

煤电行业碳中和路径分析与研究

蔡力宏^{1,2}, 顾永正³, 于常军², 李晓亮³, 吴雪怡², 宋 鹏³

(1.清华大学 化学工程系, 北京 100084; 2.原初科技(北京)有限公司, 北京 100101;

3.国电电力大同发电有限责任公司, 山西 大同 037046)

摘要:我国多煤少油的能源禀赋,决定了煤炭是使用最多的化石能源。大量煤炭用于燃料产生巨量的二氧化碳排放,加剧了我国实现碳达峰、碳中和目标的难度。自2010年以来,我国电力行业不断优化调整,火力发电比例和火电装机容量占比都在持续下降,非化石能源发电比例逐年上升。尽管火电占比逐年减少,但其在我国电力能源结构中的主导地位仍无法改变。对中国碳核算数据库 China Emission Accounts and Datasets (CEADs) 的数据进行分析,2020年我国电力行业碳排放46.24亿t, 占当年总碳排放量42.21%。电力行业的发展关系国计民生,是国民经济的支柱。在相当长的历史时期,煤炭在我国能源结构中都占据主导地位。在能源需求稳健上涨的背景下,煤电成为我国能源电力稳定供应的“压舱石”,在短期内很难被其它能源完全取代。目前煤电行业碳减排主要采取节能与提高效率、燃料掺烧、碳捕集、利用与封存(CCUS)技术及二氧化碳矿化技术。结合电厂的实际碳排放情况及目前CCUS技术成熟度来看,生物质能结合碳捕集与封存技术与间接矿化技术是目前电厂可行的实现碳中和的方案。但生物质能结合碳捕集与封存技术需要对原有的锅炉进行混烧改造,目前我国在生物质发电技术仍存在很多不足,尤其体现在生物质燃料的收集、运输、加工、储存等特殊辅助机械的开发配套方面。对于煤电行业碳中和技术的发展,根据我国的实际情况,建议采用中长期的碳捕集利用技术路线,应同步开展燃烧前捕集技术、富氧燃烧技术及燃烧后捕集技术的技术创新、研发低成本、高效率技术体系并商业化应用。

关键词:煤电行业;碳捕集利用;矿化封存;碳中和;固废资源循环利用

中图分类号:T-1;X24 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-6772(2024)S1-0091-08

Analysis and research on carbon neutrality pathways in the coal-fired power industry

CAI Lihong^{1,2}, GU Yongzheng³, YU Changjun², LI Xiaoliang³, WU Xueyi², SONG Peng³

(1. Department of Chemical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2. Yuanchu Tech. Beijing Co. Ltd.,

Beijing 100101, China; 3. Guodian Datong Power Generation Co., Ltd., Datong Shanxi 037046, China)

Abstract: China's energy endowment of more coal and less oil determines that coal is the most used fossil energy. A large amount of coal used for fuel is bound to produce a huge amount of carbon dioxide emissions, which undoubtedly aggravates the difficulty of achieving the goal of carbon peak and carbon neutrality in China. Since 2010, China's power industry has been continuously optimized and adjusted, the proportion of thermal power generation and the proportion of thermal power installed capacity have continued to decline, and the proportion of non-fossil energy power generation has increased year by year. Although the proportion of thermal power is decreasing year by year, its dominant position in China's power energy structure can not be changed. Based on the analysis of data From China Emission Accounts and Datasets (CEADs), China's electric power industry will emit 4.624 billion tons of carbon in 2020, accounting for 42.21% of the total carbon emissions in that year. The development of the power industry is related to the national economy and people's livelihood, and is the pillar of the national economy. In a long historical period, coal occupies a dominant position in China's energy structure. In the context of steady rise in energy demand, coal power has become the "ballast stone" of stable supply of energy power in China, and it is difficult to be completely replaced by other energy sources in the short term. At present, the carbon emission reduction in coal power in-

收稿日期:2024-06-12; **责任编辑:**常明然 **DOI:**10.13226/j.issn.1006-6772.NN24061201

作者简介:蔡力宏(1986—),男,河北隆尧人,博士研究生。E-mail: cailihong2005@sina.com

引用格式:蔡力宏,顾永正,于常军,等.煤电行业碳中和路径分析与研究[J].洁净煤技术,2024,30(S1):91-98.

CAI Lihong, GU Yongzheng, YU Changjun, et al. Analysis and research on carbon neutrality pathways in the coal-fired power industry[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S1): 91-98.

dustry mainly adopts energy saving and energy efficiency improvement, fuel blending, carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology and carbon dioxide mineralization technology. Considering the actual carbon emissions of power plants and the current maturity of CCUS technology, biomass energy combined with carbon capture and storage technology and indirect mineralization technology is a feasible solution to achieve carbon neutrality in power plants at present. However, the biomass energy combined with carbon capture and storage technology requires the original boiler to be mixed-fired transformation, and there are still many shortcomings in China's biomass power generation technology, especially in the collection, transportation, processing, storage and other special auxiliary machinery development supporting aspects. For the development of carbon neutral technology in the coal power industry, according to the actual situation in China, it is recommended to adopt the medium and long term carbon capture and utilization technology route, and carry out technological innovation of pre-combustion capture technology, oxygen-rich combustion technology and post-combustion capture technology simultaneously, develop low-cost and high-efficiency technical system and commercialize it.

Key words: coal power industry; CCUS; mineralization sequestration; carbon neutral; solid waste resources recycling

0 引言

二氧化碳(CO₂)大量排放引发的温室效应正日益加剧,对人类的生存发展已构成极大威胁。为解决全球气候问题、提升环境治理能力,维护全人类的共同利益,我国提出了实现碳达峰、碳中和的任务目标,这也是中华民族实现伟大复兴、构建人类命运共同体的必然要求。从国内来说,绿色低碳发展是倒逼产业转型升级,实现新一轮产业革命的难得机遇;从对外合作来说,我国积极推动的战略国际合作项目“一带一路”,在推动沿线国家区域经济发展的同时,更应该成为绿色的“一带一路”。

碳达峰、碳中和目标的提出适应了时代需求,也面临诸多困难。我国拥有世界第一大人口基数,化石能源及其衍生品消耗量巨大。而我国多煤少油的能源禀赋,先天决定了煤炭是使用最多的化石能源,大量煤炭用于燃料产生巨量 CO₂ 排放,加剧了我国实现碳达峰、碳中和目标的难度^[1]。现阶段,火力发电仍然是我国最主要的发电方式,为实现“双碳”目标,燃煤电厂的碳减排首当其冲^[2]。本文主要分析了燃煤电厂的碳排放情况,现有碳减排技术及应用,研究了阻碍煤电行业碳减排的关键问题和煤电行业实现碳中和的路线方案。

1 我国煤电行业及其碳排放现状与预测

1.1 我国电力结构及碳排放

根据国家统计局发布的近 5 a 国民经济和社会发展统计公报显示,2022 年全国发电量为 88 487.1 亿 kWh,与 2021 年相比增速 3.7%,较 2018 年增长 24.42 个百分点。涉及到的电力结构装机容量统计如图 1 所示,我国的电力结构主要由火电、水电、核电、风电和太阳能发电构成,从装机容量看,截至 2022 年 12 月末,火电累计装机容量 133 239.00 万 kWh,占装机容量的比重为 51.96%。从发电量来

看,由图 2 可知,火电发电量在近 5 a 占总发电量的比重虽略有下降,但截止到 2022 年火电的占比仍超过 65%。

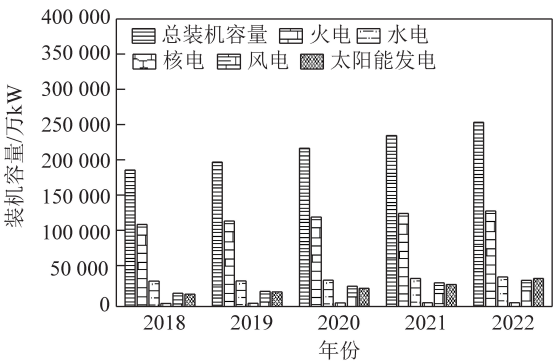


图 1 2018—2022 年我国电力结构装机容量统计

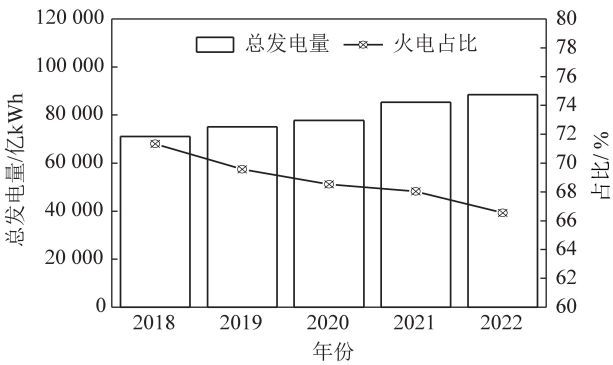


图 2 2018—2022 年我国火电发电量占比曲线

电力系统碳排放的主要来源是发电和输变电过程。其中,发电过程的碳排放主要来源于燃煤、燃气等类型的化石能源的直接燃烧。输变电过程中的碳排放主要来源于电气设备中 SF₆ 等具有温室效应的绝缘气体的泄漏^[3]。输变电过程引起的碳排放仅占燃烧发电过程排放的 1% 左右^[4]。

煤电的碳排放水平受机组容量、锅炉类型、机组运行工况、机组负荷、燃煤品质、环境温度和空冷方式等因素影响^[5]。高锅炉蒸汽参数、大容量的燃煤机组由于热效率较高,碳排放强度相对较低。而对于同一发电机组,其碳排放强度将随发电负荷功率

的降低而增加。不同参数的燃煤发电机组典型热效率和发电碳排放系数见表 1。燃气发电作为化石能源发电的另一主要形式,是我国电力部门中的第二大碳排放源。天然气单位热值含碳量仅为煤炭的一半左右,因此相对于燃煤发电,燃气发电更为清洁低碳。2022 年我国燃气发电量占火电发电量的比例为 5%,相较于 2019 年同比增加 23.24%。未来随着碳排放约束的逐步严苛及新能源渗透率的增加,燃气发电将凭借其低碳排放、高灵活性等优势,成为构建新型电力系统的重要过渡电源^[6]。

表 1 不同参数的燃煤发电机组典型热效率和发电碳排放系数

类型	热效率/%	发电碳排放系数(以 CO ₂ 计)/ (t·MWh ⁻¹)
超超临界燃煤机组	45	0.75
超临界燃煤机组	40	0.82
亚临界燃煤机组	35	1.10

1.2 电力行业碳中和目标及电力结构的调整

自 2010 年以来,我国电力行业不断优化调整,火力发电比例和火电装机容量占比都在持续下降,非化石能源发电比例逐年上升。火力发电占比已由 2010 年的 81% 缩减到 2022 年的 69.77%,同比减少 11.23%;火电装机容量占比也从 2010 年的 73.4% 缩减至 2022 年的 52%,同比减少了 21.4%。据不同专业分析预测^[7],较保守的数据认为火电装机容量到 2030 年将下降到 51%。《中国能源展望 2030》也对我国 2030 年的电力行业的能源结构做出规划和预测^[8],预计 2030 年我国火电装机容量占比缩减至 42.4%,而水电、风电、核电及太阳能的比例会分别增加至 18.7%、18.4%、5.7% 和 14.5%。

尽管火电占比逐年减少,但其在我国电力能源结构中的主导地位仍无法改变。据对中国碳核算数据库 China Emission Accounts and Datasets(CEADs)的数据进行分析,2020 年我国电力行业碳排放 46.24 亿 t,占当年总碳排放量 42.21%;单位碳排放 594 g/kWh,远高于法国、挪威等单位碳排放 100 g/kWh 以下国家。据权威机构预测,中国未来电力生产与消费总量仍将继续增长,预计 2060 年电力生产将超 17 万亿 kWh,为实现电力行业碳中和目标,需将单位碳排放水平降至 50 g/kWh 以下^[9]。

1.3 煤电的不可或缺性及其碳中和的挑战

电力行业的发展关系国计民生,是国民经济的支柱。在相当长的历史时期,煤炭在我国能源结构中均占据主导地位。在能源需求稳健上涨的背景下,煤电成为我国能源电力稳定供应的“压舱石”,

在短期内很难被其它能源完全取代。据自然资源部发布《中国矿产资源报告 2022》报告显示,2021 年我国一次能源生产结构中煤炭占 67.0%,石油占 6.6%,天然气占 6.1%,水电、核电、风电、光电等非化石能源占 20.3%。在一次能源消费总量中,煤炭消费占一次能源消费总量的比重为 56.0%。同时电力行业也是我国碳排放量最大的部门之一,能源燃烧占全部 CO₂ 排放的 88% 左右,其中电力行业占比高达 41%^[10]。电力行业的碳中和任务艰巨,对电力行业固碳技术的创新提出了巨大的挑战。

2 煤电行业碳减排技术及应用现状

2.1 节能与提高能效比

通过节能或提高能效比从而减小单位电煤消耗,是从源头上减小碳排放的重要技术。据国家发展改革委有关负责人介绍,过去 10 a,我国持续推动燃煤发电机组节能降耗改造。通过提高常规发电机组的蒸汽参数来提高效率,即超临界机组和超超临界机组。截至 2021 年底,火电平均供电煤耗降至 302.5 g/kWh,比 2012 年下降了 6.9%。已达到国际上较优水平,但仍有较大节能空间。

据 2021 年 12 月国际能源署(IEA)《煤炭 2021 分析和预测至 2024》报告显示,截至 2020 年年末,我国已累计完成煤电节能改造 6 亿 kW 以上,燃煤发电机组中超超临界和超临界机组占比达到 49.5%,煤耗较高的亚临界及以下机组占比仍然较高,除新建机组采用超超临界机组等先进技术外,由于煤电机组的均运行寿命可达 30 a 以上,现有亚临界机组的节能改造仍然重要,高温亚临界综合升级改造是主要方案,主要包括将机组主蒸汽和再热蒸汽温度均提高到 600 ℃ 及以上,并结合汽轮机与锅炉改造等,推动超超临界煤电机组向效率更高的高低位二次再热、700 ℃ 超超临界机组等新型燃煤发电机组升级,促进火电供电煤耗的持续降低。通过汽轮机通流提效改造和锅炉提汽温参数的节能降耗综合提效改造,可将 330 MW 机组的煤耗由改造前的 324.6 g/kWh 降低到 300.55 g/kWh^[11]。

2.2 燃料掺烧

纯烧生物质的二氧化碳排放强度典型值为 18 g/kWh,与风电基本相当。截至 2020 年底,我国总投资了约 4 580 亿元用于建设直燃式生物质发电厂,其中利用农林业废弃物为燃料的发电厂 452 座,总装机容量约为 1 330 万 kW,年发电量约 510 亿 kWh,年上网电量约为 446.2 亿 kWh,年利用原料约 7 000 万 t。利用城镇居民生活垃圾为燃料的直

燃式生活垃圾发电厂约 631 座,总装机容量约 1 533 万 kW,年发电量约为 778.3 亿 kWh,年上网电量约为 642.9 亿 kWh,年处理垃圾量约为 1.4 亿 t。生物质混烧发电技术在欧洲与北美地区的应用较为广泛,国内的生物质混烧技术也在不断发展。双碳目标提出后,很多燃煤电站将原有的锅炉进行混烧改造。例如华能集团山东分公司日照电厂在 4 号机组进行了生物质直燃耦合发电改造,通过在 4 号 68 万 kW 机组上进行 5% 热值比例生物质直燃耦合发电的技改,相当于新建了装机容量 34 MW 的生物质发电厂^[12]。

截止 2023 年上半年,生物质发电总装机 0.43 亿 kW,仅占火电发电量的 0.000 73%,根据《3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书》预测,到 2030 年我国生物质发电总装机容量达到 5 200 万 kW,提供的清洁电力超过 3300 亿 kWh,约占目前火电发电量的 5.6%,碳减排量超过 2.3 亿 t。到 2060 年,我国生物质发电总装机容量达 10 000 万 kW,提供的清洁电力超过 6 600 亿 kWh,约占目前火电发电量的 11.21%,碳减排量超过 4.6 亿 t。但目前我国在生物质发电技术仍存在很多不足,尤其体现在生物质燃料的收集、运输、加工、储存等特殊辅助机械的开发配套方面。由于资金和技术问题,目前的生物质产品存在成本过高、质量差的现象,阻碍了生物质能源产业的健康有序发展。

2.3 CCUS 技术

碳捕集、利用与封存(CCUS)是指将二氧化碳从工业或其他排放源中分离出来,并运输到特定地点并加以利用或封存,如图 3 所示,碳捕集包含从化石燃料电厂或工业生产过程排放的废气、生物质利用过程以及直接从空气中将 CO_2 分离出来的过程。被捕集后的 CO_2 经管道、船舶或罐车运输至特定地点并加以利用或封存。

2.3.1 CO_2 捕集

CO_2 捕集技术最初是应用于石油、石化等二氧化碳排放浓度高、 CO_2 分压大、捕集成本较低的行业中。按照能源系统与二氧化碳分离过程之间集成方式的不同,主要分为燃烧前捕集、富氧燃烧以及燃烧后捕集技术 3 种。

燃烧前捕集相对来说更为复杂,主要应用于煤气化联合循环发电系统(IGCC)和部分化工过程中。具体指在燃料燃烧前,将化石燃料经过反应生成的氢与二氧化碳进行分离,氢气用于参与燃烧,从而使燃料在燃烧过程中不产生 CO_2 ,实现对二氧化碳的捕集分离,该技术的优点是产生的 CO_2 浓度高,能耗

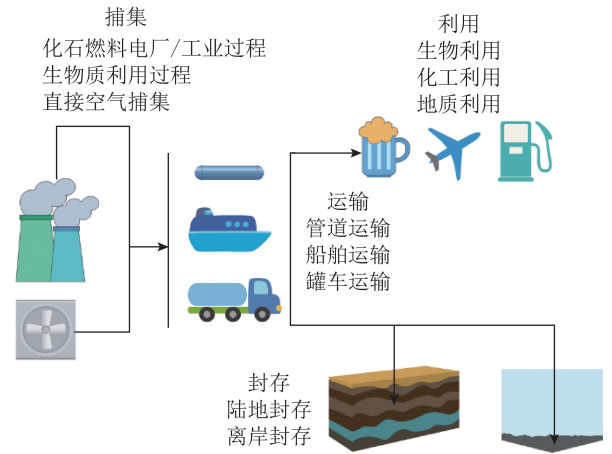


图 3 CCUS 系统示意

低,但缺点是系统过于复杂。

燃烧后捕集发展相对比较成熟,是指通过物理、化学吸收法及膜分离等方法将燃烧后烟气中的二氧化碳进行分离,从而实现对二氧化碳的捕集。燃烧后捕集不影响上游燃烧工艺过程,也不受烟气中 CO_2 浓度的影响。通常需要先对烟气进行水洗、干燥、除尘以及脱硫脱硝等预处理。然而燃烧后的烟气一般具有流量大、压力和 CO_2 含量相对较低的特点,这将导致燃烧后捕集的能耗偏大,设备投资及运行成本相对较高。目前燃烧后捕集技术中最成熟的是化学溶剂吸收法,该方法通过使用乙醇胺(MEA)作为吸收剂,可以捕获烟道气流中 85%~90% 的二氧化碳,但该技术可能会对燃煤电厂带来造成较高的能耗损失,发展受到了一定的限制^[13]。

富氧燃烧捕集(燃烧中捕集)通过使用高纯度氧气代替空气进行燃烧,在保留了原有发电站结构的基础上,把深冷空气分离过程与传统燃烧过程结合,使燃烧后烟气中的二氧化碳浓度达 80% 左右,再经过提纯处理可以达到 95% 以上,从而满足管道输送及封存需要。但制约该技术发展的最大问题是制样过程的能耗及成本太高,导致富氧燃烧捕集技术从经济角度来看不具备优势,暂未得到大规模商业应用^[14-15]。

对于燃煤电厂,随着电解水制备氢气(H_2)技术的不断发展,必将同时产生大量的纯氧,这使得纯氧的成本可能不断降低,富氧燃烧技术会得到大力推广,烟气中 CO_2 的浓度将不断提高,这将更有利于碳捕集过程的分离。

2.3.2 CO_2 封存

二氧化碳捕集后采用封存的手段进行存储是目前针对降低碳排放、减缓全球气候变暖的可持续性方式,具有显著的二氧化碳减排效果。目前主要的封存方式有:驱油封存、驱替煤层气封存、咸水层封

存、枯竭油气藏封存、驱替页岩气封存、深部咸水层封存与采水、封存与增强型地热发电、封存与铀矿地浸开采等,其中驱油封存、咸水层封存及封存与铀矿地浸开采技术已形成了较为完善的技术体系和广泛的商业化应用^[16]。

驱油封存是指将二氧化碳注入储油层,利用二氧化碳与原油的物化作用,在实现二氧化碳储藏的同时提升原油的开采率,是目前国际上应用较为广泛的地质封存技术之一。

咸水层封存是指将加压后的二氧化碳以高密度形态注入地下咸水层,利用地下咸水的物化特性实现二氧化碳稳定、安全及长期的存储效果。此技术目前于国际上仍处于工业示范阶段,经过国际商业化项目实例验证,本技术在技术层面是安全可行的。

封存与铀矿地浸开采技术是指将二氧化碳与氧气以一定比例进行配置注入矿床的相应矿层后,通过一系列的物化反应得到含铀浸出液,进而通过后处理得到合格的铀矿产品。此技术较传统的铀矿开采技术,方法更为简单、建设周期和工艺流程较短,具有建设投资低、回收率较高的优点,目前已在我国开展了工业化应用。

对我国而言,陆上咸水层封存各技术要素还不成熟,其中监测与预警、补救技术等还处于研发阶段,海底咸水层封存与陆上咸水层封存有一定的相似性,但工程难度更大,目前尚无示范先例^[17]。

2.3.3 CO₂利用与转化产品

气、液、固态的二氧化碳在各国工业生产及国民经济中具有广泛的使用价值,对二氧化碳进行综合应用在减缓温室效应的同时,一定程度上也起到解决能源紧张的效果。二氧化碳的利用主要包括地质利用、化工利用、生物利用等。地质利用主要涉及石油助采、能源和资源开采。化工利用则是以化学转化为主要手段,将二氧化碳转化成目标产物,实现二氧化碳资源化利用的过程;二氧化碳的生物利用则是以生物的转化为主要手段,将二氧化碳用于生物物质合成,主要产品有食品和饲料、生物肥料、化学品和生物燃料等。

关于二氧化碳的转化产品,即二氧化碳的间接利用,包括将 CO₂ 转化成无机化工产品尿素、碳酸钡,有机化工产品水杨酸、双氰胺、合成乙醇、甲烷及其他合成烃等产品。随着研究深入,捕集到的二氧化碳可以通过一系列化学反应生成醇、醚、酯、亚胺、酰胺等化工产品以及高纯度碳酸钙等盐类产品,展现了二氧化碳广泛的使用价值及发展潜力^[18]。

2.3.4 CO₂矿化技术

矿化技术是模拟自然界橄榄岩的风化过程,利用自然界广泛存在的橄榄石、硅灰石、蛇纹石或工业固废等富含 Ca、Mg 元素的原料与二氧化碳反应,将二氧化碳转化成热稳定性高的固体碳酸盐。根据处理方式的不同可分为直接矿化和间接矿化,直接矿化是将含钙固体原料与二氧化碳在一定条件下直接进行气固反应的技术。间接矿化通常分为两步进行,首先利用浸取剂在低的 pH 下浸取出含钙固体原料中的钙镁元素,然后在高 pH 下进行矿物碳酸化反应。2022 年原初科技(北京)有限公司与国电电力大同发电有限责任公司合作,采用间接矿化路线开展了燃煤电厂年处理 1 000 t 二氧化碳的工业化示范项目,以工业废渣电石渣和电厂烟气为原料,生产出具有良好经济价值的轻质碳酸钙 2 300 余 t,二氧化碳矿化吸收率(脱碳率)高达 90% 以上。

3 煤电行业碳捕集利用技术的对比分析

3.1 煤电排放特点及捕集利用技术的重要性

根据国家煤炭的分类标准《中国煤炭分类》(GB 5751—86),我国将煤分为褐煤、烟煤和无烟煤三大类。其中,褐煤 H/C 的原子比在 0.8~1.1,烟煤的 H/C 原子比在 0.5~0.9,无烟煤的 H/C 原子比在 0.1~0.5,不同煤种 CO₂ 排放系数见表 2,我国煤电的热效率已经达到世界先进水平,但火电的碳排放强度仍高于其他国家^[19-20]。我国最先进的煤电机组碳排放量达到 756 g/kWh^[21],远高于实现碳中和所需的近零排放标准(单位发电量碳排放量低于 100 g/kWh^[22])。且我国煤电 CO₂ 排放约占电力行业 CO₂ 总排放的 80%,远高于世界平均值 40%^[23]。

表 2 不同参数的燃煤发电机组典型热效率和发电碳排放系数

煤种类	H/C 原子比	CO ₂ 排放系数
褐煤	0.95	0.781
烟煤	0.7	0.828
无烟煤	0.3	0.918

燃煤发电的 CO₂ 排放不仅具有流量大,还具有压力和 CO₂ 含量低、波动大的特点。以 2×660 MW 超临界煤电机组为研究对象开展的碳排放实时监测分析显示,CO₂ 浓度最大值为 15.03%,最小值 9.32%,平均值为 12.55%。在机组高负荷下,CO₂ 排放浓度较高,而在机组低负荷下,CO₂ 排放浓度也变低。主要原因是机组在低负荷下为了解决运行中燃煤不完全燃烧等问题配置相对较高的风煤比,导致烟气中较低的 CO₂ 排放浓度和较高的 O₂ 含量^[24]。

未来,煤电的调峰作用将成为重要作用,因此负荷变化可能更多频繁、幅度更大,这也将导致 CO₂ 的浓度随负荷变化呈现较大波动^[25-26]。

在我国,虽然通过节能与提高能效比的改造减小了单位发电量的煤耗,间接减少了单位发电量的碳排放,但此举对于我国庞大的煤电发电量基数无异于杯水车薪,无法实现煤电行业的碳中和目标。燃料掺烧和生物质发电作为实现煤电碳中和的手段之一,具有重要意义,但目前仍存在资金和技术上的诸多问题,且预计到 2060 年仅能解决 11.21%左右的电力供应。CCUS 作为煤电行业碳中和的托底技术,可以在提供稳定电力的同时,实现 CO₂ 的近零排放,平衡绿色能源发电的波动性,避免季节性或长期性的电力短缺。另外在煤电行业加装 CCUS 可以避免已经投产的机组提前退役,降低煤电企业的经济成本^[27]。

3.2 主要捕集利用技术的技术经济性比较

国际能源署 (international energy agency, IEA)

表 3 CCUS 主要的技术方案及技术经济性

CCUS 技术	技术分类	技术成熟度	碳减排潜力/Gt	成本/(元·t ⁻¹)
生物质能结合碳捕集与封存技术	新技术	示范	100~1 170	109~618
直接空气捕集与封存	新技术	示范	108~1 000	982~2 510
强化矿化风化(直接矿化)	强化自然过程	早期应用	100~367	364~1 455
间接矿化	新技术	示范	40~900	200~600
土地管理与生物炭生产	强化自然过程	早期应用	78~1 468	218~873
海洋施肥与碱化	强化自然过程	基础研究	55~1 027	—
植树造林与再造林	自然过程	早期应用	80~260	36~364

表 4 CCUS 过程的运营成本

CCUS 技术	技术分类	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2050 年	2060 年
捕集过程	燃烧前	100~180	90~130	70~80	50~70	30~50	20~40
捕集过程	燃烧后	230~310	190~280	160~220	100~180	80~150	70~120
捕集过程	富氧燃烧	300~480	160~390	130~320	110~230	90~150	80~130
运输过程	罐车运输	0.9~1.4	0.8~1.3	0.7~1.2	0.6~1.1	0.5~1.1	0.5~1.0
运输过程	管道运输	0.80	0.70	0.60	0.50	0.45	0.40
封存过程		50~60	40~50	35~40	30~35	25~30	20~25

3.3 煤电碳捕集利用技术的发展思路

对于煤电行业碳中和技术的发展,根据我国的实际情况,建议采用如图 4 所示的中长期碳捕集利用技术路线。对于燃烧前捕集技术,应优先开展高温煤气净化系统开发、高效率燃气轮机、气化炉的研制,并根据开发情况适时开展高性能燃烧前捕集技术工程示范,过程中不断降低成本及能耗,达到成熟应用,工业推广,商业化运营。对于富氧燃烧技术,

发布的《Energy technology perspectives 2020》指出,2020—2070 年全球 15% 的累积 CO₂ 减排量将通过 CCUS 技术实现。目前主要 CCUS 技术方案的减排潜力及技术经济性见表 3^[28],其中碳减排潜力均累计至 21 世纪的第 1 个 100 a。结合电厂实际碳排放情况及目前 CCUS 技术成熟度来看,生物质能结合碳捕集与封存技术与间接矿化技术是目前电厂可行的实现碳中和的方案。但生物质能结合碳捕集与封存技术需要对原有锅炉进行混烧改造,目前我国在生物质发电技术仍存在很多不足,尤其体现在生物质燃料的收集、运输、加工、储存等特殊辅助机械的开发配套方面。2025—2060 年 CCUS 过程运营成本估算结果^[29]见表 4,可知在 CCUS 的碳减排成本中,CO₂ 捕获过程占比最大,其值约为 70%~80%,捕获 CO₂ 的成本很大程度上取决于排放源的类型与 CO₂ 的纯度,高纯度的排放源更易于实现较低的捕获成本。

应重点开发高温耐热材料及富氧燃烧锅炉,研发低能耗、低成本制氧技术,积极开展富氧燃烧捕集技术工程示范及工业化,在过程中实现低成本超超临界富氧燃烧技术商业化应用。对于燃烧后捕集技术要积极研发新型低成本、高效率、易再生吸收剂,不断探索 CO₂ 封存利用新途径,开展吸收捕集、矿化利用工程示范,最终形成低成本燃烧后捕集、矿化技术体系并商业化应用。

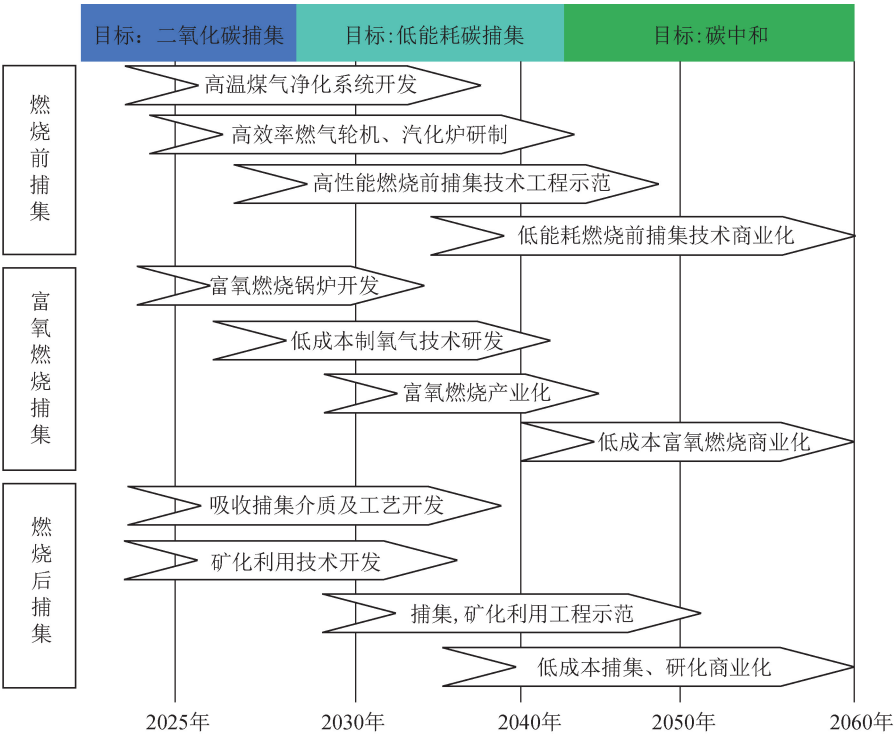


图 4 煤电碳中和技术发展路线

4 结 论

1)在我国“多煤缺油少气”的资源格局下,煤电作为我国能源电力稳定供应的“压舱石”,在短期内很难被其它能源完全取代。电力行业作为我国碳排放量最大的部门之一,占我国全部 CO₂排放的 36%左右,电力行业的碳中和任务艰巨。

2)在目前的 CCUS 技术中,CO₂捕获过程的成本占比最大,约为总成本的 70%~80%,捕获 CO₂的成本很大程度上取决于排放源的类型与 CO₂的纯度,高纯度的排放源更易于实现较低的捕获成本。而燃煤发电的 CO₂排放具有流量大,压力和 CO₂含量低、波动大的特点,在燃煤电厂采用现有的捕集技术很难降低成本,需要开发适用于低浓度 CO₂吸收的吸收剂及新技术。

3)煤电在选择和应用碳捕集利用项目上,要充分结合电厂实际,如对有新建或扩容意向的电厂,应优先考察生物质能结合碳捕集与封存技术的实际可操作性,对现有的煤电装置应优先选择加装 CCUS 装置,并优先考虑间接矿化技术。

参考文献:

[1] 毛胜耀.试论碳达峰、碳中和目标的实现路径[J]. 皮革制作与环保科技, 2023,4(7):192-194.

[2] 刘彬. 中国实现碳达峰和碳中和目标的基础、挑战和政策路径[J]. 价格月刊, 2021(11):87-94.

[3] FANG X, HU X, JANSSENS-MAENHOUT G, et al. Sulfur

hexafluoride (SF₆) emission estimates for China: an inventory for 1990-2010 and a projection to 2020.[J]. Environmental Science & Technology, 2013,47(8):3848-3855.

[4] ZHOU S, TENG F, TONG Q. Mitigating Sulfur Hexafluoride (SF₆) emission from electrical equipment in China[J]. Sustainability, 2018,10(7):2402-2419.

[5] 马学礼,王笑飞,孙希进,等. 燃煤发电机组碳排放强度影响因素研究[J]. 热力发电, 2022,51(1):190-195.

[6] 饶庆平,郝建刚,白云山. 碳排放目标背景下我国天然气发电发展路径分析[J]. 发电技术, 2022,43(3):468-475.

[7] 施应玲,左艺,孟雅儒. 中国火电产业的历史轨迹与发展展望[J]. 科技管理研究, 2017,37(16):136-145.

[8] 赵亚涛,南新元,贾爱迪. 基于情景分析法的煤电行业碳排放峰值预测[J]. 环境工程, 2018,36(12):177-181.

[9] 杜效鹄,王继琳,张妍. 电力系统碳排放预测与分析[J]. 中国能源, 2022,44(8):12-19.

[10] 杨昆. 推动实现“碳达峰、碳中和” 加快构建以新能源为主体的新型电力系统[J]. 中国电业, 2021(5):8-11.

[11] 邵家林,刘桂生,王兴,等. 330 MW 亚临界机组节能降耗综合提效技术研究及应用[J]. 锅炉技术, 2019,50(6):55-58.

[12] 金安,李建华,高明,等. 生物质发电技术研究与应用进展[J]. 能源研究与利用, 2022(5):19-24.

[13] CHAMA A, CHS B, ABL, et al. Energy minimization of carbon capture and storage by means of a novel process configuration [J]. Energy Conversion and Management, 2020 (215): 112871-112902.

[14] ZHAO Y J, ZHANG Y K, CUI Y, et al. Pinch combined with exergy analysis for heat exchange network and techno-economic evaluation of coal chemical looping combustion power plant with CO₂ capture[J]. Energy, 2022(238):1-48.

[15] OLABI A G, OBAIDEEN K, ELSAID K, et al. Assessment of

the pre-combustion carbon capture contribution into sustainable development goals SDGs using novel indicators[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022(153):11-21.

[16] 刘世奇, 皇凡生, 杜瑞斌, 等. CO₂地质封存与利用示范工程进展及典型案例分析[J]. 煤田地质与勘探, 2023,51(2):158-174.

[17] 王月明, 姚明宇, 张一帆, 等. 煤电的低碳化发展路径研究[J]. 热力发电, 2022,51(1):10-20.

[18] 刘晓放, 何良年. 二氧化碳的高值化利用[J]. 科学, 2018,70(1):14-20.

[19] 刘志强, 赵毅, 潘荔. 中外火电节能减排效率分析与比较[J]. 热力发电, 2021,50(3):9-18.

[20] 朱法华, 徐静馨, 潘超, 等. 煤电在碳中和目标实现中的机遇与挑战[J]. 电力科技与环保, 2022,38(2):79-86.

[21] 杨勇平. 燃煤发电系统能源高效清洁利用的基础研究综述[J]. 发电技术, 2019,40(4):308-315.

[22] 郭伟, 唐人虎. 2060 碳中和目标下的电力行业[J]. 能源, 2020(11):19-26.

[23] 朱法华, 王玉山, 徐振, 等. 碳达峰,碳中和目标下中国能源低碳发展研究[J]. 环境影响评价, 2021,43(5):1-8.

[24] 陈剑, 马大卫, 王正风, 等. 煤电机组 CO₂排放原位在线监测系统研发与应用[J]. 电力科技与环保, 2022,38(5):423-431.

[25] 王克, 宋友立. "双碳"目标下煤电机组深度调峰和灵活性改造锅炉侧技术探讨[J]. 特种设备安全技术, 2023(2):4-6.

[26] 杨彪, 王光达, 张琛. 新型电力系统下的煤电调峰定位[J]. 中国电力企业管理, 2023(16):36-39.

[27] 王栋. CO₂捕集与资源化利用技术研究进展[J]. 化工环保, 2021,41(4):481-483.

[28] 王涛, 董昊, 侯成龙, 等. 直接空气捕集 CO₂吸附剂综述[J]. 浙江大学学报(工学版), 2022,56(3):462-475.

[29] 袁鑫, 赵淑媛, 孙昊, 等. CCUS 技术在燃煤电厂大规模应用的经济性和效益提升路径研究[J]. 热力发电, 2023,52(7):33-40.