华安证券
HUAAN SECURITIES

证券研究报告

储能行业|中期策略：欧美先发、中国紧随、新兴后起

分析师：尹沿技（SAC职业证书号S0010520020001）

2023年8月14日

主要观点

总览：中国市场市场化进程加快，储能装机主动性加强。而欧美作为成熟市场，厂商蜂拥而至，但产品认证和并网经验、资金、渠道、客户和品牌等门槛愈发高筑，小型企业将望而却步。新兴市场作为后起之秀，有望孕育储能黑马。具体如下：

- **中国市场：2023年H1国内储能市场景气度超预期。**2023H1并网规模达7.59GW/15.59GWh，逼近2022年全年规模；招标和中标规模达35.28/28.7GWh，均高于去年同期。成本端，电池级碳酸锂价格已稳定在30万元/吨以内，储能系统和EPC报价跟跌，2h储能系统和EPC的2023年H1均价较2022年均价下跌近27%和11%。政策端，光伏装机高增为强制配储提供市场空间，补贴政策为项目盈利兜底，其他政策出台后加快商业化进程，整体提高装机积极性。预计2023-2025年国内储能装机量达41.8/78.3/127.4GWh。
- **美国市场：2023H1不及预期，H2装机高峰将至。**2023年Q1储能新增装机778MW/2145MWh，同比下降26%/28%。其中，2023H1大储装机约2GWh，装机不及预期主要系并网排队阻塞。预期在7-8月夏季负荷高峰前迎来大储投运高峰。此外，随着IRA细则出台，并网阻塞解决方案的持续落地，预计2023-2025年美国储能装机量将达28.3/44.2/68.2GWh。
- **欧洲市场：户储火热依旧，大储起量在即。**2022年，欧洲户储新增装机约5.7GWh，同比+147.6%，德国和意大利分别装机1.54GWh和1.1GWh，占比达50%。前者得益于较高的电价水平和激励政策，将维持户储高景气度；后者得益于税收减免和信贷支持政策，新增量赶超德国。表前储能侧，2022年新增装机2GW，占比达44%，已初具规模。其中，英国占比42%，引领欧洲大储市场。2023年7月欧洲电改方案通过，多国已建立容量市场，收益模式逐步完善，大储市场起量具备支撑点。预计2023-2025年欧洲储能装机量将达11.3/18.3/26.4GWh。
- **新兴国家：**经济起量的背景下，用电需求随之提升。但新能源部署较慢，而随着各国已陆续加入“双碳”建设，传统火电逐步退出是必然趋势。叠加多数国家用电和发电区域不平衡，储能将成为电力调度及平抑电网波动的刚需。

- **建议关注：**阳光电源、宁德时代、比亚迪、东方日升、南都电源、南网科技、科陆电子、智光电气、金盘科技
- **风险提示：**可再生能源装机不及预期；海内外政策变化；行业竞争加剧；上游原材料供应不足或价格上涨等。

目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
- 国内：储能市场—量价分析

2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰

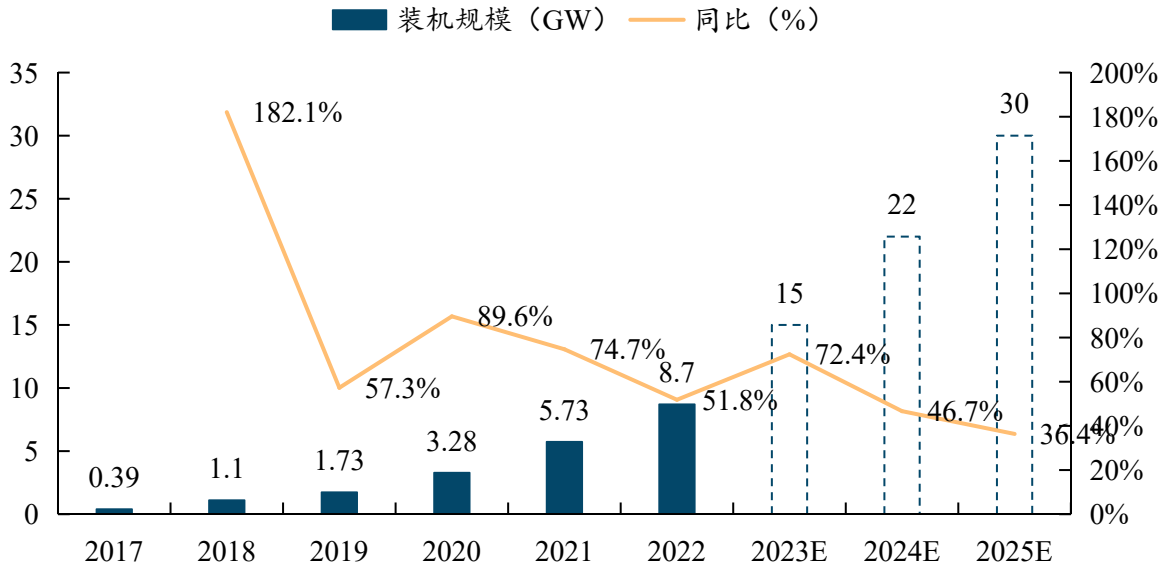
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马

4 全球市场：市场空间及主要观点

国内|装机：2023H1新增新型储能8.9GW/18.3GWh，已超2022年全年

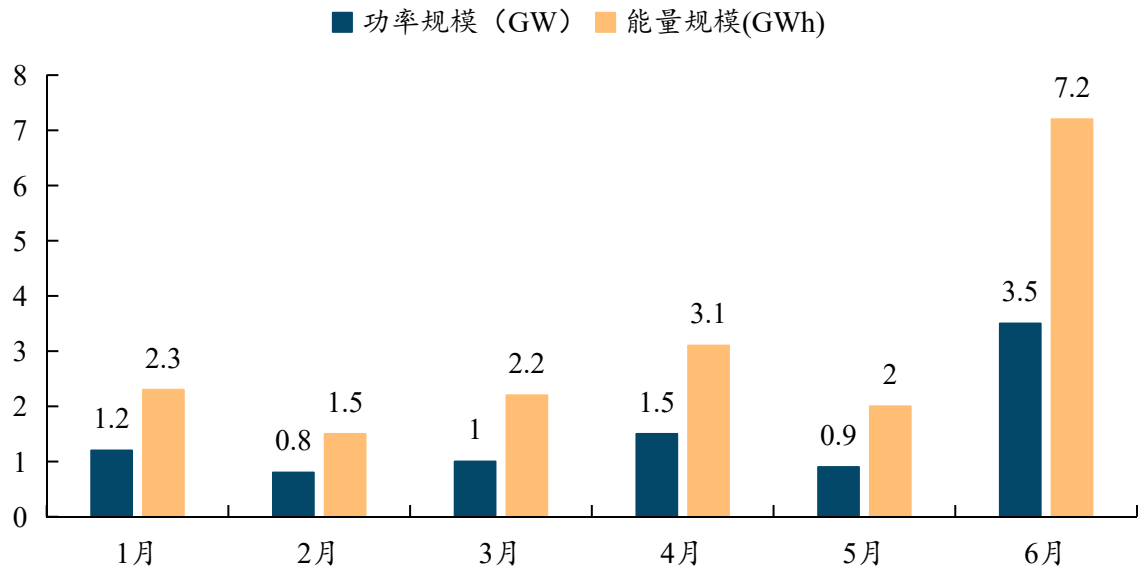
- 根据国家能源局发布的数据，截至2022年底，全国已投运新型储能项目装机规模达8.7GW，平均储能时长约2.1小时。根据CNESA统计，2023年H1我国新增投运新型储能项目规模合计已达8.9GW/18.3GWh，超过去年全年的7.3GW/15.9GWh，景气度超预期。另外，6月新型储能新增装机3.5GW/7.2GWh，Q2新型储能新增装机5.9GW/12.3GWh，环比+96.7%/105%，功率同比超15倍，主要系去年同期供应链价格高，新型储能新增装机基数较低。预计2023年我国新型储能累计装机规模将达到15GW，2025年将增至30GW。

图：我国新型储能累计装机规模及同比



资料来源：CNESA，中商产业研究院，华安证券研究所整理

图：2023年1-6月我国新增投运新型储能项目规模

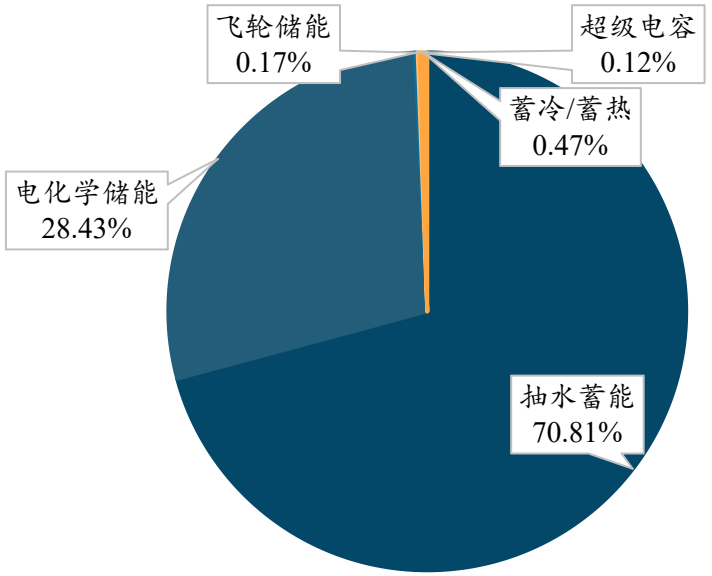


资料来源：CNESA，华安证券研究所整理
（注：储能项目含规划、建设和运行阶段）

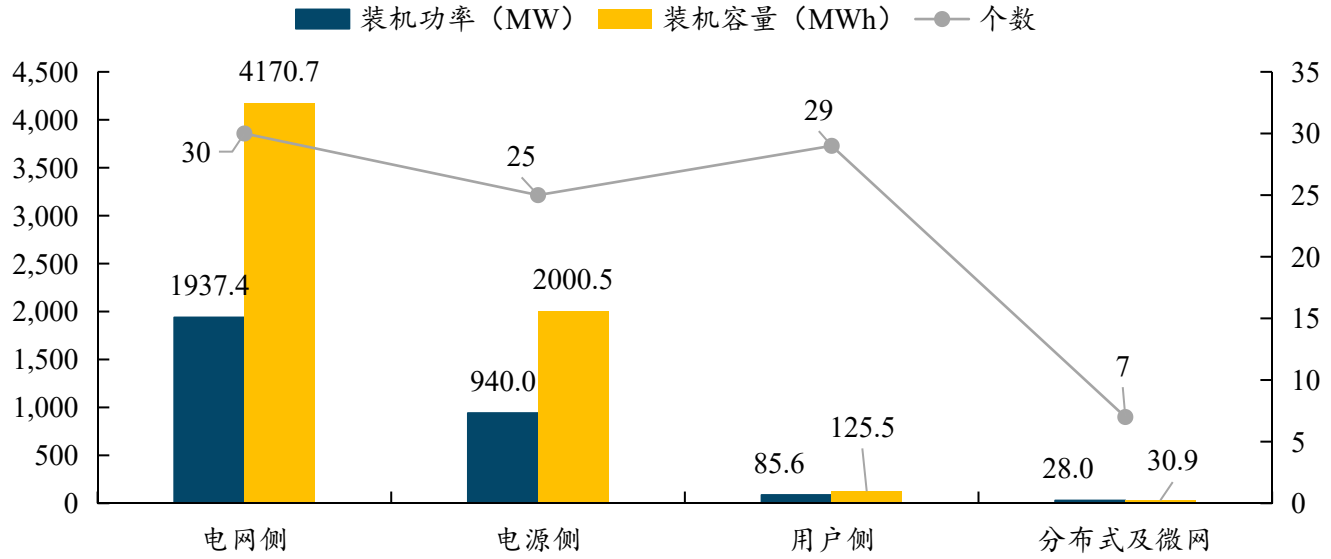
国内|装机：2023年1-5月抽水蓄能占比降至70.81%，大储占比96%

- 据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计，2023年1-5月共有97个新型储能项目（3.021GW）和4个抽水蓄能项目（1200MW）投运，共计4.221GW。其中电化学储能项目共91个，装机规模达3.01GW/6.41GWh；非电化学新型储能项目共6个，其中飞轮储能项目4个，装机规模为7.2MW；超级电容项目1个，装机规模为5MW；熔盐储热项目1个，装机规模为80MWh。
- 从应用场景来看，大储仍占据主导，电源侧和电网侧项目储能规模合计占比达96%，其中电网侧储能项目共投运30个，装机规模为1937.41MW/4170.66MWh，包括9个集中式共享储能项目。电源侧储能项目共投运25个，装机规模为940.0MW/2000.5MWh，其中大部分为新能源侧储能项目，共21个。

图：2023年1-5月新增各储能技术装机占比（%）



图：2023年1-5月各应用场景电化学储能装机规模分布

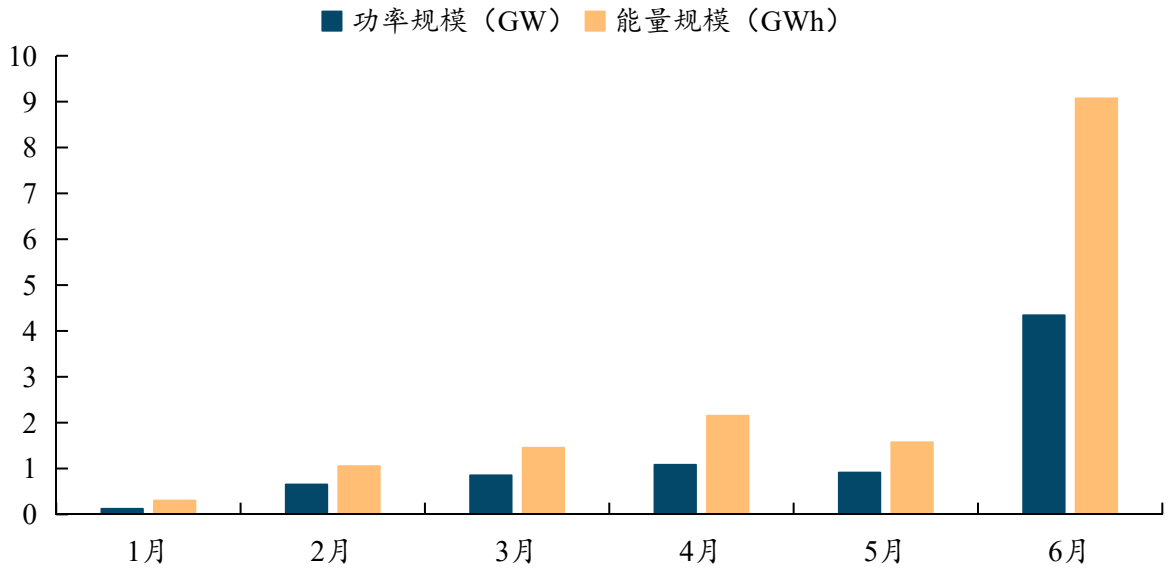


资料来源：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会，华安证券研究所整理

国内|并网：2023H1并网规模已达7.59GW/15.59GWh，接近2022年全年

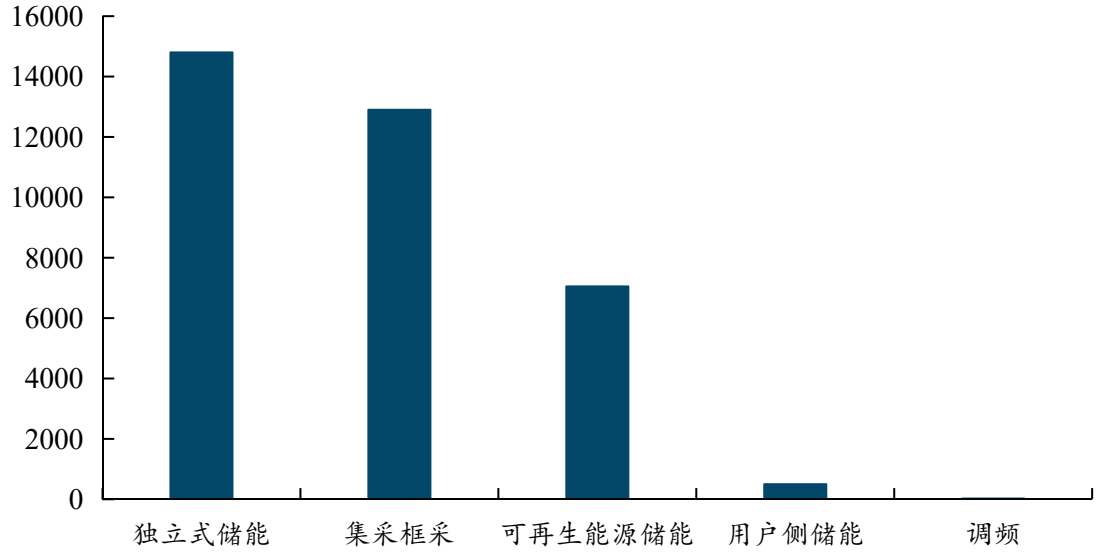
- 根据寻熵研究院统计，2022年国内全年并网的储能项目总规模为7.69GW/16.26GWh，2023年上半年国内并网的储能项目总规模已达到7.59GW/15.59GWh，逼近2022年全年并网总规模。从单月来看，6月的并网规模最高，达到4.34GW/9.07GWh，占上半年并网总规模的近58%，主要系湖南、山东、宁夏独立式储能示范项目高增；而1月并网规模最小，归因于1月10日之前的并网项目已统计在2022年数据中，以及春节期间大部分工厂停工。结合2023上半年已完成的35.28GWh储能系统、直流侧和EPC的采招规模，预期2023年国内储能并网规模有望达50GWh。

图：2023年1-6月储能项目并网规模（GW/GWh）



资料来源：寻熵研究院，储能与电力市场，华安证券研究所整理

图：2023年上半年已完成招投标的储能项目类型分布（MWh）

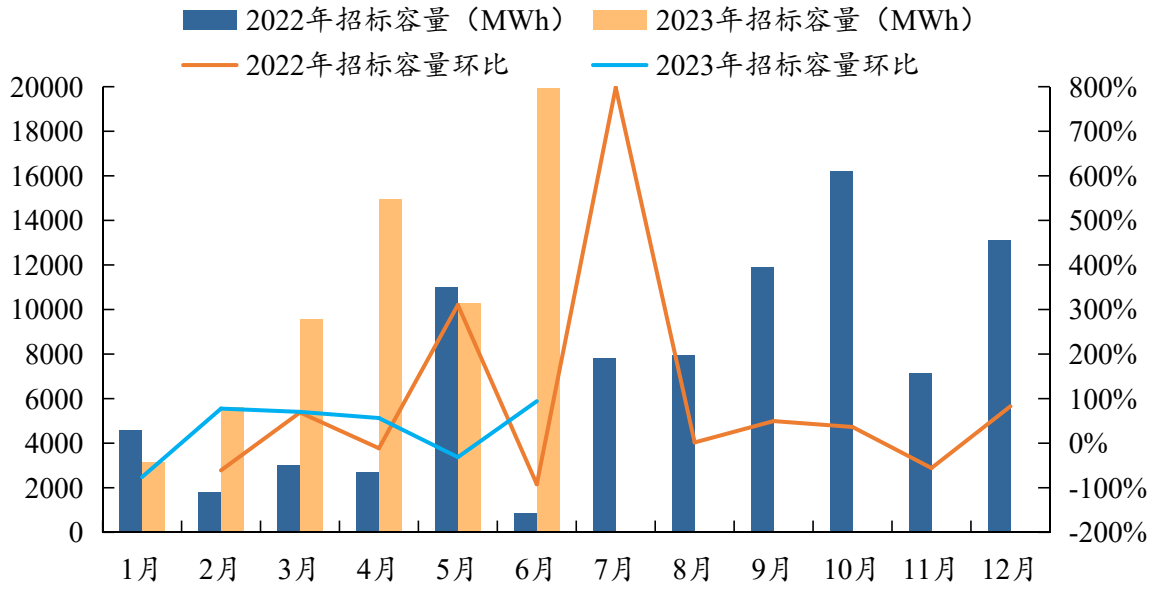


资料来源：寻熵研究院，华安证券研究所整理
（注：含EPC、储能系统、直流侧等类型的采购）

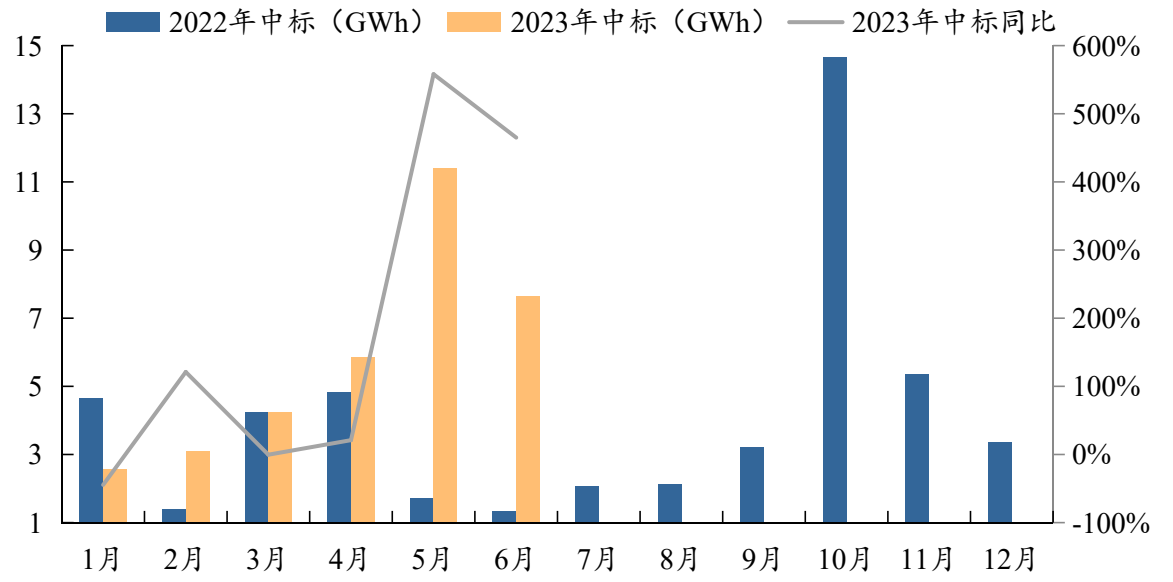
国内|市场：2023H1招标和中标项目规模达35.28/28.7GWh

- **招标：**根据寻熵研究院，2023年H1我国完成177项储能系统、直流侧和EPC招标工作，去除同一项目的多次采购，招标总量达到35.28GWh，2022年国内完成招标项目共计44.1GWh，上半年需求量已超去年实际采购的3/4。由于下半年是储能设备采购和项目投运高峰期，并且中能建的3.5GWh大规模集采招标项目已经在进行中，预计2023年全年招标规模同比2022年翻番。从单月来看，2-4月同比增幅明显，5月单月招标回落，与同期持平，6月恢复且实现大增。
- **中标：**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。截至7月第四周结束，当月储能中标规模已完成6月储能中标量的143%/150%。

图：我国2022-2023年储能招标容量（MWh）及环比（%）



图：我国2022-2023年储能中标容量（GWh）及环比（%）

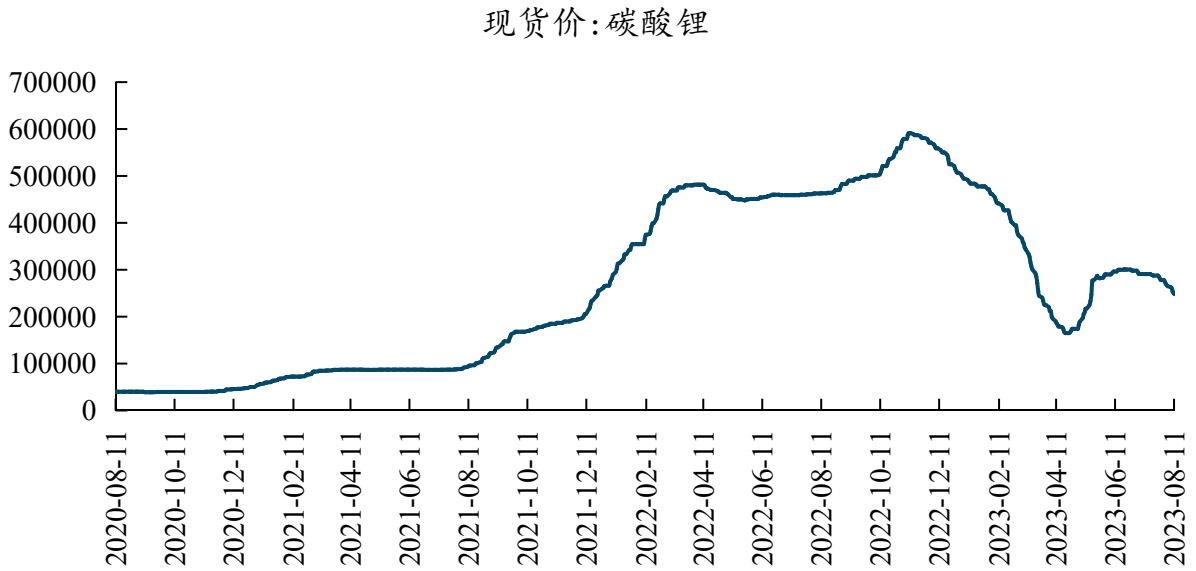


资料来源：北极星储能网，储能与电力市场，华安证券研究所整理（注：图表包含勘测、设计、可研项目）

国内|成本：碳酸锂价格企稳，带动下游需求回暖

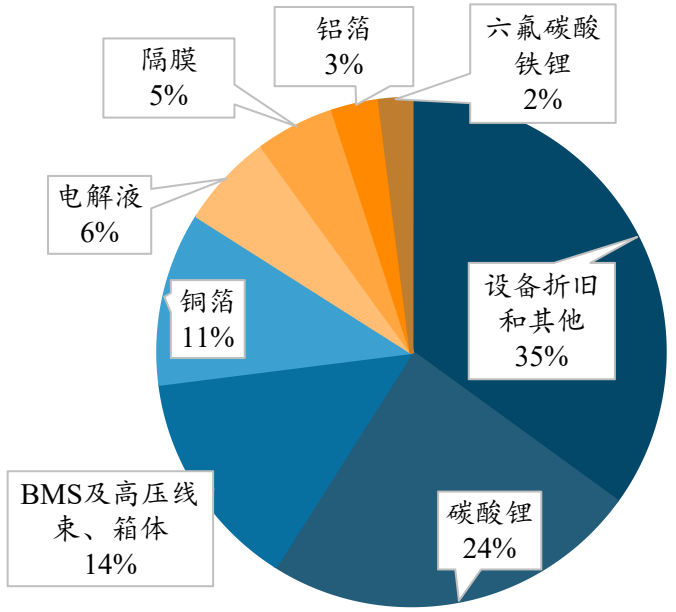
- **碳酸锂价格：**2023年H1，碳酸锂原料价格显著下行，4月底，电池级碳酸锂报价17.9万元/吨，较去年年底价格跌幅超70%。国内大储市场受碳酸锂价格快速下跌影响需求有所放缓，多数下游厂商处于观望状态，订单执行率低。 而6月报价稳定在30万元/吨以内，下游需求在确认锂价企稳后快速回暖。
- **电芯成本拆分：**目前短期内，电芯价格获成本支撑企稳，但预计2023H2继续跟跌随碳酸锂价格。据测算，碳酸锂约占电芯成本的24%。6月国内电芯价格下探至0.65元/Wh，将带动下游装机积极性。

图：碳酸锂价格波动（元/吨）



资料来源：iFind，华安证券研究所整理

图：储能电芯成本拆分（%）

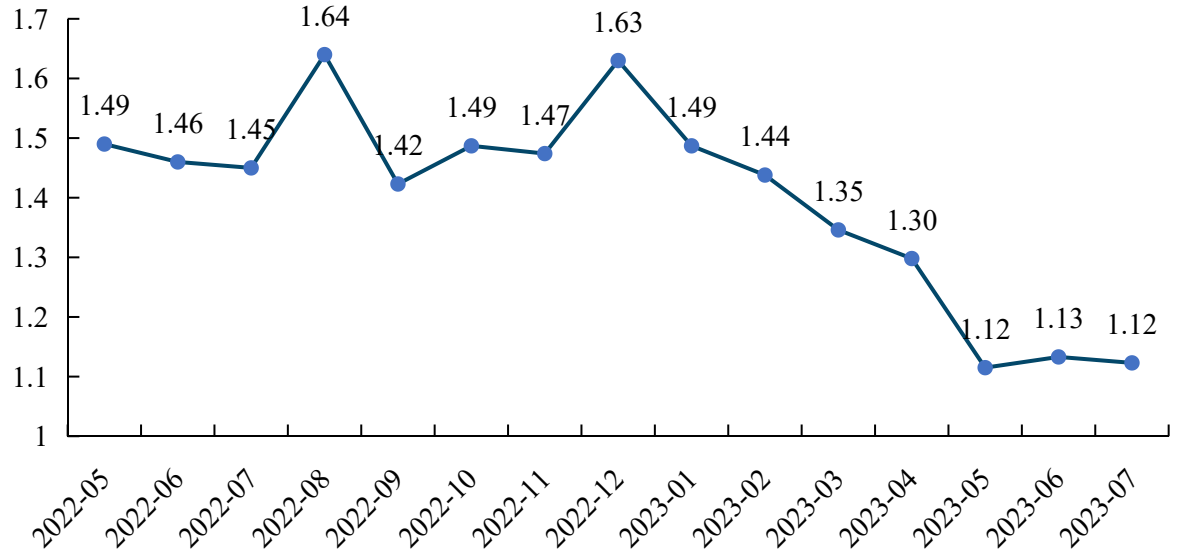


资料来源：阳光工匠学社，蜂巢能源招股书，华安证券研究所整理

国内|价格：2023H1储能系统和EPC平均报价同比-27%/-11%

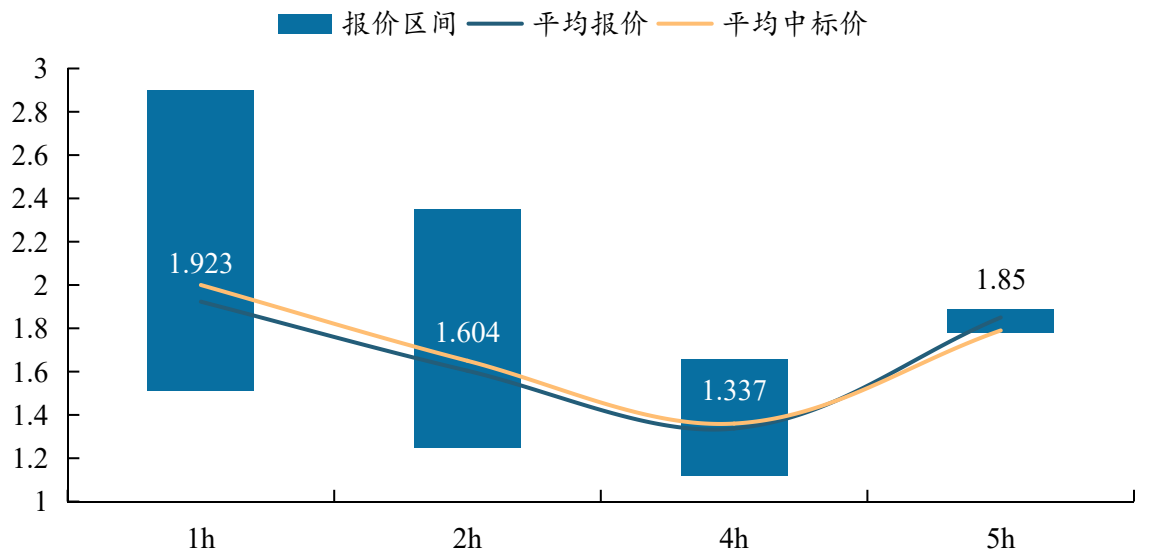
- **储能系统**：2023上半年1小时、2小时、4小时锂电储能系统的平均报价分别为1.539元/Wh，1.235元/Wh，1.180元/Wh。以2小时储能系统为例，与2022年全年均价1.57元/Wh相比，2023上半年均价下跌近27%。另外，值得注意的是，储能系统报价与碳酸锂价格回落有关，例如电池级碳酸锂价格从最高58万元/吨下探到20万元/吨，2小时储能系统月度平均报价也从1月的1.487元/Wh降低到6月的1.133元/Wh，降幅达23.8%。
- **储能EPC**：2023上半年1小时、2小时、4小时、5小时锂电储能项目EPC的平均报价分别为1.923元/Wh，1.604元/Wh，1.337元/Wh、1.850元/Wh。其中5小时储能项目EPC均价较高，主要系样本少且都为西藏项目。以2小时储能项目EPC为例，与2022年全年均价1.81元/Wh相比，2023上半年平均价格下跌近11%。

图：2023年上半年各月2h储能系统平均报价（元/Wh）



资料来源：储能与电力市场，华安证券研究所整理

图：2023年上半年储能EPC项目报价（元/Wh）



资料来源：寻熵研究院，华安证券研究所整理

目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
- 国内：储能市场—商业化进程分析

2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰

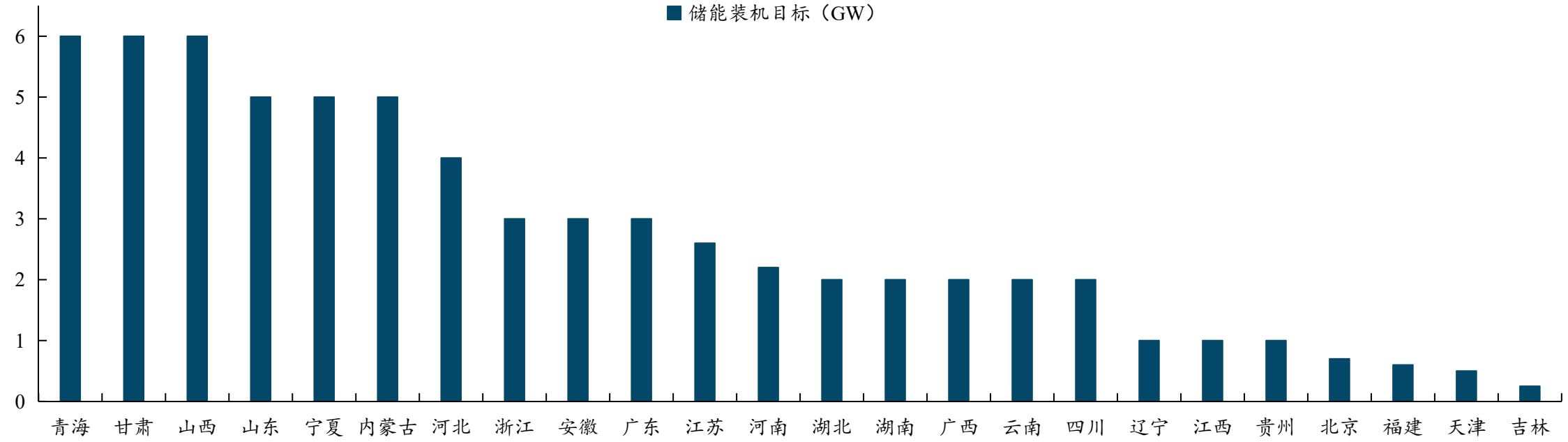
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马

4 全球市场：市场空间及主要观点

国内|政策：截至2023H1，“十四五”储能规划合计达67GW

- 2022年6月1日，国家能源局等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，其中提到“十四五”期间可再生能源发电占比超过50%，同时到2025年可再生能源消纳责任权重达到33%。**截至2023年6月底，我国共计24个省市和自治区发布了“十四五”期间的储能发展目标，合计约67GW。按照大于等于2h装机时长估算，到2025年，这些地区将累计实现储能装机规模近130GWh，**已经远超国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》文件中提出2025年达到3000万千瓦的目标。

图：24个省市“十四五”储能规划汇总



资料来源：北极星储能网，华安证券研究所整理

国内|政策：光伏降价带动装机高增为配储提供市场空间

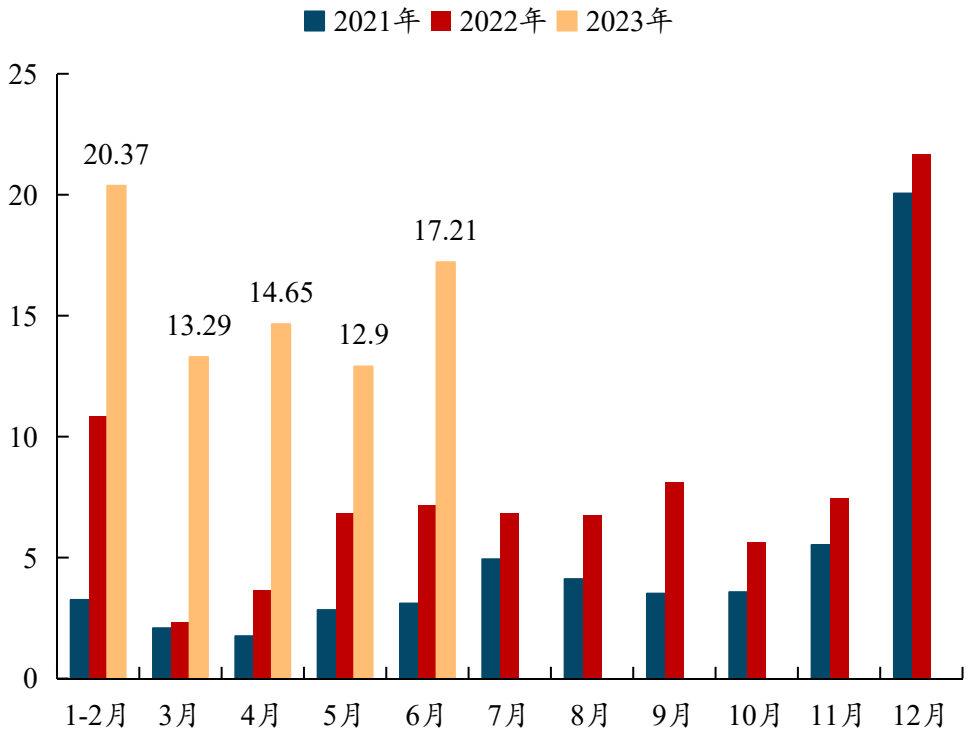
- **配储特征：**从储能应用场景来看，北方省份以新能源配储能为主，华东地区的省份还包含用户侧储能应用，而南方省份多以火电厂配储能为主；目前配储的主要应用场景为电源侧。
- **光伏装机：**2023年上半年光伏装机78.42GW，同比增长154%。从年初至今，光伏产业供应链价格经历了短暂反弹后持续下滑，价格下降最快的环节同比去年最高价已下降超过78%，光伏降价将带动装机高升，为配储提供市场空间。

图：2022年部分强制配储政策

政策	份额	时间	具体政策内容
内蒙古	15%	2h	2025年建成并网新型储能规模达到500万千瓦，新建保障性配储不低于15%、2小时,市场化配储不低于15%、4小时
陕西	10%-20%	2h	陕北、关中地区和延安市按照10%,配储榆林市按照20%配储
河南	10%-20%	/	I类区配10%、2h储能；II类区配15%、2h储能；III类区配20%、2h储能
山东	10%	2h	规模50万千瓦，风电、光储配10%、2h储能
甘肃	5-20%	/	600万千瓦存量新能源项目河西5市配置10%-20%、2h储能、其他地区配置5%-10%、2h配套储能设施
海南	10%	/	每个申报项目规模不得超过10万千瓦，需配套建设10%的储能装置
新疆	10%	/	2021年新增20万千瓦光伏项目，需配10%储能
贵州	10%	/	2021年新增光伏项目，在消纳受限区域需配10%储能
青海	10%	2h	新增水电与新能源、储能容量配比达1：2：0.2
山西	5%-10%	/	山西大同新增新能源项目需配5%储能，大同、朔州、忻州、阳泉四市240万风电光伏项目配置10%的储能
宁夏	10%	2h	新能源示范项目需配10%、2h储能
辽宁	10%-15%	/	2022年80万千瓦光伏示范项目，配10%储能；新增风电配10%，风电增补方案配15%、4h
江西	10%	1h	2021年新增光伏竞价项目，需配储10%、1h
福建	10%	/	2021年30万千瓦集中光伏试点项目，储能10%
天津	10%-20%	/	单体超过50MW项目，光伏配储10%、风电储能20%
江苏	8%-10%	2h	长江以南8%、长江以北8%

资料来源：阳光工匠储能网，华安证券研究所整理

图：2023年上半年我国光伏装机规模（GW）



资料来源：CPIA，华安证券研究所整理

国内|政策：配储基础上，构网型储能助力电网稳定性

- 在弱电网地区，如新疆和西藏，其发电主要以光伏和水力为主，季节性影响因素大，导致电网波动。目前电网维稳的措施有：配储、发电侧考核和辅助服务。但对部分区域仍不足，且现在对用电平衡和反应速度均提出较高要求。构网型储能可做到精细化电网波动调节，核心在于PCS技术，目前仍属于前沿技术，仅有少数国家掌握，包括美国、澳大利亚及中国等，大多还处于研发与示范项目阶段。其中，全球首个GW级光储构网型项目——沙特红海新城1.3GWh微网项目即由我国华为支持，截至2023年1月已经完成400MWh。近年来，澳大利亚已大举布局。

图：我国构网型储能相关政策及并网/招标项目

政策

时间	地区	政策细则
2023年5月	西藏	首次提出了2023年风电光伏新能源项目配套储能需“加装构网型装置”的要求，实际要求配置构网型储能。
2023年7月	新疆	2023年独立新型储能建设方案鼓励各地新建共享储能，积极探索建设构网型储能，喀什、和田、克州、塔城、阿勒泰、巴州等地构网型储能比例原则上不低于年度独立新型储能规模的20%。

项目

地点	项目	规模	并网/招标时间	设计单位
湖北	湖北荆门新港50MW/100MWh储能电站项目（一期）	12.6MW 26.8MWh	2022年12月31日	湖北正源电力集团设计分公司
山东	中国华能自主研发分散控制构网型独立储能电站项目	100MW 200MWh	2023年6月27日	中国华能
西藏	国投仁布县普松100MW光伏配套储能项目	20MW 80MWh	2023年7月14日	国投集团
西藏	国投尼玛县塘鲁50MW光伏配套储能项目	/	2023年7月15日	国投集团
青海	格尔木鲁能50MW/100MWh构网型储能电站EPC项目总承包及储能系统招标项目	50MW 100MWh	2023年8月	青海格尔木昆仑建设开发有限公司

资料来源：储能与电力市场，华安证券研究所整理（注意：蓝色填充为招标项目）

图：澳大利亚构网型储能项目

开发商	母国	项目	投运时间
Atlas Renewable Energy	拉丁美洲	澳大利亚约克半岛30MW/8MWh电池储能系统	2018年投运
Neoen	法国	澳大利亚150MW/193.5MWh电池储能项目	2022年升级为构网储能项目
/	/	南澳大利亚的150MW/194MWh霍恩斯代尔电力储备项目	2019年获得ARENA扩建资金
SMA	德国	澳大利亚250MW/250MWh Grid-forming储能项目	2023年投运
AGL	澳大利亚	新南威尔士利德尔新型250MW/550MWh电池	2025年投运
FGV	西班牙	维多利亚格纳瓦尔新兴250MW/500MWh电池	2025年投运
Neoen	法国	维多利亚州Moorabool的300MW/450MWh维多利亚大电池	2025年投运
Neoen	法国	昆士兰州霍普兰新型200MW/400MWh电池	2025年投运
Neoen	法国	南澳大利亚布莱斯新型200MW/400MWh电池	2025年投运
Origin	澳大利亚	维多利亚莫特莱克新型300MW/900MWh电池	2025年投运
东方日升	中国	南澳大利亚州Bungama新型200MW/400MWh电池	2025年投运
TagEnergy	英国	昆士兰州福克斯山的新型300MW/600MWh电池	2025年投运

资料来源：储能与电力市场，华安证券研究所整理

国内|政策：2023H1五省出台共享储能相关政策

➢ 2023年上半年，有5个省份陆续出台共享储能相关政策，截至目前，已有超过15个省份与地区出台相关的政策。

图：各省（地区）共享储能相关政策统计

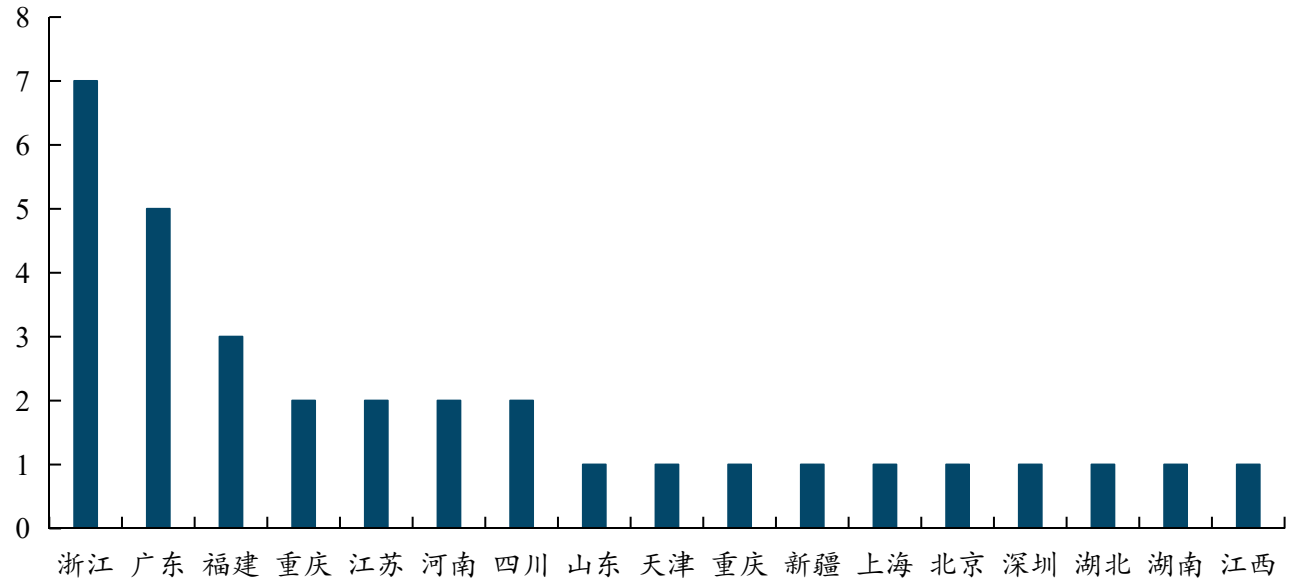
时间	区域	政策文件	相关内容
2021.4	山东	《关于开展储能示范应用的实施意见》	支持各类市场主体投资建设运营共享储能设施，鼓励风电、光伏发电项目有限租赁共享储能设施，租赁容量视同其配建储能容量。
2021.1	湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的指导意见》	积极推动电网侧储能合理化布局，以建设大规模集中式共享储能为主。
2021.11	浙江	《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》	有序开展电源侧储能建设。支持“微网+储能”“新能源+共享储能”等电源侧储能项目建设。
2021.12	内蒙古	《关于加快推动新型储能发展的实施意见》	探索推广独立共享储能模式。在新能源资源较丰富、系统消纳能力较差或电网调峰需求较为集中的地区，因地制宜布局建设独立共享式新型储能电站。
2022.5	河北	《全省电源侧共享储能布局指导方案》	规划到“十四五”末，在全省23个重点县区，新建共享储能电站27个，建设规模约500万千瓦。
2022.7	青海	《青海省国家储能发展先行示范行动方案2022年工作要点》	研究制定新型储能电站规划布局方案，开工建设吉瓦级源网共建共享储能示范项目。
2022.8	安徽	《安徽省新型储能发展规划（2022-2025）》	积极支持各类主体开展共享储能等创新商业模式的应用示范，营造开放共享的储能生态体系。鼓励有配置储能需求的新能源发电企业就地就近长期租赁共享独立储能。
2022.8	河南	《河南省“十四五”新型储能实施方案》	建立共享储能容量租赁制度。鼓励新能源企业以容量租赁的模式配置储能需求，支持共享储能企业通过租赁费用回收建设成本并获得合理收益，容量租赁参考价300元/kWh。
2022.1	辽宁	《加快推进情节能源强省建设实施方案的通知》	探索推广共享储能模式，鼓励新能源电站以自建、租用或购买服务等形式配置储能。
2022.12	山西	《2023年全省电力市场交易工作方案》	持续优化独立储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与现货市场机制。研究出台新型共享容量租赁及交易机制。
2023.1	甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营规划（试行）》	独立共享储能与新能源场站协商一致后，可以独立身份参与调频辅助服务市场交易，剩余容量不可参与调峰容量市场。
2023.2	宁夏	《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》	积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范。鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目。
2023.3	云南	《关于进一步规范开发行为加快光伏发电发展的通知》	光伏项目按照装机10%配置调节资源，可通过自建新兴储能设施、购买共享储能服务和购买燃煤发电系统调节服务等方式实现。
2023.4	广西	《加快推动广西新型储能示范项目建设的若干措施（实行）》	确定纳入自治区集中共享新型储能的示范项目作为独立储能的市场地位。鼓励市场化并网新能源项目通过在全区范围内租赁示范项目容量的方式配置储能需求。
2023.5	新疆	《关于加快推进新能源及关联产业协同发展的通知》	鼓励各类投资主体在符合密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入、调峰调频困难和电压支撑能力不足的关键电网节点，建设服务一定区域的集中式共享储能。

资料来源：EnergyTrend，华安证券研究所整理

国内|政策：2023H1共计28项储能补贴政策出台，刺激装机积极性

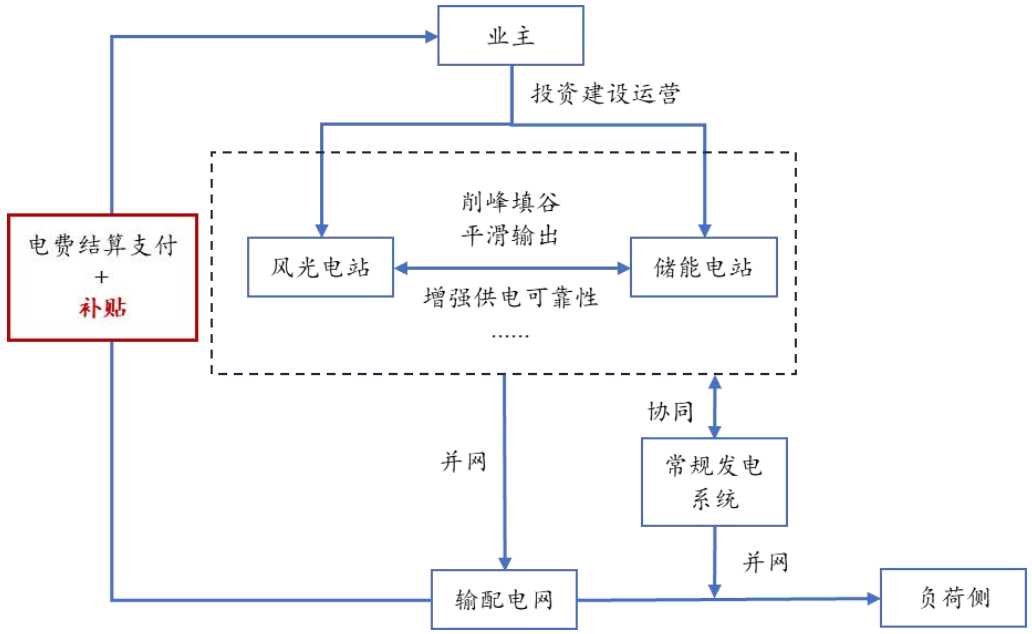
- **补贴政策：**根据公开信息统计显示，**2023年度上半年，全国共推出了28项储能补贴相关政策，**涉及包括浙江、广东、福建、重庆在内等17个城市。其中，浙江、广东的补贴政策数量位列前二。
- **补贴类型：**按照补贴依据，储能补贴可分为充电量、放电量、装机容量、一次性补贴以及项目鼓励扶持性补贴等若干种类型。重庆、浙江、福建、广东、四川成都、河南等地均提供了大额一次性补贴；新疆、江苏常州、浙江温州等地则根据储能电站的放电量予以投资主体一定的补助；其余地区的储能电站则需要参与电力辅助服务获得辅助服务费，获取此类补贴的门槛更高，一定程度上避免了储能“建而不用”的风险。

图：2023年上半年各省储能补贴相关政策分布



资料来源：索比储能网，华安证券研究所整理

图：配储模式下，补贴参与环节示意图



资料来源：能源情报，华安证券研究所整理

国内|政策：2022年以来，用户侧储能补贴政策占比超70%

- 2022年以来，补贴政策中针对用户侧储能的项目多达22项，占比超70%。主要分为放电补贴、容量补贴和投资补贴三类。其中浙江、江苏、四川、安徽、广东等地政策出台最为密集。补贴政策直接降低初始投资成本，提升用户侧储能尤其是工商业储能的经济性。

图：2022年以来部分用户侧储能补贴政策

补贴类型	补贴介绍	地区	补贴内容
放电补贴	按照储能电站的实际放电量给予储能投资运营主体进行补贴	浙江义乌	0.25元/度电
		浙江温州龙港	0.8元/度电
		安徽合肥	0.3元/度电
		安徽芜湖	0.3元/度电
		江苏苏州工业园区	0.3元/度电
		湖南长沙	0.3元/度电
		广东深圳	0.2元/度电
容量补贴	按照安装储能电站的功率或者电池容量进行补贴	浙江永康、嘉兴嘉善、金华婺城区	按逐年退坡方式补贴0.1—0.2元/瓦，连补3年
		浙江诸暨	0.2元/Wh
		江苏常州	0.3元/Wh
		江苏无锡高新区	0.1元/W
		广东肇庆高新区	0.15元/Wh
		四川成都、重庆两江新区	0.2元/Wh
		重庆铜梁区	0.2元/Wh
		浙江杭州萧山区	300元/千瓦
投资补贴	按照储能项目的投资额进行补贴	浙江舟山普陀区	每建成投运1个新型储能项目，补贴资金30万
		浙江海盐	对制造业企业投资300万元及以上的投资新型储能电站，给予实际设备的10%限额400万元的一次性补助
		山西太原	按投资额的2%补贴，最高不超过500万元。
		北京市朝阳区	对储能技术项目给予不超过总投资额20%的补贴

资料来源：储能盒子，能源电力说，华安证券研究所整理

国内|政策：2023年4月首个“隔墙售电”试点项目于苏州落地

- 2017年10月，国家发改委、能源局印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，标志了“隔墙售电”的启动。2019年公布了首批26个分布式发电市场化交易试点名单，容量共计1470MW。直到2022年9月，浙江通过《浙江省电力条例》在全国率先破局，“允许分布式发电企业与周边用户按照规定直接交易”。**2023年4月，首个分布式光伏发电“隔墙售电”试点项目在江苏苏州落地**，铺设面积约20万平方米，总装机约12MW，预计年均发电量1,223万度，所产生的清洁电力，可直接出售给同在一个110kV变电站内的用电企业，实现就近消纳。

图：2023年以来部分“隔墙售电”政策汇总统计

时间	地区	文件	内容
2023.2	广东	《广东省加快农村能源转型发展助力乡村振兴实施方案》	完善配套政策机制，推动增量配电企业发展综合能源服务，创新发展新能源直供电、**隔墙售电**等模式。
2023.2	湖南长沙	《长沙市新能源及可再生能源发展保障方案》	按照有关规定尽快落实分布式发电市场化交易“过网费”标准，有序推进分布式新能源就近开发利用，积极争取“**隔墙售电**”工作落地。优先在工业园区、大型生产企业和大数据中心等周边地区因地制宜开展电力源网荷储一体化试点。适时推进风电光伏项目与电力用户开展直接交易，鼓励双方签署长期购售电协议。
2023.3	山东	《山东省电力市场体系建设工作分工方案》	健全**分布式发电市场化交易**机制，鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制
2023.3	浙江	《关于促进浙江省新能源高质量发展的实施意见（征求意见稿）》	推进风电光伏项目与用户直接交易或使用。按照有关规定尽快明确**分布式发电市场化交易**“过网费”标准。编制并发布适用于风电光伏项目与用户直接交易的市场规则与标准合同范本，大力支持风电光伏项目与电力用户开展直接交易，鼓励双方签署长期购售电协议。
2023.3	宁夏	《宁夏回族自治区能源领域碳达峰实施方案》	积极推动分布式发电市场化交易，推行分布式发电“**隔墙售电**”模式。

图：苏州工业园区“隔墙售电”试点项目

资料来源：各省政府官网，储能盒子，华安证券研究所整理

国内|政策：虚拟电厂助力工商储参与电力市场交易

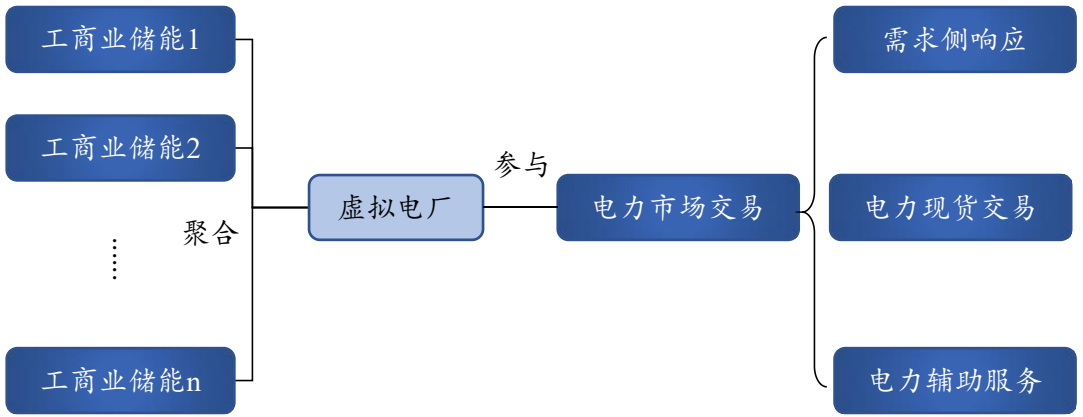
- **需求侧响应：**2023年5月19日，国家发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》和《电力负荷管理办法（征求意见稿）》，对新形势下需求侧管理政策进行整合和提升。意见稿指出，要逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与。
- **拓宽工商储收益边界：**工商业储能系统因容量较小难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易，**电力现货交易和辅助服务是新的盈利渠道。**

图：《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》

要点	细则
需求侧管理服务机构	逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡
	支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与
	支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应
	支持区域乡村需求侧资源由管理服务机构代理参与
需求响应主体	各类经营性用户均可参与需求响应，鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应
需求响应能力	到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上
	到2030年，形成规模化的实时需求响应能力
市场化措施	鼓励常态化参与电能量和辅助服务市场
	鼓励相关主体作为辅助服务提供方
	遴选主体提供系统应急备用服务，签署中长期合约并优先调用
	支持参与容量市场交易或纳入容量补偿范围
	建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制

资料来源：国家发改委，风电头条，华安证券研究所整理

图：工商储通过VPP参与电力市场交易示意图

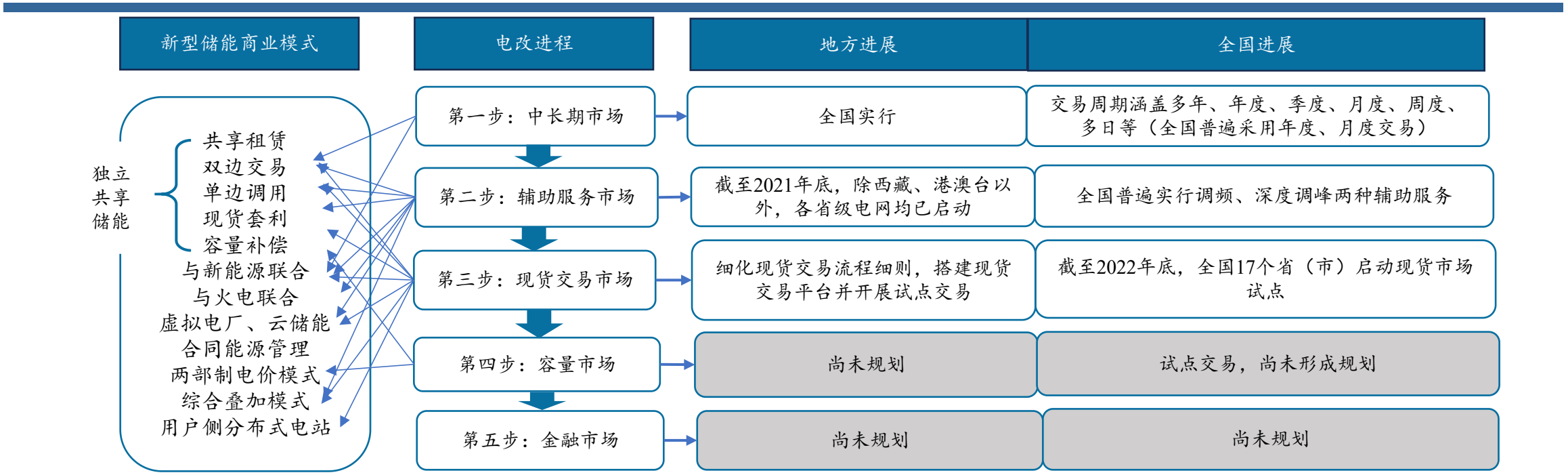


资料来源：华安证券研究所整理

国内|商业模式：电力市场改革以来，已引入多元化储能商业模式

- 从中国电力市场改革进程看，自2002年启动电改以来，已实现“厂网分离”，引入中长期市场，电能量交易市场机制逐步确立。2015年中国启动新一轮电改后，辅助服务市场在各省市区域电力市场加速形成，更有利于保障电力系统稳定安全运行、提高电能质量。截至2021年底，各省级电力系统均已建立辅助服务市场运行规则。同时，现货交易市场将成为中国电力市场必不可少的组成部分，截至2022年底，全国已有17个省（市）启动现货交易试点，其他省份也在筹备搭建现货交易平台，有利于新能源、独立储能等主体参与电力市场。此外，容量市场已有试点交易，但与金融市场一样尚未形成具体规划。

图：中国电力改革进程与新型储能商业模式之间的联系



资料来源：能源情报，华安证券研究所整理

国内|商业模式：独立/共享储能盈利模式逐步落地

- 2021年之前，我国主要依靠强制配储政策推进储能装机；2021年之后随着新型储能可作为独立的市场参与主体提供辅助服务后，独立/共享储能经济性逐步显现，主要系容量租赁作为主要获利来源基础上，辅助服务提供了“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则下的盈利模式，使得储能电站相应成本能够逐步向用户侧疏导。而对于各省容量租赁市场的研究局限于省内，容量租赁市场难以出现“全国大市场”，辅助市场有望逐步替代容量租赁市场。另外，电力现货市场以峰谷价差套利为主，随着现货市场试点推进，有望替代调峰市场成为主力。

图：政策推动下，我国储能行业商业模式发展进程演进

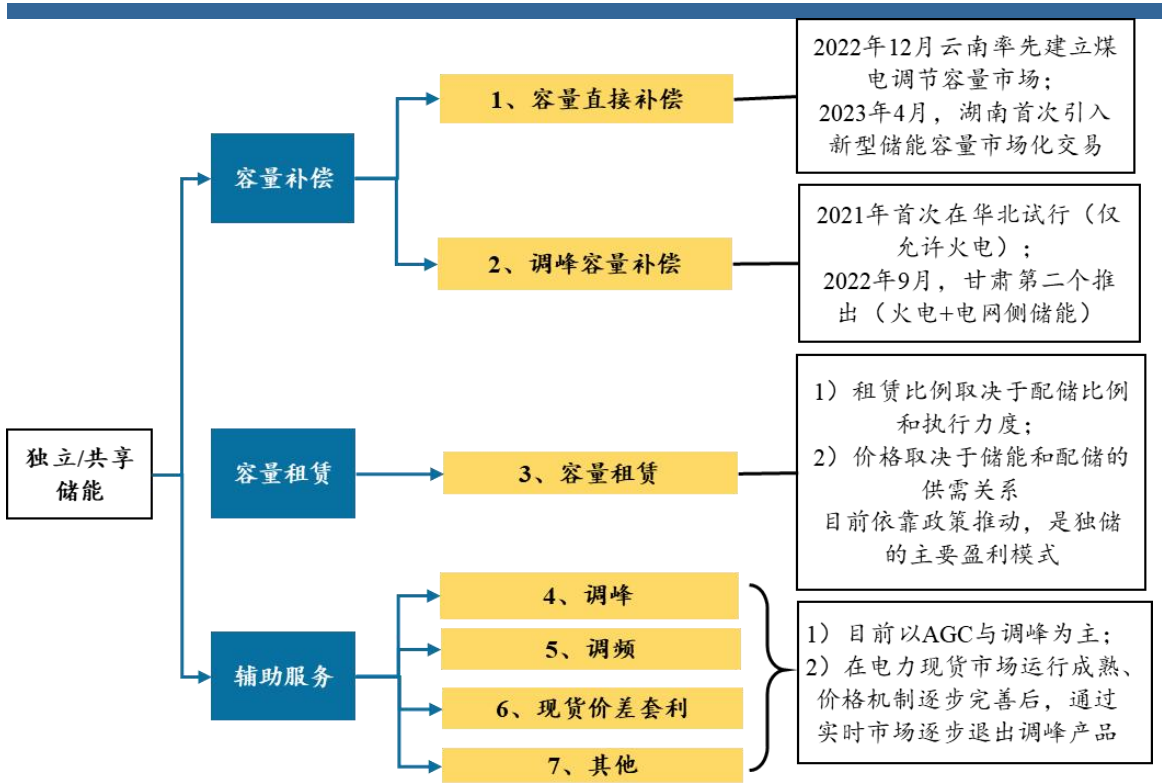
	2016年6月	2021年7月	2021年8月	2021年12月	2022年6月
政策	《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作通知》	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	《电力并网运行<电力辅助服务规定>管理办法》	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
适用范围	全国<试点>	全国	全国	全国	全国
鼓励主体	发电侧和用户侧电储能设施	工商业用户侧配储	发电侧配储	独立储能	独立储能 +符合条件的新型储能（可转为独储）
储能商业模式	参与调峰调频辅助服务市场交易	1、峰谷套利 2、容量电费管理 3、售电节约自用电成本，余电出售套利	1、自建/购买储能或调峰能力； 2、配建/购买储能或调峰能力方可并网，挂钩比例>20%优先并网	新型储能可作为独立市场整体参与辅助服务交易，丰富交易品种	配储转为独储后，收益方式更丰富，包括容量租赁、辅助服务和峰谷套利等
盈利模式	电费补偿 电费结算	峰谷价差拉大，提升用户侧配储能经济性	不直接提升盈利能力，但可提升并网优先级	“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，疏导辅助服务成本，提高盈利能力	独立储能充电不再承担输配电价，进一步提升独储经济性

资料来源：内蒙古电力集团《中国新型储能的发展思考与商业模式研究》华安证券研究所整理

国内|商业模式：以容量租赁为主，多种辅助服务加快布局

- 目前，我国独立/共享储能的商业模式主要分为容量补偿、容量租赁和辅助服务（含峰谷套利）。收益来源结构有：1）容量租赁+调峰辅助服务；2）容量租赁+现货市场+容量补偿；3）容量租赁+现货市场+一次调频。受政策推动，容量租赁是目前独立储能电站最稳定的收入来源；辅助市场以调频服务为主，且随着峰谷价差拉大，电力现货市场试点将加快推进；但对独立储能电站而言，容量市场具有一定的排他性，目前收益模式仍在探索。

图：国内独立/共享储能商业模式及进展



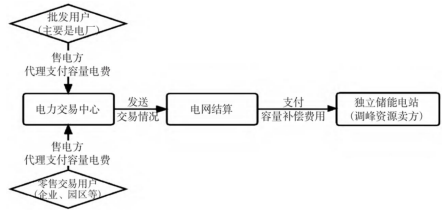
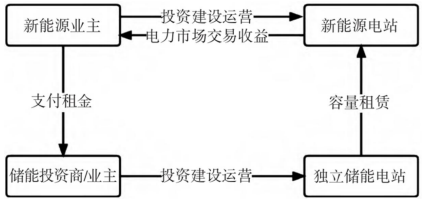
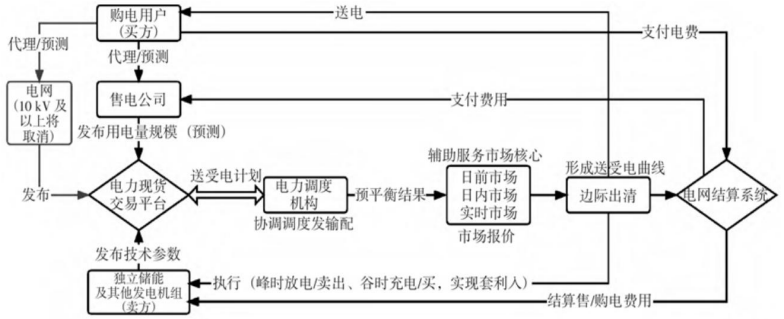
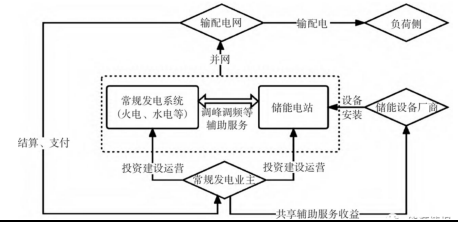
资料来源：阳光工匠、储介网，电联新媒，中国能源产业发展网，《面向新型电力系统灵活性提升的国内外辅助服务市场研究综述》，华安证券研究所整理

图：国内部分省份独立储能电站收益模式

省份	容量补偿		容量租赁	辅助服务			
	容量补偿	调峰容量		调峰	调频	一次调频	现货交易
山东	✓		✓				✓
山西			✓			✓	✓
河南			✓	✓			
宁夏			✓	✓			
甘肃		✓	✓	✓	✓		
湖南			✓	✓			
广东			✓	✓	✓	✓	
内蒙古			✓	✓			
广西			✓				
浙江	✓		✓	✓			

资料来源：储能与电力市场，华安证券研究所整理

国内|商业模式：共享储能商业模式图解

商业模式	说明	示意图
容量补偿	对储能设施的装机容量或可用容量直接进行补偿的电价收入，用于衡量储能在保障电力系统容量充裕性与供电可靠性时所提供的价值。一般用以回收储能设施的容量成本，对储能项目回收投资起到保障作用。	
容量租赁	储能场站向光伏、风电场站出租容量，以满足电网对其配储的要求，同时按租赁容量获得租金收入。通常双方签订1-10年的长期租赁合同。	
电力现货市场交易	在电价高峰时段将电能储存起来，在电价低谷时段释放电能，获取差价。	
调峰辅助服务	可再生能源超发时，调用储能设施存储多余电力，在电力需求增加时释放，可提高电力系统稳定性和可靠性，也是储能支撑电网的主要方式。	
调频辅助服务	电力系统频率发生变化时，储能系统通过快速充放电跟踪电网调度下达的出力曲线，维持电力系统频率稳定。当前主要以火储联合调频为主。	
其他	自动电压控制（AVC）、黑启动、无功调节等	/

资料来源：EnergyTrend，能源情报，华安证券研究所整理

目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
- 国内：储能市场—应用侧盈利分析

2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰

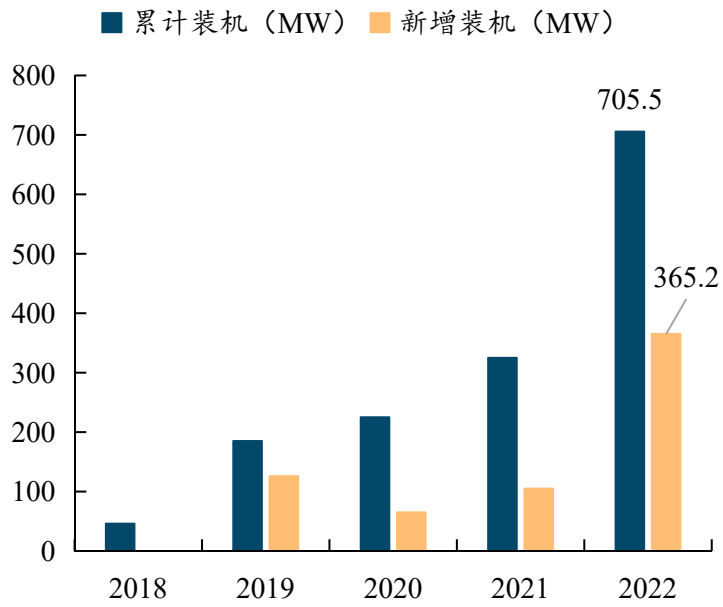
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马

4 全球市场：市场空间及主要观点

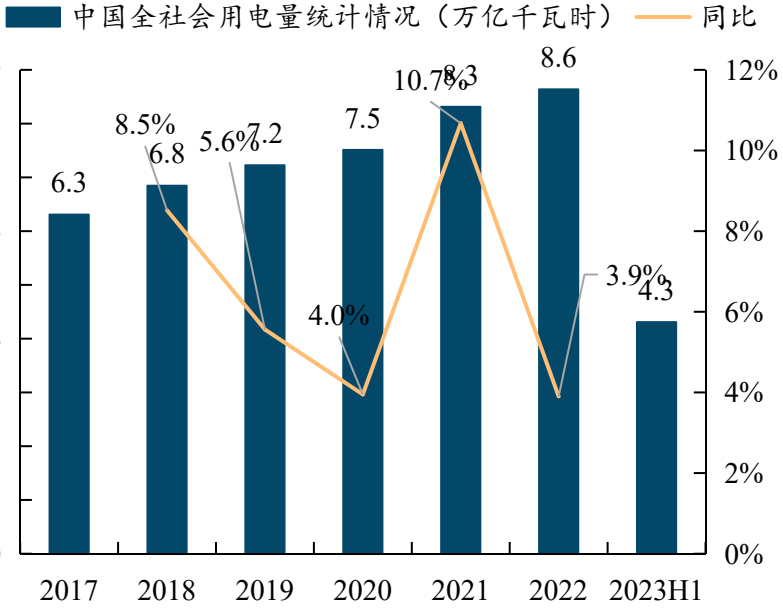
国内|应用场景：工商储或将成为企业生产用电的重要备用手段

- **工业用电量高：**2016-2021年中国工业用电量的复合增速为6%，保持稳定增长。从2022年中国全社会用电量情况来看，第二产业用电量57001亿千瓦时，同比增长1.2%，其中全国工业用电量为56000亿千瓦时，同比增长2%。其中工业用电量占全社会用电量的64.8%，占据主要份额。
- **光储是解决用电焦虑出口：**光储工商业用电需求居高不下，“限电”政策或引发工商业用户的用电焦虑。光储一体系统可通过对光伏出力削峰填谷，既可提升光伏电能的利用率，又可在限电时保障正常的生产。工商业储能或将成为国内企业实现紧急备电、维持正常经营、降低能源支出的重要手段。2022年我国工商业储能累计装机达705.5MW。

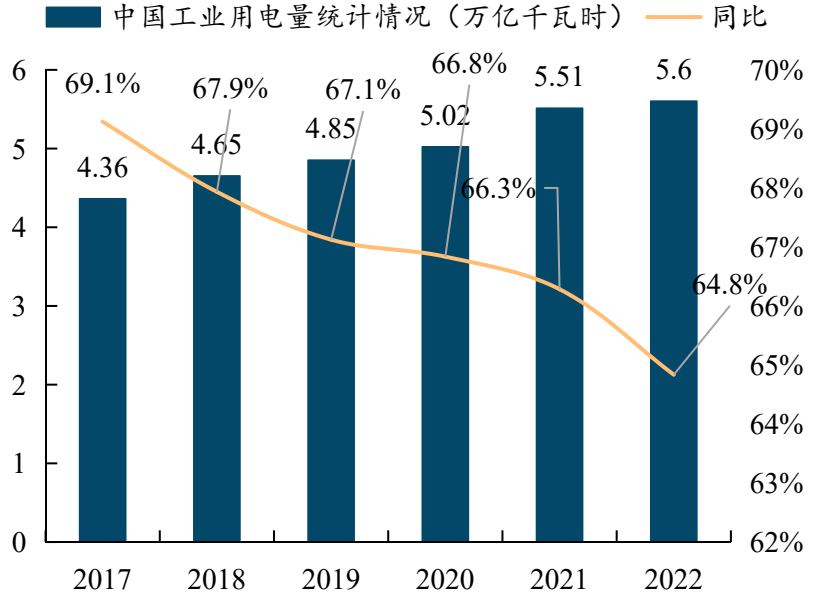
图：我国工商业储能累计及新增装机量



图：我国全社会电量及同比



图：我国工商业电量及同比



资料来源：智研咨询，国家能源网，中国电力企业联合会，华安证券研究所整理

收益|工商业储能：2023年1-8月15省平均峰谷电价差超0.8元/度

- 截至2023年8月，已有23个省市峰谷电价差已超过0.8元。8月峰谷电价差最大的地区是上海市，大工业执行两部制1.5倍尖峰电价时，峰谷价差最大为1.9027元/kWh。另外，全国仅有蒙东没有明确两部制之外，其余各省市都已执行两部制电价。此外，新疆、海南8月起不再执行尖峰电价。

图：2023年1-8月全国各地最大峰谷价差汇总（单位：元/kWh）

峰谷价差均值>0.8元/度

省份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	平均值
广东	1.342	1.346	1.345	1.346	1.384	1.347	1.373	1.437	1.365
海南	1.025	0.93	1.041	1.041	1.314	1.243	1.243	1.011	1.106
湖南	1.016	0.996	0.879	0.9	0.863	/	1.226	1.206	1.012
浙江	0.981	0.977	0.982	0.956	0.952	0.973	0.98	1.284	1.011
湖北	1.023	1.018	0.995	1.012	0.943	0.922	0.926	/	0.977
吉林	0.975	0.958	0.967	0.956	0.956	0.952	0.952	0.992	0.964
重庆市	0.981	0.963	0.919	0.844	0.835	0.804	1.143	1.144	0.954
江苏	0.847	0.864	0.864	0.865	0.869	0.884	0.929	1.203	0.916
山东	0.926	0.929	0.934	0.919	0.921	0.87	0.81	0.925	0.904
辽宁	0.893	0.899	0.902	0.907	0.883	0.88	0.882	0.927	0.897
河南	1.021	0.846	0.851	0.849	0.813	0.744	0.931	0.972	0.878
四川	0.866	0.866	0.923	0.88	0.798	0.727	0.743	1.153	0.869
安徽	0.915	0.847	0.847	0.847	0.847	0.808	0.872	0.834	0.852
黑龙江	0.955	0.755	0.735	0.735	0.735	0.72	0.936	0.949	0.815
内蒙古	0.659	0.844	0.834	0.845	0.847	0.792	0.802	0.849	0.809
河北	0.761	0.761	0.612	0.761	0.761	0.761	0.761	1.141	0.790
天津市	0.723	0.727	0.717	0.713	0.708	0.717	0.714	1.185	0.776
江西	0.86	0.87	0.696	0.678	0.671	0.659	0.856	0.876	0.771
广西	0.941	0.892	0.791	0.913	0.889	0.422	0.45	0.851	0.769
上海市	0.554	0.529	0.518	0.523	0.52	0.473	0.515	1.903	0.692
陕西	0.814	0.631	0.558	0.607	0.592	0.609	0.776	0.828	0.677
贵州	0.619	0.629	0.628	0.617	0.594	/	0.554	0.938	0.654
北京	0.561	0.566	0.55	0.553	0.546	0.571	0.646	1.032	0.628
福建	0.609	0.629	0.619	0.614	0.633	0.635	0.641	0.643	0.628
山西	0.606	0.598	0.583	0.568	0.54	0.416	0.418	0.809	0.567
新疆	0.699	0.555	0.564	0.556	0.564	0.342	0.438	0.507	0.528
青海	0.445	0.448	0.498	0.49	0.475	0.436	0.491	0.487	0.471
云南	/	/	0.48	0.474	0.4	0.361	0.364	0.507	0.431
宁夏	0.272	0.3	0.293	0.295	0.293	0.292	0.292	0.291	0.291
甘肃	0.154	0.222	0.166	0.144	0.14	0.152	0.135	0.128	0.155

资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

收益|工商业储能：“两充两放”拓宽峰谷套利盈利空间

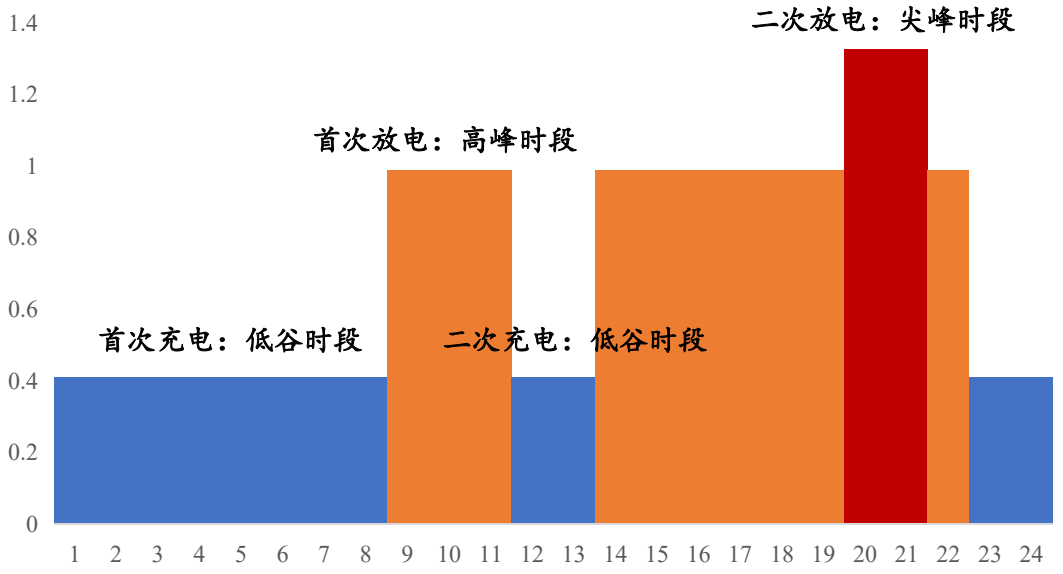
- 对于未使用光伏用户，盈利模式主要源自现货市场峰谷套利。在当前分时电价机制下，部分省份将午间时段从“平时段”调整为“低谷时段”，每天设置两个高峰段，在两个高峰段分别放电。考虑到工厂休息及设备检修，储能设备每年运行330天，每天两充两放，10年可充放6600次，基本符合锂电池寿命，可实现平均峰谷电价最大化。以浙江省为例，两次充电均在谷时，两次放电分别在尖峰段及高峰段。

图：部分省份“两充两放”配储策略

省份	两充两放-配储策略				
	储能电池容量（小时数）	首次充电	首次放电	二次充电	二次放电
浙江	2	当日22:00-次日8:00	9:00-11:00	11:00-13:00	13:00-17:00
广东	2	当日24:00-次日8:00	10:00-12:00	12:00-14:00	15:00-17:00
江苏	3	当日24:00-次日8:00	8:00-11:00	11:00-14:00	17:00-20:00
海南	3	当日24:00-次日8:00	12:00-15:00	15:00-18:00	19:00-22:00
上海	3	当日23:00-次日6:00	8:00-11:00	15:00-18:00	18:00-21:00
湖北	3	当日23:00-次日7:00	12:00-15:00	15:00-20:00	20:00-23:00
湖南	3	当日23:00-次日7:00	11:00-14:00	14:00-18:00	18:00-21:00
安徽	3	当日23:00-次日8:00	9:00-12:00	12:00-17:00	17:00-20:00

资料来源：财经积木，华安证券研究所整理

图：浙江省工商业用电峰谷时段划分（单位：元/kWh）



资料来源：光伏能源圈、光伏盒子、各省发改委、华安证券研究所整理

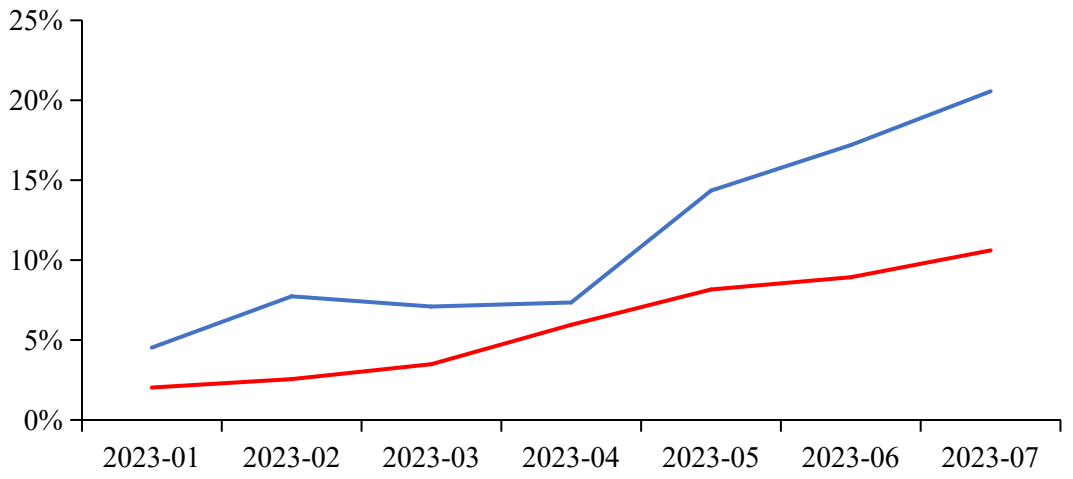
国内|经济性测算：独立储能VS工商储IRR稳步抬升

- 假设储能电站初始贷款比例为70%，每年工作330天，放电深度90%，生命周期10年，储能终端容量余留79.62%：
- **独立储能项目&山东省：**目前山东已经进入电力现货市场，其独立储能电站享有共享租赁、现货套利和容量电价补偿三种收益模式。以100MW/200MWh的独储电站为例，7月市场独立储能EPC平均报价降至1612元/度，采用山东省7月代理购电价格，每年有望获得现货套利收益约1268.0万元、共享租赁收益约1020万元，以及电网侧调频服务收益约603.1万元。在总投资约4.1亿元，融资成本4.65%的基础上，项目IRR可以实现10.61%。
- **工商业储能项目&浙江省：**目前浙江省电价差靠前，其工商业储能电站实现每天两充两放。以3MW/6MWh的工商业储能电站为例，7月工商储EPC平均报价降至1604元/度，采用浙江省7月代理购电价格，每年有望获得现货套利收益约183.97万元。在总投资约962.4万元，融资成本4.65%的基础上，项目IRR可以实现20.56%。

图：储能电站经济性测算核心假设

参数名称	独立储能	工商业储能
储能容量(kWh)	200	6
储能寿命末端容量(%)	79.62%	79.62%
充放循环寿命（次）	6000	6000
每天充放次数（次）	2	1
年工作天数（天）	330	330
DoD(%)	90%	90%
系统单价(元/kWh)	1612	1604
折旧率	2.50%	2.50%
运维费费用	1.50%	3%

图：2023年1-7月独立储能和工商业储能IRR测算



资料来源：华安证券研究所整理

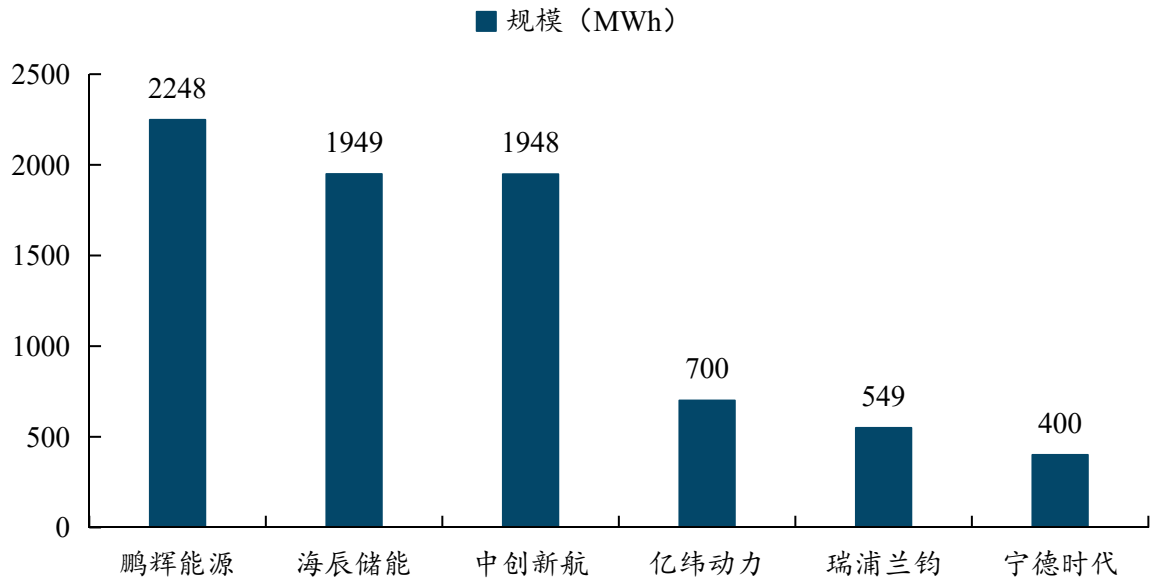
目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
➢ 国内：储能市场—上游部件分析
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

电芯：2023年H1国内集采招标达8.0GWh

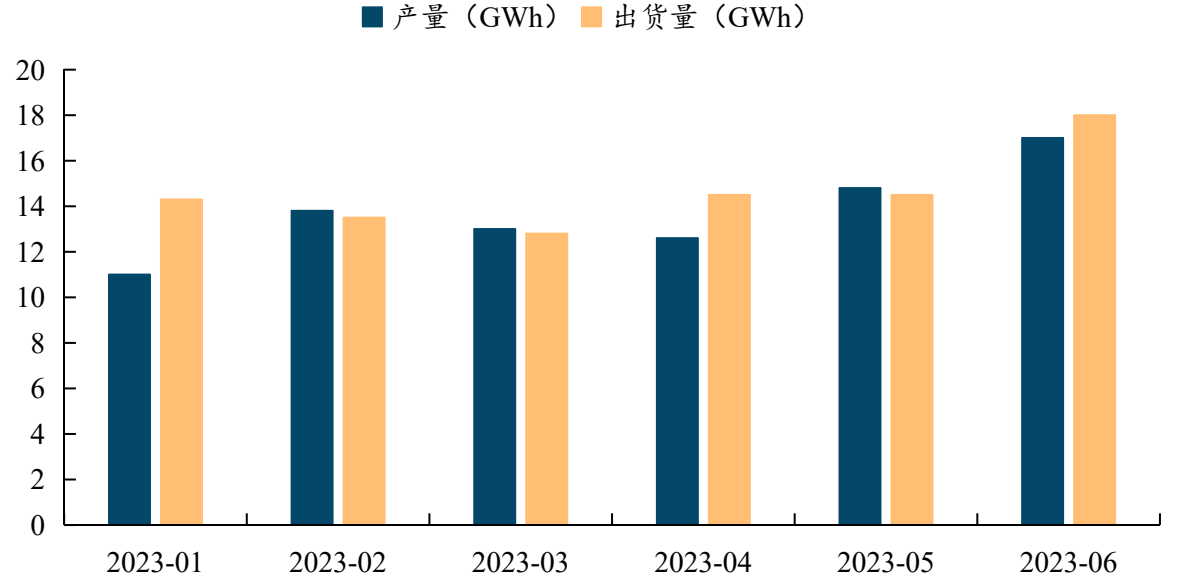
- 根据CNESA Datalink全球储能数据库的不完全统计，2023年1-6月份国内共发布8.0GWh储能电芯集采招标（不包含通信储能电池），其中7.8GWh已发布中标结果。1）从中标价格看，中标均价0.58元/Wh，报价区间在0.44元/Wh~0.68元/Wh；2）从储能电池技术类型来看，8.0GWh储能电芯全部为磷酸铁锂；3）从电芯容量来看，主要集中在280Ah磷酸铁锂电芯；4）从电池充放电倍率来看，上半年集采以1C、0.5C为主。

图：2023年H1大规模储能电芯集采已发布中标结果



资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

图：2023年H1储能电芯产量和出货量情况

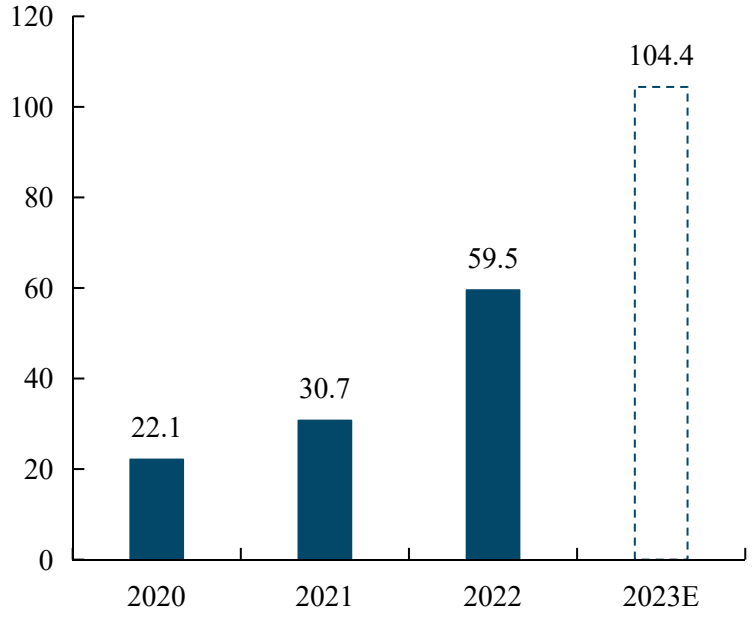


资料来源：SMM上海有色网，华安证券研究所整理

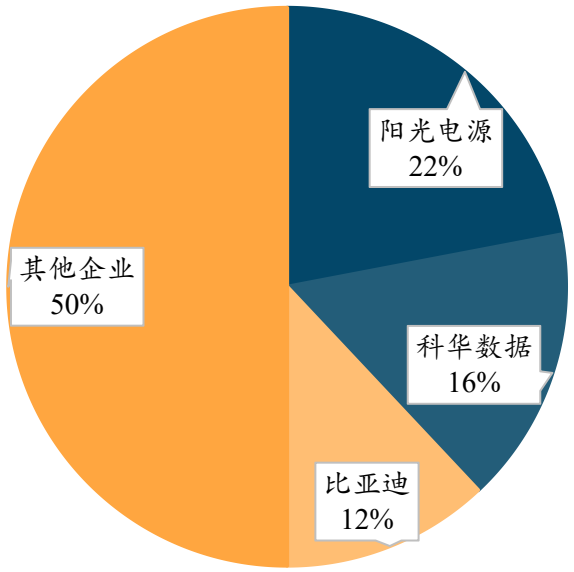
PCS：2023年国内市场规模预计达104.4亿元，储能影响权重拉大

- 数据显示，电池在整个电化学储能系统成本中占比最高，达60%；其次是储能变流器，成本占比20%。2022年市场规模达59.5亿元，预计2023年将增长至104.4亿元。根据CNESA数据显示，近四年的国内储能逆变器市场中，阳光能源和上能电气出货量排名第一。2021年阳光电源是中国供应商中于全球储能市场出货量最高，占比达22%。
- 2019年之前PCS主要依靠光伏产业，2019年之后，储能作为增益，PCS行业开启“光伏+储能”双线并行路径。预计2023年之后，储能在PCS行业的影响权重逐渐拉大。

图：2020-2023年中国逆变器市场规模（亿元）



图：2021年全球储能逆变器市场企业出货量占比



图：2019-2022年储能逆变器供应商国内市场出货量排名

排名	2019	2020	2021	2022
1	阳光电源	阳光电源	上能电气	上能电气
2	科华恒盛	科华	科华数能	科华数能
3	南瑞继保	索英电气	索英电气	索英电气
4	盛弘股份	上能电气	南瑞继保	阳光电源
5	科陆电子	南瑞继保	阳光电源	汇川技术
6	索英电气	盛弘股份	盛弘股份	南瑞继保
7	昆兰新能源	科陆电子	华自科技	盛弘股份
8	上能电气	许继	智光储能	禾望电气
9	许继	英博电气	汇川技术	智光储能
10	智光储能	智光储能	许继	平高

资料来源：中商产业研究院，华安证券研究所整理

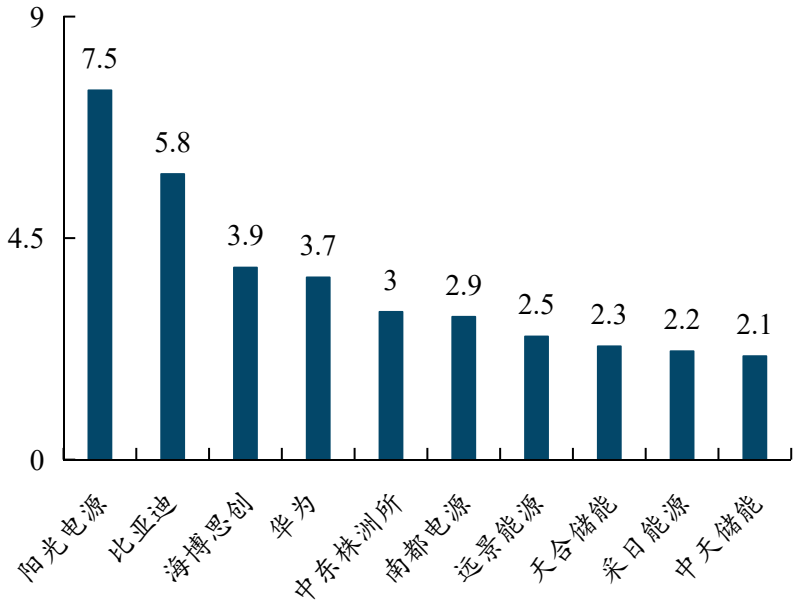
资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

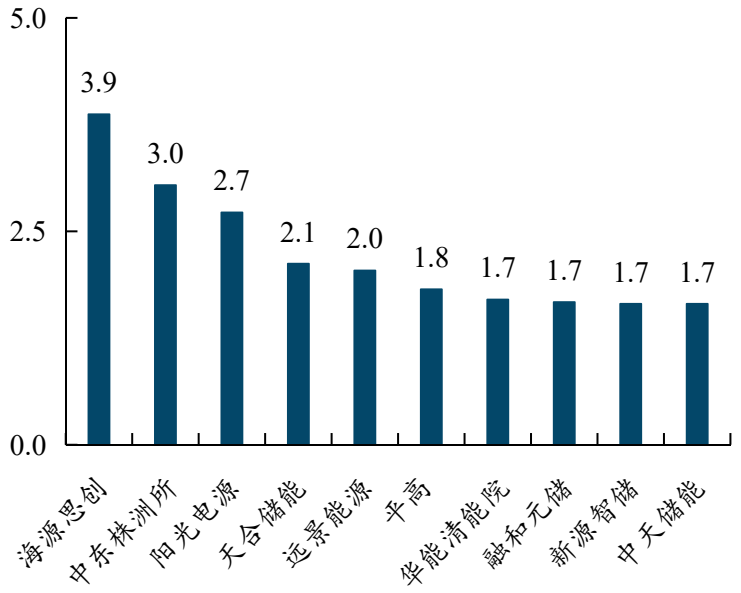
储能系统：入局者众多，行业竞争激烈

- 储能系统集成环节入局者众多，竞争激烈。目前储能集成商主要有两类，其一为专业储能集成商；其二为一体化企业，如上游PCS企业和电芯厂向下游拓展开展储能系统集成生产业务。随着行业对于安全性和经济性要求越来越高，作为安全的第一负责人的储能系统集成商将迎来行业盘整出清，不具备技术创新和资金优势的厂商将被淘汰。
- 根据CNESA Datalink全球储能数据库的不完全统计，2022年国内集成商中，阳光电源全球市场出货量排名第一；海博思创国内市场出货量排名第一；其中用户侧则是科华数能斩获第一。

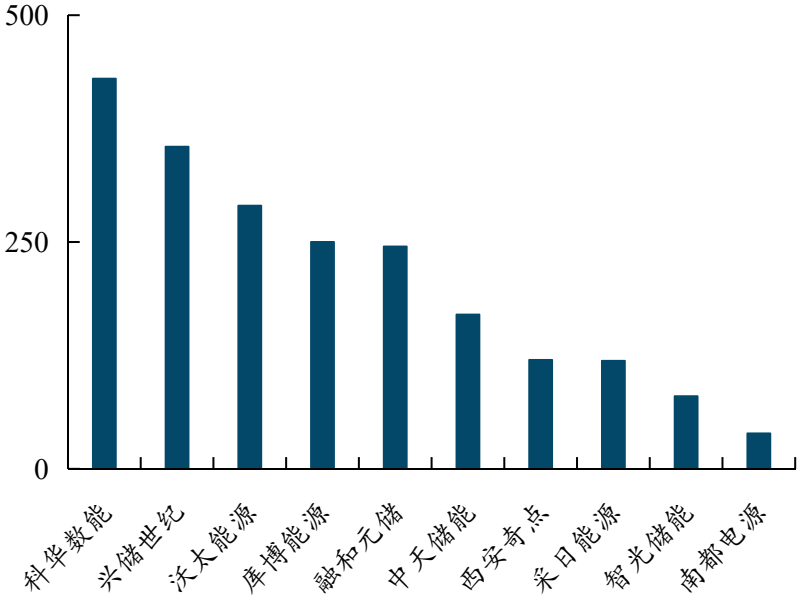
图：2022年国内集成商于全球市场储能系统出货量排名（GWh）



图：2022年国内集成商于中国市场储能系统出货量排名（GWh）



图：2022年国内集成商的用户侧储能系统出货量排名（MWh）



资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
➢ 国内：储能市场—未来展望
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

中国|未来展望：2023年装机达41.8GWh，2021-2025年CAGR达139.1%

- 中国储能市场分为发电侧、电网侧和用电侧，其2021-2022年储能市场总需求合计为3.9GWh/16.3GWh。2023年H1光伏装机超预期达78.42GW，同比增长154%，配储空间拉大。且各项政策出台后，储能商业化模式完善，盈利空间拉大，装机积极性提高。叠加下半年抢装，预计全年装机有望达41.8GWh。2024-2025年新增装机量增至78.3GWh/127.4GWh，2021-2025年CAGR达139.1%。

图：中国储能市场空间测算

应用场景		2021	2022	2023E	2024E	2025E
发电侧	集中式光伏新增装机（GW）	24	36.3	57.3	90.6	143.1
	风电新增装机（GW）	47.6	37.6	60	65	68
	新增装机的储能渗透率（%）	15%	25%	35%	48%	55%
	集中式风光存量装机（GW）	512				
	存量装机的储能渗透率（%）	10%	12%	15%	18%	20%
	储能配比（%）	10%	13%	19%	23%	26%
	备电时长（h）	2	2.1	2.2	2.4	2.5
	储能需求（GWh）	2.1	11.6	32.5	60.0	91.2
电网侧	调峰（GWh）	1.1	1.5	1.8	2.2	3
	调频（GWh）	0.5	2	2.5	3	3.5
用电侧	分布式新增光伏装机（GW）	29	51.1	62.7	104.6	142.0
	储能渗透率（%）	1.3%	7%	15%	20%	25%
	分布式光伏存量装机（GW）	1.1				
	存量装机的储能渗透率（%）	0.8%	3%	5%	8%	10%
	储能配比（%）	10%	12%	18%	20%	25%
	备电时长（h）	2	2.1	2.4	2.7	3
	光储一体机储能需求（GWh）	0.1	0.9	4.2	11.6	27.3
	非配储侧储能需求（GWh）	0.1	0.3	0.8	1.5	2.5
中国储能市场空间合计（GWh）		3.9	16.3	41.8	78.3	127.4

资料来源：CPIA，CNESA，华安证券研究所整理

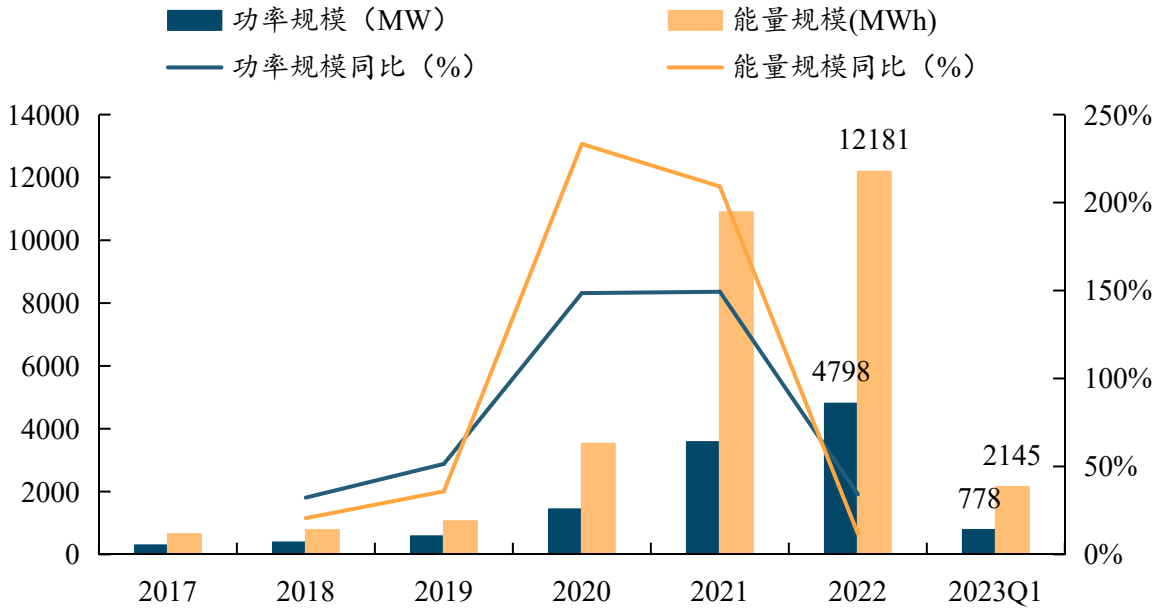
目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
➢ 美国：超前过盛，头部显胜
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

美国|装机：2023年Q1装机778MW/2145MWh，同比下降26%/28%

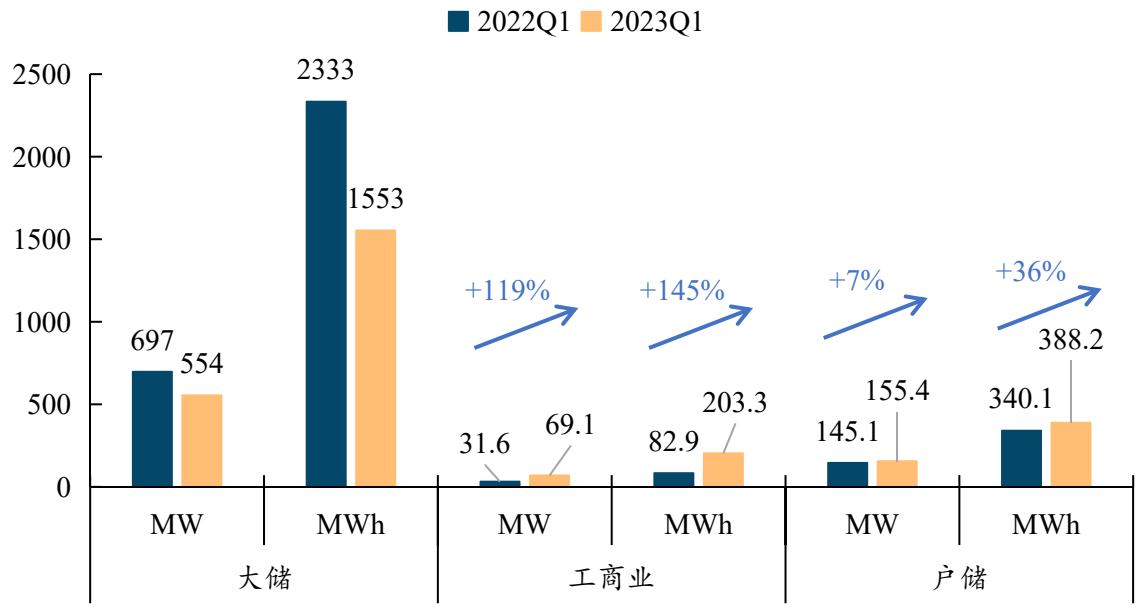
- 根据美国清洁能源协会(ACP)和Wood Mackenzie发布的最新美国储能监测报告，2022年，美国新增储能装机4798MW/12181MWh，同比增长34%/12%；2023年Q1储能新增装机778MW/2145MWh，同比下降26%/28%，主要原因在于一季度电网侧储能项目并网的延迟。
- 从细分市场来看，2023年Q1美国电网级储能/工商业及社区储能/户用储能三大市场装机规模分别达554MW/1553MWh、69.1MW/203.3MWh、155.4MW/388.2MW，装机容量占比分别为71.2%/8.8%/19.9%。加利福尼亚州和德克萨斯州继续推动市场，2023年Q1占比84%，但部分项目出现延误。

图：2023年Q1美国新增储能装机规模及同比



资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所整理

图：2022Q1和2023Q1美国分y应用场景装机量

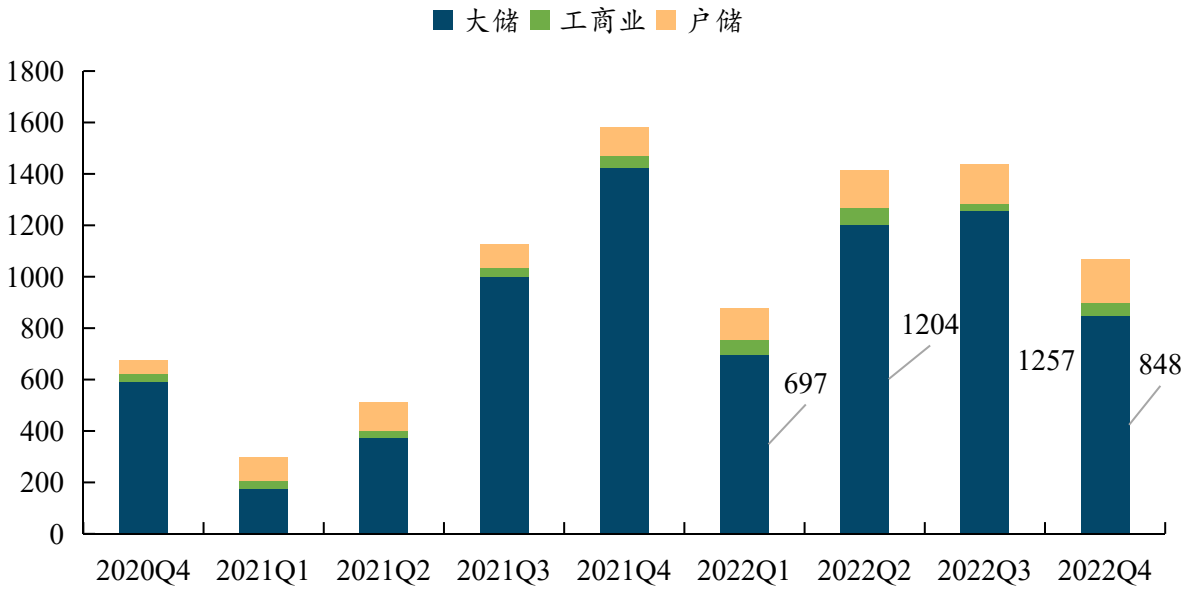


资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所整理

美国|装机：2023年H1不及预期，H2高峰降至

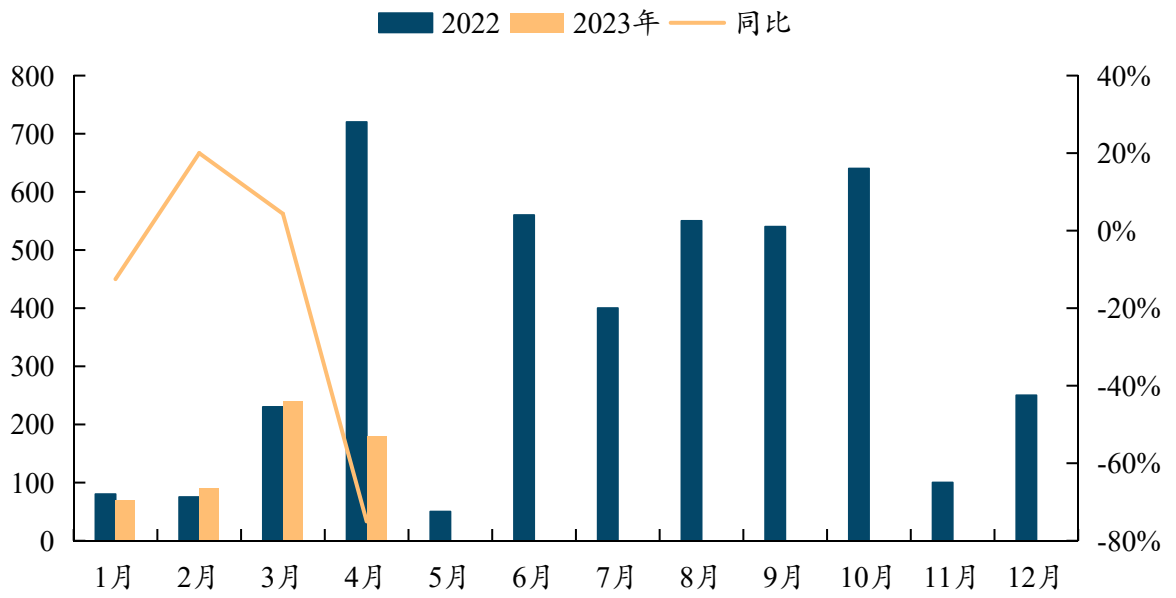
- 2022Q4美国大储装机规模为848MW，较Q2-3有所下降，主要系供应链和并网限制，计划于2022Q4落地的超3GW项目被推迟或取消。2023年1-4月美国大储投运低于预期，主要Q1供应链限制及并网排队等问题持续，H1合计装机约2GWh，预期在7-8月夏季负荷高峰前，有望迎来大储投运高峰。据EIA数据，计划于今年5-12月投运的大储项目装机规模9.12GW，若能如期完成装机，则2023年全年美国大储新增装机有望达24-25GWh，较2022年的12.2GWh（包含所有储能类型）大幅增长。

图：2020Q4-2022Q4美国储能各应用场景分季度装机量（MW）



资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所整理

图：2023年1-4月美国1MW及以上储能装机规模（MW）

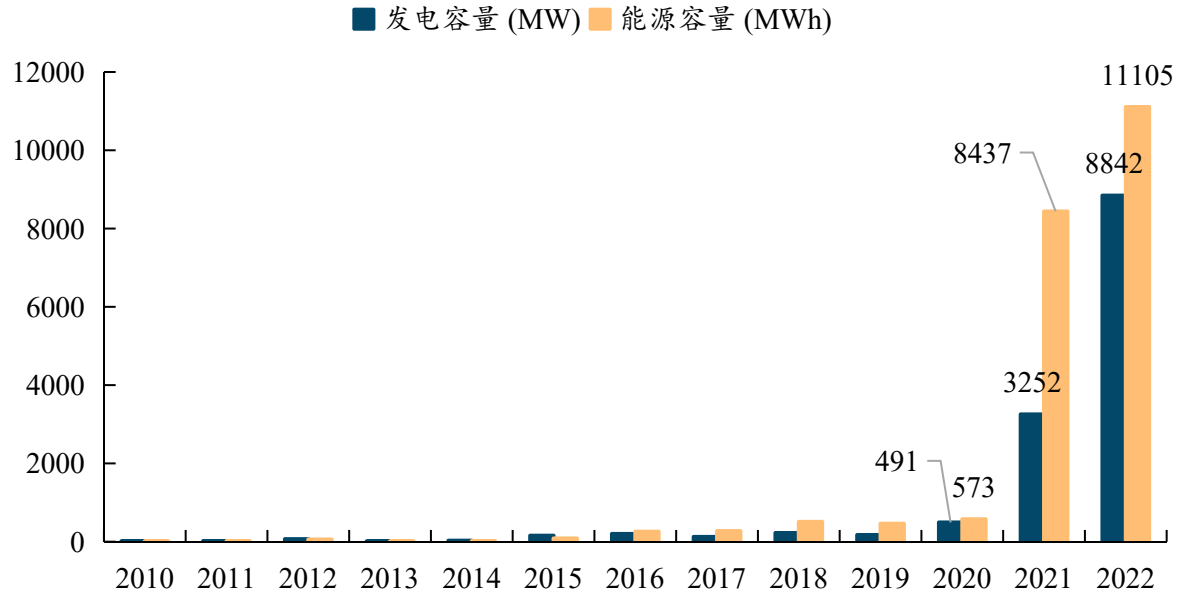


资料来源：EIA，华安证券研究所整理

美国|装机：2022年储能系统装机量达0.88GW/1.11GWh

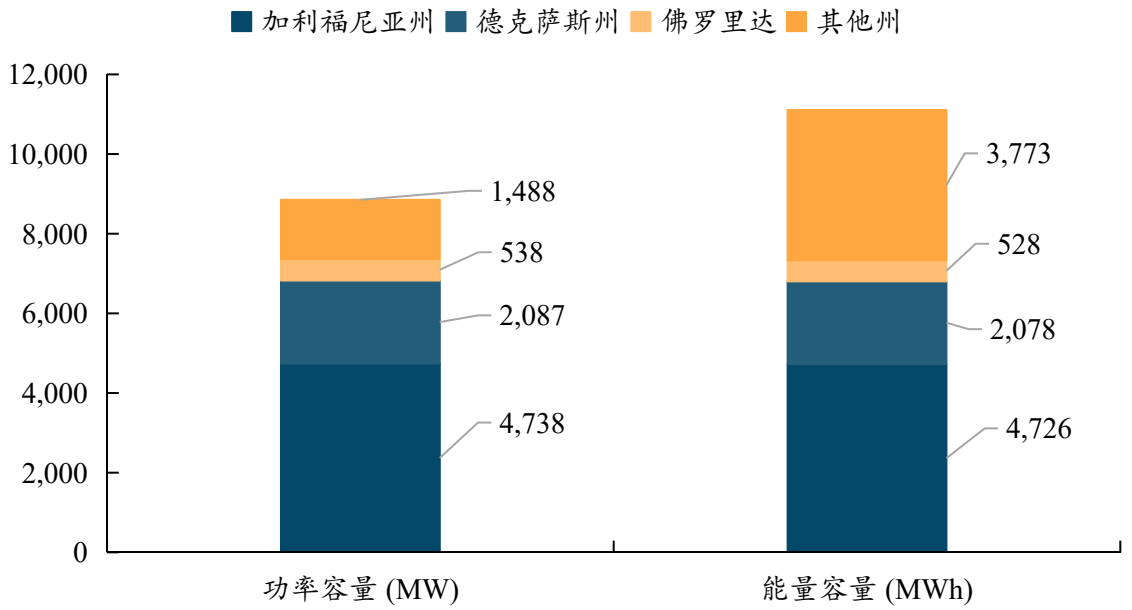
- 截至2022年底，美国运营的公用事业规模电池储能系统（BESS）装机规模达8842MW/11105MWh。其中，2022年运营的BESS大部分为2014年之后安装的，仅2022年就安装了约4807MW，占比达54.4%；已经运行的 BESS单体容量从不到 1 MW 上升到佛罗里达州海牛太阳能中心的 409 MW，该中心于 2021 年 11 月开始运营。
- 截至2022 年，美国拥有公用事业规模 的BESS共计39 个州，其中，加利福尼亚州、德克萨斯州和佛罗里达州装机量最多，占比达80%以上。

图：2010-2022年美国电池储能装机规模



资料来源：EIA，华安证券研究所整理

图：2022年美国各州大型储能系统装机量

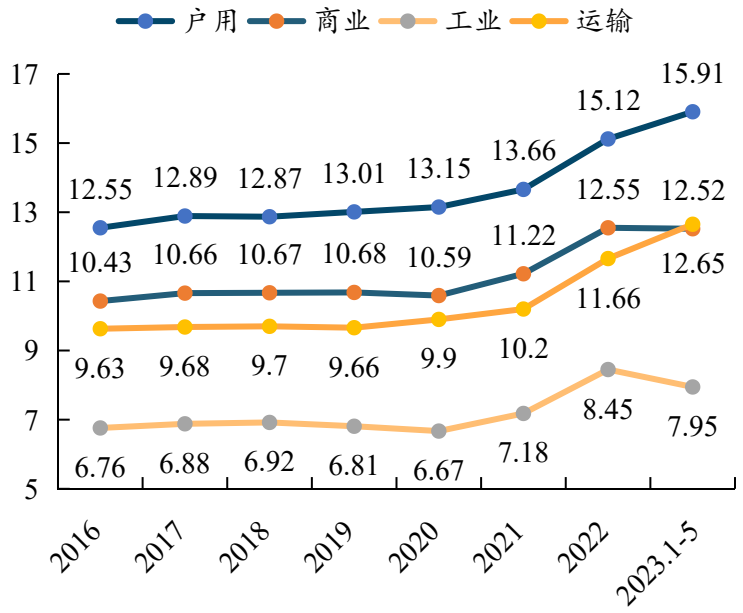


资料来源：EIA，华安证券研究所整理

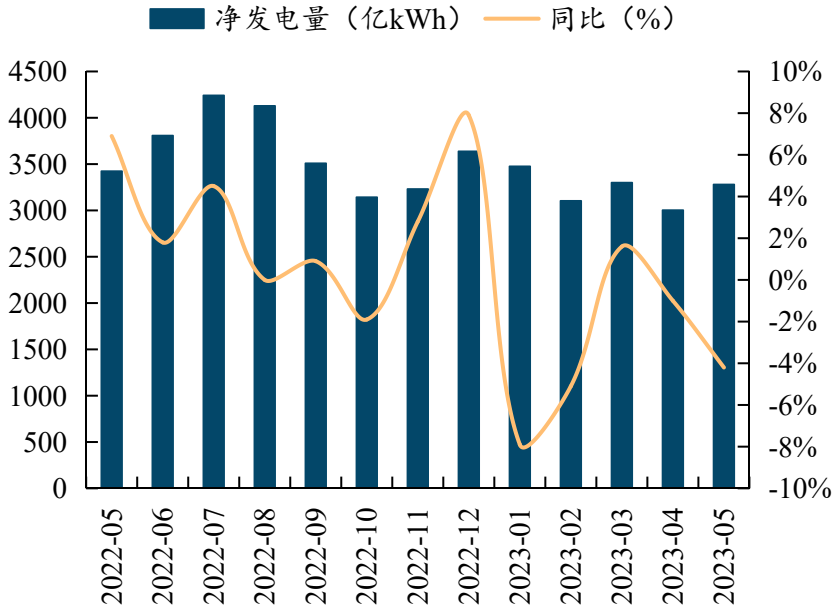
美国|驱动力（一）：电价维持高位，光伏发电比重提高

- **电价持续上涨：**近年来，美国居民电价居高不下，从2021年的13.66美分/千瓦时上涨至2023年1-5月的15.91美分/千瓦时，涨幅达16.5%。同时，大部分地区放开电力市场，电价差异较大。
- **光伏发电量提升：**根据美国能源信息署电力月报，2023年1-5月，美国全口径净发电量为16156.97亿千瓦时，同比下降3.5%，降幅比1-4月扩大0.2个pct。而从发电侧来看，在用电量降低的基础上，太阳能发电仍同比上涨11.9%。

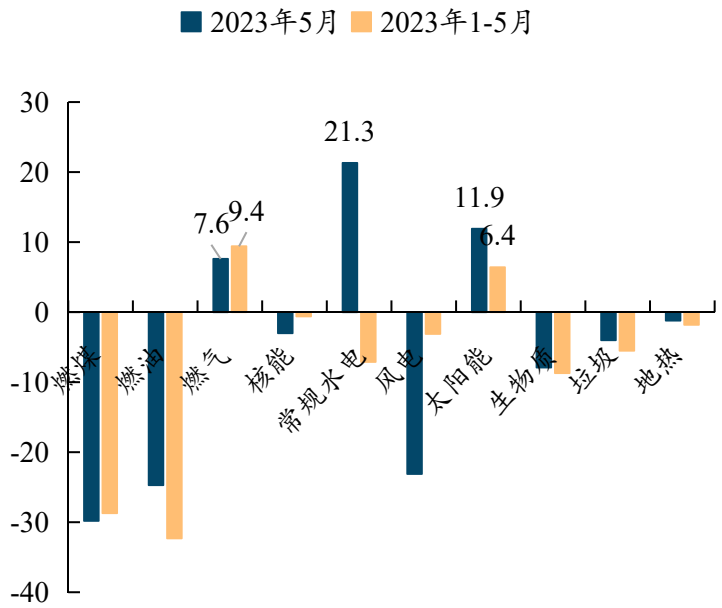
图：美国不同部门平均电力价格（美分/kWh）



图：美国全口径净发电量（亿kWh）及同比（%）



图：2023年5月美国分燃料来源净发电量同比（%）

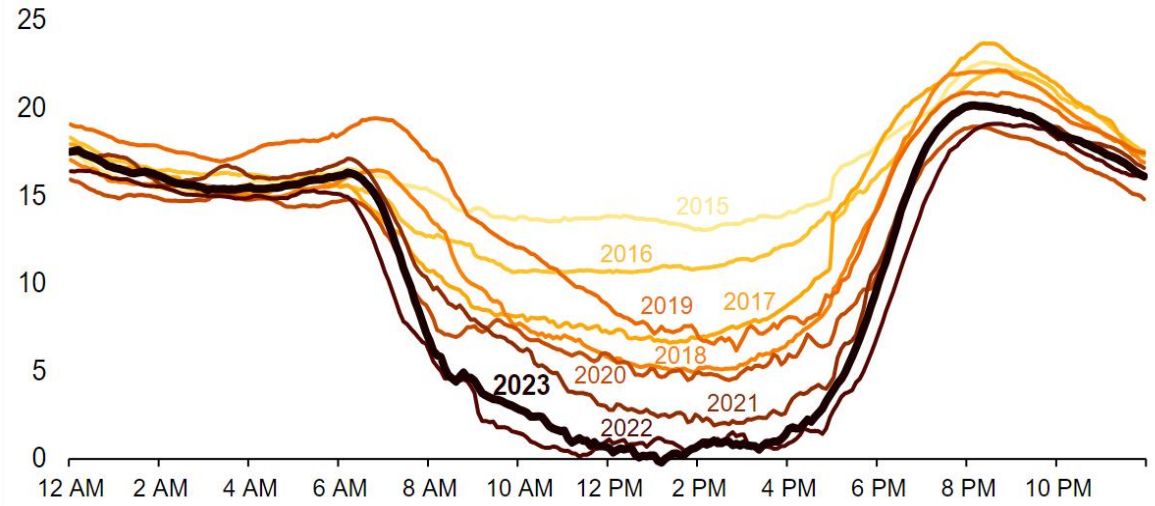


资料来源：EIA，美国能源信息署，华安证券研究所整理

美国|驱动力（一）：新能源渗透率提升，对储能的刚性需求加大

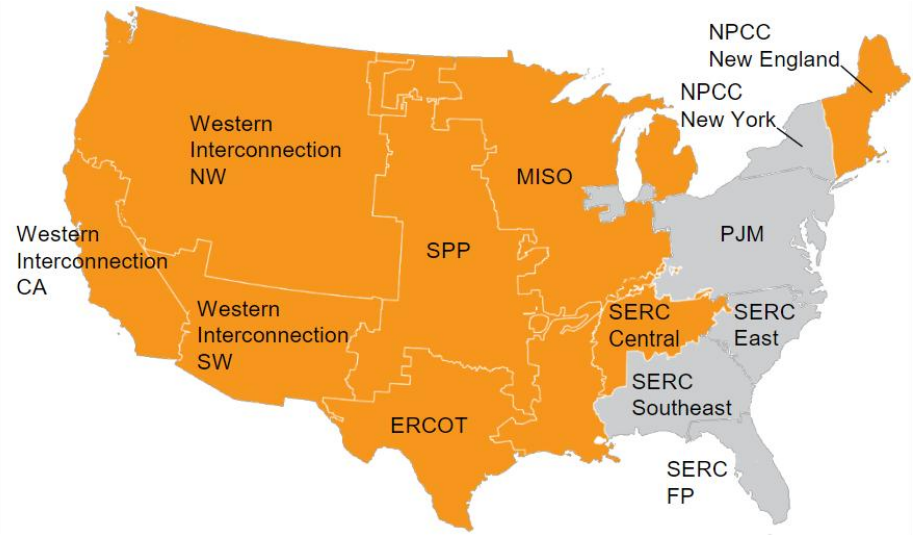
- 随着太阳能发电容量投入，鸭子曲线加深，将带来两个挑战。其一是电网压力，从中午到深夜的能源需求很高，但太阳能发电量逐步收缩，电网运营商难以实时匹配电网供需。另外，运营商还要保证太阳能发电量小于电网使用量，以防发电过度。其二是经济性。鸭子曲线加深将会减少传统发电厂的时间，导致能源收入减少，改变可调度发电厂的经济性，在没有可调度的替代者的情况下，工厂就会面临退役，在净需求大幅波动的系统中，对于电网平衡电力供需的要求将会提升。另外，根据北美电力可靠性公司 (NERC) 的分析，如果今年夏天气温飙升，预计北美三分之二的地区面临能源短缺的风险。因此，随着新能源的渗透率提高，储能作为刚性需求将会随之提升。

图：2015-2023年美国电力需求曲线（GW）



资料来源：CAISO，华安证券研究所整理

图：2023年北美夏季具有能源短缺风险的区域

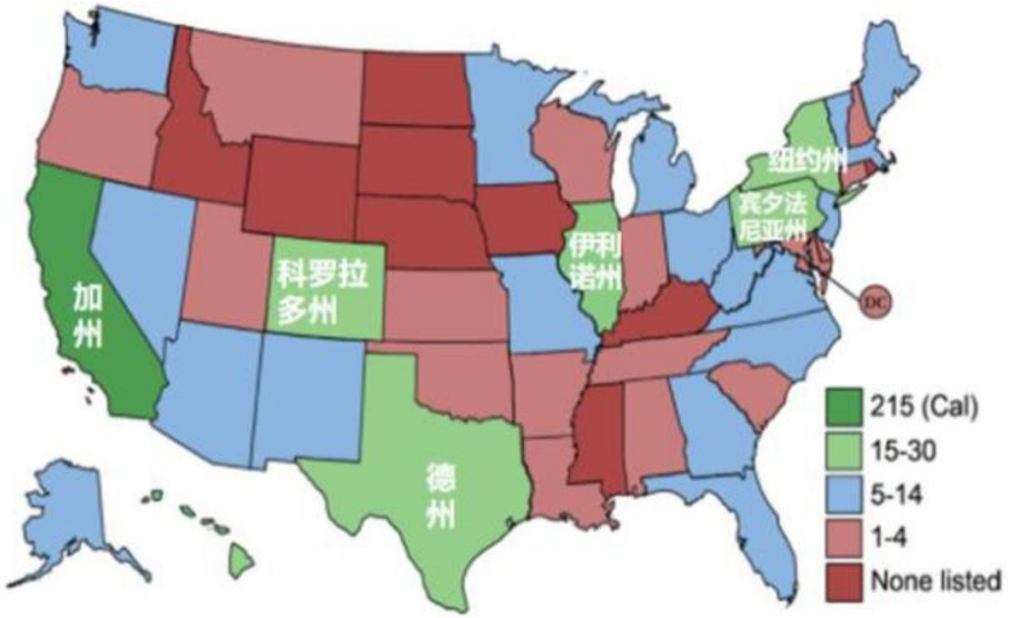


资料来源：NERC，华安证券研究所整理
（注：橙色区域代表夏季高温下具有面临能源短缺风险的地区）

美国|驱动力（二）：区域电网互相独立，储能协助大规模跨区域调度

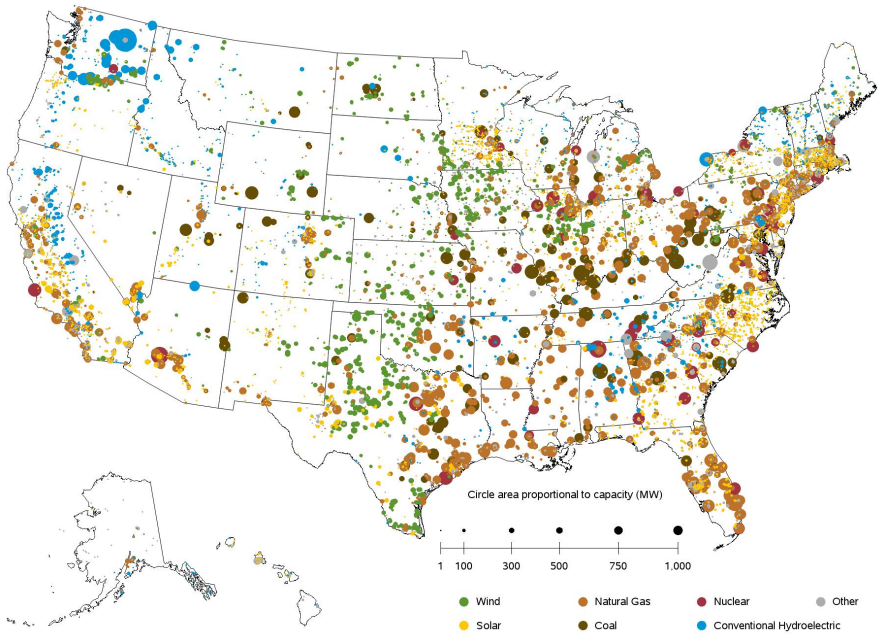
- 美国储能市场区域分化明显，主要集中在加利福尼亚州和德克萨斯州。截至2021年，加州储能装机容量为2339.1MW，占比44%；德克萨斯州储能装机容量为797.4MW，占比15%。加州和德克萨斯州的快速发展主要与电力基础设施不稳定、政策激励明显等因素有关。
- 美国储能目前主要由三大电网集团组成：东部联合电网、西部联合电网和德克萨斯电网，三大电网相对独立。由于美国特高压技术尚未得到广泛应用，且距离太远、损耗太大，电网集团不愿意进行州际输电，因此各自独立运行，很难开展大规模跨区域调度。因此需要电力辅助服务来帮助完成消纳，发电侧、电网侧储能装机容量大幅增加。

图：美国各州并网储能项目数量



资料来源：索比储能网，华安证券研究所整理

图：2023年6月在运营公用事业规模发电站地域分布

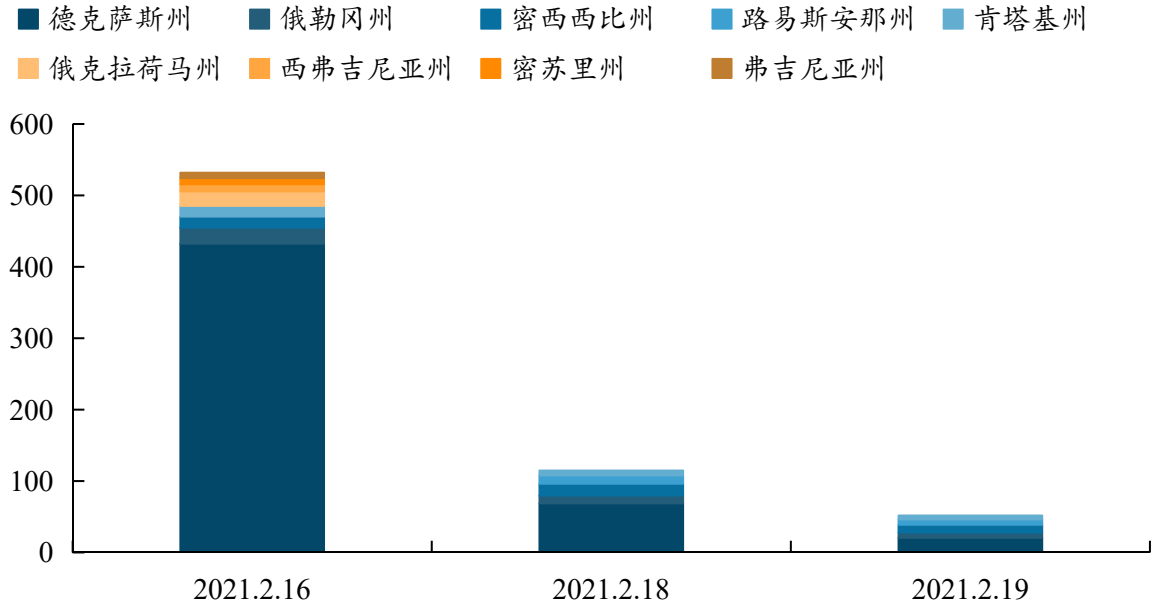


资料来源：EIA，华安证券研究所整理

美国|驱动力（三）：电力设备老化，不堪极端天气打击

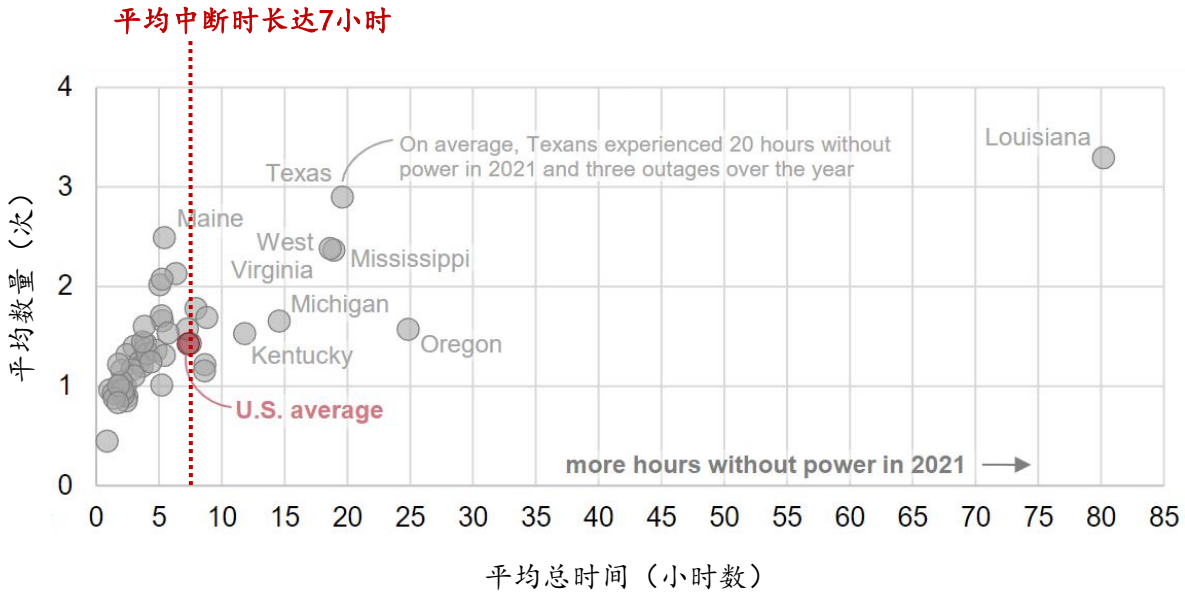
- 由于美国电网布局时间较长，线路布局相对复杂。在电力私有化的背景下，企业不愿意投入过多的资金来升级和维护电网系统，导致设备逐渐老化，遇到稍微极端的天气就容易出现停电的情况，“迪克西野火”、“艾达”飓风和2021年“德克萨斯冰冻”等。据白宫称，目前美国超过70%的电网建于20世纪60年代和70年代，使用年限超25年以上。2021年，美国电力客户平均经历了7个多小时的电力中断，2020年约为8小时，路易斯安那州2021年停电时间最长，达80小时。

图：2021年2月美国各州因乌里风暴而断电的客户数量（万户）



资料来源：brattle，华安证券研究所整理

图：2021年美国各州经历非瞬时电力中断的频次和平均时间

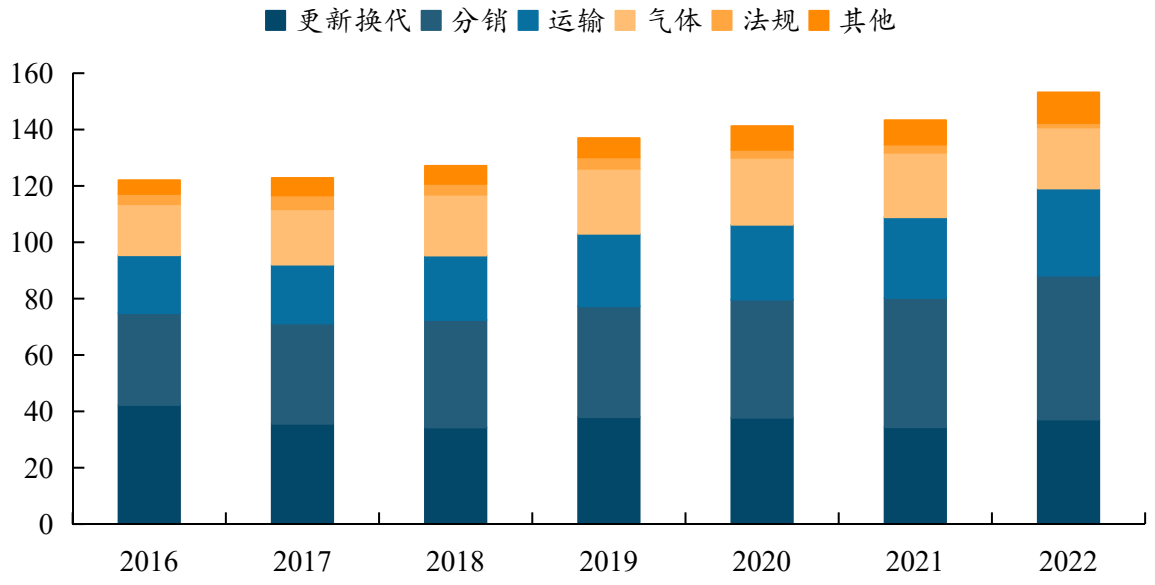


资料来源：U.S. Energy Information Administration，华安证券研究所整理

美国|驱动力（三）：2030/2050年输电系统将扩大60%/200%

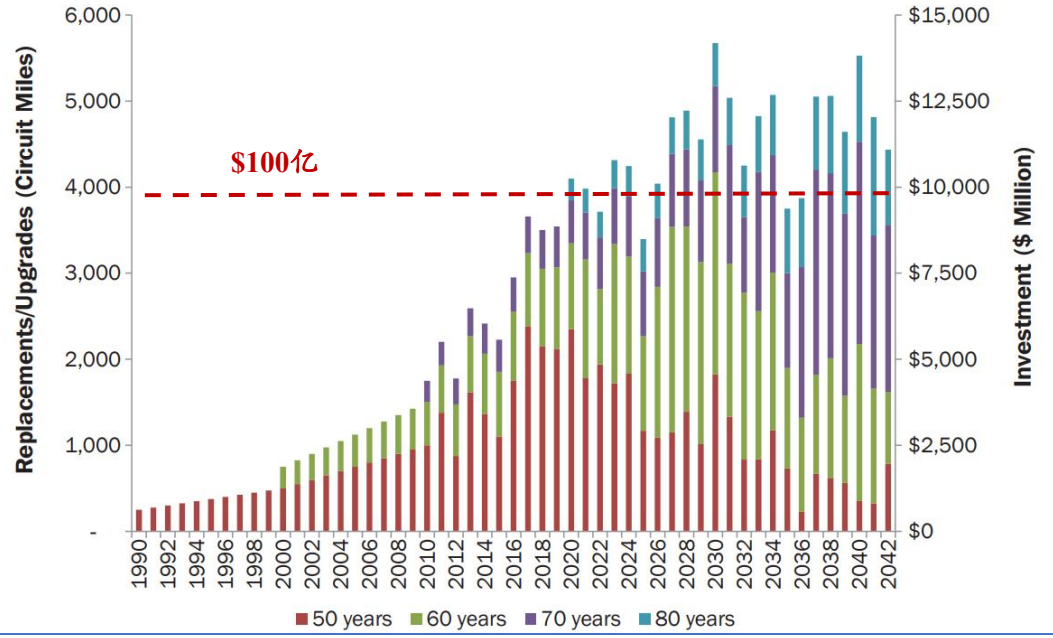
- 根据Brattle Group于2021年的分析，输电基础设施的使用寿命为 50-80 年，更换已达到使用期限的输电基础设施每年可能要花费约 100 亿美元。2022年1月，美国能源部（DOE）启动了“建设更好的电网”计划。该计划旨在增强美国电网抵御气候变化的能力，增加可负担和可靠的清洁能源的使用。据估算，到 2030 年，美国需要将输电系统扩大 60%，到2050年预计需要将现有容量增加两倍。

图：美国电力公用事业公司各项支出总额（十亿美元）



资料来源：EEI，华安证券研究所整理

图：不同使用寿命下电路里程对应的更换投资额（百万美元）



资料来源：brattle，华安证券研究所整理

美国|驱动力（四）：IRA细则落地后，企业观望情绪减少

- **2022年8月，美国通过IRA法案。**IRA发布前，表前与工商储能经太阳能充电比例需达75%以上才能依比例获得ITC补贴。IRA法案发布后，ITC以30%费率延长十年，至2033年后逐渐退坡。光储系统ITC税收抵免额度从26%提高到30%，延长期限10年，首次允许独立储能纳入补贴范围，拉高储能市场装机积极性。
- **2023年5月，美国发布IRA计算细则。**补贴有两种形式：ITC或PTC，其中独立储能只适用ITC。项目投运首年可一次性获得30%投资抵免，若项目满足奖励核算细则要求，则可获得额外10%投资抵免，抵免金额比例提升至40%。据WoodMackenzie预测，美国储能市场规模将扩展20%-25%。其中，据Stem和WoodMackenzie测算，表前储能市场2022-2025年CAGR将达到58%，表后储能市场2022-2025年复合增长率将达51%。

图：IRA发布前储能系统ITC比例（上图）、IRA发布前后储能ITC比较（下图）

IRA颁布前	75%	80%	90%	100%
表前储能和工商业储能的税收抵免（ITC）	19.50%	20.80%	23.40%	26%
户储税收抵免（ITC）	0%	0%	0%	22%

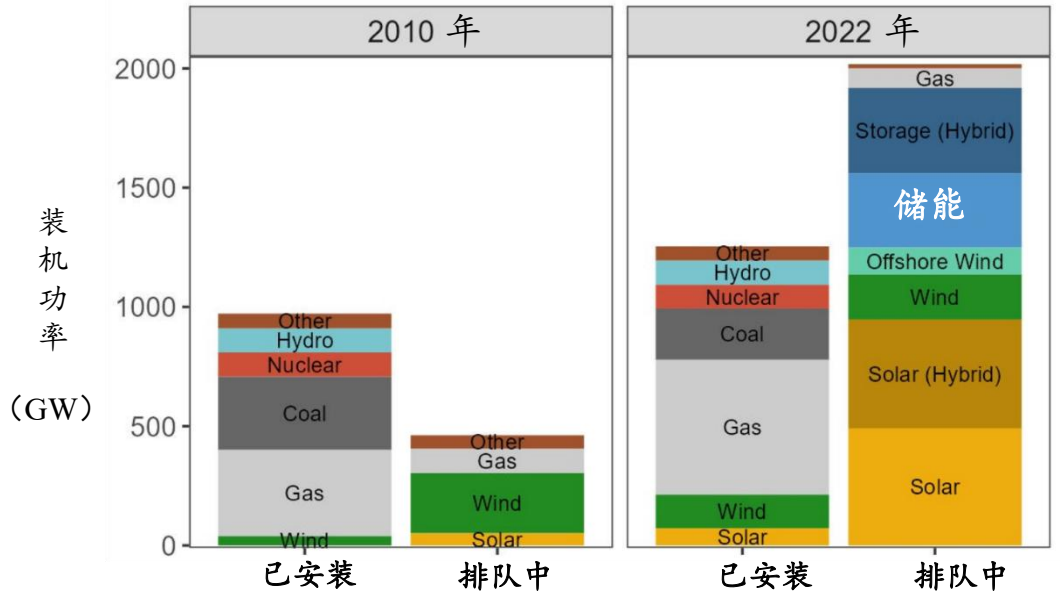
ITC法案	储能种类	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025-2032年	2033年	2034年	2035年	2036年
更新前	表前储能和工商业储能	26%	26%	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%	/
	户用	26%	26%	22%	/	/	/	/	/	/	/
更新后	表前储能和工商业储能	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22.50%	15%	/
	户用	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22%	/	/
利好因素					ITC以30%的费率延长十年			逐渐退坡			

资料来源：Infolink consulting，华安证券研究所整理

美国|驱动力（五）：并网流程改革后，排队阻塞现象将逐步减缓

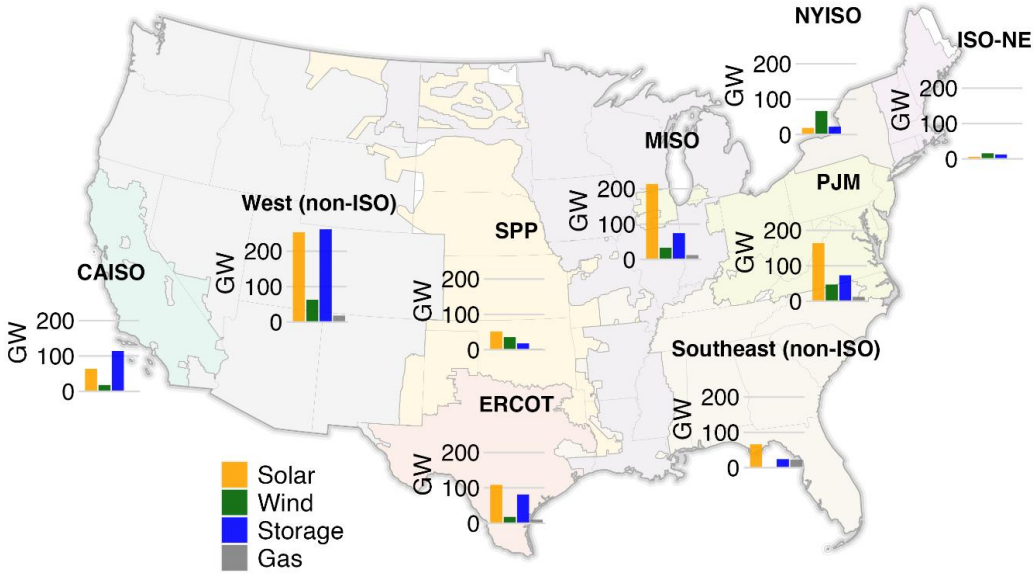
- 在《两党基础设施法》和《通货膨胀削减法》的推动下，清洁能源投资增多。2022年，美国并网请求增长了40%。而据LBNL，2000-2021年并网-投运周期拉长，其中前10年周期约2.1年，近10年增至3.7年。众多项目未完成就退出并网，给开发商带来不确定性。**根据Berkeley Lab，截至2023年5月，美国并网申请队列中的发电和储能项目超2000GW。**
- **目前已引发美国本土重视，并采取多项措施。**2022年2月，清洁能源行业协会3个联盟呼吁FERC应将并网改革作为首要任务，减少等待并网的积压项目。2022年4月，发布IEEE 2800-2022 新标准，填补了北美大型光储电站并网的规范空白。2022年10月，DOE推出新计划e-Xchange (i2X)，旨在帮助清洁能源接入电网，提高电网可靠性。同年，规划委员会已批准了简化流程，2024年启动的项目适用新流程。预计在一系列改革下，排队阻塞现象将有所舒缓。

图：美国现有容量VS并网排队容量（GW）



资料来源：劳伦斯伯克利国家实验室，华安证券研究所整理

图：美国各地的发电项目拟议容量

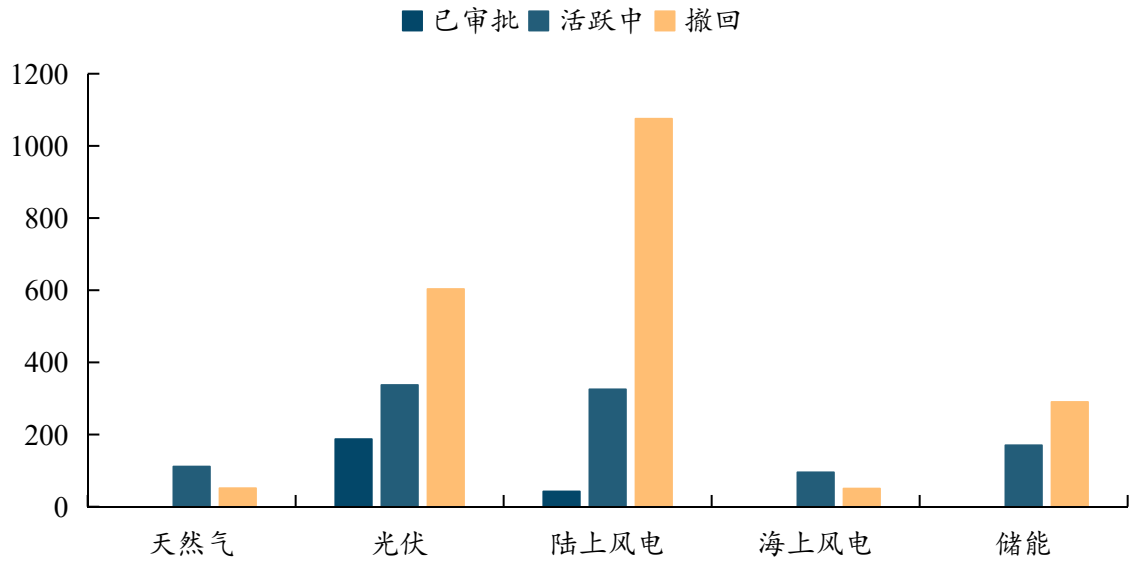


资料来源：劳伦斯伯克利国家实验室，华安证券研究所整理

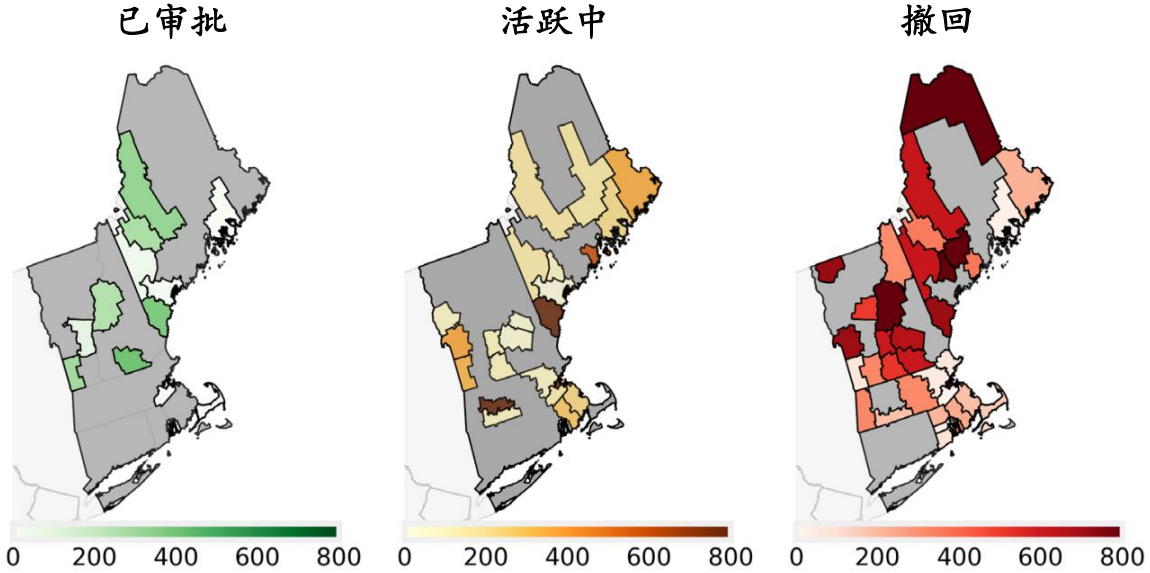
美国|驱动力（五）：并网平均成本变高，小型开发商望而却步

- **电网升级后，美国并网平均成本翻倍。**例如PJM市场，2020年以前的并网平均成本为42 美元/KW，2020-2022年上涨至84 美元/KW；退出项目的并网成本（521美元/KW）是完成并网项目的七倍多（73 美元/KW）。分发电来源来看，由于风光发电厂通常位于农村地区，附近变电站较少，通常高于天然气的并网成本，其中在PJM 市场，储能并网成本在335 美元/KW、光储为 267 美元/KW，均高于天然气的 24 美元/KW。由于并网需要大量专业知识和经费开支，因此小型开发商因缺乏现场并网经验而对北美市场望而却步。

图：2018-2021年美国各并网项目平均成本（美元/KW）



图：美国不同地理区位并网成本



资料来源：《Interconnection Cost Analysis in ISO-New England》，华安证券研究所整理

美国|未来展望：2023年装机达28.3GWh，2021-2025年CAGR达59.5%

- 2023年Q1，美国储能新增装机778MW/2145MWh，同比下降26%/28%，主要系并网阻塞，项目延迟。随着新能源渗透率提升，储能作为电力平衡手段，刚性需求加大。2023年5月，IRA细则落地后，储能市场观望情绪减弱，叠加下半年装机高峰降至，2023年全年储能市场装机有望达28.3GWh。目前，美国本土针对并网积压项目已采取多项措施疏通，预计未来2-3年陆续落地。预计2024-2025年储能市场将增至44.2GWh、68.2GWh，2021-2025年CAGR达59.5%。

图：美国储能市场空间测算

分类		2021	2022	2023E	2024E	2025E
表前储能	大储（GWh）	9.2	10.2	24.0	35.8	54.4
	占比（%）	87.7%	81.0%	84.8%	81.0%	79.8%
表后储能	工商业储能（GWh）	0.4	1.1	1.7	3.8	6.2
	户用储能（GWh）	0.9	1.3	2.6	4.6	7.6
	合计（GWh）	1.3	2.4	4.3	8.4	13.8
	占比（%）	12.3%	19.0%	15.2%	19.0%	20.2%
美国储能市场空间合计（GWh）		10.5	12.6	28.3	44.2	68.2

资料来源：EIA，WoodMackenzie，华安证券研究所整理

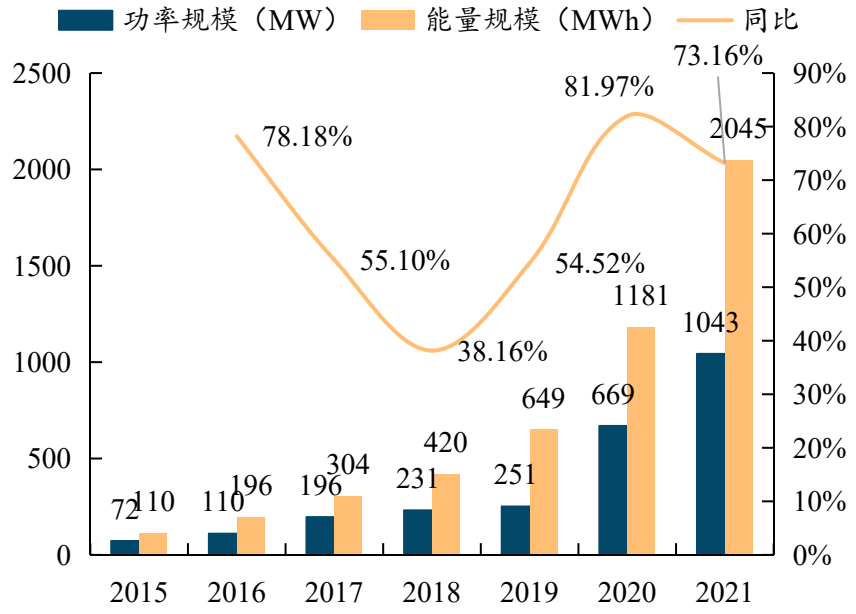
目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
➢ 欧洲：基底深厚，起量在即
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

欧洲|户储：2022年新增装机5.7GWh，同比147.6%

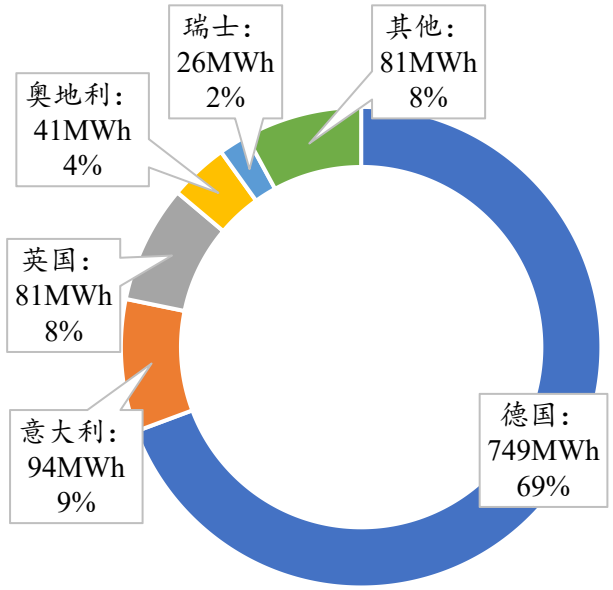
- 根据欧洲光伏协会数据和EV tank显示，2022年，欧洲户储新增装机约5.7GWh，同比+147.6%；累计装机11.1GWh，同比+105.2%。德国、意大利、英国、奥地利，分别以1.54GWh、1.1GWh、0.29GWh、0.22GWh位列前四大市场。德国与意大利作为欧洲户储装机量最大的两个国家，2022年合计装机占比超50%，其中德国户储装机超1GW，超过20万个家庭在2022年选择安装户用储能系统；意大利户储装机超500MW，但随着Superbonus补贴政策的逐步退坡（2026年完全退坡），未来意大利的户储需求将逐步削弱。

图：欧洲新增户储装机量（MWh）及同比（%）



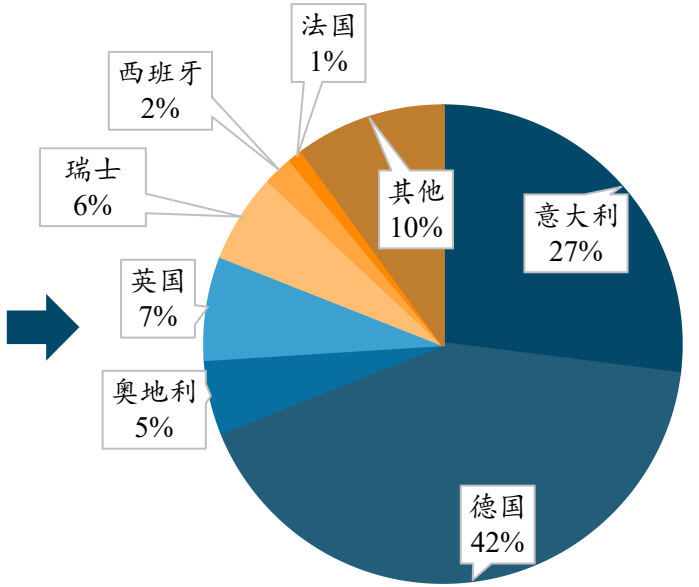
资料来源：欧洲光伏产业协会，华安证券研究所整理

图：2020年欧洲户储装机占比（%）



资料来源：Solar Power，华安证券研究所整理

图：2022年欧洲新增户储装机占比（%）

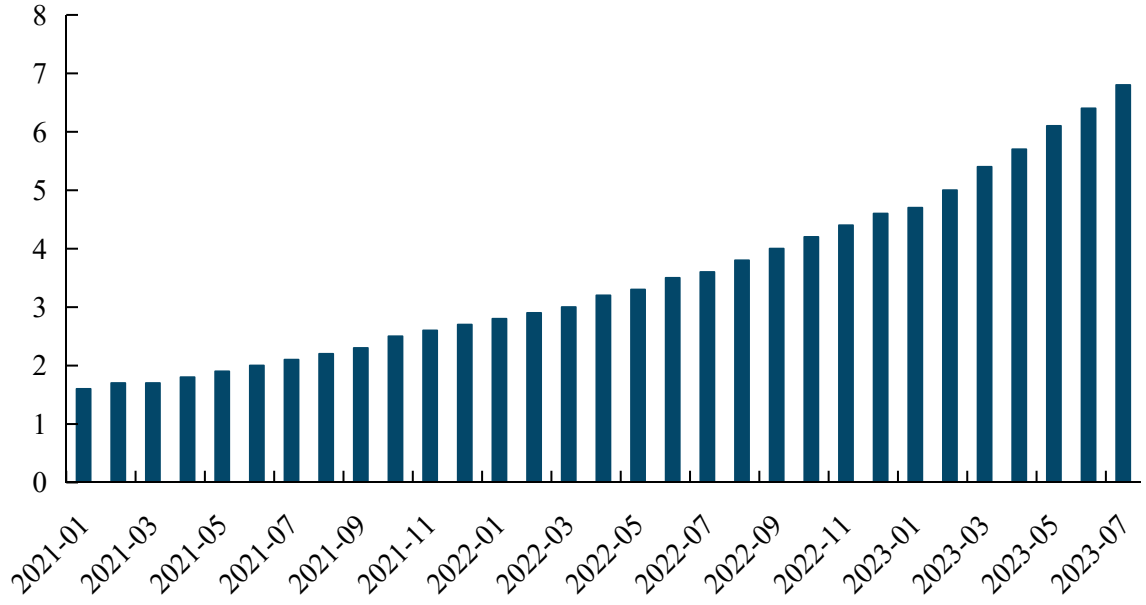


资料来源：EESA，华安证券研究所整理

欧洲|户储：德国存量市场是主力，意大利增量后来居上

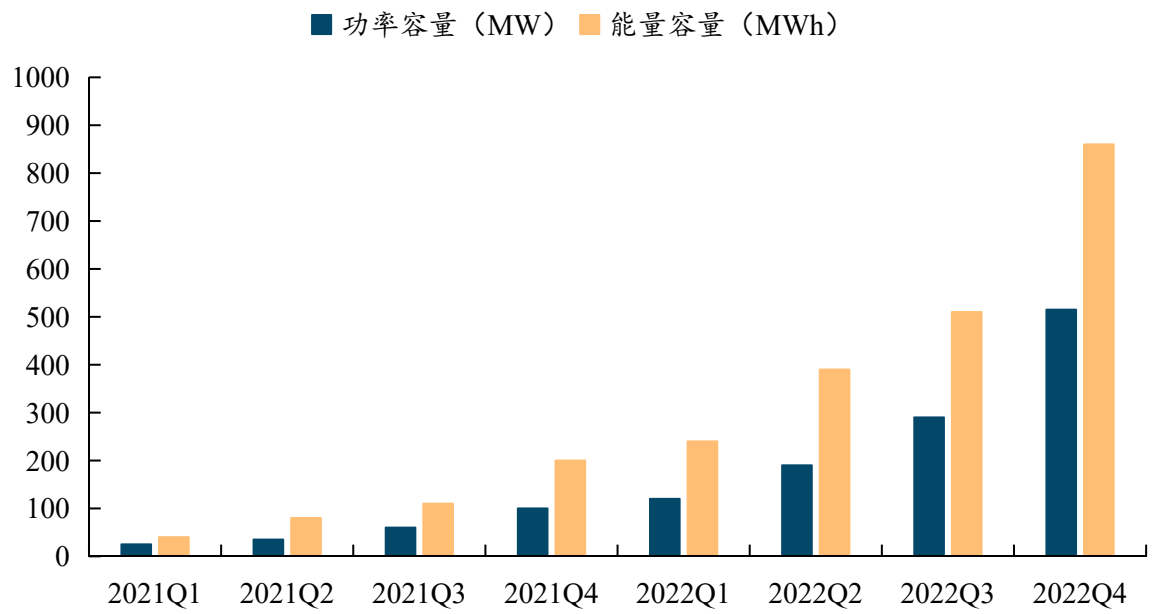
- **德国：**根据ISEA&RWTH发布的数据，2022年德国户储装机量为1839MWh，同比+49.9%。2023Q1，户储装机量为976MWh，同比增长156.2%。其中，3月份家庭储能装机量为343MWh，同比+118.5%，环比+18.7%；4月份装机容量为218MWh，同比+62.7%，环比-36.4%。德国户储市场高景气得益于“较高的电价水平+激励政策”。
- **意大利：**根据ANIE Federazione，2022年意大利家庭储能装机量为2.0GWh，同比+384.7%，新增量超过德国，位居欧洲第一，主要得益于“税收减免+信贷销售”。但2023年2月新法令出台，预计个户110%的超额补贴将从今年3月推迟至9月底，信贷支持减弱，2023 年装机情况有待观察。

图：2021-2023年德国户储月度装机量（GWh）



资料来源：ISEA，华安证券研究所整理

图：2021-2022年意大利户储季度装机量

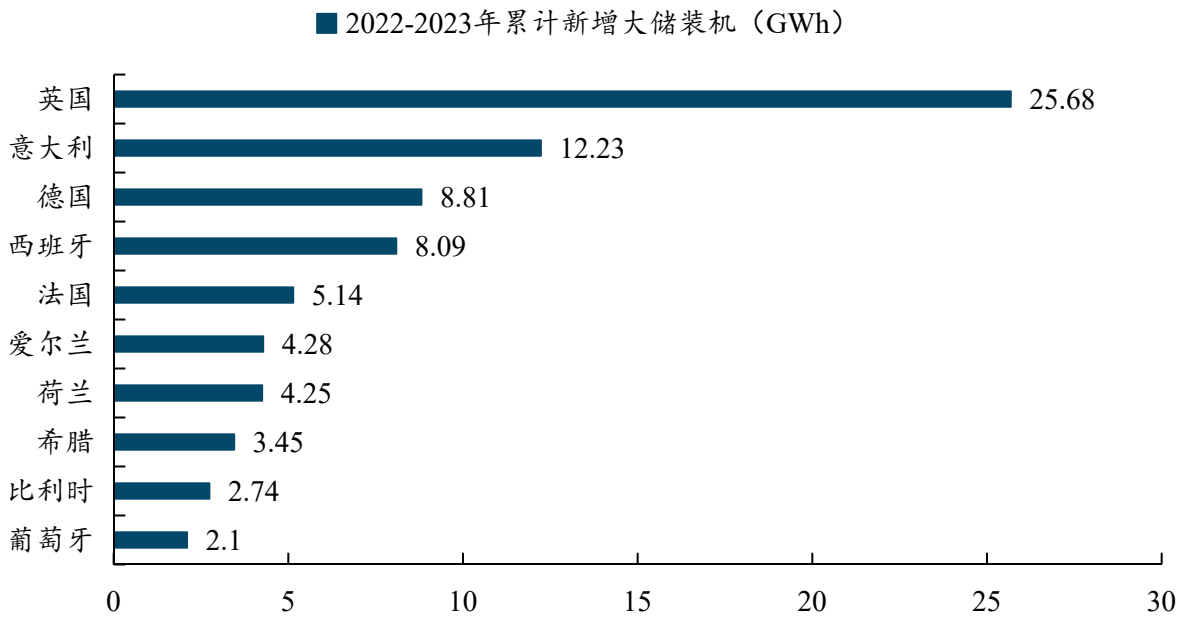


资料来源：ANIE，华安证券研究所整理

欧洲|大储：2022年2GW大储初具规模，多国规划带动未来起量

- 随着2023年光储成本降低，欧洲的地面光伏和大储将逐步打开市场，储能项目的项目规模将持续增加。欧洲大储市场已初具规模，根据欧洲储能协会（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%。从表前储能装机区域来看，英国市场占比42%，引领欧洲大储市场，爱尔兰、德国、法国装机占比分别为16%、12%、11%。EASE预计，2023年欧洲储能新增大储至少为3.5GW。
- 根据Wood Mackenzie预测，到2031年，欧洲大储累计装机量将达到42GW/89GWh，英国、意大利、德国、西班牙等国引领大储市场。可再生能源装机增长、收益模式逐步完善，驱动欧洲大储发展。

图：欧洲TOP10电网级储能市场2022-2031年累计新增装机预测



资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所整理

图：欧洲主要大储市场近年储能动向

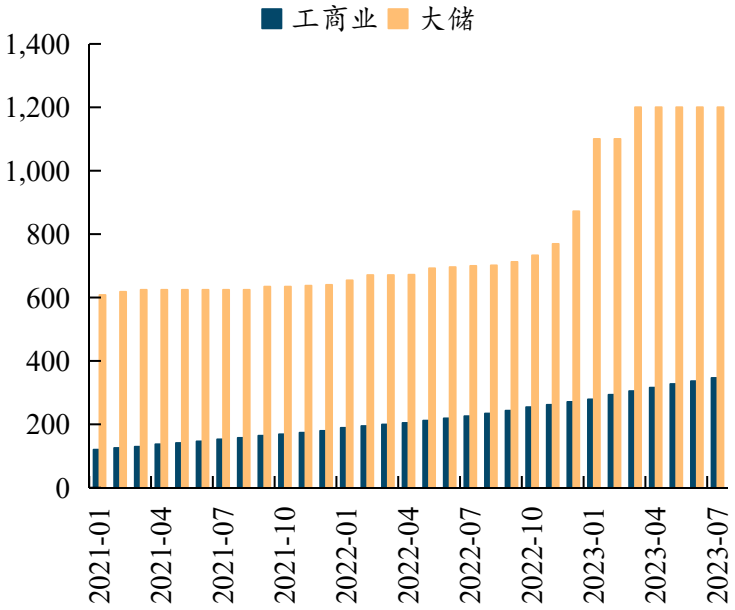
国家	详细内容
欧洲	2023年7月19日,欧洲议会通过电改方案，鼓励电网引入更多非化石燃料灵活性资源（如储能、需求侧响应），并通过容量市场等方式提高投资回报。
英国	2020年，正式取消单个电池储能项目50MW的容量限制，大幅缩短大储审批周期，同时取消储能在发/用电端的双重收费机制。2022年推出了DR和DM服务。
意大利	监管机构批准了新的电网规模储能拍卖规则。Terna表示，将需要约94GWh储能来整合意大利规划中的可再生能源。研究公司LCP Delta预测，2023-2024年将部署800-900MW储能，规模仅次于英国。
西班牙	政府计划资助1.6亿欧元部署2026年并网的600MW储能项目。2023年7月启动2.8亿欧元的国家援助，分别支持独立能源存储项目和抽水蓄能水电项目。
德国	2020年首次启动“创新招标”，协助储能等可再生能源项目落地。目前，德国大储单体规模较小，约77%的大储项目容量低于10MWh。
希腊	大型电池存储拍卖已获希腊监管机构批准。独立的储能采购流程将于2023Q3启动，系统将于2025年底完成。

资料来源：光伏盒子，中国储能网，环球科技网，CENSA，华安证券研究所整理

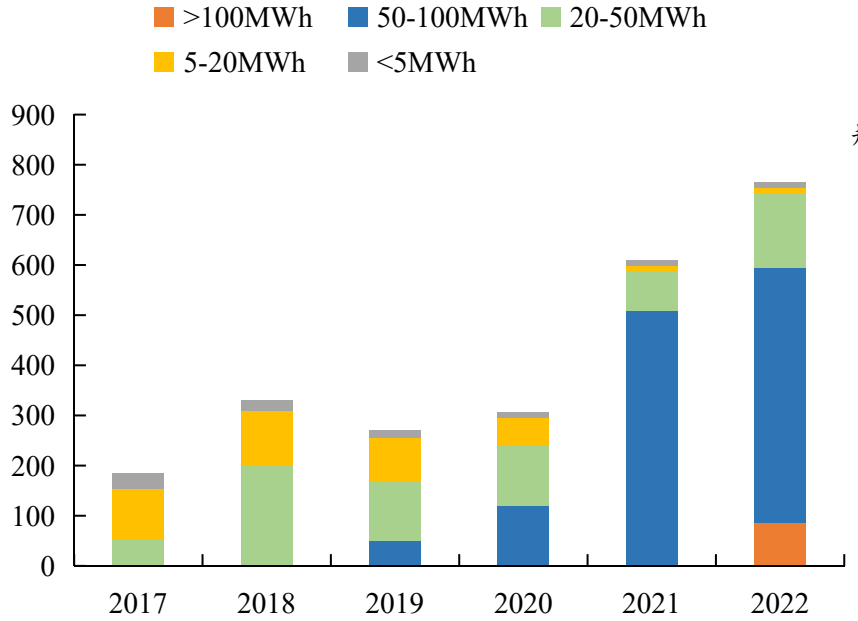
欧洲|大储：英国引领大储市场，德国小规模布局紧随其后

- **英国：**根据英国官方，截至2023年1月，英国已有42个10MW及以上储能项目投入运营，规模达1.2GW；在建38个，规模1.9GW；规划项目419个，规模25.4GW。2021年，英国的年装机容量为617MWh，2022年达到569MW/789 MWh，同比27.9%。
- **德国：**根据ISEA&RWTH数据，2022年，德国大规模储能投运量为464MWh，其中12月投运251MWh，占比54%。2023Q1，投运大型储能58.0MWh，工业和商业储能31.5MWh；目前规划的大型储能容量为350MWh。

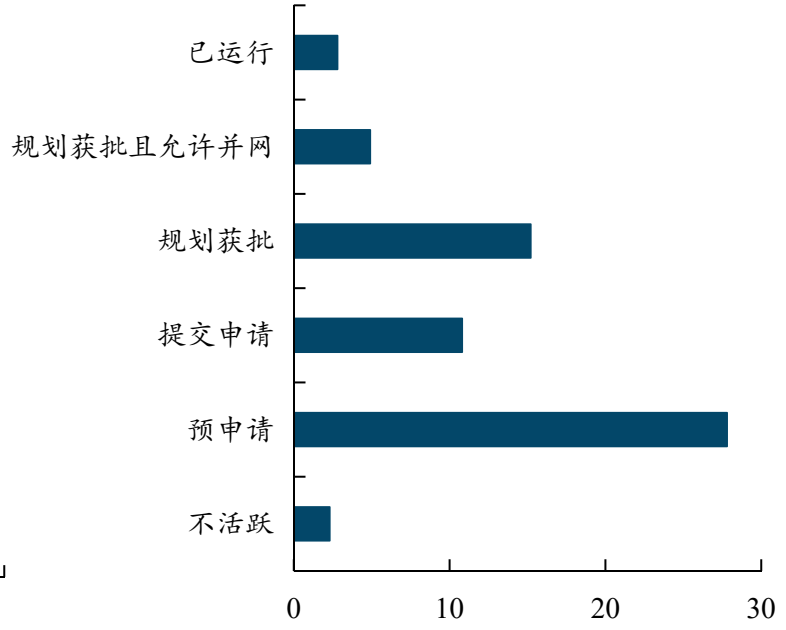
图：2018-2022年德国月度装机量（MWh）



图：英国大储装机（MWh）



图：英国年度储能装机容量（MWh）



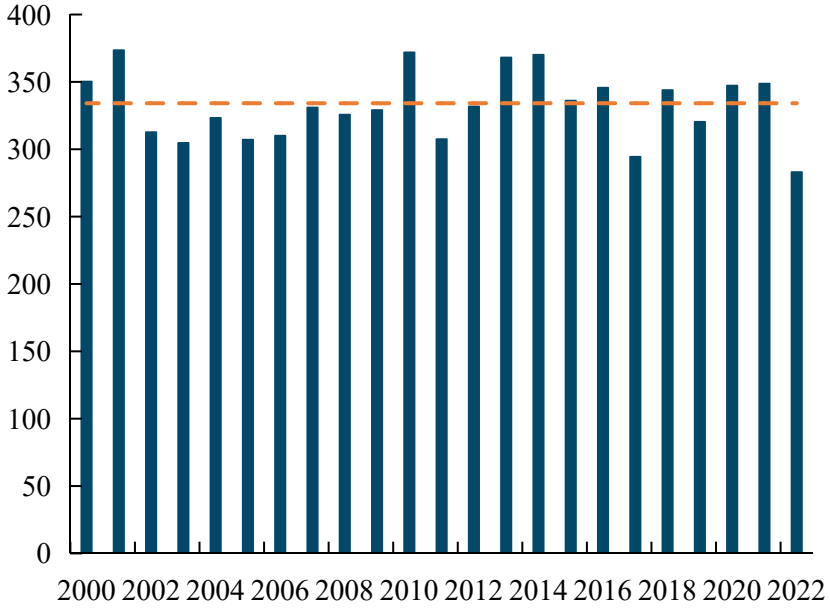
资料来源：ISEA，RWTH，华安证券研究所整理

资料来源：Solar Media，华安证券研究所整理

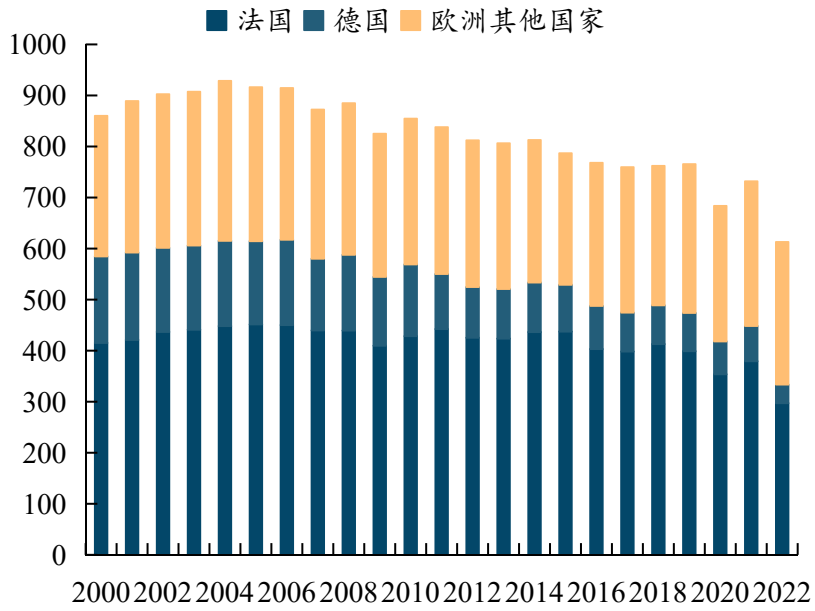
欧洲|驱动力：能源短缺、气转煤问题将增加风光发电需求

- 2022年，欧洲面临严重干旱，水力发电量降至283TWh，为2000年以来的最低水平，同比下降19%。其次，核电发电量119TWh，同比下降16%，其中，69%源于法国停电，27%源于德国核电站。其中，2021年12月关闭机组后，德国核电发电量从2021年的69 TWh减少到2022年的37 TWh，预计于2023年4月下线。另外，法国是欧洲历史上最大的电力出口国。但自2000年以来，法国首次成为净进口国。
- 自2021年7月俄罗斯首次开始限制欧洲天然气流量以来，天然气价格明显高于煤炭价格。这导致2021年从天然气发电转向硬煤发电。而欧洲的到2030年可再生能源占比达到42.5%的目标仍未改变，因此将加大风光发电的依赖。

图：2000-2022年欧洲水电发电量（TWh）



图：2000-2022年欧洲核电发电量（TWh）



图：2022年法国核电和水电进口情况

资料来源：Ember，华安证券研究所整理

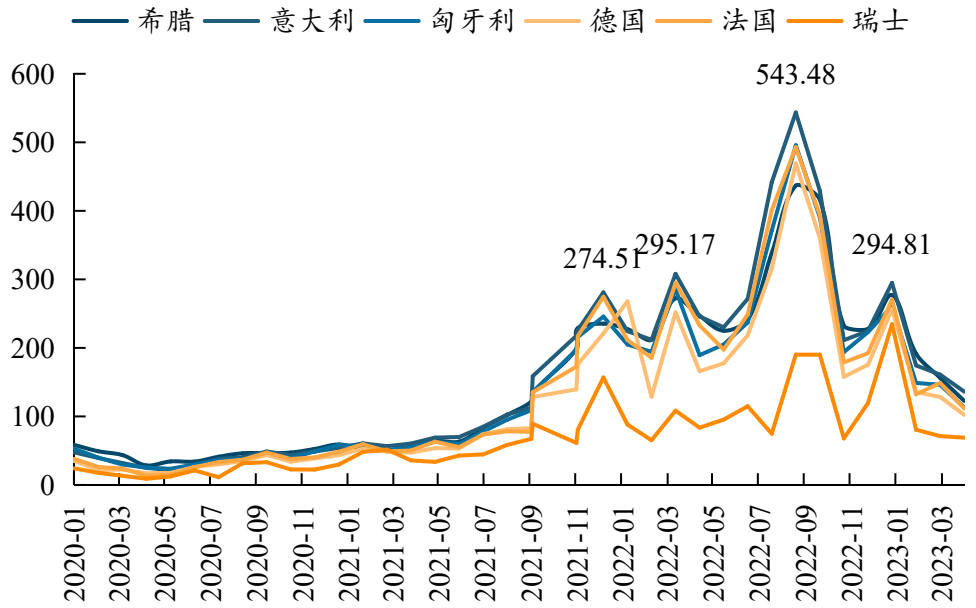
欧洲|驱动力：电价仍高于能源危机之前，基本面持续

- 当前，随着天然气价格下行，欧洲批发电价暂时回落。但供需关系无法保持天然气价格长期处于低位。为限制电价无节制上涨，应对能源危机，2022年9月欧盟发布紧急干预能源价格预案，即对能源公司征收暴利税，具体实施方案将由各成员国自行决定。截至2022年12月，欧洲已有16个国家地区推进暴利税征收政策。
- 根据HEPI数据，2023年4月份欧洲多国新签约居民电价呈下降趋势，其中丹麦环比下降30%以上，德国、西班牙环比下降5%以上。从绝对值来看，英国和爱尔兰仍高于0.45欧元/千瓦时，德国、捷克、意大利仍高于0.4欧元/千瓦时，电价仍高于俄乌冲突前2021年4月同期，电力基本面尚未完全改善。

图：2022年欧洲已宣布/已实施暴利税政策的国家和政策内容

国家	征收税率	征收范围	实施状态
希腊	90%	部分能源生产商	已实施
匈牙利	/	多个行业	已实施
意大利	25%	电力、甲烷气、天然气和石油产品的进口、生产、开采、分配和销售	已实施
罗马利亚	80%	能源生产商、部分能源供应商和贸易商	已实施
西班牙	1.2%；4.8%	能源公司（天然气、石油和电力）和银行	已实施
英国	25%	石油和天然气公司	已实施
比利时	38%	核电厂	已宣布/表明意向
芬兰	/	电力、天然气、石油公司	已宣布/表明意向
法国	/	/	已宣布/表明意向
德国	90%	新能源、核电等	已宣布/表明意向
爱尔兰	/		已宣布/表明意向
荷兰	/	开采石油、天然气公司	已宣布/表明意向
斯洛伐克	50%	核电站	已宣布/表明意向
奥地利	40%	能源公司（石油、天然气公司）	已宣布/表明意向

图：欧盟部分国家月平均批发电价（欧元/MWh）



资料来源：Ember，华安证券研究所整理

欧洲|未来展望：2023年装机达11.3GWh，2021-2025年CAGR达53%

- 2021 年俄罗斯限制天然气供应后，欧洲开始气转煤。目前欧洲多国电价仍高于俄乌冲突前，电力基本面未改善。欧洲作为户储成熟市场，将火热依旧。另外，欧洲水电在枯水期和丰水期的供电水平差异大，风光发电依赖性逐步提高。2022年大储市场装机2GW，已初具规模；2023年7月，欧洲电改方案通过后，大储市场具备起量动力。2023-2025年储能新增装机达11.3GWh、18.3GWh、26.4GWh。

图：欧洲储能市场空间测算

分类		2021A	2022	2023E	2024E	2025E
表前储能	大储（GWh）	3	3.6	4.7	8.8	13.7
表后储能	工商业储能（GWh）	0.1	0.2	0.2	0.8	1.4
	户用光伏新增装机量（GW）	8.6	12.6	11.9	12.7	13.2
	配储比例（%）	12%	20%	25%	30%	35%
	配储时长（h）	1.6	1.8	2	2.1	2.2
	户储新增装机量（GWh）	1.65	4.54	5.95	8.00	10.16
	存量户储装机占比（%）	1.2%	3.1%	6.0%	8.0%	10.0%
	存量户储装机量（GWh）	0.02	0.15	0.38	0.70	1.13
	户用储能装机量合计（GWh）	1.7	4.7	6.3	8.7	11.3
欧洲储能市场空间合计（GWh）		4.8	8.4	11.3	18.3	26.4

资料来源：EASE，Wood Mackenzie，华安证券研究所整理

目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

东南亚|驱动力：东南亚国家可再生能源部署成为刚性需求

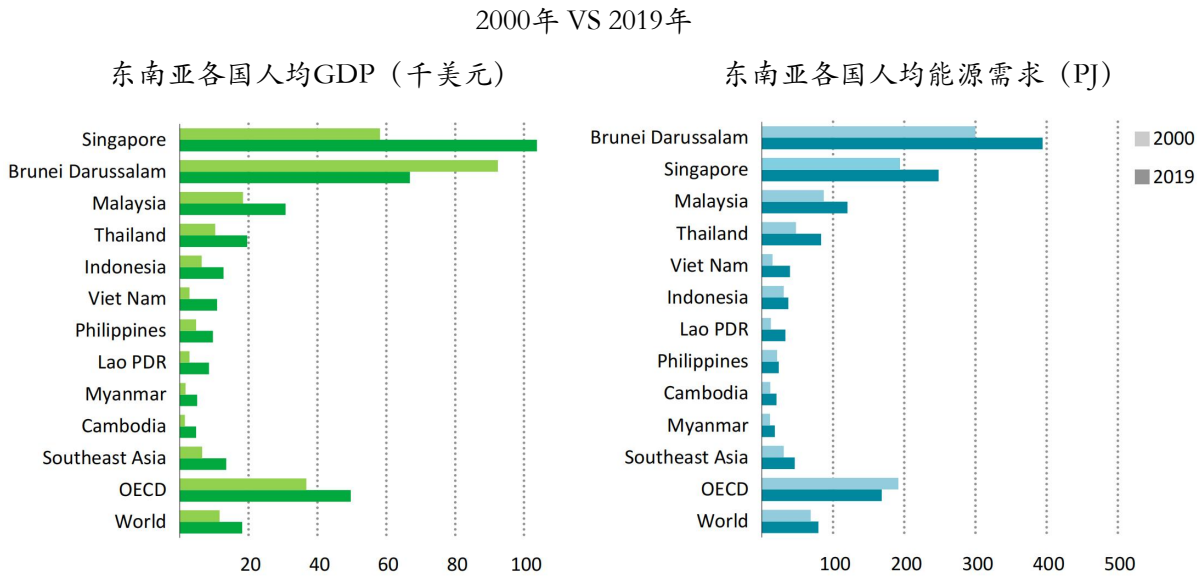
- 根据国际能源署（IEA）的数据，自本世纪初以来，东南亚国家GDP基本翻了一番。同时，能源需求每年增加约3%。国际能源署的《2022年东南亚能源展望》报告称，根据东盟地区十个国家的既定政策，化石燃料满足其中3/4的增长需求，这将增加35%的二氧化碳排放量。其中，六个国家已承诺未来实现净零目标，可再生能源将加速建设。根据《巴黎协定》目标，到2030年，东南亚国家每年必须部署约21GW的可再生能源。其中，风能和太阳能光伏发电占发电量的18%，到2050年达到44%。

图：东南亚各国今年可再生能源部署动向

国家	电力与可再生能源市场动向	时间
印度尼西亚	发布可再生能源总统条例	2022.9
	《2021-2030年度电力供应商业计划》	2022.1
马来西亚	执行《马来西亚可再生能源路线图》框架下的多种倡议	2021.12
菲律宾	首次进行可再生能源拍卖	2022.7
	发布《可再生能源法》修正案，允许国外投资商完全拥有可再生能源发电项目	2023.7
泰国	发布《2022年电力发展规划》	2011.1
新加披	首批120万KW电力进口项目决标	2021.11
	第二批280万KW电力进口项目决标	2022.7
越南	《第八个电力规划》	2023.6
	光伏/可再生能源拍卖和直接PPA试点	预计于2023Q1启动

资料来源：IHS Markit，华安证券研究所整理

图：东南亚各国人均GDP（千美元）和人均能源需求（PJ）



资料来源：IEA，华安证券研究所整理

东南亚|菲律宾：“私有化+自由竞争性”电力市场孕育储能黑马

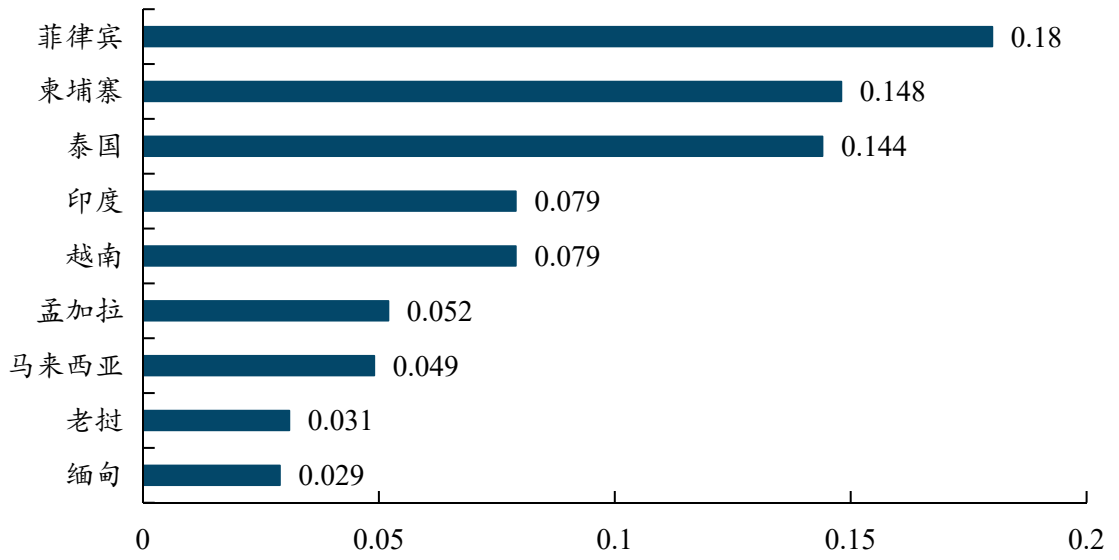
- 目前，菲律宾70%的电力依赖于化石能源，而化石资源匮乏，主要从印尼、澳大利亚等进口，电力资源紧俏。另外，菲律宾共计7101个岛屿，台风等自然灾害频发，导致偏远岛屿无法与电网相连，**因此储能成为菲律宾供电市场刚需。**
- 菲律宾电力公司普遍实现私有制，发电、输电、配电和售电完全市场化竞争，导致所有成本和损耗均转嫁给了消费者，目前菲律宾电力成本高昂，2022年12月居民平均电价高达0.18美元/KWh，且国内缺电现象严重，储能需求在即。
- 根据菲律宾国家电力发展计划，菲律宾面积最大和人口最多的吕宋岛，到2030年可再生能源将达到26%，到2040年达到34%。该目标远低于菲律宾国家可再生能源计划2020-2040要求的35%和50%。研究表明，未来菲律宾将加快可再生能源建设，预计配置6GW储能。

图：菲律宾部分企业投资建设储能电站进度

公司	规划	项目进度
SMC Global	制定了1000MW/1000MWh的储能投资目标，总计包含31个项目，总投资10亿美元。	到2022年7月，已完成了目标装机的一半。
	计划在国内投资建设电池生产厂，以供应储能电站对电池的需求。	/
Aboitiz Power	计划在十年内开发12个储能电站项目，总容量248MW。	2022年11月，在达沃岛投资的49MW储能项目开始试运行。
Ayala集团下属公司ACEN	通过其合资企业Ingrid Power Holdings Inc（IPHI）投资建设价值68.75亿菲律宾比索的270MW电池储能系统。	项目计划于2023年Q1建设，2024年H2商业运营。目前处于施工前阶段，包括初步现场调查和获得所需的许可证和许可。
ACEN（AC Energy）& 印尼Puri Usaha集团	在2022年5月宣布，双方将展开密切合作，共同开发位于印度尼西亚境内的可再生能源项目，重点是大型光伏电站、电池储能系统（ESS）以及绿氢。	已通过了集团内部业务审批以及进入最终文件的执行阶段。公司计划在2023年之前开工建设其首个项目。

资料来源：极目前瞻智库，华安证券研究所整理

图：2022年12月各国居民电力价格（美元/KWh）

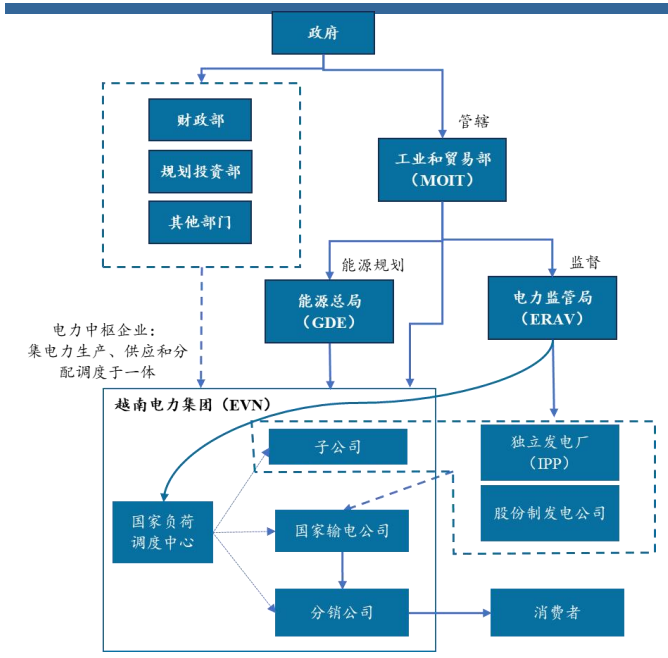


资料来源：Global Prtrol Prices，华安证券研究所整理

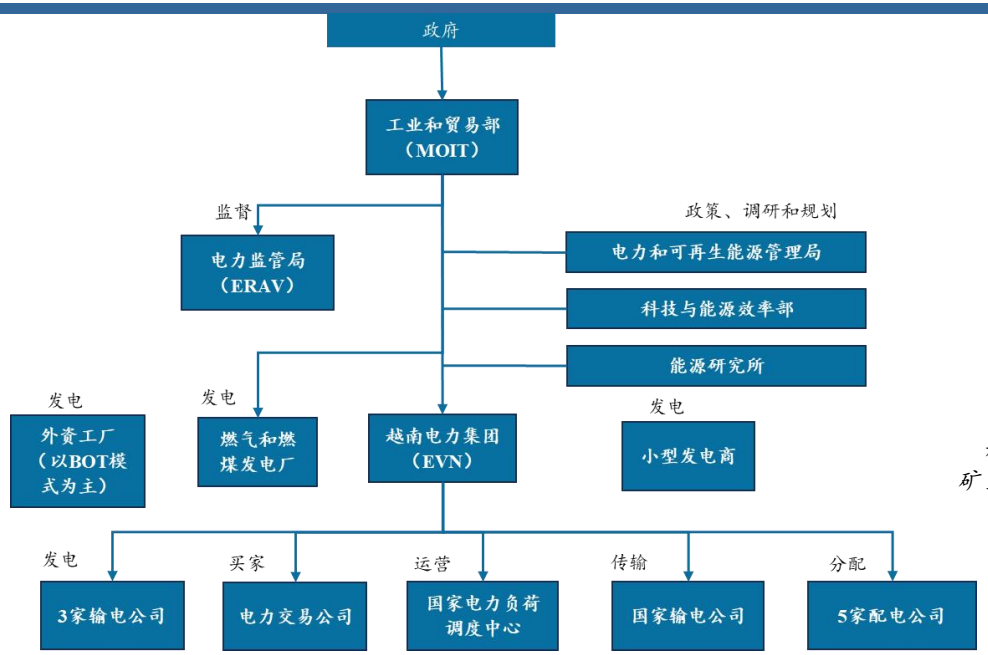
东南亚|越南：一体化垄断电力市场结构将逐步放开

- 输电领域，政府控股的越南电力集团（EVN）为垂直一体化电力企业，在多个领域占据垄断主导地位，2021年公司装机占比已达58.1%，其余由工贸部直接管辖，政府对电力行业的监管和控制力较强。
- 从经营主体来看，主要有三类：一是国有控股公司；二是以BOT模式为主的外资公司；三是以EPC为主的独立发电商。电价方面，独立发电商煤电电站项目均通过与EVN签署电力购买合同（PPA）进行电力销售，而PPA规定的电价由容量电价、电量电价和补充电价三部分构成。

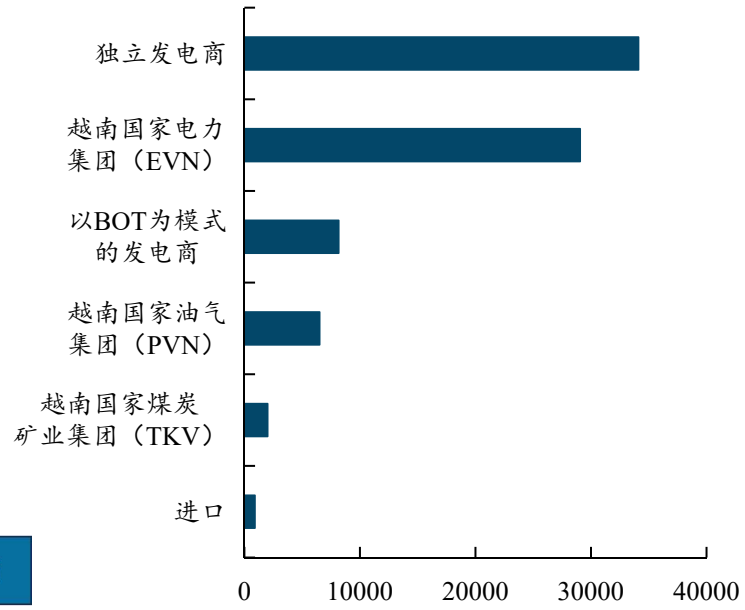
图：越南电力监管体系



图：越南电力市场体系



图：2022年各发电厂发电量（MW）

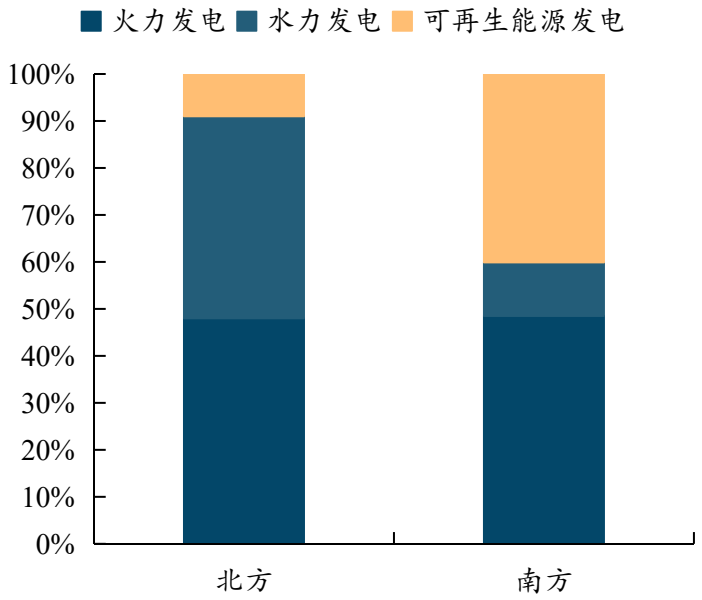


资料来源：World Bank，ChinaDialogue，中国对外承包工程商会，华安证券研究所整理

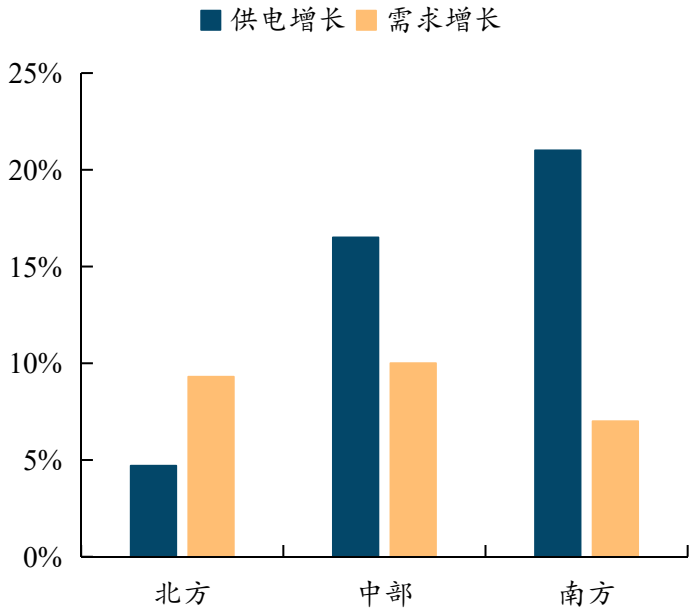
东南亚|越南：南电无法北调，营造储能机遇

- 越南有南北两个核心经济圈：胡志明市和河内地区，因此用电高负荷中心也被一分为二。其中，北部水电、煤电较为发达，电力类型多样化，但2023年北方水电站几乎干涸，相比2022年平均调度减少50%，约占发电量的12%-15%，而南方剩余水量按照高峰用电标准仅够4天用电量；其次，北方48%的燃煤电厂因高温持续运营，机器容量减少，导致北部用电供不应求，停工停产，未来储能需求将提上日程。
- 2023年5月，越南发布《第八个电力发展规划》（PDP8），目标是到2030年停止开发新的煤电项目，到2050年停止使用燃煤发电。到2030年越南光伏电站将增加至12GW，储能增加至2.7GW。

图：2023年5月越南南北部电源结构



图：2016-2020年电力供需增长率（%）



图：越南PDP8中2030年&2050年能源结构目标

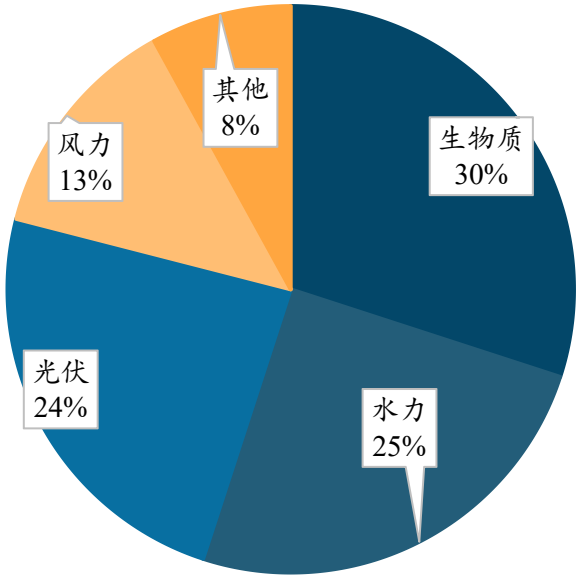
发电类型	2030年装机目标		2050年目标装机目标	
	装机容量（MW）	占比	装机容量（MW）	占比
陆上风电	21,880	14.50%	60,050-77,050	12.2%-13.4%
海上风电	6,000	4%	70,000-91,500	14.3%-16%
光伏	12,836	8.50%	168,594-189,294	33%-34.4%
生物质及垃圾	2,270	1.50%	6,015	1.0%-1.2%
水力	29,346	19.50%	36,016	6.3%-7.3%
储能	2,700	0.20%	30,650-45,550	6.2%-7.9%
热电联产	2,700	1.80%	4,500	0.8%-0.9%
燃煤	30,127	20%	0	0
（煤厂改用氨或生物质发电）	0	0	25,632-32,432	4.5%-6.6%
燃气	37,630	9.90%	14,930	2.6%-3%
氢气	0	0	20,900-29,900	4.1%-5.4%
进口	5,000	3.30%	11,042	1.9%-2.3%
灵活电源	0	0.20%	30,900-46,200	6.3%-8.1%

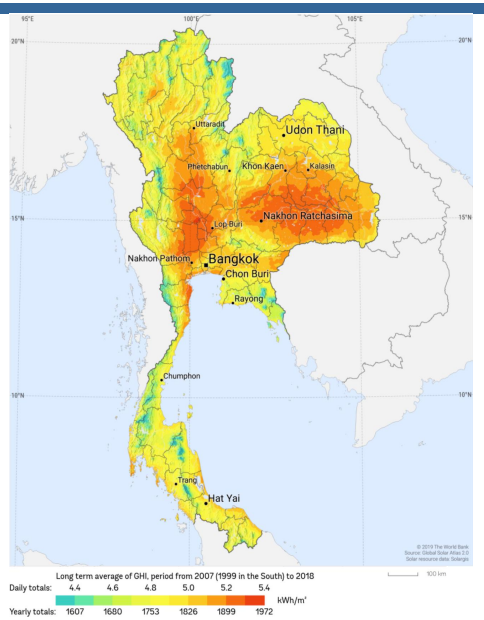
资料来源：Vietnam Briefing，vnexpress，华安证券研究所整理

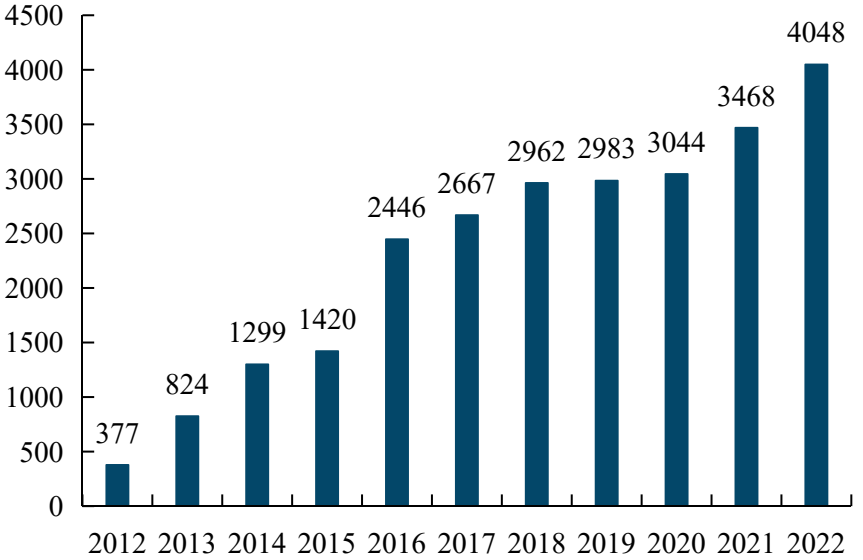
东南亚|泰国：风光规划将必然拉动储能需求

- 根据2018年Global Energy Team数据，泰国天然气储备不足，煤炭质量较差，电力需求存在较大缺口，约13%依靠进口。因此电价在0.12美元/kWh左右，在东南亚国家中处于较高的位置。
- 泰国属于热带季风气候，超过一半地区全天辐射量可达5.00–5.28kW·h/m²，光伏资源丰富。截至2022年底，泰国光伏总装机量已达4.05GW，2022年新增0.58GW，同比16.7%。**2023年H1分布式光伏装机约650MW；水面光伏装机约100MW；地面电站装机约150MW，储能装机约30MW**。
- 泰国南部风力资源丰富，但电网最发达的地区在中部曼谷经济圈，与南部电网连接薄弱，如果要大力发展风电，**储能解决南部电网问题的必经之路。**

图：2023年H1泰国可再生能源占比（%）　图：泰国全年辐射量统计（kW·h/m²）　图：泰国2012-2022光伏安装量（MW）





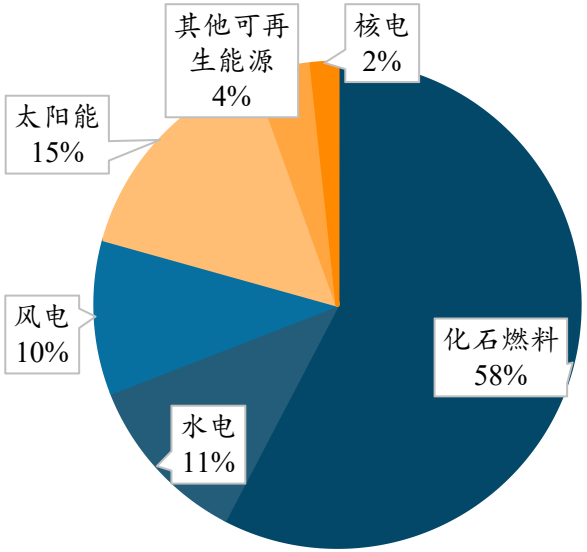


资料来源：Energy Box，World Bank，华安证券研究所整理

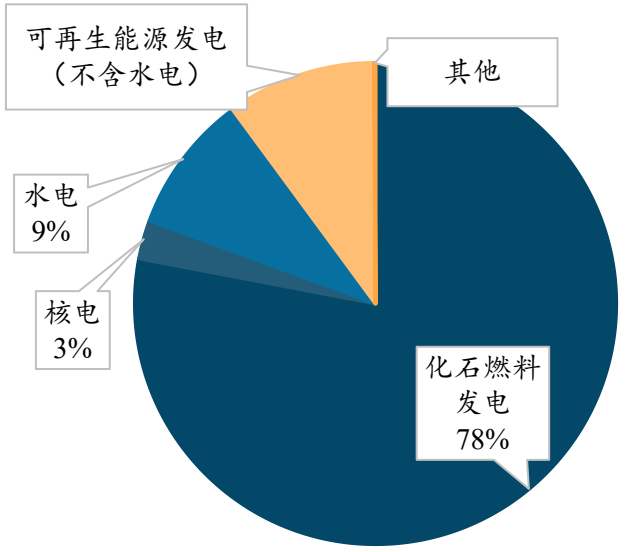
南亚|印度：南亚跨境输电中枢，储能协调南北部电力缺口

- 印度是全球第三大电力生产国和消费国。截至2022年底，印度全国总装机容量达41033.9万KW，其中可再生能源发电占40.7%。目前，除部分经济发达地区可保障24小时供电，南部、东北部以及北部地区电力具有明显缺口，投资体量较大的产业园区大多计划自备电站，**储能将成为电网系统的有力保障**。另外，印度位于南亚的中心位置，已经与周边大多国家建成了跨国输电线路，与邻国跨境互联的累积电力输送容量约为423万千瓦，未来计划增加输电容量约402万千瓦，总计约825万千瓦。
- 2022年，印度深化电力部门改革，实施了通用网络接入，开放三级储备辅助服务市场，采用了新的偏差费用解决机制，全年可再生能源新增产能占比约90%。2023年1月，印度政府批准了“国家绿色氢能计划”,将投入24亿美元推绿氢发展。

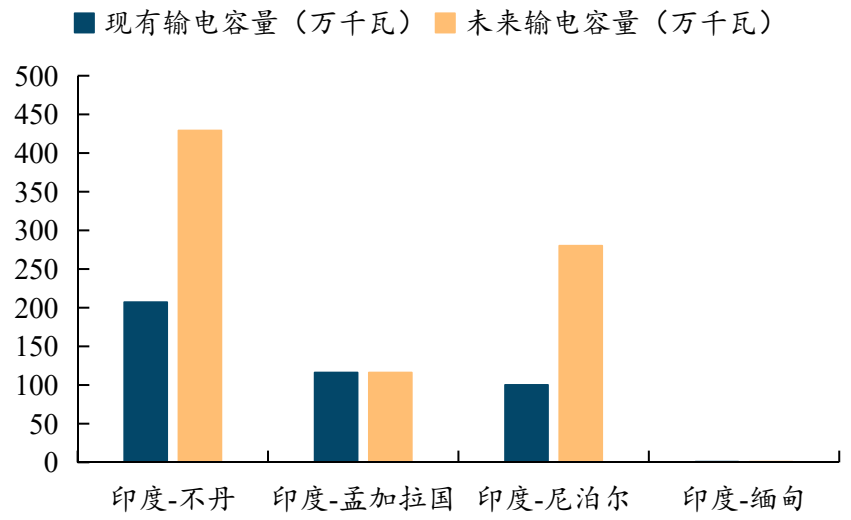
图：2022年印度发电装机占比（%）



图：2021年印度发电量占比（%）



图：印度现有及规划跨境输电容量

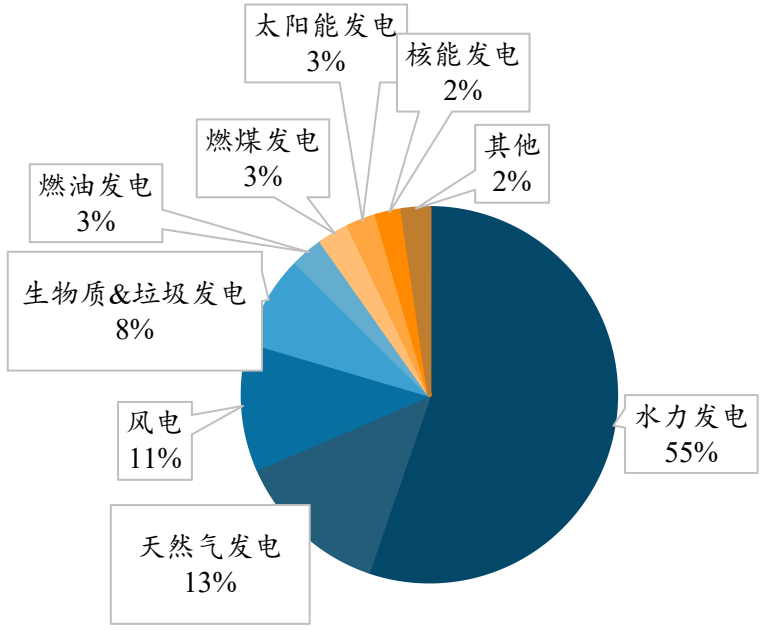


资料来源：《BP世界能源统计年鉴2022》，印度中央电力局，印度电力部《年度报告2021-22》华安证券研究所整理

南美|巴西：水电受限于干旱天气，风光开发潜力极高

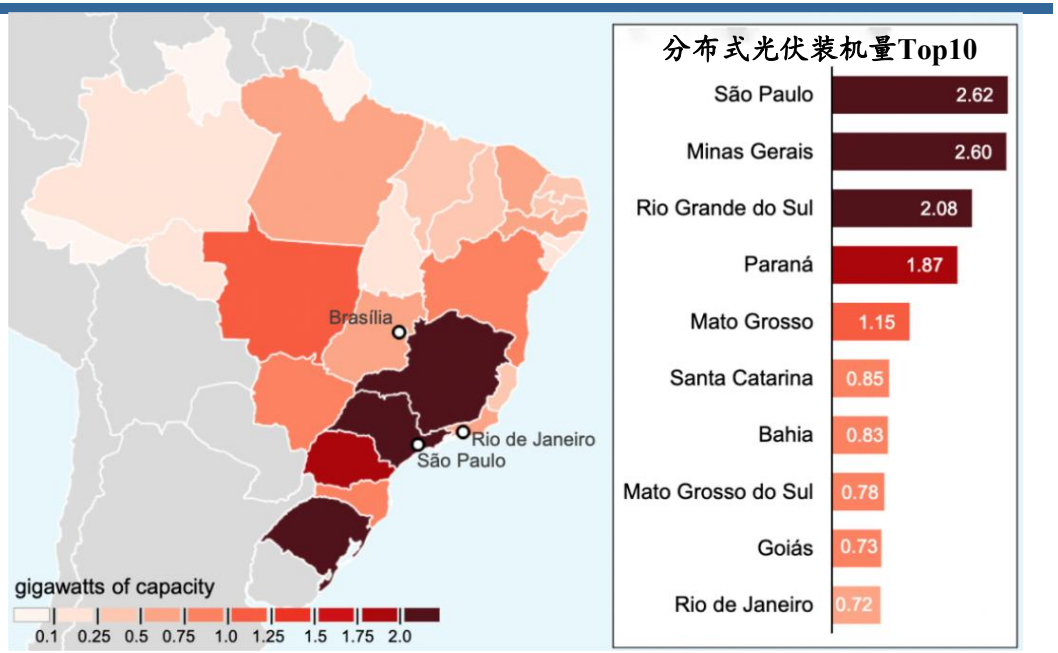
- 巴西电力行业起步较早，已进入较为成熟的阶段。其有亚马逊、巴拉那和圣弗朗西斯科三大水系，是世界上水资源最丰富的国家。从发电量情况看，2021年巴西发电总量达到6561.08亿KWh，同比增长5.62%。其中，水电占比55.30%，但今年来，巴西多次遭遇干旱天气，导致全国多个水库的水位下降，并直接影响到水电输出。
- 巴西国土的80%位于热带地区，50%以上的国土海拔超过500米，年平均日照时间超过3000小时，太阳能发电潜在装机容量为1.14亿千瓦以上，风电发电装机潜力高达1.43亿千瓦，具有极高的开发价值。根据巴西电力监管局（ANEEL）的数据，截至2023年3月31日，巴西家庭和建筑业主已安装了180多万个可再生分布式发电系统，总容量约为19GW。

图：2021年巴西各类电源发电量占比（%）



资料来源：Climatescope，华安证券研究所整理

图：截至2023年3月，巴西各州分布式光伏装机量（GW）

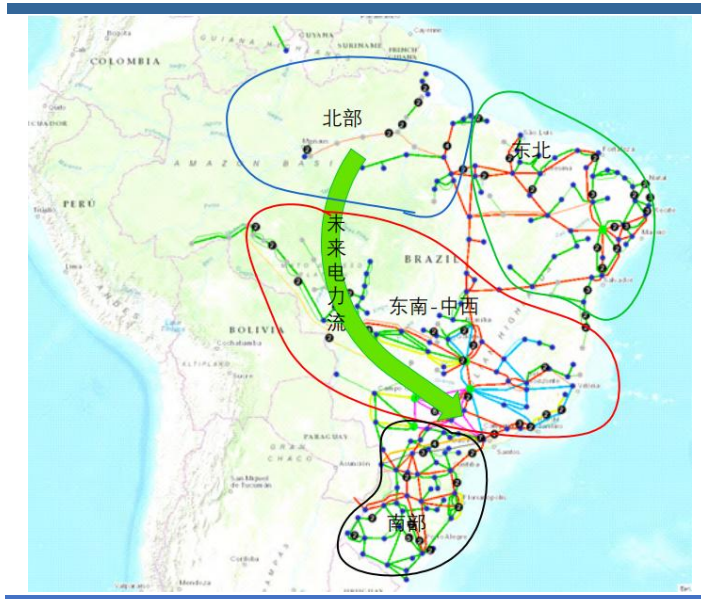


资料来源：EIA，华安证券研究所整理

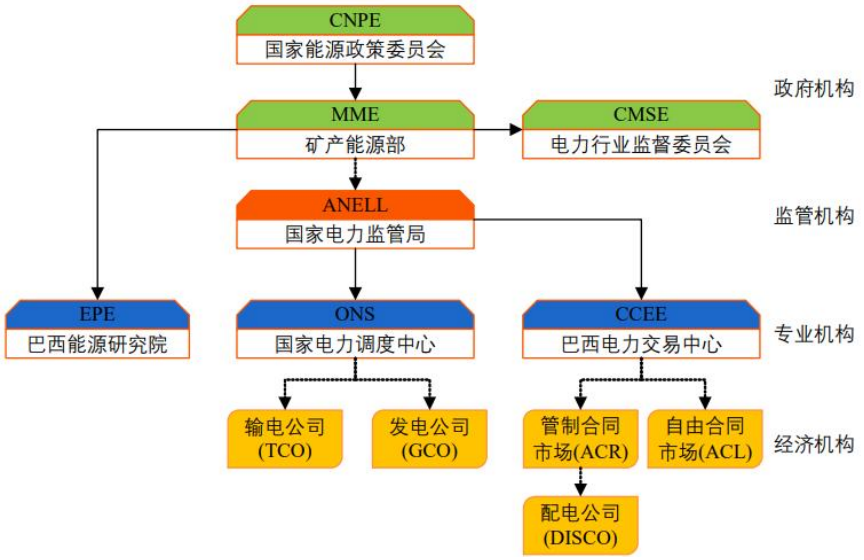
南美|巴西：自由电力市场有望扩大，中国电力公司深入合作

- 巴西电力市场分为监管市场和自由交易市场，交易占比为75%、25%。随着巴西电力改革的推进，如：1）国有大公司权力下放；2）降低自由电力市场准入标准；3）实行双项电税等市场化改革措施，将进一步扩大自由电力市场，刺激电力消费。巴西能源资源与负荷需求亦呈逆向分布，加上区域经济非均衡发展的特征，决定了其需要大容量、跨区域、远距离输电，在更大范围内优化配置电力资源，**储能有望助力巴西跨区域电力协调工作。**
- 据统计，2010-2019年间中国共在巴西电力领域投资36个项目，已至少有14家在巴西运营或正投资运营的中国电力公司，投资并参与的建设项目总额达365亿美元。国家电网成为在巴西投资最多的中国公司，且实现了发、输、配、售业务领域的全面覆盖，占中国电力行业投资总额的56%，其次是三峡集团（27%）、中广核（6%）和国家电投（3%）。

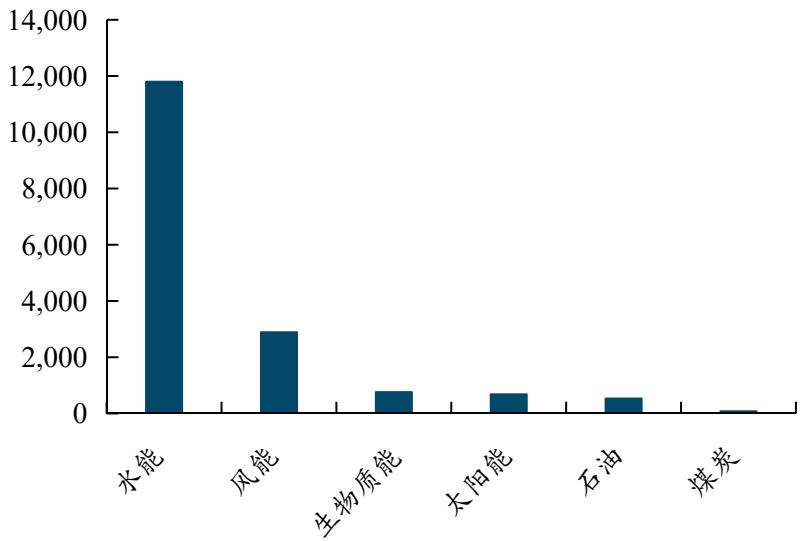
图：巴西电网结构及电力流示意图



图：巴西电力行业管理结构



图：2019年底在巴西中国企业装机容量（MW）

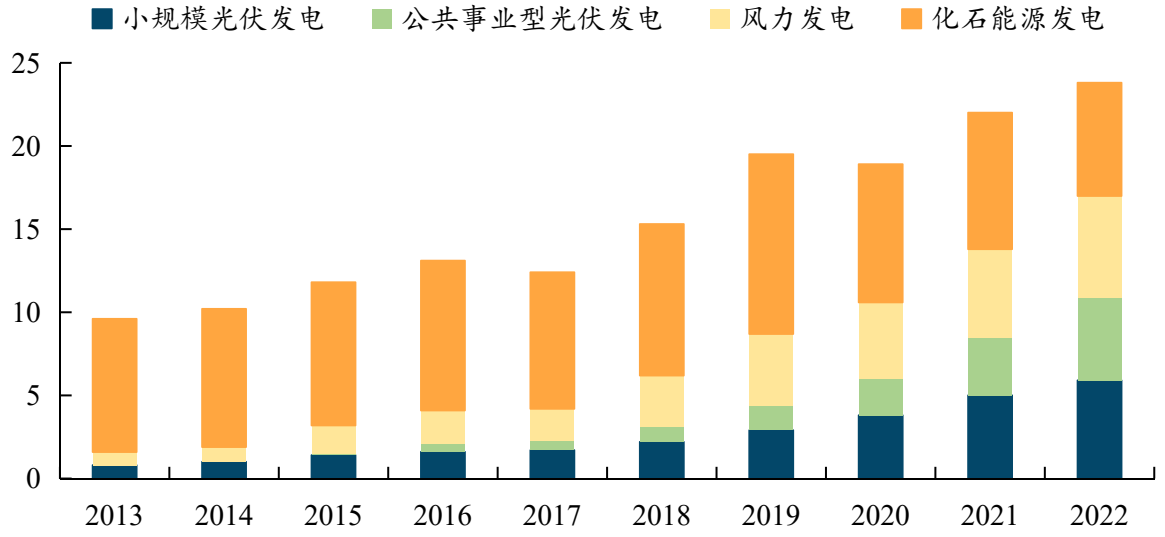


资料来源：刘方等《巴西电力市场研究：电力市场化改革历程与市场交易机制》，巴西国家电力监管局（ANEEL），华安证券研究所整理

大洋洲|澳大利亚：煤电退出后，风光发电先天不稳定催生储能需求

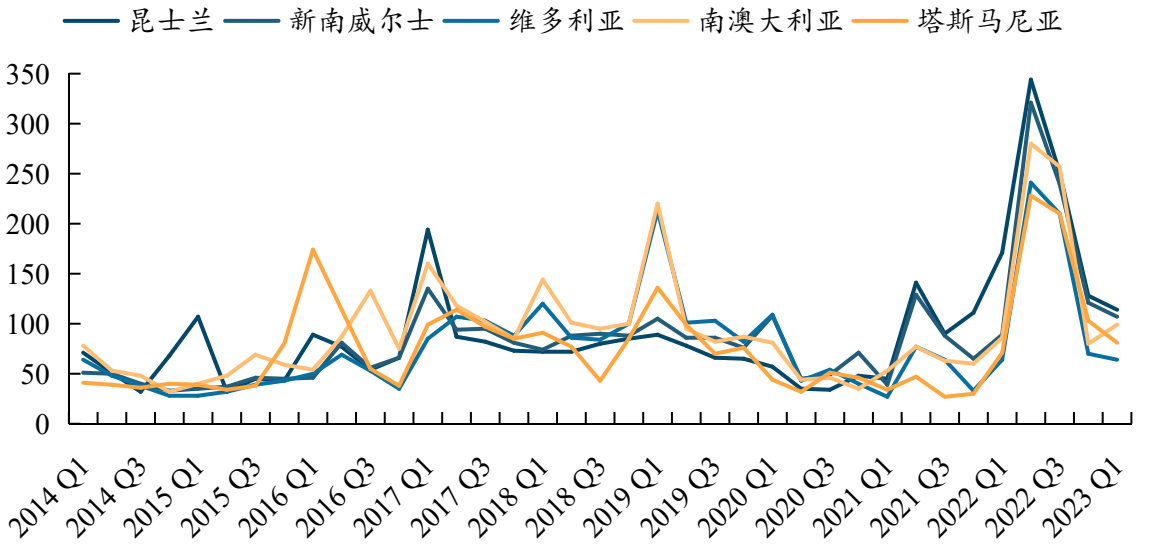
- 燃煤发电是澳大利亚能源网的支柱，满足全国约60%的电力需求。2023年4月，已运营50年的Liddell燃煤电站退出市场，起先每年向市场供应发电量约800MW，大部分电力定价为0元。而煤电站过快退出对电价造成冲击，将推迟其他燃煤电站的退出时间，而产能更换速度放缓将影响电力市场。2023年Q2，澳大利亚风光发电同比增加745MW，当地能源市场运营商估计，到2024年底，将新增风能、太阳能和电池5GW。
- 2022年6月澳大利亚国家电力市场（NEM）突然暂停，2022Q2-Q3电价飙升。主要原因是风力连续不足、煤炭库存减少、暴雨减缓煤矿产量，且6月出现一股猛烈寒流，由于日照时间变短，光伏发电也低于平均水平，加上25%的燃煤发电处于停运状态，导致本次电力供应短缺。因此作为全球范围高度成熟、最为自由的电力市场之一，澳大利亚的储能需求将逐步显现。

图：澳大利亚年度能源产量（TWh）



资料来源：ALLFIN，华安证券研究所整理

图：澳大利亚季度电价（美元/MWh）

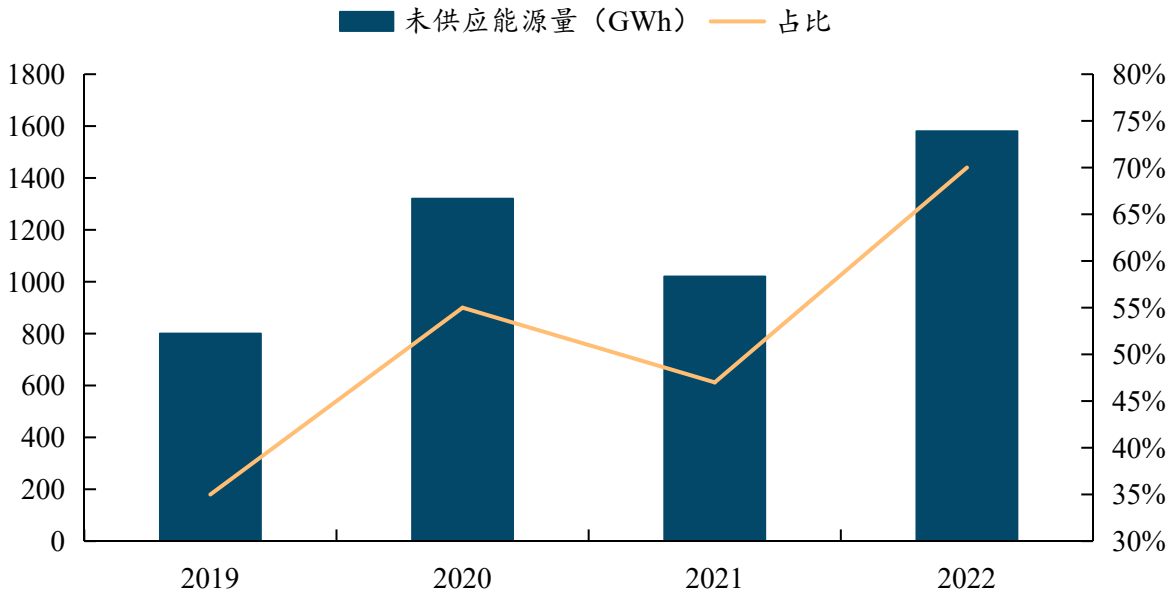


资料来源：澳大利亚政府官网，华安证券研究所整理

非洲|南非：停电现象严重，大力补贴建设新能源发电

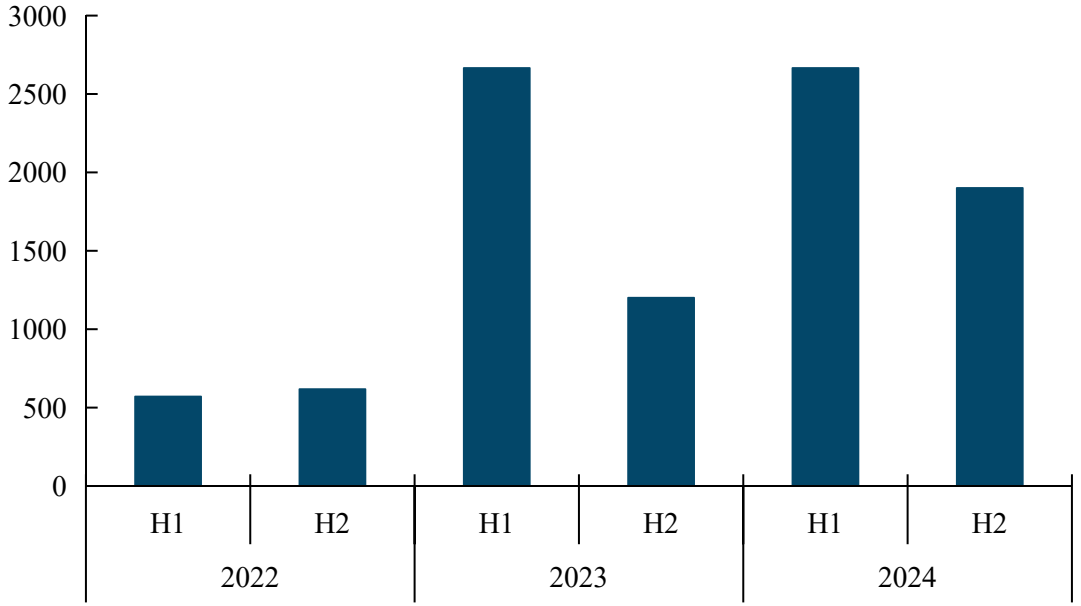
- Eskom是集发、输、配、售为一体的垄断企业，生产南非约95%的电力和非洲约45%的电力。2022年6月，Eskom启动六级限电，主要原因是运营状态恶化，电力供应减少，意味着南非大部分地区每天连续或间隔停电6小时。据PCC表示，南非预计至2030年期间，新增50~60GW的再生能源装机容量。近年来南非大规模的限电令已成为常态，南非政府宣布2023年与2024年全国电价将分别调涨18.56%与12.74%；同时，鼓励分布式发电设施建设，政府发布两项总计高达40亿兰特(约2.1亿美元)的光伏税务补贴。2022年，南非从中国进口1,187MW的光伏组件。2023年迎来爆发式增长，1-5月累积进口已达2,665MW，同比增长4.6倍。预计2023年全年进口量估计达3.8-4.5GW，同比增幅约3.4倍。

图：Eskom于2019-2022年期间未供应能源量



资料来源：Eskom，华安证券研究所整理

图：中国组件至南非的出口量及预测（MW）



资料来源：infolink consulting，华安证券研究所整理

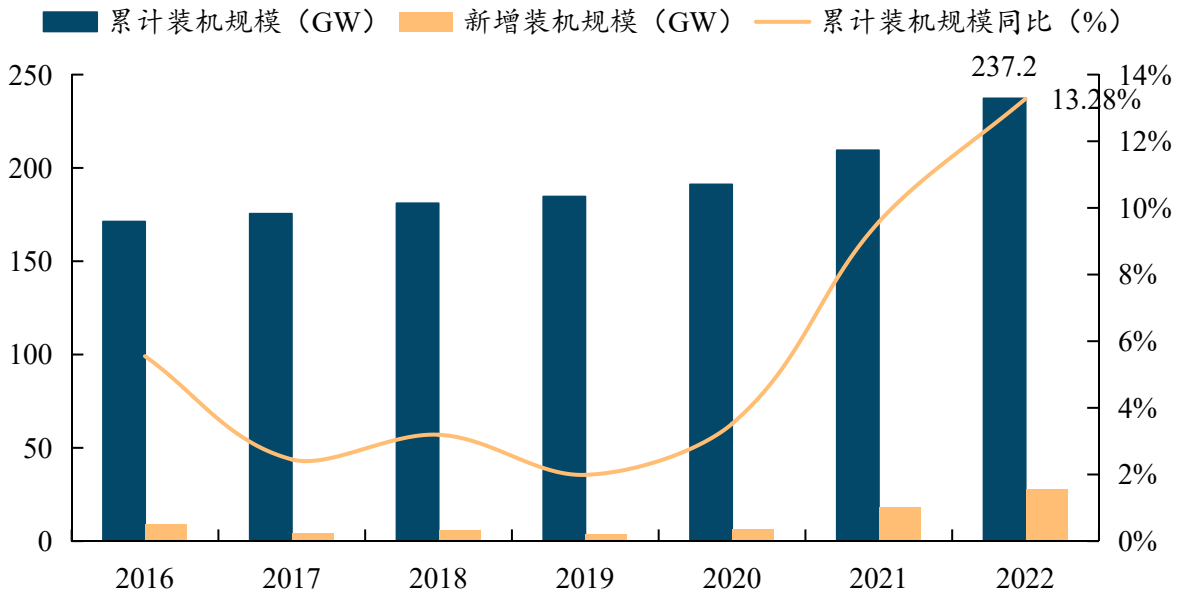
目录

1 国内市场：政策先发，稳步前进
2 欧美市场：壁垒拉高，再攀高峰
3 新兴市场：资源富饶，孕育黑马
4 全球市场：市场空间及主要观点

全球|装机：2022年中美欧新型储能装机占比合计达86%

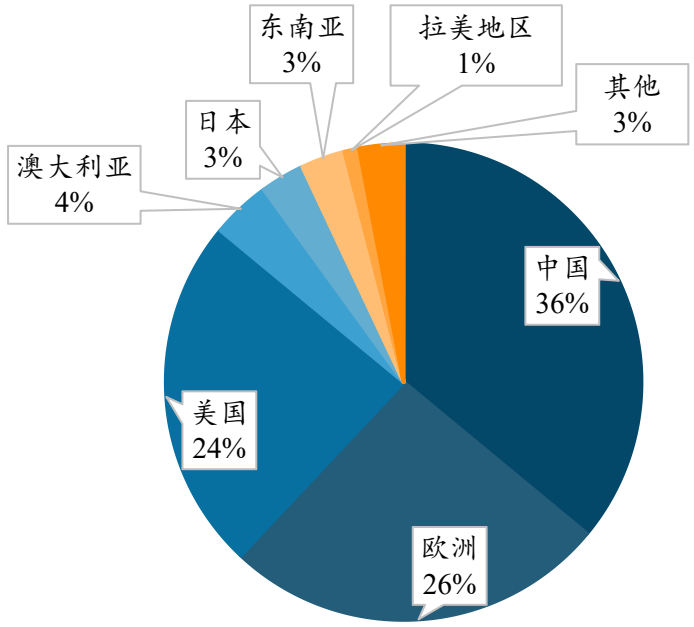
- 从全球储能行业累计装机情况来看，根据CNESA数据，截至2022年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模237.2GW，同比增长13.3%，2022年全球电力储能项目（包含抽水蓄能）新增装机规模30.7GW，同比增长98%。其中，新型储能新增投运规模首次突破20GW，达到20.4GW，是2021年同期的2.0倍。分国家（区域）来看，2022年中国、欧洲和美国新增新型储能装机占比分别为36%、26%和24%，合计约86%，相比2021年同期上涨6pct。其中，中国2022年新增装机7.3GW，位列第一。

图：2016-2022年全球储能累计及新增装机规模（GW）



资料来源：CNESA，华经产业研究院，立鼎产业研究院，华安证券研究所整理

图：2022年全球新型储能新增装机市场占比（%）



资料来源：CNESA，华安证券研究所整理

全球|市场空间：预计2023-2025年全球储能市场达120.4/201.8/313GWh

- 预计储能市场维持高增态势。预计2023年全球装机量有望达120.4GWh，2024-2025年将继续增至201.8GWh、313GWh，2021-2025年CAGR达65.0%。

图：2023-2025年全球储能市场空间预测（单位：GWh）

国家	应用场景	2021	2022	2023E	2024E	2025E
美国	表前储能	9.2	10.2	24.0	35.8	54.4
	表后储能	1.3	2.4	4.3	8.4	13.8
	合计	10.5	12.2	28.3	44.2	68.2
	YOY	/	15.7%	132.3%	56.3%	54.1%
欧洲	表前储能	3.0	3.6	4.7	8.8	13.7
	表后储能	1.8	4.8	6.6	9.5	12.7
	合计	4.8	8.4	11.3	18.3	26.4
	YOY	/	75.4%	33.9%	61.6%	44.4%
中国	表前储能	3.7	15.1	36.8	65.2	97.7
	表后储能	0.2	1.2	5.0	13.1	29.8
	合计	3.9	16.3	41.8	78.3	127.4
	YOY	/	319.8%	156.3%	87.3%	62.7%
其他地区	表前储能	11	11.6	18	29	36
	表后储能	12	12.9	21	32	55
	合计	23	24.5	39	61	91
	YOY	/	6.5%	59.2%	56.4%	49.2%
全球	表前储能	26.9	40.5	83.5	138.8	201.8
	表后储能	15.3	21.4	36.9	63.0	111.2
	合计	42.2	61.4	120.4	201.8	313.0
	YOY	/	45.5%	96.0%	67.6%	55.1%

资料来源：CPIA，EASE，Wood Mackenzie，EIA，华安证券研究所整理

全球|观点总览

总览：中国市场市场化进程加快，储能装机主动性加强。而欧美作为成熟市场，厂商蜂拥而至，但产品认证和并网经验、资金、渠道、客户和品牌等门槛愈发高筑，小型企业将望而却步。新兴市场作为后起之秀，有望孕育储能黑马。具体如下：

- **中国市场：2023年H1国内储能市场景气度超预期。**2023H1并网规模达7.59GW/15.59GWh，逼近2022年全年规模；招标和中标规模达35.28/28.7GWh，均高于去年同期。成本端，电池级碳酸锂价格已稳定在30万元/吨以内，储能系统和EPC报价跟跌，2h储能系统和EPC的2023年H1均价较2022年均价下跌近27%和11%。政策端，光伏装机高增为强制配储提供市场空间，补贴政策为项目盈利兜底，其他政策出台后加快商业化进程，整体提高装机积极性。预计2023-2025年国内储能装机量达41.8/78.3/127.4GWh。
- **美国市场：2023H1不及预期，H2装机高峰将至。**2023年Q1储能新增装机778MW/2145MWh，同比下降26%/28%。其中，2023H1大储装机约2GWh，装机不及预期主要系并网排队阻塞。预期在7-8月夏季负荷高峰前迎来大储投运高峰。此外，随着IRA细则出台，并网阻塞解决方案的持续落地，预计2023-2025年美国储能装机量将达28.3/44.2/68.2GWh。
- **欧洲市场：户储火热依旧，大储起量在即。**2022年，欧洲户储新增装机约5.7GWh，同比+147.6%，德国和意大利分别装机1.54GWh和1.1GWh，占比达50%。前者得益于较高的电价水平和激励政策，将维持户储高景气度；后者得益于税收减免和信贷支持政策，新增量赶超德国。表前储能侧，2022年新增装机2GW，占比达44%，已初具规模。其中，英国占比42%，引领欧洲大储市场。2023年7月欧洲电改方案通过，多国已建立容量市场，收益模式逐步完善，大储市场起量具备支撑点。预计2023-2025年欧洲储能装机量将达11.3/18.3/26.4GWh。
- **新兴国家：**经济起量的背景下，用电需求随之提升。但新能源部署较慢，而随着各国已陆续加入“双碳”建设，传统火电逐步退出是必然趋势。叠加多数国家用电和发电区域不平衡，储能将成为电力调度及平抑电网波动的刚需。

- **建议关注：**阳光电源、宁德时代、比亚迪、东方日升、南都电源、南网科技、科陆电子、智光电气、金盘科技
- **风险提示：**可再生能源装机不及预期；海内外政策变化；行业竞争加剧；上游原材料供应不足或价格上涨等。

华安电新　　感谢关注！

风险提示：可再生能源装机不及预期；海内外政策变化；行业竞争加剧；上游原材料供应不足或价格上涨等。

重要声明

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的执业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人对这些信息的准确性或完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考。本人过去不曾与、现在不与、未来也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收任何形式的补偿，分析结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

华安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。本报告中的信息均来源于合规渠道，华安证券研究所力求准确、可靠，但对这些信息的准确性及完整性均不做任何保证。在任何情况下，本报告中的信息或表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。华安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。

本报告仅向特定客户传送，未经华安证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如欲引用或转载本文内容，务必联络华安证券研究所并获得许可，并需注明出处为华安证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。如未经本公司授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司并保留追究其法律责任的权利。

投资评级说明

以本报告发布之日起6个月内，证券（或行业指数）相对于同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准，A股以沪深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；美国市场以纳斯达克指数或标普500指数为基准。定义如下：

行业评级体系

增持—未来 6 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%以上;
中性—未来 6 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%;
减持—未来 6 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%以上;

公司评级体系

买入—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数15%以上；
增持—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数5%至15%；
中性—未来6-12个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；
减持—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数5%至；
卖出—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数15%以上；
无评级—因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，致使无法给出明确的投资评级。