

考虑变负荷能耗特性的技术经济最佳热化系数研究

马国锋¹ 刘明¹ 李卫东² 严俊杰¹

(1. 西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室, 西安 710049;

2. 中国华能集团清洁能源技术研究院, 北京 102209)

摘要 最佳热化系数可指导热电联机组容量配置, 实现热电联产经济效益的最大化。本文提出了考虑变负荷能耗特性的技术经济最佳热化系数确定方法, 建立热电联产系统变工况分析模型, 计算获得了案例机组的变负荷能耗特性, 优化得到了技术经济最佳热化系数。结果表明: 不考虑、考虑变负荷能耗特性的技术经济最佳热化系数分别为 0.750、0.702, 不考虑变负荷能耗特性年节约费用的偏差达 22.0%, 考虑变负荷能耗特性后可获得更加精准的热电联产技术经济效益。

关键词 区域供热; 热电联产; 变负荷; 技术经济最佳热化系数

中图分类号: TK123 **文献标识码:** A **文章编号:** 0253-231X(2024)03-0644-08

Study on Techno-Economic Optimal Cogeneration Share Coefficient Considering Energy Consumption Characteristics of Variable Load Conditions

MA Guofeng¹ LIU Ming¹ LI Weidong² YAN Junjie¹

(1. State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. China Huaneng Group Clean Energy Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract The optimal cogeneration share coefficient can guide the capacity configuration of cogeneration units and maximize the economic benefits of cogeneration. In this paper, a method for determining the techno-economic optimal cogeneration share coefficient considering the energy consumption characteristics of variable load conditions is proposed, the off-design working condition analysis model of cogeneration system is developed, and the variable load energy consumption characteristics of the case unit are calculated. The techno-economic cogeneration share coefficient is optimized. The results show that the optimal techno-economic heating coefficients are 0.750 and 0.702 respectively when considering and ignoring the energy consumption characteristics of variable load conditions, and the corresponding annual cost saving relative error without considering characteristics of variable load conditions reaches 22.0%. More accurate techno-economic benefits of cogeneration will be obtained by considering the energy consumption characteristics of variable load conditions.

Key words district heating; cogeneration; variable load; techno-economic optimal cogeneration share coefficient

0 引言

热电联产是提升火电厂能量利用效率的最有效手段之一, 在拟建热电联产机组时, 需要对其节能潜力进行评估, 常用评价指标包括热经济性指标和技术经济指标^[1]。热经济性指标包括节煤量、一次能源相对节能率^[2], 技术经济性指标主要为供热系统经济费用年值^[3]。此外, 随着全球气候问题的突出, 环境指标也开始被纳入评价当中, 如考虑二氧化碳排放限额^[4]、二氧化碳排放的年平均利润^[5]等。这些评价指标可以量化热电联产的节

能潜力, 从而实现能源、经济 and 环境的综合效益最大化。

热电联产装机容量的优化是热电联产综合效益最大化的关键, 国内外学者已经对此展开了系统研究。Solomykov^[6]以核能热电联产为例, 建立了基于一次能源相对节约率的热化系数优化模型, 研究了核能供热系统当中的热电联产最优容量。Ren等^[7]针对特定住宅用户供热, 以热电联产的容量为优化变量, 建立了基于成本节约率的混合整数非

收稿日期: 2023-03-31; 修订日期: 2024-02-24

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (No.52022079)

作者简介: 马国锋 (1998-), 男, 博士研究生, 主要从事热能动力与控制研究。通信作者: 刘明, 教授, Email: ming.liu@mail.xjtu.edu.cn。

线性规划模型, 获得了热电联产最优容量。Franco 等^[8] 以实现热电联产份额最大化为目标, 考虑能量节约和损失的情况建立了多目标优化模型, 提出了最优热电联产设计方法。Gładysz 等^[4] 通过综合考虑能源、经济、环境三个角度, 提出了一种选择区域供热系统中热化系数的算法, 得出了最佳热化系数的经验公式。

在现有研究方法当中, 热化系数的优化模型是国内指导热电联产机组容量设计的常用手段, 我国已在 1998 年将热化系数取值纳入热电联产发展若干规定并沿用至今^[9]。热化系数是用于衡量热电联产在区域供热系统当中热负荷所占份额热经济指标, 最核心的是技术经济性最佳热化系数。技术经济最佳热化系数是通过以技术经济性为目标建立优化模型求得的经济性最大的热化系数, 其影响因素包括热负荷特性、联产机组和替代机组的热力特性、投资和燃料价格等^[10], 国内学者对此进行了相关研究。廖春晖等^[11] 建立了基于一次能源相对节能率的最佳热化系数计算模型, 研究了气象参数对理论最佳热化系数的影响。崔树庆等^[12] 考虑不同型式机组的能耗特性差异, 探讨了背压式、两用式机组的最佳热化系数。赵永太等^[13] 研究了考虑采暖情况下的最佳热化系数选取范围, 并认为热化系数的优化应当从过去一个点的研究转向一个最优区间的研究, 使得热电联产的容量在一定时间段内保持较高的综合效益。齐中英^[14] 以几种不同持续特征的工业热负荷为例, 采用单位供热能力节能量作为目标函数, 推导了其最佳热化系数的计算公式。杨玉恒等^[15] 研究了以年总费用最小和年节约费用最大为目标的技术经济性热化系数。

综上所述, 现有的热化系数相关研究主要集中在热负荷种类、热负荷持续特性、联产机组的型式对最佳热化系数的影响。然而, 在研究技术经济最佳热化系数时, 还应考虑热电联产机组的变负荷特性。传统方法在建立热化系数优化模型时, 变热负荷工况下的凝汽流发电煤耗率均为额定工况的设计值, 这样计算的节约费用和理论上真实的节约费用之间存在一定偏差。对此, 本文围绕技术经济最佳热化系数展开研究, 建立了热电联产机组变工况模型, 提出了考虑变负荷能耗特性的技术经济最佳热化系数确定方法, 并以国内某热电联产项目为例, 获得了考虑变负荷能耗特性后的热电联产年节约费用随热化系数的变化规律。本研究旨在修正热化系数理论研究中的能耗指标计算, 为热电联产优化设计提供参考。

1 热化系数优化模型

热化系数是衡量整个区域供热系统中热电联产抽汽供热负荷占整个供热系统总负荷的比重。一般而言, 热化系数指小时热化系数, 定义为:

$$\alpha_t = \frac{Q_{h,\max}}{Q_{\max}} \quad (1)$$

式中: $Q_{h,\max}$ 为全年热负荷当中由热电联产 (Combined heat and power, CHP) 可以供应的最大热负荷, GJ/h; Q_{\max} 为整个全年热负荷 Q 的最大热负荷, GJ/h。

如图 1 所示, 热化系数选定后, 当 (持续时间 n 下) 某一时刻的热负荷大于 $Q_{h,\max}$ 时, 大于 $Q_{h,\max}$ 的热负荷将由供热锅炉 (Heat Boiler, HB) 直接承担, 热电联产全年供热量 SQ_h 即随热化系数确定, 是由热电联产承担的全部热量。

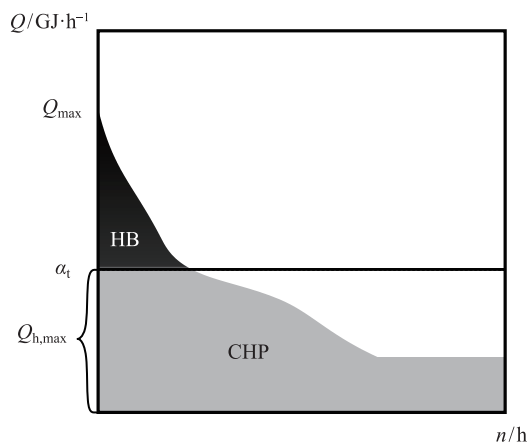


图 1 热化系数示意图

Fig. 1 Schematic diagram of cogeneration share coefficient

1.1 目标函数

热化系数优化模型当中的优化目标有两种, 分别为热经济性和技术经济性。热经济性优化结果对应为理论最佳热化系数, 其优化的目标函数为热电联产相比热电分产的年节能量; 技术经济性的优化结果是在热经济性的基础上考虑技术经济性指标, 对应为技术经济最佳热化系数, 此时的目标函数为热电联产相比热电分产的年节约费用或年总费用^[16]。本文热化系数优化模型以年节约费用为目标函数。

从节约效果上讲, 热电联产的节约费用主要来自于其节约能源所带来的费用, 而另一方面, 相同等级参数和容量下, 热电联产机组投资往往比热电分产机组的投资要多, 即多消耗的费用; 热电联产

和热电分产相比的年节约费是指在满足同样的供热和发电需求下, 热电联产相比热电分产能够节约的费用, 即热电联产因为燃料节约所产生的节约费用减去相比分产多投资所带来费用, 可表示为:

$$\Delta R_{\text{annual}}(\alpha_t) = c_{\text{fuel}} \Delta B_{\text{annual}} - \Delta C_{\text{CHP-SHP}} \quad (2)$$

式中: ΔR_{annual} 为年节约费用, $\text{CNY} \cdot \text{a}^{-1}$; c_{fuel} 为燃料价格, $\text{CNY} \cdot \text{kg}^{-1}$; $\Delta C_{\text{CHP-SHP}}$ 为热电联产相比热电分产的多投资费用, $\text{CNY} \cdot \text{a}^{-1}$ 。

最大年节约费用对应的热化系数为技术经济最佳热化系数 $\alpha_{t,\text{optimal}}$:

$$\left. \frac{d(\Delta R_{\text{annual}})}{d\alpha_t} \right|_{\alpha_t = \alpha_{t,\text{optimal}}} = 0 \quad (3)$$

在计算年节约费用时, 节煤量和热化系数相关。对于某一给定的热化系数, 热电联产相比热电分产的年节煤量可表示为:

$$\Delta B_{\text{annual}}(\alpha_t) = B_{\text{d}}^{\text{a}}(\alpha_t) - B_{\text{tp}}^{\text{a}}(\alpha_t) \quad (4)$$

式中: ΔB_{annual} 为年节煤量, $\text{kg} \cdot \text{a}^{-1}$; $B_{\text{d}}^{\text{a}}(\alpha_t)$ 为热电分产的年煤耗量, $\text{kg} \cdot \text{a}^{-1}$; $B_{\text{tp}}^{\text{a}}(\alpha_t)$ 为热电联产的年煤耗量, $\text{kg} \cdot \text{a}^{-1}$ 。

式 (4) 中分产和联产的年煤耗量计算方法如下:

$$\begin{cases} B_{\text{d}}^{\text{a}}(\alpha_t) = B_{\text{h}}^{\text{a}}(\alpha_t) + B_{\text{e}}^{\text{a}}(\alpha_t) \\ B_{\text{tp}}^{\text{a}}(\alpha_t) = B_{\text{tp,h}}^{\text{a}}(\alpha_t) + B_{\text{tp,e}}^{\text{a}}(\alpha_t) \end{cases} \quad (5)$$

分产供热部分的年煤耗量可表示为:

$$B_{\text{h}}^{\text{a}}(\alpha_t) = b_{\text{h}} S Q_{\text{h}}(\alpha_t) = \frac{10^6}{LHV \eta_{\text{b(d)}} \eta_{\text{p(d)}} \eta_{\text{hn}}} S Q_{\text{h}}(\alpha_t) \quad (6)$$

分产发电部分的年煤耗量可表示为:

$$B_{\text{e}}^{\text{a}}(\alpha_t) = b_{\text{e}} W(\alpha_t) = b_{\text{e}} \int_0^{n_{\text{annual}}} [P e_{\text{h}}(\alpha_t, n) + P e_{\text{c}}(\alpha_t, n)] dn \quad (7)$$

联产供热部分的年煤耗量可表示为:

$$B_{\text{tp,h}}^{\text{a}}(\alpha_t) = b_{\text{tp,h}} S Q_{\text{h}}(\alpha_t) = \frac{10^6}{LHV \eta_{\text{b}} \eta_{\text{p}} \eta_{\text{hs}}} S Q_{\text{h}}(\alpha_t) \quad (8)$$

考虑热电联产变负荷下能耗特性的变化, 因此联产发电部分的年煤耗量需要根据不同的电负荷进

行计算, 可表示为:

$$B_{\text{tp,e}}^{\text{a}}(\alpha_t) = \int_0^{n_{\text{annual}}} [b_{\text{eh}} P e_{\text{h}}(\alpha_t, n) + b_{\text{ec}}(\alpha_t, n) P e_{\text{c}}(\alpha_t, n)] dn \quad (9)$$

式 (6)~(9) 中: $S Q_{\text{h}}$ 为年供热量, $\text{GJ} \cdot \text{a}^{-1}$; W 为年发电量, $\text{kWh} \cdot \text{a}^{-1}$; b_{h} 为分产供热煤耗率, $\text{kg} \cdot \text{GJ}^{-1}$; b_{e} 为分产发电煤耗率, $\text{kg} \cdot \text{kWh}^{-1}$; $b_{\text{tp,h}}$ 为联产供热煤耗率, $\text{kg} \cdot \text{GJ}^{-1}$; b_{eh} 为联产的热化发电煤耗率, $\text{kg} \cdot \text{kWh}^{-1}$; b_{ec} 为联产的凝汽流发电煤耗率, $\text{kg} \cdot \text{kWh}^{-1}$ 。

热电联产的多投资费用取决于热电联产机组和热电分产机组的额定容量、单位造价、投资有效性系数、固定资产的折旧率、联产附加费用, 可表示为:

$$\begin{aligned} \Delta C_{\text{CHP-SHP}} = & (\dot{W}_{\text{CHP,R}} k_{\text{CHP}} - \dot{W}_{\text{SHP,R}} k_{\text{SHP}}) \\ & (E_{\text{inv}} + f_{\text{fixed}}) + Z_{\text{a}} \dot{W}_{\text{CHP,R}} \end{aligned} \quad (10)$$

式中, $\Delta C_{\text{CHP-SHP}}$ 为联产相比分产的多投资费用, $\text{CNY} \cdot \text{a}^{-1}$; $\dot{W}_{\text{CHP,R}}$ 为热电联产机组额定容量, kW ; $\dot{W}_{\text{SHP,R}}$ 为热电分产机组额定容量, kW ; k_{CHP} 为热电联产每千瓦投资 (包括尖峰锅炉和热力网), $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$; k_{SHP} 为热电分产每千瓦投资 (包括凝汽式电厂、附加锅炉房和相应的热网), $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$; E_{inv} 为投资有效性系数, $1 \cdot \text{a}^{-1}$; f_{fixed} 为固定资产折旧率, $1 \cdot \text{a}^{-1}$; Z_{a} 为热电联产相比热电分产的附加费用, $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$ 。

一般而言, 热电联产和分产单位投资的差异大部分是来自发电方面, 简化期间, 本研究当中忽略联产和分产在供热方面的投资差异, 仅考虑发电投资。对于发电投资方面, 凝汽机组和热电机组的单位造价和其容量有关。随着容量的增加, 机组的单位投资下降。分产凝汽机组和联产机组的单位投资随容量的下降规律可以表示为机组容量的函数, 即:

$$\begin{cases} k_{\text{SHP}} = f_{\text{SHP}}(\dot{W}_{\text{SHP,R}}) \\ k_{\text{CHP}} = f_{\text{CHP}}(\dot{W}_{\text{CHP,R}}) \end{cases} \quad (11)$$

式中, k_{SHP} 代表分产机组单位投资, $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$; k_{CHP} 代表联产机组单位投资, $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$; $\dot{W}_{\text{SHP,R}}$ 为分产机组额定容量, kW ;

通过对以往的单位投资数据进行分析, 机组造价随容量的变化可近似按线性规律确定, 即:

$$f(\dot{W}_{\text{R}}) = a \dot{W}_{\text{R}} + b \quad (12)$$

式中, a, b 分别为拟合系数, 通过统计并拟合以往机组的投资数据来确定; \dot{W}_{R} 为机组额定容量, kW 。

当热电分产和热电联产机组的全年发电量相等时, 热电联产的额定发电量为热化系数选定后纯凝工况发电量, 分产机组额定容量按热电联产全年发电量除以全年运行时间确定, 即:

$$\dot{W}_{\text{SHP,R}} = \frac{W_{\text{CHP}}}{n_{\text{annual}}} \quad (13)$$

1.2 热电联产变工况计算模型

热电联产的凝汽流发电部分煤耗率随着供热流量增大而变化, 凝汽流变化规律需要通过变工况计算获得。热电联产机组变工况模型用于计算机组在变工况条件下的性能。在变工况计算当中, 确定汽轮机各位置的压力是进行能耗特性计算的基础。变工况下汽轮机各抽汽位置的压力可用弗留盖尔公式计算:

$$\frac{D_i}{D_{i,0}} = \sqrt{\frac{P_i^2 - P_{i-1}^2}{P_{i,0}^2 - P_{i-1,0}^2}} \sqrt{\frac{T_{i-1,0}}{T_i}} \quad (14)$$

式中: D_i 为第 i 抽汽位置和第 $i-1$ 抽汽位置之间的蒸汽流量, $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$; P_i 为第 i 抽汽处压力, MPa ; T_i 为第 i 个抽汽处温度, K ; 有下标 “0” 为基准工况, 无下标 “0” 为变工况。

在进行供热机组变工况计算时, 各级组变工况前后的温度近似认为相等, 则温度比值可取 1。基准工况下的各参数均已知; 另外, 由于供热抽汽和各段抽汽会改变汽轮机通流量, 因此需要先分段计算通流量 D_i , 然后依次计算 P_i , 计算方法可表示为:

$$P_i = \sqrt{P_{i-1}^2 + \left(\frac{D_i}{D_{i,0}}\right)^2 (P_{i,0}^2 - P_{i-1,0}^2)} \quad (15)$$

变工况计算中, 假定加热器上下端差、抽汽管道压损、冷端压力保持不变, 可通过热力计算确定变工况下的系统能耗指标^[17]。

2 主要能耗指标及发电和供热计算方法

在热化系数优化模型中, 需要确定联产和分产的各类分项能耗指标才可以确定节煤量。其中, 热电联产的能耗特性是热化系数确定的关键。由于联产的凝汽流发电煤耗率会随热负荷而发生变化, 因此需要结合不同时刻下的热负荷情况具体计算。

2.1 变负荷下热电联产的能耗指标

变负荷下热电联产的能耗指标包括供热煤耗率、凝汽流发电煤耗率、供热汽流发电煤耗率。热电联产的节煤主要来自于热化发电, 热化发电煤耗

率的计算方法为:

$$b_{\text{eh}} = \frac{3600}{LHV\eta_b\eta_p\eta_m\eta_g} \quad (16)$$

式中: η_b 、 η_p 、 η_m 、 η_g 分别为联产的锅炉效率、管道效率、机械效率、电机效率; LHV 为煤的低位发热量, $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$ 。

凝汽流发电煤耗率的计算和热负荷有关, 对于给定热化系数, 可确定热电联产系统不同时刻的热负荷。在计算凝汽流发电煤耗率时, 假定热电联产系统主蒸汽为最大进汽量。此时, 凝汽流发电煤耗率将取决于热负荷率。为了对热负荷进行无量纲化, 定义热负荷率 x , 其含义为不同时刻 n 下的热电联产供热负荷 Q_h 占热电联产初始时刻最大供热负荷 $Q_{h,\text{max}}$ 的比率:

$$x(\alpha_t, n) = \frac{Q_h(\alpha_t, n)}{Q_{h,\text{max}}} = \frac{Q_h(\alpha_t, n)}{Q_h(\alpha_t, 0)} \quad (17)$$

凝汽流发电煤耗率和热负荷率的关系根据变工况模型确定, 计算如下:

$$b_{\text{ec}}(x) = \frac{Pe(x)b_{\text{tp,e}}(x) - Pe_h(x)b_{\text{eh}}}{Pe(x) - Pe_h(x)} \quad (18)$$

式中: $Pe(x)$ 、 $Pe_h(x)$ 分别为热电联产总发电、热化发电, kW , $b_{\text{tp,e}}(x)$ 是热电联产煤耗率, $\text{kg}\cdot\text{kWh}^{-1}$, 均为热负荷率的函数, 通过变工况计算得到。

2.2 分产的年发电量和供热量的确定方法

首先, 利用作图法或无因次综合公式确定热负荷持续时间曲线^[1], 对其全年积分得到年供热量。然后, 热电联产系统运行工况处于主蒸汽最大线上、按照“以热定电”运行, 计算出其最大热负荷与其他电负荷之比随热负荷率的变化关系式, 确定出全年电负荷持续曲线。最后, 将电负荷对持续时间 n 进行全年积分, 即可得联产的全年发电量。

对于某一热化系数 α_t , 根据热电联产在持续时间 n 下的供热负荷, 确定供热汽流量, 进而计算热化发电:

$$D_h = \frac{10^6 Q_h(\alpha_t, n)}{3600(h_h - \bar{t}_h)\eta_{\text{hs}}} \quad (19)$$

$$Pe_h(\alpha_t, n) = D_h(\alpha_t, n)(h_0 - h_h + \Delta h_{\text{zx}})\eta_m\eta_g(1 + e(x)) \quad (20)$$

式中, D_h 流量单位为 $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$, 热负荷单位为 $\text{GJ}\cdot\text{h}^{-1}$ 。

根据热电联产变工况模型, 计算主蒸汽最大流量线上的最大热负荷与其他情况下电负荷之比, 拟合其关系式:

$$\sigma'(x) = f(x) \quad (21)$$

根据不同的热负荷率，通过最大热负荷与其他电负荷之比确定对应电负荷：

$$Pe(\alpha_t, n) = \frac{Q_{h, \max}(\alpha_t)}{\sigma'(x(\alpha_t, n))}$$

(22)

凝汽流发电可表示为：

$$Pe_c(\alpha_t, n) = Pe(\alpha_t, n) - Pe_h(\alpha_t, n)$$

(23)

综上，对供热汽流和凝汽汽流发电进行积分，确定热电联产的全年供热量、全年热化发电量和凝汽流发电量：

$$Q^a = \int_0^{n_{\text{annual}}} Q_h(\alpha_t, n) dn$$

(24)

$$W \begin{cases} W_h(\alpha_t) = \int_0^{n_{\text{annual}}} Pe_h(\alpha_t, n) dn \\ W_c(\alpha_t) = \int_0^{n_{\text{annual}}} Pe_c(\alpha_t, n) dn \end{cases}$$

(25)

式中， n_{annual} 为热电联产系统的年运行时间， $\text{h}\cdot\text{a}^{-1}$ 。

3 案例计算

本部分以国内某地区热电联产项目为例，论证技术经济最佳热化系数的确定方法。

3.1 原始数据

在进行热化系数研究时，供热汽流参数、凝汽汽流参数、网上对比分产机组煤耗率等相关计算指标数据取值见表 1。据全年热负荷持续时间数据，绘制得到其全年热负荷持续曲线如图 2 所示。结合热负荷特性，热电联产机组的规划全年运行时间取 6183 小时，供暖期 2880 小时（4 个月），非供暖期 3303 小时。

对于热电联产凝汽流发电煤耗率的计算，以某 350 MW 热电联产机组 100%THA 工况为例建立变工况模型，该热电联产机组的主要参数见表 2。

表 1 热电联产和分产的主要参数

Table 1 Main parameters of combined heat and power and separated heat and power plants

类型	参数	数值
热电分产	分产发电煤耗率 $b_e/\text{kg}\cdot\text{kWh}^{-1}$	0.287
	分产供热煤耗率 $b_h/\text{kg}\cdot\text{GJ}^{-1}$	57.396
	供热抽汽压力/MPa	0.497
热电联产	供热抽汽温度/ $^{\circ}\text{C}$	253.4
	供热回水压力/MPa	0.497
	供热回水温度/ $^{\circ}\text{C}$	80
	热化发电煤耗率 $b_{eh}/\text{kg}\cdot\text{kWh}^{-1}$	0.136
	联产供热煤耗率 $b_{tp,h}/\text{kg}\cdot\text{GJ}^{-1}$	39.9

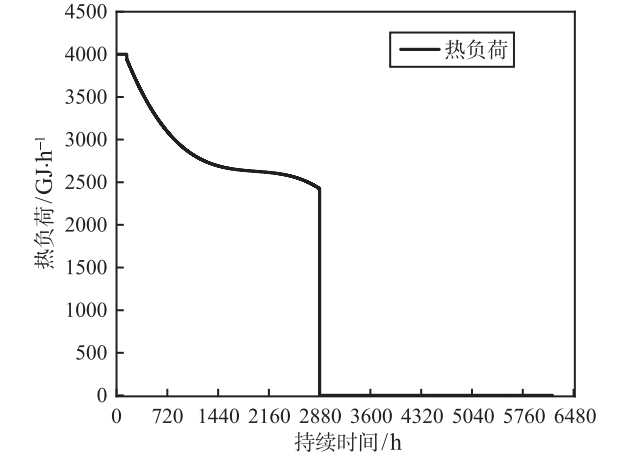


图 2 全年热负荷持续时间曲线
Fig. 2 Duration curve of the annual heat load

表 2 热电联产机组的主要参数

Table 2 Main parameters of combined heat and power units

参数	数值
主蒸汽流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	1082.1
额定功率/MW	350.032
主蒸汽压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	24.06、569
再热压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	4.704、569
排汽压力/MPa	0.01
供热抽汽压力/MPa	0.497
联产电机效率 $\eta_g/\%$	99
联产锅炉效率 $\eta_b/\%$	93.5
联产管道效率 $\eta_p/\%$	99
联产机械效率 $\eta_m/\%$	98.9
No.1 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	7.186、382.8
No.2 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	4.959、333.5
No.3 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	2.251、309.2
No.4 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	0.99、345.6
No.5 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	0.472、254.6
No.6 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	0.295、208.0
No.7 压力/MPa、温度/ $^{\circ}\text{C}$	0.096、100.6
煤的低位发热量/ $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	29270

经和最大供热负荷工况、100%THA 工况对比，变工况计算所得热负荷和电负荷结果相对误差均小于 1.7%，故可认为模型具有一定的准确性；进而，采用变工况模型分别计算主蒸汽最大线上的凝汽流发电煤耗率、最大热负荷与其它电负荷之比随热负荷率的关系，如图 3 所示。

主蒸汽最大流量线上的凝汽流发电煤耗率随热负荷率 x 的变化关系式为：

$$b_{ec}(x) = 0.02014x^4 - 0.01759x^3 + 0.01856x^2 + 0.01961x + 0.293$$

(26)

最大热负荷与其它电负荷之比随热负荷率 x 的

变化关系式为:

$$\sigma'(x) = -0.009598x^4 + 0.01809x^3 + 0.04327x^2 + 0.2371x + 0.9092 \quad (27)$$

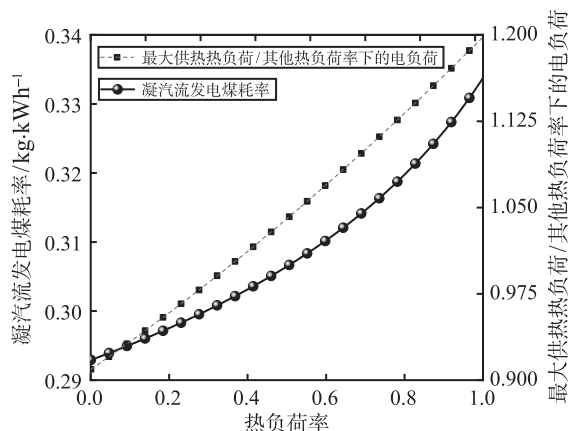


图3 凝汽流发电煤耗率、最大热负荷与其它电负荷之比的变化曲线

Fig. 3 Variation curve of coal consumption rate of condensing flow power generation, the ratio of maximum heat load to power load

同理, 亦可得出相对热化发电份额随热负荷率的变化关系式为:

$$e(x) = -0.004577x^4 + 0.001438x^3 - 0.005798x^2 - 0.05088x + 0.3152 \quad (28)$$

现有容量类型一般分为三个等级 300 MW、600 MW、1000 MW。对此, 本文统计了目前几类分产和联产机组的投资数据, 如表 3 所示, 进而确定其单位投资随容量的关联式:

$$k_{\text{SHP}} = -0.8497\dot{W}_{\text{SHP,R}} + 4169 \quad (29)$$

$$k_{\text{CHP}} = -0.7408\dot{W}_{\text{CHP,R}} + 4404 \quad (30)$$

在本文研究当中, 由于只存在采暖供热, 并忽略了联产和分产在供热方面的投资差异。在计算技术经济性当中, 凝汽流发电煤耗率、联产和分产的单位投资差额随容量的变化均可通过热化系数确定; 含税标煤价格取 $0.710 \text{ CNY} \cdot \text{kg}^{-1}$; 投资有效性系数和固定资产折旧率分别取 0.1 和 0.049^[16]; 附加费用初步计算可取为 0。

3.2 凝汽流发电煤耗率对技术经济性最佳热化系数和节煤量的影响

在计算热电联产和热电分产相比的年节煤量时, 取二者年供热量和年发电量相等, 则年节煤量可表示为:

$$\Delta B_{\text{annual}}(\alpha_t) = Q^a(\alpha_t)(b_h - b_{\text{tp,h}}) + b_e W(\alpha_t) - \int_0^{6183} [b_{\text{eh}} P_{\text{eh}}(\alpha_t, n) + b_{\text{ec}}(x(\alpha_t, n)) P_{\text{ec}}(\alpha_t, n)] dn \quad (31)$$

表 3 热电分产和热电联产机组单位造价数据
Table 3 Unit cost data of separated heat and power and combined heat and power units

类型	机组容量/MW	总投资/ 10^8 CNY	单位造价/ $\text{CNY} \cdot \text{kW}^{-1}$
热电分产	2×350	27.0	3857 ^[18]
	2×660	48.0	3637 ^[19]
	2×1000	66.1	3306 ^[19]
热电联产	2×350	29.5	4211 ^[19]
	2×660	50.0	3788 ^[20]
	2×1000	74.5	3724 ^[21]

传统的研究方法当中, 凝汽流发电煤耗率均取为定值, 这会对计算的技术经济最佳热化系数带来影响。为研究凝汽流发电煤耗率 b_{ec} 取不同定值的情况下, 技术经济最佳热化系数和年节约费用的变化情况, 此处将热负荷率取 0~1, 确定出对应的凝汽流发电煤耗率从 293 上升至 338.9 g/kWh。进而在该区间下, 研究技术经济最佳热化系数和年节约费用的变化情况, 结果如图 4 所示。

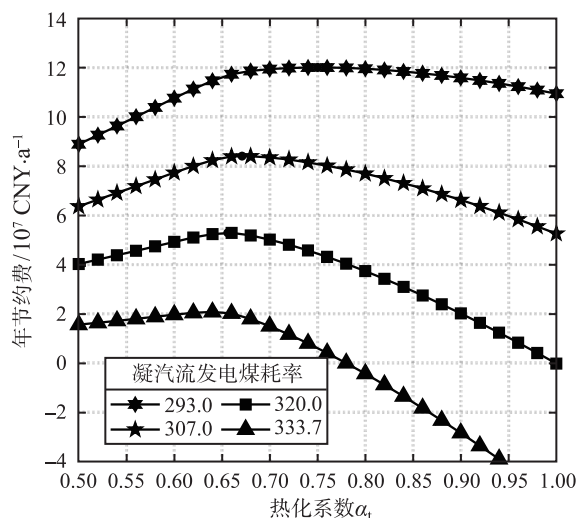


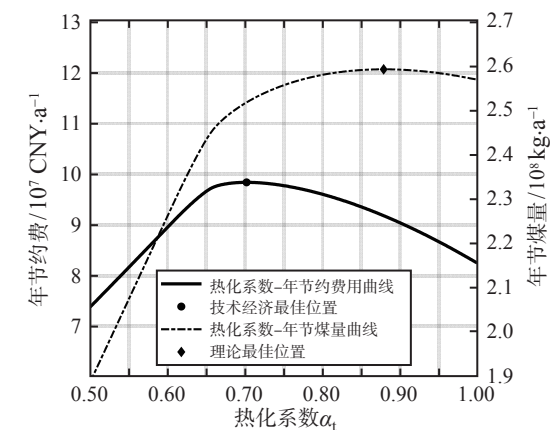
图4 不同凝汽流发电煤耗率下的年节约费用—热化系数
Fig. 4 Annual cost-saving-cogeneration share coefficient at different coal consumption rates of condensing flow power

根据计算结果, 随着凝汽流发电煤耗率从 293.0 上升至 333.7 g·kWh⁻¹, 技术经济最佳热化系数将从 0.750 变化至 0.641, 对应的最大年节约费用从 $1.201 \times 10^8 \text{ CNY}$ 降低至 $2.072 \times 10^7 \text{ CNY}$, 变化量

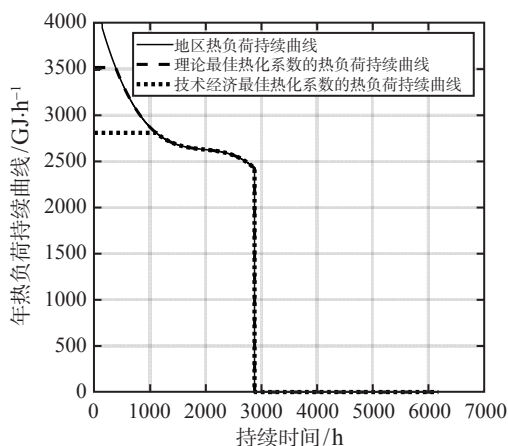
9.938×10^7 CNY。因此,凝汽流发电煤耗率取不同定值,对技术经济最佳热化系数和年节约费用影响较大。

3.3 考虑变负荷能耗特性下的年节约费用和技术经济最佳热化系数

考虑变负荷能耗特性以后,不同持续时间下的凝汽流发电煤耗率将随热负荷率的变化而变化,按照式(26)计算。然后,计算在不同热化系数条件下的热电联产年节约费,获得技术经济最佳热化系数,同时通过计算年节煤量获得理论最佳热化系数,结果如图5所示。



(a) 年节煤量、年节约费用关系图



(b) 最佳热化系数对应的热电联产热负荷

图5 理论、技术经济最佳热化系数及热电联产热负荷

Fig. 5 Theoretical and techno-economic optimal cogeneration share coefficient and the heat load of cogeneration

此时,技术经济最佳热化系数为0.702,年节约费用为 9.84×10^7 CNY;而相应的理论最佳热化系数为0.879,年节煤量 2.595×10^5 t。

3.4 结果分析

在实际运行当中,热电联产凝汽流发电煤耗率所取的定值一般为非供热期间的煤耗率值,故此处取凝汽流发电煤耗率为 $293.0 \text{ g} \cdot \text{kWh}^{-1}$,作为不考

虑变负荷特性下的热电联产凝汽流发电煤耗率定值,该条件下的技术经济最佳热化系数为0.750,年节约费用 1.201×10^8 CNY。而在考虑变负荷能耗特性的情况下,技术经济最佳热化系数为0.702,最大年节约费用 9.84×10^7 CNY。二者的技术经济最佳热化系数相差0.045,年节约费用相差 2.17×10^7 CNY;若以考虑凝汽流发电煤耗率变化的结果为准值,则传统方法所得结果的相对误差为22.0%,如图所示。由此可见,凝汽流发电煤耗率的变化对技术经济最佳热化系数和最大年节约费用具有较大影响。

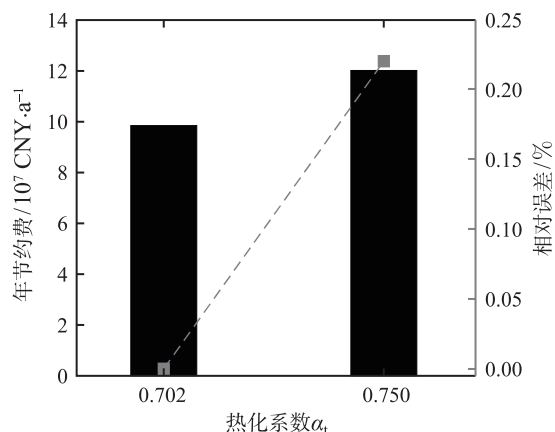


图6 考虑凝汽流发电煤耗率后的年节约费用变化

Fig. 6 The change of annual cost-saving considering the coal consumption rate of condensing flow power

4 结 论

本文围绕技术经济最佳热化系数,建立了热电联产机组变工况模型,确定了凝汽流发电煤耗率的变化规律,并结合具体案例确定了不同凝汽流发电煤耗率下热化系数和年节约费用的变化情况。主要结论如下:

1) 在案例条件下,考虑凝汽流发电煤耗率随热负荷的变化规律,计算得到其技术经济最佳热化系数为0.702,对应年最大节约费约 9.84×10^7 CNY。不考虑凝汽流发电煤耗率随热负荷的变化规律,技术经济最佳热化系数为0.750,最大年节约费用 1.201×10^8 CNY。二者之间年节约费用的相对误差率为22.0%,误差较大。

2) 在全年不同供热时刻热电联产主蒸汽始终处于最大情况下,热电联产凝汽流发电的煤耗率会随热负荷的增加而增加,全热负荷率区间内变化的幅度在 $40.7 \text{ g} \cdot \text{kWh}^{-1}$ 左右,凝汽流发电的煤耗率的变化会对技术经济最佳热化系数以及最大年节约费用的计算产生较大影响,应当在热化系数的优化模型当中予以考虑。

参 考 文 献

- [1] 严俊杰, 黄锦涛, 何茂刚. 冷热电联产技术 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2006
YAN Junjie, HUANG Jintao, HE Maogang. Combined Cooling Heating and Power Technology [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2006
- [2] 廖春晖, 周志刚, 赵加宁. 基于一次能源相对节能率的热电联产区域供热系统最佳热化系数确定 [J]. 暖通空调, 2014, 44(3): 29-33
LIAO Chunhui, ZHOU Zhigang, ZHAO Jianing. Optimal Thermalization Coefficient of Combined Heating and Power-District Heating System Based on Relative Primary Energy Saving Rate [J]. Heating Ventilation and Air Conditioning, 2014, 44(3): 29-33
- [3] 陈春寅, 付林, 袁卫星, 等. 分布式燃气调峰供热方式热化系数研究 [J]. 暖通空调, 2013, 43(1): 91-94
CHEN Chunyin, FU Lin, YUAN Weixing, et al. Thermalization Coefficient in Distributed Gas Peak-Load Heating Systems [J]. Heating Ventilation and Air Conditioning, 2013, 43(1): 91-94
- [4] Gladysz P, Ziebiak A. Complex Analysis of the Optimal Coefficient of the Share of Cogeneration in District Heating Systems [J]. Energy, 2013, 62: 12-22
- [5] Ziebiak A, Gladysz P. Optimal Coefficient of the Share of Cogeneration in District Heating Systems [J]. Energy, 2012, 45(1): 220-227
- [6] Solomykov A. 核能供热的中俄比较及基本热负荷优化研究 [D]. 大连: 大连理工大学, 2020
Solomykov Aleksandr. Study on Nuclear District Heating Sino-Russian Comparison and Basic Heat Load Optimization [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2020
- [7] Ren H, Gao W, Ruan Y. Optimal Sizing for Residential CHP System [J]. Applied Thermal Engineering, 2008, 28(5): 514-523
- [8] Franco A, Versace M. Multi-Objective Optimization for the Maximization of the Operating Share of Cogeneration System in District Heating Network [J]. Energy Conversion and Management, 2017, 139: 33-44
- [9] 国家能源局. 关于发展热电联产的若干规定 [EB/OL]. [2022-3-12]. http://www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131053079.htm
National Energy Administration. Several Provisions on the Development of Cogeneration [EB/OL]. [2022-3-12]. http://www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131053079.htm
- [10] 武学素, 张仲民, 崔树庆, 等. 热化系数最佳值的确定方法 [J]. 西安交通大学学报, 1988, 22(6): 95-100
WU Xuesu, ZHANG Zhongmin, CUI Shuqing. Determination of the Optimal Coefficient of Cogeneration [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 1988, 22(6): 95-100
- [11] 廖春晖, 周志刚, 赵加宁. 气象参数对热电联产区域供热系统最佳热化系数的影响 [J]. 暖通空调, 2014, 44(4): 36-40
LIAO Chunhui, ZHOU Zhigang, ZHAO Jianing. Influence of Meteorology on Optimal Thermalization Coefficient of Combined Heat and Power District Heating System [J]. Heating Ventilation and Air Conditioning, 2014, 44(4): 36-40
- [12] 崔树庆, 武学素. 热化系数的定性研究—兼论两用机和背压机的最佳热化系数 [J]. 区域供热, 1990(2): 34-37
CUI Shuqing, WU Xuesu. Qualitative Study on Coefficient of Cogeneration-Both the Optimal Coefficient of Cogeneration of Dual-Purpose Units and Back Pressure Units [J]. District Heating, 1990(2): 34-37
- [13] 赵永太. 优化供热系统设计基础参数的选择计算方法 [C]//2018 供热工程建设与高效运行研讨会论文集. 浙江: 煤气与热力杂志社, 2018: 38-44
ZHAO Yongtai. Selection and Calculation Method for Optimizing Basic Design Parameters of Heating System [C]//2018 Symposium of Construction and Efficient Operation of Heating Engineering. Zhejiang: Magazine of Gas and Heat, 2018: 38-44
- [14] 齐中英. 工业热负荷最佳热化系数的计算 [J]. 热能动力工程, 1991, 6(2): 68-72
QI Zhongying. The Calculation of an Optimal Thermal Generation Coefficient for Industrial Heat Loads [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 1991, 6(2): 68-72
- [15] 杨玉恒. 超高压中间再热大型供热机组热化系数最优值的确定 [J]. 中国电机工程学报, 1988, 8(4): 55-62
YANG Yuheng. Optimization of Distribution Coefficient Between Heat Generation and Electric Energy Generation for Large Super Pressure-Reheat Generating-Heating Set [J]. Proceedings of the CSEE, 1988, 8(4): 55-62
- [16] 杨玉恒. 发电厂热电联合生产及供热 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1989
YANG Yuheng. Combined Heat and Power Production and Heating in Power Plant [M]. Beijing: Water Resources and Electric Power Press, 1989
- [17] 林万超. 火电厂热系统节能理论 [M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1994
LIN Wanchao. Energy Saving Theory of Thermal System in Thermal Power Plant [M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 1994
- [18] 中项网. 内蒙古自治区乌兰察布市能建集团旗下营 2×350 MW 发电项目 [EB/OL]. [2022-06-12]. <http://www.nengyuanjie.net/article/46858.html>
China Engineering Project Center Network. 2×350 MW Power Generation Project of Inner Mongolia Autonomous Region Ulanqab City Nengjian Group Qixiaying [EB/OL]. [2022-06-12]. <http://www.nengyuanjie.net/article/46858.html>
- [19] 电力规划设计总院. 火电工程限额设计参考造价指标 (2020 年水平) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021
Electric Power Planning and Engineering Institute. Reference Cost Index of Thermal Power Project Quota Design (2020 level) [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2021
- [20] 国能 (福州) 热电有限公司. 国能 (福州) 热电有限公司二期项目获得福建省发改委核准批复 [EB/OL]. [2023-03-14]. <http://www.nengyuanjie.net/article/56679.html>
Guoneng (Fuzhou) Thermal Power Limited Company. The Second Phase Project of Guoneng (Fuzhou) Thermal Power Limited Company was Approved by Fujian Provincial Development and Reform Commission [EB/OL]. [2023-03-14]. <http://www.nengyuanjie.net/article/56679.html>
- [21] 中项网. 延安市电厂 2×1000 MW 项目 (EPC)(VIP)(跟踪 2) [EB/OL]. [2023-03-14]. <http://www.nengyuanjie.net/article/43276.html>
China Engineering Project Center Network. Project of Yan'an Power Plant 2×1000 MW (EPC)(VIP)(Track 2) [EB/OL]. [2023-03-14]. <http://www.nengyuanjie.net/article/43276.html>