

中国燃煤高效清洁发电技术现状与展望

帅永¹, 赵斌^{1,2}, 蒋东方³, 何锁盈⁴, 吕俊复⁵, 岳光溪⁵

(1.哈尔滨工业大学能源科学与工程学院, 黑龙江 哈尔滨 150001;

2.长沙理工大学能源与动力工程学院, 湖南 长沙 410114;

3.国网能源研究院有限公司, 北京 102209; 4.山东大学能源与动力工程学院, 山东 济南 250061;

5.清华大学能源与动力工程系, 北京 100084)

[摘要] 为应对气候变化的挑战, 保障中国能源安全, 亟需构建新型电力系统, 而煤炭也逐渐从主体能源向基础能源和调峰能源转变。本文阐述了中国燃煤发电技术现状, 梳理了洁净煤发电技术中超超临界发电、循环流化床燃烧、碳汇及碳捕集、利用与封存 (CCUS) 的技术优势; 分析了适应“双碳”目标的燃煤电厂灵活性技术和基于煤电机组的多种生物质燃料掺烧技术; 探讨了基于煤电机组的耦合超临界 CO₂ 布雷顿循环或太阳能热发电技术的可行性; 展望了燃煤高效清洁发电的3个发展阶段。分析表明: 燃煤发电灵活性调峰改造和 CO₂ 处理技术是未来清洁低碳燃煤发电的重要发展方向, 燃煤机组与新能源耦合发电系统可同时实现能源梯级利用、降低发电煤耗和 CO₂ 排放, 促进新能源消纳, 助力燃煤发电产业升级。

[关键词] 燃煤发电; 灵活性技术; CCUS; 掺烧生物质; 耦合发电; 高效清洁

[中图分类号] TM61 [文献标识码] A [DOI编号] 10.19666/j.rfd.202111213

[引用本文格式] 帅永, 赵斌, 蒋东方, 等. 中国燃煤高效清洁发电技术现状与展望[J]. 热力发电, 2022, 51(1): 1-10. SHUAI Yong, ZHAO Bin, JIANG Dongfang, et al. Status and prospect of coal-fired high efficiency and clean power generation technology in China[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 1-10.

Status and prospect of coal-fired high efficiency and clean power generation technology in China

SHUAI Yong¹, ZHAO Bin^{1,2}, JIANG Dongfang³, HE Suoying⁴, LYU Junfu⁵, YUE Guangxi⁵

(1. School of Energy Science and Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China;

2. School of Energy and Power Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China;

3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China;

4. School of Energy and Power Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China;

5. Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: In order to meet the challenges of climate change and ensure Chinese energy sources security, it is urgent to build a novel power system. Moreover, coal is also gradually changing from the main energy to the basic energy and peak energy. The current situation of coal-fired power generation technology in China is expounded, the technical advantages of clean coal power generating technology is combed, which includes ultra-supercritical power generation, circulating fluidized bed (CFB) combustion, carbon sink and carbon capture, utilization and storage (CCUS). The flexible transformation of coal-fired power plants and low-carbon technology of blending multiple biomass is analyzed, which adapts to the carbon emission peak and carbon neutrality target. The flexibility of coal-fired power units coupled with supercritical CO₂ Brayton cycle power generation or solar thermal power generation is discussed. Three development stages of high efficiency cleaning coal-fired power generation are prospected. The results show that, coal-fired power generation coupling flexible peak regulation and CO₂ treatment technology is an important development direction of clean low carbon coal-fired power generation in the future. The coupling power generation system of coal-fired units and new energy can realize energy cascade utilization, reduce coal

收稿日期: 2021-11-18

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFB0600201)

Supported by: National Key Research and Development Program(2016YFB0600201)

第一作者简介: 帅永(1978), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为强化传热与节能技术, shuaiyong@hit.edu.cn.

通信作者简介: 赵斌(1968), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为能源清洁高效利用技术, zhaobin19680507@163.com.

consumption and CO₂ emission of power generation, promote new energy consumption, and help the upgrading of coal-fired power generation industry.

Key words: coal-fired power generation; flexibility transformation technology; CCUS; biomass co-firing; coupled power generation; high efficiency cleaning

中国“富煤、贫油、缺气”，煤炭是中国经济社会发展的主体能源，一次能源消费中煤炭消费占比超过了 50%，而煤炭消费中约 70% 用于发电^[1]。自《巴黎协定》提出后，气候问题逐渐成为世界关注的焦点，中国低碳发展与能源安全面临重大挑战，燃煤发电已成为煤炭消费革命与节能减排的核心。

为应对气候变化，保障中国能源安全，力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现“碳中和”（简称“30 60”双碳目标），煤炭从主体能源逐步向基础能源和调峰能源转变。煤电机组的升级改造向清洁化、低碳化方向发展，煤电亦需为新能源发电消纳提供安全基础保障。据统计，截至 2020 年 11 月底，全国太阳能、风电总装机已达 4.7 亿 kW，约占全国发电容量的 22%^[2]。但气候变化特别是极端气候的出现对于新能源发电的影响极大，因此保证极端气候下的安全供电是新型电力系统的重要技术难题，而煤电将为可再生能源发电消纳提供灵活性调峰保障。

本文围绕燃煤高效清洁发电技术进行综述，从中国燃煤发电技术发展现状出发，分析了当前的洁净煤发电技术，对其中大型高参数机组超超临界发电、循环流化床燃烧、碳汇和碳捕集、利用与封存（carbon capture, utilization and storage, CCUS）的现状及相关技术进行了梳理，介绍了燃煤发电机组灵活性技术和生物质燃料掺烧技术，探讨了基于煤电机组耦合超临界 CO₂ 布雷顿循环发电和耦合太阳能热发电的可行性，展望了煤电机组的清洁高效发展阶段，为未来电力行业实现“近零”排放提供参考。

1 中国燃煤发电技术发展现状

2019 年中国发电装机容量如图 1 所示^[1]。火电装机容量为 118 957 万 kW，约占发电装机容量的 59.22%，发电量为 52 201.5 亿 kW h，约占全年发电量的 70%。近年来，新能源装机容量不断攀升，2018—2020 年火电、风电和光伏发电装机增量如图 2 所示^[1]。火电装机容量增速放缓，截至 2021 年，中国火电装机容量占比 55.90%，其中煤电装机已低于 50%。《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，到 2030 年，非化

石能源消费比重达 25% 左右，太阳能发电和风电总装机容量达 12 亿 kW 以上，到 2060 年，非化石能源消费比重达 80% 以上。

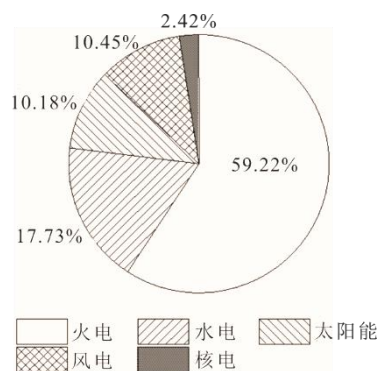


图 1 2019 年中国发电装机容量

Fig.1 China's installed power generation capacity in 2019

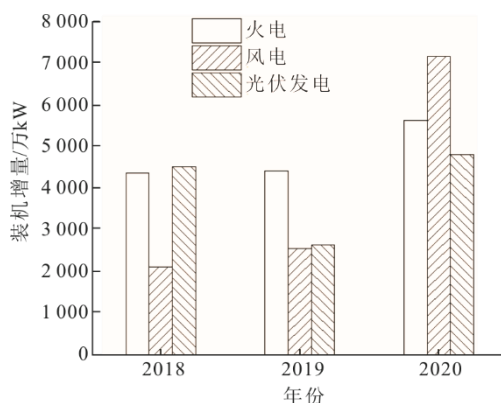


图 2 2018—2020 年火电、风电和光伏发电装机增量

Fig.2 Incremental installed capacity of thermal power, wind power and photovoltaic power generation from 2018 to 2020

由于风能和太阳能发电波动大、间歇性强，电网调峰尤为关键。而常规火电机组具备转动惯量和无功功率，可为电网的频率稳定、电压稳定、同步稳定提供支撑；可参与调峰，为电力系统创造更多的风电和光伏消纳空间，进而提高电网的灵活性和韧性^[3]。2021 年中国峰值负荷约为 12 亿 kW，现有的火电机组能够覆盖。随着经济社会的持续发展，新能源发电占比提高，火电增量减缓，而电力需求保持稳定增长，峰值负荷持续提高。在煤电机组灵活性改造技术支撑下，煤电机组将长期承担调峰的重任。

《京都议定书》中限排温室气体包括二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氢氟碳化物（HFCS）等，

其中 CO₂ 由于排放量巨大而备受关注。2019 年全球累计排放 38 016.573 Mt CO₂，中国排放量居世界首位，全球主要国家 CO₂ 排放占比如图 3 所示^[4]。

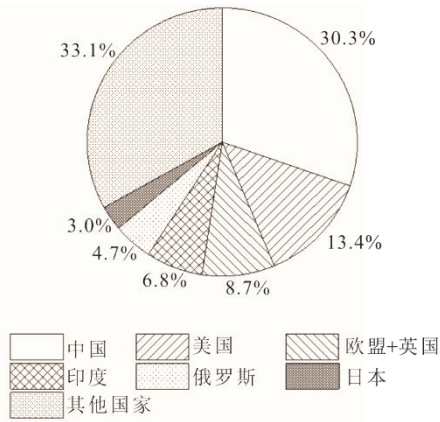


图 3 2019 年全球主要国家 CO₂ 排放占比
Fig.3 Major countries' share of CO₂ emissions in 2019

中国拥有世界上规模最大的电力行业，已建成世界上规模最大的清洁高效煤电系统，煤电机组效率已达到世界先进水平，排放标准世界领先，煤电碳排放强度低于日本、德国等发达国家^[5]。中国煤电机组供电标准煤耗与碳排放强度变化如图 4 所示。从图 4 可知，高比例的燃煤发电机组仍使中国电力行业产生了巨大的碳排放量。

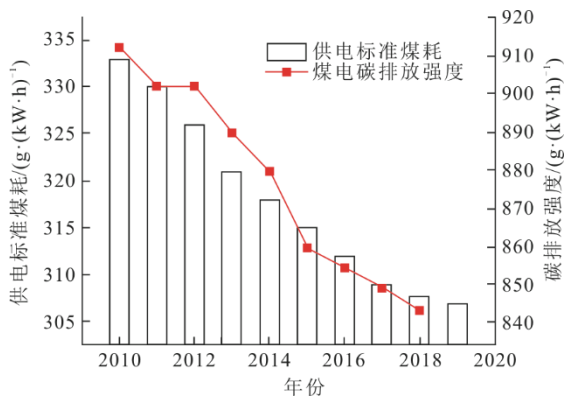


图 4 中国供电标准煤耗与碳排放强度变化
Fig.4 Change of standard coal consumption and carbon emission intensity of power supply in China

为实现碳中和，达到 CO₂ 的“零排放”，煤电机组一方面要研发新一代高效清洁协同发电技术，降低单位发电碳排放强度，并依靠植树造林等碳汇 (carbon sink) 技术吸收发电产生的 CO₂；另一方面要对在役煤电机组进行灵活性技术、CCUS 技术改造，以适应电网调峰和 CO₂ 减排的要求，在负荷变动或是极端工况条件下保持高效清洁发电特性。

2 洁净煤发电技术

近年来中国对能源利用多元化、清洁化、低碳化的需求日益迫切。中国总体能源利用率在 35% 左右，低于世界平均水平，与世界先进水平相差 5 个百分点。作为中国最主要的一次能源消费者和二次能源供应者，燃煤发电生产革命对中国能源生产革命具有决定性作用。目前，超超临界发电技术是高效燃煤发电技术中重要发展方向；而循环流化床 (circulating fluidized bed, CFB) 锅炉因能够对煤炭资源进行梯级利用，并且以较低成本实现污染物排放控制，起到了对煤粉锅炉的“填平补齐”作用。超超临界发电技术、CFB 燃烧技术相互配合能够实现能源的多元利用，其流程如图 5 所示。

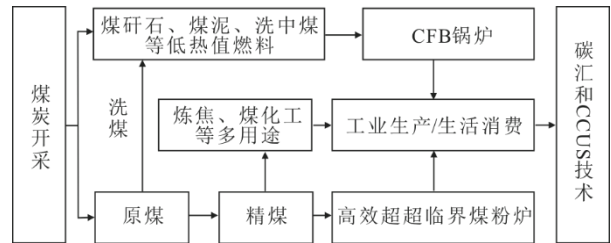


图 5 能源多元利用流程
Fig.5 Energy multi-use process

2.1 超超临界发电

不同参数机组的热效率和供电煤耗之间的对比见表 1^[6]。

表 1 不同参数机组热效率和供电标准煤耗
Tab.1 Thermal efficiency and standard coal consumption of power supply of units with different parameters

机组类型	蒸汽压力/MPa	蒸汽温度/°C	热效率/%	供电标准煤耗/(g (kW·h) ⁻¹)
亚临界	16.7	538/538	36~38	320~340
超临界	24.0	538/566	41~43	~300
超超临界	25.0~28.0	600/600	~46	~280
700 °C 超超临界	35.0	700/720 (欧盟) 730/760 (美国)	~52	~241

“700 °C”超超临界发电技术中水蒸气被加热至 700 °C，压力提高到 35 MPa 及以上，发电效率可达 50% 以上，可有效降低煤耗，减少 SO₂、NO_x、重金属等污染物排放，同时可以降低 CO₂ 的捕获成本，有助于推进 CCUS 技术的应用^[7]。但中国缺乏自主知识产权的耐高温材料技术，“700 °C”核心技术由国外主导，且该技术尚不成熟，机组主蒸汽管道镍基高温材料非常昂贵。

中国科技工作者立足国情,利用目前已经成熟的高温材料,完成了高效 600 °C 超超临界燃煤发电技术的研发和推广,即百万千瓦级超超临界二次再热技术。当前,中国已成为国际上投运 600 °C 超超临界机组最多的国家^[8]。二次再热技术可将现有超超临界发电煤耗约降低 14 g/(kW h),热耗降低 150 kJ/(kW h),厂用电率降低 0.8%,配合低氮燃烧器、烟气脱硫脱硝系统能够减少 CO₂、SO₂、NO_x 及烟尘排放量 5% 以上。超超临界二次再热机组不仅可以节约一次能源,减少温室气体排放,提高机组的经济性,而且对提高国内电力行业设计制造水平有着重要意义,为将来“700 °C”电站示范建设奠定了基础。

高效的“700 °C”燃煤发电技术研发难度大、周期长,截至目前还没有建成“700 °C”超超临界燃煤示范电站。国际上欧美、日本、印度等国相继开展“700 °C”计划。中国高温材料研究基础薄弱,电站高温材料的研究起步晚,但近年来国内“700 °C”计划也在稳步进行。按照现在煤电机组的发展速度,预计 2030 年能够实现净效率不低于 47% 的“650 °C”超超临界燃煤发电机组的工程示范;2040 年实现净效率不低于 50% 的“700 °C”超超临界燃煤发电机组的工程示范。

2.2 CFB 燃烧

CFB 锅炉炉膛内合理的物料浓度分布,是锅炉安全经济和环保运行的先决条件。中国科研人员提出的定态设计理论打破了国外 CFB 锅炉流态设计的完全经验式,选择合适的气固两相流动状态,保障了 CFB 锅炉燃烧设备运行的可靠性和环保性^[9]。

在 CFB 锅炉定态运行基础上进行流态化重构能够优化锅炉整体性能。大量工程经验表明,细颗粒显著影响锅炉的传热特性,粗颗粒的存在对炉膛内的传热特性几乎无影响^[10]。保持细颗粒存量不变,减少无效粗颗粒,降低密相区高度的流态化重构能够有效改善磨损问题,减少厂用电率。

CFB 锅炉的突出优势在于以较低成本实现污染物排放控制。2014 年 9 月,《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》提出的排烟中 SO₂ 质量浓度 ≤ 35 mg/m³ (标况下,下同)、NO_x 质量浓度 ≤ 50 mg/m³、烟尘质量浓度 ≤ 5 mg/m³,该标准是目前世界上最严格的超低排放标准^[11]。在 CFB 锅炉中,可借助石灰石实现炉内脱硫,且在钙硫比约为 2 时,脱硫率能够维持在较高水平。科技工作

者提出了超细石灰石炉内脱硫方案,可实现较低钙硫比的条件下实现 SO₂ 超低排放,相比于常规煤粉炉省去了复杂的脱硫系统;CFB 燃烧技术燃烧温度低,床层内具有还原性气氛,相比于常规煤粉炉具有天然低 NO_x 排放特性,主循环回路内物料粒径降低、循环流率增大可以降低一次风量,抑制燃料中的氮向 NO_x 原始转化,实现 NO_x 超低排放。

CFB 锅炉进入超临界时代后,中国 CFB 锅炉设计技术处于世界领先地位。截至 2020 年底,中国共有 48 台在役的超临界 CFB 锅炉,其中有 3 台 600~660 MW 级和 45 台 350 MW 级机组^[12]。CFB 的低热值燃料利用特性和低污染物排放特性决定了其在未来能源转型和实现碳中和的过渡过程中的价值和贡献。

2.3 碳汇与 CCUS

2.3.1 碳汇

碳汇根据生态系统不同,可划分为森林碳汇、草原碳汇、耕地碳汇及海洋碳汇。森林碳汇是树木通过光合作用吸收 CO₂,固定成生物量的过程,具有持久稳定、成本低、可实施性高等特点,是缓解气候变化的根本措施之一^[13-14]。习近平总书记在第七十五届联合国大会上提出“到 2030 年,森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿 m³”的目标。中国森林面积达到 2.2 亿公顷,森林覆盖率达 23%,活立木总蓄积量 190.07 亿 m³,人工造林保存面积居世界首位。2011 年以来中国的年造林面积如图 6 所示。若按每公顷森林固定 150 t CO₂ 计算,中国森林吸收了约 20% 工业排放 CO₂。

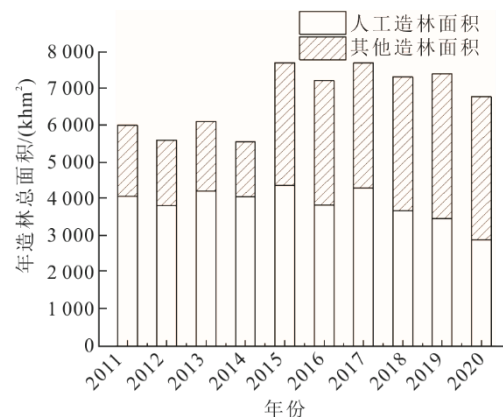


图 6 2011—2020 年造林面积变化

Fig.6 Changes of afforestation area in China from 2011 to 2020

2.3.2 CCUS 技术

CCUS 技术是把生产过程中排放的 CO₂ 进行提

纯，再投入到新的生产过程中进行循环再利用的技术，是碳捕集与封存（CCS）的升级技术。CCUS 包括 CO₂ 捕集、运输、埋存和利用，适宜在电厂全流程开展的减排技术，具体流程如图 7 所示。

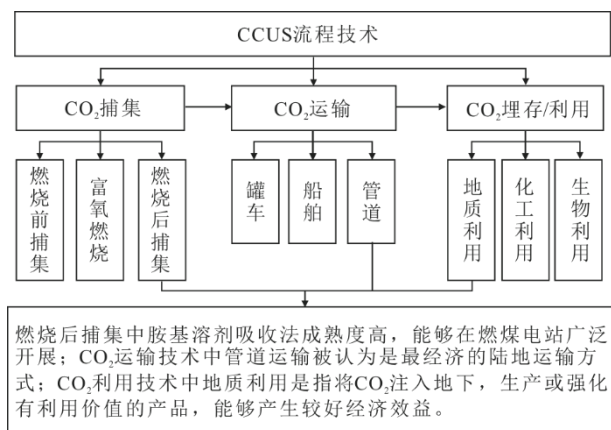


图 7 CCUS 流程技术
Fig.7 CCUS process technology

文献[15]用净现值法分析了广东省沿海某市超超临界燃煤电厂开展 CCUS 项目建设的可行性，结

果表明在当前较低的原油售价和碳交易价格下，百万吨级的 CCUS 项目仍然能够实现盈利。文献[16]采用电厂改造、场地适宜性评价、源汇匹配等企业层面的 CCUS 系统评估方法，评估了国家能源集团下属的燃煤电厂，结果表明超过 60% 的燃煤机组具有实施 CCUS 改造的基础条件，部分机组改造后的发电成本将低于现有的燃气发电和风力发电成本。

全球范围内以燃煤电厂为 CO₂ 来源的 CCUS 项目共 11 个（表 2^[15]），国内 CCUS 项目捕集能力在 1 万~15 万 t/a，远低于美国和加拿大。此外，燃烧前捕集技术中整体煤气化蒸汽燃气联合循环（integrated gasification combined cycle, IGCC）+ CCS 技术因其效率高、排放低，欧美等国相继建立示范项目，中国华能天津 IGCC 示范电站也于 2012 年正式投产；燃烧捕集技术中的富氧燃烧（oxy-fuel combustion, OFC）技术，作为最具 CO₂ 减排潜力的新型燃烧技术之一，在世界范围内共有 4 个富氧燃烧项目，其中华中科技大学规划的应城 35 MW 煤粉富氧项目被 IEA 列为国际富氧燃烧碳减排重要节点之一。

表 2 全球燃煤电厂 CCUS 项目汇总
Tab.2 Summary of CCUS projects in global coal-fired power plants

序号	项目	运行年份	捕集能力/(万 t a ⁻¹)	国家/地区	收益来源	隶属企业
1	Petra Nova Carbon Capture	2016 年	140	美国	美国 45Q 税收奖励政策；CO ₂ -EOR	美国 NRG 能源公司和日本 JX 能源公司的合资公司
2	Boundary Dam CCS	2014 年	100	加拿大	CO ₂ -EOR	SaskPower 公司
3	华能石洞口项目	2009 年	10	中国上海	销售	中国华能集团
4	中电投重庆双槐电厂项目	2010 年	1	中国重庆	自用	中电投
5	胜利油田项目	2010 年	10	中国山东东营	CO ₂ -EOR	中石化
6	连云港清洁煤能源动力系统研究设施	2012 年	3	中国江苏连云港	咸水层封存	中国华能集团
7	天津北塘电厂项目	2012 年	10	中国天津	销售	国家能源集团
8	华中科技大学 35 MW 富氧燃烧项目	2014 年	10	中国湖北应城	自用	华中科技大学
9	华能天津 IGCC 项目	2016 年	10	中国天津	咸水层封存	中国华能集团
10	神华锦界项目	2018 年	15	中国陕西榆林	咸水层封存	国家能源集团
11	华润海丰碳捕集测试平台	2019 年	2	中国广东汕尾	销售	华润电力

综上所述，超超临界发电技术、CFB 燃烧技术作为重要的洁净煤发电技术从设计层面减少了煤电机组 CO₂ 的原始排放，能够实现中国能源多元、清洁、低碳化利用，可为电力系统的稳定运行提供转动惯量，平抑大比例新能源发电并网带来的波动，保障电网系统安全。碳汇和 CCUS 技术是中国减少 CO₂ 排放的重要技术手段。随着碳税政策的实施，碳交易市场的完善，以及 CO₂ 人工合成淀粉等利用技术的突破，煤电机组配置 CCUS 技术对于推

动化石能源为主的能源结构向低碳多元供能体系转变具有非常重要的战略意义。

3 煤电机组灵活性技术

大规模、低成本储能技术的研发任重道远，适当比例的燃煤发电维持着电力系统的稳定运行。但在电力系统频繁的电力交换中，经常出现高峰供电不足、低谷输电过多的现象，燃煤发电机组因此频繁变负荷，甚至被迫启停。燃煤机组大幅度变负荷

调峰运行时,发电煤耗变化较大,不同容量超超临界机组供电标准煤耗见表3。

表3 不同容量机组供电标准煤耗
Tab.3 Standard coal consumption for power supply of various units

机组容量/MW	供电标准煤耗/(g (kW h) ⁻¹)		供电标准煤耗差值/ (g (kW h) ⁻¹)
	100% 负荷	50% 负荷	
1 000	283	304	21
600	291	322	30
300	305	338	33

《全国煤电机组改造升级实施方案》明确指出进一步提升煤电机组灵活性和调节能力。快速启停、快速爬坡和深度调峰是新型电力系统对煤电机组灵活性提出的新要求,需综合考虑汽轮机侧、锅炉侧、系统侧和储能侧,进行技术思路和解决方案研究,采用预测控制+反馈控制的方式保障煤电机组的安全性、经济性和环保性。燃煤机组灵活性技术可在保障电网安全稳定运行的前提下,使电力系统消纳更多的新能源发电^[17-18]。

3.1 机炉灵活性改造

燃料系统、燃烧系统是锅炉灵活性运行的重要制约点。采用燃烧器稳燃改造、燃料给料精细化运作、CO/H₂S 双参数燃烧管理等技术,建立基于煤质和 CO 的智能燃烧系统是锅炉灵活智能运行的重要手段。

机组负荷降低后,给水流量随之降低,机组实际运行工况严重偏离设计工况,机组的安全性、经济性和使用寿命都受到极大的影响。因此,汽轮机为适应调峰需求,也需要灵活性技术改造。其中,汽轮机低压缸零出力技术将原进入低压缸的蒸汽用于供热,实现汽轮机低压缸零出力运行,有效缓解了供热机组受低压缸冷却蒸汽流量限值和以热定电运行方式的影响,实现了热电解耦。另外,高背压循环水供热技术提高了汽轮机排汽压力和排汽温度,从而提高循环水温度,提升供暖期调峰和供热能力^[19]。

3.2 深度调峰控制

中国燃煤机组控制系统能够实现 50% 额定负荷以上连续自动控制,但机组深度调峰运行时,分布式控制系统(distributed control system, DCS)控制逻辑不足,大量设备接近极限工况运行,稳燃控制、变负荷控制、脱硝控制困难,严重影响整个系统的安全稳定运行。因此,深度调峰需要机组采取智能控制、预测控制、自适应控制等先进控制技术。

3.3 供热机组热电解耦

供热机组以热定电的运行模式严重限制了调峰能力,通过对机组进行设备改造,实现供热机组的热电解耦是解决这一问题的重要途径。储能具有灵活性调峰、调频和调相作用,利用煤耗率低的燃煤机组发电储能,替代煤耗率高的燃煤机组高峰发电,能够改善煤电高峰低谷出力状况,降低发电煤耗。供热机组加装蓄热系统,利用高温蒸汽作蓄放热介质时,蓄热模块根据参数匹配抽取或输出部分高温蒸汽,实现锅炉负荷保持不变而机组出力升高;利用水作为蓄放热介质,可实现热网的削峰填谷与热电解耦运行^[20]。供热机组加装电极锅炉,能够利用水的高热阻特性将电能转换为热能,消耗部分汽轮机发电功率以补充机组供热能力,实现热电解耦,降低机组上网功率。

4 基于煤电机组的耦合发电技术

近年来,随着燃煤发电机组参数提高、容量增大以及超低排放技术的推广应用,电厂节能减排效果明显。但受到高温材料的制约,煤电机组参数很难大幅攀升,煤电机组通过自身技术革新实现节能降耗的潜力逐渐减小。国外通过增加燃气发电比重来降低火力发电整体煤耗。而中国受到资源禀赋限制,燃气 50% 依赖进口,考虑到能源安全和中国“双碳”目标,可采用燃煤耦合多种生物质燃料发电、煤电机组分别耦合超临界 CO₂ (supercritical carbon dioxide, S-CO₂) 布雷顿循环发电和太阳能热发电等先进技术,实现电力行业快速减碳。

中国经济高速发展和城市化进程持续加快,生物质、垃圾和污泥产量不断增加,亟需进行资源化回收利用。燃煤耦合生物质、垃圾、污泥发电技术相比于其他处理技术,能够有效提高生物质、垃圾和污泥利用率,大幅减少持续增长的垃圾、污泥产量。

随着世界制造水平的提高,汽轮机和换热器技术取得了重大突破,S-CO₂ 布雷顿循环发电因其系统简单、结构紧凑、效率高,逐渐成为能源电力领域的研究热点。从近期的文献报道来看,S-CO₂ 循环最重要的研发趋势是实现与燃煤发电的耦合。S-CO₂ 循环单独用于燃煤发电的市场价值要远高于在核能、光热太阳能(CSP)、余热、地热等领域的应用。

太阳能光热发电与燃煤电站耦合发电既能降低光热发电成本,提高光电转化效率,还能降低发电煤耗。太阳能光热发电能够产生高温热能,与燃

煤电站有天然优良的接入方式，可取代部分燃煤消耗。中国西部地区有丰富的太阳能资源，太阳能与燃煤电站耦合发电具备条件。

4.1 燃煤耦合多种燃料掺烧发电

生物质、垃圾、污泥等与煤掺烧发电，利用燃煤机组高效、低污染的技术优势，得到更高的蒸汽参数和较高的燃烧效率，发电效率相比于生物质、垃圾、污泥等单独燃烧发电显著提高。适用于燃煤电站的多燃料耦合技术方案见表 4^[21-22]。

表 4 基于燃煤电站的多种燃料耦合技术方案
Tab.4 Multi-fuel coupling technical scheme for coal-fired power plant

项目	耦合方式		
	直接耦合燃烧	间接耦合燃烧	并联耦合燃烧
技术特点	将预处理后的生物质与煤直接掺混，并送至炉内燃烧	将生物质气化产生的燃气送至锅炉，与煤粉混合燃烧	生物质锅炉产生的蒸汽并入煤粉炉的蒸汽管网，共用汽轮机耦合发电
建设成本/ (美元 kW ⁻¹)	430~550	3 000~4 000	1 600~2 500
运维成本/%	2.5~3.5	5	4

欧洲得益于成熟的碳排放交易市场，是采取生物质掺烧技术最多的地区。不同电厂根据国家资源禀赋和政策条件采用的耦合技术路线有所不同。其中，英国 Drax 电厂采用生物质直接耦合燃烧技术，经改造后能够实现 100% 燃烧生物质燃料；丹麦燃煤耦合生物质某电厂采用并联耦合燃烧技术，即生物质经往复炉排锅炉燃烧产生的超临界参数蒸汽和超临界燃煤机组产生的超临界参数蒸汽混合后送入汽轮机发电；芬兰 Vaskiluoto 电厂和 Kymijarvi 电厂采用生物质气化间接耦合燃烧技术，生物质经气化炉气化后，送入炉膛实现与燃煤掺烧。

2018 年中国通过 84 个技改试点项目，其中 58 个为燃煤耦合生物质发电项目，2 个为燃煤耦合垃圾发电项目，24 个为燃煤耦合污泥发电项目。对比各类项目可知，直接耦合燃烧技术成熟度高，生物质、垃圾和污泥采用直接掺烧的方式参与燃煤机组耦合发电投资较生物质、垃圾和污泥常规发电项目低，但是由于发电量计量问题，无法获得政策支持，技改试点中大多采用间接耦合燃烧技术。

4.2 燃煤耦合 S-CO₂ 布雷顿循环发电

在与火力发电结合时，S-CO₂ 循环一般有 2 种方式（表 5^[23]），S-CO₂ 循环可以直接替代蒸汽朗肯循环与燃煤锅炉配套，在相同条件下其发电效率比超超临界蒸汽朗肯循环电厂高 5 个百分点。

表 5 S-CO₂ 循环方式对比
Tab.5 Comparison of S-CO₂ cycle

循环方式	系统组成	基本原理	透平入口 温度/℃	透平入口 压力/MPa	循环效率/%	存在问题
半封闭直接加热式	压缩机(或泵)、透平、发电机、热交换器、回热器、预冷器等	燃烧器直接用燃气燃烧将 S-CO ₂ 加热至高温，后进入透平膨胀推动发动机工作	≥1 100	≥20	≥60	材料耐热极限；CO ₂ 封存；机组灵活性
全封闭间接加热式	压缩机、泵、透平、发电机、燃烧器、回热器、冷却器、水分分离器、预冷器、空分等	S-CO ₂ 通过换热器从热源吸收热量，升温升压后进入透平做功	550	20	46	中间换热器入口和出口温度相差小；印刷电路板型回热器价格昂贵

全封闭间接加热式 S-CO₂ 循环为布雷顿循环，即 S-CO₂ 气体工质经过压缩机等熵压缩、回热器和热交换器等压吸热、透平内等熵膨胀做功以及回热器和预热器等压冷却，完成热功转换。循环过程中 CO₂ 始终保持超临界状态，不发生相变，可大幅减少压缩机耗功，极大地提升循环效率。

美国 S-CO₂ 循环研究深度和广度世界领先，国内外 S-CO₂ 循环研究现状见表 6。半闭式循环潜力大，但是燃烧压力大，透平温度高，材料耐温技术成熟度低，且中国缺乏 CO₂ 大规模封存条件，限制了 S-CO₂ 半闭式循环在国内的发展；全封闭式 S-CO₂ 循环关键设备技术成熟，但也存在中间换热器

器出入口相差小的问题，需要进一步研究。

表 6 国内外 S-CO₂ 循环研究现状
Tab.6 Research status of S-CO₂ cycle at home and abroad

公司/地区	研究内容
8 Rivers	Allam
Net Power	半封闭式 S-CO ₂ 循环天然气示范电厂
Echogen	EPS100/EPS5
美国能源局	全封闭式 S-CO ₂ 循环实验装置
日本东京工业大学	燃煤电厂全封闭式 S-CO ₂ 循环的系统设计及关键部件的初步设计
法国 EDF	提出了全封闭式 S-CO ₂ 循环用于粉煤燃烧火力发电的概念电厂
华北电力大学等国内各大院校	梳理了 S-CO ₂ 燃煤发电技术关键难题
西安热工研究院有限公司	搭建 5 MW S-CO ₂ 循环发电验证平台

与美国的技术路线有所不同,中国主要发展全封闭间接式 S-CO₂ 燃煤发电技术。文献[24]以 600 MW 机组为基础对不同燃煤 S-CO₂ 布雷顿循环系统进行建模分析,结果表明二次再热系统效果最优;文献[25]通过数值模拟得出了燃煤 S-CO₂ 布雷顿循环系统效率的影响因素;文献[26]以小型 S-CO₂ 燃煤发电系统为对象,提出一种系统运行参数-部件尺寸参数同步计算方法。由于印刷电路板型回热器十分昂贵,S-CO₂ 燃煤发电与同等参数(600 °C)的超超临界汽轮机发电机组相比经济性较低,未来在更高参数(700 °C)的超超临界机组中和富煤少水的地区会有更大的优势。

4.3 燃煤耦合太阳能热发电

太阳能与燃煤耦合发电技术是通过太阳能集热场吸收来自太阳能的热量,并将这部分热量传递给工质水或水蒸气,在合适的设备处进入锅炉,用以取代燃煤电厂部分高低压抽汽或加热给水,使汽轮机回热抽汽返回汽轮机做功,从而增加电站出力,降低煤耗和污染物排放。太阳能光热与燃煤电站耦合时,由于燃煤机组循环中工质温度变化范围大,太阳能光热系统能够与燃煤机组多方案耦合,具体方案如图 8 所示。

国内外对于光煤系统的研究大多基于热力学定律的能量分析和焓分析,建立燃煤-太阳能耦合系统,再根据热经济学分析耦合系统的性能。太阳

能与燃煤机组耦合最先由澳大利亚团队提出,国外学者在后来的研究中发现该技术在理论上能够提高发电机组的发电功率,且比纯太阳能发电系统的年发电量多 25%,其中熔盐槽式太阳能集成燃煤系统的能源利用率最高。国内研究中,文献[27]研究发现,太阳能取代高压第二段抽汽是 CO₂ 减排最为明显的方式;文献[28-29]研究发现,太阳能集热场产生蒸汽进入一号高加性能较好,并在低负荷下该集成方案能够实现锅炉宽负荷脱硝;文献[30]利用 EBSILON 和 Aspen plus 软件对配置熔盐蓄热装置的塔式太阳能与燃煤电站的耦合系统进行模拟仿真,结果显示,熔盐蓄热装置能够进一步降低机组煤耗,延长光热系统运行时间,消纳更多太阳能。国内外已有多座已建成或已启动的光煤互补项目,详见表 7。

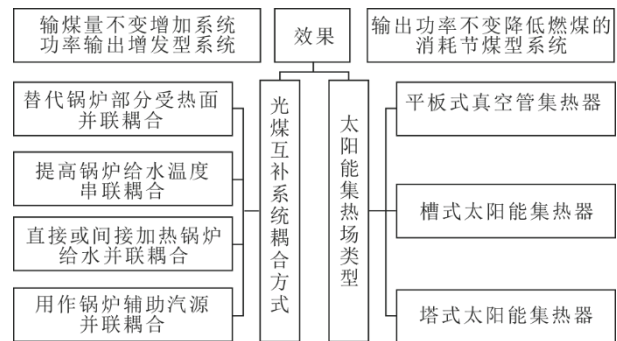


图 8 燃煤太阳能耦合方案
Fig.8 Coal-fired solar coupling scheme

表 7 国内外光煤互补项目
Tab.7 Solar coal complementary projects at home and abroad

公司/地区	研究	效果
美国 Xcel Energy 公司	利用槽式太阳能聚光集热器对一座容量为 44 MW 的燃煤电站进行改造	电厂发电效率提高 3 百分点~5 百分点, 年减少 CO ₂ 排放约 2 000 t
澳大利亚	利用聚光太阳能对 750 MW 燃煤电站 (Kogan Creek) 进行改造	原燃煤电站汽轮机出力增加约 44 MW; 每年减排 CO ₂ 达 35 600 t
美国亚利桑那州 Tucson 公司	Sundt 燃煤电站互补项目	
澳大利亚新南威尔士州麦格理电力	Liddell 燃煤电站互补项目	
中国华电集团、华北电力大学、中国科学院工程热物理研究所	筹划在内蒙古建设国内首座 10 MW 光煤互补示范电站	建成后每年可节约燃煤 11 785 t, 减排 SO ₂ 33.64 t, 减排烟尘 2.081 t, 减排 NO _x 38.31 t

5 中国燃煤高效清洁发电技术展望

分布式光伏发电在 2021 年“宜建尽建”与“应接尽接”政策驱使下,即将迎来新一轮大规模发展。除此,“新能源+储能”激励机制的落地也促进了储能技术快速发展,可在一定程度上降低新能源发电的波动性,维护新型电力系统安全。核电站、抽水

蓄能电站配合调峰,能够降低煤电机组参与调峰的频率和幅值,使之在经济负荷区间运行,可有效避免煤电深度调峰引起的高污染和高能耗问题。

“双碳”背景下电力调峰逐渐常态化,煤电机组的清洁高效发展也将迎来低碳化与灵活性发展、生物质能源化、负碳化发展 3 个阶段。

1) 煤电机组的低碳化与灵活性 低碳化是指

设计煤耗更低的先进燃煤发电机组。虽然我国新建机组发电效率已经提到了相当高的水平,但部分服役期较长的机组还有很大效率提升空间。上海高桥第三发电厂在 2013 年就实现了 276 g/(kW·h)的年平均供电标准煤耗,是全球发电效率最高、最清洁环保、单位发电煤耗最低的发电厂之一。而国家煤电示范工程安徽淮北平山电厂二期 1 350 MW 超超临界二次再热机组,其供电标准煤耗能达到 251 g/(kW·h),效率能达到 46%。灵活性是指设计和改造低负荷高效清洁发电的先进燃煤发电机组。徐州电厂 3 号机组经改造后蒸汽参数从亚临界提升为超临界,额定负荷和低负荷工况下效率均得到大幅度提升,内蒙古京能岱海电厂 4 号机组经改造后可调至 15% 额定负荷。

2) 煤电机组的生物质能源化 燃煤电厂逐渐掺烧生物质,并不断扩大生物质掺烧比例。在边际土地、荒地和退耕还林区域有计划、有目的地培育速生能源林、能源植物以满足发电能源需求,并且将大量的能源植物收购作为能源利用,能够获得较好的经济收益,通过森林抚育,形成良性循环。

3) 煤电机组的负碳化 在煤电机组的生物质能源化的基础上,进一步推广应用 CCUS 技术。电厂产生的 CO₂ 被完全捕集,作为工业原材料被循环利用。可实现碳的负排放,在碳中和背景下能够为其他产业提供 CO₂ 排放余量。

6 结论与建议

当前,中国顺应能源结构转型既是机遇,更是挑战,深入开展高效清洁发电技术相关理论和技术研究,可促进燃煤发电向高效清洁发展,考虑新型电力系统稳定性,有序推进高效清洁发电技术的替代和产业升级,确保能源转型安全。

1) “双碳”背景下,中国燃煤发电占比处于下降趋势,但中国先进高效发电技术已逐渐跻身世界前列。从经济可承担和国家安全角度出发,未来超超临界发电、CFB 燃烧、碳汇和 CCUS 为主的洁净煤发电技术将迎来新的发展。

2) 煤电机组混烧生物质和机炉灵活性改造技术是未来电力行业实现低碳和“近零”排放的重要发展方向。加装 CCUS 和储能的煤电机组发电将承担起中国发电的基本负荷,实现化石能源发电“近零”排放。

3) 基于煤电机组的耦合 S-CO₂ 布雷顿循环或太阳能热发电技术正在步入研发后期的示范阶段,将有效扩大燃煤机组节能减排幅度。

[参考文献]

- [1] 国家统计局. 中国统计年鉴[M]. 北京: 中国统计出版社, 2020: 1.
National Bureau of Statistics of China. China statistical yearbook[M]. Beijing: China Statistical Press, 2020: 1.
- [2] 中国电力企业联合会. 2020 年 1-11 月份电力工业运行简况[R/OL]. (2020-12-22) [2021-01-11]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-291651>.
China Electricity Council. Operation of Power Industry in January-November 2020[R/OL]. (2020-12-22) [2021-01-11]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-291651>.
- [3] 叶云云, 廖海燕, 王鹏, 等. 我国燃煤发电 CCS/CCUS 技术发展方向及发展路线图研究[J]. 中国工程科学, 2018, 20(3): 80-89.
YE Yunyun, LIAO Haiyan, WANG Peng, et al. Research on technology directions and roadmap of CCS/CCUS for coal-fired power generation in China[J]. Strategic Study of CAE, 2018, 20(3): 80-89.
- [4] CRIPPA M, GUIZZARDI D, MUNTEAN M, et al. Fossil CO₂ emissions of all world countries-2020 report[R]. Luxembourg: Publications Office of the European Union 2020: 10.
- [5] 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.
LIU Zhiqiang, ZHAO Yi, PAN Li. Analysis and comparison of energy saving efficiency and emission reduction efficiency of thermal power between China and foreign countries[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(3): 9-18.
- [6] 刘入维, 肖平, 钟犁, 等. 700 °C 超超临界燃煤发电技术研究现状[J]. 热力发电, 2017, 46(9): 1-7.
LIU Ruwei, XIAO Ping, ZHONG Li, et al. Research progress of advanced 700 °C ultra-supercritical coal-fired power generation technology[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(9): 1-7.
- [7] 张晓鲁. 关于加快发展我国先进超超临界燃煤发电技术的战略思考[J]. 中国工程科学, 2013, 15(4): 91-95.
ZHANG Xiaolu. Some consideration about the future development strategy of advanced ultra supercritical coal-fired power generation technology[J]. Strategic Study of CAE, 2013, 15(4): 91-95.
- [8] 高嵩, 赵洁, 黄迪南. 1 000 MW 超超临界二次再热燃煤发电技术[J]. 中国电力, 2017, 50(6): 6-11.
GAO Song, ZHAO Jie, HUANG Dinan. Double-reheat coal-fired power generation technologies for 1 000 MW ultra-supercritical units[J]. Electric Power, 2017, 50(6): 6-11.
- [9] 岳光溪, 吕俊复, 徐鹏, 等. 循环流化床燃烧发展现状及前景分析[J]. 中国电力, 2016, 49(1): 1-13.
YUE Guangxi, LYU Junfu, XU Peng, et al. The up-to-date development and future of circulating fluidized bed combustion technology[J]. Electric Power, 2016, 49(1): 1-13.
- [10] ZHANG Z, DENG L, CHE D F, et al. Updated design and operation experience of CFB boilers with energy saving process in China[J]. Frontiers in Energy, 2020, 14(1): 699-714.
- [11] 柯希玮, 蒋苓, 吕俊复, 等. 循环流化床燃烧低污染排放技术研究展望[J]. 中国工程科学, 2021, 23(3): 120-128.
KE Xiwei, JIANG Ling, LYU Junfu, et al. Prospects for the low pollutant emission control of circulating fluidized bed combustion technology[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(3): 120-128.

- [12] 姚禹歌, 黄中, 张曼, 等. 中国循环流化床燃烧技术的发展与展望[J]. 热力发电, 2021, 50(11): 13-19.
YAO Yuge, HUANG Zhong, ZHANG Man, et al. Development and prospect of circulating fluidized bed combustion technology in China[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(11): 13-19.
- [13] United Nations. Paris agreement[EB/OL]. (2017-01-10) [2021-03-10]. http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf.
- [14] 孙旭东, 张博, 彭苏萍. 我国洁净煤技术 2035 发展趋势与战略对策研究[J]. 中国工程科学, 2020, 22(3): 132-140.
SUN Xudong, ZHANG Bo, PENG Suping. Development trend and strategic countermeasures of clean coal technology in China toward 2035[J]. Strategic Study of CAE, 2020, 22(3): 132-140.
- [15] 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究[J]. 热力发电, 2021, 50(9): 18-26.
LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(9): 18-26.
- [16] 魏宁, 姜大霖, 刘胜男, 等. 国家能源集团燃煤电厂 CCUS 改造的成本竞争力分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(4): 1258-1265.
WEI Ning, JIANG Dalin, LIU Shengnan, et al. Cost competitiveness analysis of retrofitting CCUS to coal-fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(4): 1258-1265.
- [17] 郭大军, 赵增海, 张丹庆, 等. 抽水蓄能电站节煤效益分析[J]. 水力发电, 2016, 42(4): 81-85.
GUO Dajun, ZHAO Zenghai, ZHANG Danqing, et al. The coal saving benefit analysis of pumped storage power station[J]. Water Power, 2016, 42(4): 81-85.
- [18] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-9.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.
- [19] 张猛, 刘鑫屏. 350 MW 供热机组低压缸切除改造灵活性提升分析[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2019, 46(3): 73-79.
ZHANG Meng, LIU Xinping. Flexibility improvement in heating units through low-pressure cylinder excision of 350 MW heating unit[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2019, 46(3): 73-79.
- [20] 王振浩, 杨璐, 田春光, 等. 考虑风电消纳的风电-电储能-蓄热式电锅炉联合系统能量优化[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(增刊 1): 137-143.
WANG Zhenhao, YANG Lu, TIAN Chunguang, et al. Energy optimization for combined system of wind-electric energy storage-regenerative electric boiler considering wind consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(Suppl.1): 137-143.
- [21] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电[J]. 分布式能源, 2017, 2(5): 50-57.
MAO Jianxiong. Co-firing biomass with coal for power generation[J]. Distributed Energy, 2017, 2(5): 50-57.
- [22] MOULLEC Y L. Conceptual study of a high efficiency coal-fired power plant with CO₂ capture using a supercritical CO₂ Brayton cycle[J]. Energy, 2013, 49(1): 32-46.
- [23] 赵煜, 董自春, 张羽, 等. 超临界二氧化碳发电系统研究进展[J]. 热能动力工程, 2019, 34(1): 11-16.
ZHAO Yu, DONG Zichun, ZHANG Yu, et al. Research progress of supercritical carbon dioxide power generation system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2019, 34(1): 11-16.
- [24] 陈渝楠, 张纯, 蒋世希, 等. 超临界二氧化碳火力发电系统比较研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(7): 2071-2080.
CHEN Yunan, ZHANG Chun, JIANG Shixi, et al. Comparative study of supercritical carbon dioxide thermal power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(7): 2071-2080.
- [25] 吴闯, 王顺森, 王兵兵, 等. 超临界二氧化碳布雷顿循环燃煤发电系统仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(21): 6360-6366.
WU Chuang, WANG Shunsen, WANG Bingbing, et al. Simulation research on coal-fired power generation system using a supercritical carbon dioxide brayton cycle[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(21): 6360-6366.
- [26] 邓成刚, 陈宇明, 陈坤, 等. 50 MW 超临界二氧化碳燃煤电厂热经济性分析[J]. 热力发电, 2021, 50(12): 160-168.
DENG Chenggang, CHEN Yuming, CHEN Kun, et al. Thermoeconomic analysis for 50 MW supercritical carbon dioxide coal-fired power plant[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(12): 160-168.
- [27] 赵洪滨, 白云. 600 MW 燃煤电站太阳能利用集成系统性能研究[J]. 热能动力工程, 2013, 28(6): 638-643.
ZHAO Hongbin, BAI Yun. Study of the performance of a solar energy utilization integration system in a 600 MW coal-fired power plant[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2013, 28(6): 638-643.
- [28] 于静梅, 张世轩, 张福生, 等. 槽式太阳能与燃煤机组集成方案的经济性分析[J]. 煤炭转化, 2021, 44(1): 35-42.
YU Jingmei, ZHANG Shixuan, ZHANG Fusheng, et al. Economic analysis of integrated scheme of groove solar energy and coal-fired unit[J]. Coal Conversion, 2021, 44(1): 35-42.
- [29] 白杨, 曹培庆, 赵勇纲, 等. 太阳能光热与大型燃煤发电机组集成系统可行性研究[J]. 煤炭工程, 2017, 49(增刊 1): 19-23.
BAI Yang, CAO Peiqing, ZHAO Yonggang, et al. Feasibility research about uniting technology of large coal-fired with solar thermal[J]. Coal Engineering, 2017, 49(Suppl.1): 19-23.
- [30] 王惠杰, 董学会, 咎永超, 等. 熔盐储热型塔式太阳能与燃煤机组耦合方式及热力性能分析[J]. 热力发电, 2019, 48(7): 47-52.
WANG Huijie, DONG Xuehui, ZAN Yongchao, et al. Coupling method and thermal performance analysis for molten salt heat storage tower solar energy power station and thermal power unit[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(7): 47-52.

(责任编辑 杨嘉蕾)