

中美高增，欧洲去库，新兴市场成亮点

——2023年储能中期策略报告

证券分析师：曾朵红

执业证书编号：S0600516080001

联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199798

2023年7月11日

- ◆ **中国：降价刺激需求，工商储初露峥嵘！** 2023年碳酸锂及硅料价格回落带动电池包及组件价格下降，国内储能招标价格降至1.1元/wh，光储平价到来！根据我们不完全统计，2023H1公开招标累计达30.4GWh；共享储能已成为主流模式。随峰谷价差拉大和两部制电价落地，工商业储能今年非线性增长，我们测算2023/2025年国内储能新增容量需求分别为43/129GWh，2023年同增180%，2022-2025年CAGR=103%。
- ◆ **美国：储能备案创新高，高壁垒高盈利市场！** 2023年Q1美国储能并网略有延期，短期加息亦有影响，但我们认为居民电价持续上涨、组件通关顺利、ITC抵税政策落地、电网协调能力差、停电事件频发等多重利好，将使得美国储能装机将逐季提升。我们测算2023/2025年美国储能新增容量需求分别为25/69GWh，2023年同增80%，2022-2025年CAGR=72%。
- ◆ **欧洲：经销商去库进行中，低渗透率 高成长空间！** 2023年天然气价格大幅回落，需求急迫性下降，经销商库存累积，目前去库正在进行中，我们预计9月完成户储去库存，Q3末需求将逐步恢复。长期看，我们认为欧洲天然气价格将逐步上涨，能源对外依赖问题依然严重，长期独立能源大趋势，当前户储渗透率不足3%，成长空间广阔，工商业和大储市场亦快速增长。我们测算2023/2025年欧洲储能新增容量需求为12GWh/29GWh，2023年同增47%，2022-2025年CAGR=53%。

- ◆ **新兴市场多点开花：南非光储需求高增，越南电力危机下光储需求凸显！** 南非火电机组年久失修事故频发+电网老旧，停电事件频发，刺激南非光储需求高增。2023年1-5月组件进口同增353%，逆变器1-5月份进口同增600%；越南市场南北电力供应差异巨大，南部电力供应富余，极端天气+火电机组故障导致北部电力危机凸显，充分利好储能发展。
- ◆ **综合看**，光储平价刺激大储需求高增，同时随峰谷价差拉大工商储高景气度开启在即，欧洲户储去库进行中，预计Q3末恢复高增；南非、东南亚等新兴市场需求迎非线性增长，低渗透率下成长空间广阔。我们预计2023/2025年全球储能容量需求分别为120/315GWh，2023年同增95%，2022-2025年CAGR为72%，考虑到装机和出货之间有一定的时间差，因此出货端我们预计2023/2025年分别为235.6/568.2GWh，2023年同增84%，2022-2025年CAGR为64%。**看好：1) 海外大储：阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、比亚迪，关注海兴电力、科华数据、南都电源、科陆电子；2) 工商储：关注盛弘股份、芯能科技、苏文电能；3) 国内大储：南网科技、金盘科技，关注上能电气；4) 海外户储：德业股份、固德威、锦浪科技、科士达、派能科技、禾迈股份、昱能科技、鹏辉能源等。**
- ◆ **风险提示：** 竞争加剧，政策超预期变化，可再生能源装机不及预期，原材料供给不足等。



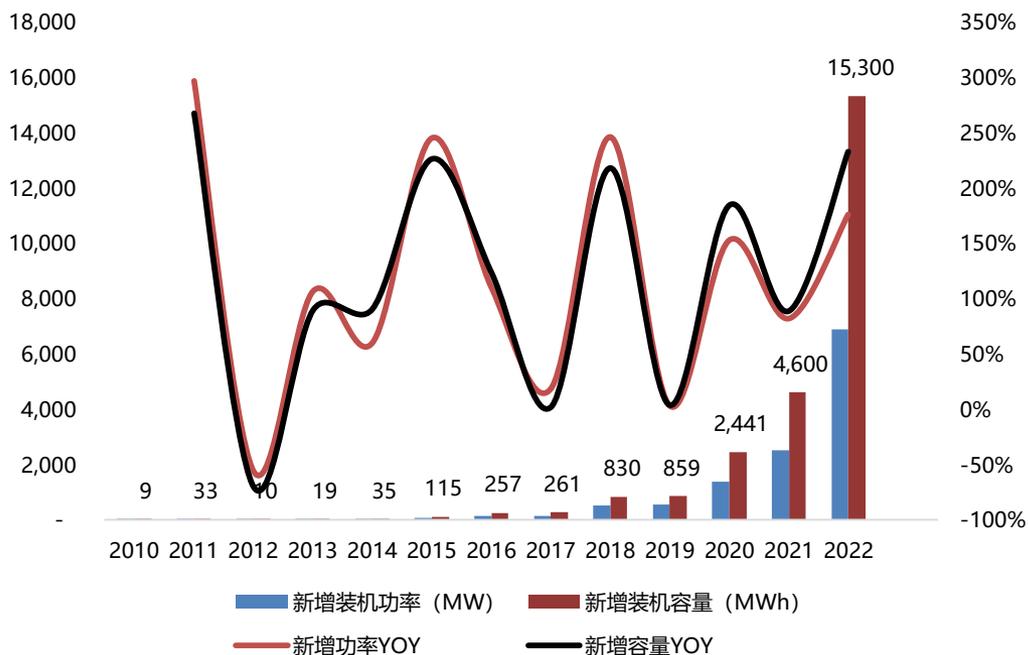
- PART1 中国：产业链降价刺激需求，工商业储能初露峥嵘
- PART2 美国：储能备案创新高，高壁垒高盈利市场
- PART3 欧洲：经销商去库进行中，低渗透率 高成长空间
- PART4 其他市场：南非、东南亚、拉美新兴市场齐发力
- PART5 全球：光储平价打开市场，储能迎最好时代
- PART6 投资建议和风险提示

PART1 中国：产业链降价刺激需求，工商业储能初露峥嵘

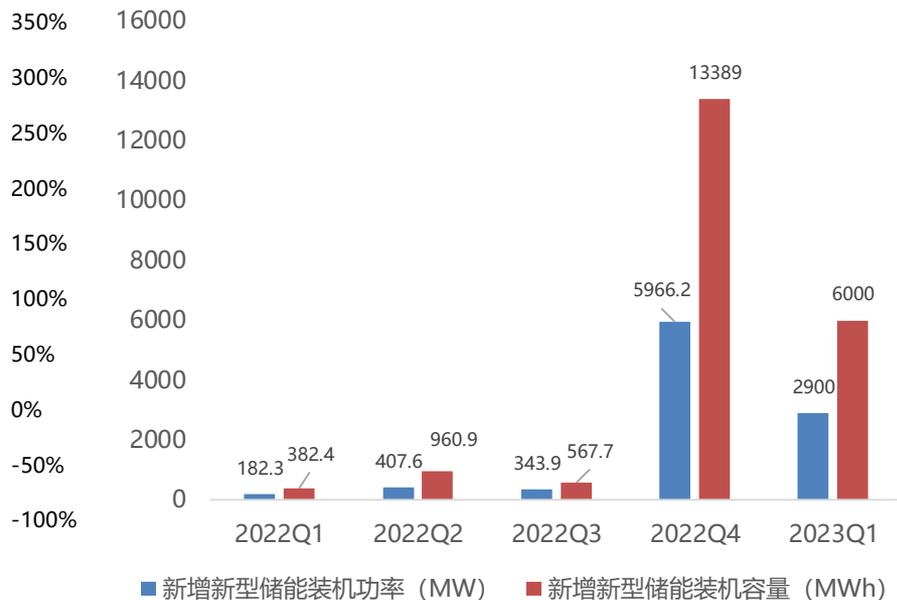
1 2022年国内储能装机15.3GWh，同比增长232%

◆ 强制配储带动国内储能高速增长，大储在国内储能装机中占据主导地位。2022年国内新增投运新型储能项目装机规模达6.9GW/15.3GWh，超过了过去十年累计的装机量。22Q4装机增速迅猛，环比增速在2000%左右，2023Q1保持增长态势，同比增长约1500%。

图表：中国年度储能新增装机功率及容量 (MW,MWh)



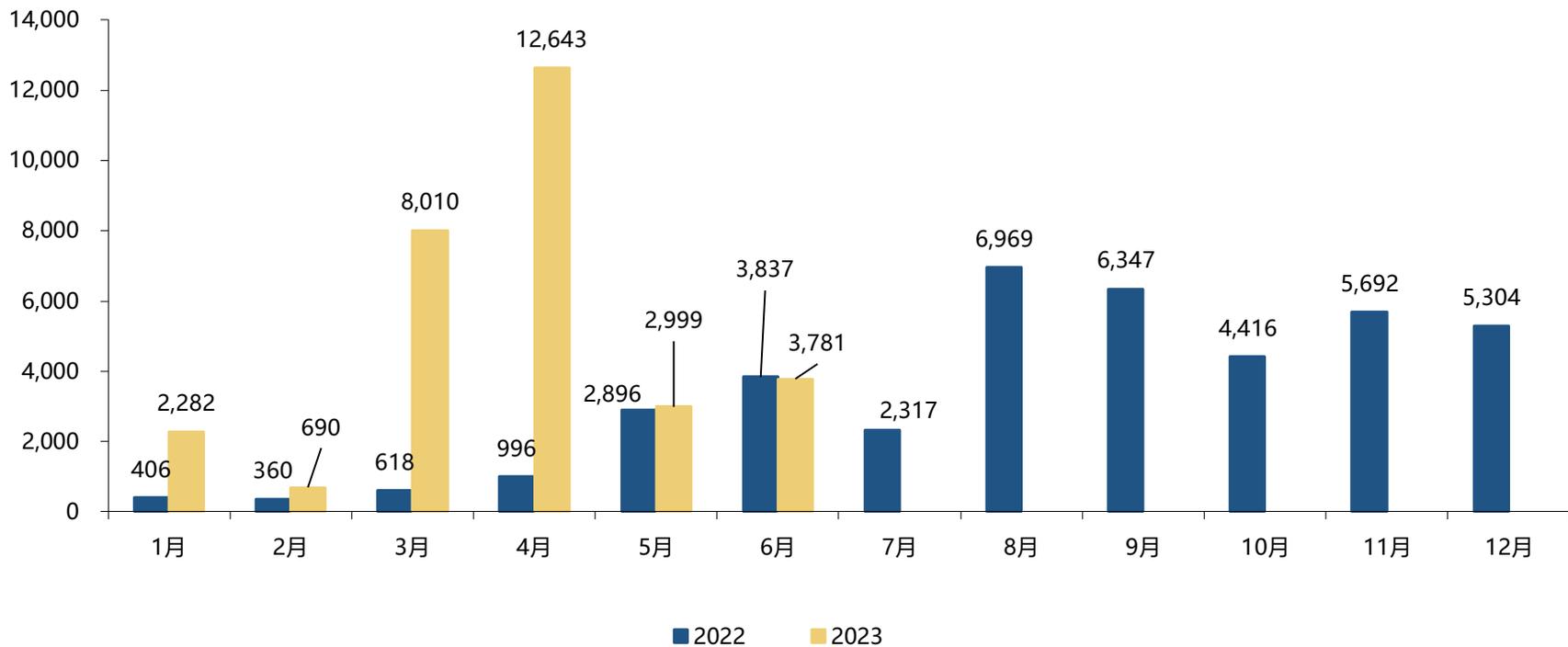
图表：2022年中国新增新型储能装机(MW,MWh)



2 招标：2023H1储能招标30.4GWh，同比增速234%

- ◆ **国内市场政策是主要驱动力，2023年H1大储招标增长明显。**在强制配储政策推动下，2023年H1我国的储能招标总量达到30.4GWh，同增234%，3月和4月增幅明显，5月单月招标回落，与同期持平。预计随着2023年H2地面光伏需求的增长，储能招标和安装将加速。

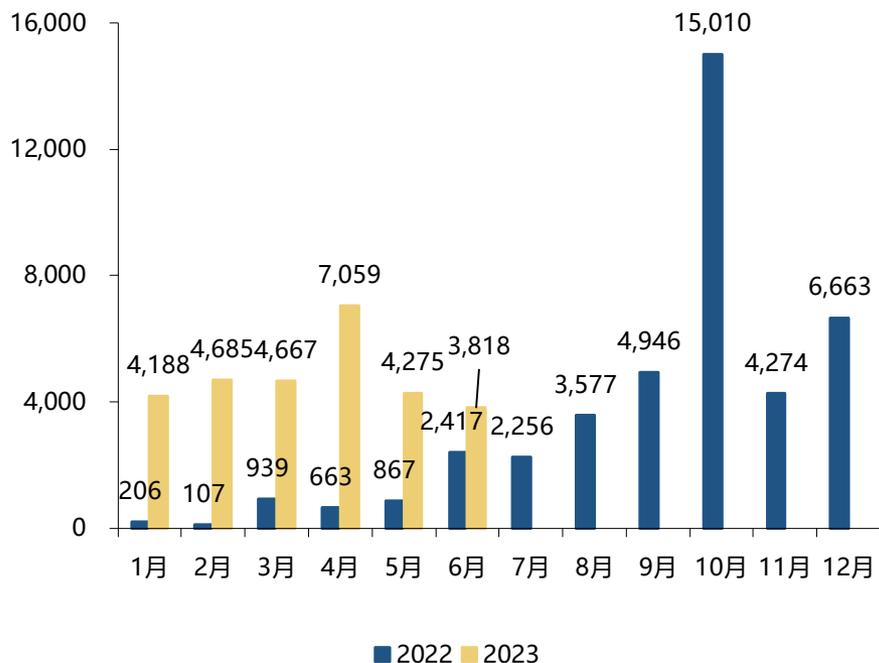
图表：2022年-2023年6月国内储能单月招标量（MWh）



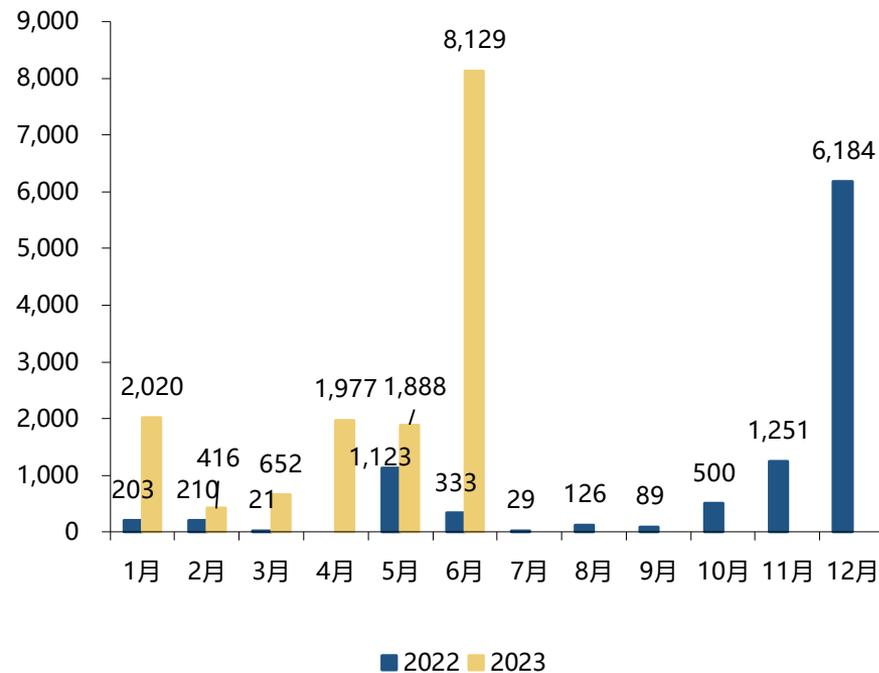
3 中标：2023年H1储能中标28.7GWh，并网14.8GWh

- ◆ 国内储能单月中标数量高企，市场持续保持景气度。23H1储能中标28.7GWh，同比增幅553%，1-6月单月中标数量均高于去年同期水平。
- ◆ 从单月装机并网数据看，较去年同期显著增长。23H1国内储能并网共15.6GWh，同比增长727%，上半年装机总量已超过去年全年装机总量。

图表：2022年-2023年6月国内储能单月中标量 (MWh)



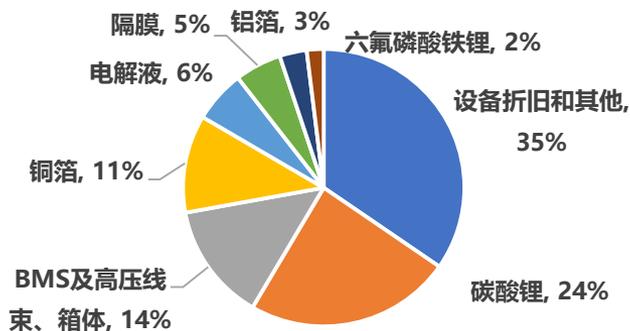
图表：2022年-2023年6月国内储能单月并网量 (MWh)



4 成本：碳酸锂价格下探，储能项目经济性凸显

- ◆ **碳酸锂价格下探，锂电成本随之波动。** 2023年H1，碳酸锂原料价格显著下行，6月稳定在30万元/吨。锂电电芯价格随成本价格波动，6月国内电芯价格下探至0.65元/Wh。
- ◆ 根据我们测算，储能电芯成本中，碳酸锂占比达24%，随着碳酸锂价格下行，储能项目IRR可进一步升高。

图表：电芯成本拆分



图表：碳酸锂价格变动



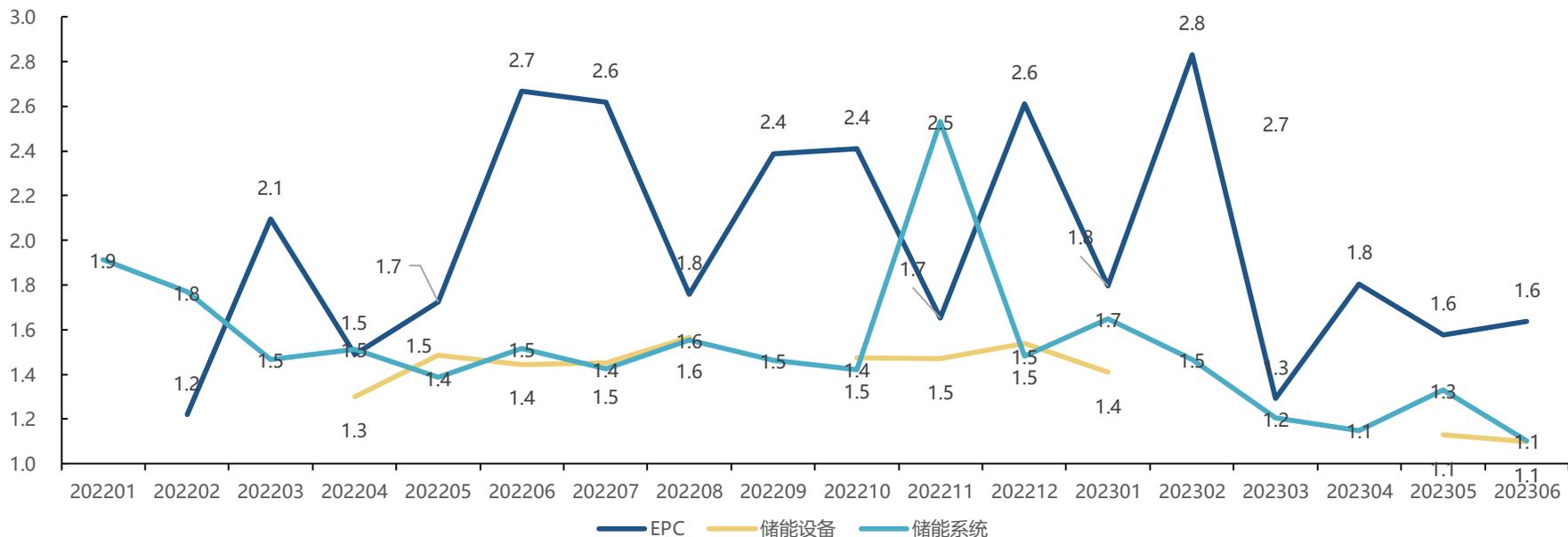
图表：针对电芯价格和PCS价格变动的IRR敏感性分析

		电芯价格 (元/Wh)				
		9.93%	0.5	0.55	0.6	0.65
PCS价格 (元/Wh)	0.1	16.2%	14.3%	12.5%	11.0%	9.6%
	0.125	15.7%	13.8%	12.2%	10.7%	9.3%
	0.15	15.3%	13.4%	11.8%	10.3%	9.0%
	0.175	14.8%	13.0%	11.4%	10.0%	8.7%
	0.2	14.4%	12.6%	11.1%	9.7%	8.4%
	0.225	14.0%	12.3%	10.7%	9.3%	8.1%
	0.25	13.6%	11.9%	10.4%	9.0%	7.8%
	0.275	13.1%	11.5%	10.0%	8.7%	7.5%
	0.3	12.7%	11.1%	9.7%	8.4%	7.2%

5 价格：EPC及储能系统价格6月降至1.6/1.1元/Wh，环比降幅为43%/27%

◆ 受碳酸锂价格下行影响，6月EPC及储能系统价格6月降至1.6/1.1元/Wh：由于碳酸锂价格下跌超过40%，6月份EPC工程和储能系统的价格降至每瓦时1.6元和1.1元，分别环比下降了43%和27%。预计该价格下降将在2023年H2进一步刺激储能需求的增长。

图表：2022年-2023年6月分类型中标单价（元/Wh）



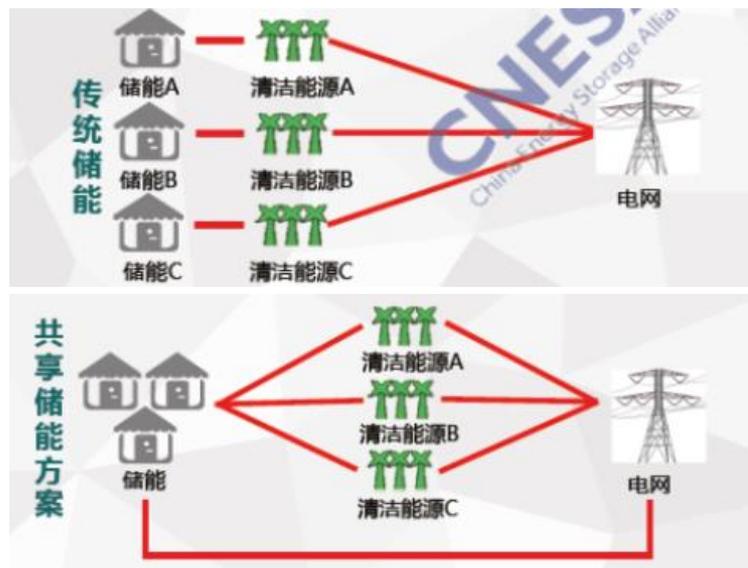
6 大储：共享储能模式发展优势突出

- ◆ **储能涨价使得电站收益率下降，刺激独立/共享储能模式发展。**国内强制配储，独立/共享储能的模式将得以推广。共享储能将独立的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源进行优化，优势突出：1) 满足强配要求 2) 规模化降本 3) 参与调度。收益来源多样，使得国内储能开始真正盈利。

图表：国内共享储能收益率（山东）

		出租比例						
		30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
峰谷价差	0.33	0.71%	1.68%	2.64%	3.58%	4.50%	5.41%	6.31%
	0.36	1.53%	2.38%	3.21%	4.03%	4.84%	5.64%	6.43%
	0.39	2.35%	3.08%	3.79%	4.49%	5.18%	5.86%	6.54%
	0.42	3.17%	3.77%	4.36%	4.94%	5.52%	6.09%	6.65%
	0.45	3.98%	4.46%	4.93%	5.40%	5.86%	6.31%	6.76%
	0.48	4.80%	5.16%	5.51%	5.86%	6.20%	6.54%	6.88%
	0.51	5.61%	5.85%	6.08%	6.31%	6.54%	6.77%	6.99%
	0.54	6.43%	6.55%	6.66%	6.77%	6.88%	6.99%	7.10%
	0.57	7.25%	7.24%	7.24%	7.23%	7.23%	7.22%	7.21%
	0.6	8.07%	7.95%	7.82%	7.69%	7.57%	7.45%	7.33%

图表：共享储能模式兴起



7 大储：容量补偿推出，收益来源趋向多元化

- ◆ 各省不断推出容量补偿政策，储能设施具备“保底收益”。各省先后出台政策鼓励电化学储能参与辅助服务。容量租赁源于共享储能模式，河南省于2022年4月建议租赁费用标准为260元/kWh·年，正式稿修改为200元/kWh·年，为全国首次政策制定层面提出租赁费用标准。

图表：各省容量租赁指导价格（上图）各省AGC补偿计算规则（下图）

	广西	河南	山东
容量租赁价格（元/千瓦时）	160-230	200	330

地区	补偿方式	调节里程	调节容量	准入门槛
湖北	容量补偿+里程补偿	调节里程*调频性能*储能调节系数0.7*(5-15元/MW)	中标调频容量* (日前3元/MW,日内15元/MW)	综合调频性能指标不低1.0 储能电站不低于5MW/5MWh
福建	容量补偿+里程补偿	调节里程* 快速: 12元/MW 慢速: 16元/MW	调节容量*调用率* 240元/MW (华东) 960元/MW (省市)	综合调频性能 指标不小于0.55 储能电站不小于10MW
浙江第三方独立主体	调频容量	/	调频容量收益 X AGC综合性能指标 (60元/MWh)	充放功率不小于5MW, 持续响应时间不小于2小时, 性能指标不小于0.6
广东	调频容量+里程补偿	实际调节电量 X 80元/MWh	调节容量服务供应量 X 12元/MWh	独立电化学储能电站不低于5MW/1h
广西	调频容量+里程补偿	实际调节电量 X 20元/MWh	调节容量服务供应量 X 5元/MWh	独立电化学储能电站不低于5MW/1h
云南	调频容量+里程补偿	实际调节电量 X 40元/MWh	调节容量服务供应量 X 5元/MWh	独立电化学储能电站不低于5MW/1h
贵州	调频容量+里程补偿	实际调节电量 X 80元/MWh	调节容量服务供应量 X 10元/MWh	独立电化学储能电站不低于5MW/1h
海南	调频容量+里程补偿	实际调节电量 X 80元/MWh	调节容量服务供应量 X 10元/MWh	独立电化学储能电站不低于5MW/1h
江苏	基本补偿+调用里程	调节深度*调节性能*2元/MW	中标容量* (0.1-1.2元/MW)	可申报
安徽	基本补偿+调用里程+现货调整补偿	最小0元/MW, 最大6元/MW	AGC、APC投运率*可调节容量 (240元/MW)	独立储能电站充放功率大于10MW, 持续时间2小时以上 负荷聚合商、虚拟电厂等充放功率5MW以上、持续时间1小时以上

8 大储：共享储能招标端增量中占比稳定，达21%

- ◆ 招标端共享储能增速较快，在新增招标量中占比21%。从招标端项目结构来看，发电侧、共享储能占比较大，其中共享储能2023年H1新增招标量为6.2GWh，涨幅趋于稳定，总计占比约21%。

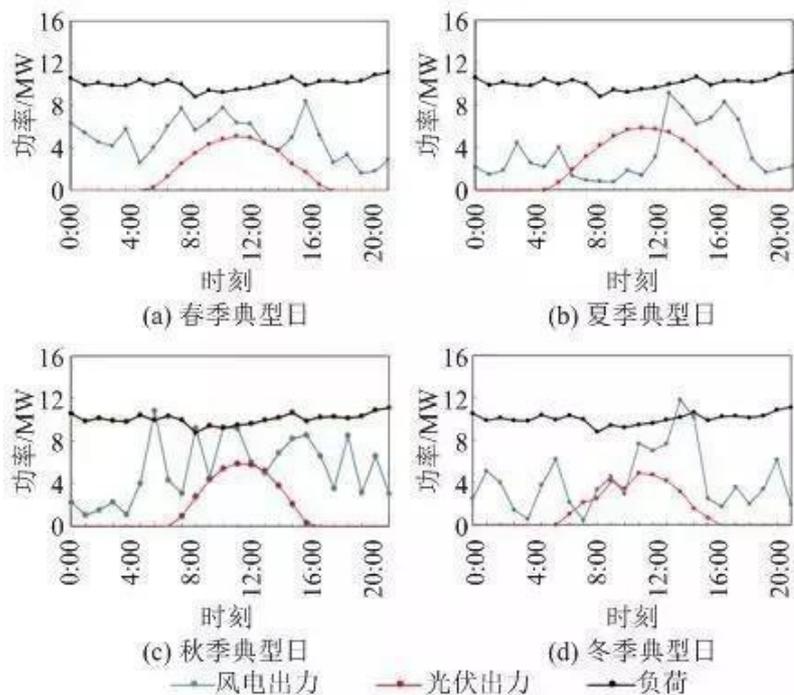
图表：招标项目结构 (MWh)

分类	22/01	22/02	22/03	22/04	22/05	22/06	22/07	22/08	22/09	22/10	22/11	22/12	22年总计	23/01	23/02	23/03	23/04	23/05	23/06	23年累计
电网侧			8		30		20					306	364			200	600	10		810
发电侧	406	60	610	785	1,229	737	1,149	3,981	4,788	1,616	728	1,550	17,639	222	490	2,244	626	2,000	1,956	7,539
用户侧				58	35			2					95				32			32
光储充				3									3							
共享储能		300		150	1,600	1,680	982	700	1,559	2,800	1,700	1,200	12,671	1,600		1,131	2,490	90	926	6,236
总计	406	360	618	996	2,936	3,837	2,317	6,969	6,347	4,416	5,692	5,304	40,197	2,222	490	7,575	12,193	2,936	2,881	28,298
共享储能占比	0%	83%	0%	15%	55%	44%	42%	10%	25%	63%	30%	23%	32%	72%	0%	15%	20%	3%	32%	22%

9 大储：平滑光伏日内波动，配储缓解消纳难题

- ◆ **大储有利于平滑光伏/风电发电波动，提高电力并网消纳水平。**风力和太阳光强度存在日内波动变化，午间光伏发电高峰与用电高峰形成供需错配，提升配储比例有助于提升光伏余电消纳能力，平滑发电波动，10%的基本强制配储要求下，配储为成本项，IRR较低仅为5.56%。

图表：日内光伏发电高峰与用电高峰错配



图表：80%上网比例+10%配储的光伏项目IRR计算

年	单位	0	1	2	3	4	...	20
系统容量	MW	100.00	100.00	98.00	97.46	96.92	...	88.74
年发电量	MWh/年	-	130000	127400	126699	126002	...	115360
上网比例			80%	80%	80%	80%	...	80%
上网电价	(元/Kwh)	-	0.39	0.39	0.39	0.39	...	0.39
上网收益	(万元)		4107	4025	4003	3981	...	3644
电池容量保持率	%		100%	99%	98%	96%	...	79%
电池容量	(MWh)		20.00	19.75	19.50	19.26	...	15.75
现货市场收益	万元		240	237	234	231	...	189
容量补偿收益	万元		30	30	29	29	...	24
储能收益	万元	-	270	267	263	260	...	213
年维护费用	万元	0	602	617	632	648	...	962
折旧费用	万元		2083	2083	2083	2083	...	2083
每年偿还本息和	万元	0	(1558)	(1558)	(1558)	(1558)	...	0
净收益	万元		115	29	(5)	(40)	...	691
净现金流量	万元	(28070)	2197	2112	2077	2042	...	2774
累计净现金流量现值	万元	(28070)	(25977)	(24062)	(22268)	(20588)	...	1482
资本金IRR		5.56%					...	

10 大储：配储可提高光伏项目经济性

◆ **通过提升配储比例，可提高光伏项目经济性。** 目前测算100%上网比例+15%配储的光伏项目IRR为8.95%，显著高于现有常见光伏项目（80%上网比例+10%配储）IRR5.56%，因此通过配储提升消纳能力有助于提升光伏项目经济性，并且随着组件及电池包价格下降，收益率将进一步提升。

图表：100%上网比例+15%配储的光伏项目IRR计算

年	单位	0	1	2	3	...	20
系统容量	MW	100.00	100.00	98.00	97.46	...	88.74
年发电量	MWh/年	-	130000	127400	126699	...	115360
上网比例			100%	100%	100%	...	100%
上网电价	(元/Kwh)	-	0.39	0.39	0.39	...	0.39
上网收益	(万元)		5134	5031	5003	...	4556
电池容量保持率	%		100%	99%	98%	...	79%
电池容量	(MWh)		30.00	29.63	29.25	...	23.62
现货市场收益	万元		360	356	351	...	283
容量补偿收益	万元		45	44	44	...	35
储能收益	万元	-	405	400	395	...	319
年维护费用	万元	0	626	642	658	...	1001
折旧费用	万元		2171	2171	2171	...	2171
每年偿还本息和	万元	0	(1622)	(1622)	(1622)	...	0
净收益	万元		951	846	805	...	1447
净现金流量	万元	(29225)	3123	3018	2976	...	3618
累计净现金流量现值	万元	(29225)	(26251)	(23514)	(20943)		11326
资本金irr		8.95%					

图表：收益率敏感性测算（横轴：上网比例，纵轴：配储比例）

8.95%	60%	70%	80%	90%	100%
0%	1.49%	3.82%	5.96%	7.99%	9.93%
5%	1.45%	3.69%	5.76%	7.71%	9.58%
10%	1.42%	3.57%	5.56%	7.45%	9.25%
15%	1.38%	3.46%	5.38%	7.21%	8.95%
20%	1.35%	3.35%	5.22%	6.98%	8.67%

11 工商储：各省推进尖峰电价政策

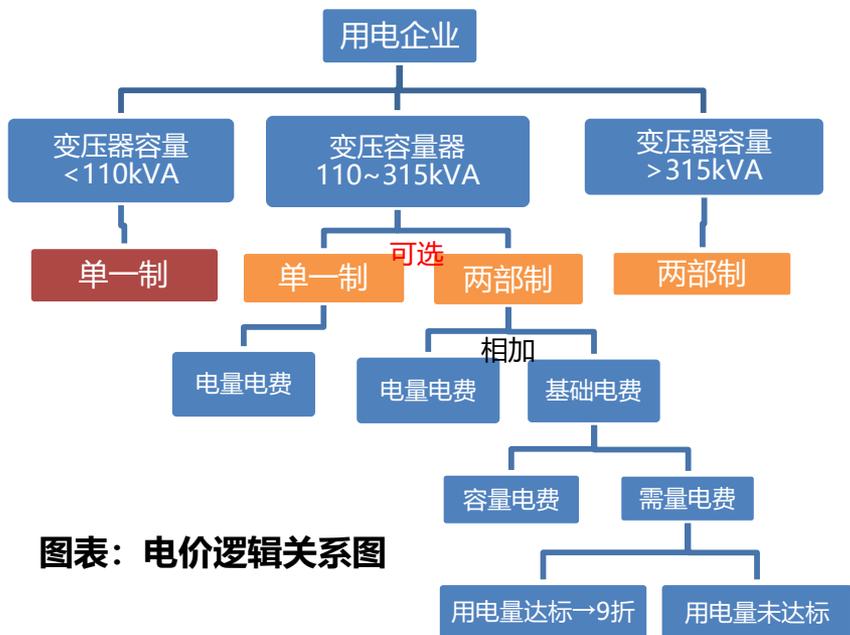
- ◆ **发挥分时电价调配作用，峰谷价差进一步拉大。** 2021年国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，各省市相继出台完善分时电价机制相关政策，加强峰谷电价价差。其中广东省尖峰低谷最大峰谷电价差达1.1735元/kWh；浙江尖峰低谷最大电价差超0.82元/kWh。

图表：13省完善分时电价地方政策、10省市出台完善分时电价相关征求意见稿（部分）

地区	峰谷电价	尖峰电价 (峰段价格基础上)	执行时间	
内蒙古 (蒙西电网)	1-5月、9-12月大风季：峰段上浮48%，谷段下浮21%。	/	2021-01-11	
	6-8月小风季：峰段上浮48%，谷段下浮53%。	上浮20%		
内蒙古 (蒙东电网)	上下浮动50%	上浮20%	2021-11-01	
宁夏		/	2021-10-01	
贵州		/	2021-10-01	
河北		上浮20%	2021-12-01	
甘肃		/	2022-01-01	
广西		上浮20%	2021-12-20	
山东		上浮20%	2022-01-01	
吉林		上浮20%	2022-01-01	
四川		上下浮动60%	上浮20%	2022-01-01
湖南			上浮20%	2021-12-01
天津			上浮20%	2022-01-01
山西		峰段上浮60%、谷段下浮55%	上浮20%	2022-01-01
重庆		峰段上浮60%、谷段下浮62%	上浮20%	2022-01-01
陕西	上下浮动63%	/	2022-01-01	
青海		上浮20%	/	
河南	峰段上浮64%、谷段下浮59%	上浮20%	2021-11-01	
新疆	上下浮动65%	上浮20%	2022-01-01	
广东	峰段上浮70%；谷段下浮62%	上浮25%	2021-10-01	
江苏	峰段上浮71.96%、谷段下浮58.15%	上浮20%	/	
浙江	尖峰和低谷最大电价差超0.82元/kWh		2021-10-15	

12 工商储：新输配电价出台，工商储平滑最大需量助力降费

- ◆ **鼓励企业按需用电，优化电网供需匹配度。** 1) 变压器容量100-315千伏安可选两部制电价。2) 两部制基本电价按用电电压分档收费。3) 每千伏安变压器容量的每月用电量达到260千瓦时后，需量电价按90%计算。
- ◆ **促进两部制计价，鼓励企业配储平滑用电。** 储能可使日内电网电量需求更均匀，减少最大用电需量进而降低基础电价和用电成本，利好工商储发展。



图表：电价逻辑关系图

图表：部分省份用户两部制电价/单一制电价的比值

核心假设：配储平滑用电→用电时间内，电网均匀供电
 结论：若每日用电16小时，部分省份平滑用电后两部制电价低于单一制电价，鼓励企业配储

每日用电时间	电压档位	广东	陕西	蒙东	上海	甘肃
8小时	1~10kV	1.36	1.27	0.85	1.22	1.00
	35~110kV	1.46	1.30	1.11	1.34	0.96
16小时	1~10kV	0.97	0.94	0.65	0.88	0.63
	35~110kV	1.02	0.93	0.84	0.93	0.62
24小时	1~10kV	0.84	0.83	0.58	0.77	0.51
	35~110kV	0.87	0.81	0.75	0.79	0.50

13 工商储：2023年峰谷价差进一步拉大

- ◆ 峰谷价差逐渐拉大，截至6月最新情况，海南、广东等20个省份月度价差超过0.7元/KWh盈亏线。国家发改委取消工商业目录电价，调整燃煤发电交易价格浮动不超过基准电价的20%。23年6月各地平均峰谷差价达0.82元/KWh，高于0.7元即基本具备经济性，我们预测工商储将进一步发展。

图表：国内月度峰谷价差（元/KWh）

省市	23年1月	23年2月	23年3月	23年4月	23年5月	23年6月	省市	23年1月	23年2月	23年3月	23年4月	23年5月	23年6月
海南	0.937	1.020	1.072	1.072	1.352	1.281	蒙东	0.696	0.686	0.678	0.687	0.689	0.840
广东	1.386	1.052	1.050	1.059	1.080	1.428	陕西	0.839	0.651	0.638	0.690	0.671	0.668
湖北	0.840	1.044	1.020	1.020			河北		0.634	0.634	1.141	1.141	1.141
浙江	0.981	0.949	0.970	1.281	1.274	1.382	贵州	0.619	0.628	0.628	0.845	0.810	
四川		0.893	0.950	1.196	1.073	0.972	广西	0.959	0.701	0.623	0.931	0.931	0.641
山东	0.926	0.929	0.933	0.919	0.921	0.870	福建	0.609	0.630	0.618	0.919	0.633	0.635
重庆	1.238	0.962	0.919	0.844	0.834	0.804	山西		0.621	0.606	0.824	0.773	0.614
辽宁	0.908	0.915	0.918	0.923	0.900	0.909	新疆	0.704	0.559	0.567	0.727	0.739	0.514
湖南	1.317	1.020	0.903	0.856	0.887	0.863	北京	0.598	0.557	0.547	0.878	0.867	0.906
河南		0.879	0.884	0.883	0.847	0.798	上海	0.564	0.538	0.527	1.249	1.240	1.083
江苏	0.877	0.895	0.876	0.895	0.899	0.916	青海	0.446	0.449	0.499	0.485	0.476	0.437
安徽	0.936	0.867	0.867	0.867	0.867	0.900	云南	0.389	0.492	0.492	0.867	0.622	0.485
吉林	0.995	0.752	0.759	0.750	0.751	0.991	冀北	0.570	0.372	0.372	0.855	0.848	0.847
黑龙江	0.968	0.745	0.745	0.745	0.745	0.730	宁夏	0.272	0.300	0.292	0.295	0.293	0.292
天津		0.735	0.724	0.944	1.026	0.979	蒙西		0.223	0.223	0.218	0.216	0.395
江西	0.879	0.684	0.712	0.693	0.686	0.674	甘肃		0.221	0.166	0.144	0.140	0.152
总体平均值								0.758	0.706	0.700	0.842	0.831	0.820

14 工商储：盈利模式多样，目前以峰谷套利为主

- ◆ **工商储收益模式多样，目前主要以峰谷套利为主。**工商储有多种收益模式，“峰谷套利”为目前主要收益模式，通过低谷充电高峰放电节约用电成本。芯能科技主要为峰谷套利、南网储能则为用于电网租赁赚取租赁费用，苏文电能则为EPC业务。

图表：工商业储能收益模式

名称	模式	优势
峰谷套利	在用电低谷时用低价电充电，在用电高峰放电供给工商业用户。	节约用电成本，避免拉闸限电的风险。
新能源消纳	光伏+储能：光伏电量将优先存在储能系统中，余电供应负荷，待光伏电量不足时，由储能向负荷供电。	通过储能系统平滑发电量和用电量，提升光伏发电的消纳率，最大程度上实现用电利益最大化。
配电扩容	原申请使用的用电容量不能满足生产经营需要时，在原有的基础上申请增加容量。	满足负荷电能需求要求。降低变压器使用成本、减少变压器投资及扩容周期。
容量管理	工商业用户的电费包括基本电价与电度电价两个部分。	降低用户尖峰功率以及最大需求，使工商业用户的实际用电功率曲线更加平滑，降低企业在高峰时的最大需求功率，降低容量电价。
需求侧响应	电力用电紧张时，主动减少用电，通过削峰等方式响应供电平衡获得经济补偿。	兼顾生产和补贴优势。
现货交易	储能电站可以通过虚拟电厂以聚合方式参与电力市场交易，在低谷时段买进电力储备备用，在峰值卖出进行套利	促进电力市场有序竞争，促进清洁能源开发。

图表：各公司工商储盈利模式

公司名称	工商储盈利模式
芯能科技	峰谷价差套利
南网储能	电网租赁
苏文电能	EPC业务

15 工商储：收益率达23.85%，具备强经济性

- ◆ **峰谷价差拉大，工商储经济性增强，回本周期大大缩短。**以浙江为例考虑建设1MW/2MWh工商储电站，成本约1.73元/Wh，以峰谷价差为0.9元/KWh测算，每天两充两放，循环6000次，运营年限为10年，每年运行300天，IRR为23.85%，3-4年收回成本。工商储经济性极强，未来成长空间巨大。

图表：IRR测算（浙江省）

年	单位	0	1	2	3	4	9	10
电池容量保持率		100%	98%	97%	95%	...	87%	86%
非出租充放电	Mwh/年	-	1,058	1,043	1,027	...	938	924
峰谷电价差 套利收益（含税）	万元	-	125	123	121	...	111	109
合计收入	万元		125	123	121	...	111	109
运维费用	万元	0.00	5	5.11	5.04	...	4.60	4.53
营业利润	万元	-	120	118	116	...	106	104
债务余额	万元	0.00	0	0	0	...	0	0
本金偿还	万元		0	0	0	...	0	0
利息费用	万元		0	0	0	...	0	0
折旧费用	万元		-35	-35	-35	...	-35	-35
税前利润	万元	-	85	83	82	...	71	70
所得税	万元		13	12.50	12.23	...	10.72	10.48
净利润	万元		72	71	69	...	61	59
净现金流量	万元	(346)	107	105	104	...	95	94
项目内部收益率		27.04%						

图表：浙江省IRR测算（横峰谷差价、纵成本）

	0.50	0.70	0.90	1.10	1.30	1.50	1.70
23.85%							
1.93	0.10%	11.27%	19.81%	27.62%	35.03%	42.18%	49.18%
1.83	1.86%	12.93%	21.74%	29.84%	37.55%	45.03%	52.36%
1.73	3.74%	14.74%	23.85%	32.28%	40.34%	48.18%	55.88%
1.63	5.73%	16.72%	26.17%	34.98%	43.44%	51.69%	59.81%
1.53	7.74%	18.90%	28.76%	38.00%	46.91%	55.63%	64.23%
1.43	9.79%	21.32%	31.65%	41.39%	50.83%	60.09%	69.25%
1.33	12.02%	24.04%	34.92%	45.25%	55.30%	65.20%	75.00%
1.23	14.51%	27.13%	38.66%	49.69%	60.46%	71.10%	81.67%
1.13	17.33%	30.67%	42.99%	54.86%	66.50%	78.03%	89.49%
1.03	20.59%	34.81%	48.10%	60.98%	73.67%	86.27%	98.81%
0.93	24.41%	39.74%	54.23%	68.37%	82.35%	96.25%	110.12%
0.83	28.98%	45.74%	61.75%	77.47%	93.07%	108.62%	124.13%
0.73	34.63%	53.25%	71.25%	89.02%	106.70%	124.34%	141.97%

数据来源：储能网、东吴证券研究所

16 政策：电力现货市场基本规则带动储能收益率提升

- ◆ 《电力现货市场基本规则》的发布将极大推动中国电力现货市场建设。国家能源局发布《电力现货市场基本规则》，从国家层面提出容量补偿机制，预计将参照火电标准进行补偿，现货市场+辅助服务+容量补偿的收入模式将带动储能行业健康化发展。

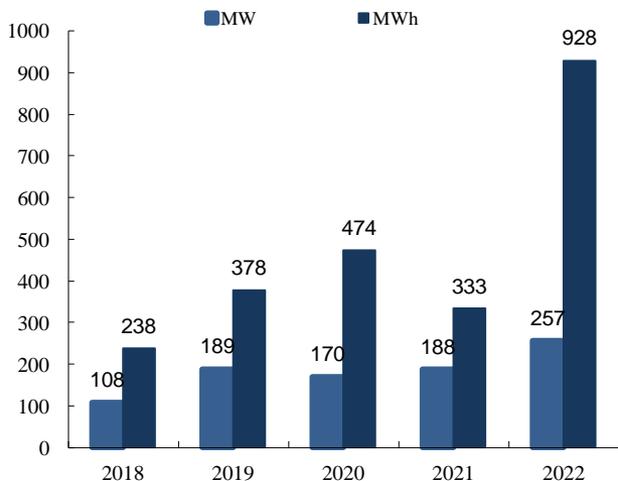
图表：《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》重点内容

类别	内容
适用范围	集中式市场模式的省/区域现货市场，以及省/区域现货市场与相关电力市场的衔接。
总体要求	近期推进省间、省/区域市场建设，以省间、省/区域市场“统一市场、协同运行”起步；逐步推动省间、省/区域市场融合。
建设任务	构建省间、省/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。
市场运行要求	先开展模拟试运行、结算试运行，符合条件后进入正式运行
市场成员	电力市场主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电企业和储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等其他市场主体，市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。
市场构成	现货市场一般包括日前市场、日内市场和实时市场。
价格机制	节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价
容量补偿机制	各地需结合实际需要，探索建立市场化容量补偿机制，用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。
辅助服务市场	结合各地电力系统运行需要，建立健全无功服务、黑启动的市场化采购机制，探索爬坡等新型辅助服务交易品种，推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济。

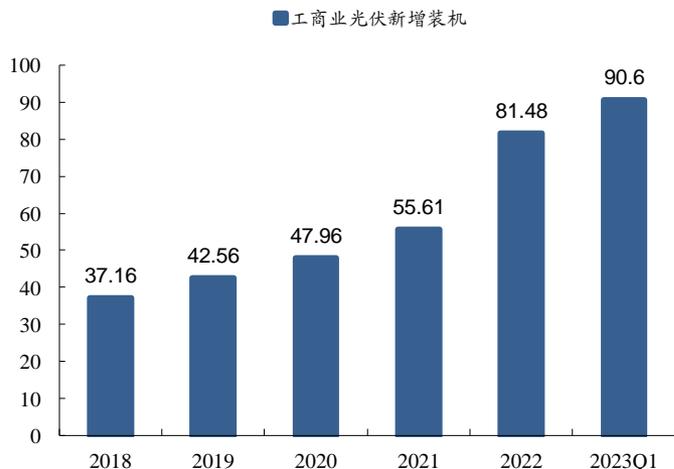
17 工商储：低渗透潜力高，星辰大海

◆ **渗透率低潜在空间巨大，工商业储能长坡厚雪。** 2021年底国内工商业屋顶4842万个，考虑25%可装光伏，单个屋顶100kwh，市场空间可达1210.5Gwh，我们测算截至2022年底工商储渗透率仅0.2%，渗透率极低，成长空间大！

图表：中国工商业储能新增装机



图表：中国工商业光伏累计装机 (单位 GW)



图表：中国工商业储能装机潜在空间

中国工商业储能空间及渗透率计算	
工商业数量 (万个)	4842
*可装光伏屋顶	25%
*单个屋顶规模 (KWh)	100
可装工商业储能规模 (GWh)	1210.5
已装工商业储能规模 (GW)	1.08
已装工商业储能规模 (GWh)	2.72
2022年工商业储能渗透率	0.22%
已装工商业光伏规模 (GW)	90.6
2022年工商业光储渗透率	1.19%

18 新技术：储能新技术层出不穷，示范性量产应用逐步落地

- ◆ 2023年1-5月新技术试点项目纷纷落地，招标端整体增长势头良好。23年1-5月光热储能、液流电池、压缩空气、重力储能等均有招标&中标落地。我们统计23年光热储能和压缩空气储能各占比42%，为主要增量。重力储能试点项目落地，拉动招标&中标容量增长。

图表：2022年-2023年5月新技术储能招标&中标情况（单位：MWh）

类别 (MWH)	22/01	22/02	22/03	22/04	22/05	22/06	22/07	22/08	22/09	22/10	22/11	22/12	2022年合计	23/01	23/02	23/03	23/04	23/05	2023年合计
液流电池			2	4		120		540	206		1000	15246	17118			602.5	602.5	818	2023
钠离子电池				0.1						5064		5000	10064.1						0
压缩空气储能		7100	900	600	5200	800						1600	16200	2800	1404		2500	490	7194
重力储能								1000	2000		400		3400	100			600		700
飞轮储能						0.5	0.175		0.05				0.725				0.43	0.175	0.605
超级电容储能							0.67	0.333					1.003						0
光热储能													0			40		7200	7240
合计	0	7100	902	604.1	5200	920.5	0.845	1540.3	2206.1	5064	1400	21846	46783.83	2900	1404	642.5	3702.9	8508.175	17157.61
液流电池占比			0%	25%		13%		35%	9%		71%	70%	37%			94%	16%	10%	12%
钠离子电池占比				0%						100%		23%	22%						0%
压缩空气储能占比	100%	100%	100%	397%	100%	87%						7%	35%	97%	100%		68%	5.76%	42%
重力储能占比								65%	91%		29%		7%	3%			16%		4%
飞轮储能占比						0%	21%		0%				0%				0.01%	0.00%	0%
超级电容储能占比							79%	0%					0%						0%
光热储能占比							0%	0%					0%			6%		85%	42%

19 2023年中国储能装机43GWh，22-25年装机CAGR=103%

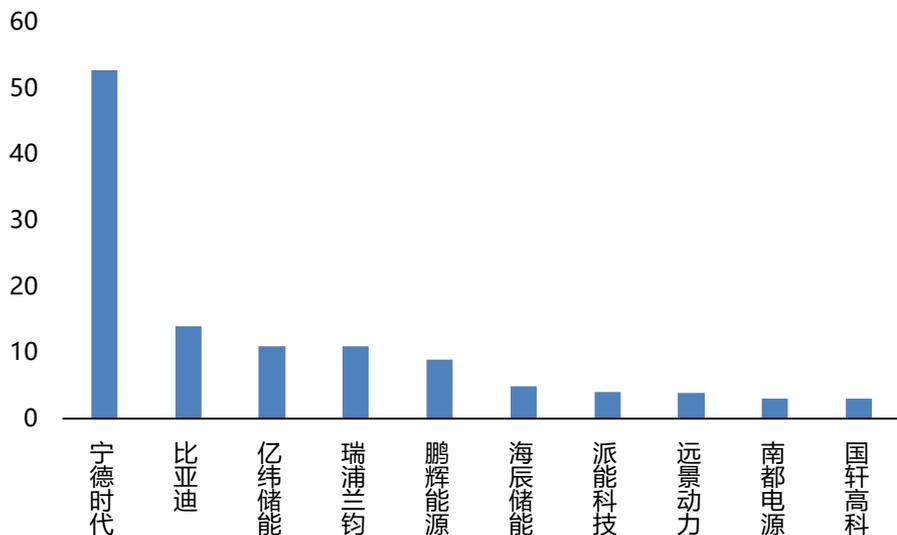
- 我们认为中国大储市场2023年持续高增长，新增储能需求达36GWh，同比提升171%！我们预计2023年中国储能市场总需求为43GWh，对应出货量为74GWh，装机/出货同增180%/180%，到2025年装机/出货需求为129GWh/203GWh，2022-2025年装机/出货CAGR分别为103%/97%。

中国	2021	2022	2023E	2024E	2025E
1.光伏合计					
1) 光伏大电站					
新增光伏装机 (Gw)	26	36.29	85.00	100.00	118.00
-增速	-22%	42%	134%	18%	18%
-新增配储渗透率 (%)	63.8%	90.0%	90.0%	95.0%	98.0%
-功率配比 (%)	11%	17%	19%	22%	25%
-储能时长 (h)	1.9	2.1	2.2	2.5	3.0
新增光伏装机配储能 (Gw)	1.8	5.6	14.5	20.9	28.9
新增光伏装机配储能 (Gwh)	3.4	11.7	32.0	52.9	87.8
合计当年新增储能 (Gw)	1.7	6.3	16.5	24.6	34.6
合计当年新增储能 (Gwh)	3.62	13.36	36.26	62.16	104.94
-增速	106%	269%	171%	71%	69%
2) 工商业电站					
新增光伏装机 (Gw)	8	25.87	35.00	43.00	50.74
合计当年新增储能 (Gw)	0.02	0.47	2.04	5.07	8.13
合计当年新增储能 (Gwh)	0.032	0.957	4.142	10.371	16.673
-增速	48%	2850%	333%	150%	61%
3) 住宅					
新增光伏装机 (Gw)	22	25.25	33.00	39.60	46.73
合计当年新增储能 (Gw)	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3
合计当年新增储能 (Gwh)	0.13	0.19	0.29	0.41	0.59
-增速	258%	48%	54%	40%	46%
2.风电					
新增风电装机 (Gw)	56	49.83	77.00	90.00	103.00
合计当年新增储能 (Gw)	0.1	0.2	0.6	1.1	1.6
合计当年新增储能 (Gwh)	0.13	0.44	1.32	2.21	3.45
-增速	15%	235%	198%	68%	56%
3.新能源配储+电网侧需求					
合计当年新增新能源储能 (Gw)	1.9	7.1	19.3	30.9	44.6
合计当年新增新能源储能 (Gwh)	3.9	14.9	42.0	75.2	125.7
当年新增电网侧储能 (Gw)	0.6	0.5	1.2	2.0	2.8
当年新增电网侧储能 (Gwh)	0.7	0.6	1.4	2.4	3.3
-占比	15%	4%	3%	3%	3%
总计需求					
合计当年新增储能 (Gw)	2.5	7.1	19.3	30.9	44.6
合计当年新增储能装机 (Gwh)	4.61	15.50	43.41	77.53	128.99
-增速	86%	237%	180%	79%	66%
-新增储能装机占全球比重	20%	38%	47%	47%	48%
对应出货量 (gwh)	6.0	26.4	73.8	124.1	202.5

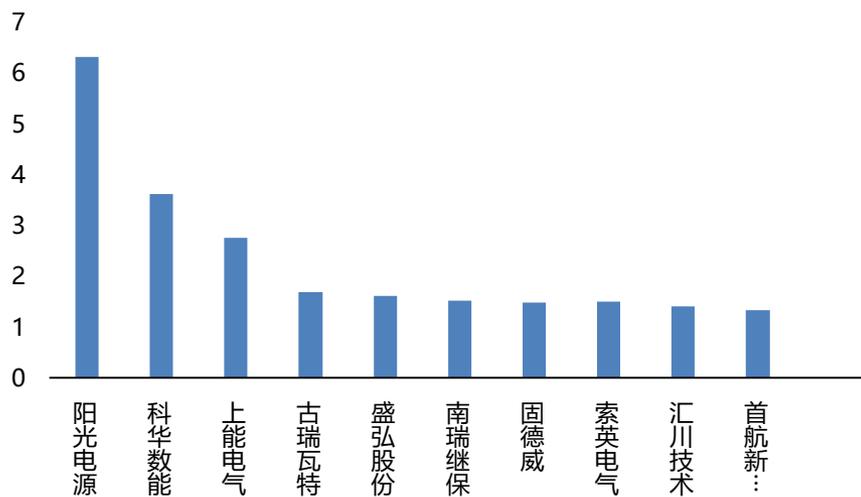
20 储能电池出货量分化明显，逆变器企业进军PCS具优势

- ◆ 宁德时代位列国内储能电池厂商出货量龙一。22年全球储能电池出货量宁德时代位列第一，约52.7GWh；比亚迪位列第二，约14GWh。
- ◆ 阳光电源为国内储能PCS出货量TOP1，先发优势明显。阳光电源出货量6.3GW，位列第一。科华数能及上能电气为3.6/2.8GW，位列二三。

图表：2022年中国企业全球储能电池出货量排名（GWh）



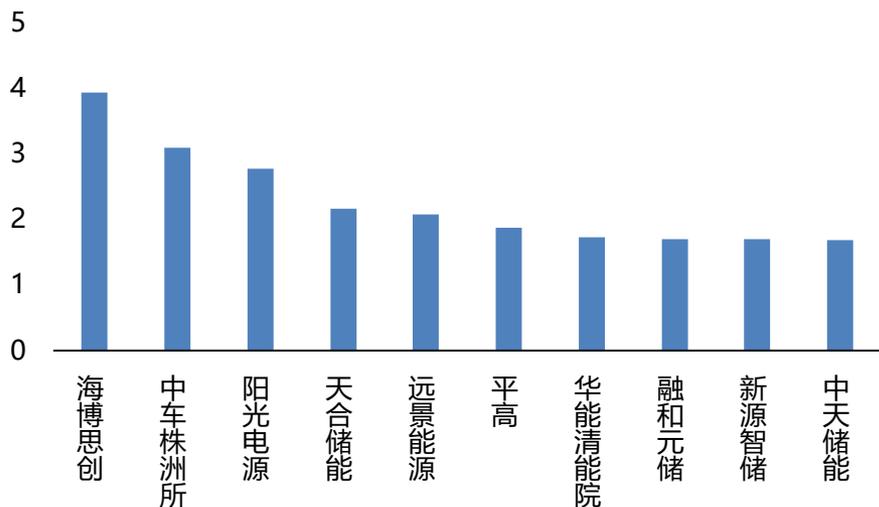
图表：2022年中国企业全球储能PCS出货量排名（GW）



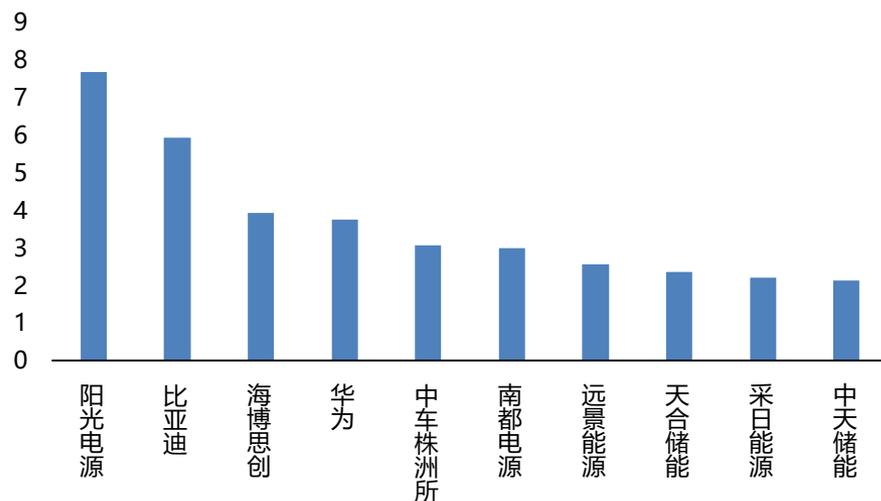
21 储能系统集成处竞争初期，项目资源为竞争关键

◆ 储能系统集成处于竞争期，厂商间竞争激烈。项目资源为储能系统集成商核心竞争力。海博思创、阳光电源等龙头已具有GWh以上项目建设经验，优势明显。22年出货量阳光电源第一，约为7.7GWh，海博思创国内更具优势，出货量约为3.9GWh。

图表：2022年中国储能系统集成商国内市场储能系统出货量 (GWh)



图表：2022年中国储能系统集成商全球市场储能系统出货量 (GWh)



22 出货：大储受益高增，工商储加速起量

- ◆ **23年大储厂商出货高增，工商储初露峥嵘。** 2023年景气度延续，国内各大储/工商储厂商出货高增。阳光上能大储均翻倍增长，南都盛弘出货预计翻1.5倍以上增长，金盘/南网23年营收同比翻5倍以上增长；工商储逐步起量，23年苏文在手5亿订单，未来有望持续高增。

图表：国内大储厂商/工商储厂商出货情况及增速

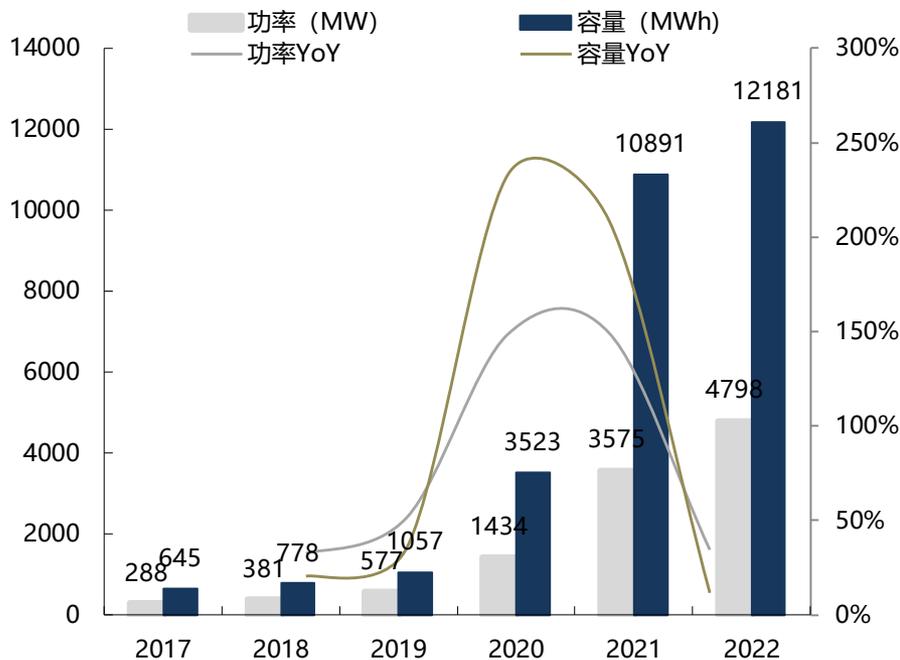
公司	产品	2022	2023E	2023增速
阳光电源	大储系统	7.7GWh	15GWh+	95%+
盛弘股份	大储PCS	1.4GW	4GW	150%+
	工商储PCS	0.15GW		
上能电气	大储系统	0.4GWh	0.8GWh	100%
	大储PCS	2GW	4GW	100%
南都电源	大储系统	1.3GWh	4GWh	200%+
金盘科技	大储系统	0.2GWh	1.5GWh	600%+
南网科技	大储EPC	3.3亿收入	20亿元收入	500%+
苏文电能	工商储EPC	-	5亿元订单	

PART2 美国：储能备案创新高，高壁垒高盈利市场

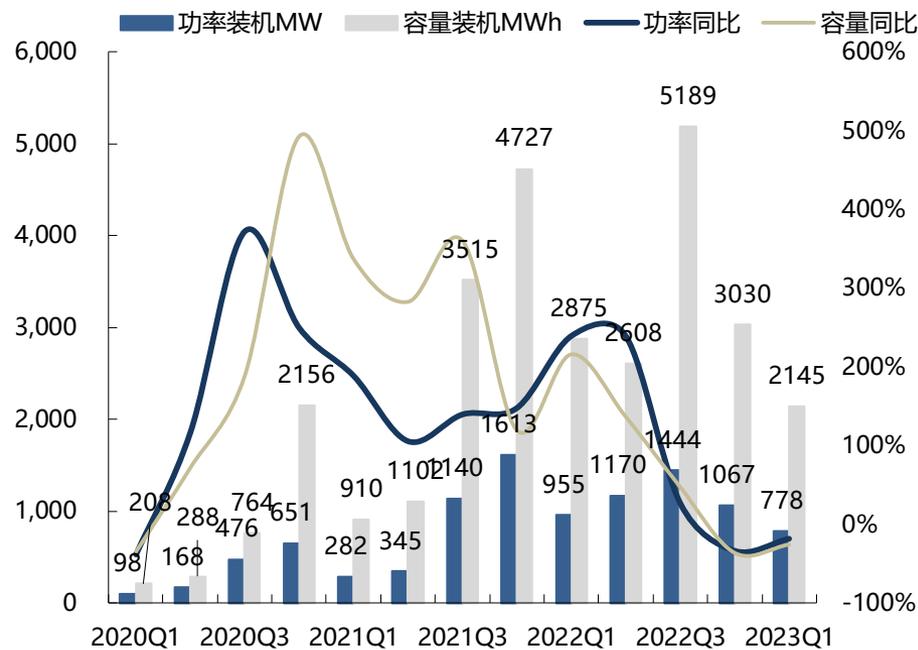
1 2022年美国储能装机12.2GWh，同增12%

- ◆ **政策提振装机，大储为主力军。** 22年美国新增储能装机4.8GW/12.2GWh，同比+34%/+12%，电源侧/户用/工商业装机分别占86/16/3%，大储占比第一。
- ◆ **电网侧并网延迟，23Q1装机环比下滑。** 23Q1新增0.8GW/2.1GWh，环比-27%/-29%，主要系碳酸锂价格下跌，持观望情绪导致大储并网延迟，我们预计7-8月装机将迎来高峰、环比有望改善。

图：美国近年储能装机功率及容量 (MW, MWh)



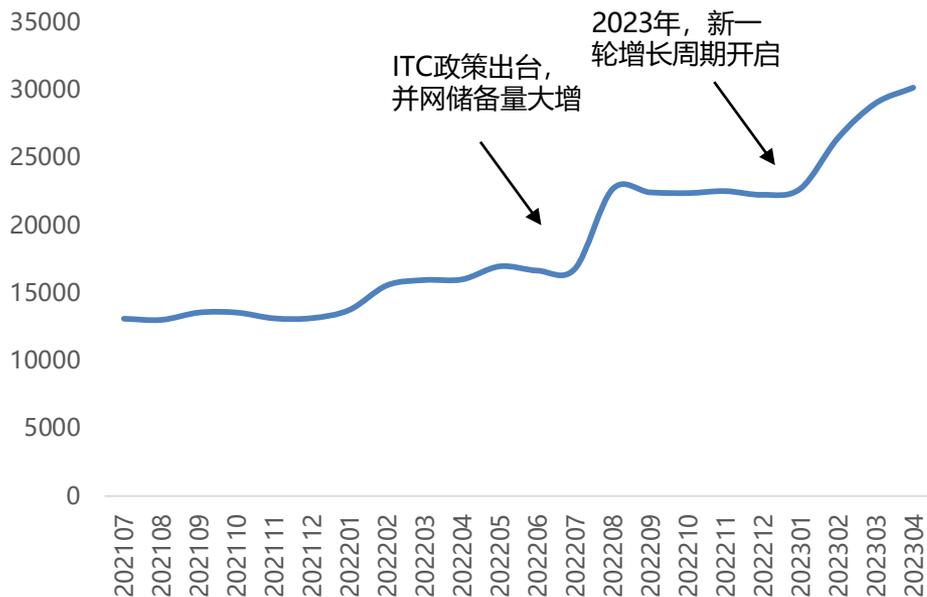
图：20-23Q1美国季度储能装机功率 (MW)



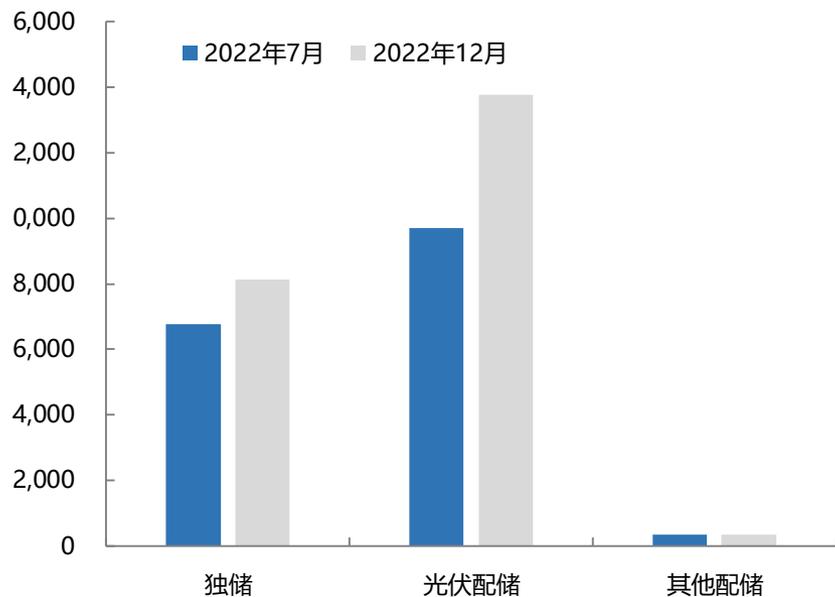
2 备案：美国电化学储能备案量高增，4月达30.2GW

◆ ITC政策带动美国电化学储能备案量跃升，23年4月达30.2GW。美国并网流程复杂、需排队，平均审批时间40-60个月。22年8月美国ITC政策落地，首次涵盖独立储能、经济性跃升，推动8月备案量高增，截至23年4月备案量30.2GW，同比+89%。

图：21年-23年4月美国电化学储能备案量 (MW)



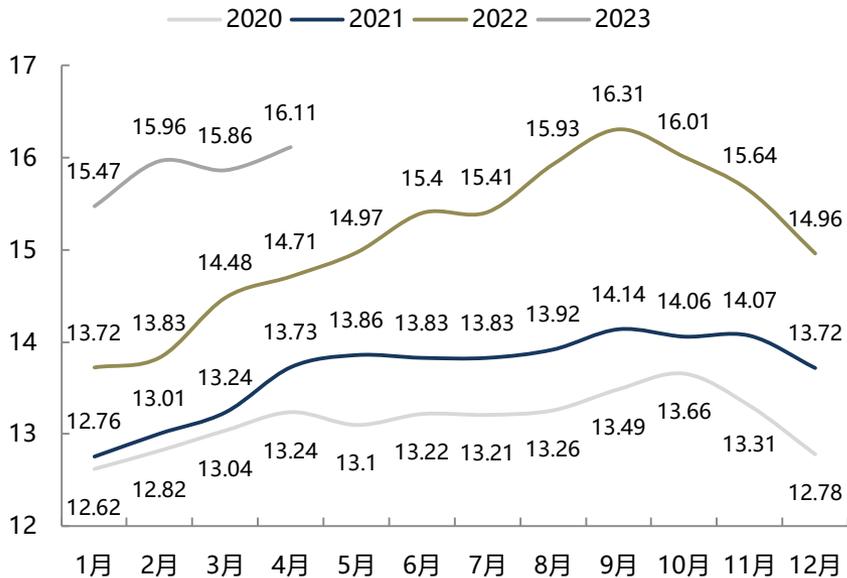
图：ITC实施前后美国储能项目备案量 (MW)



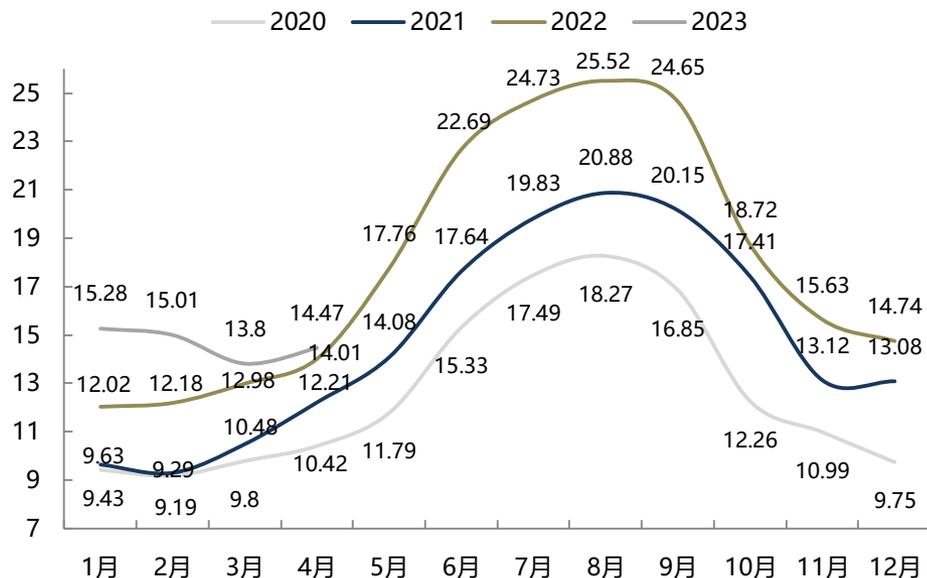
3 利好1：电价持续上涨加重用电负担

- ◆ 23年美国储能将迅速发展，利好：1) 电价持续上涨；2) 组件通关顺利；3) ITC政策落地；4) 电网协调差。
- ◆ 23年美国电价同比高涨，用电成本高昂。23年天然气价格同比提高，拉升4月美国居民电价至16.11美分/度，同比+9.5%，加重用电负担，利好美国光储发展。

图：美国居民电价数据跟踪（美分/kWh）



图：美国居民天然气数据跟踪（美分/kWh）



4 利好2：组件通关逐步顺畅，光伏装机高增

- ◆ **组件清关加速，国产厂商扩张海外产能。** 22年12月晶科组件顺利通关，23年3月隆基、天合被扣组件迎来释放，国产组件厂商清关加速，使用海外硅料在东南亚生产成组件的路线通关顺利。23/05/16拜登豁免东南亚关税至24年6月，国产组件龙头加快东南亚、美国基地建设，例如隆基/晶澳将扩建5/2GW组件产能。

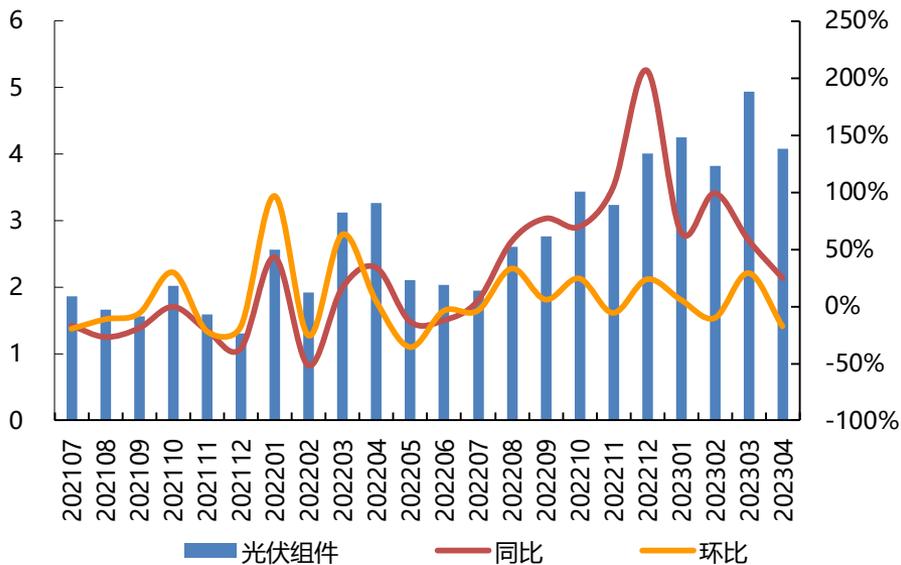
图：2023年东南亚产能及美国建厂规划 (GW)

公司	硅片	电池	组件	美国建厂规划
隆基股份	4.1	10	10	与可再生和清洁能源开发商Invenergy合资在俄亥俄州建设5GW光伏组件工厂
晶澳科技	4	4	4	组件年产能可达2GW，23Q4投入运营
晶科能源	7	7	7	暂无规划
天合光能	6.5	6	6	暂无规划
阿特斯	-	3.2	4	德克萨斯州扩建5GW光伏组件产能
东方日升	0	0	3	暂无规划

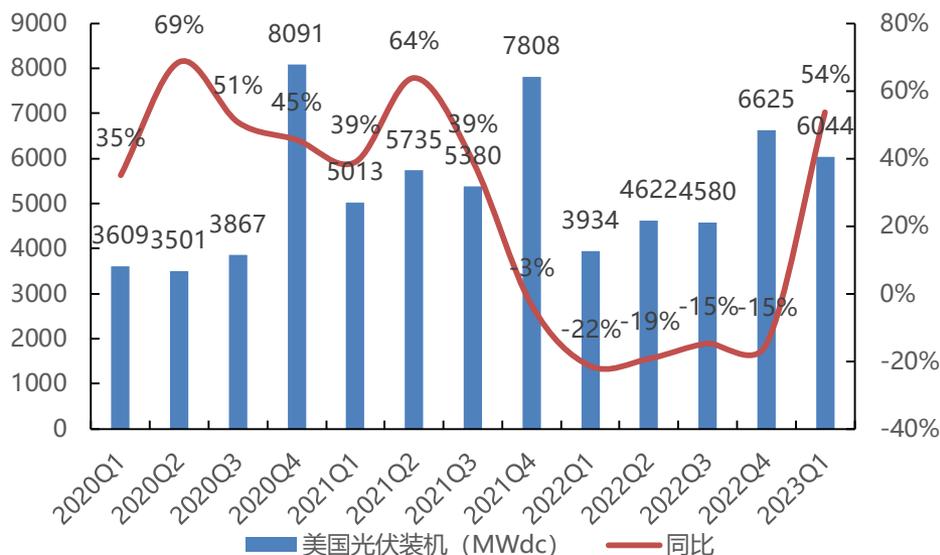
5 利好2：组件通关逐步顺畅，光伏装机高增

◆ 23年1-4月晶硅组件进口同增57%。4月组件进口4.08GW，同环比+25/-17%；进口价格为0.36美元/W，同环比+103/+9%。23年1-4月组件累计进口/金额17.1GW/45.8亿美元，同比+57/+195%。**2023Q1光伏装机6GW，同增54%，创历史一季度新高**，其中地面/户用/工商业装机3.8/1.6/0.6GW，同增75/32/17%。

图：美国组件进口数据 (GW)



图：美国组件装机数据 (MW)



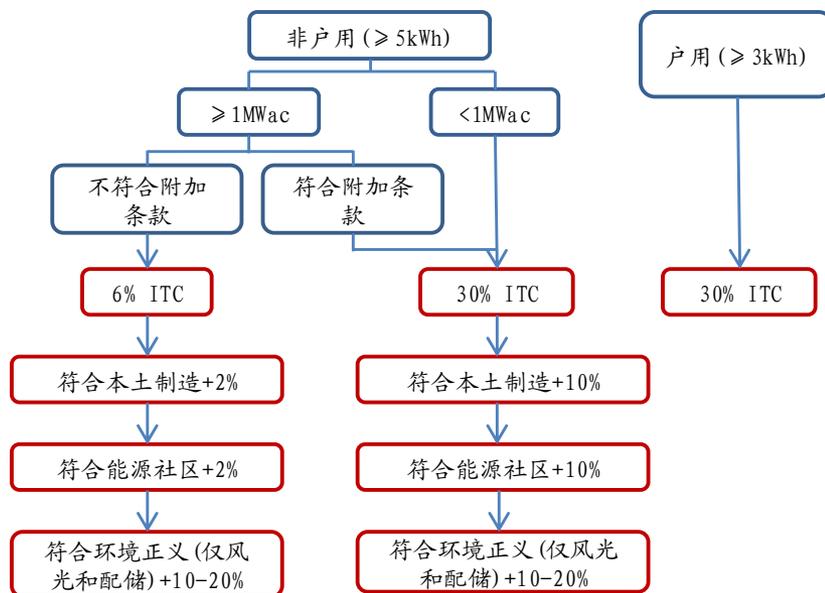
6 利好3：ITC延期10年，提升基础抵免比例

- ◆ 22年8月美国延长ITC十年并提升独立大储/户储抵免比例，最高可达70%；首次涵盖独立储能，部分区域非户用独储将具备盈利性。户用/小于1MWac的非户用储能抵免比例提至30%；1MW以上的非户用若满足条件可提至30%，否则为6%。美国达成温室气体目标后1/2/3年，光伏和储能抵免比例降为22.5/4.5%、15/3%、0%。

图表：美国ITC储能投资基础抵免比例

时间	原政策：配储		新政策：配储+独储			
	非户用	户用 (≥3kWh)	非户用(≥1MWac)		非户用 (<1MWac)	户用 (≥3kWh)
			不符合附加条款	符合附加条款		
2020年	26%	26%	26%	26%	26%	26%
2021年	26%	26%	26%	26%	26%	26%
2022年	26%	26%	6%	30%	30%	30%
2023年	22%	22%	6%	30%	30%	30%
2024年	10%	0%	6%	30%	30%	30%
2025年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2026年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2027年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2028年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2029年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2030年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2031年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2032年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2033年	0%	0%	4.5%	22.5%	22.5%	26%
2034年	0%	0%	3%	15%	15%	22%

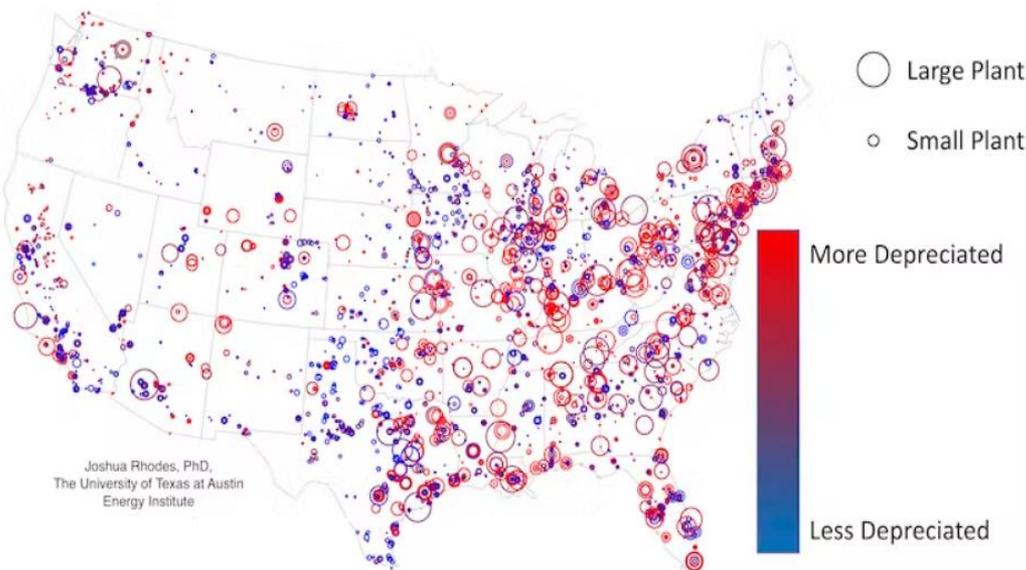
图表：美国ITC基础抵免比例梳理



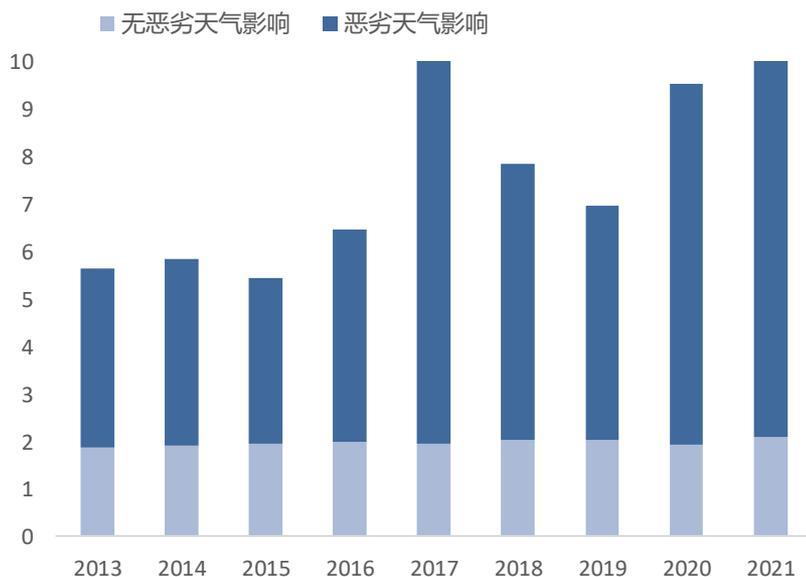
7 利好4：电网协调能力差，停电频发

- ◆ **电网协调能力差，输配电设备老旧，断电事件频发。**根据DOE，70%美国输电线路和变压器运行年限超25年，60%的断路器超30年，陈旧设施、分散电网体系影响供电。23年3月美国加州遭风暴袭击，据Power Outage.us显示，纽约和新英格兰地区约有12.9万用户断电。

图表：美国电网设备老旧严重



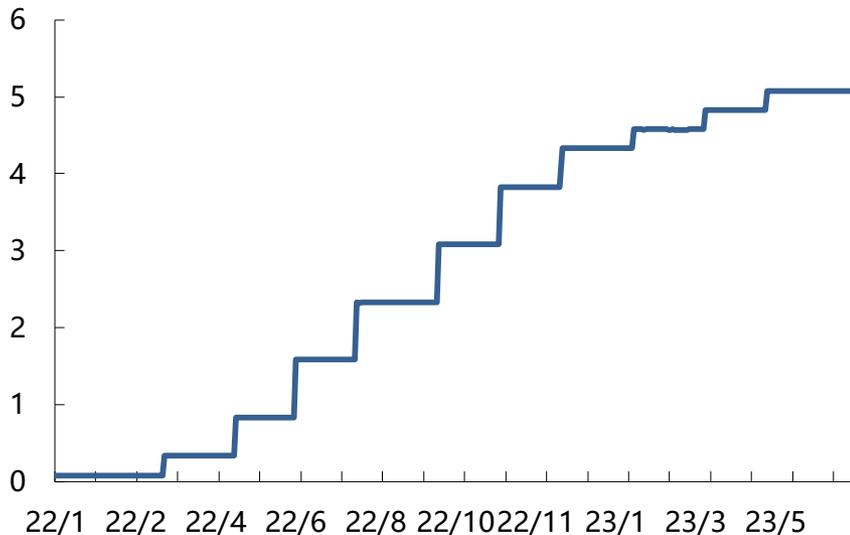
图表：美国电力用户年均断电时间 (h)



8 加息短期影响光储需求

- ◆ **利率攀升压制储能IRR，未来边际有望改善。** 22年3月以来美联储已加息10次，累计增加500个基点。据我们测算，若贷款比例不变，利率增加会减少储能IRR收益率，不利于装机。从近期来看，加息节奏已放缓、随着利率逐步见顶，未来边际有望改善，利好美国储能装机加速。

图：美国22-23年联邦基金利率 (%)



表：美国大储IRR敏感性测算 (贷款比例, 利率)

	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%	5.0%
30%	13.53%	13.40%	13.26%	13.11%	12.97%
35%	14.31%	14.13%	13.95%	13.77%	13.59%
40%	15.21%	14.99%	14.76%	14.54%	14.32%
45%	16.28%	16.01%	15.73%	15.45%	15.17%
50%	17.59%	17.24%	16.90%	16.55%	16.20%

表：美国户储IRR敏感性测算 (贷款比例, 利率)

	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%	5.0%
30%	10.25%	10.07%	9.90%	9.72%	9.54%
35%	10.74%	10.52%	10.30%	10.07%	9.85%
40%	11.33%	11.05%	10.77%	10.49%	10.21%
45%	12.03%	11.68%	11.33%	10.98%	10.63%
50%	12.89%	12.45%	12.02%	11.58%	11.15%

9 2023年美国储能装机达25GWh，22-25年装机CAGR=72%

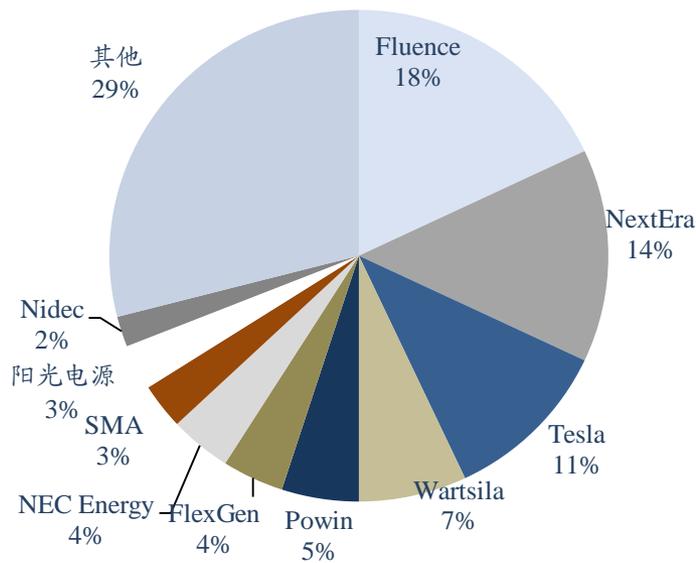
- 我们认为美国大储市场2023年继续高增，达到19GWh，同比增长86%。预计2023年美国储能市场总需求为25GWh，对应出货量为59GWh，装机/出货同增80%/73%，2025年装机/出货需求为69GWh/146GWh，2022-2025年装机/出货CAGR分别为72%/62%。

美国	2021	2022	2023E	2024E	2025E
1.光伏合计					
1) 光伏大电站	73%	62%	69%	72%	73%
新增光伏装机 (Gw)	17.16	11.66	21.57	34.51	45.90
-新增配储渗透率 (%)	68.9%	72.0%	74.00%	76.00%	78.00%
-功率配比 (%)	16%	20%	24%	28%	31%
-储能时长 (h)	2.7	2.7	3.0	3.4	3.7
新增光伏装机配储能 (Gw)	1.9	1.7	3.8	7.3	11.1
新增光伏装机配储能 (Gwh)	5.2	4.5	11.4	25.0	41.6
年初存量光伏未配储 (Gw)	47.0	45.0	37.7	32.5	29.9
存量光伏装机新增配储能 (Gw)	1.2	2.1	2.6	3.1	3.6
存量光伏装机新增配储能 (Gwh)	3.2	5.7	7.7	10.4	13.4
合计当年新增储能 (Gw)	2.1	3.8	6.4	10.4	14.7
合计当年新增储能 (Gwh)	8.40	10.25	19.02	35.46	55.02
-增速	463%	22%	86%	86%	55%
2) 工商业电站					
新增光伏装机 (Gw)	1.75	1.35	1.69	2.19	2.63
合计当年新增储能 (Gw)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
合计当年新增储能 (Gwh)	0.040	0.034	0.069	0.120	0.248
-增速	151%	-14%	101%	74%	106%
3) 住宅					
新增光伏装机 (Gw)	4.47	5.86	7.91	11.08	14.40
合计当年新增储能 (Gw)	0.7	0.9	1.4	2.3	3.4
合计当年新增储能 (Gwh)	0.98	1.48	2.48	4.58	7.01
-增速	164%	51%	68%	85%	53%
2.风电					
新增风电装机 (Gw)	13	8.54	9.14	8.92	14.27
合计当年新增储能 (Gw)	0.1	0.2	0.4	0.5	0.8
合计当年新增储能 (Gwh)	0.09	0.38	0.74	1.19	1.87
-增速	129%	341%	98%	60%	57%
3.新能源配储需求					
合计当年新增新能源储能 (Gw)	3	5	8	13	19
合计当年新增新能源储能 (Gwh)	10	12	22	41	64
当年新增电网侧储能 (Gw)	1	1	2	3	4
当年新增电网侧储能 (Gwh)	1.4	1.6	2.4	3.6	5.3
-占比	13%	12%	10%	8%	8%
总计需求					
合计当年新增储能 (Gw)	4.0	4.9	8.2	13.3	18.9
合计当年新增储能 (Gwh)	10.88	13.72	24.69	44.91	69.49
-增速	341%	26%	80%	82%	55%
-新增储能装机占全球比重	48%	33%	27%	27%	26%
对应出货量 (gwh)	17.4	34.3	59.2	98.8	145.9

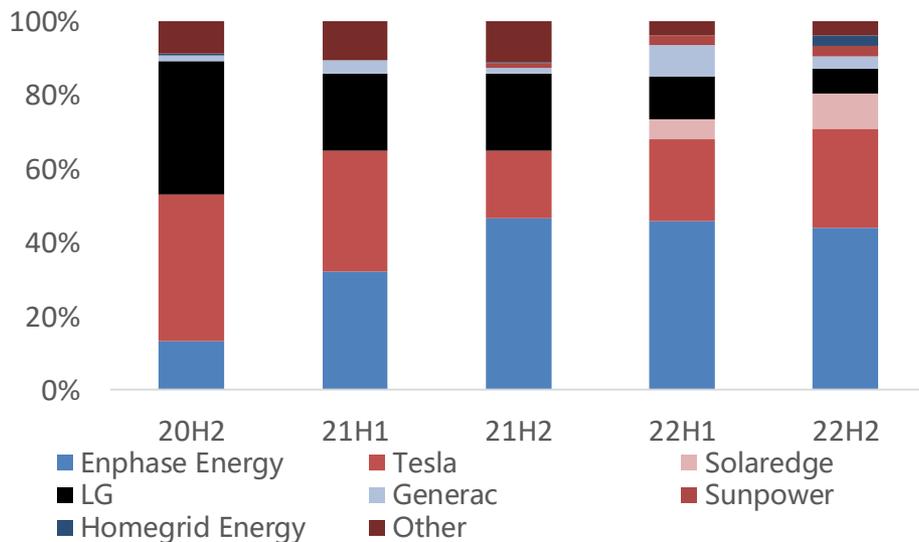
10 供应商：大储户储均以本土企业为主，中国供应商占比提升

◆ 美国储能以本土厂商为主，中国公司占比逐渐提升。美国市场对于安全性、资质要求严格，更信任本土品牌。根据IHSMarkit，2021年美国大储集成商CR5达55%，Fluence以18%排第一。2022H2美国户储CR3超80%，Enphase/Tesla/Solaredge占比40+/27/10%；中国企业阳光电源份额约3%，正不断扩大。

图表：2021年大储集成商格局（含工商业出货）



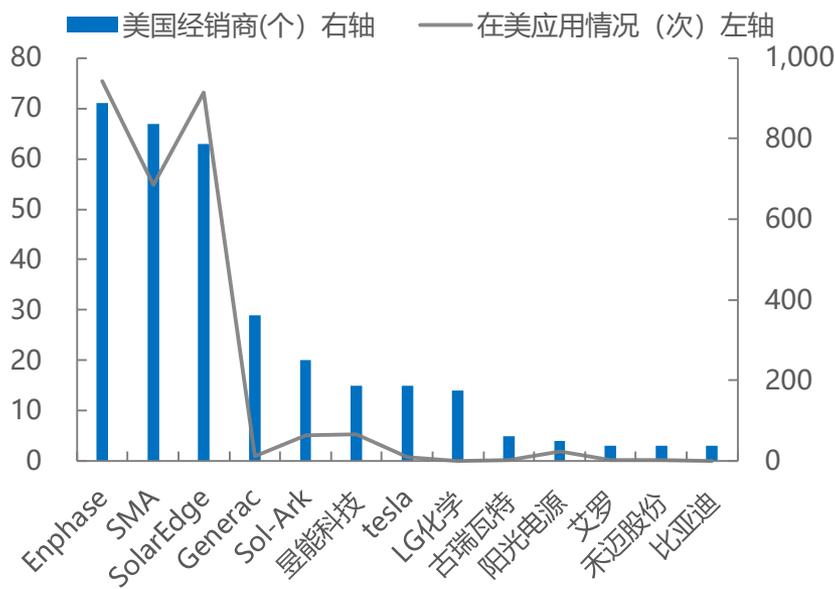
图表：2020H2-2022H2美国户储竞争格局



11 户储竞争：经销商数量与布局成为关键因素

◆ 光伏配储是户储主要安装方式，绑定资深经销商更具优势。户储直销通过自建渠道+推广自有品牌，只有特斯拉发力；分销将产品卖给经销商，总部多设立在户用光伏大州。据ENF，2022年Enphase/SolarEdge分别有71/63个美国经销商，业绩位列前茅，渠道优势明显。

图：储能标的美国经销商数量与在美应用情况



图：美国主要经销商布局情况

公司 (总部)	地区覆盖面	合作户储厂商
Greentech (科罗拉多)	在美国设点 80+	Enphase、SolarEdge、阳光、Sol-Ark、LG、昱能、禾迈、古瑞瓦特
Beacon Roofing Supply (弗吉尼亚)	在美国 50 个州和加拿大 6 个省运营了 450 家分公司	Enphase、SolarEdge、昱能、Generac
A1 SolarStore (佛罗里达)	在美国设点 25 个运营中心	Enphase、SolarEdge、昱能、比亚迪
Soligent (加州)	在美国设仓库 6 处；配送中心：	Enphase、SolarEdge、昱能、Sol-Ark、Generac
SunWatts (俄亥俄)	覆盖：克利夫兰、北加州 (西海岸)	Enphase、SolarEdge、昱能、古瑞瓦特、Sol-Ark、Generac、LG、Tesla
RENVU (加州)	覆盖：加州、新泽西州和德州	Enphase、SolarEdge、昱能、阿特斯、Sol-Ark

12 供应链：国内厂商弹性明显，“中式供应链”出海加速！

- ◆ **1) 系统**：阳光、阿特斯等以自主品牌出货；**2) 电池**：美国对储能电芯品质要求高，宁德、亿纬优势显著，科士达打入Solaredge供应链；**3) PCS**：大储盛弘规模提升，小储德业、科华等加速渗透。
- ◆ **中国公司占比提升**：特斯拉采用宁德100ah方形电池；Enphase采用新能安52ah软包电池。

图表：国内厂商美国出货及规划情况

公司	产品	2022年			2023年			
		美国出货 (GWh)	总出货 (GWh)	美国占比	美国出货 (GWh)	增速	总出货 (GWh)	美国占比
阳光电源	大储系统	3.5	6.0	58%	6.5	86%	15.0	43%
阿特斯	大储系统	1.4	1.8	78%	1.6	14%	2.0	80%
科士达	小储电池pack	0.5	0.7	71%	1.2	140%	2.0	66%
科陆电子	大储系统	0.2	1.0	20%	0.6	200%	3.0	20%
盛弘股份	大储pcs	0.2	1.2	20%	0.6	150%	2.4	25%
宁德时代	大储电芯	25.0	50	50%	45	80%	90.0	50%
亿纬锂能	大储电芯	2.0	10	20%	10.0	400%	35.0	29%
比亚迪	大储系统/小储一体机	5.0	10	50%	10.0	100%	30.0	33%
德业	逆变器	0.4GW	2.34GW	15%	1.0GW	167%	6.9GW	15%

图表：美国品牌与中国供应商对应

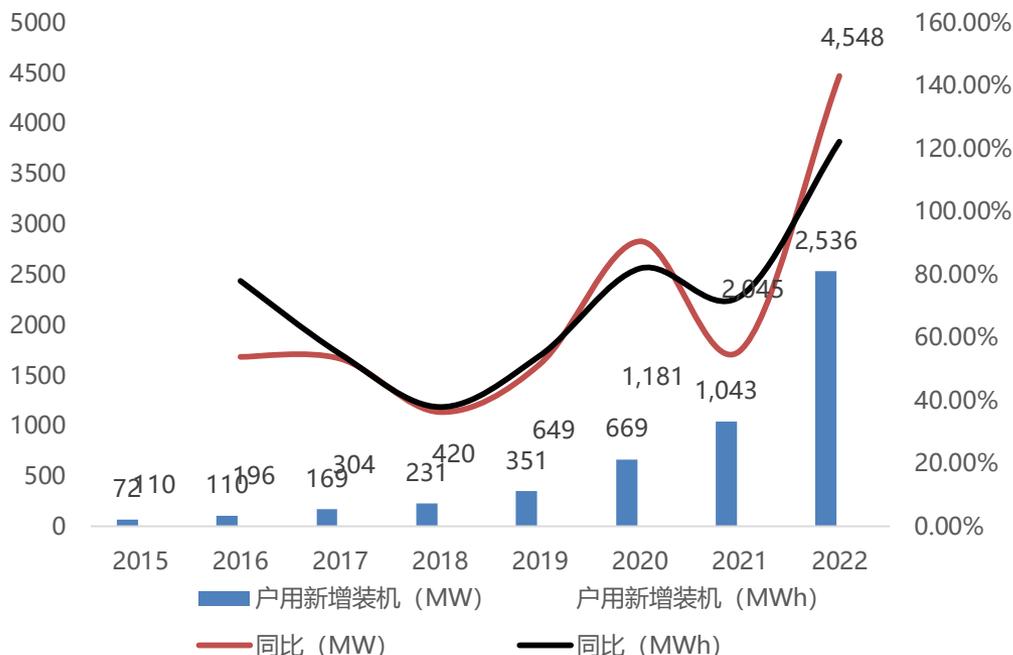
厂商	电池供应商
Fluence	宁德时代、欣旺达
Tesla	宁德时代
Enphase	新能安
Generac	松下
Q-cell	艾罗
Solaredge	科士达
Sol-Ark	德业股份
Juniper	科华数据

PART3 欧洲：经销商去库进行中，低渗透率 高成长空间

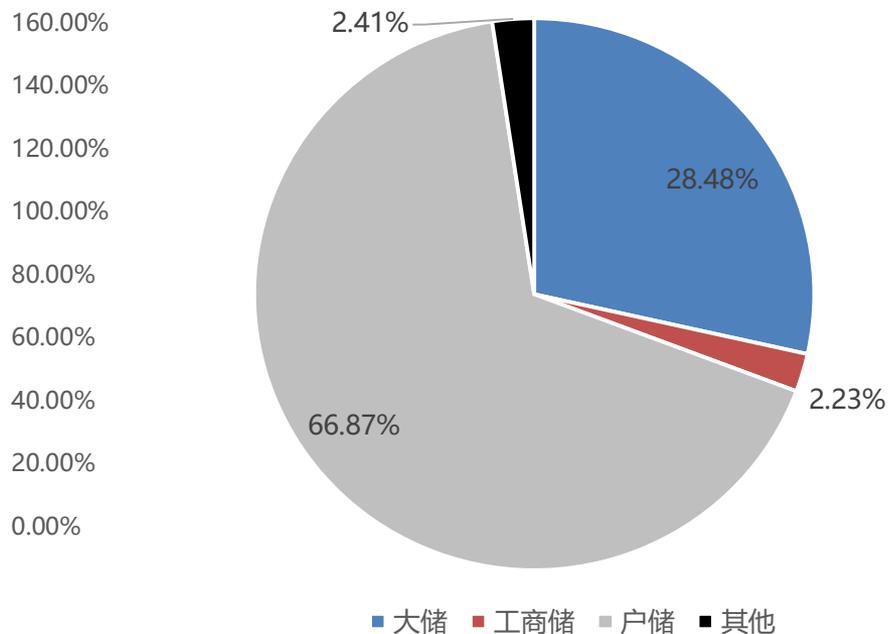
1 2022年欧洲储能装机7.0GWh，同增103.44%

◆ **2022年欧洲能源危机、户用储能同比增长143%。**2022年欧洲储能装机7.0GWh，同增103.44%，户用储能装机2.54GW/4.55GWh，分别同增143%/122%，户用新增装机容量占比66.87%，是欧洲储能增长的核心驱动力。

图：欧洲户用储能装机量 (MW, MWh)



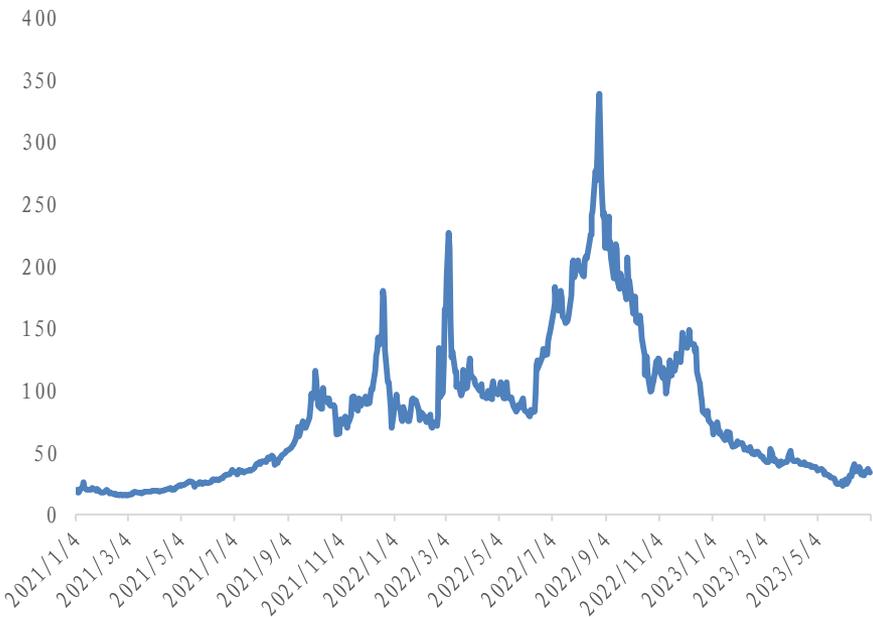
图：欧洲储能装机结构



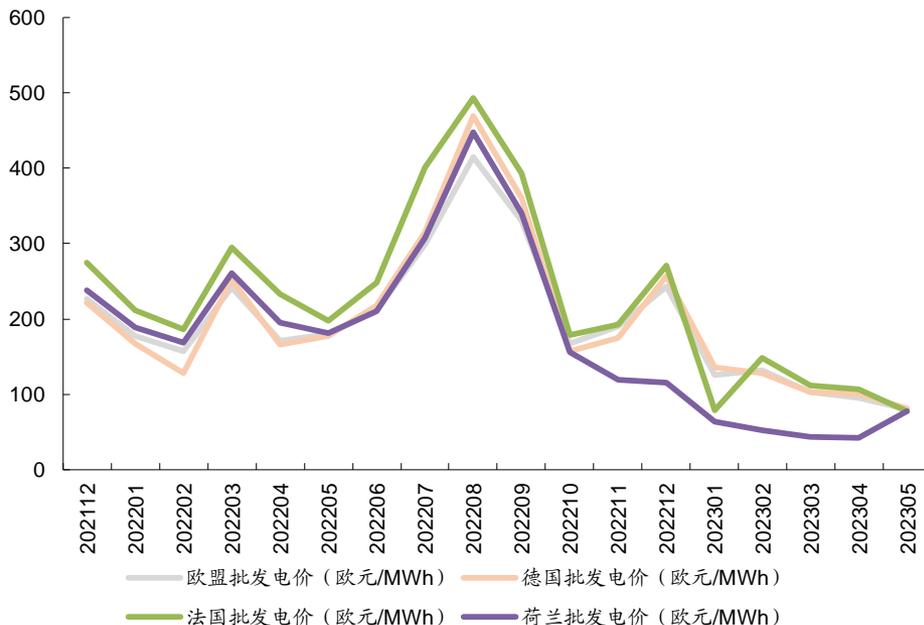
2 欧洲电价持续下跌，天然气价格小幅反弹

- ◆ **欧洲电价持续下跌，天然气价格小幅反弹。** 2023年7月欧洲天然气价格约33.93美元/ MWh，环增30%+。荷兰天然气装置检修，且因地震频发政府计划2024年10月永久关闭格罗宁根气田，欧洲天然气供给减少，预计欧洲天然气价格上涨。

图：欧洲天然气现货价格（美元/MWh）



图：欧盟批发电价（欧元/MWh）

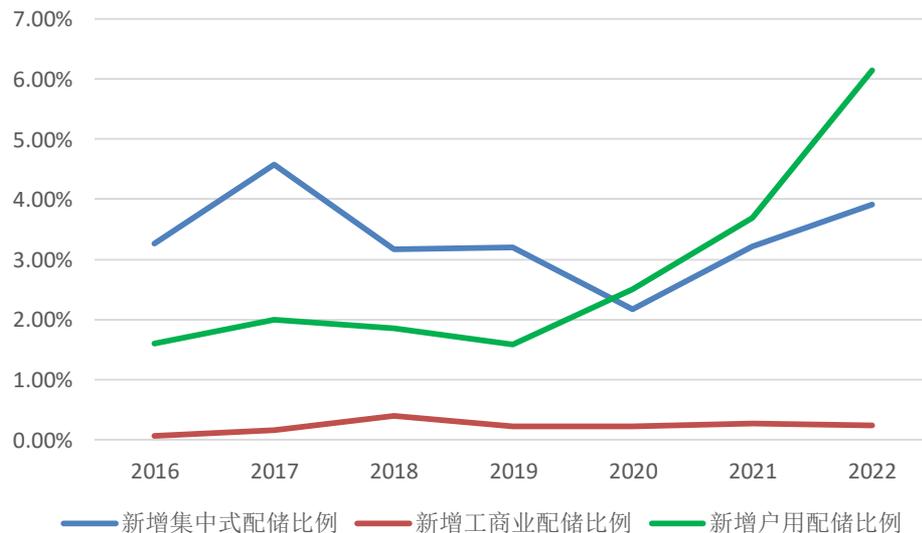
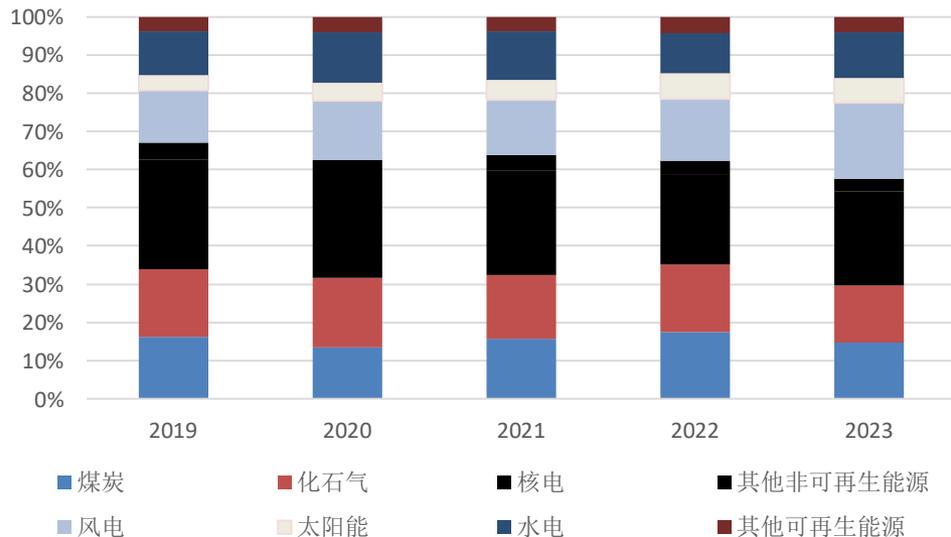


3 欧洲需加快风光储的独立能源转型

◆ **2022年可再生能源替代加速。**2022年太阳能占欧盟发电能源6.20%，提升1.37pct，2023年风电占19.70%，两年提升6.06pct。光伏装机新增41.4GW，储能新增4.43GW，功率配比10.54%，新增配储比例快速上升。风电光伏发电量不稳定，新能源配储可缓解其不稳定性。

图：欧盟各发电能源发电占比（截至23年5月，%）

图：新增集中式、工商业、户用配储比例



4 光储系统降价，新电价下仍维持强经济性

- ◆ **光储经济性强劲，户储需求将持续提升。** 40欧分电价假设下德国户用光储系统收益率为9.86%（考虑19%VAT退税），回收周期为13-14年；若仅安装光伏，IRR降至6.85%，回收期需17-18年。德国户用光储经济性强劲，预计户储需求将持续提升！

图表：成本拆分及回收期计算

构件	容量	出厂价格	终端价格
hybrid逆变器	5kw	¥ 0.6-0.8万元	约0.3万欧元
电池pack	10kwh	¥ 1.8-2万元	约0.8万欧元
组件系统	5kw	¥ 1.3-1.4万元	约0.6万欧元
总价格	约1.66万欧元 (免VAT后1.34万欧元)		
用电价格	1250欧元/年		
回收周期	约8-9年 (考虑免VAT)		

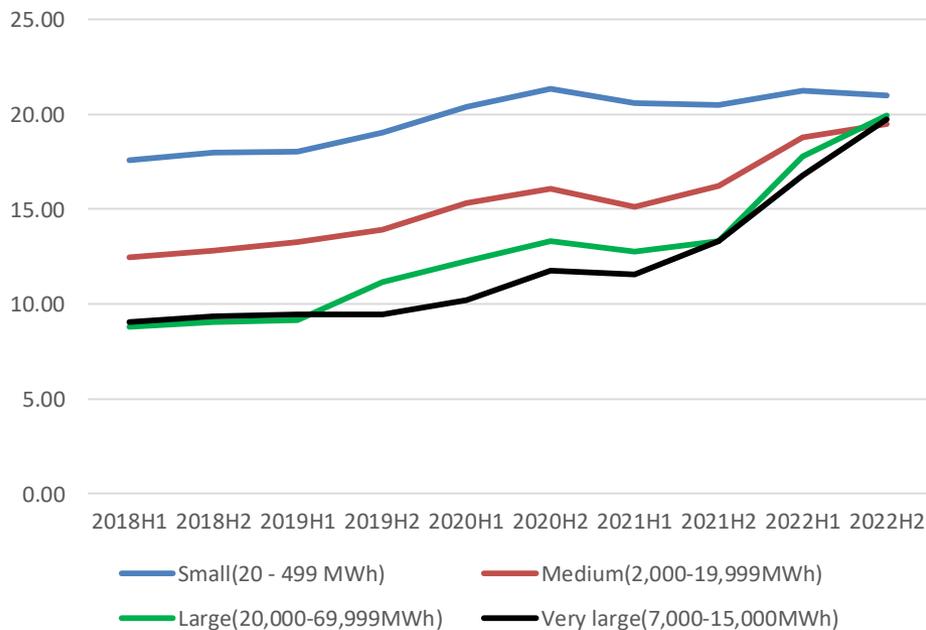
图表：德国户用光储（上）和光伏（下）收益率模拟测算
(首行：电价：欧元/KWh，首列：光储成本:欧元/W)

	0.25	0.30	0.35	0.4	0.45	0.5
2.69	0.13%	3.41%	6.63%	9.86%	13.16%	16.56%
2.63	0.56%	3.90%	7.19%	10.51%	13.90%	17.41%
2.57	1.01%	4.42%	7.79%	11.20%	14.70%	18.32%
	0.25	0.30	0.35	0.4	0.45	0.5
1.58	-0.79%	1.72%	4.25%	6.85%	9.57%	12.45%
1.53	-0.43%	2.13%	4.72%	7.40%	10.22%	13.22%
1.48	-0.05%	2.56%	5.22%	7.99%	10.91%	14.05%

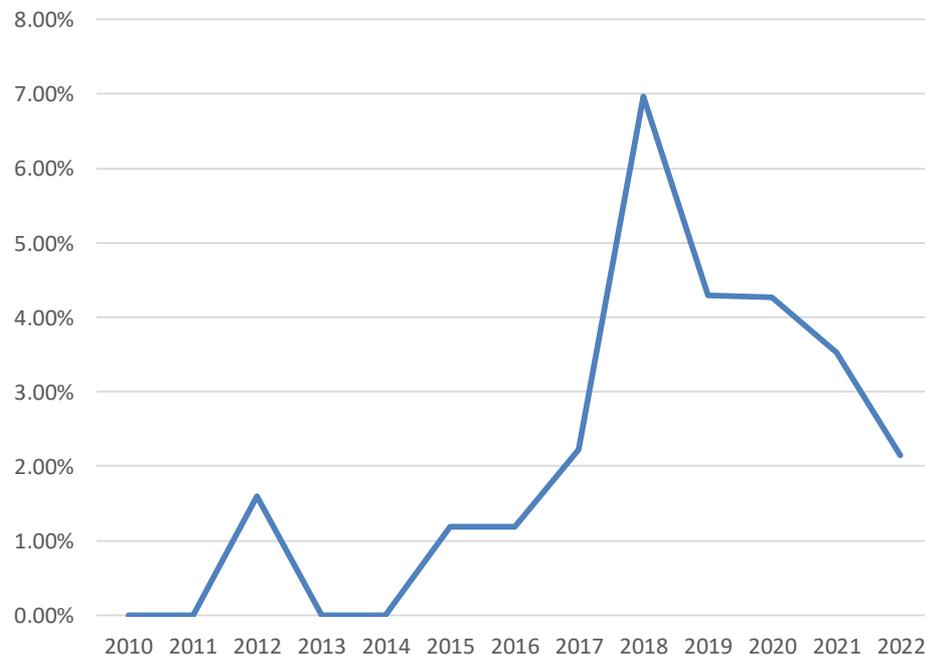
5 工商业电价分档收费，储能政策逐步启动

- ◆ **欧洲工商业电价分档收费，政策逐步启动。**德国工商业将电价分为4档，工商业电价约为居民电价的50%。22年欧洲工商业储能新增96MW，同增17%，装机占比下滑至2%。政策逐渐启动，22年罗马尼亚拨款1.04亿欧元支持工商储发展。

图：德国工商业分档电价（欧分/kWh）



图：欧洲工商业储能新增装机占总新增装机比例



6 户用光储渗透率较低，成长空间广阔

- ◆ 欧洲可开发光储屋顶空间广阔，户用达394GWh，工商业达581GWh！户用：我们测算欧盟/德国有4962/1031万个可安装光储的屋顶，欧盟/德国户储有约397/82GWh的可开发空间。工商业：我们测算欧盟工商储能有580.75GWh可开发空间，截至2022年欧盟渗透率为0.35%。

图表：欧盟户用储能潜在空间测算

	2022年底人口 (亿人)	2022年底户数 (万个)	独立屋顶渗透率	屋顶数目 (万个)
欧盟27国	4.47	19846	25%	4962
德国	0.84	4125	25%	1031
法国	0.68	3143	25%	786
意大利	0.58	2615	25%	654

	屋顶数目 (万个)	已安装量 (万个)	户储空间 (GWh)	2022年渗透率
欧盟27国	4962	150	396.96	3.02%
德国	1031	82	82.48	7.95%
法国	786	5	62.88	0.64%
意大利	654	32	52.32	4.89%

	户储累计量 (GWh)	户储累计 装机量 (GW)	户用光伏 累计装机量 (GW)	2022年渗透率
欧盟27国	12	7.14	45.06	15.85%
德国	6.59	3.71	15.49	23.95%
法国	0.37	0.33	2.13	15.49%
意大利	2.54	1.41	5.37	26.26%

图表：欧洲工商业储能潜在空间测算

欧洲工商业储能空间及渗透率计算	
工商业数量 (万个)	2323
*可装光伏屋顶	25%
*单个屋顶规模 (KWh)	100
可装工商业储能规模 (GWh)	580.75
已装工商业储能规模 (GW)	0.34
已装工商业储能规模 (GWh)	0.483
2022年工商业储能渗透率	0.08%
已装工商业光伏规模 (GW)	64.2
2022年工商业光储渗透率	0.35%

7 储能十条建议利好工商业及大储，净零法案影响有限

- ◆ 欧委会储能十条建议出台，推动储能收益机制透明化+市场机制规范化。《净零工业法案》与《关键原材料法案》提升本土清洁技术制造产能，限制第三国进口比例。我们认为，该法案造成的负面情绪难以造成中长期实质影响。

图表：314欧盟电力市场提案储能相关重要条款

分类	相关内容
法律地位	成员国在确定适用的监管框架和程序时，特别是在实施欧盟关于电力市场的立法时，考虑到储能的双重作用（发电机-消费者），以消除现有障碍。
需求评估	成员国确定其能源系统在短期、中期和长期的电网灵活性需求，并在更新国家能源和气候计划时加强目标和相关政策和措施。
数据支持	成员国和国家监管机构实时发布有关网络拥塞、可再生能源弃电、市场价格、可再生能源和温室气体排放量以及已安装储能设施的详细数据，促进对新能源储能设施的投资决策。
收益机制	成员国探讨储能在配电网的灵活性和提供非频率辅助服务报酬，以及运营商是否可以将几项服务的报酬相加。
竞标机制	成员国将考虑竞标程序，在设计容量机制方面应探索潜在的改进，以促进包括储能在内的灵活来源的参与。

图表：《净零工业法案》重要条款

分类	相关内容
本土制造能力	目标2030年实现净零技术年均需求 40%+ 的本土生产能力（电池90%），电池本土制造能力至少达到550gwh，单一净零产品的第三国的进口比例不得超过 65% ；
资金支持	欧盟内的成员国或组织将敲定补助方案，主要参考项目可持续性与韧性贡献度得分情况，但金额不超产品总价的5%
简化净零项目审批	年产量>1GW：净零战略项目12个月，净零技术制造项目18个月； 年产量<1GW：净零战略项目9个月，净零技术制造项目12个月

数据来源：Europe Union, Bruegal, 东吴证券研究所

8 希腊：屋顶光储补贴大增经济性，大储首次招标开启

- ◆ 希腊预发布“屋顶光伏计划”，光/储最高补贴分别达65%/100%，户用光储经济性大增。我们测算，希腊户用光储回收周期可降至2-3年，经济性提升巨大。希腊首次大储招标开启，23年6月400MW储能项目的招标，两轮招标合计900-1000MW。

图：希腊“屋顶光伏计划”补贴明细

受益人	光伏电站补贴率		光伏电站最高补贴额 (欧元)		储能电池补贴率		储能电池最高补贴额 (欧元)		总预算
	≤5kWp	5kWp < 功率 ≤10.8kWp	≤5kWp	5kWp < 功率 ≤10.8kWp	≤5kWh	5kWh < 容量 ≤10.8kWh	≤5kWh	5kWh < 容量 ≤10.8kWh	
弱势家庭	65%	60%	1200/kW	830/kW	100%	100%	890/kWh	820/kWh	3,500万欧元
个人收入 ≤20000欧元; 家庭收入 ≤40000欧元	35%	25%	650/kW	350/kW	100%	100%	890/kWh	820/kWh	8,500万欧元
个人收入 > 20000欧元; 家庭收入 > 40000欧元	30%	20%	560/kW	280/kW	90%	90%	800/kWh	750/kWh	5,000万欧元
农民	40%	40%	450/kW	450/kW	90%	90%	600/kWh	600/kWh	3,000万欧元
合计									2亿欧元

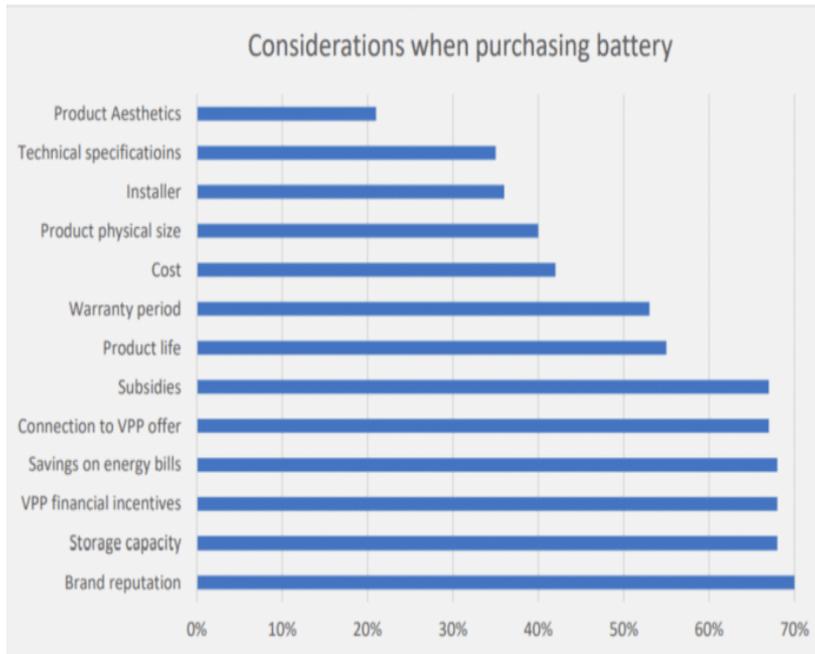
9 户储清库正在进行，预计Q3末降至低水平

- ◆ **欧洲户储去库存进行时，预计9月完成。** 2022年因需求高增、供不应求，经销商有意囤货，但随天然气价格下降，需求急迫性下降，形成库存累积。因7-8月假期较多，预计9月完成户储去库存。23H2随库存下降，我们预计需求将逐步启动。

图表：欧洲逆变器出口金额



图表：消费者购买储能考虑因素占比



10 2023年欧洲储能装机 12GWh，22-25年装机 CAGR=53%

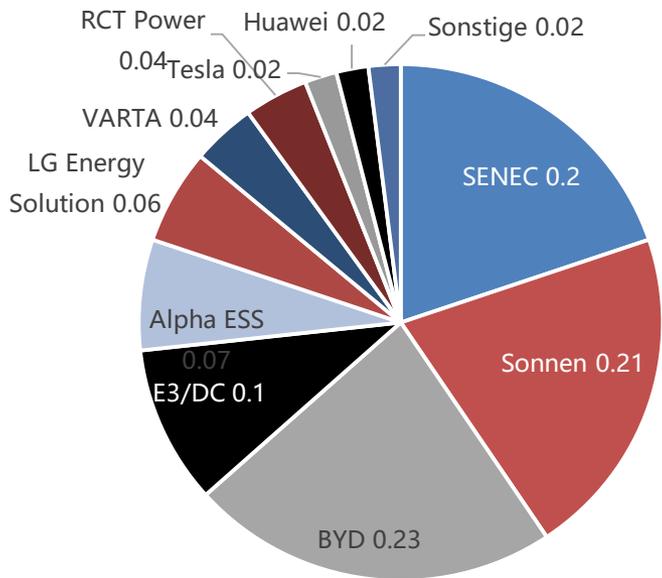
◆ 我们认为欧洲户储市场2023年继续高增，达到7.3GWh，我们预计2023年欧洲储能市场总需求为12GWh，对应出货量为20GWh，装机/出货同增47%/25%，到2025年装机/出货需求分别为29GWh/52GWh，2022-2025年装机/出货CAGR分别为53%/47%。

欧洲	2021	2022	2023E	2024E	2025E
1.光伏合计					
1) 光伏大电站	44%	40%	44%	42%	41%
新增光伏装机 (Gw)	13.65	17.00	24.65	30.81	37.28
-增速	36%	25%	45%	25%	21%
-新增配储渗透率 (%)	22.2%	24.0%	24.0%	28.0%	32.0%
-功率配比 (%)	22%	22%	22%	23%	24%
-储能时长 (h)	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3
新增光伏装机配储能 (Gw)	0.7	0.9	1.3	2.0	2.9
新增光伏装机配储能 (Gwh)	1.3	1.8	2.7	4.4	6.6
年初存量光伏未配储 (Gw)	61.6	71.8	83.5	100.6	120.7
存量光伏装机新增配储能 (Gw)	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7
存量光伏装机新增配储能 (Gwh)	0.1	0.4	0.7	1.1	1.5
合计当年新增储能 (Gw)	0.6	1.1	1.7	2.5	3.5
合计当年新增储能 (Gwh)	1.36	2.16	3.47	5.43	8.12
2) 工商业电站					
新增光伏装机 (Gw)	31%	25%	23%	22%	21%
新增光伏装机 (Gw)	9.65	10.50	13.00	16.25	19.50
合计当年新增储能 (Gw)	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6
合计当年新增储能 (Gwh)	0.14	0.16	0.29	0.79	1.28
-容量增速	97%	11%	85%	172%	62%
3) 住宅					
新增光伏装机 (Gw)	25%	35%	33%	35%	38%
新增光伏装机 (Gw)	7.75	14.50	18.85	25.45	34.35
合计当年新增储能 (Gw)	1.3	2.7	3.6	5.4	8.0
合计当年新增储能 (Gwh)	2.18	5.18	7.25	11.20	17.11
-容量增速	122%	137%	40%	54%	53%
2.风电					
新增光伏装机 (Gw)	17.36	19.40	21.00	22.50	24.10
合计当年新增储能 (Gw)	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
合计当年新增储能 (Gwh)	0.04	0.11	0.14	0.19	0.24
-容量增速	150%	202%	32%	29%	28%
3.新能源配储需求					
合计当年新增新能源储能 (Gw)	2	4	5	8	12
合计当年新增新能源储能 (Gwh)	4	8	11	18	27
当年新增电网侧储能 (Gw)	0	0	1	1	2
当年新增电网侧储能 (Gwh)	0.3	0.5	0.7	1.2	1.9
-占比	7%	6%	6%	6%	7%
总计需求					
合计当年新增储能 (Gw)	2.2	3.9	5.5	8.3	12.2
合计当年新增储能 (Gwh)	4.00	8.06	11.88	18.78	28.62
-增速	115%	102%	47%	58%	52%
-新增储能装机占全球比重	18%	20%	13%	11%	11%
对应出货量 (gwh)	6.0	16.1	20.2	34.7	51.5

11 德国户储CR3超50%，比亚迪位居第一，国产出货保持高增长

- ◆ 德国户储行业格局较集中，CR3超50%。22H1，BYD/Sonnen/SENEC，市占率达23%/21%/20%。预计BYD及头部户储供应商市占率将进一步提升。
- ◆ 国产厂商储能出货仍保持高增长。尽管欧洲户储回归理性增长，但行业领先厂商出货仍保持高增长，我们预计2023年均翻倍以上增长。

图表：2022H1德国户用储能市占率（装机量口径）



图表：2021-2023储能出货格局(万台)

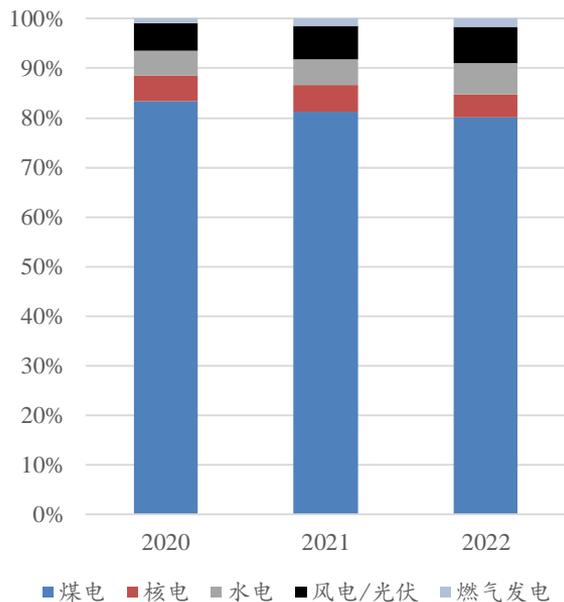
	2021	2022	2023E
固德威	6.1	22.8	40-50
德业股份	7.0	29.8	80.0
锦浪科技	3.0	18.3	40-60
禾迈股份	0	0.2	6
昱能科技	0	0.2	6
派能科技	1.5 gwh	3.5gwh	8.0 gwh
鹏辉能源	-	6gwh	15gwh

PART4 其他市场：南非、东南亚、拉美新兴市场齐发力

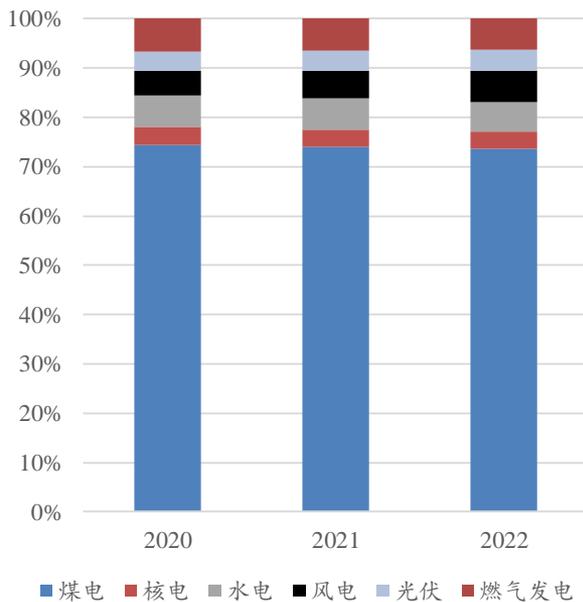
1 南非：火电为主，国企Eskom垂直一体化垄断电力市场

- ◆ 南非以火电为主，新能源占比不断提升。20-22年，南非火电占比由83.5%降至80.1%，新能源发电由5.6%升至7.3%。
- ◆ Eskom垄断南非电力市场。Eskom是集发电、供电、配电为一体的国有企业，发电端占比90%，并完全负责输电端；Eskom在售电端直销/转售分别占比60/40%。

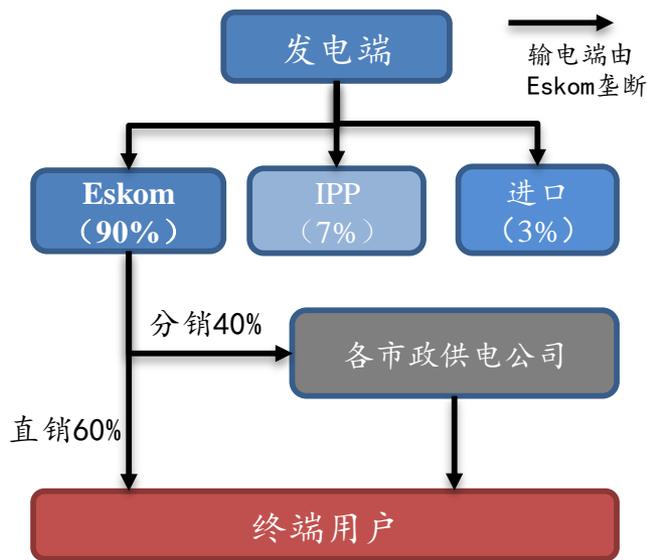
图：南非历年发电结构占比



图：南非历年装机结构占比



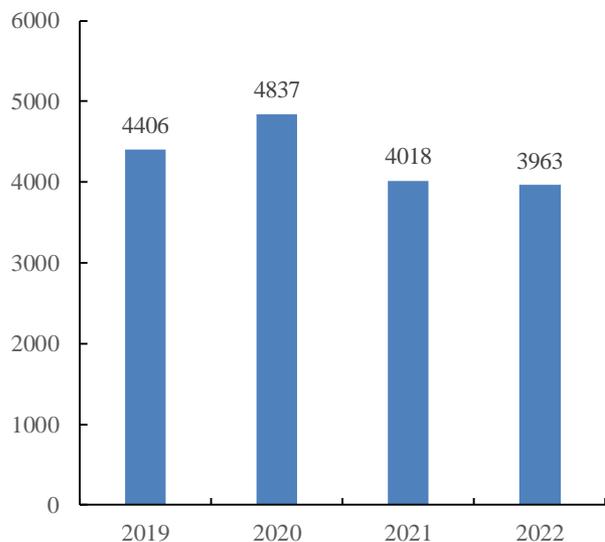
图：南非电力市场主体



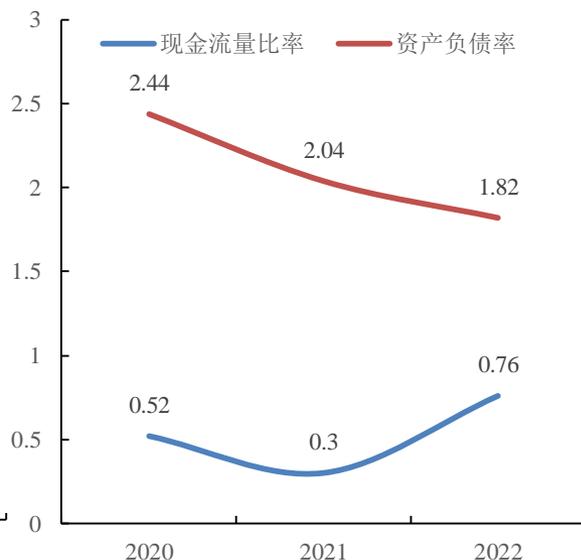
2 南非：Eskom财务状况堪忧，煤电厂运营不善

- ◆ **Eskom负债高筑，多年盈利为负，财务状况堪忧。** 截至2022年公司负债高达3963亿兰特，现金流量比率常年低于1，22年也仅为0.76，且资产负债率持续高于1.5。同时公司近五年一直处于亏损状态，22年亏损158亿兰特，运营前景及偿债能力堪忧。

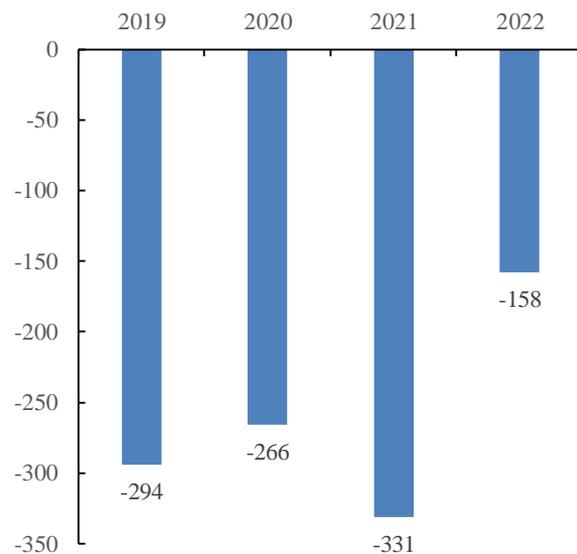
图：Eskom负债高企（亿兰特）



图：Eskom资产负债率及现金流量比率



图：Eskom连年亏损（亿兰特）



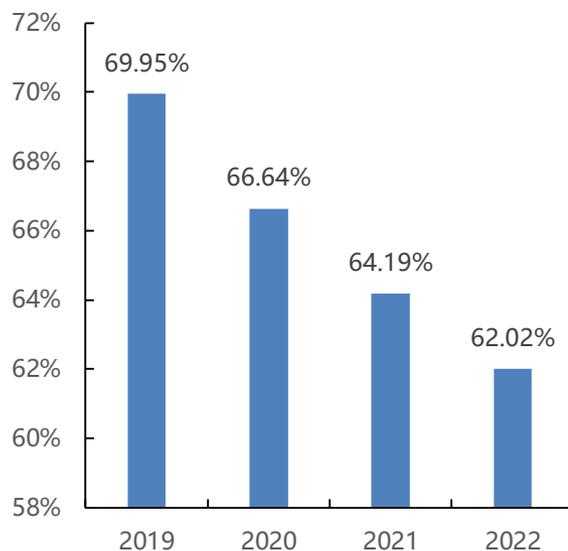
3 南非：煤电机组事故不断，可用电力系数逐年下降

- ◆ **Eskom煤电厂设备老旧事故频发，可用电力系数逐年降低。** Eskom煤电机组普遍为20世纪80年代之前建设，设备老旧，Eskom可用电力系数在19-22年间由70%降至62%。预计2035年将退役15GW，2050年退役29GW，占总装机76%，煤电装机及发电占比持续下降。

图：南非煤电机组事故频发

时间	事故	损失装机量
2021年8月	Medupi电厂爆炸	0.8GW
2022年12月	Kusile电厂烟囱损坏	1.6GW
2023年1月	Camden、Duvha、Grootvlei、Hendrina、Kendal各一机组 Kriel、Majuba和Matla各两个机组	5.1GW

图：Eskom可用电力系数逐年下降



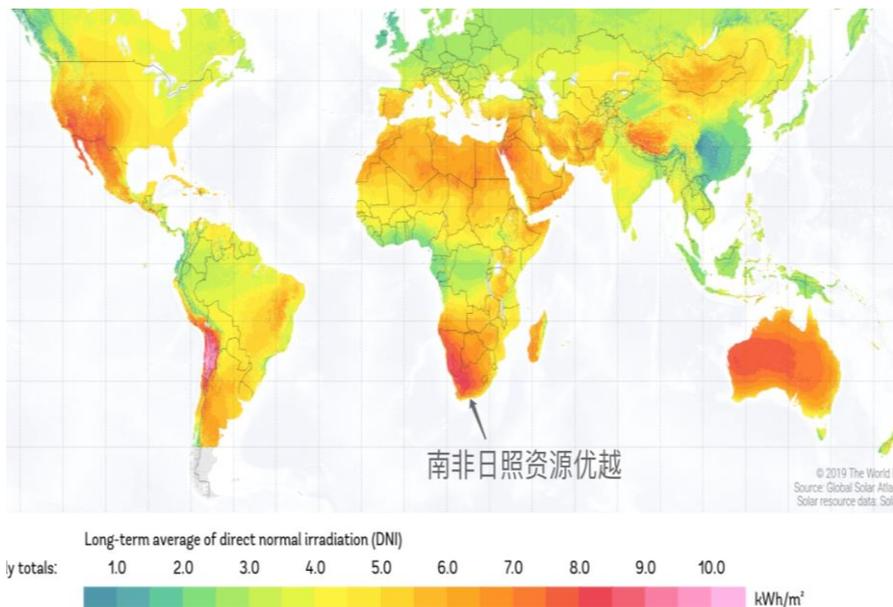
图：南非煤电厂退役时间表

时间	退役煤电厂数量	退役装机量 (GW)	退役装机比例
2022	1	<1	<2%
2035	9	15	38%
2050	12	29	76%

4 南非：光伏资源禀赋优越，政策加码推动光伏发展

- ◆ 光照资源丰富，光伏发展基础优越。年均日照超2500H，太阳直射强度220W/m²，远超美国与欧洲。
- ◆ 政策推动新能源发展，削弱Eskom垄断地位。南非推出新政支持新能源，考虑将Eskom发电、输电和配电拆分为三个子公司，解决垄断导致效率低下等问题。

图：全球太阳直射辐射强度(DNI)分布图



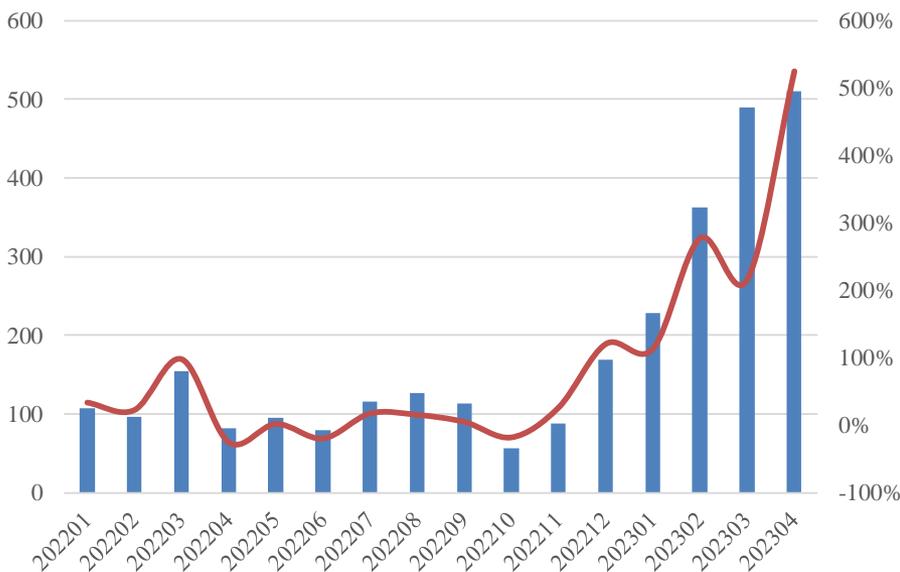
图：南非出台政策推动新能源发展

时间	内容
2019	发布修订后《整合型资源计划》，加强新能源装机规划，预计2030年新能源装机占比达33%+。
2021.8	南非政府将分布式发电准入门槛由1MW提升至100MW。
2022.7	完全取消分布式自发电的许可门槛，并为屋顶太阳能引入上网电价（FiT）机制
2023.2	1) 针对企业：2023年3月1日至2025年2月29日可以申请可再生能源项目的资本支出申请125%的税收抵免 2) 针对个人：2023年3月1日至2024年2月29日可申请光伏组件成本25%的退税。

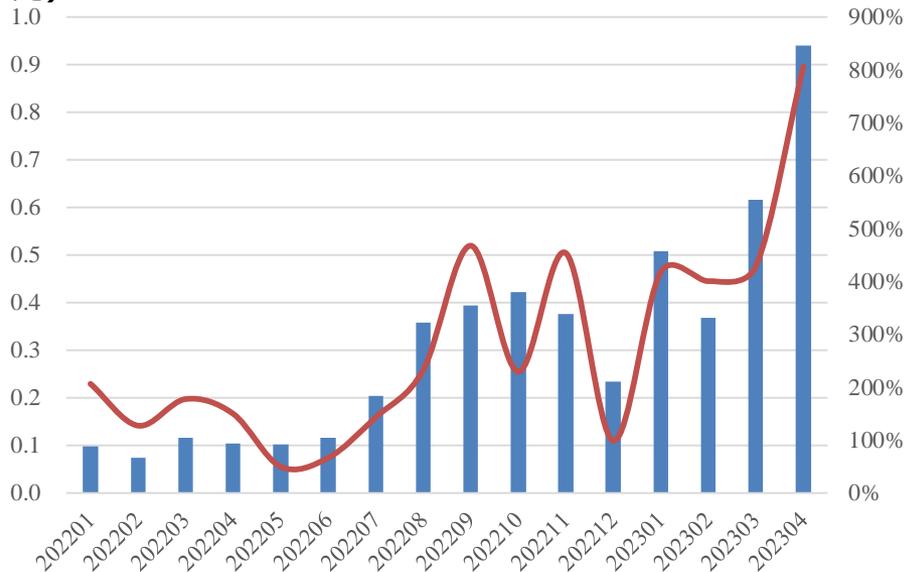
5 南非：23年组件及逆变器进口同比高增

- ◆ **新能源高速发展，组件及逆变器进口高增。**22年南非从中国进口组件1285MW，23年1-5月累计2.43GW，同增353%，其中5月进口835MW，同增770%；22年南非从中国进口逆变器2.6亿美元，23年1-5月累计3.46亿美元，同增600%，其中5月进口1.03亿美元，同增905%。

图：2022-2023年月度组件进口数据（GW）



图：2022年-2023年4月月度逆变器进口数据（亿美元）



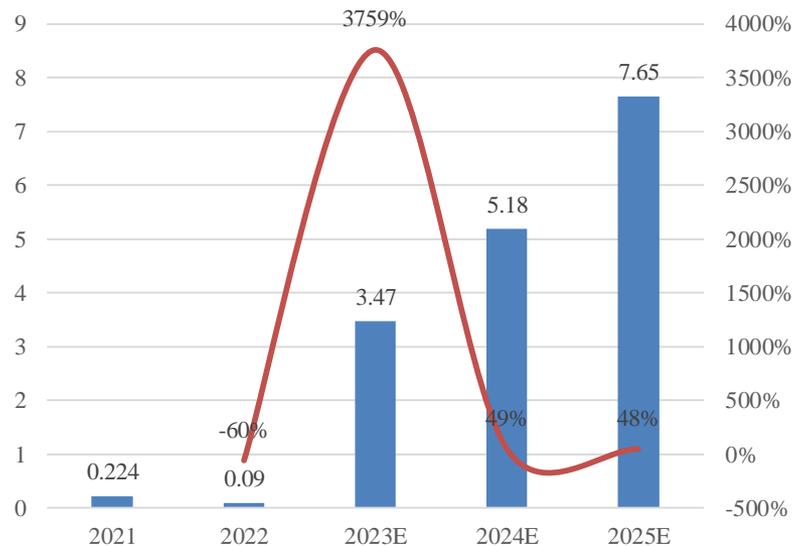
6 南非：电力危机下刺激南非离网储能需求高增

- ◆ **电力危机刺激离网储能高增，预计25年新增装机7.7GWh。**南非停电事件频发，电网设施落后，刺激离网储能需求高增，德业23年储能出货受益表现亮眼，同时南非加大大储建设缓解电网压力，户储+大储高增下预计23/25年储能装机可达3.5/7.7GWh，22-25年CAGR 340%。

图：Eskom大型光储项目规划

承包商	储能功率 (MW)	储能容量 (MWh)	项目进展
Scatec	225	1140	2022/7已动工
中国平高集团&韩国晓星重工	199	833	2024/6交付
	144	616	2024/12交付
公开招标，待定	513	2052	2023/7/5截止投标

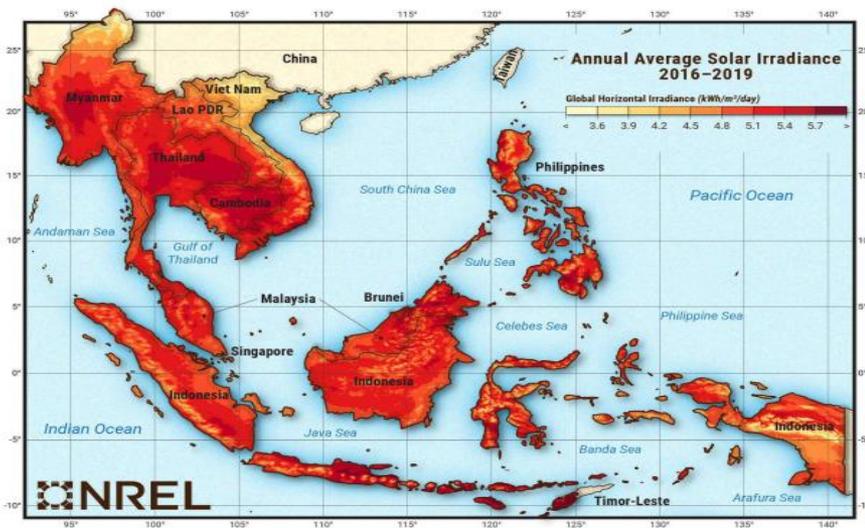
图：南非储能装机预测 (GWh)



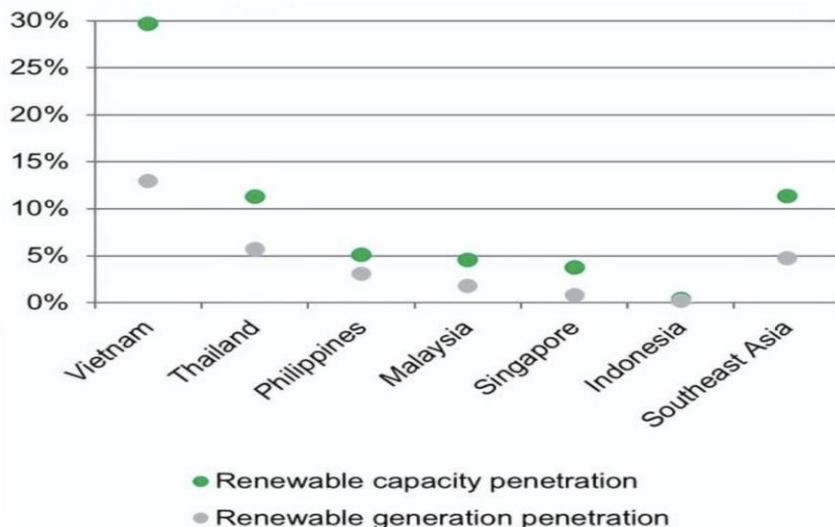
7 东南亚：光照资源丰富，新能源占比较低，发展空间大

- ◆ 东南亚具备光伏优势。APAEC目标到2025年新能源在装机中占比35%，为此需年均装机量7-8GW。
- ◆ 用电增速快，新能源成长空间大。东盟能源中心预测2025年东盟人口增加到7.15亿，用电量平均增长4.5-5.5%，目前东南亚地区光伏装机及发电占比较低，成长空间大。

图：东南亚光照资源优势



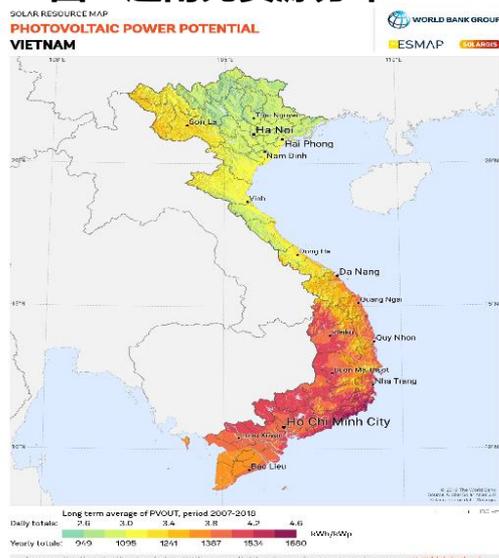
图：东南亚各国新能源装机与发电量渗透率



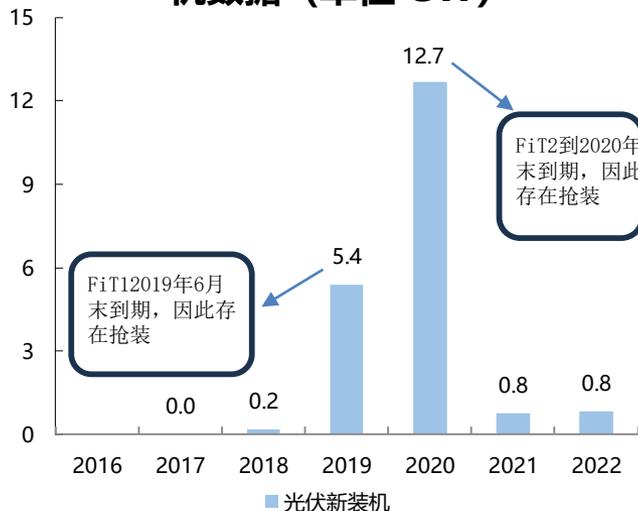
8 越南：东南亚光伏先行者，FIT政策推动装机放量

- ◆ **光照资源尽显优势，前景巨大。**越南拥有年均1600-2700个日照小时数，据ITA报告，越南光伏发电潜力高达1646GW。
- ◆ **政策推动光伏装机高增。**两次FIT政策刺激下，19-20年迎来两次光伏抢装潮，合计装机达18.1GW，截至2022年底越南累计装机超19GW，领跑东南亚。

图：越南光资源分布



图：2016-2022年越南光伏新装机数据 (单位 GW)



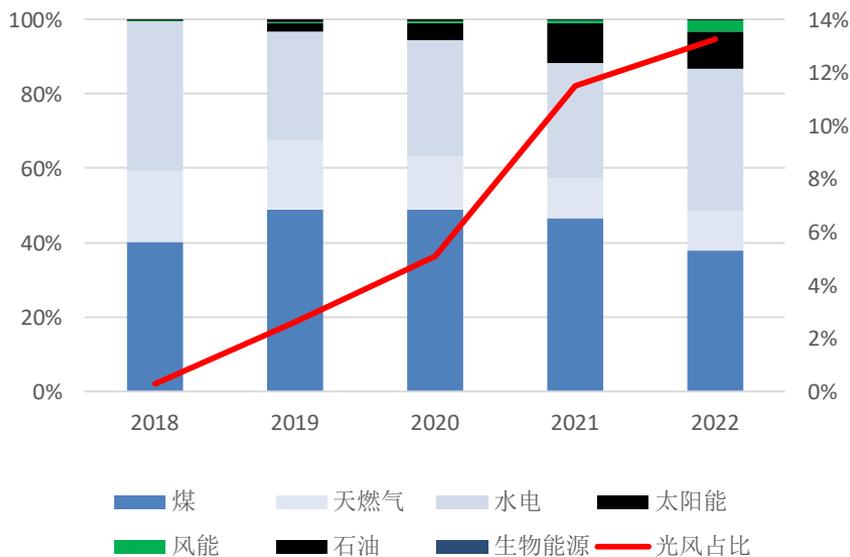
图：越南FIT政策

时间	内容
2017.4	越南政府签发第11/2017/NQ-ttg号决定颁布FIT1，给予9.35美分/KWH上网电价，2019年6月30日到期
2020.4	越南政府签发13/2020/QD-TTg号决议颁布FIT2，给予屋顶/地面/浮动式太阳能分别为8.38/7.09/7.69美分/KWH的上网电价，2020年12月31日到期
2021.3	FIT3草案提交，至今仍在审查中，草案对上网电价有所下调：1) 容量<20KWp给予6.84美分/KWH；2) 20-100KWp给予6.35美分/KWH；3) 100-1250KWp (不超过1MWac)给予5.89美分/KWH

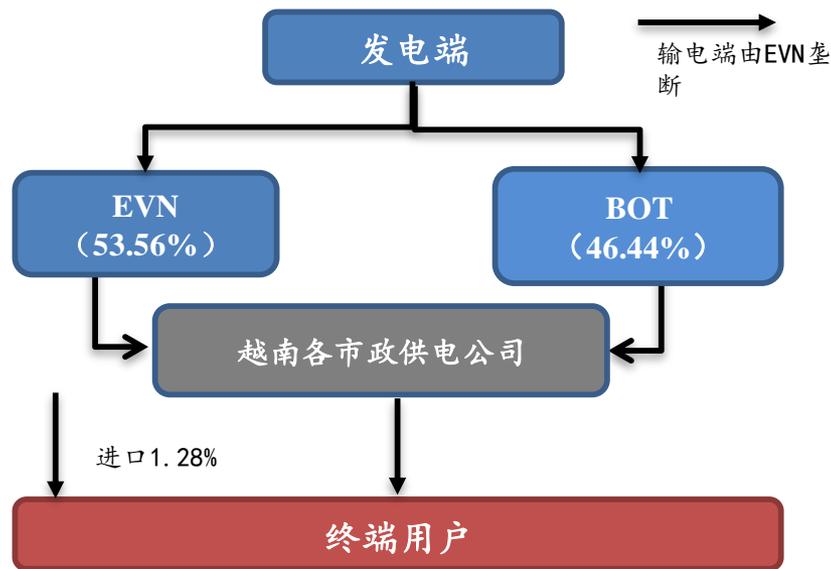
9 越南：煤电水电为主，EVN一体化垄断电力市场

- ◆ 整体以煤电水电为主，2022年光伏占比升至9.98%。
- ◆ EVN财务不佳拖累电网建设。发电端EVN占比过半，输电、配电由EVN长期垄断。23年火水电供应严重受损，需求飙升，电网处于满负荷状态。EVN运营不佳，2022年出现12.7亿美元亏损，拖累电网建设。

图：2018-2022越南发电结构（单位 %）



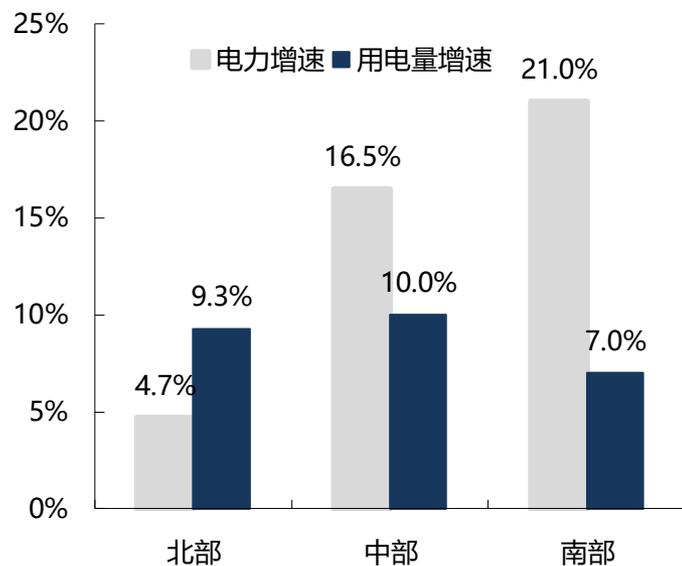
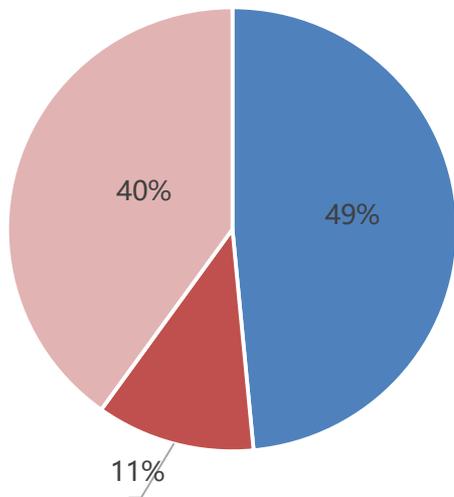
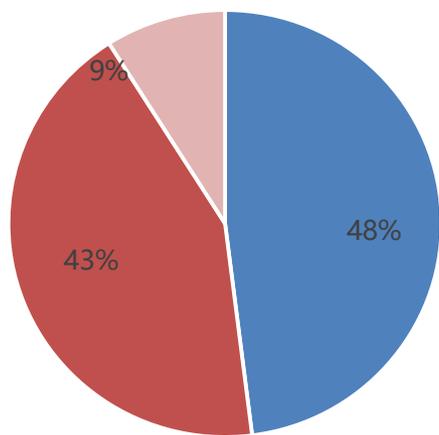
图：越南电力市场主体



10 越南：南北差异明显，电网落后形成北缺南殷的困境

- ◆ **南北电力结构差异明显，北部电力危机凸显。**北部传统火水电占比91%，2023年11座水电停运，火电机组故障频出，电力危机凸显；南部可再生能源占比达40%，电力供应充足且有富余，但受限高负荷运行的落后电网，南电北输较难实现。

图：越南2023年5月北部用电结构 图：越南2023年5月南部用电结构 图：2016-2020越南不同地区电力&用电量增速



11 越南：政策加码推动新能源发展，发展储能势在必行

- ◆ **政策扶持新能源发展，开放私人投资加速电网建设。** 越南政府在2021年提出第八个国家电力发展规划，预计可再生能源发电占比超65%；允许可再生能源厂直接向私人承购方出售电力，同时允许私人投资者参与电网建设与运营。

图：越南相关政策梳理

相关内容	时间	政策内容
FIT政策及其后续	第一阶段 2017-2019	越南政府签发第11/2017/NQ-ttg号决定颁布FIT1，给予9.35美分/KWH上网电价
	第二阶段 2020-2021	越南政府签发13/2020/QD-TTg号决议颁布FIT2，给予屋顶/地面/浮动式太阳能分别为8.38/7.09/7.69美分/KWh的上网电价
	后续	2021提交FIT3草案，至今仍在审查中。后续安排如下：在招标机制下，对直接接入国家电网光伏项目，MOIT每两年发布一次电价框架，一确定投标上限价格
第8个国家电力发展规划 (PDP8)	2021	布局电池储能、抽水蓄能、热储能，保障电力系统的稳定性。力争将可再生能源在电力结构中提高到 67.5-71.5%，总装机容量达400GW。2035年燃气发电量将达到40.3GW不再新增。2050年，燃气电力结构份额15.7%。停止使用煤炭发电。
电力市场化改革	2004	颁布《电力法》修正案，推动电力市场化改革，引入竞争机制，促进投资者参与电力行业
	2022	颁布《关于试行直接购电机制的决议（草案）》，允许工厂、企业通过EVN电网从私营发电厂获得电力，目前仍在试点，修改《电力法》，本次修改允许私人投资者参与输电网络建设和运营所投资的电网系统。

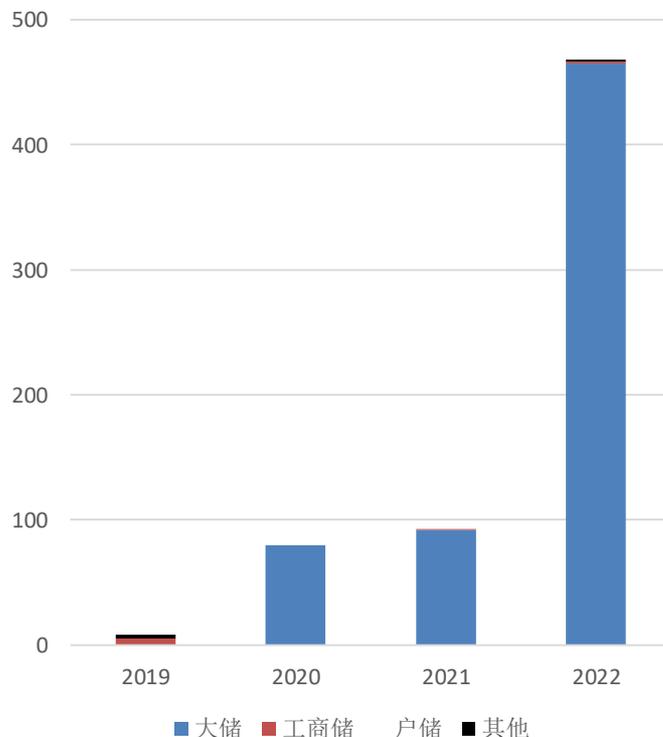
12 东南亚其他国家：政策不断出台，利好光储发展

◆ **扶持新能源、利好储能发展。**2022年东南亚储能装机468MWh，同比+403%。泰国2022-2030年实施新FIT，电池储能2.83泰铢/kwh；菲律宾允许国外开发商100%拥有可再生能源资产；马来西亚2050年规划可再生能源占比达70%；印尼计划2060年完全依靠可再生能源供电。

图：东南亚相关政策梳理

国家	法律	时间	政策内容
泰国	FIT	2013 - 2030	2022-2030新规：风能/地面光伏/电池储能系统分别给予3.10/2.17/2.83泰铢/KWh的上网电价。
	新能源汽车补贴	2022	为新能源车提供单车7万至15万泰铢的补贴。相对于传统汽车8%的消费税税率，新能源车可享2%的优惠税率。2022-2023年进口到泰国的新能源车最高可享受进口税六折，电池等新能源车关键部件进口可享受免收进口税的政策优惠。
菲律宾	《可再生能源法》及修订	2008	该法案确定了FIT, RPS, Net Metering等制度，向符合资格的可再生能源开发商提供了大量激励，修订案允许国外开发商在该国100%拥有可再生能源发电资产，此前限制为40%。
	《绿色能源补贴计划》	2020	2020年2月菲律宾能源部发布2,000MW的再生能源项目招标计划，在封顶电价范围内，通过竞价方式确定再生能源电价，即绿色能源电价。
马来西亚	《可再生能源法》	2011	明确了可再生能源发电获得上网许可证条款以及相应的上网电价FIT制度。
	《2022-2040年国家能源政策》	2022	力争2050年可再生能源将占总能源的70%，同时消除可再生能源的跨境贸易壁垒。
新加坡	SolarNova计划	2014	加速新加坡太阳能光伏(PV)系统的部署，有助于促进和聚集对太阳能光伏发电(PV)系统的需求
	EIRP计划	2015	新加坡清洁能源行业的发展提供研究资助。资助征集向高等教育机构、研究机构、公共部门机构、非营利组织和私营部门公司开放。
印度尼西亚	购电协议(PPA)	2016	为250MW光伏容量提供补贴
	立法草案	2022	计划为可再生能源项目提供更多补贴，到2060年实现完全依靠可再生能源供电的目标。

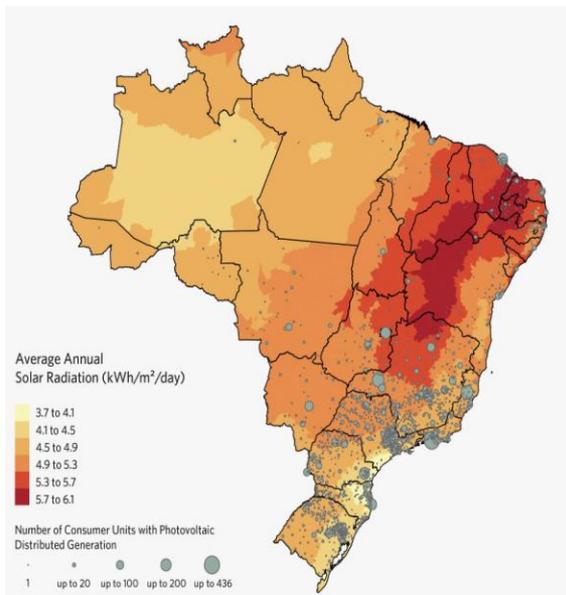
图：东南亚储能装机合计（单位MWh）



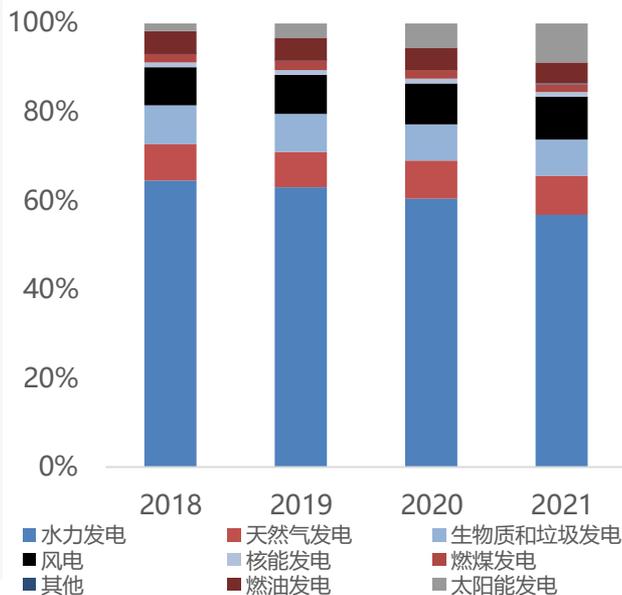
13 巴西：水电供应易受旱灾影响，大力发展光伏

◆ **巴西光照资源丰富，光伏发电需求扩张。** 巴西年平均光照时间约3056H，水电装机占比较高，但由于近年旱灾频发，政府大力发展光伏，发电规模稳步增长。2021年巴西总装机容量193GW，光伏装机/发电量占比提升至8.92/2.55%，同比+7.17/1.98pct。

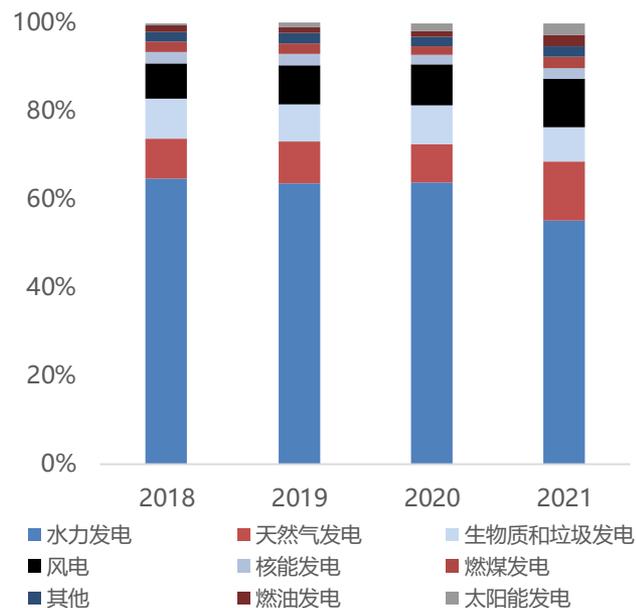
图：巴西光照资源禀赋



图：2018-2021年巴西总装机结构



图：2018-2021年巴西发电结构



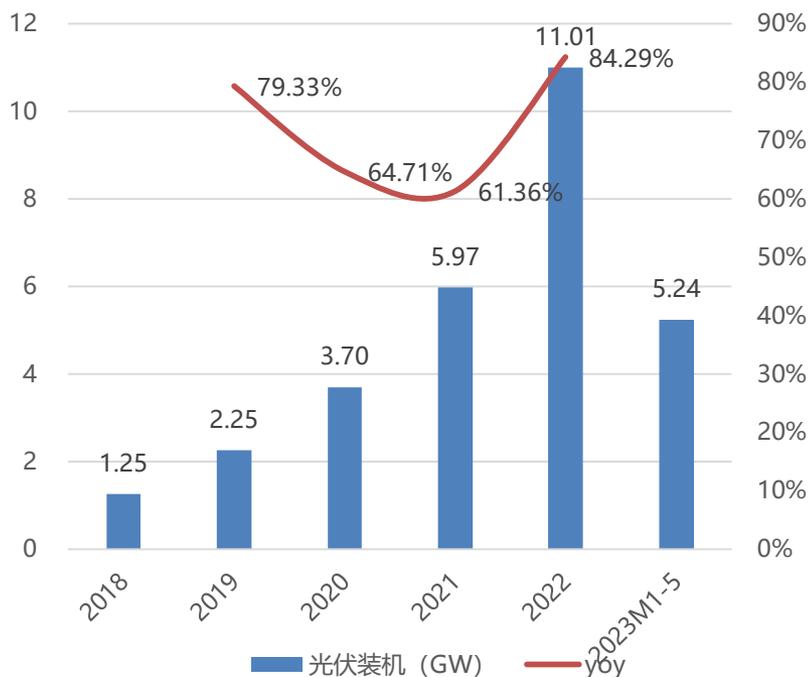
14 巴西：政策不断加码推动新能源发展，光伏装机高增

- ◆ 利好政策促进可再生能源发展。2015年豁免1MW以下分布式光伏商业流转税，2020年组件、逆变器德国关税豁免一年，2022年宣布补贴退坡，逐步梯次递增征收分布式光伏配电网费。2022年实现光伏装机11GW，同增80%+，2023年1-5月累计装机5.24GW。

图：巴西政策梳理

时间	政策
2015	政府豁免装机容量1MW以下的分布式光伏发电系统用户就净计量机制下上网电量所得收入缴纳商业流转税
2017	国家经济和社会发展银行发行10亿雷亚尔的绿色债券。资源投资旨在为环境可持续项目提供资金，资金将用于风能或太阳能发电项目
2020	巴西政府对全球进口的光伏组件、三相逆变器、数据采集器进行了关税豁免，豁免至2021年底
2022	取消对分布式光伏发电系统的税收豁免，逐步征收相关配电网费

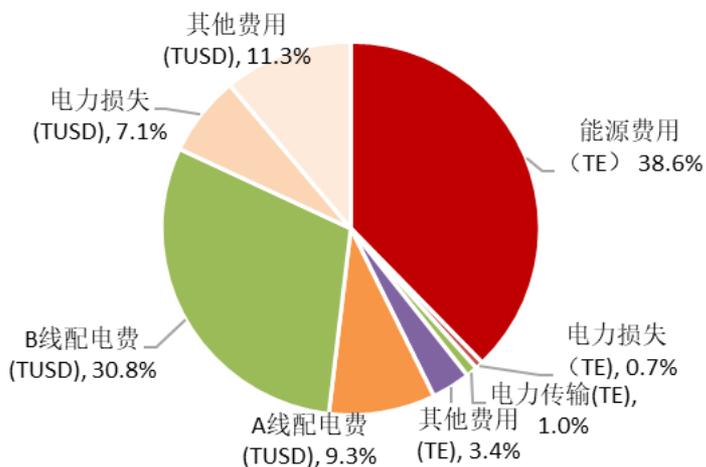
图：巴西光伏装机持续高增



15 巴西：电价政策改革补贴退坡，利好储能发展

- ◆ **旧政策全额抵消，新政补贴逐步退坡。** 2022年1月巴西议院通过新法案，将开始逐步取消对输配电费中的B线配电费的抵扣。ANEEL会在28年之后视情况制定全新的电价政策，补贴退坡利好储能发展，带动22年巴西储能装机达78MWh，同增290%+。

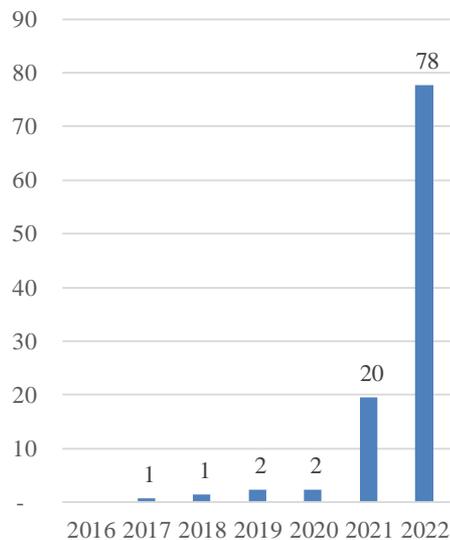
图：2022年巴西电力费用结构 (TUSD&TE)



图：巴西23年后B线配电费抵扣退坡情况

安装时间	年份	退坡比例	可抵扣比例 (TUSD B线)
2023/1/6及之前	-	无退坡至2045年	100%
2023/7起	2023	15%	85%
	2024	30%	70%
	2025	45%	55%
	2026	60%	40%
	2027	75%	25%
	2028	90%	10%
	2029	-	再议

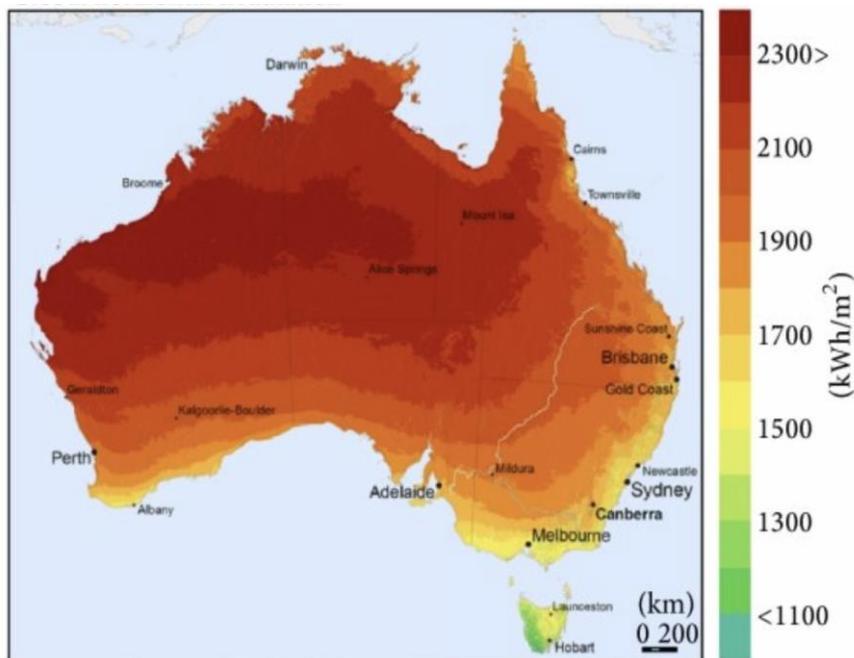
图：巴西新增储能装机 (MWh)



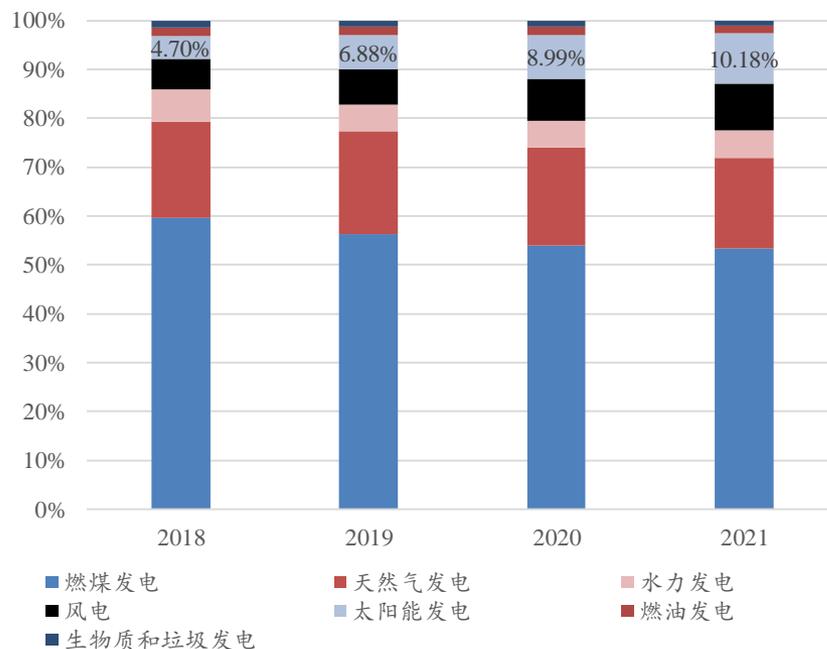
16 澳大利亚：光照充足，电力供应结构调整，新能源发展加速

- ◆ 光照资源充足，政府调整电力供应结构，推动光伏发电占比逐年提升。澳大利亚平均光照时长2426H，太阳能发电装机占比从2018年4.70%提升到2021年10.18%，增加5.48pct；燃煤发电占比从2018年59.6%降到2021年53.4%，减少6.2pct。

图：澳大利亚光照资源禀赋



图：2018年-2021年澳大利亚发电占比情况



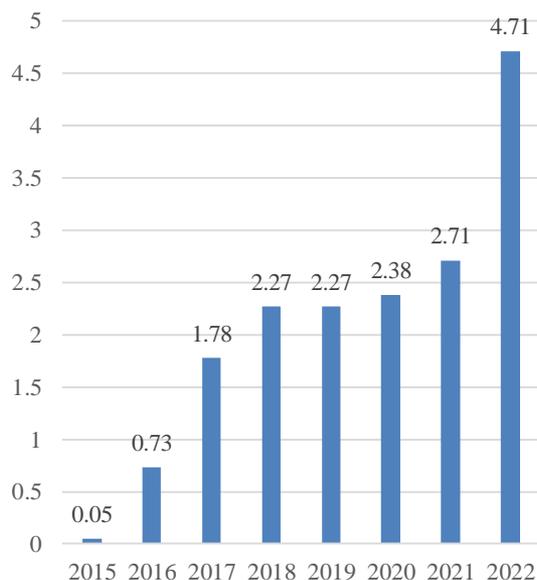
17 澳大利亚：能源危机影响+政策补贴支持推动户储高增

◆ **能源危机+政策补贴，澳大利亚储能高速发展。**澳大利亚电力系统受极端天气影响常常遭到破坏，2022年能源危机刺激户储装机高速增长，共部署4.71万套住宅电池储能系统，同增73.8%。据BNEF数据，2022年实现储能装机1.07GWh，户储0.5GWh，同增58%。

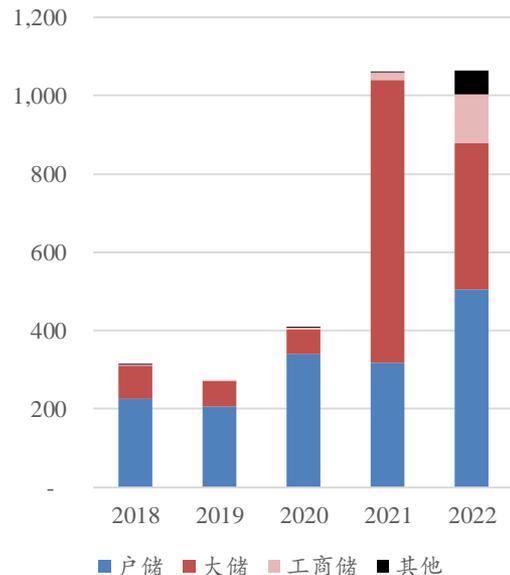
图：澳大利亚储能相关政策

地区	政策
堪培拉	2500万美元下一代电池储能计划，用户获得的补贴最高可达825美元/kW
新南威尔士州	对购买并安装电池储能系统的家庭提供最高9000美元的贷款，对购买屋顶光伏储能系统的家庭用户提供高达14000美元的贷款。高额的FIT的关闭刺激着户用电池储能的投资
北领地	为购买光伏和电池的人提供4000美元的代金券，参与者被要求必须支付系统价格的50%以上
昆士兰州	2018年提供免息贷款和返款以刺激电池的使用；凡是在州数据库上注册他们储能系统的所有者能获得50美元奖励；为1000个家庭，提供最高3000美元的退税和1万美元的免息贷款
南澳大利亚州	1.5亿美元支持大量的可调度的可再生能源项目；5千万美元大规模储能基金

图：澳大利亚户储装机量（万台）



图：澳大利亚储能装机容量（MWh）

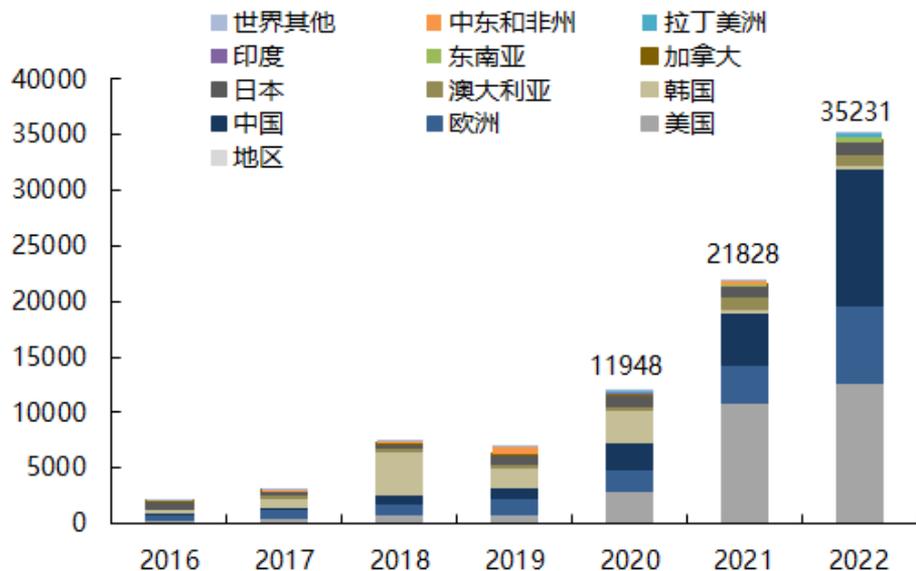


PART5 全球：光储平价打开市场，储能迎最好时代

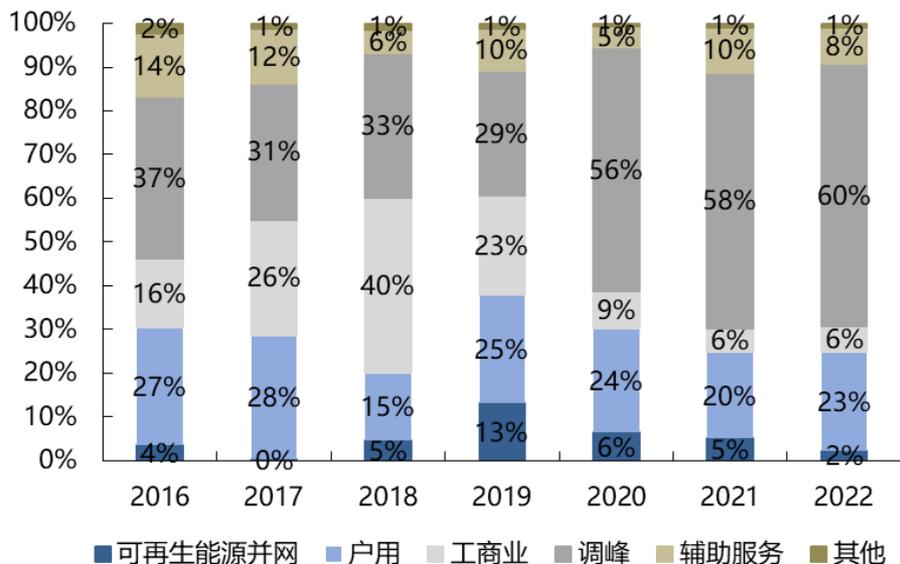
1 装机：2022年全球电化学装机高增，新增16GW/35GWh

◆ 全球电化学储能装机持续增长，新增16GW/35GWh，同比+61%。主要得益于中国（新增5.6GW/12.3GWh，同比+167%）、欧洲（新增4.4GW/7.0GWh，同比+103%）和美国（新增4.8GW/12.2GWh，同比+12%）储能市场的快速增长。

图表：全球电化学储能市场新增装机-分国家



图表：全球新增电化学储能项目装机占比 (GWh)



2 2023年全球储能空间达120GWh，22-25年装机CAGR=72%

- ◆ 我们预计2023年全球大储新增装机量为52.5GWh，同比提升156%；2023年全球户储新增需求达18.5GWh，同比提升76%。预计2023年全球储能市场总需求为120.1GWh，对应出货量为235.6GWh，装机/出货同增95%/84%，到2025年装机/出货需求为314.8GWh/568.2GWh，2022-2025年装机/出货CAGR为72%/64%。

全球市场	2021	2022	2023E	2024E	2025E
1.光伏合计					
1) 光伏大电站					
新增光伏装机 (Gw)	92	120	204	260	313
-新增配储渗透率 (%)	38.5%	41.3%	53.6%	57.3%	61.2%
-功率配比 (%)	14%	17%	20%	23%	26%
-储能时长 (h)	2.2	2.2	2.3	2.7	3.1
新增光伏装机配储能 (Gw)	5.0	8.7	21.5	34.0	49.3
新增光伏装机配储能 (Gwh)	11.3	19.1	50.3	92.3	154.6
存量光伏装机新增配储能 (Gw)	0.4	0.7	0.9	1.7	6.0
存量光伏装机新增配储能 (Gwh)	0.9	1.4	2.2	4.6	18.8
合计当年新增储能 (Gw)	6.7	9.3	22.5	35.7	55.3
合计当年新增储能 (Gwh)	17.53	20.51	52.53	96.90	173.39
-增速	125%	17%	156%	84%	79%
2) 工商业电站					
新增光伏装机 (Gw)	29	51	65	80	95
合计当年新增储能 (Gw)	0.2	0.4	0.7	1.3	2.1
合计当年新增储能 (Gwh)	0.35	0.91	1.72	3.44	5.59
-增速	91%	159%	89%	100%	63%
储能累计装机 (Gw)	0.4	0.8	1.5	2.8	4.9
累计装机储能 (Gwh)	0.9	1.8	3.5	6.9	12.5
累计光伏装机储能功率配比	0.25%	5.02%	1.82%	1.73%	1.90%
3) 住宅					
新增光伏装机 (Gw)	46	71	91	116	144
-增速	50%	53%	29%	27%	25%
合计当年新增储能 (Gw)	2.9	6.4	10.8	18.6	33.8
合计当年新增储能 (Gwh)	4.48	10.51	18.51	34.26	64.97
-增速	74%	135%	76%	85%	90%
2.风电					
新增风电装机 (Gw)	123	89	135	154	188
合计当年新增储能 (Gw)	0.2	0.5	1.4	2.5	5.0
合计当年新增储能 (Gwh)	0.34	1.01	3.04	5.41	10.91
-增速	53.59%	193.71%	200.87%	78.14%	101.72%
3.新能源配储需求					
合计当年新增新能源储能 (Gw)	7	18	39	63	92
合计当年新增新能源储能 (Gwh)	20	38	87	157	257
当年新增电网侧储能 (Gw)	3	3	5	7	11
当年新增电网侧储能 (Gwh)	2.7	3.0	5.0	7.7	11.3
5.储能需求					
全球储能装机需求 (Gwh)	42.2	61.6	120.1	201.8	314.8
-储能装机增速	76%	46%	95%	68%	56%
-放大比例	147%	207%	196%	187%	180%
全球储能出货量 (Gwh)	62.0	127.8	235.6	377.4	568.2
-储能出货增速	81%	106%	84%	60%	51%

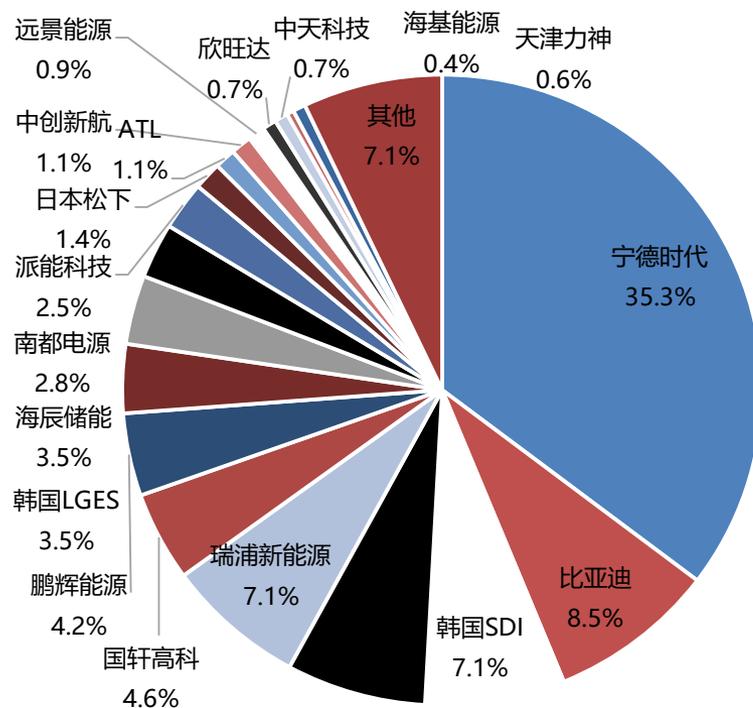
3 电芯格局：宁德时代一骑绝尘，各路玩家扩产加速

◆ **电池厂商加速布局，宁德优势明显。**我们预计2023年储能行业需求达250-260gwh，22/23年全球储能电芯出货141.6/320.4GWh，同增130%/126%；其中宁德出货约50/90GWh，同增199%/80%，占比35.3%/28.1%。储能电池对产品大规模生产能力、安全性能、循环寿命等要求高，行业集中度有望提升。

图表：2022-2023年全球储能电池出货分布 (GWh)

公司	2022	同比	2023E	同比
宁德时代	50	199.40%	90	80.00%
比亚迪	12	140.00%	30	150.00%
韩国SDI	10	17.40%	15	50.00%
亿纬锂能	10	390.90%	35	250.00%
瑞浦新能源	10	1900.00%	20	100.00%
国轩高科	6.5	30.00%	15	130.80%
鹏辉能源	6	224.00%	15	150.00%
韩国LGES	5	-34.20%	7	40.00%
海辰储能	5	2400.00%	30	500.00%
南都电源	4	100.00%	8	100.00%
派能科技	3.5	127.20%	8	128.60%
日本松下	2	35.00%	4	100.00%
ATL	1.5	62.00%	3	100.00%
中创新航	1.5	123.90%	5	233.30%
远景能源	1.2	30.00%	5	315.40%
欣旺达	1	900.00%	4.5	350.00%
中天科技	1	30.00%	1.9	100.00%
海基能源	0.5	66.70%	2	300.00%
天津力神	0.9	62.00%	2	122.20%
其他	10	100.00%	20	100.00%
合计	141.6	129.70%	320.4	126.30%

图表：2022年全球储能电池占比 (%)



4 逆变器格局：大储注重质量与服务，户用区域性分化严重

- ◆ **大储逆变器注重产品质量、服务，粘性较高。**阳光稳居储能龙头，规模优势下盈利能力亦增强。
- ◆ **户储逆变器区域性特征强，厂商竞争激烈。**美国倾向一体机或同品牌逆变器+电池，欧洲对渠道和产品适配性要求高。龙头出货均高增。2023年预计阳光/锦浪/固德威/德业/出货60/40/40/80万台+。

图表：龙头公司储能产品出货规划

厂商	产品	2021	2022	2023E	2023年增速
阳光电源	大储系统	2.8GWh	7.7GWh	15GWh+	95%
	小储pcs	-	12-13万台	60+万台	400%+
	小储电池	-	6-7万台	30+万台	360%
锦浪科技	小储pcs	3万台	18万台	40万台	120%+
固德威	小储pcs	6万台	23万台	40万台	70%+
	小储电池	-	0.3GWh	1GWh+	300%
德业股份	小储pcs	7万台	30万台	80万台	167%
	小储电池	-	-	1-2GWh	-
盛弘股份	大储pcs	0.55GW	1.4GW	4GW	150%
科士达	小储电池	-	6-7万台	30-35万台	400%
	小储一体机	-	1.3万套	6万套+	362%
禾迈股份	小储pcs	-	0.1-0.2万台	6万台	4000%+
昱能科技	小储pcs	-	0.1-0.3万台	6万台	2000%+

PART6 投资建议和风险提示

- ◆ **投资建议：** 欧洲库存压力下户储回归理性增长，南非需求高增，低渗透率下户储成长空间广阔；随碳酸锂价格回落+硅价见底带动组件价格下跌，光储平价刺激大储需求上行，同时随峰谷价差拉大工商储高景气度开启在即，看好1) **海外大储：阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、比亚迪**，关注**海兴电力、科华数据、南都电源、科陆电子**；2) **工商储：关注盛弘股份、芯能科技、苏文电能**；3) **国内大储：南网科技、金盘科技**，关注**上能电气**；4) **海外户储：德业股份、固德威、锦浪科技、科士达、派能科技、禾迈股份、昱能科技、鹏辉能源**等。

图表：重点公司估值表（截至2023年7月8日）

板块-		名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润 (亿元)			PE			评级	总股本 (亿股)	来源
					2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E			
储能	电池	宁德时代	9,771	222	464	632	855	21	15	11	买入	43.96	东吴
		比亚迪	7,368	264	284	361	452	27	21	17	买入	29.11	东吴
		亿纬锂能	1,164	57	63	91	142	18	13	8	买入	20.46	东吴
		南都电源	175	20	8.74	12.89	17.91	20	14	10	买入	8.65	东吴
		派能科技	339	193	25	34	45	14	10	7	买入	1.76	东吴
		鹏辉能源	220	48	14	20	27	16	11	8	买入	4.61	东吴
	PCS	阳光电源	1,717	116	72	98	129	24	17	13	买入	14.85	东吴
		锦浪科技	383	97	22	35	50	17	11	8	买入	3.97	东吴
		德业股份	664	154	28	47	67	24	14	10	买入	4.30	东吴
		固德威	282	164	19	29	38	15	10	7	买入	1.72	东吴
		禾迈股份	302	363	12	22	35	25	14	9	买入	0.83	东吴
		昱能科技	208	186	9	16	24	23	13	9	买入	1.12	东吴
		科士达	225	38	12.6	21.0	30.7	18	11	7	买入	5.87	东吴
		盛弘股份	122	39	3.30	4.67	6.36	37	26	19	未评级	3.09	Wind
		上能电气	143	40	4.18	6.45	9.30	34	22	15	未评级	3.56	Wind
		科华数据	179	39	6.94	9.29	12.43	26	19	14	未评级	4.62	Wind
	集成	科陆电子	119	7	3.13	5.92	9.02	38	20	13	未评级	16.61	Wind
		金盘科技	134	31	5.5	9.4	14.9	24	14	9	买入	4.27	东吴
		智光电气	64	8	1.04	2.49	0.00	62	26	-	未评级	7.88	Wind
新风光		48	35	2.06	2.87	3.42	23	17	14	未评级	1.40	Wind	
EPC	南网科技	223	40	5.2	8.7	12.1	43	26	18	买入	5.65	东吴	

- ◆ **竞争加剧：**储能仍处于行业发展早期，新进入者较多，竞争不断加剧，或压缩业内公司盈利水平。
- ◆ **政策超预期变化：**当下储能行业仍依赖于政府政策支持，政府补贴力度、容量电价机制、辅助服务价格等变化将对储能收益率带来显著影响，进而影响储能装机需求。
- ◆ **可再生能源装机不及预期：**当前储能需求仍以可再生能源配储为主，若可再生能源装机需求下滑，或进而削弱储能装机需求。
- ◆ **原材料供应不足：**IGBT、电芯为光伏逆变器、储能PCS重要原材料，近期供应持续保持紧俏，若未来供应不足，将直接影响公司生产经营。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准：

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）），具体如下：

公司投资评级：

- 买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；
- 增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；
- 中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；
- 减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；
- 卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；
- 中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；
- 减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园