

大型燃煤发电机组低碳技术进展

谭厚章, 王学斌, 杨富鑫, 邓双辉, 阮仁晖

(西安交通大学 热流科学与工程教育部重点实验室, 陕西 西安 710049)

摘要: 当前我国碳排放总量约 110 亿 t, 其中约 40% 的 CO₂ 由燃煤机组产生, 如何降低燃煤发电机组的碳排放是实现双碳目标的关键。针对燃煤发电机组大规模减碳技术, 重点介绍低碳/零碳燃料替代技术(生物质、污泥、氢/氨等)和 CCUS 技术的研究进展: 燃煤电厂耦合生物质包括直接耦合和间接耦合, 但均受制于生物质原料供应和价格, 生物质“种植—收割—转运—储存—预处理—燃烧”全链条控制掺烧模式可有效解决上述问题。660 MW 机组掺烧试验表明, CO₂ 排放可减少 77.25 万 t/a; 市政污泥含水率高达 80%, 进入锅炉前需干化处理, 目前蒸汽或烟气干化均存在投资运行成本高、干化后的污泥水分较大且有臭气等问题, 导致掺烧比例一般低于 8%。基于生物质热源的污泥炭化技术可直接在污水厂生产无臭污泥炭, 热值达 10.26 MJ/kg 左右, 电厂掺烧比例可提高至 20%~30%; 掺烧氢/氨燃料需解决大比例掺烧下氨逃逸和 NO_x 排放问题, 国内已开展皖能集团 300 MW 和国家能源集团 600 MW 氨煤掺烧实验, 通过燃烧调控可在 NO_x 排放略微增加的情况下实现较高的 NH₃ 燃烬率, 但商业化推广还受制于氢/氨成本; 燃烧前脱碳技术(IGCC 电站)的商业化运行案例极为有限, 由于高居不下的成本, 国外多个示范项目均已停运, 推动该技术商业化需解决建设成本、发电成本和设备可靠性等问题。燃烧中碳捕集包括富氧燃烧和化学链燃烧, 由于空分、再循环等过程能耗, 常压富氧发电效率比空气燃烧低 8%~12%, 从常压富氧到加压富氧可进一步提高净发电效率; 我国已建成全球最大的 4 MW 化学链燃烧示范装置, 该技术也有望应用于气化领域; 燃烧后碳捕集目前以溶液吸收技术为主, 固体吸附技术的再生能耗更低, 但大规模商业化需要继续降低能耗和成本。

关键词: 燃煤机组; CO₂; 低碳/零碳燃料; CCUS

中图分类号: TK16 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2024)02-1052-15

Progress in low carbon technologies for large-scale coal-fired power plants

TAN Houzhang, WANG Xuebin, YANG Fuxin, DENG Shuanghui, RUAN Renhui

(MOE Key Laboratory of Thermo-Fluid Science and Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: China's total carbon emissions are approximately 11 billion tons, with around 40% of CO₂ being produced by the coal-fired power plants (CFPP). Therefore, reducing carbon emissions from the CFPP is critical in achieving the Dual-Carbon target. This paper focused on the advancements in the low-carbon/carbon-neutral fuel substitution technologies (such as biomass, sludge, hydrogen/ammonia, etc.) and the CCUS (carbon capture, utilization and storage). The CFPP coupled with biomass includes direct and indirect coupling, but are subject to the supply and price of biomass feedstock. To address these challenges, a comprehensive “planting-harvesting-transportation-storage-pretreatment-combustion” approach was recommended to ensure an effective control throughout the entire chain. Initial pilot test on a 660 MW CFPP revealed a substantial reduction in CO₂ emissions by 772 500 tons annually. The high-water content of municipal sludge,

收稿日期: 2024-01-03 修回日期: 2024-02-15 责任编辑: 张晓宁 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.ZZ24.0060

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2020YFC1910000)

作者简介: 谭厚章(1965—), 男, 江西永新人, 教授, 博士生导师。E-mail: tanhz@mail.xjtu.edu.cn

引用格式: 谭厚章, 王学斌, 杨富鑫, 等. 大型燃煤发电机组低碳技术进展[J]. 煤炭学报, 2024, 49(2): 1052-1066.

TAN Houzhang, WANG Xuebin, YANG Fuxin, et al. Progress in low carbon technologies for large-scale coal-fired power plants[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(2): 1052-1066.



移动阅读

reaching up to 80%, necessitates drying prior to entering the boiler. Current steam drying and flue gas drying technologies entail substantial investment and operational costs, with the dried sludge still retaining high water content and associated problems such as odor. Consequently, the blending ratio in the CFPP remains below 8%. A sludge carbonization technology based on a biomass heat source can address these challenges, which allows for the direct production of odorless sludge char in sewage plants with a calorific value of about 10.26 MJ/kg. This technology enables an increased blending ratio in the CFPP to 20%–30%, thereby significantly reducing coal consumption and CO₂ emissions. The blending of hydrogen/ammonia necessitates addressing the issues of ammonia escape and NO_x emission under high blending ratios. Experiments for co-firing of coal and ammonia were conducted on 300 MW and 600 MW CFPP in China to address the challenges of ammonia escape and NO_x emissions under high blending ratios. The results showed that combustion control can achieve a higher NH₃ burn-up rate with a slight increase in NO_x emissions. However, the commercialization of hydrogen/ammonia blending in the CFPP is constrained by the cost of hydrogen and ammonia. The commercialization of pre-combustion decarbonization technology, such as IGCC, faces significant limitations due to high costs. Several foreign demonstration projects were discontinued. The construction costs and equipment reliability are crucial for promoting the commercialization of this technology. Carbon capture technologies in combustion processes include oxygen-enriched combustion and chemical chain combustion. The power generation efficiency of atmospheric oxyfuel combustion is lower by 8%–12% compared to air combustion due to the energy consumption associated with air separation and recycling processes. Transitioning from atmospheric oxyfuel combustion to pressurized oxyfuel combustion can further increase the net power generation efficiency. Notably, China has constructed the world's largest 4 MW chemical-looping combustion (LCL) demonstration plant. The LCL also has a potential application in the gasification industry. Post-combustion carbon capture predominantly employs the solution absorption technology, while the solid adsorption technology offers a lower regeneration energy consumption. However, some challenges remain in reducing energy consumption and costs to facilitate the large-scale commercialization of this technology.

Key words: coal-fired power plant; CO₂; low-carbon/carbon-neutral fuel; CCUS

为了缓解全球气候变暖,2020年9月我国提出2030年“碳达峰”、2060年“碳中和”的远景目标。中国是世界上能源消费量最大的国家,也是碳排放量最大的国家。2022年,我国能源消费总量占世界能源消费总量的26%^[1],碳排放总量约110亿t,占世界碳排放总量(与能源相关)的31%^[2]。由此可见,我国实现碳中和对缓解全球气候变暖意义重大。

我国是一个“富煤、贫油、少气”的国家,煤炭在能源消费中具有“压舱石”的作用:2022年全国能源消费总量为54.1亿t标准煤,煤炭占比56.2%^[3];全国发电装机总量25.6亿kW,煤电装机11.2亿kW,占比43.8%,但煤电发电量达总发电量的58.4%^[4]。双碳目标要求未来我国转向以可再生能源为主的能源结构,尤其是大幅增加光伏、风电等可再生能源的发电装机比例和发电量。2022年,全国风电装机3.65亿kW,光伏发电装机3.93亿kW,风电光伏发电装机占全国发电装机的29.6%,风电光伏发电总量1.19万亿kW·h,占全国发电量的13.8%。风电、光伏等可再生能源发电具有随机性、间歇性和波动性等特点,大比例接入会对电网稳定性造成冲击。目前主要依靠煤电调峰来消纳风电光伏的波动,其他储能占比不到1%。2022年我国弃风弃光率分别为3.2%和1.7%^[5],

之所以能够实现低的弃风弃光率,得益于大量煤电机组在做调峰。若没有大量煤电机组支撑,弃风弃光率将会大幅上升。煤电的超低负荷稳定能力及快速调负荷能力决定了未来我国新能源装机容量,也决定了弃风弃光率。

多能互补是提高可再生能源在发电侧比例的有效方法,但储能技术还未取得突破,无法大规模高效储电。2022年,我国电力储能装机规模达到0.598亿kW,其中抽水蓄能占比77.1%,新型储能占比21.9%(其中锂离子电池占比94%)^[6]。若按目前国内主流的清洁能源配储比例要求(20%/2h),2022年的储能装机规模只能满足2.99亿kW新能源发电的调峰需求,距离7.58亿kW的风电光伏装机规模相差很远。抽水蓄能具有规模优势,但受地理条件限制,增速放缓且成本下降有限。电化学储能普遍具有成本、寿命、安全性能、转化效率等4个方面难以协同寻优的不足。火电厂是我国最具潜力的调峰电源。可通过深度灵活调峰来降低风电光伏发电波动性对电网造成的冲击,是最经济、可靠的提高电力系统中风电光伏消纳比例的手段。如德国、丹麦的煤电机组的最小出力已达到25%~30%和15%~20%^[7],德国、波兰部分机组的调峰速率可达(2%~6%)/min。然而,国内目前火

电机组平均最低负荷约为 35%，调峰速率普遍低于 2%/min，距离国际先进水平还有较大差距。若按照国家发改委、能源局的要求，煤电机组最小出力可降低到 20%^[8]，煤电机组的负荷调峰幅度还可再增加 15%，即可增加 1.68 亿 kW 的调峰电量，按风光电机组 10% 的调峰波动需求计算，可再支持新增 16.8 亿 kW 的风电光伏装机，远远大于抽水、压缩空气、电化学等储能方式。因此，现役煤电机组是我国规模最大的调峰电源。为了实现煤电机组超低负荷灵活调峰，需提高低负荷稳燃/燃烬性能、水动力/受热面安全性能和污染物控制水平，对于燃烧器的稳燃性能、制粉/风烟/汽水等系统的协同控制提出了更高的要求^[9]。

火电行业低碳技术主要包括降低煤炭消耗量和碳捕集与封存 (CCS) 或碳捕集/利用/封存 (CCUS) 技术。降低煤炭消耗量的方法主要有：① 使用低碳/零碳燃料替代部分煤炭，如生物质、污泥等有机固废和氢/氨等零碳燃料；② 提高机组参数以提高发电效率、降低度电煤耗，如提高主蒸汽压力和二次再热温度；③ 现有机组提效技术，尤其是快速调峰及超低负荷下煤耗降低技术 (超低负荷下稳燃和低氮技术、超低负荷下汽机低热耗改造技术、超低负荷下锅炉设备及关键辅机宽负荷高效技术、智慧电厂快速响应技术、快速调节下高效稳燃燃烧器技术、快速调负荷下机组部件抗疲劳技术等)。碳捕集与封存 CCS 或 CCUS 技术主要包括^[10]：① CO₂ 捕集技术，如燃烧前捕集技术 (将煤炭经过气化/水煤气变换转化为 CO₂ 和 H₂，再燃烧 H₂ 前分离捕集 CO₂、富氧燃烧捕集技术 (结合空分和烟气再循环，提高燃煤烟气中 CO₂ 比例，降低 CO₂ 分离成本)、燃烧后捕集 (通过化学吸收、物理吸附、膜分离等方法从烟气中分离 CO₂)；② CO₂ 利用与封存技术，如地质封存 (CO₂ 强化油、气、卤水开采)、CO₂ 矿化固化、制备高附加值产物 (将 CO₂ 催化转化为化学品，如 CO₂ 加氢制甲醇等)。尽管上述低碳技术受到了学界和业界的广泛关注，但仍存在诸多科学问题和技术问题需要攻克。

笔者重点从低碳/零碳燃料掺烧技术、CCUS 技术 2 个方面介绍当前燃煤机组低碳技术的研究进展，并对未来低碳零碳发电技术进行展望。

1 低碳/零碳燃料替代技术

1.1 煤与生物质掺烧技术

燃煤机组耦合低碳、零碳能源是目前燃煤机组降碳发电的主要技术之一，尤其是耦合生物质发电。生物质是一种储量巨大、分布广泛的清洁可再生能源，其碳排放强度为 18 g/(kW·h)，与化石能源等相比，其

二氧化碳排放可忽略，被视为“二氧化碳零排放”燃料。利用大型高效燃煤机组耦合生物质燃料发电除了可显著降低火电厂碳排放外，还能提高生物质燃料利用效率、降低污染物排放、实现对燃煤电厂的灵活调峰。此外，相较于国内大量存在的小型 (30 MW) 纯烧生物质电厂，在现有燃煤机组上耦合一定比例的生物质，可充分利用电厂原有的设施和系统，大大降低改造投资成本。

我国生物质能源储量丰富，国家能源局《生物质能发展“十三五”规划》中指出，全国可作为能源利用的农作物秸秆及农产品加工剩余物、林业剩余物和能源作物等生物质资源总量每年约 4.6 亿 t 标准煤。除此之外，我国拥有大量年降雨量小于 400 mm，且由于水分、温度、土壤营养成分不适于种植棉、粮油等农作物而可供种植高抗逆性能源作物的边际土地。经统计，我国可种植能源植物 (灌木、草类) 的边际土地资源量为 4.14 亿 hm²，是耕地面积 (1.28 亿 hm²) 的 3 倍！特别适合种植能源作物的灌木林、疏林地、低覆盖度草地这 3 类土地 1.79 亿 hm²，按平均 7.50 亿 t/hm² 计算，每年从边际土地可持续得到 13.4 亿 t 生物质。每年国内农林废弃物 10 亿~12 亿 t，因此每年理论可获得至少 23.4 亿 t 生物质。而目前我国每年大型火电厂所需燃煤约 22 亿 t，年产生生物质与耗煤量接近 1:1。若将 23.4 亿 t 生物质 (按热值 14.65 kJ/kg 计算) 以 50% 的掺烧比例在燃煤机组中进行掺烧，将直接减排 CO₂ 近 15 亿 t，这对推动我国“双碳”目标的实现具有非常积极的意义。

目前，现有燃煤机组耦合生物质主要有直接耦合和间接耦合 2 种方式。直接耦合是将生物质进行预处理后送入锅炉中进行燃烧。其中，预处理的方式包括撕碎、压型、破碎、制粉等。压型生物质是指将生物质用热加压的方法，将生物质压缩成具有一定形状、密度较大的成型燃料后，与煤预混或单独输送至磨煤机进行碾磨，再送入到炉膛进行燃烧。间接耦合主要是将生物质经过热解炉或气化炉热解气化产生可燃气体后，将燃气送入炉膛与煤共同燃烧。从全世界范围来看，直接耦合掺烧生物质更经济。

燃煤电厂掺烧生物质发电技术在国外具有广泛的应用。英国、荷兰、芬兰、丹麦、德国、美国等国家已从 20 世纪 90 年代开始进行生物质与煤耦合掺烧项目，目前已形成了非常成熟的生物质掺烧体系。如，英国的 Drax 电厂是世界上容量最大的生物质混烧燃煤电厂，截至 2020 年，已有 4 台 660 MW 机组成功改造为 100% 纯燃生物质锅炉，并计划联合生物质碳捕集储存技术 (BECCS) 进行深度碳减排。2013 年荷兰

将《荷兰能源协议》中的生物质混烧补贴方式变更为修正上网电价, 大大促进了生物质掺烧技术的发展, 目前荷兰已有超过 50 个试验电厂使用煤和生物质燃料、垃圾等的耦合燃烧, 超过燃煤电厂总数的 40%。芬兰和丹麦等国家大型燃煤电厂掺烧生物质发电大多采用直燃耦合方式, 以木质颗粒为主, 主要用于热电联产, 在提高能源利用效率的同时满足地方供暖需求。芬兰作为流化床锅炉耦合生物质发电技术的代表, 已基本实现从煤到生物质的转变。丹麦作为最早

实现燃煤电厂耦合生物质发电技术的国家之一, 已建立了原材料木制品稳定的供应链, 截至目前, 大部分燃煤机组已转化为 100% 纯燃生物质。德国在役的生物质耦合发电厂以纯燃生物质为主, 燃料大多为污水污泥, 德国生物质发电公司也开始种植能源植物, 以确保原料供应。美国拥有丰富的生物质资源, 现有的燃煤机组耦合生物质发电厂已有 40 余座, 并逐年增加, 且所有的混烧机组均为煤粉炉, 采用直燃耦合方式。国外典型燃煤机组耦合生物质发电案例见表 1。

表 1 国外典型生物质耦合发电机组应用情况

Table 1 Typical foreign applications of biomass-coupled generator sets

案例	年份	机组容量/MW	耦合方式	生物质种类	热量掺烧比/%	说明
英国Drax ^[11-12]	2020	6×600	直接耦合	木质颗粒	100	采用生物质锤磨机破碎生物质颗粒至2 mm以下, 正压管路气力输送至专用燃烧器, 运行良好
英国Fiddler's Ferry ^[13]	2005	4×550	直接耦合	木质颗粒、棕榈仁、橄榄壳	20	采用生物质单独磨煤机, 专用燃烧器, 运行良好
荷兰Gelderland ^[13]	1995	635	直接耦合	废木材	3~4	采用生物质锤磨机, 专用燃烧器, 运行良好
荷兰Amer ^[13]	2001	600	直接/间接耦合	木质生物质	80%(直接); 5%(间接)	流化床气化炉, 采用生物质专用粉碎机和专用燃烧器, 运行良好
芬兰Vaskiluoto ^[14-15]	2014	560	间接耦合	木质生物质	25	常压空气气化, 运行良好
丹麦Studstrup ^[13]	2016	150	直接耦合	秸秆	20	采用生物质锤磨机, 采用正压气力输送生物质至中层4只燃烧器, 运行良好

我国燃煤机组耦合生物质发电应用发展相对缓慢。2005年, 山东十里泉电厂开展了国内首个生物质混燃发电的示范项目, 引进丹麦 BWE 公司技术, 增加一套秸秆输送、粉碎设备, 增加 2 台 30 MW 的秸秆燃烧器, 并对供风系统和相关控制系统进行改造, 机组投运 6 a 多来系统整体运行状态良好, 但由于秸秆成本问题以及受生物质补贴政策取消的影响, 目前已基本停止掺烧。2009年, 西安交通大学与国电宝鸡第二发电厂合作建立了一套较为完整的生物质掺烧模式并成功应用, 该模式在农村建立生物质燃料收集加工站, 生物质在加工站进行压型处理后输送到电厂, 燃煤发电厂利用备用磨煤机碾磨压型生物质, 并送入炉膛与煤耦合发电。针对电厂磨煤机磨制特性, 设计了生物质破碎压型工艺, 开发了适合燃煤电厂磨煤机碾磨特性的生物质压型机, 该燃煤锅炉拥有 6 层煤粉燃烧器, 通过将生物质直接送入最上层制粉系统原煤仓, 经磨煤机磨制后吹入最上层燃烧器区域, 因此不增加任何设备, 初始投资几乎为 0。该项目从 2010 年开始, 每年大约掺烧 1 万 t 生物质, 但由于煤价下跌, 加之没

有生物质电价补贴, 项目最终于 2016 年停止运行。2012年, 国电荆门电厂结合荆门地区丰富的生物质资源, 建立了一套燃煤机组间接掺烧生物质模式并投入运行。该模式有一套生物质气化设备, 生物质消耗量为 8 t/h, 将产生的燃气通入燃煤锅炉中燃烧发电。近几年, 国内各大电力集团开始重新考虑生物质直接耦合发电利用, 如国家能源集团内蒙古布连电厂和山东魏桥电厂等均采用了西安交通大学提出的直接掺烧压型颗粒方案; 大唐安徽发电公司、华能日照电厂、山东寿光电厂、国能锦界电厂等直接耦合发电项目也相继立项或投产。国内典型燃煤机组耦合生物质发电案例见表 2。

笔者所在课题组与内蒙古鄂尔多斯市的某 2×660 MW 燃煤机组电厂合作, 依托电厂周围丰富的沙柳生物质资源, 提出了生物质“种植—收割—转运—储存—预处理—燃烧”直接耦合掺烧发电模式。采用直接租赁边际土地种植沙柳, 并与当地林业公司合作, 通过生物质林业公司与林场、各旗政府、村集体联合种植沙柳, 并采用先进的机械化沙柳收割装备, 对沙

表 2 国内典型生物质耦合发电机组应用情况

Table 2 Typical domestic applications of biomass-coupled generator sets

案例	年份	机组容量/MW	耦合方式	生物质种类	热量掺烧比/%	说明
十里泉电厂 ^[16]	2005	140	直接耦合	秸秆	5.0~18.5	引进丹麦BWE公司技术,入炉燃料进行预处理,系统运行良好,但因成本问题已停止运行
国电宝鸡二电厂 ^[17]	2010	300	直接耦合	秸秆、成型生物质	6~21	利用备用磨对压型颗粒进行碾磨,利用现有一次风系统掺烧,系统运行良好,但因价格问题已停止运行
国电长源荆门电厂 ^[15,18]	2012	600	间接耦合	稻壳、秸秆	1.7	采用高速CFB气化装置,微负压燃料适应性较差,整体运行良好
华电襄阳电厂 ^[19]	2018	600	间接耦合	秸秆	1.8	采用生物质CFB负压气化炉系统,运行良好
大唐长山热电 ^[15]	2018	600	间接耦合	玉米秸秆	3	采用CFB微正压气化炉,运行良好
华能山东日照电厂 ^[19]	2022	680	直接耦合	秸秆	5	采用生物质成型燃料,正压气力输送至煤粉管道,试运行良好

柳生物质机械化收割和直接粗破碎处理。在获得稳定生物质的基础上,建设压型颗粒生产线或对粗破碎生物质进行撕碎预处理,随后将生物质颗粒料磨碎或将生物质撕碎料直接送入炉膛燃烧。目前已在该2×660 MW 燃煤机组上进行了压型生物质颗粒掺烧中试试验,试验结果表明,每年可实现 53.7 万 t 的生物质掺烧量,掺烧质量占比达 24.4%,预计可减少 CO₂ 排放 77.25 万 t/a,对锅炉燃烧和负荷几乎无影响^[16]。

1.2 煤与污泥等有机固废掺烧技术

市政污泥是市政污水处理过程中产生的高含水率并含有大量有机质和寄生虫卵与病原体的固体废弃物,主要由有机质残留物、寄生虫卵等微生物、无机组分组成。近年来,随着城镇化水平和市政污水处理能力的不断提高,市政污泥的产生量也随之增加,根据住建部《城乡统计年鉴》统计数据,2022 年全国生活污水日处理能力达 2.58 亿 m³,污泥年产量近 8 000 万 t(80% 含水率)。污泥含水率高、易腐败、易产生恶臭,富集了污水中 50% 以上的污染物,包括少量重金属、微量的高毒性有机物、致病微生物等^[20],若不进行妥善处理处置,将会对生态环境造成严重威胁,破坏水环境、大气环境和土壤^[21]。在城镇化的发展过程中,“重水轻泥”的政策导向,导致污水处理能力提高的同时,未同步提升污泥处理处置能力,污泥处理能力的提升远低于污泥产生量的增加,污泥的大量囤积及不规范不彻底处置逐渐成为城镇污染防治和污水行业减污降碳的主要环境问题。现阶段形成完整的

可持续运营的污泥处理处置链已成为制约污水处理发展的主要瓶颈,解决污泥低成本、低污染、低碳处理处置问题迫在眉睫。

目前,我国污泥处理处置主要通过脱水、厌氧消化、好氧发酵、热水解、热解炭化、焚烧等处理技术实现污泥的减量化和稳定化处理。“焚烧”是解决污泥大量积存、消纳出路受限等问题的主流工艺路线,且依托已建成的垃圾焚烧发电厂、燃煤电厂、水泥窑等工业窑炉的协同处置方式,可在处置污泥的同时,发挥现有炉窑的消纳作用,降低污泥处理处置的投资运行成本。其中燃煤电厂协同焚烧占比最高,其次是单独焚烧。燃煤电厂协同焚烧相较于单独焚烧,无需新建焚烧炉,且干化所需热源可利用锅炉低品位余热或饱和蒸汽,工程投资和运营成本低。污泥掺烧炉型主要为煤粉炉和循环流化床锅炉,无论是煤粉炉或循环流化床锅炉对燃料的含水率均有严格要求。循环流化床锅炉因其特殊的结构而具有燃料适用性广,蓄热量大,燃烧效率高,NO_x、SO₂ 等污染物排放低等优点,但对二噁英的生成不可控。煤粉炉除兼具以上循环流化床锅炉优点的同时,能够有效处理多种污染物,是一种更可靠的煤与污泥掺烧的炉型。燃煤电厂协同焚烧污泥主要包括 4 种技术路线,即湿污泥直接掺烧、烟气干化后污泥掺烧、蒸汽干化后污泥掺烧^[22]、污泥炭掺烧路线^[23]。4 种燃煤电厂协同焚烧污泥技术路线特点见表 3,不同燃煤电厂协同焚烧污泥技术路线的优缺点不同。其中,污泥直接掺烧对锅炉机组运

表 3 燃煤电厂协同焚烧污泥技术路线特点

Table 3 Characteristics of co-incineration technology of coal and sludge in coal-fired power plants

技术路线	湿污泥直接掺烧	烟气干化后掺烧	蒸汽干化后掺烧	生物质烟气炭化后掺烧
工艺流程	在煤场或上煤过程中直接送上输送带与煤掺混	烟气直接接触干化后送入磨机或煤场掺混	蒸汽间接干化后送入磨机或煤场掺混	生物质燃烧烟气直接接触干化炭化后送入煤场
干化热源	不需要热源	热风或热烟气	低压蒸汽或导热油	生物质燃烧热烟气
入炉污泥含水率	80%含水率,黏稠状	10%~40%含水率,颗粒或粉末状	30~40%含水率,颗粒或粉末状	5%~10%含水率,颗粒或粉末状
投资成本/(万元·t ⁻¹)	约8	15~20	25~30	12~20
运行成本	较低	80~120元/t	160~200元/t	100~240元/t
技术优势	① 技术最直接、简单;② 投资少、建设快,运行成本低;③ 利用锅炉污染物脱除系统满足污泥燃烧后的排放要求	① 降低干化过程中污泥的爆炸风险;② 炉膛高温环境可消解污泥中的有毒有害物质和干化过程中产生的恶臭气体;③ 利用锅炉污染物脱除系统满足污泥燃烧后的排放要求	① 污泥掺烧量最大;② 对锅炉运行的影响小;③ 炉膛高温环境可消解污泥中的有毒有害物质和干化过程中产生的恶臭气体;④ 利用锅炉污染物脱除系统满足污泥燃烧后的排放要求	① 分布式处置,可在污水厂内部完成污泥减量化、稳定化处理;② 污泥炭无臭味,热值达10.26 MJ/kg左右;③ 电厂污泥掺烧比例大,可达20%~30%;④ 炉膛高温环境可消解污泥炭中的有毒有害物质和炭化烟气中的有机挥发物;⑤ 利用锅炉污染物脱除系统满足污泥燃烧后的排放要求
主要问题	① 污泥掺烧量最小;② 易出现制粉系统堵塞或干燥出力不足;③ 湿污泥露天堆放或长时间堆放可能会散发气味造成掺混环境恶劣	① 污泥掺烧量中等;② 抽取高温烟气可能对锅炉热力系统产生一定的影响;③ 高温烟气选取较为关键	① 系统较为复杂,投资和运行维护成本最高;② 干化过程产生的凝结废水处理难度大;③ 干化及耦合系统的除臭问题需考虑	① 需在污水厂投资新建处置场所,占用部分用地;② 需要稳定的生物质来源

行影响最大,而蒸汽干化后焚烧的投资和运行成本最高。从掺烧量、对锅炉的影响程度和改造设备的投资运行角度看,烟气直接干化或炭化污泥后掺烧的工艺路线更适合燃煤机组协同处置污泥。以生物质为热源的污泥炭化技术,可直接在污水厂生产无臭污泥炭,实现污水厂内部完成污泥的减量化、稳定化处理,减少对掺烧过程的运行和工作环境的影响。

根据统计数据^[24],我国城市污水污泥干基热值的变化范围为 5.844~19.303 MJ/kg,均值为 11.850 MJ/kg。

按照表 3 中 4 种工艺路线,掺烧量参考《城镇污水处理厂污泥处理处置技术指南》中“现有热电厂协同处置污泥时,入炉污泥的掺入量不宜超过燃煤量的 8%”,污泥以 80%、60%、40% 和 5% 含水率入炉在燃煤机组中协同焚烧,替代标准煤量和碳减排量如图 1 所示。对于 300 MW 机组,可替代标准煤量 84.3~1 665.9 t/a,可减少 CO₂ 排放量 219.3~4 331.4 t/a;对于 600 MW 机组,可替代标准煤量 140.6~2 776.5 t/a,可减少 CO₂ 排放量 365.5~7 218.8 t/a。替代标准煤量和碳减排量

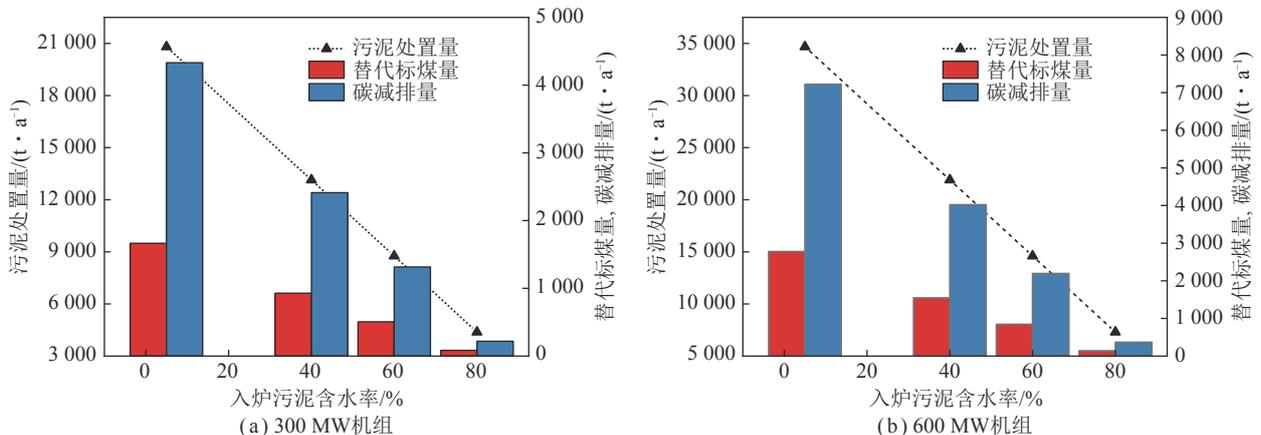


图 1 燃煤机组协同焚烧污泥煤耗及碳排放变化

Fig.1 Coal consumption and carbon emissions from co-incineration of sludge in coal-fired units

与入炉污泥含水率存在显著的线性关系,入炉污泥含水率越低,可替代的标准煤量和碳减排量越高。对于污泥炭,其含水率约5%,热值可达10.26 MJ/kg左右,是一种易燃烧的低热值燃料,掺烧比可进一步提升,达到20%~30%,这样可大幅减少煤炭耗量,从而减少CO₂排放量。

1.3 煤与氢/氨等零碳燃料掺烧技术

氨气(NH₃)和氢气(H₂)是目前最具发展潜力的无碳替代能源。2者相比,NH₃的液化条件较为温和,常压下-33.4℃或常温下1.03 MPa即可液化,同时具有单位体积储氢量高等优点^[25]。此外,目前大规模NH₃生产和储运设施十分成熟,极大降低了NH₃的应用成本^[26]。将NH₃直接与煤粉掺烧是一种直接从源头降低碳排放的有效手段。但由于NH₃绝热火焰温度较低,火焰传播速度较慢,着火极限较窄和燃料氮含量较高^[27],加上目前NH₃的成本偏高,为燃煤锅炉大比例掺烧NH₃技术的发展提出了挑战。

目前,针对NH₃/煤混燃的着火、燃烧特性和氮氧化物(NO_x)排放特性已展开了大量研究。掺烧NH₃改变了煤粉颗粒的着火模式,增加了均相着火模式的煤粉颗粒比例,强化了煤粉在脱挥发分过程中颗粒的破碎。同时,混燃的火焰传播速度高于纯煤燃烧,改善了煤粉颗粒的着火特性。当量比^[28]、煤种^[29]和NH₃掺烧量^[30]对NH₃/煤混燃的着火和燃烧特性具有显著的影响。在贫燃料燃烧中,NH₃/煤混燃的火焰传播速度高于纯氨燃烧,但在富燃料燃烧中则相反^[28]。由于NH₃中燃料-氮(Fuel-N)含量较高,因此掺烧NH₃可能导致燃煤过程中NO_x排放增加。掺烧量^[31]、燃烧温度^[30]、掺烧位置^[32-33]、燃烧策略^[34]对NH₃/煤混燃过程中NO_x排放产生显著影响。采用数值计算研究NH₃掺烧量对1000 MWe燃煤锅炉燃烧中NO_x排放的影响,发现随着燃烧温度升高,NO_x排放总量呈指数增长^[30]。NH₃的掺烧位置不同,NO_x的生成特性不同。研究表明在靠近煤粉火焰区的位置喷入NH₃可有效降低NO_x的排放^[32]。

目前,NH₃/煤混燃在实际工业窑炉和大型电站锅炉中的应用研究相对缺乏。日本中央电力工业研究院(CRIEPI)采用配备单个燃烧器的760 kW_{th}卧式煤粉炉探究了NH₃不同掺烧位置对NH₃/煤混燃中NO_x排放的影响,发现当距燃烧器1.0 m喷射NH₃,NO_x随掺烧量的增加而减少,掺烧量由25%增至100%,NO_x排放由217×10⁻⁶降低至172×10⁻⁶,接近纯煤燃烧的NO_x排放^[32]。日本IHI公司^[35]采用1.2 MW_{th}卧式煤粉炉研究了NH₃掺烧方法对NH₃/煤混燃特性的影响,研究发现采用NH₃和煤粉预混后喷入炉膛的方式,在

掺烧量低于35%时,NO_x排放与纯煤燃烧接近,为135×10⁻⁶。中国烟台龙源电力技术股份有限公司搭建了40 MW_{th}的燃煤锅炉氨煤混合燃烧试验系统^[36],实验结果也发现通过控制配风方式可实现NO_x排放与燃煤接近。中国皖能集团在300 MW煤电机组开展了大比例掺烧NH₃工程示范,采用大功率纯NH₃燃烧器和新一代等离子体裂解NH₃燃烧器,实现了100~300 MW负荷和10%~35% NH₃掺烧量下的锅炉稳定运行,最大NH₃掺量大于21 t/h,炉膛和炉壁温度高于同等负荷下的纯煤燃烧,氨燃烬率达99.99%。中国国家能源集团在某600 MW燃煤锅炉中也进行煤粉掺氨燃烧实验,该实验主要采用氨煤预混燃烧技术,实现了300 MW和500 MW等多负荷工况下燃煤锅炉掺氨燃烧的稳定运行,氨燃烬率达99.99%,同时相较于纯煤燃烧,脱硝装置前的NO_x质量浓度增加量小于20 mg/Nm³。

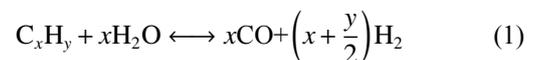
也有研究提出,将NH₃与煤预混先进行混合燃料缺氧半气化热解后再进入炉膛燃烧技术。在锅炉前设置半气化热解炉,可将NH₃与煤粉气化反应,大多数的NH₃在气化炉中向N₂转化,再进入炉膛燃烧,可解决大比例掺氨时NO_x升高的问题^[37]。

2 碳捕集/利用/封存(CCUS)技术

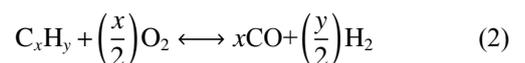
2.1 燃烧前CCUS技术

燃煤电厂燃烧前碳捕集是基于化工产氢煤气化联合循环(Integrated Coal Gasification Combined Cycles, IGCC)过程的二氧化碳捕集技术,二氧化碳在燃料进入燃烧室燃烧之前被捕获^[38]。

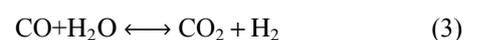
煤燃烧前碳捕集技术主要包括燃料的预处理及二氧化碳的捕获分离。燃料预处理过程通过蒸汽重整或煤气化,生成主要由CO与H₂组成的合成气,实现燃料燃烧前脱碳^[39]。蒸汽重整反应可表示为



煤气化反应可简单表示为



预处理过程可同时采用蒸汽重整与煤气化反应,称为自热重整反应,即煤气化放热可为蒸汽重整吸热过程供热。经上述过程制备的合成气再进一步进行水气转换(Water-Gas Shift, WGS)反应,通入蒸汽与CO反应生成H₂与CO₂。



由此生成的CO₂即可通过吸收、吸附、膜基捕集、

低温分离等技术进行分离捕集。产生的二氧化碳/氢气混合气中CO₂体积分数(干燥基)在15%~60%,充分实现CO₂碳富集,相比于燃烧后碳捕集技术,燃烧前碳捕集总体能耗更低^[40]。此外,煤燃烧前碳捕集技术实现了电厂产氢与发电的联合生产,电厂可根据电力需求在二者之间自由切换,提高了燃煤电厂发电的灵活性。

典型的IGCC燃烧前碳捕集燃煤电厂主要由气化炉(Gasifier)、空气分离器(Air separation)、净化与捕集系统、发电联合循环等部分组成^[41]。在耦合碳捕集工艺的IGCC电厂中,CO₂的分离捕集通常在气化炉冷却器之后、发电联合循环之前进行。IGCC电厂的主要装置均有相应的商业化设备,基于IGCC的煤燃烧前碳捕集是一种可行的技术,在中国、欧洲、北美、日本等均有试点示范工程,但商业化运行的煤燃烧前碳捕集电厂数量极为有限。

国外多个基于IGCC发电机组的煤燃烧前碳捕集示范项目出台,包括荷兰Buggenum项目的253 MW机组(2013年停运)、西班牙Puertollano项目的298 MW机组(2016年停运)、美国Duke能源公司于Edwardsport发电厂于2013年开始商业运行的618 MW燃煤发电机组、美国密西西比州Kemper县热电厂524 MW IGCC褐煤机组项目(2017年宣布取消)^[42]。

神华集团鄂尔多斯CCS项目。神华集团于2010年底在内蒙古鄂尔多斯地区成功建设注入规模10万t/a的全流程CCS示范工程。该示范工程利用鄂尔多斯煤气化制氢装置排放的CO₂尾气经甲醇吸收法捕集、纯化、液化后,由槽车运送至封存地点后加压升温,以超临界状态注入到深1 000~3 000 m的目标地下咸水层,实现从捕集到封存的全流程CCS示范,注入规模可达10万t/a,是世界第1个定位埋存在咸水层的全流程CCS工程。我国首套IGCC电站为中国华能集团GreenGen项目天津265 MW IGCC发电机组,于2012年正式投产,基于IGCC的6万~10万t CO₂捕集系统装置于2015年建成。示范项目采用贫液和半贫液分段吸收工艺,利用MDEA配方溶剂同时将H₂S和CO₂脱除,系统整体CO₂满负荷捕集率可达

90%左右,纯度可达98%以上。该示范系统是中国容量最大的燃烧前CO₂捕集系统,2018年该项目创造了IGCC电站连续稳定运行时间的世界记录,随着运行经验的积累,该项目机组性能逐渐提高,同时成本有所下降。当前该机组净发电效率达38%,单位碳捕集成本为281元/t^[43]。

对以煤为主要燃料的各类动力设备及发电机组的运行经验分析表明,煤气化联合循环机组的商业应用优势前景并不像20世纪末所预测的那样明显。在建设成本、发电成本和设备可靠性或可用性方面,IGCC机组与现代燃煤发电机组(包括超超临界燃煤发电机组或循环流化床锅炉)相比不具有优势^[44]。当前的IGCC发电系统度电成本远高于燃煤发电机组、风能发电机组、太阳能发电机组等,过高的投资与运行成本对其商业化产生了阻碍。

2.2 燃烧中CCUS技术

2.2.1 富氧燃烧

1982年,Abraham提出了富氧燃烧技术,目的是产生CO₂以提高油田石油采收率(EOR)。近年来,随着各国碳达峰碳中和目标的提出,对碳捕集的需求日益迫切。传统空气燃烧中,空气中存在79%的N₂,与煤燃烧后烟气直接外排会导致多余的热量消耗,在高温下还会产生热力型NO_x。将空气中的N₂首先经过分离得到纯氧后再与煤粉燃烧,尾部的烟气经过冷凝和净化后CO₂体积分数可达95%以上,有利于进行管道运输或地质封存,可大大降低CO₂捕集的成本。由于煤粉与纯氧燃烧时绝热火焰温度远高于常规空气燃烧,因此需要抽吸部分低温烟气再循环送入锅炉以调节火焰温度。富氧燃烧技术的主要系统和流程如图2所示。空气首先在空气分离系统为分离为O₂和N₂,纯氧和再循环烟气与煤在锅炉中燃烧,锅炉出口的烟气经过烟气冷凝器、CO₂压缩和处理单元后得到高浓度的CO₂,再进行压缩运输或封存^[45]。富氧燃烧技术的主要优点有:尾部烟气中的CO₂体积分数可高达95%,有利于低成本运输或封存;由于N₂被分离出来,因此减少了热力型NO_x生成,NO_x产生量较少,降低了脱硝成本^[46]。

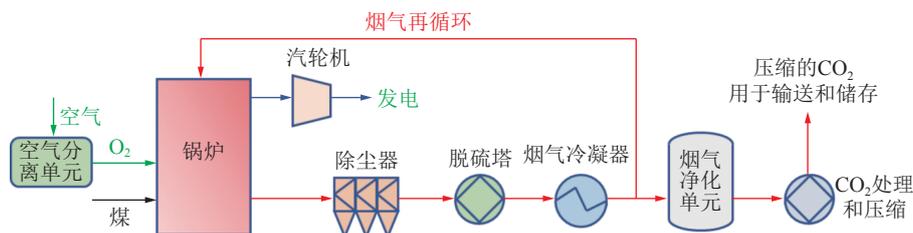


图2 煤粉富氧燃烧技术示意

Fig.2 Schematic diagram of pulverized coal oxyfuel combustion technology

目前,几乎所有正在运行的富氧燃烧实验和中试项目的容量都小于 100 MW。瑞典 Vattenfall 公司于 2008 年在德国东部启动了 30 MW 的富氧燃烧中试示范,成为世界上第 1 个富氧燃烧中试示范装置^[47],主要包括锅炉、空气分离系统(ASU)、CO₂ 压缩纯化系统(CPU)、烟气净化系统(FGU)^[48]。道达尔 2009 年在法国 30 MW_{th} 电厂使用天然气作为燃料开展富氧燃烧实验,这是第 1 个与 CO₂ 管道运输相结合的富氧燃烧项目,捕集后的 CO₂ 用于地质封存。道达尔的 Lacq 电厂在约 11 000 h 的运行中存储约 51 000 t CO₂。西班牙能源城市基金会(CIUDEN)在西班牙已经尝试将 CCS 技术商业化,建设了 30 MW 富氧燃烧工业示范装置,并与 CO₂ 处理装置和 CO₂ 管道输送装置相连^[49]。Callide 富氧燃烧电厂于 2011 年在澳大利亚昆士兰州启动,是第 1 个、也是最大的对现有煤粉锅炉进行改造的富氧燃烧电厂,它由 4 个单元组成,每个单元的容量为 30 MW^[50]。在国内从事富氧燃烧的主要研究机构有华中科技大学、东南大学、浙江大学、中国科学院工程热物理研究所^[51]等。2012 年华中科技大学建成了 3 MW 的全流程富氧燃烧工业示范^[52],

并于 2015 年在应城建立了 35 MW 富氧燃烧技术工业示范^[53],实现了高体积分数(82.7%)的 CO₂ 富集。在大型示范方面,国家能源集团开展了 200 MW 煤粉富氧燃烧项目的可行性研究^[54]。

尽管富氧燃烧被认为是一种能够有效实现碳捕集的技术,但由于空气分离装置(ASU)、二氧化碳压缩和净化装置(CPU)以及烟气再循环装置(FGR)都需要消耗额外的能源,因此,常压富氧燃烧的净效率相比于常规空气燃烧降低了 8%~12%。由于空气分离系统和 CO₂ 运输封存是在加压下运行的,加压富氧燃烧技术通过将锅炉整体在加压下运行以减少系统压力波动带来的能量损耗,并回收水的汽化潜热,进而提高系统效率。2000 年, Babcock Thermo 对加压富氧燃烧技术的性能进行了评估^[55]。CANMET 和 ThermoEnergy 研究了加压富氧燃烧系统的经济性^[56]。圣路易斯华盛顿大学^[57]提出了分段加压富氧燃烧(SPOC)技术,如图 3 所示,该技术通过 4 级燃烧来控制炉温,从而显著减少烟气再循环量,当压力从 0.1 MPa 增到 1.6 MPa 时,系统净发电效率相比于常规富氧燃烧提高 6%^[58]。

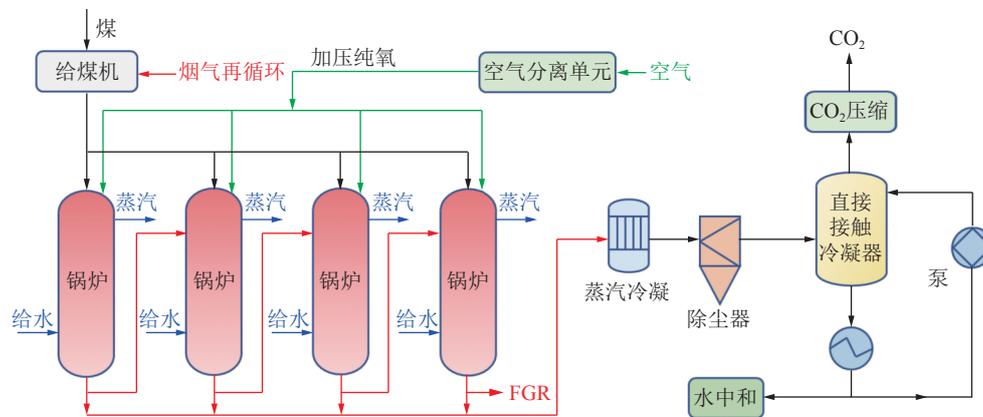


图 3 分段加压富氧燃烧技术原理示意^[57]

Fig.3 Principle of staged pressurized oxyfuel combustion^[57]

2.2.2 化学链燃烧

化学链燃烧基本原理是将煤燃烧反应拆解为 2 步并置于 2 个不同的反应器(燃料反应器和空气反应器)中进行反应。在燃料反应器中,燃料被载氧体携带的晶格氧所氧化,生成 CO₂ 和 H₂O。而反应后的载氧体则回到空气反应器中被空气氧化再生,从而重新进入燃料反应器内参与反应形成循环^[59]。依据使用燃料种类不同,将化学链燃烧技术划分为气体燃料化学链燃烧和固体化学链燃烧。针对固体化学链燃烧系统,LYNGFELT 等在 2008 年和 2012 年分别搭建了 10、100 kW 的固体燃料化学链燃烧装置^[60-61];2014 年,西班牙煤炭研究所搭建了 50 kW 的固体燃

料化学链燃烧装置^[62];德国的斯图加特大学及汉堡大学在 2011、2013 年分别建立了 10、25 kW 的固体化学链燃烧系统^[63-64];美国俄亥俄州立大学及犹他州立大学于 2012 年建立了 25、200 kW 的固体燃料化学链装置^[65-66]。我国化学链燃烧系统的持续运行已在东南大学、清华大学和华中科技大学成功演示^[67]。表 4 汇总了我国已开发的煤炭化学链燃烧机组的运行年份/研究团队,规模、配置及运行特点。

化学链燃烧技术已建成了多套中试系统及示范装置。德国达姆施塔特工业大学于 2014 年设计建立了 1 MW 固体燃料化学链燃烧中试示范装置^[83],以钛铁矿为载氧体,碳捕集效率为 44%~52%。2023 年东

表4 国内串行流化床煤化学链燃烧装置汇总

Table 4 Summary of domestic chemical looping combustion of coal with interconnected fluidized bed reactor

研发机构	年份/研究团队	规模/ kW	配置		运行特点
			空气反应器	燃料反应器	
东南大学	2009/SHEN等 ^[68-69]	10	快速流化床	喷动流化床	床库存充足, 气体固体混合效果好, 停留时间长
	2010/SHEN等 ^[70-71]	1	快速流化床	喷动流化床	比10 kW以上的气体密封性更好
	2012/XIAO等 ^[72]	50	湍流流化床	快速流化床	具有加压化学链燃烧装置
	2016/JIN等 ^[73]	20	横流流化床	高通量循环流化床	气体在整个燃料反应器内与固体接触
	2017/SHEN等 ^[74-75]	5	快速流化床	两级矩形床: 底部为喷动流化床, 顶部为鼓泡流化床	燃料反应器内存在固体循环; 2级燃料反应器床层
	2018/SHEN等 ^[76]	5	两级鼓泡流化床+立管	内部多个腔室穿孔连接	停留时间充足, 气体固体混合良好
	2019/SHEN等 ^[77]	0.2~0.5	两级鼓泡流化床+立管	两级鼓泡床+立管	通过立管实现高固体循环率
清华大学	2013/LI等 ^[78]	1	鼓泡流化床+立管	鼓泡流化床	床位库存高, 停留时间长
	2020/LI等 ^[79]	10	快速流化床	2个独立的鼓泡流化床	具有煤炭与载氧体分离效率高的专用碳剥离器
华中科技大学	2015/ZHAO等 ^[80-81]	5	湍流流化床+立管	鼓泡流化床+立管	可灵活控制固体循环速率
	2018/ZHAO等 ^[82]	50	湍流流化床+立管	鼓泡流化床+立管	集成气体密封和除碳, 2个立管为固体循环提供驱动力

方锅炉德阳基地建成的全球最大4 MW化学链燃烧示范装置,使二氧化碳补给引起的供电效率损失从10%以上减到4%以内,除了用于二氧化碳补集外,还可拓展应用于化学链气化,使气化投资和运行成本降低近一半。未来,化学链燃烧技术需要进一步匹配空气/燃料反应器的化学反应速率、提高载氧体性能并降低成本。

2.3 燃烧后CCUS技术

与燃烧前CO₂捕集和富氧燃烧相比,燃烧后CO₂捕集具有技术相对成熟、电厂改造简单、适用范围广等优点,适合传统燃煤电厂捕集CO₂。燃烧后CO₂捕集技术主要包括溶液吸收、固体吸附和膜分离^[84](表5)。这些技术大大增加了燃煤电厂的能耗和成本^[85],目前CCUS成本普遍在300~600元/t CO₂^[86]。燃煤电厂的烟气具有流量大、湿度高、CO₂分压低等特点。由于在处理规模、能耗和成本上的综合优势,目前化学吸收法比其他方法更适合燃煤电厂捕集CO₂。研究表明,30%(质量分数)MEA吸收法中溶剂再生过程所使用的蒸汽的能耗占CCUS全过程的60%以上^[87],因此开发新型溶剂以降低溶剂再生能耗是未来的研究重点。捕集后的CO₂可用于制备化学品、矿化利用、生物利用、地质利用与封存等^[88]。

由于目前燃烧后捕集投入成本最低,国内外已有多家示范电厂投入使用。2009年,华能集团在上海石洞口第二电厂启动的CO₂捕集示范项目,采用化学吸收法,捕集CO₂规模达12万t/a,捕集CO₂纯度达99.5%以上,该捕集装置在投产时是当时世界上最大

的燃煤电厂烟气CO₂捕集装置。2010年,中石化胜利油田建成了国内首个燃煤电厂的CCUS示范项目,以燃煤电厂烟气CO₂为源头,采用燃烧-捕集技术,将捕集的CO₂注入到油田中进行驱油,CO₂捕集能力达3万~4万t/a。2021年,国家能源集团锦界公司完成了15万t/a CO₂捕集封存全流程示范项目,采用化学吸收法CO₂捕集技术,连续生产出纯度99.5%的工业级合格液态CO₂产品,成功实现了燃煤电厂烟气中CO₂大规模捕集。2020年9月,我国首套1000 t/a相变型CO₂捕集工业装置在华能长春热电厂成功实现连续稳定运行,该技术可实现烟气中CO₂捕集率达90%,同时再生溶剂量减少40%~50%,社会效益显著。2023-06-02,国家能源集团泰州电厂CO₂捕集利用封存项目完成72 h试运行,该项目每年可捕集50万t CO₂,捕集到的CO₂将广泛应用于工业、食品业等领域,可实现100%消纳,真正实现资源再利用。2022-01-29,中国首个百万吨级CCUS项目-齐鲁石化-胜利油田CCUS项目建成。相比石化行业,电力行业还需在碳捕集规模和降低CCUS运行成本上发力,尤其开发高效低能耗的烟气CO₂捕集技术仍将是未来需要迫切解决的关键难题。

目前全球正在运行的大型CCUS示范项目有近40多个,每年可捕集封存二氧化碳约4000万t。研究表明,2060年中国有10多亿t CO₂要依靠CCUS来捕集^[93]。虽然电力行业CCUS示范项目建设发展迅速,数量和规模均有显著增加,但从实际运行情况看,目前CCUS还存在总捕集能力低、项目运营成本

表 5 燃烧后 CO₂ 捕集技术对比^[84-85, 87-92]Table 5 Comparison of post-combustion CO₂ capture technologies^[84-85, 87-92]

捕集方法	吸收/吸附/分离材料	特点	再生能源	成本(元/t CO ₂)	技术成熟度
溶液吸收法	化学吸收: ① 胺基溶剂。一乙醇胺 (MEA)、二乙醇胺 (DEA) 或 N-甲基二乙醇胺 (MDEA) 等; ② 氨基溶剂。氨水溶液	吸附容量高(MEA: 3~4 mol/kg (CO ₂ /吸收剂)); 具有较高的捕集效率(70%~98%); 能耗高(MEA约4 MJ/kg CO ₂), 对设备有腐蚀性, 吸收剂存在热分解/挥发	较高	较高	商业应用
	物理吸收: ① 氟化溶剂.全氟全氢芴 (C14F24)、全氟全氢菲(C17F30)等; ② 离子液体	适合高浓度CO ₂ (Herny's law)尾气如IGCC烟气; 氟化溶剂吸附温度偏低, 离子液体黏度高且昂贵, 应用场景有限	3~6 MJ/kg	300~400	商业应用
固体吸附法	低温吸附: 沸石、金属有机框架(MOF)、碳材料、固体胺等	吸附温度低于100~200 °C, 属于物理吸附; 主要用于燃烧后工业烟气CO ₂ 捕集成本较高; 选择性较差、吸附量较低; 通过加压、扩孔、增强表面碱性等方法提高吸附性能; 固体胺的循环稳定性有待提高	8~25 kJ/kg	较低	工业示范
	中温吸附: 层状双金属氢氧化物、MgO等	中温吸附介于200~450 °C, 可应用于增强型水汽变换反应	40~200 kJ/kg	较低	中试研究
	高温吸附: CaO、Li ₄ SiO ₄ 、KNaTiO ₃ 等	高温吸附大于450 °C, 吸附容量较高, CaO存在高温烧结导致吸附性能下降的问题			
膜分离	聚合物膜 微孔无机膜: 碳基、硅基、铝基、沸石基	烟气降温(100~200 °C)和加压等提高CO ₂ 分离效率和聚合物膜热稳定性的工艺, 大大增加膜分离能耗(高达8 MJ/kg CO ₂), 高于胺溶液吸收法(约4 MJ/kg CO ₂) CO ₂ 选择性随温度升高而降低, 通常运行在200 °C以下	0.5~8.0 MJ/kg	较高	工业示范

高、产品应用场景窄等问题。

3 结语与展望

目前煤电年耗煤 24 亿 t 左右, 排放 CO₂ 约 40 亿 t, 是中国 CO₂ 第一排放大户, 要实现 2060 年碳中和目标, 减碳压力巨大。实现现役燃煤机组大规模直接减碳的主要路径有低碳/零碳燃料替代技术和 CCUS 技术。

(1) 燃煤机组掺烧生物质可利用机组较高的发电效率、完备的污染物处理系统、实现部分燃煤替代。国外生物质掺烧拥有包括种-储-运-处理的完整生物质供应链, 而我国由于农林废弃物分布分散, 收集和储运困难, 缺乏政策引导, 造成生物质资源不稳定、价格波动大, 制约了生物质规模化掺烧。我国边际土地多, 未来可考虑利用边际土地种植能源植物提供生物质, 建立稳定的燃料供应链, 形成具有竞争力的生物质收-储-运-燃耦合的发电技术。高比例掺混生物质对燃料制备、风粉系统输运、燃烧器性能等方面提出了更高要求, 未来需要关注高比例掺烧生物质时对燃煤锅炉的运行状况(包括火焰形状、温度场、烟气排放、灰渣特性、锅炉受热面结渣和沾污风险等)的影响。

(2) 市政污泥的高含水率 (> 80%) 限制了其在燃

煤电厂协同处置时的掺烧比例。目前提高掺烧比例的常用做法是将湿污泥经干化预处理后再与煤掺烧, 污泥干化过程中需消耗大量能量, 干化后的污泥有恶臭气体外溢。因此, 污泥掺烧未来应重点关注能耗、成本和处置过程中臭气释放问题。将市政污泥在污水厂直接炭化处理, 然后运到电厂掺烧, 是解决大比例掺烧及提高减碳效果的路径之一。

(3) 目前我国氨煤混燃已进行了国际上最大规模 300、600 MW 机组大比例掺烧实验。但大比例掺烧对 NH₃/煤混燃着火、燃尽、NH₃/煤共热解机制、NH₃/煤混燃过程中 Fuel-N 的迁移转化机制、Fuel-N 氧化机理和 NH₃/煤协同异相还原 NO_x 反应机理等还不清晰, 需要在实验室/中试规模试验系统开展更细致的基础研究。氨原料价格限制了大规模氨煤掺混燃烧, 未来有望通过技术进步降低氨成本或通过碳税机制来促进燃煤机组掺氢/氨。

(4) 燃烧前碳捕集技术 (IGCC) 已有多个示范项目落地, 但由于联合循环燃煤发电机组设备复杂、工艺流程运行条件较难满足等原因, IGCC 系统的可靠性较差, 国外多个示范项目均已停运。以往的 IGCC 项目表明, 当增加碳捕集装置后, 系统整体效率降低 7%~11%, 电厂的经济效益下降。燃用低品位燃料如石油焦、沥青、炼油渣油或结合多联产技术为燃料

电池生产氢气、提供气化副产品,同时捕获二氧化碳,是当前 IGCC 电站较为可行的发展方向之一。

(5) 富氧燃烧经济性远低于常规燃煤发电厂,未来要进行系统优化、开展加压富氧燃烧以提高净发电效率。由于主要燃烧产物为 CO_2 和 H_2O ,其排放和吸收系数远高于 N_2 ,未来需要建立精确的辐射和传热模型。富氧燃烧过程中的污染物排放特性已经得到了广泛深入的研究,如何进一步经济高效控制污染物排放也是未来研究的热点。此外,富氧燃烧还缺少 SO_x/NO_x /颗粒物/ CO_2 压缩浓度等方面的系统行业标准。我国已建立化学链燃烧全球最大规模的示范工程,未来需重点关注空气/燃料反应器中化学反应速率和固体循环速率的匹配调控,发展利用天然矿物或工业废弃物大规模制备低成本载氧体的技术。

(6) 燃烧后碳捕集的工业应用以胺溶液捕集技术为主,但存在工作温度低、再生能耗高、腐蚀设备等问题。固体吸附剂因其工作温度范围宽、再生能耗低、成本低等优点,目前得到广泛关注,如何防止烧结、提高循环稳定性、研发工业规模吸附剂制备技术、进一步降低再生能耗等是未来研究重点。

参考文献(References):

- [1] The Energy Institute. 72nd statistical review of world energy [R]. 2023.
- [2] International Energy Agency. CO_2 emissions in 2022 [R]. 2023.
- [3] 国家统计局. 中华人民共和国 2022 年国民经济和社会发展统计公报[R]. 2023
- [4] 电力规划设计总院. 中国电力发展报告 2023 [R]. 2023.
- [5] 国家能源局. 2022 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告 [R]. 2022.
- [6] 中国能源研究会储能专委会中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023 [R]. 2023.
- [7] 中国电力企业联合会. 煤电机组灵活性运行与延寿运行研究[R]. 2021.
- [8] 国家发展改革委 国家能源局. 关于提升电力系统调节能力的指导意见[R]. 2018.
- [9] 欧阳子区,王宏帅,吕清刚,等. 煤粉锅炉发电机组深度调峰技术进展[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(22): 8772-8790. OUYANG Ziqu, WANG Hongshuai, LÜ Qinggang, et al. Research progress on deep peak shaving technology of coal-fired generation units[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(22): 8772-8790.
- [10] 袁鑫,刘骏,陈衡,等. “双碳”背景下火电行业 CCUS 技术路线分析[J]. 能源科技, 2023, 21(4): 46-50. YUAN Xin, LIU Jun, CHEN Heng, et al. Analysis of CCUS technology route in the thermal power industry under the background of “carbon peak and carbon neutrality” [J]. Energy Science and Technology, 2023, 21(4): 46-50.
- [11] YI Q, ZHAO Y J, HUANG Y, et al. Life cycle energy-economic- CO_2 emissions evaluation of biomass/coal, with and without CO_2 capture and storage, in a pulverized fuel combustion power plant in the United Kingdom[J]. Applied Energy, 2018, 225: 258-272.
- [12] 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. Summary of biomass direct coupling combustion power generation technology in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(2): 18-25.
- [13] RONI M S, CHOWDHURY S, MAMUN S, et al. Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global review[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 78: 1089-1101.
- [14] 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 method[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(12): 31-37.
- [15] 马务,盛昌栋. 基于循环流化床气化的间接耦合生物质发电技术应用现状[J]. 热力发电, 2019, 48(4): 1-7. MA Wu, SHENG Changdong. Application status of indirect coupling biomass power generation technology based on circulating fluidized bed gasification[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(4): 1-7.
- [16] 谭厚章,杨富鑫,王新宁,等. 全链条大型燃煤机组直接耦合生物质发电降碳技术[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(2): 631-642. TAN Houzhang, YANG Fuxin, WANG Xinning, et al. Carbon reduction technology of full-chain large-scale coal-fired units directly coupled with biomass power generation[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2024, 44(2): 631-642.
- [17] 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 study on co-combustion of straw briquette fuel in 300 MW coal-fired units[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2010, 30(14): 1-6.
- [18] 杨希刚,王双童. 大容量燃煤机组生物质能利用技术探析[J]. 神华科技, 2018, 16(6): 87-90. YANG Xigang, WANG Shuangtong. Analysis of biomass energy utilization technology for large-capacity coal-fired units[J]. Shen-hua Technology, 2018, 16(6): 87-90.
- [19] 王一坤,徐晓光,王栩,等. 燃煤机组多源耦合发电技术及应用现状 [J]. 热力发电, 2022, 51(1): 60-68. WANG Yikun, XU Xiaoguang, WANG Xu, et al. Multi-source coupling coal-fired power generation technology and its application status[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 60-68.
- [20] 戴晓虎. 我国污泥处理处置现状及发展趋势[J]. 科学, 2020, 72(6): 30-34, 4. DAI Xiaohu. Applications and perspectives of sludge treatment and disposal in China[J]. Science, 2020, 72(6): 30-34, 4.
- [21] GUO Z, MA L, DAI Q, et al. Dewatering performance of sewage sludge under pretreatment with modified corn-core powder[J]. Science of The Total Environment, 2019, 684: 402-412.
- [22] 颜莹莹,黄荣敏,王保龙,等. 燃煤机组掺烧城市污泥发电的干化工艺对比[J]. 中国给水排水, 2023, 39(24): 53-58.

- YAN Yingying, HUANG Rongmin, WANG Baolong, et al. Comparison of drying processes of coal-fired generating units mixed with municipal sludge[J]. *China Water & Wastewater*, 2023, 39(24): 53–58.
- [23] 于世林, 邓双辉, 周澳, 等. 污泥深度脱水炭化工艺经济性分析[C]//中国环境科学学会 2022 年科学技术年会. 2022.
- [24] 蔡璐, 陈同斌, 高定, 等. 中国大中型城市的城市污泥热值分析[J]. *中国给水排水*, 2010, 26(15): 106–108.
- CAI Lu, CHEN Tongbin, GAO Ding, et al. Investigation on calorific value of sewage sludge in large and middle cities of China[J]. *Clean Coal Technology*, 2010, 26(15): 106–108.
- [25] 谭厚章, 周上坤, 杨文俊, 等. 氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(1): 181–190.
- TAN Houzhang, ZHOU Shangkun, YANG Wenjun, et al. Economic analysis of ammonia and research progress of coal-ammonia co-firing[J]. *Proceeding of CSEE*, 2023, 43(1): 181–190.
- [26] MORLANÉS N, KATIKANENI S P, PAGLIERI S N, et al. A technological roadmap to the ammonia energy economy: Current state and missing technologies[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 408: 11378.
- [27] LEE B H, BAE Y H, CHO S H, et al. Comprehensive technical review for fundamental characteristics and application of NH₃ co-firing with coal[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2023, 474: 128–139.
- [28] XIA Y, HADI K, HASHIMOTO G, et al. Effect of ammonia/oxygen/nitrogen equivalence ratio on spherical turbulent flame propagation of pulverized coal/ammonia co-combustion[J]. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2021, 38(3): 4043–4052.
- [29] HADI K, ICHIMURA R, HASHIMOTO G, et al. Effect of fuel ratio of coal on the turbulent flame speed of ammonia/coal particle cloud co-combustion at atmospheric pressure[J]. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2021, 38(3): 4131–4139.
- [30] MA P, HUANG Q, WU Z, et al. Optical diagnostics on coal ignition and gas-phase combustion in co-firing ammonia with pulverized coal on a two-stage flat flame burner[J]. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2023, 39(3): 3457–3466.
- [31] ISHIHARA S, ZHANG J, ITO T. Numerical calculation with detailed chemistry on ammonia co-firing in a coal-fired boiler: Effect of ammonia co-firing ratio on NO emissions[J]. *Fuel*, 2020, 274: 673–681.
- [32] KOBAYASHI H, HAYAKAWA A, SOMARATHNE K D, KUNKUMA A, et al. Science and technology of ammonia combustion[J]. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2019, 37(1): 109–133.
- [33] LIU M, CHEN S, ZHU H, et al. Numerical investigation of ammonia/coal co-combustion in a low NO_x swirl burner[J]. *Energy*, 2023, 282: 1976–1990.
- [34] WANG X, FAN W, CHEN J, et al. Experimental study on effects of air-staged strategy and NH₃ co-firing ratios on NO formation characteristics in ammonia/coal co-firing process[J]. *Fuel*, 2023, 332: 369–280.
- [35] TAMURA M, GOTOU T, ISHII H, et al. Experimental investigation of ammonia combustion in a bench scale 1.2 MW-thermal pulverised coal firing furnace[J]. *Applied Energy*, 2020, 277: 2976–2987.
- [36] 牛涛, 张文振, 刘欣, 等. 燃煤锅炉氨煤混合燃烧工业尺度试验研究[J]. *洁净煤技术*, 2022, 28(3): 193–200.
- NIU Tao, ZHANG Wenzhen, LIU Xin, et al. Industrial-scale experimental investigation of ammonia-coal cofiring in coal-fired boiler[J]. *Clean Coal Technology*, 2022, 28(3): 193–200.
- [37] 谭厚章, 王肖肖, 周必茂, 等. 煤粉气流床气化炉预热燃烧特及 NO_x 排放试验研究[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(11): 4192–4204.
- TAN Houzhang, WANG Xiaoxiao, ZHOU Bimao, et al. Experimental study on preheating combustion characteristics and NO_x emission of pulverized coal based on an entrained-flow gasifier[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(11): 4192–4204.
- [38] EIDE L I, BAILEY D W. Precombustion decarbonisation processes[J]. *Oil & Gas Science & Technology*, 2006, 60(3): 475–484.
- [39] JANSEN D, GAZZANI M, MANZOLINI G, et al. Pre-combustion CO₂ capture[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40: 167–187.
- [40] MANZOLINI G, MACCHI E, GAZZANI M. CO₂ capture in Integrated gasification combined cycle with SEWGS -Part B: Economic assessment[J]. *Fuel*, 2013, 105: 220–227.
- [41] THAMBIMUTHU K, SOLTANIEH M, ABANADES J C, et al. Capture of CO₂ [R]. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. 2005, 442: 182692.
- [42] OLKHOVSKII G G. New projects for CCGTs with coal gasification (Review)[J]. *Thermal Engineering*, 2016, 63: 679–689.
- [43] 樊强, 许世森, 刘沅, 等. 基于 IGCC 的燃烧前 CO₂ 捕集技术与示范[J]. *中国电力*, 2017, 50(5): 163–167, 84.
- FAN Qiang, XU Shisen, LIU Yuan, et al. Application and demonstration of IGCC-based pre-combustion CO₂ capture technology[J]. *Electric Power*, 2017, 50(5): 163–167, 84.
- [44] BATORSHIN V A, SUCHKOV S I, TUGOV A N. Integrated gasification combined cycle (IGCC) units: History, state-of-the art, development prospects (review)[J]. *Thermal Engineering*, 2023, 368: 119539.
- [45] YADAV S, MONDAL S S. A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology[J]. *Fuel*, 2022, 308: 122057.
- [46] KOOHESTANIAN E, SHAHRAKI F. Review on principles, recent progress, and future challenges for oxy-fuel combustion CO₂ capture using compression and purification unit[J]. *J Environ Chem Eng*, 2021, 9(4): 105777.
- [47] FABER R, YAN J, STARK F, et al. Flue gas desulphurization for hot recycle oxyfuel combustion: Experiences from the 30 MWth oxyfuel pilot plant in Schwarze Pumpe[J]. *Int J Greenh Gas Control*, 2011, 5: S210–S223.
- [48] ANHEDEN M, BURCHHARDT U, ECKE H, et al. Overview of operational experience and results from test activities in Vattenfall's 30 MW_{th} oxyfuel pilot plant in Schwarze Pumpe[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 941–950.
- [49] LUPION M, ALVAREZ I, OTERO P, et al. 30 MWth CIUDEN oxy-cfb boiler-first experiences[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37:

- 6179–6188.
- [50] FUJIMORI T, YAMADA T. Realization of oxyfuel combustion for near zero emission power generation[J]. *Proc Combust Inst*, 2013, 34(2): 2111–2130.
- [51] LI S, LI H, LI W, et al. Coal combustion emission and ash formation characteristics at high oxygen concentration in a 1 MWth pilot-scale oxy-fuel circulating fluidized bed[J]. *Appl Energy*, 2017, 197: 203–211.
- [52] 郭建军, 张泰, 李鹏飞, 等. 中国煤粉富氧燃烧的工业示范进展及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(4): 1197–1208, 1526.
- GUO Junjun, ZHANG Tai, LI Pengfei, et al. Industrial demonstration progress and trend in pulverized coal oxy-fuel combustion in China[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(4): 1197–1208, 1526.
- [53] GUO J, LIU Z, HUANG X, et al. Experimental and numerical investigations on oxy-coal combustion in a 35 MW large pilot boiler[J]. *Fuel*, 2017, 187: 315–327.
- [54] GUO J, LIU Z, WANG P, et al. Numerical investigation on oxy-combustion characteristics of a 200 MWe tangentially fired boiler[J]. *Fuel*, 2015, 140: 660–668.
- [55] ZHENG L, POMALIS R, CLEMENTS B, et al. Optimization of a high pressure oxy-fuel combustion process for power generation and CO₂ capture [C]//35th International Technical Conference on Clean Coal & Fuel Systems Clearwater, FL. 2010.
- [56] MALAVASI M, ROSSETTI E. High-efficiency combustors with reduced environmental impact and processes for power generation derivable therefrom : IT2004BO00296[P]. 2004–05–11
- [57] GOPAN A, KUMFER B M, AXELBAUM R L. Effect of operating pressure and fuel moisture on net plant efficiency of a staged, pressurized oxy-combustion power plant[J]. *Int J Greenh Gas Control*, 2015, 39: 390–396.
- [58] GOPAN A, KUMFER B M, PHILLIPS J, et al. Process design and performance analysis of a staged, pressurized oxy-combustion (SPOC) power plant for carbon capture[J]. *Applied Energy*, 2014, 125: 179–188.
- [59] 李振山, 韩海锦, 蔡宁生. 化学链燃烧的研究现状及进展[J]. *动力工程*, 2006(4): 538–543.
- LI Zhenshan, HAN Haijin, CAI Ningsheng. Research status and progress of chemical looping combustion[J]. *Power Engineering*, 2006(4): 538–543.
- [60] LEION H, LYNGFELT A, JOHANSSON M, et al. The use of ilmenite as an oxygen carrier in chemical-looping combustion[J]. *Chemical Engineering Research and Design*, 2008, 86(9): 1017–1026.
- [61] LYNGFELT A, LECKNER B, MATTISSON T. A fluidized-bed combustion process with inherent CO₂ separation; application of chemical-looping combustion[J]. *Chemical Engineering Science*, 2001, 56(10): 3101–3113.
- [62] ADÁNEZ J, ABAD A, PEREZ-VEGA R, et al. Design and operation of a coal-fired 50 kWth chemical looping combustor[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 63–72.
- [63] MAYER F, BIDWE A, SCHOPF A, et al. Comparison of a new micaceous iron oxide and ilmenite with respect to syngas conversion in a BFB reactor and adaptation of a 10 kW_{th} DFB system for CLC to solid fuels[C]//2nd International Conference on Chemical Looping Darmstadt (Germany). 2012.
- [64] THON A, KRAMP M, HARTGE E U, et al. Operational experience with a system of coupled fluidized beds for chemical looping combustion of solid fuels using ilmenite as oxygen carrier[J]. *Applied Energy*, 2014, 118: 309–317.
- [65] LIGHTY J, WHITTY K, SMITH P, et al. Chemical looping with oxygen uncoupling with coal[C]//Proceedings of the NETL CO₂ Capture Technology Meeting. 2012.
- [66] ZHANG Y, WANG D, POTTIMURTHY Y, et al. Coal direct chemical looping process: 250 kW pilot-scale testing for power generation and carbon capture[J]. *Applied Energy*, 2021, 282: 116065.
- [67] ZHAO H, TIAN X, MA J, et al. Chemical looping combustion of coal in China: Comprehensive progress, remaining challenges, and potential opportunities[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(6): 6696–6734.
- [68] SHEN L, WU J, GAO Z, et al. Reactivity deterioration of NiO/Al₂O₃ oxygen carrier for chemical looping combustion of coal in a 10 kW_{th} reactor[J]. *Combustion and Flame*, 2009, 156(7): 1377–1385.
- [69] SHEN L, WU J, XIAO J, et al. Chemical-looping combustion of biomass in a 10 kW_{th} reactor with iron oxide as an oxygen carrier[J]. *Energy & Fuels*, 2009, 23(5): 2498–2505.
- [70] SHEN L, WU J, GAO Z, et al. Characterization of chemical looping combustion of coal in a 1 kW_{th} reactor with a nickel-based oxygen carrier[J]. *Combustion and Flame*, 2010, 157(5): 934–942.
- [71] SONG T, SHEN L, XIAO J, et al. Nitrogen transfer of fuel-N in chemical looping combustion[J]. *Combustion and flame*, 2012, 159(3): 1286–1295.
- [72] XIAO R, CHEN L, SAHA C, et al. Pressurized chemical-looping combustion of coal using an iron ore as oxygen carrier in a pilot-scale unit[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 10: 363–373.
- [73] WANG X, JIN B, ZHU X, et al. Experimental evaluation of a novel 20 kWth in situ gasification chemical looping combustion unit with an iron ore as the oxygen carrier[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2016, 55(45): 11775–11784.
- [74] SHEN T, WU J, SHEN L, et al. Chemical looping gasification of coal in a 5 kWth interconnected fluidized bed with a two-stage fuel reactor[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 32(4): 4291–4299.
- [75] YAN J, SHEN L, JIANG S, et al. Combustion performance of sewage sludge in a novel CLC system with a two-stage fuel reactor[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(11): 12570–12581.
- [76] SONG T, SHEN L. Review of reactor for chemical looping combustion of solid fuels[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 76: 92–110.
- [77] SHEN T, ZHU X, YAN J, et al. Design of micro interconnected fluidized bed for oxygen carrier evaluation[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 90: 102806.
- [78] BAO J, LI Z, SUN H, et al. Continuous test of ilmenite-based oxygen carriers for chemical looping combustion in a dual fluidized bed reactor system[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2013, 52(42): 14817–14827.
- [79] CHEN H, CHENG M, LIU L, et al. Coal-fired chemical looping

- combustion coupled with a high-efficiency annular carbon stripper[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 93: 102889.
- [80] MA J, ZHAO H, TIAN X, et al. Chemical looping combustion of coal in a 5 kW_{th} interconnected fluidized bed reactor using hematite as oxygen carrier[J]. *Applied Energy*, 2015, 157: 304–313.
- [81] MA J, ZHAO H, TIAN X, et al. Continuous operation of interconnected fluidized bed reactor for chemical looping combustion of CH₄ using hematite as oxygen carrier[J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(5): 3257–3267.
- [82] MA J, TIAN X, WANG C, et al. Performance of a 50 kW_{th} coal-fuelled chemical looping combustor[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 75: 98–106.
- [83] STRÖHLE J, ORTH M, EPPLÉ B. Design and operation of a 1 MW_{th} chemical looping plant[J]. *Applied Energy*, 2014, 113: 1490–1495.
- [84] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究[J]. *中国工程科学*, 2021, 23(6): 70–80.
ZHANG Xian, LI Yang, MAS Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(6): 70–80.
- [85] GÜR T M. Carbon dioxide emissions, capture, storage and utilization: Review of materials, processes and technologies[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2022, 89: 100965.
- [86] YUN S, OH S-Y, KIM J K. Techno-economic assessment of absorption-based CO₂ capture process based on novel solvent for coal-fired power plant[J]. *Applied Energy*, 2020, 268: 114933.
- [87] KULKARNI A R, SHOLL D S. Analysis of equilibrium-based TSA processes for direct capture of CO₂ from air[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2012, 51(25): 8631–8645.
- [88] FAVRE E. Carbon dioxide recovery from post-combustion processes: Can gas permeation membranes compete with absorption?[J]. *Journal of Membrane Science*, 2007, 294(1–2): 50–59.
- [89] 王立健, 何青. 燃煤碳捕集机组技术经济性分析[J]. *热力发电*, 2018, 47(8): 1–7.
WANG Lijian, HE Qing. Technical economic analysis of carbon capture units after combustion[J]. *Thermal Power Generation*, 2018, 47(8): 1–7.
- [90] SMITH K H, ASHKANANI H E, MORSI B I, et al. Physical solvents and techno-economic analysis for pre-combustion CO₂ capture: A review[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 118: 103694.
- [91] 范文琦, 潘登, 黄亮, 等. 工业固废和廉价矿石制备高循环稳定性高温 CO₂ 捕集材料的研究进展[J]. *材料导报*, 2021, 35(17): 17090–17102.
FAN Wenqi, PAN Deng, HUANG Liang, et al. Research progress in the preparation of high-cycle stability and high-temperature CO₂ capture materials from industrial solid waste and cheap ore[J]. *Material Bulletin*, 2021, 35(17): 17090–17102.
- [92] 胡希璇, 潘登, 薛天山, 等. Li₄SiO₄ 基 CO₂ 吸附材料研究进展与趋势[J]. *洁净煤技术*, 2022, 28(9): 11–29.
HU Xixuan, PAN Deng, XUE Tianshan, et al. Research progress and trend of Li₄SiO₄-based CO₂ adsorption materials[J]. *Clean Coal Technology*, 2022, 28(9): 11–29.
- [93] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. *中国工程科学*, 2021, 23(6): 1–14.
SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(6): 1–14.