

燃气热电联产机组选型、调峰能力及电价机制分析

曾勇¹, 曾颖²

(1. 中国能源建设集团广东电力设计研究院有限公司, 广州 510663; 2. 广东工业大学 自动化学院, 广州 510006)

摘要: 广东电力系统峰谷差不断增大, 系统调峰问题日渐突出, 对热电联产机组参与调峰的能力也提出了新的要求。探讨了燃气热电联产机组选型及调峰能力, 分析了热电联产机组上网电价机制, 提出促进广东燃气热电联产科学发展的建议。

关键词: 燃气热电联产; 机组选型; 调峰能力; 电价机制

中图分类号: TM611

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2015)01-0066-05

Research on Unit Selection, Peak Regulation Capability and Electricity Pricing Mechanism of Gas-fired Cogeneration

ZENG Yong¹, ZENG Ying²

(1. Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Energy Engineering Group, Guangzhou 510663, China;
2. College of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China)

Abstract: With the peak valley difference of Guangdong power system increasing, system peak regulation problem is becoming prominent, and it puts up new request on cogeneration units involved in peak regulation. This paper discusses the selection of gas-fired cogeneration units and peak regulation capability, analyzes electricity prices mechanism, and puts forward suggestions to promote the development of guangdong gas-fired cogeneration science.

Key words: gas-fired cogeneration; unit selection; peak regulation capability; electricity prices mechanism

广东电力系统峰谷差和峰谷差率随着社会经济发展和产业结构调整不断增大。为促进电力能源的低碳清洁发展, 省内核电、风电、区外水电等调峰性能较差的电源装机比重逐步升高, 系统调峰问题将日渐突出。目前广东燃气电厂绝大部分以热电联产形式开展前期工作, 部分原规划的调峰电源也改为热电联产项目。热电联产将面临快速发展的大好机遇。截至 2013 年底, 广东省内运行热电联产装机约 3.16×10^6 kW, 其中燃气电厂约 8.16×10^6 kW; 获得核准热电联产装机约 1.195×10^7 kW, 其中燃气电厂约 1.135×10^7 kW。因此, 探讨燃气热电联产机组选型及调峰能力, 分析热电联产机组上网电价机制, 是合理选择供热装机方案和电网资源

优化配合的需求, 有利于促进广东燃气热电联产科学发展。

1 燃气热电联产机组的选型

1.1 燃气热电联产机组选型原则

热电联产机组装机规模及供热方案设计须满足的主要原则如下^[1-2]:

- 1) 以热定电, 根据国家相关政策因地制宜选择装机规模。
- 2) 环保达标, 满足环境保护要求的低 NO_x 排放和低噪音。
- 3) 供热安全, 便于运行维护, 事故情况下采取技术措施保障可靠供热。
- 4) 经济高效, 有利于提高能源利用率, 降低供热供电成本。
- 5) 调度灵活, 装机方案需满足接入系统对机组调峰的要求。
- 6) 扩展方便, 结合远期热负荷发展, 有利于分

收稿日期: 2014-10-10

作者简介: 曾勇(1960), 男, 广东五华人, 高级工程师, 学士, 主要从事燃气轮机发电技术研究及火力发电厂设计工作 (e-mail) zengyong@gedi.com.cn。

期建设。

1.2 燃气轮机选型

为保证供热安全性,装机方案应考虑采用2套以上的燃气-蒸汽联合循环供热机组。一般机组额定抽汽量在最大抽汽量的75%~85%,据此选择不同级别的机型。各种等级燃气轮机组成的单套联合循环机组及其供热能力如表1所示。

值得注意的是,各种等级燃气热电联产的最大抽汽发电比(最大抽汽量与联合循环出力的比值)均在0.64~0.78之间^[3],远低于燃煤机组热电联产的最大抽汽发电比1.3左右的水平。即供应相同的热负荷,采用燃气热电联产的电力装机规模将远大于燃煤热电联产。

1.3 热锅炉选型

1.3.1 余热锅炉型式

余热锅炉按排气气流方向可分为立式和卧式。传热管垂直安置,气流水平流动的锅炉为卧式锅炉;传热管水平安置,气流垂直流动的锅炉为立式锅炉。对于燃气联合循环电厂来说,两种型式都可接受。卧式锅炉相对便于检修维护,国内联合循环机组绝大部分选择卧式余热锅炉。

1.3.2 补燃

余热锅炉补燃可增大联合循环机组中汽轮机的出力,并且可以增大联合循环机组的热电负荷独立调节的范围。但理论研究表明:当燃气轮机初温超过900℃时,采用补燃会降低联合循环的效率。国内绝大部分项目均采用不补燃形式的余热锅炉^[4]。

1.3.3 循环方式选择

余热锅炉汽水循环方式可分为单压无再热循环、双压无再热循环、双压再热循环、三压无再热循环和三压再热循环等形式。循环方式越复杂其效

率越高,但投资也相应增加,其选择主要取决于投资成本费、燃料价格和电价、热价、电站的负荷性质及运行费用等。

一般而言,对于F级与F级改进型机组配套的余热锅炉,推荐采用三压再热余热锅炉;E级、6F级及以下当量的机型机组配套的余热锅炉多数采用双压无再热余热锅炉。采用单压余热锅炉的联合循环效率低,在当前气价较高的条件下经济性较差,不推荐采用。

1.4 蒸汽轮机选型

1.4.1 各类型蒸汽轮机的特点

1.4.1.1 背压式汽轮机

背压式汽轮机不配常规的凝汽器,排汽全部对外供热,可实现机组最大的供热能力和最大程度的余热利用。其优势在于热能利用效率高、结构简单、不存在冷源损失、投资节省。其不足在于排汽压力一般按照工艺用热和采暖的要求确定,若运行偏离设计工况,整机效率大大下降;热电出力强耦合,没有独立调节的余地。

因此,受供热半径和热负荷的限制,背压机组通常只能用在大型工业园区或有长期充足、稳定的热负荷地区,并且有必要和抽凝机组结合使用,由背压机带基本热负荷,抽凝机根据热负荷变化调峰运行,即按抽凝机组+背压机组联合运行方式供热。

1.4.1.2 抽背式汽轮机

抽背式汽轮机是在背压式汽轮机的基础上增加了抽汽口,这样便于适应不同供热参数的需要,同时又能利用全部低品位蒸汽的热量。当然,它也有背压式汽轮机的缺点。

1.4.1.3 抽凝式汽轮机

抽凝式汽轮机热、电负荷在一定范围内可独立调

表1 单套联合循环机组及其供热能力

Table 1 Single Cogeneration Units and Heat Supply Ability

燃机等级	燃机型号	生产厂家	联合循环出力/MW	燃机出力/MW	汽机出力/MW	联合循环效率/%	汽机凝汽量/(t/h)	最大抽汽量/(t/h)	最大抽汽发电比
F级 (F级改进型)	M701F4	三菱	469	319	150	58.3	427	300	0.64
	PG9351FA	GE	397	261	136	57.2	371.77	260	0.65
E级当量级	SGT5-2000E	西门子	251	168	83	52.2	280	190	0.76
	PG9171E	GE	193	128	65	51.9	210	150	0.78
6F当量级	PG6111FA	GE	112	76	36	55	130	85	0.76
6B当量级	FT8-3 SwiftPac	P&W	78	60	18	50.5	79	58	0.74
	LM6000PD	GE	55	43	13	54	58	36	0.65

注:汽机凝汽量和最大抽汽量为大约数据。

节,相当于背压机和凝汽机的叠置运行,运行灵活。

抽凝式汽轮机有最小凝汽流量要求,以保证低压缸有通风冷却蒸汽,最大抽汽量一般为主蒸汽量的80%左右。

由于抽凝式汽轮机有自己单独的凝汽系统,受热负荷限制较小,甚至可以提供双参数供热抽汽,使用范围较背压机组要大得多。当选用两台抽凝机组运行时,可以互为备用。当一台汽轮机故障时,可以利用另一台汽轮机的最大抽汽能力尽量多供热。同时可以考虑每台机组设置再热热段备用减温减压装置,以满足热负荷供应的需求量,保证供热的可靠性。

1.4.2 根据不同应用场合选型

一般的用热企业主要为加工制造企业,易受市场行情和经济形势变化的影响。因此,从保证供热可靠性、适应热负荷变化、减少投资风险的角度出发,新建项目宜优先考虑采用抽凝式汽轮机。

如果供热项目单站装机按照2~4台考虑,在满足规定的热电比要求的情况下,不同抽汽供热量下可选机型如下:

1)6B级燃气轮机比较适合应用于抽汽供热量200蒸吨以下的应用场合。

2)6F级燃气轮机比较适合应用于抽汽供热量150~300蒸吨的应用场合。

3)E级燃气轮机比较适合应用于抽汽供热量300~500蒸吨的应用场合。

4)F级(F级改进型)燃气轮机比较适合应用于抽汽供热量500蒸吨以上的应用场合。

2 燃气热电联产机组调峰能力分析

2.1 F级改进型联合循环供热机组调峰能力

在F级(F级改进型)约390~460 MW的机组中^[2],选取功率最大的MHI公司M701F4机组为例对供热机组调峰能力进行计算分析。

根据汇集各用户行业热负荷特性,机组供热抽汽参数要考虑供热半径内压损、温降的影响,典型的案例中选用抽汽1.8 MPa、温度250℃;抽汽流量取230 t/h,使额定工况热电比达到50%;可能的最大抽汽暂定为300 t/h(最终由供货商确定)。计算工况选用机组额定供热性能保证工况下的大气参数(压力100.4 kPa;温度28℃;相对湿度82%);机组背压7.8 kPa;厂用电率取2.5%;天然气暂按西

气东输二线的相关天然气品质资料数据。

由于燃气轮机供货合同标明在75%~100%负荷下可以满足NO_x排放不超过50 mg/m³的要求,且燃气轮机运行效率在低负荷时下降很多,故不再考虑燃气轮机降负荷至75%以下的工况。机组变工况计算范围按燃气轮机从100%降负荷至75%,分不同的抽汽量进行计算,得出联合循环供电出力、发电热耗与供热量的关系如图1所示。

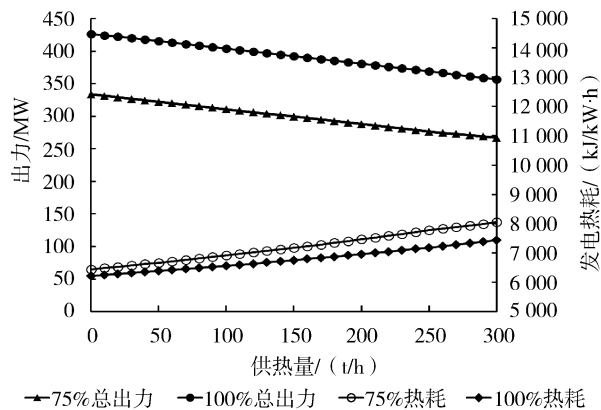


图1 联合循环供电出力、发电热耗与供热量的关系

Fig 1 The Relationship Between Net Output, Generating Heat Rate and Heat Supply

计算结果表明:对于相同的供热抽汽量,在100%总出力工况下运行比75%总出力工况下运行的发电热耗低,即发电效率相对高一些,运行经济性相对好一些。对于相同的燃机负荷率工况,随着供热抽汽量的增加,机组的总出力均会减少,发电热耗均会升高;反之,随着供热抽汽量的减少,机组的总出力均会增加,发电热耗均会降低。只要运行工况点落入100%总出力与75%总出力两条曲线范围内,热电联产机组均可以实现部分热、电负荷的独立调节。对应于一定的供热负荷,燃气轮机是否可以继续降负荷运行,一方面取决于供热参数(压力、温度、流量)是否能保证不变,另一方面取决于环保的排放是否会超标。随着燃气轮机制造厂设备减排技术的提升可使机组的变负荷调峰范围加大,特别是当热负荷允许减少的时候(极端情况不抽汽供热时可参考纯凝式联合循环机组)。

2.2 6F级联合循环供热机组调峰能力

以某经济区热电联产项目为例,其机组配置及参数如下:燃气轮机机型GE6111FA;机组功率92.747 MW;抽汽参数为:1.6 MPa、220℃,抽汽量68 t/h;热电比为66.16%;工况条件参数为

101.0 kPa、21.3℃,相对湿度71.9%。经计算,燃气轮机降负荷到75%时,配套的汽机抽汽参数没有发生变化。燃机降负荷到75%不会影响抽汽参数,环保排放也不超标。最终6F等级(包括E级)的供热机组调峰能力范围宜根据实际项目所选主机情况由主机厂最终确认。

2.3 6B等级及以下的供热机组调峰能力

以某分布式能源站项目为例,采用LM6000 SPRINT PF“一拖一”联合循环机组,每套机组担负的热负荷为33.2 t/h,热电比为60%左右,此时基本不允许降低燃机负荷,降负荷对抽汽参数的影响很敏感。经试算:当热负荷从33.2 t/h减少至23 t/h时,燃机可以降负荷到80%,再往下降就影响抽汽参数了,虽然环保排放不超标,但已经不能保证可靠供热。此例6B级的调峰能力差主要是所选燃机为航改机,其特点是燃机出力大,汽机出力小,因此要达到要求的热电比,汽机已经接近于抽汽能力极限,导致其降负荷能力较差。但对于GE6B机组或其他同样等级的工业燃机而言,供热机组调峰能力的范围会稍宽一些,具体应试算后得出并由主机厂最终确认。

3 燃气热电联产机组电价机制分析

3.1 燃气热电联产项目上网电价

在给定参数下,气价变化对各种等级燃气热电联产机组上网电价影响最大,热价、年发电量变化和投资的变化对上网电价也有不同程度的影响。从目前掌握的数据来看,受燃料成本影响,与各类型电源标杆电价相比,燃气热电联产项目上网电价明显较高于煤电、核电、陆上风电,可能仅低于太阳能光伏发电。

为验证各因素对电价的影响程度,根据上述参数,以9F改进型机组为例,在投资各方FIRR为8%的情况下,分别采用总投资,电量、气价及热价作电价的单因素敏感性分析。基本方案电价假设为698.75元/(MW·h)、基准含税气价暂按3.2元/m³、基准供热价暂按不含税热价70元/GJ计算。

可见,根据以上敏感性分析,在给定参数下,气价变化对9F级热电联产机组上网电价影响最大,热价、年发电量变化和投资的变化对上网电价也有不同程度的影响。

该结论适用于其他容量等级的燃气热电联产机组,但敏感程度有所差别。

表2 9F改进型机组电价敏感性分析表

Table 2 Electricity Price Sensitivity Analysis Table of

9F Modified Units

敏感因素	因素 变动量	含税电价/ 元/(MW·h)	电价变 化率/%
基本方案电价		698.75	
投资	-10%	690.14	-1.23
	+10%	707.37	1.23
发电量	-10%	711.15	1.77
	+10%	688.63	-1.45
热价	65元/GJ	709.31	1.51
	75元/GJ	688.18	-1.51
	80元/GJ	677.62	-3.02
气价 (标准状态)	2.8元/Nm ³	607.47	-13.06
	3.0元/Nm ³	653.11	-6.53
	3.4元/Nm ³	744.39	6.53
	3.6元/Nm ³	790.02	13.06

假设天然气热电联产企业在满足规定热电比的前提下,能够获得增值税即征即退等财税政策的支持,电价会有一定程度的降低。

假设考虑燃料费增值税的抵扣或者减免,对发电企业而言,由于燃料进项税降低,在电价不变的情况下会导致增值税提高,利润总额降低。

3.2 燃气热电联产项目调峰电价机制

燃气热电联产机组上网电价是影响其生存和发展的最敏感因素,对电厂规划、投资、建设和运营的影响至关重要。目前机组的上网电价形式主要有单一制电价、两部制电价和峰谷电价等^[6-7]。

3.2.1 单一电价机制

当前我国电力市场处于发电侧逐步建立竞争市场的过渡阶段,上网电价仍以政府管理为主。燃煤、燃油等其他电力形式与燃气发电在同等条件下参与发电侧竞争,基本上都采用的是单一电价机制。

单一电价机制简单易行、便于区域间的电力交易,其优点一方面在于方便监管、交易和结算;另一方面,当市场模式或电价机制发生改变或调整时,便于统一过渡和衔接;其缺点是在政府利用电价政策扶植发电企业发展等方面的作用不显著。

3.2.2 峰谷电价机制

峰谷电价是世界各国广泛采用的一种电价制度。电价以电网平均电价为基础,按实际情况上浮、下调,峰谷电价可适当拉大,高峰电价可为低谷电价的2~4倍。

峰谷电价在一定程度上反映了不同时段市场供

求关系的不同,体现出调节性能不同的燃气发电机组的市场价值差异,也能对电源投资给出强烈的引导信号。调峰电价可采取跟随天然气价格波动、定期测算的方式,与政府核定电价的差别部分,可从辅助服务费用中提取,由不能提供优质调峰的电源分摊。与以燃煤为原料进行供电或供热相比,以天然气为原料基本不会产生 SO_2 和烟尘。从 NO_x 排放量来看,提供同样的电力和热力:燃气热电联产排放的 NO_x 约为燃煤热电联产的 79.3%。整体来看,燃气热电联产污染物排放大大降低,产生良好的社会效益与环境效益。但在现阶段,各发电企业只能被动地接受峰谷电价和发电计划,很难对价格信号做出主动响应。目前国内仅有河南、湖南、四川、江苏、安徽等省份的部分电厂基数电量执行上网侧峰谷分时电价。

峰谷电价机制下电网企业的购电成本取决于发电侧峰谷电价的取值和发电企业峰谷发电量的比值。与单一电价机制相比,峰谷电价机制下电网企业对热电联产所发电量付出的购电成本有可能增加,如图 1 所示,对于相同的供热抽汽量,在 100% 总出力工况下运行比在 75% 总出力工况下运行的发电热耗低一些,因而单位发电量消耗的天然气少一些。故在电网谷段时要求热电联产机组降负荷调峰供电,单位发电量所消耗的天然气量要比不降负荷供电时多一些,燃料成本的增加导致购电成本的增加,需要通过辅助服务费用由各类电源(含热电联产机组)进行分摊。

4 结论与建议

1) 科学制定热电联产发展规划,促进热电联产有序发展,认真核实供热区域负荷情况,按照“以热定电”的原则科学合理选择机组成套方案。燃气热电联产配套的背压式汽轮机通常只能用在大型工业园区或有长期充足、稳定的热负荷地区。从保证供热可靠性、适应热负荷变化、减少投资风险的角度出发,燃气热电联产新建项目宜优先考虑采用抽凝式汽轮机。

2) 燃气热电联产机组调峰能力受供热和环保两个因素制约。机组 NO_x 排放可能随着出力减小出现超标,随着燃机制造厂设备减排技术的提升可使机组的变负荷调峰范围加大。此时,燃气热电联产机组调峰能力更主要关注的是保障供热参数的要求。

3) 通过对典型的热电联产机组上网电价作单因素敏感性分析可知:气价变化对热电联产机组上网电价影响最大,热价、年发电量变化和投资的变化对上网电价也有不同程度的影响,故燃气热电联产机组选型应综合考虑这些影响因素。

4) 利用税收政策等市场经济机制促进燃气热电联产科学发展,建议在考虑实行增值税即征即退政策基础上进行电价测算核定,且仅当项目满足规定的热电比要求后才进行增值税返还。

5) 燃气热电联产发电侧峰谷电价机制可体现机组调节性能的市场价值差异,但可能增加电网企业购电成本,需要通过辅助服务机制由各类电源进行分摊。建议完善相关配套政策,推进电力市场辅助服务机制建设,促进热电联产企业合理选择机型,积极参与系统调峰。

参考文献:

- [1] 刘永焕. 热电联产工程的供热机组选型 [J]. 工程设计与研究, 1994, 87(12): 53 - 59.
LIU Yonghuan. Heating Unit Selection of Cogeneration Project [J]. Engineering Design and Research, 1994, 87(12): 53 - 59.
- [2] 张建业, 徐述. 热电联产项目中机组的选型及参数确定方法 [J]. 电力设备, 2008, 1(1): 72 - 75.
ZHANG Jianye, XU Shu. Cogeneration Projects' Unit Selection and Parameter Determination Method [J]. Electric Power Equipment, 2008, 1(1): 72 - 75.
- [3] 邱张华, 戴辉阳, 阚安康, 等. 燃气热电联产系统的节能分析 [J]. 能源研究与信息, 2007, 23(04): 237 - 242.
QIU Zhanghua, DAI Huiyang, KAN Ankang, et al. Gas Cogeneration System Energy Saving Analysis [J]. Journal of Energy Research and Information. 2007, 23(4): 237 - 242.
- [4] 焦树建. 燃气-蒸汽联合循环 [M]. 1 版. 北京: 机械工业出版社, 2000.
JIAO Shujian. Gas-steam Combined Cycle [M]. 1st ed. Beijing: Mechanical Industry Publishing House, 2000.
- [5] 冯志军. 替代燃煤小热电的 F 级燃气热电联产机组的选型分析 [J]. 电力与能源, 2014, 35(1): 67 - 72.
FENG Zhijun. Replace Coal-fired Thermal Power in F Grade Gas Cogeneration Units Selection Analysis [J]. Electric Power and Energy. 2014, 35(1): 67 - 72.
- [6] 赵峰, 李清龙, 王伟. 电力市场中热电联产机组两部制电价机制的研究 [J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(6): 56 - 60.
ZHAO Feng, LI Qinglong, WANG Wei. Research on Two-Part Electricity Price of Combined Heat and Power Plant in the Electricity Market [J]. Power System and Clean Energy, 2013, 29(6): 56 - 60.
- [7] 盛晓萍, 李成仁. 我国电力需求侧电价机制适应性分析 [J]. 电力需求侧管理, 2007, 9(6): 6 - 8.
SHENG Xiaoping, LI Chengren. Applicability Analysis of Demand Side Price Mechanism in China [J]. Power Demand Side Management, 2007, 9(6): 6 - 8.

(责任编辑 林希平)