

DOI: 10.19666/j.rlfed.202212294

基于二氧化碳热力循环的储能研究综述

杨玉¹, 黄斌², 孟欣³, 李红智¹, 张一帆¹, 张旭伟¹,
吴家荣¹, 李凯伦¹, 姚明宇¹

(1.西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054; 2.中国华能集团有限公司, 北京 100031;
3.华能吉林发电有限公司, 吉林 长春 130012)

[摘要] 基于二氧化碳热力循环的储能技术, 结合二氧化碳循环的优良性能和捕集后二氧化碳的再利用需求, 有望在未来以新能源为主体的能源体系中发挥出重要作用。针对基于二氧化碳循环的储能技术进行了定义, 并依据各储能方案的技术特点将该储能划分为电热储能, 低、中和高压储气的压缩二氧化碳储能, 低温和近常温储液的压缩二氧化碳储能, 以及恒压储气的压缩二氧化碳储能; 讨论了各类储能技术的研究现状、具有的优势和存在的不足。低压储气的压缩二氧化碳储能技术最为成熟, 目前已有大型工程示范机组建成; 高压储气的压缩二氧化碳储能和大规模电热储能的综合性能较好, 但成本较高; 低压端储存液态二氧化碳的压缩二氧化碳储能的循环效率最低, 但储能密度最高; 恒压储气的压缩二氧化碳储能效率最高, 可达74%~76%, 储能密度接近2 (kW·h)/m³, 是极具发展前景的压缩气体储能技术之一。

[关键词] 二氧化碳; 热力循环; 储能; 压缩气体

[引用本文格式] 杨玉, 黄斌, 孟欣, 等. 基于二氧化碳热力循环的储能研究综述[J]. 热力发电, 2023, 52(6): 12-23.
YANG Yu, HUANG Bin, MENG Xin, et al. Research summary on the energy storage technologies based on carbon dioxide thermodynamic cycle[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(6): 12-23.

Research summary on the energy storage technologies based on carbon dioxide thermodynamic cycle

YANG Yu¹, HUANG Bin², MENG Xin³, LI Hongzhi¹, ZHANG Yifan¹, ZHANG Xuwei¹,
WU Jiarong¹, LI Kailun¹, YAO Mingyu¹

(1.Xi'an Thermal Engineering Research Institute Co., Ltd., Xi'an, 710054, China; 2.China Huaneng Group Co., Ltd., Beijing 100031, China;
3.Huaneng Jinlin Power Generation Co., Ltd., Changchun 130012, China)

Abstract: Combing the excellent performance of carbon dioxide thermodynamic cycle and the reutilization demands for the captured carbon dioxide, the energy storage technologies based on carbon dioxide thermodynamic cycle have the potential to play an important role in the future energy system which mainly consists of renewable energies. This paper presents the definition of the energy storage technology based on carbon dioxide thermodynamic cycle, and then classifies this energy storage technology into six types, which are electrothermal energy storage, compressing carbon dioxide energy storage with low, mid and high pressure gas storage, compressing carbon dioxide energy storage with low-temperature and near atmospheric temperature liquid storage, and the constant pressure gas storage energy storage. The state-of-the-art research status, advantages and disadvantages of these technologies are discussed. In general, the compressing carbon dioxide energy storage with low pressure gas storage is most mature, and there are demonstration units constructed. The compressing carbon dioxide energy storage with high pressure gas storage and the electrothermal energy storage have a good overall performance, but their costs are high. The compressing carbon dioxide energy storage with constant pressure gas storage has the highest cycle efficiency, reaching 74%~75%, and the energy storage density is up to 2 (kW·h)/m³, making it one of the most promising compressing gas energy storage technologies.

Key words: carbon dioxide; thermodynamic cycle; energy storage; compressing gas

收稿日期: 2022-12-22

基金项目: 陕西省创新能力支撑计划资助(2023-CX-TD-18); 国家自然科学基金项目(U20B2035); 西安热工研究院有限公司科技项目(TA-20-TYK28)

Supported by: Innovation Capability Support Program of Shaanxi(2023-CX-TD-18); National Natural Science Foundation of China(U20B2035); Science and Technology Project of TPRI(TA-20-TYK28)

第一作者简介: 杨玉(1989), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为超临界二氧化碳布雷顿循环发电、储能等, yangyu@tpri.com.cn.

由于过去 200 多年传统化石能源利用带来的气候变化、环境污染等危及人类生存发展的负面问题,世界各国纷纷转向可再生能源。根据国际能源署预测,到 2025 年,风能、太阳能和水力发电将取代煤炭,成为世界上主要的电力来源。截至 2021 年底,我国风电装机容量 3.28 亿 kW,光伏发电装机容量 3.06 亿 kW,分别占全国电力装机容量的 13.8% 和 12.9%^[1]。由于风电和光伏发电具有波动性、间歇性和周期性等难以调配的特点,可再生能源电力直接大规模并网会对发用电平衡、电力系统安全稳定、调度运行等带来诸多挑战,因此需要大规模储能来实现可再生能源电力输出的平稳可控。

现有的大规模储能技术主要有抽水蓄能和压缩空气储能。二者对储能地点的地质条件要求极为苛刻,因此其发展受到了一定限制。目前,我国抽水蓄能装机容量为 39.8 GW,占总储能装机容量的 86%,压缩空气储能装机容量较小,占比不到 0.4%^[2]。未来抽水蓄能的发展潜力将受限于缺乏合适的地点以及难以消除对生态环境存在的负面影响。而可以建设压缩空气储能的地点较多,但是压缩空气储能的实际循环效率较低,在实现经济运行之前还需要有很大的技术进步^[3]。

近年来,基于二氧化碳热力循环的储能技术作为一种新型可实现百兆瓦级储能的方案,受到了国内外重点关注。一方面是因为二氧化碳热力循环具有系统简单、能量密度高、设备紧凑、经济性好等优势^[4],且二氧化碳工质具有容易液化、无毒和安全等优良特性;另一方面,随着碳捕集技术的商业化应用,如何对大量捕集下来的二氧化碳进行有效利用成为当前焦点问题之一^[5],而基于二氧化碳热力循环的储能技术恰好可以作为二氧化碳再利用的一个很有前景的途径。基于二氧化碳热力循环,国内外学者提出了系统结构、参数、储能方式等方面差异显著的各种储能技术^[1,6-8],展示出该储能技术的多样性和复杂性。

为了更好地认识和发展基于二氧化碳热力循环的储能技术,本文首先介绍了相关的基本概念;然后根据各种储能方案的技术特征将该储能技术划分为电热储能,低、中和高压储气的压缩二氧化碳储能,低温和近常温储液的压缩二氧化碳储能,以及恒压储气的压缩二氧化碳储能,并分析了各类储能技术的优势和存在问题;最后对比了各种储能方案的性能,指出了基于二氧化碳热力循环的储能

技术发展方向。

1 二氧化碳热力循环储能技术简介

1.1 定义和分类

基于二氧化碳热力循环的储能技术,其储能和释能过程分别以二氧化碳逆向循环和正向循环为基础。工作原理为:通过压缩二氧化碳实现能量由电能向压力势能和热能的转变,通过储存高压的二氧化碳工质、压缩热、膨胀冷等实现能量储存,利用储存的热量加热高压的二氧化碳工质并引入透平膨胀做功实现能量释放。

基于二氧化碳热力循环储能技术的核心设备包括压缩机、透平、膨胀机、泵、换热器、二氧化碳工质储罐、冷热储罐等。由于储能方式和系统参数的不同,具体储能方案间存在较大差异。根据系统是否储存二氧化碳压力势能,可将各种储能方案分为压缩二氧化碳储能和电热储能。电热储能仅将二氧化碳作为循环介质,不储存压力势能,储存过程中产生热量和冷量。在压缩二氧化碳储能方案中,根据低压端二氧化碳的储存状态,可将储能方案分为低压储气、中压储气、高压储气、低温储液和近常温储液的压缩二氧化碳储能技术。低压储气方案的低压端压力小于 1.0 MPa,中压储气的低压端压力范围为 1.0~7.4 MPa,高压储气方案的低压端压力大于 7.4 MPa。低温储液方案储存约 -50 °C 的近常压液态二氧化碳,而近常温储液方案储存 0~25 °C 的液态二氧化碳。通常来说,储存的高压二氧化碳在释放过程中存在压力损失,这是导致气体储能技术效率不高的主要因素之一。由于恒压储气方案通过特殊的技术手段可以实现充放气过程的压力恒定,最终能够实现较高的储能效率,因此我们将恒压储气方案与其他方案区别开来,作为单独的 1 种储能方案。

上述各种储能方案还可与火电系统、聚光集热、冷热电联供等系统相结合,形成具有多种功能的新型能源系统。

1.2 性能评价指标

评价 1 种储能技术的性能指标主要有循环效率、储能密度和平准化储能电力成本等。循环效率是指储能系统在评价周期内释放出来的能量与储存的能量和利用的外部能量之和的比值。循环效率越高表明储存的能量中被有效利用的部分越多,其定义为:

$$\eta = \frac{(\sum W_t - \sum W_p)t_d}{(\sum W_c - \sum W_e + \sum Q)t_c} \quad (1)$$

式中： W_t 为透平输出功率； W_p 为泵的功耗； W_c 为压缩机功耗； W_e 为膨胀机做功； Q 为利用的外部能量的热功率； t_c 为储能时间； t_d 为释能时间。

储能密度指储能系统的主要储能介质在单位容积内储存能量的多少，其定义为：

$$\theta = \frac{(\sum W_t - \sum W_p)t_d}{V_{CO_2,HP} + V_{CO_2,LP} + V_{hot} + V_{cold}} \quad (2)$$

式中： $V_{CO_2,HP}$ 为高压二氧化碳储罐的体积； $V_{CO_2,LP}$ 为低压二氧化碳储罐的体积； V_{hot} 为储热罐体积； V_{cold} 储冷罐体积。

由于电热储能不储存二氧化碳介质，因此在计算电热储能的储能密度时仅考虑储热罐和储冷罐的体积。通常压缩二氧化碳储能技术同时储存二氧化碳介质和压缩热，因此在计算储能密度时需要考虑二氧化碳储罐和储热罐的体积，但是储热罐体积相对较小，大部分学者均予以忽略。

平准化储能电力成本反映了储能系统在整个生命周期内单位输出电量的成本，是评价储能系统经济性和实现各种储能技术之间横向比较的重要指标。但是由于基于二氧化碳热力循环的储能技术大部分仍处于前期研究阶段，很多设备缺乏准确的价格计算依据，且工程、运维费用难以估算，造成计算结果参考意义不大。

2 研究现状

2.1 电热储能

电热储能（electrothermal energy storage 或者 thermo-electrical energy storage）技术可以实现电力的大规模储存，功率可以达到几十兆瓦到几百兆瓦，储能时间可以持续数小时。图 1 为 ABB 瑞士公司提出的基于跨临界二氧化碳循环的电热储能系统示意^[9-11]。该系统包含热泵循环、热机循环、储热系统和储冷系统。储能时，利用电网中富余的电力驱动热泵循环，将电能转化为热能和冷能储存起来；当电网中电力不足时，在热源和冷源间建立热机循环，将热量和冷量转化为电能。采用冰水混合物储存冷量，采用加压水储存热量，储热最高温度约为 123 ℃，1 MW 储能系统的循环效率约为 51%，50 MW 储能机组的循环效率约为 65%。该储能系统的投资成本介于压缩空气储能和抽水蓄能之间，且

不受地理条件的限制，是大规模电能储存技术很有前景的发展方向之一。

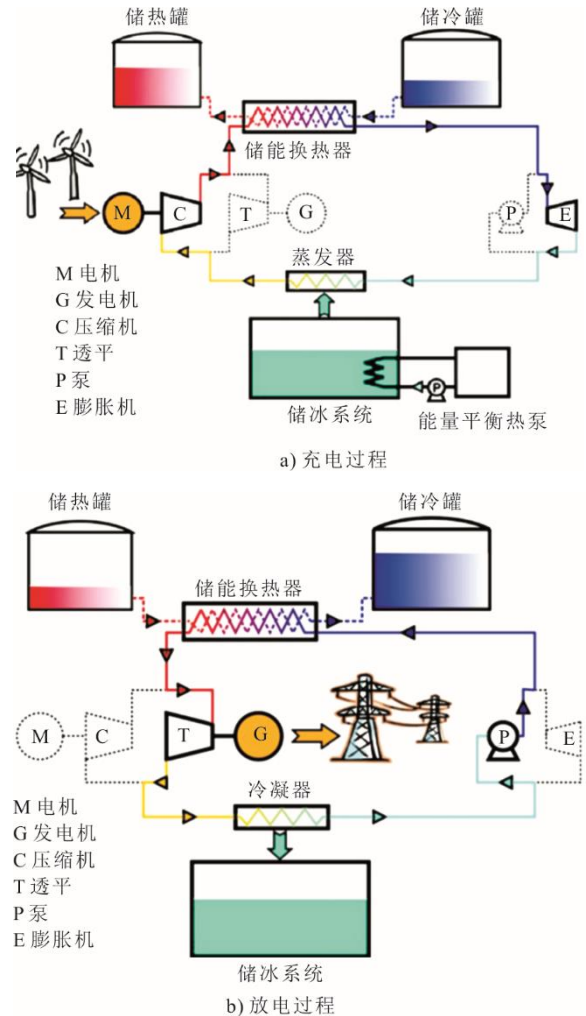


图 1 跨临界二氧化碳电热储能系统示意
Fig.1 Schematic diagram of electrothermal energy storage system based on trans-critical CO₂ cycle

韩国机械材料研究院与瑞士联邦理工学院合作研究了 1 种新型的基于跨临界二氧化碳循环的等温电热储能系统^[12]，该系统中的压缩和膨胀过程等温。由于等温电热储能系统在发电过程中的自用电率比等熵电热储能系统的低，因此循环效率更高。经研究分析，等温膨胀功几乎比等熵膨胀功大 50%，且自耗功只占等温膨胀功的 13.6%。如果膨胀和压缩的效率保持不变，最大的循环效率可从等熵过程的 64.8% 增加到 68.8%。若假设以液体为活塞的压缩和膨胀过程效率为 90%，那么最大的储能效率将从 64.8% 提高到 74.3%。但是目前尚无成熟的等温压缩设备。

Hu 等人^[13]对电热储能进行了理论分析，优化了传热过程中的工质流量和压力等主要参数来减

少熵增,提高循环效率。王冠邦等^[14]对以二氧化碳为循环介质的电热储能技术进行了综述,认为这种储能技术具有储能规模大、工作时间长、投资成本低及循环效率高等优势,具有广阔的发展前景。

电热储能技术由2套循环组成,旋转机械较多,同时该储能以热和冷为储能对象使得换热设备的性能极为重要,因此为了提高循环效率和经济性,需要尽可能提高旋转机械和换热设备的效率并降低其制造成本。然而电热储能系统中的二氧化碳两相膨胀机技术目前并不成熟,如果用节流阀替代膨胀机,会导致系统效率下降3~5百分点。同时两相二氧化碳与储冰系统的换热方案尚待工程验证。如果采用两相二氧化碳与冰浆直接换热的方案,那么充电过程中冰浆侧的换热过程存在结冰堵塞风险;如果采用中介媒介,那么换热过程的温差将增大,会显著降低系统的循环效率。因此为了使电热储能成为有竞争力的储能方案,需要开发可靠的两相膨胀技术和提出高效的储冷和释冷方案。

2.2 低压储气的压缩二氧化碳储能

意大利 Energy Dome 公司提出了一种类似于压缩空气储能的压缩二氧化碳储能系统,具体如图2所示^[15]。该系统最显著的特点是采用巨大的气囊来储存接近常温常压的二氧化碳气体。储能时,利用富余的电力驱动压缩机,将气囊中常压的二氧化碳压缩成高温、高压的气体,利用储热系统(TES)储存工质显热,然后再将高压二氧化碳冷凝为液体储存在储液罐中。释能时,从储液罐释放出的液态二氧化碳经蒸发器变为气体,然后从储热系统吸收热量,升温后的高压二氧化碳工质进入透平做功,透平排气被冷却到常温后进入气囊储存。

Astolfi 等人^[15]对该储能系统进行了优化分析研究,认为该储能方案具有技术成熟度高、效率高、经济性好、建设位置不受地质条件约束等优势,是一项充满前景的储能技术。当高压储液参数为6.5 MPa/24.5 °C、低压储气参数为0.1 MPa/15.0 °C时,循环效率可达75%以上,平准化储电成本为0.80元/(kW·h)。值得指出的是,该循环效率是在二氧化碳释放压力为5.7 MPa下得出的结果,即储液罐有效工作范围仅为6.5~5.7 MPa。由于较窄的储液罐工作压力范围,使得储能和释能过程接近恒压过程,故可实现较高的循环效率,但是也不可避免地会导致储能密度降低。

2022年8月25日国内百穰新能源科技(深圳)

有限公司、东方汽轮机有限公司和西安交通大学谢永慧团队等合作建成1套10 MW/20 MW·h的压缩二氧化碳储能系统(图3)^[16]。该系统与意大利 Energy Dome 公司的储能技术思路一致,其最高储液压力为7 MPa等级,气仓尺寸为93 m×75 m×36 m,采用加压水和导热油储存热量,理论循环效率可达60%以上,但目前尚未报道相关性能测试结果。

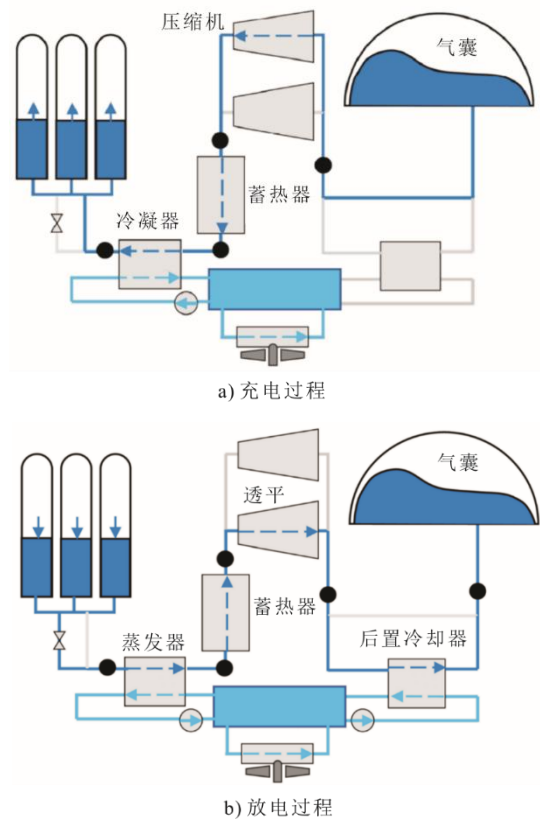


图2 低压储气的压缩二氧化碳储能系统示意
Fig.2 Schematic diagram of the compressing CO₂ energy storage system with low pressure gas storage



图3 10 MW/20 MW·h 压缩二氧化碳储能系统
Fig.3 10 MW/20 MW·h compressing CO₂ energy storage system

综上所述,低压储气的压缩二氧化碳储能技术系统简单、技术成熟、循环效率高,目前已有大型示范电站建成并开展了相关性能测试研究。但是该储能技术的缺点是储能密度低,另外采用巨大气囊

储存低压二氧化碳的方案需要确保其泄露速率处于合理范围内^[17]。

2.3 中压储气的压缩二氧化碳储能

张远等构建了两级压缩、两级膨胀的压缩二氧化碳储能系统^[18]，系统示意如图4所示。低压储罐压力为1.80~1.25 MPa，温度为25.0℃，高压储罐压力为5.00~5.43 MPa，温度为25.0℃。储能时，低压罐中的二氧化碳气体被抽走，压力从1.80 MPa降低到1.25 MPa，温度从25.0℃降低到0.5℃左右。经压缩机升压后的二氧化碳气体充入高压罐，高压罐压力从5.00 MPa升到5.43 MPa，温度从25.0℃升高到31.4℃。释能时，高压罐中二氧化碳气体压力从5.43 MPa降低到5.00 MPa，温度从31.40℃降低到25.24℃。同时低压罐中有气体充入，压力从1.25 MPa升高到1.80 MPa，温度从0.50℃升高到25.44℃。该系统以水为储热介质，储能时以显热形式储存压缩机产生的热量，释能时用储存的热量加热透平进口工质。在设计工况下，该系统循环效率可达64.29%，热回收率为91.79%，储能密度为0.0584 (kW·h)/m³。

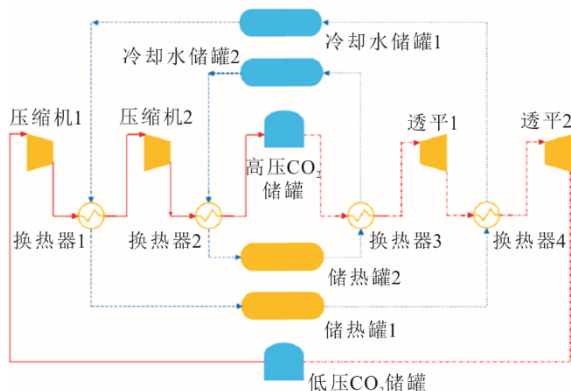


图4 中压储气的压缩二氧化碳储能系统示意
Fig.4 Schematic diagram of the compressing CO₂ energy storage system with mid-pressure gas storage

与低压储气的压缩二氧化碳储能技术相比，由于提高了中压储气的压缩二氧化碳储能低压端的压力，储存单位质量低压二氧化碳所需的容积降低。但是由于二氧化碳循环压比减小，为了实现相等的功率输出需要提高循环中工质的质量流量，导致在相同储能时间内所需储存的二氧化碳质量增大。二者叠加使得中压储气的压缩二氧化碳储能方案的储能密度与低压储气方案相当，同时中压储气方案的低压端压力较高，造成低压储气装置的投资成本显著增加。

2.4 高压储气的压缩二氧化碳储能

中国科学院工程热物理研究所陈海生等^[19]提出超临界压缩二氧化碳储能系统，系统示意如图5所示。系统中低压储罐压力为8.0 MPa，高压储罐压力为30.0 MPa。储能时，压缩过程中产生的压缩热在间冷器中被蓄热冷水吸收，并储存在热水罐中。释能时，热水储存的热量通过再热器释放给进入透平前的二氧化碳工质。为了维持系统输入/输出功率和透平压缩机的工作状态稳定，在低压储罐和高压储罐的出口各设置了1个节流阀，其压降分别为0.5、2.0 MPa，即低压储罐和高压储罐的工作范围分别为7.5~8.0 MPa和28.0~30.0 MPa。该系统在设计工况下的循环效率为60.3%，储能密度为1.704 (kW·h)/m³。经焓分析计算，压缩机、膨胀机和节流阀的焓损分别为各环节焓损的前3位，其占比分别为33.85%、20.44%和20.38%。先进焓分析表明，节流阀焓损不可避免，因此无法通过优化实现系统效率提升。系统的优化方向应优先考虑提高储能压力，改善叶轮性能和减小换热温差等方面。

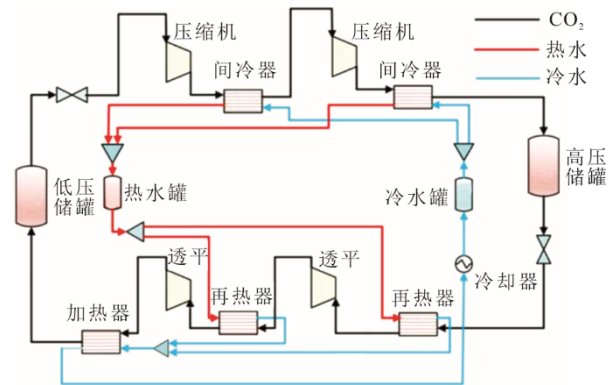


图5 超临界压缩二氧化碳储能系统示意
Fig.5 Schematic diagram of the compressing supercritical CO₂ energy storage system

张远团队在高压储气压缩二氧化碳储能系统的基础上增加了有机朗肯循环，用于将透平排气的余热进一步转化为有用功^[20]。该系统低压罐中二氧化碳参数为7.40 MPa/35℃，高压罐中二氧化碳参数为20.72 MPa/40℃。系统中回热器的焓损失占比最大，约为39.17%。经多目标优化后，该系统的焓效率可由基准工况下的66.64%提高到72.60%。

蒲文灏团队提出了将压缩二氧化碳与聚光储热相结合的储能系统，该系统在储能时不仅利用压缩机获得高压的二氧化碳和压缩热，还利用聚光镜场获得高温导热油^[21]。在释能时，将被压缩热加热

后的高压二氧化碳通入导热油换热器,进一步提高进入透平做功的二氧化碳工质温度,从而获得较高的输出功率。该系统压缩机入口参数为 7.69 MPa/32 °C,透平出口压力为 8.0 MPa。当加热温度低于 265 °C时,采用简单循环的储能系统存在 1 个最佳的压比可使系统获得最高的循环效率;加热温度高于 265 °C时,随着压比从 3 提高到 5,储能效率可由 64.0% 提高到 73.9%,但进一步提高压比储能效率改善效果有限。由于该系统利用了一部分聚光热量,在循环效率的计算中仅考虑了聚光热量中的有用焓部分。

韩国 Chae 等人^[22]提出了将压缩二氧化碳与火电系统相结合的储能系统,该系统利用 1 台蒸汽透平驱动二氧化碳压缩机,储能时利用火电机组多余的蒸汽驱动压缩机压缩二氧化碳,将 7.5~8.5 MPa 的二氧化碳升压至 20.0~30.0 MPa,可实现 64% 的最高循环效率,能量密度为 3.8 (kW·h)/m³。

综上所述,高压储气压缩二氧化碳储能系统中工质密度较大,具有较高的储能密度。但是该系统高压端和低压端的压比一般仅约为 3,导致系统的工质流量相对较大。当储能系统容量增大时,高低压储气罐的体积会随之变得很大,由于高压储气装置的成本较高,最终会降低系统的经济性。

2.5 低温储液的压缩二氧化碳储能

为了应对低压气态二氧化碳储存方面存在的问题,很多学者提出了液态二氧化碳储能技术。Huang 等人^[23]提出的液态二氧化碳储能系统如图 6 所示。该系统储能后的液态二氧化碳参数为 0.60 MPa/-53.12 °C,释能后的液态二氧化碳参数为 0.77 MPa/-47.12 °C。采用 3 个高温水罐储存二氧化碳压缩中产生的热量,用于加热透平进口工质。设置了 2 个甲醇储罐,用于储存和释放充放电过程的冷量。储能时,液态二氧化碳经回热和蒸发后进入两级压缩机升压,压缩机出口参数为 15.00 MPa/187.69 °C,经过辐射式散热器后工质温度降低到 25.00 °C;然后工质分为 2 股分别与储存的低温甲醇和从储液罐来的液态二氧化碳换热,汇流后的工质参数为 15.00 MPa/-37.08 °C,经过膨胀机得到参数为 0.60 MPa/-53.12 °C 的气液两相的二氧化碳,其中液相进入储液罐储存,气相汇入换热器 1 入口。释能时,液态二氧化碳经液体泵升压到 15.00 MPa,然后分别向甲醇和透平出口的气相二氧化碳释放冷量而被蒸发,蒸发后的二氧化碳依次经过加热器和透平,透

平排气参数为 1.10 MPa/49.20 °C。透平排气流经辐射式冷却器和换热器 4,温度降低到-30.42 °C,再进入膨胀机得到参数为 0.77 MPa/-47.12 °C 的液态二氧化碳,经过冷量回收器后进入储罐储存。该系统较为复杂的换热过程,一方面是由于低温液化二氧化碳的需要,另一方面源于 Huang 等人^[23]对低效换热系统的优化改进。该系统循环效率可达 57.85%。

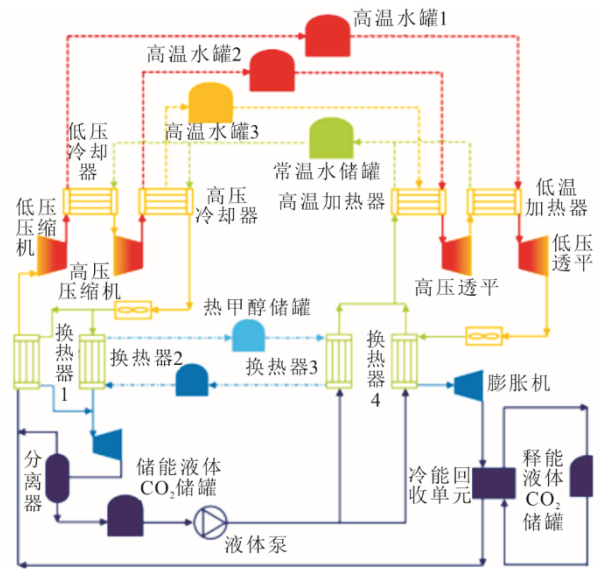


图 6 液化二氧化碳储能系统示意
Fig.6 Schematic diagram of liquifying CO₂ energy storage system

刘展团队^[24]提出的液态二氧化碳储能系统与图 6 的储能系统相似,差别在于热量和冷量的利用方式,其循环效率为 51.45%,储能密度为 22.21 (kW·h)/m³。针对该系统的先进焓分析结果表明^[25],低压压缩机的改进空间最大,然后依次为高压压缩机、高压透平、低压透平和相变储冷系统。刘展团队还研究了液态二氧化碳混合物储能系统,提出 CO₂/R161(0.7/0.3)和 CO₂/R1270(0.82/0.18)是 2 种最适宜的二氧化碳混合物,采用这 2 种工质储能系统的循环效率和储能密度分别为 52.95%/29.74 (kW·h)/m³和 52.12%/29.83 (kW·h)/m³^[26]。

赵攀等将低温储液的压缩二氧化碳储能系统与以液化天然气为燃料的燃气轮机系统相结合,电网负荷较低时利用压缩二氧化碳过程进行储能,电网负荷较高时启动燃气轮机和储能系统的释能过程,增大负荷输出能力^[27]。储能系统中低压罐中液态的二氧化碳参数为 0.60 MPa/-53 °C,高压罐中二氧化碳压力为 18.00~22.00 MPa。储能过程中,利用储热介质储存二氧化碳的压缩热,释能过程利

用储存的压缩热和燃气轮机的排气余热将透平进口的二氧化碳工质加热到 $376.85\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，同时利用液化天然气的冷量将二氧化碳透平排气冷凝为液体，从而便于低压二氧化碳工质的储存。该系统在定压模式下的循环效率为 64.96% ，滑压模式下的循环效率为 67.37% 。值得注意的是，该循环效率的定义涉及到燃气轮机的有效燃料热量，且未计及系统所利用的一部分液化天然气冷量，因此该循环效率难以与其他单纯的储能系统直接比较。

戴义平团队^[28-29]提出了 1 种以有机朗肯循环作为底循环的液态二氧化碳储能系统（图 7）。该系统低压罐储液压力约为 1.00 MPa ，对应饱和温度为 $-40.12\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，高压罐的储液压力约为 8.00 MPa 。储能时，低压罐中的液态二氧化碳经节流阀降压至约 0.40 MPa ，蒸发后的气态二氧化碳被压缩机升压至 8.00 MPa ，压缩机出口的工质被冷却到液态进入高压储液罐储存。释能时，高压罐中的液态二氧化碳被泵升压至 18.00 MPa ，用储存的压缩热加热透平进口的二氧化碳工质，透平排气压力约为 1.00 MPa ，利用 1 套有机朗肯循环发电系统回收透平排气的余热。当该系统储热和储冷介质采用鹅卵石时，循环效率可达 56.67% ，储能密度为 $36.12\text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$ 。但鹅卵石蓄热用于回收高压二氧化碳工质热量的技术，目前尚不成熟。

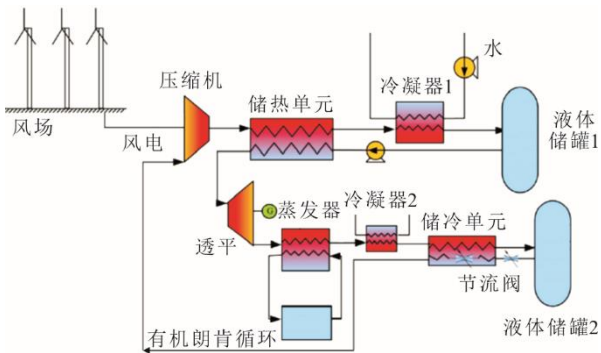


图 7 带有机朗肯底循环的液化二氧化碳储能系统示意
Fig.7 Schematic diagram of liquifying CO_2 energy storage system with the organic Rankine cycle as the bottom cycle

刘展等提出了两级压缩两级膨胀、储存压缩热和带储冷设施的液态二氧化碳储能系统^[30]，经多目标优化后，压缩机进口压力为 0.6 MPa ，出口压力为 12.0 MPa ，透平进口参数为 $16.0\text{ MPa}/200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，系统焓效率为 60.5% ，相应的产品价格为 $1.60\text{ 元/(kW}\cdot\text{h)}$ 。

综上所述，低温储液的压缩二氧化碳储能系统可以实现较高的储能密度，但是由于需要将压力为

$0.5\sim 1.0\text{ MW}$ 的二氧化碳气体冷却到液态，使得整个系统的过程较为复杂。一方面增加了过程的不可逆损失，造成系统循环效率的降低；另一方面也增加了系统设备成本和运行控制的难度。

2.6 近常温储液的压缩二氧化碳储能

张远等构建了基于跨临界二氧化碳循环的压缩二氧化碳储能系统^[31]，系统示意如图 8 所示。该系统低压储罐储存着参数为 $3.00\text{ MPa}/-5.00\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的液态二氧化碳，高压储罐储存参数为 $18.00\text{ MPa}/50.00\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的超临界态二氧化碳，压缩机出口参数为 $18.18\text{ MPa}/177.46\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。为了维持透平进口工质压力稳定，高压储罐出口的工质经节流阀降至 15.15 MPa ，透平进口参数为 $15.00\text{ MPa}/165.73\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，透平出口工质参数为 $3.57\text{ MPa}/49.13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，然后利用环境将工质温度冷却到 $25.00\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。为了实现二氧化碳工质液态存储和储冷过程的能量平衡，利用膨胀机将工质膨胀到 $3.00\text{ MPa}/-5.05\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，储能时液态二氧化碳需要吸收热量而蒸发为气体，这一过程释放的冷量可将冷却器出口的气态二氧化碳冷凝为液态工质。该系统的循环效率为 60.69% ，若不考虑膨胀机的输出功率，则循环效率为 60.22% ，系统储能密度为 $8.07\text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$ 。张远等对这种储能系统进行了焓分析研究，结果表明系统改进时应给予压缩机最高的优先级，其次是透平^[32]。实际情况下的系统焓效率为 55.3% ，最高可实现的焓效率为 76.7% ，表明系统仍有很大的优化空间。张远等还研究了基于该系统的冷、热、电联供系统^[33]。

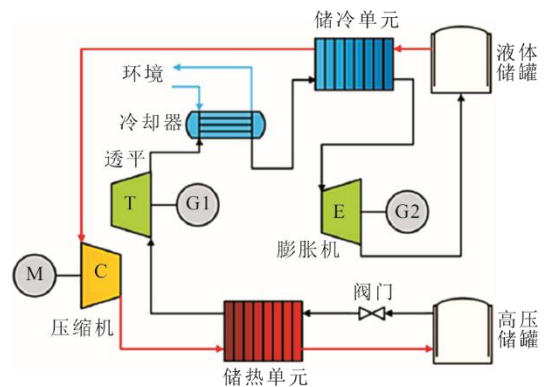


图 8 张远团队液化二氧化碳储能示意
Fig.8 Schematic diagram of liquifying CO_2 energy storage system of Zhang Yuan's group

刘展团队提出了 1 种液态二氧化碳储能技术^[34]，系统示意如图 9 所示。该储能系统低压储罐中储存温度为 $20.00\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的饱和液体，其压力约为 5.73 MPa ，高压液体储罐中的二氧化碳压力约为

25.00 MPa。释能过程中，该系统不仅利用储能过程中的压缩热，还利用额外的电加热系统将透平进口工质温度升高至 726.85 °C，透平的排气压力约为 9.00 MPa。该系统还利用了引射器和节流阀将二氧化碳工质转化为液体储存，引射冷凝循环是解决二氧化碳难以冷凝的绿色方案，该系统的循环效率为 40.00%~45.00%。为了解决常温下二氧化碳冷凝的难题，刘展等提出了在二氧化碳中添加有机工质，从而实现对混合物液化温度的调节^[35]。当该储能系统采用二氧化碳与 R161 混合物时（临界温度为 40.00 °C），低压端压力为 3.50 MPa，高压端压力为 17.48 MPa，储能效率为 56.86%，略低于纯二氧化碳工质 59.30% 的储能效率，但是储能密度从 6.15 (kW·h)/m³ 提高到 6.98 (kW·h)/m³。

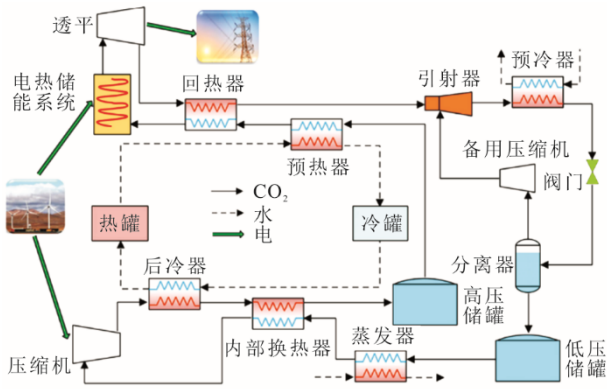


图 9 刘展团队液化二氧化碳储能示意

Fig.9 Schematic diagram of liquifying CO₂ energy storage system of Liu Zhan's group

谢永慧团队提出的液态压缩二氧化碳储能系统如图 10 所示^[36]。该系统中工质的压力变化范围为 3.216~27.000 MPa，温度变化范围为-5~190 °C，系统可实现 52.56% 的循环效率，储能密度为 9.79 (kW·h)/m³。焓分析结果表明，压缩机和透平的焓损占系统总焓损的 55%。因此为了得到更高储能效率，需要提高压缩机和透平的效率。如果将储能系统改造为同时对外供冷的系统，那么系统的循环效率可提高至 78.66%，储能密度提高至 12.69 (kW·h)/m³。

赵攀等提出了一种带涡管 (vortex tube) 的压缩二氧化碳储能系统，可实现无额外冷源的二氧化碳冷凝^[37]。该系统低压罐中液态二氧化碳参数为 6 MPa/22 °C，高压罐中液体参数为 30 MPa/30 °C。研究表明，提高低压罐的压力有助于循环效率的提高，但会降低储能密度；提高高压罐的压力，有利于循环效率和储能密度同时提高。在设计工况

下，该系统的循环效率为 53.45%，焓效率为 61.83%，储能密度为 5.43 (kW·h)/m³。

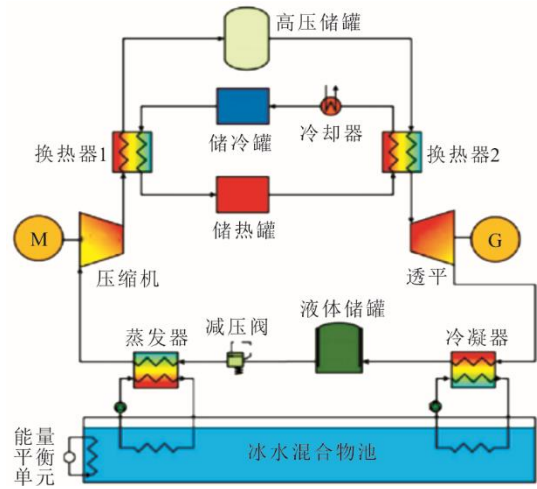


图 10 谢永慧团队液化二氧化碳储能示意

Fig.10 Schematic diagram of liquifying CO₂ energy storage system of XieYonghui's group

综上所述，近常温储液的压缩二氧化碳储能技术通过提高低压端的压力，使工质液化温度提升至近常温水平，从而回避了低温储液方案二氧化碳低温液化难题，且减少了传热和膨胀过程，简化了系统结构。

2.7 恒压储气的压缩二氧化碳储能

对于容积固定的储气/液装置，所储存工质的压力在充放过程中是不断变化的。以高压储气罐为例，充气时高压罐中的压力不断升高，而放气时高压罐的压力会不断降低，这导致压缩机和透平的工作状态点不断变化，消耗或输出的功率也随之变化，不利于储能系统发挥调峰调频能力。为此容积固定的储气/液装置进出口多安装 1 个节流装置，以部分压损为代价换取旋转机械和储能系统工作状态的稳定可控，从而不可避免地会导致储能系统循环效率降低。鉴于此，波兰学者 Bartosz Stanek 等^[38]提出了 1 种恒压储气的压缩二氧化碳储能系统（图 11）。该储气装置通过两端受压面积不同的活塞连杆在低压储气室与高压储气室之间建立起力的平衡关系，利用储气和放气 2 个过程之间的协同作用实现恒压储气。

恒压储气的工作原理如图 12 所示^[38]。图 12a) 为低压储气室充满、高压储气室为空的状态。图 12b) 高压储气室储气过程高压气体进入高压储气室，推动高压储气室活塞运动，该过程中储气压力恒定，同时，活塞连杆推动低压储气室活塞运行，

将低压储气室气体排出，这一过程低压储气室压力也保持恒定。图 12c)为高压储气室充满状态。图 12d)高压储气室放气过程，气体流出后的高压储气室压力下降，同时低压储气室有气体充入，低压储气室活塞上的力大于高压储气室活塞上的力，活塞连杆向下运动，压缩高压气体，同时低压储气室膨胀，最终维持高压储气室和低压储气室内气体压力不变。该系统经过参数优化后，低压储气室内的二氧化碳参数为 0.250 MPa/30 °C，高压储气室内的二氧化碳参数为 32.427 MPa/30 °C，可获得最高 76% 的循环效率，是目前理论上循环效率最高的 1 种压缩二氧化碳储能技术。另外，研究结果还表明，该系统低压储气室的压力对系统循环效率影响较小，恒压储气室的制造成本约占总成本的 44%，平准化储能成本约为 4.38 元/(kW·h)。

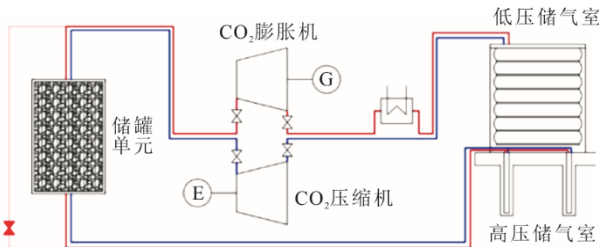


图 11 恒压储气的压缩二氧化碳储能示意
Fig.11 Schematic diagram of compressing CO₂ energy storage with constant pressure gas storage

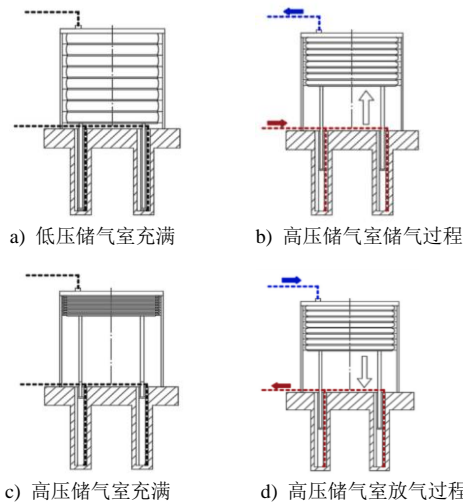


图 12 恒压储气的工作原理
Fig.12 Working principles of the constant pressure gas storage

戴义平团队提出了将储气囊放置在水下的恒压储气压缩二氧化碳储能系统^[39]，系统示意如图 13 所示。该系统高压储气参数为 24.79 MPa/99.57 °C，低压储气参数为 7.57 MPa/35.00 °C，高、低压气囊的水下放置深度分别约为 2 500 m 和 750 m。释能

时，该系统利用外部热源将透平进口的高压二氧化碳工质加热到 550.00 °C，从而提高了系统输出功率，但是也导致系统循环效率下降。以分流循环为例，储能时的压缩机功率约为 3.23 MW，释能时的透平功率为 10.00 MW，储能效率仅为 43.94%。该储能系统的投资成本约为 0.51 元/(kW·h)。

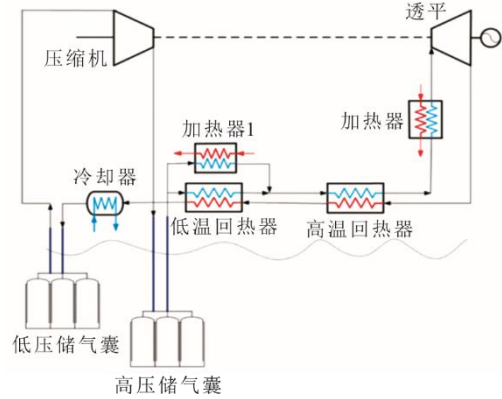


图 13 储气囊水下放置恒压储气的压缩二氧化碳储能系统
Fig.13 Compressing CO₂ energy storage with constant pressure gas storage when the gas bags are deployed under water

何青团队提出利用含水地质层实现恒压储气的压缩二氧化碳储能系统（图 14）^[40]。

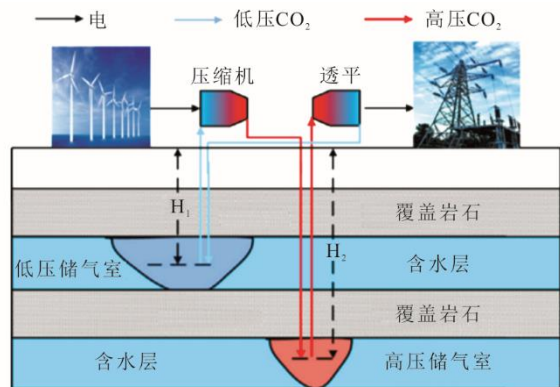


图 14 利用含水地质层储气的压缩二氧化碳储能系统
Fig.14 Compressing CO₂ energy storage with gas stored in the aquifer geological layers

该系统低压储气室的压力为 0.8 MPa，高压储气是压力为 17.00 MPa，高低压储气室的地下深度分别为 1 700 m 和 100 m。何青等对该系统进行了参数敏感性分析发现^[41]：当储能压力从 15.0 MPa 提高到 25.0 MPa，系统效率从 64.76% 提高到 66.19%；当高压罐出口调节阀的压降从 1.0 MPa 提高到 5.0 MPa，系统效率从 68.4% 降低到 64.52%；当透平出口压力为 1.4 MPa，循环效率为 53.02%，当透平出口压力为 0.6 MPa，循环效率为 71.28%；对多级压缩和多级膨胀过程的压比/膨胀比进行优化后，最高可

获得 74.00% 的循环效率。但是该方案严重依赖有利的地质条件,其应用范围受限制,另外利用含水地质层实现恒压储气的效果如何还有待进一步研究。

综上所述,恒压储气的压缩二氧化碳储能系统通过采用特殊的技术手段实现了充放气过程中压力的恒定,大大降低了压缩气体储能技术方案中压力势能的损失,从而实现理论上 74%~76% 的循环效率,是当前各种储能技术中理论效率最高的方案。但是文献中提出的实现恒压储气的各种技术方案目前还只是停留在设想阶段,需进一步开展相关实验验证工作,以解决可能存在的未知难题和风险。

3 各种储能技术对比

由于基于二氧化碳热力循环的储能系统结构、参数、储能方式等方面存在差异,各种储能方案的储能效率和储能密度也存在显著的不同。表 1 为各基于二氧化碳热力循环储能技术的理论循环效率和储能密度对比。

表 1 基于二氧化碳热力循环的储能技术对比
Tab.1 Comparison of energy storage technologies based on carbon dioxide thermodynamic cycle

项目	循环效率/%	储能密度/(kW·h·m ⁻³)
电热储能	51 ^[9] 、65 ^[9] 、74.3 ^[12]	2.17 ^①
低压储气的 压缩二氧化碳储能	75 ^[15] 、60 ^[16]	0.079 6 ^②
中压储气的 压缩二氧化碳储能	64.29 ^[18]	0.058 4 ^[18]
高压储气的 压缩二氧化碳储能	60.3 ^[19]	1.704 ^[19]
低温储液的 压缩二氧化碳储能	57.85 ^[23] 、51.45 ^[24] 、 56.67 ^[29]	22.21 ^[24] 、36.12 ^[29]
近常温储液的 压缩二氧化碳储能	60.69 ^[31] 、59.3 ^[34] 、 52.56 ^[36] 、53.45 ^[40]	8.07 ^[31] 、6.15 ^[34] 、 9.79 ^[36] 、5.43 ^[40]
恒压储气的 压缩二氧化碳储能	76 ^[38] 、74 ^[40]	0.219~1.666 ^③

注:①根据文献[42]中的数据和式(2),电热储能的储能密度计算过程为 $50 \text{ MW} \times 38 \text{ h} \times 0.57 / (100\,000 \text{ m}^3 + 5\,000 \text{ m}^3) = 2.17 \text{ (kW} \cdot \text{h)/m}^3$ 。

②根据文献[16]中的数据和式(2),低压储气的压缩二氧化碳储能的储能密度计算过程为 $20 \text{ (MW} \cdot \text{h)} / (93 \text{ m} \times 75 \text{ m} \times 36 \text{ m}) = 0.079 6 \text{ (kW} \cdot \text{h)/m}^3$ 。

③参考文献[38]计算得出,低压储罐储存 1 MW·h 能量需要的体积为 600.4~4 566.0 m³。由于高压罐的体积相对低压罐而言较小,本文忽略高压罐的体积,其储能密度的计算过程为 $1 \text{ (MW} \cdot \text{h)} / (600.4 \sim 4\,566.0 \text{ m}^3) = 0.219 \sim 1.666 \text{ (kW} \cdot \text{h)/m}^3$ 。

从表 1 中可以看出,电热储能的循环效率在 51.0%~74.3% 之间。当电热储能的额定功率从 1 MW 提高到 50 MW 时,循环效率可从 51% 提高到 65%。当电热储能采用等温膨胀和等温压缩时,循环效率可提高至 74.3%。对于低压端储存气体的压缩二氧化碳储能技术来说,随着低压端储气压力的提高,循环效率大致呈下降趋势。低压、中压和高压储气压缩二氧化碳储能技术的理论效率在 60.3%~

75.0%,这主要受到储气压力、充放电过程中低压端气体的压力变化、压缩热利用情况、透平和压缩机的效率等因素的影响。低压端储存液态二氧化碳的储能技术循环效率为 52%~61%,低于低压端储存气体的储能技术,原因在于储存液体需要增加液化二氧化碳的过程,导致过程损失增加。低温储液压缩二氧化碳储能系统的低压罐中液体温度约为 -50 ℃,一般需要深度冷却和节流/膨胀才能实现,花费的代价较大。近常温储液的压缩二氧化碳储能技术,其低压罐中液体温度一般为 0~20 ℃,相对更容易实现。恒压储气压缩二氧化碳储能技术的理论循环效率最高,为 74%~76%。原因在于该储能技术在充放气过程中无显著的压力损失。

不同于其他储能技术,电热储能技术主要通过建立冷热源之间的温度差,以储热和储冷的方式储存能量。而其他的压缩二氧化碳储能技术主要通过建立高低压气源之间的压差,以储存压力势能以及压缩热来储存能量。电热储能的储能密度约为 2.17 (kW·h)/m³。对于低压端储存气体的压缩二氧化碳储能技术,其储能密度为 0.058~1.704 (kW·h)/m³。低温储液的压缩二氧化碳储能密度最高,为 22.21~36.12 (kW·h)/m³,近常温储液的压缩二氧化碳储能密度为 5.43~9.79 (kW·h)/m³。对于低压端储存气体和液体的二氧化碳储能技术而言,循环效率和储能密度基本呈反比关系,即要实现更高的储能密度,则循环效率会降低,反之亦然。恒压储气压缩二氧化碳储能技术的储能密度为 0.219~1.666 (kW·h)/m³。

综上所述,各种基于二氧化碳热力循环的储能技术性能参数变化较大,适用于不同的应用场景。低压和中压储气的压缩二氧化碳储能技术储能密度较低,但循环效率较高,适合于建设在场地充裕且价格低廉的区域,例如风电场或光伏电站等。高压储气的压缩二氧化碳储能技术和大规模电热储能技术的储能密度相对较高,在 1.704~2.170 (kW·h)/m³,同时储能效率在 60%~65%,综合性能较好。但是电热储能系统需要 2 套旋转机械,高压储气的压缩二氧化碳储能技术的储罐压力高、体积大,导致这 2 种储能技术成本相对较高。低温储液和近常温储液的压缩二氧化碳储能技术的储能密度最高,但是循环效率也最低,适合于对使用空间有严格限制的场所。恒压储气的压缩二氧化碳储能技术效率最高,储能密度接近 2 (kW·h)/m³,是极具发展前景的一种储能技术。但是目前恒压储能方案只是理论上可行,尚有诸多关键科学和工程技术问题需要攻克。

4 结 论

由于储能是未来以新能源为主体的能源体系关键性环节,国内外学者们提出并研究了各种各样的储能技术。其中,基于二氧化碳热力循环的储能技术结合了二氧化碳循环的优良性能和捕集得到的二氧化碳再利用的需求,具有较好的循环效率和广阔的应用前景,已成为近期的研究热点。本文对基于二氧化碳热力循环的储能技术进行了系统分类,分析和比较了各类储能方案的优缺点,主要结论如下。

1) 低压和中压储气的压缩二氧化碳储能技术储能密度较低,大部分小于 $0.1 \text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$,但循环效率较高,可达 $60\%\sim 70\%$,适合于建设在场地充裕且价格低廉的区域。

2) 高压储气的压缩二氧化碳储能技术和大规模电热储能技术的储能密度相对较高,约为 $2 \text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$,同时储能效率为 $60\%\sim 65\%$,综合性能较好。但这 2 种储能技术成本相对较高。

3) 恒压储气的压缩二氧化碳储能技术效率最高,可超过 74% ,储能密度最高接近 $2 \text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$,是极具发展前景的 1 种储能技术,但技术成熟度最差。

4) 低压端储存液态二氧化碳的压缩二氧化碳储能技术的储能密度最高,但是循环效率也最低,适合于对使用空间有严格限制的场所。

为了进一步提高基于二氧化碳热力循环的储能技术的竞争力,未来的研究需要重点关注以下几个方面。

1) 兼顾系统流程的功能性和简洁性。系统中压缩、膨胀、换热等过程的数量在满足系统功能情况下应尽可能减少,从而可避免过程损失和设备制造及运行成本的增加。

2) 采用蓄热式换热器。为了降低换热器的能量损失和制造成本,可考虑采用蓄热式换热器替代间壁式换热器。

3) 持续提高旋转机械的效率。旋转机械的损失是基于二氧化碳热力循环储能技术最主要的损失来源,可通过系统放大后采用轴流式压缩机或透平实现更高的储能效率。

4) 探索新型的恒压储气方式。实现恒压储气不仅可避免储气室充放过程的不可逆损失,提高系统效率,还可提高储能系统负荷调节的可控性。

[参 考 文 献]

[1] 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.
HAO Jiahao, YUE Yunkai, ZHANG Jiajun, et al.

Research status and development prospect of carbon dioxide energy storage technology[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3285-3296.

[2] LI Y L, WEI Y F, ZHU F Q, et al. The path enabling storage of renewable energy toward carbon neutralization in China[J]. eTransportation, 2023, 16: 100226.

[3] BUDT Marcus, WOLF Daniel, SPAN Roland Span, et al. A review on compressed air energy storage: basic principles, past milestones and recent developments[J]. Applied Energy, 2016, 170: 250-268.

[4] LIU Y P, WANG Y, HUANG D G. Supercritical CO₂ Brayton cycle: a state-of-the-art review[J]. Energy, 2019, 189: 115900.

[5] 李娜娜, 赵晏强, 秦阿宁, 等. 国际碳捕集、利用与封存科技战略与科技发展态势分析[J]. 热力发电, 2022, 51(10):19-27.
LI Nana, ZHAO Yanqiang, QIN Aning, et al. Analysis of international carbon capture, utilization and storage strategy and scientific development trend[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10):19-27.

[6] 严晓生, 王小东, 韩旭, 等. 液态压缩二氧化碳储能与火电机组耦合方案研究[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 90-100.
YAN Xiaosheng, WANG Xiaodong, HAN Xu, et al. Study on coupling scheme of liquid compressed carbon dioxide energy storage system and thermal power unit[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 90-100.

[7] LIU S C, WU S C, HU Y K, et al. Comparative analysis of air and CO₂ as working fluids for compressed and liquefied gas energy storage technologies[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 181: 608-620.

[8] HUANG Q X, YAO J D, Hu Y K, et al. Integrating compressed CO₂ energy storage in an oxy-coal combustion power plant with CO₂ capture[J]. Energy, 2022, 254: 124493.

[9] MEHMET M, JAROSLAV H, LILIAN K, et al. Electrothermal energy storage with transcritical CO₂ cycles[J]. Energy, 2012, 45: 407-415.

[10] MATTEO M, FRANÇOIS M, MEHMET M, et al. Conceptual design of a thermos-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles—part A: methodology and base case[J]. Energy, 2012, 45: 375-385.

[11] MATTEO M, FRANÇOIS M, MEHMET M, et al. Conceptual design of a thermos-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles—part B: alternative system configurations[J]. Energy, 2012, 45: 386-396.

[12] KIM Y M, SHIN D G, LEE S Y, et al. Isothermal transcritical CO₂ cycles with TES (thermal energy storage) for electricity storage[J]. Energy, 2013, 49: 484-501.

[13] HU P, ZHANG G W, CHEN L X, et al. Theoretical analysis for heat transfer optimization in subcritical electrothermal energy storage systems[J]. Energies, 2017, 10: 198.

[14] 王冠邦, 张信荣. 热电储能技术及二氧化碳在其中的应用[J]. 储能科学与技术, 2017, 6(6): 1239-1249.
WANG Guanbang, ZHANG Xinrong. Thermoelectric energy storage system and applications using CO₂ cycles[J]. Energy Storage Science and Technology, 2017, 6(6): 1239-1249.

[15] MARCO A, DARIO R, ENNIO M, et al. A novel energy storage system based on carbon dioxide unique thermodynamic properties[J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power-Transactions of the ASME,

- 2022, 144: 081012.
- [16] 腾讯网. 百穰新能源: “百穰二氧化碳压缩储能系统”—验证项目亮相篇[EB/OL]. (2022-08-24) [2022-12-22]. <https://new.qq.com/rain/a/20220824A02RTI00>. Tencent. Bairang new energy: “Bairang Compressing CO₂ energy storage system”-Appearance of the Validation Program[EB/OL]. (2022-08-24) [2022-12-22]. <https://new.qq.com/rain/a/20220824A02RTI00>.
- [17] ANDREW P J, SEAMUS G D, MAXIM J D. Design and testing of energy bags for underwater compressed air energy storage[J]. *Energy*, 2014, 66: 496-508.
- [18] ZHANG Y, WU Y T, YANG K. Dynamic characteristics of a two-stage compression and two-stage expansion compressed carbon dioxide energy storage system under sliding pressure operation[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 254: 115218.
- [19] 李乐璇, 徐玉杰, 尹钊, 等. 超临界二氧化碳储能系统焓损特性分析[J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(5): 1824-1834. LI Lexuan, XU Yujie, YIN Zhao, et al. Exergy destruction characteristics of a supercritical carbon-dioxide energy storage system[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2021, 10(5): 1824-1834.
- [20] ZHANG Y, LIANG T Y, YANG K. An integrated energy storage system consisting of compressed carbon dioxide energy storage and organic rankine cycle: exergoeconomic evaluation and multi-objective optimization[J]. *Energy*, 2022, 247: 123566.
- [21] CHEN K Q, PU W H, ZHANG Q, et al. Thermodynamic and economic assessment on the supercritical compressed carbon dioxide energy storage system coupled with solar thermal storage[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 41: 102959.
- [22] CHAE Y J, LEE J I. Thermodynamic analysis of compressed and liquid carbon dioxide energy storage system integrated with steam cycle for flexible operation of thermal power plant[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 256: 115374.
- [23] HUANG R, ZHOU K, LIU Z. Reduction on the inefficiency of heat recovery storage in a compressed carbon dioxide energy storage system[J]. *Energy*, 2022, 244: 123224.
- [24] 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.
- [25] LIU X, YAN X W, LIU X L, et al. Comprehensive evaluation of a novel liquid carbon dioxide energy storage system with cold recuperator: energy, conventional exergy and advanced exergy analysis[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 250: 114909.
- [26] MA H Y, LIU Z. Preliminary thermodynamic analysis of a carbon dioxide binary mixture cycled energy storage system with low pressure stores[J]. *Energy*, 2022, 246: 123346.
- [27] 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.
- [28] 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.
- [29] WANG M K, ZHAO P, YANG Y, et al. Performance analysis of a novel energy storage system based on liquid carbon dioxide[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2015, 91: 812-823.
- [30] LIU Z, YANG X Q, JIA W G, et al. Justification of CO₂ as the working fluid for a compressed gas energy storage system: a thermodynamic and economic study[J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 27: 101132.
- [31] ZHANG Y, YANG K, HONG H, et al. Thermodynamic analysis of a novel energy storage system with carbon dioxide as working fluid[J]. *Renewable Energy*, 2016, 99: 682-697.
- [32] ZHANG Y, YAO E, TIAN Z, et al. Exergy destruction analysis of a low-temperature compressed carbon dioxide energy storage system based on conventional and advanced exergy methods[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2021, 185: 116421.
- [33] 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 CO₂ energy storage[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 260: 115609.
- [34] 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.
- [35] LIU Z, LIU X, ZHANG W F, et al. Thermodynamic analysis on the feasibility of a liquid energy storage system using CO₂-based mixture as the working fluid[J]. *Energy*, 2022, 238: 121759.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] BARTOSZ S, JAKUB O, ŁUKASZ B, et al. Isobaric tanks system for carbon dioxide energy storage-the performance analysis[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 52: 104826.
- [39] 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: 116153.
- [40] LIU H, HE Q, ANDREA B, 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: 149-159.
- [41] LU C, HE Q, HAO Y P, et al. Thermodynamic analysis and efficiency improvement of trans-critical compressed carbon dioxide energy storage system[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 55: 105480.
- [42] HENCHOZ S, BUCHTER F, FAVRAT D, et al. Thermoeconomic analysis of a solar enhanced energy storage concept based on thermodynamic cycles[J]. *Energy*, 2012, 45: 358-365.

(责任编辑 杨嘉蕾)