

中国生物质气化联合循环发电系统的费用及容量选择

贾友见¹, 余志², 吴创之³

(1. 昆明理工大学 理学院, 云南 昆明 650055; 2. 中山大学 工学院, 广东 广州 510275

3. 中国科学院 广州能源研究所, 广东 广州 510275)

摘 要: 基于中国 4 MW 生物质气化燃气内燃机—汽轮机联合循环发电系统的生物质燃料供给链, 建立发电过程费用模型, 估算系统的电力费用。结果表明: 电力费用为 0.38 元/(kW·h), 稍高于平均上网电价 (0.25~0.35 元/(kW·h)), 低于平均市场零售价 (0.50 元/(kW·h))。根据燃料费用和发电过程费用模型, 讨论生物质电厂容量规模效益。依据中国当前的技术水平和生物质燃料(稻草)供给状况, 作为分布式生物质发电系统, 6~8 MW 之间的容量是可行的选择。

关 键 词: 生物质气化联合循环; 费用模型; 电力费用; 容量规模效益

中图分类号: TM619 F407.2 文献标识码: A

引 言

与化石燃料相比, 生物质燃料的价格相对较高、而资源的可获得性相对有限是影响生物质作为能源利用的关键因素。生物质资源的优化利用就是要以最小的费用, 得到最大化可用能产出。生物质发电系统的费用取决于许多参数, 如燃料的费用、系统转换效率、规模因子等。

许多研究人员对生物质燃料的供给费用以及电厂规模的选择问题进行了研究^[1~5]。Jori 等人对部分生物质气化发电系统的流化床技术进行了详尽的评述^[1], 包括气化炉经济技术指标, 技术学习因子及容量放大因子对发电费用的影响, 但缺少对生物质燃料链和联合循环发电系统过程费用的估算。Veronik 和 Faai 的研究则着重于对分别采用生物质直接燃烧和气化技术的生物质热电联产系统的技术经济指标进行比较^[2]。Ami 等人则通过研究几种不同生物质燃料供给方式, 以及相对应的燃料费

用, 用不同的燃料组合优化电厂规模, 以实现规模经济效益最大化^[3], 在以薪炭林作为燃料、且仅考虑燃料运输费用的情况下, 得到优化容量为 900 MW 的研究结论。事实上, 在该容量规模下, 生物质的运输会引起道路交通堵塞等问题。上述研究针对大规模生物质电厂(容量在 500 MW 左右), 除少数生物质和燃煤混合燃烧发电系统外, 多数研究缺少实际工程背景, 且倾向于定性研究。较为详细的评述则来自于 Denni 等人对我国自行研制的生物质气化发电系统的评述, 以及 Antonop 等人对基于燃烧和气化技术的发电系统的研究^[4~5]。

目前, 我国还缺少详尽、较为准确的生物质资源及费用估算资料。事实上, 在许多国家或地区, 也同样存在这些问题^[3]。生物质燃料的费用以及生物质电厂的经济效益与电厂所处的地理位置有关, 有很大的不确定性。一般地说, 在一个局部地区, 生物质燃料收集的量越大, 获取的价格就越高。

本研究基于中国科学院广州能源研究所开发的 4 MW 生物质气化燃气内燃机—汽轮机联合循环发电系统(后简称 4 MW 生物质发电系统)项目, 它是在前期成功设计并示范运行的 1.0 和 1.2 MW 生物质气化发电系统的基础上, 自行研制了中等规模生物质气化联合循环发电系统。4 MW 生物质发电系统采用流化床气化炉、焦油高温裂解除焦及其它气体净化工艺将生物质裂解气化。与传统的燃气轮机和汽轮机联合循环不同之处在于本系统采用燃气内燃机取代燃气轮机, 与汽轮机组成联合循环发电系统, 详细的生物质发电系统描述如文献 [6] 所示。本研究通过分析文献资料和实地调研, 建立了基于 4 MW 生物质发电系统的发电过程费用模型, 目的

收稿日期: 2009-07-29 修订日期: 2009-09-27

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863)基金资助项目(2001 AA510010)

作者简介: 贾友见(1966—), 男, 山东单县人, 昆明理工大学副教授。

在于找出影响生物质发电系统电力费用的主要因素, 讨论燃料费用和容量规模效益对生物质发电系统容量选择的影响。

1 燃料费用

准确地估算稻草从农田运输至电厂所需要的费用是一项很困难的工作, 稻草的最终费用由稻草收购价格、运输费用、保管和预处理费用等组成。

假设发电厂使用的燃料来自于稻草资源丰富的广东省, 电厂位于稻谷主产区之一的地理中心, 该地区仅有 1/10 的面积用于稻谷种植, 年产两季稻谷。

依据统计资料^[7], 以广东省 6 个主要稻谷产区(澄海、吴川、揭东、潮阳、开平、潮安)为例, 稻谷种植面积与地理面积之比为 1/6.5, 全省 76 个地区的稻谷平均产量为 6.25 t/h^a, 其中 6 个主要产区的稻谷平均产量为 6.70 t/h^a, 本研究采用 6.50 t/h^a 作为稻谷估算产量。

表 1 4 MW 生物质发电系统稻草燃料费用构成

	数值
稻草属性	
鲜稻草 谷物	1:1
鲜稻草含水率(干基)/%	200
收购稻草含水率(干基)/%	13
稻草热值(IHV)/MJ·kg ⁻¹	13.4
可供性	
稻草平均产量, \bar{Y}_t t·(hm ²) ⁻¹	6.50
稻谷种植面积, 地理面积(1:10)	16.5
可利用比例, λ /%	40
稻草燃料费用	
稻草收购价格/元·t ⁻¹	140.0
车辆固定费用/元·t ⁻¹	11.7
运输油耗费用/元·t ⁻¹	2.6
捆扎、码堆、装卸/元·t ⁻¹	25.0
储存点保管费/元·t ⁻¹	2.0
合计/元·t ⁻¹	181.3

稻草的含水率与稻谷的品种和收获季节有关, 通常在田间自然干燥至 17% 以下, 以防止捆扎、码堆储存时, 由于微生物活动导致燃料腐烂变质。假设收购的稻草干基含水率是 13%, 低位热值 IHV 为 13.4 MJ/kg, 谷物和稻草的比例按照 1:1 计算^[8], 稻草利用率 λ 按 40% 估算。

运输相关费用包含车辆购买、维护和驾驶员人工在内的固定费用和运输油耗费用, 按照 4 MW 生物质发电系统项目投资预算书估算。

稻草收购价格与电厂容量之间反映的是市场供求关系, 通常不容易定量确定这种关系。由于各地经济状况和劳动力价格差别较大, 以及受稻草竞争使用的影响, 稻草价格有很大的差异, 实际收购价格与具体项目相关。根据项目投资预算书, 本研究采用 140 元/作为稻草原料的收购价格, 用于认识稻草原料收购价格在本项目燃料费用中的构成比例。稻草燃料的费用构成如表 1 所示。

从表 1 稻草燃料的费用构成看出, 对燃料费用贡献最大的是稻草收购价格, 约占 78%; 其次是码堆、装卸费用约占 11%; 运输油耗费用所占比例很小, 约为 1%。

2 发电系统过程费用模型

假设目前的电厂是采用成熟技术建成的第 1 座生物质气化发电厂, 不考虑技术学习因素。发电系统的过程费用模型采用基于部件层次的静态分析模型, 费用数据来自 4 MW 生物质发电系统工程预算, 与实际工程费用数据较为接近。对于一些部件, 根据经验, 假设安装后总费用为设备价格的 3 倍。系统的放大因子基于规模放大费用关系式进行计算:

$$D_b/C_a = (S_b/S_a)^R \tag{1}$$

式中: R —放大因子, 对于大多数系统部件 R 的值在 0.6~0.8 之间^[9]; C_a 、 S_a —对应的部件费用和容量; 下标 a 、 b —原部件基础费用和容量规模放大后部件费用。由于燃气内燃机容量的限制, 当系统容量规模增大时, 必须将多个燃气内燃机并联使用, 其费用以乘数效应增加。为了计算方便, 假设其放大因子为 0.95。表 2 列出了 4 MW 生物质发电系统各部件的基础费用和相应的放大因子, 以及电力成本费用的计算步骤, 除特别说明外, 放大因子来自文献^[9~10]。

如表 2 所示, 对于 4 MW 电厂而言, 生物质发电的电力费用为 0.38 元/(kW·h), 而目前电网上网价格多在 0.18~0.35 元/(kW·h) 之间, 显然, 如果电网不采取优惠价格购买这种“绿色电力”, 生物质发电技术的应用将会受到限制。虽然生物质发电技术的发展和应用程序最终仍取决于发电成本的经济竞争力, 但在技术发展初期, 国家相关的经济激励和扶持政策对促进该项技术发展和应用将起着十分重要的作用。

表 2 4 MW 生物质发电系统电力生产费用结构和放大因子

	基础费用 /万元	占 DPC 的 百分比 /%	放大因子
投资费用			
燃料供给和处理	85	3.7	0.62
气化炉	138	6	0.80
气体净化系统	97	4.2	0.70
气体内燃机	445	19.2	0.95**
汽轮机和余热回收	198	8.6	0.80
供水系统	83	3.6	0.65
废水处理	21	0.9	0.65
管道和保温	97	4.2	0.65
控制仪器	164	7.1	0.65
电气设备	392	16.9	0.60
上网接入	110	4.8	0.537
建筑物	334	14.4	0.56
市政工程	104	4.5	0.56
地基处理	47	2	0.60**
小计 1 直接费用 (DPC)	2 315	100	—
设计、工程和监理	231.5	10(DPC)	10(DPC)
小计 2 安装后费用 (IPC)	2 546.5	110(DPC)	110(DPC)
偶然费用、利息等	509.3	20(IPC)	20(IPC)
合计 3 总费用 (TPC)	3 055.8	132(DPC)	132(DPC)
运行维护费用 (基于年)*			
容量 /MW	4	—	—
年运行时数 /h	6 000	—	—
设计寿命 /a	15	—	—
上网电量比例 /%	90	—	—
生物质消耗 /kg (kW·h) ⁻¹	0.96	—	1
生物质价格 /元·kg ⁻¹	0.18	—	1
生物质费用	418	—	1
人工	90	—	0.483
维护和材料	138.9	6(DPC)	—
一般管理费用	36	40(Labor)	—
年折旧	163	15年直线折旧 残值 20%	—
利息、税收和保险	76.4	2.5(TPC)	—
电力费用 /元·(kW·h) ⁻¹	0.38	—	—

注: * 除非特别注明单位, 费用单位为万元; ** 本文假设。

3 生物质气化发电系统的容量讨论

图 1 为根据式 (1) 和表 2 所列放大因子绘出的电力费用与电厂容量关系图, 反映电厂容量和稻草

燃料价格对电力费用的影响。根据图 1, 从燃料价格、燃料可供性和现有技术成熟度 3 个方面讨论生物质气化发电系统容量规模效应和限制因素的影响。

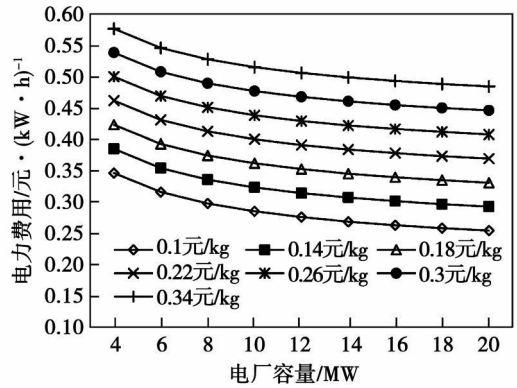


图 1 电力费用与电厂容量、原料价格的关系

第一, 由于各地稻草的市场价格差异较大, 本研究选在 0.10~0.34元/kg 范围内 7 个分立稻草收购价格探讨原料价格对最终电力费用的影响。显然, 对应于同一容量规模, 稻草收购价格越高, 电力费用也越大; 由于没有考虑容量规模对稻草价格的影响, 因此稻草收购价对电力费用的影响是线性增加的。对于 4 MW 生物质发电系统, 当稻草收购价超过 0.26元/kg 产出电力的成本将超过目前市场平均电力零售价格 0.50元/(kW·h)。

第二, 观察基于现有技术的规模效益。显然随着电厂容量的增加, 电力费用呈现下降的趋势, 但是电力费用曲线趋于平坦, 即规模效益随着容量的增加逐渐减少。如图 1 所示, 采用目前技术路线, 电厂容量超过 10 MW 容量规模效益将不太明显。根据计算结果, 6 MW 比 4 MW 容量电力费用降低 0.031元/(kW·h), 而 12 MW 仅比 10 MW 容量电力费用减少 0.009元/(kW·h)。

第三, 考虑燃料可供性对电厂容量的制约因素。由于燃料价格在电力费用中所占比重最大, 其不确定性对电力费用的影响比较显著。生物质燃料是一种地区性资源, 电厂规模越大, 需求的燃料量越多, 越容易引起局部地区燃料价格波动 (通常是价格上涨)。Wilse^[11]调查了 20 座生物质发电系统的运行情况 (其中 18 座生物质电厂位于美国, 另外两座分别位于加拿大和芬兰) 并证实了这点^[11]: 由于容量的扩大, 导致的生物质电厂附近地区燃料供给不足, 即使是生物质垃圾废料, 其价格也在 5 年内增加了两倍。考虑到我国稻草、秸秆通常由农户分

散供给,不容易用合同约束的事实,燃料的可供给性和价格问题在很大程度上限制了生物质电厂容量的扩大范围。

第四,考虑目前技术水平的限制因素,低热值气体燃气内燃机的容量较小,扩大电厂容量规模,需要多个燃气内燃机联合工作,不但降低了规模效益,而且在一定程度上影响系统整体性能和可靠性。

综合考虑规模经济性、生物质燃料供给和技术水平限制因素,对于采用我国目前技术水平、以农业副产品稻草、秸秆为燃料的生物质气化发电联合循环系统,6~8 MW容量规模可以兼顾容量规模经济效益和技术可行性。

4 结 论

从前述的分析,可以得到以下结论:

(1) 生物质燃料价格是影响生物质气化发电系统电力费用的最重要的因素之一。确定合理的燃料收购策略,避免燃料价格的大幅变动,是降低电力费用和保障电厂正常运行的关键要素。

(2) 采用目前技术的电厂容量规模在 10 MW 以上时,规模经济效益将不明显。综合考虑生物质燃料供给和我国现有技术水平,6~8 MW容量规模可以实现较好的规模经济效益。

(3) 目前,生物质气化发电系统的电力成本费用高于传统化石燃料发电系统的电力成本费用。因此,国家有必要对绿色电力生产、上网销售和使用,给予一定程度经济优惠或者其它方面的政策支持,以促进生物质发电技术的发展和运用。

参考文献:

[1] JORIS KOORNNEEF, MARTIN JUNGINGER, ANDRÉ FAAI De-

velopment of fluidized bed combustion— an overview of trends performance and cost [J]. *Progress in Energy and Combustion Science* 2007, 33 (1): 19-55.

[2] VERONIKA DORNBERG, FAAIJ A P Ç. Efficiency and economy of wood-fired biomass energy systems in relation to scale regarding heat and power generation using combustion and gasification technologies [J]. *Biomass and Bioenergy* 2004, 21 (2): 91-108.

[3] AMIT KUMAR, CAMERON JAY B, FLYNN PETER C F. Biomass power cost and optimum plant size in western Canada [J]. *Biomass and Bioenergy* 2003, 24 (6): 445-464.

[4] LEUNG DENN S Y Ç, YN X L, WUC Z A. Review on the development and commercialization of biomass gasification technologies in China [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2004, 8 (6): 565-580.

[5] CAPUTO ANTONIO Ç, MARIO PALLMBO, PELAGAGGE PACIFICO M, et al. Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables [J]. *Biomass and Bioenergy* 2005, 28 (1): 35-51.

[6] 贾友见, 余志, 吴创之. 4 MW生物质气化联合循环发电系统的寿命周期评价 [J]. *太阳能学报*, 2004, 25 (1): 56-62.

[7] 国家统计局. 2007中国县(市)社会经济统计年鉴 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2008.

[8] AUKE KOOPMANS, JAAP KOPPEJAN. Agricultural and forest residues generation, utilization and availability [R]. Report 36 Bangkok: FAO, 1998.

[9] RODRIGUES M, FAAIJ A P Ç, WALTER A. Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economics of scale [J]. *Energy* 2003, 28 (12): 1229-1258.

[10] BRIDGWATER A J, TOLT A J, BRAMMER J G A. Techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2002, 6 (3): 181-248.

[11] WILTSEE G. Lessons learned from existing biomass power plants [R]. NREL/SR-570-26946 USA: NREL, 2000.

新技术、新工艺

喷射调节器动态调整参数优化的综合方法

据《Энергетика》2009年5~6月号报道,在火力发电厂工艺过程自动化时广泛使用具有中间信号差分的自动调节系统(CAV)。在CAV设计、调整和运行时的主要任务之一是选择系统动态调整的最佳参数,以便保证在负荷变化的宽广范围内保持良好的调节质量。

借助于使用开路—闭路调节系统并结合使用面积法,试验确定锅炉蒸汽过热器的动态特性,允许减少在近似惯性时段的误差。

针对具有中间值取差分的CAV(自动调节系统),通过对过程曲线图的比较分析表明,与传统确定的调整方法不同的是,提出的调节对象动态特性的方法改进了过热蒸汽温度调节的质量。

使用提出的近似原始动态特性的方法和现代的动态参数计算方法改进了在宽广的负荷变化范围内的调节质量。

(吉桂明 摘译)

the denitration electricity price and putting forth corresponding policies in China. Key words: SCR (Selective Catalytic Reduction)-based denitration device; cost analysis; denitration electricity price; policies on electricity price

中国生物质气化联合循环发电系统的费用及容量选择 = Cost and Capacity Choice of a Combined Cycle Power Generation System Based on Biomass Gasification in China [刊, 汉] / JIA You-jian (College of Science, Kunming University of Science and Technology, Kunming, China, Post Code: 650055), YU Zhi (College of Technology, Zhongshan University, Guangzhou, China, Post Code: 510275), WU Chuang-zhi (Guangzhou Energy Source Research Institute, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, China, Post Code: 510275) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power — 2010, 25(4), —441~444

On the basis of the biomass fuel supply chain of a 4 MW internal combustion engine-steam turbine combined cycle power generation system based on biomass gasification in China, established was a power generation process cost model for estimating the electric power cost of power generation systems. It has been found that the electric power cost is RMB 0.38 Yuan/(kW·h), slightly higher than the average on-line electricity price (RMB 0.25 to 0.35 Yuan/(kW·h)) and lower than the average market retailing price (RMB 0.50 Yuan/(kW·h)). On the basis of the fuel and power generation process cost model, the capacity/scale-based economic benefit of a biomass power plant was discussed. According to the state of the art and current status of biomass fuel (rice straw) supply in China, for a distributed biomass power generation system, a capacity ranging from 6 MW to 8 MW is a feasible choice. Key words: biomass gasification combined cycle; cost model; electric power cost; capacity/scale-based economic benefit

CO₂ 准零排放 SOFC/MGT 混合发电系统研究 = Study of a CO₂ Quasi-zero Emissions-based SOFC/MGT (Solid Oxide Fuel Cell/Micro Gas Turbine) Hybrid Power Generation System [刊, 汉] / DUAN Li-qiang, HE Bin-bin, YANG Yong-ping (Education Ministry Key Laboratory on Power Plant Equipment Condition Monitoring and Control, North China University of Electric Power, Beijing, China, Post Code: 102206) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power — 2010, 25(4), —445~449

On the basis of a top-level cycle SOFC/MGT hybrid power generation system, proposed was a novel CO₂ quasi-zero emissions based SOFC/MGT hybrid power generation system, adopt pure oxygen combustion after hydrogen has been separated from the product at the positive pole of the cell pile, then remove vapor by using a condensing method, thus CO₂ gas can be captured. The product at the negative pole and the hydrogen obtained from a separation were burned in a rear combustor. In combination with specific cases, analyzed was the performance of the system in question and studied was the influence of CO₂ liquefied temperature on the system. Compared with other CO₂ quasi-zero emissions based power generation systems, the novel CO₂ quasi-zero emissions based SOFC/MGT hybrid power generation system boasts an even higher power generation efficiency. The research results can offer useful and instructive reference for studying CO₂ quasi-zero emissions based power generation systems. Key words: SOFC (solid oxide fuel cell), micro gas turbine, hybrid power generation system, CO₂ quasi-zero emissions

生物质活性炭对亚甲基蓝的吸附平衡和动力学研究 = Study of the Adsorption Balance and Kinetics of Biomass Active Carbon Relative to Methylene Blue [刊, 汉] / LI Qian, HUANG Ya-jie, JIN Bao-sheng et al (College of Energy Source and Environment, Southeast University, Nanjing, China, Post Code: 210096) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power — 2010, 25(4), —450~454

Methylene blue solutions at various concentrations in the active carbon adsorption water phase were used, which were prepared by using com-cores as the raw material. The initial concentration of methylene blue was within a range from 50 to 250 mg/L. The test conditions were as follows: the adsorption time was listed as 1 to 48 hours.