

# Techno-Economic Analysis of CCHP System Based on Gas Internal Combustion Engine

Xuejiao Hu, Gang Liu, Shengming Liao

School of Energy Science and Engineering, Central South University, Changsha Hunan  
Email: snowhu903@163.com, gangliu@csu.edu.cn, smliao@csu.edu.cn

Received: Feb. 1<sup>st</sup>, 2016; accepted: Feb. 15<sup>th</sup>, 2016; published: Feb. 22<sup>nd</sup>, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

---

## Abstract

To analyze the problem of billing way and energy pricing in market promotion of distributed combined cooling, heating and power system (CCHP), a thermodynamic model of the typical CCHP based internal combustion engine is established, and the average annual cost, net income and rate of return on investment are selected as the economy evaluation index in this paper. Based on the billing way of negotiated transaction mode, the CCHP system (rated refrigerating capacity 23,098 kW, heating capacity 16,445 kW, generating capacity 2320 kW) of a large public building in Changsha is taken as an example, and the direct-fired systems and conventional production systems of the same rated refrigerating (heating) capacity are proposed as alternative schemes to compare the techno-economic characteristics. Then based on the interests of the investors and user, the sensitivity analysis about gas prices, heat prices and electricity prices was executed to find its influences on the economy evaluation index of CCHP and conventional production systems. The results of this study provide an important reference for the development and application of CCHP system.

## Keywords

Distributed CCHP System, Negotiated Transaction Model, Techno-Economic Analysis, Sensitivity Analysis

---

# 燃气内燃机冷热电联产系统的技术经济性分析

胡雪姣, 刘 刚, 廖胜明

中南大学能源科学与工程学院, 湖南 长沙

## 摘要

本文针对分布式冷热电联产系统(CCHP)在市场化推广中的计费方式和能源定价等经济性问题,建立了内燃机冷热电联产系统的热力学模型,并确立了以年折算费用、年净收益、投资收益率为基础的技术经济评价体系。以长沙某大型公建的能源站三联供方案为例(额定制冷量23,098 kW,制热量16,445 kW,发电量2320 kW),选取制冷(热)量相同的直燃分产方案以及常规分产方案作为参照,基于协商式交易模式下的冷热电计费方式,综合比较了三种方案的各项经济性指标,并从投资方与用户方的利益出发,将天然气价、冷热电价与联产方案经济性指标的关系做了敏感性分析。本文研究结果为冷热电联产方案的市场化推广应用提供了重要参考依据。

## 关键词

分布式冷热电联产系统, 协商式交易模式, 技术经济性分析, 敏感性分析

## 1. 引言

分布式冷热电联产系统是传统热电联供系统的一种进化和发展,它以机组更加小型化、分散化的形式布置在用户附近,同时向用户输出冷、热、电能,实现多种能源的综合梯级利用,对提高能源利用效率、减少环境污染、发展智能电网、加强能源安全、优化能源结构等起到积极作用,到现在已经成为一种技术成熟的能源供应方式[1]-[3]。近年来,冷热电联产系统也引起国内外学者的广泛关注,其研究主要集中在系统配置的优化设计[4]-[6]、负荷预测[7] [8]、运行控制调节[9]-[11]、系统综合评估[11]-[16]以及结合可再生能源的新型系统的研发[17]等诸多方面。我国以天然气为燃料的分布式联供系统在北京、上海、广州等大城市的小区、商城、大学已经逐步开始建设实施并投产运行,但部分系统因前期设计不合理在实际运行中达不到预期的经济节能效益,因此,在系统投产运行前期对其进行节能经济性分析至关重要。冷热电联供系统的经济性评价是一个复杂问题,现行的工程经济评价较多[18] [19],经常采用的评价指标有投资回收年限、方案总费用年值、净现值等[20]。由于上述方法不能回避诸如市场投资中的市场因素、管理和维护费用中的人为因素的干扰,付林等人提出了增量评价法,引入等效电厂发电效率、等效发电成本等指标[21]。在联产系统经济性评估的相关文献中,一般是研究系统效率、能源价格以及运行控制对能耗费用的影响[22] [23],或者比较不同原动机对联产系统经济性的影响[24]-[26],很少有研究学者基于市场交易模式下的计费方式分析系统的技术经济性。

本文建立了燃气内燃机冷热电联产系统的热力学模型,选取了年均值费用、年净收益、投资收益率为经济性分析指标,以长沙某大型公建能源站实际运行的冷热电联产系统为研究对象,基于投资运营方与用户方的协商式交易模式下的某种计费方式,比较不同配置方案的经济性,并做了能源价格的敏感性分析。本研究可指导联产系统前期设计的经济性评估,促进联产系统的市场化推广。

## 2. 计算模型

本文基于典型内燃机冷热电联产系统建立各机组的数学模型,图1为该典型系统在制冷、制热工况的示意图。在制冷工况运行时,天然气先进入燃气内燃机发电,燃气内燃机排烟和缸套水直接驱动烟气

热水型余热直燃机组制冷，其制冷量用于满足基本冷负荷，不足部分采用离心式电制冷机组和燃气直燃机组调峰补充，制冷供回水温度为 7/14℃。在制热工况运行时，天然气进入燃气内燃机发电，燃气内燃机排烟驱动烟气热水型余热直燃机组制热，缸套水直接进入板式换热器，不足部分的热量由燃气直燃机组和燃气锅炉调峰补充，制热供回水温度为 60/50℃。在过渡期整套系统关闭，不足电力从电网购电补充。  
 图 2 为基于投资运营方与用户方的协商式交易模式，即投资运营方负责系统的投资建设、运营维护，并为系统运行所消耗的天然气、网电付费，而用户方只为所需的冷热电量付费，对内燃机冷热电联产系统的经济性评估基于双方协商的计费方式。

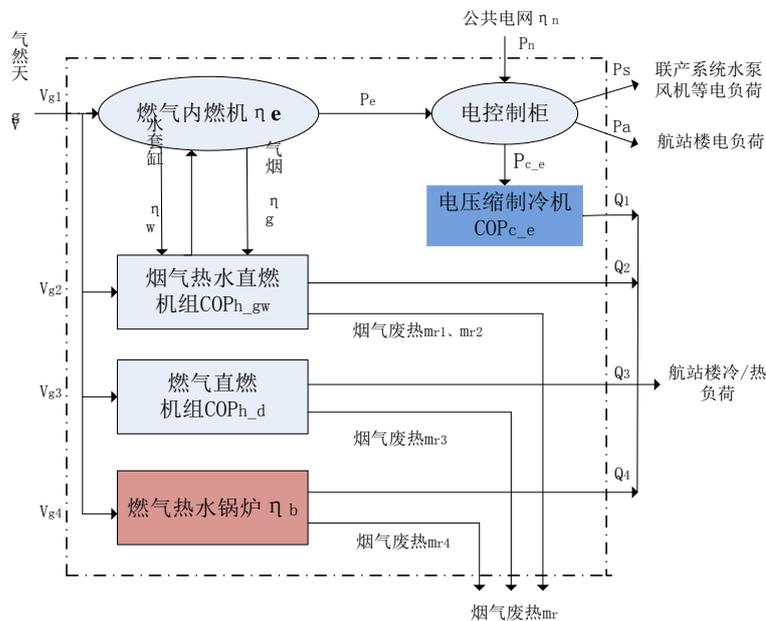


Figure 1. The schematic diagram of gas CCHP system

图 1. 天然气冷热电联产系统示意图

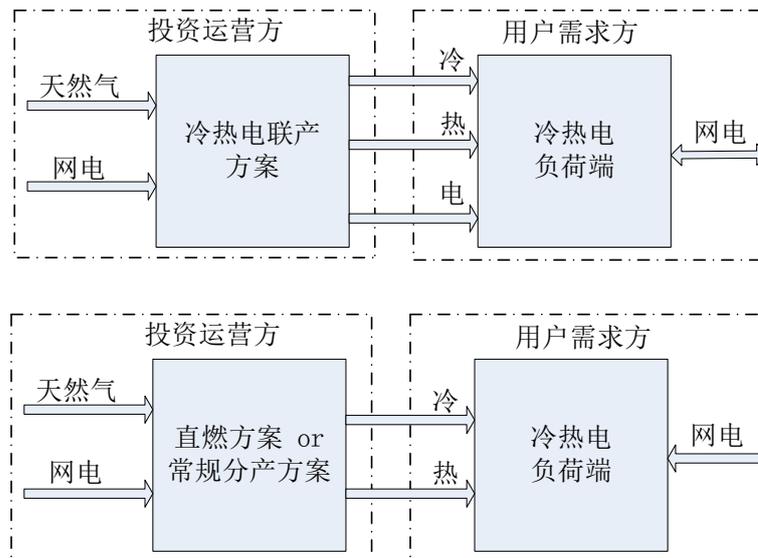


Figure 2. Negotiated transaction model based on investor and user

图 2. 基于投资运营方与用户方的协商式交易模式

## 2.1. CCHP 系统热力学模型

### 1) 燃气内燃机组模型

内燃机发电功率:

$$P_e = V_{g1} \cdot H_u \cdot \eta_e \quad (1)$$

式中,  $\eta_e$  为燃气内燃机组发电效率;  $V_{g1}$  为单位时间内燃机组的天然气消耗量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $H_u$  为天然气低位发热值, 取  $10 \text{ kWh}/\text{m}^3$ 。

内燃机高温烟气余热量:

$$Q_{eg} = C_{p\_eg} \cdot (T_{i\_eg} - T_{o\_eg}) \cdot q_{eg} \quad (2)$$

缸套水余热量:

$$Q_{hw} = C_{p\_hw} \cdot (T_{i\_hw} - T_{o\_hw}) \cdot q_{hw} \quad (3)$$

余热回收总量:

$$Q_r = Q_{eg} + Q_{hw} \quad (4)$$

式中,  $C_{p\_eg}$  为烟气比热容, 取  $1.2 \text{ kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$ ;  $C_{p\_hw}$  为热水比热容, 取  $4.2 \text{ kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$ ;  $T_{i\_eg}$ 、 $T_{o\_eg}$  为烟气排入和排出的温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{i\_hw}$ 、 $T_{o\_hw}$  为缸套水进出口温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $q_{eg}$ 、 $q_{hw}$  分别为烟气和缸套热水的质量流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ 。

### 2) 制冷系统模型

制冷系统主要设备包括两台烟气热水直燃机组、两台压缩式离心制冷机组以及一台燃气直燃机。冷负荷设为  $Q_{c\_d}$ , 各设备制冷量之和满足冷负荷需求。

电制冷机制冷量:

$$Q_{c1} = \sum P_{c\_e} \cdot COP_{c\_e} \quad (5)$$

烟气热水直燃机组制冷量:

$$Q_{c2} = \sum Q_r \cdot COP_{c\_gw} \quad (6)$$

燃气直燃机组制冷量:

$$Q_{c3} = \sum V_{g3} \cdot H_u \cdot COP_{c\_d} \quad (7)$$

总制冷量:

$$Q_c = Q_{c1} + Q_{c2} + Q_{c3} \quad (8)$$

式中,  $COP_{c\_gw}$ 、 $COP_{c\_e}$ 、 $COP_{c\_d}$  分别为烟气热水直燃机组、电制冷机组以及燃气直燃机组的制冷系数。

### 3) 制热系统模型

制热系统主要设备包括两台烟气热水直燃机组、一台燃气直燃机组以及一台燃气锅炉。热负荷设为  $Q_{h\_d}$ , 各设备制热量之和满足热负荷需求。

烟气热水直燃机组制热量:

$$Q_{h1} = \sum (Q_r + V_{g2} \cdot H_u) \cdot COP_{h\_gw} \quad (9)$$

燃气直燃机组制热量:

$$Q_{h2} = V_{g3} \cdot H_u \cdot COP_{h\_gw} \quad (10)$$

燃气锅炉制热量:

$$Q_{h3} = V_{g4} \cdot H_u \cdot \eta_b \quad (11)$$

总制热量为:

$$Q_h = Q_{h1} + Q_{h2} + Q_{h3} \quad (12)$$

式中,  $V_{g2}$ 、 $V_{g3}$ 、 $V_{g4}$  分别为烟气热水直燃机组补燃量, 直燃机组耗燃量、锅炉耗燃量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $COP_{h\_gw}$ 、 $COP_{h\_d}$ 、 $\eta_b$  分别为烟气热水机组、燃气直燃机组及燃气锅炉的热效率。

## 2.2. CCHP 系统评价体系

### 1) 年折算费用

为了综合比较能源站联产系统的经济性, 选取年折算费用对三种配置方案进行比较, 即在该项目的投资回收年限内, 按照当地标准逐年等额还款系数, 将每年产生的现金流量, 包括系统造价、运行费用以及维护管理各项费用转化为投资回收期限内平均每年产生的费用, 年折算费用指标如下式:

$$C_t = S_t \cdot C_{tz} + C_{yx} + M_{yx} \quad (13)$$

$$S_t = \left( i(1+i)^n \right) / \left( (1+i)^n - 1 \right) \quad (14)$$

式中,  $C_t$  为年折算费用,  $C_{tz}$ 、 $C_{yx}$ 、 $M_{yx}$  分别为初投资费用、年运行费用、运行管理费用, 其中年运行费用指系统能耗费用, 运行管理费用包括人工成本和设备保养费。  $S_t$  为逐年等额还款系数,  $i$  为年利率。

### 2) 年净收益

年净收益  $A$  指投资方的年收益减去系统运行过程中所支付的成本, 包括人工成本、设备保养以及燃料费用, 即:  $A = G - C$ , 其中年收益与成本可以分别表示为下式:

$$G = P_g \cdot Q_g + P_h \cdot Q_h + P_{ne} \cdot E_o \quad (15)$$

$$C = P_g \cdot Q_g + P_{ne} \cdot E_{eh} + C_{pw} + C_{em} \quad (16)$$

式中,  $P_g$ 、 $P_e$ 、 $P_{ne}$ 、 $P_c$ 、 $P_h$  分别指天然气价, 元/ $\text{Nm}^3$ 、内燃机发电价、网电价、冷价、热价, 元/ $\text{kWh}$ ;  $Q_g$ 、 $Q_c$ 、 $Q_h$ 、 $E_o$ 、 $E_{eh}$  分别指年耗气量, 万  $\text{Nm}^3/\text{年}$ 、制冷量、制热量、外输发电量、能源站耗电量, 万  $\text{kWh}/\text{年}$ ,  $C_{pw}$ 、 $C_{em}$  分别指人员工资、设备维护管理费用, 万元/年。

### 3) 投资收益率

投资收益率是项目在正常生产年份的净收益与投资总额的比值, 一般表达式为:

$$R = A/F \quad (17)$$

式中,  $A$  为系统年净收益,  $F$  为系统的初投资总额。投资收益率指标未考虑资金的时间价值, 需确定基准投资收益率作比较, 评价不同投资方案的经济效果。

## 3. 案例分析

### 3.1. 负荷计算

长沙市某大型公建在设计工况下的最大冷负荷为 28,000 kW、最大热负荷为 17,500 kW; 制冷期取 120 天/年, 供暖期取 90 天/年, 每天空调运行时间取 16 小时。电力负荷包括航站楼与输配系统耗电量, 航站楼最大电力负荷为 7033 kW, 其中空调与风机房电力负荷为 5226.7 kW, 其它用电设备为 1806.3 kW, 由于空调、风机的实际耗电与制冷(热)量有关, 其用电量按供冷季热电比为 5, 供热季热电比为 4 计算; 能源站最大电力负荷为 3013 kW, 根据《公共建筑节能设计标准》(GB50189-2005)空调水系统输送能效比

$\beta$  取 0.0240 (制冷)、0.00430 (制热)计算输配系统的电力负荷。不同负荷系数下的冷热电负荷及时间比分布见表 1。

### 3.2. 运行配置方案

为了评估能源站冷热电联产方案的经济效益, 选取了直燃分产方案、常规分产方案与之比较, 三种方案的主要配置与运行方式见表 2。能源站 CCHP 系统主要设备及参数见表 3, 各方案的总制冷制热量相同, 最大制冷量为 23,098 kW, 最大制热量 16,445 kW。

Table 1. Heat and power loads distribution at different load coefficient

表 1. 不同负荷系数的冷热电负荷分布

负荷量 kW	负荷系数	15%	25%	35%	45%	55%	65%	75%
冷负荷		4200	7000	9800	12,600	15,400	18,200	21,000
热负荷		2625	4375	6125	7875	9625	11,375	13,125
电力负荷(冷)		2907	3398	3965	4990	5499	6008	7000
电力负荷(热)		2474	2919	3364	3809	4254	4699	5144
制冷时间比		0.15	0.20	0.20	0.20	0.10	0.10	0.05
制热时间比		0.15	0.25	0.20	0.20	0.10	0.05	0.05

Table 2. The main configuration and operation ways of three schemes

表 2. 三种比较方案的主要配置和运行方式

比较方案	主要配置	运行方式
方案 1 联产方案	2 台内燃机、2 台烟气热水直燃机组、2 台电制冷机组、1 台燃气直燃机组、1 台燃气锅炉	内燃机额定功率下运行, 烟气热水直燃机组利用余热制冷制热, 电制冷调控, 制冷(热)量不足, 补燃调控
方案 2 直燃分产方案	2 台一体化直燃机组、2 台电制冷机组、1 台燃气直燃机组、1 台燃气锅炉	一体化直燃机组制冷、制热, 电制冷机和燃气锅炉进行调控
方案 3 常规分产方案	电制冷机、燃气热水锅炉	电制冷机制冷, 燃气锅炉制热

Table 3. The main equipment and its parameters in CCHP system

表 3. CCHP 系统主要设备及其参数

设备名称	设备 COP 和效率	额定功率	规格型号	数量
燃气内燃机发电机组	发电效率 $\eta_e$ : 0.35 热回收效率 $\eta_{rec}$ : 0.55	电机: 9 kW, 发电: 1160 kW	C1160N5C	2 台
烟气热水直燃机组	制冷 $COP_{c-gw}$ : 1.36 制热 $COP_{h-gw}$ : 0.93	电机: 25.2 kW, 制冷: 4652 kW, 制热: 4312 kW	BZHE400	2 台
离心电制冷机	制冷 $COP_{c-e}$ : 4.0	电机: 814 kW, 制冷: 4571 kW	YKM2MRK25DBG	2 台
燃气直燃机组	制冷 $COP_{c-d}$ : 1.36 制热 $COP_{h-d}$ : 0.93	电机: 25.2 kW, 制冷: 4652 kW, 制热: 5021 kW	BZ400	1 台
燃气热水锅炉	制热 $\eta_b$ : 0.90	电机: 20 kW, 制热: 2800 kW	WN5CQ8000	1 台
商业电力	一次能效 $\eta_n$ : 0.37	-	-	-

在系统实际运行中，内燃机组满负荷运行，通过启动不同的设备台数，配合电制冷机、烟气热水直燃机调控来满足不同的冷热负荷需求，能源站与航站楼的不足电力采用商业电网供电。由于各设备制冷(热)量受到额定制冷(热)量的限制，系统实际运行中各设备的启动台数以及负荷率会随着冷(热)负荷的变化而变化，计算中假定系统运行时各设备的负荷率下限为 40%，上限为 100%，暂不考虑设备参数随负荷率的变化。

## 4. 结果分析

### 4.1. 各方案能耗量比较

根据表 1 的负荷分布，表 2 的系统配置参数，结合各方案的运行方式计算得各方案全年的能耗量分布见图 3。三种方案能源站全年的制冷量为 2097 万 kWh，制热量为 932 万 kWh，方案 1 能源站的外输电量为 392 万 kWh，各项电量满足如下关系：网购电量 + 发电量 = 耗电量 + 外输电量，为了保证三种方案相同的冷热电输出，假设方案 2 与方案 3 的网购电量等于耗电量加用户网购电量 392 万 kWh。三种方案能源站的能耗成本只需考虑耗气量与网购电量的费用，水费相对较少，暂不考虑。

### 4.2. 各方案经济性指标比较

三种配置方案的各项经济性指标计算结果见表 4。其中，系统造价基于各设备的容量估算得到，安装调试费用为设备造价的 30%；能源站项目需要管理和维护人员共 10 人，人均年工资 10 万元；设备保养取 20 万/年，设备折旧暂时不考虑。运行能耗费根据各方案全年能耗量(图 3)与协商式交易模式下的计费方式(图 2)计算得到；年折算费用由公式(13) (14)计算得到，人民币存款基准利率取 5.65%，生命周期年数  $n$  假设为 20 年，逐年等额还款系数  $S_t$  为 0.0282。能源价格通过项目调研得到：天然气价 3.0 元/Nm<sup>3</sup>，网电价 0.896 元/kWh，能源站发电价 0.7168 元/kWh (取网电价的 80%)，冷热价 0.55 元/kWh。

由表 4 可知，三种方案能源站在相同的冷热电输出下，联产方案的年折算费用最低，年净收益最高，主要原因是：虽然联产系统的直燃机组、发电机组等造价增加了初投资，但内燃机所发电减少了能源站从电网的购电量，降低了总体能耗量，外输电量卖给用户增加了年收益，综合考虑联产方案的投资收益率低于常规分产方案，但高于直燃方案。因此，基于本文的计费方式与能源价格，从投资方的角度，投产运营联产方案比直燃方案划算，但比常规分产方案要亏损；从用户方的角度，如果自行投资运营常规

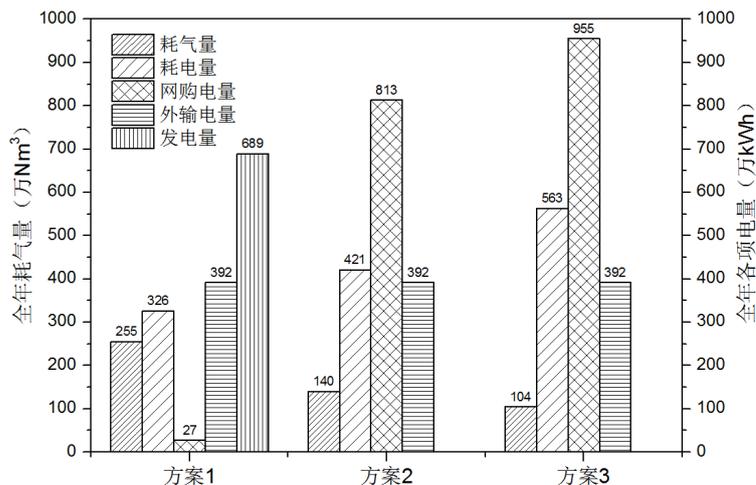


Figure 3. The annual energy consumption distribution of three schemes  
图 3. 各方案能源站全年各项能耗量分布

**Table 4.** Comparison of economy index of different schemes  
**表 4.** 各方案经济评价指标值比较

项目	方案 1	方案 2	方案 3
发电机组(万元)	928	0	0
制冷主机(万元)	2560	2560	983
燃气热水锅炉(万元)	42	42	254
水泵及机房管件	266	266	266
变配电设备(万元)	450	200	500
安装调试费(万元)	1274	920	601
机房土建费(万元)	2000	1500	1000
管网造价(万元)	414	414	414
<b>系统造价总计</b>	<b>7935</b>	<b>5902</b>	<b>4018</b>
全年气费(万元)	766	421	311
全年电费(万元)	26	377	504
<b>运行能耗总计</b>	<b>792</b>	<b>1149</b>	<b>1166</b>
人工成本(万元)	100	100	100
设备保养(万元)	20	20	15
<b>维护成本总计</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>115</b>
<b>年折算费用(万元)</b>	<b>1135</b>	<b>1435</b>	<b>1393</b>
<b>年收益(万元)</b>	<b>1947</b>	<b>2017</b>	<b>2017</b>
<b>年净收益(万元)</b>	<b>1035</b>	<b>748</b>	<b>736</b>
<b>投资收益率</b>	<b>0.130</b>	<b>0.127</b>	<b>0.183</b>

分产方案的年折算费用为 1394 万元，比采用联产方案所支付的费用 1947 万元少 553 万元，采用该套联产方案不划算。为了提高联产方案的投资收益率，需要政府对联产系统的初投资给予适当补助，同时需要提高系统的实际运行效率，降低天然气消耗量从而降低运行能耗费用(气费约占总能耗费用的 87%)；另外，为了保障投资方与用户方双方利益，基于协商式交易模式下的计费方式需进一步分析各项能源价格与经济指标的关系，最终确定各项能源价格。

### 4.3. 能源价格敏感性分析

当能源站系统配置方案与运行模式确定后，基于投资运营方与用户方的协商式交易模式下的冷热电计费方式，双方的利益还会受到气价、网电价、发电售价、冷热价的影响，能源价格对联产方案与常规方案的投资收益率的影响见图 4，对其年收入及年折算费用的影响见图 5。

由图 4 可知，两方案的投资收益率随着气价、网电价的增大而降低，随着发电售价、冷热价的增大而增大，且气价与冷热价的影响最大；总体上方案 1 的投资收益率要小于方案 3 的，投产运营方案 1 不划算，当其它价格不变，冷热价降低到 20% 以下，约为 0.41 元/kWh，两方案的投资收益率相等。由图 5 可知，当能源价格上下波动 20%，投资方投产运营方案 1 的年收入，即用户方所支付的冷热电费，大于用户投产运营方案 3 的年折算费用，用户直接采用方案 3 更划算。综上，在双方协议的冷热电计费方式下，要协调双方利益，需要加强冷热计量，实现合理的冷热电定价，使得方案 1 的投资收益率接近方案

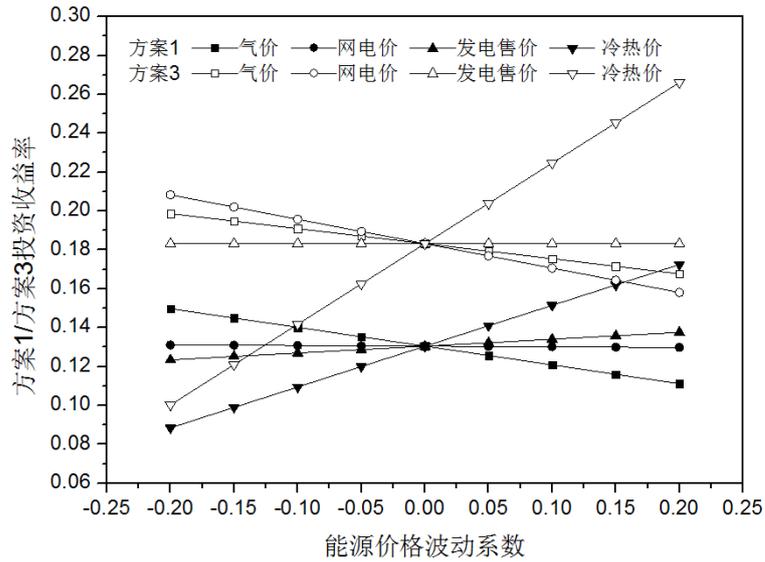


Figure 4. The impact of energy prices on rate of return on investment

图 4. 能源价格对投资收益率的影响

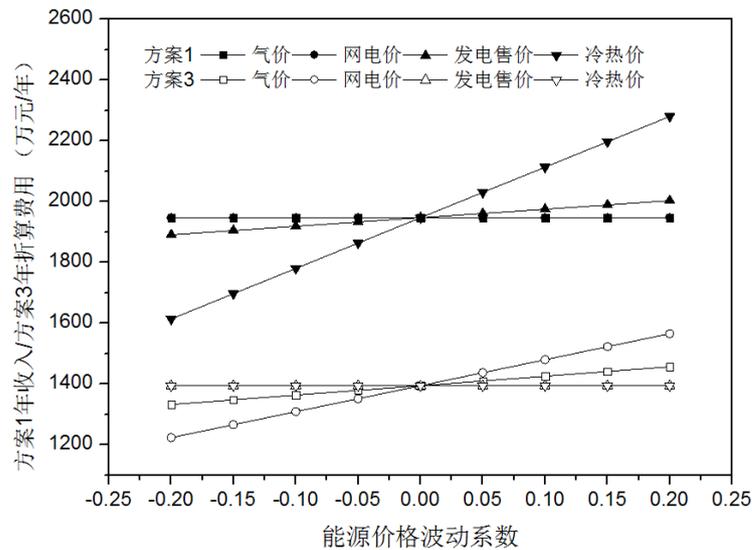


Figure 5. The impact of energy prices on annual cost

图 5. 能源价格对年收入/年折算费用的影响

3 的，方案 1 的年收入不能高于方案 3 的年折算费用。

## 5. 结论

本文建立了典型燃气内燃机冷热电联产系统的数学模型，以长沙某大型公建的能源站联产系统及冷热电负荷需求作为研究案例，选取直燃分产方案与常规分产方案进行了经济性比较，从投资方与用户方的利益出发，基于双方协议的冷热电计费方式，分析了能源价格对各方经济性指标的影响，分析结果表明：

(1) 假设投资方采用三种方案保证相同的冷热电供给(制冷量为 2097 万 kWh, 制热量为 932 万 kWh, 供电量为 392 万 kWh), 联产方案年折算费用最低, 年净收益最高, 因其初投资大、运行消耗天然气量大,

投资收益率略高于直燃分产方案，但低于常规分产方案。

(2) 从用户方的角度，投资运营常规分产方案的年折算费用远低于采用投资方的联产方案所支付的费用，采用该套联产方案并不划算；为保证用户的利益，在气价和网电价不变的前提下，需要降低联产方案冷热价与发电售价至 20% 以下。

(3) 通过对能源价格的敏感性分析，联产方案的投资收益率随着气价、网电价的增大而降低，随着发电售价、冷热价的增大而增大，且受气价与冷热价的影响最大；为了推广联产系统的应用，政府需从投资商和用户双方对联产系统的初投资给予补助，基于双方协议的能源站输出的冷热电计费方式，需要进一步研究分析联产系统的冷热电成本，并加强冷热计量从而实现合理定价。

## 参考文献 (References)

- [1] 金红光, 郑丹星, 徐建中. 分布式冷热电联供系统装置及应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [2] Wu, D.W. and Wang, R.Z. (2006) Combined Cooling, Heating and Power: A Review. *Progress in Energy and Combustion Science*, **32**, 459-495. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2006.02.001>
- [3] Liu, M., Shi, Y. and Fang, F. (2014) Combined Cooling, Heating and Power Systems: A Survey. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **35**, 1-22. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.054>
- [4] Zhou, Z., Liu, P., Li, Z. and Ni, W. (2013) An Engineering Approach to the Optimal Design of Distributed Energy Systems in China. *Applied Thermal Engineering*, **53**, 387-396. <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.01.067>
- [5] Zhou, Z., Zhang, J.Y., et al. (2013) A Two-Stage Stochastic Programming Model for the Optimal Design of Distributed Energy Systems. *Applied Energy*, **103**, 135-144. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.09.019>
- [6] Wang, J.J., Jing, Y.Y. and Zhang, C.F. (2010) Optimization of Capacity and Operation for CCHP System by Genetic Algorithm. *Applied Energy*, **87**, 1325-1335. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.005>
- [7] Powell, K.M., Sriprasad, A., Cole, W.J., et al. (2014) Heating, Cooling, and Electrical Load Forecasting for a Large-Scale District Energy System. *Energy*, **74**, 877-885. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.064>
- [8] Suganthi, L. and Samuel, A.A. (2012) Energy Models for Demand Forecasting—A Review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **16**, 1223-1240. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>
- [9] 陈强. 分布式冷热电联供系统全工况特性与主动调控机理及方法[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院大学, 2014.
- [10] Zhao, X., Lin, F., Feng, L. and Liu, H. (2014) Design and Operation of a Tri-Generation System for a Station in China. *Energy Conversion & Management*, **80**, 391-397. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.019>
- [11] Jradi, M. and Riffat, S. (2014) Tri-Generation Systems: Energy Policies, Prime Movers, Cooling Technologies, Configurations and Operation Strategies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **32**, 396-415. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.039>
- [12] Knizley, A.A., Mago, P.J. and Smith, A.D. (2014) Evaluation of the Performance of Combined Cooling, Heating, and Power Systems with Dual Power Generation Units. *Energy Policy*, **66**, 654-665. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.017>
- [13] Cho, H., Smith, A.D. and Mago, P. (2014) Combined Cooling, Heating and Power: A Review of Performance Improvement and Optimization. *Applied Energy*, **136**, 168-185. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.107>
- [14] 皇甫艺, 吴静怡, 王如竹, 黄兴华. 冷热电联产 CCHP 综合评价模型的研究[J]. 工程热物理学报, 2005, 26(增刊): 13-16.
- [15] Wang, J.J., Jing, Y.Y., Zhang, C.F., et al. (2011) Performance Comparison of Combined Cooling Heating and Power System in Different Operation Modes. *Applied Energy*, **88**, 4621-4631. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.007>
- [16] Xu, D. and Qu, M. (2013) Energy, Environmental, and Economic Evaluation of a CCHP System for a Data Center Based on Operational Data. *Energy & Buildings*, **67**, 176-186. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.08.021>
- [17] Wang, J., Dai, Y., Gao, L. and Ma, S. (2009) A New Combined Cooling, Heating and Power System Driven by Solar Energy. *Renewable Energy*, **34**, 2780-2788. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.06.010>
- [18] 夏恩君. 技术经济学[M]. 北京: 中国人民大学出版社, 2013.
- [19] Wang, H.C., Jiao, W.L., Lahdelma, R. and Zou, P.H. (2011) Techno-Economic Analysis of a Coal-Fired CHP Based Combined Heating System with Gas-Fired Boilers for Peak Load Compensation. *Energy Policy*, **39**, 7950-7962.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.050>

- [20] 孔祥强. 冷热电联产[M]. 北京: 国防工业出版社, 2011.
- [21] 付林, 李辉. 天然气热电冷联供技术及应用[M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2008.
- [22] Cho, H., Mago, P.J., Luck, R. and Chamra, L.M. (2009) Evaluation of CCHP Systems Performance Based on Operational Cost, Primary Energy Consumption, and Carbon Dioxide Emission by Utilizing an Optimal Operation Scheme. *Applied Energy*, **86**, 2540-2549. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.04.012>
- [23] Wang, J.J., Jing, Y.Y., Zhang, C.F. and Zhai, Z.Q. (2011) Performance Comparison of Combined Cooling Heating and Power System in Different Operation Modes. *Applied Energy*, **88**, 4621-4631. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.007>
- [24] 冯志兵, 金红光. 燃气轮机冷热电联产系统技术与经济性分析[J]. 热能动力工程, 2005, 20(4): 425-429.
- [25] Al-Sulaiman, F.A., Hamdullahpur, F. and Dincer, I. (2010) Trigeneration: A Comprehensive Review Based on Prime Movers. *International Journal of Energy Research*, **35**, 233-258. <http://dx.doi.org/10.1002/er.1687>
- [26] 朱天生, 吴静怡, 王如竹. 基于不同原动机的分布式冷热电联产系统的经济性比较[C]//中国制冷学会. 第五届全国制冷空调新技术研讨会论文集. 北京: 中国制冷学会, 2009: 476-480.