

DOI: 10.19666/j.rlfed.202212116

自备电厂热电解耦方案及其特性分析

钱白云¹, 王义函², 刘伟¹, 董利江¹, 王旭阳¹, 陈衡², 徐钢²

(1. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830099;

2. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

[摘要] 目前自备电厂发电功率较大, 在未来新能源并网调峰中不容忽视。根据选取的具备供电与热的自备电厂, 确定低压缸零出力、高背压抽汽联合乏汽供热、吸收式热泵和压缩式热泵 4 种热电解耦优化方案, 定量计算评估 4 种方案优化后电厂最大供热与电负荷率的降低情况。对案例机组采用 4 种方案进行优化, 计算结果显示: 案例机组对 4 种优化方案的最大供热量可分别提高 174.00、136.18、168.37、38.00 MW; 在原最大供热负荷下, 最低电负荷率分别降低到 44.29%、73.29%、73.70% 和 80.57%, 最大热电比分别达到 2.00、1.50、1.50、1.15; 其中低压缸零出力解耦优化效果最明显, 最大供热量提升最多, 电负荷率降低也最多。经济分析显示, 吸收式热泵方案与其他方案相比增加的投资成本最多。

[关键词] 自备电厂; 热电解耦; 最低电负荷率; 低压缸零出力

[引用本文格式] 钱白云, 王义函, 刘伟, 等. 自备电厂热电解耦方案及其特性分析[J]. 热力发电, 2023, 52(5): 145-153. QIAN Baiyun, WANG Yihan, LIU Wei, et al. Characteristic analysis and decoupling scheme of thermoelectric decoupling based on factory-owned power plant[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(5): 145-153.

Characteristic analysis and decoupling scheme of thermoelectric decoupling based on factory-owned power plant

QIAN Baiyun¹, WANG Yihan², LIU Wei¹, DONG Lijiang¹, WANG Xuyang¹,
CHEN Heng², XU Gang²

(1.State Grid Xinjiang Electric Power Corporation, Urumqi 830099, China;

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

Abstract: At present, the self-provided power plant has a large generating power, which can not be ignored in the future new energy grid-connected peak regulation. According to the selected factory-owned power plant with power and heat supply, there are the low-pressure cylinder zero output scheme, high back pressure extraction combined exhaust steam heating scheme, absorption heat pump and compression heat pump scheme. four thermo-electrolytic coupling schemes are quantitatively calculated and evaluated to provide guidance for the selection of decoupling schemes for factory-owned power plants. Four schemes were used to optimize the case unit, and the calculation results showed that after decoupling, the heat supply of the heating extraction stage can be separately increase 174.00 MW, 136.18 MW, 168.37 MW and 38.00 MW. The minimum electric load rate was reduced to 44.29%, 73.29%, 73.70% and 80.57%. The maximum heat-to-electricity ratio reached 2.00, 1.50, 1.50 and 1.15. The zero-output decoupling effect of the low-pressure cylinder is the most obvious, the maximum heat supply increases the most, and the electric load rate decreases the most. Economic analysis shows that the absorption heat pump scheme has the most increased investment cost compared to other schemes.

Key words: factory-owned power plant; thermo-electric decoupling; minimum electric load rate; low-pressure turbine with zero-output

随着“碳达峰、碳中和”目标的提出, 风电、太阳能发电等可再生能源受到越来越多重视。2018 年

风电、太阳能发电的增量占据总新增发电量的 52.84%^[1]。电力系统在提高可再生能源渗透率下确保

修回日期: 2022-12-28

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(52106008), 国网新疆电力有限公司电力科学研究院

Supported by: National Natural Science Foundation of China(51806062), State Grid Xinjiang Electric Power Corporation

第一作者简介: 钱白云(1982), 男, 工程师, 主要研究方向为汽轮机设计及性能提升, nihao4311@163.com。

安全、可靠和经济地运行,风能和太阳能的不确定性和可变性给电力系统带来了新的挑战^[2]。

我国在 2018 年开始逐渐实施可再生能源配额制,要求发电方和售电公司生产和销售的电能中,可再生能源必须占到一定比例,否则需购买高价绿色证书,这样通过市场化手段激励可再生能源的发展^[3]。新疆地区自备电厂的规模与其地区可再生能源的装机规模相差不多。但是自备电厂并未涉及调峰,还是由火电厂执行调峰任务。自备电厂由于位置分布不集中、单机容量不大但整体规模大等特点,其作为调峰电厂具有明显的成本优势^[4]。

许多学者已经对电厂热电解耦技术进行了研究^[5-9]:黄廷璋等^[10]针对某钢铁自备电厂,建立了机组热、电的特性关系式,基于机组的运行数据,对其进行优化计算,结果显示优化分配与常规操作相比,节省蒸汽 47.83 t/h。居文平等^[11]以某 300 MW 机组为例,对热电解耦的 4 种方案进行对比分析,认为高中压缸旁路供热方案投资较小,热电解耦能力强,但是经济性较差,对设备运行可靠性要求高;热水储热供热对原系统改造小,供热经济性较好,但是投资高,占地面积大,对电网长期低负荷调峰的适应性较差;电极锅炉热电解耦能力强但供热经济性差;低压缸零出力供热方案经济性好但不能完全实现热电解耦。裴哲义等^[12]分析对比了配置蓄热罐、配置电蓄热锅炉、主蒸汽减温减压供热以及抽凝背机组 4 种热电解耦方案,认为热电解耦方案的选取应该按照电厂、系统和供热要求选取。张广才

等^[13]根据调峰需求从汽机侧、锅炉和热控方面对电厂进行深度调峰。刘忠秋等^[14]利用吸收式热泵和压缩式热泵分别探讨了电厂的热电解耦能力,结果表明 2 种方案针对供热机组都有良好的解耦能力。李刚^[15]经对比分析认为“抽-凝-背”汽轮机在热电解耦、提高供热能力方面具备明显优势,应发展此类机型,可缓解三北地区采暖期“弃风”的情况。

目前已有的研究大多处于理论分析水平,本文通过对比不同的解耦方案,为未来新能源并网、降低电厂发电功率提供思路;针对热电解耦特性,选取典型的耗热和电的自备电厂作为案例进行研究;分别采用低压缸零出力方案、高背压抽汽联合乏汽方案、吸收式热泵方案和压缩式热泵方案,对选取的电厂进行热电解耦分析,探寻可行性与合适的最佳方案;最后利用经济分析,计算了 4 种方案增加的投资成本,以便工程参考。

1 案例机组介绍

以某煤电机组为案例,其汽轮机为 350 MW、超临界、一次再热、双缸双排汽、间接空冷、抽汽凝汽式汽轮机,型号为 CJK350-24.2/566/566,系东方汽轮机有限公司制造。回热系统由 3 台高压加热器、1 台除氧器和 3 台低压加热器组成。发电机效率 98.9%,额定功率因数 0.85。在除氧器设置蒸汽抽取口,供热热水温度选取 55/85 °C。机组的热力系统示意如图 1 所示。表 1 列出了机组的热力参数。

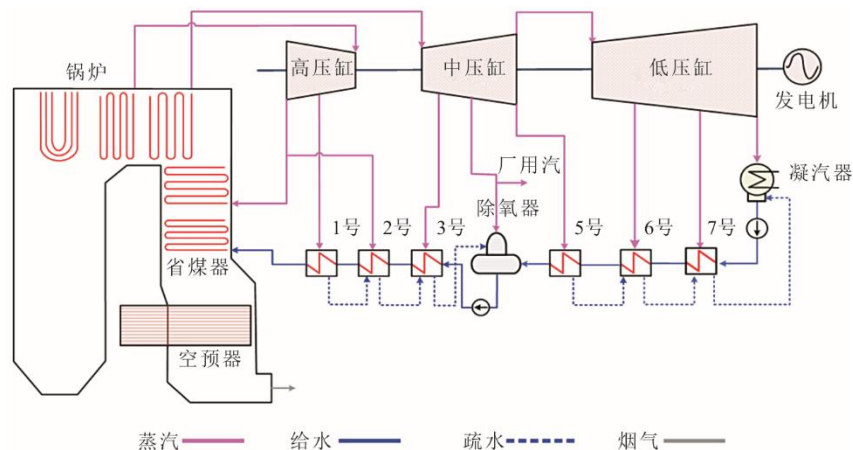


图 1 案例自备电厂系统示意

Fig.1 Diagram of the reference factory-owned power plant

2 余热利用系统

2.1 方案 1: 低压缸零出力

方案 1 低压缸零出力方案,以达到更高的供热

负荷。由案例机组分析可知,限制机组最低电负荷的因素是低压缸的进汽流量不能太小。在方案 1 中,低压缸进汽被完全切断,少部分蒸汽由新增的旁路

进入低压缸用于冷却低压转子转动产生的鼓风热量，其他蒸汽全部用于供热，以满足用户热负荷需求，类似背压式汽轮机组，冷却蒸汽在凝汽器中被冷凝。而在非供热期间，低压缸恢复正常进汽而正常做功发电。该方案系统如图 2 所示。

方案 1 计算限制条件为：基础准工况为 100% THA 工况，管道效率、锅炉效率、电机效率保持不变；低压缸零出力改造后，低压缸将不存在低压缸最小凝汽流量的限制，此时低压缸只流过约 10 t/h 的蒸汽用于冷却。

2.2 方案 2：高背压抽汽联合乏汽供热

方案 2 高背压乏汽预加热方案，以达到更高的供热负荷。由案例机组分析可知，机组的乏汽温度 49.4℃，大量的乏汽浪费在凝汽器中，提高机组的乏汽压力可以提高乏汽温度达到热网水预热的目的。机组最高的乏汽压力是 32 kPa，在此乏汽压力

下，乏汽温度可以达到 70.6℃。方案 2 中，热网水先被乏汽加热，再被汽轮机抽汽加热到所需温度。方案 2 系统如图 3 所示。

表 1 案例自备电厂系统的基础参数
Tab.1 Basic parameters of the reference factory-owned power plant

项目	数值	
主蒸汽参数 (进高压缸)	温度/℃	566.0
	压力/MPa	24.20
	蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 069.20
再热蒸汽参数 (进中压缸)	温度/℃	566.0
	压力/MPa	4.205
	蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	866.32
除氧器抽汽	温度/℃	365.9
	压力/MPa	1.076
额定背压/kPa	12.000	
给水温度/℃	281.8	
额定功率/MW	350	
热耗/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	8 036	

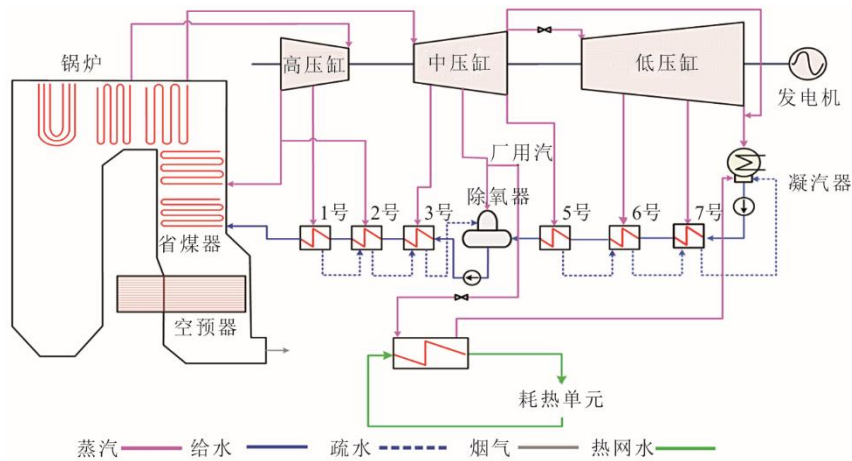


图 2 方案 1 热电解耦系统示意
Fig.2 Diagram of the scheme 1 decoupling system

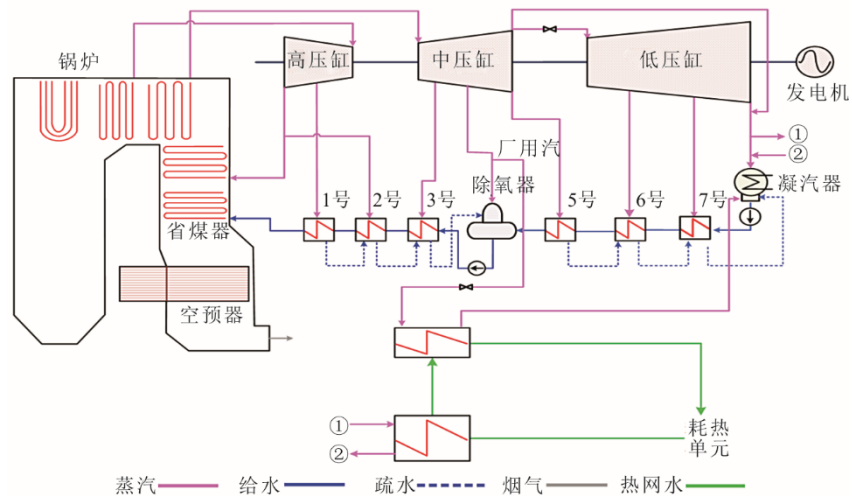


图 3 方案 2 热电解耦系统示意
Fig.3 Diagram of the scheme 2 decoupling system

器中被循环冷却水蒸发后，送入压缩泵压缩到 3 MPa，温度可以达到 116 °C。压缩泵所需的大量电力由电厂提供。高温循环溶剂在冷凝器中换热给热网循环水，并把 55 °C 热网循环水加热到 85 °C。由上述数据确定热泵的实际性能系数 COP 为 6.30。

3 边界条件与分析方法

3.1 边界条件

抽汽位置为除氧器抽汽；低压缸双缸总进汽流量 ≥ 主蒸汽流量的 35% (370 t/h) (保存安全阈值，做理论最大分析的边界)；机组在 VWO 工况下最大主蒸汽流量为 1 218.3 t/h，在分析所有工况条件下，特别是高负荷时，主蒸汽流量不应超过 1 218.3 t/h；供热蒸汽冷凝放热到抽汽级压力下的饱和温度；自备电厂工业生产所需最低生产负荷 ≥ 120 MW。

3.2 建模与分析方法介绍

本文利用 STEAG 公司开发的 EBSILON Professional (简称 EBSILON) 软件进行热力建模。以某机组 THA 工况的汽水原则性热力图 (平衡图) 为基准，并对此模型进行了精确性验证。

模型参数误差分析见表 2。从表 2 可以看出，在以机组平衡图初始参数 (压力、温度、流量、抽汽及管道压损) 及再热蒸汽参数和排汽参数作为模型输入参数时，对 THA 工况进行验证，由模型计算得到的各项参数与设计值相差不大，各段抽汽压力和抽汽流量的误差都在可控范围内。最终，机组发电功率误差 0.02% 和热耗率误差 0.13%，相差很小。由此可知，机组模型的计算结果基本可靠，可用于后续研究。

电负荷率 f_e 是变工况后机组的发电量 P_e 与基准工况发电量 P_{e0} 之比：

$$f_e = \frac{P_e}{P_{e0}} \quad (1)$$

热电比为供热量 Q_{heat} 与发电量之比，是评估系统能量转换的指标：

$$r_e = \frac{Q_{\text{heat}}}{P_e} \quad (2)$$

4 结果与讨论

4.1 低压缸零出力方案分析

图 6 和图 7 展示了低压缸零出力方案与案例抽汽供热的电热特性和最低电负荷率对比。其中 AB 为原案例最大电负荷线，BC 为原案例最低电负荷线。经过热电解耦后，新的最大电负荷线为 AG，最低电负荷线为 DEF，其中 DE 为最低生产负荷线。

表 2 案例机组 THA 工况模型检验
Tab.2 Model verification results based on the reference power plant in THA condition

项目	THA	模型	误差/%
主蒸汽温度/°C	566	566	0
主蒸汽压力/MPa	24.20	24.20	0
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 069.20	1 069.20	0
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	866.32	866.20	-0.01
小汽机进汽流量/(t·h ⁻¹)	56.32	56.32	0
一抽压力/MPa	6.63	6.63	0
二抽压力/MPa	4.67	4.76	1.93
三抽压力/MPa	1.96	1.96	0
四抽压力/MPa	1.07	1.07	0
五抽压力/MPa	0.49	0.50	2.04
六抽压力/MPa	0.25	0.25	0
七抽压力/MPa	0.12	0.12	0
一抽流量/(t·h ⁻¹)	62.80	59.97	-4.51
二抽流量/(t·h ⁻¹)	103.90	106.87	2.86
三抽流量/(t·h ⁻¹)	36.12	36.38	0.72
四抽流量/(t·h ⁻¹)	40.77	40.23	-1.32
五抽流量/(t·h ⁻¹)	33.67	34.70	3.06
六抽流量/(t·h ⁻¹)	30.70	30.70	0
七抽流量/(t·h ⁻¹)	63.95	64.57	0.97
排汽压力/MPa	0.012	0.012	0
发电功率/MW	350.00	349.94	-0.02
热耗/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	8 036.0	8 025.8	-0.13

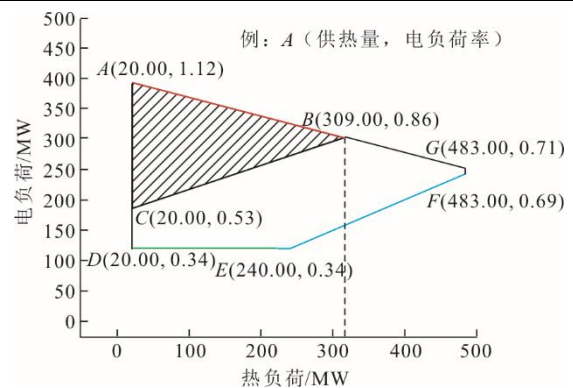


图 6 方案 1 仅第 4 级抽汽供热时的热电特性与案例对比
Fig.6 Comparison of thermoelectric characteristics of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 1

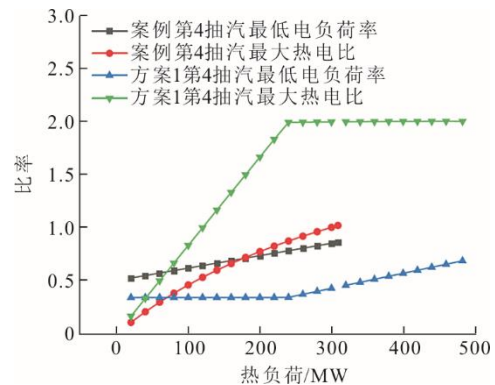


图 7 方案 1 仅第 4 级抽汽供热时的最低电负荷率与案例对比
Fig.7 Comparison of the minimum electric load rate of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 1

由图 6 和图 7 可见：低压缸零出力解耦的最低电负荷率远低于原机组，在供热负荷为 20.00~240.00 MW 时，由于最低生产负荷的限制，机组最小发电量需不小于 120.00 MW；当供热负荷超过 240.00 MW (E 点) 后，机组的最小发电量已经大于最低生产负荷 120.00 MW。经改造，仅第 4 级抽汽供热的低压缸零出力方案与案例机组对比，在原最大供热负荷 309.00 MW (B 点) 下，最低电负荷可以达到 155.00 MW，降低了 147.15 MW；最低电负荷率为 44.29%，降低了 42.14%。另外，低压缸零出力方案所能达到的最大热负荷为 483.00 MW (F 点)，增加了 174.00 MW。经改造后，机组的最大热电比可达 2.00。

4.2 高背压抽汽联合乏汽供热方案分析

方案 2 第 4 级抽汽供热下的机组最小发电量为 176.84 MW，大于机组最低生产负荷，图 8 和图 9 展示了仅第 4 级抽汽联合乏汽供热方案与案例仅第 4 级抽汽供热的电热特性和最低电负荷率对比。

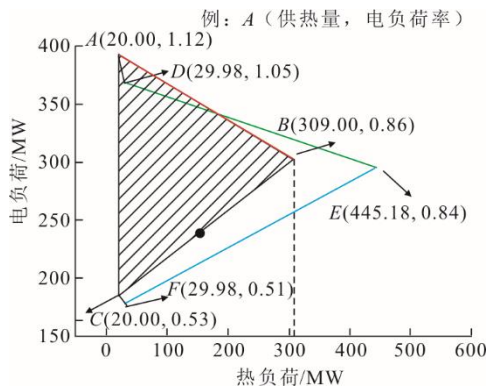


图 8 方案 2 仅第 4 级抽汽供热时的电热特性与案例对比
Fig.8 Comparison of thermoelectric characteristics of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 2

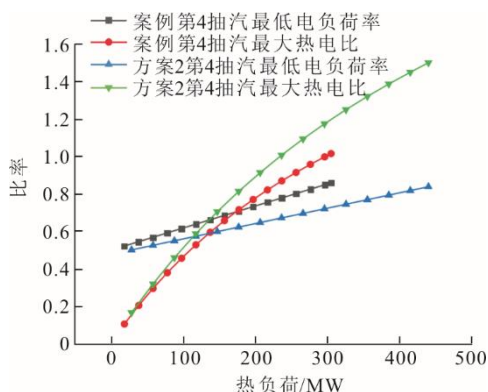


图 9 方案 2 仅第 4 级抽汽供热时的最低电负荷率与案例对比
Fig.9 Comparison of the minimum electric load rate of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 2

由图 8 和图 9 可见，方案 2 仅第 4 级抽汽联合乏汽供热方案在减少发电功率的同时，回收了乏

汽余热，可以达到更高的供热负荷。相应的从图 9 以看出，联合乏汽供热方案解耦的最低电负荷率低于原机组。经改造，仅第 4 级抽汽联合乏汽供热方案与案例仅第 4 级抽汽作为热源相比，在原最大供热负荷 309.00 MW (B 点) 下，最低电负荷可以达到 256.50 MW，降低了 46.01 MW；最低电负荷率为 73.29%，降低了 13.15%。另外，联合乏汽供热方案所能达到的最大热负荷为 445.18 MW (E 点)，增加了 136.18 MW。经改造后，机组的最大热电比可达 1.50。

4.3 吸收式热泵解耦方案分析

图 10 和图 11 展示了方案 3 吸收式热泵解耦方案与案例从第 4 级抽汽供热的电热特性和最低电负荷率对比。第 4 级抽汽供热下的机组最小发电量为 184.22 MW (C 点)，大于机组最低生产负荷。

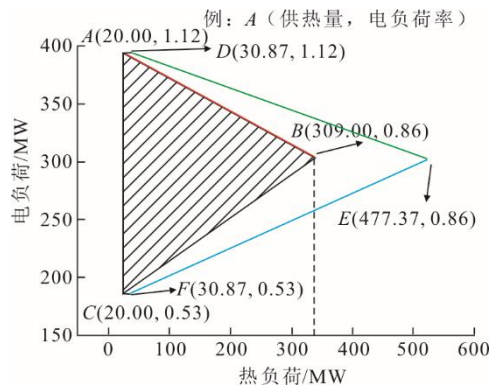


图 10 方案 3 仅第 4 级抽汽供热时的电热特性与案例对比
Fig.10 Comparison of thermoelectric characteristics of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 3

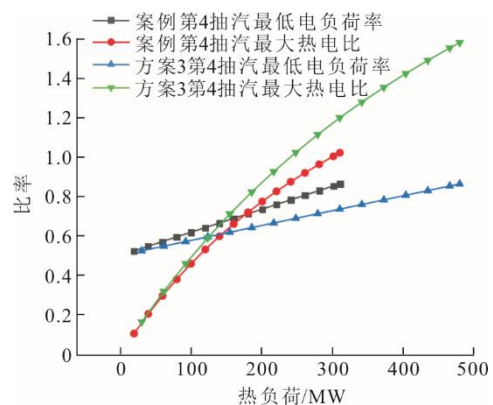


图 11 方案 3 仅第 4 级抽汽供热时的最低电负荷率与案例对比

Fig.11 Comparison of the minimum electric load rate of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 3

由图 10 可见，方案 3 采用吸收式热泵，减少了发电功率的同时回收了凝汽器冷却水的部分热

量, 最小发电负荷远小于原机组的发电负荷。相应地从图 11 可以看出, 吸收式热泵解耦的最低电负荷率远低于原机组。经改造, 方案 3 从第 4 级抽汽作为高温驱动热源与案例仅第 4 级抽汽供热对比, 在原最大供热负荷 309.00 MW (B 点) 时, 最低电负荷为 257.94 MW, 降低了 44.57 MW; 最低电负荷率为 73.70%, 降低了 12.73%。另外, 方案 3 所能达到的最大热负荷为 477.37 MW (E 点), 增加了 168.37 MW。经改造后, 机组的最大热电比可达 1.50。

4.4 压缩式热泵解耦方案分析

图 12 和图 13 展示了压缩式热泵解耦方案与原机组从第 4 级抽汽供热的电热特性和最低电负荷率对比。方案 4 仅第 4 级抽汽供热下机组最小发电量 179.22 MW (C 点), 大于机组最低生产负荷。

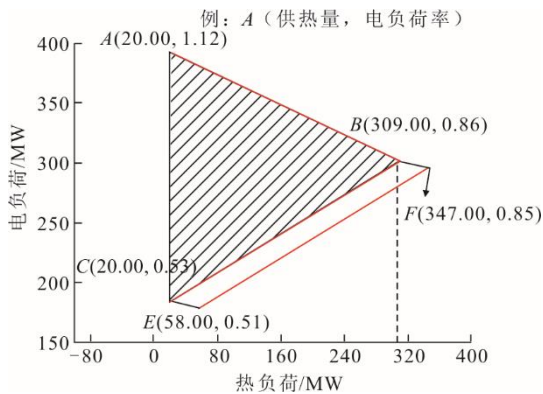


图 12 方案 4 仅第 4 级抽汽供热时的电热特性与案例对比
Fig.12 Comparison of thermoelectric characteristics of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 4

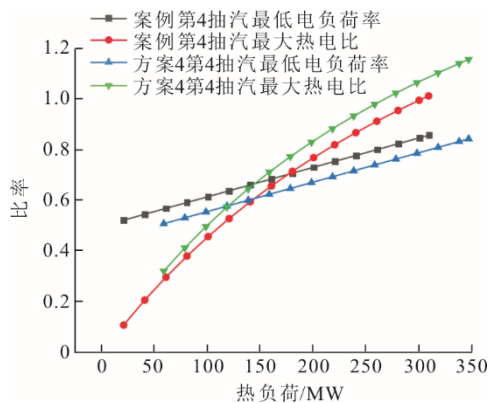


图 13 方案 4 仅第 4 级抽汽供热时的最低电负荷率与案例对比
Fig.13 Comparison of the minimum electric load rate of the 4th steam extraction heating with the case under scheme 4

由图 12 可见, 方案 4 采用的压缩热泵, 减少发电功率的同时回收了凝汽器冷却水的部分热量, 最小发电负荷远小于原机组的发电负荷。相应地从

图 13 可以看出, 同等热负荷下, 压缩式热泵解耦的最低电负荷率低于原方案。经改造, 压缩式热泵解耦方案与案例仅第 4 级抽汽供热情况对比, 原最大热负荷为 309.00 MW (B 点) 时, 最低电负荷为 282.00 MW, 降低了 20.51 MW; 最低电负荷率从 86.43% 降低为 80.57%。另外, 压缩热泵解耦方案与原机组相比最大热负荷为 347.00 MW (F 点), 增加了 38.00 MW。经改造后, 机组的最大热电比可达 1.15。

4.5 方案对比

表 3 为不同热电解耦方案分析。从优化改造后增加的最大热负荷来看, 方案 1 增加了 174.00 MW, 方案 2 增加了 136.18 MW, 方案 3 增加了 168.37 MW, 方案 4 增加了 38.00 MW。对于最大热负荷, 方案 1 增加的供热量最明显。从原案例不改造最大供热下的电负荷率看, 方案 1 为 44.29%, 方案 2 为 73.29%, 方案 3 为 73.70%, 方案 4 为 80.57%, 机组调峰能力得到最大改善的也是方案 1。

4 种电热解耦方案, 原最大供热负荷 309.00 MW 时, 最低电负荷从 302.51 MW 分别降低到 155.00、256.50、257.94、282.00 MW; 最低电负荷率从 86.43% 分别降低到 44.29%、73.29%、73.70%、80.57%。在 50% 热负荷下 (150.00 MW), 4 种电热解耦方案最低电负荷从 241.58 MW 分别降低到 120.00、236.78、241.58、236.58 MW。在无热负荷下 (无抽汽), 4 种电热解耦方案最低电负荷从 184.22 MW 分别降低到 120.00、176.84、184.22、179.22 MW。

表 3 不同热电解耦方案分析
Tab.3 Analysis of different coupling schemes

方案	第 4 级抽汽	
	最大供热量/MW	309 MW 下最低电负荷率/%
原方案	309.00	86.43
方案 1	483.00	44.29
方案 2	445.18	73.29
方案 3	477.37	73.70
方案 4	347.00	80.57

5 经济分析

为检验提出 4 种解耦方案经济可行性, 针对 4 种系统造成的成本增加作了经济性分析。4 种方案中初始案例机组的投资不变, 采用规模因子法和成本函数法计算 4 种方案新增设备的投资成本, 结果见表 4。

表 4 系统增加设备投资成本估算方法
Tab.4 Method for estimating the increased system cost of the added equipment

规模因子法	设备	参考值/万元	参考规模	规模因子	参考文献
	压缩机	7.86	13.00 MW	0.67	文献[16]
	设备		成本函数		
	换热器		$\lg CC_{HX} = 4.8306 - 0.8509 \times \lg A_{HX} + 0.3187 \times (\lg A_{HX})^2$		文献[17]
成本函数法	制冷系统	发生器、凝汽器、蒸发器、吸收器	$C_{HX} = 130 \times \left(\frac{A}{0.093} \right)^{0.78}$		文献[18]
		泵	$C_{pump} = 3540 \times W_{nom}^{0.71}$		

注：式中 A 为换热器面积，m²；W 为额定功率，MW。

4 种解耦方案的设备投入导致的经济成本增加见表 5。其中低压缸零出力方案、高背压抽汽联合乏汽供热方案和压缩式热泵方案的经济成本增加基本相同，而吸收式热泵会造成最大的经济投资，这在具体选用方案时值得注意。

表 5 4 种方案系统经济成本增加结果
Tab.5 Results of economic cost increase in the system of 4 schemes

项目	数值/万元
方案 1	60.95
方案 2	58.29
方案 3	85.31
方案 4	56.88

6 结 论

本文针对典型的耗电和供热自备电厂，提出低压缸零出力、高背压抽汽联合乏汽供热、吸收式热泵和压缩式热泵热电解耦 4 种热电解耦方案。通过对比分析其最大的热电解耦能力，了解 4 种方案的热电解耦效果。由其对第 4 级抽汽供热的分析计算可知。

1) 低压缸零出力、高背压抽汽联合乏汽供热、吸收式热泵和压缩式热泵热电解耦方案其供热量分别可提高 174.00、136.18、168.37、38.00 MW。

2) 在原 309.00 MW 最大供热量下，4 种热电解耦方案最低电负荷分别为 155.00、256.50、257.94、282.00 MW。最低电负荷率分别下降到 44.29%、73.29%、73.70%和 80.57%。

3) 经过低压缸零出力方案、高背压抽汽联合乏汽供热、吸收式热泵和压缩式热泵热电解耦方案改造后所能达到的热电比分别为 2.00、1.50、1.50、1.15。

4) 经济分析显示，吸收式热泵方案会造成最大的投资成本增加。

5) 建议按照机组所在位置的调峰要求进行改造方案的选择。在供热量需求较大的地区，为机组安全性考虑，以增加设备为主要处理措施，优先考虑吸收式热泵方案。在机组调峰要求严格（较低的电负荷）的地区采用低压缸零出力方案。

[参 考 文 献]

- [1] 辛禾. 考虑多能互补的清洁能源协同优化调度及效益均衡研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019: 1.
XIN He. The synergetic optimal scheduling and benefit equilibrium model for clean energy absorptive considering multi-energy hybrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019: 1.
- [2] 邢通. 大规模风电参与电力市场交易机制及优化模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020: 1.
XING Tong. The research on the transaction mechanism and optimization mode for large scale wind power participating in the power market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020: 1.
- [3] 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): 1729-1752.
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): 1729-1752.
- [4] 田学军. 中州铝厂自备电厂供热机组选型的经济性分析[J]. 热力发电, 2001, 30(5): 13-14.
TIAN Xuejun. Analysis of the economic aspects concerning unit mode selection for heat supply in autonomous power plant of zhongzhou aluminium factory[J]. Thermal Power Generation, 2001, 30(5): 13-14.
- [5] 张抖, 张光明, 牛玉广, 等. 吸收式热泵对热电联产机组调峰能力影响分析[J]. 热力发电, 2021, 50(10): 95-100.
ZHANG Dou, ZHANG Guangming, NIU Yuguang, et al. Effect of absorption heat pump on peak regulation capacity of combined heat and power unit[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(10): 95-100.
- [6] 袁桂丽, 王琳博, 王宝源. 基于虚拟电厂“热电解耦”的负荷优化调度及经济效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4974-4985.
YUAN Guili, WANG Linbo, WANG Baoyuan. Optimal dispatch of heat-power load and economy benefit analysis

- based on decoupling of heat and power of virtual power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4974-4985.
- [7] 侯建军, 付喜亮, 郝薛刚, 等. 蓄热式电锅炉技术在新能源富集电网中的应用探讨[J]. 内蒙古电力技术, 2021, 39(3): 19-24.
HOU Jianjun, FU Xiliang, HAO Xuegang, et al. Discussion on application of regenerative electric boiler technology in new energy riched power grid[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2021, 39(3): 19-24.
- [8] 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): 3187-3195.
YOU Daning, HAO Xudong, ZHANG Guoqiang, et al. Research on electricity spot market mechanism based on thermoelectric decoupling mode[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3187-3195.
- [9] 王晓露, 郭欢, 张华良, 等. 火电厂热电联产机组与压缩空气储能集成系统能量耦合特性分析[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(2): 598-610.
WANG Xiaolu, GUO Huan, ZHANG Hualiang, et al. Analysis of energy coupling characteristics between cogeneration units and compressed air energy storage integrated systems in thermal power plants[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(2): 598-610.
- [10] 黄廷辉, 柴胜凯, 庞顺, 等. 热电联产机组热、电负荷优化分配[J]. 热力发电, 2010, 39(12): 1-4.
HUANG Tinghui, CHAI Shengkai, PANG Shun, et al. Optimization of thermal and electrical load distribution for the cogeneration unit[J]. Thermal Power Generation, 2010, 39(12): 1-4.
- [11] 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.
- [12] 裴哲义, 王新雷, 董存, 等. 东北供热机组对新能源消纳的影响分析及热电解耦措施[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1786-1792.
PEI Zheyi, WANG Xinlei, DONG Cun, et al. Analysis of impact of CHP plant on renewable energy accommodation in northeast china and thermoelectric decoupling measures[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1786-1792.
- [13] 张广才, 周科, 鲁芬, 等. 燃煤机组深度调峰技术探讨[J]. 热力发电, 2017, 46(9): 17-23.
ZHANG Guangcai, ZHOU Ke, LU Fen, et al. Discussions on deep peaking technology of coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(9): 17-23.
- [14] 刘忠秋, 张国柱, 邱寅晨, 等. 热电联产机组集成热泵实现热电解耦的潜力与能耗特性分析[J]. 发电技术, 2019, 40(3): 253-257.
LIU Zhongqiu, ZHANG Guozhu, QIU Yinchun, et al. Analyses on heat-power decoupling potential and energy consumption characteristics for CHP plant integrated with heat pump[J]. Power Generation Technology, 2019, 40(3): 253-257.
- [15] 李刚. 供热汽轮机实现大范围热电解耦的方案探讨[J]. 技术与市场, 2017, 24(3): 50-51.
LI Gang. Discussion on large-scale thermoelectric decoupling scheme for heating turbine[J]. Technology and Market, 2017, 24(3): 50-51.
- [16] STEFANO C, PAOLO C, GIAMPAOLO M, et al. Economic analysis of CO₂ capture from natural gas combined cycles using molten carbonate fuel cells[J]. Applied Energy, 2014, 130: 562-573.
- [17] CHEN H, ZHANG M, XUE K, et al. An innovative waste-to-energy system integrated with a coal-fired power plant[J]. Energy, 2020, 194: 116893.
- [18] DHAHAD H A, HUSSEN H M, NGUYEN P T, et al. Thermodynamic and thermoeconomic analysis of innovative integration of Kalina and absorption refrigeration cycles for simultaneously cooling and power generation[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 203: 112241.

(责任编辑 杜亚勤)