



中信证券研究部

核心观点



孙明新
基础材料和工程服
务行业首席分析师
S1010519090001



华鹏伟
电力设备与新能源
行业首席分析师
S1010521010007



袁健聪
新能源汽车行业
首席分析师
S1010517080005



李想
公用环保行业首席
分析师
S1010515080002

“碳中和”背景下，以风、光伏发电为代表的新能源装机规模快速扩容，大幅提升电力系统对储能技术应用的需求，而抽水蓄能凭借技术成熟、连续储能时间长、装机容量大、度电成本低等多项优势，预计将继续作为主流储能技术。我国当前抽水蓄能装机规模远低于未来潜在需求，根据能源局规划及人民日报发文，近 10 年间抽蓄建设将大幅提速，同时，2021 年抽水蓄能电价改革的落地也将在保障投资方基本收益的同时，释放向上盈利弹性。抽水蓄能产业链大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节。

■ **新能源发展激发储能需求，抽水蓄能综合性能占优。**“碳中和”约束下，我国以风电、光电为代表的可再生能源装机规模及占比快速提升，而可再生能源发电具有波动性，提高了电力系统对储能技术应用的需求，储能可缓解或解决电能供需在时间和强度上不匹配的问题。对比其他储能技术，抽水蓄能具有技术成熟、连续储能时间长、装机容量大、度电成本低等多项优势，是当前最主流的储能技术，根据中国能源研究会储能专委会等发布的《储能产业研究白皮书 2022》，2021 年抽水蓄能在国内各项储能装机规模中占比达到 86.3%。

■ **抽蓄供远低于求，近 10 年建设进度将大幅提速。**我国 2021 年底抽水蓄能装机容量为 36.4GW，需求端，抽水蓄能与风光发电装机量之比从 2015 年 13.3%下降至 2021 年 5.7%，现有抽水蓄能装机量无法满足风光发电快速发展的需求：1) 对比美国 2020 年水平（10.2%，根据 Wind 数据计算），我们预测国内到 2030 年抽蓄装机需求为 122.4GW；2) 若按照各地 2021 年来风光配储 10%-20% 的要求测算，乐观情形下，到 2030 年，国内抽蓄需求须达到 154GW。供给端，国家能源局规划到 2025、2030 年我国抽水蓄能投产装机规模将分别达到 62GW、120GW，而 2022 年经济增长依赖基建发力背景下，抽蓄电站加快开工。我们从北极星储能网检索国内抽水蓄能项目动态，据不完全统计，2022 年 1~7 月，全国新立项、新签约、进行预可研或可研审查、新开工的抽水蓄能项目超过 168 个，装机量超过 202GW，项目推进速度明显加快。根据中国电建集团董事长丁焰章在《人民日报》（2022 年 6 月 13 日，第 11 版）发文，“十四五”我国抽水蓄能开工目标高达 270GW，远超能源局规划进度。我们根据抽水蓄能项目单瓦投资（平均 6.2 元）及建设周期（平均 6.4 年）测算，“十四五”至“十五五”10 年期间，我国抽蓄年均投资规模或超 1600 亿元。

■ **电改助力抽蓄走出盈利低谷，激发各方参与动力。**我国抽水蓄能电站电价定价政策发展相对曲折，长期以来其收益与成本脱钩，主要由电网企业负责投资运营，其他各方参与意愿总体较低。2021 年国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，一方面通过容量电价保障投资企业 6.5% 的保底资本内部收益率，另一方面通过 20% 电量电价分成，打开投资企业盈利向上弹性，即抽蓄电站可在电价波谷抽水、电价高峰发电，从而获取差价盈利，我们测算一座装机容量为 1.2GW 的抽蓄电站，在度电价差为 0.9 元（部分省份目前波峰、波谷电价差已超过 1 元）、年发电小时数为 1200 小时情形下，仅电量电价可分享的收益就达到 2.59 亿元。

■ **产业链包括投资运营、总承包、设备三大环节。**产业链角度，抽水蓄能大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节：1) 投资运营环节主要参与者为国家电网、南方电网，2021 年两者在在运抽蓄电站装机量占比分别为 63.3%、22.9%，其中文山电力曾公告拟通过资产重组获南网双调的抽水蓄能、调峰水电等资产，将成为南方电网唯一抽蓄业务上市平台；2) 总承包环节，中国电建承担了国内绝大部分抽蓄电站的规划或建设工作，在国内抽水蓄能规划设计方面市场份额约 90%，承担建设项目份额约 80%，并在 2022 年拟使用定增募集资金投资运营第



李家明
 基础材料和工程
 服务分析师
 S1010522070001



华夏
 电力设备与新能源
 分析师
 S1010520070003



汪浩
 新能源汽车分析师
 S1010518080005

一个抽水蓄能项目，全年投资计划中计划核准抽水蓄能项目 4 个，总装机容量约为 5GW。中国能建葛洲坝集团先后承建江苏宜兴等多个抽水蓄能电站等项目，打响了抽水蓄能电站建设品牌，并在 2022 年与中国电建联手成立联合体承接抽水蓄能项目；3) 设备环节，哈尔滨电气和东方电气是国产抽水蓄能机组主机设备生产的骨干企业，正持续引领抽水蓄能机组国产化替代。

■ **风险因素：**抽水蓄能项目建设进度不及预期；其他储能对抽水蓄能形成替代；政策变化导致抽水蓄能资产盈利波动；各环节竞争加剧导致企业盈利空间缩窄；局部疫情反复超预期抑制电力需求。

■ **投资策略：**“碳中和”背景下，以风、光伏发电为代表的新能源装机规模快速扩容，大幅提升电力系统对储能技术应用的需求，而抽水蓄能凭借技术成熟、连续储能时间长、装机容量大、度电成本低等多项优势，将继续作为主流储能技术。我国当前抽水蓄能装机规模远低于未来潜在需求，根据国家能源局规划及电建集团董事长在人民日报发文，我们预计近 10 年间抽水蓄能建设将大幅提速。此外，2021 年抽水蓄能电价改革的落地也将在保障投资方基本收益的同时，释放向上盈利弹性。抽水蓄能产业链大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节，建议关注总承包环节的中国能建、中国电建，投资运营环节的文山电力，设备环节的东方电气。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	代码	收盘价	EPS				PE				评级
			21	22E	23E	24E	21	22E	23E	24E	
文山电力	600995.SH	17.48	0.03	0.27	0.35	0.41	583	65	50	43	买入
中国电建	601669.SH	6.98	0.57	0.77	1.02	1.38	12	9	7	5	买入
中国能建	601868.SH	2.22	0.16	0.20	0.23	0.26	14	11	10	9	-
东方电气	600875.SH	16.50	0.73	0.95	1.18	1.41	23	17	14	12	买入

资料来源：Wind，中信证券研究部预测；注：股价为 2022 年 8 月 8 日收盘价，中国能建盈利预测为 Wind 一致预期。

抽水蓄能行业

评级 **强于大市 (维持)**

目录

新能源发展激发储能需求，抽水蓄能综合性能占优	6
“双碳”背景下新能源发电比例提升，储能提升电力系统稳定性	6
抽水蓄能技术成熟、经济性良好，是当前大规模储能的主流技术	9
抽蓄供远低于求，近 10 年建设进度将大幅提速	12
需求：风光发电装机提速，抽水蓄能配建需求随之而起	12
供给：抽蓄规划“十四五”、“十五五”持续翻番，稳增长背景下再度提速	14
电改助力抽蓄走出盈利低谷，激发各方参与动力	19
抽蓄电站电价政策曲折，成本难以顺利传导	19
两部制电价新政策完善抽蓄价格形成机制，收益保底兼具向上弹性	23
电力现货市场峰谷价差扩大，为抽蓄电量电价打开盈利空间	24
辅助服务为抽蓄电站提供补偿	29
产业链：投资运营、总承包、设备三大环节	32
抽水蓄能产业链大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节	32
投资运营：两大电网主导，发电企业入场	33
总承包：龙头份额高度集中	36
设备：哈电、东电引领抽蓄机组国产化替代	38
风险因素	39
投资策略	40

插图目录

图 1: 2009~2021 年主要类型电源发电量占比情况	6
图 2: 可再生能源在不同发展阶段对电网的挑战	6
图 3: 全国弃风率逐月变化情况	6
图 4: 全国弃光率逐月变化情况	6
图 5: 各电网最高用电负荷逐月变化情况	7
图 6: 全国最高发电负荷与最高用电负荷差值逐月变化情况	7
图 7: 储能在各环节、应用场景的价值体现	8
图 8: 主要储能技术分类	8
图 9: 抽水蓄能电站示意	9
图 10: 中国电力储能市场累计装机规模类型结构	9
图 11: 各类储能技术年发电量随发电时间变化	11
图 12: 各类储能技术度电成本随发电时间变化	11
图 13: 不同储能技术在各应用场景下的最低度电成本（2020 年和 2040 年）	11
图 14: 中国纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量之比	12
图 15: 全球和部分国家纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量之比	12
图 16: 全国抽水蓄能站点资源区域分布	15
图 17: 规划与实际抽水蓄能电站装机量对比	15
图 18: 2022 年 1~7 月新立项、新开工抽水蓄能项目装机量不完全统计	16
图 19: “十四五”期间抽蓄建设进度或超国家能源局 2021 年规划	17
图 20: 在运、在建、拟建抽蓄电站单体投资额	17
图 21: 在运、在建、拟建抽蓄电站单瓦投资额	17
图 22: 分省市抽蓄电站单体投资规模	18
图 23: 在运、在建、拟建抽蓄电站建设时间	18
图 24: 国网新源执行两部制电价的收入情况	22
图 25: 国网新源执行两部制电价的利润情况	22
图 26: 2021 年新规的电量电价计算方式	24
图 27: 山东电力现货交易市场用户侧价格单日波动	25
图 28: 2022 年 6 月山东电力现货交易市场单日报价	25
图 29: 2022 年 6 月山东电力现货交易市场单日最高价最低价出现时间	25
图 30: 2022 年 1~7 月部分地区一般工商业峰谷电价差平均值	27
图 31: 抽蓄电站利用电力市场峰谷价差实现套利模式示意	28
图 32: 抽水蓄能产业链主要环节及参与企业情况	32
图 33: 全国在运抽水蓄能电站市占率（截至 2022 年 7 月）	33
图 34: 全国在建抽水蓄能电站市占率（截至 2022 年 7 月）	33
图 35: 国家电网在运、在建抽水蓄能电站分布（截至 2020 年年底）	35
图 36: 全国抽水蓄能电站机组设备累计使用情况	38

表格目录

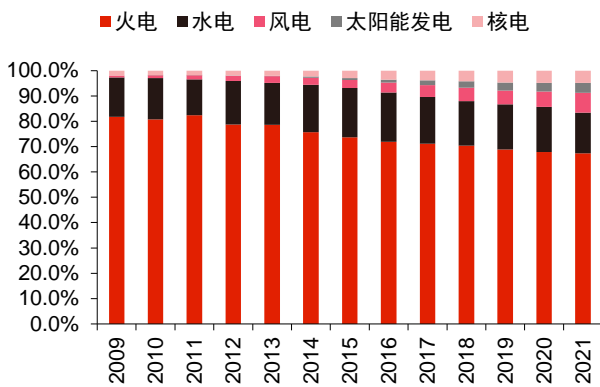
表 1: 储能技术类型、应用场景与作用时间.....	8
表 2: 常规水电站改建混合抽水蓄能电站的路径.....	10
表 3: 储能技术比较.....	10
表 4: 基于风光发电装机量的纯抽水蓄能需求预测.....	13
表 5: 部分省市风光发电配储要求.....	13
表 6: 基于风光配储的储能需求预测.....	14
表 7: 国家和部分省市“十四五”规划抽水蓄能项目.....	15
表 8: “十四五”至“十五五”10 年期间抽蓄投资规模预测.....	19
表 9: 国内外抽水蓄能电站主流电价机制比较.....	20
表 10: 国网新源抽水蓄能机组盈利能力测算.....	20
表 11: 南网双调惠州抽蓄经营情况.....	21
表 12: 国网新源两部制电价抽蓄电站购电成本与上网电价.....	22
表 13: 五凌电力在 2013 年出售黑麋峰抽蓄电站前后盈利水平大幅改善.....	23
表 14: 呼和浩特抽水蓄能电站经营情况.....	23
表 15: 抽蓄电站定价模式变化示意.....	24
表 16: 部分地区峰谷分时电价峰平谷电价标准.....	26
表 17: 2022 年 1~7 月部分地区一般工商业峰谷电价差.....	27
表 18: 不同抽水电价和上网电价组合情境下的发电度电价差收益测算.....	28
表 19: 不同发电小时和度电价差收益组合情境下的可分享收益测算.....	29
表 20: 电力辅助服务分类及补偿方式.....	30
表 21: 抽水蓄能参与调峰获得收益/补偿的方式比较.....	31
表 22: 广州抽水蓄能电站一期的容量电费结算模式.....	32
表 23: 2021 年抽蓄电站工程造价各部分投资占比.....	33
表 24: 部分非电网企业投资抽蓄项目情况.....	34
表 25: 南网双调公司储能和调峰水电业务资产及定价模式.....	36
表 26: 中国能建参建的部分抽水蓄能项目.....	37
表 27: 在运在建抽水蓄能项目国产机组供应商.....	39
表 28: 重点企业盈利预测及估值.....	40

■ 新能源发展激发储能需求，抽水蓄能综合性能占优

“双碳”背景下新能源发电比例提升，储能提升电力系统稳定性

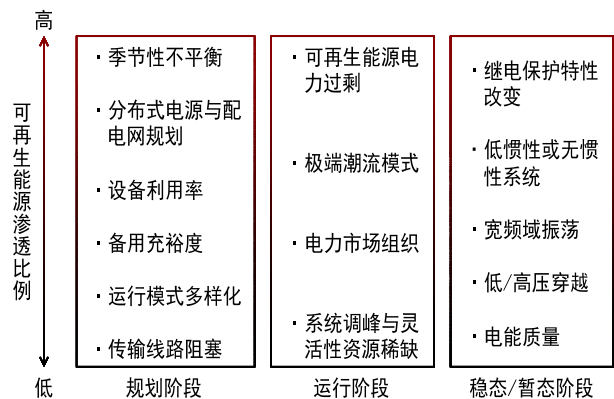
新能源发电量提升，电网调节难度增加。2009年至今，我国各类电源发电量中风电、太阳能发电等新能源发电占比不断上升，2021年可再生能源发电占比约32.6%，其中风电和太阳能发电量占比约为7.8%和3.9%。可再生能源渗透比例提升对电网整体的稳定性带来挑战。①当可再生能源渗透比例为10%~30%时，对电网的挑战来源于送出网络和并网等局部环节，体现为局部地区的弃风和弃光。根据全国新能源消纳监测预警中心统计，我国弃风弃光问题在2018年后已得到缓解。②当可再生能源渗透比例达到30%~50%时，发电设备的分布式与集中式并存使电源侧与负荷侧的不匹配程度大幅度增加；我国光伏和风电装机增速加快，电力系统正迈入此阶段，调峰调频需求增大，电网调节难度增加。③可再生能源渗透比例超过50%时，电力系统的经济性、稳定性都将受到影响，需要未雨绸缪保障电力系统稳定、安全运行。

图 1：2009~2021 年主要类型电源发电量占比情况



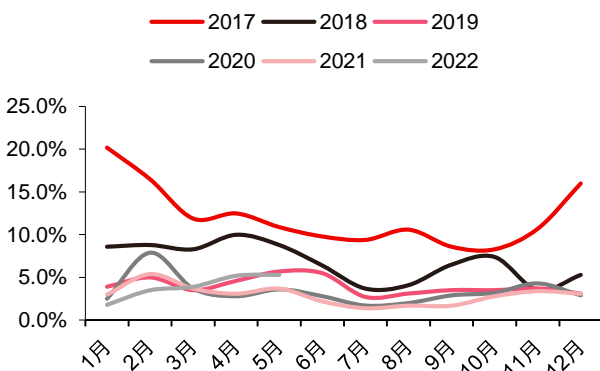
资料来源：Wind，中信证券研究部

图 2：可再生能源在不同发展阶段对电网的挑战



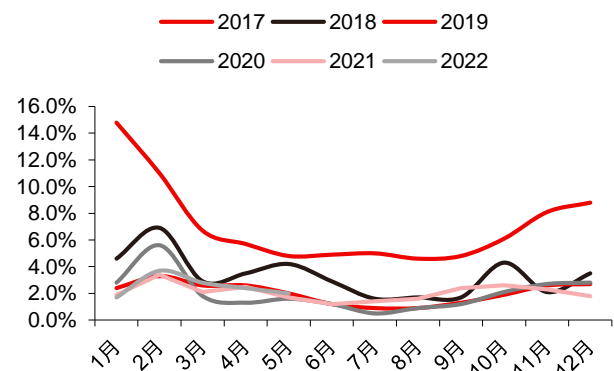
资料来源：《高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战》（卓振宇、张宁、谢小荣等），中信证券研究部

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，中信证券研究部

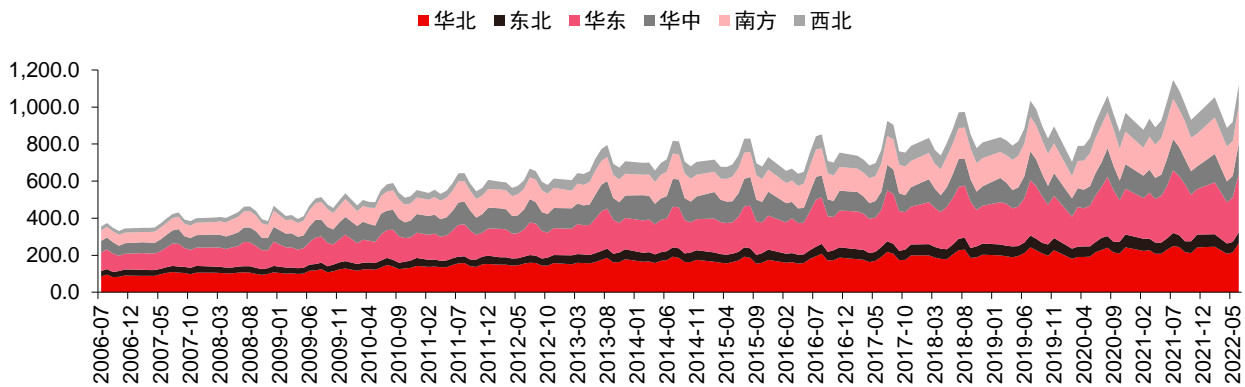
图 4：全国弃光率逐月变化情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，中信证券研究部

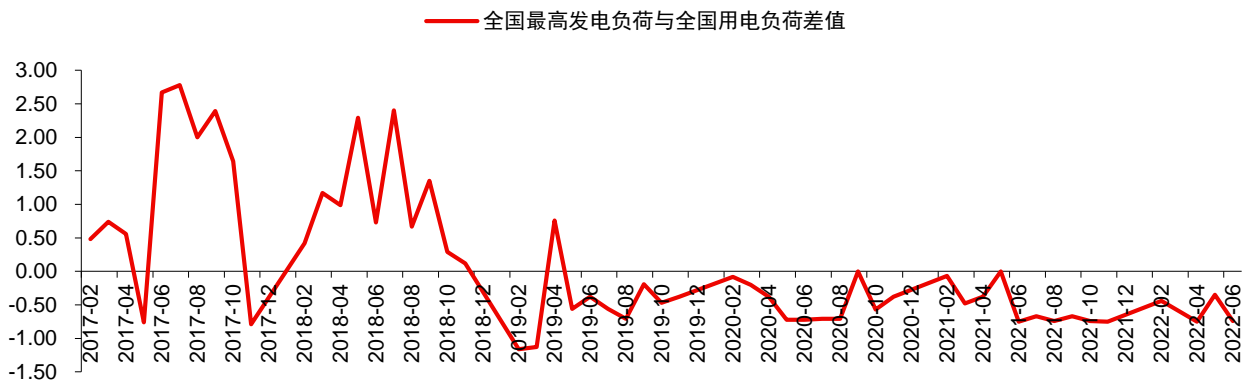
尖峰负荷快速增长，储能需求攀升。随着三产及居民生活用电比重不断上升，负荷尖峰化特征明显，尖峰负荷规模持续增加，尖峰负荷单次持续时间短、出现频次低、波动性明显、电量少，但对电力系统产生挑战。2010-2021年，全国电网最高用电负荷从596.4GW增至1191.6GW，全国最高发电负荷低于全国最高用电负荷的现象越来越明显。2021年，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》中要求，“到2030年省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力”。2022年上海市人民政府发布《上海市碳达峰实施方案》提出“到2025年需求侧尖峰负荷响应能力不低于5%”。依靠增加发电装机量来应对尖峰负荷会造成资源浪费，利用储能技术应对尖峰负荷可以提高电力系统稳定性、节省电网投资成本。

图5：各电网最高用电负荷逐月变化情况（GW）



资料来源：Wind，中信证券研究部 说明：南方电网2010年12月、2011年12月缺少统计值，分别取前后两月统计值的平均值计。

图6：全国最高发电负荷与最高用电负荷差值逐月变化情况（GW）



资料来源：Wind，中信证券研究部测算 说明：根据Wind统计的全国主要电网最高用电负荷和最高发电负荷测算。

储能在电力系统中发挥**功能价值、容量价值、能量价值**，提升电力系统灵活性与稳定性。可再生能源发电具有波动性，提高了电力系统对储能技术应用的需求，储能可缓解或解决电能供需在时间和强度上不匹配的问题。电源侧储能可优化、减少弃风弃光，缓解能源浪费；电网侧储能可提供调峰调频服务，削峰填谷，维持供需平衡，降低电网系统波动性；用户侧储能可调节用电时间，在电力网络外短时供电，保证电力质量。

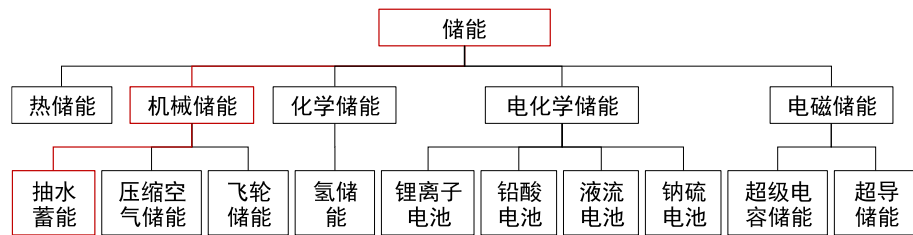
图 7：储能各环节、应用场景的价值体现

	功能价值 (Power value) 实时功率平衡	容量价值 (Capacity value) 提高系统容量系数	能量价值 (Energy value) 能量吞吐和转移
电源侧	新能源出力平衡	改善新能源电站容量可信度	提高新能源消纳能力
电网侧	电网安全功率支撑、调频； 应对电网安全事故	容量备用 阻塞管理	削峰填谷
用户侧	电能质量管理	容量费管理	峰谷套利

资料来源：《中国高比例新能源带来的平衡挑战》（郭剑波），中信证券研究部

储能技术应用于多应用场景，多时间尺度调峰调频。按照技术路径分类，储能可分为机械储能、电化学储能、电磁储能等类型，满足多类应用场景需求，在秒级、分钟级、小时级及以上等多时间尺度发挥作用。秒级储能功率高、响应速度快，应用于电网支撑、辅助一次调频，提升电能质量；分钟至小时级储能需要具有一定规模、循环次数多，应用于削峰填谷，平滑电力系统出力；数小时及以上级别的储能规模大（100MW 以上）、循环次数多（充放 5000 次以上）、运行寿命长、能量吞吐规模大，应用于电网削峰填谷和负荷调节。在各类储能技术中，抽水蓄能因其技术成熟、储能容量大、循环寿命长，在多时间尺度发挥调峰调频作用。

图 8：主要储能技术分类



资料来源：《储能技术分类及国内大容量蓄电池储能技术比较》（巩俊强、邓浩、谢莹华），《能源互联网背景下的电力储能技术展望》（李建林、田立亭、来小康），《氢储能系统关键技术及应用综述》（霍现旭、王靖、蒋菱 等），中信证券研究部

表 1：储能技术类型、应用场景与作用时间

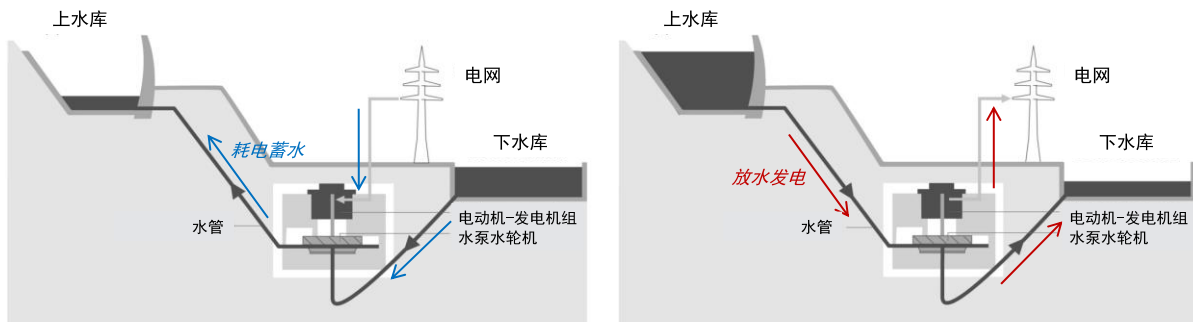
作用时间	应用场景	运行特点	技术要求	主要类型
秒级	电网支撑 辅助一次调频 电能质量	动作周期随机 毫秒级效应 大功率充放电	高功率、高响应速度、高存储/ 循环寿命、高功率密度和紧凑型 设备形态	飞轮储能 超级电容器 抽水蓄能 电化学储能
分钟至数 小时级	平滑系统出力 二次调频 削峰填谷 提高设备利用率	充放转换频繁 秒级响应 能量需求大	具备一定的规模、高循环寿命、 便于集成的设备形态	电化学储能 抽水蓄能
数小时级 以上	电网削峰填谷 负荷调节	大规模能量吞吐	大规模（100MW、100MWh 以 上）、深充深放（循环寿命 5000 次以上）、资源和环境友好、成 本低	抽水蓄能 压缩空气储能 熔融盐 储氢

资料来源：《中国高比例新能源带来的平衡挑战》（郭剑波），中信证券研究部

抽水蓄能技术成熟、经济性良好，是当前大规模储能的主流技术

抽水蓄能的基本原理为水的重力势能与电能的相互转化。抽水蓄能电站主要由海拔高度不同的上下水库、水轮机、水泵组成。用电高峰时，高海拔上水库向低海拔下水库放水推动水轮机发电，将水的重力势能转化为电能；用电低谷时，水泵从下水库向上水库抽水，将电能转化为水的重力势能。抽水蓄能电站的效率约为 75%，即抽水耗电量与发电量比例约为 4:3，简称为“抽四发三”。

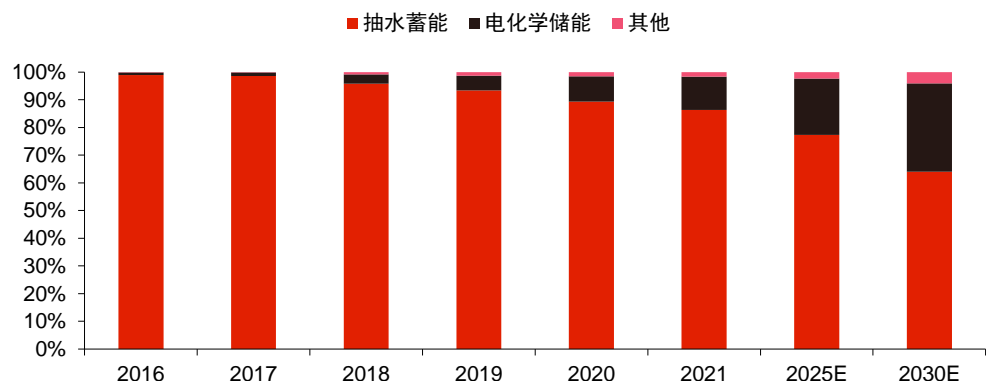
图 9：抽水蓄能电站示意



资料来源：Voith 官网，中信证券研究部

抽水蓄能是当前累计装机规模最大的电力储能方案。根据中国能源研究会储能专委会的全球储能项目库不完全统计，截至 2021 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模中，抽水蓄能的累计装机规模占比达 86.3%，占据主导地位；新型储能累计装机规模占比 12.5%，包括电池（锂离子、铅蓄、液流等）、压缩空气、超级电容、飞轮等。我们根据电化学储能和其他储能占比增速测算，预计 2030 年抽水蓄能占比为 64%。《能源》杂志 2022 年第 7 期《抽水蓄能冷与热》（武魏楠）报道，中国电建总工程师周建平“初步测算全国储能规模 2030 年将超过 2.4 亿千瓦，其中抽水蓄能规模超 1.8 亿千瓦”，2030 年抽水蓄能规模约占储能规模的三分之二。

图 10：中国电力储能市场累计装机规模类型结构



资料来源：2017 至 2022 年度《储能产业研究白皮书》（CNESA；2016-2021 数据），中信证券研究部预测。

常规水电站可以改建为混合抽水蓄能电站。抽水蓄能电站根据能否利用天然径流发电，可以分为纯抽水蓄能电站和混合式抽水蓄能电站。纯抽水蓄能电站的运行依靠上下水库的水循环，需要适时补水；混合抽水蓄能电站有天然径流汇入，可利用径流进行常规发电。常规水电站通过上库结合、加泵扩机、一体化改造的方式，可以改建为混合抽水蓄能电站，在常规发电的基础上，补充抽水蓄能调峰调频的功能。利用常规水电改造的混合抽蓄电站建设周期短，例如白山抽水蓄能电站利用下游已建的红石水库为下库、白山水库为上库进行改建，工期 46 个月，较新建抽蓄电站工期（7 年左右）大幅缩短。

表 2：常规水电站改建混合抽水蓄能电站的路径

改建路径	说明
上库结合	常规水电站水库作为上库，下游选址新建下库
加泵扩机	常规水电站水库作为水库，下库利用相邻常规水电站水库或新建下水库
一体化改造	相邻两个梯级水库分别作为上、下库，开挖地下厂房和输水系统

资料来源：《常规水电结合开发抽水蓄能效益分析及开发建议》（任志武、何永胜、胡小丽 等），中信证券研究部

抽水蓄能技术成熟，运行稳定，但建设周期较长。从储能时效上看，抽水蓄能技术属于长时储能技术，连续储能时间长，装机容量大，可稳定用于电力系统削峰填谷和离网储能；但与同属长时储能的电化学储能相比（秒级），抽水蓄能的响应时间更长（分、秒级）。从使用寿命看，抽水蓄能依托上下游水库发挥作用，在工程施工质量得到保障的前提下，抽蓄电站坝体可使用数十年，电机设备等我们预计使用年限也可达 50 年左右。但水库等土建类基础设施建设周期长、选址要求高，施工周期远超过其他类型储能方式。

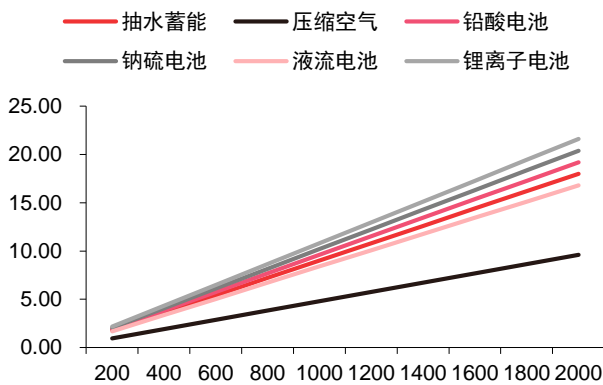
表 3：储能技术比较

储能类型	响应时间	放电时长	寿命(年)	建设期(年)	能量转换效率	度电成本(元/kWh)	里程成本(元/MW)	其他优点	其他缺点	
机械储能	抽水蓄能	分/秒	>4h	>50	7	70~85%	0.21~0.25	—	技术成熟、容量大、运行稳定	建设周期长、选址要求高
	压缩空气储能	分	—	30~50	2	50~65%	—	—	容量大	能量转换率低、响应速度慢、依赖地形和燃气资源
	飞轮储能	毫秒	数秒	≈20	—	>95%	—	9.23~12.75	功率密度大、响应速度快	储能量低
电化学储能	锂离子电池	毫秒	<1h	5~15	1	90~95%	0.62~1.26	6.18~9.78	功率、能量密度大，响应速度快	安全隐患大、成本高
	铅蓄电池	毫秒	>4h	5~15	1	90~95%	0.61~0.82	—	技术成熟、性价比高	能量密度低、不能深充深放、环保问题
	液流电池	毫秒	>4h	5~20	1	90~95%	0.71~0.95	—	容量大、可深度充放、能量与功率分开控制	环境温度要求高、需辅助液泵
电磁储能	电磁储能	毫秒	数秒	循环数百万次	—	>95%	—	—	响应速度快、功率密度较高	储能量低，维护成本高，技术不成熟
	超级电容器	毫秒	数秒	≈10	—	>95%	—	12.74~17.39	功率密度大	储能量低、自放电率高

资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》（何颖源、陈永翀、刘勇 等），《各种储能方式对比分析及抽水蓄能技术发展趋势探讨》（梁廷婷、崔继国），《储能在电力系统调频调峰中的应用》（张晓晨），《基于全寿命周期成本的储能成本分析》（傅旭、李富春、杨欣 等），《高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战》（卓振宇、张宁、谢小荣 等），中信证券研究部

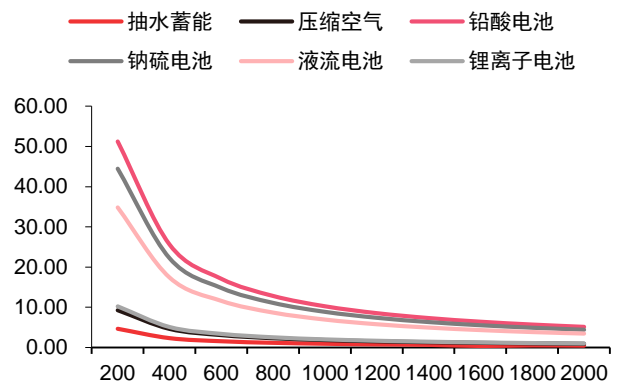
抽水蓄能现阶段度电成本低，但未来或被新型储能技术超越。度电成本（即平准化成本 LCOE）是对储能电站全生命周期内的总成本和总处理电量进行折现处理后的储能成本，度电成本可以判断储能技术的经济性。根据伦敦国王学院 Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes 等发布的文章《Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies》（《Joule》2019 年第 1 期），在不同年循环次数和单次循环时间组成的应用场景中，抽水蓄能当前具有明显的度电成本优势，且在年循环 500 至 1000 次、单次循环 4 至 16 小时的场景中具有绝对优势；但随着锂电池、氢储能等新型储能技术不断成熟，抽水蓄能的度电成本优势或不断下降，单次循环 16 小时以内场景的度电成本优势将转移至锂电池，抽水蓄能、压缩空气储能能在 16 小时以上长时储能中具有成本优势，氢储能能在 300 小时以上单次循环时间的季节性储能中的成本优势将逐步扩大。

图 11：各类储能技术年发电量（亿千瓦时）随发电时间（h）变化



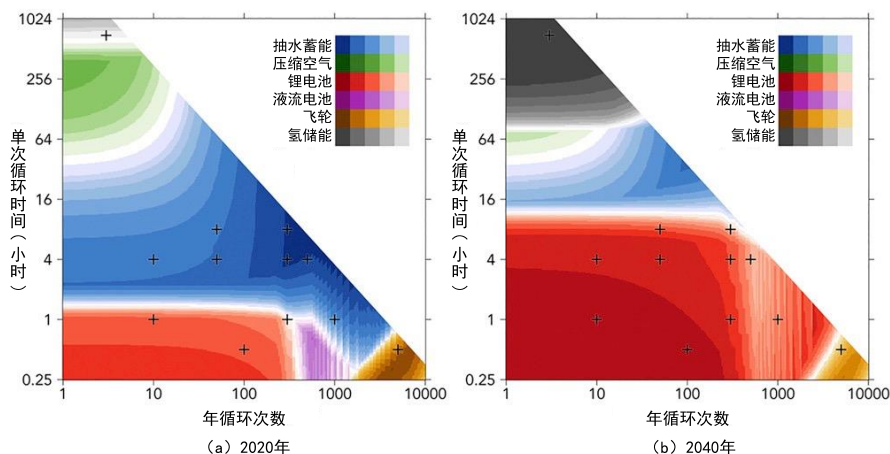
资料来源：《基于全寿命周期成本的储能成本分析》（傅旭、李富春、杨欣等），中信证券研究部

图 12：各类储能技术度电成本（元/千瓦时）随发电时间（h）变化



资料来源：《基于全寿命周期成本的储能成本分析》（傅旭、李富春、杨欣等），中信证券研究部

图 13：不同储能技术在各应用场景下的最低度电成本（2020 年和 2040 年）



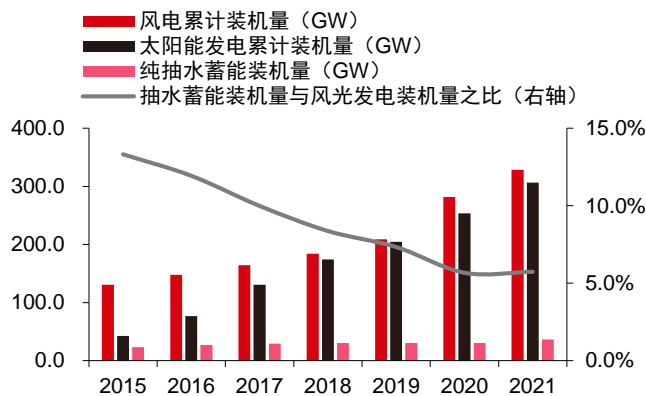
资料来源：《Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies》（Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes 等），中信证券研究部 说明：图中颜色反映在不同年循环次数和单次循环时间的应用场景下，最低度电成本所属的储能类型，深色表示该技术有较强成本优势，颜色越深成本优势越明显；浅色表示至少有两种技术在竞争，颜色越浅成本竞争越激烈；白色表示至少两种技术的度电成本相差不到 5%。2020 年的成本分布反映出抽水蓄能在过半应用场景下具有成本优势，2040 年的成本分布反映出锂电池在过半应用场景下具有成本优势。

■ 抽蓄供远低于求，近 10 年建设进度将大幅提速

需求：风光发电装机提速，抽水蓄能配建需求随之而起

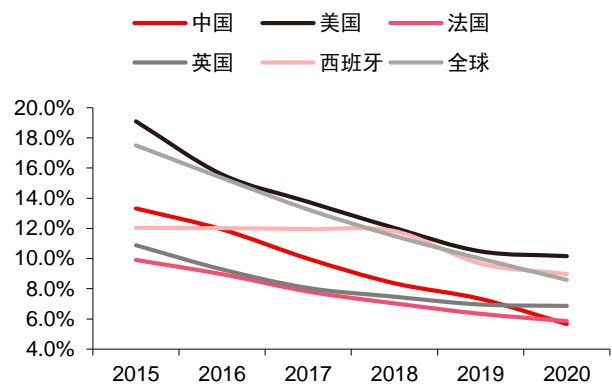
风光装机量提升，现有抽水蓄能装机量无法满足风光发电需求。国内风光发电装机量与抽水蓄能装机量均逐年上升，2015-2021 年，纯抽水蓄能累计装机量复合增速为 7.9%、风电累计装机量复合增速为 16.6%、太阳能发电累计装机量复合增速为 39.2%，纯抽水蓄能发展速度远低于风光发电发展速度；纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量之比从 2015 年 13.3% 下降至 2021 年 5.7%，现有纯抽水蓄能装机量无法满足风光发电快速发展的需求。

图 14：中国纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量之比



资料来源：Wind，中信证券研究部

图 15：全球和部分国家纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量之比



资料来源：Wind，中信证券研究部

通过进一步比较其他国家的抽水蓄能与风光发电装机情况，判断未来我国在风光发电快速增长时所需的纯抽水蓄能装机量。全球及美国、法国、英国、西班牙的抽水蓄能与风光发电装机量之比均呈现逐年下降的趋势，2020 年全球纯抽水蓄能与风光发电装机量之比为 8.6%、美国为 10.2%、西班牙为 9.0%、英国为 6.9%、法国为 5.9%，均高于我国（5.7%）。根据《2030 年前碳达峰行动方案》要求，“到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上”。我们预测，当未来我国纯抽水蓄能装机量与风光发电装机量的增速一致时，即纯抽蓄与风光装机比例维持现状（5.7%）时，2025 年纯抽蓄装机量为 48.2GW、2030 年为 68.8GW；当 2030 年纯抽蓄与风光装机之比达到 7%（英国 2020 年水平）时，2025 年纯抽蓄装机量为 53GW、2030 年为 84GW；当 2030 年纯抽蓄与风光装机之比达到 9%（西班牙 2020 年水平）时，2025 年纯抽蓄装机量为 60.5GW、2030 年为 108GW；当 2030 年纯抽蓄与风光装机之比达到 10.2%（美国 2020 年水平）时，2025 年纯抽蓄装机量为 65GW、2030 年为 122.4GW。

表 4：基于风光发电装机量的纯抽水蓄能需求预测

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
风光发电累计装机量 (GW)	223.8	294.4	358.6	413.4	535.2	635.0	697.8	760.6	823.4	886.1	1200.0
纯抽蓄装机量 (GW) (2022 年后抽蓄与风光装机之比维持现状)							39.0	41.9	45.0	48.2	68.8
纯抽蓄装机量 (GW) (2030 年抽蓄与风光装机之比达 7%)							40.0	44.0	48.3	53.0	84.0
纯抽蓄装机量 (GW) (2030 年抽蓄与风光装机之比达 8%)	26.7	29.4	30.0	30.3	30.3	36.4	40.8	45.6	50.9	56.7	96.0
纯抽蓄装机量 (GW) (2030 年抽蓄与风光装机之比达 9%)							41.5	47.2	53.5	60.5	108.0
纯抽蓄装机量 (GW) (2030 年抽蓄与风光装机之比达 10.2%)							42.4	49.2	56.6	65.0	122.4

资料来源：Wind，中信证券研究部预测 说明：2022 年至 2030 年数据为预测值，2030 年风光发电累计装机量为规划值。

风光配储扩大储能建设空间。为缓解风光发电与用电负荷的不匹配问题，降低弃风弃光率、提高风光发电利用效率，近年来多省份在风电、光伏发电项目开发建设申报方案中要求“配套建设一定比例的储能设施或提供响应的调峰能力”。根据各省市发布的风光开发建设方案，集中式风光发电配置储能比例大多在 10%-20%之间，配储要求推动储能规模扩张。

表 5：部分省市风光发电配储要求

省市	风电配储	光伏配储	连续储能小时	文件名称
安徽	10%电化学储能	10%电化学储能	1	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》
福建	—	10%、15%电化学储能	2、4	《关于启动 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知》
甘肃	河西 10%、其他 5%	河西 10%、其他 5%	2	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》
广西	20%	15%	2	《2021 年市场化并网陆上风电、光伏发电及多能互补一体化项目建设方案的通知》
海南	—	10%	1	《关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》
海南澄迈	—	15%~25% 电化学储能	2	《关于进一步规范集中式光伏发电项目建设管理的通知》
河北	南网 10%、北网 15%	南网 10%、北网 15%	3	《关于做好 2021 年风电、光伏发电市场化并网规模项目申报工作的补充通知》
河南	I 类区域 10%、II 类区域 15%	I 类区域 10%、II 类区域 15%	2	《关于 2021 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》
湖北	10%	10%化学储能	2	《湖北省 2021 年新能源项目建设工作方案（征求意见稿）》
湖南	15%电化学储能	5%电化学储能	2	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》
江苏	—	长江以南 8%，长江以北 10%	2	《关于开展 2022 年光伏发电市场化并网项目开发建设工作的通知》
江西	—	10%	2	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》
辽宁	10%	15%	3	《辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案》《省风电项目建设方案（征求意见稿）》
内蒙古	15%	15%	4	《关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见（试行）》
宁夏	10%	10%	2	《自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知》
青海	10%	10%	2	《支持储能产业发展的若干措施（试行）》
山东	10%	10%	2	《2021 年全省能源工作指导意见》
山东枣庄	—	15%~30%	2~4	《枣庄市分布式光伏开发建设规范》
山西	10%	10%~15%	—	《2021 年风电、光伏发电开发建设竞争性配置工作方案》
陕西	陕北地区 10%	关中地区 10%、延安 10%、榆林 20%	2	《陕西省新型储能建设方案（暂行）（征求意见稿）》

省市	风电配储	光伏配储	连续储能小时	文件名称
天津	15%	10%	1	《2021~2022 年风电、光伏发电项目开发建设和 2021 年保障性并网有关事项的通知》
浙江临安	10%~20%	10%~20%	—	《杭州临安十四五光伏发电规划》
浙江义乌	—	10%	2	《关于推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则（征求意见稿）》
浙江诸暨	—	10%	—	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》

资料来源：各地方政府网站，中信证券研究部

假设未来风光发电配储比例有 10%、15%、20% 三种情景，《2030 年前碳达峰行动方案》规划 2030 年风光发电总装机量 12 亿千瓦，届时风光配储需求将达到 120GW、180GW、240GW，按抽蓄占比 64% 计，预计届时抽蓄规模将分别达到 77GW、115GW、154GW。

表 6：基于风光配储的储能需求预测

		2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
风光发电装机量 (GW)		635.0	681.5	731.5	785.1	842.6	904.3	970.6	1041.7	1118.1	1200.0
储能类型	抽水蓄能占比	86.3%	83.8%	81.3%	78.9%	76.4%	73.9%	71.4%	69.0%	66.5%	64.0%
	新型储能占比	13.7%	16.2%	18.7%	21.1%	23.6%	26.1%	28.6%	31.0%	33.5%	36.0%
情景一： 10%配储	所需储能 (GW)	63.5	68.2	73.1	78.5	84.3	90.4	97.1	104.2	111.8	120.0
	——抽蓄 (GW)	54.8	57.1	59.5	61.9	64.4	66.8	69.3	71.8	74.3	76.8
情景二： 15%配储	所需储能 (GW)	95.3	102.2	109.7	117.8	126.4	135.7	145.6	156.3	167.7	180.0
	——抽蓄 (GW)	82.2	85.7	89.3	92.9	96.5	100.3	104.0	107.8	111.5	115.2
情景三： 20%配储	所需储能 (GW)	127.0	136.3	146.3	157.0	168.5	180.9	194.1	208.3	223.6	240.0
	——抽蓄 (GW)	109.6	114.3	119.0	123.8	128.7	133.7	138.7	143.7	148.7	153.6

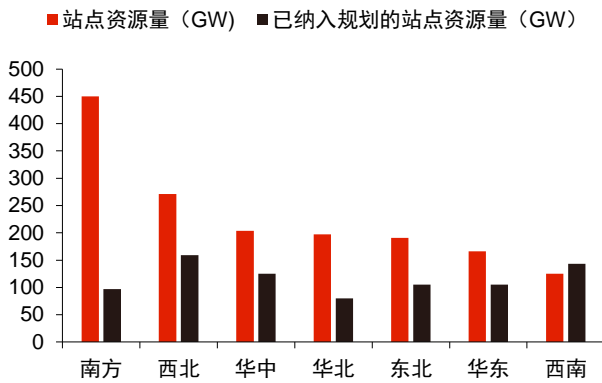
资料来源：Wind，《储能产业研究白皮书》(CNESA)，《2030 年前碳达峰行动方案》(国务院)，中信证券研究部预测 说明：2021 年风光发电装机量为 Wind 统计数据、2030 年风光发电装机量为《2030 年前碳达峰行动方案》规划值，2021 年储能类型占比为 CNESA 统计值，其他数据均为预测值。

供给：抽蓄规划“十四五”、“十五五”持续翻番，稳增长背景下再度提速

抽水蓄能可建设规模大，在运规模不及预期。根据中国水力发电工程学会统计，2020 年国家能源局组织开展新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查工作，综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术及初步经济性等因素共普查筛选出资源站点 1529 个，总装机规模达 16.04 亿千瓦，多分布在南方、华北、华中、华东等区域。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（重点实施项目 4.21 亿千瓦，规划储备项目 3.05 亿千瓦），其中 9792 万千瓦项目已经实施。

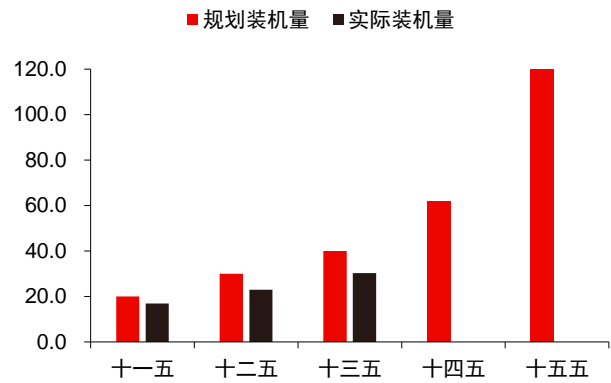
根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035 年）》，2025 年我国抽水蓄能投产装机规模将达 62GW，2030 年将达 120GW，中长期规划布局重点实施项目 340 个、总装机容量 421GW，中长期规划储备项目 247 个、总装机 305GW。回顾我国 2009 年以来的抽水蓄能装机量，均未达到历次五年规划的目标。为实现 2030 年碳达峰目标，“十四五”和“十五五”期间抽水蓄能电站预计将加快发展。

图 16: 全国抽水蓄能站点资源区域分布 (GW)



资料来源:《抽水蓄能产业发展报告 2021》(中国水力发电工程学会),《2021 年中国抽水蓄能发展现状与展望》(韩冬、赵增海、严秉忠 等),中信证券研究部 说明:西南地区站点资源量 125.1GW,纳规站点资源量 143GW。

图 17: 规划与实际抽水蓄能电站装机量对比 (GW)



资料来源: Wind, 国家能源局, 中信证券研究部

表 7: 国家和部分省市“十四五”规划抽水蓄能项目

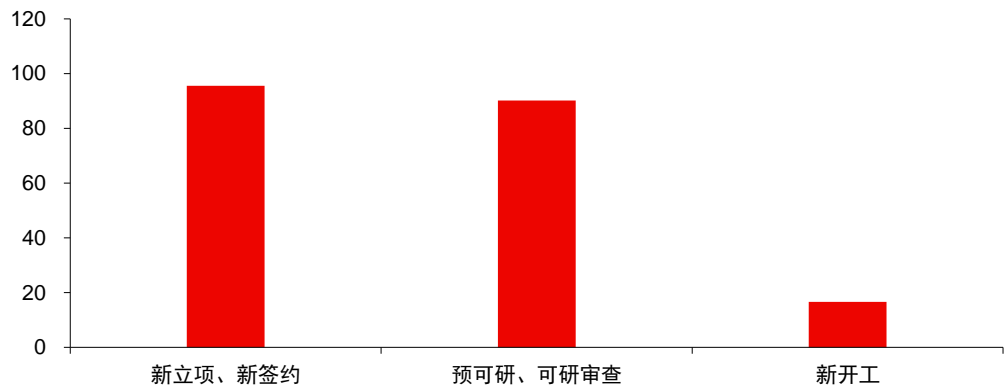
国家和各省份	抽水蓄能项目重点项目	国家和各省份	抽水蓄能项目重点项目
国家	<ul style="list-style-type: none"> 已批复: 华北电网区域的河北滦平、徐水、灵寿, 内蒙古美岱、乌海, 山东泰安二期, 山西浑源; 东北电网区域的辽宁庄河、大雅河, 黑龙江尚志华东电网区域的浙江磐安、泰顺、天台、建德、桐庐, 安徽桐城、宁国、岳西、石台、霍山, 江苏连云港, 福建云霄; 华中电网区域的江西奉新、洪屏二期, 河南鲁山, 湖北大幕山、平坦原、紫云山, 湖南安化; 西南电网区域的重庆栗子湾; 西北电网区域的甘肃昌马, 青海哇让, 宁夏牛首山; 南方电网区域的广西南宁, 贵州贵阳(石厂坝)、黔南(黄丝), 海南羊林。 中小型抽蓄示范: 在中东南部地区利用已建成的山谷水库和沿岸山顶地势, 试点推进灵活分散的中小型抽水蓄能电站建设; 研究探索利用矿井等开展中小型抽水蓄能电站布局。 	湖北	<ul style="list-style-type: none"> 大型抽水蓄能: 罗田平坦原、通山大幕山、黄梅紫云山、远安宝华寺、长阳清江、五峰太平、南漳张家坪、松滋江西观、崇阳土桥、蕲春花原、张湾黄龙滩 中小型抽水蓄能: 恩施大龙潭、竹山潘口、大悟黑沟、团风魏家冲、麻城黑石咀、枣阳新市、钟祥北山、武穴荆柱、谷城
湖南	<ul style="list-style-type: none"> 在建: 平江抽水蓄能电站 完成科研: 安化、炎陵、攸县、桃源、汨罗 中长期规划: 桂阳、双牌、安仁、衡南、常宁、江华、浏阳、辰溪 	山西	<ul style="list-style-type: none"> 力争建成: 浑源、垣曲 力争开工: 河津、蒲县 中长期规划电站: 绛县、垣曲二期、西龙池二期、孟县上社、沁源、沁水、长子、代县黄草院 中小型抽水蓄能示范: 重点实施 2~3 个中小型抽水蓄能电站示范项目
福建	<ul style="list-style-type: none"> 计划建成: 厦门、永泰、周宁 加快建设: 云霄 前期工作, 力争开工: 仙游木兰、永安、华安、古田溪一级 	内蒙古	<ul style="list-style-type: none"> 力争投产: 赤峰芝瑞 确保开工: 乌海、包头 开展规划选址和前期论证: 乌兰察布、兴安盟、呼和浩特二期、巴彦淖尔、呼伦贝尔、乌海二期、鄂尔多斯、赤峰、通辽
河南	<ul style="list-style-type: none"> 力争建成: 南阳天池、洛宁大鱼沟、光山五月 开工建设: 鲁山花园沟、挥县九峰山、嵩县龙潭沟、济源逢石河、巩义后寺河、林州弓上、灵宝窄口、汝阳菠菜沟 	广东	<ul style="list-style-type: none"> 计划投产: 梅州五华、阳江阳春 开工建设: 云浮水源山、肇庆浪江、汕尾三江口、惠州中洞河源岑田、梅州二期、阳江二期、茂名电白
辽宁	<ul style="list-style-type: none"> 力争建成: 抚顺清原一期 拟开工项目: 庄河、兴城、大雅河、朝阳、清原二期、太子河、玉石、龙潭 前期论证项目: 阜新、西露天 	广西	<ul style="list-style-type: none"> 开工建设: 南宁、灌阳、贵港、玉林、防城港、钦州、来宾、百色 推进: 柳州、武鸣、梧州
浙江	<ul style="list-style-type: none"> 已开工: 长龙山、宁海、缙云、衢江、磐安 计划开工: 泰顺、天台、建德、桐庐 	青海	<ul style="list-style-type: none"> 开工建设: 贵南哇让、格尔木南山口 力争开工: 玛尔挡(同德、玛沁) 前期研究: 龙羊峡
		江苏	<ul style="list-style-type: none"> 建设中: 句容 力争开工: 连云港 开展前期工作: 石碛山铜矿、韦岗青山湖

国家和各省份	抽水蓄能项目重点项目	国家和各省份	抽水蓄能项目重点项目
江西	<ul style="list-style-type: none"> · 力争核准建设：奉新、洪屏二期 · 加快推进：赣县、铅山、遂川、永新、寻乌 · 开展 30 万千瓦级以下抽水蓄能电站试点建设。 	山东	<ul style="list-style-type: none"> · 开工建设：沂蒙、文登、潍坊、泰安二期 · 推动前期工作：枣庄山亭 · 开展论证：青州朱崖、莱芜船厂、威海乳山
重庆	<ul style="list-style-type: none"> · 建成：綦江蟠龙 · 开工建设：丰都栗子湾 	四川	<ul style="list-style-type: none"> · 推动建设：大邑、道孚
宁夏	<ul style="list-style-type: none"> · 实施：青铜峡 	天津	<ul style="list-style-type: none"> · 推进前期工作：蓟州

资料来源：国家和各省份能源发展“十四五”规划，中信证券研究部

2022 年以来经济增长依赖基建发力，抽蓄电站加快开工。今年，在地产投资承压、消费疲软背景下，经济增长愈发依赖基建投资，而国内“铁公基”等传统基建已相对完善，建设空间有限，在能源转型叠加碳中和背景下，单体投资规模较大的抽水蓄能等基础设施将成为本轮稳增长发力主要方向。我们通过北极星储能网检索国内抽水蓄能项目动态，据不完全统计，2022 年 1~7 月，全国新立项、新签约、进行预可研和可研审查、新开工的抽水蓄能项目超过 168 个，装机量超过 202GW，项目推进速度明显加快。

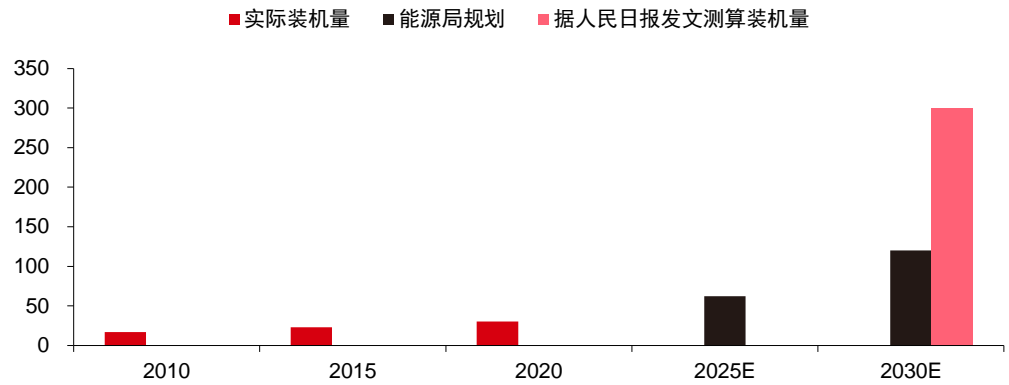
图 18：2022 年 1~7 月新立项、新开工抽水蓄能项目装机量不完全统计（单位：GW）



资料来源：各地方政府网站，北极星水力发电网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

近 10 年期间建设进度或超去年能源局规划。根据中国电建集团董事长丁焰章在《人民日报》（2022 年 6 月 13 日，第 11 版）发文《发展抽水蓄能 推动绿色发展》，“十四五”期间我国将在 200 个市、县开工建设 200 个以上的抽水蓄能项目，开工目标 270GW，考虑到抽水蓄能项目建设周期通常在 7 年左右，建设速度远超去年能源局规划（2030 年装机达到 120GW）。

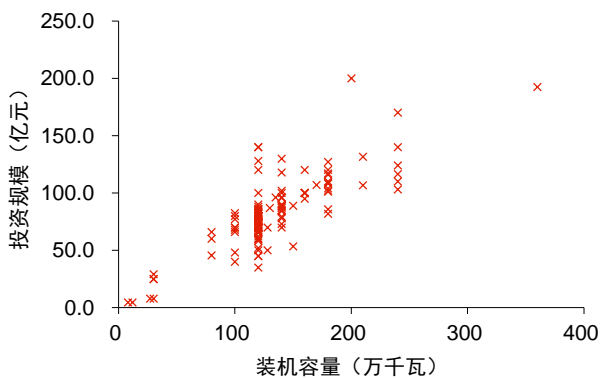
图 19：“十四五”期间抽蓄建设进度或超国家能源局 2021 年规划（GW）



资料来源：国家能源局，人民日报，中信证券研究部预测；注：2010~2020 年数据来源于国家能源局历年能源五年规划，2025~2030 年规划数据来源于《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035 年）》，2030 年数据为根据《人民日报》发文数据预测。

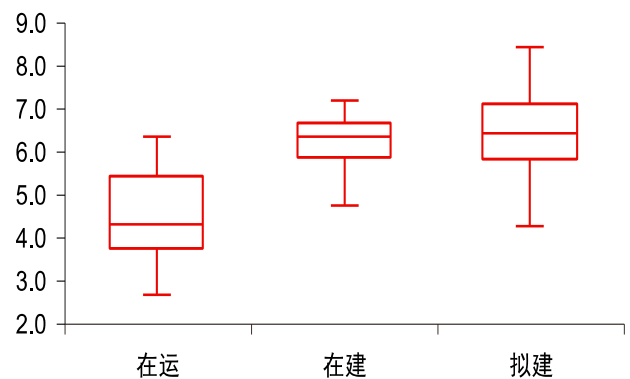
综合在运、在建、拟建项目情况，抽蓄单瓦投资 6.2 元左右，且呈现上升趋势。(1) 整体上装机规模越大，投资规模越大，1200MW 规模的抽蓄电站投资额多为 70~80 亿元，1400MW~180MW 规模的抽蓄电站投资额多为 80~100 亿元。(2) 单瓦投资受地域影响较大，目前在运、在建、拟建抽蓄电站装机量单瓦投资约 6.2 元/瓦，广东（6~10 元/瓦）、江西（5~9 元/瓦）、甘肃（7~9 元/瓦）、宁夏（8 元/瓦）等地抽蓄电站平均单瓦投资额较高，可能受到地方物价水平、工程建设难度影响较大。(3) 抽蓄电站单瓦投资逐步上升，在运项目单瓦投资大多为 4~6 元/瓦，在建项目单瓦投资大多为 6~7 元/瓦，拟建项目单瓦投资大多为 6~7.5 元/瓦。

图 20：在运、在建、拟建抽蓄电站单体投资额（亿元）



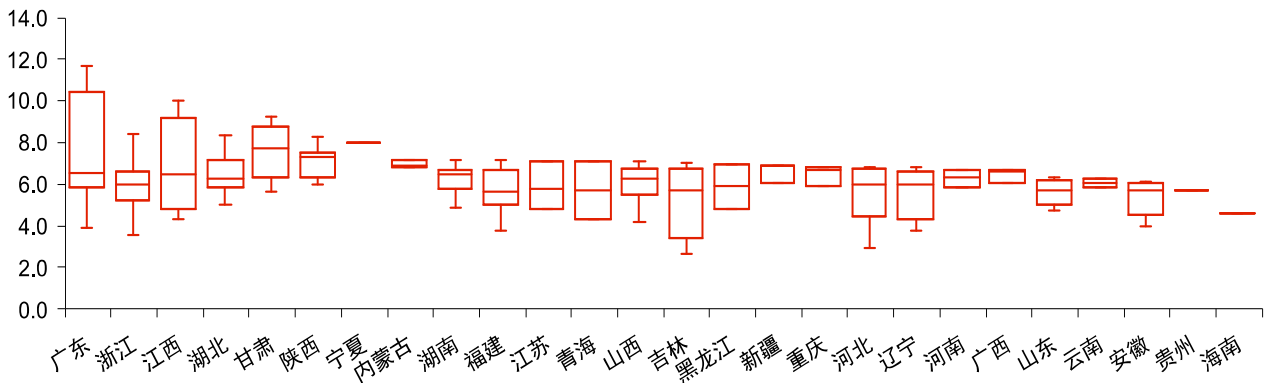
资料来源：各地政府网站，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

图 21：在运、在建、拟建抽蓄电站单瓦投资额（元/瓦）



资料来源：各地政府网站，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

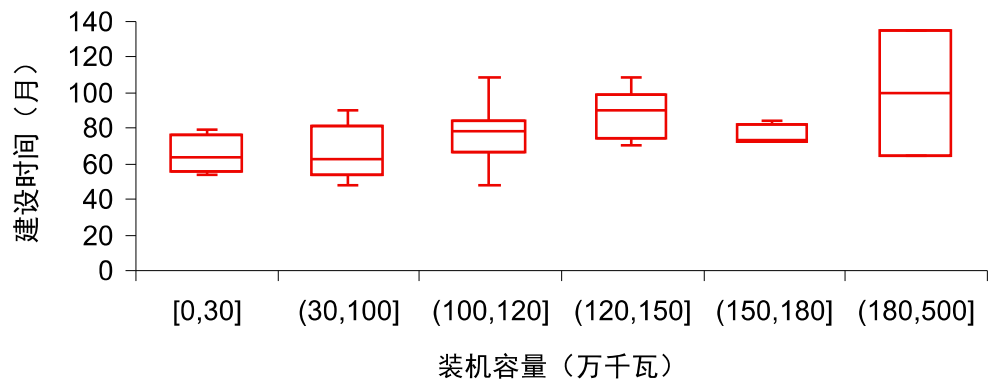
图 22: 分省市抽蓄电站单体投资规模 (元/瓦)



资料来源: 各地政府网站, 北极星储能网, 南方电网技术情报中心, 中信证券研究部

平均建设时长 6.4 年左右。根据我们初步统计, 当前抽水蓄能电站建设时间平均约 6.4 年, 电站装机量越大, 建设时间越长。装机量为 1000MW-1200MW 的抽蓄电站建设时间为 5~7 年, 装机量 1200MW-1800MW 的抽蓄电站建设时间为 6~8 年。与项目总投资和单瓦投资类似, 抽蓄电站建设时间与装机量规模和选址施工难度有关。

图 23: 在运、在建、拟建抽蓄电站建设时间 (月)



资料来源: 各地政府网站, 北极星储能网, 南方电网技术情报中心, 中信证券研究部

预测“十四五”至“十五五”10 年期间抽蓄年均投资规模或超 1600 亿元。根据前述“十四五”期间新开工 270GW 抽水蓄能项目、单瓦投资规模 6.2 元 (根据已运营、在建、拟建抽水蓄能项目测算, 下同)、平均建设周期 6.4 年测算, 预计在“十四五”至“十五五”10 年期间 (最晚一批项目开工年份在 2025 年, 而 2030 年碳达峰目标约束下, 其有望在 2030 年及以前完工), 我国抽蓄电站建设总投资将达到 1.67 万亿元左右, 年均投资规模达到 1670 亿元。

表 8：“十四五”至“十五五”10 年期间抽蓄投资规模预测

指标名称	规模
“十四五”新开工装机规模 (GW)	270
单瓦投资 (元/W)	6.2
建设周期 (年)	6.4
总投资 (亿元)	16740
“十四五”至“十五五” 10 年年均投资 (亿元)	1674

资料来源：各地政府网站，《2021 年中国抽水蓄能发展现状与展望》(韩冬、赵增海、严秉忠等)，北极星储能网，南方电网技术情报中心，人民日报，中信证券研究部预测

■ 电改助力抽蓄走出盈利低谷，激发各方参与动力

抽蓄电站电价政策曲折，成本难以顺利传导

“厂网分开”改革使抽蓄电站成本与效益分开，电网公司和发电企业缺乏投资热情。2002 年《电力体制改革方案》提出“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的目标，原国家电力公司拆分为 11 家新公司，发电企业发展迅速，发电量飙升。但抽水蓄能运行产生的费用发生在电网侧，效益产生在发电侧，电网公司和发电企业对抽蓄电站缺乏投资热情。

租赁模式未解决收益与成本不挂钩问题，抽蓄电站建设积极性受挫。2004 年《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》，规定“抽蓄电站原则上由电网经营企业建设和管理……成本纳入电网运行费用统一核定……发电企业投资建设的抽水蓄能电站，要服从于电力发展规划，作为独立电厂参与电力市场竞争”；审批但未定价的抽蓄电站作为遗留问题由电网经营企业租赁经营，租赁费由政府核定。此后，在“网建网用”模式中出租人和承租人都都是电网经营企业，且租赁费用与电站运行强度不挂钩，租赁制难以发挥优势。2008 年，国家发改委发布通知将部分抽水蓄能电站的“租赁费”改为“容量电费”，核定标准不变，抽蓄电站电价以单一容量电价为主，收益与电站使用仍不挂钩，抽蓄电站建设积极性受挫。

抽蓄两部制电价初探曲折，抽水蓄能成本传导机制未打通。2014 年，国家发改委发布《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》，抽蓄电站实施容量电价和电量电价两部制电价，“电力市场化前，抽水蓄能电站容量电费和抽发损耗纳入当地省级电网(或区域电网)运行费用统一核算，并作为销售电价调整因素统筹考虑”，抽蓄电站成本可由终端用户承担。但由于当时抽蓄电站对电网作用有限且电站产权分配不清晰，该政策并未落地。2016 年《省级电网输配电价定价办法(试行)》规定，抽蓄电站“不得纳入可计提收益的固定资产范围”。2019 年《输配电定价成本监审办法》规定，抽蓄电站成本费用“不得计入输配电定价成本”，至此，抽蓄电站建设遇冷。

表 9：国内外抽水蓄能电站主流电价机制比较

电价机制	采用条件	优势	劣势
内部核算制	由电网公司或厂网合一的	电网自行结算，电网调度调用的积极性高	调用频繁，无法明确抽水蓄能电站静态效益和动态效益
电网统一核算机制	电力公司全资建设经营		
租赁制			接受调度指令，不能自行确定生产计划
单一容量电价	没有电力市场交易制度，没有辅助服务市场等	计算方法简单，方便电网统一管理调控	接受调度指令，运营成本随机组运行时间增加而增加，电站运行缺乏积极性，租赁费回收经常受阻
单一电量电价			接受调度指令，容易多发超发，电网调度调用缺乏积极性
两部制电价	有对应的辅助服务交易市场或准确的电价测算方法	明确抽水蓄能电站在电网中的重要作用，更准确地计算抽水蓄能电站在电网中的价值	一般为接受调度指令，计算方法复杂，需要制定完善的招标竞价方式、电价测算方法，明确工作时间节点和各方职责等
参与市场竞价	发电侧已实现市场化，已形成以竞价为基础的成熟的辅助服务市场	可以自己制定生产计划，充分调动电站的积极性，使电站在电网中发挥最大作用	市场机制建立时间较长
固定收入+变动收入			

资料来源：《抽水蓄能电站运营模式对比分析》（何峻、黎国斌、胡苗 等），中信证券研究部

从盈利情况看，“网建网用”模式下，仅电网企业运营的抽蓄电站盈利能力尚可。以国家电网控股的国网新源控股有限公司为例，其负责开发建设和经营管理抽水蓄能电站。2022年3月，国网新源运营的22家抽蓄电站中有13家执行单一容量电价。2021年，国网新能运营的抽蓄电站抽发次数2.9万次/年，上网电量263亿千瓦时/年，综合利用效率79.87%；公司毛利率31.46%，净利率16.04%，折旧费和购电成本占成本30%和50%。根据在运发电机组运行情况 and 公司财务指标，在运抽蓄电站上网电量单度收入约0.6元/千瓦时、单度成本约0.4元/千瓦时，单度净利润约0.1元/千瓦时，按历年发电利用小时数计算，一座1000MW规模电站的年净利润约1.2亿元、1200MW规模电站的年净利润约1.4亿元。

表 10：国网新源抽水蓄能机组盈利能力测算

	2017	2018	2019	2020	2021
在运机组运行情况					
可控装机容量 (GW)	19.07	19.07	19.07	20.57	23.72
抽水次数 (次)	31,495	22,468	26,777	24,963	29,242
发电次数 (次)	29,057	27,128	23,635	26,631	33,144
抽水电量 (亿千瓦时)	307.54	283.74	262.45	276.09	332.10
发电量 (亿千瓦时)	243.08	225.12	208.34	220.60	265.26
上网电量 (亿千瓦时)	236.13	218.73	202.19	215.68	262.53
综合利用小时数 (小时)	2,887.00	2,669.76	2,468.75	2,516.76	2,810.14
发电利用小时数 (小时)	1,275.00	1,181.13	1,092.51	1,117.80	1,247.85
综合利用效率	79.04%	79.34%	79.38%	79.90%	79.87%
财务指标					
营业总收入 (亿元)	122.87	128.15	123.91	129.37	153.84
营业毛利率	26.51%	28.10%	28.67%	32.69%	31.46%
毛利润 (亿元)	32.57	36.01	35.52	42.29	48.40
营业成本 (亿元)	90.30	92.14	88.39	87.08	105.44
——折旧费 (亿元)	28.97	28.04	27.35	28.44	31.59
——折旧费占成本比重	32.08%	30.43%	30.94%	32.66%	29.96%
——购电成本 (亿元)	36.92	39.47	35.42	40.43	52.71

	2017	2018	2019	2020	2021
——购电成本占成本比重	40.89%	42.84%	40.07%	46.43%	49.99%
净利润（亿元）	16.38	16.39	17.35	16.82	24.67
净利率	13.33%	12.79%	14.00%	13.00%	16.04%
机组盈利能力（测算值）					
上网电量单度收入（元/千瓦时）	0.52	0.59	0.61	0.60	0.59
上网电量单度成本（元/千瓦时）	0.38	0.42	0.44	0.40	0.40
——上网电量单度折旧费（元/千瓦时）	0.12	0.13	0.14	0.13	0.12
——上网电量单度购电成本（元/千瓦时）	0.16	0.18	0.18	0.19	0.20
上网电量单度净利润（元/千瓦时）	0.07	0.07	0.09	0.08	0.09
1000MW 电站年净利润（亿元）	0.88	0.89	0.94	0.87	1.17
1200MW 电站年净利润（亿元）	1.06	1.06	1.12	1.05	1.41

资料来源：《国网新源控股有限公司 2021 年度跟踪评级报告》《国网新源控股有限公司 2022 年度跟踪评级报告》《国网新源控股有限公司 2020 年度跟踪评级报告》（中诚信国际），中信证券研究部测算；说明：在运发电机组运行情况和财务指标数据来自历次跟踪评级报告，机组盈利能力为测算值。

再以南方电网控股的南方电网调峰调频发电有限公司为例，其主营抽水蓄能和调峰水电。惠州抽水蓄能电站由南网双调运营，执行单一容量电价，装机量 240 万千瓦。根据公司公告，2021 年惠州抽蓄营业利润 3.58 亿元，净利率达到 28.04%，高于国网新源的净利率水平。

表 11：南网双调惠州抽蓄经营情况

	2020	2021
营业收入（亿元）	9.51	9.63
营业成本（亿元）	5.25	5.22
营业利润（亿元）	3.13	3.58
净利润（亿元）	2.28	2.70
净利率	23.97%	28.03%

资料来源：《文山电力重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》，中信证券研究部

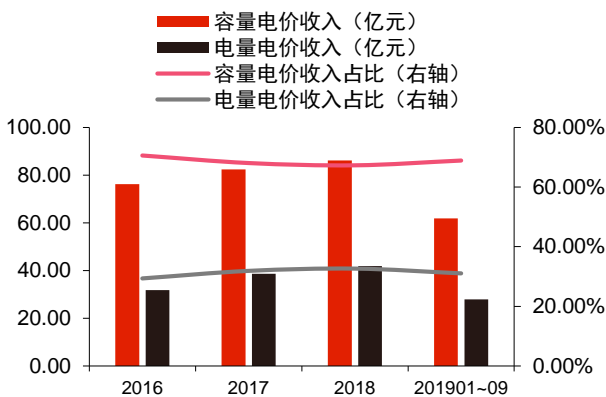
不过从盈利结构上看，即使是电网运营的抽蓄电站，也未充分发挥两部制电价的盈利性。根据国网新源公告，在公司执行两部制电价的抽蓄电站中，容量电价收入和电量电价收入约占总收入的 70%和 30%，容量电价利润和电量电价利润约占总利润的 85%和 15%。根据执行两部制电价抽蓄电站的上网电量，按 79.5%的综合利用效率（2017~2021 年国网新源运营抽蓄电站利用效率平均值）测算购电量和单位购电成本，2016-2019 年 9 月，单位购电成本 0.271~0.277 元/千瓦时，平均上网电价 0.369~0.370 元/千瓦时。购电成本约为上网电价的 73.4~74.9%，与电站综合利用效率 79.5%接近，未创造足够大的盈利空间（抽发电价比值越低，与电站利用效率差距越大，盈利空间越大），导致抽蓄电站未发挥两部制电价应有的盈利性。

表 12：国网新源两部制电价抽蓄电站购电成本与上网电价

	2016	2017	2018	2019M1-9
上网电量（亿千瓦时）	85.79	104.72	111.18	75.34
平均上网电价（元/千瓦时）	0.370	0.369	0.376	0.370
购电成本（亿元）	29.49	35.92	38.67	26.33
购电量（亿千瓦时）（按 79.5%利用效率测算）	107.90	132.49	140.13	94.91
单位购电成本（元/千瓦时）（按 79.5%利用效率测算）	0.273	0.271	0.276	0.277
购电成本与上网电价之比（按 79.5%利用效率测算）	73.9%	73.5%	73.4%	74.9%

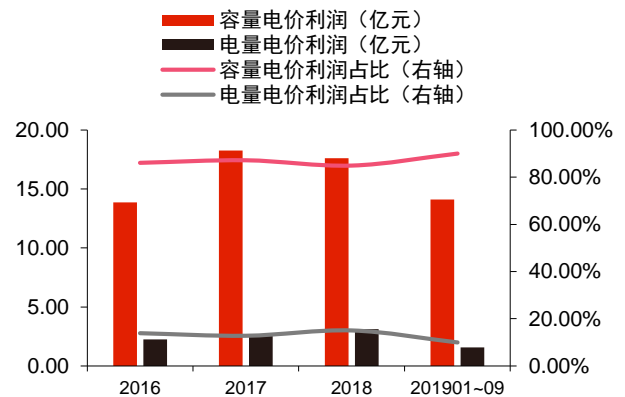
资料来源：《国网新源控股有限公司 2020 年度第一期中期票据募集说明书》，中信证券研究部测算 说明：上网电量、平均上网电价、购电成本数据来自募集说明书，购电量、单位购电成本、购电成本与上网电价之比为按 79.5%利用效率测算值。

图 24：国网新源执行两部制电价的收入情况



资料来源：《国网新源控股有限公司 2020 年度第一期中期票据募集说明书》，中信证券研究部

图 25：国网新源执行两部制电价的利润情况



资料来源：《国网新源控股有限公司 2020 年度第一期中期票据募集说明书》，中信证券研究部

非电网企业运营抽蓄电站盈利能力偏弱甚至持续亏损。具体而言：1) 2013 年，湖南黑麋峰抽水蓄能电站作为当时全国唯一一家由非国家电网企业独家控制的发电公司拥有并运营的抽蓄电站，由五凌电力（中国电力持股 63%）出售至国网新源，评估价值 35.42 亿元，包含黑麋峰抽水蓄能电厂全部资产及相关负债、人员。**五凌电力在出售公告中称“出售事项会减少整体运营成本及风险”**；2) 内蒙古呼和浩特抽水蓄能电站承担蒙西电网调峰填谷等任务，于 2015 年全部机组投运，总装机容量 1200MW。运行初期，三峡集团持股 61%，其他股东包括华能、大唐、龙源等风电公司。**但 2016-2018 年呼蓄运营连年亏损，导致 2018 年三峡集团转让呼蓄电站股权至内蒙古电力(集团)有限责任公司(蒙西电网)，由蒙西电网运营。**

表 13：五凌电力在 2013 年出售黑麋峰抽水蓄电站前后盈利水平大幅改善

	2010	2011	2012	2013	2014
五凌电力可控装机容量（万千瓦）	528.55	528.55	529.82	462.72	475.82
五凌电力发电量（亿千瓦时）	109.03	88.10	124.16	131.27	173.36
——黑麋峰抽水蓄电站发电量（亿千瓦时）	0.88	0.68	2.07	1.44	——
五凌电力主营业务收入（亿元）	30.48	27.74	35.54	40.21	52.79
五凌电力主营业务成本（亿元）	15.89	18.06	18.55	17.95	21.97
五凌电力主营业务利润（亿元）	14.59	9.68	3.78	13.17	13.14
五凌电力营业外收入（亿元）	0.15	0.03	0.03	7.83	1.33

资料来源：《五凌电力有限公司跟踪评级报告 2014》《五凌电力有限公司 2016 年度第二期短期融资券募集说明书》《五凌电力有限公司 2012 年度第一期短期融资券信用评级跟踪报告》《五凌电力有限公司 2011 年审计报告》《五凌电力有限公司 2013 年度企业信用评级报告》，中信证券研究部

表 14：呼和浩特抽水蓄能电站经营情况

	2016	2017	2018
营业总收入（万元）	51,282.05	51,282.05	96,888.56
净利润（万元）	-1,332.19	-4,134.49	-4,836.78
净利率	-2.60%	-8.06%	-4.99%

资料来源：《中国长江三峡集团有限公司公开发行 2019 年绿色可交换公司债券(第一期)募集说明书》《中国长江三峡集团公司公开发行 2017 年绿色公司债券(第一期)募集说明书》《中国长江三峡集团有限公司 2018 年度审计报告》，中信证券研究部

两部制电价新政策完善抽蓄价格形成机制，收益保底兼具向上弹性

抽蓄价格政策优化，两部制电价可操作性提高。为提升电力系统灵活性、经济性和安全性，加快发展抽水蓄能电站，2021 年国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），从 2023 年起“以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场”，主要变化是电量电价市场化、容量电价保障电站 6.5%的内部收益率、明确容量电价传导和分摊方式。

首先，容量电价核定标准得到规范，保障电站 6.5%的内部收益率。在两部制电价中，容量电价体现抽水蓄电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。在新定价机制中，①国家发改委确定容量电价核价参数，其中**电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定**（意见印发之日前已核定容量电价的抽水蓄能电站维持原资本金内部收益率）；②适当降低核定容量电价覆盖电站机组设计容量的比例，电站可自主运用剩余机组容量参与电力市场。

容量电价的传导和分摊方式得到明确，成本传导路径清晰。新电价政策要求：①未来将建立**容量电费纳入输配电价回收的机制**，政府核定的抽蓄容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收；②**完善容量电费在多个省级电网的分摊方式**，由国家发改委组织相关省区协商确定分摊比例，或参照《区域电网输配电价定价办法》，容量电费按照受益付费原则，向区域内各省级电网公司收取；③**完善容量电费在特定电源和电力系统间的分摊方式**，抽水蓄电站同时服务于特定电源和电力系统的，应明确机组容量在特定电源和电力系统之间的分摊比例；特定电源分摊的容量电费由相关受益方承担，核定抽水蓄电站容量电价时扣减。

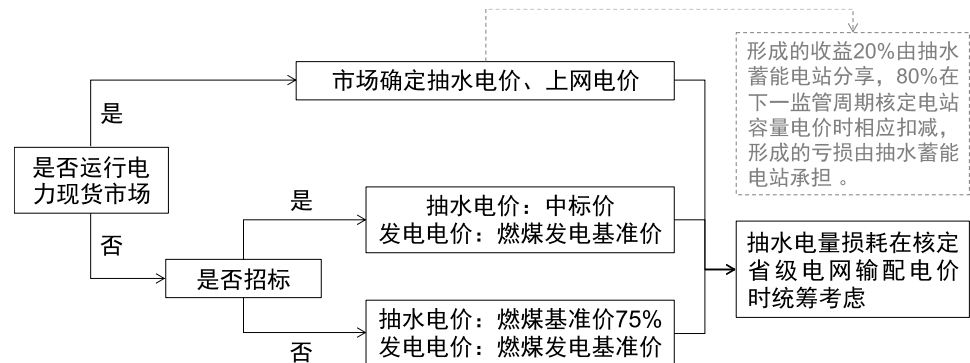
表 15：抽蓄电站定价模式变化示意

抽蓄电站	目前定价模式	2023 年起定价模式
广蓄电站一期	协商定价，单一容量电价模式	非 633 号文定价范围，不发生变化
广蓄电站二期	政府确定，单一容量电价模式	变更为两部制电价，重新核定容量电价，新增电量电价部分收入
清蓄电站	政府确定，两部制电价模式，按燃煤发电基准价核算电量电价	继续维持两部制电价，重新核定容量电价，按电力市场价核算电量电价

资料来源：《文山电力重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》，中信证券研究部

其次，电量电价以竞争性方式形成，抽蓄电站分享抽发收益。在两部制电价中，电量电价体现抽蓄电站提供调峰服务的价值，抽蓄电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。新规对电量电价定价方式进行说明：（1）在运行电力现货市场的地区，抽蓄电站根据市场价格结算抽水电价和上网电价。（2）在未运行电力现货市场的地区，抽水电价有两种执行方式，一是电网企业提供抽水电量、电价按燃煤发电基准价 75% 执行，二是电网企业招标采购、抽水电价按中标价执行；上网电量由电网企业收购，电价按燃煤发电基准价执行。执行抽水电价、上网电价形成的收益中的 20% 由抽蓄电站分享。

图 26：2021 年新规的电量电价计算方式

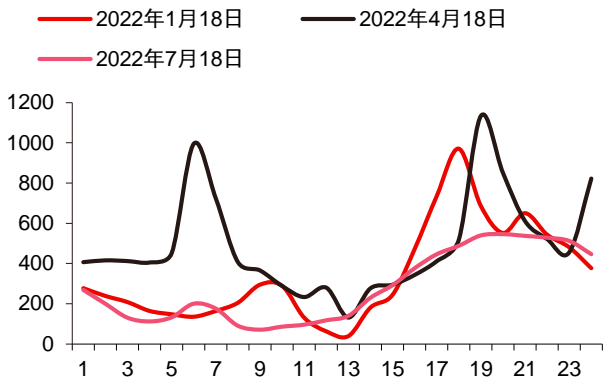


资料来源：国家发展改革委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，中信证券研究部

电力现货市场峰谷价差扩大，为抽蓄电量电价打开盈利空间

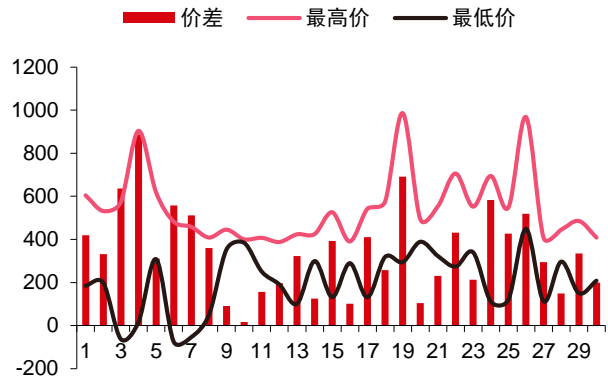
电力现货市场反映电力供需，价格实时波动。电力现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易，形成体现时间特性的电能量商品价格。2017 年和 2021 年，共有两批 14 省市（南方以广东起步、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃、上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）开展电力现货市场建设试点工作。以第一批试点省份山东省为例，电力现货市场分时价格波动大，2022 年 7 月 18 日的单日内实时市场用电侧价格最高为 545.29 元/兆瓦时，出现于 20 时，最低价格为 71.41 元/兆瓦时，出现于 9 时，价差为 473.88 元/兆瓦时；电力现货市场分日价格波动大，2022 年 6 月山东省实时市场用电侧价格单日价差最高为 690.72 元/兆瓦时，6 月平均单日日价差为 342.03 元/兆瓦时，最高价主要出现于 6 时和 20~22 时，最低价主要出现于 9~13 时。部分时段出现负电价，我们判断为该时段新能源发电量大，用电需求相对较小，供过于求出现负电价，充分反映出储能调峰的重要性，并为抽蓄电站创造盈利空间。

图 27: 山东电力现货交易市场用户侧价格单日波动 (元/兆瓦时)



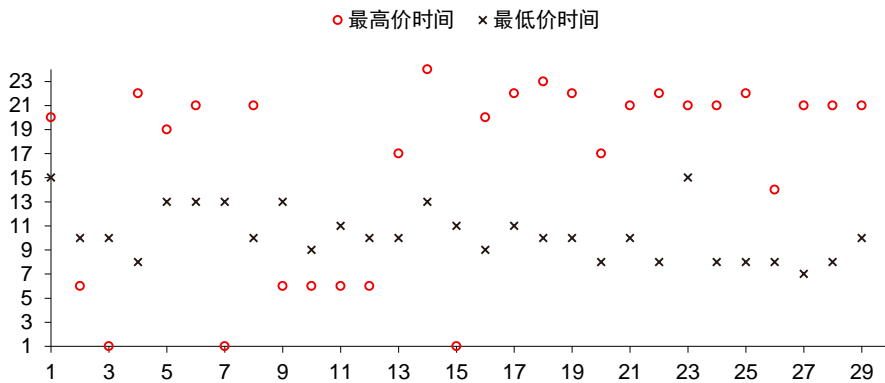
资料来源: 山东省电力交易中心, 中信证券研究部; 注: 所有价格数据均不包含山东省容量补偿电价 99.1 元/兆瓦时。

图 28: 2022 年 6 月山东电力现货交易市场单日日价差 (元/兆瓦时)



资料来源: 山东省电力交易中心, 中信证券研究部; 注: 所有价格数据均不包含山东省容量补偿电价 99.1 元/兆瓦时。

图 29: 2022 年 6 月山东电力现货交易市场单日最高价最低价出现时间



资料来源: 山东省电力交易中心, 中信证券研究部

为合理化峰谷电价价差, 发挥电价的信号作用、引导电力用户削峰填谷, 2021 年国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》, 对合理设定峰谷电价价差提出两方面要求: ①电力系统峰谷差率超过 40% 的地区, 峰谷电价价差原则上不低于 4: 1, 其他地方原则上不低于 3: 1; ②建立尖峰电价机制, 尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷 95% 及以上用电负荷出现的时段合理确定, 尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。各地电价峰谷差价扩大, 将扩大抽水蓄能的盈利空间。

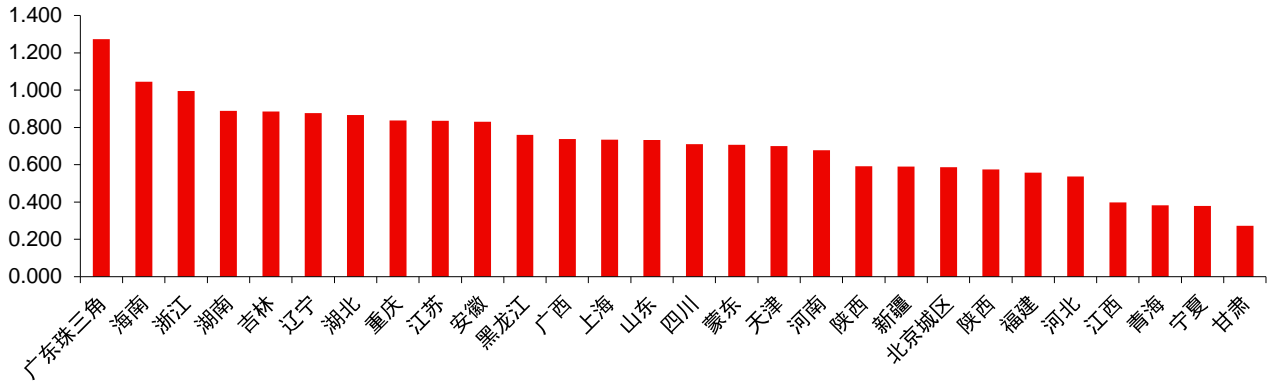
在国家发改委政策指导下, 各省份陆续调整完善峰谷分时电价政策, 设立峰谷电价标准或扩大峰谷电价差。峰谷电价调整后, 广东省峰谷电价倍数从 3.3 倍提升到 4.5 倍, 安徽季节性高峰期峰谷电价、陕西大工业峰谷电价达到 4.4 倍, 海南从 3.3 倍提升到 4.3 倍, 山东从约 2.8 倍提升到 3 倍, 广西从 1.5 倍提升到 3 倍。据国际能源网统计, 2022 年 1 至 7 月我国各地区一般工商业峰谷电价差平均值达到 0.716 元/千瓦时, 其中广东珠三角地区一般工商业峰谷价差平均值最高, 达到 1.273 元/千瓦时, 海南为 1.045 元/千瓦时, 浙江为 0.995 元/千瓦时; 甘肃、宁夏、青海最低分别为 0.273 元/千瓦时、0.379 元/千瓦时、0.383 元/千瓦时。

表 16: 部分地区峰谷分时电价峰平谷电价标准

地区	调整前峰平谷比	调整前峰谷倍数测算	调整后峰平谷比	调整后峰谷倍数测算	文件名称
广东	1.65:1:0.5	3.3	1.7:1:0.38	4.5	关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知
安徽	—	—	季节性高峰期 1.813:1:0.412 其他月份 1.71:1:0.412	季节性高峰期 4.4 其他月份 4.2	关于完善工商业峰谷分时电价政策有关事项的通知
陕西	—	—	大工业 1.63:1:0.37 其他 1.5:1:0.5	大工业 4.4 其他 3.0	关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知
海南	1.65:1:0.5	3.3	1.7:1:0.4	4.3	关于进一步完善峰谷分时电价机制有关问题的通知
重庆	—	—	1.6:1:0.38	4.2	关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知
湖南	—	—	1.6:1:0.4	4.0	关于进一步完善湖南省分时电价政策及有关事项的通知
四川	—	—	1.6:1:0.4	4.0	关于进一步完善四川省分时电价机制的通知
河南	—	—	1.64:1:0.41	4.0	关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知
山西	—	—	1.6:1:0.45	3.6	关于完善分时电价机制有关事项的通知
天津	—	—	1.5:1:0.46	3.3	关于峰谷分时电价政策有关事项的通知
蒙西	—	—	大风季 1.48:1:0.79 小风季 1.48:1:0.47	大风季 1.8 小风季 3.1	关于蒙西电网试行分时电价政策有关事项的通知
湖北	1.49:1:0.48	3.1	—	—	关于湖北电网 2020~2022 年输配电价和销售电价有关事项的通知
黑龙江	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于进一步完善峰谷分时电价政策措施
吉林	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于进一步完善分时电价政策有关事项的通知
广西	1.21:1:0.79	1.5	1.5:1:0.5	3.0	关于完善峰谷分时电价机制有关事项的通知
山东	1.47:1:0.53 (推算)	2.8	1.5:1:0.5	3.0	关于山东电网 2020~2022 年输配电价和销售电价有关事项的通知, 关于进一步完善工商业分时电价政策的通知
甘肃	1.5:1:0.5	3.0	1.5:1:0.5	3.0	关于调整销售电价及优化峰谷分时电价政策有关事项的通知, 进一步完善甘肃省分时电价机制的通知
蒙东	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于蒙东电网试行分时电价政策有关事项的通知
河北	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于进一步完善分时电价机制的通知
贵州	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于试行峰谷分时电价有关事项的通知
宁夏	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知
云南	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于进一步完善分时电价机制的通知
江西	—	—	1.5:1:0.5	3.0	关于完善分时电价机制有关事项的通知

资料来源: 各地政府网站, 中信证券研究部 说明: 山东省调整前峰平谷之比为中信证券研究部根据销售电价测算, 各地区调整前后峰谷倍数均为计算值。

图 30: 2022 年 1-7 月部分地区一般工商业峰谷电价差平均值 (元/千瓦时)



资料来源: 国际能源网, 中信证券研究部

表 17: 2022 年 1-7 月部分地区一般工商业峰谷电价差 (元/千瓦时)

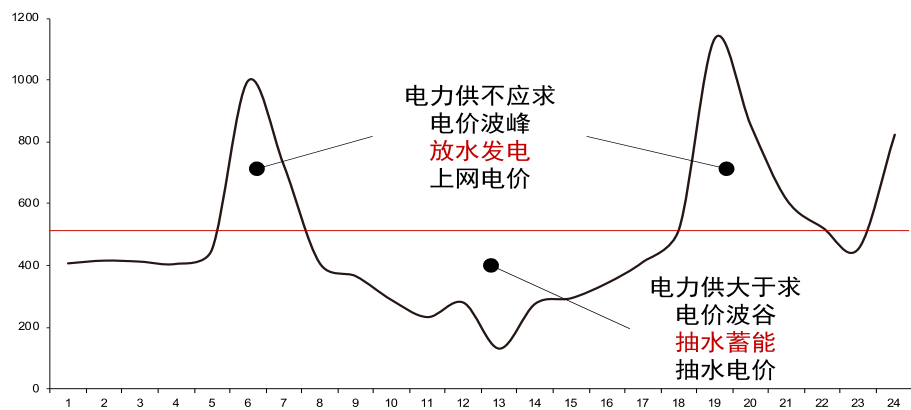
地区	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	平均值
广东珠三角	1.278	1.276	1.180	1.359	1.331	1.272	1.215	1.273
海南	0.515	0.967	0.986	1.039	1.318	1.317	1.176	1.045
浙江	1.261	0.935	0.927	0.990	0.968	0.949	0.936	0.995
湖南	0.964	0.864	0.857	0.793	0.829	0.839	1.069	0.888
吉林	0.944	0.948	0.726	0.914	0.946	0.951	0.764	0.885
辽宁	0.923	0.914	0.912	0.905	0.891	0.891	0.705	0.877
湖北	0.930	0.956	0.957	0.904	0.790	0.889	0.640	0.867
重庆	1.083	0.840	0.820	0.783	0.765	0.777	0.788	0.837
江苏	0.804	0.822	0.860	0.851	0.829	0.854	0.828	0.835
安徽	0.682	0.699	0.915	0.915	0.915	0.847	0.843	0.831
黑龙江	0.724	0.729	0.731	0.731	0.732	0.731	0.943	0.760
广西	0.647	0.844	0.774	0.769	0.729	0.722	0.675	0.737
上海	0.724	0.723	0.740	0.728	0.722	0.717	0.784	0.734
山东	0.742	0.724	0.739	0.746	0.750	0.738	0.690	0.733
四川	0.710	0.848	0.816	0.819	0.705	0.606	0.465	0.710
蒙东	0.653	0.645	0.668	0.660	0.633	0.848	0.836	0.706
天津	0.706	0.708	0.712	0.711	0.698	0.711	0.656	0.700
河南	0.664	0.684	0.676	0.680	0.670	0.676	0.698	0.678
陕西	0.727	0.543	0.561	0.546	0.533	0.520	0.713	0.592
新疆	—	—	—	—	0.555	0.545	0.673	0.591
北京城区	0.633	0.560	0.575	0.574	0.555	0.563	0.644	0.586
陕西	0.711	0.558	0.573	0.530	0.536	0.542	0.574	0.575
福建	0.634	0.553	0.555	0.554	0.547	0.535	0.524	0.557
河北	0.532	0.530	0.527	0.523	0.511	0.570	0.568	0.537
江西	0.398	0.398	0.398	0.398	0.398	0.396	0.402	0.398
青海	0.379	0.400	0.412	0.394	0.329	0.370	0.394	0.383
宁夏	0.369	0.381	0.381	0.381	0.379	0.381	0.381	0.379
甘肃	0.337	0.336	0.256	0.356	0.178	0.248	0.199	0.273
平均值	0.729	0.718	0.712	0.724	0.705	0.714	0.707	0.716

资料来源: 国际能源网, 中信证券研究部

抽水蓄电站按需调度，利用现货市场峰谷价差实现电量电价盈利。目前抽水蓄能电站由电网调度，由于现货市场可以反映电力供需情况，理论上电力系统对抽水蓄电站的调度指令与市场价格波动一致或接近，低谷时电力富余需要抽水储能，高峰时电力供应紧张需要放水发电。山东省独立储能电站可自行决定发电—抽水时段，未来该模式或将应用于抽水蓄能电站。

在电力现货市场中，抽水蓄电站根据市场价结算抽水电价与上网电价，在电价低谷时抽水蓄能，在电价高峰时放水发电，利用电力市场价差实现抽放盈利。假设一座抽水蓄能电站装机容量为 1200MW，发电效率为 75%，测算在不同抽水电价和发电上网电价的情境下，该抽水蓄电站电量电价的发电度电价差收益。当现货市场峰谷价差超过 25%时，抽水蓄电站可实现正向价差套利。抽水蓄电站分享从抽水电价和上网电价形成收益的 20%，进一步测算在不同年发电小时数的情境下，该抽水蓄电站依靠电量电价可分享的收益。电力市场峰谷差价越大，抽水蓄电站可利用的上网电价和抽水电价差值越大，度电价差收益越高，抽水蓄电站可分享收益越大。

图 31：抽水蓄电站利用电力市场峰谷价差实现套利模式示意



资料来源：山东省电力交易中心，中信证券研究部 说明：底图为依据山东省电力现货市场 2022 年 4 月 18 日实时价格绘制的曲线。

表 18：不同抽水电价和上网电价组合情境下的发电度电价差收益测算（元/kWh）

	上网电价（元/kWh）									
	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
0.10	-0.03	0.07	0.17	0.27	0.37	0.47	0.57	0.67	0.77	0.87
0.20	-0.17	-0.07	0.03	0.13	0.23	0.33	0.43	0.53	0.63	0.73
0.30	-0.30	-0.20	-0.10	0.00	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60
0.40	-0.43	-0.33	-0.23	-0.13	-0.03	0.07	0.17	0.27	0.37	0.47
0.50	-0.57	-0.47	-0.37	-0.27	-0.17	-0.07	0.03	0.13	0.23	0.33
0.60	-0.70	-0.60	-0.50	-0.40	-0.30	-0.20	-0.10	0.00	0.10	0.20
0.70	-0.83	-0.73	-0.63	-0.53	-0.43	-0.33	-0.23	-0.13	-0.03	0.07
0.80	-0.97	-0.87	-0.77	-0.67	-0.57	-0.47	-0.37	-0.27	-0.17	-0.07
0.90	-1.10	-1.00	-0.90	-0.80	-0.70	-0.60	-0.50	-0.40	-0.30	-0.20
1.00	-1.23	-1.13	-1.03	-0.93	-0.83	-0.73	-0.63	-0.53	-0.43	-0.33

资料来源：中信证券研究部测算 说明：假设该抽水蓄电站发电效率为 75%。

表 19：不同发电小时数和度电价差收益组合情境下的可分享收益测算（亿元）

	发电小时数 (h)											
	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	
度电价差收益 (元/kWh)	0.10	0.24	0.26	0.29	0.31	0.34	0.36	0.38	0.41	0.43	0.46	0.48
	0.20	0.48	0.53	0.58	0.62	0.67	0.72	0.77	0.82	0.86	0.91	0.96
	0.30	0.72	0.79	0.86	0.94	1.01	1.08	1.15	1.22	1.30	1.37	1.44
	0.40	0.96	1.06	1.15	1.25	1.34	1.44	1.54	1.63	1.73	1.82	1.92
	0.50	1.20	1.32	1.44	1.56	1.68	1.80	1.92	2.04	2.16	2.28	2.40
	0.60	1.44	1.58	1.73	1.87	2.02	2.16	2.30	2.45	2.59	2.74	2.88
	0.70	1.68	1.85	2.02	2.18	2.35	2.52	2.69	2.86	3.02	3.19	3.36
	0.80	1.92	2.11	2.30	2.50	2.69	2.88	3.07	3.26	3.46	3.65	3.84
	0.90	2.16	2.38	2.59	2.81	3.02	3.24	3.46	3.67	3.89	4.10	4.32

资料来源：中信证券研究部测算 说明：假设该抽水蓄能电站装机容量为 1200MW，发电效率为 75%，利益分享比例为 20%，此处不考虑折旧、运营等其他成本。

在未运行电力现货市场的地区，若抽水电价按燃煤发电基准价 75% 执行、上网电价按燃煤发电基准价执行，在发电效率为 75% 的情况下，抽蓄电站的抽水蓄能—放水发电过程无法盈利，仅可依靠提高发电效率或采用中标电价降低抽水电价而盈利。在电力现货市场中灵活选择抽水—放电时段可提高抽蓄电站收益。

辅助服务为抽蓄电站提供补偿

抽蓄电站可参与电力辅助服务并获得补偿。为构建新型电力系统，促进源网荷储协调发展，2021 年国家能源局修订并印发《电力辅助服务管理办法》。电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由发电侧并网主体（包括抽水蓄能）、新型储能、可调节负荷提供的服务，包括有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。抽水蓄能作为发电侧并网主体，可以承担调爬坡、调峰、储能、稳定切负荷、黑启动等任务。

电力辅助服务包括有偿服务和无偿服务两类。无偿服务是指并网主体义务提供基本电力辅助服务；有偿电力辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供，固定补偿按“补偿成本、合理收益”的原则综合考虑辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素确定补偿力度，市场化补偿遵循考虑辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则确定补偿力度。现货市场运行期间，调峰功能通过电能量市场机制实现，不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种；据《南方区域电力辅助服务管理实施细则》规定，“南方区域抽水蓄能机组不参与启停调峰、冷备用、旋转备用、稳定切机和稳定切负荷辅助服务补偿。抽水蓄能机组参与其他辅助服务时，已明确补偿标准的按规定执行，未明确补偿标准的参照水电机组执行”。因此抽水蓄能在电力辅助服务中可在爬坡、黑启动等方面服务并获得补偿，在非现货市场中还可通过调峰获得补偿。

表 20：电力辅助服务分类及补偿方式

电力辅助服务分类	具体品种及服务内容	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频（调整有功出力，减少频率偏差）	义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频（调整发用电功率，满足系统频率、联络线功率控制要求）		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量；
	调峰（根据负荷峰谷及可再生能源出力，调整发用电功率或设备启停）		其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	备用（预留调节能力，在规定时间内响应调度指令）		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
	转动惯量（提供响应系统频率变化率的快速正阻尼，阻止系统频率突变）		
无功平衡服务	爬坡（具有较强负荷调节速率，根据调度指令调整出力）	义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	自动电压控制（自动闭环控制无功和电压调节设备，实现合理无功电压分布）		
	调相（向电网输送感性无功功率运行状态，调节系统无功、维持系统电压水平）		
事故应急及恢复服务	稳定切机（电力系统发生故障时，稳控装置正确动作后，发电机组自动与电网解列）	义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
	稳定切负荷（电网故障时，切除部分用户负荷以确保电力系统安全稳定）		用户损失负荷成本
	黑启动（在无外界电源支持时，具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等恢复系统供电）		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用

资料来源：《电力辅助服务管理办法》（国家能源局），中信证券研究部

抽水蓄能可通过提供爬坡、黑启动等辅助服务获得补偿。（1）爬坡。爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。《江苏电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》规定，抽水蓄能可通过提供爬坡辅助服务获得补偿。基本补偿费用为 $F = K_{agc} \times \max[V_{\text{实测}} - V_{\text{目标}}, 0] \times P_{\text{可调}} \times L_{agc}$ ，其中 K_{agc} 为补偿标准取 1000 元/兆瓦， $V_{\text{实测}}$ 为机组自动发电控制（AGC）当月实测调节速率， $V_{\text{目标}}$ 为机组 AGC 目标调节速率，抽水蓄能机组为 3% 额定容量/每分钟， $P_{\text{可调}}$ 为机组 AGC 可调容量， L_{agc} 为机组 AGC 月度总投率，等于机组当月 AGC 功能累计投入时间/(本月总天数×24 小时)。

（2）黑启动。黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的情况下，由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。《江苏电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》规定，黑启动依据改造新增的投资成本、运行维护成本、每年用于黑启动测试和人员培训的费用确定其补偿标准；对事故预案确定的提供黑启动服务的机组按水电厂 6 万元/月，其他电厂按 8 万元/月的标准进行补偿。《南方区域电力辅助服务管理实施细则》规定，黑启动服务费用分为能力费和使用费，对符合要求的黑启动电源点，从试验合格次月开始，黑启动能力费按月补偿，黑启动使用费按次补偿；按标准计算，广东省一座 1200MW 抽蓄电站若被列入黑启动方案，每月将获得能力费 3 万元，每次黑启动获得使用费 480 万元。抽水蓄能电站从黑启动等电力辅助服务中获得的补偿性收益较小。

非现货市场中，抽水蓄能可参与深度调峰获得补偿。在现货市场中，抽水蓄能通过市场交易参与调峰，不再额外获得调峰服务补偿。例如山东省运行电力现货市场，《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021年修订版）（征求意见稿）》规定“可再生能源调峰机组不参与有偿调峰交易、不再给予资金补偿，但参与发电侧有偿调峰辅助服务补偿费用的分摊”。在非现货市场中，抽水蓄能通过参与深度调峰获得补偿。例如湖南省未运行电力现货市场，《湖南省电力辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》规定抽水蓄能电站（机组）可作为深度调峰交易卖方，按照“日前报价、按需调用、按序调用”的方式进行交易，调峰电量为抽水蓄能机组按调度指令抽水的抽水电量，报价不超过0.12元/千瓦时。此外，运行现货市场的南方区域为提高抽水蓄能积极性，规定当抽水蓄能机组抽发和抽水累计利用小时均达到规定值时，超出部分抽水电量按照深度调峰补偿标准的1%进行补偿。

表 21：抽水蓄能参与调峰获得收益/补偿的方式比较

	运行电力现货市场的地区	未运行电力现货市场的地区
地区	南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃、上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北	除左侧所列的其他地区
举例省份	山东	湖南
收益/补偿	收益	补偿
收益/补偿方式	接受调度，利用现货市场峰谷价差实现电量电价盈利	接受调度，“日前报价、按需调用、按序调用”的方式进行交易，设置报价上限

资料来源：《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021年修订版）（征求意见稿）》，《湖南省电力辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》，中信证券研究部

除容量电费和电量电费、辅助服务收入外，抽水蓄能电站还可通过容量补偿、容量使用权转移等方式获得收入。

（1）容量补偿。《山东省电力现货市场交易规则（试行）》规定山东省综合市场交易价格由容量补偿费用、市场形成的电量价格构成。根据山东省《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》，山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时0.0991元（含税）。

（2）容量使用权出售和租赁。在电网租赁经营管理方式中，抽水蓄能公司作为项目法人负责电站建设和建成后的还本付息，建成后租赁给电网公司经营，电网公司支付租赁费，电站所有权和经营权分离。广州抽水蓄能电站（一期，1.2GW）通过容量使用权出售和租赁的方式获得收益，其中50%容量使用权出售至香港抽水蓄能发展有限公司（港蓄发）提供抽水蓄能服务；另50%容量使用权租赁至广东核电投资有限公司（广核投）和广东电网有限责任公司提供抽蓄服务，保证大亚湾核电机组的长期平稳运行，租赁至广核投和广东电网的容量由广东电网调度。

根据《文山电力重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》，广蓄电站一期目前采用协商定价、单一容量电价模式运营，针对港蓄发和广核投、广东电网执行不同的容量电费结算模式。目前广核投、广东电网公司每年向广蓄电站各自支付1000万美元容量电费，与港蓄发支付的容量电费数额接近。根据中电控股（0002.HK）2021年年报披露信息，港蓄发拥有使用广蓄电站一期50%容量及相关输电

设施的权利至 2034 年。由于广蓄电站一期采用协商定价模式，不属于新定价机制范围，预计定价模式不会发生变化。

表 22：广州抽水蓄能电站一期的容量电费结算模式

付款方	使用容量	结算内容	结算时间
香港抽水蓄能发展有限公司	600MW	经常性运行管理维修支出、非经常性支出和资本开支	每年的 3 月 31 日、9 月 30 日分别结算当年度 1~6 月、7~12 月的相应费用
		土地、水资源和基础设施的补偿费用，固定费用 1 亿港元	每年结算一次
广东核电投资有限公司、广东电网有限责任公司	600MW	南网双调（将并入文山电力）在合同期内结算当年容量电费，次年年初对上一年度电站实际运营情况进行考核，根据考核结果调整容量电费	每年结算一次，当年度内按季度等额支付

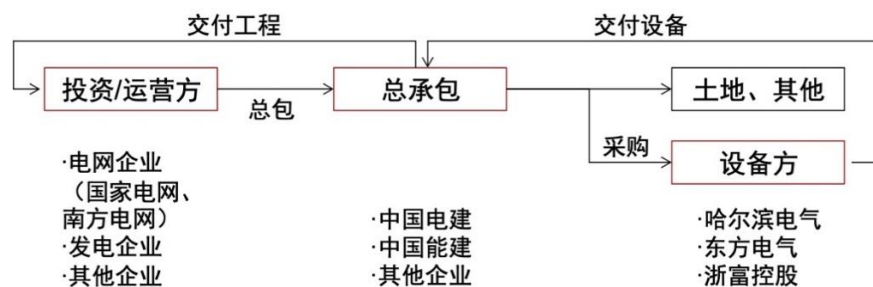
资料来源：《文山电力重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》，中信证券研究部

产业链：投资运营、总承包、设备三大环节

抽水蓄能产业链大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节

抽水蓄能项目转向 EPC 模式，参与主体多元。传统抽水蓄能建设项目采用设计—招标—建设线性模式，由于施工周期长、工程协作难度大，投资方为简化项目管理，减少与项目执行方的沟通成本，新建、在建和拟建的抽蓄项目多采用整体总包的 EPC 模式，涉及投资方、总承包方和设备方。

图 32：抽水蓄能产业链主要环节及参与企业情况



资料来源：各公司官网，中信证券研究部

从产业链价值两看，建筑工程、机电设备占比最大，大概各占 1/4。抽水蓄能电站项目单体投资规模大，根据水利水电规划设计研究总院、中国水力发电工程学会发布的《抽水蓄能产业发展报告 2021》，2021 年机电设备及安装工程费用占比 26.1%，居首位，建筑工程投资占比 25.4%，两者合计过半，其他投资内容主要为征地费用、建设期利息等。

表 23：2021 年抽水蓄能电站工程造价各部分投资占比

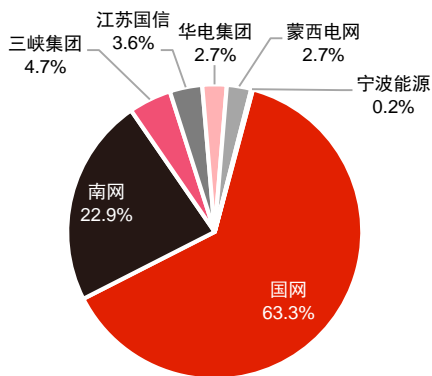
项目名称	投资所占比例
施工辅助工程	5.49%
建筑工程	25.43%
环境保护和水土保持工程	1.43%
机电设备及安装工程	26.07%
金属结构设备及安装工程	3.77%
建设征地移民安置补偿费用	11.93%
独立费用	11.93%
预备费	8.31%
建设期利息	14.09%

资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2021》（水利水电规划设计研究总院、中国水力发电工程学会），中信证券研究部

投资运营：两大电网主导，发电企业入场

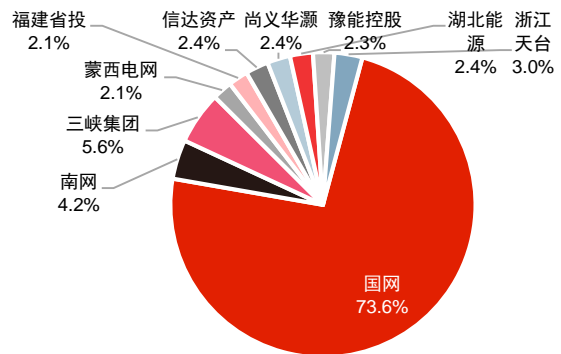
当前抽水蓄能电站投资主体多为电网企业，发电企业和其他企业参与抽水蓄能热情增加。截至 2022 年 7 月，国网（含国网新源及国网地方子公司）、南网（南网双调，资产重组后将整体注入文山电力[600885.SH]）、蒙西电网拥有的在运抽水蓄能电站装机量占我国在运抽水蓄能电站装机量的 63.3%、22.9%、2.7%，电网企业市占率近九成；发电企业三峡集团、华电集团装机量占比为 4.7%、2.7%；另有其他企业江苏国信（002608.SZ）、宁波能源（600982.SH）装机量占比 3.6%、0.2%。《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》提出鼓励社会资本投资建设抽水蓄能。由于抽水蓄能电站单体投资大、建设周期长，预计未来仍将保持电网主导、发电企业和其他企业参与的市场格局。我们从北极星储能网检索国内抽水蓄能项目动态，初步对待建抽水蓄能项目投资运营方进行统计，有至少 20 家企业将新进入抽水蓄能行业，包括核电运营龙头中广核（003816.SZ）等。

图 33：全国在运抽水蓄能电站市占率（截至 2022 年 7 月）



资料来源：各地政府网站，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

图 34：全国在建抽水蓄能电站市占率（截至 2022 年 7 月）



资料来源：各地政府网站，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

表 24：部分非电网企业投资抽蓄项目情况

企业	在运项目	在建项目	待建项目
三峡集团	长龙山	张家坪、阳泉孟县	玛纳斯、休宁里庄、羊林、山阳、房县、石台、远安、罗家、攸县、广寒坪、株洲攸县、诸暨、松阳、黄羊、南山口
江苏国信	沙河、溧阳		连云港
宁波能源	溪口		奉化
华电新能	周宁		
湖北能源		平坦原	松滋江西、五峰太平、巴东桃李溪
福建省投		永泰	
尚义华灏		尚义	
信达资产		五岳	
豫能控股		鲁山	
浙江天台		天台	
国家电投			桂林平乐、覃塘、隆林、邯郸青塔、安仁金紫仙、隆回、铅山、达仁、额敏、永德、康乐、务川洞溪
承德宝通电力			滦平
贵州乌江能源			黔南黄丝
广东能源集团			贵阳石川坝、天牌岭
广州发展			大悟县
国家能源集团			连城、梅县九龙嶂、青海同德、汉中勉县、新疆和静、瓯海
国能神皖能源			霍山
国投电力			全州、安仁、河津
杭州钢铁集团			青田
华源电力			桂林龙胜
桂林龙胜			汪清一期
建德协鑫			建德
江投集团			赣县
龙源电力			铁力
长江电力			张掖盘道山、黄柏河
浙江电力实业			丽水水滩混合
浙江新能源投资			常安
中广核			太平岭、中洲茅坪、魏家冲
中国核电			云霄
中国华电			蒲县、泾阳
新华水电			华安、梅列、大熊山

资料来源：各地政府网站，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

国家电网是我国抽水蓄能运营龙头。国家电网以投资建设运营电网为核心业务，下设抽水蓄能和新能源事业部，以直属单位国网新能源控股有限公司为主要力量开发建设和经营管理国家电网公司经营区域内的抽水蓄能电站和常规水电站。根据《国家电网有限公司服务新能源发展报告 2021》和《国家电网有限公司 2021 社会责任报告》，截至 2021 年年底，国家电网在运抽水蓄能电站装机量 25.1GW，年抽水蓄能发电量 242.7 亿千瓦时、抽水电量 303.02 亿千瓦时；2021 年新获江西奉新、浙江泰顺、辽宁庄河、黑龙江尚志项目核准批复，我们预计到 2025 年公司经营区装机将超过 50GW，在抽水蓄能开发建设及运营市场中占据无可争议的领导地位。

2020 年，国家电网经营区抽水蓄能电站平均综合利用小时数 2585 小时，多消纳新能源电量 306 亿千瓦时。“十三五”期间，国家电网经营区抽水蓄能电站累计多消纳新能源电量 864.3 亿千瓦时。

图 35：国家电网在运、在建抽水蓄能电站分布（截至 2020 年年底）



资料来源：《国家电网有限公司服务新能源发展报告 2021》

文山电力（600995.SH）拟获南网双调的抽水蓄能、调峰水电等资产，将成为南方电网唯一抽水业务上市平台。文山电力拟与中国南方电网有限责任公司进行重大资产置换，已于 2022 年 5 月得到国资委批复（国资产权[2022]208 号文）。根据《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（修订稿）》，资产置换方案具体为文山电力将从事购售电、电力设计及配售电业务的相关资产负债置出，与南方电网持有的南网双调 100%股权的等值部分进行置换，南方电网的抽蓄和调峰水电业务将借助文山电力实现上市。资产重组交易成功后的文山电力主营业务将转变为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务的开发、投资、建设和运营。文山电力将新增：1）已全部投产运营的 7 座抽水蓄能电站，装机容量合计为 10.28GW；1 座已取得

核准、主体工程已开工的抽水蓄能电站，装机容量 1.2GW，（文山电力）预计于 2025 年建成投产；此外，还有 11 座抽水蓄能电站进入前期工作阶段，总装机容量 12.6GW，将于“十四五”到“十六五”陆续建成投产。2) 2 座装机容量合计 1.92GW 的可发挥调峰调频功能的水电站。3) 30MW/62MWh 的电网侧独立储能电站。

表 25：南网双调公司储能和调峰水电业务资产及定价模式

类型	电站	装机量	定价模式
抽水蓄能电站	广州抽水蓄能电站	2.4GW	一期：与香港抽水蓄能发展有限公司等协商定价，单一容量电价 二期：政府确定，单一容量电价，2023 年后变更为两部制电价，重新核定容量电价，新增电量电价部分收入
	惠州抽水蓄能电站	2.4GW	政府确定，单一容量电价，2023 年后变更为两部制电价，重新核定容量电价，新增电量电价部分收入
	清远抽水蓄能电站	1.28GW	政府确定，两部制电价，2023 年后维持两部制电价，重新核定容量电价
	深圳抽水蓄能电站	1.2GW	
	海南琼中抽水蓄能电站	0.6GW	
	梅州抽水蓄能电站（一期投产，二期拟建）	2.4GW	两部制电价
	阳江抽水蓄能电站（一期投产，二期拟建）	2.4GW	
	南宁抽水蓄能电站（已核准）	1.2GW	
	肇庆浪江抽水蓄能电站（已核准）	1.2GW	
	惠州中洞抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	茂名电白黄泥田抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	江门鹤山抽水蓄能电站（前期工作阶段）	0.6GW	
	清远清新下坪抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	玉林福绵抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	韶关新丰抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	潮州潮安青麻园抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	桂林灌阳抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	贵港抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
	柳州鹿寨抽水蓄能电站（前期工作阶段）	1.2GW	
调峰水电站	天生桥二级水电站	1.32GW	政府核定上网电价，根据上网电量结算，参与辅助服务考核
	鲁布革水电站	0.6GW	
电网侧独立储能	深圳宝清电池储能站	10MW/22MWh	单一容量电费
	东莞杨屋电池储能站	10MW/20MWh	
	东莞黎贝电池储能站	5MW/10MWh	
	广州芙蓉电池储能站	5MW/10MWh	
	3 个进入前期工作阶段的储能站	470MW/940MWh	

资料来源：《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（修订稿）》，中信证券研究部

总承包：龙头份额高度集中

中国电建（601669.SH）是抽水蓄能建设领域的主力，承担了国内绝大部分抽蓄电站的规划或建设工作。根据其在上证 e 互动答投资者提问披露，公司在国内抽水蓄能规划设计方面市场份额约 90%，承担建设项目份额约 80%，并在 2022 年拟使用定增募集资金投资运营第一个抽蓄电站项目，全年投资计划中计划核准抽水蓄能项目 4 个，总装机容量约为 5GW。中国能建（601868.SH）是一家为中国乃至全球能源电力、基础设施等行业提供整体解决方案、全产业链服务的综合性特大型集团公司，主营业务涵盖能源电力、水利

水务、铁路公路、港口航道、市政工程、城市轨道交通、生态环保和房屋建筑等领域。中国能建将新能源开发作为当前工作重心，发展新能源和综合智慧能源工程业务。2022年5月，中国能建电力规划总院有限公司成功入选国家发改委投资咨询机构名单的新能源及水电（含抽水蓄能）、核电、电网工程三个主要领域短名单，实现了电力咨询领域全覆盖。中国能建葛洲坝集团先后承建江苏宜兴、内蒙古呼和浩特、山西西龙池、河北丰宁、山东文登、江苏句容抽水蓄能电站等项目，打响了抽水蓄能电站建设品牌。中国能建参建的张北可再生能源柔性直流电网试验示范工程、丰宁抽水蓄能电站等项目，将张家口等地区的风电、光电等可再生能源“打包”送到北京，助力冬奥场馆历史上首次实现100%全绿电。2022年4月中国能建新取得湖北蕲春抽水蓄能项目投资开发权。

表 26：中国能建参建的部分抽水蓄能项目

项目名称	装机容量 (MW)	状态	备注
江苏宜兴抽水蓄能电站	1000	在运	中国建筑最高奖
山西西龙池抽水蓄能电站	1200	在运	沥青混凝土防渗面板防渗技术应用用于抽蓄电站建设
内蒙古呼和浩特抽水蓄能电站	1200	在运	
广东深圳抽水蓄能电站	1200	在运	国家可再生能源发展规划重点建设工程
丰宁抽水蓄能电站	3600	在运	世界规模最大
山东文登抽水蓄能电站	1800	在建	
句容抽水蓄能电站	135	在建	
浙江磐安抽水蓄能电站	120	在建	
南宁武鸣抽水蓄能电站	1200	在建	
白银区抽水蓄能电站	1000	拟建, 项目签约	
百色田东抽水蓄能电站	1200	拟建, 项目签约	
钦州灵山抽水蓄能电站	1200	拟建, 项目签约	
蕲春县花园抽水蓄能电站	1200	拟建, 项目签约	
湖北兴山县抽水蓄能	1200	拟建, 项目签约	
巴东县六郎抽水蓄能	2200	拟建, 项目签约	
卢家沟抽水蓄能电站	2200	拟建, 项目签约	
盘溪槽抽水蓄能电站	2200	拟建, 项目签约	
红岩坪抽水蓄能电站	1200	拟建, 项目签约	
繁峙县光储一体化清洁能源发电项目	1400	拟建, 项目签约	
平川区抽水蓄能电站	1000	拟建, 项目签约	
贵港抽水蓄能电站	1200	拟建, 启动预可研	
柳州鹿寨抽水蓄能电站	1200	拟建, 启动预可研	
防城港上思抽水蓄能电站	1200	拟建, 启动预可研	
玉林福绵抽水蓄能电站	1200	拟建, 启动预可研	
桂林灌阳抽水蓄能电站	1200	拟建, 启动预可研	

资料来源：中国能建公告，北极星储能网，南方电网技术情报中心，中信证券研究部

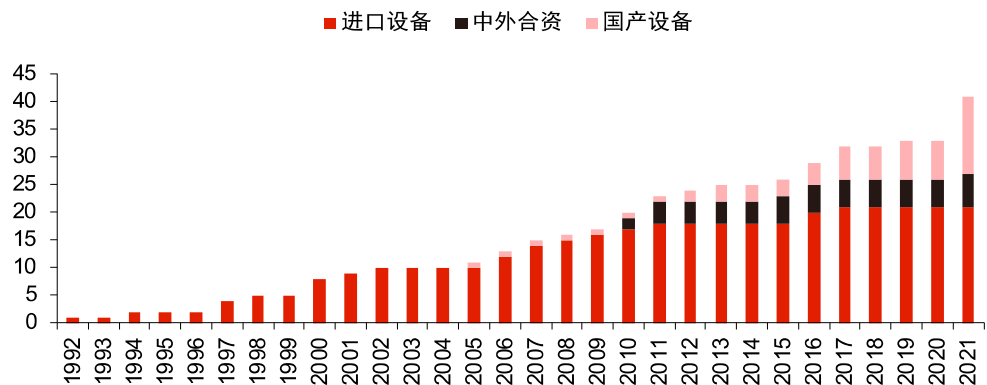
此外，中国能建与中国电建在独立承接项目外，强强联手成立联合体承接抽水蓄能项目。2022年3月，中国电建中南院（联合体牵头方）与中国能建广西院（联合体成员）与南网双调签订桂林灌阳、柳州鹿寨、贵港、玉林福绵、防城港上思5个抽水蓄能电站的勘测设计合同，进一步巩固市场地位。

设备：哈电、东电引领抽蓄机组国产化替代

抽水蓄能电站的核心主机设备包括水泵水轮机及附属设备、发电电动机及附属设备，辅助设备包括高压电气设备（含主变压器、高压电缆、气体绝缘金属封闭开关设备 GIS、气体绝缘金属封闭输电线路 GIL、发电机出口电压设备）、厂用电设备、静止变频器(SFC)、监控系统、继电保护及安全自动装置、公用辅助设备、直流设备等。抽蓄电站建设多采用发电电动机及水泵水轮机制造厂家机电设备总承包的方式，分包电站机电设备的设计、制造、调试；主机之外的辅助设备主要依靠采购。

国内抽水蓄能装备制造技术跨越式发展，逐步实现国产化替代。根据水利水电规划设计研究总院统计，2010年前，国内抽水蓄能电站机组主要采用进口设备，2010年起中外合资和国产设备比例上升；目前新投产抽蓄机组全部为国产和中外合资制造，国产机组累计占比为34.1%，未来将逐步实现机组设备国产化替代。

图 36：全国抽水蓄能电站机组设备累计使用情况（个）



资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2021》（水利水电规划设计研究总院、中国水力发电工程学会），中信证券研究部

哈尔滨电气（01133.HK）和东方电气（600875.SH）是国产抽蓄机组主机设备生产的骨干企业。哈电和东电深耕水电机组制造多年，具备生产大型抽蓄机组的能力，哈电具备年产20台、东电具备15~20台大型抽蓄机组的制造、交付、安装服务能力。**哈尔滨电气**掌握完整的抽水蓄能研发制造体系，在抽水蓄能项目水泵水轮机“S区”和“驼峰区”稳定性研究、降低水泵水轮机无叶区压力脉动幅值等一系列课题上取得原创性成果，解决水泵水轮机水力稳定性和效率难以兼顾的世界性难题，实现了100%自主知识产权，处于世界抽水蓄能技术领域的前沿。哈电负责研制生产的阳江抽水蓄能电站400MW机组是国内单机最大、综合技术难度和技术水平最高的抽水蓄能机组。**东方电气**能够设计制造覆盖50m-850m水头、容量从10MW-450MW等级的抽水蓄能机组产品，累计获得了60台套抽水蓄能机组的供货合同，其中长龙山抽水蓄能机组是水头世界第二、中国第一高的抽水蓄能机组。

浙富控股 (002266.SZ) 依托在水电、核电生产方面的优势进军抽水蓄能发电机组的技术研发和制造，提出在 2024 年前实现年产 5 台（套）抽蓄发电机组的目标。2022 年，浙富控股与三峡建工签署战略合作框架协议，加大抽水蓄能领域合作，浙富控股配合三峡建工推进项目预可研、可研等前期工作，设备供应、技术服务优先保障三峡建工合作项目；在合法合规的前提下，三峡建工在同等条件下优先选用浙富控股设备。

中外合资企业中，上海福伊特（福伊特水电和上海电机厂合资）、天津通用电气水电（通用电气水力、通用电气可再生能源、天津百利机械装备合资）、杭州东芝水电（株式会社东芝、东芝中国、中国电建合资）具备单机容量 400MW 大型机组的设计制造能力。

表 27：在运在建抽水蓄能项目国产机组供应商

项目名称	主机单机容量 (MW)	机组供应商	说明
阳江抽水蓄能电站	400	哈尔滨电气	中国最大单机，世界前列
敦化抽水蓄能电站	350	哈尔滨电气	
河北尚义抽水蓄能电站	350	哈尔滨电气	
周宁抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
丰宁抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
山东潍坊抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
荒沟抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
河北易县抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
缙云抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
山东文登抽水蓄能电站	300	哈尔滨电气	
溧阳抽水蓄能电站	250	哈尔滨电气	
江苏句容抽水蓄能电站	225	哈尔滨电气	
仙居抽水蓄能电站	375	哈尔滨电气	
长龙山抽水蓄能电站	350	东方电气	中国最高水头，世界第二
黑麋峰抽水蓄能电站	300 (国产化改造)	东方电气	
福建仙游水电站	300	东方电气	
深圳抽水蓄能电站	300	东方电气	
绩溪抽水蓄能电站	300	东方电气	
河北张河湾抽蓄电站	250	浙富控股	

资料来源：哈尔滨电气、东方电气、浙富控股公司官网、公告，中信证券研究部

■ 风险因素

抽水蓄能项目建设进度不及预期。抽水蓄能项目具有单体投资体量大、建设周期长等特性，虽然其建设周期平均在 6.4 年左右，不过不排除后续因政策变化、业主资金周转困难等原因导致项目建设进度不及预期。

其他储能对抽水蓄能形成替代。抽水蓄能虽然目前技术最成熟、经济性良好，不过未来不排除电化学等储能技术持续突破，使得其综合性价比优于抽水蓄能，从而替代原有的抽水蓄能需求。

政策变化导致抽水蓄能盈利波动。2021 年抽水蓄能两部制电价的进一步完善，为投资运营企业打开盈利空间，考虑到我国抽水蓄能电价定价机制曾经历多次变更，未来不排除政策变化导致项目盈利随之波动。

各环节竞争加剧导致企业盈利空间缩窄。考虑到抽水蓄能建设在未来 10 年将大幅扩容，不排除未来总承包、设备供应等环节竞争加剧，从而导致企业盈利水平下降。

局部疫情反复超预期抑制电力需求。今年以来我国局部地区时有疫情反复，影响工商业生产、运营活动，从而导致部分地区用电需求下降，未来仍存在局部地区疫情反复超预期，导致总体电力需求下滑的风险。

■ 投资策略

“碳中和”背景下以风、光发电为代表的新能源装机规模快速扩容，大幅提升电力系统对储能技术应用的需求，而抽水蓄能凭借技术成熟、连续储能时间长、装机容量大、度电成本低等多项优势，将继续成为主流储能技术。我国当前抽水蓄能装机规模远低于未来潜在需求，根据国家能源局规划及中国电建董事长在人民日报发文内容，我们预计近 10 年间抽蓄建设将大幅提速。同时，2021 年抽水蓄能电价改革的落地也将在保障投资方基本收益的同时，释放向上业绩弹性。从产业链角度而言，大致包括投资运营、总承包、设备三大核心环节，建议关注总承包环节的中国能建、中国电建，投资运营环节的文山电力，设备环节的东方电气。

表 28：重点企业盈利预测及估值

简称	代码	收盘价 (元)	EPS (元)				PE				评级
			21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E	
文山电力	600995.SH	17.48	0.03	0.27	0.35	0.41	583	65	50	43	买入
中国电建	601669.SH	6.98	0.57	0.77	1.02	1.38	12	9	7	5	买入
中国能建	601868.SH	2.22	0.16	0.20	0.23	0.26	14	11	10	9	-
东方电气	600875.SH	16.50	0.73	0.95	1.18	1.41	23	17	14	12	买入

资料来源：Wind，中信证券研究部预测

注：股价为 2022 年 8 月 8 日收盘价，中国能建盈利预测为 Wind 一致预期。

■ 相关研究

- 基础材料和工程服务行业跟踪点评—看好三季度基建需求更上一层楼 (2022-07-15)
- 建筑建材行业 2022 年下半年投资策略（地产基建产业链篇）—如何看待复工复产后的投资机会？ (2022-06-29)
- 工程服务行业—从总量端、结构端看老基建投资机会 PPT (2022-05-13)
- 基础设施产业重大事项点评—县城城镇化建设意见出台，受益行业有哪些？ (2022-05-09)
- “稳增长”抓手专题—从资金角度看全年基建增长 (2022-05-06)
- 工程服务行业跟踪点评—“全面加强基础设施建设”，项目储备充足只待集中落地 (2022-04-27)
- 基础材料和工程服务行业—稳增长背景下基建产业链投资 (2022-04-14)
- 基础材料和工程服务行业碳中和专题之三—从政策角度看建筑节能和 BIPV 的成长空间 (2022-03-17)
- 基础材料和工程服务行业重大事项点评—从政府工作报告看基建产业链投资机会 (2022-03-07)
- 基础设施产业专题报告—稳增长发力搭台，新老基建产业链共舞 (2022-02-17)

分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

一般性声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含 CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断并自行承担投资风险。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告或其所包含的内容产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可跌可升。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上

特别声明

在法律许可的情况下，中信证券可能（1）与本研究报告所提到的公司建立或保持顾问、投资银行或证券服务关系，（2）参与或投资本报告所提到的公司的金融交易，及/或持有其证券或其衍生品或进行证券或其衍生品交易。本研究报告涉及具体公司的披露信息，请访问 <https://research.citicsinfo.com/disclosure>。

法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由 CLSA Limited（于中国香港注册成立的有限公司）分发；在中国台湾由 CL Securities Taiwan Co., Ltd. 分发；在澳大利亚由 CLSA Australia Pty Ltd.（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）分发；在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧洲经济区由 CLSA Europe BV 分发；在英国由 CLSA（UK）分发；在印度由 CLSA India Private Limited 分发（地址：8/F, Dalamal House, Nariman Point, Mumbai 400021；电话：+91-22-66505050；传真：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118）；在印度尼西亚由 PT CLSA Sekuritas Indonesia 分发；在日本由 CLSA Securities Japan Co., Ltd. 分发；在韩国由 CLSA Securities Korea Ltd. 分发；在马来西亚由 CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd 分发；在菲律宾由 CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会）分发；在泰国由 CLSA Securities (Thailand) Limited 分发。

针对不同司法管辖区的声明

中国大陆：根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

中国香港：本研究报告由 CLSA Limited 分发。本研究报告在香港仅分发给专业投资者（《证券及期货条例》（香港法例第 571 章）及其下颁布的任何规则界定的），不得分发给零售投资者。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，CLSA 客户应联系 CLSA Limited 的罗鼎，电话：+852 2600 7233。

美国：本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）仅向符合美国《1934 年证券交易法》下 15a-6 规则界定且 CLSA Americas, LLC 提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所述任何观点的背书。任何从中信证券与 CLSA 获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系 CLSA Americas, LLC（在美国证券交易委员会注册的经纪交易商），以及 CLSA 的附属公司。

新加坡：本研究报告在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.，仅向（新加坡《财务顾问规例》界定的）“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，新加坡的报告收件人应联系 CLSA Singapore Pte Ltd，地址：80 Raffles Place, #18-01, UOB Plaza 1, Singapore 048624，电话：+65 6416 7888。因您作为机构投资者、认可投资者或专业投资者的身份，就 CLSA Singapore Pte Ltd. 可能向您提供的任何财务顾问服务，CLSA Singapore Pte Ltd 豁免遵守《财务顾问法》（第 110 章）、《财务顾问规例》以及其下的相关通知和指引（CLSA 业务条款的新加坡附件中证券交易服务 C 部分所披露）的某些要求。MCI (P) 085/11/2021。

加拿大：本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

英国：本研究报告归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在英国由 CLSA（UK）分发，且针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士。涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。

欧洲经济区：本研究报告由荷兰金融市场管理局授权并管理的 CLSA Europe BV 分发。

澳大利亚：CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及 CHI-X 的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由 CAPL 仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经 CAPL 事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第 761G 条的规定。CAPL 研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的 ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL 寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

印度：CLSA India Private Limited，成立于 1994 年 11 月，为全球机构投资者、养老金和企业提供股票经纪服务（印度证券交易委员会注册编号：INZ000001735）、研究服务（印度证券交易委员会注册编号：INH000001113）和商人银行服务（印度证券交易委员会注册编号：INM000010619）。CLSA 及其关联方可能持有标的公司的债务。此外，CLSA 及其关联方在过去 12 个月内可能已从标的公司收取了非投资银行服务和/或非证券相关服务的报酬。如需了解 CLSA India “关联方”的更多详情，请联系 Compliance-India@cls.com。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2022 版权所有。保留一切权利。