大容量燃煤机组生物质能利用技术探析

杨希刚，王双童

（国电科学技术研究院有限公司，江苏南京，210023）

摘要：利用好生物质能对加快绿色生态文明社会建设具有重要意义，文章总结了生物质能发电面临的现实困难和问题，分析生物质能发电不同耦合技术的性能和特点，提出了大容量燃煤机组生物质能的耦合发电，可借鉴欧美各国生物质能发电的主流技术趋势，合理采取生物质与煤直接混合燃烧技术，并建立健全我国生物质混燃电厂的监管机制和标准。

1引言

我国经济发展步入新常态，“十三五”时期是我国推动能源转型，实现绿色持续发展的关键时期。生物质是一种可持续获得的绿色资源，国家发改委、能源局《能源发展“十三五”规划》中提出“因地制宜发展生物质能等新能源，提高可再生能源发展质量和在全社会总发电量中的比重。”《电力发展“十三五”规划》中又提出“积极清洁利用生物质能源，推动沼气发电、生物质发电和分布式生物质气化发电。开展燃煤与生物质耦合发电、燃煤与光热耦合发电示范与应用。”生物质若不能很好利用，便是一种固废，将影响生态环境；利用好生物质将对我国能源结构转型，高效清洁处理固废，减少CO_2、SO_2
和烟尘的排放量，保护环境，增强企业经济效益，具有十分重要的意义。对于大容量燃煤机组如何响应政策，科学开展生物质能的利用，更好地发挥大机组高效性、清洁性的耦合优势，更是值得深入研究。

2生物质能发电现状

生物质能发电是生物质利用的一种重要方式之一，也是国家近些年大力提倡与鼓励的生物质利用方式。但受诸多因素影响，生物质能耦合发电的推广和应用存在以下问题：

（1）没有建立生物质能发电相关的标准，生物质能发电量无法界定。除100%燃用生物质能的发电厂外，均不能科学精确测量火电机组生物质能耦合的发电量。对于生物质能气化耦合发电，目前按气化燃气热能、机组供电煤耗和厂用电率等进行核算生物质能的发电量，但计算方法尚不完善，上网电量计算值与实际值间存在一定误差；对于燃煤与生物质直接混燃的发电量，由于生物质消耗量是沿用原入厂煤重量法计量，其中含有大量的人为因素，不利于政府监管，也不能取得电价的政策补贴。如何科学计量生物质能的发电量，是目前影响生物质能发电推广和应用的最大瓶颈。

（2）电价政策模糊，获取生物质能发电补贴困难。目前，除100%燃用生物质能的发电厂享受上网电价补贴0.75元/kWh的政策外，其它形式的生物质能发电因发电量无法科学界定，各地区电价补贴政策不一，有的没有明确，发电补贴不能落实。

（3）生物质电厂布局不合理，燃料供需矛盾严重。由于生物质品种多、密度低、分散性强，社会上没有形成生物质收集、储存、运输的供应链，加之季节性因素，导致燃料紧张，有的地区生物质折标单价已超过标煤单价。一些已取得政策补贴的生物质电厂，由于燃料问题已导致生产和经营困难。

（4）对于生物质直燃电厂，受燃烧方式影响，环保排放指标较高，普遍没有配套的环保设施，达不到环保超低排放要求。

（5）生物质电厂机组容量小，燃烧效率低，蒸汽工质参数低，直接导致生物质能的热电转化效率在30%以下，远低于大容量煤电机组45%以上的热电转化效率。

（6）生物质直燃电厂机组容量较小，建设单位造价高，项目投资成本回收压力大。

3大容量燃煤机组生物质能发电技术

燃煤与生物质耦合发电技术的特点是利用原锅炉或汽轮发电机组进行发电，在提高综合发电效率的同时，有效降低了投资。一般有：燃煤与生物质直接混燃发电、燃煤与生物质气化耦合发电、燃煤产生蒸汽与生物质产生蒸汽耦合发

电，见图1。

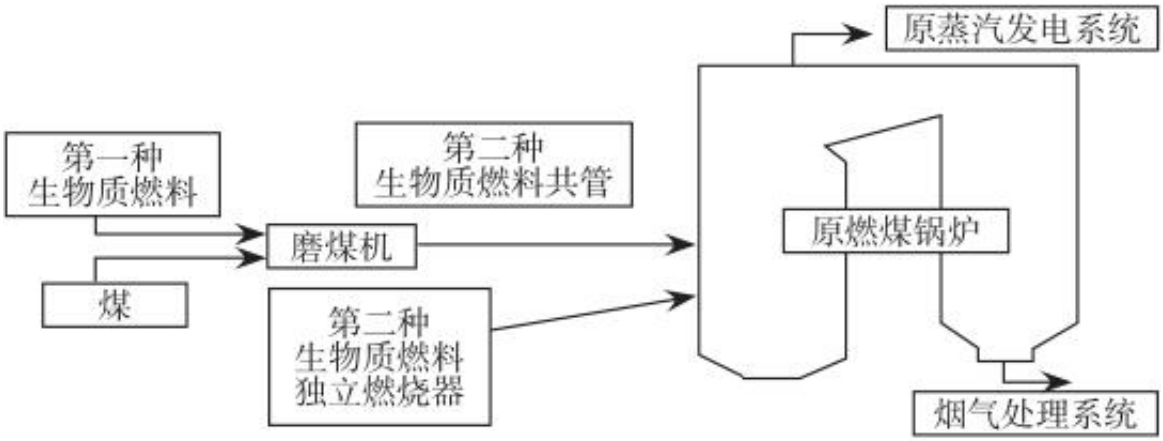

图1　生物质耦合发电工艺流程

3.1燃煤与生物质直接混燃发电

直接混燃可分为3种 [1]：

（1）以共磨方案最为简单，生物质燃料经预处理成型后，在给煤机上游与煤掺混，在磨煤机中与煤共同磨制后送入原锅炉燃烧器，该技术应用较多。

（2）共管方案，生物质燃料经单独破碎机后，输入原磨煤机出口的送粉管道中，与煤粉混合后进入原锅炉燃烧器，该方案管道布置及切换控制系统复杂，实际应用较少。

（3）独立喷燃方案，生物质燃料经独立设置的专用燃烧器，送入锅炉中燃烧，早期开展生物质掺烧的大容量机组大都采用此方式。

3.1.1优点

与煤掺混系统简单，投资小；机组运行方式不受生物质影响；可利用原锅炉的高效性和环保性；对于大容量锅炉，生物质与煤的掺烧比例在20%以下。有关试验数据表明[2]，掺混量不超过20%，不会引起锅炉结渣和腐蚀，不会污染锅炉SCR脱硝催化剂，也不会影响粉煤灰的品质。

3.1.2缺点

（1）生物质掺烧量难以计量，生物质电量难以确定。生物质燃料质量较轻，掺烧生物质后，常规的皮带秤无法准确计量生物质燃料量，通过汽车衡计量生物质燃料量目前无可靠监控手段，造成生物质电量核算困难。

（2）掺混方式不同，入炉前预处理要求不同。采用炉前掺混方式，为避免影响制粉系统正常运行，一般要进行预处理，将生物质压制成型，与煤掺混后入炉。采用炉内混烧方式，则生物质的颗粒度要求低，但也要求其流动要好，便于单独输送入炉，并要增加生物质燃烧器。

3.1.3案例

（1）华电国际山东十里泉电厂引进丹麦BWE公司技术，对400t/h高温高压锅炉进行技术改造，采用独立喷燃系统混燃麦秸秆，设计混燃生物质量为3×5t/h，按设计秸秆热值计算，混燃热量为60MW.由于该项目生物燃料单一（小麦秸秆），实际掺烧的生物质量在5%~8%，在混燃过程中，锅炉并未出现结焦、腐蚀、催化剂中毒、灰渣可燃物升高等问题。

（2）国电宝鸡第二发电有限责任公司在1025t/h亚临界锅炉采用生物质预处理成型与煤掺混入炉燃烧，试验时生物

质最大掺入量为24t/h，掺烧后锅炉运行状况良好。

3.2燃煤与生物质气化耦合发电

生物质气化耦合发电技术是指将生物质在气化装置中生成燃气，再将燃气送入大型燃煤锅炉中燃烧，利用已有汽轮发电机组发电，综合发电效率为32%～37%，见图2。

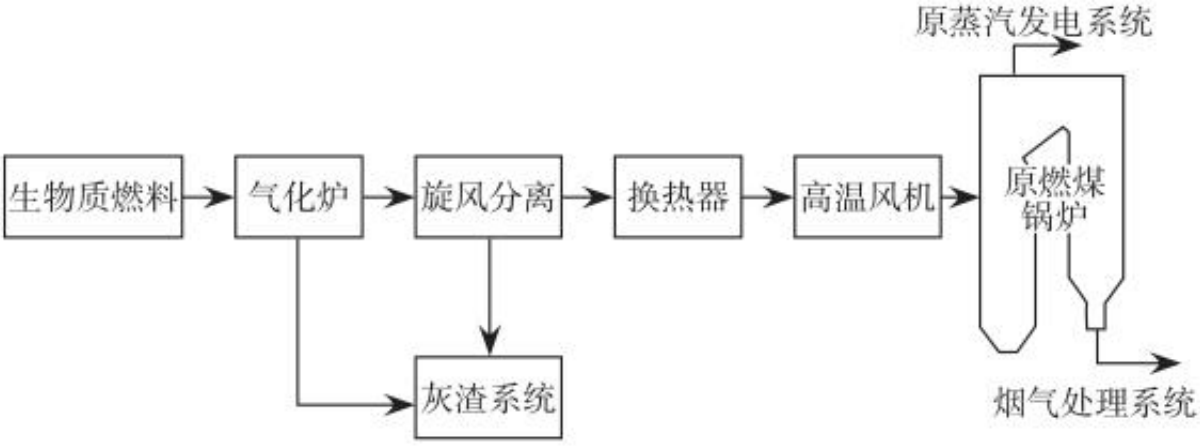

图2　生物质气化耦合发电流程

3.2.1优点

通用性较好，对原燃煤系统影响较小；对机组运行方式影响小；可充分利用原锅炉环保设施，且对排放指标影响小；利用了大型燃煤发电厂的高效率，生物质发电效率较高。通过在线监测燃气流量、热值、燃气温度，以及电站锅炉的发电效率，可以实现生物质燃气发电量的单独核算。

3.2.2缺点

由于气化方式影响燃气热值和气化强度，存在焦油问题。另外，对生物质燃料的颗粒度、水分、灰分要求高，生物质适应性差，需增加生物质燃气喷口，气化装置容量小，气化技术尚未完全成熟，生物质电量计算方法尚不完善，存在误差。

3.2.3案例

国电长源荆门电厂利用640MW燃煤机组的系统和设备，配套研发了生物质气化装置，产生的燃气送入锅炉再燃烧发电。项目设计生物质发电容量10.8MW，生物质额定消耗量为8t/h，生物质发电量获得湖北省补贴电价0.75元/kWh。

3.3生物质蒸汽耦合发电

在原机组蒸汽侧耦合发电，即纯燃生物质的锅炉产生蒸汽，送入原燃煤锅炉再热器内或送到汽轮机低压缸耦合，利用原汽轮机发电，见图3。

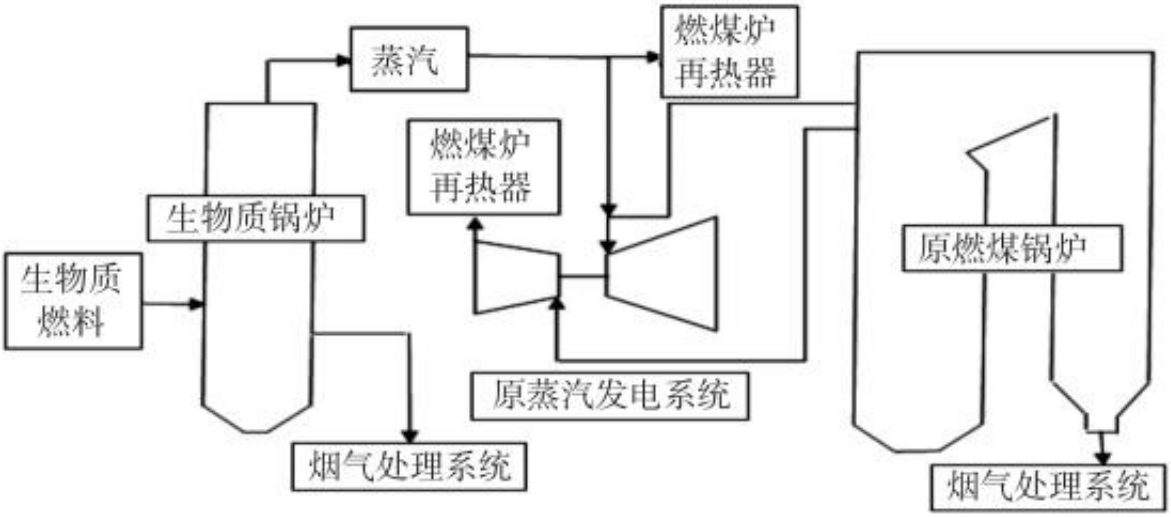

图3　生物质蒸汽耦合发电流程

3.3.1优点

生物质燃烧系统与煤燃烧系统完全分离，增加了生物质品种的适用性。同时对燃煤锅炉燃烧不会产生影响，充分利用原高效发电系统，转化效率高。

3.3.2缺点

生物质的锅炉效率低，蒸汽系统复杂，投资造价高，应用极少。

目前，生物质蒸汽耦合发电技术应用案例国内未见报道。

4国外生物能发电技术现状 [3]

据全球可再生能源统计报告，欧美地区生物质能利用是仅次于太阳能和风电的第三大可再生能源。近年来，欧盟各成员国陆续提出可再生能源发展目标，从各国实际出发，制定了各自的可再生能源行动计划，在定价上网、投资补贴、税收优惠、配额制度和科技研发等方面，采取积极的政策和措施，并指定专门机构监测混燃电厂实际掺烧的生物质燃料量。国家主管部门对监测方法和监测报告进行核实，按统一的政策给予平等的激励和优惠，使生物质能利用得到很好的发展。

美国、丹麦是最早采用生物质直接燃烧发电技术的国家，存在综合发电效率低、容量小等问题。芬兰、英国、法国则采用生物质混燃发电技术，一般由大型燃煤锅炉汽轮发电机组改造而成，发电机组以热电联产机组为主，原机组容量大、蒸汽参数高，生物质发电效率高。其中，混燃方式有生物质燃烧直接混燃和生物质气化间接混燃，以直接混燃为主，掺混比例范围较宽，最高30%；直接混燃采用预处理后的块状生物质燃料与煤直接掺烧，粉状生物质燃料用独立的燃烧器燃烧；生物质气化锅炉燃烧方式多为CFBC或FBC。瑞典、芬兰、美国等国家相继研发生物质整体气化联合循环发电（BIGCC）关键技术、设备[4]，并建成了示范工程。但由于燃气热值、焦油裂解、燃气净化等问题，以及容量小、投资高等因素，商业化运用受到很大影响。

5结束语

（1）生物质直接混燃和气化发电技术，由于充分利用原燃煤机组的高效发电系统和环保系统，发电效率较高，对排放指标影响小。其中，直接混燃发电技术具有改造量小，系统简单，性价比高等优势，已成为国外生物质能发电的主流趋势；气化发电技术具有对原燃煤系统和机组运行方式影响小的特点，并可通过在线监测装置实现生物质燃气发电量的单独核算，国内政策补贴容易获取。

（2）借鉴欧美各国生物质直接混燃发电经验，结合我国生物质能利用政策及区域生物质能资源，对于大容量燃煤机组生物质能的耦合发电，可合理采取生物质与煤直接混合燃烧的发电技术。

（3）借鉴国外生物质混燃电厂实际掺烧生物质燃料量监测和核实的机制和方法，建立健全我国生物质混燃电厂的监管机制和标准。

（4）在总结完善燃煤机组生物质混燃发电技术、发电量计算方法，以及计量技术等工作基础上，编制出台国家或行业标准。

参考文献：

[1]刘炳池，陆王琳.大容量煤粉锅炉生物质混燃技术探讨[J].新能源及工艺，2013，（2）:37-41.

[2]潘升全，谭厚章.大型电厂煤粉炉掺烧成型生物质试验[J].中国电力，2010，43（12）:51-54.

[3]李定凯.对芬兰和英国生物质-煤混燃发电情况的考察[J].电力技术，2010，（2）:2-8.

[4]常杰.生物质气化发电发展关键问题及前景展望[J].电力建设，2009，（6）:1-5.

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/tech/154203.html