

基于二氧化碳热力循环的储能研究综述

杨 玉, 黄 斌, 孟 欣, 李红智, 张一帆,
张旭伟, 吴家荣, 李凯伦, 姚明宇

(西安热工研究院有限公司; 中国华能集团有限公司; 华能吉林发电有限公司)

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, 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, 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, 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。

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。

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。该系统包含热泵循环、热机循环、储热系统和储冷系统。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。

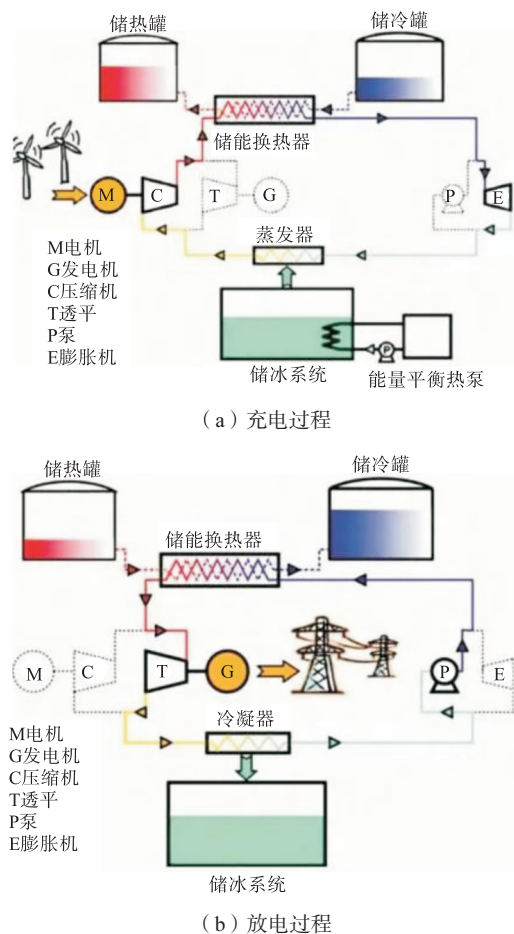


图 1 跨临界二氧化碳电热储能系统示意

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。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。

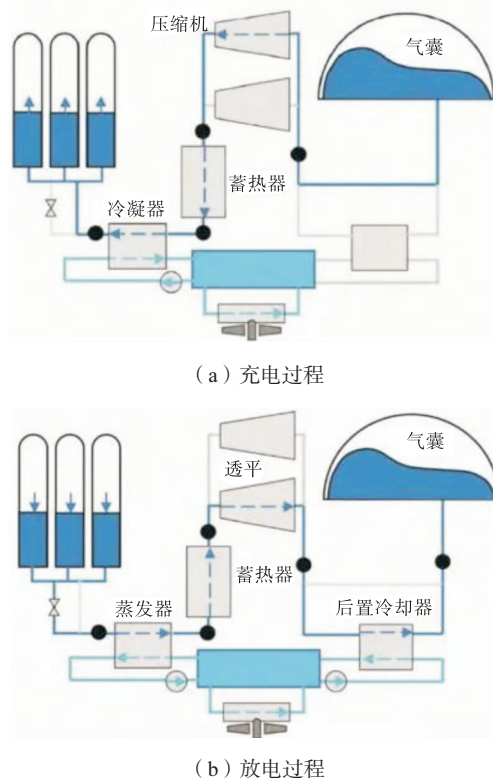


图 1 低压储气的压缩二氧化碳储能系统示意

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 10MW/20MWh 的压缩二氧化碳储能系统(图 3)。



图 3 10MW20MW · h 压缩二氧化碳储能系统

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。

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,系统示意如图4所示。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 $0.0584 \text{ (kW} \cdot \text{h)/m}^3$ 。

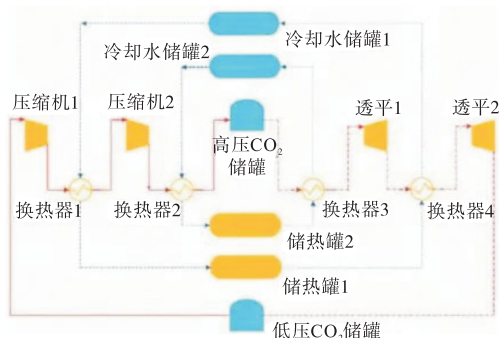


图4 中压储气的压缩二氧化碳储能系统示意

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 8.0MPa,高压储罐压力为 30.0MPa。

该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。该系统低压罐中二氧化碳参数为 7.40MPa/35℃,高压罐中二氧化碳参数为 20.72MPa/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

烟效率可由基准工况下的 66.64% 提高到 72.60%。

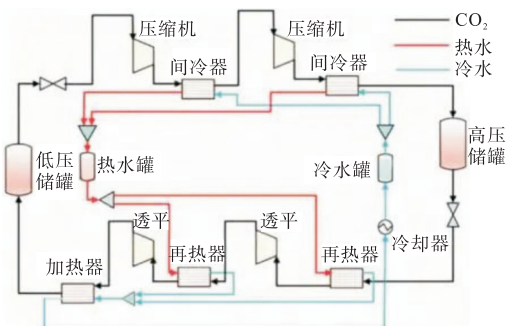


图 5 超临界压缩二氧化碳储能系统示意

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。

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 0.60MPa/-53.12℃,释能后的液态二氧化碳参数为 0.77MPa/-47.12℃。

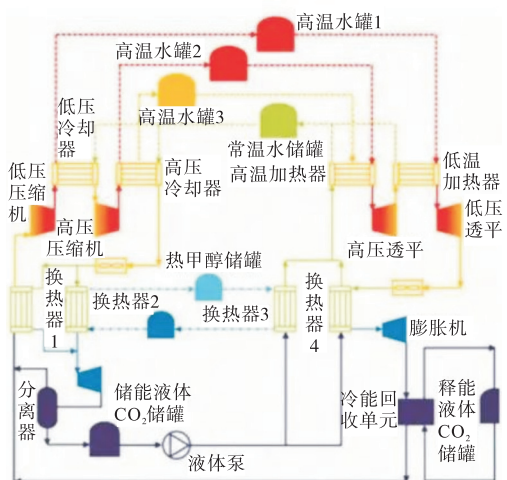


图6 液化二氧化碳储能系统示意

刘展团队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 $22.21 (\text{kW} \cdot \text{h})/\text{m}^3$ 。

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。

戴义平团队提出了 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 1.00MPa, 对应饱和温度为 -40.12°C , 高压罐的储液压力约为 8.00MPa。

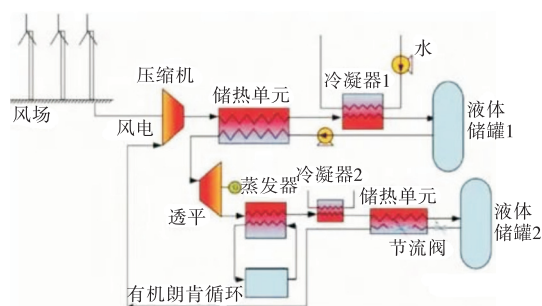


图 7 带有机朗肯底循环的液化二氧化碳储能系统示意

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 $0.5 \sim 1.0 \text{ MPa}$ 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, 系统示意如图 8 所示。该系

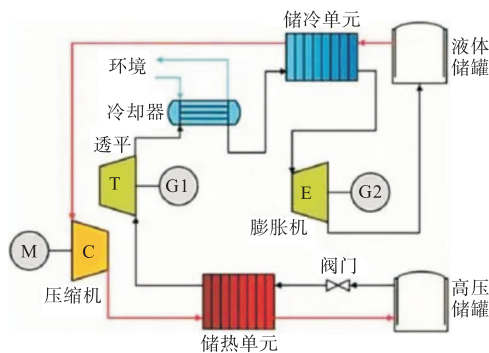


图 8 张远团队液化二氧化碳储能示意

统低压储罐储存着参数为 $3.00 \text{ MPa}/-5.00^\circ\text{C}$ 的液态二氧化碳, 高压储罐储存参数为 $18.00 \text{ MPa}/50.00^\circ\text{C}$ 的超临界态二氧化碳, 压缩机出口参数为 $18.18 \text{ MPa}/177.46^\circ\text{C}$ 。

刘展团队提出了 1 种液态二氧化碳储能技术, 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°C 的饱和液体, 其压力约为 5.73MPa, 高压液体储罐中的二氧化碳压力约为 25.00MPa。

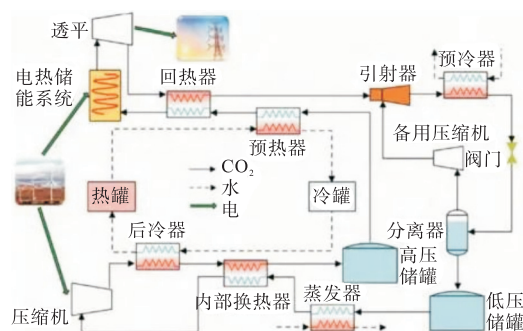


图 9 刘展团队液化二氧化碳储能示意

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。该系统中工质的压力变化范围为 $3.216 \sim 27.000 \text{ MPa}$, 温度变化范围为 $-5 \sim 190^\circ\text{C}$, 系统可实现 52.56% 的循环效率, 储能密度为 $9.79 (\text{kW} \cdot \text{h})/\text{m}^3$ 。

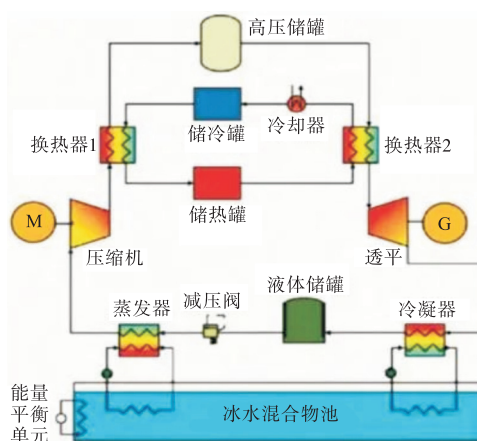


图 10 谢永慧团队液化二氧化碳储能示意

赵攀等提出了一种带涡管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。该系统低压罐中液态二氧化碳参数为 $6 \text{ MPa}/22^\circ\text{C}$, 高压罐中液体参数为 $30 \text{ MPa}/30^\circ\text{C}$ 。

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

波兰学者 Bartosz Stanek 等提出了 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。

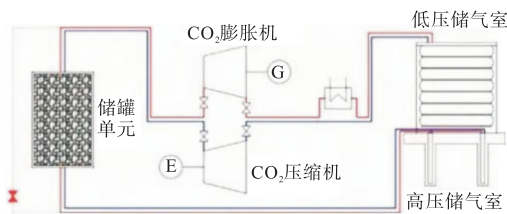


图 11 恒压储气的压缩二氧化碳储能示意

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,系统示意如图 12 所示。该系统高压储气参数为 24.79MPa/99.57℃,低压储气参数为 7.57MPa/35.00℃,高、低压气囊的水下放置深度分别约为 2500m 和 750m。

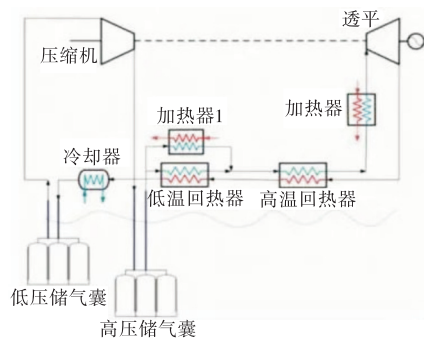


图 12 储气囊水下放置恒压储气的压缩二氧化碳储能系统

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 13)。该系统低压储气室的压力为 0.8MPa,高压储气是压力为 17.00MPa,高低压储气室的地下深度分别为 1700m 和 100m。

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。

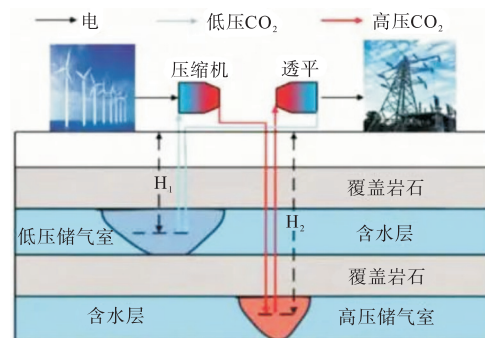


图 13 利用含水地质层储气的压缩二氧化碳储能系统

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。

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 $0 \sim 20^{\circ}\text{C}$,相对更容易实现。

表 1 基于二氧化碳热力循环的储能技术对比

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]	0.0796 ^②
中压储气的压缩二氧化碳储能	64.29 ^[18]	0.0584 ^[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] 、5145 ^[24] 、56.67 ^[29]	22.21 ^[24] 、36.12 ^[29]
近常温储液的压缩二氧化碳储能	60.79 ^[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 $50\text{MW} \times 38\text{h} \times 0.57 / (100000\text{m}^3 + 5000\text{m}^3) = 2.17 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。

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 $20 (\text{MW} \cdot \text{h}) / (93\text{m} \times 75\text{m} \times 36\text{m}) = 0.0796 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。

③参考文献[38]计算得出,低压储罐储存 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 能量需要的体积为 $600.4 \sim 4566.0\text{m}^3$ 。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 $1 (\text{MW} \cdot \text{h}) / (600.4 \sim 4566.0\text{m}^3) = 0.219 \sim 1.666 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。

恒压储气压缩二氧化碳储能技术的理论循环效率最高,为 $74\% \sim 76\%$ 。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 $2.17 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。

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 $0.058 \sim 1.704 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。低温储液的压缩二氧化碳储能密度最高,为 $22.21 \sim 36.12 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$,近常温储液的压缩二氧化碳储能密度为 $5.43 \sim 9.79 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。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 $0.219 \sim 1.666 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$ 。

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 $1.704 \sim 2.170 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$,同时储能效率在 $60\% \sim 65\%$,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合。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 $2 (\text{kW} \cdot \text{h}) / \text{m}^3$,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。

转自《热力发电》2023, v.52; No.439 (06) 12-23