

DOI: 10.19666/j.rlfed.202502028

大型二次再热供热机组热电解耦 技术研究与经济性评价

于俊红¹, 孙立刚¹, 李禄明¹, 李禹江¹, 李琳¹, 马雲腾²,
王梦涵², 许诚²

(1.山东电力工程咨询院有限公司, 山东 济南 250013;

2.华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

[摘要] 为提高供热机组的调峰性能, 提出了一种集成切缸、高中低压旁路供热、热泵、热水罐和电锅炉5种热电解耦技术的新型二次再热供热机组流程, 构建了详细的热力学分析模型, 对比分析了参比电厂与新型电厂的调峰性能, 依托电力现货市场, 提出了系统的经济运行策略, 并开展了技术经济性评估。结果表明: 当供热需求为1460 MW时, 参比电厂在抽凝工况下无法满足供热需求, 在切缸工况下, 参比电厂的负荷调节范围为额定负荷的77.9%~80.0%, 几乎丧失了负荷调节能力, 而在切缸+旁路工况下, 参比电厂的负荷调节范围为50.0%~80.0%, 调峰能力有所改善; 对于新型电厂, 在相同的供热需求下, 负荷调节范围扩增至0~80.0%, 尤其是在电力低谷期可实现零功率上网; 与参比机组相比, 新型机组每月可减少低谷期上网电量约10.76万MW·h, 节省燃煤量约1.77万吨, 每年在采暖季可增加净收益约6898.8万元, 新增设备投资回收期约5.6年, 经济效益显著。

[关键词] 热电解耦; 供热机组; 调峰; 技术经济性; 电力现货市场

[引用本文格式] 于俊红, 孙立刚, 李禄明, 等. 大型二次再热供热机组热电解耦技术研究与经济性评价[J]. 热力发电, 2025, 54(11): 142-150. YU Junhong, SUN Ligang, LI Luming, et al. Research on thermo-electric decoupling technology and economic evaluation of large double reheat heating units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(11): 142-150.

Research on thermo-electric decoupling technology and economic evaluation of large double reheat heating units

YU Junhong¹, SUN Ligang¹, LI Luming¹, LI Yujiang¹, LI Lin¹, MA Yunteng²,
WANG Menghan², XU Cheng²

(1.Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Co., Ltd., Jinan 250013, China;

2.School of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To enhance the peak shaving performance of heating units, a new process for double-reheat heating unit integrating five thermo-electric decoupling technologies, namely cylinder cut-off, high-/medium- and low-pressure bypass heating, heat pump, hot water tank and electric boiler, has been proposed. A detailed thermodynamic model of the system was established, and the peak shaving performance of the novel power plant is compared with that of a reference power plant. Relying on the electricity market, a systematic economic operation strategy was put forward, and a techno-economic analysis was performed. The results show that, when the heating demand is 1460 MW, the reference plant cannot meet the heating demand under the extraction-condensing condition. Under the cylinder cut-off condition, the load regulation range of the reference plant is 77.9% to 80.0% of the rated load, and it almost loses its load regulation ability. While under the cylinder cut-off + bypass condition, the load regulation range of the reference unit is 50.0%~80.0%, and its peak regulation ability has been improved. For the novel plant,

收稿日期: 2025-02-11

基金项目: 国家自然科学基金项目(51706065)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (51706065)

第一作者简介: 于俊红(1983), 女, 本科, 高级工程师, 主要研究方向为高效清洁发电及热电联产相关技术, yujunhong@sdepci.com。

通信作者简介: 许诚(1987), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为高效低碳燃煤发电、新型低碳动力循环等技术, xucheng@ncepu.edu.cn。

in the same heating demand, the load regulation range has been expanded to 0~80.0%, and zero-power grid connection can be achieved especially during the low electricity demand period. Compared with the reference plant, the novel plant can reduce the power output during peak shaving periods by 107 600 MW·h per month, save 17 700 tons of coal, achieve an annual net profit increase of approximately 68.988 million yuan during the heating season, and have a payback period for new equipment investment of 5.6 years, demonstrating significant economic benefits. **Key words:** thermo-electric decoupling; heating unit; peak shaving; techno-economic performance; electricity spot market

构建以可再生能源为主体的新型电力系统是推动能源电力行业低碳转型, 实现“碳达峰、碳中和”目标的重要举措^[1]。截至 2024 年底, 我国可再生能源装机容量虽已超过煤电装机容量^[2], 但因其固有的间歇性、波动性等特点^[3], 电网仍需依托灵活性调节资源保障稳定运行。在储能技术尚未成熟阶段, 燃煤电站仍是我国能源转型过渡期的重要调节支撑^[4]。在当前的“三改联动”战略中, 供热机组在冬季往往面临“以热定电”的运行矛盾: 采暖季刚性供热需求不仅制约机组的调峰能力, 加剧了电网的调节压力, 更导致运行经济性下降和系统安全性风险^[5]。破解机组的热电解耦困境, 提升机组灵活调节能力, 已成为推动煤电清洁低碳转型的迫切需求。

基于这一背景, 国内外学者提出了一系列提升供热机组灵活性的改造方案。在单一热电解耦技术方面, 王建勋^[6]研究了某 650 MW 机组采用低压缸零出力技术改造后的调峰能力和经济性能, 发现机组进行低压缸零出力技术改造后, 调峰能力和供热能力大幅提高, 经济效益显著; 董伟等^[7]对比分析了某 350 MW 机组进行高低压旁路供热改造前后机组的运行特性和调峰能力, 发现在保证机组安全运行及供热需求的前提下, 采用高低压旁路供热技术后机组的最小出力可降低约 30.1%。而在多种热电解耦技术综合利用方面, 杨坤等^[8]针对某 600 MW 供热机组, 提出了电锅炉和吸收式热泵联合供热方案, 并对其热电解耦能力进行了深入分析, 发现该方案可有效提升机组的热电解耦能力, 采用该方案后机组的最小电负荷可降至 30.37 MW; 严晓生等^[9]分析了某 300 MW 机组耦合蓄热罐和电锅炉后的热电特性和调峰容量, 发现当蓄热罐和电锅炉容量分别为 73 MW 和 70 MW 时, 调峰深度增加了 187.7 MW, 最大供热能力提高了 72.3%。

尽管上述技术在理论研究和实际应用中取得了一定进展, 但现有热电解耦技术研究普遍集中于 1~2 种技术的综合应用, 而对 3 种及以上技术集成方案的系统性分析相对不足, 特别是在大规模供热

与深度调峰场景下的协同优化研究尚显不足。此外, 针对供热机组在电力现货市场环境下的运行优化研究仍较为薄弱, 尤其在电价剧烈波动甚至出现负电价的情况下, 对供热机组经济性及其运行优化策略的影响分析仍不充分。

基于此, 本文以某二次再热供热机组为研究对象, 提出了集成切缸、高中低压旁路供热、热泵、热水罐和电锅炉 5 种热电解耦技术的新型系统流程, 并对该系统与参比系统的调峰性能进行了综合对比分析; 在此基础上, 结合某省电力现货市场, 提出了系统的经济运行策略, 并对不同热电解耦方案下的系统经济性进行了深入评估。

1 系统介绍

1.1 参比电厂概况

改造前参比电厂为 2×660 MW 超超临界二次再热供热机组, 单台机组的系统流程如图 1 所示。机组的设计参数为 31 MPa/600 °C/620 °C/620 °C, 发电功率为 660 MW。机组设有超高压缸、高压缸、中压缸和低压缸, 并采用两级再热技术, 回热系统采用“四高五低一除氧”配置, 锅炉给水泵由五抽处增设的小汽轮机驱动运行。全厂在采暖季每小时需对外供热 1 460 MW (供热抽汽量约为 2×960 t/h), 且要实现 30% 的深度调峰负荷需求, 改造前电厂的供热方式包括抽凝供热、切缸供热和高中低压旁路供热 3 种。单台机组在热耗率验收 (THA) 工况和 3 种供热工况下的主要热力性能参数见表 1。

电厂单台机组在 THA 工况下的发电负荷为 660.2 MW, 主蒸汽流量为 1 680.6 t/h, 一次再热蒸汽流量为 1 509.8 t/h, 二次再热蒸汽流量为 1 294.8 t/h, 采暖抽汽压力为 0.350 MPa, 热网循环水供水回水温度分别为 107 °C 和 47 °C。其中, 工况 1 为单台机组在抽凝供热工况下运行时的最大供热工况。在供热工况 1 下, 单台机组每小时最多可从中低压缸连通管处抽出 0.350 MPa、288.5 °C 的供热蒸汽约 750.0 t, 对外供热量约为 570.0 MW, 此时, 机组的发电负荷降至 571.4 MW, 约为额定电负荷的 86.6%。

工况2为参比电厂保证对外供热需求的前提下,单台机组在切缸供热工况下运行时的最小电负荷工况,此时每台机组需从中低压缸连通管处抽出0.350 MPa, 291.8 °C的供热蒸汽约960.0 t参与对外供热,供热量约为730.0 MW,进入低压缸的最小冷却蒸汽流量为60.0 t/h。在供热工况2下,单台机组的发电负荷为514.5 MW,约为额定电负荷的78.0%。

工况3为参比电厂保证对外供热需求的前提下,单台机组在切缸+旁路供热工况下运行时的最小电负荷工况。其中,每台机组960.0 t的供热抽汽主要由中压缸排汽抽汽和低压旁路抽汽2部分组成:首先,单台机组从中低压缸连通管处抽出

0.350 MPa、340.8 °C的供热蒸汽约568.85 t参与对外供热;其次,从低压旁路抽出2.386 MPa、620.0 °C的蒸汽314.96 t,与给水泵前76.19 t冷凝水混合、并减温减压后,形成391.15 t、0.350 MPa、340.8 °C的供热蒸汽后参与对外供热,此时,单台机组的供热量约为752.0 MW。在供热工况3下,机组的发电负荷为330.1 MW,约为额定电负荷的50.0%。

显然,当参比电厂采用抽凝供热方式时,在采暖季无法满足供热需求,而采用切缸供热方式及切缸+旁路供热方式时,虽可满足供热需求,但仍未能实现30%负荷的深度调峰需求,亟需对该电厂进行热电解耦技术改造。

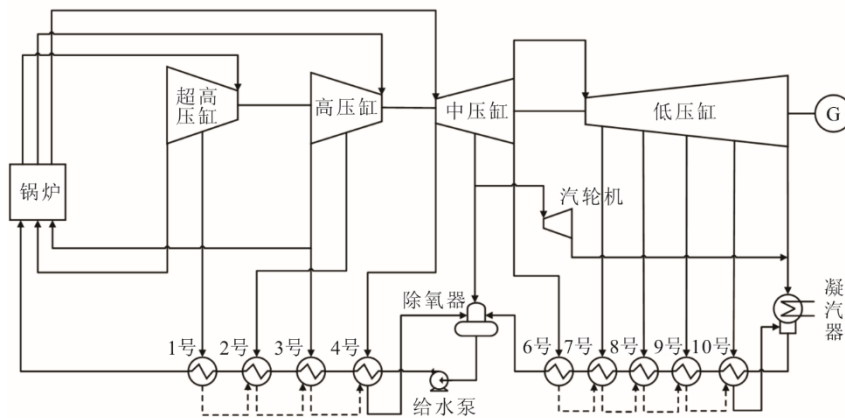


图1 单台机组运行流程

Fig.1 Operation process of a single generating unit

表1 单台机组的主要热力性能参数

Tab.1 Main thermal performance parameters of the single generating unit

项目	THA	工况1	工况2	工况3
机组负荷/MW	660.2	571.4	514.5	330.1
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 680.6	1 910.0	1 843.0	1 518.9
主蒸汽温度/°C	600.0	600.0	600.0	600.0
主蒸汽压力/MPa	31.000	31.000	31.000	24.184
一次再热蒸汽温度/°C	620.0	620.0	620.0	620.0
一次再热蒸汽压力/MPa	9.646	10.835	10.489	8.101
二次再热蒸汽温度/°C	620.0	620.0	620.0	620.0
二次再热蒸汽压力/MPa	3.093	3.427	3.323	2.386
采暖抽汽温度/°C	331.0	288.5	291.8	340.8
采暖抽汽压力/MPa	0.350	0.350	0.350	0.350
低压缸进汽量/(t·h ⁻¹)	1 065.6	348.8	60.0	60.0
采暖抽汽量/(t·h ⁻¹)	0	750.0	960.0	960.0
供热量/MW	0	570.0	730.0	752.0

1.2 新型电厂热电解耦改造方案

图2给出了电厂采用新型热电解耦技术(新型电厂)后的系统流程。在采暖季调峰时刻,热网回水被分为2路进行加热,一路通过热水罐加热后直

接参与对外供热;另一路则通过高中低压旁路、低压缸切缸、热泵及电锅炉进行联合加热。首先,利用热泵回收凝汽器乏汽余热对热网回水进行初步加热;然后,利用旁路供热蒸汽和低压缸切缸供热蒸汽对热网回水进行二次升温;最后,升温后的热网回水经电锅炉加热后参与对外供热。

对于高中低压旁路供热,锅炉产生的过热蒸汽、一次再热蒸汽和二次再热蒸汽在分别进入汽轮机超高压缸、高压缸和中压缸前被分为2路:主路蒸汽进入汽轮机做功,旁路蒸汽则经调节后参与供热。其中,部分过热蒸汽和一次再热蒸汽通过高压旁路、中压旁路减温减压后送回锅炉再热系统,部分二次再热蒸汽则经低压旁路减温减压后参与对外供热,减温减压过程中采用的减温水取自电厂给水泵前的冷凝水;低压缸则采用切缸运行方式,每小时通入低压缸的冷却蒸汽流量为60 t/h;对于热泵,其回收的凝汽器乏汽余热主要由全厂2台机组的低压缸冷却蒸汽余热和给水泵汽轮机排汽余热所提供。

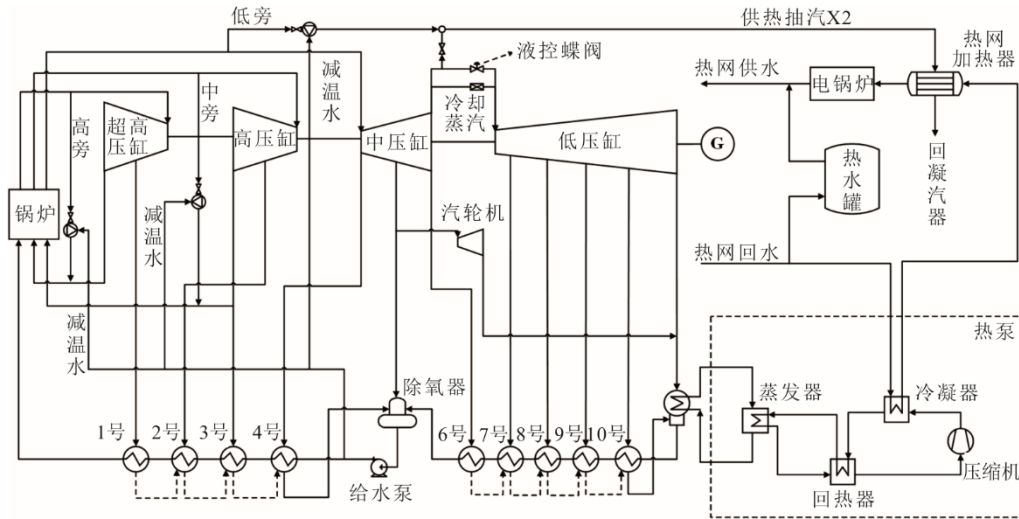


图 2 新型电厂热电解耦流程
Fig.2 Thermal electrolytic coupling process of the new power plant

全厂新配备了热泵、热水罐及 400 MW 电锅炉供 2 台机组配合使用。其中,热泵采用 14 台 15 MW 电动压缩式热泵,型号为 RTSC15H150D5G,额定工况下运行单台热泵可回收余热 12.12 MW,对外制热 15 MW,能效系数 (COP) 约为 5.2。热源侧循环水温度为 30 °C/25 °C,热网侧水温为 47 °C/107 °C;热水罐的有效容积为 50 000 m³,蓄热量 2 330 MW·h,热水罐的最大放热功率为 515 MW,最大放热功率持续时间为 4.5 h,最大储热功率为 211 MW,储满共需 11 h。

1.3 不同电厂供热运行策略介绍

对于参比电厂和新型电厂,其运行过程根据电力负荷的变化被划分为电力高峰、平段和低谷 3 个场景。针对不同负荷场景,在确保供热需求的前提下,2 种电厂分别采用不同的运行策略,以优化系统性能并提升调峰能力。

电力高峰期 参比电厂和新型电厂均采用切缸供热工况,在锅炉负荷提升至最大出力时,依靠抽汽即可满足供热需求,在此工况下,新型电厂的热水罐、热泵和电锅炉均不参与供热过程。

电力低谷期 参比电厂降低锅炉负荷,在切缸供热工况的基础上启用高中低压旁路供热,以保障供热需求并进一步降低电厂出力;新型电厂则通过综合利用热水罐、热泵、电锅炉和抽汽满足供热需求。由于热水罐、热泵和电锅炉的参与,新型电厂所需的供热抽汽量显著减少,从而进一步降低锅炉负荷,与参比电厂相比,新型电厂的锅炉负荷更低,且热泵和电锅炉能够有效消耗低谷期的富余电力,使电厂出力进一步下降。

电力平段 参比电厂维持切缸供热工况,通过抽汽满足外部供热需求;对于新型电厂,当热水罐尚未储满时,则在利用抽汽供热的同时,运行热泵回收乏汽余热进行储热,为后续供热提供支持。

2 系统调峰性能分析

2.1 参比电厂单台机组调峰性能分析

图 3 给出了采暖季参比电厂单台机组在不同工况下的负荷运行区间。当机组在抽凝供热工况下运行并保持最大抽凝状态时,其负荷调节区间为 330.071~571.371 MW,约为额定负荷的 50.0%~86.6%;在抽凝最低电负荷工况下,机组每小时最多可提供 0.31 MPa、346.2 °C 的供热蒸汽约 300 t,对应供热量约为 236.000 MW,其发电负荷约为 330.071 MW,约为额定负荷的 50.0%;当机组采用切缸供热工况时,其负荷调节区间有所扩大,最低负荷降至额定负荷的 30.0%,每小时最多可提供 0.30 MPa、363.6 °C 的供热蒸汽 426.06 t,对应供热量约为 339.300 MW;但在切缸供热工况下,机组的最大出力下降至 528.345 MW,约为额定负荷的 80.1%,与抽凝工况相比有所降低;在切缸+旁路供热工况下,机组的负荷调节区间进一步拓宽至 198.139~495.064 MW,约为额定负荷的 30.0%~75.0%,当机组在 30%切缸+旁路供热工况下运行时,每小时最多可对外提供供热蒸汽约 500 t,此时,供热蒸汽分别从中低压连通管和低压旁路抽出:其中,从中低压连通管处抽出 0.30 MPa、365.1 °C 的供热蒸汽 405.83 t;从低压旁路抽出 1.426 MPa、600 °C 的蒸汽 78.81 t,与 15.36 t 减温水混合,减温

减压至 365.1 °C、0.3 MPa 后参与对外供热。此时，单台机组的对外总供热量约为 410 MW。与切缸供热工况相比，此时机组的供热能力增强，进一步提升了机组的供热灵活性。

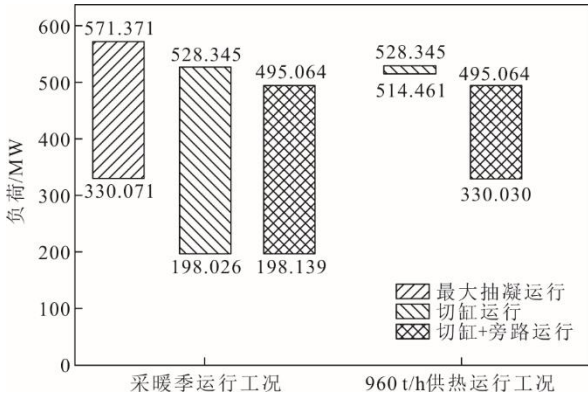


图 3 参比电厂单台机组采暖季负荷运行区间

Fig.3 Load operating range for a single unit of the reference power plant in heating season

为满足参比电厂对外的供热需求，单台机组每小时需对外提供 960 t 蒸汽。由前文可知，参比电厂在抽凝供热工况下无法满足此供热需求；当参比电厂采用切缸供热工况时，为保障供热需求，单台机组的负荷调节区间为 514.461~528.345 MW，约为额定负荷的 77.9%~80.0%，与抽凝供热工况相比，切

缸供热工况虽能满足供热需求，但不具备调峰能力；当参比电厂采用切缸+旁路供热工况时，单台机组的负荷调节区间扩大至 330.030~495.064 MW，约为额定负荷的 50.0%~75.0%，与切缸供热工况相比，切缸+旁路供热工况有效提升了机组的调峰能力，但仍不满足调峰的最低负荷要求 30%THA。

2.2 新型电厂调峰性能分析

图 4 给出了新型电厂在电力低谷期的供热运行流程。由于新型电厂配备了热泵，热水罐和电锅炉等辅助供热设备，其所需的供热抽汽量有所降低。当热水罐储热充足时，电厂可在 30%切缸+旁路供热工况下满足供热需求，此时，热网回水被分为 2 路，一路经热水罐放热 167 MW 加热后直接参与供热；另一路依次经热泵、电厂抽汽、电锅炉加热后参与供热，在此过程中，全厂共对外抽汽供热 820 MW（约 1 000 t 0.3 MPa、365.1 °C 的供热蒸汽，其中，811.66 t 供热蒸汽从 2 台机组的中低压连通管抽出；157.62 t 蒸汽从低压旁路抽出，与 30.72 t 减温水混合后参与供热），热泵从 2 台机组低压缸排出的冷却蒸汽及给水泵汽轮机排汽中回收约 101 MW 的乏汽余热，对外供热 125 MW，电锅炉消耗富余电力并制热 348 MW。

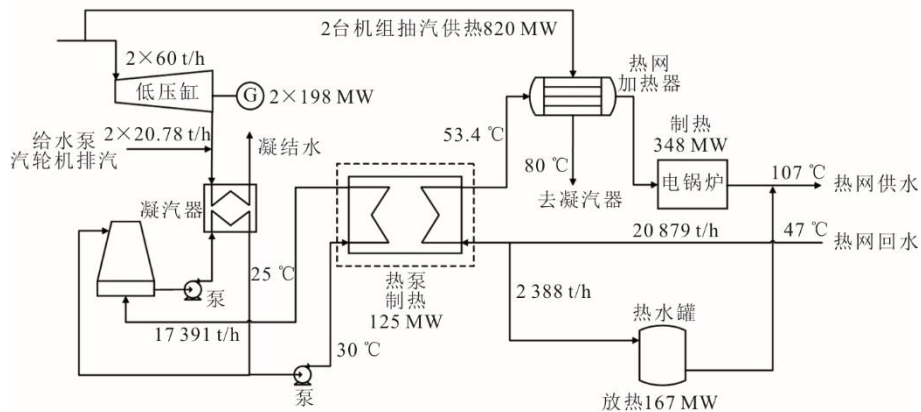


图 4 新型电厂电力低谷期供热运行流程

Fig.4 Heat supply operation process of the new power plant during off-peak electricity periods

图 5 给出了新型电厂的热水罐储热时的供热运行流程。在电力平段时期，当热水罐未储满热水时，利用热泵从汽轮机乏汽中回收余热，为热水罐储热，在储热过程中，热泵每小时可回收乏汽余热约 170 MW，同时向热水罐储热约 211 MW，储热时长根据电力平段持续时间决定，最长持续储热时间约为 11 h。为提升电厂的运行经济性，此阶段在提高锅炉负荷的同时，只利用中低压连通管处抽汽来满足对外的供热需求。

图 6 给出了在保障供热需求下电厂采用不同运行策略时的调峰性能对比。与参比电厂相比，当新型电厂在切缸+旁路供热工况的基础上引入余热回收系统（热泵+热水罐）时，电厂的最小出力又降低了 21.8%，调峰能力进一步提高；而在余热回收的基础上进一步增加电锅炉后，电锅炉在电力低谷期可消耗大量富余电力，从而在保障供热需求的前提下实现电厂的零功率上网。此时，新型电厂的负荷调节范围扩增至 0~80%，调峰能力显著增强。

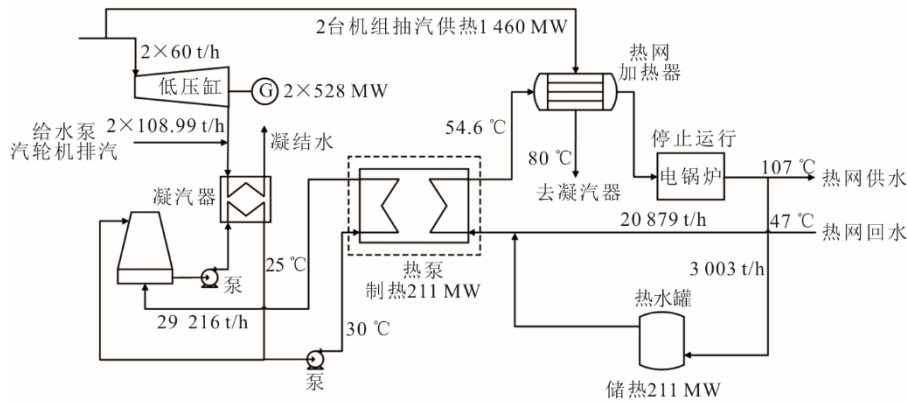


图 5 新型电厂储热过程时的流程
Fig.5 Process during thermal storage of the new plant

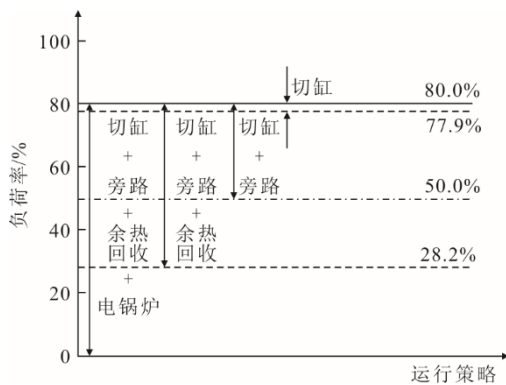


图 6 1460 MW 供热需求下不同电厂的调峰性能对比
Fig.6 The peak shaving performance of different plants in 1460 MW heating demand

3 基于电力现货市场下电厂的优化运行策略

3.1 分界电价计算

对该电厂而言，采暖季的运营收入主要由供热收入和发电收入构成。根据电厂抽汽量与发电量、供热收益之间的关系，可按式(1)计算出高峰分界电价 C_M ，其意义在于，当实时上网电价高于 C_M 时，如果电厂对外少供 1 GJ 热量，所增加的发电量对外出售后获得的发电收入要大于 1 GJ 热量的供热收入，意味着此时发电收益要大于供热收益，电厂更倾向于减少供热抽汽，增加发电量，以获得更好的经济收益。

$$C_M = \frac{Q \times C_{heat}}{\Delta P} \quad (1)$$

式中： C_M 为高峰分界电价，元/(MW·h)； Q 为当前负荷下的供热量，GJ； C_{heat} 为供热价格，元/(GJ·h)； ΔP 为电厂因供热抽汽而减少的发电量，MW。

根据电厂运行收入与运行成本之间的关系，可按式(2)计算出低谷分界电价 C_V ，其意义在于，当实时上网电价低于 C_V 时，电厂燃烧 1 t 煤所发的电量和所供的热量对外出售后获得的收益要低于燃煤成本，意味着此时机组燃煤量越大，亏损越多，电厂更倾向于压低锅炉负荷，减少燃煤量，从而降低亏损。

$$C_V = \frac{C_{coal} \times m_{coal} - Q \times C_{heat}}{P} \quad (2)$$

式中： C_V 为低谷分界电价，元/(MW·h)； C_{coal} 为燃煤价格，元/t； m_{coal} 为机组在当前负荷的燃煤量，t/h； P 为当前电厂的发电量，MW。

当实时上网电价介于 C_M 和 C_V 之间时，电厂依靠供热所获得的收益要高于供热抽汽所能带来的发电收益，此时，电厂更倾向于增大对外供热量，以获得更高的供热收益。

3.2 不同电厂运行收益对比

根据 3.1 节中分界电价的计算公式，可计算出高峰分界电价和低谷分界电价分别为 544.8 元/(MW·h) 和 225.9 元/(MW·h)，计算中采用的燃煤价格为 1 028 元/t，供热价格为 40 元/GJ，计算低谷分界电价时以采暖最低电负荷工况为计算基准，此时，单台机组的发电负荷约为 330 MW，标准燃煤量为 104.5 t/h。

以电力现货市场某典型月份的上网电价为基准，对参比电厂和新型电厂的运行收益情况进行对比分析，该典型月的上网电价如图 7 所示。期间，共有 43 h 属于电力高峰时段，173 h 属于电力低谷时段，其中 109 h 出现了负电价。

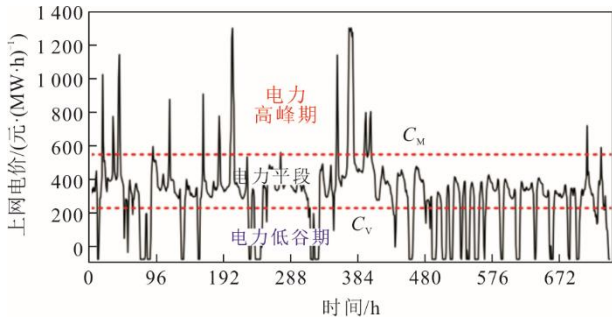


图 7 电力现货市场某典型月的上网电价

Fig.7 The on-grid electricity price in a typical month of the electricity spot market

表 2 给出了参比电厂和新型电厂在不同上网电价下的运行参数。对于参比电厂，当上网电价高于 225.9 元/(MW·h)时，锅炉保持最大出力运行，低压缸保持切缸运行，利用中低压缸连通管处的抽汽对外供热；当上网电价低于 225.9 元/(MW·h)时，降低锅炉负荷，汽轮机在切缸运行的同时，联合旁路供

热，为保障对外的供热需求，汽轮机的最低发电负荷降至额定负荷的约 50%。

对于新型电厂，由于在采暖季采用切缸供热工况，当上网电价高于 544.8 元/(MW·h)时，锅炉保持最大出力运行，此时抽汽即可满足供热需求，为实现电厂经济效益最大化，此时热泵、电锅炉、热水罐等辅助供热设备停止运行；当上网电价低于 225.9 元/(MW·h)时，辅助供热设备参与供热过程，此时新型电厂在 30%切缸+旁路工况下运行，2 台机组共对外抽汽供热约 820 MW，热泵制热 125 MW，热水罐放热 167 MW，电锅炉制热 348 MW，在保障对外供热需求的同时，热泵、电锅炉又可充分消耗富余电力，在电力低谷期，新型电厂几乎可实现零功率上网。当上网电价为 225.9~544.8 元/(MW·h)时，锅炉保持最大出力运行，利用抽汽对外供热，同时利用热泵回收余热向热水罐储热。

表 2 参比电厂和新型电厂在不同电价下的参数对比

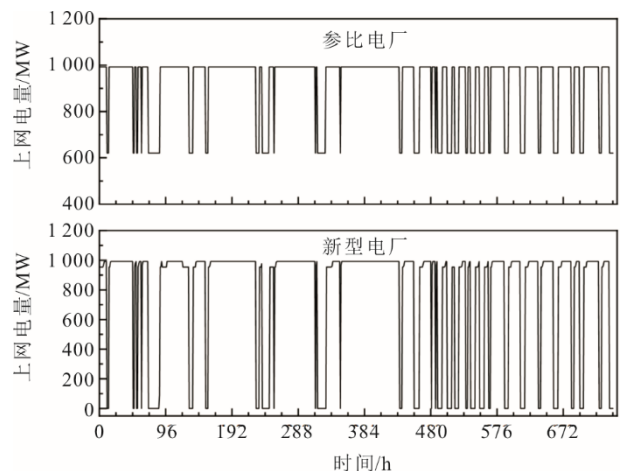
Tab.2 Parameter comparison between the reference plant and the new plant with different electricity prices

名称	高峰电价时段		中间电价时段		低谷电价时段	
	参比电厂	新型电厂	参比电厂	新型电厂	参比电厂	新型电厂
标准煤耗量/(t·h ⁻¹)	359.3	359.3	359.3	359.3	281.6	175.4
发电量/MW	1 056.6	1 056.6	1 056.6	1 056.6	660.2	396.2
厂用电率/%	6	6	6	6	6	6
抽汽供热量/MW	1 460.0	1 460.0	1 460.0	1 460.0	1 460.0	820.0
热泵制热量/MW		0		211.0		125.0
热泵耗电量/MW		0		40.6		24.0
储热罐放热量/MW		0		-211.0		167.0
电锅炉制热量/MW		0		0		348.0
上网电量/MW	993.2	993.2	993.2	952.6	620.6	0.4

图 8 给出了参比电厂和新型电厂在该月内上网电量和燃煤量的对比情况。受供热需求的制约，参比电厂单台机组在采暖季上网电量的调节范围为 310.3~496.6 MW；新型电厂在电力低谷期，由于配备了热泵、电锅炉、热水罐等辅助制热设备，在保障供热需求的前提下，其最低上网功率几乎为 0。与参比电厂相比，在该月内，新型电厂共可减少低谷期上网电量约 10.76 万 MW·h，节省燃煤量约 1.77 万吨。

图 9 给出了新型电厂热水罐在该月内的储放热情况。在电力低谷期，热水罐每小时的放热量约为 167 MW，最长可持续放热时间约为 14 h。而在该月，放热持续时间一般在 3~6 h，最长持续放热时间为 13 h；在电力平段，热水罐每小时的储热量为 211 MW，储热持续时间一般在 2~5 h，当前的热水

罐容量配置已基本满足电厂需求，热水罐的整体利用情况良好。



a) 上网电量对比

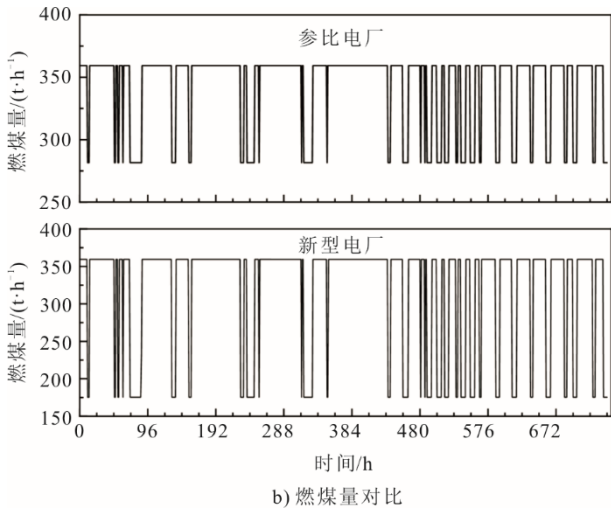


图 8 不同电厂的上网电量和燃煤量对比

Fig.8 The on-grid electricity quantity and coal consumption of different plants

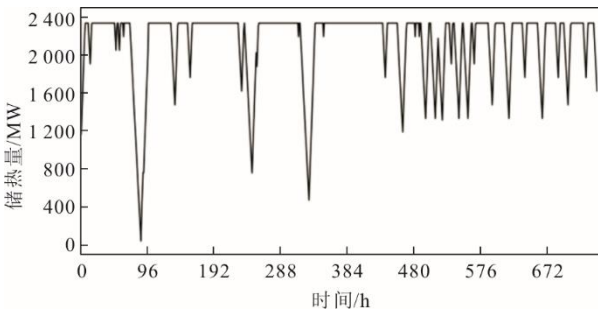


图 9 典型月内新型电厂热水罐运行情况

Fig.9 Operational performance of the hot water storage tank in the new plant within a typical month

为进一步比较不同电厂在采暖季经济收益情况,可按式(3)计算电厂的净收益,按式(4)计算机组的净收益差。

$$S_i = \sum P \times C_{power} + Q \times C_{heat} - m_{coal} \times C_{coal} \quad (3)$$

式中: C_{power} 为上网电价,元/(MW·h); S 为机组的净收益,元;下标 i 表示不同电厂,文中指新型电厂或参比电厂。

$$\Delta S = S_{new} - S_{ref} \quad (4)$$

式中: ΔS 为电厂的净收益差,元; S_{new} 为新型电厂的净收益,元; S_{ref} 为参比电厂的净收益,元。

图 10 给出了新型电厂和参比电厂在该典型月内的净收益差值对比。可以看出,新型电厂的净收益显著优于参比电厂,且随着电力低谷期持续时间的增长,新型电厂的收益优势更加明显,在该典型月内,与参比电厂相比,采用新型电厂单天最多可增加净收益约 176 万元,该月共增加净收益约 1 727.4 万元,总体上经济效益显著。

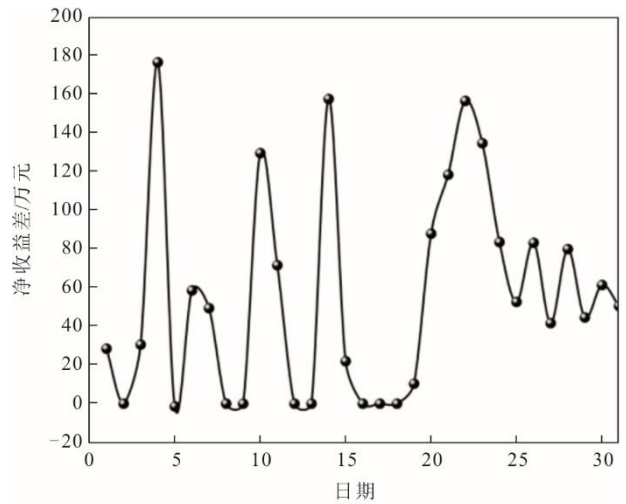


图 10 典型月内电厂净收益差值对比

Fig.10 The net-profit difference of the plants within a typical month

3.3 投资回收期计算

与参比电厂相比,新型电厂增加的设备投资主要包括 14 台 15 MW 电动压缩热泵机组,400 MW 电锅炉,1 座 50 000 m³ 的蓄热水罐及其配套设备,详细费用见表 3。

表 3 新型电厂新增设备总投资 单位:万元

Tab.3 Total investment in new equipment for the new plant

项目	投资
热水罐	4 500
电动压缩热泵机组	8 400
电锅炉	13 500
余热侧循环水加压泵	300
管道部分	1 000
电气控制部分	1 300
土建部分	1 000
总计	30 000

为进一步论证新型电厂的技术可行性,对新型电厂的投资回收期进行估算,其中,投资回收期可按式(5)^[10]计算。

$$\sum_{\tau=0}^{\tau} \frac{(C_{in} - C_{out})_{\tau}}{(1 + f_0)^{\tau}} = 0 \quad (5)$$

式中: C_{in} 为现金流入量; C_{out} 为现金流出量; $(C_{in} - C_{out})_{\tau}$ 为第 τ 年的净现金流; f_0 为折现率,取 12%^[11]。

表 4 给出了新型电厂投资回收期的计算结果,对于新型电厂,每年需对外供热约 4 个月,与参比电厂相比,新型电厂需增加额外投资约 3 亿元,每年采暖季可增加净收益约 6 898.8 万元,投资回收期约 5.6 年,总体上经济效益显著。

表4 不同电厂典型月内运行指标对比
Tab.4 Operating indicators of different power plants within typical month

项目	参比机组	新型机组
热泵月运行小时数/h	0	299
月乏汽余热回收量/(MW·h)	0	36 934.2
热泵月耗电量/(MW·h)	0	8 793.9
热泵月制热量/万 GJ	0	16.46
电锅炉月耗电量/(MW·h)	0	61 434.2
月上网电量/(MW·h)	基准	-107 611.6
月发电收入/万元	基准	-85.30
月供热收入/万元	基准	0
月燃煤量/t	基准	-17 659.6
月燃煤成本/万元	基准	-1 815.41
月净收益/万元	基准	1 724.70
项目投资/万元	基准	30 000.00
投资回收期/a	基准	5.6

4 结 论

为提高供热机组在采暖季的调峰性能,以某2×660 MW 二次再热供热机组为研究对象,提出了集成切缸、高中低压旁路供热、热泵、热水罐和电锅炉5种热电解耦技术的新型电厂流程,对比分析了参比电厂与新型电厂的调峰性能,依托电力现货市场,提出了电厂的经济运行策略,对参比电厂和新型电厂开展了经济效益评价,得出以下结论。

1) 采暖季的供热需求导致电厂的热电矛盾突出。对于参比电厂,当供热需求为1 460 MW 时,电厂在抽凝供热工况下无法满足供热需求;当参比电厂采用切缸供热工况时,其负荷调节范围约为额定负荷的77.9%~80.0%,几乎失去了负荷调节能力;当参比电厂采用切缸+旁路供热工况时,负荷调节范围扩大至了50.0%~80.0%,调峰能力增强,但仍未能实现30%负荷的深度调峰需求。

2) 对于新型电厂,由于集成了热泵、热水罐和电锅炉等多种辅助供热设备,与参比电厂相比,新型电厂的负荷调节范围由50.0%~80.0%扩大至了0~80.0%,且在电力低谷期可实现零功率上网。

3) 与参比电厂相比,新型电厂在采暖季每月可减少低谷期上网电量约10.76万 MW·h,节省燃煤量约1.77万吨,每年在采暖季可增加净收益约6 898.8万元,新增设备投资回收期约5.6年,表现出良好的经济效益。

【参 考 文 献】

[1] 赫广迅,祝海义,刘鑫,等. 煤电汽轮机超低负荷深度调峰能力探索[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(增刊2): 326-334.
HE Guangxun, ZHU Haiyi, LIU Xin, et al. Exploration of ultra-low load deep peak sharing capability of coal-fired power turbine[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(Suppl.2): 326-334.

[2] 国家能源局. 2024年可再生能源并网情况[EB/OL]. (2025-01-27) [2025-02-11]. <https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html>. National Energy Administration. The grid integration status of renewable energy in 2024[EB/OL]. (2025-01-27) [2025-02-11]. <https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html>.

[3] 王艳,徐进良,谢剑,等. 支撑超灵活燃煤发电的储能系统熔盐筛选[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(20): 8053-8067.
WANG Yan, XU Jinliang, XIE Jian, et al. Molten salt selection for thermal energy storage system of ultra-flexible coal-fired power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(20): 8053-8067.

[4] 刘云. 煤电“三改联动”技术综述及讨论[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(增刊1): 82-90.
LU Yun. Overview and discussion of coal power “Three Reforms and Linkage” technology[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(Suppl.1): 82-90.

[5] 牟春华,居文平,王洋,等. “双碳”目标下清洁高效灵活煤电技术现状及煤电前景展望[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 1-10.
MU Chunhua, JU Wenping, WANG Yang, et al. Techniques status and perspective of efficient-flexible coal fired power generation under carbon peak and neutrality targets[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 1-10.

[6] 王建勋. 650 MW 超临界机组低压缸零出力技术的灵活性调峰能力及经济性分析[J]. 热能动力工程, 2021, 36(2): 18-23.
WANG Jianxun. Analysis of flexible peak-load regulation capability and economy on the zero output technology of low-pressure cylinder for 650 MW supercritical unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(2): 18-23.

[7] 董伟,司派友,王维萌,等. 高低压旁路供热改造对机组调峰能力的影响分析[J]. 热能动力工程, 2023, 38(8): 169-175.
DONG Wei, SI Paiyou, WANG Weimeng, et al. Analysis of the influence of HP-LP bypass heat supply reformation on unit's peak shaving capability[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(8): 169-175.

[8] 杨坤,耿杰,刘迪,等. 深度调峰下多种供热改造耦合的容量配置优化研究[J]. 热能动力工程, 2024, 39(9): 123-133.
YANG Kun, GENG Jie, LIU Di, et al. Optimization of capacity allocation for coupling of various heat supply transformations under deep peak regulation[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(9): 123-133.

[9] 严晓生,王小东,韩旭,等. 耦合电锅炉和蓄热罐的热电机组供热能力提升[J]. 汽轮机技术, 2023, 65(1): 57-60.
YAN Xiaosheng, WANG Xiaodong, HAN Xu, et al. Improvement of heating capacity of thermoelectric units coupled with electric boilers and heat storage[J]. Turbine Technology, 2023, 65(1): 57-60.

[10] LIU M, ZHANG X W, MA Y G, et al. Thermo-economic analyses on a new conceptual system of waste heat recovery integrated with an S-CO₂ cycle for coal-fired power plants[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 161: 243-253.

[11] XU C, LI X S, XU G, et al. Energy, exergy and economic analyses of a novel solar-lignite hybrid power generation process using lignite pre-drying[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 170: 19-33.

(责任编辑 邓玲惠)