



市场指数走势（最近 1 年）



行业评级：强于大市

重点公司评级：无

风险因素

需求增速不达预期、政策变动风险、产业链竞争格局恶化

研究员：刘杰

执业编号：S0990521100001

电话：0755-83007043

E-mail: liujie@ydzq.sgcc.com.cn

相关报告

- 电力能源深度研究报告-常规水电稀缺资源价值凸显，水光互补成为新的增长驱动力
- 电力设备行业研究报告：需求与成本共振，风电产业链有望反转
- 储能行业深度报告系列之一：六类储能的发展情况及其经济性评估
- 电力能源行业报告：海上风电发展趋势及产业链关键环节

核心观点

- ❖ 在电力系统调节中，抽水蓄能具有更加广泛的应用场景，其次是单循环燃气轮机。我国油气资源禀赋相对贫乏，燃气调峰电站发展不足，且燃气机组热电联产联合循环居多，调节性能不高，目前调节性电源以煤电为主。
- ❖ 随着新能源发电占比的提高，电力系统的电力电量平衡模式也在重构。新型电力系统中，储能将成为至关重要的一环，是新能源消纳以及电网安全保障必要保障，在发电侧、电网侧、用电侧都会得到广泛的应用。
- ❖ 抽水蓄能具有技术优、成本低、寿命长、容量大、效率高等优点。保守测算，在初始投资成本6元/W，年均循环次数400次，储能循环效率75%，储能系统寿命为30年的假设下，抽水蓄能储能度电成本约为0.31元/kWh，低于其他储能类型。劣势在于受限于地理位置和建设周期长。
- ❖ 两部制电价、中长期规划、投资主体放开等体制机制改革推进抽水蓄能发展。从“十四五”开始，我国抽水蓄能将进入快速发展新阶段，预计“十四五”“十五五”期间新增装机在3051、5800万千瓦，在新增水电结构中的占比将超过常规水电。
- ❖ 抽水蓄能电站涉及上游设备、中游工程建设以及下游电站运营，在建设投资成本中，机电设备和建筑工程合计超过50%。在设备环节，测算“十四五”“十五五”电力设备市场规模接近500亿元、900亿元，电机设备商主要为哈尔滨电气、东方电气、浙富控股、湘能股份等；在建筑工程环节，测算“十四五”“十五五”抽水蓄能工程建设市场规模接近450亿元、870亿元，工程建设公司主要有中国电建、中国能建和粤水电等，此外，中国安能、中国铁建等企业也参与部分地下工程建设；在电站运营环节，主要为国家电网、南方电网等电力企业，运营主体分别为国网新源、南网双调，此外，江苏国信、内蒙古电力、三峡集团、豫能控股、浙江新能、湖北能源、桂东电力、皖能电力、新天绿能等能源企业也在积极布局抽水蓄能电站运营。

目 录

一、	抽水蓄原理及发展.....	3
二、	抽水蓄能长期担任电力系统调节的主体	4
三、	中长期规划、两部制电价、投资主体放开等推进抽水蓄能发展	6
四、	抽水蓄能电站步入快速发展新阶段.....	8
五、	从产业链看抽水蓄能电站	10

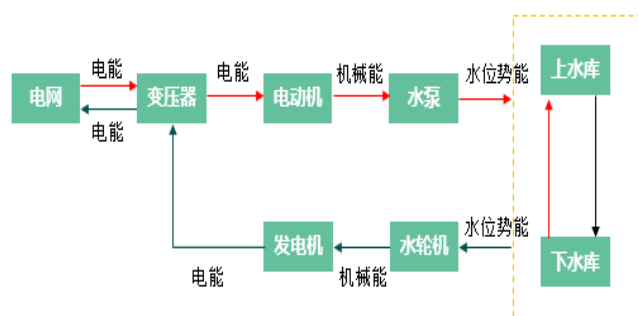
图表目录

图 1:	抽水蓄能工作原理.....	3
图 2:	抽水蓄能调节用电图.....	3
图 3:	2021 年全球电力系统灵活性资源构成	3
图 4:	储能在电力系统中的应用场景.....	5
图 5:	适合典型应用场景的储能技术类型	5
图 6:	我国储能结构	6
图 7:	抽水蓄能电价对比.....	6
图 8:	我国抽水蓄能增长情况（万千瓦）	7
图 9:	抽水蓄能两部制电价	7
图 10:	我国历年抽水蓄能新增装机情况（MW）	9
图 11:	抽水蓄能新增装机情况-万千瓦.....	10
图 12:	抽水蓄能在新增水电结构中的占比	10
图 13:	抽水蓄能产业链.....	10
表 1:	电网中各种电站的运行特性比较.....	4
表 2:	各类储能成本对比.....	5
表 3:	南方区域电力辅助服务管理实施细则中抽蓄补偿机制	7
表 4:	2021 年底在运、在建抽水蓄能项目清单	9
表 5:	抽水蓄能电站造价各部分投资占比	11
表 6:	水电工程主要设备及装置性材料造价指标	11

一、抽水蓄能原理及发展

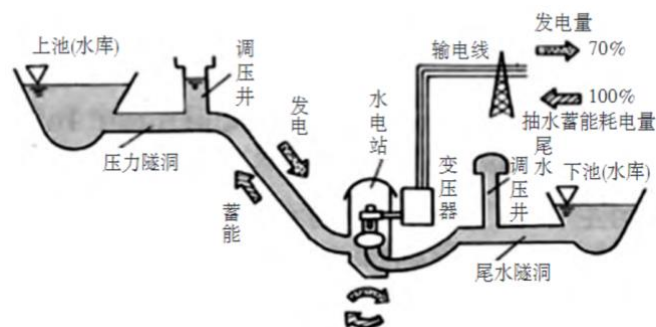
抽水蓄能是目前应用最为广泛的大规模、大容量的储能技术，主要解决发电、输电、用电不匹配问题，将过剩的电能以水的位能的形式储存起来，在用电的尖峰时间再用来发电，是一种特殊的水力发电技术。抽水蓄能主要由下水库、电动抽水泵/水轮发电机组和上水库三个主要部分组成。最老式的抽水蓄能电站机组为四机式（抽水机-水轮机-发电机-电动机），后来发展为三机式机组（抽水机-水轮机-发电电动机）和二机式可逆机组（水泵水轮机-发电电动机）。在用电低峰期时，可逆式水泵水轮机作为水泵，利用低价值电能将水从下水库抽至上水库，作为水的势能储存；用电高峰期时则将可逆式水泵水轮机作为水轮机，在上水库开闸放水，将水的势能转换为高价值电能。

图 1：抽水蓄能工作原理



数据来源：英大证券研究所

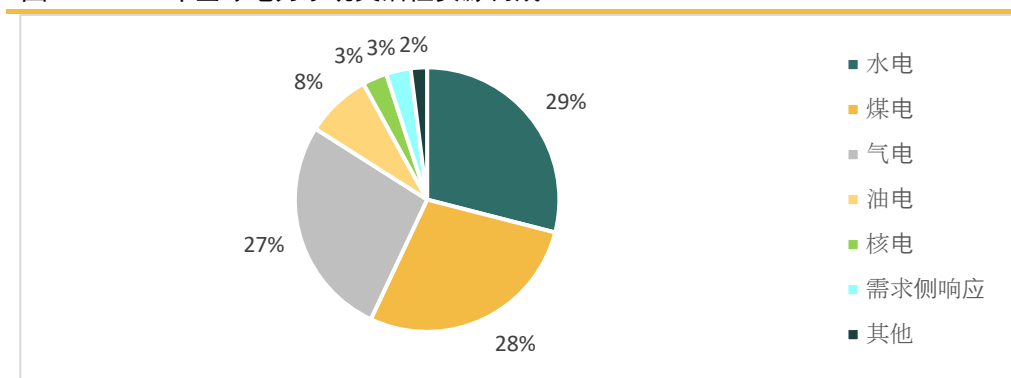
图 2：抽水蓄能调节用电图



数据来源：公开资料，英大证券研究所

20世纪50年代以来，全球电力系统迅速扩大和发展，电力负荷波动幅度不断增加，推动承担调峰和调频功能的抽水蓄能电站的发展，从70年代开始，随着核电进入快速发展期，为确保核电安全平稳出力，抽水蓄能电站迅速发展。进入90年代，一方面适合建设抽水蓄能电站地理条件的减少，一方面更具技术和经济优势的燃气轮机成为调节高峰负荷的有效手段，抽水蓄能电站发展放缓。近几年，新能源的大规模并网推动抽水蓄能电站步入新的发展期。目前水电、气电、煤电是电力系统灵活性调节资源主力，根据国际能源署报告，2021年，全球电力系统灵活性资源中，水电、煤电、气电占比分别为29%、28%、27%。

图 3：2021 年全球电力系统灵活性资源构成



数据来源：IEA，英大证券研究所

在电力系统调节中，抽水蓄能具有更加广泛的应用场景，其次是单循环燃气轮机。目前欧美国国家建设了大量以抽水蓄能和燃气电站为主体的灵活、高效、清洁的调节电源，其中美国、德国、法国、日本、意大利等国家抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例超过10%。我国油气资源禀赋相对贫乏，燃气调峰电站发展不足，且燃气机组热电联产联合循环居多，调节性能不高，目前调节性电源以煤电为主。

表 1：电网中各种电站的运行特性比较

项目		抽水蓄能电站	单循环燃气轮机	联合循环燃气轮机	常规水电	燃煤火电	
所承担负荷位置		峰荷	峰荷	峰荷、基荷	峰荷、基荷	降负荷	启停
最大调峰能力/%		200	100	85	100	50	100
开 启 特点	每日启动	✓	✓	✓	✓	×	✓
	静止-满载	95s	3min	69min	2min		
填谷		✓	×	×	×	×	×
调频		✓	✓	✓	✓	✓	×
调相		✓	✓	✓	✓	×	✓
旋转备用		✓	✓	✓	✓	✓	×
快速增荷		✓	✓	✓	✓	×	×
黑启动		✓	✓	×	×	×	×

数据来源：储能技术及应用，中国化工学会储能工程专业委员会 英大证券研究所整理

二、抽水蓄能长期担任电力系统调节的主体

1. 新能源规模化发展下，储能在发电侧、电网侧、用电侧具有广泛应用。

在全球碳中和目标下，清洁能源将逐步替代化石能源，风电、光伏发电将成为清洁能源的绝对主力，装机量持续高增。但是，新能源发电具有不稳定性、随机性、间歇性的问题，对电网频率控制提出了更高的要求，随着新能源发电占比的提高，整个电力系统的电力电量平衡模式也需要重构。根据国际能源署报告，当电力系统新能源渗透率超过15%时，需要系统构建电力系统灵活性运行。新型电力系统中，储能将成为至关重要的一环，是新能源消纳以及电网安全保障必要保障，在发电侧、电网侧、用电侧都会得到广泛的应用。

从储能在电网中的应用分布来看：1）发电侧功能主要包括：快速调频、抑制低频振荡、自动发电控制（AGC）、平滑新能源出力波动、新能源出力计划跟踪、新能源出力爬坡控制、微网黑启动、提供冷、热备用等；2）输配电网侧功能主要包括：优化新能源并网、延缓输配电线路阻塞、延缓设备升级、优化潮流分布等；3）负荷侧功能主要包括：改善电能质量、提供分布式能源供应、参与市场调节、电动汽车接入等。

2. 多种储能形式相互补充，均是新型电力系统重要灵活性资源。

各类储能均具有独特属性，氢储能更适宜季节性调峰；抽水蓄能、压缩空气储能、燃料电池、电化学储能等更适合小时级调峰；超级电容等则更适合秒级调频需求。各类储能技术中，除抽水蓄能外，储热技术已处于规模化应用阶段，目前我国火电灵活性改造大部分采取储热技

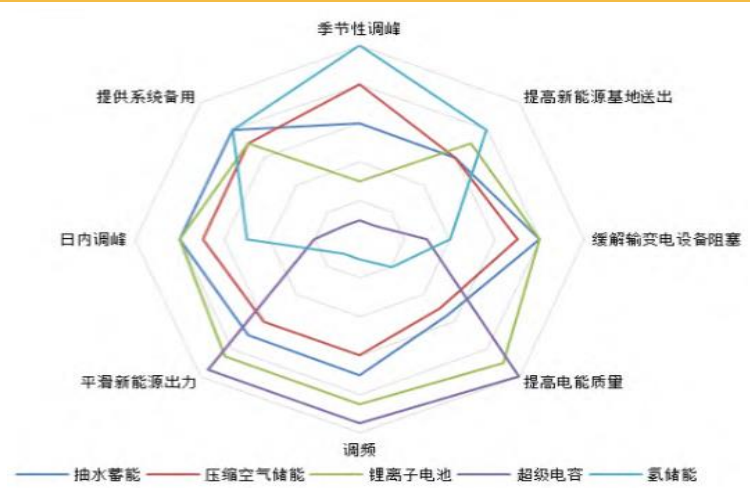
术，其次是锂离子电池，处于规模化应用前期，其余的大部分均处于示范阶段和商业化初期。目前储能在电网中的应用主要集中在工频有功调节，尤其是快速调频、削峰填谷以及新能源并网运行等方面。

图 4：储能在电力系统中的应用场景

	超短时间尺度 (秒级~分钟级)	短时间尺度 (小时~天)	长时间尺度 (数日及以上)
电源侧	平滑出力、跟踪计划	提高新能源基地送出	
	调频	调峰	
电网侧	提高系统稳定	提供无功支撑	缓解输变电设备阻塞
		系统备用	
用户侧	提高电能质量	需求侧响应	备用电源

数据来源：高电压技术，2021, 47(08)，英大证券研究所

图 5：适合典型应用场景的储能技术类型



数据来源：高电压技术，2021, 47(08)，英大证券研究所

3.抽水蓄能具有技术优、成本低、寿命长、容量大、效率高等突出优点。

抽水蓄能单机容量一般在30万千瓦左右，电站一般容量上百万千瓦。由于抽水蓄能电站运行模式是将能量在电能和水的势能之间转换，其储能容量主要取决于上下水库的高度差和水库容量，由于水的蒸发渗漏现象导致的损失几乎可以忽略不计，抽水蓄能的储能周期得以无限延长，可适应各种储能周期需求，系统循环效率可达70%-80%。与此同时，建设完成后的抽水蓄能电站坝体可使用100年左右，电机设备等预计使用年限在20年左右并可进行更换。保守测算，在初始投资成本6元/W，年均循环次数400次，储能循环效率75%，储能系统寿命为30年的假设下，抽水蓄能储能度电成本约为0.31元/kWh，低于其他储能类型。

表 2：各类储能成本对比

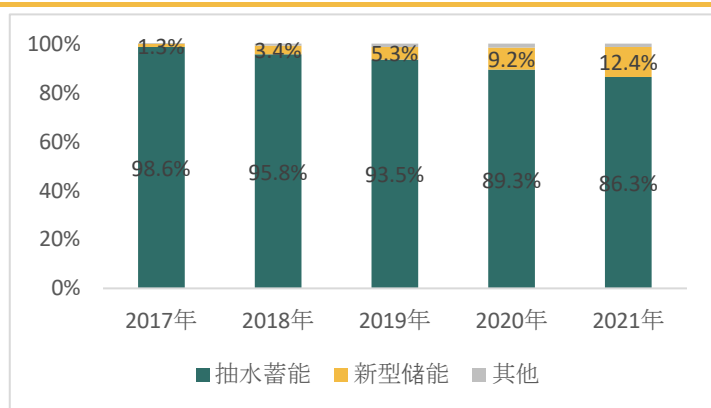
		抽水蓄能	锂离子电池 储能	铅酸电池储 能	钒液流电池 储能	压缩空气储 能	氢储能
		1000MW/10 小时	100MW/10 小时	100MW/10 小时	100MW/10 小时	1000MW/10 小时	100MW/10 小时
20 20 年	单位功率投资成本 (\$/kW)	2202	3565	3558	3994	1089	3117
	单位电量投资成本 (\$/kWh)	220	356	356	399	109	312
	年均固定运维成本 (\$/Kw/year)	30	8.82	12.04	11.3	8.74	28.5
	净资本性支出(\$/kW)	2910	10570	11720	16170	3110	8890
20	单位功率投资成本	2202	2471	3050	3187	1089	1612

30年	(\$/kW)						
	单位电量投资成本 (\$/kWh)	20	247	305	319	109	161
	年均固定运维成本 (\$/Kw/year)	30	7.23	9.87	9.26	8.74	28.5
	净资本性支出(\$/kW)	2910	8130	9050	9450	3110	4600

数据来源: Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs, IHA, 英大证券研究所整理

抽水蓄能受限于地理位置、建设周期以及收益水平较低等因素影响,随着新型储能技术快速发展以及成本快速下降,抽水蓄能在储能中的占比逐年下降,由2017年的98.6%下降为2021年的86.3%,下降了12.3个百分点。但由于抽水蓄能电站优势突出、更适宜规模化建设,特别是随着电价机制的逐步落实,抽水蓄能电站在“十四五”“十五五”将迎来快速发展,预计在储能结构中仍将长期处于主力地位。

图 6: 我国储能结构



数据来源: 中关村储能联盟, 英大证券研究所

图 7: 抽水蓄能电价对比



数据来源: 英大证券研究所测算

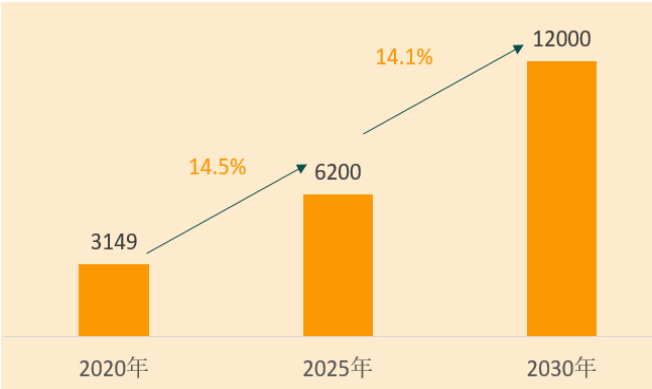
三、中长期规划、两部制电价、投资主体放开等推进抽水蓄能发展

在规划发展方面,2021年9月,国家能源局下发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》明确,到2025年,抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番,达到6200万千瓦以上;到2030年,抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番,达到1.2亿千瓦。2022年3月国家发改委、能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》明确,要加快推进抽水蓄能电站建设,推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设,完善抽水蓄能价格形成机制。推进抽水蓄能电站投资主体多元化,要吸引更多的社会资本参与到抽水蓄能电站建设。

在电价机制方面,2021年5月国家发展改革委下发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》,进一步明确抽水蓄能两部制电价,电量电价方面主要覆盖运行成本,容量电价主要覆盖投资成本,并确保一定的收益率。一是在电量电价方面,对于存在现货市场的地方,抽水蓄能电站抽水价格、上网电价按照现货市场价格及规则结算,不执行输配电价、不承担政府性基金及附加,对于不存在现货市场的地方,抽水蓄能抽水电价按煤炭发电基准价的75%执行,抽

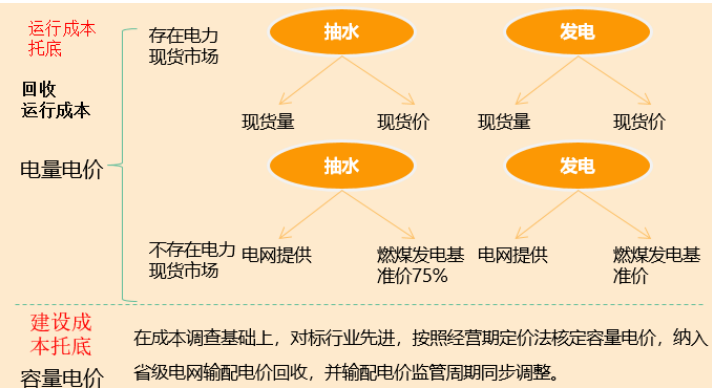
水电量由电网提供，鼓励委托电网企业通过竞争性招标方式采购，上网电价按煤炭发电基准价执行，上网电量由电网企业收购；二是在容量电价方面，容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益，容量电价纳入输配电价回收。

图 8：我国抽水蓄能增长情况（万千瓦）



数据来源：发改委，英大证券研究所

图 9：抽水蓄能两部制电价



数据来源：发改委，英大证券研究所

在辅助服务方面，辅助服务市场机制及价格补偿机制不断健全。2021年国家能源局发布新的《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》，扩大电力辅助服务新主体，丰富电力辅助服务新品种，完善用户分担共享新机制，深化电力辅助服务市场机制建设。根据《南方区域电力辅助服务管理实施细则中抽蓄补偿机制》，电力调度机构应根据系统需要优先调用抽水蓄能机组提供辅助服务，能力用尽方可调用其他辅助服务资源，抽水蓄能机组当年抽发累计利用小时数超过2700×H1小时且抽水累计利用小时数超过1550×H2小时后，超出部分可纳入辅助服务补偿。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。

表 3：南方区域电力辅助服务管理实施细则中抽蓄补偿机制

辅助服务种类	细分服务	抽水蓄能参与	补偿方式
有功平衡	一次调频	可参与	对机组一次调频动作合格且实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70%的部分进行补偿，并分为小频差扰动和大频差扰动区别对待，补偿标准分别为 7.5 万元/兆瓦时和 150 万元/兆瓦时
	二次调频	可参与	对发电侧并网主体提供的 AGC 服务实施调节容量、调节电量两种补偿，各区域不同，其中调节容量补偿标准在 5-12 元/兆瓦时，调节电量补偿标准 20-80 元/兆瓦时
	深度调峰	可参与	抽水蓄能机组深度调峰服务供应量为抽水工况下按照抽水容量在抽水工况持续时段内的积分电量。抽水蓄能机组抽发和抽水累计利用小时均达到规定值时，

			对超过部分抽水电量进行补偿。补偿标准为 $1\% \times R5$ ，其中 R5 各区域不同，在 49.5-99 元/兆瓦时
	启停调峰	不参与	\
	旋转备用	不参与	\
	冷备用	不参与	\
	转动惯量	可参与	对水电机组在并网后负荷率低于 5% 以及在 5%-15% 期间并且超过 33s 的进行惯量补偿。
无 功 平 衡	自动电压控制	可参与	对投入 AVC 闭环运行的发电侧并网主体和独立储能电站进行容量补偿和效果补偿，其中：容量补偿标准为 0.5 万元/每月/每台
	调相运行	可参与	对调相机不发出有功功率，只向电网输送感性无功功率服务供应量按照 20 元/兆乏小时的标准补偿
	无功调节	可参与	对发电侧并网主体迟相运行注入无功服务供应量按照 5 元/兆乏小时的标准补偿；对发电侧并网主体进行运行吸收无功服务供应量按照 25 元/兆乏小时的标准补偿
事 故 应 与 恢 复 服 务	稳定切机服务	不参与	\
	稳定切负荷服务	不参与	\
	黑启动	可参与	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，黑启动能力费按照 3 万元/月/台的标准补偿，黑启动使用费按 300-480 万元/台次的标准补偿
	FCB 功能	可参与	FCB 功能服务费用分为能力费和使用费，对符合要求的 FCB 机组，从试验合格次月开始，FCB 能力费按照 1.5 万元/月/台的标准补偿，FCB 使用费按 300-480 万元/台次的标准补偿。

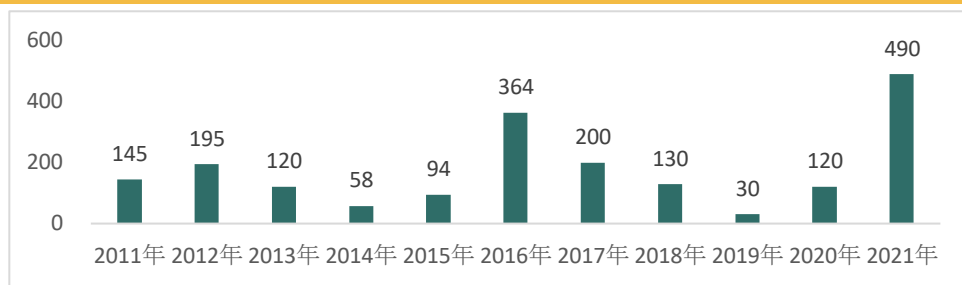
数据来源：国家能源局南方监管局，英大证券研究所整理

四、抽水蓄能电站步入快速发展新阶段

截止2021年底，我国抽水蓄能电站在运项目40座，装机容量3639万千瓦，在建项目48座，装机容量6153万千瓦。2021年，安徽绩溪、河北丰宁、吉林敦化、浙江长龙山、黑龙江荒沟、山东沂蒙、广东梅州和阳江、福建周宁等抽水蓄能电站项目部分机组投产发电，新增投产装机规模490万千瓦；新核准黑龙江尚志、浙江泰顺和天台、江西奉新、河南鲁山、湖北平坦原、重庆栗子湾、广西南宁、宁夏牛首山、广州梅州二期、辽宁庄河等抽水蓄能项目，核准装机规模1370万千瓦；超过2亿千瓦的抽水蓄能电站正在开展前期勘测设计工作。目前已建、在建抽水蓄能项目主要分布在华东、华中、华北、南方、东北电网。

根据《抽水蓄能产业发展报告》预测，2022年，预计安徽宁国、江苏连云港、浙江建德、广东三江口、贵州黔南、河北徐水、河南龙潭沟、湖北宝华寺、湖南安化、江西洪屏二期、辽宁大雅河、内蒙古乌海、青海哇让、陕西富平等项目将核准建设，核准规模将超过5000万千瓦。2022年，预计吉林敦化，黑龙江荒沟，浙江长龙山，山东沂蒙、文登，河北丰宁，广东梅州、阳江，福建周宁、永泰，安徽金寨，河南天池，重庆蟠龙等在建抽水蓄能电站部分机组将投产发电，投产规模约为900万千瓦。而至2022年年底，抽水蓄能电站总装机容量达到4500万千瓦。

图 10：我国历年抽水蓄能新增装机情况（MW）



数据来源：中电联，英大证券研究所

表 4：2021 年底在运、在建抽水蓄能项目清单

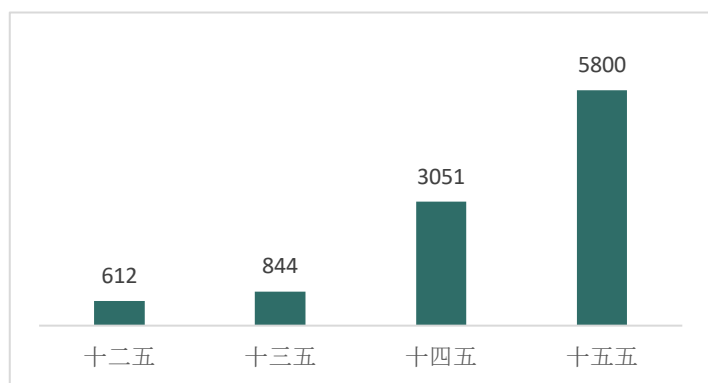
项目地点	在运项目	在建项目	装机万千瓦
北京	十三陵		80
河北	张河湾、潘家口、丰宁	尚义、易县、丰宁、抚宁	867
山西	西龙池	浑源、垣曲	390
内蒙古	呼和浩特	芝瑞	240
辽宁	蒲石河	清原、庄河	400
吉林	白山、敦化	敦化、蛟河	290
黑龙江	荒沟	荒沟、尚志	240
江苏	溧阳、宜兴、沙河	句容	395
浙江	天荒坪、仙居、桐柏、溪口、长龙山	龙山、宁海、磐安、缙云、衢江、泰顺、天台	1518
安徽	响水涧、琅琊山、绩溪、响洪甸	金寨、桐城	596
福建	仙游、周宁	周宁、永泰、厦门、云霄	680
江西	洪屏	奉新	240
山东	泰安、沂蒙	沂蒙、潍坊、泰安二期、文登	700
河南	宝泉、回龙	洛宁、鲁山、天池、五岳	612
湖北	白莲河、天堂	平坦原	267
湖南	黑麋峰	平江	260
广东	惠州、广州、清远、深圳、梅州、阳江	阳江一期、梅州一期、梅州二期	1088
广西	-	南宁	120
海南	琼中	-	60
重庆	-	蟠龙、栗子湾	260
陕西	-	镇安	140
宁夏	-	牛首山	100
新疆	-	阜康、哈密	240
西藏	羊卓雍湖	-	9

注：我国大陆地区已建、在建项目合计共 80 座，其中荒沟等 8 座项目有部分机组投产。此外，台湾省目前有 2 座项目在运，装机容量 260 万 kW

数据来源：2021 年中国抽水蓄能发展现状与展望，水力发电，2022 年第 5 期 英大证券研究所

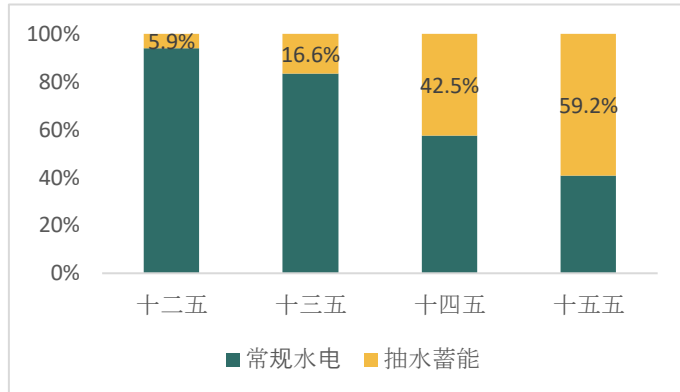
从“十四五”开始，未来15~20年间，我国抽水蓄能将正式进入高质量发展的新阶段。根据《抽水蓄能产业发展报告2021》，截止2021年底，我国已纳入规划的抽水蓄能站点资源总量约为8.14亿千瓦，中长期规划重点实施项目4.1亿千瓦，备选项目3.1亿千瓦。根据《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》和《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》，随着丰宁、长龙山等在建抽水蓄能电站的陆续投产、运行，预计到2025年，我国抽水蓄能电站装机容量达到6200万kW，到2030年，随着垣曲、清原等在建项目，以及“十四五”期间开工项目的陆续投产，我国抽水蓄能装机容量将达到1.2亿kW。按照大力发展抽水蓄能电站的发展思路，按照“应规尽规，能开尽开”的原则，预计2035年前后，我国抽水蓄能装机容量有望达到3.0亿kW左右。

图 11：抽水蓄能新增装机情况-万千瓦



数据来源：发改委，英大证券研究所

图 12：抽水蓄能在新增水电结构中的占比



数据来源：发改委，英大证券研究所

五、从产业链看抽水蓄能电站

抽水蓄能电站涉及上游设备、中游工程建设以及下游电站运营，根据《抽水蓄能产业发展报告2021》，在抽水蓄能电站的投资成本中，主要是机电设备和建筑工程，其中：机电设备及安装工程占26%，建筑工程占25%。

图 13：抽水蓄能产业链



数据来源：参照抽水蓄能产业发展报告 2021，英大证券研究所整理

表 5：抽水蓄能电站造价各部分投资占比

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

数据来源：抽水蓄能产业发展报告 2021 英大证券研究所

1.设备环节。按十四五、十五五新增抽水蓄能电站3051、5800万千瓦，单位造价6000元/千瓦，机电设备占投资成本占比26%计算，则十四五、十五五电力设备市场规模接近500亿元、900亿元。抽水蓄能产业链上游主要为设备制造商，包括水轮机、水泵和发电机等设备制造企业。水电设备行业集中度高，进入壁垒高，市场结构变化较小，国内主要大中型水轮发电机组制造厂商包括哈尔滨电气、东方电气、浙富控股、天津阿尔斯通、上海福伊特西门子、东芝水电等，其中哈电、东电分别具备年产约20台、15-20台大型抽水蓄能机组的制造、交付和安装服务能力。此外湘能股份在中小型抽水蓄能市场，产品集中在50MW以下，已与国内水轮机厂家、电网公司合作着手布局中小型抽水储能市场，在抽水储能电机方面已获得市场订单。

表 6：水电工程主要设备及装置性材料造价指标

设备名称	单位	2019 年造价水平
水轮机	万元/t	-
发电机	万元/t	-
水泵水轮机	万元/t	8.8
发电电动机	万元/t	7.9
球阀	万元/t	9.2
桥式起重机	万元/t	2.9
主变压器（500k v）	元/kVA	47
平板（滑动）阀门	万元/t	1.2
弧形（滑动）阀门	万元/t	1.3
拦污栅体	万元/t	1
压力钢板（345MPa）	元/t	-
压力钢板（600MPa）	元/t	8505
压力钢板（800MPa）	元/t	9982

数据来源：中国电力技术经济发展研究报告 2019 年 英大证券研究所整理

2.电站建设环节。按十四五、十五五新增抽水蓄能电站3051、5800万千瓦，单位造价6000

元/千瓦，机电设备占投资成本占比25%计算，则十四五、十五五抽水蓄能工程建设市场规模接近450亿元、870亿元。抽水蓄能产业链中游为承担电站主体建设的公司，主要有中国电建、中国能建和粤水电等。抽水蓄能项目主要采用EPC模式，由中国电建等规划设计并承担项目建设，根据《发展抽水蓄能推动绿色发展》，“十四五”重点实施项目中，中国电力建设集团有限公司承担了85%以上的项目勘测设计工作。水利水电建设具备一定复杂性，资质和项目业绩壁垒突出，市场主要由头部企业占据。截至2020年末，我国已建3249万千瓦抽水蓄能装机容量中，中国电建承建占比33.3%，在建5393万千瓦抽水蓄能装机容量中，中国电建承建占比44.2%，处于市场龙头地位。此外，中国安能、中国铁建等企业也参与抽水蓄能电站部分地下工程建设。

3.电站运营环节。主要为国家电网、南方电网等电力企业，其中：国家电网运营主体为国网新源控股有限公司（简称国网新源）、南方电网运营主体为南方电网调峰调频发电有限公司（简称南网双调）。截止到2021年底，国网新源公司在运和在建抽水蓄能规模分别为2351、4578万千瓦，占比分别约为64.6%和 74.4%，南网双调在运858万千瓦，占比24%，在抽水蓄能开发建设及运营市场中占据决定领导地位。2022年6月文山电力发布关于重大资产重组事项的进展公告，文山电力拟筹划以资产置换及发行股份的方式购买中国南方电网有限责任公司所持有的南方电网调峰调频发电有限公司100%股权，将成为南网旗下抽水蓄能上市平台。其次江苏国信、内蒙古电力、三峡集团、豫能控股、浙江新能、湖北能源、桂东电力、皖能电力、新天绿能等能源企业也在积极布局抽水蓄能电站运营。

风险提示及免责条款

股市有风险，投资需谨慎。本报告不构成个人投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见、观点或结论是否符合其特定状况。据此投资，责任自负。

本报告中所依据的信息、资料及数据均来源于公开可获得渠道，英大证券研究所力求其准确可靠，但对其准确性及完整性不做任何保证。客户应保持谨慎的态度在核实后使用，并独立作出投资决策。

本报告为英大证券有限责任公司所有。未经本公司授权或同意，任何机构、个人不得以任何形式将本报告全部或部分刊载、转载、转发，或向其他人分发。如因此产生问题，由转发者承担相应责任。本公司保留相关责任追究的权利。

请客户注意甄别、慎重使用媒体上刊载的本公司的证券研究报告，在充分咨询本公司有关证券分析师、投资顾问或其他服务人员意见后，正确使用公司的研究报告。

根据中国证监会下发的《关于核准英大证券有限责任公司资产管理和证券投资咨询业务资格的批复》（证监许可[2009]1189号），英大证券有限责任公司具有证券投资咨询业务资格。

行业评级

强于大市	行业基本面向好，预计未来6个月内，行业指数将跑赢沪深300指数
同步大市	行业基本面稳定，预计未来6个月内，行业指数将跟随沪深300指数
弱于大市	行业基本面向淡，预计未来6个月内，行业指数将跑输沪深300指数

公司评级

买入	预计未来6个月内，股价涨幅为15%以上
增持	预计未来6个月内，股价涨幅为5-15%之间
中性	预计未来6个月内，股价变动幅度介于±5%之间
回避	预计未来6个月内，股价跌幅为5%以上