

环保与公用事业 2022 年中期投资策略

超配

电力现货市场推动价格发现，抽水蓄能和独立储能迎发展良机

核心观点

电力现货交易具有价格发现功能，更能实时反映市场供需和成本，同时促进新能源消纳。2021 年下半年以来，煤价暴涨，但是中长期交易电价反应严重滞后，造成了火电大面积亏损，再次陷入“越发电越亏”的困境。电力现货交易更能实时反映市场供需和成本，优化资源合理调配，解决现阶段由于价格不合理出现的各种问题。随着新能源的快速发展，单靠“优先消纳”很难解决新能源弃风弃光问题。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；可以引导辅助服务价值发现，促进辅助服务发展，解决新能源发电间歇性和电网调度不匹配的问题。

电力现货交易市场峰谷价差打开了储能盈利空间。以山东现货市场的数据为例，山东实时现货市场 4 月平均价差为 932.15 元每兆瓦时。高价差的现象为储能创造了更大收益空间，储能不仅可以调峰调频赚取辅助服务费用，还可以进入电量市场，在负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。

抽水蓄能、电化学储能等储能技术高速发展，另有多项储能路线正处于产业示范阶段。随着储能盈利环境的不断改善，储能项目进入高速发展阶段。目前主流的储能技术主要有抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能，此外新出现的飞轮储能、重力储能方式也正处于商业化探索过程中。重点关注各类新型储能项目的商业化效果。在辅助火电机组调峰场景下抽水蓄能电站的总体经济效益仍然处于领先地位。

风险提示：行业政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调。

投资建议：公用事业：1、新型电力系统中，必将大力推进电力现货市场交易，促进辅助服务发展，“新能源+辅助服务”将成为其中重要交易模式，推动储能，特别是抽水蓄能发展；2、政策推动煤炭和新能源优化组合，煤价限制政策有望落地，火电盈利拐点出现。3、今年来水偏丰，把握水电机会。推荐有较大抽水蓄能和新能源规划，估值处于底部的**湖北能源**；有抽水蓄能、化学储能资产注入预期，未来辅助服务龙头**文山电力**；推荐现金流良好，“核电与新能源”双轮驱动**中国核电**；推荐积极转型新能源，现金流充沛火电龙头**华能国际**、**中国电力**等；有资金成本、资源优势的新能源运营龙头**三峡能源**；电能综合服务**苏文电能**。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价(元)	总市值(亿元)	EPS		PE	
					2021A	2022E	2021A	2022E
000883.SZ	湖北能源	买入	5.19	340.97	0.36	0.44	14.4	11.8
600995.SH	文山电力	买入	15.65	74.89	0.26	0.34	60.2	46.0
601985.SH	中国核电	买入	6.97	1,313.87	0.46	0.63	15.2	11.1
600905.SH	三峡能源	买入	6.33	1,811.68	0.20	0.31	32.1	20.4
600011.SH	华能国际	买入	7.15	943.51	-0.65	0.55	-10.9	13.0
2380.HK	中国电力	买入	4.98	539.50	-0.09	0.28	-58.2	17.8
000875.SZ	吉电股份	买入	7.24	202.01	0.16	0.21	44.9	34.5
300982.SZ	苏文电能	买入	44.70	62.72	2.15	2.32	20.8	19.2

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究 · 行业专题

公用事业

超配 · 维持评级

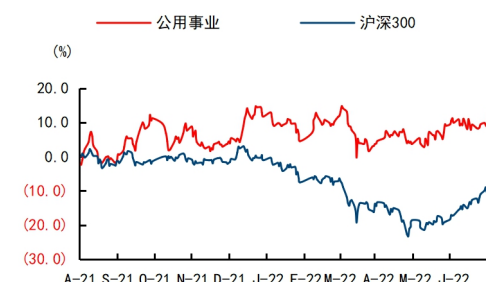
证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《环保公用 2022 年 6 月第 4 期-《抽水蓄能产业发展报告 2021》发布，资源规模达 16 亿千瓦，已纳入规划 8 亿千瓦》——2022-06-27

《环保公用 2022 年 6 月第 3 期-5 月份水电高增，风光利用小时下降；水处理剂商布局锂电上游》——2022-06-20

《环保公用 2022 年 6 月第 2 期-丰水期关注水电板块，国家能源局推进抽水蓄能开发建设》——2022-06-13

《环保公用 2022 年 6 月投资策略-高质量发展可再生能源，公平竞争促储能迎良机》——2022-06-10

《《“十四五”可再生能源发展规划》政策点评-高质量发展可再生能源，公平竞争促储能迎良机》——2022-06-02

内容目录

电力现货市场价值逐步凸显.....	5
现货市场具有价格发现功能，能够及时体现供需和成本.....	6
现货市场有助于新能源消纳，弥补新能源劣势.....	7
电力现货市场运行结果分析——山东数据.....	11
现货市场价差大，为储能发展创造有利条件.....	12
山东独立储能率先进入电力现货交易.....	13
电力现货交易推动储能迎来高速发展机遇.....	13
主要储能技术路线及重点关注公司.....	15
抽水蓄能是目前应用最广泛的调峰电源.....	15
电化学储能是当前最主流的新型储能方式.....	17
压缩空气储能处于产业化应用前期阶段.....	19
飞轮储能正在开展规模化应用示范.....	20
重力储能正处于探索验证阶段.....	21
不同储能类型盈利性对比.....	22
免责声明.....	25

图表目录

图 1: 我国市场化交易电量逐年上升.....	6
图 2: 云南省市场化交易电价.....	6
图 3: 全国弃风率逐月变化情况.....	8
图 4: 全国弃光率逐月变化情况.....	8
图 5: 各地区 2021 年累计弃风电量（亿千瓦时）及弃风率.....	8
图 6: 各地区 2021 年累计弃光电量（亿千瓦时）及弃光率.....	8
图 7: 湖北省工作日典型负荷曲线.....	9
图 8: 湖北省节假日典型负荷曲线.....	9
图 9: 湖北主要风电典型出力曲线.....	9
图 10: 湖北主要光伏典型出力曲线.....	9
图 11: 2018 年各区域电力辅助服务补偿费用情况.....	10
图 12: 2018 年各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用（亿元）.....	10
图 13: 山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价（元/MWh）.....	10
图 14: 山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格.....	10
图 15: 某风电站典型日负荷曲线的预测值和实际值.....	11
图 16: 山东现货交易市场最高用电负荷出力情况（万千瓦）.....	11
图 17: 山东电力现货市场 4 月份运行情况、负电价时间段以及每日最高电价时点.....	12
图 18: 山东电力现货市场 4 月份每日最高价、最低价和价差（元每兆瓦时）.....	12
图 19: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 19 日价格.....	13
图 20: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 4 日价格.....	13
图 21: 各省份新能源装机容量占比和发电量占比.....	14
图 22: 抽水蓄能电站技术原理.....	16
图 23: 抽水蓄能占据我国储能主要部分.....	16
图 24: 抽水蓄能电站全生命周期成本结构.....	16
图 25: 我国抽水蓄能电站发展情况（万千瓦）.....	16
图 26: 我国电化学储能装机发展情况（万千瓦）.....	17
图 27: 锂离子电池技术原理.....	18
图 28: 锂离子电池是电化学储能的主要技术形态.....	18
图 29: 压缩空气储能原理图.....	19
图 30: 压缩空气储能原理图压缩空气储能电站示意图.....	19
图 31: 飞轮储能示意图.....	21
图 32: Energy Vault 重力储能概念图.....	21
图 33: 中国电力储能市场累计装机规模（2000-2021）.....	22
图 34: 中国新型储能累计装机规模（2000-2021）.....	22
图 35: 2021 年中国新增新型储能项目接入位置&应用场景分布（MW%）.....	22
图 36: 中国新型储能项目主要服务类型分布.....	22
图 37: 抽水蓄能系统全生命周期度电成本（元/kW·h）.....	23

图 38: 磷酸铁锂电池储能系统全生命周期度电成本 (元/kW·h)	23
图 39: 各类型储能电站运行效益随装机容量变化趋势	24
表 1: 大型发电集团煤电参与市场情况	6
表 2: 近期部分市场化交易结果	7
表 3: 首批参与电力现货市场的独立储能电站	13
表 4: 发展储能政策文件及发展目标	14
表 5: 部分公司抽水蓄能装机情况 (单位: 万千瓦)	17
表 6: 电化学储能技术路线对比	18
表 7: 2022 年部分电化学储能项目规划	19
表 8: 2022 年部分大型压缩空气储能项目规划	20
表 9: 2022 年部分飞轮储能项目信息	20
表 10: 当前主流储能技术比较	23
表 11: 抽蓄电站工程造价各部分投资占比	23
表 12: 不同装机容量下各类型储能电站运行效益	24

电力现货市场价值逐步凸显

2015 年起我国开始新一轮电力体制改革，国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）及相关配套文件，逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场，在全国范围内逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。近年，电力市场化快速推进，但仍然以中长期交易为主。

2017 年，国家发改委、能源局联合下发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃 8 个试点地区积极推进现货交易。2021 年 5 月，两部委选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北等 6 省市为第二批电力现货试点。

2018 年，《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》放开四大高能耗，完善市场交易定价机制；《关于征求南方（以广东起步）电力现货市场系列规则意见的通知》标志着我国首个现货交易规则面世，广东开启现货试点。

随着，电力交易市场的不断推进，我们亟需剖析现货市场能带来哪些变革：对电力的价值发现、新能源的消纳、辅助市场的建立等有哪些促进作用。我们写这篇报告的初衷是想通过分析山西、山东等电力现货市场，拨云见日，弄清若干问题。

我国从 2004 年起实施煤电标杆上网电价机制，标杆电价由各省份发电的平均社会成本和合理的收益率确定，发改委可以根据发电企业燃煤成本的变化，对标杆电价进行一年一度的调整，由此形成“煤电价格联动”。全国性的煤电标杆上网电价调整共有 12 次，其中 7 次上调、4 次下调，1 次调整全国不统一。

2016 年 12 月 29 日，国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》通知，计划即日起在全国范围内开展电力中长期市场交易，发电企业可以通过市场竞价形成上网电价、创造售电收入。

为了进一步建立市场化电价形成机制，2019 年国务院《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》决定，从 2020 年 1 月 1 日起，对尚未实现市场化交易的电量将取消煤电价格联动机制，并将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。基准价按各地标杆上网电价确定，浮动范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，具体电价由供需双方协商或竞价确定。

2021 年 10 月 11 日，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

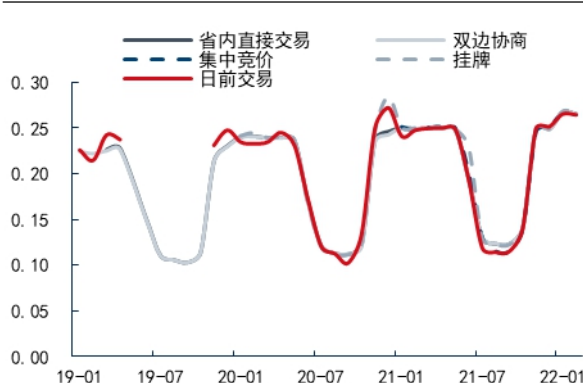
可以看出，我国电价政策的走向是从固定的标杆电价转向浮动的市场化电价，这有助于解决政府制定电价不能及时反应电力成本和市场供需的问题。根据中电联数据，2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。

图1：我国市场化交易电量逐年上升



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图2：云南省市场化交易电价



资料来源：昆明市电力交易中心，wind，国信证券经济研究所整理

中长期电力市场化交易一定程度上解决了电价不能及时反映电力供需和成本的问题，但问题仍然存在。我们仍需建立现货交易市场，完善市场化交易体制，一方面让价格随供需和成本实时波动起来，一方面起到促进新能源消纳的作用。

现货市场具有价格发现功能，能够及时体现供需和成本

3月22日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，规划提出，到2025年，单位GDP二氧化碳排放五年累计下降18%，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右。我国大力发展新能源的政策趋势没有改变，要积极发展新能源，就必然要建立适应新能源发展的电价机制，以有效应对新能源成为主体能源可能出现的消纳问题。

以煤电企业为例，中长期交易能体现“趋势”，却不能及时体现“突变”。火电作为我国当前主体能源，2004年-2015年，一直实行标杆电价和煤电联动机制，由于煤电联动频率较低，电价仍然滞后于煤价。2015年-2020年，市场化交易推进，由于电力供需宽松，火电企业往往在市场化交易中让利，火电企业出现了交易规模增大但综合电价降低的情况，下游企业享受了电价下行的红利。2021年下半年以来，煤价暴涨，但是中长期交易电价反应严重滞后，并不能反映市场真实的供需情况和实际的发电成本，造成了火电大面积亏损，再次陷入“越发电越亏”的困境。2021年10月11日，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

表1：大型发电集团煤电参与市场情况

	2017	2018	2019
上网电量（亿千瓦时）	22809	24431	24053
市场化交易电量（亿千瓦时）	8240	10459	13451
市场化率	36%	42.80%	55.90%
平均市场交易电价（元/千瓦时）	0.326	0.3383	0.3499
较上网电量平均电价降低（元/千瓦时）	0.04	0.0245	0.0175

资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

煤电企业亏损原因在于燃料成本无法及时传导到下游的用户侧。核心的矛盾在于煤价实时波动，而电价形成频率较低。实际上，2021年发布的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》是解决这一问题的重要举措，且已经取得

了初步的成效。根据各省电力交易中心公布的数据，2021 年底和 2022 年初的中长期电力交易价格较基准电价的上浮比例接近 20%，这预示着中长期电价已经开始随煤炭价格而波动，有助于将煤炭上涨的成本通过电价转移到下游企业，而不是由火电企业一力承担。

表 2：近期部分市场化交易结果

省份	市场化成交价格	基准电价	较基准电价浮动	交易方式
福建省	0.4331	0.3932	10.1%	2022 年 3 月代理购电价格
辽宁	0.4319	0.3749	15.2%	2022 年 3 月代理购电价格
江苏	0.4680	0.3910	19.7%	2022 年 3 月份月度集中竞价
江苏	0.4670	0.3910	19.4%	2022 年 2 月份月度集中竞价
陕西	0.4254	0.3545	20.0%	2022 年 2 月陕西省电网企业代理购电挂牌交易
江苏	0.4635	0.3910	18.5%	2022 年 1 月份月度集中竞价
广东	0.4970	0.4530	9.7%	2022 年度双边协商交易

资料来源：各省电力交易中心、国信证券经济研究所整理

但这个问题并没有得到根本的解决。现有的市场交易以中长期为主，一方面，中长期交易存在合约期限较长，不能随着短期煤价的波动而更改的问题；另一方面，《通知》将非高能耗电力交易价格浮动比例控制在 20% 以内，成本传导十分有限，大都还是煤电企业在为高煤价而买单。

基于以上情况，电力现货交易更能实时反映市场供需情况，并且可以及时反映成本，优化资源合理调配，解决现阶段由于价格不合理出现的各种问题。

从实际合同签订和市场化交易运行情况来看，中长期的交易是市场化交易的主要部分。根据中电联数据，2021 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，其中全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 30404.6 亿千瓦时，占比达 80%。而中长期合约的签订往往是按照较长的时间段签订一个固定的价格，以山西的电力市场交易机制为例，中长期合约合同按小时分为 24 个时段，以每个时段的电量为交易标的。山西的电力交易机制是目前最为先进的交易机制之一，但中长期合约的签订也只能精确到以小时为单位，且每日同一时间段的价格一致。这种合约的签订方式并不能精准预测未来一段时间每个小时之内风光资源的多少和用电需求的高低，只是一种基于历史经验的预测。

而现货交易市场由于其实时交易实时结算的特性，可以更好地发现价格。每 15 分钟形成一个节点边际电价作为该时段的市场出清价格的交易机制，可以实时反映该时间段的市场需求以及风、光资源的强度，并且让火电和储能有了更多的盈利空间，可以在用电高峰时以较高电价售电。

现货市场有助于新能源消纳，弥补新能源劣势

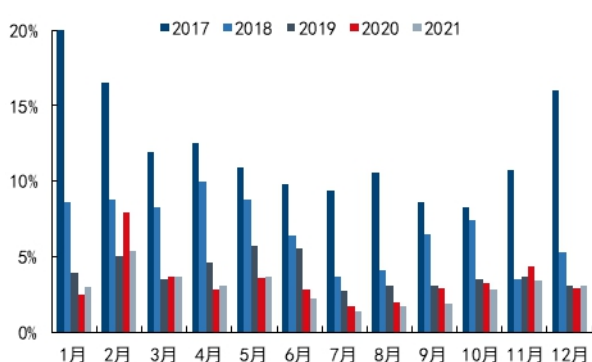
弃风弃光问题由来已久。据国家能源局发布的《2016 年风电并网运行情况》，2016 年全年“弃风”电量 497 亿千瓦时，超过三峡全年发电量的一半，全国平均“弃风”率达到 17%，甘肃、新疆、吉林等地“弃风”率高达 43%、38% 和 30%。弃光问题同样严重，2016 年仅西北地区“弃光”电量就达 70 亿千瓦时，平均“弃光”率近 20%，新疆、甘肃“弃光”率高达 32%、30%。

通过优先消纳和消纳责任权重机制，弃风弃光不断改善。2016 年，《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》要求各地核定风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数，确保最低保障收购年利用小时数以内的电量以最高优先等级优先发电。2019 年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》决定对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重，促进可再生能源电力

消纳。2017-2021 年，弃风率从 12%降至 3.1%，弃光率从 6%降至 2%。

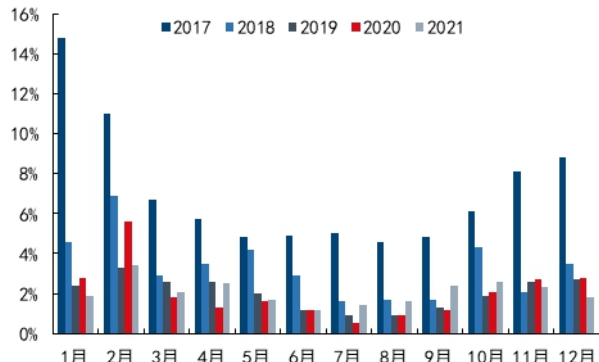
作为未来的主体能源，优先消纳不是长久之计。据新能源消纳监测预警中心数据，2021 年全年全国弃风电量 206.1 亿千瓦时，风电利用率 96.9%，同比提升 0.4 个百分点；弃光电量 67.8 亿千瓦时，光伏发电利用率 97.9%，与去年基本持平。虽然，全年看弃风率仍有改善，但从逐月数据看，弃风弃光在个别月份有加重迹象。特别是在冬季风电利用率有所下降，夏季光伏利用率有所下降。

图3：全国弃风率逐月变化情况



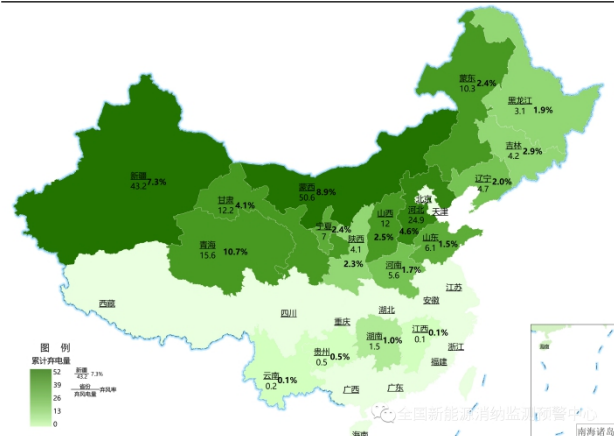
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图4：全国弃光率逐月变化情况



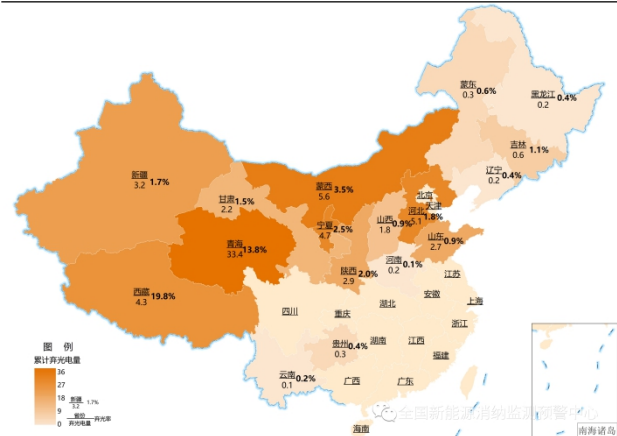
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图5：各地区 2021 年累计弃风电量（亿千瓦时）及弃风率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

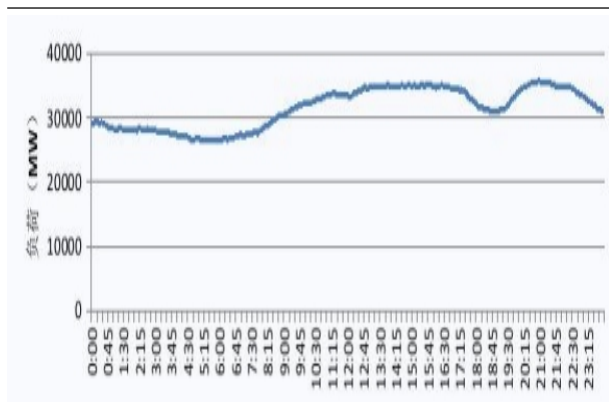
图6：各地区 2021 年累计弃光电量（亿千瓦时）及弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

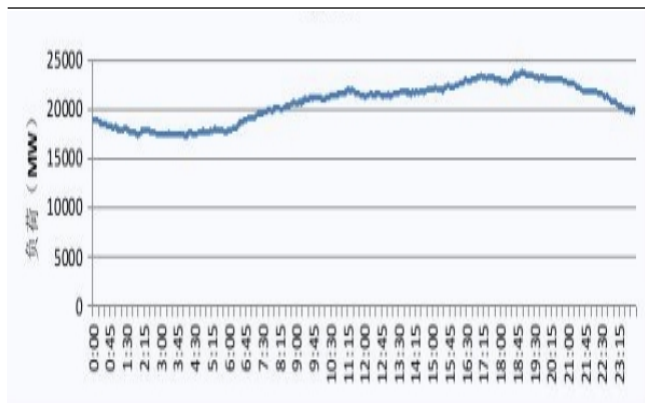
弃风弃光原因之一在于新能源发电和用电曲线不匹配。以湖北省为例，根据国家发改委、国家能源局发布的省级电网典型电力负荷曲线，湖北省工作日典型负荷曲线高峰出现在晚上 21 时左右，下午 14-16 时用电需求保持在高位水平；节假日典型负荷曲线高峰出现在晚上 18 时左右，下午 15 时至晚上 22 时保持高位水平。而湖北省主要风电场出力变化曲线“一峰一谷”的特性，但均在夜间 22 时到 5 时之间出力较大，白天 12 时到 17 时出力较小。风电场最大出力可达到装机容量的 90%以上，可见风电出力具有明显的反调峰特性。光伏出力曲线变化规律较为一致，呈现“单峰”的特性，在中午 12 时到 14 时之间出力较大，晚 20 时到早 5 时无出力。这表明新能源发电的峰值时期和用电高峰期并不匹配。

图7：湖北省工作日典型负荷曲线



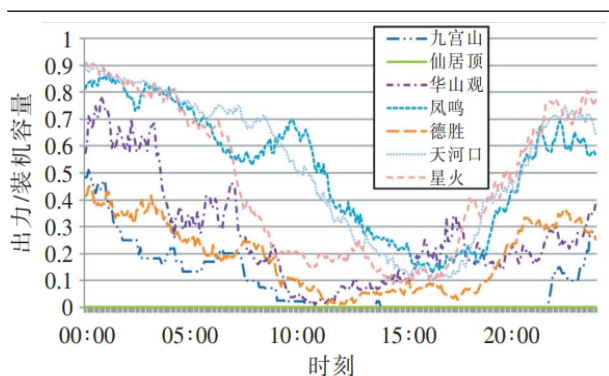
资料来源：发改委、能源局，国信证券经济研究所整理

图8：湖北省节假日典型负荷曲线



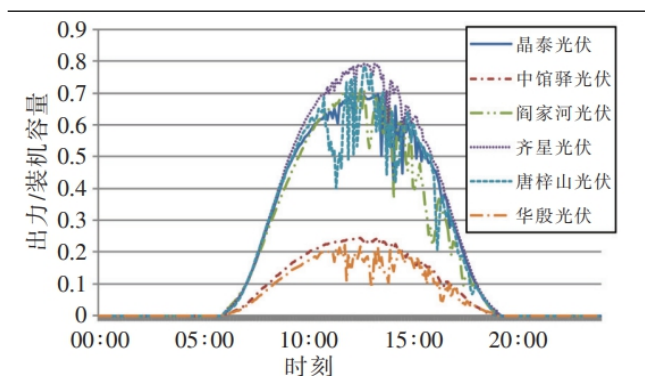
资料来源：发改委、能源局，国信证券经济研究所整理

图9：湖北主要风电典型出力曲线



资料来源：万黎等人《湖北电网典型大负荷日风电光伏出力特性分析》，国信证券经济研究所整理

图10：湖北主要光伏典型出力曲线



资料来源：万黎等人《湖北电网典型大负荷日风电光伏出力特性分析》，国信证券经济研究所整理

弃风弃光另一个原因在于间歇性和电网调度不匹配。长期以来，我国电力管理运行以执行“计划调度”为主。电厂、跨省跨区通道实行计划电量，调度部门通过具体运行安排实现计划目标。具体调度方式是充分“计划”的，通过提前安排电厂发电曲线、输电通道送电曲线等，实现系统安全稳定运行。但风电和光伏发电的不确定性大，何时能发电、能发多少电完全取决于自然条件，很难提前预估，更不用谈提前“计划调度”。

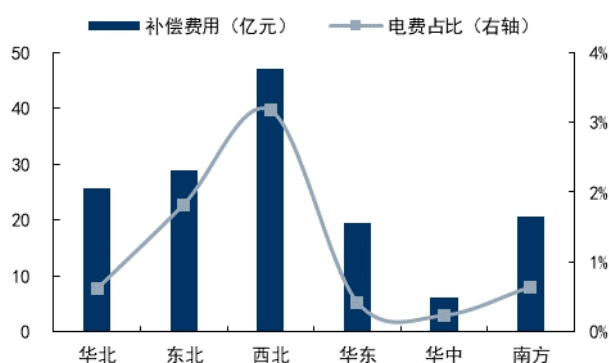
新能源的消纳问题涉及发电侧、电网侧和用户侧三方。所以，可以通过发电侧配比储能适应电网、电网侧信息化提升、用户侧调整用电习惯等方式解决新能源消纳问题。

辅助服务解决新能源发电间歇性和电网调度不匹配的问题。发展以储能和调峰调频为代表的辅助服务，可以有效解决新能源发电间歇性问题，以适应电网调度。2015年，国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。随后，2017年国家能源局发布《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》，进一步完善参与辅助服务的市场主体以及电力辅助服务分担共享机制。

提供辅助服务的火电机组得到补偿，受益消纳改善的新能源分摊费用。根据国家能源局数据，2018年，全国除西藏外31个省（区、市、地区）参与电力辅助服

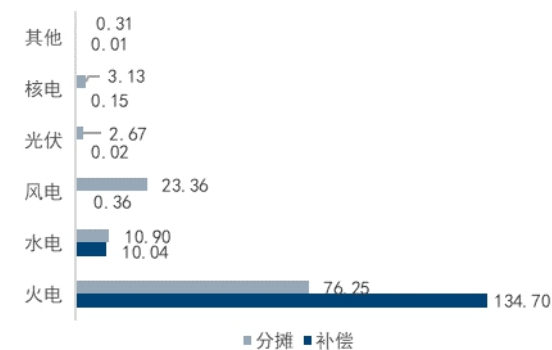
务补偿的发电企业共 4176 家，装机容量共 13.25 亿千瓦；补偿费用共 147.62 亿元，占上网电费总额的 0.83%。火电机组是补偿费用净收益方，得到补偿费用 134.07 亿元；风电、光伏、核电是分摊费用净支出方；水电分摊和补偿基本持平。

图 11：2018 年各区域电力辅助服务补偿费用情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 12：2018 年各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用（亿元）

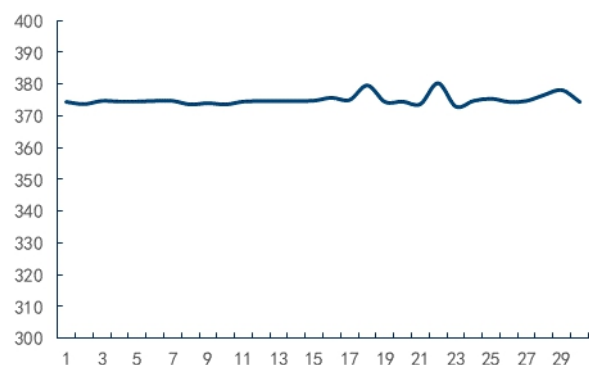


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

辅助服务参与现货交易是大势所趋。电网调节式的辅助服务实质上是另一种计划调度，而非完全市场行为，资源配置不够优化。2021 年 12 月，国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法的通知》，鼓励采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体，明确通过市场化竞争方式获取的电力辅助服务品种的相关机制。2021 年 5 月，发改委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确以竞争性方式形成电量电价，发挥现货市场在电量电价形成中的作用。辅助服务参与现货市场电力交易，能够有效发现辅助服务价值，合理配置辅助服务资源，提升辅助服务利用效率，促进辅助服务快速发展，是大势所趋。

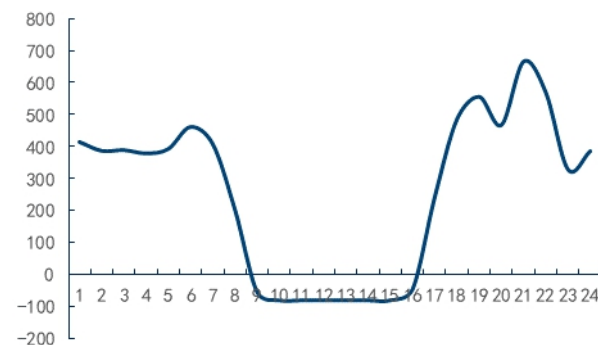
现货交易可以引导用电侧据“风”据“光”生产，解决新能源发电和用电曲线不匹配问题。以山东现货市场的数据为例，4 月份，中长期交易的加权平均价格稳定在 375 元每兆瓦时左右，波动幅度不大。而 4 月 1 日实时现货交易市场的价格在 -80 元每兆瓦时到 665.9 元每兆瓦时波动。多个时段出现负电价，主要原因是午后光伏发电出力较大，电力供大于求所致。现货交易价格的高波动性，会引导用电侧在低电价时段加大生产，既节约了用电成本，也提升了新能源的利用率，使得新能源发电和用电曲线趋于匹配。

图 13：山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价（元/MWh）



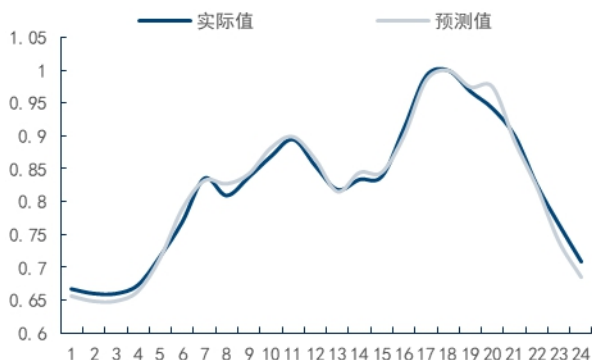
资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 14：山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格



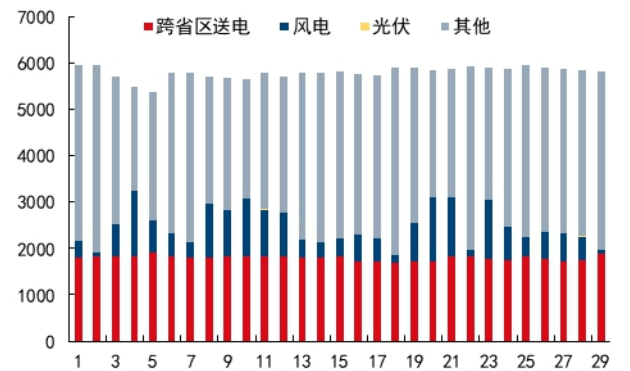
资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 15: 某风电站典型日负荷曲线的预测值和实际值



资料来源：肖建华等《典型日负荷曲线预测的一种简单方法》，国信证券经济研究所整理

图 16: 山东现货交易市场最高用电负荷出力情况（万千瓦）



资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

现货市场的边际价格出清机制确保了优先消纳新能源电力。火电由于存在燃料成本往往存在边际成本，但以风、光为首的新能源电力边际成本接近于 0，这使得新能源在以边际价格出清机制确定交易量的现货市场中可以优先交易，进一步促进了新能源的电力消纳。

现货交易机制通过引导辅助服务价值发现、用户侧侧据“风”据“光”生产、电网信息化提升，解决新能源发电和用电曲线不匹配、间歇性和电网调度不匹配等一系列问题。现货市场的大范围、短周期的交易方式，可以快速消纳短时、大量的新能源电力，促进新能源消纳和发展。

电力现货市场运行结果分析——山东数据

在本部分我们使用山东电力现货市场的数据来分析现货市场的运行情况。主要有以下两个原因：一是山东电力现货市场运行机制与山西相似，均分为日前与实时市场按时刻、节点形成电价，且两个省份有大致相同的新能源装机比例。山东于 2022 年 1 月 1 日正式进入长周期连续结算试运行，并且第一次实现了独立储能参与电力现货市场，因为，山东电力现货市场同样走在众省前列。其次，山东在长周期连续结算试运行期间，每日会发布结算报告，有更为公开详细的数据披露，能够将电价精确到每个小时。

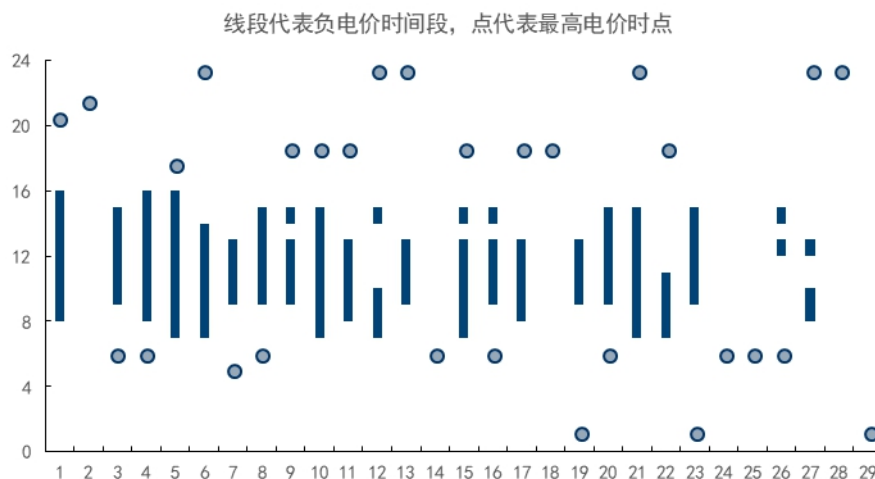
截止 4 月 30 日，山东省自主参与市场交易的直调公用电厂 52 家（162 台机组），独立储能电站 4 家，自主签订中长期合约、参与现货市场交易的集中式新能源场站 3 家，地方公用电厂 1 家。

以山东实时现货市场 4 月的运行情况数据为例，4 月份山东实时现货市场有 22 天出现了负电价，出现负电价的时间段集中在上午 8 时至下午 4 时这 8 个小时内。根据能源局数据，截止 2 月份，山东省的 6000 千瓦及以上的总电力装机为 150.15GW，其中，风电装机 19.59GW，光伏装机 10.44GW，新能源装机占比达 20%。不难发现，负电价的时间点为光伏的主要出力时间点，结合风电的出力曲线，我们合理推测负电价出现的原因是该时段新能源大发，而用电需求相对并不旺盛（4 月份日调度最高用电负荷出现在晚 19 时左右），供大于求从而导致出现负电价。

此外，山东实时现货交易市场 4 月份的每日最高电价集中出现在 6 时、18 时及 24 时这 3 个时间段。这并不利于光伏机组的盈利，光伏机组的发电高峰期大都呈现出负电价，而每日电价最高的时点光伏机组却不能发电，这意味着光伏机组参与实时现货市场交易时电价相对较低，可以盈利的空间少。而风电由于风资源的不

确定性，风速并不稳定，也不能确保在用电需求旺盛电价相对较高时可以精准发力。

图 17: 山东电力现货市场 4 月份运行情况、负电价时间段以及每日最高电价时点

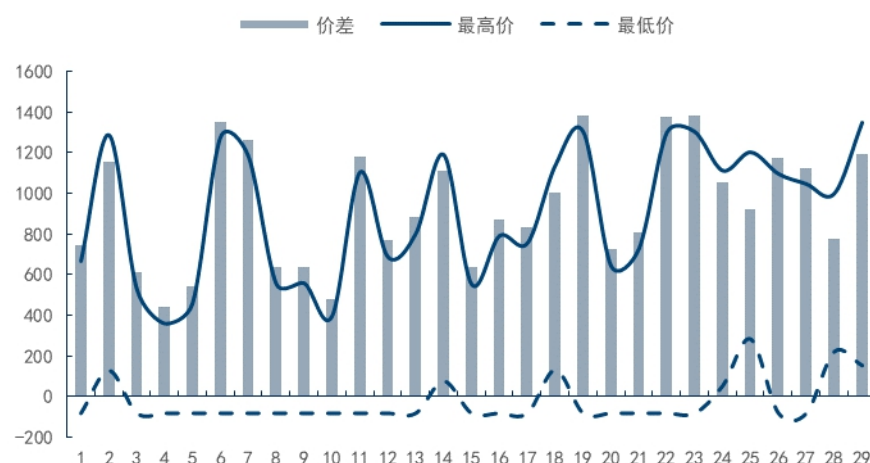


资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

现货市场价差大，为储能发展创造有利条件

山东现货市场峰谷价差大，具体来看，山东实时现货市场 4 月平均价差为 932.15 元每兆瓦时，其中最高价差为 1380 元每兆瓦时，出现在 4 月 19 日，最低价差为 439.93 元每兆瓦时，出现在 4 月 4 日。高价差的现象为储能创造了更大收益空间，储能不仅可以通过调峰调频赚取辅助服务费用，还可以进入电量市场，在负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。

图 18: 山东电力现货市场 4 月份每日最高价、最低价和价差（元每兆瓦时）

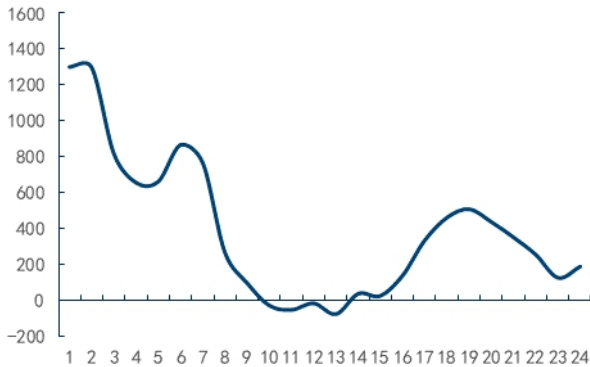


资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

以 4 月 19 日为例，当日最高电价出现在 1 时，最低电价出现在下午 13 时，其中 1-6 时电价均保持在 600 元/兆瓦时以上，而 9-16 时均维持在 0 元/兆瓦时左右。辅助服务机组可以在 1-6 时放电，9-16 时储能，获得稳定高于 600 元每兆瓦时的利润空间。即使是价差最低的 4 日，也可以保证稳定的利润空间。4 日 1-7

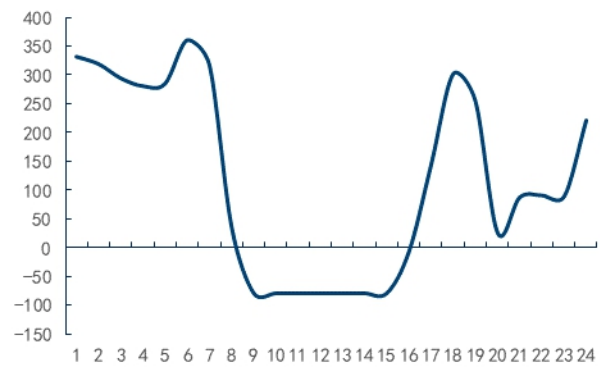
时电价保持在 250 元每兆瓦时以上，而 9-15 时电价维持在-80 元每兆瓦时，这意味着当日可以获得 330 元每兆瓦时的稳定价差收益。

图 19: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 19 日价格



资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 20: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 4 日价格



资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

山东独立储能率先进入电力现货交易

山东是第一个独立储能进入电力现货市场的省份。根据《山东省电力现货市场交易规则(试行)(2022 年试行版 V1.0)》，独立储能电站可以自主选择参与调频市场或者电能量市场。在电能量市场中，储能电站“报量不报价”，在满足电网安全稳定运行和新能源消纳的条件下优先出清。在调频市场，储能电站须与发电机组同台竞价。2 月 25 日，山东电力交易中心发布了省内 3 家储能设施注册生效信息，分别是海阳国电投储能科技、华电滕州新源热电、三峡新能源(庆云)，随后 3 月 10 日，华能济南黄台发电有限公司又具备了自主参与电力现货交易的资格。

表 3: 首批参与电力现货市场的独立储能电站

市场主体	电站名称	调节容量(兆瓦时)	最大充放电功率(兆瓦)
海阳国电投储能科技有限责任公司	留格国电投储能电站	202	101
华电滕州新源热电有限公司	滕源华电储能电站	202	101
三峡新能源(庆云)有限公司	关家三峡储能电站	200	100
华能济南黄台发电有限公司	全福华能储能电站	200	100

资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

电力现货交易市场峰谷价差打开了储能盈利空间。山东省能源局数据显示，截至 3 月 7 日，三家储能电站充电最低价-0.023 元/千瓦时，放电最高价 0.596 元/千瓦时，最大峰谷价差 0.612 元/千瓦时。3 月 2 日至 3 月 7 日，3 家储能电站先后充、放电 17 次，累计交易电量 323.4 万千瓦时；截至 3 月 16 日，4 家电站完成充放电 56 次，累计交易电量 962.1 万千瓦时。据此预测，600MWh 独立储能电站参与电力现货交易市场，一年可获利 1.2 亿元左右。

电力现货交易推动储能迎来高速发展机遇

在新型电力系统中，新能源在电力供给中所占比例持续上升，未来将成为我国电力供应的中坚力量。然而，风电和太阳能发电等新能源电力系统存在较强的不可控性，严重影响电力系统的频率稳定性和电压的稳定性，难以保障社会用电需求。因此，在保证社会正常的用电质量的情况下，实现以新能源为主的新型电力系统转型，必须有大量的储能灵活资源作为支撑，通过储能资源的调配保持电压频率

稳定、以及可靠的备用电源。

3月22日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，提出增强电源协调优化运行能力，加快推进抽水蓄能电站建设。力争到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。

新型储能方面，2021年7月，国家发展改革委、国家能源局出台《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到3000万千瓦以上，该意见提出要完善政策机制，营造健康的市场环境，健全新型储能价格机制。

3月21日，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知，要求明确新型储能独立市场地位，丰富新型储能参与的交易品种，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。

表4：发展储能政策文件及发展目标

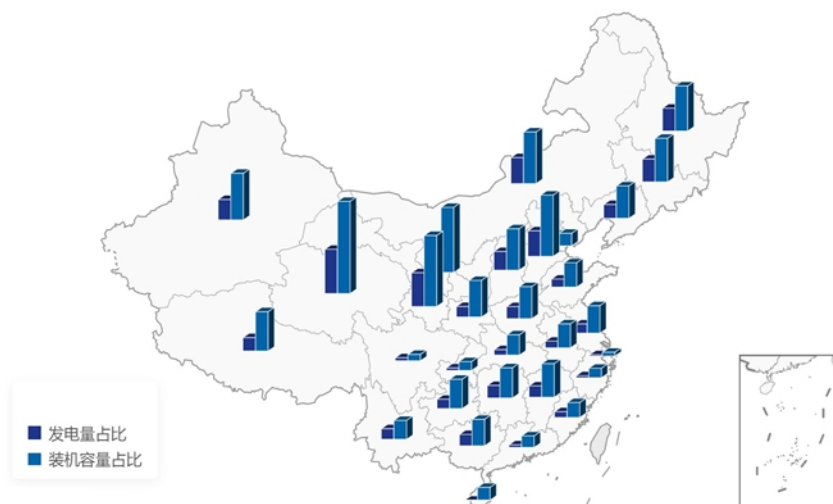
储能类型	文件	发展目标
抽水蓄能	《“十四五”现代能源体系规划》	加快推进抽水蓄能电站建设，实施全国新一轮抽水蓄能中长期发展规划，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设。力争到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。
	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达3000万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。
新型储能		到2030年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。
	《“十四五”新型储能发展实施方案》	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。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。
		到2030年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

资料来源：发改委，能源局，国信证券经济研究所整理

从省级层面看，全国已有超过20个省（区、市）出台了新能源配建储能相关政策，要求新能源项目配置5%—20%、1—2小时的储能项目，个别地区如新疆新能源配建储能比例达到25%左右。我们预测，在新能源装机容量占比越高、新能源发电量越高的地区，电力系统对灵活性的要求越高，这些地区更需更需要加快电力现货交易市场建设和储能发展。

比较31个省份（区、市）在2022年2月6000千瓦及以上的新能源装机容量占比，我们发现，青海省新能源装机占比最大，达到了61.17%，甘肃为47.84%，宁夏为45.67%，河北43.34%，北京最低只有2.45%，整体呈现出西北和东北比例大，东南比例小的格局。比较这些地区2021年全年的新能源发电量占比，青海省最大达到了29.38%，甘肃为22.74%，宁夏为19.43%，北京最低为0.34%，与装机容量呈现出一致的趋势。

图21：各省份新能源装机容量占比和发电量占比



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

各省份（市、自治区）的装机结构与资源禀赋总体契合。我国陆上光照和风资源较好的地区集中在东北、华北、西北和西南地区，东南各省海风资源丰富，适合发展海上风电。鉴于我国三北等地区在保障电力供应和实现双碳目标中的重要地位，我们认为东北、华北、西北等地更需要加快电力现货交易市场建设和储能发展。

主要储能技术路线及重点关注公司

2022年6月7日，国家发改委、国家能源局发布《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》，通知明确了新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场、加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰、充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务、优化储能调度运行机制、进一步支持用户侧储能发展，建立电网侧储能价格机制。

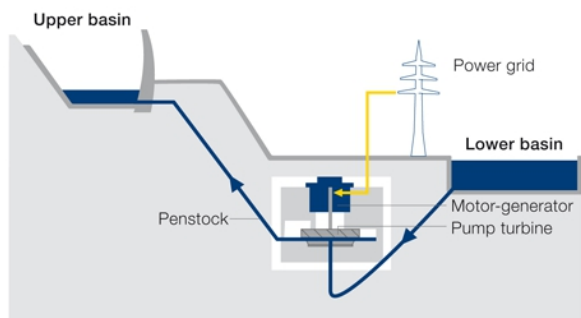
根据我国“3060 双碳”目标指引，需要构建以新能源为主体的新型电力系统，风电、光伏未来将迅速发展：我们预计到2025、2030年，风电、光伏装机量占比将达到37.1%、46.5%，发电量占比将达到16.3%、24.5%。然而，光伏发电和风电的间歇特性，需要配套储能电站才能承担电力保障，因此，电力系统对储能电站容量的需求也将随之越来越大。

随着储能盈利环境的不断改善，储能项目目前进入高速发展阶段。目前常见的储能技术主要有抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能，此外新出现的飞轮储能、重力储能方式也正处于商业化探索过程中。

抽水蓄能是目前应用最广泛的调峰电源

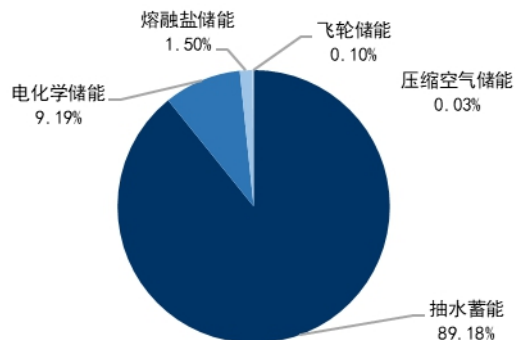
抽水蓄能电站是利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站，综合效率在70%-85%之间。相较于传统水电站，抽水蓄能电站对于水落差要求更高，一般为100米以上。传统水电站主要为径流式和坝后式，径流式直接拦河发电无太高落差，坝后式利用一定落差来发电，但落差比较小，因此水电站改抽水蓄能电站比例不大。目前，抽水蓄能是运用最广泛的储能技术，2020年末我国抽水蓄能占总储能的89.3%。

图 22: 抽水蓄能电站技术原理



资料来源：VOITH 公司官网，国信证券经济研究所整理

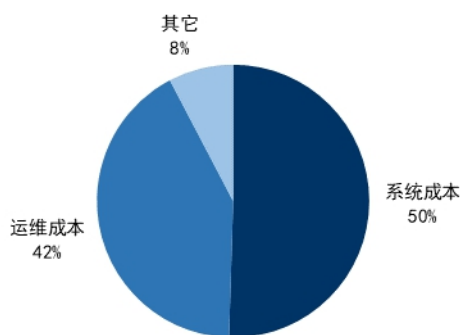
图 23: 抽水蓄能占据我国储能主要部分



资料来源：《数据中心微模块储能应用》，国信证券经济研究所整理

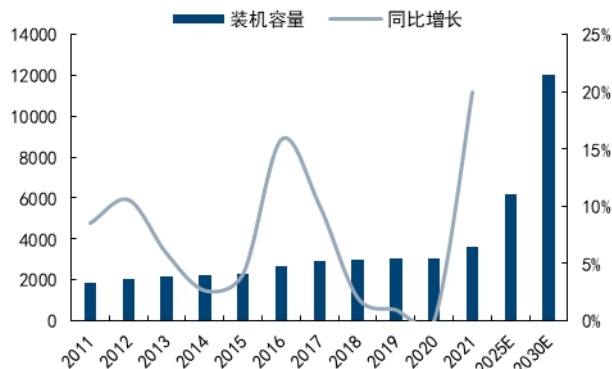
从抽水蓄能电站全生命周期成本构成来看，较普通水电站，初期项目安装成本较低，其中系统成本占总成本约 50%；运维成本较高，每年约为 7-8 万元/MW。相比其他储能技术，目前抽水蓄能技术已十分成熟，度电成本仅为 0.21-0.25 元/千瓦时。

图 24: 抽水蓄能电站全生命周期成本结构



资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，国信证券经济研究所整理

图 25: 我国抽水蓄能电站发展情况（万千瓦）



资料来源：《数据中心微模块储能应用》，国信证券经济研究所整理

目前，受前期投资巨大，以及后期运营电网调度统一等因素，抽水蓄能装机主要集中在国网及南网子公司投资运营。根据《“十四五”现代能源体系规划》，“要研究简化储能新技术示范项目审批程序，稳妥推进以招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目投资主体，鼓励社会资本投资建设抽水蓄能。”随着抽水蓄能相关政策的进一步清晰，更多市场主体参与抽水蓄能市场，因此在建的抽水蓄能电站的投资主体呈现多元化趋势，“十四五”期间新开工项目有望有更多投资主体参与。

2022 年 6 月 24 日，水电水利规划设计总院在北京召开《抽水蓄能产业发展报告 2021》。2020 年 12 月，国家能源局组织开展了新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查工作，总装机规模 16 亿千瓦，其中南方、西北、华中、华东等区域分部相对较多。截至 2021 年底，我国已纳入规划的抽水蓄能站点资源总量约 8.14 亿千瓦，在运装机 3639 万千瓦，核准在建规模 6253 万千瓦。2021 年，全国抽水蓄能电站平均综合利用小时 2640 小时。

重点关注抽水蓄能相关公司：国网新源（未上市）、文山电力、三峡能源、湖北能源等。

表5：部分公司抽水蓄能装机情况（单位：万千瓦）

公司	现有装机	储备新增装机	总和
南网新源			
文山电力（资产置换后）	788	600	1388
三峡能源	-	790	790
湖北能源	-	740	740
长江电力	-	500	500
吉电股份	-	500	500
国电电力	-	360	360
江苏国信	150	-	150
豫能控股	-	130	130
皖能股份	-	128	128
长源电力	-	120	120
华银电力	-	120	120
广州发展	-	120	120
中闽能源	-	120	120
黔源电力	-	80	80

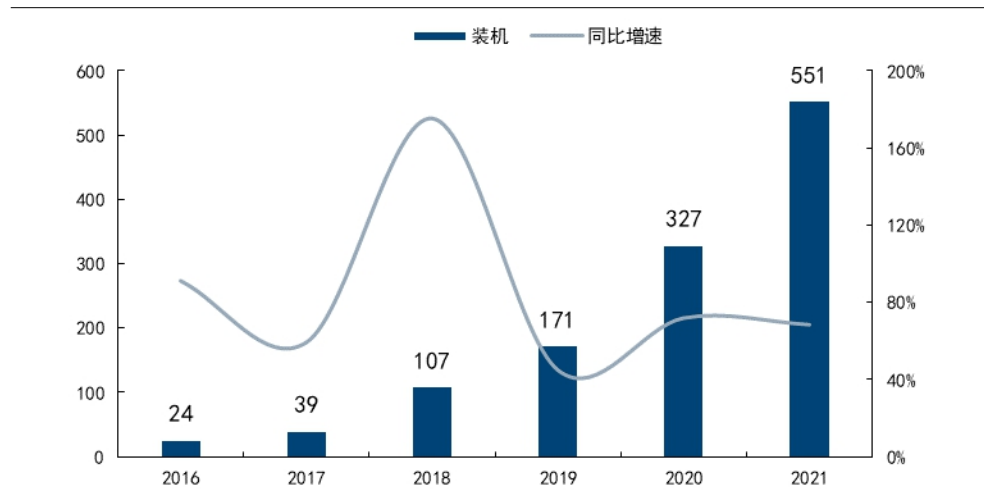
资料来源：Wind，公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

电化学储能是当前最主流的新型储能方式

2022 年 2 月，国家发改委、能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确除抽水蓄能以外的其他所有储能技术和形式，即新型储能，到 2025 年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。

目前主在国内新能源发电规模大幅增长、锂电池成本持续下降的推动下，电化学储能装机规模一直保持高速增长的趋势。据统计，截至 2021 年我国新型储能投运规模达到 187 万千瓦，累计装机规模达到 551 万千瓦，同比增长 68.5%。

图 26：我国电化学储能装机发展情况（万千瓦）



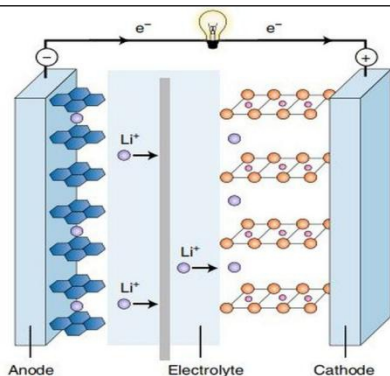
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

锂离子电池是电化学储能的主要技术形态。电化学储能主要包括铅蓄电池、锂离子电池、钠硫电池、液流电池等。目前用于规模化储能的电池以锂离子为主。锂离子电池由正极、负极、隔膜和电解液组成，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。根据 CNESA，截至 2020 年底，全球电化学储能的累计装机规模为 14.2GW，其中锂离子电池的累计装机规模为 13.1GW，占比达 92%，钠硫电池和铅蓄电池占比分别为 3.6%和 3.5%。从使用场景角度考虑，储能用锂电池对能量密度的要求较为宽松，但对安全性、循环寿命和成本要求较高，因此磷酸铁锂电池是现阶段锂离子电池中最适用于储能的技术路线，目前已投建的锂电储能项目中也大多使用磷酸铁锂电池。

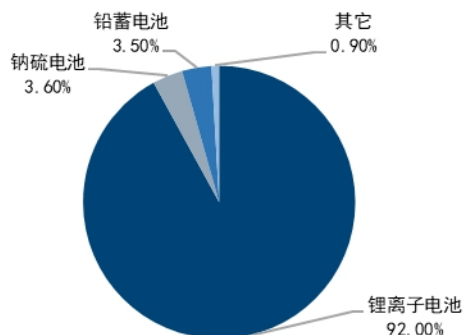
2021 年我国磷酸铁锂储能电池中标价格大多集中在 1.2~1.7 元/Wh，目前磷酸铁锂储能电池的度电成本为 0.62~0.82 元/kWh，虽然远高于抽水蓄能，但随着技术进步，寿命将不断提升，成本有望进一步下降。同时，电力现货市场的价差以及政府对于独立储能电站的调峰调频补偿，也正在为电化学储能项目创造盈利空间。

图 27：锂离子电池技术原理



资料来源：《Efficient Flywheel-Based All-Wheel-Drive Electric Powertrain》，国信证券经济研究所整理

图 28：锂离子电池是电化学储能的主要技术形态



资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

表 6：电化学储能技术路线对比

储能类型	响应时间	放电持续时间	能量密度 (w · h/kg)	优点	缺点
锂离子电池	数秒	数小时	60-200	能量密度高、污染小、单体电压高	成本高
铅蓄电池	数秒	数小时	30-45	技术成熟、性价比高	寿命短、污染严重
全钒液流电池	数毫秒	数小时	15-50	安全性高、循环寿命长	能量密度低、运维成本高
钠离子电池	数毫秒	数小时	90-160	电解液成本更低、响应速度快、安全性好	循环寿命较短、产业链不成熟

资料来源：CNESA，Fraunhofer，Wind，国信证券经济研究所整理

钠离子电池具备独特优势，未来发展前景可期。钠离子电池在安全性、资源可得性、高低温性能等方面表现良好。安全性方面，由于钠离子电池内阻比锂电池高，在短路情况下温升低，因此具备更高的安全性。原材料方面，钠元素资源丰富，较锂资源相比不存在资源约束问题。高低温性能方面，钠离子电池在-40℃~80℃之间可正常工作，性能优于锂电池。目前锂离子电池大规模商业化的瓶颈主要有两个：一是锂离子电池的能量密度不够高，低于磷酸铁锂 200Wh/kg，但宁德时代于 2021 年发布了 160Wh/kg 的钠离子电池，同时表示在未来将冲击 200Wh/kg，因此能量密度方面有望快速获得突破；二是由于钠离子电池的循环次数较低导致使用成本较高，目前钠离子电池的循环次数约 1500 次，远低于磷酸铁锂电池的 5000 次，因此钠离子电池的发展一定程度上取决于钠离子电池是否具备大规模储能应

用所需的长循环寿命和保质期。

2022 年电化学储能电站建设速度加快。6 月份广东阳西县政府与广州汇宁时代新能源发展有限公司、中广核电力销售有限公司签署战略合作协议，投资约 120 亿元，建设全球最大的电化学储能电站项目，容量达 2GW/5GWh。

重点关注电化学储能相关公司：**中国广核、粤电力 A、万里扬、三峡能源、豫能控股、深南电 A。**

表 7：2022 年部分电化学储能项目规划

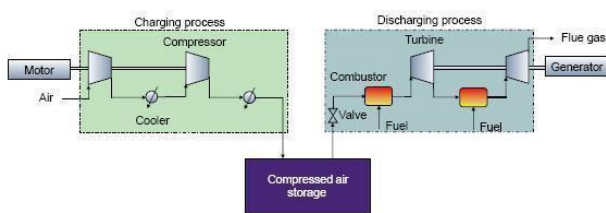
公司	项目名称	规模
中国广核	广东阳西县电化学储能电站项目	2000MW/5000MWh
粤电力 A	广东海丰县储能项目和新能源汇集站项目	1000MW/2000MWh
	广东省肇庆市储能电站项目	100MW
万里扬	浙江省义乌市储能电站项目	300MW
	浙江省海盐县储能电站项目	300MW
	浙江省江山市储能电站项目	300MW
三峡能源	庆云储能电站二期示范项目	200MW/400MWh
豫能控股	鹤壁鹤淇集中式电化学储能电站项目	100MW/200MWh
深南电 A	南山热电厂退役设备技改升级独立储能示范一期项目	50MW/100MWh
	中山市翠亨新区独立储能电站一期项目	300MW/600MWh

资料来源：Wind，公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

压缩空气储能处于产业化应用前期阶段

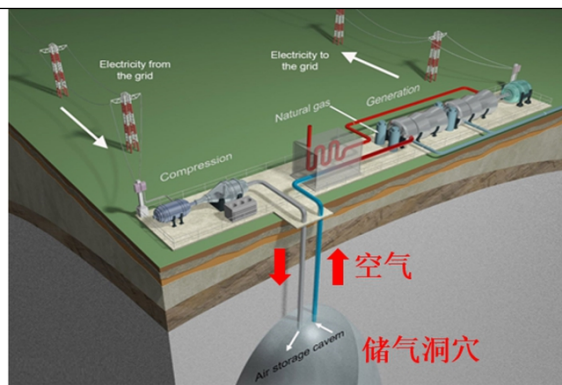
压缩空气储能是一种基于燃气轮机发展而产生的储能技术，主要由压缩系统、膨胀系统、发电及储气罐四大部分构成。储能时段，压缩空气储能系统利用风光电或低谷电能带动压缩机，将电能转化为空气压力能，随后高压空气被密封存储于报废的矿井、岩洞、废弃的油井或者人造的储气罐中；释能时段，通过放出高压空气推动膨胀机，将存储的空气压力能再次转化为机械能或者电能。

图 29：压缩空气储能原理图



资料来源：《麻省理工学院能源计划未来研究报告》，国信证券经济研究所整理

图 30：压缩空气储能原理图压缩空气储能电站示意图



资料来源：中科院物理所，国信证券经济研究所整理

压缩空气储能具备以下优势：1）都是机械装置，正常维护情况下寿命可达 30~50 年，从全寿命周期来看，度电成本约为 0.2~0.4 元，仅次于抽水蓄能；2）属于典型物理储能，工作介质只有空气，安全性非常高；3）抽水蓄能电站的建造时间比较长，一般建造时间是 6~8 年，而压缩空气储能的建造周期可以达到 18 个月以内；4）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，可灵活配置。

压缩空气储能有以下劣势：1) 目前压缩空气储能的效率约为 70%，与效率较高的电池（85%~90%）相比较低；2) 响应速度没有电化学储能快，负荷从 0 到 100% 的正常响应时间需要 3~9 分钟，而电化学储能是秒级到毫秒级的，压缩空气储能系统只有作为旋转备用时才可以达到秒级。

压缩空气储能逐步开始商业化应用。前期多数为试验性示范项目，我国项目从千瓦级起步，逐步突破了 1-100MW 级压缩空气储能关键技术，2013、2016 年在河北廊坊、贵州毕节建成了国际首套 1.5MW 和 10MW 先进压缩空气储能示范项目。2022 年 5 月，江苏金坛 60MW/300MWh 压缩空气储能项目投产，标志世界首个非补燃压缩空气储能电站正式投用。

表8：2022 年部分大型压缩空气储能项目规划

参与方	项目地点	项目名称	规模
国网湖北综合能源公司、中能建数字科技、应城市政府	湖北应城	300MW 级压缩空气储能电站示范工程	300MW
中国能建数科集团、鲁银投资、国网山东电力公司	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
葛洲坝能源重工有限公司	江西九江	瑞昌市压缩空气储能调峰调频电站项目	1000MW/6000MWh

资料来源：Wind，公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

飞轮储能正在开展规模化应用示范

飞轮储能是一种源于航天领域的先进物理储能技术，是指利用电能驱动飞轮高速旋转，将电能转换为机械能，在需要的时候通过飞轮惯性拖动电机发电，将储存的机械能变为电能输出的一种储能方式。

飞轮储能具备以下优势：1) 功率特性好，响应速度快，可实现毫秒级大功率充放电、可靠性高；2) 高效率、免维护，磁悬浮支撑无摩擦损耗，系统维护周期长；3) 不受重复深度放电次数影响，使用寿命一般在 20 年以上；4) 适用温度宽泛，容量特性不受高低温影响，工作温度一般在-10 至+40° C；5) 无化学物质，绿色环保、无污染。

虽然飞轮储能具备多项优势，但也有明显的短板：1) 由于飞轮转速可达 4 万~5 万转/分钟，因此飞轮一般采用碳纤维材质，成本较高；2) 能量释放持续时间较短，一般只有几十秒钟，且自放电率高，若停止充电，能量在几十个小时内就会被全部损耗。

从技术发展上看，根据《2022 储能产业应用研究报告》，目前 2021 年全球储能市场装机功率 205.3GW，飞轮储能占比仅为 0.47%，仍处于非主流的一种储能方式。但由于飞轮储能具备的独特优势，也逐步受到政府和市场的重视。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知，提出要重点建设飞轮储能技术试点示范项目，到 2025 年兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟。而且，国内已有部分飞轮储能项目获批或在建，相信未来飞轮储能将在新能源并网及电力辅助服务等领域发挥一定作用。

表9：2022 年部分飞轮储能项目信息

项目名称	项目规模	时间	状态
内蒙古鄂尔多斯飞轮和锂电混合储能电站项目	100MW/3.5MWh	2022.3	施工
内蒙古呼和浩特飞轮储能独立调频电站项目	50MW	2022	获批
国家能源集团宁夏电力灵武公司光火储耦合飞轮储能工程项目	22MW/4.5MWh	2022.3	施工
朔州热电大功率磁悬浮飞轮储能电池 AGC 辅助调频重	2MW/0.4MWh	2022.3	施工

大科技创新示范项目				
玖方古交（磷酸铁锂+飞轮储能）共享储能示范一期项目	50MW	2022.3	施工	
山西鼎轮独立飞轮储能调频电站项目	30MW	2022.5	列入省示范项目	
华能莱芜电厂飞轮储能联合调频智能协调控制关键技术研究示范应用	6MW/50kWh	2022.5	招标	
井陘县上安镇贝肯（石家庄）飞轮储能示范项目	100MW	2022.5	获批	
三门峡市陕州区张茅乡雁翎风电场先进飞轮储能系统项目	5MW/0.175MWh	2022.5	招标	

资料来源：中国储能网，Wind，国信证券经济研究所整理

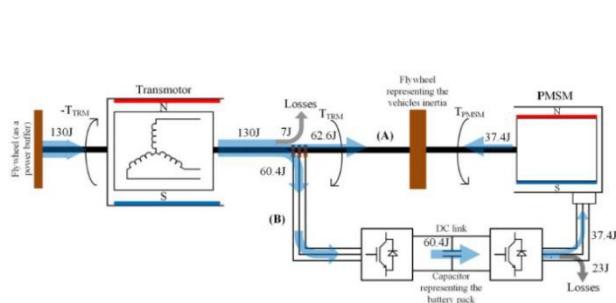
重力储能正处于探索验证阶段

重力储能是一种机械式的储能，其储能介质主要分为水和固体物质，基于高度落差对储能介质进行升降来实现储能系统的充放电过程。因为水的流动性强，水介质型重力储能系统可以借助密封良好的管道、竖井等结构，其选址的灵活性和储能容量受地形和水源限制，在自然水源附近更易建成大规模的储能系统。固体重物型重力储能主要借助山体、地下竖井、人工构筑物等结构，重物一般选择密度较高的物质，如金属、水泥、砂石等以实现较高的能量密度。

目前重力储能的主要参与者为**中国天楹**，2022年3月，中国天楹公告，公司将会同其他三方成立阿特拉斯（江苏）新能源科技有限公司，独家开拓基于EnergyVault的重力储能系统（“GESS”）技术的重力储能项目建设运营业务。EnergyVault公司主要通过使用升降混凝土复合储能块来实现能源的存储与释放，帮助发电站、独立发电商和大型工业能源用户削减平准化能源成本，同时提高电力系统特别是可再生能源电力的可靠性。重力储能解决方案与抽水蓄电在理论上类似，将特制的复合砖通过物理升降的过程牵引发电设施，实现储电放电。与抽水蓄能等方式相比，重力储能环境限制相对较低，持续时间灵活，可扩展性高，且其储存介质较难退化，储能过程相对绿色安全。

2022年1月，中国天楹与EnergyVault联手在江苏如东建设25MW/100MWh的重力储能示范项目，预计于2022年内投入商业运营。2022年4月-6月，中国天楹与多家单位签署战略合作协议，将与外部单位合作进行后续重力储能项目的推广，在与中电建水电的合作中提到，力争在“十四五”期间在全国共同开发投资不少于2GW的重力储能电站。后续将重点关注2022年内投产的江苏如东项目进展以及参与独立储能市场的运作情况，同时持续跟进中国天楹未来新增的重力储能项目。

图31：飞轮储能示意图



资料来源：《Efficient Flywheel-Based All-Wheel-Drive Electric Powertrain》，国信证券经济研究所整理

图32：Energy Vault 重力储能概念图

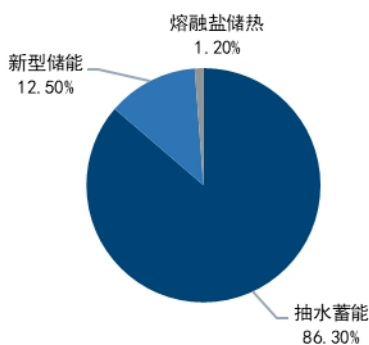


资料来源：Energy Vault，国信证券经济研究所整理

不同储能类型盈利性对比

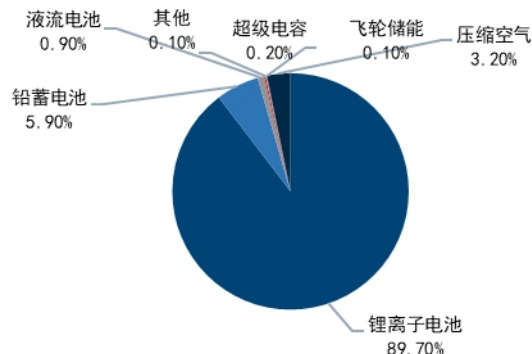
根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2021 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1GW，占全球市场总规模的 22%，同比增长 30%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 39.8GW，同比增长 25%，占比较去年下降 3%；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到 5729.7MW，同比增长 75%。

图 33：中国电力储能市场累计装机规模（2000-2021）



资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

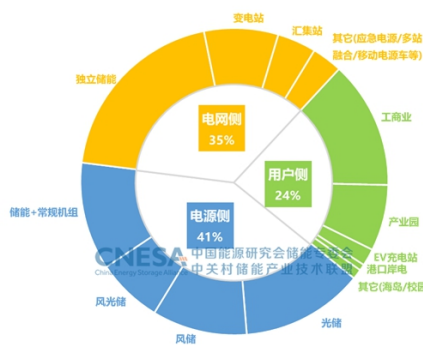
图 34：中国新型储能累计装机规模（2000-2021）



资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

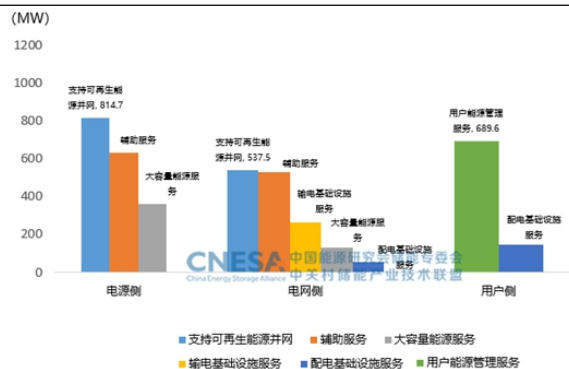
按照设备或项目接入位置，分为电源侧、电网侧及用户侧；2020 年，从接入位置来看，电源侧和电网侧占据了市场主导；按照储能项目应用场景：分为独立储能、风储、光储、工商业储能等 30 个场景；其中，独立储能、工商业储能这两类场景在 2020 年迎来了大发展；按照储能项目提供服务类型，可划分为：支持可再生能源并网、辅助服务等六大类。从 2020 年投运储能项目的实际作用来看，可再生能源并网、辅助服务、用户能源管理服务是储能项目提供最多的服务类型。

图 35：2021 年中国新增新型储能项目接入位置&应用场景分布（MW%）



资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

图 36：中国新型储能项目主要服务类型分布



资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

不同应用场景对应的储能要求存在多样化。虽然储能系统安装在发电侧、电网侧和用户侧，能够给电网提供的辅助服务的功能是一样的，但每个应用场景侧重点不尽相同。

发电侧：减少弃风弃光，获取电力辅助收益。储能应用于电力系统的发、输、配、用、调度多环节，为电力系统更提供调峰调频、需求侧响应等多种服务。这些功能催生储能在发电侧的商业模式更多侧重于减少弃风弃光电量增加电费收入以及通过电力辅助服务获得补偿。

电网侧：纳入电网成本，电力辅助服务获利。由于储能在电网侧承担调峰调频、缓解线路阻塞、延缓电网设施升级、减少电网投资等职责，所以其商业盈利模式更加侧重于获得电力辅助服务收益和纳入电网成本。与发电侧电力辅助服务不同的是，电网侧储能主要通过“储能电站的配额租赁”或“合同能源管理+购售电”等运营途径提供削峰填谷、调频、备用等辅助服务。

用户侧：峰谷价差套利，减少电费成本。用户侧储能的主要安装在微电网、工商业以及家庭侧，其应用场景决定了用户侧储能要以为业主节约电量电费和容量电费为最终目的。其中，峰谷价差套利与减少电费成本是最具经济性的商业模式。

表 10：当前主流储能技术比较

储能类型	响应时间	放电持续时间	能量密度 (w·h/g)	优点	缺点	度电成本 (元/(kW·h))
物理储能	抽水蓄能	分 数小时-数天	0.2-2	容量大、放点电持续时间长	启动速度慢、受地理条件限制、建设周期长	0.21-0.25
	压缩空气储能	分 数小时-数天	-	占地面积小、成本低	启动速度慢、效率较低	0.61-0.82
电化学储能	锂离子电池	<秒 数小时	60-200	能量密度高、污染小、单体电压高	成本高	0.71-0.95
	铅蓄电池	<秒 数小时	30-45	技术成熟、性价比高	寿命短、污染严重	0.67-0.88
	全钒液流电池	<秒 数小时	15-50	安全性高、循环寿命长	能量密度低、运维成本高	0.62-0.82
其他储能	电磁储能	<秒 数秒	-	充放电速度极快、瞬间响应	成本较高、储能时间短	0.86-1.26

资料来源：CNESA, Fraunhofer, 《储能的度电成本和里程成本分析》，国信证券经济研究所整理

抽水蓄能是技术较成熟、经济性较优、具备大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源。《抽水蓄能产业发展报告 2021》预测，2022 年核准规模将超过 50GW，未来发展潜力巨大。2021 年核准抽水蓄能电站平均单位千瓦静态总投资 5367 元/kW，动态总投资 6480 元/kW。抽水蓄能电站的投资占比前三位分别是机电设备及安装工程 26%，建筑工程 25%，建设利息 14%。

表 11：抽蓄电站工程造价各部分投资占比

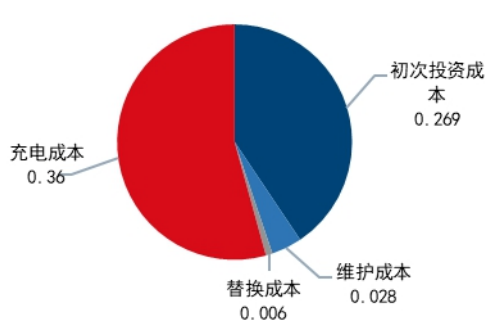
序号	项目名称	投资所占比例 (%)
1	施工辅助工程	5.49
2	建筑工程	25.43
3	环境保护和水土保持工程	1.43
4	机电设备及安装工程	26.07
5	金属结构设备及安装工程	3.77
6	建设征地移民安置补偿费用	3.49
7	独立费用	11.93
8	预备费	8.31
9	建设期利息	14.09
10	工程总投资	100

资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2021》，国信证券经济研究所

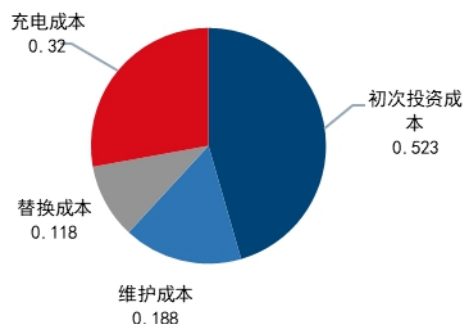
电化学储能系统全生命周期度电成本为 1.158 元/(kW·h)，其中投资成本占比 46%，维护成本占比 16%，替换成本占比 10%，充电成本占比 28%。抽水蓄能系统全生命周期度电成本为 0.665 元/(kW·h)，初始投资成本和充电成本占比分别是 41%和 54%，维护成本和替换成本总共占比 5%。电化学储能和抽水蓄能度电成本对年循环次数、充电基础电价、充放电效率的敏感性排序均为：年循环次数>充电基础电价>充放电效率。目前，电化学储能和抽水蓄能均可通过优化运行参数降低度电成本，相较而言，电化学储能成本的下降空间更大。

图 37：抽水蓄能系统全生命周期度电成本 (元/kW·h)

图 38：磷酸铁锂电池储能系统全生命周期度电成本 (元/kW·h)



资料来源：《电化学储能及抽水蓄能全生命周期度电成本分析》，国信证券经济研究所整理



资料来源：《电化学储能及抽水蓄能全生命周期度电成本分析》，国信证券经济研究所整理

不同类型储能电站对于系统运行具有不同的影响。

就降低火电机组运行成本和备用成本而言，锂离子电池储能最具优势。这主要是由于锂离子电池储能具有较高的能量循环效率（约为 86%）和宽广的功率调节范围。

就减少火电机组启停成本、深度调峰相关成本和促进风电大规模消纳而言，压缩空气储能最具优势。这主要是由于压缩空气储能电站在压缩/膨胀工况下均具有较宽的调节范围，可以快速满足由于负荷和风电波动所带来的系统调节需求，减少火电机组启停和深度调峰频率，促进风电充分消纳。

就储能电站本体的投资成本而言，锂离子电池储能电站最高，这主要是由于电池储能电站循环寿命较短，其在工程周期内会由于置换储能设备而产生额外的置换成本；压缩空气储能次之；抽水蓄能电站最低。

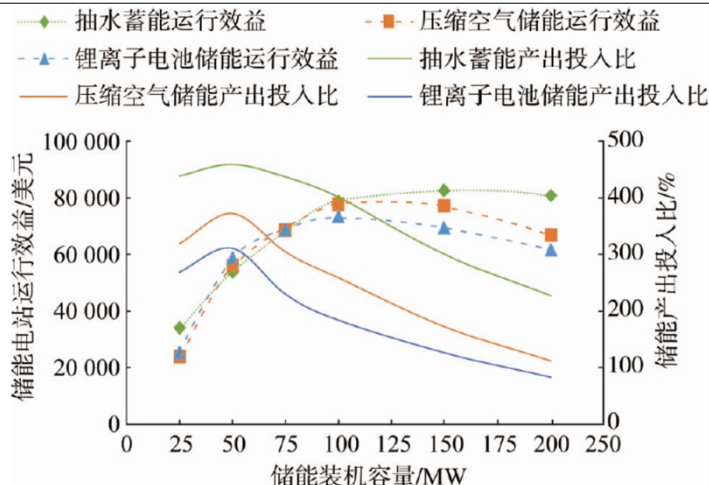
表 12：不同装机容量下各类型储能电站运行效益

储能装机容量/MW	抽水蓄能运行效益（美元）/压缩空气储能运行效益（美元） 产出投入比（%）	锂离子电池储能运行效益（美元） 产出投入比（%）
25	34097/439	23973/319
50	53853/459	56095/373
75	68427/437	68534/304
100	78733/404	77817/258
150	82582/300	77237/172
200	80747/228	66674/111

资料来源：《考虑火电深度调峰的多类型储能经济性分析》，国信证券经济研究所

在促进风电规模化消纳背景下，储能辅助火电机组调峰可以优化火电机组的频繁爬坡情况，减少火电机组深度调峰频率，缓解火电厂的调峰压力。在本文算例情况中储能引入之后火电机组深度调峰相关成本至少下降了约 31.2%。不同类型储能电站引入均会改善系统运行经济性，在辅助火电机组调峰场景下抽水蓄能电站的总体经济效益仍然处于领先地位，其次是压缩空气储能电站，最后是锂离子电池储能电站。

图 39：各类型储能电站运行效益随装机容量变化趋势



资料来源：《考虑火电深度调峰的多类型储能经济性分析》，国信证券经济研究所整理

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 ±10%之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 ±10%之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032