

燃煤机组耦合农林生物质发电技术现状及展望

郭慧娜^{1,2}, 吴玉新^{1,2}, 王学斌³, 王志超⁴, 张 纁^{1,2}, 黄 中^{1,2}

(1.清华大学 能源与动力工程系, 北京 100084; 2.清华大学 热科学与动力工程教育部重点实验室, 北京 100084;

3.西安交通大学 能源与动力工程学院, 陕西 西安 710049; 4.西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054)

摘要:燃煤机组耦合生物质发电具有改造成本低、调峰灵活、运行安全等特点,是双碳形势下火电机组减少碳排放,提高可再生能源发电比例的有效途径。目前,我国燃煤机组耦合生物质发电技术的应用非常有限。为进一步发挥生物质等清洁零碳的可再生能源在我国新型电力系统中的作用,同时利用燃煤机组灵活可调度的优势,详细调研了我国生物质资源现状、燃煤机组和生物质的耦合方式、国内外典型燃煤机组耦合生物质发电项目的运行情况。指出我国生物质尤其是农林废弃物存在较大资源浪费,燃煤机组耦合生物质发电技术在国外尤其是欧洲国家已得到大规模应用,国内目前尚未应用于大型机组。梳理了燃煤机组直燃耦合生物质发电技术目前面临的挑战,主要包括稳定低成本生物质原料供应和加工流程尚未形成、高比例掺烧缺乏成熟技术、受热面沾污腐蚀问题亟待解决、掺烧时生物质发电量的计量尚未形成标准等。为提高大型燃煤机组灵活性、降低 CO₂ 排放量,未来需在以下几方面做出努力:通过在电厂周边或边际土地上种植某些能源作物保证生物质原料的相对单一性和稳定性,避免原料性质变化太大对机组运行的影响;发展高比例生物质耦合发电技术,保证煤与生物质掺混比例灵活可调;探索更先进的生物质发电计量方式,以此确定生物质掺烧合理的补贴及运营方式,加快形成具有竞争力的、可复制、可传播的生物质发电循环经济链;按照掺烧比例由低到高开展工程示范项目,并探索生物质结合碳捕集与封存技术在火力发电厂中的应用,逐步将火电机组从原料减碳过渡到原料脱碳直至烟气脱碳。

关键词:燃煤锅炉;生物质;耦合发电;碳减排;大型燃煤机组;直燃发电

中图分类号:TK6 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-6772(2022)03-0012-11

Current status of power generation technology of the agriculture and forest biomass co-firing in coal-fired power plants

GUO Huina^{1,2}, WU Yuxin^{1,2}, WANG Xuebin³, WANG Zhichao⁴, ZHANG Man^{1,2}, HUANG Zhong^{1,2}

(1. Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2. Key Laboratory for Thermal Science and Power Engineering of Ministry of Education, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 4. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: Biomass co-firing in coal-fired power plants has the advantages of low conversion cost, flexible peak shaving, and safe operation. It is an effective way for the power plant to reduce CO₂ emissions and increase the proportion of renewable energy in power generation under the carbon peaking and carbon neutrality goals. At present, the application of biomass co-firing in coal-fired units for power generation in China is still very limited. To further play the role of biomass, a clean and zero-carbon renewable energy, in the new power system, and at the same time take advantage of the flexible coal-fired units, the current status of biomass resources in China, the co-firing options of biomass with coal for coal-fired boilers, and the operation of typical co-firing projects at home and abroad were investigated in detail. It is pointed out that there is a large waste of resources, especially in agriculture and forestry. Biomass co-firing technology in coal-fired units has been widely used abroad, especially in European countries, but has not been applied to large units in China. Some challenges faced by

收稿日期:2022-01-12;责任编辑:白娅娜 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.CC22011201

基金项目:清华大学-中国华能集团有限公司基础能源联合研究院资助项目(HNKJ20-H50)

作者简介:郭慧娜(1998—),女,河南驻马店人,博士研究生。E-mail:guohn20@mails.tsinghua.edu.cn

通讯作者:吴玉新(1979—),男,新疆奎屯人,副教授,博士。E-mail:wuyx09@tsinghua.edu.cn

引用格式:郭慧娜,吴玉新,王学斌,等.燃煤机组耦合农林生物质发电技术现状及展望[J].洁净煤技术,2022,28(3):12-22.

GUO Huina, WU Yuxin, WANG Xuebin, et al. Current status of power generation technology of the agriculture and forest biomass co-firing in coal-fired power plants[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 12-22.



移动阅读

the direct combustion coupled biomass power generation technology of coal-fired units were summarized, including the stable and low-cost biomass raw material supply and process have not yet been formed, mature technology for high-proportion co-firing has not yet been developed, contamination and corrosion on heating surfaces need to be solved urgently, the measurement standards about biomass power generation in co-firing have not yet formed a standard. To improve the flexibility of large-scale coal-fired power plants and reduce CO₂ emissions, efforts should be made in the following aspects in the future. By planting energy crops around power plants and on the marginal land, the relative unity and stability of biomass raw materials can be ensured, to avoid the influence of large changes in the properties of raw materials on the operation of the unit. It is necessary to develop high-proportion biomass co-firing technology to ensure that the blending ratio can be adjusted flexibly. Moreover, it is important to explore more advanced biomass power generation measurement methods, which will help determine reasonable subsidies and operation methods for biomass blending and accelerate the formation of a competitive, replicable and disseminated biomass power generation circular economy chain. Then, the demonstration projects according to the proportion of mixed combustion from low to high and bioenergy with carbon capture and storage technology can be carried out to gradually transition thermal power units from raw material carbon reduction to raw material decarbonization to flue gas decarbonization.

Key words: coal-fired boiler; biomass; co-firing; CO₂ reduction; large coal-fired units; direct combustion power generation

0 引言

伴随着能源消耗总量以及电力在能源消耗中占比日益提高,生态保护日趋严格,双碳目标迫在眉睫,燃煤电厂作为我国主要碳排放源,仅依靠提高效率和降低能耗已不能满足要求,需要发展低碳发电技术。截至2020年,我国燃煤机组总装机约10.81亿kW^[1],资产总量达10多万亿元,大多数机组服役时间较短,从资源利用角度来说,燃煤机组应积极发挥在电力低碳转型过程中的重要作用。世界上其他国家能源转型经验表明,利用可再生能源逐步替代部分煤炭发电是切实降低化石能源碳排放的关键技术之一^[2]。

国际可再生能源署(IRENA)发布的《2020年可再生能源发电成本》报告显示^[3],大多数可再生能源的发电成本已接近或低于化石燃料发电成本,使得可再生能源大规模替代化石能源成为可能。其中,生物质能源作为一种可用于火电燃料的可再生能源,具有绿色、低碳、清洁等特点,分布广,来源广泛,且燃烧产生SO₂和NO_x较少^[4]。同时,生物质发电受限于原料价格和运输成本等因素,其成本为煤电的1.5~2.0倍^[3,5]。生物质发电的稳定性和安全性远高于其他形式的可再生能源,且能深度参与电力市场调峰,在未来能源构成中占据重要作用。

对于电厂来说,利用生物质发电主要有以下3种方式^[6]:①基于炉排炉、粉状炉或流化床燃烧系统,建造新的生物质发电厂,存在发电成本较高、运营依赖补贴、不能很好解决燃烧效率低、碱金属造成的灰渣沾污等问题;②在大型燃煤锅炉中以某种方式掺烧一定比例的生物质;③将现有燃煤锅炉转变为纯燃生物质。

综合能源供应安全、发电效率以及发电成本等多

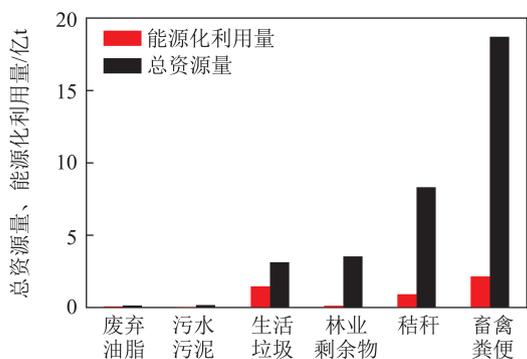
方面因素,在目前大规模燃煤机组基础上掺烧生物质,是近30a内能源转型过程中最现实可行的发展策略^[7]。生物质掺烧可以减少化石燃料的使用,快速增加可再生能源在电网中的比例,显著减少碳排放;还可以借助煤稀释生物质燃料中碱金属和氯含量,避免生物质纯燃带来的一系列腐蚀结焦问题^[8]。现有技术与碳捕捉和封存(CCS)技术相结合,有望实现零碳甚至负碳排放,是大规模减少二氧化碳排放、实现中国2060年碳中和的有效方法之一^[9-10]。

截至目前,生物质掺烧技术的应用非常有限,主要原因既包括政策制定、产业链建立的管理问题,也包括生物质掺烧系统推广应用少、技术成熟度低等技术挑战。为此,笔者针对上述问题开展综述,系统分析我国生物质资源现状、燃煤机组和生物质的耦合方式、国内外典型燃煤机组耦合生物质发电项目的运行情况,总结了燃煤机组耦合农林生物质发电面临的问题,并提出建议,以加速推进燃煤耦合生物质发电的发展。

1 我国生物质资源类型及特点

《3060零碳生物质发展潜力蓝皮书》^[11]显示,目前我国生物质资源年产量34.94亿t,作为能源利用的开发潜力为4.6亿t标准煤。我国生物质资源以动物粪便、秸秆和林业剩余物、生活垃圾为主,还包括少量污水污泥和废弃油脂,如图1所示。其中生活垃圾主要通过焚烧、热解、气化、生产沼气等方式进行资源化利用,年利用量约46%。动物粪便主要用于沼气发酵和生产肥料饲料,废弃油脂则可用于生产生物柴油。秸秆和林业剩余物的能源化利用主要包括直燃和厌氧发酵,但目前我国秸秆燃料化利用量仅为10%,林业废弃物能源化利用量尚不足3%,存在较大资源浪费。

由于多年农、林作物及废弃物在自然分解时产

图1 我国生物质资源量和能源化利用量现状^[11]Fig.1 Current status of biomass resources and energy utilization in China^[11]

生甲烷等气体,其温室效应约为CO₂的20倍^[12],推进农林生物质的能源化利用不仅可实现低碳发展,也可大力推动我国城乡各类有机废物无害化、减量化和资源化处理。据估计,到2060年,各类生物质资源化利用的碳减排能力将接近21亿t,其中生物

表1 生物质和煤的物理化学性质比较^[13]Table 1 Comparison of physical and chemical properties of biomass and coal^[13]

项目	密度/ (kg·m ⁻³)	粒径/mm	V _d /%	C _d /%	O _d /%	S _{1,d} /%	w(SiO ₂) (灰渣中)/%	w(K ₂ O) (灰渣中)/%	可磨性	Q _{net,d} / (MJ·kg ⁻¹)
生物质	~500	~3.0	70~80	42~54	35~45	≤0.5	23~49	4~48	低	14~21
煤	~1 300	~0.1	10~40	65~85	2~15	0.5~7.5	40~60	2~6	高	23~28

我国生物质燃料以农作物秸秆为主,其与木质颗粒燃料的物理化学性质存在差异,导致对燃料制备、燃烧技术、工艺参数的要求也不同。相较而言,木质颗粒燃料具有热值高、灰分低、含水率低、腐蚀性元素含量低、易大规模加工、燃烧后不易结渣等特点^[18]。当燃煤发电机组耦合少量生物质时(<10%),大量煤可减轻生物质燃烧带来的积灰结渣问题,因此适合掺烧的生物质种类较多,也可燃用较高灰分、高碱金属含量和低熔点的生物质,如秸秆。当生物质耦合比例较高时,大规模掺烧更适合采用具有较低灰分、较高熔点的生物质,如木质颗粒^[6]。

2 耦合方式及其对机组的影响

2.1 燃煤机组耦合生物质发电技术

燃煤电厂耦合生物质发电通常有3种技术路线:直燃耦合、间接耦合和并联耦合^[19-20]。其中直燃耦合技术与煤燃烧技术最接近,成本最低,是电厂的首选^[19]。生物质和煤可以按照以下5种方案进行直燃耦合^[20],如图2所示。方案1是生物质送入备用磨煤机中研磨后输送到已有煤粉燃烧器。方案2是生物质与煤在煤场或电厂预混,在已有磨煤机

质发电路径下结合碳捕集技术的减排能力将达9亿t^[11]。

农林生物质燃料的物理化学性质与煤差异显著,具体见表1。与煤相比,生物质的挥发分/固定碳比例更高,灰分相对较低,但碱金属含量显著高于煤,此外,生物质还普遍具有高水分、高氯含量(0.1%~1.5%)等特点^[14]。上述差异使得生物质在热解、着火和燃烧阶段的特点与煤有显著区别^[14-17]:①与煤相比,生物质的热解温度和着火温度更低,因此生物质热解和燃点都会提前,且生物质挥发分很高,挥发分燃烧的热量贡献比显著增加,导致生物质火焰更接近燃烧器;②生物质单位质量热值低,氧含量高,燃烧后火焰温度较低,同时由于生物质颗粒粒径普遍大于煤颗粒,因此生物质易出现残碳量偏高的问题,需要针对其特点充分考虑燃烧组织;③生物质灰分相对低,但其中含有更多的碱和碱土金属,易造成炉内腐蚀、沾污和结渣现象。

中进行混合燃料的研磨、送粉。通常,在不进行重大设备改造的情况下,方案1和方案2可实现最高10%的耦合。由于生物质和煤的可磨性不同,磨煤机很难将生物质磨制为与煤粉相同的粒径,方案1和方案2可能会对原制粉系统的出力产生影响。

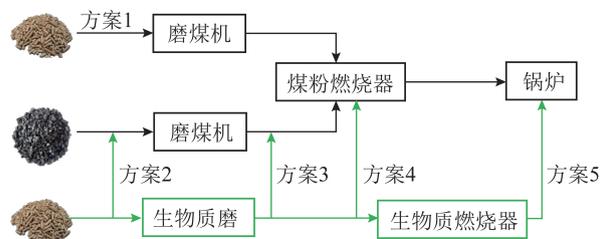


图2 大型煤粉炉直燃耦合生物质发电方案

Fig.2 Direct co-firing options in large-scale PC boiler

方案3和方案4是生物质燃料先经过专用的生物质锤磨机,然后喷入煤粉管道中或直接喷入煤粉燃烧器中;方案5是配置专门的生物质锤磨机和送粉系统,并在锅炉中安装专门的燃烧器,此方法可避免方案3和方案4可能产生的生物质燃料堵塞煤粉输送管道的问题。后3种方案需要改造的设备较多,成本相应增加,但混烧比例可达20%甚至更高,原料适应性也更好。

间接耦合需要增加生物质气化设备和燃气喷口,即生物质燃料先通过循环流化床气化炉或热解气化炉产生气体燃料,然后将燃气喷入锅炉中燃烧,可以避免生物质直燃面临的沾污和腐蚀问题,有望成为生物质利用的重要技术。相关研究表明,由于生物质气热值较低,以较大比例掺烧时,会引起锅炉热效率降低^[21]。

表2 燃煤电厂耦合生物质不同工艺对比

Table 2 Comparison of different co-firing options in coal-fired power plants

项目	生物质直燃耦合				
	方案1 (备用磨煤机和管道)	方案2 (共磨工艺)	方案3 (共管工艺)	方案4 (独立喷燃煤粉燃烧器)	方案5 (独立喷燃专用燃烧器)
工艺流程	利用锅炉备用给煤机、磨煤机、管道实现生物质的磨制、输送	成型的生物质在煤场与煤预混,在磨煤机中与煤共同制粉后送至燃烧器燃烧	生物质单独破碎后,送入煤粉的送粉管道中,混合后进入燃烧器燃烧	生物质经独立设置的粉碎机后,喷入燃烧器中燃烧	生物质由专用粉碎机粉碎,喷入主燃烧区的专用燃烧器中燃烧
改造范围	增加储料场,锅炉无改造,对锅炉主辅设备无影响	增加储料场,锅炉无改造,对锅炉主辅设备无影响	增加生物质磨以及输送管道,改造较小,对机组影响较小	增加生物质磨以及输送管道,改造较小,对于机组影响较小	增加生物质磨、输送管道以及专用燃烧器,改造较大
掺烧量	掺混比例 5% ~ 10%,受限于磨煤机出力	掺混比例 5% ~ 10%,受限于生物质自燃及磨煤机出力	掺混比例最高可达 20%,受限于生物质自燃	掺混比例可达 20% 甚至更高	掺混比例可达 20% 甚至更高
投资成本	低	低	略高	略高	最高
项目	生物质间接耦合		并联耦合		
工艺流程	生物质在气化炉中气化产生燃气,送入锅炉专用燃烧器中燃烧		生物质在专门的生物质燃烧锅炉中产生蒸气,与燃煤产生蒸气一同推动汽轮机发电		
改造范围	添加独立气化炉,燃煤锅炉布置专用燃烧器		添加独立生物质燃烧锅炉以及汽轮机进汽管道		
掺烧量	掺混比例 3% 左右		理论上最高 100%		
投资成本	新增设备多、成本较高		成本最高		

循环流化床(CFB)锅炉因其燃料粒径范围大,原料适应性广,在中低温(850~900℃)下也可以维持稳定燃烧,被认为是实现高比例生物质掺烧最可行的技术之一^[8,22-23]。目前,我国100 MW以上CFB锅炉有400多台,在役循环流化床机组为88 260 MW,其中超临界机组达18 020 MW^[24]。生物质基本不需要粉碎,破碎后经气力输送可直接送入炉内直燃,无需较大改造,成本低廉。借助CFB锅炉良好的燃尽性能,灰渣可充分燃烧并回收利用,如还田还林,在实现生物质燃料高效燃烧的同时增加环境效益。针对生物质引起受热面腐蚀的问题,可适当降低炉膛燃烧温度,使烟气温度低于生物质灰熔融温度。

2.2 燃煤电厂耦合生物质对机组的影响

由于生物质单位体积热值低、含氧量高,原燃煤锅炉掺烧生物质后,会造成燃料体积及烟气量变化,进而影响燃料输运储存处理、燃烧以及受热面安全,影响程度随掺混比例提升而逐渐增大。典型生物质替换标煤及动力用煤时,对燃料体积和烟气量造成

并联耦合需要在燃煤锅炉附近建造一个完全独立的生物质燃烧锅炉,其产生的蒸气和燃煤产生的蒸气一同送入汽轮机中发电,这种技术易实施补贴,但独立的生物质燃烧锅炉热效率低,且运营成本最高,使用较少,以丹麦Avedore电厂为代表。各种方案的技术特点及优缺点比较见表2。

的影响如图3所示。可见无论是木质成型颗粒、干燥后的秸秆、散料或未干燥的生物质,单位热量所需燃料体积均显著高于典型动力煤。烘焙或干燥后的木制成型颗粒和秸秆,单位热量产生的烟气量略高于动力煤,而对于自然干燥的散料或未经干燥的生物质,其烟气量显著高于动力煤。

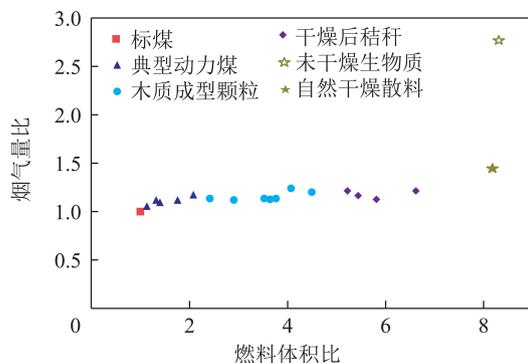


图3 生物质替代单位热值动力煤燃料体积及烟气量变化
Fig.3 Fuel volume and flue gas volume when biomass replaces thermal coal under the same calorific value

相较而言,成型生物质颗粒与普通动力煤相差较小,因而对锅炉本体的改造量较小。在相同热值下,干燥预处理后的生物质散料(秸秆)的燃料体积是标煤的4倍以上,这意味着若以大比例掺烧生物质秸秆,会增加燃料的粉碎和输运系统负担;若采用简单干燥或未干燥的原始生物质,不仅单位热值体积进一步增大,且锅炉烟气量也显著上升,会影响燃煤机组燃烧组织及受热面吸热匹配特性,限制了该类燃料的耦合比例。整体来说,采用原始收集的生物质散料直接掺混燃烧方式并不适用于主力机组煤粉锅炉开展大比例掺烧。为提高掺烧比例,需要对生物质燃料进行必要的干燥及预破碎/成型化处理。

已有研究表明,燃煤机组(煤粉炉或CFB锅炉)直燃耦合生物质时,会降低煤的着火温度、燃尽温度以及活化能,改善低阶煤的燃烧性能^[7,25],这主要与煤和生物质耦合燃烧时,快速升温引发的协同效应有关。生物质普遍具有较高的碱、碱土金属含量(AAEMs)和含氢有机物。挥发性无机AAEMs在生物质脱挥发分过程中被释放出来,促进碳氢化合物金属络合物的形成,促进煤炭热解,这种效应称为“催化协同效应”。生物质中纤维素和半纤维素先热解产生 H_2 和 $\cdot H$ 、 $\cdot OH$ 、 $\cdot CH_3$ 等富氢活性自由基,与煤热解产生的自由基结合,促进煤炭热解,这种效应称为“非催化协同效应”。早期主要通过实验室规模的煤和生物质共热解过程研究协同效应,采用热重分析法研究掺烧对热重曲线的影响,根据共热解的热重曲线能否通过单独热解的曲线线性加和来判断共热解过程中有无发生协同效应,结论尚存在争议,但一致认为掺混比例、生物质类型和升温速率是煤和生物质耦合燃烧时是否发生协同效应的关键影响因素。在工业规模的燃煤锅炉炉膛内的燃烧条件下,生物质燃料粒径(0.5~1.0 mm)、进料位置等因素对协同效应的影响以及哪种协同效应占主导需通过试验或CFD模拟开展进一步深入研究,可确定最佳原料组成和耦合比例以增强协同作用,从而改善整体的燃烧性能^[26-28]。

根据试验结果和CFD模拟,发现生物质直燃耦合时,掺烧比例较低(约10%)对锅炉的烟气量、烟温以及锅炉效率影响不大^[7],与单烧煤炭时的工况相比,当掺烧比例提高至20%及以上时,燃烧器附近温度降低^[29],而炉膛出口烟温和排烟温度升高^[30],燃烧器附近的CO浓度升高,具体影响与燃料、炉膛内受热面的布置以及燃烧器位置等因素有关。尤其是生物质气化耦合时,由于烟气量增加,使

对流受热面换热增强,受热面出口温度和减温水量随掺烧比例增加而大幅提高,当掺烧比例为30%时已不能保证锅炉的安全运行^[31]。

污染物排放性能研究表明,掺烧比例为6%~20%时,随着生物质掺混量增加, NO_x 和 SO_2 排放量降低^[29]。 NO_x 降低可能有2方面原因:①掺烧生物质后炉膛温度降低,可抑制部分热力型 NO_x 生成;②生物质挥发分较高且氮元素主要以氨基形式存在,当生物质在上层燃烧器口送入炉膛还原区,热解过程产生大量 CH_i 和 NH_i 基团,通过再燃和热力脱硝,可将煤粉产生的 NO_x 还原为HCN和 N_2 ^[14]。 SO_2 排放量降低可能是被生物质中富含碱金属的底灰和飞灰颗粒所捕获。

生物质灰(尤其是农林生物质灰)中丰富的无机成分(K、Na、S、Cl、P、Ca、Mg、Fe、Si)能降低灰熔融温度,大比例掺烧会引起沾污结渣问题,微量元素如Pb、Cd和Hg还会释放有毒物质^[32]。生物质中碱金属与硅、硫相结合,在氯的协同作用下会影响锅炉运行,如加剧受热面的沾污和腐蚀、影响热传导过程、缩短设备使用寿命等^[14,33]。由于生物质中富含的碱金属会破坏催化剂表面酸性位,随着掺烧比增加会造成SCR催化剂失活率增加^[22,34]。掺烧比例较低时,由于大量煤稀释元素,对 NO_x 影响不大。当掺烧高比例或全烧生物质时,可向锅炉中添加粉煤灰以降低催化剂失活率^[22,35]。

3 燃煤耦合生物质发电在国内外发电机组中的应用

国际可再生能源署发布的报告中公布了一些国家截至2016年时为发展生物质耦合发电所采取的措施和经验论证,尤其是北欧国家^[6]。结果表明,生物质耦合发电技术风险完全可控,且发电效率较高。在有利政策的加持下,对燃煤机组实现高达100%燃烧生物质燃料完全可行。关于国内外燃煤耦合生物质发电技术的进展及存在问题,已有学者进行了较详细的综述^[6,8,36-38],以下将介绍部分应用情况。

3.1 国外典型生物质耦合发电机组应用情况

由于生物质直燃耦合发电具有建设成本低、发电效率高、运行维护成本低、规模大等优点,目前欧洲一些国家已普遍采用此技术实施不同比例的生物质掺烧。欧洲大型燃煤机组耦合生物质发电技术大多采用直燃耦合的方式,原料以木质颗粒燃料为主,形式以热电联产为主,在提高能源利用效率的同时满足地区供暖需求。其中芬兰是流化床锅炉耦合

生物质发电技术的代表,已基本完成从煤到生物质燃料的转换。英国一直坚持大型燃煤电厂直燃耦合路线并不断提高耦合比例,目前有13座容量超过1 000 MW的大型燃煤火电厂完成生物质混烧发电,并计划于2025年全部淘汰煤电。英国最大的火电厂 Drax 于2008年启动电厂生物质混烧改造工程,

经过几轮试验,目前6台660 MW锅炉均实现100%燃烧生物质,并计划联合生物质碳捕集储存技术(BECCS)进行深度碳减排。亚洲国家中,日本目前有12家燃煤电厂实施木质类生物质掺烧,掺烧热量2%~3%。各国典型的燃煤耦合生物质发电机组情况见表3,其技术路线对我国具有借鉴意义。

表3 国外典型生物质耦合发电机组应用情况

Table 3 Application of biomass co-firing in typical foreign power plants

电厂	时间	机组容量	耦合方式	生物质燃料	热量混燃比/%	特点
荷兰 Maasvlakte	2019年	1 100 MW 超超临界	直燃耦合	污水污泥为主,木屑颗粒	15~30	在单独锤磨机中粉碎,送入煤粉管道同时燃烧,同时设置CO ₂ 捕集装置实现深度减排
荷兰 Epon ^[8]	1994年	600 MW	直燃耦合	木屑颗粒	4.5~15.0	采用生物质专用粉碎机和燃烧器,改造大
芬兰 Kymijarvi ^[39]	1998年	24 MW	BFB 间接耦合	木质生物质、垃圾回收燃料	15~30	常压空气气化,FW CFB 气化器
芬兰 Vaskiluoto	2014年	560 MW	BFB 间接耦合	木质生物质	25	常压空气气化,Valmet CFB 气化器,800~900℃
英国 Tibury	2004年	750 MW	PC 直燃耦合	棕榈壳为主	100	采用生物质锤磨机和专用燃烧器
英国 Fiddles Ferry	2005年	4×500 MW	PC 直燃耦合	橄榄壳、成型木质颗粒	20	采用生物质锤磨机和专用燃烧器
英国 Drax ^[40]	2018年	4×660 MW	PC 直燃耦合	林木,木材	100	采用生物质锤磨机,与煤共用燃烧器
丹麦 Studstrup	2016年	150 MW	直燃耦合	木颗粒	20	采用生物质锤磨机,专用燃烧器
丹麦 Avedøre ^[6]	2016年	2×430 MW	并联耦合	木屑颗粒和秸秆	100	采用独立的生物质气化炉和燃烧炉

3.2 国内典型燃煤耦合农林生物质发电应用情况

近年来,随着碳减排目标的提出,国内尝试对煤

粉炉掺烧生物质(直接耦合)和生物质气化耦合发电(间接耦合),一些典型的生物质耦合项目见表4。

表4 国内典型生物质耦合发电机组应用情况

Table 4 Application of biomass co-firing in typical domestic power plants

电厂	年份	机组容量/MW	耦合方式	生物质燃料	热量混燃比/%	特点
十里泉发电厂	2005年	140	直燃耦合	麦秆、玉米秆	5~8	采用丹麦 BWE 公司独立喷燃系统,独立的粉碎机和秸秆燃烧器;实行燃煤标杆上网电价
国电宝鸡二电	2010年	300	PC, 直燃耦合	秸秆、成型生物质	6~21	采用备用 F 层燃烧系统,包括磨煤机和燃烧器;因成本问题,于2016年停止运行
长源荆门电厂	2016年	640	间接耦合	稻壳、秸秆	1.7	采用生物质 CFB 气化装置;由于获得生物质直燃电厂同等电价,运营良好
大唐长山热电	2018年	600	间接耦合	玉米秸秆为主	3	采用 CFB 微正压气化炉,产生燃气在锅炉的燃气燃烧器中燃烧
华电襄阳电厂	2018年	600	间接耦合	农业秸秆	1.8	采用 CFB 负压气化炉系统,运行良好
华能山东日照电厂(在建)	2021年	680	直燃耦合	秸秆	5	采用给料耦合燃烧系统,先制粉处理,再通过稀力气相输送进入煤粉管道

较典型的有山东十里泉电厂、宝鸡二电和荆门电厂^[41-42],主要原料为农作物废弃物。其中,十里泉电厂是国内首个开展煤粉和秸秆耦合发电的示范项目。运行初期由于秸秆原料价格较低,掺烧效益良好,后期受秸秆价格飙升以及生物质补贴政策取

消的影响,项目停止运行。国电宝鸡二电在不增加电厂设备的基础上,利用 F 层备用磨煤机和燃烧器实现生物质掺烧,由于成本原因,该项目于2016年停止运行。与国外生物质耦合技术相比,我国生物质耦合发电技术存在以下特点:① 燃用生物质以秸

秆等草本生物质为主,对生物质直燃的掺混比例提出挑战;②我国生物质利用装置整体呈小而散的特点,单台机组的规模通常在100 MW以下^[23],生物质利用效率较低,分布地区分散,在大型燃煤电站锅炉上应用较少。

截至2020年,我国各类生物质发电总装机2 952万kW,位居世界第一,但农林生物质发电累计装机仅1 330万kW,不及垃圾焚烧发电装机量^[43]。后续我国燃煤耦合农林生物质发电能否顺利实施,仍受限于能否获得合理的生物质发电上网电价。

4 生物质直燃耦合的挑战

4.1 政策及运营管理挑战

国外农林生物质发电项目普遍采用单一高品质原料,由发电厂建立运输网络以及专门的储运和处理厂,已形成了规模化、标准化和产业化的生产供应链。

而我国生物质由于农林废弃物分布较分散,收集和储运困难,造成生物质资源不稳定、生物质价格波动大,直接制约燃煤耦合生物质的规模化发展。与此同时,生物质原料价格易受工厂哄抬而飙升。由于农林生物质原料成本约占总运行成本的60%~65%^[44],成本攀升后可能出现亏损。以上特点决定了生物质利用较高的政策敏感性,如果国家政策未及时落地或发生变动,将导致生物质掺烧电厂难以长期运行,国内大容量机组掺烧生物质运行状况无法进一步发展。

因此,如何在国内形成一套经济性的可复制、可传播的生物质原料加工流程和模式,建立优化的生物质供应产业链,落实合理的生物质利用补贴政策,是促进生物质高比例耦合发电的关键环节。同时应注重各场景下的生物质供应链优化研究;加大对先进低成本生物质加工技术的研发投入;可采用热电联产^[45]、生产土壤修复剂对生物质灰渣进行资源化利用^[46-47]等多种方式,获得更高的经济和环保效益,以摆脱对政策的过度依赖。政策上应该加大力度支持燃煤耦合生物质发电与纯燃生物质享受同样的上网电价,积极构建“生物质—发电—肥料还田”的循环经济产业链,鼓励开发利用边际土地资源种植速生林等,促进其在我国能源转型过程中发挥更大作用^[48]。此外,研究表明,发展速生草本或木本等能源作物的成本可控制在300元/t,每平方米干物质产量700~7 500 t/a(标煤)^[49-50],有望解决生物质丰度不足、来源不稳定、运输成本高等难题,

为此,需要对电厂附近种植速生草本/木本生物质的可行性开展技术经济研究,为探索未来生物质掺烧的可行路径提供依据^[10]。

4.2 高比例掺混的技术挑战

除生物质供应链缺失、生物质利用政策难以落实外,由于生物质自身的特性,对高效率、高比例掺混生物质技术仍存在一定挑战。尽管已有研究表明循环流化床技术可实现高比例掺烧生物质燃料,但由于我国主力电站机组仍以煤粉炉为主,且煤粉炉发电效率更高,因此必须发展先进的煤粉炉高比例掺混生物质技术。在这一领域的主要技术挑战包括以下几个方面:

1)对生物质与煤混烧特性需要更多基础研究。目前国内外利用小型试验装置对固体生物质常规条件下的掺烧、热解、燃烧特性已开展了深入研究^[51-55],但试验条件与实际工况中煤粉和生物质混合情况仍有较大差异,如试验台多为管式炉、落管炉等,炉内是静止或层流热气流下的燃烧环境,无法反映实际燃烧器周围的湍流及热烟气流掺混特征,难以研究生物质颗粒与煤粉燃烧行为的差异。因此,需在更接近实际燃烧工况的层面进行高比例混燃研究^[56]。针对生物质直燃对燃煤锅炉运行的影响,还有待深入开展试验和数值模拟研究^[57-58],可借助数值模拟方法研究生物质燃料的成分、热值、粒径和形状、炉内喷射位置、富氧条件等因素对大容量燃煤锅炉耦合生物质运行状况(包括火焰形状、温度场、污染物排放、碳烟)的影响。目前生物质直燃相关的中试研究主要针对单一容量和类型的锅炉,结论并不一致。

2)缺乏成熟的高效、灵活大比例掺混生物质燃烧技术。由于生物质来源不稳定及燃烧特性多变等特点,高比例掺混生物质技术应满足从燃料制备、风粉系统运输和燃烧组织上实现煤粉和生物质在大比例范围内可调,并保证较高的燃烧效率。由于煤粉(75 μm)和生物质粒径(1.5~6.0 mm)的差异,一般需要配置额外的生物质燃烧器。而目前对高性能生物质燃烧器,以及高性能的高比例掺混生物质的煤粉燃烧器,都缺乏成熟的设计和应用。尤其考虑到生物质来源的不稳定性,当缺乏生物质时,适用于燃烧生物质的燃烧器如何高效燃烧煤粉,或燃烧煤粉的燃烧器如何高效燃烧生物质,均是迫切需要解决的技术问题。

对于新建的生物质锅炉或生物质掺烧锅炉,可通过控制蒸气温度、受热面管材、使用管道涂层等方法避免腐蚀。针对我国秸秆类生物质燃料,还可以

在加工过程中添加抗结渣剂提高灰熔融温度^[59]来降低结渣现象。然而对于已有燃煤机组,大比例掺烧时需充分考虑到锅炉受热面结渣和沾污风险。

3) 制粉系统的优化及匹配有待升级。目前对于电厂中大比例生物质原料的加工和处理仍缺乏成熟的低成本技术和装备^[6]。不仅生物质原料供应和加工需要较高的运营成本,已有燃煤磨机在进行生物质破碎时,往往出力和效率均严重下降。在已有的磨煤机系统上同时磨制生物质和煤时,难以以保证二者粒度匹配,因此共磨时生物质最大掺烧比例仅为5%。掺烧比例更高时,为避免磨煤机堵塞,往往需要配套独立的生物质处理给料系统,而这一系统往往成本高、容量小,难以满足高比例掺烧的需求。在制粉系统中,生物质耦合发电系统发生爆炸的概率较高,需要特别注意生物质颗粒输送和储存安全性。生物质经处理后水分低(15%左右)、挥发分极高(70%~80%)、密度较低,运输过程中易遭到机械性损坏,因此生物质颗粒物产生粉尘水平高,在密闭空间里易发生火灾甚至爆炸。英国 Tilbury 电厂和丹麦 Avedøre 电厂都曾发生过重大爆炸事故^[60],经济损失严重。因此在储运过程中需监测温度、可燃气体水平,注意通风,必要时安装除尘器捕集粉尘。

4) 研发生物质掺混比例在线监测技术。燃煤耦合生物质发电技术的发展,离不开生物质电价补贴或其他政策,需对其中生物质的发电量进行识别和定量。间接耦合方式中生物质发电量可通过在燃气输送管道上安装在线分析仪和流量计进行折算,方法简便,较为可靠,已应用于国内间接耦合的发电项目^[39]。而直燃耦合中生物质计量难度较大,国内还未进行大型示范应用,理论方法主要包括入炉前计量和入炉后计量两大类^[61-64]。其中,入炉前的计量方法基于生物质和煤物理性质的差异,主要包括:① 利用称重传感器进行质量计量,利用光学成像系统对燃料输运系统进行拍照,并基于图像识别算法识别其中生物质的混烧比例或掺混杂质^[61];② 利用光谱识别或 X 射线识别确定生物质比例。以上方法虽然理论上可实现在线测量,但前期需要收集大量的基础燃料信息并进行系统训练,目前停留于试验研究阶段。入炉后的计量法主要基于生物质和煤化学性质的差异,如某种元素组分差别较大,进而通过分析烟气中该种元素的组分变化情况来反推生物质掺混情况。如基于生物质和煤中不同硫含量,利用烟气中 SO₂ 含量反推生物质含量,需提前标定其函数关系^[62];生物质含有一定量的¹⁴C,其半衰期

为 5 730 a,煤经过数百万年的演变¹⁴C 含量基本为 0,基于检测烟气中¹⁴C 含量可以推算生物质掺烧比例^[63-64],国外已证明了该监测技术的准确性和可行性,并得到国际能源署(IEA)验证,但目前国内还未形成相关标准,亟需发展成熟的生物质掺混比例在线测量技术。

5 结语与展望

1) 燃煤耦合农林生物质发电技术在欧洲等发达国家经过 20 余年的发展已较为成熟,实践证明在有力的监管和激励政策下,煤粉炉和流化床机组可由燃煤过渡到全燃生物质,是公认的降低燃煤机组 CO₂ 排放的关键路线之一。

2) 与欧洲发达国家相比,我国农林生物质资源虽然储量丰富,但未被资源化利用。受限于原料成本偏高、政策补贴不到位和高比例耦合技术不成熟等原因,我国燃煤耦合生物质发电技术发展较为缓慢,与国外相比仍存在较大差距。

3) 我国燃煤机组直燃耦合生物质发电技术目前面临着一些挑战,包括缺乏稳定低成本的生物质原料供应和加工流程、无成熟的高比例耦合技术、受热面沾污腐蚀、掺烧时生物质发电量的计量尚未形成标准等。

4) 生物质作为一种国际公认的“零碳”能源,在碳交易体系中有巨大优势。未来,燃煤机组耦合生物质发电技术在我国电力板块降碳中将发挥重要作用,需从以下方面做出努力:① 政策上,需要在国内形成一套经济性的可复制、可传播的生物质原料加工流程和模式,建立稳定的生物质供应产业链,落实合理的生物质利用补贴政策和配套激励措施;② 在技术上,需大力开展生物质掺混相关基础研究,发展大比例掺烧范围内生物质掺混比例灵活可调且高效的燃烧技术,解决生物质掺混比例在线监测、生物质粉碎、上料及高效燃烧方面技术难题。同时需要按耦合比例由低到高开展生物质耦合发电示范项目,探索 BECCS 技术,逐步将火电机组从原料减碳过渡到原料脱碳直至烟气脱碳,推动生物质在碳减排方面发挥更大作用。

参考文献(References):

- [1] 电力规划设计总院. 中国电力发展报告 2020[R]. 北京: 电力规划设计总院, 2021.
- [2] 王利宁, 彭天铎, 向征, 等. 碳中和目标下中国能源转型路径分析[J]. 国际石油经济, 2021, 29(1): 2-8.
WANG Lining, PENG Tianduo, XIANG Zhengjian, et al. Analysis of China's energy transition pathways under the goal of carbon neu-

- trality[J]. *International Petroleum Economics*, 2021, 29(1): 2-8.
- [3] International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2020 [R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- [4] 马文超, 陈冠益, 颜蓓蓓, 等. 生物质燃烧技术综述[J]. *生物质化学工程*, 2007(1): 43-48.
MA Wenchao, CHEN Guanyi, YAN Beibei, et al. Review on Biomass Combustion Technologies [J]. *Biomass Chemical Engineering*, 2007(1): 43-48.
- [5] International Energy Agency. Projected costs of generating electricity [R]. Paris: International Energy Agency, 2020.
- [6] LIVINGSTON W R. The status of large scale biomass firing [R]. Paris: IEA Bioenergy, 2016.
- [7] 李少华, 刘冰, 彭红文, 等. 燃煤机组耦合生物质直燃发电技术研究[J]. *电力勘测设计*, 2021(6): 26-31.
LI Shaohua, LIU Bing, PENG Hongwen, et al. Biomass direct combustion of co-firing technology research in coal-fired power plants [J]. *Electric Power Survey & Design*, 2021(6): 26-31.
- [8] 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.
- [9] 樊静丽, 李佳, 晏水平, 等. 我国生物质能-碳捕集与封存技术应用潜力分析[J]. *热力发电*, 2021, 50(1): 7-17.
FAN Jingli, LI Jia, YAN Shuiping, et al. Application potential analysis for bioenergy carbon capture and storage technology in China [J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(1): 7-17.
- [10] 李晋, 蔡闻佳, 王灿, 等. 碳中和愿景下中国电力部门的生物质能源技术部署战略研究 [J]. *中国环境管理*, 2021, 13(1): 59-64.
LI Jin, CAI Wenjia, WANG Can, et al. The deployment strategy of bioenergy technology in China's power sector under the vision of carbon neutrality [J]. *Chinese Journal of Environment Management*, 2021, 13(1): 59-64.
- [11] 中国产业发展促进会生物质能产业分会. 3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书 [R]. 北京: 中国产业发展促进会生物质能产业分会, 2021.
- [12] 王志远, 陈丹, 吴慧芳, 等. 甲烷碳源的反硝化作用机理与工艺技术研究进展 [J]. *净水技术*, 2020, 39(6): 90-96.
WAN Zhiyuan, CHEN Dan, WU Huifang, et al. Research advances in mechanism and process technology for denitrification with methane as the carbon source [J]. *Water Purification Technology*, 2020, 39(6): 90-96.
- [13] DEMIRBAS A. Combustion characteristics of different biomass fuels [J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2004, 30(2): 219-230.
- [14] VASSILEV S V, VASSILEVA C G, VASSILEV V S. Advantages and disadvantages of composition and properties of biomass in comparison with coal: An overview [J]. *Fuel*, 2015, 158: 330-350.
- [15] DEMIRBAS A. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues [J]. *Fuel and Energy Abstracts*, 2005, 46(6): 387-388.
- [16] 金康华, 章康, 季银飞, 等. 煤与生物质中高温共热解特性研究 [J]. *热力发电*, 2020, 49(9): 39-45.
JIN Kanghua, ZHANG Kang, JI Yinfei, et al. Co-pyrolysis characteristics of coal and biomass at medium-high temperatures [J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(9): 39-45.
- [17] 王立群, 张羽钧, 马亮. 生物质与煤共气化灰熔融和结渣特性 [J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2021, 52(4): 1307-1315.
WANG Liqun, ZHANG Yujun, MA Liang. Fusion and slagging characteristics of ash produced by co-gasification of biomass and coal [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2021, 52(4): 1307-1315.
- [18] 姚宗路, 赵立欣, RONNBACK M, 等. 生物质颗粒燃料特性及其对燃烧的影响分析 [J]. *农业机械学报*, 2010, 41(10): 97-102.
YAO Zonglu, ZHAO Lixin, RONNBACK M, et al. Characterization effect of biomass pellet fuels on combustion behavior [J]. *Transactions of the Chinese Society for Agricultural Machinery*, 2010, 41(10): 97-102.
- [19] BASU P, BUTLER J, LEON M A. Biomass co-firing options on the emission reduction and electricity generation costs in coal-fired power plants [J]. *Renewable Energy*, 2011, 36(1): 282-288.
- [20] LIVINGSTON W R, MORRIS K. Experience with co-firing biomass in PC boilers to reduce CO₂ emissions [R]. Las Vegas: Powergen International, 2009.
- [21] 王西伦, 初伟, 刘平, 等. 生物质气化耦合燃煤发电机组的燃烧特性分析 [J]. *电力科技与环保*, 2021, 37(5): 22-28.
WANG Xilun, CHU Wei, LIU Ping, et al. Analysis of combustion characteristics of biomass gasification-coupled co-firing generator sets [J]. *Electric Power Environmental Protection*, 2021, 37(5): 22-28.
- [22] KHAN A A, DE JONG W, JANSSENS P J, et al. Biomass combustion in fluidized bed boilers: Potential problems and remedies [J]. *Fuel Processing Technology*, 2009, 90(1): 21-50.
- [23] 胡南, 谭雪梅, 刘世杰, 等. 循环流化床生物质直燃发电技术研究进展 [J/OL]. *洁净煤技术*: 1-10 [2022-03-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.td.20210910.1757.004.html>.
HU Nan, TAN Xuemei, LIU Shijie, et al. Power generation of biomass direct combustion in circulating fluidized bed [J/OL]. *Clean Coal Technology*, 1-11 [2022-03-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.td.20210910.1757.004.html>.
- [24] 黄中. 循环流化床锅炉优化改造技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2019.
- [25] 王俊, 龙慎伟, 马同胜, 等. 660 MW 机组煤粉锅炉掺烧生物质的数值模拟 [J/OL]. *洁净煤技术*: 1-11 [2022-03-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.TD.20210326.1558.004.html>.
WANG Jun, LONG Shenwei, MA Tongsheng, et al. Numerical simulation onco-firing characteristics of coal and biomass in a 660 MW boiler [J/OL]. *Clean Coal Technology*: 1-11 [2022-03-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.TD.20210326.1558.004.html>.

- 20210326.1558.004.html.
- [26] OLADEJO J, SHI K, MENG Y, et al. Biomass constituents interactions with coal during co-firing [J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 1640-1645.
- [27] 林博文. 生物质与煤共热解行为及协同效应研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- [28] PÉREZ-JELDRES R, CORNEJO P, FLORES M, et al. A modeling approach to co-firing biomass/coal blends in pulverized coal utility boilers: Synergistic effects and emissions profiles [J]. *Energy*, 2017, 120: 663-674.
- [29] 王学斌, 谭厚章, 陈二强, 等. 300 MW 燃煤机组混燃秸秆成型燃料的试验研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(14): 1-6. WANG Xuebin, TAN Houzhang, CHEN Erqiang, et al. Experimental research on co-firing of molding-straw in 300 MW coal-firing utility furnace [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(14): 1-6.
- [30] 王一坤, 邓磊, 贾兆鹏, 等. 燃煤机组大比例直接耦合生物质发电对机组影响研究 [J]. *热力发电*, 2021, 50(12): 80-91. WANG Yikun, DENG Lei, JIA Zhaopeng, et al. Influence of large-scale direct coupled biomass power generation on coal-fired units [J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(12): 80-91.
- [31] 王爽奇, 田宇, 龚迎莉, 等. 330 MW 煤粉锅炉掺烧生物质气化气对锅炉性能的影响分析 [J]. *电力学报*, 2021, 36(5): 397-403. WANG Shuangqi, TIAN Yu, GONG Yingli, et al. Analysis of effect of boiler performance of mixed burning biomass gasification gas in a 330 MW pulverized coal boiler [J]. *Journal of Electric Power*, 2021, 36(5): 397-403.
- [32] ZHOU C, GAO F, YU Y, et al. Emission and distribution behavior of toxic elements during the co-combustion of coal with biomass [J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(5): 6392-6400.
- [33] 周伟健, 潘佩媛, 张乃强. 东北地区草本生物质灰熔融及结渣特性实验研究 [J/OL]. *热力发电*: 1-11 [2022-03-02]. DOI: 10.19666/j.rld.202107123. ZHOU Weijian, PAN Peiyuan, ZHANG Naiqiang. Prediction of ash melting and slagging characteristics of herbaceous biomass in Northeast China [J/OL]. *Thermal Power Generation*: 1-11 [2022-03-02]. DOI: 10.19666/j.rld.202107123.
- [34] 张沛. 660 MW 燃煤电厂商用 SCR 脱硝催化剂的失活分析与再生探究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2017.
- [35] YIN C. Development in biomass preparation for suspension firing towards higher biomass shares and better boiler performance and fuel rangeability [J]. *Energy*, 2020, 196: 117-129.
- [36] 张东旺, 范浩东, 赵冰, 等. 国内外生物质能源发电技术应用进展 [J]. *华电技术*, 2021, 43(3): 70-75. ZHANG Dongwang, FAN Haodong, ZHAO Bing, et al. Development of biomass power generation technology at home and abroad [J]. *Huadian Technology*, 2021, 43(3): 70-75.
- [37] 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.
- [38] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电 [J]. *分布式能源*, 2017, 2(5): 47-54. MAO Jianxiong. Co-firing biomass with coal for power generation [J]. *Distributed Energy*, 2017, 2(5): 47-54.
- [39] 井新经, 陈运, 张海龙, 等. 生物质耦合发电技术及发电量计算方法 [J]. *热力发电*, 2019, 48(12): 31-37. JING Xinjing, CHEN Yun, ZHANG Hailong, et al. Biomass coupled power generation technology and power generation calculation methods [J]. *Thermal Power Generation*, 2019, 48(12): 31-37.
- [40] YI Q, ZHAO Y, HUANG Y, et al. Life cycle energy-economic-CO₂ emissions evaluation of biomass/coal, with and without CO₂ capture and storage, in a pulverized fuel combustion power plant in the United Kingdom [J]. *Applied Energy*, 2018, 225: 258-272.
- [41] 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(2): 65-68.
- [42] 吴跃明, 吴智泉. 660 MW 超临界燃煤锅炉引入生物质气再燃方案及运行特性分析 [J]. *分布式能源*, 2018, 3(1): 14-20. WU Yueming, WU Zhiqian. Introduction of biomass gas reburning scheme and operation characteristics of 660 MW supercritical coal-fired boilers [J]. *Distributed Energy*, 2018, 3(1): 14-20.
- [43] 水电水力规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2020 [R]. 北京: 水电水力规划设计总院, 2021.
- [44] 国网浙江省有限公司经济技术研究院. 浙江生物质发电产业发展情况调查研究报告 [J]. *农电管理*, 2020(8): 37-42.
- [45] 闫雨东. 农林生物质热电联产项目投资区位及时机决策研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [46] 石炎, 薛聪, 邱宇平. 农林生物质直燃电厂灰渣资源化技术分析 & 展望 [J]. *农业资源与环境学报*, 2019, 36(2): 127-139. SHI Yan, XUE Cong, QIU Yuping. Analysis and prospect of resource utilization of ash and slag from agroforestry biomass-fired power plants in China [J]. *Journal of Agricultural Resources and Environment*, 2019, 36(2): 127-139.
- [47] 梁胜男, 赵玲, 董元华, 等. 生物质灰渣对红壤中 Cd 含量及其生物有效性的影响 [J]. *江苏农业科学*, 2016, 44(5): 451-453. LIANG Shengnan, ZHAO Ling, DONG Yuanhua, et al. Effects of plant fly ash on Cd content and its bioavailability in polluted red soil [J]. *Jiangsu Agricultural Sciences*, 2016, 44(5): 451-453.
- [48] 姜士宏, 胡文平. 燃煤耦合生物质发电需上网电价政策支持 [N]. *中国能源报*, 2018-07-30(17).
- [49] 黄玉文, 钟奇振. 探秘世界最大生物质发电厂 [J]. *环境*, 2017(7): 56-58.
- [50] 谢光辉, 郭兴强, 王鑫, 等. 能源作物资源现状与发展前景 [J]. *资源科学*, 2007(5): 74-80.
- [51] LU H, ROBERT W, PEIRCE G, et al. Comprehensive study of biomass particle combustion [J]. *Energy & Fuels*, 2008, 22(4): 2826-2839.
- [52] LU H, IP E, SCOTT J, et al. Effects of particle shape and size on devolatilization of biomass particle [J]. *Fuel*, 2010, 89: 1156-1168.

- [53] 梁晓锐,王勤辉,骆仲浚,等. 煤粉和麦秆加压富氧共燃中燃烧特性和硫转化规律实验研究[J]. 热力发电,2021,50(6):18-25.
LIANG Xiaorui, WANG Qinhui, LUO Zhongyang, et al. Experimental study on combustion characteristics and sulfur transformation in pressurized oxy-fuel co-combustion of pulverized coal and wheat straw[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(6): 18-25.
- [54] 程德哲,邹春,姚青,等. 生物质三组分在 O₂/CO₂ 气氛下的着火行为研究[J]. 洁净煤技术,2021,27(2):161-169.
CHENG Sizhe, ZOU Chun, YAO Qing, et al. Ignition behaviors of the three components of biomass in O₂/CO₂ atmosphere[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 161-169.
- [55] 龚振,宋长忠,李媛媛,等. O₂/CO₂ 气氛下升温速率对生物质与煤矸石燃烧特性的影响[J]. 太阳能学报,2020,41(9):366-374.
GONG Zhen, SONG Changzhong, LI Yuanyuan, et al. Effect of heating rate on combustion characteristics of biomass and coal gangue under O₂/CO₂ atmosphere[J]. Acta Energetica Sinica, 2020, 41(9): 366-374.
- [56] 李珊,李凤杰,闫勇,等. 单颗粒燃料燃烧特性研究方法综述[J]. 中国电机工程学报,2021,41(12):4182-4198.
LI Shan, LI Fengjie, YAN Yong, et al. Review of characterization-techniques for the combustion behavior of individual fuel particles[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4182-4198.
- [57] MILIĆEVIĆ A, BELOŠEVIĆ S, CRNOMARKOVIĆ N, et al. Numerical study of co-firing lignite and agricultural biomass in utility boiler under variable operation conditions[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2021, 181: 121728.
- [58] LIU Q, ZHONG W, TANG R, et al. Experimental tests on co-firing coal and biomass waste fuels in a fluidized bed under oxy-fuel combustion[J]. Fuel, 2021, 286, 119312.
- [59] 刘宏宇,张守玉,宋晓冰,等. 抗结渣生物质燃料研究进展[J]. 洁净煤技术,2020,26(1):22-31.
LIU Hongyu, ZHANG Shouyu, SONG Xiaobing, et al. Advance in the research on slag-resistant biomass briquette preparation[J]. Clean Coal Technology, 2020, 26(1): 22-31.
- [60] ABELHA P, CIEPLIK M K. Evaluation of steam-exploded wood pellets storage and handling safety in a coal-designed power plant[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(3): 2357-2367.
- [61] 钟丁平,欧阳业精,巩延果,等. 一种声光识别的生物质燃料智能采样系统及方法;CN104596792B[P]. 2016-01-20.
- [62] 徐金苗. 煤与生物质混燃中生物质识别技术和混燃比较核模型研究[D]. 北京:清华大学,2010.
- [63] 雷廷宙,何爱玲,李在峰,等. 生物质与煤耦合燃烧电厂生物质掺烧比¹⁴C 检测方法的研究进展[J]. 可再生能源,2021,39(10):1287-1293.
LEI Tingzhou, HE Ailing, LI Zaifeng, et al. Research process on radio carbon determination method of biomass blending ratio in the power plants co-combustion biomass and coal[J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(10): 1287-1293.
- [64] 唐宇星. 基于¹⁴C 法的生物质与煤混燃掺混比例计量方法研究[D]. 杭州:浙江大学,2021.