

推荐（维持）

电力设备行业 2023 年年度投资策略

风险评级：中高风险

风光旖旎，储能相倚

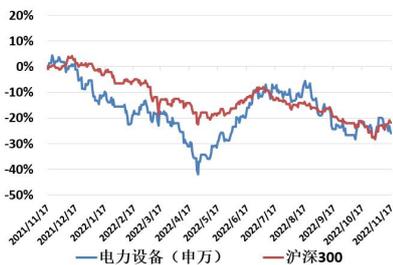
2022 年 11 月 18 日

投资要点：

分析师：刘兴文
SAC 执业证书编号：
S0340522050001
电话：0769-22119416
邮箱：liuxingwen@dgzq.com.cn

研究助理：苏治彬
SAC 执业证书编号：
S0340121070105
电话：0769-22110925
邮箱：suzhibin@dgzq.com.cn

行业指数走势



资料来源：东莞证券研究所，Wind

相关报告

- 光伏：旭日东升，大放光明。**随着2023年硅料新增产能释放，今年以来硅料供需紧张的局面将得到有效改善，光伏产业链将迎来价格拐点，电池片、组件企业生产成本得到缓解的同时，也将刺激下游装机需求增长。电池片技术百花齐放，各类电池片效率不断创新高，明年TOPCon电池组件将迎来发展大年，产能及渗透率有望快速攀升，也将拉动POE胶膜需求提升。在成本下降及技术迭代的驱动下，国内风光大基地将加快推进建设。分布式光伏逐步显现消费品属性，未来将延续快速发展趋势。欧洲及新兴市场光伏装机需求有望保持旺盛，并拉动国内电池组件的出口高增。因此，明年受益于盈利改善、技术迭代、供需紧张的光伏行业细分领域值得持续关注。
- 风电：春风如海，逐鹿平价。**根据《2022全球海上风电大会倡议》，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到100GW以上，截至2021年底，国内海上风电累计装机约26.4GW，则2022-2025年间预计海上风电年均新增装机18.4GW，行业有望保持高景气。另外，继广东后，山东和浙江也对海上风电给予省级补贴，有望进一步促进海上风电的发展。根据风芒能源，目前已出炉的10个沿海省市海上风电规划将近200GW。其中，福建漳州、广东潮州和江苏盐城的海上风电规划规模超预期，广东潮州和江苏盐城“十四五”规划海上风电分别达到43.3GW和33.02GW，福建漳州海上风电远景规划50GW。未来随着风电核心风电设备国产化率进一步提升，海上风电LCOE有望继续下降，具备核心技术的企业有望迎来发展机遇，建议关注风机、海缆、桩基及塔筒环节。
- 储能：风光无限，与储相依。**在“双碳”背景下，全球的风电、光伏装机量仍有巨大增长空间，配置储能能够提高新能源电力供应的发电质量，改善弃光弃风的情况，提高电网运行的安全性和稳定性。根据《“十四五”新型储能发展实施方案》，国内“十四五”期间将加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展。目前新型储能技术多点开花，锂离子电池储能技术正处于高速发展阶段。钠离子电池产业处于行业发展初期，技术逐步走向成熟阶段，未来具备良好的发展前景。传统锂离子电池龙头企业布局钠离子电池并取得了突破性进展，且目前全球多家电池企业、车企、材料企业等也都加大了对钠离子电池技术路线的研究开发力度，逐步推动钠离子电池向产业化、市场化、规模化方向发展，明年有望成为钠离子电池量产的元年。建议关注储能电池、储能逆变器、新型储能技术等环节。
- 风险提示：**原材料价格持续上涨；光伏装机需求不及预期；海上风电发展不及预期；新型储能发展不及预期。

目录

1. 光伏：旭日东升，大放光明	5
1.1 全球光伏新增装机量保持快速增长趋势，欧洲和新兴国家市场需求旺盛	5
1.2 光伏产业链迎价格拐点刺激装机需求增长	9
1.3 高纯石英砂依赖进口，明年延续供需紧张格局	13
1.4 大尺寸电池片快速渗透，电池技术多点开花	15
1.4.1 大尺寸电池片和组件产能快速提升	15
1.4.2 电池片技术百花齐放，TOPCon 产能快速提升	16
1.4.3 多主栅+无主栅技术助力新型电池组件降本增效	19
1.4.4 N 型电池迭代，推动 POE 胶膜需求快速放量	20
1.5 分布式光伏发展前景广阔，逐步显现消费品属性	21
2. 风电：春风如海，逐鹿平价	27
2.1 风电招标量高增，今年以来风电发电消纳利用情况较好	27
2.2 沿海地区海上风电装机规模潜力巨大，省级补贴接力促进海上风电发展	29
2.3 风电项目 LCOE 有望继续下降，风电进入平价上网时代驱动创新	34
3. 储能：风光无限，与储相依	39
3.1 国内政策大力推动新型储能行业发展	39
3.2 新型储能技术多点开花，电化学储能快速发展	41
3.3 明年钠离子电池有望迎来量产元年	45
4. 投资策略和重点公司	47
5. 风险提示	49

插图目录

图 1 : 2007-2021 年全球光伏新增装机容量	5
图 2 : 2021 年全球光伏新增装机容量占比	5
图 3 : 2020-2021 年中国组件出口分布	6
图 4 : 2021 年印度光伏组件市场出货占比	7
图 5 : 2017-2022 年 10 月中国光伏电池及组件月度出口金额及同比	7
图 6 : 2022 年 1-9 月中国光伏电池及组件年度出口金额及同比	7
图 7 : 光伏累计装机量 (单位: 万千瓦)	8
图 8 : 光伏新增装机量 (单位: 万千瓦)	8
图 9 : 2019-2022 年 9 月全国弃光率月度变化情况	8
图 10 : 多晶硅致密料价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	9
图 11 : 硅片价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	9
图 12 : 电池片价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	9
图 13 : 组件价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	9
图 14 : 海外组件价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	10
图 15 : 光伏镀膜玻璃价格 (截至 2022 年 11 月 16 日)	10
图 16 : 2022 年 1-9 月国内硅料产量及国内总供应量情况	11
图 17 : 2012-2021 年国内组件产量	11
图 18 : 2019-2021 年光伏产业链各环节 CR5 占比变化情况	12
图 19 : 2022 年月度组件定标规模 (GW)	12
图 20 : 2021-2025 年全球和中国光伏新增装机量	13
图 21 : 高纯石英砂产业链	14
图 22 : 高纯石英砂近年均价情况	15
图 23 : 电池片各尺寸产能变化	15
图 24 : 电池片各尺寸产能占比	15
图 25 : 组件各尺寸产能变化 (GW)	16
图 26 : 组件各尺寸产能占比	16
图 27 : 2021-2026E 年 TOPCon 和 HJT 产能 (GW)	17
图 28 : 2021-2030 年各种主栅技术市场占比变化趋势 (%)	19
图 29 : 2021-2030 年不同封装材料的市场占比变化趋势	20
图 30 : 2022-2024 年 EVA 粒子供需情况	21
图 31 : 2022-2024 年 POE 粒子供需情况	21
图 32 : 2013-2020 年全球集中式和分布式光伏新增装机量占比情况	22
图 33 : 海外各国分布式光伏累计装机量	22
图 34 : 地面光伏系统的初始全投资成本	23
图 35 : 工商业分布式光伏系统初始投资成本	23
图 36 : 2021-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)	24
图 37 : 2021-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)	24
图 38 : 2013-2022Q3 中国集中式、分布式光伏新增装机量占比情况	26
图 39 : 2022-2030 年中国光伏新增装机量和分布式光伏新增装机量	26
图 40 : 2013-2021 年中国风电新增装机容量	27
图 41 : 全国公开市场风电招标量 (单位: GW)	28
图 42 : 风电年度累计装机量	28
图 43 : 风电当月新增装机量	28
图 44 : 全国弃风率月度变化情况	29

图 45 : 2013-2021 年中国海上风电新增装机容量	29
图 46 : 2022 年 1-9 月风电整机商中标情况	31
图 47 : 各地区已公布平价海上风电项目规模情况	34
图 48 : 2017-2021 年新增机组的单机平均容量 (MW)	35
图 49 : 风电新签订单的单机平均容量 (MW)	35
图 50 : 漂浮式海上风电机组平台三种常见形式	36
图 51 : “OceanX” 双转子漂浮式风电平台	36
图 52 : 海缆生产工艺流程	37
图 53 : 2021 年国内外整机企业海上风机销售单价 (元/千瓦)	38
图 54 : 海上风电项目投资成本构成	38
图 55 : 陆上风电项目投资成本构成	38
图 56 : 海上风电项目加权平均 LCOE (美元/千瓦时)	39
图 57 : 2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布	42
图 58 : 2021 年全球储能市场累计装机规模分布	42
图 59 : 2021 年全球新型储能装机规模分布	42
图 60 : 中国锂离子电池储能累计装机规模占比	43
图 61 : 中国各类新型储能累计装机规模占比	43
图 62 : 2021-2026 年中国新型储能年度新增装机规模 (MW)	43
图 63 : 2021-2026 年中国新型储能累计装机规模 (MW)	43
图 64 : 2014 年-2021 年全球锂离子电池出货量 (GWh)	44
图 65 : 2010-2021 年中国锂离子电池出货量 (亿只)	44
图 66 : 宁德时代第一代钠离子电池	46

表格目录

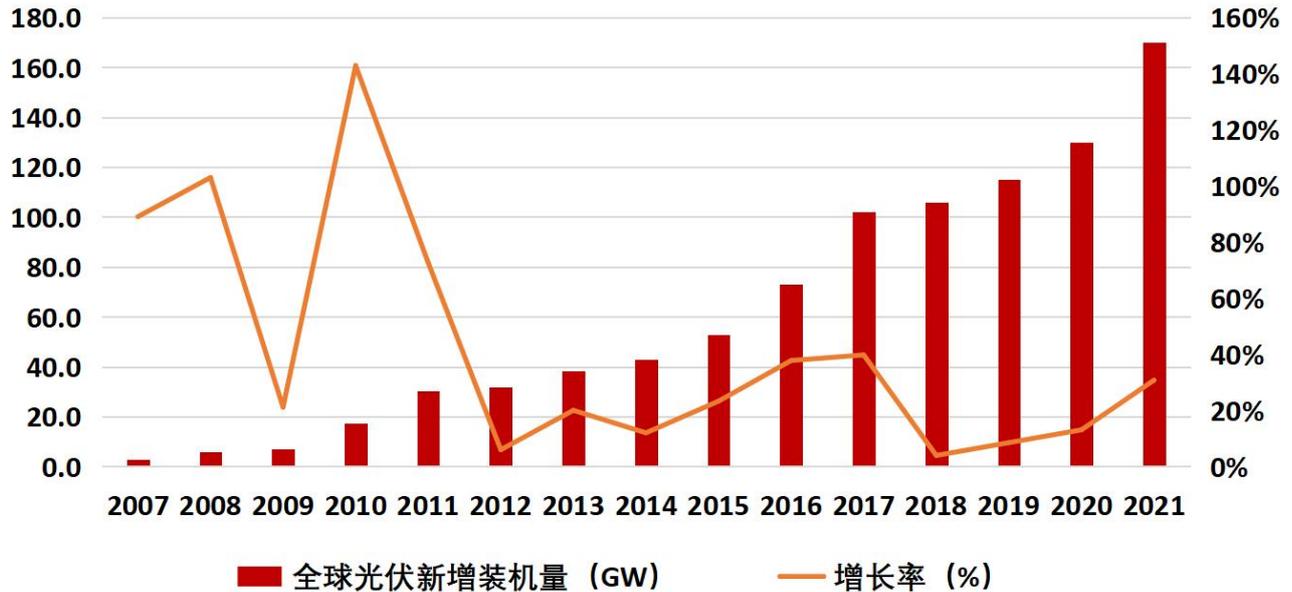
表 1 : 2021-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势	17
表 2 : 各类型电池最高转换效率 (截至 2022 年 11 月 4 日)	18
表 3 : 集中式光伏电系统和分布式光伏发电系统对比	21
表 4 : 隆基 Hi-MO 6 组件产品	24
表 5 : 沿海各省市“十四五”海上风电规划	30
表 6 : 国内占地面积排在前五位的海上风电产业园/基地	31
表 7 : 风电相关政策	32
表 8 : 桩基及导管架与漂浮式基础的比较	35
表 9 : 2021 年以来中国新型储能相关主要政策	40
表 10 : 按应场景划分的储能类型	41
表 11 : 钠离子电池特征	45
表 12 : 公司盈利预测及投资评级 (截至 2022 年 11 月 17 日)	49

1. 光伏：旭日东升，大放光明

1.1 全球光伏新增装机量保持快速增长趋势，欧洲和新兴国家市场需求旺盛

在光伏发电成本持续下降、政策持续利好和新兴市场快速兴起等多重有利因素的推动下，全球光伏市场持续扩大。根据CPIA，2021年全球新增光伏装机容量为170GW，同比增长30.8%。2007年至2021年，全球光伏新增装机容量由2.9GW增至170GW，增长超57倍，2007年-2021年的年均复合增长率高达33.7%。

图 1：2007-2021 年全球光伏新增装机容量

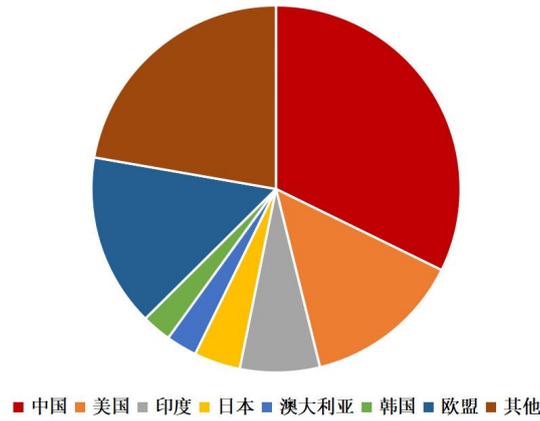


资料来源：CPIA，东莞证券研究所

根据《2030年前碳达峰行动方案》，到2030年，中国非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。根据国家能源局，2020年我国的非化石能源消费比重为15.9%，到2030年非化石能源消费比重重要达到25%左右，意味着2021-2030年十年间平均每年要提高0.9个百分点，相比之下，“十三五”时期，我国的非化石能源消费比重从12.1%提高到15.9%，平均每年提高了0.76个百分点。未来要实现“双碳”战略目标任务艰巨，因此，在国内加快构建以新能源新型电力系统的大背景下，作为新能源主力的光伏、风电在未来将迎来长期的高速发展。

在2021年全球光伏新增装机量占比中，中国份额位居第一，占比达32.3%，其次为欧盟和美国，分别达15.2%和13.9%。2021年印度的光伏新增装机量为11.89GW，同比大幅增长218%，其光伏新增装机全球份额达到7.0%。

图 2：2021 年全球光伏新增装机容量占比

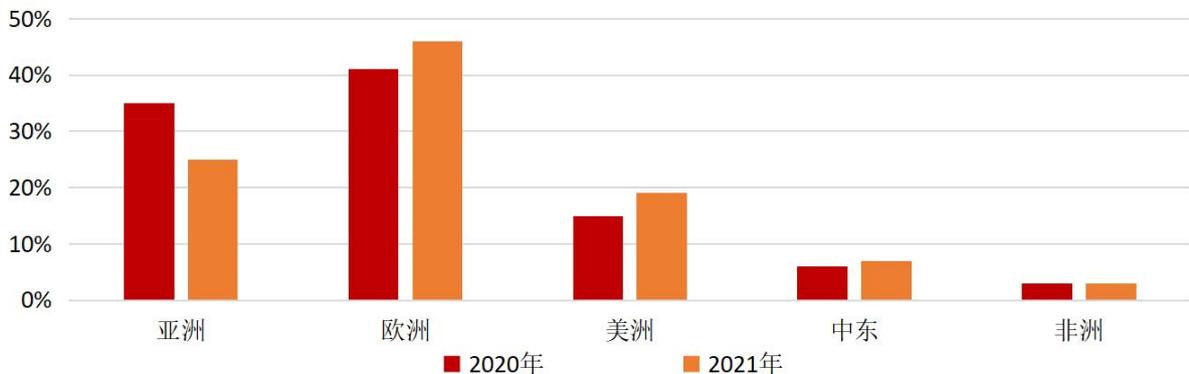


资料来源：CPIA，东莞证券研究所

根据 PV InfoLink，2021 年，主要受欧洲、巴西和印度等光伏市场的需求带动，中国组件出口量达 88.8GW，同比增长 35.3%，其中出口了 40.9GW 组件到欧洲市场，同比增长了 54%，其中对欧洲和亚洲的出口占比分别为 46%和 25%，两者出口合计占比达 71%，较前一年小幅降低 5pct，主要因为亚洲区域占比有所下降，美洲、中东地区占比则同比小幅提升。2021 年，荷兰、西班牙、希腊、葡萄牙、波兰和德国等欧洲市场国家进口量都达到了 GW 级以上，其中荷兰为中国的第一大出口国，全年进口总量达 23.8GW；亚洲市场 GW 级进口国包括印度、日本、澳大利亚和泰国，韩国与马来西亚进口量接近 1GW，越南由于上网电价 FIT 政策在 2020 年 12 月 31 日到期，到期前出现了抢装潮，使得越南成为 2020 年从中国进口最多组件的亚洲国家，在补贴政策结束后 2021 年越南进口量快速减少，进口量降到 0.4GW。

2021 年，美洲、中东与非洲地区分别从中国进口了 16.6GW、6.4GW、2.5GW 的组件，分别同比增长 66%、60%、49%，合计占比约 29%；超过 GW 级的进口国家包括美洲的巴西、智利、墨西哥，中东的巴基斯坦、以色列及非洲的南非。其中巴西为 2021 年中国出口组件第二名的国家，总量达 11.3GW。

图 3：2020-2021 年中国组件出口分布



数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

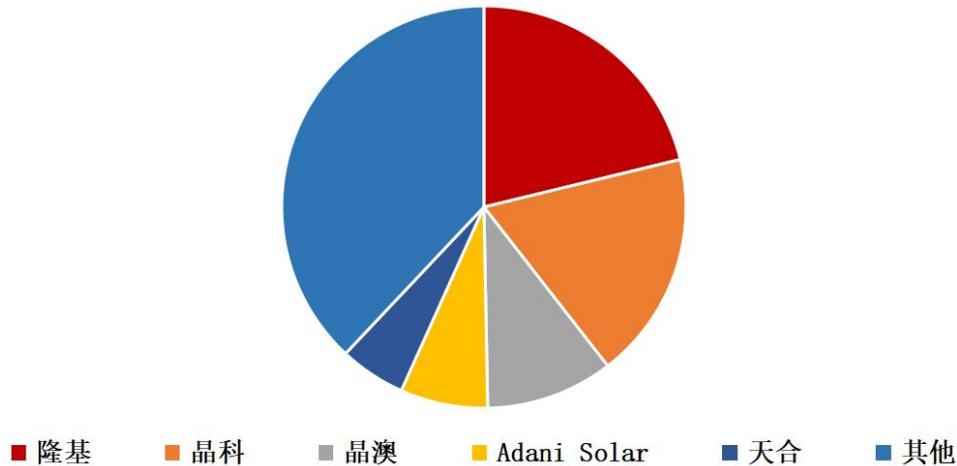
近年来，海外多个国家均出台了一系列产业政策，推动光伏行业发展。2022 年 5 月 18 日，欧盟委员会公布“RepowerEU”能源计划，快速推进绿色能源转型。根据该计划，

欧盟再次提高到 2030 年的可再生能源的目标。到 2030 年，可再生能源可以满足欧盟能源需求的 45%，高于此前 40% 的目标（2021 年该目标从 32% 提升到了 40%）。其中，2025 年光伏目标累计装机量超过 320GW，到 2030 年的光伏并网目标从在 FF55 计划下的 420 GW AC/525 GW DC 提高到 600 GW AC/750 GW DC，即增长 43%。

据海关总署，今年 1-3 月，太阳能电池累计出口 114.29 亿美元，同比增长 104.0%，主要受益于今年 1 季度的印度抢装潮。此前，印度政府计划从 2022 年 4 月 1 日开始对太阳能电池组件和电池片征收进口税，其中，太阳能电池组件收 40% 关税，太阳能电池征收 25% 关税，以削减进口，增加印度本地制造。

2022 年 11 月 9 日，印度商工部发布公告称，应申请人提交的终止调查申请，决定终止对原产于或进口自中国、泰国和越南的光伏电池及组件的反倾销调查。印度市场对进口光伏组件的需求旺盛，随着反倾销调查的终止，将促进明年国内组件厂商继续向印度市场出口。根据全球光伏和 Mercom，2021 年印度实现新增光伏装机超过 10GW，其组件需求约有 13GW（本土供应 3GW，进口自中国约 10GW），在 2021 年度印度光伏组件出货量中，隆基、晶科、晶澳、Adani 和天合位列 2021 年印度光伏组件出货量前五厂商，隆基连续第二年成为印度第一的光伏组件供应商。

图 4：2021 年印度光伏组件市场出货占比

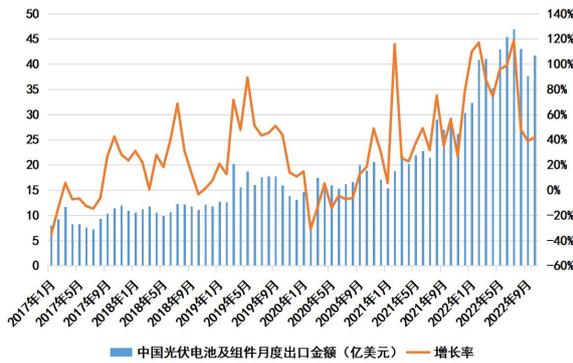


数据来源：全球光伏，Mercom，东莞证券研究所

根据海关总署最新数据，今年中国 10 月太阳能电池（含组件）国内出口金额 41.76 亿美元，同比增长 41.8%，环比增长 11.1%；1-10 月累计出口 407.22 亿美元，累计同比增长 78.6%，较 1-9 月回落 5.5 个百分点。

图 5：2017-2022 年 10 月中国光伏电池及组件月度出口金额及同比

图 6：2022 年 1-9 月中国光伏电池及组件年度出口金额及同比



数据来源：海关总署，东莞证券研究所



数据来源：海关总署，东莞证券研究所

国内方面，根据国家能源局，截至 2022 年 1-9 月，全国发电装机容量约为 24.83 亿千瓦，同比增长 8.1%。其中，光伏装机容量约为 3.59 亿千瓦，同比增长 28.8%，高出全国发电装机容量增速 20.7 个百分点。

今年 1-9 月，国内光伏累计装机量达到 52.60GW，接近 2021 年全年水平，同比增长 105.79%，较今年 1-8 月提高 4.11 个百分点；9 月，光伏新增装机量为 8.13GW，同比大幅增长 131.62%，环比提高 20.62%，重回月度环比增长趋势。

今年 1-3 季度，国内光伏新增装机量分别为 13.21GW/17.67GW/21.72GW，呈逐季增长趋势，四季度是光伏行业的传统旺季，10 月底以来硅料和硅料价格出现松动迹象，根据 SMM，11 月组件需求向好，排产环比提升，随着四季度国内的集中式电站加快建设，有望拉动国内光伏新增装机量延续季度环比增长趋势，预计全年光伏新增装机量有望达到 85GW 以上。

图 7：光伏累计装机量（单位：万千瓦）



数据来源：国家能源局，电力企业联合会，东莞证券研究所

图 8：光伏新增装机量（单位：万千瓦）

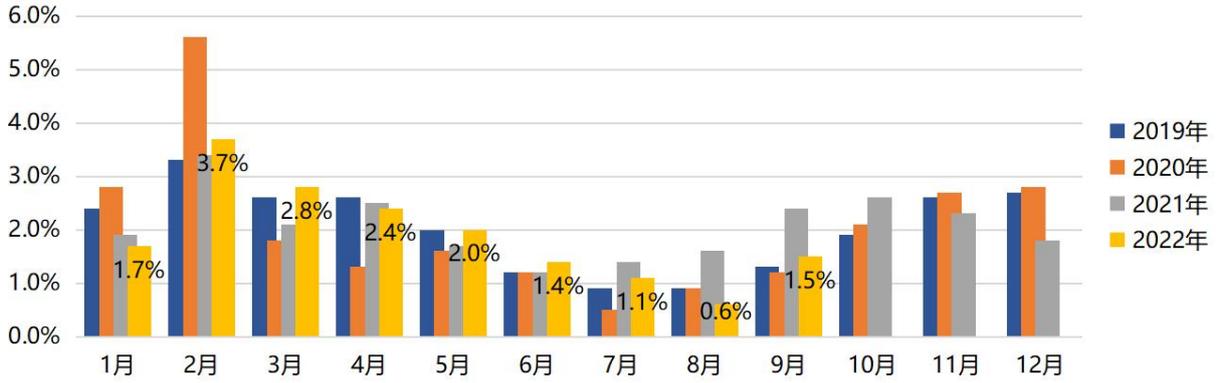


数据来源：国家能源局，电力企业联合会，东莞证券研究所

2022 年前三季度，全国弃光率为 1.8%，同比下降 0.2 个百分点。其中，9 月份，全国弃光率为 1.5%，同比下降 0.9 个百分点，环比提高 0.9 个百分点。整体上，今年前九个月全国光伏弃光率处于较低水平，同比去年有所改善，光伏发电消纳利用情况较好。

图 9：2019-2022 年 9 月全国弃光率月度变化情况

全国弃光率逐月变化情况



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，东莞证券研究所

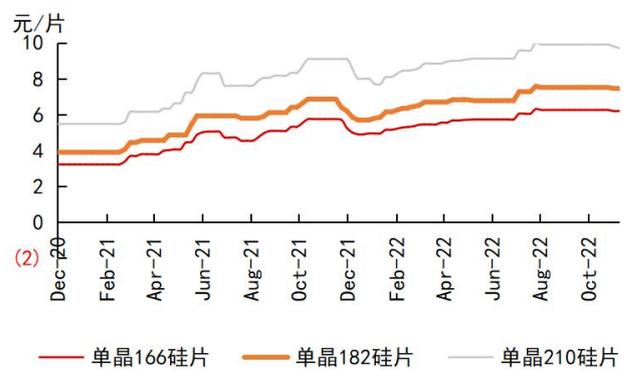
1.2 光伏产业链迎价格拐点刺激装机需求增长

根据 PV InfoLink，截至 2022 年 11 月 16 日当周，光伏产业链价格整体平稳运行，多晶硅致密料、硅片、电池片、组件玻璃价格均环比持平，印度本土产/美国单晶组件价格环比持平，欧洲/澳洲单晶组件价格则环比下降 1.92%/1.89%。

今年产业链的涨价，使得中下游企业的成本压力逐步加大。根据 SMM 在 10 月 28 日发布的公告，多晶硅复投料主流价格 308-313 元/千克，多晶硅致密料主流价格 305-311 元/千克，致密料价格较上周小幅下跌 1 元/千克，从 SMM 的公告来看，10 月底硅料价格出现松动迹象。

另外，10 月 31 日，TCL 中环发布的硅片价格显示，150 μm 厚度 P 型硅片、150 μm 厚度 N 型硅片报价和 130 μm 厚度 N 型硅片价格均有所下调，P 型价格降幅约 3.2%-3.3%，N 型价格降幅约 3.2%-4.1%，同时，TCL 取消了 P 型 158.75 尺寸的报价，隆基绿能于 10 月 24 日公布的硅片报价中，同样也取消了 P 型 158.75 尺寸的报价。

图 10：多晶硅致密料价格（截至 2022 年 11 月 16 日） 图 11：硅片价格（截至 2022 年 11 月 16 日）

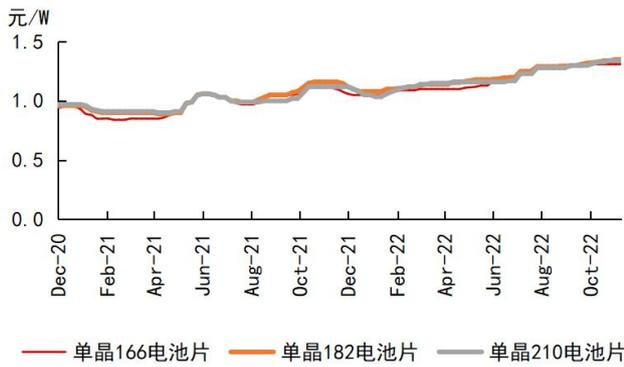


资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 12：电池片价格（截至 2022 年 11 月 16 日）

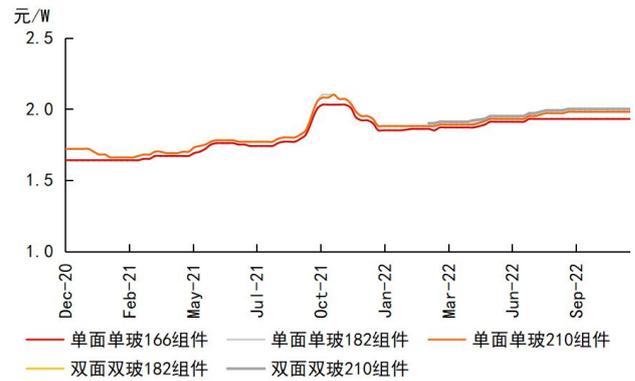
资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 13：组件价格（截至 2022 年 11 月 16 日）



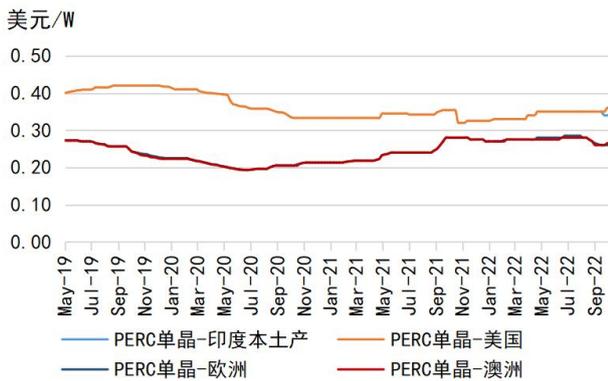
资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 14：海外组件价格（截至 2022 年 11 月 16 日）

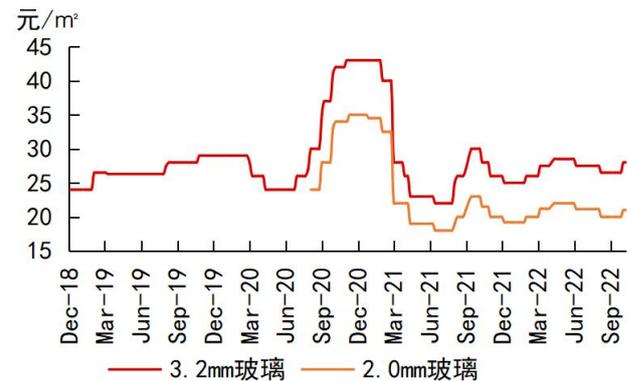


资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 15：光伏镀膜玻璃价格（截至 2022 年 11 月 16 日）



资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所



资料来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

硅料供应方面。随着硅料企业的新增产能逐步释放，今年 7 月开始年底硅料总供应连续环比增长。根据安泰科，随着江苏中能、洛阳中硅、聚光硅业、黄河水电、东方希望、天宏瑞科等企业前期的检修后于近期复产贡献产出，叠加徐州和乐山的协鑫颗粒硅、包头新特、亚洲硅业、青海丽豪、内蒙东立等企业的新增产能释放，10 月硅料国内产量环比增幅较为明显，8.65 万吨，环比增长 13%，由于 11 月部分国内大厂有检修计划，预计 11 月硅料产量环比增长约 2%，国内硅料供应量整体仍保持月度环比增长的趋势。

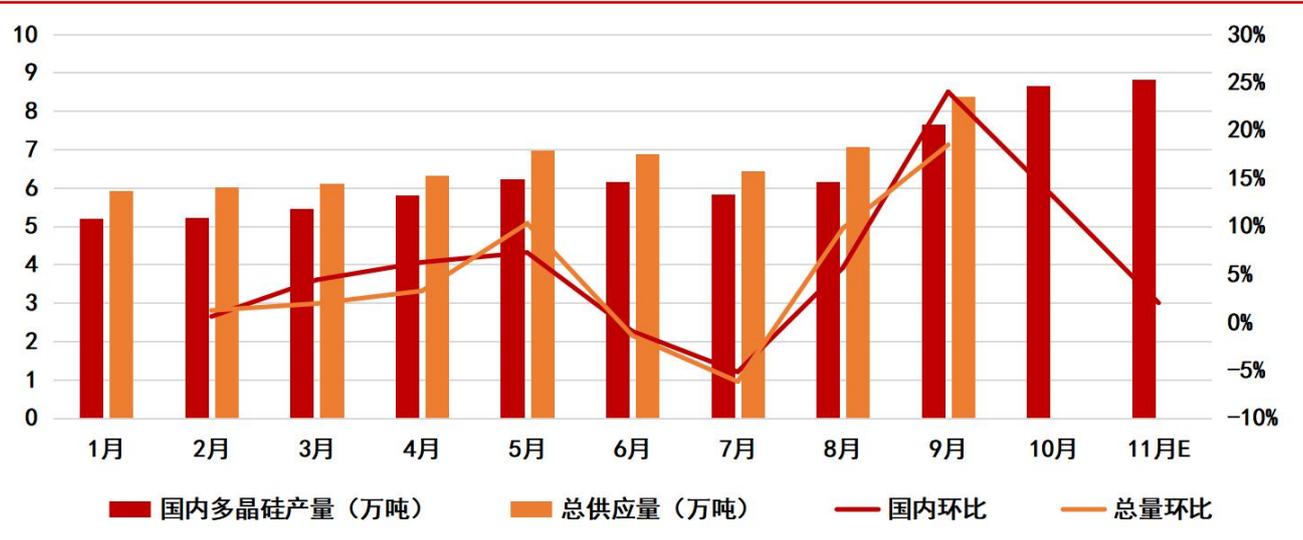
从进口量看，今年前 9 个月，累计进口硅料 6.4 万吨，同比下降 29%；其中，9 月硅料进口 7333 吨，环比下降 19.1%，其中进口自德国的硅料约 0.4 万吨，占比 53%，其次为马来西亚和日本，占比分别为 24% 和 7%。预计国内硅料 11-12 月度环比产量将进一步提高，四季度整体对进口硅料的需求或较为平淡。

根据 PV InfoLink，2022 年初硅料产能规模约 264GW，预计 2022 年年底可达 442GW，增幅约 67%；预计至 2023 年年底可达 663GW，同比提升 50%。硅片方面，2022 年初硅片产能规模约 367GW，预计 2022 年年底可达 536GW，增幅约 46%；预计 2023 年年底可达 731GW，同比提升 36%。

根据 CPIA，2023 年若按照乐观情况下全球光伏新增装机量 275GW，及 344GW 组件需求情况看（容配比按 1.25 计），明年硅料供需矛盾的局面将得到有效缓解。预计 2023 年硅料、硅片价格将逐步下降，根据 PV InfoLink 的预测，至 2023 年年底，多晶硅价

格或将降至 150 元/公斤以下，即较当前价格下降一半左右。由于今年以来电池片、组件价格涨幅远低于多晶硅价格的涨幅，明年随着上游的降价，预计电池片和组件的价格也将下降，但幅度相对较小，产业链价格的下降将促进明年下游装机需求增长。

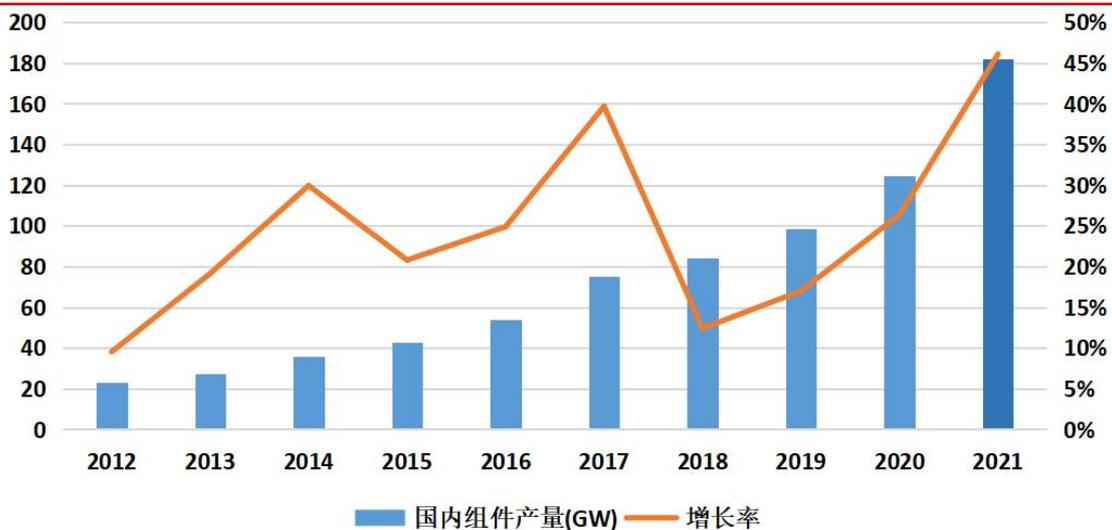
图 16：2022年1-9月国内硅料产量及国内总供应量情况



资料来源：安泰科，东莞证券研究所

2021 年，国内组件产量达 182GW，同比增长 46.1%，为 2012 年以来增长最快的一年。2012 年-2021 年，国内组件产量的年复合增速达 25.8%，过去 10 年国内组件产量保持逐年增长趋势。

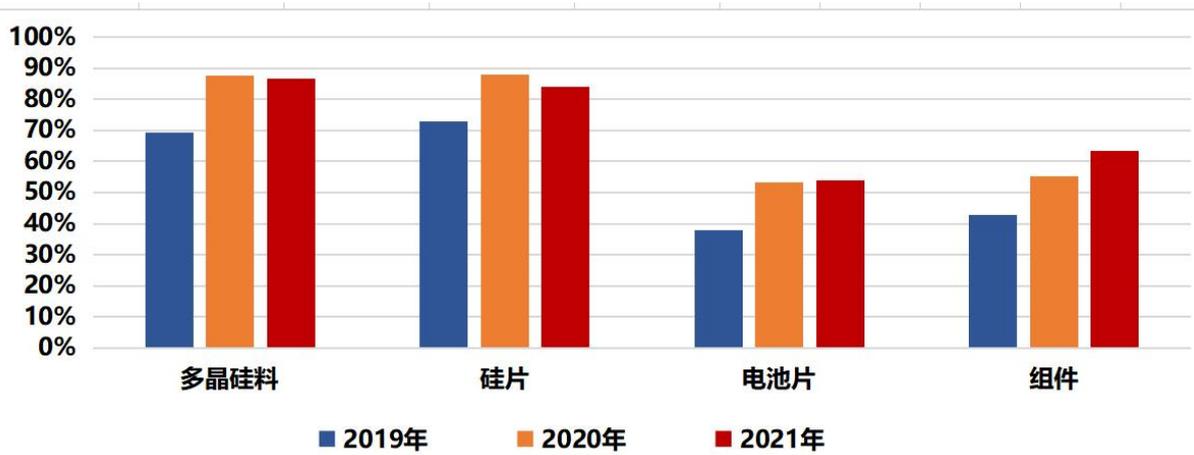
图 17：2012-2021 年国内组件产量



数据来源：CPIA，东莞证券研究所

2021 年，光伏产业链多晶硅料和硅片环节的 CR5 占比同比有所下降，分别为 86.7%，84.0%，而电池片和组件环节的 CR5 同比有所提高，分别为 53.9%和 63.4%，较 2020 年分别提高 0.7 和 8.3pct，集中度有所提高。

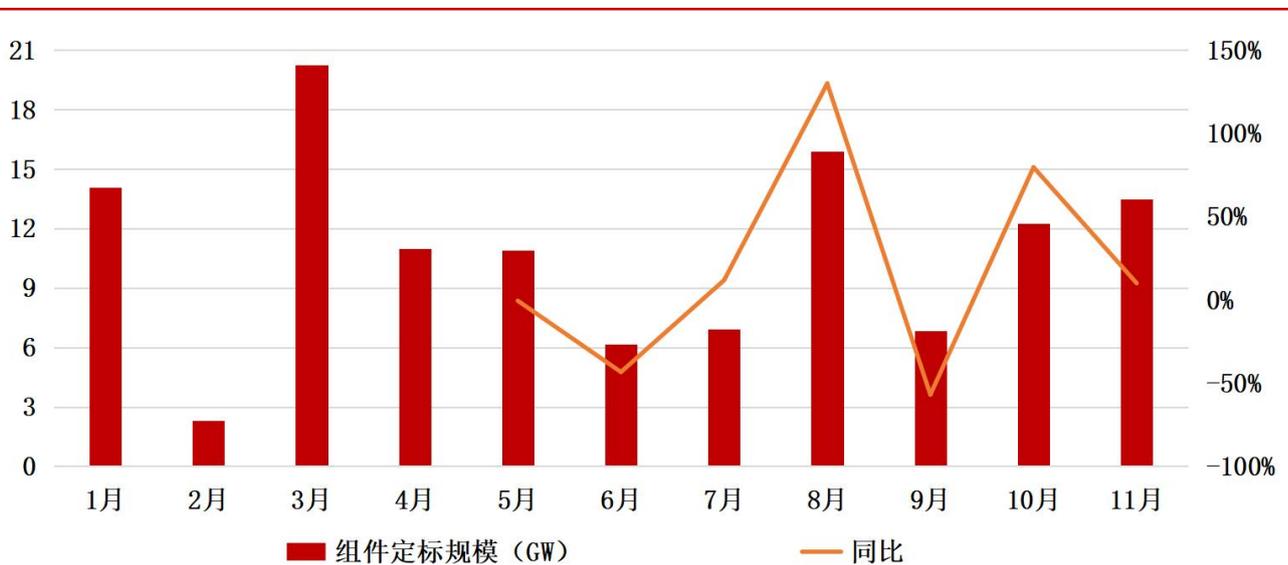
图 18：2019-2021 年光伏产业链各环节 CR5 占比变化情况



数据来源：CPIA，东莞证券研究所

根据北极星网，从今年四季度以来公开的组件定标情况看，10-11月，累计光伏组件集采定标项目达 25.8GW，其中 10 月组件定标规模为 12.3GW，环比 9 月增长 80%，11 月组件集采定标规模约 13.5GW，环比 10 月增长 10%，为年内月度定标规模第四高的水平。

图 19：2022 年月度组件定标规模（GW）

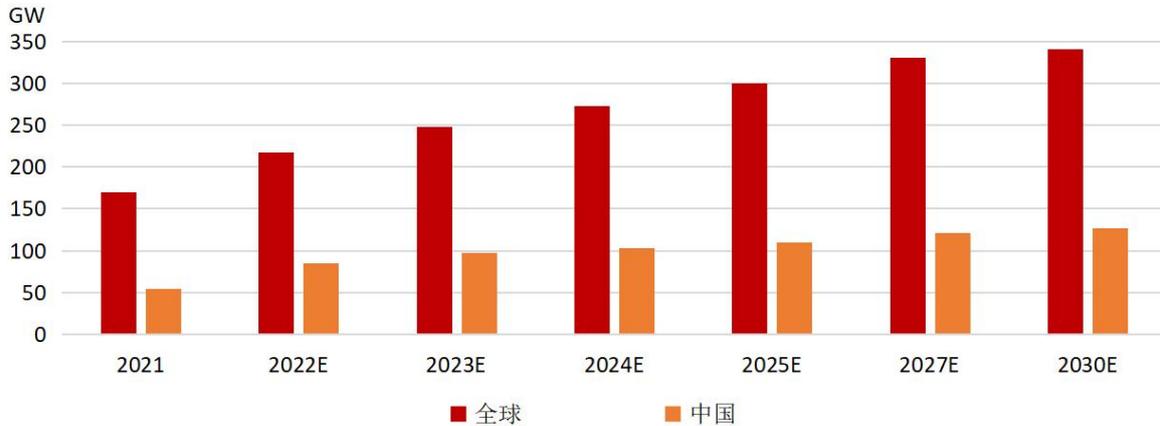


资料来源：北极星，东莞证券研究所

今年前三季度国内光伏新增装机以分布式为主，由于组件价格上涨，集中式电站今年前三季度装机有所放缓，随着国内的集中式电站建设在四季度有所加快，预计国内今年全年光伏新增光伏装机有望达到 85GW 以上。而明年随着硅料的新增产能释放，原材料供需紧张的格局逐步转向偏宽松，预计硅料、硅料价格呈逐步回落趋势，电池片、组

件厂商的成本压力有望随着原材料价格回落而有所缓解，由于今年以来电池片和组件价格涨幅低于上游的硅料和硅片，明年电池片和组件价格也将有所下降，但幅度相对较小，产业链价格的向下调整有利于进一步激发下游装机需求增长，2023 年光伏装机有望达到 98GW，预计 2023-2030 年全球和中国光伏新增装机量延续逐年增长趋势。

图 20：2021-2025 年全球和中国光伏新增装机量



数据来源：CPIA，东莞证券研究所测算

1.3 高纯石英砂依赖进口，明年延续供需紧张格局

高纯石英砂是指由天然石英矿物经过一系列物理的和化学的提纯技术生产的具有某种粒度规格的高纯非金属矿物原料，国际公认的高纯石英砂是以美国尤尼明（UNIMIN）公司 IOTA-CG 为标准的高技术产品。

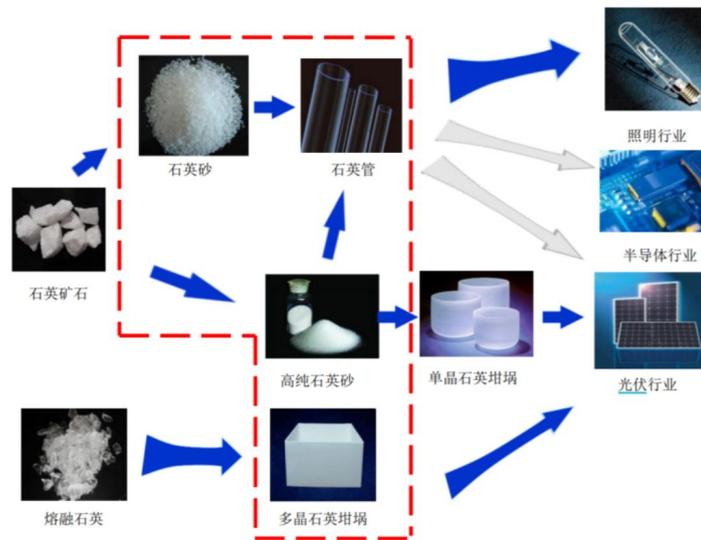
高纯石英砂生产的石英制品具有耐高温、耐腐蚀、低热膨胀性、高度绝缘性和透光性等优异的物理化学属性，被广泛用于光伏、电子、高端电光源、薄膜材料、国防科技等领域。早期高纯石英砂由水晶加工而成，但水晶资源稀少，远不能满足全球工业生产所需，自上世纪 70 年代开始，美国等国家开始探索用普通石英代替水晶制备高纯石英砂，从天然岩石矿物提取高纯石英砂原料是目前世界上生产高纯石英砂的最先进技术，对矿石的品质要求高，提纯技术复杂，目前全球只有美国尤尼明、中国的石英股份等极少数公司具备规模化量产高纯石英砂的能力。美国尤尼明拥有的白岗岩矿石，矿体规模大、流体杂质少，品质稳定，加之其领先的高纯砂提纯技术，在全球高纯石英砂市场占据垄断地位。因此，我国高纯石英砂需求量巨大，每年仍需从国外大量进口。全球高纯石英原料矿床分布于美国、挪威、澳大利亚、俄罗斯、毛里塔尼亚、中国、加拿大等国家。

国际上，美国尤尼明是全球目前最大的高纯石英砂制造商，尤尼明采用美国北卡罗来纳州斯普鲁斯番地区产出的独特白岗岩矿床的石英，通过专门的工艺处理、化学提纯生产出的高纯石英砂处于世界领先水平，长期垄断全球市场，占据了我国进口高纯石英砂的绝对份额。2011 年成立于法国巴黎的 The Quartz Corporation 是全球高纯石英砂的主要供应商之一，其由英格瓷公司（Imerys）和挪威矿产公司（NorskMineral AS.）合并而成，目前在挪威和美国经营石英矿石开采和生产，其采用的矿石主要位于美国北

卡罗来纳州斯普鲁斯番的石英矿，生产的高纯石英砂销往全球市场。

高纯石英砂是生产单晶硅所使用的石英坩埚的主要原材料，单晶硅石英坩埚过去主要依赖进口的高纯石英砂，随着国家对光伏行业补贴力度下降，光伏企业成本压力上升，国产高纯石英砂企业迎来国产加速替代进口的市场机会，单晶硅生产制造厂商更倾向于选择与进口产品质量相差较小、价格优势明显的国产产品来实现进口替代。

图 21：高纯石英砂产业链



资料来源：石英股份公告，东莞证券研究所

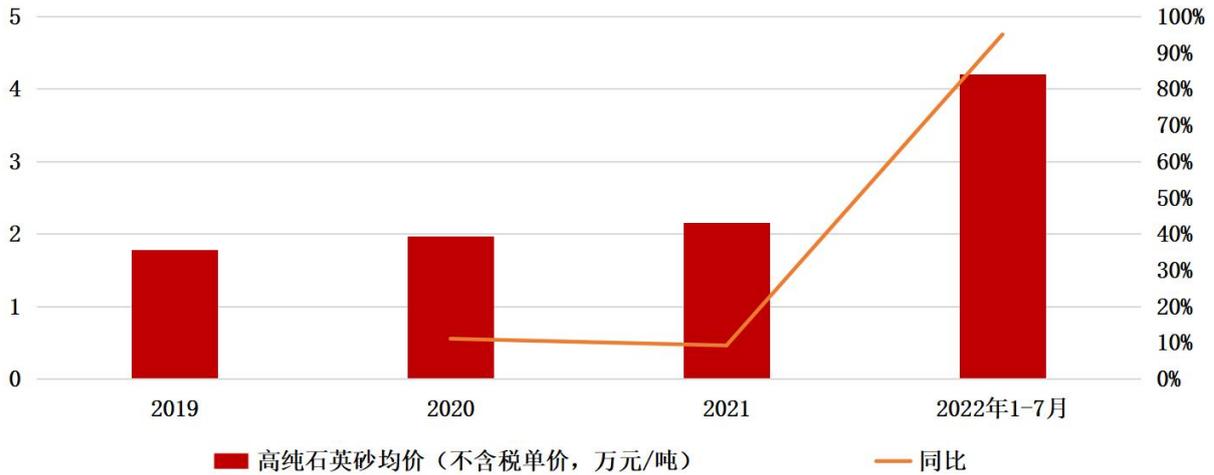
高纯石英砂提纯工艺技术十分复杂，加之国内相关研究起步较晚，过去较长一段时间内，我国都没有企业能够批量稳定提供高纯石英砂产品，而目前国内大规模量产高纯石英砂的企业仅有石英股份，石英股份是国内首家实现高纯石英砂量产技术突破的企业，打破了国际厂商对高纯石英砂产品的垄断，自 2009 年石英股份高纯石英砂投产后，填补了国产高纯石英砂生产的空白。

石英坩埚为光伏单晶控制环节关键耗材，而石英坩埚以石英砂为原材料通过定型工艺生产而成，其中高纯石英砂占主要成本构成比例，占成本比重在 70%以上。人工成本及固定资产折旧、电费固定成本占比较少。受益于光伏市场需求旺盛，下游硅片产量需求持续提升，目前石英坩埚生产行业正处于快速发展期，石英坩埚产品市场供不应求。未来，随着 N 型硅片、大尺寸硅片渗透率提升，N 型硅片的控制对于石英坩埚的更换频率要求更高，更换频率的提升也会拉动石英坩埚的需求增长。

近年来下游硅片的加速扩产推动了石英坩埚需求的大幅上升，进而导致作为石英坩埚主要原材料的高纯石英砂需求显著提升，但由于高纯石英矿储量、品质分布不均，用于生产高纯石英砂的矿床资源有限，且禀赋不同，因此在近几年下游需求快速增长的情况下，供给出现紧缺局面，价格持续上涨。根据天宜上佳公告，2020-2021 年我国高纯

石英砂市场均价分别为 1.97 万元/吨和 2.15 万元/吨，分别同比增长 11%、9%，2022 年 1-7 月高纯石英砂市场均价达到 4.2 万元/吨，同比增长 95%。因此，明年光伏行业保持快速发展的趋势，及对石英坩埚的需求将进一步增长，高纯石英砂仍可能出现供不应求的局面。

图 22：高纯石英砂近年均价情况



资料来源：天宜上佳公告，东莞证券研究所

1.4 大尺寸电池片快速渗透，电池技术多点开花

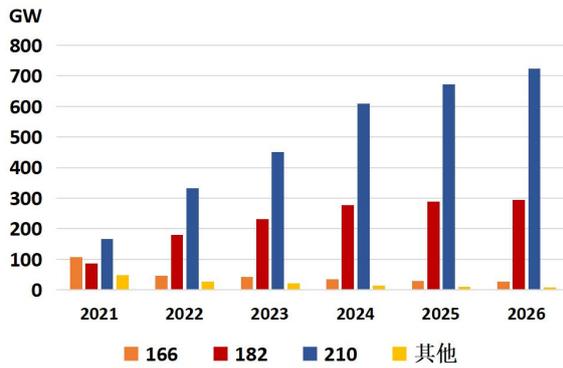
1.4.1 大尺寸电池片和组件产能快速提升

2022 年以来，光伏行业仍在持续推动光伏 LCOE 降低（通常用平准发电成本 LCOE，即 Levelized Cost of Electricity，来衡量光伏电站整个生命周期的单位发电量成本，并可用来与其他电源发电成本对比），随着光伏发电在不同地域及场景的应用更加广泛，对于大尺寸、高功率、高效率产品的需求也在持续增长，光伏发电经济性驱动终端需求上升，高功率、高效率产品有利于降低光伏发电 LCOE，因此行业对于大尺寸先进产能的需求快速提升，终端市场需求也在快速向以 182 和 210 尺寸为代表的大尺寸电池切换。

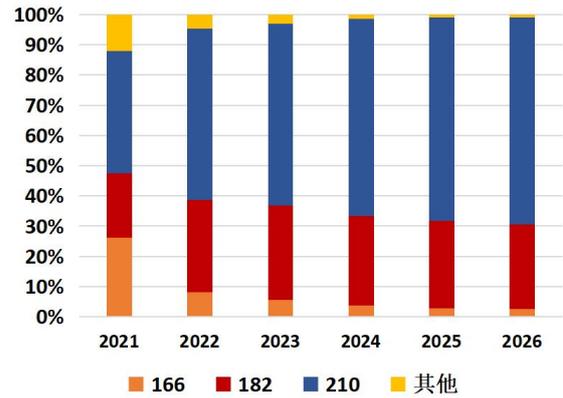
根据 PV InfoLink 10 月最新数据显示，到 2022 年年底，182 和 210 大尺寸电池产能占比将达到 87.2%，较 2021 年大幅提高 25.4pct。其中，210 尺寸电池产能占比约 56.6%。2022-2026 年，182 和 210 大尺寸电池片的产能将呈逐年增长，相比之下，210 及以上尺寸电池产能增长更快。至 2026 年，电池产能将达到 1054GW，182 和 210 大电池占比高达 96.5%，182 电池片产能占比将从 2022 年的 20.6% 回落至 27.9%，210 电池片产能占比将从 2022 年的 56.6% 升至 68.6%。

图 23：电池片各尺寸产能变化

图 24：电池片各尺寸产能占比



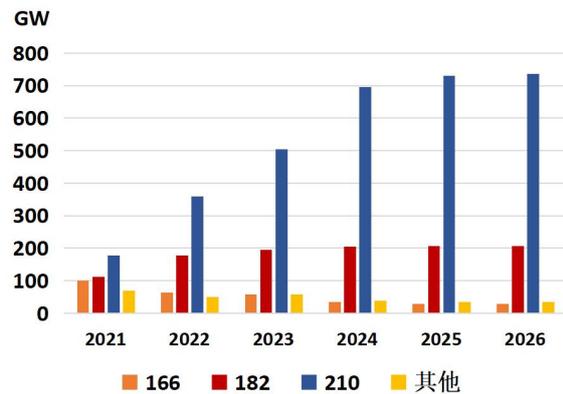
数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所



数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

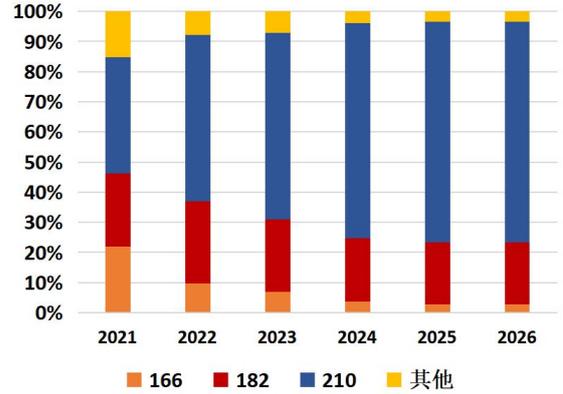
在组件端，到 2022 年年底，182 和 210 大尺寸组件产能达到 538GW，占比将超过八成，约 82.4%，较 2021 年大幅提高 19.5pct。其中兼容 210 组件产能约 55.1%。至 2026 年，182 和 210 大尺寸组件产能将达到 942GW，占比将达 93.7%，其中，182 组件产能占比将从 2022 年的 27.3% 回落至 20.5%，210 组件产能则从 2022 年的 55.1% 升至 73.2%。至 2026 年，大尺寸组件产能占比高达 93.7%。

图 25：组件各尺寸产能变化（GW）



数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 26：组件各尺寸产能占比



数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

1.4.2 电池片技术百花齐放，TOPCon 产能快速提升

以技术进步推动成本下降是光伏行业发展的内生动力。近年来，国家推出了一系列产业扶持政策，如“领跑者”计划等政策的落地实施，促进了高质量、高效率、高可靠性产品的研发与应用，带动了技术进步与产业升级，提高了光伏产业的整体竞争力。光伏电池当前技术发展思路主要为提高转换效率和降低产品成本。

电池技术的不断革新推动光伏行业快速发展。2021 年，P 型 PERC 单晶电池为主流电池技术，平均转换效率达到 23.1%，较 2020 年提高 0.3 个百分点，而 N 型 TOPCon、异质结和 IBC 电池平均转换效率分别达到 24%、24.2%，和 24.1%，至 2030 年，三者的转换效率仍有较大提升，随着电池技术的迭代升级，TBC、HBC 等电池技术未来也可能取得突破性进展。

表 1：2021-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

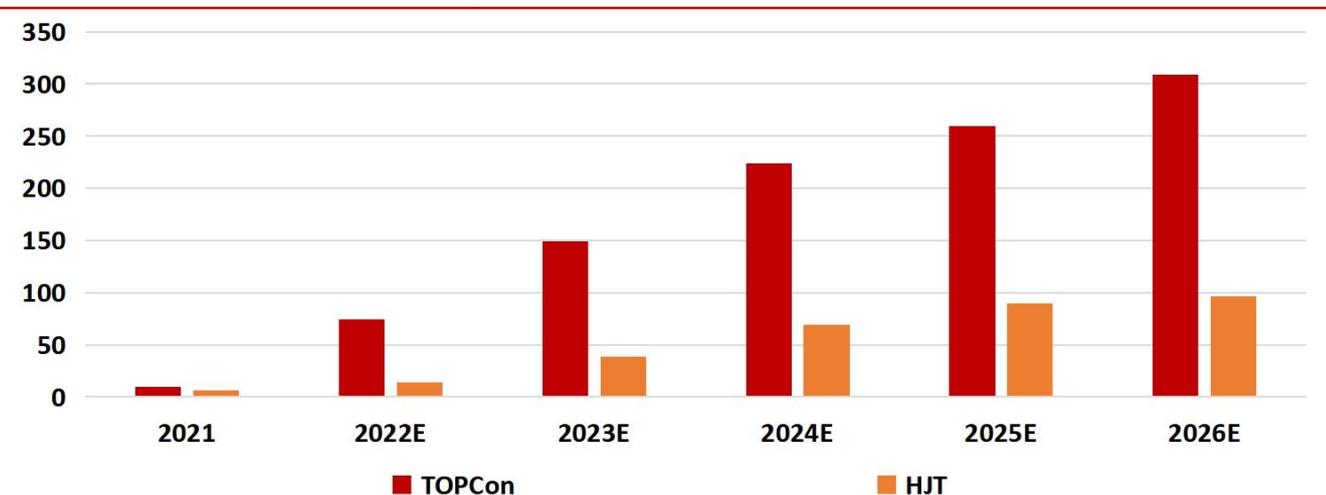
	分类	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
P 型多晶	BSF P 型多晶黑硅电池	19.5%	19.5%	19.7%	-	-	-
	PERC P 型多晶黑硅电池	21.0%	21.1%	21.3%	21.5%	21.7%	21.9%
	PERC P 型铸锭单晶电池	22.4%	22.6%	22.8%	23.0%	23.3%	23.6%
P 型单晶	PERC P 型单晶电池	23.1%	23.3%	23.5%	23.7%	23.9%	24.1%
N 型单晶	TOPCon 单晶电池	24.0%	24.3%	24.6%	24.9%	25.2%	25.6%
	异质结电池	24.2%	24.6%	25.0%	25.3%	25.6%	26.0%
	IBC 电池	24.1%	24.5%	24.8%	25.3%	25.7%	26.2%

数据来源：CPIA，东莞证券研究所

从 2015 年开始，PERC 电池技术快速崛起，并于 2019 年超越成为继 BSF 技术之后的最主流光伏电池技术。根据 CPIA，2021 年，PERC 电池片市场占比提升至 91.2%，较 2020 年提升 4.8pct，平均转换效率达到 23.1%，较 2020 年提高 0.3pct，至 2025 年，PERC 电池片市场占比仍将超过 50%。但随着的 PERC 电池逐步接近其理论极限转化效率，为了进一步推动光伏产业的降本增效，具备更高转化效率的新型电池技术才能更好适应未来下游的需求，光伏电池技术的迭代升级是行业不断向前发展的必然趋势，当前新一代电池技术主要为 N 型 TOPCon、HJT 及 xBC 技术。由于生产 TOPCon 电池的大部分工序与 PERC 产线兼容，技术转换的设备投资成本相较于投资全新的 HJT 产线成本更低，成为当下扩产力度最大的技术路线。

根据 PV InfoLink，截止 2022 年底，TOPCon 总产能将有望达到超过 74GW，2023 年底 TOPCon 总产能预计将达到 149GW，同比 2022 年翻倍增长。2022-2024 年 TOPCon 的产出分别约 18GW/62GW/100GW，市场占有率分别达 7%/20%/30%。2022-2024 年，将是 TOPCon 电池渗透率快速提高的时期，HJT 电池产能也在提升，但相比之下 TOPCon 电池产能释放更快。明年行业内 TOPCon 的产出占其总产能的比例较低，明年能够大规模量产 TOPCon 电池的企业有望在 TOPCon 渗透率快速提升的阶段率先受益。

图 27：2021-2026E 年 TOPCon 和 HJT 产能 (GW)



资料来源：PVInfoLink，东莞证券研究所

近年来，各类型的高效电池效率不断取得突破，隆基为同时研发多种电池技术路线的龙头之一，在 2021-2022 年间多次刷新多种类型电池片的转换效率记录。目前，电池片技术路线百花齐放，各家企业竞相布局下一代电池技术，晶科、中来、正泰等多家企业也都布局了 N 型 TOPCon 电池技术路线。2022 年 10 月 17 日，晶科能源公告称其 182N 型电池转化效率再次刷新世界记录，电池片转换效率达到 26.1%。2022 年 11 月，中来股份基于正在研发的 J-TOPCon3.0 技术的实验室电池效率达到了 26.1%，且已通过中国计量科学研究院的第三方检测认证。

表 2：各类型电池最高转换效率（截至 2022 年 11 月 4 日）

公司	PERC	N-TOPCon	P-TOP Con	N-HJT	P-HJT	无铟 HJT	i-TOP Con	HPBC	ABC
隆基	24.06% (实验室, 2019 年)	25.21% (实验室, 2021 年)	25.19% (实验室, 2021 年)	26.50% (实验室, 2021 年)	26.12% (实验室, 2022 年 9 月)	25.40% (实验室, 2022 年 3 月)		量产效率为 25%	
天合	24.50% (2022 年 5 月)						25.50% (实验室, 2022 年 3 月)		
晶科		26.10%							
晶澳	23.50%	中试线转换效率超过 24%							
正泰	23.4%, 最高批次 23.6%	量产平均效率 24.9%, 中试线最高批次效率 25.2%							
一道新能	24.00% (2022 年 3 月)	量产效率突破 24.6%							
中来股份		最新批次数产效率 24.8%; 26.1% (实验室, 2022 年 11 月)							
东方日升				25.8%-26%					
通威	超过 23.5%	超过 24.7%		25.67% (ISFH 认证)					
爱旭股份	量产效率 23.3% (2021 年)								量产效率 26.2%
晋能科技				量产效率 24.7%					

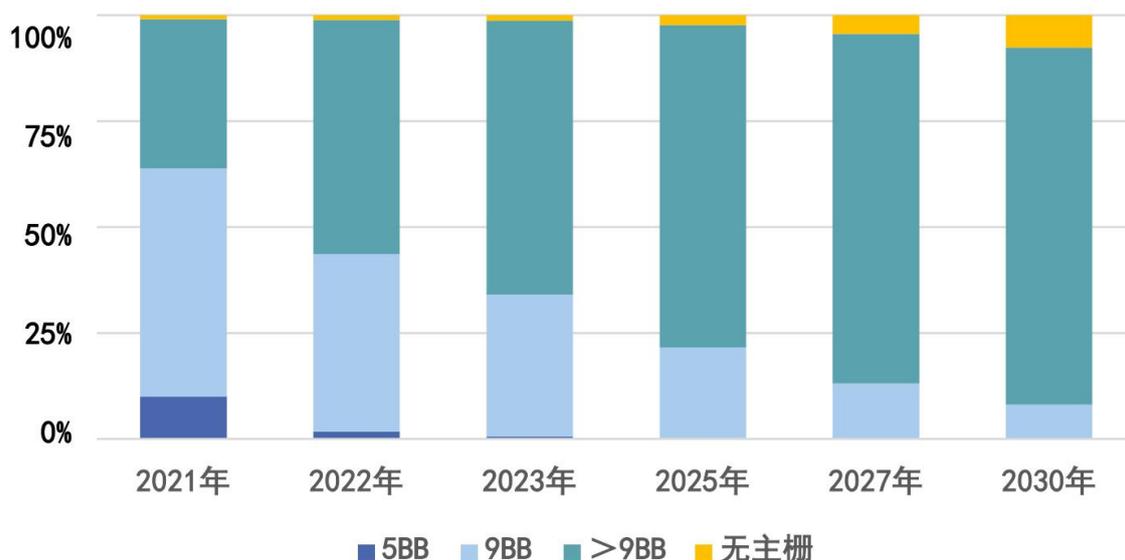
资料来源：北极星网，公司公告，东莞证券研究所

1.4.3 多主栅+无主栅技术助力新型电池组件降本增效

晶硅太阳能电池正面金属化电极由用于汇流、串联的主栅线和收集载流子的细栅线组成。在保持电池串联电阻不提高的条件下，减小细栅宽度有利于降低遮光损失并减少正银用量。根据 CPIA，2021 年，细栅线宽度一般控制在 $32.5\ \mu\text{m}$ 左右，印刷设备精度在 $\pm 7.7\ \mu\text{m}$ 。随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度仍会保持一定幅度的下降。预计到 2030 年印刷设备精度可提高到 $\pm 5.7\ \mu\text{m}$ ，细栅线宽度或将下降至 $21.8\ \mu\text{m}$ 左右。目前电池银浆分为高温银浆和低温银浆两种，P 型电池和 TOPCon 电池使用高温银浆，HJT 电池使用低温银浆，银浆在电池片成本中占比较高。银浆用量大、价格贵是过去 TOPCon 和 HJT 新型电池成本较 P 型电池高的原因之一，目前主要通过多主栅技术以及减小栅线宽度来减少正银消耗量。同时，在不影响电池遮光面积前提下，提高主栅数目有利于减少电池功率损失，提高电池应力分布的均匀性以降低碎片率，提高导电性。另外，未来随着低温焊带技术进一步突破，低温焊带将能够匹配 HJT 电池组件对于低温焊接的需求。

根据 CPIA，目前 9 主栅及以上技术成为市场主流，2021 年 9 主栅电池片市占率为 89%，较 2020 年上升 22.8pct，预计到 2030 年，9 主栅及以上电池片市场占有率将持续增加，无主栅技术的市场占比也将逐步提升，未来 TONCon 和 HJT 电池组件的银浆消耗量有望进一步降低。

图 28：2021-2030 年各种主栅技术市场占比变化趋势（%）



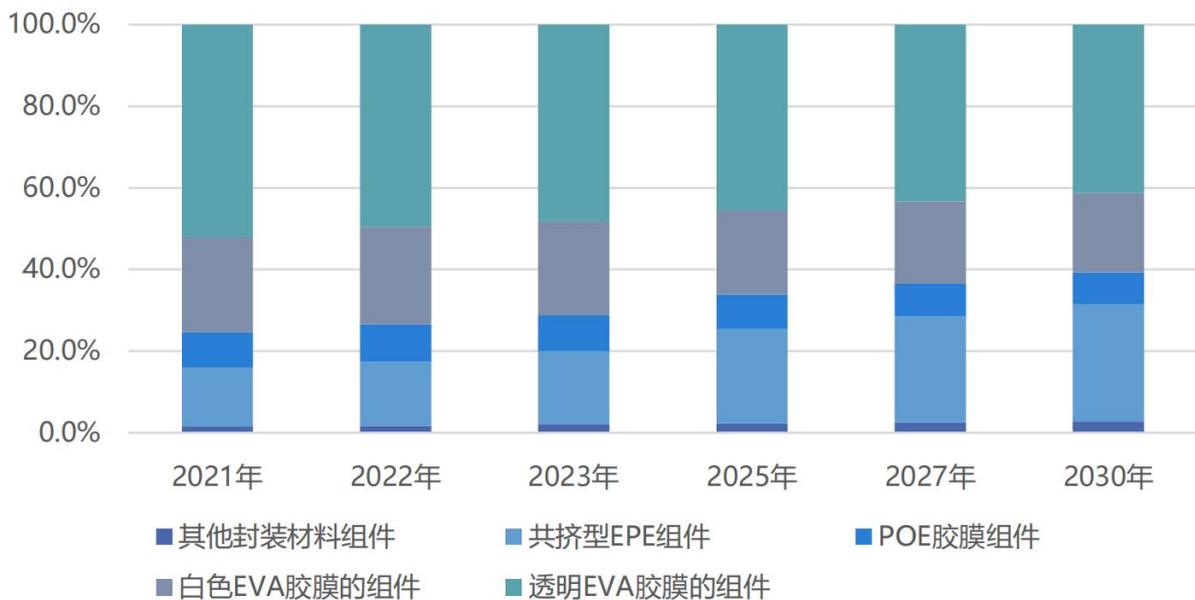
资料来源：CPIA，东莞证券研究所

1.4.4 N 型电池迭代，推动 POE 胶膜需求快速放量

组件封装是光伏产业链中的关键环节之一，随着光伏行业的快速发展及终端需求的增长，组件出货量的不断提升也将带动胶膜需求快速增长。由于 EVA 胶膜具有良好的光学性能、粘结性而且成本相对低廉，能够较好适配 P 型电池组件结构，因此过去多年间 EVA 胶膜逐步成为了行业主流应用。

2021 年，单玻组件封装材料仍以透明 EVA 胶膜为主，约占 52% 的市场份额，较 2020 年下降 4.7 个百分点，POE 胶膜和共挤型 EPE 胶膜合计市场占比提升至 23.1%。POE 胶膜具有高抗 PID 的性能（在水汽进入后，水在里面封装胶 EVA 的作用下，呈弱酸性，导致电池片的电子跃迁发生变化，从而降低组件输出功率），随着未来双玻组件市场占比及 N 型组件的渗透率提升，其市场占比将进一步增大。

图 29：2021-2030 年不同封装材料的市场占比变化趋势

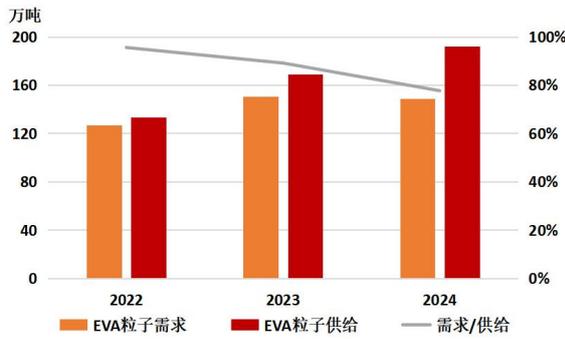


数据来源：CPIA，东莞证券研究所

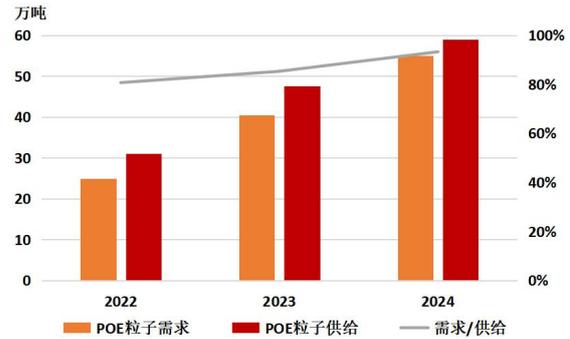
由于 TOPCon 电池正银含铝成分，对水汽更为敏感，需要胶膜有更强的阻水性；EVA 材质在光热、湿热等环境中可能会分解产生酸，进而与玻璃发生反应后腐蚀电池栅线，导致组件性能衰减。因此，随着 TOPCon 产能增长，POE 胶膜以其更好的水汽阻隔率与更好的耐候性能、抗 PID 等能力，与 N 型 TOPCon 有更好的适配性。

当前，POE 粒子的供应仍依赖于陶氏，LG，三井等企业，所以 POE 粒子供给能力主要取决于这些企业 POE 粒子产能供应给光伏行业的比例，虽然国内厂商如东方盛虹子公司斯尔邦石化、万华化学、荣盛石化等企业也在对 POE 粒子进行国产化，但由于产线建设到稳定供应的周期长，国产 POE 粒子产能在 2024 年后才能逐步释放。随着 N 型组件产能快速释放，而海外 POE 厂商扩产节奏较慢，未来可能出现 POE 粒子供应不足的局面。

根据 PV InfoLink 数据，按照实际胶膜选型较靠近的情形测算，23 年 EVA 粒子需求约 151 万吨，POE 粒子需求约 41 万吨；24 年 EVA 粒子需求约 149 万吨，POE 粒子需求约 55 万吨。结合 EVA 粒子和 POE 粒子的供给能力，23 年 EVA 和 POE 粒子供应均处于紧平衡状态，两者的需求和供给比例分别为 89%和 85%，24 年 EVA 粒子供应开始出现过剩而 POE 粒子供应将开始紧张，EVA 粒子的需求和供给比例降至 78%，而 POE 粒子的需求和供给比例则提升至 93%。

图 30：2022-2024年EVA粒子供需情况


数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

图 31：2022-2024年POE粒子供需情况


数据来源：PV InfoLink，东莞证券研究所

1.5 分布式光伏发展前景广阔，逐步显现消费品属性

分布式光伏发电系统倡导就近发电、就近并网、就近转换、就近使用，有效解决了电力在升压及长距离输送过程中的损耗问题，是一种新型的、具有广阔发展前景的发电和能源综合利用方式，是未来光伏发展的重要方向。

同时，由于分布式光伏电站规模较小，相对易于建设，其发电无论自用还是并网销售都具有较大的便利性。分布式光伏电站采用“自发自用、余电上网”的模式，因此其弃光率较低，大部分电量都可实现就地消纳。该种模式能够对局部区域用电压力起到较好的缓解作用，经有效调度调剂，能够降低区域电网的运行压力。

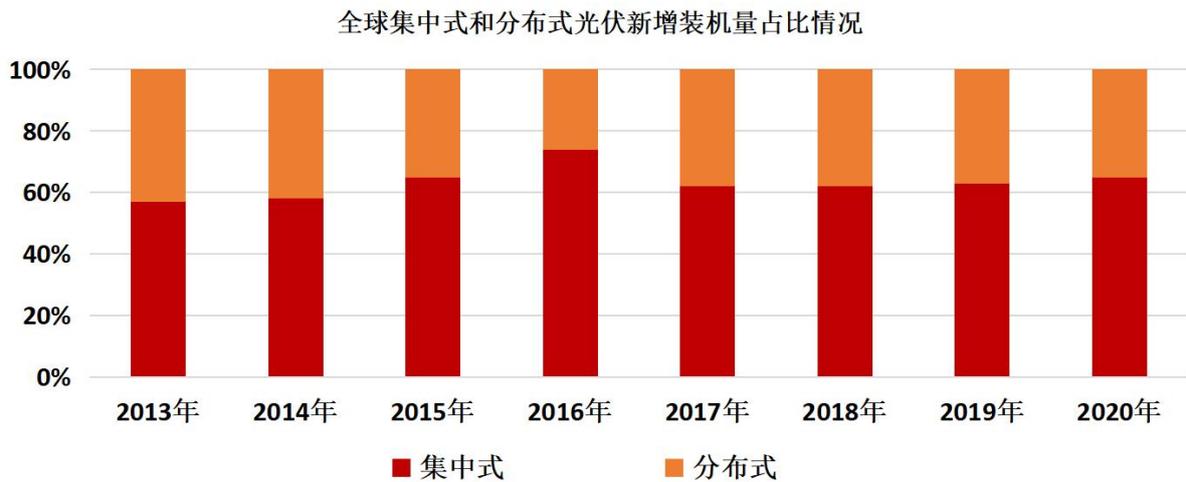
表 3：集中式光伏电系统和分布式光伏发电系统对比

项目	集中式光伏发电系统	分布式光伏发电系统
基本建设原则	充分利用荒漠地区丰富和相对稳定的太阳能资源构建大型光伏电站，接入高压输电系统供给远距离负荷	主要基于建筑物表面，就近解决用户的用电问题，通过并网实现供电差额的补偿与外送
建设规模	投入大量太阳能电池组件的集中发电	使用相对少量的太阳能电池组件实现分布式发电
建设地点	主要在戈壁和沙漠地区	主要在户用、工商业建筑屋顶
并网电压等级	一般是 35KV 或者 110KV, 电压较高	一般是 220V/380V 电压并网，电压较低
输送距离	一般高压并网、远距离传输	一般就地并网，供当地及附近的用户使用
投资特点	具有电站投资大、建设周期长、占地面积大等特点，通过规模效应降低单瓦发电成本	具有投资小、建设快、占地面积小、政策支持力度大等特点，随着光伏平价上网的发展而在全球市场逐步实现经济性

资料来源：昱能科技公告，东莞证券研究所

在 2016 年之前，随着中国等发展中国家和地区集中式光伏的快速发展，其发展速度高于分布式光伏，使得全球分布式光伏在新增装机量增加的背景下占全球光伏新增装机量的比例有所下降，从 2013 年的 43% 下降到 2016 年的 26%。2017 年以来，分布式光伏新增装机规模占比相对之前有较大的回升，主要由于欧美、澳洲以及南美等国家和地区的环保意识和清洁能源意识增强，且拥有丰富的光照资源，这些国家和地区的光伏发电已逐步具有成本优势，叠加政府政策支持的推动作用下，全球分布式光伏加快发展。

图 32：2013-2020 年全球集中式和分布式光伏新增装机量占比情况

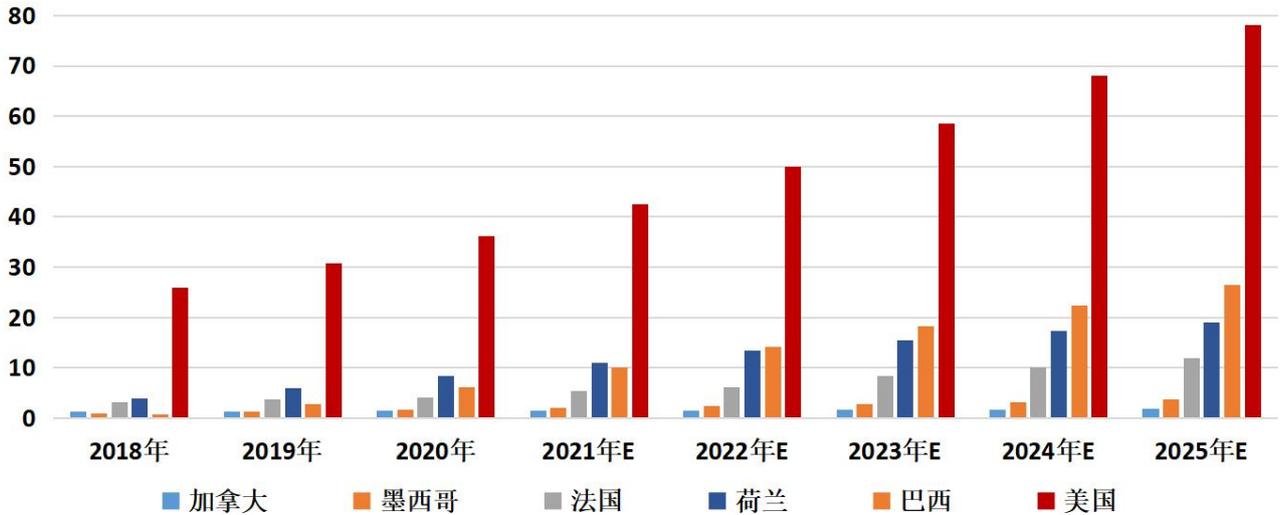


资料来源：IEA，东莞证券研究所

海外多国分布式光伏装机量逐年增长。根据 Wood Mackenzie 的数据，截至 2020 年末，美国、巴西、荷兰、法国、墨西哥和加拿大分布式光伏发电系统建设规模分别为 36.16GW、6.19GW、8.29GW、4.03GW、1.64GW 和 1.40GW，预测至 2025 年末分布式光伏发电系统建设规模分别约为 78.07GW、26.51GW、18.99GW、11.91GW、3.69GW 和 1.81GW。其中，2020-2025 年法国的分布式光伏装机量年均复合增长率较高，约为 24.21%。从年度新增装机量看，巴西分布式光伏装机量预计在 2022 年超过荷兰，且至 2025 年期间保持领先荷兰。

图 33：海外各国分布式光伏累计装机量

各国分布式光伏累计装机量 (GW)

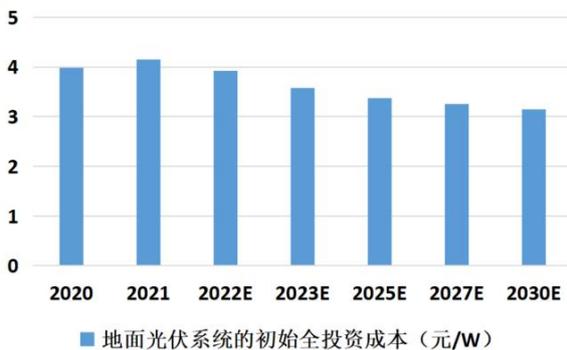


资料来源: Wood Mackenzie, 东莞证券研究所

国内方面, 由于我国东中西部经济发展水平及电力资源分布区域存在不均衡的特征, 发电和用电的集中区域不一致, 东部经济活跃地区需要依赖中西部的“西电东送”工程输送电力资源, 分布式光伏发电有利于缓解前述发电、用电不匹配的状况。

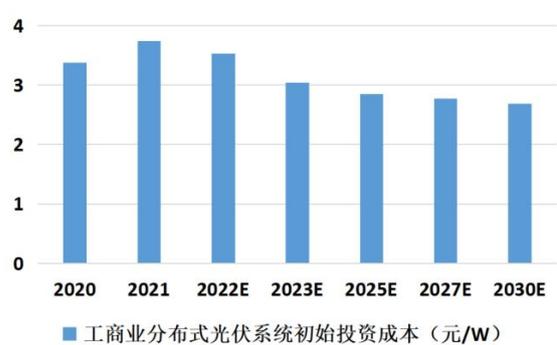
根据 CPIA, 2021 年, 我国地面光伏系统和工商业分布式光伏系统的初始全投资成本分别为 4.15 元/W 和 3.74 元/W, 均较 2020 年有所上涨, 主要因为 2021 年光伏产业链各环节价格的大幅上涨所致, 组件占光伏系统投资成本的比重从 2020 年的 39% 提高到 2021 年的 46%, 占比将近一半。预计 2023 年随着硅料新增产能释放, 硅料、硅片价格有望迎来拐点, 组件成本压力将得到缓解, 其价格也有望回落, 预计 2022-2030 年地面电站和分布式全投资成本均逐步下降。

图 34: 地面光伏系统的初始全投资成本



数据来源: CPIA, 东莞证券研究所

图 35: 工商业分布式光伏系统初始投资成本



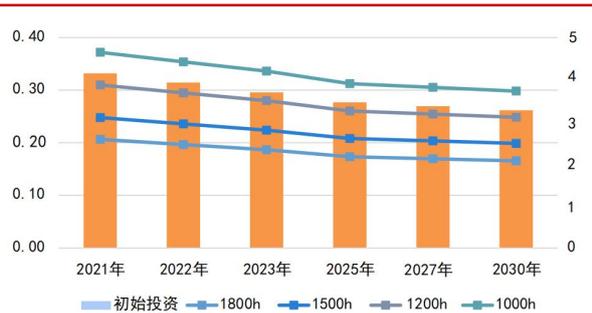
数据来源: CPIA, 东莞证券研究所

在全投资模型下, LCOE 与初始投资、运维费用、发电小时数有关。随着组件、逆变器关键设备的效率提升, 双面组件、跟踪支架等的使用, 运维能力提高都有利于 LCOE 的下降。

根据 IRENA，2010 至 2021 年，集中式光伏电站的全球加权平均 LCOE 下降了 88%，从 0.417 美元/kWh 降至 0.048 美元/kWh，已低于化石燃料的 LCOE。其中，2021 年集中式光伏电站的全球加权平均 LCOE 同比下降 13%。

从国内情况看，根据 CPIA，2021 年，全投资模型下地面光伏电站在不同等效利用小时数下的 LCOE 在 0.21-0.37 元/kWh 之间；全投资模型下分布式光伏发电系统在不同等效利用小时数下的 LCOE 在 0.19-0.33 元/kWh 之间。目前国内分布式光伏主要分布在山东、河北、河南、浙江等省份，在全国大部分地区也都具有经济性。

图 36：2021-2030年光伏地面电站不同等效利用小时数LCOE估算（元/kWh）



数据来源：CPIA，东莞证券研究所

图 37：2021-2030年光伏分布式电站不同等效利用小时数LCOE估算（元/kWh）



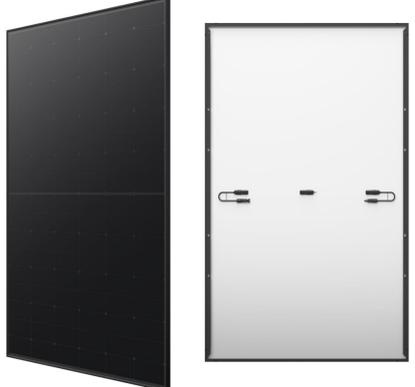
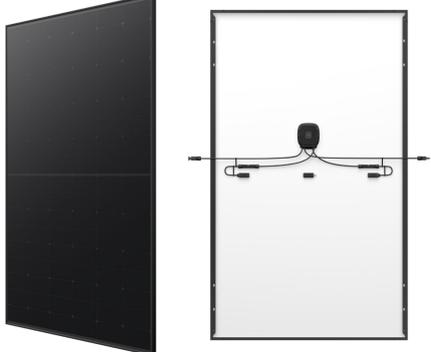
数据来源：CPIA，东莞证券研究所

目前，光伏建筑以BAPV为主（Building Attached Photovoltaic，即光伏组件以附件的形式置于建筑顶端），未来随着组件技术进一步发展，BIPV技术路线（Building Integrated Photovoltaic，即建筑外墙本身就是光伏组件）将可能成为工商业分布式发电的主流方向。以城市中的写字楼为例，由于BIPV实现了外墙与光伏面板组件的深度融合，兼具发电和装饰的功能，可发挥出更大的效能。

11月2日，隆基发布了全新一代光伏组件产品Hi-MO 6，包含科学家、探索家、极智家和艺术家。隆基的Hi-MO 6艺术家产品涵盖五款颜色，能够更好满足多元化市场需求，为客户提供更多选择，为客户带来采用光伏发电的新体验，出了满足自发自用外，光伏组件还能点缀建筑的外观，通过不同颜色的组件，呈现多样化的视觉效果，赋予了建筑带有色彩的科技感。隆基此次新产品的推出，改变了对光伏组件的传统理解，除了具备工业品属性，即通过更高的产品性能创造更高的发电收益外，也能够对建筑起到装饰作用，正因如此，光伏组件能够根据客户需求进行个性化设计，从而使得光伏组件也具备了消费品属性。Hi-MO 6艺术家系列版型可根据客户不同需求进行定制，客户可以随心选色，因而具备炫彩外观的光伏组件在地标建筑和标杆项目等场景的应用前景广阔。

表 4：隆基 Hi-MO 6 组件产品

优点	特点	图示
----	----	----

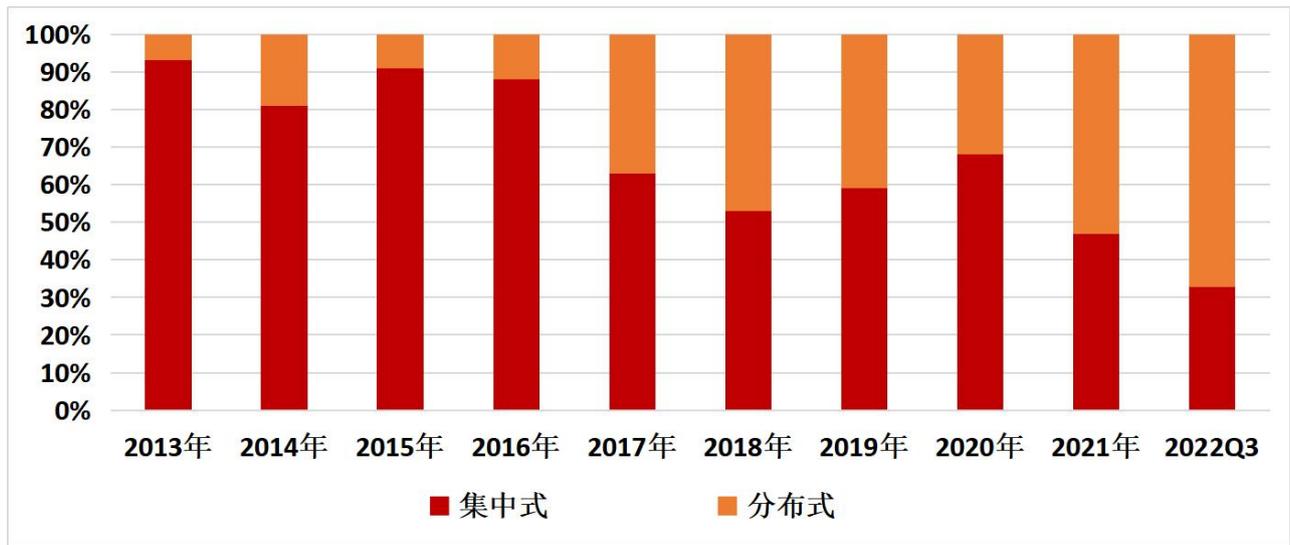
科学家	Hi-MO 6 科学家系列采用 HPBC 高效电池，主打效能提升，满足普遍性的客户需求，电池效率突破 25%，组件功率达 570W，组件效率达 22.10%，全背面焊接，可选黑曜石外观风格和满天星外观风格，预计在 2022 年 Q4 实现规模化量产。	
探索家	Hi-MO 6 探索家系列采用 HPBC 高效电池，主打效能提升，满足普遍性的客户需求，电池效率突破 25%，组件功率达 570W，组件效率达 22.10%，全背面焊接，可选黑曜石外观风格和满天星外观风格，预计在 2022 年 Q4 实现规模化量产。	
极智家	Hi-MO 6 极智家系列通过预制优化让组件更智能，主打智能安全，满足高安全和遮挡优化场景需求。实现组件级监控，进行精准数据分析。紧急情况实现组件级和组串级快速关断，保障人身财产安全。阴影遮挡、灰尘高发等场景，每块组件独立控制，达到最大输出功率。每块组件独立发电，降低设计难度，电站容量最大化。	
艺术家	Hi-MO 6 艺术家系列主打炫彩外观，主要应用在地标建筑、标杆项目等场景，版型可根据客户不同需求进行定制，客户也可以随心选色进行定制。	

资料来源：隆基绿能管网，东莞证券研究所

在 2021 年国内新增光伏发电并网装机中，分布式光伏新增约 29GW，约占全部新增光伏发电装机的 55%，历史上首次突破 50%，突显光伏发电集中式与分布式共同发展趋

势。2021 年，随着“整县推进”试点工作在全国各省市全面展开，以及国补 0.03 元/kWh 的政策刺激下户用分布式光伏装机迎来爆发式增长。户用光伏装机继 2020 年首次超过 10GW 后，2021 年超过 20GW，再创新纪录，达到约 21.50GW，占 2021 年分布式新增装机量的 73.4%。2022 年前三季度，受光伏产业链价格持续上涨影响，集中式电站装机需求受到抑制，前三季度光伏新增装机中有将近 7 成为对价格敏感度相对较低的分布式。随着国内的集中式电站在第四季度加快开工，预计今年全年光伏新增装机中集中式光伏电站的占比较今年前三季度将有所回升。

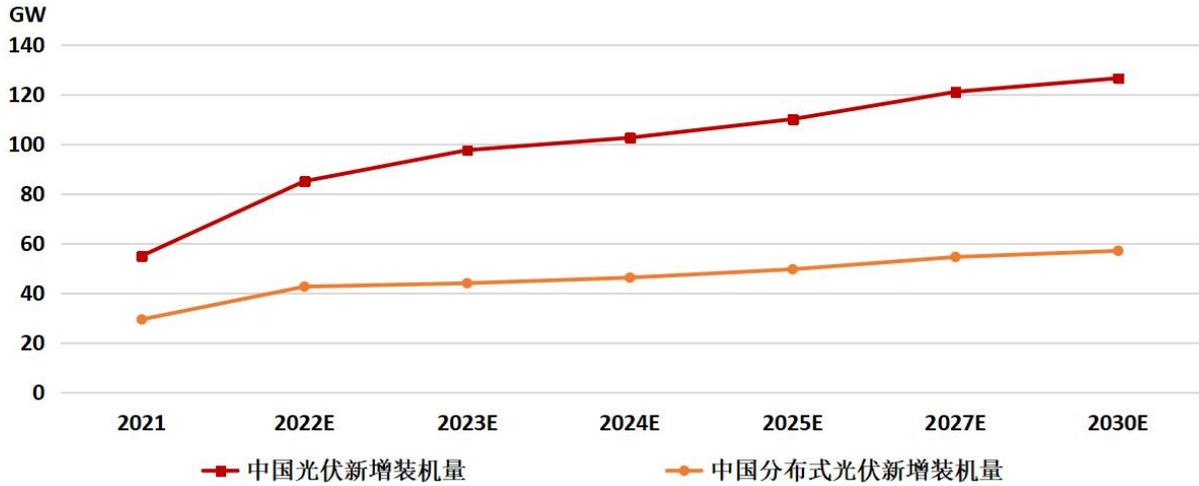
图 38：2013-2022Q3 中国集中式、分布式光伏新增装机量占比情况



资料来源：国家统计局，中国电力企业联合会，东莞证券研究所

根据 CPIA，2022 年，国内光伏新增装机容量将达到 85-100GW，2022-2030 年，国内光伏新增装机容量将呈逐步提高趋势；考虑到在光伏发电全面平价的第一年，中国分布式光伏延续快速发展趋势，国内今年前三季度分布式光伏装机量达 35.33GW，同比超预期大幅增长 115.35%，约占今年前三季度光伏新增装机量的 67%，而明年随着上游原材料的新增供应量加快释放，硅料价格有望回落，组件厂商的成本压力有望随着上游原材料价格的逐级传导而有所缓解，预计组件价格明年将有所下降，并进一步激发下游装机需求增长。因此，若按照 2022 年全年国内光伏新增光伏装机 85GW 计算，分布式占比为 50%，则分布式光伏新增装机量将达到 43GW，若 2023-2030 年分布式光伏装机占比按照 45%计算，未来国内分布式光伏装机量将延续逐年增长趋势，行业规模也将逐年扩大。

图 39：2022-2030 年中国光伏新增装机量和分布式光伏新增装机量



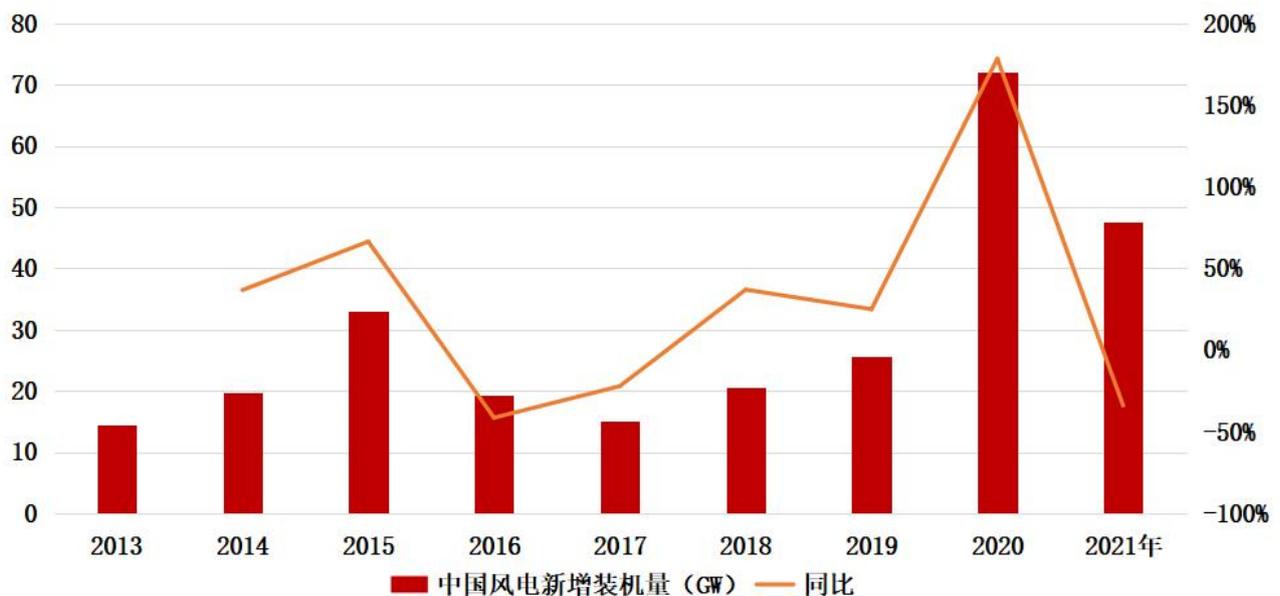
资料来源：国家能源局，东莞证券研究所测算

2. 风电：春风如海，逐鹿平价

2.1 风电招标量高增，今年以来风电发电消纳利用情况较好

根据国家统计局，2021 年我国风电新增装机规模为 47.57GW，为“十三五”以来年投产第二多，其中陆上风电新增装机 30.67GW。截至 2021 年，风电累计装机容量为 328GW，同比增长 16.9%。

图 40：2013-2021 年中国风电新增装机容量



资料来源：国家统计局，中国电力企业联合会，东莞证券研究所

根据明阳智能公告，2018 年以来，全国风电行业招标量水平呈现波动提升的态势，

市场需求不断增长，2021 年全国公开市场风电招标量达 62.78GW，大幅增长 80%。2021 年是国内陆上风电进入全面平价阶段的第一年，经济效益突显，陆上风电新增招标规模大幅增长，创招标规模历史新高纪录。根据金风科技公告，2022 年上半年，国内公开招标市场新增招标量 51.1GW，比去年同期增长了 62.3%；其中，陆上风电新增招标容量 42.0GW，海上风电新增招标容量 9.14GW。

图 41：全国公开市场风电招标量（单位：GW）



数据来源：明阳智能公告，金风科技公告，国际能源网，东莞证券研究所

今年国内装机方面，根据国家能源局，截至 2022 年 9 月，全国发电装机容量约为 24.83 亿千瓦，较去年同期增长 8.1%，其中，风电装机容量约为 3.48 亿千瓦，较去年同期增长 16.9%，高出全国发电装机容量增速 8.7 个百分点。

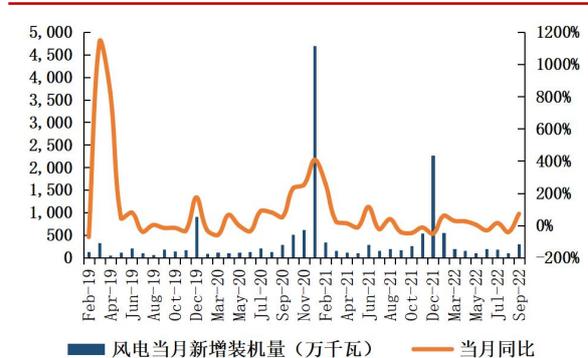
今年 1-9 月，今年国内风电累计装机量达到 19.24GW，同比增长 17.10%，9 月份风电新增装机量为 3.10GW，同比增长 72.22%，环比大幅增长 156.20%。

图 42：风电年度累计装机量



数据来源：电力企业联合会，东莞证券研究所

图 43：风电当月新增装机量

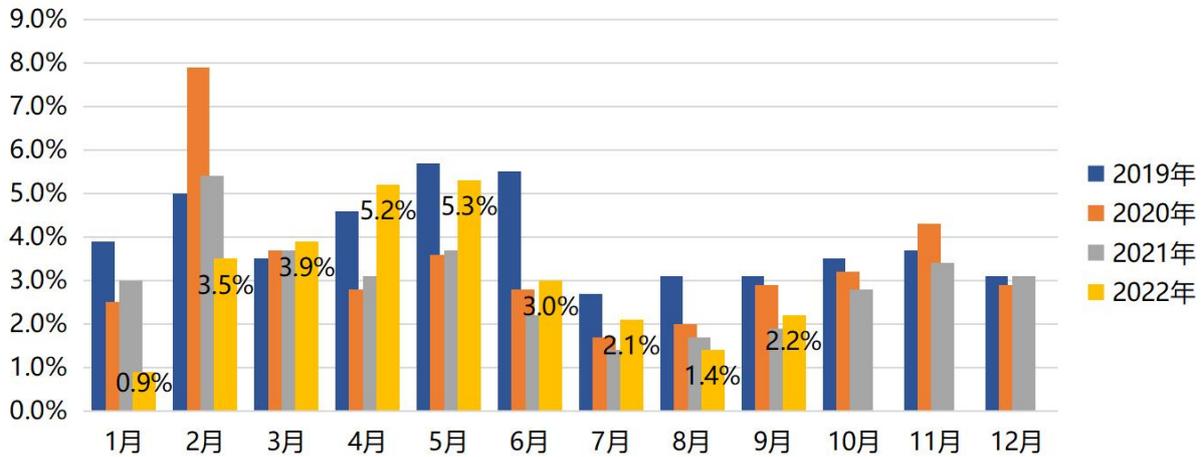


数据来源：电力企业联合会，东莞证券研究所

2022 年前三季度，全国弃风率为 3.5%，同比提高 0.4 个百分点。9 月份，全国弃风

率为 2.2%，同比提高 0.3 个百分点，环比提高 0.8 个百分点。今年前九个月全国风电弃光率同比有所上升，月度弃风率有所波动，但今年前 9 个月中有 3 个月的弃风率均低于 2019-2021 年同期水平，整体上今年以来风电发电消纳利用情况较好。

图 44：全国弃风率月度变化情况



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，东莞证券研究所

2.2 沿海地区海上风电装机规模潜力巨大，省级补贴接力促进海上风电发展

2021年是海上风电国家补贴的最后一年，受益于年底的海上风电抢装潮，去年全年海上风电新增装机16.9GW，同比大幅增长452.3%，约为截至2020年累计建成总规模（9.5GW）的1.8倍。截至2021年年底，国内海上风电累计装机规模达到26.4GW，较前一年增长178.8%，跃居世界第一。

图 45：2013-2021年中国海上风电新增装机容量



资料来源：国家统计局，中国电力企业联合会，东莞证券研究所

根据风芒能源，目前已出炉的 10 个沿海省市海上风电规划将近 200GW。其中，福建漳州、广东潮州和江苏盐城的海上风电规划规模超预期，广东潮州和江苏盐城“十四五”规划海上风电分别达到 43.3GW 和 33.02GW，福建漳州海上风电远景规划 50GW。

表 5：沿海各省市“十四五”海上风电规划

省份	地区	规划/方案	规划规模 (GW)
1	辽宁	辽宁省“十四五”海洋经济发展规划	3.75
2	河北	唐山市海上风电发展规划（2022-2035 年）、山海关区与新天绿能签约拟分两期开发建设 800W 海风项目	唐山 13
3	山东	能源保障网建设行动计划	35
4	江苏	江苏省“十四五”可再生能源发展规划、2021 中国新能源发展论坛盐城市委副书记、代市长周斌致辞	盐城 33.02（9.02GW 近海和 24GW 深远海）
5	上海	上海市发改委发布关于金山海上风电场一期项目竞争配置	0.3+
6	浙江	浙江省可再生能源发展“十四五”规划	4.5
7	福建	福建省“十四五”能源发展专项规划、福建漳州市人民政府 5000 万千瓦的海上风电大基地开发方案	漳州 50
8	广东	广东省能源发展“十四五”规划、潮州市能源发展“十四五”规划	潮州 43.3
9	广西	广西可再生能源发展“十四五”规划	7.5
10	海南	海南日报、海南省碳达峰实施方案	12.3
合计			198.9

资料来源：风芒能源，东莞证券研究所

今年 3 月 22 日，国家发展改革委、国家能源局发布了《“十四五”现代能源体系规划》（《规划》），提出，“积极推进东南部沿海地区海上风电集群化开发。重点建设广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地。粤港澳大湾区及周边地区积极开发海上风电。推动深远海域海上风电开发、高效光伏电池等技术研发及示范应用。”

根据《规划》，国家已明确提出积极推进东南部沿海地区海上风电集群化开发，沿海各省也推出了相应的海上风电发展规划，并规划开展建设海上风电装备产业园/基地。根据风芒能源，国内占地面积排在前五位的海上风电产业园/基地分别为：江苏大丰风电产业园、广东（阳江）海上风电装备制造产业基地、乳山海上风电装备制造产业基地、蓬莱风电装备制造产业园和东营（东营经济技术开发区）海上风电装备产业园。

海上风电装备产业园/基地有助于推动产业上下游关联企业高度融合，实现海上风电装备产业链的延链、补链、强链、拓链。通过制定相应扶持政策，有利于吸引核心零部件企业、原材料生产制造企业、风电相关科研院所、检测测试、信息化服务等单位落户风电产业园区，通过协作研发新产品，有利于推动产业链上下游企业的技术革新，从而促进整个行业的技术提升。海上风电装备产业园/基地能够起到集聚资本和放大产业溢出效应的重要作用，有利于提升海上风电发展质量和效率，发挥出强大的规模效应和集聚效应。

表 6：国内占地面积排在前五位的海上风电产业园/基地

序号	名称	占地面积 (亩)	预计总投资 额(亿元)	主要入驻企业
1	东营（东营经济技术开发区）海上风电装备产业园	8800	450	山东能源、中国海装、上海电气、金雷股份、天能重工、中复连众
2	广东（阳江）海上风电装备制造产业基地	11100	168	中车电机、山东龙马、金风科技
3	乳山海上风电装备制造产业基地	11000	-	明阳智能、远景能源
4	蓬莱风电装备制造产业园	10800	300	大金重工、上海电气、东方电气、法国液化空气
5	江苏大丰风电产业园	15000	111.3	金风科技、中车电机、迪皮埃风电、江苏双瑞

资料来源：风芒能源，东莞证券研究所

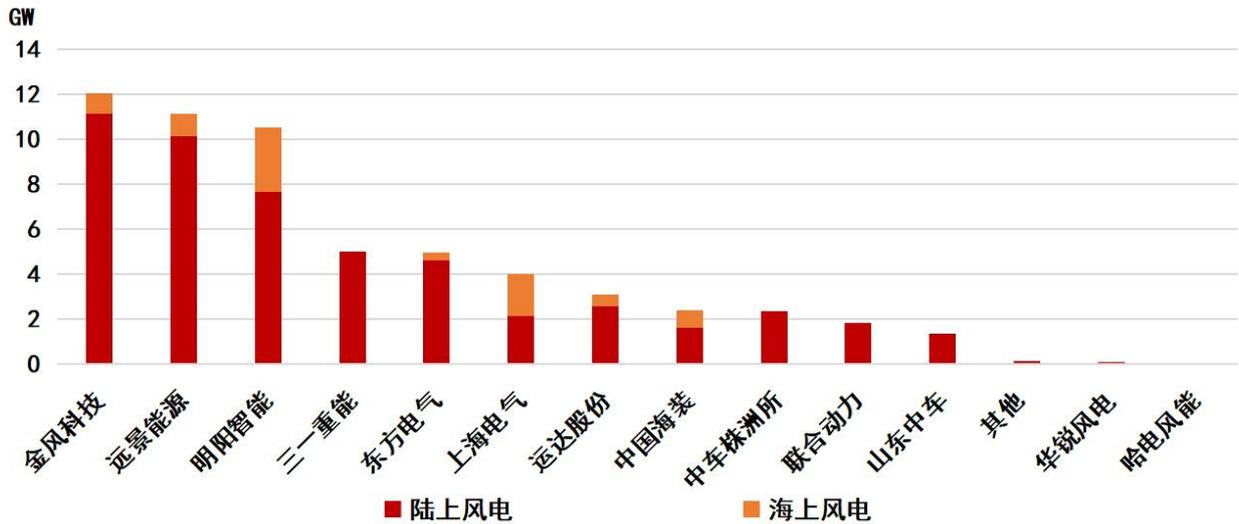
海上风电正在逐步从近海向深远海发展，离岸距离和水深逐步突破。长远来看，随着漂浮式等技术进一步成熟，远海风电具有巨大的可开发空间。根据世界银行集团能源部门管理帮助计划发布的数据显示，我国沿海 200 公里以内，水深 1000m 以内水域的海上风电技术性开发潜力为 2982GW，其中固定式 1400GW、漂浮式 1582GW。在我国沿海区域，海上风电仍有较大发展空间。

2022 年 11 月 10-12 日，2022 全球海上风电大会在海南省海口市召开，会上发布了《2022 全球海上风电大会倡议》，提出，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到 100GW 以上，到 2030 年累计达 200GW 以上，到 2050 年累计不少于 1000GW。截至 2021 年底，国内海上风电累计装机约 26.4GW，按照 2025 年国内海上风电装机目标计算，则 2022-2025 年间预计将新增海上风电装机约 73.6GW，年均新增 18.4GW。

根据风芒能源，在 2022 年 1-9 月中标项目中，陆上风电共计 50.8GW，海上风电项目共计 8.3GW。其中，明阳智能和上海电气的海上风电中标量领先，分别中标 2.9GW 和 1.9GW。金风科技、远景能源和东方电气的陆上风电中标量则位居前三，分别中标 11.2GW、10.1GW 和 7.7GW。

今年 8 月 30 日，运达股份海风取得突破，成功中标国电电力象山 1#海上风电场（二期）500MW 工程项目，该项目是运达股份首次中标的国内海上风电项目。另外，在排名前 8 的风电整机商中，三一重能是目前唯一一家仅拿到陆上风电订单的企业。

图 46：2022年1-9月风电整机商中标情况



资料来源：风芒能源，公司公告，东莞证券研究所

根据国家的“3060”战略，十四五期间将是全球能源结构调整的关键期，以风电作为主要的清洁能源行业之一将迎来高速发展，同时，在国家补贴取消后，行业要面对竞价上网的成本压力，倒逼企业技术进步和管理提升，行业将出现向技术先进、管理规范、成本具有竞争力的龙头企业聚拢的趋势。

在海上风电补贴方面，广东省将对海上风电项目实施连续三年的补贴，在 2022 年至 2024 年全容量并网的项目，每千瓦补贴标准分别为 1500 元、1000 元和 500 元，并且无补贴总容量的限制。另外，国家发改委和国家能源局也就风、光项目并网方面提出有关指导意见，以解决在并网消纳中的问题，更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电发电等电源送出工程成为制约新能源发展的因素。省级补贴的推出及国家持续出台政策，将持续推动海上风电的发展。

表 7：风电相关政策

时间	发布单位	政策/会议	内容
2020 年 11 月	江苏省能源局	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划（征求意见稿）》	规划提出：稳步推进海上风电规模化开发。加快推进盐城、南通、连云港等地存续海上风电项目建设，2021 年底前力争实现盐城、南通、连云港等地主要存续海上风电项目全容量并网，形成近海千万千瓦级海上风电基地。到 2025 年底，全省海上风电并网装机规模达到 1400 万千瓦，力争突破 1500 万千瓦。
2021 年 5 月 21 日	山东省能源局	《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	到 2025 年，可再生能源发电装机达到 8500 万千瓦左右，风电装机达到 2500 万千瓦。其中，风电以海上风电为重点，积极推进风电开发。加快发展海上风电。按照统一规划、分步实施的总体思路，积极开发渤中、半岛北、半岛南三大片区海上风电资源，重点打造千万千瓦级海上风电基地。推进海上风电与海洋牧场融合发展试点示范，加快启动平价海上风电项目建设，推动海上风电规模化发展。科学布局陆上风电。
2021 年 6 月 1 日	国家发改委、国家能源局	《关于做好新能源配套送出工程建设有关事	就风、光项目并网方面提出有关指导意见，一是，各地和有关企业要高度重视新能源配套工程建设。二是，加强电网和电源规划统筹协调，三是，允许新能源配套送出工程由发电企业建设。以解决在并网消纳中的问题，成为越

		项的通知》	来越重要的条件，更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电，光伏发电等电源送出工程成为制约新能源发展的因素。
2021年 6月10 日	浙江省能源局	《浙江省电力发展“十四五”规划》（征求意见稿）	意见稿提出远景目标：到2035年，率先建成以新能源为主体的新型电力系统，电力行业碳排放总量达峰后稳中有降，核电和可再生能源等非化石能源成为浙江主力电源，占全社会用电量比重60%以上。主要任务：风光倍增工程。“十四五”期间，分布式光伏以整县（市）推进规模化开发为重点，集中式光伏以高质量推广生态友好型“光伏+”为重点，新增光伏装机1245万千瓦以上。打造3个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机455万千瓦以上。
2021年 6月11 日	广东省人民政府办公厅	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案》	自2022年起，广东省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴，项目并网价格执行广东省燃煤发电基准价（平价），推动项目开发由补贴向平价平稳过渡。其中，补贴范围为2018年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目，对2025年起并网的项目不再补贴；补贴标准为2022年、2023年、2024年全容量并网项目每千瓦分别补贴1500元、1000元、500元；补贴资金由省财政设立海上风电补贴专项资金解决，具体补贴办法由省发展改革委会同省财政厅另行制定。鼓励相关地市政府配套财政资金支持项目建设和产业发展。
2021年 10月 26日	国务院	《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%，为实现碳达峰奠定坚实基础。“十五五”期间，产业结构调整取得重大进展，清洁低碳安全高效的能源体系初步建立，重点领域低碳发展模式基本形成，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费比重进一步提高，煤炭消费逐步减少，绿色低碳技术取得关键突破，绿色生活方式成为公众自觉选择，绿色低碳循环发展政策体系基本健全。到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上，顺利实现2030年前碳达峰目标。提出要大力发展新能源。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。
2022年 4月1 日	山东省能源局	山东省政府新闻办新闻发布会	2022-2024年在山东建成并网的海上风电项目，省财政分别补贴每千瓦800元、500元和300元，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦和160万千瓦。

资料来源：公开信息，东莞证券研究所

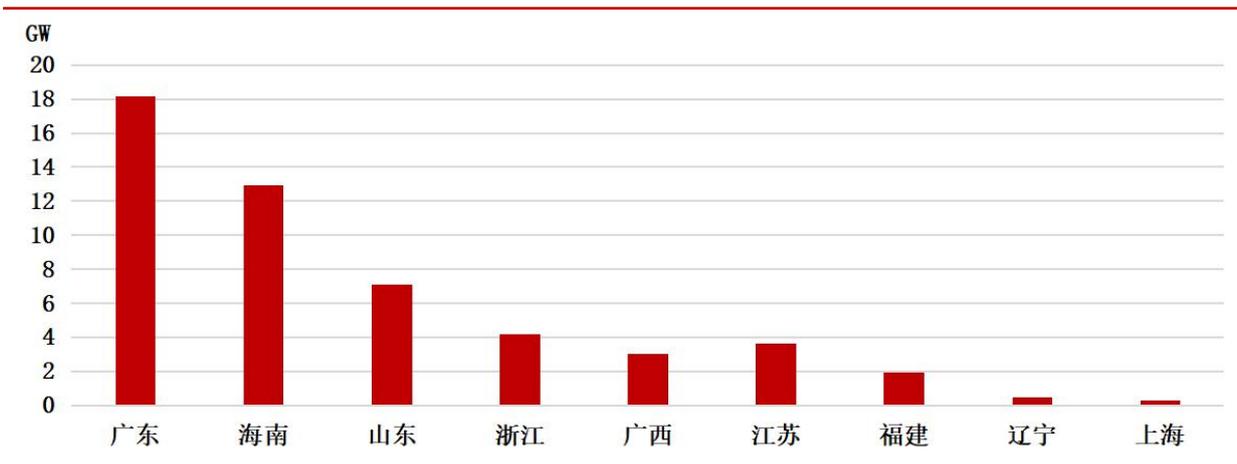
继广东省后，山东省是第二个给予海上风电补贴的省份。2022年4月1日，在山东省政府新闻办新闻发布会上，山东省能源局副局长表示，“对2022—2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，省财政分别按照每千瓦800元、500元、300元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦。2023年底前建成并网的海上风电项目，免于配建或租赁储能设施。允许发电企业投资建设配套送出工程，由电网企业依法依规回购，推动项目早建成、早投产”。由于海上风电进入了平价上网时代，但是海上风电目前仍存在建设成本高和补贴拖欠等问题，所以地方政府出台省级补贴对于海上风电的发展仍较为重要。

继广东、山东之后，浙江成为第三个出台海上风电补贴方案的省份。2022年7月4日，浙江省舟山市发改委发布的《关于2022年风电、光伏项目开发建设有关事项的通

知》显示，“海上风电上网电价暂时执行全省燃煤发电基准价，同时给予一定的省级财政补贴。2022 年和 2023 年，全省享受海上风电省级补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制、补贴标准分别为 0.03 元/千瓦时和 0.015 元/千瓦时”。国内新增海上风电不再纳入中央财政补贴以后，广东、山东、浙江等省份通过省级财政补贴，有利于继续推动国内海上风电产业的发展。

根据风芒能源，截至 11 月初，国内已有 82 个平价海上风电项目（合计约 51GW）在逐步推进，其中广东的规模最大，达到 18.2GW，其次为海南和山东。这些项目离岸距离在 2.6km-120km 之间，水深范围在 5m-90m 之间，近一半项目离岸距离超过 30km，水深超过 30m 的项目也将近半数。分省份看，江苏的平价海上风电项目离岸距离均超过 30km；广东的项目水深大部分都超过 30m；辽宁项目离岸距离在 30km 左右；海南水深、离岸距离大部分都超过 30m、30km。未来中国海上风电将继续向深远海方向发展。

图 47：各地区已公布平价海上风电项目规模情况



数据来源：风芒能源，东莞证券研究所

2.3 风电项目 LCOE 有望继续下降，风电进入平价上网时代驱动创新

平准化度电成本（Levelized Cost of Energy，简称“LCOE”）为对项目生命周期内的成本和发电量进行平准化后计算得到的度电成本。风电项目生命周期内的成本通常包括设备购置成本、设计成本、工程建设成本等前期投资成本，以及项目建成后的运营维护成本等。

通常在额定功率固定的条件下，叶片长度越长，则风机的额定风速越低，从而风机在低风速情况下获得的功率越高，年发电量也越高。为了促进风电项目增效降本，风电行业持续推进风机大型化创新，根据 IRENA 报告，2021 年我国叶轮平均直径较 2010 年增长了 91%，叶片长度明显增加。并且，我国陆上风电、海上风电新增并网机组的单机平均容量分别从 2017 年的 2.1MW、3.7MW 提高到 2021 年的 3.1MW、5.6MW，其中从 2019 年开始，单个机组平均装机容量加快提升，主要因为 2019 年我国提出，自 2021 年起不再补贴新核准的陆上风电项目，导致风电行业增效降本需求提升，从而促进了风电行业

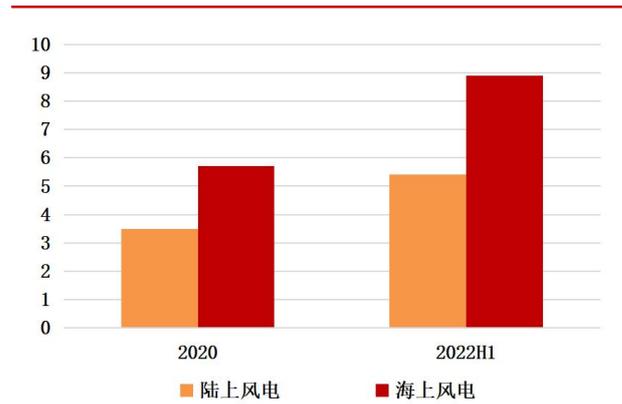
的技术升级，风机大型化趋势加速。根据咨询公司 Wood Mackenzie，我国陆上风电、海上风电新签订单的单机平均容量分别从 2020 年的 3.5MW、5.7MW 扩大到 2022 年上半年的 5.4MW、8.9MW，未来在行业增效降本需求的推动下，风机技术继续迭代升级，风机大型化趋势仍将持续推进。

图 48：2017-2021 年新增机组的单机平均容量 (MW)



数据来源：CWEA，智研咨询，东莞证券研究所

图 49：风电新签订单的单机平均容量 (MW)



数据来源：Wood Mackenzie Ltd，东莞证券研究所

风电设备的主要组成部分包括风电机组、海上风电塔筒、陆上风电塔筒、叶片、海上风电桩基、海上风电导管架、海上电缆等，根据中商产业研究院数据，风电塔筒成本在风机生产成本中的占比最高，达到 29%。桩基、导管架产品作为海上风电的支撑结构，主要应用于水深 0-60m 的浅海区域。风电塔筒、桩基、导管架作为风力发电系统的支撑结构，其产品质量关系风电场建成后运营维护的安全性、稳定性、经济性，与下游客户运营效率密切相关。下游客户在选择供应商时，需重点考核供应商质量管理能力，会优先考虑具有较大经营规模且历史业绩稳定的企业进行合作。

表 8：桩基及导管架与漂浮式基础的比较

类别	桩基	导管架	漂浮式基础
结构特征	直径大、长度长，一体化的钢构件	直径较小，钢管桩与上部脚架组合而成的钢构件	由浮箱、锚索等构件组合而成，通常为钢构件
适用范围	浅海（0-60m）	浅海（0-60m）	深海（>50m）
优点	生产工艺简单，安装成本较低，安装经验丰富	强度高，重量轻，适用于大型风机	适用于深水海域，该水域海上风电发电潜力大，安装不受海床影响
局限性	施工噪声大，受海床、水深及风机重量影响较大	结构复杂，造价较高，施工较为繁琐	尚在研制中，缺乏设计及安装经验，在中浅水区域并不具有经济优势
造价成本	较低	较高	
安装施工	液压打桩锤、钻孔安装	蒸汽/液压打桩锤安装	与深水海洋平台施工法相同，起重船吊装系泊

资料来源：公开信息，东莞证券研究所

近年来，漂浮式风电已有小规模示范项目，但漂浮式风电施工难度大、整体成本高，目前漂浮式风电示范项目集中在欧洲地区，长远来看漂浮式风电将主要应用在深远海区域。国内方面已开展或正在开展的项目包括中国海装的海上浮式风电装备研制、三峡集团的浮式海上风电平台全耦合动态分析及装置研发等。

2022年9月，明阳智能推出了OceanX双转子漂浮式海上风力发电机，容量为16.6MW，是目前全球容量最大、单位千瓦重量最轻的漂浮式风机组。根据明阳智能，OceanX的全尺寸产品已开发完成，预计于2022年底或2023年初安装于中国南海海域。同时，明阳智能也正在东北亚、欧洲等全球多个区域推进“OceanX”应用场景落地。目前国内漂浮式风电取得一定进展，未来随着漂浮式风机技术进一步突破，效率提升将使得风机整机发电量进一步提高，同时也有助于提高海上风场的发电收益，未来漂浮式风电仍有广阔的发展空间。

图 50：漂浮式海上风电机组平台三种常见形式



数据来源：海力风电公告，东莞证券研究所

图 51：“OceanX”双转子漂浮式风电平台



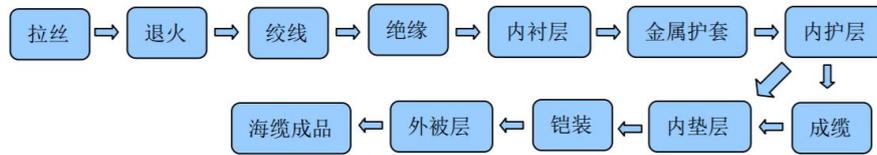
数据来源：明阳智能管网，东莞证券研究所

海底电缆主要应用于海上通信、海上油气钻探、海上风力发电、海底观测和国防等领域，海底电缆分海底通信电缆和海底电力电缆。目前海底电力电缆最大的应用场景在海上风电领域。海上风电项目在硬件方面主要由风电机组、风塔、桩基、海缆组成。海缆是海上风电项目开发的重要环节。得益于海上风电的规模化、商业化高速发展，海缆市场迅速扩大。

近年来，我国海缆制造领域的国产化推进顺利，基本实现了国产替代进口。从海上风电项目的海缆招标情况来看，已逐步由以往的制造、敷设独立招标转向“制造+敷设”整包模式，拥有整包能力的海缆企业在中标项目过程中将更有竞争力。

目前国内海缆制造企业所占市场份额相对稳定，主要体现在现有的头部几家海缆制造企业之间竞争。海缆的特性决定了进入海缆行业门槛较高，一方面，由于海缆企业运输需要，地理位置上须临近港口。另外，海缆技术要求高，特别是220kV及以上的高压海缆技术复杂，研发生产周期较长，需要技术积累及有经验的生产运营团队。

图 52：海缆生产工艺流程



数据来源：东方电缆公告，东莞证券研究所

根据上缆所资料，以 66kV 电线电缆难度系数（主要指材料、制造工艺及配套技术等）为 1，则 132kV、220kV 及 400kV 电线电缆的难度系数分别为 3、6、26；而且海缆的生产比同电压等级的普通电线电缆技术要求更高，国内有少数企业具备生产海缆的生产设备，但具备 220kV 及以上的海缆批量生产和销售能力的企业非常少。由于海缆工程投资更大、敷设维修难度更高，220kV 及以上海缆产品的使用客户对电线电缆厂商的要求也更高。而且，在海缆项目的招标中对海缆企业的历史工程业绩也有较高要求。

目前国内市场中的国外制造商主要有：法国耐克森、意大利普睿司曼、日本住友电工、日本古河、日本藤仓等。国内市场的国内制造商除主要有：浙江东方电缆、江苏中天科技、江苏亨通光电、青岛汉缆股份、远东股份、江苏上上电缆集团、宝胜科技创新、浙江万马股份、南洋天融信科技集团等。

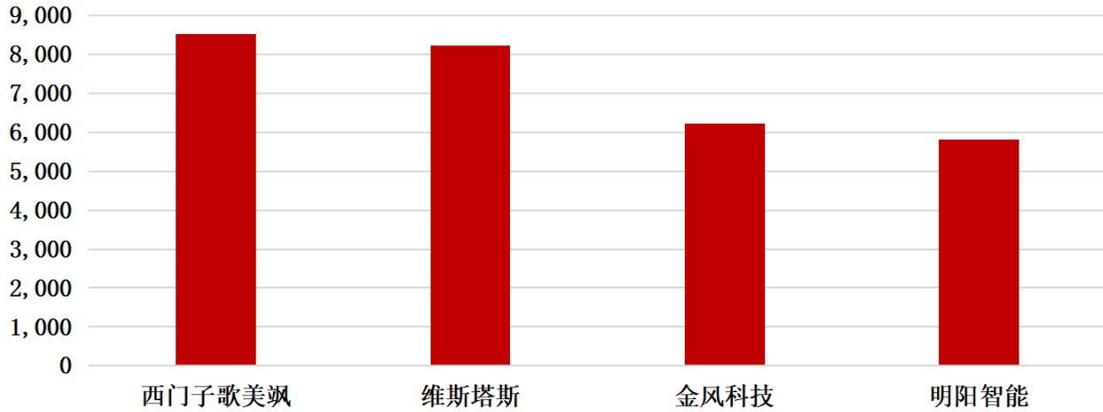
随着海洋开发向纵深发展，对海底电缆的要求更高，海底电缆向直流化、动态化方向发展。柔性直流输电技术应用广泛，特别是在海上风电、长距离海上输电项目越来越多。柔性直流输电能解决新能源风力发电场间歇式电源并网的问题，大幅改善大规模风电场并网性能，保障新能源发电尤其是风力发电的迅速发展，经过十几年的国内外运行经验表明，柔性直流输电技术是国际公认的最具有技术优势的风电场并网方案，也是海上孤岛供电等偏远地区供电的最佳方案。未来远海风电、海上大型风电场并网，海上柔性直流输电技术也是必须突破的技术瓶颈。

近年来，我国积极推进核心风电设备国产化，2021 年中国海装首次实现海上风电机组一级部件 100% 国产、所有元器件级零件国产化率超过 95%，国内风电设备生产技术不断提升。海上风电的规模化、商业化高速发展将继续加大海缆需求，海缆未来市场可期。随着国内厂商海缆制造水平的不断提升，未来将更多地参与国际海缆市场的竞争。

当前国产化程度较低的零部件主要为主轴轴承。据洛阳 LYC 轴承有限公司总经理介绍，国内主轴轴承从设计到生产制造，和国外产品的差距在缩小。以洛轴为代表的国内主要轴承制造企业，主流机型所用的 3-6.25MW 主轴轴承已大批量装机使用，10MW 以下的海上风电机组主轴轴承也进入研发、样机试用阶段。预计 2022 年，主轴轴承（陆上）国产化率可提高到 40%，核心风电设备国产化有望进一步推进。与国外风电设备相比，国产风电设备具备价格优势，在 2021 年国内外风电整机企业海上风机的销售单价方面，西门子歌美飒、维斯塔斯等国外企业的销售单价明显高于国内企业，核心风电设备国产

化有助于带动国内风电设备生产能力提升和风机采购成本下降。

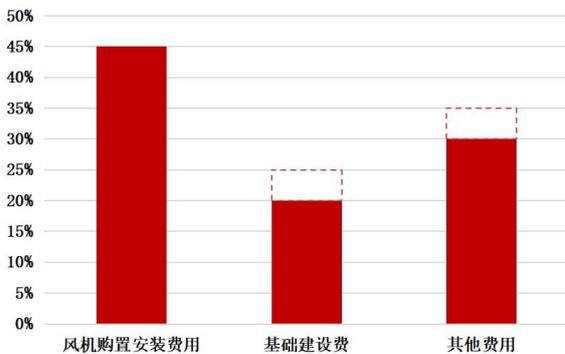
图 53：2021 年国内外整机企业海上风机销售单价（元/千瓦）



数据来源：各公司公告，华经产业研究院，东莞证券研究所

根据水电水利规划设计总院，海上风电项目投资成本中约 45%为风机购置安装费用，20%-25%为基础建设费，其他费用包括塔筒、海上升压站、用海（地）费用、海缆费用、陆上集控中心和基本预备费等。风机购置安装费用在海上风电项目成本中占比较高，风机采购成本变动对海上风电项目成本影响较大。由于陆上风电不需要建设海上升压站以及铺设海缆等，发电设备成本在项目成本中占比更高，根据上市公司运达股份披露数据，发电设备购置费占陆上风电项目投资成本的比例为 68%，风机采购成本变动对陆上风电项目成本影响更为明显。

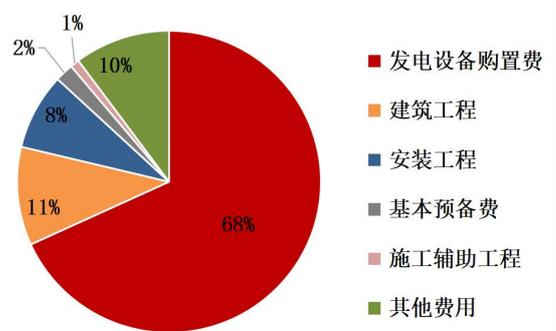
图 54：海上风电项目投资成本构成



数据来源：水电水利规划设计总院，东莞证券研究所

注：虚线部分表示基础建设费、其他费用在海上风电项目投资成本中占比的变化区间。

图 55：陆上风电项目投资成本构成

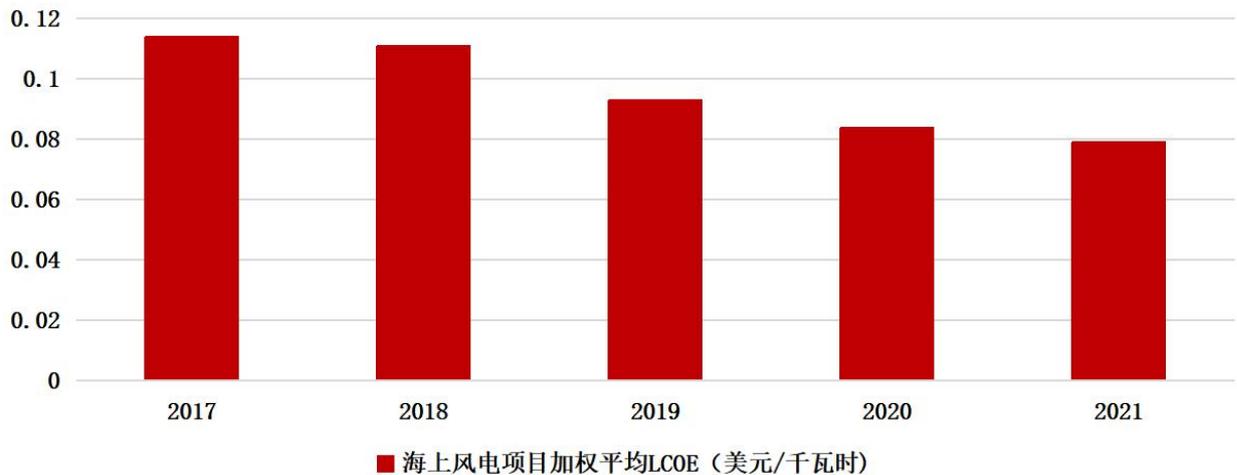


数据来源：运达股份公告，东莞证券研究所

综合来看，风机大型化、核心风电设备国产化有助于促进我国风机采购成本下降，从而推动风电项目 LCOE 下降，我国海上风电项目加权平均 LCOE 从 2017 年的 0.114 美元/千瓦时下降到 2021 年的 0.079 美元/千瓦时，下降了 31%，其中，随着 2019 年风机大型化趋势加速，当年海上风电项目加权平均 LCOE 降至 0.093 美元/千瓦时，同比大幅

下降 16%。

图 56：海上风电项目加权平均 LCOE（美元/千瓦时）



数据来源：IRENA，海外电力，东莞证券研究所

随着风电进入平价上网时代，风电设备生产企业快速推进研发项目以提升市场竞争力。以重点公司为例，2020 年，上市公司明阳智能发行可转债募集资金，投入到 MySE10MW 级海上风电整机及关键部件研制等项目。今年 8 月，上市公司金风科技温州深远海海上风电零碳总部基地项目正式开工，基地总投资达 430 亿元，具体包括深远海漂浮式研发总部、海上风电大容量风机制造和出口基地等。2022 年 5 月，上市公司运达股份自主研发的 YD110 海上叶片顺利下线，该叶片长达 110 米，为当时国内最长海上风电叶片。2022 年 7 月，上市公司电气风电自主研发的 S112 超长海上风电叶片顺利下线，该叶片长达 112 米，接替 YD110 成为国内最长海上风电叶片。

我们认为，随着风电设备生产企业快速推进研发项目、持续加大研发投入，核心风电设备国产化率不断提升，风机叶片长度、单机容量连续刷新，风机技术将持续进步，明年在风机、海缆、桩基、塔筒等领域具备核心技术的企业也有望迎来发展机遇。

3. 储能：风光无限，与储相依

3.1 国内政策大力推动新型储能行业发展

在“双碳”背景下，全球的风电、光伏装机量仍有巨大增长空间，配置储能能够提高新能源电力供应的发电质量，改善弃光弃风的情况，提高电网运行的安全性和稳定性。根据《“十四五”新型储能发展实施方案》，国内“十四五”期间将加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展。

长期以来，储能行业收益与成本的不匹配制约了储能的大规模发展。目前，发电侧储能主要通过强制配储、优先消纳等措施进行鼓励配储，同时，共享储能、“背靠背”租赁等新型储能商业模式也进入了初步探索阶段；用户侧储能则主要通过峰谷电价差套利以获取收益。目前，我国新型储能已实现由研发示范向商业化初期过渡，电化学储能、

压缩空气储能等技术也具备了一定创新成果。但长期来看，市场化是未来发展方向。目前储能还未大规模形成稳定、合理的收益模式，我国储能商业模式仍有待进一步完善。

对于储能行业，我国先后出台了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》、《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》、《“十四五”新型储能发展实施方案》等多个政策文件，重视储能技术与产业的发展，未来有望逐步推动新型储能从商业化初期向全面市场化发展。

2021 年，国家发改委、国家能源局联合印发了《加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《指导意见》），提纲挈领指明了新型储能发展方向，要求强化规划的引领作用，加快完善政策体系，加速技术创新，推动新型储能高质量发展。

2022 上半年，在《指导意见》的基础上，国家发改委、国家能源局联合印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《实施方案》）。《实施方案》进一步明确发展目标和细化重点任务，提升规划落实的可操作性，旨在把握“十四五”新型储能发展的战略窗口期，加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展，保障碳达峰、碳中和工作顺利开局，“十四五”期间国家将推动新型储能规模化、产业化、市场化发展。

表 9：2021 年以来中国新型储能相关主要政策

发布时间	部门和政策	储能相关重点内容
2021. 7. 29	发改委——《关于进一步完善分时电价机制的通知》	各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，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。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。有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策，逐步拉大峰谷电价价差。
2021. 7. 23	发改委、能源局——《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	根据意见，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。
2021. 10. 24	国务院——《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	加快建设新型电力系统。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用。深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。到 2025 年，新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上。到 2030 年，抽水蓄能电站装机容量达到 1.2 亿千瓦

		左右，省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。
2022. 1. 29	发改委、能源局——《“十四五”新型储能发展实施方案》	《实施方案》坚持优化新型储能建设布局，推动新型储能与电力系统各环节融合发展。在电源侧，加快推动系统友好型新能源电站建设，以新型储能支撑高比例可再生能源基地外送、促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地和大规模海上风电开发消纳，通过合理配置储能提升煤电等常规电源调节能力。在电网侧，因地制宜发展新型储能，在关键节点配置储能提高大电网安全稳定运行水平，在站址走廊资源紧张等地区延缓和替代输变电设施投资，在电网薄弱区域增强供电保障能力，围绕重要电力用户提升系统应急保障能力。在用户侧，灵活多样地配置新型储能支撑分布式供能系统建设、为用户提供定制化用能服务、提升用户灵活调节能力。同时，推动储能多元化创新应用，推进源网荷储一体化、跨领域融合发展，拓展多种储能形式应用。
2022. 2. 10	发改委、能源局——《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	根据意见，针对储能和调节性电源建设，提出完善支持储能应用的电价政策，完善支持灵活性煤电机组、天然气调峰机组、太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。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. 4. 3	能源局、科技部——《“十四五”能源领域科技创新规划》	引领新能源占比逐渐提高的新型电力系统建设。先进可再生能源发电及综合利用、适应大规模高比例可再生能源友好并网的新一代电网、新型大容量储能、氢能及燃料电池等关键技术装备全面突破，推动电力系统优化配置资源能力进一步提升，提高可再生能源供给保障能力。
2022. 5. 24	发改委、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》	新型储能可作为独立储能参与电力市场。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，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场。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，可选择转为独立储能项目。按照《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》（发改能源规〔2021〕280号）有关要求，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。

资料来源：公开信息，东莞证券研究所

3.2 新型储能技术多点开花，电化学储能快速发展

根据储能应用场景的时长要求，可以分为容量型、能量型、功率型和备用型。基于对实际应用场景、响应速度等各项性能参数上的要求不同，可分为压缩空气、液流电池和飞轮储能等新型高效储能技术。

表 10：按应用场景划分的储能类型

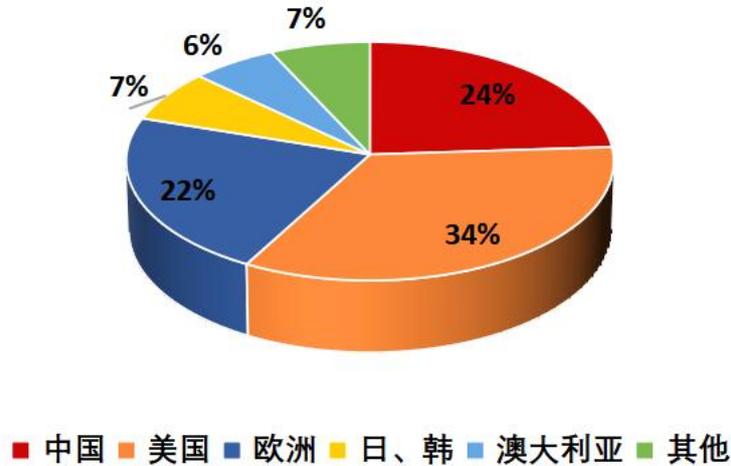
类型	储能时长	实际应用场景	储能类型
容量型	≥4h	削峰填谷、离网储能等	抽水蓄能、压缩空气、储热蓄冷、储氢储碳、钠硫电池、液流电池、铅炭电池等
能量型	1~2h	复合功能，调峰调频和紧急备用等多重功能	磷酸铁锂电池等
功率型	≤30min	调频等	超导储能、飞轮储能、超级电容器、钛酸锂电池、三元锂电池
备用型	≥15min	作为不间断电源提供紧急电力	铅酸电池、梯级利用电池、飞轮储能

资料来源：能源电力说，东莞证券研究所

根据 CNESA，2021 年，全球新增投运电力储能项目装机规模 18.3GW，同比增长 185%，

其中，新型储能的新增投运规模最大，并且首次突破 10GW，达到 10.2GW，是 2020 年新增投运规模的 2.2 倍，同比增长 117%。美国、中国和欧洲三者合计占全球市场的 80%。

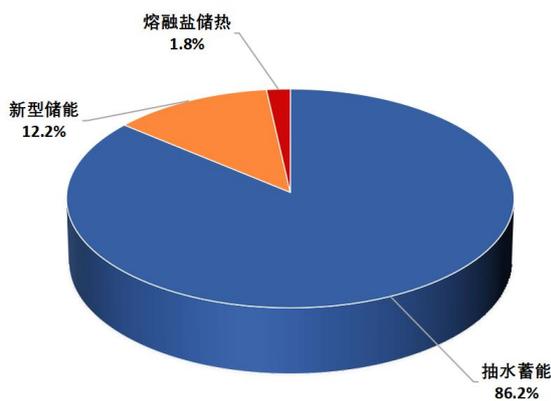
图 57：2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布



数据来源：CNESA，东莞证券研究所

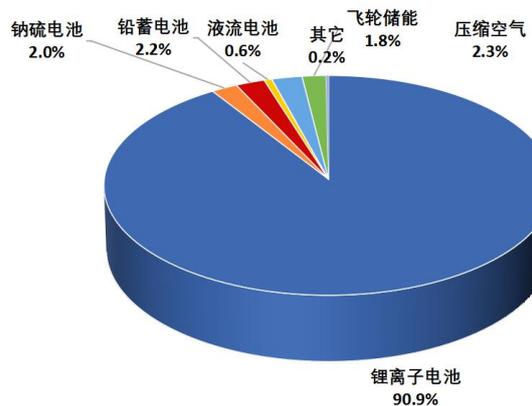
根据 CNESA，截至 2021 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 209.4GW，同比增长 9%。其中，抽水蓄能的累计装机规模占比最大，为 86.2%，同比下降 4.1pct。新型储能的累计装机规模紧随其后，为 25.4GW，占比 12.2%。2021 年，在新型储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，占比 90.9%，约 23.1GW。其他各类新型储能随着技术不断突破，未来装机规模占比仍有进一步提升空间。

图 58：2021 年全球储能市场累计装机规模分布



数据来源：CNESA，东莞证券研究所

图 59：2021 年全球新型储能装机规模分布

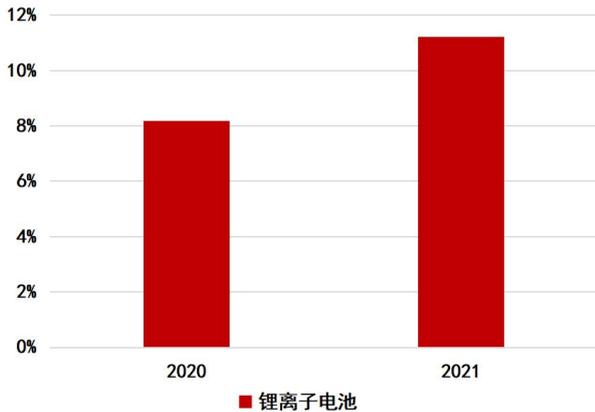


数据来源：CNESA，东莞证券研究所

2021 年，中国储能市场的增量是新型储能贡献，新增投运电力储能项目装机规模首次突破 10GW，达到 10.5GW，其中，新型储能新增规模首次突破 2GW，达到 2.45GW，同比增长 55.42%；新型储能中，由于锂离子电池和压缩空气都有百兆瓦级的项目并网运行，

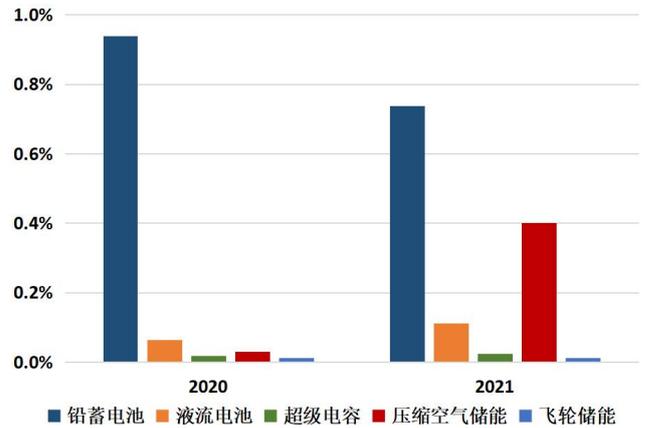
因此 2021 年两者的装机规模占比提升较为明显，锂离子电池储能的累计装机规模占中国已投运电力储能项目累计装机规模的比重为 11.21%，较 2020 年提高 3.04pct。压缩空气储能也在 2021 年也实现了快速增长，新增投运规模 170MW，接近 2020 年底累计装机规模的 15 倍，累计装机规模占中国已投运电力储能项目累计装机规模的比重为 0.40%，较 2020 年提高 0.37pct。

图 60：中国锂离子电池储能累计装机规模占比



资料来源：CNESA，东莞证券研究所

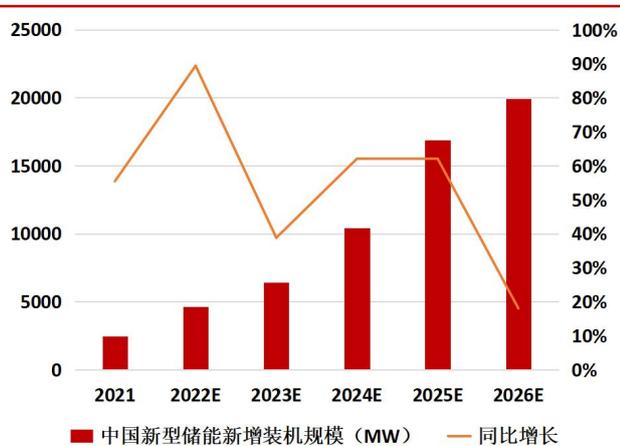
图 61：中国各类新型储能累计装机规模占比



资料来源：CNESA，东莞证券研究所

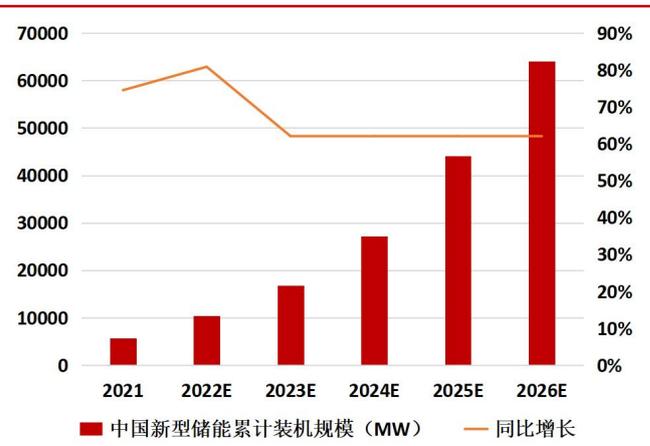
根据 CNESA 的数据测算，2026 年我国新型储能新增投运规模将达 19.9GW，新型储能累计投运规模约 64.0GW，即中国新型储能累计装机规模在 2021-2026 年间将从 3.3GW 增长至 64.0GW，年复合增速将达 62.0%，其中 2022 年我国新型储能新增投运规模将达 4.6GW，新型储能累计投运规模约 10.4GW，“十四五”期间我国的储能行业迎来持续快速发展的机遇。

图 62：2021-2026 年中国新型储能年度新增装机规模 (MW)



资料来源：CNESA，东莞证券研究所测算

图 63：2021-2026 年中国新型储能累计装机规模 (MW)



资料来源：CNESA，东莞证券研究所测算

锂离子电池储能系统主要包括锂离子电池、储能变流器 PCS、能量管理系统 EMS、电池管理系统 BMS 等。PCS 是在各类蓄电池的充电和放电过程中，提供电流的整流和逆变两种变换功能的电力电子设备，是储能系统与外界进行能量交换的关键组成部分，可以帮助实现电池储能系统直流电池与交流电网之间的双向能量传递等功能。

根据 EV Tank 和伊维经济研究院数据，2021 年全球锂离子电池出货量为 562.4GWh，同比增长 91.0%。从结构来看，全球汽车动力电池出货量为 371.0GWh，同比增长 134.7%；储能电池出货量 66.3GWh，同比增长 132.6%。2021 年，全球汽车动力电池和储能电池出货量均快速增长。

根据国家统计局数据，从 2010 年到 2021 年，我国锂离子电池产量从 26.87 亿只上升到 232.64 亿只，年均复合增长率约为 21.68%。近年来得益于新能源汽车和储能市场的快速增长，我国锂离子电池产量呈现快速增长态势。根据工信部数据，2021 年中国锂离子电池的总产量达到了 324GWh，同比增长 106%，其中，2021 年储能型锂离子电池产量增长到 32GWh，同比增长 146%，占比为 9.9%。

图 64：2014年-2021年全球锂离子电池出货量 (GWh)



数据来源：EV Tank、伊维经济研究院，亿纬锂能公告，东莞证券研究所

图 65：2010-2021年中国锂离子电池出货量 (亿只)



数据来源：国家统计局，亿纬锂能公告，东莞证券研究所

中国、日本和韩国是全球锂离子电池的主要生产国，其中，日本主要生产企业为松下、索尼，韩国主要生产企业为三星 SDI、LG 化学等。近年来，宁德时代、比亚迪、亿纬锂能等中国厂商在锂离子电池的产能和技术等方面不断提升，使得中国成为全球锂离子电池生产制造的主要国家之一。

国内市场上还有许多中小型厂商，但是由于规模和研发实力不足，无法自主生产电芯，主要通过进口或采购国内大型厂商电芯来组装生产电池产品。随着市场对产品技术和质量要求的不断提高，小型厂商市场空间逐步被压缩，行业领先企业有望将凭借技术、质量、规模和环保治理等优势逐步扩大市场份额，行业格局将进一步向头部企业集中。

另外，在《国家发展改革委国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》中提到，加快飞轮储能等新型储能技术开展规模化试验示范。

飞轮储能系统由飞轮电机和电控系统组成，飞轮储能主要应用在轨道交通、电网调频、UPS 不间断电源等领域。在轨道交通领域，飞轮储能系统可用于吸收机车制动能量，为机车提供启动支撑，在节约能源的同时降低牵引系统容量配置。当列车进站制动时将电能转换为飞轮高速旋转的机械能，当列车启动和加速出站时，再将机械能转换为电能，为牵引系统供电，做到能量即收即用，具有体积小、功率密度高、可靠性高、使用寿命长（使用寿命与充放电次数无关）、绿色环保等特点，在提升轨道交通领域再生制动能量利用率、稳定直流牵引网压、降低运营成本等方面具有独特的优势。

近年来，国内企业在飞轮储能技术方面也获得了重要突破。11 月 14 日，根据中国核电公告，其旗下中核汇能牵头承担的内蒙自治区科技重大专项“MW（兆瓦）级先进飞轮储能关键技术研究”项目飞轮储能单机输出功率首次达到了 1MW，这是国内单体飞轮首次达到的最大并网功率，完成了核心部件飞轮、电机、磁轴承以及单机集成控制试验。

在 A 股上市公司中，湘电股份突破了高能量密度飞轮电机一体化设计与制造、低损耗高可靠性大承载力混合磁轴承等关键核心技术，打破了国外在该领域的技术垄断。2022 年上半年，国内首台套兆瓦级飞轮储能系统在青岛地铁 3 号线并网应用，该项目由湘电股份等单位联合研制，产品拥有完全自主知识产权。另外，华阳股份旗下公司阳泉奇峰聚能科技有限公司也具备飞轮储能装置的生产能力。

3.3 明年钠离子电池有望迎来量产元年

2022 年 7 月 14 日，工业和信息化部印发了《工业和信息化部办公厅关于印发 2022 年第二批行业标准制修订和外文版项目计划的通知》，意味着我国首批钠离子电池行业标准《钠离子电池术语和词汇》和《钠离子电池符号和命名》计划正式下达。

关于钠离子电池的研究可追溯到上个世纪 70 年代，与关于锂离子电池的研究时点相近。但过去锂离子电池凭借优异的性能率先获得了更多的认可，此后开始快速发展并得到了商业化应用，成为目前市场应用最广泛的电池体系。钠离子电池也是一种新型高效的储能器件，目前全球储能和动力电池行业正在快速持续增长，未来对钠离子电池的需求也将提升。

近年来，受疫情和外部环境影响，锂离子电池的关键原材料锂、钴、镍等进口受到阻碍，其价格大幅上涨，从而推高终端产品价格，导致企业利润大幅降低。作为钠离子电池的钠资源储量丰富，分布均匀，能有效解决资源紧张问题，以其为原材料生产的钠电池工作原理与生产工艺方面与锂离子电池具备一定相似度，且钠离子电池相比锂电池，在经济性、稳定性、低温性能等方面也更具竞争力，有望成为锂离子电池的有效补充，未来有望广泛应用于储能、小动力以及部分乘用车领域。

表 11：钠离子电池特征

类型	具体特征
安全性高	过充、过放、短路针刺、挤压等测试不起火、不爆炸
储量丰富、成本低	钠元素地壳丰度排第 6，资源分布均匀，成本低廉
兼容已有锂电设备	钠离子电池与锂离子电池有类相似的工作原理和电池结构

集流体均为铝箔	钠不与铝形成合金，铝比铜成本更低
双极性电池	铝集流体两侧分别涂布正、负极、能量密度更高单体电芯电压更高
钠离子溶剂化能低	钠离子比锂离子更易脱溶剂化，界面反应动力学更好
低盐浓度电解液	钠离子电池 Stokes 直径比锂离子的小，低盐浓度电解液具有较高电导率
高低温性能优异	高低温测试均显示出较好的容量保持率

资料来源：中科海钠，东莞证券研究所整理

在布局钠离子电池技术的企业中，宁德时代公司通过多年的研发积累，已研发出以钠离子电池为代表的全新产品。2021 年 7 月 29 日，宁德时代发布第一代钠离子电池，在正极材料方面，宁德时代采用了克容量较高的普鲁士白材料，创新性地对材料体相结构进行电荷重排，解决了普鲁士白在循环过程中容量快速衰减这一核心难题。在负极材料方面，宁德时代开发了具有独特孔隙结构的硬碳材料，其具有克容量高、易脱嵌、优循环的特性。根据公司在今年三季报电话会议中表示，公司的钠离子电池产业化进展顺利，供应链布局上需要一些时间，已与部分乘用车客户协商，2023 年将会正式量产。

图 66：宁德时代第一代钠离子电池



数据来源：宁德时代公告，东莞证券研究所

另外，根据传艺科技中报，传艺科技钠离子电池项目一期 2GWh 产能拟于 2022 年年底前完成厂房及中试线的建设施工和产品中试，并于 2023 年初完成 2GWh 产能的投产。

钠离子电池有着与锂离子电池相似的工作原理，主要通过钠离子在正负极之间的嵌入、脱出实现电荷转移。但是，由于和锂离子相比，钠离子体积较大，在材料结构稳定性和动力学性能方面要求更严格，这也是过去钠离子电池实现商业化的一大难题。

目前来看，一方面，传统锂离子电池龙头企业布局钠离子电池并取得了突破性进展，另一方面，基于钠离子电池技术仍有较大提升空间，未来具备良好的发展前景，目前全球多家知名车企、电池企业、材料企业、研究机构也都加大了对新技术路线的研究开发，并逐步由基础布局向产业化、市场化、规模化方向发展，随着众多企业布局研发制造钠离子电池，明年有望成为钠离子电池量产的元年。

4. 投资策略和重点公司

光伏

光伏方面，随着 2023 年硅料新增产能释放，今年以来硅料供需紧张的局面将得到有效改善，光伏产业链将迎来价格拐点，电池片、组件企业生产成本得到缓解的同时，也将刺激下游装机需求增长。电池片技术百花齐放，各类电池片效率不断创新高，明年 TOPCon 电池组件将迎来发展大年，产能及渗透率有望快速攀升，也将拉动 POE 胶膜需求提升。在成本下降及技术迭代的驱动下，国内风光大基地将加快推进建设。分布式光伏逐步显现消费品属性，未来将延续快速发展趋势。欧洲及新兴国家市场光伏装机需求有望保持旺盛，并拉动国内电池组件的出口高增。因此，明年受益于盈利改善、技术迭代、供需紧张的光伏行业细分领域值得持续关注。

重点公司：隆基绿能、通威股份、TCL 中环、中来股份、阳光电源、固德威、福莱特、晶澳科技、福斯特、晶科能源、天合光能、石英股份、联泓新科、天宜上佳。

风电

风电方面，根据《2022 全球海上风电大会倡议》，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到 100GW 以上，截至 2021 年底，国内海上风电累计装机约 26.4GW，则 2022-2025 年间预计海上风电年均新增装机 18.4GW，行业有望保持高景气。另外，继广东后，山东和浙江也对海上风电给予省级补贴，有望进一步促进海上风电的发展。根据风芒能源，目前已出炉的 10 个沿海省市海上风电规划将近 200GW。其中，福建漳州、广东潮州和江苏盐城的海上风电规划规模超预期，广东潮州和江苏盐城“十四五”规划海上风电分别达到 43.3GW 和 33.02GW，福建漳州海上风电远景规划 50GW。未来随着风电核心风电设备国产化率进一步提升，海上风电 LCOE 有望继续下降，具备核心技术的企业有望迎来发展机遇，建议关注风机、海缆、桩基及塔筒环节。

重点公司：明阳智能、东方电缆、海力风电。

储能

储能方面，在“双碳”背景下，全球的风电、光伏装机量仍有巨大增长空间，配置储能能够提高新能源电力供应的发电质量，改善弃光弃风的情况，提高电网运行的安全性和稳定性。根据《“十四五”新型储能发展实施方案》，国内“十四五”期间将加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展。目前新型储能技术多点开花，锂离子电池储能技术正处于高速发展阶段。钠离子电池产业处于行业发展初期，技术逐步走向成熟阶段，未来具备良好的发展前景。传统锂离子电池龙头企业布局钠离子电池并取得了突破性进展，且目前全球多家电池企业、车企、材料企业等也都加大了对钠离子电池技术

路线的研究开发力度，逐步推动钠离子电池向产业化、市场化、规模化方向发展，明年有望成为钠离子电池量产的元年。建议关注储能电池、储能逆变器、新型储能技术等环节。

重点公司：宁德时代、阳光电源、固德威、湘电股份。

表 12：公司盈利预测及投资评级（截至 2022 年 11 月 17 日）

代码	名称	股价 (元)	EPS				PE				评级	评级 变动
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E		
601012	隆基绿能	46.47	1.68	1.95	2.38	3.07	28	24	20	15	推荐	维持
600438	通威股份	44.18	1.82	6.38	5.47	5.11	24	7	8	9	推荐	维持
002129	TCL 中环	44.69	1.25	2.24	2.88	3.46	36	20	16	13	推荐	维持
300393	中来股份	16.08	-0.29	0.53	0.77	1.22	-56	30	21	13	推荐	维持
300274	阳光电源	115.05	1.07	2.08	3.64	4.90	108	55	32	23	推荐	维持
688390	固德威	309.00	3.18	4.12	9.53	15.60	97	75	32	20	推荐	首次
601865	福莱特	36.16	0.99	1.17	1.70	2.26	37	31	21	16	推荐	维持
002459	晶澳科技	58.69	1.27	1.97	3.00	3.88	46	30	20	15	推荐	维持
603806	福斯特	64.65	2.31	1.95	2.63	3.11	28	33	25	21	推荐	维持
688223	晶科能源	16.79	0.14	0.27	0.54	0.71	118	62	31	24	推荐	首次
688599	天合光能	64.00	0.87	1.70	3.07	4.01	74	38	21	16	推荐	首次
603688	石英股份	121.15	0.80	2.46	5.38	7.94	152	49	23	15	推荐	首次
003022	联泓新科	31.73	0.82	0.98	1.25	1.53	39	32	25	21	推荐	首次
688033	天宜上佳	23.54	0.39	0.47	0.87	1.19	60	50	27	20	推荐	首次
601615	明阳智能	26.04	1.59	1.83	2.16	2.49	16	14	12	10	推荐	维持
301155	海力风电	91.61	5.12	1.65	4.13	6.31	18	56	22	15	推荐	首次
603606	东方电缆	71.00	1.73	1.65	2.78	3.50	41	43	26	20	推荐	首次
300750	宁德时代	375.12	6.84	11.45	17.89	24.08	55	33	21	16	推荐	首次
600416	湘电股份	19.94	0.07	0.23	0.38	0.55	290	87	52	36	推荐	首次

资料来源：iFinD，东莞证券研究所

5. 风险提示

- (1) 原材料价格持续上涨；
- (2) 光伏装机需求不及预期；
- (3) 海上风电发展不及预期；
- (4) 新型储能发展不及预期。

东莞证券投资评级体系：

公司投资评级	
推荐	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
谨慎推荐	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
中性	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
回避	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
行业投资评级	
推荐	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
谨慎推荐	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 5%-10%之间
中性	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±5%之间
回避	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 5%以上
风险偏好评级	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告、市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板股票（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告、港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

本评级体系“市场指数”参照标的为沪深 300 指数。

分析师承诺：

本人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，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券为全国性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22119430

传真：（0769）22119430

网址：www.dgzq.com.cn