

大型火电耦合生物质气化发电技术方案分析

倪浩¹, 吴国强²

(1. 华电宁夏灵武发电有限公司, 宁夏银川750045; 2. 北方民族大学电气信息工程学院, 宁夏银川750021)

摘要: 文章针对大型火电耦合生物质气化系统, 依靠数据说明生物质气化耦合发电技术在技术和经济上是可行的, 为生物质气化耦合燃煤锅炉发电的推广应用提供一定的参考价值。

引言

生物质能是绿色植物通过光合作用, 将太阳能转化为化学能贮存于生物质内部的能量, 是仅次于煤炭、石油和天然气的第四大能源。生物质能几乎不含硫、含氮很少, 碳通过光合作用, 近排放量几乎为零, 因此是一种清洁可再生能源。回收生物质能, 不仅能够提高农村经济收入, 同时减少二氧化碳、硫氧化物、氮氧化物和粉尘的排放, 有利于保护生态环境和经济可持续发展。大型火电耦合生物质气化发电技术就是一种能源高效清洁利用的方法。

1 技术方案

本文以600MW燃煤锅炉耦合1×30MW生物质气化发电为例进行分析, 该电厂采用最新高效发电技术和高效静电除尘、石灰石-石膏湿法脱硫、炉内低氮燃烧+SCR烟气脱硝等污染物脱除设备, 并利用生物质气化后的合成气送入燃煤锅炉进行再燃, 还原主燃区产生的NO_x^[1], 降低SCR烟气脱硝负荷, 将污染物的排放控制在的排放标准以下。

生物质气化采用循环流化

床气化技术, 气化介质和生物质通过热化学反应生成CO

、H₂及少量碳氢化合物可燃气。此生物质气化装置将产生的可燃气作为燃料送入燃煤锅炉与煤粉一起燃烧发电。

相比传统的生物质直燃电厂^[2, 3]

, 工艺流程短, 无需再配备汽轮机、发电机、电网输出以及烟气净化等系统, 投资少, 占地面积小, 配置工作人员少, 而且生物质气化综合发电效率达30%以上, 生物质燃料可节省25~30%; 同时生物质直燃存在严重的碱金属腐蚀及锅炉结焦的问题, 对于发

电系统的连续运行是极为不利, 生物质中碱金

属的存在, 还会引起NO_x催化剂控制设备老化或失效; 燃烧方式通用性较好, 对原燃煤系统影响较小。

相比常压、空气气化耦合发电方案, 加压、富氧耦合发电技术投资略高, 但加压富氧气化可以更大规模、更灵活处理生物质, 对原料的适应性也更加广泛, 气

化效率、燃气品质有较大提高^[4]

, 对锅炉的安全性更加有利, 同时占地面积小; 另外加压富氧气化省去了常压气化中的高温燃气引风机, 同时燃气管径较小, 消除了生产运行中一个重大的安全隐患。

工艺路线主要为: 经过处理且满足粒度要求的生物质燃料, 送入加压装置加压后的生物质, 通过螺旋输送机送入气化炉, 在一定温度下, 气化炉内生物质在气化介质的作用下气化生成可燃气, 再经过旋风除尘送入余热锅炉, 可燃气降温计量后, 热可燃气直接送入燃煤锅炉上改造增加的生物质燃气喷口再燃, 利用原有发电系统实现高效发电。整个装置主要分为生物质贮存、进料、生物质气化、可燃气除尘、热回收及燃气燃烧。

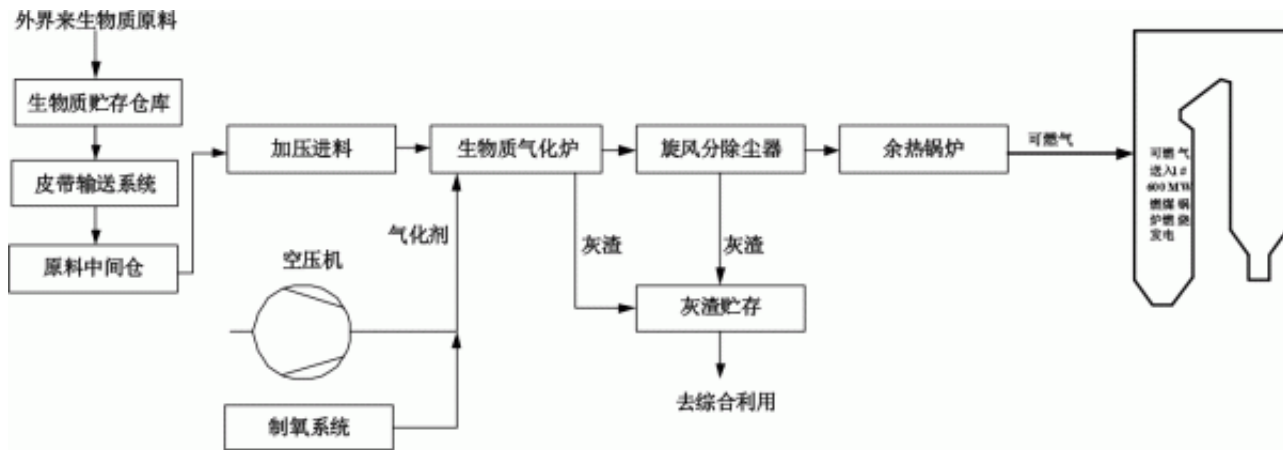


图1 大型火电耦合生物质气化发电流程图

工艺流程图见图1。

2制气系统

2.1生物质的贮存系统

生物质贮存仓库收到的生物质原料，经过称重和取样分析水分和热值后存储，生产过程中通过装载机和抓斗等转运装置将生物质送进振动筛，过滤掉不合格的生物质料，再通过螺旋输送机 and 输送皮带将合格的生物质送到生物质加压进料系统的常压料仓。

2.2加压进料

常压料仓存放的生物质料，通过进料装置和阀门进入并装满锁斗，然后控制系统用氮气对锁斗充压到0.1~0.3MPa时，生物质燃料再通过下料阀和下料装置进入加压给料仓，在加压给料仓的底部装有螺旋输送机，生物质料由螺旋输送机不断送入生物质气化炉。生物质锁斗在卸完料后，锁斗将恢复到常压状态，重新进料和充压，进行下一次循环物料的输送。

2.3生物质气化及气体净化

气化炉是整个气化系统的主要设备^[2]

，采用流化床作为气化炉的炉型，加压给料仓输送过来的生物质从气化炉的中下部进入炉膛反应区；在气化炉的底部，空气和氧作为气化剂送入炉膛，在炉膛内生物质、空气和氧气充分混合，形成一种沸腾流化状态；同时，在气化温度为700~980益，气化压力为0.1~0.3Mpa的条件下，以及高温床料有效的传热和传质的作用，加速气化反应速度，最终生成成分为CO、H₂、CO₂、CH₄、H₂O、N₂及少量焦油的高温可燃气体。

生物质原料都含有一定的灰分，因此气化过程中会产生灰渣，一部分灰渣由气化炉底部排出，冷却后送到贮存系统；另一部分灰渣则可通过下游旋风分离器从可燃气体中分离出来，灰渣从旋风分离器底部排出，送到贮存系统。可燃气体则从旋风分离器的顶部出来，进入下游的余热锅炉。

2.4热量回收

进入余热锅炉可燃气体的温度约为900益，因温度高，燃气单位体积密度小，为了减小燃气输送设备的体积和材质等级，同时还要保证可燃气体中的焦油不冷凝，高温可燃气体经过余热锅炉释放热量降温到400益左右，同时也根据锅炉运行参数，自行控制温降，余热锅炉产生的低压水蒸汽并入电厂管网系统。

2.5可燃气体的输送和燃烧

经过除尘和余热锅炉的可燃气，气体流量约为 $5 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ，温度约为400益，压力约为0.2MPa。可燃气体经过在线成分分析，根据输入锅炉的热量计算可燃气体的流量，将特定量的可燃气体再送到燃煤锅炉前独立的燃气燃烧器进入锅炉再燃发电。在事故情况下，可燃气体有独立的紧急排放和切断

系统, 气化炉的安全保护系统将启动紧急停车, 将气化系统与燃煤锅炉切断隔离, 可燃气将引至安全区域处理, 同时启动氮气置换的保护程序, 煤气放散装置设有点火装置及氮气灭火设施。

2.6经济效益和污染物排放

(1)

按大型火电耦合

生物质气后, 年发电量不变的情

况下, 每年可以节省约7.5万吨标煤; 可分别削减SO₂

排放约29.48t/a、烟尘排放约14.18t/a及NO_x排放约63.77t/a; 从温室气体减排角度, 可削减CO₂排放约12.33万t/a。

(2) 按大型火电耦合生物质气后, 年发电量不变的情况下, 生物质气发电量约为18万MWh, 按照电价0.75元/KWh, 则生物质气发电每年收入约13500万元。

(3) 一台生物质气化炉系统设备的总投资约为1.9亿元, 基本收益率按7.0%, 年运行费用考虑厂用电和生物质原料费用约6000万元。

(4) 年费用的计算如下, 计算公式为:

$$A = P * I * \frac{(1 + I)^n}{(1 + I)^n - 1} + R$$

A-年费用; P-初投资; R-年运行维护费; I-基准收益率取7.0%; n-经济生产年按20年计算

R=6000万, P=19000万, 经计算大约需要5年回收成本。

可见在争取到生物质标杆电价0.75元/KWh的条件下, 采用大型火电耦合生物质气化发电技术的经济效益很好。

3结束语

随着环保要求的不断严格, 生物质能的利用, 不仅优化了能源结构, 提高当地经济收入, 还可有效降低污染物的排放, 满足日益严格的排放标准, 通过分析大型火电耦合生物质气化发电, 无论在技术上、处理规模和投资性价比都具有显著的优势, 因此生物质气化耦合发电是理想的发展方向。

参考文献

[1] 吴国强. 合成气再燃控制技术研究[D]. 华北电力大学, 2014.

[2] 阴秀丽, 周肇秋, 马隆龙, 等. 生物质气化发电技术现状分析[J]. 现代电力, 2007, 24(5): 48-52.

[3] 宋艳苹. 生物质发电技术经济分析[D]. 河南农业大学, 2010.

[4] 孙立. 生物质热解气化原理与技术[M]. 化学工业出版社, 2013.

[5] 全国注册咨询工程师执业资格考试试题分析小组. 项目决策分析与评价[M]. 机械工业出版社, 2013.

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/126460.html>