

DOI: 10.19666/j.rlfed.202405103

熔盐储热耦合压缩空气储能 系统经济性分析

赵瀚辰, 韩伟, 姚明宇, 孙雨薇, 秦进, 张顺奇, 张可臻, 陆续
(西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054)

[摘要] 压缩空气储能作为一种大规模物理储能技术, 广泛应用于可再生能源消纳和电网削峰填谷。设计了一种耦合熔盐储热的压缩空气储能系统, 采用 Ebsilon 软件对复合系统进行建模仿真。基于该储能系统对外供应热水、蒸汽、电能的工况, 研究不同系统运行模式下的焓效率、热效率以及经济性。结果表明: 复合系统在储气压力为 7 MPa、排气温度系数为 1.96 时系统焓效率最高, 达到 64.98%; 在储气压力 12 MPa 时系统热效率最高, 达到 91.55%; 在热汽电三联供应用场景下, 最佳储能时长为 6 h, 储气压力为 7、12 MPa 时, 最优发电时长分别为 6、8 h; 该研究可为耦合熔盐储热压缩空气储能热电联供提供理论指导。

[关键词] 熔盐储热; 压缩空气储能; 热电联供; 焓效率; 热效率

[引用本文格式] 赵瀚辰, 韩伟, 姚明宇, 等. 熔盐储热耦合压缩空气储能系统经济性分析[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 1-8.
ZHAO Hanchen, HAN Wei, YAO Mingyu, et al. Economic analysis of a compressed air energy storage system coupled with molten salt thermal storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 1-8.

Economic analysis of a compressed air energy storage system coupled with molten salt thermal storage system

ZHAO Hanchen, HAN Wei, YAO Mingyu, SUN Yuwei, QIN Jin, ZHANG Shunqi,
ZHANG Kezhen, LU Xu

(Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: As a large scale of physical energy storage technology, compressed air energy storage technology is widely used in consumption of renewable energy and peak shaving of power grids. A compressed air energy storage system coupled with molten salt thermal storage is designed, and the composite system is modeled using Ebsilon software. Based on the operating conditions of the energy storage system supplying hot water, steam, and electricity, the exergy efficiency, thermal efficiency, and economic performance under different operating modes are studied. The results indicate that, the composite system achieves the highest exergy efficiency (64.98%) at a storage pressure of 7 MPa and an exhaust temperature coefficient of 1.96. The highest thermal efficiency (91.55%) is attained at a storage pressure of 12 MPa. In the application scenario of combined heat, steam, and electricity cogeneration, the optimal energy storage duration is 6 hours. Additionally, at gas storage pressures of 7 MPa and 12 MPa, the optimal power generation durations are 6 hours and 8 hours. This research provides theoretical guidance for the study of cogeneration of power and heating using compressed air energy storage system coupled with molten salt thermal storage system.

Key words: molten salt thermal storage; compressed air energy storage; cogeneration of power and heating; exergy efficiency; thermal efficiency

2020 年我国提出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和”的

“双碳”发展目标^[1]。为了实现“双碳”目标, 我国能源生产和消费需要加快转型, 电力系统作为能源

收稿日期: 2024-05-31

基金项目: 中国华能集团有限公司总部科技项目(HNKJ22-H24); 陕西省重点研发计划(2024GX-ZDCYL-04-10)

Supported by: Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKJ22-H24); Key Research and Development Program of Shaanxi Province (2024GX-ZDCYL-04-10)

第一作者简介: 赵瀚辰(1990), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为新型储能技术, zhaohanchen@tpri.com.cn.

枢纽,将起到至关重要的作用^[2]。2021 年我国提出构建新型电力系统,新型电力系统是能源电力转型的必然要求,是实现“双碳”目标的重要途径^[2-4]。

截止 2023 年年底,我国新增电力装机大约 3.7 亿 kW,非化石能源发电装机容量首次超过火电装机容量,占总装机容量比重首次突破 50%;可再生能源发电的随机性、波动性、间歇性导致灵活调节能力成为构建新型电力系统的关键因素^[5-7]。储能技术通过在用电低谷期储存电量并在用电高峰期释放电量能够实现电能的削峰填谷,是提升系统灵活调节能力的必然选择和重要支撑^[8-9],其中压缩空气储能技术具有规模大、成本低、寿命长、环保等特点,是重要的新型储能发展方向,具有广阔的应用前景和巨大的发展潜力^[10-12]。

目前针对压缩空气储能技术的研究涵盖了热力系统设计、主设备流动特性研究、多应用场景下复合系统以及储气室结构特性等多个领域。在热力系统设计方面,Lv 等人^[13]等利用水泵产生的高水头实现绝热压缩空气储能系统等压运行;姚尔人等^[14]提出了一种兼具抽水蓄能技术和压缩空气储能技术特点的恒压型抽水压缩空气储能系统;Qin 等人^[15]提出一种基于喷雾的等温压缩系统,可大幅降低压缩过程工质温升;孟冲等^[16]研究了压缩空气储能系统高压离心压缩机进口导叶调节规律研究;邵梓一^[17]研究了压缩空气储能系统透平内部的流动机理及损失机制;万明忠等^[18]分析总结了高精度三维地震物探方法在探测深部盐穴形态时面临的关键问题和处理技术;蒋中明等^[19]分析了我国适合建造地下岩穴储气库的硬岩地层分布范围及特点。

在压缩空气储能热电联供方面,白珈于等^[20]研究了先进绝热压缩空气储能热电联供、联储的运行模式;薛小代等^[21]针对城市社区,提出一种基于压缩空气储能的微能源网设计方案,综合能量利用效率达到 174.1%;严毅等^[22]设计了一套基于三通阀的冷热电三联供系统,并提出了不同季节下的运行策略;刘辉等^[23]从热力学角度分析了基于压缩空气储能的分布式能源系统,一次能源效率约为 85.32%;郑麒麟等^[24]用三元太阳盐替代传统导热油,计算了 60 MW 级压缩空气储能的最优热力系统参数。

目前压缩空气储能的热电联供大多采用对系统产生的低品位热量再加热用于供热,并不能提升原有系统的热品位。结合高温熔盐储热系统可以大幅提升膨胀机进气温度,将原有机组中低品位热量

用于供热、供汽,满足工业园区的热、汽、电三联供需求,提升压缩空气储能系统的能量利用效率。

本文提出了一种耦合熔盐储热的压缩空气储能系统,该系统可以在用电低谷期储存低价电能,在用电高峰期通过储存熔盐的高品位热能回热压缩空气储能的工质能量密度后进入膨胀系统发电,并利用余热对周边的工业园区实现供热供汽,提升压缩空气储能系统的综合能量利用效率。本文通过构建复合系统的热力学模型,研究了系统的最优运行参数,依据典型地区的电力现货市场交易政策及其他补贴政策,分析了不同运行参数下系统的技术经济性,可为耦合熔盐储热的压缩空气储能技术产业化提供工程经济层面的指导。

1 熔盐储热耦合压缩空气储能系统

1.1 系统结构

本文设计了一种熔盐储热耦合压缩空气储能复合供能系统,系统结构如图 1 所示。图 1 中 C1—C3 为压缩机,在储能时,通过电能驱动压缩机 C1—C3 将大气环境中的空气压缩后储存在储气库中,每段压缩机后通过 1 台油气换热器与 1 台气水换热器对排气进行冷却降温,通过高温导热油(T66)与热水吸收产生的压缩热分别储存在热油罐 HWT 与热水罐 HTT 中,同时通过电加热器将低温熔盐罐 CST 中的熔盐(二元太阳盐 KNaO_3 、 NaNO_3)加热后储存在高温熔盐罐 HST 中。在释能时,依次通过气水换热器、油气换热器、熔盐换热器后升温的高压空气进入空气膨胀机 T1,并驱动发电机发电,同时未利用低温热水、高温导热油分别用于供热及供汽。

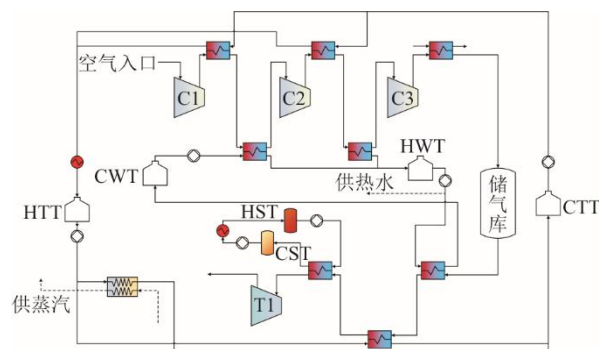


图 1 压缩空气耦合熔盐供能系统结构

Fig1. Structure of the compressed air coupled molten salt energy supply system

1.2 系统运行参数

复合系统以发电参数 100 MW/400 MW·h 为原

始边界条件进行设计,同时基于部分假设对系统计算进行简化,考虑储气室压力恒定,热力系统均处于稳态,忽略系统换热器压损及蓄热系统的漏热损失,系统运行边界参数见表1。

表1 系统运行参数表
Tab.1 The operating parameters of the system

序号	项目	数值
1	环境温度/℃	20
2	环境压力/MPa	0.1
3	冷却水温/℃	30
4	系统发电功率/MW	100
5	系统发电时长/h	4
6	压缩机多变效率/%	85
7	压缩机段间温度/℃	40
8	膨胀机等熵效率/%	85
9	热媒水最高储热温度/℃	90
10	导热油最高储热温度/℃	320
11	熔盐最高储热温度/℃	570
12	熔盐最低运行温度/℃	270
13	熔盐配比 (KNO ₃ :NaNO ₃)	1:1.5
14	供热温度/℃	90
15	供汽温度/℃	300
16	供汽压力/MPa	0.8
17	供热期/d	150

2 系统能效评价及经济性模型

2.1 热力系统能效评价模型

本文采用 Epsilon 软件对复合热力系统进行建模,基于恒压运行的稳态工况进行仿真计算,并通过系统焓效率 η_{ex} 、热效率 η 对系统的热力特性进行分析,计算公式为:

$$\eta_{ex} = \frac{E_o + e_s}{E_i} \quad (1)$$

式中: η_{ex} 为系统焓效率; E_i 为系统消耗的总电能,包括压缩机功耗、电加热器功耗、水泵功耗; E_o 为系统发电量; e_s 为系统各工质焓值。

$$\eta = \frac{E_o + Q_s}{E_i} \quad (2)$$

式中: η 为系统热效率; Q_s 为系统各工质焓值。

2.2 经济性评价模型

通过项目内部收益率 ζ_{IRR} 对系统的经济性进行分析,计算公式为:

$$\sum_{t=0}^n \frac{(C_i - C_o)_t}{(1 + \zeta_{IRR})^t} = 0 \quad (3)$$

式中: n 为项目计算期,取26年,其中建设期1年,运营期25年; C_i 为项目收益现金流入量; C_o 为项目成本现金流出量。基准率为 i_c 的条件下,若 $\zeta_{IRR} \geq i_c$, 则项目可行,若 $\zeta_{IRR} < i_c$, 则项目不可行。

为了简化计算,以主设备投资系数 γ 估算系统的整体投资成本,项目的投资成本计算公式为:

$$I = (I_c + I_t + I_h + I_s + I_e + I_{sc}) \times \gamma \quad (4)$$

式中: I 为项目总投资; I_c 为压缩机设备投资; I_t 为膨胀机设备投资; I_h 为蓄热器设备投资; I_s 为熔盐系统设备投资; I_e 为换热器设备投资; I_{sc} 为盐穴储气库投资; 依据项目经验投资系数 γ 取2。

分项设备成本计算公式见式(5)—式(14),部分设备投资成本取自外文文献,原公式以美元作为单位,需要通过汇率 φ 进行转换, φ 取7元/美元。

$$I_c = 7.90 \times (P_c / 0.7457)^{0.62} \times 1000 \times \varphi \quad (5)$$

式中: I_c 为压缩机造价,与压缩机功率 P_c 相关,单位为 kW。

$$I_t = 0.378 \times (P_t / 0.7457)^{0.81} \times 1000 \times \varphi \quad (6)$$

式中: I_t 为与膨胀机造价,与膨胀机功率 P_t 相关,单位为 kW。

$$I_e = 2.89275 f_d C_b \times \varphi \quad (7)$$

$$f_d = \exp[-0.9816 + 0.830(\ln \frac{A}{0.093})] \quad (8)$$

$$C_b = \exp \left[\begin{array}{l} 8.821 - 0.30863(\ln \frac{A}{0.093}) \\ + 0.0681(\ln \frac{A}{0.093})^2 \end{array} \right] \times \varphi \quad (9)$$

式中: I_e 为换热器造价,与特征参数 f_d 、 C_b 相关,如式(8)—(9)所示,系数 f_d 、 C_b 与换热面积 A 相关。

$$I_h = 2923.2 \exp(11.662 - f_h + C_h) \times \varphi + m \times c_{oil} \quad (10)$$

$$f_h = 0.6104 \ln \left(\frac{V}{3.785} \right) \quad (11)$$

$$C_h = 0.04536 \ln \left(\frac{V}{3.785} \right)^2 \quad (12)$$

式中: I_h 为蓄热系统造价,与蓄热介质用量 m 、蓄热罐几何尺寸 V 相关; c_{oil} 为导热油单价,取30000元/t。

熔盐系统造价包含熔盐、熔盐蓄换热器、熔盐储罐,其中熔盐、熔盐储罐与熔盐用量 Q_s 相关,熔盐蓄换热器与熔盐系统功率 P_s 相关,熔盐单价 c_s 取6500元/t,熔盐换热器单价 c_{sh} 为90元/MW,熔盐储罐单价 c_{st} 为5500元/t;

$$I_s = c_s \times Q_s + c_{sh} \times P_s + c_{st} \times Q_s \quad (13)$$

系统储气库投资与系统总储气量 V_{sc} 相关, c_{sc} 为储气库每立方造价,取200元/m³;

$$I_{sc} = V_{sc} \times c_{sc} \quad (14)$$

项目年收益 C_i 包含5部分收益,各部分收益计算公式见表2。 $C_{i,e}$ 为通过电力现货市场交易的售电

收益, 基于基准电价浮动计算时, 取基准电价 0.4 元/(kW·h), 通过固定比例浮动确定发电电价 Z_p 以及储能电价 Z_v , 浮动比例定为 40%, 即 $Z_p=0.4 \times (1+40\%)$ 元/(kW·h), $Z_v=0.4 \times (1-40\%)$ 元/(kW·h); 基于电力现货市场交易成交单价计算时, 售电收益=售电电量 \times 售电电价-储能电量 \times 购电电价; $C_{1,s}$ 为项目的容量补偿收益, Z_s 为容量补贴单价, 取 300 元/(kW·年), 其中 P_{ky} 为储能系统日市场化可用容量; K 为日可用系数, 取 1; H 为发电小时数^[25-26]; $C_{1,h}$ 为供热收益; Z_h 为供热水单价, 取 15 元/t, 参考常规北方地区年供热 150 天; $C_{1,st}$ 为供蒸汽收益; Z_{st} 为供蒸汽单价, 取 200 元/t; $C_{1,rt}$ 为储能容量租赁收益; Z_{rt} 为储能租赁单价, 取 200 元/(kW·年)。

表 2 复合系统收益计算表 单位: 元
Tab.2 Revenue calculation table of the composite system

序号	项目	计算公式
1	$C_{1,e}$ 售电收益	$C_{1,e} = (Z_p \times E_o - Z_v \times E_i) \times 330$
2	$C_{1,s}$ 容量补偿收益	$C_{1,s} = P_{ky} \times Z_s$ $P_{ky} = P_0 \times H \times K \div 24$
3	$C_{1,h}$ 供热收益	$C_{1,h} = Z_h \times M_h \times 150$
4	$C_{1,st}$ 供汽收益	$C_{1,st} = Z_{st} \times M_{st} \times 330$
5	$C_{1,rt}$ 容量租赁收益	$C_{1,rt} = P_0 \times Z_{rt}$

系统运营成本 C_o 主要包含人员成本、保险费、修理费、材料费。其中人员成本考虑定员 10 人, 年人均工资 20 万元; 保险费为总投资 0.3%, 修理费为总投资 0.3%, 材料费单价为 10 元/(MW·h), 以年充电量核算。

3 结果分析

3.1 储气压力对系统效率的影响

储气压力是压缩空气储能热力系统设计的关键因素, 图 2 为不同储气压力下系统效率及排气温度的变化。由图 2 可见, 随着储气压力提高, 膨胀系统排气温度降低, 系统排气热损失减少。随着储气压力提升, 系统焓效率先增加后降低, 在储气压力为 7 MPa 时, 系统焓效率最高, 这是由于当储气压力小于 7 MPa 时, 导热油系统蓄热温度降低, 熔盐换热器入口空气温度降低导致熔盐出口温度降低, 需要提升熔盐加热器功率, 由于熔盐加热器热电转换效率偏低产生焓损, 因此焓效率降低; 当储气压力大于 7 MPa 后, 蓄热温度达到上限 320 °C, 进一步提升储气压力后, 前 2 段压缩机由于蓄热温度限制, 无法进一步提升压比, 而第 3 段压缩机提升压比后压缩机无法回热, 系统焓效率降低。

储气压力由 5 MPa 增至 10 MPa 过程中, 系统热效率在储气压力 7 MPa 时最高, 达到 86.54%。这是由于在储气压力小于 7 MPa 时, 系统发电效率低, 排气温度高, 排气损失大; 当压力高于 7 MPa 时, 第 3 段压缩机产生的压缩热温度偏低, 无法利用, 因此热效率低。当储气压力超过 11 MPa 后, 第 3 段压缩机排气温度进一步增加超过 95 °C, 因此可以通过冷却水吸收热量用于供热。此外, 随着储气压力增加排气温度进一步降低, 排气损失降低, 因此储气压力超过 11 MPa 后系统热效率显著提升。

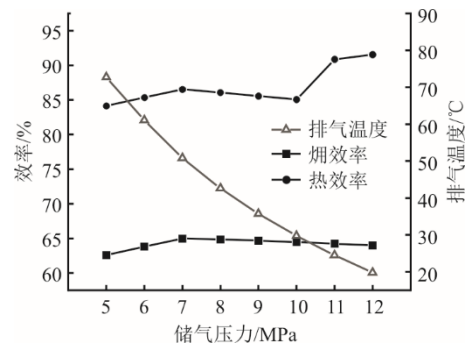


图 2 不同储气压力下系统效率及排气温度的变化
Fig.2 The system efficiency and exhaust temperature at different storage pressures

3.2 压缩机排气温度对系统焓效率的影响

系统焓效率与压缩系统设计密切相关, 2 段压缩机排气温度相同可以避免蓄热系统产生额外焓损, 3.1 节系统焓效率最高点在储气压力为 7 MPa 时。定义压缩系统排气温度特征系数 $a=K_{1,2}/K_3$, 其中 $K_{1,2}$ 为第 1、第 2 段压缩机排气温度, K_3 为第 3 段压缩机排气温度, 单位均为 K。分析压缩系统各段排气温度对系统焓效率、热效率的影响, 图 3 为特征系数 a 对系统效率的影响。

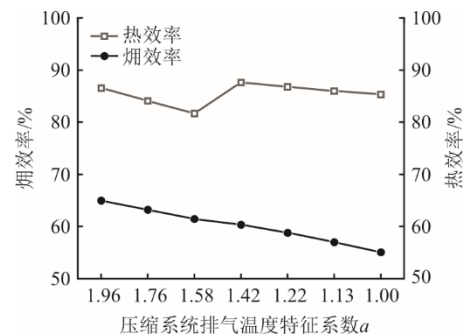


图 3 特征系数 a 对系统效率的影响
Fig.3 The effect of characteristic coefficient a on system efficiency

由图 3 可见: 随着特征系数 a 降至 1, 前 2 段排气温度降低, 第 3 段压缩机排气温度升高, 系统

烟效率降低；以温度特征系数 $a=1.42$ 为分界点，系统热效率分 2 段式降低。

这是由于随着 a 减小，系统蓄热品位由上限降低至 $220\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，导致系统需要额外电辅热提升供汽温度和回热温度，受限于电辅热的热电转换效率，因此烟效率降低。当温度特征系数 $a \leq 1.42$ 时，第 3 段压缩机排气温度超过 $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，3 段压缩机产生的压缩热可以用于供热水，因此系统热效率阶跃式提升后继续随着特征系数 a 的降低而下降。

3.3 储气压力对系统经济性的影响

储气压力对系统经济性影响如图 4 所示。由图 4 可见，复合系统年收益与系统热效率趋势一致，由于储气压力提升后，质量流量不会降低，储气库库容减小，系统造价降低；虽然年收益在储气压力 7~10 MPa 范围内有下降，但由于系统造价降低幅度更大，因此内部收益率反而有小幅提升。当储气压力超过 11 MPa 后，由于额外供热的原因，系统收益显著增加，因此内部收益率随之大幅增加。

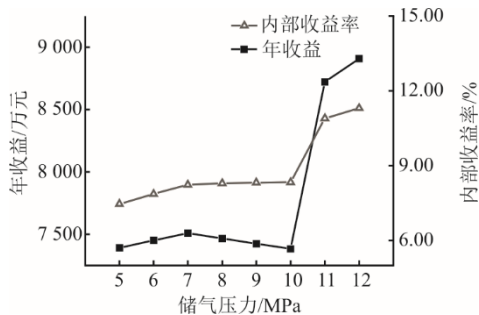


图 4 储气压力对系统经济性影响

Fig.4 The effect of storage pressure on economic efficiency of the system

此外，储气压力为 7 MPa 时，系统烟效率虽然达到最高值，但针对供热、供汽、供电的实际工程应用场景，系统热效率对于经济性的影响更大。

3.4 电价浮动比例机制下系统经济性的变化

系统浮动收益主要分为供热收益和供电收益，供电收益受电价影响较大，而不同地区电价差别大，因此需要分析电价浮动比例对系统收益及投资回报率的影响。以 $0.4\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 为基准电价，分析电价浮动比例由 20% 升至 50% 时投资回报率变化。图 5 为电价浮动比例对系统经济性的影响。

由图 5 可见，以 6.5% 为基准收益率评价本系统，在电价浮动比例 50%、40% 条件下，本系统均具有良好的投资收益率；当电价浮动比例为 30%

时，需要提升系统储气压力从而获得额外供热收益才能保证项目整体收益率；当电价浮动比例小于 20% 时，系统收益欠佳。

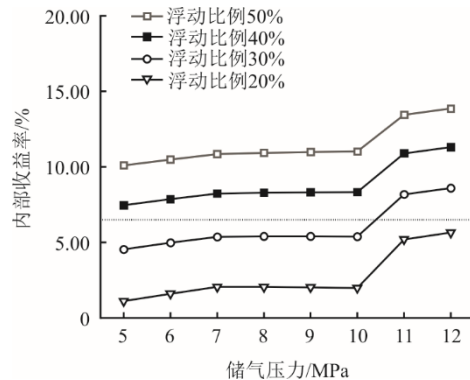


图 5 电价浮动比例对系统经济性的影响

Fig.5 The effect of electricity price fluctuation ratio on economic efficiency of the system

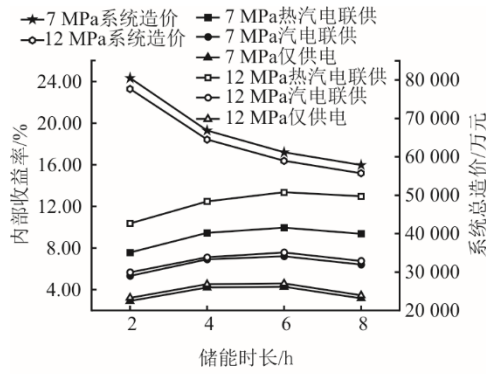
3.5 基于实际电力现货交易的经济性分析

目前多数省份已完成了电力现货市场规则的编制，并进入了试运行或连续结算试运行阶段。基于山东省电力现货市场交易机制，对储气压力为 7 MPa (工况 1)、12 MPa (工况 2) 下复合系统经济性进行分析，结果见表 3。

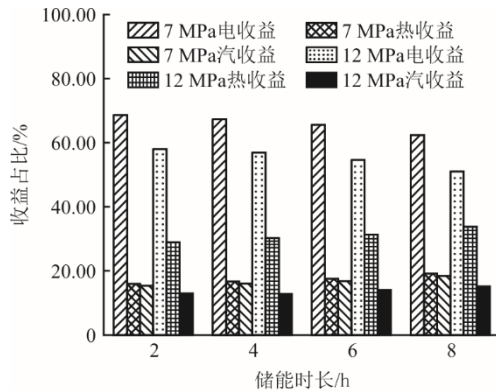
表 3 历史交易数据 单位：元/(kW·h)
Tab.3 Historical transaction data

序号	连续时长电价	2 h	4 h	6 h	8 h
1	最低电价	0.181	0.196	0.213	0.242
2	最高电价	0.562	0.528	0.500	0.479

依据山东某储能电站 2022—2023 年的现货市场交易历史结算数据，单日连续时长最低电价、最高电价见表 3。不同储能时长下，复合系统的经济性如图 6 所示。由图 6 及表 3 可见：随着储能时长增加，复合系统储能电功率降低，系统总造价呈下降趋势；随着储能时长增加，复合系统内部收益率先增加后降低，储能时长 6 h 时，内部收益率最优。这是由于随着储能时长增加，系统造价逐步降低，但购电电价上升，在储能 8 h 时购电电价大幅增至 $0.242\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ，使得现货市场售电收益大幅降低，电收益占比下降，因此内部收益率有所降低。在热、汽、电联供的应用场景下，工况 2 内部收益率显著高于工况 1，这是由于工况 2 的第 3 段压缩热可用于供热水，供热收益显著增加。



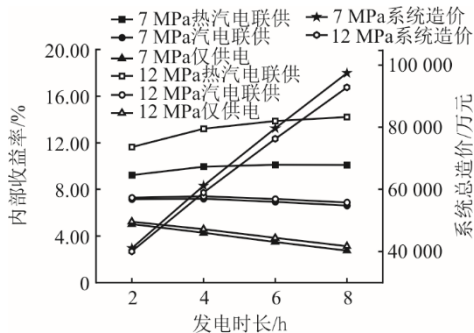
a) 内部收益率及系统造价



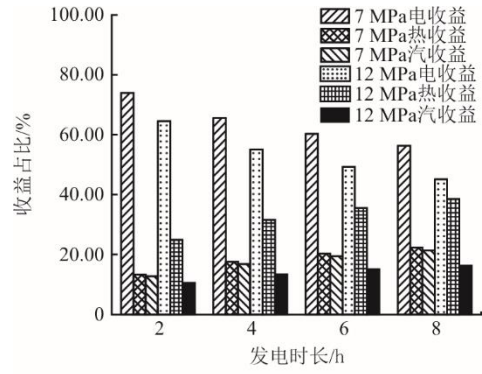
b) 收益比例

图 6 储能时长对系统经济性的影响
Fig.6 The effect of energy storage duration on system economics

在维持系统储能时长 6 h 的基础上,不同发电时长的复合系统在工况 1、工况 2 下的经济性如图 7 所示。由图 7 可见:随着发电时长的增加,复合系统储能容量提升,系统总造价显著提升;由于储能容量的增加,系统发电量、供热量、供气量也同比例增加;由于售电电价降低,因此现货市场售电收益占比降低;在热汽电联供的应用场景下,工况 1 在发电时长为 6 h 时内部收益率最优,工况 2 在发电时长 8 h 时内部收益率最优,这是由于工况 2 供热比例更高,发电时长对供热、供气收益无影响,因此提升系统储能容量对工况 2 的收益提升较大;而工况 1 的电收益比例更高,由于增加发电时长后,售电电价大幅下降,因此工况 1 在发电时长为 6 h 时内部收益率最优。



a) 内部收益率及系统造价



b) 收益比例

图 7 发电时长对系统经济性的影响
Fig.7 The effect of power generation duration on system economics

在汽电联供的场景下,工况 1、工况 2 均在发电时长 4 h 时达到最优内部收益率;在仅供电的场景下,随着发电时长增加,内部收益率均呈下降趋势。

4 结 论

本文通过对复合系统进行建模仿真,分析了运行参数对系统焓效率、热效率的影响,依据典型电力交易政策以及运行模式,分析了本系统的技术经济性,具体结论如下。

1) 基于 100 MW/400 MW·h 的发电需求,该复合系统在储气压力为 7 MPa 时达到最佳系统焓效率,此时系统焓效率为 64.98%,系统热效率为 86.54%;储气压力超过 11 MPa 后,第 3 段压缩系统供热量增加,因此热效率显著提升。

2) 压缩系统排气温度对系统焓效率、热效率影响显著,随着压缩系统排气温度系数降低,系统焓效率下降,因此以焓效率评价本系统,最佳设计方案应当使前 2 段压缩机排气温度尽可能高,贴近蓄热上限温度。

3) 随着储气压力提升,系统工质流量降低,储气库库容减小,系统造价降低,系统收益增加,内部收益率提升。

4) 依据标杆电价固定比例浮动计算收益,当电价浮动比例小于 20%,系统收益欠佳;基于电力现货市场成交历史数据计算收益,则最优储能时长为 6 h;热汽电三联供应用场景下,工况 1 最优发电时长 6 h,工况 2 为 8 h;汽电联供应用场景下,2 种工况均在发电时长 4 h 达到最优内部收益率;在仅供电时,内部收益率均小于 6.5%,项目不具备可行性。

[参考文献]

- [1] 新华网. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. (2020-09-22)[2024-05-31]. http://www.inhuanet.com/politics/leaders/2020-09/22/c_1126527652.htm.
Xinhua.net. XI Jinping's speech at the General Debate of the 75th United Nations General Assembly[EB/OL]. (2020-09-22)[2024-05-31]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-09/22/c_1126527652.htm.
- [2] 新华网. 习近平在气候雄心峰会上的讲话[EB/OL]. (2020-12-12)[2024-05-31]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853600.htm.
Xinhua.net. XI Jinping's speech at Climate Ambition Summit[EB/OL]. (2020-12-12)[2024-05-31]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853600.htm.
- [3] 中华人民共和国国务院. 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议[EB/OL]. (2021-03-15)[2024-05-31]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
State Council of the PRC. XI Jinping presides over the 9th Meeting of the Central Committee of Finance and Economics[EB/OL]. (2021-03-15)[2024-05-31]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [4] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 1-14.
SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [5] 魏旭, 刘东, 高飞, 等. 双碳目标下考虑源网荷储协同优化运行的新型电力系统发电规划[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3648-3661.
WEI Xu, LIU Dong, GAO Fei, et al. Generation expansion planning of new power system considering collaborative optimal operation of source-grid-load-storage under carbon peaking and carbon neutrality[J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3648-3661.
- [6] 任大伟, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3831-3839.
- [7] 刘沅昆, 张维静, 张艳, 等. 面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法[J]. 智慧电力, 2022, 50(10): 1-8.
LIU Yuankun, ZHANG Weijing, ZHANG Yan, et al. Joint planning method of renewable energy and energy storage for new-type power system[J]. Smart Power, 2022, 50(10): 1-8.
- [8] 任大伟, 侯金鸣, 肖晋宇, 等. 支撑双碳目标的新型储能发展潜力及路径研究[J]. 中国电力, 2023, 56(8): 17-25.
REN Dawei, HOU Jinming, XIAO Jinyu, et al. Research on development potential and path of new energy storage supporting carbon peak and carbon neutrality[J]. Electric Power, 2023, 56(8): 17-25.
- [9] 王新宝, 葛景, 韩连山, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 172-179.
WANG Xinbao, GE Jing, HAN Lianshan, et al. Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 172-179.
- [10] 路唱, 何青. 压缩空气储能技术最新研究进展[J]. 电力与能源, 2018, 39(6): 861-866.
LU Chang, HE Qing. Recent research progress in compressed air energy storage technology[J]. Power & Energy, 2018, 39(6): 861-866.
- [11] 文贤旭, 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 Xiankui, ZHANG Shihai, WANG Suobin. Summary of compressed air energy storage technology and demonstration projects[J]. Applied Energy Technology, 2018(3): 43-48.
- [12] 刘贤驰, 梅生伟, 丁若晨, 等. 压缩空气储能工程现状、发展趋势及应用展望[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(10): 38-47.
LIU Xiaochi, MEI Shengwei, DING Ruochen, et al. Current situation, development trend and application prospect of compressed air energy storage engineering projects[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(10): 38-47.
- [13] LV H N, CHEN Y P, WU J F, et al. Performance of isobaric adiabatic compressed humid air energy storage system with shared equipment and road-return scheme[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 211: 118440.
- [14] 姚尔人, 席光, 王焕然, 等. 一种新型压缩空气与抽水复合储能系统的热力学分析[J]. 西安交通大学学报, 2018, 52(3): 12-18.
YAO Erren, XI Guang, WANG Huanran, et al. Thermodynamic analysis on a novel compressed-air based pumped hydro energy storage system[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2018, 52(3): 12-18.
- [15] QIN C, LOTH E. Liquid piston compression efficiency with droplet heat transfer[J]. Applied Energy, 2014, 114: 539-550.
- [16] 孟冲, 左志涛, 郭文宾, 等. 压缩空气储能系统高压离心压缩机进口导叶调节规律研究[J]. 工程热物理学报, 2021, 42(11): 2834-2840.
MENG Chong, ZUO Zhitao, GUO Wenbin, et al. Research on regulation law of inlet guide vane in high-pressure centrifugal compressor of CAES[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2021, 42(11): 2834-2840.
- [17] 邵梓一. 压缩空气储能系统透平膨胀机内部流动及损失机制研究[D]. 北京: 中国科学院大学, 2021: 1.
SHAO Ziyi. Study on the internal flow and loss mechanism of turbo expander in the compressed air energy storage system[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2021: 1.
- [18] 万明忠, 纪文栋, 商浩亮, 等. 压缩空气储能地下盐穴物探关键问题及处理技术[J]. 南方能源建设, 2023, 10(2): 26-31.
WAN Mingzhong, JI Wendong, SHANG Haoliang, et al. Key problems and techniques of geophysical exploration in underground salt cavern for compressed air energy storage[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(2): 26-31.
- [19] 蒋中明, 唐栋, 李鹏, 等. 压气储能地下储气库选型选址研究[J]. 南方能源建设, 2019, 6(3): 6-16.
JIANG Zhongming, TANG Dong, LI Peng, et al. Research on selection method for the types and sites of underground repository for compressed air storage[J].

- Southern Energy Construction, 2020, 6(3): 6-16.
- [20] 白珈于, 薛小代, 陈来军, 等. 先进绝热压缩空气储能热电联供模式下的运行可行域分析[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 79-85.
BAI Jiayu, XUE Xiaodai, CHEN Laijun, et al. Operation feasible region analysis of advanced adiabatic compressed air energy storage under thermal-electric co-generation mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 79-85.
- [21] 薛小代, 刘彬卉, 汪雨辰, 等. 基于压缩空气储能的社区微能源网设计[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(12): 3306-3314.
XUE Xiaodai, LIU Binhui, WANG Yuchen, et al. Micro energy network design for community based on compressed air energy storage[J]. Proceeding of the CSEE, 2016, 36(12): 3306-3314.
- [22] 严毅, 张承慧, 李珂, 等. 含压缩空气储能的冷热电联供微网优化运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(23): 6924-6936.
YAN Yi, ZHANG Chenghui, LI Ke, et al. The optimal operation strategy for hybrid combined cooling, heating and power microgrid with compressed air energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6924-6936.
- [23] 刘辉, 张磊, 张俊杰, 等. 基于压缩空气储能的分布式能源系统热力学特性分析[J]. 节能技术, 2018, 36(4): 325-330.
LIU Hui, ZHANG Lei, ZHANG Junjie, et al. Thermodynamic performance analysis of a compressed air energy storage combined cooling, heating and power system[J]. Energy Conservation Technology, 2018, 36(4): 325-330.
- [24] 郑麒麟, 苗闪闪, 殷亚宁. 基于熔盐蓄热的非补燃式压缩空气储能系统研究[J]. 锅炉制造, 2023(6): 33-35.
ZHENG Qilin, MIAO Shanshan, YIN Yaning, et al. Research on non after burning compressed air energy storage system based on molten salt heat storage[J]. Boiler Manufacturing, 2023(6): 33-35.
- [25] COUPER J R, PENNEY W R, FAIR J R, et al. Costs of individual equipment[Z]. Chemical Process Equipment (Third Edition), 2012: 731-741.
- [26] 国家能源局山东监管办公室. 山东电力市场规则(试行)[EB/OL]. (2024-04-19) [2024-05-11]. https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202404/t20240419_261034.html.
Shandong Regulatory Office of the National Energy Administration. Shandong electric power market rules (trial) [EB/OL]. (2024-04-19) [2024-05-11]. https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202404/t20240419_261034.html.

(责任编辑 杜亚勤)