

储能的低温空气分离系统热力学与经济分析

秦晓巧¹, 谭宏博¹, 温娜¹, 刘伟明²

(1. 西安交通大学制冷与低温工程系, 710049, 西安; 2. 陕西鼓风机(集团)有限公司, 710082, 西安)

摘要: 为探索低温空气分离系统(ASU)进行电力需求错峰运行的可行性,将传统空气分离技术与液态空气储能技术(LAES)结合,在谷电期先将富余空气压缩、液化、储存,在峰电期将液态空气作为精馏原料补充到精馏塔,以提高谷时压缩用电负荷、降低峰时压缩用电负荷。与传统空气分离系统相比,氧气产品的标准状态体积流量为 $10\ 165\ \text{m}^3/\text{h}$ 的低温空气分离储能系统(ASU-LAES)可将压缩能耗的 20% 由电网高峰时段转移到低谷时段,年度用电成本可减少 1.3%~6.8%。ASU-LAES 系统的制氧单位压缩能耗为 $0.349\ \text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$,设备投资成本为 4 034.8 万元,动态回收期为 4.6~5.2 a。ASU-LAES 方案可缓解电网高峰负荷用电压力,充分利用峰谷分时电价政策优势,可创造良好的经济效益。

关键词: 空气分离;液态空气储能;设备投资;动态回收期

中图分类号: TK02 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202409001 **文章编号:** 0253-987X(2024)09-0001-10

Research on Thermodynamic and Economic Performance of Air Separation Unit with Liquid Air Energy Storage

QIN Xiaoqiao¹, TAN Hongbo¹, WEN Na¹, LIU Weiming²

(1. Department of Refrigeration and Cryogenic Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Shaanxi Blower (Group) Co., Ltd., Xi'an 710082, China)

Abstract: In this study, a combination of air separation unit and liquid air energy storage technology is employed to realize large-scale power demand management of a cryogenic air separation system. The surplus air is compressed, liquefied and stored during valley electricity periods, while the stored liquid air is directly recycled to the distillation column as raw material during peak electricity periods, thus increasing valley electricity consumption and decreasing peak electricity consumption. An air separation unit with liquid air energy storage (ASU-LAES) system producing oxygen with a standard state volume flow rate of $10\ 165\ \text{m}^3/\text{h}$ shifts the annual compression electricity consumption by 20% from peak periods to valley periods, resulting in a saving of 1.3%—6.8% per year on the electricity costs as compared to a conventional air separation system. The daily compression electricity consumption for oxygen production is $0.349\ \text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$. The equipment investment is RMB $4\ 034.8\times 10^4$. The dynamic payback period is 4.6—5.2 a. The ASU-LAES system helps to reduce the peak power supply pressure of the power grid, takes advantage of the peak-valley electricity price policy, and brings economic benefits to the system.

收稿日期: 2024-03-19。 作者简介: 秦晓巧(2000—),女,硕士生;谭宏博(通信作者),男,教授,博士生导师。 基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52076159)。

网络出版时间: 2024-04-26

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20240426.1045.003>

Keywords: air separation; liquid air energy storage; equipment investment; dynamic payback period

空气分离(ASU,简称空分)广泛应用于冶金、石化、医疗等行业^[1-2],为现代工业生产提供了重要支持。据推算,2020年中国ASU生产耗电量约为3 936.2亿kW·h^[3],在电力消耗中占据了相当大的份额。行业用户的用能需求与峰谷分时电价政策的时段划分普遍存在冲突,然而,现今对于ASU项目负荷调节或成本管理的研究,很多仍然停留在设备变负荷运行以避峰就谷的阶段,或是依靠生产调度模型来优化生产计划,其负荷调节能力十分有限^[4-8]。

由于ASU技术和液态空气储能(LAES)技术在工质与能量方面高度匹配,因此可以借助LAES原理实现ASU大规模负荷管理,实现移峰不减产的目的。LAES是目前能够实现的大容量、中时长储能技术之一,其可行性和可靠性已通过示范应用得到有效验证。英国Highview公司于2012年建成了LAES中试示范装置(装机功率为350 kW,发电量为2.5 MW·h),于2018年投运了世界首例LAES商业示范电站(5 MW,15 MW·h)。中科院理化所团队于2017年完成了100 kW LAES示范平台建设,该系统整体效率可达60%。国家电网于2018年在江苏同里开展了国内首个LAES试点项目(500 kW,500 kW·h)建设。2023年7月,由中绿中科负责的青海60 MW,600 MW·h LAES项目正式开工,计划于2024年整体并网发电。

近年来,集成LAES的空分技术受到了国内外学者的广泛关注。Wang等^[9]提出了一种兼具空分制氧、供热、液氮储能和发电功能的系统。该系统(10 MW,80 MW·h)的能量回收效率为39%,投资回收期约为5.7 a,可将45.7%的压缩余热供应给外部,但在该系统中,ASU和LAES无法共用压缩和预冷设备,导致设备投资高昂、系统布局复杂。He等^[10]提出了一种集空气分离和液态空气储能于一体的内压缩ASU装置,将储存的液态空气送入主换热器释放冷量,之后推动气体膨胀机做功发电,最后排出系统。与传统内压缩ASU相比,该装置的电力成本降低了4.58%~6.84%,但无法回收洁净的储能空气。在He等^[3]提出的另一项储能式空分装置中,膨胀发电后的储能空气作为拉赫曼气体循环送至精馏塔下塔,该装置的日发电量为70.70~74.38 MW·h,电力成本节约率为5.77%~7.65%。孔福林^[5]研究了集成LAES的新型空分系统优化问题,基于分时

电价建立了运行电耗最小和生产成本最低的优化模型,使储能型空分系统的生产成本降低了14.29%。Kong等^[11]针对集成LAES的联产ASU系统的多产品确定性需求,开发出一套经济效益优化调度模型,通过最大化LAES的调峰能力,使系统的运营成本最小化,在24 h内,系统储能过程耗电量增加了18.94%,释能过程耗电量减少了20.59%,经济效益增加了 9.51×10^3 美元。Liu等^[12]介绍了一种耦合液态空气储能的外压缩ASU系统。其中,液态空气的小部分直接进入高压塔补充冷量,其余部分气化后或经一次膨胀进入高压塔,或经两次膨胀进入低压塔。该系统的最大日发电量为22.3 MW·h,电力成本节约率为5.13%,最小动态投资回收期为5.5 a。然而,其采用的以空气为中间换热介质的岩石填料床式蓄冷方式,不仅占地面积大,而且由于多次循环造成的冷量损失可能影响系统稳定运行。

总体而言,上述系统大多带有发电环节,流程复杂且发电量难以利用。另外,目前针对储能式空分系统的热力学与经济性能的研究尚显不足,难以为新建储能式空分系统提供决策依据。基于此,本文提出了一种低温空分储能(ASU-LAES)系统,其实质是通过增设易于启停的活塞式空气压缩机(PAC)使压缩空气规模扩大,进而将富余空气液化、储存,在电网的高峰时期则直接回收储能空气参与精馏过程,从而降低系统对高峰期电力的需求,实现大规模电力需求错峰管理。ASU-LAES系统对电网的削峰填谷效果依赖于气体产品生产和液态空气制取,这是区别于传统ASU调负荷技术的显著优势。本文分析了ASU-LAES系统的技术可行性,研究了系统的热力学和焓特性以及投资成本和经济效益。

1 低温空分储能系统

1.1 系统介绍

为了便于比较不同状态下气体的体积流量,本文将标准状态(0℃,101.325 kPa)作为基准,下述气体体积流量均为标准状态下的体积流量。本文以一套制氧规模为10 000 m³/h等级的ASU-LAES系统为例,采用Aspen HYSYS软件搭建了稳态流程模型。如图1所示,ASU-LAES系统由ASU单元和LAES单元组成,通过ASU单元和LAES单元的配合运行,可实现常规、储能和释能3种运行模式

的切换。在电网低谷时段,系统以储能模式运行;纯化空气首先被压缩、预冷和增压,大部分进入精馏塔,以满足氧气生产需求;富余空气则进入 LAES 单元进行液化、降压、储存。在电网高峰时段,系统以释能模式运行,液态空气直接引入精馏塔,作为氧气生产的原料,因此压缩机的进气量减少、功率降低。在电网平时段,系统以常规模式运行,其工作方式与传统 ASU 系统相同,既不生产液态空气,也不使用液态空气参与精馏。

ASU-LAES 系统常规模式的具体流程如下:洁净空气首先进入离心式空气压缩机(CAC)和离心式空气压缩机冷却器(CACC),分别进行压缩和级间冷却,之后分流为 3 股:一股直接进入主换热器(MHX),冷却后送入精馏塔高压塔(HPC)的底层塔板;一股进入 MHX 和增压膨胀机 1(BET1)膨胀端制冷;另一股在 BET1、增压膨胀机 2(BET2)和 MHX 进行增压、膨胀和冷却,两股膨胀空气混合后送入精馏塔低压塔(LPC)。HPC 顶部抽出的高纯液氮和底部抽出的富氧液态空气进入过冷器(SC)过冷后节流到上塔压力,随后分别送入 LPC 的顶部和中上部。LPC 顶部得到的氮气产品、底部得到的氧气产品和中上部引出的污氮气先后经过 SC 和 MHX 复温。氮气产品中氮气分子的体积分数不应小于 99.999%,氧气产品中氧气分子的体积分数不应小于 99.6%^[13]。

当 ASU-LAES 系统启动储能模式时,LAES 单元和 ASU 单元同时运行。CAC 和 PAC 的末级出口压力均设定为 550 kPa,两部分压缩空气汇合后分成 3 路:一路在 MHX 中降温后送入 HPC;一路在 MHX 中初步降温后进入 BET1 的膨胀端,对外做功同时进一步降温;另一路依次进入 BET1 增压端、增压膨胀机冷却器 1(BETC1)、BET2 增压端和增压膨胀机冷却器 2(BETC2)进一步压缩到中压状态。来自 BETC2 的中压空气一部分通过 MHX 和 BET2 膨胀端,达到较低的膨胀制冷温度;另一部分则进入 MHX 和液化器(CON)并被冷却为过冷液体,经过节流阀 3(TV3)和气液分离器 2(SEP2)得到的低温液态空气最终储存在液态空气储罐(LAT)中,同时气态空气返流通过 CON 后送入 HPC。BET1 和 BET2 膨胀端产生的增压膨胀空气、精馏塔产生的氧气产品、氮气产品和污氮气进入 CON 为空气液化过程提供冷量。最后,增压膨胀空气进入 LPC,氧气产品、氮气产品和污氮气进入 MHX。

当 ASU-LAES 系统启动释能模式时,PAC、活塞式空气压缩机冷却器(PACC)、CON、TV3 和 SEP2 暂停工作,CAC 的进气量减少,其余流程同常规模式一致。由于液态空气的储存压力与 HPC 的进料压力一致,因此液态空气可以直接由 LAT 送入 HPC 参与精馏,既提供精馏原料,又提供大量冷能,以确保精馏工况稳定。

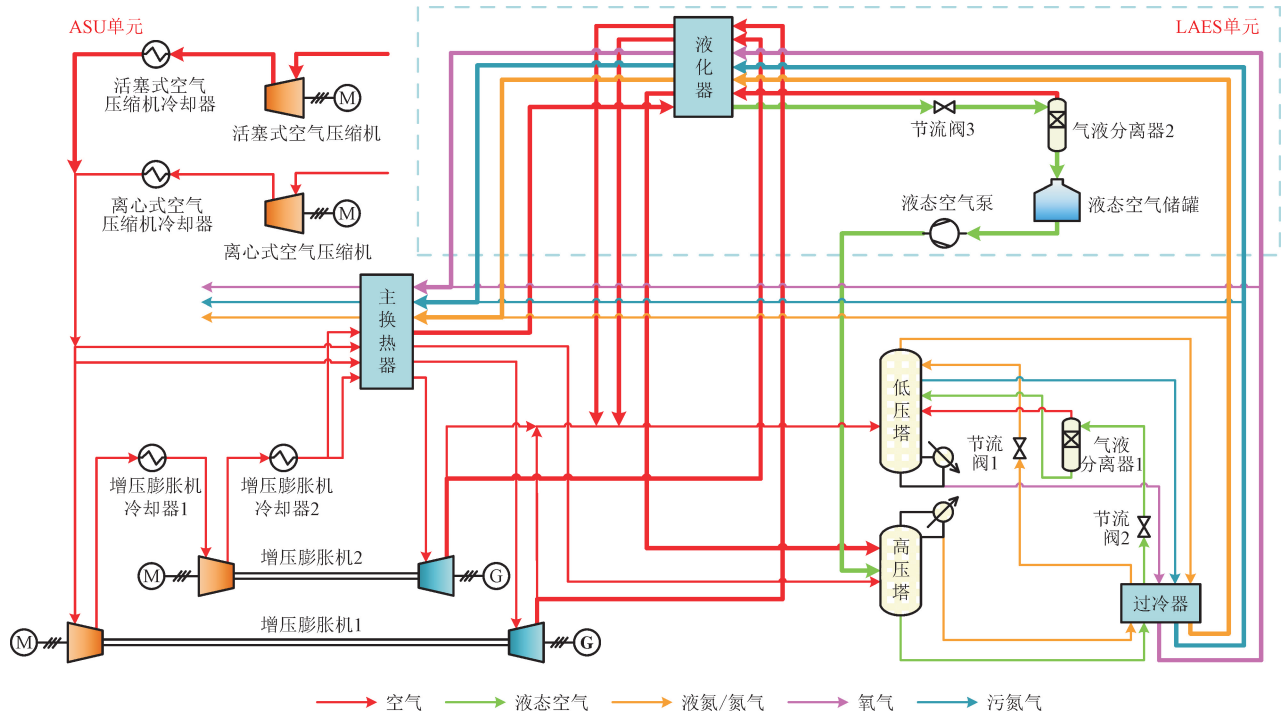


图 1 ASU-LAES 系统流程图

Fig. 1 Flow diagram of the ASU-LAES system

1.2 运行方案和参数设定

假设电网的高峰、低谷和平时段均为 8 h/d^[14], ASU-LAES 系统运行方案见表 1。CAC 在电网低谷时段和平时段的进气量为 50 000 m³/h,在高峰时段进气量为 40 000 m³/h;PAC 仅在电网低谷时段运行且进气量为 10 000 m³/h。ASU-LAES 系统主要参数见表 2。为简化分析,本文采用以下假设:①系统运行在稳定工况^[15];②模拟过程省略吸附和纯化单元 (PPU)^[16],将洁净空气视为氧氮二元混合物,氧气分子的体积分数为 21%^[17];③根据 Soave-Redlich-Kwong 物性方程确定工质的热力学参数;④假设 LAT 内部温度和压力恒定^[18];⑤忽略管道压降和漏热^[19];⑥忽略工质动能和势能的变化^[20]。

表 1 ASU-LAES 系统运行方案

Table 1 Operation schemes of the ASU-LAES system

电网时段	运行模式	CAC 进气量/ (m ³ · h ⁻¹)	PAC 进气量/ (m ³ · h ⁻¹)
低谷时段	储能	50 000	10 000
平时段	常规	50 000	0
高峰时段	释能	40 000	0

为了探究实际峰谷电价条件下 ASU-LAES 系统的经济性,本文选取了珠三角五市、重庆、江西等 6 个地区,参考了南方电网和国家电网发布的 2024 年 1 月峰谷分时电价公告,并以此为基础开展经济性分析。

表 3 工业峰谷分时电价表

Table 3 Industrial peak-valley electricity price

地区	$\dot{C}_{\text{ele,p}} /$ (元 · (kW · h) ⁻¹)	$\dot{C}_{\text{ele,v}} /$ (元 · (kW · h) ⁻¹)	$\dot{C}_{\text{ele,f}} /$ (元 · (kW · h) ⁻¹)	$\dot{C}_{\text{capacity}} /$ (元 · (kV · A) ⁻¹)	峰谷电价差/ (元 · (kW · h) ⁻¹)
珠三角五市	1.132	0.274	0.677	19.4	0.857
重庆	1.064	0.319	0.697	22.0	0.745
江西	0.958	0.342	0.650	25.4	0.617
北京	0.863	0.371	0.617	30.0	0.492
云南	0.654	0.340	0.497	24.0	0.314
内蒙古	0.537	0.333	0.395	20.5	0.204

2 系统数学模型

2.1 热力学和焓分析模型

为了探讨在 ASU 中引入 LAES 技术的影响和益处,确定 ASU-LAES 系统各项设备的不可逆损失情况,本文根据热力学第一和第二定律列出部件 i 的能量平衡方程和焓平衡方程如下

$$E_{i,\text{in}} + P_{i,\text{in}} + Q_{i,\text{in}} = E_{i,\text{out}} + P_{i,\text{out}} + Q_{i,\text{out}} \quad (1)$$

工业峰谷分时电价表见表 3,所选地区的峰电单价 $\dot{C}_{\text{ele,p}}$ 为 0.537~1.132 元/(kW · h),谷电单价 $\dot{C}_{\text{ele,v}}$ 为 0.274~0.371 元/(kW · h),平电单价 $\dot{C}_{\text{ele,f}}$ 为 0.395~0.677 元/(kW · h),容量电价 $\dot{C}_{\text{capacity}}$ 为 19.4~30.0 元/(kV · A),峰谷电价差为 0.204~0.857 元/(kW · h)。

表 2 ASU-LAES 系统主要参数

Table 2 Main parameters of the ASU-LAES system

参数	数值
纯化空气温度/℃	25 ^[20-21]
纯化空气压力/kPa	101.3 ^[20-21]
CAC 绝热效率/%	80 ^[20]
CAC 压比	1.4
PAC 绝热效率/%	80
PAC 压比	1.4
冷却器进口水温/℃	32 ^[15]
冷却器出口水温/℃	42
BET 增压端绝热效率/%	75
BET 膨胀端等熵效率/%	78
LAT 储存压力/kPa	550
LAT 容积/m ³	120
MHX 最小换热温差/℃	≥0.5
CON 最小换热温差/℃	≥0.5
SC 最小换热温差/℃	≥1
HPC 压力/kPa	550
LPC 压力/kPa	130 ^[22]

$$(I_{i,\text{in}} - I_{i,\text{out}}) + (P_{i,\text{in}} - P_{i,\text{out}}) + \left(1 - \frac{298.15}{T_i}\right)(Q_{i,\text{in}} - Q_{i,\text{out}}) = I_{i,\text{d}} \quad (2)$$

式中: E 表示焓值; P 表示功率; Q 表示换热量; I 表示流股的物理焓; T_i 表示部件 i 的温度; 下标 in、out 和 d 分别表示部件 i 的输入、输出和损失。

氧(氮)提取率表示氧气(氮气)产品的氧气(氮气)分子体积与进塔加工空气的氧气(氮气)分子体积之比

$$\psi_{\text{O}}=\frac{\dot{V}_{\text{O}}\varphi_{\text{O}}}{\dot{V}_{\text{A}}\varphi_{\text{A},\text{O}}}\times 100\% \tag{3}$$

$$\psi_{\text{N}}=\frac{\dot{V}_{\text{N}}\varphi_{\text{N}}}{\dot{V}_{\text{A}}\varphi_{\text{A},\text{N}}}\times 100\% \tag{4}$$

式中： ψ_{O} 和 ψ_{N} 分别表示氧和氮的提取率； $\dot{V}_{\text{O}}$ 和 $\dot{V}_{\text{N}}$ 分别表示氧气产品和氮气产品的体积流量， $\dot{V}_{\text{A}}$ 表示进塔加工空气的体积流量； φ_{O} 和 φ_{N} 分别表示氧气产品中氧气的体积分数和氮气产品中氮气的体积分数； $\varphi_{\text{A},\text{O}}$ 和 $\varphi_{\text{A},\text{N}}$ 分别表示进塔加工空气中氧气和氮气的体积分数。

2.2 经济性分析模型

空分系统的经济性能十分关键,因此,需根据常用的经济性能指标来评价系统投产后的经济效益。表 4 和表 5 列出的设备投资成本 C_{eq} 、初始投资成本和年度运营成本的计算模型是经济性分析的基础。

制氧单位压缩能耗 β 表示生产单位体积流量氧气产品平均消耗的压缩机功率

$$\beta_{\text{ASU-LAES}}=(P_{\text{AC},\text{p}}+P_{\text{AC},\text{v}}+P_{\text{AC},\text{f}})/(3\dot{V}_{\text{O}}) \tag{5}$$

$$\beta_{\text{ASU}}=P_{\text{AC},\text{f}}/\dot{V}_{\text{O}} \tag{6}$$

式中： $P_{\text{AC},\text{p}}$ 、 $P_{\text{AC},\text{v}}$ 和 $P_{\text{AC},\text{f}}$ 分别表示 ASU-LAES 系统处于释能模式、储能模式和常规模式时的压缩机功率。

本文结合 LAES 技术原理,对传统的 ASU 系统实施电力需求侧管理,将一部分压缩负荷由电网峰时转移到谷时,从而根据峰谷分时电价政策降低空分生产用电成本。电力成本节约率 ξ 能够反映 ASU-LAES 系统与常规 ASU 系统相比的电力成本节约效果,假设常规 ASU 系统和 ASU-LAES 系统的合同变压器容量分别为 6 000 kV·A 和 7 000 kV·A,系统平均每年运行 340 d^[23],则 ξ 的计算公式^[3]为

$$\xi=\frac{C_{\text{ele,ASU}}-C_{\text{ele,ASU-LAES}}}{C_{\text{ele,ASU}}}\times 100\% \tag{7}$$

$$C_{\text{ele,ASU}}=8\times 340P_{\text{AC},\text{f}}(\dot{C}_{\text{ele},\text{p}}+\dot{C}_{\text{ele},\text{v}}+\dot{C}_{\text{ele},\text{f}})+12\times 0.9\times 6\,000\dot{C}_{\text{capacity}} \tag{8}$$

$$C_{\text{ele,ASU-LAES}}=8\times 340(P_{\text{AC},\text{p}}\dot{C}_{\text{ele},\text{p}}+P_{\text{AC},\text{v}}\dot{C}_{\text{ele},\text{v}}+P_{\text{AC},\text{f}}\dot{C}_{\text{ele},\text{f}})+12\times 0.9\times 7\,000\dot{C}_{\text{capacity}} \tag{9}$$

式中： C_{ele} 表示年度用电成本。

表 4 设备投资成本
Table 4 Equipment investment cost

设备类别	设备名称	成本
涡轮机械	CAC	$C_{\text{CAC}}=1\,249.959P_{\text{CAC}}^{[18]}$
	PAC	$C_{\text{PAC}}=5.121\dot{m}_{\text{PAC}}\pi_{\text{PAC}}\ln\pi_{\text{PAC}}^{[19]}$
	BET	$C_{\text{BET}}=1\,249.959P_{\text{BET}}+49\,821.429P_{\text{BET}}^{0.7[18,24]}$
精馏单元	SC	$C_{\text{SC}}=5\,408.206(Q_{\text{SC}}/\Delta t_{\text{SC}})^{0.6[25]}$
	MHX	$C_{\text{MHX}}=24.012\exp[8.821-0.65\ln(10.7639A_{\text{MHX}})+0.0681(\ln(10.7639A_{\text{MHX}}))^2]^{[24-26]}$
	TV1	$C_{\text{TV1}}=817.857\dot{m}_{\text{TV1}}^{0.67[25]}$
	TV2	$C_{\text{TV2}}=817.857\dot{m}_{\text{TV2}}^{0.67[25]}$
	SEP1	$C_{\text{SEP1}}=8\,700(65+12.6\dot{m}_{\text{SEP1}})^{[3]}$
	HPC	$C_{\text{HPC}}=38.015(3\,966.2D_{\text{HPC}}^{1.066}H_{\text{HPC}}^{0.802}+437.4D_{\text{HPC}}^{1.55}H_{\text{HPC}}+1\,609.16A_{\text{HPC}}^{0.65})^{[26-29]}$
	LPC	$C_{\text{LPC}}=38.015(3\,966.2D_{\text{LPC}}^{1.066}H_{\text{LPC}}^{0.802}+437.4D_{\text{LPC}}^{1.55}H_{\text{LPC}}+1\,609.16A_{\text{LPC}}^{0.65})^{[26-29]}$
LAES 单元	CON	$C_{\text{CON}}=11\,902.676(Q_{\text{CON}}/\Delta t_{\text{CON}})^{0.68[25]}$
	TV3	$C_{\text{TV3}}=817.857\dot{m}_{\text{TV3}}^{0.67[25]}$
	SEP2	$C_{\text{SEP2}}=8\,700(65+12.6\dot{m}_{\text{SEP2}})^{[3]}$
	LAT	$C_{\text{LAT}}=11\,057.143V_{\text{LAT}}^{[30]}$
换热设备	CACC	$C_{\text{CACC}}=5\,408.206(Q_{\text{CACC}}/\Delta t_{\text{CACC}})^{0.6[25]}$
	PACC	$C_{\text{PACC}}=5\,408.206(Q_{\text{PACC}}/\Delta t_{\text{PACC}})^{0.6[25]}$
	BETC	$C_{\text{BETC}}=5\,408.206(Q_{\text{BETC}}/\Delta t_{\text{BETC}})^{0.6[25]}$
吸附和纯化单元	PPU	$C_{\text{PPU}}=0.13C_{\text{eq,ASU}}^{[31]}$
仪控电控系统	IEC	$C_{\text{IEC}}=0.18C_{\text{eq}}^{[21,30]}$
其他	other	$C_{\text{other}}=0.021C_{\text{eq,ASU}}$

注： C 表示成本； π 表示压比； Δt 表示对数平均温差； A 表示换热面积； $\dot{m}$ 表示质量流量； D 表示塔径； H 表示塔高； V 表示体积。

表 5 系统初始投资成本和年度运营成本
Table 5 Capital investment cost and operating cost

参数	计算式
安装成本 $C_{\text{install}}/\text{元}$	$C_{\text{install}}=10\%C_{\text{eq}}^{[33]}$
管道成本 $C_{\text{pip}}/\text{元}$	$C_{\text{pip}}=10\%C_{\text{eq}}^{[21]}$
土地成本 $C_{\text{land}}/\text{元}$	$C_{\text{land}}=4\%C_{\text{eq}}^{[18,21,32]}$
土建成本 $C_{\text{csa}}/\text{元}$	$C_{\text{csa}}=10\%C_{\text{eq}}^{[18,21,32]}$
直接成本 $C_{\text{dpc}}/\text{元}$	$C_{\text{dpc}}=C_{\text{eq}}+C_{\text{install}}+C_{\text{pip}}+C_{\text{land}}+C_{\text{csa}}$
工程成本 $C_{\text{ep}}/\text{元}$	$C_{\text{ep}}=9.8\%C_{\text{dpc}}^{[30]}$
施工成本 $C_{\text{ccf}}/\text{元}$	$C_{\text{ccf}}=11.9\%C_{\text{dpc}}^{[30]}$
间接成本 $C_{\text{ipc}}/\text{元}$	$C_{\text{ipc}}=C_{\text{ep}}+C_{\text{ccf}}$
资本支出总额 $C_{\text{tci}}/\text{元}$	$C_{\text{tci}}=C_{\text{dpc}}+C_{\text{ipc}}$
工资费用 $C_{\text{ole}}/\text{元}$	$C_{\text{ole}}=1\,920\,000$
维修费用 $C_{\text{mc}}/\text{元}$	$C_{\text{mc}}=2.375\%C_{\text{tci}}^{[33]}$
财产税 $C_{\text{pt}}/\text{元}$	$C_{\text{pt}}=2\%C_{\text{tci}}^{[21]}$
保险费用 $C_{\text{insur}}/\text{元}$	$C_{\text{insur}}=1\%C_{\text{tci}}^{[21]}$
固定运营成本 $C_{\text{fom}}/\text{元}$	$C_{\text{fom}}=C_{\text{ole}}+C_{\text{mc}}+C_{\text{pt}}+C_{\text{insur}}$
年度用电成本 $C_{\text{ele}}/\text{元}$	见式(8)、式(9)
年度冷却水成本 $C_{\text{cw}}/\text{元}$	$C_{\text{cw}}=23\,794.56(\dot{m}_{\text{cw,p}}+\dot{m}_{\text{cw,v}}+\dot{m}_{\text{cw,t}})$
耗材成本 $C_{\text{cons}}/\text{元}$	$C_{\text{cons}}=1\%C_{\text{eq}}^{[23]}$
可变运营成本 $C_{\text{vom}}/\text{元}$	$C_{\text{vom}}=C_{\text{ele}}+C_{\text{cw}}+C_{\text{cons}}$
年度运营成本总额 $C_{\text{om}}/\text{元}$	$C_{\text{om}}=C_{\text{fom}}+C_{\text{vom}}$

注： $\dot{m}_{\text{cw,p}}$ 、 $\dot{m}_{\text{cw,v}}$ 和 $\dot{m}_{\text{cw,t}}$ 分别表示峰电、谷电和平电时期的冷却水质量流量。

设氧气产品与氮气产品的销售单价分别为 0.50、0.15 元/ m^3 ，则年销售收入 R 为

$$R=24\times340(0.50\dot{V}_{\text{O}}+0.15\dot{V}_{\text{N}})$$

(10)

系统的年净现金流量(N_{CF})表示年税后净利与年折旧费之和。若采用直线折旧法,假设税率为 25%^[20]、残值率为 5%^[33]、固定资产形成率为 95%^[33]、系统寿命为 20 a^[14,20,34],则

$$N_{\text{CF}}=75\%(R-C_{\text{om}})+5\%\times95\%\times25\%C_{\text{tci}}/20$$

(11)

净现值法是一种科学简便的投资方案评价方法,能够说明投资项目的盈亏总额。净现金流量累计现值 N_{PV} 为正值,表明投资收益超过投资成本,且数值越大,投资回报越好。假设建设周期为 2 a,从项目起建到系统寿命到期, N_{PV} 的计算公式^[35]为

表 6 ASU-LAES 系统 3 种运行模式的模拟结果

Table 6 ASU-LAES system simulation results for three operation schemes

运行模式	$\dot{V}_{\text{O}}/(\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1})$	$\varphi_{\text{O}}/\%$	$\phi_{\text{O}}/\%$	$\dot{V}_{\text{N}}/(\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1})$	$\varphi_{\text{N}}/\%$	$\phi_{\text{N}}/\%$	P_{AC}/kW	$\beta/(\text{kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-3})$
常规	10 165	99.6	96.43	25 600	99.999	64.81	3 548	0.349
储能	10 165	99.6	95.36	25 600	99.999	61.22	4 257	0.419
释能	10 165	99.6	97.51	25 600	99.999	68.85	2 838	0.279

$$N_{\text{PV}}=-\frac{C_{\text{tci}}}{2}-\frac{C_{\text{tci}}}{2(1+d)}+\sum_{x=3}^{22}\frac{N_{\text{CF}}}{(1+d)^{x-1}}$$

(12)

式中: x 表示从项目起建开始计算的第 x 年; d 表示折现率, d 为 2.9%。

回收期表示项目回收投资成本总额所需时间。动态回收期(D_{PP})是指把 N_{CF} 按基准收益率折成现值之后推算的投资回收期^[36]

$$D_{\text{PP}}=(t-1)+\frac{|N_{\text{PV},t-1}|}{N_{\text{CF}}}$$

(13)

式中: t 表示 N_{PV} 第一次出现正值的年数; $|N_{\text{PV},t-1}|$ 表示第 $t-1$ 年 N_{PV} 的绝对值。

3 结果与讨论

3.1 技术可行性分析

在储能过程中,进入 CON 的空气体积流量为 10 000 m^3/h ,空气液化率为 63.0%;进上塔的膨胀空气体积流量占精馏塔加工空气体积流量的 32.0%。空气液化率与增压膨胀空气的温度和提供的冷量直接相关,增压膨胀空气体积流量越大,系统为 CON 提供的冷量越多,液态空气的体积流量也随之增大。然而,受 LPC 精馏潜力及 BET 膨胀能力的限制,增压膨胀空气的体积流量不宜过大,否则会破坏 LPC 精馏工况。在释能过程中,储存的液态空气直接引入 HPC,导致 HPC 加工空气的氧气体积分数升高,从而影响氧气和氮气的提取率。表 6 展示了 ASU-LAES 系统 3 种运行模式的模拟结果,其中,氧气产品的体积流量为 10 165 m^3/h ,氧气的体积分数为 99.6%,氧提取率为 95.36%~97.51%;氮气产品的体积流量为 25 600 m^3/h ,氮气的体积分数为 99.999%。由此可见,ASU-LAES 系统能够满足空分生产的稳定性和连续性要求。ASU-LAES 系统在常规、储能和释能模式的压缩机总功率分别为 3 548、4 257 和 2 838 kW。与常规 ASU 系统相比,该系统的全年谷电需求量增加了 20%,同时峰电需求量减少了 20% ($193\times10^4\text{ kW}\cdot\text{h}$)。ASU-LAES 系统与常规 ASU 系统的制氧单位压缩能耗均为 0.349 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 。

3.2 热力学和焓分析

热力学和焓分析的目的在于探究各项设备在运行过程中的不可逆损失,为今后的流程改进和参数优化提供方向。图 2 展示了 ASU-LAES 系统关键设备的

焓损失分布情况,可以看出储能、释能和常规模式运行时造成的焓损失分别为 2 749、4 074 和 3 255 kW,焓损失占比最大的设备包括 CAC、MHX 和精馏塔 (DC)。

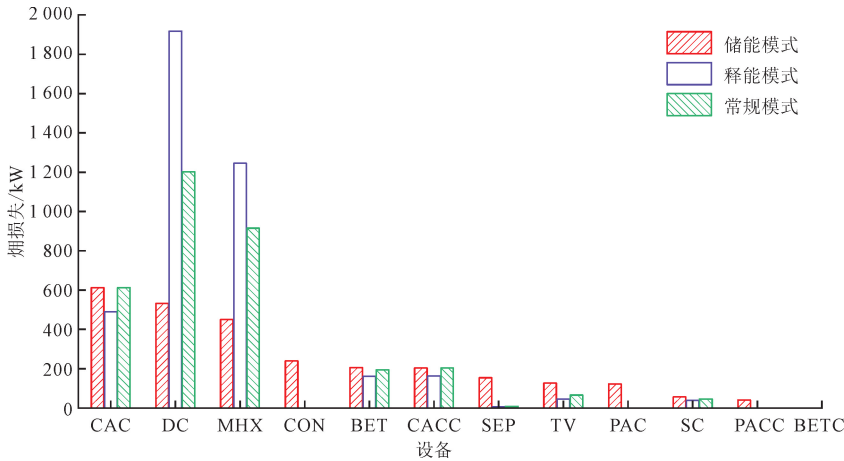


图 2 ASU-LAES 系统焓损分布情况
Fig. 2 Equipment exergy destruction in the ASU-LAES system

对于 CAC 而言,部分输入功转化为压缩热,导致能量品质降低,且设备效率、工质流量和级间冷却温度等因素都会对设备焓损失产生显著影响^[37]。CAC 在释能过程的进气流量最小,因此其在释能过程的焓损失小于储能过程和常规过程。DC 的有效能损失主要是由流动、传热、传质过程的阻力造成的。此外,高压塔冷凝热和低压塔蒸发热的不完全匹配,也造成了部分焓损失^[38]。MHX 的焓损失与换热流体的温度匹配程度有关,冷热流体间的传热温差越大,则设备的不可逆损失越大。储能过程 MHX 的最小温差为 0.6 K,而释能过程和常规过程 MHX 的最小温差分别为 8.6 和 5.6 K,因此储能过程 MHX 的焓损失较小。在储能、释能和常规模式下,CAC 的焓损失分别为 613、490 和 613 kW,DC 的焓损失分别为 532、1 917 和 1 202 kW,MHX 的焓损失分别为 450、1 246 和 915 kW。CON、PAC 和 PACC 仅在储能模式下运行,分别造成了 239、123 和 41 kW 的焓损失。由于节流和气液分离的不可逆性,TV3 和 SEP2 分别造成了 20 和 144 kW 的焓损失。

3.3 经济性分析

ASU-LAES 系统的综合性较强,初始投资较大,其经济性分析是进行投资决策至关重要的一环,也是确保系统顺利投运的先决条件^[35]。图 3 对比了 ASU-LAES 系统与常规 ASU 系统的设备投资

成本,可见 ASU-LAES 系统所需设备总投资为 4 034.8 万元,较常规 ASU 系统增加了 380.7 万元。由图 4(a)可知,ASU-LAES 系统在转移峰谷用电负荷、减少运行电费方面有显著优势。随着峰谷电价差增大,ASU-LAES 系统和常规 ASU 系统的年度用电成本呈现先增大后减少的趋势,而 ASU-LAES 系统的电力成本节约率持续增大。当峰谷电价差为 0.204 元/(kW·h)时,ASU-LAES 系统的年度用电成本为 1 336.5 万元,相比常规 ASU 系统节省了 1.3%;当峰谷电价差增大到 0.857 元/(kW·h)时,ASU-LAES 系统的年度用电成本增加至 1 991.4 万元,此时电力成本节约率为 6.8%。图 4(b)和图 4(c)显示,当峰谷电价差由 0.204 元/(kW·h)增大到 0.857 元/(kW·h)时,ASU-LAES 系统的 N_{CF} 由 2 796.5 万元先减少至 2 276.7 万元,随后增加至 2 305.3 万元;同时 N_{PV} 由 33 171.9 万元减少至 25 799.2 万元,随后增加至 26 206.1 万元。由于 ASU-LAES 系统具有节约电力成本的优势,其 N_{CF} 最多比常规 ASU 系统增加 88.6 万元。ASU-LAES 系统设备成本的增加导致了更大的初始投资,因此当峰谷电价差介于 0.204~0.492 元/(kW·h),系统的 N_{PV} 低于常规 ASU 系统;当峰谷电价差为 0.617~0.857 元/(kW·h),ASU-LAES 系统的 N_{PV} 较常规 ASU 系统增加 81.1~644.2 万元。由图 4(d)可知,常规 ASU 系统的投资回收期约为 4.4~5.0 a,

而 ASU-LAES 系统的回收期略长于常规 ASU 系统,约为 4.6~5.2 a。

上述结果说明 ASU-LAES 方案的实施降低了空分系统的压缩用电成本,具有良好的投资可行性

和投资回报潜力。另外,峰谷电价差对系统的经济性具有重要影响。当峰谷电价差越大时,ASU-LAES 系统的电力成本节约效果越显著,从而带来比常规 ASU 系统更可观的经济效益。

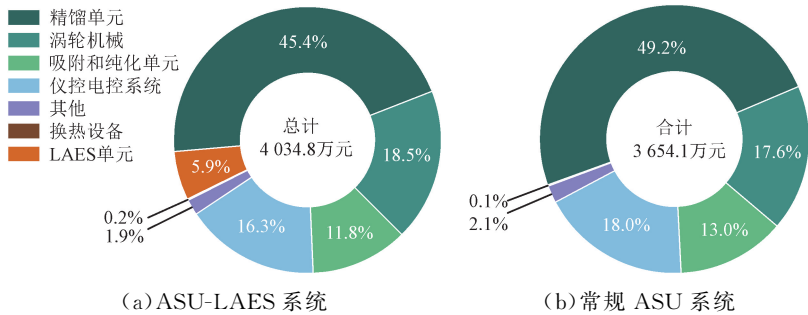


图 3 ASU-LAES 系统与常规 ASU 系统设备投资成本情况

Fig. 3 Equipment investment costs of ASU-LAES system and conventional ASU system

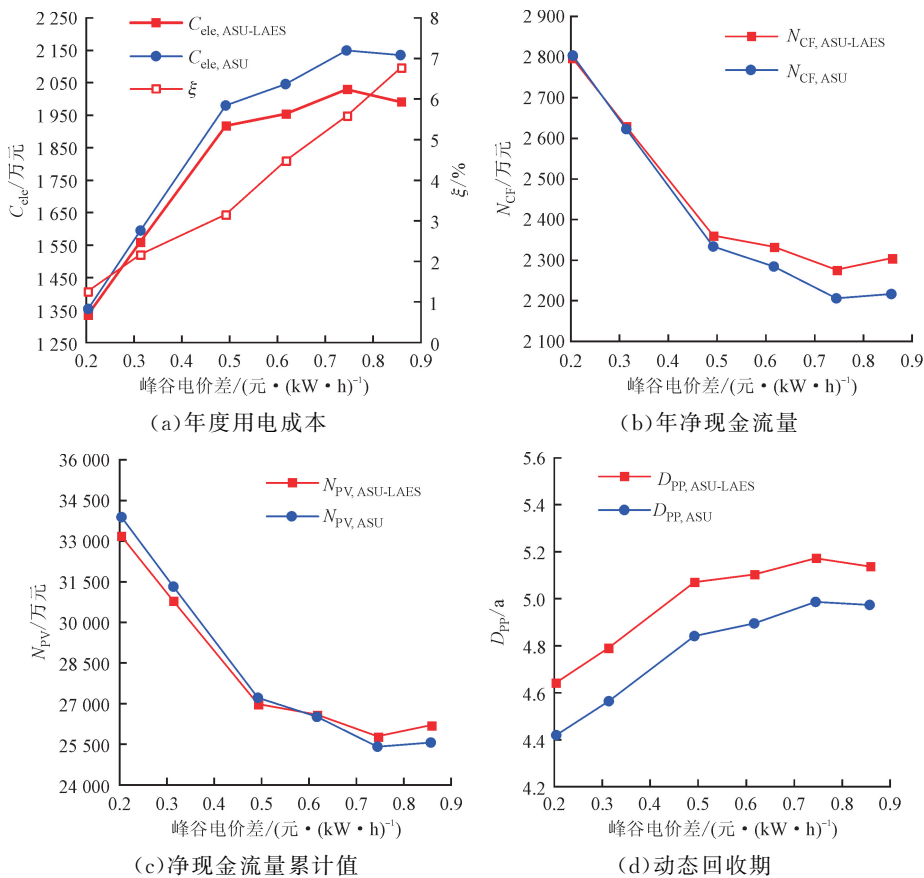


图 4 峰谷电价差对 ASU-LAES 系统经济效益的影响

Fig. 4 The influence of peak-valley electricity price differences on system economic performance

4 结 论

本文提出了一种低温空分储能系统,其新颖之处在于,在传统 ASU 系统的基础上增设 PAC、CON 和 LAT 等设备,通过 PAC 启停和 CAC 变负荷运

行调整加工空气流量,在谷电时期预先将富余空气液化、储存,在峰电时期将液态空气连同其冷能和压力势能直接回收到精馏塔。由于 ASU 和 LAES 技术具有较好的温度匹配特性,因此无需设置蓄冷蓄热循环或膨胀发电装置,简化了系统的操作流程。

本文考察了 ASU-LAES 系统的技术可行性、热力学和焓特性以及经济性能,主要结论如下。

在 ASU-LAES 系统中,氧气产品的体积流量为 $10\,165\text{ m}^3/\text{h}$,制氧单位压缩能耗为 $0.349\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 。系统在谷电期、平电期和峰电期的压缩功耗分别为 $4\,257$ 、 $3\,548$ 和 $2\,838\text{ kW}$ 。与常规 ASU 相比,ASU-LAES 系统的压缩用电量在谷电期增加了 20% ,而在峰电期减少了 20% ,年度用电成本可减少 $1.3\%\sim 6.8\%$ 。ASU-LAES 系统的设备投资为 $4\,034.8$ 万元,高于常规 ASU 系统。在给定的峰谷分时电价条件下,ASU-LAES 系统的 D_{PP} 为 $4.6\sim 5.2\text{ a}$, N_{PV} 约为 $25\,799.2\sim 33\,171.9$ 万元。当峰谷电价差大于 $0.492\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,ASU-LAES 系统的预期收益比常规 ASU 系统更高。受传热温差和设备效率等不可逆因素的影响,系统在储能、释能和常规模式下的总焓损失分别为 $2\,749$ 、 $4\,074$ 和 $3\,255\text{ kW}$,主要集中在 CAC、DC 和 MHX 等设备。

综上所述,ASU-LAES 的应用一方面有利于扩大系统可调负荷空间,调整电力资源在峰谷时段的合理配置,平衡峰谷用电供求;另一方面有利于发挥价格杠杆的调节作用,利用峰谷电价差的优势,提高系统的经济效益。

参考文献:

- [1] 陈彦允. 空分装置变负荷操作的风格分类与建模研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2023.
- [2] 李健舒. 空分装置变负荷过程参数估计和实时优化 [D]. 杭州: 浙江大学, 2020.
- [3] HE Xiufen, LIU Yunong, REHMAN A, et al. Feasibility and performance analysis of a novel air separation unit with energy storage and air recovery [J]. *Renewable Energy*, 2022, 195: 598-619.
- [4] 才正彬. 空分装置高效节能优化与应用 [D]. 杭州: 浙江大学, 2019.
- [5] 孔福林. 空分系统多产品产-输-储-用节能优化方案研究 [D]. 北京: 北京科技大学, 2023.
- [6] ZHAO Shengnan, OCHOA M P, TANG Lixin, et al. Novel formulation for optimal schedule with demand side management in multiproduct air separation processes [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2019, 58(8): 3104-3117.
- [7] TSAY C, KUMAR A, FLORES-CERRILLO J, et al. Optimal demand response scheduling of an industrial air separation unit using data-driven dynamic models [J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2019, 126: 22-34.
- [8] 赵倩倩, 赵均, 徐祖华, 等. 空分装置群的设备启停及变负荷调度策略 [J]. *华东理工大学学报(自然科学版)*, 2020, 46(1): 84-91.
- [9] ZHAO Qianqian, ZHAO Jun, XU Zuhua, et al. Optimal scheduling of air separation units on equipment start-up/shut-down and load dispatch [J]. *Journal of East China University of Science and Technology*, 2020, 46(1): 84-91.
- [10] WANG Chen, AKKURT N, ZHANG Xiaosong, et al. Techno-economic analyses of multi-functional liquid air energy storage for power generation, oxygen production and heating [J]. *Applied Energy*, 2020, 275: 115392.
- [11] HE Xiufen, LIU Yunong, REHMAN A, et al. A novel air separation unit with energy storage and generation and its energy efficiency and economy analysis [J]. *Applied Energy*, 2021, 281: 115976.
- [12] KONG Fulin, LIU Yuxin, SHEN Minghai, et al. A novel economic scheduling of multi-product deterministic demand for co-production air separation system with liquid air energy storage [J]. *Renewable Energy*, 2023, 209: 533-545.
- [13] LIU Yunong, WANG Li, HE Xiufen. An external-compression air separation unit with energy storage and its thermodynamic and economic analysis [J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 59: 106513.
- [14] LIU Yuxin, TONG Lige, KONG Fulin, et al. An improved ASU distillation process and DIM-LPB method for variable product ratio demand [J]. *Separation and Purification Technology*, 2021, 277: 119499.
- [15] LIU Yuxin, KONG Fulin, TONG Lige, et al. A novel cryogenic air separation unit with energy storage: recovering waste heat and reusing storage media [J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 80: 110359.
- [16] 荣杨一鸣, 吴巧仙, 周霞, 等. 空分系统空气压缩余热自利用性能优化研究 [J]. *化工学报*, 2021, 72(3): 1654-1666.
- [17] RONG Yangyiming, WU Qiaoxian, ZHOU Xia, et al. Research on optimization of self-utilization performance of air compression waste heat in air separation system [J]. *CIESC Journal*, 2021, 72(3): 1654-1666.
- [18] YANG Yan, TONG Lige, LIU Yuxin, et al. A novel integrated system of hydrogen liquefaction process and liquid air energy storage (LAES): energy, exergy, and economic analysis [J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 280: 116799.
- [19] TAFONE A, DAL MAGRO F, ROMAGNOLI A. Integrating an oxygen enriched waste to energy plant with cryogenic engines and air separation unit: technical, economic and environmental analysis [J]. *Applied*

- Energy, 2018, 231: 423-432.
- [18] FAN Xiaoyu, JI Wei, GUO Luna, 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.
- [19] YE Bicui, SUN Shufei, WANG Zheng. Potential for energy utilization of air compression section using an open absorption refrigeration system [J]. Applied Sciences, 2022, 12(13): 6373.
- [20] HUO Changjiang, SUN Jinju, SONG Peng. Energy, exergy and economic analyses of an optimal use of cryogenic liquid turbine expander in air separation units [J]. Chemical Engineering Research and Design, 2023, 189: 194-209.
- [21] ADEDEJI M, ABID M, DAGBASI M, et al. Improvement of a liquid air energy storage system: Investigation of performance analysis for novel ambient air conditioning [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50: 104294.
- [22] TESCH S, MOROSUK T, TSATSARONIS G. Comparative evaluation of cryogenic air separation units from the exergetic and economic points of view [M]. Rijeka, Croatia: IntechOpen, 2019.
- [23] ŠULC R, DITL P. A technical and economic evaluation of two different oxygen sources for a small oxy-combustion unit [J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 309: 127427.
- [24] HAMDY S, MOROSUK T, TSATSARONIS G. Exergetic and economic assessment of integrated cryogenic energy storage systems [J]. Cryogenics, 2019, 99: 39-50.
- [25] SALEH KANDEZI M, MOUSAVI NAEENIAN S M. Investigation of an efficient and green system based on liquid air energy storage (LAES) for district cooling and peak shaving: energy and exergy analyses [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 47: 101396.
- [26] SINGLA R, CHOWDHURY K. Comparisons of thermodynamic and economic performances of cryogenic air separation plants designed for external and internal compression of oxygen [J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 160: 114025.
- [27] EBRAHIMI A, ZIABASHARHAGH M. Optimal design and integration of a cryogenic air separation unit (ASU) with liquefied natural gas (LNG) as heat sink, thermodynamic and economic analyses [J]. Energy, 2017, 126: 868-885.
- [28] MEHRPOOYA M, ZONOUZ M J. Analysis of an integrated cryogenic air separation unit, oxy-combustion carbon dioxide power cycle and liquefied natural gas regasification process by exergoeconomic method [J]. Energy Conversion and Management, 2017, 139: 245-259.
- [29] 王之宇. 热耦合空分塔的节能优化与最优结构设计研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- [30] PARK J H, HEO J Y, LEE J I. Techno-economic study of nuclear integrated liquid air energy storage system [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 251: 114937.
- [31] TESCH S, MOROSUK T, TSATSARONIS G. Exergetic and economic evaluation of safety-related concepts for the regasification of LNG integrated into air separation processes [J]. Energy, 2017, 141: 2458-2469.
- [32] WU Sike, ZHOU Cheng, DOROODCHI E, et al. Techno-economic analysis of an integrated liquid air and thermochemical energy storage system [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205: 112341.
- [33] 田英男. 先进绝热压缩空气储能系统的高等焓分析及经济性评价 [D]. 济南: 山东大学, 2023.
- [34] 李政辰. 整装冷箱形式特大型空分设备成本管理研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2022.
- [35] 盛新江. 空分设备项目投资经济性分析 [J]. 深冷技术, 2005(4): 5-7.
- SHENG Xinjiang. Economic analysis of investing an ASU project [J]. Cryogenic Technology, 2005(4): 5-7.
- [36] GAO Zhaozhao, JI Wei, GUO Luna, 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: 113945.
- [37] 马国光, 李雅娴, 张晨. 基于改良焓分析方法的 LNG 冷能空分工艺优化 [J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 121-128.
- MA Guoguang, LI Yaxian, ZHANG Chen. Optimization of the LNG cold energy air separation process based on the advanced exergy analysis method [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 121-128.
- [38] 陈仕卿. LNG 冷能在空气分离系统中的集成与优化研究 [D]. 北京: 中国科学院大学, 2019.

(编辑 武红江)