

DOI: 10.19666/j.rlfed.202406126

基于液态天然气冷能利用的液态空气储能系统优化与性能评估

李俊先^{1,2}, 刘延江³, 刘坤³, 高诏诏¹, 陈六彪^{1,2}, 王俊杰^{1,2}

(1.中国科学院理化技术研究所低温科学与技术重点实验室, 北京 100190;

2.中国科学院大学, 北京 100049;

3.中绿中科储能技术有限公司, 北京 100020)

[摘要] 液态空气储能 (LAES) 具有不受地理限制和储能密度高的特点, 是有潜力的大规模储能技术。为了进一步提升 LAES 的系统往返效率和经济效益, 提出了联合液态天然气 (LNG) 冷能利用和有机朗肯循环 (ORC) 与 LAES 的新型集成系统。建立了集成系统的热力学和经济性评价方法, 基于仿真计算探究了关键参数对系统热力性能的影响并对系统进行了经济性分析。结果表明: 随着系统膨胀压力的增大, 系统效率和功率输出也增加, 但是增加的幅度在减小; 系统往返效率随着膨胀级数先增大再减小; 采用四级膨胀时, 系统的效率达到了 62.26%, 相较于常规的 LAES 系统效率提升了 7%~12%; 当峰谷电价差为 0.848 元/(kW·h) 时, 系统的净现值、动态回收期以及平准化度电成本分别为 11 905.85 万元、4.48 年和 0.893 元/(kW·h)。该研究结果可为 LAES 系统的工程应用和效率提升提供参考和依据。

[关键词] 液态空气储能; LNG 冷能利用; 有机朗肯循环

[引用本文格式] 李俊先, 刘延江, 刘坤, 等. 基于液态天然气冷能利用的液态空气储能系统优化与性能评估[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 69-77. LI Junxian, LIU Yanjiang, LIU Kun, et al. Optimization and performance evaluation for liquid air energy storage based on liquid natural gas cold energy utilization[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(9): 69-77.

Optimization and performance evaluation for liquid air energy storage based on liquid natural gas cold energy utilization

LI Junxian^{1,2}, LIU Yanjiang³, LIU Kun³, GAO Zhaozhao¹, CHEN Liubiao^{1,2}, WANG Junjie^{1,2}

(1.Key Laboratory of Cryogenic Science and Technology, Technical Institute of Physics and Chemistry, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2.University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3.China Green Development Investment Group Co., Ltd., Beijing 100020, China)

Abstract: Liquid air energy storage (LAES) is a promising technology for large-scale energy storage due to its geographical flexibility and high energy storage density. To further improve the round-trip efficiency and economic benefits of LAES, a novel integrated system combining liquid natural gas (LNG) cold energy utilization and organic Rankine cycle (ORC) with LAES is proposed. Thermodynamic and economic analysis methods for the integrated system are established, and the effects of key parameters on the system's thermal performance are investigated based on simulations. An economic analysis of the system is also conducted. The results show that, as the system's expansion pressure increases, both efficiency and power output rise, but at a decreasing rate. The system's round-trip efficiency increases with more expansion stages up to a point, then decreases. With four-stage

收稿日期: 2024-06-15

基金项目: 国家资助博士后研究人员计划 (GZC20241778); 中国绿发科技创新项目 (202309CHDD020)

Supported by: Postdoctoral Fellowship Program of CPSF (GZC20241778); Technological Innovation Projects of China Green Development Investment Group Co., Ltd. (202309CHDD020)

第一作者简介: 李俊先 (1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为液态空气储能系统蓄冷与储热技术, lijunxian22@mails.ucas.ac.cn.

通信作者简介: 陈六彪 (1987), 男, 博士, 项目研究员, 主要研究方向为大规模储能技术, chenliubiao@mail.ipc.ac.cn.

expansion, the system efficiency reaches 62.26%, which is 7%~12% higher than that of the conventional LAES system. When the difference between peak and valley electricity prices is 0.848 yuan/(kW·h), the net present value, dynamic payback period, and levelized cost of electricity are 119 058 500 yuan, 4.48 years, and 0.893 yuan/(kW·h), respectively. The results of this study can provide a reference for engineering application and efficiency improvement of LAES systems.

Key words: liquid air energy storage; LNG cold energy utilization; organic Rankine cycle

能源行业的低碳转型是实现双碳目标的关键^[1],而可再生能源发电是能源低碳转型的重要途径。据国际能源署预测,到 2025 年可再生能源发电将超过煤炭,在 2023 年—2028 年期间新增可再生能源装机容量将达到 3 700 GW^[2]。然而,可再生能源具有间歇性和波动性,给电网的稳定安全运行带来了影响,为其大规模装机并网带来了严峻的挑战^[3]。

储能系统具有调节速率快,容量配置灵活等特点,能够提高电能质量,促进能源转型,有效解决可再生电力不稳定的问题,以实现电网的调峰调频^[4]。虽然,目前的储能技术很多,但适用于电网的大规模储能技术只有抽水蓄能、电池储能、压缩空气储能和液态空气储能^[5]。其中,液态空气储能(liquid air energy storage, LAES)技术具有储能密度高、常压储存、易于与外界其他能源系统耦合和不受地理限制等特点,是最具潜力的大规模储能技术之一。LAES 由 Smith^[6]在 1977 年首次提出,用于电网调峰。2010 年,利兹大学和 Highview Power 建立了世界上第 1 个 350 kW/2.5 MW·h 的 LAES 中试工厂^[7]。2018 年,Highview Power 公司和 Viridor 公司开始运营电网级规模的液态空气储能示范电站^[8],发电功率 5 MW,容量为 15 MW·h。中国科学院理化研究所与中国绿色发展投资集团有限公司于 2023 年开始合作建设 60 MW/600 MW·h 的 LAES 储能示范项目^[9]。

典型的 LAES 的流程包括压缩储热过程、空气液化过程、蓄冷过程以及膨胀发电等过程。在储能时期,空气经过压缩机压缩至高压状态,压缩期间通过级间冷却器冷却回收压缩热,高压空气经过补冷和节流变为液态空气储存在液态空气储罐中;在释能时期,液态空气经过冷能回收后复温为高压空气进入膨胀机做功,膨胀期间通过压缩热补充热量。然而,由于空气的压缩和液化过程能量损耗较大,另一方面在释能时期储存的压缩热只使用了高品位的热能,还有较多低品位热能未利用,所以独立 LAES 系统的往返效率通常低于 55%,系统动态

回收期一般超过 15 年^[10]。与外部热源或冷源集成的 LAES 可以显著提高其往返效率和经济性^[11]。Ebrahimi 等人^[12]研究了与太阳能热电联产的综合 LAES 系统,该系统的储能效率为 57.62%。She 等人^[13]对独立的 LAES 系统进行了灵敏性分析,有 40%的压缩热未利用,若利用可使往返效率提高 12%。Wang 等人^[14]为提升 LAES 系统经济效益,将空分装置与 LAES 耦合,既可以用于发电调峰,又可以提供氧气和供热。同时,液化天然气(liquid nature gas, LNG)在气化时具有丰富的冷能,由于利用不充分造成其高品位冷能随海水耗散^[15]。将 LNG 与 LAES 结合既可提升 LAES 储能效率,也可以实现 LNG 冷能的有效利用。

为了提升 LAES 的往返效率和经济性,拓宽其应用场景,本文构建一种耦合 LNG 冷能利用和有机朗肯循环(ORC)的液态空气储能系统,对该系统进行了关键参数的分析和优化,以及热力学和经济性评价。该系统在储能时期将 LNG 的冷能用于空气辅助液化,在释能时期通过 ORC 回收剩余低品位压缩热和空气冷能,实现了能源梯级利用。研究成果可为 LNG-LAES 耦合系统的集成、系统热力学和经济性评价提供参考。

1 物理模型

图 1 为耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统。

储能时期:空气经过多级压缩至高压状态;通过级间冷却器回收压缩热并储存在热水储罐中;压缩后的高压空气先被 LNG 冷却,再被蓄冷系统的蓄冷介质进一步冷却;被冷却后的高压液态空气经低温节流为常压状态;常压液态空气储存在液态空气储罐。压缩过程,空气的压缩热利用加压水回收,储存在热水储罐中。蓄冷单元的介质为丙烷^[16]。

释能时期:储罐中的液态空气经过低温泵加压进入蓄冷系统回收高品位的冷能;之后再被有机工质回收剩余冷能;冷能回收后的空气经过海水热交

换复温后被储存在热水储罐中的热水加热；加热后的高压空气进入膨胀机中做功输出高峰电力。高温

热水的高品位热用于加热空气。未利用的低品位热用作有机朗肯循环的热源。

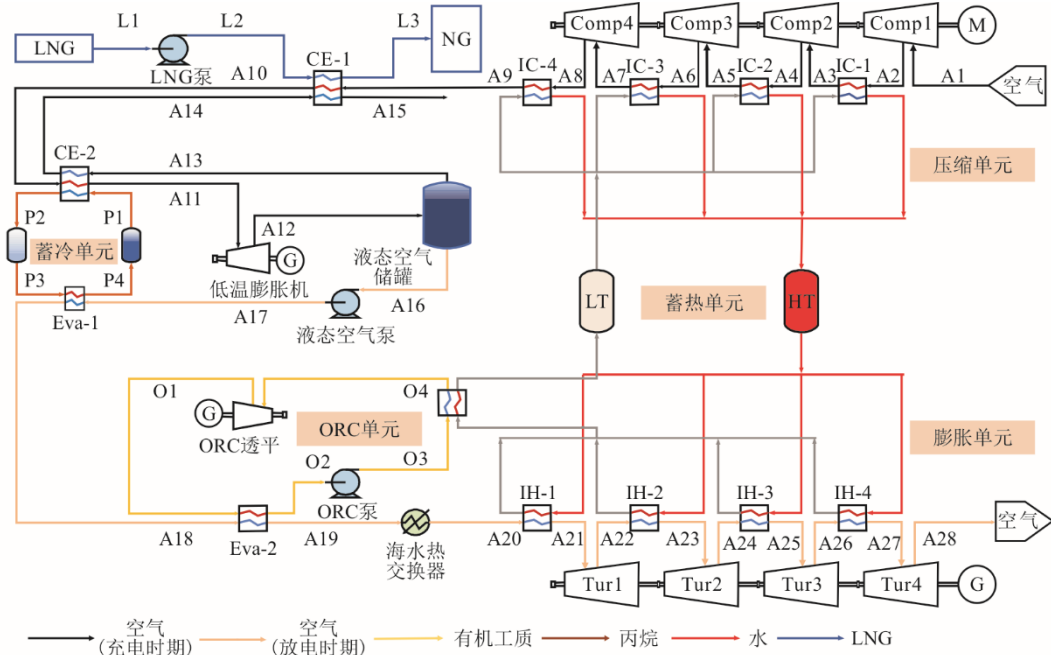


图 1 耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统

Fig.1 Schematic diagram of the liquid air energy storage system combining with LNG cold energy utilization and ORC

2 研究方法及数学模型

采用 Aspen HYSYS 软件对耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统进行建模计算，其基本设计参数见表 1。为了对模型进行简化提出了以下假设：1) 空气是纯净且干燥的；2) 所有机组在稳定的状态下运行；3) 所有流体参数基于 Peng-Robinson 方程^[17]；4) 忽略在管道的压力损失和热损失；5) 热交换器中流体的压力损失为 1%^[17]。

表 1 系统参数

Tab.1 Operating parameters of the system

项目	数值
LNG 进口压力/MPa	0.13
LNG 出口压力/MPa	7.00
LNG 进口温度/°C	-162
空气压缩压力/MPa	9.00
空气膨胀压力/MPa	8.00
空气进口流量/(kg·s ⁻¹)	10.00
液态空气储罐压力/MPa	0.10
板翅换热器夹点温度/°C	2
管壳换热器夹点温度/°C	10
压缩机等熵效率/%	85.0
膨胀机等熵效率/%	85.0
低温泵等熵效率/%	75.0
储能时间/h	8
释能时间/h	8

2.1 热力学分析

基于热力学第一定律，对耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统进行能量分析。

各压缩机功率消耗为：

$$W_{Comp} = m_{Comp} \times (h_{out} - h_{in}) \quad (1)$$

泵的能耗为：

$$W_{Pump} = m_{Pump} \times (h_{out} - h_{in}) \quad (2)$$

膨胀机输出功为：

$$W_{Tur} = m_{Tur} \times (h_{in} - h_{out}) \quad (3)$$

式中： m_{Comp} 、 m_{Pump} 、 m_{Tur} 分别为经过压缩机、泵和膨胀机工质的质量流量，kg/s； h_{in} 和 h_{out} 分别为设备进出口处工质的焓，kJ/kg。

储能时消耗电能为：

$$W_{str} = \sum_{j=1}^4 W_{Comp,j} + W_{Pump-LNG} - W_{Cryo-Tur} \quad (4)$$

释能时系统输出电能为：

$$W_{rls} = \sum_{j=1}^4 W_{Tur,j} - W_{Pump-ORC} - W_{Pump-Air} + W_{Tur-ORC} \quad (5)$$

整个系统的往返效率为：

$$\eta = \frac{\sum_{j=1}^4 W_{Tur,j} - W_{Pump-ORC} - W_{Pump-Air} + W_{Tur-ORC}}{\sum_{j=1}^4 W_{Comp,j} + W_{Pump-LNG} - W_{Cryo-Tur}} \quad (6)$$

对于 ORC 系统,其系统效率可以定义为 ORC 净输出功率与能量的输入的比值。ORC 系统的效率^[18]可以如下定义:

$$\eta_{\text{ORC}} = \frac{W_{\text{Tur}} - W_{\text{Pump}}}{m \times (h_{\text{in}} - h_{\text{out}})} \quad (7)$$

式中: W_{Tur} 为透平发电功率, kW; W_{Pump} 为泵消耗功率, kW; m 为与有机工质进行热量交换的流体质量流量, kg/s; h_{in} 和 h_{out} 分别为与有机工质进行热交换的冷/热流体的进口焓和出口焓, kJ/kg。

2.2 经济性模型

耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统收益主要是在电价低时对低价电进行储存而在高峰时期将储存的电力销售,利用峰谷电价差套现。系统年度总成本 (C_{ATC}) 主要由年运行维护成本和低谷电成本组成^[19]。所以,年度总收入 (E_{ATI}) 是高峰时期发出电能的收入,年度总利润 (E_{ATP}) 为年度总成本与总利润的差值。

$$C_{\text{ATC}} = \mu \times \sum C_i + C_{\text{Valley}} \quad (8)$$

$$C_{\text{Valley}} = W_{\text{str}} \times t_{\text{str}} \times t_{\text{d}} \times P_{\text{Valley}} \quad (9)$$

式中: μ 为操作和维修的因素; C_i 为第 i 个部件的初始投资成本; C_{Valley} 为储能过程中消耗电能的成本; P_{Valley} 为低谷时期的电价, 元/(kW·h); W_{str} 为在非高峰时期系统需要的电能输入, kW; t_{str} 为 1 天中储能的时间, h; t_{d} 为 1 年中系统运行的天数, 365 天。

$$E_{\text{ATI}} = W_{\text{rs}} \times t_{\text{rs}} \times t_{\text{d}} \times P_{\text{peak}} \quad (10)$$

$$E_{\text{ATP}} = E_{\text{ATI}} - C_{\text{ATC}} \quad (11)$$

式中: P_{peak} 为高峰时期的电价, 元/(kW·h); W_{str} 为高峰时期系统向电网输出的电能, kW; t_{str} 为 1 天中释放能量的时间, h。

净现值 (E_{NPV}) 是指一项投资产生的净收益的折现值与初始投资额的折现值之差,他能够反映项目的经营成果,具体计算公式为:

$$E_{\text{NPV}} = \sum_{j=1}^n \frac{E_{\text{ATP}_j}}{(1+d)^j} - \sum C_i \quad (12)$$

式中: E_{ATP_j} 为第 j 年的年度总利润; d 为折现率; n 为系统的生命周期。

当 E_{NPV} 等于 0 时,可以计算出动态回收期 (D_{PP}),即回收初始投资额所需年限:

$$D_{\text{PP}} = t - 1 + \frac{|E_{\text{NPV}_{t-1}}|}{E_{\text{ATP}_t}} \quad (13)$$

式中: $t-1$ 为 E_{NPV} 为负数的最后 1 年; E_{ATP_t} 为第 t 年的年度利润; $|E_{\text{NPV}_{t-1}}|$ 为 $t-1$ 年 E_{NPV} 的绝对值。

平准化度电成本 (C_{LCOE}) 为系统整个生命周期

内的成本与发电量按照一定折现率进行折现后,计算得到的发电成本^[20],表示为总成本现值与总发电量的现值之比:

$$C_{\text{LCOE}} = \frac{\sum (\delta \times \sum C_i)_j + E_{\text{ATC}_j}}{\sum \frac{W_j}{(1+r)^j}} \quad (14)$$

$$\delta = \frac{a \times (1+a)^n}{(1+a)^n - 1} \quad (15)$$

式中: δ 为资金回收系数; W_j 为第 j 年系统输出的电力; r 为通货膨胀率。具体参数见表 2^[21-23]。

表 2 经济计算的基本参数

Tab.2 Basic parameters for economic calculation

项目	数值
运行生命周期 n/a	25
折现率 $d/\%$	6
通货膨胀率 $r/\%$	2
年度税率 $a/\%$	5
操作和维修因素 $\mu/\%$	6

2.3 模型验证

通过文献[20]验证本文建立模型的准确性,结果见表 3。计算结果显示,本研究提出的模型与文献[20]的误差均小于 2%,属于合理范围。因此,本研究建立的仿真模型准确、可靠。

表 3 利用文献[20]中的数据进行模型验证

Tab.3 Model validation with the simulation data from literature [20]

系统	项目	文献[20]计算结果	本文计算结果	误差/%
基本 LAES	液态空气储罐温度/K	78.80	79.37	0.72
	末级透平出口温度/K	307.80	309.56	0.57
	充电过程输入电能/MW	94.88	93.33	1.63
	空气透平输出电能/MW	47.77	47.62	0.30
	空气液化率/%	60.50	60.58	0.13
	系统往返效率/%	50.30	51.02	1.43
ORC	透平进口温度/K	456.60	458.96	0.52
	冷凝器出口温度/K	282.90	282.13	0.27
	泵的出口温度/K	291.40	291.15	0.09
	能量输出/kW	7.10	7.11	0.16

3 结果与讨论

3.1 系统膨胀压力的影响

系统膨胀压力对往返效率和输出电能的影响如图 2 所示。由图 2 可见,随着膨胀压力增加,系统往返效率和输出功率也随之增加。当系统膨胀压力从

6.0 MPa 增加到 9.0 MPa 时,系统的往返效率从 59.39% 增加到 63.24%; 系统的输出功率从 3 260.11 kW 增加到 3 474.01 kW。虽然系统效率和输出功率都随膨胀压力增大不断增加,但膨胀压力越高,系统中设备和管道的成本也越高。

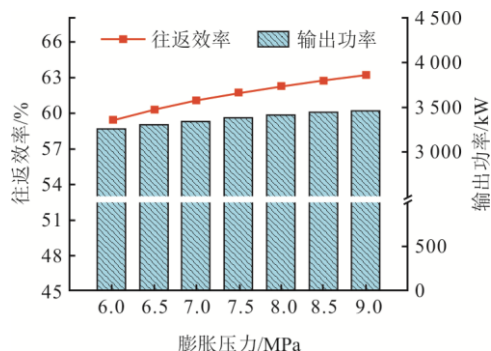


图 2 系统膨胀压力对往返效率和输出电能的影响
Fig.2 Effect of system expansion pressure on round trip efficiency and power output

系统膨胀压力对往返效率和输出电能增长的影响如图 3 所示。由图 3 可见,随着膨胀压力的增加,系统往返效率增长率和输出功率增长量均逐渐的减少。以 6.0 MPa 为基础,随着膨胀压力的增加系统效率和功率的增长量逐渐下降。当系统膨胀压力从 6.0 MPa 增加到 6.5 MPa 时,系统能量效率增加 0.92%,系统输出功率增加 50.62 kW; 当系统膨胀压力从 8.5 MPa 增加到 9.0 MPa 时,系统能量效率增加 0.48%,系统输出功率增加 26.01 kW。

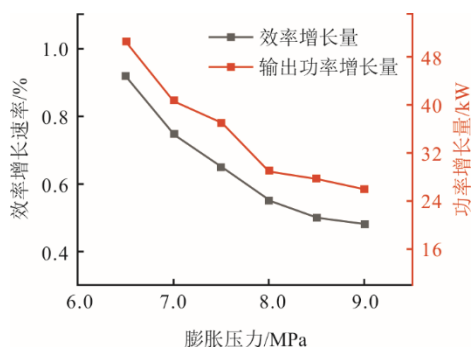


图 3 系统膨胀压力对往返效率和输出电能增长的影响
Fig.3 Effect of system expansion pressure on round-trip efficiency and power output growth rate

综上所述,虽然膨胀压力增加,系统输出功率和往返效率也增加,但膨胀压力越大系统的效率和功率增长幅度却减小,并且系统设备及管道的成本也越高。

3.2 系统膨胀级数的影响

膨胀压力与膨胀级数关联较大。膨胀级数对往

返效率和余热温度的影响如图 4 所示。由图 4 可见:系统往返效率随膨胀级数从 2 级到 5 级逐渐增大,随膨胀级数从 5 级到 6 逐渐减小;随着膨胀级数的增加压缩热减少,余热温度降低。2 级膨胀到 5 级膨胀,系统的效率上升,这是由于系统对压缩热利用更充分;在 6 级膨胀时,因为压缩热不足,导致膨胀机入口的空气温度不足,所以效率下降。整个系统采用 5 级膨胀时系统效率达到峰值 63.47%,但是只比 4 级膨胀增加了 1.27%;而 4 级膨胀时的系统效率比 3 级膨胀增加 2.75%。

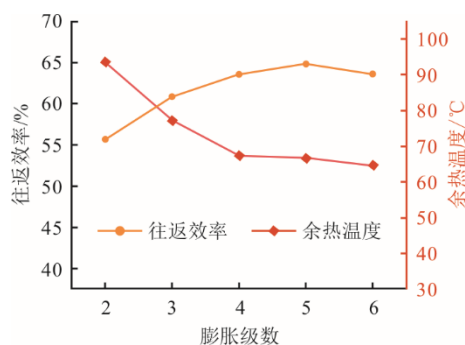


图 4 膨胀级数对往返效率和余热温度的影响
Fig.4 Effect of the number of expansion stages on round-trip efficiency and waste heat temperature

膨胀级数对 ORC 单元的影响如图 5 所示。由图 5 可见,膨胀级数越多会导致 ORC 单元和 ORC 单元输出功率下降,二者都与图 4 中余热温度变化趋势相同。由于 ORC 单元选用剩余压缩热作为热源,压缩热将更多的热量供给空气做功,导致 ORC 单元利用的热能更少。

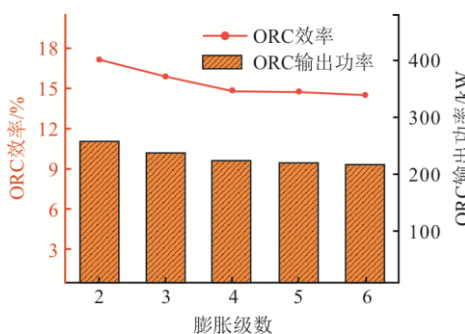


图 5 膨胀级数对 ORC 单元的影响
Fig.5 Effect of the number of expansion stages on ORC

3.3 经济性分析

对耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统投资成本、运行费用以及收益等多方面进行分析,并对不同地区的经济性进行对比,以评估系统的可行性和应用价值。膨胀级数会影响系统往返效率,采用

5 级膨胀时系统效率最高。根据表 4 各主要设备成本计算方法^[24-27]，得到不同膨胀级数的初始成本如图 6 所示。由图 6 可见，随着膨胀级数增加，设备的初始成本也增加，采用 5 级膨胀时，系统初始购买成本最高。较高膨胀级数，系统效率较高，但成本也高，同时过多的膨胀级数会使得系统更加复杂。综上所述，采用 4 级膨胀，既满足效率，同时系统初始成本也不是最高，故本系统采用 4 级膨胀。

表 4 各设备部件的采购成本计算公式

Tab.4 Calculation equations for purchase costs of each equipment components

设备名称	成本计算公式
空气压缩机	$57\ 670W^{0.62}$ 元/kW
透平膨胀机	$8\ 030W^{0.81}$ 元/kW
级间冷却器	355W 元/kW
级间加热器	837W 元/kW
低温换热器	399W 元/kW
液态空气储罐	2 336V 元/m ³
低温储罐	9 680V 元/m ³
高温储罐	3 088V 元/m ³
丙烷	5 600M 元/t
泵	3 526W 元/kW

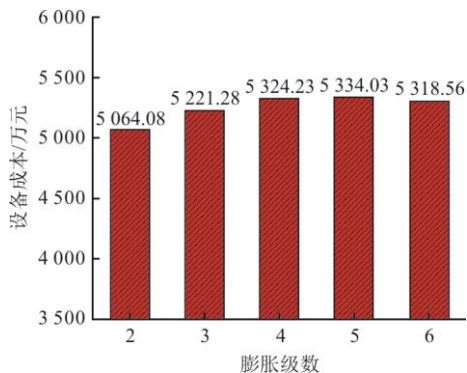


图 6 不同膨胀级数的系统初始成本
Fig.6 The initial cost of the system with different expansion levels

同样，根据表 4，可以得到采用 4 级膨胀的系统各部分占系统总投资的比例如图 7 所示。由图 7 可见：空气压缩机的成本达到整个系统的 38.1%，是系统中成本最多的部分；储罐和换热器的成本也较高；ORC 单元投资比较少，只有 2.6%。空气压缩机成本较高是由于压缩机是系统中消耗功率最大的设备，并且也是压力和温度最高的设备，所以其成本最高。系统中的换热器是数量最多的设备，所以换热器在系统投资中也占很大比例。采用 ORC 单元对整个系统成本影响比较小，所以系统引入

ORC 单元在经济上可行。

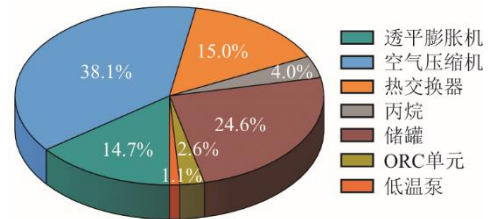


图 7 系统中设备组件和材料成本的投资组成
Fig.7 Contributions of equipment components and material costs in the system

峰谷电价差是分时运行经济性策略的依据。以 2024 年 1 月中国各省市工商业用户代理购电价格为例，谷电单价约为 0.203~0.329 元/(kW·h)，峰电单价为 0.728~1.177 元/(kW·h)。根据电价假设，得到 6 组不同地区的峰谷电价见表 5，对系统在不同地区进行经济评价和分析。

表 5 电价假设条件 单位：元/(kW·h)

Tab.5 Electricity price assumptions

地区	1	2	3	4	5	6
峰电单价	1.177	1.027	0.977	0.928	0.828	0.728
谷电单价	0.329	0.287	0.273	0.259	0.231	0.203

运行年数对各地区 E_{NPV} 的影响如图 8 所示。由图 8 可见，随着运行年数的增加，各地区净现值 E_{NPV} 也随之增加，运行年限越长，整个系统获得的利润越高。在运行年数为 25 年时，系统 E_{NPV} 最大，而由于不同地区的电价不同，峰谷电价也不同。地区 1 的峰谷电价差最大，在运行年数达到 25 年时，其净现值达到了 11 905.85 万元；而地区 6 的峰谷电价差最小，所以其净现值只有 6 805.91 万元。

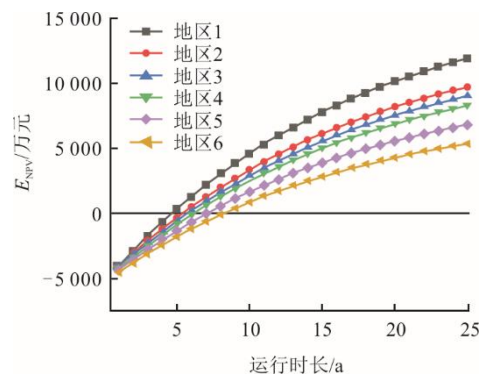


图 8 运行年数对各地区 E_{NPV} 的影响
Fig.8 Effects of years of operation on E_{NPV} of each region

动态回收期 (D_{PP}) 表示系统回本的年限，也是重要的经济性指标之一。图 9 为上述 6 个地区峰谷电

价与动态回收期的关系。由图9可见：峰谷电价差越高， D_{PP} 越小；当峰谷电价差值为 0.848 元/(kW·h) 时， D_{PP} 仅为 4.48 年；当峰谷电价差值为 0.525 元/(kW·h) 时， D_{PP} 高达 8.17 年。图9 曲线第 4 个点的斜率发生变化，这是因为地区 4 与地区 3 峰谷电价差比较接近。

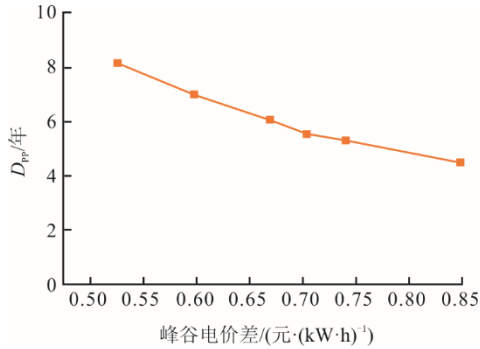


图9 峰谷电价差对动态回收期的影响
Fig.9 Effect of peak-valley electricity price difference on dynamic payback period

图10 比较了各地区平准化度电成本 C_{LCOE} 和峰谷电价。由图10 可见， C_{LCOE} 的变化趋势与低谷电价相似。由于在其他基本参数不变的情况下，不同地区相同系统的 C_{LCOE} 计算过程中只有系统年度总成本 (C_{ATC}) 不同，而 C_{ATC} 与低谷电价变化一致，所以系统 C_{LCOE} 与该地区低谷电价变化趋势相同。系统的经济效益还与峰值电价有关。地区1的 C_{LCOE} 最大，但地区1的 C_{LCOE} 与峰值电价的差值最大，所以地区1的 D_{PP} 最小，经济效益最好。而地区6的 C_{LCOE} 最小，该地区每发 1 kW·h 成本最小，但由于峰值电价差最小，每发 1 kW·h 的利润少，所以地区6的 D_{PP} 和 E_{NPV} 最小，经济效益最差。

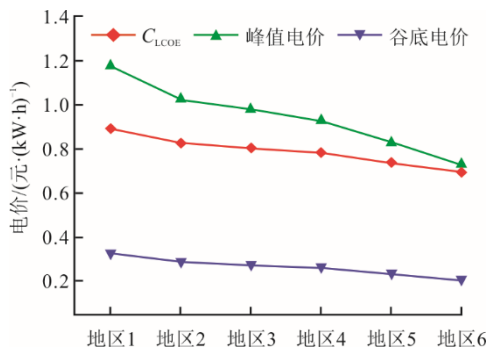


图10 不同地区的 C_{LCOE} 和峰谷电价
Fig.10 The C_{LCOE} and peak-valley electricity price difference in different regions

3.4 系统热力学分析

热力学结果是系统性能分析的首要结果。值得

注意的是，热力学研究在参考条件下进行，参考条件温度为 25 °C，压力为 0.1 MPa。系统中空气参数点的热力学性质见表 6。该系统采用四级压缩和四级膨胀，并且空气压缩压力为 9 MPa，膨胀压力采用 8 MPa。得到系统往返效率为 62.26%，ORC 单元效率为 14.79%。

表6 空气参数点的热力学性质
Tab.6 Thermodynamic properties of state points of air

参数点	温度/°C	压力/MPa	流量/(kg·s ⁻¹)	焓值/(kJ·kg ⁻¹)
A1	25.00	0.10	10.00	0
A2	154.47	0.31	10.00	131.40
A3	35.00	0.30	10.00	9.25
A4	170.24	0.95	10.00	147.07
A5	35.00	0.94	10.00	7.60
A6	170.79	2.92	10.00	145.74
A7	35.00	2.89	10.00	2.73
A8	171.33	9.00	10.00	141.43
A9	35.00	8.91	10.00	-10.27
A10	-124.87	8.82	10.00	-261.19
A11	-178.00	8.73	10.00	-384.01
A12	-194.12	0.10	10.00	-393.19
A13	-194.12	0.10	1.24	-222.25
A14	-126.90	0.10	1.24	-154.50
A15	25.00	0.10	1.24	0
A16	-194.12	0.10	8.76	-417.44
A17	-189.93	8.00	8.76	-405.50
A18	-130.76	7.92	8.76	-274.86
A19	-45.00	7.84	8.76	-103.82
A20	25.00	7.76	8.76	-19.82
A21	143.79	7.68	8.76	113.1
A22	48.05	2.70	8.76	16.90
A23	143.79	2.67	8.76	117.13
A24	48.47	0.90	8.76	21.42
A25	143.79	0.89	8.76	119.27
A26	45.32	0.29	8.76	19.68
A27	143.79	0.28	8.76	120.03
A28	54.12	0.10	8.76	29.00

图11 为系统中 2 个多股流换热器 CE-1、CE-2 的换热曲线。CE-1 中的冷侧流体是返流空气和 LNG，且 LNG 在 CE-1 中会发生气化，所以其冷侧换热曲线与热侧换热曲线在中部有较大温差，会产生较大的焓损失。而 CE-2 的冷侧流体是返流空气和丙烷，与空气的传热曲线匹配良好，换热过程中产生的焓损失小。多股流换热器 CE-1 和 CE-2 中，换热过程中始终夹点温差为正，最小夹点温差 T_{min} 均为 2 °C，满足表 1 对换热器的基本假设。

将本系统与国内外相关的液态空气储能系统进行热力学和经济性综合比较，结果见表 7。从系

统模拟结果来看,与其他系统相比本研究提出的系统循环效率和 C_{LCOE} 均有一定的提升。本研究的系统相较于常规的 LAES 系统效率提升了 7%~12%,并且在经济性上具有一定优势。上述结果表明,本研究提出的耦合系统具有技术和经济可行性。

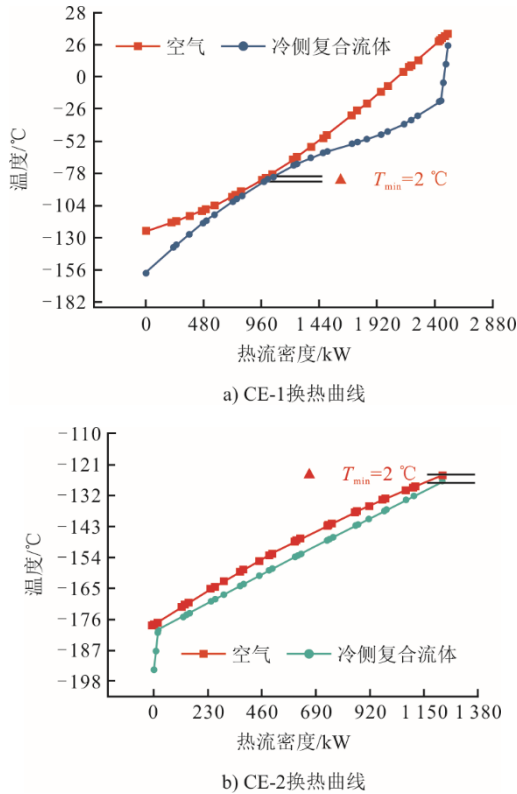


图 11 多股流换热器的换热曲线与夹点温差
Fig.11 Heat transfer curves and pinch point temperature difference for multi-flow heat exchangers

表 7 不同液态空气储能系统研究对比
Tab.7 Comparison among previous researches on LAES

系统名称	循环效率/%	$C_{LCOE}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$
LAES ^[28]	55.00	
LAES ^[29]	50.00	
LAES ^[30]	56.48	0.85
LAES ^[19]	54.00~56.00	0.92
LAES-LNG (本文)	62.26	0.69~0.89

4 结 论

本文将 LNG 冷能与 LAES 相结合,并采用有机朗肯循环回收低品位热能与冷能,建立了新型耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统,既能实现 LNG 冷能的有效利用,同时也提升了 LAES 系统的往返效率。建立了系统的热力学模型,对系统内部参数进行研究,分析系统的热力性能和经济性。

1) 耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储

能系统膨胀压力增大,系统效率和功率输出增加,但增加幅度趋于减小。当系统膨胀压力从 6.0 MPa 增加到 6.5 MPa 时,系统能量效率增加 0.92%,系统输出功率增加 50.62 kW;而当系统膨胀压力从 8.5 MPa 增加到 9.0 MPa 时,系统能量效率增加 0.48%,系统输出功率增加 26.01 kW。

2) 耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统往返效率随着膨胀级数先增大再减小。5 级膨胀效率最高,但是采用 5 级膨胀时系统的成本也是最高。综合考虑成本和效率,采用 4 级膨胀更为合理。4 级膨胀时效率可以达到 62.26%,其初始购买成本为 5 324.23 万元。

3) 经济性分析表明,运行年数越久,峰谷电价差越大,系统净现值越高;而系统年度总成本与地区低谷电价变化趋势相同。系统具有较高的经济性,当峰谷电价差为 0.848 元/(kW·h)时,系统的 E_{NPV} 、 D_{PP} 以及 C_{LCOE} 分别为 11 905.85 万元、4.48 年和 0.893 元/(kW·h)。

4) 本研究提出的耦合 LNG 冷能利用和 ORC 的液态空气储能系统在循环效率和经济性能与其他系统相比都有一定提升。该系统相较于常规 LAES 系统效率提升了 7%~12%,并且在 C_{LCOE} 上具有一定优势。

[参 考 文 献]

- [1] 李政,张东杰,潘玲颖,等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报, 2021, 41(11): 905-909.
LI Zheng, ZHANG Dongjie, PAN Lingying, et al. Low carbon transition of China's energy sector and suggestions with the 'carbon-peak and carbon-neutrality' target[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(11): 905-909.
- [2] IEA. Share of renewable electricity generation by technology, 2000-2028[Z/OL]. (2023-12-18) [2024-06-15]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-electricity-generation-by-technology-2000-2028>.
- [3] LUO X, WANG J, DOONER M, et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation[J]. Applied Energy, 2015, 137: 511-536.
- [4] 李建林,崔宜琳,熊俊杰,等. “两个一体化”战略下储能应用前景分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 1-8.
LI Jianlin, CUI Yilin, XIONG Junjie, et al. Analysis on application prospect of energy storage under the strategy of “two integrations”[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 1-8.
- [5] 任丽彬,许寒,宗军,等. 大规模储能技术及应用的研究进展 [J]. 电源技术, 2018, 42(1): 139-142.
REN Libin, XU Han, ZONG Jun, et al. Research

- progress of large-scale energy storage technology and application[J]. *Power Supply Technology*, 2018, 42(1): 139-142.
- [6] SMITH E M. Storage of electrical energy using supercritical liquid air[J]. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers*, 1977, 191(1): 289-298.
- [7] MORGAN R, NELMES S, GIBSON E, et al. Liquid air energy storage: analysis and first results from a pilot scale demonstration plant[J]. *Applied Energy*, 2015, 137: 845-853.
- [8] VECCHI A, LI Y, DING Y, et al. Liquid air energy storage (LAES): a review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives[J]. *Advances in Applied Energy*, 2021, 3: 100047.
- [9] 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): 90-98.
- WU Quan, SUN Chunliang, GUO Haitao, et al. Exploration of technical and economic characteristics and development direction of compressed gas energy storage[J]. *Oil and Gas and New Energy*, 2023, 35(6): 90-98.
- [10] LI Y, FAN X, LI J, et al. Novel liquid air energy storage coupled with liquefied ethylene cold energy: thermodynamic, exergy and economic analysis[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2024, 245: 122909.
- [11] WANG C, BIAN Y, YOU Z, et al. Dynamic analysis of a novel standalone liquid air energy storage system for industrial applications[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 245: 114537.
- [12] EBRAHIMI A, GHORBANI B, SKANDARZADEH F, et al. Introducing a novel liquid air cryogenic energy storage system using phase change material, solar parabolic trough collectors, and Kalina power cycle (process integration, pinch, and exergy analyses)[J]. *Energy conversion and management*, 2021, 228: 113653.
- [13] SHE X, PENG X, NIE B, et al. Enhancement of round trip efficiency of liquid air energy storage through effective utilization of heat of compression[J]. *Applied Energy*, 2017, 206: 1632-1642.
- [14] WANG C, AKKURT N, ZHANG X, et al. Techno-economic analyses of multifunctional liquid air energy storage for power generation, oxygen production and heating[J]. *Applied Energy*, 2020, 275: 115392.
- [15] REDDY H V, BISEN V S, RAO H N, et al. Towards energy-efficient LNG terminals: modeling and simulation of reciprocating compressors[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2019, 128: 312-321.
- [16] LI Y. Cryogen based energy storage: process modelling and optimisation[D]. University of Leeds, 2011: 1.
- [17] ZHANG L, YE K, WANG Y, et al. Performance analysis of a hybrid system combining cryogenic separation carbon capture and liquid air energy storage (CS-LAES)[J]. *Energy*, 2024, 290: 129867.
- [18] WANG H, XU J, YANG X, et al. Organic Rankine cycle saves energy and reduces gas emissions for cement production[J]. *Energy*, 2015, 86: 59-73.
- [19] GAO Z, GUO L, JI W, et al. Thermodynamic and economic analysis of a trigeneration system based on liquid air energy storage under different operating modes[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 221: 113184.
- [20] DING X, DUAN L, ZHOU Y, et al. Energy, exergy, and economic analyses of a new liquid air energy storage system coupled with solar heat and organic Rankine cycle[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 266: 115828.
- [21] QI M, PARK J, KIM J, et al. Advanced integration of LNG regasification power plant with liquid air energy storage: enhancements in flexibility, safety, and power generation[J]. *Applied Energy*, 2020, 269: 115049.
- [22] LI D, DUAN L. Techno-economic analysis of solar aided liquid air energy storage system with a new air compression heat utilization method[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 278: 116729.
- [23] DING X, DUAN L, ZHOU Y, et al. Energy, exergy, and economic analyses of a new liquid air energy storage system coupled with solar heat and organic Rankine cycle[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 266: 115828.
- [24] NABAT M H, ZEYNALIAN M, RAZMI A R, et al. Energy, exergy, and economic analyses of an innovative energy storage system; liquid air energy storage (LAES) combined with high-temperature thermal energy storage (HTES)[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 226: 113486.
- [25] RAZMI A R, JANBAZ M. Exergoeconomic assessment with reliability consideration of a green cogeneration system based on compressed air energy storage (CAES)[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 204: 112320.
- [26] FAN X, JI W, GUO L, et al. Thermo-economic analysis of the integrated system of thermal power plant and liquid air energy storage[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 57: 106233.
- [27] WANG Z, FAN X, LI J, et al. Coupled system of liquid air energy storage and air separation unit: a novel approach for large-scale energy storage and industrial gas production[J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 92: 112076.
- [28] GUIZZI G L, MANNO M, TOLOMEI L M, et al. Thermodynamic analysis of a liquid air energy storage system[J]. *Energy*, 2015, 93: 1639-1647.
- [29] SCIACOVELLI A, VECCHI A, DING Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage: from component to system level performance through dynamic modelling[J]. *Applied Energy*, 2017, 190: 84-98.
- [30] CUI S, HE Q, LIU Y, et al. Techno-economic analysis of multi-generation liquid air energy storage system[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2021, 198: 117511.

(责任编辑 杨嘉蕾)