

我国 SCR 脱硝成本分析及脱硝电价政策探讨

郭 斌, 廖宏楷, 徐程宏, 廖永进

(广东电网公司电力科学研究院, 广东 广州 510600)

摘 要: 分析了 SCR 脱硝装置成本, 指出还原剂费用、催化剂费用和固定资产折旧费用是 SCR 脱硝装置成本中最大的 3 项费用, 在此基础上, 从设计脱硝率、还原剂价格、还原剂类型及 SCR 装置建设形式等方面定量分析了影响 SCR 脱硝装置上网电价增量的因素, 提出了推荐的脱硝电价计算式。该式综合考虑了影响 SCR 脱硝装置上网电价增量的主要因素, 对我国脱硝电价的计算及相应政策的出台具有一定的参考意义。

关 键 词: SCR 脱硝装置; 成本分析; 脱硝电价; 电价政策

中图分类号: F407.2 X701.3 **文献标识码:** A

引 言

“十一五”期间, NO_x 排放的快速增长加剧了区域酸雨的恶化趋势, 研究结果显示, 氮氧化物排放量的增加使得我国酸雨污染由硫酸型向硫酸和硝酸复合型转变, 硝酸根离子在酸雨中所占的比例从 20 世纪 80 年代的 1/10 逐步上升到近年来的 1/3。另外, NO_x 的跨国界“长距离输送”, 使得我国 NO_x 排放问题引起国际上的关注, 增加了我国控制 NO_x 排放的国际压力^[1]。可以预计, 火电厂烟气脱硝必将成为下一步我国火电厂环保工作的重点。选择性催化还原 (SCR) 技术是目前火电厂烟气脱硝的主流技术, 但 SCR 技术投资大, 运行维护成本高, 采用 SCR 技术进行烟气脱硝必将增加发电企业的成本。目前, 我国对现有电厂的烟气脱硝, 仍缺乏相关的经济政策, 制约了火电企业治理 NO_x 的积极性。本研究从分析我国 SCR 脱硝成本入手, 探讨我国 SCR 脱硝电价政策, 以期对脱硝电价政策的出台提供参考。

1 燃煤电厂 SCR 脱硝成本分析

1.1 SCR 脱硝成本的计算原则

为使 SCR 脱硝成本的计算结果具有可比性, 首先需要确定计算原则。计算原则: 脱硝装置的建设

周期为 1 年; 折算到满负荷时脱硝装置年利用小时数为 5 500 h; 机组厂用电率对于 600 MW 等级机组为 5%, 300 MW 等级机组为 5.5%; 还原剂到厂价格液氨为 3 000 元 /t, 尿素 (46%) 为 2 200 元 /t; 催化剂价格 5 万元 /m³; 水价为 2.5 元 /t; 蒸汽价格为 60 元 /t; 预提修理费率为 1.0%; 保险费率为 0.25%; 增值税率为 17%; 脱硝装置生产运营期限为 20 a; 脱硝装置折旧年限为 10 a; 固定资产折旧残值率为 5%; 脱硝工程投资自有资金比例为 20%; 建设期贷款年利率为 7.47%; 贷款偿还年限为 10 a; 流动资金贷款年利率为 7.83%; 资本金现金流财务内部收益率为 8%。

1.2 SCR 脱硝成本的构成及分析

燃煤电厂 SCR 脱硝装置的总成本费用包括生产成本和财务费用两部分。生产成本是 SCR 脱硝装置投产后为维持系统正常运行产生的各项生产支出, 它由还原剂费用、电费、水费、蒸汽费用、人工费用、催化剂费用、折旧费、大修费和保险费等组成; 财务费用是为 SCR 脱硝装置建设和运行筹集资金时所发生的贷款利息, 包括长期贷款利息、短期贷款利息和流动资金贷款利息等, 图 1 为采用液氨做还原剂的 SCR 脱硝成本构成示意图。

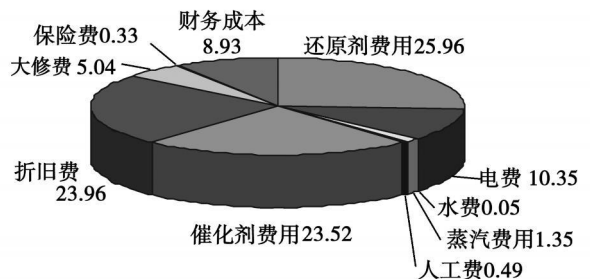


图 1 SCR 脱硝各项成本所占比例 (%)

1.2.1 还原剂费用

从图 1 中可以看出, 还原剂费用在所有成本中

所占比例最大,占 25.96%,还原剂费用主要与 SCR 脱硝装置的液氨耗量、SCR脱硝装置年运行小时数及还原剂的价格等有关,而液氨耗量又与 SCR入口 NO_x浓度、设计脱硝率有关,SCR入口浓度高、设计脱硝率高,则液氨耗量多,还原剂费用所占比例增加。

1.2.2 催化剂费用

在 SCR脱硝装置中,催化剂是最重要的部件,但催化剂价格昂贵,使用寿命短,一般在 24 000 h左右。催化剂费用是指在脱硝装置运行寿命期内,更换催化剂的总费用摊销到每年的运行成本,如图 1 所示,催化剂费用占 23.52%。催化剂费用可计算为:

$$\bar{C}_{cataly} = C_{cataly} \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1)$$

式中: \bar{C}_{cataly} —每年催化剂摊销费用; C_{cataly} —更换每层催化剂的费用; i —银行贷款利息; n —催化剂使用寿命, a

从式(1)可以看出,催化剂年摊销费用与催化剂价格及银行贷款利率有关。

1.2.3 固定资产折旧费

固定资产折旧费指一定时期内为弥补固定资产损耗按照规定的固定资产折旧率提取的固定资产折旧,它反映了固定资产在当期生产中的转移价值。如图 1 所示,固定资产折旧费是 SCR脱硝成本中又一重要成本,占 23.96%,它与 SCR脱硝装置的动态投资有关。

1.2.4 电费

SCR脱硝装置的电费包括两部分,一是由于 SCR脱硝装置本身的电耗而产生的费用;二是由于加装了 SCR脱硝装置,引起烟气阻力增加,从而造成引风机电耗增加而产生的费用。对于采用液氨做还原剂的 SCR脱硝装置,其本身的电耗比较小,一般在每小时几十至一百多千瓦之间,而由于系统阻力增加引起的引风机电耗增加是主要的,如图 1 所示,电费平均占总成本费用的 10.35%左右。

1.2.5 蒸汽费用

对于采用液氨做还原剂的 SCR脱硝装置,其蒸汽费用也由两部分组成:一是液氨制备区液氨蒸发所需的蒸汽耗量;二是 SCR反应器采用蒸汽吹灰所需的蒸汽耗量。蒸汽费用在 SCR脱硝装置中所占成本不大,如图 1 所示,蒸汽费用在 1.35%左右。

1.2.6 水费

SCR脱硝装置中水耗非常少,有的脱硝装置水

耗为零,如图 1 所示,水费仅占 0.05%,因此水费在 SCR脱硝装置成本中基本可以不考虑。

1.2.7 财务费用

财务费用由长期贷款利息、短期贷款利息和流动资金贷款利息组成的,其中工程建设长期借款利息是主要的,占财务费用的 98%以上。财务费用主要与贷款金额、还贷年限及贷款利息有关。如图 1 所示,财务费用占脱硝成本的 8.93%左右。

1.3 SCR脱硝装置上网电价增量的计算

SCR脱硝装置上网电价增量的计算是一个试算迭代的过程,即在假定一个电价增量的情况下,在一定的约束条件下,计算出总成本费用、销售收入和股利分配等参数后,将计算结果列入资本金现金流量表中,再将资本金现金流量表中的净现金流的内部收益率与期望的内部收益率相比较。如果比期望的内部收益率高,则降低电价增量;如果比期望的内部收益率低,则增加电价增量,通过试算最终得到电价增量。

2 燃煤电厂 SCR脱硝上网电价增量的影响因素分析

2.1 设计脱硝率对上网电价增量的影响

图 2 为某电厂在 SCR入口 NO_x浓度不变时,脱硝率与上网电价增量关系曲线。

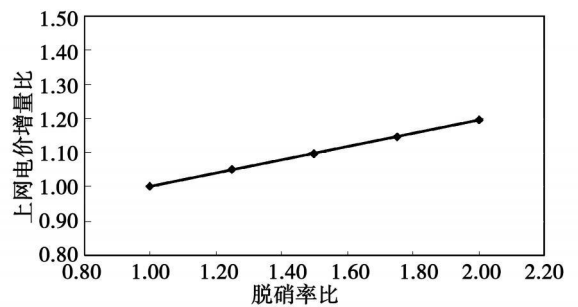


图 2 脱硝率与上网电价增量关系曲线

从图 2 可以看出,随着脱硝率的增加,上网电价增量增大。这是因为设计脱硝率高,所需催化剂体积大,还原剂消耗量多,总成本费用增加,因此上网电价增量增加。

脱硝率与上网电价增量关系可计算为:

$$y = 0.1951x + 0.8051 \quad (2)$$

式中: x —脱硝率比, y —上网电价增量比。从式中可知,设计脱硝率每增加 10%,上网电价增量增加 1.9%左右。

2.2 还原剂价格对上网电价增量的影响

图 3 为液氨价格变化与 SCR 脱硝装置上网电价增量的关系曲线, 图中可以看出, 随着液氨价格的增加, 上网电价增量呈线性增加。液氨价格变化与所需上网电价增量之间的关系可计算为:

$$y = 0.2974x + 0.7026 \quad (3)$$

式中: x —液氨价格比; y —上网电价增量比。从式中可以看出, 液氨价格变化 10%, 上网电价增量增加 2.9% 左右。

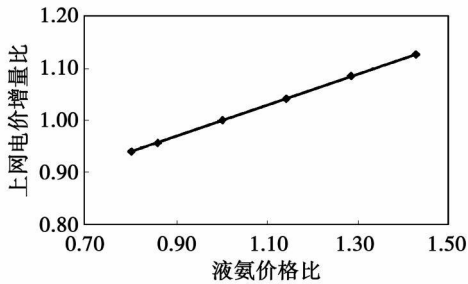


图 3 液氨价格与上网电价增量关系曲线

2.3 还原剂类型对上网电价增量的影响

表 1 为 3 个电厂分别采用液氨做还原与采用尿素做还原剂时, 脱硝经济指标汇总, 从表中可以看出, 采用尿素做还原剂, 由于年脱硝成本的增加, 引起上网电价增量的增加, 3 个电厂的上网电价增量采用尿素比采用液氨平均高 20% 左右。

表 1 采用液氨与尿素做还原剂的经济指标汇总

| | 动态投资 万元 | 动态单位投 资/元·kW ⁻¹ | 年脱硝成 本/万元 | 上网电价增量 元/(MW·h) ⁻¹ |
|---------|------------|-------------------------------|--------------|----------------------------------|
| 电厂一(液氨) | 11 162 | 84.6 | 2 477.7 | 5.299 |
| 电厂一(尿素) | 12 717 | 96.4 | 2 991.8 | 6.368 |
| 电厂二(液氨) | 24 123 | 201 | 4 814.2 | 9.343 |
| 电厂二(尿素) | 26 170 | 218.1 | 5 840.3 | 11.113 |
| 电厂三(液氨) | 10 116 | 169.4 | 1 959 | 8.88 |
| 电厂三(尿素) | 11 722 | 195.4 | 2 482.6 | 11.213 |

2.4 SCR 建设形式(新建机组或老机组改造)对上网电价增量的影响

老机组加装 SCR 脱硝装置, 上网电价增量明显高于新建机组同步安装 SCR 脱硝装置, 这是因为:

(1) 老机组加装 SCR 脱硝装置, 需要对空预器、引风机等进行改造, 投资费用增加; (2) 老机组 NO_x 排放浓度一般比新建机组高, 年脱硝成本高; (3) 老机组加装 SCR 脱硝装置, 受限制的因素多且复杂, 不利于设计优化, 且设计难度、施工难度增加, 造成

投资费用增加; (4) 新建机组有利于统一设计、统一订货、同步施工, 可形成批量采购, 有利于降低成本。综上所述, 多种因素叠加, 造成老机组加装 SCR 脱硝装置后, 其上网电价增量明显高于同步安装脱硝装置的新建机组。

2.5 其它因素的影响

SCR 入口浓度增加, 也会引起上网电价增量的增加, 这是因为在其它参数不变时, SCR 入口 NO_x 浓度增加, 所需还原剂量增加, 导致总成本费用增加。所以对于 SCR 脱硝装置, 应尽可能首先进行炉内一次脱硝, 降低 SCR 入口 NO_x 浓度, 以减少投资和运行成本。据计算, SCR 入口 NO_x 浓度每增加 10%, 上网电价增量增加 0.47% 左右, 对上网电价增量影响不大。

另外, 银行贷款利息、自有资金比例、催化剂价格、不同建设时期的物价水平等都会影响 SCR 脱硝装置成本, 从而对上网电价增量产生影响。

3 我国脱硝电价政策探讨

3.1 我国脱硝电价政策现状

火电企业加装 SCR 烟气脱硝装置会明显增加火电机组的发电成本, 我国已经出台了燃煤机组的脱硫电价优惠政策。但由于脱硝工程在我国起步比较晚, 目前国家暂未出台相应的脱硝电价优惠政策。对于不同地区的不同电厂, 其设计脱硝率、还原剂的价格、还原剂类型、SCR 建设形式(新建机组或老机组改造)等不同, 其投资和运行成本必然不同, 如果出台相同的脱硝电价, 对于电厂来说是不公平的, 也是不合理的, 如同步建设 SCR 装置的新建机组, 其脱硝运行成本明显低于老机组改造的成本。所以如果单纯从“一刀切”的脱硝加价政策来看, 不利于电厂选择科学合理的脱硝工艺和脱硝效率, 对我国节能减排政策也是不利的, 不能积极引导企业主动加装脱硝装置, 不利于能源与环境的和谐发展。

3.2 建议的脱硝电价计算式

我国脱硝电价的制定应考虑对 SCR 脱硝经济性影响比较大的因素, 如设计脱硝率、还原剂价格、还原剂类型、SCR 建设形式(新建机组或老机组改造)等。根据对影响 SCR 脱硝装置上网电价增量的定量分析, 可得到如下的 SCR 脱硝电价增量计算式:

$$\text{上网电价增量} = \text{基准电价增量} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \quad (4)$$

式中:基准电价增量由国家有关部门根据全国的平均水平确定; K_1 —脱硝率因子; K_2 —液氨价格因子; K_3 —还原剂类型因子; K_4 —建设形式因子。将式(2)和式(3)带入式(4)中可得 SCR脱硝电价增量计算式:

$$\text{上网电价增量} = \text{基准电价增量} \times (0.1951 \times \eta + 0.8051) \times (0.2974 \times \xi + 0.7026) \times K_2 \times K_3 \quad (5)$$

式中: η —设计脱硝率与基准电价增量对应的脱硝率比; ξ —液氨实际价格与基准电价增量对应的液氨价格比; K_2 可取 1.0~1.2 (还原剂以液氨为基准); K_3 根据 SCR建设形式而定,对于新建机组, K_3 可取 0.7~0.85 对于老机组改造, K_3 可取 1.1~1.3。

式(5)综合考虑了影响 SCR脱硝装置上网电价增量的主要因素,如脱硝率、还原剂类型、还原剂的到厂价格、SCR建设形式等。

4 结论及建议

(1)火电企业安装 SCR脱硝装置,会增加火电企业的发电成本,其中还原剂费用、催化剂费用和固定资产折旧费用 SCR脱硝装置成本中最大的 3项

费用。

(2)定量分析了 SCR脱硝装置上网电价增量的影响因素,并给出了主要影响上网电价增量的计算式。

(3)分析了我国脱硝电价现状,介绍了推荐的脱硝电价计算式,该计算式既考虑了不同发电企业的脱硝成本,又防止个别发电企业钻政策的空子,获得不应该得到的经济利益。

(4)国家有关部门应出台科学合理的脱硝电价政策,针对不同的烟气脱硝技术和各发电企业的具体情况,制定合理的脱硝电价,充分调动电力企业治理 NO_x 排放的积极性,从而促进能源与环境的和谐发展。

参考文献:

- [1] 中国环境科学研究院环境标准研究所. 火电厂氮氧化物防治技术政策(征求意见稿)编制说明[M]. 北京: 中国环境科学研究院环境标准研究所, 2009.
- [2] 郭 斌. 火电厂氮氧化物控制策略的研究报告[R]. 广州: 广东电网公司电力科学研究院, 2009.
- [3] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 电力工业基本建设预算管理制度及规定[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.

新技术、新工艺

上海正在建造 1 600 MW联合循环电站

据《Gas Turbine World》2009年7~8月号报道, Siemens Energy(西门子能源公司)和合作伙伴 SEPG(上海电力生产设备公司)已接到一份来自电力供应者——中能公司的订单,提供4台 SGT5-4000F燃气轮机和相关的 SPPA-T3000测量仪表和控制系统。

这些燃气轮机和控制系统将用于 1 600 MW以 LNG(液化天然气)作为燃料的上海临港联合循环电站,该电站将由4套 400 MW联合循环发电装置组成。基准的 SGT5-4000F 1×1联合循环配置在 ISO条件下的额定输出功率为 423 MW,效率为 58.4%。

临港电站的开发正与一个新的 LNG接收终端的建造同时进行,该接收终端位于上海南部的洋山深水港,它将向电站供给 LNG燃料。

在竣工时,临港电站将主要用来保持对上海电网峰值负荷的调整。

临港电站于 2009年6月开始建造,工程的投资为 8亿美元。计划要求前两套联合循环发电装置于 2010年投入运行。预期后续两套装置将及时投入生产,发出全部输出功率,以便有助于在 2011年夏季满足季节性峰值负荷需求。

从 2004年起, Siemens公司已接受了总计 15台 F级和 2台 E级燃气轮机订单,用于中国联合循环电站项目。

此外,它的 SPPA-T3000 & C(测量仪表 & 控制)系统目前已安装在 18 个中国电站,总计 36台装置,总的输出功率达到 23 GW。

(吉桂明 摘译)

was the influence of O_2 concentration, CaO and Fe_2O_3 on coal sample Hg emissions in an air and O_2/CO_2 atmosphere. When a conversion is made from an air atmosphere to a 20% O_2/CO_2 concentration atmosphere, the gas state single substance mercury ($Hg(g)$) concentration in the flue gas produced by burning lignite will slightly decrease and the total gas state mercury ($Hg^T(g)$) will slightly increase while bituminous coal will exhibit a contrary tendency. In the O_2/CO_2 atmosphere when O_2 concentration ranges from 20% to 25%, $Hg^T(g)$ concentration of the bituminous coal will change insignificantly, i.e. around $19 \mu g/m^3$. When O_2 concentration is 30%, the $Hg^T(g)$ concentration will conspicuously increase to $23.2 \mu g/m^3$ while the $Hg(g)$ concentration will basically not be affected. CaO and Fe_2O_3 can curb the Hg emissions and the effectiveness achieved in the O_2/CO_2 atmosphere is superior to that in an air atmosphere. After CaO has been added, the $Hg(g)$ concentration will decrease remarkably. At a same O_2 concentration, the O_2/CO_2 atmosphere will be more favorable for the reduction of $Hg^T(g)$ emissions. After Fe_2O_3 has been added, the $Hg^T(g)$ concentration will somewhat decrease while the O_2 concentration will increase, so that $Hg(g)$ oxidation will be enhanced accordingly. Key words: coal combustion; Hg emissions; sedimentation boiler; O_2/CO_2 combustion; on-line Hg analyzer

烟气直接加热结晶硫酸铵的实验研究 = Experimental Study of Crystallized Ammonium Sulfate Directly Heated by Flue Gases [刊, 汉] / ZHANG Ting-fa, WANG Zhu-liang (Harbin Power Plant Engineering Co. Ltd., Harbin, China; Post Code: 150040) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power — 2010 25(4). — 432~436

Improved and innovated were the traditional ammonium method-based flue gas desulfurization technologies and developed was a new type gas-liquid heat exchange ring flow crystallizer with crystallized ammonium sulfate directly heated by boiler flue gases. The crystallizer features a high thermal efficiency, a small drag and resistance to fouling, thus enjoying a very big development potential. Through experiments studied was the influence of the air bubble distribution in the pop flow crystallizer, hot air flow rate and temperature on the main and average crystal particle diameter. The research results show that the average diameter of air bubbles in the ring flow crystallizer using an air ammonium sulfate system is only about 0.5 mm, the particle diameter distribution is uniform and the change of the average air content rate ranges from 0.12 to 0.25. The hot air temperature becomes a key control method for controlling the crystal particle diameter of ammonium sulfate. Through a regulation of initial hot air temperature, the average particle diameter of the ammonium sulfate can increase by over 20%. Key words: ammonium method-based flue gas desulfurization; crystallization of ammonium sulfate; ring flow crystallizer; gas-liquid direct heat exchange

我国 SCR脱硝成本分析及脱硝电价政策探讨 = Analysis of the SCR (Selective Catalytic Reduction)-based Denitration Cost in China and Exploratory Study of Its Policies on Denitration Electricity Price [刊, 汉] / GUO Bin, LIAO Hong-kai, XU Cheng-hong et al. (Guangdong Electric Grid Company Academy of Electric Power Science, Guangzhou, China; Post Code: 510600) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power — 2010 25(4). — 437~440

Analyzed was the cost for a SCR-based denitration device. It has been pointed out that the expenses for reduction and catalytic agent as well as fixed asset depreciation cost constitute the three largest ones in the cost of a SCR-based denitration device. On this basis, from such aspects as design denitration rate, reduction agent price, reduction agent type and SCR-based denitration device construction form etc., the factors influencing the on-line electricity price increment of the foregoing device were quantitatively analyzed and a denitration electricity price calculation formula was proposed. The formula comprehensively takes into account the main factors influencing the on-line electricity price increment of the SCR-based denitration device. It is of definite reference significance for calculating

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.