

市场指数走势（最近 1 年）



风险因素

需求增速不达预期、政策变动风险、产业链竞争格局恶化，技术路线演化超出预期。

研究员：刘杰

执业编号：S0990521100001
电话：0755-83007043
E-mail：liujie@ydzq.sgcc.com.cn

核心观点

本报告对抽水蓄能、锂离子电池、压缩空气、钠离子、全钒液流电池、铅炭电池等六种储能的发展现状、系统成本、应用前景做了评估。

❖ **多种储能路线进入发展快车道。**在新型电力系统中，储能将成为至关重要的一环，是新能源消纳以及电网安全保障必要保障，在发电侧、电网侧、用电侧都会得到广泛的应用，需求空间广阔。国内市场，风光强制配储政策推动储能需求指数增长；海外方面。2021年美、欧、澳等国家皆出现爆发性增长。在市场需求爆发以及政策鼓励的双重推动下，成熟的抽蓄以及锂电储能呈现爆发性增长，其他新型储能路线也进入了发展快车道。

❖ **抽水蓄能：巨量项目开工建设。**抽水蓄能是最为成熟的储能技术，具有技术优、成本低、寿命长、容量大、效率高等优点。我们测算在不考虑充电成本的前提下，常规抽水蓄能电站 LOCE 范围为 0.23- 0.34 元/kWh，是当前最为经济的储能方式。根据规划，到 2030 年，我国抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右，按照 6 元/W 测算，投资须达 5400 亿左右；截至目前我国各省公布的重点项目中，抽水蓄能累计装机已达 104.3GW，累计投资超 6000 亿。建议关注核心受益标的中国电建。

❖ **锂离子电池储能：正处于超级爆发周期。**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。当前铁锂储能成本较高，但在海外高电价地区已具有较好的经济性。铁锂电池是当前应用最成熟的电化学储能，预计随着成本降低以及循环寿命的提高，经济性将不断提升。建议关注宁德时代、比亚迪、派能科技、德业股份。

❖ **压缩空气储能：有望成为抽水蓄能电站的重要补充。**压缩空气储能之前受制于储能效率较低，电量损耗成本较高，但是随着技术进步，大型电站储能转化效率已经上升至70%-75%，低于抽水蓄能电站，但已经具有具备了大规模商业化应用的条件，目前商业化项目正在大规模上马。

我们测算，在初始投资成本6元/W，年均循环次数400次，储能循环效率73%，储能系统寿命为30年的假设下，压缩空气储能度电成本约为0.436元/kWh。而在初始投资5-6元/W，年循环次数达到450-600次的情况下，度电成本区间为0.252-0.413元/kWh。压缩空气度电成本依然要略高于抽水蓄能，但是远低于磷酸铁锂；另外，其投资周期较抽水蓄能短，且单体投资规模限制小；综合看来，压缩空气储能有望成为抽水蓄能在大规模储能方面重要补充。建议关注中储国能（未上市）、杭锅股份等企业。



- ❖ **钠离子电池：性能优异，被寄予厚望。** 决定电化学储能能否被大面积应用的关键因素包括安全性、材料资源可得性、高低温性能、寿命、投资成本等，而根据钠离子电池最新研究进展，钠离子在这些方面都表现出了良好的性能。其在规模化应用后成本有望低于铁锂电池，可在大规模电化学储能、低速电动车等领域得到广阔应用。当前，钠离子电池产业化进程加速产业中，商业化在即；其中，中科海钠目前规划了两条一共2GWh的钠离子电芯的产线，目标是实现今年投产；宁德时代表示已启动钠离子电池产业化布局，2023年将形成基本产业链。建议关注中和海纳（未上市）、宁德时代、华阳股份。
- ❖ **全钒液流电池储能。** 全钒液流电池具有寿命长、安全性好、输出功率大、储能容量大且易于扩展等特点，2019年以来我国液流电池储能示范项目正加快建设。目前成本问题仍是钒电池大规模商业应用面临的巨大挑战。根据我们测算，在电化学储能中，全钒液流电池LCOS与铁锂电池接近，但是能量转化效率方面不如锂电池，且布置灵活性、温度环境要求较高。行业当前处在由示范阶段转向商业化过程中，预计未来随着技术以及工程进步，成本会有较大的下降空间，能效也有望进一步提高。建议关注大连融科（未上市）、北京普能（未上市）。
- ❖ **铅炭电池储能。** 铅炭电池是一种电容型铅酸电池，是从传统的铅酸电池演进出来的技术。铅炭电池同时具有铅酸电池和电容器的特点，且拥有非常好的充放电性能，延长了电池寿命，可以达到2000次以上，远高于铅酸电池的300-500次。通过测算比较，发现虽然铅炭电池初始投资成本较低，但是由于其放电深度低于其他储能形式，度电成本优势并不明显。另外如果考虑实际使用中能量损耗成本，铅炭电池因能效相对铁锂电池较低，经济性会处于一定劣势。新型储能百花齐放的状态下，铅炭电池也将有望通过技术进步实现能效提升以及成本下降。

风险提示：需求增速不达预期、政策变动风险、产业链竞争格局恶化、技术路线演化超出预期。



目录

特别说明.....	5
一、多种储能路线进入发展快车道.....	6
1.1 储能政策密集出台.....	6
1.2 多种储能进入发展期.....	8
二、抽水蓄能：巨量项目开工建设.....	10
2.1 抽水蓄能是最为成熟的储能技术.....	11
2.2 成本测算：当前最为经济的储能方式.....	12
2.3 两部制电价托底，巨量项目入场.....	13
三、锂离子电池储能：正处于超级爆发周期.....	15
3.1 锂电池储能介绍.....	15
3.2 电力应用带动，锂电储能需求持续爆发.....	17
3.3 磷酸铁锂电池储能成本分析测算.....	17
四、压缩空气储能：有望成为抽水蓄能电站的重要补充.....	20
4.1 空气压缩储能系统介绍.....	20
4.2 迈过试验示范阶段，商业化项目大规模上马.....	21
4.3 成本分析测算：有望成为抽蓄的重要补充.....	23
五、钠离子储能：性能优异，被寄予厚望.....	25
5.1 钠离子电池性能优异，被寄予厚望.....	25
5.2 钠离子电池产业化进程加速.....	28
5.3 钠离子成本分析：远期可期.....	29
六、全钒液流电池储能.....	31
6.1 发展情况与介绍.....	31
6.2 钒液流电池成本分析.....	32
七、铅炭电池储能.....	34
7.1 发展情况.....	34
7.2 铅炭电池成本分析.....	35

图目录

图 1：储能技术路径分类.....	9
图 2：各种储能技术优缺点对比.....	10
图 3：抽水蓄能电站示意图.....	11
图 4：2021 年我国各储能技术装机占比.....	12
图 5：我国抽水蓄能装机及规划情况（万千瓦）.....	14
图 6：锂离子电池示意图.....	15
图 7：电化学储能上下游示意图.....	16
图 8：2017-2021 年我国储能电池出货量及增速.....	17
图 9：压缩空气技术发展历程.....	21
图 10：压缩空气储能系统基本结构.....	21



图 11: 同里 500kW 液态空气储能项目效果图	21
图 12: 钠离子电池工作原理图	26
图 13: 钠离子电池的材料成本优势明显	27
图 14: 中国科学院物理研究所/中科海钠钠离子电池研制及示范应用进程	28
图 15: 宁德时代钠离子电池优势	29
图 16: 全钒液流电池原理	31
图 17: 钒液流电堆结构	31
图 18: 铅炭电池结构图	34

表目录

表 1: 按应场景划分的储能类型	5
表 2: 2021 年储能重磅政策	6
表 3: 2021 年各省风光配储政策	7
表 4: 储能技术在电力行业应用范围	8
表 5: 抽水蓄能 LCOS 测算核心假设	12
表 6: 抽水蓄能 LCOS 测算过程	13
表 7: 抽水蓄能 LCOS 敏感性分析	13
表 8: 各省抽水蓄能装机及投资	14
表 9: 不同技术路线电池对比	16
表 10: 2021 年部分磷酸铁锂电池储能电站 EPC 招标情况	18
表 11: 磷酸铁锂电池 LCOS 测算核心假设	19
表 12: 磷酸铁锂电池 LCOS 测算过程	19
表 13: 循环寿命假设	20
表 14: 磷酸铁锂电池 LCOS 敏感性分析	20
表 15: 海内外部分压缩空气项目情况	22
表 16: 2022 年立项的大型空气压缩储能项目	22
表 17: 2022 年立项的大型空气压缩储能项目	23
表 18: 压缩空气储能系统 LCOS 测算核心假设	24
表 19: 压缩空气 LCOS 测算过程	24
表 20: 压缩空气 LCOS 敏感性分析	24
表 21: 各种类型储能特点	25
表 22: 铅酸电池、锂离子电池和钠离子电池性能对比	27
表 23: 钠离子电池储能系统 LCOS 测算核心假设	29
表 24: 钠离子电池 LCOS 测算过程	30
表 25: 钠离子电池 LCOS 敏感性分析 (元/kWh)	30
表 26: 全钒液流储能技术优势	31
表 27: 我国今年来规划或建设的钒液流储能项目	32
表 28: 全钒液流电池储能系统 LCOS 测算核心假设	33
表 29: 全钒液流电池 LCOS 测算过程	33
表 30: 全钒液流电池 LCOS 敏感性分析 (元/kWh)	33
表 31: 铅炭电池储能系统 LCOS 测算核心假设	35
表 32: 铅炭电池 LCOS 测算过程	36
表 33: 铅炭电池 LCOS 敏感性分析 (元/kWh)	36



特别说明

本文对抽水蓄能、锂离子电池、压缩空气、钠离子、全钒液流电池、铅炭电池等六种储能的发展现状、系统成本、应用前景做了评估，由于部分储能类型尚未大面积应用，不同研究个体对其评价方法或有差别。我们在此做出以下特别说明：

特别说明1： 本文所研究的多种类型储能的参数综合参考了其各自项目近期投资运行情况以及，《基于全寿命周期成本的储能成本分析（傅旭，李富春，杨欣，杨攀峰）》、《储能的度电成本和里程成本分析（何颖源，陈永翀，刘勇，刘昊，刘丹丹，孙晨宇）》、《钠离子电池储能技术及经济性分析（张平，康利斌，王明菊，赵广，罗振华，唐堃，陆雅翔，胡勇胜）》等数十篇文献，在此统一说明，后续不单独列示。

特别说明2： 在本部分以及后续多种类型储能的度电成本测算中，未考虑充电成本、能量损耗以及输配电相关费用，实际成本可根据具体应用场景进行相应调整计算。

特别说明3： 关于储能成本评价标准说明如下。

储能技术成本的合理化是行业发展至关重要的因素。目前国际上通用的储能成本评价指标为基于储能全生命周期建模的储能平准化度电成本（LCOS），而事实上不同的储能应用场景使用单一的评价标准并不合适，储能设施的利用方式、使用效率不同，对于LOCE测算的结果也不尽相同。例如抽水蓄能电站，初始造价确定，使用寿命可以高达30-50年，在全生命周期中，电站实际利用小时30000小时与70000小时的非充电成本差别可能是倍差的。

按照时长要求的不同，储能的应用场景大致可以分为容量型（ $\geq 4h$ ）、能量型（约1~2h）、功率型（ $\leq 30min$ ）和备用型（ $\geq 15min$ ）四类。容量型储能场景包括削峰填谷或离网储能等，时储能技术种类较多，包括抽水蓄能、压缩空气、储热蓄冷、储氢储碳以及各类容量型储能电池（例如钠硫电池、液流电池、铅炭电池、锂浆料电池等）。其他类型具体见下表。

表 1：按应用场景划分的储能类型

类型	储能时长	实际应用场景	储能类型
容量型	$\geq 4h$	削峰填谷、离网储能等	抽水蓄能、压缩空气、储热蓄冷、储氢储碳、钠硫电池、液流电池、铅炭电池等
能量型	1~2h	复合功能，调峰调频和紧急备用等多重功能	磷酸铁锂电池等
功率型	$\leq 30min$	调频等	超导储能、飞轮储能、超级电容器、钛酸锂电池、三元锂电池
备用型	$\geq 15min$	作为不间断电源提供紧急电力	铅酸电池、梯级利用电池、飞轮储能

数据来源：英大证券研究所整理



为了采取一致性评价标准，考虑到储能设施主要通过调频服务和能量充放来实现收益，能量型和备用型则是二者的负荷利用，我们将储能分容量型以及功率型两种类型进行成本评估。其中，**度电成本（LOCE）**的评价适合容量型储能场景（如削峰填谷），因为可以将其直接与峰谷电价差进行比较，从而判断储能投资是否具有经济效益。对于功率型储能场景，参照海外以及国内辅助电力调频应用场景，采用里程成本作为功率型储能经济性的评判标准。本文所研究的六种储能主要考虑能量型储能应用。

一、多种储能路线进入发展快车道

在全球碳中和目标下，清洁能源将逐步替代化石能源，风电、光伏发电将成为清洁能源的绝对主力，装机量持续高增。但是，新能源发电具有不稳定性、随机性、间歇性的问题，对电网频率控制提出了更高的要求，随着新能源发电占比的提高，整个电力系统的电力电量平衡模式也需要重构。新型电力系统中，储能将成为至关重要的一环，是新能源消纳以及电网安全保障必要保障，在发电侧、电网侧、用电侧都会得到广泛的应用，需求空间广阔。

1.1 储能政策密集出台

2017-2020年，电网响应能源局、发改委降低弃风弃光率的决策，充分利用电力体系的灵活性资源消纳新能源，使得弃风弃光率下降到2%。同时电网压力凸显，部分省份开始要求电源侧配置储能。2021年，多个储能行业的重磅文件公布，储能等迎来历史性发展机遇。

《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》厘定了抽水蓄能电站的价格机制，使得抽蓄电站具备了商业化条件；《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出到2025年，新型储能装机规模达3000万千瓦以上。健全“新能源+储能”项目激励机制。2021年8月9日，发改委出台《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》明确了风光发电保障性规模和市场化规模配储的要求。

表 2：2021 年储能重磅政策

日期	部门	文件名称	核心内容
2021.5	发改委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收。
2021.7	发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年，新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上。健全“新能源+储能”项目激励机制。
2021.7	改革委	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	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。
2021.8	发改委、能源局	《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》	由电网承担消纳任务的保障性规模（部分省份也要求配一定能比例的储能，储能配置要求为 10%功率、2 小时）；市场化部分配置 15%功率、4 小时的配置（鼓励 20%、4 小时）的调峰资源。
2021.9	能源局	《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》	到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。8 月份公布的规划储备项目单共 551 个计 6.79 亿千瓦



2022. 2 发改委、能源局 《“十四五”新型储能发展实施方案》 推动新型储能技术发展应用，提出到 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。

数据来源：发改委、能源局，英大证券研究所整理

《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》强调了储能重要性，规定了市场化规模要求自行配置15%*4小时，保障性规模由电网负责消纳，未对保障性规模内的配储作出具体要求，但是我国绝大多数省份都已经对风电、光伏电站相关储能设施建设要求，多数省份要求强制建设10%-20%功率，时长2小时的储能。在强制配储政策的刺激下，我国储能行业需求出现了井喷现象，行业快速壮大。

表 3：2021 年各省风光配储政策

地区	文件名称	风电、光伏装机规模要求	新型储能配置要求
贵州省	《关于下达贵州省 2021 年第一批光伏发电项目开展前期工作计划的通知》 《关于下达贵州省 2021 年第二批光伏发电项目开展前期工作计划的通知》	2021 年计划总装机规模 21.66GW	集中式光伏项目需配备 10%的储能设施。
甘肃省	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	2021-2022 年新增 12GW	河西地区（酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威）最低按电站装机容量的 10%配置，其他地区最低按电站装机容量的 5%配置，储能设施连续储能时长均不低于 2 小时
广东省	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021 年保障性并网规模 9GW	
四川省	《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	5 年内规模目标 20GW	
河南省	《关于 2021 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	力争 2025 年新增 20GW 左右	I 类区域预计储能总规模 300MW/600MWh； II 类区域预计储能总规模 150MW/300MWh； III 类区域可协商规定消纳规模，要求配置项目 20%规模，可正常运行 2 小时的储能设备。
江苏省	《江苏省发改委关于做好 2021 年风电和光伏发电项目建设工作的通知》	“十四五”期间，风电、光伏将累计新增 30.69GW 以上	
陕西省	《陕西省新型储能建设方案（暂行）（征求意见稿）》 《关于开展陕西省 2021 年风电、光伏发电项目开发建设有关工作的通知》	2021 年新增保障性并网建设规模为 6GW	2021 年，新增集中式风电项目，陕北地区按照 10%装机配套储能；新增集中式光伏发电项目，关中、延安市按照 10%、榆林市按照 20%装机容量配套储能设施。
天津市	《2021-2022 年风电、光伏发电项目开发和 2021 年保障性并网有关事项的通知》 《关于天津市 2021-2022 年风电、光伏发电项目开发建设方案》	光伏、风电规模共计 7.239GW，新增 5.3GW，存量 1.939GW	单体容量超过 5 万千瓦的项目，光伏发电项目承诺储能配比不低于项目装机容量的 10%，风电项目不低于 15%。
安徽省	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021 年光伏、风电新增规模为 6GW	
山西省	《关于做好 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021 年-2022 年新增风电、光伏并网规模 11.2GW	建议项目在安全前提下配置 10%及以上的储能设施
新疆	《关于 2021 年风电、光伏发电年度开发建设方案有关事项的通知（征求意见稿）》	2021-2022 年新增风电、光伏保障性并网规模 5.26GW	
河北省	《关于下达河北省 2021 年风电、光伏发电保障性并网项目计划的通知》	2021 年风电、光伏发电保障性并网项目计划项目 85 个、总规模 12.61GW	保障性并网风电、光伏约 12.6GW。南网、北网保障性并网项目按照 10%、15%，2 小时配置储能装置计算，最低需要配置 1.2GW，2.4GWh 的储能
内蒙古自治区	《关于加快推动新型储能发展的实施意见（征求意见稿）》 《关于自治区 2021 年保障性并网集中式风电、光伏发电项目优选结果》	2021 年风电光伏项目共 60 个，总规模 10.65GW	2025 年建成并网新型储能规模达到 500 万千瓦以上。 风电项目配置 20%~30%*2h 储能；光伏项目配置 20%~30%*2h 储能



广西壮族自治区	《关于2021年保障性并网陆上风电和光伏发电项目建设方案的通知》 《2021年市场化并网陆上风电、光伏发电及多能互补一体化项目建设方案的通知》	2021年风电、光伏保障性并网规模10.27GW 列入2021年市场化并网陆上风电和光伏建设方案的项目共39个，总规模6.55GW	风电项目配置20%*2h储能；光伏项目配置15%*2h储能。配网储能1.15GW/2.3GWh
湖北省	《关于公布2021年平价新能源项目的通知》	2021年全省安排新能源项目总容量12.279GW。	安排集中式（共享式）化学储能电站（不含基地配置的化学储能电站）37个、容量2.5GW/5.37GWh。
湖南省	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》		力争到2023年建成电化学储能电站150万千瓦/300万千瓦时以上。
山东省	《2021年全省能源工作指导意见》		新能源场站原则上配置不低于10%储能设施
江苏省	《省发改委关于我省2021年光伏发电项目市场化并网有关事项的通知》		长江以南功率8%、时长两小时；长江以北功率10%、时长两小时。
辽宁省	《辽宁省发改委发布省风电项目建设方案》		优先支持在辽宁省有一定的调峰调频能力、配套储能设施10%以上项目

数据来源：中关村储能，省发改委能源局，英大证券研究所整理

1.2 多种储能进入发展期

从整个电力系统的角度看，储能的应用场景可以分为发电侧、输配电侧和用电侧三大场景，除此之外的应用还包括辅助服务、分布式发电与微网等。

从发电侧的角度看，由于不同的电力来源对电网的不同影响，以及负载端难预测导致的发电和用电的动态不匹配，发电侧对储能的需求场景类型较多，包括能量时移、容量机组、负荷跟踪、系统调频、备用容量、可再生能源并网等六类场景。

从输配电侧的角度看，储能在输配侧的应用主要是缓解输电阻塞、延缓输配电设备扩容及无功支持三类，相对于发电侧的应用，输配电侧的应用类型少，同时从效果的角度看更多是替代效应。

从用电侧的角度看，用电侧是电力使用的终端，用户是电力的消费者和使用者，发电及输配电侧的成本及收益以电价的形式表现出来，转化成用户的成本，因此电价的高低会影响用户的需求。

表 4：储能技术在电力行业应用范围

应用领域	应用场景	储能的功能或效应
发电领域	辅助动态运行	1. 利用储能技术响应速度快的特点，在进行辅助动态运行时提高火电机组的效率，减少碳排放。 2. 避免动态运行对机组寿命的损害，减少设备维护和更换设备的费用。
	取代或者延缓新建机组	降低或延缓对新建发电机组容量的需求
	二次调频	1. 通过瞬时平衡负荷和发电的差异来调节频率的波动。通过对电网的储能设备进行充放电以控制充放电的速率，来调节频率的波动。 2. 减少对火电机组的磨损
辅助服务领域	电压支持	电力系统一般通过对无功的控制来调整电压。将具有快速反应能力的储能装置布置在负荷端，根据负荷需求释放或吸收无功功率，以调整电压。
	调峰	在用电低谷时储能，在用电高峰时释放电能，实现削峰填谷。
	备用容量	备用容量应用于常规发电资源的无法预期的事故。在备用容量应用中，储能需要保持在线，并时刻准备放电。
输配电领域	无功支持	通过传感器测量线路的实际电压，调整输出的无功功率大小，进而调节整条线路的电压，使储能设备能够做到动态补偿。

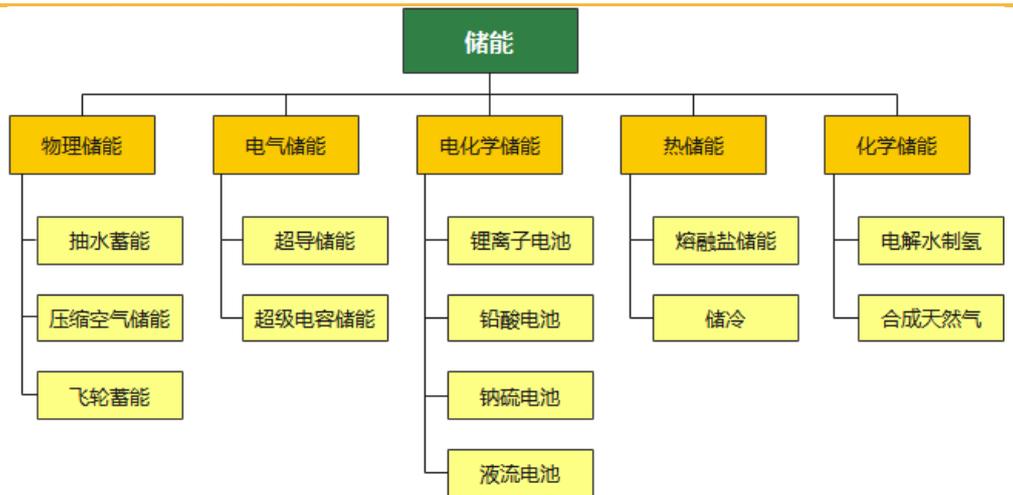


	缓解线路阻塞	储能系统安装在阻塞线路的下游，储能系统在无阻塞时段充电，在高负荷时段放电从而减少系统对输电容量的需求。
	延缓输配电扩容升级	在负荷接近输配电容量的系统内，将储能安装在原本需要升级的输配电设备下游位置来缓解或者避免扩容。
	变电站直流电源	变电站内的储能设备可用于开关原件、通信基站、控制设备的备用电源直接为直流负荷供电。
用户端	用户分时电价管理	帮助用户实现分时电价管理的手段，在电价较低时给储能系统充电，再高电价时放电。
	容量费用管理	用户在自身用电负荷低的时段对储能设备充电，在需要高负荷时，利用储能设备放电，从而降低自己的最高负荷，达到减低容量费用的目的。
分布式发电与微网	电能质量	提高供电质量和可靠性。
	小型离网储能应用	提供稳定电压和频率，备用电源
	商业/家用储能系统	解决可再生能源发电的间歇性问题，降低用户侧用电成本，提高供电质量，可靠的备用电源。
大规模可再生能源并网领域	可再生能源电量转移和固化输出	平抑可再生能源发电出力波动，跟踪计划出力，避免弃风，减少线路阻塞，进行电价管理，在电网负荷尖峰时向电网提供功率支持，减少其它电源的调峰压力，减少备用电源预留量。

数据来源：国家电网，英大证券研究所

从技术原理上讲，储能技术主要分为物理储能、电化学储能和电气储能、热储能和化学储能这几大类。

图 1：储能技术路径分类



数据来源：公开资料，英大证券研究所

物理类储能的应用形式有抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能。目前最成熟的大规模储能方式是抽水蓄能，其基本原理是电网低谷时利用过剩电力，将作为液态能量媒体的水从低标高的水库抽到高标高的水库，电网峰荷时高标高水库中的水回流到下水库推动水轮发电机发电。

电气类储能的应用形式有超级电容器储能和超导储能。其中，超导储能是利用超导体的电阻为零特性制成的储存电能的装置，其不仅可以在超导体电感线圈内无损耗地储存电能，还可以通过电力电子换流器与外部系统快速交换有功和无功功率，用于提高电力系统稳定性、改善供电品质。

电化学类储能主要包括各种二次电池，有铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池和液流电池等。这些电池多数技术上比较成熟，近年来成为关注的重点，并有许多实际应用。

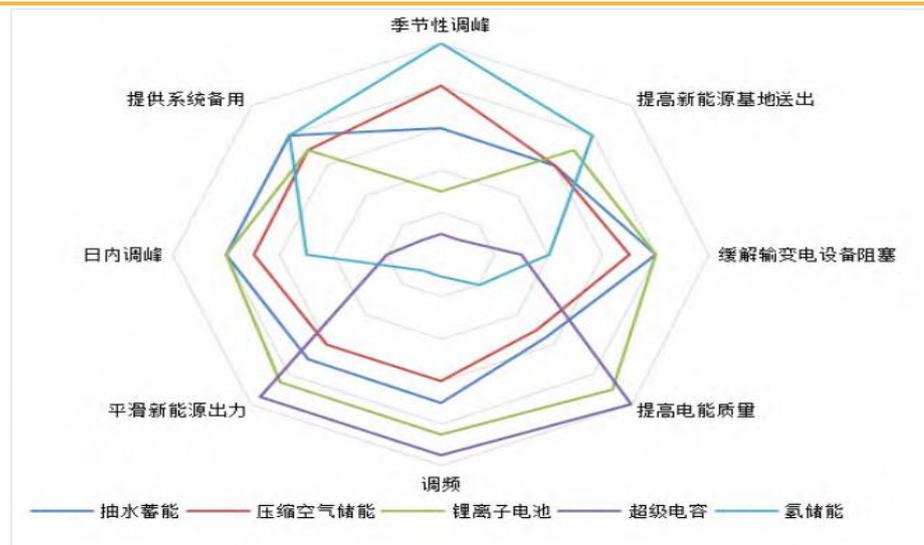


热储能有许多不同的技术，如熔融盐储能，其可进一步分为显热储存和潜热储存等。在一个热储能系统中，热能被储存在隔热容器的媒质中，以后需要时可以转化回电能，也可直接利用而不再转化回电能。

化学类储能主要是指利用氢或合成天然气作为二次能源的载体。利用待弃掉的风电制氢，通过电解水将水分解为氢气和氧气，从而获得氢。以后可直接用氢作为能量的载体，再将氢与二氧化碳反应成为合成天然气（甲烷），以合成天然气作为另一种二次能量载体。

储能技术被广泛应用于提升电网输出与负荷匹配度，降低电网输出波动，减少电能损耗，以提升能源利用效率。各种储能技术特性存在较为显著的差别，适用范围也有较大的区别，飞轮与超级电容器储能主要应用于工业生产中对电压波动较为敏感的精密制造与通信、数据中心等行业，抽水蓄能主要应用于大电网的输配电环节，而化学储能则更多运用于光、风发电等波动较大的可再生能源发电侧、中小型智能变电站和用电侧。

图 2：各种储能技术优缺点对比



数据来源：能源电力清洁化转型中的储能关键技术探讨，高电压技术，2020，英大证券研究所整理

储能技术种类繁多，特点各异。实际应用时，要根据各种储能技术的特点以及对优缺点进行综合比较来选择适当的技术。各类储能均具有独特属性，氢储能更适宜季节性调峰；抽蓄、压缩空气储能、燃料电池、电化学储能等更适合小时级调峰；超级电容等则更适合秒级调频需求。

各类储能技术中，抽水蓄能是应用最为成熟；储热技术也已处于规模化应用阶段，目前我国火电灵活性改造大部分采取储热技术；锂离子电池储能开始近两年得到了飞速应用；压缩空气以及液流电池也迎来了商业化应用。

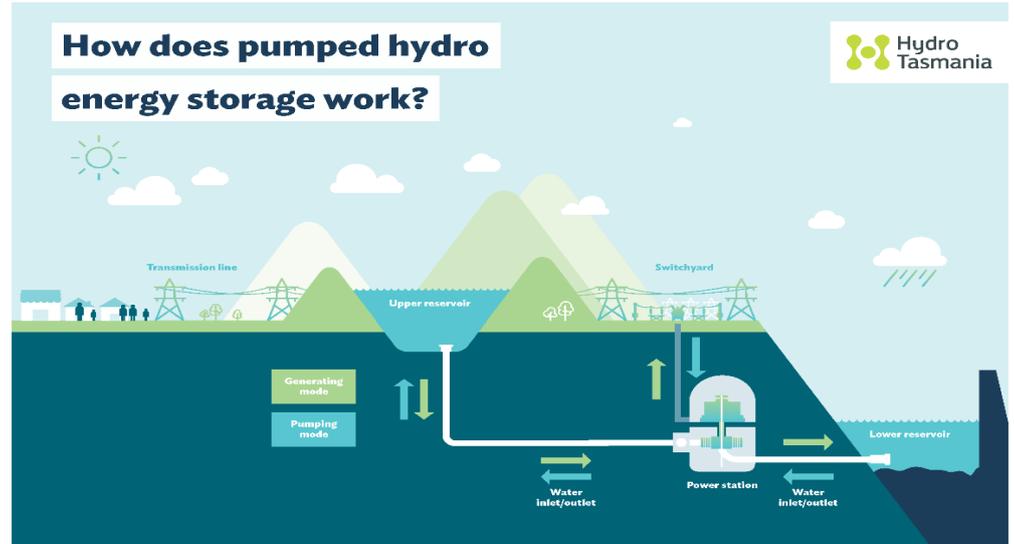
二、抽水蓄能：巨量项目开工建设



2.1 抽水蓄能是最为成熟的储能技术

抽水蓄能是在我国普遍运用的一种稳定可靠的储能方式，抽水蓄能电站一般由上水库、下水库和可逆式水泵水轮机组组成。在用电低峰期时，可逆式水泵水轮机作为水泵，利用低价值电能将水从下水库抽至上水库，作为水的势能储存；用电高峰期时则将可逆式水泵水轮机作为水轮机，在上水库开闸放水，将水的势能转换为高价值电能。

图 3：抽水蓄能电站示意图



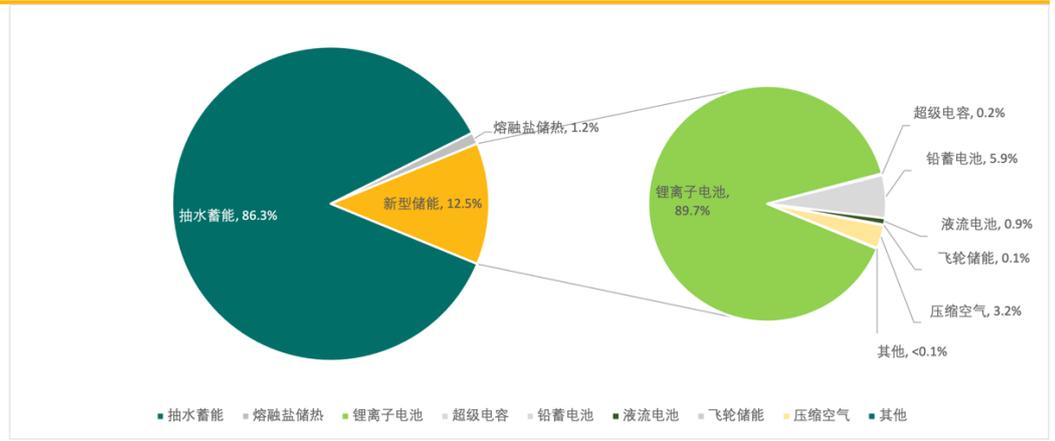
数据来源：HydroTasmania，英大证券研究所

抽水蓄能具有技术优、成本低、寿命长、容量大、效率高等优点。由于抽水蓄能电站运行模式是将能量在电能和水的势能之间转换，其储能容量主要取决于上下水库的高度差和水库容量，由于水的蒸发渗漏现象导致的损失几乎可以忽略不计，抽水蓄能的储能周期得以无限延长，可适应各种储能周期需求，系统循环效率可达70%–80%。与此同时，建设完成后的抽蓄电站坝体可使用100年左右，电机设备等预计使用年限在40–60年左右。

抽水蓄能是最为成熟、现有规模最大的储能技术。抽水蓄能是世界上最早开始应用的储能技术，我国早在20世纪60、70年代就开始试点开发抽水蓄能电站，并于80、90年代先后建成了广州、十三陵等大型抽蓄电站。由于其技术的先进性和成熟性，抽水蓄能在我国得到大规模应用。截至2021年底，我国储能装机总规模达到46.1GW，其中抽水蓄能占比86.3%。



图 4：2021 年我国各储能技术装机占比



数据来源：CNESA，英大证券研究所

2.2 成本测算：当前最为经济的储能方式

为探究抽水蓄能电站经济性，我们对抽水蓄能电站储能度电成本进行了测算。

抽水蓄能全寿命储能度电成本（LCOS）测算核心假设：

- （1） 初始投资成本假设：抽水蓄能电站初始投资成本包括建设及购买设备成本等工程投建初期的一次性投入，综合多种文献，抽水蓄能电站初始投资成本在5.5-7元/瓦之间。我们假设初始投资成本为6元/瓦。
- （2） 年度运维成本假设：抽水蓄能电站相比其他储能方式所需的维修保养成本更高，每年运维成本在0.05-0.08元/W。我们假设运维成本为0.06元/W。
- （3） 系统残值率、系统寿命假设：抽水蓄能电站基建成本占比较高，基建设施一般寿命可达55年，但是电站在运行过程中因为零件老化等原因需要替换部分零件；一般运营7300次需要替换一次。我们的测算模型对其进行了一定简化，暂不考虑零部件替换，假设在电站投资为一次性投资，寿命为30年，残值为10%，每年运行次数400次。
- （4） 其他假设：假设放电深度100%，储能循环效率75%。

表 5：抽水蓄能 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始投资成本（元/W）	6	系统功率（MW）	200
运维成本（元/W）	0.06	系统容量（MWh）	1000
系统残值率（%）	10	放电深度（%）	100
		储能循环效率（%）	75
		年循环次数（次）	400
		系统寿命（年）	30
		年衰减率（%）	0.4
		贴现率（%）	6
		税率（%）	25%

数据来源：《储能的度电成本和里程成本分析（何颖源）》等文献；英大证券研究所测算



根据以上假设测算可得，在初始投资成本6元/W，年均循环次数400次，储能循环效率75%，储能系统寿命为30年的假设下，抽水蓄能储能度电成本约为0.31元/kWh。

表 6：抽水蓄能 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	28	29	30
初始投资（百万元）	1200									
年折旧（百万元）		36	36	36				36	36	36
折旧所致税费减免（百万元）		9	9	9				9	9	9
年维护成本（百万元）		12	12	12				12	12	12
年电量（MWh）		300000	298800	297600	267600	266400	265200
贴现系数	1	0.94	0.89	0.84				0.20	0.18	0.17
税费减免现值（百万元）	123.88	8.49	8.01	7.56				1.76	1.66	1.57
维护成本现值（百万元）	165.18	11.32	10.68	10.08				2.35	2.21	2.09
电量现值（MWh）	3958618.80	283018.87	265930.94	249870.70				52350.63	49165.92	46174.01
储能度电成本 LCOS（元/kWh）	0.31									

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

上述简化模型中，我们对抽水蓄能电站做了较为保守的参数预计，假设寿命为30年，而实际上抽水蓄能电站基础设施可使用年限将超过50年，另外对于200MW/1000MWh的储能电站的实际年充放电次数也可高于400次/年。

下面我们对抽水蓄能储能度电成本的敏感性分析，考虑抽水蓄能电站初始投资成本与项目选址密切相关，后期新建项目选址经济性下降，初始投资成本可能将会上升，另外电站实际循环次数假定在300-500次之间。我们预计不考虑充电成本的前提下，常规抽水蓄能电站LOCE范围为0.23- 0.34元/kWh。

表 7：抽水蓄能 LCOS 敏感性分析

		初始投资成本（元/W）			
		5.5	6	6.5	7
年循环次数（次）	300	0.39	0.42	0.45	0.48
	350	0.33	0.36	0.38	0.41
	400	0.29	0.31	0.34	0.36
	450	0.26	0.28	0.30	0.32
	500	0.23	0.25	0.27	0.29

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

2.3 两部制电价托底，巨量项目入场

两部制电价政策基本形成成本托底。2021年5月7日国家发展改革委下发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（2021）633号，进一步明确了抽水蓄能两部制电价政策，即以竞争性方式形成电量电价以及容量电费纳入输配电价回收机制，容量电费



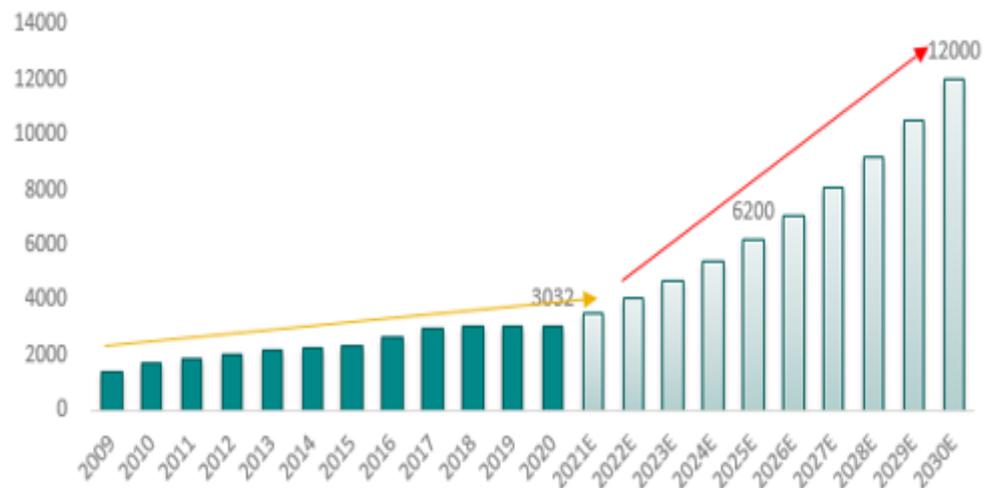
纳入输配电价回收给抽蓄电站的初始建设成本形成托底。

在抽水发电运营方面，在未建立现货市场区域，抽水蓄能电站按照75%燃煤基准价用电，发电时段按基准价上网，而电站能效转化75%左右，电站收益成本基本持平。在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算，抽水蓄能电站抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加，在当前峰谷电价价差高达0.6-1元情况，抽水蓄能电站可以获得较好的盈利。

“十四五”以来，我国加快部署抽水蓄能项目开发建设。《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》规定：

- 到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上（按照6元/W测算，投资须达1800亿左右）；
- 到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。（按照6元/W测算，投资须达5400亿左右）
- 另外，2021年8月份公布的规划储备项目能项目名单共551个项目，总计6.79亿千瓦。

图 5：我国抽水蓄能装机及规划情况（万千瓦）



数据来源：Wind，发改委，英大证券研究所

政策驱动下，全国各省市迅速布局抽水蓄能项目。2022年1月以来，已经有20个省份公布了2022年省级重点建设项目名单。根据国际能源网统计，截至目前我国各省公布的重点项目中，抽水蓄能累计装机已达104.3GW，累计投资超6000亿。

表 8：各省抽水蓄能装机及投资

序号	省份	装机（万千瓦）	投资（亿元）
1	广东	3980	2295.8
2	山西	1190	739.33
3	河南	1160	781.32
4	河北	740	448.8



5	福建	560	317.45
6	湖南	510	272
7	重庆	500	362.64
8	甘肃	380	288
9	湖南	360	204.5
10	新疆	240	165.3
11	贵州	240	/
12	山东	180	101.86
13	江苏	150	/
14	江西	120	76.39
15	安徽	120	75
16	内蒙古	/	57
总计		10430	6185.39

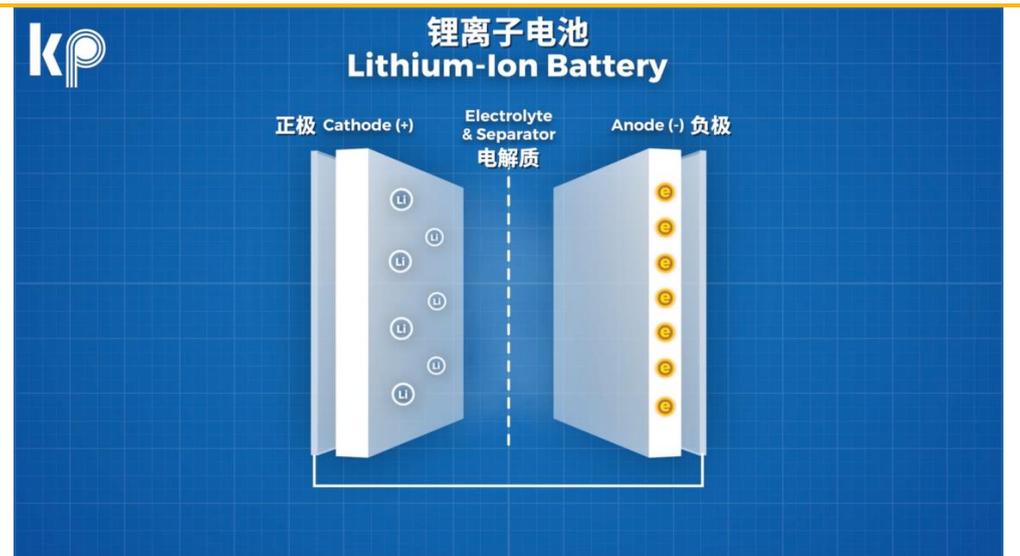
数据来源：国际能源网，英大证券研究所整理

三、锂离子电池储能：正处于超级爆发周期

3.1 锂电池储能介绍

2021年我国电化学储能装机中，锂离子电池占比高达89.7%，是目前技术比较成熟，发展势头最为迅猛的储能方式。锂离子电池由正极、负极、隔膜和电解液组成，目前主流产品正极常用镍锰钴三元材料或磷酸铁锂，负极多为石墨等碳素材料。锂离子电池具有能量密度大、没有记忆效应、充放电快速、响应速度快等优点，广泛应用于风电光伏等新能源发电侧配储和用户侧储能项目。

图 6：锂离子电池示意图

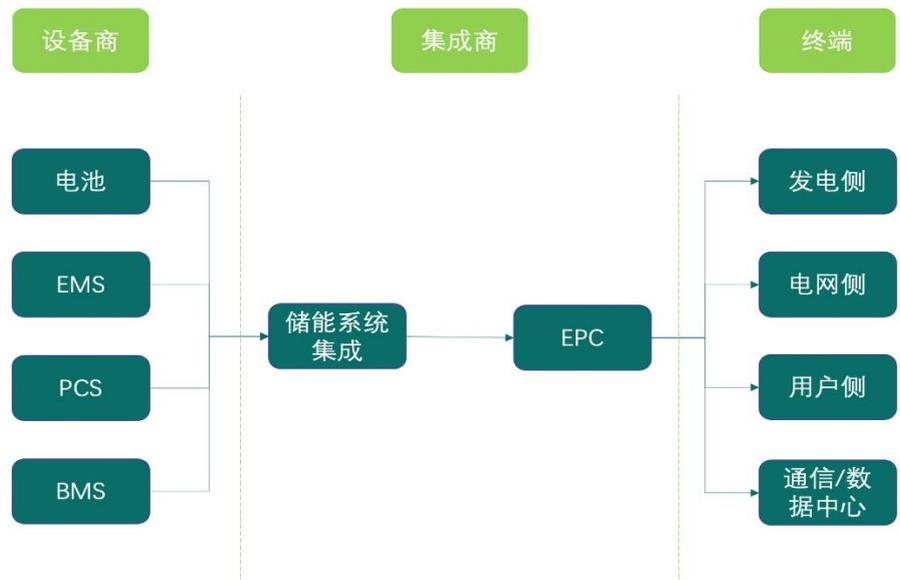


数据来源：公开资料，英大证券研究所

锂离子储能产业链由上游设备商，中游集成商和下游终端用户组成。其中设备包括电池、EMS（能量管理系统）、BMS（电池管理系统）、PCS（变流器）；集成商包括储能系统集成和EPC；终端用户则由发电侧、电网侧、用户侧以及通信/数据中心组成。



图 7：电化学储能上下游示意图



数据来源：英大证券研究所

PCS（储能变流器）应用于能量转换环节，可在用电高峰期将电池输出的直流电转换为交流电送入电网，低谷期将电网的交流电转换为直流电储存，起到控制储能电池组充放电过程的作用。储能变流器通过控制电能 在电池组和电网之间的流动，起到削峰填谷、平滑新能源出力时长波动、平衡昼夜用电分布差异等作用。

BMS（电池管理系统）主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡，保障储能系统的安全运行。

EMS（能量管理系统）将电池、储能变流器、电池管理系统和其他储能系统部件集成为一个完整的系统，负责数据采集、网络监控和能量调度，对电网进行监控、分析、运行和决策管理。

储能电池是电化学储能系统核心部分。目前市场上的主流电池根据技术路线不同，大致可分为锂离子电池、铅碳电池、液流电池和钠离子电池。不同技术路线的电池响应速度、放电效率都不尽相同，也有各自的适用范围和优缺点。

表 9：不同技术路线电池对比

储能类型	响应时间	放电时间	综合效率	优点	缺点	技术	
电化学储能	锂电池	数秒	数小时	70%-80%	比功率和比能量高，自放电小，污染小，单体电压高	成本高，一致性差	商业化
	铅碳电池	数秒	数小时	60%-70%	性价比高，可靠性强，技术成熟，寿命短	寿命短，比能量和比功率低，污染严重	商业化
	钠离子电池	数毫秒	数小时	70%-80%	响应速度快，储能密度高，规模化应用	需要维持 300 度高温条件，价格高，存在安全隐患，运维成本高	商业化
	液流电池	数毫秒	数小时	65%-75%	安全性高，循环寿命长，能量与功率分开控制	能量密度低，运维成本高，系统效率低	商业化早期

数据来源：英大证券研究所测算

请务必阅读最后一页的免责条款



3.2 电力应用带动，锂电储能需求持续爆发

在新型电力系统中，储能将成为至关重要的一环，是新能源消纳以及电网安全保障必要保障，在发电侧、电网侧、用电侧都会得到广泛的应用，需求空间广阔。国内市场，由于强制性配储政策的推行，光伏集中式电站以及风电电站储能配置率将激增，功率配置比例以及配储时长将逐步递增。海外方面，储能前期发展比国内快，将在经济性考量以及激励政策推动下快速增加储能配置率，2021年美、欧、澳等国家和地区皆出现爆发性增长。

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。

图 8：2017-2021 年我国储能电池出货量及增速



数据来源：GGII，英大证券研究所

3.3 磷酸铁锂电池储能成本分析测算

根据正极材料的不同，现行主流锂离子电池有三元和磷酸铁锂两类。磷酸铁锂电池能量密度比三元材料低，同样成本也较低。储能领域对能量密度要求不高，成本低、寿命长的磷酸铁锂电池更受青睐。

电池作为整个储能系统中核心组成部分，成本占到整个储能系统成本的50%，是储能系统后续降本的重要渠道。2021年我国磷酸铁锂电池储能中标价格大多集中在1.2-1.7元/Wh。而根据彭博新能源财经（BNEF）测算，2022年全球电化学储能EPC成本约为261美元/kWh（折合人民币约1.66元/Wh），预计2025年将降至203美元/kWh（折合人民币约1.29元/Wh）。2021年以来大量EPC中标价格1.3-1.7元/kWh之间。



表 10：2021 年部分磷酸铁锂电池储能电站 EPC 招标情况

时间	省市	项目	业主集团	中标候选人	储能单价(元/Wh)
2月4日	江苏	国华投资华竹根沙 H1	国家能源集团	阳光电源	1.674
				国网电力科学研究院武汉南瑞有限责任公司	1.73
3月15日	深圳	深圳湾科技生态园一区分布式储能电站供货及安装	深圳湾科技发展有限公司	深圳库博能源科技有限公司	1.68
4月15日	福建宁德	国网时代福建吉瓦级宁德霞浦储能工程(一期)EPC	国网时代(霞浦)储能发展有限公司	中国电建集团福建省电力	2.034
4月29日	河南	河南平煤锂 500kW/2400kWh 用户侧储能项目	河南平煤国能锂电有限公司	平高集团储能科技有限公司	1.12
				科华数据有限公司	1.247
				中航锂电(洛阳)有限公司	1.246
8月2日	山东	山东半岛南 3 号海上风电配套储能系统设备	国家电投集团海阳海上风电有限公司	上海融和元储能源有限公司	1.31
				科华数据有限公司	1.345
8月18日	山东	三峡能源庆元储能电站示范项目 EPC	三峡新能源(庆元)有限公司	山东电力工程质询院有限公司	1.78
				中国电建集团华东勘察设计研究院有限公司	1.71
				中国能源建设集团山西省电力勘测设计院有限公司	1.736
9月3日	山东	山东华电滕州储能电站仙姑电化学储能系统设备	华电滕州新能源热电有限公司	山东电工电气集团有限公司 许继集团有限公司	1.375 1.43
9月29日	河南	华润电力原阳县 20MW 分散式风电项目配置 3MW/6MWh 储能系统 EPC 总承包	华润风电(原阳)有限公司	远景能源有限公司	1.57
9月29日	河南	华润电力杞县分散式风电项目配储能系统 EPC	华润风电(杞县)有限公司	远景能源有限公司	1.41
11月4日	山东	海华新能源(鄄城)有限公司鄄城 100MW 风电项目	海华新能源(鄄城)有限公司	许继电气股份有限公司	1.598
				上海融和元储能源有限公司	1.7
11月4日	山东	华润电力禹城一期风电项目储能系统 EPC	华润新能源(禹城)有限公司	许继电气股份有限公司 湘能楚天电力科技有限公司	1.437 1.498

数据来源：国际能源网，北极星，英大证券研究所整理

为进一步探究锂离子电池降本的经济性，我们对锂离子电池储能度电成本进行了测算。

锂离子电池全寿命储能度电成本(LCOS)测算核心假设：

- (1) 初始投资成本假设：锂离子电池初始投资成本包括能量成本，PCS、BMS、EMS系统成本，建设成本以及其他成本。锂离子电池储能系统初始投资成本由于项目区别具有一定差异，综合近期锂离子电池储能项目中标价格，我们假设初始投资单元成本为1.5元/Wh。
- (2) 年度运维成本假设：运维成本包括电站运营期间的燃料动力费、以及为了维持电站运营所必须的零部件更换、系统维护、人工费等费用，此类成本根据储能类型的不同大致占初始投资成本的1%–10%。鉴于锂离子电池储能电站普遍采用远程监控与定期巡检相结合的方式，人工费用相比其他电池类型低，我们假设运维成本占初始投资成本的4%。
- (3) 系统残值率假设：系统残值是储能系统报废的剩余价值减去处置成本所得



到的净值，根据电池类型不同占初始投资成本的3%-40%不等。其中磷酸铁锂电池相较其他类型电池回收价值较低，我们假设其系统残值率为5%。

- (4) 系统寿命假设：锂离子电池循环寿命为3500-5000次，我们假设其循环寿命为4500次，年均循环次数500次，则系统寿命为9年。
- (5) 其他假设：假设放电深度90%，储能循环效率88%，寿命终止容量75%。

表 11：磷酸铁锂电池 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始投资成本（元/Wh）	1.5	系统容量（MWh）	100
其中：能量成本（元/Wh）	0.7	放电深度（%）	90
PCS 成本（元/Wh）	0.3	储能循环效率（%）	88
BMS 成本（元/Wh）	0.1	循环寿命（次）	3500-5000
EMS 成本（元/Wh）	0.1	寿命终止容量（%）	75
建设成本（元/Wh）	0.2	年循环次数（次）	500
其他成本（元/Wh）	0.1	系统寿命（年）	9
运维成本（元/Wh）	0.06	年衰减率（%）	2.5
系统残值率（%）	5	贴现率（%）	6
		税率（%）	25%

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

根据以上假设测算可得，在初始投资成本1.5元/Wh，年均循环次数500次，储能寿命为9年的假设下，锂离子电池储能系统度电成本约为0.67元/kWh。

表 12：磷酸铁锂电池 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
初始投资（百万元）	150									
年折旧（百万元）		15.83	15.83	15.83	15.83	15.83	15.83	15.83	15.83	15.83
折旧所致税费减免（百万元）		3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96
年维护成本（百万元）		6	6	6	6	6	6	6	6	6
年电量（MWh）		39600	38610	37620	36630	35640	34650	33660	32670	31680
贴现系数	1	0.94	0.89	0.84	0.79	0.75	0.7	0.67	0.63	0.59
税费减免现值（百万元）	26.92	3.73	3.52	3.32	3.14	2.96	2.79	2.63	2.48	2.34
维护成本现值（百万元）	40.81	5.66	5.34	5.04	4.75	4.48	4.23	3.99	3.76	3.55
电量现值（MWh）	245016.01	37358.49	34362.76	31586.48	29014.39	26632.28	24426.88	22385.82	20497.56	18751.34
储能度电成本 LCOS（元/kWh）		0.67								

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

降低初始投资成本、提高电池循环寿命、增强电池转换效率等是降低储能度电成本的主要方式，目前锂离子电池能效转化率是所有储能技术中最高的，而随着技术进步，其寿命将逐步增加，成本也有望继续下降。



表 13：循环寿命假设

年循环次数	系统寿命(年)	总循环次数
350	10	3500
400	10	4000
500	9	4500
600	8	4800
700	7	4900

数据来源：英大证券研究所测算

通过对不同初始投资成本以及循环寿命的假设，我们对其LCOS进行了敏感性分析，当储能寿命达到4900次循环，初始成本下降到1.3元/Wh，LCOS可降至0.48元/Wh。根据宁德时代2025年发展目标，储能系统循环寿命达到10000次，能量效率达到98%，届时铁锂电池度电成本将可与抽水蓄能电站争锋。

表 14：磷酸铁锂电池 LCOS 敏感性分析

	年循环次数(次)	初始投资成本(元/Wh)			
		1.6	1.5	1.4	1.3
	350	0.960	0.915	0.870	0.825
	400	0.840	0.800	0.761	0.722
	500	0.702	0.669	0.635	0.602
	600	0.612	0.587	0.557	0.527
	700	0.566	0.538	0.510	0.482

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

四、压缩空气储能：有望成为抽水蓄能电站的重要补充

4.1 空气压缩储能系统介绍

压缩空气储能是一种基于燃气轮机发展而产生的储能技术，以压缩空气的方式储存能量。储能时段，压缩空气储能系统利用风/光电或低谷电能带动压缩机，将电能转化为空气压力能，随后高压空气被密封存储于报废的矿井、岩洞、废弃的油井或者人造的储气罐中；释能时段，通过放出高压空气推动膨胀机，将存储的空气压力能再次转化为机械能或者电能。

国内压缩空气储能技术不断进步，压缩空气储能（CAES）、先进绝热压缩空气储能（AA-CAES）、超临界压缩空气储能系统（SC-CAES）、液态压缩空气（LAES）等都有研究覆盖，500kW容量等级、1.5MW容量等级及10MW容量等级的压缩空气储能示范工程均已建成。



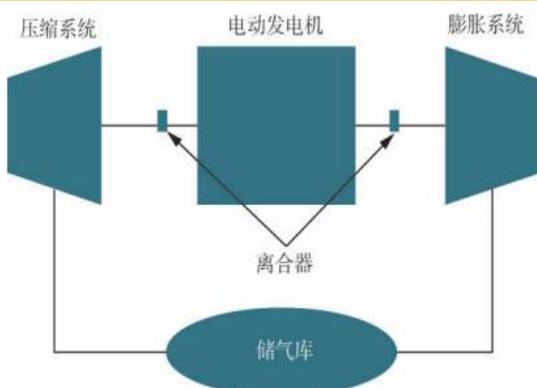
图 9：压缩空气技术发展历程



数据来源：中科院理化所，英大证券研究所整理

压缩空气系统构成。压缩空气主要由压缩系统、膨胀系统、发电及以及储气罐四大核心部分。根据同里500kW液态空气储能项目效果图，目前先进的液态空气储能主要涉及设备包括：1）压缩机组，2）空气净化装置，3）液化装置及制冷膨胀机，4）储液装置，5）低温泵，6）膨胀剂电机组，7）膨胀机电机组，8）储热装置，9）蓄冷装置，10）溴化锂冷热双供机组。

图 10：压缩空气储能系统基本结构



数据来源：《储能技术发展现状及应用前景分析》，英大证券研究所

图 11：同里 500kW 液态空气储能项目效果图



注：1、压缩机组；2、空气净化装置；3、液化装置及制冷膨胀机；4、储液装置；5、低温泵；6、蒸发器；7、膨胀机电机组；8、储热装置；9、蓄冷装置；10、溴化锂冷热双供机组。

数据来源：《压缩空气储能示范进展及商业应用场景综述》，英大证券研究所

4.2 迈过试验示范阶段，商业化项目大规模上马

国际上1978年建成德国汉特福海与1991年建成的美国阿拉巴马商业化压缩空气储能电站为商业化电站。国内陆续进行了压缩空气、超临界压缩空气、液态压缩空气储能项目的研发与建设。空气压缩多数是为试验示范项目，国内压缩空气储能落地项目从千瓦级起步，逐步突破了1-100MW级压缩空气储能系统关键技术，分别于2013年在河北廊坊和2016年在贵州毕节建成国际首套1.5MW和10MW先进压缩空气储能示范项目，张家口国际首



套100MW先进压缩空气储能示范项目于2021年底顺利并网，整体研发进程及系统性能均处于国际领先水平。

表 15：海内外部分压缩空气项目情况

投产年份	项目名称	类型	规模	能效	参与单位	
海外项目	1991	美国阿拉巴马商业化压缩空气储能电站	压缩空气	输出功率为110MW	/	/
	2001	日本北海道压缩空气储能示范项目	压缩空气	输出功率为2MW	/	/
	2018	英国曼彻斯特液态空气储能示范项目	液态空气	5MW/15MWh	/	/
	2019	南澳大利亚州压缩空气储能示范项目	液态空气	5MW/10MWh	/	/
	2013	河北廊坊1.5MW超临界压缩空气储能示范	临界压缩空气	1.5MW	储能系统效率约52%	中科院工程热物理研究所
国内项目	2014	安徽芜湖500kW压缩空气储能示范项目	压缩空气	500kW	储能效率为33%	国家电网投资3000万元
	2017	贵州毕节10MW压缩空气储能验证平台	压缩空气	10MW	额定工况下的效率为60.2%	中科院工程热物理研究所研制
	2018	国网江苏同里500kW液态空气储能示范项目	液态空气	500kW	/	国网全球能源互联网研究院、杭氧、川空
	2021	中盐金坛60MW盐穴压缩空气储能示范项目	压缩空气（盐穴）	60MW	储能系统设计效率为58.2%	中盐集团、清华大学及中国华能 投资：张北巨人能源； 技术：中科院工程热物理研究所； 设备：中储国能； 工程总承包：中国电建
	2021	张家口100MW先进压缩空气储能示范项目	压缩空气	100MW/400MWh	系统设计效率70.4%	

数据来源：《压缩空气储能示范进展及商业应用场景综述》，公开资料，英大证券研究所整理

2022年以来大功率项目开始快速上马。2022年2月，湖北应城300MW（兆瓦）级压缩空气储能电站示范项目签约活动；山东省泰安市推进开发600MW（20MW）级盐穴压缩空气储能电站；葛洲坝能源重工有限公司拟位于瑞昌市投资约80亿元，建设规模为1000MW/6000MWh的压缩空气项目。

表 16：2022 年立项的大型空气压缩储能项目

开始时间	项目地点	项目名称	规模	参与单位
2022.2	湖北应城	300MW 级压缩空气储能电站示范工程	300MW	国网湖北综合能源服务有限公司、中能建数字科技有限公司、应城市人民政府
2022.2	山东泰安	山东泰安 2*300MW 级盐穴压缩空气储能创新示范工程	600MW	中国能建数科集团、鲁银投资、国网山东省电力公司
2022.2	江西九江	瑞昌市压缩空气储能调峰调频电站项目	1GW/6GWh	葛洲坝能源重工有限公司

数据来源：公开资料，英大证券研究所整理

龙头企业订单饱满。在空气压缩储能技术研究与项目建设上，中科院工程热物理研究所、南网科研院新能源与综合能源、清华大学电机系、中科院过程工程研究、国网全



球能源互联网研究院等储能团队是主要处于领先地位，其他参与到该领域的机构还有杭氧、川空集团、中盐集团、中国华能、中国能建、葛洲坝等企业。

中科院工程热物理研究所在我国空气压缩领域处于绝对领先地位，我国现存多数项目使用的是其技术。中储国能主要团队来自中科院热物理研究所，热物理所将其在压缩空气领域的知识产权注入到中储国能，公司专业从事压缩空气储能技术输出以及设备制造的企业。

据其官网披露，公司已建成的15kW、1.5MW和10MW先进压缩空气储能示范项目市场占有率为94.9%。公司在湖北云应、内蒙古二连浩特、河南巩义、河南平顶山、山东肥城、陕西榆林、甘肃玉门、西藏的列入规划的工业级项目36台套，合同总价值超过50亿元。

表 17：2022 年立项的大型空气压缩储能项目

地点	规模	地点	规模
山东肥城	1250MW/7500MWh	河南信阳	100MW/400MWh
浙江遂昌	100MW/1200MWh	河南舞钢	10MW/80MWh
青海海西	10MW/40MWh	甘肃玉门	100MW/400MWh
河南平顶山	100MW/800MWh	陕西榆林	100MW/400MWh
河南巩义	100MW/400MWh	海南昌江	100MW/400MWh

数据来源：公开资料，英大证券研究所整理

4.3 成本分析测算：有望成为抽蓄的重要补充

系统效率的提升以及成本的下降，是压缩空气储能商业化发展的基础。目前从已建成和在建的项目来看，兆瓦级的系统效率可达 52.1%，10 兆瓦的系统效率可达 60.2%，百兆瓦级别以上的系统设计效率可以达到 70%，先进压缩空气储能系统效率能够逼近 75%。系统规模增加后，单位投资成本也持续下降，系统规模每提高一个数量级，单位成本下降可达 30%左右。

压缩空气储能全寿命储能度电成本（LCOS）测算核心假设：

1) 初始投资成本：综合多种文献，压缩空气初始投资成本在 6-7.5 元/瓦之间，100MW 级别的成本预计可以达到 6000 元/kW 以下。我们假设 100MW/400MWh 的项目单位投资成本为 6 元/W。

2) 年度运维成本假设：压缩空气储能所需的维修保养成本相对较高，每年需要2%左右。我们假设运维成本为0.1元/W。

3) 系统寿命假设：压缩空气产能电站的主体设施可以使用30-50年，我们这里保守预测30年的运营寿命。

4) 循环效率：压缩空气储能系统的能量利用效率近年来快速上升，大容量电站效率已经可以达到70%，先进储能项目可以达到75%。



5) 循环次数：电站一般可以每天全容量冲放1-2次，对应年循环次数350-700次，循环次数越高，系统度电成本越低。

6) 贴现率：考虑到当前央企能源企业的融资成本在4-5%，我们选取6%作为折现率。

表 18：压缩空气储能系统 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本（元/W）	6	系统功率（MW）	100
运维成本（元/W）	0.1	系统容量（MWh）	400
系统残值率	5%	储能循环效率（%）	73%
		年循环次数	400
		系统寿命（年）	30
		贴现率	6%
		税率	25%

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

根据以上假设测算可得，在初始投资成本6元/W，年均循环次数400次，储能循环效率73%，储能系统寿命为30年的假设下，压缩空气储能度电成本约为0.436元/kWh。

表 19：压缩空气 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	28	29	30
初始投资（百万元）	600									
年折旧（百万元）		19.00	19.00	19.00				19.00	19.00	19.00
折旧所致税费减免（百万元）		4.75	4.75	4.75				4.75	4.75	4.75
年维护成本（百万元）		10	10	10				10	10	10
年电量（MWh）		116800	116332.8	115865.6	104185.6	103718.4	103251.2
贴现系数	1.00	0.94	0.89	0.84				0.20	0.18	0.17
税费减免现值（百万元）	65.38	4.48	4.23	3.99				0.93	0.88	0.83
维护成本现值（百万元）	137.65	9.43	8.90	8.40				1.96	1.85	1.74
电量现值（MWh）	1,541,222	110,189	103,536	97,283				20,382	19,142	17,977
储能度电成本 LCOS（元/kWh）	0.436									

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

初始投资和利用小时数的变化对度电成本的影响巨大，而随着技术进步，初始投资仍有下降空间；利用小时数主要看电站在实际运营中的利用率，每天充放次数越高，成本越低。在100MW/400MWh的系统中，初始投资5-6元/W、年循环次数达到450-600次的情况下，度电成本区间为0.252-0.413元/kWh。

表 20：压缩空气 LCOS 敏感性分析

		初始投资成本（元/W）			
		6.5	6	5.5	5
循环次数	350	0.531	0.499	0.465	0.432
	400	0.465	0.436	0.407	0.378



450	0.413	0.388	0.362	0.336
500	0.372	0.345	0.326	0.303
600	0.31	0.291	0.271	0.252

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

压缩空气储能有望成为抽水蓄能电站的重要补充

压缩空气储能之前受制于储能效率较低，电量损耗成本较高，但是随着技术进步，大型电站投资储能效率已经上升至70%-75%，略低于抽水蓄能电站，但是已经具有具备了大规模商业化应用的条件。

与当前应用最为广泛的抽水蓄能以及磷酸铁锂电池比较：1) 压缩空气的度电成本依然要略高于抽水蓄能，但是远低于磷酸铁锂。虽然压缩空气储能效率要低于锂离子电池，但是按照每度电增加0.06元/kWh的额外充电成本，压缩空气的储能的综合成本依然要大幅低于锂离子储能。2) 投资周期较抽水蓄能短，且单体投资规模限制小。压缩空气储能建设周期要短与抽水蓄能，方便项目的快速投产。另外，抽水蓄能电站一般在100万千瓦以上才有比较好的经济性，而压缩空气10万千瓦以上可以具备较好的商业性，项目单体投资小，可进行灵活配置。

综合看来，压缩空气储能在能效得到提升后，有望成为抽水蓄能在大规模储能电站领域的重要补充。

表 21：各种类型储能特点

储能类型	响应时间	放电时间	系统能效	技术	系统度电成本(元/kWh)	电站规模	单体投资	建设期(年)	寿命(年)	优点	缺点
抽水蓄能	数分钟	数小时-数天	70%-85%	成熟	0.22-0.35	1000MW+	60亿+	5-7	30-55	高效，技术成熟，成本低寿命长，大规模储能	启动速度慢，受地理环境、土木工程技术制约，建设周期长
压缩空气	数分钟	数小时-数天	65%-75%	成熟	0.27-0.41	50MW+	3亿+	2	30-50	占地面积小，容量大，成本低	响应慢，选址受限
锂离子电池	数秒	数小时	85%-95%	商业化	0.5-0.7	灵活	灵活	1	5-10	比功率和比能量高，自放电小，污染小，单体电压高	成本高，一致性差

数据来源：英大证券研究所整理

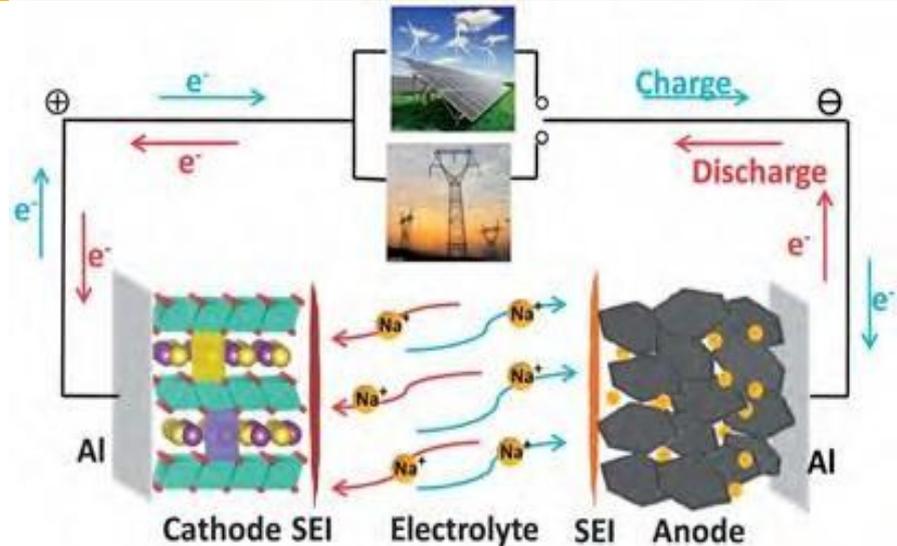
五、钠离子储能：性能优异，被寄予厚望

5.1 钠离子电池性能优异，被寄予厚望

近期以宁德时代和中科海钠为代表的企业开始布局钠离子电池，有望推动钠离子电池的商业化进程。锂、钠、钾同属于元素周期表IA族碱金属元素，在物理和化学性质方面有相似之处，理论上都可以作为二次电池的金属离子载体。钠离子电池与锂离子电池工作原理类似，与其他二次电池相似，钠离子电池也遵循脱嵌式的工作原理，在充电过程中，钠离子从正极脱出并嵌入负极，嵌入负极的钠离子越多，充电容量越高；放电时

过程相反，回到正极的钠离子越多，放电容量越高。

图 12：钠离子电池工作原理图



数据来源：《钠离子电池储能技术及经济性分析》张平等，英大证券研究所

钠离子电池性能优异，被寄予厚望。决定电化学储能能否被大面积应用的关键因素包括安全性、材料资源可得性、高低温性能、寿命、投资成本等，而根据钠离子电池最新研究进展，它在这些方面都表现出了良好的性能。在规模化应用后成本有望低于铁锂电池，可在大规模电化学储能、低速电动车等领域得到广阔应用，有望与锂离子电池形成互补和有效替代。

- 在原材料方面，不存在资源约束问题，钠元素资源丰富。
- 在循环寿命方面，钠电池在2000次以上，中科锂钠、宁德时代等表示其产品可达3000次，这一水平也同样远远超出铅酸电池的300次左右。
- 具备大倍率充放电性能。钠离子电池具有较好的倍率性能，能够适应响应型储能和规模供电；快充方面钠离子电池的充电时间只需要10分钟左右，同等情况磷酸铁锂可能需要45分钟左右。
- 能量密度弱于锂电，强于铅酸。钠离子电池的电芯能量密度为100-160Wh/kg，这一水平远高于铅酸电池的30-50Wh/kg，略低于磷酸铁锂电池的120-200Wh/kg。
- 安全性高。钠离子电池的内阻比锂电池高，在短路的情况下瞬时发热量少，温升较低，热失控温度高于锂电池，具备更高的安全性。
- 高低温性能优异。钠离子电池可以在-40℃到80℃的温度区间正常工作，-20℃的环境下容量保持率接近 90%，高低温性能优于其他二次电池。



表 22：铅酸电池、锂离子电池和钠离子电池性能对比

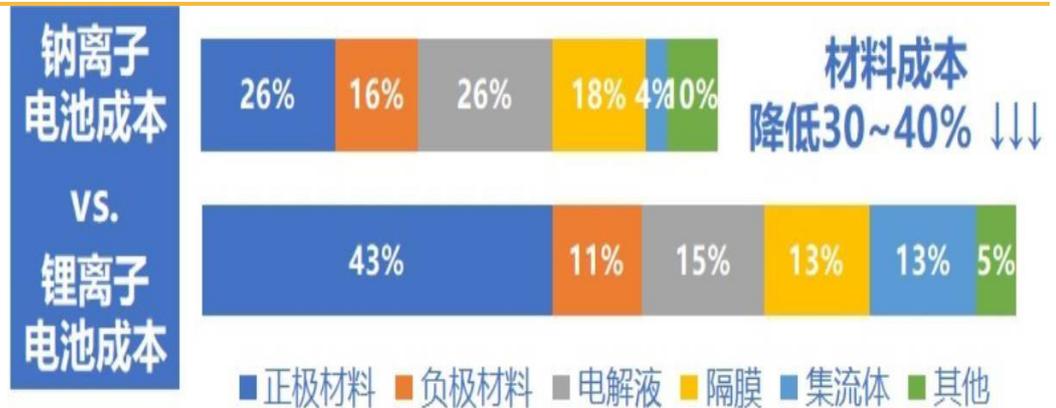
	铅酸电池	磷酸铁锂电池	钠离子电池
能量密度	30-50Wh/kg	120-200Wh/kg	100-160Wh/kg
体积能量密度	60~100Wh/L	200~350 Wh/L	180~280 Wh/L
循环寿命	300-500 次	3000 次+	2000 次+
单位能量原料成本	0.40 元/ W·h	0.43 元/W·h	0.29 元/(W·h)
平均电压	2V	3-4.5V	2.8-3.5V
安全性	高	较高	高
环保性	差	较优	优
高温性能	差	较差	优
低温性能	差	差	优
下游应用	储能、低速车、启停	储能、电动车、启停	低速车、储能

数据来源：《钠离子电池：从基础研究到工程化探索》容晓晖等，英大证券研究所整理

成本优势明显。钠离子电池，尤其铜基钠离子电池，其正极材料主要元素Na、Cu、Fe和Mn都是价格低廉、来源广泛的大宗元素，相比锂离子电池 Li、Ni、Co 等元素成本优势明显；另外，负极采用的无烟煤前驱体，在材料来源和成本亦有优势，且碳化温度（约1200℃）远低于生产石墨负极时的石墨化温度（约2800℃），钠离子电池负极材料在原材料和生产制造方面成本明显；集流体方面，由于铜箔的价格是铝箔价格的3倍左右，钠离子电池负极不需要使用铜箔，而是使用铝箔，也是降低钠离子电池成本的路径之一。

相关研究表明，综合正极材料、负极材料和集流体几个方面，钠离子电池材料成本约370元/kWh，而且随着产业链成熟，材料成本有望进一步下探，结合结构件好电气件成本，初始容量投资有望控制在500-700元/kWh；性能方面，随着研发持续投入和技术迭代，电池循环寿命有望突破8000次以上。

图 13：钠离子电池的材料成本优势明显



数据来源：中科海钠官网，英大证券研究所



5.2 钠离子电池产业化进程加速

2010年以来，钠离子电池受到了国内外学术界和产业界的广泛关注，其相关研究更是迎来了爆发式增长，国内外已有多家企业正在积极进行钠离子电池产业化的相关布局，包括英国FARADION公司、美国NatronEnergy公司、法国Tiamat、日本岸田化学、丰田、松下、三菱化学，以及我国的中科海钠、宁德时代、钠创新能源等公司。目前国内在钠离子电池产品研发制造、标准制定以及市场应用推广等方面的工作正在全面展开，钠离子电池即将进入商业化应用阶段，相关工作已经走在世界前列。

中科海钠钠离子电池商业化在即。2018年6月，中科海钠推出了全球首辆钠离子电池（72V·80Ah），驱动的低速电动车，并于2019年3月发布了世界首座30kW/100kWh钠离子电池储能电站，2021年6月推出1MWh的钠离子电池储能系统。

图 14：中国科学院物理研究所/中科海钠钠离子电池研制及示范应用进程



数据来源：《钠离子电池：从基础研究到工程化探索》，英大证券研究所

根据中科海钠CEO唐堃的介绍，中科海钠的钠离子电池体积和重量不到同等容量的铅酸电池的三分之一，能量密度已达到145Wh/kg，是铅酸电池的3倍左右，循环寿命是铅酸电池的十倍，同时具备5-10分钟充电的快充能力。中科海钠目前规划了两条一共2GWh的钠离子电芯的产线，目标是实现今年投产，是目前最早大规模量产项目。

宁德时代钠离子电池产业化快速落地。2021年7月宁德率先发布第一代钠离子电池，该电池具备高能量密度、高倍率充电、优异的热稳定性、良好的低温性能与高集成效率等优势，其电芯单体能力密度达到160Wh/kg（下一代研发目标200Wh/kg以上）；常温下充电15min电量可达80%，低温性能较好，系统集成效率超过80%。并在电池系统集成方面另辟蹊径，开发了AB电池系统解决方案，即钠离子电池与锂离子电池两种电池按一定比例进行混搭，集成到同一个电池系统里，通过BMS精准算法进行不同电池体系的均衡控制。



宁德时代研究院副院长黄起森博士介绍，在制造工艺方面，钠离子电池可以实现与锂离子电池生产设备、工艺的完美兼容，产线可进行快速切换，完成产能快速布局。目前，宁德时代已启动钠离子电池产业化布局，2023年将形成基本产业链。

图 15：宁德时代钠离子电池优势



数据来源：宁德时代，英大证券研究所

5.3 钠离子成本分析：远期可期

钠离子电池储能全寿命储能度电成本（LCOS）测算核心假设：

- 1) 初始投资成本：当前锂离子产业化正在推进中，假设成熟时期可比铁锂电池低 20-30%。《钠离子电池储能技术及经济性分析》表示，钠离子电池材料成本约 370 元/kWh，而且随着产业链成熟，材料成本有望进一步下探，结合结构件好电气件成本，初始容量投资有望控制在 500-700 元/kWh。
- 2) 年度运维成本假设：每年需要 3.7% 左右，为 0.04 元/W。
- 3) 寿命：可循环 2000 次以上，中科锂钠、宁德时代等表示其产品可达 3000 次，根据相关文献资料，随着研发持续投入和技术迭代，电池循环寿命有望突破 8000 次以上。
- 4) 循环效率：综合多种文献，钠离子电池循环次数可以达到 84-90%。
- 5) 贴现率：考虑到当前央企能源企业的融资成本在 4-5%，我们选取 6% 作为折现率。

表 23：钠离子电池储能系统 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本（元/Wh）	1.1	系统功率（MW）	100
能量单元成本（元/Wh）	0.7-0.9	系统容量（MWh）	200
功率单元成本（元/W）	0.4-0.5	放电深度（%）	100%
运维成本（元/Wh）	0.041	储能循环效率（%）	88%



系统残值率	5%	循环寿命（次）	3000
		年循环次数	300
		系统寿命（年）	10
		年衰减	1.50%
		贴现率	6%
		税率	25%

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

由于产业尚未应用，我们假设在相对成熟阶段，在初始投资成本1.1元/Wh，年均循环次数300次，寿命为10年，LOCS为0.661元/kWh，与磷酸铁锂电池相当。

表 24：钠离子电池 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	18	19	20
初始投资（百万元）	220									
年折旧（百万元）		20.90	20.90	20.90				20.90	20.90	20.90
折旧所致税费减免（百万元）		5.23	5.23	5.23				5.23	5.23	5.23
年维护成本（百万元）		8.14	8.14	8.14				8.14	8.14	8.14
年电量（MWh）		52800	52008	51216	47256	46464	45672
贴现系数	1.00	0.94	0.89	0.84				0.63	0.59	0.56
税费减免现值（百万元）	38.46	4.93	4.65	4.39				3.28	3.09	2.92
维护成本现值（百万元）	59.91	7.68	7.24	6.83				5.11	4.82	4.55
电量现值（MWh）	365,168	49,811	46,287	43,002				29,649	27,502	25,503
储能度电成本 LCOS（元/kWh）	0.661									

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

考虑到商业化后，电池成本以及性能都将会较大改善。假设初始投资成本为0.9-1.2元/Wh，寿命为10年，循环寿命2000-6000次区间，对钠离子电池做敏感性分析。如果成本在1.1元/Wh以下，循环寿命在3000次以上，度电成本将在0.270-0.662元之间，优于铁锂电池。

表 25：钠离子电池 LCOS 敏感性分析（元/kWh）

		初始投资成本（元/Wh）			
		1.2	1.1	1	0.9
年循环次数（次）	200	1.082	0.992	0.902	0.811
	300	0.721	0.662	0.601	0.541
	400	0.541	0.496	0.451	0.406
	500	0.433	0.397	0.361	0.325
	600	0.361	0.331	0.301	0.270

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

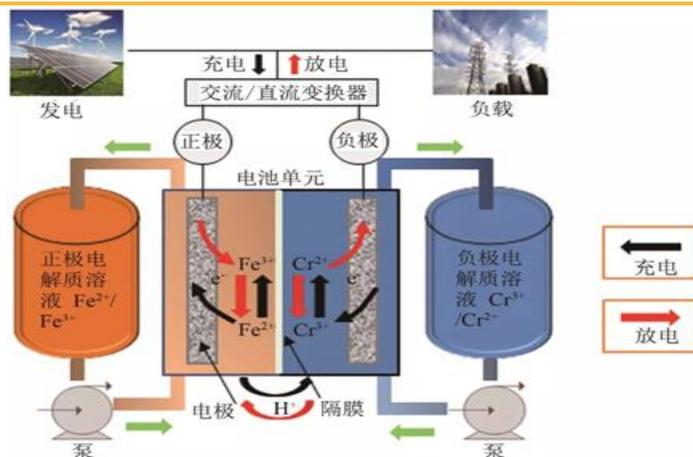
六、全钒液流电池储能

6.1 发展情况与介绍

钒电池电能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。这个可逆的反应过程使钒电池顺利完成充电、放电和再充电。

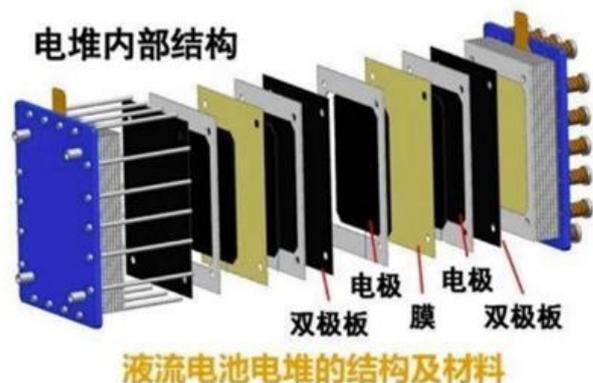
在全钒液流电池系统中，钒电解液全生命周期内不会失效变质，理论总钒量不会发生变化，很容易全部回收利用，价值较高，所以建设储能电站时，可以采用购买电解液，到期回收模式，也可以采用电解液租赁模式运行，这样能够大幅降低初期投资成本，投资回报率更高。

图 16: 全钒液流电池原理



数据来源：北极星储能网，英大证券研究所

图 17: 钒液流电堆结构



数据来源：铁合金在线，英大证券研究所

液流电池具有寿命长、安全性好、输出功率大、储能容量大且易于扩展等特点，寿命达到15-20年，同其他储能技术比较，与风电场硬件具备最高的匹配度，特别适合于风电场储能，满足其频繁充放电、大容量、长时间储能需求。当然，全钒液流电池能量密度低，体积、质量远大于其他电池，需要5-40° 的温度环境。

表 26: 全钒液流储能技术优势

类别	特点	风光储能场景匹配情况
安全环保	电解液为钠离子，不燃烧，不爆炸 常温常压运行、主动地热量管理 单体电池间一致性好 钒电解液永不损耗，可反复循环利用，无环境污染	适用于大型储能电站
设计灵活	容量和功率独立设计，满足不用应用需求 深度充放电不损坏电池性能 温度对容量造成的影响是可恢复的	方便随时扩充容量 无需冗余设计补充
寿命长	在超过 4 小时的储存时间条件下优势明显	用于光伏发电移峰和风电输出平衡



容量大	50%SOC 下运行性能优异 储能容量为数百千瓦时至数百兆瓦时	适用于风电平衡 适合大容量固定储能场所
-----	------------------------------------	------------------------

数据来源：知网文献，英大证券研究所整理

我国钒电池相关技术储备充足，大规模储能项目大量新增

我国关于钒液流电池的研究工作始于20世纪90年代，迄今先后有中国工程物理研究院、中南大学、清华大学和中科院大连化物所等开发成功KW及以上级电池组。我国钒液流电池已实现在智能电网、通信基站、偏远地区供电、可再生能源及削峰填谷等项目中的应用。

2010年以来，我国兆瓦级全钒液流电池示范项目开始陆续开展，2019年以来我国钒液流电池储能示范项目正加快建设，2022年2月，“200MW/800MWh大连液流电池储能调峰电站国家示范项目”的一期项目100MW/400MWh级全钒液流电池储能电站完成主体工程建设，并进入单体模块调试阶段，预计六月完成并网调试，是全球最大钒液流储能项目。

表 27：我国今年来规划或建设的钒液流储能项目

时间	项目	钒电池供应商	功率	容量
2019年1月5日	湖北枣阳全钒液流电池光储用一体化电站项目	北京普能	3MW（一期） /10MW	12MWh（一期） /40MWh
2019年9月5日	江西电建与河钢承钢签订光伏/风电+全钒液流电池储能示范项目	河钢集团（电解液）	5MW	20MWh
2019年9月17日	大连普兰店乐甲乡 100MW 网源友好型风电场示范项目	大连融科	10MW	40MWh
2019年12月2日	大连瓦房店镇海网源友好型风电场示范项目	大连融科	10MW	40MWh
2020年8月27日	大连驼山网源友好型风电场示范项目	/	10MW	40MWh
2020年12月2日	阿瓦提全钒液流储能电站	伟力得	7.5MW	22.5MWh
2021年2月	河北承德森吉图全钒液流电池风储示范项目	/	2MW（一期） /3MW	8MWh（一期） /12MWh
2021年3月3日	湖北襄阳 100 兆瓦光伏和 100 兆瓦储能光储一体化电站	北京普能	40MW（一期） /100MW	200MWh（一期） /500MWh
2021年5月13日	广东汕头市濠江区风电产业园	上海电气	1MW	1MWh
2021年7月	国家光伏、储能实证实验平台(大庆基地)	北京普能	125KW	500KWh

数据来源：公开资料，英大证券研究所整理

6.2 钒液流电池成本分析

目前成本问题仍是钒电池大规模商业应用面临的巨大挑战。由于尚未规模化商用，且受制于设备、产能以及高额的前期投入，参考大唐10MW/40MWh全钒液流电池储能系统设备招标以及大连液流电池储能调峰电站国家示范项目等投资情况，预计目前钒电池初始成本约为锂电池的3倍上下。

全钒液流电池储能全寿命储能度电成本（LCOS）测算核心假设：

1) 初始投资成本：综合多种文献以及近期项目投资情况，我们预计能量单元成本 2 元/Wh 左右，功率单元成本 5-6 元/W；假设 100MW/400MWh 的项目单位投资成本为 13 元/W。



- 2) 年度运维成本假设：每年需要0.5%左右，为0.065元/W。
- 3) 系统寿命假设：液流电池可使用寿命20年左右，循环次数可达12000次以上。
- 4) 循环效率：全钒液流电池循环次数可以达到70-85%，这里暂定75%，随着技术进步，仍有上升空间。
- 5) 贴现率：考虑到当前央企能源企业的融资成本在4-5%，我们选取6%作为折现率。

表 28：全钒液流电池储能系统 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本（元/W）	13	系统功率（MW）	100
能量单元成本（元/Wh）	5	系统容量（MWh）	400
功率单元成本（元/W）	2	放电深度（%）	100%
运维成本（元/Wh）	0.065	储能循环效率（%）	75%
系统残值率	5%	循环寿命（次）	12000-20000
		贴现率（%）	6%
		年循环次数	600

数据来源：《储能的度电成本和里程成本分析（何颖源）》等文献，北京普能，英大证券研究所

根据以上假设测算可得，在初始投资成本13元/W，年均循环次数600次，储能循环效率70%，储能系统寿命为20年的假设下，全钒液流电池度电成本约为0.688元/kWh。

表 29：全钒液流电池 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	18	19	20
初始投资（百万元）	1300									
年折旧（百万元）		61.75	61.75	61.75				61.75	61.75	61.75
折旧所致税费减免（百万元）		15.44	15.44	15.44				15.44	15.44	15.44
年维护成本（百万元）		26	26	26				26	26	26
年电量（MWh）		180000	180000	180000	180000	180000	180000
贴现系数	1	0.94	0.89	0.84				0.35	0.33	0.31
税费减免现值（百万元）	177.07	14.56	13.74	12.96				5.41	5.10	4.81
维护成本现值（百万元）	298.22	24.53	23.14	21.83				9.11	8.59	8.11
电量现值（MWh）	2064, 586	169, 811	160, 199	151, 131				63, 062	59, 492	56, 125
储能度电成本 LCOS（元/kWh）	0.688									

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

初始投资和利用小时数的变化对度电成本的影响巨大，而随着技术进步，初始投资仍有下降空间；利用小时数主要看电站在实际运营中的利用率，每天充放次数越高，成本越低。在100MW/400MWh的系统中，初始投资11-13元/W、年循环次数达到600次以上时，储能度电成本区间为0.44-0.69元/kWh。

表 30：全钒液流电池 LCOS 敏感性分析（元/kWh）



		初始投资成本（元/W）			
		14	13	12	11
年循环次数（次）	400	1.112	1.033	0.953	0.874
	500	0.89	0.83	0.76	0.70
	600	0.741	0.69	0.64	0.58
	700	0.635	0.59	0.545	0.499
	800	0.556	0.516	0.477	0.437

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

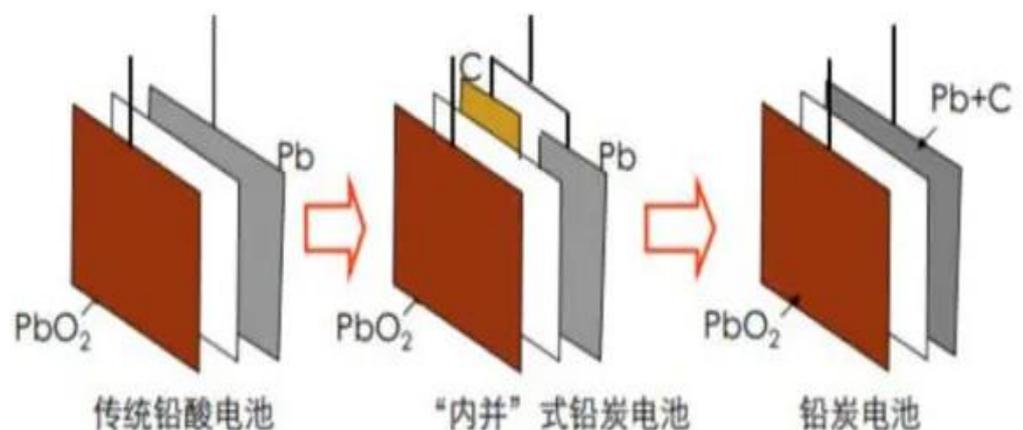
通过测算，在电化学储能中，全钒液流电池LCOS与铁锂电池接近，但是能量转化效率方面不如锂电池，布置灵活性、温度环境要求较高。行业当前处在由示范阶段转向商业化过程中，预计未来随着技术以及工程进步，成本会有较大的下降空间，能效也有望进一步提高。

七、铅炭电池储能

7.1 发展情况

铅炭电池是一种电容型铅酸电池，是从传统的铅酸电池演进出来的技术。普通铅酸电池的正极活性材料是氧化铅(PbO₂)，负极活性材料是铅(Pb)，若把负极活性材料Pb全部换成活性炭，则普通铅酸电池变成混合电容器；若把活性炭混合到负极活性材料Pb中，则普通铅酸电池变成铅炭电池。

图 18：铅炭电池结构图



数据来源：网络资料，英大证券研究所

在性能方面，铅炭电池同时具有铅酸电池和电容器的特点，既发挥了超级电容瞬间大容量充电的优点，也发挥了铅酸电池的比能量优势，且拥有非常好的充放电性能；由于加了碳，阻止了负极硫酸盐化现象，改善了过去电池失效的一个因素，更延长了电池寿命。

铅炭储能进展情况。美国的国际动力公司(Axion)在2006年便已经建立铅炭电池生产



线，2009年便开始批量销售铅炭电池。我国铅酸电池大厂纷纷进行过铅炭电池的研发与生产，例如圣阳股份与日本古河于2014年签订合作协议，授权圣阳股份在中国工厂进行铅炭电池的本地化生产；南都电源开发有临安2MWh、浙江鹿西岛4MWh微网储能、珠海万山海岛6MWh等储能项目段；2018年超威集团“电力储能用铅炭电池2V1000”项目获得浙江省科学技术进步二等奖；天能动力表示其高性能铅炭电池是自主研发的具有国际领先水平新型电池，于2020年12月荣获国务院批准设立的我国工业领域最高奖项——中国工业大奖项目奖。

7.2 铅炭电池成本分析

铅炭电池储能全寿命储能度电成本（LCOS）测算核心假设：

- 1) 初始投资成本：铅炭电池储能系统中电芯成本较低，假设初始全投资成本为 1 元/Wh。
- 2) 年度运维成本假设：每年需要4%左右，为0.04元/W。
- 3) 放电深度：铅炭电池放电深度较低，为60-70%。
- 4) 寿命：可循环2000次以上，多家企业表示，其铅炭电池可在70%放电深度条件下达到4200次的循环寿命。
- 4) 循环效率：综合多种文献，铅炭电池循环次数可以达到70-85%，这里暂定75%，部分可达80%以上。
- 5) 贴现率：考虑到当前央企能源企业的融资成本在4-5%，我们选取6%作为折现率。

表 31：铅炭电池储能系统 LCOS 测算核心假设

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本（元/Wh）	1	系统功率（MW）	100
运维成本（元/Wh）	0.04	系统容量（MWh）	200
系统残值率	5%	放电深度（%）	70%
		储能循环效率（%）	75%
		循环寿命（次）	3000-4200
		年循环次数	600
		贴现率	6%
		税率	25%

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

根据以上假设测算可得，在初始投资成本1元/W，年均循环次数600次，储能循环效率70%，铅炭电池LOCS为0.678元/kWh。



表 32：铅炭电池 LCOS 测算过程

年	0	1	2	3	19	20	
初始投资（百万元）	200						
年折旧（百万元）		31.67	31.67	31.67	31.67	31.67	31.67
折旧所致税费减免（百万元）		7.92	7.92	7.92	7.92	7.92	7.92
年维护成本（百万元）		8	8	8	8	8	8
年电量（MWh）		63000	61740	60480	59220	57960	56700
贴现系数	1.00	0.94	0.89	0.84	0.79	0.75	0.70
税费减免现值（百万元）	38.93	7.47	7.05	6.65	6.27	5.92	5.58
维护成本现值（百万元）	39.34	7.55	7.12	6.72	6.34	5.98	5.64
电量现值（MWh）	295,353	59,434	54,948	50,780	46,908	43,311	39,971
储能度电成本 LCOS（元/kWh）	0.679						

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

对铅炭电池敏感性分析发现，在年循环次数达到500次以上时，初始投资成本为0.8-1元/W，铅炭电池储能度电成本区间为0.52-0.747元/kWh。

表 33：铅炭电池 LCOS 敏感性分析（元/kWh）

		初始投资成本（元/W）			
		1.1	1	0.9	0.8
年循环次数（次）	350	1.037	0.942	0.848	0.754
	400	0.959	0.872	0.784	0.697
	500	0.822	0.747	0.672	0.598
	600	0.746	0.679	0.611	0.543
	700	0.715	0.650	0.580	0.520

数据来源：知网文献，英大证券研究所测算

通过测算比较，发现虽然铅炭电池初始投资成本较低，但是由于其放电深度低于其他储能形式，度电成本优势并不明显。另外如果考虑实际使用中能量损耗成本，铅炭电池因能效相对铁锂电池较低，经济性会处于一定劣势。新型储能百花齐放的状态下，铅炭电池也将有望通过技术进步实现能效提升以及成本下降。



风险提示及免责声明

股市有风险，投资需谨慎。本报告不构成个人投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见、观点或结论是否符合其特定状况。据此投资，责任自负。

本报告中所依据的信息、资料及数据均来源于公开可获得渠道，英大证券研究所力求其准确可靠，但对其准确性及完整性不做任何保证。客户应保持谨慎的态度在核实后使用，并独立作出投资决策。

本报告为英大证券有限责任公司所有。未经本公司授权或同意，任何机构、个人不得以任何形式将本报告全部或部分刊载、转载、转发，或向其他人分发。如因此产生问题，由转发者承担相应责任。本公司保留相关责任追究的权利。

请客户注意甄别、慎重使用媒体上刊载的本公司的证券研究报告，在充分咨询本公司有关证券分析师、投资顾问或其他服务人员意见后，正确使用公司的研究报告。

根据中国证监会下发的《关于核准英大证券有限责任公司资产管理和证券投资咨询业务资格的批复》（证监许可[2009]1189号），英大证券有限责任公司具有证券投资咨询业务资格。

行业评级

强于大市	行业基本面向好，预计未来6个月内，行业指数将跑赢沪深300指数
同步大市	行业基本面稳定，预计未来6个月内，行业指数将跟随沪深300指数
弱于大市	行业基本面向淡，预计未来6个月内，行业指数将跑输沪深300指数

公司评级

买入	预计未来6个月内，股价涨幅为15%以上
增持	预计未来6个月内，股价涨幅为5-15%之间
中性	预计未来6个月内，股价变动幅度介于±5%之间
回避	预计未来6个月内，股价跌幅为5%以上