DOI: 10.19666/j.rlfd.202507068

光热电站与压缩空气储能集成系统性能分析

张妙虎[1]，李川江[2]，韩　洋[2]，曹　超[3]，薛康康[3]，吴　昊[3]，史汪洋[4]，薛小军[4]
（1. 大唐新疆发电有限公司，新疆　乌鲁木齐　830501；
2. 大唐哈密新能源有限公司，新疆　哈密　839099；
3. 中国大唐集团科学技术研究总院有限公司西北电力试验研究院，陕西　西安　710016；
4. 山西大学电力与建筑学院，山西　太原　030006）

［摘　　要］【目的】压缩空气储能技术成熟、运行灵活，是一种很有前景的储能技术。为有效提高压缩空气储能系统的性能，提出了将其与光热电站耦合的集成系统。【方法】储能阶段，采用光热电站回热系统中的低温冷凝水冷却压缩机出口的高温压缩空气，从而回收利用压缩热。释能阶段，采用光热电站中的高温熔盐和高温给水梯级加热释放的压缩空气。通过系统集成，有效利用了压缩热，同时减少了原有压缩空气储能系统的蓄热设备。构建集成系统的热力学模型，并对所提出的耦合系统进行了能量分析、㶲分析和经济性分析，以评估系统性能。【结果】所提系统的往返效率和㶲效率达 74.95%和 79.78%，储能密度为 8.18 MJ/m³；此外，该系统的动态投资回收期为 4.42 年，净现值为 4 935.89 万元。【结论】所提出的光热电站与压缩空气储能集成系统效率提升显著，具备良好的经济性，可为可再生能源耦合储能系统开发提供参考。

［关　键　词］压缩空气储能；光热电站；系统集成；热力学分析；经济性分析

［引用本文格式］张妙虎，李川江，韩洋，等. 光热电站与压缩空气储能集成系统性能分析[J]. 热力发电，2026，55(6)：52-62.
ZHANG Miaohu, LI Chuanjiang, HAN Yang, et al. Performance analysis of solar thermal power plant integrated with a compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(6): 52-62.

Performance analysis of solar thermal power plant integrated with a compressed air energy storage system

ZHANG Miaohu[1], LI Chuanjiang[2], HAN Yang[2], CAO Chao[3], XUE Kangkang[3], WU Hao[3], SHI Wangyang[4], XUE Xiaojun[4]
(1. Datang Xinjiang Power Generation Co., Ltd., Urumqi 830501, China;
2. Datang Hami New Energy Co., Ltd., Hami 839099, China;
3. Northwest Electric Power Test and Research Institute of China Datang Corporation Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710016, China;
4. School of Electric Power, Civil Engineering and Architecture, Shanxi University, Taiyuan 030006, China)

Abstract: [Objective] Compressed air energy storage technology is mature and flexible to operate, making it a highly promising energy storage solution. To effectively improve the performance of compressed air energy storage systems, this study proposes an integrated system that couples them with concentrated solar power (CSP) plants. [Methods] During the energy storage phase, low-temperature condensate from the solar thermal power plant's regenerative system is used to cool the high-temperature compressed air at the compressor outlet, thereby recovering and reusing the compression heat. During the energy release phase, the compressed air is heated in stages using high-temperature molten salt and high-temperature feedwater from the CSP plant. Through system integration, the compression heat is effectively utilized, while simultaneously reducing the thermal storage equipment required in the original compressed air energy storage system. A thermodynamic model of the coupled system was constructed, and energy, exergy, and economic analyses were conducted on the proposed coupled system to evaluate its performance. [Results] The proposed system achieved a round trip efficiency of 74.95% and an exergy efficiency of 79.78%, with an energy storage density of 8.18 MJ/m^3. Furthermore, the system's dynamic payback period was

收 稿 日 期：2025-07-24　修 回 日 期：2025-12-26　接 受 日 期：2026-01-13
基 金 项 目：国家自然科学基金青年科学基金项目（52406019）；山西省基础研究计划资助项目（202403021212327）
Supported by: National Natural Science Foundation of China (52406019); Fundamental Research Program of Shanxi Province (202403021212327)
第一作者简介：张妙虎（1975），男，本科，高级工程师，主要研究方向为热能动力与工程，1753341000@qq.com。
通信作者简介：薛小军（1992），男，博士，副教授，主要研究方向为能源动力系统集成及其优化方面研究，xxj377547176@163.com。

4.42 years, and its net present value was 49.358 9 million yuan. [Conclusion] The proposed integrated system of solar thermal power station and compressed air energy storage exhibits significant efficiency improvement and good economic performance, providing valuable reference for the development of renewable energy coupled energy storage systems.

Key words: compressed air energy storage; solar thermal power plant; system integration; thermodynamic analysis; economic analysis

在我国能源结构转型加速推进的背景下，以燃煤发电为主导的传统电力系统正面临供需匹配失衡与碳排放约束的双重压力[1]。在此趋势下，构建以可再生能源为主导的新型电力系统架构，已成为我国能源行业的战略共识。作为全球可再生能源开发的引领者，中国截至 2024 年底的非化石能源装机规模（风电，太阳能发电及生物质发电等）达 19.49 亿千瓦[2]。然而，新能源发电功率随环境变化波动，其大规模并网对电力系统安全稳定运行构成严峻威胁[3]。储能技术通过在电力需求低谷时存储多余的电能，并在高峰时段释放，可有效缓解新能源发电的波动性和不连续性，提高电力系统的安全稳定运行[4]。

在众多的储能技术当中，压缩空气储能因其储能容量大，投资成本低，设备寿命长，运行稳定可靠等优点受到了广泛关注[5]。压缩空气储能系统通过压缩机在储能阶段压缩空气，在释能阶段则释放压缩空气在透平中膨胀做功并驱动发电机发电[6]。然而，由于空气压缩和膨胀都会伴随着热能转移，这一部分热能损失导致其运行效率不高。

针对上述问题，许多学者提出将压缩空气储能系统与其他能源系统进行耦合，旨在有效利用压缩热，进而提高压缩空气储能系统的性能。刘旭等[7]提出将压缩空气储能系统与热泵进行耦合，通过减少膨胀机排气余热浪费来提高系统效率，结果表明，耦合系统能量效率提升 3.75%，㶲效率提高 2.38%。王妍等[8]提出了煤电机组与压缩空气储能系统耦合方案，研究成果显示，耦合后系统的运行效率提高了 5%。Peng 等人[9]提出了压缩空气储能系统、有机朗肯循环和喷射器技术的集成系统，以提高系统的效率，结果表明，系统循环效率提高 5.7%，㶲损失减少了 16.7%。Hye 等人[10]提出了将压缩空气储能系统与燃气轮机进行耦合，在最佳情况下，集成系统的往返效率提高了 2%。Roushenas 等人[11]提出将压缩空气储能系统与固体氧化物燃料电池-燃气轮机进行耦合，结果表明，系统往返效率提高了 38%。Xue 等人[12]提出了将压缩空气储能系统与生物质发电系统相结合的耦合系统，储能子系统的循环效率提高了 16.70%。

国内外学者已针对压缩空气储能系统与各类能源系统的集成展开了广泛探讨，然而，关于压缩空气储能系统与光热电站耦合运行的研究却相对匮乏。光热电站中存在熔盐储热和蒸汽循环 2 个子系统，其工质的温度范围较广，因此适合与压缩空气储能系统进行耦合。基于上述研究背景，为有效提升压缩空气储能系统的效率，同时消纳电网中光伏或风电等新能源，本研究提出了一种将线性菲涅尔式光热电站与压缩空气储能系统集成的方案；并基于所搭建的集成系统仿真模型，对集成系统进行了热力学分析和经济性分析。本文研究成果可为促进压缩空气储能技术发展提供新的思路。

1 光热电站与压缩空气储能系统集成系统描述

1.1 压缩空气储能系统

本研究选取 1 个具有 2 级压缩和 2 级膨胀结构的压缩空气储能系统，系统示意如图 1 所示[13]。

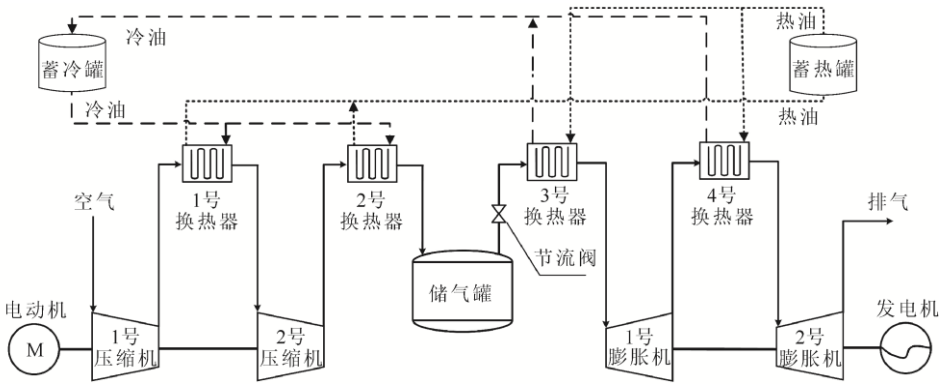


图 1 压缩空气储能系统示意

Fig.1 Schematic diagram of the CAES system

该系统由电动机、压缩机、换热器、储气罐、节流阀、膨胀机、蓄热罐和冷罐构成。储热介质选用 66 号导热油，系统主要运行参数详见表 1。

表 1 压缩空气储能系统设计参数
Tab.1 Basic design parameters of the CAES system

项目	数值
大气压力/MPa	0.101
环境温度/℃	20.00
压缩机进口空气流量/(t·h^{-1})	94.51
压缩比	8.31
压缩机等熵效率/%	88.00
储气压力/MPa	7.00
储能时间/h	6
电动机功率/MW	15
膨胀机进口空气流量/(t·h^{-1})	189.02
膨胀比	7.01
膨胀机等熵效率/%	88.00
释气压力/MPa	5.000
释能时间/h	3
发电机功率/MW	20
循环效率/%	66.67

在储能阶段，采用多余电能驱动压缩机，环境空气经 2 级压缩级间冷却，压力从 0.101 MPa 压缩至 7.00 MPa。压缩过程产生的压缩热通过 1 号和 2 号换热器回收，储存于蓄热罐中，同时将冷却后的高压空气注入储气罐。在释能阶段，高压空气通过节流阀后以 5 MPa 的恒定压力释放，空气通过 3 号和 4 号换热器采用存储的压缩热提高温度，随后进入膨胀机做功并带动发电机发电。空气最终膨胀至 0.101 MPa，释放到大气中。

1.2 光热电站

本文以线性菲涅尔式光热电站为研究对象，其系统如图 2 所示，其中，高压加热器简称高加，低压加热器简称低加，空气预热器简称空预器。该光热电站主要由聚光集热系统、高/低温双罐熔盐储热系统以及再热式蒸汽朗肯循环发电装置构成[14]。在电站运行过程中，反射镜阵列将太阳辐射聚焦至集热器，以熔融太阳盐（60% $NaNO_3$ 和 40% KNO_3）作为传热介质，实现介质温度从 290 ℃至 550 ℃的温升过程。双罐储热系统通过高温罐与低温罐内熔盐的热量存储和释放，实现热能的跨时段调控，并借助 2 级温度梯级换热装置，将集热器获取的热能传递至蒸汽动力循环系统。蒸汽循环发电系统包括高压缸、中压缸、低压缸、空冷岛及回热系统等，其中回热系统采用“两高三低一除氧”的配置。在日间辐照充足时段，储热系统同步进行充热和放热操作，维持发电机组 50%额定出力；在夜间无光照阶段，依靠日间储存的热能来保障机组以 100%额定功率稳定发电。线性菲涅尔式光热电站基本运行参数见表 2，回热系统基本运行参数见表 3。

1.3 集成系统

线性菲涅尔式光热电站与压缩空气储能系统集成的设计方案如图 3 所示。在储能阶段，利用光热机组凝结水作为冷却介质冷却高温压缩空气；在释能阶段，采用高温给水和熔盐加热压缩空气。通过与线性菲涅尔式光热电站的耦合，不仅充分利用压缩空气储能系统的压缩热提升系统效率，还能够省去原有蓄热设备，降低了系统的设备投资。

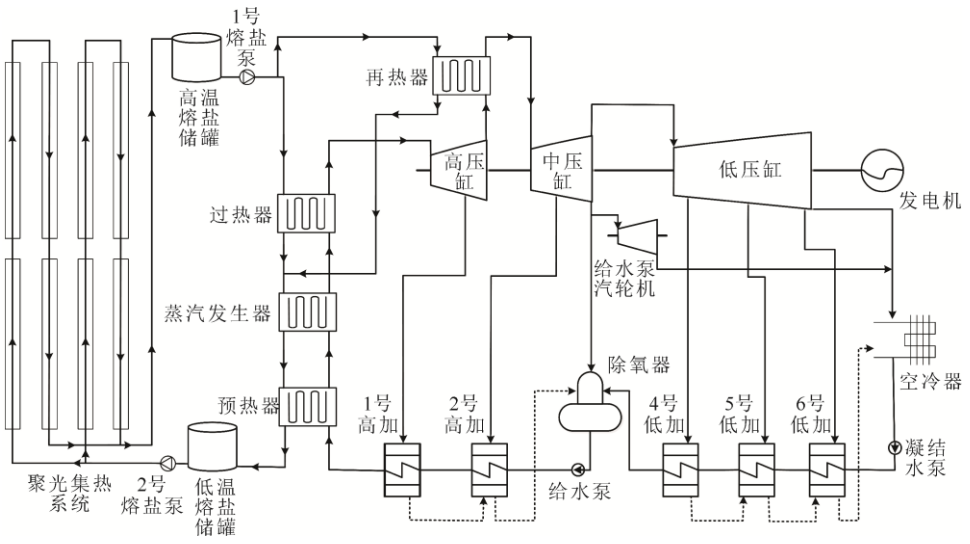


图 2 线性菲涅尔式光热电站系统示意
Fig.2 Layout diagram of the linear Fresnel solar power station

表 2 线性菲涅尔式光热电站基本参数
Tab.2 Basic parameters of the linear Fresnel solar power station

项目		白天（50% THA）	夜晚（100% THA）
高温熔盐储罐	进口温度/℃	550.0	
	出口温度/℃	547.8	547.8
低温熔盐储罐	进口温度/℃	293.3	
	出口温度/℃	290.0	290.0
熔盐质量流量/(kg s^{-1})		280.31	560.62
主蒸汽	压力/MPa	14.00	14.00
	温度/℃	540.6	540.6
	质量流量/(kg s^{-1})	39.60	79.74
再热蒸汽	压力/MPa	2.75	2.75
	温度/℃	540.6	540.6
	质量流量/(kg s^{-1})	35.23	70.93
排汽	压力/MPa	0.01	0.01
	温度/℃	45.8	45.8
	质量流量/(kg s^{-1})	27.11	54.59
光热机组	总功率/MW	50.00	100.00
	净功率/MW	45.30	90.60

表 3 回热系统基本参数
Tab.3 Basic parameters of the regenerative system

	项目	1 号高加	2 号高加	除氧器	4 号低加	5 号低加	6 号低加
抽汽	压力/MPa	4.80	2.90	1.00	0.45	0.15	0.04
	温度/℃	378.6	306.3	399.2	302.1	189.0	80.3
	质量流量/(kg s^{-1})	1.29	7.51	3.84	4.04	3.74	2.89
给水&凝结水	进口温度/℃	230.3	182.5	146.2	109.7	74.2	45.9
	出口温度/℃	237.8	230.3	179.9	146.2	109.7	74.2

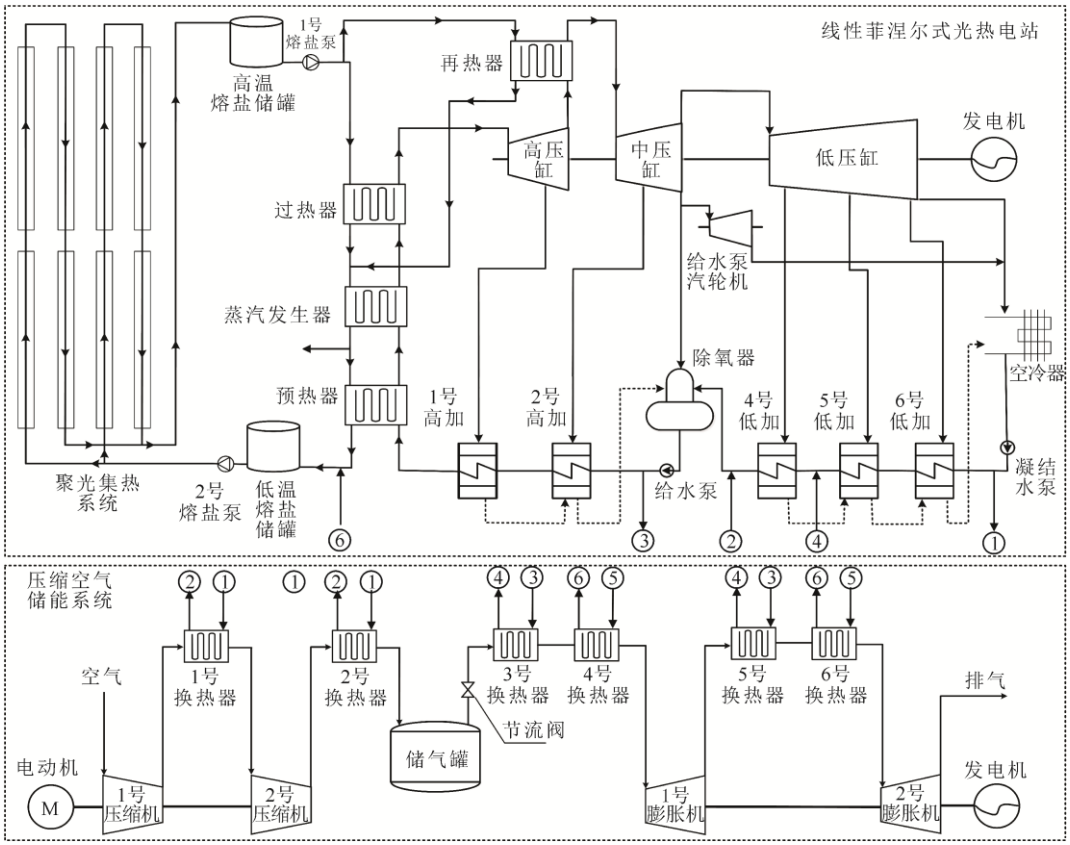


图 3 集成系统示意
Fig.3 Schematic diagram of the integrated system

在实际运行过程中，2 个子系统的联合运行规则如下。

1）在储能阶段，光热机组吸收太阳的热能，以 50% THA 负荷运行，同时多余热量存储于高温熔盐罐中。在此期间，压缩空气储能子系统采用 1 号和 2 号压缩机压缩空气，同时抽取光热机组凝结水泵出口的凝结水作为冷却介质，通过 1 号和 2 号换热器来冷却 1 号和 2 号压缩机出口的高温压缩空气。经换热升温后的凝结水汇入光热系统的 4 号低压加热器出口。

2）在释能阶段，光热机组利用存储于高温熔盐罐中的热量给汽轮发电机组供能，以 100%THA 负荷运行。压缩空气储能子系统释放的高压压缩空气首先通过节流阀以控制进入膨胀机的压力恒定；随后分别经过 3 号和 4 号换热器，以及 5 号和 6 号换热器进行梯级加热，从而提高进入膨胀机时的温度。其中，3 号和 5 号换热器采用除氧器出口高温给水作为热源，4 号和 6 号换热器采用蒸汽发生器出口高温熔盐作为高温工质。完成换热的给水与熔盐分别汇入至 5 号低压加热器出口和预热器出口。经过加热后的压缩空气分别进入 1 号膨胀机和 2 号膨胀机做功，并带动发电机发电，膨胀后的压缩空气则排入大气。

2 系统分析方法

2.1 基本假设

为了实现对系统的准确模拟，并对系统进行多角度分析，提出以下假设[15]：

1）空气被视为理想气体；

2）系统中的每个组件都能保持稳定运行；

3）大气空气温度为 20 ℃，压力为 1.01×10^6 Pa；

4）太阳辐射输入能量不变；

5）忽略管道中的压降；

6）忽略工作流体动能和势能变化的影响。

2.2 集成系统建模

基于 EBSILON 软件，本文构建了压缩空气储能子系统、光热发电子系统以及集成系统的热力学模型。基于子系统模型，搭建集成系统的热力学模型如图 4 所示。表 4 列出了系统中主要组件的模型和关键参数[16]。表 5 为 2 个子系统的模型验证结果，模型各项误差均小于 2%，准确性较高，因此可用于系统研究。

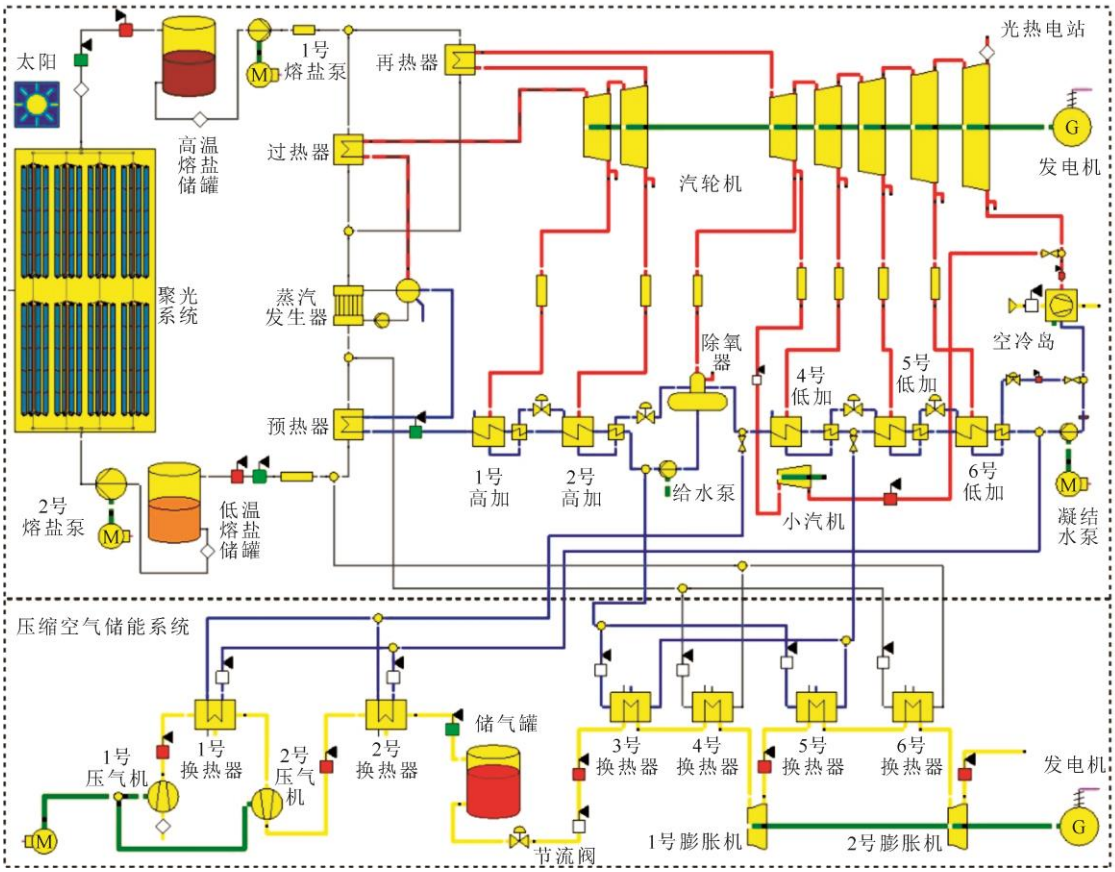


图 4 集成系统仿真模型

Fig.4 Simulation model of the coupled system

表 4 系统组件模型详细信息
Tab.4 Details of the system component model

组件	模型	描述
太阳能场	组件 116	设置光学效率、总采光面积、热损失系数
熔盐储罐	组件 118	设置熔盐储罐的温度和压力
预热器/蒸发器/过热器	组件 55	设置流体入口温度和热交换末端温差流体
汽轮机	组件 122	设置汽轮机各级进气压力、等熵效率和最终排气压力，机械效率为 99.80%
回热器/除氧器	组件 10 组件 9	设置冷凝部分的上限温差和排水冷却器部分的下限温差
发电机	组件 11	设置发电机的发电效率为 99%
空冷岛	组件 7	设置上限温差为 5.0 ℃
压缩机	组件 24	设置等熵效率为 88%
换热器	组件 55	设置流体入口温度和热交换末端温差流体
储气罐	组件 118	设置储气罐的储气温度和储气压力
节流阀	组件 14	设置流体节流前后的压力
膨胀机	组件 6	设置等熵效率为 88%

表 5 系统模型验证结果
Tab.5 Validation results of the system model

项目		设计值	模拟值	误差/%
线性菲涅尔式光热电站[14]	熔盐循环流量/(kg s^{-1})	281.51	280.31	–0.43
	发电功率/MW	50	50	0
	总效率/%	26.51	26.10	–1.52
压缩空气储能系统[13]	电能输入功率/MW	15.00	15.05	0.33
	储能时间/h	6	6	0
	电能输出功率/MW	20.00	19.92	–0.40
	释能时间/h	3	3	0
	循环效率/%	66.67	66.13	–0.81

2.3 评价指标

2.3.1 能量分析

耦合系统能量转换和储存过程会产生热损失、摩擦损失和机械损失，从而影响系统的整体性能。基于能量和质量守恒定律，本研究将压缩空气储能系统的循环效率、储能密度以及集成系统的整体效率作为系统评估的关键指标。

压缩空气储能系统循环效率（η_{RTE}）的定义为：压缩空气储能系统在释能阶段输出的电能与其在储能阶段电能输入的比值，计算公式如下[17]：

$$\eta_{\mathrm{RTE}}=\frac{E_{\mathrm{CAES\text{-}out}}}{E_{\mathrm{CAES\text{-}in}}}\times 100\%=\frac{(P_{\mathrm{ch\text{-}out}}-P_{\mathrm{CSP\text{-}out}})\times t_{\mathrm{ch}}+(P_{\mathrm{dch\text{-}out}}-P_{\mathrm{CSP\text{-}out}})\times t_{\mathrm{dch}}}{P_{\mathrm{CAES\text{-}COM}}\times t_{\mathrm{ch}}}\times 100\% \tag{1}$$

式中：$E_{\mathrm{CAES\text{-}in}}$ 和 $E_{\mathrm{CAES\text{-}out}}$ 分别代表压缩空气储能系统电能输入和输出，MW h；$P_{\mathrm{ch\text{-}out}}$ 和 $P_{\mathrm{disch\text{-}out}}$ 分别代表集成系统在储能和释能过程的电能输出功率，MW；$P_{\mathrm{CSP\text{-}out}}$ 为线性菲涅尔式光热电站的电能输出功率，MW；$P_{\mathrm{COM\text{-}in}}$ 为压缩机的耗功，MW；t_{ch} 和 t_{disch} 分别代表储能和释能时间，h。

储能密度（ρ_{ESD}）指储气罐中单位体积压缩空气所能释放的能量，计算公式如下[17]：

$$\rho_{\mathrm{ESD}}=\frac{E_{\mathrm{CAES\text{-}out}}}{V_{\mathrm{AT}}} \tag{2}$$

式中：V_{AT} 为储气罐体积，m^3。

集成系统的总循环效率（η_{tot}）计算公式为[18]：

$$\eta_{\mathrm{tot}}=\frac{P_{\mathrm{ST}}\cdot(t_{\mathrm{50\%THA}}+t_{\mathrm{100\%THA}})+P_{\mathrm{EXP}}\cdot t_{\mathrm{disch}}}{\dot{Q}_{\mathrm{solar}}\cdot t_{\mathrm{solar}}+P_{\mathrm{COM}}\cdot t_{\mathrm{ch}}} \tag{3}$$

式中：P_{ST} 为光热机组的总输出功率，MW；$\dot{Q}_{\mathrm{solar}}$ 为太阳能辐射能，MW；$t_{\mathrm{50\%THA}}$ 和 $t_{\mathrm{100\%THA}}$ 分别为光热机组在 50%THA 工况和 100%THA 工况下的运行时间，h；t_{solar} 为日间太阳光辐射时长，h。

2.3.2 烟分析

烟分析可用于揭示系统内能量的品质和可利用程度，从而指导系统优化。本研究依据热力学第二定律，对集成系统和压缩空气储能子系统各部件进行烟分析。选用压缩空气储能系统烟效率和集成系统总烟效率作为评估指标，从而为集成系统优化提供理论依据。

集成后压缩空气储能子系统的烟效率（$\eta_{\mathrm{Ex,CAES}}$）计算公式为[19]：

$$\eta_{\mathrm{Ex,CAES}}=\frac{E_{\mathrm{xout\text{-}CAES}}}{E_{\mathrm{xin\text{-}CAES}}} \tag{4}$$

式中：$E_{\mathrm{xin\text{-}CAES}}$ 和 $E_{\mathrm{xout\text{-}CAES}}$ 分别代表系统输入烟和输出烟，MW h。

空气、给水和蒸汽的烟值计算公式如下[20]：

$$E_{\mathrm{x}}=q_{\mathrm{m}}[(h-h_0)-T_0(s-s_0)] \tag{5}$$

式中：q_m代表质量流量，kg/s；h和h_0分别代表工作流体于工作和环境状态下的焓值，kJ/kg；T_0代表流体在环境状态对应的温度，K；s和s_0分别代表流体在工作和环境状态下的熵值，kJ/(kg·K)。

此外，熔盐的㶲值计算公式为[21]：

$$E_{\text{xms}}=m_{\text{ms}}c_{p,\text{ms}}\left(T_{\text{ms}}-T-T_0\ln\frac{T_{\text{ms}}}{T_0}\right) \tag{6}$$

式中：m_{ms}为熔盐的质量流量，kg/s；$c_{p,\text{ms}}$为熔盐的恒压比热容，kJ/(kg·K)；T_{ms}为熔盐的温度，K。

整个耦合系统的㶲效率（η_{Ex}）计算公式如下[21]：

$$\eta_{\text{Ex}}=\frac{E_{\text{xout-ele}}}{E_{\text{xin-Solar}}+E_{\text{xin-air}}+E_{\text{xin-ele}}} \tag{7}$$

$$E_{\text{xin-Solar}}=Q_{\text{solar}}\times(1-T_0/T^*) \tag{8}$$

式中：$E_{\text{xin-Solar}}$为太阳能总的输入㶲，MW；$E_{\text{xout-ele}}$为耦合系统总的电能输出㶲，MW；T^*为作为放热源的太阳表面温度，取 4 500 K。

2.3.3 经济性分析

在经济分析中，假设在现有的光热电站中新增压缩空气储能子系统。项目主要投资为新增压缩空气储能系统各组件投资，其计算方法见表 6[21-26]。

表 6 压缩空气储能系统各部件投资公式

Tab.6 Investment formulas of the CAES system components

组件	投资计算公式（单位：美元）	备注
压缩机[24]	$C_{\text{COM}}=\frac{39.5\times m_{\text{air}}}{0.9-\eta_{\text{COM}}}\times\pi\ln(\pi)$	m_{air}为进入压缩机的空气质量流量，kg/s；π为压缩比
换热器[24]	$C_{\text{HXs}}=C_{\text{R}}\left(\frac{A_{\text{HXs}}}{A_{\text{R}}}\right)^{0.6}$	A_{HXs}为换热面积，m²；C_{R}为定值 100 m²；A_{R}为定值 12 000
储气罐[25]	$C_{\text{AT}}=1.218\times f_{\text{m}}\times\exp[2.631+1.367\ 3\times(\ln V_{\text{AT}})-0.063\ 09\times(\ln V_{\text{AT}})^2]$	f_{m}为定值 1，V_{AT}为储气罐体积，m³
节流阀[25]	$C_{\text{TV}}=114.5\times m$	m为流经节流阀的空气质量流量，kg/s
膨胀机[26]	$C_{\text{EXP}}=\left(\frac{266.3\times m}{0.92-\eta}\right)\times\ln(\pi)\times(1+e^{0.036T-54.4})$	m为进入膨胀机的空气质量流量，kg/s；π为膨胀比；T膨胀机入口温度，℃
发电机[26]	$C_{\text{G}}=60\times(1\ 000W)^{0.95}$	W为发电机发电功率，MW

3 结果分析与讨论

压缩空气储能子系统主要通过在用电低谷时段储存电力和在用电高峰时段释放电力，利用分时电价差来实现盈利。本研究以中国青海省的分时电价为计算基础[27-28]，选择动态投资回收期（DPP）和净现值（NPV）作为评价指标，分析系统经济性能。动态投资回收期指项目净收益收回总投资所需的时间；净现值指从投资期开始，项目整个生命周期内每年净现金流量的现值之和。计算公式如下[22]：

$$\sum_{k=1}^{\text{DPP}}\frac{C_{\text{in}}-C_{\text{out}}}{(1+r_{\text{dis}})^k}=0 \tag{9}$$

$$\text{NPV}=\sum_{k=1}^{n}\frac{C_{\text{in}}-C_{\text{out}}}{(1+r_{\text{dis}})^k} \tag{10}$$

式中：C_{in}和C_{out}分别代表第k年对应的现金流入和现金流出，元；n表示系统生命周期，年；r_{dis}为贴现率，%。

新增压缩空气储能系统总投资 TIC 为各部件投资总和，计算公式如下：

$$\text{TIC}=\sum C_{\text{x}} \tag{11}$$

式中：C_{x}为各设备投资成本，元。

为确保新增的压缩空气储能系统长期稳定运行，年度总成本 ATC 包括运营维护成本$C_{\text{O\&M}}$和燃料成本C_{fuel}，计算公式为[23]：

$$\text{ATC}=C_{\text{O\&M}}+C_{\text{fuel}} \tag{12}$$

年度运行维护成本计算公式为[23]：

$$C_{\text{O\&M}}=\alpha\cdot\text{TIC} \tag{13}$$

式中：α为系统的运行维护成本比率。

年度燃料费用计算公式为[23]：

$$C_{\text{fuel}}=t_{\text{ch}}\times P_{\text{CAES-COM}}\times C_{\text{valley}}\times D_{\text{op}} \tag{14}$$

式中：C_{valley}为谷值电价，元；D_{op}为系统运行天数，天；$P_{\text{CAES-COM}}$为压缩机输入功率，MW。

年度总收入计算公式如下[23]：

$$\begin{aligned}\text{ATI}=&t_{\text{ch}}\times(P_{\text{ch-out}}-P_{\text{CSP-out}})\times C_{\text{valley}}\times D_{\text{op}}+\\&t_{\text{dch}}\times(P_{\text{dch-out}}-P_{\text{CSP-out}})\times C_{\text{peak}}\times D_{\text{op}}\end{aligned} \tag{15}$$

式中：C_{peak}为峰值电价，元；$P_{\text{ch-out}}$为集成系统在储能阶段的总输出功率，MW；$P_{\text{dch-out}}$为集成系统在释能阶段的总输出功率，MW。

年度总利润 ATP 计算公式为[23]：

$$\text{ATP}=\text{ATI}-\text{ATC} \tag{16}$$

3.1 能量分析

控制储能与释能过程中熔盐向汽轮机发电系统传递的能量恒定，研究集成前后系统的发电功率

变化情况，典型日分析结果见表 7。在典型日光热电站日间运行期间，反射镜接收太阳辐射热量 520.75 MW，其中 384.54 MW 的热量传递至集热管，随后熔盐吸收 352.75 MW 热量并储存于高温熔盐储罐。日间机组以 50%额定负荷运行，熔盐向汽轮机发电系统传递热量 114.90 MW，对应发电功率为 50 MW；夜间依靠储能以 100%额定负荷运行，熔盐向汽轮机发电系统传递热量增至 231.35 MW，发电功率达 100 MW。整个光热发电机组的系统效率为 26.10%。

对于集成系统，在 6 h 储能过程中（日间），压缩空气储能系统电能输入 15 MW，光热机组因回收压缩热使发电量提升至 54.02 MW，较独立运行时增加 4.02 MW。在 3 h 的释能过程中（夜间），压缩空气储能系统电力输出 22.38 MW，期间因部分高温给水和熔盐被用于加热高压空气，光热机组发电功率减少至 92.08 MW。综合而言，典型日耦合系统在日间净发电功率为 48.94 MW，在夜间净发电功率为 83.41 MW；集成系统总效率达 28.86%，较原光热电站提升 2.76%；此外，集成后压缩空气储能系统循环效率为 74.95%，较独立运行时提高 8.28%，储能密度为 8.18 MJ/m^3。

为了直观展示各子系统之间的能量流情况，图 5 给出了集成系统在储能和释能过程中的能量流动示意。储能阶段，压缩空气储能子系统向回热系统传递了 14.10 MW 的压缩热，同时将 1.11 MW 的能量以高压空气形式储存于储气罐，能量损失为 0.30 MW。释能阶段，高温熔盐向压缩空气储能系统传递 13.07 MW 热量，高温给水向压缩空气储能系统传递 11.32 MW 热量，共同用于加热膨胀机入口的高压空气。

表 7 系统能量分析结果
Tab.7 Energy analysis results of the system

项目	光热电站	集成系统
太阳辐射能量输入/MW	520.75	520.75
接收器接收到的热量/MW	384.54	384.54
熔盐吸收的热量/MW	352.74	352.74
储能过程 50% THA		
白天蒸汽发生系统吸收的热量/MW	114.90	114.90
汽轮机发电功率/MW	50.00	54.02
净发电功率/MW	45.30	48.94
压缩空气系统电能输入/MW		15
储能时间/h		6
释能过程 100% THA		
夜晚蒸汽发生系统吸收的热量/MW	231.35	231.35
汽轮机发电功率/MW	100	92.08
净发电/MW	90.60	83.42
压缩空气系统电能输出/MW		22.38
释能时间/h		3
系统性能评价指标		
系统总效率/%	26.10	28.86
CAES 系统循环效率/%		74.95
储能密度/(MJ m^{-3})		8.18

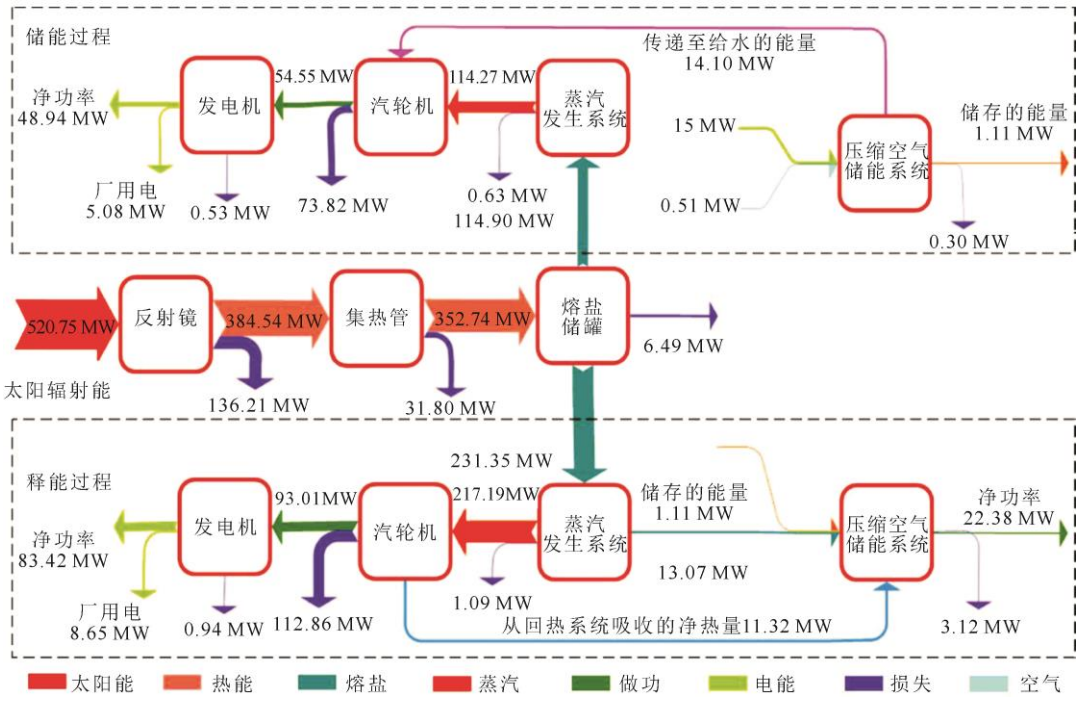


图 5 集成系统能流
Fig.5 Energy flow diagram of the integrated system

3.2 烟分析

集成系统的烟分析结果详见表 8。分析表明：太阳能瞬时输入烟在系统集成前后保持恒定，为 486.25 MW；独立光热机组的电能瞬时输出烟为 135.90 MW，系统烟效率为 27.95%；集成系统空气瞬时输入烟为 0.02 MW，电能瞬时空气输入烟为 15.00 MW，同时系统在单位时间内总的输出烟增长至 154.74 MW，集成后耦合系统烟效率达 30.87%，提升了 2.92%。

表 8 集成系统烟分析结果
Tab.8 Exergy analysis results of the integrated system

项目	光热机组	集成系统
太阳能瞬时输入烟/MW	486.25	486.25
空气瞬时输入烟/MW		0.02
单位时间内总电能输入烟/MW		15.00
单位时间内总电能输出烟/MW	135.90	154.74
烟效率/%	27.95	30.87

对集成后的压缩空气储能子系统进行了烟分析，结果见表 9。在 6 h 的储能过程中，系统输入总烟值为 207.11 MW·h，包括电能输入烟（90.00 MW·h）、空气输入烟（0.11 MW·h）、给水输入烟（16.66 MW·h）和熔盐输入烟（100.34 MW·h）。在 3 h 的释能过程中，系统输出总烟值为 165.24 MW·h，包括电能输出烟（67.14 MW·h）、传递至回热系统的输出烟（30.53 MW·h）和熔盐输出烟（67.57 MW·h）。压缩空气储能子系统的烟效率为 79.78%。

表 9 压缩空气储能系统烟分析结果
Tab.9 Exergy analysis results of the CAES system

项目	烟值/(MW·h)	烟效率/%
电能输入	90.00	43.45
空气输入	0.11	0.05
来自回热系统给水输入	16.66	8.05
熔盐输入	100.34	48.45
总输入	207.11	100
电能输出	67.14	32.41
传递至回热系统输出	30.53	14.74
熔盐输出	67.57	32.63
总输出	165.24	79.78

图 6 给出了压缩空气储能子系统中各部件烟损情况，可以看出节流阀的烟损占比最大，其次是 4 号和 6 号换热器。在进行系统优化时，可考虑对这些关键部件进行优化。

3.3 经济性分析

新增压缩空气储能子系统经济性分析基本参数如表 10 所示。可以看出，压缩空气储能系统的建设周期为 1 年，运行周期为 25 年，年运行时间为 300 天，贴现率为 12%。系统的运行维护费用取设备投资成本的 6%。峰值电价为 0.89 元/(kW·h)，低谷电价为 0.19 元/(kW·h)。

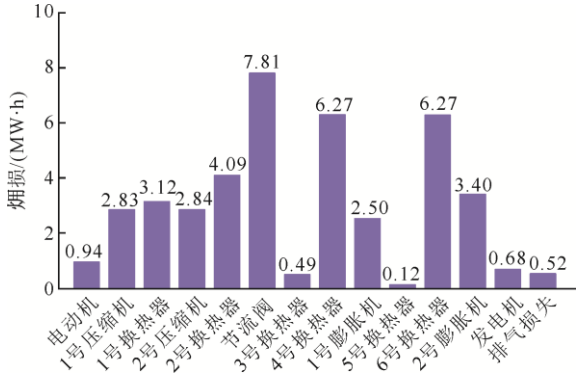


图 6 压缩空气储能系统烟损示意
Fig.6 Exergy destruction diagram of the CAES system

表 10 经济性分析基本参数
Tab.10 Essential information for the economic evaluation

项目		数值
新增 CAES 系统生命周期[27]/a	建设阶段	1
	运营阶段	25
年运行时间/d		300
贴现率[27]/%		12
运行维护费用[26]/%		6
峰值电价（07:00—09:00，17:00—23:00）[28]/(元·(kW·h)$^{-1}$)		0.89
低谷电价（09:00—17:00）[28]/(元·(kW·h)$^{-1}$)		0.19

表 11 展示了新增压缩空气储能系统的经济分析结果。根据数据，设备总投资为 2 883.75 万元，为确保系统稳定安全运行，每年的维护支出为 173.02 万元。此外，年度燃料成本为 519.75 万元，售电年度总收入为 1 946.42 万元，年度净利润为 1 253.65 万元。该系统从投资到成本回收周期为 4.42 年，项目全生命周期内净现值达 4 935.89 万元。分析结果表明，新增的压缩空气储能系统经济效益显著。

表 11 新增压缩空气储能系统经济性分析结果
Tab.11 Economic assessment results of the additional CAES system

项目	数值
总投资/万元	2 883.75
年度运行维护费用/万元	173.02
年度燃料成本/万元	519.75
年度总收入/万元	1 946.42
年度净利润/万元	1 253.65
动态投资回收期/a	4.42
净现值/万元	4 935.89

3.4 敏感性分析

3.4.1 环境温度

图 7 展示了环境温度变化对压缩空气储能系统性能的影响。分析结果表明，当环境温度从零升高至 40 ℃时，压缩空气储能系统的电能输入从

87.08 MW·h 增大到 92.91 MW·h。这是由于环境温度升高会导致空气密度降低，在压缩相同质量流量的空气时，所需压缩的空气体积更大，进而致使压缩机耗功增加，同时，给水传递的热量也将压缩空气储能系统的电能输出从 65.92 MW·h 提高到 68.87 MW·h。随着环境温度的升高，压缩空气储能系统的循环效率从 75.70%下降至 74.13%，㶲效率从 79.87%降至 79.69%。可以看出，当压缩空气储能系统在低温环境下运行时，系统的性能更佳。

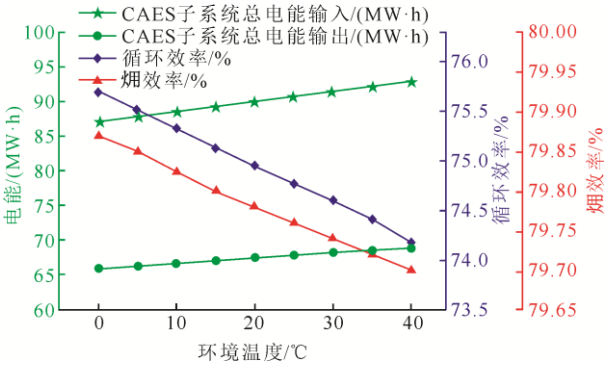


图 7 环境温度变化对压缩空气储能系统性能影响

Fig.7 Effect of ambient temperature on performance of the CAES system

3.4.2 储气压力

图 8 展示了储气压力变化对压缩空气储能系统性能的影响。在释气压力恒定条件下，储气压力由 6.20 MPa 增加到 7.80 MPa 时，压缩空气储能系统的电能输入从 86.51 MW·h 增加到 93.21 MW·h，电能输出从 66.57 MW·h 增加到 68.28 MW·h，系统循环效率从 76.95%降至 73.25%，㶲效率从 80.48%降至 79.16 %。这是由于储存压力的升高导致压缩机的压力比相应增加，从而消耗更多的电能来压缩相同质量的空气，压缩机压力比的增加会导致压缩机出口温度升高。这会导致更多的压缩热输送到给水，进而导致膨胀机功率输出的增加。

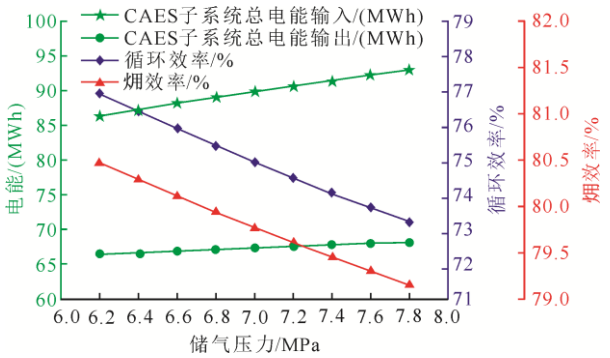


图 8 储气压力变化对压缩空气储能系统性能影响

Fig.8 Effect of air storage pressure on performance of the CAES system

4 结　论

为了有效提高压缩空气储能系统的性能，本文提出一种将压缩空气储能系统与光热电站集成的新型能源系统。对所提出的系统进行了热力学建模，并从能量、㶲和经济性 3 个方面评估了集成新型能源系统方案的性能，结论如下。

1）能量分析结果表明，集成后压缩空气储能子系统的往返效率为74.95%，较单一系统提升8.28%，储能密度可达 8.18 MJ/m^3。另外，集成系统的总效率可达 28.86%，相比光热电站提高了 2.76%。

2）㶲分析结果表明，集成后耦合系统㶲效率为 30.87%，提高了 2.92%。此外，压缩空气储能子系统的㶲效率为 79.78%，其中，节流阀的㶲损占比最大，其次是 4 号和 6 号换热器。

3）经济性分析结果表明，新增压缩空气储能系统的设备投资为 2 883.75 万元，动态投资回收期为 4.42 年，净现值为 4 935.89 万元，表明本文提出的耦合方案具有良好的经济效益。

[参 考 文 献]

[1] 李明, 亚夏尔·吐尔洪, 郑云平, 等. 构网型储能支撑高比例新能源并网稳定运行技术[J]. 热力发电, 2025, 54(3): 59-68.
LI Ming, YAXAR·Turgun, ZHENG Yunping, et al. Stable operation technology for high proportion of new energy connected to power grid supported by grid-forming energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(3): 59-68.

[2] 时璟丽. 2030 年可再生能源装机增至三倍面临的挑战和路径探索[J]. 中国能源, 2024, 46(11): 5-14.
SHI Jingli. Challenge and road towards tripling renewable power by 2030[J]. Energy of China, 2024, 46(11): 5-14.

[3] 宋顺一, 乔天舒, 梁双印, 等. 飞轮储能辅助压缩空气储能一次调频仿真研究[J]. 动力工程学报, 2025, 45(2): 232-239.
SONG Shunyi, QIAO Tianshu, LIANG Shuangyin, et al. Simulation study of primary frequency modulation of compressed air energy storage assisted by flywheel energy storage[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(2): 232-239.

[4] 张斌, 王光磊, 徐震, 等. 集成恒压压缩空气储能的燃气轮机 CCHP 系统特性研究[J]. 动力工程学报, 2024, 44(3): 369-375.
ZHANG Bin, WANG Guanglei, XU Zhen, et al. Study on characteristics of gas turbine CCHP systems with integrated constant-pressure compressed air energy storage[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(3): 369-375.

[5] 蒋志容, 胡中波, 尉倥, 等. 风力机直接耦合压缩空气储能系统及其建模分析[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 60-68.
JIANG Zhirong, HU Zhongbo, YU Kong, et al. Modeling and analysis of novel wind-driven compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024,

53(9): 60-68.
[6] SHI W, LIANG Y, DING R, et al. Thermal-economic performance analysis of AA-CAES system with multi-objective optimization[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 117: 116177.
[7] 刘旭, 史志杰, 刘健, 等. 耦合热泵的压缩空气储能系统性能分析[J]. 动力工程学报, 2025, 45(4): 563-570.
LIU Xu, SHI Zhijie, LIU Jian, et al. Performance analysis of compressed air energy storage system coupled with heat pump[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(4): 563-570.
[8] 王妍, 吕凯, 马汀山, 等. 与煤电机组耦合的压缩空气储能系统分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 54-63.
WANG Yan, LÜ Kai, MA Tingshan, et al. Analysis of compressed air energy storage system coupled with coal-fired power unit[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 54-63.
[9] PENG H, LI R, LING X, et al. Modeling on heat storage performance of compressed air in a packed bed system[J]. Applied Energy, 2015, 160: 1-9.
[10] KIM H R, TONG S. Investigation of synergistic integration and optimization in combining compressed-air energy storage and a gas turbine[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 232: 120988.
[11] RAMIN R, REZA R A, MADJID S, et al. Thermo-environmental analysis of a novel cogeneration system based on solid oxide fuel cell (SOFC) and compressed air energy storage (CAES) coupled with turbocharger[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 181: 115978.
[12] XUE X J, LI S J, SHI T T, et al. Performance analysis of a compressed air energy storage incorporated with a biomass power generation system[J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 248: 123281.
[13] LI J, YAN P, ZHOU G, et al. Characteristics analysis of integrated CAES and CFPP trigeneration system considering working conditions and application scenarios[J]. Engineering, 2024, 34: 233-245.
[14] BOUKELIA T E, ARSLAN O, MECIBAH M S. ANN-based optimization of a parabolic trough solar thermal power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 107: 1210-1218.
[15] 薛小军, 胡刚刚, 陈衡, 等. 与生物质气化联合循环系统耦合的压缩空气储能系统性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(19): 7569-7580.
XUE Xiaojun, HU Ganggang, CHEN Heng, et al. Performance assessment of compressed air energy storage system coupled with biomass integrated gasification combined cycle system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(19): 7569-7580.
[16] WANG Y H, DUAN L Q, JI S Y, et al. Optimization study of a high-proportion of solar tower aided coal-fired power generation system integrated with thermal energy storage[J]. Energy, 2024, 307: 132724.
[17] XUE X, LI J, LIU J, et al. Performance evaluation of a conceptual compressed air energy storage system coupled with a biomass integrated gasification combined cycle[J]. Energy, 2022, 247: 123442.
[18] 杨承, 王旭升, 张驰, 等. 太阳能与压缩空气耦合储能的燃气轮机 CCHP 系统特性[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(18): 5350-5358.
YANG Cheng, WANG Xusheng, ZHANG Chi, et al. Perfor-mances of gas turbine-based CCHP system combined with solar and compressed air energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(18): 5350-5358.
[19] RAN P, FAN Q, OU Y F, et al. Energy, conventional exergy, advanced exergy and economic analysis of a steam injection compressed air energy storage integrated with concentrating solar power[J]. Energy, 2025, 323: 135891.
[20] 郝瑞军. 基于压缩空气储能的太阳能辅助燃煤热电联产系统性能研究[D]. 北京: 北京化工大学, 2024: 5.
HAO Ruijun. Research on the performance of a solar-assisted coal-fired cogeneration system based on compressed air energy storage[D]. Beijing: Beijing University of Chemical Technology, 2024: 5.
[21] 王雨萌. 基于压缩空气储能的“光火储”一体化发电系统[D]. 北京: 华北电力大学, 2022: 5.
WANG Yumeng. Integrated power generation system of “photovoltaic, thermal and storage” based on CAES[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022: 5.
[22] RAZMI A, SOLTANI M, AGHANAJAFI C, et al. Thermodynamic and economic investigation of a novel integration of the absorption-recompression refrigeration system with compressed air energy storage (CAES)[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 187: 262-273.
[23] HAN Z, SUN Y, LI P, et al. Thermo-economic analysis and optimization of a combined cooling, heating and power system based on advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 212: 112811.
[24] WANG P Z. Performance analysis of a combined heat and compressed air energy storage system with packed bed unit and electrical heater[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 162: 114321.
[25] ZHOU Q, HE Q, LU C, et al. Techno-economic analysis of advanced adiabatic compressed air energy storage system based on life cycle cost[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 265: 121768.
[26] ALIRAHMI S M, RAZMI A R, ARABKOOHSAR A, et al. Comprehensive assessment and multi-objective optimization of a green concept based on a combination of hydrogen and compressed air energy storage (CAES) systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 142: 110850.
[27] DING Y, LIU Y, CHAI Y, et al. Energy analysis and economic evaluation of trigeneration system integrating compressed air energy storage system, organic Rankine cycle with different absorption refrigeration systems[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 75: 109552.
[28] 青海省发展和改革委员会. 《关于进一步优化调整我省峰谷分时电价政策的通知》政策解读[EB/OL]. (2023-11-21)[2025-07-24]. http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxxgk/ zcjd_290/wzjd/202311/t20231121_85730.html.
The Development and Reform Commission of Qinghai Province. Policy interpretation of the notice on *Further optimizing and adjusting the province's peak-valley time-sharing electricity price policies*[EB/OL]. (2023-11-21)[2025-07-24]. http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxxgk/zcjd_290/wzjd/202311/t20231121_85730.html.

（责任编辑 杨嘉蕾）