

引用格式: 郑平洋, 郝佳豪, 常鸿, 等. 基于不同液化方式的液态二氧化碳储能系统研究进展 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(2): 102-111. ZHENG Pingyang, HAO Jiahao, CHANG Hong, et al. Research progress of liquid carbon dioxide energy storage system based on different liquefaction methods [J]. Southern energy construction, 2024, 11(2): 102-111. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.10.

# 基于不同液化方式的液态二氧化碳储能系统 研究进展

郑平洋<sup>1,2</sup>, 郝佳豪<sup>1,2</sup>, 常鸿<sup>3</sup>, 张振涛<sup>1,4</sup>, 杨俊玲<sup>1</sup>,  
李亚南<sup>1</sup>, 张家俊<sup>1</sup>, 越云凯<sup>1,4,✉</sup>, 荆亚楠<sup>3</sup>

(1. 中国科学院理化技术研究所低温工程学重点实验室, 北京 100190;  
2. 中国科学院大学, 北京 100049;  
3. 国家电投集团科学技术研究院有限公司, 北京 102209;  
4. 长沙博睿鼎能动力科技有限公司, 湖南长沙 410000)

**摘要:** [目的] 随着新能源的大规模应用, 新能源发电并网面临的挑战不断突显, 储能系统的重要性日益上升。二氧化碳储能 (Carbon Dioxide Energy Storage, CES) 技术是近年来兴起的一种压缩气体储能技术, 具有储能密度大、寿命长、系统设计灵活等优势。其中液态二氧化碳储能 (Liquid Carbon Dioxide Energy Storage, LCES) 技术在系统高压侧和低压侧均采用液相存储二氧化碳, 储能密度高、运行稳定性强。[方法] 文章首先介绍了 LCES 系统的运行原理和关键技术指标, 指出二氧化碳液化的重要性和常见工艺。然后介绍了针对 LCES 系统低压侧 CO<sub>2</sub> 液化的研究现状, 包括采用混合储能工质、自冷凝、利用 LNG 冷能、采用蓄冷器, 详细分析了各种方式的特点。[结果] 研究表明, 采用蓄冷器是最具优势的方式。进一步分析蓄冷液化面临的技术挑战及发展前景具有必要性。[结论] 研究为 LCES 系统 CO<sub>2</sub> 液化技术的进一步发展提供了指导。

**关键词:** 二氧化碳储能; 二氧化碳液化; 相变蓄冷; 研究现状; 发展前景

中图分类号: TK02; TQ152

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)02-0102-10

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.10

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

## Research Progress of Liquid Carbon Dioxide Energy Storage System Based on Different Liquefaction Methods

ZHENG Pingyang<sup>1,2</sup>, HAO Jiahao<sup>1,2</sup>, CHANG Hong<sup>3</sup>, ZHANG Zhentao<sup>1,4</sup>, YANG Junling<sup>1</sup>,  
LI Yanan<sup>1</sup>, ZHANG Jiajun<sup>1</sup>, YUE Yunkai<sup>1,4,✉</sup>, JING Yanan<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Cryogenic Engineering, Technical Institute of Physics and Chemistry, CAS, Beijing 100190, China;  
2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;  
3. State Power Investment Corporation Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China;  
4. Changsha Borui Dingneng Power Technology Co., Ltd., Changsha 410000, Hunan, China)

**Abstract: [Introduction]** With the large-scale application of new energy, the challenges faced by the grid connection of new energy power generation are growing, and the importance of energy storage system is increasing. carbon dioxide energy storage (CES) technology is a kind of compressed gas energy storage technology emerging in recent years, with the advantages of high energy storage

收稿日期: 2023-04-09 修回日期: 2023-05-11

基金项目: 国家自然科学基金资助项目“基于跨尺度优选的混合工质在多温区复叠制冷系统能效协同调控机制”(52206032); 中央引导地方科技发展专项资金项目“基于能量分品位利用的高温二氧化碳热泵技术”(ZYD2022B11); 中央引导地方科技发展专项资金项目“宽温域太阳能辅助二氧化碳热泵关键技术研究”(2022ZY0048)

density, long service life and high design flexibility. For liquid carbon dioxide energy storage (LCES) technology, CO<sub>2</sub> is stored as liquid phase in both HP and LP sides of the system, which has high energy storage density and strong operation stability. [Method] Firstly, the operation principle and key technical indicators of the LCES system was introduced and the importance of carbon dioxide liquefaction and common liquefaction processes were clarified. Then, the research status of CO<sub>2</sub> liquefaction on the LP side of the LCES system was introduced, including the use of mixed energy storage working medium, self-condensation, the LNG cold energy, and the regenerator. The characteristics of each method were analyzed in detail. [Result] The research indicates that the application of regenerator is the most effective method. It is necessary to further analyze the challenges faced by current cold storage liquefaction technology and its development direction. [Conclusion] The research could provide guidance for the further development of CO<sub>2</sub> liquefaction technology for the LCES system.

**Key words:** carbon dioxide energy storage (CES); carbon dioxide liquefaction; phase change cold storage; research status; development prospect

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

## 0 引言

风能、太阳能等可再生能源的大规模利用已成为大势所趋。截至 2022 年底, 全国累计风电装机容量约 370 GW, 同比增长 11.2%; 太阳能发电装机容量约 390 GW, 同比增长 28.1%<sup>[1]</sup>。相关机构预测, 到 2050 年可再生能源在我国能源体系中占比有望达到 78.0%<sup>[2]</sup>。但可再生能源发电存在不稳定、波动性强等缺点, 因此储能技术成为解决新能源发电大规模并网问题的有效手段<sup>[3-5]</sup>。截至 2021 年底, 全国储能装机规模达到 42.66 GW, 其中新型储能装机 6.268 GW, 同比增长 56.4%<sup>[6]</sup>。

常见储能技术有抽水蓄能(Pumped Hydro Storage, PHS)、锂离子电池储能(Lithium-ion Battery Energy Storage, LBES)、压缩空气储能(Compressed Air Energy Storage, CAES)、二氧化碳储能(Carbon dioxide Energy Storage, CES)等。其主要性能指标对比如表 1<sup>[7-10]</sup>所示。其中压缩空气储能技术因其储能容量大等优点受到广泛关注, 但其储能密度较低, 对地理条件依赖大。将空气液化储存可提升储能密度, 但该过程耗能巨大, 焓损严重。因此, 寻找一种替代工质是推

动压缩气体储能技术高效发展的关键。

此外, 碳捕集、利用与封存(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)成为应对全球气候变化的关键技术之一, CO<sub>2</sub> 当前已被应用在驱油、化工生产等多个领域。考虑到 CO<sub>2</sub> 临界点(7.39 MPa 和 31.4 °C)相对空气(3.77 MPa 和 -140.5 °C)更易达到, 且超临界二氧化碳(SCO<sub>2</sub>)具有黏度小、密度大、导热性能好等性质, 同时无毒、不易燃、安全等级高, 已有学者提出了以 CO<sub>2</sub> 为循环工质的二氧化碳储能技术<sup>[11]</sup>。进一步, 郝佳豪等<sup>[12]</sup>总结了当前二氧化碳储能系统的研究现状, 指出待突破的关键技术有系统热力学循环构建理论、CO<sub>2</sub> 临界转换特性、动态运行控制策略等。

吴思成<sup>[13]</sup>分别以 CO<sub>2</sub> 和空气为储能介质, 使用 Aspen Hysys 软件构建了几种典型的压缩气体储能系统并进行对比。结果显示在液态气体储能系统中使用 CO<sub>2</sub> 相较于空气循环效率高出 2.4%, 同时工作温度更接近环境温度, 冷能损失小。Cao 等人<sup>[14]</sup>提出了一种采用废弃矿井和地下洞穴分别作为高低压储气室的 CES 系统, 循环效率最高达 53.75%。Bartela 等人<sup>[15]</sup>提出了一种矿坑作为储气室的 CES 系统, 储

表 1 常见储能技术对比<sup>[7-10]</sup>

Tab. 1 Comparison of common energy storage technologies<sup>[7-10]</sup>

储能技术	容量成本/[元·(kWh) <sup>-1</sup> ]	寿命/a	循环效率/%	储能密度	应用时间	应用状态
抽水蓄能	1000 ~ 1200	30 ~ 40	70 ~ 80	—	日级	商用
锂离子电池储能	1000 ~ 2000	10 ~ 15	85 ~ 95	0.13 ~ 0.2 kWh/kg	小时级	商用
压缩空气储能	1500 ~ 2000	25 ~ 30	60 ~ 75	2 ~ 6 kWh/m <sup>3</sup>	日级	示范
二氧化碳储能	1250 ~ 1600	25 ~ 30	60 ~ 75	5 ~ 10 kWh/m <sup>3</sup>	日级	示范
液态二氧化碳储能	1200 ~ 1500	25 ~ 30	55 ~ 65	20 ~ 40 kWh/m <sup>3</sup>	日级	研究

能效率可高达 80%，度电成本可低至 314.6 元/MWh。郝银萍等人<sup>[16]</sup>建立了一种基于地下储气室的多级回热式 CES 系统，储能效率和焓效率分别为 58.41% 和 67.89%，均高于绝热 CAES 系统。当前意大利和中国已经建成了 MW 级 CES 示范项目，实现了较高的循环效率<sup>[17-18]</sup>。但当前 CES 系统高压侧一般采用超临界或液态存储，而低压侧仍采用气态存储，这极大限制了储能密度的提升，也受限于地理环境。因此将 CO<sub>2</sub> 以双侧液相存储的液态二氧化碳储能 (Liquid Carbon dioxide Energy Storage, LCES) 技术因其储能密度大、结构灵活紧凑、对地理环境要求小等优点而具有广阔的发展前景。李玉平<sup>[19]</sup>对比了不同存储方式下的 CES 系统，证明了 CO<sub>2</sub> 以双侧液相存储时储能密度最高。典型设计工况下可达 15.495 kWh/m<sup>3</sup>，而两侧分别采用气态和超临界态存储的 CES 系统仅有 0.195 kWh/m<sup>3</sup>。储能时压缩机出口 CO<sub>2</sub> 压力较高，采用环境水即可液化。而随着压力降低，其相变潜热显著增加，液化困难。因此如何实现释能时低压 CO<sub>2</sub> 的高效液化成为 LCES 系统的关键技术难题。

文章首先介绍了 LCES 系统的运行原理和当前 CO<sub>2</sub> 液化的主要工艺以及系统关键评价指标。其次分析了实现 LCES 系统低压侧 CO<sub>2</sub> 液化的主要方式及其特点，并指出蓄冷液化是最具竞争力的方式，最后总结了蓄冷液化面临的技术挑战和发展前景。

## 1 液态二氧化碳储能系统概述

### 1.1 LCES 系统原理

LCES 技术是在 CES 技术原理的基础上提出的，其原理如图 1 所示。

系统主要由压缩单元、膨胀单元、存储单元和蓄热单元组成。压缩单元由一级或多级压缩机及相应的间冷器组成。膨胀单元由一级或多级膨胀机及相应的加热器组成。存储单元采用高低压储罐分别存储压缩后的高压液态二氧化碳 (LCO<sub>2</sub>) 和膨胀后的低压 LCO<sub>2</sub>。蓄热单元吸收并存储压缩热，在膨胀阶段用于加热工质。此外还包括一个冷凝器和一个气化器，分别用于将膨胀后的 CO<sub>2</sub> 进一步冷凝成液态和在压缩机前将 LCO<sub>2</sub> 加热气化。运行原理如下：

储能环节：低压储罐中的 LCO<sub>2</sub> 经节流阀调节压力后进入气化器，加热气化后进入压缩机被压缩至超临界状态，同时利用环境水吸收压缩热并储存在

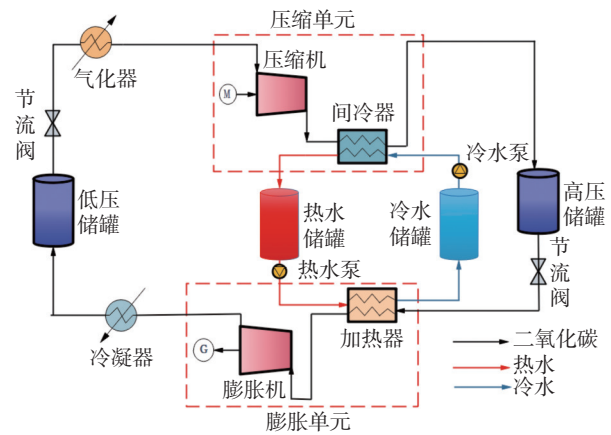


图 1 液态二氧化碳储能系统原理图

Fig. 1 Schematic diagram of the LCES system

热水储罐中，然后 SCO<sub>2</sub> 经间冷器冷却液化后进入高压储罐。释能环节：高压储罐中的 LCO<sub>2</sub> 经节流阀调节压力后，进入加热器蒸发气化并进一步升温后进入透平中膨胀发电。热量来自于储存的压缩热，热水释放热量后进入冷水储罐。膨胀机出口 CO<sub>2</sub> 进入冷凝器被冷却液化后进入低压储罐。

相较于传统的 CES 技术，LCES 技术强调将系统两侧的 CO<sub>2</sub> 均以液相存储。当前针对 CO<sub>2</sub> 液化主要有低温低压法和常温高压法 2 种工艺，其原理分别如图 2 和图 3 所示。前者是指将常压气相 CO<sub>2</sub> 加压至约 2 MPa，对应饱和温度约 -20 °C，再用制冷机组吸收潜热，致其液化。该工艺液化压力低，剪剪性强，但需要配备制冷机组。后者是通过提高压力，在常温下液化后储存在压力为 15 MPa、容积为 38 ~ 42 L 的高压钢瓶中，不需要专门制冷机组，系统简单，但系统及储罐耐压要求高。

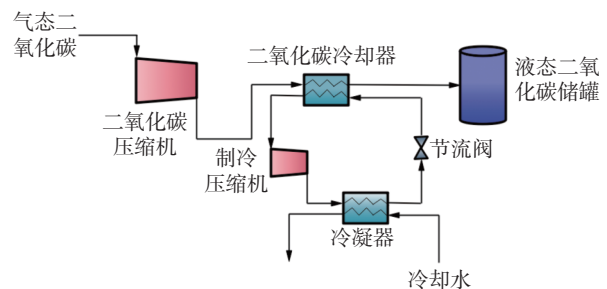


图 2 二氧化碳低温低压液化工艺流程图

Fig. 2 Schematic diagram of CO<sub>2</sub> liquefaction process under low temperature and low pressure

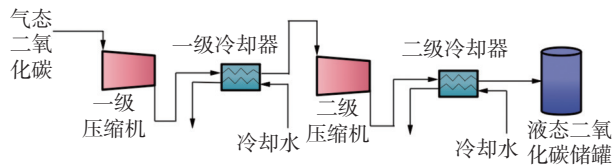


图3 二氧化碳常温高压液化工艺流程图

Fig. 3 Schematic diagram of CO<sub>2</sub> liquefaction process under normal temperature and high pressure

## 1.2 LCES 系统主要热力学评价指标

液态二氧化碳储能系统主要热力学评价指标有系统循环效率(Round Trip Efficiency, RTE)和储能密度(Energy Storage Density, ESD)<sup>[14]</sup>。

RTE 是指系统总输出功与总输入功之比(记为  $\eta_{RTE}$ ):

$$\eta_{RTE} = \frac{W_{outlet}}{W_{inlet}} = \frac{P_T \cdot t_d}{(P_C + P_P) \cdot t_c} \quad (1)$$

式中:

$W_{outlet}$  ——系统总输出功(kWh);

$W_{inlet}$  ——系统总输入功(kWh);

$P_T$  ——膨胀机功率(kW);

$P_C$  ——压缩机功率(kW);

$P_P$  ——泵耗功率(kW);

$t_d$  ——释能时间(h);

$t_c$  ——储能时间(h)。

ESD 是指系统总输出功与储罐总体积之比(记为  $U_{ESD}$ , 单位为 kWh/m<sup>3</sup>):

$$U_{ESD} = \frac{W_{outlet}}{V_{hpt} + V_{lpt}} = \frac{P_T \cdot t_d}{V_{hpt} + V_{lpt}} \quad (2)$$

式中:

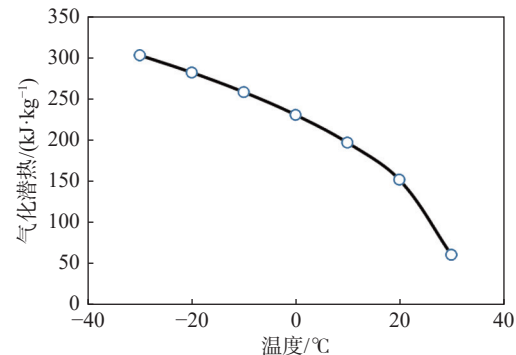
$V_{hpt}$ 、 $V_{lpt}$ ——高压储罐和低压储罐的体积(m<sup>3</sup>)。

储能密度受膨胀机功率和储罐体积的影响, 因

而 CO<sub>2</sub> 的储存密度是影响系统储能密度的关键因素。CES 系统中 CO<sub>2</sub> 可以气态、液态或超临界态存储。相同压力下 LCO<sub>2</sub> 的密度是气态形式的几十倍, 因此液相存储可明显减小储罐体积, 大幅提高储能密度。

## 2 液态二氧化碳储能系统液化技术研究现状

当前 LCES 系统受到释能过程膨胀机出口的亚临界 CO<sub>2</sub> 有效冷凝问题的限制<sup>[20]</sup>。如何提升液化效率是增强 LCES 系统性能的关键。图4为二氧化碳相变潜热随饱和温度的变化情况。随着饱和压力的降低, 相变温度降低, 相变潜热逐渐增加, 在 1.38 MPa 时已达到 305 kJ/kg, 若直接采用低温低压法, 即在系统膨胀发电阶段同时开启制冷机组将膨胀机出口处的 CO<sub>2</sub> 进行冷却液化, 将带来极大的电力消耗, 严重降低 LCES 系统的循环效率且难以满足电力系统调峰需求。因此, 需要针对 LCES 系统自身特点探索更为高效的低压 CO<sub>2</sub> 液化方案。许多学者对此展开了研究, 主要方式及其特点如表2所示。

图4 CO<sub>2</sub> 饱和状态对应的温度和汽化潜热Fig. 4 Temperature and latent heat of vaporization corresponding to CO<sub>2</sub> saturation state表2 LCES 系统低压 CO<sub>2</sub> 液化方式对比Tab. 2 Comparison of low-pressure CO<sub>2</sub> liquefaction methods for LCES system

液化方式	优点	缺点
使用混合储能工质	换热性能好, 热损失小, 液化能耗低	筛选体系不成熟, 对设备要求高
CO <sub>2</sub> 自冷凝	不需要额外冷源	系统结构复杂, 运行压力过高, 实践应用难
采用液态天然气	液化效率高, 系统结构简单	依赖特殊场景, 成本高
蓄冷液化	蓄冷液化与储释能环节匹配, 能量利用率高, 运行压力较低, 实践性强	技术尚不成熟, 需要构建显热和潜热分级蓄冷, 结构较复杂

### 2.1 基于混合工质的 LCES 系统

有学者发现将 CO<sub>2</sub> 与其他有机工质混合是解决亚临界 CO<sub>2</sub> 冷凝问题的有效方法<sup>[21]</sup>。混合工质具有

更高的临界温度和更低的临界压力, 从而减少液化能耗, 提升系统安全性和运行效率。此外, 混合工质具有温度滑移特性, 可实现换热过程良好的温度匹

配,降低换热损失<sup>[22]</sup>。

刘旭等人<sup>[23]</sup>提出了一种新型的基于二氧化碳混合物的液体储能系统(LMES),如图 5 所示。储能过程,释能工质储罐中的液态工质经过节流阀调节压力后进入蒸发器吸收环境水的热量气化,再经回热器进一步加热后进入压缩机。释能过程膨胀机出口 CO<sub>2</sub> 进入冷凝器直接被环境水冷却液化后储存在释能工质储罐中。文章分别选用有机工质 R32 和 R161 与 CO<sub>2</sub> 混合,热力学分析显示两种混合工质对应的冷却温度分别为 42 °C 和 45 °C,系统循环效率为 57.65% 和 50.54%。

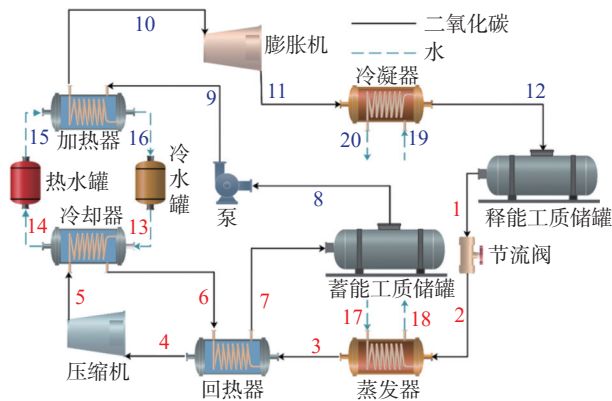


图 5 LMES 系统原理图

Fig. 5 Schematic diagram of the LMES system

但当前混合工质特性随组分变化规律尚不清晰,尚无标准化的工质筛选体系。且大多仍采用传统氟利昂工质与 CO<sub>2</sub> 混合。在未来探究更多自然工质组合,深入研究其特性变化规律及其在储能系统中的应用可能是解决 LCES 系统工质液化储存难题的一大方向。

## 2.2 基于 CO<sub>2</sub> 自冷凝的 LCES 系统

Zhao 等人<sup>[24]</sup>提出一种采用涡旋管实现二氧化碳自冷凝的 LCES 系统,如图 6 所示。储能过程 CO<sub>2</sub> 被压缩至 30 MPa,经环境水冷却液化。释能过程 CO<sub>2</sub> 膨胀至约 6 MPa,进入涡旋管分成三股流,饱和液体、饱和蒸汽和过热蒸汽。饱和液体直接储存在低压 LCO<sub>2</sub> 储罐中,而另外两股液体流混合并重新压缩到涡轮机出口压力。冷却后再次进入涡旋管,实现自冷凝。设计条件下系统循环效率、焓效率和储能密度分别为 53.45%、61.83% 和 5.43 kWh/m<sup>3</sup>。

Liu 等人<sup>[25]</sup>提出一种与跨临界布雷顿循环、电能蓄能和喷射器冷凝循环相结合的新型 LCES 系

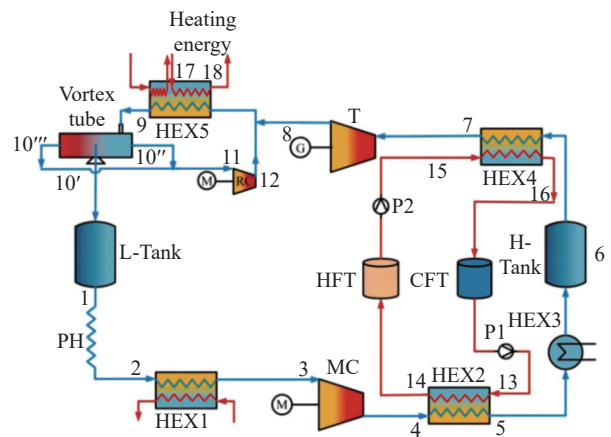


图 6 采用涡旋管实现二氧化碳自冷凝的液态二氧化碳储能系统示意图

Fig. 6 Schematic diagram of the LMES system using vortex tube for carbon dioxide self-condensation

统,如图 7 所示。储能时 CO<sub>2</sub> 被压缩至约 25 MPa,冷却液化后进入高压储罐中储存。释能过程膨胀机出口 CO<sub>2</sub> 先经换热器释放部分热量后进入喷射器,同时副压缩机出口的二次流也进入喷射器,经历混合和扩散。出口处 CO<sub>2</sub> 流体利用环境水冷却再通过节流阀降压变成气液两相流,其中饱和液体进入低压储罐中,饱和蒸汽再依次进入副压缩机和喷射器二次流通道。喷射器背压约为 8 MPa,该方式不需要外部冷源。

Xu 等人<sup>[26]</sup>提出一种结合太阳能补热的 LCES 系统,如图 8 所示。储能过程利用泵将 LCO<sub>2</sub> 从 6 MPa 升压至 25 MPa,经冷凝器降温后储存在高压储罐中,释能过程高压 LCO<sub>2</sub> 经过回热器吸收膨胀机出口处 CO<sub>2</sub> 热量,再利用太阳能进一步加热后进入膨胀机。膨胀后的 LCO<sub>2</sub> 经过回热器和冷凝器后液化,进入低压罐储存。设计条件下循环效率、焓效率和储能密度分别为 45.35%、67.20% 和 18.06 kWh/m<sup>3</sup>。

还有学者提出利用环境冷水直接实现低压侧 CO<sub>2</sub> 的冷凝,系统运行压力范围是 6 ~ 22 MPa<sup>[27]</sup>。然而,无论是采用涡旋管或喷射器实现自冷凝,还是直接利用环境冷水,系统运行压力都过高,存在安全隐患。且构造复杂成本较高,难以大规模应用。

## 2.3 基于 LNG 冷能利用的 LCES 系统

常压下液态天然气(Liquid Natural Gas, LNG)的沸点为-162 °C,蕴藏大量冷能,被广泛用来液化气体<sup>[28]</sup>。吴毅等人<sup>[29]</sup>提出了一种以 LNG 为冷源的超临界二

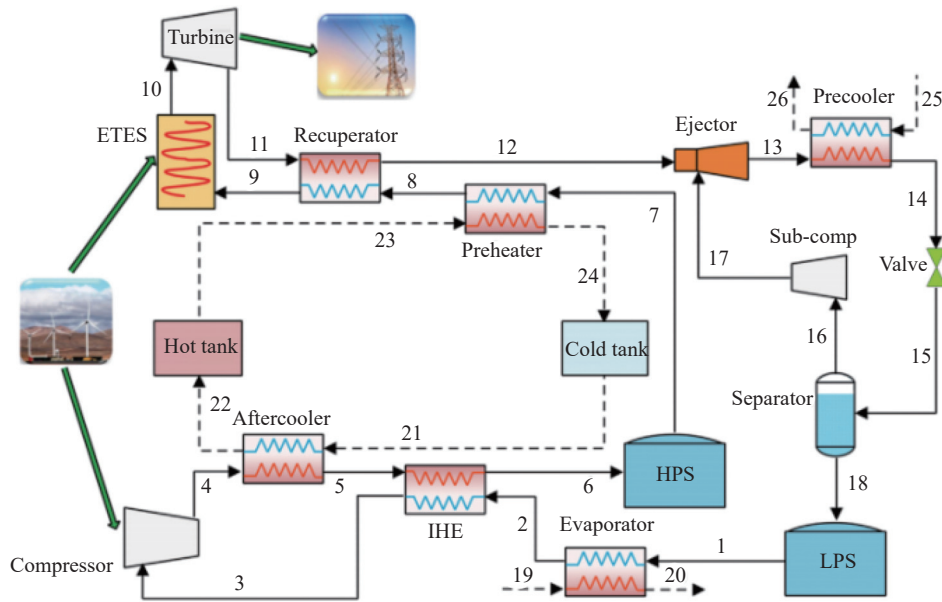


图 7 带喷射器的液态二氧化碳储能系统原理图

Fig. 7 Schematic diagram of the LCES system with ejector

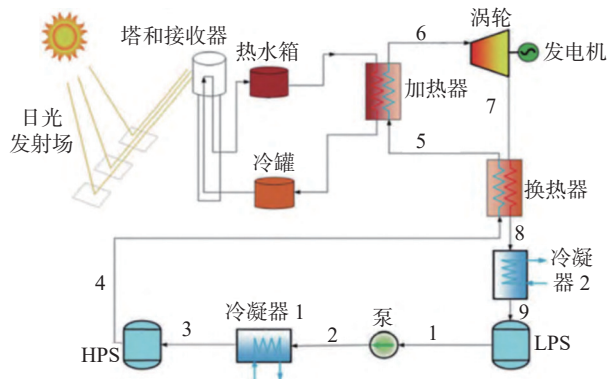


图 8 结合太阳能补热的液态二氧化碳储能系统图

Fig. 8 Diagram of the LCES system with solar energy replenishment

氧化碳( $\text{SCO}_2$ )-跨临界二氧化碳( $\text{TCO}_2$ )冷电联供系统,采用 $\text{TCO}_2$ 循环作为底循环对再压缩式 $\text{SCO}_2$ 循环进行余热回收,并采用LNG为冷源。给定条件下系统热效率为54.47%。

Bao 等人<sup>[30]</sup>提出了一种组合液体二氧化碳储能和两级冷凝有机兰金循环(LCES-TCORC)系统,以解决低压 $\text{CO}_2$ 冷凝难题和部分 LNG 发电冷能浪费问题。储能时 $\text{LCO}_2$ 先经泵升压再进入加热器气化后进入压缩机,释能时膨胀机出口 $\text{CO}_2$ 被 LNG 冷却液化后进入低压储罐。出口天然气可以供给用户。多目标优化结果表明,采用混合工质的系统具有更高的循环效率和焓效率,分别为 375.49% 和 81.09%。

但是 LNG 的温度约为 $-162\text{ }^\circ\text{C}$ ,而低压侧 $\text{CO}_2$ 液化温度约为 $-40\text{ }^\circ\text{C}$ ,大温差换热造成了 LNG 冷焓的严重损失,一般可以考虑结合兰金循环、数据中心冷却等其他单元以提升系统整体效能。且 LNG 利用依赖外部环境,其长途运输成本过高,因此经济性较低、灵活性较差。

## 2.4 基于蓄冷液化的 LCES 系统

对于 LCES 系统,膨胀机出口的 $\text{CO}_2$ 冷却液化,压缩机进口前的 $\text{CO}_2$ 又需要吸热气化,因此采用高效蓄冷器无疑是一种有效途径。该方式原理简单,运行压力不需要太高,且不需要额外冷源,释能阶段利用蓄冷材料吸收 $\text{CO}_2$ 的热量使其液化,储能阶段释放热量加热 $\text{CO}_2$ 使其气化。实际应用中可根据 $\text{CO}_2$ 相变温度设计多级蓄冷以减小换热温差,降低焓损,提升系统性能。

Wang 等人<sup>[31]</sup>提出一种 LCES 方案,如图 9 所示。压缩机出口 $\text{CO}_2$ 采用冷凝器液化后储存在高压储罐中,膨胀机出口的 $\text{CO}_2$ 先被冷凝器冷却至环境温度,然后进入蓄冷器液化后储存在低压储罐中,循环效率约 56.64%。文中提出可采用结晶水合盐和充满小卵石的蓄冷装置共同实现,但是并未进行详细介绍。

万玉珂等人<sup>[32]</sup>提出了一种新型液态存储跨临界 CES 系统。压缩后的 $\text{CO}_2$ 被冷却液化后存储在高压储罐中,膨胀后的 $\text{CO}_2$ 则依次通过冷却器和

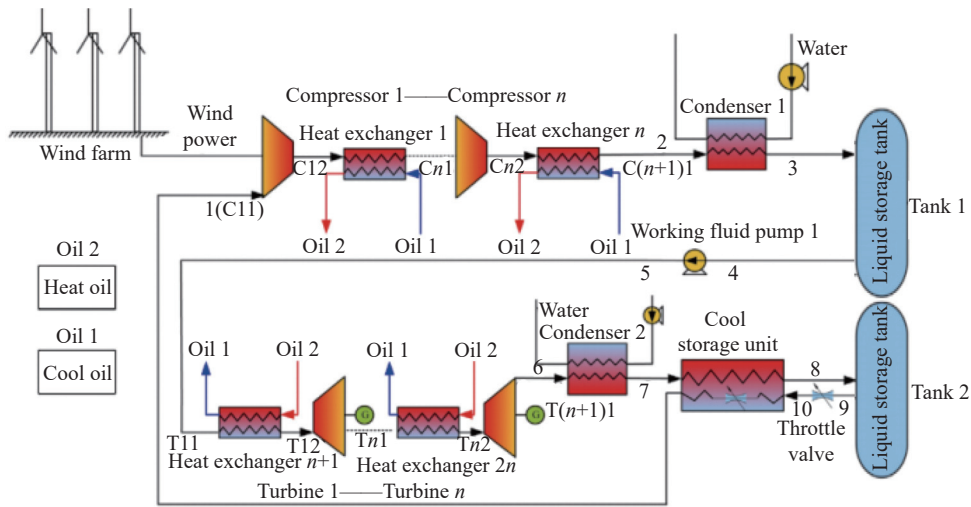


图 9 液态二氧化碳储能系统原理图

Fig. 9 Schematic diagram of the LCES system

蓄冷器液化后存储在低压储罐中。多目标优化结果表明最优循环效率和能量密度分别为 58.79% 和  $17.85 \text{ kWh/m}^3$ ，相应两侧的储存压力分别为 23.98 MPa 和 1.6 MPa。

Sun 等人<sup>[33]</sup>提出一种新型低压 LCES 系统。膨胀机出口  $\text{CO}_2$  显热用液体甲醇储存，潜热储存在相变蓄冷器中。典型条件下循环效率和能量密度分别为 51.45% 和  $22.21 \text{ kWh/m}^3$ 。但文章并未构建出详细的相变蓄冷单元，而是建模为一个直接热交换器。Zhang 等人<sup>[34]</sup>提出了一种新型的具有低温蓄热性能的 CES 方法，如图 10 所示。压缩机出口处  $\text{CO}_2$  先经过换热器被冷却成液态，冷量来自于高压储罐出口的经过泵升压的  $\text{LCO}_2$ ，再经过液体膨胀机降压后进入气液分离器，气相重新进入压缩机，液相进入储罐。膨胀机出口  $\text{CO}_2$  经过换热器冷却液化后储存在低压储罐中，冷量来自于低压储罐出口的经过膨胀机降压的气液两相  $\text{CO}_2$ 。分析表明基本工况下循环效率为 41.4%，储能密度为  $15 \text{ kWh/m}^3$ 。该系统直接利用两股工质之间热量交换，实现双侧液相存储，忽略  $\text{CO}_2$  冷能存储释放过程。

可见，当前针对使用蓄冷器实现低压侧  $\text{CO}_2$  液化的研究较多，但大多将其直接简化为  $\text{CO}_2$  换热器，且仿真模拟和实验验证都存在较大空白。其中关键难点在于寻找适配相变温度的蓄冷材料并验证实际蓄冷液化效果。

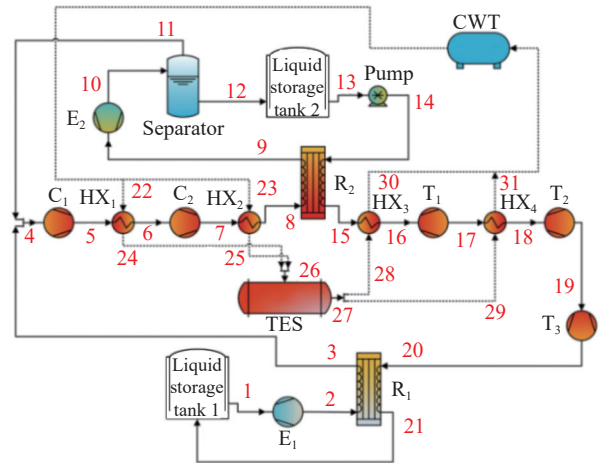


图 10 一种新型低温储存二氧化碳储能 CES 系统示意图

Fig. 10 Schematic diagram of a novel CES system with low temperature storage

### 3 蓄冷液化技术研究进展

当前主流物理蓄冷方式包括显热蓄冷和潜热蓄冷。显热蓄冷是指利用蓄冷介质的显热实现冷能存储和释放。液相工质要求其凝固点较低，沸点较高，在整个换热温区内不发生相变，比热容较大。固相蓄冷一般采用填充床结构，填充小石子或者鹅卵石，具有不受运行温度限制、运行压力接近环境压力、可直接或间接耦合热源等优势。以上方式都已广泛应用于压缩气体储能、太阳能蓄热、废热回收等系统中<sup>[35-37]</sup>。

潜热蓄冷又称为相变蓄冷，具有储能密度大、蓄冷温区范围宽、放冷时近似恒温等优点，可显著减小

用量, 削弱斜温层效应, 减少冷能损失<sup>[38-39]</sup>, 在蓄冷空调<sup>[40]</sup>、冷链运输<sup>[41]</sup>等场景中应用广泛。针对 LCES 系统, 关键在于选择适配低压侧 CO<sub>2</sub> 相变温度(约 -40 °C)的相变材料。当前有学者提出质量分数为 36% 的氯化铜溶液相变温度为 -40 °C<sup>[42]</sup>。还有学者制备出相变温度为 -43 °C 的复合相变材料, 测试结果显示该材料潜热大, 过冷度小, 充放冷循环性能好<sup>[43]</sup>。

相变材料潜热大用量小, 换热过程近似保持恒温, 换热损失小, 是未来的重点发展方向。在实际应用中, 采用固相或液相工质吸收显热和相变材料吸收潜热的两级蓄冷方案, 更为合理高效。但目前针对应用于 LCES 系统的相变蓄冷材料研究较少, 相变蓄冷过程的传热传质特性、相界面的移动规律和两相输运特性尚不清晰, 更缺乏实验验证。因此, 寻找或制备匹配 CO<sub>2</sub> 相变温度的相变材料, 研究传热传质规律及动态变化特性, 降低冷焓损失提升蓄冷效率, 并进一步构建基于显热+潜热分级蓄冷的液化流程, 研究关键参数对蓄冷单元以及 LCES 系统性能的影响, 实现系统循环效率、储能密度、投资成本的多目标优化是未来 LCES 技术发展的关键方向。

## 4 结论

“双碳”目标下可再生能源规模化利用已成为大势所趋, 而储能是解决可再生能源开发和大规模并网挑战的重要途径。在众多的储能技术中, 二氧化碳储能技术因其独特优势迎来了快速发展。但当前较成熟的 CES 技术多依赖于天然储气室或超大体积气囊, 这限制了储能密度的进一步提高, 同时增加了投资成本。因此以双侧液相存储的液态二氧化碳储能技术成为研究热点, 但目前尚无针对 LCES 系统液化单元的充分研究, 如何实现低压(约 1 MPa) CO<sub>2</sub> 高效液化仍然是限制该技术发展的瓶颈。

文章首先介绍了 LCES 系统的运行原理和关键评价指标, 指出实现 CO<sub>2</sub> 液相存储对于提升储能密度的重要性。然后重点介绍了实现系统低压侧 CO<sub>2</sub> 液化存储的常见手段, 包括采用混合储能工质、CO<sub>2</sub> 自冷凝、利用 LNG 冷能和采用蓄冷器。其中蓄冷液化最具优势, 关键在于寻找合适蓄冷介质, 进而构建基于显热+潜热分级吸收的蓄冷液化流程, 并研究关键参数对蓄冷单元以及 LCES 系统性能的影响, 实现循环效率、储能密度、投资成本的多目标优化。

## 参考文献:

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 2022 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. (2023-01-18) [2023-04-09]. [http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c\\_1310691509.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm). National Energy Administration. National Energy Administration releases 2022 national electric power industry statistical data [EB/OL]. (2023-01-18) [2023-01-18]. [http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c\\_1310691509.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm).
- [2] 中国国家发展和改革委员会能源研究所. 2020 年中国可再生能源展望报告 [R]. 北京: 国家发改委, 2021. Energy Research Institute of National Development and Reform Commission. 2020 China renewable energy outlook report [R]. Beijing: National Development and Reform Commission, 2021.
- [3] 陈海生, 刘畅, 徐玉杰, 等. 储能在碳达峰碳中和目标下的战略地位和作用 [J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1477-1485. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0389. CHEN H S, LIU C, XU Y J, et al. The strategic position and role of energy storage under the goal of carbon peak and carbon neutrality [J]. *Energy storage science and technology*, 2021, 10(5): 1477-1485. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0389.
- [4] 王永江, 韩爽, 闫亚敏, 等. 风光制氢容量配置优化研究及绿氢经济性分析 [J]. 内蒙古电力技术, 2023, 41(1): 8-14. DOI: 10.19929/j.cnki.nmgdljs.2023.0002. WAN Y J, HAN S, YAN Y M, et al. Research on optimization of capacity allocation of wind power and photovoltaic hydrogen production and economic analysis of green hydrogen [J]. *Inner Mongolia electric power*, 2023, 41(1): 8-14. DOI: 10.19929/j.cnki.nmgdljs.2023.0002.
- [5] ZHANG Y, LI J, JI X, et al. Optimal dispatching of electric - heat - hydrogen integrated energy system based on Stackelberg game [J]. *Energy conversion and economics*, 2023, 4(4): 267-275. DOI: 10.1049/enc2.12094.
- [6] 中国电力企业联合会. 新能源配储能运行情况调研报告 [R/OL]. (2022-11-14) [2023-04-09]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-315493>. China Electricity Council. New energy distribution storage operation research report [R/OL]. (2022-11-14) [2023-04-09]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-315493>.
- [7] 李红霞, 李建林, 米阳. 新能源侧储能优化配置技术研究进展 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11(10): 3257-3267. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0102. LI H X, LI J L, MI Y. Summary of research on new energy side energy storage optimization configuration technology [J]. *Energy storage science and technology*, 2022, 11(10): 3257-3267. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0102.
- [8] 马建力, 李琦, 陈祥荣, 等. 电转气地质储能技术的经济性分析 [J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 117-127. DOI: 10.15961/j.jsuese.202100255. MA J L, LI Q, CHEN X R, et al. Economic analysis of power-to-gas based subsurface energy storage technology [J]. *Advanced engineering sciences*, 2022, 54(1): 117-127. DOI: 10.15961/j.jsuese.202100255.
- [9] 李辰. 电化学储能技术分析 [J]. 电子元器件与信息技术, 2019,



- 3(6): 74-78. DOI: 10.19772/j.cnki.2096-4455.2019.6.020.
- LI C. Analysis of electrochemical energy storage technologies [J]. *Electronic component and information technology*, 2019, 3(6): 74-78. DOI: 10.19772/j.cnki.2096-4455.2019.6.020.
- [10] XIU X Q, LI J L, HUI D. Sizing and economic analysis of lithium-ion battery energy storage system [J]. *Applied mechanics and materials*, 2013, 291-294: 627-631. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.291-294.627.
- [11] KANTHARAJ B, GARVEY S, PIMM A. Thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on compressed air and liquid air [J]. *Sustainable energy technologies and assessments*, 2015, 11: 159-164. DOI: 10.1016/j.seta.2014.11.002.
- [12] 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): 3285-3296. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0199.
- 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): 3285-3296. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0199.
- [13] 吴思成. 压缩 CO<sub>2</sub> 储能的系统分析及实验验证 [D]. 天津: 天津商业大学, 2019.
- WU S C. System analysis and experimental verification of compressed CO<sub>2</sub> energy storage [D]. Tianjin: Tianjin University of Commerce, 2019.
- [14] CAO Z, DENG J Q, ZHOU S H, et al. Research on the feasibility of compressed carbon dioxide energy storage system with underground sequestration in antiquated mine goaf [J]. *Energy conversion and management*, 2020, 211: 112788. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112788.
- [15] 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. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114297.
- [16] 郝银萍, 何青, 刘文毅. 多级回热式跨临界压缩二氧化碳储能系统热力性能分析 [J]. *热能动力工程*, 2020, 35(4): 16-23. DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2020.04.003.
- HAO Y P, HE Q, LIU W Y. Thermal performance analysis of multi-stage regenerative transcritical compressed carbon dioxide energy storage system [J]. *Journal of engineering for thermal energy and power*, 2020, 35(4): 16-23. DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2020.04.003.
- [17] 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): 081012. DOI: 10.1115/1.4054750.
- [18] 佚名. 东方汽轮机建设的全球首个二氧化碳+飞轮储能示范项目成功竣工 [J]. *东方电气评论*, 2022, 36(3): 88. DOI: 10.3969/j.issn.1001-9006.2022.03.022.
- Anonymous. The world's first carbon dioxide + flywheel energy storage demonstration project built by Oriental Steam Turbine was successfully completed [J]. *Dongfang electric review*, 2022, 36(3): 88. DOI: 10.3969/j.issn.1001-9006.2022.03.022.
- [19] 李玉平. 压缩二氧化碳储能系统的热力学性能分析 [D]. 保定: 华北电力大学, 2018.
- LI Y P. Thermal performance analysis of the compressed carbon dioxide energy storage system [D]. Baoding: North China Electric Power University, 2018.
- [20] ZHAO P, XU W P, ZHANG S Q, et al. Components design and performance analysis of a novel compressed carbon dioxide energy storage system: a pathway towards realizability [J]. *Energy conversion and management*, 2021, 229: 113679. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113679.
- [21] DAI B M, LI M X, MA Y T. Thermodynamic analysis of carbon dioxide blends with low GWP (global warming potential) working fluids-based transcritical Rankine cycles for low-grade heat energy recovery [J]. *Energy*, 2014, 64: 942-952. DOI: 10.1016/j.energy.2013.11.019.
- [22] 舒歌群, 高媛媛, 田华. 基于分析的内燃机排气余热 ORC 混合工质性能分析 [J]. *天津大学学报(自然科学与工程技术版)*, 2014, 47(3): 218-223. DOI: 10.11784/tdxbz201301036.
- SHU G Q, GAO Y Y, TIAN H. Performance analysis of mixtures used in ORC for engine exhaust gas waste heat recovery based on exergy analysis [J]. *Journal of Tianjin university (science and technology)*, 2014, 47(3): 218-223. DOI: 10.11784/tdxbz201301036.
- [23] 刘旭, 杨绪青, 刘展. 一种新型的基于二氧化碳混合物的液体储能系统 [J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(5): 1806-1814. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0303.
- LIU X, YANG X Q, LIU Z. A novel liquid energy storage system based on a carbon dioxide mixture [J]. *Energy storage science and technology*, 2021, 10(5): 1806-1814. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0303.
- [24] ZHAO P, XU W P, GOU F F, et al. Performance analysis of a self-condensation compressed carbon dioxide energy storage system with vortex tube [J]. *Journal of energy storage*, 2021, 41: 102995. DOI: 10.1016/j.est.2021.102995.
- [25] 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. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115067.
- [26] 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. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118437.
- [27] LIU Z, LIU Z H, YANG X Q, et al. Advanced exergy and exergoeconomic analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system [J]. *Energy conversion and management*, 2020, 205: 112391. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112391.
- [28] ZHANG T, CHEN L J, ZHANG X L, et al. Thermodynamic analysis of a novel hybrid liquid air energy storage system based on the utilization of LNG cold energy [J]. *Energy*, 2018, 155: 641-650. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.041.
- [29] 吴毅, 王旭荣, 杨翼, 等. 以液化天然气为冷源的超临界 CO<sub>2</sub>-跨

- 临界 CO<sub>2</sub> 冷电联供系统 [J]. *西安交通大学学报*, 2015, 49(9): 58-62, 146. DOI: [10.7652/xjtub201509011](https://doi.org/10.7652/xjtub201509011).
- WU Y, WANG X R, YANG Y, et al. A combined cooling and power system of supercritical/transcritical CO<sub>2</sub> cycle with liquefied natural gas as cool source [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong university*, 2015, 49(9): 58-62, 146. DOI: [10.7652/xjtub201509011](https://doi.org/10.7652/xjtub201509011).
- [30] BAO J J, HE X, DENG Y Y, et al. Parametric analysis and multi-objective optimization of a new combined system of liquid carbon dioxide energy storage and liquid natural gas cold energy power generation [J]. *Journal of cleaner production*, 2022, 363: 132591. DOI: [10.1016/j.jclepro.2022.132591](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132591).
- [31] 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: 1931-1942. DOI: [10.1016/j.energy.2015.10.075](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.075).
- [32] 万玉珂, 吴闯, 刘朝, 等. 液态存储跨临界压缩 CO<sub>2</sub> 储能系统性能分析 [J]. *西安交通大学学报*, 2023, 57(1): 25-33. DOI: [10.7652/xjtub202301003](https://doi.org/10.7652/xjtub202301003).
- WAN Y K, WU C, LIU C, et al. Performance analysis of a transcritical compressed CO<sub>2</sub> energy storage system based on liquid storage [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2023, 57(1): 25-33. DOI: [10.7652/xjtub202301003](https://doi.org/10.7652/xjtub202301003).
- [33] SUN W X, LIU X, YANG X Q, et al. Design and thermodynamic performance analysis of a new liquid carbon dioxide energy storage system with low pressure stores [J]. *Energy conversion and management*, 2021, 239: 114227. DOI: [10.1016/j.enconman.2021.114227](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114227).
- [34] ZHANG Y, YAO E R, ZHANG X L, et al. Thermodynamic analysis of a novel compressed carbon dioxide energy storage system with low-temperature thermal storage [J]. *International journal of energy research*, 2020, 44(8): 6531-6554. DOI: [10.1002/er.5387](https://doi.org/10.1002/er.5387).
- [35] LAI Z Y, ZHOU H, ZHOU M X, et al. Experimental study on storage performance of packed bed solar thermal energy storage system using sintered ore particles [J]. *Solar energy materials and solar cells*, 2022, 238: 111654. DOI: [10.1016/j.solmat.2022.111654](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111654).
- [36] MORGAN R, ROTA C, PIKE-WILSON E, et al. The modelling and experimental validation of a cryogenic packed bed regenerator for liquid air energy storage applications [J]. *Energies*, 2020, 13(9): 5155. DOI: [10.3390/en13195155](https://doi.org/10.3390/en13195155).
- [37] DUTTA R, SANDILYA P. Experimental investigations on cold recovery efficiency of packed-bed in cryogenic energy storage system [J]. *IOP conference series: materials science and engineering*, 2020, 755(1): 012103. DOI: [10.1088/1757-899x/755/1/012103](https://doi.org/10.1088/1757-899x/755/1/012103).
- [38] BORRI E, SZE J Y, TAFONE A, et al. Experimental and numerical characterization of sub-zero phase change materials for cold thermal energy storage [J]. *Applied energy*, 2020, 275: 115131. DOI: [10.1016/j.apenergy.2020.115131](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115131).
- [39] TAFONE A, BORRI E, CABEZA L F, et al. Innovative cryogenic phase change material (PCM) based cold thermal energy storage for liquid air energy storage (LAES) - numerical dynamic modelling and experimental study of a packed bed unit [J]. *Applied energy*, 2021, 301: 117417. DOI: [10.1016/j.apenergy.2021.117417](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117417).
- [40] 刘金平, 滕林, 陈向阳. 区域供冷与蓄冷技术发展动态 [J]. *南方能源建设*, 2020, 7(3): 1-5. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.001](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.001).
- LIU J P, TENG L, CHEN X Y. Development trend of district cooling and cool storage technology [J]. *Southern energy construction*, 2020, 7(3): 1-5. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.001](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.001).
- [41] 章学来, 徐笑锋, 周孙希, 等. 蓄冷技术在冷链物流中的研究进展 [J]. *制冷与空调*, 2017, 17(12): 88-92. DOI: [10.3969/j.issn.1009-8402.2017.12.020](https://doi.org/10.3969/j.issn.1009-8402.2017.12.020).
- ZHANG X L, XU X F, ZHOU S X, et al. Research progress of cold storage technology in cold chain logistics [J]. *Refrigeration and air-conditioning*, 2017, 17(12): 88-92. DOI: [10.3969/j.issn.1009-8402.2017.12.020](https://doi.org/10.3969/j.issn.1009-8402.2017.12.020).
- [42] 丁军丹. 低温共晶盐蓄冷研究 [D]. 南京: 南京理工大学, 2017.
- DING J D. The research of low-temperature eutectic salt [D]. Nanjing: Nanjing University of Science and Technology, 2017.
- [43] 袁园, 章学来. -43 °C 新型复合低温相变材料的制备及热性能研究 [C]//2013 中国制冷学会学术年会论文集, 武汉, 2013-11-05. 武汉: 中国制冷学会, 2013: 178.
- YUAN Y, ZHANG X L. The preparation of the new -43 °C composite phase change material and the thermal performance study [C]//Proceedings of 2013 Annual Conference of China Refrigeration Society, Wuhan, November 5, 2013. Wuhan: Annual Conference of China Refrigeration Society, 2013: 178.

#### 作者简介:



郑平洋

郑平洋 (第一作者)

1999-, 女, 硕士在读, 主要从事二氧化碳储能系统液化关键技术研究工作 (e-mail) [2232497606@qq.com](mailto:2232497606@qq.com)。



越云凯

越云凯 (通信作者)

1995-, 男, 助理研究员, 博士, 主要从事二氧化碳储能系统优化技术研究工作 (e-mail) [yueyunkai@mail.ipc.ac.cn](mailto:yueyunkai@mail.ipc.ac.cn)。

(编辑 叶筠英)