

重供给格局，掘金海风、N型电池及绿氢

——电力设备及新能源行业2023年中期策略报告

行业评级

电力设备及新能源 强于大市（维持）

2023年6月14日

证券分析师

皮秀 投资咨询资格编号：S1060517070004

研究助理

苏可 一般证券从业资格编号：S1060122050042

张之尧 一般证券从业资格编号：S1060122070042



投资要点

- **风电：需求端高景气，关注四大细分趋势。**海上风电高景气，2023年国内外海上风电新增装机均有望实现同比接近翻倍的增长。建议重点关注四个细分领域的投资机会：1) 海上风电产业链出口，看好目前在出口方面具备先发优势的管桩、海缆、整机企业；2) 海上风电离岸化和柔性直流趋势。直流海缆、换流阀等受益，并有望优化海缆环节的竞争格局；3) 海上风电深水化和漂浮式产业趋势。全球力推漂浮式海风，国内百兆瓦级大型项目开启建设，平价并不遥远，锚固系统、双转子风机等有望深度受益；4) 风电整机的格局优化。目前陆上风机步入深度价格战，各家企业应对价格战的能力不同，有望推动整机环节的逐步出清和格局优化。
- **光伏：短期需求向好，中长期压制因素犹存，关注新竞争形势下行业业绩分化与价值回归。**2023年以来，产业链价格下行带动光伏需求向好，国内装机高增，N型组件招标份额明显扩大，海外出口数据亮眼，预计全年全球需求将实现50%及以上增长。海外贸易保护政策不确定性持续，国内外光伏产能加速释放，企业向一体化及全球布局趋势渐强，伴随N型技术渗透率提升，企业盈利分化将更加凸显。建议关注各类电池技术降本增效与市场化进展，主推TOPCon。
- **储能：需求景气，竞争加剧，吹尽狂沙始到金。**国内外储能市场高速增长的同时，竞争加剧引发市场担忧。就价值量最高的大储电池和集成环节而言，电池环节较为成熟，参与者竞争实力强，产能过剩或将影响利润表现；集成环节产品评价标准不明晰，壁垒不明确，短期存在低价竞争情形。“吹尽狂沙始到金”，短期竞争形势对股价表现形成压制，但具备技术（大储）、渠道（用户侧）等核心竞争力的企业有望脱颖而出。
- **氢能：绿氢经济性显现，电解槽放量在即。**在绿电降价和电解槽规模降本双重因素的推动下，绿氢项目逐渐显现经济性，国内风光制绿氢项目加速落地。2023年以来，国内氢电解槽招标加速，1-5月招标规模达880MW，已超过2022年全年装机水平。氢能产业链整体处于早期，上游绿电制氢环节的降本增效是氢能产业爆发的大前提。国内电解槽企业实力强劲，推动绿氢降本增效、快速发展，2023年有望迎来绿氢元年，电解槽环节企业将受益。
- **投资建议。****风电：**围绕海上风电出口、柔性直流外送、漂浮式、整机格局优化等产业趋势，推荐明阳智能、大金重工、东方电缆、亚星锚链等核心标的。**光伏：**以新型电池技术为主线，把握渗透率快速提升的N型电池组件环节，推荐布局多种新型电池路线并在组件环节迅速崛起的通威股份，和TOPCon和钙钛矿设备龙头捷佳伟创，建议关注打造加强版N型一体化产能的天合光能，和TOPCon电池片龙头钧达股份。**储能：**需求景气的同时，市场对供给端的激烈竞争存在担忧。建议持续关注具备技术实力的企业，同时捕捉工商业等高景气细分赛道机会。推荐鹏辉能源，建议关注科华数据。**氢能：**绿氢电解槽放量在即，建议关注具备电解槽技术积累的华电重工等。
- **风险提示。**1) 电力需求增速不及预期的风险；2) 部分环节竞争加剧的风险；3) 贸易保护现象加剧的风险；4) 海上风电与各类新型电池存在技术进步和降本速度不及预期的风险。

I

上半年回顾：成长的可持续性和竞争格局的担忧压制板块

- **风电：供给端格局的担忧加剧，业绩预期和估值均有所下调。**2023年以来（截至2023.6.11）风电指数（866044.WI）下跌11.26%，跑输沪深300指数10.36个百分点。上半年，风机、管桩等环节整体呈现竞争加剧的态势，市场对部分环节主要标的业绩预期有所下修，同时给与的估值水平也有所下调，导致板块整体走弱，2022年相对强势的海上风电龙头标的调整幅度较大。近期，随着头部企业陆续公布海上风电海外订单以及国内国管海域项目竞配开启，市场信心有所修复。
- **光伏：一季度业绩较好，长期压制因素拖累板块表现。**2023年以来（截至2023.6.11）光伏指数（884045.WI）下跌11.61%，跑输沪深10.71个百分点。国内外光伏需求旺盛，前四月国内新增装机和组件出口均同比大增，主要的光伏企业一季度业绩表现较好，但由于市场对行业中长期压制因素的担忧，板块在年初反弹后自2月以来持续下跌。2022年以来美国《通胀削减法案》、欧洲《净零工业法案》等海外政策纷纷扶持本土光伏制造，引发对中长期光伏出口需求的担忧；国内产业链各环节产能加速释放，竞争愈加激烈，未来盈利中枢待观望。

风电板块走势

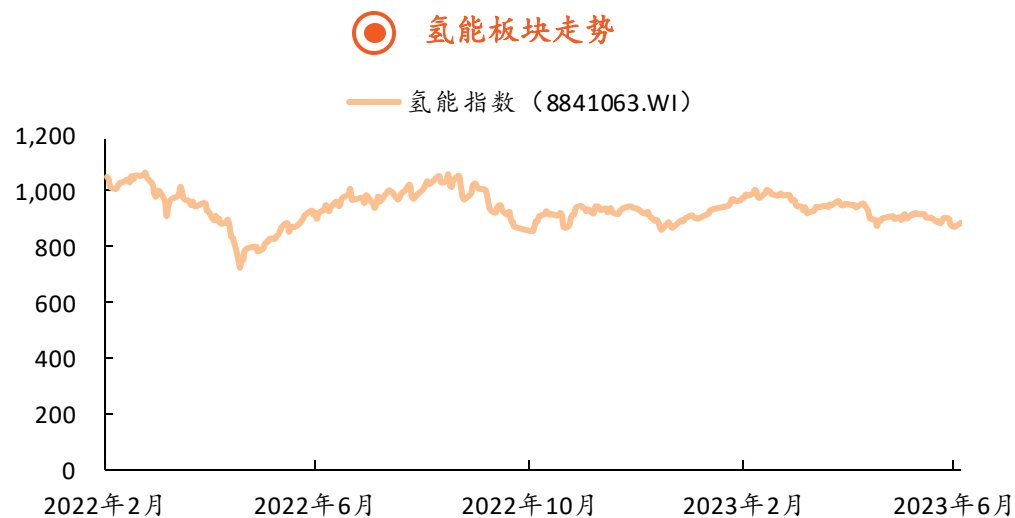


光伏板块走势



上半年回顾：储能板块信心承压，氢能赛道预期先行

- 储能：**一季度业绩增长强劲，不确定性因素导致板块估值下行。2023年以来（截至2023.6.11）储能指数（884790.WI）下跌18.19%，跑输沪深300指数17.28个百分点。一季度国内大储招标火热，海外户储需求好于预期，主要企业营收和净利润均表现亮眼。但资本市场对储能发展的一系列不确定性问题存在担忧，导致板块持续下行：需求端，国内大储盈利模式不成熟，欧洲户储未来增速可能受到天然气下跌的影响，且欧美电池产业链政策存在不确定性；供给端，各环节存在产能过剩、竞争壁垒不明确等问题。对中长期不确定性因素的担忧压制了当前的股价表现，市场期待新的催化因素。
- 氢能：**绿氢平价在即，提振板块预期。2023年以来（截至2023.6.11）氢能指数（8841093.WI）上涨0.24%，跑赢沪深300指数1.15个百分点。氢能产业处于发展早期，距离规模发展仍有很大距离，需要各环节因素共同驱动，包括制备、储运环节降本，以及下游应用环节推广验证。氢能板块成分股行业分布繁杂，主营业务涵盖化工、新能源、化石能源、汽车等多种板块，氢能业务对各成分股的业绩贡献较小，板块beta并不明显。国内绿氢项目部署加速，提振氢能产业链信心，1-2月板块上涨13%，随后有所回落。



下半年展望：重供给格局，寻细分趋势

	风电	光伏	储能	氢能
需求形势	上半年招标和装机数据偏弱，国管海域项目竞配开启，全年招标和装机量有望高增；海外需求向好。中长期看，暂不存在明显的需求压制因素。	短期需求向好，国内装机高增，N型组件招标份额明显扩大，海外出口数据亮眼，预计全年需求将实现50%及以上增长。中长期看，海外市场或存在库存累积情况，贸易保护政策扶持本土光伏制造，出口需求具有不确定性。	国内市场景气度高，全年需求较好。欧美碳中和+能源安全需求推动大储放量。户储赛道受天然气价格下跌影响，增速存在不确定性。	2023年，受益于绿电的持续降价和碱性电解槽的降本，绿氢经济性初步显现，电解槽招投标需求高景气。
供给形势	海风制造基地对岸线资源要求较高，同时存在明显的属地化特征，产能扩张有序，整体供需形势平稳，部分偏同质化环节面临竞争加剧。	产业链各环节加速扩产、竞争加剧，面临结构性过剩风险，行业一体化扩产+N型应用+全球布局趋势渐强，N型技术驱动下企业间业绩分化将凸显，盈利中枢待观察。	供给端竞争激烈，市场存在担忧。储能电池环节竞争性扩产，引发产能过剩隐忧；集成环节入局者众、壁垒尚未明晰，短期存在低价竞争情形。	赛道发展早期，高速增长，尚未形成稳定的竞争格局，优秀的新入企业层出不穷，推动绿氢产业蓬勃发展。
下半年行业贝塔性机会	乐观	中性	中性	乐观
细分产业趋势	<ul style="list-style-type: none"> 1、海上风电产业链加快出海 2、离岸化和柔性直流外送 3、深水化和漂浮式 	<ul style="list-style-type: none"> 1、TOPCon电池爆发式增长，渗透率快速提升 2、HJT、IBC、钙钛矿等新型电池降本增效与商业化应用持续推进 	<ul style="list-style-type: none"> 1.工商业储能经济性优良，赛道有望“从零到一”爆发。 2.行业标准的完善，有望推动储能系统壁垒提升、格局改善。 	<ul style="list-style-type: none"> 1.国产碱性电解槽成本具有优势，有望放量 2.IV型瓶国标出台，相关产品上市和验证有望加速
格局优化环节	风电整机步入逐步出清阶段	暂无	暂无	暂无



CONTENT 目录

第一部分 海上风电：国内外需求向好，把握四大细分趋势

① 国内外海上风电需求形势向好

② 把握海风出口、柔直外送、漂浮式、整体格局优化等趋势

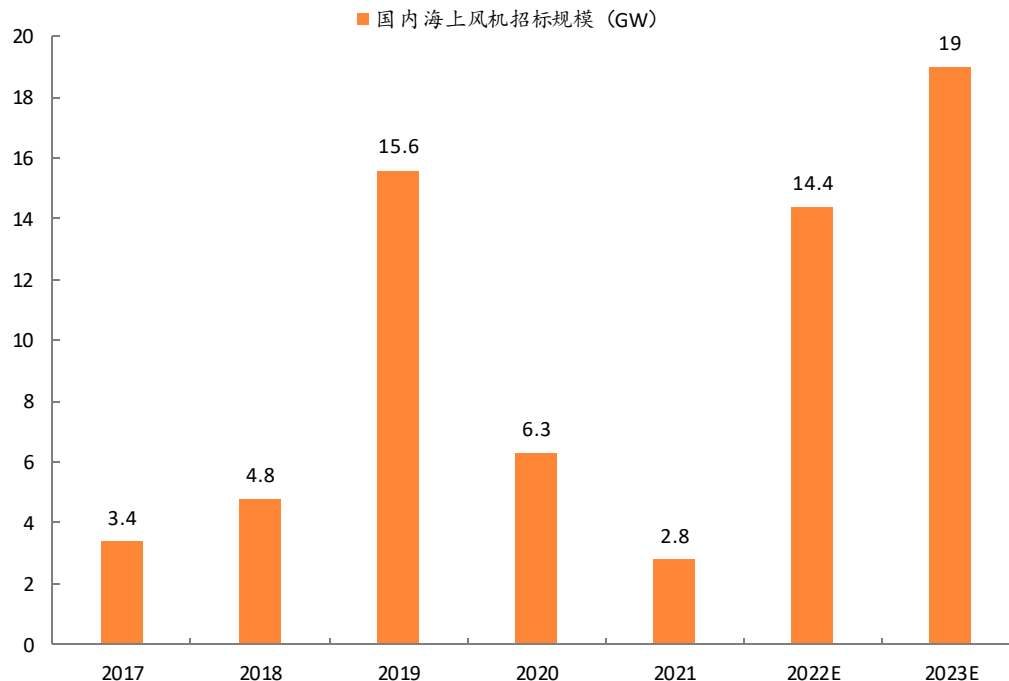
1.1.1 2023年国内海上风机招标量有望呈现前低后高

- 据我们不完全统计，2022年国内海上风机招标规模约14.4GW（广东等市场的招标规模统计可能存在一定偏差），广东和山东是两大主要市场；2023年一季度，国内海上风机招标规模约1.6GW。
- 尽管年初以来国内海上风机招标数据平淡，考虑各省海上风电项目的推进情况，预计2023年全年国内海上风机招标规模仍有望达到19.0GW，增量主要来自广东和山东之外的市场。

国内海上风机招标规模拆分（GW）

	2022	2023E
辽宁	0.2	0.5
河北	0	1
天津	0	0.2
山东	4.3	3.5
江苏	1	1.7
上海	0	0.6
浙江	1.4	1.4
福建	0.4	1.5
广东	6.5	5
广西	0	1.6
海南	0.6	2
合计	14.4	19.0

历年的国内海上风机招标规模（GW）



2022年以来海上风机的招标价格情况

项目名称	开发商	规模 (MW)	中标企业	单机容量	中标金额 (亿元)	单价 (元/kW)	中标时间	备注
三峡昌邑莱州湾一期	三峡集团	300	金风科技	>6MW	13.43	4477	2022.1	含塔筒
中广核象山涂茨海上风电场	中广核	280	中国海装		10.72	3830	2022.3	
国华投资山东渤中海上风电项目	国华能源	500	金风科技	7-8.5MW	19.14	3828	2022.4	
华能汕头勒门(二)	华能集团	594	电气风电	>=11MW	27.29	4595	2022.5	含塔筒
浙能台州1号	浙能集团	300	东方电气	7.5MW	10.64	3548	2022.6	含塔筒
华能苍南2号	华能集团	300	远景能源		11.76	3921	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二PA(北区)	中广核	210	远景能源	>=8MW	8.63	4109	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二PA(北区)	中广核	240	明阳智能	>=10MW	10.49	4372	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二PB	中广核	300	明阳智能	>=10MW	13.12	4372	2022.7	含塔筒
国华投资山东渤中B2	国华能源	500	电气风电	>=8.5MW	19.06	3811	2022.8	含塔筒
国电投湛江徐闻海风增容项目	国家电投	300	明阳智能		10.4	3468	2022.8	
国电电力象山1#海上风电场(二期)	国家能源集团	500	运达股份	8-9MW	16.53	3306	2022.8	含塔筒
华能大连庄河海上风电IV2场址	华能集团	200	中国海装	>=8MW	7.3	3650	2022.10	含塔筒
国家电投山东半岛南U场址一期	国家电投	450	明阳智能	>=8.5MW	16.16	3591	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	300	金风科技	>=10MW	11.67	3890	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	700	明阳智能	>=10MW	28.99	4067	2022.11	含塔筒
华能岱山1号(I标段)	华能集团	255	电气风电	>=8MW	9.6	3765	2022.11	含塔筒
龙源射阳1GW海上风电项目	国家能源集团	1000	远景能源	>=7MW	37.06	3706	2022.11	含塔筒
华能山东半岛北BW场址	华能集团	510	明阳智能	8.5	17.38	3407	2022.11	含塔筒
大唐南澳勒门海上风电扩建项目	大唐集团	352	电气风电	>=11MW	11.72	3329	2022.12	
三峡能源山东年平BDB6#一期	三峡集团	300	金风科技	>=8.35MW	11.3	3767	2022.12	含塔筒
中能海南CZ2示范项目标段一	中能集团	600	电气风电	>=8MW	22.93	3822	2022.12	含塔筒
漳浦六鳌海上风电二期	三峡集团	200	金风科技	>=10MW	7.4	3701	2023.1	含塔筒
漳浦六鳌海上风电二期	三峡集团	100	东方电气	>=10MW	3.92	3921	2023.1	含塔筒
国华时代半岛南U2场址	国家能源集团	600	远景能源	8.5 MW	21.67	3611	2023.2	含塔筒
龙源电力海南东方CZ8场址	国家能源集团	500	明阳智能	>=10MW	18.69	3737	2023.3	含塔筒
华能岱山1号(II标段)	华能集团	51	远景能源	8.5 MW	1.83	3580	2023.3	含塔筒
山东能源渤中海上风电标段一	山东能源	400	中国海装	9-10MW	12.8	3200	2023.4	含塔筒
山东海卫半岛南U场址标段一	国家电投	225	中车风电	>=8.5MW	7.57	3364	2023.4	含塔筒
山东海卫半岛南U场址标段二	国家电投	225	明阳智能	>=8.5MW	7.93	3524	2023.4	含塔筒
大连庄河海上风电场址V项目	三峡集团	250	运达股份	>=8.5MW	8.82	3528	2023.4	含塔筒

国管海域项目竞配启动

- 2023年5月，广东省发布《广东省2023年海上风电项目竞争配置工作方案》，竞配规模合计23GW。其中，省管海域项目15个，对应的装机容量7GW，包括湛江市2个、70万千瓦，阳江市6个、300万千瓦，江门市2个、80万千瓦，珠海市2个、100万千瓦，汕尾市3个、150万千瓦；国管海域项目15个，装机规模16GW，其中汕头5个、500万千瓦，汕尾4个、400万千瓦，揭阳3个、400万千瓦，潮州3个、300万千瓦。
- 本轮竞配不以上网电价作为竞配因素，参与配置的海上风电项目上网电价执行广东省燃煤发电基准价。

广东2023年省管海域竞配项目

所在市	项目名称	竞配规模（万千瓦）
湛江市	湛江徐闻东一	40
湛江市	湛江徐闻东二	30
阳江市	阳江三山岛一	50
阳江市	阳江三山岛二	50
阳江市	阳江三山岛三	50
阳江市	阳江三山岛四	50
阳江市	阳江三山岛五	50
阳江市	阳江三山岛六	50
江门市	江门川岛一	40
江门市	江门川岛二	40
珠海市	珠海高栏一	50
珠海市	珠海高栏二	50
汕尾市	汕尾红海湾三	50
汕尾市	汕尾红海湾五	50
汕尾市	汕尾红海湾六	50
合计		700

广东2023年国管海域竞配项目

所在市	项目名称	竞配规模（万千瓦）
汕尾市	粤东海上风电基地1-1项目	60
汕尾市	粤东海上风电基地1-2项目	100
汕尾市	粤东海上风电基地1-3项目	140
汕尾市	粤东海上风电基地1-4项目	100
揭阳市	粤东海上风电基地2-1项目	170
揭阳市	粤东海上风电基地2-2项目	130
揭阳市	粤东海上风电基地2-3项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-1项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-2项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-3项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-4项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-5项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-1项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-2项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-3项目	100
合计		1600

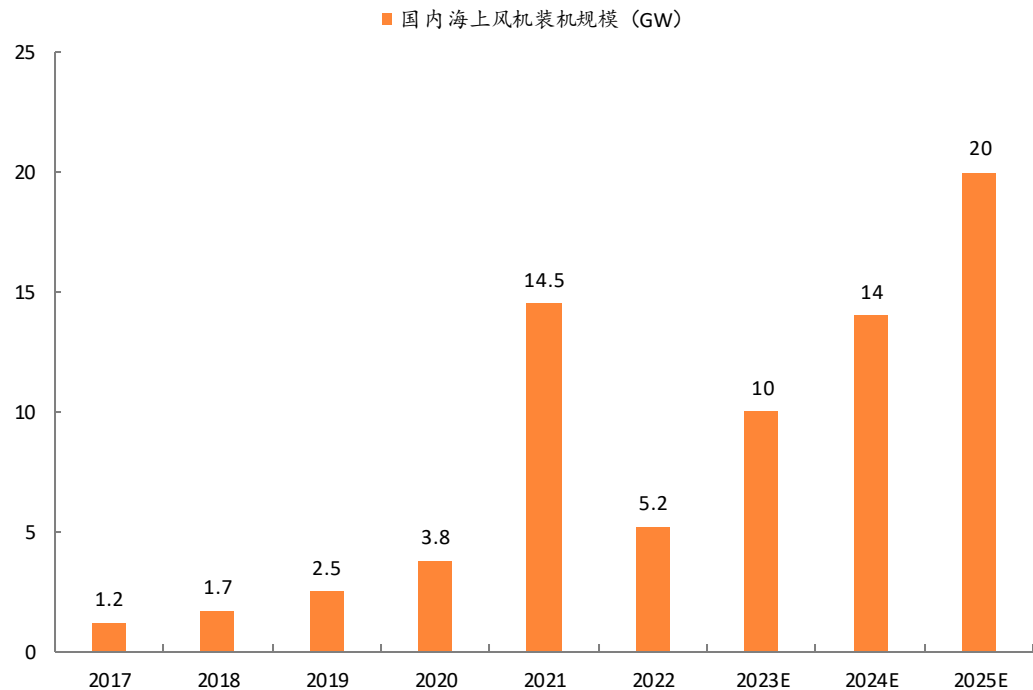
1.1.4 2023年国内海风新增装机有望接近10GW

- 根据中国风能协会披露数据，2022年国内海上风电吊装规模5.2GW左右，估计主要分布在广东、山东、浙江、福建等区域。2023年一季度，主要风机企业海上风机交付规模偏低。
- 二季度以来，国内多个海上风电项目开启风机吊装，预计2023年全年国内海上风机的吊装规模仍有望达到10GW左右，同比实现接近翻倍的增长。预计2023-2025年国内海上风电新增装机复合增速接近40%。

国内新增海上风电吊装规模拆分 (GW)

	2022	2023E
辽宁	0	0.5
河北	0	0.2
天津	0	0
山东	2	2.4
江苏	0	0.4
上海	0	0
浙江	0.7	1.4
福建	0.5	0.5
广东	2.0	3.8
广西	0	0.2
海南	0	0.6
合计	5.2	10

国内新增海上风电吊装规模预期 (GW)



1.1.5 欧洲：海上风电已经具备非常突出的经济性

- 2022年英国开展了第四轮海上风电项目差价合约拍卖，共包括5个海风项目，合计规模约7GW。在本轮拍卖的所有可再生能源项目中，海上风电项目的上网电价为37.35英镑/MWh（折合人民币约0.303元/千瓦时），属于上网电价最低的类型，低于陆上风电的42.47英镑/MWh和光伏的45.99英镑/MWh，凸显欧洲海上风电的经济性优势。

英国近年的海上风电拍卖结果

	项目名称	开发商	容量 (MW)	中标电价 (英镑/MWh)	投运时间
首轮 CfD (2015.2发布拍卖结果)	East Anglia ONE	Scottishpower Renewables (UK) Limited	714	119.89	2017/18
	Neart na Gaoithe	Neart na Gaoithe Offshore Wind Limited	448	114.39	2018/19
第二轮 CfD (2017.9发布拍卖结果)	Triton Knoll	Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited	860	74.75	2021/22
	Hornsea Project 2	Breesea Limited	1386	57.5	2022/23
	Moray	Moray Offshore Windfarm (East) Limited	950	57.5	2022/23
第三轮 CfD (2019.9发布拍卖结果)	Doggerbank Creyke Beck A P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project1 Projco Limited	1200	39.65	2023/24
	Doggerbank Creyke Beck B P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project2 Projco Limited	1200	41.611	2024/25
	Doggerbank Teeside A P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project3 Projco Limited	1200	41.611	2024/25
	Forthwind	Forthwind Limited	12	39.65	2023/24
	Seagreen Phase 1	Seagreen Wind Energy Limited	454	41.611	2024/25
	Sofia Offshore Wind Farm Phase 1	Sofia Offshore Wind Farm Limited	1400	39.65	2023/24
	Inch Cape Phase 1	INCH CAPE OFFSHORE LIMITED	1080	37.35	2026/27
第四轮 CfD (2022.7发布拍卖结果)	EA3, Phase 1	EAST ANGLIA THREE LIMITED	1372.34	37.35	2026/27
	Norfolk Boreas (Phase 1)	NORFOLK BOREAS LIMITED	1396	37.35	2026/27
	Hornsea Project Three Offshore Wind Farm	ORSTED HORNSEA PROJECT THREE (UK) LIMITED	2852	37.35	2026/27
	Moray West Offshore Wind Farm	MORAY OFFSHORE WINDFARM (WEST) LIMITED	294	37.35	2026/27

欧洲：海上风电增长潜力较大，2023年开启大规模招标

- 在俄乌冲突背景下，欧洲海风发展提速。2022年，英国政府发布《英国能源安全战略》，将2030年英国海上风电装机目标从原有的40GW调增到50GW。2022年5月，北海四国丹麦、比利时、荷兰、德国首脑在“北海海上风电峰会”上联合签署一份文件，承诺到2030年，四国海上风电总装机量达到65GW，其中德国30GW。2022年2月，法国总统马克龙宣布到2050年法国将建成50个海上风力发电场并实现40吉瓦的装机规模。据GWEC统计，欧洲各国规划的2030年海上风电累计装机容量达到160GW，而截至2022年底累计装机仅30GW。
- 2023年，欧洲海上风电项目招标节奏有望加快，预计德国共有8.8GW项目将进行招标，包括1.8GW的常规项目招标和7GW的特别招标，英国也将开启第五轮差价合约招标。

🕒 欧洲海上风电新增装机预测 (MW)

	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E
比利时					500	500
丹麦		350	190	210	800	900
法国	480	990	530	990	300	800
德国	342	250	1630	900	1420	2210
爱尔兰						560
意大利	30				250	520
荷兰	369	1910	350	700	350	1000
波兰					920	1090
西班牙						160
挪威	60	40		10		
英国	1179	1420	1670	1900	3890	3820
合计	2460	4960	4370	4710	8430	11560

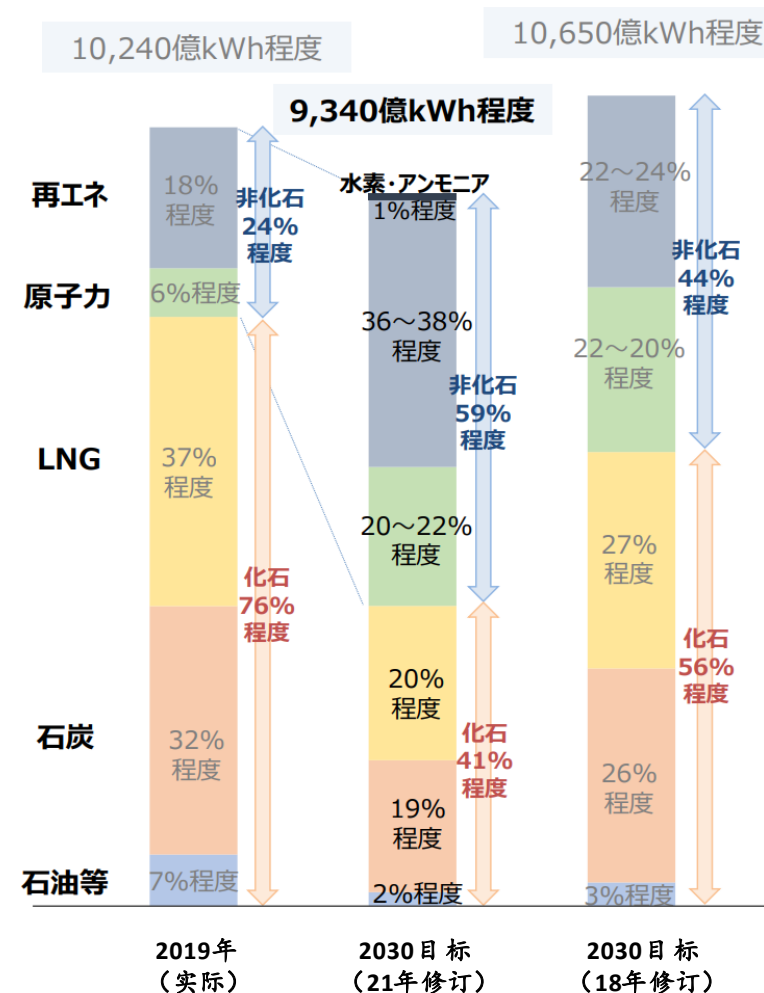
亚太地区：海上风电发展潜力突出

- 日本、韩国、中国台湾等地区能源矿产资源相对匮乏，尽管气电和煤电是这些地区的主力电源品种，但天然气和煤炭几乎完全依赖进口，存在较为严重的能源对外依存度高的问题，同时也面临能源低碳转型的压力。2021年日本修订了《能源基本计划》，上调2030年可再生能源发电量占比目标。
- 2023年初，中国台湾正式宣布了第三阶段第一轮拍卖结果——遴选8家企业作为7个项目总容量约3GW的海上风电开发商，这些项目全部为无补贴项目，计划于2026-2027年投运。日本政府已于2022年12月底启动了第二轮海上风电拍卖，新一轮拍卖可提供至少1.8GW的海上风电容量，预计将于2023年底至2024年3月之间宣布中选者。
- 根据全球风能协会的预测，未来五年（2023-2027），中国台湾、韩国、越南、日本有望合计投运12.3GW的海上风电项目。

日本、韩国、中国台湾、越南2021年发电量结构（亿千瓦时）

	石油	气电	煤电	核电	水电	可再生能源	其他	合计
日本	313	3261	3019	612	776	1303	913	10197
韩国	70	1764	2117	1580	31	402	41	6004
中国台湾	53	1083	1289	278	35	121	50	2909
越南	2	262	1141	0	759	283	0	2448

日本2021年修订的2030年电力结构目标



美国：即将步入加速成长期

- 2021年3月，拜登政府宣布到2030年美国将部署30GW的海上风电项目，2022年9月，拜登政府宣布了一项到2035年安装15GW漂浮式海上风力发电装置的计划。截至2022年底美国海上风电装机规模仅42MW。
- 截至2022年底，美国有合计达51.4GW的32个租约项目（已完成海床租赁）处于开发流程当中，其中，处于早期开发（Early development）过程的项目33.9GW，已经进入到后期开发（Advanced development）阶段的项目约16.6GW（纽约州、新泽西州、马萨诸塞州位列前三，分别为4.4GW、3.8GW、3.2GW）。目前在建的项目主要是装机容量806MW的Vineyard Wind项目和132MW的South Fork Wind Farm项目。按照全球风能协会预测，北美市场2023-2025年海上风电新增装机分别为0.5、1.7、3.8GW。

美国处于Advanced development阶段的海上风电项目情况

序号	海床租赁号	项目名称	区域	规模 (MW)	开发商	项目状态	投运年份
1	OCS-A 0517	South Fork Wind Farm	NY	132	Ørsted, Eversource	Under Construction	2023
2	OCS-A 0501	Vineyard Wind	MA	806	Avangrid, Copenhagen Infrastructure Partners	Under Construction	2023
3	OCS-A 0498	Ocean Wind 1	NJ	1100	Ørsted	Advanced Development	2024
4	OCS-A 0486	Revolution Wind	CT, RI	704	Ørsted, Eversource	Advanced Development	2025
5	OCS-A 0487	Sunrise Wind	NY	924	Ørsted, Eversource	Advanced Development	2025
6	OCS-A 0490	Marwin; Momentum Wind	MD	270+808.5	U.S. Wind	Advanced Development	2026
7	OCS-A 0483	Coastal Virginia Offshore Wind	VA	2587	Dominion Energy	Advanced Development	2026
8	OCS-A 0519	Skipjack Wind 1; Skipjack Wind 2	MD	120+846	Ørsted	Advanced Development	2026
9	OCS-A 0512	Empire Wind 1; Empire Wind 2	NY	816+1260	bp, Equinor	Advanced Development	2026-2027
10	OCS-A 0499	Atlantic Shores Offshore Wind	NJ	1510	EDF, Shell	Advanced Development	2027
11	OCS-A 0534	Park City Wind; Commonwealth Wind	CT; MA	804+1232	Avangrid	Advanced Development	2027-2028
12	OCS-A 0520	Beacon Wind	NY	1230	bp, Equinor	Advanced Development	2028
13	OCS-A 0521	SouthCoast Wind	MA	1204	EDP, ENGIE, Shell	Advanced Development	2028



CONTENT 目录

第一部分 海上风电：国内外需求向好，把握四大细分趋势

○ 国内外海上风电需求形势向好

● 把握海风出口、柔直外送、漂浮式、整体格局优化等趋势

海风出口：风电整机头部企业已经开始布局海外市场

- 目前具有公开海外海上风机销售业绩和订单的风机企业主要是明阳智能。与海外海上风机巨头相比，国内海上风机价格具有明显的优势。
- 明阳已经在意大利、日本、越南、英国等市场获得海风风机订单，尽管规模不大，考虑这些海外市场具有较大的发展潜力，未来海上风机出口值得期待。除此以外，明阳在巴西、菲律宾、韩国等市场也在进行布局，未来具有较大拓展潜力。

西门子-歌美飒历年的海上风机订单情况

财年	容量 (MW)	订单金额 (亿欧元)	单价 (欧元/kW)
2018	2272	27.95	1230
2019	2076	31.00	1493
2020	4139	50.53	1221
2021	3478	40.68	1170
2022前三季度	2853	37.19	1304

资料来源：明阳智能、西门子-歌美飒，平安证券研究所

明阳智能海外海上风机订单情况

国家	项目名称	交付时间	机型	台数	容量
意大利	Beleolico 30MW海上风电项目	2021	MySE 3.0-135	10	30MW
日本	入善町海上风电项目	2023.3	MySE-3.0	3	9MW
越南	金瓯350MW海上风电	2022.3至今	MySE50-166	75	350MW
英国	TwinHub项目	2025年	MySE8.0-180	2	16MW

明阳智能在其他的海外海上风电新兴市场的布局情况

国家	时间	事件
巴西	2023.4	巴西塞阿拉州(Ceará)政府与明阳智能签署了MoU
韩国	2023.5	与韩国风机制造厂商、风力发电企业Unison有限公司签署本地化合作协议，明阳拟投资4000亿韩元（约合20亿人民币）加强推进韩国和全球业务
菲律宾	2023.1	作为唯一的风电整机装备制造制造商应邀参加与菲律宾总统的座谈会

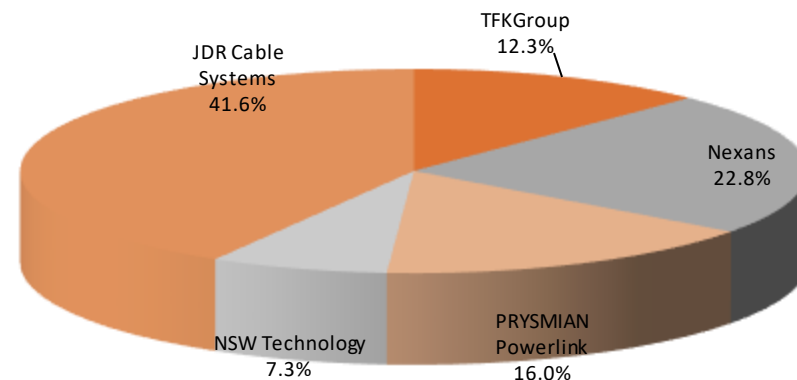
海风出口：国内头部海缆企业开始斩获欧洲海风订单

- 欧洲作为成熟的海上风电市场，具备完善的海缆产业，根据2018-2020年欧洲海上风电项目的海缆供应情况，送出海缆的主要供应商包括丹麦的安凯特（NKT Group）、法国的耐克森（Nexans）、意大利的普瑞斯曼、韩国的LS等，集电海缆的主要供应商包括英国的JDR、法国的Nexans、意大利的普瑞斯曼等；整体看，欧洲海缆产业起步较早，具有较强的竞争力。
- 随着国内海风大发展和海缆产业竞争力提升，头部海缆企业开始拓展欧洲市场并获得订单；2023年5月，中天和东缆分别获得Baltica 2海上风电项目的送出海缆和集电海缆订单，表明国内海缆企业已经获得欧洲主流海上风电开发商和输电巨头的认可。

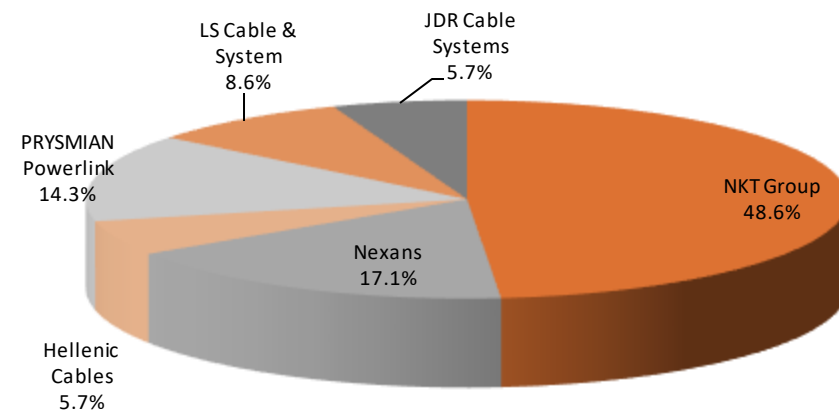
2022年以来国内海缆企业获得的欧洲海风项目海缆订单情况

	中标时间	项目及中标产品	客户	中标金额 (亿元)
东方电缆	2022.3	Hollandse Kust West Beta海上风电项目 220kV海底电缆、66kV海底电缆	欧洲输电网运营商TenneT	5.3
东方电缆	2023Q1	Inch Cape 海上风电项目（总规划装机容量 108万千瓦）输出缆供应前期工程协议	INCH CAPE OFFSHORE LIMITED	0.14
东方电缆	2023.5	Baltica 2海上风电项目整个风场66kV海缆及 配套附件	Orsted-沃旭和PGE-波兰电网的 合资公司下属项目公司	3.5
中天科技	2023.5	Baltica 2海上风电项目275kV高压交流海底 光电复合缆以及配套附件	Orsted Wind Power A/S	12.1

2018-2020年欧洲市场集电海缆格局



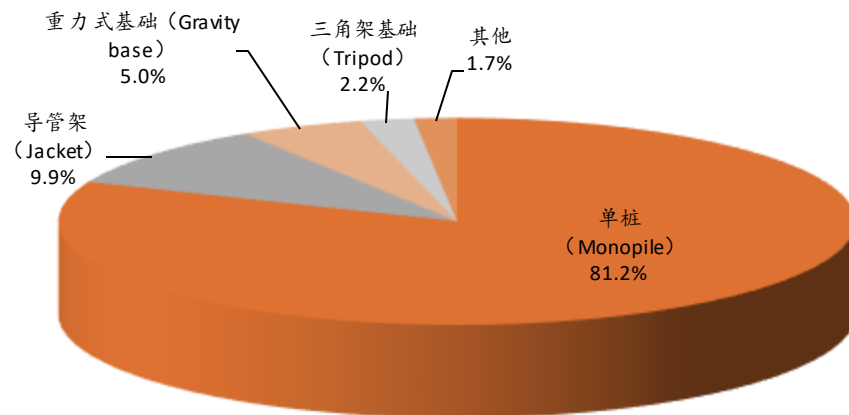
2018-2020年欧洲市场送出海缆格局



1.2.1 海风出口：大金重工再获欧洲大型海风项目订单

- 欧洲海上风电基础以单桩为主，单桩基础的市场集中度高。截至2020年底，欧洲81%的海风基础采用单桩形式，欧洲单桩基础的供应格局较为集中，荷兰的Sif以及德国的EEW合计的市占份额接近90%；除了Sif和EEW以外，还包括丹麦的Bladt、德国的Steelwind等。随着欧洲海上风电的大发展，欧洲管桩生产企业参与者有所增加，头部企业开启大规模扩产。
- 国内海风管桩生产相对欧洲具有较明显的成本优势，但开拓欧洲市场也面临较高的运输成本，同时国内管桩企业的交付能力较强；近年，以大金重工为代表的国内管桩企业开始拓展欧美市场并获得大量订单，2023年以来大金重工连续与欧洲能源开发企业签署海风项目单桩供应合同，合计合同金额7.43亿欧元。

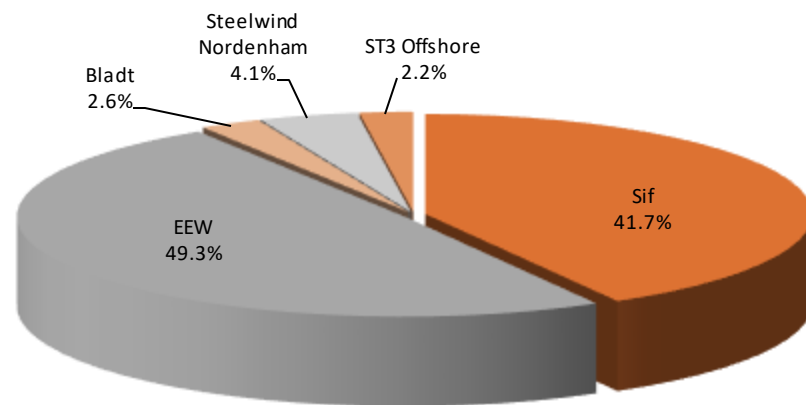
截至2020年欧洲累计海风项目各类基础份额



大金重工2022年以来获得的欧美海上风电管桩订单

时间	海风项目	中标内容
2022	英国MorayWest项目	48套单桩、30套过渡段、12套塔筒
2022	美国Boskalis项目	大型钢结构
2022	法国NOY-IIeD ' YeuetNoirmoutier项目	62套单桩
2022	英国DoggerBankB项目	41套塔筒
2023	丹麦Thor海风项目	36根单桩
2023	德国Nordseecluster项目	104套海上风机基础

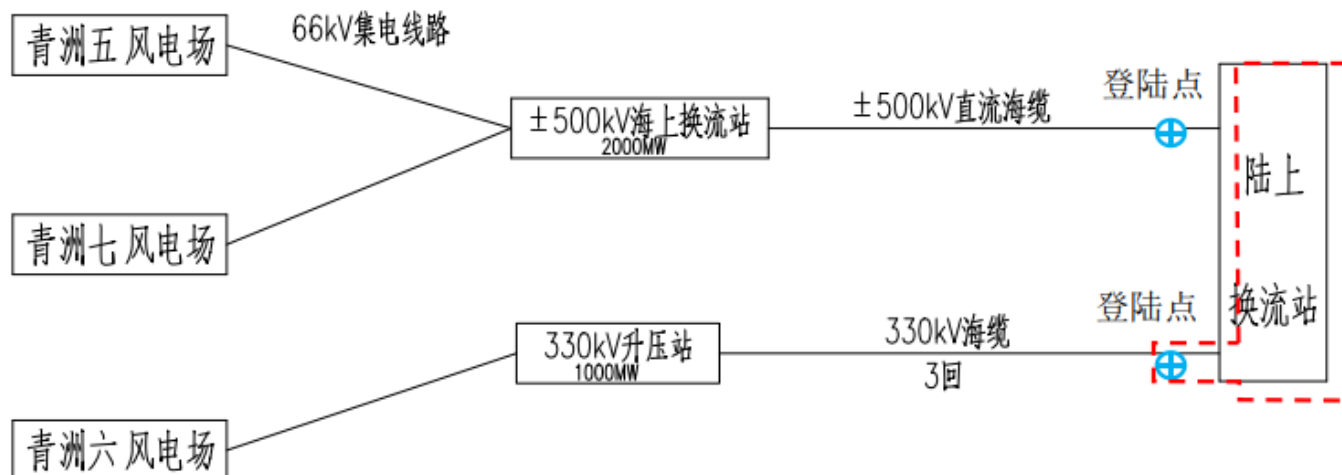
2018-2020年欧洲海上风电单桩基础市场份额



柔直外送：国内已投运海风柔直项目1个，在建1个

- 已投运：1GW外送海风柔直项目1个。**三峡如东海上风电柔性直流输电示范项目2021年投运，该项目是目前国内唯一一个已投运的海上风电柔直外送项目。该项目送出方案如下：如东H6风电场（400MW）、H10风电（400MW）及远期拟扩建（300MW）的风电场的场区内各新建一座220kV海上交流升压站，风电机组发出的电能通过35kV海缆汇集至海上交流升压站的35kV线侧，经主变升压至220kV，每个220kV升压站均采用2回220kV交流海缆接至海上柔直换流站（离岸直线距离约70km），经海上换流站整流后采用±400kV的直流海缆接至陆上换流站。
- 在建：2GW外送海风柔直项目1个。**目前在建的柔直外送海风项目是三峡阳江青洲五、七，三峡阳江青洲五、七单体容量各1GW，经由1个容量2000MW的海上换流站及2根±500kV直流海缆连接至陆上集控中心。

③ 三峡青洲五、六、七的送出方案示意图



柔直外送：换流站成本高于交流外送的变电站成本

- 以已经投运的三峡如东海上风电柔性直流输电示范项目为例，该项目直流海缆采购及敷设成本约15.1亿元，换流站相关成本（包括陆上和海上换流站施工、换流阀及控制保护、其他辅助设备）达到19.4亿元。如果以220kV交流送出方式，需要配置2座220kV升压站，三峡如东海上风电柔性直流输电示范项目的2座220kV海上升压站造价在3.3亿元左右。

三峡如东800MW海上风电项目主要环节招标采购情况（橙底标注为直流设备中标情况）

招标内容	招标时间	中标时间	中标主体	中标金额（亿元）	采购明细
勘察设计服务	2019.7	2019.8	中国电建	1.2	H6、H10 两个海上风电场项目全部工程的勘察、设计及服务工作
风力发电机组及塔筒设备	2019.7	2019.9	电气风电	50.3	装机规模800MW、单台机组容量4MW及以上的海上风力发电机组设备及配套塔筒
直流电缆采购及敷设	2019.7	2019.9	中天科技	15.1	2极总长约198km的1×1600mm ² ±400kV 直流光电复合海缆及附件、总长约18km的1×1600mm ² ±400kV 直流陆缆及附件的采购和敷设施工
柔性直流换流阀设备	2019.7	2019.9	许继集团、荣信汇科	7.45	陆上、海上换流阀及辅助设备
柔性直流控制保护系统及测量设备	2019.8	2019.10	南瑞继保	1.04	陆上站和海上站交直流控制和保护系统；监控系统、调度自动化和远动系统、测量计量装置、直流电源、通讯系统等设备
海上换流站及辅助平台建造安装工程	2019.8	2019.10	振华重工	9	一座海上换流站及导管架基础、一座海上辅助平台及导管架基础的建造及运输安装
220kV及35kV海缆采购	2019.8	2019.10	中天科技	5.43	长约12km的3×500mm ² 220kV 海底光电复合电缆及附件和长约272.9km的3×70-300mm ² 35kV海底光电复合电缆及附件
陆上换流站土建及海陆换流站辅助设备采购安装	2019.8	2019.9	中国能建	1.9	陆上换流站场平施工、土建施工、进站道路、桩基试验、临时工程、海陆换流站辅助设备采购安装等
海上升压站建造及安装	2019.8	2019.10	振华重工	3.3	两座 220kV 海上升压站的建造及安装工程
第一批次风机基础及安装工程（II标段）	2019.8	2019.10	南通海洋水建工程有限公司	13.2	H10项目300MW风机基础施工及安装，H10风电场全部35kV海缆及220kV海缆敷设施工等
第一批次风机基础及安装工程（I标段）	2019.9	2019.12	中天科技	18	H6风电场400MW风机基础施工及安装，H6风电场全部35kV海缆及220kV海缆敷设施工等
第二批次风机基础及安装工程	2021.1	2020.4	长江重庆航道工程局	4.1	H10 风电场25 个机位4MW 风机基础施工及风电机组安装涉及的全部工作

1.2.2 柔直外送：送出海缆成本明显低于交流外送

- 2019年完成海缆招标的三峡如东海上风电柔性直流输电示范项目的换流站离岸距离70km，直流海缆采购及敷设成本约15.1亿元（2根海缆，每根99km），项目总容量1100MW，对应每GW项目的送出海缆及敷设成本13.7亿元。
- 参考2022年以来完成海缆招标的龙源射阳1GW项目（采用交流三芯220kV外送）、三峡阳江青洲六（采用交流三芯330kV外送）、粤电青洲一、二（采用交流三芯500kV外送），可以推断，在相同的离岸距离情况下（如70公里），交流送出方案的送出海缆及敷设造价明显高于±400kV柔性直流外送方案。
- 综上，柔直外送相对交流在变电站环节成本更高，但在海缆环节成本较低，当离岸距离较远时，柔直外送的经济性显现。

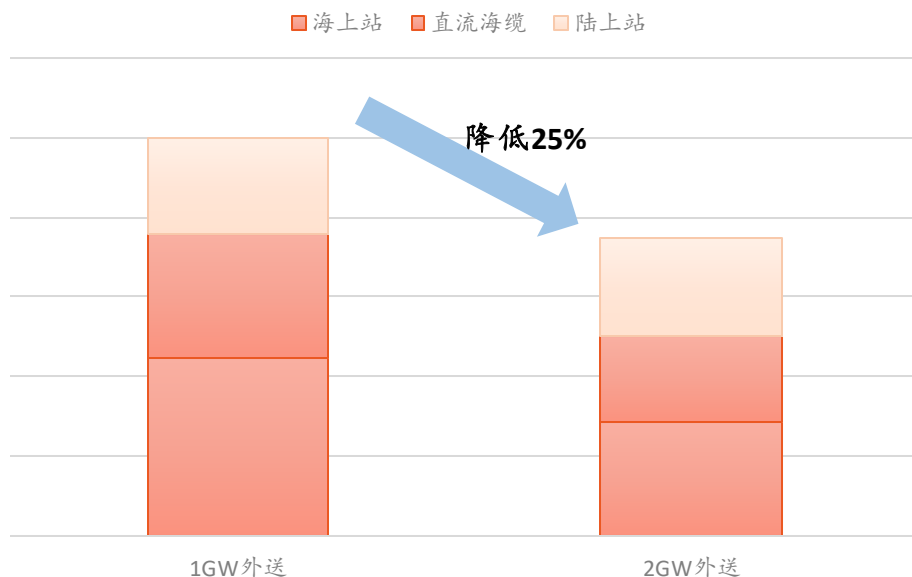
不同外送方案下1GW项目的外送海缆及敷设造价估算

	离岸距离（公里）	送出海缆及敷设造价（亿元）
±400kV/1.1GW柔性直流外送方案	70	13.7
典型220千伏交流外送方案	70	23
典型330千伏交流外送方案	70	24.5
典型500千伏交流外送方案	70	27.3

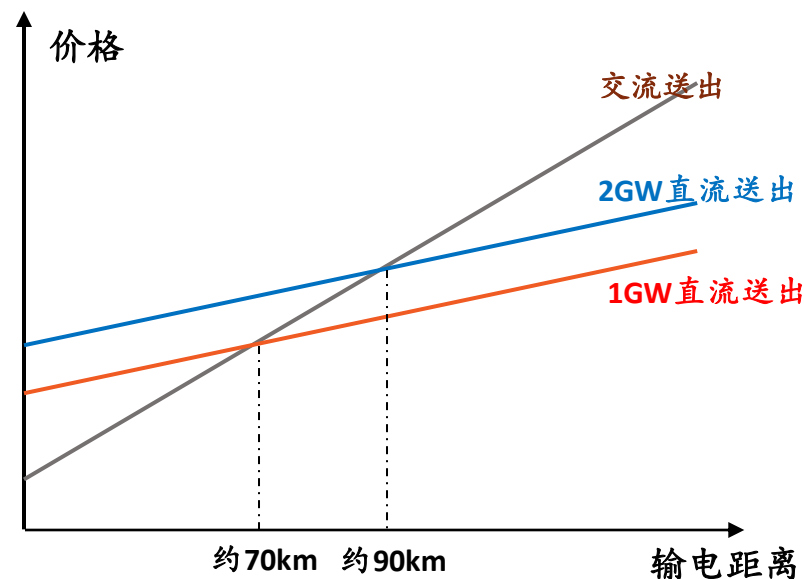
1.2.2 柔直外送：2GW外送方案进一步缩短交直流等价距离

- 参考南方电网的研究结论，同样采用柔性直流外送方案，增加海上风电汇集送出容量能够降低单位容量送出成本，2GW柔直外送方案相较于1GW柔直外送方案，单位容量外送成本可降低25%。
- 1GW柔直外送方案与交流外送方案大致的等价距离约90公里，2GW柔直外送方案与交流外送方案的等价距离可降低至70公里。
- 三峡阳江青洲五、七的离岸距离已经超过70公里，随着海上风电开发向国管海域等离岸距离更远的海域推进，未来国内采用柔性直流外送的海上风电项目有望增加。

2GW外送柔直方案相对1GW方案的降低单位容量外送工程造价示意图

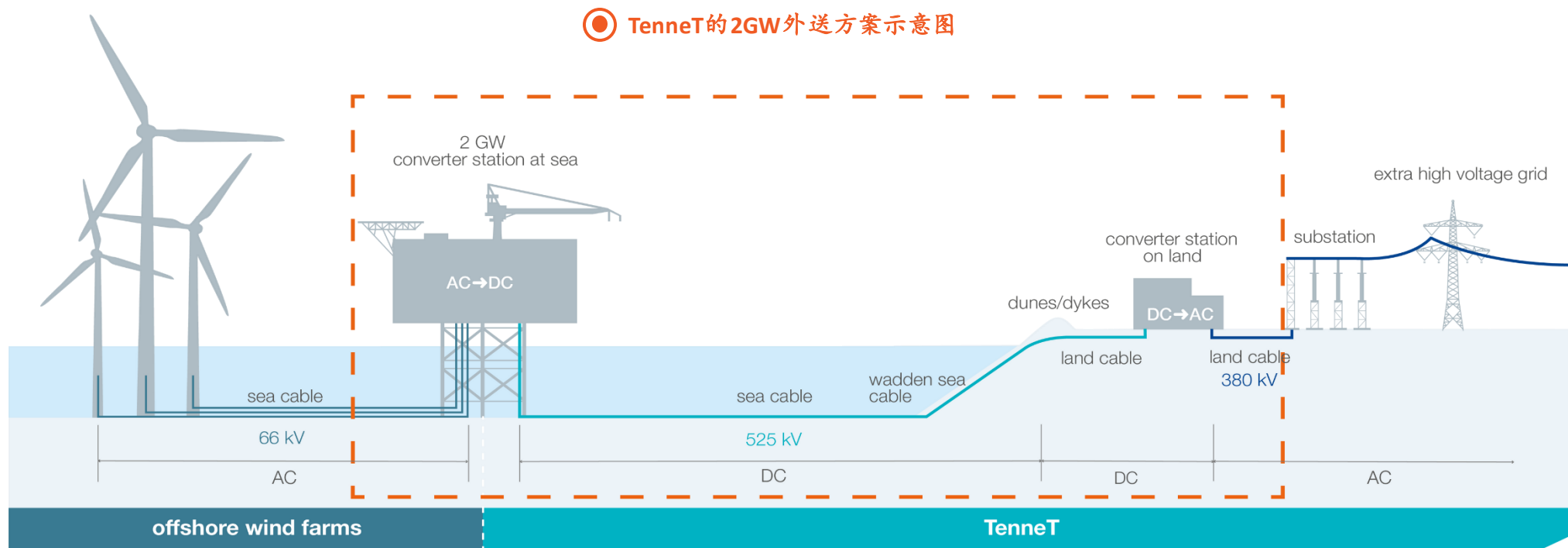


柔直外送与交流外送等价距离示意图



1.2.2 柔直外送：欧洲大力实施“The 2GW Program”

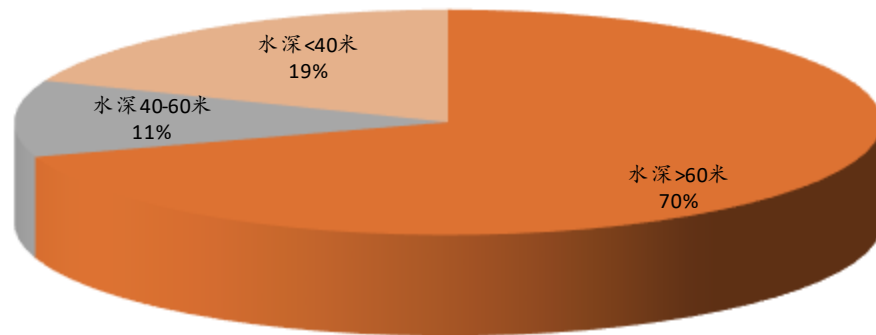
- 欧洲正在大力推进海上风电的2GW外送方案，欧洲输电巨头TenneT推出“The 2GW Program”，即单个换流站容量2GW以及配套±525kV直流海缆外送的方案，TenneT认为“The 2GW Program”是下一代海上风电并网技术，计划将其标准化。按照TenneT的计划，在2031年之前，TenneT将在荷兰和德国北海海域部署14座高压直流换流站和直流海缆系统，每座对应的容量2GW，对应28GW的海上风电项目，部分项目外送海缆长度超过200公里。
- 2023年，荷兰和德国北海的9座高压直流（HVDC）换流站共计18GW的送出海缆招标结果公布，NKT、Nexans以及由Jan De Nul集团、LS Cable & System、Denys组成的联合体共同中标，每家将负责3座换流站525kV高压直流海缆的设计、生产和施工。



漂浮式海风：资源禀赋决定大有可为

- 海上风电的开发一般是从近海向深远海逐步推进，从资源量的角度，深远海的区域面积大、风资源好，可开发的潜力大；研究显示，全球大部分风资源位于水深超过60米的海域。
- 在迈向深远海时，传统的采用固定式基础的海上风电在技术和经济上面对的挑战增加，水深越大，固定式海上风机基础的材料用量越多，且施工难度也会提升，一般认为，当水深超过60m，漂浮式较固定式更为适用。
- 漂浮式基础通过系泊系统与海床相连，摆脱了复杂海床地形以及复杂地质的约束，受水深影响小，且同一海域的若干台风机基础可做成标准型式，可以大幅提高建造效率、降低开发成本，运维也较为便利。
- 按照美国能源部的表述，美国大约三分之二的海上风能潜力存在于“无法在海床上固定底部的风力涡轮机的水域之上”。

全球不同水深区域的海上风能开发潜力占比



适应不同水深的海上风电基础结构示意图



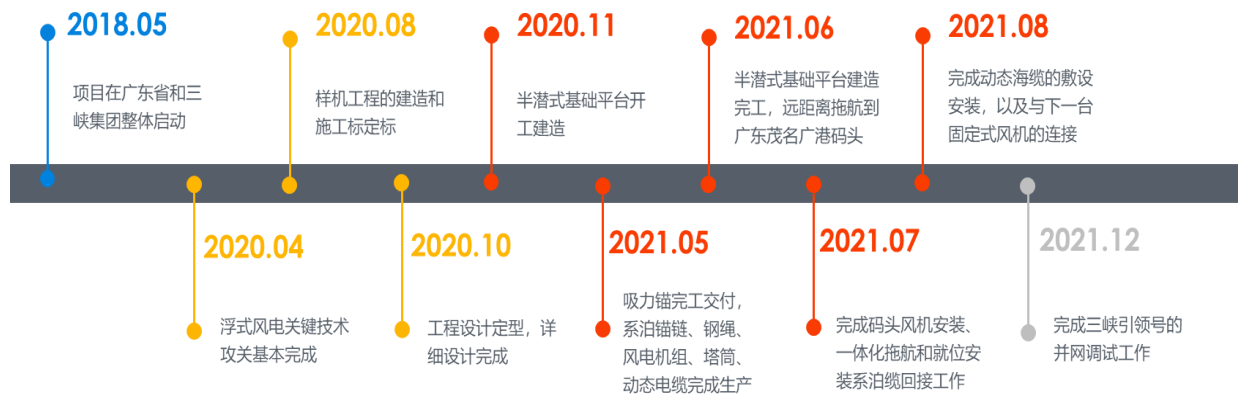
1.2.3 漂浮式海风：国内起步晚，5台样机投运或在建

- 2021年7月，由三峡集团投资建设的国内首台漂浮式海上风电平台——“三峡引领号”在广东阳江海域成功安装，该机组位于三峡阳西沙扒三期400MW海上风电场项目A1区场址内，水深28-32米，场址中心离岸距离30公里。“三峡引领号”采用三立柱半潜式平台，风机安装于其中一个立柱上，通过9根约1000米长系泊缆与9个吸力锚连接定位，最高可抗17级台风，项目整体造价约2.44亿元。
- 截至目前，国内已建成和投运的漂浮式样机共5台。

三峡引领号



三峡引领号的工程进度



我国已投运和在建的漂浮式样机情况

序号	并网时间	样机名称	投资方	单机容量	水深	基础类型	所处海域
1	2021.12	三峡引领号	三峡集团	5.5MW	约30米	半潜	广东阳江
2	2022.6	海装扶摇号	中国海装	6.2MW	50-70米	半潜	广东湛江
3	2023.5	海油观澜号	中海油	7.25MW	120米	半潜	海南文昌
4	在建	龙源漂浮式样机	龙源电力	4MW	约35米	半潜	福建莆田
5	在建	明阳青洲四样机	明阳智能	16.6MW	41-46米	半潜	广东阳江

1.2.3 漂浮式海风：国内率先开建百兆瓦级项目

- 万宁市漂浮式海上风电项目规划装机容量100万千瓦，分两期建设，一期工程装机容量20万千瓦，计划2025年10月建成并网，二期工程装机容量80万千瓦，计划于2027年建成并网。2022年9月，水电水利规划设计总院在北京主持召开了万宁漂浮式海上风电100万千瓦试验项目一期工程可行性研究报告评审会议；2022年12月，海南万宁漂浮式海上风电项目举行开工仪式。
- 根据披露信息，万宁市100万千瓦漂浮式海上风电项目预期的年均发电量达42亿度，对应的利用小时为4200小时，高于广东等地区采用固定式基础的海上风电项目。该项目一期工程20万千瓦，预期的投资规模50亿元，对应的单价为25元/W；二期工程80万千瓦，预期的投资规模175亿元，对应的单价21.9元/W。综合来看，万宁市100万千瓦漂浮式海上风电项目计划的单位投资为22.5元/W，在不考虑提升利用小时的情况下，投资成本再下降25%有望实现在平价条件下获得合理的投资收益率。
- 2023年6月，万宁漂浮式海上风电试验项目一期工程10万千瓦样机工程EPC总承包中标候选人公示（拟安装6台单机容量为16MW-18MW的风力发电机组，配套建设1座220kV陆上升压站，风电机组发出的电能通过2回66kV海底电缆直接接入配件的220kV陆上升压站），第一中标候选人的投标报价仅20.88亿元，即20.88元/W。

万宁漂浮式示范项目参数估算以及与典型固定式海风项目对比

	造价（元/W）	利用小时	单机容量（MW）	当地燃煤基准电价（元/kWh）
广东区域常规固定式海风项目	12-13	3600-3900	11-14	0.453
山东区域常规固定式海风项目	10	3300-3400	8.5	0.3949
海南万宁漂浮式海风项目一期	25	4200	16	0.4298

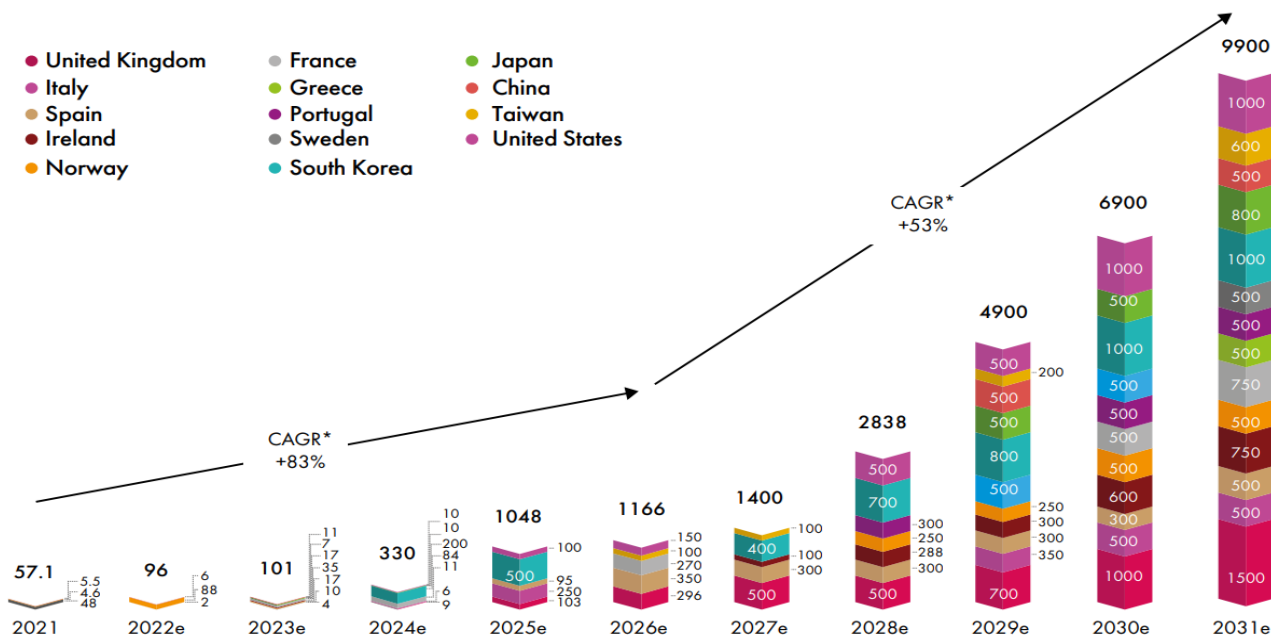
万宁漂浮式海上风电试验项目一期工程10万千瓦样机工程EPC总承包中标候选人情况

排序	中标候选人	投标报价（亿元）
1	中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司联合体	20.88
2	中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司	25.29
3	中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司	28

1.2.3 漂浮式海风：降本路径较为清晰，未来前景可期

- 未来主要的降本路径包括：**1、风机大型化**：单机容量提升对于漂浮式项目降本效果明显，2011年投运的WindFloat 1样机的单机容量2MW，2021年投运的Kincardine项目单机容量9.5MW，虽然后者单机容量是前者的近5倍，但漂浮式基础的重量不到前者的2倍，而深远海风资源较好，更利于机组大型化。**2、单体规模的增大和规模效应**：漂浮式风电场单体规模的增大是降本的关键，这在Hywind Demo（2.3MW）、Hywind Scotland（30MW）、Hywind Tampen（88MW）等实际项目上已经体现，随着单体规模达到200MW以上，漂浮式海上风电的单位投资成本和度电成本有望进一步快速下降。**3、浮式基础、锚固系统、风机的优化设计**。
- 按照GWEC的预测，从2025年开始，漂浮式海上风电进入新增装机达到GW级的商业化阶段，欧洲、中日韩和美国将主导全球漂浮式海上风电市场。

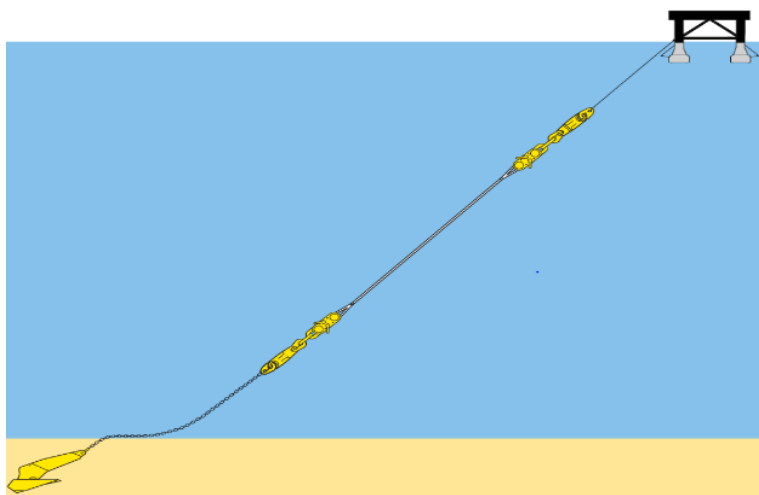
2022年GWEC对全球漂浮式海风新增装机的预测（MW）



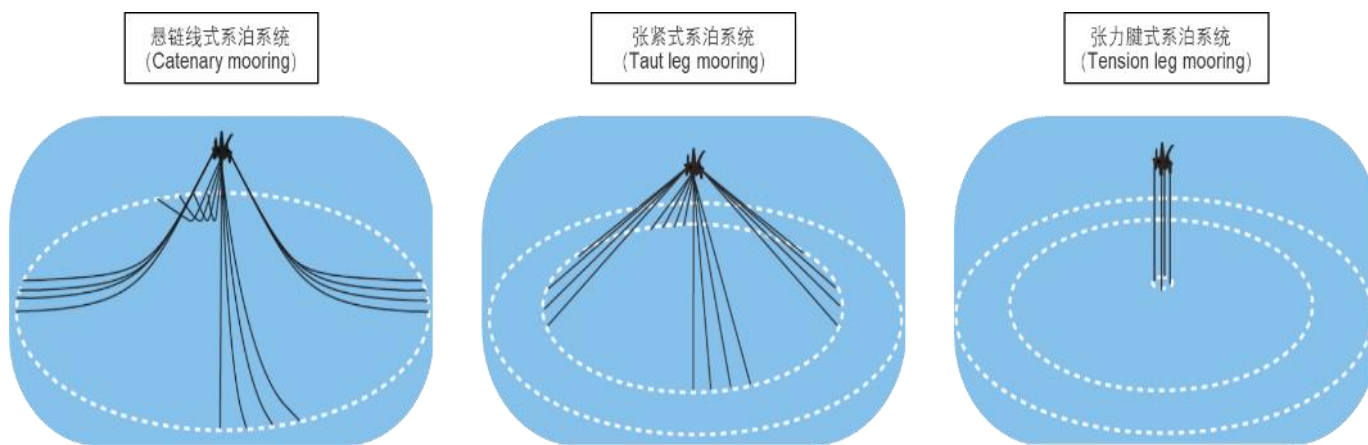
漂浮式海风：系泊链具有较高投资价值

- 漂浮式风机需要通过系泊系统进行位置和运动的约束，系泊锚固系统一般由系泊线、锚固装置、连接器等组成。在正常使用阶段，系泊锚固系统可以保证漂浮状态下浮式基础结构的稳定性；在遭遇极端海况时，系泊锚固系统能够确保浮式基础的安全性。
- 漂浮式海上风电系泊链主要有悬链线式、张紧式、张力腿式三种形式，目前国内以悬链线式为主。悬链线式系泊链的系泊线通常为锚链结构，因其制造成本低、工序简单、强度高等优点，是运用最广泛的系泊材料。系泊线的预张力主要取决于锚链的悬空段，锚链的回复力主要通过锚链悬空段的变化来实现，海床锚固装置仅承受水平力。这种系泊方式在海床上具有较长的平躺段，锚链重量随着水深增加而急剧增大。
- 系泊链的成本占比较高，海装扶摇号、海油观澜号等典型项目系泊链的价值量达到3.5元/W以上，且供给端格局较好，随着漂浮式海上风电新增装机规模的增长，国内系泊链头部企业有望深度受益。

典型系泊系统结构图



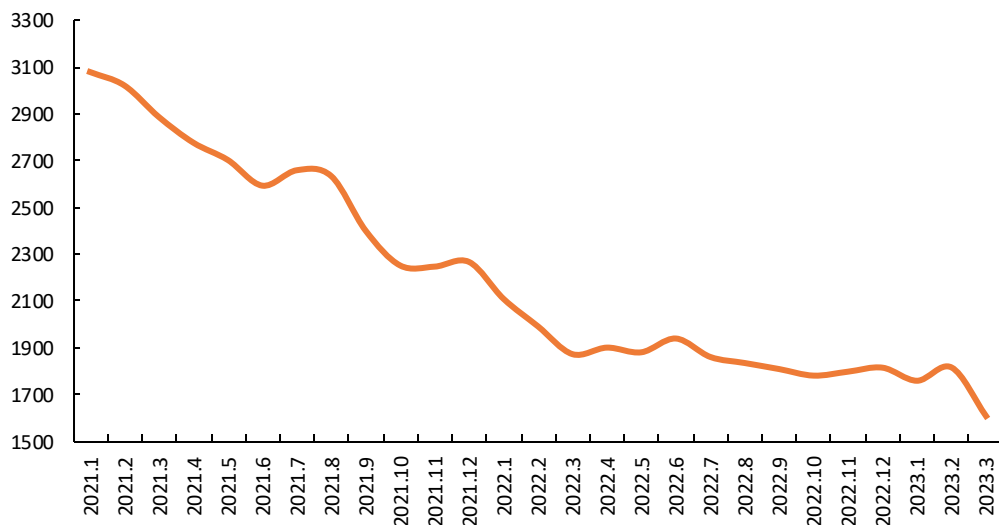
三种不同类型系泊系统结构示意图



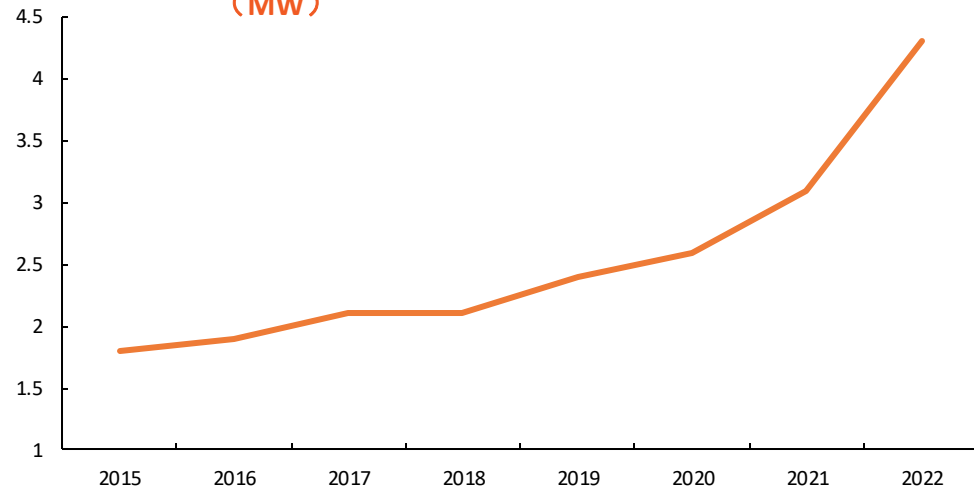
整机竞争格局优化：风机大型化推动近年风机价格下行

- 2021年以来陆上风机快速大型化，2022年新建项目平均单机容量4.3MW，同比增长39%；2022年招标的陆风项目平均单机容量达到5.5MW，目前三北地区7MW以上的陆上风机已经开始较大规模招标，头部风机企业均已推出10MW左右的机型，在研产品单机容量达到12-15MW。
- 风机大型化导致招标价格继续下探，2023年3月的平均投标价格达到1600元/kW左右，未来大概率还将继续下行。
- 2022年国内陆上风机招标量达83.8GW，创历史新高。

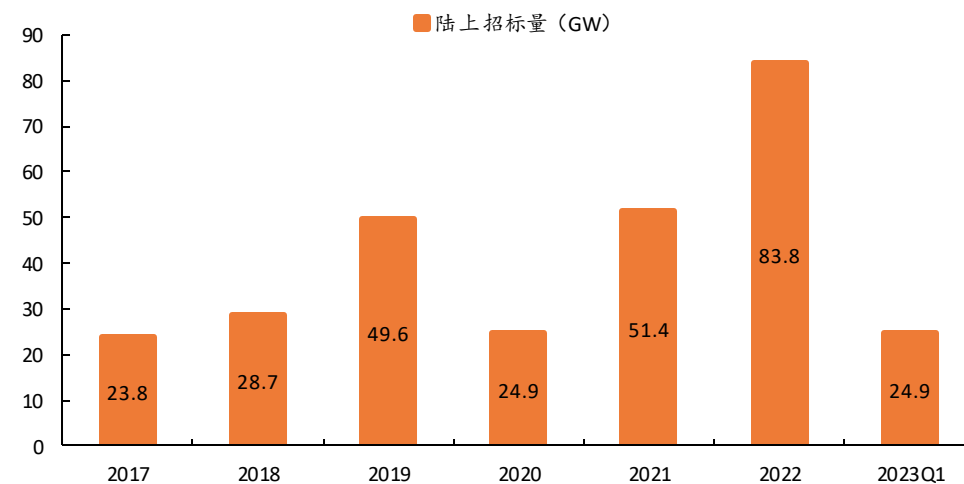
国内陆上风机月度投标均价（元/kW）



近年国内陆上风机新增装机的单机容量 (MW)



近年国内陆上风电新增招标规模 (GW)



整机竞争格局优化：国内陆上风机竞争趋于白热化

- 受多重因素影响，国内陆上风机企业竞争激烈，陆上风机价格持续下行；从报表端看，风机企业的陆上风机盈利水平呈现明显下降的趋势。第一梯队的金风科技2022年主要陆上风机产品的毛利率低于10%，三一重能和运达股份2022年陆上风机毛利率相对较高，但2022年单瓦收入超过2.2元/W，后续产品销售价格还具有较大下行空间。第二梯队的风机企业2022年则处于亏损或微利状态。
- 考虑风机销售价格的下降，2023年主要风机企业的陆上风机业务仍将面临较明显的盈利水平压力，且风机企业一定程度将压力向上游零部件传导。头部风机企业由于具有风电场运营转让、海上风机等更多的盈利来源，能够更从容地应对陆上风机的价格竞争，预计陆上风机的价格战仍将持续，并有望推动陆上风机行业逐步出清。

金风科技近年主要陆上风机产品销售明细

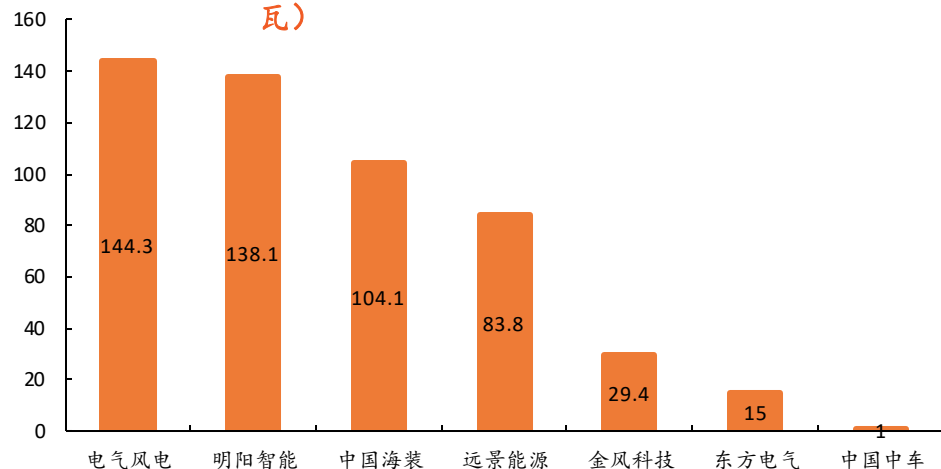
产品类型		2019	2020	2021	2022
2S	收入(亿元)	225.98	341.81	132.46	29.88
	毛利率(%)	11.58	13.85	13.66	5.02
	销量(MW)	7085.9	10714.3	4114.4	1098.2
	每瓦成本(元)	2.82	2.75	2.78	2.58
	每瓦收入(元)	3.19	3.19	3.22	2.72
3/4S	收入(亿元)	25.86	58.91	130.72	101.06
	毛利率(%)	13.98	14.11	13.17	8.76
	销量(MW)	701.0	1434.06	4449.42	3778.7
	每瓦成本(元)	3.17	3.53	2.55	2.44
	每瓦收入(元)	3.69	4.11	2.94	2.67
MSPM	收入(亿元)			2.1	154.47
	毛利率(%)			7.26	3.0
	销量(MW)			108.5	8622.7
	每瓦成本(元)			1.79	1.74
	每瓦收入(元)			1.94	1.79

东方风电、中国海装、联合动力近年的业绩情况

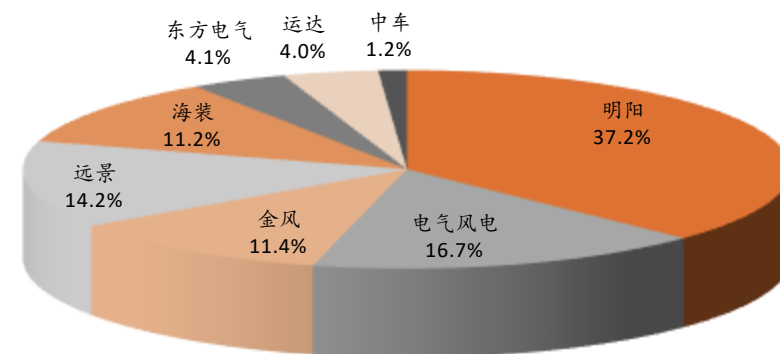
联合动力		
	收入(亿元)	净利润(亿元)
2020	60.4	-6.8
2021	29.8	-16.8
2022	31.1	-15.7
中国海装		
	收入(亿元)	净利润(亿元)
2020	114.6	1.5
2021	147.2	1.7
2022	140.9	1.5
东方风电		
	收入(亿元)	净利润(亿元)
2020	75.4	1.5
2021	125.3	0.9
2022	126	0.6

整机竞争格局优化：海上风机业务的差异化影响整机格局

2022年海上风机出货量排序（万千瓦）



自2021年底以来开标的无国补项目的份额情况



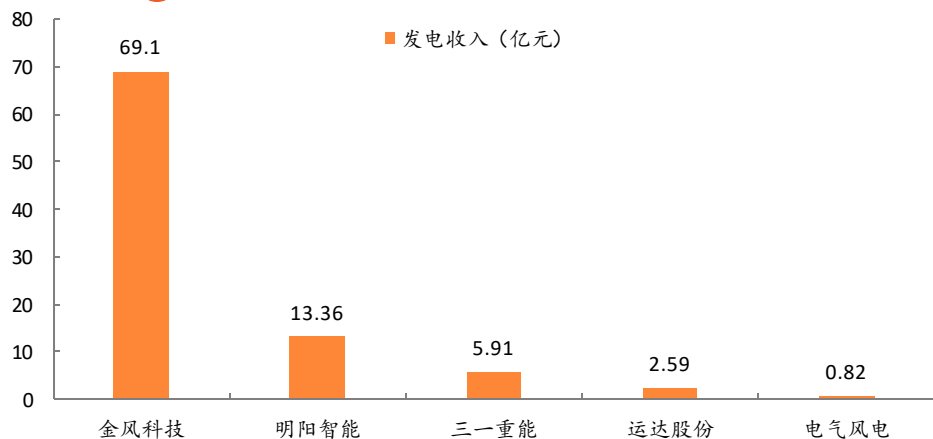
自2021年底以来开标的无国补海风项目的风机份额明细（不完全统计）

省份	中标量 (MW)	明阳	电气风电	金风	远景	海装	东方电气	运达	中车	份额
辽宁	450					200		250		海装44%、运达56%
山东	5715	1185	900	1100	1100	1205			225	明阳21%、海装21%、电气风电16%、金风19%、远景19%、中车4%
江苏	1000				1000					远景100%
浙江	2135		304		351	680	300	500		海装32%、运达23%、电气风电14%、远景16%、东方电气14%
福建	400			240			160			金风60%、东方电气40%
广东	7891	5272	1320	790	210		299			明阳67%、电气风电17%、金风10%、东方电气4%、远景3%
海南	1100	500	600							电气风电55%、明阳45%
合计	18691	6957	3124	2130	2661	2085	759	750	225	

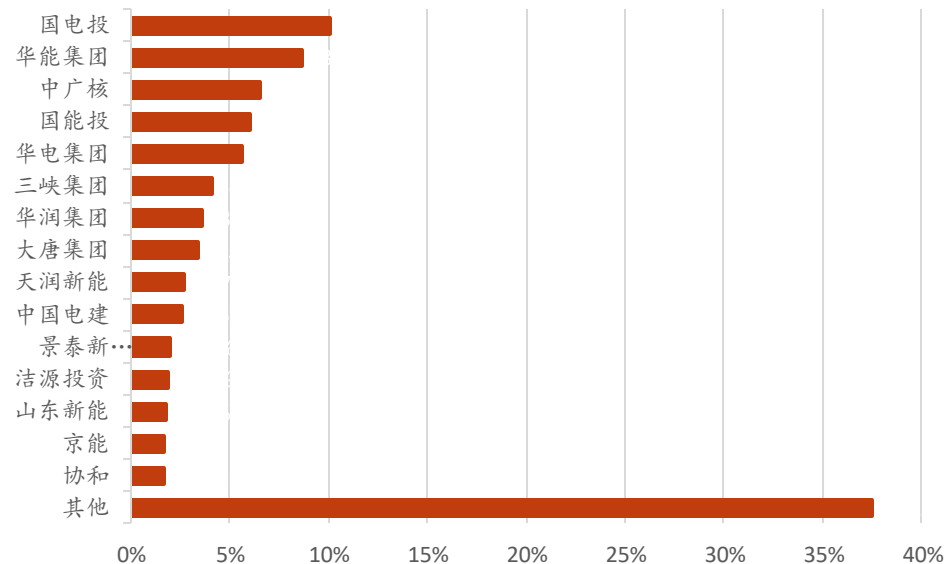
整机竞争格局优化：风电场业务的差异化影响整机格局

- 对于拥有指标分配话语权的地方政府，明确希望投资方能够在当地配套产业，通过风电、光伏资源换取本地制造产业以促进经济发展。风机企业在配套产业方面相对央国企发电集团具有一定优势。
- 根据中国风能协会的统计，2022年天润新能（金风子公司）、景泰新能源（远景子公司）、洁源投资（明阳子公司）新增风电装机规模分别为135、100、97万千瓦，位居国内新增装机规模排名的第9、11、12名，这些头部风机企业已经成为国内主流的风电场开发企业；而2021年，仅金风位列第10，远景和明阳均未进入前15。
- 头部企业电站业务发电和转让电站的丰厚收益有助于其更好地应对陆上风机的价格战。

2022年各家企业的新能源发电业务收入



2022年国内风电开发企业新增容量占比



各家风机企业近年的投资收益 (亿元)

	金风科技	明阳智能	三一重能	运达股份	电气风电
2019	13.4	2.9	1.6	0.0	-0.1
2020	16.9	0.2	0.8	0.2	0.2
2021	19.8	9.2	5.2	0.3	-0.7
2022	23.7	7	9.4	0.5	1.2



CONTENT 目录

第二部分 光伏：需求旺盛，关注板块业绩分化与价值回归

◎ 需求向好：国内装机高增，海外出口亮眼

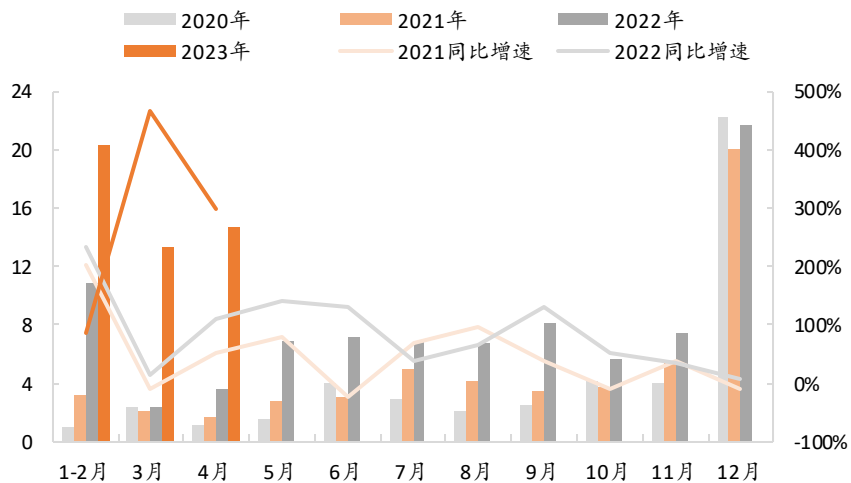
◎ 中长期压制因素犹存：海外贸易保护筑垒，供给端扩产加速

◎ N型渗透率提升：电池组件迭代红利兑现，盈利分化凸显

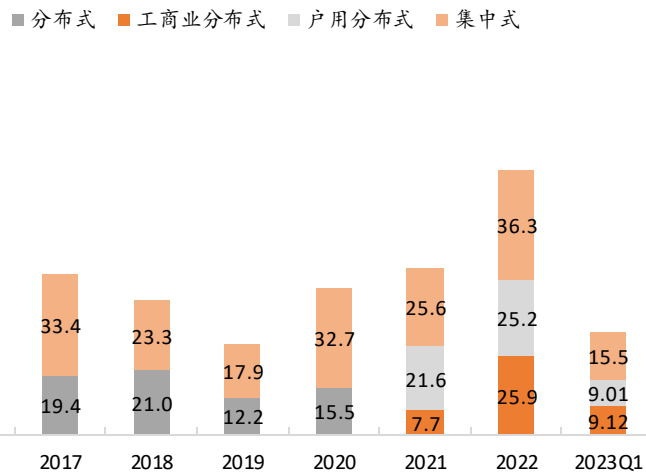
需求旺盛：产业链价格下行，驱动国内光伏装机高增

- 受硅料价格上涨影响，过去两年光伏组件的价格处于高位，一定程度影响地面电站建设进度。2023年以来，硅料新增产能陆续释放，光伏产业链价格开启下行通道，刺激终端需求释放，组件集采招标处于高位，2022年延迟的项目加速安装并网，需求持续向好。
- 2023年一季度，国内光伏发电新增装机33.66GW，同比增长154.81%；其中集中式新增15.53GW，同比增长257.8%，分布式新增18.13GW，同比增长104.4%。截至2023年3月，我国光伏累计装机容量已达425.89GW，超越水电成为全国第二大电源类型。2023年1-4月，国内新增光伏装机48.31GW，同比增长186.2%，超过去年前8个月的新增并网体量；其中4月单月新增14.7GW，同比增长299.2%，国内需求超预期增长。

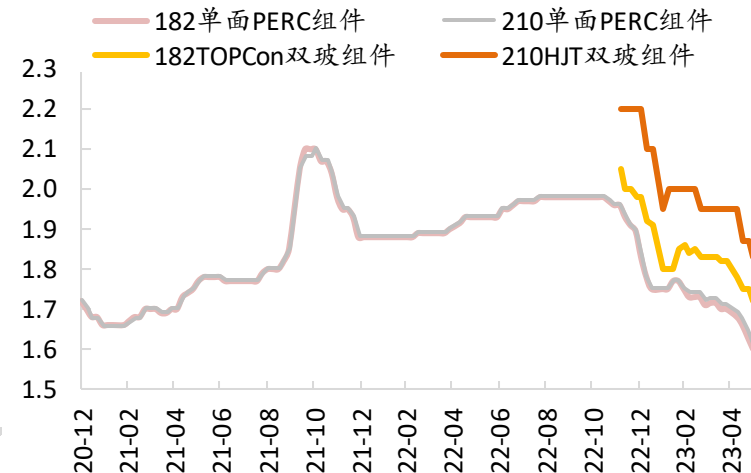
国内光伏月度新增装机情况 (GW)



国内历年光伏各类型新增装机 (GW)



光伏组件价格走势 (元/W)



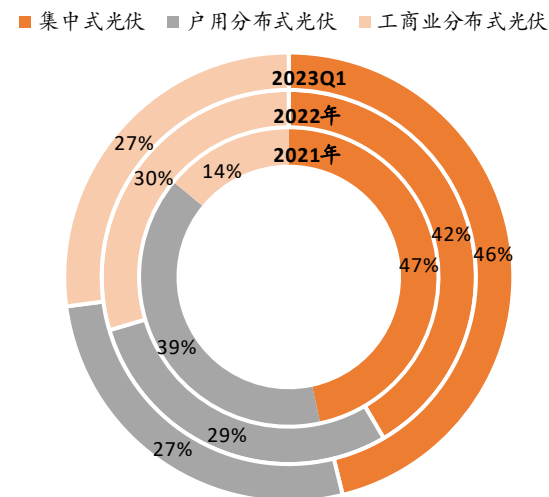
2.1.2 需求旺盛：工商业分布式崛起，大基地建设提速

- **工商业分布式崛起并保持高增，集中式电站有望迎来新一轮发展热潮**
- 工商业分布式光伏崛起。2022年由于对组件价格容忍度高，工商业分布式新增规模占比迅速升至30%，2023Q1维持27%新增规模占比。
- 大型风光基地项目建设提速。截至2023年4月末，第一批9705万千瓦基地项目已全面开工、部分投产，项目并网工作正在积极推进，力争于今年年底前全部建成并网投产；第二批基地项目已陆续开工建设，第三批基地项目清单近期已正式印发实施。
- 随着组件价格下行，预计2023年新增装机中，大型地面电站占比或重新超过分布式，达50%-55%左右；分布式光伏则随着整县推进、千家万户沐光行动、农村能源革命试点、绿色产业园区建设，继续形成强有力支撑，虽然占比或有下降，但分布式装机总量仍将呈现上升态势。

我国大型风电光伏基地建设项目情况

大型风电光伏建设基地	第一批	第二批	第三批
建设规模	97.05GW	2030年规划建设风光基地总装机455GW（含第一批） 十四五规划约200GW	
地区及项目情况	布局内蒙古、青海、甘肃、陕西、宁夏、新疆、辽宁、吉林、黑龙江、河北等19个省份，涉及沙漠基地、采煤沉陷区及沙戈荒地区	布局在内蒙古、宁夏、新疆、青海、甘肃等三北地区，涉及沙漠基地、采煤沉陷区、戈壁等地区，单体或超1GW	以沙戈荒为重点，延伸至石油气田、采煤沉陷区、石漠化、盐碱地等。源网荷储、离网制氢和100%消纳项目有望成为第三批的重点
建设进度	已全面开工，部分已建成投产	陆续开工	项目清单已印发，推进第三批项目建设

集中式、户用分布式、工商业分布式光伏新增装机占比



需求旺盛：光伏组件招标处于高位，N型份额占比扩大

- 2023年以来，国内光伏组件招标规模超百GW，其中N型组件占据越来越重要份额，一些项目招标中N型组件占比达到40%-50%。

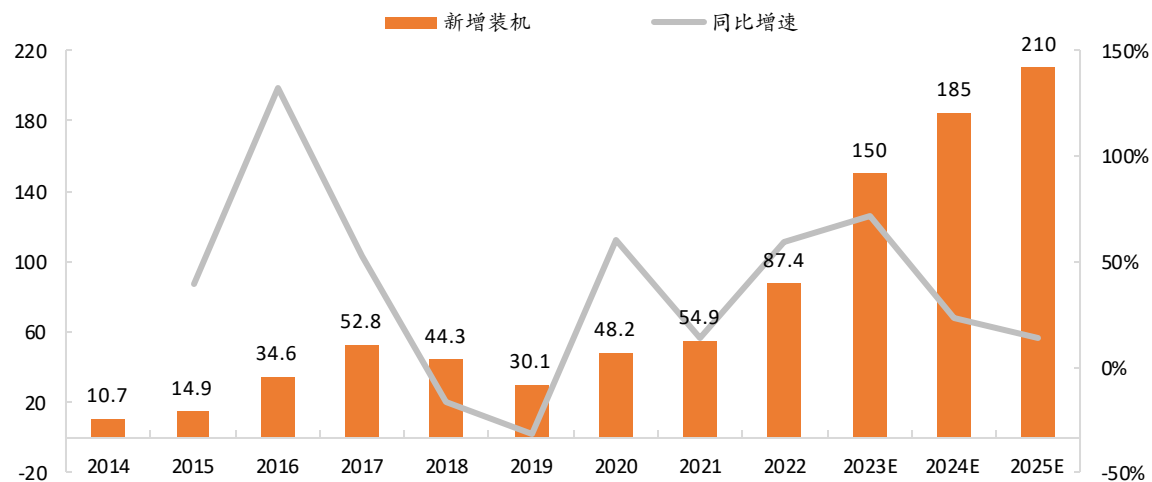
近期重点组件招标情况梳理

序号	招标/开标时间	招标企业	招标量 (GW)	N型规模 (GW)	N型占比	N型组件招标详情	投标价格	投标企业
1	2023.01	华能集团	6	1	17%	2022年度, TOPCon双面双玻1GW		
2	2023.01	中国电建	26	1	4%	182及以上N型双玻组件1GW	P型组件均价1.79-1.7元/W左右、 N型组件均价1.745元/W	48家
3	2023.03	平高集团	2			单玻与双玻组件各1GW		
4	2023.03	华润电力	1.5				均价1.6932元/W	25家
5	2023.03	华能贵州	1					12家
6	2023.03	国电投	5.65	1.8	32%	182及以上N型组件1.8GW	P型182单玻组件均价1.676元/W、 P型182双玻组件均价1.695元/W、 P型210双玻组件均价1.697元/W、 N型182+组件均价1.805元/W	42家
7	2023.03	大唐集团	10			招标规格要求主投P型182双面组件, 备选2为N型182双面组件	整体均价在1.68元/W	33家
8	2023.04	中石油	8	0.5	6%	N型双面组件0.5GW	210比182溢价0.03元/w左右, N型比P型溢价0.07-0.1元/w	47家
9	2023.04	中节能太阳能	2		未知	招标规格含N型组件		10家
10	2023.04	大唐集团	8	4	50%	N型组件4GW		
11	2023.04	中核汇能	6	2.5	42%	TOPCon组件2GW、HJT组件500MW	P型组件均价1.64元/W, TOPCon组件均价1.72元/W, HJT组件均价1.80元/W。	40家
12	2023.04	西电新能源	1.8		未知	招标规格含N型组件	P型单玻组件均价1.614元/W、 P型双玻组件均价1.638元/W、 N型双面组件均价1.722元/W	26家
13	2023.04	华电集团	2.2315	<=0.41373	小于20%			
14	2023.04	上海富鸿	2	0.8	40%	182及以上N型双玻组件800MW		
15	2023.04	中煤能源	6.5	2	31%	182及以上N型双玻组件1.7GW, 单玻组件300MW	P型210组件均价1.676元/W、 P型182组件均价1.651元/W、 N型182+组件均价1.736元/W	29家
16	2023.04	华能集团	6	3	50%	N型双面双玻组件3GW		
17	2023.05	新华水电	4	1	25%	TOPCon双面组件1GW	P型182组件投标单价1.55-1.686元/W P型210组件投标单价1.6-1.724元/W N型投标单价1.67-1.845元/W	
18	2023.05	三峡能源	2.275	0.11089	5%	N型双面组件110.89MW	8家N型投标企业N-P价差平均为8.24分/W	
19	2023.06	华电集团	4.08136	1.73296	42.5%	分五个标段, N型组件共1.73GW	P型182组件均价1.51元/w, N型565w+双面组件均价1.628元	38家
合计			105	约20				

2.1.4 国内需求展望：2023年光伏需求增速有望超70%

- 十四五，三北、西南地区集中开发多能互补的新能源基地，中东部地区重点发展分布式光伏。25个省（不含河南、海南、云南、陕西、新疆、重庆）在2023-2025年规划的光伏装机达284GW，对应年均装机约95GW。
- 2023年硅料供给释放后硅料及组件价格回落，从而刺激集中式光伏需求，大基地项目有望成为2023年主要增长动能；同时整县推进等政策推动户用光伏持续增长，工商业分布式崛起势头强劲。预计2023年光伏国内新增装机规模有望达到150GW，实现70%或以上的增长。

国内光伏新增装机预测 (GW)



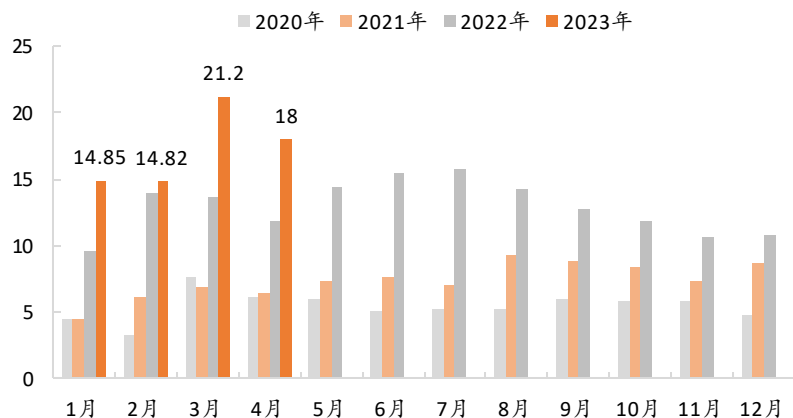
31个省市自治区“十四五”期间光伏装机规划 (不完全统计)

序号	省市	十四五新增 (GW)	2021新增 (GW)	2022新增 (GW)	未来三年新增 (GW)
1	北京	1.90	0.19	0.15	1.56
2	天津	3.97	0.14	0.58	3.25
3	河北	32.10	7.30	9.34	15.46
4	内蒙古	32.62	1.74	1.44	29.44
5	黑龙江	5.50	1.02	0.56	3.92
6	吉林	4.62	0.09	0.41	4.12
7	辽宁	6.00	0.78	1.62	3.61
8	江苏	18.16	2.32	5.93	9.92
9	浙江	12.45	3.63	6.97	1.85
10	江西	16.00	1.35	3.11	11.54
11	山东	34.00	10.71	9.26	14.03
12	河南	10.00	3.81	7.78	
13	湖北	15.00	2.55	3.94	8.51
14	广东	20.00	2.26	5.70	12.03
15	广西	12.95	1.07	2.08	9.80
16	海南	新能源装机5	0.26	1.02	
17	四川	10.19	0.05	0.14	10.01
18	云南	新能源装机15	0.63	2.19	
19	陕西	可再生能源装机45	2.30	2.13	
20	甘肃	32.03	1.60	2.72	27.72
21	青海	30.00	0.63	2.22	27.15
22	宁夏	20.53	1.87	2.00	16.66
23	西藏	8.64	0.02	0.41	8.21
24	新疆	新能源装机49	0.50	1.98	
25	福建	3.00	0.75	1.88	0.37
26	贵州	20.43	1.47	2.83	16.12
27	上海	2.70	0.32	0.27	2.12
28	湖南	9.09	0.61	1.84	6.65
29	山西	36.91	1.49	2.38	33.04
30	安徽	14.30	3.37	4.47	6.46
31	重庆	风电、光伏总装机超过3.7	0.07	0.07	
	合计	413+	54.88	87.41	283.54

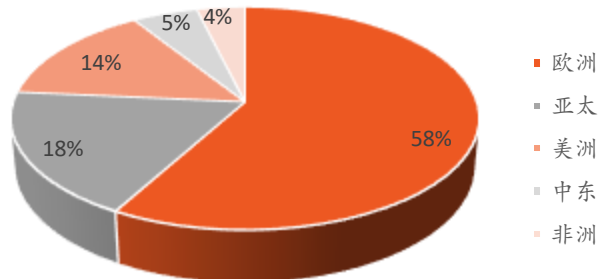
海外需求旺盛，出口数据亮眼

- 海外需求旺盛，光伏组件出口保持高位。**在经历了2022年全球光伏需求和中国光伏组件出口高增后，2023年海外光伏市场依然保持高热度。根据InfoLink统计，今年3月我国组件出口创高峰，1-4月我国光伏组件累积出口69GW，同比增长约41%，其中4月出口虽环比下降14.8%，但同比仍有约53%的增长，且出口规模大于去年7月的旺季水平，显示2023年出口的快速增长。从区域看，1-4月欧洲累积从中国进口组件约40GW，占据出口份额的58%，为我国最主要的海外市场。亚太地区1-4月累积从中国进口12.65GW组件，占比约18%，其中印度累积进口约1.7GW。美洲市场1-4月从中国进口10GW组件，占比约14%。
- 海外拉货强劲，逆变器出口数量与金额保持高位。**2023年1-4月，我国逆变器累积出口金额41.2亿美元，同比增长122.3%，保持高速增长态势。其中4月逆变器出口金额10.01亿美元，同比增长85.6%；出口数量492.7万台，同比增长29.6%，出口保持高位。

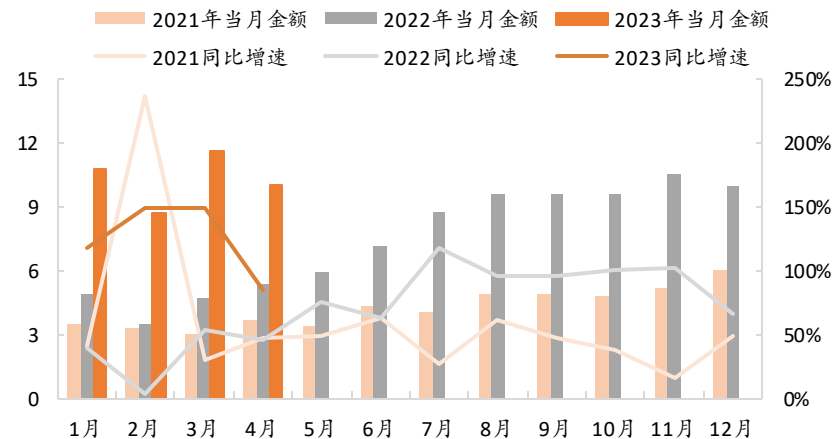
光伏组件月度出口规模 (GW)



2023年1-4月光伏组件出口的区域分布



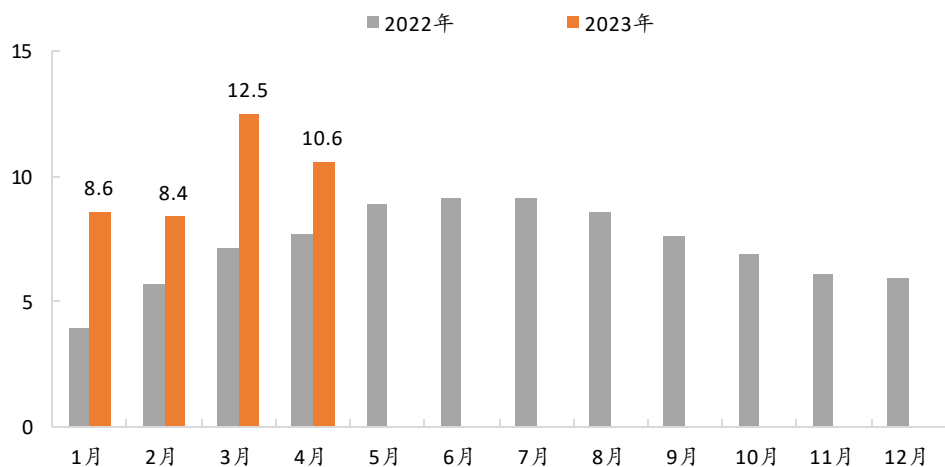
逆变器当月出口金额及同比增速 (亿美元, %)



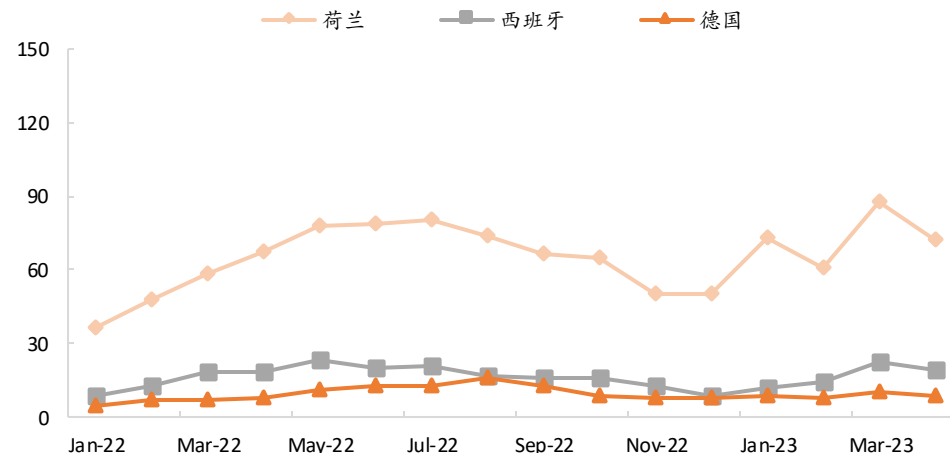
欧洲：低碳和能源自主可控驱动，需求旺盛促组件进口大增

- 根据InfoLink，2022年欧洲新增光伏装机约40-50GW，而全年从中国进口组件约86.6GW，彼时有一定库存累积。虽在2022第四季欧洲拉货力道明显放缓，但自2023年初开始对中国组件需求快速回升，除了库存消纳问题得到改善外，中国厂家亦需在旺季来临前提早战略性备货以抢占市场。今年前四个月欧洲从中国进口40GW组件，虽然4月进口环比有所下降，但拉货力道仍超2022年旺季时水平，后续库存影响仍待观察。
- 根据欧洲光伏产业协会（SPE）统计，2022年欧盟27国全年新增装机约41.4GW，同比增长50%。2023年以来，欧洲市场恢复强劲的拉货动能，全年有望维持高景气，SPE乐观预计全年新增装机有望超过60GW，则组件端需求有望达到80GW左右，叠加在途、库存备货等需求，有望带动全年进口量保持高位。

中国出口欧洲市场组件数量 (GW)

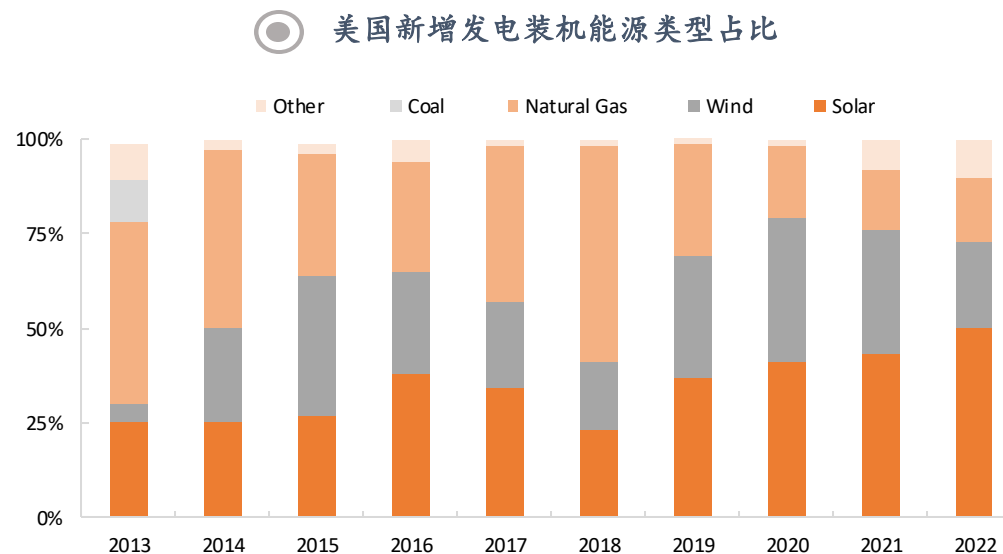


中国对主要欧洲国家月度组件出口金额 (亿元)



2.1.7 美国：低碳发展和经济性驱动，供应链恢复刺激装机增长

- 受美国对东南亚四国反规避调查及根据所谓的《强迫劳动预防法》扣留了光伏设备影响，2022年美国新增装机量为20.2GW，同比下降16%。2022年6月，拜登豁免东南亚四国2年关税，供应链问题得到一定程度缓解，去年底以来美国海关通关流程改善，有望带动终端装机量提升。
- 根据SEIA与Wood Mackenzie统计，由于供应链挑战的缓解和此前推迟的太阳能项目得到推进，2023年一季度美国太阳能新增装机达6.1GW，创造一季度新增装机数据纪录。其中公共事业装机达到一季度新高3.8GW；住宅市场新增装机1.6GW，同比增长30%；商业市场新增装机391MW，亦创下一季度纪录。预计全年美国或实现40%+增长，新增装机达到30GW，带动光伏进口增长。
- 据SEIA统计，预计美国将在未来十年安装570GW以上的光伏系统，使其累计装机容量从目前的141GW增加到2033年的700GW以上。



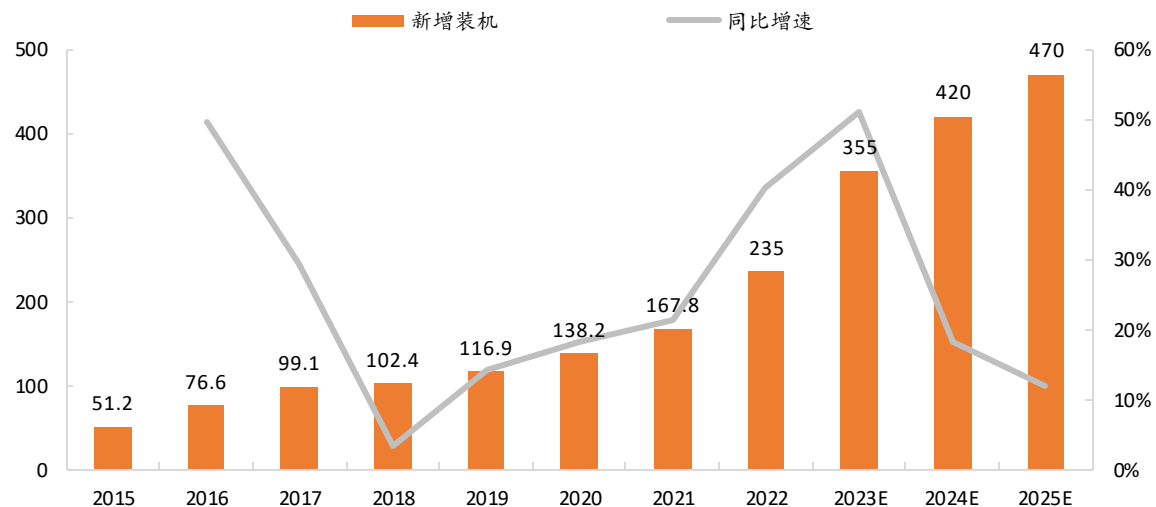
2.1.8 全球需求展望：2023年光伏需求增速有望超50%

- 在能源低碳发展、能源自主供应、光伏经济性提升等因素的驱动下，海外越来越多的国家和地区加大发展光伏的力度。2022年全球光伏新增装机约235GW，同比增长约40%，中国、欧洲成为2022年需求大幅增长的最大动能。
- 考虑能源安全保供、绿色低碳转型、光伏经济性提升等驱动因素，2023年全球光伏发展趋势向好；硅料新产能的释放增加供给能力，有助推动组件价格下降并刺激终端需求。预计2023年中国、欧洲仍为需求的重点支撑，美国市场需求在供应链缓和背景下有望加速增长，新兴市场将延续增长势头，推升全年需求达到355GW或以上，2023年全球光伏新增装机有望实现50%或以上增长。

主要国家及地区年度新增光伏装机量 (GW)

国家及地区	2020	2021	2022	2023E
中国	48	55	87	150
美国	19	23	20	30
欧盟	19	26	41	65
日本	6	5	5	6
印度	4	14	14	15
澳大利亚	4	5	6	7
巴西	4	7	10	11
其他	34	33	52	71
合计	138	168	235	355

全球光伏新增装机规模预测 (GW)





CONTENT 目录

第二部分 光伏：需求旺盛，关注板块业绩分化与价值回归

○ 需求向好：国内装机高增，海外出口亮眼

● 中长期压制因素犹存：海外贸易保护筑垒，供给端扩产加速

○ N型渗透率提升：电池组件迭代红利兑现，盈利分化凸显

2.2.1 欧洲：《绿色协议产业计划》加大本土光伏制造扶持力度

- 欧洲产业扶持政策对我国远期光伏出口产生不确定性
- 2022年欧洲受俄乌冲突影响，能源价格快速上升，降低对传统和新能源的对外依存度渐成共识。美国2022年8月发布《通胀削减法案》后，吸引大量欧洲企业将产业转移至美国，2023年欧盟发布《绿色协议产业计划》以抗衡。政策刺激下，Meyer Burger、3Sun、Carbon、AE Solar等欧洲企业扩产加速。
- 2022年12月，欧委会启动欧洲太阳能光伏产业联盟，旨在创建完整太阳能光伏价值链、减少依赖，欧盟将在2025年实现全价值链**30GW**制造能力。

欧洲光伏产业链扩产情况（不完全统计）

产能所在地	公司	扩产环节	扩产 (GW)	建设进度	
德国	Bitterfeld-Wolfen Freiberg	Meyer Burger	HJT电池片	1.4	2022年名义产能1GW，23年3月宣布扩产计划，计划23年扩产至1.4GW，24年扩产至3GW
			HJT组件	1.4	
法国	Fos-sur-Mer	Carbon	HJT电池	5	2025年投运
			HJT组件	3.5	
意大利	Catania	3Sun (Enel)	HJT组件	2.8	预计2024年7月全面投产，产能从目前200MW提升至3GW，首条400MW产线于23年9月开始生产
意大利	Benevento	Solitek	TOPCon组件	0.6	预计2024Q2投产
西班牙		Iberdrola & Exiom	TOPCon 电池、组件	0.5	23年合作建设500MW TOPCon工厂
罗马尼亚		AE Solar	HJT&TOPCon 组件	10	23年3月宣布计划，2023年底前建成2GW组件，最终产能达到10GW
比利时&格鲁吉亚		Belinus	TOPCon&TBC 电池、组件	5	第一阶段500MW TOPCon电池，第二阶段建设超过1GW的组件
西班牙	巴伦西亚 自治区	Silicon Valen SL	一体化		计划在2023年实现第一阶段上线，2023年10月开始商业供应
意大利		FuturaSun	IBC组件	2	2023年3月宣布计划
斯洛伐克	Vranow	Agora Solar	组件	0.15	2022年3月宣布建造计划，并计划到2024年最终达到500MW产能
法国	Sarreguemine	Holosolis	组件	5	预计商业生产将于2025年开始，2027年达到满负荷生产

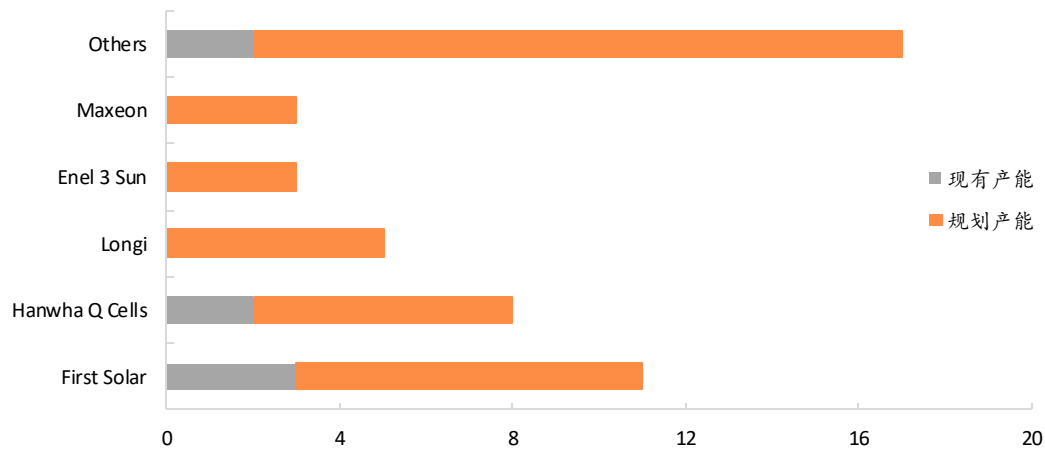
欧盟《绿色协议产业计划》政策组合

政策简称	主要条款
《净零工业法案》	<ul style="list-style-type: none"> • 明确规定到2030年欧盟所需清洁技术至少40%在欧盟内制造； • 加快和简化成员国的欧盟融资流程，对厂商实行简单的税收减免和有针对性的援助，应对外国补贴带来的搬迁风险； • 公开招标项目中，来自在欧洲市占率高于65%的国家的相关产品将在投标评定中被降级，补贴项目将被限制申请。
《关键原材料法案》	<ul style="list-style-type: none"> • 加强稀土金属和生产可再生能源资产所需的原材料的精炼、加工和回收的管理； • 每年至少有10%的关键原材料在欧盟内提取、至少40%的关键原材料在欧盟内部加工，每年至少15%的原材料消费要来自可再生提取，并且任何加工阶段，来自单一国家的原材料消耗不得超过65%。
《欧洲氢能银行计划》	<ul style="list-style-type: none"> • 专项基金8亿欧元，生产绿氢可获补贴。
《电力市场设计方案改革》	<ul style="list-style-type: none"> • 通过建立适应可再生能源发展的长期合约、容量机制等方式，以保护消费者和用户、降低电价波动，促进更大规模的绿色电源投资以及提升电力系统灵活性。

美国：《通胀削减法案》加大本土光伏制造扶持力度

- **美国贸易保护与产业扶持政策对我国光伏出口产生不确定性**
- **美国支持清洁能源和本土光伏制造的政策影响显现。**2022年8月美国《通胀削减法案》发布，通过收税抵免与补贴措施覆盖供需两端，鼓励本土化光伏产业发展。根据SEIA与Wood Mackenzie统计，到2026年美国组件产能将从目前的不足9GW增至逾60GW。截至2023年第一季度末，至少有16GW的组件制造设施正在建设中。此外，美国对东南亚四国进口关税豁免政策将于2024年6月到期，后续仍有不确定性。
- **海外光伏企业深度参与扩产。**韩华、梅耶博格、REC Silicon等海外知名企业积极参与产能扩张，布局激进且环节广泛，多家企业以形成一体化产能为目标。

主要光伏组件企业美国产能布局情况 (GW)



美国光伏产业链扩产情况 (不完全统计)

公司	产能所在地	环节	扩产 (GW)	建设进度
PV Hardware	Texas	跟踪器	6	预计2023年6月投运
Q Cells 2	Dalton, Georgia	组件	1.4	预计2023年上半年投运
Q Cells 3	Dalton, Georgia	组件	2	预计2024年投运
Q Cells 4	Bartow County, Georgia	一体化产能	3.3	预计2024年投运
Game Change Solar		支架	6	2023年2月投运
First Solar 2	Lake Township, Ohio	组件	1.2	2022年8月宣布扩产计划
First Solar 3	Lake Township, Ohio	组件	3.5	预计2023年上半年投产
First Solar 4	Decatur, Alabama	组件	3.5	预计2025年投运
Adion Solar	Madison, Georgia	组件	0.5	预计2023年秋季投运
Convalt Energy	Watertown, New York	组件	2	2023年四季度投产
GAF Energy	Georgetown, Texas	组件	0.25	2023年底全面运营
晶澳 JA Solar	Phoenix, Arizona	组件	2	预计2023年四季度投运
隆基 LONGi/Illuminate USA	Pataskala, Ohio	组件	5	预计2023年底投运
SEG Solar	Houston, Texas	组件	2	预计2024年一季度投产
Trading Philadelphia Solar		组件	1.2	24Q4上 PERC, 25年转HJT
Mission Solar	San Antonio, Texas	组件	0.7	2024年建成投运
Meyer Burger	Goodyear, Arizona	HJT组件	2	22年首线400MW, 24年底达1.5GW, 后扩至2GW
Silfab	South Carolina	电池片	1	预计2024年全面运营
Silfab	South Carolina	组件	1.2	预计2024年全面运营
Convalt Energy		硅片, 电池片	5	2025年一季度投产
CubicPV		硅片	10	预计2025年全面建成
Toledo Solar	Perrysburg, Ohio	组件	2.7	2027年建成
晶科 Jinko Solar	Jacksonville, Florida	组件	1	2023年3月发布项目备案
Crossroads Solar	South Bend, Indiana	组件	0.03	
Locally Grown Power	Pomona, California	组件	0.135	
Solar4America	Sacramento, California	组件	1.7	现有产能700MW, 计划在2023年提高到2.4GW
昊能 Hounen Solar	Orangeburg, South Carolina	组件	1	2023年3月宣布投资计划
Heliene Minnesota 1	Mountain Iron, Minnesota	组件	0.15	预计2023年
SEM Wafertech (SPI Energy)	South Carolina	硅片	1.5	预计2024年
REC Silicon		多晶硅	1.8万吨	23Q4首产, 24年底满产
HAGA(Hanwha)	Bartow County, Georgia	太阳能封装薄膜		2023年计划投资
福耀玻璃	Illinois	光伏玻璃	7万吨	预计2023年4月投产
Maxeon		电池/组件	3	正在评估
Enel 3Sun	Oklahoma	HJT电池/组件	3-6	23H1开建, 24年底投产3GW, 后续扩至6GW
Saatvik (印度)	待选定	TOPCon组件	1.5	24年下半年投运
Enphase		逆变器	4.8-7.2	

资料来源: PVInfoLink, SolarPower World, SEIA, Wood Mackenzie, 彭博新能源财经, 平安证券研究所

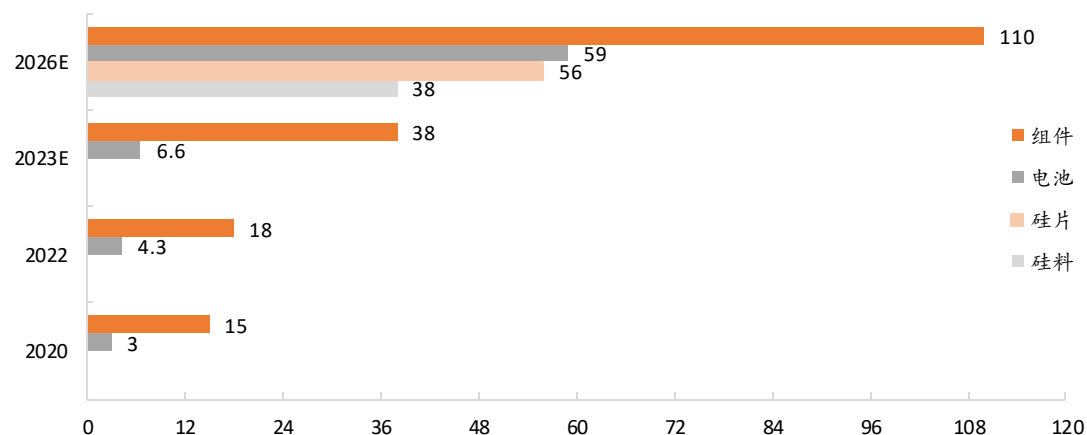
印度：PLI计划+BCD关税+ALMM清单，加大本土光伏制造扶持力度

印度光伏企业扩产情况（不完全统计）

- 印度支持本土光伏制造成为全球光伏制造中心，与中国竞争出口份额
- 印度推出PLI计划+BCD关税+ALMM清单政策，扶持本土光伏制造产能。根据IEEFA和JMK Research & Analytics统计，印度未来两到三年光伏产能持续扩充足以满足国内市场需求，并将进一步扩大其对其他市场的影响力以替代目前占主导地位的中国供应链。
- 截至2023年2月，ALMM包括70+家印度组件商，总产能超过22GW。2026年，印度组件产能或将达110GW。
- 目前印度电池厂家约8家，产能为6.6GW，预计未来三年内将超过50GW。印度现有和拟建生产线都是用于PERC电池的，其单晶PERC产线能够转向HJT/TOPCon等。
- 除了光伏主产业链环节，印度还将同步发展辅材环节，包括玻璃、乙烯-醋酸乙烯（EVA）和背板等。

公司	产能所在地	环节	扩产 (GW)	建设进度
Waaree Energies		组件	3	计划2023年3月将组件产能从9GW提升至12GW
Adani Group	古吉拉特邦	多晶硅	3万吨	2022年12月宣布建设
		硅锭、硅片	2	计划到2023年12月投运
信实工业	古吉拉特邦	组件	10	计划到2024年开始生产
塔塔电力	泰米尔纳德邦	电池、组件	4	2022年7月宣布计划
Websol Energy	加尔各答	电池、组件	1.8	2022年7月董事会批准提议
Saatvik Solar	哈里亚纳邦	组件	1.5	原有1.5GW，2023年9月扩至3GW
	古吉拉特邦	电池、组件	2.5	规划2.5GW组件和电池厂

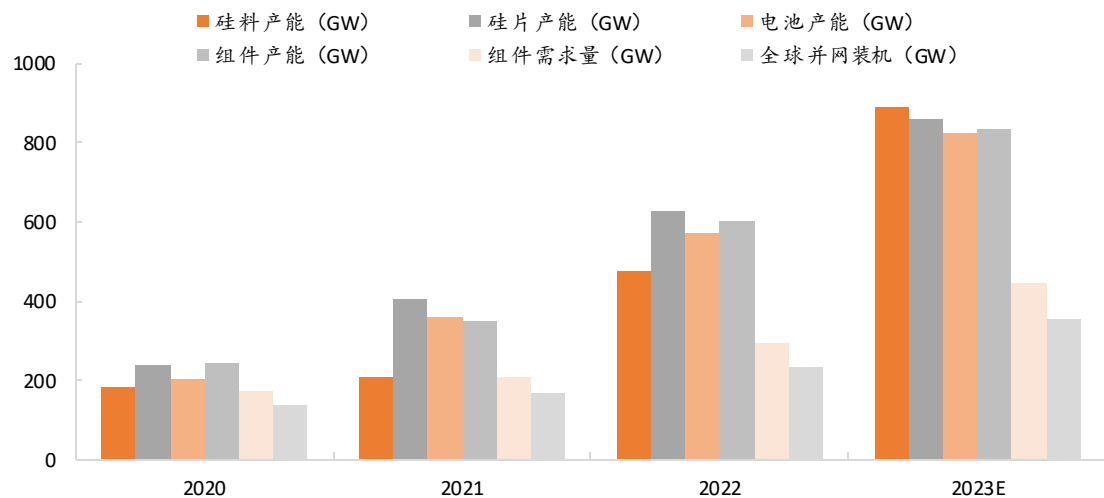
印度光伏产业链名义产能预测 (GW)



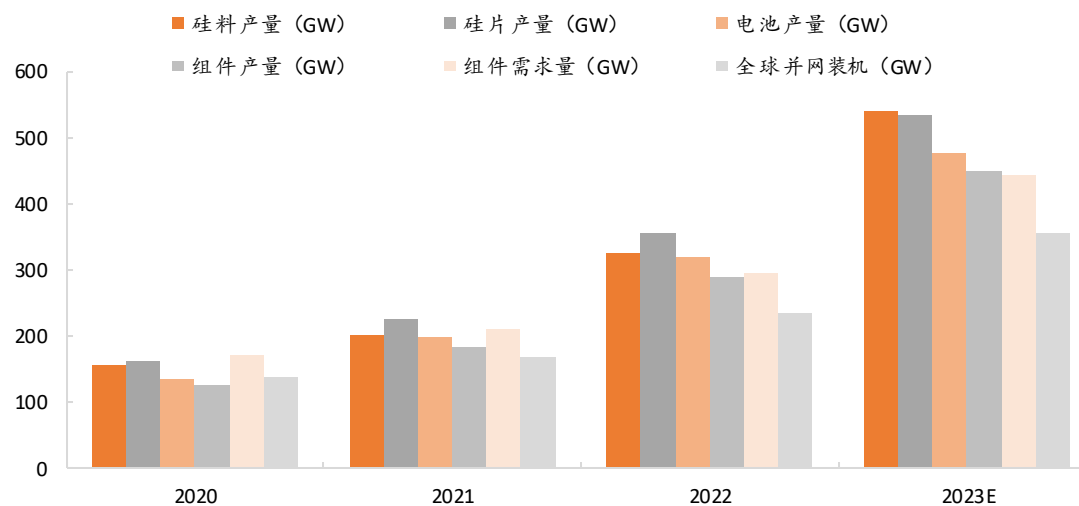
2.2.4 我国光伏各环节产能快速扩张，竞争加剧

- 2020年以来，技术降本开启平价时代，刺激需求超预期增长，需求高增后产业链供给不足制约装机量释放，刺激各环节产能快速扩张。
- 随着各环节产能扩产，行业供给瓶颈问题得到解决，但也面临产能结构性过剩风险。根据InfoLink统计，若按当前企业扩产计划，到2023年底各环节的名义总产能或将超过800GW，其中一线厂家的产能或足以满足需求，集中度的提高可能导致二、三线厂家在市场淡季时难以维持市占，厂家间的竞争愈加激烈；同时龙头企业的垂直整合布局、海外扩产计划等也将大幅影响竞争格局。当前，N型硅料、硅片、电池、组件渗透率逐步提升，N型电池组件与P型之间溢价坚挺，在产能结构性过剩的情况下，先进产能仍是供需紧张的。
- 硅料至组件环节大量扩产的同时，辅材料如石英坩埚、POE胶膜等供应在需求旺季时可能无法跟上大规模的增产而出现阶段性的短缺。

光伏主产业链产能与需求对比



光伏主产业链产量与需求对比



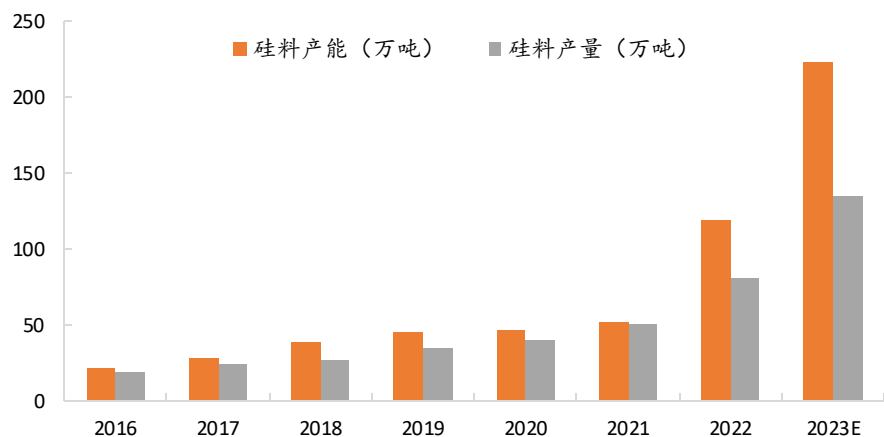
注：硅料产量以1万吨硅料对应4GW硅片测算列示。组件需求量以终端并网装机量1:1.25容配比测算列示。

资料来源：CPIA，国家能源局，InfoLink，华经产业研究院，平安证券研究所

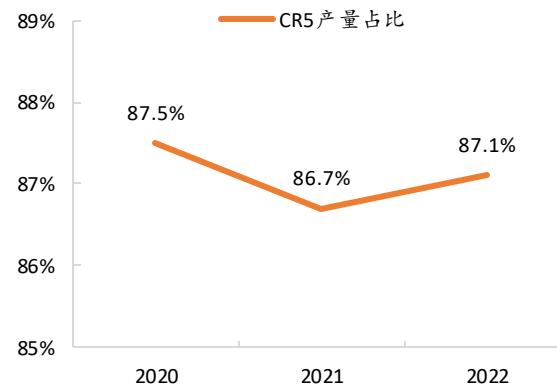
硅料：产能大幅释放，新进者陆续投产

- 2021-2022年，硅料由于此前新增产能较少，供不应求导致价格暴涨，光伏广阔前景以及短期硅料的暴利吸引老牌硅料企业和新玩家纷纷涌入扩产。
- 根据硅业分会统计，2022年底国内硅料产能达到近120万吨（达产后产出量将超出2-3%），较2021年产能实现翻倍；全年国内多晶硅产量约81.1万吨，同比增加65.5%。
- 2023年国内硅料产能增量约100万吨/年以上，到2023年底硅料产能将达到220万吨以上，全年国内硅料产量将在135万吨左右。预计2023年硅料供给足以支撑430GW以上的光伏装机需求，超过355GW左右全球装机需求量，下半年硅料价格或降至7-8万元/吨左右。

国内多晶硅产能及产量变化趋势



2022年硅料TOP5产量占比87.1%



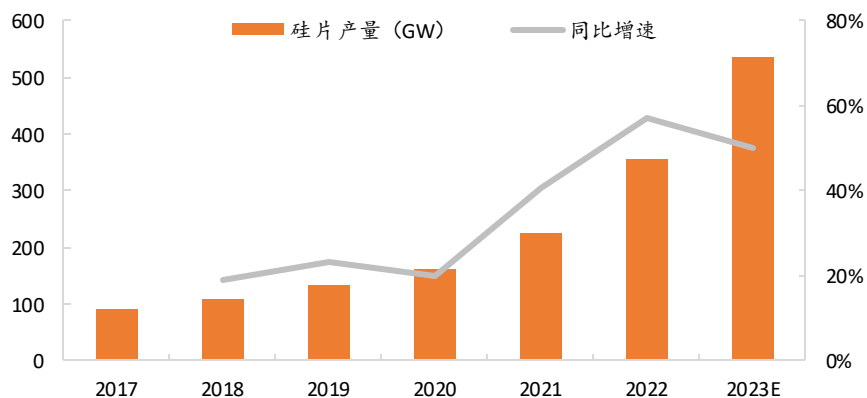
国内多晶硅规划产能（万吨，不完全统计）

国内硅料企业	2021	2022	2023E	2024E
通威股份	10	26	38	78
协鑫科技	11	28	36	56
新特能源	8.1	20	30	40
大全能源	8	10.5	30.5	30.5
东方希望	7	13	25.5	31.75
亚洲硅业	2	9	9	19
天宏瑞科	1.8	1.8	9.8	9.8
内蒙东立	1.2	2	6.8	6.8
鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2	1.2
聚光硅业	1	1.2	1.2	1.2
东方日升（硅业）				15
黄河水电	0.3	0.3	0.3	0.3
洛阳中硅	0.3	0.3	0.3	0.3
南玻		1	1	6
青海丽豪		5	15	25
中来股份				1
天合光能			5	5
阿特斯				5
清电能源			10	10
吉利硅谷		0.2	1.2	5.2
江苏阳光				5
新疆晶诺			5	10
甘肃宝丰			5	5
宁夏润阳			5	5
合盛硅业			20	20
上机数控			5	5
信义光能			6	6
新疆准东其亚			10	10
合计	51.9	119.5	276.8	413.1

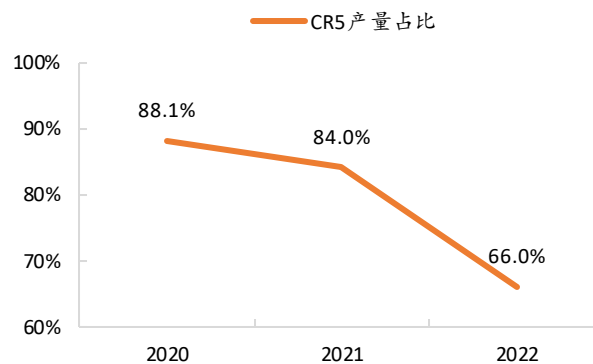
硅片：产能大幅扩张，竞争加剧

- 2017-2020年，单晶硅片渗透率快速提升，具有较高的议价能力和盈利水平，双寡头隆基和中环迅速成长。在此背景下，越来越多的新进者开始入局单晶硅片，快速扩大产能。
- 硅片环节将呈现产能大幅扩张和集中度下降的情形。根据InfoLink统计，到2022年底，国内硅片产能或超过530GW，同比增长46%；到2023年底，硅片产能或达800GW+。据集邦咨询统计，大尺寸硅片占比或将提升至96%以上，产能或超700GW。
- 根据中国光伏协会统计，2022年全国硅片产量约为357GW，同比增长57.5%。随着头部企业加速扩张，预计2023年全国硅片产量将超过535.5GW。

国内硅片产量变化趋势



2022年硅片TOP5产量占比降至66%



主要单晶硅片企业规划产能情况 (GW)

国内硅片企业	2020	2021	2022	2023E
隆基	85	105	133	190
中环	55	88	140	180
晶科	22	32.5	65	75
晶澳	18	32	40	72
京运通	7	20.5	20.5	42.5
上机数控	20	30	35	55
阿特斯	2	11.5	20.4	20.4
通威		7.5	15	15
美科太阳能	3	10	17	37
高景太阳能		15	30	75
双良节能		8	40	50
宇泽半导体	3	5	15	55
曲靖阳光	2	7	7	27
天合光能				50
东方希望		2	2	12
15家合计	217	374	580	956

2.2.7 电池片：新进者快速增加，面临一体化企业的激烈竞争

- 根据CPIA统计，2022年全国电池片产量约318GW，同比增长60.7%，排名前五企业产量占比56.3%，预计2023年电池产量将超过477GW。
- 产能快速增长，新进企业依托N型技术迭代切入光伏赛道。根据集邦咨询统计，2023年大尺寸电池片产能将达822GW，占比达95%，产能快速扩充。2022年为N型光伏电池产业化元年，众多光伏业外企业依托技术迭代时机，公布N型电池扩产计划切入光伏赛道。TOPCon以经济性与性价比优势率先占据扩产高峰，皇氏、沐邦、仕净科技等先后宣布产能布局；HJT以技术革新性吸引着三五互联、泉为科技等新进企业进入。
- 专业化电池企业面临头部一体化企业的激烈竞争。头部一体化企业在电池方面具有较强的技术、融资和扩产能力，2021年国内电池产量排名前十的企业中，5家为组件巨头。N型技术快速导入的背景下，晶科、天合、晶澳、隆基等一体化巨头纷纷以新型电池为抓手，扩充一体化产能。

部分新进及跨界企业光伏电池扩产情况

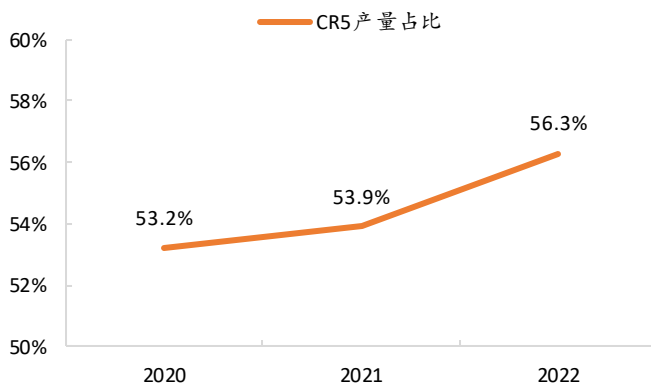
序号	新进企业	技术类型	电池规划产能
1	一道新能源	TOPCon	2023年达30GW 2024年达40GW+
2	华晟新能源	HJT	2023年规划20GW+
3	皇氏集团	TOPCon	2023年达10GW 2024年达20GW
4	沐邦高科	TOPCon	规划10GW
5	名牌珠宝	TOPCon/HJT	规划共20GW
6	仕净科技	TOPCon	规划24GW
7	聆达股份	TOPCon/HJT	规划20GW
8	三五互联	HJT	规划8GW
9	泉为科技	HJT	规划10GW

专业化电池厂商出货排名

排名	2021	2022
1	通威股份	通威股份
2	爱旭股份	爱旭股份
3	润阳股份	润阳股份
4	中宇集团	中润光能
5	潞安太阳能	钧达股份 (捷泰科技)

注：不含垂直一体化厂商对自有组件产能的电池出货

2022年电池片TOP5产量占比56.3%



2.2.8 组件：上游企业延伸布局，竞争加剧

- 根据InfoLink2022年全球组件出货排名，隆基、晶科、天合、晶澳TOP4垂直整合厂凭借自身体量、成本优势、海外渠道等，单家出货量已达40GW以上，从第5名阿特斯起与TOP4巨头约有20GW+的出货量差距，当前TOP4占据全球约60-65%份额，已与后续排名厂家出货量明显分化。
- 第二梯队厂家竞争激烈，头部一体化组件巨头亦面临新兴竞争对手的挑战。通威2022年不仅保持了电池出货冠军地位，并在进军组件环节的首年顺利跻身全球TOP10厂家。而前十榜单外后续厂家出货量与之差距较小，竞争白热化的趋势渐强。此外，爱旭、弘元、TCL中环等电池、硅片龙头纷纷宣布入局组件，新兴挑战者在垂直一体化能力和技术实力方面各具特点。

国内组件巨头组件产能及出货情况 (GW)

序号	企业	2021		2022		2023E	
		产能	出货量	产能	出货量	产能	出货量
1	隆基绿能	60	38.52	85	46.76	130	85
2	晶科能源	45	24.07	70	44.33	90	65
3	天合光能	50	24.8	65	43.09	95	60-65
4	晶澳科技	40	25.45	50	39.75	80	60-65
5	阿特斯	23.9	14.5	32	21.1	50	30-35
6	东方日升	19.1	8.1	25	13.5		
7	正泰新能	7.4	6.29	20	13.5		
8	一道新能	10		20	8.5		
9	通威太阳能			14	7.94	80	35
10	尚德电力	10	7.3	15.5	7+		
11	环晟光伏	11	4.17	13	6.6	30	

组件企业一体化程度

序号	企业名称	组件业务情况
1	隆基绿能	垂直一体化组件巨头
2	晶科能源	垂直一体化组件巨头
3	天合光能	向硅料、硅片延伸，垂直一体化组件巨头
4	晶澳科技	垂直一体化组件巨头
5	阿特斯	垂直一体化组件巨头
6	通威股份	正式进军组件业务，后续有望做大
7	爱旭股份	2022年6月发布N型ABC (All Back Contact) 组件
8	捷泰新能源	暂无
9	江西中宇	暂无
10	一道新能	N型组件2022年批量中标，跻身前十出货企业
11	华晟新能源	发布喜马拉雅G12系列组件
12	上机数控	光伏设备延伸至硅片，并陆续进军电池、组件环节
13	TCL中环	硅片龙头，布局TOPCon，扩充G12+叠瓦组件产能 2023年末组件产能预计达30GW



CONTENT 目录

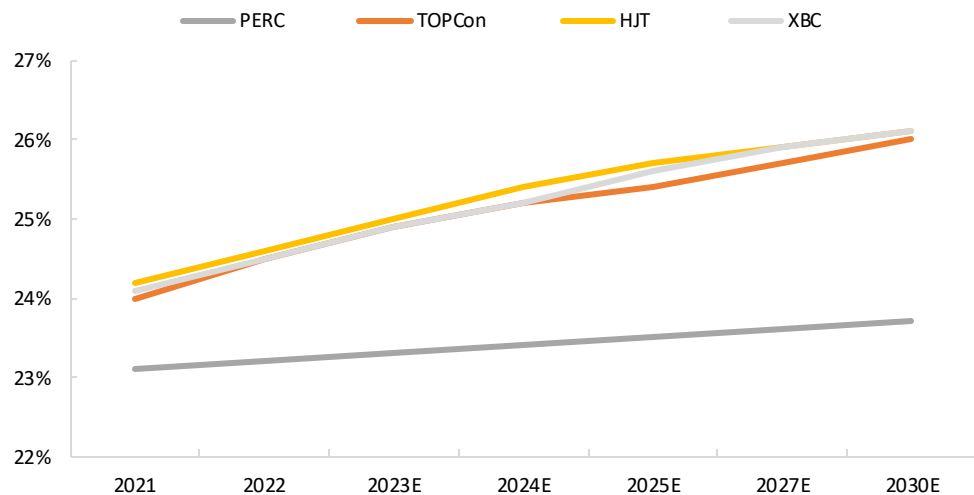
第二部分 光伏：需求旺盛，关注板块业绩分化与价值回归

- 需求向好：国内装机高增，海外出口亮眼
- 中长期压制因素犹存：海外贸易保护筑垒，供给端扩产加速
- N型渗透率提升：电池组件迭代红利兑现，盈利分化凸显

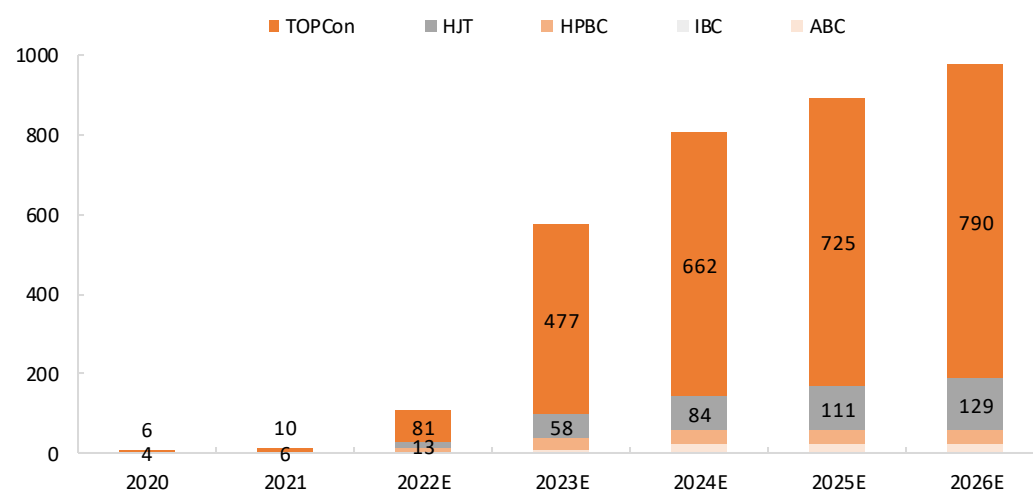
新型电池：N型电池渗透率快速提升，TOPCon呈爆发式增长

- 当前，多种N型技术路线竞相发展，共同形成对P型电池的迭代。**TOPCon**经济性与性价比优势显著，晶科、天合、晶澳、通威、一道、钧达等光伏新老玩家纷纷宣布TOPCon扩产计划，2022年TOPCon电池产能规模约100GW，目前整体产能规划超过800GW，到2023年底名义产能有望超过500GW。目前TOPCon领先企业一体化成本已与PERC持平，电池转换效率达到25%以上，年底有望达到26%。**HJT**处于降本提效关键期，以华晟、日升、爱康、金刚为代表的新老光伏企业积极参与HJT投资布局，年底产能有望突破50GW。**BC类**电池技术延伸性优越，爱旭布局ABC电池组件（N-IBC），隆基布局HPBC技术路线，针对分布式市场有望获得差异化竞争红利。
- 2022年为N型光伏电池产业化元年，2023年N型电池市场渗透率快速提升有望达到20-30%，到2024年N型电池市场占比或超过50%。

光伏电池技术平均转换效率变化趋势



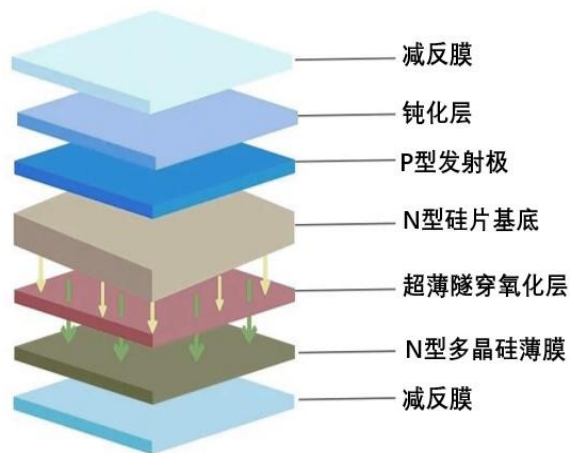
高效电池技术产能预测 (GW)



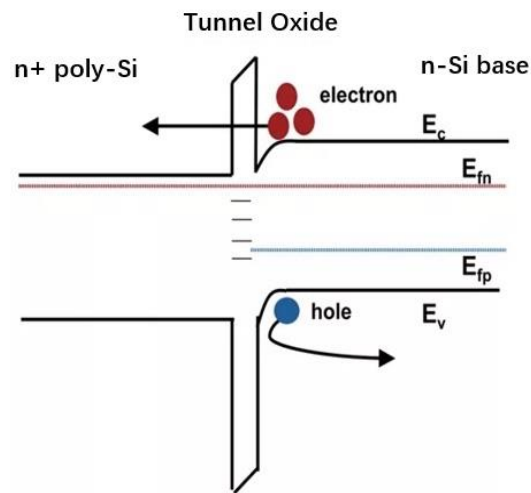
2.3.2 TOPCon较PERC溢价坚挺，成本效率良率差异将驱动企业业绩分化

- TOPCon为隧穿氧化层钝化接触电池，在后PERC时代逐步确立扩产主流地位。该技术在电池背表面制备一层超薄隧穿氧化层和高掺杂的n型多晶硅薄层，形成钝化接触结构，降低背面金属复合，提升电池的开路电压和转换效率。
- 由于经济性与性价比优势显著，众多光伏新老玩家均已实现TOPCon布局，2023年以来下游终端客户对N型组件招标份额持续提升，价格较PERC组件溢价保持在0.06-0.1元/w左右，正在实现迭代红利。由于TOPCon工艺配合和产线调试有一定难度，整体产能爬坡略滞后于预期，目前TOPCon电池组件供应仍相对紧缺，四季度或有较大规模产能投放，全年出货量或达到100-150GW。目前，TOPCon领先企业电池量产效率约25%+，后续将通过提升浆料品质、激光SE硼掺杂、正面钝化等工艺提效至26-27%+，同时通过薄片化、激光转印或SMBB等工艺继续降本，领先企业有望保持电池效率、良率、成本、投产速率等竞争优势，企业盈利或形成分化。

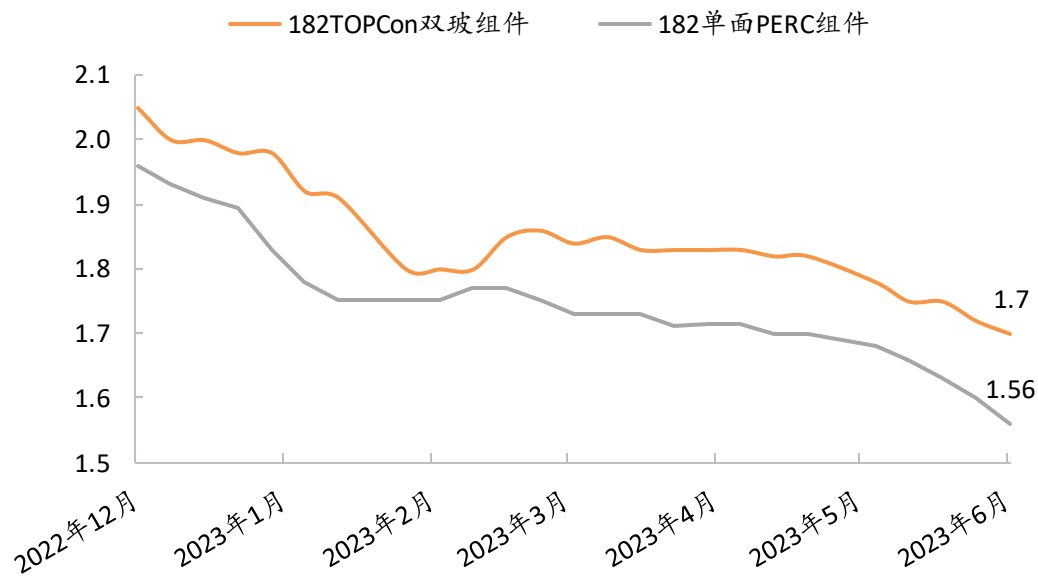
TOPCon电池结构示意图



超薄隧穿氧化层示意图



TOPCon与PERC组件价差趋势对比（元）



2.3.3 TOPCon逐步确立扩产主流地位，进入技术迭代红利兑现期

TOPCon电池扩产情况（不完全统计），四季度有望迎来产能放量

企业	基地	项目	扩产进度	规划产能 名义产能 (GW)			
				(GW)	2022	2023E	2024E
晶科能源	合肥	安徽一期	已达产	8			
		安徽二期	已达产	8			
	海宁	袁花镇800MW中试线		0.8			
		尖山一期	已达产	8			
		尖山二期	23年3月达产	11	35	51	90
	台州玉环	海宁	募投内容，230103签约	11			
		袁花镇	预计23Q2-Q3投产	6			
山西	10GW182 TOPCon电池项目	23年3月开工	10				
晶澳科技	山西	56GW硅片电池组件	24年投产28GW, 25年投产28GW	56			
	义乌	义乌二期	2022年5月投产	5			
	扬州	扬州10GW高效电池项目	预计23年6月投产	10			
		扬州新增10GW高效电池项目	22年1223公告	10			
	曲靖	曲靖10GW高效电池项目	预计23年中投产	10			
		曲靖四期10GW高效电池项目	22年1223公告	10			
	邢台宁晋	宁晋100MW中试线	2021年试产	0.1	6.5	40	70
		宁晋1.3GW电池项目	2022年10月已投产	1.3			
		宁晋6GW电池项目	预计23Q2-Q3投产	6			
	石家庄	石家庄10GW电池项目	23年2月开工	10			
盐城东台	东台10GW电池项目	23年3月开工	10				
天合光能	鄂尔多斯	低碳产业园30GW电池项目	230119公告框架协议	30			
	常州	210 i-TOPCon中试线500MW	2021年建成	0.5			
	宿迁	宿迁三期-210+N型i-TOPCon	2022年12月底成功下线	8			
	扬州	10GW高效电池+大功率组件	23年5月签约	5	8.5	40	50
		淮安一期5GW电池	预计2023年6月达产	10			
		淮安二期10GW电池	预计2023年底达产	10			
	青海西宁	淮安三期10GW电池	23年4月签约建设期12个月	10			
		(西宁)产业园电池一期	2023年Q2-Q3投产	5			
	通威股份	(西宁)产业园电池二期	2025年底前投产	5			
		眉山	1GW TOPCon中试线	2021年投产	1		
眉山三期		2022年11月投产	8.5	9.5	25.5	41.5	
一道新能	眉山青龙一期	预计23年6月底投产	16				
	眉山青龙二期	预计2023年底左右投产	16				
	衢州	衢州一期	2019年投产	1.2			
钧达股份	衢州三期	推动建设中	25				
	泰州	泰州5GW TOPCon	2021年5月投产	5	20.5	30	43
	山西忻州	10GW光伏电池项目	预计2023年10月投产	10			
上机数控	京山	2GW光伏电池项目	23年12月开工24年8月投产	2			
	江西上饶	9.5GW PERC产能	已投产				
	滁州	滁州一期	2022年第三季度达产	8			
钧达股份	滁州二期	预计2023H1达产	10	8	31	44	
	淮安一期	2023H2达产	13				
	淮安二期	预计2024年投产	13				

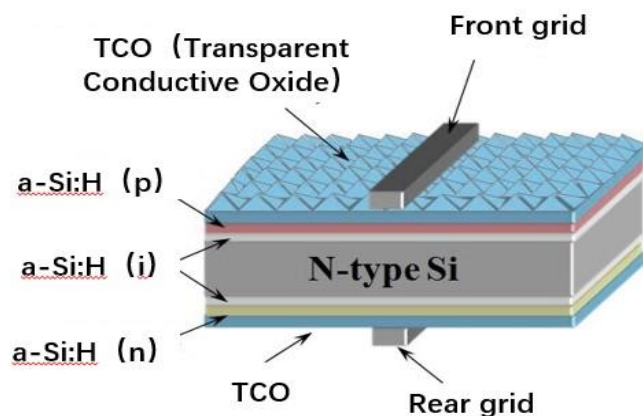
续左表							
企业	基地	项目	扩产进度	规划产能 名义产能 (GW)			
				(GW)	2022	2023E	2024E
隆基绿能	鄂尔多斯	30GW高效单晶电池项目	预计2023年8月开始投产	30	20	30	
中来股份	泰州	姜堰TOPCon制造基地	2017年底投产	2.1			
		1.5GW智能电池工厂	2021年12月投产	1.5			
	山西	山西一期首批	22年6月投产23年6月已量产	4	7.6	19.6	19.6
阿特斯	宿迁	山西一期第二批	设备已安装，整调试爬坡	4			
		山西二期	预计2023年底完成建设	8			
	扬州	10GW TOPCon光伏电池	22年4月开工，23年初投产	10			
润阳股份	青海海东	光储全产业链项目-14GW电池	预计23H2投产生产	14	30	34	
	曲靖	晶硅制造基地-10GW电池	2027年建成基地	10			
中润光能	盐城	绿色智慧工厂项目	预计2023年7月投产	13	10	23	23
		10GW TOPCon电池生产项目	2022年下半年建成	10			
协鑫集成	滁州	滁州一期-210和182	2023年1月投产	8			
		滁州二期	何时开工尚未消息	8	8	16	
东方日升	芜湖	芜湖一期	预计2023年7月投产	10			
		芜湖二期	22年12月发布定增预案	10	10	30	
	乐山	10GW TOPCon电池生产基地	建设进程协商中	10			
正泰新能	滁州	TOPCon电池中试线	2021年12月改造建成	0.5			
		滁州一期	预计2023年10月建成	6			
	滁州二期	预计2025年10月建成	4	0.5	6.5	11.5	
TCL中环	广东黄埔	一期5GW电池，可能TOP	22年6月公告，建设期2年	5			
		一期10GW电池，可能TOP	22年6月公告，3-5年建成	10			
林洋能源	南通	海宁三期	2022年7月投产	4	4	34	34
		25GW N型TOPCon电池产能	23年4月发布可转债公告，建设期24个月，正在备案环评手续	25			
		南通一期	一阶段6GW已开工预计在2023年6月投产，二阶段6GW预计在2024年5月投产	12	6	12	
横店东磁	宜宾	南通二期	启动时间暂未确定	8			
		宜宾一期	2023Q3逐步投产，LP路线	6			
		宜宾二期	在一期调试期结束前启动	6	6	12	
上机数控	徐州	宜宾三期		8			
		徐州二期	22年8月公告，23Q2投产	14			
无锡尚德	宿州	徐州三期	23H2开建	10	14	24	
		2GW TOPCon电池	2022年1月投产	2	2	12	12
顺风光电	10GW TOPCon电池	计划2023年第三季度完工	10				
上述TOPCon产能合计				687	112	407	622

资料来源：公司公告，公司官网，索比光伏网，北极星光伏网，平安证券研究所

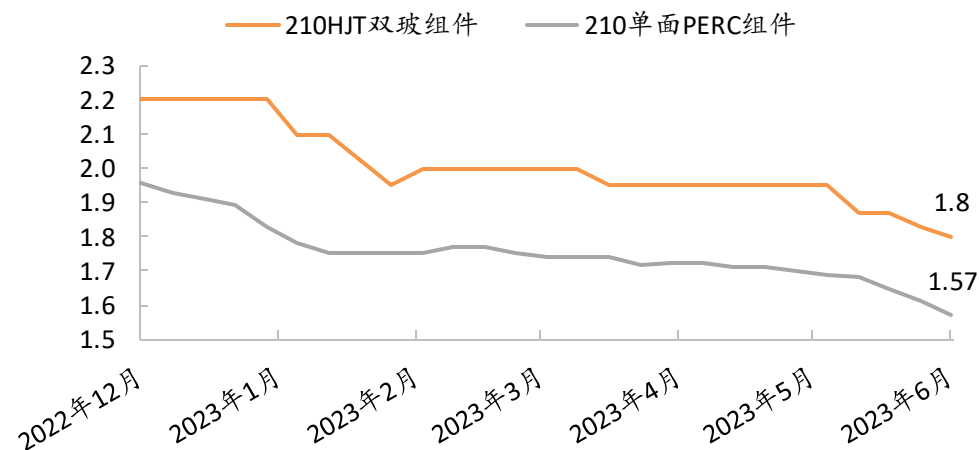
HJT处于降本增效关键期，建议关注领先企业经济性优化进程

- HJT是具有本征非晶层的异质结电池，目前处于降本增效关键期，建议关注头部企业经济性优化进程。HJT电池利用本征非晶硅层将衬底与两侧掺杂非晶硅层完全隔开，有效钝化提升效率。目前HJT领先企业电池量产效率约25%+，2023年通过双面微晶等工艺有望提升效率至26%+。2022年以来，华晟、爱康、金刚、日升等新老光伏企业积极参与HJT的投资布局，下游央国企如华润电力、国电投等也加速规划扩产，受经济性影响很多新进企业实际投产进度落后于规划进度，2022年HJT产能规模约为10-20GW，预计2023年扩产规模有望超过50GW。
- 目前，HJT电池成本端较PERC高约0.12元/w，M12尺寸HJT组件较PERC溢价约0.2元/W，国外溢价相对更高。综合来看，成本和经济性仍制约着HJT的产业化提速，产能放量速度略滞后于TOPCon。2023年是HJT技术降本增效的关键期，随着110 μm 及以下超薄硅片、双面银包铜、OBB、UV转光胶膜的导入，HJT电池经济性有望优化。目前HJT企业正在推进下游电站端验证应用，若进展顺利市场渗透率有望快速提升。

● HJT电池结构示意图



● HJT与PERC组件价差趋势对比（元/w）



2.3.5

HJT处于降本增效关键期，建议关注领先企业经济性优化进程

HJT电池扩产情况（不完全统计）

厂商	基地	项目	建设进度	项目产能 (GW)	名义产能 (GW)		
					2022	2023E	2024E
梅耶博格	德国 Bitterfeld-Wolfen	HJT电池	22年名义产能1GW, 23年扩产至1.4GW, 24年扩产至3GW	3	1	1.4	3
		宣城一期	2021年投产	0.7			
	宣城	宣城二期	21年11月启动, 22年6月投产	2			
		宣城三期	第一阶段2.4GW, 23Q3投产	2.4			
华晟新能源		宣城四期	已开工, 4.8GW将在23Q1-Q3分两期完成全部设备搬入和调试投产	2.4			
		7.5GW全产业链	2022年9月开工, 或23年投产	7.5	2.7	20	30
	合肥肥西	5GWHJT电池&组件	2023年1月签约, 6月开工, 23年投产	5			
	大理	大理一期	2022年5月签约, 23年6月首片下线	2.5			
	合作华能	大理二期	今年落地开展, 或24年投产	2.5			
金刚光伏	无锡锡山	5GWHJT电池	2022年10月开工, 一期或2.5GW	5			
	苏州吴江	1.2GW异质结电池	2022年3月投产	1.2	6	6	
	酒泉	4.8GW双面微晶	安装调试阶段, 预计23Q1出片	4.8			
东方日升	常州金坛	500MW中试线	2022年5月首片下线	0.5	15	19.5	
	宁波宁海	4GW HJT电池	2023年年中投产	4			
爱康科技	浙江湖州长兴基地	宁海一期5GW电池	22年1月签约15GWHJT电池+组件, 一期在建预计23年4月投产	5			
		湖州二期	2021年3月首条进口线投产	0.22			
	湖州其他规划	湖州二期	22年11月二线600MM投产, 三四线共1.2GW预计23年4-5月进场	1.8			
		湖州其他规划	湖州基地总体规划10GW	8	0.82	2.02	4
	浙江温州瑞安	8GWHJT电池	工期三年, 一期4GW电池组件在建	8			
	赣州	6GW异质结电池	2022年5月开工	6			
泰州泰兴	160MW试验线	已投产	0.16				
	6GW异质结电池	或在建	6				
润海新能源	舟山	12GW异质结电池	分四期建设, 一期3GW中1.8GW预计23年4月进场, 预计25年建成达产	12	3	3	
		怀远二期6GW电池	22年8月开工, 6月份正式投产	2			
宝馨科技	蚌埠怀远	怀远二期6GW电池	筹备建设中	6			
		怀远三期10GW电池?		10	2	10	
内蒙鄂托克旗	一期2GWHJT电池	23年4月动工, 预计2024年4月建成	2				
		后期3GW电池	22年11月签约总体	3			
		盐城5GW电池一期	22年2月已开工, 23年1月投产	2			
明阳智能	江苏盐城	盐城5GW电池二期		2	5		
		广东中山	拟建十条HJT产线	2023年1月签约			
隆基绿能	西咸新区	0.2GW试验线	已投产	0.2	1.4	1.4	
晶澳科技		1.2GW异质结中试线	2022年4月建设信息	1.2	0.2	0.2	
阿特斯	嘉兴秀洲	200MW中试线	预计2023年12月投产	0.2	0.2	0.2	
海泰新能	盐城	250MWHJT中试线	2020年建成	0.25	0.25	0.25	
中建材浚鑫	江阴	5GW异质结电池项目	2022年2月开工, 分两期	5	2.5	5	
		5GW异质结电池项目	一期23年8月投产 (18/50亿)	5	1.8	5	

续左表								
企业	基地	项目	扩产进度	规划产能 (GW)	名义产能 (GW)			
					2022	2023E	2024E	
通威股份	成都双流	200MW异质结试验线	2019年投产	0.2				
	合肥	250MW异质结试验线	2019年投产	0.25	1.45	1.45	1.45	
	金堂	1GW异质结电池项目	2021年7月首片下线	1				
润阳股份	盐城	20GW高效电池中首期	拟募投实施首期5GWHJT	5			5	
		600MW异质结电池	预计2023年投产	0.6				
海源复材	新余赛维	2.7GW N型电池项目	含上述600MW HJT电池, 总体23年12月投产	2.1		2.7	2.7	
	扬州	10GW高效电池	框架协议未落地					
	滁州全椒	滁州二期5GW HJT电池	2022年12月发布投资协议	5				
三五互联	眉山丹棱	5GW异质结电池一期	23年1月开工, 首期4条线	3.2				
		5GW异质结电池二期	3.2GW, 计划23年830投产	1.8		3.2	5	
		新增3GW异质结电池	2024年630前建成投产5GW	3				
华耀光电	常州金坛	10GWHJT电池+N组件项目	2022年6月开工	10				
	呼和浩特	N型电池一期2GW	23H1开工, 24年建成投产	2		10	12	
		N型电池二期8GW	24年开工, 26年底建成投产	8				
国晟能源	江苏徐州贾汪	一期1GW电池+1GW组件	23年3月环评, 23年试生产	1				
		二期1GW电池+1GW组件	已开工, 或24年投产	1				
		三期3GW电池+3GW组件		3				
	安徽淮北烈山	淮北5GW电池组件一期2GW	2022年一期2GW基本投产	5				
	安徽淮南凤台	凤台HJT双碳产业园: 5GW装备+4GW电池+2GW组件等	23年1月定增1GW电池+2GW组件, 或23年投产	4	2	4	7	
	唐山乐亭	乐亭HJT双碳产业园项目二期	周期2023年3月-2023年12月	1				
金阳新能源	张家口尚义县	乐亭HJT双碳产业园项目三期	周期2024年1月-2024年12月	1				
		1.5GW异质结电池组件	周期2025年1月-2026年12月	3				
		南安一期10GW电池	23年4月集中签约	1.5				
泉为科技	福建泉州南安	南安二期10GW电池	2022年7月签约, 入驻产业园	10		5	5	
		乐山一期	预计电池2023年投产	5				
		乐山二期		5				
苏州鸿能	山东枣庄	山东泉为二期5GWHJT电池	正在准备中, 推进二期建设	5		5	5	
		安徽泗县	安徽泉为5GWHJT电池	2022年开工建设, 23年投产	5			
钧石能源	张家港	1GW HJT电池	2021年3月开工, 已投产	1	1	1	1	
国家电投	泉州、莆田	1GW HJT电池	已投产	1	1	1	1	
		福建莆田	5GWHJT电池, 合作福建钜能	2020年12月框架协议签约	5		2.5	2.5
		浙江龙港	5GW异质结电池&组件	23年9月一期竣工	5			
国润能源	楚雄	3GW异质结电池	2020年7月签约	3				
		河南周口	沈丘县2GWHJT电池	22年8月在建, 预计23年投产	3		3	6
		张家口	尚义县3GW异质结电池	2022年6月开工, 预计23?	3			
中利腾晖	阜平	阜平二期2GWHJT电池+2GW组件	拟23年6月建设, 或24年投产	2				
		阜平三期3GWHJT电池	拟2024年建设, 或25年投产	3			2	
小计				274	12	97	148	

资料来源：公司公告，公司官网，索比光伏网，北极星光伏网，平安证券研究所

BC电池聚焦分布式差异化竞争，关注领军企业隆基与爱旭

- IBC为交指式背接触电池，电池正面无栅线外形美观，适合中高端分布式光伏市场，具有较强的消费属性和商业化前景，IBC聚焦分布式的差异化竞争优势促进企业兑现技术迭代红利，建议关注BC龙头隆基绿能与爱旭股份。
- 隆基绿能HPBC路线电池量产效率已突破25%，PRO版本（氢钝化工艺）量产效率突破25.3%，组件效率达到22.8%，隆基西咸29GW HPBC电池项目全部投产。爱旭股份珠海6.5GW ABC电池产能已投产，平均量产效率接近26.5%。2023年4月以来，公司已发布珠海一期3.5GW电池扩产、义乌15GW电池、济南30GW（首期10GW）电池扩产公告，到2023年底公司将形成25GW高效背接触电池和组件产能。
- 经济性方面，分布式光伏电站对组件价格的容忍度较高，BC电池组件在中高端分布式户用及工商业市场，特别是在欧美中高端市场有望针对其高效、美观、安全可靠等特性获得较高溢价。

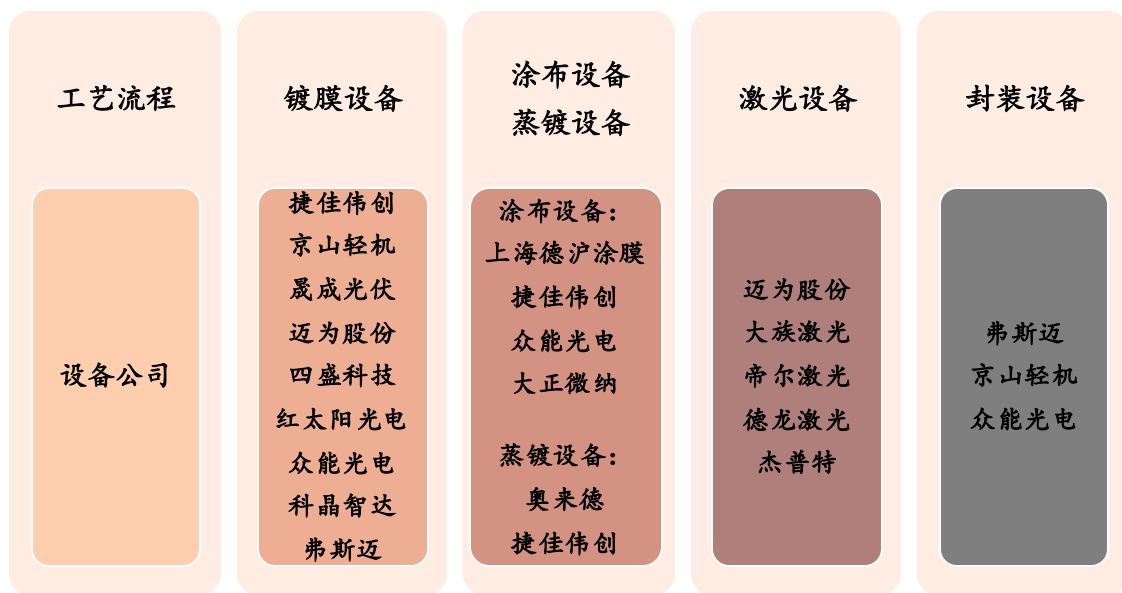
⊙ XBC电池扩产情况（不完全统计）

厂商	基地	项目	建设进度	电池产能 (GW)	合计产能 (GW)		
					2022	2023E	2024E
爱旭股份	珠海	6.5GW ABC 电池	22年投产，23年二季度满产	6.5			
		一期3.5GW扩产+10GW组件	23年4月公告，建设周期9个月	3.5			
	浙江义乌	15GW电池+15GW组件（20年义乌签约36GW电池子项目，23年组件30GW签约首期）	于2020年和2023年4月签约，一期15GW建设周期12个月，一期15GW组件建设周期8个月	15	6.5	25	25
		首期10GW电池及组件项目	建设期五年，分三期：首期24H1开工，预计25H1投产，第二、三期项目的启动时间存在一定的不确定性。	10			
		第二期10GW电池及组件项目		10			
隆基绿能	西咸	HPBC 电池	已全面投产	29	19	33	33
	泰州	HPBC 电池	预计23Q1达产	4			
国家电投黄河水电	青海西宁	N型IBC 电池及组件	2019年投产	0.2	0.2	0.2	0.2

钙钛矿电池优势显著，建议关注商业化进度与设备辅材发展机会

- **电池玩家包括三类：**钙钛矿初创企业如纤纳光电、协鑫光电、极电光能等；传统晶硅巨头如隆基、晶科、通威、天合等，主要关注叠层电池；跨界企业如宁德时代等。
- **发展进度：**目前钙钛矿电池处于MW级到GW级的转换点，极电光能全球首条单GW产线已开工，参照各家发布的产能规划，预计2023年钙钛矿组件产能有望达1.5GW，2025年或超过7GW，短期内与700GW+晶硅电池组件产能相比，钙钛矿组件仍占比非常小。

钙钛矿电池产线工艺设备及主要企业



晶硅与薄膜电池指标对比

类别	第一代晶硅电池	第二代薄膜电池	第三代—钙钛矿电池
理论效率极限	29.4%		31%+ (单层钙钛矿) 45%+ (钙钛矿叠层)
实验室最高效率	26.81% (HJT) 26.4% (TOPCon)	29.1% (砷化镓) 25.5% (碲化镉) 23.4% (铜铟镓硒)	25.7% (单层钙钛矿) 32.5% (晶硅/钙钛矿叠层)
产业化效率	23.3% (P-PERC) 约25% (N型电池)	17-19% (国外) 13% (国内)	15-18%
组件成本	1.5-2元/W	大于2元/W (碲化镉)	0.6元/W (GW级量产预估)
制造成本	较低	高	低
商业化程度	非常成熟	成熟	商业化初期

- **钙钛矿电池优势：**带隙可调整、弱光效应好、材料成本低、温度系数好、制程绿色低碳等特点。**效率优势：**单结钙钛矿理论效率31%+，双结/三结理论效率高达45%/49%以上，目前单结大面积效率约达16%，年底有望通过界面钝化、材料改性等提升至18%。**成本优势：**钙钛矿极限成本可降至0.6-0.7元/W，大幅低于晶硅电池成本。
- 钙钛矿电池组件商业化发展，将带动镀膜、涂布、激光、封装等设备、以及辅材包括TCO玻璃、POE胶膜、丁基胶、靶材等发展机会。

组件：一体化与全球布局趋势渐强，N型技术将驱动业绩分化

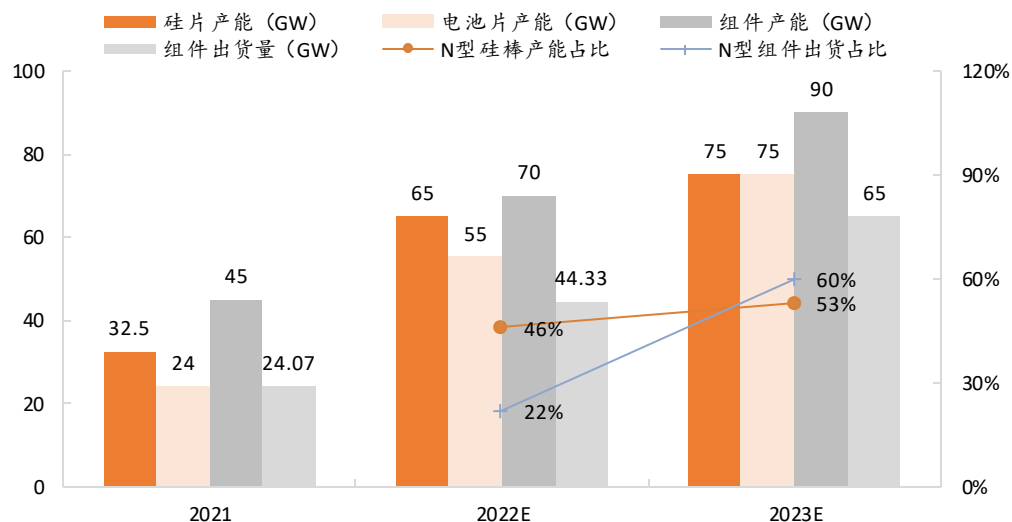
- 从N型组件渗透率来看，央企国企组件招标中N型组件所占份额明显增加，且较PERC组件溢价维持在0.06-0.1元/W以上，性价比优势凸显。目前，组件巨头在新型电池方面的布局不尽相同，推进节奏、成本效率管控亦有差异，新型电池可能成为组件巨头差异化竞争的核心抓手。在产业链价格下行的背景下，拥有更多高效率、高良率、低成本TOPCon产能的一体化企业有望留存更多利润，与二三线组件企业形成业绩分化。在N型迭代浪潮下，以一道新能、华晟新能源为代表的电池新势力已经向电池-组件一体化迈进，一道新能已经成为国内主流组件供应商之一。
- 从垂直一体化角度来看，目前头部组件企业基本实现了硅片-电池-组件的一体化。2022年6月天合光能公告称拟在西宁经济技术开发区投资建厂，计划向N型硅棒、多晶硅以及多晶硅上游的主要原材料延伸，有望打造加强版的N型垂直一体化，强化成本与品质控制。

2023年一体化企业电池自供比例及新型电池占比预估

序号	新进企业	电池自供比例 预估	新型电池产能及占比 预估
1	隆基绿能	约85%	HPBC和TOPCon约53GW 约占48%
2	晶科能源	约83%	TOPCon约51GW 约占68%
3	天合光能	约79%	TOPCon约40GW 约占53%
4	晶澳科技	约90%	TOPCon约40GW 约占56%
5	阿特斯	约70%	TOCon约30GW 约占86%
6	通威股份	可全自供	TOPCon约25-41GW 约占25-41%

注：电池自供比例为电池产能占组件产能占比；
新型电池占比为新型电池产能占电池总产能占比。

晶科能源产能及N型出货情况预测





CONTENT 目录

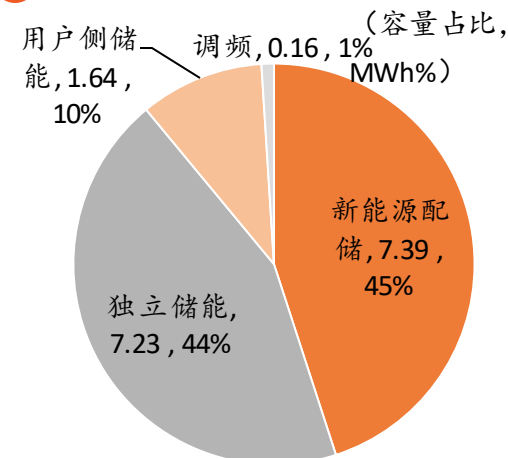
第三部分 储能：需求景气、竞争加剧，吹尽狂沙始到金

- 国内储能需求高增，海外市场存在不确定性
- 激烈竞争大浪淘沙，技术和渠道构建长期护城河

国内市场：大储装机和招标火热，1-5月招标规模57.5GWh

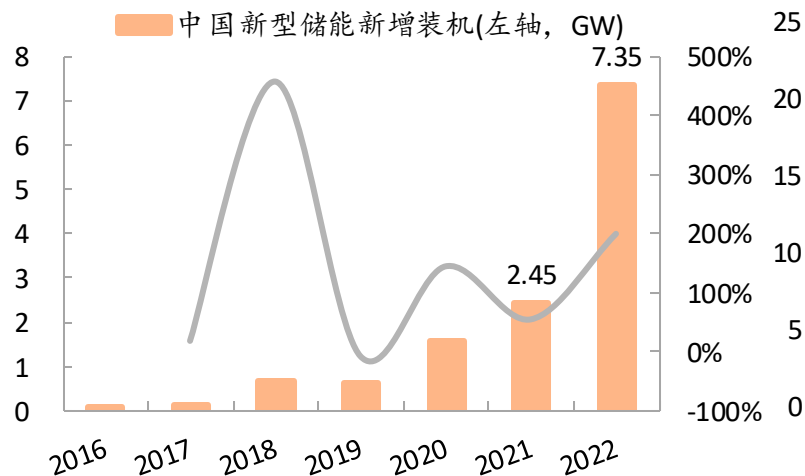
- 国内大储装机高速增长，一季度并网2.4GWh，实现“开门红”。根据CNESA数据，2022年国内新型储能新增装机7.3GW/15.9GWh，功率/容量规模分别同比增长200%/280%（CNESA统计口径）；其中大储装机14.6GWh，占新增容量的90%。一季度大储装机火热，储能与电力市场统计，2023年第一季度国内大储项目并网/投运规模达1.1GW/2.4GWh，创历年新高；4-5月并网或开始建设的项目超过12.8GWh，年内有望逐步落地。
- 国内储能招标火热，1-5月招标规模57.5GWh。根据我们不完全统计，1-5月国内储能项目招标规模20.8GW/57.5GWh，已超过2022年全年招标总量（44GWh）。值得注意的是，越来越多业主采用集中采购模式为旗下一个或多个项目（可能为独立储能或新能源配储）购置储能设备（系统/电池/PCS），以控制项目成本。储能需求量高增的同时，各环节厂商在价格端面临一定压力。

2022年国内新型储能项目类型占比

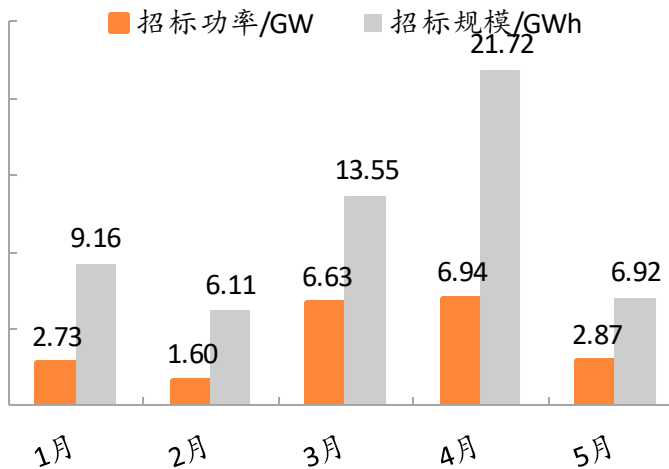


注：储能与电力市场统计下，总规模为7.762GW/16.428GWh，因此各项容量之和与CNESA数据相比略有差异

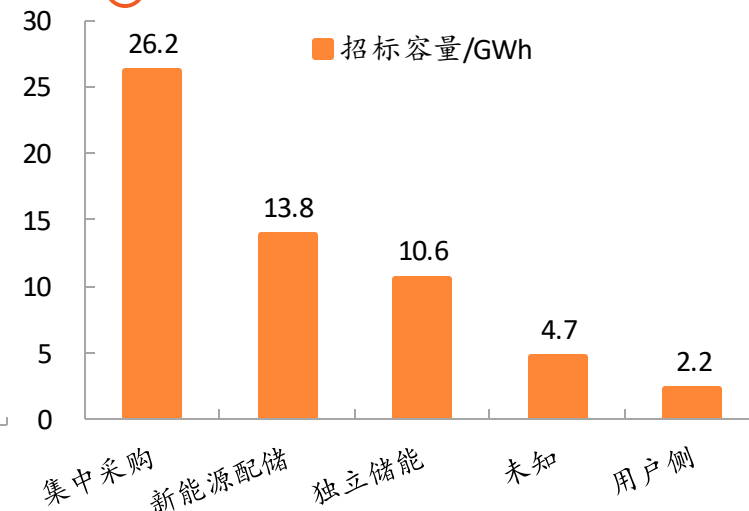
2022年国内新型储能装机7.3GW/15.9GWh



1-5月国内储能招标规模



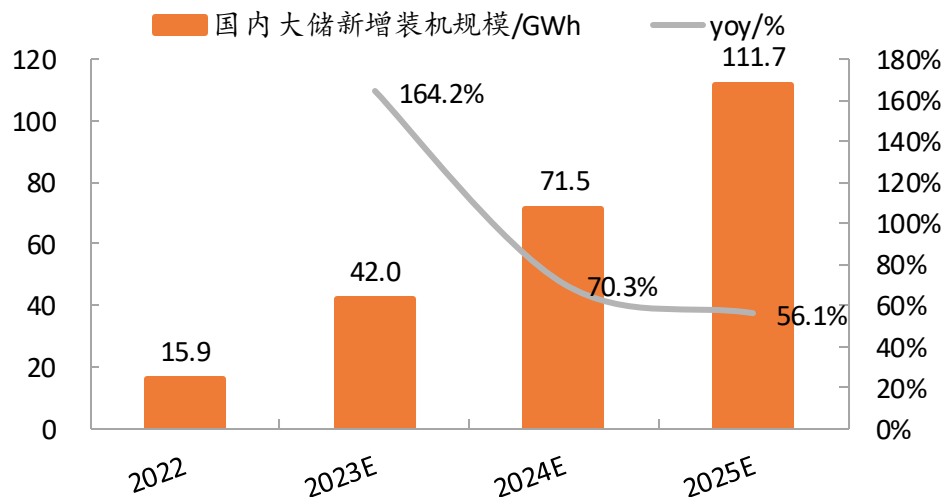
1-5月国内储能招标项目类型分布



国内市场：政策助力大储健康持续发展，看好2023年新增装机超40GWh

- 年初至今，国内储能市场出台了一系列政策，政策方向主要可归纳为3个方面：第一，电力市场化持续推进，助力储能商业模式成型；第二，重视储能电站的有序部署、安全规范运行；第三，鼓励储能技术多元发展。随着政策体系的完善和各地市场运行的不断探索，国内储能市场有望健康有序发展。
- 新能源装机高增、独立储能商业模式逐渐完善、原材料价格触底回升，需求端和成本端共同作用下，我们看好2023年国内大储装机需求。我们预测：2023年国内大储新增装机有望达42GWh，同比增长164.2%。

2023年国内大储新增装机有望超40GWh



资料来源：政府官网，CWEA，储能与电力市场，平安证券研究所测算

2023年国内储能市场主要政策梳理

政策方向	级别	发布时间	政策名称
市场建设	全国	2023/5/15	《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》
	地方	2023/3/1	《湖南省新型储能容量市场化交易试点方案》
	地方	2023/3/8	《山东省电力并网运行管理实施细则(2023年修订版)》《山东省电力辅助服务管理实施细则(2023年修订版)》
	地方	2023/4/4	《加快推动广西新型储能示范项目建设的若干措施(试行)》
	地方	2023/4/14	《东北区域电力并网运行管理实施细则》和《东北区域电力辅助服务管理实施细则》
	地方	2023/5/10	《山西正备用辅助服务市场实施细则》
	全国	2022/12/30	《电化学储能电站安全规程》
发展规范	全国	2023/1/30	《2023年电力安全监管重点任务》
	全国	2023/2/22	《新型储能标准体系建设指南》
	全国	2023/3/1	《电化学储能电站测试技术规范》《电化学储能电站用电池舱监造技术导则》(征求意见稿)
	全国	2023/4/24	《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见(征求意见稿)》
	全国	2023/5/12	《关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关事项的通知》(要求分省分区论证抽水蓄能需求)
技术多元	全国	2023/5/16	《国家能源局关于开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作的通知》
	全国	2023/5/17	《关于开展熔盐储热等能源综合利用项目安全排查的通知》
	全国	2023/4/7	《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》
	全国	2023/6/2	《新型电力系统发展蓝皮书》
	地方	2023/2/3	湖北《省能源局关于开展新型储能电站试点示范工作的通知》(试点支持液流电池、压缩空气、飞轮等新技术)
	地方	2023/5/15	新疆《关于加快推进新能源及关联产业协同发展的通知》(鼓励液流电池、压缩空气、飞轮等新型储能方式)
	地方	2023/5/15	新疆《关于加快推进新能源及关联产业协同发展的通知》(鼓励液流电池、压缩空气、飞轮等新型储能方式)

国内市场：分时电价推动经济性显现，国内工商业储能迎来元年

- 分时电价机制下，国内工商业储能经济性显现。工商业用户是我国电力消耗的主力，2022年全国工业用电量5600TWh，占全社会用电量的64.8%。分时电价机制下，工商业储能用户可通过谷时充电、峰时用电，节省电费支出。随着国内工商业分时电价机制完善、峰谷价差拉大，国内工商业储能经济性显现，赛道爆发在即。
- 东部地区峰谷价差大、可两充两放，工商业储能经济性优良。在浙江、海南、广东（部分区域）等地区，峰谷价差高达0.9元/kWh，且峰谷时段安排中，单日存在2个峰段，2h工商业储能系统可以在单日进行两次充放电，项目经济性优。我们测算，在每日充放电价差和为1.3元时，工商业储能项目IRR为16.1%，静态投资回收期5.17年；东部几个重点省份，工商业储能项目IRR理论均在15%以上。

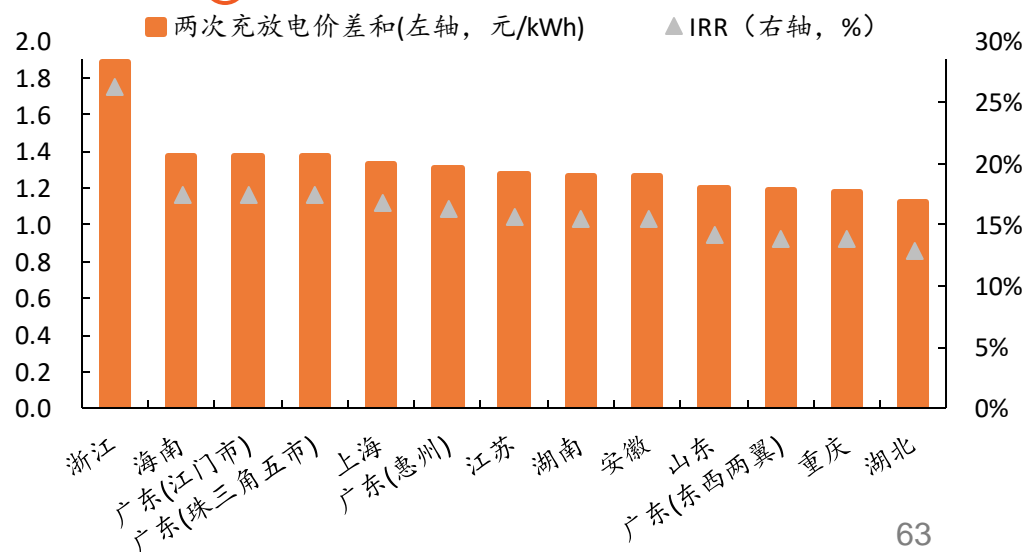
政策推动工商业峰谷电价差增大

时间	政策名称	规定内容
2021年7月	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	<ul style="list-style-type: none"> 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； 建立尖峰电价机制，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。
2021年10月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	<ul style="list-style-type: none"> 确定燃煤电量全部进入电力市场，取消工商业目录电价，推动工商业用户全部进入电力市场，按市场电价购电；暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。
2023年1月	《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》	<ul style="list-style-type: none"> 鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。

工商业储能经济性计算情况（两充两放）

项目	数值
每kWh容量初始投资（元/kWh）	1500
充放电深度（%）	80%
循环次数（次）	8000
单日等效充放电价差（元/kWh）	1.3
收入分享比例/%	90%
年运行天数/天	330
运行年限/年	12
运维成本占收益的比例（%）	6.00%
全年净现金流（元/kWh）	290.35
IRR/%	16.1%
静态投资回收期/年	5.17

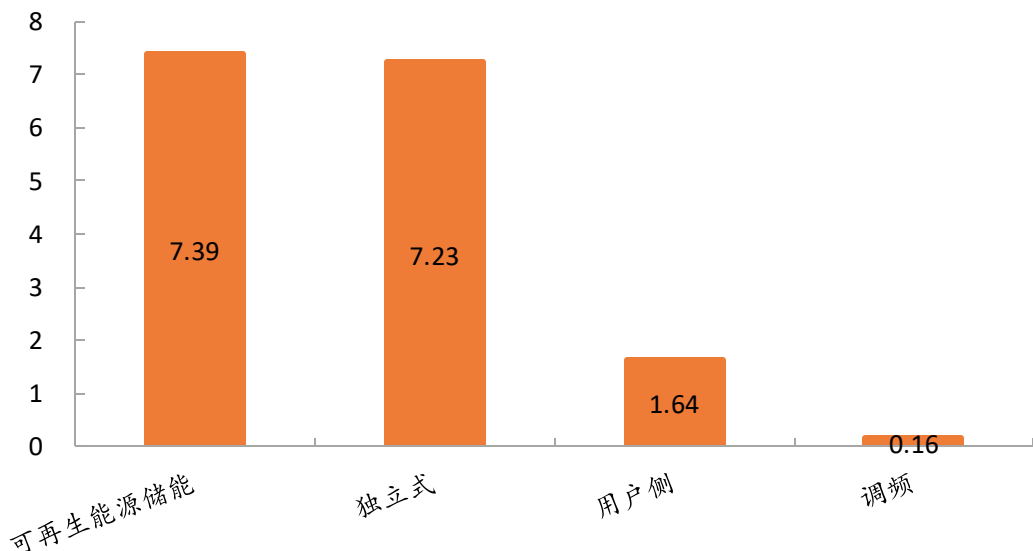
主要地区两充两放价差及工商储理论IRR



国内市场：工商业储能有望“从0到1”，预测2023年市场空间7.3GWh

- **2022年，我国工商业储能新增装机规模约1.6GWh。**2022年，我国用户侧储能新增装机容量1.64GWh（含3个10小时铅炭储能项目），占全年新增装机的10%。我国居民电价相对较低，户用储能安装动力不大，因此用户侧储能基本为工商业储能。
- **我们预测，2023年全国工商业储能市场空间有望达到7.3GWh。**工商业储能主要驱动因素为峰谷套利经济性，以及部分工商业业主使用绿电、保障用电的需求，其市场空间与工商业光伏装机挂钩程度不大，空间难以估计，业内也少有共识。我们认为，工商业储能峰谷套利，本质来源于风光发电比例增加后产生的系统灵活性需求。我们采用全国工业用电总量和风光发电占比，近似估计了工业用电量中由风光提供的部分电量。这部分电量存在一定的波动性和非均匀性，是产生峰谷电价的根源之一。
- 《“十四五”现代能源体系规划》要求，力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%。我们假设2023-2025年工商业储能提供的响应能力分别为0.7%/1.5%/2.5%，则对应的**新增装机将分别达到7.3/13.1/19.3GWh**，国内工商业储能有望“从0到1”快速发展。

2022年国内用户侧储能项目投运容量1.64GWh (GWh)



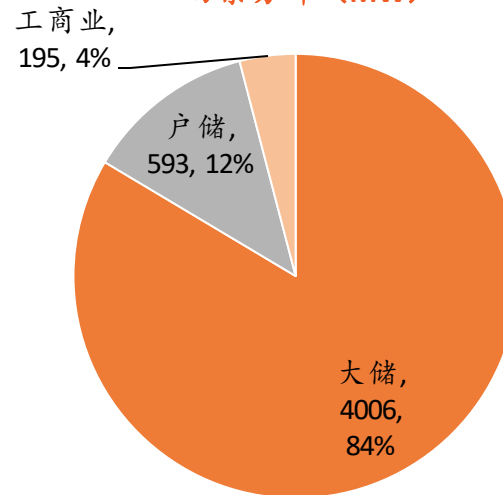
国内工商业储能市场空间估计

	2022	2023	2024	2025
风光发电占全社会用电量比例/%	14%	15%	16%	17%
全国工业用电总量/TWh	5600	5880	6174	6483
工业用电量增速假设/%	5%	5%	5%	5%
工业使用风光发电量/TWh	773	882	988	1102
工业日均使用风光电量/TWh	2.34	2.67	2.99	3.34
工商业储能提供的响应能力/%	0.18%	0.70%	1.50%	2.50%
工商业储能累计装机量/GWh	2.1	9.4	22.5	41.7
工商业储能新增装机量/GWh	1.64	7.25	13.10	19.29
工商业储能装机增速/%		342.4%	80.5%	47.3%

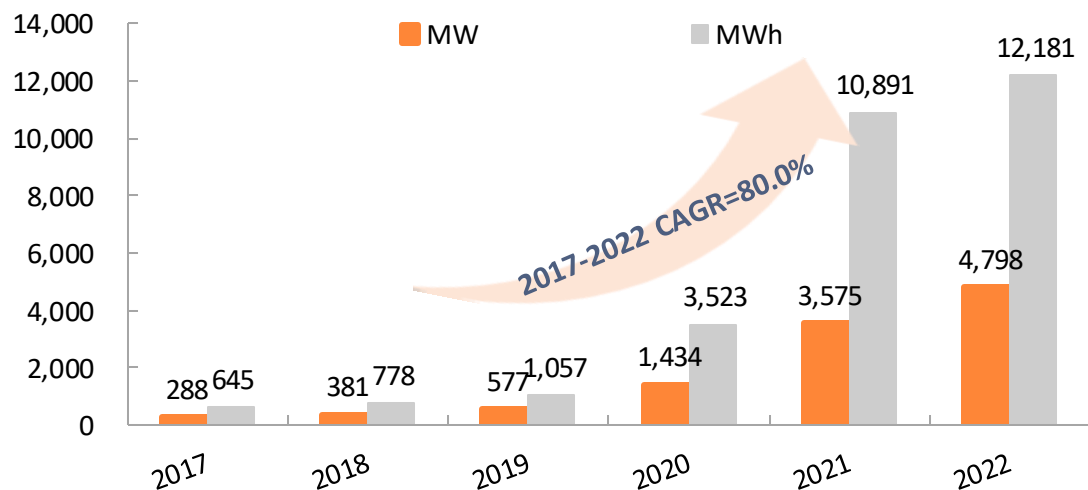
美国市场：全球大储主力市场，项目储备丰富，预计2023年新增装机超20GWh

- 美国是全球储能主力市场之一，2022年储能新增装机4.8GW/12.2GWh，以大储为主。2022年，美国储能新增装机4.80GW/12.18GWh，功率规模约占全球的24%。其中，表前大储装机4.01GW，同比增长34.6%，功率占2022年全美装机规模的84%。
- 2022年装机落地受压制，储备项目规模庞大，2023年美国大储装机有望大幅回升。受光伏供应链中断等因素影响，2022年全美有7GW以上的储能项目推迟或取消，装机受到一定压制。目前美国大储项目储备丰富，EIA统计，截至2022年底，美国规划于2023年落地的大储项目已有9.4GW，大储装机有望迎来翻倍以上增长。根据莫尼塔研究数据，2023年Q1美国大储（1MW及以上规模）装机0.42GW，略低于预期，可能由于碳酸锂价格下行导致业主发生观望；考虑7、8月为夏季负荷高峰，加上碳酸锂价格触底回升，美国大储第二季度有望迎来大规模投运，全年装机需求仍向好。我们测算，2023年美国大储新增装机量有望达到24.7GWh，同比增长136.7%。

2022年美国新装储能应用场景分布 (MW)



2022年美国储能新增装机4.80GW/12.18GWh



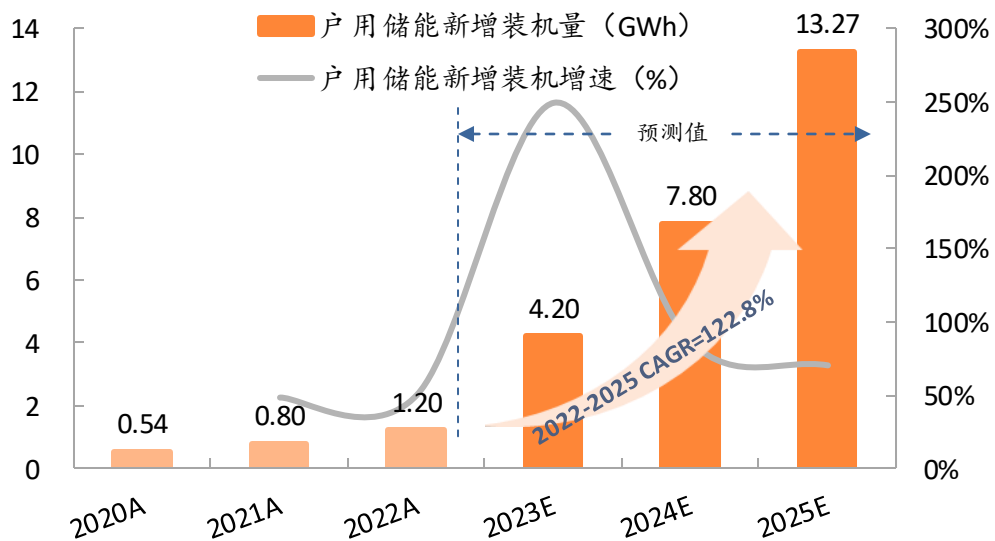
美国大储新增装机预测

	2022	2023E	2024E	2025E
美国公用事业级光伏新增装机量/GW	11.8	19.3	23.3	28.4
新增光伏电站配储功率比例/%	20.0%	25.0%	28.0%	32.0%
美国公用事业级光伏累计装机量/GW	89.2	108.5	131.8	160.2
存量光伏电站新增配储功率比例/%	1.5%	2.0%	2.3%	2.5%
大型光伏配储新增装机功率/GW	2.7	8.6	16.3	29.9
美国风电新增装机量/GW	11.0	10.0	14.7	19.0
新增风电配储功率比例/%	4.2%	6.0%	8.0%	10.0%
美国风电累计装机量/GW	145.0	155.0	169.6	188.7
存量风电场新增配储功率比例/%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
大型风电配储新增装机功率/GW	1.3	0.5	1.1	1.9
美国大储新增装机功率/GW	4.0	9.1	17.4	31.9
储能平均配置时长/h	2.6	2.7	2.8	3.0
美国大储新增装机规模/GWh	10.4	24.7	48.6	95.6
yoy/%		136.7%	97.1%	96.5%

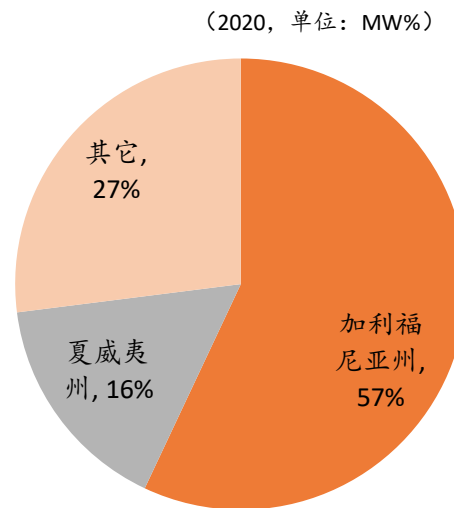
3.1.2 美国市场：美国户储市场爆发在即，预计2023年新增装机4GWh

- 美国户储装机基数小、高增长，加州为主力。美国户储装机基数较小，2022年新增装机593MW，同比增长46.8%，2017-2022年功率复合增速达115%。地区结构来看，加州是美国户储主力市场，2020年加州户储装机占全国的57%；Wood Mackenzie预计，2027年加州户储新增装机仍将占全国的47%，引领美国户储市场增长。
- 保障用电、经济性双重因素驱动户储增长。保障用电：美国电网设施老旧、极端天气频发，得州、加州等地区停电事故频繁，用户有安装储能系统保障用电的动力。经济性：光伏余电上网“净计量”政策下户用光伏配储无经济性，户储在加州、夏威夷州等退出“净计量”的州高速发展。2023年4月15日起，随着加州NEM3.0落地，户用光伏上网补偿将大幅下降，用户需通过配置户储系统，提高自发自用比例，以节省电费、实现经济性。“净计量”退出的同时，联邦和州推出政策补贴，降低用户安装户储系统的成本，进一步提升户储装机积极性。
- 我们测算，2023年美国户储新增装机量有望达到4.2GWh，同比增长249.6%；2025年新增装机量有望达到13.3GWh。

美国户储市场有望迎来高速增长



美国户储装机区域分布



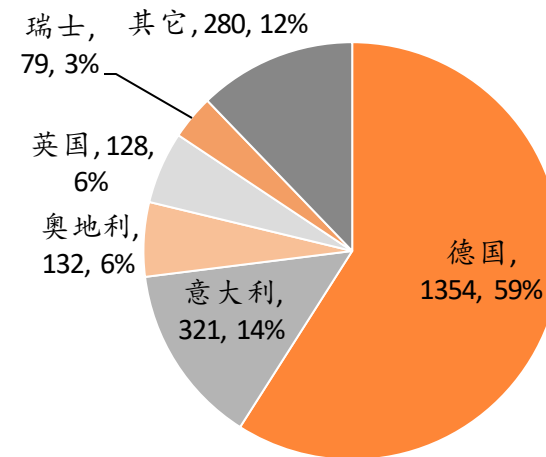
美国加州户储系统可获补贴

项目	预估成本/美元
PowerWall储能电池	6700
安装成本	2000-4000
运费、组件及其他费用	3000-4000
总装机成本	11700-14700
SGIP抵免	-2700
ITC抵免 (30%)	-3510~-4410
抵免后安装总成本	5490-7590

欧洲市场：户储装机需求依然强劲，预计2023年全年新增装机12.7GWh

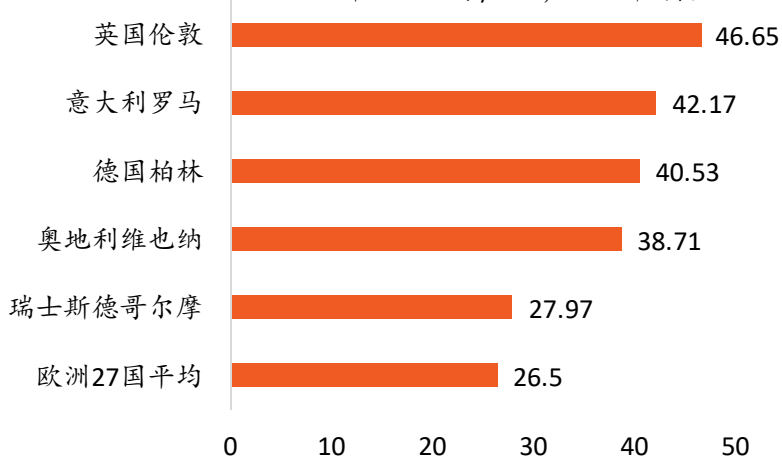
- 欧洲户储市场高速增长，2022年新增装机超过7GWh。根据SPE数据，2021年欧洲户储新增装机2.29GWh，同比增长107%。区域结构来看，德、意、奥、英、瑞五国占据2021年全欧88%的市场份额。根据CESA，2022年上述五国新增装机共计6.45GWh，则估计2022年欧洲户储新增装机量至少为7GWh，同比增长超过206%。
- 居民电价维持高位，欧洲户储经济性仍有支撑，短期需求旺盛。欧洲家庭用户电价中，税收、输配电费用占据了较大比重。2023年以来，天然气价格已显著回落，但德、意等主要市场居民电价仍在0.4欧元/kWh以上，显著高于户用光储度电成本，户储仍有优良经济性，需求旺盛。
- 我们测算，2023年欧洲户储新增装机有望达到12.7GWh，同比增长81%。欧洲天然气价格持续下行，气价向居民电价的传导程度尚不明确，导致市场对欧洲户储未来的需求增速存在一定担忧。若用户侧相关消费习惯未能形成，或地方补贴退坡，则欧洲户储市场增长可能不及预期。

德国是欧洲户储装机主力(2021年, MWh)



欧洲主要户储市场居民电价

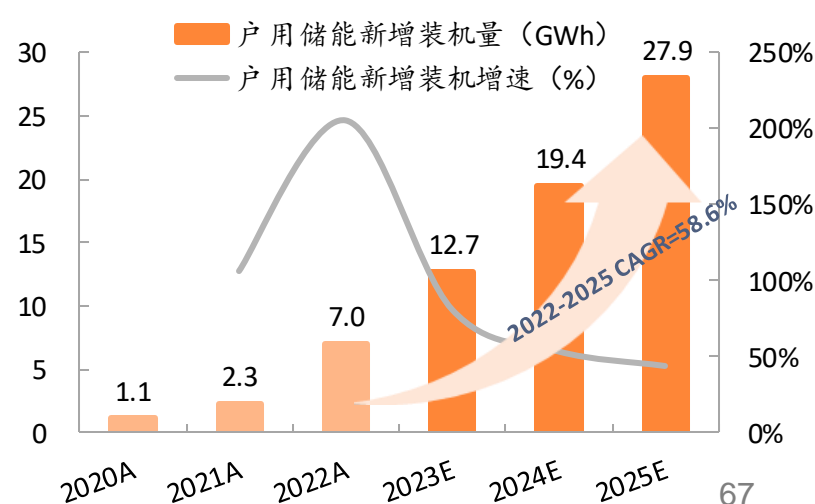
(单位：欧分/kWh, 2023年4月数据)



欧洲户储相关补贴政策

国家	补贴政策
德国	<ul style="list-style-type: none"> 2022年12月，德国推出EEG税收抵免政策，对户用光储系统抵免19%增值税。
意大利	<ul style="list-style-type: none"> 2022年，Superbonus 110计划给予房屋翻修最高达110%的税收抵免；后续逐步退坡
希腊	<ul style="list-style-type: none"> 拨款两亿欧元鼓励户用光储系统安装，光伏系统补贴20%-65%的系统价格，最高补贴金额280-1,200欧元；储能系统补贴90%-100%的系统价格，金额600-890欧元

预计2023年欧洲户储市场12.7GWh



欧洲市场：英国引领欧洲大储装机，2023年有望发力

- 欧洲大储市场初具规模。根据EASE数据，2022年欧洲储能新增装机约4.5GW，其中大储装机2GW，功率规模占比44%。EASE预计，2023年欧洲储能新增装机将超过6GW，其中表前大储至少为3.5GW。随着可再生能源装机增加，大储在欧洲将占据越来越重要的比重。
- 英国为欧洲大储增长主力。英国辅助服务市场回报丰厚，驱动大储装机高增，装机量居欧洲首位。2022年，英国大储新增装机830MWh，累计装机2.4GW/2.6GWh。根据Solar Media数据，截至2022年底，英国已有20.2GW大储项目获批，将在3-4年内完成建设；已规划或部署储能系统61.5GW，增长空间广阔。此外，意大利、爱尔兰亦有增长空间，EASE预计两国2022年新增大储装机分别达800/200MW。

欧洲储能和大储新增装机量

2022

2023

储能新增装机

≈4.5GW

储能新增装机

>6GW

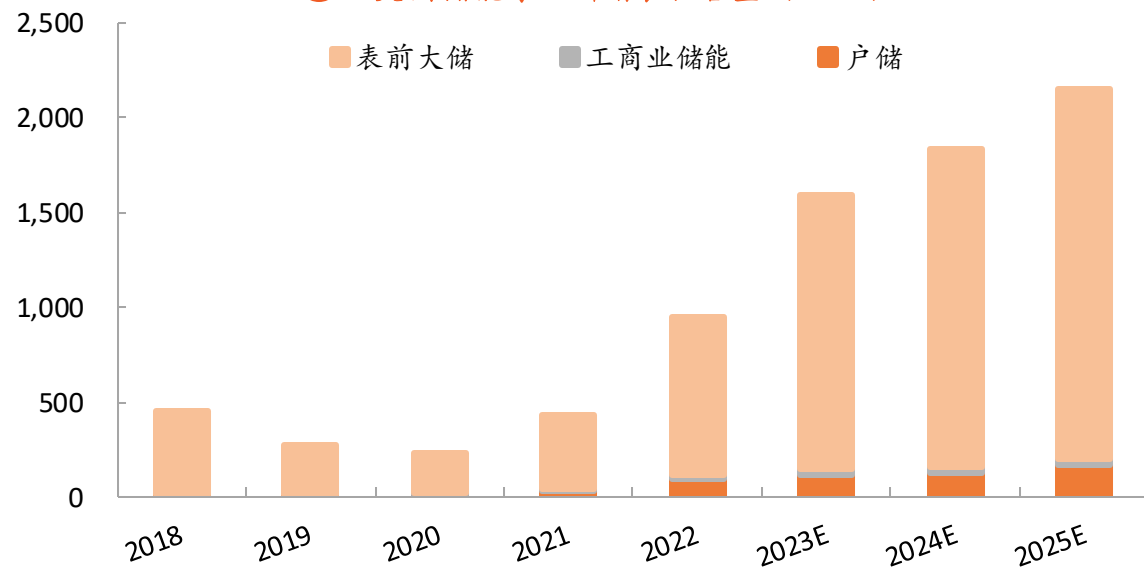
其中：表前大储

≈2GW

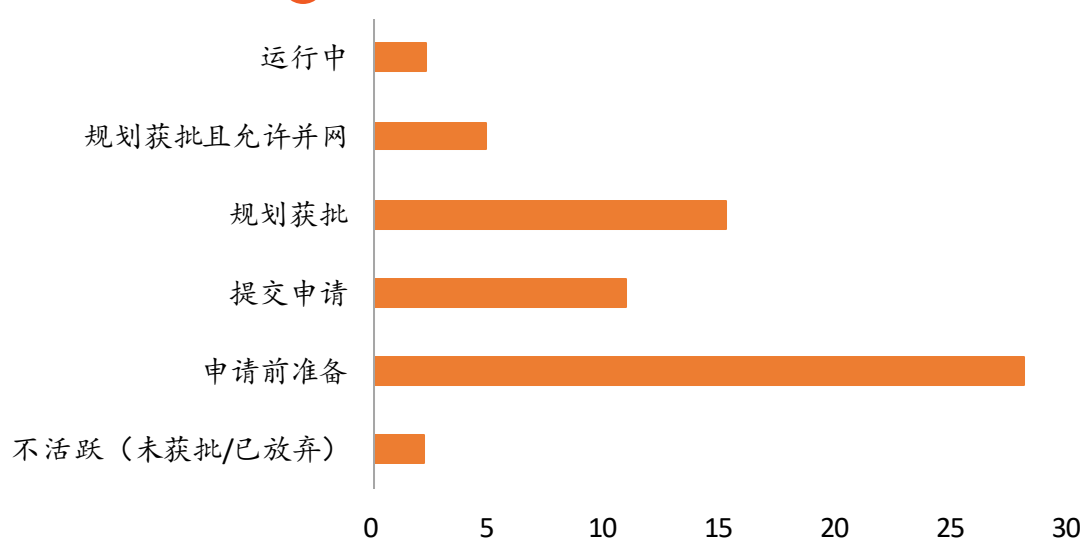
其中：表前大储

>3.5GW

英国储能系统新增装机容量 (MWh)



英国已公布大储项目进展情况(GW)





CONTENT 目录

第三部分 储能：需求景气、竞争加剧，吹尽狂沙始到金

◎ 国内储能需求高增，海外市场存在不确定性

◎ 激烈竞争大浪淘沙，技术和渠道构建长期护城河

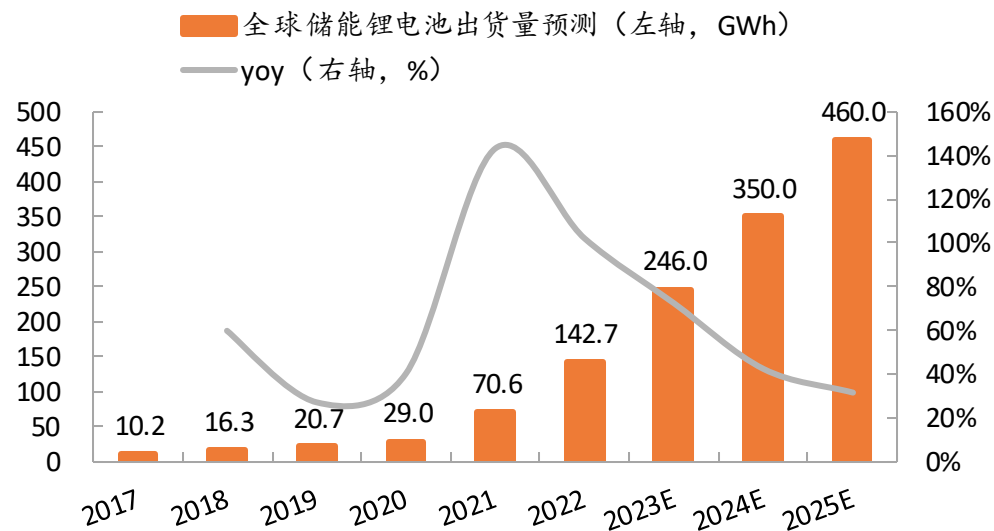
3.2.1 电池环节：储能电池出货高增、价格下探

- 储能锂电池市场高速增长，2022年全球出货量143GWh。根据起点锂电数据，2021年全球储能锂电池出货量70.6GWh；Infolink统计2022年全球储能锂电池出货量142.7GWh，同比翻倍增长。起点锂电预测，2023年全球储能锂电池出货量有望达到246GWh。
- 锂价下跌等因素影响下，上半年储能电池价格有所下行。年初至今，碳酸锂价格成为影响电池产业链排产和销售的重要因素。碳酸锂价格从2022年第四季度55万元/吨的水平一度下降至18万元/吨，6月初回升至30万元/吨左右。按照每kWh电池耗用0.6kg碳酸锂计算，碳酸锂吨价从55万元降至30万元/20万元，对应电池单Wh成本下降0.15/0.21元。近日开标的储能电池集采项目，中标价格已低至0.64元/Wh以下；参考2022年10月底开标的国能信控2022年储能电池框架采购项目，其中标均价为0.99元/Wh，电池价格单Wh降幅超过0.3元，大于碳酸锂降价带来的降本影响。这可能意味着电池企业有一定的让利，以应对储能电池市场的激烈竞争，或加速去库存。

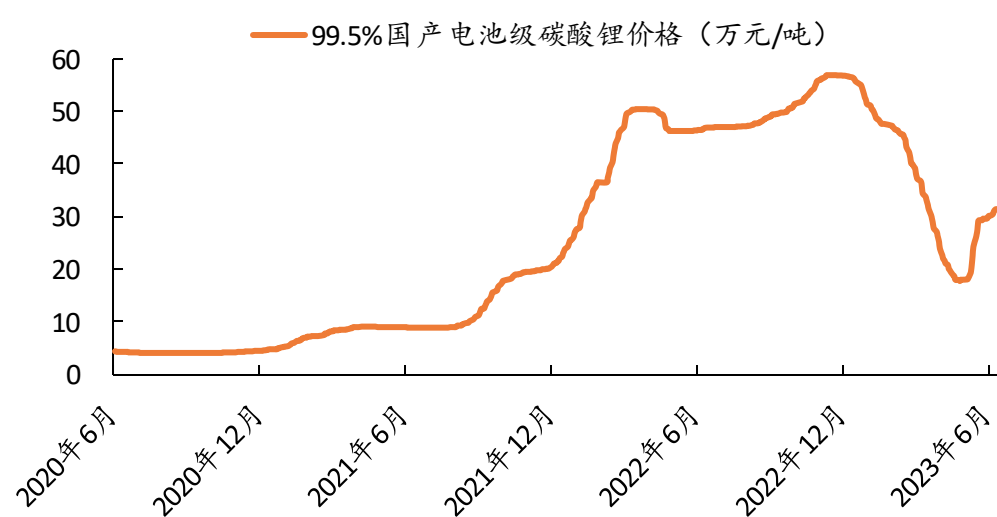
2023年以来，国内两次储能电池框架采购招标价格

项目名称	开标时间	招标容量	中标单位	中标均价
国能信控2023年储能电池框架招标	5月27日	1.4GWh	鹏辉能源、宁德时代、亿纬动力	0.64元/Wh
深能智慧能源1GWh储能电芯采购	6月1日	1GWh	海辰储能、亿纬动力	0.61元/Wh

全球储能锂电池出货量持续高增长

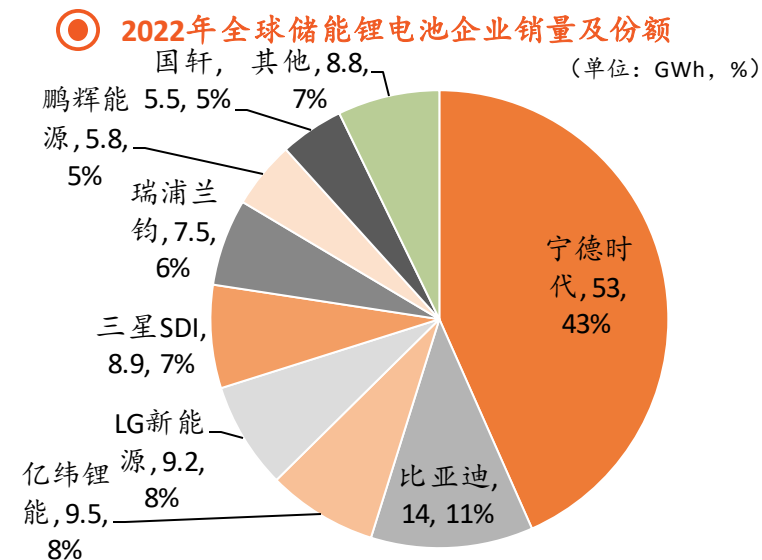


碳酸锂价格触底回升至30万元/吨，整体较上年回落

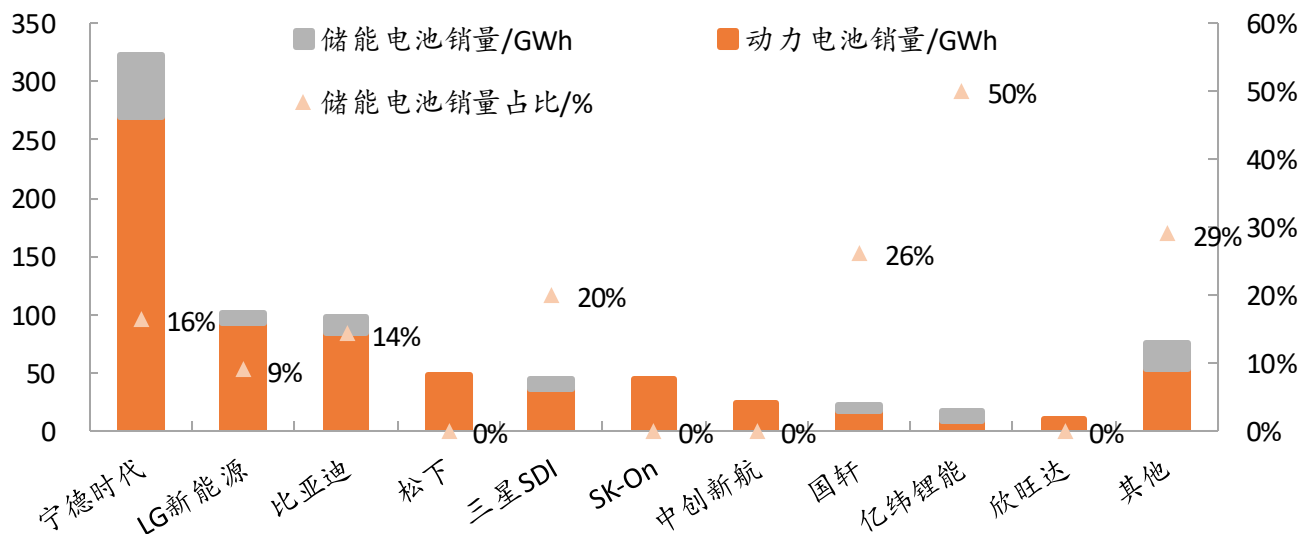


电池环节：“一超多强”格局较稳定，密集扩产引发价格竞争担忧

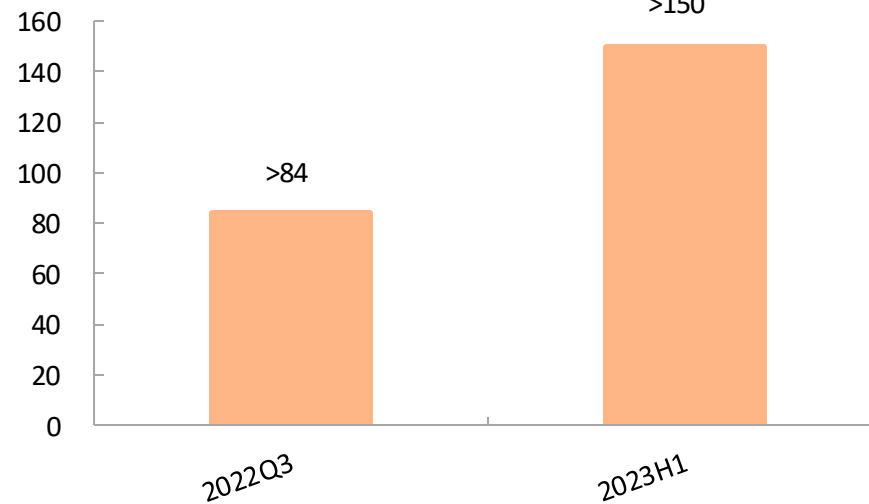
- 储能电池参与者“一超多强”格局较稳定，密集扩产引发价格竞争担忧。储能电池产业链参与者以动力电池企业居多，相关企业已有多年技术和生产工艺积累，竞争实力强。储能电池竞争格局呈现与动力电池类似的“一超多强”形势：2022年全球储能电池市场CR8达93%，其中宁德时代占据43%市场份额。从波特五力模型的角度分析，现存储能电池企业实力强，潜在新入者带来的竞争压力相对不大，主要竞争压力来自现有竞争者。2022-2023年，储能电池企业扩产较为密集，据GGII不完全统计，2022年公布的储能电池相关扩产项目（部分涉及动力储能一体化产能）规划产能达820GWh；即使仅考虑280Ah以上大电芯，GGII估计2023H1国内280Ah储能电池累计释放产能也将超过150GWh。若企业竞争性扩产导致储能电池供过于求，则各企业盈利能力可能面临一定压力。



全球前十大电池制造商动力+储能锂电池销量情况

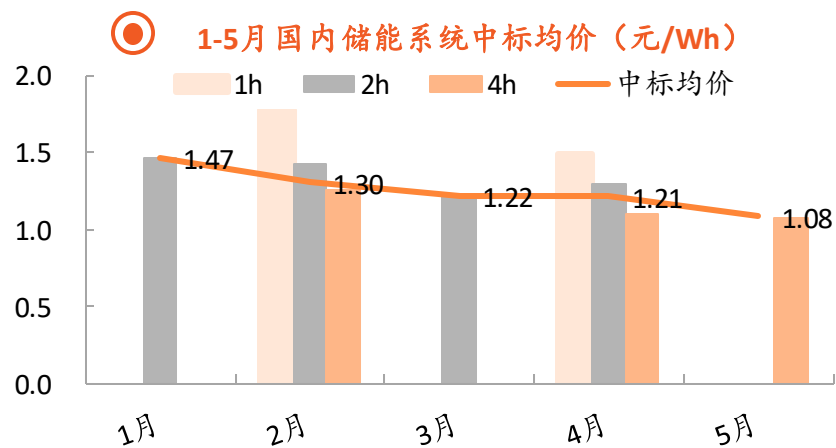


国内储能280Ah产品产能释放规模估计(GWh)



3.2.2 PCS和系统集成：中标均价下探，市场份额有望开始向头部集中

- 储能系统中标规模高增的同时，价格逐步下探。据我们不完全统计，2023年1-5月，国内储能开标项目共11.1GW/31.5GWh，其中储能系统开标4.3GW/11.6GWh。储能系统中标均价持续下探，1-5月国内储能系统中标均价分别为1.47/1.30/1.22/1.21/1.08元/Wh，较2022年1.56元/Wh的均价明显降低。储能系统的降价虽然有碳酸锂降价的传导因素，但也反映了系统集成环节竞争的加剧。
- 系统集成参与者繁多，技术和项目经验有望成为头部企业竞争壁垒。大储系统集成属于新生环节，现存大储电站调用频次不足、服务方式不明确，业内对大储系统也尚无统一评价标准，导致集成环节技术壁垒尚未显现。国内大储市场高速增长下，专业集成商、PCS厂商、电池企业、电力设备商等多方参与者入局“混战”，竞争格局尚不明晰。长远来看，降低全生命周期成本、提升安全性是电站的核心要求，随着行业发展规范和成熟，业内将更青睐效率更优、集成度高、运维智能、高安全性的储能系统。具备对电网的深度理解、核心部件自研能力、系统设计能力等强劲技术实力，拥有丰富项目案例积累的企业有望脱颖而出。
- 集成“唯价格论”逐步退出，市场份额或已开始向头部企业集中。4月，新华水电1.2GW/3.2GWh储能系统集成采开标，最低价投标方均未中标，且入围企业多为近两年储能业绩较好的头部集成商，阳光电源在标段2、3均以最高报价入围。这一中标结果体现了可喜的趋势，“低价”不再是大储业主的首要考虑因素，头部企业的技术实力和项目经验有望真正形成壁垒，竞争格局有望向好。



新华水电2023年度磷酸铁锂电化学储能系统集成采入围结果

标包1(200MW/200MWh)		标包2(500MW/1000MWh)		标包3(500MW/2000MWh)	
阳光电源	1.60	阳光电源	1.34	阳光电源	1.28
科华数据	1.48	科华数据	1.21	科华数据	1.13
山东电工	1.41	林洋亿纬	1.19	林洋亿纬	1.13
卧龙电驱	1.35	中车株洲	1.17	中车株洲	1.09
威胜能源	1.34	海博思创	1.17	天合储能	1.08
		天合储能	1.15	海博思创	1.07
		新艾电气	1.14	新艾电气	1.07
		比亚迪	1.10	比亚迪	1.03

储能温控：参与者技术较为成熟，储能赛道带来潜在增量

- **储能温控：参与者技术较为成熟，储能新赛道带来潜在增量。**大储电站所用的锂电池单体容量大，280Ah以上大电芯渐成主流，其面临的热管理问题更为严苛，温控设备成为大储建设必不可少的环节。目前储能温控可采用风冷和液冷方案，对应传统行业的温控技术均较为成熟，目前赛道主要参与者包括精密温控、工业温控、汽车温控企业。随着储能系统体量增长、以及液冷方案持续渗透，储能温控环节价值量有望提高，相关企业有望迎来新的业绩增量。

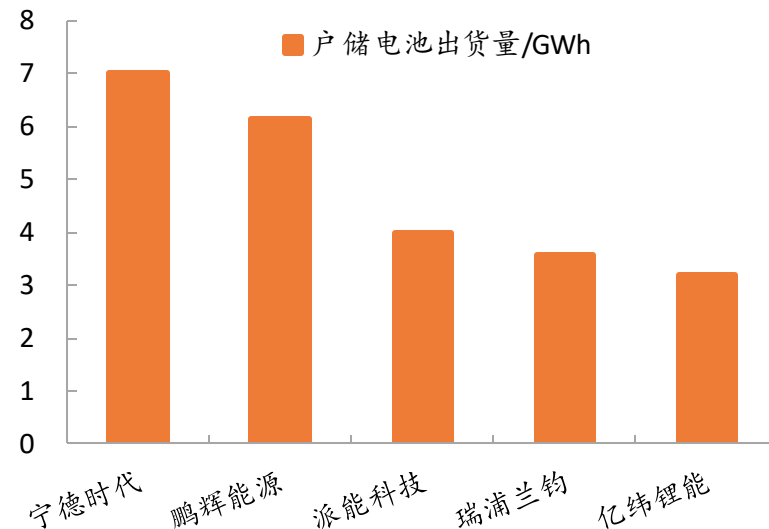
国内储能温控环节主要参与者

参与者类型	竞争优势	代表公司	主要产品类型	主要客户
精密温控	此类参与者具有较强的技术优势，在储能温控市场具备先发优势	英维克	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪、南都电源、阳光电源、海博思创等
		申菱环境	风冷、液冷	国家电网等
工业温控	此类参与者在液冷和户外应用领域的技术积累较为深厚	同飞股份	风冷、液冷	阳光电源、赣锋锂业、科陆电子、天合储能、南都电源等
		高澜股份	液冷	宁德时代、比亚迪、远景能源等
汽车温控	汽车温控与储能温控均是需应用于户外的电化学电池，具有相似技术	松芝股份	风冷、液冷	宁德时代、远景能源、比亚迪等
		奥特佳	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪等

户储系统：竞争格局群雄割据，国内企业实力强劲，品牌和渠道构建壁垒

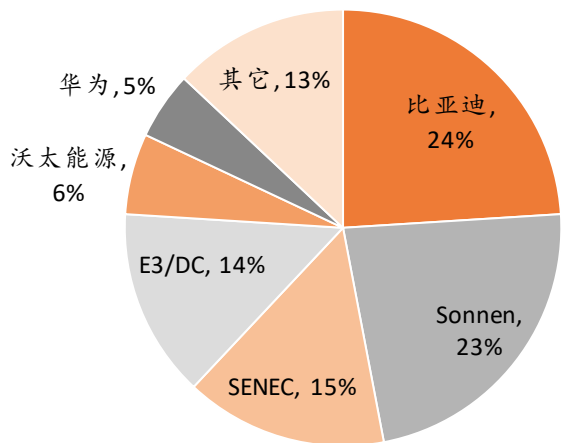
- 国内企业在户储赛道实力强劲。据CNESA统计，2022年我国企业中，全球户储电池出货量前五的企业为宁德时代、鹏辉能源、派能科技、瑞浦兰钧和亿纬锂能，2022年户储电池出货量合计接近24GWh。
- 全球户储市场“群雄割据”，品牌和渠道是重要竞争壁垒。户储系统和变流器产品面向C端消费者，客户群体分散且专业性较低，对终端企业的品牌认知度和服务能力提出了高要求。这使得全球户储市场呈现“群雄割据”局面，不同国家市场的优势品牌各有不同，通常既包括近水楼台的本土企业，如美国Enphase、Tesla、德国Sonnen；也包括在某一个或几个国家长期深耕、建立品牌口碑和服务体系的国内品牌，如派能和比亚迪。品牌形象和渠道布局构成户储企业的关键竞争力，需要高质量产品的保障、以及较长的时间积累。预计2023年国内头部户储企业仍将有较好的业绩。

2022年我国企业户储电池全球出货量

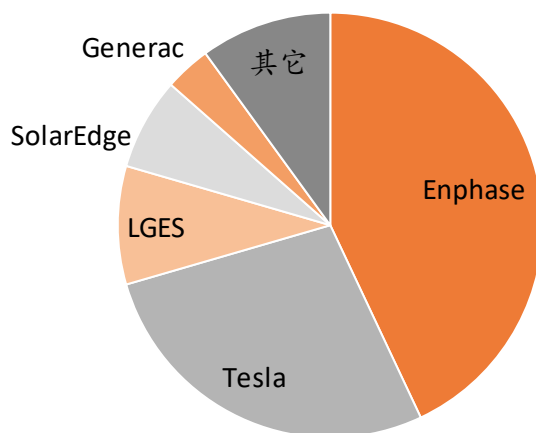


德国、美国户用储能系统竞争格局

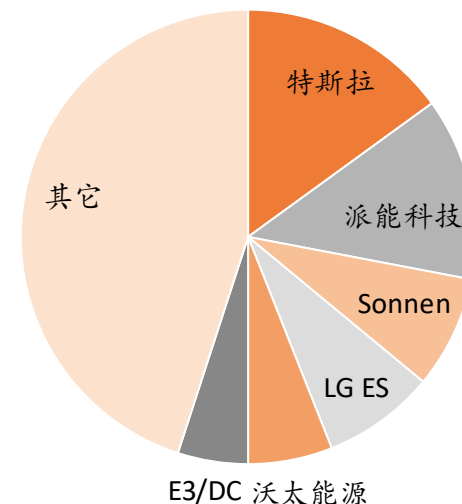
德国，2022年



美国，2022H2



2020年全球户储系统竞争格局



工商业储能系统：赛道处于发展早期，竞争格局分散，参与者众多

- 工商业储能市场处于早期阶段，竞争格局分散。海内外头部储能企业、初创公司等积极入局工商储赛道。工商业用户包括中小型用户和大工业用户，所需储能规模在几百kWh~几MWh不等。我们整理了工商业储能主要参与者官网产品信息，具体如下：
- 头部企业横向扩展：宁德时代、阳光电源、派能科技、海博思创等大储或户储领先企业，均推出了针对中小型工商业用户的储能机柜，单体容量数百千瓦时。上述企业已具有大储和/或户储系统的拳头产品，横向扩展工商业产品，丰富产品线。
- 中小企业卡位工商储赛道：中小企业从工商业机柜入手，推出具有液冷、高集成度、智能化等特征的工商储产品，进入储能市场。
- 部分大型企业采用大储产品供给工商业客户：特斯拉和比亚迪等企业官网尚未显示中小型机柜产品，其大储产品可供给工商业客户，产品采用集装箱集成，单体容量为MWh级，目前已有一定应用案例。
- 整体而言，工商业储能市场处于早期阶段，参与者繁多，竞争格局较为分散，产品尚未标准化。随着国内工商业赛道起步，具备工商业储能产品或电站业务布局的企业具备一定的关注价值。

⊙ 工商业储能市场主要参与者产品概况

类别	公司	产品名称	系统容量/kWh	标称电压/V	冷却方式
国内上市公司	宁德时代	EnerOne	372.7	1331.2	液冷
国内上市公司	阳光电源	PowerStack	537	810~1095	液冷
国内上市公司	比亚迪	CS40HN系列	1958-2448	360-440	
国内上市公司	派能科技	Powercube系列	16.8-164.81	38.4-1113.6	
国内非上市公司	海博思创	HyperL2	232.9-372.7	380-690	液冷
国内非上市公司	融和元储	超级能元	250-1000	750-1200	液冷
国内非上市公司	兴储世纪	Scopio	100-1500	320-460	
国内非上市公司	零探智能	Tensorpack	215	340-440	风冷
海外公司	特斯拉	Megapack	3000		

⊙ 产品和服务构成工商业储能的主要壁垒

产品	经济性	系统成本、寿命和效率决定了工商业储能系统的投资回报率，是用户的主要考量因素
	安全性	储能系统温控方案较为重要，越来越多参与者选用液冷方案提高系统安全性与效率
	灵活性	充放电响应/切换速度高的产品具有一定优势，可确保用户根据峰谷时段灵活切换充放电
服务	售后服务	工商业用户不同于电站用户，专业性程度相对较低，对产品的售后维保等存在较高要求
	数据安全	定制储能系统时，可能需要调查用户用电曲线和用电量，此类信息泄露会对客户造成商业损失
	专业运维	随着电力市场化程度增加，非专业用户自行操作峰谷套利的难度可能增大。产品企业需具备提供智能运维服务的能力，专业第三方运营企业也可能应运而生



CONTENT 目录

第四部分 氢能：绿氢经济性显现，电解槽放量在即

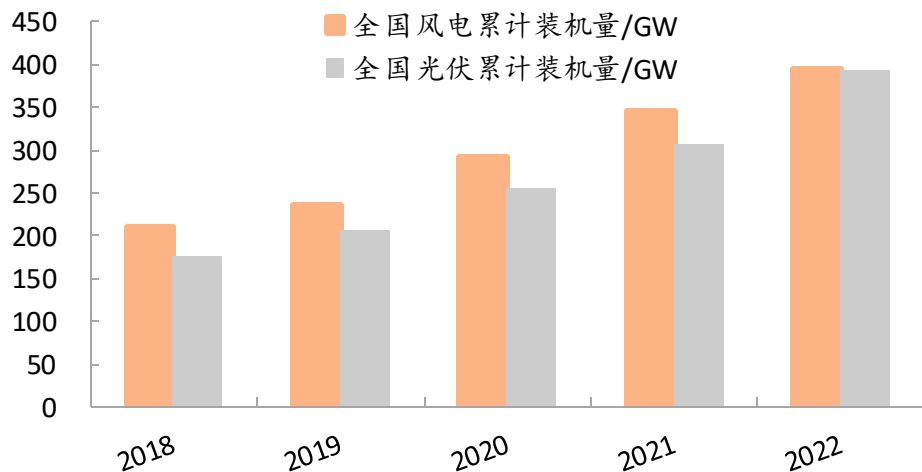
① 绿电成本持续下降，绿氢经济性初步显现

② 电解槽供需两旺，国内企业大显身手

风光装机高增、政策高度重视，绿氢产业开启新篇

- 风光装机高增，绿氢发展迎来拐点。2022年，全球风电、光伏累计装机规模已接近2TW。可再生能源产业大规模发展使绿电价格持续下降，逐步带动绿氢制备成本下行，产生经济性；同时大规模风光装机也带来一定的消纳需求，绿氢产业有望提速。
- 政策驱动下，我国绿氢产业开启新篇。我国国家层面日益重视和认可氢能战略重要性，2022年3月，国家发改委、能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能的战略定位，并提出了氢能产业一系列发展目标，我国氢产业开启新篇。

2022年底全国风、光累计装机规模达788GW



资料来源：国家能源局，CWEA，政府官网，平安证券研究所

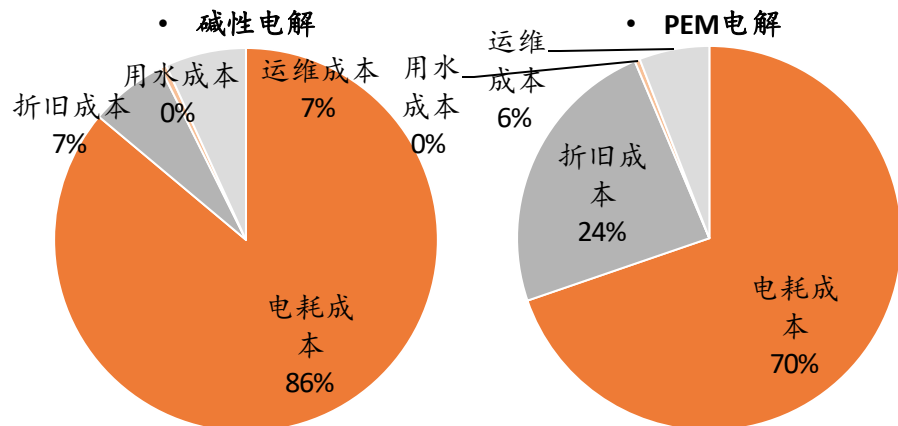
我国国家层面发展氢能相关政策

时间	政策	主要内容
2023年1月	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	提及了氢燃料电池车、氢储能等应用环节的推广；长期实现电能与氢能等二次能源深度融合利用
2022年3月	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	明确了氢能的战略定位。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分、用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。 提出了一系列阶段性目标。根据规划，到2025年，我国将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到10万吨至20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100万吨至200万吨/年。
2021年12月	《“十四五”工业绿色发展规划》	指出加快氢能技术创新和基础设施建设，推动氢能多元利用
2021年11月	《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》	引导企业加大可再生能源使用、推动电能、氢能、生物质能替代化石燃料；加快充电桩、换电站、加氢站等基础设施建设运营
2021年10月	《2030年前碳达峰行动方案》	从应用领域、化工原料、交通、人才建设等多个方面支持氢能发展
2021年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要（草案）》	在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，谋划布局一批未来产业
2020年10月	《节能与新能源汽车技术路线图（2.0版）》	提出2030-2035年实现氢能及燃料电池汽车的大规模的应用，燃料电池汽车保有量达100万辆左右。
2020年9月	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	采取“以奖代补”，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励，示范期4年
2020年4月	《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》	首次从法律上将氢能列入能源范畴
2019年3月	《政府工作报告》	首次将氢能写入政府工作报告：推动充电、加氢等设施建设

4.1.2 绿氢成本测算：电耗和折旧构成绿氢的主要成本

- 我们估算，基准情形下碱性和PEM电解水制氢单位成本分别为21.85和25.29元/kg，电耗成本分别占总成本的86%和70%。假设说明如下：
- 电价：假设用电价格为0.35元/kWh。
- 单位电耗：假设碱性电解为4.8kWh/Nm³；PEM效率较高，假设为4.5kWh/Nm³。
- 设备（含电解槽及配套设备）单价：参考相关文献，分别取2000元和9000元/kW。
- 运行时长：若每天运行9小时、每年运行330天，则运行总时长约3000小时。

右表计算下，两种电解水制氢路线的成本构成



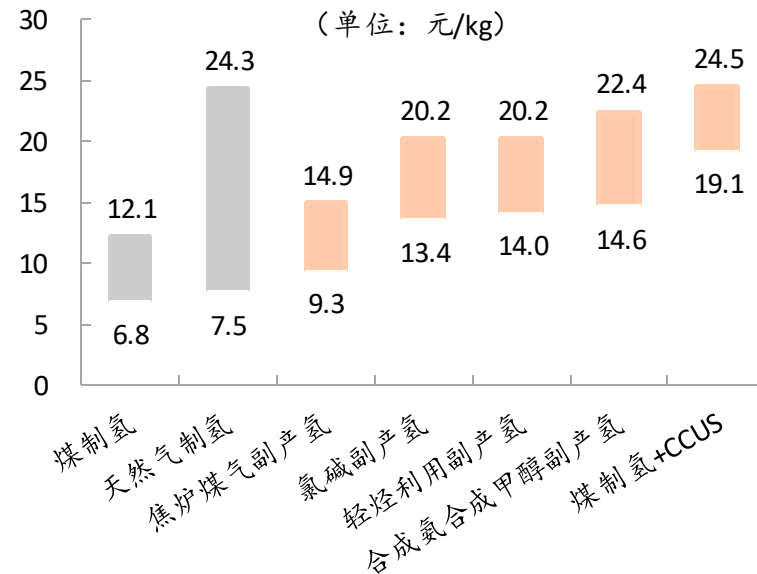
电解水制氢成本估算

	碱性电解	PEM电解
电价 (元/kWh)	0.35	0.35
单位电耗 (kWh/Nm ³)	4.8	4.5
单位体积电耗成本 (元/Nm ³)	1.68	1.58
单位质量电耗成本 (元/kg)	18.81	17.64
设备单价 (元/kW)	2000	9000
设备功率 (kW)	4800	2250
设备购置价格 (万元)	960	2025
设备折旧年限 (年)	25	25
设备年折旧额 (万元)	38.40	81.00
单槽制氢量 (Nm ³ /h)	1000	500
年运行小时数 (h)	3000	3000
年制氢量 (Nm ³)	3000000	1500000
单位体积折旧成本 (元/Nm ³)	0.13	0.54
单位质量折旧成本 (元/kg)	1.43	6.05
单位制氢耗水量 (kg/Nm ³)	2	2
用水单价 (元/吨)	5	5
单位体积用水成本 (元/Nm ³)	0.01	0.01
单位质量用水成本 (元/kg)	0.11	0.11
年运维成本 (万元)	40	20
单位体积运维成本 (元/Nm ³)	0.13	0.13
单位质量运维成本 (元/kg)	1.49	1.49
单位体积制氢成本 (元/Nm ³)	1.95	2.26
单位质量制氢成本 (元/kg)	21.85	25.29

降本潜力：电价下降、电解槽降本增效，绿氢实现经济性可期

- 影响单位制氢成本的主要因素包括电价、单位电耗、设备单价、运行寿命等因素。随着后续风光发电LCOE下降、电解槽量产降本、效率提升和寿命增加，电解水制氢成本有望逐步接近工业副产氢甚至煤制氢，实现经济性。
- 我们分情景测算了两种电解水制氢方案的降本潜力，假设中期和远期单位电价分别降至0.20和0.15元，年运行小时数增加至4000和5000h（假设使用年限保持25年不变）。
- 若碱性电解设备单价中期和远期分别下降至1500和1000元/kW，同时效率有所提升，则中期制氢成本降至12.07元/kg，达到工业副产氢水平；远期制氢成本下降至8.44元/kg，达到煤制氢水平。若PEM电解设备单价中期和远期分别降至4000和2000元/kW，同时效率提升，则中期制氢成本下降至11.98元/kg，远期制氢成本下降至7.89元/kg，价格相对煤制氢已具有竞争力。

主要制氢方法成本区间



两种制氢方法成本敏感性分析

	碱性电解		PEM电解	
	较基准情景变化幅度	单位制氢成本变化量(元/kg)	较基准情景变化幅度	单位制氢成本变化量(元/kg)
电价(元/kWh)	-0.05	-2.69	-0.05	-2.52
单位电耗(kWh/Nm ³)	-0.2	-0.84	-0.2	-1.05
设备单价(元/kW)	-500	-0.36	-1000	-0.67
年运行小时数(h)	+500	-0.42 (非线性)	+500	-1.08 (非线性)

碱性电解/PEM电解制氢成本分情景测算

	碱性			PEM		
	基准假设	中期	远期	基准假设	中期	远期
电价(元/kWh)	0.35	0.20	0.15	0.35	0.20	0.15
单位电耗(kWh/Nm ³)	4.8	4.5	4.2	4.5	4.0	3.7
设备单价(元/kW)	2000	1500	1000	9000	4000	2000
年运行小时数(h)	3000	4000	5000	3000	4000	5000
单位质量制氢成本(元/kg)	21.85	12.07	8.44	25.29	11.98	7.89

案例分析：从中石化库车项目来看，国内绿电制氢已初具经济性

- **项目概况。**中石化新疆库车光伏制氢项目是2022年招标规模最大的绿氢项目，属于示范项目，商业模式具有参考价值。项目建设光伏电站300MW，配置52台1000标方碱性电解槽。光伏发电时段，电解槽及其它用电设备采用光伏供电；光伏不发电时段，外购绿电供部分电解槽连续运行。制得的氢气通过管道输送至塔河炼化使用。
- **成本测算：**中石化库车项目制氢成本理论上可降至**12.93元/kg**，已具备推广的经济性。我们根据项目环评报告、招投标等信息，测算其单位制氢成本为12.93元/kg，过程及假设见下页。这一单位成本与工业副产氢相比已具有经济性，接近煤制氢成本。



中石化库车项目概况

项目构成

- **光伏电站：**光伏场（300MW，实际安装355MW）；升压站；25.8km输电线路
- **制氢厂：**化学水站；电解水及气液分离单元（52台1000Nm³/h电解槽）；氢气储输（10台2000m³球罐、3台氢气外输压缩机、配套的工艺及热力管网）
- **公辅工程：**自控系统、给排水、供电与电信、供热、员工生活设施等

运营模式

- **制氢规模：**项目电解水制氢规模2万吨/年，折算每年运行时长**4307小时**。
- **光伏供电：**光伏发电时段，电解槽及其它用电设备均采用光伏所发电电源。根据能源局《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》，项目所属地区2020/2021年光伏年利用小时数分别为1414和1455小时，算术平均为**1435小时**。
- **外购电力：**光伏不发电时段，外购部分绿电供部分电解槽连续运行。计算得全年电网用电时长2873h。

下游应用

- 作为**化工原料**，供中石化旗下塔河炼化使用。
- 制氢装置制得的氢气送至**罐区储存**，再经氢气外输压缩机升压至3.2MPag，通过**管道输送**至塔河炼化使用。

案例分析：低价绿电+设备降本增效+长时运行，助力库车项目经济性提升

- 综合考虑中石化库车绿氢项目降本的原因，主要有以下几方面：
 - 1.电价：**部分采用自有光伏发电，降低度电成本；新疆地区光伏资源丰富，理论上可获得价格低廉的绿电。
 - 2.设备单价：**规模生产，每4台电解槽共用一套气液处理和一套纯化设施，降低后处理设施成本；采购规模庞大，电解槽+成套设备单价可降至1500元；
 - 3.设备效率：**为库车绿氢项目供应电解槽的3家企业（考克利尔竞立、隆基氢能、派瑞氢能）均为头部企业，设备效率高，根据3家公司官网介绍，其1000标方碱性电解槽单位电耗均在4.4kWh/Nm³以下，我们假设系统电耗4.6kWh/Nm³。
 - 4.运行时长：**项目年制氢量为2万吨，制氢速率5.2万Nm³/h，推算年运行4307小时，连续运行摊薄折旧。

◎ 中石化库车项目度电成本假设

项目	数值	备注
光伏上网电价/元/kWh	0.20	2020和2021年，新疆II类地区(项目所属地区)实际全年光伏发电小时数/h
全年光伏发电小时数/h	1435	利用小时数分别为1414和1455小时，光伏发电时长取算术平均。
电网用电价格/元/kWh	0.25	采用发电时长而非发电量加权，因为光伏发电功率略大于制氢额定功率，发电时段冗余电量供其它用电设备使用，未全部用于制氢
全年电网用电小时数/h	2873	
度电成本加权平均值/元/kWh	0.23	

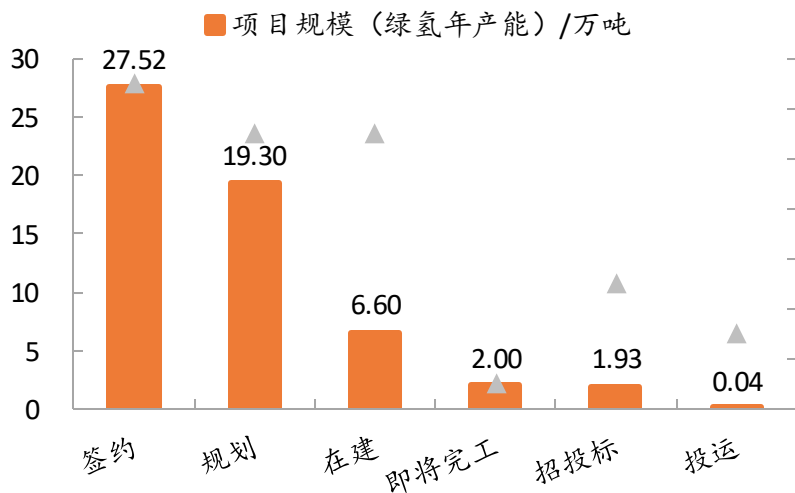
◎ 中石化库车项目制氢成本测算

项目	数值	备注
电价 (元/kWh)	0.23	假设光伏电价和电网用电价格，使用全年发电时长数加权估算，见左下表
单位电耗 (kWh/Nm ³)	4.6	假设值，中标商均为头部企业，效率较高
单位体积电耗成本 (元/Nm ³)	1.07	
单位质量电耗成本 (元/kg)	12.02	
设备单价 (元/kW)	1500	使用购置价格和总功率之比，直接推出
设备功率 (MW)	240	使用单位电耗和每小时制氢量的乘积推出
设备购置价格 (万元)	36000	公布值，3家中标方报价均约为3.6亿元
设备折旧年限 (年)	25	假设值，主流电解槽企业预计使用寿命25年
设备年折旧额 (万元)	1440	
设备每小时制氢量 (Nm ³ /h)	52000	公布值，安装为52台*1000Nm ³ /h电解槽
年运行小时数 (h)	4307	公布值推算，年制氢量和每小时制氢量之比
年制氢量 (亿Nm ³)	2.24	公布值，年制氢量2万吨折算为标方
单位质量折旧成本 (元/kg)	0.72	
单位制氢耗水量 (kg/Nm ³)	2	
用水单价 (元/吨)	5	
单位质量用水成本 (元/kg)	0.11	
年运维成本 (万元)	160	公布值估算。据环评报告，电解水制氢操作人员16人。假设每个人每年成本10万元
单位质量运维成本 (元/kg)	0.08	
单位质量制氢成本 (元/kg)	12.93	根据以上假设的测算结果。供参考，环评报告中公司自身测算的成本为12.95元/kg。

商业模式：新增绿氢项目主要应用于化工领域，风光制绿氢模式已迅速起量

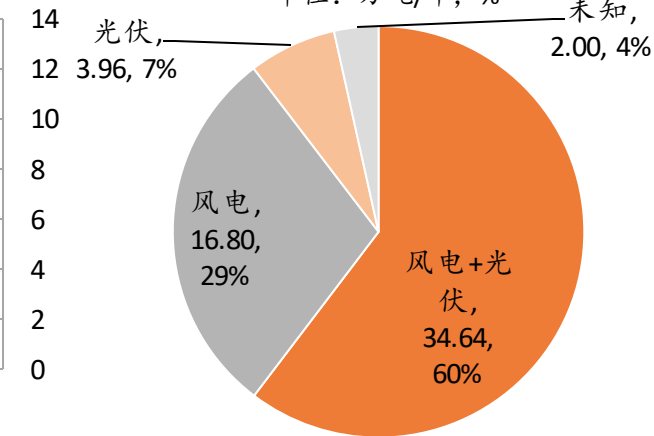
- **2023年以来，国内绿氢项目进展加速。**我们根据公开信息统计了年初以来（截至2023.6.7）国内绿氢项目动态情况，共有44个项目公布了最新进展，包括项目签约、备案、开工、投产等，项目装机规模超过39万标方/h，达产后绿氢年产能合计达57万吨。
- **供电方式：风光联合供电制氢占据主流。**统计项目中，19个项目为风电+光伏联合供电，对应绿氢产能共34.64万吨/年，占统计项目规模的60%。风光联合供电项目占比高，部分由于本次统计包含了1月内蒙古公示的15个风光制氢一体化示范项目（11个为风光一体，4个为风电），内蒙古作为国内绿氢基地发展的主要省份，风电资源较为丰富，部分影响了绿氢项目的电源选择。同时，由于风光发电时段存在互补，风光联合制氢有助于延长每日制氢时长、降低耗电成本，助力绿氢项目显现经济性。
- **应用场景：大规模绿氢制绿氨率先放量。**统计项目中，14个项目下游应用于合成绿氨，对应绿氢产能31.6万吨/年，占统计项目规模的55%。值得注意的是，公布制氢年产能的30个项目中，18个年制氢1万吨以上，下游均用于化工合成；明确用于交通领域的项目多为小规模站内制氢，产能共3.28万吨/年。以合成氨为代表的化工应用，或将成为大规模（万吨级）制氢项目的优选应用场景。

2023年国内绿氢项目动态统计

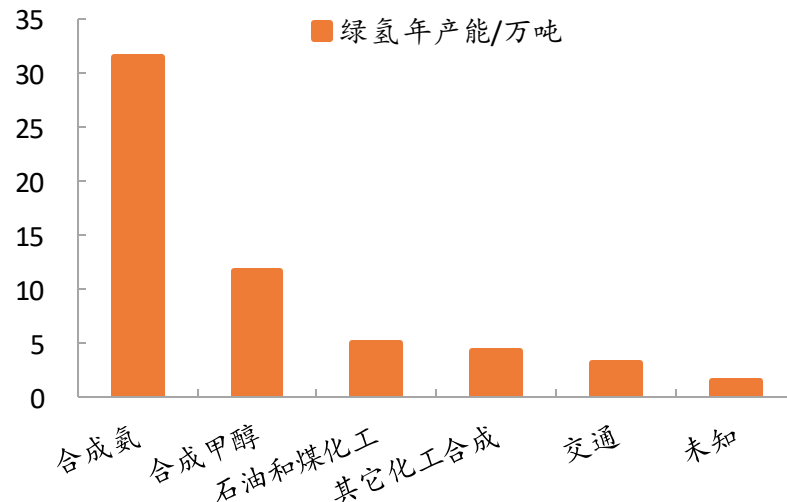


绿氢项目供电方式构成

根据项目规模（绿氢年产能）划分
单位：万吨/年，%



绿氢项目应用场景构成





CONTENT 目录

第四部分 氢能：绿氢经济性显现，电解槽放量在即

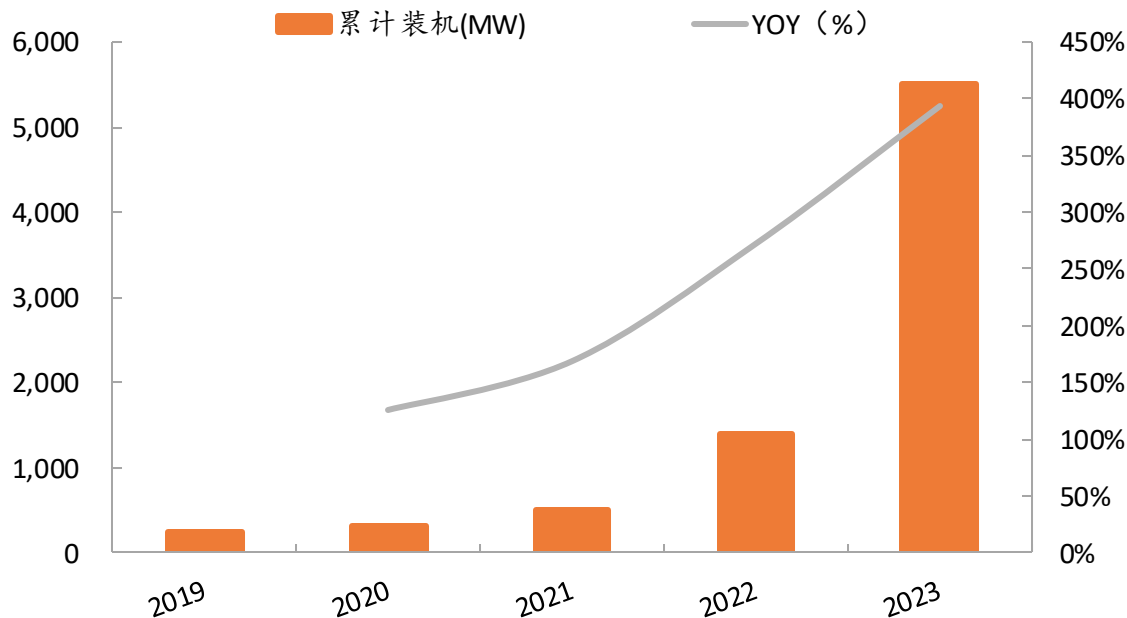
◎ 绿电成本持续下降，绿氢经济性初步显现

◎ 电解槽供需两旺，国内企业大显身手

全球电解水制氢步入快速成长期，电解槽装机和扩产提速

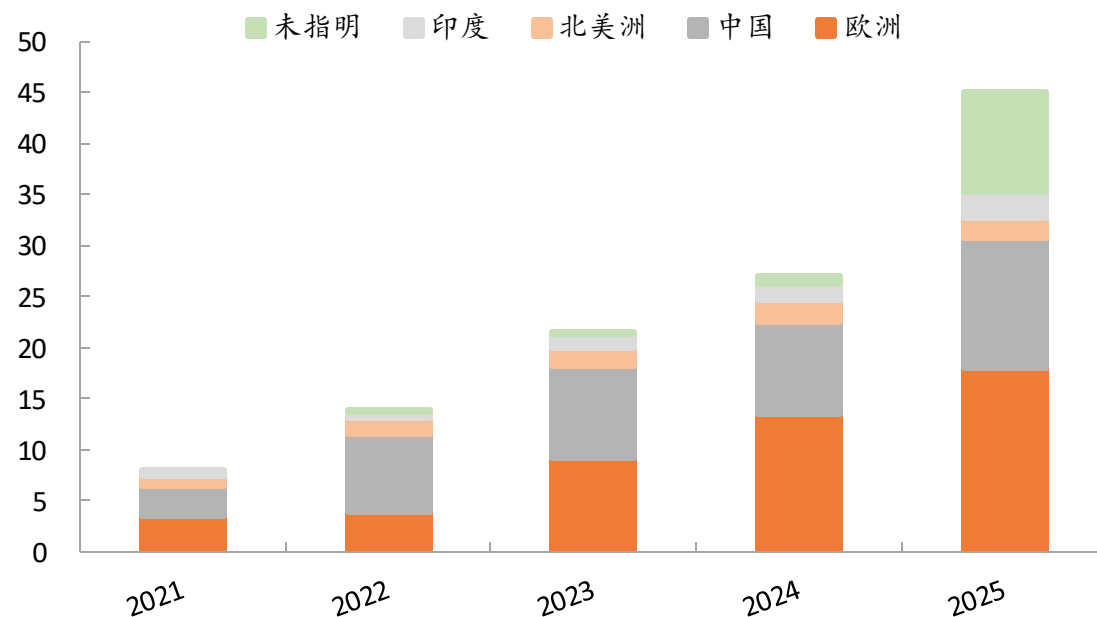
- **电解槽装机步入高速成长期。**电解槽是用于电解水制氢的主要设备。经历了一定时间的技术布局和产业链发展，全球制氢电解槽装机步入快速成长阶段，2021年全球新增装机209MW，同比增长2.4倍；IEA预计，2022和2023年全球制氢电解槽新增装机将分别达到0.9和4.1GW，总装机分别达到1.4GW和5.5GW；净零排放目标下，2030年全球制氢电解槽累计装机将达到720GW。
- **中国和欧洲引领，全球电解槽产能高速增长。**IEA统计，2021年全球电解槽总产能8.0GW/年，其中欧洲和中国产能分别为3.5和2.9GW，占比分别为44%和36%。IEA预计，2023/2025年全球电解槽总产能将分别达到21.5和45.1GW/年，欧洲和中国电解槽产能合计占全球的85%/68%；2021-2025年全球电解槽总产能复合增长率达到54.1%。

2023年全球电解槽累计装机将达到5.5GW



欧洲和中国引领，2025年全球电解槽产能可达45GW

数据为电解槽产能，单位：GW



国内市场：电解槽招标再创新高，绿氢赛道爆发在即

- **2022年电解槽出货量同比翻倍。**GGII初步统计，2022年国内电解水制氢设备出货量达到722MW（含出口，不含研发样机），同比大幅增长106%。其中，中石化新疆库车绿氢示范项目贡献比例最大，安装52台单槽制氢能力1000Nm³/h的碱性电解槽，功率规模约240MW，占全国出货量的1/3。
- **2023年1-5月，氢电解槽招标量已超过880MW。**我们综合了氢云链和GGII统计的招标项目，1-5月国内大型绿氢电解槽项目招标规模共计880.5MW，已超过2022年全年出货量。绿氢电解槽赛道爆发在即。

2023年1-5月国内电解槽招标项目（不完全统计）

省份	地区	项目	招标规模/MW	技术路线
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	195	碱性
内蒙古	鄂尔多斯	深能北方光伏制氢项目	45	碱性
宁夏	宁东	国能宁东可再生氢碳减排示范区项目	105	碱性
山东	潍坊	华电潍坊氢储能示范项目	25	碱性
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	50	PEM
四川	德阳	东方锅炉集装箱式电解槽制氢项目	1	碱性
新疆	库尔勒	深圳能源库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	5	碱性
甘肃	张掖	华能清能院碱性电解槽采购项目	6.5	碱性
陕西	榆林	北元化工制氢设备采购项目	1	PEM
浙江	杭州	西湖大学500NL/h AEM电解槽采购项目	0	AEM
黑龙江	七台河	黑龙江200MW风电制氢联合运行项目	7.5	碱性
河北	保定	涞源县300MW光伏制氢项目	6	碱性
新疆	哈密	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	5	碱性
内蒙古	鄂尔多斯	鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项目	420	碱性
湖北	大冶	大冶市矿区绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设	8.5	碱性

碱性电解槽：“大标方”趋势下，制造工艺、集成能力和材料技术构成壁垒

- 碱性电解槽“大标方”趋势明显，厂商致力于提高单槽产氢量。碱性电解技术已趋成熟，降本增效是商业化推广的关键。提高电解槽单体产氢量，有助于降低单位设备投资、摊薄运维成本，是降本增效的重要路径。目前，主流厂商均已推出单体产量1000Nm³/h以上的“大标方”电解槽。
- 制造工艺、集成能力和关键材料技术构成碱性电解槽厂商的技术壁垒。要提升单槽产氢量，通常需要增加电解小室的数目/直径，或提高电解槽运行的电流密度。小室数目增加，容易导致电解槽体积过大，或气密性下降，对厂商的制造工艺和集成能力提出了严苛要求；电流密度增大则可能导致电压上升、系统效率下降，保障电解效率需要电极、催化剂等关键材料性能的优化。综上，在碱性电解槽的“大标方”趋势下，厂商的制造工艺、集成能力和材料技术构成了较高的技术壁垒。



PEM电解槽：关键材料质子交换膜依赖进口，有待国产突破

- **PEM电解槽结构和性能具有一定优势。**PEM电解槽使用质子交换膜作为电解质，内阻较碱性电解槽更小、结构紧凑，理论效率高；采用纯水作为电解原料，产氢纯度更高。然而，PEM电解使用贵金属催化剂，成本较高，规模推广仍需技术成熟和产品降本。
- **PEM电解槽国产程度低，关键原材料有待国产化突破。**目前国内PEM电解槽产业规模较小，主要原因为关键材料质子交换膜生产技术由欧美、日本等巨头垄断，国内电解槽厂商使用的质子交换膜主要向杜邦进口，成本和供应链均面临一定压力。此外，PEM电解槽使用的贵金属催化剂也存在进口依赖性。国内PEM电解槽产业的发展，需要国产关键材料环节的进一步突破。



PEM电解槽关键材料概况

	质子交换膜	阴极催化剂	阳极催化剂	气体扩散层	双极板
作用	充当质子交换的通道；作为屏障防止阴阳极产生的氢气和氧气互相接触；为催化剂涂层提供支撑	作为电化学反应的场所，催化电解反应，确保电解效率	作为电化学反应的场所，催化电解反应，确保电解效率	连接双极板和催化剂层，确保气体和液体在双极板和催化剂层之间的传输，并提供有效的电子传导	支撑膜电极和气体扩散层，汇流氢气和氧气，传导电子
材料构成	大多采用全氟磺酸基聚合物	铂碳催化剂	铈、钌及其氧化物，目前二氧化铈最广泛使用	阳极需采用钛毡，表面加铂/铈涂层；阴极通常为碳毡。（燃料电池气体扩散层通常使用碳纸）	钛基双极板，加铂涂层（燃料电池则采用石墨或不锈钢板）
性能要求	高质子传导率和气密性；低电子传导率；良好的化学稳定性（耐强酸）；强亲水性。厚度150-200 μm，是燃料电池用膜的10-15倍，制造难度更大、成本高昂。	抗腐蚀性、催化活性、电子传导率和孔隙率。PEM电解槽运行环境的酸性较PEM燃料电池更强，因此更依赖贵金属。	抗腐蚀性、析氧活性、催化活性、电子传导率和孔隙率。阳极为高电位、富氧环境和酸性环境，催化剂需选用耐腐蚀且析氧活性高的贵金属。	合适的孔隙率、良好的导电性、耐酸耐腐蚀。	较高的机械稳定性、化学稳定性和低氢渗透性；高导电性。
海外主要参与者	杜邦（科慕）、陶氏、旭硝子	庄信万丰、TKK、优美科，贺利氏等		电解槽企业通常自行开发定制	电解槽企业通常自行开发定制
国内主要参与者	东岳集团、科润新材料	贵研铂业、中科科创、氢电中科、济平新能源等		玖昱科技、浙江菲尔特、通用氢能、西部材料	上海治臻、金泉益
国产化情况	市场主要由海外巨头杜邦垄断，PEM依赖进口；国内企业相关产品正在测试验证中	催化剂所需贵金属原料国内储量较少，依赖进口；催化剂产品也以进口为主，国内产品制作工艺和产能仍有待提升，国内少量企业正在尝试应用国产催化剂		国内电解槽企业通常自行定制，国产化程度相对较高	国内电解槽企业通常自行定制；上海治臻等已推出相关产品

电解槽全球竞争格局：中国和欧洲企业产能规模领先，主要参与者积极扩产

- 从产能布局来看，中国和欧洲企业产能规模领先，主要参与者积极扩产。2022年11月，BNEF估计了全球各大电解槽企业产能规划情况，2022、2023年底预计产能排名前20企业分别如下。根据以上数据，2022年底，全球电解槽产能Top 20企业产能共计14GW，其中中国企业8家，产能共计6.7GW，以ALK路线为主；欧洲企业9家，产能共计4.7GW。2023年底，预计全球电解槽产能Top 20企业产能共计26.4GW（同比+89%），其中中国企业9家，产能共计9.1GW；欧洲企业7家，产能共计10.2GW。

2022年底电解槽预期产能全球前20的企业

排名	企业	年生产量/GW	国家	电解槽类型
1	隆基	1.5	中国	ALK
1	派瑞氢能	1.5	中国	ALK/PEM
3	阳光电源	1.1	中国	ALK/PEM
4	考克利尔	1	比利时	ALK
4	蒂森克虏伯	1	德国	ALK
4	奥扬科技	1	中国	ALK
4	ITM Power	1	英国	PEM
4	普拉格能源	1	美国	PEM
4	Ohmium	1	美国	PEM
10	康明斯	0.6	美国	PEM
10	Nel(耐欧)	0.6	挪威	ALK/PEM
12	中电丰业	0.5	中国	ALK
12	国富氢能	0.5	中国	ALK
14	西门子	0.3	德国	PEM
14	瑞麟科技	0.3	中国	ALK
14	HydrogenPro	0.3	挪威	ALK
14	凯豪达	0.3	中国	ALK
14	Sunfire	0.3	德国	ALK
19	麦克菲	0.1	法国	ALK
19	Green Hydrogen Systems	0.1	丹麦	ALK

2023年底电解槽预期产能全球前20的企业

排名	企业	年生产量/GW	国家	电解槽类型
1	普拉格能源	3	美国	PEM
2	隆基	2.5	中国	ALK
2	考克利尔	2.5	比利时	ALK
2	ITM Power	2.5	英国	PEM
5	Ohmium	2	美国	PEM
6	康明斯	1.6	美国	PEM
7	派瑞氢能	1.5	中国	ALK/PEM
7	蒂森克虏伯	1.5	德国	ALK
9	HydrogenPro	1.3	挪威	ALK
9	西门子	1.3	德国	PEM
11	阳光电源	1.1	中国	ALK/PEM
12	奥扬科技	1	中国	ALK
12	国富氢能	1	中国	ALK
14	Nel(耐欧)	0.6	挪威	ALK/PEM
15	中电丰业	0.5	中国	ALK
15	Sunfire	0.5	德国	ALK
15	凯豪达	0.5	中国	ALK
15	希倍优	0.5	中国	ALK
15	异辉科技	0.5	中国	ALK
15	瑞来斯实业公司	0.5	印度	ALK

电解槽国内竞争格局：2022年CR3达到73%，新入者层出不穷

- 部分电解槽企业已有强劲实力，但竞争格局尚未确定。
- 2022年，竞立、派瑞和隆基出货量居国内前三席，国内市场集中度有所下降。GGII统计，2022年我国电解水制氢设备出货量722MW（含出口），其中考克利尔竞立出货230MW，排名维持第一；派瑞氢能位居第二，隆基氢能首次跻身第三。我国电解槽出货TOP3厂商共计出货527MW，市占率合计73%，CR3较2021年下降10个百分点，市场集中度有所下降，参与者增多。值得注意的是，2022年国内出货量TOP3的电解槽厂商最大订单均来自中石化库车项目（约240MW），若排除大订单的影响，国内电解槽市场集中度或许进一步下降。
- 2023年1-5月，阳光、派瑞和隆基中标规模居国内前三。GGII统计，1-5月，国内共有5个大型绿氢项目进行中标公示，总中标量440MW，企业中标量排名和市占率与2022年出货排名格局差别较大。
- 整体来看，国内氢电解槽市场仍处于高成长、竞争格局未确定的阶段，优秀的新入企业层出不穷，推动绿氢产业蓬勃发展。

2022年中国电解水制氢设备厂商出货量TOP 10

序号	厂商简称	产品技术类型	单台最大产氢率 (Nm ³ /h)
1	考克利尔竞立	碱性	1500
2	派瑞氢能	碱性、PEM	2000
3	隆基氢能	碱性	1000
4	天津大陆	碱性	1000
5	中电丰业	碱性、PEM	1000
6	凯豪达氢能	碱性	1000
7	瀚氢源(HydrogenPro)	碱性	1100
8	华易氢元科技	碱性	1350
9	赛克赛斯氢能	PEM	1200(单套)
10	国富氢能	碱性、PEM	1000

2023年1-5月国内电解水制氢设备厂商中标项目规模

序号	企业	中标量 (MW)	技术路线
1	阳光电源	130	碱性
2	派瑞氢能	100	碱性
3	隆基氢能	95	碱性
4	长春绿动	50	PEM
5	三一氢能	40	碱性
6	南通安思卓	25	碱性

头部电解槽企业产品参数比较

- **碱性电解槽：技术成熟，国内外企业技术实力均出色。**碱性电解槽技术成熟，从电耗来看，国内外头部企业单位电耗均已控制在3.8-4.4kWh/Nm³范围，电耗表现优于理论效率更高的PEM电解槽；从系统规模来看，国内头部企业制氢规模高至1500-2000Nm³/h，国外Nel制氢规模可达2400-3880Nm³/h。现有的低电耗、大标方设备可以满足大规模制氢需求，助力绿氢实现经济性。
- **PEM电解槽：潜力优良，国内企业存在追赶空间。**目前国外头部企业PEM产品电耗在4.5-5kWh/Nm³，低于国内产品的5.4kWh/Nm³；系统规模可超过2000Nm³/h，高于国内企业300-500Nm³/h的水平，国内企业在PEM路线上存在追赶空间。虽然目前PEM电解槽电耗仍高于ALK产品，但其理论效率更高，电耗下降潜力大；同时，PEM电解槽结构紧凑、单位占地面积更小，且负荷调节范围较碱性电解槽更宽，优良的灵活性下，PEM在特定场景或将存在一定优势。

◎ 各公司碱性电解槽产品参数比较

	Nel	考克利尔	隆基氢能	阳光氢能	派瑞氢能
产品型号	A3880	DQ-1500/1.6	LHy-A1500	SHME1000A	CDQ-2000
额定功率/MW		7.18		4.80	
制氢速率/Nm ³ /h	2400-3880	1500	1500	1000	2000
制氢电耗/kWh/Nm ³	3.8-4.4	≤4.4	3.9-4.4	4.80	≤4.3
工作压力/bar	1-200		16	18	15-25
负荷调节范围	15-100%		25-115%	25%-110%	50-100%
环境温度/°C	5-35		5-40		
工作温度/°C			90±5	90±5	95±5
占地面积/m ²	770		280		
产氢纯度	99.99-99.999%		99.999%	≥99.999%	≥99.999%

◎ 各公司PEM电解槽产品参数比较

	普拉格能源	Nel	阳光氢能	派瑞氢能
产品型号	EX-4250D	M5000	SHT500P	SDQ-300
额定功率/MW	10	22.14		
制氢速率/Nm ³ /h	2000	4920	500	300
制氢电耗/kWh/Nm ³	5	4.5		≤5.4
工作压力/bar	40	30	30	1-32
负荷调节范围		10-100%	5%-110%	10-100%
环境温度/°C	-20~+40	10-40		
工作温度/°C			60±5	54±2
占地面积/m ²	117.2	不等，取决于配置		
产氢纯度	99.999%	99.9995%	≥99.999%	≥99.999%

国内上市公司绿氢业务布局

公司	技术路线	电解槽业务情况
隆基绿能	碱性	2021年3月，隆基绿能控股子公司隆基氢能成立。隆基氢能主要采用碱性电解路线，业务范围涵盖电解水制氢设备制造和可再生能源制氢系统解决方案。BNEF预测，公司2022和2023年碱性电解槽产能将分别达到1.5和2.5GW，全球领先。2023年2月，公司发布新一代碱性电解水制氢设备ALK Hi1系列，ALK Hi1耗电量在直流电耗满载状况下可低至4.3kWh/Nm ³ ，ALK Hi1plus直流电耗满载状况下低至4.1kWh/Nm ³ ，在2500A/m ² 电流密度下可低至4.0kWh/Nm ³ 。目前，LONGi ALK Hi1系列产品已完成实证测试，按照国标GB-32311-2015来衡量，达到了制氢系统的一级能效。
阳光电源	碱性、PEM	公司是国内最早布局氢能领域的新能源企业，拥有碱水电解制氢系统技术（ALK）和质子交换膜（PEM）纯水电解制氢系统技术两种技术路线，以及配套的MW级专用制氢整流电源、智慧氢能管理系统。目前，公司已携手中科院建成PEM电解制氢技术联合实验室，绿电制氢系统在吉林、宁夏、内蒙等多地光伏、风电制氢项目中得到应用。目前，公司GW级制氢设备工厂已顺利投产，第一套200标方PEM制氢系统也已成功交付客户。
明阳智能	碱性	公司着力于“风、光、储、氢”一体化产业布局，在绿氢制造设备方面建立了完整的研发团队和制造团队，布局了碱性、PEM等多重技术路线。2022年10月，公司全球最大单体碱性水电解制氢装备在广东下线。单体产氢量为1500-2500Nm ³ /h，单体产氢能力全球最大，由明阳智能自主独立设计并生产制造，具备10%-110%宽频调谐制氢能力。据公司介绍，该设备与同等级设备相比，电解槽长度缩小50%，产氢能损更低；在大规模制氢项目的应用中，单位产能设备投资可以减少30%。
华电重工	碱性、PEM	公司积极投入电解水制氢核心材料、关键设备的技术研发。目前，公司已完成大容量碱性电解水制氢装置的开发，1200Nm ³ /h碱性电解水制氢装置已成功下线；公司PEM电解槽材料环节已有突破，自研气体扩散层和质子交换膜产品。其中，气体扩散层已通过国内外多家下游企业的检测，产品成功下线。2022年11月，公司与内蒙古华电氢能科技签订PC总承包合同，合同金额3.45亿元，公司将为其20万千瓦新能源制氢示范项目提供制氢站设备及建筑安装工作。
双良节能	碱性	2022年9月，双良自主研发的首套“绿电智能制氢系统”正式下线，最大制氢量可达1200Nm ³ /h。10月，双良绿电制氢装备项目开工建设，达产后年产能将达到100台。2023年3月，公司中标内蒙古润阳悦达新能源招标的多晶硅还原炉、电解制氢装置等设备，中标金额合计2.59亿元。
天合光能	碱性	2022年12月，公司旗下天合元氢发布了“天擎”碱性电解水制氢系统的首台电解槽，单槽产氢量1000Nm ³ /h。相较传统电解槽，“天擎”碱性电解槽运行电流密度提高约50%-75%，直流电耗降低10%-15%，体积缩小30%，降低设备成本15%；具备25%-120%宽功率波动的制氢能力，可适配可再生能源电力。尚未发布的同系列产品单槽产氢量最高可达2000Nm ³ /h。2023年1月，“天擎”系列首批1000Nm ³ /h碱性电解槽交付宜昌南玻。
亿利洁能	碱性	公司依托现有煤化工园区大规模制氢装置以及在制氢工艺、技术实践和运维管理的雄厚实力，探索布局绿氢产业链。公司具备电解槽和后处理系统整体设计、制造、测试能力。2022年9月，亿利洁能旗下的亿利氢田时代正式发布首台套1000标方碱性电解槽，亿利阳光谷库布其低碳产业园500台套碱性电解槽加工生产线同步投产下线。



CONTENT

目录

第五部分 投资建议

风电整机格局优化

目前陆上风机的竞争已经白热化，不同风机企业应对价格战的能力不同，整机已经步入逐步出清阶段

陆上风机

风机大型化和价格下行仍将持续，价格下降将导致盈利水平承压，预计2023年部分陆上风机企业亏损，双馈风机企业具备一定成本优势，价格战有望推动行业出清。主要标的：明阳智能、三一重能、运达股份

海上风机

明阳在国内市场的竞争优势明显，在意大利、日本、越南、英国等海外市场获得订单，且在漂浮式海上风机方面应用业绩明显领先，未来明阳在海上风机领域的竞争优势有望进一步提升。主要标的：明阳智能

海风产业链出口

海上风电大发展是全球性趋势，国内海风制造产业具有竞争优势，主要环节已经开始逐步出口

管桩

国内企业具有交付能力（产能）和成本优势，大金重工已经批量出口欧洲，海力风电正在建设管桩出口基地。主要标的：大金重工、海力风电

风电整机

国内海风整机价格明显低于欧洲，明阳智能已经获得越南、意大利、日本的海风订单，未来有望加速出海，预计单瓦盈利明显高于国内。主要标的：明阳智能

海缆

中天和东缆已经获得了欧洲的海上风电海缆订单，目前仍处于海外拓展的前期阶段，未来海缆出口具备较大潜力。主要标的：东方电缆、中天科技

离岸化和柔性直流

海上风电的离岸化发展是必然趋势，目前广东、浙江、河北等省离岸距离超过70公里的项目已经开始出现

海缆

离岸距离较远时，一般采用高电压等级的交流或直流海缆，高端产品准入门槛更高，利好头部海缆企业，并有望推动行业集中度的提升。**主要标的：东方电缆、中天科技**

换流阀

柔性直流外送方案的换流站成本较高，主要设备为换流阀。**主要标的：许继电气**

深水化和漂浮式

随着海上风电项目的深水化，漂浮式海上风电发展大势所趋，国内已经开启百兆瓦级项目建设，平价并不遥远

系泊链

漂浮式最为受益的环节。国内供给端格局非常好，亚星锚链主导，目前每瓦的价值量达到3.5元以上，1GW项目的系泊链市场35亿以上。部分项目也采用钢丝绳索与系泊链结合使用。**主要标的：亚星锚链、巨力索具**

动态缆

漂浮式海风的集电海缆采用动态海缆，与固定式海风的静态集电海缆相比，壁垒和价值量更高，东方电缆技术实力和工程应用业绩领先。**主要标的：东方电缆**

整机

明阳处于领先地位，推出了16MW的传统形式的漂浮式风机，以及16.6MW的双转子风机，并已获得海外订单。**主要标的：明阳智能**

TOPCon产能呈爆发式增长

TOPCon在N型技术迭代中逐步确立主流地位，2023年TOPCon市场渗透率有望达到20-30%，2024年或超50%。

电池企业

目前TOPCon电池供需相对紧张，电池企业在成本、效率、良率、投产效率方面存在差异，头部TOPCon电池企业拥有丰富的工艺与设备调试经验，通过持续的技术研发与降本增效，优势有望保持较长时间，业绩或与二三线企业形成分化。**主要标的：钧达股份**

一体化企业

目前头部一体化企业以新型电池作为差异化竞争的重要抓手，伴随上游环节降价，下游需求向好，N型组件在下游招标中份额逐步扩大，且与P型组件存在0.06-0.1元/w价差，拥有更多先进TOPCon产能的一体化组件企业有望留存更多利润。**主要标的：天合光能、晶澳科技、通威股份**

设备辅材企业

伴随TOPCon渗透率快速提升，PE-Poly设备有望逐步成为主流，捷佳伟创在手及预期订单超预期。下半年TOPCon有望加速投产放量，带动适应N型组件的POE、EPE等封装胶膜出货提升。**主要标的：捷佳伟创、福斯特**

各类新型电池技术降本增效与商业化进展持续突破

HJT与XBC电池积极推进降本增效与市场化拓展，钙钛矿电池步入GW级时代

HJT

下半年是HJT电池降本增效关键期，110 μ m及以下硅片、双面银包铜、OBB、UV光转膜的导入，有望助推一体化组件快速降本；建议关注终端电站对HJT的招标和验证。**主要标的：迈为股份、东方日升、福斯特**

XBC

XBC电池难度较大、效率较高、玩家较少，针对分布式的场景应用有望形成差异化溢价。**主要标的：爱旭股份、隆基绿能**

钙钛矿

全球首条单GW产线已开工，钙钛矿技术在研发与资本的加持下，有望带动镀膜、涂布、激光、封装等设备、及辅材如TCO玻璃、POE胶膜、丁基胶、靶材等发展机会。**主要标的：捷佳伟创、帝尔激光、福斯特**

储能板块：需求景气，竞争加剧

海内外储能市场需求全年仍有望翻倍增长；竞争形势激烈，“大浪淘沙”下，长期看好具有技术和渠道壁垒的企业。

大储PCS、集成企业

PCS和系统集成是大储核心环节。碳酸锂价格触底回升，系统招标价格已低至1.1元/Wh，大储电站经济性显现，业主有望停止观望，加速装机落地，为大储集成企业带来可观订单。需求景气的同时，集成环节评价标准不明确导致竞争壁垒尚不明显，长期仍看好具备技术实力和案例积累的头部企业。主要标的：阳光电源、科华数据

户储企业

一季度需求较好，相关企业业绩亮眼，欧洲天然气价格下行并不意味着能源危机的解除，户储产品仍具有较好的渗透潜力。供给端，户储市场呈现“群雄割据”格局，具有品牌和渠道积累的企业有望保持长期竞争实力。主要标的：派能科技、固德威

工商业储能企业

分时电价落地，国内工商储赛道有望“从零到一”爆发。工商业储能赛道处于早期阶段，产品尚未标准化，竞争格局分散，各环节企业均有布局。具备工商业储能产品或电站业务布局的企业具备关注价值。主要标的：科华数据、苏文电能、金冠股份

氢能板块：看好绿氢环节快速起量

氢能产业链整体处于早期，上游绿电制氢环节率先启动，为氢能推广应用铺路

制氢（电解槽）

在绿电降价和电解槽规模降本双重因素的推动下，绿氢项目逐渐显现经济性，2023年以来，国内氢电解槽招标加速，1-5月招标规模达880MW，已超过2022年全年装机水平。看好2023年绿氢电解槽放量，相关环节有望率先受益。主要标的：隆基绿能，阳光电源，华电重工，昇辉科技

储运（III、IV型瓶）

主要用于车载供氢使用，国内压力容器企业积极布局。6月初，国内出台IV型氢气瓶国标，为国产IV型瓶的上市和验证移除障碍，具有相关技术布局的企业有望加速推进产品落地。主要标的：中材科技，中集安瑞科，京城股份

5.4 投资建议：维持“强于大市”评级

- 具体投资建议：
- 风电：海上风电国内外需求向好，把握海风出口、柔直外送、漂浮式、整体格局优化等趋势，推荐明阳智能、大金重工、东方电缆、亚星锚链等核心标的。
- 光伏：伴随N型技术渗透率提升，企业盈利分化将更加凸显，主推TOPCon，建议关注各类电池技术降本增效与市场化进展。推荐布局多种新型电池路线并在组件环节迅速崛起的通威股份，和TOPCon设备龙头捷佳伟创，建议关注天合光能、钧达股份。
- 储能：户储方面，推荐鹏辉能源；大储方面，建议关注科华数据。氢能：建议关注华电重工。

板块	公司名称	股票代码	市值(亿元) 2023-06-11	归母净利润(亿元)					PE				评级
				2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E		
风电	大金重工	002487.SZ	215	4.50	9.31	13.54	18.54	47.9	23.1	15.9	11.6	推荐	
	东方电缆	603606.SH	349	8.42	14.85	19.30	24.31	41.4	23.5	18.1	14.4	推荐	
	明阳智能	601615.SH	389	34.55	44.83	58.52	77.71	11.3	8.7	6.6	5.0	推荐	
	亚星锚链	601890.SH	99	1.49	2.00	2.70	3.77	66.2	49.3	36.5	26.2	推荐	
	新强联	300850.SZ	119	3.16	6.76	9.33	11.45	37.6	17.6	12.7	10.4	未评级	
光伏	通威股份	600438.SH	1,433	257.26	215.54	135.41	170.70	5.6	6.6	10.6	8.4	推荐	
	捷佳伟创	300724.SZ	319	10.47	17.23	28.81	37.33	30.4	18.5	11.1	8.5	推荐	
	天合光能	688599.SH	820	36.80	75.26	100.63	124.50	22.3	10.9	8.2	6.6	未评级	
	钧达股份	002865.SZ	254	7.17	22.33	30.15	33.75	35.4	11.4	8.4	7.5	未评级	
储能	鹏辉能源	300438.SZ	213	6.28	12.68	18.52	25.34	33.9	16.8	11.5	8.4	强烈推荐	
	科华数据	002335.SZ	170	2.48	6.90	9.26	12.42	68.5	24.7	18.4	13.7	未评级	
氢能	华电重工	601226.SH	77	3.10	4.42	5.49	6.68	24.7	17.3	13.9	11.5	未评级	

- **电力需求增速不及预期的风险。**风电、光伏受宏观经济和用电需求的影响较大，如果电力需求增速不及预期，可能影响新能源的开发节奏。
- **部分环节竞争加剧的风险。**在双碳政策的背景下，越来越多的企业开始涉足风电、光伏制造领域，部分环节可能因为参与者增加而竞争加剧。
- **贸易保护现象加剧的风险。**国内光伏制造、风电零部件在全球范围内具备较强的竞争力，部分环节出口比例较高，如果全球贸易保护现象加剧，将对相关出口企业产生不利影响。
- **技术进步和降本速度不及预期的风险。**海上风电仍处于平价过渡期，如果后续降本速度不及预期，将对海上风电的发展前景产生负面影响；各类新型光伏电池的发展也依赖于后续的技术进步和降本情况，可能存在不及预期的风险。

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数20%以上）

推 荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数10%至20%之间）

中 性（预计6个月内，股价表现相对沪深300指数在±10%之间）

回 避（预计6个月内，股价表现弱于沪深300指数10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于沪深300指数5%以上）

中 性（预计6个月内，行业指数表现相对沪深300指数在±5%之间）

弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于沪深300指数5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券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。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2023版权所有。保留一切权利。