DOI: 10.19666/j.rlfd.202506114

煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂的碳排放核算与分析

张世豪，赵 悦，李小姗，邬 凡，罗 聪，张立麒
（华中科技大学能源与动力工程学院，湖北 武汉 430074）

［摘 要］【目的】煤掺烧生物质耦合碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）技术具有负碳排放潜力，是实现煤电低碳化改造的重要路径之一，本文旨在进一步探究该技术在企业尺度下规模化应用的碳减排潜力。【方法】从企业层面建立碳核算体系，以某 350 MW 煤掺烧生物质耦合 CCS 技术的电厂为研究对象，基于“燃烧端-CCS 端”全流程，开展燃烧过程、脱硫过程、间接排放的碳核算模型优化。综合多源排放碳流分析，定量评估生物质种类、掺烧比例和碳捕集效率等因素对碳排放的影响。【结果】结果表明：秸秆掺烧较木材掺烧减排效果略优；提升掺烧比例和碳捕集效率均会导致 CCS 系统间接碳排放量增加；在掺烧比例低于 20%和碳捕集效率 80%~100%的条件下，增加生物质掺烧比例较提高碳捕集效率可获得更多的净减排收益；生物质种类、掺烧比例和碳捕集效率之间存在显著的参数耦合效应。【结论】研究结果可为发电企业制定低碳转型策略提供数据支撑和决策依据。

［关 键 词］燃煤；生物质；发电；碳核算；碳减排

［引用本文格式］张世豪，赵悦，李小姗，等. 煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂的碳排放核算与分析[J]. 热力发电，2026，55(4)：53-61. ZHANG Shihao, ZHAO Yue, LI Xiaoshan, et al. Carbon emission accounting and analysis for a coal and biomass co-fired power plant coupled with carbon capture and storage[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(4): 53-61.

Carbon emission accounting and analysis for a coal and biomass co-fired power plant coupled with carbon capture and storage

ZHANG Shihao, ZHAO Yue, LI Xiaoshan, WU Fan, LUO Cong, ZHANG Liqi
(School of Energy and Power Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: [Objective] Co-combustion of coal and biomass coupled with CCS technology has negative carbon emission potential, which is one of the important paths to realize the low-carbon transformation of coal power. This study aims to further explore the carbon reduction potential of this technology in enterprise-scale application. [Methods] A carbon accounting system is established at the enterprise level. Taking a 350 MW coal and biomass co-combustion plant coupled with CCS technology as the research object, the optimization of the carbon accounting model for the combustion process, desulfurization process, and indirect emission is carried out based on the whole process of “combustion end - CCS end”. The carbon flow analysis of multi-source emissions is carried out to quantitatively evaluate the impacts of biomass type, blending ratio and carbon capture efficiency on carbon emissions. [Results] The results show that straw blending has a slightly better emission reduction effect than wood blending. Increasing the blending ratio and carbon capture efficiency will increase the indirect carbon emissions of the CCS system. Under the conditions of less than 20% blending ratio and 80%~100% carbon capture efficiency, increasing the blending ratio of biomass can get more net emission reduction benefits than increasing the carbon capture efficiency. There is a significant parameter coupling effect among biomass type, blending ratio and carbon capture efficiency. [Conclusion] The results of the study provide data support and decision-making basis for power generation enterprises to formulate low-carbon transition strategies.

收 稿 日 期：2025-06-19 修 回 日 期：2025-07-23 接 受 日 期：2025-07-28 网络首发日期：2026-03-06
基 金 项 目：国家重点研发计划项目（2021YFF0601003）
Supported by: National Key Research and Development Program (2021YFF0601003)
第一作者简介：张世豪（2001），男，硕士研究生，主要研究方向为典型行业碳核算，surge.zhang@foxmail.com。
通信作者简介：李小姗（1990），女，博士，副教授，主要研究方向为碳捕集与污染物控制，lxs0721@hust.edu.cn。

Key words: coal-fired; biomass; power generation; carbon accounting; carbon emission reduction

在“双碳”目标背景下，传统燃煤发电因高碳排放等问题面临严峻的环保与减排压力[1-2]。截至2022 年底，我国电力行业碳排放约占全社会碳排放的 47%，其中燃煤发电占到电力行业的 80%以上[3]。近年来，我国相关政策大力推动煤电低碳化改造。2024 年 6 月，国家发展改革委和国家能源局联合印发了《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，明确提出生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等煤电低碳化技术路线[4]，并重点支持多技术耦合的改造项目。其中，煤掺烧生物质耦合碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）技术因具备负碳排放潜力和高效环保等特性[5-6]，成为煤电低碳化改造的重要路径之一。

国内外对该技术从不同角度进行了碳减排评估。Xie 等人[7]基于化学模拟和生命周期评估的比较系统评估框架，比较了不同机组容量下掺烧生物质和 CCS 技术组合的能源性能和环境影响。Sammarchi 等人[8]分析了中国内蒙古现有燃煤电厂 CCS 和掺烧生物质情景下包括原材料获取和最终处理阶段的生命周期碳排放潜力，计算出发电阶段和全生命周期内的 CO_2 减排总量。Yi 等人[9]对英国有无 CCS 技术的生物质/燃煤发电厂的 CO_2 排放进行生命周期分析，发现发电过程释放的 CO_2 在全生命周期中占主导地位，而来自生物质供应链的 CO_2 排放量相对较少。樊静丽等[10]评估了黑龙江特定秸秆发电厂应用 CCS 技术后不同运输方案下的全生命周期温室气体排放和环境影响，其中碳减排潜力受生物质运输方式影响较大。

该技术的温室气体减排潜力在很大程度上取决于其部署方案。Yang 等人[11]基于综合环境控制模型开发了 10 个生命周期评估模型，以量化不同生物质掺烧比例（0~100%）下的温室气体减排潜力。Lu 等人[12]得到了 87.7%捕集效率下实现直接碳排放和生命周期温室气体零排放对应的掺烧比例，分别为 20%和 35%。López 等人[13]认为生物质掺烧比例为 40%~50%的 300 MW 发电厂是经济与风险之间的折衷解决方案。

综上所述，针对煤掺烧生物质耦合 CCS 技术，现有研究已基于掺烧比例、捕集效率、能源耦合方式等不同技术配置对其全生命周期碳排放与经济可行性的差异进行了系统性评估。然而，这类评估多从技术全生命周期或行业宏观层面出发，从企业层面对该技术在规模化应用中的碳减排潜力的研究较少。现有研究集中于全域掺烧比例，且设定 CCS 捕集效率在 80%~90%。由于生物质掺烧比例低于 20%时不会对锅炉机组运行造成明显影响[14]，目前多数发电企业选择低比例生物质掺烧方案，未来再逐步提高掺烧比例。此外，大多数 CCS 技术评估研究中的碳捕集效率均设定在 80%~ 90%[12]，但事实上电厂燃烧后捕集效率已突破 99%以上的技术障碍[15]。现阶段 20%以下生物质掺烧比例和 80%~100%碳捕集效率不同技术组合下的碳减排潜力有待进一步研究。

对此，本文立足于“燃烧端-CCS 端”全流程，以 350 MW 煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂为研究对象，从企业层面构建碳核算模型。基于碳流分析，考虑包含燃烧过程碳排放、脱硫过程碳排放、间接排放的多源排放，定量评估生物质种类、20%以下掺烧比例和不同碳捕集效率对碳排放量和碳减排量的影响。研究结果旨在为发电企业碳排放核算提供参考，明确各环节具体的碳排放量，并为煤掺烧生物质耦合 CCS 改造路径的优化提供科学依据和数据支撑。

1 碳核算模型及计算方法

选取某 350 MW 煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂为研究对象。掺烧方式为直接掺烧，锅炉燃烧方式为四角切圆型，燃烧煤种为神华混煤，选取秸秆、木材 2 种生物质燃料与煤混燃，燃料的工业分析、元素分析如表 1 所示。

表 1 燃料工业分析及元素分析

Tab.1 Proximate and ultimate analysis of fuels

燃料	工业分析					元素分析				
	w_{ar}(M)/%	w_{ar}(A)/%	w_{ar}(V)/%	w_{ar}(FC)/%	Q_{net}/(MJ kg^{-1})	w_{ar}(C)/%	w_{ar}(H)/%	w_{ar}(O)/%	w_{ar}(N)/%	w_{ar}(S)/%
煤	16.00	5.04	28.05	50.91	24.3	64.00	3.78	10.08	0.67	0.43
秸秆	4.13	13.56	67.77	14.54	13.7	38.09	6.15	37.31	0.70	0.06
木材	35.00	4.29	48.69	12.02	13.1	31.73	3.87	24.62	0.41	0.08

由于碳排放量核算与电厂运行时长密切相关，结合电厂实际运行数据，设定机组经营期为 15 年，年平均发电小时数为 5 000 h。

1.1 碳核算模型

1.1.1 核算边界和排放源

首先明确核算边界，包括确定核算范围和用途、物理边界和时间边界。对于电厂企业层面的碳核算，从碳流全局出发，将基于煤掺烧生物质耦合 CCS 技术的电力生产碳排放源分为电厂能量转化、CO_2 捕集与封存等核心环节，涵盖企业可控的直接排放与关键间接排放。基于电厂对各类温室气体排放源的控制能力以及排放量，设定直接与间接排放的核算边界。

从直接排放源出发，世界气象组织 2022 年度《温室气体公报》提供的数据显示，电站循环流化床中 N_2O 排放体积分数在 0.005%~0.050%，根据文献[16-18]，当生物质燃烧温度低于 1 123 K 时，N_2O 带来的温室效应能力至少为 CO_2 的 6%，因此由生物质掺烧产生的 N_2O 造成的环境影响不容忽视。从间接排放源考虑，燃煤电厂需要通过新增设备和工艺实现生物质掺烧并加装 CCS 进行改造。为明确电厂改造前后的差异，在仅针对不同技术条件下的碳排放展开分析时，将设备所导致的碳排放纳入核算范畴。

根据以上分析，结合现有电厂碳核算方法，对以下温室气体排放源进行核算：化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放、燃料燃烧产生的 N_2O 等效碳排放、脱硫过程的 CO_2 排放等直接碳排放，外购电力产生的 CO_2 排放、资源设备带来的 CO_2 排放等间接碳排放，如图 1 所示。

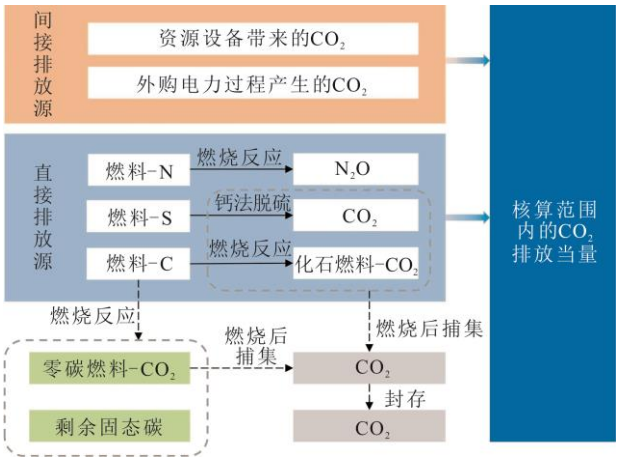


图 1 煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂的温室气体排放源

Fig.1 Greenhouse gas emission sources of coal-biomass co-firing coupled CCS power plants

1.1.2 计算框架

在确定排放边界和排放源后，煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂的 CO_2 排放当量 E_{GHG}（t/a）可由式(1)计算：

$$E_{GHG}=(E_{ff}+E_s)\times(1-\eta_{CCS})-E_b\times\eta_{CCS}+E(N_2O)\times G_{GWP}(N_2O)+E_e+E_a \tag{1}$$

式中：E_{ff} 为化石燃料燃烧直接产生的年 CO_2 排放量，t/a；E_s 为脱硫工艺直接产生的年 CO_2 排放量，t/a；η_{CCS} 为碳捕集技术的年平均捕集效率；E_b 为生物质燃料燃烧产生的年 CO_2 排放量，t/a；$E(N_2O)$为燃料燃烧直接产生的年 N_2O 排放量，t/a；$G_{GWP}(N_2O)$为 N_2O 相比 CO_2 的全球变暖潜势值，t/t；E_e 为外购电力间接产生的年 CO_2 排放量，t/a；E_a 为资源设备间接产生的 CO_2 排放量，t/a。

1.2 多源碳排放计算方法

1.2.1 化石燃料燃烧过程

化石燃料燃烧直接产生的 CO_2 排放量 E_{ff} 计算如下：

$$E_{ff}=\sum_{j=1}^{12}\sum_{i=1}^{n}\left(M_{C,j,i}\times C_{ar,j,i}\times O_{OF,C,j}\times\frac{44}{12}\right) \tag{2}$$

式中：$M_{C,j,i}$ 为第 j 月、第 i 种化石燃料的消耗量，t；$C_{ar,j,i}$ 为第 j 月、第 i 种化石燃料的收到基含碳量，%；$O_{OF,C,j}$ 为第 j 月化石燃料碳氧化率。

1.2.2 燃料燃烧过程 N_2O 排放

N_2O 作为主要温室气体来源之一，国内煤电企业未正式将其纳入温室气体核算体系，这主要归因于 N_2O 的转化率受温度影响较大，随着温度升高，N_2O 含量显著降低。为了更全面评估燃煤掺烧生物质发电的减排效果，本文参考赵悦等[19]归纳的适合核算 N_2O 的场景。

炉膛温度低于 1 123 K 时，燃烧过程中 N_2O 排放量需加以核算，若达到以下条件之一，可适当放宽限值[20-22]：

1）过量空气系数大于 1.2；

2）烟气中 CO 排放量较高，或烟气中 O_2 浓度较高；

3）燃料中氧氮比较高，煤阶较高，生物质含氮量较高。

1.2.3 脱硫过程碳排放

脱硫工艺中常采用碳酸盐作为脱硫剂去除烟气中的酸性气体，在吸收 SO_2 的同时释放一定量 CO_2。脱硫过程有 4 种常见的碳核算方法，包括碳

酸盐法、二氧化硫法、石膏法、硫平衡法。这 4 种方法分别从脱硫反应的反应物和生成物出发，根据分子量关系计算 CO_2 排放量[23]，如图 2 所示。碳酸盐法和石膏法分别基于脱硫装置中反应物脱硫剂、生成物脱硫石膏与 CO_2 存在的分子量关系来计算碳排放量，二氧化硫法和硫平衡法则分别根据初始烟气中实际存在的 SO_2、燃料含硫量与 CO_2 存在 1:1 的分子量关系求得脱硫过程碳排放量，其计算机理见反应式(3)、式(4)。

$$CaCO_3+SO_2+\frac{1}{2}H_2O\rightarrow CaSO_3\cdot\frac{1}{2}H_2O+CO_2 \quad (3)$$

$$2CaCO_3\cdot\frac{1}{2}H_2O+O_2+3H_2O\rightarrow 2CaSO_3\cdot 2H_2O \quad (4)$$

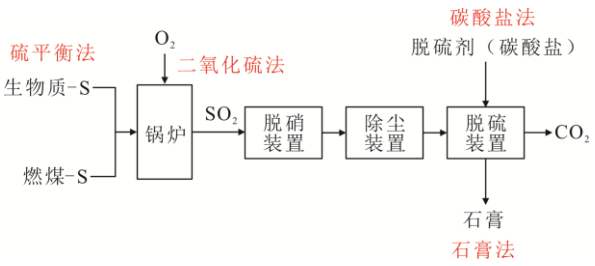


图 2 基于脱硫工艺的不同碳核算方法图解
Fig.2 Illustration of different carbon accounting methods based on the desulphurisation process

基于 4 种脱硫工艺碳核算方法计算原理，结合燃煤电厂数据的可获取程度，列出脱硫过程碳排放量 E_S 的计算方法，如表 2 所示。

表 2 脱硫过程碳排放核算方法
Tab.2 Methodologies for accounting carbon emissions from desulphurisation processes

量化方法	计算公式	参数说明
碳酸盐法	$E_S=B\times I\times T_R\times\frac{44}{100}$	B 为脱硫剂消耗量，t/a；I 为脱硫剂中碳酸盐含量；T_R 为转化率。
石膏法	$E_S=M_D\times\omega(CaSO_4)\times\frac{44}{172}$	M_D 为石膏产生量，t/a；$\omega(CaSO_4)$为石膏中 $CaSO_4\cdot 2H_2O$ 含量。
二氧化硫法	$E_S=\frac{Q\times\omega(SO_2)\times\eta(SO_2)}{1-\eta(SO_2)}\times\frac{44}{64}$	Q 为烟气体积流量，m^3/a；$\omega(SO_2)$为单位体积烟气中 SO_2 质量，kg/m^3；$\eta(SO_2)$为脱硫效率。
硫平衡法	$E_S=M\times S_A\times\eta(SO_2)\times\frac{44}{32}$	M 为燃料消耗量，t/a；S_A 为燃料含硫量。

1.2.4 间接碳排放

基于煤掺烧生物质耦合 CCS 技术改造的煤电企业在电力生产环节的间接碳排放源包括外购电力产生的碳排放、资源设备间接产生的碳排放。

外购电力间接产生的碳排放 E_e 计算如下：

$$E_e=AD_e\times EF_e \quad (5)$$

式中：AD_e 为企业的净购入电量，MW·h；EF_e 为区域电网年平均供电排放因子，t/(MW·h)。

由于生物质与煤粉在燃烧特性上存在显著不同，燃煤电厂进行生物质掺烧改造时，需新增燃料储存、制粉、管道及辅机等配套系统设备。考虑技术可行性、经济性及安全性，不同掺烧方案新增设备各不相同。同时还需要加装碳捕集、运输和封存设备。为评估改造前后由设备变化产生的碳排放，采用基于经济产出的排放因子法计算资源设备产生的间接碳排放 E_a：

$$E_a=AD_a\times EF_a \quad (6)$$

式中：AD_a 为设备投资价格，元；EF_a 为不同部门基于经济产出的温室气体排放因子，t/万元。

排放因子随价格波动而变化，由于本文仅作静态分析，不考虑价格波动情况，参考 Long 等人[24]提供的中国 149 个部门基于经济产出的温室气体排放强度取定值。

为区分掺烧比例不同带来的设备投资差异，采用式(7)计算煤电机组掺烧生物质改造投资成本。

$$AD_{b,l}=AD_{b,k}\times\left(\frac{C_l\times s_l}{C_k\times s_k}\right)^m \quad (7)$$

式中：$AD_{b,k}$、$AD_{b,l}$ 分别指机组 k 和 l 的投资成本，元；C_k、C_l 分别指机组 k 和 l 的装机容量，kW；s_k、s_l 分别指机组 k 和 l 对应的生物质掺烧比例；m 为比例因子，本文取 0.79。

2 结果与分析

2.1 燃烧过程碳排放量

图 3 给出了采用 3 种不同方法得到的燃烧过程碳排放量：方法 1 使用基于反平衡法得到的碳氧化率计算煤基碳排放和生物质碳排放；方法 2 采用《IPCC 国家温室气体清单指南》给出的碳氧化率推

荐值得到煤基碳排放，采用反平衡法得到生物质碳排放；方法 3 利用数值模拟得到的出口烟气质量流量和 CO_2 质量分数得到碳排放总量，将该方法得到的结果作为真实值。

由图 3 可以看出：3 种方法得到的碳排放总量相差较小；针对秸秆和木材两类生物质掺烧情况，方法 2 得到的碳排放均最大，这是由于生物质燃料含有较多挥发分和水分，且固定碳含量低于煤炭，容易出现燃烧不充分的情况，导致掺烧后碳氧化率低于推荐值 99%。相较于方法 1，方法 2 在纯煤燃烧时的偏差较大，而在掺烧 5%~20%生物质时得到的碳排放更接近实际碳排放。

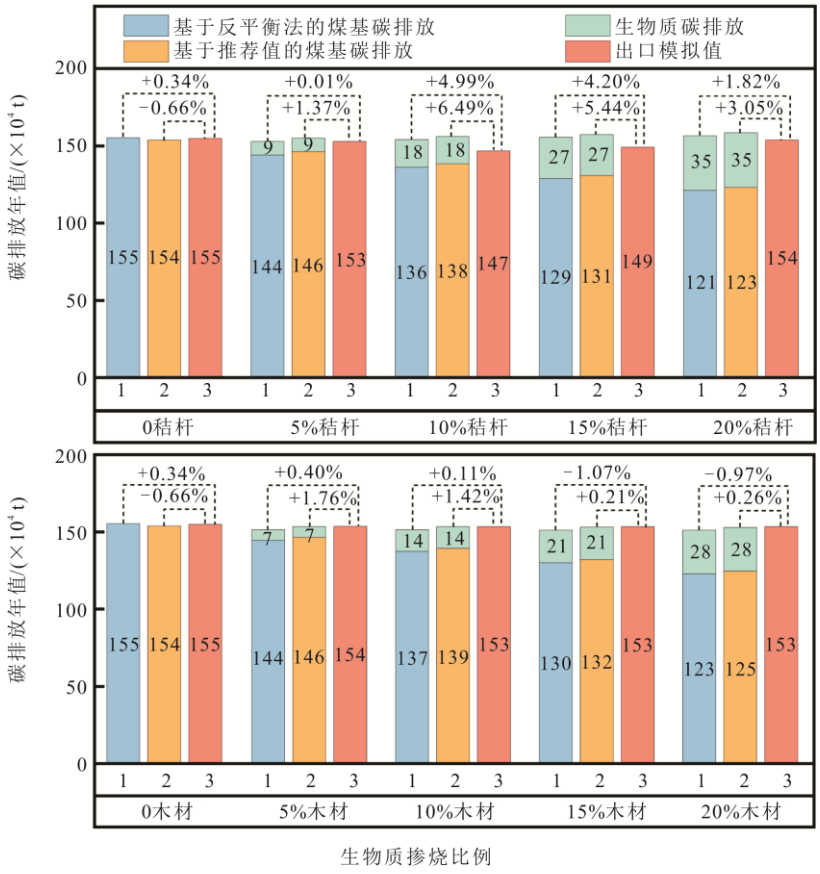


图 3　不同方法得到的燃烧过程碳排放总量

Fig.3 Total carbon emissions from combustion processes obtained by different methods

受燃烧稳定性的影响，掺烧木材时 3 种方法得到的碳排放差异不显著，最大偏差仅为 1.76%，因此在掺烧木材的情景下，采用基于反平衡法实测得到的碳氧化率和 99%碳氧化率进行计算均能得到较为准确的结果。掺烧秸秆时，由于煤粉碳氧化率表现出更为明显的波动，2 种方法得到的碳排放与实际碳排放有一定差别，但采用方法 1 的误差仍在 5%以内。

在控制发电量相同的情况下，随着生物质掺烧比例增加，包括生物质碳排放在内的燃烧过程总排放并未明显减少，且在掺烧高碳含量秸秆时呈现碳排放量先降后升的非线性变化特征。然而，由于秸秆和木材是碳中和燃料，其碳排放可予以豁免。在此核算框架下，当掺烧比例由基准工况提升至 20%时，燃烧过程碳排放量从 155×10^4 t/a 递减至 121×10^4 t/a。基准工况下掺烧 5%生物质可促使燃烧过程碳排放量降低 7%，掺烧比例每增加 5%，相应产生约 7×10^4 t/a 的碳减排量。对比生物质类型对碳排放的影响，秸秆掺烧相较木材掺烧展现出约 1%的相对减排优势。

2.2 脱硫过程碳排放量

从脱硫反应的反应物和生成物出发，脱硫过程碳排放的计算方法包括了碳酸盐法、石膏法、硫平衡法、二氧化硫法。由于电厂脱硫剂消耗数据时间跨度较大且现场石膏量收集统计比较困难，基于电厂实际参数和模拟得到的 SO_2 排放数据对比了硫平

衡法和二氧化硫法的计算结果，如图 4 所示。由图 4 可以看出，随着掺烧比例增加，脱硫过程的碳排放量从 0.43×10⁴ t/a 逐渐降低至 0.36×10⁴ t/a，掺烧 5%生物质可促使脱硫过程碳排放量降低 4%，秸秆在脱硫过程中的减排效果略优于木材，这是因为含硫量低的生物质代替燃煤使得燃料的总含硫量降低。

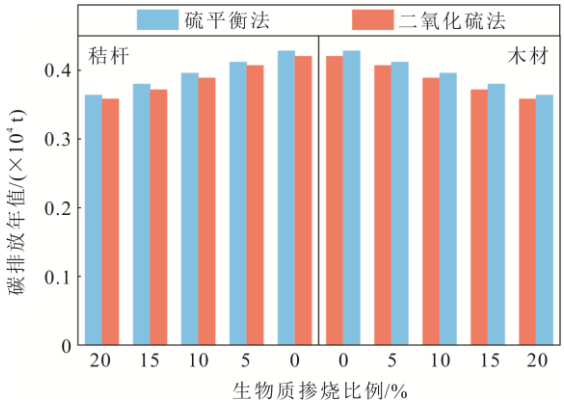


图 4 不同方法得到的脱硫过程碳排放年值
Fig.4 Annual values of carbon emissions from the desulphurisation process obtained by different methods

硫平衡法和二氧化硫法得到的碳排放差异为 0.3%~4%，前者结果略高。硫平衡法燃料中的硫元素完全燃烧生成 SO_2，因此基于硫平衡法得到的碳排放结果理论上是脱硫过程的最高碳排放量，这也是采用该方法得到的碳排放量较高的原因。二氧化硫法得到的是实际脱硫过程的碳排放量，由于该结果基于模拟得到的 SO_2 排放量计算，受不同掺烧比例下燃烧特性的影响，脱硫过程碳排放速率与掺烧比例呈现非线性变化规律，且掺烧秸秆和木材在不同掺烧比例下的下降幅度较一致。

2.3 间接碳排放量

由于电厂设备消耗的电能绝大部分来自自身发电量，只有在机组启动等较少情况下才会消耗厂外购电，因此一般不考虑外购电力部分的间接碳排放。为评估燃煤电厂掺烧生物质耦合 CCS 技术改造带来的间接环境影响，对设备以及项目实施过程中带来的碳排放年值进行折算。

根据国家能源局统计数据，2009—2021 年间 300 MW 煤电机组单位投资成本约为 4 200 元/kW；参考《中国发展生物混燃的市场创新机制和政策法规研究》中的工程案例，25 MW 机组掺烧 15%生物质改造费用为 1.2×10⁷ 元。基于上述数据，并结合基于经济产出的温室气体排放强度，估算包括生物质掺烧改造在内的发电设备间接带来的碳排放，结果见表 3。由表 3 可以看出：在 0~20%掺烧范围内，发电设备间接带来的碳排放量在 2.44×10⁴ t/a 左右变化；对于 350 MW 燃煤机组，掺烧生物质必然会导致间接碳排放量增加，但由于耦合生物质技术带来的间接碳排放增量占燃煤发电系统间接碳排放总量的比例始终低于 0.2%，表明生物质掺烧设备的附加碳排放对设备间接碳排放评估影响可忽略。

表 3 发电设备带来的折算碳排放年值
Tab.3 Annual values of discounted carbon emissions from power generation equipment

掺烧比例	投资费用/(×10⁵ 元 a⁻¹)	部门碳排放强度/(kg 元⁻¹)①[24]	碳排放年值/(×10⁴ t)
0	1 370	0.178	2.443
5%	1 370/3.2	0.178/0.171	2.448
10%	1 370/1.8	0.178/0.171	2.446
15%	1 370/1.3	0.178/0.171	2.446
20%	1 370/1.1	0.178/0.171	2.444

注：①部门碳排放强度指单位投资成本带来的等效 CO_2 排放。

CCS 系统的成本与碳捕集吸收剂的选择密切相关。乙醇胺由于成本低、吸收率高、可回收性好，被广泛应用于 CCS 中试和工业示范工厂[25]，因此选取乙醇胺吸收剂作为基础吸收剂。为了简化计算 CCS 系统的成本，参考相关案例固定值，即单位成本为 800 元/(t a)。选取 CCS 相关设备制造部门碳排放强度为 0.191 kg/元，得到 CCS 技术改造带来的间接碳排放量，见表 4。

表 4 由 CCS 系统带来的间接碳排放年值 单位：10⁴ t
Tab.4 Annual values of carbon emissions indirectly generated by CCS system

捕集效率	掺烧比例				
	0	5%	10%	15%	20%
80%	26.8	26.3	26.5	26.6	26.8
85%	28.4	27.9	28.1	28.3	28.4
90%	30.1	29.5	29.7	29.9	30.1
95%	31.7	31.1	31.3	31.5	31.7
100%	33.3	32.8	32.9	33.1	33.3

在相同捕集效率条件下，生物质掺烧比例的变化将影响 CCS 系统的间接碳排放水平。由表 4 可以看出：相比纯煤工况，掺烧 5%生物质可使间接碳排放降低约 0.5×10⁴ t/a；随着生物质掺烧比例增加，间接碳排放水平呈缓慢上升趋势，增长幅度在 (0.1~0.2)×10⁴ t/a。这种关联性主要源于 CCS 系统运行成本与碳捕集量的正相关关系，当捕集效率保持恒定时，不同生物质掺烧比例将导致系统捕集

量产生差异。碳捕集效率对系统间接碳排放量的影响更显著，当捕集效率每提升 5%时，系统间接碳排放量增加约 1.6×10⁴ t/a。在碳捕集效率为 100%的极端条件下，CCS 系统间接碳排放量峰值可达 33.3×10⁴ t/a，约为发电系统间接碳排放量的 13.6 倍。

2.4 碳排放总量

通过基于优化后的碳核算模型，得到煤掺烧生物质耦合 CCS 电厂不同技术组合下的碳排放总量及组成，如图 5 所示。在本文中，锅炉炉膛温度高于 1 300 K[26]，因此无需考虑 N_2O 生成。

在 0~20%生物质掺烧比例下，电厂在加装 CCS 系统后，碳排放总量从（153.7~159.5）×10⁴ t/a 锐减至（0.3~60.3）×10⁴ t/a。这表明耦合 CCS 系统可实现显著减排效果，原因在于捕集系统能使直接碳排放至少降低 80%，甚至达到负碳排放。然而 CCS 设备制造环节引发的上游碳排放使间接碳排放量级扩大约 12 倍，一定程度上抑制了减排效果，这种耦合效应导致即使在极限碳捕集效率下，系统仍存在（0.3~35.9）×10⁴ t/a 的残余碳排放。碳捕集效率提升对电厂减排效益同样呈现双重作用机制。当碳捕集效率从 80%提升至 85%时，直接碳排放量降低 7.7×10⁴ t/a，而间接碳排放量增加 1.6×10⁴ t/a。随着捕集效率进一步提高，直接碳排放量逐渐降低并成为负值，实现负排放，间接碳排放增幅保持不变。

在生物质协同减排方面，不同种类生物质的减排效益存在差异。秸秆掺烧较木材掺烧具有更优的全生命周期碳排放表现，其碳排放总量低 2%~5%。从掺烧比例对碳排放的影响来看，当掺烧比例从 5%提升至 20%时，系统直接碳排放呈线性下降趋势，而间接碳排放波动幅度不超过±3.2%。在碳捕集效率为 100%、秸秆掺烧比例为 20%的极限工况下，碳排放总量约为 0.2×10⁴ t/a，较基准燃煤工况下降 99.6%，趋近于零排放水平。

2.5 碳减排量

选取纯煤燃烧作为基准工况，得到 350 MW 机组掺烧生物质并耦合 CCS 技术的碳减排效应，如图 6 所示。依据现有技术水平，该机组借助煤掺烧生物质耦合 CCS 技术，最高每年可减少碳排放量约 157×10⁴ t，机组运营期内累积可减少碳排放量达 2.36×10⁸ t，相当于全国电力部门年减排目标的 1.35%[27]，这对实现“双碳”战略目标具有显著的环境效益。值得注意的是，碳捕集效率、生物质种类与掺烧比例间存在显著的参数耦合效应，不同技术路径可能产生等效减排结果。例如，技术配置 1（10%秸秆掺烧比例+95%碳捕集效率）与技术配置 2（20%木材掺烧比例+85%碳捕集效率）的碳减排量差值小于 0.2%，呈现显著的技术替代特性。

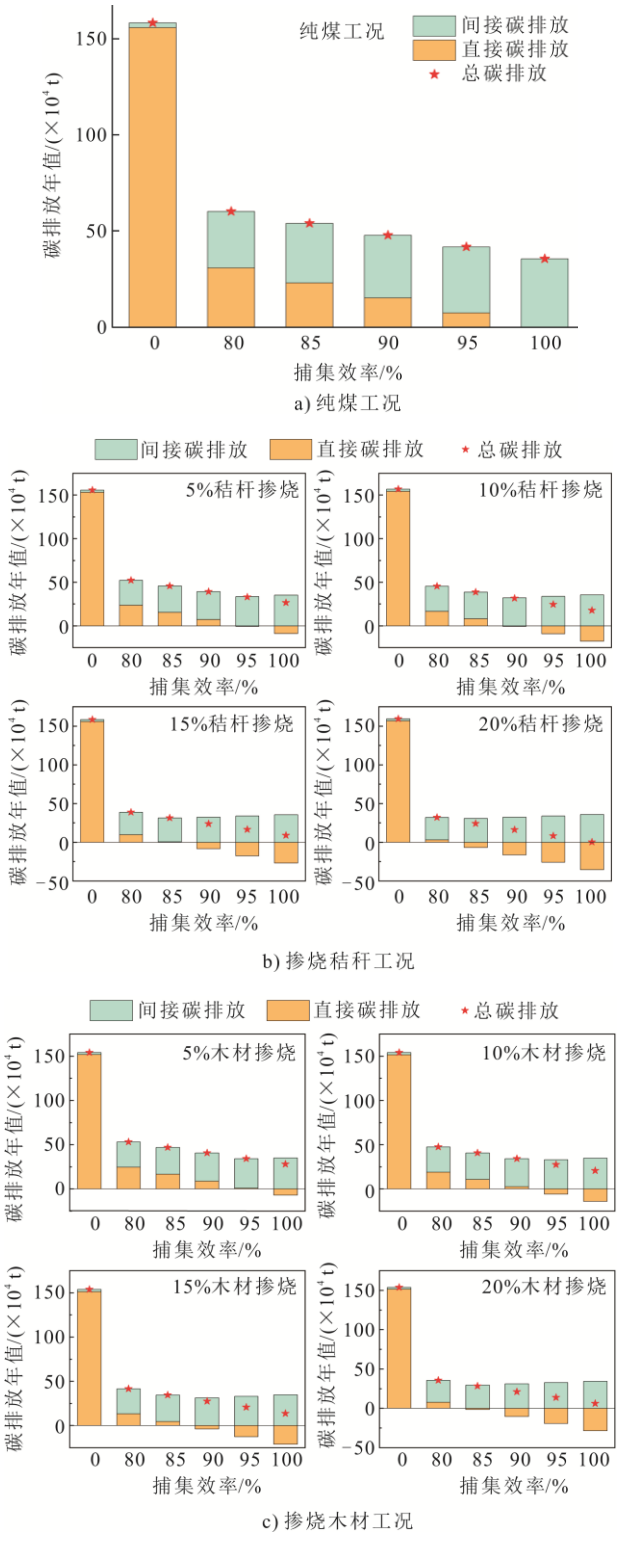


图 5 不同技术组合下的碳排放总量及组成

Fig.5 Total carbon emissions and compositions with different technology combinations

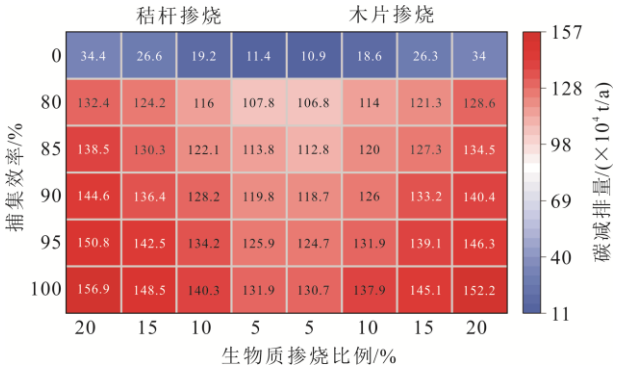


图 6 煤掺烧生物质耦合 CCS 技术应用在 350 MW 机组可获得的碳减排量

Fig.6 Carbon emission reductions from coal and biomass co-firing coupled with CCS technology in 350 MW units

当系统仅采用生物质掺烧技术时，碳减排量为 34×10^4 t/a，而在引入 CCS 系统后，碳减排量增大至原来的 4 倍以上。碳减排量与碳捕集效率呈一定的线性关系，在 80%~100%捕集效率区间内，碳捕集效率每提升 5%能带来 6×10^4 t/a 的减排增益。从燃烧侧来看，生物质掺烧比例与捕集效率间存在协同作用机制。当系统捕集效率从 80%提升至 100%时，生物质掺烧比例每增加 5%，秸秆和木材情景下分别能使年均碳排放量减少约 8.3×10^4、7.2×10^4 t。

综上所述，CCS 系统自身带来的间接碳排放削弱了其理论减排潜力，导致在同等技术参数下，提升 5%生物质掺烧比例较提高 5%碳捕集效率可多获得 38%的净减排收益。此外，生物质类型对减碳效益的影响较小，特别是在低掺烧比例下，相同工况下不同生物质燃料的碳减排量差异仅为（0.3~4.7）$\times10^4$ t/a。

3 结论与展望

1）建立了燃烧端-CCS 端的碳核算模型，优化了燃烧过程、脱硫过程、间接排放的多源碳排放核算方法。推荐企业在燃烧过程中采用反平衡法实测碳氧化率以提升核算精度，脱硫环节根据数据可获得性选择硫平衡法或二氧化硫法，间接排放核算引入基于经济产出的排放因子法。

2）生物质掺烧比例低于 20%时，秸秆与木材掺烧的碳排放量相差约 1%，脱硫过程中硫平衡法与二氧化硫法的碳排放量差异仅 0.3%~4.0%。提升掺烧比例和碳捕集效率均会导致 CCS 系统间接碳排放量增加。在碳排放总量方面，相较于提高碳捕集效率，增大掺烧比例可获得更多的净减排收益。

3）生物质种类、掺烧比例和碳捕集效率之间存在显著的参数耦合效应，不同技术路径组合可能产生等效减排结果。发电企业可基于减排要求和经济成本综合考量，选择最优的技术组合方案。

4）随着煤掺烧生物质耦合 CCS 技术的不断发展，基于提出的核算模型，未来可针对更高量级和更低年运行时长的机组进行碳核算，并考虑对经济成本进行动态分析，为不同规模电厂的低碳转型提供更全面的理论支撑。

[参 考 文 献]

[1] 电力规划设计总院. 中国电力系统转型报告[R]. 北京: 中国电力出版社, 2019: 23-31.
Electric Power Planning & Engineering Institute. Chinese power system transformation report[R]. Beijing: China Electric Power Press, 2019: 23-31.

[2] 张文华, 闫庆友, 何钢, 等. 气候变化约束下中国电力系统低碳转型路径及策略[J]. 气候变化研究进展, 2021, 17(1): 18-26.
ZHANG Wenhua, YAN Qingyou, HE Gang, et al. The pathway and strategy of China's power system low-carbon transition under the constraints of climate change[J]. Climate Change Research, 2021, 17(1): 18-26.

[3] 中国电力行业年度发展报告 2023(摘要)[N]. 中国电力报, 2023-07-12(003).
China power industry annual development report 2023 (summary)[N]. China Electricity News, 2023-07-12 (003).

[4] 朱法华, 徐静馨. 双碳背景下中国与主要发达国家电力低碳转型比较[J]. 电力科技与环保, 2024, 40(6): 561-571.
ZHU Fahua, XU Jingxin. Comparison of low-carbon transition of electricity between China and major developed countries under dual-carbon background[J]. Power Science and Environmental Protection, 2024, 40(6): 561-571.

[5] 陆王琳, 刘炳池. 电站煤粉炉生物质混燃技术及关键设备分析[J]. 能源研究与信息, 2013, 29(1): 28-31.
LU Wanglin, LIU Bingchi. Analysis of the biomass co-firing technology and key equipment for pulverized-coal power boilers[J]. Energy Research and Information, 2013, 29(1): 28-31.

[6] 杨卧龙, 倪煜, 雷鸿. 燃煤电站生物质直接耦合燃烧发电技术研究综述[J]. 热力发电, 2021, 50(2): 18-25.
YANG Wolong, NI Yu, LEI Hong. Biomass direct coupled combustion power generation technology for coal fired power station: a review[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(2): 18-25.

[7] XIE S, YANG Q, WANG Q, et al. Coal power decarbonization via biomass co-firing with carbon capture and storage: tradeoff between exergy loss and GHG reduction[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 288: 117155.

[8] SAMMARCHI S, LI J, IZIKOWITZ D, et al. China's coal power decarbonization via CO_2 capture and storage and biomass co-firing: a LCA case study in Inner Mongolia[J]. Energy, 2022, 261: 125158.

[9] YI Q, ZHAO Y, 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.

[10] 樊静丽, 李佳, 晏水平, 等. 我国生物质能-碳捕集与封存技术应用潜力分析[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 7-17.
FAN Jingli, LI Jia, YAN Shuiping, et al. Application potential analysis for bioenergy carbon capture and storage technology in China[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 7-17.

[11] YANG B, WEI Y M, HOU Y, et al. Life cycle environmental impact assessment of fuel mix-based biomass co-firing plants with CO_2 capture and storage[J]. Applied Energy, 2019, 252: 113483.

[12] LU X, CAO L, WANG H, et al. Gasification of coal and biomass as a net carbon-negative power source for environment-friendly electricity generation in China[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2019, 116(17): 8206-8213.

[13] LÓPEZ R, MENÉNDEZ M, FERNÁNDEZ C, et al. The effects of scale-up and coal-biomass blending on supercritical coal oxy-combustion power plants[J]. Energy, 2018, 148: 571-584.

[14] 杜新法. 煤电掺烧生物质的应用前景、技术对比和难题挑战[J]. 中国电力企业管理, 2024(28): 88-89.
DU Xinfa. Prospects, technology comparison and challenges of coal-power biomass blending[J]. China Power Enterprise Management, 2024(28): 88-89.

[15] LYONS M, DURRANT P, KOCHHAR K. Reaching zero with renewables: capturing carbon[J]. Technical Paper, 2021, 4: 2021.

[16] XIE J, YANG X, ZHANG L, et al. Emissions of SO_2, NO and N_2O in a circulating fluidized bed combustor during co-firing coal and biomass[J]. Journal of Environmental Sciences, 2007, 19(1): 109-116.

[17] SUN P, HUI S, GAO Z, et al. Experimental investigation on the combustion and heat transfer characteristics of wide size biomass co-firing in 0.2 MW circulating fluidized bed[J]. Applied Thermal Engineering, 2013, 52(2): 284-292.

[18] LIU D C, MI T, SHEN B X, et al. Reducing N_2O emission by co-combustion of coal and biomass[J]. Energy & Fuels, 2002, 16(2): 525-526.

[19] 赵悦, 李小姗, 张立麒, 等. 适用于生物质直接耦合煤发电过程的温室气体核算方法优化[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(8): 58-65.
ZHAO Yue, LI Xiaoshan, ZHANG Liqi, et al. Optimization of greenhouse gas accounting methods applicable to biomass direct-coupled coal power generation processes[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(8): 58-65.

[20] 廖子昱. 循环流化床锅炉 N_2O 生成与控制研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2011: 117-121.
LIAO Ziyu. Research on N_2O generation and control in circulating fluidized bed boiler[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2011: 117-121.

[21] ARMESTO L, BOERRIGTER H, BAHILLO A, et al. N_2O emissions from fluidised bed combustion. The effect of fuel characteristics and operating conditions[J]. Fuel, 2003, 82(15/17): 1845-1850.

[22] GLARBORG P, JENSEN A D, JOHNSSON J E. Fuel nitrogen conversion in solid fuel fired systems[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2003, 29(2): 89-113.

[23] 谭超. 燃煤电厂碳排放监测方法研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2018: 19-22.
TAN Chao. Research on carbon emission monitoring methods of coal-fired power plants[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2018: 19-22.

[24] LONG J, WU X, YANG Q, et al. Tracing energy-water-greenhouse gas nexus in national supply chains: China 2017[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 352: 131586.

[25] 王旭涛. 中国煤电碳减排及低碳转型路径研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2024: 48-51.
WANG Xutao. Research on carbon emission reduction and low-carbon transition path of coal power in China[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2024: 48-51.

[26] 谭厚章, 杨富鑫, 阮仁晖, 等. 掺烧生物质对 660 W 燃煤机组锅炉影响研究[J]. 热力发电, 2022, 51(4): 23-29.
TAN Houzhang, YANG Fuxin, RUAN Renhui, et al. Study on influence of biomass co-firing on a 660 MW pulverized coal fired boiler[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(4): 23-29.

[27] International Energy Agency. 20 years of carbon capture and storage: accelerating future deployment[R/OL]. OECD, 2016: 77-79. https://www.iea.org/reports/20-years-of-carbon-capture-and-storage.

（责任编辑　李园）