

# 生物质燃煤耦合发电技术应用现状及未来趋势

高金锴<sup>1</sup>, 佟瑶<sup>2</sup>, 王树才<sup>1</sup>, 孙洋<sup>1,2</sup>, 安有德<sup>1</sup>, 杨天华<sup>2</sup>

(1.大唐长山热电厂, 吉林松原131109; 2.沈阳航空航天大学能源与环境学院, 辽宁沈阳110136)

**摘要:** 国务院“十三五”提出控制温室气体排放目标后, 如何较大幅度地降低CO<sub>2</sub>排放成为燃煤电厂面临的巨大挑战之一。按照现有的煤电技术, 仅通过提高煤电效率降低煤耗和CO<sub>2</sub>排放强度是非常困难的。燃煤电厂采用生物质与煤电耦合发电技术, 是当前最可行的降低碳排放的措施。文章针对生物质替代煤炭发电应用的现状, 介绍了现阶段燃煤耦合生物质发电的几种方式, 及其在现有电厂中的应用情况, 并简要分析其优缺点。结合耦合技术自身特性、经济成本及中国国情, 提出生物质气化耦合发电是未来的发展趋势。

## 0引言

x, SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>等气体以及细颗粒物, 造成大气环境质量急剧下降, 与我国环境友好的生态文明建设理念相悖。2016年12月20日国务院下发了《“十三五”节能减排综合工作方案》, 提出了大型发电集团单位供电CO<sub>2</sub>排放控制在550g/(kW·h)以内的目标<sup>[1]</sup>, 这给煤炭发电企业带来巨大的压力。因此, 寻求一种清洁、绿色、高效、环保、可再生的煤炭替代型能源已成为煤炭发电企业及我国全面建成小康社会所必须解决的问题。

生物质原料数量巨大, N, S含量低, 燃烧过程中生成的SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>较少<sup>[2]</sup>, 无温室气体排放, 被认为是一种碳中性的可再生能源<sup>[3]-[5]</sup>, 生物质能的推广使用将是我国能源转型的必经之路。生物质直燃发电技术在当前应用较多, 国内农业大省都建有生物质直燃发电厂, 但由于生物质资源分散, 自身能量密度、质量密度均较低, 收集运输困难, 生物质直燃发电燃烧综合效率低于30%, 且对燃料供应的持续性及经济性依赖度较高, 因此生物质发电成本较高, 为燃煤发电成本的1.5~2.0倍<sup>[6]</sup>, 这些原因导致生物质直燃发电厂目前几乎全部处于亏损或盈亏平衡状态, 近年新建生物质直燃电厂增速缓慢。在此形势下, 燃煤耦合生物质发电技术引发了人们的关注。2017年, 国家能源局和环境保护部联合发布了《国家能源局环境保护部关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》(国能发[2017]75号), 提出要大力支持生物质耦合发电试点项目的发展以及相关方向的科技研究。在多项政策的扶持下, 目前全国各地已经启动了大量的燃煤与农林生物质及污泥耦合发电的试点项目<sup>[7]</sup>。

燃煤耦合生物质发电, 不仅降低了原燃煤电厂污染物及温室气体的排放量, 而且综合利用生物质与煤炭资源, 逐步减少一次能源的消耗量, 缓解社会发展对能源需求的压力。燃煤耦合生物质发电充分利用燃煤电厂大容量、高蒸汽参数达到高效率的优点, 可在更大容量水平上使生物质发电效率达到燃煤电厂的最高水平, 同时解决了生物质能田间焚烧、大量堆积等问题, 促进了我国能源结构的调整。生物质燃煤耦合发电经济效益良好, 符合能源可持续发展理念, 且对我国生态文明建设具有积极的促进作用。

## 1燃煤电厂生物质耦合发电技术概述

生物质耦合发电是利用生物质燃料与其他燃料(通常指煤)进行混烧的发电方式。生物质可替代部分燃煤, 在减少煤炭用量的同时, 拓宽了发电燃料的来源渠道。掺烧比例可随生物质市场价格、种类等不断调整, 使燃料更具灵活性。目前, 全世界共有大容量燃煤电厂实行生物质耦合混烧发电150多套, 其中100多套在欧盟国家。通过对现阶段生物质耦合发电运行技术的总结, 生物质耦合发电技术主要有3种方式: 直接混燃耦合发电技术、分烧耦合发电技术及生物质气化与煤混燃耦合发电技术<sup>[8]</sup>。

### 1.1 直接混燃耦合发电技术

生物质与煤直接混燃耦合发电技术,即在燃烧侧,现有燃煤锅炉通过燃烧生物质与煤粉的混合燃料产生蒸汽进行发电。但由于生物质燃料与煤在物理、化学性质方面存在较大的差异,直接混燃时生物质须进行一定的预处理,如降低其含水率、减小颗粒粒径,将其处理为可与煤粉直接燃烧的状态。根据生物质预处理方式的不同,分为同磨同燃烧器混烧和异磨同燃烧器混烧。前者为生物质和煤在给煤机上游混合,送入磨煤机,然后混合燃料被送至燃烧器,这是成本最低的方案,但生物质和煤在同一磨煤机中研磨会严重影响磨煤机的性能,因此仅限于有限种类的生物质和生物质掺烧比小于5%;后者为生物质燃料的输送、计量和粉碎设备与煤粉系统分离,粉碎后的生物质燃料被送至燃烧器上游的煤粉管道或煤粉燃烧器,此方案系统较复杂且控制和维护燃烧器较困难<sup>[8]</sup>。

由于生物质与煤粉直接混燃发电技术可在原有燃煤电厂锅炉的基础上仅对锅炉进料系统进行改造,即可应用混合燃料燃烧发电,大大降低了电厂转型所需的投资改造成本,因此是目前最常见的一种投资成本最低和转换效率最高的生物质耦合发电方式<sup>[4]</sup>

。该技术由于避免了转化损失,相比其他耦合方式,净电效率较高<sup>[2]</sup>

。生物质中的挥发分含量高,与煤粉共燃时可促进煤粉的着火与燃烧<sup>[9]</sup>,降低CO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>的排放<sup>[10]</sup>

。生物质与煤直接混燃耦合发电技术在挪威、瑞典、芬兰和美国已得到广泛应用<sup>[7]</sup>

。由于生物质中含有大量的碱金属和碱土金属,混燃过程中碱金属容易挥发沉积在锅炉受热面而引起锅炉腐蚀,同时煤灰

渣中的大量碱金属容易结焦

,对锅炉安全运行产生较大影响,因此,直接混燃耦合发电技术在我国应用较少<sup>[8]</sup>

。另外,这种耦合方式中生物质预处理困难,现有预处理技术普适性较差,对生物质燃料处理系统和燃烧设备要求较高,适用性较低。

### 1.2 分烧耦合发电技术

生物质与煤分烧耦合发电技术也称并联燃烧发电技术,即在蒸汽侧实现“混烧”,是一种利用蒸汽实现耦合发电的技术方式。纯燃生物质锅炉产生的蒸汽参数和电厂主燃煤锅炉蒸汽参数一样或接近,可将纯燃生物质锅炉产生的蒸汽并入煤粉炉的蒸汽管网,共用汽轮机实现“混烧耦合”发电。

分烧耦合发电技术方式采用的是与煤燃烧系统完全分离的纯燃生物质锅炉系统,对电厂原有燃煤锅炉燃烧不产生影响。其优点如下:1)充分利用燃煤电厂大容量、高蒸汽参数达到高效率的优点,可在更大容量水平上使生物质发电效率达到燃煤电厂的最高水平,提高生物质能源利用率<sup>[11]</sup>

;2)并联燃烧采用专门燃烧生物质的锅炉,从而增加了燃煤电厂混烧生物质燃料的可能,例如高碱金属和氯元素含量的秸秆;3)生物质灰和煤灰分开,便于对灰渣的分别处理。在国外的应用实例中,均存在生物质锅炉设备腐蚀严重的问题,这是因为生物质燃料活性高,碱金属含量高,在燃烧过程中,容易与氯、硅等其他元素发生化学反应,生成高腐蚀性的氯化物,对设备管道造成腐蚀<sup>[12]</sup>。其缺点是系统复杂,投资造价高。我国华电国际电力股份有限公司十里泉发电厂140MW机组采用此技术方式。

### 1.3 生物质气化与煤混燃耦合发电技术

生物质气化与煤混燃耦合发电技术,首先将生物质在生物质气化炉内进行气化,生成以一氧化碳、氢气、甲烷以及小分子烃类为主要组成的低热值燃气,然后将燃气喷入煤粉炉内与煤混燃发电。

这种耦合方式对生物质原料的预处理要求相对较低,可利用难以预处理的杂质含量较多的生物质原料,扩大了生物质可利用范围。如采用循环流化床气化炉,生物质气化时所需温度较低,生物质中碱金属随燃气挥发析出量较少,避免了在燃烧过程中腐蚀设备的问题。采用生物质气化形式,燃气中含有大量的一氧化碳、氢气、甲烷,燃气所需燃烧温度较低,在燃煤锅炉中很容易燃烧,降低了燃烧成本<sup>[13]</sup>

。另外,生物质气化可燃气可用作降低NO<sub>x</sub>排放分级燃烧(再燃法)的二次燃料,降低了发电厂污染物的排放。周高强<sup>[13]</sup>、倪浩<sup>[14]</sup>

以大型火电耦合生物质气化发电为例进行分析，验证了气化耦合技术的经济可行性。但该耦合技术在气化过程中，除生物质燃气

目标产物外，还会产生

副产品——焦油，焦油将会引起诸如过滤和燃料管道堵塞等技术问题<sup>[15]</sup>，这也是近年来学者在不断攻克的难点。

## 2国内外应用现状

自1997年12月在日本京都通过《联合国气候变化框架公约的京都议定书》以来，减排温室气体促进了可再生能源的开发，推动欧盟多国和发达国家混燃发电的发展，使混燃发电成为生物质发电的主流趋势。目前，全世界大容量燃煤与生物质耦合发电主要集中在

欧盟及发达国家，尤其是丹麦、芬兰、英国、美国等国家<sup>[6]</sup>，<sup>[13]</sup>

。芬兰是世界上最早成功利用废弃生物质发电的国家之一<sup>[16]</sup>

。我国开展生物质耦合发电技术较晚，目前尚处于起步阶段。本文简要介绍几个典型生物质耦合电厂的基本情况，即英国Fiddlers Ferry电厂、芬兰Lahti电厂和OyAlholmens Kraft发电厂、中国华电十里泉发电厂。

### 2.1英国Fiddlers Ferry电厂

英国Fiddlers Ferry电厂位于英格兰西北部的柴郡，于1971年投产，为4×500MW切向燃烧煤粉炉发电机组系统。在欧洲减排温室气体、增加可持续电力计划目标和英国政府的政策激励下，该电厂对4×500MW机组进行改装，采用生物质与煤粉两种燃

料直接混燃发电，其中生物质燃

料以压制废木屑颗粒燃料、炼制橄榄油的废品等为主<sup>[17]</sup>

。改造后，在锅炉可用率高达95%时，生物质混燃比例可达锅炉总输入热量的20%，锅炉热效率比改造前降低0.4%，生物质可为每台机组稳定提供100MW的电力输出，每台锅炉消耗生物质燃料量约为1500t/d，与燃煤发电相比，每年可减少100万t的CO<sub>2</sub>排放量<sup>[18]</sup>。

### 2.2芬兰Lahti电厂

芬兰Lahti电厂位于芬兰南部Lahti市，建成于1986年，在碳减排指标和政府促进燃煤耦合生物质发电政策驱动下，该电厂于1998年开始采用生物质气化与煤粉混烧耦合发电技术。该电厂生物质燃料主要包括树皮、锯末、木屑、木材废料、板材废弃物、回收的垃圾（可再生燃料）、旧轮胎、切碎的塑料和其他可燃废弃燃料，燃煤采用芬兰自产的泥煤，掺烧生物质的比例约为30%<sup>[6]</sup>，<sup>[18]</sup>。该电厂生物质气化采用循环流化床（Circulating Fluidized Bed, CFB）锅炉，通过气化间接混烧生物质比例约占总输入热量的15%，CFB年运行7000h，生物质燃料年取代燃煤量约为6000t，年可减少CO<sub>2</sub>排放量10%，NO<sub>x</sub>排放量5%，SO<sub>2</sub>

排放量10%，粉尘排放量30%<sup>[6]</sup>。该电厂在运行过程中不断调整生物质燃料与泥煤的比值，以提高生物质燃料利用比率。

### 2.3芬兰OyAlholmens Kraft发电厂

芬兰OyAlholmens Kraft发电厂位于芬兰的Pietarsaari市，2002年投入商业化运行，是目前世界上最大的混燃生物质的循环流化床电厂。该电厂循环流化床燃料以生物质（木材残渣 树皮为1:1）与泥煤混合物为主，10%重油和烟煤为辅（在启动时使用）。循环流化床炉膛横截面尺寸为长24m，宽8.5m，流化床高40m。CFB锅炉容量为550MW（热功率），蒸发量为702t/h，蒸汽参数为16.5MPa/545℃，最大发电量为240MW·h，蒸汽量为160MW。采用流化床锅炉技术，能够使用颗粒尺寸不均一、含水量高或品质不稳定的生物质燃料，实现了生物质资源与煤炭资源的混合利用以及稳定的能源供应。

### 2.4中国华电十里泉发电厂

中国华电十里泉发电厂是典型的生物质直接混燃耦合发电厂，该电厂始建于1978年6月，目前共装有5台125MW和2台300MW机组，总装机容量为1225MW。为了减少环境污染，充分利用资源，该厂于2005年从丹麦Burmeister&Wain Energy A/S公司引进生物质发电技术，对5号机组（140MW）进行了技术改造，增加一套秸秆输送、粉碎设备，增加两台生物质/煤粉单独燃烧和混合燃烧设备。改造后，机组采用秸秆作为生物质燃料，为了保证大容量、高参数机组的正常发电，秸秆的掺烧质量比最大为30%，不超过煤和生物质总输入热量的20%。按机组满负荷运转6500h计算，当消耗秸秆9.36万t/a时，可节约原煤7万t/a，减少CO<sub>2</sub>排放15万t/a，SO<sub>2</sub>排放1500t/a。就原料供给方面，当地农民增加了收入，在煤炭资源日益紧张的大环境下，经济效益、环境效益和社会

效益显著<sup>[19]</sup>。

### 3未来展望

发展生物质与煤混燃技术须考虑发电成本以及发电效率。选择一种生物质耦合燃煤发电的具体方式，确定混燃生物质种类及其掺烧比例，同时满足社会效益、经济效益、生态环境等多方面要求，是未来工程上不断试验的主要方向。基于此，我国开展燃煤生物质耦合发电技术应首要注重以下几个方面。

**耦合技术。**结合我国国情和现有国内外耦合发电技术发展现状，生物质气化与燃煤耦合发电是最佳的耦合发电方式。生物质气化对原料预处理要求较低，可提高生物质利用比率。生物质气化避免了碱金属对设备的腐蚀以及可能引发的烟气

处理系统中催化剂

的失效问题。早在20世纪就有大量学

者对生物质循环流化床气化进行了详细研究<sup>[20]</sup>，<sup>[21]</sup>

，其操作性成熟，可应用于大规模生产中。国内外的应用实例也为生物质气化与燃煤耦合发电提供了良好的技术支撑。

**经济成本。**目前，我国拥有大量的小型火电厂，其污染问题难以得到治理。可对小型火电厂进行生物质气化混燃系统的改造，减少投资建厂成本，同时也避免了小型火电厂废弃问题。以2台10MW生物质气化耦合发电机组为例，循环流化床气化炉产生的生物质可燃气送至660MW燃煤机组锅炉燃烧，产生的蒸汽送至超临界汽轮机做功发电，折算发电功率约为20MW，其改造包括热力系统、燃料输送系统、除灰渣系统、供水系统、电气系统、热工控制系统、附属地生产工程和地基处理等，总费用约为1.33亿元，远低于电厂废弃再改扩建，对于装机更大的机组而言，在造价上经济性更好。从国内已开展的生物质发电企业运营情况看，原材料来源和质量不稳定及其价格波动是造成企业经济效益不好，甚至亏损的主要原因，阻碍了生物质燃料的生产应用。2台10MW生物质气化耦合发电机组，按年利用5000h进行测算，若生物质燃料单价为500元/t，则平均上网电价（含税）为688.16元/（MW·h），若生物质燃料单价为450元/t和600元/t，则平均上网电价（含税）为645.78元/（MW·h）和774.14元/（MW·h），可见，生物质燃料价格是影响电价的敏感因素<sup>[22]</sup>。因此，在使用生物质燃料时应对生物质供应链的持续性和经济性做好分析。

**国家政策。**我国生物质耦合发电仍处于探索阶段，虽国外已有大量的应用实例，但都难以满足我国国情。开发一套基于我国国情的生物质耦合燃煤发电体系，需要国家政策的大力支持。目前，我国生物质耦合发电项目大多处于公益阶段，需要国家财政的大量帮扶、相应的科研经费以及对试点地区居民的奖励补贴。同时，应给国内科研人员创造出国交流的机会，深入学习其他成功案例的发展经验，并结合我国国情走自主研发道路。

**宣传力度。**生物质替代燃煤发电，对于民众来说相对陌生，应加大生物质发电的宣传力度，增加民众的了解度，通过多方面渠道促进民众了解生物质发电对社会、经济、环境的积极作用。

生物质发电潜力巨大，但我国缺乏核心的技术要领以及成功的生产经验，这也制约着我国生物质发电的发展。总的来说，生物质循环流化床气化与燃煤耦合发电，可同时满足提高生物质利用比率、降低燃煤发电对空气的污染性、经济效益良好、技术手段相对成熟等多方面要求，是生物质应用于燃煤电厂的最佳途径，未来研究方向也主要在于不断优化该技术，尽可能消除不利因素。

### 4结语

生物质与燃煤耦合发电技术是推动我国能源结构优化进程的最佳模式之一，为高效利用生物质及创造良好的经济效益提供了途径。在我国“十三五”规划中，积极鼓励生物质耦合发电技术的研发，国家也高度关注相关试点工程的发展状况。耦合发电综合利用多种能源，强调清洁可再生能源在未来社会发展中能源供应端的绝对地位，平衡一次能源消耗与社会能源需求，降低温室气体排放量，解决了一次能源短缺以及污染危害、生物质资源露天堆积、焚烧浪费等问题。生物质气化燃煤耦合发电以其众多的优势将是未来电厂转型的新方向。

## 参考文献：

- [1] 国务院.国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知[EB/OL].[http://www.gov.cn/zhengce/content/2017-01/05/content\\_5156789.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2017-01/05/content_5156789.htm),2017-01-05.
- [2] Agbor Ezinwa,Zhang Xiaolei,Kumar Amit.A review of biomass co-firing in North America [J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2014,40:930-943.

- [3] S G Sahu, N Chakraborty, P Sarkar. Coal-biomass co-combustion: An overview [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 39: 575-586.
- [4] Grzegorz Wielgosinski, Patrycja Lechtanska, Namiecińska Olga. Emission of some pollutants from biomass combustion in comparison to hard coal combustion [J]. Journal of the Energy Institute, 2017, 90: 787-796.
- [5] Munna Verma, Chanchal Loha, Amar Nath Sinha. Drying of biomass for utilising in co-firing with coal and its impact on environment-A review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 71: 732-741.
- [6] 王浩, 韩秋喜, 贺悦科. 生物质能源及发电技术研究 [J]. 环境工程, 2012, 30(S2): 461-464, 469.
- [7] 国家能源局和环境保护部. 国家能源局环境保护部关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知 (国能发电力 [2017]75 号) [EB/OL]. [http://www.czs.gov.cn/fgw/fzggdt/gyjtny/content\\_1148081.html](http://www.czs.gov.cn/fgw/fzggdt/gyjtny/content_1148081.html), 2017-11-27.
- [8] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电 [J]. 分布式能源, 2017, 2(5): 47-54.
- [9] 盛昌栋, 张军. 煤粉锅炉共燃生物质发电技术的特点和优势 [J]. 热力发电, 2006(3): 8-11, 2.
- [10] 王琳娜. 燃煤生物质耦合发电技术简介 [J]. 环保科技, 2017, 23(6): 61-64.
- [11] Mohammad S Roni, Sudipta Chowdhury, Mamun Saleh et al. Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017,

- (78):1089-1101.
- [12] 蒋大华,孙康泰,元伟.我国生物质发电产业现状及建议[J].可再生能源,2014,32(4):542-546.
- [13] 周高强.燃煤与生物质气化耦合发电技术方案分析[J].内燃机与配件,2016(12):133-135.
- [14] 倪浩,吴国强.大型火电耦合生物质气化发电技术方案分析[J].科技创新与应用,2017,(19):37-38.
- [15] 王刚,曲红建,吕群.我国生物质气化耦合发电技术及应用探讨[J].中国环保产业,2018(1):16-19.
- [16] 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,2010,19(2):2-8.
- [17] 袁振宏.欧洲生物质发电技术掠影[J].可再生能源,2004(4):65.
- [18] 冀佳蓉,王运军.国外生物质发电技术研究进展[J].山西科技,2014,29(3):59-61.
- [19] 谢方磊.十里泉发电厂140 MW 机组秸秆发电技术应用研究[J].山东电力技术,2006,148(2):65-68
- [20] ChengLin Jin,ZhenMei Wu,ShuWen Wang,et al. Economic assessment of biomass gasification and pyrolysis based on Agricultural Wastes [J]. Energy Sources Part B Economics Planning and Policy, 2017,83:97-202.
- [21] 周国忠.生物质掺烧发电存在问题及探讨[J].科技视界,2017(9):242-243.
- [22] 易超,张俊春,叶子菀,等.生物质气化耦合燃煤发电项目经济性分析[J].中国电力企业管理,2018(4):79-81.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/151750.html>