

环保公用行业 2023 年度投资策略 成本下降并合理疏导，行业发展渐入佳境

超配

核心观点

电力：成本下降并合理向下游疏导，将带来行业投资机会。火电：受益于市场化电价上浮及煤炭长协执行率提升，火电业绩已有所改善，未来火电盈利持续修复的动力将主要来自于市场和进口煤价下行；电力现货市场建设推进及火电容量电价下，火电燃料成本将进一步疏导，并保障项目收益率。**新能源：**未来随着硅料产能逐步释放，硅料供需偏紧格局逐步趋于平衡，光伏产业链上游价格有望下行，产业链利润向下游运营商转移，这将推动光伏装机规模提升和项目收益率回升。此外，可再生能源补贴逐步发放，现金流改善，推动新能源项目加快建设投运。**分布式光伏：**随着成本下降，以及电力现货市场和隔墙售电政策的推进，工商业分布式光伏有望加快发展。

储能运营：随着各地政策频出，储能未来将逐步获得容量补偿，随着电力现货市场的推进，电力现货交易将进一步体现储能价值，同时户用侧的电价价差逐步增加，大幅提高储能盈利的市场空间。随着新型电力系统的建设，虚拟电厂的需求和模式也将逐渐完善，虚拟电厂有望迎来爆发。抽水蓄能在明年起全面实行两部制电价，有望打开收益天花板。

再生资源：节约资源与降碳协同共进，行业发展提速。国家陆续出台支持再生资源产业发展的相关政策，推动再生资源产业加快发展。**稀土回收：**稀土配额指标稳步增加，稀土回收产业的废料供应持续增长，驱动行业规模扩张。稀土下游产业需求持续快速释放，稀土废料回收利用产出的稀土氧化物产品成为满足稀土供需缺口的重要来源，稀土回收行业迎来发展机遇。**锂电回收：**锂资源安全供给愈发重要，随着动力电池大规模退役即将来临，锂电池回收原料供应增加，同时锂金属价格有望在明年企稳，锂电池回收利润将随扩产大幅增加。

投资策略：1、煤价下行趋势下，推荐沿海电厂分布较多/现货煤占比相对较大的**粤电力A、华能国际、华润电力**等。2、光伏产业链降本推进，推荐绿电龙头企业**三峡能源**，“核电与新能源”双轮驱动**中国核电**。3、储能方面，关注电化学储能、抽水蓄能和虚拟电厂相关机会，推荐未来户用储能、虚拟电厂运营商**芯能科技**、抽蓄和电化学储能龙头**南网储能**。4、再生资源产业加快发展，推荐稀土回收利用龙头企业**华宏科技**和积极布局动力电池回收的**旺能环境、伟明环保**。

风险提示：相关政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

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	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2022E	2023E	2022E	2023E
601985.SH	中国核电	买入	6.24	1176.27	0.52	0.60	12.00	10.40
600995.SH	南网储能	买入	15.23	390.72	0.66	0.76	23.08	20.04
000539.SZ	粤电力A	买入	5.59	293.49	-0.36	0.3	-15.53	18.63
600011.SH	华能国际	买入	7.57	1188.35	-0.30	0.70	-25.23	10.81
603105.SH	芯能科技	买入	13.29	66.45	0.41	0.59	32.41	22.53
600905.SH	三峡能源	买入	5.78	1654.21	0.31	0.37	18.65	15.62
0836.HK	华润电力	买入	13.80	663.84	0.33	2.16	41.82	6.39
002034.SZ	旺能环境	买入	18.82	80.83	1.72	2.32	10.94	8.11
603568.SH	伟明环保	增持	20.11	340.71	1.06	1.38	18.97	14.57
002645.SZ	华宏科技	买入	15.96	92.88	1.03	1.53	15.50	10.43

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究 · 行业投资策略

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

证券分析师：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

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 12 月投资策略-1-10 月市场交易电量同比增长 43.3%，海上风电项目梳理》——2022-12-04
- 《环保与公用事业 202211 第 4 期-全国电力现货市场建设推进，各地 2023 年电力交易规则梳理》——2022-11-30
- 《环保与公用事业 202211 第 3 期-可再生能源消纳再迎政策利好，广东出台一次能源价格传导机制政策》——2022-11-20
- 《环保与公用事业行业 2022 年三季度回顾-火电盈利修复，环保、燃气板块业绩有所改善》——2022-11-15
- 《环保与公用事业 202211 第 2 期-中电联建议调升煤电基准价，硅料硅片价格迎下降拐点》——2022-11-13

内容目录

电力：成本下降并合理疏导带来投资机遇	5
火电：煤价下行促盈利修复，现货交易合理疏导成本	5
新能源：光伏产业链降本，绿电增长逻辑恢复	13
电力现货市场带来储能和分布式投资机遇	20
政策频出利好新型储能，成本下降将提高电化学储能收益率	20
抽水蓄能：2023 年起实行两部制电价，有望打开抽蓄盈利天花板	22
虚拟电厂：持续关注的可能性机会	24
工商业分布式光伏：隔墙售电进一步提高收益水平	27
资源再生：节约资源与降碳协同共进，行业发展提速	31
稀土回收：下游需求释放驱动行业高景气，行业龙头强者恒强	32
锂电回收：关注退役锂供给增加带来的锂回收机遇	38
投资建议	44
风险提示	44

图表目录

图 1: 2021 年火电（申万）行业指数涨跌幅情况	6
图 2: 2022 年第三季度火电公司盈利情况	6
图 3: 火电公司 2022 年前三季度平均上网电价及涨幅	7
图 4: 火电公司 2022 年前三季度市场化交易电量及占比情况	7
图 5: 2022 年以来国家煤炭保供政策梳理	8
图 6: 国内原煤产量变化情况（万吨）	8
图 7: 国内煤及褐煤进口量情况（万吨）	8
图 8: 世界主要经济体经济增速预测（%）	9
图 9: 2019 年以来国内出口金额及变化情况	9
图 10: 京唐港动力煤（Q5500）平仓价走势（元/吨）	10
图 11: 广州港印尼煤（Q5500）库提价走势（元/吨）	10
图 12: 山东电力现货市场单日成交价格走势（元/MWh）	12
图 13: 山东电力现货市场 4 月负电价时段及日最高电价时点	12
图 14: 国内风电累计装机容量情况	13
图 15: 国内光伏累计装机容量情况	13
图 16: 国内风光新能源新增装机容量情况（万千瓦）	13
图 17: 国内集中式、分布式光伏累计装机容量（GW）	14
图 18: 国内集中式、分布式光伏新增装机容量（GW）	14
图 19: 国内工商业、户用分布式光伏新增装机容量（GW）	14
图 20: 2021 年全球不同电源平准化成本同比变化情况	15
图 21: 全球新能源电力全投资成本变化（美元/KW）	15
图 22: 全球新能源电力 LCOE 变化（美元/kwh）	15
图 23: 多晶硅致密料价格走势（元/千克）	17
图 24: 硅片现货均价走势（元/片）	17
图 25: PERC 电池片现货均价走势（元/瓦）	17
图 26: 光伏组件现货均价走势（元/瓦）	17
图 27: 中环 150 μ m 厚度 P 型硅片价格变化（元/片）	17
图 28: 中环 130 μ m 厚度 N 型硅片价格变化（元/片）	17
图 29: 2022 年 1-10 月组件平均中标价格（元/W）	18
图 30: 抽水蓄能相关重要政策梳理	23
图 31: 分布式发电市场交易模式	29
图 32: “过网费” 计算示例	29
图 33: 2020 年全球稀土矿资源分布情况（万吨）	33
图 34: 国内稀土开发控制总量指标（吨）	33
图 35: 钕铁硼产量及对应稀土废料产量（万吨）	35
图 36: 稀土废料回收产量占比情况	37
图 37: 稀土废料回收量区域分布情况	37

图 38: 锂电回收流程	38
图 39: 锂电回收干法工艺	39
图 40: 锂电回收湿法工艺	39
图 41: 2018-2021 年中国锂电池回收量情况	40
图 42: 我国动力电池回收量及市场规模	40
图 43: 碳酸盐沉淀法提锂流程	42
图 44: 久吾高科吸附法提锂流程	42
表 1: 火电运营边界条件假设	10
表 2: 火电盈利敏感性分析	10
表 3: 电价上浮 20%情形下火电盈利敏感性分析	11
表 4: 长协覆盖率和煤价的火电度电盈利敏感性分析 (元/kwh)	11
表 5: 电价上浮 20%情形下长协覆盖率和煤价的火电度电盈利敏感性分析 (元/kwh)	12
表 6: 国内硅料产能情况梳理 (万吨)	15
表 7: 组件价格及电价对光伏项目资本金 IRR 的敏感性分析	18
表 8: 组件价格及电价对光伏项目单瓦装机盈利的敏感性分析 (元/W)	19
表 9: 电化学电站售电模式的基本参数假设	20
表 10: 电化学电站盈利能力逐年衰减	20
表 11: 电化学储能 IRR 敏感性分析——单位建设成本 (行, 单位: 元/Wh)、电价差 (列, 单位: 元/kWh)	21
表 12: 部分电化学储能电站项目成本情况	21
表 13: 各地新型电化学储能补贴政策	22
表 14: 近年来国家支持分布式发电市场化交易的政策	28
表 15: 2021 年以来国家促进循环经济发展的政策梳理	31
表 16: 《“十四五”循环经济发展规划》确定的资源回收目标	32
表 17: 2020-2022 年稀土开采、冶炼分离总量控制指标	34
表 18: 全球氧化镨钕供给测算 (吨)	34
表 19: 国家推动稀土回收利用的政策	36
表 20: 国内稀土废料回收利用企业	37
表 21: 锂电回收相关公司业务规模	40
表 22: 世界主要盐湖的成分及储量对照	41
表 23: 盐湖提锂相关公司业务规模	43

电力：成本下降并合理疏导带来投资机遇

火电：煤价下行促盈利修复，现货交易合理疏导成本

2021 年以来火电板块两轮行情的核心驱动力之一：盈利修复预期。复盘 2021 年以来火电板块走势，可以发现 2021 年 8 月-12 月、2022 年 4-9 月火电板块出现过两轮显著上涨行情。尽管两轮上涨行情的驱动因素各不相同，但我们认为市场主要交易的是火电板块盈利修复预期。

煤电市场交易电价上下浮动范围扩大，价格端疏导煤电成本压力。2021 年 10 月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知（发改价格〔2021〕1439 号）》（以下简称“1439 号文”）。1439 号文提出，将煤电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，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。

煤炭市场价格形成机制完善，煤电煤炭长协“3 个 100%”政策落地，燃料成本下降促进火电盈利修复。2022 年 2 月，国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知（发改价格〔2022〕303 号）》（以下简称“303 号文”）。303 号文提出，引导煤炭价格在合理区间运行，从多年市场运行情况看，近期阶段秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易价格每吨 570-770 元（含税）较为合理。此后，2022 年 7 月，国家发改委召开涉煤视频会议，会议提出严格落实“三个 100%”政策。国家政策大力推动煤炭保供调价，火电企业煤炭新长协换改签完成，火电公司煤炭燃料成本压力将有所缓解。

2023 年电煤长协签订履约工作方案出台，保障火电企业电煤长协供应。2022 年 10 月 31 日，国家发改委印发《2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案》，《方案》对 2023 年电煤长协合同签订数量、价格以及违约惩罚措施进行了明确规定，保障火电企业煤炭有效供应。

长协合同签订数量：产煤省区和煤炭生产企业：暂按 26 亿吨任务目标分解电煤长协煤源任务，每个煤炭企业任务量不低于自有资源量的 80%，不低于动力煤资源量的 75%，21 年 9 月以来核增产能的保供煤矿核增部分全部签订电煤长协。**发电企业：**合理确定国内用煤需求并全部签订长协，最高可按 22 年国内耗煤量 105% 组织衔接资源，进口煤比例高的电厂考虑进口替代情况可进一步合理放宽比例。鼓励供需双方按 22 年下半年签订的量价齐全合同 2 倍数量签订 23 年全年合同。

长协合同价格：基准价：下水煤合同基准价按 5500 大卡动力煤 675 元/吨执行；**浮动价：**按全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数综合确定月度浮动价。价格水平不超过 570-770 的合理价格区间。

惩罚举措：严格按发改办财金〔2022〕637 号文有关举措予以惩戒，因供需双方原因导致季度兑现率偏低的合同，铁路运输企业将根据违约程度，采取削减合同运力、取消配置运力的举措。若因不可抗力因素导致煤矿长期停工停产不能履约的，由供方所在地省级主管部门核实并协调落实替代履约资源后，报送国家发改委申请调整合同监管台账，否则严格执行“欠一补三”合同条款。

图1：2021年火电（申万）行业指数涨跌幅情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

火电企业盈利有所改善。受益于煤电市场化交易电价上浮以及煤炭长协覆盖率、履约率、执行率 100%政策落地，2022 年第三季度火电企业盈利有所改善。从 2022 年第三季度火电企业盈利情况，多数火电企业实现扭亏为盈，同时归母净利润同比、环比增速均大幅增长。

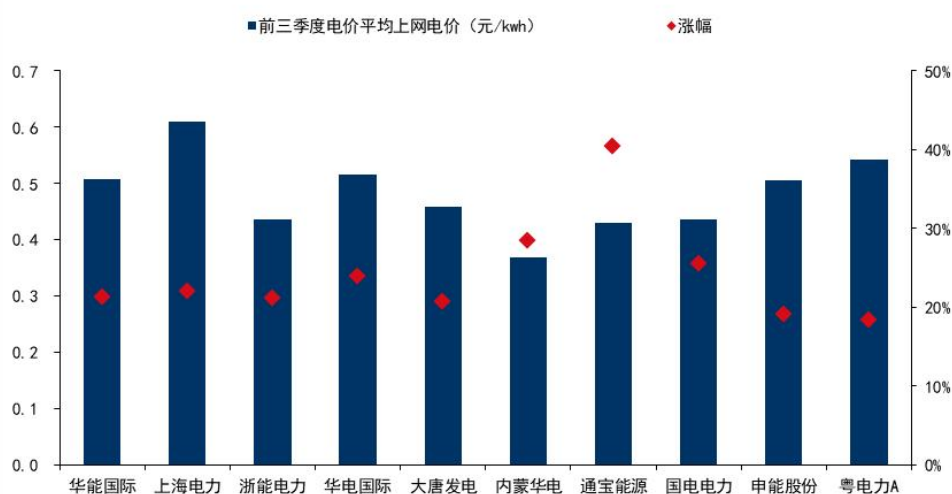
图2：2022年第三季度火电公司盈利情况

公司简称	22年第三季度归母净利润（亿元）	同比增速	环比增速
华能国际	-9.34	72.57%	54.51%
上海电力	2.69	197.56%	280.63%
浙能电力	0.59	126.41%	125.75%
赣能股份	1.25	247.02%	249.01%
长源电力	1.62	619.92%	829.91%
豫能控股	-6.18	15.96%	-99.98%
华电国际	6.80	138.22%	-33.85%
广州发展	5.02	531.71%	10.03%
大唐发电	-6.36	60.78%	-135.14%
内蒙华电	3.92	265.12%	-41.51%
通宝能源	2.55	356.66%	35.11%
国电电力	27.39	360.10%	114.21%
天富能源	-1.97	-944.69%	12.88%
京能电力	2.62	120.04%	18.06%
申能股份	3.34	-56.86%	-45.45%
粤电力A	-3.44	40.02%	62.87%
皖能电力	1.64	126.80%	24.47%
建投能源	3.44	139.10%	367.59%
深圳能源	7.02	-29.58%	26.18%
深南电A	-0.48	-6.50%	12.27%
福能股份	4.53	388.86%	-11.49%
宝新能源	1.81	13.94%	3303.95%
吉电股份	0.68	354.70%	-79.89%
湖北能源	3.92	-63.66%	-56.03%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

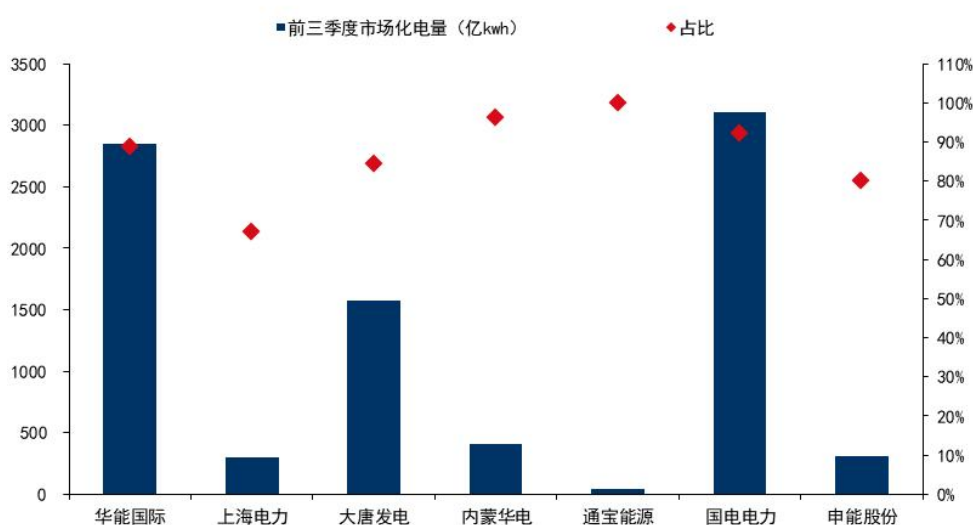
电价、煤炭长协未来边际可改善空间较为有限。从上网电价来看，2022 年前三季度，大多数火电上市公司平均上网电价均上浮 20%及以上，其中通宝能源平均电价上浮幅度更是超过 40%达 40.37%。尽管未来电力供需格局可能仍呈紧平衡态势，但预计多数火电公司平均上网电价进一步上涨空间较为有限。同时，火电公司市场化交易电量占比亦处于较高水平，未来提升空间也较为有限。从煤炭长协来看，多数火电公司煤炭长协覆盖率处于较高水平，同时履约率、长协价格执行率亦较好，而煤炭长协价格预计将保持稳定。整体而言，多数火电公司煤炭长协的量、价情况趋于稳定，煤炭长协量、价进一步改善空间有限，对火电盈利改善边际贡献下降。

图3：火电公司 2022 年前三季度平均上网电价及涨幅



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图4：火电公司 2022 年前三季度市场化交易电量及占比情况



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

国内煤炭增产保供政策推进，供给有所改善，预计未来煤炭供给将稳步增长。2022年以来，国家及地方政府多次出台煤炭保供政策。受国家煤炭保供政策推动，2022年1-10月，国内原煤累计产量达36.92亿吨，同比增长12.89%，增速较2021年同期增加7.83pct。根据《“十四五”现代能源体系规划》，到2025年，年生产标煤46亿吨以上，未来国内煤炭产量有望持续增长。此外，进口煤方面，受中国与澳大利亚经贸关系、地缘政治冲突及印尼煤炭出口限制影响，2022年1-10月，国内进口煤及褐煤2.30亿吨，同比下降10.70%；但近期中国与澳大利亚经贸关系有所缓和，预计后续进口煤数量将重归增长。

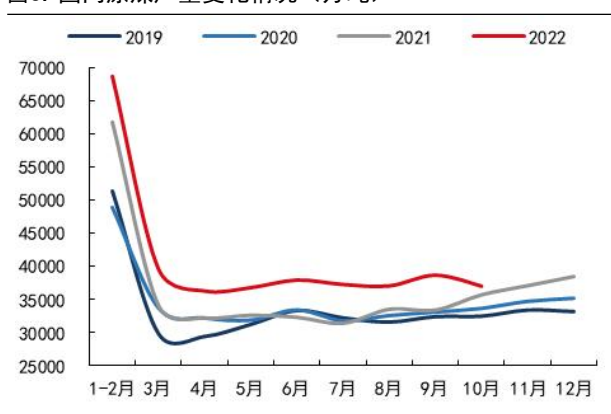
长期来看，随着国内煤炭产能释放及进口煤数量增加，供给端持续改善；需求端层面，新能源装机规模增加，火电发电量占比下降，将导致煤炭需求下行。因而，综合供需来看，预计未来煤炭供需格局将逐渐趋于平衡，届时现货煤价格大概率出现下行，火电企业燃料成本呈下行态势。

图5：2022年以来国家煤炭保供政策梳理



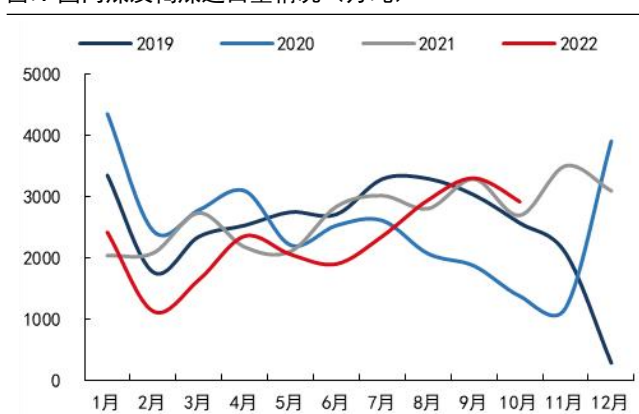
资料来源：政府官网，国信证券经济研究所整理

图6：国内原煤产量变化情况（万吨）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图7：国内煤及褐煤进口量情况（万吨）

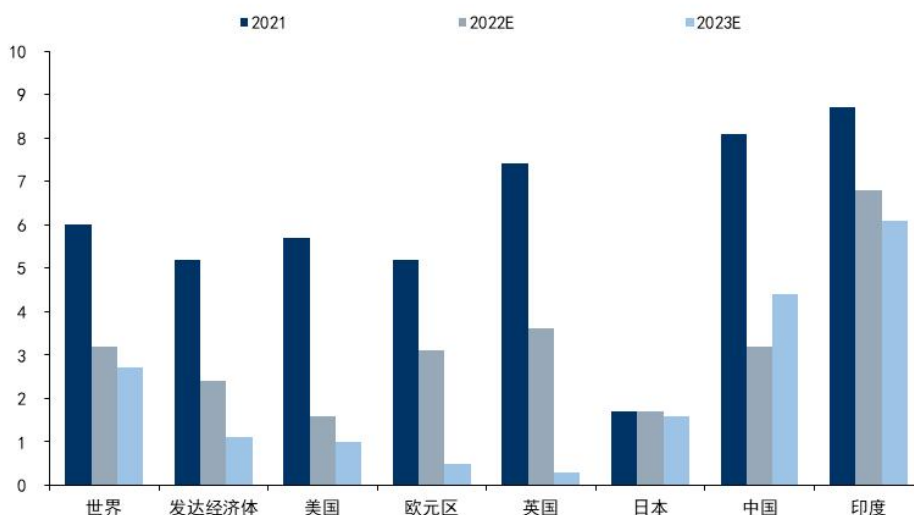


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

海外经济衰退或将导致煤价下行。受新冠疫情、俄乌地缘政治冲突、通胀高企等因素影响，预计2023年海外经济将进入衰退阶段。根据IMF于2022年10月发布的《世界经济展望》，全球经济增长率预计将由2021年的6.0%降至2022年的3.2%和2023年的2.7%，且发达经济体经济增速亦呈现下降态势。同时，OECD于2022

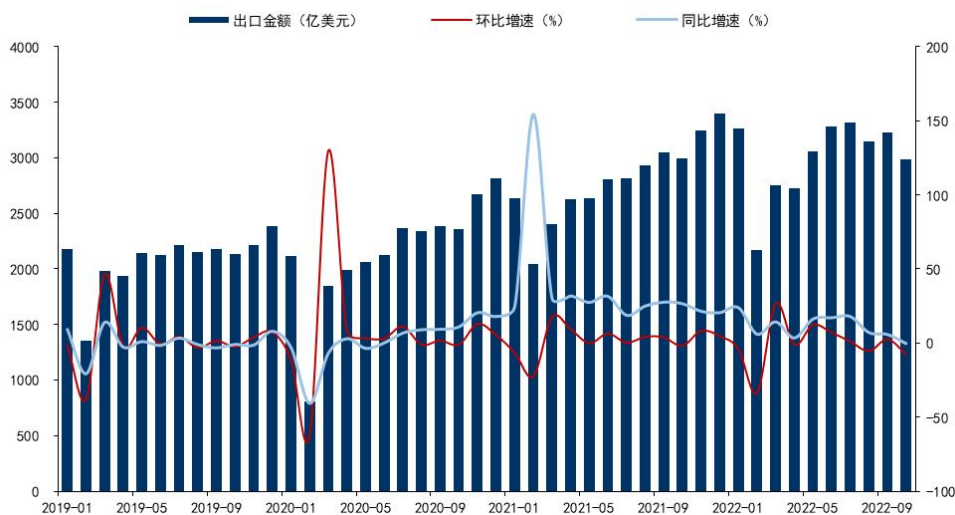
年 11 月发布的最新一期《经济展望报告》中同样下调 2023 年全球和发达经济体的经济增长率，预计 2022 年为 3.1%，2023 年放缓至 2.2%，美国、欧洲经济增长呈快速放缓态势，2023 年美国和欧元区的经济增长率均仅为 0.5%。中国作为隐含的能源出口国，随着海外经济衰退，国内出口增长将可能受到影响，引致煤炭需求下行，煤炭价格或将有所下降。因而，2023 年需求侧扰动，将可能会成为煤炭价格走势的主要影响因素。

图8：世界主要经济体经济增速预测（%）



资料来源：IMF，国信证券经济研究所整理

图9：2019 年以来国内出口金额及变化情况

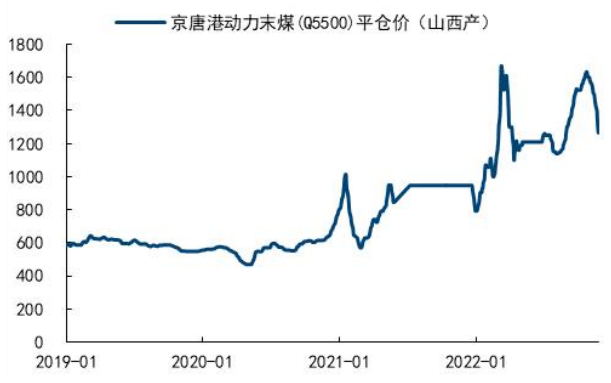


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

煤价下行趋势渐成，但不同火电企业受益程度可能有所差异。2022 年 10 月以来，国内动力煤价格走势呈下降趋势；同时，进口煤价格亦呈现下降态势。受海外经济衰退影响，预计煤炭价格下行趋势有望维持。煤价下行趋势下，火电板块均有望受益，火电板块盈利有望持续修复。然而，不同火电企业收益情况可能有所差

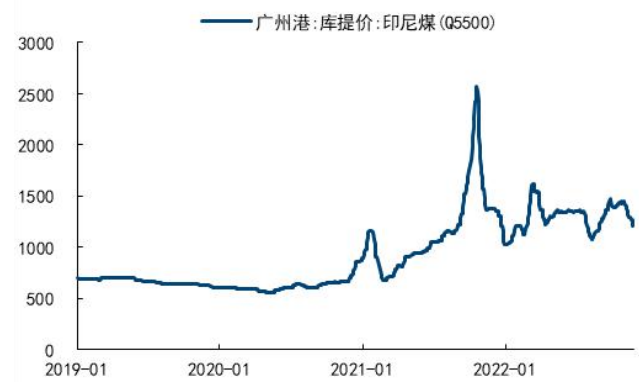
异，这主要是由于自 2022 年 7 月国家火电煤炭长协“3 个 100%”政策执行以来，部分火电企业煤炭长协覆盖率、履约率、价格执行率情况较好，电煤供应中现货煤、进口煤占比较小，相应现货煤、海外煤降价的受益程度较小，而电煤供应结构中现货占比、进口煤占比相对较高的公司将显著受益，盈利修复弹性相对更大。

图10: 京唐港动力煤(Q5500)平仓价走势(元/吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图11: 广州港印尼煤(Q5500)库提价走势(元/吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

火电盈利测算: 选取 303 号文规定的合理价格区间上限价格作为秦皇岛港下水煤中长期交易价格, 加上约 70 元/吨的海运及储存成本, 换算为 7000 大卡标准煤后, 沿海电厂用煤成本价约为 946 元/吨(不含税), 发电煤耗取 300g/kWh, 则电厂燃料成本约为 0.284 元/kWh, 在沿海省份不含税电价为 0.44 元/kWh、火电建造成本为 5.5 元/W、利用小时数为 4700 小时的边界情形下, 测算火电的度电盈利为 0.026 元/KWh。基于当前煤炭长协签订价格 719 元/吨来测算, 火电度电盈利为 0.055 元/KWh。此外, 在上述边界条件下, 测算出火电盈亏平衡时, 对应入炉标煤单价为 1033 元/吨, 对应秦皇岛港下水煤价格为 963 元/吨。

表1: 火电运营边界条件假设

建造成本 (元/W)	净资产 (元/W)	利用小时 (小时)	度电净资产 (元/kWh)	沿海省份不含税电价 (元/kWh)
5.5	2	4700	0.46	0.44

资料来源: 国信证券经济研究所假设

表2: 火电盈利敏感性分析

标煤单价 (元/吨)	度电成本 (元/kWh)				度电费用 (元/kWh)			度电盈利 (元/kWh)
	折旧	维护费用	员工薪酬	燃料成本	财务费用	管理费用	销售费用	
600	0.050	0.025	0.025	0.180	0.020	0.010	0.000	0.082
700	0.050	0.025	0.025	0.225	0.020	0.010	0.000	0.059
719	0.050	0.025	0.025	0.237	0.020	0.010	0.000	0.055
800	0.050	0.025	0.025	0.261	0.020	0.010	0.000	0.037
876	0.050	0.025	0.025	0.284	0.020	0.010	0.000	0.026
900	0.050	0.025	0.025	0.291	0.020	0.010	0.000	0.014
1000	0.050	0.025	0.025	0.300	0.020	0.010	0.000	-0.011
1100	0.050	0.025	0.025	0.311	0.020	0.010	0.000	-0.041
1200	0.050	0.025	0.025	0.360	0.020	0.010	0.000	-0.071
1400	0.050	0.025	0.025	0.420	0.020	0.010	0.000	-0.131
1600	0.050	0.025	0.025	0.480	0.020	0.010	0.000	-0.191

资料来源: 国信证券经济研究所测算

电价上浮 20%情形下火电盈利测算：由于目前多数省份已逐步签订 2023 年度的电价长协，且市场预期 2023 年煤电市场化交易电价有望维持上浮 20%。若电价上浮 20%，则前述沿海省份对应电价为 0.528 元/kwh。在此情形下，基于前文中假设的边界条件，测算得出但煤炭长协价格为 719 元/吨时，度电盈利为 0.121 元/kwh；火电盈亏平衡时，对应入炉标煤单价为 1327 元/吨，对应秦皇岛港下水煤价格为 1257 元/吨。

表3：电价上浮 20%情形下火电盈利敏感性分析

标煤单价 (元/吨)	度电成本 (元/kWh)				度电费用 (元/kWh)			度电盈利 (元/kWh)
	折旧	维护费用	员工薪酬	燃料成本	财务费用	管理费用	销售费用	
600	0.050	0.025	0.025	0.180	0.020	0.010	0.000	0.148
700	0.050	0.025	0.025	0.225	0.020	0.010	0.000	0.125
719	0.050	0.025	0.025	0.237	0.020	0.010	0.000	0.121
800	0.050	0.025	0.025	0.261	0.020	0.010	0.000	0.103
876	0.050	0.025	0.025	0.284	0.020	0.010	0.000	0.086
900	0.050	0.025	0.025	0.291	0.020	0.010	0.000	0.080
1000	0.050	0.025	0.025	0.300	0.020	0.010	0.000	0.058
1100	0.050	0.025	0.025	0.311	0.020	0.010	0.000	0.035
1200	0.050	0.025	0.025	0.360	0.020	0.010	0.000	0.013
1400	0.050	0.025	0.025	0.420	0.020	0.010	0.000	-0.043
1600	0.050	0.025	0.025	0.480	0.020	0.010	0.000	-0.103

资料来源：国信证券经济研究所测算

考虑不同公司煤炭长协覆盖率情况有差异，基于前述假设条件，假设煤炭长协结算价为 719 元/吨，在电价未上浮 20%情形下，煤炭长协覆盖率、履约率为 80%，且现货煤价格低于 1600 元/吨时，火电企业均可实现盈利；现货煤价为 1000、1100、1200 元/吨，长协覆盖率由 80%提升至 100%，度电盈利分别提升 0.013、0.017、0.022 元/kwh。在电价上浮 20%情形下，煤炭长协覆盖率、履约率为 50%以上，且现货煤价格低于 1600 元/吨时，火电企业基本均可实现盈利。

表4：长协覆盖率和煤价的火电度电盈利敏感性分析 (元/kwh)

现货煤价(元/吨)	煤炭长协覆盖率					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
600	0.068	0.066	0.063	0.060	0.058	0.055
700	0.057	0.057	0.056	0.056	0.055	0.055
800	0.046	0.048	0.050	0.051	0.053	0.055
900	0.035	0.039	0.043	0.047	0.051	0.055
1000	0.023	0.030	0.036	0.042	0.049	0.055
1100	0.012	0.021	0.029	0.038	0.046	0.055
1200	0.001	0.012	0.023	0.033	0.044	0.055
1400	-0.022	-0.006	0.009	0.024	0.040	0.055
1600	-0.044	-0.024	-0.004	0.015	0.035	0.055

资料来源：国信证券经济研究所测算

表5: 电价上浮 20%情形下长协覆盖率和煤价的火电度电盈利敏感性分析 (元/kwh)

	煤炭长协覆盖率					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
600	0.134	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121
700	0.123	0.123	0.122	0.122	0.121	0.121
800	0.112	0.114	0.116	0.117	0.119	0.121
900	0.101	0.105	0.109	0.113	0.117	0.121
1000	0.089	0.096	0.102	0.108	0.115	0.121
1100	0.078	0.087	0.095	0.104	0.112	0.121
1200	0.067	0.078	0.089	0.099	0.110	0.121
1400	0.044	0.060	0.075	0.090	0.106	0.121
1600	0.022	0.042	0.062	0.081	0.101	0.121

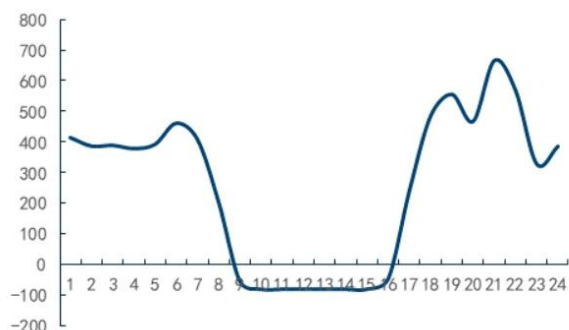
资料来源: 国信证券经济研究所测算

全国电力现货市场建设推进, 助力火电疏导成本。2022年11月25日, 国家能源局发布《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)》。电力现货市场建设, 形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的电能量价格信号, 提升电力系统调节能力, 促进可再生能源消纳, 保障电力安全可靠供应, 引导电力长期规划和投资。近期任务主要有构建省间、省/区域现货市场, 建立健全日前、日内、实时市场; 加强中长期市场与现货市场的衔接; 做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接, 加快辅助服务费用向用户侧合理疏导; 推动新能源、储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等市场主体参与交易。远期任务为重点是推进优先发电计划全面放开, 通过政府授权合约等机制实现平稳过渡; 探索输电权、电力期货和衍生品等交易。

整体而言, 全国电力现货市场建设推进, 电力现货交易有利于体现电力的分时价值, 实时体现电力供需和成本情况, 促进火电扭亏为盈或维持比较稳定的收益率水平。火电可通过参与电力现货市场交易, 在电价较高时参与交易, 从而获取更高的电价, 在燃料成本较高的情形下, 也可以实现盈利, 进而疏导燃料成本压力。

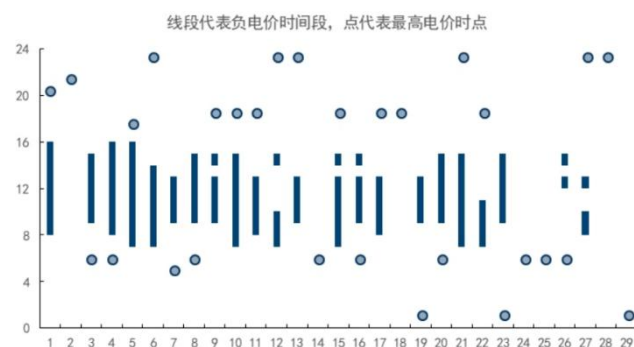
容量电价机制下, 保障火电项目收益率。根据《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》, 推动容量补偿机制与现货市场机制衔接, 鼓励各地探索建立市场化容量补偿机制, 激励各类电源投资建设。市场化容量补偿机制下, 电源项目投资收益有保障, 加快火电项目建设。

图12: 山东电力现货市场单日成交价格走势 (元/MWh)



资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图13: 山东电力现货市场4月负电价时段及日最高电价时点



资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

新能源：光伏产业链降本，绿电增长逻辑恢复

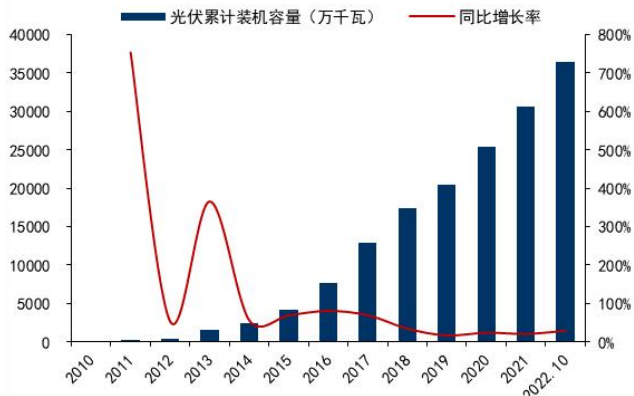
“双碳”目标政策推动背景下，新能源装机规模持续增长，光伏装机增速相对快鱼风电。国家能源局数据显示，截至 2022 年 10 月，国内风电、光伏累计装机容量分别为 34939、36444 万千瓦，在国内电力装机容量中占比分别为 14.00%、14.61%；2022 年以来，国内风电、光伏分别新增装机容量 2091、5788 万千瓦，分别同比增长 16.6%、29.2%。

图 14：国内风电累计装机容量情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 15：国内光伏累计装机容量情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 16：国内风光新能源新增装机容量情况（万千瓦）

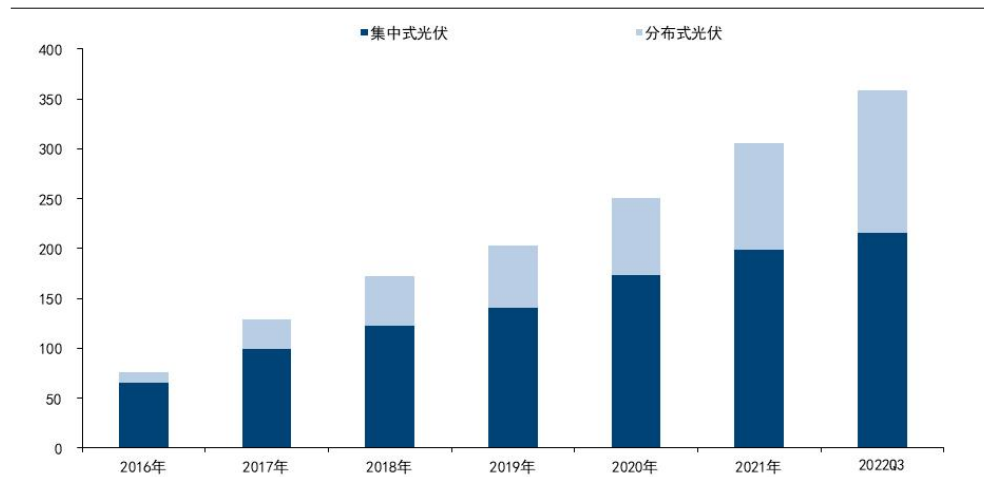


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

光伏新增装机中，主要以分布式光伏装机为主，集中式光伏装机增长相对较小。国家能源局数据显示，截至 2022 年 9 月，国内集中式光伏、分布式光伏累计装机容量分别为 215.64、142.43GW。从新增装机来看，2022 年前三季度，国内集中式、分布式光伏新增装机容量分别为 17.27、35.33GW，在新增光伏装机容量中占比分别为 32.83%、67.17%，分别较 2021 年底的装机容量增长 8.65%、32.48%，分布式光伏为光伏装机增长的主要驱动力。在新增分布式光伏装机容量中，工商业分布式光伏、户用分布式光伏新增装机容量分别为 18.74、16.59GW，在新增分布式光伏装机容量中的占比分别为 53.04%、46.96%。分布式光伏装机快速增长的原因在于：一是国家整县推进政策执行，同时部分地区给予户用分布式光伏电价补贴，

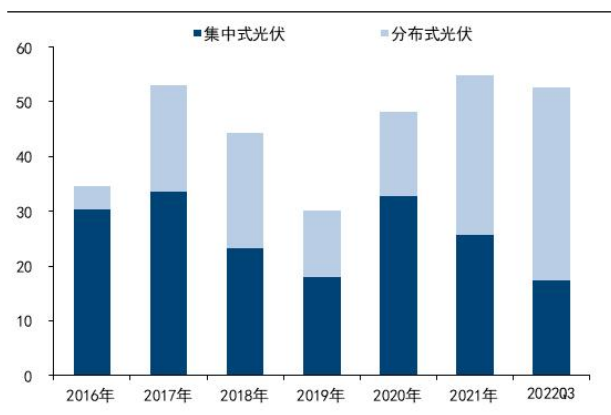
政策驱动装机增长；二是电价上浮以及限电情形下，分布式光伏“自发自用、余电上网”模式优势凸显，有助于工商业企业电力保供和降低用电成本；三是高组件价格下，分布式光伏整体投资成本相对更低，项目经济性相对更好。集中式光伏增长有限的原因则在于组件价格高企，项目收益率难以满足目标收益率水平，导致电力企业光伏装机意愿受到影响。

图17: 国内集中式、分布式光伏累计装机容量 (GW)



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

图18: 国内集中式、分布式光伏新增装机容量 (GW)



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

图19: 国内工商业、户用分布式光伏新增装机容量 (GW)



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

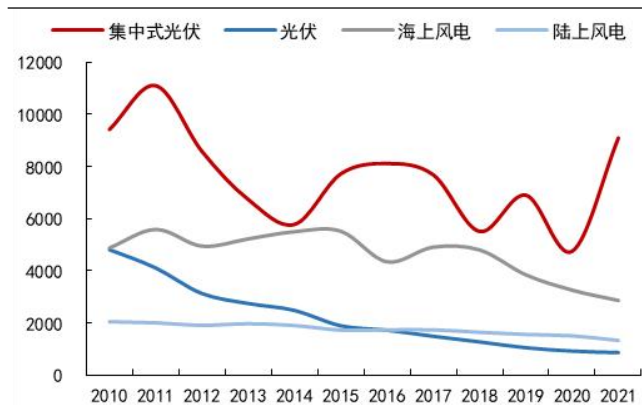
集中式光伏全投资、平准化成本上升。IRENA 数据显示，2021 年，全球集中式光伏、陆上风电、海上风电、光伏的平准化成本变化分别为+7%、-15%、-13%、-13%；从全投资成本来看，2021 年全球集中式光伏平均投资成本为 9091 美元/KW，较 2020 年同期水平大幅提升，而其他新能源电力全投资成本在同期内呈下行态势；从平准化度电成本来看，2021 年全球集中式光伏 LCOE 为 0.114 美元/kwh，较 2020 年同期的 0.107 美元/kwh 同比增加 6.54%。

图20: 2021 年全球不同电源平准化成本同比变化情况



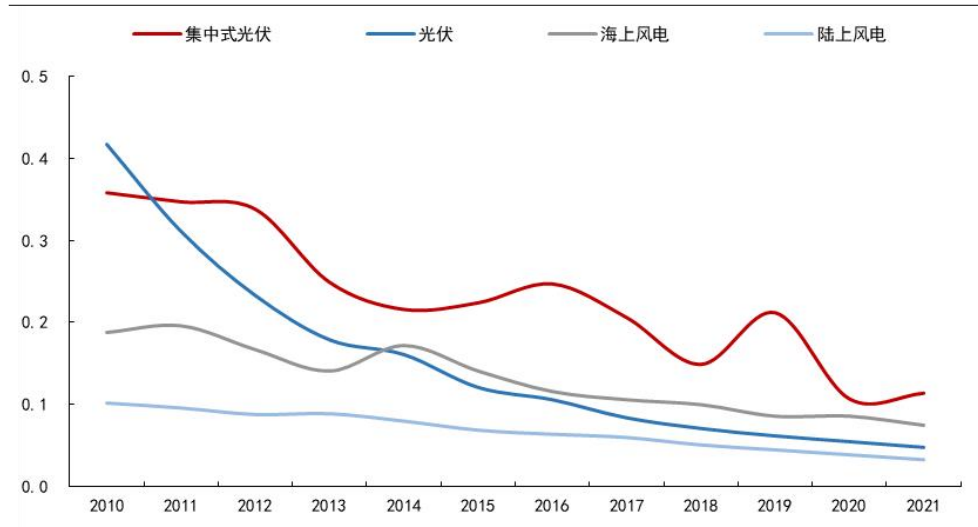
资料来源: IRENA, 国信证券经济研究所整理

图21: 全球新能源电力全投资成本变化 (美元/KW)



资料来源: IRENA, 国信证券经济研究所整理

图22: 全球新能源电力 LCOE 变化 (美元/kwh)



资料来源: IRENA, 国信证券经济研究所整理

硅料产能将逐步释放, 供需偏紧格局有望缓解。组件价格高企的重要原因在于上游硅料供需偏紧, 而未来新增硅料产能逐步释放, 供需格局有望改善。根据中国有色金属工业协会硅业分会统计, 2021 年国内硅料产能为 51.9 万吨, 实际产量 49.8 万吨。根据索比光伏网数据, 2022 年 9 月, 硅料总产能为 91.93 万吨/年 (约 363.12GW/年), 环比增长 8.7%。根据国内主要高纯晶硅生产公司披露的未来投产计划, 预计 2022/2023/2024 年国内硅料产能将分别为 133.5/294.05/470.05 万吨。

表6: 国内硅料产能情况梳理 (万吨)

	2021 年底产能	2022 年 11 月初产能	2022 年底前投产的项目	2022 年底产能	2023 年投产的项目	2023 年底产能	2024 年投产的项目 E	2024 年底产能
通威股份	18	23		23	乐山三期 12 万吨, H2 投产	35	包头 20 万吨、保山 20 万吨	75
协鑫科技	7.5	14.5	包头一期 10 万吨、乐山 6 万吨, Q4 投产	30.5	呼和浩特 10 万吨*60%股权、包头二期 10 万吨、乌海 10 万吨, H2 投产	56.5	包头三期 10 万吨	66.5
新特能源	10	10	内蒙古 10 万吨, Q4 达产	20	准东一期 10 万吨	30	准东二期 10 万吨	40
东方希望	6	12		12	宁夏一期 12.5 万吨、准东三期 6 万吨、乌海 6.25 万吨	36.75		36.75

宝丰集团	0	0	0	酒泉 5 万吨	5	酒泉 25 万吨	30
大全能源	10.5	10.5	10.5	包头一期 10 万吨, Q2 投产	20.5		20.5
青海丽豪	0	5	5	西宁二期 5 万吨	10	西宁三期 10 万吨	20
合盛硅业	0	0	0	甘泉堡一期 10 万吨, Q2 投产	10	甘泉堡二期 10 万吨	20
清电能源	0	0	0	哈密一期 10 万吨	10	哈密二期 10 万吨	20
其亚集团	0	0	0	准东一期 10 万吨	10	准东二期 10 万吨	20
东方日升	1.2	1.2	1.2	包头一期 5 万吨	6.2	包头二期 10 万吨	16.2
润阳股份	0	0	宁夏一期 5 万吨, 年底投产	5	5	宁夏二期 5 万吨	10
江苏阳光	0	0	0	0	0	包头 10 万吨	10
晶诺新能源	0	0	胡杨河一期 5 万吨	5	胡杨河二期 5 万吨	10	10
天宏瑞科	1.8	1.8	1.8	榆林扩产 8 万吨	9.8		9.8
亚洲硅业	1.9	9	9		9		9
内蒙古东立	1.2	1.2	1.2	二期 4.8 万吨	6		6
信义光能	0	0	0	0	0	云南一期 6 万吨	6
新疆协鑫	6	6	6	6	6		6
南玻 A	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	青海 5 万吨	5.9
吉利硅谷	0	0.2	0.2	二期 1 万吨	1.2	三期 4 万吨	5.2
上机数控	0	0	0	0	0	包头一期 5 万吨	5
亚王集团	0	0	0	0	0	凉山一期 5 万吨, Q2 投产	5
天合光能	0	0	0	西宁一期 5 万吨	5		5
阿特斯	0	0	0	海东一期 5 万吨	5		5
TCL 中环	0	0	0	呼和浩特 10 万吨*40%股权	4		4
鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2		1.2
洛阳中硅	1	1	1	1	1		1
中来股份	0	0	0	0	0	太原一期 1 万吨	1
合计	67.2	97.5	133.5		294.05		470.05

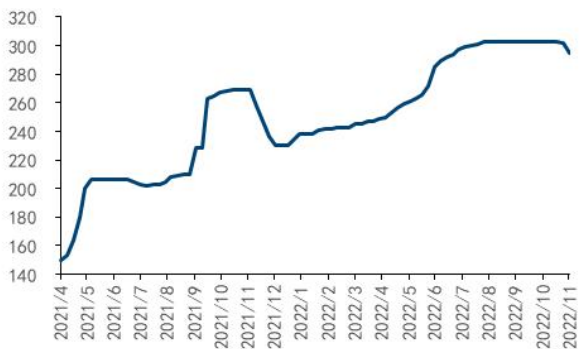
资料来源：各公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

硅料新增产能可有效满足光伏装机新增需求。2022 年初，中国光伏行业协会对 2022/2023/2024 年国内光伏新增装机的预测为 75-90/80-95/85-100GW，对全球新增预测为 195-240/220-275/245-300GW。由于各省装机规划好于预期，今年 7 月，中国光伏行业协会上调对 2022 年国内光伏新增装机容量预测，预计 2022 年新增在光伏装机规模为 85-100GW，同比+55%-82%。根据硅料需求=新增装机量×组件容配比×组件硅耗，若按照 1.2:1 的容配比、2.9g/W 的单瓦硅耗，以 22 年和 23 年的国内预计硅料产能可以供给 440/980GW 的装机量。即使开工达产率仅有 50%，预计仅国内产量即可基本满足全球在 23、24 年的新增装机需求。

硅料价格拐点临近。近两个半月，多晶硅致密料均价维持高位，高价区间在 10 月下旬有所下探。拉晶企业生产用料的刚性需求预期比较明显，对硅料价格有支撑作用，短时间内难以出现显著下跌。四季度是传统光伏电站装机的爆发期，随着四季度硅料有效产量的逐月提升，预计硅料价格拐点即将来临。根据 PVInfoLink 数据，截至 2022 年 11 月 30 日，国内多晶硅致密料平均价格为 295 元/千克，环比下跌 2.32%。

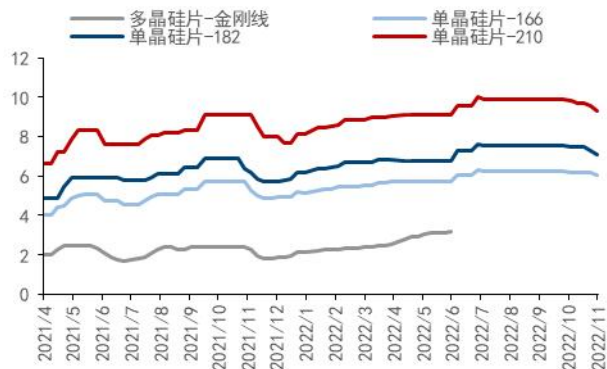
上游供需关系迎来转变，硅片、电池片、组件价格下行。2022 年 11 月 27 日，TCL 中环发布单晶硅片价格更新，以 P 型 150 μm 厚度为例，210mm 硅片由 9.73 元/片调降至 9.30 元/片(-4.40%)，182mm 硅片由 7.38 元/片调降至 7.05 元/片(-4.50%)，中环硅片价格维持下降态势。由于下游对单晶硅片的需求比较稳定、确定，单晶硅片企业恐将面临逐渐增加的库存压力。根据 PVInfoLink 数据，截至 2022 年 11 月 30 日，国内单晶硅片 166、182、210mm 的均价分别为 6.02、7.11、9.30 元/片，周环比变化分别为-2.43%、-2.60%、-2.62%；单晶电池片 166、182、210mm 的均价分别为 1.31、1.34、1.34 元/W，周环比变化分别为 0.00%、-0.74%、0.00%；单晶组件 166、182、210 型均价分别为 1.91、1.96、1.96，周环比变化分别为-0.52%、-0.51%、-0.51%。

图23: 多晶硅致密料价格走势 (元/千克)



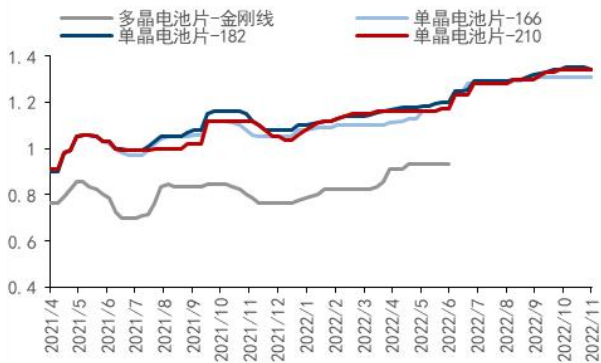
资料来源: PVInfoLink, 国信证券经济研究所整理

图24: 硅片现货均价走势 (元/片)



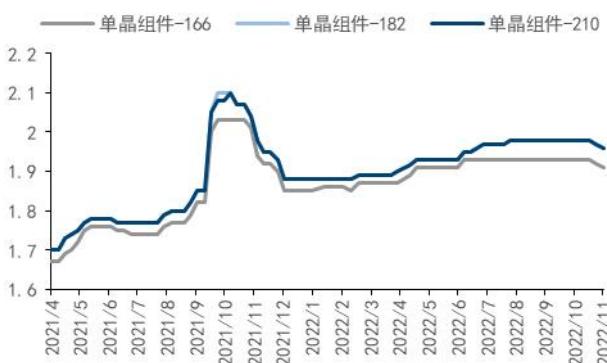
资料来源: PVInfoLink, 国信证券经济研究所整理

图25: PERC 电池片现货均价走势 (元/瓦)



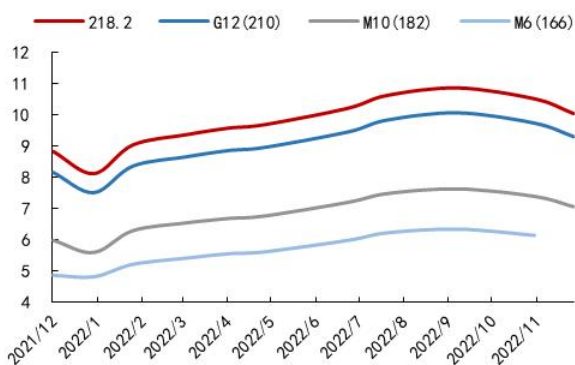
资料来源: PVInfoLink, 国信证券经济研究所整理

图26: 光伏组件现货均价走势 (元/瓦)



资料来源: PVInfoLink, 国信证券经济研究所整理

图27: 中环 150 μm 厚度 P 型硅片价格变化 (元/片)



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

图28: 中环 130 μm 厚度 N 型硅片价格变化 (元/片)

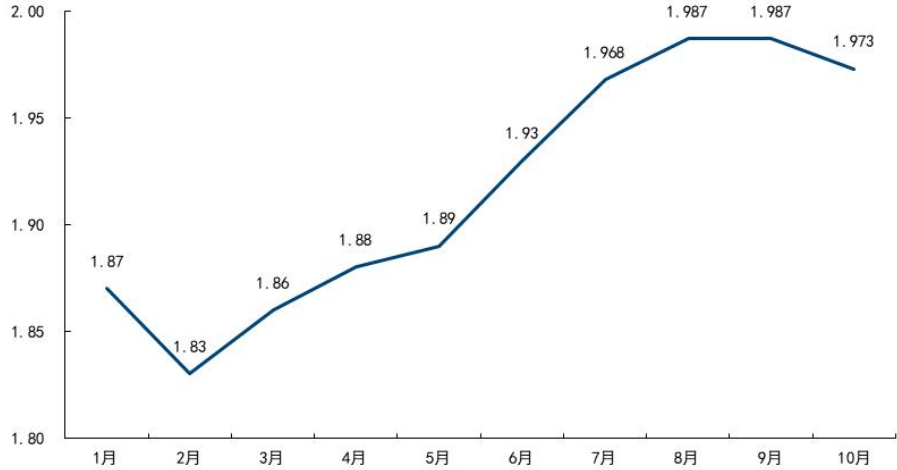


资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

组件中标价格已有所下降, 预计未来下行速度或有所加快。根据中国光伏行业协会披露的数据, 2022年10月, 国内组件平均中标价格为1.973元/W, 月度环比下降0.70%。尽管组件价格仍处于高位, 但已出现下降趋势, 预计随着新增硅料

产能进入释放期，供需格局趋于平衡，产业链博弈以及市场竞争程度增加，组件价格下降速度有望加快。

图29：2022年1-10月组件平均中标价格（元/W）



资料来源：中国光伏行业协会，国信证券经济研究所整理

预计随着光伏上游硅料新增产能逐步释放，产业链供需格局将逐步趋于平衡，未来组件价格将回落下行，这将有助于光伏项目收益率回升，增加发电企业光伏装机意愿。当前，发电企业均储备了大量光伏项目资源，当未来光伏组件价格回落，光伏项目收益率达到合理水平时，发电企业将有望加快储备的光伏项目建设及投运，驱动未来光伏装机规模持续增长。

组件价格下降对光伏项目盈利的弹性测算：对光伏组件降价对项目收益率和单瓦盈利水平进行敏感性分析，主要假设条件如下：1、光伏项目装机规模为100MW；2、利用小时数1200小时；3、资本金比例为30%；4、组件等按20年折旧，逆变器按10年折旧；5、年运维费用为600万；6、除组件外，其他设备及部件及建筑工程的建设成本为2元/W。测算结果显示，当上网电价为0.37元/kwh时、组件价格低于1.8元/W时，光伏项目资本金IRR为6.7%以上，单瓦盈利在0.10元/W以上，可以满足大数电力企业的收益率要求。同时，组件价格为1.5元/W、上网电价在0.36元/kwh以上时，光伏项目资本金IRR为7.6%以上，单瓦盈利在7.6%以上，项目收益率水平较好。整体而言，光伏降本情形下，预计光伏项目资源储备较为充足的电力企业有望显著获益，在未来新能源项目中光伏装机容量、盈利水平或迎来边际改善。

表7：组件价格及电价对光伏项目资本金IRR的敏感性分析

		组件价格（元/W）							
		1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2
电价 (元 /kwh)	0.30	3.5%	3.1%	2.7%	2.4%	2.1%	1.7%	1.4%	1.2%
	0.33	5.5%	5.1%	4.6%	4.2%	3.9%	3.5%	3.2%	2.8%
	0.36	7.6%	7.0%	6.5%	6.1%	5.7%	5.2%	4.9%	4.5%
	0.37	8.3%	7.7%	7.2%	6.7%	6.3%	5.8%	5.4%	5.0%
	0.39	9.7%	9.1%	8.5%	8.0%	7.5%	7.0%	6.6%	6.1%
	0.42	11.8%	11.2%	10.5%	9.9%	9.3%	8.8%	8.3%	7.8%
	0.45	14.1%	13.3%	12.6%	11.9%	11.3%	10.7%	10.1%	9.6%

资料来源：国信证券经济研究所测算

表8: 组件价格及电价对光伏项目单瓦装机盈利的敏感性分析 (元/W)

	组件价格 (元/W)							
	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2
0.30	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02
0.33	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05
0.36	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07
0.37	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08
0.39	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10
0.42	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13	0.12
0.45	0.18	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.15	0.15

资料来源: 国信证券经济研究所测算

可再生能源补贴核查合规项目清单（第一批）公布，项目补贴将逐步发放，新能源项目有序推进。2022年10月28日，根据信用中国发布，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，为加强经核查确认的合规可再生能源发电项目社会监督，现将公示第一批经核查确认的项目，共计7334个。项目公示完成后，后续将逐步进入到可再生能源补贴支付阶段。随着各电力企业可再生能源补贴落地，现金流状况将有所改善，同时资产负债率将有所下降，财务结构改善，推动新能源项目建设落地。

电力现货市场带来储能和分布式投资机遇

政策频出利好新型储能，成本下降将提高电化学储能收益率

山东工商业分时电价价差明年起将进一步拉大。11月29日，山东省发改委发布《山东省发展和改革委员会关于工商业分时电价政策有关事项的通知》。通知提出，电价浮动在高峰时段上浮70%、低谷时段下浮70%、尖峰时段上浮100%、深谷时段下浮90%。时段方面，每年2-5月、9-11月每日高峰时段（含尖峰时段）为5小时、低谷时段（含深谷时段）为5小时、平时段为14小时；每年1月、6-8月、12月每日高峰时段（含尖峰时段）为6小时、低谷时段（含深谷时段）为6小时、平时段为12小时。尖峰、深谷时段原则上全年各不超过1095小时。将从2023年1月1日起执行。此政策将进一步拉大峰谷价差，提升储能的套利空间，同时深谷时段充电、尖峰时段放电也可以起到削峰平谷的作用，稳定了电网供电能力和消纳水平。

西北区域将新型储能纳入市场主体，并明确相关考核标准及补偿规则。12月2日，国家能源局西北监管局发布关于公开征求《西北电网灵活调节容量市场运营规则（征求意见稿）》、《西北区域电力并网运行管理实施细则（征求意见稿）》、《西北区域电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》意见建议的通知。新型储能纳入市场主体，而且明确了相关考核标准及补偿规则。调峰容量交易方面，新型储能不分档申报，申报容量上限为额定容量，申报价格上限为（0，100]元/（MW·日）。

各地出台相关政策补贴储能项目。11月7日，重庆两江新区经济运行局发布关于征求《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》意见的通知，文件提到支持新型储能“削峰填谷”。对在新区备案的用户侧储能项目，根据项目实施前后用户企业用电尖峰负荷实际削减量给予奖励，奖励标准参照重庆市电力需求侧响应补贴标准执行（奖励金额=尖峰负荷削减量×10元/千瓦/次×重庆市全年电力需求侧响应次数，尖峰负荷削减量最大不超过储能装机容量）。

我们对电化学储能进行收益测算。基本参数假设如下：

表9：电化学电站售电模式的基本参数假设

装机容量 (兆瓦)	储能时长 (小时)	单位建设成本 (元/Wh)	残值率	自有资金比例	每年运维/建设成本	循环效率
100	2	2.0	10%	30%	2%	95%
充电电价 (元/kWh)	售电价 (元/kWh)	循环寿命	报废电量比例	借款利率	年运行天数	每日充放电次数
0.2	0.8	7000	70%	5%	300	2

资料来源：国信证券经济研究所整理

在此假设下，度电成本为0.6元左右，当度电价差为6毛/千瓦时，此时我们计算得到的100MW/200MWh的电化学储能电站自有资金IRR为6%，第一年的净利润和净利润率为0.16亿元/17.4%，ROE达到17.7%，但随着电池的使用，电池容量将不断进行衰退，在同等运行条件下，净利润将逐年递减。

表10：电化学电站盈利能力逐年衰减

	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年
电池容量(MWh)	200	195	190	185	180	176	171
净利润(百万)	15.9	14.6	13.3	12.1	10.9	9.7	8.6
度电成本(元)	0.61	0.62	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68
度电净利润(元)	0.14	0.13	0.12	0.11	0.11	0.10	0.09

净利润率	17.4%	16.4%	15.4%	14.4%	13.3%	12.2%	11.0%
ROE	17.7%	16.2%	14.8%	13.5%	12.1%	10.8%	9.6%
	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年	第14年
电池容量 (MWh)	167	162	158	154	150	146	143
净利润	7.5	6.4	5.4	4.3	3.3	2.4	1.4
度电成本 (元)	0.69	0.71	0.72	0.73	0.75	0.76	0.78
度电净利润 (元)	0.08	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02
净利润率	9.9%	8.7%	7.4%	6.2%	4.9%	3.6%	2.2%
ROE	8.3%	7.1%	6.0%	4.8%	3.7%	2.6%	1.6%

资料来源：国信证券经济研究所测算

电化学储能电站盈利能力主要取决于建设成本及充放电价差，当建设成本由 2.0 元/Wh 下降到 1.8 元/Wh 时，若度电价差仍维持在 0.6 元，则 IRR 将达到 12%。当建设成本维持不变，度电价差提高至 0.7 元，IRR 将达到 15%。

表11：电化学储能 IRR 敏感性分析——单位建设成本（行，单位：元/Wh）、电价差（列，单位：元/kWh）

IRR	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2
0.50	26%	20%	16%	12%	8%	5%	1%	-2%	-6%	-10%	-15%
0.55	32%	27%	22%	18%	14%	10%	7%	4%	1%	-3%	-6%
0.60	38%	33%	28%	23%	19%	16%	12%	9%	6%	3%	0%
0.65	44%	38%	33%	28%	24%	20%	17%	14%	11%	8%	5%
0.70	51%	44%	38%	33%	29%	25%	22%	18%	15%	12%	10%
0.75	57%	50%	44%	39%	34%	30%	26%	23%	19%	16%	14%
0.80	63%	55%	49%	43%	39%	34%	30%	27%	23%	20%	18%
0.85	69%	61%	54%	48%	43%	39%	35%	31%	27%	24%	21%
0.90	75%	67%	59%	53%	48%	43%	39%	35%	31%	28%	25%
0.95	81%	72%	65%	58%	52%	47%	43%	39%	35%	32%	28%
1.00	87%	78%	70%	63%	57%	52%	47%	43%	39%	35%	32%

资料来源：国信证券经济研究所测算

表12：部分电化学储能电站项目成本情况

省份	项目名称	装机容量 (MW)	储能容量 (MWh)	建设成本 (亿元)	单位成本 (元/Wh)
广东	深圳电网智慧能源公司 5MW/15.889MWh 储能项目	5	15.889	0.26	1.65
浙江	宁波朗辰新能源 50MW/100MWh 独立储能电站	50	100	2.47	2.47
湖南	大唐华银湖南耒阳 200MW/400MWh 储能电站项目	200	400	6.84	1.71
宁夏	宁夏电投宁东基地新能源共享储能电站示范项目一期	100	200	3.50	1.75
湖南	华能湖南共享储能电站项目	100	200	3.94	1.97
山东	华润电力鄄城源网储一体化示范项目（含 1MW/2MWh 铁铬液流电池）	100	200	2.92	1.46
山东	华润财金山东东营源网储一体化示范项目（含 1MW/2MWh 铁铬液流电池）	101	202	3.07	1.52

资料来源：国信证券经济研究所整理

目前各地有关新型电化学储能补贴政策已经陆续出台。主要有浙江《关于开展新型储能设施示范应用的实施意见》、山东《关于促进山东省新型储能示范项目健康发展的若干措施》、宁夏《开展 2022 年新型储能项目试点工作》、青海《支持储能产业发展若干措施》等。

表13: 各地新型电化学储能补贴政策

省份	地区	发布时间	补贴对象	补贴政策
青海	全省	2021/1/18	经省工业和信息化厅认定使用本省产储能电池60%以上, 2021、2022年投产的电化学储能项目	0.15元/千瓦时
浙江	全省	2021/11/9	年利用小时数不低于600小时的调峰项目	按200元、180元、170元/千瓦逐年退坡, 持续3年
	温州	2021/10/25	实际投运的分布式储能项目	0.8元/千瓦时
	义乌	2022/1/12	储能运营主体	0.25元/千瓦时, 最高500万元
	金华婺城区	2022/3/29	接受统一调度, 年利用小时数不低于600小时的调峰项目	按200元、180元、170元/千瓦逐年退坡, 暂定持续3年
	永康市	2022/5/11	2022年1月1日至2024年12月31日期间建成, 年利用小时数不低于600小时的非居民用户侧储能项目	150元、120元、100元每千瓦逐年退坡一次性补助
	诸暨	2022/6/10	“十四五”期间建设的储能设施投资单位	一次性200元/千瓦时
宁夏	全区	2022/5/10	储能试点项目	0.8元/千瓦时, 全生命周期内完全充放电前600次在辅助服务市场中不考虑价格排序, 优先调用储能试点项目。将储能试点项目纳入自治区新能源消纳补偿机制中系统调节费用优先支持范围
山东	全省	2022/8/24	参与电力现货市场的新型储能示范项目	按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准(0.991元/kWh)的2倍执行
甘肃	全省	2022/9/20	接入电网侧, 充电功率1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上, 具备独立计量和发电自动控制功能(AGC), 并以独立主体身份接受电网统一调度, 向电网提供各类辅助服务的储能设施, 独立储能按其额定容量, 参与调频、调峰容量市场的独立储能设施	按其额定容量参与调峰容量市场, 补偿标准上限300元/MW·日
广东	肇庆高新区	2021/9/30	区内企业建设储能、冰蓄冷项目	150元/千瓦, 每个区内企业最高补贴100万元
	深圳福田区	2022/6/17	已并网投运且实际投入100万元以上的电化学储能项目	最高0.5元/千瓦时
江苏	苏州吴江区	2021/11/19	实际投运的储能项目	0.9元/千瓦时
	苏州工业园区	2022/3/1	2022/1/1后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目	0.3元/千瓦时
四川	成都	2022/2/22	年利用小时数不低于600小时, 额定功率大于100千瓦且储能时间大于15分钟的用户侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目	230元/千瓦, 单个项目最高不超过100万元
山西	太原	2022/6/22	已建成新型储能项目	投资额2%, 最高不超过500万元
重庆	铜梁区	2022/7/22	2022/8/31前立项, 储能装机规模大于2MWh且年利用小时数不低于600小时的用户侧储能系统	1.3元/Wh

资料来源: 各地政府官网, 国信证券经济研究所整理

抽水蓄能: 2023年起实行两部制电价, 有望打开抽蓄盈利天花板

抽水蓄能商业模式逐渐明晰, 国家支持力度不断加大。随着我国经济的快速发展以及新能源装机规模不断扩大, 调峰矛盾日益突出, 抽水蓄能电站建设迎来快速发展期。随着碳减排的需要和新能源的迅速发展, 国家已制定抽水蓄能中长期发展规划, 以及一系列的补偿机制和市场化政策, 保障抽蓄电站的效益。

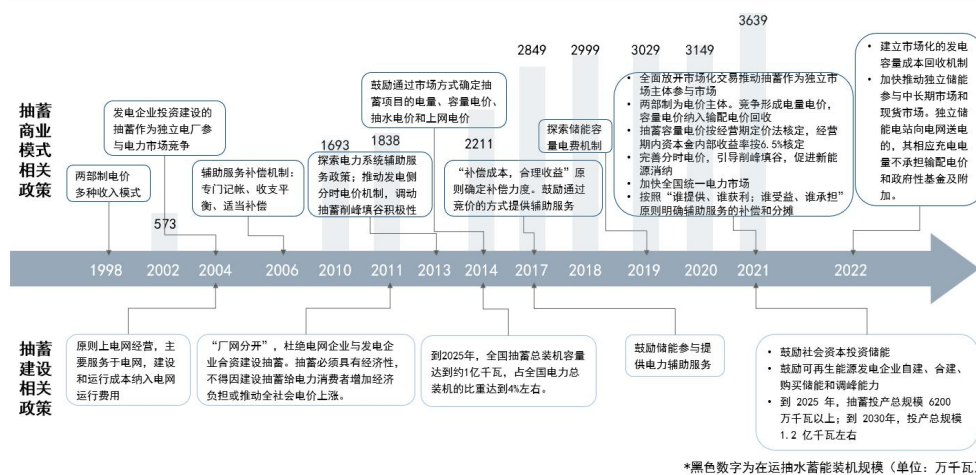
国家鼓励和推动抽水蓄能参与市场化交易, 明晰分时电价、容量成本回收、辅助服务补偿等机制。中央法规最早于1998年确定抽蓄采取两部制电价和多种收入方式; 2004年明确发电企业投资建设的抽蓄应作为独立电厂参与电力市场竞争; 2006年确立辅助服务补偿机制为专门记帐、收支平衡、适当补偿; 2013年提出探索电力系统辅助服务政策, 推动发电侧分时电价机制; 2014年、2017年分别鼓励通过市场方式确定抽蓄项目的电价和辅助服务费用; 2019年提出探索储能容量电费机制; 2021年全面放开市场化交易, 明确抽蓄容量电价按经营期定价法核定, 资本金内部收益率按6.5%核定, 完善分时电价、辅助服务补偿和分摊机制; 2022年提出建立市场化的发电容量成本回收机制, 独立储能电站向电网送电的, 其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

持续明确抽水蓄能建设规模，鼓励社会资本投资。在可查找到的中央法规中，“六五”计划最早提出积极研制大型抽水蓄能机组，随后从“九五”开始的每个五年规划中均有提及抽蓄项目建设。2014年提出：到2025年，全国抽水蓄能电站总装机容量达到约1亿千瓦，占全国电力总装机的比重达到4%左右；2021年《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》提出：到2025年，抽蓄投产总规模6200万千瓦以上；到2030年，投产总规模1.2亿千瓦左右。在运营主体上，2004年提出原则上由电网经营，主要服务于电网，建设和运行成本纳入电网运行费用；2011年强调“厂网分开”，杜绝电网企业与发电企业合资建设抽蓄；2021年鼓励社会资本投资储能，鼓励可再生能源发电企业自建、合建、购买储能和调峰能力。

根据发改委2021年4月下发的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》[633号]（以下简称“633号文”），抽水蓄能将在现阶段坚持两部制电价。所谓两部制电价，是指容量电价和电量电价。容量电价可以保证抽蓄电站6.5%的投资收益率，而电量电价则是抽蓄电站可以通过抽水蓄电和放电上网实现的收益。

在电力系统中发挥电力辅助服务作用的抽水蓄能电站，理论上可以有三部分收入来源，分别是电网支付的辅助服务费用、抽水和放电价差带来的收益、容量电价收入，其中辅助服务收益和电价价差收益的80%在下一监管周期核定容量电价时扣减。一方面，随着电力市场化程度的不断推进，抽蓄电站的电价价差的收益空间会越来越高，另一方面，因为部分收益会在下一监管周期扣减，所以一定程度上会倒逼抽蓄电站不断提高运营水平和盈利能力，避免在下一周期内容量电价核算时形成亏损。

图30: 抽水蓄能相关重要政策梳理



资料来源：政府文件，国信证券经济研究所整理

抽水蓄能可参与部分辅助服务并获得补偿收入。根据《电力辅助服务管理办法》，辅助服务分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡，无功平衡包括自动电压控制和调相运行，事故应急和恢复包括稳定切机、稳定切负荷和黑启动。对于抽水蓄能来说，目前可参与的有偿辅助服务主要包括有偿一次调频、二次调频、深度调峰、转动惯量、有偿无功调节、AVC、调相运行和黑启动。其中抽水蓄能最主要参与的辅助服务为深度调峰，值得一提的是，在南方的《南方区域电力并网运行管理实施细则》和《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（以下简称“南方两个细则”）中，抽水蓄能深度调峰的工况是抽水工况，主要用于负荷填谷，而发电工况的0%-100%为基本调峰，无法获得补偿。同时，由于抽水蓄能享受容量电价、并且电力调度机构目前优先调用抽水蓄能机组，因此抽水蓄能只有超过基础利用小时数

的部分才会获得补偿。南方“两个细则”中，抽水蓄能抽水基础利用时长为 1550 小时，抽发总计基础利用小时数为 2700 小时。

抽水蓄能可通过电价差获取调峰服务收入，在电力现货市场运行的基础上，抽水电价和上网电价价差存在较大盈利空间。633 号文中明确指出，要以竞争性方式形成电量电价。在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能的抽水电价和上网电价直接按照电力现货市场的交易规则进行结算。在电力市场未运行的地方，抽水电价有两种定价机制，一种是直接按照燃煤发电基准电价的 75% 执行，也可以由抽蓄电站委托电站进行招标采购，电价按照中标电价执行；上网电价按照燃煤发电基准价执行。相比较来说，电力现货市场的电价价差空间较大，对于抽水蓄能来说，超出基础利用小时数的部分则可以通过蓄电和放电进行价差套利，盈利空间较大。

抽水蓄能容量电价可保证 6.5% 的资本金内部收益率。容量电价核算的成本包括资本金投入、偿还的贷款本金、利息费用、运行维护费用、税金及附加，也就是说容量电价可以承担抽水蓄能电站所有成本，除此之外将额外保证 6.5% 的收益率。随着新能源装机占比的不断提升，电网消纳绿电这种不稳定能源的压力也随之加大，而抽水蓄能电站的收益模式暂未完全明确，因此容量电价是保障抽水蓄能电站投资速度的一种机制。对抽水蓄能电站的投资方来说，容量电价虽然提供了保底收益率，但实际上，对于抽水蓄能电站这种大体量的项目来说，6.5% 的收益率并不算高。

明年起抽蓄盈利模式发生改变，抽水蓄能电站收入=容量电价收入+电量电价收入+有偿辅助服务收入，有望打开收益天花板。633 号文提出，抽水蓄能两部制电价将从 2023 年起正式实施。抽水蓄能的电站收入未来将来自于容量电价收入、电量电价收入和有偿辅助服务收入，为了使抽水蓄能电站突破 6.5% 的投资收益情况，“633 号文”鼓励电站积极参与电量交易和辅助服务，获得超额收益。为了避免容量电价的重复计算，国家也对多种收益并存时容量电价的计算方法给出了指引（“建立相关收益分享机制”），也就是电量电价收入和辅助服务收入收益的 80% 需要在下一监管周期的容量电价核算时进行扣减。

虚拟电厂：持续关注的可能性机会

目前，虚拟电厂在国内还处于早期发展阶段，各地陆续试点落地了一些典型项目。

广东虚拟电厂：日前邀约需求响应交易；可中断负荷交易；直控型可调节负荷交易。

山西虚拟电厂：国网山西省电力公司已经投资建设了智慧能源互联网集成系统。

上海虚拟电厂：2020 年，黄浦区项目参与楼宇超过 50 栋，释放负荷约 1 万千瓦。2021 年 5 月，国家电网在上海开展了国内首次基于虚拟电厂技术的电力需求响应行动。测试结果显示，上海虚拟电厂 1 小时能产生 15 万千瓦时的电量。测试全程累计调节电网负荷 56.2 万千瓦，消纳清洁能源电量 123.6 万千瓦时，减少碳排放量 336 吨。

浙江虚拟电厂：2020 年，丽水建成浙江首个虚拟电厂。丽水虚拟电厂由全市境内 800 多座水电站组成。2021 年 3 月，浙江电网首次控制丽水虚拟电厂辅助电网调峰 43 万千瓦。2021 年 6 月，平湖县域虚拟电厂首次投入应用，可实现该市全域调峰 2-3 万千瓦。

湖北武汉虚拟电厂：2021 年 6 月开展试点，预测可在局部区域降低监控负荷 70 万千瓦。

安徽合肥虚拟电厂：2021 年 1 月，合肥宣布加快建设全省首个虚拟电厂，目前接

入光伏电站 120 兆瓦。

河北省虚拟电厂：秦皇岛为虚拟电厂综合试点，张家口、廊坊分别作为蓄热式电锅炉、大工业负荷专项试点。

2 虚拟电厂（VPP）理论和实践在发达国家已经成熟且各有侧重。其中，美国以可控负荷的需求响应为主，参与系统削峰填谷；日本侧重于用户侧储能和分布式电源，以参与需求响应为主；欧洲以分布式电源的聚合为主，参与电力市场交易。自 2001 年起，欧洲各国就开始开展以集成中小型分布式发电单元为主要目标的虚拟发电厂研究项目，参与的国家包括德国、英国、西班牙、法国、丹麦等。现已实施的虚拟电厂项目有德国卡塞尔大学太阳能供应技术研究所的试点项目、欧盟虚拟燃料电池电厂项目、欧盟 FENIX 项目等。

美国电力市场环境开放，目前是世界上实施需求响应（DR）项目最多、种类最齐全的国家，也是较早开展需求侧管理的国家之一，经验丰富。其批发市场约有 28GW 的需求侧资源参与其中，约占高峰需求的 6%。当前，许多州都在试验家庭虚拟电厂技术，有助于整合更多的屋顶光伏和储能，同时都在扩大基于时间的费率试点，特别是与电动汽车的非高峰充电有关。2022 年，特斯拉与加州公用事业公司 PG&E 合作开展了名为“Emergency Load Reduction Program”的虚拟电厂项目，拥有 Powerwall 的 PG&E 用户可以自愿通过特斯拉应用程序注册加入该虚拟电厂项目。所有参与计划的 Powerwall 所有者在电网面临巨大压力的紧急情况下，每向电网提供一度电即可获得 2 美元收益，远高于加州平均住宅电价 25 美分/度电。

日本自 2011 年开始高度重视需求响应技术开发和推广应用。2015 年，日本政府出台了《日本再兴战略（2015）》，首次明确提出推广 VPP 政策。2016 年，《能源革新战略》又进一步提出了推动 VPP 技术开发的示范项目计划（2016-2020）。目前，日本正在开展典型的跨空间自主调度型虚拟电厂试验项目。据日本信息产业省测算，到 2030 年日本的 VPP 装机容量可达 3770 万千瓦，VPP/DR 投资总和预计将达到 730 亿日元。日本推广 VPP（DR）的重点集中在住宅、办公大楼、工厂、商业设施、公共事业和电动汽车等六大领域，以“光伏+储能”为主要形式，其商业模式主要见下图。

德国的虚拟电厂已经完全实现商业化。德国虚拟电厂运营商的一项主要业务是在批发市场销售 100k W 以上中型可再生能源电厂生产的电量，在日前市场优化其售电，使这些电厂成为虚拟电厂资源。此外，虚拟电厂还有利于如生物质发电和水电这些灵活性较高的机组从日间市场和平衡市场中获利。除可再生能源电厂外，燃气热电联产、电池储能、应急发电机和需求响应等都可作为虚拟电厂资源。主要应用场景为通过电力市场的灵活电价，引导电厂管辖内系统优化发电成本，优化交易收益。在德国，与虚拟电厂配套的上中下游产品已经逐渐完备，虚拟电厂除直接参与电力市场进行交易之外，溢价部分与客户分成，还参与电网系统辅助服务（二次、三次调频）来收取服务佣金，同时针对不同用户都有相应的售电套餐。根据运营商不同，德国的虚拟电厂大致可分为三种类型：独立虚拟电厂运营商、大型电力公司（跨国、地区和市级企业）以及新型市场参与者。

“FENIX”项目：2005 年，英、法等 8 国 20 家机构启动了 FENIX 项目，以 FENIX 盒、商业型虚拟电厂和技术性虚拟电厂为创新点，分别在英国和西班牙实施。该项目在电力运营商、电力市场及用户之间建立链接，实现各机组设备的全息感知和高效调配。它将分布式能源整合入大型虚拟电厂，并对其进行分级管理。FENIX 包括 3 个核心元素：FENIX 盒（FENIX box）、商业型虚拟电厂（CVPP）以及技术性虚拟电厂（TVPP）。

德国 Next-Kraftwerke 公司：欧洲最大的虚拟电厂运营商之一。2011 年，公司研

发的虚拟电厂平台首次投入测试，完成了从可再生能源到输电网运营商的储能运输控制；2020年，公司和东芝成立合资企业，拓宽虚拟电厂在日本的业务布局；2021年，公司被壳牌公司以现金全资收购。目前，Next-Kraftwerke公司在德国、比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士和意大利运营着13930个分布式能源单元，接入发电装机容量10613兆瓦，2019年参与电力交易量15.1TWh。该公司的虚拟电厂业务可以分成三种模式：面向发电侧进行能源聚合、面向电网侧进行灵活性储能供应、面向需求侧的需求响应。

向奥地利南部Lichtenegg公司（拥有1.8MW风里发动机）提供虚拟电厂的辅助交易功能，辅助其在现货市场的日常交易中出售20%的电力，而20%的电力占据了发电量60%-70%的总收入。公司将从辅助可再生能源发电厂进行现货交易中获得的分成收入。

帮助德国西部鲁尔地区OBO公司向电网提供柔性储能服务，为OBO安装了两台紧急备用发电机，当电网频率发生过度偏移时，Next-Kraftwerke虚拟电厂的控制系统将激活这两台设备，向电网输送提供高达500kW的电力。公司将从虚拟电厂解决方案和激活中获得的利润中分成。

国内虚拟电厂商业模式主要分为电力交易虚拟和辅助服务市场，目前以电力交易等模式为主。

电力交易虚拟：电厂可以作为售电企业与用户直接交易，或从火电厂购买发电权。

辅助服务市场：虚拟电厂通过负荷低谷时减少出力（增加负荷）或在负荷高峰时增加出力（削减负荷）来参与调峰服务交易，以及类似参与调频等服务市场。

虚拟电厂商业化潜力：建设运营成本低，补贴政策跟进，低投入带来高收益

虚拟电厂投入成本约为火电厂的1/8。我国东西部电力供需关系趋紧，电力峰谷差矛盾日益突出，各地年最高负荷95%以上峰值负荷累计不足50小时。峰谷差问题可以依靠多种手段缓解，但总体来看，随着虚拟电厂技术的日渐成熟，虚拟电厂将成为削峰填谷投资成本最低的手段。根据国家电网测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿，而通过虚拟电厂，在建设、运营、激励等环节投资仅需500-600亿元，既满足环保要求，又能够降低投入成本。

2022年初，国家发改委和国家能源局印发了《“十四五”现代能源体系规划》，在实施智慧能源示范工程、完善电力辅助服务市场等方面为虚拟电厂提出了明确的规划；8月，科技部等部门印发《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030年）》，提出建立一批适用于分布式能源的“源网荷储数”综合虚拟电厂。在国家政策的推动下，10余个省份陆续出台了相应的有关文件，对虚拟电厂进行布局，部分省份已有具体的实施方案和补贴政策。

浙江省：2021年5月，浙江省发布了《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则（试行）（征求意见稿）》，政策表明第三方独立主体（包括虚拟电厂）满足相应准入条件，在交易机构完成注册后，可参与浙江电力辅助服务市场交易，并根据参与辅助服务的具体情况获得补贴收益；2021年11月，浙江省发布了《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》，对于年利用率不低于600小时的调峰项目给予3年递减的容量补偿（200/180/170元/kW·年，随后金华市婺城区、海宁市等地区发布了更细则的实施意见。

广东省：2022年10月，深圳市发布《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施（征求意见稿）》，内容提出加快推进虚拟电厂建设，鼓励电力用户、

负荷聚合商参与虚拟电厂需求响应，根据有效响应电量、用电性质、响应系数等确定补贴额度；《广州市虚拟电厂实施细则（征求意见稿）》中提出，通过开展需求响应实现削峰填谷，逐步形成约占广州市统调最高负荷 3% 左右的需求响应能力，对参与响应的用户或聚合商给予补贴，削峰补贴最高 5 元/度，填谷补贴最高 2 元/度。根据测算，补贴环境下，预计每年广东省虚拟电厂的收益空间有望达到 294 亿元；若考虑日后退补的情况，参考广东电力现货交易试点的价格，预计每年广东省内虚拟电厂的收益空间约为 83 亿元；按照同样的测算方法，市场化情况下，预计全国虚拟电厂收益空间约为 870 亿元。

南方区域：《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》等提出，以独立身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，容量为 1MW/1 小时以上的新型储能电站（包括虚拟电厂）可纳入补贴范围，参照煤机深度调峰第二档的补偿标准，具体补偿标准为 $24 \times R5$ （元/兆瓦时）。

市场需求分析：随着可再生能源大规模接入，电网“双高”、“双峰”特性明显，备用容量不足。极端情况下，2030 年电网备用容量缺口将达到 2 亿千瓦。预计“十四五”期间电网负荷最大日峰谷差率将达到 36%，“十五五”期间将达到 40%，电网调峰压力持续增加。电力系统时段性、灵活性调节能力不足现象进一步加剧，需要多措并举提升系统调节能力，保障供需平衡。截至 2021 年底，全国最大负荷约 12 亿千瓦，按照 5% 的可调节能力测算约为 6000 万千瓦可调负荷能力，全国各省最大负荷及响应能力。用户侧可调节负荷资源类型丰富、潜力巨大。可调节负荷资源主要包括楼宇用户、工业用户、居民用户、电动汽车、储能等新兴负荷。工业用户中水泥、钢铁、电解铝、陶瓷、玻璃等行业可调节潜力较大，其中水泥行业调节比例达 30%；楼宇用户调节比例为 30%-40%；居民用户调节比例为 50%；新兴负荷用户中电动汽车调节比例为 40%，储能设备调节比例为 100%。

在商业模式上，国外的虚拟电厂已实现商业化，而目前国内虚拟电厂商业模式尚不清晰，以参与相对成熟的需求响应市场及以虚拟电厂方式提供节能、用电监控等增值服务为主，参与辅助服务市场为辅，参与电力现货仍在尝试探索中。

工商业分布式光伏：隔墙售电进一步提高收益水平

“隔墙售电”实质是分布式发电市场化交易，即分布式电源通过配电网将电能销售给周边的电力需求用户。分布式发电市场化交易模式下，分布式电源项目的电能并非低价卖给电网，可提升分布式能源供应商的销售电价，增厚其项目收益。

国家政策持续推动分布式发电市场化交易发展。国家发改委、能源局于 2017 年 10 月发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901 号），提出组织分布式发电市场化交易试点，标志着分布式发电市场化交易启动。此后，国家多次出台支持分布式发电项目市场化交易的政策，对纳入试点的分布式发电项目在输电费、政策性交叉补贴等方面予以政策优惠，驱动分布式发电市场化交易发展。《“十四五”现代能源体系规划》明确提出，积极推进分布式发电市场化交易，完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。

表 14: 近年来国家支持分布式发电市场化交易的政策

时间	政策文件	颁发机构	相关内容
2017 年 10 月	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	国家发改委、能源局	提出组织分布式发电市场化交易试点,对分布式市场化交易试点的参与项目规模、交易模式、交易组织、过网费标准及支持政策作出明确规定。
2019 年 1 月	《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	国家发改委、能源局	对纳入国家有关试点示范中的分布式市场化交易试点项目,交易电量仅执行风电、光伏发电项目接网及消纳所涉及电压等级的配电网输配电价,免交未涉及的上一电压等级的输电费。对纳入试点的就近直接交易可再生能源电量,政策性交叉补贴予以减免。
2021 年 12 月	《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》	国家能源局	推动分布式发电市场化交易。完善市场交易机制,支持分布式发电参与市场交易,探索建设基于区块链等技术应用的交易平台,建立适应可再生能源微电网、存量地方电网、增量配电网与大电网开展交易的体制机制。推动开展分布式发电就近交易,落实相关价格政策。推动分布式发电参与绿色电力交易。
2022 年 1 月	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	国家发改委、能源局	健全分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易,完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制,增强就近消纳新能源和安全运行能力。
2022 年 1 月	《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委、能源局	积极推进分布式发电市场化交易。支持分布式发电与同一配电网区域的电力用户就近交易,完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。
2022 年 5 月	《2022 年深化“放管服”改革优化营商环境重点任务分工方案》	国家能源局	推动分布式发电市场化交易。完善市场交易机制,支持分布式发电就近参与市场交易,推动分布式发电参与绿色电力交易。推动建设基于区块链等技术应用的交易平台,研究适应可再生能源微电网、存量地方电网、增量配电网与大电网开展交易的体制机制。

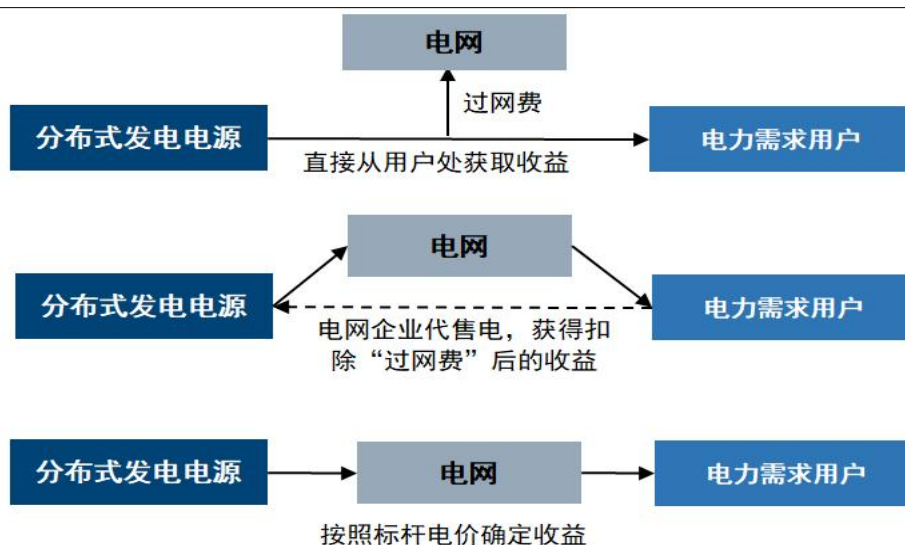
资料来源: 中国政府网, 国信证券经济研究所整理

分布式发电交易的项目规模: 根据《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》,参与分布式发电市场化交易的项目应满足以下要求: 接网电压等级在 35 千伏及以下的项目, 单体容量不超过 20 兆瓦(有自身电力消费的, 扣除当年用电最大负荷后不超过 20 兆瓦)。单体项目容量超过 20 兆瓦但不高于 50 兆瓦, 接网电压等级不超过 110 千伏且在该电压等级范围内就近消纳。

分布式发电的市场交易模式: 根据《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》, 分布式发电项目单位(含个人)与配电网内就近电力用户进行电力交易; 电网企业(含社会资本投资增量配电网的企业)承担分布式发电的电力输送并配合有关电力交易机构组织分布式发电市场化交易, 按政府核定的标准收取“过网费”。根据以上交易机制, 分布式发电市场交易可采用以下三种模式:

- 1) 直接交易模式:** 分布式发电项目与电力用户进行电力直接交易, 向电网企业支付“过网费”。
- 2) 委托电网企业代售模式:** 分布式发电项目单位委托电网企业代售电, 电网企业对代售电量按综合售电价格, 扣除“过网费”(含网损电)后将其余售电收入转付给分布式发电项目单位。
- 3) 电网企业按标杆电价收购模式:** 电网企业按国家核定的各类发电的标杆上网电价收购电量, 但对电网企业的度电补贴要扣减配电网区域最高电压等级用户对应的输配电价。

图31：分布式发电市场交易模式

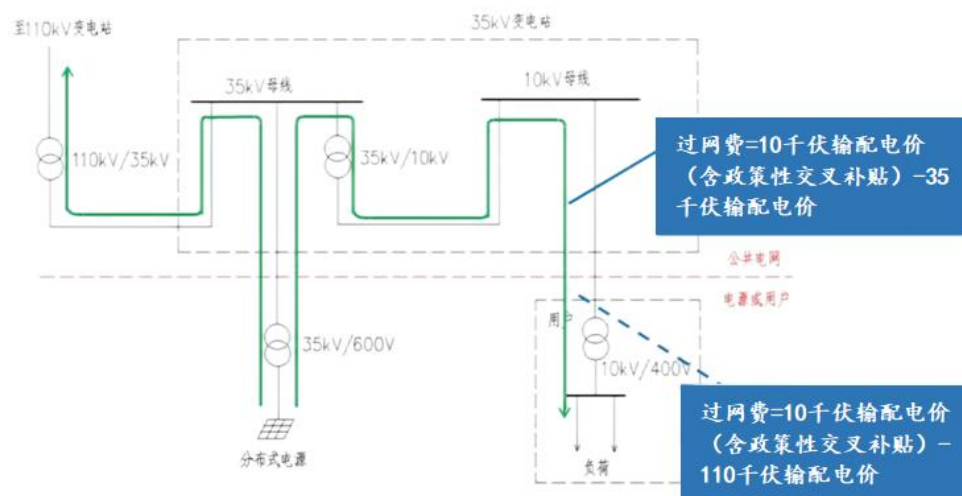


资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

分布式发电“过网费”确定：根据《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，“过网费”核算在遵循国家核定输配电价基础上，应考虑分布式发电市场化交易双方所占用的电网资产、电压等级和电气距离，按接入电压等级和输电及电力消纳范围分级确定。

消纳范围认定及“过网费”标准适用准则：《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》提出，分布式发电项目应尽可能与电网联接点同一供电范围内的电力用户进行电力交易，当分布式发电项目总装机容量小于供电范围上年度平均用电负荷时，“过网费”执行本级电压等级内的“过网费”标准，超过时执行上一级电压等级的过网费标准（即扣减部分为比分布式发电交易所涉最高电压等级更高一电压等级的输配电价），以此类推。因而，“过网费”的计算公式为：过网费=电力用户接入电压等级对应的输配电价-交易所涉最高电压等级输配电价。整体来看，“过网费”成为影响分布式发电项目收益的重要因素。

图32：“过网费”计算示例



资料来源：冯俊淇《分布式市场化发电交易试点解读》，国信证券经济研究所整理

“隔墙售电”模式优势较为突出。一方面，与“自发自用、余额上网”分布式发电项目相比，“隔墙售电”项目选择用户较为灵活，缓解“自发自用、余额上网”项目用户消纳不稳定的问题，实现多渠道售电，“自发自用”电量比例提升，一定程度上加强售电定价权。另一方面，“隔墙售电”模式下，最高电压等级的输配电费用免除和交叉性补贴减免，分布式发电项目和电力用户均可获益。

全国首个分布式发电市场化交易试点项目于江苏常州建成投运，分布式发电市场化交易落地。2020年12月，江苏常州天宁区郑陆工业园区5MW分布式市场化交易试点项目成功并网发电，成为首个建成并网发电的分布式发电市场化交易试点项目。该项目采用光伏+农作物种植“农光互补”模式，预计年发电量680万千瓦时，所发电量就近在110千伏武澄变电所供电区域内直接进行市场化交易。

浙江出台《浙江省电力条例》，推动分布式发电市场化交易，“隔墙售电”逐步落地，利好分布式发电运营商。2022年9月，浙江省人大常委会通过《浙江省电力条例》，《条例》提出分布式光伏发电、分散式风能发电等电力企业可以与周边用户按照规定直接交易，即允许“隔墙售电”。《条例》将于2023年1月1日正式实施。浙江成为首个“隔墙售电”政策落地的省份，预计随着未来分布式光伏装机持续增长，更多省份或推出允许“隔墙售电”的政策，分布式光伏运营商将有望受益。

资源再生：节约资源与降碳协同共进，行业发展提速

资源安全面临挑战，再生资源产业发展需求提升。从国内看，“十四五”时期，“双循环”格局下，将推动国内市场向超大规模发展，资源能源需求或将迎来刚性增长；同时，部分资源对外依存度高，存在较为突出的供需矛盾，资源能源利用效率有待进一步提升。从国外看，绿色低碳循环发展成为世界共识，全球普遍将发展循环经济作为应对气候变化、破解资源环境约束和培育经济新增长点的重要举措。欧美、日本等发达国家和地区较为系统地部署循环经济行动计划，推动循环经济有序发展。此外，当前世界格局深刻调整背景下，全球价值链、产业链、供应链受到非经济因素冲击，资源供给的不确定性、不稳定性大幅提升，对我国资源安全带来较大挑战。因而，综合国内外发展形势来看，资源循环利用和提高资源利用率水平的需求迫切。在此情形下，再生资源产业发展的需求将大幅提升，驱动行业规模扩张。

政策出台驱动再生资源行业发展。再生资源可实现资源节约和提高资源使用效率，是实现“双碳”目标的重要举措，长期发展空间广阔。近年来，国家陆续出台支持再生资源产业发展的相关政策，推动再生资源产业加快发展。《“十四五”规划》提出，推进能源资源梯级利用、废物循环利用和污染物集中处置。2021年7月1日，国家发改委发布《“十四五”循环经济发展规划》，提出到2025年，主要资源产出率比2020年提高约20%，建筑垃圾综合利用率达到60%，废纸利用量达到6000吨，废钢利用量达到3.2亿吨，再生有色金属产量达到2000万吨，其中再生铜、再生铝和再生铅产量分别达到400万吨、1150万吨、290万吨，资源循环利用产业产值达到5万亿元。

从政策支持方向来看，国家政策大力推动固废、报废汽车、废有色金属、塑料、废钢铁、废纸、新能源汽车动力电池等进行资源循环再生利用。随着国家政策驱动，预计我国资源利用效率水平将逐步提升，再生资源替代比例将实现进一步提高，资源再生产业对资源安全的支撑保障作用显著加强，资源循环利用行业迎来快速发展的机遇期。

表15：2021年以来国家促进循环经济发展的政策梳理

时间	政策	颁布主体	相关内容
2021年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	全国人大	推进能源资源梯级利用、废物循环利用和污染物集中处置。加强大宗固体废物综合利用，规范发展再制造产业。加强废旧物品回收设施规划建设，完善城市废旧物品回收分拣体系。推行生产企业“逆向回收”等模式，建立健全线上线下融合、流向可控的资源回收体系。
2021年3月18日	《关于“十四五”大宗固体废物综合利用的指导意见》	国家发改委等十部门	到2025年，煤矸石、粉煤灰、尾矿（共伴生矿）、冶炼渣、工业副产石膏、建筑垃圾、农作物秸秆等大宗固废的综合利用能力显著提升，利用规模不断扩大，新增大宗固废综合利用率达到60%，存量大宗固废有序减少。
2021年5月26日	《汽车产品生产者责任延伸试点实施方案》	工信部等四部门	报废汽车再生资源利用水平稳步提升，到2023年，资源综合利用率达到75%；汽车绿色供应链体系构建完备，汽车可回收利用率达到95%，重点部件的再生原料利用比例不低于5%。
2021年7月1日	《“十四五”循环经济发展规划》	国家发改委	到2025年，主要资源产出率比2020年提高约20%，单位GDP能源消耗、用水量比2020年分别降低13.5%、16%左右，农作物秸秆综合利用率保持在86%以上，大宗固废综合利用率达到60%，建筑垃圾综合利用率达到60%，废纸利用量达到6000吨，废钢利用量达到3.2亿吨，再生有色金属产量达到2000万吨，其中再生铜、再生铝和再生铅产量分别达到400万吨、1150万吨、290万吨，资源循环利用产业产值达到5万亿元。
2021年9月8日	《“十四五”塑料污染治理行动方案》	国家发改委、生态环境部	到2025年，塑料污染治理机制运行更加有效，地方、部门和企业责任有效落实，塑料制品生产、流通、消费、回收利用、末端处置全链条治理成效更加显著，白色污染得到有效遏制。在回收处置方面，地级及以上城市因地制宜基本建立生活垃圾分类投放、收集、运输、处理系统，塑

2021年 月24日	《2030年前碳达峰行动方案》	国务院	料废弃物收集转运效率大幅提高；全国城镇生活垃圾焚烧处理能力达到80万吨/日左右，塑料垃圾直接填埋量大幅减少；农膜回收率达到85%，全国地膜残留量实现零增长。 重点实施循环经济助力降碳行动等“碳达峰十大行动”。到2025年，大宗固废年利用量达到40亿吨左右；到2030年，年利用量达到45亿吨左右。到2025年，废钢铁、废铜、废铝、废铅、废锌、废纸、废塑料、废橡胶、废玻璃等9种主要再生资源循环利用量达到4.5亿吨，到2030年达到5.1亿吨。到2025年，城市生活垃圾分类体系基本健全，生活垃圾资源化利用比例提升至60%左右。到2030年，城市生活垃圾分类实现全覆盖，生活垃圾资源化利用比例提升至65%。
2022年1 月17日	《关于加快废旧物资循环利用体系建设的指导意见》	国家发改委等七部门	到2025年，废旧物资回收网络体系基本建立，建成绿色分拣中心1000个以上。废钢铁、废铜、废铝、废铅、废锌、废纸、废塑料、废橡胶、废玻璃等9种主要再生资源循环利用量达到4.5亿吨。60个左右大中城市率先建成基本完善的废旧物资循环利用体系。
2022年1 月27日	《加快推动工业资源综合利用实施方案的通知》	工信部等八部门	到2025年，钢铁、有色、化工等重点行业工业固废产生强度下降，大宗工业固废的综合利用水平显著提升。力争大宗工业固废综合利用率达到57%，其中，冶炼渣达到73%，工业副产石膏达到73%，赤泥综合利用水平有效提高。主要再生资源品种利用量超过4.8亿吨，其中废钢铁3.2亿吨，废有色金属2000万吨，废纸6000万吨。
2022年7 月7日	《工业领域碳达峰实施方案》	工信部等三部门	加强再生资源循环利用。实施废钢铁、废有色金属、废纸、废塑料、废旧轮胎等再生资源回收利用行业规范管理，鼓励符合规范条件的企业公布碳足迹。延伸再生资源精深加工产业链条，促进钢铁、铜、铝、铅、锌、镍、钴、锂、钨等高效再生循环利用。研究退役光伏组件、废弃风电叶片等资源化利用的技术路线和实施路径。推动新能源汽车动力电池回收利用体系建设。

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

表16: 《“十四五”循环经济发展规划》确定的资源回收目标

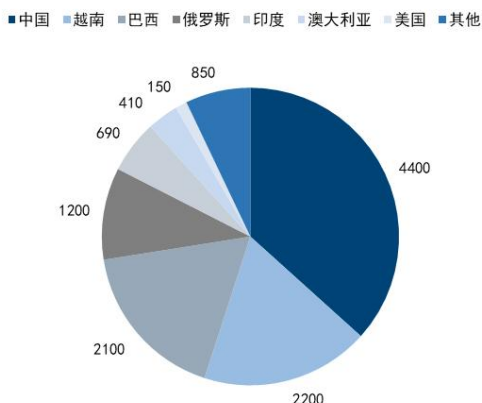
	2020年	2025年目标
农作物秸秆综合利用率	86%以上	86%以上
大宗固废综合利用率	56%	60%
建筑垃圾综合利用率	50%以上	60%以上
废纸利用量（万吨）	5490	6000
废钢利用量（亿吨）	2.6	3.2
再生有色金属产量（万吨）	1450	2000
其中：再生铜	325	400
再生铝	740	1150
再生铅	240	290

资料来源：《“十四五”循环经济发展规划》，国信证券经济研究所整理

稀土回收：下游需求释放驱动行业高景气，行业龙头强者恒强

稀土是不可再生的战略资源，回收利用具有刚需属性。稀土是供给有限的金属资源，美国地质调查局数据显示，2020年全球稀土储量达1.2亿吨，分布于中国、越南、巴西、俄罗斯等国家。其中，我国稀土资源储量最为丰富。2020年，我国稀土矿储量为4400万吨，占全球储量的36.7%。稀土供给刚性下，稀土废料回收对于满足下游行业需求和推动经济社会可持续发展意义重大，这也决定了稀土回收利用的刚需属性。

图33: 2020 年全球稀土矿资源分布情况 (万吨)



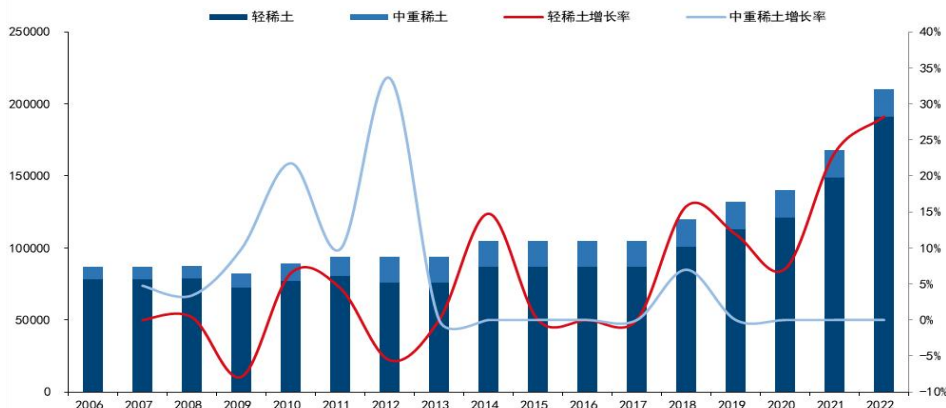
资料来源: USGS, 国信证券经济研究所整理

稀土废料资源回收利用是将生产永磁材料过程中产生的边角料或废弃的磁材废料进行回收后, 通过焙烧、溶解、萃取、沉淀以及灼烧等工艺流程, 从磁性材料加工厂商的废旧磁性物料中分离得到镨、钕、镝、铽等不同的稀土氧化物, 实现稀土资源再生利用。

稀土废料回收有四大来源: 1) 永磁材料废料。永磁材料生产过程中约产生 25-30% 的边角废料, 钕铁硼废料成分基本与钕铁硼磁性材料一致, 稀土含量约为 31%, 其中钕占比约为 21%, 镨占比约为 7%。2) 消费电子产品、稀土荧光粉废料等废弃物。3) 石油裂化催化剂、汽车催化剂等废弃催化剂。4) 稀土尾矿、稀土工业废水等工业固废固液。目前, 国内稀土废料回收来源主要是永磁材料生产过程中的废料, 占比近 90%。

稀土配额指标稳步增长, 稀土矿供应增加。工信部数据显示, 2022 年国内轻稀土、中重稀土总量控制指标分别为 190850、19150 吨, 分别同比增长 28.22%、0.00%, 2017-2022 年期间轻稀土、中重稀土总量控制指标的年复合增长率分别为 16.99%、1.36%。由于当前稀土回收废料来源主要为稀土永磁材料生产过程中产生的边角废料, 而稀土矿是稀土永磁材料生产的上游原材料, 随着稀土矿供应增加, 稀土磁材产量增加, 稀土回收利用的废料供应亦有望增长, 驱动稀土回收利用行业规模扩张。

图34: 国内稀土开发控制总量指标 (吨)



资料来源: Wind, 工信部, 国信证券经济研究所整理

表17: 2020-2022年稀土开采、冶炼分离总量控制指标

	2020年			2021年			2022年		
	岩矿型 稀土 (轻)	离子型 稀土(中 重为主)	冶炼分 离产品	岩矿型 稀土 (轻)	离子型 稀土(中 重为主)	冶炼分 离产品	岩矿型 稀土 (轻)	离子型 稀土(中 重为主)	冶炼分 离产品
中国北方稀土(集团)高科技股份有限公司	73550		63784	100350		89634	141650		128934
五矿稀土集团有限公司		2010	5658		2010	5658			
中国稀有稀土有限公司	14550	2500	23879	14550	2500	23879			
其中:中国钢研科技集团有限公司	4300		1700	4300		1700			
中国南方稀土集团有限公司	32750	8500	27112	33950	8500	28262			
其中:四川江铜稀土参控股企业	32750		1950	33950		20670			
中国稀土集团有限公司	47300	13010	56649	48500	13010	57799	49200	13010	58399
广东省稀土产业集团有限公司		2700	10604		2700	10604		2700	10604
其中:中国有色金属建设股份有限公司			3610			3610			3610
厦门钨业股份有限公司		3440	3963		3440	3963		3440	3963
合计	120850	19150	135000	148850	19150	162000	190850	19150	201900
总计	140000		135000	168000		162000	210000		201900

资料来源:工信部,自然资源部,国信证券经济研究所整理

全球稀土氧化镨钕供给测算:预计到2025年达到13.1万吨。预计国内未来稀土增量配额指标主要集中在轻稀土,而预计中重稀土指标量持平,假设2023-2025年轻稀土指标配额保持25%左右增速,中重稀土配额指标持平。根据不同稀土矿中氧化镨钕含量,测算得出到2025年,国内稀土矿供给的氧化镨钕量为6.83万吨。海外方面,美国Mountain Pass矿山产能稳定在4万吨,且短期无扩产计划。澳大利亚方面,Lynas产能为2.5万吨,而过往产量未超过2万吨,且未来暂无扩产计划;Iluka resources limited的独居石-钆石精矿项目第二期或在2022年下半年投产,同时公司将继续推进Eneabba矿场建设,项目产能1.75万吨,预计在2025年首次投产。缅甸方面,受疫情及政治因素影响,预计未来增量有限。根据海外主要矿山产能规划,预计到2025年,海外氧化镨钕供给量为2.08万吨。此外,考虑钕铁硼废料回收利用,假设废料回收比例为30%。综合以上测算,我们预计到2025年,全球氧化镨钕供给量为13.06万吨。由于氧化镨钕下游应用主要为生产稀土永磁材料、催化材料等,氧化镨钕供给增加使得永磁材料生产规模扩张,稀土废料回收来源增加。

表18:全球氧化镨钕供给测算(吨)

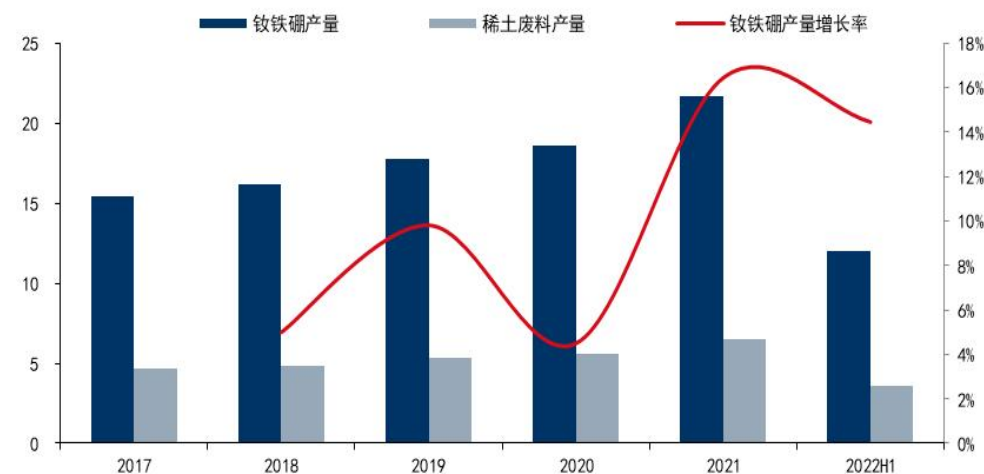
	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
中国稀土矿氧化镨钕供给						
中国北方稀土(集团)高科技股份有限公司	73550	100350	141650	177063	221328	276660
中国稀土集团有限公司	60310	61510	62210	63686	64700	65733
广东省稀土产业集团有限公司	2700	2700	2700	2700	2700	2700
厦门钨业股份有限公司	3440	3440	3440	3440	3440	3440
稀土矿供给合计	140000	168000	210000	246889	292168	348533
增长率		20%	25%	18%	18%	19%
中国北方稀土(集团)高科技股份有限公司	14710	20070	28330	35413	44266	55332
中国稀土集团有限公司	10773	10977	11096	11347	11519	11695
广东省稀土产业集团有限公司	567	567	567	567	567	567

厦门钨业股份有限公司	722	722	722	722	722	722
合计	26773	32337	40716	48049	57074	68316
		21%	26%	18%	19%	20%
	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
海外稀土矿氧化镨钕供给						
美国 Mountain Pass	5775	5820	5850	5850	5850	5850
澳洲 Lynas	2912	3152	3625	3600	3600	3600
澳洲 Iluka resources limited	1865	2423	3150	3150	4200	4935
缅甸	4500	3900	3900	3900	3750	3750
其他	2250	2250	2400	2400	2700	2700
合计	17302	17545	18925	18900	20100	20835
增长率		1%	8%	0%	6%	4%
其他氧化镨钕供给						
独居石	2277	2277	2277	2277	2277	2277
废料回收	18996	21033	26536	29668	34051	39184
全球氧化镨钕供给	65348	73192	88454	98894	113502	130612
增长率		12%	21%	12%	15%	15%

资料来源：工信部，中国稀土行业协会，公司公告，国信证券经济研究所整理

钕铁硼永磁材料产量逐年增长，从供给端为钕铁硼废料综合利用行业提供了发展空间。随着钕铁硼永磁材料下游需求持续释放，稀土矿配额指标增加，国内钕铁硼产量呈持续增长趋势。根据中国稀土行业协会数据，2021年，国内钕铁硼产量为21.65万吨，其中烧结钕铁硼毛坯产量20.71万吨，粘结钕铁硼产量0.94万吨，2017-2021年期间钕铁硼产量年复合增长率为8.84%。根据钕铁硼生产过程中产生30%废料，则2021年钕铁硼生产产生的稀土废料为6.50万吨。

图35：钕铁硼产量及对应稀土废料产量（万吨）



资料来源：中国稀土行业协会，国信证券经济研究所整理

稀土下游产业需求爆发，驱动稀土回收产业高景气。稀土产能供给受保护性控制背景下，新能源汽车、永磁节能电机、风电设备、伺服电机等稀土下游产业需求持续快速释放，稀土废料回收利用产出的稀土氧化物产品成为满足稀土供需缺口的重要来源，稀土回收行业迎来发展机遇。

稀土回收优势显著，顺应循环经济发展趋势。相比原矿生产同类产品，稀土回收

利用具有工序缩短、成本降低、“三废”减少等优势，有助于减少环境污染和提高稀土资源使用效率，有效保护国家的稀土资源。每回收提炼 1 吨氧化镨钕相当于少开采 1 万吨稀土离子矿，稀土回收利用的经济价值和环保效益突出。

政策推动稀土回收利用，促进产业规范发展。稀土作为重要的战略储备资源，国家长期以来重视稀土有序高效开发利用。同时，国家持续出台系列产业政策支持循环经济发展，稀土回收利用作为循环经济的重要组成部分，国家出台税收优惠、推动技术研发、设备生产和基地建设支持等举措，促进稀土回收利用产业持续健康发展。

表 19: 国家推动稀土回收利用的政策

时间	颁发部门	政策	相关内容
2008 年 8 月	全国人大代表会	《循环经济促进法》	提出国家鼓励和推进废物回收体系建设，地方人民政府应当按照城乡规划，合理布局废物回收网点和交易市场，支持废物回收企业和其他组织开展废物的收集、储存、运输及信息交流。同时，国家对促进循环经济发展的产业活动给予税收优惠。
2011 年 5 月	国务院	《关于促进稀土行业持续健康发展的若干意见》	发展循环经济，加强尾矿资源和稀土产品的回收再利用，提高稀土资源采收率和综合利用水平，降低能耗物耗，减少环境污染。
2012 年 6 月	国务院新闻办	《中国的稀土状况与政策》白皮书	支持积极开展稀土二次资源回收再利用，鼓励开发稀土废旧物收集、处理、分离、提纯等方面的专用工艺、技术和设备，支持建立专业化稀土材料综合回收基地，对稀土火法冶金熔盐、炉渣、稀土永磁废料和废旧永磁电机、废镍氢电池、废稀土荧光灯、失效稀土催化剂、废弃稀土抛光粉以及其他含稀土的废弃元器件等二次稀土资源回收再利用。
2015 年 6 月	财政部、国家税务总局	《资源综合利用产品和劳务增值税优惠目录》	从事“稀土产品加工废料，废弃稀土产品及拆解物”的企业可申请享受增值税即征即退政策，退税比例为 30%。
2016 年 6 月	工信部	《稀土行业发展规划（2016-2020 年）》	发展循环经济，加强尾矿资源、伴生资源的综合利用，研发废旧稀土产品再利用成套技术，建立健全回收制度，完善稀土回收利用体系，提升稀土资源综合利用水平。
2021 年 1 月	工信部	《稀土管理条例（征求意见稿）》	国家鼓励支持利用环境友好的技术、工艺，对含有稀土的二次资源进行回收利用。
2021 年 7 月	国家发改委	《“十四五”循环经济发展规划》	着力建设资源循环型产业体系，加快构建废旧物资循环利用体系，全面提高资源利用效率，提升再生资源利用水平。推进废有色金属、报废机动车等城市废弃物分类利用和集中处置，引导再生资源加工利用项目集聚发展。实施废有色金属等再生资源回收利用行业规范管理。
2021 年 12 月	财政部、国家税务总局	《关于完善资源综合利用增值税政策的公告》	从事再生资源回收的增值税一般纳税人销售其收购的再生资源，可以选择适用简易计税方法依照 3% 征收率计算缴纳增值税，或适用一般计税方法计算缴纳增值税

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

稀土回收行业市场集中度高。由于国家对稀土资源回收利用行业管理趋严，对不规范的稀土资源回收利用项目持续清理整顿，部分回收利用企业退出稀土回收利用市场。同时，大型稀土产业集团、上市公司切入稀土资源回收利用赛道，其在资金、回收资源渠道、技术上更有优势，加速稀土回收利用行业市场集中度提升。根据《全球稀土二次资源回收利用进展》一文，国内目前现有稀土回收企业超 30 家。2020 年，稀土回收利用市场前 5 家稀土回收产量占比为 50%。其中，华宏科技稀土回收利用市场份额为 20%（鑫泰科技 15%、万弘高新 5%），为市场份额占比最大的公司。此外，从稀土废料回收区域分布来看，稀土废料回收量主要分布于江西地区，占比为 67%。

图36: 稀土废料回收产量占比情况

■鑫泰科技 ■中稀天马 ■步莱斌 ■包钢新利 ■友利科技 ■集盛科技 ■万弘高新 ■恒源科技 ■其他公司

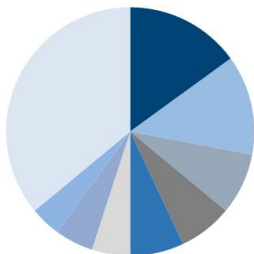
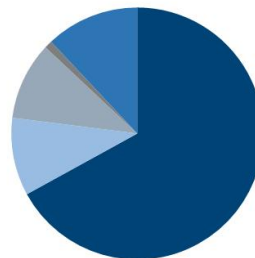


图37: 稀土废料回收量区域分布情况

■江西 ■江苏 ■内蒙 ■山西 ■山东



资料来源: 百川盈孚, 中国稀土行业协会, 国信证券经济研究所整理

资料来源: 百川盈孚, 中国稀土行业协会, 国信证券经济研究所整理

未来稀土回收利用产能将扩张, 行业集中度有望进一步提升, 行业龙头强者恒强。目前, 明确扩张稀土回收利用产能的企业有华宏科技(未来鑫泰科技、万弘合计新增稀土废料处理产能 28000 吨)、恒源科技(综合回收利用钨铁硼废料年产 3300 吨稀土氧化物产能)、集盛科技(与三川智慧合作投资年产 3200 吨 REO 二次资源综合利用项目)等企业, 行业产能保持增长态势。未来随着稀土配额指标增长, 钨铁硼产量增加, 可利用的钨铁硼废料保持增长态势, 而稀土回收利用企业数量有限, 新增产能的企业或享受行业发展的红利, 行业市场集中度将进一步提升, 行业龙头企业有望强者恒强。

表20: 国内稀土废料回收利用企业

公司	废料处理产能 (吨/年)	2021 年营业收入 (亿元)	区域	备注
吉安鑫泰科技有限公司	9800, 远期 19800	28.99	江西	华宏科技持有 100% 股权
中稀天马新材料科技股份有限公司	36000	-	山东	三川智慧持有 16.57% 股权
江苏广晟健发再生资源股份有限公司	年处置钨铁硼废料、废稀土抛光粉、稀土荧光粉废料等稀土废料近 2 万吨	3.73	江苏	广东稀土产业集团持有 35% 股权
赣州市恒源科技股份有限公司	已具备 5000 吨/年废料出料产能+3000 吨/年稀土氧化物产能, 未来将拥有钨铁硼废料年产 3300 吨稀土氧化物产能	6.29	江西	
赣州步莱斌新资源有限公司	10000	-	江西	盛和资源持有 100% 股权
信丰县包钢新利稀土有限责任公司	8000	15.06	江西	北方稀土持有 48% 股权
江西万弘高新技术材料有限公司	6000, 远期 24000	4.63	江西	华宏科技持有 100% 股权
赣州市稀土友利科技开发有限公司	6000	-	江西	南方稀土持有 77.2% 股权
巴彦淖尔市银海新材料有限责任公司	已建成稀土产品废弃物综合利用年产 5000 吨氧化物	-	内蒙古	金力永磁持有 51% 股权
江西正潭新材料股份有限公司	4800	2.45	江西	
赣州天和永磁材料有限公司	3000	2.70	江西	三川智慧持有 67% 股权

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

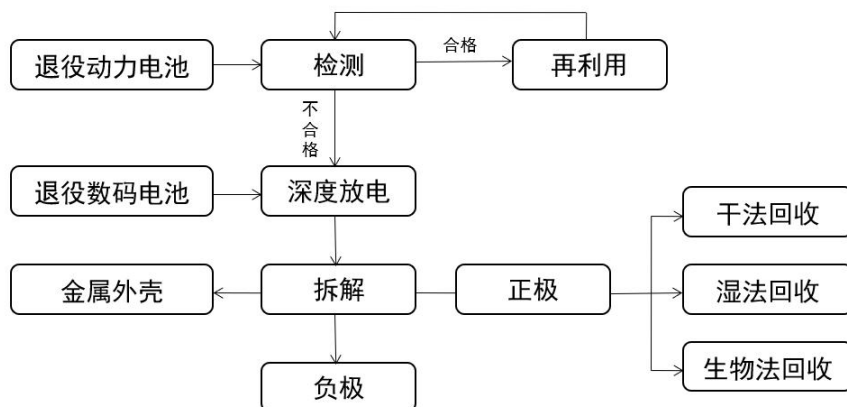
锂电回收：关注退役锂供给增加带来的锂回收机遇

锂资源安全供给愈发重要。2022年11月，加拿大工业部以国家安全为由，要求中矿（香港）稀有金属资源有限公司、盛泽锂业国际有限公司和藏格矿业投资（成都）有限公司必须分别出售其在动力金属公司、智利锂业公司和超级锂业公司的股权。此举引发市场锂资源安全供给的担忧，为保障充足的锂资源供应，除常规锂矿资源外，动力电池回收利用、盐湖提锂也是锂资源供应的重要来源，预计未来有望迎来发展机遇。

1、锂电回收方式及相关公司及业务梳理

锂离子电池回收分为梯级利用回收和再生回收两种方式。梯级利用回收是指对废旧电池进行必要的检测、分类、拆分、电池修复或重组为梯次产品，使其可应用至其他领域的过程。梯次利用的流程可以分为三步：先对回收的电池进行筛选，然后进行电池的串并联，第三步进行充放电的管理，外加入BMS，设计容量和功率的匹配。梯级利用回收目前主要针对动力电池，新能源汽车动力电池退役后，一般仍有80%的剩余容量，可降级用于其他场景，实现余能最大化利用。经过几年的探索和发展，目前我国退役动力电池梯次利用已经应用在电力储能系统、通信基站备用电源、低速电动车以及智能路灯等领域。但目前梯次利用主要以示范项目为主，尚未形成规模效益。

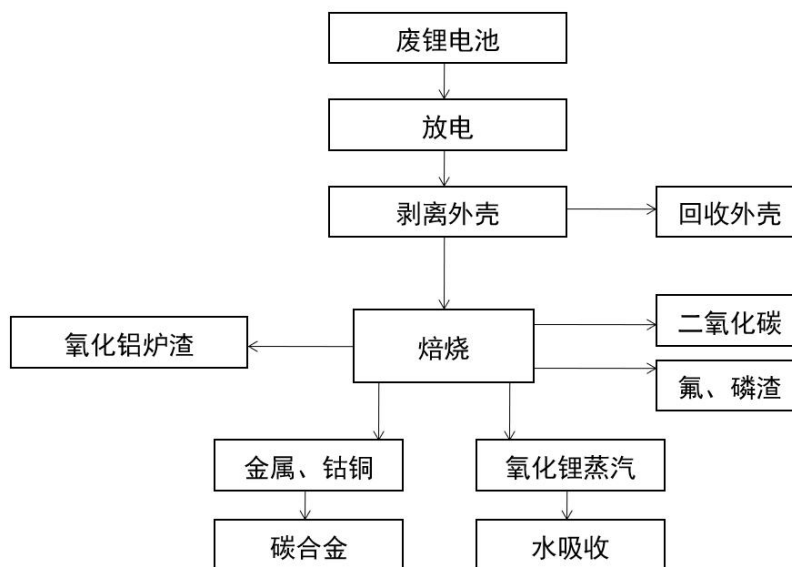
图38：锂电回收流程



资料来源：国信证券经济研究所整理

干法回收工艺简单，应用也最为广泛。它是指不借助溶液等媒介，而实现材料或有价金属的直接回收，回收过程涉及物理分选和高温热解。物理分选是运用破碎、筛选等途径将电池材料进行粗筛分类，初步分离不同的有用金属。高温热解是采用高温焚烧分解去除黏结剂，实现材料分离，而且经过高温焚烧，电池中的金属及其化合物会氧化、还原、分解、蒸汽挥发，然后通过冷凝将其收集。干法回收虽然原理简单，但是能量消耗大，回收效率低，且存在二次污染，安全性也较低。

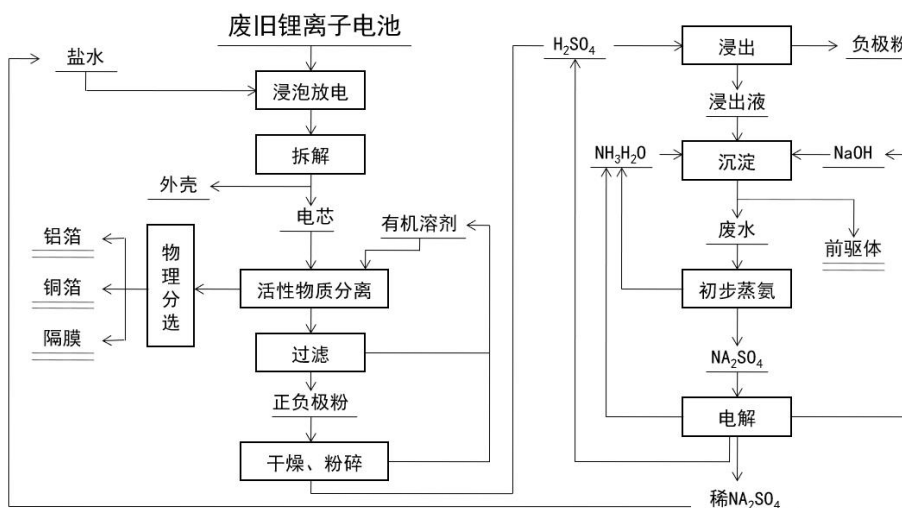
图39: 锂电回收干法工艺



资料来源: 国信证券经济研究所整理

湿法回收产品纯度高，成本相对较高。它是指以各种酸碱性溶液为转移媒介，将金属离子从电极材料中转移到浸出液中，再通过离子交换、沉淀、吸附等手段，将金属离子以盐、氧化物等形式从溶液中提取出来的方法，包括湿法冶金（碱酸浸泡）、化学萃取（有机溶剂）以及离子交换。湿法工艺对设备和操作要求低，化学反应选择多，产品纯度高，能够合理控制投料，对空气无影响，但反应速度慢，物料通过量小，工艺复杂，成本较高。

图40: 锂电回收湿法工艺

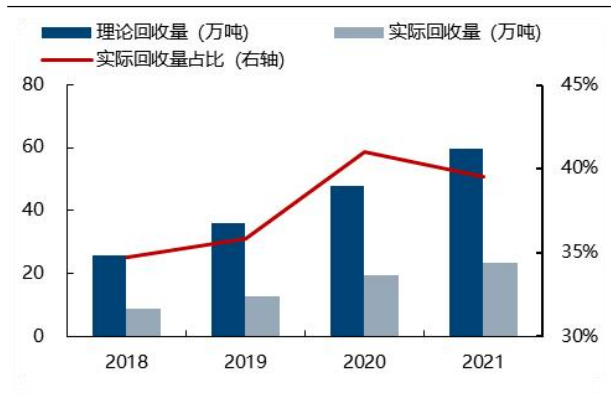


资料来源: 国信证券经济研究所整理

我国动力电池退役量快速增长，实际回收率较低。因锂电池的大规模应用时间较晚，前期锂电池报废数量较少，锂电池回收行业仍处于起步阶段。2021年，我国锂电池理论回收量达59.7万吨，而实际回收量为23.6万吨，实际回收量占比38.5%。EVTank预计2026年中国理论废旧锂离子电池回收量将达到231.2万吨，

理论市场规模将达到 943.2 亿元。基于提高动力电池利用效率、环境保护、资源循环利用、降低动力电池产业供应链风险，实现新能源汽车产业绿色低碳、可持续发展等多维度考量，退役动力电池有效回收、高效综合利用势在必行。截至 2022 年上半年，我国已累计建成 10171 个新能源汽车动力电池回收服务网点，基本实现退役电池就近回收。

图41：2018-2021 年中国锂电池回收量情况



资料来源：EVTank，国信证券经济研究所整理

图42：我国动力电池回收量及市场规模



资料来源：EVTank，国信证券经济研究所整理

主要公司分为第三方资源回收公司和新能源汽车产业链上下游公司。前者包括格林美、天奇股份、旺能环境等从回收赛道切入的玩家；后者包括整车制造商（比亚迪、北汽蓝谷、宇通客车等）、电池制造商（宁德时代、国轩高科等）、电池材料厂商（华友钴业、天赐材料等）。

表21：锂电回收相关公司业务规模

公司名称	业务布局	业务规模
旺能环境	主要业务为城市生活垃圾焚烧发电业务，以动力电池拆解为切入点，延伸拓展新业务，突出做强废旧动力电池正极材料再生利用产业龙头，进一步做强回收体系和再生技术核心能力。	公司收购的立鑫新材料公司，一期动力电池提钴镍锂项目对应镍钴锰提纯量 3000 金吨/年，碳酸锂提纯量 1000 吨/年。二期项目规划对应镍钴锰提纯量 7500 金吨/年，碳酸锂提纯量 2800 吨/年，磷酸铁锂电池回收规划产能规模为 6 万吨废电/年。
格林美	公司聚焦三星、LGC、CATL、Ecopro、厦钨、容百等高镍三元前驱体核心客户，不断深化产业链融合，强化与全球 TOP5 电池厂商的深度合作。	公司建成 6 大动力电池综合利用中心，年处理能力 35 万套，年拆解产能 20 万吨，梯次利用产能 1.5Gwh。计划在 2025 年将三元前驱体和四氧化三钴出货量分别提升至 40 万吨和 3.5 万吨。
天奇股份	公司收购核心子公司天奇金泰阁、天奇锂致，持续扩张产能，金泰阁建立了完整的废旧锂离子电池原料采购，形成“电池回收-元素提取-材料制造”的废旧锂电池资源化利用完整产业链。	公司年报中预计 2022 年公司锂电池循环板块整体产能为钴锰镍合计 9000 金吨、碳酸锂 4000 吨；2023 年钴锰镍合计 12000 金吨，碳酸锂 5000 吨。将于 2022 年新建磷酸铁锂回收处理产能，项目整体规划产能为年处理废旧磷酸铁锂电池 15 万吨。
浙富控股	全资子公司中联环保集团是一家从事危险废物无害化处理及再生资源回收利用的专业化环境服务商，正在积极布局动力电池回收拆解单位产生的废液、废渣等危险废物的处置市场。	公司规划 1.5 万吨精制硫酸镍、1.5 万吨精制硫酸钴和 790 吨碳酸锂，“4 万吨/年新能源汽车废旧动力电池拆解项目”已完成备案，新增废旧动力电池拆解生产线 4 套，年拆解新能源汽车废旧动力电池 4 万吨。
国轩高科	逐步完善全产业链体系，从电池材料端、制造端到产品端，建成了完整的锂电池垂直产业链，极布局电力储能领域，实现电池梯级应用。	2021 年公司投资建设了肥东产业基地，计划总投资 120 亿元，以及江西宜春碳酸锂项目等，搭建电池回收网络，加速形成产业闭环。
华友钴业	子公司华友衢州和资源再生进入工信部发布的符合《新能源汽车废旧动力电池综合利用行业规范条件》名单	华友循环 2018 年投产 再生利用专用生产线，已实现年处理退役动力电池 64680 吨，每年可综合回收钴 5783 吨（金属量）、镍 9432 吨（金属量）、锂 2050 吨（金属量）以及锰、铜箔、铝箔等有价值元素。
赣锋锂业	业务贯穿上游锂资源开发、中游锂盐深加工及金属锂冶炼、下游锂电池制造及退役锂电池综合利用，为电池生产商及电动汽车生产商提供了可持续的增值解决方案。	2021 年，循环科技已建成国内最大的退役锂电池绿色回收体系，形成退役锂电池拆解及金属综合回收 34000 吨/年的回收处理能力，退役磷酸铁锂电池回收国内市场占有率排名第一，退役三元锂电池回收国内市场占有率前三。
中伟股份	未来形成矿产资源粗炼-矿产资源精炼-前驱体材料制造-新能源材料循环回收一体化	中伟新材料南部（钦州）产业基地项目一期投资 100 亿元，主要建设内容为 18 万吨三元前驱体及 12 万金属吨镍钴中间品加工及综合循环回收。公司在贵州西部产业基地建立循环产业园，全部建成后预计年处理退役锂电池 5 万吨

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

2、盐湖提锂方式及相关公司业务梳理

锂资源目前有三种存在形式：**锂辉石、锂云母、盐湖**。矿石制锂盐的流程是采矿（矿石），选矿（精矿），再进行加工处理成锂盐。制成的锂盐主要用在电池的正极材料。数量关系大概是 1GWh 需要 700 吨左右的碳酸锂，一般需要 5-6 吨锂辉石原矿/锂云母生产 1 吨锂精矿，7-8 吨锂精矿生产单吨锂盐（碳酸锂/氢氧化锂），13-15 吨锂云母生产单吨锂盐，具体的数量视乎品位而定。

我国盐湖的资源禀赋优越，西藏占比超过六成。根据美国地质调查局统计（USGS-2021），全球已探明锂资源储量约为 8600 万吨。锂资源主要储存在硬岩和盐湖卤水中，其中“盐湖型”的锂矿储量占比达 70%以上。我国是锂资源大国，锂资源丰富、集中程度高，探明锂资源量约为 510 万吨。我国盐湖的资源禀赋优越，位居世界第三位，在我国的盐湖分布中，西藏的盐湖数量众多且资源优越，占比超过 6 成，其中大多为富锂盐湖，整体具有锂浓度高且镁锂比低的特点。

表22：世界主要盐湖的成分及储量对照

国家	盐湖	组分/%（质量）									储量/ 万 t
		Li+	B	Na+	K+	Mg2+	Ca2+	Cl-	SO42-	Mg2+/Li+	
玻利维亚	乌尤卡	0.05	0.02	10.8	0.7	0.4	0.12	16.7	0.7	8.4	1020
智利	阿塔卡玛	0.15	0.064	7.6	1.8	0.96	0.03	16.0	1.78	6.4	630
阿根廷	霍姆布雷托	0.062	0.035	9.79	0.62	0.085	0.053	15.8	0.853	1.37	80
	里肯	0.033	0.027	9.63	0.624	0.284	0.041	15.25	1.014	8.61	110
美国	银峰	0.023	0.008	6.20	0.53	0.033	0.02	10.61	0.71	1.43	30
	大盐湖	0.04	0.06	8.00	0.65	1.00	0.016	14.00	2.00	2.50	50
以色列	死海	0.001	-	3.0	0.6	3.33	0.3	16.0	0.05	2000	200
	扎布耶	0.12	0.20	14.17	3.96	0.001	-	19.63	4.35	0.008	150
中国	西台吉乃尔	0.02	-	8.256	0.689	1.284	0.0162	14.974	2.882	61	44.1
	一里坪	0.021	0.031	2.58	0.91	1.28	0.016	14.97	2.88	60.95	43.8
	大柴旦	0.016	0.062	6.92	0.71	2.14	-	14.64	4.05	133.75	3.98
	东台吉乃尔	0.06	-	6.86	1.38	2.22	-	14.23	-	37	9.1
	查尔汗	0.0031	0.0087	2.37	1.25	4.89	0.051	18.8	0.44	1577.4	163

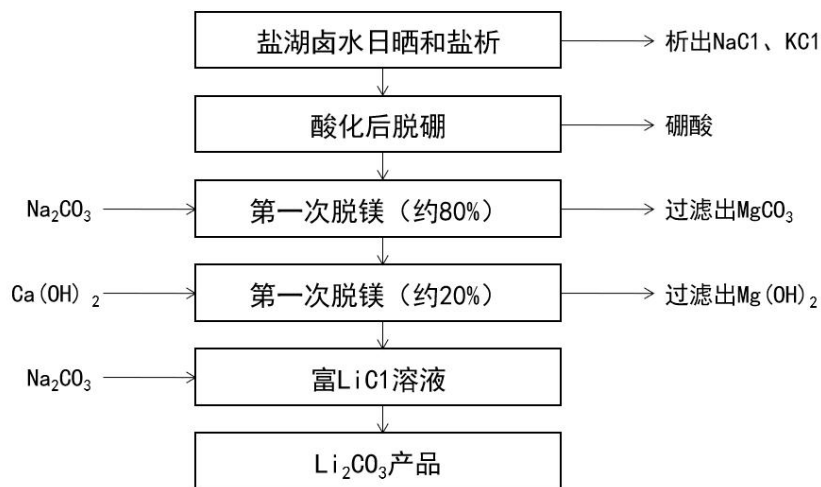
资料来源：《我国盐湖锂资源分离提取进展》，国信证券经济研究所整理

按照盐湖类型不同，目前比较成功的提锂方法有沉淀法、膜法、萃取法、吸附法和盐梯度太阳池法等。

沉淀法通过蒸发卤水将锂浓缩到一定浓度，然后利用化学沉淀反应，将锂离子以沉淀形式从溶液中分离出来。因此沉淀法主要包括 2 个方向，一是仅沉淀锂离子的目标离子沉淀法，如铝酸盐沉淀法；二是锂离子与伴生离子一起沉淀的共沉淀法，如碳酸盐沉淀法、硼镁共沉淀法。

碳酸盐沉淀法是研究最早并工业化应用最为广泛的提锂技术。其原理是向浓缩除硼后的卤水中加入强碱除去钙镁离子，再用纯碱沉淀出碳酸锂产品。此方法工艺简单，适用于低镁锂比的盐湖卤水，智利的阿塔卡玛盐湖、美国的西尔斯盐湖、银峰地下卤水等低镁锂比硫酸盐型盐湖均采用此法进行锂资源开发。

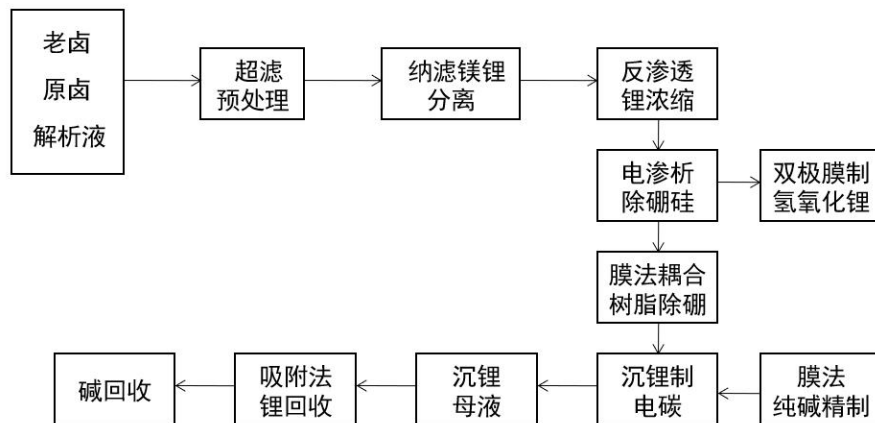
图43: 碳酸盐沉淀法提锂流程



资料来源:《盐湖卤水提锂技术及产业化发展》, 国信证券经济研究所整理

吸附法提锂工艺简单, 提锂过程中污染小。吸附法提锂是用天然或合成的化合物, 制成可对卤水中锂离子进行选择性吸附, 再用水或洗脱液将吸附剂中锂离子洗脱, 使锂离子与杂质和伴生离子分离的方法, 吸附法适用于高镁锂比盐湖。久吾高科国内首创将膜分离技术引入盐湖提锂产业化项目, 并在此基础上开发吸附耦合膜法提锂技术及新型提锂吸附剂材料。

图44: 久吾高科吸附法提锂流程



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

盐湖提锂相关公司有久吾高科、蓝晓科技、争光股份、倍杰特、唯赛勃。其中, 久吾高科已建成金海锂业 1000t/年氯化锂项目, 在建项目班嘎错盐湖原提锂中试规模为氯化锂产量 600-2000t; 蓝晓科技盐湖提锂领域三大产业化项目共计 1.5 万吨规模, 均已顺利投产运行, 其他项目按进度正常执行, 预计将在 2022 年中期至 2023 年中期逐步交付; 争光股份、倍杰特、唯赛勃公司盐湖提锂项目均已进入或完成中试阶段。

表 23: 盐湖提锂相关公司业务规模

公司名称	业务布局	业务规模
久吾高科	公司不断深入盐湖提锂解决方案及产品的研发，成功研制出铝系、钛系锂吸附剂材料并提出“吸附+膜法”原卤提锂工艺，目前已建成了部分锂吸附剂材料工业化产能。	公司积极推进西藏矿业扎布耶中试项目，高效建成金海锂业 1000t/年氯化锂项目。2022 年 9 月 15 日公司签订班嘎错盐湖原提锂技术开发合作协议，小试部分规模为设计原卤用量 60L/h，周期按 2 个月计，中试部分的规模年化氯化锂产量 600-2000t。
蓝晓科技	公司在金属资源领域持续推进盐湖提锂产业化，并积极推动在镍、钴、钒、钨等金属领域的突破量产及规模化销售。盐湖提锂领域三大产业化项目（藏格锂业 1 万吨、锦泰锂业一期 3000 吨、五矿盐湖 2000 吨改造）均已顺利投产运行，具有自主知识产权的吸附法提锂技术已全部打通。	2021 年下半年以来公司签订多个大型盐湖提锂项目订单，五矿 4000t/a 改造项目已经交付，西藏珠峰阿根廷 25000t/a 项目首批设备发货完成验收，金纬新材料 6000t/a 项目设备完成交付，其他项目按进度正常执行，预计将在 2022 年中期至 2023 年中期逐步交付。
争光股份	公司主要产品为离子交换与吸附树脂，能源金属的锂、镍、钴提取回收，离子交换与吸附树脂都能发挥重要作用。公司已经展开新型锂吸附材料的开发，力争尽快提供相关的吸附产品，并进一步研发各种类型的锂吸附材料。	公司应用于盐湖提锂树脂合成技术的研发已准备进入中试阶段，锂提取吸附材料小试样品已达到国内同类产品技术标准要求。
倍杰特	公司立足石油化工、煤化工等行业，并不断扩展到了新能源、盐湖提锂等领域，在高盐水分盐领域拥有一定的技术沉淀和丰富的经验。	公司于 2021 年 12 月中标西藏扎布耶盐湖万吨提锂项目的提锂核心设备全部 5 个标段，项目总金额为 2.73 亿元，占公司 2020 年经审计主营业务收入的 47.07%。
唯赛勃	公司基于西藏盐湖提锂的痛点开发了低温预处理纳滤膜，实现了从老卤到原卤提锂方式的革命性变革，同时开发了高盐浓缩膜将替代目前盐湖提锂、零排放工艺后端的 MVR 蒸发结晶工段。	2020 年开始公司布局盐湖提锂物料分离领域，成功开发出适用不同卤水的纳滤膜产品并完成了小试、中试和部分进口产品的替代。

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

投资建议

电力：成本下降或是电力行业可见的边际向好的方向，建议积极把握成本下降带来的投资机遇。**火电：**受益于市场化电价上浮及煤炭长协覆盖率、履约率、价格执行率提升，火电业绩已有所改善；然而，电价上浮及煤炭长协覆盖率进一步改善空间较为有限，未来火电盈利持续修复的动力或来自于煤价下行。随着海外宏观经济步入衰退阶段，需求疲弱或引致煤价下行。煤价下行趋势下，现货煤、进口煤占比较高的公司受益程度更大，盈利修复弹性更强。推荐沿海电厂分布较多/现货煤占比相对较大的**粤电力 A、华能国际、华润电力**等。**新能源：**由于硅料供需偏紧，光伏产业链上游价格维持高位；但未来随着硅料产能逐步释放，硅料供需偏紧格局逐步趋于平衡，光伏产业链上游价格有望下行，产业链利润向下游运营商转移，这将推动光伏装机规模提升和项目收益率回升，光伏项目装机容量、盈利水平有望改善。推荐绿电龙头企业**三峡能源**，“核电与新能源”双轮驱动**中国核电**。

储能运营：随着各地政策频出，储能未来将逐步获得容量补偿，同时户用侧的电价价差逐步增加，大幅提高储能盈利的市场空间。随着新型电力系统的建设，虚拟电厂的需求和模式也将逐渐完善，虚拟电厂有望迎来爆发。抽水蓄能在明年起全面实行两部制电价，有望打开收益天花板。建议关注电化学储能、抽水蓄能和虚拟电厂相关机会，推荐未来户用储能、虚拟电厂运营商**芯能科技**、抽蓄和电化学储能龙头**南网储能**。

再生资源：资源循环再生利用节约资源的同时降低碳排放，是实现“双碳”目标的重要举措，绿色低碳循环发展趋势下，产业发展空间广阔。国家政策大力推动废有色金属、塑料、新能源汽车动力电池等产业进行资源循环再生利用，相关产业迎来发展机遇期。推荐稀土回收利用龙头企业**华宏科技**积极布局动力电池回收的**旺能环境、伟明环保**。

风险提示

相关政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

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 $\pm 10\%$ 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 $\pm 10\%$ 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提及的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