

再论储能与能源革命的未来

长江证券研究所电力设备新能源研究小组

分析师：马军 SAC执业证书编号：S0490515070001

分析师：邬博华 SAC执业证书编号：S0490514040001

分析师：叶之楠 SAC执业证书编号：S0490520090003

2021年10月25日

目 录

01 储能解决的是什么问题，空间多大？

02 储能发展处于什么阶段，何时爆发？

03 储能产业链有哪些标的，弹性几何？

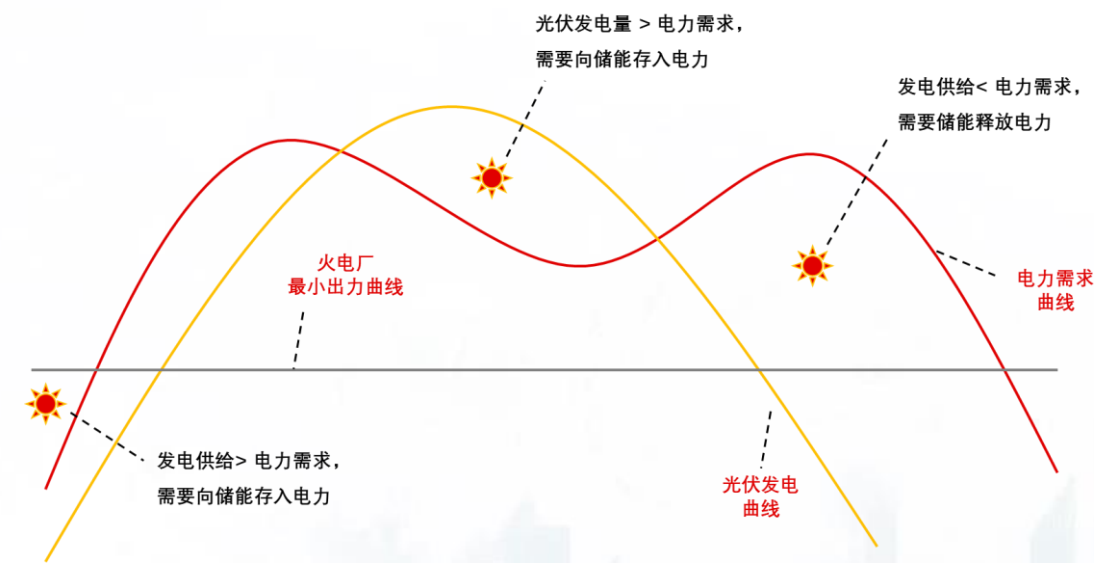
01

储能解决的是什么问题，空间有多大？

定义储能：灵活性电源，应作为“发电厂”看待

- 按装机的场景划分，储能可以分为电源侧、电网侧、用户侧（工商业和户用）；
- 按照储能解决的问题划分，包括，1) 可再生能源的发电波动：光伏发电曲线与需求不匹配，午间发电功率极大但夜间陡然下降；同时难以预测，实际出力与预测曲线存在偏差；2) 电力供需不匹配带来的电价差套利：夜间电力需求可能小于最低电力产能，电价较低；日间峰值需求可能大于电力产能，电价较高；3) 辅助服务市场：包括调频、备电、黑启动等。

图：储能解决电源侧偏差和电力峰谷的问题



资料来源：长江证券研究所

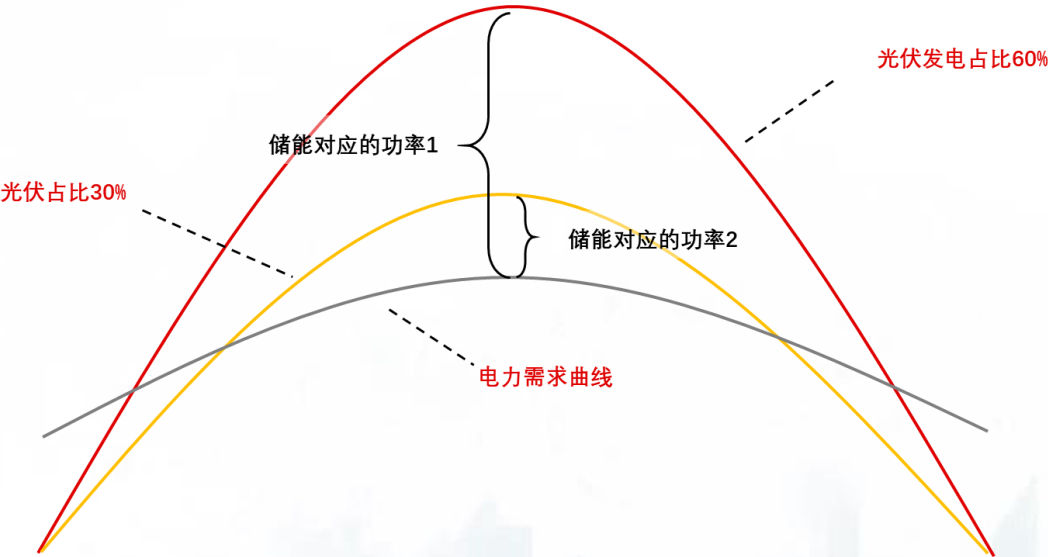
图：可再生能源预测曲线与实际曲线存在偏差



资料来源：储能100人，长江证券研究所

- 解决可再生能源波动，需要依赖储能装置，值得一提的是，可再生能源发电占比越高，储能的配置比例也越高（还需要结合地方电力条件）；
- 目前国内多按15-20%的功率比×2h进行配置，美国储能配比则达到30-40%*4h，部分项目甚至达到60-70%的功率配比。

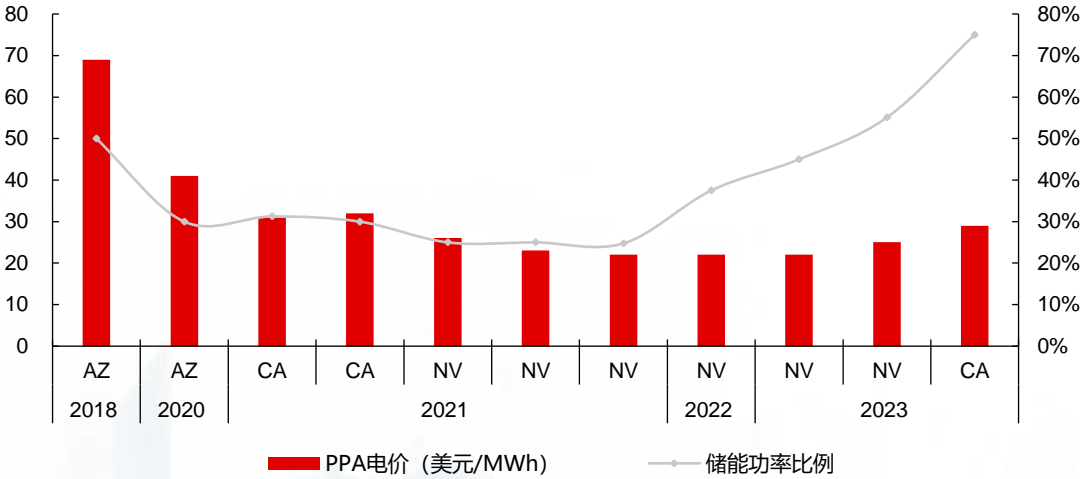
图：新能源占比越高，储能配套比例越高



资料来源：长江证券研究所

图表：国内配套比例15-20%，美国配置比例高

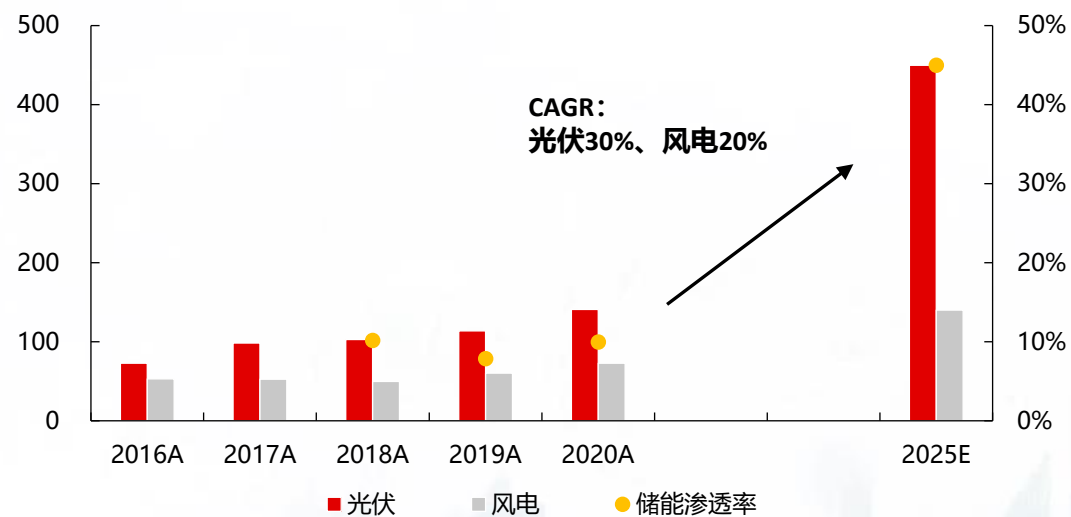
分地区	2020年政策
内蒙古	光伏储能容量不低于5%+1h，年底并网
山西	新增光伏配备15%-20%储能
湖南	28家企业配套风电20%功率，同步投产
山东	光伏储能按装机规模20%，2h
湖北	风电项目10%容量，同步投产
青海	风电项目10%容量配套



资料来源：地方能源局，SP Global，长江证券研究所

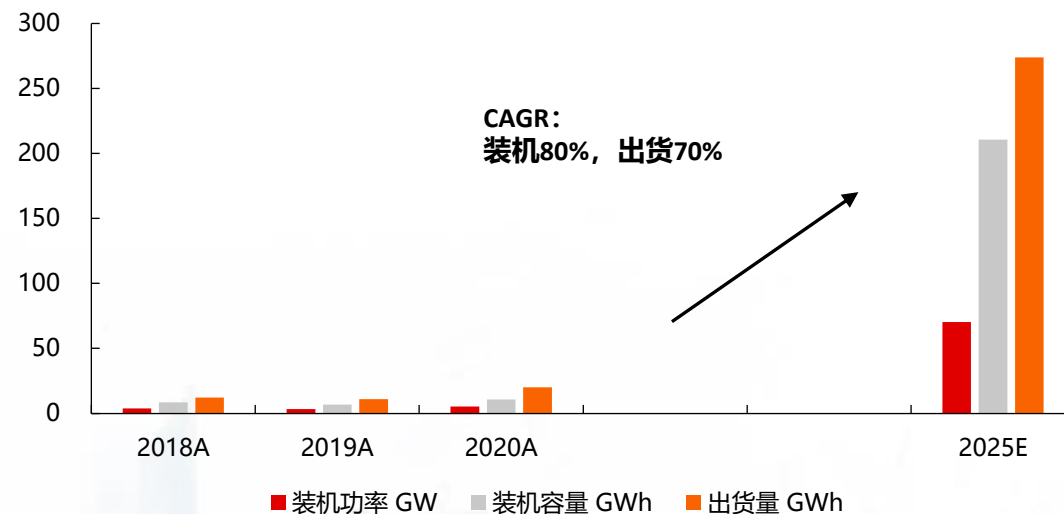
- 全球光伏、风电装机持续增长，预计2025年分别达到450、140GW，复合增速分别达到30%、18%；目前新增新能源项目的储能渗透率在10%左右，在假设2025年达到45%的背景下，测算得储能在2025年的装机功率、容量有望分别达到70GW、210GWh；
- 2020年全球储能装机、出货分别为11、20GWh，则未来五年行业有望实现70%以上的复合增长，2025年储能出货量冲击300GWh。

图：预计2025年全球光伏、风电装机450、140GW



资料来源：BNEF，长江证券研究所

图：按新能源装机估算，2025年全球储能冲300GWh

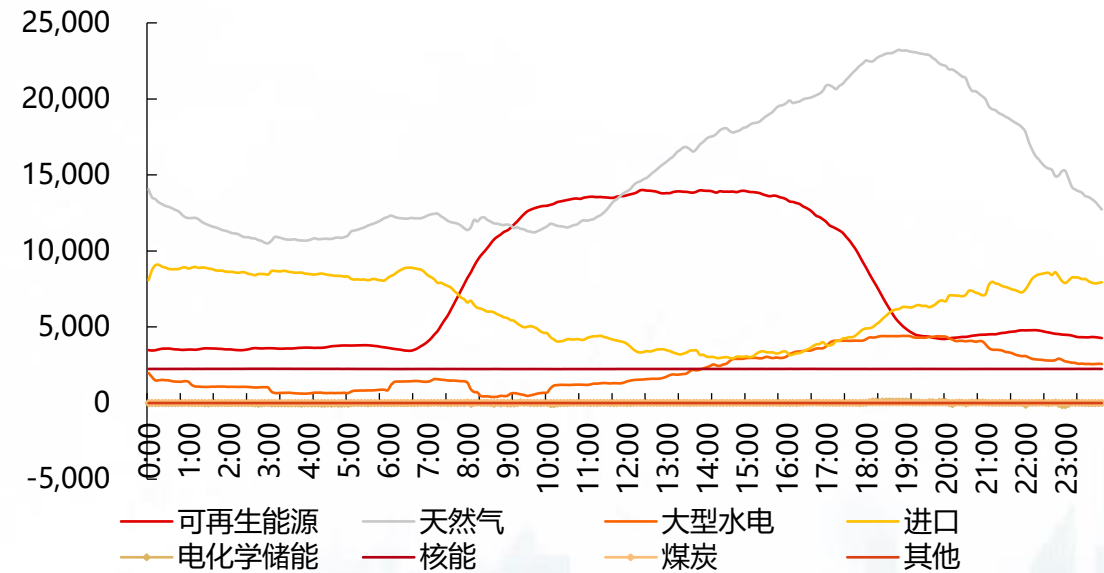


资料来源：BNEF，SNE，长江证券研究所

市场空间-长期：100%可再生，需要多少储能

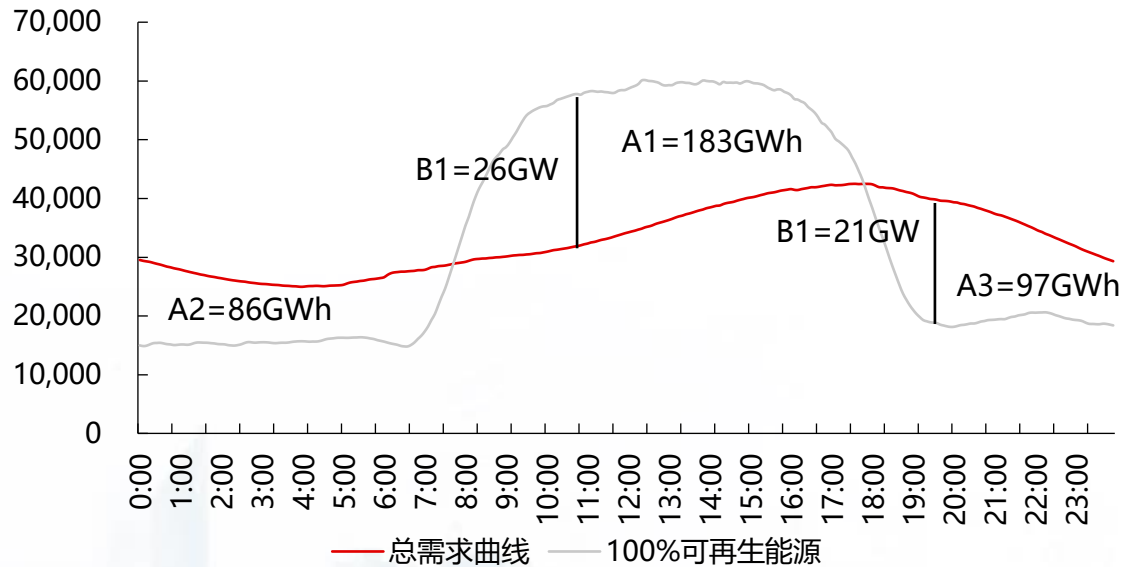
➤ 由于不同地区的资源禀赋、电源结构不尽相同，要准确计算储能的需求空间难度较大，我们选择以加州当前是实际数据为例，来进行大致的估算：1) 加州目前日内需求峰值功率为43GW，低谷为26GW，全天电力需求合计810GWh；2) 当前加州可再生能源发电量占比约20%，假设未来达到100%；3) 可再生能源午间发电功率高于需求功率，其余低于需求，对于储能即 $A1=A2+A3$ ，同时满足功率= $\max(B1, B2)$ ，由此计算需配套26GW，183GWh的储能，即储能需求=可再生能源功率40%*7h=总用电量*23%。

图：当前加州单日各种电源出力曲线（MW）



资料来源：CAISO，长江证券研究所

图：100%可再生能源条件下需求、出力曲线（MW）



资料来源：CAISO，长江证券研究所

市场空间-长期：100%可再生，需要多少储能



- 以加州的数据为例可知，当所有电力都由新能源提供的条件下，大约需要配置一天25%左右的储能装置，考虑到季节性波动，可能更大。
- 预计2050年全球一天的电力需求在166TWh，假设其中70%由光伏、风电提供，其中储能的配置比例为30%，则累计需要3.5万GWh储能，按20年的更换周期计算，对应稳态需求1800GWh（增量阶段有望超过2000GWh），对应2万亿的市场空间，相当于新能源车的30-40%。

表：从电力需求角度出发估算的储能潜在空间

测算	单位	2019A	2050-中性	2050-乐观
全球电力年需求	TWh	27,005	40,507	60,753
：年复合增长	%		1.3%	2.7%
全球电力日需求	TWh	74	111	166
光伏+风电占比	%		60%	70%
储能备电量占比	%		25%	30%
储能存量	GWh		16,647	34,954
储能年增量	GWh		832	1,748

资料来源：BP，长江证券研究所

表：全球储能市场潜在空间测算

全球光伏装机	2020E	2021E	远期稳态	
			储能需求	装机量- GWh / 价值量-亿元
户用	18%	13%	户用	262 / 3,146
工商业	18%	19%	工商业	350 / 4,194
电网	65%	68%	电网	1,136 / 13,632
合计	100%	100%	合计	1,748 / 20,972

资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

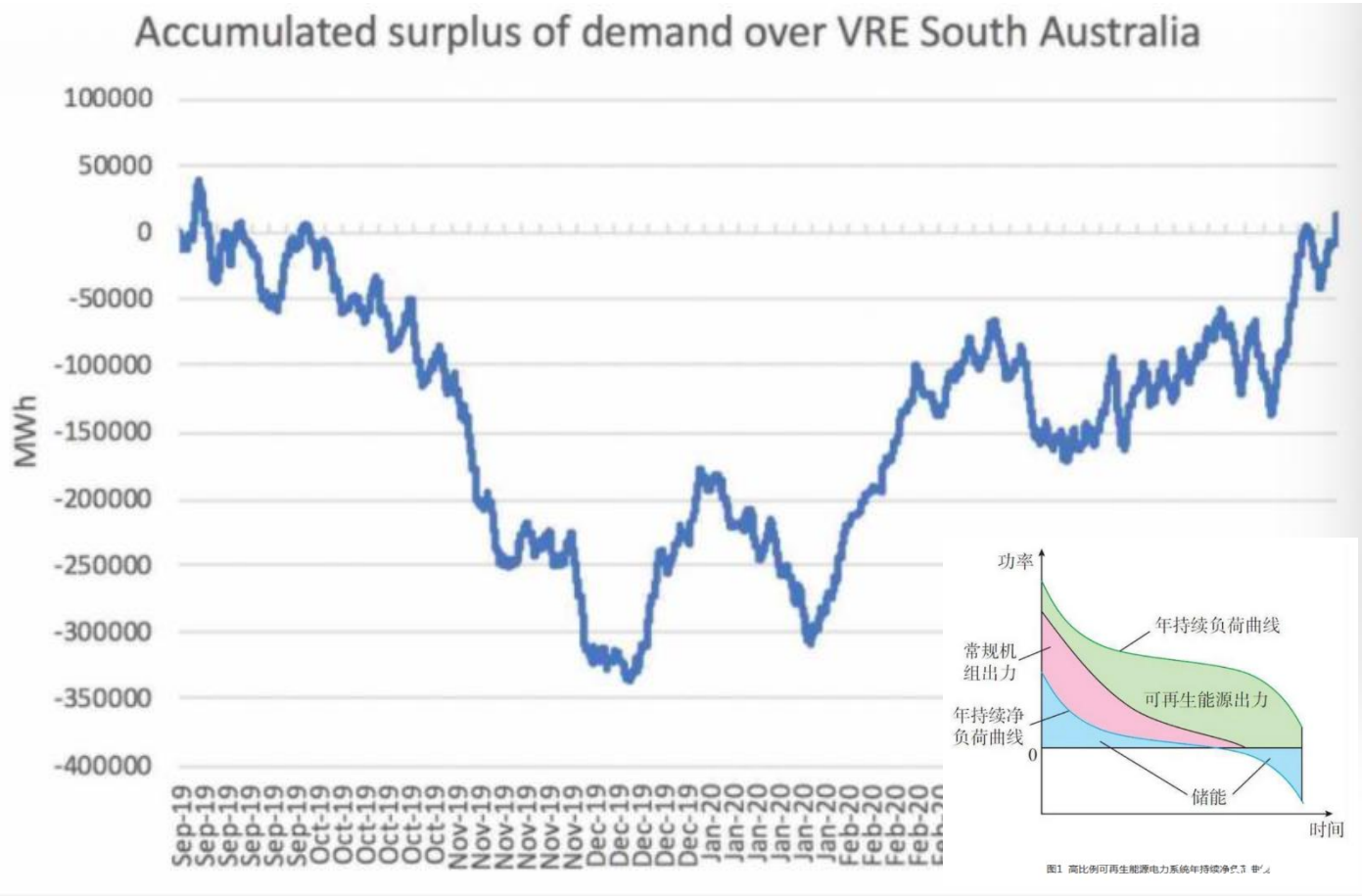
➢ 当可再生能源高比例接入时，有可能需要考虑季节性储能的需求，理论上蕴含较大的市场空间。

表：全球季节性储能的需求测算

季节性储能需求测算		数值	单位
南澳大利亚州	平均需求负荷	1.6	GW
	一年用电小时数	8,760	h
	一年用电量	14	TWh
	季节性储能需求	300	GWh
	占比	2%	%
全球-2050E	一年用电量	60,753	TWh
	考虑互补	10%	%
	季节性储能占比	2%	%
	季节性储能需求	130,036	GWh
	按20年寿命	6,502	GWh

资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

图：南澳大利亚州可再生能源与需求差额的季节性波动



资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

- 对比不同技术路线的储能，抽水蓄能、压缩空气、飞轮储能、液流电池、铅炭电池均存在明显且难以解决的短板；
- 锂电/钠电储能有望成为主流方案，因协同新能源车发展；储氢未来可期；锂电适用于高频调节、储能适用于跨时段调节，有所互补。

表：不同储能技术路线的优劣势对比

对比	单位	抽水蓄能	压缩空气	飞轮储能	锂离子电池	全钒液流电池	铅炭电池	氢能
投资成本	元/KWh	500-2000	1000-1500	5000-15000	1000-1500	2000-3000	800-1200	制氢成本可 降至20元/kg
循环寿命	次	>10000	>10000	百万次	3000-10000	5000-10000	1000-3000	
使用年限	年	40-60	30-40	5-20	8-20	15-20	5-8	15-20
转换效率	%	70-80%	45-75%	85-95%	85-90%	>70%	70-85%	30-50%
制约因素	-	地理条件 建设周期	地理条件 效率太低	自放电 储存时间短	经济性	环境温度 系统复杂 经济性	能量密度低 寿命短	转换效率低 氢能消纳
适用场景	-	长时间调节	长时间调节	短时间调节	全场景适用	全场景适用	短中时长	长时间调节

资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

元/KWh	抽水蓄能	火电调峰	锂电池	锂电池-远期	氢能	氢能-远期
度电成本	0.15-0.25	0.02-0.06	0.3-0.4	0.15-0.20	1.5-2.0	0.5-0.6

抽水蓄能

	亿元	年	亿度	元/KWh	亿元	亿度	元/KWh
项目名称	投资额	折旧年限	电力损耗	电价假设	年均成本	年发电量	度电成本
安徽桐城	74.9	40	7.2	0.3	4.0	21.4	0.19
江苏句容	96.1	40	4.5	0.3	3.8	13.5	0.28
山东潍坊	81.2	40	4.4	0.3	3.3	13.1	0.25
吉林敦化	77.9	40	7.8	0.3	4.3	23.4	0.18
浙江天荒坪	71.2	40	11.3	0.3	5.2	31.6	0.16

氢燃料电池

度电储能成本测算		氢燃料电池转换效率					
假设制氢效率75%		55%	60%	65%	70%	75%	80%
氢燃料造价	3.0	1.51	1.40	1.31	1.23	1.16	1.10
	2.5	1.42	1.31	1.22	1.14	1.07	1.02
	2.0	1.34	1.23	1.14	1.06	0.99	0.93
	1.5	1.26	1.15	1.06	0.98	0.91	0.85
	1.0	1.17	1.06	0.97	0.89	0.82	0.77
	0.5	1.09	0.98	0.89	0.81	0.74	0.68

锂电储能

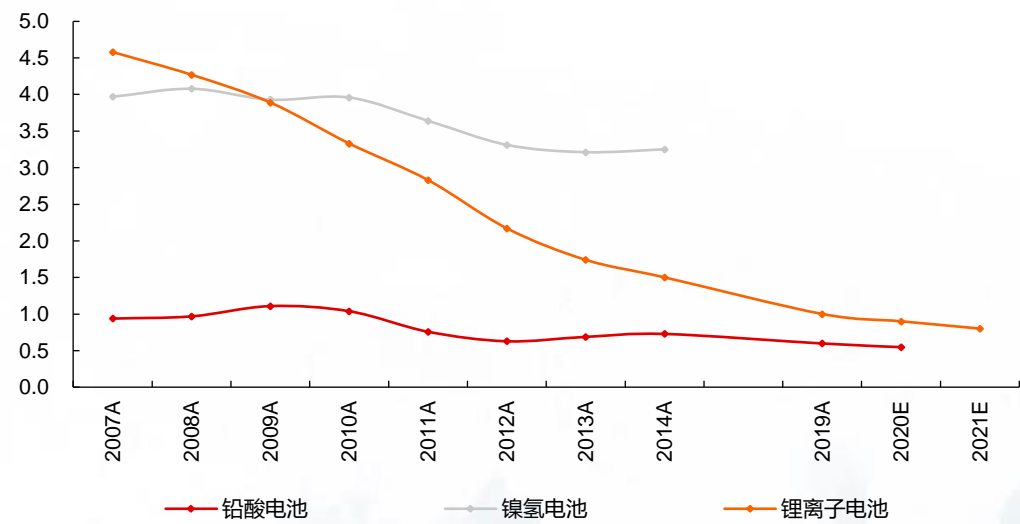
锂电	单位	当前	未来
电池成本	元/KWh	1,200	800
其他成本	元/KWh	300	200
合计	元/KWh	1,500	1,000
循环寿命	次	5,000	8,000
度电成本	元/KWh	0.30	0.13

火电灵活性

项目	600MW超临界机组		
负荷率 (%)	50	40	30
基准负荷率 (%)	50	50	50
燃煤成本增加 (元/时)	7,333	9,099	10,648
主机寿命成本增加 (元/时)	166	166	166
维护其他成本增加 (元/时)	4,000	9,000	14,000
耗油成本增加 (元/时)	0	0	3,200
合计成本增加 (元/时)	11,499	18,265	28,014
度电成本 (元/KWh)	0.02	0.03	0.05

- 从储能装机的存量上看，抽水蓄能占据主流，存量达到170GW左右，电化学储能存量8.2GW，为第二大体量的技术路线；
- 不过从增量上看，2019年电化学储能新增装机占比达到接近80%，发展趋势向好；
- 在电化学储能中，锂电池占据优势，一方面是锂电池性能最好（倍率变化时容量稳定，铅酸不稳定）；另一方面是在动力电池快速产业化的背景下，锂电池成本快速下降、循环寿命提升，进而在经济性上也逐步具备优势。

图：二次电池历年售价对比及展望（元/Wh）



资料来源：真锂研究、中国电池网，长江证券研究所

表：全球新增的储能装机分技术路线情况

储能装机	累计		新增	
GW	2020A	存量占比	2020A	增量占比
合计	191.1		8.0	
抽水蓄能	172.6	90.3%	1.6	20%
电化学储能	14.3	7.5%	6.1	77%
——锂离子	13.2	6.9%	6.0	75%
——铅酸	0.5	0.3%	0.1	1%
——其他	0.6	0.3%	0.0	1%
熔融盐储热	3.4	1.8%	0.5	7%
压缩空气及飞轮	0.9	0.5%	0.0	0%

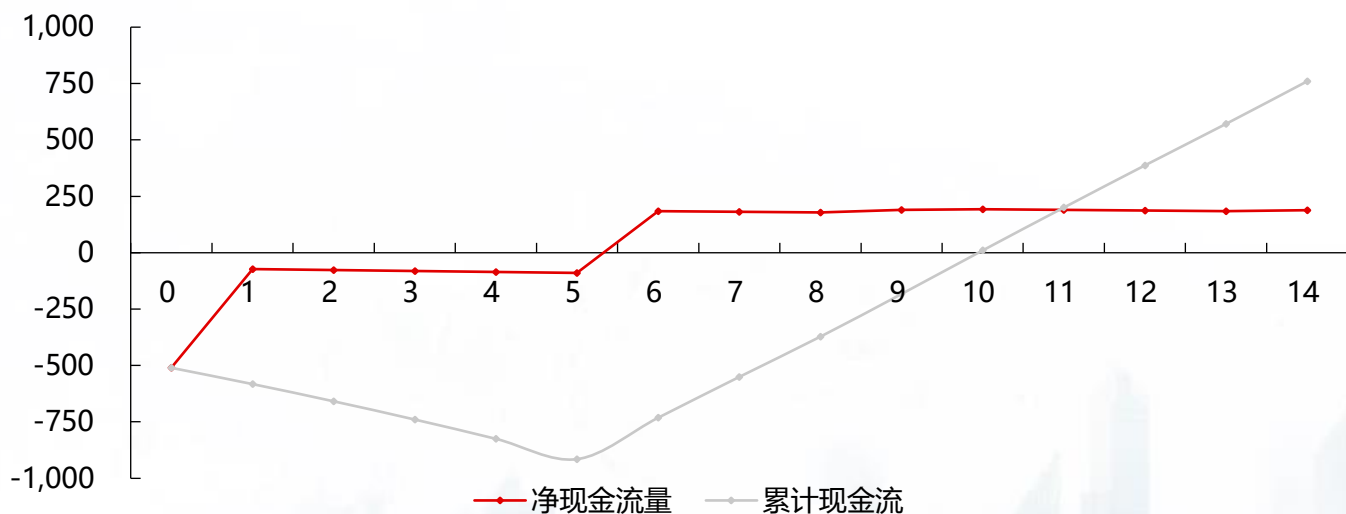
资料来源：CNESA，长江证券研究所

02

储能发展处于什么阶段，何时爆发？

- 储能商业模式众多，对于驱动储能行业增长的核心要素排序，我们认为，好的商业模式比系统价格下降更为重要。
- 从储能项目的现金流模型出发，会发现其与光伏、风电项目的高度相似性，一是初始投资大、运维成本低，二是回报周期长，且投资属性下对IRR的敏感度高。对于此类投资，最为重要的是在相对清晰的现金流预期下，具备投资的经济性。
- 储能的成本，是充放电一次的成本；储能的收益，取决于商业模式

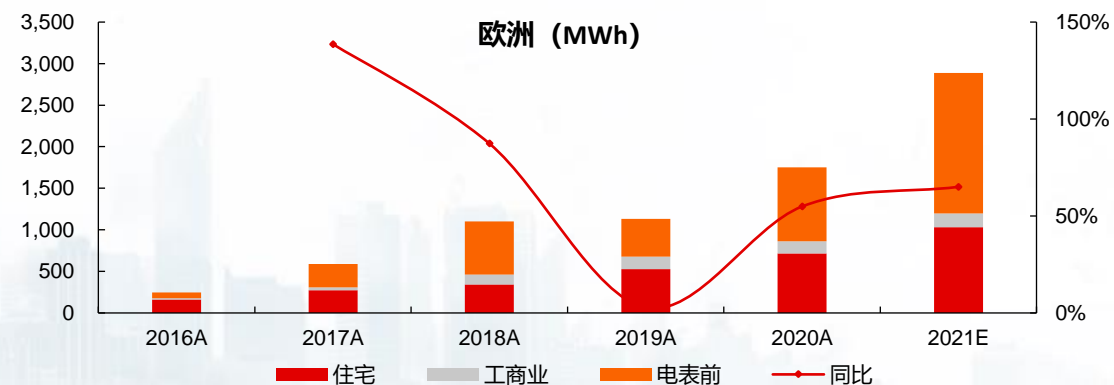
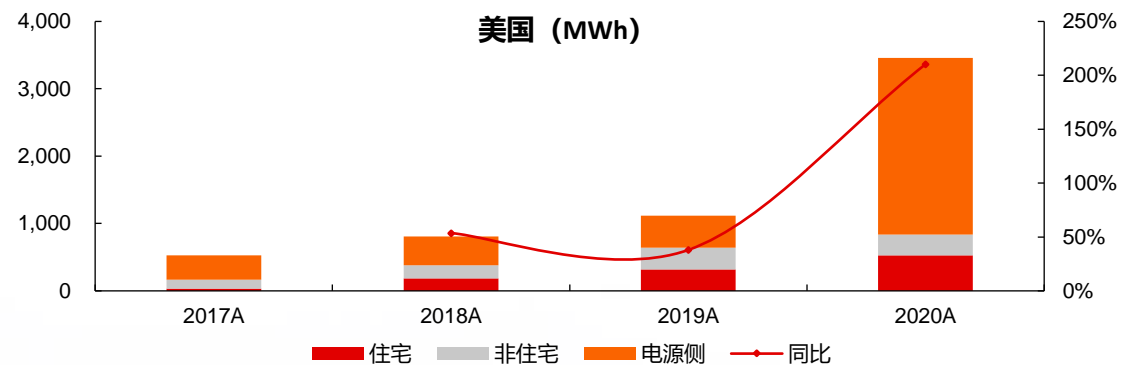
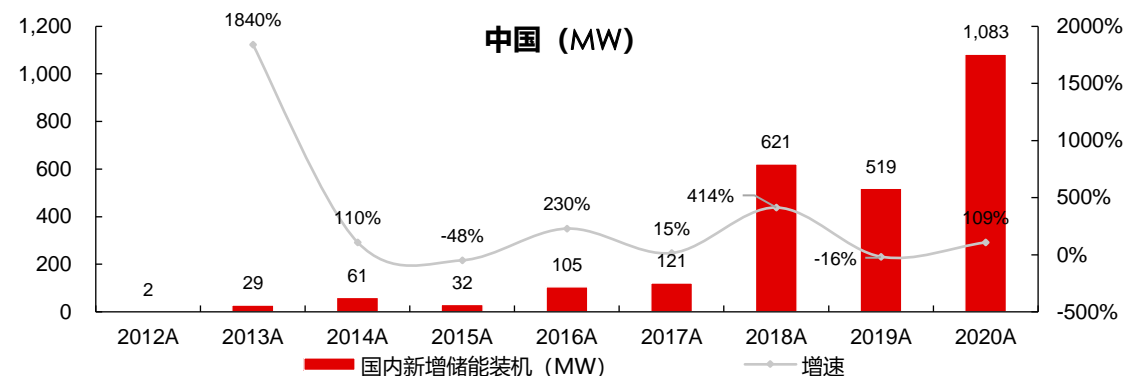
图：典型储能项目的净现金流曲线（一充一放，万元）



资料来源：北极星电力网，长江证券研究所

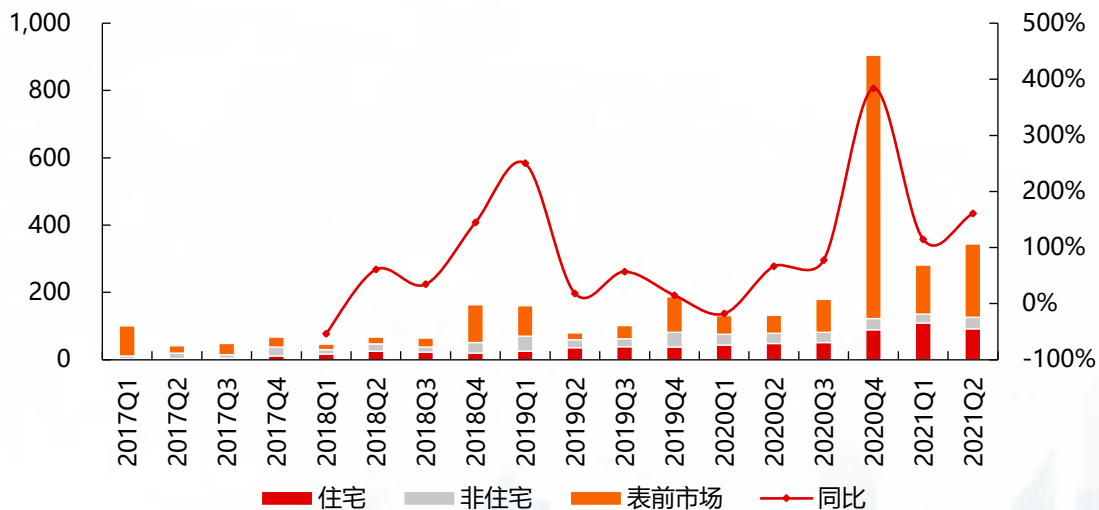
分国家	数据类型	数据来源	2017A	2018A	2019A	2020A
中国	装机功率	CNESA	0.1	0.6	0.5	1.1
	装机容量	CNESA			0.9	2.7
美国	装机功率	WoodMac	0.3	0.3	0.5	1.5
	装机容量	WoodMac	0.5	0.8	1.1	3.5
欧洲	装机功率	WoodMac	0.4	0.9	0.6	1.1
	装机容量	EASE	0.6	1.1	1.1	1.8
韩国	装机功率	IEA	0.4	1.0	0.6	0.3
	装机容量	WoodMac	0.1	1.6	0.5	
日本	装机功率	WoodMac	0.2	0.2	0.2	
	装机容量	WoodMac	0.3	0.4	0.5	
澳洲	装机功率	CNESA	0.2	0.2	0.3	0.1
	装机容量	WoodMac	0.4	0.5	0.5	
全球	装机功率	CNESA	0.9	3.7	2.9	4.7
		IEA	1.9	3.3	3.1	4.7
		BNEF		3.9	3.4	5.3
	装机容量	BNEF		8.5	6.8	10.7

资料来源：WoodMac, CNESA, EASE, IEA, 长江证券研究所（单位：GW）



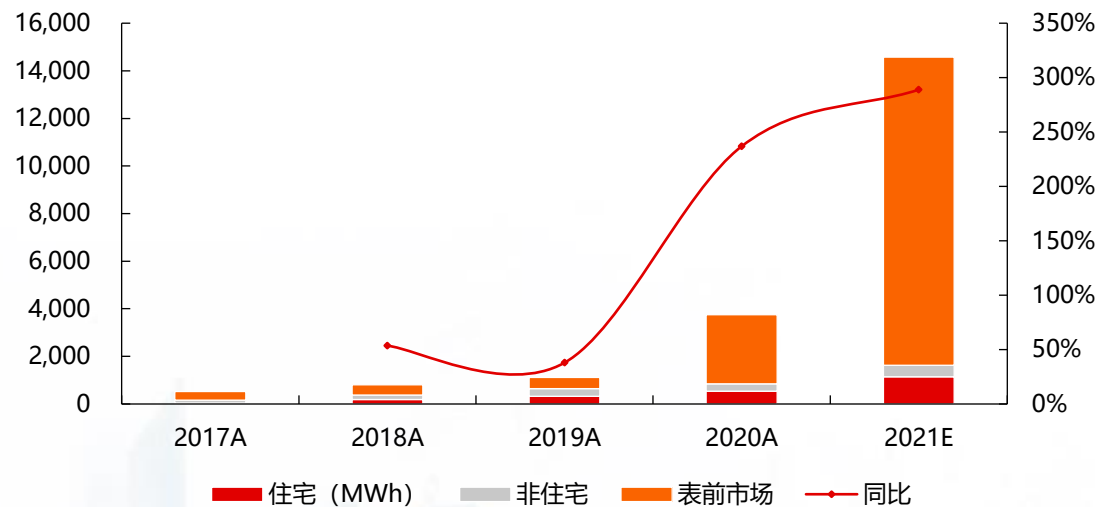
- 美国市场在2020H1前比较平淡，住宅需求占比较高，2020H2以来进入爆发式增长阶段，拉动2020年增速超过200%，2021年增速有望保持在200%左右，装机容量从2020年的3.5GWh，增长至2021年的10GWh以上，且将呈现电源侧、住宅需求共振的状态。

图：美国储能季度装机量及结构 (MWh)



资料来源：WoodMac，长江证券研究所

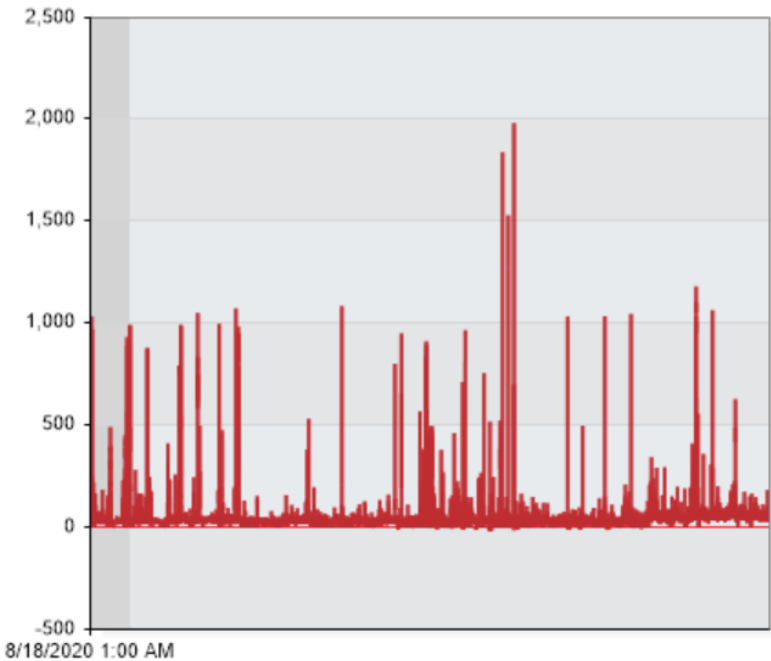
图：美国储能市场将延续爆发趋势 (MWh)



资料来源：WoodMac，长江证券研究所

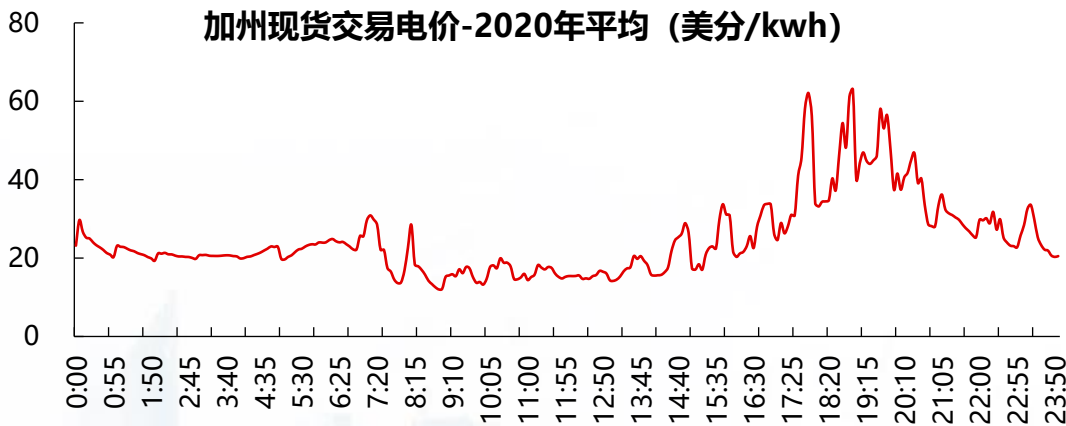
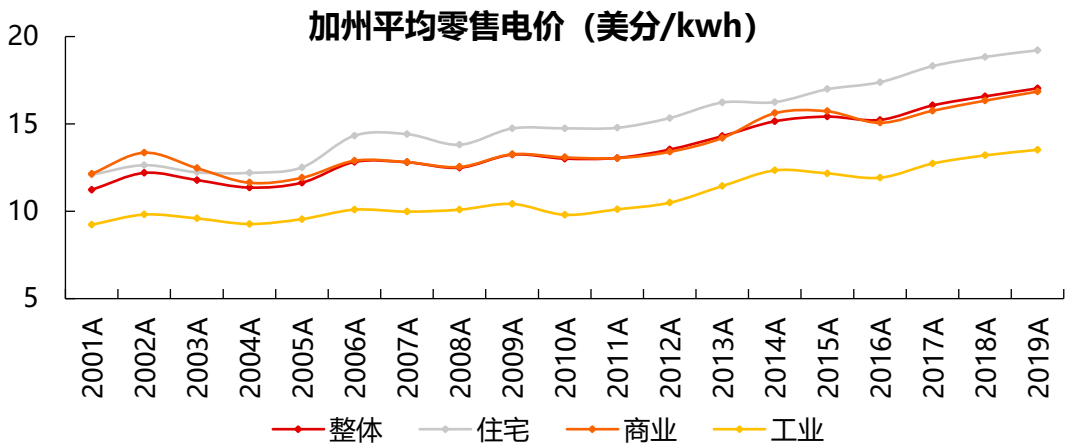
➢ 本身加州的电力机制与条件是储能项目发展的基础：加州现货交易电价的峰值不断创新高，2020年峰值现货价格平均超60美分/kwh

图：加州现货电价波动情况（美分/KWh）



资料来源：CAISO，长江证券研究所

图：加州平均零售电价及现货交易电价

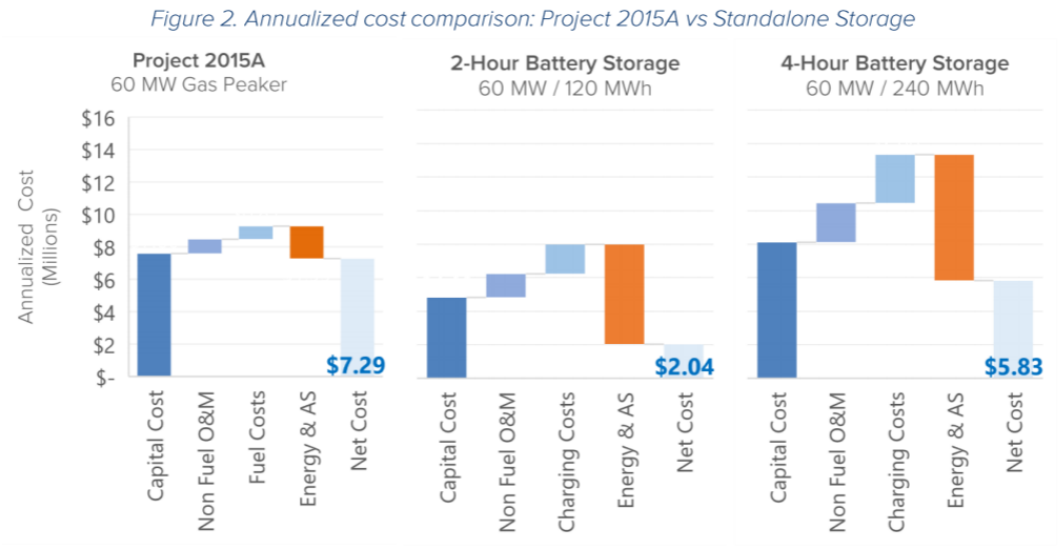


资料来源：CAISO，长江证券研究所

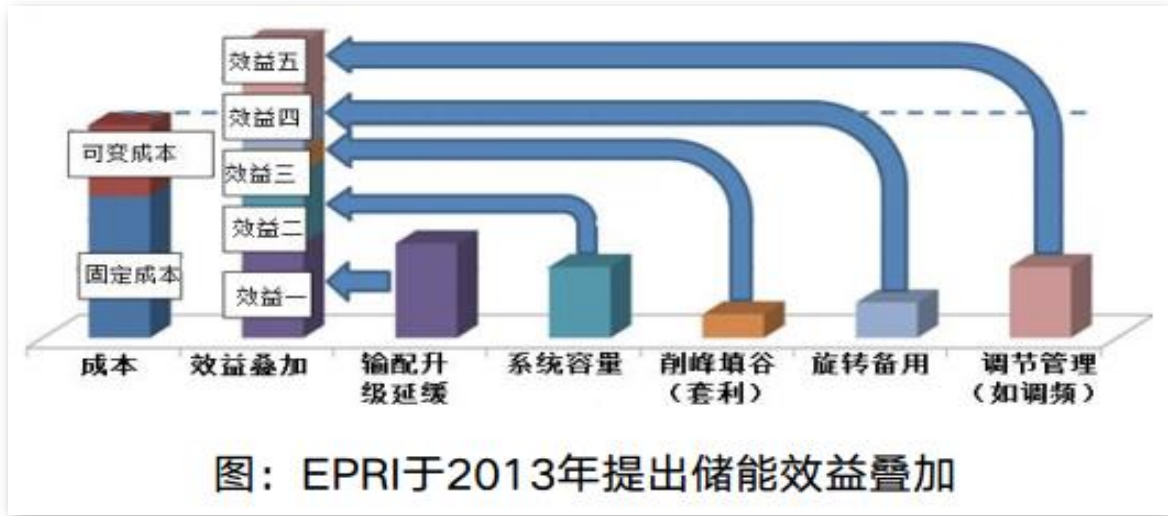
图：考虑RA合同及辅助服务收益，电网侧具备经济性

- 加州公用事业委员会根据调峰缺口制定灵活性电源的采购计划
- 近两年电化学储能取代天然气机组成为最经济的灵活性调节方式

图：加州电网侧储能成本逐步低于燃气



资料来源：EPRI，长江证券研究所



加州电网侧储能（2MW/8MWH）

- 项目收益：
 - Resource Adequate（后备,4小时）：1.4万美元/MW/月
 - 调峰：24小时预测性竞价，平均0.7万美元/月/8MWH
 - 调频：15分钟的调频，价格在150-600美元/度电价格

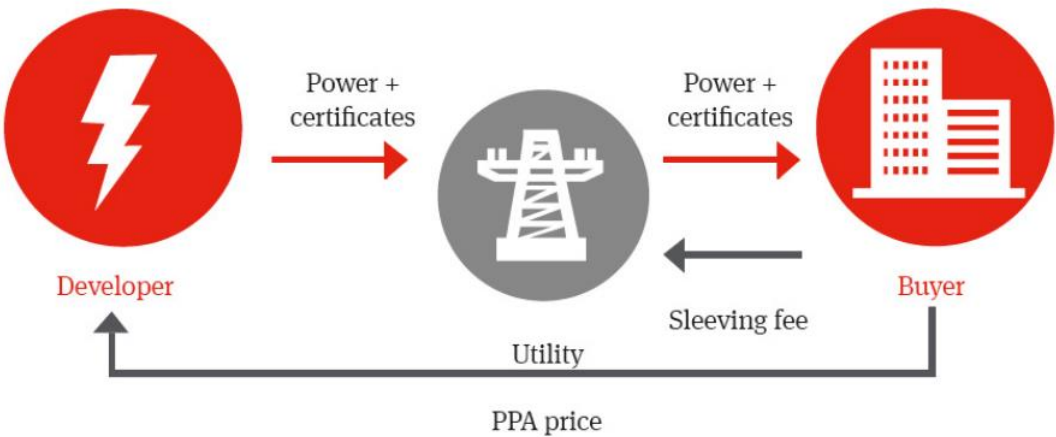
项目年收入合计：100万美元，项目投资400万美元，IRR≥10%

资料来源：CAISO，长江证券研究所

- PPA模式是指电力用户（通常是企业）与发电厂直接签署电力采购合同，通常会约定期限、电量、电价（含绿证价格）等细则，成为电力买卖与银行融资的基础，PPA模式的核心特征，一是电价确定（固定/跟随通胀/上下限），二是有电力消纳的保障机制。
- 以前期招标的加州Eland项目为例，该项目光伏装机400MW，配套300MW*4h的储能，签订PPA为40美元/MWh，其中光伏PPA为20美元/kwh，该项目计划在2023年并网，目前美国储能项目投资额为310美元/kwh，考虑近些年的价格下降，预计该项目IRR比较可观。

图：近两年在海外加速兴起的PPA模式

Sleeved PPA structure (example with renewable certificates)



资料来源：Norton Rose，长江证券研究所

表：加州Eland项目储能投资IRR分析

以加州Eland项目为例， IRR对储能价格、 发电小时数敏感性分析		发电小时数				
		4,000	5,000	6,000	7,000	8,000
储能系统 价格 元/kwh	2,100	4.7%	5.2%	5.7%	6.1%	6.4%
	2,000	5.2%	5.7%	6.3%	6.7%	7.0%
	1,900	5.7%	6.3%	6.9%	7.4%	7.6%
	1,800	6.2%	6.9%	7.6%	8.1%	8.4%
	1,700	6.9%	7.6%	8.3%	8.9%	9.2%

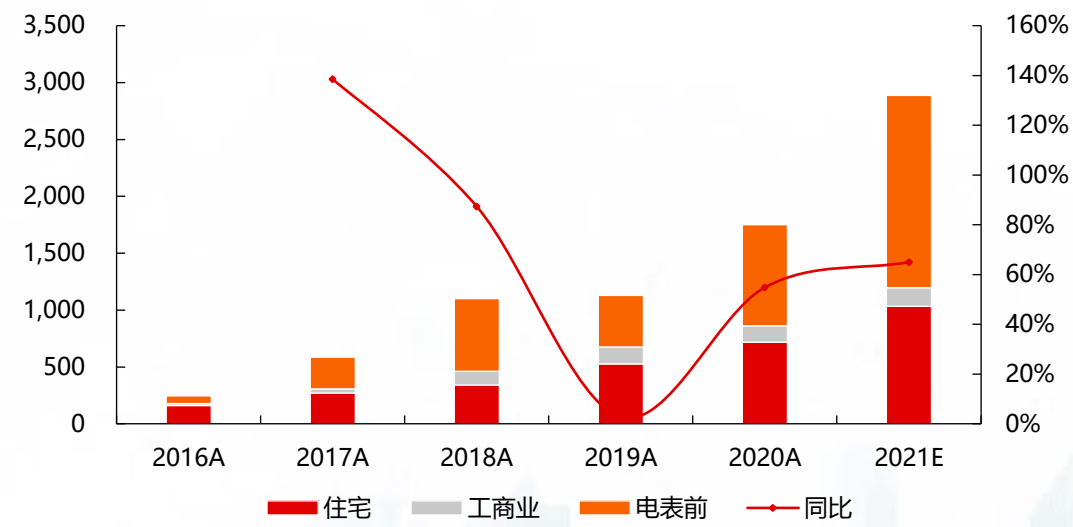
资料来源：PV-magazine，长江证券研究所

欧洲：住宅储能需求占据主导，电源侧有望发力



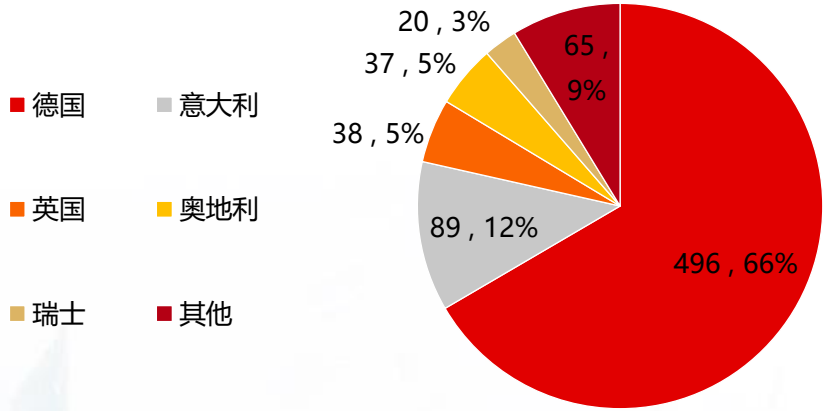
- 欧洲储能市场近两年保持稳定增长，2019年增速较低与英国市场2018年的抢装有关，核心驱动欧洲储能放量的户用市场增长持续性较强，德国是欧洲户用储能市场的领导者，近些年保持50%以上的复合增长；此外意大利、英国、奥地利、瑞士等国家的增速也较快。
- 过去几年欧洲电源侧市场的占比较低，未来有望成为重要的增量贡献。

图：欧洲储能市场历年装机量及结构 (MWh)



资料来源：EASE，长江证券研究所

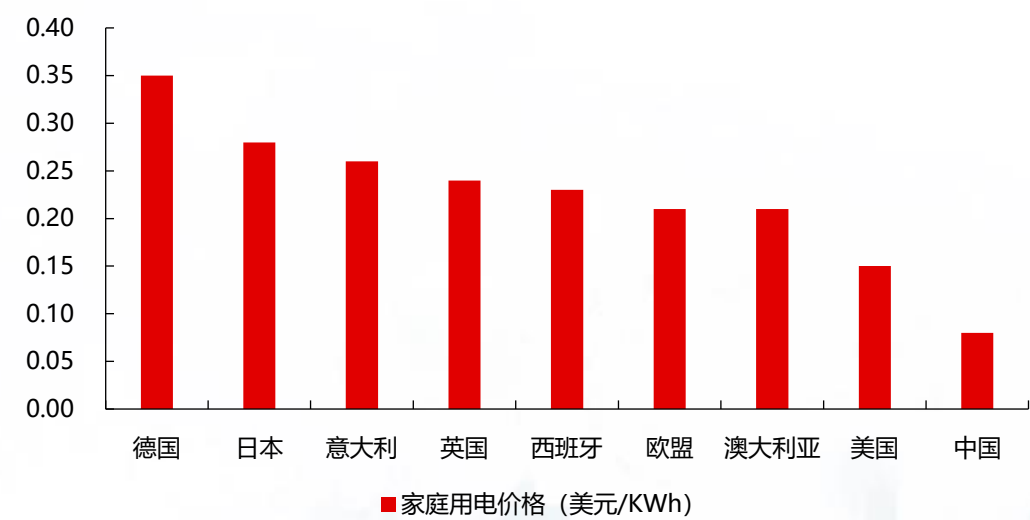
图：2019年欧洲户用储能分国家装机 (MWh)



资料来源：SolarPower Europe，长江证券研究所

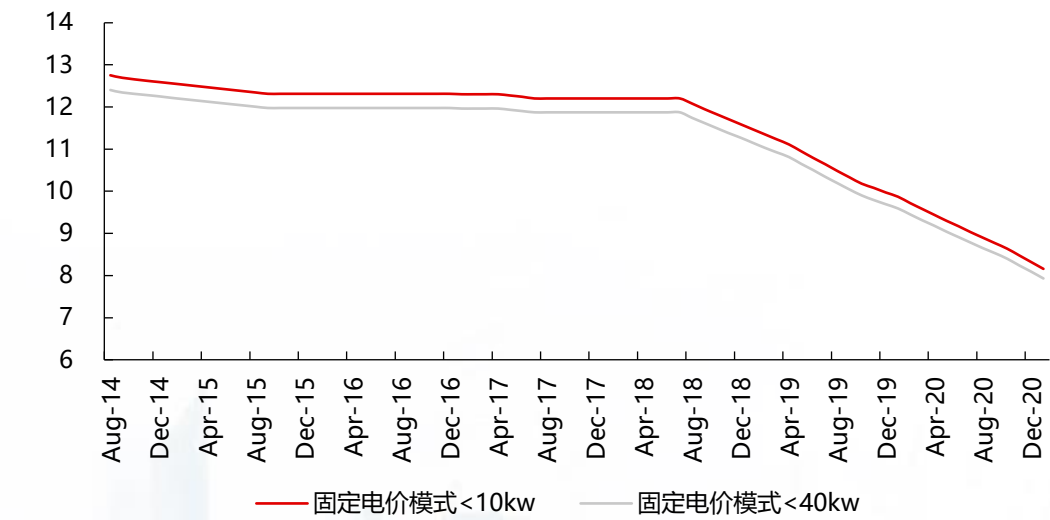
➤ 储能市场增长的核心驱动逻辑在于“可行的商业模式+可观的投资回报率”，对于户用储能而言，多数情况下所赚取的是“自用电价”与“补贴电价”的价差；因而从全球来看，1) 户用储能发展较好的地区往往是家庭电价较高的地区，例如德国、日本、意大利、英国等；2) 伴随光伏补贴政策的退出，“自用电价”与“补贴电价”价差拉大，进而会催生户用储能需求的持续增长。

图：全球主要国家和地区的家庭用电价格



资料来源：Global Petrol Prices, 长江证券研究所

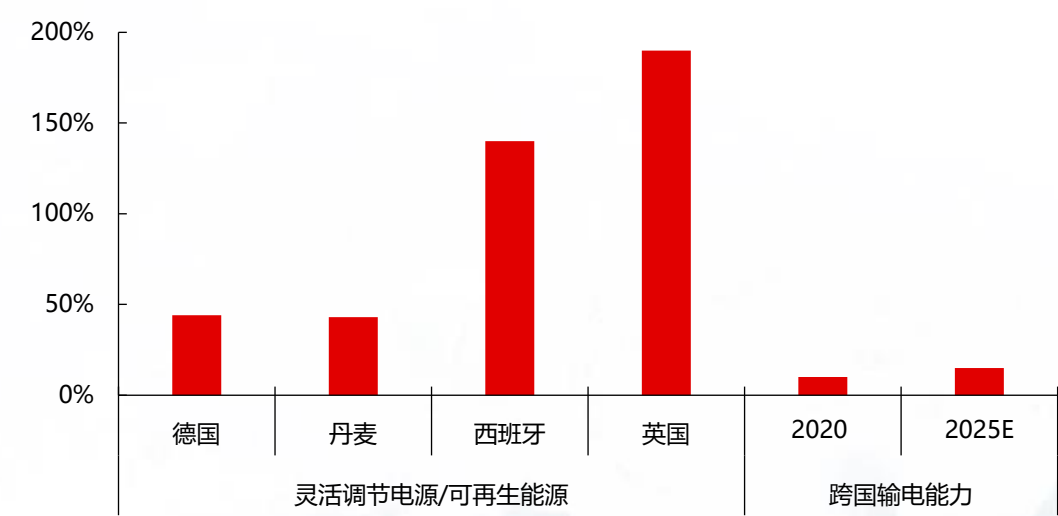
图：德国EEG自2018年以来加速下调 (Ct/KWh)



资料来源：EEG, 长江证券研究所

- 除了可再生能源占比需要达到一定体量，灵活性电源的方案选择也是影响储能放量的重要因素；
- 欧洲目前的可再生能源占比很高，但储能发展平平，核心原因在于欧洲有大量的燃煤、燃气的电源可用于灵活性调节，且跨过电力输送占比同样较高；不过，从趋势上看，燃煤、燃气存在碳排放，将逐步退出；而电化学储能较天然气逐步具备经济性，也将实现替代。

图：欧洲主要国家具备很强的灵活电源能力



资料来源：IEA，长江证券研究所

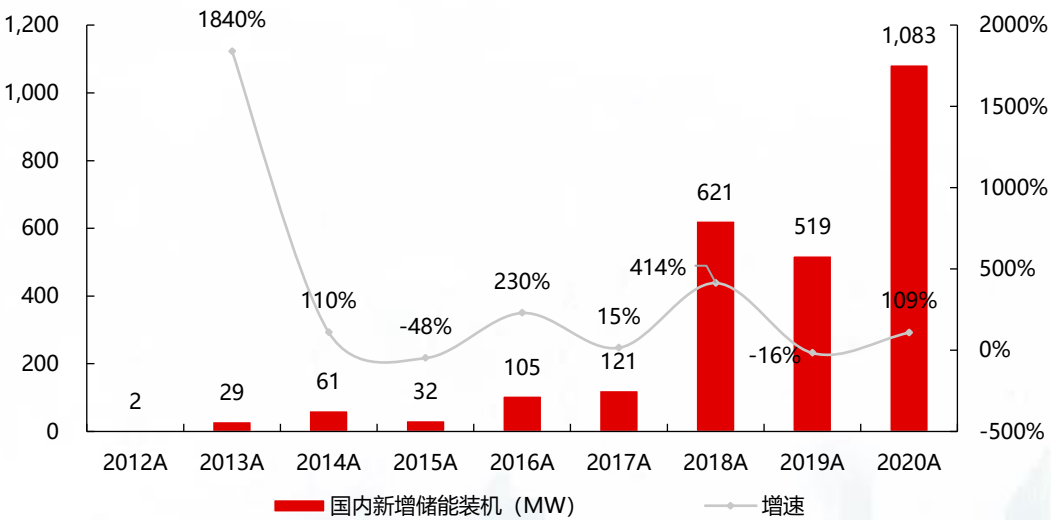
表：德国灵活性电源方案选择后续的变化

德国	灵活调节电源变化
燃煤电厂	计划于2038年前关闭所有燃煤电厂
燃气装机	从2020年的87吉瓦减少到2040年的46吉瓦
天然气调峰	燃料和碳价格不断上涨，将被电化学储能替代
系统灵活性资源	从2020年的122吉瓦增加到2030年的202吉瓦、2040年的260吉瓦
电化学储能	2030年的26吉瓦、2040年的89吉瓦

资料来源：IEA，长江证券研究所

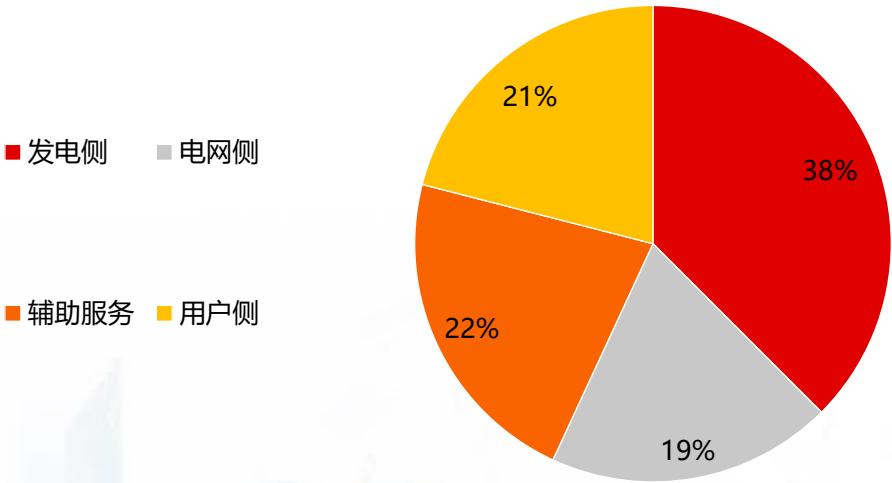
国内储能市场在2017年以前较为平淡，2018年在电网侧大规模投资带动下，呈现爆发式增长，装机功率突破600MW，对应容量接近900MWh；2019年5月，《输配电定价成本监审办法》出台，不允许储能设施成本纳入输配电价，进而导致电网侧投资热情下降，2019年国内亦出现下滑。2020年，多地出台可再生能源项目在电源侧配套储能的政策文件，推动国内储能市场二度向上。

图：国内储能市场历年装机量（MWh）



资料来源：CNESA，长江证券研究所

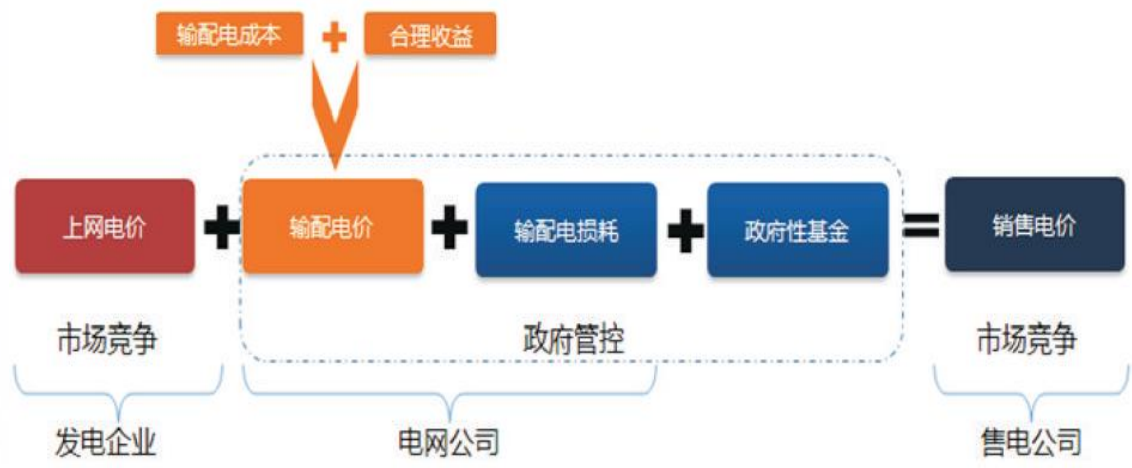
图：2020年国内以发电侧、电网侧需求为主



资料来源：CNESA，长江证券研究所

- 发改委发布《加快推动新型储能发展的指导意见》：1) 允许储能同时参与各类电力市场，因地制宜建立完善“按效果付费”的**电力辅助服务补偿机制**；2) 包括电网侧独立储能电站**容量电价机制**，探索将电网替代性储能设施成本收益**纳入输配电价回收**，**完善峰谷电价政策**；3) 在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予**适当倾斜**。

图：伴随电改逐步推进，电力市场化有利于储能发展



资料来源：北极星电力网，长江证券研究所

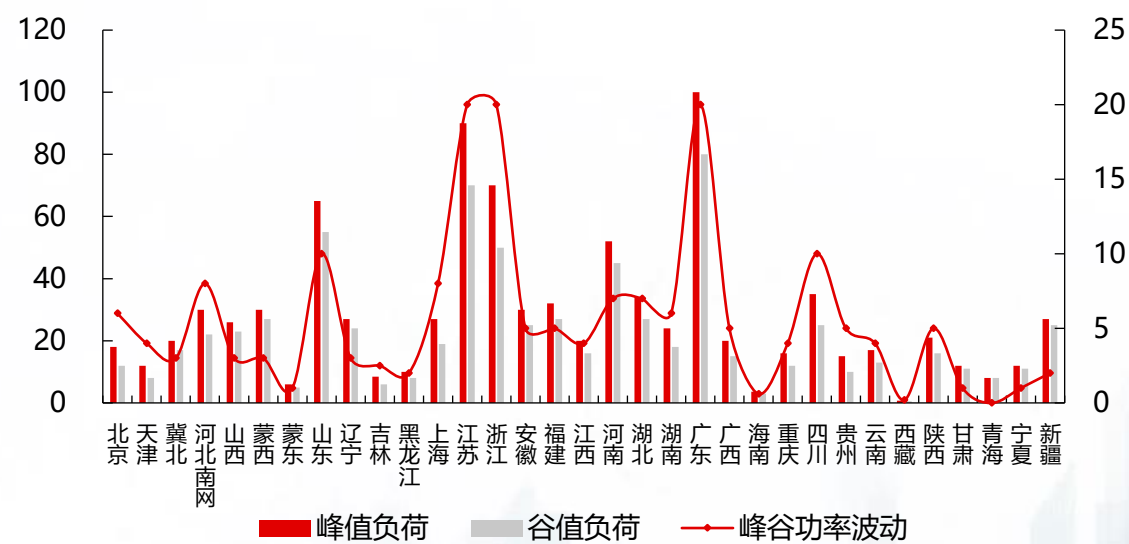
图：通过储能进行需量管理，减少企业容量电价



资料来源：北极星电力网，长江证券研究所

➤ 电源侧也是储能应用的重要场景，且具备内生的偏消费属性，用户侧峰谷价差需求空间，本质上取决于各地峰谷负荷错峰幅度，错峰幅度越大，削峰填谷的空间也越大；根据国家电网的数据，2019年日间功率波动超过10GW的地区包括山东、江苏、浙江、广东、四川等地，全国33个省市合计接近200GW。由此估算错峰需求所对应的储能潜在装机容量在240-480GWh。

图：全国各省峰、谷负荷及波动情况（粗略估计）



资料来源：国家电网，长江证券研究所

表：国内用户侧锂电储能需求空间测算

用户侧储能需求估算		数量	单位
估算数据	全国主要省份峰谷功率差	360	GW
	错峰功率差	200	GW
假设一	电化学储能配套率	60%	%
	备电时长假设	2	h
	对应储能容量需求	240	GWh
假设二	电化学储能配套率	80%	%
	备电时长假设	3	h
	对应储能容量需求	480	GWh

资料来源：国家电网，长江证券研究所

- 发改委、能源局发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》；
- **明确可再生能源消纳的责任主体**，预计近两年仍以电网公司为主，后续伴随光伏、储能成本下降，可再生能源企业主导的比例提升，电源侧储能建设主体明晰；
- **配置比例超预期**，文件要求保障性并网以外的项目鼓励按照功率15%挂钩（鼓励20%以上），时长4小时以上，将显著抬升国内需求；鼓励调峰能力购买的协议签订在10年以上，保障了储能项目收益的稳定性；
- **惩罚机制开始浮现**，除了未履行建设责任企业的惩罚外，也会不定期对相关项目开展调度测试

表：根据最新发改委政策调整的国内储能需求测算

国内储能装机测算		单位	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
可再生能源	光伏	GW	52.1	58.3	80.0	100.0	125.0	156.3
	：户用	GW	10.0	20.0	30.0	36.0	43.2	51.8
	：保障性户用	%			10%	20%	30%	40%
	风电	GW	36.0	40.0	45.0	50.0	60.0	70.0
	保障性规模	GW		90.0	105.0	120.0	135.0	150.0
	市场化规模	GW			0.0	1.2	19.8	45.1
市场化	储能需求	GWh		0.0	0.0	0.7	11.9	27.1

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

➤ 目前市场化规模配套储能的成本较高，光伏项目IRR会从6.4%下降到2.0%左右，不过考虑到技术进步，预计2024年光储EPC成本将与目前的光伏EPC接近，届时会实现光储平价上网，市场化规模有望迎来爆发。

2021年-不配置储能

指标	首年	年均
资本金IRR	6.43%	
净利率	8.32%	25.11%
净利润	342	939
单W利润	0.03	0.09
现金流贴现值	14911	

净资产	11420	10106
ROE	3.00%	9.29%

建设成本假设：	
光伏组件	1.78
并网逆变器	0.22
升压设备	0.26
支架(普通支架)	0.30
电缆设备	0.20
入网外接线路	0.20
调试&入网检测	0.10
土建、支架、安装	0.35
土地费用	0.20
路条费用	0.00
EPC利润	0.20
合计（含税）	3.81

2021年-配置15%*4h储能

指标	首年	年均
资本金IRR	1.99%	
净利率	-9.37%	15.85%
净利润	-386	593
单W利润	-0.04	0.06
现金流贴现值	7531	
净资产	14210	12575
ROE	-2.71%	4.71%

建设成本假设：	
光伏组件	1.78
并网逆变器	0.25
升压设备	0.26
支架(普通支架)	0.30
电缆设备	0.20
入网外接线路	0.20
调试&入网检测	0.10
土建、支架、安装	0.35
储能成本（分摊W）	0.90
土地费用	0.20
路条费用	0.00
EPC利润	0.20
合计（含税）	4.74

2024年-配置15%*4h储能

指标	首年	年均
资本金IRR	6.44%	
净利率	12.81%	27.78%
净利润	552	1088
单W利润	0.06	0.11
现金流贴现值	14759	
净资产	11461	10142
ROE	4.82%	10.73%

建设成本假设：	
光伏组件	1.20
并网逆变器	0.20
升压设备	0.24
支架(普通支架)	0.28
电缆设备	0.19
入网外接线路	0.19
调试&入网检测	0.09
土建、支架、安装	0.33
储能成本（分摊W）	0.72
土地费用	0.19
路条费用	0.00
EPC利润	0.19
合计（含税）	3.82

资料来源：北极星光伏网，长江证券研究所

表：国内部分省份关于鼓励、优先支持配套储能项目的相关文件

地区	覆盖范围	考核性质	具体内容
青海省	新建投运项目	约束力较强（原则上）	新能源按功率10%，备电2h配置储能，水电+新能源按1：2：0.2配置储能；0.1元/KWh运营补贴，2021-2022年执行
海南省	保障性规模	约束力强（且同步配套）	需同步配套建设备案规模10%的储能装置
新疆喀什	具体批次项目	约束力强	2021年新疆喀什地区竞争优选共550MW，要求配置储能不低于2小时
贵州省	具体批次项目	约束力强	2021年风电项目第一批5.77GW，在配置一定比例储能、经济可行情况下加快建设
甘肃省	在建及存量项目	约束力较强（鼓励）	新能源存量项目约6GW，鼓励按5%-20%功率、不小于2小时配套储能；配置储能的业主，后续竞争性配置给予支持
山东省	具体批次项目	约束力强	首批示范项目规模约50万千瓦，按照功率不低于10%、时长不低于2小时配置或租赁储能
广西省	保障性规模	约束力较强（加分）	陆上风电、集中式光伏项目竞争性配置储能配置比例5%-10%或更高，时长不低于2小时
河南省	保障性规模	约束力强	2021年风电、光伏项目，I类区要求配置项目10%、2小时储能（300MW/600MWh）；II类区要求配置项目15%、2小时储能（150MW/300MWh）；III类区要求配置项目20%、2小时储能
陕西省	新建投运项目	约束力强（共享）	2021年起新增集中式风电，陕北地区按照10%配置；新增集中式光伏，关中地区和延安市按照10%、榆林市按照20%；省级层面统筹规划共享式储能电站
天津市	保障性规模	约束力强	2021-2022年建设的风电、光伏项目，应承诺配置储能，光伏配比不低于10%，风电不低于15%，时长不低于1小时
宁夏省	新建及存量项目	约束力较强（原则上）	2021年起，新核准/备案项目配置比例不低于10%、2小时以上的储能；2022年12月底前，存量项目完成储能配置
安徽省	保障性规模	约束力强	2021年竞争性配置光伏4GW、风电1GW；储能电站配置比例不低于10%、时长1小时
内蒙古	保障性规模	约束力较强（鼓励）	2021年保障性并网规模的项目，集中式风电和光伏10GW，储能比例提出了最低15%（2h）的要求
山西省	部分地区保障性规模	约束力中等（建议）	2021年、2022年山西新增风电、光伏11.2GW，其中大同、朔州、忻州、阳泉四市建议配置10%及以上的储能
河北省	保障性规模	约束力强	2021年风电、光伏保障性并网项目为风电1.2GW、光伏11.4GW，按不低于容量的10%、15%配置储能，时长2小时
江苏省	市场化规模	约束力强	2021年保障性并网规模以外的光伏项目，长江以南地区按8%配置、长江以北地区按10%配置，时长2小时

资料来源：储能100人，各地方电网、发改委等政府网站，长江证券研究所

- 2020年以来地方密集出台的鼓励优先配套储能政策激发了市场需求的增加，不过从商业模式上看，优先配套储能对于可再生能源企业而言，都是额外的成本项，以一类地区为例，无储能条件下，0%/10%弃光率对应IRR分别为10.7%、7.6%，若搭配15%功率比例、2h备电时长的锂电池储能，对于0%弃光率的项目，IRR下降3.5pct左右；若弃光率由10%改善至5%，对应IRR下降1.8pct；
- 由于优先配套模式下，储能对于可再生能源项目属于成本项，这也导致在储能招标时，价格成为主要导向，2020年储能报价明显降低。

表：增配储能对于光伏项目IRR的影响测算

项目	单位	光伏		光伏+储能	
项目规模	MW	100		100	
光伏成本	元/W	3.5		3.5	
储能成本-折算到W	元/W			0.5	
——功率配比	%			15%	
——备电时长	h			2.0	
——储能容量	MWh			30	
——度电单价	元/kwh			1,700	
项目总成本	元/W	3.5		4.0	
弃光率	%	0%	10%	0%	5%
IRR	%	10.70%	7.64%	7.21%	5.89%

资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

表：2020年以来国内电网侧储能报价趋于激烈

日期	项目	产品	价格
2018年	大致区间	储能系统设备	2元/Wh
2019年	大致区间	储能系统EPC	1.8-1.9元/Wh
2020年	大致区间	不含施工	1.7元/Wh
2020年初	华润濉溪	储能系统EPC	2.15元/Wh
2020年1月	山东东明	电池及管理系统	1.6-1.65元/Wh
2020年4月	华能新泰	储能系统EPC	1.54元/Wh
2020年5月	三峡新能源	储能系统EPC	1.699元/Wh

资料来源：坎德拉PV，储能100人，长江证券研究所

➤ 综合来看，在地方政府密集出台储能配套政策的背景下，我们认为国内短期的储能需求将主要集中在电源侧保障性项目的储能配置，伴随电网侧“容量电价”、“输配电价”政策出台及完善，电网侧将成为“又好又快”发展的主力，到2024年伴随国内光伏、风电进入储能平价，市场化项目配置储能的爆发潜力可观。估算到2025年国内储能装机需求将达到50-55GWh，较2020年实现70%-80%的复合增长。

表：国内电力储能中期需求测算（GWh）

国内储能装机测算		单位	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
可再生能源	光伏	GW	52.1	58.3	80.0	100.0	125.0	156.3
	：户用	GW	10.0	20.0	30.0	36.0	43.2	51.8
	：保障性户用	%			10%	20%	30%	40%
	风电	GW	36.0	40.0	45.0	50.0	60.0	70.0
	保障性规模	GW		90.0	105.0	120.0	135.0	150.0
	市场化规模	GW			0.0	1.2	19.8	45.1
保障性	渗透率	%	4%	10%	20%	18%	16%	14%
	功率比例	%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
	备电时长	h	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	储能需求	GWh	1.1	2.9	7.1	7.8	8.2	8.4
市场化	储能需求	GWh		0.0	0.0	0.7	11.9	27.1
电网侧	储能需求	GWh	1.0	1.5	3.0	9.0	12.6	16.4
用户侧	储能需求	GWh	0.6	0.8	1.2	1.6	2.3	3.2
国内储能装机合计		GWh	2.7	5.2	11.3	19.1	35.0	55.1
同比		%		96%	117%	69%	83%	58%

资料来源：CNESA，能源局，长江证券研究所

➤ 储能的商业模式，核心要解决的问题是：1) 储能的收益来源是什么，也就是谁来承担储能的成本；2) 储能的收益稳定性怎么样？

表：储能商业模式的本质是如何对储能定价、谁为储能成本买单

应用场景	国家	商业模式		储能收益	谁为储能成本买单	核心跟踪指标
可再生能源波动	中国	弃电消纳	弃风弃光电量储存于电池，适当时机并网消纳	项目标杆电价	价值创造，影响其他电源收益	限电率和季节性
		优先配套	无	无	发电企业	商业模式/政策
		电网调峰	根据电网指令，赚取电网所确定的调节价格	协议调峰价格	通过电网分摊至发电企业	商业模式/政策
		电网建设	电网公司建设储能，并纳入输配电成本	无	终端用户	商业模式/政策
		分布式发电	与分布式项目结合，提高分布式项目自用比例	(自用-上网) 电价	电网	经济性
	美国	PPA电价	光伏+储能项目，给予高于光伏的定价	超额收益	终端用户	经济性
辅助服务市场	欧洲	户用光伏	与户用项目结合，提高户用项目自用比例	(自用-上网) 电价	电网	经济性
	中国	削峰填谷	谷电价、平电价充电，峰电价放电；容量电价	峰谷价差、容量电价	按效果付费	商业模式/政策
	美国	辅助服务	调峰、输配升级延缓、备用、调频、黑启动等	多元化收入	按效果付费	商业模式/政策

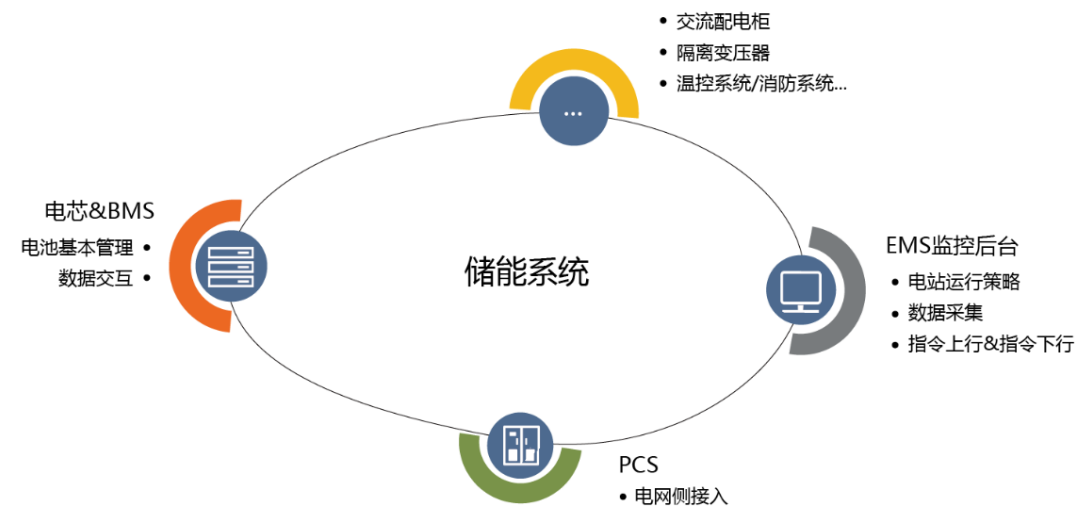
资料来源：长江证券研究所

03

储能产业链有哪些标的，弹性几何？

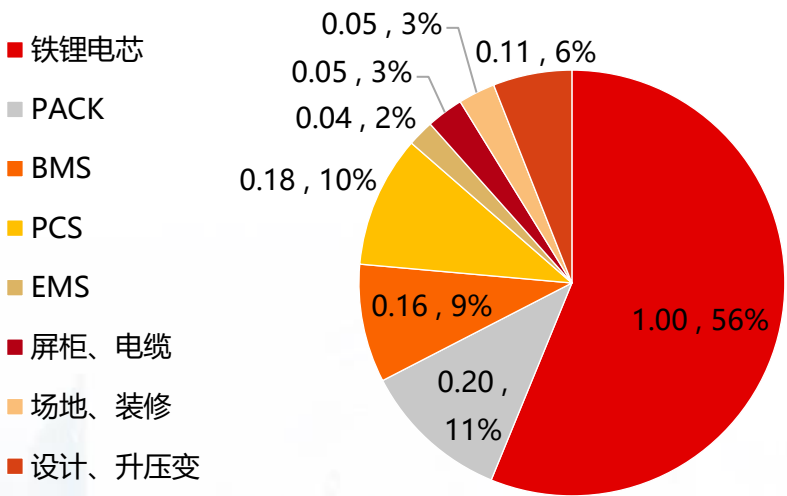
- 储能系统包括容量器件（电芯、PACK、BMS）、功率器件（PCS）以及其他配套设施（电缆、消防、空调、升压变）等；
- 以目前常规储能系统1.7-1.8元/Wh的价格组成来看，电芯成本在0.9-1.0元/Wh，占比近6成，PACK、BMS、PCS价值量占比在10%左右，此外为其他配套设施及场地设计费用等。
- 看好包括设备供应、工程项目、运营维护为代表的储能产业链。

图：储能系统基本结构示意图



资料来源：Sermatec，长江证券研究所

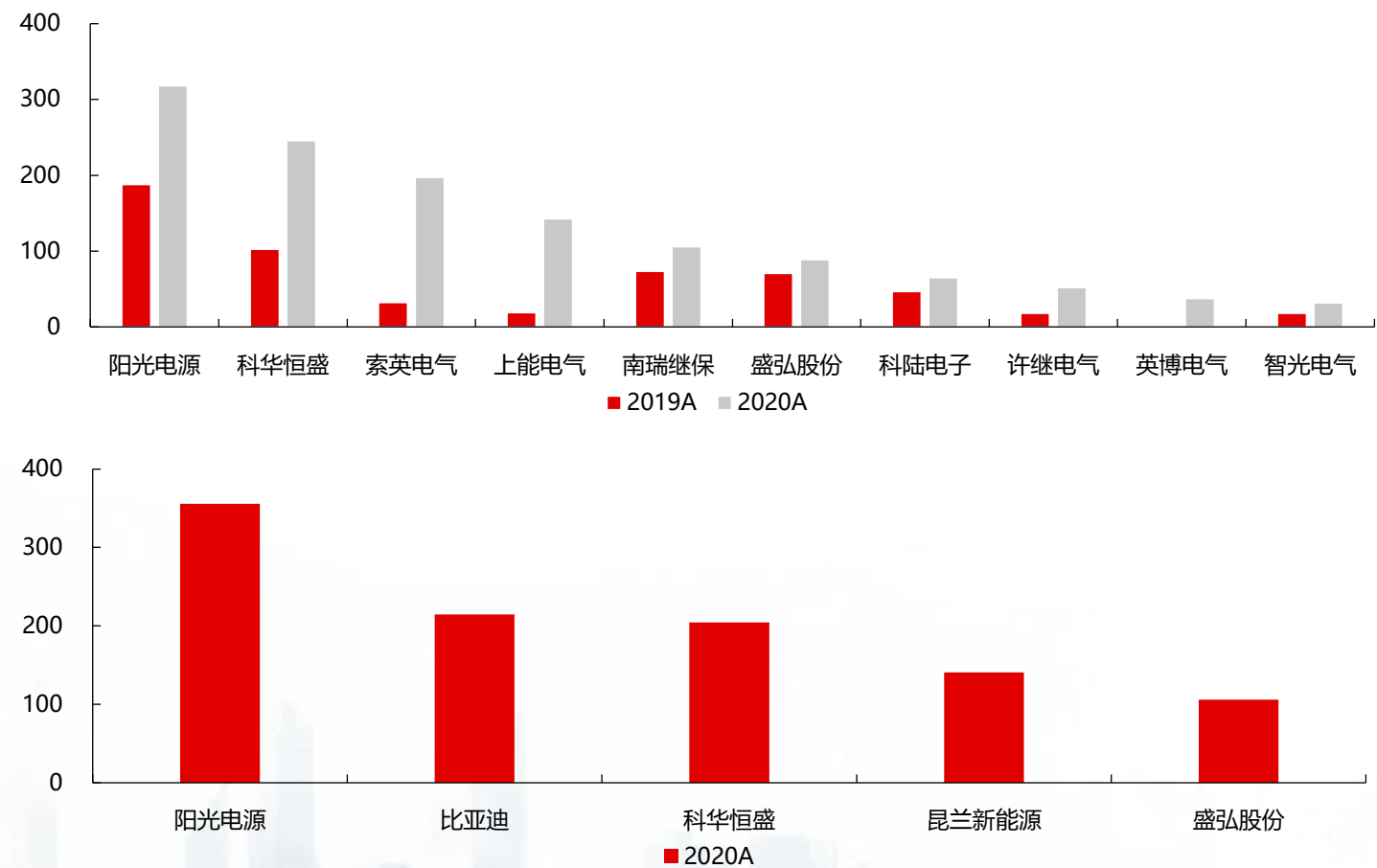
图：储能系统成本拆分（元/KWh）



资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

- 储能变流器主要有两类参与主体：1) 光伏逆变器企业，例如阳光电源，具备渠道和客户优势；2) 光伏涉及较少，主要发力储能的企业，例如科华恒盛、索英电气、盛弘股份等。
- 从竞争格局来看，储能逆变器的集中度接近光伏逆变器，阳光电源、科华恒盛占比分别为23%、18%，行业CR5为72%，比较集中；
- 国内逆变器企业在海外仍保持竞争力，例如阳光电源在美国工商业、澳洲户用；固德威在欧洲户用；德业股份在美国户用都占据较高份额。

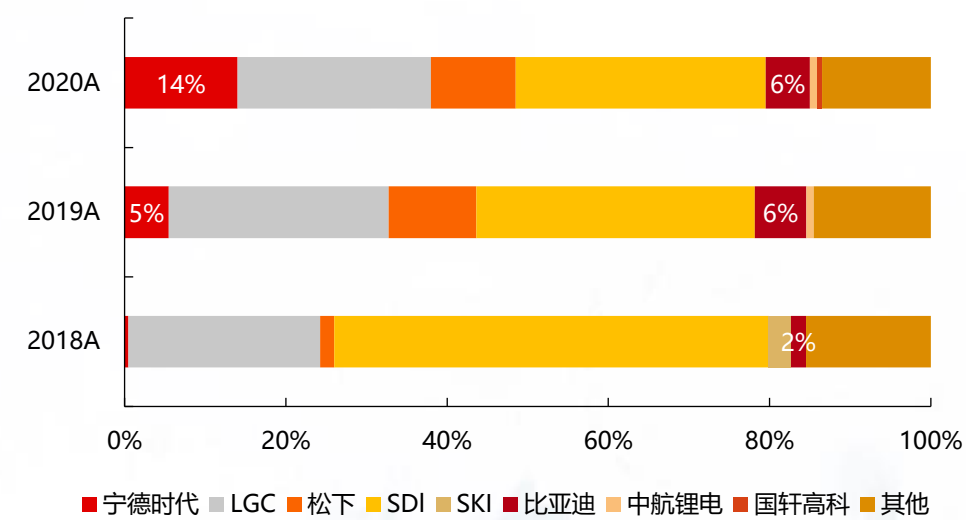
图：储能变流器国内装机（上）、国内出口（下）排名（MW）



资料来源：CNESA，长江证券研究所

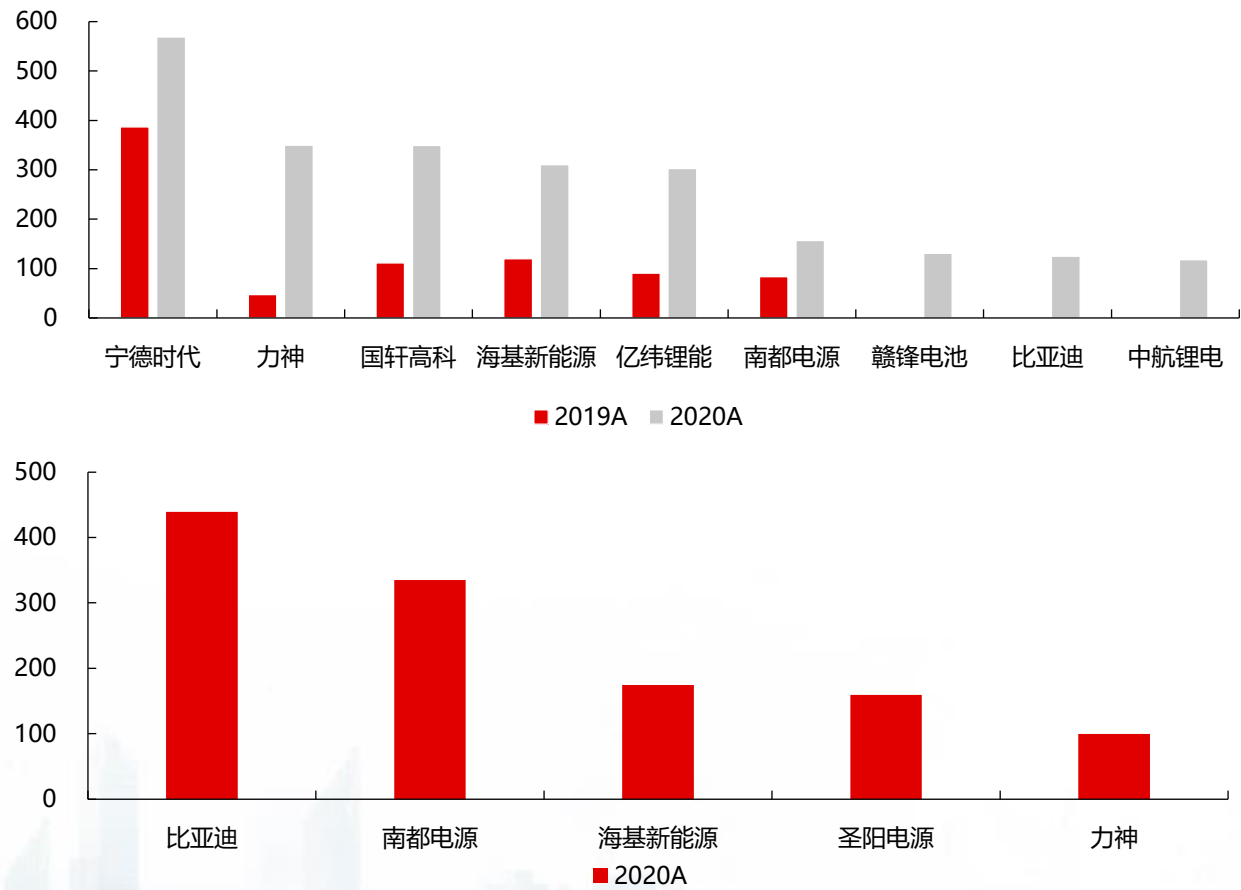
➤ 储能电池依旧是动力电池巨头统治，海外市场在2020年前基本采用三星、LG化学的电池方案，2021年起加速宁德时代等国内方案的导入。国内的竞争格局代表意义不强，因电源侧商业模式较差，宁德时代主要做电网侧示范项目。

图：全球储能电池出货份额



资料来源：SNE，长江证券研究所

图：储能电池国内装机（上）、国内出口（下）排名（MWh）



资料来源：CNESA，长江证券研究所

主产业链：聚焦龙头、供应链及新兴企业

龙头

供应链

新兴企业

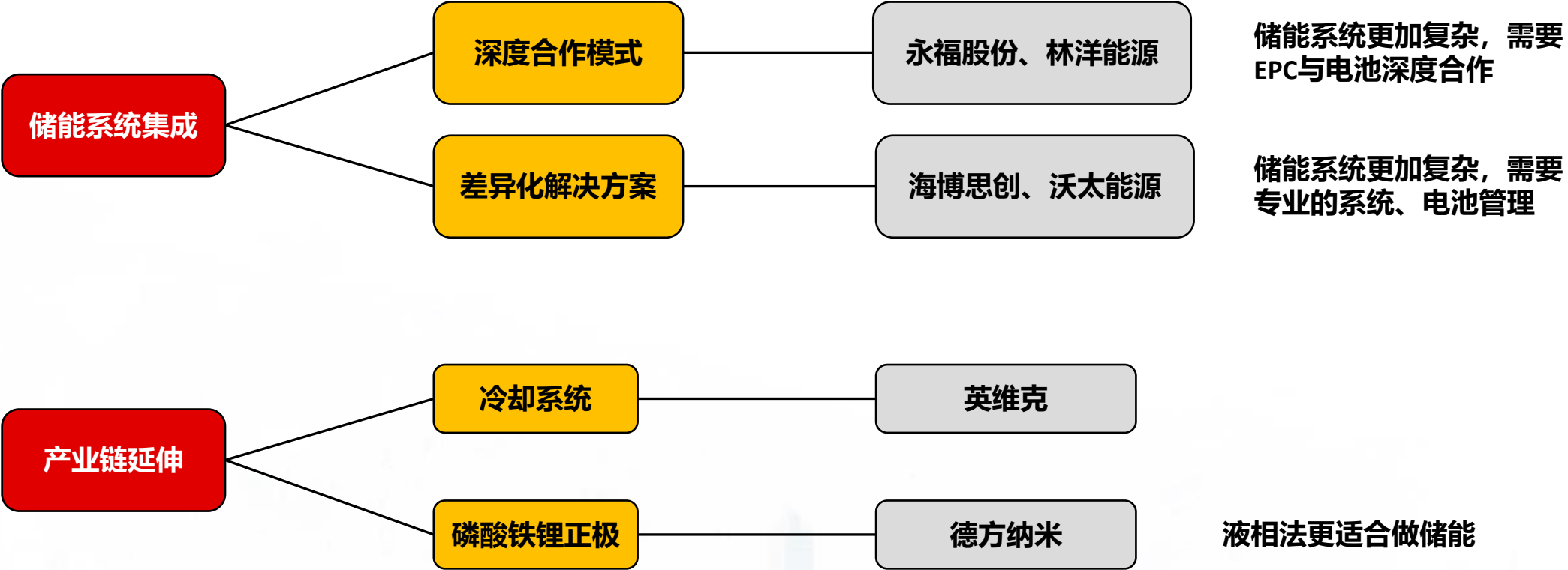
公司	相关业务	覆盖场景	覆盖区域
阳光电源	PCS及成套方案、系统集成等	全覆盖，侧重工商业和户用，国内侧重电站	北美、澳洲、国内为主
锦浪科技	PCS等	户用	北美
固德威	PCS等	户用	欧洲为主
德业股份	PCS等	户用	美国、南非、巴基斯坦、菲律宾等
科士达	PCS及成套方案	目标户用，预计也有数据中心	预计国内及出口都有
科华数据	PCS及成套方案	电源侧、电网侧为主，含系统	预计国内及出口都有
盛弘股份	PCS等	工商业及电网侧	国内海外各50%

龙头

份额提升

新兴企业

公司	相关业务	覆盖场景	覆盖区域
宁德时代	储能电池、系统	侧重电源侧、电网侧，兼顾户用及工商业	美国、国内、日本等地区
比亚迪	储能电池、系统	全面覆盖，侧重电源侧、电网侧	英国、德国、美国、国内等均有布局
亿纬锂能	储能电池	电源侧、户用	进军美国市场
派能科技	储能电池、系统	户用	欧洲占50%，非洲占30%，美国、日本、国内
南都电源	储能电池、系统	全面覆盖	国内60%，美国20%，欧洲15%





风险提示



- 1、储能装机低预期；
- 2、新技术产业化进度低预期。



研究团队、办公地址及分析师声明



研究团队

分析师 邬博华

SAC执业证书编号: S0490514040001

电话: (8621) 61118797

电邮: wubh1@cjsc.com

分析师 马军

SAC执业证书编号: S0490515070001

电话: 8621-61118720

电邮: majun3@cjsc.com

分析师 叶之楠

SAC执业证书编号: S0490520090003

电话: (8621) 61118797

电邮: yezn@cjsc.com

分析师 司鸿历

SAC执业证书编号: S0490520080002

电话: (8621) 61118797

电邮: sihl@cjsc.com

联系人 杨骅

电话: (8621) 61118797

电邮: yangs@cjsc.com

办公地址

上海

Add / 浦东新区世纪大道1198号世纪汇广场
一座29层

P.C / 200122

武汉

Add / 武汉市新华路特8号11楼
P.C / 430015

深圳

Add / 深圳市福田区中心四路1号嘉里建设
广场3期36楼

P.C / 518000

北京

Add / 西城区金融街33号通泰大厦15层
P.C / 100032

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。



评级说明及重要声明



行业评级	报告发布日后的12个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
看 好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数	
中 性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平	
看 淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数	
公司评级	报告发布日后的12个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
买 入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于10%	
增 持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在5% ~ 10%之间	
中 性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5% ~ 5%之间	
减 持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%	
无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。	
相关证券市场代表性指数说明：A股市场以沪深300指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。		

重要声明

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供长江证券股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为长江证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。



THANKS 感谢倾听

汇聚财智
共享成长