

政策需求共振，国内储能扬帆起航

——储能专题研究系列一

投资要点

➤ 政策端：“双碳”目标正加速，能源转型推动储能发展

2020年9月，第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平主席提出“双碳”目标，走绿色发展的必由之路。能源结构转型是实现碳中和的关键路径，但由于电网消纳能力有限，能源转型带来诸多挑战。储能能够有效提升电网接纳清洁能源的能力，解决大规模清洁能源接入带来的电网安全稳定问题。

➤ 需求端：经济性改善+电站配储拉动储能需求

一方面，我国在原有商业模式的基础上，探索独立储能新模式，储能的经济性不断提升；另一方面，各省市分别对大型风光电站提出配储要求。我们预计2023年我国储能需求为24.6GW/53.6GWh，同比87.0%/104.3%。长期来看，随着新能源发电量占比的进一步提升，预计我国新能源的配储比例与配储时长都将提升，预计至2025年我国储能总需求将达到64.4GW/158.2GWh，2021-2025年复合增长率为52.7%/60.8%。

➤ 储能技术多元化发展，电化学储能发展迅速

因成本低、寿命长、技术成熟，物理机械储能，尤其是抽水蓄能应用广泛，但受地理环境制约、投资高、建设周期长等影响发展渐缓；电磁储能和光热储能综合效率高，但尚处于技术开发阶段；电化学储能性价比高，已经进入商业化阶段，随成本的逐渐降低，我们认为电化学储能将是新型储能的主要应用类型。

➤ 投资建议

建议关注产业链上下游优质公司：1) 电池：宁德时代、比亚迪、亿纬锂能。2) 变流器：阳光电源、固德威。3) 系统集成：南网科技、国电南瑞、四方股份。

➤ 风险提示

配套政策落地风险；新能源装机不及预期风险；原材料价格波动风险；技术颠覆风险。

投资评级：看好(首次)

分析师：吴起淦

执业登记编号：A0190523020001

wuqidi@yd.com.cn

储能指数与沪深 300 指数走势对比



资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

目录

一、能源结构转型趋势明确，储能重要性不断凸显	4
1.“双碳”目标正加速，能源转型趋势明确.....	4
2.电网消纳能力有限，能源转型带来诸多挑战	6
3.储能在能源转型中扮演着重要角色，重要性不断凸显.....	7
二、商业模式不断改善，储能需求快速放量	9
1.探索独立储能商业新模式，破解储能收益难题.....	9
2.国内外装机量快速提升，配储有望成为主流发展模式.....	10
3.电站规划装机加速，市场空间潜力庞大	13
三、技术路线多点开花，商业化进展持续推进	15
1.储能技术多元化发展，电化学储能为业界主流方向	15
2.电化学储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统.....	17
3.中游部件制造：产业链核心环节，储能成本下降的关键.....	19
四、投资建议	22
五、风险提示	23

图表目录

图 1：零碳路径能源排放模型.....	5
图 2：零碳路径模型能源排放结构图.....	5
图 3：电网消纳能力阶段图	6
图 4：典型日光伏功率曲线	7
图 5：弃光机理图.....	7
图 6：弃风机理图.....	8
图 7：储能应用场景	8
图 8：全球累计储能装机规模.....	10
图 9：国内累计储能装机规模.....	11
图 10：2022 年全国新型储能装机各技术占比.....	17
图 11：全国电化学储能市场累计装机规模	17

图 12: 电化学储能产业链.....	18
图 13: 电化学储能系统结构示意图	18
图 14: 锂电池工作原理示意图	19
图 15: 电池管理系统主要功能	20
图 16: 能量管理系统功能框架图.....	21
图 17: 电池过充热失控过程	21
表 1: 2022 年碳中和主要政策梳理	4
表 2: 主要储能模式收益来源.....	9
表 3: 各省份主要配储政策	11
表 4: 我国储能装机需求预测.....	13
表 5: 储能技术对比	15
表 6: 不同类型储能变流器差异.....	19

一、能源结构转型趋势明确，储能重要性不断凸显

1. “双碳”目标正加速，能源转型趋势明确

自《京都议定书》签订以来，气候变化成为世界范围内的重要议题。减少温室气体的排放以应对气候变暖成为世界范围内的共识，各大经济体均提出“碳减排”、“碳中和”的目标，如美国、日本和欧盟提出 2050 年达到碳中和。

我国提出“双碳”目标，走绿色发展的必由之路。2020 年 9 月，第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平总书记代表中国做出承诺——力争于 2030 年前达到二氧化碳排放峰值，并努力争取 2060 年前实现碳中和。这一目标提出后，各相关部委、行业协会、地区相继出台“碳达峰、碳中和”政策，相关工作快速推进。

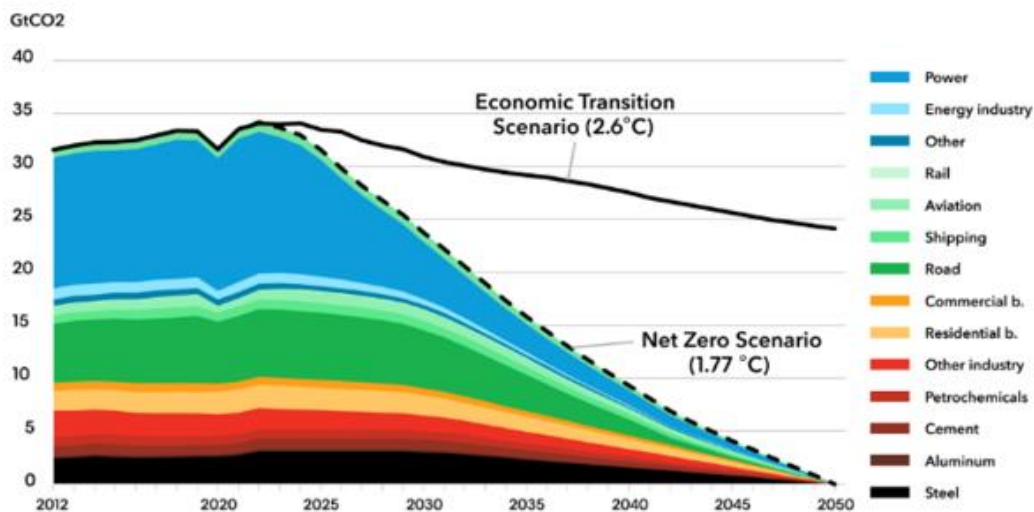
表 1：2022 年碳中和主要政策梳理

日期	发布机构	文件
2022/1/24	国务院	《“十四五”节能减排综合工作方案》
2022/1/30	国家发展改革委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》
2022/3/22	国家发展改革委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》
2022/6/1	国家发展改革委等九部门	《“十四五”可再生能源发展规划》
2022/10/9	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》
2022/10/21	国家发改委	《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》
2022/10/31	国家林草局	《“十四五”乡村绿化美化行动方案》
2022/11/8	教育部	《绿色低碳发展国民教育体系建设实施方案》
2022/11/16	国家发改委	《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》

资料来源：各政府部门官网，源达信息证券研究所

能源结构转型是实现碳中和的关键路径。据 BNEF 预测的零碳路径模型，该模型通过合适的方法将 2022-2050 年的升温控制在 1.77 摄氏度以内，为此，到 2030 年全球碳排放量需下降 30%，到 2040 年每年下降 6%，到 2050 年达到零排放。

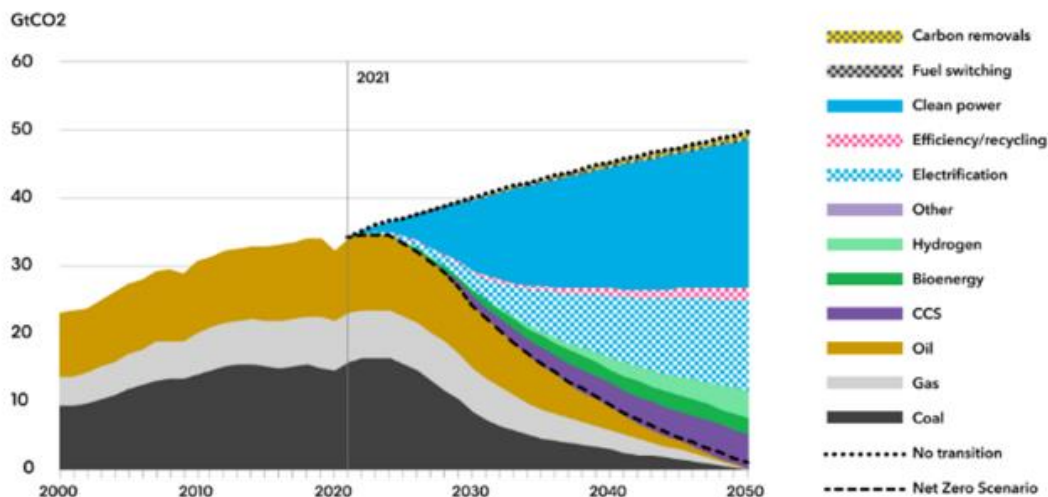
图 1：零碳路径能源排放模型



资料来源：BNEF，源达信息证券研究所

从排放结构来看，将发电从化石燃料转向清洁能源是全球减排的最大贡献者，占2022-2050年所有减排量的一半。这包括用风能、太阳能、其他可再生能源和核能来取代未减少的化石燃料。运输和工业流程、建筑和供热的电气化是下一个最大的贡献者，在这一时期减少了约四分之一的总排放量。氢气也是一个相当大的贡献者，尽管相对来说要小得多，占减排量的6%。

图 2：零碳路径模型能源排放结构图

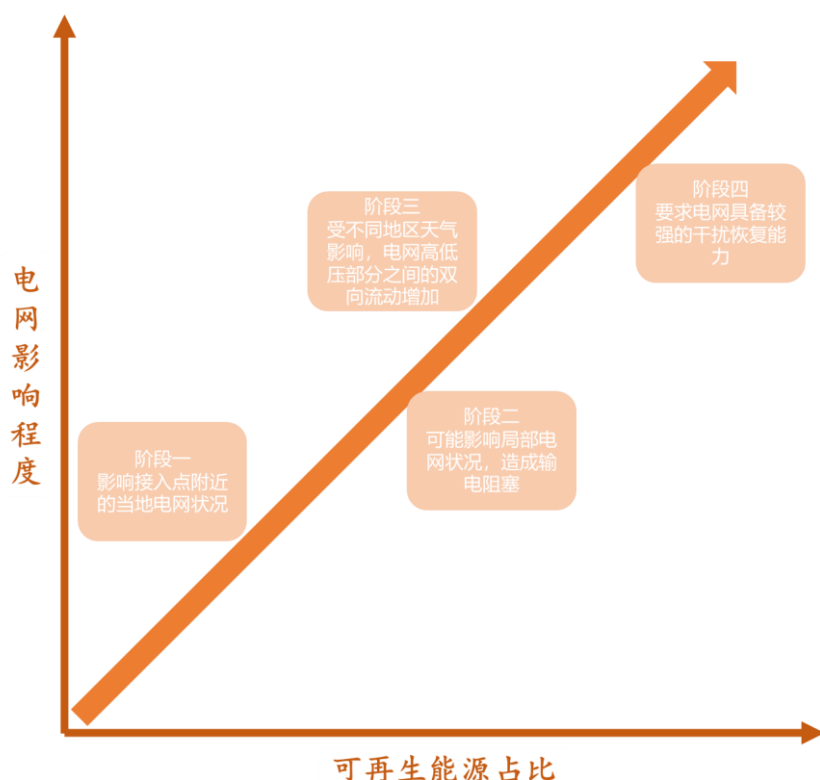


资料来源：BNEF，源达信息证券研究所

2.电网消纳能力有限，能源转型带来诸多挑战

电力系统具有很高的稳定性要求，随着可再生能源的规模越来越大，大容量的再生能源发电装置直接并入电网将会对现有电网的调度控制和安全运维带来巨大挑战。国际能源署发布报告《Getting Wind and Sun onto the Grid》，按照电网吸纳间歇性可再生能源（主要是风电、光伏）的比例划分了4个阶段。第1阶段：间歇性可再生能源占比低于3%，电力需求本身的波动超过了间歇性可再生电源供应的波动幅度，所以间歇性可再生能源对于电网的运行没有明显影响。第2阶段：间歇性可再生能源占比在3%-15%之间，对于电网已经有明显影响，但是可以用加强电网管理的方式来解决，相对比较容易。第3阶段：间歇性可再生能源占比在15%-25%之间，必须要引入需求侧管理与储能技术的应用。第4阶段：间歇性可再生能源占比在25-50%之间，在某些时刻可再生能源可满足100%的电力需求，电网稳定性面临挑战。除了需求侧管理和储能技术以外，此时所有的常规电厂都必须灵活运行。

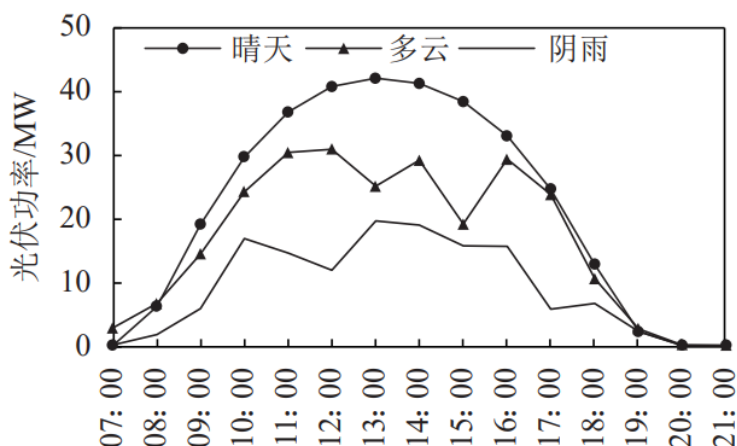
图 3：电网消纳能力阶段图



资料来源：《Getting Wind and Sun onto the Grid》，源达信息证券研究所

光伏、风电属于不稳定出力电源，影响电力系统稳定性。风力发电和太阳能发电受自然环境影响较大，日内出力波动大，且由于天气难以预测，风光的出力更难以预测。目前已有的电力系统均是为以火电为主的电力系统而设计的，出力波动大的风光大规模并网后，会影响电力系统的可靠性，原有的针对火电的电力系统备用等灵活性资源将不能应对未来复杂的情况，电力系统的调节难度大幅增加。

图 4：典型日光伏功率曲线

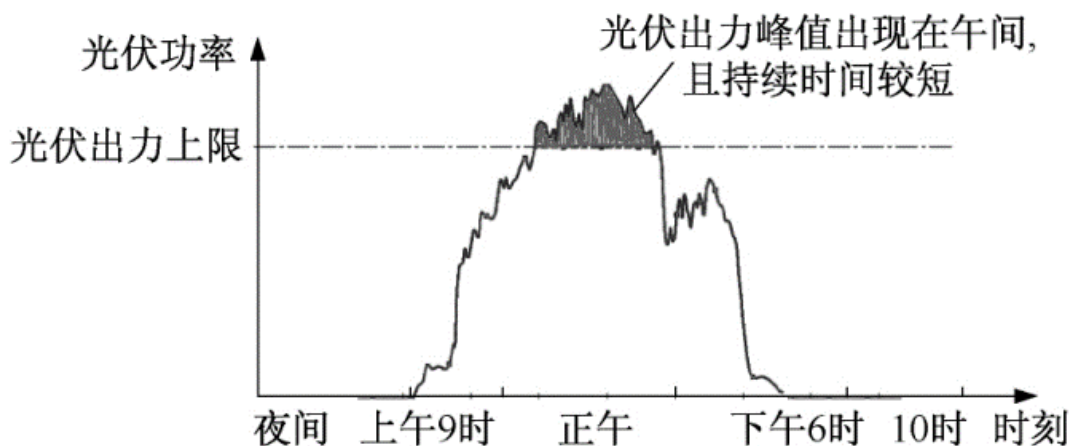


资料来源：《水光互补日内优化运行策略》，源达信息证券研究所

3. 储能在能源转型中扮演着重要角色，重要性不断凸显

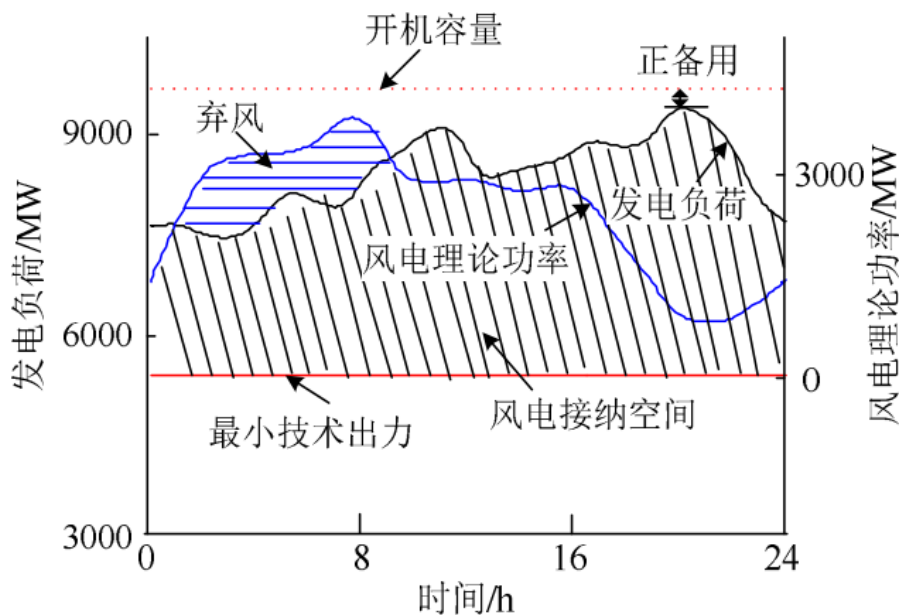
储能能够有效提升电网接纳清洁能源的能力，解决大规模清洁能源接入带来的电网安全稳定问题。储能具有调峰的天然优势，特别是电化学储能集快速响应、能量时移、布置灵活等特点于一体。电网侧、发电侧、用户侧全面发展，对于保障电力系统稳定，促进能源低碳转型起到关键性作用。在可再生能源发电比例不断提升的大背景下，配置储能通过对电能的快速存储和释放，不仅可以降低弃风弃光率，更加重要的作用是可以平抑新能源波动，跟踪计划出力，并参与系统调峰调频，增强电网的稳定性。

图 5：弃光机理图



资料来源：《降低弃光率的光伏储能系统需求研究》，源达信息证券研究所

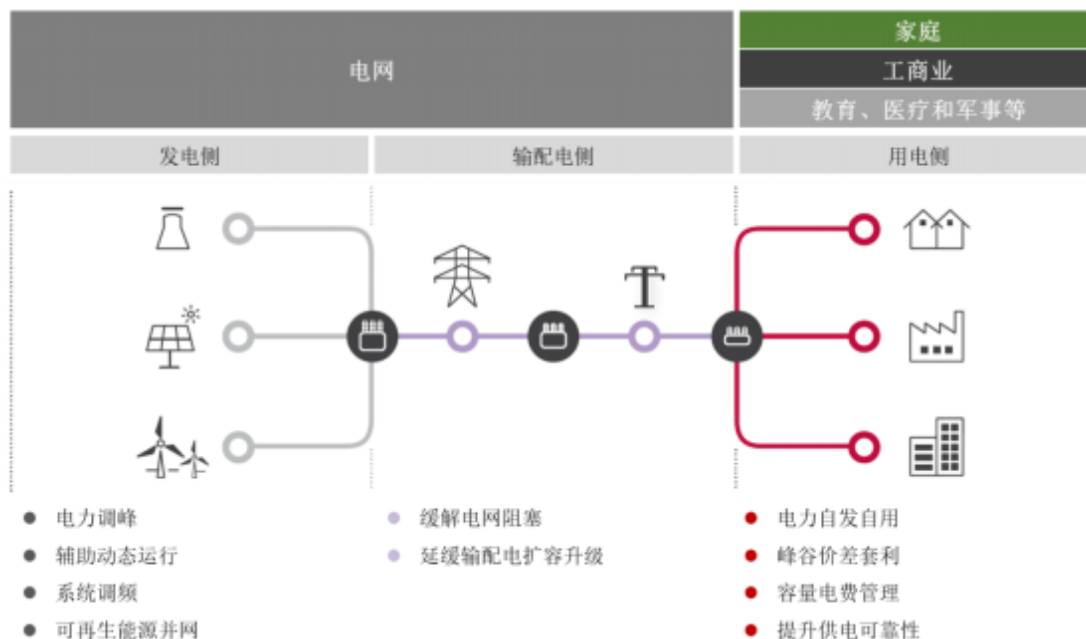
图 6：弃风机理图



资料来源：《基于风电接纳空间电量回归模型的弃风率快速计算方法》，源达信息证券研究所

储能行业应用场景丰富，主要可分为电源侧、电网侧和用户侧三类。电源侧对储能的需求场景类型较多，包括可再生能源并网、电力调峰、系统调频等；电网侧储能主要发挥支撑电力保供、提升系统调节能力、支撑新能源高比例外送以及替代输配电工程投资等作用；用户侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提高供电可靠性等。

图 7：储能应用场景



资料来源：派能科技招股书，源达信息证券研究所

二、商业模式不断改善，储能需求快速放量

1.探索独立储能商业新模式，破解储能收益难题

从盈利端来看，我国在原有商业模式的基础上，探索独立储能新模式。一般来说，独立储能指的是独立储能电站。它以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，纳入电力并网运行及辅助服务管理。当前独立储能的主流商业模式为“现货价差套利+容量租赁+容量电价补偿”、“现货价差套利+一次调频”和“现货价差套利+调峰容量市场”。

表 2：主要储能模式收益来源

储能类型	收益来源
大型电站配储	新能源指标+平滑功率输出+弃电上网+考核减少收益
用户侧储能	峰谷价差+补贴
独立储能	新能源容量租赁+调峰辅助服务补偿+现货价差套利+容量补偿

资料来源：北极星储能网，源达信息证券研究所

● 新能源容量租赁

根据国家发改委发布的《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》，确定了新能源场站可以通过租赁的模式租用独立储能电站的容量。租赁费目前没有明确的官方标准，大致在 300 元/kw·年左右，主要基于项目的收益要求。容量租赁费是目前独立储能最主要的收益来源之一，是决定独立储能项目经济性的最关键因素之一。目前，新能源储能容量租赁尚处于发展初期，对于 100MW/200MWh 的储能电站，按 80%容量完成租赁，租赁标准 300 元/kW·年测算，全年容量租赁约 2400 万元。

● 调峰辅助服务补偿

储能调峰交易是指储能电站按照电力调度机构的指令，通过在低谷或弃风、弃光、弃水时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰服务的交易。截至目前，南方区域电网各省市、湖南、青海、宁夏等多个区域市场都出台了独立储能电站调峰补偿规则。作为不自己产生电力的储能设备，除了单次补偿价格，使用频次也是决定其盈利水平的关键。以山东省一个 100MW/200MWh 储能电站为例，独立储能电站调峰补偿 0.2 元/kWh，保证调用时长 1000 小时/年，全年可获得补偿 2000 万元。

● 现货价差套利

储能电站作为独立市场主体，可按照自计划方式参与市场申报、优化出清，按照市场出清价格进行结算。储能电站根据电网负荷预测、供热计划、新能源预测出力，判断日前市场电价走势，申报运行日的充放电计划（如在晚低谷和午低谷充电，在早高峰和晚高峰放电），按照现货市场价格结算。以山东省一个 100MW/200MWh 储能电站为例，复盘 2022 年，峰

谷价差 5 毛，考虑到容量补偿电价等损耗，以度电 3 毛计，一年 600 小时可盈利 1200 万。

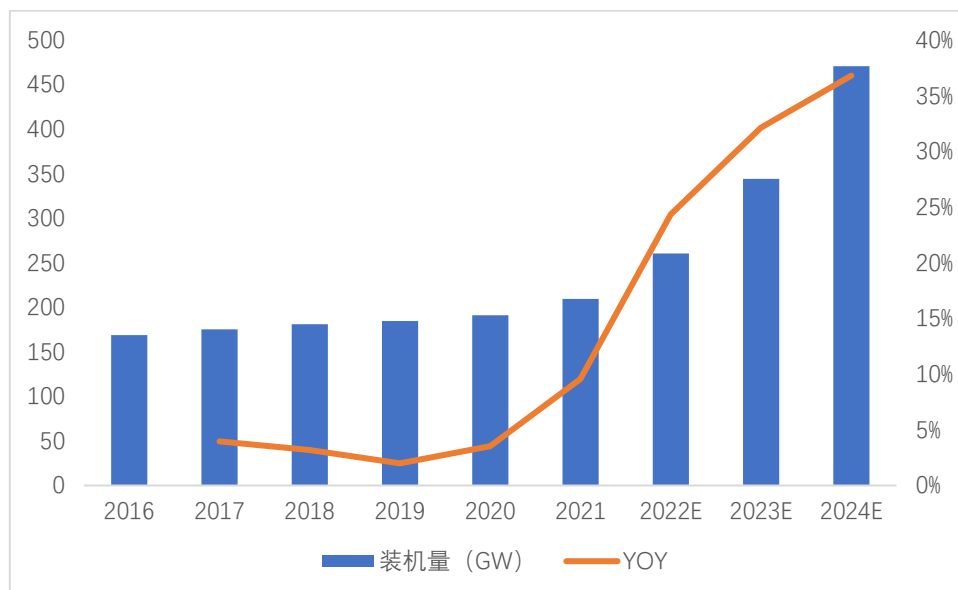
● 容量补偿

2022 年 11 月 25 日，国家能源局发布了《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》和《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》。各地要按照国家总体部署，结合实际需要探索建立市场化容量补偿机制，用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。目前山东省已出台独立共享储能电站容量补偿机制。据山东电力交易中心交易规则，暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿的 2 倍标准执行，即为火电的 1/6。火电机组的容量补偿费用约 360 元/kW·年左右，则储能电站的补偿标准为 60 元/kW·年。

2.国内外装机量快速提升，配储有望成为主流发展模式

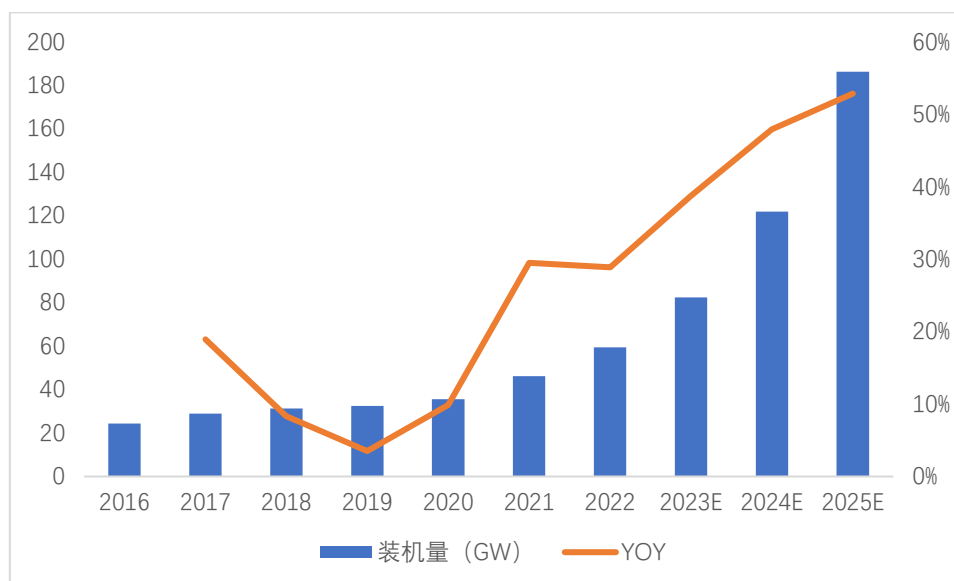
近年来全球储能装机量快速提升，国内发展大幅提速。根据 CNESA，全球 2021 年新增装机量为 18.3GW，同比增长 181.3%，截至 2021 年底全球已投运储能项目的累计装机量达 209.4GW，同比增长 9.6%。中国储能行业起步较晚，但是近几年发展速度快。中国 2022 年新增装机量为 16.1GW，同比增长 109.1%，截至 2022 年底中国的累计装机量达到 59.4GW，同比增长 37.2%。

图 8：全球累计储能装机规模



资料来源：CNESA，BNEF，GWEC，源达信息证券研究所预测

图 9：国内累计储能装机规模



资料来源：CNESA，BNEF，国家能源局，源达信息证券研究所预测

新能源配储有望成为主流发展模式，配储比例及配储时长的提升有望进一步扩大储能需求。2021 年以来，“新能源+储能”成为新能源行业重要的发展模式。2022 年以来配储政策要求普遍在 10%/2h 附近，近期部分地区新政策要求出现明显跃升。据不完全统计，我国已有 40 个以上地区发布新能源配套建设储能的相关文件，且以 10%/2h 较为常见，其中新疆、西藏的配储比例及配储时长较其他地区更高。新疆提出在储能基础上增加新能源装机规模，折算配储要求为 25%/4h；西藏同样提出高比例配储比例和时长要求，最新要求为 20%/4h。我们认为，随着未来新能源发电量占比的进一步提升，新能源强制配储将成为解决新能源消纳及维持电网稳定性的主流模式，预计今年会有更多省市地区发布配储政策，且配储比例和储能市场有望提升，长时储能领域有望受益。

表 3：各省份主要配储政策

省份	政策名称	时间	配储比例	配储时长
西藏	《关于促进西藏自治区光伏产业高质量发展的意见》	2023.1	20%	4h
宁夏	《宁夏回族自治区碳达峰实施方案》	2022.10	10%	2h
河北	《关于做好 2022 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2022.10	10%-15%	2h
河南	《关于下达 2022 年风电、光伏发电项目开发方案》	2022.10	20%-55%	2h-4h
湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	2022.9	5%-15%	2h

广东	《肇庆市促进光伏项目发展若干措施（征求意见稿）》	2022.7	10%	/
云南	《关于贯彻落实加快光伏发电发展若干政策措施实施意见的通知》	2022.7	/	/
天津	《关于做好我市 2022 年风电、光伏发电项目开发建设有关工作》	2022.6	10%-15%	2h
辽宁	《2022 年光伏发电示范项目建设方案（征求意见稿）》	2022.5	15%	3h
新疆	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0 版）》	2022.3	25%	4h
安徽	《关于征求 2022 年第一批次光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	2022.3	5%	2h
江苏	《关于开展 2022 年光伏发电市场化并网项目开发建设工作的通知》	2022.3	8%-10%	2h
福建	《关于组织开展 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知》	2022.3	10%	2h
山东	《2022 年市场化并网项目名单》	2022.12	10%	2h
内蒙古	《内蒙古发布支持新型储能发展若干政策（2022-2025 年）》	2022.12	15%	2-4h
贵州	《关于推进煤电新能源一体化发展的工作措施（征求意见稿）》	2022.11	10%	2h
上海	《金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案》	2022.1	20%	4h
海南	《2022 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	2022.1	10%	/
广西	《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》	2021.10	15%-20%	2h
山西	《2021 年风电、光伏发电开发建设竞争性配置工作方案》	2021.9	10%-15%	/
陕西	《陕西省新型储能建设方案（暂行）（征求意见稿）》	2021.6	10%-20%	2h

湖北	《湖北省 2021 年新能源项目建设工作方案（征求意见稿）》	2021.6	10%	2h
甘肃	《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》	2021.5	5%-10%	2h
江西	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	2021.3	10%	1h
浙江	《杭州临安“十四五”光伏发电规划（2021-2025 年）》	2021.12	10%-20%	/
青海	《支持储能产业发展的若干措施（试行）》	2021.1	10%	2h

资料来源：各省市发改委、能源局等，源达信息证券研究所

3. 电站规划装机加速，市场空间潜力庞大

大型光伏电站配储为今年行业需求重要拉动力，预计 2025 年我国储能需求 64.4GW/158.2GWh，2021-2025 年复合增长率为 52.7%/60.8%。我们预计今年随着光伏降价，集中式光伏装机需求向好，占比提升，大型光伏电站配储将是我国储能行业重要拉动力，叠加我国分布式光伏配储与风电配储需求，预计 2023 年我国储能需求为 24.6GW/53.6GWh，同比 87%/104.3%。长期来看，随着新能源发电量占比的进一步提升，预计我国新能源的配储比例与配储时长都将提升，预计至 2025 年我国储能总需求将达到 64.4GW/158.2GWh，2021-2025 年复合增长率为 52.7%/60.8%。

表 4：我国储能装机需求预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
集中式光伏新增 (GW)	17.8	32.7	25.6	36.3	48.8	57.7	75.8
增速		83.3%	-21.7%	41.8%	34.5%	18.2%	31.5%
新增储能渗透率	2.6%	3.0%	9.0%	12.0%	16.0%	20.0%	25.0%
集中式光伏累计 (GW)	141.7	174.4	200.0	236.2	285.0	342.7	418.5
累计储能渗透率	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	0.7%	0.9%	1.0%
集中式光伏储能需求 (GW)	0.5	1.2	2.7	5.5	9.8	14.6	23.1
配储时长 h	1.5	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.5

集中式光伏储能需求 (GWh)	0.7	2.0	5.1	11.1	21.6	35.1	57.8
分布式光伏新增 (GW)	12.0	15.5	29.3	51.1	83.9	147.5	252.9
增速		29.2%	88.7%	74.6%	64.1%	75.8%	71.5%
新增储能渗透率	0.5%	1.0%	2.8%	3.6%	4.0%	4.3%	4.5%
分布式光伏累计 (GW)	62.6	78.2	107.4	158.5	242.4	389.9	642.8
累计储能渗透率	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.4%
分布式光伏储能需求 (GW)	0.1	0.2	0.8	2.0	3.8	7.5	14.0
配储时长 h	1.5	1.7	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3
分布式光伏储能需求 (GWh)	0.1	0.3	1.6	4.0	8.1	16.5	32.1
风电新增 (GW)	25.7	71.7	47.6	37.6	53.2	71.8	93.3
增速		178.4%	-33.6%	-20.9%	41.3%	35.0%	30.0%
新增储能渗透率	2.1%	2.3%	7.5%	10.0%	15.0%	18.0%	23.0%
风电累计 (GW)	208.9	280.6	328.1	365.8	418.9	490.7	584.0
累计储能渗透率	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	0.7%	0.9%	1.0%
风电储能需求 (GW)	0.5	1.9	4.2	5.6	10.9	17.3	27.3
配储时长 h	1.5	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.5
风电储能需求 (GWh)	0.8	3.3	8.0	11.2	24.0	41.6	68.3
需求合计 (GW)	1.1	3.2	7.7	13.1	24.6	39.5	64.4
增速		204.4%	139.2%	69.4%	87.0%	71.6%	63.2%

需求合计 (GWh)	1.6	5.5	14.7	26.3	53.6	93.2	158.2
增速		244.9%	167.3%	78.3%	104.3%	85.6%	69.7%

资料来源：BNEF，国家能源局，源达信息证券研究所

三、技术路线多点开花，商业化进展持续推进

1. 储能技术多元化发展，电化学储能为业界主流方向

电化学储能已经入商业化，或成未来发展重点。因成本低、寿命长、技术成熟，物理机械储能，尤其是抽水蓄能应用广泛，但受地理环境制约、投资高、建设周期长等影响发展渐缓；电磁储能和光热储能综合效率高，但尚处于技术开发阶段，电化学储能性价比高，已经进入商业化阶段，随成本的逐渐降低，我们认为电化学储能——锂离子电池将是新型储能的主要应用类型。

表 5：储能技术对比

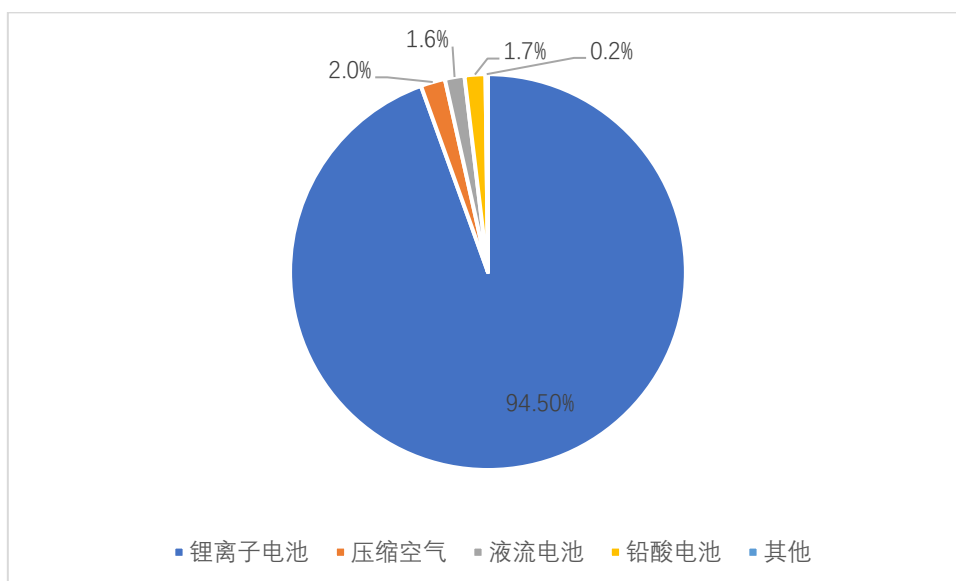
储能类型	响应时间	放点时间	综合效率	优势	缺点	成熟度	
电化学储能	锂离子电池	数秒	数小时	70%-80%	能量密度高，自放电小，污染小	成本较高，循环寿命低	商业化
	钠离子电池	数秒	数小时	70%-80%	安全性强，成本较其他电池低，低温性能好	能量密度差	商业化早期
	铅蓄电池	数秒	数小时	60%-70%	性价比高，可靠性强，技术成熟	寿命短，能量密度低，高污染	商业化
	全钒液流电池	数毫秒	数小时	65%-75%	安全性强，循环寿命长	能量密度差，运维成本高	商业化早期
	钠硫电池	数毫秒	数小时	70%-80%	响应速度快，能量密度高	需维持高温条件，运维成本高，价格高，安全系数低	商业化

物理 机械 储能	抽水蓄能	数分钟	数小时-数天	70%-85%	高效，技术成熟，成本低，寿命长	启动速度慢，选址受限，建设周期长	成熟
	压缩空气储能	数分钟	数小时	40%-50%	占地面积小，容量大，成本低	效率较低，响应慢，选址受限	成熟
	飞轮储能	数秒	数秒-数分钟	80%-90%	结构化程度高，场地要求低，能量密度大，运维成本低	能量释放时间短，成本高，噪声污染	商业化早期
电磁 储能	超级电容	数毫秒	数秒	90%-95%	稳定性强，快充性能好	能量密度低	开发期
	超导储能	数毫秒	数秒	95%以上	响应速度快，能量损耗低	储能时间短	开发期
光热 储能	熔融盐储热		数小时	90%以上	清洁，成本低，寿命长	高腐蚀性，安全系数低	商业化
化学 储能	氢储能	数秒	数小时-数天	95%以上	能量密度大，储能时间长	能量转换效率低，响应速度慢	开发期

资料来源：北极星储能网，源达信息证券研究所

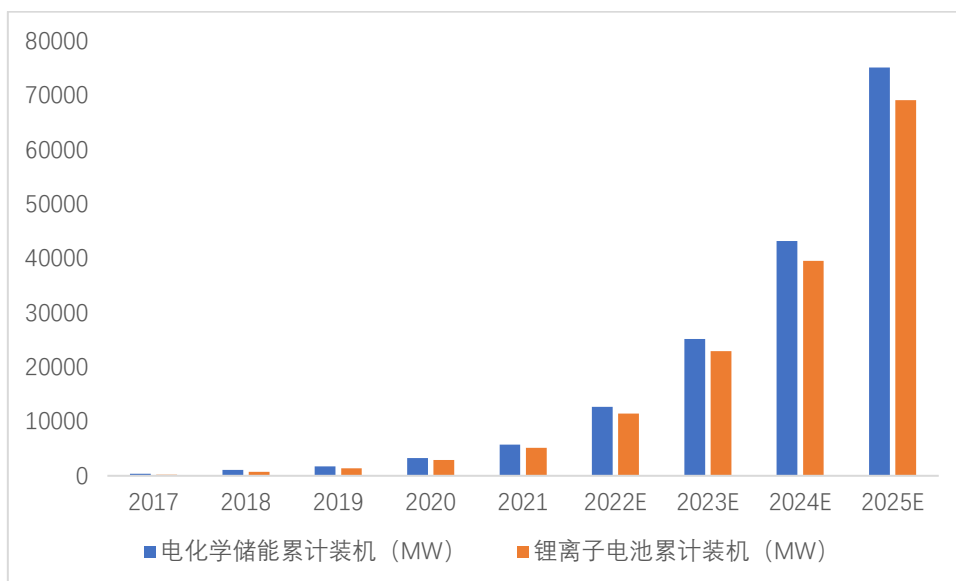
以锂离子电池为主，新型储能技术多元化发展态势明显。截至 2022 年底，全国新型储能装机中，锂离子电池储能占比 94.5%、压缩空气储能 2.0%、液流电池储能 1.6%、铅酸（炭）电池储能 1.7%、其他技术路线 0.2%。

图 10：2022 年全国新型储能装机各技术占比



资料来源：国家能源局，源达信息证券研究所

图 11：全国电化学储能市场累计装机规模



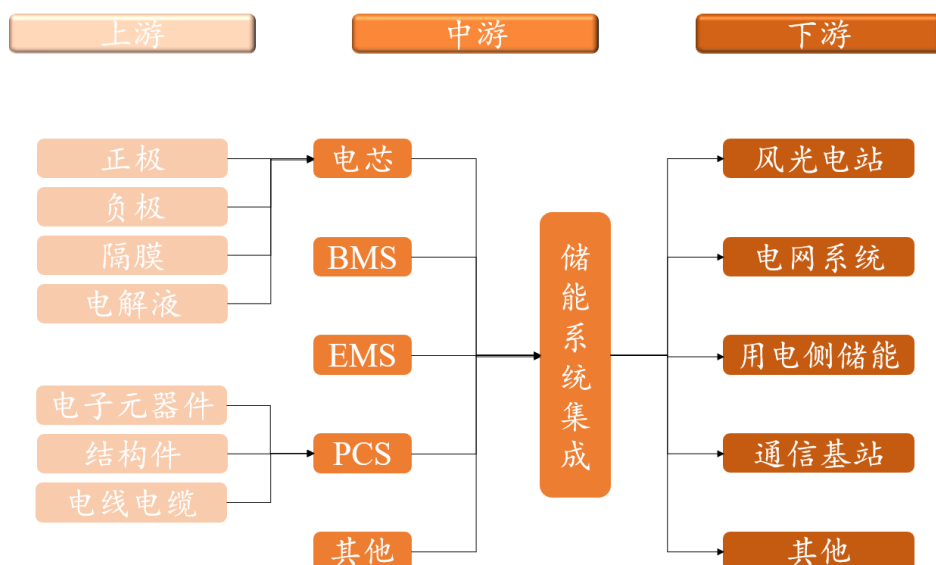
资料来源：CNESA，源达信息证券研究所预测

2. 电化学储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统

电化学储能产业链上游为原材料，中游为核心部件制造及系统集成商，下游是系统运营与应用。其中，中游储能系统的核心部件制造主要分为电池和系统两部分，细分之下一般包括电池组、电池管理系统(BMS)、储能变流器(PCS)、能量管理系统 (EMS) 四大部分。上游提供相关原材料，经中游厂商整合成电池组和各系统并集成储能系统，并发放至下游的风光电

站、电网系统，户储和工商业储能及通信基站等应用场景。

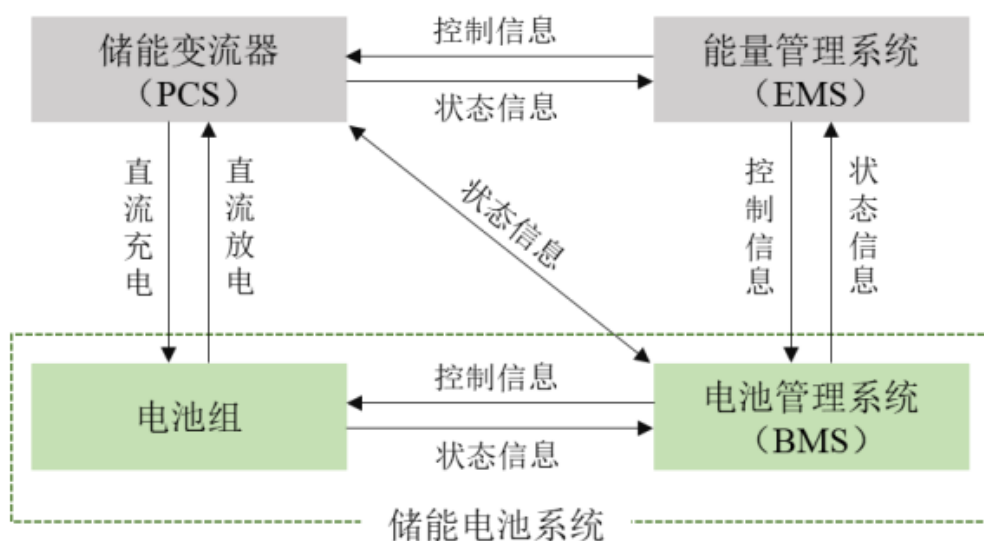
图 12：电化学储能产业链



资料来源：北极星储能网，源达信息证券研究所

储能系统成本主要由电池和 PCS 构成，两者合计构成电化学储能系统成本的 80%。电池成本构成储能系统成本的 60%，PCS 构成 20%，EMS 构成 10%，BMS 构成 5%，其他配件构成 5%。其中电池组是储能系统的能量核心，负责电能的存储；BMS 是系统的感知核心，主要负责电池监测、评估和保护以及均衡等；EMS 是系统的控制核心，主要负责数据采集、网络监控、能量调度等；PCS 是系统的决策核心，主要负责控制充放电过程，进行交直流的变换。

图 13：电化学储能系统结构示意图



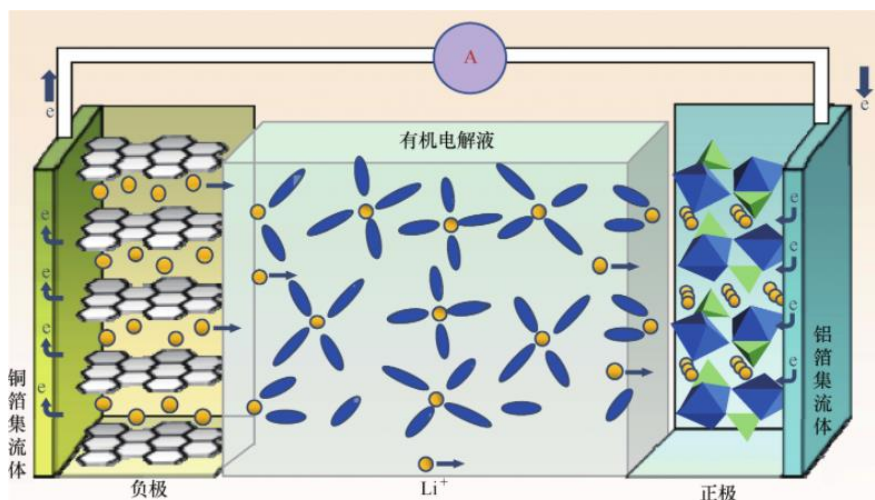
资料来源：派能科技招股书，源达信息证券研究所

3.中游部件制造：产业链核心环节，储能成本下降的关键

● 电芯：成本下降的关键环节。

锂离子电池主要依靠锂离子在正极和负极之间移动来工作。在充放电过程中，锂离子在两个电极之间往返嵌入和脱嵌：充电时，锂离子从正极脱嵌，经过电解质嵌入负极，负极处于富锂状态；放电时则相反。锂电池主要材料包括正极材料、负极材料、电解液和隔膜四大部分，正极材料决定电池的容量、寿命等多方面核心性能，一般占锂电池总成本高达 40%左右，是锂电池产业链中最重要的环节。

图 14：锂电池工作原理示意图



资料来源：《锂离子电池储能电站早期安全预警及防护》，源达信息证券研究所

● 储能变流器（PCS）：决定输出电能的质量和特征。

储能变流器是连接电源、电池与电网的核心环节，通常由 DC/AC 双向变流器、控制单元等构成。储能变流器主要有并网和离网两种工作模式。在并网模式下，储能变流器可实现电池组与电网之间的双向能量转换。在负荷低谷期，储能变流器可根据电网调度或本地控制的要求，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，储能变流器可把电池组中的直流电逆变成交流电，反送到电网中。同时，在电能质量不好时，储能变流器还可吸收或提供有功功率，提供无功补偿等。在离网模式下，储能变流器可根据实际需要与主电网脱开，给本地的部分负荷提供满足电网电能质量要求的电能。

表 6：不同类型储能变流器差异

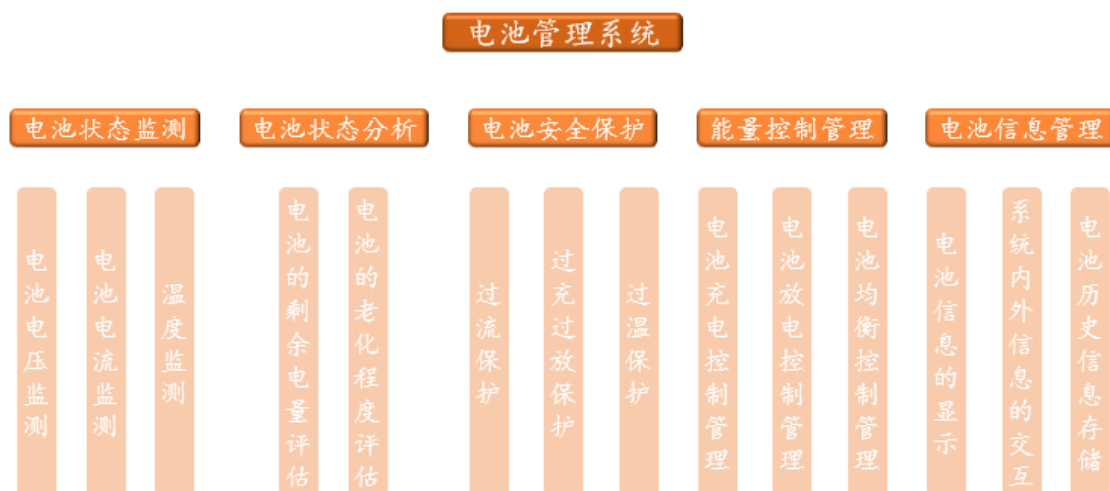
技术类别	组串式（小型）	组串式（中型）	集中式（大型）
应用场景	户用储能	工商业储能	大型电站储能
电气隔离	非隔离	非隔离	隔离
直流能源接入	各类光伏阵列 中小型储能电池单元	各类光伏阵列 中小型储能电池单元	大型光伏阵列 集装箱型储能电池单元

资料来源：昱能科技招股书，源达信息证券研究所

● 电池管理系统（BMS）：储能系统安全稳定运行的保障。

电池管理系统是储能系统中重要的核心部件，其作用是维持电池组的安全、稳定、可靠、高效、经济运行。主要功能包括：电池状态监测、电池状态分析、电池安全保护、能量安全控制和电池信息管理。

图 15：电池管理系统主要功能

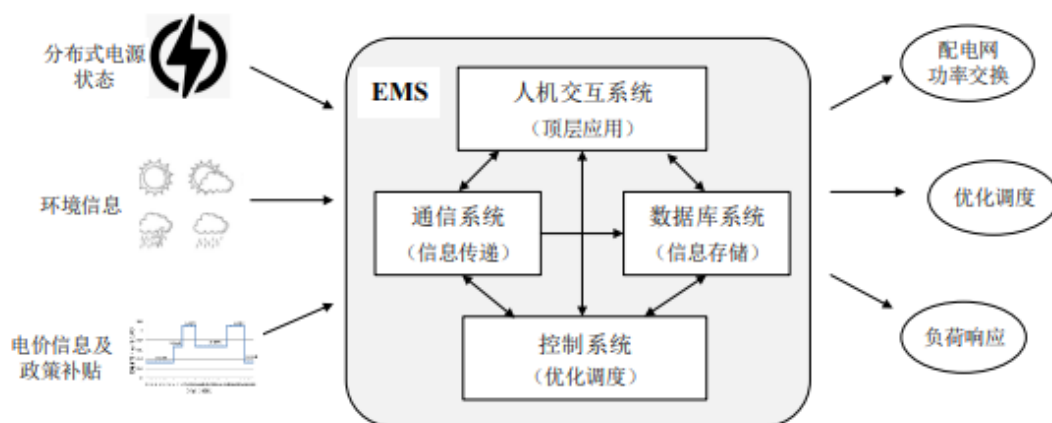


资料来源：《基于 BMS 的锂离子电池组热管理技术研究》，源达信息证券研究所

● 能量管理系统（EMS）：储能系统决策中枢。

EMS 细分为电网层级能量管理系统和微电网能量管理系统，储能系统中主要指的是微网能量管理系统。目前，EMS 不仅要完成优化调度控制的任务，还包括完成调度控制过程中所需要的辅助服务。一套完整的 EMS 包括控制系统、通信系统、数据库系统 and 人机交互系统四个模块。其中，控制系统负责优化调度，给出多尺度协调控制的调度策略，维持离网型微电网的压频稳定；通信系统负责信息传递，采集微电网设备的运行数据并及时下发控制指令；数据库系统负责信息存储，存储实时信息及重要的历史信息，并为 EMS 提供查询历史信息的功能；人机交互系统负责顶层应用，为管理人员提供可视化的监控与操作界面。

图 16：能量管理系统功能框架图

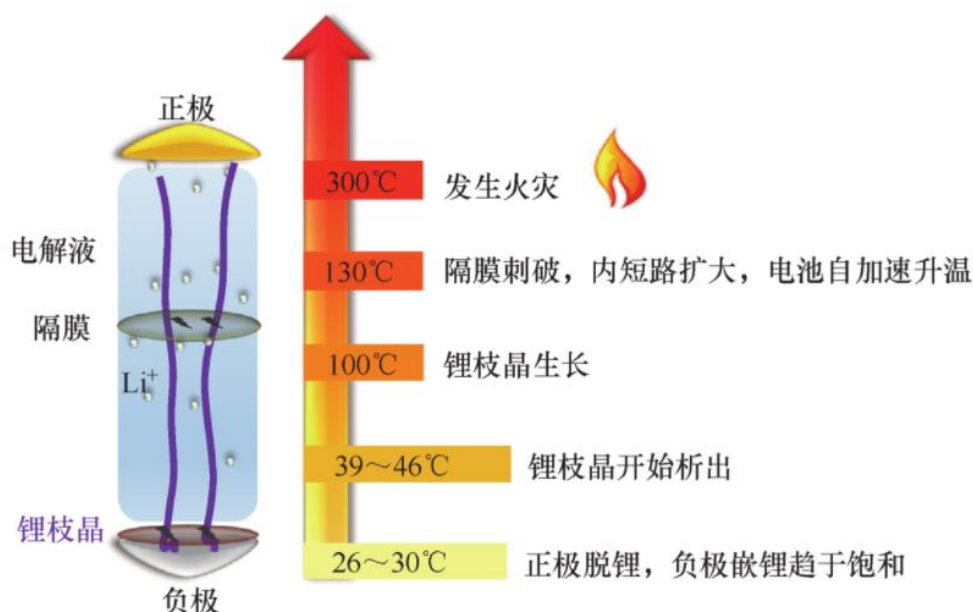


资料来源：《离网型交流微电网能量管理系统研究》，源达信息证券研究所

● 储能温控系统：保障储能电站安全运行。

由于电化学储能属于能量高度密集的化学集成设备，安全风险较高，加之储能安全相关的系列法规标准存在滞后和缺失，储能电站在电池安全质量管控、建设运营、维护管理等各环节都存在事故风险，同时相应的安全管理和监督机制不健全、风险感知预警能力较弱、消防应急处置难等问题尚未解决，导致储能事故时有发生。正是因为如此，贯穿于储能系统各大风险环节的储能温控显得尤为重要。完善的温控系统将为储能电站提供防范事故的重要保障，有助于储能系统在合理温度范围内实现可靠安全运行。

图 17：电池过充热失控过程



资料来源：《锂离子电池储能电站早期安全预警及防护》，源达信息证券研究所

四、投资建议

建议关注产业链上下游优质公司：

- 1) **电池**：宁德时代、比亚迪、亿纬锂能。
- 2) **变流器**：阳光电源、固德威。
- 3) **系统集成**：南网科技、国电南瑞、四方股份。

五、风险提示

配套政策落地风险：行业发展受政策扶持较多，各地区政策推出、落实存在差异，若配套政策落实不及预期，影响行业发展。

新能源装机不及预期风险：储能行业发展与新能源行业发展高度相关，本文的储能行业需求空间测算也基于新能源装机的相关假设，若新能源装机不及预期，则可能影响储能行业整体增速。

原材料价格波动风险：行业产品成本受上游原材料价格影响较大，原材料成本在总成本中占比较高，价格大幅上涨或将导致产品价格向下游传导不及时，影响产品毛利率和公司盈利能力，挤压行业利润空间。

技术颠覆风险：如果钠离子电池、固态电池发展超预期，有可能颠覆目前锂离子电池的主流技术路线。

投资评级说明

行业评级	以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，投资建议的评级标准为：
看 好：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 + 10%以上
中 性：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 - 10%~ + 10%以上
看 淡：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 - 10%以下
公司评级	以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，投资建议的评级标准为：
买 入：	相对于恒生沪深 300 指数表现 + 20%以上
增 持：	相对于沪深 300 指数表现 + 10%~ + 20%
中 性：	相对于沪深 300 指数表现 - 10%~ + 10%之间波动
减 持：	相对于沪深 300 指数表现 - 10%以下

办公地址

石家庄

河北省石家庄市长安区跃进路 167 号源达办公楼

上海

上海市浦东新区民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 2306C 室

分析师声明

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

重要声明

河北源达信息技术股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：911301001043661976。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供河北源达信息技术股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估。

本报告仅反映本公司于发布报告当日的判断，在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

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

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