

DOI: 10.19666/j.rlfed.202210244

# 电力现货市场下热泵+水储能在火电机组 灵活性改造中的应用研究

张 龙<sup>1</sup>, 杨晓华<sup>1</sup>, 沈超群<sup>2</sup>, 单文豪<sup>1</sup>, 郭富民<sup>1</sup>, 王 磊<sup>1</sup>

(1. 山东电力工程咨询院有限公司, 山东 济南 250013;  
2. 扬州大学电气与能源动力工程学院, 江苏 扬州 225127)

**[摘 要]** 电力现货市场让电力回归商品属性, 使得市场在电力资源配置中的作用日益突出。由于这一电力交易模式有利于促进新能源发电消纳, 实现电力资源的优化配置, 因此成为电力市场建设和电力改革的重要一环。以山东省某热电联产机组为例, 构建了基于电压压缩式热泵的余热回收及制冷方案与基于电锅炉耦合冷热双蓄水储能的深度调峰方案, 为该机组参与电力现货市场提供了可行的技术改造方案。研究结果表明: 改造后系统供热能力提升 48 MW, 供冷能力提升 32 MW, 机组调峰能力提升 9%; 项目财务内部收益率(税前) 30.25%, 投资回收期(税前) 4.1 年, 具有较好的盈利能力。

**[关 键 词]** 电力现货市场; 热泵; 水储能; 火电机组; 灵活性改造

**[引用本文格式]** 张龙, 杨晓华, 沈超群, 等. 电力现货市场下热泵+水储能在火电机组灵活性改造中的应用研究[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 101-110. ZHANG Long, YANG Xiaohua, SHEN Chaoqun, et al. Research on the application of heat pump+water energy storage in the flexibility renovation of thermal generator units in the electricity spot market[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 101-110.

## Research on the application of heat pump+water energy storage in the flexibility renovation of thermal generator units in the electricity spot market

ZHANG Long<sup>1</sup>, YANG Xiaohua<sup>1</sup>, SHEN Chaoqun<sup>2</sup>, SHAN Wenhao<sup>1</sup>, GUO Fumin<sup>1</sup>, WANG Lei<sup>1</sup>

(1. Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Co., Ltd., Jinan 250013, China;  
2. College of Electrical, Energy and Power Engineering, Yangzhou University, Yangzhou 225127, China)

**Abstract:** The spot market of electricity makes electricity return to the commodity attribute, which makes the market play an increasingly prominent role in the allocation of power resources. The electricity-trading mode has become an important part of the power market construction and power reform because it is conducive to promoting the consumption of new energy power generation and realizing the optimal allocation of power resources. This paper constructs technical routes for a thermal power unit in Shandong Province. The first is waste heat recovery, refrigeration scheme based on the voltage shrink heat pump and the second is deep peak shaving scheme based on the electric boiler and energy storage tank. The technical transformation scheme is providefor the thermal power unit to participating in the spot power market. The result show that energy supply capacity of the system increased by 48 MW, the cooling capacity increased by 32 MW, and the peak shaving capacity of the unit increased by 9%. In addition, the financial internal rate of return (before tax) of the project is 30.25%, and the payback period (before tax) is 4.1 years, with good profitability.

**Key words:** electricity spot market; heat pump; water energy storage; thermal power unit; flexibility renovation

中发 2015 年 9 号《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中指出“电力市场建设应中长期交易和现货交易并举, 逐步建立以中长期交易规避风险、以现货交易集中优化配置电

力资源、发现真实价格信号的电力市场体系”<sup>[1-4]</sup>。自此, 作为电力市场建设和电力改革的核心环节, 电力现货市场应运而生<sup>[5]</sup>。电力现货市场通过发现完整的电力价格信号, 引导市场主体开展中长期电

收稿日期: 2022-10-15 网络首发日期: 2023-02-06

基金项目: 国家自然科学基金项目(51706193)

Supported by: National Natural Science Foundation of China(51706193)

第一作者简介: 张龙(1988), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为热能动力及暖通空调, zhanglong@sdepcci.com.

力交易、输电权交易和电力期货交易。通过开展日前及日内、实时电量交易和备用、调频等辅助服务交易,以短时和即时电力交易为主,售电电价由固定的上网标杆电价变成实时波动的现货市场节点电价<sup>[6-10]</sup>。2017年9月5日国家发改委办公厅和国家能源局综合司联合发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》,选择南方(以广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东等8个地区作为电力现货市场第一批试点<sup>[11-12]</sup>。历经5年多的探索,各试点地区选择了相应的市场模式、报价规则、出清模型及价格机制等,完成了市场的初步建设,目前均已实现月度以上的长周期结算试运行。运行实践表明:电力现货市场一方面有利于优化电力资源配置,让电力回归商品属性,使得电力具有时序价格和位置信号,不同类型的发电机组在不同时空生产的电力通过价格差异体现各自价值,发挥市场在电力资源配置中的决定性作用,实现电力资源的优化配置<sup>[13-15]</sup>;另一方面有利于促进新能源发电的消纳。在现货市场上,电力供需的变化会引起电价的波动,进而引起供需两端出现响应:用电高峰时段,电力供不应求,电价价高,所有类型电源均最大负荷发电;用电低谷时段,电力供大于求,电价较低,新能源发电凭借边际成本低的优势继续发电,传统能源尽力降低出力以节约成本<sup>[16-17]</sup>。

在电力现货市场下,构建既能提升火电机组调峰能力,又能保障火电机组盈利能力的技术路线成为众多研究者关注的重点。其中,在火电机组灵活性改造必要性方面。文献[18]提出电力现货市场背景下火电机组调峰改造的必要性。在电力需求增速放缓,可再生能源快速发展的现状下,火电机组灵活性改造是当前电源供给侧改革的有效途径。文献[19]指出为最大化消纳新能源发电,确保电网系统的安全稳定,需要火电机组发挥调峰作用。然而,由于火电存在最小出力的限制,能够出让的发电空间有限,且火电机组频繁日内启停机,给安全运行带来巨大隐患。在火电机组调峰改造的技术措施方面,文献[20]从火力发电企业的角度出发,结合电力现货市场出清机制与火电企业经营特性,构建了考虑边际成本的短期定价博弈决策模型,探索了电力现货市场环境下的短期定价策略。文献[21]结合山西电网特点和政策背景,设计了多日滚动机组组合,日前市场,实时市场深度融合的现货与深度调峰联合优化机制,建立了基于多日滚动机组组合的电力现货与深度调

峰市场联合优化出清数学模型,试运行验证了机制合理性和模型有效性,是市场化方式解决山西电网调峰能力不足与新能源消纳受限矛盾的有益尝试。文献[22]设计了一种考虑发用两侧参与调峰的现货市场联合出清模式,将发电侧深度调峰,柔性负荷调峰,新能源消纳与现货市场相结合,充分发掘发用两侧的调峰能力。通过算例验证了所构建的市场模式相比仅发电侧参与调峰的模式可降低17.3%的弃风弃光量。文献[23]对北方区域冬季供暖期间电力现货市场运行情况和存在的问题进行分析,提出一种基于热电解耦的电力现货交易机制,建立了供热机组在现货市场机制下的申报体系和考核方法。文献[24]为对冲风电光伏电大规模并网的影响,以抽水蓄能电站运行后电网剩余负荷均方差最小为目标,优化抽水蓄能电站运行方式。文献[25]总结了储热型与非储热型热电解耦技术的发展情况,分析了储热型与非储热型热电解耦技术工程应用的优缺点,进而展望供热机组深度调峰与深度节能技术发展趋势,并介绍了耦合多种热电解耦技术与管网侧和用户侧的蓄能协同技术。

由于山东省电力现货市场尚处起步阶段,针对山东电力现货市场下火电机组的灵活性改造的相关研究相对较少。本文以山东省某热电联产火电厂为研究对象,探究电力现货市场下热泵+水蓄能在火电机组灵活性改造中应用的技术路线,旨在为其他类似火电机组更好地参与电力现货市场提供理论参考。

## 1 系统简介

### 1.1 供能现状

截至2021年末项目已建成4台热电联产燃煤机组,总装机容量为1360 MW。其中,1号、2号机组为亚临界330 MW高背压供热机组,供热能力分别为483 MW和521 MW;3号、4号机组为超临界350 MW机组,经低压缸零出力改造后,单台机组最大供热能力为446 MW。规划2022年末新建4×50 MW电极热水锅炉(合计200 MW)作为调峰热源,其中2台作为1号机组尖峰加热锅炉,另2台作为2号机组尖峰加热锅炉,建成后全厂最大供热能力可以达到2096 MW。

目前1号、2号机组供热季为高背压运行模式,不参与调峰调度。3号、4号机组在低压缸零出力模式下,最低运行负荷可以达到30%THA。但是,根据2019—2021年供热季机组运行统计数据,为了满足供

热负荷需求, 机组最低负荷均高于 50%THA, 无法达到 30%THA 的深度调峰能力, 情况如图 1 所示。

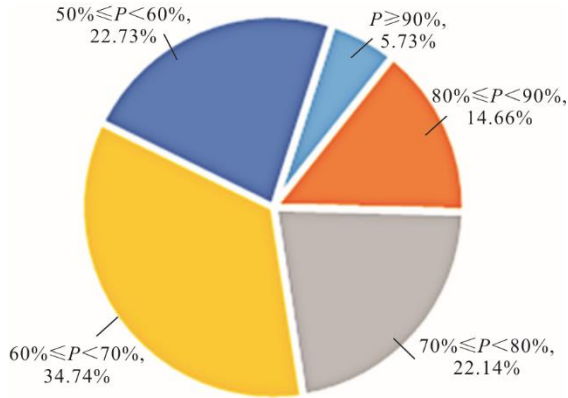


图 1 2019—2021 年机组运行负荷情况  
Fig.1 Operating load of thermal power units from 2019 to 2021

### 1.2 冷热负荷需求

根据规划 4 台热电联产燃煤机组至 2025 年供暖面积将达到 5 340 万 m<sup>2</sup>, 供暖热指标为 40 W/m<sup>2</sup>。根据《城镇供热管网设计规范》(CJJ 34—2010) 采用面积指标法进行供暖热负荷计算, 计算公式为:

$$Q_R = q_R A_i \times 10^{-6} \quad (1)$$

式中:  $Q_R$  为供暖设计热负荷, MW;  $q_R$  为供暖热指标, W/m<sup>2</sup>;  $A_i$  为供暖建筑物的建筑面积, m<sup>2</sup>。

至 2025 年机组供暖热负荷将达到 2 136 MW, 热负荷延时曲线如图 2 所示。由图 2 可见, 至 2025 年机组供暖负荷需求已超过电厂总供热能力 2 096 MW。为了满足供热负荷需求, 需要通过技术改造, 进一步挖掘电厂供热潜力, 接带更多供热面积。

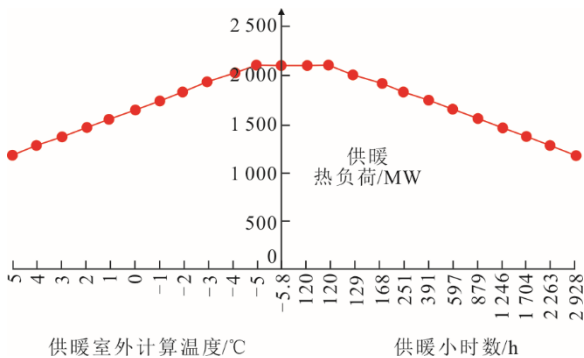


图 2 2025 年热负荷延时曲线  
Fig.2 Thermal load delay curve in 2025

距离项目所在地约 2 km 位置, 属于新建商务区, 规划采用集中供冷模式, 预计 2025 年将新增供冷面积约 40 万 m<sup>2</sup>, 平均冷负荷指标为 70 W/m<sup>2</sup>。根据《公共建筑节能设计标准》(GB 50189—2015)

采用面积指标法进行冷负荷估算, 计算公式为:

$$Q_L = K \sum_{i=1}^n j_i A_i q_i \times 10^{-6} \quad (2)$$

式中:  $Q_L$  为空调系统设计冷负荷, MW;  $K$  为同时使用系数;  $j_i$  为不同类型建筑物的空调面积百分比, %;  $A_i$  为不同类型建筑物的建筑面积, m<sup>2</sup>;  $q_i$  为不同类型建筑物的冷负荷指标, W/m<sup>2</sup>。

由此可以推算出, 2025 年冷负荷增加最大值约 28 MW, 典型日冷负荷如图 3 所示。

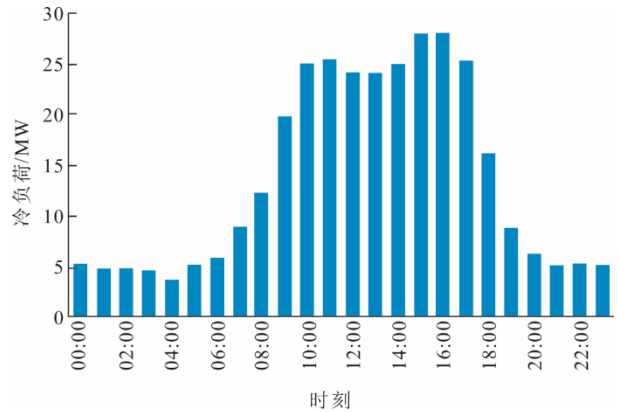


图 3 2025 年典型日冷负荷  
Fig.3 Typical daily cooling load in 2025

由于商务区用地、用电成本均较高, 采取分散式独立能源站, 供能成本较高, 因此, 挖掘项目供冷能力, 为商务区提供更为经济的用冷服务, 也成为项目建设需要考虑的重要内容之一。

### 1.3 系统方案

#### 1.3.1 供能能力提升方案

为提高机组的供能能力, 对现有机组进行供能能力提升潜力分析。从供热角度而言, 供暖季 1 号、2 号机组以高背压模式运行, 冷源损失基本为零, 无余热回收潜力。3 号、4 号机组为低压缸零出力模式运行, 低压缸冷却蒸汽和给水泵汽轮机排汽量为 60~70 t/h, 存在部分冷源损失, 具备余热回收潜力。从供冷角度看, 供冷季可利用机组发电成本低于商业用电成本的优势, 以较低的电价制备冷水, 供给商务区空调系统, 降低商务区空调制冷价格。

为同时满足冬季供热和夏季供冷需求, 本项目考虑采用冷热共用的热泵机组, 作为供冷供热用冷热水制备设备。根据驱动方式, 热泵可以分为机械驱动和热驱动 2 类, 典型代表分别是电压缩式热泵和吸收式热泵, 二者技术对比见表 1。

本项目热泵机组主要是回收冬季排汽乏热, 以提升机组供热能力。由于低压缸零出力运行时要求有较

高的真空，因此其凝汽器循环冷却水出水温度一般较低，不适于吸收式热泵运行。同时，考虑到电压压缩式热

泵机组夏季制冷效率高于吸收式热泵，节省制冷成本。因此项目采用电压压缩式热泵，系统原理如图4所示。

表1 电压压缩式热泵和吸收式热泵技术对比

Tab.1 Technical comparison of the voltage shrinking heat pump and absorption heat pump

项目	电压压缩式热泵	吸收式热泵
原理	媒介利用电能产生相变来工作，较多的运转部件，容易损坏，维护复杂	媒介利用热能产生相变和浓度变化实现热量转移，无运转部件，不易损坏，维护方便
驱动方式	以电能为驱动	以热能为驱动
传热媒介	R410A等制冷剂，部分制冷剂存在环境破坏	为溴化锂等水溶液，对环境无害。
能效比	制热量/耗电量=3.0~3.5；制冷量/耗电量=4.5~6.0	第I类热泵制热量/耗电量=1.4~1.8；制冷量/耗电量=0.7~1.2
温度	制热出水温度多为45~60℃；制冷出水温度多为4~12℃	制热热水出水温度可达85℃；制冷为7~12℃
容量	单台最大制热量约15MW；同机制冷量预定制热量相当	最大单台制热量约30MW；同机制冷量仅为制热量量的1/3
适用范围	既能夏季制冷也能冬季供暖，较适用于电能廉价地区	适用于集中供暖、制冷等大中型项目，适用于余热丰富、热能廉价的地区

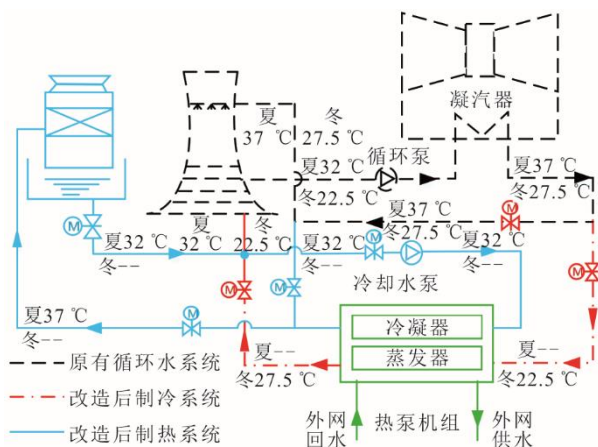


图4 系统改造原理

Fig.4 Schematic diagram of system transformation

由图4可见，热泵机组制热模式下，循环冷却水吸收凝汽器中乏热后，作为低温热源进入热泵机组，通过输入高品质电能，在冷凝器侧加热热网回水，在蒸发器侧降低冷却水温度，实现了凝汽器乏热转移至热网，提升了机组的供热能力。供热季3号、4号机组单台机组循环水约为8000t/h，循环水进出口温度为22.5℃/27.5℃，余热量约为46.6MW。为实现机组的余热回收，本项目单台火电机组配套设置4台额定制热量为12MW的电压压缩式热泵机组。此时可将约7000t/h的热网回水由50℃升温至57℃。

热泵机组制冷模式下，通过输入电能，在蒸发器中冷却冷网回水，实现冷水制备目的。同时，冷凝器冷却分2种工况：当火电机组非满负荷运行时，冷凝器冷却采用火电机组配套的自然通风冷却塔；当火电机组满负荷运行时，冷凝器冷却采用新增机械冷却塔。供冷季单台电压压缩式热泵机组制冷量为

8MW，总制冷量为32MW，平均冷负荷指标为70W/m<sup>2</sup>时，最大可接带45万m<sup>2</sup>供冷面积。此时可将5480t/h的供冷回水由12℃降低至7℃，解决中央商务区制冷用冷水需求。

### 1.3.2 运行灵活性提升方案

为提升机组的运行灵活性，本项目设置冷热双蓄储能系统。利用水温及密度不同的特点，将冷热水同时储存在储能罐内。热水密度小，在罐体上部；冷水密度大，在罐体下部；中间形成斜温层。蓄热和释冷时高温水自上部流入，低温水自下部流出；释热和蓄冷时高温水自上部流出，低温水自下部流入，保持罐内水总量不变。冷热双蓄储能罐如图5所示。

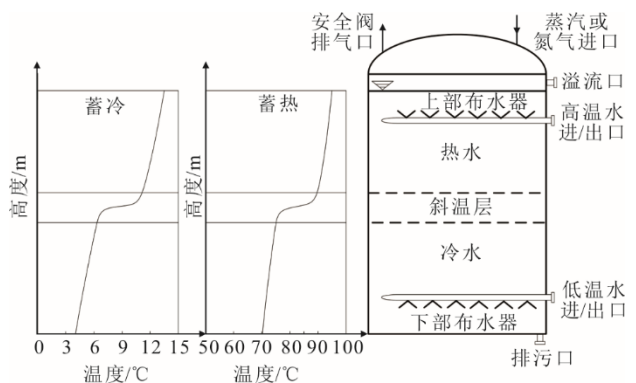


图5 冷热双蓄储能罐示意

Fig.5 Schematic diagram of cold and hot double energy storage tank

冷热双蓄罐的容量由储热量确定，同时复核储冷量。对于热水储热，最重要的边界为储热容量和充放热速率及储热温差。储热温差越高则水量越小，投资越低；储热容量越大，则水量越大，投资

越高；充/放热速率低则设备投资较低，对热网扰动较小，运行较为平稳，但不能充分利用高电价时段，获取最大收益；速率太大，则设备投资较高，对热网扰动较大，运行可靠性会下降。因此需要综合考虑储热系统设计。

通过对取山东省 2021—2022 年供暖季电力现货市场的分析可以看出，其电力现货市场出清价格波动基本规律为降—升—降—平—升—降，每个阶段持续时间大多为 3~4 h，2022 年供暖季部分日期实施出清价格如图 6 所示。

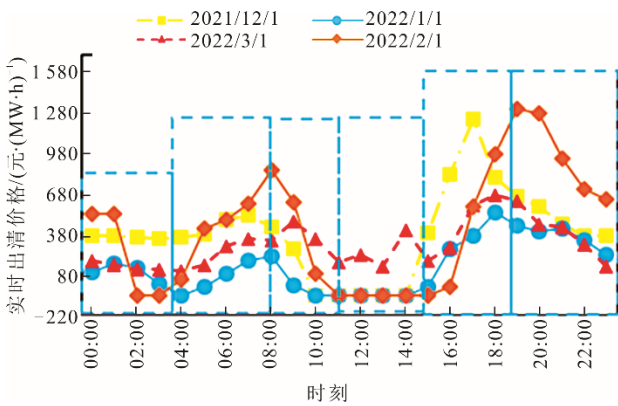


图 6 2022 年供暖季部分日期实施出清价格  
Fig.6 Real time clearing price for some dates in 2022

根据图 6 所示的供暖季山东省电力现货市场电价规律，本项目蓄/放热速率按照 4h 设计，则 200 MW 调峰电锅炉在该时长内最大产热 285.12 万 GJ。

由于 1 号、2 号机组为高背压机组，承担全厂基本供热负荷，经济性较高，为保证高背压供热经济性，因此 1 号、2 号机组不参与储热运行调节。3 号、4 号机组在低压缸零出力模式下，最低运行负荷可以达到 30%THA，调峰深度较高，故本项目 3 号、4 号机组参与调峰。根据当前 3 号、4 号机组循环水出水温度 77 ℃，出水温度 95 ℃，对应需要水量为 27 163 t，考虑实际运行难以利用全部电锅炉能力，按照 75% 利用系数计算，所需循环水量为 20 372 t，因此本次储热设计水量为 20 000 t。

### 1.3.3 系统运行方案

当电力现货处于低电价或机组需要承担调峰任务时，机组降负荷运行；当负荷降低至机组供能能力低于外网用户需要，但电价还低于运营成本或电负荷还高于电网调峰要求时，系统进入蓄能模式。供暖季利用电锅炉，供冷季利用热泵机组，将多余的电量转移至水储能系统，减少火电机组上网电量，系统蓄能运行模式如图 7 所示。

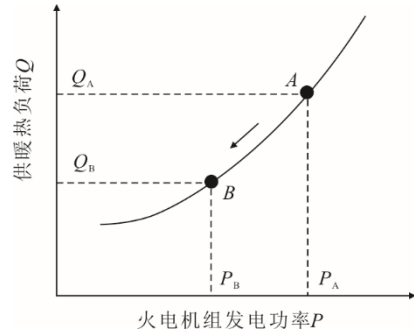


图 7 系统蓄能运行模式  
Fig.7 System energy storage operation mode

由图 7 可见，假设热网负荷值为  $Q_A$ ，对应的火电机组出力为  $P_A$ ，电网调峰负荷为  $P_B$ ，且  $P_A > P_B$ ，此时受制于热网负荷需求，机组无法继续降低负荷，系统进入储热模式。根据  $P_A - P_B$  的大小匹配电锅炉（冬季）/热泵机组（夏季）开启台数，将制备的热水/冷水储存至储能罐。

当现货处于高电价，且无调峰要求时，机组需减少对外供能能量，尽可能增加上网电量。系统进入释能模式，运行模式如图 8 所示。

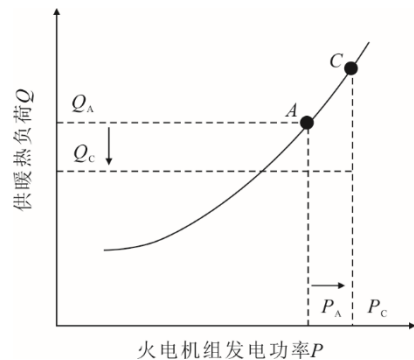


图 8 系统释能运行模式  
Fig.8 System energy release operation mode

由图 8 可见，假设热网负荷值为  $Q_A$ ，所对应的火电机组出力为  $P_A$ ，当电网电负荷需求量增至  $P_C$ ，且  $P_C > P_A$ ，机组对外供能能耗，增加发电负荷。但这会导致供能负荷降至  $Q_C$ ， $Q_C < Q_A$ ，无法满足外网负荷需求，此时系统进入释能模式，储能罐所储能能量释放至外网。

## 2 山东省电力现货交易机制

### 2.1 电力交易市场构成

山东省电力现货市场自 2021 年 12 月开始运行。电力交易电量分为中长期交易电量  $Q_{MLT}$ 、日前交易电量  $Q_{Da}$  和实时交易电量  $Q_{RT}$  3 类。

其中， $Q_{MLT}$  是指发电企业、电力用户等市场交易主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，

开展的年、月等日以上的交易电量。中长期交易时,发电企业最晚  $D-3$  天(交易的前 3 天)将含发电曲线和电价上报至电力交易机构(山东电力交易中心有限公司),但不实际付费。

日前交易电量  $Q_{Da}$  以 1 天作为时间单元,提前组织市场,形成与系统运行情况相适应的、可执行的交易计划。发电企业在  $D-1$  天(交易的前 1 天),向电力交易机构申报电价,不申报发电曲线。电力交易机构提前进行负荷预测,根据负荷预测排定各发电企业发电量(从价格低的开始,到所需负荷为止)。

实时交易电量  $Q_{RT}$  是指发电企业实际发生的真实电力交易电量。电力交易机构不需要发电企业再报价。

整体看,山东省的电力交易机制中长期电力交易偏重于电力系统的整体长期稳健性,电力现货交易偏重于在整体电力系统稳健的基础上发挥实时调节作用,并能更好的发现电力商品属性,实现市场化定价。

## 2.2 电力结算机制

山东省电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电量电费计算周期为日,以小时为基本计算时段,出具日清算临时结算结果,以月度为周期发布正式结算依据,开展电费结算。其中,中长期合约按照中长期合同约定价格  $P_{MLT}$  即净合约综合价结算。日前市场出清曲线与中长期合约偏差部分按照日前市场出清价格  $P_{Da}$  结算。实际执行曲线与日前市场出清曲线偏差部分按照实时市场价格  $P_{RT}$  结算,电费结算公式见式(3)。

$$P = Q_{MLT} \times P_{MLT} + (Q_{Da} - Q_{MLT}) \times P_{Da} + (Q_{RT} - Q_{Da}) \times P_{RT} \quad (3)$$

## 3 机组改造前后对比分析

### 3.1 火电机组供能能力提升

本项目通过增设水源热泵机组,回收 3 号、4 号机组冬季排汽乏热。单台机组配套设置 4 台热泵机组,最大可回收余热约 48 MW。按照供暖热指标为 40 W/m<sup>2</sup>,则可以增加约 150 万 m<sup>2</sup> 供暖面积。则在供热严寒期 1—4 号机组抽汽供热能力为 1 896 MW、辅助电极锅炉 200 MW、热泵余热回收 48 MW、蓄热水罐辅助供热 145.8 MW,总供热 2 289.8 MW,满足远期 2 136 MW 的设计供热负荷需求。

同时,热泵机组能够在夏季制冷,向外输配冷水,单台机组配套设置 4 台热泵机组,总制冷量为 32 MW,按照平均冷负荷指为 70 W/m<sup>2</sup>,则可以承

担供冷面积约 45 万 m<sup>2</sup> 供冷面积,满足 2025 年前新增 40 万 m<sup>2</sup> 供冷面积的冷负荷需求。

### 3.2 火电机组调峰能力提升

假设系统厂用电负荷为  $P_{ZQ}$ ,火电机组额定负荷为  $P_{ED}$ ,最低运行负荷为额定负荷的  $x\%$ ,则其参与调峰的极限值  $P_{TX}$  可表示为:

$$P_{TX} = P_{ED} \times x\% - P_{ZQ} \quad (4)$$

项目 3 号、4 号机组低压缸零出力模式下,最低运行负荷为 30%THA,则其参与调峰时,最低上网负荷  $P_{TX}$  为:

$$P_{TX} = 350 \times 2 \times 30\% = 210 \text{ MW} \quad (5)$$

增加储能罐后,当系统进入蓄热模式时,蓄热电负荷(电锅炉电负荷+循环泵电负荷)  $P_{ZQ}$  约为 147.3 MW,则实际上网电负荷  $P'_{TX}$  为:

$$P'_{TX} = 210 - 147.3 = 62.7 \text{ MW} \quad (6)$$

释热、蓄冷、释冷工况运行模式类似,结果见表 2。

表 2 储能罐运行时电负荷调节能力  
Tab.2 Electric load regulation capacity of energy storage tank during operation

供热工况	供热工况		供冷工况	
	蓄热	放热	蓄冷	放冷
水罐容量/t	20 000	20 000	20 000	20 000
充/放时长/h	4.0	4.0	7.5	4.0
充/放流量/(t·h <sup>-1</sup> )	5 000	5 000	2 667	5 000
储热温差/℃	25	25	9	9
热负荷/MW	145.8	145.8	27.9	52.3
电负荷调节能力/MW	147.3	39.7	7.0	13.1

由此可见,增加储能罐后,项目机组参与调峰能力进一步提升,最大调峰深度由 210 MW 降低至 62.7 MW,调峰能力提升 9%。

### 3.3 运行经济性提升

根据山东省电费计算规则(式(1)),随机选取 2021—2022 年供暖季 3 号机组某一天(2022 年 2 月 1 日)的运行数据,其各指标数值见表 3。由表 3 可知,机组改造前,3 号机组单日电费收益为 191.89 万元。

当增加储能系统后,在低电价时,为了保障外网供暖负荷需求,机组出力不变,但为了减少上网电量,将部分电量应用于锅炉制备热水,进行储能。高电价时,减少机组供热抽汽量,增加机组上网电量,此时供热量不足,开启储能罐放热,满足外网负荷需求。这一过程中,在单日总上网电量不变的前提下,将低电价时段的电量转移至高电价时段,实际上网电量如图 9 所示。

表 3 2021 年 2 月 1 日 3 号机组电费收入情况  
Tab.3 Electricity revenue of unit 3 on February 1, 2021

时刻	中长期合约电量/ (MW·h)	中长期价格/ (元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	日前出清电量/ (MW·h)	日前出清价格/ (元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	实时上网电量/ (MW·h)	实时出清价格/ (元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	总结算电费/元
01:00	101.94	374.80	165.53	457.75	172.20	527.80	70 834.04
02:00	101.94	374.80	161.42	171.53	161.30	-80.00	48 419.20
03:00	101.94	374.80	161.42	-80.00	163.01	-80.00	33 321.95
04:00	101.94	374.80	161.42	-80.00	161.94	35.10	33 467.25
05:00	101.94	374.80	161.42	241.95	161.64	417.36	52 688.66
06:00	101.94	374.80	167.40	472.52	166.75	477.60	68 826.00
07:00	101.94	374.80	188.26	585.15	192.90	602.68	91 514.59
08:00	110.71	374.80	203.12	625.20	248.39	846.25	137 575.59
09:00	110.71	374.80	180.15	548.00	214.50	612.53	100 587.27
10:00	119.48	374.80	161.42	47.25	159.55	75.80	46 619.76
11:00	119.48	374.80	161.42	-80.00	153.17	-80.00	42 084.16
12:00	110.71	374.80	161.42	-80.00	151.59	-80.00	38 223.23
13:00	101.94	374.80	161.42	-80.00	153.93	-80.00	34 048.53
14:00	101.94	374.80	161.42	-80.00	153.29	-80.00	34 099.69
15:00	110.71	374.80	161.42	-80.00	152.95	-80.00	38 113.93
16:00	119.48	374.80	161.42	-80.00	153.76	-15.50	41 542.75
17:00	119.48	374.80	173.88	496.25	162.50	580.42	65 170.94
18:00	119.48	374.80	214.88	638.85	253.26	963.30	142 698.41
19:00	119.48	374.80	237.68	669.00	274.00	1300.00	171 082.30
20:00	119.48	374.80	236.20	665.43	267.76	1273.00	162 630.21
21:00	119.48	374.80	226.62	651.85	261.05	933.05	146 745.53
22:00	119.48	374.80	207.16	632.10	254.42	707.25	133 631.70
23:00	110.71	374.80	194.57	606.50	217.35	635.72	106 835.33
24:00	110.71	374.80	183.98	571.25	174.00	524.82	78 113.30
合计	2 657.00		4 355.03		4 585.19		1 918 874.28

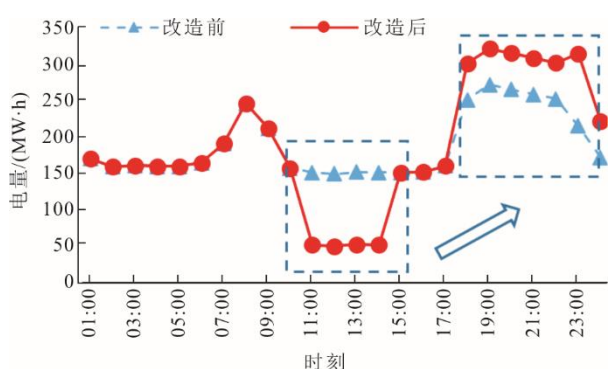


图 9 储能系统增加前后实时上网电量

Fig.9 Real time on grid power before and after the increase of energy storage system

由于图 9 中的电量转移,使得上网电量的电价得到提升,增加了火电机组的电费收益。同时,低价时转移的电量制备供热用水热水,售价为 48.17 元/GJ,进一步提升了机组运行收入。改造前、后 3 号机组单日收入对比结果如图 10 所示。由图 10 可见,在系统改造后,3 号机组单日收益为

229.95 万元。较之前单日增加 38.06 万元,收益提升 19.8%。

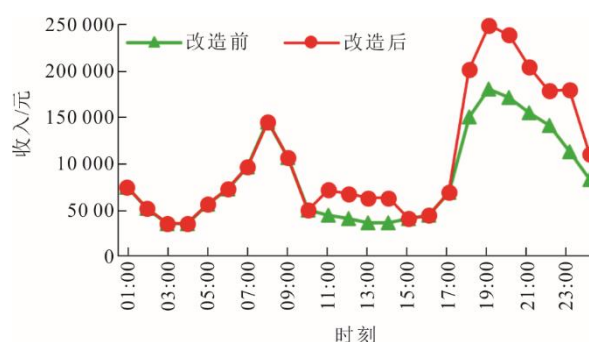


图 10 储能系统增加前后实时收入情况

Fig.10 Real time income before and after the increase of energy storage system

## 4 改造投资收益分析

### 4.1 投资估算

根据中国电力企业联合会发布的《2018 年版电力建设工程概算定额》及国家能源局发布的《火力

发电工程建设预算编制与计算规定》(国能电力(2019)81号文)中规定的费用标准及概算定额对项目进行投资估算,结果见表4。

表4 项目改造投资估算 单位:万元

Tab.4 Investment estimation of project reconstruction

序号	费用名称	投资		
		锅炉系统	热泵系统	储能系统
1	主辅生产工程	13 979	5 052	2 833
(1)	热力系统	11 559	4 296	2 654
(2)	电气系统	2 168	463	51
(3)	热工控制系统	157	218	73
(4)	附属生产工程	95	75	55
2	与厂址有关单项工程	274	249	203
(1)	地基处理	256	220	182
(2)	土石方工程	3	4	2
(3)	临时工程	15	25	19
3	编制基准期价差	165	134	109
(1)	材料价差	156	125	103
(2)	定额材机调整费	4	4	2
(3)	人工调整费	5	5	4
4	其他费用	542	518	163
(1)	场地征用及清理费	110	100	61
(2)	项目建设管理费	108	83	72
(3)	建设技术服务费	264	290	30
(4)	性能考核实验费	60	45	-
5	基本预备费	330	120	90
合计	工程静态投资	15 290	6 073	3 398

## 4.2 收益估算

基于山东省电力现货2021年12月1日—2022年11月1日的实际运行值,用电电价按照厂用电测算(0.4元/kW·h),但是不计入厂用电率考核以及供冷供热市场价格,对项目进行收益测算。本次改造收益主要来源于2部分:热泵供冷供热收益和热水储能电价差收益。

### 4.2.1 热泵供冷供热收益

热泵系统热负荷为48 MW,年回收余热50.44万GJ,年增供热量62万GJ,供热热价为46元/GJ。冷负荷28 MW,年供冷量9.19万GJ,供冷冷价为100元/GJ,则在不考虑设备折旧、人工、运维等费用情况下,热泵供冷供热收益见表5。

### 4.2.2 水储能电价差收益

水储能收益主要来自3部分:高电价时增加发电收益、低电价时降低发电成本收益及容量补偿收益,结算结果见表6。

1)高电价时增加发电收益,即上网电价>成本电价,此时发电为盈利状态,在保证对外供热负荷不

变基础上,通过储热放热,降低机组抽汽,增加汽轮机出力,新增上网电量可以带来额外售电收益。

表5 热泵系统供冷供热收益

Tab.5 Revenue from cooling and heating of heat pump system

序号	项目	数值	
		供热	供冷
1	供冷/热负荷/MW	48	28
2	供冷/热电负荷/MW	11	5
3	年增供冷/热量/万GJ	62.00	9.19
4	年供冷/热耗电量/(万kW·h)	3 177	1 041
5	其他成本/万元	8.2	9.3
6	年供冷/热收益/万元	1 573	503

表6 水储能系统电价差收益

Tab.6 Revenue from electricity price difference of water storage system

序号	项目	数值		
		高电价放热	低电价储热	容量补偿
1	增加调节能力(单机)/MW	39.7	147.3	39.7
2	影响发电量/(MW·h)	159.0	589.0	158.9
3	平均电价差/(元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	639	77	500
4	日利润/万元	10.1	12.0	7.9
5	利用天数/天	90	90	120
6	年总收益/万元	913.0	1 076.0	953.4

2)低电价时降低发电成本收益,即上网电价<成本电价,此时发电为亏损状态,在保证对外供热负荷不变基础上,通过储热放热,减少汽轮机进汽降低出力,降低发电带来的成本损失。

3)容量补偿收益,当电网要求深度调峰时,机组已无下调能力,通过储热吸热,降低上网电功率,获得电网补偿发电量收益。

### 4.2.3 经济效益评价

经济效益评价师,按项目30%自有资金,70%贷款资金,长期贷款利率4.35%进行经济评价,同时,增加设备折旧、人工、运维等分摊费用后,测算结果见表7。

表7 项目经济效益评价

Tab.7 Project economic benefit evaluation

序号	项目	数值
1	固定资产折旧年限/年	15.0
2	残值率/%	5.00
3	运行年限/年	15.0
4	财务内部收益率(税前)/%	30.25
5	财务内部收益率(税后)/%	23.67
6	财务净现值(税前)/万元	14 578.1
7	财务净现值(税后)/万元	9 944.2
8	投资回收期(税前)/年	4.1
9	投资回收期(税后)/年	4.9

由表7可知,机组改造财务内部收益率(税前)30.25%,财务净现值(税前)14 578.1万元,投资回收期(税前)4.1年,盈利能力较好。

## 5 结 论

在电力现货市场下提高传统火电机组运行灵活性,增加深度调峰能力成为其可持续发展的首要任务。本文以山东某火电机组为例,对火电机组参与电力现货市场的技术改造方案、投资效益进行了讨论,得到如下主要结论。

1) 改造后的火电机组耦合热泵+水储能系统供热能力提升48 MW,供冷能力提升32 MW。机组最大调峰深度由改造前的210 MW,降低至改造后的62.7 MW,调峰能力提升9%。

2) 在电力现货市场交易模式下,改造后的火电机组耦合热泵+水储能系统财务内部收益率(税前)30.25%,财务净现值(税前)14 578.1万元,投资回收期(税前)4.1年,盈利能力较好。

### 【参 考 文 献】

- [1] 肖云鹏,关玉衡,张兰,等.集中式电力现货市场风险规避机制机理分析及建设路径[J].电网技术,2021,45(10):3981-3991.  
XIAO Yunpeng, GUAN Yuheng, ZHANG Lan, et al. Analysis and construction path of risk hedging mechanism in centralized LMP-based electricity spot market[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3981-3991.
- [2] 刘政,雷少锋,王清亮,等.考虑备用共享的区域电力现货市场出清模型[J].电力建设,2021,42(11):63-71.  
LIU Zheng, LEI Shaofeng, WANG Qingliang, et al. Clearing model of regional electricity spot market considering reserve sharing[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(11): 63-71.
- [3] 王小昂,邹鹏,任远,等.山西电力现货市场中长期与现货衔接问题及对策[J].电网技术,2022,46(1):20-27.  
WANG Xiaolang, ZOU Peng, REN Yuan, et al. Problems and solutions of medium&long-term trading connected with electricity spot market in Shanxi Province[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 20-27.
- [4] 樊宇琦,丁涛,孙瑜歌,等.国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J].中国电机工程学报,2021,41(5):1729-1751.  
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729-1751.
- [5] 宋永华,包铭磊,丁一,等.新电改下我国电力现货市场建设关键点综述及相关建议[J].中国电机工程学报,2020,40(10):3172-3186.  
SONG Yonghua, BAO Minglei, DING Yi, et al. Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3172-3186.
- [6] 王勇,游大宁,房光华,等.山东电力现货市场机制设计与试运行分析[J].中国电力,2020,53(9):38-46.  
WANG Yong, YOU Daning, FANG Guanghua, et al. Mechanism design and trial operation analysis of Shandong power spot market[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 38-46.
- [7] 张昆,刘映尚,彭超逸,等.南方区域电力现货市场技术支持系统:出清功能部分[J].南方电网技术,2019,13(9):59-66.  
ZHANG Kun, LIU Yingshang, PENG Chaoyi, et al. Technical support system for southern regional electricity spot market: market clearing module[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(9): 59-66.
- [8] 林华,杨明辉,盖超,等.现货市场环境下的可再生能源消纳责任权重市场机制设计[J].中国电力,2021,54(6):23-48.  
LIN Hua, YANG Minghui, GAI Chao, et al. Market mechanism design of renewable energy accommodation responsibility weight under spot market environment[J]. Electric Power, 2021, 54(6): 23-48.
- [9] 胡朝阳,冯冬涵,滕晓毕,等.关于浙江电力现货市场若干关键问题的思考[J].中国电力,2020,53(9):55-59.  
HU Zhaoyang, FENG Donghan, TENG Xiaobi, et al. Key issues of Zhejiang electricity spot market[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 55-59.
- [10] 孟仕雨,孙伟卿,韩冬,等.支持现货市场的分布式电力交易机制设计与实现[J].电力系统保护与控制,2020,48(7):151-158.  
MENG Shiyu, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. Design and implementation of decentralized power transaction mechanism to spot market[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(7): 151-158.
- [11] 陈启鑫,房曦晨,郭鸿业,等.电力现货市场建设进展与关键问题[J].电力系统自动化,2021,45(6):3-15.  
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15.
- [12] 张粒子,丛野,陶文斌,等.电力现货市场环境下提供位置信号电价机制的协同作用[J].中国电力,2020,53(9):9-18.  
ZHANG Lizi, CONG Ye, TAO Wenbin, et al. Coordination functions of electricity price providing locational signals under the circumstance of electricity spot market[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 9-18.
- [13] 夏清,杨知方,赖晓文,等.基于分时容量电价的新型电力现货市场设计[J].电网技术,2022,46(5):40-49.  
XIA Qing, YANG Zhifang, LAI Xiaowen, et al. Electricity market design based on temporal pricing of renewable capacity[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 40-49.
- [14] 陈艺华,张炜,张成刚,等.新型电力系统中促进新能源消纳的电力现货市场交易机制研究[J].电网技术,2022,50(2):97-104.  
CHEN Yihua, ZHANG Wei, ZHANG Chenggang, et al. Electricity spot market trading mechanism for promoting renewable energy integration in new power system[J]. Power System Technology, 2022, 50(2): 97-104.
- [15] 段秦刚,陈永椿,王一,等.电力现货市场下激励型需求响应交易机制及出清模型[J].电力系统自动化,2021,42(6):145-156.  
DUAN Qingang, CHEN Yongchun, WANG Yi, et al. Trading mechanism and clearing model of incentive demand response in electricity spot market[J]. Electric

- Power Construction, 2021, 42(6): 145-156.
- [16] 王岗, 范旖晖, 黄成, 等. 低碳转型下省级电力现货市场建设关键问题思考[J]. 价格理论与实践, 2022, 42(1): 77-82.  
WANG Gang, FAN Yihui, HUANG Cheng, et al. Reflections on key issues in the construction of provincial electricity spot market under low-carbon transition[J]. Price Theory & Practice, 2022, 42(1): 77-82.
- [17] 裴善鹏, 林华, 王炎, 等. 电力现货市场背景下的山东新能源储能应用模式研究[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 30-38.  
PEI Shanpeng, LIN Hua, WANG Yan, et al. Study on application mode of new energy storage in Shandong under the background of power spot market[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 30-38.
- [18] 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.
- [19] 李本新, 韩学山, 蒋哲, 等. 应对风电间歇性的火电机组组合模型与分析[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1569-1575.  
LI Benxin, HAN Xueshan, JIANG Zhe, et al. Modeling and analysis of unit commitment to accommodate intermittent uncertainty[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1569-1575.
- [20] 朱国荣, 单钰淇, 劳咏昶, 等. 电力现货市场环境下的火电厂定价策略研究——基于短期竞价博弈模型的分析[J]. 价格理论与实践, 2020(6): 92-96.  
ZHU Guorong, SHAN Yuqi, LAO Yongchang, et al. Research on the pricing strategy of thermal power plants in the electricity spot market-analysis based on short-term bidding game model[J]. Price: Theory and Practice, 2020(6): 92-96.
- [21] 丁强, 任远, 胡晓静, 等. 山西电力现货与深度调峰市场联合优化机制设计与实践[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2219-2227.  
DING Qiang, REN Yuan, HU Xiaojing, et al. Design and practice of joint optimization mechanism for spot market and deep peak shaving regulation market of Shanxi in China[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2219-2227.
- [22] 任景, 周鑫, 薛晨, 等. 发用两侧参与调峰的现货市场联合出清模式设计[J]. 电力工程技术, 2022, 41(1): 26-33.  
REN Jing, ZHOU Xin, XUE Chen, et al. Spot market joint clearing mode with both sides of generation and customer participating in peak regulation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(1): 26-33.
- [23] 游大宁, 郝旭东, 张国强, 等. 基于热电解耦的电力现货市场机制研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3187-3194.  
YOU Daning, HAO Xudong, ZHONG Guoqiang, et al. Research on electricity spot market mechanism based on thermoelectric decoupling mode[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3187-3194.
- [24] 孙望良, 梅亚东, 肖小刚, 等. 面向清洁能源消纳的抽水蓄能电站运行方式研究[J]. 中国农村水利水电, 2020(12): 172-179.  
SUN Wangliang, MEI Yadong, XIAO Xiaogang, et al. Study on the operation of pumped storage power station for clean energy consumption[J]. China Rural Water and Hydropower, 2020 (12): 172-179.
- [25] 甘益明, 王昱乾, 黄畅, 等. “双碳”目标下供热机组深度调峰与深度节能技术发展路径[J]. 热力发电, 2022, 51(8): 1-10.  
GAN Yiming, WANG Yuqian, HUANG Chang, et al. Development path of deep peak-shaving and deep energy conservation technology for cogeneration units with “dual carbon” target[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(8): 1-10.

(责任编辑 邓玲惠)