

9000kW燃气轮机—汽轮机联合循环 发电装置技术经济分析

叶子德 谈增祥 陈金宝 钱正元

(哈尔滨船舶锅炉涡轮机研究所无锡分部)

〔摘要〕 以我国自行研制的9000 kW燃气轮机为对象,详细分析了9000 kW燃气—蒸汽联合循环的现实性和优越性,为我国自行研制的燃气轮机进一步开发联合循环电站找到了可行的途径。

关键词 燃气—蒸汽联合循环 技术 经济分析

1 前言

为解决日渐突出的电力供需矛盾,特别是沿海开放城市及油田电力紧张情况,我国自行研制的9000kW燃气轮机的燃气发生器从斯贝MK202派生而来,具有70年代水平。由于降低了高压涡轮前温,燃气轮机使用寿命大大提高,适应发电的要求。

2 燃气—蒸汽联合循环电站的优越性

2.1 电站投资低

据国外GE公司资料报道,燃煤汽轮机电站每千瓦造价为1250美元,而燃气轮机—汽轮机联合循环电站每千瓦造价为350~560

美元。一般说来,单机容量越大,每千瓦投资就越低。

2.2 装置热效率高

联合循环电站装置效率可高达(40~48)%,而燃煤火电站中压机组平均热效率约为28%左右。简单循环燃气轮机热效率约为(20~30)%。热耗与效率成反比,若热耗下降1%,相当于节煤1%。在同样功率的情况下,热效率高的机组,建造规模可以相应减少,投资也可减少。热效率每提高1%,单位千瓦的投资可以减少5%左右。

2.3 电站的可靠性高

一般联合循环电站的利用率超过90%,有资料表明,燃气—蒸汽联合循环运行和维修费用都比相同功率的燃煤汽轮机电站和燃气轮机电站低,机组强迫停机率也相应地减少,见表1。

表 1

电站类型	电站投资 美元/kW	热耗(低热值) kJ/(kW·h)	运行和维修费 美元/(kW·h)	利用率	强迫停机率 %
燃煤汽轮机电站	1250	10287	8	71.2	19.5
燃气轮机电站	320	11606	4.5	90.5	4.3
燃气—蒸汽联合循环电站	560	7807	3	92.5	2.5

收稿日期 1990-11-10

修改定稿 1991-02-21

本文联系人:叶子德 男 55 无锡 214151

2.4 建设周期短

燃气轮机发电装置现在多数采用箱装体式的快装结构，一旦到货以后，只要机组安装就位，接通供水、供油系统，即可投入运行向用户供电。安装工作一般只要2~3个月就可以完成。燃气轮机开始发电的同时，再着手安装余热锅炉和汽轮机发电机组，约为5~8个月时间。燃气轮机发电量占总发电量的2/3左右。所以对供电来说，建设周期大大缩短，保证整个工程供电，有利于回收资金。

2.5 电站占地面积小

燃气轮机发电装置是箱装体式的快装结构，本身结构很紧凑。箱体本身就具有隔热、隔声、防火、防震和防风雨的作用，所以只需要简易厂房及围墙即可。而对于小型汽轮机电站也可采用快装式结构，减少厂房占地面积。

2.6 运行操作人员减少

燃气轮机发电装置本身具有很高的自动化操作和监测系统，大大减少了运行操作人员。

2.7 改善了环境污染

联合循环电站的CO排放量为燃煤汽轮机电站的75%，灰尘为55%，NO_x为54%，SO₂为16%，对周围大气环境的污染大大减少。

2.8 耗水量降低

联合循环电站的耗水量仅为汽轮机电站耗水量的(35~50)%，特别是对缺水地区是很宝贵的优点。

3 9000 kW燃气轮机装

置性能参数

国内燃气轮机型号不少，为了选用一个适中功率的燃气轮机并且考虑到燃气轮机的效率以及一些其它因素，本电站采用9000 kW燃气轮机作为联合循环中的母机。

9000 kW 燃气轮机性能：

压气机进气损失	10 Pa
压气机进气温度	15 °C
压气机压比	2.459 × 6.346
高压涡轮进气温度	1 052 °C
动力涡轮输出转速	5 000 r/min
动力涡轮排气温度	475.6 °C
动力涡轮排气流量	46.4 kg/s
动力涡轮排气压力	98.07 kPa
机组耗油率	289.29 g/(kW·h)
机组出力	9 559 kW
燃料热值 (低值)	42 705 kJ/kg

4 联合循环蒸汽参数的确定

此处余热锅炉采用双压供汽系统，图1示出了双压系统内部的流程图。

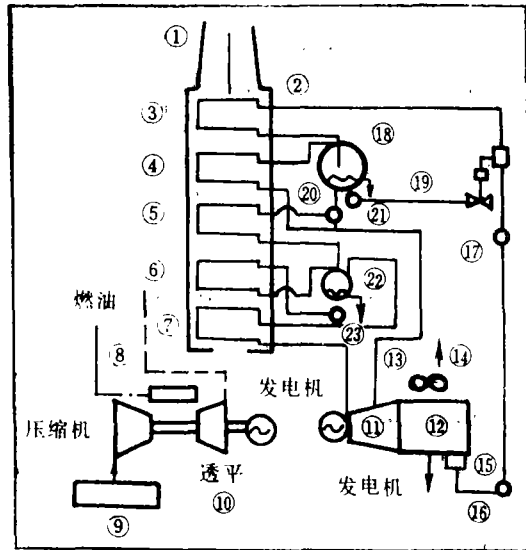


图1 双压系统内部流程图

- 1 烟囱 2 低压省煤器 3 余热锅炉 4 低压过热器
- 5 高压省煤器 6 高压蒸发器 7 高压过热器
- 8 旁路烟囱 9 空气过滤器 10 燃气轮机 11 蒸汽轮机
- 12 冷凝器 13 空气泵 14 排大气 15 热水井
- 16 凝结水泵 17 低压给水泵 18 低压汽包
- 19 低压省煤器再循环 20 高压给水泵 21 再循环水泵
- 22 高压汽包 23 锅炉循环泵

余热锅炉进口的燃气温度约475°C，而

出口的排气温度通常为 140℃ 左右。当然较高的排气温度(如 160℃ 以上)可以减少排气中硫的氧化物对设备的腐蚀,但余热损失增大。若采用较低的排气温度(如 120℃ 左右),这时硫的氧化物已到露点,加剧了对设备的腐蚀,但可增大余热利用率。如果采用轻质含硫量不大的燃料,取排气温度 140℃ 不致于对设备引起较大腐蚀。

燃气进入余热锅炉,经过炉管后温度逐步降低,其温度降基本上与流程成线性关系变化。但水和蒸汽温度分布在高压区和低压区有两个转折线,双压系统温度分布如图 2 所示。设置低压部分的目的是为了回收低温区的能量,类似取代了蒸汽轮机热力系统中低压加热器,除氧器和高压加热器的作用。

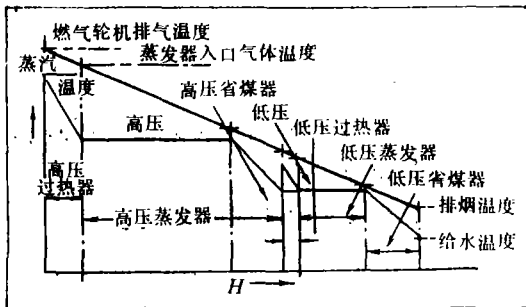


图 2 双压系统温度分布图

锅炉出口的蒸汽温度通常比燃气低 40℃,取蒸汽温度为 435℃,余热锅炉初步计算结果如下:

压力	4.05 MPa
温度	435℃
蒸汽流量	20 t/h

5 汽轮机选用

根据余热锅炉分析,可采用中压参数汽轮机,也可以选用次中压参数汽轮机。根据用户要求可选用纯冷凝式汽轮机,可选用热电联供的背压式汽轮机。这里作为方案比较,选用中压 3 000 kW 纯冷凝式汽轮发电机组。

6 燃气—蒸汽联合循环与燃气轮机的经济性能比较

6.1 汽轮机年发电量估算

通常发电量为机组设备发电能力与年发电小时的乘积。还需扣除电站本厂用电,即为发电厂的供电量。扣除输送电量时的损耗即为商品电量。据统计参数和 9 000 kW 燃气轮机大修期限,燃气轮机和蒸汽轮机电站均按年运行 6 000 小时计,考虑到环境参数变化,引起燃气轮机排气温度、排气流量的变化,使得余热锅炉出口参数波动而汽轮机出率降低,故在经济分析中,发电量按 3 000 kW 计算。

则年发电量

$$3\,000 \times 6\,000 = 18\,000 \text{ kW} \cdot \text{h/y}$$

电厂自用电按发电装机容量的 6% 计算,则年输出发电量

$$18\,000 \times 0.94 = 16\,920 \text{ kW} \cdot \text{h/y}$$

变送线路损失按 3% 计算,则年商品电量为

$$16\,920 \times 0.97 = 16\,412.4 \text{ kW} \cdot \text{h/y}$$

这是比简单燃气轮机电站能够多生产的商品电量。

6.2 生产成本计算(仅考虑增加余热利用的汽轮机发电站的成本)

火电厂的生产成本包括燃料费、水费、材料费、工资、福利基金、设备折旧费、大修费及其它费用。

这里燃料费用指生产电力所消耗的燃料费用,本分析中的汽轮机发电是利用了燃气轮机的废热产生的蒸汽,不耗费任何燃料,这无疑增加了联合循环电站的收益。除了燃料费用外,其余费用约占发电成本 0.025 元/(kW·h)。将电厂供出的电量输送到用户,所用的费用占发电成本 0.015 元/(kW·h)。

6.3 销售收入及利润计算

本电厂电价按照目前议价价值计算约0.35元/(kW·h)。

实益利润 = 销售收益 - 售电成本 - 税金
总投资约为480万元(燃气轮机电站不计入内)

贷款利息(按二年利息计算)

$$\text{工程贷款利息} = 480 \times (1 + 0.0786)^2 - 480 = 78.4 \text{万元}$$

(注:年贷款利率按0.0786%计)

$$\text{实益利润} = 1641 \times (0.35 - 0.025 - 0.015) = 508.7 \text{万元/y}$$

分析计算可知,该工程投资在正常运行1年后可全部回收。如果考虑到建设周期为1年,投资回收期约为2年,在第3年即可获得利润。而一般中小型火电厂投资回收期约为6~10年,本余热汽轮机电站投资仅为普通中小型电厂的1/2左右,经济效益十分明显。

6.4 本工程投资费用估算

本工程投资费用在9000kW燃气轮机已投产的基础上进行估算。估算中仅考虑到设备购置费、建设工程费、安装费及其他费用。

序号	费用名称	金额(万元)	占投资百分比
1	设备购置	250	52.1%
2	安装工程	50	11.4%
3	建筑工程	100	20.8%
4	其他	80	15.7%
		Σ480	100%

7 燃气轮机联合循环的经济性能分析

7.1 燃气-蒸汽联合循环的投资估算

9000kW燃气轮机	900万元
箱装体	70万元
减速齿轮箱	40万元
发电机组	80万元

输配电系统	40万元
工程建筑	80万元
安装	40万元
其他	50万元
余热锅炉汽轮机发电机组	480万元
	Σ1780万元

7.2 联合循环电站年发电量估算

燃气轮机与蒸汽轮机电站每年按运行6000小时计算发电量,年发电量(9559+3000)×6000=75354kW·h/y,扣除电厂自用电,自用电按发电装机容量容量的6%计算。

年输出发电量

$$75354 \times 0.94 = 70832.8 \text{ kW} \cdot \text{h/y}$$

变送线路损失按3%计算,则年商品电量

$$70832.8 \times 0.97 = 68707.8 \text{ kW} \cdot \text{h/y}$$

7.3 生产成本计算

9000kW燃气轮机燃料采用10°轻柴油,价格按每吨960元计算。

燃气轮机每年消耗燃料为

$$9559 \times 289.29 \times \frac{6000}{10^6} = 16592 \text{ t/y}$$

每年消耗燃料费用

$$16592 \times \frac{960}{10^4} = 1592.8 \text{ 万元/y}$$

每度电需要燃料费用

$$1592.8 \div 6870.78 = 0.2318 \text{ 元/(kW} \cdot \text{h)}$$

考虑到设备折旧、维修、福利基金、工资及变送费用、各占发电成本0.025元/(kW·h)和0.015元/(kW·h),每千瓦小时电成本价应为

$$0.2318 + 0.025 + 0.015 = 0.2718 \text{ 元/(kW} \cdot \text{h)}$$

7.4 销售收入和利润计算

议价电按0.35元/(kW·h)计算,每年实益利润为:

$$(0.35 - 0.2718) \times 6870.78 = 537.29 \text{ 万元/y}$$

7.5 投资回收期

= 4.48 (年)

$$\text{工程贷款利息} = 1780 \times (1 + 0.0786)^4 - 1780 = 629.14 \text{万元}$$

联合循环电站四年半后即可收回投资。

$$\text{回收期限} = (1780 + 629.14) \div 537.29$$

7.6 联合循环与其他电站比较, (见表1)

表 1

项 目	单 位	6 000 kW纯 冷凝机组	全 国 电网平均	600MW 电 厂	9000 kW燃气 轮机电站	9 000 kW燃气 轮机联合循环电站
发电热耗	kJ/(kW·h)	16 440	11 662.2	8 878.5	12 354.1	9 042.9
热 效 率	%	23.5	30.9	40.5	29.1	39.8

8 结 束 语

燃气-蒸汽联合循环电站比简单燃气轮机电站每年可节省柴油 3 816 吨, 节能效果显著, 凡是要使用燃气轮机电站的场合, 必须考虑到联合循环的应用。就热效率或热耗来说, 燃气-蒸汽联合循环电站可以与大功率 600 MW 机组相匹敌。

参 考 文 献

1 赖坚, 李建业. 联合循环发电技术展望. 电力技

术, 1988(1)

2 中国电机工程学会. 关于我国发展燃气-蒸汽联合循环. 电力技术, 1988 (1)

3 陈鸿潮. 把南京自备电厂扩建成燃气、蒸汽联合循环电站方案的建议. 南京透平工作者协会燃气轮机学术讨论会论文选编. 南京汽轮电机厂, 1986年

4 颜振达. MS6001燃气轮机-蒸汽轮机联合循环发电装置的设计和使用. 南京透平工作者协会燃气轮机学术讨论会论文选编. 南京汽轮电机厂, 1986年

5 王仁辅, 蒋斐. 能源利用与开发. 机械工业出版社, 1986年

6 博延 J L. 热能回收. 化学工业出版社, 1985年

(孙显辉 编辑)

Preliminary Economic Analysis of 9 000 kW Gas and Steam Combined Cycle Generating Set

Ye Zide, Tan Zengxiang, Chen Jinbao, Qian Zhengyuan

(Harbin Marine Boiler & Turbine Research Institute)

Abstract

Taking the domestically developed 9000kW gas turbine as an example, the authors have made a detailed analysis of the feasibility and technical superiority of the 9000kW gas and steam turbine combined cycle, thus setting forth a practical and reliable approach for the further development of combined cycle power plants for the home-designed gas turbines

Key words: gas and steam turbine combined cycle, technico-economic analysis