

芯跑资本 | 月报资讯

2023年6月，第043期：储能赛道，水大鱼多，风高浪急，稳住是关键



储能赛道：水大鱼多，风高浪急，稳住是关键

芯跑资本研究部 2023.06

前言：

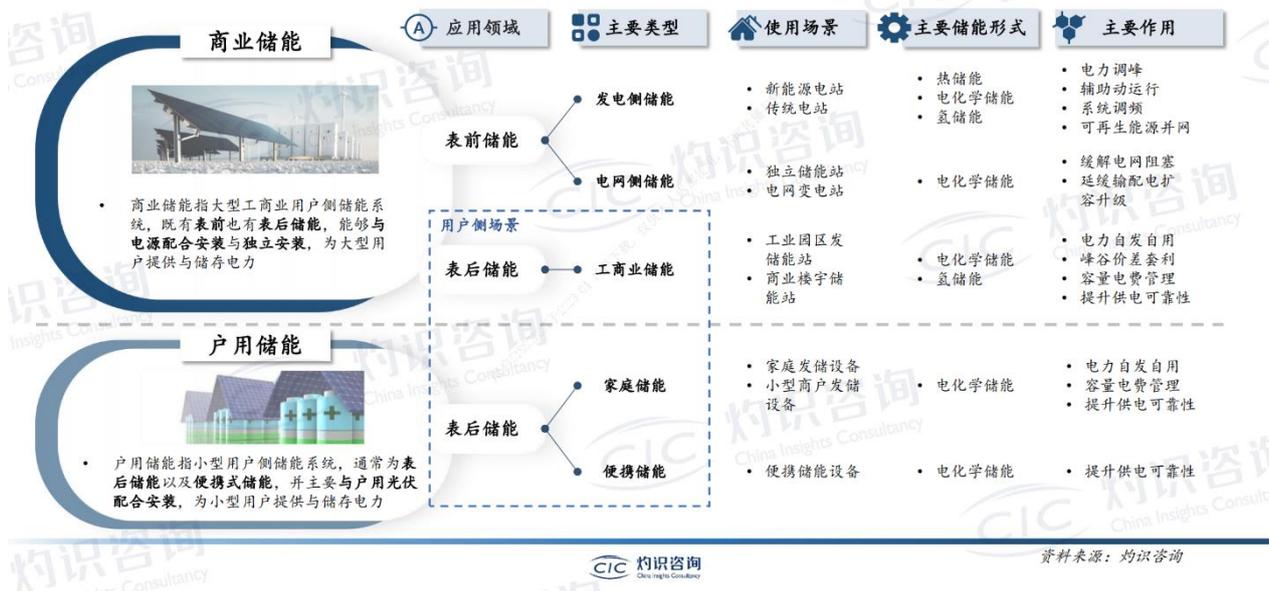
俄乌战争带来的能源冲击下，海外储能迎来一波发展机遇期。海外户储龙头派能科技 2021 年、2022 年营收分别为 20.63 亿元和 60.13 亿元，同比增长 84.14% 和 191.55%，2022 年净利润从 3.58 亿猛增 14.89 亿元。与此同时，在双碳政策指引下，国内新型储能新增装机规模迅猛增长，根据中关村储能联盟的统计，2022 年国内新型储能新增装机规模达到 7.347GW，累计装机规模增长 128%，达到 13.077GW。2022 年，国内新增规划或在建的新型储能项目多达 1273 个，总规模高达 97.2GW。其中，2023 年国内新型储能新增装机规模预期将达到 10~18GW，同比增长 100% 左右。

巨大的增量市场吸引了众多的新进入者，在今年 5 月的深圳 CIBF2023 展会和上海的 SNEC2023 展会上，分别为 2500+ 和 3100+ 多家厂商参展，分别吸引了超过 18 万和 50 万的观展人数，各项数据都创新高。可以看到，各大电芯、PCS 厂商都有比较成熟的户储和大储产品，产品大同小异，都希望能够享受到这一波增长红利。

在去年行情高歌猛进、厂商一边热情的背景下，今年行情却并不乐观。随着欧洲能源价格回落，户用光储系统经济性减弱，下游需求随之降低，这意味着市场竞争会更激烈，激烈的竞争也反映在派能科技的股价上，从最高 511 元跌到 188 元，跌幅超过 60%。同时，大型储能招标价格逐步走低，从 2022 年储能系统均价分别为 1.5 元/Wh，到 2023 年 5 月均价为均价 1.115 元/Wh，去年底电芯采购价格 0.95~1.03 元/Wh，2023 年报价已到 0.610-0.678 元/Wh，价格已然大幅下降，并且还成持续下降趋势。市场上有预言，到 2024 年有可能 80%（储能系统集成商）企业会倒下。在成本压力下，储能上游的核心材料和器件都将会迎来一波国产替代浪潮，从电池的粘结剂、碳纳米管、添加剂、硅负极到微型逆变器、IGBT、高压 MOS、BMS 芯片，在各个细分领域都将会国产厂商的机会。

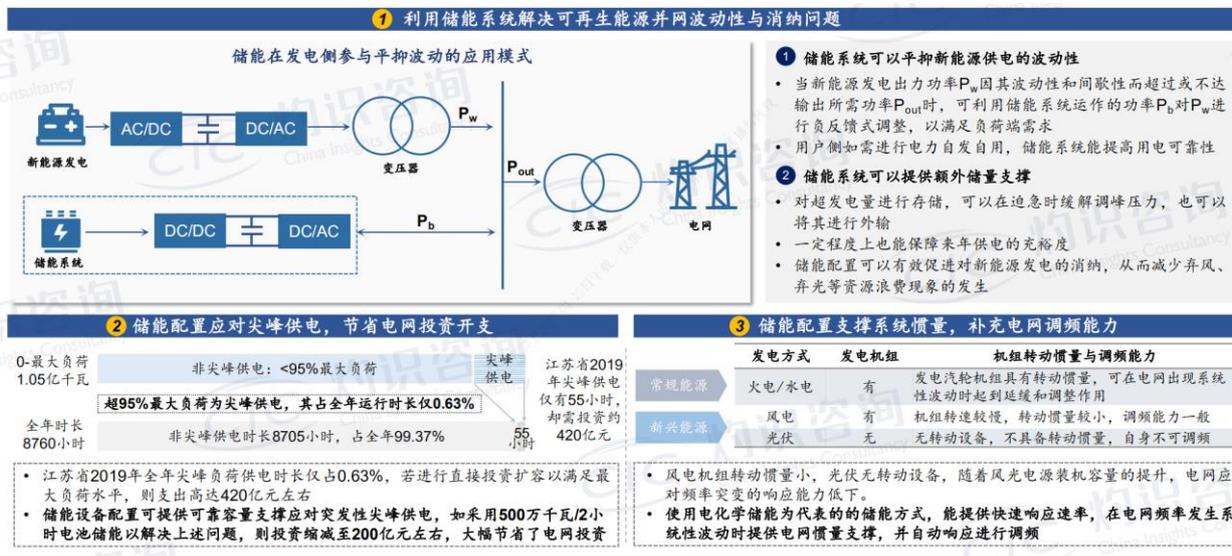
即使如此，但没有人会怀疑，储能已经成为一个大行业、大赛道，以及中国厂商在储能产业链的完整程度和竞争力。产业界普遍认为，储能产业发展和光伏产业发展路径类似。2020 年年中组件价格下降至 1.5-1.6 元/瓦，激发了市场活力，分布式光伏从补贴走向市场化发展阶段。储能行业也类似，在经历淘汰赛之后，未来储能市场也会从政策引导走向市场化发展阶段，储能行业还会进入更高速的发展阶段。

储能行业按照用户类型划分，可以划分为商业储能以及户用储能，其中商业储能分为表前储能和表后储能，户用储能为表后储能。



一、储能是刚需，但各细分市场商业逻辑差异较大

1、储能系统在解决新能源发电所面临的挑战中发挥重要作用，不仅能够平抑新能源并网的波动性，还能有效应对尖峰供电，节省电网投资，也能对新能源发电较差的调频能力予以弥补。



这类需求对应大型储能。大型储能装机规模通常在 MWh 级以上，大电芯有望成为主流。大型储能系统是推动可再生能源大规模应用、建设新型电力系统的重要设施，可以起到调峰、调频、备用容量、平滑出力、缓解电网阻塞等作用，包括发电侧、电网侧储能等，通常在几十甚至上百 MWh，使用的电芯以大容量方形电芯为主。在储能应用中，280Ah 及以上的大容量电芯能够有效降低储能系统成本，并降低集成难度，优势明显，正逐步在电力储能场景替代原有的 50Ah 和 100Ah 电芯产品。目前，280Ah 的电芯已经成为主流，560Ah 等更高容量的电芯也已经成熟，多家厂商都已经量产产品。但业界也有声音，对大容量电芯的安全性提出质疑。

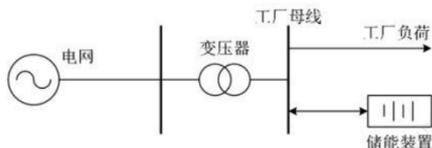
大型储能的主要驱动力还是国家政策导向，目前电化学储能的利用率偏低，业内统计在 10% 左右，其技术、商业模式、成本收益分配机制还有待革新。去年快速上了不少大容量的项目，如果机制不明朗，后续会面临非常强的周期。

2、利用峰谷电价差进行套利，减少用电成本，对应为工商储能。工商储主流的应用场景为工厂和商场、光储充电站和微电网。工厂和商场根据用电习惯，通过削峰填谷节省用电费用，也可作为应急备用电源。目前我国主流商业模式有两种商业模式，即工商业用户自行安装储能设备及能源服务企业协助用户安装储能。

工商储能介绍：应用场景广泛，目前主流的应用场景为工厂和商场、光储充电站和微电网。

工商业储能商业模式：目前我国主流商业模式有两种商业模式，一是工商业用户自行安装储能设备，由用户自行承担初始投资成本及每年的设备维护成本；另外一种是由能源服务企业协助用户安装储能，能源服务企业投资建设储能资产并负责运维，工商业用户向能源服务企业支付用电成本。

图表：工商业储能系统示意图



图表：工商业储能应用场景

应用场景	细节
工厂和商场	用电习惯固定，通过削峰填谷节省用电费用，也可作为应急备用电源
光储充一体	结合光伏和储能，提高光伏利用率，缓解用电高峰时大功率电流对电网的冲击
微电网+储能	大部分微电网项目地处偏僻，储能提高了微电网供电的稳定性，同时缓解电力对电网的超负荷
其他新型应用场景	大数据中心，5G基站

图表：工商业储能商业模式

商业模式	细节
工商用户自行安装储能设备	用户承担初始投资成本和每年的设备维护成本，但是能直接减少用电成本，
能源服务企业协助用户安装储能设备	能源服务企业投资建设储能资产并运维，用户支付用电成本

图表：储能盈利模式

盈利渠道	细节
峰谷价差	在晚上等用电低谷时充电，白天等高峰时供给给负载使用，从而减少企业电费支出。
能量时移	工商业光伏发电出力曲线和负载消耗曲线存在时空上的不匹配，在光伏发电输出较大时，将暂时无法自用的电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释放给电力负荷使用，实现对光伏电源的“削峰填谷”，最大化提升光伏发电的自发自用比例，降低用电成本
需量管理	两部制电价下，储能设备通过削减用电尖峰，降低基本电费
电力现货交易	在交易市场上，企业可以在特定交易时间内，通过议价方式购买或出售电量。储能电站可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易，可以在低谷时段便宜买进电力储蓄备用，在峰值卖出进行套利。
辅助服务	主要为调峰调频服务。储能能灵活在充放电间转换，是优质的调频资源。同时也能作为备用容量，在紧急情况作为备用电源保证用电稳定性，可以替代传统的UPS电源的功能。
动态增容	由于用电方用电量增大，原有的变压器已满足不了生产需求，需要申请增加容量。增容可通过更换大变压器或安装储能电站实现。前者成本较高。

工商业储能是目前商业模式最清晰的应用市场，**但经济性目前还不强**，且涉及到业主、投资方、EPC厂商和渠道居间方，市场增速相对缓慢。市场普遍的认知是峰谷电差在7毛以上，才具备经济性，目前单瓦成本招投标已降至1块（电芯成本7毛，PCS1毛），集成商毛利很低（低于7%），可做集成的厂商比较多，但技术门槛相对高，**后期维护能力和服务能力可能会拉出差异化，是一个相对需要长期耕耘的市场。**

3、**紧急备电**，提升用电安全，降低用电成本，对应为家庭储能（分布式储能、微电网）。在一些居民家庭中配置一定大小的光伏储能电池系统，在白天利用大太阳能发电解决家电的日常耗电，多余电能可存储于储能电池中以供晚间使用，还可选择回馈至电网以赚取电费，在夜间利用电池系统进行放电，合理避开高电价的高峰用电时段，有效解决居民用户对市电使用的强度依赖。另外也可作为家庭的备用电源以应对市电停电情况发生。

家庭储能通常与户用光伏配合使用，装机量迎来高速增长。家庭储能系统，又称电池储能系统，其核心是可充电的储能蓄电池，通常以锂离子或铅酸电池为基础，由计算机控制，在其他智能硬件及软件的协调下实现充电和放电循环。家庭储能系统通常可与分布式光伏发电相结合形成家庭光储系统。从用户侧来看，家庭光储系统在降低电费的同时，可以消除停电对正常生活的不良影响；从电网侧来看，支持统一调度的家庭储能设备可以缓解高峰时段的用电紧张并为电网提供频率修正。

图 1：家庭光伏储能系统

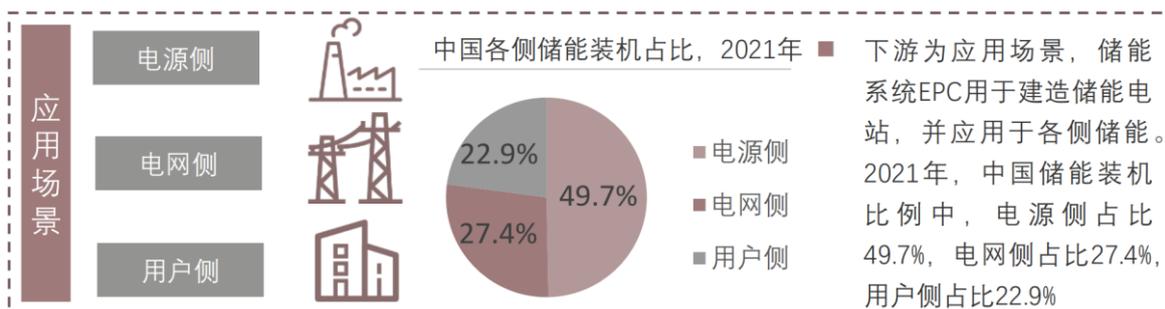


数据来源：交谷太阳能，东方证券研究所

俄乌冲突加剧欧洲能源危机，天然气、石油价格大幅度上涨，欧洲多国居民电价剧增。在此背景下，22年5月欧盟提出 REPower EU 计划刺激储能市场，越来越多欧洲家庭转向户用光伏、储能消费。因此，欧洲户用储能市场规模在2022年开启翻倍式增长，在2021年新增装机约2.29GWh的基础上，预计2022年欧洲有望实现接近7GWh的新增户储装机，同比增长近200%。

户储、便携式储能在去年迎来发展红利期，国内电池行业的成熟度远超其他国家。但户储和便携式产品的技术门槛极低，基本上，只要是行业厂商，2个月出产品，外观、品质和渠道成为核心竞争力。目前毛利已经下滑，可能进入红海市场。

由于应用需求端的差异，三种类型的商业模式、逻辑、盈利水平和技术方案都有显著差异，可以说是完全不同的三类市场。目前，我国电源侧和电网侧的储能装机合计将近80%，用户侧（工商业和家庭储能）大概占比20%；



来源：专家访谈，CNESA，北极星储能网，头豹研究院编辑整理

二、技术上，目前形成了以磷酸铁锂电池储能为主要路线，钠电池快速优化形成部分替代，多种电池路线补充的发展格局

1、电化学储能以锂离子电池为主流方向

广泛使用的储能技术分类方法是基于其储能形式。储能可以分为：机械储能、电化学储能、热储能和化学储能。



机械储能：最广泛和成熟的存储技术是机械储能中的抽水储能，占全球总能量存储容量的 95%，但是由于受到地理因素和成本的原因，目前占有量呈下降趋势。根据抽水蓄能产业发展报告 2021，截至 2021 年底，我国抽水蓄能电站装机容量 3639 万千瓦，居世界首位。

热储能：以热能的形式储存电能或热能。在放电循环中，热量被转移到流体中，然后被用于驱动热机，并将电排放回系统。根据储存热量的原理，热能储存可分为感热(增加固体或液体介质的温度)、潜热(改变材料的相)或热化学热(支持吸热和放热反应)。

化学能储存：系统通过化学键的形成来储存电能。两种最受欢迎的新兴技术都是基于“电转气”的概念：“电转氢发电”和“电转合成气发电”。

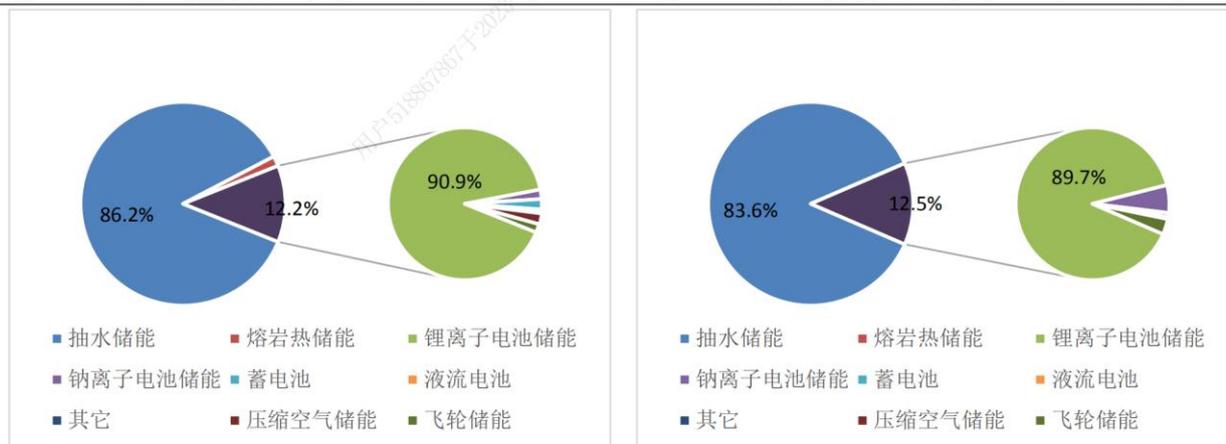
电化学储能：电池将能量储存在两种化学溶液中，这两种化学溶液储存在外部储罐中，并通过一堆电化学电池，其中充放电过程是通过一种选择性膜进行的。

根据储能时长，可以分为短期、中期和长期储能。根据能量释放持续时间，可以将储能方式进行区域分类。中等持续时间的类别分钟到小时之间，功率范围在 10-100MW。长时间类别跨度为数小时到数天，功率范围在 300MW 以上。目前大多数部署的电池储存设施的储存时间为 4 小时或更短，如铅酸电池、部分锂电池、电磁储能，可用于调峰调频、平滑出力、紧急备用等;大多数现有的抽水蓄能设施的持续时间为 8 - 12 小时或更长，属于长期储能，可用于电网调峰调频、备用容量等。

根据 CNESA 全球储能项目数据库的统计，截至 2021 年底，中国各类型储能装机量结构与全球情况相似，均以抽水蓄能为主要装机类型，占据 86%左右装机容量。全球运行的电力储能项目容量总计为 209.4 GW，同比增长 9%。抽水蓄能比重首次低于 90%，同比下降 4.1 个百分点。其次是新储能，为 25.4 GW，同比增长 67.7%。锂离子电池在新能源存储中占比最大，市场份额超过 90%。

图表 全球电力储能市场容量 MW% (2021 年底)

图表 中国电力储能市场容量 MW% (2021 年底)



资料来源：CNESA Global Energy Storage Project Database, 华安证券研究所

资料来源：CNESA Global Energy Storage Project Database, 华安证券研究所

在功率和能量密度方面，电化学存储系统，特别是锂离子电池，与其他能源存储设备相比，具有平均功率密度和能量密度较高的特点。因此，锂离子电池具有体积小的优势。在最新技术中，锂离子电池也展现出优势。

图表 最新储能技术性能分析

应用领域	电化学										电能		机械储能		热储能
	钠硫电池	钠氯化镍电池	铅蓄电池	锂离子电池	镍镉电池	镍氢电池	全钒液流电池	钒电池	锌溴液流	固体聚合物电解质	超导储能	压缩空气储能	抽水储能	飞轮储能	所有热储能
新能源整合	时间转换	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	固定能量	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
主体能量	削峰能力	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	随机能量	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
辅助服务	电压支持	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	平衡负载	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	旋转服务	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	无电源启动	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
能源管理	稳定频率	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	提高电源质量	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
		●	适合应用				●	可能应用		●	不适合应用				

资料来源：Renewable and Sustainable Energy, 华安证券研究所

中国在锂电池产业链市占率较高，后期仍有成本下探空间。锂离子电池在国内发展较为迅速，产量呈大幅增长态势，根据 EVTank 统计数据显示，2022 年全球锂离子电池总体出货量 957.7GWh，同比增长 70.3%，其中国内锂离子电池出货量达到 660.8GWh，同比增长 97.7%，在全球锂离子电池总体出货量的占比达到 69.0%，占比进一步提升。锂离子电池的主要组成部分包括正极、负极、隔膜、电解液，中国在四大材料领域均有众多企业布局，正极材料的代表性企业有容百科技、当升科技、德方纳米、富临精工、长远锂科、格林美等；负极材料代表性企业有璞泰来、贝特瑞、杉杉股份、中科电气等；电解液企业有天赐材料、新宙邦等；隔膜企业有恩捷股份、星源材质等。根据 GGII 公布的数据，2022 年中国锂电正极材料市场出货量 190 万吨，同比增长 68%；负极市场出货量 137 万吨，同比增长 90%；隔膜出货量 124 亿平米，同比增长 59%；出货超 80 万吨 同比增长接近 70%。未来随着产能进一步提升，锂电池的成本会进一步下降，带动储能系统价格降低。

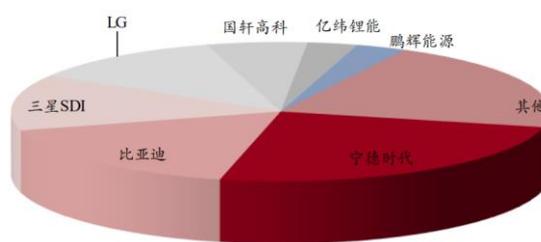
市场参与者众多，宁德时代占有较高份额。随着锂电储能产业的逐步兴起，众多企业纷纷入局参与储能锂电池的竞争。储能锂电池的市场参与者大致可以分为以下几类：第一类是动力电池的制造商，例如宁德时代、鹏辉能源等，动力电池和储能电池本质都是大容量，长循环的锂离子电池，二者在制备过程中具有共通性；第二类是光伏风电企业延伸布局储能锂电池，通过自建或与电池企业合资的方式布局产能，例如林洋能源、固德威等，为了完善产业链布局；第三类是从储能电池起家的企业，例如厦门海辰，在储能电池领域积累深厚。从中国市场情况来看，宁德时代占据了较高的市场份额，其占比达到了 28%，其次为比亚迪，份额也达到了 20%；从全球市场来看，中国企业占据了较大份额，排名前 7 的企业中，中国的企业达到 5 家，其中宁德时代占比达到 25%。

图表 2021 年中国储能锂电池企业市场份额



资料来源：前瞻产业研究院，中银证券

图表 2021 年全球储能锂电池企业市场份额



资料来源：CNESA，中银证券

2、液流电池优劣势均明显，或在特定场景获得应用

全钒液流电池通过钒离子的丰富价态转换进行工作。全钒液流电池是一种活性物质呈循环流动液态氧化还原电池。钒电池的电能是以化学能的方式存储在不同价态钒离子的硫酸电解液中，通过外接泵把电解液压入电池堆体内，在机械动力作用下，使其在不同的储液罐和半电池的闭合回路中循环流动，采用质子交换膜作为电池组的隔膜，电解质溶液平行流过电极表面并发生电化学反应，通过双电极板收集和传导电流，从而使得储存在溶液中的化学能转换成电能。钒属于 VB 族元素，化学性质活跃，呈现多种价态。VRB 就是以钒离子的不同价态的溶液为电解液，使其在正负极板上发生可逆反应，得以顺利完成充电、放电和再充电过程。正极电解液由 V5+和 V4+离子溶液组成，负极电解液由 V3+和 V2+离子溶液组成，电池充电后，正极物质为 V5+离子溶液，负极为 V2+离子溶液，电池放电后，正、负极分别为 V4+和 V3+离子溶液，电池内部通过 H+导电。V5+和 V4+离子在酸性溶液中分别以 VO2+离子和 VO2+离子形式存在。

钒电池综合性能较优，长时储能具备优势。钒电池具备以下优点：适合大容量储能，其存储容量规模可以达到百兆瓦时规模；设计灵活；电池使用寿命长，能够达到 15000 次循环以上；充、放电性能好，可深度放电而不损坏电池；自放电低，在系统处于关闭模式时，储罐中的电解液无自放电现象；电池系统安全性

高，无潜在的爆炸或着火危险；能量效率高，可达 75%-80%。全钒液流电池由于在循环次数和安全性方面具备较优的性能，因此其在长时储能方面具备优势。

初始投资成本较高。全钒液流电池已具备技术以及安全性优势，然而全钒液流电池在前期的较高成本在一定程度上限制了其产业化发展，使得其商业化进程依旧比较缓慢。根据 CNESA《储能产业研究白皮书》统计，结合我们测算，同样建设一个 1200MW 的储能电站，在相同的放电时长下，全钒液流电池的初始投资成本约为抽水蓄能的 6 倍，锂电池的 3 倍。

目前在新型储能中的占比较低，未来随着初始成本下降或迎来增长。全钒液流电池的装机规模呈增长趋势，根据 EV Tank 发布的数据，2021 年中国钒电池新增装机量 0.13GW，2022 年国内大量的钒电池储能项目开工建设，预计全年新增装机量将达到 0.6GW。预计 2025 年钒电池新增规模将达到 2.3GW，2030 新增量将达到 4.5GW，届时钒电池储能项目累计装机量将达到 24GW，当年新增市场规模将达到 405 亿元。GGII 预测，2025 年国内液流电池出货量有望超过 10GWh（按 4 小时测算，含出口），复合增速高达 95.5%。在应用场合方面，液流电池有望与锂离子电池形成差异化竞争，主要在 4 小时及以上，百兆瓦时以上的容量储能场合进行推广。

市场应用逐步展开。随着原材料、制造成本的降低以及电池技术成熟度的提高和相关标准的完善，液流电池在储能市场的占有率逐年提升。在 2019 年以前，因下游需求小、生产规模不大、产业配套不成熟等问题，全钒液流电池单 Wh 价格高达 4 元以上。虽然全钒液流电池曾因造价较高发展受阻，但是随着我国对储能市场的开发以及钒价格的下降，2021 年开始全钒液流电池示范项目集中出现。北极星储能网统计，2021 年 3 月至 2022 年 5 月，国内共有 10 个正在规划或建设的全钒液流电池储能项目，总规模约 3.74GWh。

图表 2021-2022 年全钒液流电池储能电站项目

项目名称	功率/容量
大连液流电池储能调峰电站国家示范项目	一期:100MW/400MWh
国网盐城射阳港全钒液流储能电站	20MW/100MWh
国家电投湖北全钒液流电池储能电站项目	100MW/500MWh
大唐中宁共享储能项目	100MW/400MWh
中广核全钒液流集中式储能电站	100MW/200MWh
北京普能世纪湖北襄阳全钒液流电池集成电站项目	100MW/500MWh
宁夏伟力得电网侧新能源共享储能电站项目	200MW/800MWh
湖北枣阳 10MW 全钒液流储能电站示范项目	10MW/40MWh
寰泰储能全钒液流储能全产业链项目	100MW/500MWh
上海电气盐城立铠储能电站项目	300MWh

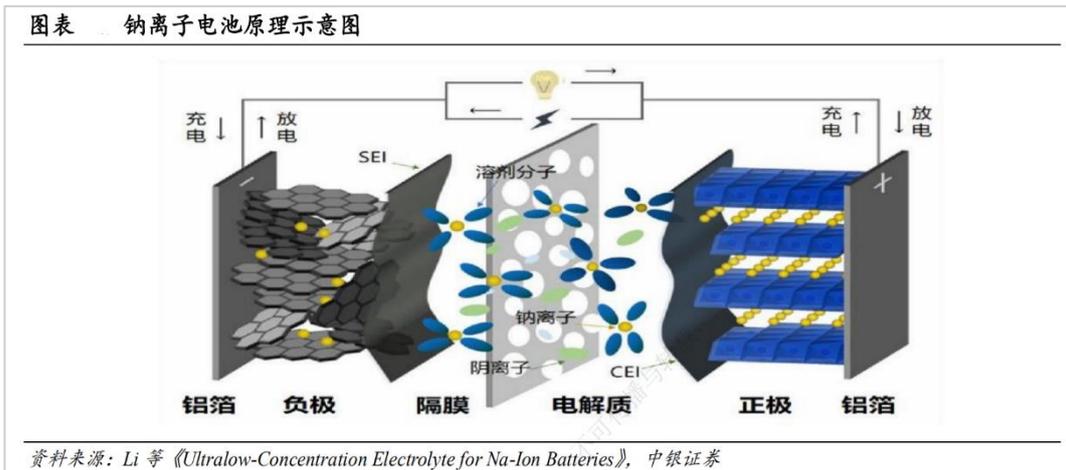
资料来源：北极星储能网，中银证券

钒电池企业逐步兴起。液流电池制造企业主要有大连融科、上海电气、北京普能世纪、四川伟力得、湖北绿动中钒等。大连融科是全球领先的全钒液流电池储能系统服务商，在国内外实施工程项目 40 余项，曾为全球最大 100MW/400MWh 级全钒液流电池储能电站提供电池系统；北京普能是一家快速发展的全球领先储能技术创新企业，在全球 12 个国家和地区已安装投运项目 70 多个，累计安全稳定运行时间接近 100 万个小时，总容量接近 70MWh，处于开发阶段的项目总容量达到 3GWh。上海电气已成功研发 5kW/25kW/32kW 系列电堆，可集成 kW-MW 级全钒液流电池储能产品。截至 2022 年 9 月底，已成功实施 30 余项 kW-MW 级液流电池储能项目。

3、钠离子电池被寄予厚望，未来或凭成本优势获得应用

钠电工作原理与锂电池相似。钠离子电池主要由正极、负极两种钠离子脱嵌材料和电解液、集流体等关键部件组成。钠离子和锂离子属于同一主族元素，因此钠电池的原理与锂电池大致相同，在充电时，Na⁺从电池正极脱出，受外加电场作用在电池内部穿过电解液和隔膜嵌入负极材料中，同时电子在外电路从负极流向正极，完成电能向化学能的转化。放电时，Na⁺则从负极流向正极，化学能转化为电能。

图表 钠离子电池原理示意图



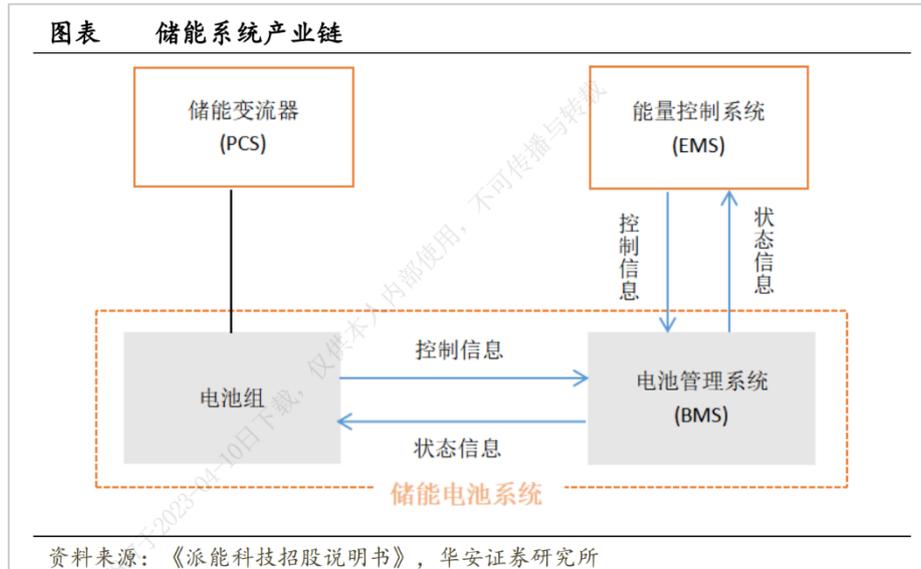
成本具有优势，在储能领域或逐步具备经济性。钠离子电池由于采用价格更为低廉的钠元素作为材料来源，在成本方面具备较强的优势。根据中科海钠测算，钠离子电池较锂离子电池成本通常低 30%-40%。根据中国科学院物理研究所《钠离子电池储能技术及经济性分析》中披露的数据，钠离子电池材料成本约 370 元/kWh。随着产业链成熟，材料成本有望进一步下探。结合结构件和电气件本，钠离子电池储能系统初始容量投资有望控制在 500~700 元/kWh，电池循环寿命有望突破 8000 次。根据张平等在《钠离子电池储能技术及经济性分析》中测算，当初始容量投资在 500~700 元/kWh、循环次数在 6000 周时，钠离子电池储能系统度电成本可实现 0.217~0.285 元/kWh；当循环次数在 8000 周时，钠离子电池储能系统度电成本可下探至 0.2 元/kWh 以内。

众多企业布局钠离子电池。宁德时代在 2021 年率先发布了第一代钠离子电池，电芯单体能量密度达到 160Wh/kg，电芯单体能量密度高达 160Wh/kg；常温下充电 15 分钟，电量可达 80%以上；在-20°C 低温环境中，也拥有 90%以上的放电保持率；系统集成效率可达 80%以上。下一代钠离子电池能量密度研发目标是 200Wh/kg 以上。中科海钠依托中科院物理所，从 2011 年开始钠离子电池的研发，正极采用 Cu 基层状氧化物；负极采用煤基碳材料，2022 年产能 1GWh；2023 年预计扩产至 3-5GWh。在储能系统示范和推广领域，2020 年中科海钠启用全球首个 100kWh 钠离子电池储能电站；在 2021 年 1MWh 系统在太原投入运行并且获得国家能源局首台套认定。2022 年，公司将为三峡能源安徽阜阳 30MW/60MWh 储能电站提供钠离子电池。

目前，市面上，钠电池已经具备量产能力，且有多家厂商已经出产品送测，但下游反馈还较为冷淡。目前锂电产能溢出，钠电池还在寻找应用市场空间。

三、储能产业链比较成熟，产品技术在不断迭代

储能产业链主要包括上游原材料、中游设备提供商和系统集成商以及下游终端用户三个环节。一套储能电站系统，一般由系统集成商将电池组、储能变流器 (PCS)、电池管理系统 (BMS)、能量管理系统 (EMS)、热管理和其他设备等组合，再售于下游客户。电池组是储能系统最主要的构成部分；电池管理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。

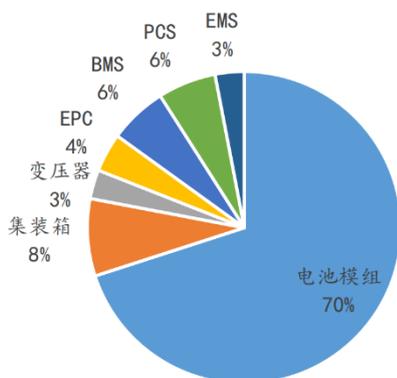


1、储能电池

储能电池产业链可分为上游原材料及设备、中游储能系统及集成、下游电力系统储能应用。储能电池上游的原材料主要包括正极材料、负极材料、电解液、隔膜以及结构件等；上游的集成系统设备主要包括涂布机、搅拌机等。

储能电池系统由电池组和电池管理系统两部分组成。电池组是整个储能系统中成本占比最高的部分，约占 70%，BMS 占比为 6%，储能电池系统占电化学储能成本比重达 76%。

图表 电化学储能成本构成



大部分的储能设备都不需要运动，所以不需要能量密度、功率密度，不同能量存储方案对能量密度的需求也不同；在电池材料上，要注重材料的膨胀率、能量密度、电极材料性能的均匀性，以达到更好的使用寿命和更低的价格。储能电池充放电更为频繁，在相同的 10 年日历寿命的前提下，对循环寿命有着更高的要求，若储能电站和家用储能以每天一次的频率进行充放电，储能锂电池的循环次数寿命一般要求能够大于 3500 次，若提高充放电频率，循环寿命要求通常要求能够达到 5000 次以上。此外，由于储能电站的规模基本上都是兆瓦级别以上甚至百兆瓦的级别，因此储能电池的成本要求比动力电池的成本更低，安全性也要求更高。储能电池的要求是 0.5K-1K/KWh (含 PACK 及 BMS)，储能电池对于价格更为敏感和苛刻，天量级别的需求数量决定了储能电池的成本控制相比车用电池来说更为重要。

储能应用对电池的能量密度和功率密度的要求有所放宽，更强调降低配储度电成本，储能电池需具有低成本、长寿命，且确保电池应用的安全性。磷酸铁锂电池性能与储能需求适配度较高，已成为国内主流路线。三元锂电池能量密度和功率密度高，但成本较高，且安全性相对较弱。2022 年 6 月国家能源局综合司《防止电力生产事故的十五项重点要求（2022 年版）（征求意见稿）》，提出中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池。磷酸铁锂电池安全性优、循环寿命长、金属资源储量丰富、成本较低且环保，已成为储能电池的主要选择。

图表 不同电池体系性能对比

	铅酸电池	锂离子电池（磷酸铁锂为代表）	钠离子电池
电芯质量能量密度(Wh/kg)	30-50	120-180	100-150
单位能量原料成本(元/Wh)	0.4	0.43	0.29
循环寿命(次)	300-500	3500-10000	2000-3000
使用寿命(年)	9.13	15.22	13.7
放电时间(小时)	0.25-5	0.25-30	0.3-30
放电深度	80%	88%	100%
效率	75%-85%	80%-90%	95%-98%
工作电压	2.0V	3.2V	3.2V
-20℃容量保持率	<60%	<70%	>88%
耐过放电	差	差	优(可放电至0V)
安全性	优	较好	优
环保特性	差	优	优

资料来源：《钠离子电池：从基础研究到工程化探索》，华安证券研究所

电池组性能决定最终产品的安全性、使用寿命，也最终决定了储能系统的盈利性。与动力电池追求极致的能量密度不同，储能电池更加注重循环寿命。若要提升储能经济性，除系统降本外，提升循环寿命亦为重要途径。数据显示，当储能电池循环寿命提升到 10000 次，储能成本将降至 1000 元/kWh 以下，扣除充放电损耗和折旧，度电成本将低于 0.16 元。因此，下一阶段，除关注电池自身降本情况外，也需关注储能系统循环次数提升情况。

大型储能装机规模通常在 MWh 级以上，大电芯有望成为主流。大型储能系统是推动可再生能源大规模应用、建设新型电力系统的重要设施，可以起到调峰、调频、备用容量、平滑出力、缓解电网阻塞等作用，包括发电侧、电网侧储能等，通常在几十甚至上百 MWh，使用的电芯以大容量方形电芯为主。在储能应用中，280Ah 及以上的大容量电芯能够有效降低储能系统成本，并降低集成难度，优势明显，正逐步在电力储能场景替代原有的 50Ah 和 100Ah 电芯产品。

电力储能大电芯发展趋势明显。需求侧，大型电力储能设施的业主和投资者对 280Ah 大电芯的关注度快速上升，华能、中国能建等业主方在其最新储能电池招标中均要求单体容量不低于 280Ah。供给侧，自 2019 年宁德时代推出 280Ah 电芯以来，国内已超过 10 家电芯企业推出 280Ah 电池产品；海辰、中创新航等电芯厂商均加码扩产 280Ah 电芯。

与动力和大储相比，户用储能对电芯技术的要求相对放宽。户用场景对电池能量密度等要求相对较低，影响用户体验的主要是产品整体设计，包括电池管理和全屋能源调配等，对电芯性能的要求相对放宽，主要强调安全性和降本。

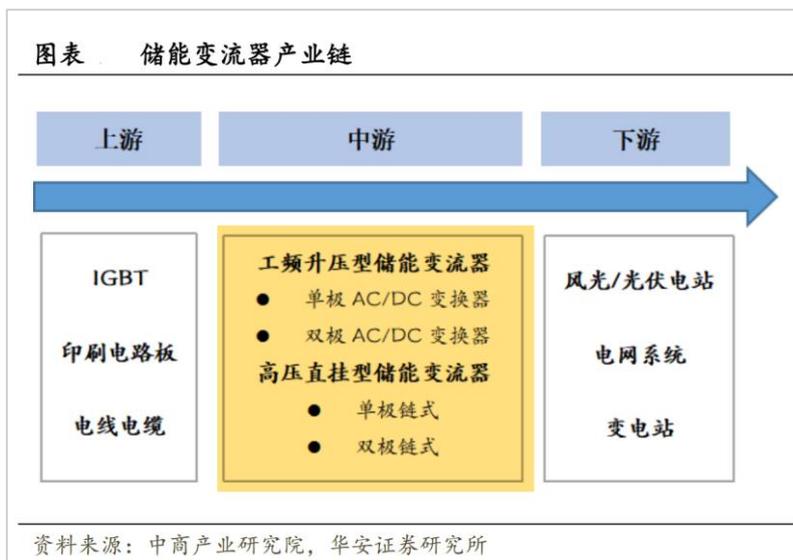
封装路线尚无定型。户用储能系统规模在 10kWh 级别，大圆柱电池（单体容量 10Ah-50Ah），方形（50Ah-300Ah），软包（30Ah-80Ah）方案均有公司选用，目前户储采用的电芯封装路线并无定型。

小电芯或将成为户储主流。当前欧洲户储市场正经历低压向高压系统的产品迭代。高电压平台可降低电流，从而控制系统发热量，提高放电效率。储能系统容量不变的情况下，高压系统对应的电芯容量减小。例如，低压平台储能电芯多为 100Ah，高压平台逐渐向 50Ah 过渡。100Ah 以下小容量电池在户用家储领域仍有较长的应用生命周期。

目前我国主要储能电池提供商多为动力电池制造商。根据 GGII 统计，2021 年国内储能电池出货量 48GWh，其中电力储能电池出货量 29GWh，同比增长 339%；而根据全球研究机构 EVTank 与伊维经济研究院共 2021 年全球储能电池出货量 66.3GWh，同比增长 132.6%，电力系统储能是主要增量贡献。2021 年，全球市场中，储能电池出货量排名前十位的中国储能技术提供商，依次为：宁德时代、鹏辉能源、比亚迪、亿纬动力、派能科技、国轩高科、海基新能源、中创新航、南都电源和中天科技。

2、储能变流器（PCS）

储能变流器（PCS）又称储能逆变器，是连接储能电池系统和电网的双向电流可控转装置，能够在电网和储能系统间精确快速地调节电压、频率、功率，实现恒功率恒流充放电以及平滑波动性电源输出。其不仅能满足传统并网变流器对直流电转换为交流电的逆变要求，还可满足储能系统“充电+放电”带来的双向交流需求，具有对电池充电和放电功能，可用于光伏、风力发电功率平滑、削峰填谷、微型电网等多种场合。并网模式下，在负荷低谷期，储能变流器把电网的交流电整流成直流电给电池组充电，在负荷高峰期，储能变流器把电池组中的直流电逆变成交流电反送到电网中；离网模式下，储能变流器与主电网脱开，给本地的部分负荷提供满足电网电能质量要求的电能。



储能变流器上游主要由 IGBT、印制电路板、电线电缆组成，储能变流器中游为工频升压型储能变流器、高压直挂型储能变流器。储能变流器下游为风光电站、光伏电站、电网系统、变电站等。

储能变流器上游原材料主要为 IGBT、电容、电阻、电抗器、PCB 等电力电子元器件、机柜、机箱等结构件和其他辅材，上游行业市场竞争较为充分，除 IGBT 仍以进口为主外，其他主要电力电子元器件基本实现国产化。结构件、辅助材料的成本主要为其材料成本，主要受大宗商品价格波动影响。

目前，国内 IGBT 市场主要由英飞凌、三菱电机、富士电机等海外厂商占据，其中占比最高的是英飞凌，为 15.9%。

PCS 分类：

- PCS产品可以分为集中式、组串式、微逆、储能变流器及一体机五大类；
- 光伏系统（3）：集中式、组串式、微逆；
- 储能系统（2）：储能变流器、一体机。

图表1：PCS产品分类

产品类型	集中式逆变器	组串式逆变器	微型逆变器		储能变流器			一体机	
产品									
型号	阳光电源 SG系列	科华数据 SPI-B系列	科士达 BLUE-S系列	昱能科技 QT2D三相微逆	禾迈股份 单相微逆	阳光电源 SC系列	固德威 ETC系列	锦浪科技 S5系列	特斯拉 Powerwall
应用场景	大型地面电站	工商业	户用	工商业	户用	地面电站、独立储能电站	工商业	户用	户用
输出功率	>250kW	≤250kW	≤10kW	≤5kW	≤2kW	>250kW	≤250kW	≤10kW	≤10kW
输出电压	≥500V三相 (变压器接入)	380V三相	220V单相	380V三相	220V单相	≥500V三相 (变压器接入)	380V三相	220V单相	220V单相
单位价格	0.20元/W	0.43元/W		0.73元/W		0.22元/W	0.54元/W	0.82元/W	5.86元/Wh
单位成本	0.14元/W	0.32元/W		0.42元/W		0.15元/W	0.32元/W	0.48元/W	4.36元/Wh
单位毛利	0.06元/W	0.11元/W		0.31元/W		0.07元/W	0.22元/W	0.34元/W	1.50元/Wh
单位净利	0.03元/W	0.04元/W		0.24元/W		0.03元/W	0.13元/W	0.17元/W	0.91元/Wh

资料来源：阳光电源官网，锦浪科技官网，固德威官网，禾迈股份官网，昱能科技官网，科华数据官网，科士达官网，特斯拉官网，中邮证券研究所

请参阅附注免责声明

集中式逆变器

- **优点：**功率水平高、电压等级高、单瓦建设成本低等；
- **缺点：**MPPT电压范围窄发电时间短，不具备组件级MPPT、组件级关断和组件级监控，不可室外安装；
- **适用范围：**大型地面电站，分布式工商业光伏；
- **定价成本盈利：**单位价格约0.20元/W，单位成本约0.14元/W，单位净利约0.03元/W；

组串式逆变器

- **优点：**重量轻，体积小，可室外安装，便于维护，MPPT路数多适合复杂场景，MPPT电压范围宽，延长日间发电时间；
- **缺点：**不具备组件级MPPT，组件级关断和组件级监控；
- **适用范围：**大型地面电站、分布式工商业光伏、户用光伏；
- **定价成本盈利：**单位价格约0.43元/W，单位成本约0.32元/W，单位净利约0.04元/W；

微型逆变器

- **优点：**体积小，安装方便，安全性、可靠性、拓展性强，具备组件级MPPT，组件级关断和组件级监控；
- **缺点：**产品单瓦成本远高于组串；
- **适用范围：**分布式工商业、户用光伏系统；
- **定价成本盈利：**单位价格约0.73元/W，单位成本约0.42元/W，单位净利约0.24元/W；

请参阅附注免责声明

图表2：集中式逆变器



资料来源：阳光电源官网，中邮证券研究所

图表3：组串式逆变器



资料来源：科华数据官网，科士达官网，中邮证券研究所

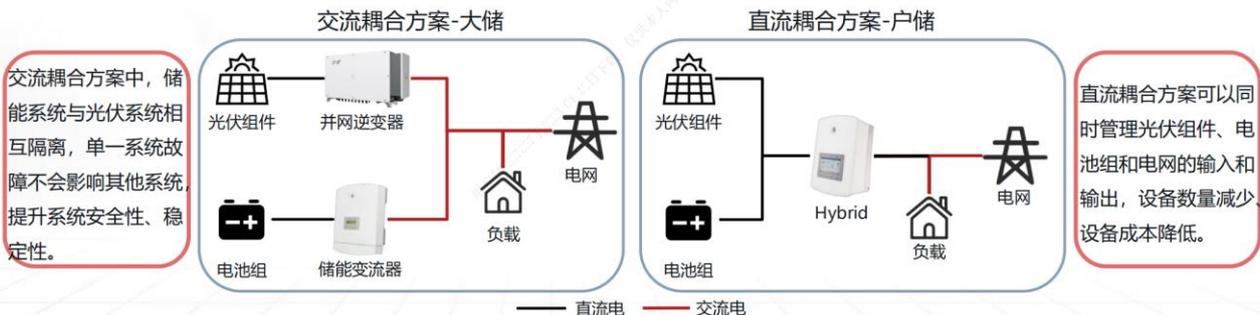
图表4：微型逆变器



资料来源：禾迈股份官网，中邮证券研究所

- 储能变流器相较于光伏逆变器，最大的不同是实现交流直流双向转换；
- **传统储能变流器**主要使用交流耦合方案，应用场景主要是大储；
- **Hybrid**（整合并网逆变器+传统储能变流器），主要使用直流耦合方案，应用场景主要是户储。

图表5：储能变流器在不同场景及技术方案的储能系统中的位置



资料来源：科华数据官网，锦浪科技官网，中邮证券研究所

一体机：储能变流器+电池组

特斯拉 Powerwall Plus

- 集成储能变流器、并网逆变器的交流耦合电池；
- 可用容量：13.5kWh（额定容量14kWh）；
- 并网额定功率：5.8kW（峰值输出7.6kW）；
- 离网额定功率：7kW（峰值输出10kW）；
- 充放电效率：90%；
- 并网逆变器：输入功率7.6kW，4路MPPT，最大功率12.9kW；
- 售价：12800美元

Enphase IQ battery 3/10

- 集成12个微型逆变器的交流耦合电池；
- 可用容量：3.36kWh/10.08kWh（额定容量3.5kWh/10.5kWh）；
- 额定功率：1.28kW/3.84kW（峰值输出1.92kW/5.7kW）；
- 充放电效率：89%；
- 售价：2805/7598美元

图表6：特斯拉Powerwall Plus



资料来源：特斯拉官网，中邮证券研究所

图表7：Enphase IQ 电池



资料来源：Enphase官网，中邮证券研究所

市场现状以组串式逆变器为主，微型逆变器出货量稳步高增。业内目前电池储能系统主要采取集中式 PCS，多组电池并联将引起电池簇之间的不均衡，久之并联电池簇中会出现一部分电池实际出力不足，而另一部分超出倍率使用的现象，造成“木桶”效应；而组串式 PCS 可以实现簇级管理，提升系统寿命，提高全寿命周期放电容量，规模化应用趋势已见雏形。当前市场以组串式逆变器为主，微型逆变器尚处于发展阶段。综合考虑逆变器的不同技术并结合其市场策略做出选择的背景下，当前组串式逆变器仍是市场较为主流选择。目前，华为、阳光电源、固德威、锦浪科技等光伏逆变器的核心供应商均在组串式逆变器有布局。而微型逆变器作为一种新的技术路线尚处于发展期，技术门槛较高，供应商较少。国外的微型逆变器市场发展较早，但出货仍集中于海外龙头 Enphase。我国微型逆变器供应商较少，一方面是因为国内相关技术研发较晚，另一方面是因为国内市场对于微型逆变器的需求处于导入阶段，尚未进入放量阶段。

微逆实现组件级最大功率点跟踪（MPPT）。相较于组串式，组件级的 MPPT 技术能够更好的规避组件不匹配、局部阴影等造成的失配损失。同时微型逆变器由于启动电压低（20V 左右），弱光效应更好。微逆独立运行，单个微型逆变器故障时，只会影响数个组件单元，系统能够继续运行。采取并联电路设计和单组件 DC/AC 转换，直流电压（60V 左右，不高于组件最高输出直流电压），消除了运行时的直流高压风险，同时具备组件级关断能力。从全球微型逆变器市场供给来看，近五年来，微型逆变器出货量稳步上升，2021 年出货量创历史新高，达到 3.61GW，同比上涨 58.3%。但由于单瓦成本略高、应用场景等限制，过去全球微型逆变器在分布式市场的渗透率维持在 2%-5%之间。当下，随着全球居民用电价格的飙升，微型逆变器作为更为安全和高效的产品将加速其在户用光伏领域的渗透。

PCS 在储能系统中价值量占比约 10%，海外大趋势是光储混合逆变器，与户用并网逆变器渠道高度重合，储能逆变器有明显溢价。今年，在竞选上电国轩青海型号为 630KW 的 PCS 时，其中 0.167 元/W 的报价刷新了行业新低，基本与当前的集中式光伏逆变器集采价格持平。

储能变流器与光伏逆变器在使用场景、技术原理、上游供应商和下游客户上有较高重合度，因此储能变流器企业大多来自光伏逆变器厂商，行业竞争格局也类似，光伏逆变器厂商进军储能 PCS 领域有先发优势。但储能 PCS 毛利率高于光伏并网逆变器。储能场景对逆变器的需求比光伏并网场景更复杂，除了直流向交流转换外，还需要具备从交流转换为直流、并离网快速切换等功能，同时储能 PCS 还是双向变流器，有充电和放电两个方向的能量控制。因此储能变流器技术壁垒相较并网逆变器更高，售价与毛利率均明显高于并网逆变器。

储能变流器作为储能装置和电网中间的关键器件，存在不可替代性，近几年受到政策的支持，我国化学储能规模的不断增长，带动储能变流器市场需求攀升，市场规模不断扩大。2021 年我国储能变流器产量由 2015 年的 5.5 万千瓦增长至 194.75 万千瓦；储能变流器需求量由 2015 年的 4.76 万千瓦增长至 185.00 万千瓦。预计 2022 年我国储能变流器产销量均有望突破 200 万千瓦。由于当前国内储能变流器市场集中度较高，但由于市场尚未被完全开发，因此未来储能变流器行业仍存在巨大发展机遇。

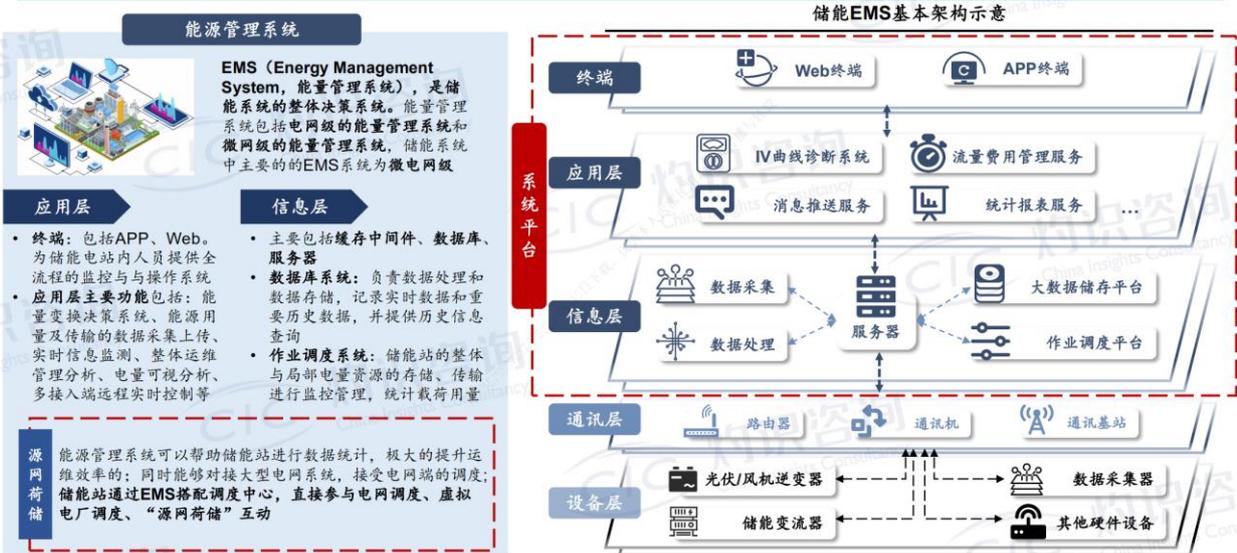
据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计数据显示，目前 PCS 上市企业有 30 家。根据 CNESA 统计，2021 年全球市场中，储能 PCS 出货量排名前十位的中国储能 PCS 提供商包括阳光电源、科华数据、古瑞瓦特和上能电气等公司。

2021 年，中国新增投运的电化学储能项目中，装机规模排名前十位的储能逆变器提供商，依次为：上能电气、科华数能、索英电气、南瑞继保、阳光电源、盛弘股份、华自科技、智光储能、汇川技术和许继。

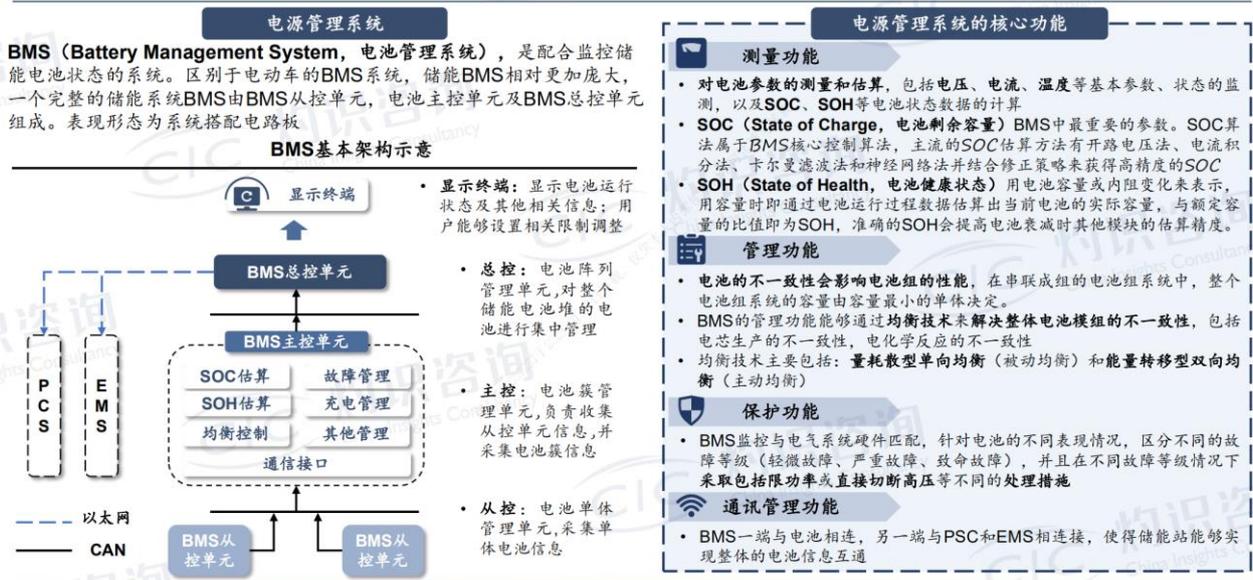
目前从事逆变器的上市企业主要有上能电气、固德威和锦浪科技等。从产品结构来看，上能电气、固德威以光伏逆变器为主，锦浪科技以组串式逆变器为主。从营收来看，锦浪科技营收位于行业较高水平，2021 年为 33.12 亿元。从营收增速看，固德威成长较快，2021 年营收增速达 68.53%，毛利率达到 31.7%，净利率达 10.4%。随着国内逆变器企业快速发展，国产逆变器在海外的竞争优势凸显。受到国内市场政策波动影响，尤其是 2018 年 531 新政后，国内逆变器企业加快拓展海外渠道，加速海外布局。2021 年，全球逆变器出货量前十大公司中中国企业独占 6 席，其中华为、阳光电源逆变器出货量分列全球第一、第二，分别为 52GW 和近 48GW，第三名为海外公司，其出货量为 15GW 左右，与华为、阳光电源存在较大差距。

3、BMS 和 EMS

储能能源管理系统平台作为储能系统配套的信息管理系统之一, 需要具备全面的设备监控分析功能及运维管理功能, 通常包含用户终端、应用层及信息层并链接整体储能系统中的通讯层及设备层



BMS在电化学储能中至关重要, 最核心的功能包括感知、管理、保护和通信。BMS能够与PCS、EMS、温控、消防系统全面链接, 进行信息交互, 为储能站实现智能化管理



主流储能厂商在电池和 PCS 方面或许可通过外采进行配套, 但涉及监控、管理等 BMS 与 EMS 系统基本都是集成厂商自主设计。

代表厂商:

依托储能系统软件产品的厂商

- 以信息技术研发公司为主, 专注于储能系统内某一部件 (如电池管理系统) 或系统整体 (如调度系统) 进行软件开发。
- 以适应更多应用场景为基础进行储能软件设计, 解决方案用作软件展示和应用平台。
- BMS或EMS软件服务商, 依赖数字化对系统寿命和运行效率赋能, 从而与优秀资源接洽, 由下游带动参与完整解决方案设计。
- 厂商软件设计广泛适用于各储能产品, 选择以储能系统解决方案作为载体之一落实。

- 软件具普适性, 对各储能系统的兼容性良好, 并且可在系统方案细节部分中提供定制化的软件服务, 满足客户差异化需求。
- 通过数智化服务可以全周期观察方案执行。



4、温控及消防系统

温控是指通过加热或冷却技术对电池的温度进行有效控制和调节的过程。温控系统与电池管理系统配合，对锂电池进行恒温控制，使其维持在安全的参数范围内，避免电池进入热失控状态。锂电池安全性、容量衰减受温度影响较大。根据研究表明，锂电池最佳温度区间为 10-35°C，过度的高低温都会对锂电池寿命和安全性产生影响。

电化学储能当前的两大关键问题可由良好的温度控制来有效解决。一是度电成本，温控可以有效帮助延缓电池容量衰减；另一个问题则是安全性，有效温控可以防止电池失控。2025 年中国电化学储能温控市场规模有望达 22.8-40.8 亿元，对应的 2022-2025

年年均复合增速为 77%和 91%。未来，高容量、高倍率储能应用增多，将对温控提出更高要求，其应用必要性将愈发突出。储能温控技术主要包括风冷、液冷、热管冷却、相变冷却。其中，风冷系统结构简单、可靠性高、寿命长、成本低、易于实现，是目前国内主流技术路径。液冷系统散热效率高、散热速度快，在高倍率、高容量场景下优势凸显，故全球储能系统正呈现液冷加速渗透，取代风冷的趋势。热管冷却、相变冷却需与风冷、液冷配合使用，因价格较高，目前在储能领域应用较少。

风冷以空气为电池侧的冷却介质，利用空气对流换热降低电池温度，风冷可以分为自然风冷和强制风冷两种，自然风冷通过空气本身与电池表面的温度差产生热对流，强制风冷需要在 PACK 内额外安装风扇等来强化空气对流散热。风冷方案在冷源侧的主要产品形态是空调机组，原材料包括压缩机、风机、换热器、电源模块、变频器、传感器、膨胀阀等。

风冷系统与传统的空调系统构成相似，风冷系统的核心零部件包括：压缩机、电机、冷凝器、蒸发器，主要材料包括冷轧板、镀锌板、铜、铝等。其中压缩机成本占比最高，电机和电控次之。目前储能热管理中风冷应用占比最高。据华经产业研究院，2021 年储能风冷系统成本约为 3000 万元/GWh，方案较为成熟。风冷系统优点是结构较为简单，统铺设方案成熟，整体成本和维护成本较低。缺点在于冷却介质比热容较低，风冷的热系数较低 (25~100)，易导致电池簇间温差，整体散热效率低于液冷方案，同时通道占地更大，对预留面积要求更高。

液冷主要以乙二醇水溶液等液体为电池侧的冷却介质，将电芯集成后布置在液冷板上形成 PACK 单元。储能液冷温控系统一般分为液冷板、管路、接头、冷机（包含水泵、压缩机、冷凝器、蒸发器、膨胀阀等零部件）等环节，液冷板、管路、快速连接器更加偏重精密加工制造等能力，冷机涉及到流道的设计等，看重整体系统设计能力和系统集成能力。液冷系统中，电芯可实现 3-5°C左右的温度均衡，有效提升电池的一致性水平，高储能全寿命周期的电池能量利用率，降低电池的热失控风险，储能集成商应用液冷比例大幅提升。

据华经产业研究院，2021 年液冷系统价值量在 9000 万元/GWh。从价值量拆分来看，液冷主机价值量最高，其中包括压缩机、冷凝器、节流器、蒸发器、水泵等零部件，其次是液冷板，液冷主机和液冷板合计占比约为 68%；换热器占比约为 10%，管路占比约为 8%。

从市场空间来看，根据统计，2021 年电力储能系统出货量为 29GWh，同比增长 341%，电化学储能系统的高增长正带动储能温控快速发展，根据 GGII 测算，2022-2025 年中国储能温控市场规模将从 46.6 亿元增长至 164.6 亿元，CAGR 为 52.3%。液冷作为中长期技术方案，市场渗透率或将逐步提升，预测 2025 年液冷市场占比将达到 45%左右。目前储能热管理中液冷方案关注度非常高，有望引领中长期发展方向。液冷的单套系统价值量高于风冷系统，市面已有成熟方案，新进入者众多，主流供应商仍在加速研究迭代，有望成为未来储能热管理的主流温控方案。

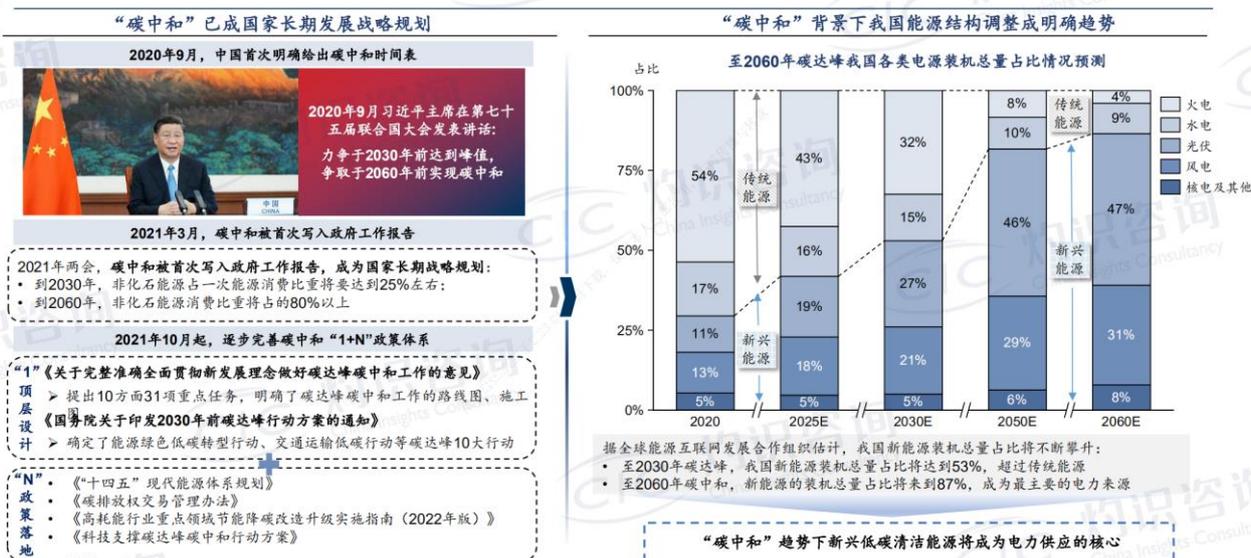
近年来，储能高速发展的同时，安全事故频发。2017 年至今，全球共发生储能安全事故 30 余起，主要是采用三元电池的体系。2021 年 4 月，北京市丰台区光储充一化项目发生火灾爆炸，造成 3 人死亡。若无法解决安全问题，其或成为制约储能发展的重要阻力，因此，推进储能消防将有利于护航储能有序、健康、稳定发展。机械滥用、热滥用、电滥用为锂电池热失控的三大诱因，电池热失控发生后，若无法进行有效防护，会进而引发热蔓延，造成储能系统的爆炸、燃烧。相较电动汽车，储能系统由更多电池单体连结而

成，故发生热失控概率更高，对安全防护提出更高要求。解决储能系统安全问题，需要由高效热管理技术-安全预警技术-安全防护技术-消防安全技术，建立“由防到消”的主动协同安全防控体系。2021年9月，《电化学储能电站安全规程（征求意见稿）》出台，该规程要求储能消防要融入视频监控系统、需要系统性的解决方案、需要精细化及科技化等，规定了储能电站设备安全技术要求、运行、维护、检修、试验等方面的安全要求，为行业参与者指引了方向，将有效规范储能消防行业发展。

四、“碳中和”趋势下新兴低碳清洁能源将成为电力供应的核心，储能赛道方兴未艾

1、双碳战略明确支撑储能发展，国家和地方出台多项政策

“碳中和”自2020年提出后已成为我国长期发展战略规划，顶层设计逐步完善，随着未来碳达峰、碳中和的目标逐步实现，以新兴低碳清洁能源作为电力供应核心的能源结构成明确趋势



国家双碳战略实施明确提出支撑储能技术发展。2020年9月22日，习近平总书记在联合国大会一般性辩论上向全世界宣布，“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。2022年8月，为深入落实党中央、国务院有关部署，做好科技支撑碳达峰碳中和工作，科技部等九部门联合印发了《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030年）》。方案中提出，“能源绿色低碳转型支撑技术”中提到了储技术，提出要研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术；研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。

国家出台多项政策支持储能产业发展。我国能源体量大，但能源结构复杂且具有一定的特殊性，而储能产业是能源结构转型的关键和推手，加快储能产业的发展，对推动经济发展和建设健康的能源产出与消费体系具有重要意义。政府部门从2018年开始就通过制定出台多种政策来规范和推动储能技术与产业的发展，包括制定行动计划指南、探讨参与电力现货市场交易等政策。尤其是2022年发布具有重要意义的《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件；到2030年，新型储能全面市场化发展。市场机制、商业模式、标准体系成熟健全。

政策端：逐步明确工商业储能市场地位

- ▶ **利好政策频频出台。**在国家“双碳”目标大背景下和构建“以新能源为主体的新型电力系统”的行业大趋势下，各种利好政策出台，正逐步明确工商业储能市场主体中的地位、丰富工商业储能商业化盈利渠道，助推工商业储能商业模式加速形成。

工商业储能相关利好政策

政策	时间	主要内容
《关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021.7.26	明确分时电价机制执行范围。 鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。
《“十四五”新型储能发展实施方案》	2022.1.29	设定了新型储能的发展目标， 提出到2025年，从商业化初期步入规模化发展 ，具备大规模商业化应用条件；电化学储能技术进一步提升，系统成本降低30%以上；到2030年，新型储能全面市场化发展。
《“十四五”能源领域科技创新规划》	2022.4.2	提出要加快战略性、前瞻性电网核心技术攻关， 支撑建设适应大规模可再生能源和分布式电源友好并网、源网荷双向互动、智能高效的先进电网 ；突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备，满足能源系统不同应用场景储能发展需要。
《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》	2022.6.7	通知指出要建立完善适应储能参与的市场机制， 鼓励新型储能自主选择参与电力市场 ，坚持以市场化方式形成价格，持续完善调度运行机制，发挥储能技术优势，提升储能总体利用水平，保障储能合理收益，促进行业健康发展。这将对“十四五”时期我国新型储能发展产生重大影响。
/	2022.7.23	南方区域电力市场试运行启动会举办 ，标志着全国统一电力市场体系在南方区域落地。区域电力市场启动试运行后，中长期交易周期将覆盖年、月、周；现货交易将由广东拓展到云南、贵州、广西、海南，实现南方五省区的电力现货跨区域交易；辅助服务市场的品种与补偿机制将进一步完善。

资料来源：国家能源局，发改委，澎湃新闻，华安证券研究所

政策端：分时电价引导用电方式

- ▶ **深化电价改革，完善电价形成机制。**2021年7月26日，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳。
- ▶ **优化分时电价机制。**合理确定峰谷电价价差并分季节划分峰谷时段，建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰端电价基础上上浮比例原则上不低于20%。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。

国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》

要点	主要内容
优化分时电价机制	(一) 完善峰谷电价机制：合理确定峰谷电价价差， 上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。 (二) 建立尖峰电价机制：尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定并灵活调整， 尖峰电价在峰端电价基础上上浮比例原则上不低于20%。 (三) 健全季节性电价机制：日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差。
强化分时电价机制执行	(一) 明确分时电价机制执行范围：鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。 (二) 建立分时电价动态调整机制：各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。 (三) 完善市场化电力用户执行方式：市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。
加强分时电价机制实施保障	从组织实施、效果评估和宣传引导等方面着手，确保分时电价机制平稳实施。

资料来源：国家发改委，华安证券研究所

图表 中国储能技术行业相关政策

时间	部门	政策
2018.07	国家发改委	《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》
2018.08	国家能源局	《供电监管办法修订征求意见稿》
2019.02	国家电网	《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》
2019.06	国家能源局、国家发改委、科技部、工信部	《2019-2020年储能行动计划》
2019.07	国家发改委、能源局	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》2019-2020年行动计划
2021.07	国家发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》
2021.09	能源局	《新型储能项目管理规范（暂行）》
2022.01	国家发改委、能源局	《“十四五”新型储能发展实施方案》
2022.05	国家发改委、能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
2022.11	国家能源局	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》 《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》

资料来源：各部委官网，中银证券

地方政府出台多项储能支持政策。地方政府对于储能产业也非常重视，各地出台了一系列政策，支持本地储能产业发展。2021年至今，全国共有24个省区发布了能源配储能政策，其中，不少地方对分布式光伏配套建设储能都提出了明确要求。例如，山东省是国内首个出台电力现货市场储能支持政策的省份，政策中明确新型储能示范项目进入电力现货市场后，充电时为市场用户，从电力现货市场直接购电；放电时为发电企业，在现货市场直接售电。

图表 各省对于强配储能要求（不完全统计）

省份	强制配储份额	主要内容
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15%、2h储能II类区20%、2h储能
山东	10%、2h	规模50万千瓦，风电、光伏配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、储能容量配比达到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	6新能源示范项目需配10%2h储能

资料来源：各部委官网，中银证券

2、储能未来市场空间广阔

全球储能装机量呈现快速增长。受益于不同应用场景对于储能的快速增长，储能装机量呈现高速增长。根据CNESA（中关村储能产业技术联盟）的数据显示，截至2021年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模209.4GW，同比增长9%。其中，抽水蓄能的累计装机占比首次低于90%，比去年同期下降4.1个百分点；新型储能的累计装机规模紧随其后，为25.4GW，同比增长67.7%，其中，锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额超过90%。

中国储能市场蓬勃发展。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库的不完全统计，截至2021年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模46.1GW，占全球市场总规模的22%，同比增长30%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为39.8GW，同比增长25%，所占比重与去年同期相比再次下降，下降了3个百分点；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到5729.7MW，同比增长74.50%。在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，占比高达70.7%。其中，2021年，中国新增投运电力储能项目装机规模首次突破10GW，达到10.5GW，其中，抽水蓄能新增规模8GW，同比增长437%；新型储能新增规模首次突破2GW，达到2.4GW/4.9GWh，同比增长54%；新型储能中，锂离子电池和压缩空气均有百兆瓦级项目并网运行，特别是后者，在2021年实现了跨越式增长，新增投运规模170MW，接近2020年底累计装机规模的15倍。

未来市场空间广阔。根据中关村储能产业技术联盟保守场景预计，2026年我国新型储能累计规模将达到48.5GW，2022-2026年复合年均增长率（CAGR）为53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。理想场景下，随着电力市场的逐渐完善，储能供应链配套、商业模式的日臻成熟，新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势，有望在竞争中脱颖而出。据CNESA，预计我国2026年新型储能累计规模将达到79.5GW，2022-2026年复合年均增长率（CAGR）为69.2%。预计2023年，全球的储能电池需求量将达到260GWh，到2025年将增长至625GWh，年均复合增速将达到54.9%。