公用事业

优于大市（维持）

证券分析师

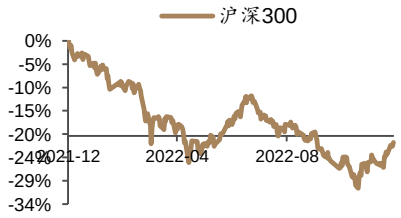
郭雪

资格编号：S0120522120001

邮箱：guoxue@tebon.com.cn

联系人

市场表现



相关研究

储能系列报告（一）：压缩空气储能-政策东风与规模效应共振，产业化拐点已现

投资要点：

- **新能源装机快速提升，压缩空气储能建设需求强烈。**新能源装机规模快速提升，风光发电对电网的影响逐步提升，长时大容量可在更长时间维度上调节新能源发电波动，作用将逐步凸显。抽水蓄能与压缩空气储能均为长时大容量存储，但压缩空气储能的建设周期一般为 12-18 个月，远低于抽水蓄能，且受地理位置影响更小，未来国家推进压缩空气储能项目建设的需求强烈。

- **政策催化叠加规模化效应，压缩空气储能经济性有望提升。**1）政策端：2022 年 3 月出台的《“十四五”新型储能发展实施方案》要求推动百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用，政策推动下国内压缩空气储能项目进程加快，据不完全统计，截至 2022 年 11 月，备案、签约、在建、投运项目合计 35 个，其中公开规模数据项目合计 8.2GW，剔除掉已投运项目，备案项目规模远超已投运项目，产业化的拐点已现。此外，随着电力市场改革的逐步深入，容量电价政策有望从抽水蓄能向其他储能行业迁移，压缩空气储能作为可替代抽水蓄能的长时大容量储能，有望率先获得容量电价政策激励。2）产业端：压缩空气储能机组容量随着技术迭代正逐步扩大，2022 年 9 月，河北张家口 100MW 项目顺利并网也标志着国内百兆瓦级别项目顺利投产。参考国内已建设的示范项目，随着机组容量逐步提升，规模化效应凸显，单千瓦投资成本逐步下降，系统效率逐步提升。3）经济性：类比抽蓄容量电价政策，以 10MW 非补燃式压缩空气储能电站基本参数作为参考进行项目经济性测算，预计项目内部收益率可达到 10.02%。若我们考虑规模化效应带来的系统效率提升、初始投资成本降低以及电力市场改革带来峰谷价差进一步拉大，预计项目内部收益有望进一步提升。

- **行业具备广阔市场空间，核心设备企业有望率先受益。**政策推进叠加规模项目，国内压缩空气储能项目经济性有望逐步提升，多重因素影响下，预计我国压缩空气储能装机将实现快速提升。观研天下预计，中性条件下，2025 年我国压缩空气储能装机规模较 2022 年将新增 6.59GW，对应市场空间为 371.80 亿元。从产业链来看，上游为资源与设备供应，包括空气压缩、膨胀机、换热设备、盐穴资源四类；中游为开发建设，包括技术支持、设计开发、系统集成、建设运营；下游为综合应用。我们预计随着产业化进程的加快，上游具备核心技术优势的设备厂商与盐穴资源商将能率先受益。

- **投资建议：**随着新能源装机逐步提升，风光发电的间接性对电网的影响逐步提升，长时大容量储能迎来发展机遇，对比抽水蓄能，压缩空气储能建设周期短且受地理位置影响较小，未来具备广阔成长空间。此外，随着电力市场体系改革深化与产业链成本下降，装机规模有望快速提升，建议关注：具备 300MW 压缩空气储能系统设计能力的【陕鼓动力】；国内发电设备领军者且具有膨胀机与换热设备研发制造能力的【东方电气】；携手中储国能共同开发 465MW 压缩空气储能项目的【苏盐井神】；同中国电力、清华大学合作打造湖南首个百兆瓦压缩空气储能项目的【雪天盐业】；具备丰富盐穴资源并协同中能建开发山东泰安 2×300MW 压缩空气储能项目的【鲁银投资】；具备换热器开发制造能力的【中泰股份】。

- **风险提示：**政策推进不及预期、产业发展不及预期、新能源发展不及预期。

内容目录

1. 新型电力系统下，压缩空气储能建设需求逐步提升 5
1.1. 新能源装机逐步提升，大规模长时储能发展需求强烈 5
1.2. 非补燃压缩空气储能效率高且符合清洁化要求，技术不断突破 8
2. 政策催化叠加规模化效应，压缩空气储能经济性提升 11
2.1. 政策催化下，压缩空气储能产业进程加速 11
2.2. 规模化效应下，压缩空气储能效率提升、成本降低 13
2.3. 容量电价政策+规模化效应，压缩空气储能经济性有望稳步提升 15
3. 行业具备广阔市场空间，核心设备企业有望受益 18
3.1. 装机规模快速提升，市场空间广阔 18
3.2. 上游设备生产商或率先受益，发展可期 20
4. 投资建议 26
5. 风险提示 26

图表目录

图 1：储能进行削峰填谷 5
图 2：储能可以平滑出力曲线以符合调度要求 5
图 3：储能系统的三大应用场景 5
图 4：2021 年中国各类电力储能项目装机占比 6
图 5：中国新型储能市场累计装机容量（MW）及增速（%） 6
图 6：“十四五”大型清洁能源基地布局示意图 7
图 7：长时储能可以在更长维度上调节新能源发电波动 7
图 8：各种储能应用场合 7
图 9：压缩空气储能运作原理图 8
图 10：德国 Huntorf 电站 9
图 11：压缩空气储能技术与发展路径 9
图 12：燃烧燃料的压缩空气储能系统示意图 10
图 13：存储压缩热的压缩空气储能系统示意图 10
图 14：张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目储热罐 12
图 15：张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目控制室 12
图 16：压缩空气储能项目进展与每千瓦投资、电站装机容量关系 14
图 17：国内压缩空气储能效率呈现提升趋势 15
图 18：2021-2030 年中国压缩空气储能累计装机量预测情况 19
图 19：压缩空气储能产业链上游成本占比 19
图 20：压缩空气储能行业产业链 20
图 21：国际首台 100MW 先进压缩空气储能系统膨胀机 21
图 22：金坛示范项目宽压力-变工况透平膨胀机 21
图 23：哈尔滨电气为金坛项目研发的发夹式导热油-空气换热器 21
图 24：填充床蓄热/蓄冷及换热器实物及内部结构图 21
图 25：储气形式与电站装机容量及单瓦时项目总投资情况 23
图 26：我国盐矿资源主要分布于中东部以及四川、陕西等地 24

表 1：储能主要应用场景 6
表 2：各类储能对比 8
表 3：压缩空气储能各类部件名称及功能介绍 9
表 4：代表性新型压缩空气储能技术 10

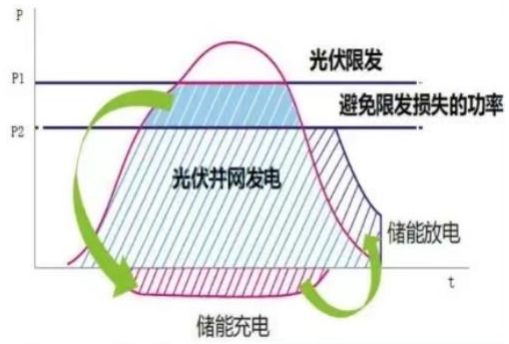
表 5：2021 年以来国家持续出台文件支持压缩空气储能发展 11
表 6：国内已投运压缩空气储能项目 11
表 7：近年压缩空气储能备案项目情况 12
表 8：压缩空气储能项目的单位建设成本 14
表 9：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站关键性能参数对比 .15
表 10：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站初始总投资对比（单位：万元） 16
表 11：某地峰谷电价制度 16
表 12：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站度电成本对比 16
表 13：10MW 非补燃式压缩空气储能电站经济性参数。 16
表 14：抽水蓄能两部制电价政策 17
表 15：容量补贴政策下 10MW 非补燃式压缩空气储能电站经济性参数 17
表 16：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对系统循环效率的敏感性测算 18
表 17：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对释能电价的敏感性测算 18
表 18：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对初始投资成本的敏感性测算 18
表 19：2025 年压缩空气储能市场空间测算 19
表 20：压缩空气储能设备制造主要企业及其布局 22
表 21：储气装置应用及特点 22
表 22：不同储气库建设成本对比 23
表 23：我国东部盐穴资源容量 24
表 24：盐穴类主要企业及其布局 24

1. 新型电力系统下，压缩空气储能建设需求逐步提升

1.1. 新能源装机逐步提升，大规模长时储能发展需求强烈

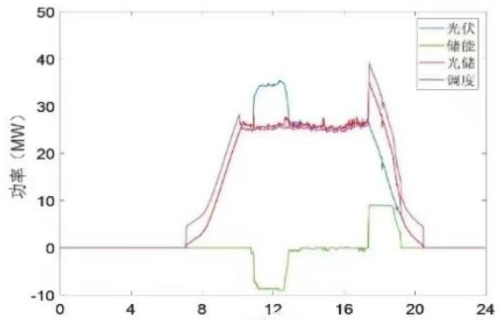
储能是保障清洁能源大规模发展和电网安全经济运行的关键。储能技术可以弥补电力系统中缺失的“储放”功能，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”，可以平抑大规模清洁能源发电接入电网带来的波动性，提高电网运行的安全性、经济性和灵活性。

图 1：储能进行削峰填谷



资料来源：阳光工匠论坛 e 光伏，许继电科储能有限公司，德邦研究所

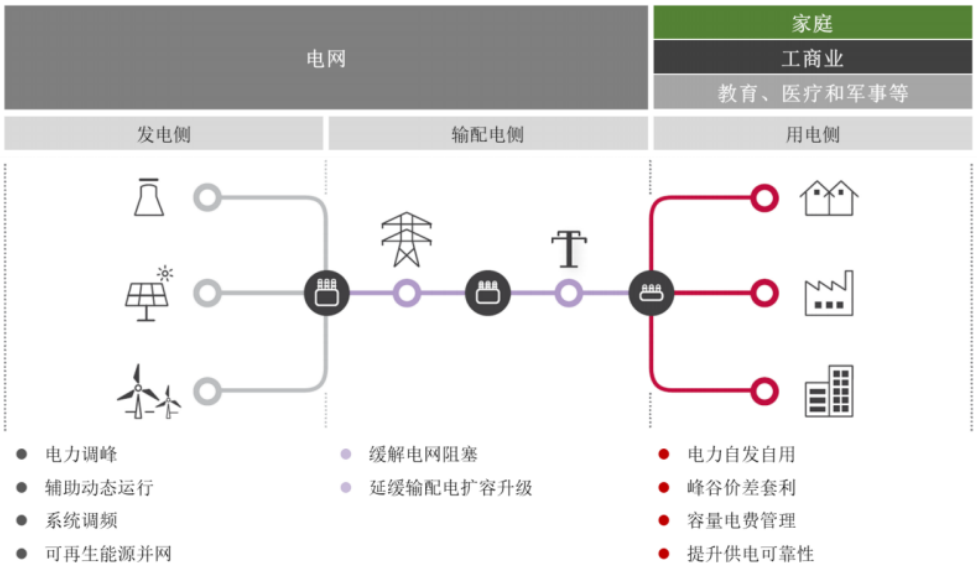
图 2：储能可以平滑出力曲线以符合调度要求



资料来源：阳光工匠论坛 e 光伏，许继电科储能有限公司，德邦研究所

储能的应用场景可以分为发电侧储能、输配电侧储能和用电侧储能三大场景。1）发电侧电力需求场景较多，包括削峰填谷、电力市场辅助服务、可再生能源并网等；2）输配电侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级等；3）用户侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等。

图 3：储能系统的三大应用场景



资料来源：派能科技招股说明书，德邦研究所

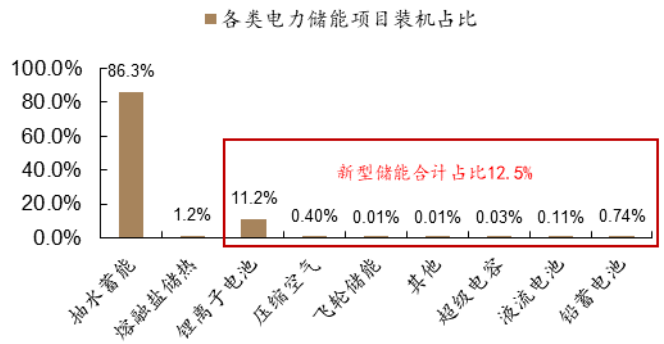
表 1：储能主要应用场景

应用场景	主要用途	具体说明
电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷,即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电,在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式,提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
辅助服务	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响,因此频率调节至关重要。储能(特别是电化学储能)调频速度快,可以灵活地在充放电状态之间转换,因而成为优质的调频资源。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外,针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
集中式可再生能源并网	平滑可再生能源发电出力	通过在风、光电站配置储能,基于电站出力预测和储能充放电调度,对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制,满足并网要求。
	减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网,提高可再生能源利用率。
电网侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游,当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中,等到线路负荷小于线路容量时,储能系统再向线路放电。
	延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内,可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力,从而延缓新建输配电设施,降低成本。
用户侧	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户,考虑到光伏在白天发电,而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
	提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：派能科技招股说明书，德邦研究所

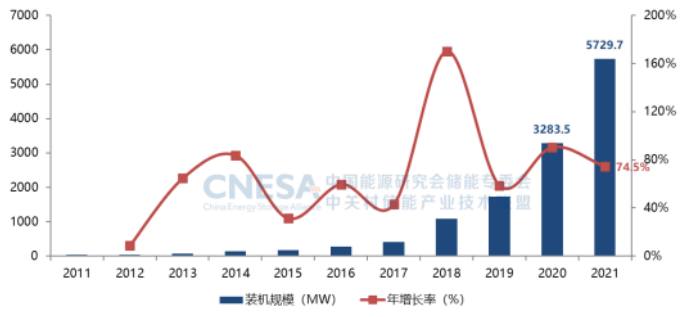
各类储能中，抽水蓄能占比最大，新型储能增速较高，压缩空气储能占比仅为 3.2%。根据 CNESA 发布的《储能产业研究白皮书 2022（摘要版）》，截至 2021 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1GW，其中抽水蓄能累计装机规模为 39.8GW，占比为 86.3%，抽水蓄能依然占据最大规模，新型储能累计装机规模为 5729.7MW，同比增长 75%，市场增量主要来自新型储能。新型储能中，锂离子电池占据主要地位，占比达到 89.7%，压缩空气储能占比较小，仅为 3.2%。

图 4：2021 年中国各类电力储能项目装机占比



资料来源：CNESA，《储能产业研究白皮书 2022（摘要版）》，德邦研究所

图 5：中国新型储能市场累计装机容量（MW）及增速（%）



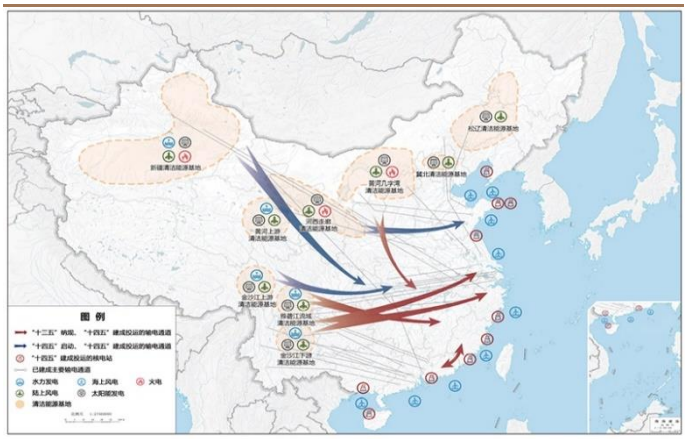
资料来源：CNESA，《储能产业研究白皮书 2022（摘要版）》，德邦研究所

新能源发电时间与空间错配，对电网稳定性带来挑战。随着风光装机规模的不断提升，发电的间歇性对电网的影响越来越大，对电网的稳定性带来挑战，具

体体现在两个方面：1）时间错配：风光发电时间与用电负荷高峰时间不匹配，风电在白天出力较小，夜晚出力较高，而光伏在阴天以及夜间出力也会骤降。2）空间错配：我国九大清洁能源基地均集中在三北地区，而用电负荷较高的地区多为中东部地区，空间错配导致电网跨地区调控压力大，电网稳定性风险增加。

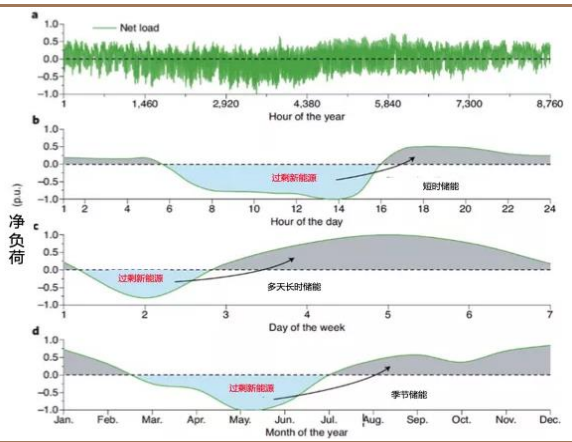
风光装机规模快速增长，长时大规模储能需求可观。长时储能可以凭借长周期、大容量的特性，在更长时间维度上调节新能源发电波动，保障电力供应，降低全社会用电成本。2021 年，美国能源部将至少连续运行（放电）时间达 10 小时，使用寿命为 15 至 20 年的储能定义为长时储能。一般而言，国内将充放电循环时长高于 4 小时或者数天、数月的储能系统都称为长时储能。

图 6：“十四五”大型清洁能源基地布局示意图



资料来源：中国政府网，德邦研究所

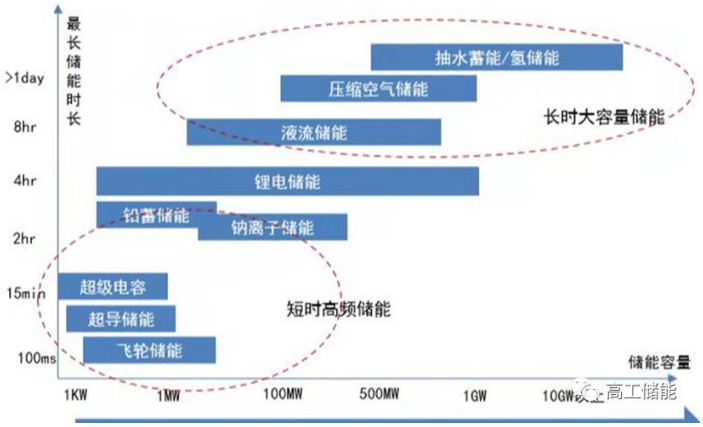
图 7：长时储能可以在更长维度上调节新能源发电波动



资料来源：华夏能源网，Guerra，Nature，德邦研究所

长时储能中，抽水蓄能发展最成熟，但建设周期长且受地理位置影响，压缩空气储能可实现替代。根据储能类型的差异，储能可以分为机械储能、电化学储能、化学储能、热储能，其中长时大容量存储主要包括抽水蓄能、压缩空气储能。然而抽水蓄能受地理条件限制，能量密度较低，总投资较高，且建设周期一般需要 6-8 年。相比而言，压缩空气储能虽然效率相对较低，但建设周期相对较短，一般为 12-18 个月，此外压缩空气储能场地限制较少，虽然将压缩空气存储在合适的地下矿井或熔岩下的洞穴是最经济的方式，但是现代压缩空气存储的解决方法是用地面储气罐取代溶洞。

图 8：各种储能应用场合



资料来源：北极星储能网，高工产研新能源研究所（GGII），德邦研究所

表 2：各类储能对比

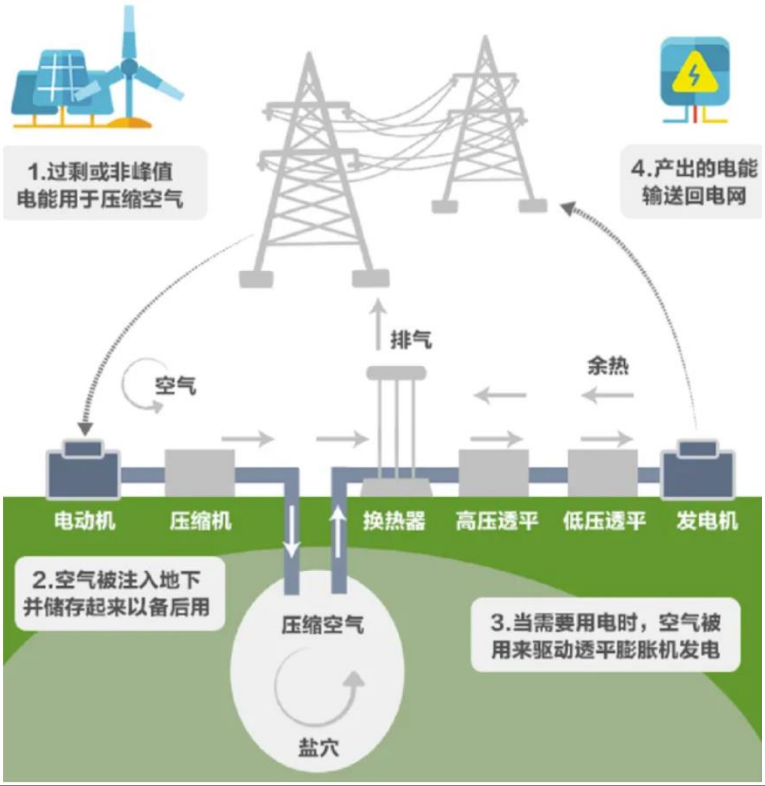
分类	储能类型	效率	寿命	装机规模	建设周期	投资成本	度电成本
机械储能	抽水蓄能	70%-75%	坝体 100 年,电机设备 40-60 年	几十兆瓦到几百兆瓦	6-8 年	600 万元/MWh	0.21-0.25 元/kWh
	压缩空气	50%-70%	40-50 年	100 兆瓦以上	12-18 个月	500-600 万元/MWh	0.45-0.5 元/kWh
	重力储能	85%以上	30-35 年	100MW	6 个月	300 万元/MWh	0.5 元/kWh
	飞轮储能	90%以上	20 年	几兆瓦到几十兆瓦	-	1000-1500 万元/MW	
电化学储能	锂离子电池	85%-98%	超 5000 次	-	-	120-170 万元/MWh	0.62-0.82 元/kWh
	全钒液流电池	75%-85%	10000 次	几兆瓦	-	1100-1300 万/MWh	0.71-0.95 元/kWh
	铅酸电池	70%-90%	2000-4000 次	-	-	80-100 万元/MWh	0.61-0.82 元/kWh
	钠离子电池	80%以上	超 50000 次	-	-	90-120 万元/MWh	0.67-0.88 元/kWh
	铁铬液流电池	70%-75%	10000 次	150kW	-	产能 1GW 时候和抽水蓄能接近	-
化学储能	氢储能	30%-50%	10000 小时	1MW	2 年	约 1300 万元/MWh	1 元/kWh 以上
热储能	熔盐储能	低于 60%	25 年	几十兆瓦到几百兆瓦	2 年	约 500 万/MWh	约 0.886 元/kWh

资料来源：中国储能网，德邦研究所

1.2. 非补燃压缩空气储能效率高且符合清洁化要求，技术不断突破

压缩空气储能基本原理：低谷时段，利用电能将空气压缩至高压并存于洞穴或压力容器中，使电能转化为空气的内能存储起来；在用电高峰时段，将高压空气从储气室释放，利用燃料燃烧加热升温后，驱动涡轮机发电。

图 9：压缩空气储能运作原理图



资料来源：中国物理学会期刊网，刘畅等所著《压缩空气储能-让电能穿越时空》，德邦研究所

主要设备：压缩空气系统由压缩机、冷却器、压力容器、回热器、涡轮机

（膨胀机）以及发电机组成，**其中压缩机与涡轮机（膨胀机）为系统核心设备。**

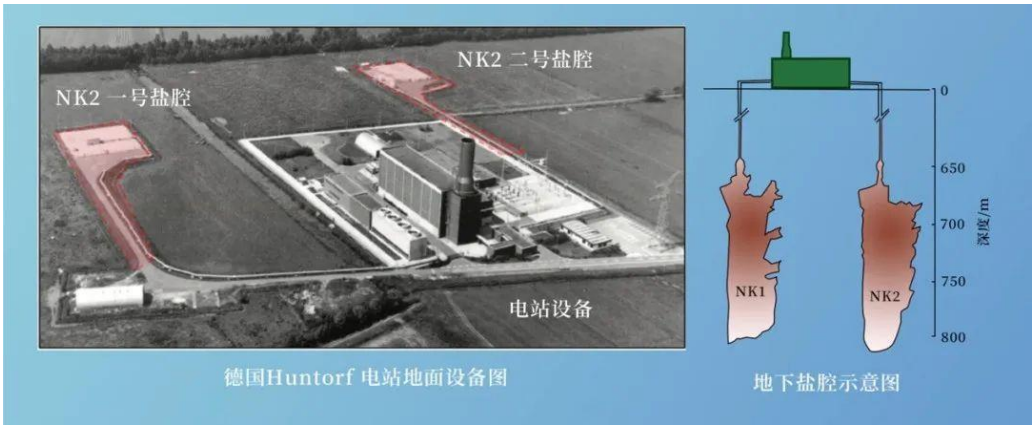
表 3：压缩空气储能各类部件名称及功能介绍

序号	部件名称	部件功能
1	压缩机	将空气压缩，将电能转化为空气内能，空气压力可达 70-100 bar，温度可达 1000° C
2	冷却器	热交换设备，用于存入压力容器前的冷却，防止空气在压力容器或洞穴中压力减少
3	压力容器	存储冷却后的空气，若采用洞穴存储，则需要满足耐压程度较高、密封性较好的地质条件
4	回热器	热交换设备或燃烧室，将空气温度提高至 1000℃左右，使涡轮机持续长时间稳定运行，以便于提高涡轮机效率
5	涡轮机（膨胀机）	空气通过涡轮机降压，内能转化为动能
6	发电机	多为同步发电机，将动能转化为电能

资料来源：压缩机网，德邦研究所

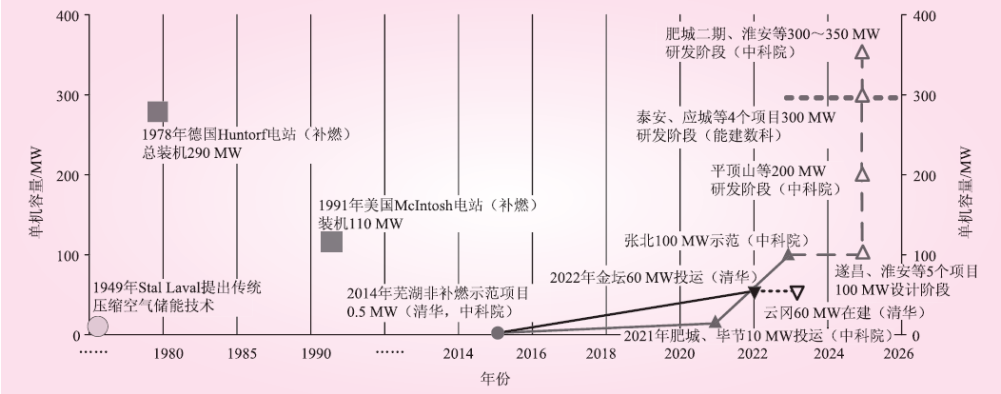
最早在 1950 年左右，美国即提出压缩空气储能相关专利。1978 年，德国建成了第一座压缩空气储能电站（Huntorf 电站），储能功率是 60MW，释能功率是 290MW，在地下废弃的矿洞中存储，储能效率是 42%。1991 年，美国建成第二座压缩空气储能电站 McIntosh 电站，储能功率是 50MW，释能是 110MW，也是存储在矿洞中，储能系统效率 54%。以上两座电站均为补燃式压缩空气储能电站。

图 10：德国 Huntorf 电站



资料来源：央视科教微信公众号，德邦研究所

图 11：压缩空气储能技术与发展路径



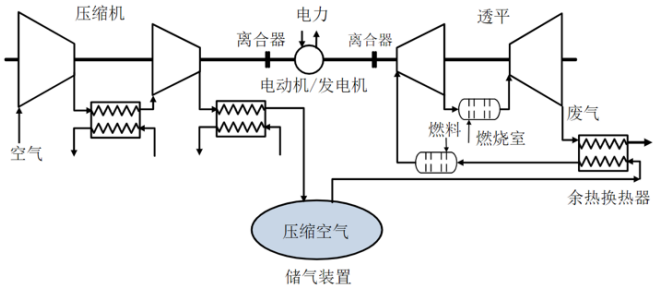
资料来源：王富强等《压缩空气储能技术与发展》，德邦研究所

补燃式压缩空气储能电站存在技术缺陷。即盐穴中高压空气释放后需加热膨

胀以产生更大推力，维持系统循环运行，因此需要烧煤或天然气加热空气，这个过程称为“补燃”。所以，传统补燃式压缩空气储能存在天然技术瓶颈，包括天然气等化石能源提供热源且系统效率较低，一般效率仅为40%-55%左右。

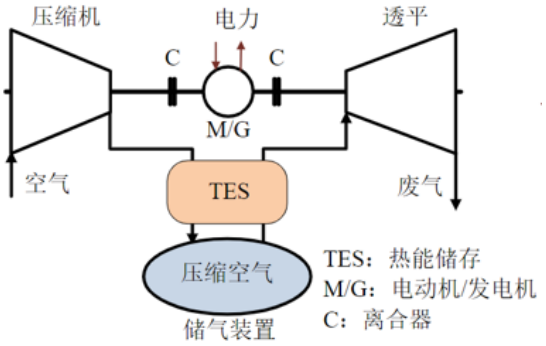
非补燃式压缩空气储能电站符合清洁环保特征，具备广阔前景。非补燃式压缩空气系统则是利用自身的“内循环”，即将压缩空气过程中产生的大量热能储存起来，待发电时在将存储热能释放，成为天然的“助推剂”，整个过程没有任何燃烧、排放，因此更符合清洁低碳特征，且效率更高，电能转换效率可提升至60%以上。

图 12：燃烧燃料的压缩空气储能系统示意图



资料来源：广东正力精密机械有限公司官网，德邦研究所

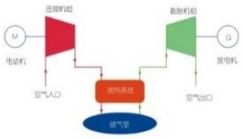
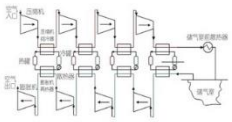
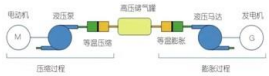
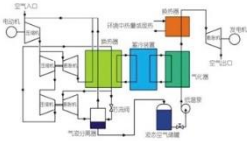
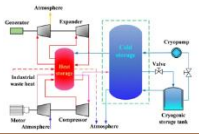
图 13：存储压缩热的压缩空气储能系统示意图



资料来源：广东正力精密机械有限公司官网，德邦研究所

新型的压缩空气储能主要包括绝热式、蓄热式、等温、液态和超临界压缩空气储能，随着技术的进步，不断解决压缩空气储能对大型储气室的依赖，并进一步提高系统效率。

表 4：代表性新型压缩空气储能技术

类型	工作原理	示意图
绝热式压缩空气储能	储能时，通过压缩机将空气压缩至高温高压状态后，利用储热系统将压缩热储存，空气降温并储存在储罐中。释能时，将高压空气释放，利用储存的压缩热使空气升温，然后推动膨胀机做功发电。	
蓄热式压缩空气储能	该系统在压缩过程级间换热及储热，绝热压缩空气储能在全部压缩过程结束后储热。	
等温式压缩空气储能	该系统采用一定措施（如活塞、喷淋、底部注气等），通过比热容大的液体（水或者油）提供近似恒定的温度环境，增大气液接触面积和接触时间，使空气在压缩和膨胀过程中无限接近于等温过程，将热损失降到最低，从而提高系统效率。	
液态空气储能	电能转化为液态空气的内能以实现能量存储的技术。储能时，系统驱动空气分离及液化装置，产生液化空气，储存于低温储罐中；释能时，将低温储罐中液态空气加压吸热，驱动透平发电。	
超临界压缩空气储能	储能时，系统利用电力驱动压缩机将空气压缩到超临界状态，在回收压缩热后利用存储的冷能将其冷却液化，并储于低温储罐中；释能时，液态空气加压回收冷量达到超临界状态，并进一步吸收压缩热后通过透平膨胀机驱动电机发电。	

资料来源：纪律等所著《压缩空气储能技术研发现状及应用前景》，德邦研究所

2. 政策催化叠加规模化效应，压缩空气储能经济性提升

2.1. 政策催化下，压缩空气储能产业进程加速

国家层面出台多项政策支持压缩空气储能产业的发展。2021 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确提出要实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，要求推动百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用。2022 年 8 月，工业和信息化部等五部门联合发布《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》，要求加快压缩空气储能装备的研制。国家层面出台的一系列的政策为压缩空气储能的产业化发展奠定了基础。

表 5：2021 年以来国家持续出台文件支持压缩空气储能发展

时间	政策名称	单位	措施
2021 年 2 月	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	国家发改委、国家能源局	利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源
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》	中共中央	推进煤电灵活性改造，加快抽水蓄能建设和新型储能技术规划化应用
2021 年 7 月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发展改革委、国家能源局	坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。
2021 年 9 月	《新型储能项目管理规范（暂行）》	国家能源局	规定新型储能项目为除抽水蓄能外并且对外提供服务的储能项目
2021 年 10 月	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	中共中央、国务院	加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。
2022 年 3 月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发展改革委、国家能源局	到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件，推动百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用。将百兆瓦级压缩空气储能关键技术作为“十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向。
2022 年 5 月	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	国家发改委办公厅、国家能源局综合司	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。
2022 年 8 月	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》	科技部等九部门	研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术；研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。
2022 年 8 月	《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》	工业和信息化部等五部门	大幅提升电化学储能装备的可靠性，加快压缩空气储能、飞轮储能装备的研制，研发储能电站消防安全多级保障技术和装备。研发储能电池及系统的在线检测、状态预测和预警技术及装备。
2022 年 11 月	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》	国家能源局综合司	推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

资料来源：各政府网站，德邦研究所

从兆瓦级向百兆瓦级迈进，我国压缩空气储能产业化进程加快。2013 年，廊坊 1.5MW 超临界压缩空气储能示范项目投运，是我国正式投入的第一个压缩空气储能项目。2021 年，我国压缩空气储能示范项目取得多个里程碑式进展，山东肥城 10MW 项目与贵州毕业 10MW 项目均完成并网发电，正式投运。2022 年，江苏金坛 60MW 盐穴压缩空气储能、张家口 100MW 先进压缩空气储能国家示范项目投运，压缩空气储能产业化进程有所加快。综合来看，已投运项目规模约为 182.5MW。

表 6：国内已投运压缩空气储能项目

项目	时间	项目进展	储能功率	参与方
廊坊 1.5MW 超临界压缩空气储能示范项目	2013	投运	1.5MW	中科院工程热物理研究所
安徽芜湖 500kW 压缩空气储能示范项目	2014	投运	500KW	国家电网
江苏同里 500kW 液态空气储能示范项目	2018	已投运	500KW	国网全球能源互联网研究院、杭氧、川空
山东肥城盐穴先进压缩空气储能调峰电站（一期）	2021	投运	10MW	中储国能

贵州毕节 10MW 压缩空气储能示范项目	2021	投运	10MW	中科院工程热物理研究所
金坛盐穴压缩空气储能项目	2022	投运	60MW	中盐集团、中国华能集团、清华大学、国家电网、东方电气等
张家口国际首套百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目	2022	投运	100MW	张北巨人能源有限公司、中国科学院工程热物理研究所、中储国能（北京）技术有限公司、中国电建集团水电四局

资料来源：中国储能网，储能与电力市场，观研天下网等，德邦研究所

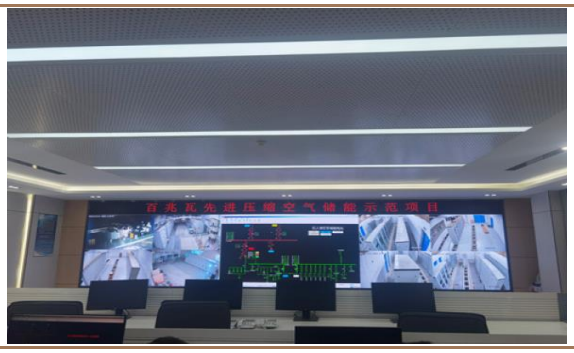
里程碑：百兆瓦级别压缩空气储能项目顺利投运。2021 年 8 月，由中国电建所属水电四局承建技术来源于中科院工程热物理所的全球首套百兆瓦先进压缩空气储能示范电站地下储气装置一期工程项目正式开工，并于 2022 年 9 月底在河北张家口顺利并网发电，是目前世界单机规模最大、效率最高的新型压缩空气储能电站。该项目总规模为 100 兆瓦/400 兆瓦时，核心装备自主化率 100%，每年可发电 1.32 亿度以上，能够在用电高峰为约 5 万户用户提供电力保障。

图 14：张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目储热罐



资料来源：中国科学院，德邦研究所

图 15：张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目控制室



资料来源：中国科学院，德邦研究所

备案项目规模远超已投运项目。能源电力说数据显示，据不完全统计，截至 2022 年 11 月，山东、河南、河北、江苏、浙江、广东等 12 省备案、签约、在建、投运压缩空气储能项目合计 35 个，其中 25 个公开规模数据，合计 8.2GW，剔除掉已投运项目，备案项目规模远超已投运项目。

山东省已出现吉瓦时备案项目，如中电建肥城 5×300MW/1800MWh 盐穴压缩空气储能项目、峄城区 1000MW/5000MWh 压缩空气储能项目。

表 7：近年压缩空气储能备案项目情况

序号	省份	项目名称	功率(MW)	容量(MWh)	压缩空气储能时长	项目单位	备案日期
1	山东	檀山新能源压缩空气储能发电项目	/	/	/	山东檀山新能源科技有限公司	2022/11/21 备案
2	山东	山东海阳 150MW/1200MWh 压缩空气储能项目	150	1200	8	国家电投集团海阳能源科技有限公司	2022/11/15 备案
3	山东	中电建肥城 5x300MW/1800MWh 盐穴压缩空气储能项目	1500	9000	6	中电建(肥城)新能源有限公司	2022/11/14 备案
4	山东	峄城区 1000MW/5000MWh 压缩空气储能项目	1000	5000	5	枣庄华金储能科技有限公司	2022/10/4 备案
5	山东	歌尔一级能效等级压缩空气站建设项目	/	/	/	歌尔股份有限公司	2022/9/20 备案
6	山东	山亭区冯卯镇 800MW/4800MWH 压缩空气储能电站项目	800	4800	6	山东来来乡村储能科技有限公司	2022/9/9 备案
7	山东	山东泰安 2x300MW 级压缩空气储能创新示范工程	600	/	/	山东数科新能源有限公司	2022 年 9 月一期开工
8	山东	滕州曹庄煤矿 100MW 先进压缩空气储能示范项目	100	400	4	山东省滕州曹庄煤炭有限责任公司	2022 年 4 月开工动员会议
9	山东	国家能源集团国华兰陵压缩空气储能电站项目	100	600	6	山东国华时代投资发展有限公司	2022/3/3 备案
10	山东	华能沾化火电退役机组改造(压缩空气+电蓄热)储	/	/		华能沾化新能源有限公司	2022/2/16 备案

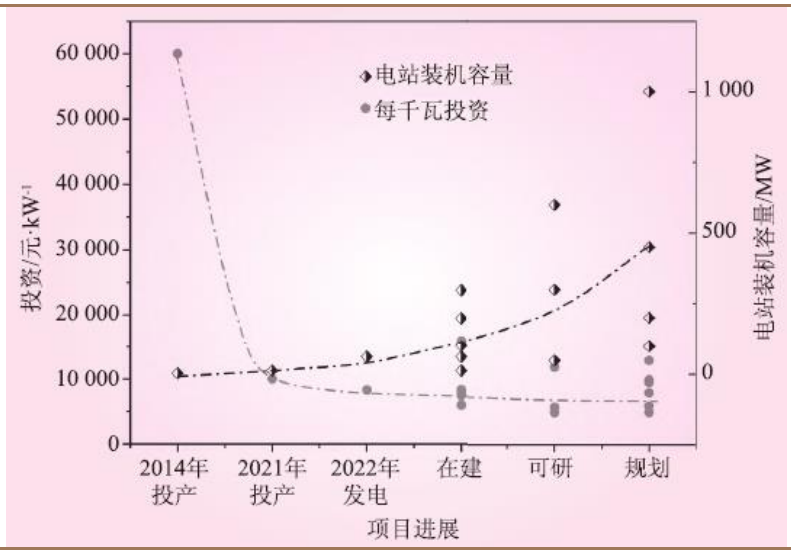
		能示范项目					
11	山东	山东肥城 300MW 先进压缩空气储能电站	300	/	/	中储国解(山东)电力能源有限公司	2022 年 9 月开工
12	湖北	湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范工程	300	1500	5	湖北楚韵储能科技有限责任公司	2022 年开工
13	江苏	华能金坛盐六压缩空气储能发电项目	60	300	5	中盐集团、清华大学、中国华能	一期 2021 年并网
14	江苏	江苏淮安 465MW/2600MWh 盐穴压缩空气储能项目	465	2600	5	江苏国源储能科技有限公司	2022 年 7 月可研报告过审
15	新疆	阜康市华能 100 万光伏+压缩空气储能 100MW/1000MWh(并引进生物质气化制绿氢及捕捉二氧化碳项目)	100	1000	10	华能(阜康)新能源科技有限公司	2022/10/13 备案
16	河北	河北启迪辉腾新能源科技开发有限公司 200MW/800MWh 压缩空气储能项目	200	800	4	河北启迪辉腾新能源科技开发有限公司	2022/11/18 备案
17	河北	河北华电沧州南大港 200MW/1600MWh 先进压缩空气储能项目	200	1600	8	中国华电集团河北华瑞能源集团有限公司	2022/10/9 备案
18	河北	张家口市张北县张北巨储新能源科技有限公司百兆瓦先进压缩空气储能示范项目	100	400	4	张北巨人能源有限公司	2021 年并网
19	山西	忻州市忻府区磷酸锂铁、压缩空气、飞轮共享信能电站项目	100	600	6	忻州建昊新能源有限公司	2022/9/29 备案
20	山西	基于煤矿巷道压缩空气储能发电系统	100	/	/	北京启迪清洁能源科技有限公司	建设中,一期建设 50MW
21	福建	南靖县 300MW/1200MWh 新型压缩空气储能基地项目	300	1200	4	中电(福建)电力开发有限公司	2022/9/28 备案
22	河南	华能驻马店驿城区 300MW/1800MWh 抽水压缩空气复合储能项目	300	1800	6	华能集团	2022/11/28 备案
23	河南	200MW/800MWh 压缩空气储能的源网荷储一体化项目	200	800	4	/	2022/11/16 备案
24	河南	鲁山县压缩空气储能项目	/	/	/	/	2022/8/26 备案
25	河南	河南南达储能技术有限公司濮阳市范县 100MW/800MWh 先进压缩空气储能电站项目	100	800	8	河南雨达储能技术有限公司	2022/7/7 备案
26	河南	先进压缩空气储能基地建设项目	/	/	/	/	2022/5/14 备案
27	河南	泰捷瑞信能技术公司濮阳经济技术开发区 100MW/800MWh 先进压缩空气储能电站项目	100	800	8	泰捷瑞储能技术公司	2022/4/27 备案
28	河南	南阳市豫能南都新能源有限公司压缩空气储能电站项目	/	/	/	南阳市豫能南都新能源有限公司	2022/4/7 备案
29	河南	平顶山叶县 200MW/1600MWh 先进压缩空气(盐穴)储能电站项目	200	1600	8	平顶山展光储能有限公司	2022 年开工
30	浙江	台州发电厂百兆瓦压缩空气储能示范项目	100	400	4	浙江浙能电力股份有限公司台州发电厂	2022/2/15 备案
31	浙江	华能仙居董石矿压缩空气储能创新示范项目(一期)	250	1000	4	仙居京田能源有限公司	2022/2/10 备案
32	浙江	华能仙居董石矿压缩空气储能创新示范项目(二期)	250	1000	4	仙居京田能源有限公司	2022/2/10 备案
33	宁夏	国华投资宁夏新能源石沟驿煤矿 100MW/400MWh 压缩空气储能项目	100	400	4	神华(宁夏宁东)新能源有限责任公司	2022/5/17 发布采购公告
34	广东	唐潮安凤塘 100MW/600MWh 压缩空气储能项目	100	600	6	广东大康国际潮州发电有限责任公司	2022/9/28 备案
35	湖南	湖南衡阳百兆瓦级盐穴压缩空气储能创新示范项目	/	/	/	中雁清盐储能科技有限公司	2022 年 11 月 23 日签约
合计			8175	40200		/	/

资料来源：能源电力说，德邦研究所

2.2. 规模化效应下，压缩空气储能效率提升、成本降低

压缩空气储能建设成本逐步降低。根据王富强等所著的《压缩空气储能技术与发展》，压缩空气储能电站的机组容量随着技术迭代更新正逐步增大，每千瓦的投资正逐步减少。

图 16：压缩空气储能项目进展与每千瓦投资、电站装机容量关系



资料来源：王富强等《压缩空气储能技术与发展》，德邦研究所

以国内建设的示范项目为例，2014 年国内投运的非补燃压缩空气示范项目芜湖电站装机量为 500kw，单千瓦的投资成本高达 60000 元；2021 年国内投运的肥城一期电站装机量达到 10MW，单千瓦投资成本降至 10000 元。从百兆瓦项目建设成本来看，已建成的张家口 100MW 项目单千瓦投资成本为 8400 元，此外，部分可研阶段和规划阶段的百兆瓦级别压缩空气储能项目单千瓦估算投资为 5000-6000 元，已与大型抽水蓄能电站相当。

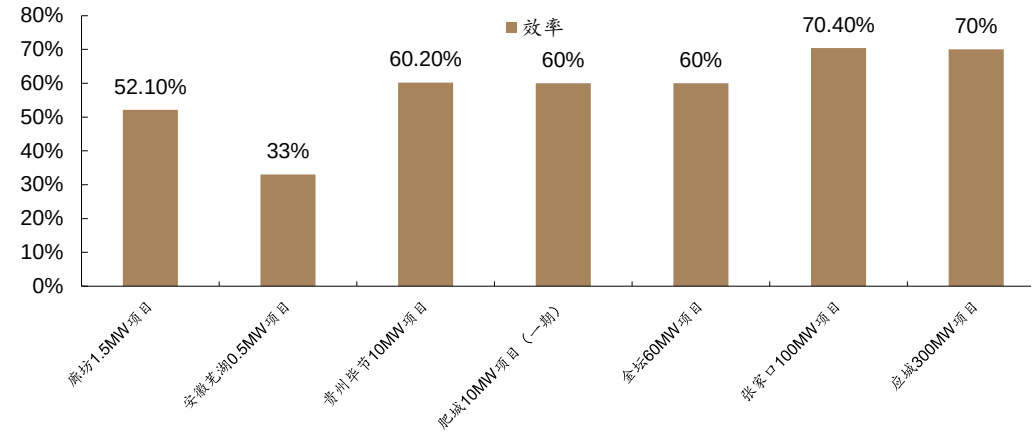
表 8：压缩空气储能项目的单位建设成本

项目	关键时点	单位建设成本(元/kW)
肥城 10MW 项目(一期)	2021 年并网	10000
金坛 60MW 项目	2021 年并网	8333
张家口 100MW 项目	2021 年并网	8400
应城 300MW 项目	2022 年开工	6000
平顶山 200MW 项目	2022 年开工	7500
泰安 2*300MW 项目	2022 年 8 月完成可研评审	5667
肥城 300Mw 项目(二期)	2022 年立项	5000

资料来源：观研天下网，德邦研究所

压缩空气储能规模化发展推动效率水平逐步提升。压缩空气储能的装机效率对项目的经济性及行业发展影响重大。从国内已投产项目的装机效率来看，随着装机容量的提升，系统效率也有所提升。其中，兆瓦级系统效率约为 52.1%，10MW 级系统效率约为 60%，100MW 级项目的系统效率约为 70%，已逐渐逼近 75%。

图 17：国内压缩空气储能效率呈现提升趋势



资料来源：观研天下网，德邦研究所

2.3. 容量电价政策+规模化效应，压缩空气储能经济性有望稳步提升

目前 10MW 非补燃式压缩空气系统的研发与示范是国内许多学者和机构正在关注的热点，也是由 kw 或 MW 级小功率机组向百兆瓦级大功率机组过渡的关键技术，因此在本篇报告中，我们选取了 10MW/80MW·h 的非补燃式压缩空气储能系统电站为例，分析峰谷价差套利模式下，非补燃式压缩空气储能电站的经济性。

参照周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站的关键参数如下表所示。

表 9：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站关键性能参数对比

参数	非补燃式压缩空气储能电站	传统压缩空气储能电站
储能功率（MW）	15	24
释能功率（MW）	10	10
储能时间（h）	8	8
释能时间（h）	8	8
循环效率（%）	65	42
电站年运行时间（h）	4800	4800
储气室（罐）容积（m^3）	6253	6253
储能阶段空气平均流量（kg/s）	27	48
换热器中蓄热介质流量（kg/s）	30	——
燃烧过程中所需天然气流量（kg/s）	——	11

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所

非补燃式压缩空气储能电站储能初始投资成本略高于传统压缩空气储能电站，主要系换热蓄热装置投资成本增大。根据周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，10MW 非补燃压缩空气储能电站初始投资为 6678 万元，略高于压缩空气储能电站。

表 10：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站初始总投资对比（单位：万元）

成本类别	非补燃式压缩空气储能电站	传统压缩空气储能电站	备注
压缩机机组	1870	3252	189 元/（kg/h）
膨胀机机组	1008	1008	1008 元/千瓦
换热器	320	200	根据换热器参数、换热介质流量估算
蓄热器	400	——	根据蓄热器耗材估算
蓄热介质	600	——	根据蓄热介质总量估算
电气及控制设备	500	300	——
储气室	320	320	地下盐穴，6-10 美元/（Kwh）
土地费用	160	160	参考 Huntorf 电站面积，1.6 万/亩
其他（材料、基建等）	1500	1000	综合估算
初期总投资	6678	6240	投资成本转为固定资产比例为 0.95

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所

峰谷价差套利是压缩空气储能主要盈利模式之一。压缩空气储能主要功能定位在于缓解弃风弃光以及削峰填谷、调节峰谷差，因此，考虑压缩空气储能系统利用低谷电储电，并在用电高峰时向电网送电。参考某地区峰谷电价制度如下表，峰段电价为 0.81 元/千瓦时，谷段电价为 0.27 元/千瓦时。

表 11：某地峰谷电价制度

序号	项目	数值
1	峰段电价时间	7:00-11:00,19:00-23:00
2	工业用电峰电电价	0.81 元/(千瓦时）
3	谷段电价时间	23:00-7:00
4	工业用电谷电电价	0.27 元/（千瓦时）

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所

综合考虑两类压缩空气储能电站的运行成本，包括储能购电成本费用、天然气费用、人员工自费、固定资产折旧、修理费，我们计算得到非补燃式/传统压缩空气储能电站的度电成本分别为 0.686/1.629 元/千瓦时，**非补燃式压缩空气储能电站的度电成本较传统压缩空气储能电站下降 57.90%。**

表 12：10MW 非补燃式压缩空气储能电站与传统压缩空气储能电站度电成本对比

运行成本分类	非补燃式压缩空气储能电站	传统压缩空气储能电站	备注
储能购电成本费（万元）	996.92	1542.86	低谷电价 0.27 元/千瓦时
天然气费用（万元）	——	1782.00	工业用天然气单价 2 元/m³，天然气密度 0.75kg/m³
人员工资费（万元）	120	90	6 万元/(人·年）
修理费（万元）	126.882	118.56	固定资产总值的 2%
固定资产折旧（万元）	401.793	375.44	折旧年限 15 年，残值率取 5%
生产运行成本（万元）	1645.60	3908.86	利用谷电电价用电储电
度电成本（元/千瓦时）	0.686	1.629	

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

假设项目建设周期为 1 年，运营周期为 25 年，贴现率为 3.52%（2022 年五年期国债利率），得到**非补燃式压缩空气储能电站项目的内部收益率为 9.37%，静态投资回收周期为 10.54 年，动态投资回收周期为 12.83 年。**

表 13：10MW 非补燃式压缩空气储能电站经济性参数。

序号	参数	数值
1	内部收益率	9.37%
2	净现值（万元）	4837.26

3	静态投资回收周期（年）	10.54
4	动态投资回收周期（年）	12.83

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

由于我国没有出台专门针对压缩空气储能系统的补贴政策，参考抽水蓄能电站的最新补贴政策，进行有容量补贴条件下的经济性计算。2021 年 5 月，国家发改委出台《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，规定抽水蓄能两部制电价政策，并于 2023 年开始实施。

表 14：抽水蓄能两部制电价政策

定价与分成	策略	具体内容
容量电价	以政府定价方式形成容量电价	在成本调查基础上，对标行业先进水平合理确定核价参数，明确电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定，按照经营期定价方法核定容量电价，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。
电量电价	以竞争方式形成电量电价	在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算；在电力现货市场尚未运行的地方，抽水蓄能电站抽水电量可由电网企业提供，抽水电价按燃煤发电基准价的 75%执行，鼓励委托电网企业通过竞争性招标方式采购，抽水电价按中标电价执行，因调度等因素未使用的中标电量按燃煤发电基准价执行。抽水蓄能电站上网电量由电网企业收购，上网电价按燃煤发电基准价执行。
分成模式	构建收益分享机制	构建辅助服务和电量电价相关收益分享机制，收益的 20%留存给抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。

资料来源：国家发改委，《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，德邦研究所

参照以上抽水蓄能两部制电价政策，并考虑到压缩空气储能电站实际运营时间，我们假设 10MW 非补燃式压缩空气储能电站运营期为 25 年，经营期内资本金内部收益率按 6.5%进行核定，储能电价等于工业用电谷电电价 0.27 元/千瓦时，释能电价为工业用电峰电电价 0.81 元/千瓦时，电量电价产生收益的 20%留存给压缩空气储能电站。

容量电价的测算方式是基于弥补成本、合理收益原则，按照资本金内部收益率对电站经营期内年度净现金流进行折现，**以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定电站容量电价，计算得到容量电价为 794.35 元/千瓦，内部收益率为 10.02%，因此容量电价补贴模式下的收益率水平高于未获得容量补贴。**

表 15：容量补贴政策下 10MW 非补燃式压缩空气储能电站经济性参数

参数	无容量补贴政策	容量补贴政策
内部收益率	9.37%	10.02%
净现值（万元）	4837.26	5440.71
静态投资回收周期（年）	10.54	10.06
动态投资回收周期（年）	12.83	12.11

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

我们选择 10MW 非补燃式压缩空气储能循环效率、释能电价、初期总投资成本为影响项目经济性的不确定因素，进行敏感性分析。

储能系统效率：压缩空气储能的效率直接影响能量转换效率，假设循环效率的变化区间为 55%-75%，随着循环效率的逐步提升，内部收益率水平稳步提升。对比无容量补贴条件与有容量补贴条件，无容量补贴条件下内部收益率对循环效率的敏感性更大。

表 16：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对系统循环效率的敏感性测算

循环效率	55%	60%	65%	70%	75%
内部收益率-无容量补贴	5.93%	7.84%	9.37%	10.63%	11.69%
内部收益率-有容量补贴	9.38%	9.73%	10.02%	10.27%	10.49%

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

释能电价：在储能电价不变的情况下，释能电价改变，则对应峰谷价差也发生变化。当释能电价为 0.61 元/千瓦时，此时峰谷价差仅为 0.34 元/千瓦时，内部收益率为负值，表明电站项目无法回收成本。随着释能电价逐步提升，峰谷价差逐步拉大，压缩空气储能项目 IRR 逐步提升，当释能电价达到 1.01 元/千瓦时，无容量补贴时的内部收益率水平高达 24.76%。

表 17：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对释能电价的敏感性测算

释能电价（元/千瓦时）	0.61	0.71	0.81	0.91	1.01
峰谷价差（元/千瓦时）	0.34	0.44	0.54	0.64	0.74
内部收益率-无容量补贴	-1.43%	4.71%	9.37%	17.35%	24.76%
内部收益率-有容量补贴	8.29%	9.16%	10.02%	11.68%	13.30%

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

初始投资成本：初始投资成本的变化直接影响项目每年的成本。对于 10MW 非补燃式压缩空气储能电站，当单千瓦投资成本由 6678 元/千瓦降低至 5678 元/千瓦，内部收益率将由 9.37%提升至 11.53%，静态投资回收周期将由 10.54 年降低至 9.11 年。预计随着压缩空气储能规模化发展以及技术进步，初始投资成本仍有进一步降低空间，压缩空气储能项目的经济性有望进一步提升。

表 18：10MW 非补燃式压缩空气储能电站对初始投资成本的敏感性测算

初始总投资（万元）	5678	6178	6678	7178	7678
单千瓦投资成本（元/kw）	5678	6178	6678	7178	7178
内部收益率	11.53%	10.37%	9.37%	8.48%	7.69%
净现值（万元）	5837.26	5337.26	4837.26	4337.26	3837.26
静态投资回收周期（年）	9.11	9.82	10.54	11.25	11.97
动态投资回收周期（年）	10.66	11.74	12.83	13.91	14.99

资料来源：周倩所著的《压缩空气储能中的蓄热技术及其经济性研究》，德邦研究所测算

3. 行业具备广阔市场空间，核心设备企业有望受益

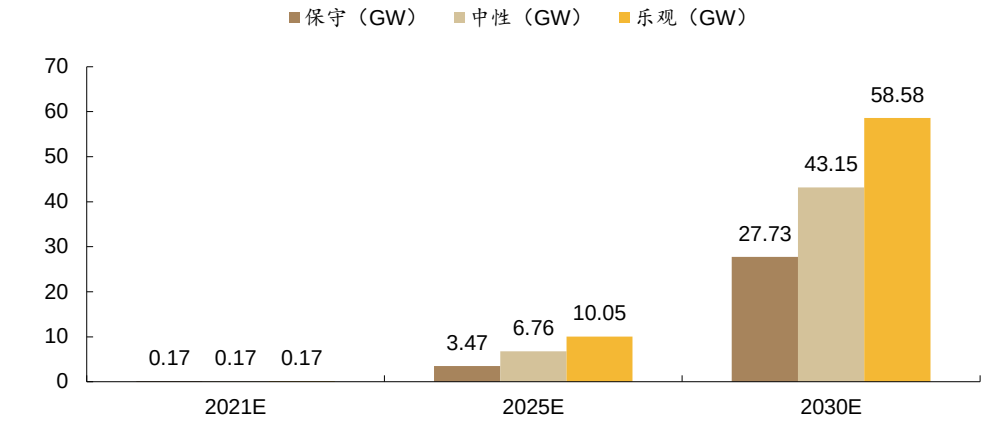
3.1. 装机规模快速提升，市场空间广阔

压缩空气储能装机快速提升。政策催化下，百兆瓦级别压缩空气储能将加快示范应用。此外，随着国内电力市场改革不断推进，峰谷价差有望进一步拉大，项目经济性将进一步提升。多重因素下，预计我国压缩空气储能行业将迎来快速发展时期。

据观研天下预测，在中性条件下，2022-2025 年，我国新增储能装机中压缩空气储能渗透率或将达到 10%，新增装机容量 6.59GW，预计 2025 年累计装机容量为 6.76GW。2026-2030 年新增储能装机中压缩空气储能的渗透率有望达到 23%，新增装机量 36.39GW，预计 2030 年我国压缩空气储能累计装机容量达到

43.15GW，预计 2021-2030 年我国压缩空气储能装机量年均增长率将达到 85%。

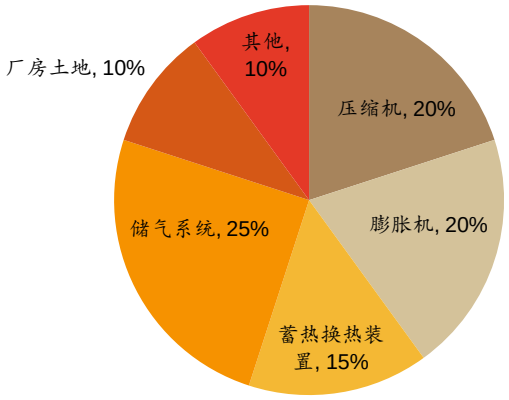
图 18：2021-2030 年中国压缩空气储能累计装机量预测情况



资料来源：观研天下网，德邦研究所

压缩空气储能设备成本构成：从成本占比来看，中商产业研究院数据显示，压缩机和膨胀机各占比 20%左右，蓄热换热装置占 15-20%，储气系统占 20-30%，厂房土地占比 10%，其他占比 10%。

图 19：压缩空气储能产业链上游成本占比



资料来源：Wind，中商产业研究院，德邦研究所

中性条件下，预计 2025 年压缩空气储能市场空间为 371.80 亿元。参考 2025 年压缩空气储能装机规模预测，我们对 2025 年压缩空气储能市场空间进行测算。假设储能电站平均单位建设成本为 5500 元/KW，在中性情况下，2025 年空气压缩储能建设投资累计市场空间有望达到 371.8 亿元，其中作为压缩空气储能关键设备的压缩机、膨胀机市场空间分别为 74.4 亿、74.4 亿，蓄热换热装置市场空间有望达到 55.8 亿元，储气系统市场空间或超 93 亿元。

表 19：2025 年压缩空气储能市场空间测算

	保守	中性	乐观
压缩空气储能装机规模（GW）	3.47	6.76	10.05
压缩空气储能单位建设造价（元/KW）	5500	5500	5500
关键设备-压缩机占比	20%	20%	20%
关键设备-膨胀机占比	20%	20%	20%
关键设备-蓄热换热装置占比	15%	15%	15%
关键设备-储气系统占比	25%	25%	25%

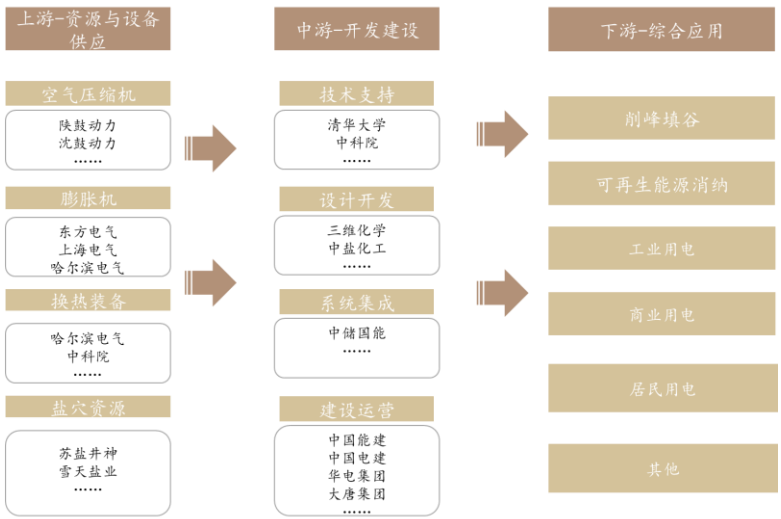
压缩机市场空间（亿元）	38.17	74.36	110.55
膨胀机市场空间（亿元）	38.17	74.36	110.55
蓄热换热装置市场空间（亿元）	28.63	55.77	82.91
储气系统市场空间（亿元）	47.71	92.95	138.19
总市场空间（亿元）	190.85	371.80	552.75

资料来源：Wind，中商产业研究院，观研天下网，王富强等《压缩空气储能技术与发展》，德邦研究所

3.2. 上游设备生产商或率先受益，发展可期

产业链：上游为资源与设备供应，包括空气压缩机、膨胀机、换热设备、盐穴资源四类。中游为开发建设，包括技术支持、设计开发、系统集成、建设运营。下游为综合应用，压缩空气储能电站接入电网系统，服务于工商业用电、居民用电等部门，起到调峰、填谷等作用。从产业链建设来看，目前，我国已初步构建压缩空气储能产业链雏形，多家上市公司基于自身资源积极布局压缩空气储能业务。

图 20：压缩空气储能行业产业链



资料来源：中国储能网，观研天下网，德邦研究所

1）压缩机：决定系统效率，技术壁垒较高可部分实现国产化。压缩机一般为多级压缩机带级间冷却装置，决定着整个压缩空气储能系统的效率，因此开发大流量、高效率、高排气温度的压缩技术成为行业发展的关键。根据王富强等所著的《压缩空气储能技术与发展》，目前，国内制造厂家主要有沈鼓集团、陕鼓动力等，国外主要有阿特拉斯·科普柯、西门子等，100MW 级压缩机目前基本可以实现国产化，但大规模压缩机的设计制造仍需技术研发，实现单机 300MW 级仍存在很大难度和技术瓶颈，需现有压缩机采用并联或串联方式实现。

2）膨胀机：是做功发电关键核心部件。根据王富强等所著的《压缩空气储能技术与发展》，膨胀机利用了压缩空气膨胀降压时，势能转化为动能的原理，可以分为活塞膨胀机和透平膨胀机，其中透平膨胀机具有流量大、结构简单、体系小、效率高、运转周期长等特点，适用于压缩空气储能项目。国内生产厂家主

要有东方电气、上海电气、哈尔滨电气。目前，各公司均在透平膨胀机领域加大研发力度，并开展 300MW 压缩空气储能的膨胀机研发工作。

图 21：国际首台 100MW 先进压缩空气储能系统膨胀机



资料来源：中国科学院官网，德邦研究所

图 22：金坛示范项目宽压力-变工况透平膨胀机



资料来源：梅生伟等《非补燃压缩空气储能研究及工程实践——以金坛国家示范项目为例》，德邦研究所

3）换热系统：是协助提升系统效率的关键部件。根据王富强等所著的《压缩空气储能技术与发展》，通过换热器设备，可以将热流体部分热量传递给冷流体。国内化工及动力设备配套厂家均具备换热器设计加工能力，大多数可开展换热装置的设计和计算工作。

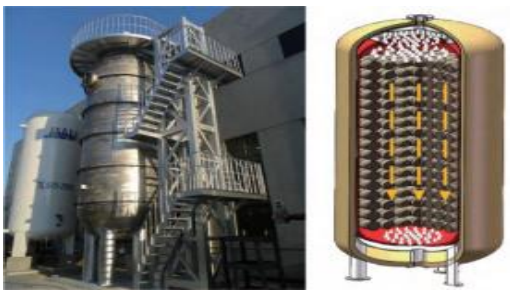
针对压缩空气储能系统，哈尔滨汽轮机厂为压储项目研制了“U”形发夹式换热器，具有流量大、承压高、耐高温、启停快、高效率等特点，已应用于江苏金坛 60MW 压缩空气储能项目；中科院研发了气-水换热器应用于张北 100MW 压缩空气储能电站。

图 23：哈尔滨电气为金坛项目研发的发夹式导热油-空气换热器



资料来源：梅生伟等《非补燃压缩空气储能研究及工程实践——以金坛国家示范项目为例》，德邦研究所

图 24：填充床蓄热/蓄冷及换热器实物及内部结构图



资料来源：刘畅等《压缩空气储能——让电能穿越时空》，德邦研究所

传统能源设备制造商积极布局压缩空气储能的设备制造。1）空气压缩机：主要为陕鼓动力与沈鼓集团，其中陕鼓动力具备 300MW 压缩空气储能压缩机技术方案提供能力，并于 2022 年 11 月中标了湖北应城 300MW 压缩空气储能项目订单，沈鼓集团则为江苏金坛 60MW 压缩空气储能项目提供了压缩机设备。2）膨胀机与换热器：主要涉及企业为三大电力设备商，即东方电气、上海电气、哈尔滨电气，其中三大火电设备商旗下的汽轮机厂可提供透平膨胀机设备。以金坛 60MW 项目为例，东方电气提供了透平膨胀机，哈尔滨电气提供了换热器，上海电气则提供了大功率的电机。

表 20：压缩空气储能设备制造主要企业及其布局

公司名称	产业链环节	公司介绍	产业布局	示范项目
陕鼓动力	空气压缩机	业务包括能源转换设备制造、工业服务、能源基础设施运营三大业务板块，其中能源转换设备制造包括透平压缩机、鼓风机、通风机、汽轮机等	1）公司完成 300MW 压缩空气储能系统计压缩机组的技术方案研发 2）2022 年 11 月中标湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范工程压缩机组及配套和辅助系统设备订货合同，合同金额 2.26 亿元	湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范项目
沈鼓集团（未上市）	空气压缩机	公司为国家石油、化工、电力、天然气冶金、军工等领域提供重大核心设备和成套解决方案。公司已具备 150 万吨乙烯压缩机组、千万吨炼油装置、大型 PTA、大型 LNG、大型长输管线压缩机、150 吨大推力往复压缩机、核二级泵、核三级泵制造能力	1）为金坛 60MW 压缩空气储能项目提供压缩机	金坛 60MW 压缩空气储能项目
开山股份	空气压缩机、膨胀机	国内领先的综合压缩机制造商。公司目前产品主要为螺杆压缩机、膨胀发电机组、离心式压缩机、涡旋式压缩机、活塞式压缩机、冷链行业产品等。	1）开山（西安）透平机械有限公司研发的低温液体膨胀机适用于空气储能发电；2）国内先进的压缩机制造商	——
中泰股份	换热装备	公司是深冷技术工艺设备及解决方案提供商，公司核心制造产品为冷箱及成套装置、板翅式换热器等	1）公司具备各类换热器的技术储备与制造能力	——
东方电气	膨胀机、换热装备、发电机	公司具备大型水电、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	1）透平膨胀机已用于金坛 60MW 压缩空气储能项目	金坛 60MW 压缩空气储能项目
上海电气	膨胀机、换热装备、发电机	公司业务分为能源装备、工业装备、集成服务三类，其中能源装备业务包括设计、制造和销售燃煤发电机配套设备、燃气发电设备、风电设备、核电设备、储能设备、高端化工设备等	1）大功率电机已用于金坛 60MW 压缩空气储能项目	金坛 60MW 压缩空气储能项目
哈尔滨电气	膨胀机、换热装备、发电机	形成了以水电、核电、煤电、气电、风电、船舶动力装置、电气驱动设备、电力工程总承包、金融服务和投资业务等为主，涵盖发电设备研究制造、工程建设和制造服务的产业布局	1）公司全资子公司哈尔滨汽轮机厂设计的 U 形发夹式换热器已应用于金坛 60MW 压缩空气储能项目	金坛 60MW 压缩空气储能项目

资料来源：Wind，各公司官网，中国证券报，压缩机网，潇湘晨报，压缩机技术微信公众号，同花顺财经，德邦研究所

4）储气装置：包括地下洞穴以及地上的压力容器，地下洞穴有自然形成的盐穴、改造矿洞、人造洞室等，地上压力容器主要为人造储气罐/管道等。根据郭丁彰等所著的《压缩空气储能系统储气装置研究现状与发展趋势》，各类储气装置的特点如下：1）盐穴等天然地下洞穴储气规模大、成本低，但依赖于特殊地址和地理条件；2）人造洞室减弱了特殊地质地理条件的依赖，规模较大；3）金属材料容器包括人造储气罐与储气管道，对于地理位置没有依赖，但成本较高。相比储罐储气，直径较小压力管道储气更加灵活，可布置于地下。

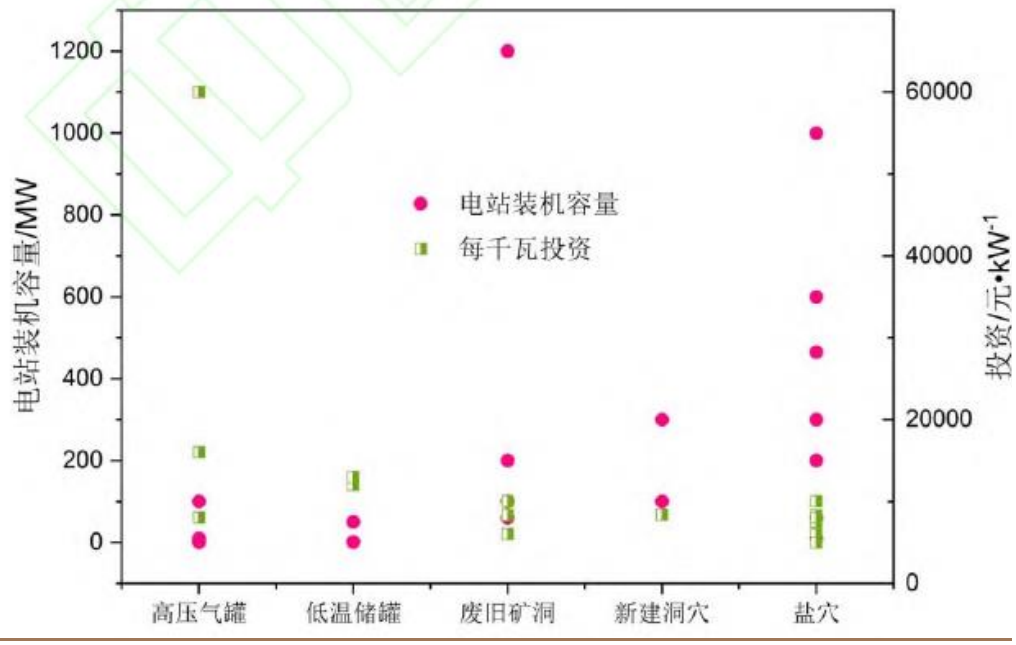
表 21：储气装置应用及特点

储气方式	储气装置类型	应用场景	优势	劣势
天然地下洞穴储气	盐穴	地下	储气规模大,成本低,其中盐穴应用较为广泛,已实现商业运行	依赖特殊地地理条件,难以大范围推广，漏气不易监测,岩石层地质环境复杂,运行安全稳定性需要论证难以保障
人造洞室储气	人工衬砌洞穴	地下	规模较大,储气压力较高,削弱了特殊地理条件的限制,可利用废弃巷道和矿井	成本较高,循环交变载荷作用下硬脆性的混凝土衬砌容易出现裂纹,导致密封失效
	混凝土储气室	水下	能够实现恒压储释气，高压储气与水接触，充放气更接近等温过程	部分水溶于高压储气，易造成做功设备腐蚀损坏,运行安全稳定性较差,尚未实现工程应用
金属材料储气装置	高压储罐	地面	存储压力高，密封好，便于灵活安装布置，运行稳定性好，是应用最为广泛的地面储气装置	规模较小，占用空间，成本高，储气装置压力和温度载荷变化范围大，频率高，存在疲劳失效的风险
	管道储气	地面/地下	存储压力高，密封性好，能够灵活安装布置，便于集成管网形成规模，可浅埋地下，避免占用空间	成本相比高压储罐较低，较少应用于压缩气储能领域，同样需要关注其真实工况下的疲劳特性

资料来源：郭丁彰等所著的《压缩空气储能系统储气装置研究现状与发展趋势》，德邦研究所

盐穴经济性最好，其次为废旧洞穴，金属储气装置价格昂贵且处于试验阶段。根据王富强等所著《压缩空气储能技术与发展》，通过对我国规划、可研、在建、已建项目进行统计，盐穴储气库机组容量多较大，单千瓦投资相对较低，废旧矿洞和新建洞穴也多可用作大型电站建设，单千瓦投资稍高于盐穴建库；以低温储罐和高压气罐为主的金属材料储气装置一般用于小型电站，且单千瓦投资成本较为昂贵。

图 25：储气形式与电站装机容量及单瓦时项目总投资情况



资料来源：王富强等《压缩空气储能技术与发展》，德邦研究所

表 22：不同储气库建设成本对比

电站名称	机组容量/MW	储气形式	容积/万m³	储气库造价/万元	单价/元·m-3
江苏金坛	60	已有盐穴	22	5 300	227
大同云冈	60	废弃巷道扩建，钢板衬面	5.34(原巷道) 9.37(扩建后)	10 300	1100
河北张北	100	硬岩储气库	3	6 950	2300

资料来源：王富强等《压缩空气储能技术与发展》，德邦研究所

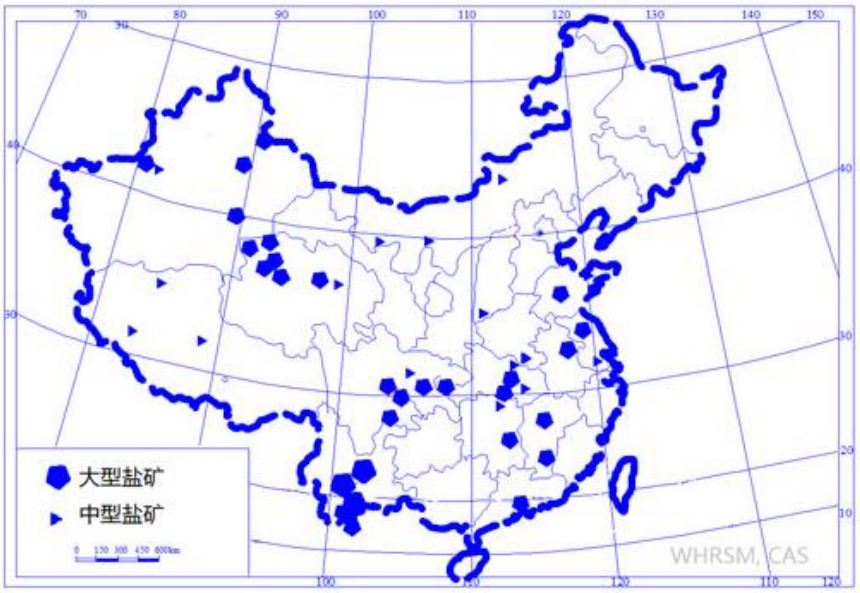
盐穴是采盐或盐矿流失后留下的产物，可通过灌水、抽取等方法将地下较厚的盐层或盐丘中的盐提取出来，在地下将留下体积巨大的空洞。盐穴经改造后可用于天然气储气、压缩空气储能电站储气等，其中由于压缩空气储能电站的高温、高压、日循环、压力变化大的特点，对盐穴腔体筛选提出了较高标准。

我国盐穴资源丰富，可开采的盐穴较多，预计存量盐穴可满足 35.45GW 开发要求。根据梅生伟等所著的《基于盐穴储气的先进绝热压缩空气储能技术及应用前景》，我国现有盐穴资源 1.3 亿立方米，其中大部分经过造腔后密封性良好，已利用的盐穴仅占总量的 0.2%，绝大部分盐穴处于闲置状态。我们参照江苏金坛 60MW 压缩空气储能项目盐穴容积 22 万立方米，当前盐穴资源预计可满足 35.45GW（截至 2022 年 11 月备案项目为 8.2GW）的需求。除此之外，我国具

有较丰富的井矿盐资源，根据中科院武汉岩土力学研究所，我国每年可产生地下盐穴空间 2000 万方以上，新增盐穴可为压缩空气储能项目建设提供保障。

在盐穴资源分布上，我国适合建设地下储气库的岩盐矿藏主要分布在东部地区，包括长江中下游、山东和广东局部地区，而光伏和风电装机规模巨大、对于大规模储能需求迫切的“三北”地区，则缺少适宜于建设盐穴地下储气库的岩盐地层。

图 26：我国盐矿资源主要分布于中东部以及四川、陕西等地



资料来源：中国科学院武汉岩土力学研究所，德邦研究所

表 23：我国东部盐穴资源容量

序号	盐穴名称	所在省份	容量（百万立方米）
1	金坛	江苏	14.3
2	淮安	江苏	10
3	平顶山	河南	4
4	应城	湖北	8
5	樟树	江西	10
6	潜江	湖北	4

资料来源：梅生伟等《基于盐穴储气的先进绝热压缩空气储能技术及应用前景》，德邦研究所

盐业企业积极通过设立合资公司形式布局压缩空气储能行业。国内盐业公司在做好自身盐及盐化工产品的生产与销售的同时，也在积极布局压缩空气储能行业，其中代表企业为苏盐井神、雪天盐业、鲁银投资。盐业公司自身已具有丰富的盐穴资源，通过与压缩空气储能技术方案提供商合作，共同开发压缩空气储能示范项目，一方面可以实现风险共担，另一方面也可由示范项目逐步拓展进行产业化建设，有望在主业发展的同时，构建第二成长曲线。

表 24：盐穴类主要企业及其布局

公司名称	产业链环节	公司介绍	产业布局	示范项目
苏盐井神	盐穴资源	公司是集可研、生产、配送、销售于一体的全国大型盐及盐化工企业，目前着力调整产业布局，构建“盐+储能”产业新格局	1）公司每年开采制盐可形成盐穴 300 万立方米；2）与中科院热物理研究所、中储国能合作，开发淮安 465 兆瓦/2600 兆瓦时盐穴压缩	淮安 465 兆瓦/2600 兆瓦时盐穴压缩空气储能项目

			空气储能项目	
雪天盐业	盐穴资源	成立于 2011 年，位于湖南地区，公司专注于盐及盐化工产品的生产、销售	1）公司与中国电力、清华大学成立中雁清盐储能科技有限公司，公司为参股股东，合作湖南首个压缩空气储能创新示范项目	百兆瓦级盐穴压缩空气储能创新示范项目
鲁银投资	盐穴资源	山东国惠集团旗下上市公司，盐业生产是公司最重要板块，2021 年占营收比例为 50.1%	1）公司同中能建数字科技有限公司签署合作框架，共同建设山东泰安 2×300MW 压缩空气储能示范项目；2）成立山东鲁银盐穴储能工程技术有限公司，开展多项试验	山东泰安 2×300MW 压缩空气储能示范项目

资料来源：Wind，中国储能网新闻中心，起点锂电网，证券时报，阳光工匠光伏网，德邦研究所

4. 投资建议

随着新能源装机逐步提升，风光发电的间接性对电网的影响逐步提升，长时大容量储能迎来发展机遇，对比抽水蓄能，压缩空气储能建设周期短且受地理位置影响较小，未来具备广阔成长空间。此外，随着电力市场体系改革深化与产业链成本下降，装机规模有望快速提升，建议关注：具备 300MW 压缩空气储能系统设计能力的【陕鼓动力】；国内发电设备领军者且具有膨胀机与换热设备研发制造能力的【东方电气】；携手中储国能共同开发 465MW 压缩空气储能项目的【苏盐井神】；同中国电力、清华大学合作打造湖南首个百兆瓦压缩空气储能项目的【雪天盐业】；具备丰富盐穴资源并协同中能建开发山东泰安 2×300MW 压缩空气储能项目的【鲁银投资】；具备换热器开发制造能力的【中泰股份】。

5. 风险提示

1）政策推进不及预期

压缩空气储能项目需容量电价政策扶持，若政策不及预期，可能对会行业产生影响。

2）产业发展不及预期

压缩空气储能项目投入成本与效率受产业发展影响，若成本降低以及效率提升不及预期，将对项目经济性造成不利影响。

3）新能源发展不及预期

若新能源发展不及预期，则储能行业需求将有所降低。

信息披露

分析师与研究助理简介

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有 5 年环保产业经验，2020 年 12 月加入安信证券，2021 年新财富第三名核心成员。2022 年 3 月加入德邦证券，负责环保及公用板块研究。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准：	类 别	评 级	说 明
以报告发布后的 6 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后 6 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； 2. 市场基准指数的比较标准： A 股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。
本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。
市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，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或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中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投资银行服务或其他服务。
本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。
根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。