

压缩空气储能（CAES）行业研究报告

湖北社保科创基金张泽锐

一、行业概述

（一）行业概述

压缩空气储能（Compressed Air Energy Storage, CAES）是以空气为介质的物理储能技术。系统在用电低谷或新能源富余时段，利用电能驱动压缩机，将空气压缩至高压状态并储存；在用电高峰时段，释放高压空气，经换热后进入膨胀机或透平驱动发电机发电，实现削峰填谷、调频备用和新能源消纳。

压缩空气储能主要面向 4 小时以上长时储能场景，是抽水蓄能之外重要的大规模物理储能补充。行业已完成百兆瓦级工程验证，当前处于商业化导入阶段。压缩系统、换热储热系统、膨胀发电系统、储气工程及技术型系统集成，是产业链价值量和技术壁垒相对集中的环节。

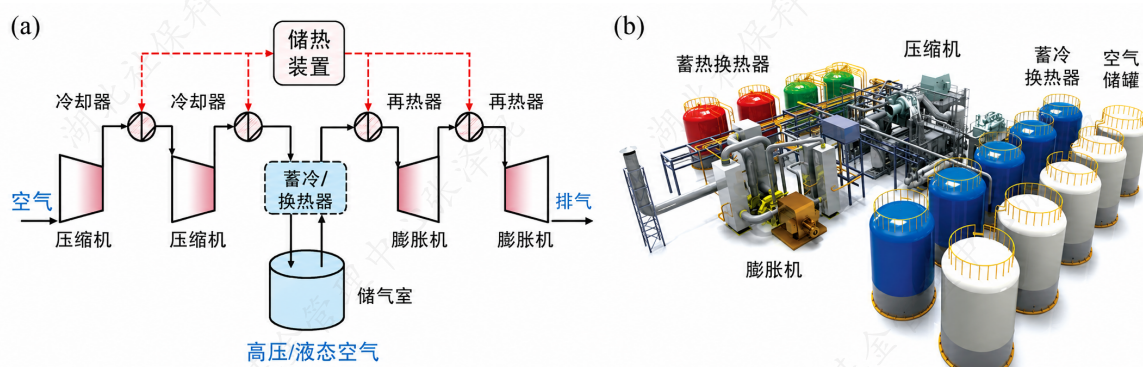


图 1 行业示意图

（二）国家级政策

国家层面对新型储能的政策支持，已由技术研发和试点示范逐步延伸至规模化建设、并网调度和市场机制完善，为压缩空气储能发展提供了总体制度框架。

时间	政策文件	与压缩空气储能相关的主要内容
2021 年	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	明确推动压缩空气、液流电池等长时储能技术研发、示范和规模化应用，强化新型储能规划及市场机制建设。
2022 年	《“十四五”新型储能发展实施方案》	将新型储能定位为构建新型电力系统的重要技术和基础装备，提出推动技术创新、试点示范、规模发展及商业模式建设。
2024 年	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	明确优化并网接入和调度运行机制，支持新型储能参与电能量市场和辅助服务市场，推动“一体多用、分时复用”。
2024 年	国家能源局新型储能试点示范项目公告	将山东肥城 300MW/1800MWh 压缩空气储能示范项目等纳入试点示范，强化行业示范带动作用。
2025—2027 年	《新型储能规模化建设专项行动方案》	推动新型储能规模化建设，完善市场价格形成机制和安全管理体系，为多元技术路线创造应用条件。
“十五五”时期	石油天然气发展规划及地下空间利用方向	支持利用盐穴、枯竭油气藏及管道等地下空间资源，探索压缩空气储能等新业态，拓展储气资源供给。

国家政策的核心影响体现在三个方面：一是确立压缩空气储能作为新型储能多元技术路线的重要地位；二是通过试点示范和并网调度机制提升项目可实施性；三是逐步完善容量、辅助服务和电能量市场等收益基础。

（三）相关省市政策

地方政策已从一般性鼓励新型储能，转向长时储能项目布局、储能容量认定、市场交易和产业链建设。山东、江苏、河南等地政策与项目资源具有代表性。

地区	政策及时间	主要支持内容	影响判断
山东	《山东省新型储能工程发展行动方案》（2022 年）	利用泰安盐穴资源，以 300MW 级非补燃式先进压缩空气储能为重点，建设大型储能电站。	盐穴资源、示范项目和装备产业基础较为突出。
山东	《加快新型储能产业高质量发展的指导意见》（2024 年）	支持东营、泰安布局压缩空气储能产业集群，推动 10 万千瓦及以上压缩机、膨胀机及储热罐体、换热器、控制系统等成套能力建设。	政策由项目建设延伸至核心装备和产业链培育。
山东	新能源消纳相关措施（2024 年）	鼓励建设压缩空气等长时储能项目；符合条件者优先入库、优先接网，并支持参与电力现货市场。	有利于改善长时储能项目并网与收益预期。
江苏	《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》（2022 年）	充分发挥金坛盐穴项目示范作用，在常州、淮安、镇江等盐穴资源地区进一步发展盐穴压缩空气储能。	盐穴资源和金坛项目形成先发优势。
江苏	电网侧新型储能项目规划通知（2024 年）	在具备条件地区探索压缩空气等长时储能示范应用；电网侧长时储能按时长参与调峰能力认定和容量租赁。	将长时储能价值与电网调峰、容量租赁相衔接。
河南	《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》（2022 年）	开展压缩空气储能和利用废弃矿井建设无水坝抽水储能试点。	为矿井及地下空间资源转化提供政策基础。
辽宁	《关于支持新型储能健康发展的通知》（2026 年）	支持压缩空气、液流电池等长时储能发展，并按其对系统容量的贡献给予补偿。	体现地方政策由项目支持向容量价值补偿延伸。

地方政策的差异将直接影响项目经济性。具备盐穴、油气藏、矿井等地下空间资源，且已建立储能参与市场交易或容量补偿机制的地区，将优先形成压缩空气储能项目集聚。

二、市场及发展驱动力

（一）市场规模及项目进展

压缩空气储能仍是小基数、高单体投资的项目制市场。截至 2024 年底，国内已投运压缩空气储能项目约 12 个，累计装机约 893.5MW；同期，张北 100MW/400MWh、山东肥城 300MW/1800MWh 等项目已完成工程验证。2025 年湖北应城 300MW/1500MWh 项目实现全容量并网，2026 年江苏淮安 600MW/2400MWh 盐穴项目全面投产，标志着行业已由百兆瓦级示范迈入 300MW—600MW 级工程应用阶段。

从新型储能整体格局看，压缩空气储能仍处于早期。国家能源局披露，2025 年底全国新型储能累计装机约 136GW，锂离子电池储能占比 96.1%，压缩空气、液流电池和飞轮等其他技术路线合计占比 3.9%。压缩空气储能尚未形成与锂电相当的装机规模，但其在长时、大功率和长寿命场景中的技术定位已基本明确。

因此，行业规模不宜以笼统的“市场规模”预测判断，而应同时观察三组数值：已投运装机反映技术成熟度，在建及招标容量反映未来两至三年的项目需求，核心设备订单反映企业可确认收入。当前行业已从“有没有项目”进入“项目能否连续建设、设备能否重复采购”的验证阶段。

（二）市场空间测算

市场空间测算应以未来新增装机为基础，而非以缺乏实施路径的远期累计装机直接外推。本报告采用“新增装机 × 单位投资 × 核心设备价值量”的方法，测算 2027—2030 年的可实现市场空间。

测算假设：

1. 300MW 级项目单位投资按 0.55—0.70 万元/kW 取值；
2. 设备及安装工程费约占项目总投资的 65%—75%；
3. 压缩、换热、膨胀和储热四类核心设备，在设备及安装工程费中的合计占比约为 76%—85%；
4. 基准情景假设行业由项目示范转入连续建设，新增装机由 2027 年的 1GW 提升至 2030 年的 2.5GW；进取情景假设大型盐穴及人工硐室项目建设进度快于预期。该假设以当前已建、在建及储备项目均以 300MW 级为主的行业现实为基础，不代表行业规划目标。

年份	基准情景新增装机	基准情景项目总投资	进取情景新增装机	进取情景项目总投资
2027 年	1.0GW	55—70 亿元	1.5GW	83—105 亿元
2028 年	1.5GW	83—105 亿元	2.5GW	138—175 亿元
2029 年	2.0GW	110—140 亿元	3.5GW	193—245 亿元
2030 年	2.5GW	138—175 亿元	4.5GW	248—315 亿元
合计	7.0GW	385—490 亿元	12.0GW	660—840 亿元

从设备环节看，压缩系统的市场空间最为突出。按其占设备及安装工程费 32%—36% 测算，基准情景下对应约 80—132 亿元；换热系统对应约 60—88 亿元；膨胀发电系统对应约 30—51 亿元；

储热系统对应约 20—40 亿元。储气工程价值量则随盐穴、人工硐室和地上储气方案变化较大，应结合区域资源条件单独判断。

（三）发展驱动因素

新能源渗透率提升带来长时储能需求。风电、光伏具有波动性和间歇性，随着装机占比提升，电力系统对调峰、备用和跨时段能量转移的需求不断增加。锂电池储能可在 1—4 小时场景中具有较强的竞争力；在 4 小时以上、数百兆瓦级和高频循环场景中，长时储能技术的经济性优势逐步显现。

百兆瓦级项目建设提升行业可信度。肥城 300MW、金坛 350MW 级、玉门 300MW 人工硐室、信阳 300MW 等项目相继推进，表明国内已具备大规模项目的设计、设备制造和工程建设能力。行业关注重点已由技术可行性转向效率、造价、可用率和项目复制能力。

储气资源开发拓展应用边界。盐穴是大型压缩空气储能项目的优选储气方案；人工硐室、枯竭油气藏和地上储气装置的发展，为无盐穴地区提供了可选路径，有助于扩大行业可覆盖区域。

规模效应与国产化推动造价下降。已有资料显示，300MW 级项目系统单位成本较早期 100MW 级项目明显下降，设备国产化率持续提高。大型化、系列化和工程经验积累，将是压缩空气储能进一步提升经济性的主要来源。

（四）2025—2026 年重点项目

从已投运项目看，行业已形成由 10MW 级、60MW 级向 100MW—300MW 级跃升的工程基础。张北 100MW/400MWh 项目

于 2022 年并网投运；山东肥城 300MW/1800MWh 项目于 2024 年并网；湖北应城 300MW/1500MWh 项目于 2025 年实现全容量并网。上述项目表明，国内已具备大型压缩空气储能的设计、核心装备制造和系统集成能力。

2025—2026 年是国内压缩空气储能由示范项目向大型化、区域化布局过渡的重要阶段。重点项目覆盖盐穴、人工硐室及退役盐穴再利用等不同储气路线，对核心装备国产化、地下储气工程和商业运行模式具有较强示范意义。

项目	规模及储气路线	2025—2026 年进展	行业意义
湖北应城“能储一号”	300MW/1500MWh；盐穴储气	2025 年 1 月实现全容量并网发电。	世界首台（套）300MW 级非补燃压缩空气储能示范工程，验证了大型盐穴储气、核心装备国产化和系统集成能力。
江苏金坛二期	2×350MW；盐穴储气	2024 年末开工，2025—2026 年持续建设。	规划总储气容积 120 万 m ³ ，是当前单机容量最大的在建盐穴压缩空气储能项目之一，体现大型化发展趋势。
甘肃酒泉玉门项目	300MW/1800MWh；人工硐室储气	2025 年 4 月进入设备安装阶段。	全球首台（套）300MW 级人工硐室压缩空气储能示范项目，为无盐穴地区提供工程化路径。
河南信阳项目	300MW；人工硐室储气	2025 年持续建设，2026 年 7 月储气端头施工完成。	入选国家新型储能示范及首台（套）项目，重点验证人工硐室储气库的建设和运行能力。
云南昆明安宁项目	350MW/1750MWh；退役盐穴储气	2025 年 10 月开工建设。	云南首个压缩空气储能项目，探索高海拔地区及退役盐穴资源再利用。

上述项目表明，行业项目规模已由 60MW—100MW 级示范提升至 300MW—350MW 级；储气路线亦由盐穴主导逐步扩展至人

工硐室和退役盐穴再利用。后续应重点关注项目并网投运后的实际效率、可用率、建设成本及电力市场收益表现。

三、技术路线及经济性

（一）主要技术路线

压缩空气储能技术路线的核心差异在于释能阶段是否补燃、压缩热的利用方式及储气介质选择。其中，非补燃式 AA-CAES 已成为国内百兆瓦级项目的主流路线；超临界、液态空气等技术仍处于早期工程化探索阶段。

技术路线	主要特征	应用阶段及判断
传统补燃式 CAES	释能阶段以燃料补热，效率较低且存在碳排放	技术成熟，但不属于国内新增项目主流。
非补燃式 AA-CAES	回收压缩热并用于释能，不使用燃料	国内大型项目的主流路线，公开项目效率约为 60%—72%。
超临界 CAES	利用超临界状态提升能量密度和效率潜力	处于科研和小规模示范阶段。
液态空气储能	将空气液化后储存，储能密度较高	处于早期工程化阶段，可关注工业冷能协同场景。
水下 CAES	借助水压形成恒压储气环境	面向特定地理场景，尚未形成大规模应用。

（二）主要储能技术比较

压缩空气储能并非替代所有储能技术，其竞争力取决于储能时长、功率规模、选址条件和收益模式。与锂电池、抽水蓄能和液流电池的比较如下：

指标	锂电池储能	压缩空气储能	抽水蓄能	液流电池
典型储能时长	1—4 小时	4—10 小时及以上	4—12 小时及以上	4—10 小时
往返效率	较高	中等	较高	中等
使用寿命	中等	较长	很长	较长
循环能力	中等	较强	很强	较强

指标	锂电池储能	压缩空气储能	抽水蓄能	液流电池
建设周期	较短	中等	较长	中等
选址约束	较小	中等	较高	较小
主要优势	响应速度快、产业链成熟	大功率、长时、寿命长	成熟度高、寿命长	安全性较好、容量扩展较灵活
主要短板	长时成本和衰减	系统效率和工程复杂度	选址限制和建设周期	初始投资和系统体积

压缩空气储能的竞争优势主要体现在大规模长时场景。对于1—2小时快速响应需求，锂电池仍具有较高性价比；对于4小时以上、数百兆瓦级、长期高频循环的调峰场景，压缩空气储能具备更强的综合经济性潜力。

（三）商业模式与收益机制

压缩空气储能电站的商业模式可分为新能源配储、电网侧独立储能和源网荷储一体化三类。其中，独立储能和具备独立计量、独立参与市场条件的项目，更有利于发挥长时储能的多重价值。

收益来源	收益逻辑	对项目的重要性
峰谷价差及现货交易	低价时段充电、高价时段放电，获取电能量价差	基础收益来源，但单独依赖价差通常不足以覆盖大型项目资本开支。
容量补偿或容量租赁	为电力系统提供可靠容量和长时调节能力，按容量获得补偿或租赁收入	长时储能实现可融资收益的重要基础。
辅助服务	参与调峰、调频、备用、黑启动等服务	提升设备利用率和项目收益弹性。
新能源消纳价值	减少弃风弃光、提升新能源项目并网和消纳能力	在新能源基地及负荷中心项目中具有协同价值。

四、产业链及核心设备

（一）产业链结构



图 2 产业链结构

压缩空气储能产业链由上游材料与零部件、核心设备、系统集成与 EPC、电站运营构成。其中，储气资源与工程、压缩系统、换热储热系统及膨胀发电系统共同构成项目的核心技术基础。

环节	主要内容	代表参与者/类型	价值量及壁垒
压缩系统	多级压缩机、润滑、冷却、过滤及控制系统	陕鼓动力、沈鼓集团、东方电气等	占设备及安装工程费约 32%—36%，是价值量最高的核心设备环节。
换热储热系统	换热器、冷却器、储热介质、热管理系统	装备企业及专业换热企业	换热系统占设备及安装工程费约 24%，直接影响系统效率。
膨胀发电系统	膨胀机/透平、发电机及辅助系统	陕鼓动力、东方电气等	占设备及安装工程费约 12%—14%，决定释能效率和运行稳定性。
储气工程	盐穴、人工硐室、油气藏、金属及复材储气装置	地质工程单位、压力容器企业	决定项目选址、造价和规模化能力。
系统集成	热力设计、控制算法、设备成套、EPC	中储国能、能建、电建等	技术型集成附加值较高，纯 EPC 竞争较为充分。
通用部件	阀门、管道、普通压力容器、电气设备	通用设备供应商	行业受益明显，但差异化和议价能力相对有限。

（二）压缩系统

压缩机是压缩空气储能最核心的设备环节。CAES 压缩机需要满足大压比、多级压缩、宽工况运行、频繁启停、热量回收和长期可靠性要求，与一般工业空压机相比，对气动设计、转子动力学、密封、冷却和控制能力提出更高要求。

压缩系统约占设备及安装工程费的 32%—36%，是单项目价值量最大的核心设备环节之一。具备百兆瓦级压缩机自主设计、制造和现场运行经验的企业，将在行业规模化过程中获得更强的竞争优势。

（三）膨胀发电系统

膨胀机/透平承担高压空气释能与机械能转换任务，其性能直接决定系统发电效率、启停能力和长期可用率。设备企业除需具备透平机械制造能力外，还需解决高压空气工况、温度变化、系统匹配和动态控制等问题。

膨胀发电系统约占设备及安装工程费的 12%—14%。能够同时覆盖压缩、膨胀、发电和热管理环节的企业，通常具有更强的系统适配能力和项目议价能力。

（四）换热及储热系统

非补燃式路线的核心在于压缩热回收和利用。换热及储热系统通过冷却、储热和再热过程提高能量利用效率，其技术水平直接影响系统往返效率、建设成本和运行稳定性。

换热系统约占设备及安装工程费的 24%。随着行业由示范项目向规模化项目演进，高温高效换热、储热介质优化、热力系统匹配和循环可靠性将成为企业形成技术差异化的重要方向。

（五）储气工程与储气装置

储气系统决定压缩空气储能项目的选址条件、建设周期、初始投资和容量上限，是项目技术路线选择的首要约束。不同储气方式并非简单替代关系，而是对应不同的资源禀赋和应用场景：盐穴适合大规模、低成本储气；人工硐室和枯竭油气藏解决无盐穴地区的地下储气问题；地上储气装置则面向建设周期敏感、地下条件不足或项目规模相对有限的场景。

储气路线	工程特征	经济性与建设约束	主要适用场景
盐穴储气	利用盐层溶腔形成大容积、高密封地下储气库	单位容量成本较低；受盐层分布、造腔周期和地质条件制约	百兆瓦至吉瓦级大型长时储能项目
人工硐室储气	在稳定围岩中建设高压储气硐室	可突破盐穴资源限制；围岩稳定、密封和施工周期是核心约束	无盐穴地区的大型电网侧项目
枯竭油气藏储气	利用既有地下油气空间和井网条件	具备资源再利用价值；需解决权属、完整性评价和安全管理问题	油气田周边、新能源基地协同项目
地上金属储气单元	采用钢制压力容器或标准化储气单元组合	工业基础成熟、建设较快；单位容量成本和占地相对较高	无地下储气条件、建设周期敏感的中小规模项目
地上复合材料储气装置	采用复合材料高压容器或管束储气	轻量化、耐腐蚀；大规模高压储气的长期运行案例有限	分布式、中小规模及特定快速部署场景

盐穴仍是大规模压缩空气储能的优选方案。 其优势不仅在于储气容积大，更在于地下空间的密封性、压力稳定性和单位容量成本。山东肥城、江苏金坛、湖北应城等项目均依托盐穴资源建设，说明盐穴条件是决定大型项目经济性和项目集聚能力的关键。

键资源。对于盐穴资源丰富地区，储气工程能力与盐穴资源获取能力本身即构成竞争壁垒。

人工硐室是行业扩展至无盐穴地区的关键路径。甘肃玉门、河南信阳等 300MW 级项目已进入设备安装或主体工程推进阶段，验证重点由系统设备延伸至围岩稳定、储气库密封、施工组织和长期运行安全。人工硐室一旦形成成熟的设计与施工标准，将显著扩大压缩空气储能的地域覆盖范围；但其建设周期和工程风险仍高于盐穴方案。

地上储气是地下储气资源不足或建设周期要求较高时的补充路线，其核心优势是标准化制造和快速交付，而非大规模项目中的单位容量成本。中集安瑞科已向三峡集团相关项目批量交付 170 台容积 4,500m³、工作压力 10MPa 的金属标准储气单元，说明大型金属单元已具备工程化交付能力。但受单位容量、占地和造价约束，地上储气更适合中小规模、快速部署或特定区域项目，短期内难以替代盐穴和人工硐室在大型项目中的主储气地位。

（六）项目造价与价值量分布

以 300MW 级非补燃式压缩空气储能项目为例，设备及安装工程费通常占项目总投资的 65%—75%，建筑工程费及其他前期费用占其余部分。为保持统计口径一致，下表各比例均以“设备及安装工程费”为分母；管道、阀门和电缆等配套工程费用已包含在相应系统或安装工程中，不再单独计入核心设备价值量。

核心设备环节	占设备及安装工程费的比例
压缩空气系统	32%—36%

核心设备环节	占设备及安装工程费的比例
换热系统	约 24%
膨胀发电系统	12%—14%
储热系统	8%—11%

上述四类核心设备合计约占设备及安装工程费的 76%—85%，与第二章市场测算口径一致。储气工程因盐穴、人工硐室和地上储气方案差异较大，单独作为项目工程价值量判断，不纳入上述核心设备合计比例。

五、竞争格局及重点企业

（一）行业竞争格局

国内压缩空气储能行业呈现“**科研体系掌握技术源头、央企主导项目投资建设、装备企业参与核心设备供给**”的竞争格局。技术源头主要集中于中科院工程热物理研究所、清华大学等科研体系；大型项目业主和工程建设主体主要为能源央企和大型设计建设集团；设备端则由具备透平机械、压缩机、发电设备和压力容器制造能力的企业参与竞争。

技术型系统集成商在行业早期具有较强先发优势，但随着项目规模扩大和设备标准化程度提高，竞争重点将逐步转向核心设备性能、项目交付能力、成本控制和长期运行数据。

（二）重点企业比较

企业或机构	所处环节	已验证项目或能力	CAES 业务属性	投资判断
中储国能	技术型系统集成、项目开发	依托中科院工程热物理研究所技术体系，参与张北 100MW、肥城 300MW 等项目。	技术路线和系统集成能力是核心；未见按 CAES 单独披露收入。	关注其技术授权、项目获取及成套设备交付能力。

企业或机构	所处环节	已验证项目或能力	CAES 业务属性	投资判断
中国能建	投资、设计、EPC、系统解决方案	应城 300MW 项目全容量并网，玉门 300MW 人工硐室项目推进建设。	项目和工程能力强，集团业务体量大，CAES 收入占比有限。	反映行业项目建设能力，难以仅以 CAES 业务评估集团业绩弹性。
华能集团/中盐集团	项目业主、盐穴资源与地下工程	金坛 60MW 项目长期运行，2×350MW 二期项目在建。	资源型和业主型参与者，收益来自项目投资及盐穴综合利用。	盐穴资源和地下工程能力构成长期壁垒。
陕鼓动力	压缩、膨胀及热管理装备	具备透平机械及系统集成能力。	CAES 是其大型能源装备业务的增量应用场景。	重点核实百兆瓦级供货范围、订单金额和实际项目份额。
东方电气、沈鼓集团	压缩、膨胀、发电等核心装备	分别具备大型发电装备、压缩机制造基础。	CAES 业务尚难从集团公开财报中单独拆分。	关注是否获得关键主机供货资格及跨项目复用能力。
中集安瑞科	地上金属标准储气单元	向三峡集团相关项目交付 170 台 4,500m ³ 、10MPa 标准储气单元。	地上储气装备为明确切入点。	具备批量交付基础；市场空间取决于地上储气路线渗透率。

（三）企业筛选标准

优先关注特征	审慎关注情形
具备压缩、膨胀、换热储热、储气或系统控制等核心技术	仅供应通用阀门、管道、普通压力容器或一般工程服务
进入百兆瓦级项目并实现设备交付、并网或稳定运行	仅有战略合作、签约信息或实验室样机
具备央企客户资源和跨项目订单能力	订单高度依赖单一示范项目
CAES 业务已形成收入、毛利及现金回款	业务边界和订单真实性不清晰
拥有自主知识产权和可复制产品体系	主要依赖外部技术合作或授权

六、行业发展阶段及核心瓶颈

压缩空气储能已完成百兆瓦级工程验证，目前处于商业化导入阶段。行业下一阶段的核心任务，是推动项目由定制化工程向标准化设备、标准化储气方案和可复制商业模式演进。

主要制约因素包括：

1. 储气资源与地质条件。盐穴分布不均，人工硐室和枯竭油气藏开发需要较长的评价和建设周期；

2. 初始投资与建设周期。大型地下工程前期投入较大，项目从立项到并网周期较长；

3. 系统效率。AA-CAES 的往返效率仍低于锂电池和抽水蓄能，热管理和设备效率仍需持续提升；

4. 收益机制。项目收益需要峰谷价差、容量补偿、现货交易和辅助服务等多重机制支撑；

5. 工程标准化。目前部分项目仍具有较强的定制化特征，制约设备企业规模化复制；

6. 长期可靠性。人工硐室围岩、储气装置密封和疲劳寿命、关键设备可用率仍需长期运行数据验证。

未来两年，行业是否进入规模化发展阶段，主要取决于百兆瓦级项目连续并网、单位投资持续下降、容量补偿及辅助服务机制完善、核心设备跨项目重复采购等信号。