

# 煤炭地下气化发电业态碳排放强度对比研究

李朝杰<sup>1</sup>, 张 英<sup>1</sup>, 郭茹月<sup>1</sup>, 张 航<sup>2</sup>, 裴 鹏<sup>2,\*</sup>

(1. 贵州电网有限责任公司电力科学研究院, 贵州 贵阳 550002;

2. 贵州大学 矿业学院, 贵州 贵阳 550025)

**摘要:** 火电行业作为我国乃至全球温室气体排放的主要来源,在“双碳”目标的约束下,亟须由传统模式向“高碳资源低碳化”转型。为探究煤炭地下气化(UCG)发电这一新业态的降碳潜力,基于 UCG 分布式发电耦合 CCUS 技术背景,构建了捕集 CO<sub>2</sub> 压缩回注耦合还原反应的无井式煤炭地下气化分布式发电工艺路线。通过核算与对比,系统评估了无井式 UCG-燃气机组发电、无井式 UCG-固体氧化物燃料电池(SOFC)发电、井工采煤-长途运输-燃煤发电、常规/非常规天然气开采-管道运输-发电、页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气等多种资源“采掘-发电”业态的全过程碳排放强度。敏感性分析表明,天然气与页岩气发电业态的碳排放强度最低;UCG-SOFC 发电次之;而 UCG-燃气机组发电和传统燃煤机发电的碳排放强度水平相近。进一步研究发现,通过采用 CO<sub>2</sub> 回注技术,并将合成气有效组分提升至 85% 以上(其中 H<sub>2</sub> 占比 44%),可显著降低 UCG-燃气机组发电的碳排放强度,最高减幅可达 35.27%。鉴于中国现有的能源禀赋,以及煤炭和火电作为地区支柱产业的现状,本研究为高碳资源地区的能源转型提供了重要的参考依据。

**关键词:** 煤炭地下气化; 碳排放强度; 全过程; 对比分析; 敏感性分析

中图分类号: X322

文献标识码: A

## Comparative Study on Carbon Emission Intensity of Underground Coal Gasification Power Generation

LI Chaojie<sup>1</sup>, ZHANG Ying<sup>1</sup>, GUO Ruyue<sup>1</sup>, ZHANG Hang<sup>2</sup>, PEI Peng<sup>2,\*</sup>

(1. *Electric Power Research Institute of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China;*

2. *College of Mining, Guizhou University, Guiyang 550025, China*)

**Abstract:** As the sector with the largest greenhouse gas emissions both in China and globally, thermal power generation urgently needs to transition toward "low-carbon utilization of high-carbon resources" under the "dual carbon" goals. This study explores the carbon reduction potential of the emerging industry of underground coal gasification (UCG) for power generation. Based on the context of distributed power generation using UCG coupled with carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technology, and considering the geological setting and coal seam conditions of a site in Guizhou Province, a distributed power generation route based on shaftless UCG was developed. This route integrates CO<sub>2</sub> capture, compression, reinjection, and reduction reactions. Theoretical calculations and sensitivity analyses were conducted to evaluate the full-lifecycle carbon emission intensities of various resource extraction and power generation models, including: (1) shaftless UCG-gas turbine power generation, (2) shaftless UCG-solid oxide fuel cell (SOFC) power generation, (3) underground coal mining-road/rail transport-coal-fired power generation, (4) natural gas extraction-pipeline transport-gas power generation, and (5) shale gas extraction-pipeline/LNG ship transport-gas power generation. The

收稿日期: 2025-12-25

修回日期: 2026-02-06

接受日期: 2026-02-11

DOI: 10.20078/j.eep.20260304

基金项目: 贵州省科技支撑计划资助项目(黔科合支撑[2023]一般128); 贵州电网科研计划资助项目(GZKJXM20232568)

第一作者: 李朝杰(1974—), 男, 贵州贵阳人, 高级工程师, 主要研究方向为电力环境工程。E-mail: syylecj@126.com

\*通讯作者: 裴 鹏(1982—), 男, 贵州贵阳人, 教授, 主要研究方向为二氧化碳捕集封存和利用研究工作。E-mail: ppei@gzu.edu.cn

impact of syngas composition ratios on the carbon emission intensity of UCG-based power generation was also analyzed. The results indicate that natural gas and shale gas power generation models had the lowest carbon emission intensities, followed by the UCG-SOFC model. In contrast, the UCG-gas turbine and coal-fired power generation models exhibited similar and higher carbon emission intensities. For both the shaftless UCG-gas turbine and shaftless UCG-SOFC models, syngas was converted into electricity on-site, thereby eliminating transport carbon emissions. Consequently, these models showed lower pre-power-generation carbon intensities. When CO<sub>2</sub> in the syngas was emitted directly without reinjection or utilization, the carbon emission intensities were 1.058 t CO<sub>2</sub>/(MW·h) and 0.705 t CO<sub>2</sub>/(MW·h), respectively. Under CO<sub>2</sub> reinjection and utilization scenarios, the full lifecycle carbon emission intensities were 0.87 t CO<sub>2</sub>/(MW·h) and 0.58 t CO<sub>2</sub>/(MW·h), respectively. By adopting CO<sub>2</sub> reinjection and increasing the proportion of effective components in the syngas to over 85%, with H<sub>2</sub> accounting for more than 44%, the carbon emission intensity of UCG-based power generation could be significantly reduced, achieving up to a 35.27% reduction. This study highlights the significant potential for further reducing the carbon emission intensity of UCG power generation by analyzing changes in the key factor of syngas composition. These findings provide a more comprehensive demonstration of the competitiveness of the UCG-CCUS integrated power generation model. Given China's current energy endowment and the fact that coal and thermal power are regional pillar industries, this research offers valuable references for energy sector transformation in high-carbon-resource regions.

**Keywords:** Underground coal gasification (UCG); Carbon emission intensity; Whole-process; Comparative analysis; Sensitivity analysis.

## 0 引 言

我国是全球最大的能源消费国和碳排放国,我国的 CO<sub>2</sub> 排放量约占全球总量的三分之一<sup>[1]</sup>。在全球变暖日益严峻、可持续发展理念深入人心的背景下,我国已多次明确力争于 2060 年实现“碳中和”的目标<sup>[2]</sup>。电力部门作为当前碳排放最多的领域,无疑是实现“碳中和”目标最为重要的一环。火电是我国目前最主要的电力供应来源,其中煤电占据了主导地位。2023 年,煤电装机容量约占火电的 84%,发电量约占 88%<sup>[3]</sup>。相关数据显示,我国 43.10% 的碳排放来自以煤炭为主的电力系统<sup>[4]</sup>,尽管近两年提高了可再生能源发电的占比,电力部门碳排放有所降低,但仍占全国碳排放总量的主导地位,占比达 40% 以上<sup>[5]</sup>。煤炭地下气化联合循环发电(Underground Coal Gasification Combined Cycle, UCGCC)<sup>[6]</sup>是一种集成煤气化技术和联合循环发电技术的清洁高效发电方式。与传统煤电技术相比,UCGCC 具有发电效率高、污染物排放低,CO<sub>2</sub> 捕集成本低等优势,极具发展前景<sup>[7-9]</sup>。

以贵州省为例,作为我国第五大产煤省份,其

地质条件复杂,埋深 2 000 m 以内的煤炭资源总量 2 588.55 亿吨<sup>[10-12]</sup>。然而,受煤层复杂赋存条件及现有的物理开采方法的制约,占总储量 50% 的薄煤层(1.3 m 以下)、极薄煤层(0.8 m)与急倾角煤层(>45°)资源基本被弃采<sup>[13-15]</sup>。另外,深部煤层还面临高水压、高地应力与高地温等复杂地质条件制约,开采难度极大。贵州省这种复杂的地质与赋存条件,使得传统煤炭产业(井工开采、洗选、储运、发电、固废处理)普遍存在工艺流程长、污染排放重、安全风险高、碳排放强度大等问题。因此,亟待推动煤炭产业整体转型与采煤工艺变革,从根本上转变煤炭开采与利用方式。

煤炭地下气化技术(Underground Coal Gasification, UCG)是在井下直接将煤炭转变为可利用的合成气,取消了地下的物理采煤设施和地面的气化炉。该技术占地面积小,可将目前物理采煤无法开采的极薄、极倾斜和深埋煤层的煤炭转化为清洁的气态能源或化工原料,并且还提供一条“无人化采煤”、安全且潜在低碳的煤炭利用新路径。通过将 UCG 与碳捕集、利用和封存技术(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)深度整合,可构建近零排放的先进能源系统,从而形成“无井

式 UCG-CCUS-分布式发电”新业态,实现煤炭资源从传统井工开采向原位流态化开采转变。以 UCG 技术为基础,在煤田建设多个气化发电电源点,搭建分布式能源发电微网,形成煤炭地下气化联合循环发电新业态,推动煤电传统产业技术变革。

煤电业态耦合 CCUS 技术作为推动高碳基荷电源向低碳转型的关键路径,近年来在国内外学术界与工业界均引起了广泛的研究兴趣。国际能源署(International Energy Agency, IEA)指出,截止 2025 年一季度,全球在运行的 CCUS 项目捕集能力超过 5 000 万 t<sup>[16]</sup>,到 2030 年,捕集能力预计增长至 4.3 亿 t<sup>[17]</sup>。RAIHAN<sup>[18]</sup>进行了多学科探讨的研究表明,CCUS 技术虽已相对成熟,但其经济性与工程耦合性仍是进一步推广的关键制约。张键等<sup>[19]</sup>基于我国区域资源禀赋差异,构建了系统动力学模型,揭示了区域煤电 CCUS 部署规律。研究指出,CCUS 是煤电脱碳的关键技术,但其规模化推广受制于技术成熟度与经济性。分阶段推进 CCUS 技术路线可实现减排目标,CCUS 技术完全应用可大幅降低碳排放。赵淑媛等<sup>[20]</sup>构建了仿真模型测算燃煤机组 CCUS 改造的度电成本与电力供应成本,以 660 MW 电站为研究对象,分析其经济性。研究表明 CO<sub>2</sub> 捕集成本与碳交易价格的协同作用显著影响该燃煤机组的经济性,但在合理政策情景下仍具有可行性。徐友友<sup>[21]</sup>基于超临界 CO<sub>2</sub> 物理特性的系统研究,构建了适用于 UCG 耦合封存的储盖组合特征指标体系,阐明了封存圈闭机制的地质控制要素。蔡斌等<sup>[22]</sup>构建了电力转型多目标优化模型,量化评估不同发展路径的技术经济性,验证了该模型在识别低碳转型成本方面的核心作用。傅佳欣<sup>[23]</sup>借助构建 CO<sub>2</sub> 捕集系统在燃气蒸汽联合循环机组中的耦合应用模型,对比分析了单乙醇胺(Monoethanolamine, MEA)与由 2-氨基-2-甲基-1-丙醇(AMP)和哌嗪(PZ)组成的混合 AMP-PZ 溶液捕集工艺及 4 种抽汽回热方案的热力性能,为燃气机组 CCUS 改造提供了工艺优化方向。

生命周期评价已广泛应用于发电碳排放强度的计算和核算<sup>[24]</sup>,然而多数研究仍侧重于对某一阶段(一次能源采掘或发电过程的静态分析)或局限于区域和计算方法的适配性<sup>[25-26]</sup>,对于包含了资源采掘、运输、储存和发电的全过程碳足迹计算模型仍较为缺乏<sup>[27-28]</sup>。这一局限性使得难以评

估当前发电业态的竞争力和精准支撑电力系统的低碳优化决策,也为本研究分析计算不同火电业态全过程碳排放强度提供了新切入点。

综上所述,现有研究分析了 UCG 耦合发电技术的技术可行性和经济成本,但是对于资源采掘、储运、发电等环节的全过程碳排放强度研究尚较为有限,不能全面分析 UCG-CCUS 业态的降碳潜力和竞争力。针对能源体系去中心化的技术趋势和 UCG 发电技术的特点,本研究提出了“无井式地下气化+CO<sub>2</sub> 回注+分布式发电”技术路线,地下气化炉就地利用、封存 CO<sub>2</sub>,提高碳利用效率,降低碳封存成本。本研究量化分析了无井式煤炭地下气化-燃气机组发电、无井式煤炭地下气化-固体氧化物燃料电池(Solid Oxide Fuel Cells, SOFC)发电业态全过程碳排放强度,计算和对比了地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组、天然气开采-管道运输-燃气机组、页岩气开采-管道/液化天然气(Liquefied Natural Gas, LNG)船舶运输-燃气机组等发电业态的碳排放强度;通过分析合成气组分这一关键因素的变化研究了煤炭地下气化发电进一步降低碳排放强度大潜力,更全面地展现了 UCG-CCUS 耦合发电业态的竞争能力,为降低煤炭地下气化发电项目的碳排放和资源型地区高碳资源低碳化转型的规划决策提供更科学精准的参考。

## 1 技术路线与参数

### 1.1 示范点概况

#### (1)项目背景

煤炭采掘和火力发电是贵州省的重点产业。2020 年,贵州省原煤占一次能源生产总量的 75.4%,煤炭消费占消费总量的 69.1%,远高于全国平均水平。相比之下,贵州天然气和原油基本靠外输,对外依存度高<sup>[29]</sup>。燃煤发电行业贡献了贵州省六大控排行业温室气体排放总量的 50% 左右。煤电产业较为集中的六盘水和毕节市也是贵州省 CO<sub>2</sub> 排放量最高的地区<sup>[30]</sup>。

根据《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见(国发[2022]2 号)》文件中“CCUS 示范工程,有序开展煤炭地下气化试点”的工作要求,依托“煤炭地下气化-分布式发电-微电网”气电新业态研究,结合贵州省资源禀赋特征,探索煤炭地下气化产出合成气中 CO<sub>2</sub> 捕集利用封存的 CCUS 技术<sup>[31-32]</sup>示范应用。将地下气化

产生的合成气中  $\text{CO}_2$  捕集后, 回注至地下气化炉参与还原反应提高气化效率<sup>[33-34]</sup>, 同时实现  $\text{CO}_2$  封存, 分离  $\text{CO}_2$  后的合成气则进入发电模块发电, 向临近工业园区供电。总体上, UCGCC 技术可提高煤炭采收率, 调峰能力灵活, 具有降低“采掘-运输-储存-发电”全过程碳排放强度的巨大潜力。

## (2) 地质背景

本文研究对象位于贵州省西部, 地下气化的目标煤层平均厚度为 3.86 m, 含煤系数为 0.81%, 煤层埋深 300~600 m, 地层倾角一般在  $25^\circ$  左右, 区内为贫煤。区内煤层水分 ( $M_{\text{ad}}$ ) 含量平均为

1.37%; 煤层原煤干燥基灰分 ( $A_d$ ) 含量 17.17%~38.32%, 平均为 25.66%; 煤层原煤干燥无灰基挥发分 ( $V_{\text{daf}}$ ) 含量 13.57%~22.65%, 平均为 17.10%; 煤层煤的干基固定碳为 61.10%, 为中等固定碳煤 (MFC)。试验点附近暂未发现大的断层。气化目标煤层距离下伏含水层约 300 m; 与上覆含水层距离约 140 m。总体上看, 煤层远离含水层, 地质条件相对较好, 适合煤炭地下气化开采技术。

## 1.2 工艺路线

示范点应用场景主要流程包括无井式地下气化炉构建、地下气化、净化合成气、 $\text{CO}_2$  捕集分离、 $\text{CO}_2$  压缩回注、发电等, 如图 1 所示。

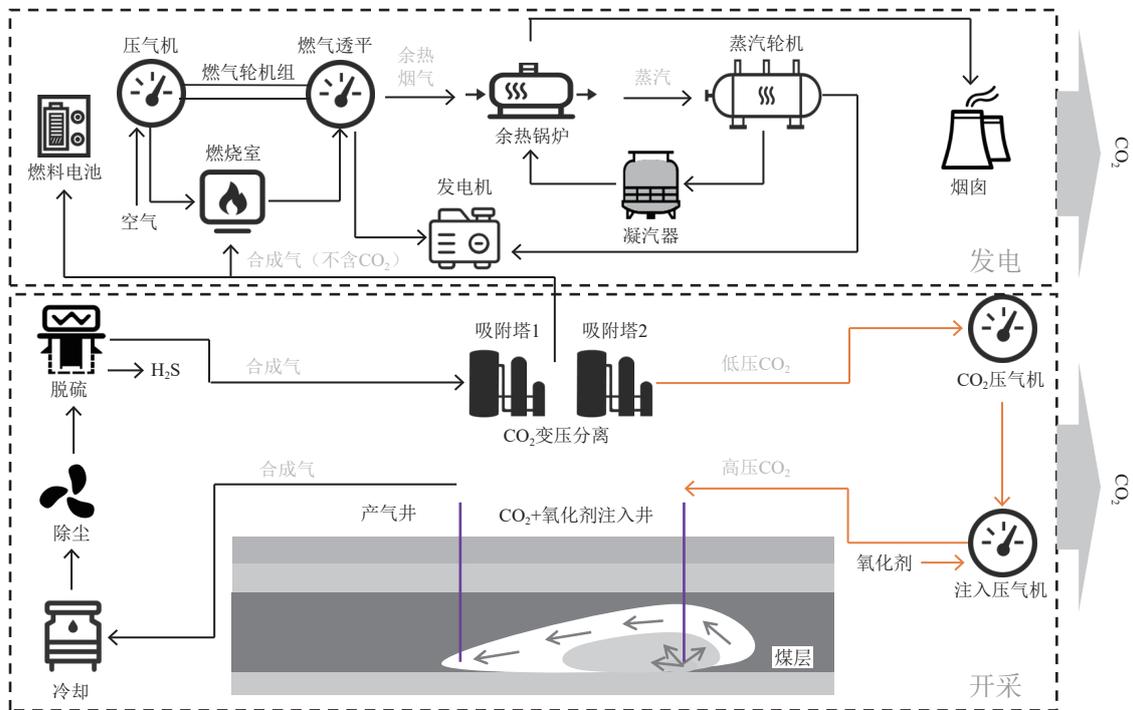


图 1 煤炭地下气化发电业态工艺流程

Fig. 1 Process flow of underground coal gasification for power generation

## (1) 无井式煤炭地下气化炉构建

结合试验区地质情况, 将气化炉设计为直井+双水平对接井, 水平段长约 450 m, 设计产气规模为 5 万  $\text{m}^3/\text{d}$ 。深部为 1 个直井, 该井作为气化炉构建的导向井, 是点火的备用井, 也是气化过程中的温度、环境监测井等。直井施工完成后, 再从右边依次施工 2 口水平井与该直井对接, 最终搭建形成气化炉。两口井水平间距约 40 m。其中 1 口井作为氧化剂注入井, 另 1 口作为合成气生产井。

## (2) 地下气化反应

地下气化总体包括热解、氧化和气化等阶段。

其中干燥与热解阶段反应温度范围  $150\sim 700\text{ }^\circ\text{C}$ ; 氧化阶段和气化阶段的温度范围  $700\sim 1\ 300\text{ }^\circ\text{C}$ 。

氧化剂(空气、富氧空气、水)注入地下气化炉与煤层发生的主要反应见表 1。其中, 氧化反应和部分氧化反应释放的热量应支持气化反应所需的热量, 由此维持整个地下气化过程的持续进行。工程实践中, 可根据下游工艺需求, 通过改变注入氧化剂配比, 来调节合成气中  $\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CH}_4$  等有效组分比例。

## (3) $\text{CO}_2$ 捕集分离

煤炭地下气化产出合成气的主要组分为  $\text{CO}$ 、 $\text{H}_2$ 、 $\text{CH}_4$  和  $\text{CO}_2$  等, 初步净化脱硫化的合成气中

表 1 地下气化过程中的反应

Table 1 Chemical reactions in the underground coal gasification (UGS) process

反应	反应热( $\Delta H$ )/(kJ·mol <sup>-1</sup> )
部分氧化反应: $C + 1/2O_2 = CO$	-123.1
氧化反应: $C + O_2 = CO_2$	-406.0
气化反应: $C + H_2O = H_2 + CO$	+118.5
水煤气转换反应: $CO + H_2O = H_2 + CO_2$	-42.3
甲烷化反应: $CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O$	-206.0
加氢气化反应: $C + 2H_2 = CH_4$	-87.5
还原反应: $C + CO_2 = 2CO$	+159.9

CO<sub>2</sub> 的占比 10%~30%。在井口对合成气进行脱硫净化处理后,再分离 CO<sub>2</sub>。

在应用场景中,地下气化过程和产出的合成气压力较高,合成气中 CO<sub>2</sub> 分压力也较高,利用这一特点,可利用变压吸附技术分离 CO<sub>2</sub>。该技术在高压环境下吸附合成气体中的 CO<sub>2</sub>,在压力降低时解吸 CO<sub>2</sub>。由于合成气中 CO<sub>2</sub> 分压力高于普通电厂烟气,节省了进入吸附塔前的压气机耗功。另外,变压吸附还具有吸附容量大、分离系数高等优点。

分离装置解吸出的 CO<sub>2</sub> 压力较低,需通过压缩工艺升压至注入压力。考虑示范点注入压力较高、CO<sub>2</sub> 流量较小,可以使用往复式压缩机升压。该技术具有成熟度高、具有易于安装和运输、结构紧凑等特点。

本场景主要技术参数估值见表 2。

表 2 合成气 CO<sub>2</sub> 相关参数估值

Table 2 Estimation parameters related to CO<sub>2</sub> in syngas

参数	数值
单个煤炭地下气化示范点合成气产气量/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	50 000
CO <sub>2</sub> 体积比/%	10~30
合成气温度/°C	600~800
合成气压力/MPa	4~6
CO <sub>2</sub> 分压力/MPa	0.8~1.2
CO <sub>2</sub> 捕集率/%	90
CO <sub>2</sub> 回注压力/MPa	6~8
示范点数量/个	20
所有示范点总装机容量/MW	62.5

#### (4) CO<sub>2</sub> 压缩回注

通过压缩机将分离后的 CO<sub>2</sub> 压缩,随后利用连续油管的多通道功能设计回输到地下循环参与还原反应或者进行封存。地下气化区内温度较高,得益于这一条件,将捕集的 CO<sub>2</sub> 回注至地下气化炉。CO<sub>2</sub> 在高温下参与还原反应,转化为 CO。该技术路径不仅有效提升了合成气中有效组分的含量与气化整体效率,更实现了 CO<sub>2</sub> 的资源化利用,从而显著降低碳排放强度。

目前,关于高浓度 CO<sub>2</sub> 地质封存技术方面的研究较多。在 CO<sub>2</sub> 驱油等已经实现落地应用技术中,CO<sub>2</sub> 会发生相态变化。已有工程实践证明,高浓度 CO<sub>2</sub> 对地下管路系统的腐蚀风险,以及地下温度压力条件改变引起 CO<sub>2</sub> 相变后对地下系统稳定运行的影响是很小的,风险可控。

#### (5) 处理后合成气发电

分离 CO<sub>2</sub> 以后,合成气中 H<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、CO 等有效组分含量提高,通过小型微型燃气涡轮发电机组(燃气机组),氢燃料电池发电、固体氧化物燃料电池(SOFC)发电等分布式发电站,将煤炭地下气化气体就地利用,形成分布式电源点。

## 2 计算路径与结果

本研究将煤炭地下气化分布式发电业态划分为“无井式煤炭地下气化-燃气机组发电”和“无井式煤炭地下气化-SOFC 发电”2 种场景,并分别计算其有无 CO<sub>2</sub> 回注情况的碳排放强度,即单位发电量的 CO<sub>2</sub> 排放量,单位为 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。为分析煤炭地下气化分布式发电业态的相对优势和对碳减排的贡献潜力,对以下 3 种发电业态全过程碳排放强度进行对比:(1)地下采煤-公路/铁路运输-燃气机组发电;(2)天然气开采-管道运输-燃气机组发电;(3)页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气机组发电。其中,前 2 种目前最为常见的碳基燃料发电业态。

### 2.1 计算路径、边界及方法

#### 2.1.1 计算路径

碳排放强度计算路径如图 2 所示,采掘及储运环节根据各发电业态工艺特性采用不同方法计算,发电环节采用统一方法计算。该计算流程也可为未来制定不同碳基燃料发电业态的全过程碳排放强度计算标准提供参考,具有一定的应用价值。

#### 2.1.2 计算边界

各业态碳排放计算的起始边界为资源开采;

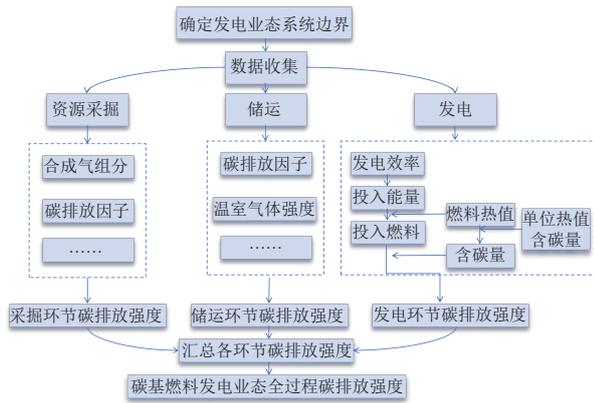


图 2 计算路径

Fig. 2 Calculation roadmap

各业态碳排放计算的终了边界是发电系统供电节点。发电业态对电网输配环节的碳排放不造成影响，因此本研究不计算电网输配环节。

“无井式煤炭地下气化-燃气机组发电”和“无井式煤炭地下气化-SFOC 发电”两个业态包含地下气化过程和发电环节。

“地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组发电”业态包含开采中甲烷逃逸、选煤、洗煤、公路/铁路运输和超临界燃煤机组发电环节。

“天然气开采-管道运输-燃气机组发电”包含钻井完井、抽采、井口处理、储存、管道输配和联合循环发电机组环节。

“页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气机组发电”业态包括水平钻井、储层改造、井口处理、管道输配、海运和储存环节。

### 2.1.3 计算方法

碳排放强度是指生产单位产品排放温室气体量。在本研究中指单位供电量所产生的温室气体排放量，计算见式(1)：

$$E = E_{\text{fd}} + E_0 \quad (1)$$

式中： $E$  为全过程碳排放强度； $E_{\text{fd}}$  为发电环节碳排放强度， $\text{t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ ； $E_0$  为其他环节碳排放强度， $\text{t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

其中，各环节的碳排放强度具体如下。

所有业态发电环节：发电环节  $\text{CO}_2$  排放量除以供电量， $\text{t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

煤炭地下开采：开采环节温室气体（主要是甲烷）逸散量除以出煤量， $\text{t CO}_2/\text{t 煤}$ ，其中甲烷逸散量需折算为当量  $\text{CO}_2$  质量。

煤炭矿后活动：单位质量煤炭在选煤、洗煤、运输、储存等过程中排放端温室气体， $\text{t CO}_2/\text{t 煤}$ 。

天然气/页岩气开采环节：开采单位体积天然气/页岩所排放的温室气体质量除以所开采气体的燃值， $\text{t CO}_2/\text{MJ}$ 。

天然气输配、储存：单位体积天然气/页岩输配和储存过程所排放的温室气体质量除以气体的燃值， $\text{t CO}_2/\text{MJ}$ 。

将以上各环节的排放强度折算为  $\text{t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ ，相加得到总的碳排放强度。

## 2.2 无井式煤炭地下气化-燃气机组发电

该业态中，通过无井式煤炭地下气化将煤层就地转换为可燃合成气，在井口分离  $\text{CO}_2$  后合成气进入燃烧模块发电，机组发电效率为 40%<sup>[6]</sup>。

本研究基于富氧空气注入条件、参考文献 [35] 的典型合成气数据（组分见表 3）<sup>[35]</sup>，作为本次气电碳排放强度计算的参考，并命名为 UCG-1。

表 3 国内某 UCG 现场试验项目(UCG-1)

合成气组分参数

Table 3 Syngas compositional parameters of the UCG-1 field pilot project in China

组分	体积比/%	热值/( $\text{kJ}\cdot\text{m}^{-3}$ )	单位热值含碳量/ ( $\text{t C}\cdot\text{GJ}^{-1}$ )
$\text{CO}$	28	12 640	
$\text{H}_2$	35	10 790	
$\text{CH}_4$	6	35 880	—
$\text{CO}_2$	10	—	
其他( $\text{N}_2$ 等)	21	—	
合成气	100	9 469	0.025

### (1) 合成气发电环节排放 $\text{CO}_2$

国内外煤炭地下气化试验中富氧条件下粗合成气的热值为  $8\sim 12 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ，经测算取  $9.469 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ，其热值为  $94.69 \text{ GJ}/10^4 \text{ m}^3$ ，发  $1 \text{ MW}\cdot\text{h}$  的电气耗约为  $950 \text{ m}^3$  合成气。气化合成气单位热值含碳量计算得  $0.025 \text{ t C}/\text{G J}$ ，则碳含量为  $2.36 \text{ t C}/10^4 \text{ m}^3$ 。

根据《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施》<sup>[36]</sup> 中其他煤气碳氧化率规定，合成气碳氧化率取 99%，则合成气发电环节碳排放强度为  $0.815 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

### (2) 气化阶段制氧设备、净化设备等排放 $\text{CO}_2$

当前，地下气化工程大型设备在运行过程中会产生一定量的  $\text{CO}_2$ ，其主要源于高能耗的变压吸附制氧过程。制  $1 \text{ m}^3 \text{ O}_2$  需用电  $0.25\sim 0.3 \text{ kW}\cdot\text{h}$ ， $1 \text{ m}^3 \text{ O}_2$  可气化  $3 \text{ m}^3$  合成气，根据 2022 年发布的《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施》，外

购电力间接碳排放因子为  $0.581 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ , 则大型制氧设备外购电力导致的碳排放强度为  $0.055 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

### (3) 合成气中分离 $\text{CO}_2$

根据上述 UCG-1 实验合成气组分数据, 合成气分离  $\text{CO}_2$  导致的碳排放强度为  $0.188 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

全过程碳排放强度计算:

① 将合成气中的  $\text{CO}_2$  进行分离并回注燃烧区再利用时的碳排放强度为  $0.870 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

② 将合成气中的  $\text{CO}_2$  直接排放大气时的碳排放强度为  $1.058 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

## 2.3 无井式煤炭地下气化-SOFC 发电

该业态中, 通过无井式煤炭地下气化计算将煤层就地转换为可燃合成气, 在井口分离  $\text{CO}_2$  后, 合成气进入燃烧模块发电, SOFC 发电效率为  $60\%$ <sup>[36]</sup>。

使用表 3 数据作为本次气电碳排放强度计算

的参考。该业态发  $1 \text{ MW}\cdot\text{h}$  电气耗约为  $634 \text{ m}^3$  合成气, 碳含量为  $2.36 \text{ t C}/10^4 \text{ m}^3$ , 合成气碳氧化率取  $99\%$ <sup>[36]</sup>, 则合成气发电环节碳排放强度为  $0.543 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

制氧电耗、气化效率和合成气中  $\text{CO}_2$  含量与微型涡轮燃气发电机组一致, 化阶段制氧设备、净化设备碳排放强度为  $0.037 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ , 直接碳排放强度为  $0.125 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

全过程碳排放强度计算:

① 将合成气中的  $\text{CO}_2$  进行分离并回注燃烧区再利用时的碳排放强度为  $0.580 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

② 将合成气中的  $\text{CO}_2$  直接排放大气时的碳排放强度为  $0.705 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

## 2.4 地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组发电

煤炭通过井工开采后, 经过洗煤选煤, 由公路及铁路运输、储存等环节, 运送至火力发电厂发电, 如图 3 所示。

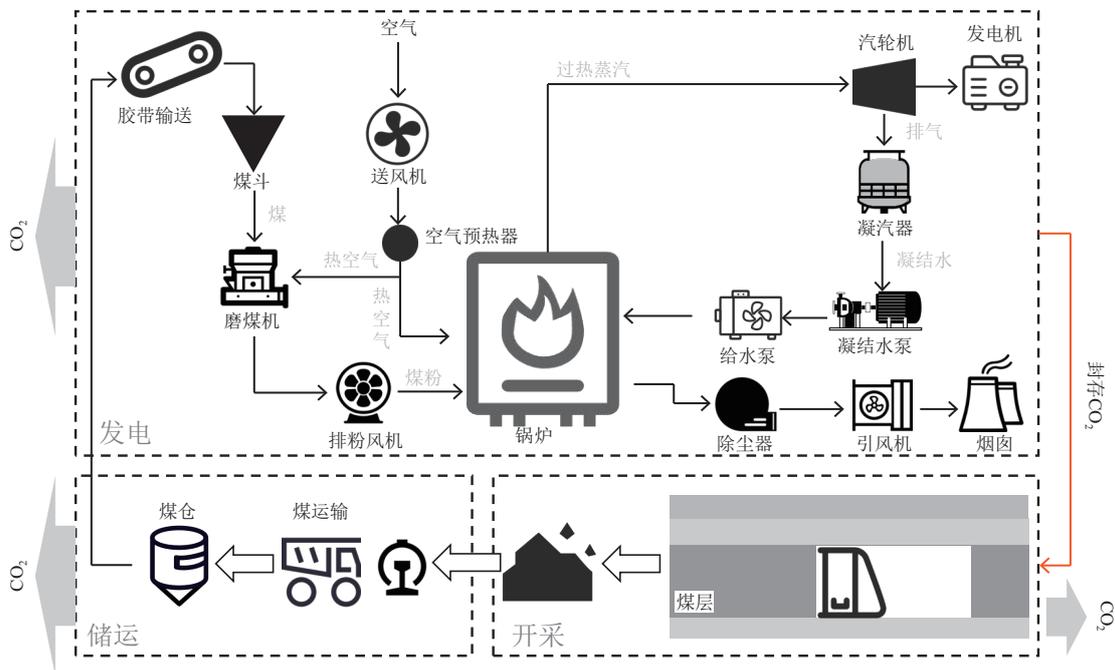


图 3 燃煤发电业态工艺流程

Fig. 3 Process flow of coal-fired power generation

该业态中主要碳排放环节包括地下采煤及矿后活动导致的甲烷逃逸排放和燃煤机组  $\text{CO}_2$  排放。

一般甲烷逃逸排放源主要有 3 类, 即井工开采过程、露天开采过程以及矿后活动。贵州省地质条件特殊, 煤炭开采只有井工开采, 非露天开采。因此贵州省煤炭开采活动和矿后活动甲烷逃

逸排放源主要包括井工开采活动和矿后活动甲烷逃逸。井工开采过程排放是指在煤炭井下采掘过程中煤层甲烷伴随着煤层开采不断涌入煤矿巷道和采掘空间并通过通风、抽气系统排放到大气中形成的甲烷排放; 矿后活动排放是指煤炭加工、运输和使用过程即煤炭的洗选、储存、运输及燃烧前的粉碎等过程中产生的甲烷排放。将计算得到

的甲烷排放量折算为 CO<sub>2</sub> 当量, 即可得碳排放量。

调研发现, 贵州省内燃煤机组发电用煤包含了省内产煤和外省调入。根据《省级温室气体编制清单》<sup>[37]</sup>、生态环境部《2021—2022 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》<sup>[38]</sup> 计算得到“地下采煤—公路/铁路运输储存—燃煤机组发电”业态全过程碳排放强度, 具体计算如下。

以无烟煤为例, 超临界发电机组热效率为 40%<sup>[6]</sup>, 无烟煤燃值(收到基低位发热量)为 18 GJ/t 煤, 单位热值含碳量取 0.025 t C/GJ, 超临界锅炉无烟煤碳氧化率取 99%<sup>[36]</sup>, 计算得到超临界燃煤发电阶段的碳排放强度为 0.817 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。

储运阶段包含在矿后活动中。煤矿开采甲烷排放因子取 8.35m<sup>3</sup>/t 煤, 高瓦斯矿矿后活动平均甲烷排放因子取 3 m<sup>3</sup>/t 煤<sup>[37]</sup>, 甲烷全球变暖潜势值取 21<sup>[39]</sup>, 计算得到地下采煤阶段排放强度为

0.058 t CO<sub>2</sub>/(MW·h), 储运阶段排放强度为 0.021 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。

由此, “地下采煤—公路/铁路运输储存—燃煤机组发电”业态全过程碳排放强度为 0.896 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。

## 2.5 天然气开采—管道运输—燃气机组发电

该业态中, 天然气储层生产的天然气在井口经脱硫、干燥等净化处理以后, 经管道输送至燃气机组发电。燃气发电机组通常采用由布雷顿循环和朗肯循环组成的联合循环。天然气进入燃气轮机燃烧发电以后产生的高温烟气再进入余热锅炉产生过热水蒸气, 最后过热水蒸气进入汽轮机做功发电, 如图 4 所示。该业态具有发电机组效率高、调峰灵活、占地面积小、天然气储运环节排放量低等特点。

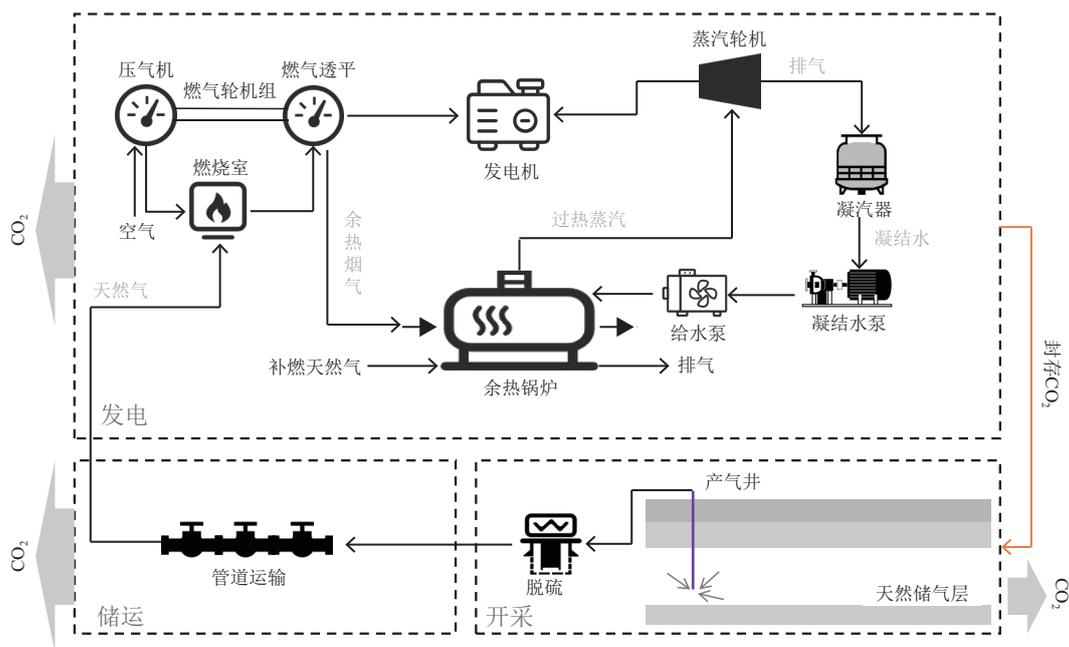


图 4 天然气发电业态工艺流程

Fig. 4 Process flow of natural gas power generation

该业态中主要碳排放源包括天然气系统甲烷逃逸排放和燃气机组 CO<sub>2</sub> 排放。

根据《省级温室气体清单编制指南》《贵州省市(州)温室气体清单编制指南》和生态环境部《2021—2022 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》中的计算方法和相关参数, 联合循环机组发电效率为 50%<sup>[6]</sup>, 取天然气燃值(低位发热量)为 389.31 GJ/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 单位热值含碳量取 0.015 3 t C/GJ, 燃气轮机燃烧室氧化率 99%<sup>[36]</sup>, 计

算得发电阶段碳排放强度为 0.403 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。

天然气系统甲烷逃逸排放是指天然气从勘探开发到消费的全过程甲烷排放。在天然气勘探、开采、管道运输及加工阶段的碳排放具体包括管道天然气的地质勘探、钻井、开采、加工和输送, 以及液化天然气的液化、运输、储存和再气化等过程。主要涉及包括勘探和开发设备、天然气生产各类井口装置、集气系统的管线加热器和脱水器、加压站、注入站、计量站和调节站、阀门等

附属设施,天然气集输、加工处理和分销使用的储气罐、处理罐、储液罐和火炬设施等。当前,我国天然气发电主要靠进口能源,由于来自俄罗斯、中亚和国内页岩气田的天然气供应份额不断增加,我国的供应能源加权平均温室气体强度预计将从2016年的  $21.7 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$  增加到2030年的  $23.3 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ <sup>[40]</sup>。本次计算取  $22 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ ,折算得到该阶段碳排放强度为  $0.079 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

由此,“天然气开采-管道运输-燃气机组发电”业态全过程碳排放强度为  $0.482 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

## 2.6 页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气机组发电

尽管我国页岩气资源丰富,且近年来大力推动其开发利用,但因技术和经济成本等因素制约,国内产量尚不足以满足需求,目前供应仍主要依赖进口,进口源以北美地区为主。如图5所示,本研究涉及的业态基于以下设定:北美页岩气经过陆上管道运输至港口,液化后由LNG船运至国内,最终通过燃气轮机组发电。

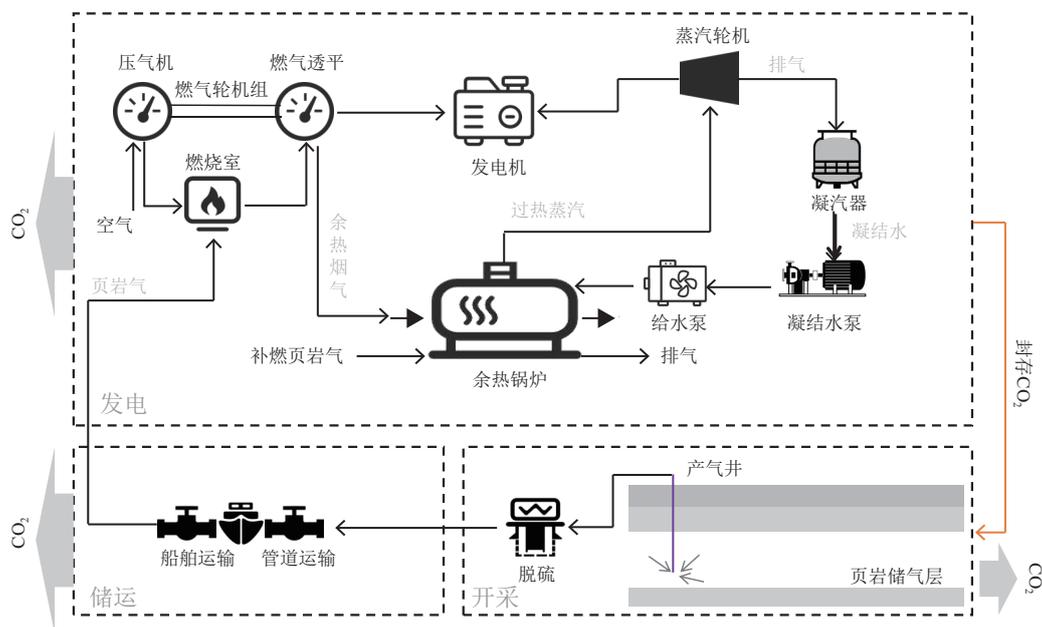


图5 页岩气发电业态工艺流程

Fig. 5 Process flow of shale gas power generation

该业态中主要碳排放源环节包括页岩气系统甲烷逃逸排放、运输环节排放和燃气机组  $\text{CO}_2$  排放。

页岩气开采采用了水平钻井技术,能耗更高,其钻井过程的碳排放强度比常规天然气多排放  $0.44 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ ;页岩气开发中水力致裂储层改造,会导致比常规天然气多排放  $0.17 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ ;完井过程中甲烷泄漏导致比常规天然气多排放  $2.26 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ 。其他的加工、管道输送、液化、储存和再气化等过程排放强度与常规天然气相同。

国际航运碳排放强度大约是  $5 \text{ g CO}_2/(\text{t}\cdot\text{km})$ 。一般天然气每千克产热  $12\,000 \text{ kcal}$ ,天然气燃值取  $50 \text{ MJ/kg}$ ,北美至我国港口较短的航运距离约为  $7\,000 \text{ km}$ ,由此计算得到航运环节的碳排放强度为  $0.7 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ 。

页岩气在开发和航运环节的碳排放强度比常

规天然气高  $3.57 \text{ g CO}_2/\text{MJ}$ ,折算至整个业态中排放强度增加了  $0.013 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ ,达到了  $0.092 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。发电环节排放强度与常规天然气发电一致,为  $0.403 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

综上,“页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气机组发电”业态全过程碳排放强度为  $0.495 \text{ t CO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

表4汇总了各业态全过程碳排放强度。在相同机组发电时,有  $\text{CO}_2$  回注的碳排放强度低于无  $\text{CO}_2$  回注,可以看出  $\text{CO}_2$  回注可有效减少系统碳排放强度。

## 3 讨论及敏感性分析

### 3.1 排放量对比

计算得到的各发电业态全过程碳排放强度如图6所示。结果显示,天然气开采-管道运输-燃

表 4 各发电业态全过程碳排放强度汇总表

Table 4 Summary of whole-process carbon emission intensities for different power generation modes

发电业态	业态缩写	碳排放强度/(t CO <sub>2</sub> ·(MW·h) <sup>-1</sup> )
无井式煤炭地下气化-燃气机组发电(CO <sub>2</sub> 回注)	W-R(回)	0.870
无井式煤炭地下气化-燃气机组发电(无CO <sub>2</sub> 回注)	W-R	1.058
井式煤炭地下气化- SOFC发电(CO <sub>2</sub> 回注)	W-S(回)	0.580
井式煤炭地下气化- SOFC发电(无CO <sub>2</sub> 回注)	W-S	0.705
地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组发电	D-G/T-R	0.896
天然气开采-管道运输-燃气机组发电	T-G-R	0.482
页岩气开采-管道/LNG船舶运输-燃气机组发电	Y-G/L-R	0.495

气机组发电碳排放强度最低,而无井式煤炭地下气化-燃气机组发电(无CO<sub>2</sub>回注)碳排放强度最高。与传统火电业态相比,在同等发电效率(40%)下,煤炭地下气化发电业态全过程碳排放强度高出传统火电业态 18.08%,捕集CO<sub>2</sub>回注地下气化炉后,排放强度降低 2.9%。根据合成气特性采用更高效的发电工艺,将发电效率提高至 60%后,排放量进一步减少,降低了 21.32%,且当CO<sub>2</sub>回注后,碳排放强度降幅高达 35.27%,碳减排潜力优势明显。

统火电业态和煤炭地下气化发电业态的碳排放强度相差无几。然而,后者的全过程碳排放强度高出传统火电业态,主要原因在于其气化合成气中含有相当比例的CO<sub>2</sub>。若直接排放,这部分CO<sub>2</sub>贡献了全过程排放强度的 17.77%,从而拉高了整体水平;CO<sub>2</sub>捕集回注利用后,则其排放强度略低于火电业态。进一步地,当发电效率提高至 60%后,气化设施排放强度降至 0.037 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),降幅达到 53.16%;发电环节排放强度同步降低 0.274 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),降幅 33.54%。在此基础上,若耦合CO<sub>2</sub>回注后,煤炭地下气化发电业态的整体碳排放强度将显著低于火电业态。

与天然气、页岩气等清洁能源发电业态相比,煤炭地下气化发电业态虽然整体排放强度仍存在差距,但其在资源适配性和区域能源安全方面具有独特价值。贵州省依赖外部气源供应,长距离运输不仅产生额外的碳排放,且受限于贵州喀斯特地貌的复杂地形(山地占比 93%),输气设施建设成本与风险显著增加。煤炭地下气化能够有效规避这一问题。

近年来,随着国际市场上页岩气供给大量增加,天然气发电技术路线以及低价、灵活的特点许多国家得到了广泛应用,装机容量在全球电力市场中的占比稳步提高。然而,在国际天然气和页岩气市场存在较大波动风险的情况下,过度依赖外部的天然气和页岩气供应,可能会影响我国能源安全。相比之下,UCGCC可以充分利用贵州省丰富的煤炭资源,将原本难以开采的深部煤炭资源或传统开采方式经济效益不佳的煤炭资源高效转化为可利用能源,减少对外部能源的依赖,在一定程度上保障了区域能源安全,增强自身能源供应的自主性和稳定性。

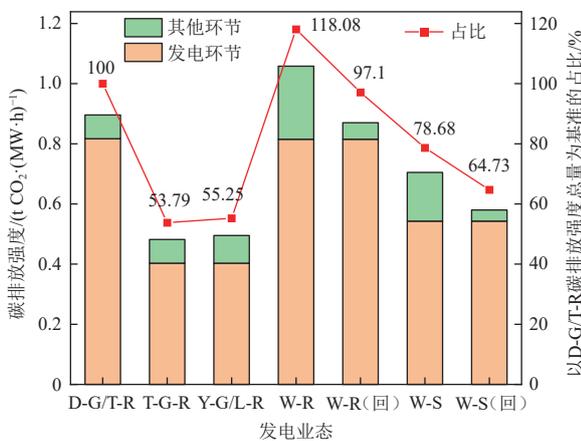


图 6 不同发电业态排放强度对比

Fig. 6 Comparison of emission intensities for different power generation modes

传统火电业态中煤炭采掘环节排放强度为 0.058 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),矿后活动运输环节排放强度为 0.021 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),共计 0.079 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。在同等发电效率下,煤炭地下气化发电业态采掘环节碳排放主要集中在气化设施上,排放强度为 0.055 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。合成气就地发电利用,没有运输环节,发电前环节排放强度降低了 0.024 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),降幅为 30.38%。在发电环节上,传

尽管 UCGCC 整体碳排放强度仍需进一步优化,但其“资源-技术-区位”的深度耦合特征,可为贵州这类煤炭资源富集但清洁能源禀赋不足的地区提供其他可行的低碳方案,同时保障能源结构转型期的电网稳定性与工业用能需求。

### 3.2 竞争力敏感性分析

相较于整体煤气化(IGCC)联合循环,煤炭地下气化所产生的合成气组分受煤质、地质条件及工艺条件等多因素影响,存在显著的不稳定性,不同试验的结果差异较大。由于合成气的组分直接决定其热值与单位热值含碳量,并最终影响全链条的碳排放强度。因此,对煤炭地下气化产出合成气不同组分占比开展碳排放强度敏感性分析,对于客观评估煤炭地下气化-燃气机组发电技术的竞争力至关重要。

在查阅国内外文献资料和 UCG 现场试验项目基础上,本研究选取 3 组不同组分占比的合成气进行测算,鉴于其中部分项目数据暂未公开,分

别命名为 UCG-2、UCG-3 和 UCG-4(表 5)。

表 5 3 组代表性 UCG 现场试验合成气组分参数  
Table 5 Syngas composition and parameters of three representative UCG field tests

组分	UCG-2 <sup>[41]</sup>	UCG-3 (国内某项目)	UCG-4 (国内某项目)
CO/%	24.5	30.0	20.0
H <sub>2</sub> /%	44.5	31.0	27
CH <sub>4</sub> /%	16.2	4.0	3.0
CO <sub>2</sub> /%	10.0	29.0	26.0
N <sub>2</sub> 等惰性气体/%	4.8	6.0	24.0
热值/(kJ·m <sup>-3</sup> )	13 710.91	8 527.10	6 517.70
单位热值含碳量/ (t C·GJ <sup>-1</sup> )	0.02	0.039	0.041

按发电效率 40% 计算发电环节、气化环节和分离排放的碳排放强度,结果如图 7 所示。

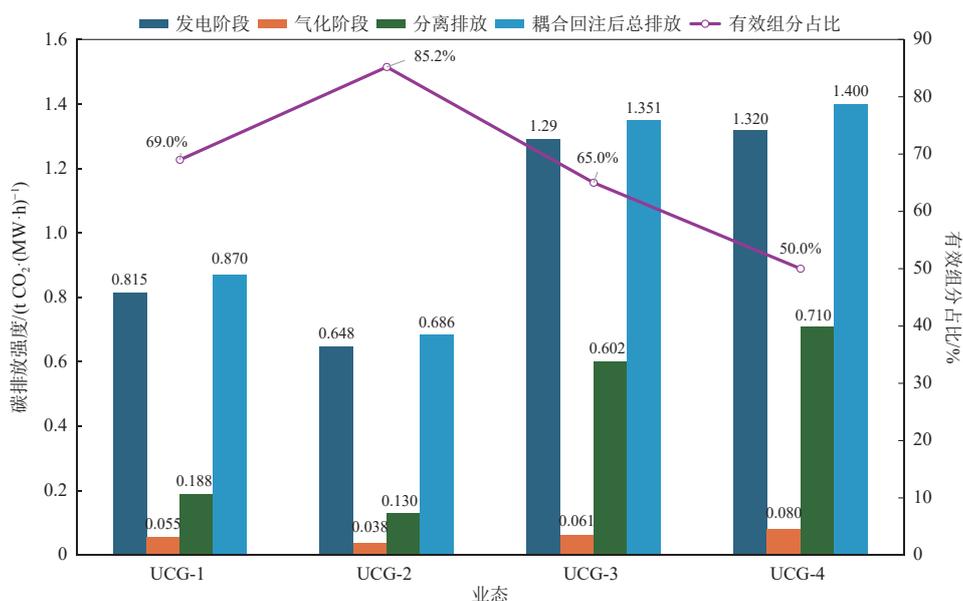


图 7 UCGCC 业态不同组分占比碳排放强度计算结果

Fig. 7 Calculated carbon emission intensities for the UCGCC mode based on different component proportions

相较于 UCG-1, UCG-4 有效组分 (CO+H<sub>2</sub>+CH<sub>4</sub>) 比例降低了 19.0%, CO<sub>2</sub> 和惰性气体 (N<sub>2</sub> 等) 的占比增高,导致合成气热值降低,单位热值含碳量升高,进而使各个环节碳排放强度提高,耦合 CO<sub>2</sub> 回注后的全流程碳排放强度高 0.53 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。UCG-3 合成气中除 CO<sub>2</sub> 占比增加了 19%,其他有效组分占比改变不大,但在 CO<sub>2</sub> 分离直接排放环节碳排放强度高 0.414 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),再加上合成气中 CO 增多,使得合成气碳元素含

量升高,发电和气化环节碳排放强度都增加,耦合 CO<sub>2</sub> 回注后的全流程碳排放强度高 0.481 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。UCG-2 合成气中 CO<sub>2</sub> 含量保持不变,大幅减少了惰性气体,使有效组分大幅增加,达到了 85% 以上,其中主要是 H<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 的增加,产生出高热值、低单位热值含碳量的合成气,在各个环节的排放量都普遍降低。当耦合 CO<sub>2</sub> 回注技术后,其全流程碳排放强度降低了 0.184 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。最终,UCG-2 的碳排放强度为传统“地下采煤-公

路/铁路运输储存-燃煤机组发电”业态全过程碳排放强度的 76.56%。

因此,降低 UCGCC 业态碳排放强度的关键,在于通过改善气化工艺来优化合成气组分。其核心目标是提高合成气热值并降低单位热值含碳,即大幅提高有效组分比例,以削弱 CO<sub>2</sub> 和惰性气体的稀释效应。UCG-2 的计算结果印证了此路径的潜力:当合成气中 CO<sub>2</sub> 占比维持在 10% 左右,而有效组分占比提升 85% 以上,其中 H<sub>2</sub> 占比 44% 以上,碳减排贡献显著。在此基础上,若能进一步提高发电效率,该技术相比天然气等清洁能源也将具备竞争力。

## 4 结 论

本研究基于贵州省探索实施煤炭地下气化分布式发电耦合 CCUS 示范工程背景,构建了结合捕集 CO<sub>2</sub> 压缩回注参与还原反应以提高气化效率的无井式煤炭地下气化分布式发电工艺路线,计算了其全过程碳排放强度,对比分析了 4 种发电业态的碳排放强度,得出以下结论。

(1)无井式煤炭地下气化-燃气机组发电与无井式煤炭地下气化-SOFC 发电在 CO<sub>2</sub> 回注利用场景的全过程碳排放强度分别为 0.870 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)、0.580 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。燃气机组与 SOFC 发电机组热效率的不同是导致排放量差异的主要原因。若合成气中的 CO<sub>2</sub> 不参与回注利用直接排放的碳排放强度分别为 1.058 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)、0.705 t CO<sub>2</sub>/(MW·h)。这说明提高发电效率是改善发电业态碳排放效果的重要动因。

(2)无井式煤炭地下气化-燃气机组、无井式煤炭地下气化-SOFC、地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组、天然气开采-管道运输-燃气机组和页岩气开采-管道/LNG 船舶运输-燃气机组 5 种发电业态全过程碳排放强度均集中在发电阶段,其中燃煤发电最高,达到了 0.817 t CO<sub>2</sub>/(MW·h),证实了传统发电业态是高 CO<sub>2</sub> 排放源的属性。5 种发电业态中,页岩气发电的碳排放强度较高,主要原因在于页岩气开采工艺、使用设备、运输方式及距离上会产生较高的碳排放。

(3)以地下采煤-公路/铁路运输储存-燃煤机组发电业态全过程碳排放强度为基准值,对比其他几种发电业态,天然气、页岩气这 2 种清洁能源发电业态占比最低。煤炭地下气化发电业态无运输环节,在发电前环节具有较低的碳排放强度。

通过耦合 CCUS 并提高发电效率将显著降低煤炭地下气化发电业态全过程碳排放强度。

(4)进一步降低 UCGCC 业态碳排放强度的关键在于提高有效组分比例,产出合成气有效组分在 85% 以上,其中 H<sub>2</sub> 占比 44% 以上将会有较高的碳减排贡献潜力。

然而,由于燃料(煤炭、天然气、页岩气等)的热值具有波动性,部分参数无法准确设置,只能选取代表性数据,存在一定的结果偏差。

基于本研究对比分析结果,对贵州省等煤炭资源丰富地区的能源系统低碳转型,形成以下启示:面对我国“缺油、少气、多煤”一次能源赋存现状,以及煤炭和火电工业作为地方支柱产业的实际情况,通过“高碳资源低碳化”的技术路径实现煤炭绿色高效开采利用是保证能源供应和实现“双碳”目标的重要支撑。具体而言,应重点鼓励煤炭地下气化与高效发电(如 SOFC)耦合、并整合 CO<sub>2</sub> 回注技术的新型分布式能源业态,通过试点、示范、推广等阶段化路径,逐步实现战略转型。为此,需建立基于全生命周期碳排放的评价与激励机制,依托示范项目、碳市场配套和差异化扶持,充分体现煤炭地下气化发电业态的低碳价值,推动其规模化应用。此路径不仅为贵州省,亦可为其他类似资源型地区的能源产业绿色转型提供切实参考。

## 参考文献 (References) :

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R]. Paris: IEA Publications, 2022.
- [2] 谢和平, 任世华, 谢亚辰, 等. 碳中和目标下煤炭行业发展机遇 [J]. 煤炭学报, 2021, 46(7): 2197-2211.  
XIE Heping, REN Shihua, XIE Yachen, et al. Development opportunities of the coal industry towards the goal of carbon neutrality[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(7): 2197-2211.
- [3] 张颜, 杨凯, 岳昊, 等. 构建新型电力系统背景下火电容量与电量脱钩态势研究 [J]. 煤炭经济研究, 2024, 44(8): 12-24.  
ZHANG Yan, YANG Kai, YUE Hao, et al. Research on the decoupling trend of thermal power capacity and electricity under the background of building a new power system[J]. Coal Economic Research, 2024, 44(8): 12-24.
- [4] 王修贵. 基于降碳减污协同的电力行业发电端转型研究 [D]. 北京: 北京科技大学, 2024: 1-2.  
WANG Xiugui. Research on the transformation of the power generation sector in the electricity industry based on the

- synergy of carbon reduction and pollution reduction[D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2024: 1–2.
- [5] 胡玉杰, 王彬力. “双碳”背景下区域隐含碳排放及其产业关联——以贵州省电力行业为例 [J]. *北京理工大学学报(社会科学版)*, 2025, 27(1): 88–102.  
HU Yujie, WANG Binli. Research on regional embodied carbon emissions and the industrial correlation under the background of dual-carbon goal—a case study of the power industry in Guizhou Province[J]. *Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition)*, 2025, 27(1): 88–102.
- [6] PEI Peng, BARSE K, NASAH J. Competitiveness and cost sensitivity study of underground coal gasification combined cycle using lignite[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(3): 2111–2118.
- [7] 贺盛. 煤炭地下气化发电技术经济分析 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2015: 23–25.  
HE Sheng. UCG generation technical and economic analysis[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2015: 23–25.
- [8] 王建华, 王作棠, 陈文泽, 等. 煤炭地下气化发电技术分析 [J]. *煤炭技术*, 2017, 36(2): 289–291.  
WANG Jianhua, WANG Zuotang, CHEN Wenze, et al. Analysis of underground coal gasification power generation technology[J]. *Coal Technology*, 2017, 36(2): 289–291.
- [9] KREYNIN E V. Production of synthetic hydrocarbons from coal through its underground gasification[J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2013, 23(2): 279–285.
- [10] 唐显贵. 贵州省煤炭资源赋存规律 [J]. *煤田地质与勘探*, 2012, 40(5): 1–5.  
TANG Xiangui. Occurrence regularities of coal resources in Guizhou Province[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2012, 40(5): 1–5.
- [11] 张俊文, 宋治祥, 刘金亮, 等. 煤矿深部开采冲击地压灾害结构调控技术架构 [J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(2): 27–36.  
ZHANG Junwen, SONG Zhixiang, LIU Jinliang, et al. Architecture of structural regulation technology for rock burst disaster in deep mining of coal mine[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(2): 27–36.
- [12] 唐显贵, 张伟, 孔维敏. 贵州省煤炭资源现状及其潜力评价 [J]. *中国煤炭*, 2013, 39(10): 27–30.  
TANG Xiangui, ZHANG Wei, KONG Weimin. Present situation and potential evaluation of coal resource in Guizhou Province[J]. *China Coal*, 2013, 39(10): 27–30.
- [13] 谢和平, 周宏伟, 薛东杰, 等. 煤炭深部开采与极限开采深度的研究与思考 [J]. *煤炭学报*, 2012, 37(4): 535–542.  
XIE Heping, ZHOU Hongwei, XUE Dongjie, et al. Research and consideration on deep coal mining and critical mining depth[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(4): 535–542.
- [14] 易同生. 贵州省煤炭资源勘查与开发的现状、问题与对策 [J]. *中国煤炭*, 2010, 36(6): 32–36+48.  
YI Tongsheng. Status-quo and issues of exploration and development of coal resources in Guizhou Province and solutions[J]. *China Coal*, 2010, 36(6): 32–36+48.
- [15] 陈捷, 胡海洋, 娄毅, 等. 贵州省低渗透煤层水力增渗模拟及地面抽采试验——以山脚树矿 YP-7 井为例 [J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(S2): 60–70.  
CHEN Jie, HU Haiyang, LOU Yi, et al. Surface permeability improvement and gas control extraction test of low permeability thin coal seam in Guizhou Province—Taking the YP-7 well of Shanjiaoshu Mine as an example[J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(S2): 60–70.
- [16] International Energy Agency. CCUS Projects Database [EB/OL]. (2025-04-20) [2025-10-20]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>.
- [17] International Energy Agency. CCUS projects around the world are reaching new milestones[EB/OL]. (2025-04-30) [2025-10-20]. <https://www.iea.org/commentaries/ccus-projects-around-the-world-are-reaching-new-milestones>.
- [18] RAIHAN A. Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) in the context of earth energy systems: A multidisciplinary review[J]. *Geoscience Frontiers*, 2025, 16(6): 102177.
- [19] 张健, 赵云鹏, 王耀, 等. 区域视角下我国煤电 CCUS 部署路径研究 [J]. *煤炭经济研究*, 2025, 45(1): 84–94.  
ZHANG Jian, ZHAO Yunpeng, WANG Yao, et al. Research on the deployment path of coal-fired power CCUS in China from a regional perspective[J]. *Coal Economic Research*, 2025, 45(1): 84–94.
- [20] 赵淑媛, 袁鑫, 刘骏, 等. CCUS 应用下 660 MW 燃煤电站度电成本与电力供应成本分析 [J]. *动力工程学报*, 2024, 44(4): 547–556+574.  
ZHAO Shuyuan, YUAN Xin, LIU Jun, et al. Analysis of leveled cost of energy and cost of electricity supply for 660 MW coal-fired power station under CCUS application[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2024, 44(4): 547–556+574.
- [21] 徐友友. 煤炭地下气化耦合二氧化碳封存围岩变形与裂隙发育模拟研究 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020: 65–66.  
XU Youyou. Surrounding rock deformation and fracture developing numerical simulation study for underground coal gasification coupling carbon dioxide storage[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020: 65–66.
- [22] 蔡斌, 秦恺承, 杨明煜, 等. 考虑煤电 CCUS 规模化发展的电力转型路径优化 [J]. *洁净煤技术*, 2025, 31(7): 1–10.  
CAI Bin, QIN Kaicheng, YANG Mingyu, et al. Optimization of the power transition pathway considering the large-scale development of coal power with CCUS[J]. *Clean Coal*

- Technology*, 2025, 31(7): 1–10.
- [23] 傅佳欣. 燃烧后碳捕集与燃气蒸汽联合循环耦合特性研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2021: 26–28.  
FU Jiaxin. The performance analysis of the integration of natural gas combined cycle with CO<sub>2</sub> capture process after combustion[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021: 26–28.
- [24] TURCONI R, BOLDRIN A, ASTRUP T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 28: 555–565.
- [25] 郭义强, 郑景云, 葛全胜. 一次能源消费导致的二氧化碳排放量变化 [J]. *地理研究*, 2010, 29(6): 1027–1036.  
GUO Yiqiang, ZHENG Jingyun, GE Quansheng. Study on the primary energy-related carbon dioxide emissions in China[J]. *Geographical Research*, 2010, 29(6): 1027–1036.
- [26] 王长波, 张力小, 庞明月. 生命周期评价方法研究综述——兼论混合生命周期评价的发展与应用 [J]. *自然资源学报*, 2015, 30(7): 1232–1242.  
WANG Changbo, ZHANG Lixiao, PANG Mingyue. A review on hybrid life cycle assessment: Development and application[J]. *Journal of Natural Resources*, 2015, 30(7): 1232–1242.
- [27] DENG Ruiyang, PROCHÁZKA O, KILCHERT S. Life cycle assessment of future electricity and hydrogen systems: Implications for low-carbon transport[J]. *Cleaner Environmental Systems*, 2025, 19: 100349.
- [28] AL-KUWARI A, KUCUKVAR M, ONAT N C, et al. Life cycle sustainability assessment of electricity production technologies: A structured review and future research perspectives[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2025, 62: 101939.
- [29] 衡献伟, 李青松, 付金磊, 等. 贵州煤炭工业科技创新进展及“十四五”时期发展方向 [J]. *中国煤炭*, 2021, 47(5): 13–19.  
HENG Xianwei, LI Qingsong, FU Jinlei, et al. The technological innovation progress and development direction of the 14th Five-Year Plan period in Guizhou coal industry[J]. *China Coal*, 2021, 47(5): 13–19.
- [30] 宋晓波, 刘文义, 甄选. 新时代贵州省能源工业高质量发展模式研究 [J]. *中国煤炭*, 2022, 48(9): 38–43.  
SONG Xiaobo, LIU Wenyi, ZHEN Xuan. Research on the high-quality development mode of energy industry in Guizhou Province in the new era[J]. *China Coal*, 2022, 48(9): 38–43.
- [31] 陈浮, 于昊辰, 卞正富, 等. 碳中和愿景下煤炭行业发展的危机与应对 [J]. *煤炭学报*, 2021, 46(6): 1808–1820.  
CHEN Fu, YU Haochen, BIAN Zhengfu, et al. How to handle the crisis of coal industry in China under the vision of carbon neutrality[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(6): 1808–1820.
- [32] ZHANG Zhien, WANG Tao, BLUNT M J, et al. Advances in carbon capture, utilization and storage[J]. *Applied Energy*, 2020, 278: 115627.
- [33] 田巍. 低渗油藏 CO<sub>2</sub> 驱产出气回注可行性研究 [J]. *河南科学*, 2020, 38(5): 797–802.  
TIAN Wei. Feasibility study on reinjection of produced gas from CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs[J]. *Henan Science*, 2020, 38(5): 797–802.
- [34] 秦勇, 易同生, 周永锋, 等. 煤炭地下气化碳减排技术研究进展与未来探索 [J]. *煤炭学报*, 2024, 49(1): 495–512.  
QIN Yong, YI Tongsheng, ZHOU Yongfeng, et al. Research progress and future study of carbon emission reduction for UCG[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 495–512.
- [35] 吴蒙, 秦云虎, 李国璋, 等. 煤炭地下气化影响因素及评价方法研究进展 [J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(8): 259–269.  
WU Meng, QIN Yunhu, LI Guozhang, et al. Research progress on influencing factors and evaluation methods of underground coal gasification[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(8): 259–269.
- [36] 中华人民共和国生态环境部. 企业温室气体排放核算与报告指南发电设施 [EB/OL]. (2022-12-11)[2025-10-20]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202212/t20221221\\_1008430.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202212/t20221221_1008430.html).  
Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. Guidelines for Greenhouse Gas Emission Accounting and Reporting for Power Generation Facilities [EB/OL]. (2022-12-11)[2025-10-20]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202212/t20221221\\_1008430.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202212/t20221221_1008430.html).
- [37] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 省级温室气体清单编制指南(试行) [EB/OL]. (2022-03-19)[2025-10-20]. [https://www.ncsc.org.cn:10443/SY/tjkyhg/202003/t20200319\\_769763.shtml](https://www.ncsc.org.cn:10443/SY/tjkyhg/202003/t20200319_769763.shtml).  
National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation (NCSC). Guidelines for the Compilation of Provincial Greenhouse Gas Inventories (Trial). [EB/OL]. (2022-03-19)[2025-10-20]. [https://www.ncsc.org.cn:10443/SY/tjkyhg/202003/t20200319\\_769763.shtml](https://www.ncsc.org.cn:10443/SY/tjkyhg/202003/t20200319_769763.shtml).
- [38] 中华人民共和国生态环境部. 2021—2022 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案 [EB/OL]. (2023-03-13)[2025-10-20]. [https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202303/t20230316\\_1019719.shtml](https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202303/t20230316_1019719.shtml).  
Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. Implementation Plan for the Setting and Allocation of the National Carbon Emission Trading Allowance Quota for 2021–2022 [EB/OL]. (2023-03-13)[2025-10-20]. [https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202303/t20230316\\_1019719.shtml](https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202303/t20230316_1019719.shtml).
- [39] IPCC. Climate Change 1992: The supplementary report to the IPCC Scientific assessment[M]. New York: Cambridge University Press. 1992.
- [40] GAN Yu, EL HOUEIRI H M, BADAHDAH A, et al. Carbon footprint of global natural gas supplies to China[J]. *Nature Communications*, 2020, 11: 824.