

DOI: 10.19666/j.rlfed.202211260

# 基于调度需求的多机组耦合电锅炉 优化配置及运行分析

李明皓<sup>1</sup>, 白永岗<sup>1</sup>, 鲁晓宇<sup>1</sup>, 张怀文<sup>2</sup>, 张琰骏<sup>1</sup>, 刘富栋<sup>2</sup>, 周科<sup>1</sup>

(1.西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054;  
2.北方联合电力有限责任公司, 内蒙古 呼和浩特 010020)

**[摘要]** 电锅炉作为大功率电热转换装置, 成为提升火电机组运行灵活性、促进新能源电力可靠消纳的有效技术方案之一。提出了此类项目中电锅炉容量、储热容量的配置核算原则, 并以企业经济效益最大化为原则, 考虑电网调峰深度调度限值因素, 建立系统优化运行参数、运营经济性评价计算模型。结合东北地区某热电厂多机组系统的实际情况, 综合分析得出了该项目最佳的电锅炉配置容量为300 MW, 储热容量为17 MW·h, 同时提出全厂优化运行方案。结果表明: 案例电厂在30%调峰深度限值工况下, 每个采暖季可新增调峰收益约13 953万元, 项目投资回收期约5年; 在可预见的未来, 该项目将具备长期盈利能力。

**[关键词]** 热电联产; 电锅炉; 深度调峰; 储热

**[引用本文格式]** 李明皓, 白永岗, 鲁晓宇, 等. 基于调度需求的多机组耦合电锅炉优化配置及运行分析[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 126-135. LI Minghao, BAI Yonggang, LU Xiaoyu, et al. Analysis on configuration optimization and operation of multi-unit coupled electric boilers based on dispatch requirements[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 126-135.

## Analysis on configuration optimization and operation of multi-unit coupled electric boilers based on dispatch requirements

LI Minghao<sup>1</sup>, BAI Yonggang<sup>1</sup>, LU Xiaoyu<sup>1</sup>, ZHANG Huaiwen<sup>2</sup>, ZHANG Yanjun<sup>1</sup>,  
LIU Fudong<sup>2</sup>, ZHOU Ke<sup>1</sup>

(1. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China; 2. North United Electric Power Co., Ltd., Hohhot 010020, China)

**Abstract:** With the structural upgrading of China's energy industry and the transformation of economic growth mode, clean energy power generation technology has been continuously and rapidly developed. As a high-power electric heating conversion device, electric boiler has become one of the effective technical solutions to enhance the operational flexibility of thermal power units and promote the reliable consumption of new energy power. In this paper, the allocation and accounting principles of electric boiler capacity and heat storage capacity in such projects are proposed. The calculation model of system optimization operation parameters and operation economy evaluation is established based on the principle of maximizing the economic benefits of enterprises, taking into account the factors of grid peak shaving depth dispatching limits. Combined with the actual situation of the multi-unit system of a thermal power plant in Northeast China, the optimal configuration capacity of the electric boiler of the project is 300 MW, and the heat storage capacity is 17 MW·h. At the same time, the optimal operation scheme of the whole plant is proposed. The results show that, under the condition of 30% peak shaving depth limit, the case power plant can add about 139.53 million Yuan in each heating season, and the project investment payback period is about 5 years. In the foreseeable future, the project will have long-term profitability.

**Key words:** cogeneration; electric boiler; deep peak shaving; heat storage

随着我国能源产业结构升级和经济增长方式转变, 清洁能源发电技术得到了持续快速的发

展。为了保证新能源电力的有效、可靠消纳, 国内大部分地区出台了详细的调峰辅助服务政策<sup>[1]</sup>, 有

收稿日期: 2022-11-23 网络首发日期: 2023-01-19

基金项目: 中国华能集团有限公司总部科技项目 (HNKJ22-H18)

Supported by: Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKJ22-H18)

第一作者简介: 李明皓 (1987), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为储热系统设计与节能环保技术, liminghao@tpri.com.cn。

效地促进了火电机组运行灵活性技术的发展。东北地区作为我国热电联产机组配置比例最高的地区之一,其对热电解耦等相关技术的需求较为迫切<sup>[2]</sup>,相关技术的研究及探索也不断深入<sup>[3]</sup>。火电机组运行灵活性技术在我国已有多年的发展,不同的技术方案均能够在一定程度上解决机组热电解耦的问题。但针对不同的应用场景,应从机组实际情况出发,建立系统分析模型<sup>[4]</sup>,并遵循“一厂一策”的原则,总结最优的解决方案<sup>[5-7]</sup>。

电锅炉作为大功率电热转换装置,能够有效缓解新能源消纳的困境。国内一些研究建立了电锅炉参与消纳受阻风电的决策模型<sup>[8]</sup>,明确了电锅炉的积极作用<sup>[9-10]</sup>。

近些年来,更多深入研究表明<sup>[11-12]</sup>,热电厂采用抽汽配合电锅炉的供热方案,能够有效改善机组辅助调峰能力,提升机组采暖季运行灵活性。同时,一些学者也建立了电锅炉联合机组抽汽供热的分析评价模型<sup>[13]</sup>,并提出系统协调优化调度方法<sup>[14-15]</sup>,为相关技术的推广应用奠定坚实基础。另外,相关研究也表明电锅炉对火电机组的调频特性也具有一定的改善效果<sup>[16]</sup>。

目前,我国“三北”地区已有许多热电厂新建了电锅炉蓄热系统,充分满足了当地电网对新能源消纳的需求。未来,对系统的优化调度<sup>[17-19]</sup>将有效协调各企业的稳定运行。因此,火电企业在建设电锅炉蓄热系统时,需要充分响应灵活多变的调度指令,而不是简单追求更低的调峰深度<sup>[20]</sup>,这也将大大提升火电企业参与电网调峰服务的积极性。

关于热电企业单机或双机组配套电锅炉蓄热系统的优化配置研究已经能够符合相关需求<sup>[21]</sup>,而针对多机组系统的研究少见报道。本文结合东北某多机组热电企业的实际情况,建立响应合理调峰深度调度的电锅炉蓄热系统优化配置计算模型,分析得出最优的系统配置及优化运行方案,并通过经济性评价指标说明该项目带来的收益,为其他相关项目的决策提供参考。

## 1 概况

### 1.1 机组概况

某电厂共建设6台热电联产机组,目前已完成全部供热改造。其中1期为2×500 MW超临界机组,供热采用低压缸零出力技术。2期为2×600 MW亚临界机组,供热采用中低压缸连通管“打孔”抽

汽技术。3期为2×600 MW超临界机组,利用原4段抽汽作为尖峰供热备用汽源。

厂内热网首站建设基本、尖峰加热器,并由1期机组承担基本加热器热负荷,由2、3期机组承担尖峰加热器热负荷。相关系统流程如图1所示。

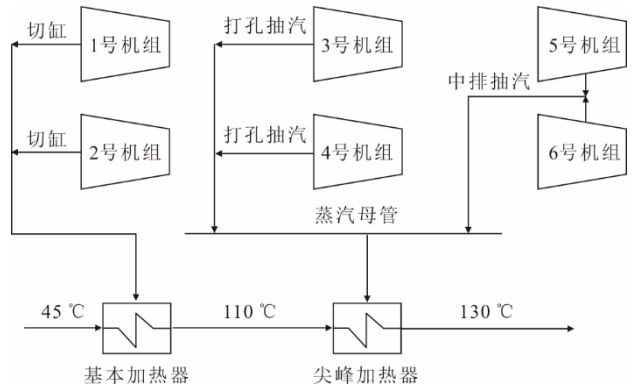


图1 多机组供热系统简图

Fig.1 Schematic diagram of the multi-unit heating system

为了确定系统中各机组电负荷与热负荷的关系,表1列出了各机组典型工况下发电功率及供热功率的统计数据。

表1 典型工况下各机组电热负荷数据 单位: MW  
Tab.1 The electric heating load data of each unit under typical working conditions

工况	项目	数值		
		1期 单机	2期 单机	3期 单机
THA 最大抽汽工况	电功率	406.5	503.5	600.0
	热负荷	622.3	299.8	96.5
75%THA 最大抽汽工况	电功率	309.8	373.6	450.0
	热负荷	464.7	225.6	64.7
50%THA 最大抽汽工况	电功率	214.5	253.9	300.0
	热负荷	315.3	148.7	48.25
稳燃负荷最大抽汽工况	电功率	214.5	206.4	240.0
	热负荷	315.3	119.8	38.6
稳燃负荷不抽汽工况	电功率	250.0	240.0	240.0
	热负荷	0	0	0

### 1.2 供热负荷

该电厂对外供热主要为采暖热负荷,无工业热负荷。根据规划,该电厂供热面积为1 878万m<sup>2</sup>,采暖季最大供热负荷为1 126.8 MW,最小供热负荷为294.9 MW,年供热量为1 398万GJ。地区全年采暖季232天。相关热负荷统计值分布曲线如图2所示。另外,由于厂址距离热负荷中心较远,目前已建设长距离供热管网系统。

图2所示热负荷延时分布数据,以单日外界环

境温度均值为基准,记录了整个采暖季低于该温度值的天数及对应的供热负荷,展现了整个采暖季供热负荷的统计水平,能够相对准确地说明企业的整体供热量,进而得到准确的采暖季系统评价指标,为后续的核算奠定基础。

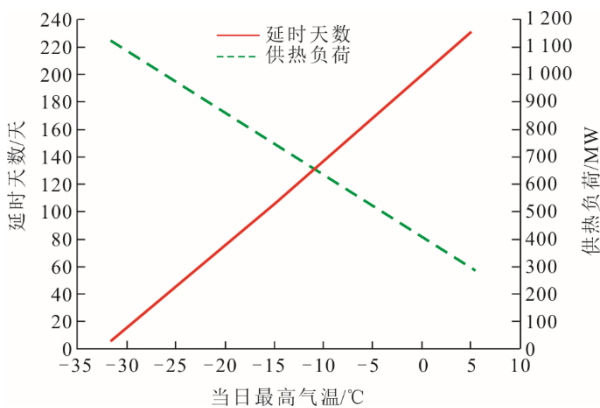


图2 该地区采暖热负荷时长分布曲线

Fig.2 Duration distribution curve of heating load in the area

### 1.3 电锅炉设备

电锅炉是一种大功率的电热转换设备,目前国内用于火电机组调峰的电锅炉多为电极锅炉、固体蓄热电锅炉等。本文以电极锅炉为例进行说明。

电极式热水锅炉利用插入水中的电极导通电流对水进行直接加热,将热能传递给液体介质。该设备常见的供电电压范围为4~25 kV,单机最高电功率达80 MW,电热转换效率99%以上。此外,电极锅炉还有电源适应性强、无级调节、避免“干烧”、寿命长等特点。

电极锅炉系统耦合火电机组调峰运行时,消耗部分机组发电量,避免机组实际运行负荷的大幅波动,最大限度地增加机组调峰电量,保证机炉系统的稳定。同时,机组的工业和采暖供热能力也可通过电极锅炉进行补充,保证热负荷品质。由此实现机组的热电解耦,满足了深度调峰运行需求。

## 2 数学模型

### 2.1 计算原则

当配置不同容量的电锅炉时,全厂调峰能力提升的程度不同,全采暖季获得的收益也有所区别。本文基于经济最优原则建立案例电厂电锅炉优化

配置分析模型。

具体建立以耦合系统在不同热负荷需求下所能达到的最低调峰深度为基础的数学计算模型,并进一步以调峰深度调度统计值为限制条件对模型进行反馈迭代,最终得到合理的优化配置。

该计算模型建立原则汇总如下:1)系统总供热负荷与热网热负荷需求匹配,即暂不考虑储热容量;2)优先挖掘机组自身调峰潜力,即在调峰时段机组不同负荷率下均以最大抽汽量运行。当机组锅炉降低至稳燃负荷时,如机组供热量仍偏大,则减小机组抽汽量;3)调峰深度最大化,即核算系统可能获得的最大调峰深度;4)当最大调峰深度低于限值时,以限值核算系统运行工况;5)项目投资回收期作为系统经济性评价指标。

另外,根据案例电厂相关统计数据及规划,全厂采暖季开机方式主要包括“1期双机、2期单机、3期单机(以下简称为2+1+1)”“1+2+1”“2+2+1”3种方式,极端情况也会存在“1+1+1”方式,且上述4种开机方式概率分别为50%、30%、15%、5%。

本文主要针对“2+1+1”这种开机方式列出计算模型,其他开机方式建模过程类似。后续计算结果分析中,将采用加权平均的方式使相关评价指标具有横向对比性。

### 2.2 机组电热负荷分配

关于供热机组电热负荷分配,常见的方法是以最小总能耗为原则<sup>[22]</sup>。本文以深度调峰运行场景为基础,按照机组“以热定电,电负荷最低”的运行模式为原则建立计算模型。

具体来说,当各供热机组在稳燃负荷之上时按最大抽汽量工况核算;当外界需要机组的供热负荷进一步减小时,按照机组稳燃负荷下,减小抽汽量进行核算。

根据案例电厂不同机组典型工况下电热负荷统计数据(表1),得到各机组在不同负荷率下最大抽汽工况和锅炉稳燃负荷工况的电热负荷曲线,如图3所示。

根据图3曲线,案例电厂中各机组电热负荷拟合计算模型见式(1)一式(3)。

$$P_{e1} = f_1(Q_{e1}) = \begin{cases} 0.625 \times Q_{e1} + 17.98, & 624.1 \geq Q_{e1} \geq 315.5 \\ -0.1103 \times Q_{e1} + 250, & 315.5 > Q_{e1} \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$P_{e3} = f_3(Q_{e3}) = \begin{cases} 1.64 \times Q_{e3} + 8.688, & 300.2 \geq Q_{e3} \geq 119.4 \\ -0.29732 \times Q_{e3} + 240, & 119.4 > Q_{e3} \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{e5} = f_5(Q_{e5}) = \begin{cases} 6.283 \times Q_{e5} + 7.818, & 94.3 \geq Q_{e5} \geq 37.0 \\ 240, & 37.0 > Q_{e5} \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中： $P_{ei}$  为  $i$  号机组发电功率； $Q_{ei}$  为  $i$  号机组抽汽供热量。

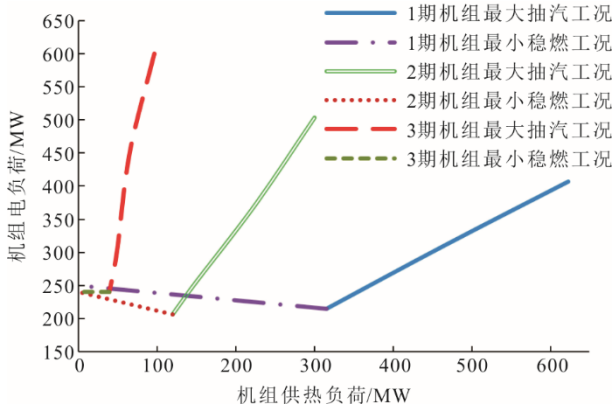


图 3 单机组电热负荷分配曲线

Fig.3 Electric heating load distribution curve of single unit

需要说明的是，案例电厂各期 2 台机组电热负荷曲线一致，因此在式(1)一式(3)中仅表示各期单台机组的计算模型，另一台机组相同。另外，式(1)一式(3)仅为案例电厂的拟合曲线数据。实际应用时，可按照此方法进行建模。

### 2.3 最佳调峰深度

案例电厂内新增电锅炉设备，则采暖季调峰时段全厂最低理论调峰深度计算模型见式(4)。

$$Q_{e1,the} = Q_{e2,the} = \begin{cases} (Q_{out} - Q_{B0})/\mu_r/2, & 0 \leq Q_{out} < \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \\ \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H}/2, & \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \leq Q_{out} \end{cases} \quad (5)$$

$$Q_{e3,the} = \begin{cases} 0, & 0 \leq Q_{out} < \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \\ (Q_{out} - Q_{B0})/\mu_r - \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H}, & \sum_{i=1}^2 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \leq Q_{out} < \sum_{i=1}^3 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \\ Q_{e3,H}, & \sum_{i=1}^3 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \leq Q_{out} \end{cases} \quad (6)$$

$$Q_{e5,the} = \begin{cases} 0, & 0 \leq Q_{out} < \sum_{i=1}^3 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \\ (Q_{out} - Q_{B0})/\mu_r - \sum_{i=1}^3 Q_{ei,H}, & \sum_{i=1}^3 Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \leq Q_{out} < \sum_{i=1}^{3.5} Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \\ Q_{e5,H}, & \sum_{i=1}^{3.5} Q_{ei,H} \cdot \mu_r + Q_{B0} \leq Q_{out} \end{cases} \quad (7)$$

式中：下标 H 表示最大值； $Q_{out}$  为全厂对外供热负荷； $Q_{B0}$  为电锅炉标称供热量，具体取值为  $\mu_B P_{B0}$ ，

$$\varphi_{the} = \left[ \sum_{i=1}^6 P_{ei,the} \times (1 - \mu_e) - P_{B0} \right] / P_0 \quad (4)$$

式中：下标 the 表示理论值； $\varphi_{the}$  为全厂最低理论调峰深度，%； $\mu_e$  为全厂厂用电率，取值 5%； $P_{B0}$  为电锅炉标称容量； $P_0$  为全厂运行机组标称容量，如在“2+1+1”开机方式下， $P_0$  取 2 200 MW；各运行机组的  $P_{ei,the}$  可由式(1)一式(3)计算获得。

采暖季调峰时段，系统在响应供热负荷的前提下，达到最低的调峰深度，才能获得最佳的运行收益。在案例电厂中，首先应使电锅炉满功率运行，其次按照供热能力由强至弱的顺序，依次安排机组承担热负荷。以此原则能够得到系统的最佳调峰深度结果。

式(5)一式(7)提出了“2+1+1”开机方式下各机组供热量  $Q_{ei,the}$  具体取值。

需要说明的是，式(5)一式(7)为“2+1+1”开机方式的计算模型，即 1 期 2 台机组以相同工况运行。当采用其他开机方式时，相同供热方式的 2 台机组同样应以相同的电热负荷分配工况进行计算。具体建模思路与此相同，本文不再赘述。

通过式(5)一式(7)能够得到当采用不同电锅炉容量配置方案时，在不同对外供热负荷下，全厂理论最低调峰运行深度。

其中电锅炉供热效率  $\mu_B$  取值 95%； $\mu_r$  为机组供热效率，取值 95%。

## 2.4 调峰深度限值工况匹配模型

根据案例电厂地区往年运行数据统计,采暖季调峰期电网调度的调峰深度指令一般在20%~35%。这说明若电锅炉配置容量过大,将无法充分发挥其提升全厂调峰能力的功效。因此,需要在计算模型中,引入最低调峰深度限值 $\varphi_L$ ,即如果电锅炉运行时全厂调峰深度已低至限值 $\varphi_L$ ,则不再提升电锅炉运行功率。

全厂实际调峰运行深度 $\varphi_{act}$ 按式(8)确定:

$$\varphi_{act} = \begin{cases} \varphi_L, & \varphi_L > \varphi_{the} \\ \varphi_{the}, & \varphi_L \leq \varphi_{the} \end{cases} \quad (8)$$

$$P_{ct} = \begin{cases} f_1(Q_{ct}/2) + f_2(Q_{ct}/2) + f_3(0) + f_5(0), & 0 \leq Q_{ct} < \sum_{i=1}^2 Q_{ct,H} \\ f_1(Q_{e1,H}) + f_2(Q_{e2,H}) + f_3(Q_{ct}) + f_5(0), & \sum_{i=1}^2 Q_{ct,H} \leq Q_{ct} < \sum_{i=1}^3 Q_{ct,H} \\ f_1(Q_{e1,H}) + f_2(Q_{e2,H}) + f_3(Q_{e3,H}) + f_5(Q_{ct}), & \sum_{i=1}^3 Q_{ct,H} \leq Q_{ct} < \sum_{i=1}^{3.5} Q_{ct,H} \end{cases} \quad (10)$$

结合式(9)和式(10),可根据企业对外供热负荷数据,计算得出当 $\varphi_L > \varphi_{the}$ 时电锅炉运行功率 $P_B'$ 和机组供热量 $Q_{ct}'$ ,进一步可得到各个机组运行工况。

通过上述一系列计算,综合可得到在调度调峰深度限值情况下,不同电锅炉容量配置响应不同对外供热负荷时,系统的最佳运行工况数据。

$$Y_n = \begin{cases} Y_{TF} - T_0 \times (1/D + \alpha_1 + \alpha_2) - P_{BT} \cdot R - P_{cFT} \cdot C_{FT}, & 0 \leq n \leq D \\ Y_{TF} - T_0 \times (\alpha_1 + \alpha_2) - P_{BT} \cdot R - P_{cFT} \cdot C_{FT}, & D < n \end{cases} \quad (11)$$

$$N = \begin{cases} \infty, & Y_{D+} \leq 0 \\ D + (T_0 - D \times Y_{D-}) / Y_{D+}, & 0 < Y_{D+} \text{ 且 } Y_{D-} \leq 0 \\ T_0 / Y_{D-}, & T_0 / Y_{D-} \leq D \\ D + (T_0 - D \times Y_{D-}) / Y_{D+}, & D < T_0 / Y_{D-} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $n$ 为投运年份; $D$ 为项目折旧期,一般取5年; $T_0$ 为项目总投资; $\alpha_1$ 为项目财务成本系数,取0.08; $\alpha_2$ 为项目运维成本系数,取0.03; $P_{BT}$ 为电锅炉全采暖季电耗; $R$ 为厂内发电成本, $MW \cdot h$ ;  $P_{cFT}$ 为全采暖季分摊电量; $C_{FT}$ 为分摊罚款单价, $MW \cdot h$ ;  $Y_{TF}$ 为项目全采暖季调峰收益; $Y_{D+}$ 为项目折旧期之后的年收益; $Y_{D-}$ 为项目折旧期之前的年收益。

## 2.6 模型逻辑结构

根据上述计算模型,可得到案例电厂多机组供热系统在耦合不同电锅炉标称功率配置选型时,项目运营投资回收期,具体运行模型逻辑如图4所示。

根据图4可以看出,本文提出的计算模型,结

当 $\varphi_{act} = \varphi_L$ 时,则系统内各机组及电锅炉运行工况根据以下模型计算:

$$\begin{cases} P'_{ct} \times (1 - \mu_e) - P'_B = P_0 \times \varphi_L \\ Q'_{ct} \times \mu_t + P'_B \times \mu_B = Q_{out} \end{cases} \quad (9)$$

式中:上标“'”表示全厂最低调峰深度限值高于理论最低调峰深度时工况; $P_{ct}$ 为运行机组发电量总和; $P_B$ 为电锅炉运行功率; $Q_{ct}$ 为运行机组供热量总和。

另外,上述计算模型还需要补充所有运行机组电热总负荷计算模型,具体见式(10)。

## 2.5 运行经济性评价模型

针对案例电厂配套电锅炉提升调峰运行能力的类似项目,本文提出以下运行经济性简化评价模型。项目建成投运后,第 $n$ 年收益 $Y_n$ 计算模型见式(11),项目投资回收期 $N$ 计算模型见式(12)。

合多机组系统的电热负荷特性,以满足对外供热负荷需求为原则;同时以调度调峰深度限值为边界,可得到配置不同容量电锅炉时,系统最优运行工况下的项目运营投资回收期,为电锅炉的优化配置选型提供了明确的参考依据。

需要说明的是,上述数学模型实际上采用了“机组抽汽配合电锅炉”的计算原则,这可能导致调峰时段与非调峰时段机组运行工况出现大幅度的波动。但该数学模型得出的是耦合系统的最佳运行方式,运行人员应在可控程度下,使机组工况尽可能接近理论最优工况,如此将更有利于企业获得收益。

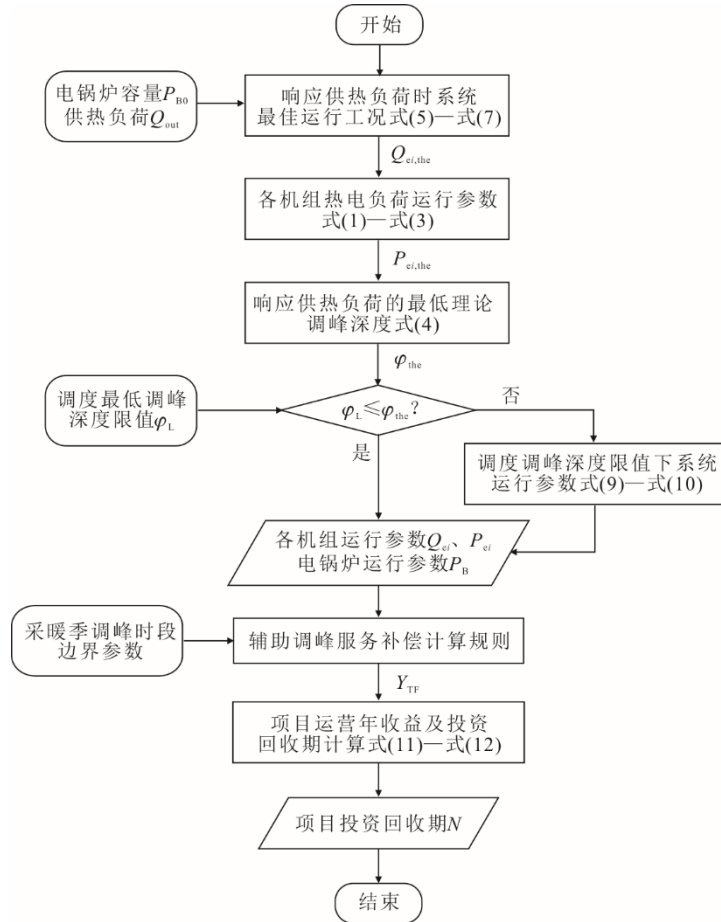


图 4 数学模型计算逻辑流程  
Fig.4 Logic flow chart of mathematical model calculation

### 3 结果分析

对案例电厂新增电锅炉的优化配置选型及优化运行方案开展分析。

#### 3.1 边界条件

针对案例电厂，采暖季调峰时段主要运行边界数据见表 2。

表 2 采暖季系统调峰运行主要参数

Tab.2 Main parameters of system peak shaving operation in heating season

项目	数值
每日调峰时长/h	4.00
机组设计煤耗率/(g·(kW·h) <sup>-1</sup> )	290.00
标准煤单价/(元·t <sup>-1</sup> )	500.00
一档调峰市场出清价格/元	0.20
二档调峰市场出清价格/元	0.60
调峰市场分摊电量支出金额/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	0.10

需要说明的是，表 2 所示边界参数会随着时间、地区有所变化，本文选取了典型数据进行分析。不同的项目场景应进行相应的调整。

#### 3.2 电锅炉优化配置

根据当地采暖季调峰深度运行指令统计，利用本文模型，针对常用的“2+1+1”开机方式时不同的最低调峰深度限值工况，计算不同电锅炉标称容量配置时的项目投资回收期，计算结果如图 5 所示。

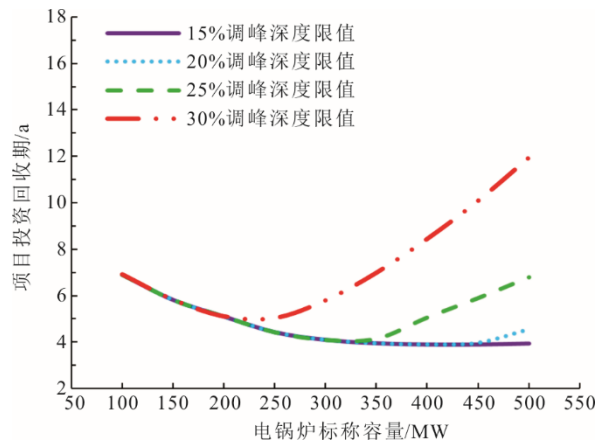


图 5 “2+1+1” 开机方式不同调峰深度限值工况电锅炉容量与投资回收期分布

Fig.5 Distribution of electric boiler capacity and investment recovery period with different peak shaving depth limit conditions under the starting mode of “2+1+1”

由图 5 可以看出：在 15%~30% 合理的调峰运行深度限值工况下，随着限值的升高，经济性最优的电锅炉配置容量逐渐减小；当电锅炉配置容量小于 200 MW 时，在上述调峰深度限值工况下，项目投资回收期随着电锅炉容量的增加而缩短；当调峰深度限值为 15% 时，随着电锅炉容量的增加，投资回收期减小，但减小幅度逐渐降低；当电锅炉配置容量大于 350 MW 之后，投资回收不再减小。

进一步地，针对案例电厂，建立其他 3 种开机方式的数学模型，计算不同电锅炉标称容量配置时的项目投资回收期，计算结果如图 6—图 8 所示。

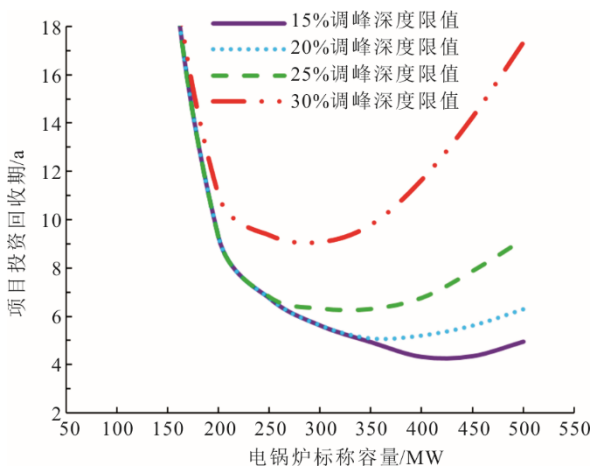


图 6 “1+1+1” 开机方式不同调峰深度限值工况电锅炉容量与投资回收期分布

Fig.6 Distribution of electric boiler capacity and investment recovery period with different peak shaving depth limit conditions under the starting mode of “1+1+1”

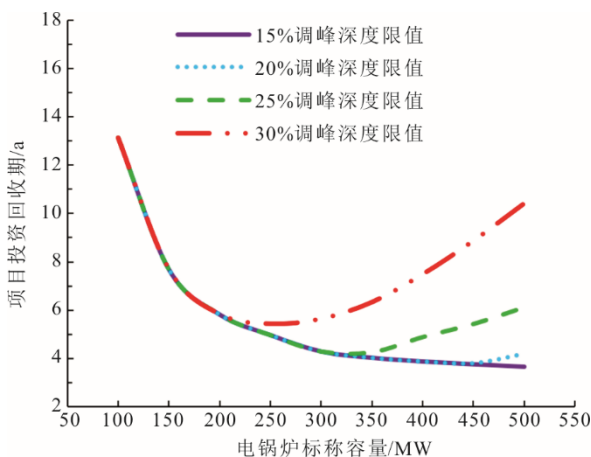


图 7 “1+2+1” 开机方式不同调峰深度限值工况电锅炉容量与投资回收期分布

Fig.7 Distribution of electric boiler capacity and investment recovery period with different peak shaving depth limit conditions under the starting mode of “1+2+1”

根据图 6 所示曲线，“1+1+1” 开机方式下，机

组供热能力较弱，即使配置电锅炉，系统在采暖季获得的辅助调峰补偿相对较少，项目整体回收期较长。相比而言，在调峰深度限值大于 25% 时，配置标称容量为 300 MW 的电锅炉，能够获得最佳的运营效果；而当调峰深度限值下降时，增加电锅炉容量配置，可进一步缩短项目投资回收期。

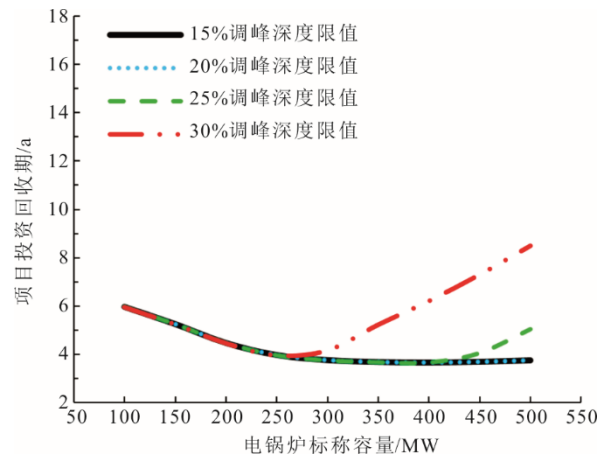


图 8 “2+2+1” 开机方式不同调峰深度限值工况电锅炉容量与投资回收期分布

Fig.8 Distribution of electric boiler capacity and investment recovery period with different peak shaving depth limit conditions under the starting mode of “2+2+1”

根据图 7 所示曲线，“1+2+1” 开机方式下，机组供热能力依旧较弱，电锅炉配置容量较低时，项目投资回收期较长。相比而言，在调峰深度限值大于 25% 时，配置标称容量为 300 MW 的电锅炉，能够获得最佳的运营效果；而当调峰深度限值下降时，增加电锅炉容量配置，可进一步缩短项目投资回收期，但效果不明显。

根据图 8 所示曲线，“2+2+1” 开机方式下，机组供热能力较强，项目投资回收期整体情况好。相比而言，配置标称容量为 300 MW 的电锅炉，在任何调峰深度限值下，均能够获得最佳的运营效果。

综合评估后，案例电厂电锅炉配置标称容量的最优选择为 300 MW。

### 3.3 运行优化分析

以往的电锅炉优化配置选型可行性研究中，较少提出设备投运后的优化运行建议，而多由企业经过长期运行经验积累后确定最佳运行方式。本文将利用上述数学模型，提出完整的优化运行方案参数，使企业在系统投运后尽快实现收益最大化。

根据上述结论，针对案例电厂多机组耦合 300 MW 电锅炉供热调峰系统，利用本文提出的计算模型，分析在 30%（常见）调峰深度限值工况下，不同开

机方式时系统最优的运行工况。

图 9—图 12 显示了不同工况下,各期单台机组和电锅炉的运行参数。

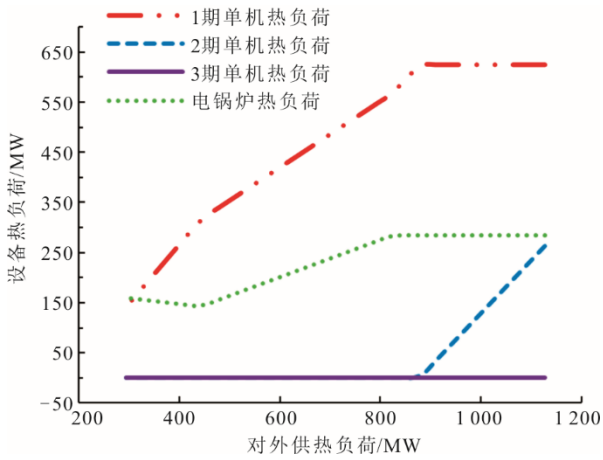


图 9 “1+1+1” 开机方式下系统最优运行曲线  
Fig.9 System optimal operation curve under the startup mode of “1+1+1”

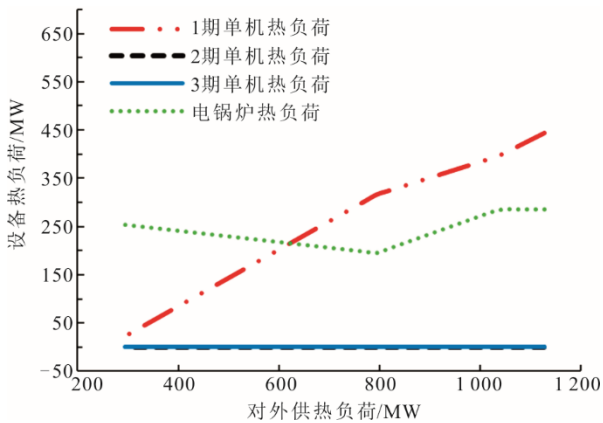


图 10 “2+1+1” 开机方式下系统最优运行曲线  
Fig.10 System optimal operation curve under the startup mode of “2+1+1”

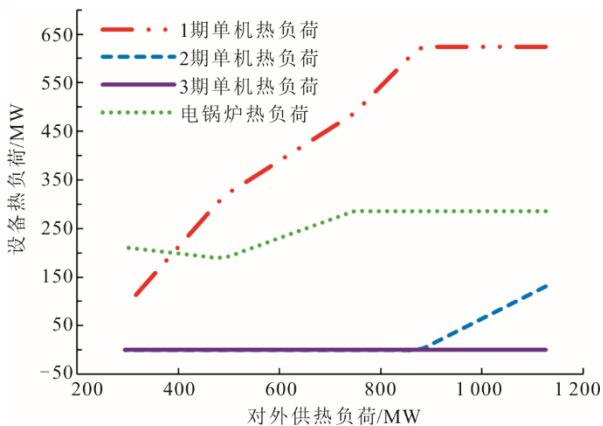


图 11 “1+2+1” 开机方式下系统最优运行曲线  
Fig.11 System optimal operation curve under the startup mode of “1+2+1”

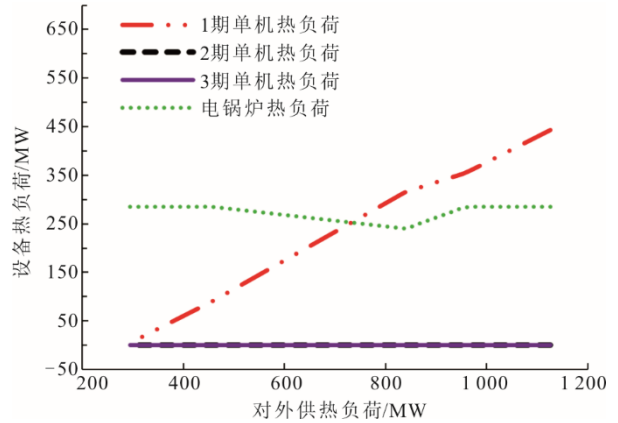


图 12 “2+2+1” 开机方式下系统最优运行曲线  
Fig.12 System optimal operation curve under the startup mode of “2+2+1”

从图 9—图 12 可以看出:当电锅炉设备投入运行后,案例电厂 3 期机组在全采暖季可完全不用提供热负荷;当对外供热负荷较高时,在 1 期机组单机运行的开机方式下,需要 2 期机组带部分热负荷。如果 1 期机组双机运行,则 2 期机组可不用带热负荷运行。而电锅炉可在全采暖季灵活调节运行功率,可以满足对外供热负荷和最低调峰深度限值的要求,大大提升了全厂机组运行灵活性。

同理,企业可以根据调度指令,调整最低调峰深度限值,并获得更加全面的系统优化运行指导数据,为企业的盈利助力。

### 3.4 经济性分析

根据本文 2.1 节提出的采暖季不同开机方式概率,按照加权平均计算方法,核算在不同调峰深度限值下,全厂采暖季的经济性指标。相关数据汇总见表 3。

表 3 采暖季系统运行经济性评价指标  
Tab.3 The evaluation indexes of system operation economy in heating season

项目	调峰深度限值/%			
	20	25	30	35
新增一档调峰电量/(万 kW·h)	9 352	9 352	9 352	9 352
新增二档调峰电量/(万 kW·h)	24 235	24 136	20 137	10 440
新增有偿调峰收益/万元	16 411	16 352	13 953	8 134
电锅炉燃料消费/万元	4 037	4 023	3 462	2 222
投资回收期加权值/a	4.18	4.21	5.66	13.61

由表 3 可以看出:当调峰深度限值小于 25%时,项目投资回收期下降幅度减小;当调峰深度限值接近当地统计值(即 30%)时,项目全年新增调峰收益约 13 953 万元,投资回收期合理;而当调峰深度限值大于 30%时,项目投资回收期将大幅增加。由此可以看出,此类项目的收益受调峰深度限值的影

响较大,不同的限值可能直接影响电锅炉配置容量的选择,甚至影响整个项目的运行收益。

## 4 储热容量

电锅炉设备并不具备储热能力。此类项目如配置一定的储热容量,将使系统的运行不受供热负荷的限制,使得电锅炉尽可能满功率运行,并进一步降低机组调峰深度。

### 4.1 选取原则

案例电厂项目中储热装置容量确定主要依据以下原则:

- 1) 能够满足电锅炉热量蓄存的需求,最大限度地增加储热调峰系统运行灵活性;
- 2) 配置储热量应能够有效利用,避免过高的容量配置降低经济效益;
- 3) 采暖季在机组负荷稳定的情况下,能够辅助热电解耦,抵减供热负荷波动。

### 4.2 储热容量分析

依据上述选取原则,对储热容量分析如下。

当地采暖季平均调峰时长 4 h,如将电锅炉全部热负荷蓄存,则蓄热装置容量为  $300\text{ MW}\times 4\text{ h}=1\ 200\text{ MW}\cdot\text{h}$ 。而这种情况一般出现在供热初末期,此时市场调峰需求不大,电锅炉满功率运行的概率较低。因此,储热容量不应按照上述  $1\ 200\text{ MW}\cdot\text{h}$  进行选择。但如前所述,案例电厂长距离供热管网系统已建成。管网长度约 72 km,相当于蓄存约 8.1 万 t 循环水。如按照  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  温差储热,则该部分介质可至少蓄热约  $1\ 800\text{ MW}\cdot\text{h}$  的热量,能够满足本项目电锅炉调峰期全部储热需求。

另外,如从储热容量抵减供热负荷波动的功能角度考虑,则可按照以下方法核算。造成供热负荷波动的主要原因是气温变化。根据本项目供热面积及平均供热指标变化量  $1.2\text{ W}/\text{m}^2$ ,则供热负荷波动量为  $22.6\text{ MW}/^{\circ}\text{C}$ 。当地极寒期一天之内温差约  $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,平均供热负荷波动约  $33.9\text{ MW}/\text{h}$ 。据此可依据系统能够应对供热负荷波动时长的能力确定储热容量。

需要特别说明的是,是否具备储热能力是国内许多地区在审批此类项目时重要的项目类型认定指标。因此,增加小容量储热装置将大大提升本项目的可行性。

综上所述,本项目蓄热装置选择具备抵减  $0.5\text{ h}$  热负荷波动的能力,即根据上述评价供热负荷波动率  $33.9\text{ MW}/\text{h}$ ,得到储热容量选择为  $17\text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

## 5 结 论

本文针对多供热机组配置电锅炉提升全厂运行灵活性的项目类型,总结了电锅炉配置容量、储热容量的核算原则。结合案例电厂多机组系统,建立考虑最低调峰深度限值的计算模型,分析得出最优的电锅炉配置容量。同时提出整体优化运行方案,得到系统的运行经济性评价指标。主要研究结论如下。

1) 多机组配置的热电厂,往往具有多种开机方式组合。将各种开机方式对调峰运行的影响因素有效引入优化计算模型,同时考虑适应合理的调峰深度调度指令,将得到更加经济的电锅炉配置方案,提高企业进行相关技术升级的积极性。

2) 针对东北地区某热电厂,在采暖季合理的 30% 调峰深度限值下,利用本文提出的计算模型,得到最佳的电锅炉配置标称容量为  $300\text{ MW}$ 。项目建成投运后,每个采暖季可新增获得调峰收益约 13 953 万元,并在 5 年左右收回项目投资成本。在可预见的未来,该项目将具备长期盈利能力。

3) 针对案例电厂配置长距离供热管道的现状,即管网具备较强储热能力,在考虑项目类型政策认定风险因素后,本文提出采用抵减供热负荷波动时长能力评价的方法核算并确定本项目最佳储热容量为  $17\text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

4) 随着越来越多热电联产机组具备深度调峰能力,从满足新能源消纳的角度出发,区域电网对火电机组的调峰调度已不再追求更“低”的深度。如何更经济地适应多样化的调峰调度,已成为热电联产机组灵活性改造中需要重点考虑的问题。

### [参 考 文 献]

- [1] 孙莹,李晓鹏,蔡文斌,等.面向新能源消纳的调峰辅助服务市场研究综述[J].现代电力,2022,39(6):668-676.  
SUN Ying, LI Xiaopeng, CAI Wenbin, et al. A research overview on ancillary services market of peak regulation oriented to accommodation of new energy[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(6): 668-676.
- [2] 吴炬.东北地区火电机组灵活性改造技术研究及策略分析[J].黑龙江电力,2020,42(5):443-446.  
WU Ju. Flexibility transformation technology research and strategy analysis of thermal power units in Northeast China[J]. Heilongjiang Electric Power, 2020, 42(5): 443-446.
- [3] 刘刚.火电机组灵活性改造技术路线研究[J].电站系统工程,2018,34(1):12-15.  
LIU Gang. Analysis on technical route of flexible transformation of thermal power units[J]. Power System Engineering, 2018, 34(1): 12-15.

- [4] 刘丁赫, 马聪, 王勇, 等. 火电机组灵活供热技术比较及运行特性分析[J]. 电站系统工程, 2021, 37(3): 1-6.  
LIU Dinghe, MA Cong, WANG Yong, et al. Comparison and performance analysis flexible heating technology of thermal power units[J]. Power System Engineering, 2021, 37(3): 1-6.
- [5] 侯玉婷, 李晓博, 刘畅, 等. 火电机组灵活性改造形势及技术应用[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 8-13.  
HOU Yuting, LI Xiaobo, LIU Chang, et al. Flexibility reform situation and technical application of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 8-13.
- [6] 居文平, 吕凯, 马汀山, 等. 供热机组热电解耦技术对比[J]. 热力发电, 2018, 47(9): 115-121.  
JU Wenping, LYU Kai, MA Tingshan, et al. Comparison of thermo-electric decoupling techniques for heating units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(9): 115-121.
- [7] 李艳生, 蔺红. 储能系统协同常规机组调峰控制策略研究[J]. 可再生能源, 2021, 39(4): 507-513.  
LI Yansheng, LIN Hong. Study on the strategy of energy storage system coordination with conventional unit peak shaving control[J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(4): 507-513.
- [8] 王敏骁, 李潇, 韩小齐, 等. 蓄热电锅炉负荷参与消纳受阻风电的主从博弈交易决策方法[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(5): 496-504.  
WANG Minxiao, LI Xiao, HAN Xiaoqi, et al. A master-slave game trading decision method for the participation of electric thermal storage boiler load in hampered wind power consumption[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(5): 496-504.
- [9] 金齐, 刘红, 尹洪超. 耦合电锅炉和储热的热电联合系统风电消纳分析[J]. 应用能源技术, 2021(5): 30-35.  
JIN Qi, LIU Hong, YIN Hongchao. Analysis of wind power accommodation in combined heat and power systems including electric boiler and heat accumulator[J]. Applied Energy Technology, 2021(5): 30-35.
- [10] LEI Z J, WANG G, LI T, et al. Strategy analysis about the active curtailed wind accommodation of heat storage electric boiler heating[J]. Energy Reports, 2021, 7: 65-71.
- [11] 宋浩, 陈晓利, 高继录, 等. 多供热机组多模式深度调峰协同运行技术路线研究[J]. 汽轮机技术, 2021, 63(6): 448-457.  
SONG Hao, CHEN Xiaoli, GAO Jilu, et al. Study on the technical route of multi-mode deep peak-shaving cooperative operation of multi-heating units[J]. Turbine Technology, 2021, 63(6): 448-457.
- [12] 陈永辉, 李志强, 蒋志庆, 等. 基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究[J]. 热能动力工程, 2020, 35(1): 261-266.  
CHEN Yonghui, LI Zhiqiang, JIANG Zhiqing, et al. Research on flexible transformation technology of thermal power unit based on electric boiler[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(1): 261-266.
- [13] 王金星, 郝剑, 刘畅, 等. 抽凝机组热电联产系统中扩大热电负荷比的灵活性研究[J]. 热力发电, 2020, 49(12): 41-50.  
WANG Jinxing, HAO Jian, LIU Chang, et al. Enlargement of heat-electricity ratio for flexibility operation in a large scale extraction condensing turbine system[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(12): 41-50.
- [14] 谭晶, 蔡莹, 罗微, 等. 考虑供热机组与电锅炉互动的热电协调调度方法[J]. 电力系统及其自动化, 2018, 40(2): 63-69.  
TAN Jing, CAI Ying, LUO Wei, et al. Heat-electricity coordinated scheduling method considering the heat-supply unit and electric boiler[J]. Power System & Automation, 2018, 40(2): 63-69.
- [15] 刘德宝, 朱珈汛, 赵文广, 等. 计及火电机组深度调节的含蓄热电锅炉的多源优化调度[J]. 吉林电力, 2022, 50(1): 24-28.  
LIU Debao, ZHU Jiaxun, ZHAO Wenguang, et al. Multi-source optimal dispatching of super-high power regenerative electric boilers with thermal power unit depth regulation[J]. Jilin Electric Power, 2022, 50(1): 24-28.
- [16] 张鹏飞, 王顺超, 何肇, 等. 高压电极锅炉联合煤电机组参与调频服务的优化经济调度方法[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(23): 10109-10115.  
ZHANG Pengfei, WANG Shunchao, HE Zhao, et al. Optimized economic dispatching approach for high-voltage electrode boiler combined with coal-fired power units to participate in frequency regulation service[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(23): 10109-10115.
- [17] 李军徽, 张嘉辉, 李翠萍. 参与调峰的储能系统配置方案及经济性分析[J]. 电工技术学报, 2021, 36(19): 4148-4159.  
LI Junhui, ZHANG Jiahui, LI Cuiping. Configuration scheme and economic analysis of energy storage system participating in grid peak shaving[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(19): 4148-4159.
- [18] 张敬轩, 陈洁, 徐泽鹏. 基于电锅炉与储热装置协调供热的弃风消纳调度模型研究[J]. 现代电子技术, 2022, 45(21): 103-108.  
ZHANG Jingxuan, CHEN Jie, XU Zepeng. Research on wind curtailment consumption dispatching model based on coordinated heating of electric boiler and heat storage device[J]. Modern Electronics Technique, 2022, 45(21): 103-108.
- [19] 朱永利, 高卉, 王开艳. 计及调峰能力差异性的系统多源优化调度[J]. 水电能源科学, 2020, 38(1): 204-208.  
ZHU Yongli, GAO Hui, WANG Kaiyan. Multi-source optimization scheduling of system considering the differences of peak shaving capacity[J]. Water Resources and Power, 2020, 38(1): 204-208.
- [20] 崔杨, 修志坚, 刘闯. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4403-4414.  
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4403-4414.
- [21] 于娜, 李宏伟, 葛延峰. 风荷组合场景下计及调峰效益的电锅炉和储热系统容量优化配置[J]. 现代电力, 2021, 38(1): 41-50.  
YU Na, LI Hongwei, GE Yanfeng. Optimal capacity configuration of electric boiler and heat storage system considering peak-shaving benefit under wind-load combination scenario[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(1): 41-50.
- [22] 吴龙, 袁奇, 刘昕. 供热机组热电负荷最佳分配方法分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(35): 6-12.  
WU Long, YUAN Qi, LIU Xin. Research on the scheme of optimal load distribution for cogeneration units[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(35): 6-12.

(责任编辑 刘永强)