

行业研究

抽水蓄能：电力调节中坚力量，“十四五”迎来发展窗口期——碳中和专题系列之一

要点

抽水蓄能：亟待加快建设，发展窗口期来临。储能行业仍处于多种储能技术路线并存的阶段，抽水蓄能仍然是当前最成熟、装机最多的主流储能技术，其综合效率在 70% 到 85% 之间，且仅有 0.21-0.25 元/kWh 的度电成本，在各种储能技术中度电成本最低。中国抽水蓄能装机规模显著增长，截至 2020 年底，我国已投产的抽水蓄能电站总规模为 30GW，但抽水蓄能建设进度不及规划目标的 1/3。国家发改委、能源局于 2021 年 8 月发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励多渠道增加调峰资源（包括抽水蓄能电站）。多个地方政府在十四五规划等文件中，均提出要重点发展抽水蓄能产业，完善抽水蓄能电站价格形成机制，加快抽水蓄能建设。根据我们不完全统计，当前国内在建抽水蓄能项目超过 50GW。

经济性提升，市场规模将超万亿。截至 2020 年底，我国在运抽水蓄能电站装机规模 30GW，在建规模超过 50GW。国家能源局目前正在组织开展新一轮抽水蓄能中长期规划，并推动完善价格形成机制，以保障抽水蓄能健康发展。若“十四五”至“十六五”期间抽水蓄能电站建设新开工 300GW，新增投资规模将达到 1.8 万亿元。

我们预计 2021-2025 年，当年新增项目投资额分别为 538/1935/2021/2086/2150 亿元；“十四五”、“十五五”、“十六五”期间新增项目投资额分别为 8729/6214/3225 亿元。

我们预计 2021-2025 年，当年新增项目设备投资额分别为 0/32/277/766/835 亿元，2021-2025 年年平均设备投资额为 382 亿元；“十四五”、“十五五”、“十六五”期间新增项目设备投资额分别为 1910/1028/666 亿元。

在抽水蓄能电站的建设中，涉及的主要公司为投资商、承包商、设备商。按机电设备中哈尔滨电气市占率 40%、东方电气市占率 40%、浙富控股市占率 5%，中国电建承担 60% 项目建设的假设进行测算：

2021-2025 年，当年增量订单额占 2020 年营收的比重：中国电建分别为 8%/29%/30%/31%/32%；哈尔滨电气分别为 0%/5%/47%/129%/140%；东方电气分别为 0%/3%/30%/82%/90%；浙富控股分别为 0%/2%/17%/46%/50%。2021-2025 年，年平均增量订单额占 2020 年营收的比重：中国电建为 26%；哈尔滨电气为 64%；东方电气为 41%；浙富控股为 23%。

投资建议：提高可再生能源并网规模的重要性和紧迫性日益凸显，储能规模的提升是重中之重；作为当前时点最成熟、经济性最优的储能方式，抽水蓄能电站的建设在“十四五”期间将迎来新的发展窗口期。建议关注抽水蓄能机组生产供应商东方电气（A+H）、哈尔滨电气（H）、浙富控股，抽水蓄能规划设计建设龙头中国电建。

风险提示：新增投资规模低于预期风险、其他储能路线降本显著风险、相关公司其他业务发展不及预期风险。

电力设备新能源

买入（维持）

环保

买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452063

yinzs@ebsecn.com

分析师：郝骞

执业证书编号：S0930520050001

021-52523827

haoqian@ebsecn.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005

021-52523828

huangshuaibin@ebsecn.com

联系人：陈无忌

021-52523693

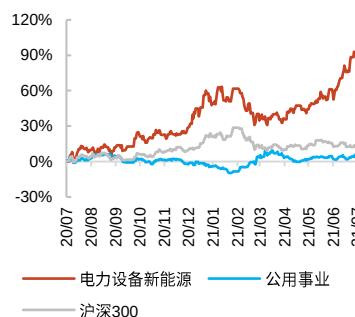
chenwuji@ebsecn.com

联系人：和霖

021-52523853

helin@ebsecn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

储能发展持续推进，关注火电灵活性改造、钠电、抽水蓄能——新能源、环保领域碳中和动态追踪（二十六）（2021-08-11）
完善分时电价机制提升储能经济性，行业崛起拐点已至——新能源、环保领域碳中和动态追踪（二十四）（2021-07-30）

目 录

1、抽水蓄能：亟待加快建设，发展窗口期来临	3
1.1、储能技术中，抽水蓄能最成熟、成本最低	3
1.2、抽水蓄能现状：规模显著增长但不及规划	3
1.3、政策持续鼓励，抽水蓄能迎来发展窗口期	5
2、经济性提升，市场规模将超万亿	9
2.1、随着分时电价机制完善，经济性大幅提升	9
2.2、抽水蓄能市场规模将超万亿	11
3、抽水蓄能建设产业链梳理	13
3.1、成本拆分与订单额增量测算	13
3.2、设备商：东方电气	14
3.3、建筑商：中国电建	14
3.4、设备商：哈尔滨电气	15
3.5、设备商：浙富控股	15
4、投资建议	15
5、风险分析	15

图表目录

图 1：抽水蓄能站工作原理	3
图 2：抽水蓄能在各种储能技术中发电成本最低	3
图 3：中国抽水蓄能装机规模显著增长	4
图 4：从抽水蓄能装机地域分布上来看，我国主要集中在华东、华南地区	4
图 5：截至 2020 年，中国抽水蓄能建设进度不及规划目标的 1/3	5
图 6：国内在建抽水蓄能项目超过 50GW	8
图 7：抽水蓄能实施两部制电价政策	9
图 8：产业链与相关公司情况	13
表 1：惠州、广州抽水蓄能电站基本情况	5
表 2：抽水蓄能相关国家政策梳理	6
表 3：抽水蓄能相关地方政策梳理	7
表 4：分时电价完善前后峰谷价差变化情况（一般工商业用电 35 千伏用电价格）	10
表 5：投资额在总体工期上的分布情况假设（假设项目为 1GW）	11
表 6：抽水蓄能新增投资金额测算	12
表 7：抽水蓄能新增设备投资金额测算	12
表 8：订单额增量测算	14

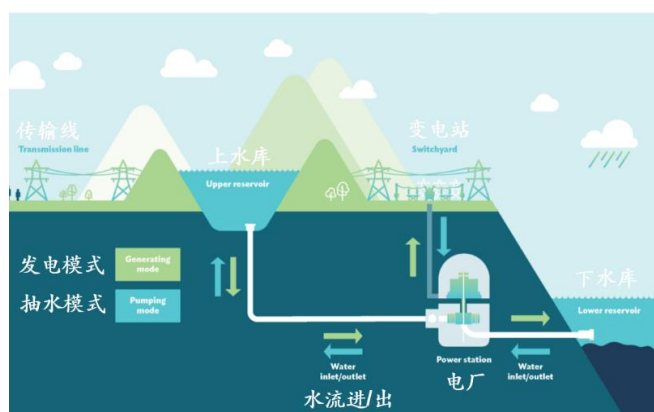
1、抽水蓄能：亟待加快建设，发展窗口期来临

1.1、储能技术中，抽水蓄能最成熟、成本最低

储能行业仍处于多种储能技术路线并存的阶段，抽水蓄能仍然是当前最成熟、装机最多的主流储能技术。抽水蓄能是物理储能的一种，是在电力负荷低谷期将水从下池水库抽到上池水库时将电能转化成重力势能储存起来，在负荷高峰时利用反向水流发电的形式，综合效率在 70%到 85%之间。根据《储能的度电成本和里程成本分析》（何颖源等，2019 年）中测算，抽水蓄能仅有 0.21-0.25 元/kWh 的度电成本，在各种储能技术中度电成本最低。

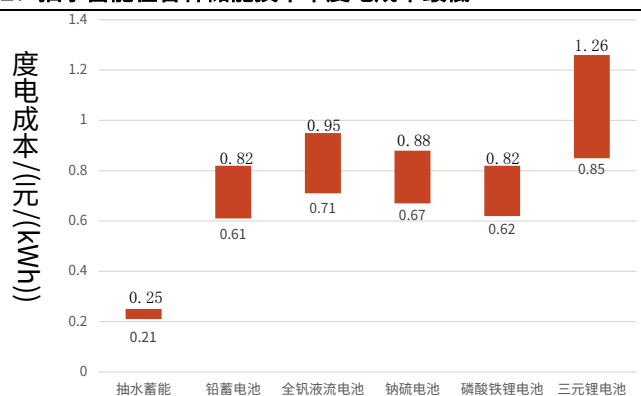
虽然其不具有化学电池易老化和容量限制的问题，但是它对于地理因素的要求较高，一般来说只能建造在山与丘陵存在的地方，同时抽水蓄能站的建造成本也较高。其他新型的储能技术只有在性能和成本上都能够和抽水蓄能相当甚至胜过抽水蓄能，才有可能成为主流技术。

图 1：抽水蓄能站工作原理



资料来源：Hydro Tasmania

图 2：抽水蓄能在各种储能技术中度电成本最低

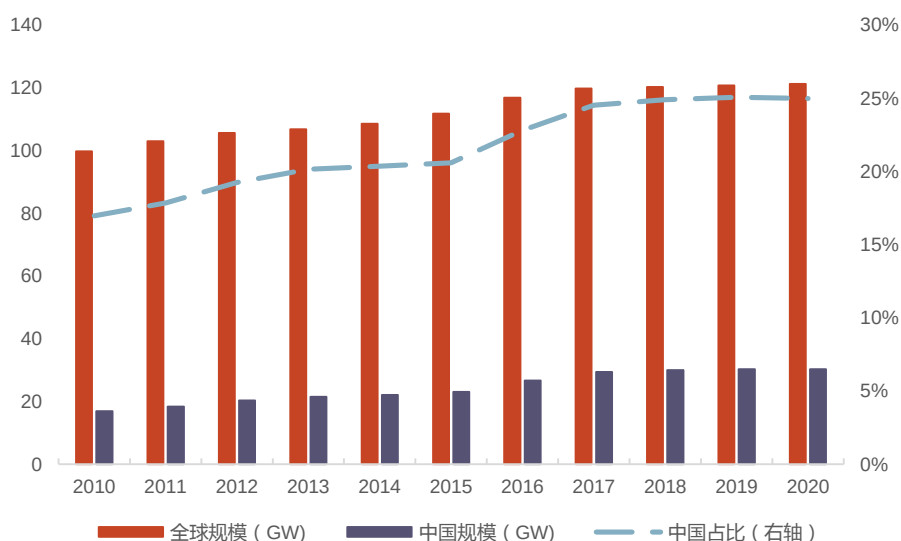


资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》（何颖源等，2019 年）

1.2、抽水蓄能现状：规模显著增长但不及规划

中国抽水蓄能装机规模显著增长。根据国际可再生能源机构数据，截至 2020 年底，我国已投产的抽水蓄能电站总规模为 30GW，中国抽水蓄能电站总规模占全球的比例，从 2010 年的 17%提升至 2020 年的 25%。

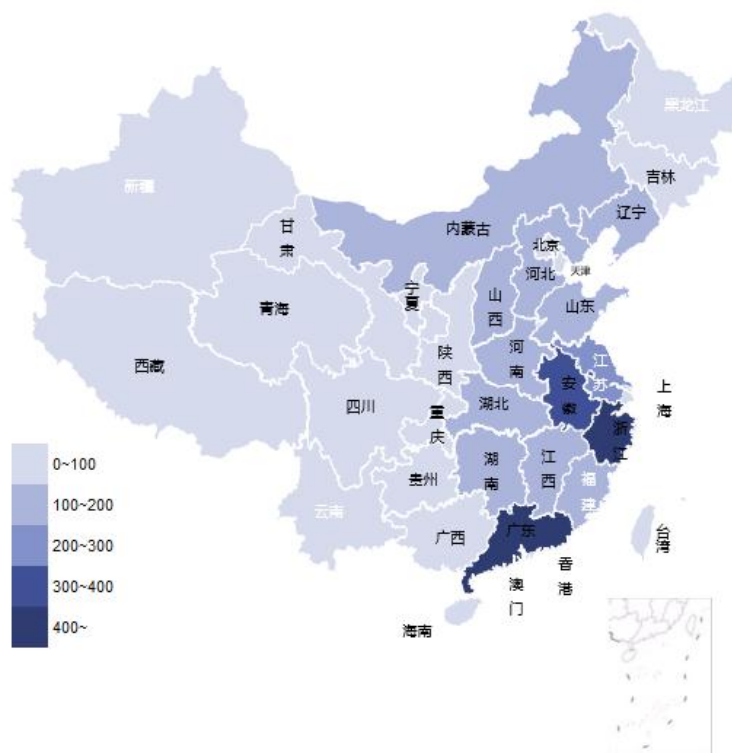
图 3：中国抽水蓄能装机规模显著增长



资料来源：国际可再生能源机构，光大证券研究所整理

从抽水蓄能装机地域分布上来看，我国主要集中在华东、华南地区。装机规模超过 4GW 的有浙江、广东；3-4GW 的有安徽；2-3GW 的有江苏；1-2GW 的有河北、山西、内蒙古、辽宁、福建、江西、山东、河南、湖北、湖南。

图 4：从抽水蓄能装机地域分布上来看，我国主要集中在华东、华南地区



资料来源：各地方政府网站，光大证券研究所绘制；单位：万千瓦

从单个电站规模来看，目前国内最大的为惠州与广州的抽水蓄能电站，规模均为2.4GW。竣工于2011年的惠州抽水蓄能电站工程总投资为81亿元，设计年发电量为46亿千瓦时；一期竣工于1993年、二期竣工于1999年的广州抽水蓄能电站工程总投资为60亿元，设计年发电量为49亿千瓦时。

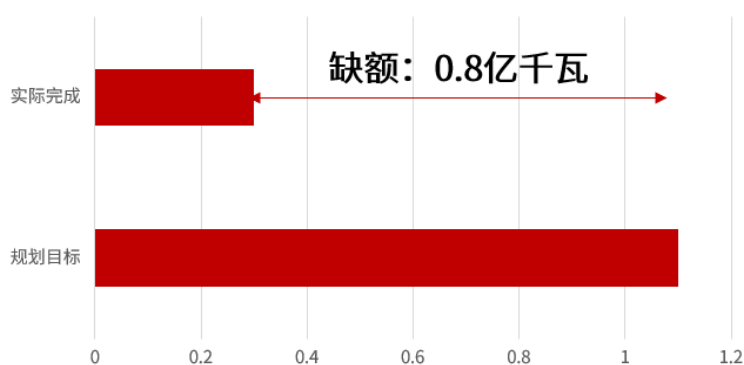
表 1：惠州、广州抽水蓄能电站基本情况

	惠州抽水蓄能电站	广州抽水蓄能电站
规模	2.4GW	2.4GW
竣工时间	2011 年	(一期 1.2GW) 1993 年 (二期 1.2GW) 1999 年
工程总投资	81.34 亿元	60 亿元
投资方	广东省电力集团公司、广东核电投资公司、国家开发投资公司	
机组	8 台 30 万千瓦	8 台 30 万千瓦
设计年发电量	45.63 亿千瓦时	48.89 亿千瓦时
水位落差	531m	630m

资料来源：南方日报，光大证券研究所整理

截至 2020 年，抽水蓄能建设进度不及规划目标的 1/3。2016 年国家发改委、能源局发布的能源发展“十三五”规划中提出：建成抽水蓄能 4000 万千瓦，并开工建设 6000 万千瓦。根据前瞻产业研究院数据，2009 年开启的上一轮全国抽水蓄能选点规划中，共批复 9525 万千瓦的装机容量和 1740 万千瓦的备选站点装机容量，合计为 1.1 亿千瓦。然而截至 2020 年底，我国已投产的抽水蓄能电站总规模仅为 3000 万千瓦，不及第一次选点规划目标的 1/3。

图 5：截至 2020 年，中国抽水蓄能建设进度不及规划目标的 1/3



资料来源：国际可再生能源机构、前瞻产业研究院，光大证券研究所整理；单位：亿千瓦

1.3、政策持续鼓励，抽水蓄能迎来发展窗口期

提高可再生能源并网规模的重要性和紧迫性日益凸显，储能规模的提升是重中之重；作为当前时点最成熟、经济性最优的储能方式，抽水蓄能电站的建设在“十四五”将迎来新的发展窗口期。

国家发改委、能源局于 2021 年 8 月发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励多渠道增加调峰资源（包括抽水蓄能电站）。国家发改委于 2021 年 5 月发布《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》，要求进一步完善抽水蓄能价格形成机制，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，健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式。

表 2：抽水蓄能相关国家政策梳理

时间	政策	涉及到抽水蓄能的内容
2021/8/10	国家发展改革委 国家能源局《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模
2021/7/23	国家发展改革委《关于做好 2021 年能源迎峰度夏工作的通知》	要加大力度推动抽水蓄能和新型储能加快发展，不断健全市场化运行机制，全力提升电源侧、电网侧、用户侧储能调峰能力
2021/7/15	国家发展改革委 国家能源局《关于加快推进新型储能发展的指导意见》	到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。
2021/7/11	国家能源局《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。
2021/5/25	国家发展改革委《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制
2021/5/8	国家发展改革委《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》	现阶段，要坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，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
2021/4/20	国家能源局研究部署 2021 年建议提案办理工作	国家能源局今年承办的建议提案主要集中在助力碳达峰碳中和目标实现、促进跨省区电力通道建设、可再生能源基地建设、推动抽水蓄能电站建设、加快发展储能技术等方面。
2021/3/13	《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》	加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用
2020/7/28	中共中央 国务院《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》	加快推进浙江宁海、长龙山、衢江和安徽绩溪、金寨抽水蓄能电站建设，开展浙江磐安和安徽桐城、宁国等抽水蓄能电站前期工作，研究建立华东电网抽水蓄能市场化运行的成本分摊机制。加强新能源微电网、能源物联网、“互联网+智慧”能源等综合能源示范项目建设，推动绿色化能源变革。
2020/6/18	国家发展改革委 国家能源局《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》	积极推动抽水蓄能电站、龙头水电站等具备调峰能力电源的建设，有序安排煤电应急调峰储备电源建设。
2018/3/23	国家发展改革委 国家能源局《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	加快已审批的选点规划推荐的抽水蓄能电站建设，适时开展新一轮选点规划，加快推进西南地区龙头水库电站建设。“根据系统调节能力的变化进行动态调整，合理补偿火电机组、抽水蓄能电站和新型储能电站灵活运行的直接成本和机会成本。
2017/10/11	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。
2017/6/30	外商投资准入负面清单	继续鼓励外商投资符合我国产业结构调整优化方向的领域，包括额定功率 350MW 及以上大型抽水蓄能机组制造
2016/2/2	《关于加大脱贫攻坚力度支持革命老区开发建设的指导意见》	支持老区发展生物质能、天然气、农村小水电等清洁能源，加快规划建设一批抽水蓄能电站。

资料来源：各部委网站，光大证券研究所整理

多个地方政府在十四五规划等文件中，均提出要重点发展抽水蓄能产业，完善抽水蓄能电站价格形成机制，加快抽水蓄能建设。

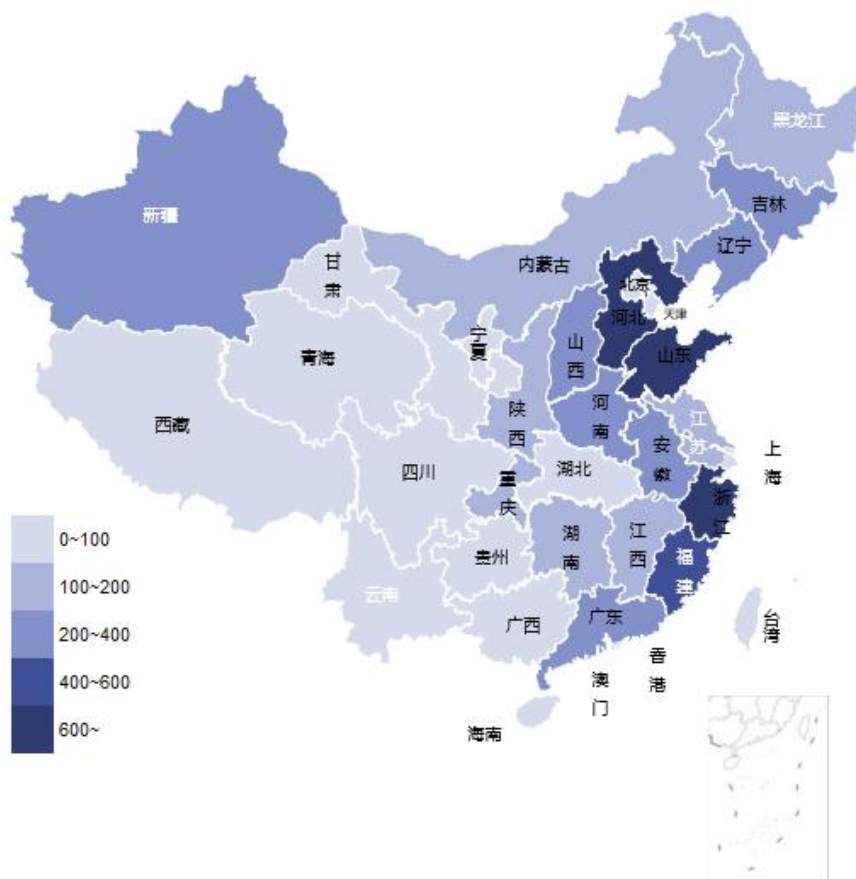
表 3：抽水蓄能相关地方政策梳理

时间	政策	涉及到抽水蓄能的内容
2021/6/23	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	到“十四五”末，力争我省水电装机达到 1500 万千瓦以上，新增装机在 350 万千瓦以上，其中新增装机以抽水蓄能电站为主，抽水蓄能新增 340 万千瓦
2021/6/11	《河北省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》	科学布局天然气调峰电站，加快建设抽水蓄能电站、大容量储能等灵活调峰电源，稳定煤电产能，利用等容量替代建设热电联产和支撑电源项目，推进火电机组灵活性改造工作，保障电网运行安全
2021/5/19	《甘肃省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》	加大新能源装机，积极发展风电、光热、光伏发电、氢能、洁净煤炭、生物质能等绿色能源，加强抽水蓄能、储能等相关产业发展，推进“风光水火储”一体化产业链发展。
2021/4/22	《安徽省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》	完善抽水蓄能电站价格形成机制，发挥抽水蓄能资源优势，推进长三角千万千瓦级绿色储能基地建设。
2021/4/15	《广西壮族自治区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》	增强新能源消纳和存储能力，加快抽水蓄能电站建设，开展“新能源+储能”示范应用，探索“风光水火储”、“源网荷储”一体化发展模式，创新消纳方式，提升消纳能力。
2021/4/12	《湖北省第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	有序推进抽水蓄能电站建设。加强储能技术装备等研发与应用，实施一批风光水火储一体化、源网荷储一体化示范项目。
2021/4/6	《辽宁省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用，积极推进清原一期工程，开工建设庄河和兴城抽水蓄能电站，加快推进桓仁大雅河、清原二期和阜新海州露天矿等抽水蓄能电站前期工作。积极推进一批建设条件好、前期工作成熟的站点纳入国家规划。
2021/4/6	《广东省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》	抽水蓄能方面，建设阳江、梅州、惠州、云浮、肇庆抽水蓄能电站项目。
2021/4/1	《北京市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	大力发展乡镇地区热泵、太阳能、储能蓄热等清洁供热。到 2025 年，可再生能源供热面积占比达到 10%以上
2021/3/25	《湖南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	增强电力系统调节能力，大力推进煤电灵活性改造，建成平江抽水蓄能电站，开工建设安化抽水蓄能电站，争取安化二期、东江、汨罗、攸县和湘南地区等抽水蓄能电站纳入选址规划，鼓励风电、光伏发电与储能融合发展
2021/3/18	《吉林省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》	整合东部抽水蓄能和西部新能源资源
2021/2/27	《贵州省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》	加快推进抽水蓄能前期工作，建设贵阳、黔南等抽水蓄能电站。科学发展风、光等新能源，推动风光水火储一体化发展
2021/2/19	《江苏省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	电力和新能源类：白鹤滩—江苏±800 千伏特高压直流工程，华能南通、大唐南电、江阴燃机、华电望亭燃机创新示范项目，南通、盐城海上风电场，句容、连云港抽水蓄能电站。
2021/2/18	《江西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	扎实推进奉新、洪屏二期抽水蓄能电站建设，加快推进赣县抽水蓄能电站前期工作，力争开工。
2021/2/10	《重庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	统筹抽水蓄能电站、天然气发电、煤电灵活性改造、电力需求侧响应和储能等供需措施，不断增强电力系统运行调节和调峰能力。
2020/11/10	上海市人民政府、江苏省人民政府、浙江省人民政府关于印发《长三角生态绿色一体化发展示范区政府核准的投资项目目录（2020 年本）》	抽水蓄能电站：由省级项目核准机关按照国家制定的相关规划核准。

资料来源：各地方政府网站，光大证券研究所整理

根据我们不完全统计，当前国内在建抽水蓄能项目超过 50GW。从区域分布上来看，主要集中在华北与华东。在建规模超过 6GW 的有河北、山东、浙江；4-6GW 的有福建；2-4GW 的有安徽、广东、河南、吉林、辽宁、山西、新疆。

图 6：国内在建抽水蓄能项目超过 50GW



资料来源：各地方政府网站，光大证券研究所整理；单位：万千瓦

2、经济性提升，市场规模将超万亿

2.1、随着分时电价机制完善，经济性大幅提升

抽水蓄能电站投资机制

(1) 电网独资建设模式。常见于早期抽水蓄能，如河北岗南混合式抽水蓄能电站、北京密云混合式抽水蓄能电站、河北潘家口抽水蓄能电站、北京十三陵抽水蓄能电站等。

(2) 电网公司控股建设模式。规模较大的抽水蓄能电站和少数小规模电站常采取这种模式，如河北张河湾、河南宝泉、泰安、桐柏等抽水蓄能电站。

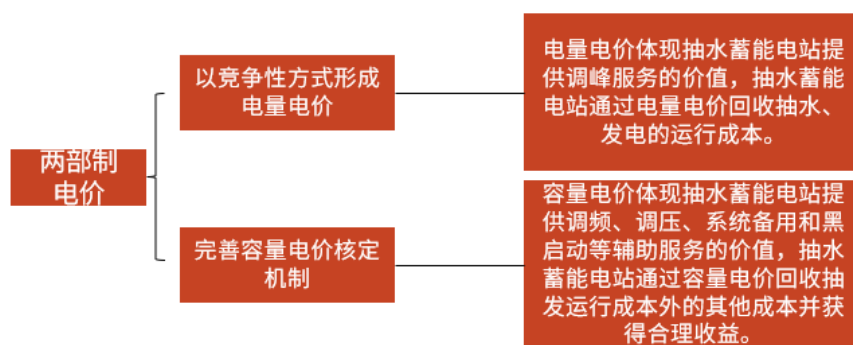
(3) 非电网企业投资建设模式。自 2014 年后涌现出很多非电网企业投资建设的抽水蓄能电站，如三峡集团控股的内蒙呼蓄。

目前我国已投运抽水蓄能电站大部分采用电网公司控股的投资建设模式，如浙江天坪抽蓄电站。电网经营控股方式使得电站收益相对稳定，但收益率可能较低。

抽水蓄能实施两部制电价政策

2021 年 5 月发改委发布《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》指出，现阶段，要以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，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，着力提升电价形成机制的科学性、操作性和有效性，充分发挥电价信号作用，调动各方面积极性，为抽水蓄能电站加快发展、充分发挥综合效益创造更加有利的条件。

图 7：抽水蓄能实施两部制电价政策



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》

随着分时电价机制优化完善后，抽水蓄能经济性大大提升。据《国内外抽蓄电站经营模式分析及启发》（林俐等，2021 年）中测算，当峰谷电价差为 1.27 倍时，华北地区某租赁制模式电站的发电收益和抽水成本相抵（毛利润为 0）；当峰谷电价差为 4.32 倍时，毛利润能覆盖原先的租赁费用；当峰谷电价差达到欧美成熟机制下的 6 倍时，毛利润达到 7.12 亿元，比原先的租赁费用高出 55%，经济性大大提升。

据《国内外抽蓄电站经营模式分析及启发》数据，抽蓄电站的平均建设成本达 5516 元/kW，年毛利 500 元/kW，按照运营周期 40 年测算，项目内部收益率约为 8.75%。

表 4：分时电价完善前后峰谷价差变化情况（一般工商业用电 35 千伏用电价格）

省市	2021 年现状				分时电价机制完善后情况			
	高峰	低谷	峰谷价差	峰谷价差比例	高峰	低谷	峰谷价差	峰谷价差比例
浙江	0.8373	0.3343	0.503	2.50	0.9373	0.2343	0.7030	4
江苏	1.0307	0.2821	0.7486	3.65	1.0502	0.2626	0.7877	4
上海	0.891	0.208	0.683	4.28	0.8910	0.2080	0.6830	4.28
安徽	0.9785	0.3854	0.5931	2.54	1.0911	0.2728	0.8183	4
山东	0.8888	0.3157	0.5731	2.82	0.9636	0.2409	0.7227	4
广东	1.0271	0.3113	0.7158	3.30	1.0707	0.2677	0.8030	4
北京城区	1.256	0.2699	0.9861	4.65	1.2560	0.2699	0.9861	4.65
北京郊区	1.2118	0.2257	0.9861	5.37	1.2118	0.2257	0.9861	5.37
河北	0.716	0.3206	0.3954	2.23	0.7775	0.2592	0.5183	3
天津	0.8822	0.3402	0.542	2.59	0.9168	0.3056	0.6112	3
黑龙江	1.0719	0.3979	0.674	2.69	1.1024	0.3675	0.7349	3
吉林	0.9937	0.3812	0.6125	2.61	1.0312	0.3437	0.6875	3
河南	0.8599	0.2935	0.5664	2.93	0.8651	0.2884	0.5767	3
四川	1.0879	0.3947	0.6932	2.76	1.1120	0.3707	0.7413	3
海南	1.0158	0.3265	0.6893	3.11	1.0158	0.3265	0.6893	3.11
内蒙古	0.8993	0.3247	0.5746	2.77	0.9180	0.3060	0.6120	3
甘肃	0.865	0.3036	0.5614	2.85	0.8765	0.2922	0.5843	3
陕西	0.8524	0.315	0.5374	2.71	0.8756	0.2919	0.5837	3
云南	0.7022	0.2341	0.4681	3.00	0.7022	0.2341	0.4681	3
山西	0.7142	0.2929	0.4213	2.44	0.7553	0.2518	0.5036	3
青海	0.6198	0.221	0.3988	2.80	0.6306	0.2102	0.4204	3
宁夏	0.5233	0.2365	0.2868	2.21	0.5699	0.1900	0.3799	3
西藏	0.695	0.635	0.06	1.09	0.9975	0.3325	0.6650	3

资料来源：国轩高科科技管理中心、光大证券研究所测算，单位：元/kWh

测算假设：

1. 东南沿海地区经济较为发达的省市系统峰谷差率将超过 40%，即其将执行峰谷电价价差原则上不低于 4:1 要求；
2. 已经满足峰谷电价价差的省市在分时电价机制完善后对峰谷电价不做调整；
3. 为完成峰谷电价价差比例要求，高峰电价上调和低谷电价下调相同数量的电价。

2.2、抽水蓄能市场规模将超万亿

中长期规划将出，“十四五”抽水蓄能迎发展窗口期。截至 2020 年底，我国在运抽水蓄能电站装机规模 30GW，在建规模超过 50GW。国家能源局目前正在组织开展新一轮抽水蓄能中长期规划，并推动完善价格形成机制，以保障抽水蓄能健康发展。

抽水蓄能市场规模将超万亿。若“十四五”至“十六五”期间抽水蓄能电站建设新开工 300GW，新增投资规模将达到 1.8 万亿元。

基于三个原因：

- 1) 潜在装机规模的提升：在 2020 年启动的新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查中，共筛选出资源站点 1500 余个，总装机规模可达 1600GW。**当前已建成与在建的抽水蓄能规模仅为 80GW，故在当前无明显的环境约束；**
- 2) 电网对稳定性需求的提升：到 2030 年风电、太阳能发电装机量将达到 1200GW，大规模的新能源并网迫切需要大量的调节电源。在构建以新能源为主体的新型电力系统的过程中，**对抽水蓄能发展提出了更高的要求，在可开工建设的选择范围较大的情况下，将出现前期大量项目密集开工，迅速大量投资的情况；**
- 3) 抽水蓄能经济性的提升：随着抽水蓄能实施两部制电价政策，**其经济性得以提升，故国家电网等单位投资热情将会提高；**

做出假设 a、b：

a.假设在新一轮抽水蓄能中长期规划发布后，抽水蓄能项目将大幅快速开工建设：预计大量项目将密集在“十四五”期间开工，尤其集中在 2021 年、2022 年，假设 2021-2025 年新开工项目规模分别为 50/130/8/6/6GW。

b.假设随着政策的支持、投资力度的加大和投资热情的提高，项目总体工期将有所缩短，具体体现在发改委核准、环评、土地审批等环节进度加快。预计项目平均总体工期为 6 年。

基于抽水蓄能项目的历史项目建设情况与投资金额情况，做出假设 c、d、e、f：

c.假设项目平均单 GW 投资额为 64.5 亿元；

d.假设总投资额在 6 年的工期中平均分摊，即每年占比分别为 17%；

e.假设设备投资额占总投资额的比重为 20%；

f.假设设备投资在 6 年工期中主要集中在第 3-5 年，具体分布为 0%、5%、30%、40%、20%、5%。

如下表所示：

表 5：投资额在总体工期上的分布情况假设（假设项目为 1GW）

	T	T+1	T+2	T+3	T+4	T+5	合计
年投资额/总投资额	17%	17%	17%	17%	17%	17%	100%
设备投资额/总投资额	0%	1%	6%	8%	4%	1%	20%
其他投资额/总投资额	17%	16%	11%	9%	13%	16%	80%
年投资额(亿元)	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	64.5
设备投资额 (亿元)	0	0.6	3.9	5.2	2.6	0.6	12.9
其他投资额 (亿元)	10.8	10.1	6.9	5.6	8.2	10.1	51.6

资料来源：光大证券研究所测算；注：T 表示第 1 年

基于以上假设，测算得：2021-2025 年，当年新增项目投资额分别为 538/1935/2021/2086/2150 亿元；“十四五”、“十五五”、“十六五”期间新增项目投资额分别为 8729/6214/3225 亿元。

表 6：抽水蓄能新增投资金额测算

单位 (亿元)	阶段	该阶段新开工项目规模 (GW)	当年新开工项目规模 (GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
2015	中长期规划发布之前	50	8	86	86	86	86	86	86																
2016			8		86	86	86	86	86	86															
2017			8			86	86	86	86	86	86														
2018			8				86	86	86	86	86	86													
2019			9					97	97	97	97	97	97												
2020			9							97	97	97	97	97	97										
2021	“十四五”	200	50							538	538	538	538	538	538										
2022			130								1398	1398	1398	1398	1398	1398									
2023			8									86	86	86	86	86	86	86							
2024			6										65	65	65	65	65	65	65						
2025			6											65	65	65	65	65	65	65	65				
2026	“十五五”	60	14												151	151	151	151	151	151					
2027			13													140	140	140	140	140	140				
2028			12														129	129	129	129	129	129			
2029			11																118	118	118	118	118		
2030			10																		108	108	108	108	108
2031	“十六五”	40	10																	108	108	108	108	108	
2032			9																			97	97	97	
2033			8																				86	86	86
2034			7																					75	75
2035			6																						
当年新增项目投资额			300							538	1935	2021	2086	2150	2301	1903	634	667	710	753	699	645	591	538	
阶段				中长期规划发布之前							“十四五”					“十五五”					“十六五”				
该阶段新增项目投资额										8729					6214					3225					
2021-2035年合计新增投资额										18168															

资料来源：光大证券研究所测算；注：测算中，新增项目口径为：2021-2035 年新开工的项目

测算得：2021-2025 年，当年新增项目设备投资额分别为 0/32/277/766/835 亿元，2021-2025 年年平均设备投资额为 382 亿元；“十四五”、“十五五”、“十六五”期间新增项目设备投资额分别为 1910/1028/666 亿元。

表 7：抽水蓄能新增设备投资金额测算

单位 (亿元)	阶段	该阶段新开工项目规模 (GW)	当年新开工项目规模 (GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
2015	中长期规划发布之前	50	8	0	5	31	41	21	5																
2016			8		0	5	31	41	21	5															
2017			8			0	5	31	41	21	5														
2018			8				0	5	31	41	21	5													
2019			9					0	6	35	46	23	6												
2020	“十四五”	200	9					0	6	35	46	23	6												
2021			50						0	32	194	258	129	32											
2022			130							0	84	503	671	335	84										
2023			8								0	5	31	41	21	5									
2024			6									0	4	23	31	15	4								
2025	“十五五”	60	6											0	4	23	31	15	4						
2026			14											0	9	54	72	36	9						
2027			13												0	8	50	67	34	8					
2028			12													0	8	46	62	31	8				
2029			11														0	7	43	57	28	7			
2030	“十六五”	40	10																0	6	39	52	26	6	
2031			10																	0	6	39	52	26	
2032			9																		0	6	35	46	
2033			8																			0	5	31	
2034			7																				0	5	
2035			6																				0		
当年新增项目设备投资额			300							0	32	277	766	835	436	168	114	150	161	154	141	132	124	114	
阶段				中长期规划发布之前							“十四五”					“十五五”					“十六五”				
该阶段新增项目设备投资额											1910					1028					666				
该阶段新增项目设备年平均投资额											382					206					133				
2021-2035年合计新增设备投资额											3604														

资料来源：光大证券研究所测算；注：测算中，新增项目口径为：2021-2035 年新开工的项目

3、抽水蓄能建设产业链梳理

3.1、成本拆分与订单额增量测算

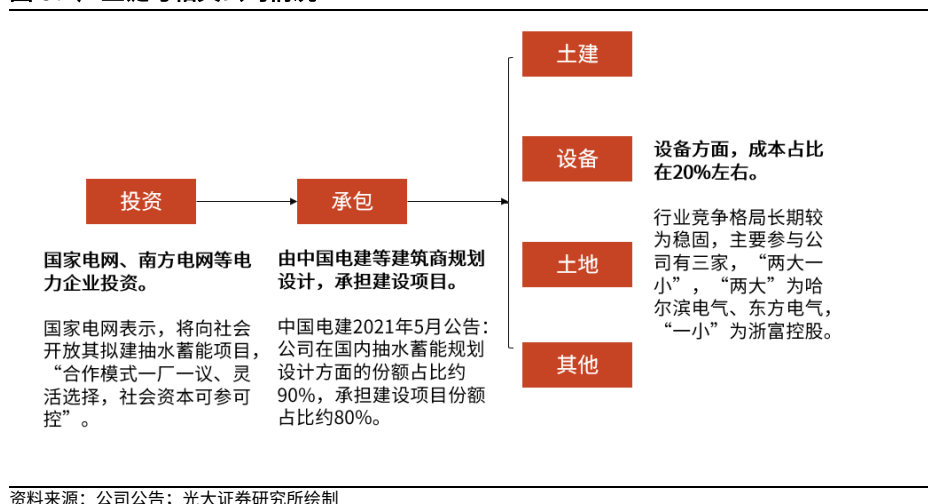
在抽水蓄能电站的建设中，涉及的主要公司为投资商、承包商、设备商。

投资商主要为国家电网、南方电网等电力企业。国家电网表示，将向社会开放其拟建抽水蓄能项目，“合作模式一厂一议、灵活选择，社会资本可参可控”。

抽水蓄能项目主要采用 EPC 模式，由中国电建等建筑商规划设计，承担建设项目。

在具体建设过程中，涉及上市公司的主要为设备环节：主要企业有哈尔滨电气、东方电气、浙富控股等。

图 8：产业链与相关公司情况



在承包环节：中国电建份额占比最高。根据中国电建 2021 年 5 月公告，目前公司在国内抽水蓄能规划设计方面的份额占比约 90%，承担建设项目份额占比约 80%。

在机电设备环节：行业竞争格局长期较为稳固，主要参与公司有三家，“两大一小”，“两大”为哈尔滨电气、东方电气，“一小”为浙富控股。根据哈尔滨电气 2020 年报，其水电主机设备约占国内的 50%；2020 年，东方电气水轮发电机组销售额约为哈尔滨电气的 80%，浙富控股水电设备销售额约为哈尔滨电气的 10%。即 2020 年哈尔滨电气、东方电气、浙富控股市占率分别约为 50%、40%、5%。

根据上述情况，做出如下假设：

- a、机电设备成本占比 20%；
- b、根据 2020 年水电机组销售额、结合历史情况，假设机电设备中哈尔滨电气市占率 40%、东方电气市占率 40%、浙富控股市占率 5%；
- c、根据中国电建历史份额，保守假设中国电建承担 60%项目的建设。

测算得：

2021-2025 年，中国电建增量订单额占 2020 年营收的比重分别为 8%/29%/30%/31%/32%；哈尔滨电气增量订单额占 2020 年营收的比重分别为

0%/5%/47%/129%/140%；东方电气增量订单额占 2020 年营收的比重分别为 0%/3%/30%/82%/90%；浙富控股增量订单额占 2020 年营收的比重分别为 0%/2%/17%/46%/50%。

2021-2025 年年平均增量订单额占 2020 年营收的比重：中国电建为 26%；哈尔滨电气为 64%；东方电气为 41%；浙富控股为 23%。

表 8：订单额增量测算

	重要假设及相关信息	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	平均值
当年投资额（亿元）		538	1935	2021	2086	2150	1746
中国电建订单额增量（亿元）	假设中国电建承担 60%项目的建设	323	1161	1213	1251	1290	1047
增量订单额占 2020 年营收的比重	2020 年中国电建营收为 4012 亿元	8%	29%	30%	31%	32%	26%
设备投资额（亿元）	假设设备投资额占总投资额的 20%	0	32	277	766	835	382
哈尔滨电气订单额增量（亿元）	假设哈尔滨电气设备市占率 40%	0	13	111	307	334	153
增量订单额占 2020 年营收的比重	2020 年哈尔滨电气营收为 238 亿元	0%	5%	47%	129%	140%	64%
东方电气订单额增量（亿元）	假设东方电气设备市占率 40%	0	13	111	307	334	153
增量订单额占 2020 年营收的比重	2020 年东方电气营收为 373 亿元	0%	3%	30%	82%	90%	41%
浙富控股订单额增量（亿元）	假设浙富控股设备市占率为 5%	0	2	14	38	42	19
增量订单额占 2020 年营收的比重	2020 年浙富控股营收为 83 亿元	0%	2%	17%	46%	50%	23%

资料来源：公司公告，光大证券研究所测算

3.2、设备商：东方电气

公司是中国东方电气集团有限公司控股特大型企业，具备大型水电、火电、核电、风电、燃机及太阳能发电设备的开发、设计、制造、销售、设备供应及电站工程总承包能力。2020 年实现营收 373 亿元，归母净利润 19 亿元。

2018 年，公司攻克世界最大单机容量 1000MW 混流式水电机组关键技术，抽水蓄能技术开发实现自主独立。2019 年，全面落实“大水电 3.0 版”、“抽水蓄能 2.0 版”技术提升计划，白鹤滩首台机组关键部套全面研制成功，首台超高水头、大直径长龙山抽蓄球阀研制成功，创造了抽蓄机组主进水球阀试验“四零泄漏”的行业最好记录。

公司拥有完整的发电装备制造体系，可批量研制 100 万千瓦等级水轮发电机组等。清洁高效火电方面，630°C 百万千瓦超超临界二次再热机组材料及焊接关键技术取得重大突破。660 兆瓦超临界循环流化床机组研制工作顺利。

风险提示：抽水蓄能建设不及预期，行业竞争加剧。

3.3、建筑商：中国电建

公司是全球能源电力、水资源与环境、基础设施及房地产领域提供全产业链集成、整体解决方案服务的综合性特大型建筑集团。公司长期深耕“水”、“电”核心业务领域，奠定了国内乃至世界水电行业的领军企业地位。2020 年实现营业收入 4012 亿元，其中电力投资与运营占主营业务收入的 4.72%，归母净利润 80 亿元。

2020 年，公司中标、新签了内蒙芝瑞抽水蓄能电站（22 亿元）等水电项目。全年新签能源电力业务合同金额 1866 亿元。在电力投资运营领域，公司进一步调整运营电力结构，加强电力投资项目全生命周期的管理，稳步推进以风电、太阳能光伏发电、水电等清洁能源为核心的电力投资业务。

风险提示：新能源工程承包不及预期；新签订单增速缓慢。

3.4、设备商：哈尔滨电气

公司是由哈尔滨电站设备集团公司及其所属原哈尔滨电机厂、哈尔滨锅炉厂、哈尔滨汽轮机厂(三大动力)重组而成。公司亦是中国国内规模最大的发电设备制造之一，发电设备年生产能力 3000 万千瓦，2020 年实现营收 238 亿元。

2018 年，公司《400MW 级大型抽水蓄能机组水泵水轮机关键技术研究与应用》获得中国能源研究会能源创新奖一等奖。同年，签订了国网山东文登 6×300MW 抽水蓄能机组、华电福新周宁 4×300MW 抽水蓄能组、国网江苏句容 6×225MW 抽水蓄能机组等多项供货合同。

风险提示：火电灵活性改造与抽水蓄能建设不及预期；行业竞争加剧；。

3.5、设备商：浙富控股

公司主要从事危险废物无害化处理及再生资源回收利用业务、清洁能源装备的水电业务和核电业务，2005 年末起公司开始进行大中型水轮发电机组制造。2020 年实现营业收入 83 亿元，归母净利润 14 亿元。

水电业务方面，公司全资子公司浙富水电主要从事大中型成套水轮发电机组的研发、设计、制造与服务，产品涵盖贯流式水轮发电机组、轴流式水轮发电机组和混流式水轮发电机组三大机型，以及水电工程机电总承包、抽水蓄能发电机组以及电站机电设备总承包项目等。2020 年，公司新签水电业务订单共计 11.68 亿元。

风险提示：市场竞争加剧致使盈利能力承压；在建项目投产进度低于预期；大宗商品价格下跌幅度超出预期；其他业务发展不及预期。

4、投资建议

提高可再生能源并网规模的重要性和紧迫性日益凸显，储能规模的提升是重中之重；作为当前时点最成熟、经济性最优的储能方式，抽水蓄能电站的建设在“十四五”期间将迎来新的发展窗口期。建议关注抽水蓄能机组生产供应商东方电气(A+H)、哈尔滨电气(H)、浙富控股，抽水蓄能规划设计建设龙头中国电建。

5、风险分析

(1) 新增投资规模低于预期风险：

按照我们测算，“十四五”至“十六五”期间新开工 300GW，总投资规模将达到 1.8 万亿元。作为先期投入较大的技术路线，若新增投资规模低于预期，抽水蓄能行业的发展将受到较大影响。

(2) 其他储能路线降本显著风险：

若其他储能技术路线的降本显著，抽水蓄能的比较优势将被缩小。

(3) 其他业务发展不及预期风险：

本报告只考虑抽水蓄能新增投资对相关公司订单的增量影响，没有考虑公司其他业务收入的变化，如火电发电设备业务收入下滑等因素。

"

原点资产

找报告，上“数据理河”

行业及公司评级体系

评级		说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不会与，不与，也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

光大新鸿基有限公司和 Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

光大新鸿基有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE

找报告，上“数据理河”

敬请参阅最后一页特别声明

微信小程序、知识星球、www.bj-xinghe.com、微信群（18610100296）同步分享更新