
图表 22: 户用储能装机规模测算.....	21
图表 23: 储能市场规模测算.....	22

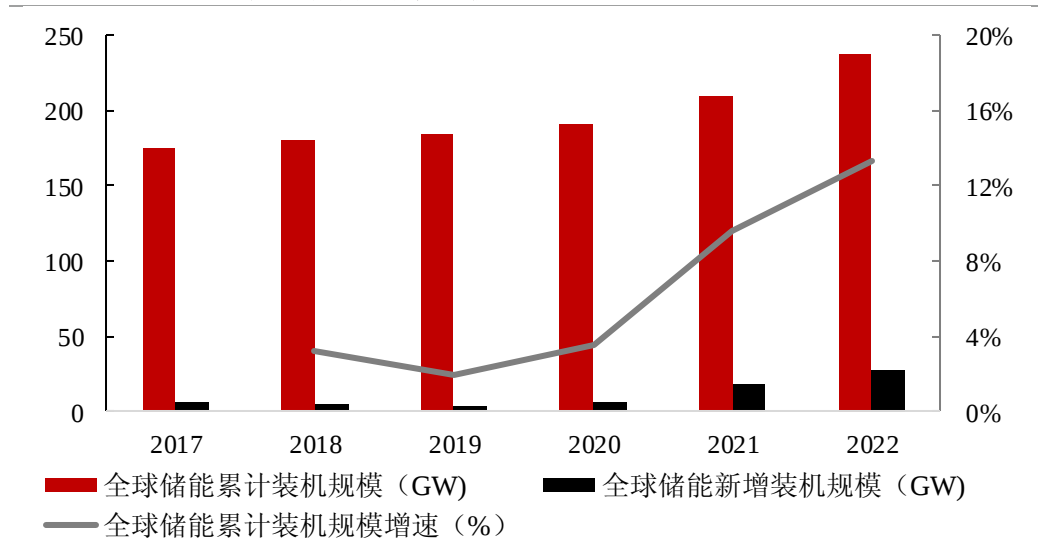


一、储能装机规模增势强劲，中欧美为主要增量市场

（一）全球储能市场持续高速发展，中欧美新型储能装机合计约占 86%

当前全球储能市场持续高速发展。自 2019 年开始，全球储能累计装机规模增速持续增长。根据 CNESA 统计，2022 年全球储能累计装机规模为 237.2 GW，同比增长 13%，新增装机 27.8 GW，同比增长 52%。

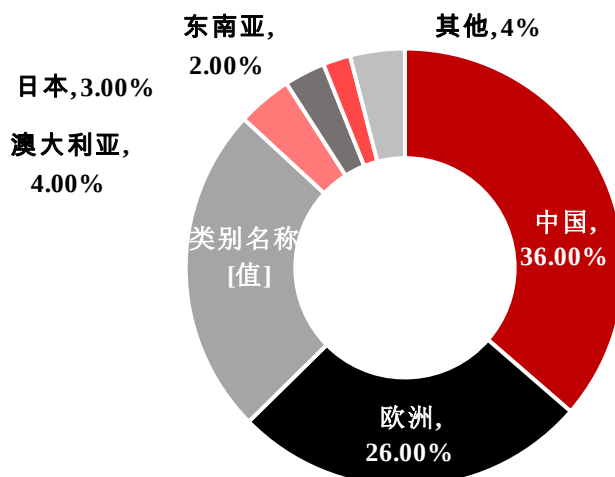
图表1：2017-2022 年全球储能装机规模



资料来源：CNESA，粤开证券研究院

中国、欧洲和美国引领全球储能市场发展。据 CNESA 统计，2022 年全球以电化学储能为首的新型储能累计装机规模 45.7 GW，新增装机规模为 20.4 GW，首次超过 20 GW。中国、美国、欧洲依旧是全球新型储能的主要增量市场，2021 年中国、美国、欧洲新型储能装机合计占比约 80%，2022 年约占全球市场的 86%，较 2021 年同期上升 6 个百分点。其中，我国 2022 年新增新型储能装机 7.3 GW，占全球市场总规模的 36%，居全球首位。

图表2：2022 年全球储能装机结构



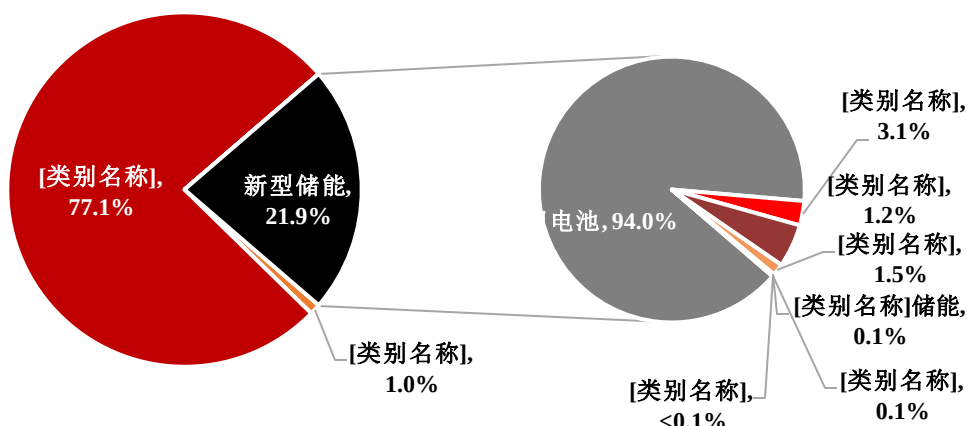
资料来源：CNESA，粤开证券研究院



（二）国内储能装机增势强劲，储能项目招标热度不减，中标价格有望逐步回暖

国内储能装机增势强劲，装机形式以大型储能为主。据 CNESA 统计数据，截至 2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模为 59.8 GW，年增长率 38%。抽水蓄能累计装机占比为 77.1%，首次低于 80%。新型储能规模高速发展，据国家能源局公布数据，截至 2023 年 6 月底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模超过 17.33 GW/35.80 GWh，平均储能时长 2.1 小时。2023 年 1-6 月，新投运装机规模约 8.63 GW /17.72 GWh，相当于此前历年累计装机规模总和。国内装机形式以大储为主，据储能与电力市场统计，2022 年我国新增投运的新型储能项目中，大储装机容量约占装机增量的 90%。

图表3：2022 国内电力储能市场累计装机规模

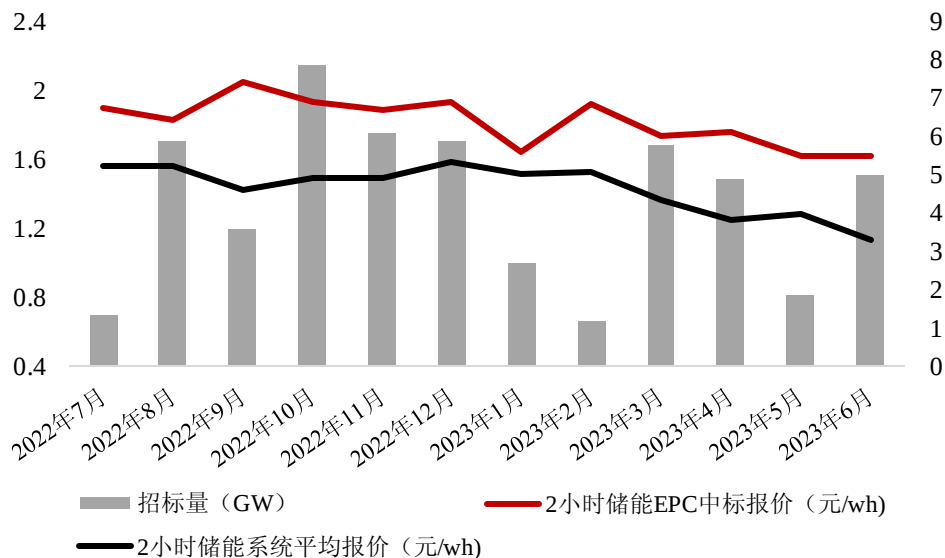


资料来源：CNESA，粤开证券研究院

储能项目招标情况来看，近期国内储能项目招标回暖。根据 CNESA 统计，2023 年 1-6 月份国内储能项目招标规模合计 18.3 GW/64.4 GWh。其中，储能系统/电池系统/电芯招标量 33.8 GWh，占比达 52%。

EPC 电站及储能系统中中标价格来看，总体呈现企稳回暖趋势。EPC 电站中标价格在 2022 年 9 月达到了 2.05 元/Wh 的高峰，后受碳酸锂原材料价格波动影响，中标价格波动向下，2023 年 5 月降至 1.61 元/Wh，6 月中标价基本企稳，预期后期价格伴随需求回暖有望回升。储能项目招标量伴随着价格波动和装机旺季淡季轮动变化较大，总装机量总体增长。

图表4：2022.07-2023.06 国内储能项目招标规模及中标价格



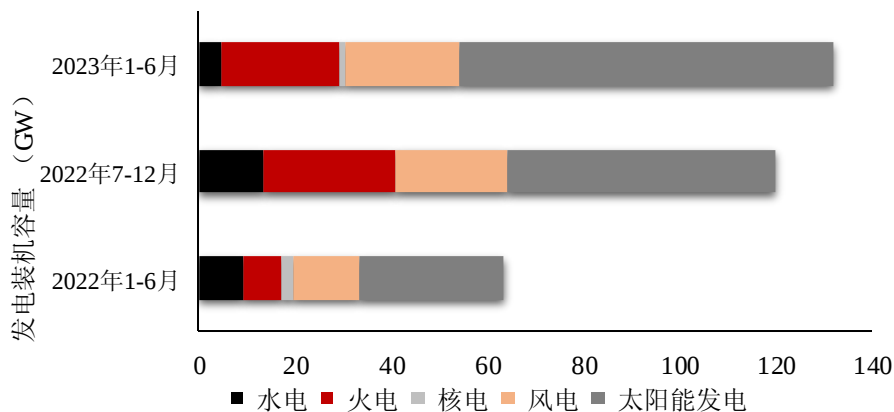
资料来源: CNESA, 粤开证券研究院

二、新能源削峰填谷需求、强制配储及补贴政策、电力市场化改革等多要素驱动国内储能快速发展

(一) 新能源装机比重快速上升, 消纳与调峰需求带动储能规模快速扩大

随着我国“双碳”目标进程, 光伏、风电等可再生能源的入网比例大幅提高, 新能源消费比重上升是大势所趋, 新能源装机容量大幅提升带动储能规模快速扩大。截至2023年6月底, 全国累计发电装机容量约27.1亿千瓦, 同比增长10.8%。其中, 太阳能发电装机容量约4.7亿千瓦, 同比增长39.8%; 风电装机容量约3.9亿千瓦, 同比增长13.7%。风光累积装机容量占全国发电装机的31.8%, 光伏发电超过水电成为我国仅次于火电装机规模的第二大电源。2022全年度, 全国累计发电装机容量约25.6亿千瓦, 其中, 风电装机容量约3.7亿千瓦, 太阳能发电装机容量约3.9亿千瓦。2023年上半年风电、光伏新增装机量分别为23.77、78.06 GW, 在全国新增装机结构中占比逐步提升, 风光装机景气度高涨, 预计下半年装机量将持续增长。

图表5: 全国电力新增装机结构

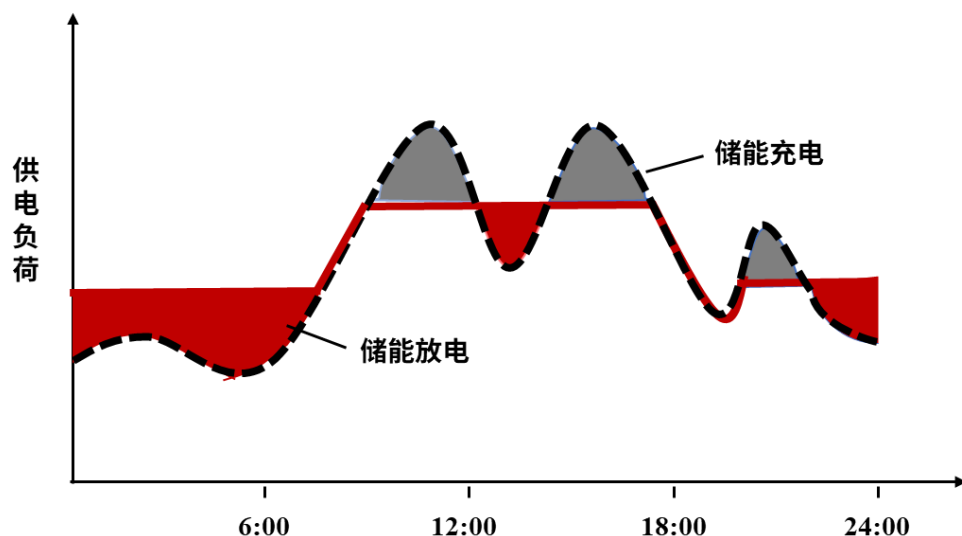


资料来源: 国家能源局, 粤开证券研究院



随着可再生能源装机规模的不断提升,输出功率的频繁变化,造成电压波动和闪变、频率波动等,由新能源的波动性、间歇性等技术缺陷产生的电力消纳难、外送难、调峰难等问题亟待解决。储能对于新能源削峰填谷、调峰调频、提升风、光消纳水平、平抑功率波动、提高电网运行稳定性发挥着重要作用,能够充当发电侧和用电侧之间的“缓冲”,使新能源发电曲线更为平滑,出力更为稳定、可控。储能已成为构建“源网荷储一体化”新型电力系统的重要组成部分和关键支撑。由于风光资源较好的新能源建设大省并网消纳率低,国内市场仍主要由新能源电站消纳与调峰需求带动快速扩大,国内装机主要在西北的新疆、甘肃、青海等地区。

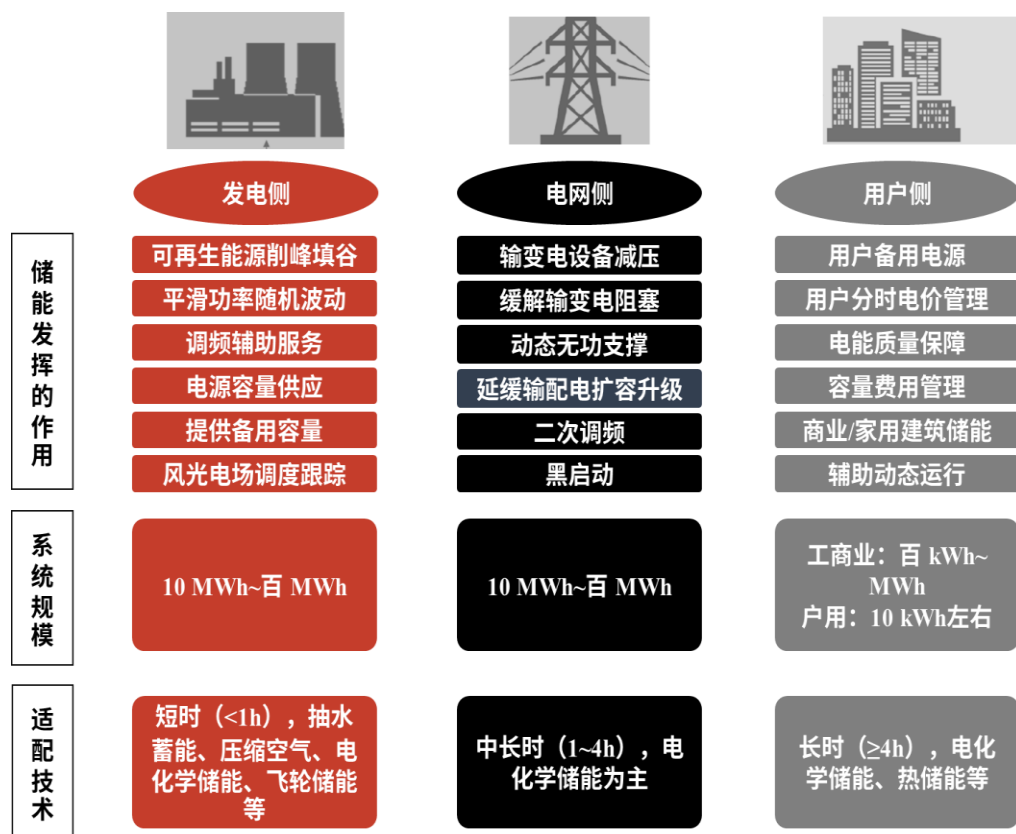
图表6: 储能参与新能源削峰填谷示意图



资料来源: A review on peak load shaving strategies, Moslem Uddin et. al., 粤开证券研究院

储能在电源侧、电网侧及用户侧等不同用电环节均发挥重要作用。储能技术可根据电力系统的需求进行应用,各环节都发挥着重要的作用。按照发电、输送、使用节点可分为电源侧、电网侧和用户侧。根据中国电力企业联合会公布的数据,2022年电化学储能电站新增装机各应用场景中,电源侧占比 49.24%,电网侧占比 43.13%,用户侧占比 7.63%。

图表7: 储能不同应用场景下的作用



资料来源: 《储能在高比例新能源电力系统中的应用及展望》, 张金平等。粤开证券研究院

(二) 强制配储、补贴等政策催化储能产业规模快速增长

政策引领, 顶层设计驱动储能产业蓬勃发展。目前我国储能产业市场化仍在探索中, 政策驱动在储能产业的发展中发挥了重要作用。“十三五”以来, 我国储能产业战略定位逐渐明确, 发展路径逐步成型。相关总体规划提出了十三五“商业化初期”、十四五“规模化发展”的重要阶段性目标, 并强调储能产业“市场化发展”的工作重点。在“双碳”目标引领下, 我国出台了关于储能的总体规划、新能源强制配储、电力市场改革、补贴政策、电价机制完善等系列政策。这些政策确立了储能产业的阶段性目标, 奠定了技术方案、应用领域和参与主体的发展基调, 并通过市场化机制的规划, 为储能产业发展保驾护航。

1. 强制配储政策

从 2021 年以来已有 20 余个省市相继提出了新能源强制配储政策, 配储比例要求大多在 10%-20%, 配储时长多要求在 2 h 以上。2021 年, 国家发改委、能源局印发《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》, 鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设, 超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例(时长 4 h 以上)配建调峰能力, 按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。后各省市相继出台相关新能源配储要求, 且配置比例和时长呈增加趋势, 尤其是在青海、内蒙古、新疆、山东等地区, 部分项目配置比例要求达到 30%。

图表8: 储能产业相关重要政策



资料来源：政府公开信息，粤开证券研究院

图表9：近期我国各地新能源配建储能政策汇总

文件时间	地区	政策文件或名称	配储比例	配储时间（小时）
2023/01/12	西藏	《关于促进西藏自治区光伏产业高质量发展的意见》	20%	4
2022/12/29	江西吉安	《吉安市碳达峰实施方案》	鼓励合理配储	-
2022/12/21	山东	《2022 年市场化并网项目名单》	20% - 40%	2 - 4
2022/12/19	内蒙古	《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》	15%	2
2022/12/16	甘肃陇南	陇南市“十四五”第二批风光发电项目竞争性配置公告	15%	2
2022/12/06	四川	《四川省电源电网发展规划（2022 - 2025 年）》	10%	2
2022/12/01	吉林	《吉林省新能源产业高质量发展战略规划 2022 - 2030 年》	15%	2
2022/11/02	贵州	关于公开征求《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施（征求意见稿）》意见建议的公告	不低于新能源装机规模10%，对新建未配储	2
2022/10/21	河南	《关于下达 2022 年风电、光伏发电项目开发方案》	20% - 25%	2 - 4
2022/09/19	宁夏	《宁夏回族自治区碳达峰实施方案》	10%	2
2022/07/21	云南大理	贯彻落实加快光伏发电发展若干政策措施的实施意见	-	-
2022/07/08	广东肇庆	《肇庆市促进光伏项目发展若干措施》（征求意见稿）	10%	-
2022/05/13	辽宁	《辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案》公开征求意见建议的公告	15%	3
2022/03/31	江苏	《关于开展 2022 年光伏发电市场化并网项目开发建设工作的通知》	8% - 10%	2
2022/03/29	福建	关于组织开展 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知	试点项目 10%，其他 15%	2 - 4
2022/03/16	河北	《屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）》	-	-



文件时间	地区	政策文件或名称	配储比例	配储时间 (小时)
2022/03/04	新疆	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引》	25%	4
2022/01/28	广西梧州	《关于规范我市风电光伏新能源产业发展》	10%	-
2022/01/11	上海	《金山海上风电厂一期项目竞争配置工作方案》	20%（海风）	4
2022/01/05	海南	《2022 年度海南省集中式光伏发展平价上网项目工作通知》	10%	2
2021/12/01	杭州	《杭州临安“十四五”光伏发电规划（2021 - 2025 年）》	10% - 20%	2
2021/10/13	湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	5%光电、15%风电	2

资料来源：政府公开信息，粤开证券研究院

2. 储能投资补贴政策

补贴政策推动储能项目加速落地。除了各地要求强制配储外，各省份也出台了相关的建设补贴政策，补贴方式主要以容量补贴、发电量补贴和投资补贴为主，补贴方向主要包括与分布式光伏结合、节能技改、低碳减排以及产业落地等项目。据不完全统计，仅 2023 年度上半年，全国已推出了 20 余项储能补贴相关政策，涉及包括浙江、广东、福建、重庆在内等 17 个城市。各地补贴政策直接激励产业扩大生产，促进了储能项目投资运营。其中，浙江、广东的补贴政策数量位列前二，两地对储能的扶持力度较大。

短期内补贴可以为储能电站补充一定收益，但长期来看仍需要有市场化机制保障电站盈利，如缺乏市场机制引导储能盈利，补贴政策激励有限。对于“新能源（风电、光伏等）+储能”项目来说，尤其是“分布式光伏+储能”项目，需要整体考虑光伏增加储能设备后，补贴的费用是否能覆盖成本增加的问题。良好的顶层设计和产业政策有助于促进我国储能产业不断提升技术性能水平，提高生产制造能力，推进持续的研发投入，合理布局新兴技术，优化产业链发展生态，提升在全球市场竞争中的优势。

图表10：近期我国各地新能源配建储能政策汇总

地区	补贴金额	主要内容
浙江乐清	0.89 元/kWh	现有电价基础上补贴 0.89 元/千瓦时。
江苏南京	0.2 元/kWh	500kWh 以上光储充放设施，运营补贴 0.2 元/kWh。
广东佛山 顺德	10-30 万	顺德购买储能设备，一次性补助 10-30 万不等。
辽宁沈阳	投资额的 10%	光储充示范站按投资的 10%奖励，最高 50 万元/座。
广东广州	削峰 5 元/kWh、填谷 2 元/kWh	削峰填谷补贴费用=有效响应电量×补贴标准×响应系数，削峰补贴最高 5 元/kWh，填谷补贴最高 2 元/kWh。
天津	1.2-2 元	削峰填谷响应能力不低于 500 千瓦，填谷需求响应固定补贴 1.2 元/kWh、竞价补贴 1.2-2 元/kWh，削峰需求响应一般采用固定补贴价格模式。
陕西西安	最高不超过 50 万	2021 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间不低于 1 兆瓦时的储能系统，按照储能设备实际投资额的 20%给予投资企业补助，最高不超过 50 万。
浙江义乌	0.25 元/kWh	根据峰段实际发电量给予储能运营主体 0.25 元/千瓦时的补贴、补贴两年。
安徽合肥	0.3 元/kWh	对装机容量 1 兆瓦时及以上的新型储能电站，自投运次月起按发电量给予投资主体不超过 0.3 元/千瓦时补贴，连续补贴不超过 2 年，同一企业累计



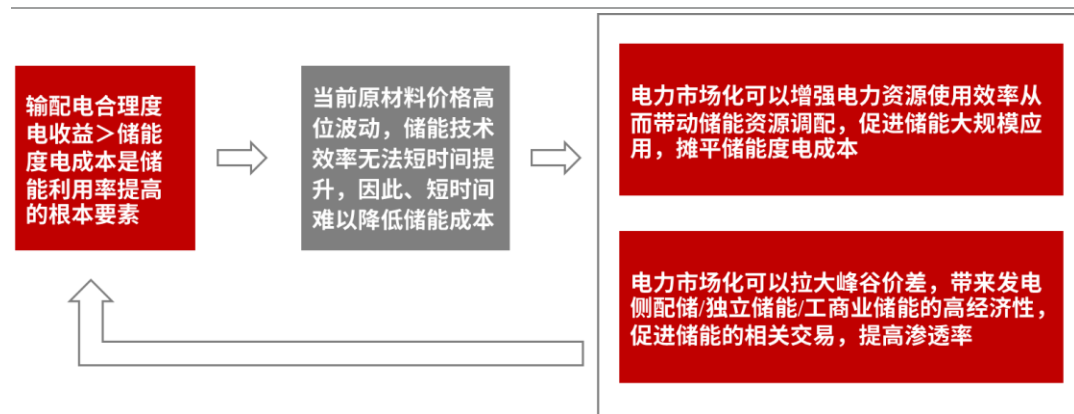
地区	补贴金额	主要内容
		最高不超过 300 万元。
江苏苏州	0.3 元/kWh	光伏项目配置储能设施，2022 年 1 月 1 日后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目，对项目投资方按项目发电量补贴 0.3 元/千瓦时，补贴 3 年。
浙江	200 元/kW、180 元/kW、170 元/kW	调峰项目（年利用小时数不低于 600 小时）给予容量补偿，补偿标准逐年退坡，补贴期暂定 3 年（按 200 元、180 元、170 元/千瓦年退坡）。
宁夏	0.8 元/kWh	2022、2023 年度，给予储能试点项目 0.8 元/千瓦时调峰服务补偿，每年调用完全充放电次数不低于 300 次，并在辅助服务市场中不考虑价格排序，优先调用储能试点项目。
北京朝阳	不超过总投资的 20%	不超过总投资的 20% 的储能项目补贴。
安徽芜湖	0.3 元/kWh	0.3 元/千瓦时补贴，最高补贴 100 万元。2023 年 12 月 31 日前投产的项目，单个项目补贴年限为 5 年。
广西南宁	0.1 元/Wh	给予实现销售的动力及储能电池补贴 0.1 元/Wh。补贴总销量上限为 115.5GWh，即最高补贴金额为 115.5 亿元。补贴执行日期为 2022 年 4 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日。
广东深圳福田区	0.5 元/kWh	对已并网投运且实际投入 100 万元以上的电化学储能项目按照实际发电量，给予不超过 0.5 元/千瓦时的支持，每个项目支持期限为 3 年，同一项目支持不超过 200 万元。

资料来源：政府公开信息，粤开证券研究院

（三）我国电力市场化改革稳步前行，逐步构建储能参与市场交易基础，进一步优化储能商业模式

从欧美发展经验上来看，电力现货市场改革和机制完善是营造储能发展良好环境的重要因素。电力市场化而不是统一定价更有利于激发储能的商业需求和发展。电力市场化是储能在电网、电源、用户侧发挥多重作用的长效手段，创造盈利空间真正推动产业发展。

图表 11：电力市场化对储能发展的促进作用



资料来源：艾瑞咨询、粤开证券研究院

随着我国电力市场的改革进程，初步构建了储能参与电力市场交易的基础。盈利难题不能通过市场化机制解决是储能发展面临的最大困境。对于储能电站来说，大部分补贴明确有补偿的期限以及补偿最高限额。但储能电站在 10-15 年的运营期内如何盈利，



仍旧得依靠市场机制。国内也正加快出台政策，通过进一步明确新型储能市场定位，建立完善相关市场机制、价格机制和运行机制，才能提升新型储能利用水平，引导行业健康发展。2022 年 11 月 25 日，国家能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》，首次在全国层面提及推进电力现货市场，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。各地按照国家总体部署，也在结合自身实际需要探索建立市场化机制。

图表12：我国储能参与电力市场政策梳理

单位/部门	时间	文件名称	主要内容
广东省能源局	2023 年 6 月	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案（征求意见稿）》	独立储能可作为独立主体参与电力市场交易。
河南能源监管办	2023 年 7 月	《河南新型储能参与电力调峰辅助服务市场规则（试行）》	新型储能参与电力调峰辅助服务。
国家能源局	2023 年 1 月	《2023 年能源监管工作要点》	不断引导虚拟电厂、新型储能等新型主体参与系统调节。
国家能源局	2022 年 11 月	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》	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；储能等纳入电力调度机构调度管辖范围的市场主体。
国家发改委、国家能源局	2022 年 6 月	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	新型储能可作为独立储能参与电力市场；鼓励新能源场站和配建储能联合参与电力市场；充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务，由相关发电侧并网主体、电力用户合理分摊；适度拉大峰谷价差，为用户侧储能发展创造空间；建立电网侧储能价格机制，探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收等。
国家发改委、国家能源局等部门	2022 年 6 月	《“十四五”可再生能源发展规划》	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。
国家发改委	2021 年 7 月	《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》	发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。

资料来源：政府公开信息，粤开证券研究院

（四）分时电价机制完善推动工商业户储发展元年，工商业户储迎来从 0 到 1 快速增长机遇

近年来，政策推动国内工商业分时电价机制完善，电价市场化程度持续提升，工商业、用户侧储能在部分省份已实现优良经济性。2021 年 7 月，发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出完善分时电价机制，引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全提供保障，自通知印发以来，全国各省区市积极出台相关政策进行分时电价改革。各省市分时电价机制日益完善。


图表13：我国各地分时电价政策梳理

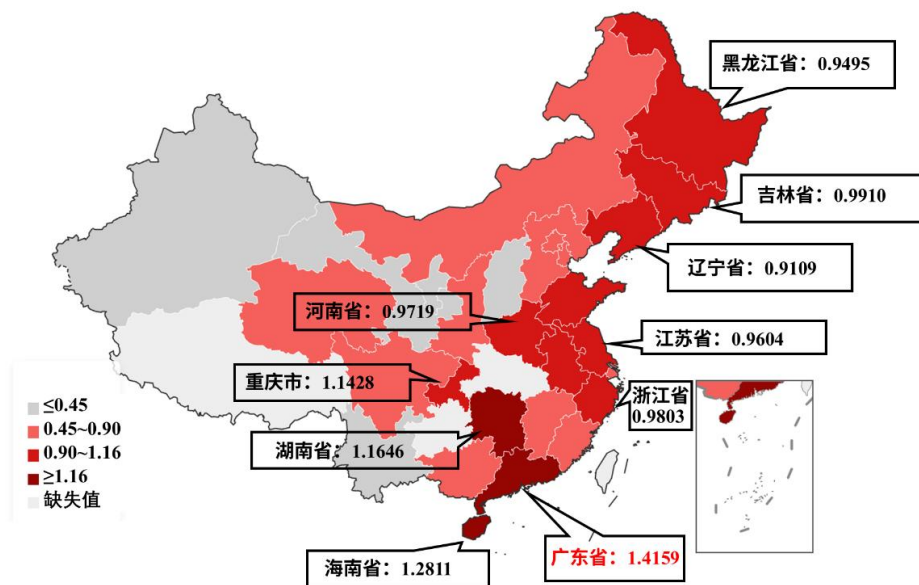
时间	省市	文件名	时段划分	峰平谷电价比
2023.07.19	辽宁省	辽宁省发改委《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	按照夏季、冬季和其他季节分别划分尖峰、平段、低谷。	尖峰、高峰、平时、低谷时段电价比为1.875:1.5:1:0.5，即高峰、低谷价格在平段分别上下浮动 50%，尖峰价格相对高峰上浮 25%。
2023.06.27	贵州省	《关于完善峰谷分时电价机制有关事项的通知》	按每日 24 小时分为高峰、平段、低谷三段各 8 小时	峰段电价以平段电价为基础上浮 60%、谷段电价以平段电价为基础下浮 60%。
2023.05.24	江苏省	《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	按照夏季、冬季和其他季节分别划分尖峰、平段、低谷	夏、冬两季尖峰电价，统一以峰段电价为基础，上浮 20%。
2023.05.23	广东省	广东省发改委转发《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》	全省统一划分峰谷分时电价时段，分为尖峰、高峰、平段、低谷四段	尖峰电价 1.719 元/度，高峰电价 1.381 元/度，平段电价 0.823 元/度，低谷电价 0.330 元/度
2023.05.17	安徽省	安徽省发改委《关于完善迎峰度夏（冬）期间用电峰谷时段划分等有关事项的通知（征求意见稿）》	按照夏季、冬季和其他季节分别划分尖峰、平段、低谷。	“工商业及其他用电”类别的用户，平段价格扣除政府性基金附加、新增损益及辅助服务费后，低谷电价下浮 58.8%，每年季节性高峰期间（1 月、7 月、8 月、9 月、12 月）高峰电价上浮 81.3%，其他月份高峰电价上浮 71%
2023.05.15	北京市	《关于进一步完善本市分时电价机制等有关事项的通知》（征求意见稿）	分为高峰、平段、低谷三段各 8 小时	一般工商业用电峰平谷电价比 1.8:1:0.3，即高峰价格相对平段上浮 80%，低谷价格相对平段下浮 70%。大工业用电峰平谷电价比例为 1.6:1:0.4。尖峰电价相对高峰上浮 20%。
2023.05.13	重庆市	《关于建立居民分时电价机制的通知》	分为高峰、平段、低谷三段各 8 小时	高峰在平段电价基础上提高 0.10 元/千瓦时，低谷在平段电价基础上降低 0.18 元/千瓦时。
2022.12.16	上海市	《关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知》	按照夏季、冬季和其他季节分别划分高峰、平段、低谷。	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）高峰段电价较平段上浮 80%，低谷电价较平段下浮 60%，尖峰时段较高峰上浮 25%。
2022.12.06	河北省	河北省发改委《关于明确居民峰谷分时电价政策的通知》	峰段 8:00 – 22:00 时；谷段 22:00 – 次日 8:00 时	电压等级满 1 千伏的，第一档峰段电价 0.55 元/kWh、谷段 0.30 元/kWh；等级为 1-10 千伏的，第一档峰段 0.50 元/kWh、谷段 0.27 元/kWh。第二、三档峰、谷电价分别在第一档上加价 0.05 元、0.30 元。
2022.11.07	河南省	河南省发改委《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	全年峰谷时段按每日 24 小时分为高峰、平段、低谷三段各 8 小时	峰平谷电价比 1.64:1:0.41，峰段较平段上浮 64%、谷段较平段下浮 59%。
2022.10.31	江西省	江西省发改委《关于完善分时电价机制有关事项的通知》	按照夏季、冬季和其他季节分别划分尖峰、平段、低谷。	高峰电价上浮 50%，尖峰时段较高峰上浮 20%，低谷时段电价下浮 50%。

资料来源：政府公开信息，粤开证券研究院

工商业储能及户储方向有望后来居上，成为新的黄金赛道。根据北极星储能网数据，2023 年 7 月全国 12 个省份的一般工商业及大工业最大峰谷价差超过了 0.9 元/kWh，前三名分别是广东省、海南省和湖南省，其中广东省（珠三角五市）的峰谷价差最大，达到 1.4159 元/kWh，超过海南省约 0.13 元/kWh。在分时电价机制下，国内各地峰谷价差逐步拉大，工商业储能系统可通过谷时充电、峰时用电，为用户节省电费支出，拓宽工商业储能盈利空间，推动了工商业储能发展。工商业用户侧储能在部分省份已实现优良经济性，若只考虑价差套利，基本 6 年左右可收回成本。受益于电力市场化改革纵深推进，负荷侧作为造成电力系统波动性主体之一，正按照市场化机制逐渐承担相应的成本。



图表14: 2023 年 7 月我国一般工商业及大工业最大峰谷价差热力图 (元/kWh)



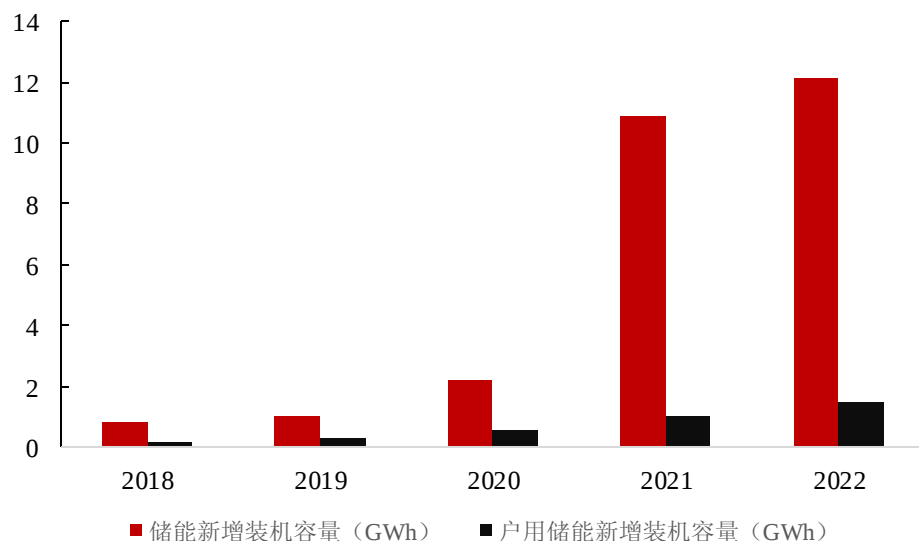
资料来源: 北极星储能网, 粤开证券研究院

三、欧美装机量高速增长，海外储能发展带动国内储能出海

(一) 海外美国和欧洲引领储能市场发展，美国以大储为主，欧洲以户储为主

美国 2021 年起储能新增装机容量呈指数增长。受鼓励政策及完善电力市场推动，近年来美国储能市场高速发展，2021 年美国新增储能装机规模为 10.89 GWh，同比增长 389%。2022 年新增装机规模 12.12 GWh，2018 年-2022 年复合增速 96.5%。

图表15: 2018-2022 美国各年储能新增装机容量 (GWh)



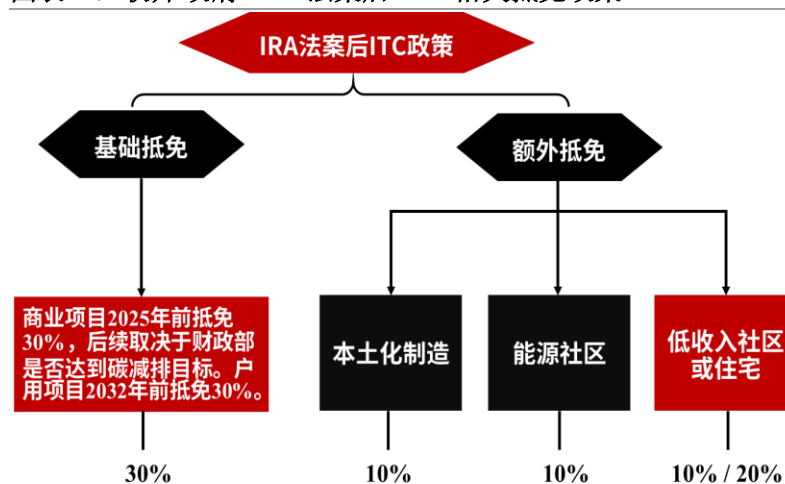
资料来源: Wood Mackenzie、ACP、EESA, 粤开证券研究院



1.美国储能产业发展依靠完善的储能政策与电力市场驱动，装机以大储为主

美国储能政策较为完善，政策驱动是早期市场增长的主要动力。联邦政府层面主要依靠目标规划、补贴税优等政策拉动。2022 年 8 月，美国政府出台《通胀削减法案》(IRA 法案)，该法案首次将独立储能也纳入补贴范围，对于满足条件的储能项目，提升税收抵免比例，包括基础抵免和额外抵免等部分。另外，针对户储，太阳能投资税减免 ITC 还可以叠加自发电激励计划 SGIP 使用，以加州为例，补贴力度约为\$2/Wh，储能经济性进一步增强。

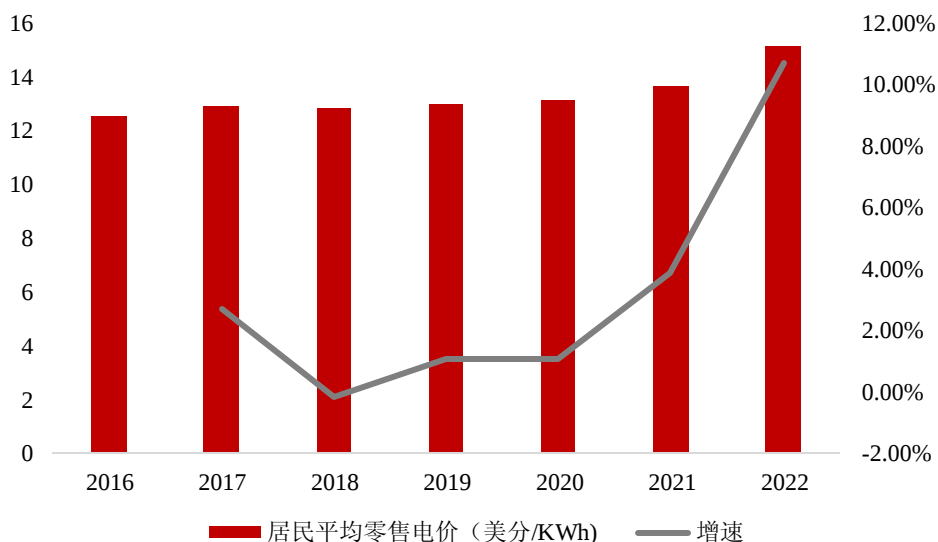
图表16: 联邦政府 IRA 法案后 ITC 相关抵免政策



资料来源: IRA 法案, 粤开证券研究院

“新能源+储能”正成为美国新增电力装机主力，分布区域高度集中在加州等地区。美国储能的分布区域方面高度集中，2021 年新增装机量排名前三的区域为加州、德州和佛罗里达州，三个区域合计占比超 80%。受光伏高渗透率影响，加州区域电网特征呈现明显的鸭形曲线，在日落后，其他发电方式需要的供电量会快速上升，约在傍晚中间到达最高峰。高光伏渗透率催生了新的峰谷差，光伏配储可获得显著的价差套利收益，因此加州等地区多采用“光伏+储能”发展形式。受高电价影响，美国户储近年来的比例逐步提升。不断上涨的电价也刺激着居民的户储装机需求。据 EESA 统计，2016-2022 年间美国的居民平均用电价格从 12.55 美分/kWh 上涨到了 15.12 美分/kWh。各年户外储能的新增装机量也从 2018 年的 0.19 GWh 增长到了 2022 年的 1.5 GWh，增长 692.6%。

图表17: 2016-2022 年美国居民平均零售电价



资料来源: CESA, 粤开证券研究院

电力市场给予美国大储具有独立市场地位, 储能可参与多种交易。美国通过系列政策确立了储能电站的市场主体地位, 可参与电能量市场。同时降低准入门槛, 小容量的储能系统也能参与到电力市场中。完善电力市场交易体系, 明确储能参与各类辅助服务的收益结算方式, 确认回报机制。目前, 美国大储的收益渠道包括现货电力市场套利、辅助服务市场等。我国近年来也在逐步推动电力市场的改革, 储能可作为独立主体参与到电力市场交易中, 将会对储能的发展有较大的促进作用。

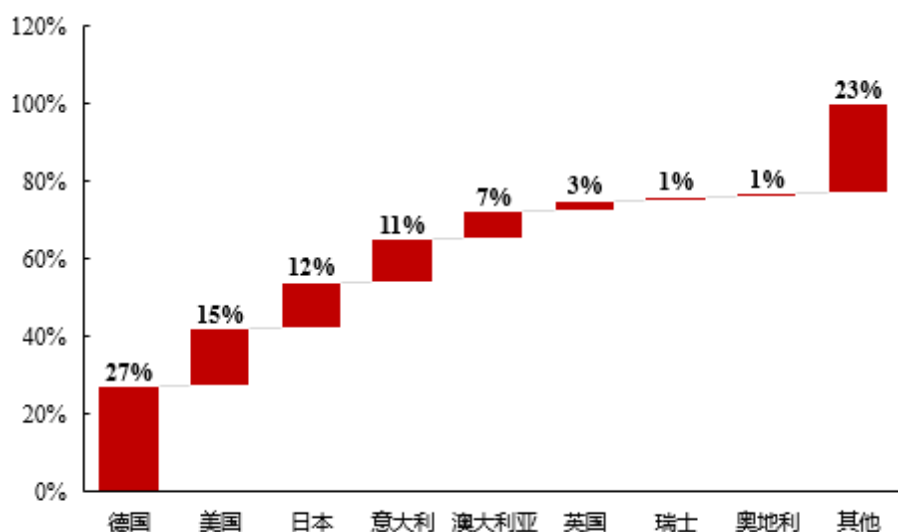
美国大储集成商以本土企业为主, 中国电池厂商作为配套企业参与美国市场。美国大储集成商以本土厂商为主, 集中度相对较高, Fluence、NextEra Energy、Tesla、Powing 等市占率排名靠前, 2021 年按功率容量排序储能集成商 CR3 份额占比 40% 以上。目前, 美国市场对于单项目定制化的需求增高, 拥有提供定制化解决方案能力的集成商在逐渐崛起, 也拉动了一批大储集成商新进入者。美国大储项目盈利能力强、业绩兑现度高, 但市场保护主义甚于欧洲, 进入壁垒较高, 因此国内企业难以参与到美国大储项目的直接项目投资和 EPC 建设运营等下游环节, 多以电池、逆变器等供应参与到上游环节中。而集成商是储能设备采购、设备组装的最终环节, 因此也是国内企业参与到美国储能市场的重要入口。国内龙头企业受益于与头部集成商合作、早期海外工厂布局表现亮眼。

2. 俄乌冲突加剧推动能源价格高位波动, 欧洲户储市场此前高增, 德国是装机主力地区

随着能源价格高企, 欧洲家庭用户电价显著高于户用光储度电成本, 形成装机动力。此外, 欧洲光伏配置家用储能系统的平准化度电成本不断下降, 进一步推动欧洲户储发展。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 (CESA) 统计数据, 2022 年户用储能累计装机规模约 17.6 GW, 同比增长约 68%。按照 2022 年的户用储能新增装机规模区域分布占比来看, 全球户用储能主要集中在德国、美国、日本、意大利和澳大利亚等国家, 其中德国占比最高。上述 5 国的新增装机合计为 5.45 GW/10.79 GWh, 约占全球户用储能新增装机的 77%/72%, 合计占比超过 70%。然而, 相比 2022 年, 2023 年欧洲户储可能面临短暂“缩水”, 由于暖冬天气比及天然气储备上升影响, 欧洲居民电价有望探顶回落。因此, 欧洲光储系统经济性减弱, 下游需求相应回落, 另外伴随着补贴政策的退坡, 受政策刺激的市场可能萎缩, 防范欧洲居民电价高位回落及户储装机进程放缓带来的相关公司业绩波动风险。



图表18：2022 年全球户用储能新增装机规模区域分布



资料来源：CESA，粤开证券研究院

政策方面，欧洲出台了大量的储能促进政策。2022 年，欧盟提出“Fit for 55”、“REPowerEU”等可再生能源发展计划。在新能源发展目标的激励下，欧洲各国开始制定储能发展规划，其中，希腊和意大利分别提出到 2030 年安装 6 GW 和 3 GW 电池储能的规划。在财政上也出台了相应的补贴政策。2022 年 12 月，德国通过了《2022 年年度税法》，规定 2023 年起，安装不超过 30 kW 屋顶光伏的单户住宅和商业物业发电收入免除所得税。

电力市场改革方面，欧洲相较美国仍任重道远。欧洲储能参与电力市场存在主体地位不明、辅助服务市场化低等阻碍。以德国为例，储能独立市场地位至今仍未明确，双重征税影响项目经济性，且双重身份导致其项目审批效率较低，削弱了大型储能发展趋势。储能参与辅助服务方面，欧美对储能电站容量的门槛相较美国更高，并且收益更低，以英国为例，储能参与辅助服务以固定频率月度招标，按投标价格进行结算，而美国储能参与调频辅助服务可以以较低的报价中标，但是以出清价格而非报价进行结算，因此收益更高。电力市场改革的滞后性限制了其储能的发展。

结合欧美发展储能的经验和趋势来看，储能发展受到政策、电力市场、技术等多重因素的驱动，其中政策支持对储能早期发展具有显著的加速作用，而电力市场的改革和电价机制的完善是真正能够让储能参与交易获利的核心要素。新能源+储能的模式较为典型，未来有望通过降本增效进一步提升其经济性。随着历史项目累积及市场需求的变化，大型储能仍占据重要比例但增速有所放缓，后期规划电站如期建设有望进一步扩大大型储能规模；工商业储能及户储方向有望后来居上，成为新的黄金赛道。

（二）海外储能发展带动中国储能电池出海，国内企业海外建厂抢占市场

储能电池出海大势所趋，海外市场是国内企业第二增长点。欧美市场景气度高，项目盈利能力强，业绩兑现度高，也是国内企业重点关注的海外市场。此前欧美市场多采用三元锂路线，主要由日韩企业供给；近年来由于磷酸铁锂容量性能提升及安全性、经济性优势凸显，转而关注磷酸铁锂方向。受益于磷酸铁锂在储能系统占比提升，国内企业利用产业链优势，纷纷加快海外市场的开发，国内优质电池、储能集成企业在美国频



传订单捷报。其中，多家国内企业为了满足客户需求和本地化供应，正寻求海外投资建厂或已经进行海外建厂布局。2022 年 10 月 18 日，宁德时代与美国分布式光伏+储能开发运营商 Primergy Solar LLC 达成协议，为 Gemini 光伏+储能项目独家供应电池，项目规划储能系统 1.416 GWh。2023 年 6 月 14 日，亿纬锂能与美国储能集成商 Powin 签署 10GWh 方形铁锂电池的供货协议；6 月 15 日，亿纬锂能与美国工商业储能供应商 American Battery Solutions 签署 13.4 GWh 方形铁锂电池的供货协议。2023 年 3 月，宁德时代与电池储能项目开发公司 HGP 达成 450 MWh 电池储能项目供货协议，并将持续合作推动 5 GWh 公用事业级和分布式储能项目展开。

与此同时，随着部分海外政策加大对储能产品本地化的要求，国内储能领域企业正加速在海外市场的本土化布局。其中，2023 年 5 月，派能科技宣布旗下子公司与意大利公司 Energy S.p.A 将共同投资建设储能工厂，用于制造派能科技储能产品，标志着其欧洲本地化生产的开端。从业绩表现来看，部分企业在国外储能市场的毛利率相较国内更高。据派能科技发布的 2022 年年报，派能科技 2022 年境外营收达到 57.14 亿元，同比增长 242.37%，境外毛利率 34.99%，明显高于境内毛利率 13.91%。据南都电源 2022 年年报，国外业务毛利率为 13.35%，国内毛利率为 3.36%。建议可关注布局海外市场且海外业务毛利率较高的公司。伴随着欧美制裁形势加剧，可关注布局匈牙利等政治友好型海外市场的相关标的。匈牙利地处欧洲中心地带区位优势突出，产业配套好，周边地区原材料丰富，辐射国家较多，在当地建厂便于及时响应客户需求。此外匈牙利政治友好成为国内企业将其作为进军欧美市场据点的重要原因。据 2023 年 6 月 8 日亿纬锂能发布公告称，其全资孙公司 EVE Power Hungary Kft.拟以自有及自筹资金在匈牙利投资大圆柱电池项目。

加拿大、澳大利亚等新兴海外市场快速成长。欧美储能市场受本土保护政策、供应链短缺以及历史累积装机较多的影响，一方面进入壁垒较高，另一方面规模增速较前期已经有所放缓。而加拿大、澳大利亚等国家正大力推进储能发展，预期在未来几年内装机规模将有较高增长。2023 年 3 月 28 日，加拿大正式实施可再生能源 30% ITC 补贴政策，在光储方面，光储装机可获得 30% 的税收抵免，本土制造可获得额外 30% PTC 补贴。澳大利亚是户用光伏大国，住宅屋顶光伏安装率超过 32%，根据 Sunwiz 统计，2022 年澳大利亚共户储新增装机容量 589 MWh，2022 年底全国户储累计装机 1.92 GWh。据 IEA 测算，澳大利亚户用光伏到 2025 年累计装机规模约为 23.1 GW。按照 15%配储比例及 2h 配储时长测算，2025 年澳大利亚户储累计装机有望达 6.93 GWh。未来伴随着欧美制裁形势逐步严峻，建议关注布局新兴市场（加拿大、澳大利亚）和政治友好型海外市场的相关标的。

四、未来市场空间广阔，储能景气度上行

中国电力市场需求增大和非化石能源发电装机量的容量和比例不断增加给储能的市场扩容带来更多发展空间。根据中电联发布的《电力行业“十四五”发展规划研究》预测，2023 年全社会用电量预计将增长 6%，到 2025 年全社会用电量 9.5 万亿千瓦时，年均增速 5%。从风光大基地、工商业及户用储能规模空间进行测算。

（一）风光大基地建设持续升温，引领储能规模增势

我们测算，截至 2025 年底，风电累计装机规模有望达 540 GW，光伏累计装机规模有望超 690 GW。我国提出 2025 年非化石能源占一次能源消费比重达到 20%、2030 年达到 25%，因此按照该比例进行测算。假设：

（1）2025 年，非化石能源占一次能源消费比重为 20%。（2）参考 2017-2022 年我国



一次能源消费总量年均复合增长率为 5.3%，2022 年增速为 7.6%，假设 2023-2025 年我国一次能源消费总量增长率分别为 7%、5%和 4.5%。1 万吨标煤约等于发电量 0.32 亿千瓦时。（3）2025 年各类电源利用小时数与 2022 年一致。（4）当前我国水电开发已进入中后期，2022 年水电发电量 1%，因此假设 2023-2025 年水电发电复合增速为 1.4%。2022 年核电发电量增速 3%，假设核电发电复合增速为 4.0%。风电发电量 2022 年增速为 16.2%，假设 2023 年风电发电量增速为 19%，2024-2025 年增速为 15.0%。

图表19：风电、光伏大基地装机规模测算

	2022	2023e	2024e	2025e
一次能源消费总量 (万吨标煤)	46.6	49.9	52.4	54.8
非化石能源占比	17.50%	18.50%	19.15%	20.00%
非化石能源消费总量 (万吨标煤)	8.16	9.22	10.03	10.95
非化石能源发电总量 (亿千瓦时)	31443.0	35544.7	38662.7	42199.9
水电发电量(亿千瓦时)	13522.0	13711.3	13903.3	14097.9
核电发电量 (亿千瓦时)	4177.8	4344.9	4518.7	4699.5
风电发电量 (亿千瓦时)	7626.7	9075.8	10437.1	12002.7
光伏发电量 (亿千瓦时)	4272.7	6497.5	7792.6	9288.3
生物质发电量 (亿千瓦时)	1824.0	1915.2	2011.0	2111.5
水电利用小时(h)	3270	3270	3270	3270
核电利用小时(h)	7616	7616	7616	7616
风电利用小时(h)	2221	2221	2221	2221
光伏利用小时(h)	1337	1337	1337	1337
水电装机规模(亿千瓦)	4.14	4.19	4.25	4.31
核电装机规模(亿千瓦)	0.56	0.57	0.59	0.62
风电装机规模(亿千瓦)	3.65	4.09	4.70	5.40
光伏装机规模 (亿千瓦)	3.93	4.86	5.83	6.95

资料来源：国家统计局，国家能源局，粤开证券研究院

据测算，2023-2025 年风光大基地配储新增装机规模合计为 63 GW/126 GWh。截至 2025 年底，风电累计装机规模有望达到 540 GW，光伏累计装机规模有望超 690 GW。根据各地出台的新能源配置政策，储能配置比例在 10-20%之间，假设 2023-2025 年新增储能装机规模配置比例分别为 10%，13%，16%。储能时长为 2 小时。

图表20：风光大基地储能装机规模测算

	2023e	2024e	2025e
风电新增装机规模(GW)	43.19	61.30	70.49
光伏新增装机规模(GW)	93.37	96.87	111.87
储能配备比例	10%	13%	16%
储能时长 (h)	2	2	2
风光大基地配储新增装机 (GW)	13.66	20.56	29.18
风光大基地配储新增装机 (GWh)	27.31	41.12	58.35
合计	63 GW/126 GWh		

资料来源：粤开证券研究院



（二）工商业、户用储能从 0 到 1 机遇，带动储能新增装机需求

经测算，2025 年全国工商业储能累积装机规模有望超 32 GWh，2023-2025 新增装机规模合计约 30 GWh。工商业储能装机的主要驱动因素为峰谷套利经济性，因此空间较难估计。参考业内采用的全国工业用电总量和风光发电占比近似估计的方法，对工商业储能空间规模进行测算。假设 2023-2025 全国工业用电总量复合增速为 5%。国家能源局印发《2023 年能源工作指导意见》的通知，其中提出风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 15.3%。因此假设 2023-2025 风电、光伏发电量占全社会用电量的比重分别为 15.3%，15.6%和 16%。储能年运行天数为 330 天，每天充放电 2 次。

图表21：工商业储能装机规模测算

	2022	2023e	2024e	2025e
全国工业用电总量（亿千瓦时）	55943.0	58740.2	61677.2	64761.0
风电光伏占社会用电量比例	13.80%	15.30%	16.00%	16.50%
工业使用风光发电量（亿千瓦时）	7720.1	8987.2	9868.3	10685.6
工业日均使用风光发电量（亿千瓦时）	23.4	27.2	29.9	32.4
工商业储能提供的响应能力	0.17%	0.60%	1.20%	2.00%
工商业储能累计装机量/GWh	2.0	8.2	17.9	32.4
工商业储能新增装机量/GWh		6.2	9.8	14.4
2023-2025 新增装机合计	30.4 GWh			

资料来源：国家能源局,粤开证券研究院

户储方面，我们预测 2023-2025 年新增装机合计约为 3.1 GW/6.3 GWh。国内 2022 年新增光伏装机户用项目约 25.3 GW，同比增长 17%，假设国内 2023-2025 年新增光伏装机户用项目复合增速为 10%，配储渗透率分别为 2%，3%和 5%，配储时长为 2 h。

图表22：户用储能装机规模测算

	2022	2023e	2024e	2025e
户用光伏装机量(GW)	25.3	27.83	30.613	33.6743
配储渗透率	-	2%	3%	5%
配储时长(h)	-	2	2	2
户储新增装机量（GW）	0.35	0.56	0.92	1.68
户储新增装机量（GWh）	-	1.11	1.84	3.37
2023-2025 新增装机合计	3.16 GW/6.32 GWh			

资料来源：CEAS，粤开证券研究院

工商业储能及户储迎来从 0 到 1 机遇。目前国内较早布局工商业储能、户储方面的公司包括比亚迪、阳光电源、阿诗特(RCT Power)、时代星云等。比亚迪工商业、户用储能电池产品在过去几年中一直保持强劲增长，并在海外储能市场如美国、德国占有较高份额。阳光电源 2022 年发布工商业储能 PowerStack 液冷储能系统，在电池寿命和消防安全优势突出。工商业、户用等用户侧储能尚处发展初期，各公司处于探索阶段，未来新进企业可以通过融资、产品差异化开发、销售渠道拓宽等方式实现弯道超车，关注从 0 到 1 机遇。建议重点关注工商业储能系统开发、集成及运营相关公司。



（三）多应用场景储能需求高增，孕育千亿级市场

我们预测，2025 年国内储能市场规模将超 2000 亿元。据装机规模及装机报价合理测算，2023-2025 年风光大基地配储、工商业储能、户用储能应用场景装机规模有望分别达到 126.8、30.4 和 6.3 GWh，2022.07-2023.06 报价均价分别为 1.82、1.44、1.6 元/Wh，均价按照 1.70、1.40、1.5 元/Wh 进行预测，对应市场规模分别为 2155.6、425.6 和 94.8 亿元，合计 2676 亿元，市场空间广阔，建议重点关注盈利能力较强的储能电池龙头、逆变器龙头及优质集成商等。

图表23：储能市场规模测算

	风光大基地配储	工商业储能	户用储能
2023-2025 年储能装机规模（GWh）	126.8	30.4	6.32
均价（元/Wh）	1.70	1.40	1.5
2023-2025 年储能市场规模（亿元）	2155.6	425.6	94.8
合计	2676 亿元		

资料来源：CNESA，CEAS，粤开证券研究院

内驱外需推动下，储能装机规模增势强劲。2023 年 1-6 月，国内新投运新型储能项目装机规模约 8.63 GW /17.72 GWh，相当于此前历年累计装机规模总和。储能项目招标热度不减，中标价格逐步回暖，储能行业景气度高涨。内驱方面，新能源削峰填谷需求、强制配储与补贴政策、电力市场改革及电价机制完善等为主要驱动因素。海外市场方面，美国大型储能、欧洲户储装机量增速较快。海外储能发展带动国内储能产品出海，关注产业链优势环节如磷酸铁锂储能电池、逆变器等。与此同时，随着部分海外政策加大对储能产品本地化的要求，国内储能领域企业正加速在海外市场的本土化布局。建议关注布局海外市场且海外业务毛利率较高的公司。据测算，2025 年国内储能市场规模有望超 2000 亿元，市场空间广阔，建议重点关注盈利能力较强的储能电池龙头、逆变器龙头及优质集成商等。

五、风险提示

相关政策变动、市场竞争加剧、原材料价格异常波动、储能技术更新迭代、海外市场不确定性等风险。



分析师简介

陈梦洁，硕士研究生，2016 年加入粤开证券，现任首席策略分析师，证书编号：S0300520100001。

分析师声明

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，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

与公司有关的信息披露

粤开证券具备证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10485001。

本公司在知晓范围内履行披露义务。

股票投资评级说明

投资评级分为股票投资评级和行业投资评级。

股票投资评级标准

报告发布日后的 12 个月内公司股价的涨跌幅度相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

买入：相对大盘涨幅大于 10%；

增持：相对大盘涨幅在 5%~10%之间；

持有：相对大盘涨幅在-5%~5%之间；

减持：相对大盘涨幅小于-5%。

行业投资评级标准

报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

增持：我们预计未来报告期内，行业整体回报高于基准指数 5%以上；

中性：我们预计未来报告期内，行业整体回报介于基准指数-5%与 5%之间；

减持：我们预计未来报告期内，行业整体回报低于基准指数 5%以下。



免责声明

本报告由粤开证券股份有限公司（以下简称“粤开证券”）提供，旨在派发给本公司客户使用。未经粤开证券事先书面同意，不得以任何方式复印、传送或出版作任何用途。合法取得本报告的途径为本公司网站及本公司授权的渠道，非通过以上渠道获得的报告均为非法，我公司不承担任何法律责任。

本报告基于粤开证券认为可靠的公开信息和资料，但我们对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。粤开证券可随时更改报告中的内容、意见和预测，且并不承诺提供任何有关变更的通知。本公司力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或询价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在本公司及作者所知情的范围内，本机构、本人以及财产上的利害关系人与所评价或推荐的证券没有利害关系。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，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。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，须在允许的范围内使用，并注明出处为“粤开证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖意愿的引用、删节和修改。

投资者应根据个人投资目标、财务状况和需求来判断是否使用资料所载之内容和信息，独立做出投资决策并自行承担相应风险。我公司及其雇员做出的任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

联系我们

广州市黄埔区科学大道 60 号开发区控股中心 19、21、22、23 层

北京市西城区广安门外大街 377 号

网址：www.ykzq.com