



耦合LNG及ORC的液态空气储能系统热力学分析

肖力木¹, 高欣², 张世海^{3,4}, 文贤旭⁴

(¹贵州大学电气工程学院, 贵州 贵阳 550025; ²贵州大学物理学院, 贵州 贵阳 550025;

³贵州创星电力科学研究院有限责任公司, 贵州 贵阳 550081; ⁴贵州电网有限责任公司
电力科学研究院, 贵州 贵阳 550002)

摘要: 为了提高液态空气储能系统(B-LAES)的循环效率及压缩热的利用率, 将液态天然气的冷能合理利用起来, 提出了一种耦合液态天然气(LNG)和有机朗肯循环(ORC)实现冷热电三联供的液态空气储能系统, 从导热油中压缩热的利用率、循环效率、电-电转化效率、烟效率几方面对本系统进行分析。研究结果表明, 通过合理综合利用导热油中的压缩热, 压缩热利用率可达到96.67%, 比B-LAES系统高约55%; 通过耦合利用液态天然气(LNG)的冷能, 系统循环效率可达93.20%, 比B-LAES系统提高约16.9%; 增加ORC系统可使系统电-电转化效率达81.34%, 比B-LAES系统提高约42.2%。研究结果可为液态空气储能理论研究和应用提供一定的技术参考。

关键词: 液态空气储能; 有机朗肯循环; 冷热电联供; 循环效率; 压缩热利用率

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0474

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2023) 01-155-10

Thermodynamic analysis on the liquid air energy storage system with liquid natural gas and organic Rankine cycle

XIAO Limu¹, GAO Xin², ZHANG Shihai^{3,4}, WEN Xianku⁴

(¹The Electrical Engineering College, Guizhou University, Guiyang 550025, Guizhou, China; ²College of physics, Guizhou University, Guiyang 550025, Guizhou, China; ³Guizhou Chuangxing Electric Power Research Institute Co., Ltd., Guiyang 550081, Guizhou, China; ⁴Electric Power Research Institute of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, Guizhou, China)

Abstract: In order to increase circulation efficiency and utilization rate of the compressed heat of the liquid air energy storage (B-LAES) system and make wise use of the cold energy of the liquid natural gas, this study suggests a LAES system that can achieve the combined cooling, heating, and power supply by coupling the liquid natural gas and the organic Rankine cycle system. The system is examined from the utilization rate of the compressed heat in the heat transfer oil, the circulation efficiency, the electricity recurrence conversion efficiency, and the exergy efficiency. Through the thoughtful and thorough use of compression heat in the heat transfer oil, the utilization rate of the compression heat is as high as 96.67%, which is almost 55% greater than that of the B-LAES system. Using the cold energy of liquid natural gas through coupling, the circulation efficiency of the system can reach 93.20%, which is

收稿日期: 2022-08-23; 修改稿日期: 2022-09-07。

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFB0903604), 支撑(2020) 2Y064),

硕士研究生, 研究方向

控制优化, E-mail: 2390238318@qq.com; 博士生导师, 研究方向为软凝聚态物理, gaixin0526@163.com; 张世海, 轮发电机组故障诊断、火力发电厂; @qq.com。



微信搜一搜

舜业之声



roughly 16.9% greater than that of the B-LAES system. Using the organic Rankine cycle system, the electrical conversion efficiency of the system can reach 81.34%, which is almost 42.2% greater than that of the B-LAES system.

Keywords: liquefied air energy storage; organic Rankine cycle; supplies of cooling, heating and electrical powers; cycle efficiency; compression heat utilization

我国能源“双碳”工作面临巨大的压力，亟须加快我国能源结构由煤炭向可再生能源的转变^[1-2]。可再生能源发电过程受到天然因素的影响，具有间歇性和不稳定性^[3]的特点，参与电网调峰会造成电网电能下降，所以不能直接参与电网调峰^[4]。这导致可再生能源发电的多余电能利用困难，造成了严重的弃风、弃光、弃水(“三弃”)^[5]等现象，也造成了巨大的能量浪费。

近年来，大规模储能技术因其在改善可再生能源系统和电网负荷转移方面的重要作用而受到越来越多的关注^[6]。抽水蓄能(PHES)和压缩空气蓄能(CAES)被视为主要的大规模蓄能技术，但两者都受到地质特征的限制^[7]，因此液态空气储能(LAES)应运而生。LAES技术储能密度高^[8]，运行寿命长，且不需要洞穴、盐矿等大容量储存空间，摆脱了地理条件的限制^[9]。系统在运行过程中产生了大量的冷能和热能，基于该技术特点，系统可以实现多能源互补和多能源协同供给^[10]。LAES在电网用电低谷期充电，用电高峰期放电，从而实现电力负荷的调峰^[11]。

近年来，有许多研究学者对LAES进行优化分析，郎立^[12]对LNG冷能回收利用方法及未来进行了展望；巩志超等^[13]表述了LNG冷能利用方式及发展前景；何青等^[14]建立了深冷液化空气储能(B-LAES)系统的热力学模型和焓分析模型，并对其进行了热力学分析和参数敏感性分析；Tafone等^[15]评估和分析了LAES主要运行参数以及冷/热储能利用系数对关键性能指标的影响；Ameel等^[16]研究了液体空气储能的热力学循环，并获得了43.3%的最大往返效率；Dutta等^[17]将LNG直接膨胀和ORC结合起来，并研究多种ORC工质，以提高能源利用率和焓效率；Kalan等^[18]对改进的Kalina和双效吸收式制冷循环组成的联合制冷和电力系统进行了热经济性评估，从能量、焓和焓经济角度进行了分析；She等^[19]将LNG和LAES耦合起来，从往返效率及发电量、浪费的冷能对系统进行了分析，得到了较好的

结果；苏要港等^[20]对利用LNG冷能的液化空气储能系统进行过程模拟、循环效率和焓效率分析。

由于现阶段B-LAES效率较低，导热油中的热量利用不完全^[21]，在液态天然气利用方面造成了较大的冷量浪费。本工作提出将液态天然气(LNG)和液态空气储能(LAES)以及有机朗肯循环(ORC)耦合的冷热电三联供系统(ORC-LNG-LAES-CCHP)，此系统可以连续使用来自于LNG的冷能用于液化空气，并实现LNG冷能的梯级利用，对导热油中储存的热能也进行了充分利用，实现冷热电三联供。建立了ORC-LNG-LAES-CCHP的模型及热力学模型，对系统进行效率分析及热力学分析，分析结果可为进一步优化LAES系统提供理论依据和应用支持。

1 系统简介

图1为基础的液态空气储能系统(B-LAES)，可分为3部分。

第1部分是空气流。在充电阶段，空气(A1)经过压缩机组(AC1、AC2、AC3、AC4)并进行级间冷却(HE1、HE2、HE3、HE4)，以保证进入下一级压缩机的空气是常温，经过压缩机组后的高压常温空气(A9)进入低温换热器(LTHE1)换热冷却成高压低温空气(A10)，此后再经过节流阀(TV)绝热节流，变成常压低温的气液两相流(A11)，再经过气液分离器(ASEP)分离，未液化的低温空气(A25)进入低温储气罐中，以供LTHE1冷却空气；液态空气(A12)则进入液态空气罐(LAT)中储存。在放电阶段，液态空气(A13)被液态泵(LAP)加压并送至低温换热器(LTHE2)中加热形成高压常温空气(A15)，A15再进入膨胀机组(AT1、AT2、AT3、AT4)并进行级间加热(HE5、HE6、HE7、HE8)，以保证进入下一级膨胀机的空气是高温，最后经过膨胀机AT4做完功后的空气排放至大气中。

第2部分是导热油流。在充电阶段，导热油(O1)被油泵(OP1)送至压缩机组的级间换热器来冷

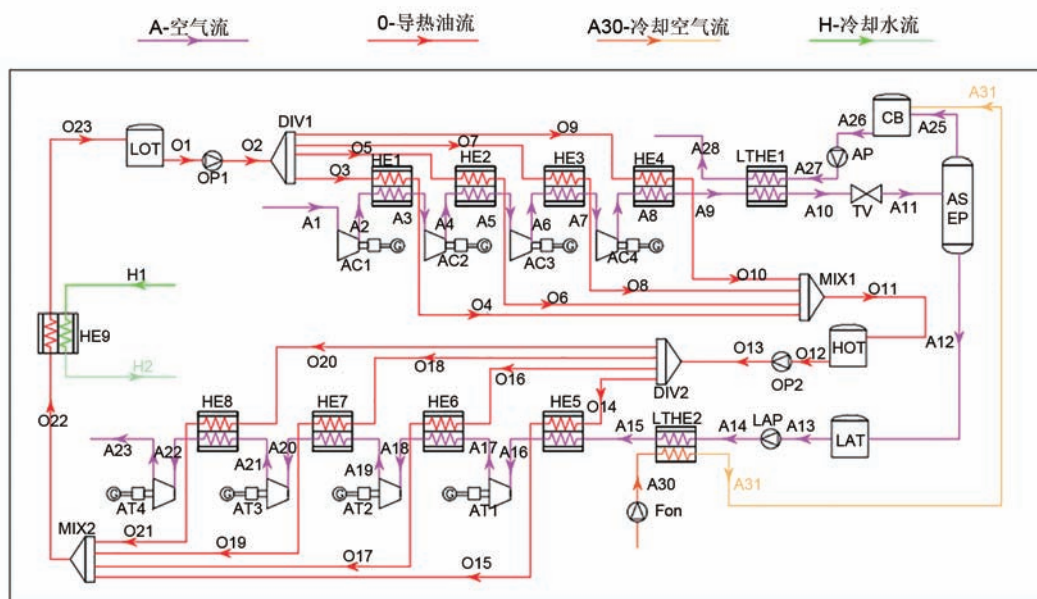


图1 B-LAES系统
Fig. 1 B-LAES system diagram

却高温空气，经换热后的高温导热油(O11)储存在高温油罐中；放电阶段，导热油(O12)被油泵(OP2)送至膨胀机组的级间换热器来加热低温空气，经换热后的导热油再进入换热器(HE9)中冷却至常温，然后回到常温油罐完成循环。

第3部分是冷却空气A30和A31，空气A30通过风机送至LTHE2换热成低温空气(A31)，再进入低温储气罐中以供LTHE1冷却空气。

图2是耦合LNG和ORC系统的可冷热电三联供的液态空气储能系统(ORC-LNG-LAES-CCHP)，可分为5部分。

第1部分是空气流，与B-LAES大致一样。

第2部分是导热油流，在此系统中，充电阶段的导热油流程与B-LAES一致；在放电阶段，导热油一部分进入膨胀机组，此过程中导热油流程与B-LAES一致，一部分导热油被送至ORC系统加热ORC工质，一部分送至换热器(HE10)以供给热用户；最终这三部分导热油进入常温油罐完成循环。

第3部分是丙烷流，在系统放电阶段，丙烷(P1)经泵加压送至低温换热器LTHE1换热被冷却成低温丙烷(P3)，丙烷(P3)再经过换热器(PHE)将冷能供给冷用户，最终丙烷(P4)回到丙烷罐完成循环。

第4部分是LNG流，液态天然气(LNG1)经泵送至LNG换热器(LNG HE)中与低温空气(A25)一起冷

却高压常温空气(A9)，此时的天然气(LNG3)仍然有较多的冷能，再经过低温换热器(LTHE2)换热将冷能供给冷用户，而天然气则供给天然气用户完成闭环。

第5部分是ORC工质流，ORC工质经过泵加压送至换热器(ORC HE)中加热，高压高温的ORC工质(ORC4)进入ORC膨胀机做功，做功后的ORC工质经过换热器(HE9)变成常温常压的ORC工质(ORC2)，然后储存在ORC罐中完成循环。

表1是图1及图2的符号说明。

本系统使用Aspen HYSYS进行模型搭建和稳态计算，采用Peng-Robinson状态方程进行物性及热力学计算。并进行以下假设简化模型：

(1) 系统储能和释能过程均在稳态下进行，储能过程(空气液化、LNG参与冷却等)和释能过程(膨胀发电、ORC发电的时间等)均为4 h；

(2) LNG换热器和低温换热器采用板式换热器，其他换热器均为管壳式换热器，所有换热器都是逆流式换热器，压降合理，忽略换热器中的热损失，管道压降忽略不计；

(3) ORC系统的运行工质为丙烷^[20]；

(4) 忽略导热油储罐(热罐及冷罐)、LNG储罐、冷箱、管道的冷能、热能损失；

(5) LNG的组成成分为85%的甲烷，9%的乙烷，3%的丙烷，2%的氮气，1%的丁烷。



Table 1 Symbol corresponding part name

式中, W_{AT} 为膨胀机做功, kW; 其余变量与式(1)一致。

为B-LAES系统及耦合LNG和ORC的LAES-CCHP系统(ORC-LNG-LAES-CCHP)构建数学模

2.1.3 换热器

空气与管壁换热量^[21]：

$$Q_h = \frac{A_h(T_h - T_w)}{\frac{\delta}{2K_w} + \frac{1}{\alpha_h}} \quad (3)$$

换热介质与管壁换热量^[21]：

$$Q_c = \frac{A_c(T_c - T_w)}{\frac{\delta}{2K_w} + \frac{1}{\alpha_c}} \quad (4)$$

式中， δ 为管壁厚度，m； T_c 、 T_w 、 T_h 分别为换热介质平均温度、管壁平均温度、管壁内空气温度，K； K_w 为管壁热导率，W/(m·K)； α_c 、 α_h 为内外管壁换热系数，W/(m²·K)； A_c 、 A_h 为内外管壁面积，m²。

2.1.4 节流阀

摩擦阻力和流动阻力共同构成了阀门压降，计算公式如下^[22]：

$$\zeta = (\pi^2/8) \cdot (D^4/m^2) \cdot \rho \cdot \Delta p \quad (5)$$

式中， ζ 为阀门流动阻力系数； D 为阀门直径，m； ρ 为流体密度，kg/m³； m 为阀门内空气质量流量，kg/s； Δp 为阀门压力损失，MPa。

2.1.5 泵

泵用于给流体增加压力的装置。泵耗功为^[23]：

$$W_p = m_i(h_{out,i} - h_{in,i}) \quad (6)$$

式中， W_p 为泵的消耗功率，kW； m_i 为泵输送工质的质量，kg/s； $h_{out,i}$ 为泵输送工质的出口焓值，kJ/kg； $h_{in,i}$ 为泵输送工质的入口焓值，kJ/kg。

2.1.6 风机

风机用于给低温换热器提供常温常压空气以换热。风机的功率计算公式为^[24]：

$$P_e = q_v p \quad (7)$$

式中， P_e 为风机消耗功率，kW； q_v 为风量，m³/s； p 为风机的全压，Pa。

2.2 热力学模型

2.2.1 循环效率

循环效率是判断系统性能的重要指标，将其定义为系统储能液化和膨胀发电过程总输出能量与储能液化过程和膨胀发电过程总输入能量之比。循环效率计算公式：

$$\eta_{RTE} = \frac{\sum W_{AT} + W_{ORCT} + E_{CU} + E_{HU} + E_{out}}{\sum (W_{AC} + W_p) + P_e + E_{in}} \quad (8)$$

式中， $\sum W_{AT}$ 为系统膨胀机做功，kW； W_{ORCT} 为 ORC 系统膨胀机做功，kW； E_{CU} 为冷用户冷能之

和，kW； E_{HU} 为热用户热能之和，kW； E_{in} 为进口空气 A1、进口导热油 O1、进口丙烷 P1、液态天然气 LNG 所携带的能量之和，kW； $\sum (W_{AC} + W_p)$ 为系统压缩机耗功和系统所有泵耗功之和，kW； E_{out} 为出口空气 A24+A26、出口导热油 O28、出口丙烷 P4、气态天然气 NG 所携带的能量之和，kW。

ORC 系统循环效率计算公式如下：

$$\eta_{ORC-RTE} = \frac{W_{ORCT} - W_{ORCP}}{E_{O15} - E_{O26}} \quad (9)$$

式中， $E_{O15} = m_{O15} h_{O15}$ ， m_{O15} 为 O15 部分导热油的质量流量，kg/s； h_{O15} 为 O15 导热油的质量焓，kJ/kg；其余变量与式(8)一致。

2.2.2 液化率

液化率是影响膨胀发电过程中空气流量的重要参数，将其定义为节流后液态空气质量流量与节流前空气质量流量的比值。液化率计算公式如下：

$$\gamma = m_{out,LA} / m_{in,A} \quad (10)$$

式中， $m_{out,LA}$ 为节流后液态空气质量流量，kg/s； $m_{in,A}$ 为节流前空气质量流量，kg/s。

2.2.3 电-电转化效率

电-电转化效率是评价电能利用率的参数，将其定义为膨胀发电过程及 ORC 系统总发电量与储能液化过程总耗电量之比。电-电转化效率计算公式如下：

$$\eta_{D-D} = \frac{\sum W_{AT} + W_{ORCT}}{\sum (W_{AC} + W_p)} \quad (11)$$

式中变量与式(8)一致。

2.2.4 压缩热利用率

压缩热利用率是体现空气压缩机压缩热利用情况的指标，将其定义为膨胀发电过程消耗的压缩热与压缩过程所储存的压缩热之比。压缩热利用率 κ 计算公式如下：

$$\kappa = \frac{E_{O11} - E_{O28}}{E_{O11} - E_{O1}} \quad (12)$$

式中， E_{O11} 、 E_{O1} 、 E_{O28} 分别为储存在导热油 O11、O1、O28 的能量。

2.2.5 焓效率

焓效率是判断系统有效能的利用情况的重要指标，将其定义为释能发电过程总发电量与冷热用户利用能量之和与储能液化过程总耗电量及液化过程中消耗的 LNG 冷量之比。计算公式如下：

$$\eta = \frac{\sum W_{AT} + W_{ORCT} + E_{CU} + E_{HU}}{\sum (W_{AC} + W_p) + E_{LNG2-LNG3}} \quad (13)$$

式中， $E_{LNG2-LNG3}$ 为LNG换热器中消耗LNG冷能量；其余变量与式(8)一致。

3 实验结果及分析

经过搭建的模型模拟，液化率随液化前的空气压力、温度变化如图3所示，图3对于B-LAES系统及新提议系统(ORC-LNG-LAES-CCHP)的系统都适用；液化前的空气温度低于80 K或高于167 K时，液化率不受空气液化前的压力影响；当空气温

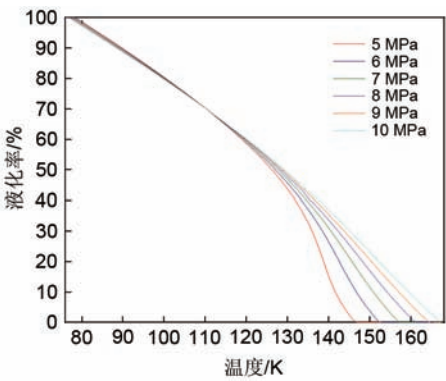


图3 空气液化前的压力与温度对液化率的影响
Fig. 3 Influence on liquefaction efficiency from the pressure and the temperature before air liquefaction

度低于120 K时，不同的空气液化前压力的空气对液化率的影响相差不大；当空气温度在120~167 K时，空气液化率随压力的增加而增加。

3.1 B-LAES系统分析

对于B-LAES系统，系统中的基本设计参数见表2，系统中的各节点空气的状态参数见表3。在此系统中，空气液化过程所需冷能全部来自于空气分离器出来的气态空气和液态空气气化时所释放的冷能，压缩热全部用于膨胀过程加热，多余热量由空气H1带走，压缩热利用不完全和冷能由本系统供给导致系统整体循环效率不高。

表2 B-LAES系统设计参数
Table 2 B-LAES system design parameters

参数	数值
空气进口质量流量/kg/s	30
空气压缩机组出口压力/kPa	7967
液态空气泵出口压力/kPa	8106
末级膨胀机出口压力/kPa	62
导热油 T-66 进口温度/°C	25
导热油 T-66 进口流量/(kg/s)	120
压缩机、膨胀机绝热效率/%	88
液态空气泵额定效率/%	70

表3 B-LAES各节点空气参数
Table 3 B-LAES air node parameters

编号	温度/K	压力/kPa	质量流量/(kg/s)	编号	温度/K	压力/kPa	质量流量/(kg/s)
A1	298.15	101.32	30.00	A18	380.03	2357.49	16.81
A2	423.63	303.97	30.00	A19	280.97	707.25	16.81
A3	299.77	300.97	30.00	A20	379.08	700.25	16.81
A4	426.02	902.92	30.00	A21	280.94	210.07	16.81
A5	299.88	893.92	30.00	A22	377.93	207.07	16.81
A6	426.55	2681.77	30.00	A23	280.30	62.12	16.81
A7	300.16	2655.77	30.00	A25	80.06	101.32	13.19
A8	427.62	7967.32	30.00	A26	82.95	101.32	43.44
A9	301.06	7888.32	30.00	A27	82.95	121.32	43.44
A10	123.15	7810.32	30.00	A28	298.15	101.32	43.44
A11	80.06	101.32	30.00	A30	303.15	152.00	30.25
A12	80.06	101.32	16.81	A31	84.19	101.32	30.25
A13	80.06	101.32	16.81	H1	298.15	101.32	118.56
A14	84.04	8105.98	16.81	H2	315.99	101.32	118.56
A15	300.30	8024.98	16.81	O1	298.15	101.32	120.00
A16	380.32	7944.98	16.81	O11	380.32	149.82	120.00
A17	279.48	2383.49	16.81	O22	348.15	114.82	120.00

经模拟计算，在B-LAES系统中泵和压缩机、膨胀机、风机的性能参数见表4；在储能过程中，系统压缩机组(AC1、AC2、AC3、AC4)耗电功率

总计为15164.8 kW；泵(OP1、AP)的耗电功率为292.55 kW；风机的耗电功率为1019 kW；储能过程总的耗电量为16476.35 kW。在释能过程中，系

表 4 泵和压缩机、膨胀机、风机的性能参数
Table 4 Performance parameters of pumps, compressors, expanders and fans

设备	功率/kW	设备	功率/kW
AC1	3772.09	AT1	1625.02
AC2	3792.23	AT2	1634.83
AC3	3794.00	AT3	1636.09
AC4	3806.48	AT4	1632.92
OP1	7.03	LAP	194.17
OP2	9.03	AP	285.52
Fan	1 019	—	—

统中泵(OP2、LAP)的耗电功率为 203.2 kW；膨胀机组(AT1、AT2、AT3、AT4)的发电功率总共为 6528.86 kW；膨胀发电过程净发电量为 6325.66 kW。

对于 B-LAES 系统，其电-电转化效率为膨胀发电过程发电量与储能过程压缩机组、泵及风机的总耗电量之比，其计算公式和结果为：

$$\eta_{D-D} = \frac{\sum_1^4 W_{AT,i}}{\sum_1^4 W_{AC,i} + W_p + W_{Fan}} = 39.14\% \quad (14)$$

对于 B-LAES 系统，其液化率为：

$$\gamma = m_{A12}/m_{A1} = 56.03\% \quad (15)$$

对于 B-LAES 系统，其压缩热利用率为：

$$\kappa = \frac{E_{O11} - E_{O22}}{E_{O11} - E_{O1}} = 41.66\% \quad (16)$$

对于 B-LAES 系统，其循环效率为系统总的输

出能量与总的输入能量之比，其计算公式和结果为：

$$\eta_{B-LAES-RTE} = \frac{\sum_1^4 W_{AT,i} + E_{out}}{\sum_1^4 W_{AC,i} + W_p + E_{in}} = 76.26\% \quad (17)$$

3.2 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统分析

对于耦合有机朗肯循环(ORC)及液化天然气(LNG)的冷热电三联供(CCHP)液态空气储能系统，系统中的基本设计参数见表 5，系统中的各节点空气的状态参数见表 6。在此系统中，空气液化过程所需冷能来自于空气分离器出来的气态空气和 LNG

表 5 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统的设计参数
Table 5 ORC-LNG-LAES-CCHP system design parameters

参数	数值
空气进口质量流量/(kg/s)	30
空气压缩机组的出口压力/kPa	7967
LNG 进口温度/°C	-162
LNG 进口压力/kPa	101.325
LNG 进口流量/(kg/s)	8.20
液态泵出口压力/kPa	8106
末级膨胀机出口压力/kPa	62
导热油 T-66 进口流量/(kg/s)	120
导热油 T-66 进口温度/°C	25
压缩机、膨胀机绝热效率/%	88
液态空气泵额定效率/%	70

表 6 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统中空气、水、导热油参数
Table 6 Parameters of air, water and heat transfer oil in ORC-LNG-LAES-CCHP system

编号	温度/K	压力/kPa	质量流量/(kg/s)	编号	温度/K	压力/kPa	质量流量/(kg/s)
A1	298.15	101.32	30.00	A19	277.86	707.25	16.81
A2	423.63	303.97	30.00	A20	373.11	700.25	16.81
A3	299.78	300.97	30.00	A21	276.42	210.07	16.81
A4	426.03	902.92	30.00	A22	370.75	207.07	16.81
A5	299.89	893.92	30.00	A23	274.87	62.12	16.81
A6	426.56	2681.77	30.00	A24	274.87	62.12	16.81
A7	300.17	2655.77	30.00	A25	80.06	101.32	13.19
A8	427.63	7967.32	30.00	A26	298.15	101.32	13.19
A9	301.07	7888.32	30.00	O1	298.15	101.32	120
A10	123.15	7810.32	30.00	O11	380.33	149.82	120
A11	80.06	101.32	30.00	O25	303.09	116.32	55.56
A12	80.06	101.32	16.81	O26	299.74	148.32	55.56
A13	80.05	101.32	16.81	O27	298.15	149.82	8.89
A14	85.46	8105.98	16.81	ORC1	304.95	10.13	52.78
A15	274.15	8024.98	16.81	ORC2	298.15	101.32	52.78
A16	380.36	7944.98	16.81	ORC3	298.62	102.32	52.78
A17	279.52	2383.49	16.81	ORC4	370.97	101.32	52.78
A18	375.95	2357.49	16.81	LNG4	298.15	101.32	8.20

所携带高品位冷能，冷却完空气的 NG 仍然具有大量冷能，可将这部分冷能供给冷用户，实现 LNG 冷能的梯级利用；压缩热一部分用于膨胀机组级间加热，一部分用于 ORC 系统加热，一部分用于供给热用户，实现压缩热的合理综合利用，液态空气气化过程所释放的冷能可用于供给冷用户。

经模拟计算，在 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统中，压缩机、膨胀机和泵的性能参数见表 7；在储能过程中系统压缩机组(AC1、AC2、AC3、AC4)耗电功率总计为 15165.14 kW；泵(OP1、LNGP)的耗电功率为 10.5 kW；储能过程总的耗电量为 15175.64 kW。在释能过程中，系统中泵(OP2、LP、PP、ORCP)的耗电功率为 648.9 kW；膨胀机组(AT1、AT2、AT3、AT4)和 ORC 系统膨胀机(ORCT)的发电功率总共为 12590.04 kW；膨胀发电过程净发电量为 11941.14 kW。

表 7 压缩机、膨胀机和泵的性能参数
Table 7 Performance parameters of compressor, expander and pump

设备	功率/kW	设备	功率/kW
AC1	3772.09	AT1	1625.24
AC2	3792.34	AT2	1616.43
AC3	3794.11	AT3	1609.77
AC4	3806.60	AT4	1601.47
OP1	8.54	ORCT	6421.44
OP2	4.18	LP	235.78
PP	369.98	LNGP	1.96
ORCP	43.13	—	—

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统，其电-电转化效率是膨胀发电过程及 ORC 系统膨胀机组的总发电量与储能液化过程压缩机组和膨胀发电过程泵的总耗电量之比，计算公式及结果为：

$$\eta_{D-D} = \frac{\sum_1^4 W_{AT,i} + W_{ORCT}}{\sum_1^4 W_{AC,i} + W_p} = 81.34\% \quad (18)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统，其液化率为：

$$\gamma = m_{A12}/m_{A1} = 56.03\% \quad (19)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统，其压缩热利用率为：

$$\kappa = \frac{E_{O11} - E_{O28}}{E_{O11} - E_{O1}} = 96.67\% \quad (20)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统，其循环效率是系统储能液化和膨胀发电过程总输出能量(包括输出流体所含能量)与储能液化过程和膨胀发电过程总输入能量(包括输入流体所含能量)之比，计算公式及结果为：

$$\eta_{RTE} = \frac{\sum_1^4 W_{AT,i} + W_{ORCT} + E_{CU} + E_{HU} + E_{out}}{\sum_1^4 W_{AC,i} + W_p + E_{in}} = 93.20\% \quad (21)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统，其焓效率是膨胀发电过程总发电量和冷热用户利用能量与储能液化过程总耗电量及液化过程中消耗的 LNG 冷量之比，计算公式及结果为：

$$\vartheta = \frac{\sum_1^4 W_{AT,i} + W_{ORCT} + E_{CU} + E_{HU}}{\sum_1^4 W_{AC,i} + W_p + E_{LNG2-LNG3}} = 91.68\% \quad (22)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统中的 ORC 系统，其电-电转化效率为：

$$\eta_{D-D} = \frac{W_{ORCT}}{W_{ORCP}} = 148.89\% \quad (23)$$

对于 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统中的 ORC 系统，其循环效率为：

$$\eta_{ORC-RTE} = \frac{W_{ORCT} - W_{ORCP}}{E_{O15} - E_{O26}} = 89.61\% \quad (24)$$

由图 4 可以很清晰地看出，空气经过压缩机、换热器、节流阀、泵等部件时的压力与温度变化，压缩阶段，空气经过压缩机增压升温、换热器降温，此时空气(A9)压力增至 7888 kPa，温度较 A1

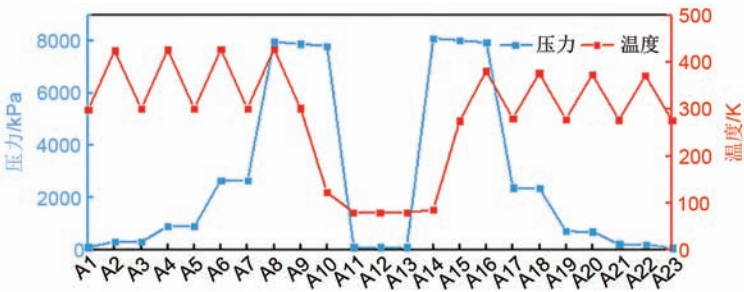


图 4 空气各节点温度与压力图
Fig. 4 Temperature and pressure diagram of air nodes

增长 3 K，然后经过 LNG 换热器后的空气(A10)压力基本保持不变，温度降至 123 K，经节流阀的绝热节流过程后温度降至 80 K，压力从 7810 kPa 降至常压以便保存至液态空气储罐中；膨胀阶段，液态空气经过液态泵增压至 8105 kPa，温度基本保持不变，然后经低温换热器换热，液态空气变成气态(A15)，温度从 85 K 增至 274 K，气态空气经换热器及膨胀机的交替加热、膨胀做功后变成常温空气。

从图 5 则可以看出空气经过压缩机、换热器等设备时温度与熵的变化；在压缩阶段，压缩过程是熵增，每经过一次压缩机熵增约 0.036 kJ/kg，换热冷却过程是熵减，经过前 4 个换热器时熵减约 0.35 kJ/kg，经过 LNG 换热器时部分空气液化，使

其熵减至 1.074 kJ/kg，而在绝热节流过程中压力对熵的影响更大，这是因为压力降低至常压，空气分子混乱程度增加的幅度比温度降低时减小的分子混乱程度更大，所以此时熵会有些许增加，两相空气(A11)经气液分流后，较大的气态空气熵被分离，留下的液态空气(A12)的质量熵为 0.283 kJ/kg；在膨胀阶段，经液态泵后液态空气熵会有些许增加，然后液态空气经低温换热器换热气化后(A15)熵增至 2.675 kJ/kg，然后空气每经级前换热器加热时熵增约 0.3 kJ/kg，经每级膨胀机做功后熵增约 0.05 kJ/kg；在除经节流阀和 LNG 换热器的换热过程和压力变化过程中，换热的影响比压力的影响更大，这是因为压力变化时，空气状态没有发生变化，所以压力对熵影响不大。

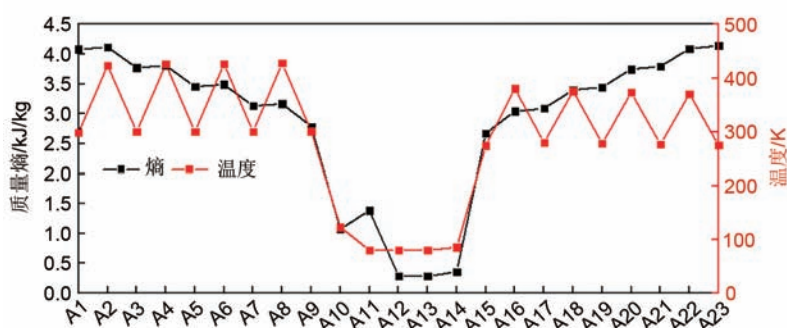


图 5 空气各节点温熵图

Fig. 5 Temperature entropy diagram of air nodes

4 结 论

在目前的基础液态空气储能系统(B-LAES)中，压缩热在压缩过程中回收和存储。储存的热量仅用于提高膨胀发电过程的膨胀机进口空气温度。通过热力学分析表明，B-LAES 系统中有 58.34% 的压缩热不能充分利用。而经过分离的气态空气及液态空气气化时所产生的冷能不足以完全液化空气，仍需要外部冷源输入才能提高液化率。基于这一发现，提出了一种新的混合 LAES 系统(ORC-LNG-LAES-CCHP)，该系统由 B-LAES、有机朗肯循环(ORC)和液态天然气(LNG)组成，并对外供给冷能及热能，实现冷热电联产。通过对新设计系统的详细分析，在基本性能参数(包括压缩级数、膨胀级数、压缩机组出口压力、膨胀机组出口压力等参数)都相同时，使用 LNG 冷源将液化率控制在同一水平下，得出以下结论。

(1) 本工作搭建的 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统因为使用了外部冷源，还对压缩热进行综合利用，使得本系统的循环效率可以高于 80%，比 B-LAES 高约 16%。

(2) 本工作搭建的 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统实现了压缩热的综合合理利用，部分用于膨胀机级间加热，部分供给 ORC 系统，部分用于热用户，提高了压缩热的利用效率，使其达到了 96.67%，远高于 B-LAES。

(3) 本工作搭建的 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统将液态空气气化所释放的冷能和 NG 的低品位冷能供给冷用户，较充分地利用了系统运行过程中产生的冷能，提高了系统效率。

(4) 本工作搭建的 ORC-LNG-LAES-CCHP 系统中，ORC 系统循环效率为 89.61%，其电-电转化效率达 148.89%，ORC 系统输出大量电能。

(5) 本工作分析了整个系统与 B-LAES 的区

别,从焓效率、电电转化效率、循环效率、压缩热利用率方面对系统进行分析;储能压力、释能压力等参数的变化对系统的影响没有深入分析,所以本系统仍然有优化空间。

参考文献

- [1] 唐伟. “碳中和”背景下“十四五”能源电力发展趋势分析[J]. 油气与新能源, 2021, 33(2): 13-17.
TANG W. “carbon neutrality” aimed electric power development in the 14th five-year[J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(2): 13-17.
- [2] 曾鸣, 张硕. “十四五”电力规划的综合能源发展探析[J]. 中国电力企业管理, 2020(13): 26-28.
ZENG M, ZHANG S. Analysis of comprehensive energy development in the “14th five year plan” of electric power [J]. China Power Enterprise Management, 2020(13): 26-28.
- [3] 文贤馥, 张世海, 王锁斌. 压缩空气储能技术及示范工程综述[J]. 应用能源技术, 2018(3): 43-48.
WEN X K, ZHANG S H, WANG S B. Summary of compressed air energy storage technology and demonstration projects[J]. Applied Energy Technology, 2018(3): 43-48.
- [4] 文贤馥, 张世海, 邓彤天, 等. 大容量电力储能调峰调频性能综述[J]. 发电技术, 2018, 39(6): 487-492.
WEN X K, ZHANG S H, DENG T T, et al. A summary of large capacity power energy storage peak regulation and frequency adjustment performance[J]. Power Generation Technology, 2018, 39(6): 487-492.
- [5] LI S M, WANG J, LIU Q, et al. Analysis of status of photovoltaic and wind power abandoned in China[J]. Journal of Power and Energy Engineering, 2017, 5(1): 91-100.
- [6] TANNEBERGER T, SCHIMEK S, PASCHEREIT C O, et al. Combustion efficiency measurements and burner characterization in a hydrogen-oxyfuel combustor[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(56): 29752-29764.
- [7] HAMDY S, MOROSUK T, TSATSARONIS G. Exergoeconomic optimization of an adiabatic cryogenics-based energy storage system[J]. Energy, 2019, 183: 812-824.
- [8] KRAWCZYK P, SZABŁOWSKI Ł, KARELLAS S, et al. Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems[J]. Energy, 2018, 142: 46-54.
- [9] GUO H, XU Y J, ZHANG X J, et al. Transmission characteristics of exergy for novel compressed air energy storage systems-from compression and expansion sections to the whole system[J]. Energy, 2020, 193: doi: 10.1016/j.energy.2019.116798.
- [10] REN Y, YAO X H, LIU D, et al. Optimal design of hydro-wind-PV multi-energy complementary systems considering smooth power output[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, 50: doi: 10.1016/j.seta.2021.101832.
- [11] GAO Z Z, JI W, GUO L N, et al. Thermo-economic analysis of the integrated bidirectional peak shaving system consisted by liquid air energy storage and combined cycle power plant[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 234: doi: 10.1016/j.enconman.2021.114723.

- LANG L. Analysis of cold energy recovery and utilization of liquefied natural gas(LNG)[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(12): 1, 9.
- [13] 巩志超, 马凯. LNG 冷能利用方式及发展前景[J]. 中国石油石化, 2017(5): 161-162.
GONG Z C, MA K. LNG cold energy utilization mode and development prospect [J]. China Petrochem, 2017(5): 161-162.
- [14] 何青, 王立健, 刘文毅. 深冷液化空气储能系统的热力学建模及焓分析[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2018, 46(10): 127-132.
HE Q, WANG L J, LIU W Y. Thermodynamic model and exergy analysis of cryogenic liquefied air energy storage system[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2018, 46(10): 127-132.
- [15] TAFONE A, ROMAGNOLI A, BORRI E, et al. New parametric performance maps for a novel sizing and selection methodology of a liquid air energy storage system[J]. Applied Energy, 2019, 250: 1641-1656.
- [16] AMEEL B, T'JOEN C, DE KERPEL K, et al. Thermodynamic analysis of energy storage with a liquid air Rankine cycle[J]. Applied Thermal Engineering, 2013, 52(1): 130-140.
- [17] DUTTA A, KARIMI I A, FAROOQ S. Economic feasibility of power generation by recovering cold energy during LNG (liquefied natural gas) regasification[J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2018, 6(8): 10687-10695.
- [18] KALAN A S, GHIASIRAD H, SARAY R K, et al. Thermo-economic evaluation and multi-objective optimization of a waste heat driven combined cooling and power system based on a modified Kalina cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 247: doi: 10.1016/j.enconman.2021.114723.
- [19] SHE X H, PENG X D, ZHANG T T, et al. Preliminary study of liquid air energy storage integrated with LNG cold recovery[J]. Energy Procedia, 2019, 158: 4903-4908.
- [20] 苏要港, 吴晓南, 廖柏睿, 等. 耦合 LNG 冷能及 ORC 的新型液化空气储能系统分析[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(6): 1996-2006.
SU Y G, WU X N, LIAO B R, et al. Analysis of novel liquefied-air energy-storage system coupled with LNG cold energy and ORC[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(6): 1996-2006.
- [21] 李盼, 杨晨, 陈雯, 等. 压缩空气储能系统动态特性及其调节系统[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2295-2305, 2408.
LI P, YANG C, CHEN W, et al. Dynamic characteristics of compressed air energy storage system and the regulation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2295-2305, 2408.
- [22] 冯庭勇, 钟晶亮, 文贤馥, 等. 先进绝热压缩空气储能发电系统参与调频辅助服务控制优化方法[J]. 热力发电, 2022, 51(5): 136-141.
FENG T Y, ZHONG J L, WEN X K, et al. Optimization method of AA-CAES power generation system participating in frequency modulation auxiliary service control[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(5): 136-141.
- [23] 杨德州, 贾春荣, 迟昆, 等. 深冷液化空气储能系统热力学建模与效率分析[J]. 电力电容器与无功补偿, 2020, 41(6): 185-190.
YANG D Z, JIA C R, CHI K, et al. Thermodynamic modeling and efficiency analysis of liquid air energy storage[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2020, 41(6): 185-190.

[1] 泵与风机[M]. 3版. 北京: 中国

机械工业出版社, 2004: 53-58.



1. 用微信扫描识别上方二维码或在微信中搜索公众号“能源之声”关注神州热电、天下热力设计圈、神州热电联盟等公众号。
2. 进入公众账号“能源之声”找到左下角“会员中心”，点击注册会员，注意注册会员时信息尽可能详尽，专业或成长期会员，热力公司、电科院、设计院好友填写自己目前从事的专业或者大学学习的专业；神州热电联盟联盟好友填写自己单位的主营业务或产品，群办事后会按照会员注册信息进行建立群成员通讯录、行业专家库及行业厂家推荐目录。
3. 未加入神州热电、天下热力、设计圈、神州热电产业联盟群的朋友申请加群请联系群创办人张峰18325411666

