

DOI: 10.19666/j.rlfed.202210251

# 基于储热的燃煤机组深度调峰 规模化消纳可再生能源发电研究

魏海蛟<sup>1,2</sup>, 鹿院卫<sup>1,2</sup>, 刘金恺<sup>1,2</sup>, 吴玉庭<sup>1,2</sup>

(1.北京工业大学环境与生命学部, 北京 100124;

2.传热强化与过程节能教育部重点实验室及传热与能源利用北京市重点实验室, 北京 100124)

**[摘要]** 随着可再生能源装机容量的不断增加, 为减少可再生能源发电与燃煤机组发电间上网电量不匹配产生的“弃风弃光”现象, 燃煤机组需实现深度调峰为可再生上网源提供空间, 同时还应进一步提高消纳可再生能源的能力。利用再热蒸汽抽汽储热深度调峰系统将可再生能源发电、熔盐储热与燃煤机组降负荷调峰时的蒸汽抽汽储热耦合, 研究基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的可行性及可再生能源发电储热对深度调峰性能的影响, 并分析系统的综合发电煤耗和碳排放的变化规律。研究表明: 当再热蒸汽抽汽流量为 270.70 t/h 时, 燃煤机组发电功率由 300.03 MW 降至 210.07 MW, 储热系统可消纳可再生能源发电的最大功率为 187.26 MW; 存热量释放时, 燃煤机组发电功率由 300.03 MW 增加至 348.68 MW; 单位时间消纳可再生能源发电量为 187.26 MWh 时, 综合发电煤耗降低了 8.49 g/kWh, 减少的 CO<sub>2</sub> 排放量为 28.23 t。该研究为高比例可再生能源发电的消纳提供了指导思路。

**[关键词]** 燃煤机组; 抽汽; 储热; 深度调峰; 消纳可再生能源发电

**[引用本文格式]** 魏海蛟, 鹿院卫, 刘金恺, 等. 基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电研究[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 79-89. WEI Haijiao, LU Yuanwei, LIU Jinkai, et al. Research on large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 79-89.

## Research on large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage

WEI Haijiao<sup>1,2</sup>, LU Yuanwei<sup>1,2</sup>, LIU Jinkai<sup>1,2</sup>, WU Yuting<sup>1,2</sup>

(1. Faculty of Environment and Life, Beijing University of Technology, Beijing 100124, China;

2. MOE Key Laboratory of Enhanced Heat Transfer and Energy Conservation, Beijing Key Laboratory of Heat Transfer and Energy Conversion, Beijing 100124, China)

**Abstract:** In order to reduce the phenomenon of “wind and solar energy power abandonment” caused by the mismatch between the on-grid electricity generated by renewable energy power and coal-fired power unit, the coal-fired power unit needs to achieve the deep peak shaving to provide the grid space for renewable energy power with the continuous increase of the installed capacity of renewable energy. At the same time, the coal-fired power unit provides the ability to further consume renewable energy power. The utilization of coupling reheated steam extraction with thermal energy storage and molten salt thermal energy storage heated by renewable energy power in deep peak shaving system of coal-fired power unit is proposed. The research on large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage is discussed. Moreover, the comprehensive coal consumption for power generation and the CO<sub>2</sub> emission is analyzed. The results show that, the power output of the coal-fired unit decreases from 300.03 MW to 210.07 MW when the

收稿日期: 2022-10-31 网络首发日期: 2023-01-19

基金项目: 国家自然科学基金项目 (52076006)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52076006)

第一作者简介: 魏海蛟 (1987), 男, 博士研究生, 主要研究方向为燃煤机组灵活性运行技术, weihaijiao1@126.com.

通信作者简介: 鹿院卫 (1971), 女, 博士, 教授, 主要研究方向为可再生能源利用及中高温储热传热技术, luyuanwei@bjut.edu.cn.

reheated steam extraction mass flowrate is 270.70 t/h, and the maximum power of renewable energy power consumption by thermal energy storage system is 187.26 MW. When the stored heat is released, the power output of coal-fired unit increases from 300.03 MW to 348.68 MW. When the renewable energy power consumption per unit time is 187.26 MWh, the comprehensive coal consumption for power generation is reduced by 8.49 g/kWh and the CO<sub>2</sub> emission is reduced by 28.23 t. This study provides a guiding idea for the absorption of high-proportion renewable energy power.

**Key words:** coal-fired power unit; steam extraction; thermal energy storage; deep peak shaving; renewable energy power consumption

能源的危机<sup>[1-2]</sup>、可持续发展<sup>[3-4]</sup>和清洁利用<sup>[5]</sup>等问题迫使人开发和利用可再生能源(如典型的风能和太阳能)。我国提出的“30·60”双碳目标<sup>[6]</sup>也引导能源向清洁的、低碳的可再生能源发展<sup>[7]</sup>。因再生能源发电的不可预测性<sup>[8]</sup>和不连续性<sup>[9]</sup>,导致产生不稳定的电能<sup>[10]</sup>影响电网电能质量,使部分可再生能源发电不能进入电网,产生了“弃风弃光”现象。如何将弃掉的电量消纳,是当前亟需解决的问题。为解决可再生能源发电入网比例较低的问题,国内外专家和学者从可再生能源发电系统自身特性和火电机组运行特性角度出发,提出了多种消纳可再生能源发电的策略。例如,利用可再生能源发电与储能系统<sup>[11-12]</sup>耦合减少“弃风弃光”及提升燃煤机组运行的灵活性<sup>[13-14]</sup>增加可再生能源发电入网空间,以增加消纳可再生能源发电的能力。

Ghaljehei、Zhao 等人<sup>[15-16]</sup>和刘扬波等<sup>[17]</sup>将风力发电、压缩空气储能与燃气轮机耦合,利用不稳定的风力发电转换为连续可调的压缩空气动能,并作为燃气轮机的进气,达到消纳风力发电的目的。Karasu、Liu 等人<sup>[18-19]</sup>和刘畅<sup>[20]</sup>将风力发电与熔盐储热耦合,通过电加热熔盐储热,再用来加热蒸汽/水实现连续发电或供热,从而完成风力发电的消纳。Wang、Bauer、Khandelwal 等人<sup>[21-23]</sup>和张强<sup>[24]</sup>将双罐熔盐储热与太阳能热发电系统耦合,用于缓解太阳能波动导致的电能输出不稳定现象,实现了光热电站电力的稳定输出。Ji 等人<sup>[25]</sup>在前人研究基础上提出了“风-光-压缩空气储能”系统,该系统利用压缩空气储能中间过程,将风力发电和太阳能发电产生的不稳定电能转换为燃气轮机输出的稳定电能。以上将可再生能源发电与储能系统耦合的方案能使可再生能源发电实现电力稳定输出,但随着可再生能源装机容量的不断增加,该方法不能打破传统火电机组发电入网与可再生能源发电入网间电量分配的壁垒,因此,要从燃煤机组灵活性运行<sup>[26-27]</sup>方面考虑消纳可再生能源发电。

对发电量占比较小、波动性较强的可再生能源

发电,可通过改变燃煤机组变负荷速率实现消纳,单位时间消纳的可再生能源发电量为燃煤机组的变负荷量。钟祎勃<sup>[28]</sup>和张可臻<sup>[29]</sup>等利用凝结水节流方式提升机组一次调频响应能力。Wang 等人<sup>[30]</sup>改变水-煤比增加燃煤机组的升负荷速率。Zhao 等人<sup>[31]</sup>利用回热加热器抽汽节流提升燃煤机组变负荷时的响应速率。虽然提高燃煤机组变负荷速率可使小规模波动的可再生能源发电顺利接入电网,但对于大规模可再生能源发电而言,该方法并不适用。

另一种消纳可再生能源发电的方式为将储热装置集成到燃煤机组中<sup>[31-32]</sup>,提高燃煤机组降负荷运行的能力,使燃煤机组不可调度的电能或热能能在用电谷期以储热的形式储存,在用峰期将储存的热能释放,实现能量时间和空间的转移,为可再生能源发电提供入网空间。Lai 等人<sup>[33]</sup>在热电联产机组中增加储热水系统,抽取中压缸排汽作为储热水热源,发电负荷降低 12%THA,为可再生能源发电提供 36 MW 进网空间。Trojan 等人<sup>[34]</sup>在机组低负荷运行期间将除氧器内的压力水储存在热水罐中,使冷凝水进入除氧器增加抽汽流量,燃煤机组发电功率可降低 21.96 MW。Cao 等人<sup>[35]</sup>利用电储热辅助汽轮发电机组与燃煤机组耦合,使不可调度的电能加热熔盐并储存,机组负荷由 100%THA 降低至 83.33%THA。Wei 等人<sup>[36-37]</sup>以某 600 MW 机组为例,提出了燃煤机组低负荷时,利用抽汽储热方法将负荷由 50%THA 降至 35%THA,为可再生能源发电入网提供 90 MW 的空间。虽然燃煤机组采用储热深度调峰为电网调度提供了消纳可再生能源发电的空间,但高比例可再生能源发电接入时,仍需解决过剩可再生能源发电消纳的问题。

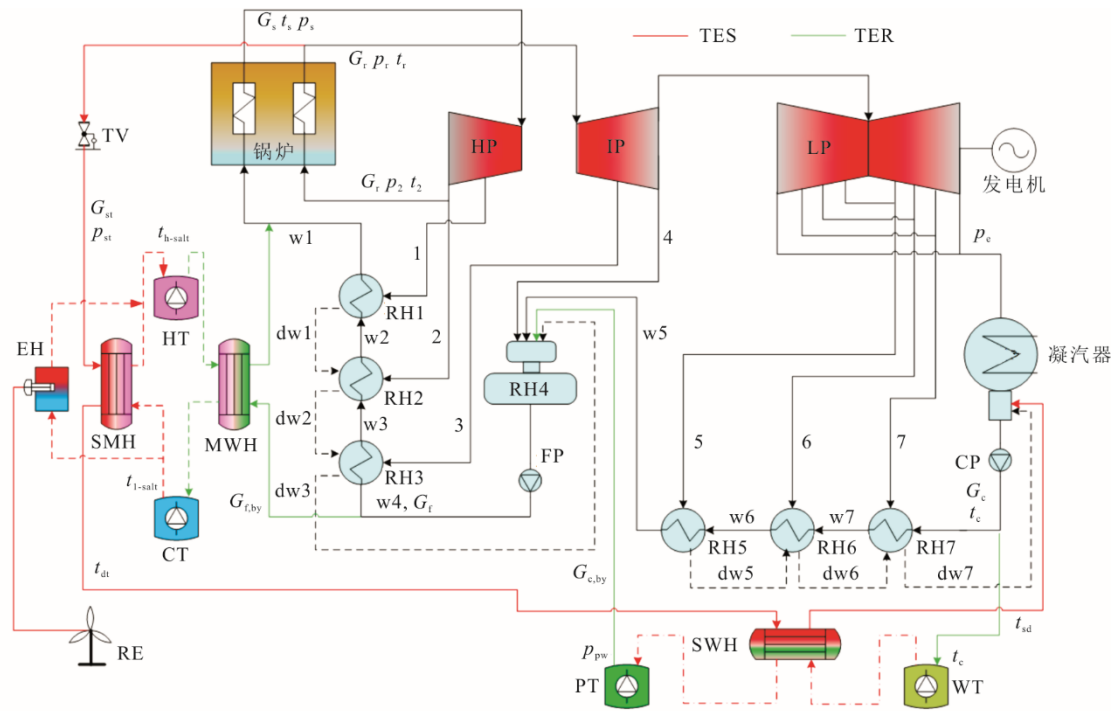
近期学者们提出了虚拟电厂<sup>[38]</sup>的概念,用于集中调度电网中的各种发电,以增加可再生能源的消纳率。所谓虚拟电厂是面向多元电力市场,将“风、光、水、火等”分散电站的发电统一调度形成集中式供电模式,该模式对可再生能源发电稳定地接入电网有积极作用。

基于上述分析,文献[37]提出在利用再热蒸汽抽汽储热深度调峰系统的基础上,电网调度可再生能源发电并集成到抽汽储热深度调峰系统中,构建了基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统。储热时,可再生能源发电加热熔盐与蒸汽储热加热熔盐混合;放热时,被加热的熔盐用以加热高压加热器的旁路给水。本文主要是确立基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的可行性,研究可再生能源发电储热对深度调峰性能的影响及分析系统的综合发电

煤耗和碳排放的变化规律。

### 1 系统物理模型

以文献[37]中某亚临界 600 MW 燃煤机组为研究模型,50%THA 为深度调峰基准负荷,燃煤机组抽汽储热深度调峰的 35%THA(抽汽流量为 270.70 t/h<sup>[37]</sup>)为消纳可再生能源发电的运行负荷,构建了基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统,系统结构如图 1 所示。燃煤机组 50%THA 的热力参数见表 1。



HP—高压缸; IP—中压缸; LP—低压缸; RH1—RH7—回热加热器; CP—凝结水泵; FP—给水泵; CT—冷盐罐; HT—热盐罐; TV—减压阀; PT—压力水罐; WT—常压水罐; SWH—蒸汽压力水换热器; SMH—蒸汽熔盐换热器; EH—电加热器; RE—可再生能源发电。

图 1 基于储热的燃煤机组深度调峰系统规模化消纳可再生能源发电系统

Fig.1 Flow chart of large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage

表 1 燃煤机组 50%THA 工况各节点的热力参数

Tab.1 Designed parameters of each nodes under 50%THA of coal-fired power unit

项目	数值	项目	数值
燃煤机组发电功率 $W_T$ /MW	300.03	4 号回热加热器抽汽压力 $p_4$ /MPa	0.530
主蒸汽压力 $p_s$ /MPa	9.770	4 号回热加热器抽汽温度 $t_4$ /°C	365.30
主蒸汽温度 $t_s$ /°C	538.00	5 号回热加热器抽汽压力 $p_5$ /MPa	0.324
主蒸汽流量 $G_s$ /(t·h <sup>-1</sup> )	900.11	5 号回热加热器抽汽温度 $t_5$ /°C	308.20
再热蒸汽压力 $p_r$ /MPa	1.750	6 号回热加热器抽汽压力 $p_6$ /MPa	0.128
再热蒸汽温度 $t_r$ /°C	538.00	6 号回热加热器抽汽温度 $t_6$ /°C	202.50
1 号回热加热器抽汽压力 $p_1$ /MPa	3.090	7 号回热加热器抽汽压力 $p_7$ /MPa	0.043
1 号回热加热器抽汽温度 $t_1$ /°C	377.80	7 号回热加热器抽汽温度 $t_7$ /°C	97.81
2 号回热加热器抽汽压力 $p_2$ /MPa	1.940	主给水流量 $G_f$ /(t·h <sup>-1</sup> )	900.11
2 号回热加热器抽汽温度 $t_2$ /°C	317.60	凝结水温度 $t_c$ /°C	53.97
3 号回热加热器抽汽压力 $p_3$ /MPa	1.060	给水泵出口给水压力 $p_f$ /MPa	18.230
3 号回热加热器抽汽温度 $t_3$ /°C	464.10	凝结水泵出口给水压力 $p_c$ /MPa	1.720

储热过程中(图1中TES线),燃煤机组利用再热蒸汽抽汽将燃煤机组负荷由50%THA降至35%THA。此时,过剩的可再生能源发电在熔盐电加热器内加热从冷盐罐抽出的一部分低温熔盐(如 $\text{KNO}_3\text{-Ca}(\text{NO}_3)_2^{[39]}$ ),熔盐被加热后进入热盐罐,并与被再热蒸汽抽汽显热加热的熔盐混合并储存,蒸汽冷凝时的潜热加热压力水进行储存,储热系统节点参数见表2。

表2 储热系统的节点参数  
Tab.2 Node parameters of thermal energy storage system

项目	数值	项目	数值
抽再热蒸汽比焓 $h_{st}/(\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1})$	3 554.60	蒸汽压力水换热器汽侧疏水压力 $p_{sd}/\text{MPa}$	0.50
再热蒸汽减压后的抽汽压力 $p_{st}/\text{MPa}$	0.50	高温熔盐温度 $t_{h\text{-salt}}/^\circ\text{C}$	365.00
抽再热蒸汽流量 $G_{st}/(\text{t}\cdot\text{h}^{-1})$	270.70	低温熔盐温度 $t_{l\text{-salt}}/^\circ\text{C}$	195.00
蒸汽熔盐换热器汽侧出口蒸汽温度 $t_{dt}/^\circ\text{C}$	200.00	压力水压力 $p_{pw}/\text{MPa}$	0.20
蒸汽熔盐换热器汽侧出口蒸汽压力 $p_{dt}/\text{MPa}$	0.50	压力水温度 $t_{pw}/^\circ\text{C}$	120.21
蒸汽压力水换热器汽侧疏水温度 $t_{sd}/^\circ\text{C}$	59.57		

放热过程中(图1中TER线),被可再生能源发电加热和被蒸汽显热加热的熔盐用来加热RH1—RH3的旁路给水,压力水用来替代RH5—RH7的凝结水,其流程与文献[37]的放热流程一致。放热时各节点参数见表3。

表3 放热系统的节点参数  
Tab.3 Node parameters of thermal energy release system

项目	数值	项目	数值
1号回热加热器水侧出口温度 $t_{w1}/^\circ\text{C}$	234.53	旁路给水流量 $G_{f,by}/(\text{t}\cdot\text{h}^{-1})$	研究变量
4号回热加热器出口温度 $t_{w4}/^\circ\text{C}$	研究变量	旁路凝结水流量 $G_{c,by}/(\text{t}\cdot\text{h}^{-1})$	研究变量
压力水温度 $t_{pw}/^\circ\text{C}$	120.21	高温熔盐温度 $t_{h\text{-salt}}/^\circ\text{C}$	365.00
压力水压力 $p_{pw}/\text{MPa}$	0.20	低温熔盐温度 $t_{l\text{-salt}}/^\circ\text{C}$	195.00

## 2 热力学模型

### 2.1 储热和放热系统的热力学模型

本文仅研究可再生能源发电加热熔盐的储热功率,不对可再生能源发电特性进行研究。蒸汽加热熔盐、蒸汽加热压力水和可再生能源发电加热熔盐的功率为:

$$Q_{\text{rcha,ms}} = \frac{G_{\text{rcha,ms}} C_p (t_{h\text{-salt}} - t_{l\text{-salt}})}{3\ 600} = \frac{\eta_{\text{th}} G_{\text{st}} (h_{\text{r}} - h_{\text{dt}})}{3\ 600} \quad (1)$$

$$Q_{\text{rcha,pw}} = \frac{G_{\text{rcha,pw}} (h_{\text{pw}} - h_{\text{c}})}{3\ 600} = \frac{\eta_{\text{th}} G_{\text{st}} (h_{\text{dt}} - h_{\text{sd}})}{3\ 600} \quad (2)$$

$$Q_{\text{REcha,ms}} = \eta_{\text{th}} W_{\text{WT}} = \frac{G_{\text{REcha,ms}} C_p (t_{h\text{-salt}} - t_{l\text{-salt}})}{3\ 600} \quad (3)$$

式中: $Q_{\text{rcha,ms}}$ 为蒸汽加热熔盐功率, MW;  $Q_{\text{rcha,pw}}$ 为蒸汽凝结加热压力水功率, MW;  $Q_{\text{REcha,ms}}$ 为可再生能源发电加热熔盐功率, MW;  $G_{\text{rcha,ms}}$ 为储热过程蒸汽加热熔盐流量, t/h;  $G_{\text{REcha,ms}}$ 为储热过程可再生能源发电加热熔盐流量, t/h;  $G_{\text{st}}$ 为再热蒸汽抽汽流量, t/h;  $G_{\text{rcha,pw}}$ 为储热时压力水质量流量, t/h;  $W_{\text{WT}}$ 为可再生能源发电功率, MW;  $C_p$ 为熔盐平均比热容,  $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ ;  $t_{h\text{-salt}}$ 为高温熔盐温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_{l\text{-salt}}$ 为低温熔盐温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $\eta_{\text{th}}$ 为换热器热效率,取98%;  $h_{\text{r}}$ 为再热蒸汽比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{dt}}$ 为抽汽显热潜热储热温度分界点比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{sd}}$ 为抽汽疏水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{pw}}$ 为压力水罐内压力水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{c}}$ 为凝汽器出口凝结水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ 。

放热时,熔盐(包含被蒸汽加热的熔盐和被可再生能源发电加热的熔盐)加热给水功率和压力水放热功率为:

$$Q_{\text{discha,ms}} = Q_{\text{rdischa,ms}} + Q_{\text{REdischa,ms}} = G_{\text{discha,ms}} C_p (t_{h\text{-salt}} - t_{l\text{-salt}}) = \frac{G_{\text{f,by}} (h_{\text{w1}} - h_{\text{w4}})}{\eta_{\text{th}}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{rdischa,pw}} = G_{\text{discha,pw}} (h_{\text{discha,pw}} - h_{\text{c}}) = \frac{G_{\text{c,by}} (h_{\text{w5}} - h_{\text{c}})}{\eta_{\text{th}}} \quad (5)$$

式中: $Q_{\text{REdischa,ms}}$ 为可再生能源发电加热熔盐储热的放热功率, MW;  $Q_{\text{rdischa,ms}}$ 为蒸汽加热熔盐储热的放热功率, MW;  $Q_{\text{discha,ms}}$ 为熔盐放热总功率, MW;  $Q_{\text{rdischa,pw}}$ 为压力水的放热功率, MW;  $G_{\text{discha,ms}}$ 为放热时熔盐总流量, t/h;  $G_{\text{f,by}}$ 为旁路给水总流量, t/h;  $G_{\text{discha,pw}}$ 为放热时压力水质量流量, t/h;  $G_{\text{c,by}}$ 为旁路凝结水流量, t/h;  $h_{\text{w1}}$ 为RH1出口给水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{w4}}$ 为RH4出口给水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{discha,pw}}$ 为放热时压力水罐出口压力水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ ;  $h_{\text{w5}}$ 为RH5出口凝结水比焓,  $\text{kJ}/\text{kg}$ 。

为使储热和放热过程中熔盐和压力水储热(或放热)的功率比值相同,定义了熔盐储热功率因数 $^{[36]}$ 。由于储热过程中增加可再生能源发电储热,熔盐储热功率和压力水储热功率的比值及熔盐放热功率和压力水放热功率的比值均发生了变化,熔盐储热功率因数 $\theta$ 为:

$$\theta = \frac{Q_{\text{rcha,ms}} + Q_{\text{REcha,ms}}}{Q_{\text{rcha,ms}} + Q_{\text{REcha,ms}} + Q_{\text{rcha,pw}}} = \frac{Q_{\text{discha,ms}}}{Q_{\text{discha,ms}} + Q_{\text{rdischa,pw}}} \quad (6)$$

### 2.2 燃煤机组热力系统模型

在传统燃煤机组汽水平衡方程基础上,据式(1)—

式(5)构建基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的热平衡方程为:

$$\begin{bmatrix} q_1 \\ \gamma_2 & q_2 \\ \gamma_3 & \gamma_3 & q_3 \\ \gamma_4 & \gamma_4 & \gamma_4 & q_4 \\ & & & q_5 \\ & & & \gamma_6 & q_6 \\ & & & \gamma_7 & \gamma_7 & q_7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_1 \\ G_2 \\ G_3 \\ G_4 \\ G_5 \\ G_6 \\ G_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (G_f - G_{f,by})\varphi_1 \\ (G_f - G_{f,by})\varphi_2 \\ (G_f - G_{f,by})\varphi_3 \\ (G_c - G_{c,by})\varphi_4 + G_{c,by}(h_4 - h_{pw}) \\ (G_c - G_{c,by})\varphi_5 \\ (G_c - G_{c,by})\varphi_6 \\ (G_c - G_{c,by})\varphi_7 \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中:  $q_j$ 、 $\gamma_j$ 、 $\varphi_j$  分别为第  $j$  级回热加热器蒸汽放热比焓降、上级蒸汽疏水至本级放热比焓降、回热加热器给水(凝结水)比焓升,  $\text{kJ/kg}$ , 计算方法见文献[40]; 储热过程  $G_{f,by}$  和  $G_{c,by}$  为 0, 放热过程  $G_{f,by}$  和  $G_{c,by}$  为变量。

基于储热的燃煤机组深度调峰系统规模化消纳可再生能源发电系统的发电功率为:

$$\begin{aligned} W_T = & (G_s(h_s - h_1) + (G_s - G_1)(h_1 - h_2) + \\ & (G_r - G_{st})(h_r - h_3) + (G_r - G_{st} - G_3)(h_3 - h_4) + \\ & (G_r - G_{st} - G_3 - G_4)(h_4 - h_5) + \\ & (G_r - G_{st} - G_3 - G_4 - G_5)(h_5 - h_6) + \\ & (G_r - G_{st} - G_3 - G_4 - G_5 - G_6)(h_6 - h_7) + \\ & (G_r - G_{st} - G_3 - G_4 - G_5 - G_6 - G_7)(h_7 - h_e)) / 3\ 600 \end{aligned} \quad (8)$$

式中:  $W_T$  为燃煤机组发电功率,  $\text{MW}$ ;  $h_s$  为主蒸汽比焓,  $\text{kJ/kg}$ ;  $G_s$  为主蒸汽流量,  $\text{t/h}$ ;  $G_r$  为再热蒸汽流量,  $\text{t/h}$ ;  $\eta_m$  为发电机组机械效率, %, 取 98%;  $h_e$  为汽轮机排汽比焓,  $\text{kJ/kg}$ ; 1—7 为与回热加热器编号对应的节点编号; 储热过程  $G_{st}$  是变量, 放热过程  $G_{st}$  为 0。

根据式(8)可计算锅炉的给煤量:

$$\eta_b G_{\text{coal}} Q_{\text{LHV}} = G_s(h_s - h_1) + G_r(h_r - h_2) \quad (9)$$

式中:  $G_{\text{coal}}$  为锅炉给煤量,  $\text{t/h}$ ;  $Q_{\text{LHV}}$  为标准煤低位发热值, 取  $29\ 270\ \text{kJ/kg}$ ;  $\eta_b$  为锅炉热效率, 93.36%。

### 2.3 评价指标

深度调峰周期为基于储热的燃煤机组深度调

峰规模化消纳可再生能源发电系统的 1 个重要评价指标。深度调峰周期定义为燃煤机组利用储热深度调峰并消纳可再生能源发电的储热时间和储热结束后储存的热量释放至燃煤机组热力系统的放热时间之和:

$$\tau_{\text{discha}} = \frac{(Q_{\text{rcha,ms}} + Q_{\text{REcha,ms}} + Q_{\text{rcha,pw}})\varepsilon}{Q_{\text{discha,ms}} + Q_{\text{rdischa,pw}}} \tau_{\text{cha}} \quad (10)$$

$$\Psi = \tau_{\text{discha}} + \tau_{\text{cha}} \quad (11)$$

式中:  $\tau_{\text{discha}}$  为放热时间,  $\text{h}$ ;  $\tau_{\text{cha}}$  为储热时间,  $\text{h}$ ;  $\Psi$  为深度调峰周期,  $\text{h}$ 。

基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的另一个评价指标为综合发电煤耗变化量, 该值为正说明综合发电煤耗增加, 该值为负说明综合发电煤耗减少:

$$\Delta B = 1\ 000 \left( \frac{G_{\text{cha,coal}} \tau_{\text{cha}} + G_{\text{discha,coal}} \tau_{\text{discha}}}{W_{\text{cha,T}} \tau_{\text{cha}} + W_{\text{discha,T}} \tau_{\text{discha}}} - \frac{G_{\text{base}}}{W_{\text{base}}} \right) \quad (12)$$

式中:  $\Delta B$  为综合发电煤耗变化量,  $\text{g/(kW}\cdot\text{h)}$ ;  $G_{\text{cha,coal}}$  为储热时锅炉给煤量,  $\text{t/h}$ ;  $G_{\text{discha,coal}}$  为放热时锅炉给煤量,  $\text{t/h}$ ;  $W_{\text{cha,T}}$  为储热时燃煤机组发电功率,  $\text{MW}$ ;  $W_{\text{discha,T}}$  为放热时燃煤机组发电功率,  $\text{MW}$ ;  $G_{\text{base}}$  为基准工况燃煤机组锅炉给煤量,  $\text{t/h}$ ;  $W_{\text{base}}$  为基准工况燃煤机组发电功率,  $\text{MW}$ 。

因为燃煤机组增加了消纳可再生能源发电, 原机组的碳排放性能改变, 利用碳排放变化量评价基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的碳排放性能, 碳排放变化量为:

$$\Delta m_{\text{CO}_2} = \frac{44}{12} w_{\text{ar}}(\text{C}) \left[ \frac{\Delta B (\tau_{\text{discha}} W_{\text{discha,T}} + \tau_{\text{cha}} W_{\text{cha,T}})}{1\ 000} \right] \quad (13)$$

式中:  $\Delta m_{\text{CO}_2}$  为  $\text{CO}_2$  排放变化量,  $\text{t}$ ;  $w_{\text{ar}}(\text{C})$  为燃料收到基碳, %。

### 2.4 计算流程

系统计算时做如下假设: 锅炉以黑箱模式运行, 只考虑工质能量平衡; 不考虑储热和放热时的压力损失; 熔盐假设为理想材料, 满足抽汽节点和放热节点的温度使用要求; 不考虑熔盐和压力水的使用量, 仅以熔盐或压力水在储热和放热过程的能量平衡进行研究。

基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的计算流程如图 2 所示, 其计算步骤如下:

1) 计算燃煤机组 50%THA 时汽水平衡方程, 验证模型的准确性;

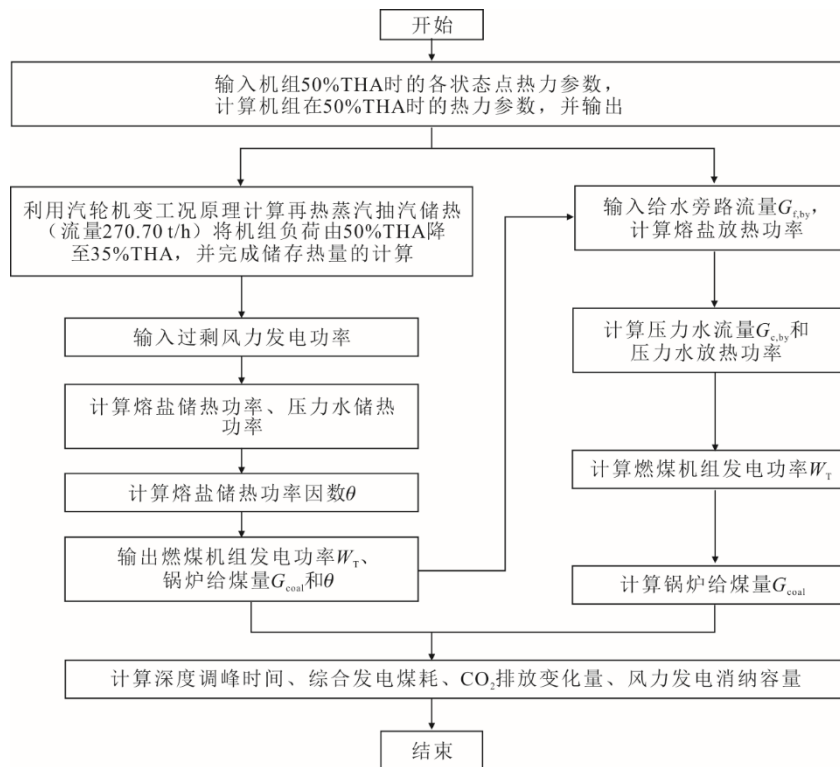


图2 基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统计算流程

Fig.2 Calculation flow chart of large-scale renewable energy power consumption by peak shaving system of coal-fired power unit integrated with thermal energy storage

2) 以 50%THA 时的热力参数为基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的基准参数，抽取再热蒸汽抽汽流量 270.70 t/h，燃煤机组负荷为 35%THA；

3) 当燃煤机组负荷由 50%THA 降至 35%THA 时，利用过剩的可再生能源发电加热熔盐，计算电加热熔盐储热功率和蒸汽加热熔盐储热功率、压力水储热功率、 $\theta$ ，并计算燃煤机组发电功率和锅炉给煤量<sup>[36]</sup>；

4) 燃煤机组升负荷时，以 50%THA 为基础负荷，根据已获得的 $\theta$ 计算旁路给水流量、旁路凝结水流量、熔盐放热功率、压力水放热功率和放热时间，进而计算燃煤机组发电功率和锅炉给煤量；

5) 计算基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的深度调峰周期、综合发电煤耗变化量和碳排放变化量。

### 3 结果与讨论

文献[37]中已验证了基于储热的燃煤机组深度调峰系统数学模型的准确性，本文在该系统中增加了可再生能源加热熔盐储热系统，新增的可再生能

源发电不对燃煤机组再热蒸汽抽汽储热过程产生影响，仅影响熔盐的加热和储存过程。电加热熔盐的温度与再热蒸汽加热熔盐的温度相同，熔盐的储热功率为可再生能源发电加热熔盐功率和再热蒸汽显热加热熔盐功率之和，系统放热方式与文献[37]相同，故本节直接分析基于储热的燃煤机组深度调峰消纳可再生能源发电系统的计算结果。

#### 3.1 消纳可再生能源发电对储热功率的影响

燃煤机组负荷为 35%THA，再热蒸汽抽汽流量为 270.70 t/h 时，蒸汽加热熔盐的储热功率为 51.52 MW，蒸汽加热压力水的储热功率为 192.04 MW。可再生能源发电加热熔盐导致储热系统中熔盐储热功率的增加。图 3 为消纳可再生能源发电功率与蒸汽加热熔盐储热功率、蒸汽加热压力水储热功率和可再生能源发电加热熔盐储热功率间的关系。由图 3 可见，随消纳可再生能源发电功率的增加，可再生能源发电加热熔盐储热功率不断增大，系统的总储热量增加。根据式(6)可知，熔盐储热功率与压力水的储热功率的比值随消纳可再生能源发电功率的增加而增大，即 $\theta$ 增大。

图 4 为消纳可再生能源发电功率对  $\theta$  的影响。

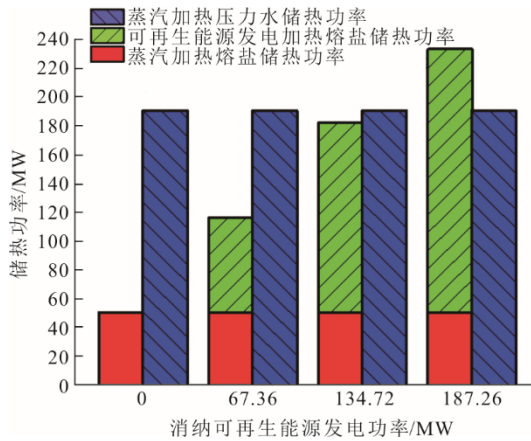


图 3 消纳可再生能源发电功率与储热功率的关系  
Fig.3 Relationship between renewable energy power consumption and heat charging power

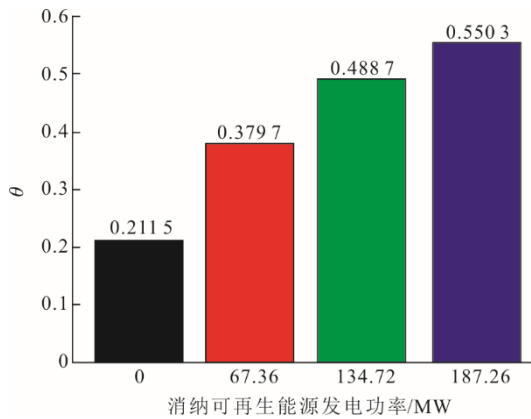


图 4 消纳可再生能源发电功率对  $\theta$  的影响  
Fig.4 Impact of renewable energy power consumption on heat charging power factor of molten salt

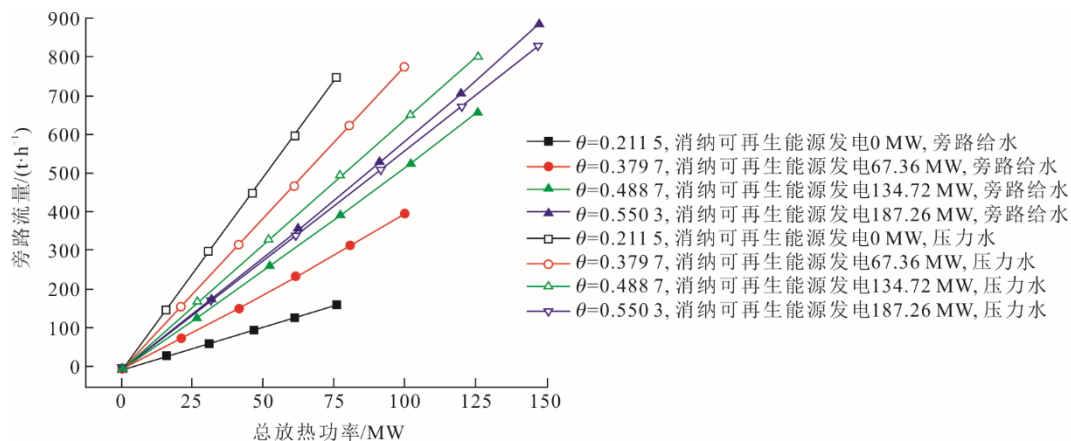


图 5 不同  $\theta$  时总放热功率对旁路给水流量和压力水流量的影响  
Fig.5 Impact of total heat discharging power on mass flow rate of bypassed feedwater and pressure water in different heat charging power factor of molten salt

由图 5 可见，随  $\theta$ （消纳可再生能源发电功率）的增大，旁路给水能达到的最大流量逐渐升高。其

原因为  $\theta$  增大使相同总放热功率时的熔盐放热功率增加，引起 RH1—RH3 的旁路给水流量增加，这会

### 3.2 放热时燃煤机组发电功率的变化规律

选取图 3 和图 4 中的消纳可再生能源发电功率、总储热功率（熔盐储热功率与压力水储热功率之和）和  $\theta$  作为基础数据，研究放热过程燃煤机组的运行特性。为简明起见，将图 3 和图 4 数据汇总，结果见表 4。

表 4  $\theta$  和总储热功率  
Tab.4 Total heat charging power and heat charging power factor of molten salt

$\theta$	0.2115	0.3797	0.4887	0.5503
消纳可再生能源发电功率/MW	0	67.36	134.72	187.26
总储热功率/MW	243.56	309.58	375.59	427.08

为获得系统放热时燃煤机组发电功率，应先获得总放热功率（熔盐放热功率与压力水放热功率之和）与旁路给水流量和压力水流量间的关系，进而获得总放热功率与燃煤机组发电功率间的关系。图 5 为不同  $\theta$  时，总放热功率对旁路给水流量和压力水流量的影响。

引起RH1—RH3从汽轮机中的抽汽量减少,导致汽轮机的排汽流量升高,从而凝结水流量增大,此时压力水用来替代凝结水,进而导致压力水的流量增加;同时由于 $\theta$ 的存在,压力水流量增加会导致熔盐放热功率增大。上述2个因素相互作用下RH1—RH3被旁路的给水能达到的最大流量增加。

$\theta$ 分别为0.211 5、0.379 7和0.488 7时,给水部分被熔盐加热,进入RH1—RH3的给水流量不为0,最大总放热功率由凝结水流量决定。当进入RH5—RH7的凝结水流量为0时,即压力水流量分别为753.59、782.62、813.97 t/h时,进入RH1—RH3旁路的给水流量分别为165.85、400.80、665.20 t/h,总放热功率分别为75.48、99.62、125.72 MW,即随着 $\theta$ 的增加,总放热功率逐渐增大;当 $\theta$ 继续增加至0.550 3时,RH1—RH3旁路的给水流量达到894.30 t/h,进入RH1—RH3的给水流量为0,最大的总放热功率由旁路给水流量决定,总放热功率为147.41 MW,此时系统也达到了消纳可再生能源发电的极限,对应的消纳可再生能源发电功率为187.26 MW。

图6为不同 $\theta$ 时总放热功率对燃煤机组发电功率的影响。

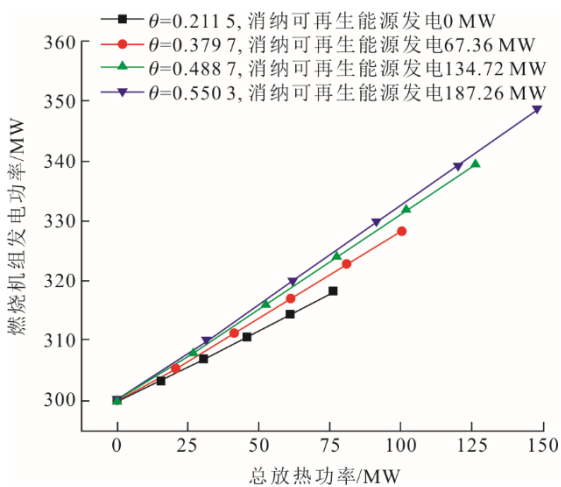


图6 不同 $\theta$ 时总放热功率对燃煤机组发电功率的影响  
Fig.6 Impact of total heat discharging power on power output of coal-fired power unit in different heat charging power factor of molten salt

由图6可见,随总放热功率的增加,燃煤机组发电功率逐渐升高。其原因为总放热功率的增加导致旁路给水流量和压力水流量增加,使RH1—RH3和RH5—RH7从汽轮机中抽汽流量减少,导致汽轮机内蒸汽流量增加,故燃煤机组发电功率增大。随 $\theta$ 增加,相同总放热功率时的燃煤机组发电功率逐渐升高,且燃煤机组能达到的最大发电功率随 $\theta$ 的

增大而增加。当 $\theta=0.2115$ 、0.5503时,燃煤机组的最大发电功率分别为318.17、348.68 MW, $\theta=0.5503$ 时燃煤机组的发电功率较大,其原因同图5一致。当 $\theta=0.5503$ ,被旁路的给水流量达到894.30 t/h时,基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统的发电功率达到上限,为348.68 MW。

### 3.3 消纳可再生能源发电对深度调峰周期的影响

利用表4所示的总储热功率和图5所示的总放热功率,研究系统单位时间内消纳可再生能源发电的深度调峰周期随消纳可再生能源发电功率( $\theta$ )的变化规律。图7为不同 $\theta$ 时总放热功率对深度调峰周期的影响。

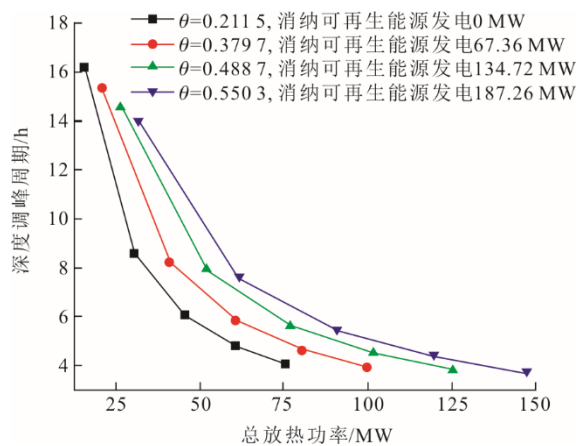


图7 不同 $\theta$ 时总放热功率对深度调峰周期的影响  
Fig.7 Impact of total heat discharging power on deep peak shaving time in different heat charging power factor of molten salt

由图7可见,相同总放热功率时,随 $\theta$ 的增加,即消纳可再生能源发电功率的增加,燃煤机组深度调峰周期不断增长。其原因为储热过程中接入系统的可再生能源发电功率越多,总储热功率越大, $\theta$ 也就越大,在放热时需要的放热时间增长,故燃煤机组深度调峰周期增加。随总放热功率的增加,系统深度调峰周期不断缩短。其原因为放热功率越大,储存热量释放的速率越快,其深度调峰周期就越短。对图7中的每个 $\theta$ 对应的最大放热功率而言,其对应最大的深度调峰周期随 $\theta$ 的增大而降低,其原因为 $\theta$ 的增加使与之对应的最大放热功率增加,所需的放热时间缩短,消纳可再生能源发电的周期缩短。例如, $\theta=0.2115$ 、0.5503时,燃煤机组最大深度调峰周期分别为4.07 h/天和3.75 h/天, $\theta=0.5503$ 时的深度调峰周期较短,说明通过消纳可再生能源发电能增加熔盐放热时的发电功率,还能缩短燃煤机组的深度调峰周期。

### 3.4 综合发电煤耗变化量和碳排放变化量的变化规律

系统利用可再生能源发电加热熔盐储热消纳了过剩的 187.26 MW 的电量, 导致燃煤机组深度调峰时的综合发电煤耗和碳排放量发生变化。利用表 4 所示的总储热功率、图 7 所示的总放热功率和深度调峰周期, 计算单位时间消纳可再生能源发电量对综合发电煤耗变化量和碳排放变化量的影响, 结果如图 8 所示。

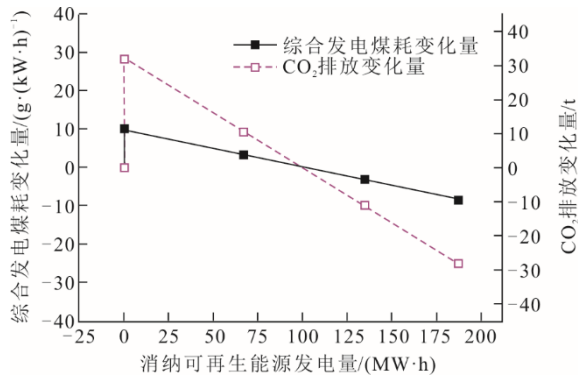


图 8 消纳可再生能源发电对 CO<sub>2</sub> 排放变化量的影响  
Fig.8 Impact of renewable energy power consumption on CO<sub>2</sub> emissions

由图 8 可见, 相同总放热功率时, 随消纳可再生能源发电量的增加, 综合发电煤耗逐渐降低。其原因为系统消纳的可再生能源发电转换为热能储存, 在放热时储存的热量转换为电能输出, 燃煤机组在锅炉给煤量变化较小的条件下, 实现了增加发电功率运行, 输入燃煤机组的可再生能源发电抵消了部分燃煤机组的发电煤耗, 故其综合发电煤耗降低。

当无可再生能源发电消纳时 ( $\theta=0.2115$ ), 系统的综合发电煤耗为再热蒸汽抽汽储热深度调峰的综合发电煤耗, 相比于基准工况燃煤机组完成 1 个深度调峰周期的综合发电煤耗增加了 9.52 g/(kW·h); 当系统消纳了 67.36 MW·h 的可再生能源发电时 ( $\theta=0.3797$ ), 消纳的可再生能源发电可抵消部分因抽汽压力损失增加的热耗和放热增加的附加热耗, 所以会导致燃煤机组综合发电煤耗降低, 相比于基准工况, 燃煤机组完成 1 个深度调峰周期的综合发电煤耗增加了 3.15 g/(kW·h), 相比于  $\theta=0.2115$  工况, 综合发电煤耗降低了 6.37 g/(kW·h); 当消纳的可再生能源发电功率足以抵消因抽汽压力损失增加的热耗和放热增加的附加热耗时, 燃煤机组综合发电煤耗会低于 50%THA 的综合发电煤耗; 当  $\theta=0.4887$ 、0.5503 时, 分别消纳了 134.72、187.26 MW·h 的可再生能源发电, 相比于 50%THA

工况, 燃煤机组完成 1 个深度调峰周期的综合发电煤耗分别降低了 3.37、8.49 g/(kW·h), 达到了降低煤耗的目的。

由于机组参与深度调峰时综合发电煤耗增加, 单位时间调峰容量为 89.96 MW·h 时, CO<sub>2</sub> 排放量增加了 32.07 t。随消纳可再生能源发电量的增加, 燃煤机组的碳排放量逐渐降低。当机组单位时间消纳可再生能源发电量达到 187.26 MW·h 时, 消纳可再生能源发电减少的 CO<sub>2</sub> 排放量为 60.30 t, 抵减深度调峰增加的 CO<sub>2</sub> 排放量后, CO<sub>2</sub> 排放量减少了 28.23 t, 仍可实现减碳运行。

## 4 结 论

为实现高比例可再生能源的消纳, 本文将可再生能源发电与储热的燃煤机组深度调峰系统耦合集成基于储热的燃煤机组深度调峰规模化消纳可再生能源发电系统, 该系统既能实现燃机组的深度调峰任务, 还能实现消纳可再生能源发电的目的。文中分析了消纳可再生能源发电对深度调峰周期、综合发电煤耗和碳排放的影响, 得到以下结论:

- 1) 利用再热蒸汽抽汽储热深度调峰系统与可再生能源发电加热熔盐储热耦合进一步实现高比例消纳可再生能源发电的方案可行。
- 2) 当储热时利用再热蒸汽抽汽储热将机组发电功率由 300.03 MW 降至 210.07 MW, 系统还能消纳可再生能源发电的最大功率为 187.26 MW, 放热时燃煤机组的发电功率可由 300.03 MW 增加至 348.68 MW。
- 3) 随消纳可再生能源发电量的增加, 燃煤机组综合发电煤耗和碳排放量均降低。单位时间消纳可再生能源发电量为 187.26 MW·h 时, 综合发电煤耗降低 8.49 g/(kW·h), CO<sub>2</sub> 排放量减少了 28.23 t。

### [参 考 文 献]

- [1] WANG Z Y, DIAO Y H, ZHAO Y H, et al. Thermal performance of integrated collector storage solar air heater with evacuated tube and lap joint-type flat micro-heat pipe arrays[J]. Applied Energy, 2020, 261: 1-22.
- [2] DING Z X, WU W. A hybrid compression-assisted absorption thermal battery with high energy storage density/efficiency and low charging temperature[J]. Applied Energy, 2021, 282: 1-13.
- [3] KRAJACIC G, VUJANOVIC M, DUIC N, et al. Integrated approach for sustainable development of energy, water and environment systems[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 159: 398-412.
- [4] MESCHÉDE H, CHILD M, BREYER C. Assessment of sustainable energy system configuration for a small canary

- island in 2030[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 165: 363-372.
- [5] MUHAMMAD U, MA Z Q, MUHAMMAD W Z. Analyzing the determinants of clean energy consumption in a sustainability strategy: evidence from EU-28 countries[J]. *Environmental Science and Pollution Research*, 2021, 28: 54551-54564.
- [6] ZHANG M M, YANG Z K, LIU L Y, et al. Impact of renewable energy investment on carbon emissions in China: an empirical study using a nonparametric additive regression model[J]. *Science of the Total Environment*, 2021, 785: 1-11.
- [7] WANG C Y, SONG J W, ZHU L K, et al. Peak shaving and heat supply flexibility of thermal power plants[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2021, 193: 1-8.
- [8] WANG C Y, LIU M, LI B X, et al. Thermodynamic analysis on transient cycling of coal-fired power plants: simulation study of a 660 MW supercritical unit[J]. *Energy*, 2017, 122: 505-527.
- [9] ZHANG L, CUI J, ZHANG Y P, et al. Performance analysis of a compressed air energy storage system integrated into a coal-fired power plant[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 225: 1-16.
- [10] HASAN N S, HASSAN M Y, MAJID M S, et al. Review of storage schemes for wind energy systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 21: 237-247.
- [11] ALVA G, LIU L K, HUANG X, et al. Thermal energy storage materials and systems for solar energy applications[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 68: 693-706.
- [12] 和萍, 宫智杰, 靳浩然, 等. 高比例可再生能源电力系统调峰问题综述[J]. *电力建设*, 2022, 43(11): 108-121.  
HE Ping, GONG Zhijie, JIN Haoran, et al. Review of peak-shaving problem of electric power system with high proportion of renewable energy[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(11): 108-121.
- [13] 帅永, 赵斌, 蒋东方, 等. 中国燃煤高效清洁发电技术现状与展望[J]. *热力发电*, 2022, 51(1): 1-10.  
SHUAI Yong, ZHAO Bin, JIANG Dongfang, et al. Status and prospect of coal-fired high efficiency and clean power generation technology in China[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(1): 1-10.
- [14] LI M Q, WANG Y T, TIAN Y F, et al. Deep peak shaving model of fire-storage combination under high permeability wind power conditions[C]. Jinan: IEEE Student Conference on Electric Machines and Systems, 2020: 674-679.
- [15] GHALJEHEI M, AHMADIAN A, GOLKAR M A, et al. Stochastic SCUC considering compressed air energy storage and wind power generation: a techno-economic approach with static voltage stability analysis[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, 100: 489-507.
- [16] ZHAO P, WANG M K, WANG J F, et al. A preliminary dynamic behaviors analysis of a hybrid energy storage system based on adiabatic compressed air energy storage and flywheel energy storage system for wind power application[J]. *Energy*, 2015, 84: 825-839.
- [17] 刘扬波, 陈俊生, 李全皎, 等. 海上风电水下压缩空气储能系统运行及变工况分析[J]. *南方电网技术*, 2022, 16(4): 50-59.  
LIU Yangbo, CHEN Junsheng, LI Quanjiao, et al. Operation and varying load analysis of offshore wind-underwater compressed air energy storage system[J]. *Southern Power System Technology*, 2022, 16(4): 50-59.
- [18] KARASU H, DINCER I. Analysis and efficiency assessment of direct conversion of wind energy into heat using electromagnetic induction and thermal energy storage[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2018, 140: 1-9.
- [19] LIU C, CHENG M S, ZHAO B C, et al. A wind power plant with thermal energy storage for improving the utilization of wind energy[J]. *Energies*, 2017, 10(12): 1-20.
- [20] 刘畅. 高温熔盐蓄热风电系统设计及研究[D]. 上海: 中国科学院上海应用物理研究所, 2018: 1.  
LIU Chang. Design and research of the wind power system with high temperature molten salt thermal energy storage[D]. Shanghai: University of Chinese Academy of Sciences, 2021: 1.
- [21] WANG A M, LIU J P, LIU M, et al. Dynamic modeling and behavior of parabolic trough concentrated solar power system under cloudy conditions[J]. *Energy*, 2019, 177: 106-120.
- [22] BAUER T, ODENTHAL C, BONK A. Molten salt storage for power generation[J]. *Chemie Ingenieur Technik*, 2021, 93(4): 534-546.
- [23] KHANDELWAL N, SHARMA M, SINGH O, et al. Recent developments in integrated solar combined cycle power plants[J]. *Journal of Thermal Science*, 2020, 29(2): 298-322.
- [24] 张强. 塔式太阳能光热发电动态调峰性能研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021: 1.  
ZHANG Qiang. Research on dynamic peak regulation performance of solar power tower generation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021: 1.
- [25] JI W, ZHOU Y, SUN Y, et al. Thermodynamic characteristics of a novel wind-solar-liquid air energy storage system[J]. *Advances in Cryogenic Engineering*, 2017, 278: 1-9.
- [26] 魏海蛟, 鹿院卫, 张灿灿, 等. 燃煤机组灵活性调节技术研究现状及展望[J]. *华电技术*, 2020, 42(4): 57-63.  
WEI Haijiao, LU Yuanwei, ZHANG Cancan, et al. Status and prospect of flexibility regulation technology for coal-fired power plants[J]. *Huadian Technology*, 2020, 42(4): 57-63.
- [27] 张兴平, 党小璐. 低碳目标下燃煤机组主辅市场联合优化研究[J]. *热力发电*, 2022, 51(10): 10-18.  
ZHANG Xingping, DANG Xiaolu. Joint optimization of electricity market and peaking ancillary service market of coal-fired units under low carbon target[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(10): 10-18.
- [28] 钟伟勃, 孙阳阳, 姚国鹏, 等. 凝结水节流技术在燃煤机组灵活性改造中的应用[J]. *热力发电*, 2018, 47(12): 77-81.  
ZHONG Yiqing, SUN Yangyang, YAO Guopeng, et al. Application of condensation water throttling technology in flexibility transformation of coal-fired units[J]. *Thermal Power Generation*, 2018, 47(12): 77-81.
- [29] 张可臻, 赵永亮, 刘明, 等. 燃煤机组凝结水节流过程蓄焓转换特性分析[J]. *工程热物理学报*, 2021, 42(8): 1396-1433.  
ZHANG Kezhen, ZHAO Yongliang, LIU Ming, et al. Analysis of the exergy conversion during condensate throttling processes in coal-fired power plants[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2021, 42(8): 1396-1433.
- [30] WANG C Y, ZHAO Y L, LIU M, et al. Peak shaving

- operational optimization of supercritical coal-fired power units by revising control strategy for water-fuel ratio[J]. *Applied Energy*, 2018, 216: 212-223.
- [31] ZHAO Y L, WANG C Y, LIU M, et al. Improving operational flexibility by regulating extraction steam of high pressure heaters on a 660 MW supercritical coal-fired power unit: a dynamic simulation[J]. *Applied Energy*, 2018, 212: 1295-1309.
- [32] RICHTER M, OELJEKLAUS G, GORNER K. Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of a thermal energy storage[J]. *Applied Energy*, 2019, 236: 607-621.
- [33] LAI F, WANG S, LIU M, et al. Operation optimization on the large-scale chp station composed of multiple CHP units and a thermocline heat storage tank[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 211: 1-12.
- [34] TROJAN M, TALER D, DZIERWA P, et al. The use of pressure hot water storage tanks to improve the energy flexibility of the steam power unit[J]. *Energy*, 2019, 173: 926-936.
- [35] CAO R F, LU Y, YU D R, et al. A novel approach to improving load flexibility of coal-fired power plant by integrating high temperature thermal energy storage through additional thermodynamic cycle[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2020, 173: 1-12.
- [36] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, et al. Research on influence of steam extraction parameters and operation load on operational flexibility of coal-fired power plant[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2021, 195: 1-10.
- [37] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, et al. Flexible operation mode of coal-fired power unit coupling with heat storage of extracted reheated steam[J]. *Journal of Thermal Science*, 2022, 31(2): 436-447.
- [38] 汪尧乔, 苏剑, 潘娟, 等. 虚拟电厂通信网络架构及关键技术研究展望[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(18): 15-25.  
WANG Wanqiao, SU Jian, PAN Juan, et al. Prospect of research on communication network architecture and key technologies for virtual power plant[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(18): 15-25.
- [39] WU Y T, LI Y, LU Y W, et al. Novel low melting point binary nitrates for thermal energy storage applications[J]. *Solar Energy Materials&Solar Cells*, 2017, 164: 114-121.
- [40] 叶涛. 热力发电厂[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012: 1.  
YE Tao. *Thermal power plant*[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2012: 1.

(责任编辑 邓玲惠)