

撰写日期：2023 年 1 月 4 日

证券研究报告--产业研究专题报告

政策+需求双轮驱动，大储装机有望迎来量利齐升

储能行业深度报告

分析师：胡鸿宇

执业证书编号：S0890521090003

电话：021-20321074

邮箱：huhongyu@cnhbstock.com

销售服务电话：

021-20515355

相关研究报告

◎ 投资要点：

◆我国新型电力系统建设正处于加速期，储能市场需求空间广阔。双碳背景下，我国新能源装机量和发电量不断提升，发展动能强劲。短期来看，光伏和风电属于不稳定出力电源，对电力系统的稳定性带来挑战；长期来看，消纳问题会成为制约新能源发展的关键。提高灵活性资源占比是新能源良好发展的支撑和保障，其中储能是构建新型电力系统的关键环节和重要推手，在电源侧、电网侧和用户侧都发挥重要作用。在我国，大储占比超过 95%，发挥着举足轻重的作用。

◆2023 年国内储能在政策面和基本面双重推动的作用下，有望迎来量利齐升。政策端，我国出台多项具有实际利益推动作用的储能相关政策，政策着眼点落在了储能发展规模、储能发展经济性、推动新型储能技术发展等各个方面，为我国储能行业发展保驾护航；基本面上，上游原材料产能持续扩张，硅料和碳酸锂价格均开始见顶回落，硅料价格有望进一步下跌，上游成本的压缩有望促进下游需求的快速提升，大储经济性有望提升。预计 2023 年国内储能需求达到 15GW/31.9GWh，同比增长 146.3%/166.6%，其中大储需求为 13.3GW/28.5GWh，同比增长 144.6%/165.7%。

◆各类储能技术加速发展，各具特点互为补充。抽水蓄能是我国占比最大的储能技术形式；锂离子电池技术和产业链均相对成熟，具有高性价比在储能领域加速渗透；钠电池技术基于锂电池，综合性能优异，国内包括宁德时代、中科海纳、传艺科技等诸多上市公司积极推动钠电池产业化进程，钠电池技术有望在 2023 年迎来产业化元年，搭乘储能发展东风获得迅速发展；全钒液流电池具备安全性高、扩容性强、循环寿命长、全生命周期成本低的特点，在长时储能领域大有可为，有望在储能领域快速增长。

◆投资建议：寻找长期发展格局具有确定性的环节及业绩具有确定性的公司。大储面向运营商、发电企业或是电网公司，下游更加注重收益、成本及安全性等问题，大储具有电力设备属性，行业存在先发优势，寻找长期发展格局具有确定性的环节，看好储能产业链的集成商及电池环节，此外大储系统集成技术路线逐渐被拓扑方案替代，建议关注 1500V 集中式技术方案及分布式方案供应商仍具备核心地位，高压级联技术凭借其低成本、高效率优势有望在电网侧、新能源配储端快速渗透，关注具备技术、订单和运维经验的企业将享有先发优势；同时建议关注大储热管理企业和消防企业；寻找大储业务占比含量高的标的，看好业绩订单具有确定性的公司。

◆风险提示：下游需求景气度不及预期，原材料价格持续上行带来成本上升，政策落地不及预期，行业竞争加剧等。

内容目录

1. 新型电力系统加速建设，储能市场空间广阔	4
1.1. 新型电力系统建设加速推进，高比例新能源接入为其带来新挑战	4
1.2. 储能是构建新型电力系统的关键所在	5
1.3. 大储是我国主要储能类型，市场需求空间广阔	10
2. 国内储能政策面与基本面共振，2023 年有望迎来量利齐升	11
2.1. 政策面：具有实际利益推动作用的储能相关政策频频出台	11
2.2. 基本面：原材料价格下跌，有望带动需求增长	15
2.3. 预计 2023 年国内大储有望迎来量利齐升	17
3. 各类储能技术加速发展，商业化进程持续推进	18
3.1. 储能技术形式多样，各具特点互为补充	18
3.2. 锂离子电池：当前电化学储能主流技术路线	19
3.3. 钠离子电池：产业化元年在即，乘储能东风而起	20
3.4. 全钒液流电池：兼具全周期成本与安全，有望在储能领域快速增长	22
4. 投资建议：寻找长期发展格局具有确定性的环节及业绩具有确定性的公司	23
4.1. 寻找长期发展格局具有确定性的环节，看好储能产业链的集成商及电池环节	23
4.2. 寻找大储业务占比含量高的标的，看好业绩订单具有确定性的公司	26
4.3. 看好钠电池在储能领域的 0 到 1 渗透	26
5. 风险提示	26

图表目录

图 1：2021 年新能源装机渗透率达到 26.7%（单位：万千瓦）	4
图 2：2021 年新能源发电量全国平均渗透率达到 11.7%（单位：亿千瓦时）	4
图 3：典型风电发力曲线与用电负荷曲线对比	5
图 4：典型光伏发力曲线与用电负荷曲线对比	5
图 5：中国储能新增装机功率及容量（MWh）	10
图 6：2021 年中国电化学储能各应用场景装机（%）	10
图 7：多晶硅价格自 300 元/kg 高点回落（元/kg）	15
图 8：中国风电季度招标情况	15
图 9：碳酸锂价格有所回调（万元/吨）	17
图 10：储能技术分类	19
图 11：2021 年全球储能市场分布占比（%）	19
图 12：锂电池储能系统成本构成（%）	20
图 13：电化学储能系统结构示意图	20
图 14：锂离子电池上下游产业链	20
图 15：2021 年全球储能电池分布（%）	24
图 16：10 月储能招标均价逐步抬升（元/Wh）	24
图 17：主流储能电池系统厂商的毛利率（%）	24
图 18：2021 年全球储能集成商国内出货量（MWh）	25
图 19：2021 年中国储能集成商国内出货量（MWh）	25

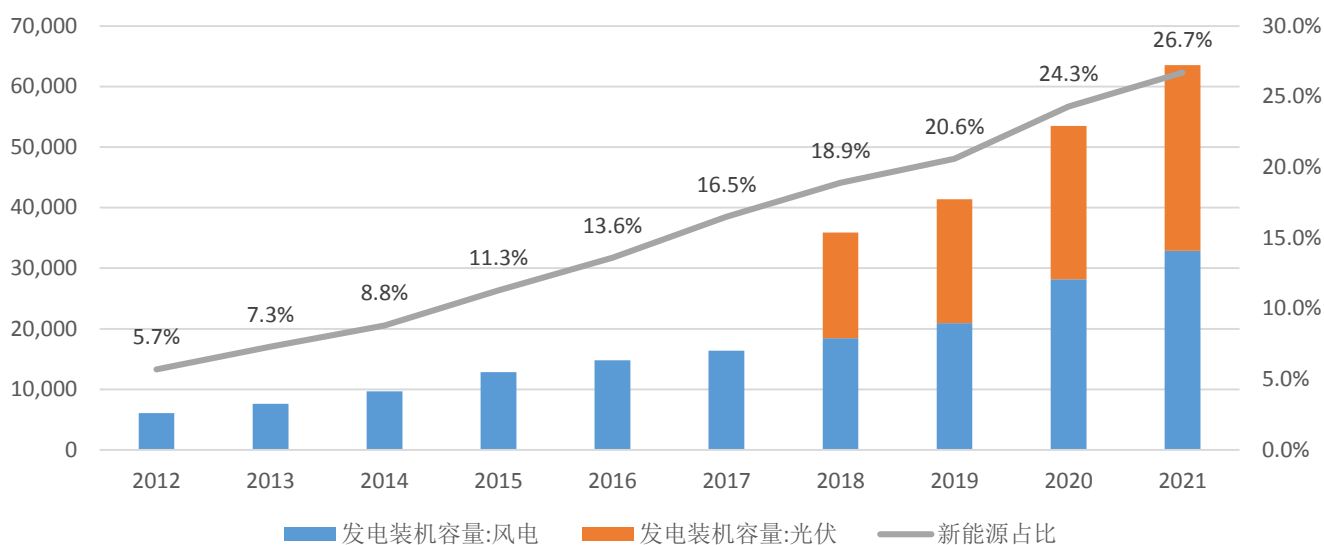
表 1：灵活性资源特点对比	5
表 2：各场景对储能的需求	8
表 3：储能在发电侧的应用场景	8
表 4：储能在电网侧的应用场景	9
表 5：储能在用户侧的应用场景	9
表 6：《“十四五”新型储能发展实施方案》中关于加快新型储能市场化的措施	11
表 7：各省新能源配储要求统计	12
表 8：上网电价市场化改革历程	13
表 9：顶层设计不断完善储能商业模式	14
表 10：第一批风光大基地规模及分布情况（单位：GW）	16
表 11：沙戈荒大基地规模及分布情况（单位：GW）	16
表 12：2019-2025 年国内储能需求测算	17
表 13：各类储能应用特点及发展阶段	19
表 14：钠离子电池在低温、安全、快充等性能指标上具有优势	21
表 15：钠离子电池企业布局情况	21
表 16：液流电池路线的特点对比	22
表 17：全钒液流储能的优势	22
表 18：低压并联和高压级联储能系统性能对比	25

1. 新型电力系统加速建设，储能市场空间广阔

1.1. 新型电力系统建设加速推进，高比例新能源接入为其带来新挑战

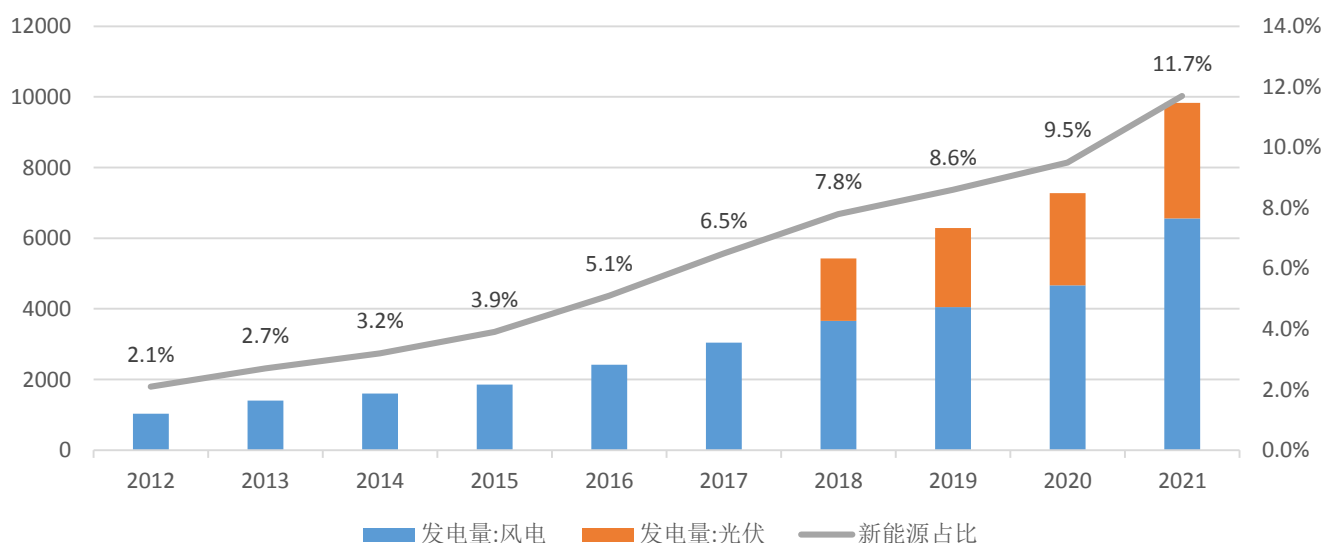
双碳背景下，我国能源结构正在向以新能源为主体的新型电力系统转型，风光装机量、发电量占比日趋提高，在能源结构中的占比不断提升。“碳中和”背景下，我国到 2030 年非化石能源在一次能源消费结构中占比要达到 25% 以上，到 2060 年要实现碳中和目标，未来能源结构将会形成以新能源为主体的新型电力系统。新能源包含风能、太阳能、地热能、生物质等资源发电，现阶段，风能、太阳能发展空间巨大，增速较快。根据国家能源局，2021 年我国风光累计装机占比达到 26.7%，风光发电量占比 11.7%，发展动能强劲。

图 1：2021 年新能源装机渗透率达到 26.7%（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，华宝证券研究创新部

图 2：2021 年新能源发电量全国平均渗透率达到 11.7%（单位：亿千瓦时）

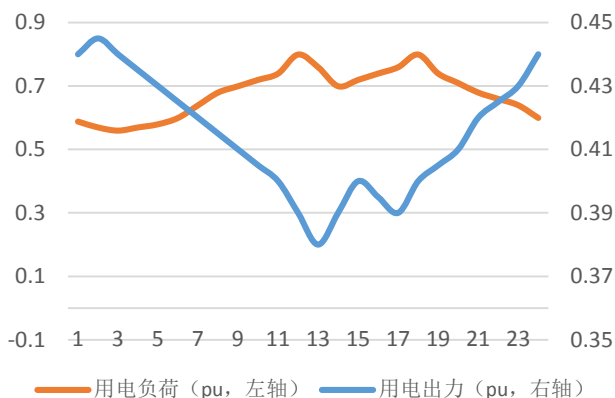


资料来源：Wind，华宝证券研究创新部

光伏和风电属于不稳定出力电源，对电力系统带来挑战。电力系统需要时刻保持平衡稳

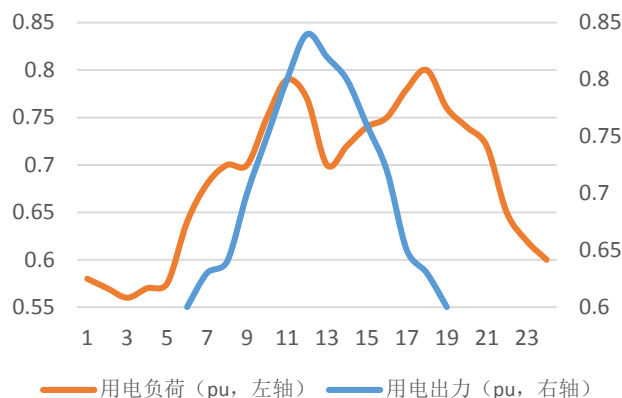
定，大量新能源并网发电造成新能源装机容量比例在电网中不断增大，但光伏、风电等新能源具有波动性、间歇性和随机性等特性，风电出力日波动幅度最高可达 80%，出力高峰出现在凌晨前后，午后到最低点，“逆负荷”特征更明显，光伏日内波动幅度最高可达到 100%，峰谷特征鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0，风电光伏均不能稳定出力，将会影响影响电网运行的稳定性；此外新能源发电并网时，产生冲击电流，会造成电网电压下降的现象，影响电网电能质量；因此为了应对新能源出力不稳定的现象，电网系统需要预留一定的容量当作备用，虽然可以增加新能源的接纳能力，但会影响电网的经济调度，增加经济负担。

图 3：典型风电发力曲线与用电负荷曲线对比



资料来源：国家电网，索比光伏网，华宝证券研究创新部

图 4：典型光伏发力曲线与用电负荷曲线对比



资料来源：国家电网，索比光伏网，华宝证券研究创新部

长期来看，消纳问题会成为制约新能源发展的关键。当下，国内弃电率总体不高，弃风率维持在 4% 以内，弃光率维持在 2% 左右，整体新能源消纳问题目前来看不算严重。但长期来看，我国新能源发展目标宏大，在“十四五”新能源发展目标的指引下，预计我国到 2025 年风光发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上，新能源装机比例的快速提升将会对电网的消纳能力构成挑战。

1.2. 储能是构建新型电力系统的关键所在

新能源的良好发展需要灵活性资源的支撑和保障，电力系统各环节均可提供灵活性。新能源具有“靠天吃饭”的特性，大部分时间出力都远低于其装机容量。但要保障电力系统的稳定运行，不平衡时将导致高峰期拉闸限电。电力系统灵活性是指为了保持电力供需动态平衡，电力系统经济地调用各类灵活性资源以应对电源、电网及负荷不稳定的能力。当电力系统中灵活性电源较多时，系统就可以容纳较多的新能源发电空间；如果系统电源不够灵活，就难以为新能源让出足够多的消纳空间。电力系统各环节均可提供灵活性，形式多样互为补充。

表 1：灵活性资源特点对比

灵活性资源			优点	缺点
电源侧	可控的传统电源	水电	调节性能出色	调节能力受来水条件影响较大
		核电	无空气污染，能量密度高	核污染，投资成本大
		火电	装机容量高，灵活性挖潜空间大； 调节性能出色；站址选择相对灵活 我国煤炭资源丰富，技术先进	调峰补偿机制有待完善；深度调峰增加发电煤耗；

	相对可控可调度的可再生资源源	光热	可用于源端多能互补	燃料成本较高；天然气供需形势影响作用发挥"
		生物质	成本低，可再生	提取昂贵，造成环境破坏
		地热	可再生，分布广泛	资金投资大，受地域限制，热效率低
电网侧	灵活交流输电系统		有效降低功率损耗和减少发电成本	技术仍有较大改进空间
	互联互济		利用各地区用电的非同时性进行负荷调整，减少备用容量和装机容量	实施有难度
	微电网		以分布式发电技术为基础，由分布式电源、负荷、储能装置、控制系统等组成，形成模块化、分散式的供电网络	尚未形成商业模式，成本高
用户	负荷需求响应		经济高效，符合市场经济规律和互联网思维	市场机制尚待完善，激励资金来源有待明确
	提高尖峰电价		经济高效，符合市场经济规律；尖峰增加收入可用于需求响应等保供举措	增加用户部分时段用能成本，存在舆论风险
	形成实时动态电价		经济高效，符合市场经济规律	市场机制尚待完善；用户用电成本存在不确定性，存在舆论风险
	电动汽车			
	虚拟电厂			
储能	物理形式-机械能-动能	飞轮储能	充放电效率高、能量密度及功率密度大、响应速度快、使用寿命长（20年），适用于一次调频二次调频	起步较晚，处于示范应用前期阶段，开始出现具有完全自主知识产权的项目；投资成本高，可达 5000-15000 元/kwh
	物理形式-机械能-势能	抽水蓄能	1. 调节性能较好。约 20-30%出力/min，可实现正负调节，但不宜频繁改变运行方式 2. 长时储能。储能时长可达 6-10h 3. 技术成熟。最成熟的储能技术，在日本、欧洲等地渗透率较高 4. 度电成本低，0.21-0.25 元/W 5. 投资回收期 19 年，寿命 40 年	1. 体量大、工期长。功率为 GW 级别，通常大于 2GW；建设工期约 6-8 年；投资额较大，可达 500-2000 元/kwh，体量大投资总额较大 2. 地理资源依赖性强。抽水蓄能电站的选址和运行会受限于地理资源，全国可用资源丰富，但很多资源利用难度较大 3. 开关机周期长，精准调峰较差，响应速度慢，min 级
		压缩空气储能	1. 长时储能。储能时长可达 4-10h 2. 规模大。3-400MW 3. 资金成本可控。不依赖有色金属资源 4. 寿命长。可达 30 年以上 5. 环境依赖小。可用盐穴、人工硐室或压缩气瓶，选址不受限制	1. 能力利用效率较低。压缩空气效率 50-70%，抽水蓄能 75-80% 2. 产业链不够成熟，没有大面积商业化。国内并网项目局限于示范性项目 3. 成本较高。当前项目规模较小，单位成本较高，1000-1500 元/kwh 4. 响应速度慢，min 级
	物理形式-电磁场能-电场能	超级电容器	功率密度高，响应速度快，适用于调频	1. 成本高；2. 很难大规模量产
	物理形式-电磁场能-磁场能	超导磁储能	功率大、质量轻、体积小、损耗小、反应快	1. 成本高；2. 很难大规模量产
	化学形式-氢储能	氢储能	能量密度高、运行维护成本低、存储时间长、无污染、与环境兼容性好	制氢和储氢成本高；能量密度高

化学形式-电化学储能	铅酸电池	成本低,单位投资成本 800-1300 元/kwh	充放电效率低,能量密度低,功率密度低,循环次数低,使用寿命短
	锂离子电池	1. 能量密度高,充放电效率高,响应速度快 2. 安全性高 3. 污染小 4. 几乎不受自然环境影响 5. 产业链健全,降本较快	1. 价格高,单位投资成本 800-2200 元/kwh,度电成本 0.5-0.8 元/W 2. 存在过充导致的过热、燃烧问题 3. 循环寿命不高
	钠离子电池	1. 安全性更高。耐热耐冷性能好于锂离子电池 2. 成本低,降本空间大。原材料丰富度高,提炼工艺简单,电池成本较磷酸铁锂可下降 30-40%	能量密度和循环寿命,充放电次数次于锂电池,用在能源领域,充放电次数太少了,2000 次,更换周期太频繁,做调峰还好,一天 2-4 次,调频不行,一天几百次调频,可能一个星期就得换电池了
	全钒液流电池储能	1. 安全可靠。全钒液流电池是水系,相对安全可靠 2. 功率和容量相对独立。设计和安装灵活,适用于大规模、大容量、长时储能;系统采用模块化设计,易于系统集成和规模放大 3. 能量转换效率高,启动速度快。充放电状态切换响应迅速,响应时间小于 100ms,既可用于调幅调频,也可用于辅助服务、电网调峰备用电站等 4. 充放性能优异。具有强的过载能力和充放电能力	1. 能量密度较低 2. 技术尚不成熟,成本较高。主要原因是离子交换膜、电解液等材料成本较高 3. 低成本钒的供应可能存在紧缺
	铁铬液流电池	1. 高安全、高灵活性和长寿命 2. 原材料资源丰富,环境适应性强,叠加回收优势成本较低	1. 铁铬电池负极活性若,容易产生析氢问题 2. 能量密度低
热储能	熔融盐储热	光热既是可再生能源电源又是灵活性电源,同时兼具了灵活性和储能的性质 1. 稳定安全,匹配性更好,促进可再生能源消纳 2. 爬坡速度快、调峰深度大,调峰能力强 3. 使用寿命长 25-30 年,储能时间长 6-12h	初期投资规模过大

资料来源:高工储能、北极星储能网,华宝证券研究创新部

从我国能源结构特点来看,火电是灵活性改造资源的中坚力量,是当前政策的重要关注方向。随着新能源渗透率的提升,火电机组将从电源主体逐渐转变为灵活性主体。火电灵活性改造试点项目加速推进,“十三五”期间我国目标灵活性改造约 2.2 亿千瓦,但受行业缺乏合理和持久的回报机制等因素影响,实际完成进度大幅低于预期,2019 年底累计完成改造约 1/4;“十四五”期间目标完成煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦,增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦;随着双碳目标推进带来可再生能源装机规模迅速增加和激励机制的完善,预计“十

四五”火电灵活性改造执行进度有望大幅超过“十三五”期间。

灵活性资源中，储能是构建新型电力系统的关键环节和重要推手。构建新型电力系统需从“源网荷”转向“源网荷储”，储能是不可或缺的关键环节。目前电力系统是发输配用的单向平衡，通过发电端的调节达到与用户端的负荷平衡，且通过电网的调度来实现该功能。在构建新型电力系统的过程中，储能可以解决能量的供需不匹配问题，达到能源在生产与消费上的耦合，具有平衡实时功率、提高电力系统容量系数、转移能量等功能。

储能应用场景丰富，主要可分为电源侧、电网侧和用户侧三类。储能是优质的灵活性资源，在电源侧、电网侧和用户侧均可发挥作用。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，可以改善新能源出力与负荷在时间和空间上的不平衡性，减少弃风弃光，提高新能源消纳能力；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，能够减少对电网扩容的需求，降低电网建设成本，提高电网安全性与稳定性；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。

表 2：各场景对储能的需求

应用场景	发电侧	电网侧	用户侧
位置	集中式新能源电站、火电站旁	电网旁	工商业园区、户用住宅
功能	减少弃电、平滑波动	调峰调频、电力辅助服务	自发自用、削峰填谷、需量管理
当下获利来源	削峰填谷带来的增发收益、跟踪发电计划避免考核所带来的损失、配储的光伏风电项目更容易获得新能源建设并网指标	电力辅助服务补偿收益+价差套利	峰谷价差套利、自发自用省电收益+需求响应收益、延缓升级容量费用收益

资料来源：阳光工匠光伏论坛，华宝证券研究创新部

在电源侧储能是新能源并网与电力调峰的重要保障。在电源侧，储能主要安装在新能源电站附近，当下电源侧储能电站的收益点主要来自于削峰填谷带来的增发收益，跟踪发电计划避免考核所带来的损失。此外，配储的光伏、风电项目更容易获得新能源建设并网指标，未来准许可再生能源+储能参与电力辅助服务市场，明确调峰补偿后，电源侧储能还可以获得参与电力辅助服务市场获取的收益和深度调峰收益。

表 3：储能在发电侧的应用场景

应用场景	详细
可再生能源并网 /减少弃电	通过在风电、光伏电站配置储能的方式，基于电站出力预测和储能充放电调度，在负荷低时，储能系统可储存暂时无法消纳的弃风弃光电量，之后转移至其他时段再进行并网，进而保障可再生能源电力的消纳，提升风电、光伏项目的经济效益，也使风电、光伏等可再生能源对电网更加友好。
电力调峰	在电力系统的实际运行过程中，电力负荷在一天内是不均匀的，用电负荷有高峰、低谷之分。储能系统可作为电源输出功率或作为负荷吸收功率，实现用电负荷的削峰填谷，即在用电负荷低谷时发电厂对储能电池充电，在用电负荷高峰时将存储的电量释放，以帮助实现电力生产和电力消费之间的平衡
辅助动态运行	动态运行是指为了实现负荷和发电之间的实时平衡，火电机组需要根据电网调度的要求调整输出。一般来说，火电机组都设计成满发时为经济运行状态，机组的热效率最高。辅助动态运行主要是以储能系统和传统火电机组联合运行的方式，按照调度的要求调整输出的大小，尽可能让火电机组工作在接近经济运行的状态下，提高火电机组的运行效率。储能和传统火电机组的联合运行可避免动态运行对火电机组寿命的损害，减少火电机组设备维护和更换的费用，进而延缓或减少发电侧对于新建发电机组的需求。

系统调频

电力系统频率并不能时刻保持在基准状态，发电机功率和负荷功率的变化将引起电力系统频率的变化，电力系统频率是电能质量的主要指标。储能系统与发电机组联合参与电网二次调频是目前已商业化应用的储能运营模式。同火电机组相比，储能系统的控制精度、响应速度等指标均远远高于火电机组。储能可高速响应从而从根本上改变火电机组的 AGC 能力，避免调节反向、调节偏差以及调节延迟等问题，获得更多的 AGC 补偿收益。

资料来源：PowerLab，华宝证券研究创新部

在电网侧储能是构建新型电力系统的重要支撑。在电网侧，储能主要安装在电网关键点，单站规模较大，接入电压等级较高，且具备独立运行条件，因此更适宜参与全局统一调控，更具备系统性、全局性优势。当下电网侧储能电站的收益点主要来自于电力辅助服务补偿收益和价差套利。以电力系统实际需求为导向，电网侧新型储能布局重点考虑支撑电力保供、提升系统调节能力、支撑高比例新能源外送、替代输配电工程投资四大应用场景。根据电规总院，当前我国已投运电网侧新型储能项目主要集中在山东、江苏、河南、湖南、青海、浙江、广东、福建等省份。当前电网侧新型储能发挥功能以促进局部地区新能源消纳、替代输变电工程投资为主。

表 4：储能在电网侧的应用场景

应用场景	详细
支撑电力保供	主要通过电量转移发挥顶峰供电作用，需结合各地区电力缺口类型、负荷特性、电源结构等因地制宜分析需求。对于部分存在长时间电力电量缺口地区，储能难以发挥支撑保供作用。电网侧新型储能建设周期短、布局灵活，可及时缓解 2023 年、2024 年电力供应保障压力。
提升系统调节能力 /调峰调频	考虑各类调节措施经济性，在充分挖掘火电灵活性改造、抽蓄等常规调节措施潜力的情况下，“十四五”期间仍需进一步配置新型储能提升系统调节能力。另外，相比在电源侧分散布置，在电网侧关键节点集中配置储能的容量需求可降低 20%-30%左右。
支撑新能源高比例外送	结合国家正在推进的沙漠戈壁荒漠地区大型新能源基地项目，为满足通道可靠容量支撑和清洁能源电量占比不低于 50%要求，需要配置电网侧新型储能
替代输配电工程投资	在某些特定场景下，建设电网侧新型储能可有效缓解输电阻塞，提升电网末端供电能力，替代输变电设施投资升级

资料来源：PowerLab，华宝证券研究创新部

在用户侧储能可以发挥提升电力自发自用水平、峰谷价差套利等作用。在用户侧，储能主要安装在新工商业园区和户用住宅，当下电源侧储能电站的收益点主要来自于峰谷价差带来的电费节省。在未来落实分布式可再生能源+储能参与电力辅助服务市场机制，补偿需求响应价值等政策进一步完善的情况下，用户侧储能电站的收益还可包括需求响应收益、延缓升级容量费用收益、参与电力辅助服务市场所获取的收益等部分。

表 5：储能在用户侧的应用场景

应用场景	详细
提升电力自发自用水平	分布式能源+储能应用这一场景得以推广的主要经济驱动因素之一是提高电力自发自用水平可延缓和降低电价上涨带来的风险，以及规避因电力供应短缺而带来的损失。在分布式光伏系统的基础上配置储能，家庭和工商业用户可提升电力自发自用水平，直至实现白天和夜间的电力需求都由自家光伏系统满足，降低用电成本。
峰谷价差套利	峰谷价差是影响用户侧储能经济性的关键要素。在实施峰谷电价的电力市场中，工商业用户通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电的方式，将高峰时

间的用电量平移至低谷时段，实现峰谷电价差套利。自 2021 年下半年以来，全国已有河南、江西、浙江、河北、山西、广东、山东等超过 20 个省市调整分时电价政策，要求适度拉大峰谷电价差水平。目前已有多省市的峰谷价差达到 0.7 元/度的储能盈利线。

容量费用管理

国内大部分地区的工商业用户均实施两部制电价，即工商业用户的电费包括容量电价（基本电价）与电度电价两个部分。容量电价按照电力用户的变压器容量（kV·A）以及最大需量（kW）进行计算，为每个月固定的费用，电度电价则根据用户的实际用电量进行计算。工商业用户可以利用储能系统在用户的用电低谷时储能，在用电高峰时放电，从而降低用户的尖峰功率以及最大需量，使工商业用户的实际用电功率曲线更加平滑，降低企业在高峰时的最大需量功率，起到降低容量电价的作用。

提高电能质量

电信、精密电子、数据中心等的行业用户对电能质量要求较高。负荷端的储能能够在短期故障的情况下，保持电能质量，减少电压波动、频率波动、功率因数、谐波以及秒级到分钟级的负荷扰动等因素对电能质量的影响。通过储能提高电能质量获得的收益，主要跟电能质量不合格事件的次数以及低质量的电力服务给用户造成的损失程度有关。

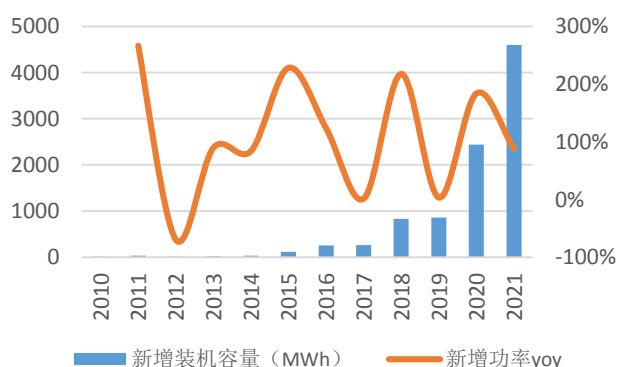
资料来源：PowerLab，华宝证券研究创新部

1.3. 大储是我国主要储能类型，市场需求空间广阔

大储是功率/能量较大的储能，应用场景主要是电源侧和电网侧。根据国标《电化学储能电站设计规范》，大型储能电站定义为功率 30MW 且能量 30MWh 及以上的储能电站。2022 年以来，随着各地集中式共享储能和风光储等一体化项目的迅猛发展，市场对大型储能电站的规模也有一个更高的预期，以近日湖北省能源局发布的 2021 年平价新能源项目为例，文件规定集中共享储能电站的规模不低于 50MW/100MWh。结合近期各地储能的建设规模，本文中的大型储能电站指能量 100MWh 及以上的储能电站。区别于户用的小功率储能，应用在新能源电站、电网等场景的储能功率更大，本文简称为“大储”。

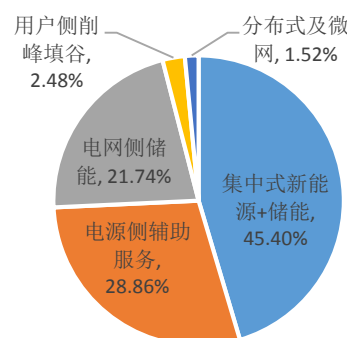
2021 年国内新增储能中大储占比超过 95%，占据主导地位。根据 BNEF，2021 年全球电化学储能新增装机为 10GW/22GWh，分别同比+85.19%/+103.70%；同年中国新增装机为 2.5GW/4.6GWh，分别同比+82.08%/+88.49%，从功率看，中国占全球新增的 25%。根据 CESA，2021 年我国集中式新能源+储能、电源侧、电网侧储能占当期电化学储能装机的 96%，大储在我国电化学储能市场中发挥着举足轻重的作用。

图 5：中国储能新增装机功率及容量（MWh）



资料来源：BNEF，CESA，华宝证券研究创新部

图 6：2021 年中国电化学储能各应用场景装机 (%)



资料来源：BNEF，CESA，华宝证券研究创新部

2. 国内储能政策面与基本面共振，2023 年有望迎来量利齐升

2.1. 政策面：具有实际利益推动作用的储能相关政策频频出台

储能的发展主要是由政策和经济性双重驱动，行业发展早期受到政策影响较大。2021 年以来，我国密集出台了多项储能相关政策，包括从国家层面的及各省份地区层面，主要针对储能发展规模、储能经济性、新型储能技术发展等各个方面，为我国储能行业发展保驾护航。

国家层面，政策多管齐下推动储能发展。2022 年 3 月，国家发改委、能源局联合印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确提出到 2025 年，新型储能将由商业化初期步入规模化发展阶段，其中电化学储能系统成本降低 30%以上；到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，基本满足构建新型电力系统需求。方案中提出要推动新型储能作为独立主体参与电力市场交易，推广共享储能等新型商业模式，加快落实储能电站容量电价机制、用户侧尖峰电价机制等，切实推动新型储能向市场化迈进。我国储能行业正处于转向市场驱动的关键过渡时期，此方案是在 21 年推出的《加快推动新型储能发展的指导意见》基础上进一步明确发展目标以及细化重点任务，在国家顶层设计之下，地方层面积极推行，有望加快我国新型储能实现大规模应用以及完善我国新型电力系统建设，该方案的出台将极大利好未来五年我国储能行业的加速发展。

表 6: 《“十四五”新型储能发展实施方案》中关于加快新型储能市场化的措施

市场化方向	举措	具体内容
营造良好市场环境	推动新型储能参与各类电力市场	加快推进电力中长期交易市场、电力现货市场、辅助服务市场等建设进度，推动储能作为独立主体参与各类电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，明确相关交易、调度、结算细则。
	完善适合新型储能的辅助服务市场机制	推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务，因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，丰富辅助服务交易品种，研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。
	电源侧：加大“新能源+储能”支持力度	在新能源装机占比高、系统调峰运行压力大的地区，积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，给予一定政策优先。
合理疏导新型储能成本	电网侧：完善电网侧储能价格疏导机制	建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收
	用户侧：完善鼓励用户侧储能发展的价格机制	加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制，增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。
	探索推广共享储能模式	鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。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。
拓展新型储能商业模式	研究开展储能聚合应用	鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应，创新源荷双向互动模式。
	创新投资运营模式	鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运

资料来源：国家发改委，能源局，华宝证券研究创新部

各省份规定了保障性规模内的强制配储要求，强制配储带来国内储能市场快速增长。在发改委2021年7月《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》中，明确提出了超过电网企业保障性并网以外的可再生能源装机规模，按照功率15%的挂钩比例配建调峰能力。在新能源消纳压力逐步增加的背景下，21年下半年以来各地也逐步明确了新能源强制配储的要求。截止2022年12月，全国已有近30个省份出台了“十四五”新型储能规划或新能源配置储能文件，对集中式光伏分布式光伏、以及风电的配套建设储能都提出了明确要求。整体来看，对于已公布强制配储政策的省市地区，新能源配储比例多集中在10%-20%之间，储能时长要求多在2小时以上（部分省份配置要求高达4小时）。

表 7：各省新能源配储要求统计

时间	省份	政策文件	储能配置比例	配储时长 (h)
2022/11/4	河北	河北省发改委《关于做好 2022 年风电、光伏发电项目申报工作的通知》	10%-15%	2
2022/8/9	湖南衡山	《衡山县营洲镇风电场项目投资开发主体避让公告》	风电 15%	2
2022/7/15	江苏昆山	《关于加快推进分布式光伏发电项目开发建设的工作意见的通知》	2MW 及以上分布式光伏配储不低于 8%	
2022/7/8	广东肇庆	《肇庆市促进光伏项目发展若干措施》（征求意见稿）	10%	
2022/5/20	浙江诸暨	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	10%	
2022/5/13	辽宁	《辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案》公开征求意见建议的公告	15%	3
2022/5/1	江苏苏州	《关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见（试行）》	2MW 以上光伏 8%	
2022/4/11	海南澄迈	《关于进一步规范集中式光伏发电项目建设管理的通知》	25%	2
2022/4/1	甘肃嘉峪关	嘉峪关市“十四五”第一批光伏发电项目竞争性配置公告	20%	2
2022/3/29	安徽	《关于征求 2022 年第一批光伏风电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	5%	2
2022/3/29	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	试点项目 10%其他 15%	2-4
2022/3/22	内蒙古	《关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施》	光伏 15%	4
2022/1/28	广西梧州	《关于规范我市风电光伏新能源产业发展》	10%	
2022/1/13	宁夏	自治区发展改革委关于征求《2022 年光伏发电项目竞争性配餐方案》意见的函	10%	2
2022/1/11	上海	《上海市发展改革委关于公布金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案的通知》	20%	4
2022/1/5	海南	《海南省发展和改革委员会关于开展 2022 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	
2021/12/21	浙江杭州	《杭州临安“十四五”光伏发电规划（2021-2025 年）》	光伏及风电 10%-20%	
2021/11/11	山东	关于公布 2021 年市场化并网项目名单的通知	10%	2
2021/10/13	湖南	关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见	风电 15%光伏 5%	2
2021/8/26	山西	《关于做好 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	大同朔州阳泉 10%以上	

资料来源：各省市发改委、能源局等，华宝证券研究创新部

持续推进上网电价市场化改革，通过市场价格反映需求。一方面，中长期电力市场化交易从固定的标杆电价转向浮动的市场化电价，这有助于解决政府制定电价不能及时反应电力成本和市场供需的问题。市场化电力交易将有效发挥市场在资源配置中的作用，市场化价格将更加充分有效反映市场真实供需变化、电力企业成本变化，可以有效传导上游成本压力，让市场通过价格信号展示需求；另一方面，电力现货交易市场推动价格发现，峰谷价差打开灵活性资源盈利空间，电力现货交易更能实时反映市场供需情况，及时反映成本，优化资源合理配置，解决现阶段由于价格不合理出现的各种问题。电力现货交易可以引导用电侧据“风”据“光”生产，解决新能源发电和用电曲线不匹配问题。现货市场峰谷价差拉大，为储能的发展创造更大的受益空间，储能不仅可以通过调幅调频赚取辅助服务费用，还可以进入电力市场，在低电价的时间段购电进行储能，在高电价时间段放电以获得价差。

表 8：上网电价市场化改革历程

时间	单位	通知	内容
2018	国家发改委、国家能源局	《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》	要求提高市场化交易电量规模，推进各类发电企业进入市场，放开符合条件的用户进入市场，积极培育售电市场主体，完善市场主体注册、公示、承诺、备案制度，规范市场主体交易行为，完善市场化交易电量价格形成机制等。
2019	国家发改委	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》	将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。本指导意见自 2020 年 1 月 1 日起实施。
2020	国家发改委、国家能源局	《关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》	为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，制定《电力中长期交易基本规则》。
2021	国家发改委	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	"有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。
2021	国家发改委	《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	建立电网企业代理购电机制，保障机制平稳运行，是进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革提出的明确要求，对有序平稳实现工商业用户全部进入电力市场、促进电力市场加快建设发展具有重要意义。取消工商业目录销售电价后，10 千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的用户，可暂由电网企业代理购电。
2022	国家发改委、国家能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。 到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。
2022	国家能源局	《电力现货市场基本规则》	全国第一次出台关于电力现货交易规则的通识性文件，是前

则(征求意见稿)》和《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》

期省级试点实践经验的总结,为后续现货市场向全国推广作铺垫,后续各省有望在该文件基础上结合自身情况制定自己的实施细则。提出了电力现货市场近期建设的“八大主要任务”和中远期建设的“四大主要任务”,为市场的建设路径提出了指引。

明确提出推动储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与现货交易。在峰谷价差持续拉大、辅助服务收费和容量补偿机制持续推进丰富收益来源的背景下,更加成熟、规模化的现货市场有望显著提升储能、虚拟电厂相关主体的经济效益,行业发展的瓶颈和天花板有望进一步打开。

资料来源:政府官网,国家电网,华宝证券研究创新部

分时电价机制落地,峰谷价差拉大是必然趋势。分时电价机制通过完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制和进一步健全季节性电价机制,有益于引导电力用户削峰填谷、保障电力系统安全稳定经济运行。目前国内工商业储能收入主要来源两部分,一部分是峰谷价差套利,另一部分是利用剩余容量参与电力辅助服务市场竞标,提供需求侧响应服务,峰谷价差套利的收入是工商业储能收入的大头。峰谷价差拉大将显著提升用户侧削峰填谷的经济性,进而带来国内储能需求空间的扩容。

政策不断完善储能商业模式,边际改善新能源配储成本。当下来看,新能源 2021 年以来,针对储能行业商业模式的制度不断优化,改善新型储能发展的商业环境。包括通过鼓励建立共享储能商业模式、将容量电价并入储能收益范围等举措,将投资主体与受益主体进行统一;不断推进完善电力辅助服务市场机制,拓展储能受益途径。2022 年 11 月 25 日,国家能源局结合各省经验发布《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》,进一步明确了建设的目标和路径,有望推动电力现货市场加速发展,以市场化方式促进电力资源优化配置,为建设全国统一的电力现货市场奠定主要的基础。在这种情况下,储能的收益来源更加丰富,包括提供辅助服务收益+容量租赁+参与电力现货市场套利+容量补偿,经济性有望修复。

表 9: 顶层设计不断完善储能商业模式

时间	文件	内容
2021/7/24	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变,装机规模达 3000 万千瓦以上。到 2030 年,实现新型储能全面市场化发展。
2021/7/29	《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》	在国家层面明确配建储能的比例,由发电企业通过市场化方式配置调峰和储能资源。努力实现应对气候变化自主贡献目标,促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式,增加可再生能源发电装机并网规模。
2021/9/24	《新型储能项目管理规范(暂行)》、《电化学储能电站安全管理暂行办法(征求意见稿)》	规范了储能全流程管理要求,明确“无歧视”并网,对国家各相关管理部门的安全职责进行了梳理和划分,明确各环节消防安全的管理与责任
2021/12/21	《电力系统辅助服务管理办法》、《电力系统辅助服务管理办法(征求意见稿)》	正式将新型储能作为市场主体,纳入到国家并网运行管理及辅助服务管理中。新增转动惯量、爬坡、调相、稳控切机、快速切负荷等辅助服务品种,以进一步支撑新能源接入和消纳,提升电力系统可靠性和电能质量。同时推动建立用户参与的分担共享机制,疏导电力系统运行日益增加的辅助服务费用。
2022/2/21	《国家发展改革委办公	深化电力体制改革,加快建设全国统一电力市场体系,以市场化方

	厅国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	式促进电力资源优化配置，第一批试点地区 2022 年开展现货市场长周期连续试运行，第二批 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行，其他地区要在 2022 年一季度上报现货市场建设方案
2022/3/21	《“十四五”新型储能发展实施方案》	加快推动商业模式和体制机制创新，在重点地区先行先试。推动技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业市场化可持续发展。
2022/11/25	《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）》	明确电力现货市场近期建设的 8 点主要任务以及中远期建设的 4 点主要任务，后续现货市场建设有望加速推进。对于发电企业，需要通过提高机组性能水平、优化机组运行策略、提高电网负荷预测能力、新能源企业优化风光互补运行策略等方式，应对现货市场带来的挑战和机遇。

资料来源：国务院，国家发改委，能源局，华宝证券研究创新部

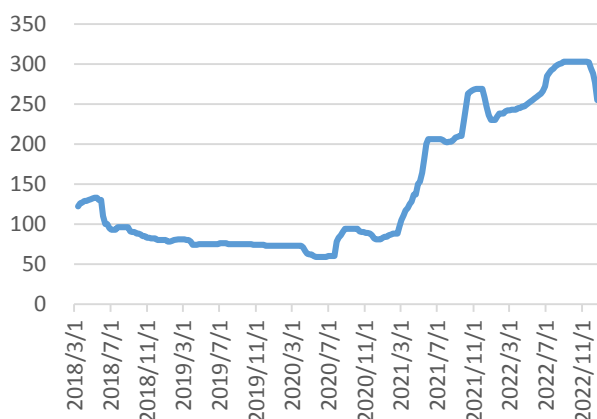
2.2. 基本面：原材料价格下跌，有望带动需求增长

硅料产能释放打开光伏装机弹性，2023 年风光装机有望维持高增长。2022 年上半年受疫情反复、上游原材料价格高企提升装机成本等影响，国内集中式光伏/风电仅分别实现装机量约 11.2GW/12.9GW。而四季度光伏硅料产能批量投放价格回落有望驱动终端装机；风电项目 2022 年招标量创新高，我们预计装机量也有望于 2023 年逐步兑现。

硅料产能释放价格回落，经济性驱动终端装机。2023 年将迎硅料产能释放大年，结合 Solarzoom 相关统计，全球硅料名义产能将从 2022 年底的 128 万吨增长至 23 年底的 240 万吨，预计 2023 年多晶硅全球供应量约为 147 万吨，可支撑超 400GW 的交流侧装机。自 2022 年四季度以来，随着上游产能的不断释放，新能源产业链价格开始逐渐步入下行通道，硅料自 30 万元/吨的高点回落，目前已降价至 18-20 万元/吨。2023 年起硅料新增产能开始批量释放，对应硅料价格开启下行通道，也为对组价价格敏感度较高的集中式电站项目的建设带来了弹性。

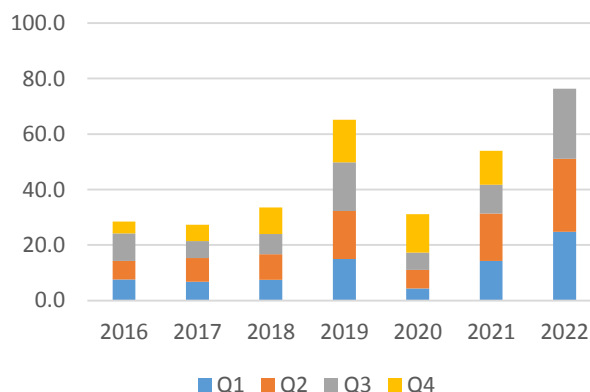
2022 年风电招标创历史新高，2023 年有望兑现较高装机规模。根据金风科技统计，截至 2022Q3 行业公开招标容量达到 76GW，已经超过 2019 年历史最高的招标量规模，根据中金风光公用环保组预期，2022 年全年行业招标量有望达到 90-100GW，其中海上项目招标在 15-20GW 之间，在行业饱满招标量支撑下，2023 年有望兑现更高装机规模，预计 2023 年行业装机量将达到 70-80GW（其中海风装机 12GW 以上），较 2022 年同比增长约 30%-40%。

图 7：多晶硅价格自 300 元/kg 高点回落（元/kg）



资料来源：PVInFoLink，华宝证券研究创新部

图 8：中国风电季度招标情况



资料来源：SMM，华宝证券研究创新部

制约光伏产业链的硅料瓶颈打开后，有望刺激光伏装机量恢复高增长。回顾 2022 年，硅料是制约光伏下游需求的关键因素，硅料价格的上涨导致集中式地面电站装机延迟，装机量阶段性压缩。但需求仍然确定性存在，国内未来几年装机量都有保障，第一批大基地 97.05GW 均需要在 2023 年前完成并网，其中 70%为光伏项目；能源局沙戈荒大基地量约 455GW 目标在十四五、十五五前三年完成，2023 年开始是安装主力，未来 6 年有望带来每年近 80GW（光伏近 50GW）的安装量。

表 10：第一批风光大基地规模及分布情况（单位：GW）

地区	规模（2022）	规模（2023）	地区	规模（2022）	规模（2023）
内蒙古	8.6	11.6	山东		2
青海	3	7.9	四川	0.8	0.6
甘肃	3.3	5.25	云南	1.48	1.22
陕西	8	4.5	贵州	1.6	1.4
宁夏	2	1	广西	3.98	2.02
新疆	2.4		安徽	0.4	0.8
辽宁	1.35	2.75	湖南	0.5	0.5
吉林	4	3.3	黑龙江	0	2.8
河北	1.3	1.7	新疆生产建设兵团	1.5	1.5
山西	1.5	0.5			
合计	47.71	51.34	97.05		

资料来源：国家能源局，华宝证券研究创新部

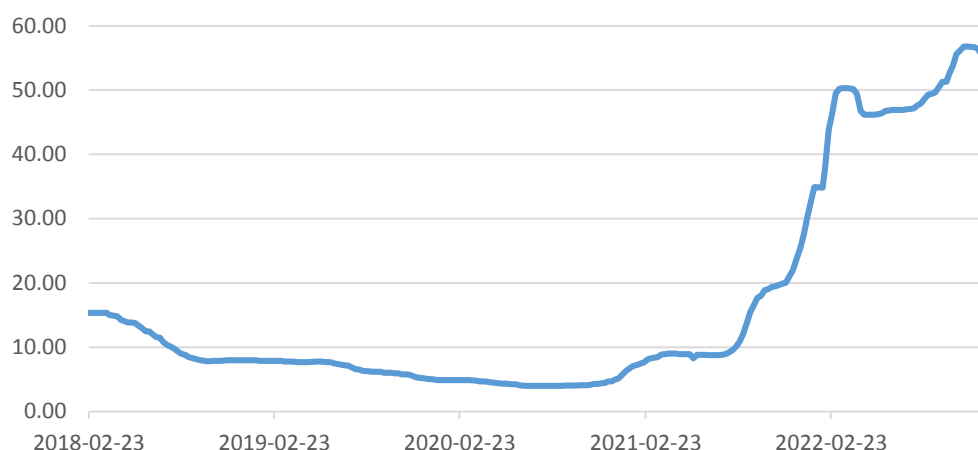
表 11：沙戈荒大基地规模及分布情况（单位：GW）

项目地区	十四五规划		十五五规划		合计
	外送	本地消纳	外送	本地消纳	
库布奇	24	15	12	30	81
腾格里	33	12	24	8	77
乌兰布和	10	11	39		60
巴丹吉林	11	12	15	28	66
采煤沉陷区	37				37
吉尔班通古特	10				10
海南州戈壁	16.5				16.5
天山北麓戈壁	8.4				8.4
库尔塔格沙漠			15	8	23
柴达木沙漠			60		60
合计	199.9		255		454.9

资料来源：国家能源局，华宝证券研究创新部

碳酸锂价格回落，电池成本有望下行。碳酸锂价格在 2022 年上半年大幅上涨至 50-60 万元/吨，目前价格涨势趋缓但依旧维持 50 万元以上高位，2023 年锂资源新增供给将逐步释放，根据天齐锂业 H 股招股说明书，2023 年精炼锂供给将超过需求，并且未来 5 年供给过剩情况将持续扩大，碳酸锂现货价格有望进入下行通道，预计 2023 年有望回落至 40 万元/吨左右。近年来锂电池价格整体呈下降态势，年降幅近 15%，2021 年储能电芯价格降至接近 0.7 元/wh，系统造价成本降至 1.5 元/wh，成本端的下降推升了更多投资方参与的热情。2022 年在上游原材料价格大幅上涨的背景下，电池价格跟随上涨；23 年随着主要原材料碳酸锂价格的下行，电池价格也将重回下降通道，将有力推动大储项目建设进程

图 9：碳酸锂价格有所回调（万元/吨）



资料来源：SMM，华宝证券研究创新部

2.3. 预计 2023 年国内大储有望迎来量利齐升

结合政策面和产业基本面，预计 2023 年国内大储有望迎来量利齐升。政策方面，我国出台了一系列切实的政策推动和支持储能的发展，从政策着眼点来看，包括从“量”上扩大储能需求、从“利”上提高经济性和从“技”上推动新型储能发展；产业基本面方面，硅料产能释放后，产业链价格回落有望打开光伏装机弹性，光伏和风电的高招标是储能景气确定性的来源，此外碳酸锂价格回落，电池成本有望下行；在这种背景下，加上国内独立/共享储能商业模式逐渐理顺，储能收益来源更加丰富，大储经济性有望得到修复。

预计 2023 年国内储能需求达到 15GW/31.9GWh，大储需求翻倍增长至 13.3GW/28.5GWh。预计 2023 年随着光伏上游硅料的降价，组件价格恢复正常水平，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发展的重要拉动力，叠加我国分布式光伏配储与风电配储的需求，预计 2023 年我国储能需求为 15GW/31.9GWh，同比增长 146.3%/166.6%，其中大储需求为 13.3GW/28.5GWh，同比增长 144.6%/165.7%。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市场都将提升，预计到 2025 年我国储能总需求将达到 44.7GW/105.7GWh，22-25 年 CAGR 为 64.6%/72.4%。

表 12：2019-2025 年国内储能需求测算

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
国内光伏新增装机容量 (GW)	30.1	48.2	54.9	80.0	120.0	156.0	195.0
yoy		60%	14%	46%	50%	30%	25%
分布式装机占比	41%	32%	53%	55%	50%	55%	58%
集中式光伏新增 (GW)	17.9	32.7	25.6	36.0	60.0	70.2	81.9
yoy		82.6%	-21.8%	40.7%	66.7%	17.0%	16.7%
新增集中式光伏储能配比	2.0%	3.6%	9.4%	10.0%	12.5%	15.0%	18.0%
新增集中式光伏配储需求 (GW)	0.4	1.2	2.4	3.6	7.5	10.5	14.7
集中式光伏累计 (GW)	123.8	141.7	174.4	200.0	236.0	296.0	366.2
存量集中式光伏储能配比				0.2%	0.8%	1.4%	2.0%
存量集中式光伏配储需求 (GW)				0.4	1.9	4.1	7.3
独立储能 (GW)				0.6	1.2	3.0	7.5
集中式光伏配储需求合计 (GW)	0.4	1.2	2.4	4.6	10.6	17.7	29.6

储能时长 (h)	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.5
集中式光伏配储需求合计 (GWh)	0.6	2.0	4.6	9.2	23.3	42.4	73.9
yoy		249.2%	128.3%	101.4%	153.2%	82.1%	74.3%
分布式光伏新增 (GW)	12.2	15.5	29.3	44.0	60.0	85.8	113.1
yoy		27.0%	89.0%	50.2%	36.4%	43.0%	31.8%
新增分布式光伏储能配比	0.6%	0.8%	0.8%	1.0%	1.5%	2.7%	3.5%
新增分布式光伏配储需求 (GW)	0.1	0.1	0.2	0.4	0.9	2.3	4.0
分布式光伏累计 (GW)	50.4	62.6	78.1	107.4	151.4	211.4	297.2
存量分布式光伏储能配比				0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
存量分布式光伏储能需求 (GW)				0.2	0.6	1.3	2.4
独立储能 (GW)					0.2	1.0	1.5
分布式光伏配储需求合计 (GW)	0.1	0.1	0.2	0.7	1.7	4.6	7.8
储能时长 (h)	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2
分布式光伏配储需求合计 (GWh)	0.1	0.2	0.4	1.2	3.4	9.6	17.2
yoy		80.0%	100.2%	194.9%	174.2%	182.3%	79.0%
风电新增 (GW)	25.7	71.7	47.6	51.0	65.2	80.0	95.0
yoy		178.5%	-33.6%	7.2%	27.8%	22.7%	18.8%
新增风电储能配比				1.0%	3.0%	5.0%	6.0%
新增风电配储需求 (GW)	0.0	0.0	0.0	0.5	2.0	4.0	5.7
风电累计 (GW)	183.2	208.9	280.6	328.2	379.2	444.4	524.4
存量风电储能配比				0.1%	0.2%	0.2%	0.3%
存量风电储能需求 (GW)				0.3	0.8	0.9	1.6
风电大储需求合计 (GW)	0.0	0.0	0.0	0.8	2.7	4.9	7.3
储能时长 (h)				1.8	1.9	2.0	2.0
风电大储需求合计 (GWh)	0.0	0.0	0.0	1.5	5.2	9.8	14.5
yoy					241.8%	89.6%	48.8%
国内大储需求合计 (GW)	0.4	1.2	2.4	5.4	13.3	22.6	36.8
yoy		228.6%	104.3%	126.2%	144.6%	69.6%	63.3%
国内大储需求合计 (GWh)	0.6	2.0	4.6	10.7	28.5	52.2	88.5
yoy		249.2%	128.3%	134.4%	165.7%	83.5%	69.5%
国内户储需求合计 (GW)	0.1	0.1	0.2	0.7	1.7	4.6	7.8
yoy		69.4%	89.0%	179.4%	160.5%	168.8%	70.9%
国内户储需求合计 (GWh)	0.1	0.2	0.4	1.2	3.4	9.6	17.2
yoy		80.0%	100.2%	194.9%	174.2%	182.3%	79.0%
需求合计 (GW)	0.4	1.3	2.6	6.1	15.0	27.1	44.7
yoy		201.6%	102.8%	130.9%	146.3%	80.9%	64.6%
需求合计 (GWh)	0.7	2.2	5.0	12.0	31.9	61.8	105.7
yoy		220.5%	125.6%	139.5%	166.6%	94.0%	71.0%

资料来源：CPIA，CWEA，华宝证券研究创新部

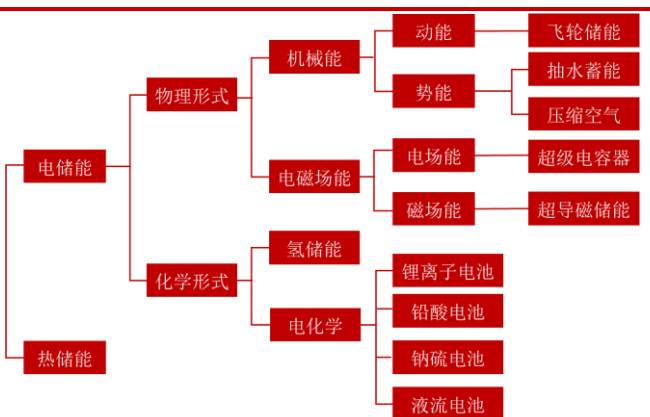
3. 各类储能技术加速发展，商业化进程持续推进

3.1. 储能技术形式多样，各具特点互为补充

提升储能的安全性和经济性，核心在于技术进步。储能技术主要分为电储能和热储能，电储能包括物理形式的抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超级电容器等，以及化学形式

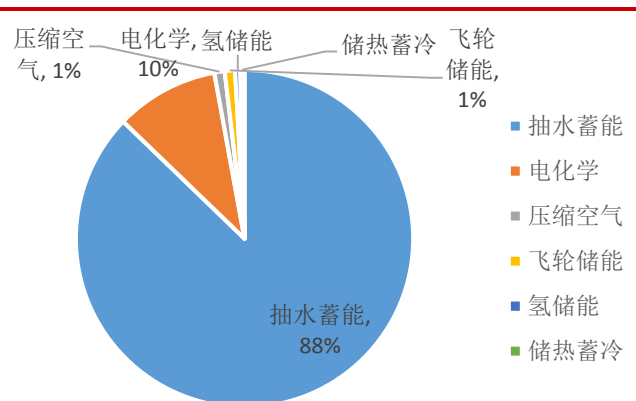
的氢储能、电化学形式的锂离子电池、铅酸电池、钠硫电池、液流电池等。2021 年全球储能市场装机功率为 205.3GW，其中以抽水蓄能占据主要地位，而后来获得快速发展的电化学储能占比约为 10.3%，装机规模约为 21.1GW。

图 10：储能技术分类



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（绿色和平、袁家海教授研究团队），华宝证券研究创新部

图 11：2021 年全球储能市场分布占比（%）



资料来源：中国化学与物流电源行业协会，华宝证券研究创新部

储能应用场景的多样性决定了储能技术的多元化发展，各种储能技术互为补充而非替代。不同应用场景对储能技术的性能要求有所不同，储能应用场景的多样性决定了储能技术的多元化发展。特别地，根据不同储能时长的需求，储能的应用场景可以分为容量型（≥4 小时）、能量型（约 1~2 小时）、功率型（≤30 分钟）和备用型（≥15 分钟）四类。根据储能时长要求的不同进行储能类型划分，有助于推进以市场应用为导向的技术开发思路，使不同储能技术在各自适用的场景中发挥独特的性能优势。

表 13：各类储能应用特点及发展阶段

类型	时长需求	应用场景	技术种类	发展阶段
容量型	>4 小时	削峰填谷、离网储能	容量型储能技术种类较多，包括抽水蓄能、液流电池、钠离子电池、压缩空气、储热蓄冷、氢储能等	储热蓄冷等已进入商业推广阶段；液流电池、钠离子电池等已经进入示范应用阶段
能量型	约 1~2 小时	独立储能电站、电网侧储能	磷酸铁锂电池为主	商业应用阶段
功率型	≤30 分钟	辅助 AGC 调频、平滑间歇性电源功率波动	超导储能、飞轮储能、超级电容器和各类功率型电池	超导储能、飞轮储能、超级电容器处于初级研发阶段
备用型	≥15 分钟	数据中心和通讯基站等备用电源场景	铅蓄电池、梯级利用电池	铅蓄电池进入商业应用、梯次利用处于示范应用阶段

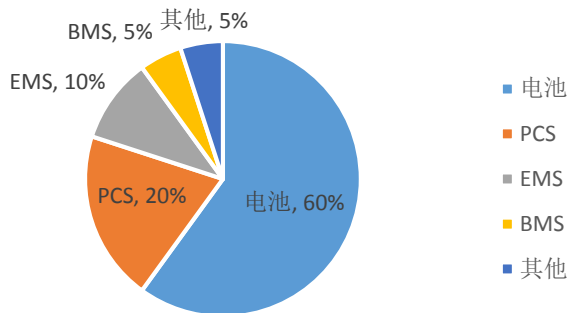
资料来源：陈永坤《“十四五”新型储能技术创新发展趋势》，华宝证券研究创新部

3.2. 锂离子电池：当前电化学储能主流技术路线

电化学储能相比传统发电机组，具有建设灵活、降本空间大、调节性能优等特点。电化学储能具有调节性能优的特点，响应时间可达到毫秒级，调节范围广；相比于传统机组的集中大规模布局，电化学储能可以实现灵活的容量配置，容量配置区间大，建设周期短，对地理资源的需求较低，对自然资源的依赖性较低，项目的占地面积较小，具有较大的发展前景。完整的电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能

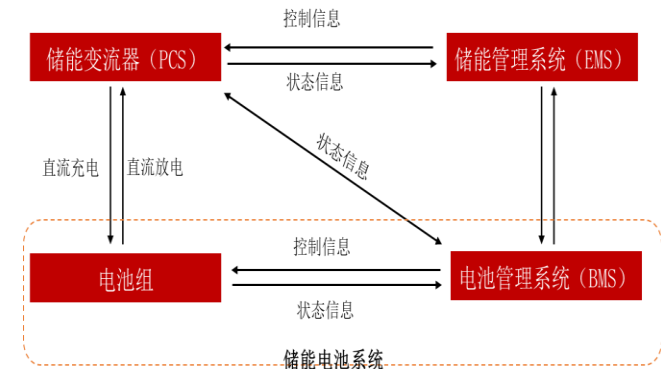
变流器（PCS）以及其他电气设备构成。从成本来看，电池是电化学储能系统中最重要的一部分，占储能系统成本的 60%，PCS 占 20%，EMS 占 10%，BMS 占 5%，其他配件占 5%。

图 12：锂电池储能系统成本构成（%）



资料来源：前瞻产业研究院，华宝证券研究创新部

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，华宝证券研究创新部

锂离子电池技术和产业链均相对成熟，具有高性价比在储能领域加速渗透。锂离子电池的充放电过程主要依靠锂离子的迁移，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。锂离子电池已经建立了较为完整的产业链。上游主要为矿产及加工品，包括锂、镍、钴等；中游主要为锂电池制造、电池系统集成组装等；下游主要应用领域为储能电池、动力电池、消费电池等。锂离子电池具有污染小、储能密度高、充放电效率高、响应速度快、产业链完整等优点，是最近几年发展最快的电化学储能技术。随着其成本的逐步下降，锂离子电池的经济性开始凸显，新增电池储能越来越多采用锂离子电池，并逐步替代存量铅蓄电池，在储能市场的运用更加广泛。

图 14：锂离子电池上下游产业链



资料来源：PowerLab，华宝证券研究创新部

3.3. 钠离子电池：产业化元年在即，乘储能东风而起

钠电池技术基于锂电池，综合性能优异。钠电池是一种新型二次电池，其组成结构、工作原理以及生产工艺均与锂电池类似，相较于锂电池，钠电池具备较高的安全性、优异的低

温性能以及显著的成本优势。在安全性方面，钠电池在过充、过放、短路、针刺、挤压等测试中均不会发生起火与爆炸。在低温性能方面，钠电池在-20℃下容量保持率大于 88%。在成本方面，钠电池单位能量原料成本为 0.29 元/Wh，其材料成本相较于锂电池下降了 30%-40%。

表 14：钠离子电池在低温、安全、快充等性能指标上具有优势

项目	锂离子电池	钠离子电池	铅酸电池
质量能量密度 (Wh/kg)	120-260	100-200	30-50
体积能量密度 (Wh/L)	200-300	180-280	60-100
循环寿命(次)	4000-10000	>2000	500-800
容量保持率 (-20℃)	<70%	>88%	<60%
过放电耐受性	较差	好	较差
安全性	中	高	高
成本	高	中	低

充电速度快，高低温性能
相对优势 能量密度高，循环寿命好 和过放电耐受性好，成本 生产工艺成熟、成本低
相对锂离子电池有优势

资料来源：电子发烧友，华宝证券研究创新部

国内企业积极入局钠电池领域，推动其产业化进程提速。目前国内初创钠电企业及锂电企业均积极布局钠电池产业链，包括正极材料、负极材料、电解液、钠电池等，推动钠电池产业化提速。以钠电池布局企业为例，目前国内已具备 GWh 钠电池量产能力的企业包括中科海纳、华阳股份和多氟多，其中中科海纳 1GWh 钠电池生产线于 2022 年 7 月在安徽投产；华阳股份 1GWh 钠离子电芯生产线于同年 9 月投产，目前正积极推进 1GWh 钠离子电池 PACK 生产线项目，预计于 2022 年内投产；多氟多控股子公司焦作新能源已具备 1GWh 钠电池产能。目前拥有在建钠电池生产线的企业包括宁德时代和传艺科技，其中宁德时代已启动钠离子电池产业化布局，预计于 2023 年将形成基本产业链；传艺科技年产 4.5GWh 钠电池各生产设备及装置安装调试进展顺利，中试生产即将投产运行。

表 15：钠离子电池企业布局情况

公司名称	布局
宁德时代	规划在 2023 年实现产业化，不仅包括电池的量产，还包括上游产业链的建成；既有利于电动汽车的钠离子动力电池，也有用于储能电站的钠离子储能电池。
中科海纳	计划将钠离子电池的能量密度进一步提升至 180-200Wh/kg，同时将循环寿命提高到 8000-10000 次，在未来实现量产的情况下，钠离子电池的材料成本预计为 0.26 元/Wh。2022 年 7 月，在安徽阜阳 1GWh 钠离子电池规模化量产线已落成。
华阳股份	2022 年 9 月全资孙公司山西华纳芯能 1GWh 产线投运；与中科海纳分别成立钠电池正负极子公司。
鹏辉能源	钠离子电池研发中，目前有三个团队在做钠离子电池研发，包括层状氧化物、聚阴离子体系等正极路线，希望明年上游材料和钠电池能实现大批量生产，投资程度佰思格（负极）。
传艺科技	规划 2023 年上半年 2GWh 电芯产能投产，2024 年规划 8GWh 电芯产能；孙公司拟规划建设一期 5 万吨/年、二期 10 万吨钠离子电池电解液项目。
湖南株洲立方	2022 年 4 月研制的第一代钠离子电池实现量产，规划将在 2023 年开始大批量生产，第二代钠离子电池产品也已在开发中，目标软包单体电芯重量能量密度可到 140Wh/Kg。
维科技术	公司规划在江西维科产业园建设钠电产业化基地，项目初期拟建 2GWh 钠电池生产线，主要面向低速车和储能市场。2022 年投产 1GWh 电芯产能并开工建设 2GWh 钠电池生产线，2023 年 6 月全面量产。

资料来源：各公司公告，华宝证券研究创新部

新型储能赛道迎来发展机遇，钠电池未来市场空间广阔。钠电池主要应用于储能、电动两轮车和低速电动车领域。”十四五”时期，新能源发电并网带动新型储能行业快速发展，2021 年我国新型储能累计装机规模为 5.7GW，同比增长 74.5%。此外，《关于加快推动新型储能发展的指导意见》指出到 2025 年我国新型储能的装机规模达 30GW 以上。钠电池作为一种新型储能技术，未来有望受益于新型储能行业发展。根据鑫椤资讯数据，2021 年储能电池需求为 37GWh，预计到 2025 年达到 240GWh，对应 CAGR 约为 60%。

3.4. 全钒液流电池：兼具全周期成本与安全，有望在储能领域快速增长

全钒液流电池具备安全性高、扩容性强、循环寿命长、全生命周期成本低的特点，在长时储能领域大有可为。目前液流电池路线主要包括全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池、锌铁液流电池等 20 多种技术路线，目前前三种技术路线讨论较多。钒电池是目前商业化较为成熟的液流电池路线，具备示范项目运行多年、产业链逐步成型、全生命周期成本低等优势，预计在长时储能系统的应用空间广泛。

表 16：液流电池路线的特点对比

	全钒液流电池	铁铬液流电池	锌溴液流电池
充放电效率	75-80%	70-75%	88%
能量密度 (Wh/kg)	12-40	10-20	75-85
功率密度 (Wh/kg)	50-100	-	-
日历寿命	10-20 年	20 年	20 年左右
循环寿命	>10000 次	10000 次	2000-5000 次
单位投资成本 (元/KWh)	2500-3900	1200-2500	1500
优点	安全性高、循环寿命长，环保可回收，国内钒资源丰富，全生命周期成本低	安全性高、循环寿命长、环保、原材料价格低	功率高、原材料成本低
缺点	能量密度低、初装成本高	能量密度低、正负极电解液交叉污染	自放电现象严重，有一定腐蚀性，维护成本高

资料来源：CNESA《中国低碳技术创新需求评估——以储能行业为例》，华宝证券研究创新部

表 17：全钒液流储能的优势

应用场景	详细
多个示范项目安全运营	全钒液流电池在全球已经具有多个多年的示范项目在运行，产业化效果和可靠性验证明显高于铁铬液流电池、锌溴液流电池。据大连化物所公众号，2022 年 2 月，全球最大的 100MW 级全钒液流电池储能调峰电站已经在大连进入了单体模块调试阶段
全产业链逐步成型	全钒液流电池的电解液、隔膜、膜电极等原材料供应链已经初步成型，国产化进程不断加快，已经可以支撑起开展百兆瓦级的项目设计与开发，其产业链配套更加成熟
全生命周期成本优势	钒电池全生命周期成本已经低于锂电池，具备大规模商业化应用的条件。铁铬液流等路线虽然具备更大的降本空间，但从技术瓶颈突破、产业链培育和产能建设的进度来看，未来五年其他液流电池路线的成熟度和成本水平仍难与全钒液流电池相媲美。

资料来源：华宝证券研究创新部

政策支持和技术进步推动全钒液流电池储能发展。现有的全钒液流电池项目多数是地方政府推动的示范项目，虽然其全生命周期成本已经低于锂电池，但初始建设成本过高，导致企业的投资动力不强，后续或仍需要政府层面进行推动，制定可有效执行的价格补偿机制和长时储能产业政策。后续技术进步和国产材料替代有望推动成本的下降，目前钒电池仍处于商业化初期，技术进步带来的降本空间较大，如大连物化所通过减少膜材料使用面积而降低电池成本，参考锂电池的降本途径，可预见钒电池在大规模量产后成本仍有较大的下行空间；此外国内诸多厂商都在自主创新开发更低成本的膜，随着国产离子交换膜的逐步推广，膜等产品仍有较大成本下降空间，预计后续在其他电堆材料（双极板、碳毡等）也有成本优化空间。

4. 投资建议：寻找长期发展格局具有确定性的环节及业绩具有确定性的公司

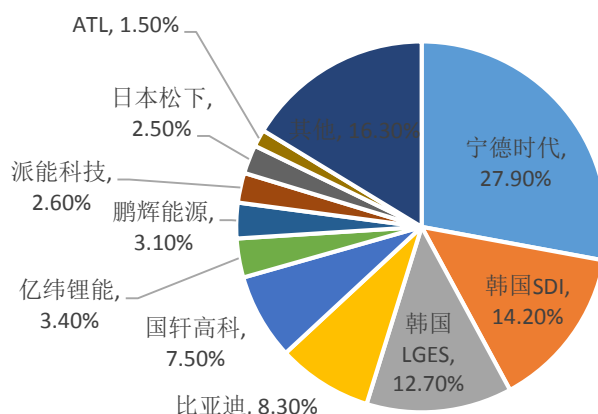
4.1. 寻找长期发展格局具有确定性的环节，看好储能产业链的集成商及电池环节

大储具有电气设备属性，行业存在先发优势。储能上游为电池产业和电气设备产业，下游主要为电力系统参与企业。大储具有电气设备属性，区别于户储直接面向消费者，大储下游是运营商或发电企业或是电网公司，企业更加注重收益、成本、安全性等问题。大储建设一般以招标形式进行，投标企业需要满足招标的性能、资质等要求。因此，从大储的商业模式、下游客户来看，与电力设备企业相似，具有电力设备企业的资质壁垒、技术壁垒、资金壁垒和市场壁垒，大储具有电力设备属性，行业存在先发优势。

储能电池环节龙头优势明显，二线厂商有望享市场红利出货增厚弹性。2021 年全球产能电池出货量 59.9GWh，其中宁德时代作为最大电芯供应商占据榜首，出货量 16.7GWh，占比达 27.9%；派能科技作为户储龙头，出货 1.5GWh，占比 2.6%。而国内二梯队的比亚迪、国轩高科、亿纬锂能、鹏辉能源则位列 LGES 之后分列 3-6 名，随着产能释放以及国内储能市场景气度的提升，预计 2023 年二线厂商的电池出货增速将进一步提升，看好龙头的稳固市场份额以及二线厂商的弹性提升。

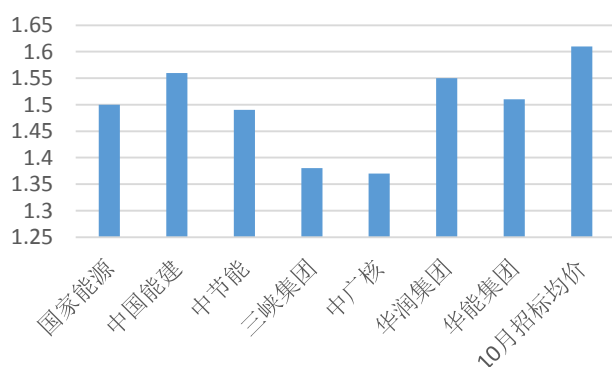
招标价格上行叠加成本下降趋势显现，看好储能电池盈利能力触底提升。随着锂电产业链完成本轮的产能扩张周期后，产业链主要环节供需格局均得到极大缓解，主要电池材料价格开始进入下行通道，对于电池厂商来说成本压力得到极大缓解。此外进入到 2022H2 后，随着成本的顺利传导，储能系统的招标价格出现上涨，根据北极星储能网不完全统计，10 月独立储能 PC/EPC 平均中标单价为 2.45 元/Wh，对平均价造成较大影响去除该项目后独立储能平均中标单价为 2.06 元/Wh；新能源配储项目中设备系统采购项目平均中标单价为 1.61 元/Wh，PC/EPC 项目平均中标单价为 1.70 元/Wh，相比较 2022 年 1-9 月的央企整体平均价格出现明显上涨。我们认为随着储能招标均价回归到合理水平，叠加锂电成本的下降趋势，储能电池厂商的盈利能力将得到触底提升。

图 15: 2021 年全球储能电池分布 (%)



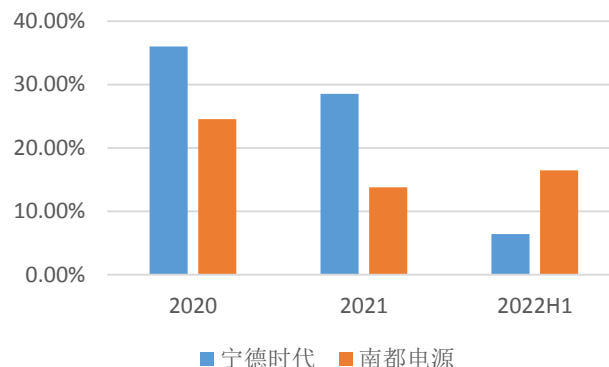
资料来源: SNE, 华宝证券研究创新部

图 16: 10 月储能招标均价逐步抬升 (元/Wh)



资料来源: 北极星储能网, 华宝证券研究创新部

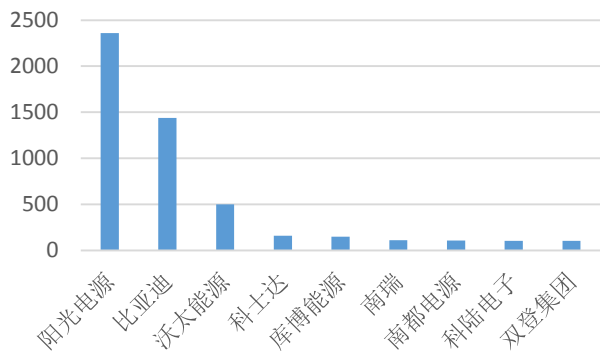
图 17: 主流储能电池系统厂商的毛利率 (%)



资料来源: Wind, 华宝证券研究创新部

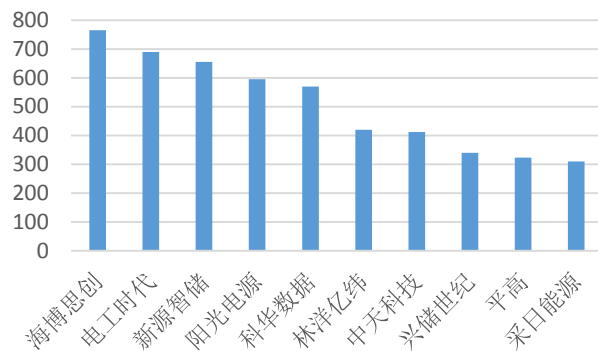
集成商环节具有产业链整合趋势，电力设备企业具有较大竞争力。我国企业的海外市场出货来看，阳光电源行业领先，海外出货约 2.4GWh，比亚迪出货约 1.5GWh，沃太能源出货约 0.5GWh。国内市场出货来看，海博思创出货最高为 0.74GWh 左右，阳光电源出货 0.6GWh 左右。从集成商的参与企业可以看到，PCS、电池环节的企业逐步参与到集成环节中来，其中 PCS 企业参与集成商较多：比如阳光电源、科士达、科陆电子、科华数据。由于大储作为电力系统的新增环节，需要有电力相关技术的积淀，而电力设备企业具有电力相关“基因”，因此转型较为顺畅，未来有望快速切入，并且具有较大竞争力。

图 18: 2021 年全球储能集成商国内出货量 (MWh)



资料来源: CNESA《2021 年储能产业研究白皮书》, 华宝证券研究创新部

图 19: 2021 年中国储能集成商国内出货量 (MWh)



资料来源: CNESA《2021 年储能产业研究白皮书》, 华宝证券研究创新部

大储系统集成技术路线逐渐被拓扑方案替代, 关注技术相关公司。按照电气结构划分, 大储可以划分为集中式、分布式、智能组串式、高压级联和集散式, 安全、成本和效率是储能技术迭代升级需要重点解决的关键问题。随着集中式风光电站和储能向更大容量发展, 直流高压成为降本增效的主要技术方案, 直流侧电压提升到 1500V 的储能系统逐渐成为趋势; 分布式方案相比集中式技术方案, 具有更高的控制效率, 更为成熟, 有利于提升运营安全, 预计未来的市场份额会逐渐增加; 华为提出的智能组串式方案, 致力于解决集中式方案存在的容量衰减、电池一致性偏差和容量失配的问题; 高压级联方案作为一种新的技术路线, 更具安全性能、高效率性能、电池一致性保障, 但仍有待验证; 集散式方案又称作直流侧多分支并联, 提高了系统安全性和效率。随着国内储能行业装机量快速提升, 变流器作为关键设备需求量有望高速增长。建议关注主流集中式系统集成厂商仍具备核心优势, 看好高压级联方案作为新技术有望在大储领域的快速渗透。

表 18: 低压并联和高压级联储能系统性能对比

	低压并联储能系统	高压级联储能系统
拓扑结构	简单	较复杂
PCS 出口电压	低压 (0.4kv)	高压 (6/10kv)
系统损耗	大 (有升压变压器损耗)	小 (无升压变压器损耗)
占地面积	大	小
单位建设面积储能能量密度	低	高 (约为低压方案 130%)
电池一致性	差	较好
电池寿命	短	长
指令响应时间	长	短
系统稳定性	低	高

资料来源: 《高压级联式储能系统在火储联合调频中的应用及实践》(储能科学与技术, 黄思林等), 华宝证券研究创新部

高压级联有望 2023 年在新能源配储和电网侧渗透率持续提升, 看好先发优势厂商有望享受高增长红利。高压级联储能系统方案凭借其低成本 (虽然 PCS 和绝缘成本更高但是少变压器和部分二次设备, 此外由于电池一致性和 SOC 衰减高压级联相比较集中式可以少配 1MW 的电池, 减少 6-7%成本)、高转换效率 (省变压器, 比低压方案高 5%转换效率)、占地面积省 30%等优势, 有望在火储调频, 新能源配储、电网侧等领域的渗透率快速提升。目前高压级联方案的客户以两大电网和主流电力央企为主, 2022 年随着国能聊城光伏储能项目、中广核海南光伏储能项目、粤电力用户侧储能项目的招标成功, 高压级联的性能优势和安全

性得到验证。进入到 2023 年，随着独立储能端的渗透率空间进一步打开，市场规模有望继续保持 100%以上的订单增速。由于高压级联方案中 PCS 和电池深度集成，只能以整体系统集成形式出售，因此对系统集成厂商来说算法、绝缘技术和项目运维经验等方面具备一定的壁垒。目前市场上的主流厂商有金盘科技（和交大团队合作，2022 年 7 月发布了全球首例中高压直挂全液冷热管理技术的储能系统，目前涵盖高压中压低压全系列储能产品）、智光电气（2018 年 11 月首台商业级级联型高压储能系统在智光云埔基地正式投入运营，2022 年中标达到 1GW，具备技术和时间周期优势）、新风光（2022 年储能大会上新推出 6-35kV 高压直挂级联式储能系统技术）、南瑞继保（背靠电网、其研制的 35kV 高压直挂储能系统在绍兴市上虞区 35kV 红墟储能电站顺利正式并网运行），我们认为 2023 年高压级联系统渗透率进一步快速提升下，具备技术、订单和运维经验的企业将享有先发优势。

关注储能热管理企业和消防企业。储能热管理技术可有效防止热失控事故，对储能项目的安全运行至关重要，同时可提升电池循环寿命，提升储能项目经济性。另一方面，当储能项目发生安全事故，需及时消防以尽可能减小损失。通过储能系统热管理及电站消防等措施落实“预防为主、防消结合”，为储能市场健康发展奠定基础，建议关注储能热管理和消防相应企业有望在大储高景气下的订单持续增长。

4.2. 寻找大储业务占比含量高的标的，看好业绩订单具有确定性的公司

寻找含大储量大且业绩订单具有确定性的标的。当下能源转型进入关键节点，新型储能可以有效接近新能源发电带来的电力系统问题，具有刚性需求。随着明年原材料成本压力降低带动地面电站需求提升，已启动项目或备案项目大幅增长，具有实际利益推动作用的储能政策频频出台等多方面因素共振，明年或成为大储高增的关键节点，因此关注业务中大储业务占比高的公司，且业绩订单具有确定性，明年有望迎来量利齐升。

4.3. 看好钠电池在储能领域的 0 到 1 渗透

锂离子电池和钠离子电池在储能应用的渗透潜力十足。储能的首要目标是经济性，其对能量密度的要求相对较低，锂电池相比三元电池具有更高的循环次数、更低的购置成本、更高的安全性，更具有经济性的锂电池在储能领域有望加速替代三元电池。此外碳酸锂持续高位，钠离子电池加速产业化，优异的电化学性能和安全性能使钠离子电池在储能领域具有较好的发展前景，但对电池成本和寿命的要求是其规模化应用的主要挑战，后续持续关注钠离子电池的产业化进程。

5. 风险提示

下游需求景气度不及预期，原材料价格持续上行带来成本上升，政策落地不及预期，行业竞争加剧等。

风险提示及免责声明

- ★ 华宝证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格。
- ★ 市场有风险，投资须谨慎。
- ★ 本报告所载的信息均来源于已公开信息，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。
- ★ 本报告所载的任何建议、意见及推测仅反映本公司于本报告发布当日的独立判断。本公司不保证本报告所载的信息于本报告发布后不会发生任何更新，也不保证本公司做出的任何建议、意见及推测不会发生变化。
- ★ 在任何情况下，本报告所载的信息或所做出的任何建议、意见及推测并不构成所述证券买卖的出价或询价，也不构成对所述金融产品、产品发行或管理人作出任何形式的保证。在任何情况下，本公司不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的承诺或担保。投资者应自行决策，自担投资风险。
- ★ 本公司秉承公平原则对待投资者，但不排除本报告被他人非法转载、不当宣传、片面解读的可能，请投资者审慎识别、谨防上当受骗。
- ★ 本报告版权归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何组织或个人不得对本报告进行任何形式的发布、转载、复制。如合法引用、刊发，须注明本公司出处，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。
- ★ 本报告对基金产品的研究分析不应被视为对所述基金产品的评价结果，本报告对所述基金产品的客观数据展示不应被视为对其排名打分的依据。任何个人或机构不得将我方基金产品研究成果作为基金产品评价结果予以公开宣传或不当引用。

适当性申明

- ★ 根据证券投资者适当性管理有关法规，该研究报告仅适合专业机构投资者及与我司签订咨询服务协议的普通投资者，若您为非专业投资者及未与我司签订咨询服务协议的投资者，请勿阅读、转载本报告。