

# 燃煤电站生物质直接耦合燃烧发电 技术研究综述

杨卧龙<sup>1</sup>, 倪煜<sup>1</sup>, 雷鸿<sup>2</sup>

(1. 中国能源建设集团规划设计有限公司, 北京 100120;  
2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021)

**[摘要]** 燃煤耦合生物质发电被普遍认为是一种最为经济、有效、易实施的火力发电厂碳减排方式之一, 在欧美国家得到了广泛的应用。在我国该技术应用仍然处于试点示范阶段。本文详细介绍了燃煤耦合生物质发电的技术路线, 并重点介绍了直接耦合燃烧发电的国内外研究现状以及工程经验, 分析了存在的技术与非技术问题, 展望了其在我国的发展前景。结果表明: 直接耦合燃烧发电具有简单、高效、成本低等优点, 是国外的主流应用技术, 但其可能存在燃烧不完全、沉积与腐蚀、烟气处理设备性能下降等技术问题, 选择合适的耦合比例、对燃料进行预处理等是防范风险的关键措施, 但该技术在我国推广存在生物质燃料市场不完善、政策支持力度不够、缺乏相应的技术规范等问题。

**[关键词]** 燃煤; 生物质; 直接耦合; 发电; 碳减排; 耦合比例

**[中图分类号]** TK16 **[文献标识码]** A **[DOI 编号]** 10.19666/j.rlfed.202003164

**[引用本文格式]** 杨卧龙, 倪煜, 雷鸿. 燃煤电站生物质直接耦合燃烧发电技术研究综述[J]. 热力发电, 2021, 50(2): 18-25.  
YANG Wolong, NI Yu, LEI Hong. Biomass direct coupled combustion power generation technology for coal fired power station: a review[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(2): 18-25.

## Biomass direct coupled combustion power generation technology for coal fired power station: a review

YANG Wolong<sup>1</sup>, NI Yu<sup>1</sup>, LEI Hong<sup>2</sup>

(1. China Energy Engineering Group Planning & Engineering Co., Ltd., Beijing 100120, China;  
2. Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group Corporation, Chengdu 610021, China)

**Abstract:** Co-firing biomass with coal is widely considered as one of the most cost-efficient and easily deployed way for mitigating the CO<sub>2</sub> emissions from coal-fired power plants, which has been widely used in Europe and America. However, biomass co-firing in China is limited to demonstration levels. It is positive to make a systematically research and learn from the successful experience of Europe and America in promoting the application of biomass co-firing. This paper shows the technology roadmap, development status and various technical and non-technical issues associated with biomass co-firing. Finally, the development prospect of biomass co-firing in China is also discussed. The results are as follows. Direct co-firing is the main application technology because of simplicity, high efficiency and low cost, but direct co-firing may have some technical problems, such as incomplete combustion, deposition and corrosion, performance degradation of flue gas treatment equipment, etc. The measures to prevent risks include choosing appropriate co-firing ratio, pretreat the fuel, etc. However, there are some non-technical issues on the popularization and application of biomass co-firing in China, such as imperfect biomass fuel market, insufficient policy support and lack of technical specifications.

**Key words:** fired coal, biomass, direct coupling, power generation, carbon emission reduction, blending ratio

绿色和低碳是全球能源发展的主要方向, 我国也早在 2014 年提出能源清洁低碳发展的要求, 并做

出在 2030 年左右 CO<sub>2</sub> 排放达到峰值的国际承诺。《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》<sup>[1]</sup> 中明

修回日期: 2020-07-03

第一作者简介: 杨卧龙(1985), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为可再生能源与清洁能源技术, wlyang@cpecc.net.

明确提出“至 2030 年,非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到 50%”的目标,并在《“十三五”控制温室气体排放工作方案》<sup>[2]</sup>规定,到 2020 年我国大型发电集团单位供电 CO<sub>2</sub> 排放控制在 550 g/(kW h)以内。据中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2019》<sup>[3]</sup>,2018 年我国非化石能源发电量占全口径发电量的比重为 30.9%,单位火电发电量 CO<sub>2</sub> 排放约为 841 g/(kW h),距离能源清洁、低碳目标的实现尚有较大差距。

生物质作为一种碳中性,即碳排放为零的可再生燃料,在碳减排方面具有极大潜力。生物质与煤混合燃烧发电是一种传统能源和可再生能源综合利用方式,不仅可以大幅度降低 CO<sub>2</sub> 排放,还具有经济、高效和环保等优点<sup>[4]</sup>。耦合燃烧的优点:利用电厂原有的基础设施,仅需进行局部改造,因此与新建生物质电厂相比,可大幅降低投资;并可利用原燃煤机组容量大、参数高等优点,使得其发电效率远高于生物质电厂;且生物质燃料本身的低硫、低氮特性也有助于降低硫化物和氮氧化物排放。

燃煤耦合生物质发电在欧美发达国家应用较广,来自国际可再生能源署的数据显示,全球生物质混合燃烧电厂已达 230 余所,且主要分布于欧洲和北美<sup>[5]</sup>。我国在《能源、电力发展“十三五”规划》《能源技术创新“十三五”规划》等政策文件中也明确提出发展燃煤耦合生物质发电技术,但目前仍然处于工程示范阶段。本文对燃煤耦合生物质发电技术进行了系统的综述研究,介绍了其技术路线和国外经验,分析了一系列技术问题和发 展壁垒,并提出了应对措施。

## 1 燃煤耦合生物质发电技术路线

### 1.1 耦合燃烧技术

适用于燃煤电站的生物质耦合燃烧技术包括直接耦合燃烧、间接耦合燃烧和并联耦合燃烧<sup>[6]</sup>。直接耦合燃烧(直燃耦合)是将预处理后的生物质与煤粉输送至锅炉内直接混合燃烧;间接耦合燃烧是将生物质气化产生的生物质燃气输送至锅炉并与煤粉混合燃烧;而并联耦合燃烧是生物质在独立的锅炉内燃烧,并将产生的蒸汽并入煤粉炉的蒸汽管网,与燃煤蒸汽共用汽轮机耦合发电。这 3 种耦合燃烧技术示意如图 1 所示。

间接耦合和并联耦合可避免生物质燃料带来的积灰、腐蚀等问题,燃料适应性更广,但由于新

增设施多,建设和运维成本远高于直燃耦合方式。直燃耦合是目前效率最高的一种耦合燃烧方式<sup>[7]</sup>。表 1 对 3 种技术的成本进行了比较<sup>[8]</sup>。

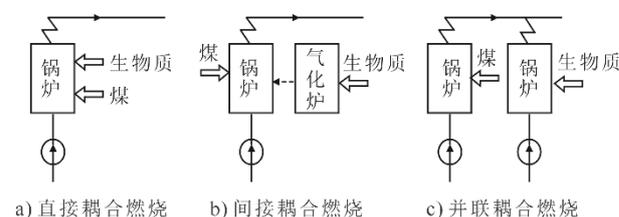


图 1 耦合燃烧技术示意

Fig.1 Schematic diagram of biomass co-firing

表 1 不同技术方案的成本比较

Tab.1 Cost comparison between and among different technical solutions

技术方案	建设成本/(美元 kW <sup>-1</sup> )	每年运维成本
直接耦合燃烧	430~550	建设成本的 2.5%~3.5%
间接耦合燃烧	3 000~4 000	建设成本的 5%
并联耦合燃烧	1 600~2 500	建设成本的 4%

对于直燃耦合,根据耦合位置的不同,主要可分为以下 4 种方案。

1) 制粉耦合 生物质与煤在磨煤机内混合、磨制,并分配至原锅炉燃烧器。该方案几乎无改造,投资成本低;但生物质制粉产能低,生物质燃料在磨煤机内漂浮、堆积,存在安全隐患。

2) 给料耦合 生物质燃料由单独磨机破碎,并输送至输煤管道,与煤粉混合后进入锅炉燃烧器。该方案改造程度较低,且改造过程不影响原机组运行;但存在煤粉颗粒堵塞输煤管道的风险。

3) 燃烧器内耦合 生物质燃料由单独磨机破碎,并直接喷入煤粉燃烧器,在燃烧器内与煤粉混合燃烧。该方案可进一步提高生物质掺烧比例,并降低煤粉输送系统堵塞的风险;但需安装生物质输送管道,要求有一定的布置空间,且需对原煤粉燃烧器进行较大改造。

4) 炉内耦合 生物质燃料单独破碎,并输送至单独的生物质燃烧器燃烧。该方案中,生物质的磨碎、输送及燃烧均需独立设备及控制系统。该方案可大幅提高掺烧比例;但新增设备多、改造范围大。

表 2 对 4 种直燃耦合技术方案对比。表 2 中,国电宝鸡第二电厂是利用电厂闲置的 F 层制粉和燃烧系统进行生物质的磨制和燃烧,并不是采用生物质专用磨机和生物质专用燃烧器。该方案主要利用电厂原有设备,改造程度低,但也限制了生物质的

混燃量。该电厂采用的生物质燃料为秸秆压块燃料。运行试验结果表明<sup>[9]</sup>：生物质给料量在 24 t/h（质量分数约为 19.4%）以内时，磨煤机运行正常；飞

灰中的未燃尽碳由未掺烧时的 0.179% 增至 0.519%，锅炉效率由 94.673% 降 94.149%；NO<sub>x</sub> 排放量降低约 10%，SO<sub>2</sub> 排放最高降幅为 84 μL/L。

表 2 4 种直燃耦合技术方案对比  
Tab.2 Comparison between and among different direct co-firing technical solutions

项目	制粉耦合	给料耦合	燃烧器内耦合	炉内耦合
技术特点	共用磨煤机	共用煤粉管道	共用燃烧器	独立生物质磨机和生物质燃烧器
改造范围	生物质收集、存储系统，改造范围小	生物质收集、存储、磨制系统，改造范围较小	生物质收集、存储、磨制、输送及燃烧系统，改造范围大	生物质收集、存储、粉碎、输送及燃烧系统，改造范围大
安全性	较差	较好	较好	较好
投资成本	最低	低	中	高
耦合比例	0~10%	0~20%	0~50%	50%~100%
典型工程	英国 Ferrybridge、 荷兰 Borssele12、 芬兰 Fortum	荷兰 Maasvlakt、 荷兰 Gelderland	丹麦 Studstrup 1	英国 Fiddlers Ferry、英国 Drax、 华能十里泉电厂、国电宝鸡第二电厂

## 1.2 技术发展趋势

燃煤耦合生物质发电在欧美国家应用较广，相关项目中大多数都采用了直燃耦合。随着巴黎气候协定的制定，英国、荷兰、丹麦等欧洲国家制定了零煤发电的能源发展战略。目前，欧洲的燃煤耦合生物质发电已向大容量机组、高比例掺烧方向发展。

在欧洲，70 年代已有小型燃煤电厂混燃生物质的经验，2002 年已开始在大容量燃煤机组进行生物质掺烧改造。其中，英国 Drax 电厂的生物质耦合改造具有很强的代表性。Drax 电厂的装机容量为 6×660 MW，其大致经历 4 次改造：2004 年，单机 5%BMCR 热量耦合燃烧改造；2008 年，全部机组 10%BMCR 热量耦合燃烧改造；2011 年至 2012 年，1 号、2 号机高比例耦合燃烧试验；2012 年至 2018 年，1 号—4 号机 100% 生物质燃烧改造。

北美国家中，美国和加拿大是生物质耦合发电的主要应用国家。但随着加拿大“弃煤”政策实施，原有的生物质耦合燃烧电厂已弃用，北美现有在运行的生物质耦合燃烧电厂主要集中于美国。美国现有的生物质耦合燃烧电厂已有 40 余所，并有逐年增加趋势，且几乎全部采用了直燃耦合发电技术<sup>[7]</sup>。表 3 列举了美国部分燃煤耦合生物质发电厂。

在美国，相比燃煤耦合生物质发电，燃气发电、核电等更具有经济优势，现有的耦合发电厂大多耦合比例较低，但存在耦合燃烧从小容量燃煤机组转向大容量燃煤机组应用的发展趋势。

总体来看，直燃耦合是欧美国家的主流应用技术，本文的研究也以直燃耦合为主。

表 3 美国部分燃煤耦合生物质发电厂  
Tab.3 The biomass co-firing power plants installed in America

项目名称	机组容量/MW	耦合比例/%
Dunkirk Steam Station No.1	90	20.0（热量）
Bailey Generating Station No.7	160	10.0（质量）
Lakeland Electric No.3	350	2.0（热量）
Big Stone Plant No.1	450	1.0（热量）
Michigan	496	10.0（质量）
Ottumwa Generating Station No.1	650	2.5（热量）
La Cygne Generating Station No.1	840	5.0（质量）

## 2 生物质耦合比例

一般煤炭和生物质的燃烧均可分为水分蒸发、挥发分析出燃烧、固定碳燃烧 3 个阶段。生物质的挥发分含量高，挥发分的析出燃烧温度较低。生物质的着火温度、燃尽温度均低于煤炭，直接耦合燃烧时，生物质挥发分较早的析出燃烧，这有助于为煤炭的挥发分析出燃烧提供所需热量，降低煤的着火温度和燃尽温度。因此，一般情况下，添加生物质对于混合燃烧有利，但由于生物质的热值低，从燃尽角度来看，存在最佳混燃比例<sup>[10]</sup>。

此外，典型的农林生物质还含有碱金属 K、Na 和非金属 Cl 等有害元素，且密度小、体积大、可磨性和流动性差<sup>[6,11]</sup>。生物质的这些特点也使得生物质耦合燃烧不可避免地会对原燃煤机组产生一定影响。因此，选择合适的耦合比例是确保机组安全、经济、高效运行的关键。

### 2.1 影响因素

对于未经特殊处理的生物质，其掺烧水平除取

决于采用的耦合燃烧技术外，主要与生物质燃料特性、锅炉类型及经济性等因素有关。

燃煤机组可以燃烧的生物质主要包括木本生物质和草本生物质。木本生物质的热值高、灰分低，且碱金属元素 Na、K 的含量更低，其耦合比例也更高<sup>[7]</sup>。

循环流化床锅炉具有更好的燃料适应性，其燃料生物质耦合比例可以达到更高的水平<sup>[12]</sup>，而煤粉锅炉对燃料的粒径以及水分含量要求更高<sup>[13]</sup>。而生物质含水率高，且易磨性较差，这决定了生物质磨制后的颗粒具有较大的不均匀性。

此外，由于生物质的运输、储存等成本较高，燃料中生物质耦合比例也受经济因素制约。大量经验表明，热输入在 10% 以内对应的生物质耦合比例，对原机组的运行无明显影响<sup>[14]</sup>。

**2.2 提高耦合比例的措施**

除选用合适的耦合燃烧技术外，对生物质进行预处理是实现高比例掺烧的有效手段。生物质预处理包括清洗、烘焙和成型等。

清洗主要是去除生物质中碱含量，提高灰熔点，一定程度上解决碱金属带来的灰渣沉积、腐蚀等问题<sup>[15]</sup>。常用的溶液包括水、氨水和稀盐酸。

烘焙的典型处理过程是在 200~300 °C 的缺氧环境中，对生物质进行 1 h 烘干<sup>[16]</sup>。生物质经烘焙后，能量约为烘焙前的 90%，质量仅为烘焙前的 70%，烘焙可提高单位质量热值。另外，烘焙还可改善生物质的可磨性，并使其由亲水变为疏水，降低生物降解的可能。

生物质成型技术是一种提高生物质能量密度的方法。根据产品形状，可分为压块成型和颗粒成型。生物质成型还可降低生物质的运输、储存成本。

烘焙生物质颗粒（TBPs）技术近年来备受关注<sup>[17]</sup>。图 2 描述了烘焙和颗粒成型后生物质外观变化。表 4 对比了木屑、烘焙木屑、木质颗粒、烘焙木质颗粒以及烟煤的燃烧特性<sup>[17]</sup>。由图 2 和表 4 可

以看出，经烘焙和造粒后的木质颗粒具有近似烟煤的特性。



图 2 烘焙和颗粒成型后生物质外观变化  
Fig.2 External appearance after torrefaction and pelletizing

表 4 木屑、烘焙木屑、木质颗粒、烘焙木质颗粒和烟煤的燃料特性对比

Tab.4 The fuel properties of woodchips, wood pellets, torrefied biomass, TBPs and bituminous coal

特性	木屑	烘焙木屑	木质颗粒	烘焙木质颗粒	烟煤
含水质量分数/%	30~60	3	7~10	1~5	5~10
质量密度/(kg m <sup>-3</sup> )	250~400	230	600~650	750~850	800~1 000
低位热值/(MJ kg <sup>-1</sup> )	6~13	19.9	16.2	19~22	>25
能值/(MW h t <sup>-1</sup> )	1.7~3.6	5.5	4.5	5.2~6.2	7
能量密度/(MW m <sup>-3</sup> )	0.7~0.9	1.3	3	4.2~5.0	5.6~7.0
亲疏水性	亲水	疏水	亲水	疏水	疏水
生物降解	是	否	是	否	否

### 3 技术风险及解决措施

尽管燃煤耦合生物质发电技术成熟,但由于生物质与煤的燃料特性存在较大差异,实际应用中依然存在一些技术风险,对此提出了防范措施。

#### 3.1 生物质燃料储运及处理

生物质燃料储运和处理过程中的主要问题是安全、环保及可靠性问题。生物质燃料的生物活性高、亲水性强、燃点低,这些特性使其极易吸收水分,并发生生物降解,进一步导致自加热以及有害气体释放,不仅存在火灾安全隐患,且污染环境、危害人员健康<sup>[18]</sup>。另外,干燥的生物质燃料还极易产生粉尘,不仅容易堵塞管道,还存在爆炸风险。

采用生物质成型燃料,可以减少燃料的处理过程,有效降低生物质储运及处理环节的风险。另外,生物质应室内储存,做好通风及安全保护措施。采用刮板式螺旋输送机、降低输送距离以及选择合适的给料速度等都是解决管道堵塞的有效手段。

#### 3.2 燃料不完全燃烧

不完全燃烧损失一般与生物质的颗粒直径、含水率等有关。较大的生物质颗粒可能在重力作用下脱离火焰<sup>[19]</sup>,并沉积于灰渣;而较细的生物质颗粒,则可能停留时间不够,并随飞灰排出。另外,生物质的含水率较高,也可能导致碳不完全燃烧<sup>[20]</sup>。有关数据表明<sup>[14]</sup>:生物质颗粒尺寸大于3 mm时存在不完全燃烧倾向,生物质颗粒尺寸大于6 mm且含水量超过40%,则燃烧后明显存在未燃尽碳。

但生物质具有高挥发分的特点,这有利于降低着火温度以及维持火焰稳定性,一定程度上弥补了以上不利因素带来的影响<sup>[21]</sup>。研究表明<sup>[14]</sup>,生物质热输入10%以内对应的掺烧量不会产生明显的未燃尽碳。

#### 3.3 沉积及腐蚀

燃煤耦合生物质燃烧的最大风险是沉积与腐蚀问题。沉积包括锅炉受热面结渣与对流换热管束积灰,这不仅会导致换热效率降低,也是锅炉及换热设备腐蚀的主要原因之一。

结渣、积灰以及腐蚀的影响因素众多,包括燃料成分、炉内温度、速度分布、炉内气氛等,但生物质中的碱金属和氯化物是导致沉积与腐蚀加重的主要因素<sup>[22]</sup>。当生物质燃烧时,部分碱金属以气相氯化物或氢氧化物的形式存在,并随烟气排出或冷凝于换热器管束表面,使得换热管束积灰增加;

另一部分碱金属则以硅酸盐或硫酸盐形式存在于生物质灰颗粒中,而碱性硅酸盐较低的熔融温度增加了结渣概率。固态或熔融态的硫酸盐、氯化物以及气相的HCl、Cl<sub>2</sub>等都加剧了腐蚀的发生<sup>[23]</sup>。

选择合适的生物质混燃比是控制结渣、积灰与腐蚀的关键措施之一。欧洲的经验表明,生物质热输入在5%~10%以内,不会产生明显的沉积与腐蚀现象<sup>[14]</sup>。此外,对燃料进行清洗<sup>[15]</sup>,选用抗腐蚀材料<sup>[24]</sup>、抗腐蚀涂层<sup>[25]</sup>,使用添加剂<sup>[26]</sup>等,也是减轻沉积与腐蚀的有效措施。

#### 3.4 污染物排放及治理

相比燃煤,生物质燃料中的氮、硫以及灰分含量较低,掺烧生物质一般有助于降低氮氧化物、硫化物以及粉尘的排放水平;但生物质与煤的燃烧产物存在较大不同,可能存在烟气治理系统性能下降的风险。

##### 3.4.1 SO<sub>x</sub> 排放

生物质混燃对SO<sub>x</sub>排放的降低主要源于生物质的含硫量较低。一般农林废弃物平均含硫量约为0.38%(质量分数,下同),远低于燃煤的平均含硫量(1%)<sup>[27]</sup>。

电厂SO<sub>x</sub>治理一般采用石灰石-石膏湿法脱硫系统(FGD)。由于生物质耦合燃烧会降低SO<sub>x</sub>排放,从而降低石灰石和石膏的消耗量,尤其当生物质耦合比例较大时,需要对FGD设计进行调整。此外,当生物质燃料中的氯含量较高时,燃烧产生的HCl可能与石灰溶液反应,影响FGD的脱硫效率。另外,细粉尘进入脱硫设备后可能会抑制石灰石的溶解,影响其活性。

从欧美国家的运行经验来看,煤和生物质混燃对脱硫系统的影响很小,选择合适的混燃比,提高除尘器性能减少细粉尘进入脱硫系统等措施,即可将FGD性能下降的风险降至最低。

##### 3.4.2 NO<sub>x</sub> 排放

煤和生物质混燃会降低NO<sub>x</sub>排放的主要原因有:1)生物质燃料含氮量低;2)NO<sub>x</sub>生成反应中,生物质与煤燃烧的中间产物分别是NH<sub>3</sub>和HCN,而NH<sub>3</sub>向NO的转化率较低<sup>[28]</sup>;3)生物质热值较低,理论燃烧温度低,炉膛温度低。

采用选择性催化还原(SCR)脱硝技术的系统,生物质灰中的无机挥发物(如钾盐、钠盐、磷酸盐等)可能沉积于催化剂表面,不仅使反应活性位减少,还可能造成催化剂中毒,并导致催化剂失活<sup>[29]</sup>。有效的解决措施有:采用碱金属含量较低的木本生

物质以及选择合适的燃烧比,均可降低催化剂失活风险;将SCR反应模块安装在低粉尘环境区域,并经常吹扫催化剂模块,以及采用催化再生手段对催化剂进行清洗等<sup>[20]</sup>。此外,开发抗碱金属中毒的催化剂也是近年来的研究热点<sup>[30]</sup>。

### 3.4.3 烟尘排放

生物质的含灰量较低,与煤混燃通常会降低烟尘排放,然而其挥发分和碱金属含量高的特点使得烟气中存在大量亚微米级悬浮颗粒。采用静电除尘器,可能会增加微细颗粒物的排放量;采用袋式除尘器,则存在微细气溶胶堵塞布袋的趋势。另外,混燃后的烟气量一般较大,除尘器选型时需考虑烟气流量的变化。

从国外机组的运行经验来看,混燃输入热量20%以内的生物质不会对除尘器性能产生较大影响,烟尘排放量都在 $20\text{ mg/m}^3$ (标况下)之内<sup>[14]</sup>。

### 3.5 灰渣利用

灰渣利用是降低污染、增加收益的重要途径。电厂灰渣由80%左右的飞灰和20%左右的底灰组成。对于燃煤电厂来说,飞灰主要用于生产水泥或混凝土及其制品,底灰的重要利用途径是用作路基、路堤填料。

一般来说,煤和生物质混燃后的底灰依然可用于路基、路堤等工程,但飞灰的应用则受到一定限制。美国ASTM C618标准明确规定,用于水泥的飞灰必须来源于煤的燃烧产物<sup>[31]</sup>。最新关于混凝土的欧洲标准EN450则补充了对混燃灰的规定:木本生物质的混燃比例应在质量分数50%以内;其他生物质的混燃比例应在质量分数40%以内;且生物质灰的质量分数小于30%,并对生物质种类做了明确规定<sup>[32]</sup>。文献[28]在美国多个电厂进行了燃煤与木质颗粒的耦合燃烧试验,并分析了混燃比15%(质量分数)的混合灰的化学成分,测试了烧失量以及水泥制品强度,发现混合灰及其水泥制品能够满足美国

ASTM C618标准规定。Wang等人<sup>[9]</sup>在国电宝鸡第二电厂进行了燃煤与秸秆压块的混燃试验,结果表明质量分数22.7%以内的混燃比例不会影响飞灰利用,胶砂质量能够满足标准GSB 08—1337的要求。

## 4 发展壁垒

结合国外经验和我国实际情况来看,制约燃煤耦合生物质发电发展的主要因素包括燃料市场不成熟、政策激励不够以及缺乏标准和规范等。

### 4.1 生物质燃料市场

我国生物质发电起步较晚,生物质燃料的生产、加工、收购等尚未建立起成熟的市场,从而导致燃料的供应和价格不稳定,燃料质量难以得到保障。我国可利用的生物质很大部分是农业废弃物,受季节以及产业结构调整影响,难以稳定供应;且与其他利用方式存在资源竞争,可能导致价格波动。

此外,随着生物质成型燃料的推广,燃料标准化有待进一步完善。霍丽丽等<sup>[33]</sup>对生物质成型燃料的国内外标准与质量认证体系进行了对比研究,发现我国在标准的全面性和系统性上与国外存在一定差距,特别是缺乏系统的国家标准,现有标准也未覆盖全产业链,缺少燃料储运及应用环节的相关标准。

### 4.2 产业政策

我国出台了一系列文件鼓励燃煤耦合生物质发电的发展(主要国家政策文件见表5),并确立了多个试点项目。按热值折算,生物质燃料的价格高于燃煤价格,项目需要补贴支持。但根据我国目前的可再生能源发电政策,燃煤耦合生物质发电不在国家补贴范围之内。

### 4.3 技术标准与检测认证

燃煤耦合生物质发电在我国的实践经验较少,在设计和耦合发电量核算方面均缺乏完善的规范、标准、方法等,进而导致监管的困难。

表5 燃煤耦合生物质发电相关国家政策  
Tab.5 National policies about biomass co-firing

政策文件	文件编号
国务院关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案的通知	国发〔2016〕61号
国务院关于印发“十三五”国家战略性新兴产业发展规划的通知	国发〔2016〕67号
国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知	国发〔2016〕74号
国家发展改革委国家能源局关于印发能源发展“十三五”规划的通知	发改能源〔2016〕2744号
国家发展改革委国家能源局关于印发电力发展“十三五”规划的通知	发改能源〔2016〕2321号
国家发展改革委国家能源局关于印发《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》的通知	发改基础〔2016〕2795号
国家能源局关于印发能源技术创新“十三五”规划的通知	国能科技〔2016〕397号
国家能源局关于推动东北地区电力协调发展的实施意见	国能电力〔2016〕179号

《关于燃煤耦合生物质发电技改试点项目建设的通知》建议建立生物质资源入厂台账,详细记录生物质利用量。但对于生物质直燃耦合发电来说,很难排除人为因素对生物质掺烧量直接计量的干扰<sup>[6,11]</sup>,从而导致生物质发电量计量不准,这也成为其难以获取补贴的重要原因之一,严重制约了该技术的发展。

## 5 结论与展望

1) 燃煤耦合生物质发电是火电厂实现大幅度二氧化碳减排的最为经济有效途径,且其技术成熟,在欧美国家得到了广泛应用。

2) 直燃耦合是最为简单、经济和高效的方式,也是国外的主流技术路线。尽管生物质的掺烧可能对原机组的运行带来一定的负面影响,但都有成熟可靠的防范措施。合理的方案设计以及选择合适的生物质掺烧量是关键,生物质输入热量在 10% 以内的掺烧量不会带来明显负面影响。

3) 制约我国燃煤耦合生物质发电技术发展的主要问题包括燃料市场不成熟、政策激励不够、缺乏技术规范与检测认证标准等。另外,还有直燃耦合的生物质发电量难以计量带来的监管困难、补贴难以获取等问题。但加强燃料入厂计量管理、引入第三方监测或采用碳 14 同位素计量方法<sup>[34]</sup>等都是解决该问题的可行办法。

4) 在能源转型的大趋势下,发展燃煤耦合生物质发电是在保障能源安全前提下实现能源清洁低碳发展的经济有效途径。基于实际情况,在大容量火电机组上开展生物质输入热量 10% 以内的低比例直燃耦合是较好的技术选择。该技术不仅技术风险低,还可采用在煤粉管道内给料耦合的方式对原机组进行改造,技术简单、成本低,且改造过程不影响机组正常运行。

### [参考文献]

- [1] 国家发改委,国家能源局. 关于印发《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》的通知:发改基础(2016)2795号[A/OL]. 2017-04-26[2020-03-01]. <http://www.china-nengyuan.com/news/107560.html>.  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Circular on the publication of the *Strategy for the Revolution in Energy Production and Consumption (2016-2030)*: FGJC (2016) No.279[A/OL]. 2017-04-26[2020-03-01]. <http://www.china-nengyuan.com/news/107560.html>.
- [2] 中华人民共和国国务院. 国务院关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案的通知:国发(2016)61号

- [A/OL]. 2016-10-27[2020-03-01]. [http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content\\_5128619.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm).  
State Council of the People's Republic of China. Notice of the State Council on the issue of the work plan for the 13th Five-Year Plan to control greenhouse gas emissions: GF (2016) No.61[A/OL]. 2016-10-27[2020-03-01]. [http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content\\_5128619.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm).
- [3] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2019[R/OL]. 2019-06-14[2020-03-01]. <http://www.chinapower.com.cn/focus/20190614/1278086.html>.  
China Electric Power Enterprises Federation. China power industry annual development report 2019[R/OL]. 2019-06-14[2020-03-01]. <http://www.chinapower.com.cn/focus/20190614/1278086.html>.
- [4] 陆王琳,刘炳池. 电站煤粉炉生物质混燃技术及关键设备分析[J]. 能源研究与信息, 2013, 29(1): 28-31.  
LU Wanglin, LIU Bingchi. Analysis of the biomass co-firing technology and key equipment for pulverized-coal power boilers[J]. Energy Research and Information, 2013, 29(1): 28-31.
- [5] RONI M S, CHOWDHURY S, MAMUN S, et al. Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: a global review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 78: 1089-1101.
- [6] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电[J]. 分布式能源, 2017, 2(5): 50-57.  
MAO Jianxiang. Co-firing biomass with coal for power generation[J]. Distributed Energy, 2017, 2(5): 50-57.
- [7] AGBOR E, ZHANG X, KUMAR A. A review of biomass co-firing in North America[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 40: 930-943.
- [8] Biomass for heat and power[R]. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E05, 2015: 1-28.
- [9] WANG X B, TAN H Z, NIU Y Q, et al. Experimental investigation on biomass co-firing in a 300 MW pulverized coal-fired utility furnace in China[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2011, 33(2): 2725-2733.
- [10] 戴惠玉. 生物质与煤混合燃烧特性及动力学分析[D]. 吉林: 东北电力大学, 2013: 1-50.  
DAI Huiyu. Combustion characteristics and kinetic analysis on biomass and coal blends[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2013: 1-50.
- [11] 刘家利,王志超,邓凤娇,等. 大型煤粉电站锅炉直接掺烧生物质研究进展[J]. 洁净煤技术, 2019, 25(5): 17-23.  
LIU Jiali, WANG Zhichao, DENG Fengjiao, et al. Research progress on direct blending biomass in pulverized coal fired boilers of large power plants[J]. Clean Coal Technology, 2019, 25(5): 17-23.
- [12] Biomass co-firing[R]. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E21, 2013: 17.
- [13] DAI J, SOKHANSANJ S, GRACE J R, et al. Overview and some issues related to co-firing biomass and coal[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 2010, 86(3): 367-386.
- [14] 雅克·范鲁,耶普·克佩耶. 生物质燃烧与混合燃烧技术手册[M]. 北京: 化学工业出版社, 2008: 116-149.  
SJAAK Van Loo, JAAP Koppoan. Handbook of biomass combustion and co-firing[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2008: 116-149.
- [15] ROVER M, SMITH R, BROWN R C. Enabling biomass combustion and co-firing through the use of Lignocol[J]. Fuel, 2018, 211(1): 312-317.

- [16] NIU Y, LEI Y, LIU S, et al. Biomass torrefaction: properties, applications, challenges, and economy[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 115: 1-18.
- [17] NUNES L J R, MATIAS J C O, CATALO J P S. A review on torrefied biomass pellets as a sustainable alternative to coal in power generation[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 40: 153-160.
- [18] 范朋慧, 张辉, 盛昌栋. 生物质燃料自加热、自燃及其防范综述[J]. *生物化学工程*, 2014, 48(4): 51-56. FAN Penghui, ZHANG Hui, SHENG Changdong. Review on self-heating and spontaneous combustion of biomass fuels and their prevention[J]. *Biomass Chemical Engineering*, 2014, 48(4): 51-56.
- [19] GERA D, MATHUR M P, FREEMAN M C, et al. Effect of large aspect ratio of biomass particles on carbon burnout in a utility boiler[J]. *Energy & Fuels*, 2002, 16(6): 1523-1532.
- [20] 徐金苗, 吕子安, 吴玉新, 等. 生物质混燃技术在煤粉炉上存在的潜在风险[J]. *锅炉技术*, 2013, 44(4): 69-75. XU Jinmiao, LYU Zian, WU Yuxin, et al. The potential risks of biomass co-firing on pulverized coal boiler[J]. *Boiler Technology*, 2013, 44(4): 69-75.
- [21] OLADEJO J, SHI K, MENG Y, et al. Biomass constituents' interactions with coal during co-firing[J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 1640-1645.
- [22] PRIYANTO D E, MATSUNAGA Y, UENO S, et al. Co-firing high ratio of woody biomass with coal in a 150-MW class pulverized coal boiler: properties of the initial deposits and their effect on tube corrosion[J]. *Fuel*, 2017, 208: 714-721.
- [23] PRONOBIS M. Evaluation of the influence of biomass co-combustion on boiler furnace slagging by means of fusibility correlations[J]. *Biomass & Bioenergy*, 2005, 28(4): 375-383.
- [24] MEIBNER T M, MONTERO X, FÄHSING D, et al. Cr diffusion coatings on a ferritic-martensitic steel for corrosion protection in KCl-rich biomass co-firing environments[J]. *Corrosion Science*, 2019, 108343: 1-11.
- [25] ZHANG J, ZHOU H. Investigation of the slagging characteristics during co-combustion of Shenhua coal and corn stalk: effect of deposition surface[J]. *Fuel*, 2019, 256: 1-10.
- [26] STAM A F, BREM G. Fouling in coal-fired boilers: Biomass co-firing, full conversion and use of additives: a thermodynamic approach[J]. *Fuel*, 2019, 239: 1274-1283.
- [27] 于春燕, 孟军. 基于 AHP 和模糊评判的生物质秸秆发电的效益评价[J]. *中国农学通报*, 2010, 26(4): 323-327. YU Chunyan, MENG Jun. Benefit evaluation on biomass straw fired power generation using AHP and fuzzy judgment[J]. *Chinese Agricultural Science Bulletin*, 2010, 26(4): 323-327.
- [28] TILLMAN D A. Biomass cofiring: the technology, the experience, the combustion consequences[J]. *Biomass and Bioenergy*, 2000, 19(6): 365-384.
- [29] STREGE J R, ZYGARLICHE C J, FOLKEDAHL B C, et al. SCR deactivation in a full-scale cofired utility boiler[J]. *Fuel*, 2008, 87(7): 1341-1347.
- [30] XU B Q, XU H D, LIN T, et al. Promotional effects of Zr on K<sup>+</sup>-poisoning resistance of CeTiO<sub>x</sub> catalyst for selective catalytic reduction of NO<sub>x</sub> with NH<sub>3</sub>[J]. *Chinese Journal of Catalysis*, 2016, 37(8): 1354-1361.
- [31] WIRTH X, BENKESER D, YEBOAH N N, et al. Evaluation of alternative fly ashes as supplementary cementitious materials[J]. *Materials*, 2019, 116(4): 69-77.
- [32] LAMERS F, CREMERS M, MATSCHEGG D, et al. Options for increased use of ash from biomass combustion and co-firing[R]. IEA Bioenergy Task 32, 2018: 1-61.
- [33] 霍丽丽, 赵立欣, 郝彦辉, 等. 国内外生物质成型燃料质量标准现状[J]. *农业工程学报*, 2020, 36(9): 245-254. HUO Lili, ZHAO Lixin, HAO Yanhui, et al. Quality standard system of densified biomass fuels at home and abroad[J]. *Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering*, 2020, 36(9): 245-254.
- [34] TANG Y X, LUO Z Y, YU C J, et al. Determination of biomass-coal blending ratio by <sup>14</sup>C measurement in co-firing flue gas[J]. *Journal of Zhejiang University: Science A*, 2019, 20(7): 475-486.

(责任编辑 杨嘉蕾)