DOI: 10.19666/j.rlfd.202507078

凝汽式机组旁路蓄热调峰方案变工况及经济性研究

黄娅彤，郑莆燕，朱群志，叶子杰
（上海电力大学 能源与机械工程学院，上海 200090）

［摘 要］将熔盐储热技术应用于凝汽式火电机组可提高机组调峰的灵活性。构建了一种与旁路耦合的二级蓄热系统，并将其应用于某 660 MW 超超临界一次再热机组。以 30%THA 为蓄热设计工况，设计了 4 种蓄热容量方案，应用 EBSILON 软件模拟研究了变工况下机组的调峰范围、蓄放热时长、调峰成本和不同市场规则下蓄热调峰净利润的变化。结果表明：变工况运行时，存在蓄热可行域和放热可行域；蓄热过程中，蓄热起始工况在 40%~50%之间最低发电负荷率下降的幅度较大，且高温蓄热系统先达到蓄热设计容量；放热过程中，放热起始工况为 94.6%时即可达到 VWO 工况的负荷率，且高温蓄热系统先完成放热；不论何种方案，在 45%蓄热起始工况下蓄热调峰时，售电收益增加最大，寿命损耗成本的增加最小，蓄热调峰增加的总成本最低；在调峰辅助服务市场下，净利润的最大值在 40%蓄热起始工况下取得，而在容量市场下，净利润的最大值在 45%蓄热起始工况下取得；蓄热容量最小的方案的总成本增加最低，在 2 种市场规则下的净利润均最大。

［关 键 词］凝汽式机组；蓄热调峰；二级蓄热；变工况运行；经济性

［引用本文格式］黄娅彤，郑莆燕，朱群志，等. 凝汽式机组旁路蓄热调峰方案变工况及经济性研究[J]. 热力发电，2026, 55(2): 128-138. HUANG Yatong, ZHENG Puyan, ZHU Qunzhi, et al. Study on variable working condition and economy of regenerative heat storage peak regulation scheme for condensing units[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(2): 128-138.

Study on variable working condition and economy of regenerative heat storage peak regulation scheme for condensing units

HUANG Yatong, ZHENG Puyan, ZHU Qunzhi, YE Zijie
(College of Energy and Mechanical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Applying the molten salt heat storage technology to condensing thermal power units can enhance the flexibility of peak shaving. A bypass two-stage heat-storage peak shaving scheme was proposed and applied in an ultra-supercritical 660 MW unit. Taking 30% THA as the design condition for the thermal storage system, four heat storage capacity schemes were designed. The EBSILON software was used to analyze the peak regulation range, heat storage and release duration, peak regulation cost, and the change of net profit from heat-storage peak-shaving under different market rules. The results show that during off-design operations, there exist feasible domains for both heat charging and discharging. During the charging process, when the initial operating condition is between 40%~50%, the decrease in minimum generation load ratio is most significant, with the high-temperature thermal storage system reaching its design capacity first. During the discharging process, when the initial operating condition is 94.6%, the load ratio equivalent to VWO condition can be achieved, with the high-temperature thermal storage system completing discharge first. Regardless of the implementation approach, peak-shaving through thermal storage achieves maximum electricity revenue growth while minimizing lifespan depreciation costs and overall system expenses. In the peak-shaving ancillary service market, net profit peaks at 40% heat-storage starting

收 稿 日 期：2025-07-29 修 回 日 期：2025-09-06 接 受 日 期：2025-09-16 网络首发日期：2025-11-26
基 金 项 目：甘肃省科学技术厅资助项目（22ZD11GA314）
Supported by: Project of Gansu Provincial Department of Science and Technology (22ZD11GA314)
第一作者简介：黄娅彤（2000），女，硕士研究生，主要研究方向为凝汽式机组蓄热调峰的变工况分析，3406531917@qq.com。
通信作者简介：郑莆燕（1972），女，博士，副教授，主要研究方向为电站热力系统和分布式能源系统的节能、分析、优化等，tyy33@163.com。

condition, whereas in the capacity market scenario, the maximum net profit occurs at 45% heat-storage starting condition. The scheme with the smallest heat storage capacity demonstrates the lowest total cost increase, with both market mechanisms yielding optimal net profits.
Key words: condensing unit; heat storage and peak regulation; secondary heat storage; variable operating condition; economy

为实现“双碳”目标，我国能源体系需控制化石能源消耗总量，构建以新能源为主体的新型电力系统。为此，我国风力发电和太阳能发电得到了快速发展，根据国家能源局发布的 2024 年全国电力工业统计数据，截至 2024 年年底，我国太阳能发电装机容量占比约为 26.6%，风电装机容量占比约为 15.5%。然而，将波动性较大的风电、光电大量接入电网会带来负荷峰谷差变大、系统运行不稳定等问题[1-2]，从而产生弃风弃光现象[3]。由于 2024 年火电机组发电量占比为 67.4%，仍是我国发电的主导力量，所以火力发电厂的调峰能力对消纳可再生能源发电非常重要[4-5]。在火电机组中引入蓄热系统是提高其调峰能力的一种有效方法，该方法响应速度快、调峰容量大[6]。早期蓄热技术主要应用于热电联产机组[7-8]，高温熔盐储热技术发展后，储热技术也开始应用于凝汽式机组的灵活性改造[9-10]。

关于凝汽式机组与熔盐储热技术耦合方案的研究比较多。王辉等[11]提出火电机组耦合百兆瓦级熔盐储能工艺，同时抽取高压主蒸汽和高温再热蒸汽与熔盐换热，实现百兆瓦级储热和深度调峰。景浩等[12]提出一种燃煤机组耦合蒸汽−烟气逐级加热熔盐的储热系统，热量主要来自主蒸汽和烟气。于景辉等[13]针对某 660 MW 火电机组引入单罐熔盐储热系统，提出了多种储/释热耦合方案，热源主要来自冷再热蒸汽和热再热蒸汽。刘金恺等[14]以 600 MW 燃煤机组为对象，提出了 8 种熔盐储热辅助调峰系统设计方案，蓄热过程选取了主蒸汽、再热蒸汽、高压缸排汽、中压缸排汽等不同节点的抽汽，回水可回流至除氧器或对应压力的回热器疏水，释热过程选择给水泵出口给水、凝结水泵出口凝结水。李学军等[15]主要对熔盐储热系统与汽轮机旁路系统的耦合进行研究，指出这种耦合方式可以提高机组调峰的灵活性，更好适应不同负荷需求。

以上研究中蓄热系统均只蓄存了一个温度等级的热能，因此蓄热后的蒸汽温度较高，直接排入凝汽器产生的热损失较大[16]。Ma 等人[17]以一台 670 MW 燃煤机组为研究对象，提出高温熔盐与低温熔盐储热相结合的方案，有效克服了单一类型熔盐工作温度受限的问题。

在蓄热调峰方案的研究中，研究者均考虑了调峰深度、范围变化，不少研究者还对蓄热调峰的能效、调峰时长、经济性等进行了研究。冯垚飞等[18]以 350 MW 热电联产机组为对象，研究了熔盐储热的热效率、等效往返效率、综合发电煤耗等指标的变化。唐广通等[19]针对燃煤发电机组集成双热源的熔盐储热系统开展研究，在储热过程中以 30%THA 工况作为基准工况，对最大再热蒸汽分流流量以及燃煤发电机组输出功率降低量进行分析。段丽等[20]研究了热再热抽汽熔盐储热参与机组调峰顶峰运行时最大抽汽量与调峰时长的关系。邹思宇等[21]在 1 个蓄放热周期的基础上，对燃煤火电机组调峰辅助服务的效益进行评估，计算碳排放和经济性变化，寻找深度调峰与低碳运行的协调方案。沈仁虎等[22]以 660 MW 二次再热凝汽式机组为例，在经济性层面研究了 30%THA~50%THA 蓄热起始范围内不同方案增加的调峰容量补偿及煤耗成本等指标的变化。

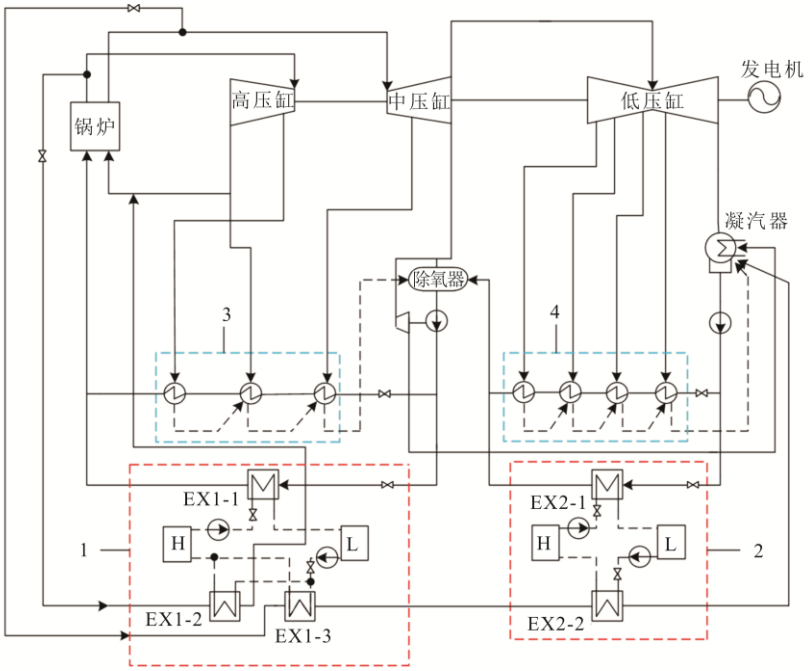
上述研究对于蓄热系统的分析评价均是基于设计方案进行的，而实际运行中，已有的蓄热调峰系统可以从机组的任何一个工况开始蓄热，蓄热调峰系统在变工况下的调峰能力对机组的运营非常重要，但相关研究较少。基于此，本文针对一种耦合旁路的二级蓄热系统，研究机组变工况运行条件下蓄热系统的调峰参数和经济性变化，为机组蓄热调峰实际运行提供参考。

1 二级蓄热调峰方案

1.1 蓄热系统结构

当前一次再热机组大多采用高压旁路和低压旁路组合，而主蒸汽与再热蒸汽的温度等级相当，因此蓄热与旁路耦合时，为充分利用蒸汽热能，本文提出一种与旁路耦合的二级蓄热系统，其示意如图 1 所示。该系统由高温蓄热系统和低温蓄热系统构成，高温蓄热系统储存主蒸汽热量和再热蒸汽的高温热量，而再热蒸汽低温热量可进一步在低温蓄热系统储存。蓄热时，抽取部分主蒸汽进入高温蓄热系统，加热熔盐蓄热后送入冷再热蒸汽管道，抽

取部分再热蒸汽依次进入高温蓄热系统和低温蓄热系统，加热熔盐蓄热后送入凝汽器。放热时，高温蓄热系统加热锅炉给水，排挤高压加热器的回热抽汽，低温蓄热系统加热凝结水，排挤低压加热器的回热抽汽，从而实现机组顶峰运行。两级蓄热系统均采用双罐结构，其中高温蓄热系统的熔盐加热系统由 2 个并联的熔盐换热器组成，加热热源分别为主蒸汽抽汽和再热蒸汽抽汽。



1—高温蓄热系统；2—低温蓄热系统；3—高压加热器；4—低压加热器；EX1-1、EX2-1—熔盐–水换热器；EX1-2、EX1-3、EX2-2—熔盐–蒸汽换热器；H—高温熔盐罐；L—低温熔盐罐。

图 1 与旁路耦合的二级蓄热系统示意

Fig.1 Schematic diagram of the proposed secondary heat storage system with bypass coupling

1.2 蓄热系统参数选择

将提出的与旁路耦合的二级蓄热系统应用于某 660 MW 超超临界机组，采用 EBSILON 软件建立系统的仿真模型，进行深度调峰的变工况研究。表 1 给出了典型工况下该机组关键参数的热平衡图的值与 EBSILON 软件仿真模拟结果的对比，误差均在 1.1%内。

考虑到目前典型燃煤锅炉的最低稳燃负荷已经可以降至 25%P_e~30%P_e[23]，选取 30%THA 工况作为蓄热设计工况。在 30%THA~VWO 范围内，主蒸汽温度在 583~600 ℃变化，再热蒸汽温度在 560~600 ℃变化。VWO 工况顶峰运行，凝结水从 33 ℃被加热到 136 ℃，锅炉给水从 177 ℃被加热到 281 ℃。

表 1 机组关键参数热平衡图值与仿真结果对比

Tab.1 Comparison of the unit key parameters between the values of heat balance diagram and simulation results

项目		主蒸汽流量/(t·h^{-1})	主蒸汽压力/MPa	再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	再热蒸汽压力/MPa	热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)
VWO	热平衡图	2 000.0	25.0	1638.9	4.6	7 359.0
	仿真值	1 997.9	25.0	1638.9	4.6	7 376.2
	误差	–0.10%	0	0	0	0.20%
THA	热平衡图	1 763.8	25.0	1457.0	4.1	7 352.7
	仿真值	1 781.8	25.0	1464.5	4.1	7 387.2
	误差	1.00%	0	0.50%	0	0.50%
50%THA	热平衡图	838.5	15.8	723.8	2.1	7 712.3
	仿真值	840.2	15.8	723.0	2.1	7 713.4
	误差	0.20%	0	–0.10%	0	0.01%
30%THA	热平衡图	520.3	9.9	457.4	1.3	8 180.7
	仿真值	526.2	10.0	461.3	1.3	8 258.8
	误差	1.10%	1.00%	0.90%	0	1.00%

根据上述温度范围变化，选取高温蓄热系统的低温罐温度为 210 ℃、高温罐温度为 570 ℃，低温蓄热系统的高温罐温度为 230 ℃、低温罐温度为 90 ℃。考虑熔盐熔点温度、分解温度和价格，以及参考文献[24]给出的各类熔盐性能，选取 LMPS II 盐作为蓄热介质。该熔盐熔点为 83 ℃，分解温度为 625 ℃，蓄热系统成本为 74.3 元/(kW h)。机组以 30%THA 工况且蓄热抽汽量最大作为蓄热设计工况，此时主蒸汽最大抽汽量为 328 t/h，再热蒸汽最大抽汽量为 266 t/h。蓄热系统的投资成本还与蓄热容量有关，表 2 给出了 4 种不同蓄热容量方案的设计蓄热时长、蓄热容量和投资成本等参数。

表 2 4 种方案蓄热系统参数
Tab.2 Parameters of the thermal energy storage systems with four schemes

方案	设计蓄热时长/h	高温系统蓄热容量/GJ	低温系统蓄热容量/GJ	蓄热系统投资成本/万元
方案 1	1	443.7	655.1	2 267.9
方案 2	2	887.4	1 310.2	4 535.8
方案 3	3	1 331.1	1 965.3	6 803.7
方案 4	4	1 774.8	2 620.4	9 071.6

2 蓄热调峰参数

2.1 降负荷运行的最低发电负荷率

在蓄热过程中要达到最低发电负荷率，除了与蓄热起始工况有关外，还受到锅炉和汽轮机安全的影响，但本文蓄热系统与旁路耦合，保护了锅炉再热器，因此在锅炉负荷未降至最低稳燃负荷之前，只需考虑汽轮机安全对最大抽汽量的限制。本文是将高压旁路与低压旁路进行耦合，因此需要保证高压缸最小进汽流量，一般不低于额定工况的 20%[25]；而抽取再热蒸汽会影响中压缸进汽量，使汽轮机轴向推力与末级叶片应力改变，因此抽取的再热蒸汽量不宜高于再热蒸汽量的 30%[13]，且以高压缸末级级组前、后压差小于 VWO 工况对应值的方式保证高压缸动叶片的安全性[26]；而中压缸进汽量减少也会影响低压缸进汽量，一般不低于额定工况的 10%[27]。由此可得出最低发电负荷率计算模型为：

$$\begin{aligned}&\min\frac{P_{\min}}{P_{\mathrm{e}}}=f(D_{\mathrm{j}},R_{\mathrm{i}})\\&\text{s.t.}\quad D_{\text{H-in}}>20\%D_{\mathrm{H}},D_{\mathrm{C}}>30\%D_{\mathrm{R}},\\&\qquad \Delta p<\Delta p_{\max},D_{\text{L-in}}>10\%D_{\mathrm{L}}\end{aligned}\tag{1}$$

式中：$P_{\min}$ 为机组最小发电功率，MW；P_{e} 为机组额定发电功率，MW；D_{j} 为蓄热抽汽量，t/h；R_{i} 为蓄热起始负荷率，%；$D_{\text{H-in}}$ 为高压缸进汽量，t/h；D_{H} 为额定工况下的高压缸进汽量，t/h；D_{C} 为再热蒸汽的抽汽量，t/h；D_{R} 为再热蒸汽量，t/h；Δp 为抽汽后高压缸末级级组压差，MPa；$\Delta p_{\max}$ 为 VWO 工况下高压缸末级级组压差，MPa；$D_{\text{L-in}}$ 为低压缸进汽量，t/h；D_{L} 为额定工况下低压缸的进汽量，t/h。

根据最低发电负荷率的计算模型，模拟任一锅炉蒸发量下（对应汽轮机组的蓄热起始工况）机组的蓄热过程，可以得到机组变工况运行时，不同蓄热起始工况下蓄热抽汽量达到最大时机组能达到给定锅炉蒸发量下的最低发电负荷率。

2.2 调峰时长

在蓄热容量给定的条件下，变工况运行时，蓄热时长和放热时长均会发生变化。由于蓄热时高温蓄热系统和低温蓄热系统是串联于低压旁路上的，所以蓄热时长取决于两者中最先达到设计蓄热容量时所需的时间，如式(2)所示。

$$\begin{aligned}t_{\mathrm{x}}&=t_{\min}(t_{\mathrm{x1}},t_{\mathrm{x2}})\\t_{\mathrm{x1}}&=\frac{Q_{\mathrm{s1}}}{D_1\times\Delta H_1}\\t_{\mathrm{x2}}&=\frac{Q_{\mathrm{s2}}}{D_2\times\Delta H_2}\end{aligned}\tag{2}$$

式中：t_{x} 为系统蓄热时长，h；t_{x1} 为高温系统蓄热时长，h；Q_{s1} 为设计的高温蓄热系统的蓄热容量，kJ；D_1 为变工况下高温蓄热系统的熔盐流量，t/h；ΔH_1 为高温蓄热系统熔盐焓降，kJ/kg；t_{x2} 为低温蓄热系统蓄热时长，h；Q_{s2} 为设计的低温蓄热系统的蓄热容量，kJ；D_2 为变工况下低温蓄热系统的熔盐流量，t/h；ΔH_2 为低温蓄热系统熔盐焓降，kJ/kg。

忽略蓄热系统的散热损失，根据能量守恒定律，变工况下的高温蓄热系统和低温蓄热系统放热时长分别为：

$$t_{\mathrm{f1}}=\frac{Q'_{\mathrm{s1}}}{D_3\times\Delta H_1}\tag{3}$$

$$t_{\mathrm{f2}}=\frac{Q'_{\mathrm{s2}}}{D_4\times\Delta H_2}\tag{4}$$

式中：t_{f1} 为高温蓄热系统的放热时长，h；Q'_{s1} 为高温蓄热系统的蓄热量，kJ；D_3 为放热时高温蓄热系统的熔盐流量，t/h；Q'_{s2} 为低温蓄热系统的蓄热量，kJ；t_{f2} 为低温蓄热系统的放热时长，h；D_4 为放热时低温蓄热系统的熔盐流量，t/h。

3 经济性评价指标

3.1 全年因蓄热调峰增加的总成本

机组参与调峰时增加的总成本取决于因蓄热调峰而减少的售电收益、增加的寿命损耗成本和增加的煤耗成本以及蓄热系统的静态投资成本，如式(5)所示。

$$C = G_s + G_h + G_m + E \tag{5}$$

式中：C 为全年增加的总成本，元；G_s 为全年减少的售电收益，元；G_h 为全年增加的寿命损耗成本，元；G_m 为全年增加的煤耗成本，元；E 为机组蓄热系统的投资成本折旧，元。

3.1.1 售电收益的减少

蓄热过程发电量下降，售电收益减少，而放热过程发电功率增加，售电收益增加。蓄热调峰产生的售电收益的减少计算如下：

$$G_s = (k_d \times \Delta P_{chg} \times t_x - k_f \times \Delta P_{dischg} \times t_f) \times n \times 1\,000 \tag{6}$$

式中：k_d 为谷段时的上网电价，取 0.218 8 元/(kW·h)；k_f 为峰段时的上网电价，取 0.328 9 元/(kW·h)；ΔP_{chg} 为蓄热时机组减少的发电功率，MW；ΔP_{dischg} 为放热时机组增加的发电功率，MW；n 为全年蓄热调峰天数，假设为 200 天。

3.1.2 寿命损耗成本的增加

灵活性改造后的机组寿命损耗成本参考文献[28]的计算公式，由于此公式计算得到的寿命损耗成本为调峰 500 h 后的值，所以本文通过对该公式除以 500 得到每小时的寿命损耗成本：

$$f(X) = \begin{pmatrix} -0.044\,44X^3 + 0.045\,2X^2 - \\ 0.019\,1X + 0.004\,8 \end{pmatrix} \times t_x \times n \times M \times P_e / 500 \tag{7}$$

式中：X 为机组的发电负荷率，%；M 为火电机组的单位机组购机成本，元/MW，取值可参考《火电工程限额设计参考造价指标》（2023 年水平）。

此时计算得到的寿命损耗成本是某个发电负荷率下机组的寿命损耗成本，而机组在蓄热起始工况时不蓄热也存在寿命损耗成本，因此蓄热调峰寿命损耗成本的增加为：

$$G_h = f(X_1) - f(X_2) \tag{8}$$

式中：$f(X_1)$为调峰时在最低发电负荷率时对应的寿命损耗成本，元；$f(X_2)$为在蓄热起始工况下的寿命损耗成本，元。

3.1.3 煤耗成本的增加

煤耗成本考虑为煤耗量与煤价的乘积，此时煤耗量取值为机组因参与调峰而增加的煤耗量：

$$G_m = (\Delta B_{chg} \times t_x - \Delta B_{dischg} \times t_f) \times k_m \times n \tag{9}$$

式中：ΔB_{chg} 为蓄热过程增加的煤耗量，t/h；ΔB_{dischg} 为放热过程减少的煤耗量，t/h；k_m 为煤价，元/t，参考甘肃省兰州市市场平均煤价，取值 930 元/t，热值为 27 209 kJ/kg。

3.1.4 蓄热系统投资成本的折旧

假设该机组蓄热系统投资成本折旧为 20 年。蓄热系统投资成本的折旧公式为：

$$E = F / 20 \tag{10}$$

式中：F 为蓄热系统的投资成本，元。

3.2 不同市场规则下的净利润

3.2.1 调峰辅助服务市场

在调峰辅助服务市场中，增加的收益部分为调峰容量补贴，因此蓄热调峰的净利润为因蓄热调峰增加的调峰容量补贴减去增加的总成本：

$$J_t = S - C \tag{11}$$

式中：J_t 为调峰辅助服务市场下蓄热调峰的净利润，元；S 为增加的调峰容量补贴，元，参考《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》（甘监能市场〔2022〕238）进行计算。根据该规则，机组发电负荷率在 50%以下可以获得调峰容量补贴，补偿标准分为 9 档且不均匀增加，具体如表 3 所示。

表 3 调峰辅助服务市场补偿标准 单位：元/(MW·d)

Tab.3 Peak regulation auxiliary service market compensation standard

等级	机组出力区间	非供热季补偿标准
1	额定容量 40%≤实际出力＜额定容量 50%	10
2	额定容量 35%≤实际出力＜额定容量 40%	200
3	额定容量 30%≤实际出力＜额定容量 35%	350
4	额定容量 25%≤实际出力＜额定容量 30%	600
5	额定容量 20%≤实际出力＜额定容量 25%	800
6	额定容量 15%≤实际出力＜额定容量 20%	1 000
7	额定容量 10%≤实际出力＜额定容量 15%	1 200
8	额定容量 5%≤实际出力＜额定容量 10%	1 500
9	额定容量 0%＜实际出力＜额定容量 10%	1 800

全年调峰容量补贴计算如式(12)所示：

$$S_d = \sum_{d=1}^{n}\left[\sum_{i=1}^{9}(S_{d,i} \times k_i)\right] \times Q_d \tag{12}$$

式中：S_d 为全年调峰容量补贴，元；$S_{d,i}$ 为机组申报运行日 d 日第 i 档调峰容量，MW；k_i 为第 i 档调峰容量月度补偿价格，元/MW；Q_d 为运行日 d 日火电机组调峰容量补偿系数。

Q_d 的计算公式为：

$$Q_d = M_{d1} \times M_{d2}$$
$$M_{d1} = \frac{P_1}{P_e} \tag{13}$$
$$M_{d2} = \frac{\min[(1-d)P_2, 0.95]}{0.95}$$

式中：P_1 为机组 d 日申报发电能力上限，MW；P_2 为（1–d）日厂用电率。

以 50%以下的工况作为蓄热起始工况开始调峰时，获得的调峰容量补贴包括机组在蓄热起始工况下就得到的调峰容量补贴和因蓄热调峰而增加的调峰容量补贴，故因蓄热调峰而增加的全年调峰容量补贴 S 的计算公式为：

$$S = S_{d1} - S_{d2} \tag{14}$$

式中：S 为全年增加的调峰容量补贴，元；S_{d1} 为调峰时在最低发电负荷率时对应的调峰容量补贴，元；S_{d2} 为机组在蓄热起始工况下的调峰容量补贴，元。

3.2.2 容量市场

在容量市场中，增加的收益部分为容量补偿收入，因此容量市场的净利润为因顶峰运行而增加的容量补偿收入减去增加的总成本：

$$J_r = A - C \tag{15}$$

式中：J_r 为容量市场下蓄热调峰的净收益，元；A 为增加的容量补偿收入，元。

根据文献[29]可知增加的容量补偿收入为：

$$A = k_r \times L_r \tag{16}$$

式中：k_r 为容量补偿电价，元/(kW a)，取值参考国家发展改革委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》，其中甘肃省的容量电价为 100 元/(kW a)；L_r 为增加的有效容量，kW。

4 结果与讨论

4.1 蓄热调峰参数

4.1.1 调峰范围

机组蓄热调峰范围指引入蓄热后机组可达到的最低发电负荷率和顶峰运行的最大发电负荷率。

机组蓄热可达到的最低发电负荷率与蓄热功率有关，与系统的蓄热容量无关。不同方案的最低发电负荷率随蓄热起始工况的变化如图 2 所示。由图 2 可以看出，在蓄热过程中，随着蓄热起始工况负荷率的增加最低发电负荷率均逐步上升，但从 40%蓄热起始工况开始变化放缓。这是因为当蓄热起始工况低于 40%时，低压缸最小进汽量决定了最大蓄热抽汽量，而大于 40%时则是抽取的再热蒸汽量不宜低于再热蒸汽量的 30%限制了最大蓄热抽汽量。发电负荷率的下降值逐渐增大，最大为 28.7%，且在蓄热起始工况 40%时出现拐点，在 40%~50%下降值增加的幅度变大，产生这种趋势的原因同上。

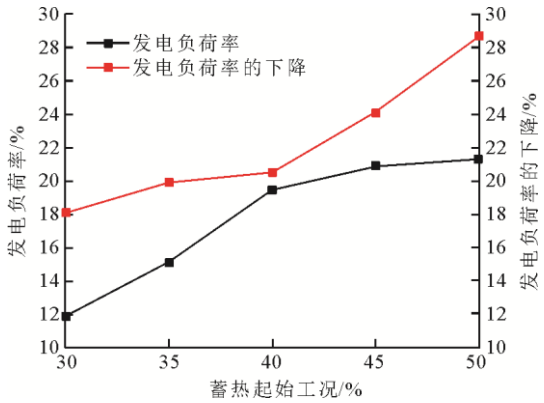
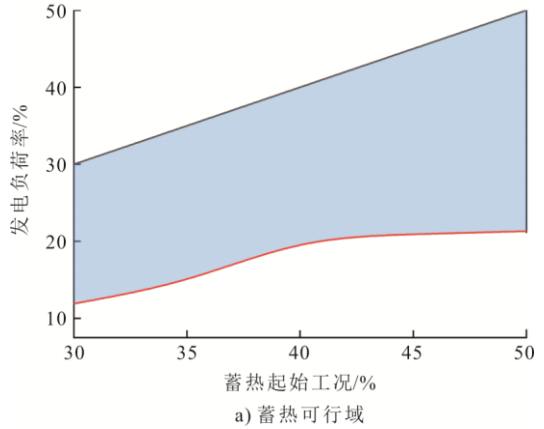


图 2 不同蓄热起始工况下机组蓄热最低发电负荷率
Fig.2 Minimum generating load rate of unit with different heat storage starting conditions

放热过程顶峰运行，如果高压加热器（高加）回热抽汽和低压加热器（低加）回热抽汽均排挤为 0，则放热起始工况为 94.6%，此时机组发电负荷率可以升高到 VWO 工况，即负荷率达到 110%。

4.1.2 蓄热调峰可行域

实际运行时，蓄热过程蓄热抽汽量可以从 0 到最大抽汽量变化，因此蓄热过程发电负荷率可以在一定范围内变化，存在一个蓄热过程的可行域。而放热过程也可以不是顶峰运行，且加热的凝结水量和锅炉给水量也可以调节，因此放热过程发电负荷率也可以在一定范围内变化，存在一个放热过程的可行域。图 3 给出了该机组蓄热调峰的可行域，可行域与蓄热和放热的起始工况有关，但与系统的蓄热容量无关，因此 4 种蓄热容量即不同方案的蓄热调峰可行域相同。



a) 蓄热可行域

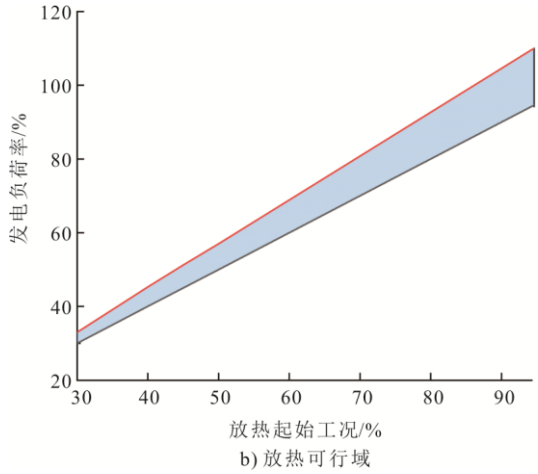


图 3 蓄热调峰的可行域
Fig.3 The feasible regions of thermal energy storage for peak shaving

图 3a)中下线代表最大蓄热抽汽量时的发电负荷率，即最低发电负荷率，上线代表抽汽量为 0 即不进行调峰时的发电负荷率，所围区域为通过改变蓄热起始工况和蓄热抽汽量可以达到的发电负荷率。图 3b)中下线代表加热的凝结水量和给水量为 0 时即不进行放热时对应的发电负荷率，上线代表将高加与低加回热抽汽全部排挤时对应的发电负荷率，即最高发电负荷率，所围区域为通过改变放热起始工况和加热的凝结水量、给水量可以达到的发电负荷率。

4.1.3 调峰时长

蓄热时长受蓄热抽汽量、蓄热起始工况和蓄热容量的影响。当蓄热抽汽量最大时蓄热时长最短，其随蓄热容量和蓄热起始工况的变化如图 4 所示。

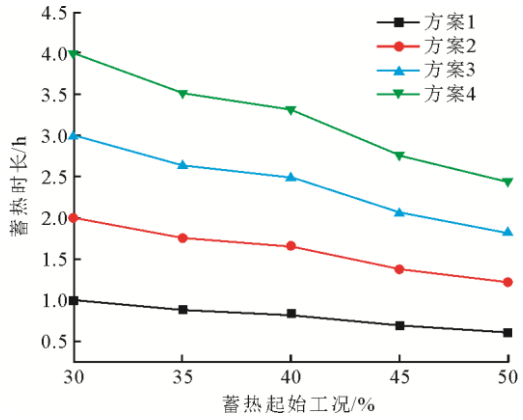


图 4 不同蓄热起始工况下的最短蓄热时长
Fig.4 The minimum heat charging duration under different heat storage starting conditions

从方案 1 到方案 4 蓄热容量等比例递增。由图 4 可以看出：随蓄热容量增加，最短蓄热时长成倍增加；随蓄热起始工况增加，4 种方案的最短蓄热时长均逐渐缩短，在 50%蓄热起始工况下取得最小值。这是因为随起始工况增加，最大蓄热抽汽量增大，蓄热功率增大，但同时整个蓄热系统蓄热容量是一定的，故最短蓄热时长缩短。而且由于高温蓄热系统的蓄热量和低温蓄热系统的蓄热量并非同比例变化，本文案例机组中当高温蓄热系统蓄热量达到设计容量时，低温蓄热系统并未蓄满。后续经济性分析均以最短蓄热时长进行。

系统放热时顶峰运行，系统蓄热容量越低，顶峰放热时长越段，因此方案 1 对应的顶峰放热时长最短，其他方案依次等比例增加。若高加回热抽汽和低加回热抽汽均排挤为 0，则低温蓄热系统的顶峰放热时长大于高温蓄热系统。方案 1 低温蓄热系统和高温蓄热系统的顶峰时长分别为 1.01 h 和 0.64 h。低加回热抽汽均排挤为 0，而高加仍有回热抽汽加热 55%锅炉给水时，高温蓄热系统和低温蓄热系统的放热时长相等，此时对应放热起始工况为 98.2%，后续经济性分析均以此作为顶峰放热起始工况进行。

4.2 全年增加的总成本

4.2.1 减少的售电收益

参考 2025 年 3 月国网甘肃省电力公司代理购电价格公告，谷段、峰段时的上网电价分别为 0.218 8、0.328 9 元/(kW·h)，不同方案下减少的售电收益随蓄热起始工况的变化如图 5 所示。

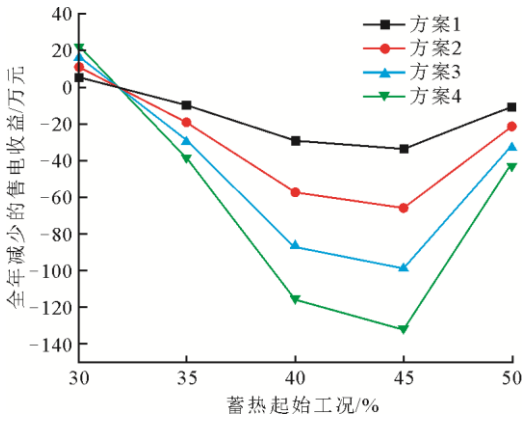


图 5 不同蓄热起始工况下减少的售电收益
Fig.5 The reduced revenues from electricity sales under different heat storage starting conditions

由图 5 可以看出：4 种方案均在约 32%蓄热起始工况时售电收益的减少为 0；当蓄热起始工况小于 32%时，售电收益的减少随蓄热容量的增加而增

加；当蓄热起始工况大于 32%时，售电收益的减小为负值，即售电收益增加，并随蓄热容量的增加而减小；随蓄热起始工况的增加，4 种方案售电收益的减少均逐渐降低而后增加，在 45%起始工况下取得最小值，即此时售电收益的增加达到最大。这是由于计算中认为每次放热均使机组达到顶峰运行状态，顶峰放热增加的那部分售电收益是一个定值，所以蓄热过程售电收益的减小是蓄热时长及发电负荷降低量 2 个变化因素共同作用的结果。

4.2.2 增加的寿命损耗成本

不同方案下蓄热调峰增加的寿命损耗成本随蓄热起始工况的变化如图 6 所示。由图 6 可以看出：蓄热调峰会使寿命损耗成本增加，且随蓄热容量增加，寿命损耗成本增加量也逐渐增大；但随着蓄热起始工况增加，4 种方案寿命损耗成本增加量均呈先减后增趋势，在 45%蓄热起始工况下取得最小值。这是因为蓄热调峰是在机组原有低负荷运行基础上进一步降低负荷，这样增加的寿命损耗成本不仅与蓄热增加的负荷降低幅度有关，还受到蓄热起始工况原有的寿命损耗成本的影响。

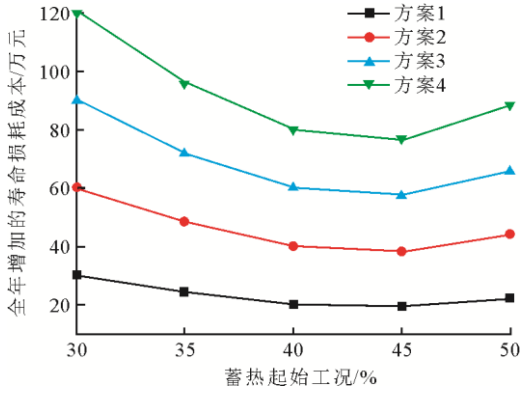


图 6 不同蓄热起始工况下增加的寿命损耗成本
Fig.6 The increased life loss costs under different heat storage starting conditions

4.2.3 增加的煤耗成本

不同方案下蓄热调峰增加的煤耗成本随蓄热起始工况的变化如图 7 所示。由图 7 可以看出：随蓄热容量增加，煤耗成本增加量逐渐增大；随蓄热起始工况增加，4 种方案煤耗成本增加量总体上升，但在 40%之后变化很小。原因在于虽然蓄热过程的煤耗量随蓄热起始工况的增加基本呈线性增加，但蓄热时长变化不均匀且与之相反，两者作用的结果使得蓄热调峰煤耗成本的增加变化不均匀。

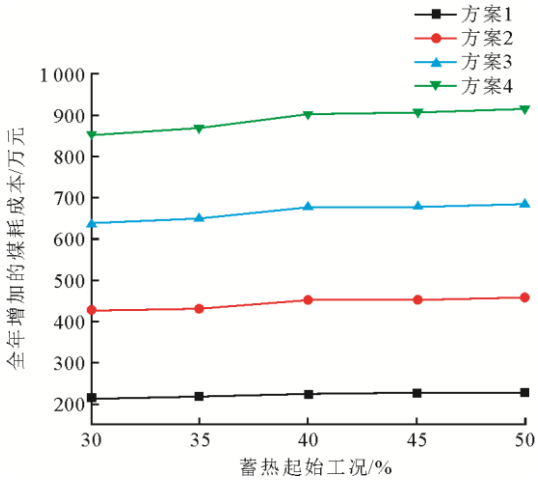


图 7 不同蓄热起始工况下增加的煤耗成本
Fig.7 The increased coal consumption costs under different heat storage starting conditions

4.2.4 总成本

图 8 给出了不同方案下蓄热调峰增加的总成本随蓄热起始工况的变化。

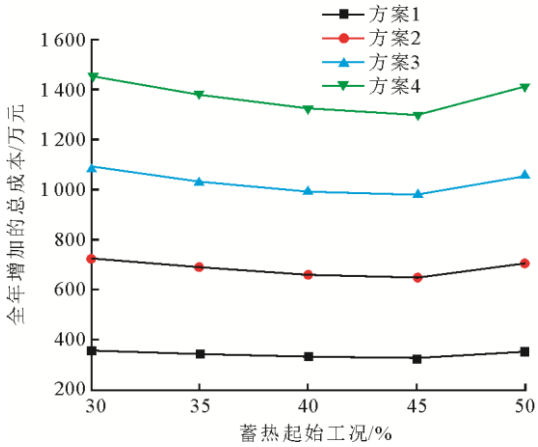


图 8 不同蓄热起始工况下增加的总成本
Fig.8 The increased total costs under different heat storage starting conditions

由图 8 可以看出：随蓄热容量增加，4 种方案蓄热调峰增加的总成本均增加；而随蓄热起始工况的增加，4 种方案蓄热调峰增加的总成本均先降后增，约在 45%蓄热起始工况下达到最小值。这是因为经过上述计算，售电收益的减少值、寿命损耗成本的增加值均在 45%蓄热起始工况下取得最小值。在方案 1 下，蓄热起始工况为 45%时蓄热调峰增加的总成本最低，为 325.56 万元。

4.3 净利润

4.3.1 在调峰辅助服务市场下的净利润

图 9 给出了不同方案下，在调峰辅助服务市场

下蓄热调峰的净利润随蓄热起始工况的变化。

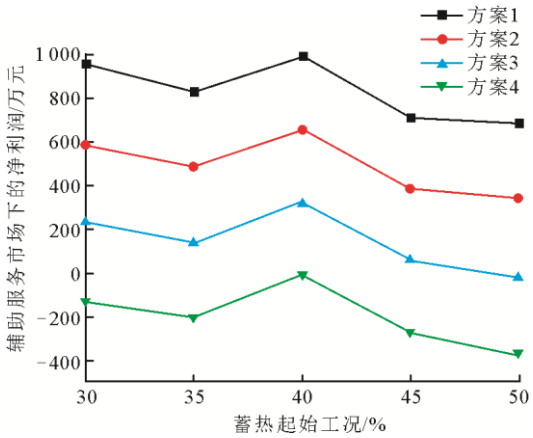


图 9 在调峰辅助服务市场下不同蓄热起始工况下的净利润

Fig.9 The net profits under different heat storage starting conditions in the peak regulation auxiliary service market

由图 9 可以看出：在辅助服务市场下，随蓄热容量增加，4 种方案蓄热调峰的净利润均减少；方案 3 下，在 50%起始工况下净利润变为负值，而在方案 4 下净利润全为负值。这是因为调峰容量补贴不随蓄热容量改变，但因蓄热调峰而增加的总成本随蓄热容量的增加而增加。而随蓄热起始工况的增加，净利润的变化趋势均为先降后增而后再降，约在 40%起始工况下取得最大值。因为调峰容量补贴的增加与调峰容量补贴的市场规则、蓄热调峰的起始工况以及调峰容量即最低发电负荷率有关。根据《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》中的调峰容量市场补偿标准表可知，40%起始工况对应的最低发电负荷率的调峰补贴标准与 40%起始工况的调峰补贴标准的差值最大，因此在 40%起始工况下取得增加的调峰容量补贴最大值。虽然总成本增加的最小值在 45%起始工况下取得，但整体来看，总成本增加的变化不大，因此净利润主要由调峰容量补贴增加的收益决定。在方案 1 下，蓄热起始工况为 40%时蓄热调峰的净利润最大，为 986.95 万元。

4.3.2 在容量市场下的净利润

放热过程中顶峰运行，使得机组的有效容量可以增加到 726 MW，假设机组的有效容量忽略因强迫停运、维护等因素导致的折减，计算得到增加的全年容量补偿收入为 1 260 万元，与蓄热容量无关。图 10 给出了不同蓄热容量方案在容量市场下蓄热调峰的净利润随蓄热起始工况的变化。由图 10 可以看出：在容量市场下，随蓄热容量增加，4 种方案蓄热调峰的净利润均减少；方案 4 的净利润全为负值；随蓄热起始工况的增加，净利润的变化均呈先增后降趋势，约在 45%蓄热起始工况下达到最大值。这是因为全年增加的容量补偿收益是一个定值，在此情况下，净利润主要取决于总成本的增加值，而该值在 45%起始工况下取得最小值。在方案 1 下，蓄热起始工况为 45%时蓄热调峰的净利润最大，为 934.32 万元。

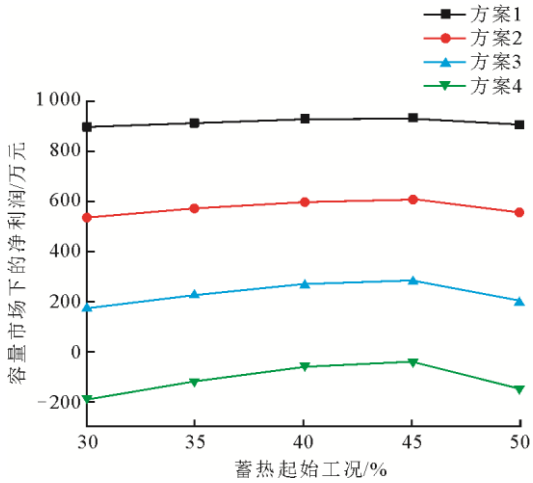


图 10 在容量市场下不同蓄热起始工况下的净利润

Fig.10 The net profits under different heat storage starting conditions in the capacity market

5 结 论

针对某 660 MW 超超临界的一次再热机组，以 30%作为蓄热设计工况，研究变工况时机组蓄热调峰的调峰范围、蓄放热时长、调峰成本及净利润的变化，得出以下结论。

1）由于蓄放热起始工况和蓄放热热量均可根据实际运行需要调整，所以存在蓄热可行域和放热可行域，且与蓄热系统设计容量无关。

2）随蓄热起始工况增加，最短蓄热时长逐渐缩短，高温蓄热系统蓄热达到设计容量时，低温蓄热系统仅在蓄热设计工况能达到设计容量。放热时顶峰运行，低温蓄热系统的顶峰放热时长大于高温蓄热系统的顶峰放热时长。

3）以蓄热过程负荷最低和放热过程顶峰运行核算，蓄热调峰增加的总成本受蓄热容量和蓄热起始工况的影响。蓄热容量越大总成本的增加越高，而在 45%蓄热起始工况下蓄热调峰总成本的增加最低。

4）在调峰辅助服务市场规则下，净利润最大值在 40%蓄热起始工况下取得；而在容量市场规则下，净利润最大值在 45%蓄热起始工况下取得。2 种市场规则下，净利润均随蓄热容量增加而减少。

［参 考 文 献］

［1］ 牟春华, 居文平, 黄嘉驷, 等. 火电机组灵活性运行技术综述与展望[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 1-7.
MU Chunhua, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 1-7.

［2］ RIKOS E, TSELEPIS S, HOYER-KLICK C, et al. Stability and power quality issues in microgrids under weather disturbances[J]. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 2008, 1(3): 170-179.

［3］ ZHANG B, XU G, ZHANG Z. A holistic robust method for optimizing multi-timescale operations of a wind farm with energy storages[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 356: 131793.

［4］ WANG C, SONG J, ZHU L, et al. Peak shaving and heat supply flexibility of thermal power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 193: 117030.

［5］ YOU C F, XU X C. Coal combustion and its pollution control in China[J]. Energy, 2010, 35(11): 4467-4472.

［6］ 高春辉, 肖冰, 尹宏学, 等. 新能源背景下储能参与火电调峰及配置方式综述[J]. 热力发电, 2019, 48(10): 38-43.
GAO Chunhui, XIAO Bing, YIN Hongxue, et al. Energy storage participating in thermal power peaking and configuration in background of new energy: a review[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(10): 38-43.

［7］ 罗海华, 张后雷, 刘文涛, 等. 基于熔盐蓄热的亚临界火电机组工业供热调峰技术[J]. 暖通空调, 2020, 50(10): 71-75.
LUO Haihua, ZHANG Houlei, LIU Wentao, et al. Peak regulation technology for industrial heting of subcritical thermal power units based on molten salt heat storage[J]. Heating Ventilating & Air Conditioning, 2020, 50(10): 71-75.

［8］ WANG Y, LOU S, WU Y, et al. Flexible operation of retrofitted coal-fired power plants to reduce wind curtailment considering thermal energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 35(2): 1178-1187.

［9］ KOSMAN W, RUSIN A. The application of molten salt energy storage to advance the transition from coal to green energy power systems[J]. Energies, 2020, 13(9): 2222.

［10］ 刘亨. 熔盐储热耦合煤电机组研究进展与应用现状[J]. 东北电力技术, 2025, 46(4): 18-22.
LIU Heng. Research progress and application status of molten salt thermal storage coupled coal-fired power units[J]. Northeast Electric Power Technology, 2025, 46(4): 18-22.

［11］ 王辉, 李峻, 祝培旺, 等. 应用于火电机组深度调峰的百兆瓦级熔盐储能技术[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1760-1767.
WANG Hui, LI Jun, ZHU Peiwang, et al. Hundred-megawatt molten salt heat storage system for deep peak shaving of thermal power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1760-1767.

［12］ 景浩, 王登亮, 陈禄, 等. 蒸汽-烟气逐级加热熔盐储热系统耦合燃煤机组的灵活性与热力性能研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(17): 6817-6828.
JING Hao, WANG Dengliang, CHEN Lu, et al. Research on the flexibility and thermal performance of steam-flue gas stepwise heating molten salt thermal storage system coupled with coal-fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(17): 6817-6828.

［13］ 于景辉, 张学镭, 刘向阳. 某660 MW火电机组耦合单罐熔盐储热系统特性分析[J]. 能源研究与利用, 2024(6): 21-26
YU Jinghui, ZHANG Xuelei, and LIU Xiangyang. Analysis of the characteristics of a 660 MW thermal power unit coupled with a single-tank molten salt heat storage system[J]. Energy Research and Utilization, 2024(6): 21-26.

［14］ 刘金恺, 鹿院卫, 魏海姣, 等. 熔盐储热辅助燃煤机组调峰系统设计及性能对比[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 111-118.
LIU Jinkai, LU Yuanwei, WEI Haijiao, et al. Design and performance comparison of peak shaving system of coal-fired unit aided by molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111-118.

［15］ 李学军, 姜景芮, 李金泽, 等. 旁路蓄热对凝汽式机组调峰容量的影响[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(2): 56-62.
LI Xuejun, JIANG Jingrui, LI Jinze, et al. A study on influence of the bypass heat storage on the peak shaving capacity of the condensing unit[J]. Power Grid and Clean Energy, 2024, 40(2): 56-62.

［16］ 刘岩, 刘智慧, 金光, 等. 应用复合相变材料的梯级蓄热熔化实验研究[J]. 新型工业化, 2022, 12(8): 178-182.
LIU Yan, LIU Zhihui, JIN Guang, et al. Experimental study on cascade heat storage and melting of composite phase change materials[J]. New Industrialization, 2022, 12(8): 178-182.

［17］ MA T, LI Z, LV K, et al. Design and performance analysis of deep peak shaving scheme for thermal power units based on high-temperature molten salt heat storage system[J]. Energy, 2024, 288: 129557.

［18］ 冯垚飞, 冯林魁, 卢可, 等. 多汽源加热熔盐储能模式在火电机组调峰运行中的分析研究[J]. 汽轮机技术, 2025, 67(1): 63-67.
FENG Yaofei, FENG Linkui, LU Ke, et al. The analysis of molten salt energy storage mode with multiple vapor sources heating in thermal power unit peaking operation[J]. Turbine Technology, 2025, 67(1): 63-67.

［19］ 唐广通, 杨海生, 吴瑞涛, 等. 燃煤机组集成双热源熔盐储热消纳可再生能源发电研究[J]. 热能动力工程, 2025, 40(1): 76-84.
TANG Guangtong, YANG Haisheng, WU Ruitao, et al. Research on renewable energy consumption by coal-fired power plants integrated with two heat sources molten salt thermal energy storage system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2025, 40(1): 76-84.

［20］ 段丽, 郭爱武, 梁双荣. 熔盐储热技术在火电机组调峰顶峰的应用研究[J]. 节能技术, 2024, 42(6): 487-490.
DUAN Li, GUO Aiwu, LIANG Shuangrong. Application of molten salt heat storage technology in peak shaving of thermal power units[J]. Energy Conservation Technology, 2024, 42(6): 487-490.

［21］ 邹思宇, 郑莆燕, 白天宇, 等. 考虑碳交易的凝汽式机组蓄热调峰方案研究[J]. 热力发电, 2022, 51(4): 10-17.
ZOU Siyu, ZHENG Puyan, BAI Tianyu, et al. Research

on heat storage schemes for peak shaving of condensing unit considering carbon trading[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(4): 10-17.

[22] 沈仁虎, 郑莆燕, 程佳豪, 等. 二次再热机组旁路蓄热方案调峰容量及经济性研究[J]. 热力发电, 2025, 54(5): 102-111.
SHEN Renhu, ZHENG Puyan, CHENG Jiahao, et al. Research on peaking capacity and economy of bypass heat storage scheme for double reheat units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 102-111.

[23] 周俊波, 刘茜, 张华, 等. 典型燃煤锅炉低负荷及变负荷运行控制特性分析[J]. 热力发电, 2018, 47(9): 34-40.
ZHOU Junbo, LIU Xi, ZHANG Hua, et al. Control characteristic analysis of typical coal-fired boilers during low load or variable load running[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(9): 34-40.

[24] 张灿灿, 吴玉庭, 鹿院卫. 低熔点混合硝酸熔盐的制备及性能分析[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(2): 435-439.
ZHANG Cancan, WU Yuting, LU Yuanwei. Preparation and comparative analysis of thermophysical properties on low melting point mixed nitrate molten salts[J]. Energy Storage Science & Technology, 2020, 9(2): 435-439.

[25] 张方炜, 刘原一, 谭厚章, 等. 超临界火力发电机组二次再热技术研究[J]. 电力勘测设计, 2013(2): 34-39.
ZHANG Fangwei, LIU Yuanyi, TAN Houzhang, et al. Study of secondly reheat technique of supercritical fire power generators[J]. Electric Power Survey and Design, 2013(2): 34-39.

[26] 程佳豪, 杨宇, 郑莆燕, 等. 基于喷水置换的供热改造方案关键参数影响研究[J]. 热能动力工程, 2025, 40(2): 110-118.
CHENG Jiahao, YANG Yu, ZHENG Puyan, et al. Study on the influence of key parameters of heating renovation scheme based on water spraying replacement[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2025, 40(2): 110-118.

[27] 曹丽华, 王文龙, 罗桓桓, 等. 深度调峰工况下汽轮机低压缸最小流量的确定[J]. 机械工程学报, 2020, 56(16): 98-108.
CAO Lihua, WANG Wenlong, LUO Huanhuan, et al. Determination of minimum flow rate of low pressure cylinder of steam turbine under deep peak load regulation conditions[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2020, 56(16): 98-108.

[28] 高彦洁, 张斯文, 景雪晖, 等. 燃煤机组灵活性改造成本及效益分析[J]. 锅炉技术, 2024, 55(5): 65-71.
GAO Yanjie, ZHANG Siwen, JING Xuehui, et al. Cost and benefit analysis of flexible retrofitting of coal-fired units[J]. Boiler Technology, 2024, 55(5): 65-71.

[29] 陈曦, 张欢, 代春艳, 等. 计及容量补偿的独立储能参与电能量与辅助服务市场运营策略分析[J/OL]. 西安理工大学学报, 1-11[2025-07-11]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1294.N.20250314.1725.008.html.
CHEN Xi, ZHANG Huan, DAI Chunyan, et al. Analysis of operational strategies for independent energy storage participation in the electric energy and ancillary services markets with accounting and capacity compensation[J/OL]. Journal of Xi'an University of Technology, 1-11[2025-07-11]http://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1294.N.20250314.1725.008.html.

（责任编辑　李园）