DOI: 10.19666/j.rlfd.202605037

二氧化碳储能技术研究现状与应用前景

张浩岩[1]，笪耀东[2]，王伟棚[2]，王浩鹏[2]，沙昊天[1]，张 威[1]，常勇强[2]
（1. 北京建筑大学环境与能源工程学院，北京 100044；
2. 中国特种设备检测研究院，北京 100029）

［摘 要］【目的】压缩二氧化碳储能（compressed carbon dioxide energy storage，CCES）具有工质密度高、闭式循环和选址灵活等特点，该技术适用于长时储能和可再生能源的消纳。为明确不同技术路线的性能差异与工程适用边界，需对其研究现状和应用进展进行系统梳理。【方法】从系统构型、工质物性、储存方式、关键设备、循环优化及工程示范等方面，归纳比较液态、跨临界和超临界 3 类 CCES 技术路线，分析其运行边界、储能密度、往返效率及设备适配特征。【结果】不同 CCES 构型的性能主要受 CO_2 储存状态、低压侧储存方式、换热过程匹配和透平机械性能影响。典型跨临界与超临界系统往返效率多为 50%~70%；液态或气液相变系统储能密度较高，但液化、蓄冷和相变换热过程较复杂；跨临界系统选址灵活，超临界系统结构紧凑，但二者分别面临临界区换热和高压设备可靠性问题。【结论】CCES 具备地面化部署和长时储能潜力，但仍需在非稳态控制、高效透平机械、换热网络优化、分级储热/蓄冷利用及商业化运行机制等方面进一步突破。

［关 键 词］二氧化碳储能；系统构型；储能密度；往返效率；工程应用

［引用本文格式］（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 2026, 55(12): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(12): 起始页码-终止页码.

Research progress and application prospects of carbon dioxide energy storage technology

Zhang Haoyan[1], Da Yaodong[2], Wang Weipeng[2], Wang Haopeng[2], Sha Haotian[1], Zhang Wei[1], Chang Yongqiang[2]
(1. School of Environmental and Energy Engineering, Beijing University of Civil Engineering and Architecture, Beijing 100044, China;
2. China Special Equipment Inspection and Research Institute, Beijing 100029, China)

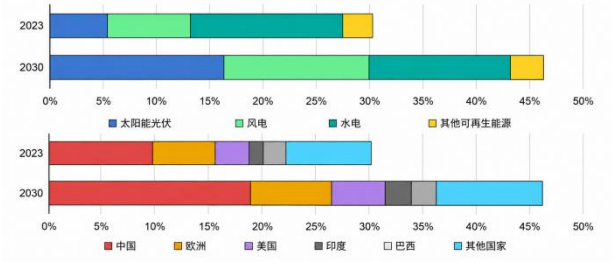
Abstract: [Objective] Compressed carbon dioxide energy storage (CCES) combines a high-density working fluid, closed-cycle operation, flexible siting, and the potential for long-duration energy storage, making it a promising physical storage option for power systems with high renewable-energy penetration. However, the reported performance of CCES varies substantially because liquid, transcritical, and supercritical routes differ in storage state, pressure level, heat-transfer process, low-pressure-side storage method, and evaluation boundary. This review aims to clarify the operating characteristics, performance ranges, equipment requirements, and engineering applicability of the main CCES routes, and to identify the technical barriers to large-scale deployment. [Methods] The literature was reviewed from the perspectives of thermophysical properties, system configuration, storage mode, key equipment, cycle optimization, multi-energy coupling, dynamic behavior, and demonstration projects. Liquid, transcritical, and supercritical CCES systems were compared in terms of operating boundaries, round-trip efficiency, energy storage density, storage-vessel requirements, heat and cold recovery, and component matching. Representative studies on underground storage, flexible gas holders, adsorption storage, hydraulic compensation, waste-heat recovery, heat-pump integration, cold-electricity cogeneration, and external heat or cold sources were summarized. Engineering projects in Europe and China were also examined to assess the transition from

收 稿 日 期：2026-05-13 修 回 日 期：2026-07-14 接 受 日 期：2026-07-27 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：黑龙江省“碳达峰碳中和”榜单揭榜挂帅科技攻关项目（2022ZXJ09C01）
Supported by: Heilongjiang Province “Carbon Peak and Carbon Neutrality” List of Technology R&D Projects for Key Breakthroughs(2022ZXJ09C01)
第一作者简介：张浩岩（2002），男，硕士研究生，主要研究方向为压缩气体储能，zhymun@126.com。
通信作者简介：笪耀东（1979），正高级工程师，主要研究方向为节能与储能检测评价，dayaodong@csei.org.cn。

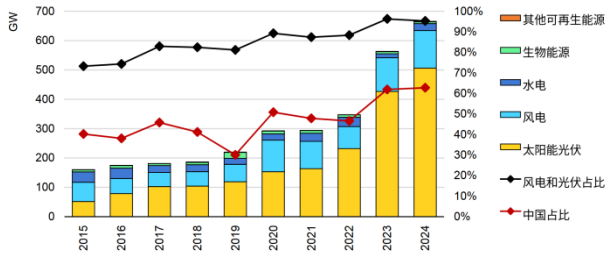
conceptual studies to demonstration-scale applications. [Results] CCES performance is primarily governed by the CO_2 storage state, low-pressure-side storage mode, pressure ratio, heat-exchanger matching, turbomachinery efficiency, and system boundary. Liquid or gas-liquid phase-change systems generally provide relatively high energy storage density, but require liquefaction, vaporization, cold storage, and phase-change heat transfer. Transcritical systems offer flexible ground-based deployment and can balance efficiency with siting adaptability, but are sensitive to thermophysical-property variations near the critical region and may require large low-pressure storage volumes. Supercritical systems are comparatively compact and avoid phase-change control, but impose stricter requirements on high-pressure vessels, sealing, materials, and turbomachinery manufacture. Typical transcritical and supercritical systems generally report round-trip efficiencies of 50%~70%. Nevertheless, direct comparison is difficult when external heat, cold-energy products, design values, or different storage boundaries are included. Waste-heat recovery, heat-pump coupling, cascaded thermal storage, and cold-electricity cogeneration can improve overall energy utilization, but often increase equipment count, control complexity, and capital cost. Existing megawatt-scale demonstrations and larger projects under construction indicate that CCES is progressing from thermodynamic verification toward engineering demonstration. [Conclusions] CCES has potential for long-duration energy storage and reduced dependence on large underground gas caverns, but different routes should not be evaluated using a single efficiency indicator. Future research should establish consistent performance boundaries and focus on transient control near the critical region, off-design turbomachinery performance, heat-exchanger network optimization, reliable sealing and material selection, low-cost storage devices, cascaded heat and cold utilization, and experimentally validated dynamic models. Long-term operating data, safety standards, economic assessment methods, and market mechanisms are also required to support commercial deployment.

Key words: carbon dioxide energy storage; system configuration; energy density; round-trip efficiency; engineering application

在高比例可再生能源接入的新型电力系统中，风电和光伏出力的随机性使电力供需存在时空错配，长时、大容量储能成为支撑削峰填谷和可再生能源消纳的重要手段[1-3]。我国新能源装机规模持续增长，电力系统对调峰和长时储能的需求进一步增加[4]，全球可再生能源装机变化如图 1 所示[5]。



a) 全球发电采用可再生能源技术和国家/地区主要情况



b) 可再生能源发电装机容量增量

图 1 全球发电采用可再生能源技术与装机容量增量

Fig.1 Global power generation using renewable energy technologies and the increment of installed capacity

已有研究指出，储能技术发展需综合考虑系统结构、储存装置、多能协同和运行调度[6-8]。压缩气体储能因容量大、寿命长和安全性较高而受到关注，压缩二氧化碳储能（compressed carbon dioxide energy storage，CCES）因 CO_2 高密度、易液化等特点，可减小储存体积并提高系统紧凑性。

现有研究多围绕 CCES 基本原理、循环性能及经济性展开，对不同构型的运行边界、低压侧储存方式及关键设备适配关系仍缺乏系统比较。本文围绕 CCES 工质特性、系统构型、储存方式、关键设备和工程应用，比较液态、跨临界和超临界 CCES 技术路线，并分析其规模化应用面临的主要问题。

1 储能技术概述

根据储能技术工作原理，主流储能方式可分为 4 大类：以抽水蓄能、压缩空气储能为代表的机械储能；以锂电池、钠电池为代表的电化学储能；以氢能、合成燃料为代表的化学储能以及以超导储能、超级电容器储能为主的电磁储能[9]。不同储能技术及其参数见表 1[10-16]。

表 1 不同储能技术与参数

Tab.1 Different energy storage technologies and technical parameters

储能方式	储能技术	功率等级	放电时长	储能密度 /((kW·h)·m^{-3})	往返效率	技术成熟度	特征与局限
机械储能	抽水蓄能	100 MW 至吉瓦级	小时至日	0.5~1.5	75%~80%	商业化成熟	严重依赖地理地形
	压缩空气	10~300 MW 级	1~24 h	2~10	40%~70%	商业化推广阶段	我国研发实力领先
	压缩二氧化碳	10~300 MW 级	4~24 h	0.1~60.0（受低压侧储存方式影响显著）	40%~70%（受构型影响显著）	示范阶段	电网调峰、长时储能
电化学储能	锂离子电池	兆瓦级	2~4 h	200~400	85%~95%	商业化成熟	循环寿命有限、存在安全隐患
	钠离子电池	兆瓦级	2~4 h	140~165	80%~90%	商业化初期	低成本、低温性能好
化学储能	氢能	兆瓦至吉瓦级	周至季度	500~3 000	30%~50%	示范阶段	可跨季节储能、转换效率低
电磁储能	超级电容器	千瓦至兆瓦级	毫秒至秒级	5~15	>95%	商业化	功率密度极高、能量低
	超导储能	千瓦至兆瓦级	毫秒级	10~50	>95%	示范阶段	可极速响应、制冷成本高

抽水蓄能效率较高，但受地形和水资源条件限制；电化学储能响应速度快，但在大规模长时应用中受到成本、寿命和回收处置等因素制约；氢储能适合长周期储存，但转换链条较长、效率偏低。相比之下，压缩气体储能具有容量大、寿命长和安全性较高等特点，主要包括压缩空气储能和压缩二氧化碳储能，两者均通过工质压缩储存与膨胀做功实现电能转换[16]。

2 压缩气体储能技术与构型

2.1 压缩空气储能技术

压缩空气储能（compressed air energy storage，CAES）技术于 1940 年提出，受电网储能需求限制，早期未形成工程应用。20 世纪 60 年代末，随着基荷电源扩大和电网调峰需求增加，CAES 进入工程化阶段，1969 年德国亨托夫电厂建成运行，标志着该技术由理论走向商业示范[17]。其发展历程如图 2 所示[17]。现有 CAES 在动态仿真、参数建模和非稳态控制等方面的研究，可为 CCES 复杂工质循环提供借鉴。

CAES 研究主要集中在动态建模、非设计运行和压缩过程强化。相关研究建立了不同规模 CAES 及先进绝热 CAES 模型，分析进气流量、储气压力、环境换热和透平入口温度对系统性能的影响[18-20]，并通过中试装置和运行策略研究验证了储热系统及多级压缩过程的性能[21-22]。液体活塞、喷水和多孔介质等技术可强化压缩过程传热、改善近等温压缩性能[23-25]，浮式液压气动储能也为海上可再生能源配置储能提供了新方案[26]。上述研究形成的建模与控制方法可为 CCES 提供参考。

尽管压缩空气储能已处于商业化应用阶段，但其应用仍受制于严苛的地理选址要求。液化空气储能技术也面临绝热难度大、系统循环效率提升受限等工程挑战[27-29]，由此研究内容逐渐转向具有更高储能密度且对环境友好的替代工质。

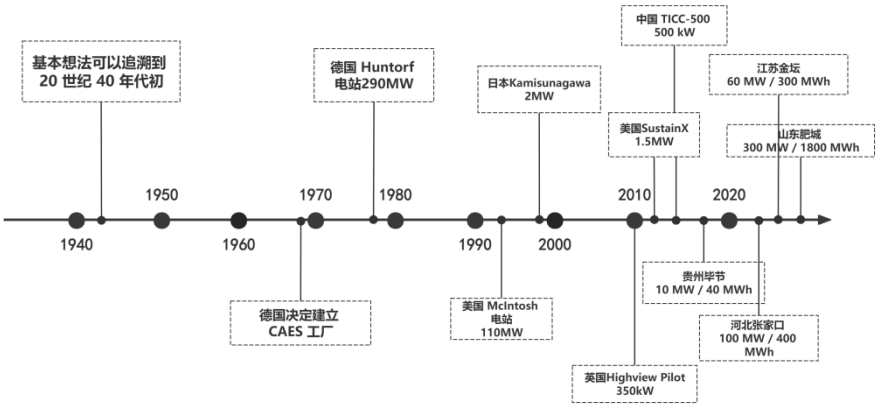


图 2 压缩空气储能技术研究发展历程
Fig.2 Compressed air energy storage research timeline

2.2 二氧化碳储能系统技术

为有效提升压缩储能系统性能，补燃式、先进绝热式及液态空气储能等技术得到应用，但仍面临若干技术瓶颈[27]。压缩二氧化碳储能凭借其易液化、高储能密度以及理想的环境兼容性等特点，成为颇具前景的压缩气体储能技术。压缩二氧化碳储能技术研究发展历程如图 3 所示。CCES 系统可实现与火电、风电等机组配套使用，利用其闭式系统特点，并可与二氧化碳捕集利用过程耦合，为“双碳”目标下碳资源化利用提供技术路径。

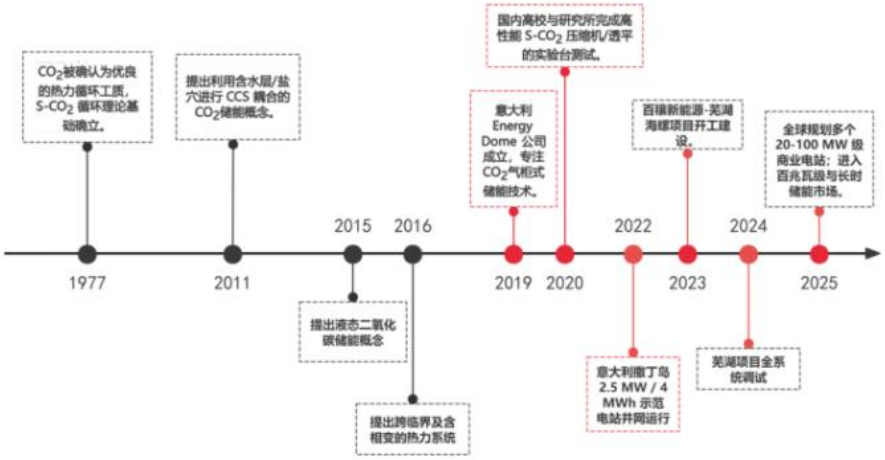


图 3 压缩二氧化碳储能技术研究发展历程

Fig.3 Compressed carbon dioxide energy storage research timeline

2.2.1 压缩空气储能与压缩二氧化碳储能对比

相较于空气，CO_2 在温和温度与压力条件下易进入超临界态，当二氧化碳温度低于临界点温度 30.98 ℃时，加压可使其液化，实现高密度、高能量的储存效果，二氧化碳物性参数如图 4 所示，压缩空气储能与压缩二氧化碳储能性能对比见表 2[11-12,30-33]，典型工况下的工质物性对比详见表 3[34]。在相同压力条件下，CO_2 密度显著大于空气，在 10 MPa 超临界/高压态下，其密度优势更明显，此时其高密度特性使得同等装机容量下的储气装置体积大幅缩减。

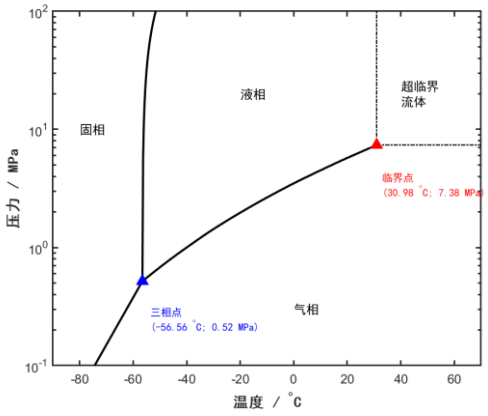


图 4 CO_2 物性参数

Fig.4 CO_2 physical property diagram

表 2 压缩空气储能与压缩二氧化碳储能性能对比

Tab.2 Comparison between compressed air energy storage and compressed carbon dioxide energy storage

对比维度	压缩空气储能	压缩二氧化碳储能	备注
动态响应速度	分钟级	分钟级	CO_2 工质对压力波动的响应比空气更剧烈
透平紧凑性	较低（透平体积庞大）	极高（透平尺寸小于同级蒸汽轮机）	
平准化储存成本/（美元·(kW·h)$^{-1}$）	70~120	66~110(UA-CCES, sCO₂)[33]	受系统边界、寿命、资本成本、运维成本、充放电次数及是否计入外部热源成本影响
地理限制	传统压缩空气储能对盐穴、废弃矿井等地质条件依赖性强	可采用地面高压储罐和柔性气囊	
典型应用场景	电网级削峰填谷	分布式能源站/工业余热回收+电网级储能	CCES 因选址灵活，更适合靠近负荷中心的分布式应用

表 3 空气与 CO_2 工质物性对比

Tab.3 Comparison of physical properties between air and carbon dioxide as working fluids

工质	压力/MPa	温度/℃	密度/(kg·m^{-3})	状态
空气	1	30	11.52	气态
	1	-196	887.49	液态
	10	30	115.399	高压气态
	20	30	221.836	高压气态
二氧化碳	1	30	18.35	气态
	1	-40	1 117.20	饱和液态
	10	40	628.61	超临界态
	20	40	839.81	超临界态

2.2.2 二氧化碳热物性

CO_2 物性随温度和压力变化明显，具体如图 4 和图 5 所示。临界区附近，密度和比定压热容对温度变化高度敏感：液态或高密度状态有利于减小储存体积，而比定压热容峰值会加剧换热温度匹配和局部夹点问题。因此 CO_2 的高密度和较好流动性有助于提高系统紧凑性，但临界区物性突变也提高了换热器设计、透平机械适配及运行控制难度[31,35]。

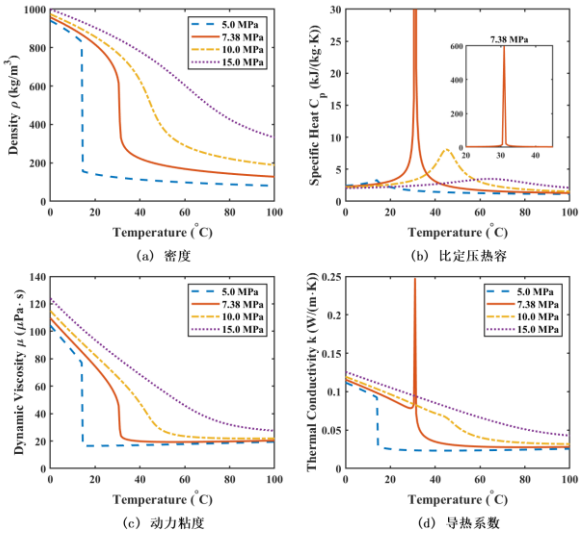


图 5 CO_2 物理性质随温度变化曲线

Fig.5 Temperature-dependent curve of CO_2 physical properties

2.2.3 二氧化碳储能工作原理与构型边界

当前主要压缩二氧化碳储能分为液态压缩二氧化碳储能（liquid compressed co_2 energy storage，L-CCES）、跨临界二氧化碳储能（transcritical compressed CO_2 energy storage，TC-CCES）、超临界二氧化碳储能（supercritical compressed co_2 energy storage，SC-CCES）3 种。目前二氧化碳储能的研究侧重于该技术不同结构的技术可行性、经济可行性等方面[12]。

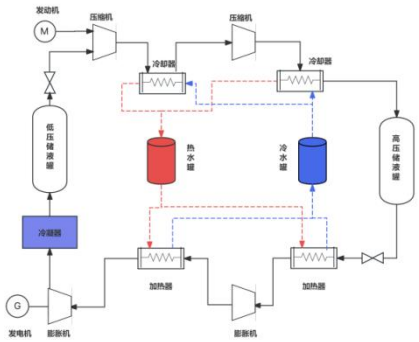
压缩二氧化碳储能系统原理如图 6 所示。以跨临界压缩二氧化碳储能系统为例，储能时低压 CO_2 经气化、多级压缩和级间冷却后进入高压储罐，压缩热由储热介质回收；释能时，高压 CO_2 经加热、多级膨胀和级间再热驱动发电机输出电能，膨胀后的 CO_2 经冷却后返回低压储罐。系统通过储热与储冷介质在储能和释能阶段的循环使用，实现电能、压力势能与热能之间的转换[36]。3 类技术路线的构型与适用边界对比见表 4。

表 4 压缩二氧化碳储能系统构型与适用边界

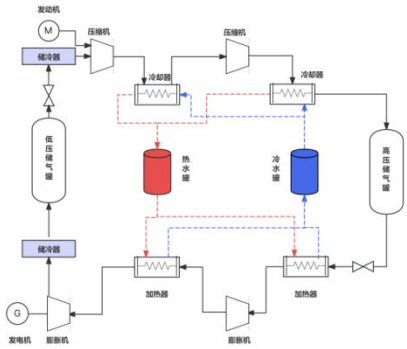
Tab.4 Configuration differences and application boundaries of CCES routes

技术路线	核心状态边界	储存方式特征	典型效率	储能密度	适用边界与问题
液态压缩二氧化碳储能	储释能阶段CO_2均以液态储存，极大地提高了储能密度	可采用低温液态储罐、蓄冷器、冷凝器等装置	50%~65%	通常较高	适合高储能密度和冷能耦合场景，但液化、蓄冷和相变换热过程复杂
跨临界压缩二氧化碳储能	循环跨越 CO_2 临界点，低压侧低于临界压力，高压侧多为超临界态	低压侧可采用常压气态、柔性气膜仓、吸附储存等方式储存	50%~70%	差异最大，取决于低压侧储存方式	选址灵活，适合地面化示范，但临界区换热夹点和低压侧储气体积问题突出
超临界压缩二氧化碳储能	系统主要保持超临界状态，压力波动相对较小，流程相对紧凑	多采用高压容器、管束或地下高压空间	55%~70%	较高，受高压储罐成本和评价口径影响	系统紧凑、流程相对简单，但压力容器、密封和透平机械制造难度较高

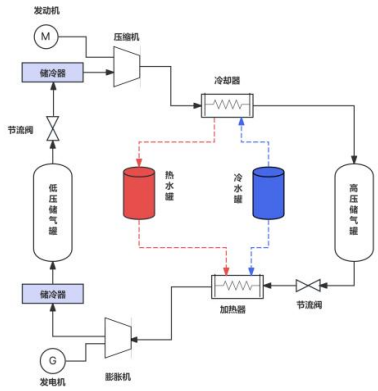
液态压缩二氧化碳储能系统通过将气态CO_2液化为低温液态CO_2实现储能，而液态CO_2密度较高，能在有限体积内储存大量能量。不同工况和系统配置下，其能量密度达 5~37 (kW·h)/m^3[37]。跨临界系统高、低压侧跨越临界区，且压比较大，通常采用多级压缩和膨胀以降低能量损失[14]。超临界系统循环工质始终处于超临界状态，流程较紧凑，但系统双侧储存压力较高，对压力容器、密封和透平机械提出更高要求[33]。



a) 液态二氧化碳储能系统



b) 跨临界二氧化碳储能系统



c) 超临界二氧化碳储能系统

图 6 二氧化碳储能系统原理
Fig.6 Schematic diagram of carbon dioxide energy storage system

不同工质对比结果表明，空气储能系统与二氧化碳储能系统的效率优势随运行温度、储存压力和系统构型变化，二者不存在脱离边界条件的绝对优劣关系[38-41]。CO_2 因密度较高，通常具有较小的工作设备和储存空间；相关研究同样表明，液态 CO_2 储能在部分构型下的往返效率和㶲效率高于液态空气储能[42]，含水层 CCES 系统所需地下空间可明显小于 CAES 系统[43]。

2.3 系统关键设备与构型适配

二氧化碳储能系统的核心单元包括透平机械、换热系统与储存装置。不同构型下 3 类系统的设计边界不同：液态系统更依赖冷凝器、蓄冷器及液态储罐；跨临界系统需重点解决临界区换热夹点、低压侧大体积储气与压缩机入口状态控制问题；超临界系统则对高压容器、密封结构和换热器承压能力提出更高要求。因此，关键设备选型配置应同时考虑系统构型、CO_2 状态变化范围、低压侧储存方式、储热/储冷介质和运行压力等级。

2.3.1 透平机械

2.3.2

透平机械承担电能与压力势能之间的能量转换。CO_2密度较高，工程中多采用结构紧凑的离心式压缩机，膨胀机主要包括容积式和透平式 2 类[31]。双螺杆膨胀机在其他动力循环中的性能研究可为容积式膨胀机设计提供参考[44]。压缩机和膨胀机是 CCES 系统主要不可逆损失来源之一，其效率及变工况适应能力直接影响系统性能[14,35]。

2.3.3 换热系统

换热系统承担压缩热回收、释能再热及液化/气化过程中的换热任务，其设计受外部热源、储热介质、换热端差和 CO_2 物性变化影响。跨临界系统需重点控制临界区夹点，超临界系统则需关注高温高压下的材料性能、密封性能与热应力等问题。

2.3.4 储存装置

CO_2 储存装置可分为气态、液态与超临界态 3 类。低压侧采用常压或近常压柔性气膜仓，可显著降低储气成本，但会增大占地面积并使压缩机入口压力、流量调节更加敏感；采用吸附储存或地下空间，可提高低压侧储存密度，但会引入吸附热管理、渗流安全和循环寿命问题。液态储存依靠临界点以下的高密度特性，适合中高压储罐或低温绝热罐；超临界储存避免相变控制，但需要厚壁高压容器或高压管束，材料成本和安全校核要求最高。

3 二氧化碳储能技术研究现状

为了克服传统气体储能技术在储能密度、地理限制及系统效率方面的局限，近年来国内外学者针对压缩二氧化碳储能系统在热力学特性、储罐介质以及存储方式等方面进行了广泛研究。

1）储罐存储方式与液化策略

赵明智等[45]比较了超临界态、液态及带泵等多

种储存形式，为不同场景下储存形式选择提供依据。Zheng 等人[46]对气−气、气−液、液−气和液−液组合进行了热力学与经济性对比，认为液−液模式在效率、能量密度和成本之间表现较优。在优化结构构型方面，Liu 等人[47]进一步比较不同液化策略与存储方式组合，指出“节流液化+定容高压罐”可降低设备复杂度并改善综合性能。针对高压液态二氧化碳存储面临的高昂成本与安全性挑战，Yin 等人[48]提出水力补偿恒压储存方案，往返效率达 71.01%，且在热力学性能与经济效益上均显著优于传统滑压系统。姜佳晖等[49]重点研究了高温储气罐温度对压缩储能系统性能的影响，揭示了降低初始温度有助于提高系统性能。

由上可知，通过提高 CO_2 储存密度可显著降低储罐体积和系统投资，但液态化、定压储存和水力补偿等会引入额外设备复杂度。现有研究表明，液−液或高压液态储存具有较优效率和经济性，但其工程适用性取决于低温绝热、安全规范和液化过程能耗；气态低压储存虽然体积较大，却更适合地面化示范项目。

2）地理存储方式

CCES 地理储存方式包括地下含水层、盐穴、废弃矿井、水下柔性储能袋和吸附储存。地下空间可降低地面储罐成本[50-53]，水下柔性储能袋可实现恒压储存[54]；13X 沸石等吸附材料则能提高低压侧储存密度[30,55]。不同方案需在储能密度、选址条件、地质安全和运行成本之间权衡。使用 2 个盐水含水层水库的结构示意如图 7 所示[50]。

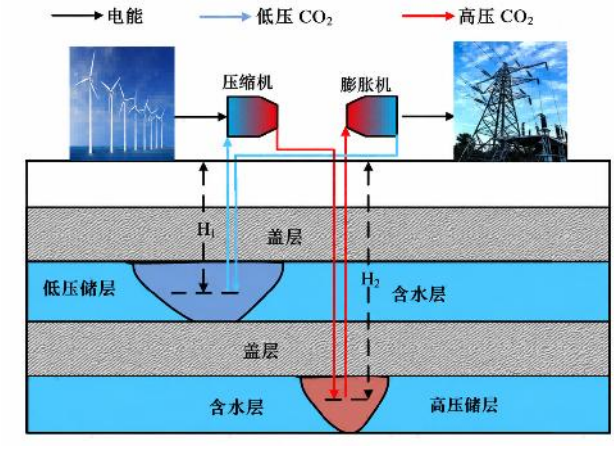


图 7 使用 2 个盐水含水层水库的结构示意
Fig.7 Schematic diagram of the structure using two saline aquifer reservoirs

3）热力学循环优化

热力学循环优化主要集中于余热回收、热泵耦合和关键参数匹配。Wang 等人[56]采用有机朗肯循环回收透平排气余热，系统往返效率达到 56.64%；Hao 等人[57]利用热泵回收压缩热，采用水作为储热介质时往返效率可提高至 66%；董泽明等[58]通过透平余热回收和参数优化，获得单目标最优往返效率 52.69%。上述结果表明，附加循环能够改善系统能量利用，但增设换热和动力设备也会提高投资及控制复杂度，因而应在统一评价边界下综合比较其热力学性能与经济性。

4）系统构型与关键部件

针对低压侧冷凝和压缩热利用问题，Liu 等人[59]将喷射器冷凝循环与电热储能耦合，扩大了液态系统的运行范围，并确定了相应的最佳背压；另一研究采用熔盐和水分级储存高、低温压缩热，使优化后的系统效率达到 75.30%，单位产品成本降至 41.17 美元/GJ[60]。这类方案能够改善冷凝、储热和再热过程，但其效果受 CO_2 储存状态、换热端差、储热介质和低压侧储存形式共同制约，构型选择还需兼顾设备数量、启动特性、控制难度和全寿命成本。

5）工程应用

CCES 与冷热电联产及外部能源系统耦合，是提高综合能效的重要方向。相关研究通过回收 CO_2 气化冷能实现冷电联供，并利用水、冰浆等介质构建冷热双储系统[61-63]；进一步引入风机废热、CO_2 热泵、LNG 冷能和燃煤机组抽汽，以改善释能加热过程或降低液化能耗[64-67]。已有模型的计算结果表明，系统往返效率或总能源效率明显提高，但不同研究在产品形式、能量折算方法和评价边界等方面差异较大。因此，多能耦合方案不宜仅依据单一效率指标比较，还需结合负荷匹配、附加设备成本和实际能源来源评价其工程适用性，明确电、热、冷的折算方法和负荷匹配条件。

6）系统动态特性

现有 CCES 研究仍以稳态分析为主，动态建模与控制研究相对不足。通用储能研究已将多时间尺度平衡、风险预警和实时调度纳入系统分析[68-69]。Hao 等人[70]建立气液型 CCES 动态模型，指出节流过程和储罐压力波动会影响系统输出稳定性，间歇运行策略可缓解压力变化；AA-CAES 的多部件动态建模与变工况控制方法也可为 CCES 提供参考[71]。后续应构建储罐、换热器、透平机械与电网调度耦合的动态模型，并利用实验或示范项目数据验证控制策略。

在实际并网场景下，CCES 高压液体释放、跨临界节流、储罐压力波动和透平机械变工况共同影响输出功率稳定性。后续研究应从单点热力学优化转向“储罐−换热器−透平机械−电网调度”耦合动态模型，并建立可验证的控制策略。

4 压缩气体储能技术应用

压缩气体储能是适用于大容量、长时储能场景的重要物理储能技术。近年来，压缩空气储能已形成多个工程示范项目，压缩二氧化碳储能也开始进入示范应用阶段，相关工程进展为其规模化应用提供了参考。

国际上较早实现商业化运行并被广泛报道的压缩空气储能电站[72]主要包括美国麦金托什电厂（110 MW/2 640 MW·h）[73]和德国亨托夫电厂（290 MW/580 MW·h）[74]，二者利用地下盐洞进行大规模空气储存。2014 年 11 月，国家电网有限公司、清华大学和中国电力科学研究院共同建成“TICC-500”500 kW 非补燃 CAES 物理仿真系统，仿真系统如图 8 所示[75]。图 9 为 TICC-500 工程结构，其成功实现了储能和发电过程，压缩机在储能过程中高效运行，具备显著的低碳环保特性[75]。2024 年，我国实现了 100~300 MW 的压缩空气储能技术跨越式发展，在综合性能、能量损失、储能机理等方面取得重要进展[10]。国内压缩空气储能项目见表 5。

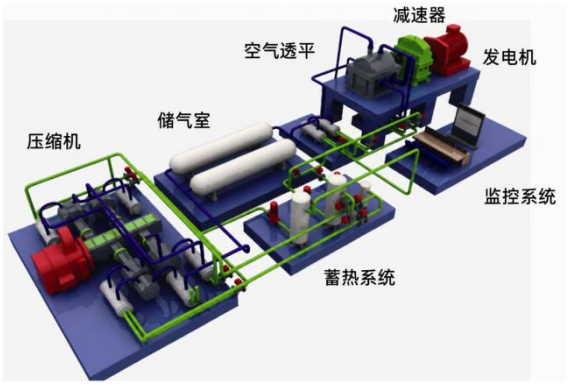


图 8 TICC-500 仿真系统
Fig.8 TICC-500 simulation system



图 19 TICC-500 工程结构
Fig.9 TICC-500 engineering structure

表 5 国内压缩空气储能项目
Tab.5 Compressed air energy storage projects in China

地点	功率/MW	储存能力/(MW·h)	效率/%	系统类型	储存形式	状态
安徽芜湖	0.5	0.5	41.3	先进绝热压缩空气储能	压力容器	运行阶段
贵州毕节	10.0	40.0	60.2	先进绝热压缩空气储能	压力管道	运行阶段
贵州毕节	10.0		约 60.0	超临界压缩空气储能	低温储罐	建造阶段
江苏金坛	50.0	200.0	58.2	先进绝热压缩空气储能	盐穴	建造阶段
河北张家口	100.0	400.0	70.2	先进绝热压缩空气储能	储气罐	建造阶段
山东肥城	50.0	300.0	~60.0	先进绝热压缩空气储能	盐穴	计划阶段
河北廊坊	1.5		52.1	超临界压缩空气储能	低温储罐	运行阶段
青海格尔木	60.0	600.0		液态压缩空气储能	低温储罐	建造阶段
宁夏中宁	100.0	400.0	70.4	先进压缩空气储能	人工洞室	建造阶段
湖南岳阳	300.0	1 500	66.7	先进绝热压缩空气储能	人工洞室	建造阶段
河南叶县	200.0	1 600		先进压缩空气储能	盐穴	建造阶段

目前压缩二氧化碳储能示范项目相对较少。为减少 CO_2 储存容积、降低储罐成本，液态或气液相变储存方式受到关注。但当低压侧采用液态 CO_2 储存时，其压力需高于 CO_2 三相点压力，并需配合低温冷源或绝热措施以维持液态稳定；若压力过低，则液态 CO_2 难以稳定存在，并可能产生干冰。因此，低压液态储存压力难以无限降低，系统可利用压比受到一定限制。相比之下，高压液态储存与低压近常压柔性储存相结合的 V-CO_2/L-CO_2 方案能够在减小储存容积的同时提高单位质量 CO_2 做功能力，并可简化蓄冷器、两相膨胀机等部件配置，具有流程简洁、调控便捷等特点。典型二氧化碳储能系统工程设计与理想模型技术参数对比见表 6。

表 6 典型二氧化碳储能工程设计与理想模型技术参数
Tab.6 Technical parameters of typical CCES engineering designs and idealized models

项目/类型	某工程设计案例[15]	Energy Dome[13]	液态二氧化碳储能理想模型[16,34]	超临界二氧化碳储能理想模型[33-34]
功率规模/MW	100	20 （商用）	10~100	10~300
储能容量/(MW·h)	1 000	200	灵活配置	
充放电时长/h	10	10	4~24	4~8
系统循环效率	62.0%	75%~80% （设计值）	50%~65%	55%~70%
高压侧参数	6.4 MPa/24 ℃	6.0~7.0 MPa/环境温度	6~8 MPa （液态）	15~25 MPa（超临界）
储存状态（高压）	液态	液态	液态	超临界态
低压侧参数	常压/6 ℃	常压（气膜柜）	0.1~0.5 MPa	7.4~8.5 MPa
储存状态（低压）	气态（柔性气膜柜）	气态（柔性气膜柜）	气态（或气液共存）	超临界态
储能密度/((kW·h)·m^{-3})	5.6	8~10	20~37	8~15

意大利 Energy Dome 公司在 Sardinia 建成了“CO_2 Battery”压缩二氧化碳储能项目[13]（图 10a)），其属于世界首个兆瓦级（2.5 MW/4 MW·h）示范电站，并正在推进全尺寸（20 MW/200 MW·h）的商业化电站。东方电气、百穰新能源科技（深圳）有限公司及西安交通大学联合在四川建成了全球首座 10 MW×2 h 压缩二氧化碳储能工程化验证系统[76]，具体如图 10b)所示；百穰新能源科技、安徽海螺集团和西安交通大学进一步建成 10 MW×8 h 二氧化碳储能示范系统，并于 2023 年底实现并网发电[77]（图 10c)）。博睿鼎能建设的百千瓦级二氧化碳储能示范验证项目工程在河北固安落地投运[78]，根据实际需求提供“投资−设计−建设−运营”全流程服务。此外，由哈尔滨工业大学牵头的吸附式压缩二氧化碳储能关键技术研究与示范项目已启动[79]，项目采用低压吸附−高压超临界的存储方式进行工质和能量储存，低压吸附储存模块为堆叠结构，采用多孔吸附材料高效吸附 CO_2，旨在解决常压 CO_2 存储、高压 CO_2 充放、系统高效运行等技术难题。同年 7 月，华电−东方电气木垒 100 MW/1 000 MW·h 二氧化碳储能综合能源示范项目（储能项目）蓄冷蓄热水罐正式开工[80]（图 10d)），该项目是在沙漠、戈壁、荒漠地区配套大型风光基地建设的新型储能示范项目。



图 10 国内外二氧化碳储能示范项目
Fig.10 CO_2 energy storage demonstration projects in China and other countries

5 发展前景与技术挑战

5.1 发展前景

CCES 当前仍处于工程示范阶段，规模化应用需进一步提高全生命周期经济性和运行可靠性。后续研究应重点关注临界区物性控制、高效关键设备、系统集成优化及全流程动态响应。二氧化碳储能系统优化方向见表 7。

表 7 二氧化碳储能系统优化方向
Tab.7 Optimization directions, related technologies, and development necessity of carbon dioxide energy storage systems

优化方向	可利用的技术	效果
热力学循环构建	多级压缩级间冷却技术、近等温压缩/膨胀技术等	提高往返效率
系统部件效率	透平机械、换热设备等关键部件传热传质机理设计	有助于提高系统部件工作效率，高效储释能
系统集成度	工业余热回收、冷能利用及碳捕集技术深度耦合等	提升系统全生命周期经济性与环境效益
系统动态设计	系统储释能随供电需求动态变化	避免能源浪费，助力能源高效利用

5.2 技术挑战

二氧化碳储能系统的热力学优势主要来自 CO_2 高密度、易液化和临界区物性突变等特征，但这些特征也带来关键设备、安全运维和商业化集成方面的复杂约束。除压缩机、膨胀机和换热器等设备层面问题外，系统集成、电网适配、运行控制、标准规范和商业模式同样决定其能否规模化应用。

1）跨临界区热物性波动

CCES 系统中压缩机通常设计在 CO_2 的临界点附近运行以降低压缩功，但该区域工质物性的剧烈

波动给设备带来了巨大安全隐患。Kim 等人[81]基于 CFD 分析表明，在临界点附近，CO_2 密度和比热容的非线性突变，极易在叶轮吸力面诱发严重的边界层分离，此流动分离将导致压缩机进入喘振和旋转失速，引发剧烈的气动激振，严重时可导致转子断裂。针对此问题，Ahmed 等人[82]指出，传统 PID 控制策略在临界区往往失效，引入基于模型预测的主动防喘振控制算法，结合 AI/数据驱动技术进一步研究其长期有效性与适应不同条件，以应对动态运行过程中因工质物性突变引发的工况漂移。因此，开发基于宽工况模型的防喘振控制算法是保障压缩机安全运行的关键措施。

针对跨临界区热物性波动，研究重点已从单一设计点优化转向宽工况气动设计、主动防喘振控制和数据驱动预测。可采用避开临界尖峰的入口状态控制、多级压缩级间冷却、变转速/可调导叶控制以及基于模型预测控制的动态调节策略，以降低喘振和旋转失速风险。

2）轴端密封失效

膨胀机和压缩机轴端密封用来防止工质外泄。由于超临界二氧化碳黏度低、运行压力高（通常大于 15 MPa），传统轴端密封在高压差下的工质泄漏量难以控制。Bidkar 等人[83]指出，仅轴端泄漏就可能导致兆瓦级机组的循环效率下降 0.5%~0.6%，进一步研究[84]表明超临界 CO_2 高密度会在高速干气密封间隙内引发风阻加热，造成密封环温度梯度和热变形，进而诱发动静碰磨甚至失效。因此，学者从元器件设计方面入手解决泄流问题，并提出相应的密封特性预测公式[85]。此外，高温超临界 CO_2 环境下还需关注结构材料环境致裂、工质纯度及腐蚀行为对高压设备长期可靠性的影响[86-87]，并开展热−流−固耦合校核和在线泄漏监测。

3）系统集成、电网适配与商业化运行

CCES 不仅是热力循环问题，还需要与电网调度、可再生能源波动、辅助服务市场和工业园区冷热负荷相匹配。当前多数研究仍基于设计点或理想负荷，缺乏对频繁启停、部分负荷、长期储热损失、运维成本和收益机制的系统评估。

未来可将 CCES 纳入电力市场调度和园区综合能源系统模型，开展调峰、调频、备用和冷热联供等多收益路径分析。技术上应建立从秒级控制到日内调度的多时间尺度模型，并利用示范项目运行数据校核经济性和可靠性评价方法。

6 结　论

压缩二氧化碳储能利用工质在临界点附近高密度、易液化及高导热性等热物性，可降低对大型储气洞穴的地理依赖并减小系统储能体积。本文综述了压缩二氧化碳储能技术的原理、系统构型、性能优化与应用现状，进而给出二氧化碳储能未来发展趋势与技术挑战。主要结论如下：

1）储存方式、热力循环优化和多能耦合是提升 CCES 性能的主要研究方向。分级储热、热泵回收、余热利用、冷电联供和工业余热耦合均可改善系统综合性能，但需同步评价设备复杂度、控制难度和全寿命成本。

2）高压 CO_2 条件下关键部件的长期可靠性与寿命预测研究仍显不足。后续应重点突破密封热变形控制和材料环境致裂防护技术，揭示关键部件损伤演化机制，并结合在线监测和数据驱动方法开展寿命评估。

3）压缩二氧化碳储能多侧重于设计工况下的稳态热力学分析，针对储能系统在接入可再生能源下的波动性动态响应特性尚研究不足。构建高保真动态数学模型，用于全工况动态仿真与控制，研究系统在变负荷工况下的热力学行为及控制策略，以保证储能系统在快速变负荷过程中的稳定性，应对电网侧的快速调频需求。

4）CCES 规模化应用受到跨临界区气动失稳、轴端密封泄漏、换热网络品位匹配、材料环境适应性和电网商业化运行机制制约。未来应加强部件级实验、系统级动态仿真、示范项目数据积累和标准规范建设。

［参 考 文 献］

［1］ 赵国涛, 钱国明, 王盛, 等. “双碳”目标下火电企业绿色低碳转型的对策分析[J]. 华电技术, 2021, 43(10): 11.

Zhao G T, Qian G M, Wang S, et al. Analysis on solution for green and low-carbon transformation of thermal power enterprises to achieve carbon peak and carbon neutrality[J]. Huadian Technology, 2021, 43(10): 11.

［2］ 国家能源局:有能力实现 2030 年前“碳达峰”的目标[J]. 新能源科技, 2022(8): 11.

National Energy Administration: capable of achieving the “carbon peak” target by 2030[J]. New Energy Science and Technology, 2022(8): 11.

［3］ 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知: 发改能

源〔2022〕209 号[EB/OL]. (2022-01-29). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm.

National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice of the National Development and Reform Commission and the National Energy Administration on the issuance of the 'implementation plan for the development of new energy storage during the 14th five-year plan period': FGNY〔2022〕No.209[EB/OL]. (2022-01-29). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm.

[4] 本刊讯. 中电联发布《2024—2025 年度全国电力供需形势分析预测报告》[J]. 电力与能源, 2025, 46(1): 113.

News from This Journal. The China electricity council has published the analysis and forecast report on the National electricity supply and demand situation for 2024–2025[J]. Power & Energy, 2025, 46(1): 113.

[5] IEA. Renewables 2024: analysis and forecast to 2030[R]. Paris: IEA, 2024.

[6] Liang Y R, Li P, Xing L L, et al. Current status of thermodynamic electricity storage: principle, structure, storage device and demonstration[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 80: 110347.

[7] 田广, 刘培. 分布式可再生能源系统建模与优化综述[J]. 动力工程学报, 2025, 45(10): 1738.

Tian G, Liu P. Review on modeling and optimization of distributed renewable energy systems[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(10): 1738.

[8] Energy Storage Industry White Paper 2022. Summary version[Z]. [S.l.]: [s.n.]. 2022.

[9] Borhani T N. Chapter 11-energy storage[M]//Sharifzadeh M. Design and operation of solid oxide fuel cells. Amsterdam: Woodhead Publishing, 2020: 311.

[10] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149.

Chen H S, Li H, Xu Y J, et al. Research progress on China's energy storage technology in 2024[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2149.

[11] Li H C, Ding R C, Su W, et al. A comprehensive performance comparison between compressed air energy storage and compressed carbon dioxide energy storage[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 319: 118972.

[12] Ma H L, Tong Y, Wang X, et al. Advancements and assessment of compressed carbon dioxide energy storage technologies: a comprehensive review[J]. RSC Sustainability, 2024, 2(10): 2731.

[13] Astolfi M, Rizzi D, Macchi E, et al. A novel energy storage system based on carbon dioxide unique thermodynamic properties[J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2022, 144(8): 81012.

[14] Liu X, Wang K, He Q. Compressed carbon dioxide energy storage: a comprehensive review of principles, research progress and prospects[J]. Energy, 2025, 324: 136028.

[15] 王尚钦, 张国良, 魏康. 二氧化碳储能电站关键技术研究及工程应用[J]. 水力发电, 2025, 51(8): 108.

Wang S Q, Zhang G L, Wei K. Key technologies and engineering applications of carbon dioxide energy storage power stations[J]. Water Power, 2025, 51(8): 108.

[16] 吴全, 孙春良, 郭海涛, 等. 压缩气体储能技术经济特点和发展方向探析[J]. 油气与新能源, 2023, 35(6): 90.

Wu Q, Sun C L, Guo H T, et al. Analyzing the technological and financial features and prospects for compressed gas energy storage technologies[J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(6): 90.

[17] Budt M, Wolf D, Span R, et al. A review on compressed air energy storage: basic principles, past milestones and recent developments[J]. Applied Energy, 2016, 170: 250.

[18] 贾祥, 崔凝. TICC-500 储能阶段的建模和热力特性[J]. 储能科学与技术, 2017, 6(1): 135.

Jia X, Cui N. TICC-500 energy storage phase of modeling and thermal properties[J]. Energy Storage Science and Technology, 2017, 6(1): 135.

[19] 王宇轩, 张羽丰, 李连生. 小型先进绝热压缩空气储能系统建模仿真与动态分析[J]. 南方能源建设, 2025, 12(2): 145.

Wang Y X, Zhang Y F, Li L S. Simulation and dynamic analysis of small advanced insulated

compressed air energy storage system[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(2): 145.

［20］李双江，肖枫，陈伟，等. 先进绝热压缩空气储能系统储能阶段建模仿真和动态分析[J]. 山东科学, 2024, 37(5): 42.

Li S J, Xiao F, Chen W, et al. Modeling, simulation and dynamic analysis of the energy stage of advanced adiabatic compressed air energy storage system[J]. Shandong Science, 2024, 37(5): 42.

［21］Wang S X, Zhang X L, Yang L W, et al. Experimental study of compressed air energy storage system with thermal energy storage[J]. Energy, 2016, 103: 182.

［22］Guo H, Xu Y J, Zhang Y, et al. Off-design performance and an optimal operation strategy for the multistage compression process in adiabatic compressed air energy storage systems[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 149: 262.

［23］Wieberdink J, Li P Y, Simon T W, et al. Effects of porous media insert on the efficiency and power density of a high pressure (210 bar) liquid piston air compressor/expander–an experimental study[J]. Applied Energy, 2018, 212: 1025.

［24］Patil V C, Acharya P, Ro P I. Experimental investigation of water spray injection in liquid piston for near-isothermal compression[J]. Applied Energy, 2020, 259: 114182.

［25］Van De Ven J D, Li P Y. Liquid piston gas compression[J]. Applied Energy, 2009, 86(10): 2183.

［26］Buhagiar D, Sant T, Farrugia R N, et al. Small-scale experimental testing of a novel marine floating platform with integrated hydro-pneumatic energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2019, 24: 100774.

［27］李春生，秦源隆，杨巍，等. 压缩二氧化碳储能系统建模及技术路线比较[J]. 中外能源，2025, 30(10): 14.

Li C S, Qin Y L, Yang W, et al. Modeling and technical route comparison of CCES systems[J]. Sino-Global Energy, 2025, 30(10): 14.

［28］Krawczyk P, Szabłowski Ł, Karellas S, et al. Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems[J]. Energy, 2018, 142: 46.

［29］Antonelli M, Desideri U, Giglioli R, et al. Liquid air energy storage: a potential low emissions and efficient storage system[J]. Energy Procedia, 2016, 88: 693.

［30］Zhang T H, Zhang S Q, Gao J M, et al. Feasibility assessment of a novel compressed carbon dioxide energy storage system based on 13X zeolite temperature swing adsorption: thermodynamic and economic analysis[J]. Applied Energy, 2023, 348: 121562.

［31］李红，白雨鑫，何青. 压缩二氧化碳储能系统膨胀机研究进展[J]. 热力发电, 2024, 53(2): 17.

Li H, Bai Y X, He Q. Research progress of expander for compressed carbon dioxide energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(2): 17.

［32］冯庭勇，钟晶亮，文贤馗，等. 先进绝热压缩空气储能发电系统参与调频辅助服务控制优化方法[J]. 热力发电, 2022, 51(5): 136.

Feng T Y, Zhong J L, Wen X K, et al. Optimization method of AA-CAES power generation system participating in frequency modulation auxiliary service control[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(5): 136.

［33］Hsiao K Y, Chung R J, Chen C F, et al. Review on supercritical carbon dioxide in energy storage systems: advances and outlook[J]. Energy & Fuels, 2025, 39(26): 12289.

［34］郝佳豪，越云凯，张家俊，等. 二氧化碳储能技术研究现状与发展前景[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(10): 3285.

Hao J H, Yue Y K, Zhang J J, et al. Research status and development prospect of carbon dioxide energy-storage technology[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3285.

［35］关苏敏，钟声远，李翰宸，等. 压缩 CO_2 储能技术研究现状及发展趋势[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(1): 240.

Guan S M, Zhong S Y, Li H C, et al. Research status and development trend of compressed CO_2 energy storage technology[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(1): 240.

［36］吴毅，胡东帅，王明坤，等. 一种新型的跨临界 CO_2 储能系统[J]. 西安交通大学学报，2016, 50(3): 45.

Wu Y, Hu D S, Wang M K, et al. A novel

transcritical CO_2 energy storage system[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2016, 50(3): 45.

［37］Wang M K, Zhao P, Yang Y, et al. Performance analysis of energy storage system based on liquid carbon dioxide with different configurations[J]. Energy, 2015, 93(Part 2): 1931.

［38］姚少勇, 孙劲飚, 李可意, 等. 压缩气体储能系统热力性能分析与优化[J]. 电力勘测设计, 2024(2): 1.

Yao S Y, Sun J B, Li K Y, et al. Thermal performance analysis and optimization of compressed gas energy storage system[J]. Electric Power Survey & Design, 2024(2): 1.

［39］李阳海, 梅欣, 徐万兵, 等. 采用不同工质的压缩气体储能系统热力性能对比分析[J]. 动力工程学报, 2023, 43(2): 269.

Li Y H, Mei X, Xu W B, et al. Comparative analysis of thermal performance of compressed gas energy storage systems using different working fluids[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(2): 269.

［40］Liu S C, Wu S C, Hu Y K, et al. Comparative analysis of air and CO_2 as working fluids for compressed and liquefied gas energy storage technologies[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 181: 608.

［41］韩中合, 孙烨, 李鹏, 等. 压缩空气/二氧化碳储能系统的运行方式研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(3): 119.

Han Z H, Sun Y, Li P, et al. Research on operation mode of compressed air/carbon dioxide energy storage system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(3): 119.

［42］Xu M J, Zhao P, Huo Y W, et al. Thermodynamic analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system and comparison to a liquid air energy storage system[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 242: 118437.

［43］Li Y, Yu H, Tang D, et al. A comparison of compressed carbon dioxide energy storage and compressed air energy storage in aquifers using numerical methods[J]. Renewable Energy, 2022, 187: 1130.

［44］Tang H, Wu H G, Wang X L, et al. Performance study of a twin-screw expander used in a geothermal organic Rankine cycle power generator[J]. Energy, 2015, 90(Part 1): 631.

［45］赵明智, 朱轶林, 胡东子, 等. 压缩二氧化碳储能系统热力学性能研究[J]. 工程热物理学报, 2025, 46(11): 3495.

Zhao M Z, Zhu Y L, Hu D Z, et al. Thermodynamic performance analysis of compressed carbon dioxide energy storage systems[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2025, 46(11): 3495.

［46］Zheng P Y, Zhang Z T, Yang J L, et al. Thermodynamic and economic analysis of compressed carbon dioxide energy storage systems based on different storage modes[J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 243: 122669.

［47］Liu Z, Yan X W, Wang S, et al. Performance of compressed CO_2 energy storage systems with different liquefaction and storage scenarios[J]. Fuel, 2024, 359: 130527.

［48］Yin S Z, Zheng K Y, Bai C G, et al. A constant pressure compressed CO_2 energy storage with water compensating: comprehensive thermo-economic analysis[J]. Energy, 2025, 332: 137269.

［49］姜佳晖, 张学林, 李双江, 等. 跨临界二氧化碳储能系统的热力学性质研究[J]. 山东科学, 2025, 38(5): 79.

Jiang J H, Zhang X L, Li S J, et al. Study of thermodynamic properties of transcritical carbon dioxide energy storage system[J]. Shandong Science, 2025, 38(5): 79.

［50］Liu H, He Q, Borgia A, et al. Thermodynamic analysis of a compressed carbon dioxide energy storage system using two saline aquifers at different depths as storage reservoirs[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 127: 149.

［51］Stepanek J, Minkley W, Syblik J, et al. Thermodynamic analysis of compressed CO_2 energy storage in salt caverns with gravel stabilization[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110509.

［52］Guo Q B, Guo G L, Li Y M, et al. Stability evaluation of an expressway construction site above an abandoned coal mine based on the overlay and index method[J]. Sustainability, 2019, 11(19): 5163.

［53］Bartela Ł, Skorek-Osikowska A, Dykas S, et al. Thermodynamic and economic assessment of

compressed carbon dioxide energy storage systems using a post-mining underground infrastructure[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 241: 114297.

［54］Xu M J, Wang X, Wang Z H, et al. Preliminary design and performance assessment of compressed supercritical carbon dioxide energy storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 183(Part 1): 116153.

［55］Peng Y R, Gao J M, Zhang Y, et al. Experimental study of adsorption CO_2 storage device for compressed CO_2 energy storage system[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 58: 106286.

［56］Wang M K, Zhao P, Wu Y, et al. Performance analysis of a novel energy storage system based on liquid carbon dioxide[J]. Applied Thermal Engineering, 2015, 91: 812.

［57］Hao Y P, He Q, Du D M. A trans-critical carbon dioxide energy storage system with heat pump to recover stored heat of compression[J]. Renewable Energy, 2020, 152: 1099.

［58］董泽明, 娄聚伟, 王楠, 等. 含余热回收的超临界压缩二氧化碳储能系统热力学特性研究[J]. 化工学报, 2025, 76(7): 3477.

Dong Z M, Lou J W, Wang N, et al. Research on thermodynamic properties of supercritical compressed carbon dioxide energy storage system with waste heat recovery[J]. CIESC Journal, 2025, 76(7): 3477.

［59］Liu Z, Liu Z H, Xin X, et al. Proposal and assessment of a novel carbon dioxide energy storage system with electrical thermal storage and ejector condensing cycle: energy and exergy analysis[J]. Applied Energy, 2020, 269: 115067.

［60］Liu S Z, Wang D, Zhang D, et al. Thermodynamic and exergoeconomic analysis of a novel compressed carbon dioxide phase-change energy storage system[J]. Applied Sciences, 2024, 14(14): 6307.

［61］Sun L, Tang B, Xie Y H. Performance assessment of two compressed and liquid carbon dioxide energy storage systems: thermodynamic, exergoeconomic analysis and multi-objective optimization[J]. Energy, 2022, 256: 124648.

［62］Zhang Y, Liang T Y, Tian Z, et al. A comprehensive parametric, energy and exergy analysis of a novel physical energy storage system based on carbon dioxide Brayton cycle, low-temperature thermal storage, and cold energy storage[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 226: 113563.

［63］Wang D, Wu J H, Liu S Z, et al. Performance evaluation and optimization of a novel compressed CO_2 energy storage system based on gas-liquid phase change and cold-electricity cogeneration[J]. Frontiers in Energy, 2025, 19(2): 205.

［64］Zhang Y, Lin Y H, Lin F Z, et al. Thermodynamic analysis of a novel combined cooling, heating, and power system consisting of wind energy and transcritical compressed CO_2 energy storage[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 260: 115609.

［65］许文盼, 赵攀, 马宁, 等. 可灵活调节的压缩二氧化碳储能热电联供系统及其热力学分析[J]. 西安交通大学学报, 2025, 59(8): 75.

Xu W P, Zhao P, Ma N, et al. Flexible compressed CO_2 energy storage combined heat and power system and thermodynamic analysis[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2025, 59(8): 75.

［66］Yin L, Ju Y L, Lin Q G. An integrated solution of energy storage and CO_2 reduction: trans-critical CO_2 energy storage system combining carbon capture with LNG cold energy[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 482: 144228.

［67］Wang D, Zhou Y, Si L, et al. Performance study of 660MW coal-fired power plant coupled transcritical carbon dioxide energy storage cycle: sensitivity and dynamic characteristic analysis[J]. Energy, 2024, 293: 130663.

［68］谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158.

Xie X R, Ma N J, Liu W, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158.

［69］林鹏程. 基于储能技术的电网风险预警与实时调度策略研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(11): 4306.

Lin P C. Research on grid risk early warning and real time dispatching strategy based on energy storage technology[J]. Energy Storage Science and Technology,

2025, 14(11): 4306.

［70］Hao Y Y, Xu X X, Wang F M, et al. Dynamic characteristics of gas-liquid type compressed CO_2 energy storage system with focus on high-pressure liquid energy release process[J]. Energy, 2025, 316: 134502.

［71］Chen W, Bai J S, Wang G H, et al. First and second law analysis and operational mode optimization of the compression process for an advanced adiabatic compressed air energy storage based on the established comprehensive dynamic model[J]. Energy, 2023, 263(Part C): 125882.

［72］Tong Z M, Cheng Z W, Tong S G. A review on the development of compressed air energy storage in China: technical and economic challenges to commercialization[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 135: 110178.

［73］Chen H S, Cong T N, Yang W, et al. Progress in electrical energy storage system: a critical review[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(3): 291.

［74］Guo C B, Pan L H, Zhang K N, et al. Comparison of compressed air energy storage process in aquifers and caverns based on the Huntorf CAES plant[J]. Applied Energy, 2016, 181: 342.

［75］Mei S W, Wang J J, Tian F, et al. Design and engineering implementation of non-supplementary fired compressed air energy storage system: TICC-500[J]. Science China Technological Sciences, 2015, 58(4): 600.

［76］王永战. 记者初探! 全球首个二氧化碳+飞轮储能示范项目[EB/OL]. (2022-08-23). https://www.peopleapp.com/column/30038922729-500003919820.

Wang Y Z. A journalist's first look! The world's first carbon dioxide and flywheel energy storage demonstration project[EB/OL]. (2022-08-23). https://www.peopleapp.com/column/30038922729-500003919820.

［77］沈宫石. 10MW/80MWh! 海螺集团建成首套二氧化碳储能示范系统[EB/OL]. (2024-01-05). https://www.escn.com.cn/news/show-1642022.html.

Shen G S. 10MW/80MWh! Conch group completes construction of its first carbon dioxide energy storage demonstration system[EB/OL]. (2024-01-05). https://www.escn.com.cn/news/show-1642022.html.

［78］吕雅宁. 博睿鼎能完成数千万元天使轮融资，聚焦液态二氧化碳储能技术[EB/OL]. (2023-10-26). https://www.escn.com.cn/news/show-2062607.html.

Lü Y N. Borui Dingneng secures tens of millions of yuan in angel round funding, focusing on liquid carbon dioxide energy storage technology[EB/OL]. (2023-10-26). https://www.escn.com.cn/news/show-2062607.html.

［79］哈尔滨工业大学. 黑龙江省“揭榜挂帅”科技攻关项目“吸附压缩二氧化碳储能关键技术研究与示范”启动会在校召开[EB/OL]. (2025-05-31). https://www.hit.edu.cn/2023/0317/c11326a232942/page.htm.

Harbin Institute of Technology. The kick-off meeting for the Heilongjiang province “challenge-based” scientific research project, “research and demonstration of key technologies for carbon dioxide energy storage via adsorption and compression”, was held at the university[EB/OL]. (2025-05-31). https://www.hit.edu.cn/2023/0317/c11326a232942/page.htm.

［80］碳索储能. 全球最大! 华电木垒 100MW 二氧化碳储能项目蓄冷蓄热水罐正式开工[EB/OL]. (2025-07-16). https://cn.solarbe.com/news/20250716/50004038.html.

Storage Discovery. World’s largest! Construction begins on cold and hot water storage tanks for Huadian Mulei’s 100MW carbon dioxide energy storage project[EB/OL]. (2025-07-16). https://cn.solarbe.com/news/20250716/50004038.html.

［81］Kim G, Lee S, Lee J I. CFD study on S-CO_2 compressor boundary layer separation during surge and stall[C]//ASME Turbo Expo 2025: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. New York: ASME, 2025: GT2025-153622.

［82］Ahmed R H, Al-zaili J, Sayma A I. Supercritical CO_2 power cycle control strategies: a review[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 280: 128135.

［83］Bidkar R A, Sevincer E, Wang J F, et al. Low-leakage shaft-end seals for utility-scale supercritical CO_2 turboexpanders[J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2017, 139(2): 22503.

［84］Bidkar R A, Kumar U, Zhang X H, et al. Thermal performance characterization of dry gas seals in a supercritical carbon dioxide compressor[J]. Journal of Turbomachinery, 2025, 147(12): 121012.

［85］高心怡，宫武旗，王凯欣，等. 跨临界 CO_2 离心压缩机叶轮形式对性能影响的研究[J]. 工程热物理学报, 2025, 46(12): 3970.

Gao X Y, Gong W Q, Wang K X, et al. Impeller type influence on performance of transcritical CO_2 centrifugal compressors[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2025, 46(12): 3970.

［86］李开洋，吴悠，张冠霖，等. 高温超临界 CO_2 结构材料环境致裂研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2025, 45(1): 61.

Li K Y, Wu Y, Zhang G L, et al. Research progress of environmental cracking of structural metallic materials for high temperature supercritical CO_2 system[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2025, 45(1): 61.

［87］邢希金，王贝，谷林，等. 高温超临界 CO_2 工况下气源纯度对油套管腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2024, 45(1): 7.

Xing X J, Wang B, Gu L, et al. Effect of gas purity on corrosion behavior of tubing and casing under high-temperature supercritical CO_2 condition[J]. Corrosion and Protection, 2024, 45(1): 7.

（责任编辑　邓玲惠）