

大型高背压热电联产机组供热季运行分析

栾晞麟, 马剑龙, 聂深强, 丁 羿

(内蒙古工业大学 能源与动力工程学院, 内蒙古 呼和浩特 010080)

摘要: 火电厂的冷端损失是电厂热力系统最大的能量损失, 汽轮机凝汽器的大量余热通过不同的冷却设备排放至大气中。为降低机组的冷端损失, 以某电厂 2×350 MW 热电联产机组为例, 建立高背压余热梯级供热模型, 对机组进行高背压供热改造。结合供热季周期供回水温度变化, 研究了双抽凝方式 (EC-EC)、双抽背串联方式 (EHBP-EHBP) 在供热季运行时抽汽与负荷分配方式。利用热量法和烟分析法, 分析供热机组的经济性与热力学性能。结果表明: 高背压串联机组比抽凝机组供热季平均发电功率提升了 26.2 MW, 平均发电标准煤耗降低了 92.0 g/(kW·h), 热经济性更好; 供热季运行时高背压串联机组比原抽凝机组汽水炯效率平均提升 9.6%, 额定供暖工况下炯效率提升 9.4%。

关键词: 热电联产; 高背压; 供热季运行; 经济性; 炯效率

中图分类号: TM621

文献标识码: A

DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2024.09.012

[引用本文格式] 栾晞麟, 马剑龙, 聂深强, 等. 大型高背压热电联产机组供热季运行分析[J]. 热能动力工程, 2024, 39(9): 96-103. LUAN Xilin, MA Jianlong, NIE Shenqiang, et al. Operation analysis of large high back pressure cogeneration unit in heating season[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(9): 96-103.

Operation Analysis of Large High Back Pressure Cogeneration Unit in Heating Season

LUAN Xilin, MA Jianlong, NIE Shenqiang, DING Yi

(College of Energy and Power Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot, China, Post Code: 010080)

Abstract: The cold end loss of the thermal power plant is the largest energy loss of the thermal system of the power plant. A large amount of steam turbine condenser waste heat was discharged into the atmosphere through different cooling equipments. In order to reduce the cold end loss of the unit, two 350 MW cogeneration units of a power plant were taken as an example to establish a high back pressure waste heat step-heating model and carry out a study on the high back pressure heating retrofit of the unit. Combined with the temperature change of the periodic supply and return water in the heating season, the extraction and load distribution modes of the double extraction condensation mode (EC-EC) and the double extraction-high back pressure mode (EHBP-EHBP) in the heating season were studied. The economic and thermodynamic performance of the heating unit was analyzed by using the calorimetric method and exergy analysis method. The results show that the average power generation of the high back pressure tandem unit is 26.2 MW higher than that of the extraction condensing unit in the heating season, and the average standard coal consumption of power generation is reduced by 92.0 g/(kW·h), and the thermal economy

收稿日期: 2023-12-21; 修订日期: 2024-02-24

基金项目: 内蒙古自治区科技重大专项项目 (2021ZD0036); 内蒙古自治区科技计划项目 (2023YFHH0070); 内蒙古自治区“揭榜挂帅”项目 (2023JBGS0012)

Fund-supported Project: Major Science and Technology Project of Inner Mongolia Autonomous Region (2021ZD0036); Inner Mongolia Autonomous Region Science and Technology Project (2023YFHH0070); Inner Mongolia Autonomous Region "Unveiling the List of Commanders" Project (2023JBGS0012)

作者简介: 栾晞麟 (1997-), 男, 内蒙古工业大学硕士研究生。

is better. During the heating season, the steam-water exergy efficiency of the high back pressure tandem unit is 9.6% higher than that of the original extraction condensing unit on average, and the exergy efficiency is increased by 9.4% under the rated heating condition.

Key words: combined heat and power generation, high back pressure, heating season operation, economy, exergy efficiency

引 言

节能减排是我国社会经济实现可持续发展的一个重要议题,作为耗能大户,火电厂的节能一直是工业节能的重点。国家发改委提出“十四五”循环经济发展规划,推动电厂循环式生产,促进余压余热资源化利用,推进能量梯级利用,推广集中供热^[1]。热电联产机组的集中供热可以提升能量利用效率,具有节能环保的优势^[2]。利用高背压乏汽供热可有效减少发电机组冷端损失、扩大热源供热能力、增加供热效益^[3-5]。因此,对高背压热电联产机组的研究具有非常显著的经济、环境和社会意义。

许多学者对高背压供热技术进行研究。戈志华等人^[6-8]对高背压供热技术的区域适用性和热经济性进行分析,验证了高背压技术在节能减排方面的优势。弓学敏等人^[9-10]基于供热机组变工况理论和矩阵分析法建立了高背压供热理论模型,分析得出高背压供热机组优于常规供热机组,且随着热网回水温度降低,机组背压提升,性能越优越。李健等人^[11]利用实际热负荷建立热网模型,针对不同热网供回水温度分析热网运行方式,得出抽背机组运行经济性更佳。时斌等人^[12]通过供热负荷与一次网供水温度变化,研究高背压供热机组在供热周期的能耗水平,确定一次网供水最佳温度。

对于高背压供热多级串联机组,刘学等人^[13]针对环境温度变化,对抽凝-抽背热电联产机组电负荷进行分析,得出最佳经济性运行方式。孙诗梦等人^[14]对抽凝-抽背热电联产机组进行供热季周期性分析,证明了高背压梯级供热技术节能效果显著。赵世飞^[15]研究了抽凝-高背压热电联产机组的热电负荷运行及经济分配特性,从经济性和负荷灵活性方面对机组进行优化。马立群^[16]针对承担不同热负荷情况下的 4 台高背压串联机组,研究系统的供热调峰灵活性,优化了系统运行,提升了供热调峰上限。

综上所述,相关研究多以抽凝-抽背机组联合运行研究对象,少有对双抽背串联供热机组的研究。本文以某电厂 2×350 MW 常规热电联产机组为例,建立高背压串联机组模型,研究其在供热周期内的运行特性,提出供热期负荷分配方式,通过热力学第一定律、第二定律分析机组的经济性和汽水系统的烟效率,为电厂节能降耗提供理论依据。

1 案例机组及供热串联方案

以某电厂两台 350 MW 抽凝式机组为例,改造前机组为常规热电联产供热模式,额定抽汽量为 500 t/h,最大抽汽量为 560 t/h,抽汽压力为 0.4 MPa。该电厂近三年来统计的采暖季供热供回水温度和热网蒸汽流量等参数如表 1 所示。

表 1 近三年采暖季热网回水参数统计表
Tab. 1 Statistical table of return water parameters of heating network in heating season in recent three years

参 数	平均值		
	2019 年	2020 年	2021 年
回水温度/℃	54.3	52.9	48.9
回水流量/t·h ⁻¹	10 136	10 249	9 784
热网蒸汽流量/t·h ⁻¹	467.5	528.3	489.6

由表 1 可知,三年平均回水温度为 52.07 ℃,回水流量均值为 10 055 t/h,对应流量负荷率为 91.4%。根据近三年供热回水温度和流量,设计改造机组热网边界条件,设计温度为 50 ℃,热网水流量为 11 000 t/h。

根据现有机组的运行参数,设计两机组高背压串联供热,如图 1 所示。图中热网回水依次连接 2 号机组与 1 号机组凝汽器,1 号与 2 号机组同时进行高背压抽汽供热,1 号机组设定背压为 36.2 kPa,2 号机组设定背压为 22.4 kPa。热网回水在经过 2 号机组凝汽器后,设计工况下一次加热温度为 60.87 ℃,经由 1 号机组凝汽器二次加热后温度为 71.81 ℃。二次加热后进入热网加热器进行尖峰加热,最终供

热温度为 95.75 ℃。两机组及热网参数如表 2 所示。

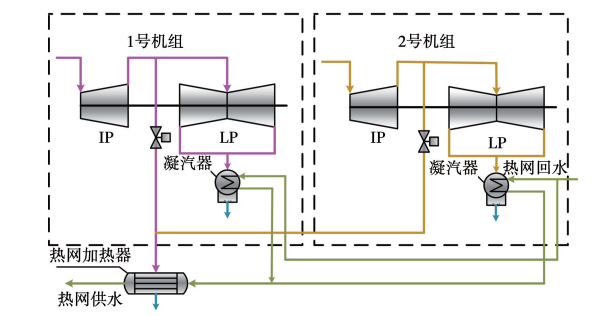


图 1 两机高背压串联供热

Fig. 1 High back pressure tandem heating of two units

表 2 机组及热网参数

Tab. 2 Unit and heating network parameters

机组	额定功率/ MW	设计背压/ kPa	采暖抽汽流量/ t·h ⁻¹	采暖抽汽 压力/MPa
1 号	334.8	22.4	217.8	0.4
2 号	327.2	36.2	217.8	0.4

2 机组能效分析计算模型

2.1 计算模型

为分析热电机组在变工况条件下运行的各项热力学指标,利用 Ebsilon 模拟软件对汽轮机组及供热系统进行建模,热力系统模型如图 2 所示。

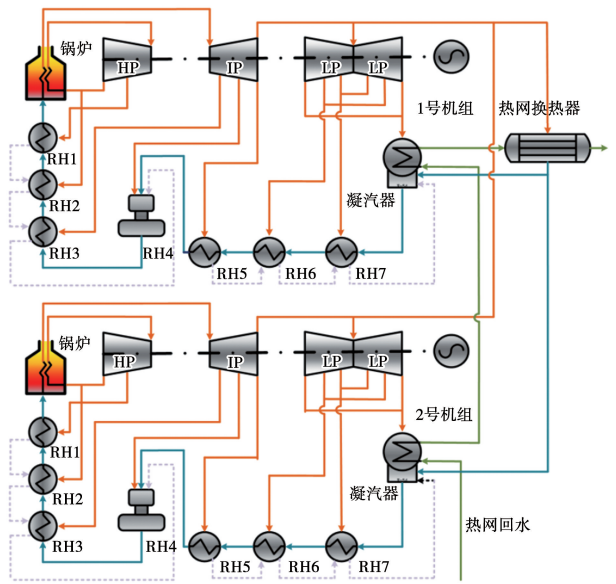


图 2 2×350 MW 高背压串联机组热力系统模型

Fig. 2 Thermal system model of two 350 MW high back pressure tandem units

变工况计算时,汽轮机各级组运行参数满足弗留格尔公式:

$$\frac{G_A}{G_B} = \sqrt{\frac{p_{1A}^2 - p_{2A}^2}{p_{1B}^2 - p_{2B}^2}} \cdot \sqrt{\frac{T_{1B}}{T_{1A}}} \tag{1}$$

式中:A 和 B—两种不同工况,G—级组蒸汽流量,kg/s; p_1,p_2 —级组前、后压力,Pa; T_1 —级组入口蒸汽温度,K。

级组内功率 P_i 表示:

$$P_i = G(h_1 - h_{2, is})\eta_{is} \tag{2}$$

式中: h_1 —级组入口蒸汽焓,kJ/kg; $h_{2, is}$ —级组出口蒸汽等熵焓,kJ/kg; η_{is} —级组内效率。

为验证模拟的准确性,对级组热平衡图中阀门全开工况(VWO),铭牌工况(TRL),最大连续工况(TMCR),100%、75% 汽轮机额定工况(THA)以及额定采暖抽汽工况进行建模计算,计算结果与热平衡图比较,如表 3 所示。模拟结果最大误差不超过 0.5%。因此,该计算模型满足工程计算精度要求,可用于机组变工况模拟计算。

表 3 变工况计算误差分析

Tab. 3 Error analysis of variable condition calculation

工况	实际功率/MW	模拟功率/MW	相对误差/%
VWO	396.193	396.482	0.078
TRL	350.002	351.735	0.495
TMCR	372.009	371.266	0.200
100% THA	350.002	349.473	0.156
75% THA	262.501	262.716	0.082
额定采暖抽汽	306.287	306.572	0.093

2.2 边界条件设定

相对供暖热负荷比 $\bar{Q}$ 为:

$$\bar{Q} = \frac{Q_h}{Q'_h} = \frac{t_n - t_w}{t_n - t'_w} \tag{3}$$

式中: Q_h,Q'_h —实际热负荷和设计热负荷,MW; t_n —室内设计温度,℃; t_w —室外温度,℃; t'_w —室外设计温度,℃。

二次网供水温度 t_g 、回水温度 t_h 为:

$$t_g = \bar{Q}(t'_g - t'_h)[(e^k - 1)^{-1} + 1] + t_n \tag{4}$$

$$t_h = \bar{Q}(t'_g - t'_h)e^k - 1 + t_n \tag{5}$$

式中:上标 $K = \bar{Q}^{XY}$,其中, $X = 1 - 1/(1 + a)$, $Y = \ln[(t'_g - t_h)/(t'_h - t_n)]$ (其中, a 为散热器的性能系

数,根据当地的散热器规格取 0.26)。 t_g, t_h —二次网的实际供回水温度,℃。 t'_g, t'_h —二次网设计供回水温度,℃。

一次网供回水温度需要根据二次网供回水温度变化而相应调整,一次网的调节与热网和热用户的连接形式有关。一次网供水温度 τ_g 、回水温度 τ_h 为:

$$\tau_g = \frac{[(\tau'_g - \tau'_h)\bar{Q} + t_h]e^D - t_g}{(e^D - 1)} \tag{6}$$

$$\tau_h = \tau_g - (\tau'_g - \tau'_h)\bar{Q} \tag{7}$$

式中: τ'_g 和 τ'_h —一次网设计供、回水温度,℃; $D = [(\tau'_g - \tau'_h) - (t'_g - t'_h)]/\Delta t', \Delta t' = [(\tau'_g - t'_g) - (\tau'_h - t'_h)]/\ln[(\tau'_g - t'_g)/(\tau'_h - t'_h)]$ 表示设计工况下换热器换热对数平均温差。

图 3 为环境温度与供热负荷关系图,图 4 为环境温度与热网水温度关系图。

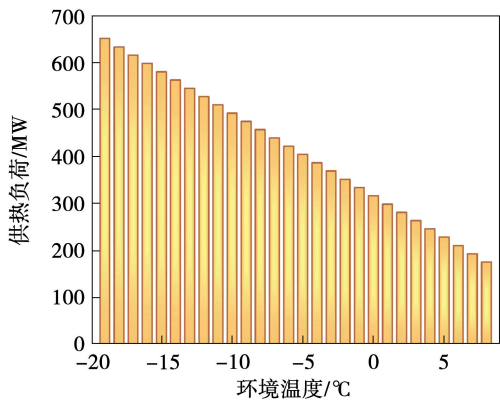


图 3 环境温度与供热负荷关系图

Fig. 3 Relation diagram of ambient temperature and heating load

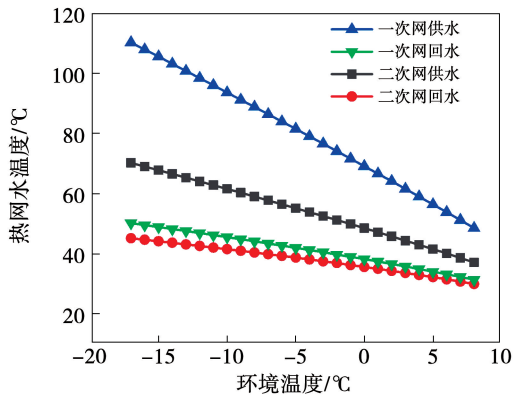


图 4 环境温度与热网水温度关系图

Fig. 4 Relation diagram of ambient temperature and water temperature of heating network

由图 3 和图 4 可知,随着环境温度的提升,热网供水温度与热网回水温度均呈不同程度下降,且热网供、回水温差逐步减小,供热负荷随之降低。

为了更好地分析热电联产机组的热力学性能,从热量法和焓分析法两个方面展开研究,采用热量分配法计算高背压机组热经济性指标。

发电热效率 $\eta_{tp(e)}$:

$$\eta_{tp(e)} = 3.6P_e/Q_{tp(e)} \tag{8}$$

发电标准煤耗率 $b_{tp(e)}$:

$$b_{tp(e)} = 123/\eta_{tp(e)} \tag{9}$$

式中: $Q_{tp(e)}$ —供电热耗量, MW; P_e —机组发电功率, MW。

热量分配法是基于热力学第一定律的评价指标,但是这种评价方法忽略了能量品质的高低,为了精确分析供热机组的热力学性能,根据热力学第二定律进行汽水系统的炯效率 η_{ex} 计算:

$$\eta_{ex} = \frac{P_e + E_{gr}}{E_{fw} + E_{rh}} \tag{10}$$

式中: E_{gr} —一次热网水在电厂换热中水炯升, kW; E_{fw} —锅炉给水炯升, kW; E_{rh} —再热蒸汽在锅炉中水炯升, kW。

3 供热机组的性能分析

3.1 理论运行负荷分析

热电联产的理论发电功率与供热能力关系可以用热电特性曲线表示。设定发电负荷的上限是机组处于最大主蒸汽流量时(BMCR 工况下)的发电功率,下限是机组能够允许的最小主蒸汽流量(抽凝机组为 30% BMCR 工况主蒸汽流量,抽背机组为 50% BMCR 工况主蒸汽流量)下的发电功率。机组的最大和最小负荷以及低压缸最小安全流量下的热电特性曲线构成热电负荷区间。

抽凝机组和高背压机组热电负荷区间如图 5 所示。图中, ABCD 表示抽凝机组理论运行区间, AB 为最大主蒸汽流量线, CD 为最小主蒸汽流量线, BC 为最小冷却流量线, AD 为无供热负荷下发电功率线。当机组位于 B 点时,抽汽流量达到最大,最大供热负荷为 439.1 MW。曲线 EMNOF 与 EM'N'O'F 分别为背压 22.4 kPa 和 36.2 kPa 的供热机组热电负荷范围。其中, EM 为乏汽最大供热线,热负荷为 250.2 MW,随着背压升高,背压供热负荷提升至

269.8 MW, 机组最大主蒸汽流量线 EMN 右移, 最大供热负荷由 534.4 MW 提升至 549.6 MW, 最小冷却流量线 ON 与乏汽最大供热线 OM 也随之右移。

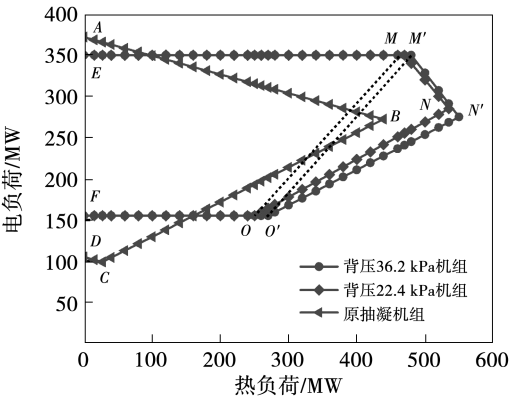


图 5 抽凝机组与高背压机组热电特性曲线
Fig. 5 Thermoelectric characteristic curve of condensing unit and high back pressure unit

由计算得出, 相较于抽凝机组, 高背压改造后两机组供热负荷分别提升了 25.2% 和 21.7%, 但机组调峰灵活性下降。对于任意热电联产机组, 在无供热运行时其蒸汽全部用来发电, 此时机组发电负荷最大; 随着供热需求增加, 供热负荷不断增加, 因此电负荷逐渐减小, 进入低压缸蒸汽流量也不断减少, 当达到最小安全流量时抽汽量达到最大, 此时对应的热负荷即为该主蒸汽流量下对应的最大热负荷。

3.2 实际运行负荷分析

在机组进行高背压串联运行后, 机组的乏汽余热利用率和热经济性受热网水供、回水温度影响, 因此, 需要确定电厂所在集宁地区供热季供回水温度。该电厂机组一般采用质调节方式运行, 即在热网面积一定的情况下, 热网循环水流量基本不变, 仅通过在不同供热时段对供热量需求的变化, 调控热网循环水供水温度来满足供热需求。

为方便计算改造后高背压串联供热机组的运行情况和节能分析, 将供热机组的运行按照月份划分。通过气象部门统计集宁地区在 2021 年供暖季的气温, 将 2021 年 11 月至 2022 年 4 月的每个月的气温作为室外平均温度, 平均温度为 -4.0 , -11.2 , -13.3 , -9.9 , -2.8 和 5.9 $^{\circ}\text{C}$ 。

针对集宁地区供暖季温度, 根据式 (6) 和式 (7) 计算可得供热季一次热网循环水平均供、回水温度, 如图 6 所示。

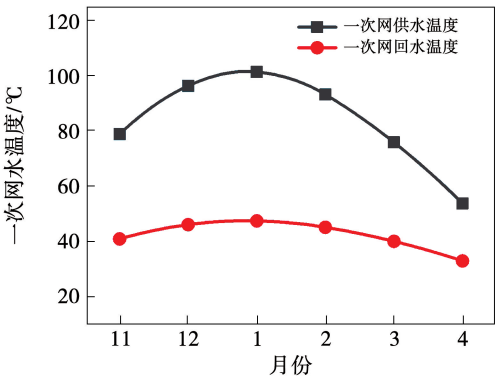


图 6 抽凝机组与高背压机组热电特性曲线
Fig. 6 Thermoelectric characteristic curve of condensing unit and high back pressure unit

热电联产机组通常采用以热定电的运行模式, 针对热网水不同供、回水温度, 对高背压串联机组的抽汽和乏汽供热负荷进行相应调控。高背压串联机组背压变化和乏汽供热与抽汽供热比例如图 7 和图 8 所示。

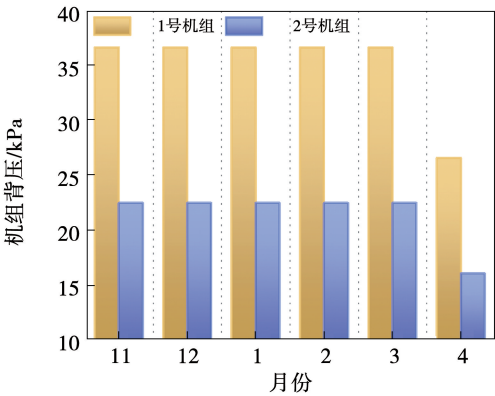


图 7 供热季两机组背压变化
Fig. 7 Back pressure change of two units in heating season

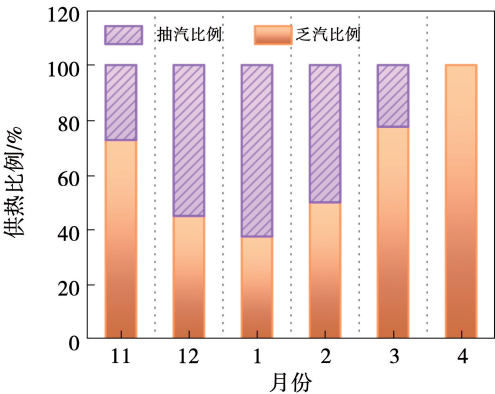


图 8 供热季抽汽与乏汽供热比例
Fig. 8 Ratio of extraction steam and exhaust steam heating in heating season

由图8可知,在4月份供热量较低的情况,该电厂仅通过1号机组和2号机组高背压排气加热就可达到供热需求。在供热需求大时,由1号机组和2号机组通过采暖抽汽进行尖峰加热,伴随着供水温度升高,供热量需求提升,抽汽供热比例逐步增高。

3.3 热经济性分析

供热季机组发电标准煤耗变化如图9所示。

由图9可知,在供热季运行时,与抽凝机组相比高背压串联机组的发电功率有所提升,而发电标准煤耗显著下降。供热需求最大的3个月(12月份~次年2月份),高背压串联机组发电功率分别提升19.7、17.0和21.0 MW,发电标准煤耗分别下降了67.8、56.2和74.6 g/(kW·h)。在供热需求相对较大的11月份和3月份,发电功率分别提升29.5和30.8 MW,发电标准煤耗分别下降了106.8和112.2 g/(kW·h)。在供热需求最低的4月份,高背压串联机组仅乏汽供热就能满足热网需求,与抽凝机组相比没有因抽汽供热而降低对发电的影响,机组发电功率相对提高了38.8 MW,发电标准煤耗相比下降了135.1 g/(kW·h)。抽凝机组供热季平均发电功率和平均发电标准煤耗分别为427.4 MW和231.4 g/(kW·h),高背压机组供热季平均发电功率和平均发电标准煤耗分别为453.6 MW和139.4 g/(kW·h),机组供热季发电功率平均提升26.2 MW,发电标准煤耗平均降低了92.0 g/(kW·h)。

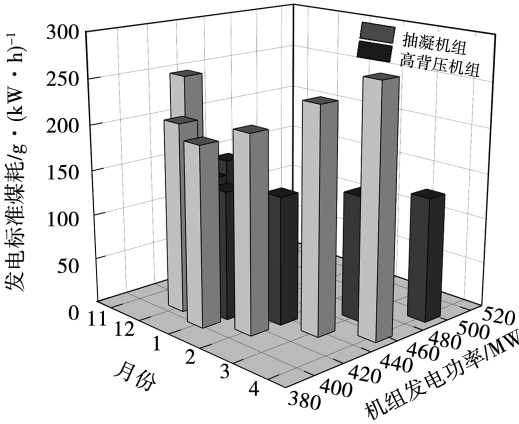


图9 供热季机组发电标准煤耗对比

Fig.9 Comparison of standard coal consumptions of unit power generation in heating season

3.4 焓性能分析

利用热力学第二定律焓分析方法对抽凝机组和高背压串联机组的供热系统焓效率进行分析。分析得出供热季机组汽水效率和热网供热系统焓效率如图10和图11所示。

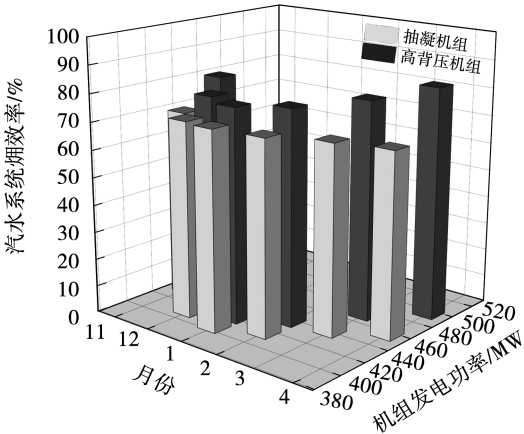


图10 机组汽水系统焓效率

Fig.10 Exergy efficiency of steam-water system of unit

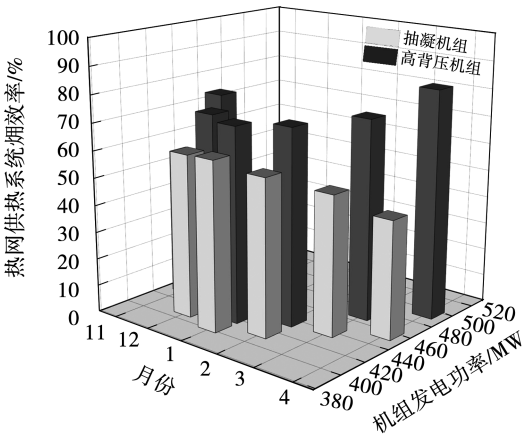


图11 热网供热系统焓效率

Fig.11 Exergy efficiency of heat-supply system of heating network

由图10、图11可以看出,供热需求最大的1月份,抽汽供热占比最大,汽水焓效率和热网供热焓效率分别提升5.5%和9.6%;在供热需求最低的4月份,仅靠乏汽供热使焓效率变化最大,汽水焓效率和热网供热焓效率分别提升16.8%和39.7%;供热季汽水系统焓效率平均提升9.6%,热网供热焓效率平均提升19.5%。

与抽凝机组相比,高背压串联机组汽水系统焓效率提升是由于充分利用高背压排气余热梯级加热

热网水,并且通过多级加热降低了换热器中的换热温差,减少换热过程中的烟损失。原抽凝机组与高背压串联机组在额定供暖工况下的烟流程图如图 12 和 13 所示。从图中可以计算到抽凝机组汽水系统的烟效率为 75.8%,高背压串联机组汽水系统的烟效率为 85.2%,相比烟效率提升了 9.4%,减少了 37.1 MW 的电厂冷源损失。

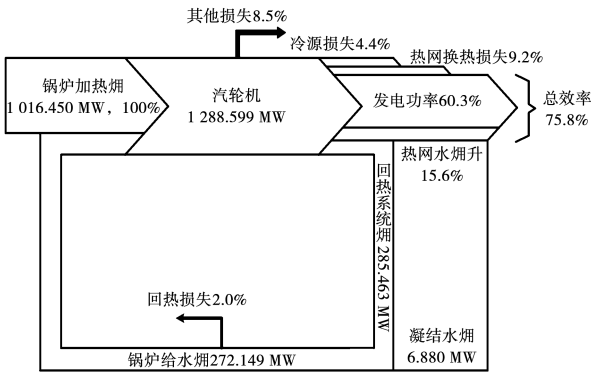


图 12 抽凝机组额定供暖工况供热烟流程图

Fig. 12 Heating exergy flow diagram of extraction condensing unit under rated heating condition

机组相同的运行工况下,利用热力学第一定律计算方法开展分析,高背压串联机组的供热季平均发电功率比原机组提升了 26.2 MW,平均发电标准煤耗降低了 92.0 g/(kW·h)。

(2) 利用热力学第二定律分别对抽凝机组和高背压机组进行汽水烟效率分析,供热季运行时高背压串联机组比抽凝机组汽水烟效率在每个供热月份均有提升,汽水烟效率平均提升 9.6%,额定供暖工况下高背压串联机组比原机组汽水烟效率提升 9.4%。

(3) 尽管高背压串联供热改造无法脱离“以热定电”的运行模式,与传统供热方式相比降低了运行灵活性,但高背压串联机组的乏汽余热利用减少了机组热量损失,有效降低机组运行时的发电煤耗。热网加热系统运用梯级供热方式,可大幅度降低热源温度,致使换热温差下降,从而降低了换热时造成的烟损,提高机组汽水烟效率,使电厂经济效益显著提升。

参考文献:

[1] 国家发改委. “十四五”循环经济发展规划[R]. 北京: 国家发改委, 2021.
National Development and Reform Commission. The “14th Five-Year” plan for the development of circular economy[R]. Beijing: National Development and Reform Commission, 2021.

[2] 黄 畅, 张 攀, 王卫良, 等. 燃煤发电产业升级支撑我国节能减排与碳中和国家战略[J]. 热力发电, 2021, 50(4): 1-6.
HUANG Chang, ZHANG Pan, WANG Weiliang, et al. The upgrading of coal-fired power generation industry supports China’s energy conservation, emission reduction and carbon neutrality [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(4): 1-6.

[3] 李沛峰. 基于绿色供热的热电联产低温直供模式研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
LI Peifeng. Research on low temperature direct heating of combined heat and power based on green heating[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015.

[4] 李沛峰, 杨勇平, 陈玉勇, 等. 热电联产供热系统节能分析及改进[J]. 工程热物理学报, 2013, 34(8): 1411-1415.
LI Peifeng, YANG Yongping, CHEN Yuyong, et al. Energy conservation analysis and improvement of combined heat and power heating system [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2013, 34(8): 1411-1415.

[5] 李沛峰, 杨勇平, 戈志华, 等. 300 MW 热电联产供热系统分析与能耗计算[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(23): 15-20.
LI Peifeng, YANG Yongping, GE Zhihua, et al. Analysis and calcu-

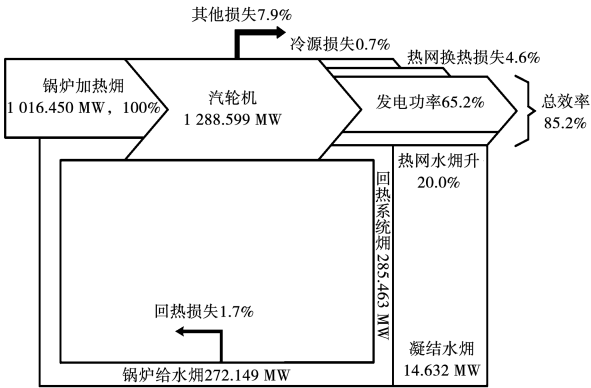


图 13 高背压串联机组额定供暖工况供热烟流程图

Fig. 13 Heating exergy flow diagram of high back pressure tandem unit under rated heating condition

4 结 论

以某 2 × 350 MW 热电联产机组为例, 基于 Ebsilon 模拟软件搭建了常规热电联产机组和高背压串联机组模型。通过计算该地区供热系统供、回水温度, 对机组供热负荷进行分配, 将变工况下的发电功率, 发电标准煤耗及汽水烟效率进行对比分析。主要结论如下:

(1) 通过对机组进行高背压串联改造, 在与原

lation on energy consumption of 300 MW CHP heating systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(23): 15–20.

[6] 戈志华,孙诗梦,万燕,等. 大型汽轮机组高背压供热改造适用性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3216–3222.

GE Zhihua, SUN Shimeng, WAN Yan, et al. Applicability analysis of high back-pressure heating retrofit for large-scale steam turbine unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3216–3222.

[7] 戈志华,杨佳霖,何坚忍,等. 大型纯凝汽轮机供热改造节能研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(17): 25–30.

GE Zhihua, YANG Jialin, HE Jianren, et al. Energy saving of heating retrofitting for large scale condensing turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(17): 25–30.

[8] 万燕,孙诗梦,戈志华,等. 大型热电联产机组高背压供热改造全工况热经济分析[J]. 电力建设, 2016, 37(4): 131–137.

WAN Yan, SUN Shimeng, GE Zhihua, et al. Thermo-economic analysis of high back pressure heating retrofit for large-scale cogeneration units under full condition[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(4): 131–137.

[9] 弓学敏,崔后品,侯轶,等. 直接空冷机组高背压供热系统性能分析[J]. 汽轮机技术, 2018, 60(4): 291–294.

GONG Xuemin, CUI Houpin, HOU Yi, et al. Investigation on the performances for high back pressure heating system of direct air cooling coal pulverized power station[J]. Turbine Technology, 2018, 60(4): 291–294.

[10] 弓学敏,崔后品,徐承美,等. 大型空冷机组高背压供热运行特性分析[J]. 热力发电, 2018, 47(8): 103–109.

GONG Xuemin, CUI Houpin, XU Chengmei, et al. Analysis on operation characteristics of high back-pressure heating for large air-cooling units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(8): 103–109.

[11] 李健,丁维栋,杨志平,等. 330 MW 高背压热电联产机组运行优化分析[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(4): 101–111.

LI Jian, DING Weidong, YANG Zhiping, et al. Operation optimization analysis of 330 MW high back pressure cogeneration unit[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(4): 101–111.

[12] 时斌,王宁玲,李晓恩,等. 供水温度对高背压热电联产系统能耗水平的影响[J]. 化工进展, 2018, 37(1): 96–104.

SHI Bin, WANG Ningling, LI Xiaoen, et al. Impacts of water supply temperature on energy consumption of high back pressure cogeneration system[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2018, 37(1): 96–104.

[13] 刘学,胡刚刚,李健,等. 高背压双抽热电联产机组联合运行特性及负荷分配[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 219–228.

LIU Xue, HU Ganggang, LI Jian, et al. Operation characteristics and load distribution of CHP units with extraction-condensate and extraction-high back pressure mode[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 219–228.

[14] 孙诗梦. 高背压梯级供热技术工程应用研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.

SUN Shimeng. Research on engineering application of cascade heating technology with high back-pressure[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.

[15] 赵世飞. 燃煤高背压热电联产机组适用性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.

ZHAO Shifei. Adaption research on coal-fired combined heat and power plant with high back-pressure turbine[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.

[16] 马立群. 大型燃煤机组高背压联合供热—余热梯级利用技术研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.

MA Liqun. Research on waste heat cascade utilization of high back-pressure combined heating with large-scale coal-fired units[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.

(姜雪梅 编辑)

(上接第 95 页)

[14] WAN Z J, WEI J J, QAISRANI M A, et al. Evaluation on thermal and mechanical performance of the hot tank in the two-tank molten salt heat storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 167: 114775.

[15] YU Q, FU P, YANG Y H, et al. Modeling and parametric study of molten salt receiver of concentrating solar power tower plant[J]. Energy, 2020, 200: 117505.

[16] 朱良君,张海珍,王世朋,等. 基于 EBSILON 的燃气—蒸汽联合循环系统高冷负荷下供能特性分析[J]. 热力发电, 2021, 50(2): 35–42.

ZHU Liangjun, ZHANG Haizhen, WANG Shipeng, et al. Energy supply characteristics of gas-steam combined cycle system at high cooling load based on EBSILON[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(2): 35–42.

[17] DUAN X X, DOU J X, ZHAO Y Q, et al. A study on Mn-Fe catalysts supported on coal fly ash for low-temperature selective catalytic reduction of NO_x in flue gas[J]. Catalysts, 2020, 10(12): 1399.

[18] WANG B G, MA H, REN S J, et al. Effects of integration mode of the molten salt heat storage system and its hot storage temperature on the flexibility of a subcritical coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 58: 106410.

(王治红 编辑)