

基于 CCER 规则的煤电机组掺氨碳减排计算方法 及发展前景分析

吉平, 易俊, 林伟芳, 陈文静, 魏春霞, 丁保迪, 潘蓉
(中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192)

Carbon Emission Reduction Calculation Approach for Ammonia Coal Mixed Combustion Based on CCER Rules and Analysis of Development Prospects

JI Ping, YI Jun, LIN Weifang, CHEN Wenjing, WEI Chunxia, DING Baodi, PAN Rong
(China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: The mixed combustion of coal and green ammonia for power generation is one of the effective ways to reduce carbon emissions from coal-fired power plants. But the hydrogen energy industry has not yet formed a unified understanding of scientifically determining the carbon reduction benefits of green ammonia co-firing and incorporating them into the carbon trading market to achieve benefit transmission. Firstly, based on the baseline method of China certified emission reduction (CCER) methodology, a calculation model was constructed for carbon emissions reduction of ammonia coal mixed combustion for the first time, and the main influencing factors and development trends of project emission reductions were clarified. Then, taking actual projects as examples, the carbon emission reductions of each ammonia-coal mixed combustion project were quantified. Finally, an in-depth research was conducted on the determining factors of emission reduction benefits and the development prospects of the projects. The study provides a scientific method for determining the carbon emission reduction, economic benefits of emission reduction, and optimizing site selection for ammonia-coal mixed combustion projects. The conclusion indicates that the combined marginal emission factor of regional power grid and coal consumption rate are not only the decisive factor for whether these projects can achieve emission reduction benefits, but also the main factor in determining the critical ammonia blending ratio. Based on the current level of emission factors and ammonia-coal mixed combustion power generation, the projects can be prioritized for low coal consumption units located in the northwest, north, northeast, and central regions of China.

KEY WORDS: China certified emission reduction (CCER); carbon emission; green ammonia; mixed combustion; emission factor; methodology

摘要: 绿氨掺烧是降低煤电碳排放的有效路径之一,但行业内对科学确定煤电掺氨碳减排效益并纳入碳交易市场实现效益传导尚未形成统一认识。基于国家核证自愿减排(China certified emission reduction, CCER)方法学确定减排量的基本思路,构建了煤电掺氨碳减排计算模型,明确了项目减排量的主要影响因素及其发展趋势,以实际项目为算例量化分析各掺氨发电项目的碳减排量,并深入研究了煤电掺氨项目获得减排效益的决定因素及发展前景,为确定煤电掺氨项目碳减排量、减排经济效益及优化布局提供了科学方法。结论表明,区域电网基准线排放因子和机组供电煤耗率是煤电掺氨项目能否获得减排效益的重要影响因素,也是确定项目获得减排效益临界掺氨比例的关键要素,基于目前的排放因子水平和掺氨发电技术水平,煤电掺氨项目可优先选择西北、华北、东北和华中电网的低煤耗机组。

关键词: 国家核证自愿减排量; 碳排放; 绿氨; 混燃; 排放因子; 方法学

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0159

0 引言

我国“富煤、贫油、少气”的能源结构决定了煤电装机容量巨大的电源供给结构。按照国家统计局发布的数据,截至2023年底,全国全口径发电装机容量29.2亿kW^[1-3],从电源装机和电量供应结构来看,火电装机占比47%(其中煤电、气电、生物质分别占比41%、4%和2%),火电电量62657亿kW·h,占总发电量的66.3%,仍然起到了兜底保供作用。

从碳排放量来看,2023年全国单位火电发电量CO₂排放约821g/(kW·h)^[4],火电产生的CO₂排放量

基金项目: 国家电网公司科技项目: 新型电力系统储能碳减排效益评估及方法学研究(1400-202355713A-3-3-JC)。

Project Supported by Science and Technology Project of SGCC (1400-202355713A-3-3-JC).

约为 51.44 亿 t。根据国际能源署发布的碳排放数据,2023 年我国 CO₂ 排放量约 126 亿 t^[5],火电碳排放量约占全国碳排放总量的 40%,而我国火电机组装机以煤电为主,因此,煤电减排仍然是电力行业碳减排的“主战场”,是推动能源低碳转型、实现“双碳”目标的重要路径。

在此背景下,发改委、能源局联合发布《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027 年)》,提出了到 2025 年和 2027 年煤电改造项目度电碳排放比 2023 年同类机组平均碳排放水平分别降低 20%左右和 50%左右的发展目标,并提出了生物质掺烧、绿氢掺烧、碳捕集利用与封存 3 条技术路线^[6-7]。

近年来,煤电机组掺氨发电技术不断发展,国内外研究相对集中于燃煤锅炉内传热及燃烧、NO_x 排放、锅炉受热面安全、锅炉效率几个方面。文献[8]阐述了煤粉和氨共燃火焰传播现象的基本机理,研究对比了煤粉/氨共燃、纯氨燃烧和纯煤粉燃烧的火焰传播行为特性;文献[9]深入开展不同湍流强度下煤的燃料比与氨/煤粉共燃湍流火焰速度的影响研究;文献[10]通过数值模拟手段描述了氨煤混燃的 NO 生成特性、中间反应过程及氨氮转化行为;文献[11]基于流体动力学模拟方法分析了燃煤和氨煤混燃特性的差异,研究了掺氨比例对燃烧特性和 NO_x 排放的影响;文献[12]研究了氨气喷射位置对火焰区温度以及 NO_x 排放的影响;文献[13]针对煤氨混燃方式与掺氨比对燃料排放特性的影响进行实验研究。未来实现高效、低氮燃烧是氨煤混燃的主要发展方向,煤氨双燃料低氮旋流燃烧器开发、空气分级燃烧等关键技术是面临的重要挑战^[14]。

在技术成熟度方面,国内外大容量电站锅炉掺氨技术都处于试验示范阶段^[15-16]。日本首次将氨-煤混燃发电应用于实际工程^[17-18],氨掺烧比例为 0.6%~0.8%,并在 2021 年制定了《第六次能源基本计划》和《2021—2050 日本氨燃料路线图》,远期将氨煤混烧替代燃煤电站的比例提升至 50%^[15,19]。韩国将 2022 年作为氢气-氨气发电元年,计划在 2030 年实现氨燃料发电商业化,掺氨比例达到 20%,氨在电力供应结构中占比达到 3.6%^[20]。我国电站锅炉掺氨技术近两年来不断实现突破:2022 年烟台龙源电力世界范围首次实现 35%氨煤混燃^[15-16];2023 年皖能电力在 300MW 燃煤机组实现多工况负荷下掺氨 10%~35%平稳运行^[16];广东江门台山电厂 600MW 混氨燃烧机组在 2023 年 8 月已完成终试^[21];西安热工院自主研发的全国首个兆瓦级全比例氨/煤混燃技术试验成功,填补了我国全比

例氨/煤混燃技术的空白^[22]。燃煤电厂掺氨发电经济竞争力不足的主要原因是昂贵的绿氢燃料成本^[23]。目前,绿氢制取成本约为煤制氨的 2~3 倍^[24-25],据相关机构测算,在国内煤炭价格波动、绿氢生产成本逐渐降低、碳交易政策和细则逐步落地的情况下,绿氢的经济性将进一步显现,在煤价 800 元/t、碳交易价格 50 元/t、电价 0.2 元/(kW·h)时(无碳税时 0.18 元/(kW·h)),绿氢可实现平价^[26]。因此,基于氨煤混燃产生的可观的 CO₂ 减排量,充分利用市场手段可获得减排经济效益,从而实现碳减排效益经济传导,如开发国家核证自愿减排(China certified emission reduction, CCER)项目,可有效提升掺氨发电项目经济性,在一定程度上解决低碳转型过程中面临的投资难点问题,从而推动产业链可持续发展。

开发 CCER 项目是通过市场手段为具备额外性的碳减排项目提供一定的经济回报从而鼓励投资的有效方法之一。CCER 项目可以在投产运行后以实际减排量监测值登记并参与 CCER 交易后获取经济效益,也可以在项目投产前通过第三方机构审定,并经注册登记机构审核后参与交易获得收益,这可为面临投资、技术等障碍的项目顺利实施提供助力。CCER 方法学则是减排项目的技术标准,是确定项目基准线、论证额外性、核算减排量及制定监测计划的关键环节^[27-28]。

然而,当前阶段煤电掺氨碳减排效益确定方法在行业内尚未形成科学统一认识,也尚未纳入碳交易市场,仍需在煤电掺氨碳减排核算方面开展研究并尽快形成行业规范。

在上述背景下,本文基于 CCER 方法学确定减排量的基本思路,构建了煤电掺氨碳减排计算模型,分析了项目减排量的主要影响因素及其发展趋势,开展了碳减排效益影响参数的近似拐点值分析,以已投运煤电掺氨项目为算例对各区域掺氨发电项目的碳减排量进行了量化,并基于多个要素的演变趋势和影响分析对煤电掺氨项目获得减排效益的可能性及发展前景进行了详细讨论。

1 我国碳市场发展现状

碳交易市场是一个通过控制温室气体排放,实现低碳发展,并最终促进可持续发展的全新市场。其交易物实质上是具有稀缺性、强制性、排他性、商品性、可分割性五大属性的碳排放权。从定义看,碳交易一般是指各国或地区政府在确定碳排放限制总额后将配额分配至各企业,碳排放量超过配额

的企业可以同配额有盈余的企业通过“买卖”碳排放配额来满足各自需求。经过几十年的发展,在当前阶段碳市场逐渐形成了一个主流的划分方法:根据是否具有强制性,可分为强制性(或称履约型)碳排放权交易市场和自愿性碳排放权交易市场,如图1所示^[29]。

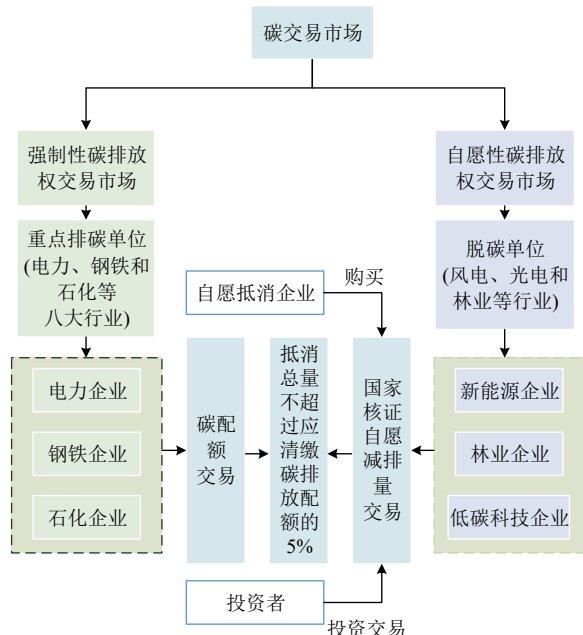


图1 碳交易市场示意图

Fig. 1 Carbon trading market

我国碳市场交易标的物主要来自强制和自愿减排产生的盈余配额,碳排放配额(carbon emissions allowance, CEA)由相关部门审核后发放,国家核证自愿减排量由企业申请对减排项目的减排效果核证后取得^[30],而减排效果核证的依据则是 CCER 方法学^[31]。

2023 年《温室气体自愿减排交易管理办法(试行)》正式发布,为适应当前自愿减排市场管理要求,生态环境部重新建立完善温室气体自愿减排项目方法学体系,我国最新发布的 CCER 方法学如附录表 A1 所示^[32-33]。

2 基于 CCER 的煤电掺氨碳减排计算方法

2.1 CCER 项目确定碳减排量的基本原理

《温室气体自愿减排交易管理办法(试行)》明确了温室气体自愿减排项目方法学等技术规范是自愿减排项目审定、实施与减排量核算、核查的依据^[31],方法学的基本原理是将项目情景与基准线情景下的温室气体排放量进行比较,所得差值即为通过项目实现的温室气体减排量^[34]。因此,CCER 项目碳减排量的确定常采用基准线法,基本思路是:假设在没有该 CCER 项目的情况下,为了提供同样

的服务,最可能建设的其他项目所带来的温室气体排放减去该 CCER 项目的温室气体排放量和泄漏量^[35]。

针对煤电掺氨项目,可将基准线情景设定为系统内煤电机组未实施掺氨发电,将项目情景设定为煤电机组掺烧一定比例的绿氨发电。

在基准线情景中,系统中煤电机组不掺烧氨气,此时的基准线碳排放量=煤电机组净上网电量×区域电网基准线排放因子。

在项目情景中,以投产实际减排量登记的煤电掺氨发电项目将实际监测值作为项目情景排放量。对于项目投产前以第三方机构审定的煤电掺氨发电项目则采用近似计算方法,因为所涉及的氨燃料为绿氨,则认为绿氨替代燃煤所产生的电量不产生碳排放,掺氨发电机组的碳排放量=煤电发电量占比×机组总发电量×煤电排放因子。

基于以上情景设置构建煤电掺氨项目碳减排数学模型。

2.2 煤电掺氨基准线情景排放量

2.2.1 基准线情景排放量数学模型

煤电掺氨项目基准线情景排放量为

$$B_y = E_{PJ,y} F_{grid,CM,y} \quad (1)$$

式中: B_y 为项目第 y 年的基准线排放量, tCO_2 ; $E_{PJ,y}$ 为项目第 y 年的净上网电量, $MW \cdot h$, $F_{grid,CM,y}$ 为项目第 y 年所在区域电网基准线排放因子, $tCO_2/(MW \cdot h)$; $F_{grid,CM,y}$ 是电量边际排放因子(operation margin, OM)和容量边际排放因子(build margin, BM)的加权求和。

$E_{PJ,y}$ 按照式(2)计算:

$$E_{PJ,y} = E_{export,y} - E_{import,y} \quad (2)$$

式中: $E_{export,y}$ 为项目第 y 年输送至电网的上网电量, $MW \cdot h$; $E_{import,y}$ 为第 y 年电网输送至项目的下网电量, $MW \cdot h$, 投产后参与交易的项目电量由项目上网计量点电能表监测结果确定,投产前参与交易的项目电量根据电厂发电规划方案确定。

$F_{grid,CM,y}$ 按照式(3)计算:

$$F_{grid,CM,y} = F_{grid,OM,y} \varpi_{OM} + F_{grid,BM,y} \varpi_{BM} \quad (3)$$

式中: $F_{grid,OM,y}$ 和 $F_{grid,BM,y}$ 分别为项目第 y 年所在区域电网的电量边际排放因子 OM 和容量边际排放因子 BM, 单位均为 $tCO_2/(MW \cdot h)$; ϖ_{OM} 和 ϖ_{BM} 分别为电量边际排放因子权重和容量边际排放因子权重。其中, OM 是电网系统中除低成本/必须运行机组外的其他所有发电机组的单位供电量排放因子, BM 是燃煤、燃气、燃油、垃圾焚烧发电“新增电

厂”样本采用当年商业化最佳技术的供电热效率计算得到的单位电量排放因子。目前,我国生态环境部发布了多种电力排放因子,应用场景如附录表 A2 所示^[34-40]。区域电网基准线排放因子主要用于核算清洁发展机制(clean development mechanism, CDM)项目或者 CCER 项目的减排量^[34,41-43]。根据《电力系统排放因子计算工具》(07.0 版),各区域电网基准线排放因子计算方法如附录表 A3 所示^[36-38]。 $F_{\text{grid,OM},y}$ 和 $F_{\text{grid,BM},y}$ 由生态环境部发布, ϖ_{OM} 和 ϖ_{BM} 取值则根据最新发布的能源类减排项目 CCER 方法学均设定为 0.5^[32-33]。

2.2.2 基准线情景排放量 B_y 影响因素及变化趋势

从 B_y 的计算公式(1)可知,项目的供电电量 $E_{\text{PJ},y}$ 和所在区域电网的电量边际排放因子 $F_{\text{grid,OM},y}$ 是影响 B_y 计算值的直接因素。其中,影响 $E_{\text{PJ},y}$ 的因素包括机组负荷率、运行小时数以及厂用电比例; $F_{\text{grid,CM},y}$ 的计算值则与 $F_{\text{grid,OM},y}$ 、 $F_{\text{grid,BM},y}$ 、 ϖ_{OM} 和 ϖ_{BM} 的取值密切相关。

新型电力系统建设背景下,新能源发电占比不断提升,电网调峰压力也持续增大,传统火电机组也逐渐从基荷电源向调峰电源转型,火电机组年均运行小时数和负荷率将逐渐降低,从而适应未来新能源逐渐成为主力电源的发展趋势。而负荷率的降低,会导致超(超)临界机组运行效率降低,厂用电占总发电量的比例会略有增加。这些影响因素会使得项目的净上网电量计算值 $E_{\text{PJ},y}$ 减小。

计算区域电网基准线排放因子 $F_{\text{grid,CM},y}$ 时,排放因子权重 ϖ_{OM} 和 ϖ_{BM} 往往根据需要取为固定值, $F_{\text{grid,OM},y}$ 和 $F_{\text{grid,BM},y}$ 的计算结果则受到多个因素影响。1) $F_{\text{grid,OM},y}$ 值为可获得数据点最近三年区域电网电量排放因子的加权平均值,权重系数依据年供电电量来确定^[37]。按照文献[37]给出的某一年 $F_{\text{grid,OM},y}$ 值计算方法,区域电网本地低成本/必须运行机组碳排放强度越低、调入电量来源区域的电量排放因子越低、本地非低成本/必须机组碳排放强度越低, $F_{\text{grid,OM},y}$ 值就越小。受政策导向推动、技术进步支撑、能源结构调整以及市场需求拉动,火电机组的碳排放强度在未来将呈现下降趋势,在这些影响因素作用下, $F_{\text{grid,OM},y}$ 计算值也将减小。2) $F_{\text{grid,BM},y}$ 是利用能够获得发电历史数据的最近年份里样本机组排放因子的供电量加权平均值^[38]。样本机组从种类上涉及水电、核电、风电、太阳能、燃煤、燃气、燃油、垃圾焚烧、其他火电(余热余压、

秸秆、蔗渣、林木发电)以及其他发电(地热能、海洋能)发电。燃煤、燃气、燃油、垃圾焚烧发电的单位电量排放因子采用了商业化最佳技术的供电热效率进行计算^[38]。从电力系统低碳化发展趋势来看,样本机组的碳排放强度也将呈现减小趋势,从而使得 $F_{\text{grid,BM},y}$ 计算值减小。考虑到 $F_{\text{grid,OM},y}$ 和 $F_{\text{grid,BM},y}$ 的变化趋势, $F_{\text{grid,CM},y}$ 也将逐渐减小。

综合上述影响因素的变化趋势来看,煤电掺氨项目基准线排放量 B_y 呈现逐渐减小的发展趋势。分时分区动态碳排放因子的发布使得电力排放因子的时空分辨率显著提升。国家规定的基准线情景排放量的计算逻辑未发生改变的情况下,未来随着监测数据库的完善,区域电网基准线排放因子也将更加精准,排放量计算准确度也将得到提升,CCER 项目减排量的空间分辨率也会随之提高。

2.3 煤电掺氨项目情景排放量

2.3.1 项目情景排放量数学模型

不考虑泄漏,煤电掺氨项目情景下碳排放按照式(4)计算:

$$P_y = \sum_i (S_{i,y} E_{i,y}) \quad (4)$$

式中: P_y 为项目第 y 年的排放量, tCO_2 ; $S_{i,y}$ 为项目第 y 年第 i 种化石燃料的消耗量, t 或 万 Nm^3 , 投产后参与交易的项目化石燃料消耗量通过项目能源计量点的监测结果确定,投产前参与交易的项目化石燃料消耗量=化石燃料发电电量占比×机组总发电量×供电煤耗率; $E_{i,y}$ 为项目第 y 年第 i 种化石燃料的 CO_2 排放系数, tCO_2/t 或 $\text{tCO}_2/\text{万 Nm}^3$ 。

其中, $E_{i,y}$ 按照式(5)计算:

$$E_{i,y} = V_{i,y} C_{i,y} O_{i,y} \times \frac{44}{12} \quad (5)$$

式中: 44/12 表示二氧化碳与碳的相对分子质量之比; $V_{i,y}$ 是第 i 种化石燃料的平均低位发热量, GJ/t 或 GJ/Nm^3 ; $C_{i,y}$ 是第 i 种化石燃料的单位热值含碳量, tC/GJ ; $O_{i,y}$ 是第 i 种化石燃料的碳氧化率(以%表示)。以上参数可以从《中国能源统计年鉴》、《公共机构能源消耗统计调查制度》、《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》获得。

2.3.2 项目情景排放量 P_y 影响因素及变化趋势

从 $E_{i,y}$ 的计算公式可知每种化石燃料的 CO_2 排放系数可以看做一个常量,那么在 P_y 计算中,化石燃料消耗量 $S_{i,y}$ 是影响其计算值的唯一变量。对于燃煤机组掺氨发电项目,掺氨比例是项目化石燃料消耗量的直接影响因素。掺氨比例越高, $S_{i,y}$ 值越

小, P_y 值越小。

2.4 煤电掺氨项目碳减排量

2.4.1 项目碳减排量数学模型

按照 CCER 方法学的基本原理, 煤电掺氨项目碳减排量为

$$R_y = B_y - P_y \quad (6)$$

式中: R_y 为项目第 y 年的减排量, tCO_2 。

2.4.2 煤电掺氨项目碳减排量分析

煤电掺氨项目能否获得碳减排效益进而获得额外的经济效益是行业关注的一个重点。从式(6)易知, 煤电掺氨项目碳减排量不一定为正。当掺氨比例较低时, 项目情景下的排放量较高, 可能出现项目减排量为负的情况。此外, 对于排放因子较低的区域电网, 基准线情景排放量的值较低, 若项目情景排放量达不到更低的排放水平, 则项目更难获得碳减排效益。

煤电掺氨项目碳减排效益影响参数的近似拐点值分析见附录 B。

3 算例分析

按照引言中的调研结论, 华北、华东、南方电网均有燃煤机组掺氨发电示范工程, 其他地区目前没有在运煤电掺氨机组, 应用本文所提数学模型计算各示范工程 2023 年全年的减排量。计算过程中, 假设各示范机组实施掺氨后在相同工况下机组发电效率不变。

3.1 华东区域算例

3.1.1 基准线情景排放量计算

国家气候战略中心最新发布的 2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子 OM 和 BM 如附录表 A4 所示^[36-38], 煤电掺氨项目权重系数 ω_{OM} 和 ω_{BM} 取值均为 0.5。

根据上述条件计算华东电网皖能铜陵电厂基准线情景下的碳排放量。皖能铜陵电厂在役运营机组为 $1 \times 320\text{MW} + 2 \times 1000\text{MW}$, 2023 年机组利用小时数 4900h ^[44], 实施掺氨运行的机组全年发电量 $1568000\text{MW}\cdot\text{h}$, 掺氨机组的厂用电率按 5.5% 计, 则其基准线排放量为 721098.5t 。

3.1.2 项目情景排放量计算

国家气候战略中心发布的 2023 年中国区域电网基准线排放因子 BM 计算说明^[38]给出的火电机组单位电量 CO_2 排放因子如附录表 A5 所示。

皖能铜陵电厂的掺氨比例在 10%~35% 之间, 按照不同的掺氨比例, 该电厂 2023 年项目排放量如表 1 所示。

表 1 皖能铜陵电厂项目排放量
Table 1 CO_2 emission of Tongling Plant

掺氨比例/%	CO_2 排放量/t
10	1020438.72
15	963747.68
20	907056.64
25	850365.6
30	793674.56
35	736983.52

3.1.3 项目减排量计算

按照式(6), 考虑不同掺氨比例, 2023 年皖能铜陵电厂的减排量如表 2 所示。

表 2 皖能铜陵电厂掺氨项目 CO_2 减排量
Table 2 CO_2 emission reduction of Tongling Plant

掺氨比例/%	CO_2 减排量/t
10	-299340.22
15	-242649.18
20	-185958.14
25	-129267.1
30	-72576.06
35	-15885.02
40	40806.02

从表 2 可知, 按照已投运铜陵电厂掺氨比例 10%~35%, 该发电项目 CCER 减排量为负; 若掺氨比例可提升为 40%, 2023 年碳减排量约为 40806t 。

2024 年 1 月全国 CCER 交易价格为 63.5元/t ^[45], 9 月迁钢公司 CCPP 发电项目的 CCER 转让均价为 96元/t ^[46]。因此, 若皖能铜陵电厂 2023 年的掺氨发电减排量参与 CCER 交易, 按照 96元/t 交易价格则可获得 391.7 万元的经济效益。

3.2 其他区域算例计算结果

同理, 可对龙源电厂和台山电厂的减排量进行计算。其中, 龙源电厂 2023 年平均利用小时数按照 5504h 计算^[47]。由于台山电厂未公布 2023 年的机组利用小时数, 暂按照 2022 年的平均利用小时数 5558h 进行计算^[48]。结果如表 3 所示。

表 3 其他区域电厂掺氨项目 CO_2 减排量
Table 3 CO_2 emission reduction of plants in other areas

电厂名称	年发电量/厂用电 (MW·h)	掺氨比例/%	基准线排放量/t	项目排放量/t	CO ₂ 减排量/t	
龙源电厂	220160	6	35	127998.8	103478.5	24520.3
台山电厂	3334800	5.12	35	1539788.9	1567406.0	-27617.1

由表 3 可知, 华北电网已投运掺氨发电厂的年减排量超过了 2.4万t , 但南方电网投运的掺氨项目在 35% 的掺氨比例下尚不能获得 CCER 减排收益。

若龙源电厂 2023 年的掺氨发电减排量参与 CCER 交易, 按照 96元/t 交易价格则可获得 235.4 万元的经济效益。

4 煤电掺氨项目未来发展前景分析

在开发煤电掺氨项目时, 发展前景是一个重要

关注点。分析煤电掺氨项目的发展前景,一方面要计及煤电掺氨技术发展程度,另一方面也需要考虑未来煤电机组面临着机组利用小时数减少、发电量降低、净上网电量减少、负载率降低、项目所在区域电网基准线排放因子降低等因素的发展趋势,对此本文开展了以下分析研究。

4.1 掺氨比例增加的影响

以 1 台 600MW 煤电机组年运行小时 4000h 为算例,研究煤电掺氨项目选址处于各大区域电网时,项目的减排量变化情况,如图 2 所示。

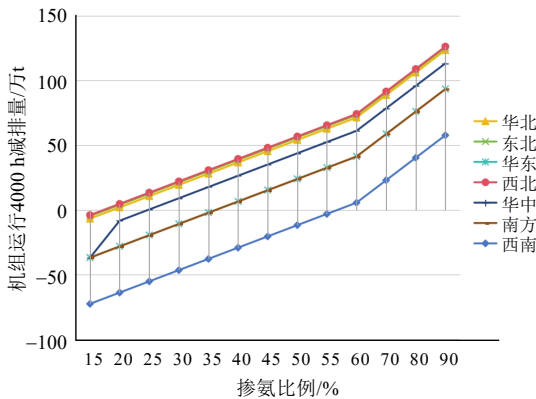


图 2 各区域掺氨煤电机组减排量随掺氨比例变化
Fig. 2 Relationship between CO₂ emission reduction and ammonia blending ratio

4.2 项目选址区域的影响

在不同运行小时数下,以 1 台 600MW 煤电机组为研究对象分析不同区域电网煤电掺氨项目可获得减排收益的掺氨比例拐点,各区域基准线排放因子采用附录表 A4 数据,所得结果如表 4 所示。

表 4 不同运行小时数下获得减排收益的掺氨比例近似拐点
Table 4 Knee point of ammonia blending ratio for obtaining emission reduction benefits under different operating hours

运行小时数/h	项目可获得减排收益的掺氨比例拐点/%						
	华北	东北	华东	西北	华中	南方	西南
5500	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
5000	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
4500	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
4000	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
3500	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
3000	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
2500	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
2000	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
1500	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
1000	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8

结果表明,煤电掺氨项目获得减排收益的掺氨比例拐点不随运行小时数变化而变化,这也说明:1) 掺氨机组运行小时数不是项目能否获益的决定因素;2) 选址不同区域的煤电掺氨项目需要达到不同的掺氨比例才能获得 CCER 减排效益;3) 西

北、华北和东北电网的项目掺氨比例达到 20%即可获得减排量收益,华中电网项目减排收益掺氨比例拐点约为 25%,华东、南方电网的掺氨比例拐点值要达到约 40%,西南电网的拐点值接近 60%。因此,从 CCER 减排效益的角度看,煤电掺氨项目可优先选址于基准线排放因子较高的西北、华北、东北和华中电网。

4.3 发电利用小时数减少的影响

机组的发电利用小时数是与发电量、净上网电量强相关的因素,本文以华北电网 1 台 600MW 煤电机组为研究对象,假设机组运行中单位电量煤耗不变,考虑发电利用小时数从 5500h 降至 1000h 的变化过程中,不同掺氨比例机组减排量的演变趋势如图 3 所示。

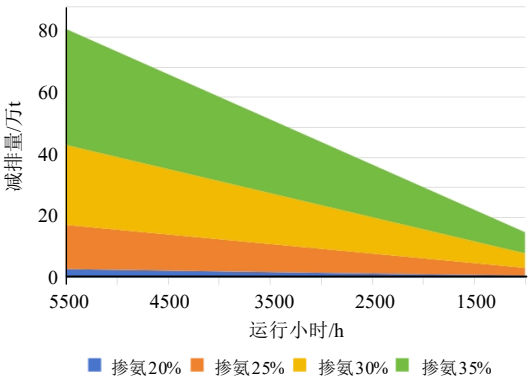


图 3 华北电网机组不同运行小时数下的减排量演变趋势
Fig. 3 CO₂ emission reduction for units under different operating hours in North China Power Grid

随着运行小时数不断减小,煤电掺氨项目减排量不断减小,但即使运行小时数降到 1000h,20% 掺氨的项目仍有 0.5 万 t 的减排量。选取其他区域掺氨比例达到临界拐点值的机组,通过分析研究,也得到相似结论,如表 5 所示。

表 5 不同区域电网机组运行小时数为 1000h 时项目减排量
Table 5 Project emission reduction of thermal units in different regions when operating for 1000 hours

运行小时数/h	600MW 机组减排量/万 t						
	华北	东北	华东	西北	华中	南方	西南
1000	0.5	0.99	1.67	1.19	0.1	1.63	1.41

4.4 区域电网基准线排放因子减小的影响

随着新能源电量占比不断提高,相应区域电网基准线排放因子将呈现逐渐减小的发展趋势,基准线排放量也随之降低,固定掺氨比例下煤电掺氨项目的减排量将会有所减小。为此,本文分析了各区域电网机组年运行 1000h 场景下,项目减排量与区域电网基准线排放因子的变化关系,如图 4 所示。

从图 4 可知,随着区域电网基准线排放因子减小,在确定的掺氨比例下煤电掺氨项目的减排量线

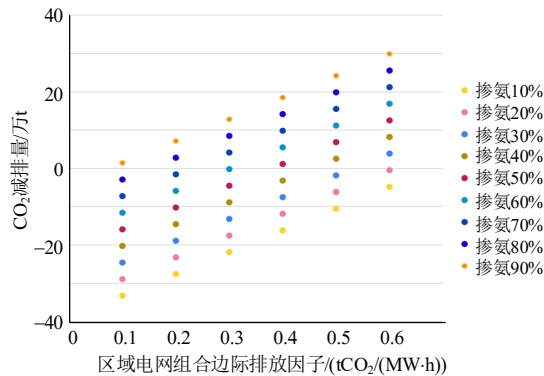


图 4 项目跟随区域电网基准线排放因子变化的减排量
Fig. 4 Emission reduction following changes in combination emission factors of regional power grid

性减少，项目获得减排效益的临界掺氨比例不断增加。在不同区域电网基准线排放因子下，项目可获得减排收益的掺氨比例拐点如表 6 所示。

表 6 区域电网基准线排放因子不同取值下获得减排收益的掺氨比例拐点	
Table 6 Knee point of ammonia blending ratio with combination emission factors of regional power grid	
排放因子/(tCO ₂ /(MW·h))	项目可获得减排收益的掺氨比例拐点/%
0.6	21.3
0.5	34.4
0.4	47.6
0.3	60.7
0.2	73.8
0.1	86.9

显然，区域电网基准线排放因子是掺氨项目能否获得减排效益的决定性因素。当基准线排放因子降低至 0.3 时，掺氨比例要达到 60% 才能获得减排收益，这对煤电掺氨技术提出了较高的要求。目前除西南电网外其他区域电网的基准线排放因子都在 0.4 以上，对于多数区域电网而言，基准线排放因子从 0.6 降至 0.3 及以下水平需要经过一段较长的发展时期才可能实现，在这个时期内实施煤电掺氨发电仍然能够取得良好的减排效益，对电力系统低碳转型也具有一定的战略意义。

4.5 机组容量对项目减排效益的影响

为分析机组容量对项目减排效益和掺氨比例近似拐点的影响，本节开展 1 台 1000MW 煤电机组年运行小时 4000h 的算例研究，假定该机组厂用电比例、度电碳排放量与 600MW 机组相同，对比结果如图 5 所示。

从图 5 易知，在上述研究条件下，600MW 机组和 1000MW 机组掺氨发电 CCER 项目获得减排效益的掺氨比例近似拐点是相同的，这也验证了附录 B 的分析结论。

达到掺氨比例拐点值之后，在相同掺氨比例、运行小时数下，1000MW 机组发电量高于 600MW

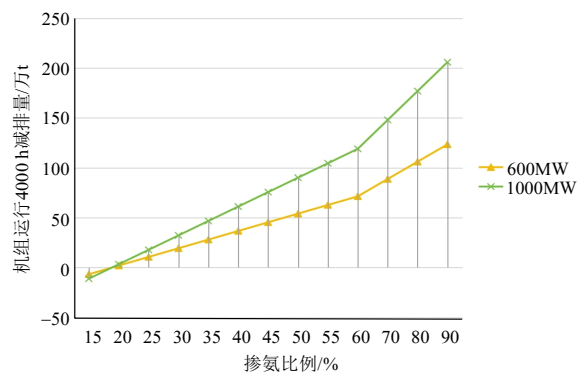


图 5 华北电网不同容量机组的减排参数对比
Fig. 5 CO₂ reduction comparison of different capacities units in North China Power Grid

机组，其相应的减排量也要更高，且随着掺氨比例增加减排量优势扩大。

4.6 机组煤耗性能对项目减排效益的影响

在前述分析中，煤电机组单位电量的 CO₂ 排放因子取附录表 A5 中数值 0.7231 tCO₂/(MW·h)，按照国家发改委能源研究所推荐的 1kg 标准煤碳排放系 0.67 计算，与此相对应的煤电机组单位电量的煤耗量为 293.94gce(gce 的含义为克标准煤)。根据 GB21258—2024 《燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》规定，机组煤耗修正系数 K_F 与机组负荷率 F 用式(7)描述：

$$K_F = 7.254 - 0.633(1 - e^{\frac{-F}{29.822}}) - 5.643(1 - e^{\frac{-F}{6.871}}) \quad (7)$$

GB21258—2024 规定的燃煤发电机组单位产品能耗限额等级中，3 级超高压机组的供电煤耗率最大为 352gce/(kW·h)，额外根据机组类型增加 15gce/(kW·h)的修正值^[49]。当机组负荷率低至 20% 时，由式(7)求得的 K_F 值超过了 1.6，修正后的供电煤耗率将超过能耗限额，此时燃煤机组供电煤耗率取其最大限额值 367gce/(kW·h)。

在上述条件下，本节采用供电煤耗率 367gce/(kW·h)开展对比分析，不同掺氨比例下碳减排效益及掺氨比例的近似拐点值如图 6 和表 7 所示。

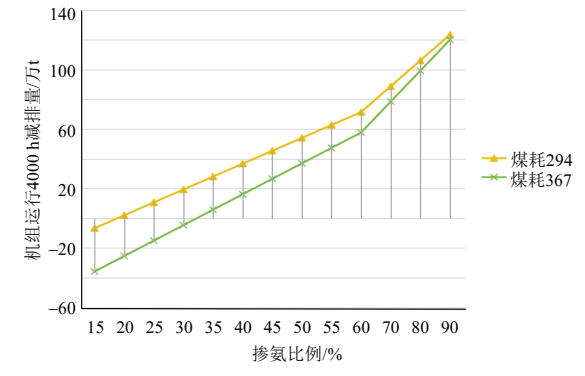


图 6 不同供电煤耗下掺氨发电机组减排量对比
Fig. 6 Comparison of emission reduction for different coal consumption units

表 7 掺氨发电项目获得减排收益的拐点值对比
Table 7 Knee point of ammonia blending ratio for different coal consumption units

供电煤耗率/ (g/(kW·h))	项目可获得减排收益的掺氨比例拐点/%						
	华北	东北	华东	西北	华中	南方	西南
294	18.9	17.8	36.2	17.3	24.8	36.3	56.8
367	32.3	31.3	46.8	31.0	37.2	46.8	63.9

分析可知,相同掺氨比例下高煤耗机组减排量显著低于低煤耗机组,而且高煤耗机组获得减排收益的掺氨比例拐点值要远高于低煤耗机组,对掺氨发电的技术水平要求更高。

4.7 CCER 和绿氨价格对减排效益经济传导的影响

煤电掺氨项目的碳减排量参与 CCER 市场交易可获得的经济效益与 CCER 碳交易价格密切相关。据估计,2030 年、2050 年、2060 年,我国碳价格将分别提升至 130~200 元/t、1000 元/t 和 2000 元/t^[50-51]。2025 年全国碳市场新增钢铁、水泥和电解铝 3 个控排行业,全国碳市场的覆盖排放量将增加至 80 亿 t。按照当前规定 CCER 抵消比例不超过 5%的配额清缴上限,理论上仅强制排放市场对 CCER 的需求可达 4 亿 t。市场需求旺盛,CCER 交易价格将会锚定 CEA 市场价格变动。在上述交易价格水平下,华北电网 1 台 600MW 煤电机组 30%掺氨比例下碳减排量参与 CCER 交易可获得的经济效益如图 7 所示。显然,CCER 交易价格越高,碳减排经济效益越显著。

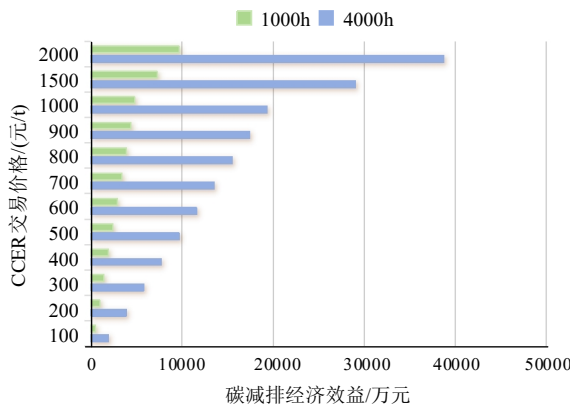


图 7 华北电网煤电机组 30%掺氨比例下碳减排经济效益
Fig. 7 Economic benefits of carbon reduction under 30% ammonia blending ratio in North China Power Grid

从绿氨燃料成本角度分析,该机组年运行 4000、1000h 条件下年消耗绿氨量分别为 344680t 和 86170t^[52],当国内绿氨价格从 4500 元/t 降至 2000 元/t 变化时,其绿氨燃料成本变化趋势如图 8 所示。

在 CCER 交易价格、燃料价格双重因素变动条件下,掺氨发电 CCER 经济效益可覆盖绿氨燃料成本的比例变化范围如图 9 所示。

从图 9 可知,在 CCER 交易价格最低(100 元/t)、

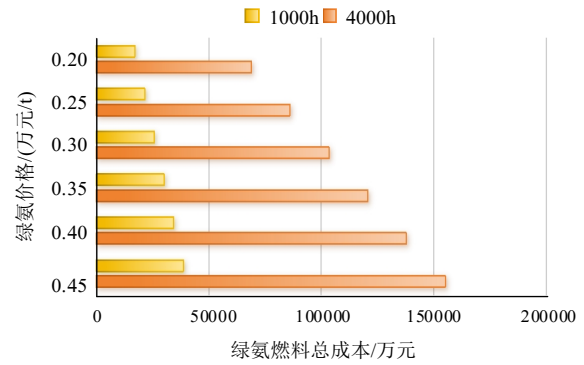


图 8 华北电网煤电机组 30%掺氨比例下绿氨燃料成本
Fig. 8 Cost of green ammonia under 30% ammonia blending ratio in North China Power Grid

绿氨价格最高(4500 元/t)的最不利条件下,掺氨发电项目通过 CCER 交易所得经济效益仅能覆盖 1% 的绿氨成本,而在最有利条件下(CCER 交易价格 2000 元/t、绿氨价格 2000 元/t)这一比例可达 56%。参照《2024 年中国绿氨产业报告》预测结论^[53],2030 年、2040 年、2050 年绿氨生产价格分别约为 4000、3500 和 2000 元/t,结合 CCER 交易价格发展趋势预测,相应的 CCER 交易经济效益覆盖绿氨成本比例估计可达到 3%、10%和 28%的水平,为推动技术进步及推广应用可起到一定的经济支撑作用。

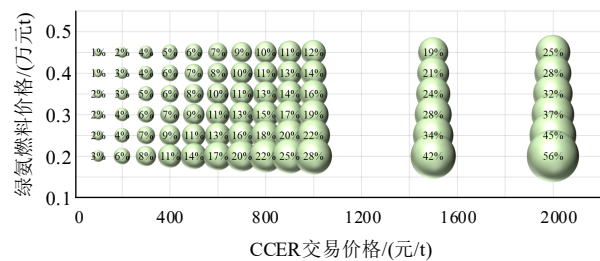


图 9 掺氨发电 CCER 经济效益与绿氨燃料成本的比值变化
Fig. 9 Ratio of CCER projects economic benefits to the green ammonia cost

5 结论

本文基于 CCER 规则提出了煤电掺氨碳减排计算模型,针对模型变量及其发展趋势进行了影响因素分析,进而通过关键参数演变下的碳减排效益变化分析了煤电掺氨项目发展前景,主要结论如下:

1) 煤电掺氨项目需要达到一定的掺氨比例才能获得 CCER 减排效益,区域电网基准线排放因子和机组供电煤耗率是掺氨项目能否获得减排效益的主要影响因素,也是确定项目获得减排效益临界掺氨比例的主要因素,即项目区域及机组选择是其关键要素,基于目前的区域电网排放因子水平和掺氨技术水平,掺氨发电项目可优先选择排放因子水平较高的西北、华北、东北和华中电网的低煤耗机组;未来随着新能源发电占比不断提升,排放因子

水平随之降低,项目获得减排效益的难度增加,对掺氨发电技术水平要求会更高。

2) 绿氨燃料成本价格是影响煤电掺氨项目经济性和可行性的重要限制因素,考虑 CCER 效益后,CCER 交易价格越高,则项目的碳资产价值越高,CCER 交易的经济传导价值越显著,煤电掺氨项目的经济性和可行性都能得到有效支持。在 2030 年 30%掺氨比例、CCER 价格 200 元/t 和绿氨价格 4000 元/t 的条件下,CCER 交易所得经济效益可以覆盖约 3%的绿氨燃料成本,而在未来理想条件下这一比例有望超过 50%。

3) 随着分时分区动态碳排放因子的发布,电力排放因子的时空分辨率明显提高,未来区域电网排放因子精度也会随之提升。本文所提以基准线法为底层逻辑的煤电掺氨项目 CCER 减排量计算方法仍然具有适用性,CCER 项目减排量的空间分辨率也会相应提高,对掺氨发电项目总体布局及优化设计可起到更精准的技术支撑作用。

未来电力供应的清洁化程度将会不断提升,排放因子减小虽然是必然发展趋势,但也需要经历较长的发展过程。实现碳中和的过渡阶段,开发煤电掺氨 CCER 项目不失为一项有意义的工作,既可以通过 CCER 交易获得收益以减轻过渡期煤电企业低碳转型所承受的经济压力,也可以推动氨燃料发电技术的快速进步,为最终实现碳中和目标起到关键作用。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2023 年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. (2024-02-29)[2024-02-29]. https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202402/t20240228_1947915.html.
- [2] 黄国日, 尚楠, 梁梓杨, 等. 绿色电力消费与碳交易市场的链接机制研究[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 668-678. HUANG Guori, SHANG Nan, LIANG Ziyang, et al. Research on the linkage mechanism between green power consumption and the carbon market[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 668-678(in Chinese).
- [3] 胡江溢, 杨高峰, 宋兆欧, 等. 支持新型储能发展的国际政策与中国发展模式探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 469-479. HU Jiangyi, YANG Gaofeng, SONG Zhaoou, et al. Preliminary discussion on the supporting policies and the China's development model of the new energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 469-479(in Chinese).
- [4] 中国电力企业联合会. 中电联发布《中国电力行业年度发展报告 2024》[EB/OL]. (2024-07-10)[2024-07-10]. <https://www.ccc.org.cn/detail/index.html?3-334911>.
- [5] IEA. CO₂ emissions in 2023[EB/OL]. (2024-03-01)[2024-03-01]. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>.
- [6] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027 年)》的通知[EB/OL]. (2024-06-24)[2024-06-24]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202407/content_6963501.htm.
- [7] 李亚楼, 王丹丹, 赵飞, 等. 电力多元转换(Power-to-X): 技术路径、应用与挑战[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1809-1820. LI Yalou, WANG Dandan, ZHAO Fei, et al. Path, application and challenge of Power-to-X[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1809-1820(in Chinese).
- [8] XIA Yu, HADI K, HASHIMOTO G, et al. Effect of ammonia/oxygen/nitrogen equivalence ratio on spherical turbulent flame propagation of pulverized coal/ammonia co-combustion[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2021, 38(3): 4043-4052.
- [9] HADI K, ICHIMURA R, HASHIMOTO G, et al. Effect of fuel ratio of coal on the turbulent flame speed of ammonia/coal particle cloud co-combustion at atmospheric pressure[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2021, 38(3): 4131-4139.
- [10] 王华坤, 徐义书, 张保华, 等. 煤掺氨燃烧过程中 NO 生成特性和氨氮转化行为研究[J]. 能源环境保护, 2023, 37(4): 30-37. WANG Huakun, XU Yishu, ZHANG Baohua, et al. Study on NO formation characteristics and ammonia-nitrogen conversion behavior during ammonia-coal co-firing[J]. Energy Environmental Protection, 2023, 37(4): 30-37(in Chinese).
- [11] ZHANG Juwei, ITO T, ISHII H, et al. Numerical investigation on ammonia co-firing in a pulverized coal combustion facility: effect of ammonia co-firing ratio[J]. Fuel, 2020, 267: 117166.
- [12] ISHIHARA S, ZHANG Juwei, ITO T. Numerical calculation with detailed chemistry of effect of ammonia co-firing on NO emissions in a coal-fired boiler[J]. Fuel, 2020, 266: 116924.
- [13] 龚艳艳. 煤氨混燃方式与掺氨比对燃料排放特性的影响研究[J]. 煤质技术, 2023, 38(4): 46-52, 60. GONG Yanyan. Study on the influence of coal ammonia mixed combustion method and ammonia mixing ratio on fuel emission characteristics[J]. Coal Quality Technology, 2023, 38(4): 46-52, 60(in Chinese).
- [14] 谭厚章, 周上坤, 杨文俊, 等. 氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 181-190. TAN Houzhang, ZHOU Shangkun, YANG Wenjun, et al. Economic analysis of ammonia and research progress of coal-ammonia co-firing[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 181-190(in Chinese).
- [15] 牛涛, 张文振, 刘欣, 等. 燃煤锅炉氨煤混合燃烧工业尺度试验研究[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 193-200. NIU Tao, ZHANG Wenzhen, LIU Xin, et al. Industrial-scale experimental investigation of ammonia-coal cofiring in coal-fired boiler[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 193-200(in Chinese).
- [16] 北极星氢能网. 皖能发电公司实现 300MW 机组 35%掺氨并网平稳运行[EB/OL]. (2023-06-20)[2023-06-20]. <https://news.bjx.com.cn/html/20230410/1299888.shtml>.
- [17] TANIGAWA H. Test results of the ammonia mixed combustion at mizushima power station unit No.2 and related patent applications [C]//Proceedings of 2018 AIChE Annual Meeting. Pittsburgh: The Chugoku Electric Power Co., Inc., 2018.
- [18] 陈磊, 方世东, 沈洁, 等. 氨燃料发电研究进展[J]. 工程热物理学报, 2022, 43(8): 2212-2224. CHEN Lei, FANG Shidong, SHEN Jie, et al. Research progress in ammonia fuel for power generation[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2022, 43(8): 2212-2224(in Chinese).
- [19] 国际能源小数据. 日本推动绿色氨作为燃料与煤炭混烧发电, 减少二氧化碳排放[EB/OL]. (2021-02-06)[2021-02-06]. https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzA5MDc0MzA0OA==&mid=2651676883&idx=2&sn=15534de0aa7d1dec109406b406e1dad6&chksm=8bfec8b4bc8941a25fc8462d5caa5c417ba9d09bea1b20aa78d5393ed0fbc260c9edbedc.
- [20] 搜狐网. 2021 国际大湾区充换电论坛 活动回顾|程一兵: 零碳燃料——氢与氨[EB/OL]. (2021-12-14)[2021-12-14]. https://mil.sohu.com/a/508079296_120809091.
- [21] 大小新闻. 寻找低碳“最优解”, 新区这样作答: 全区获批国家级绿色园区, 八家企业获批国家绿色工厂[EB/OL]. (2023-08-23)[2023-08-23]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1775000240672339005&wfr=spider&for=pc>.
- [22] 中国电力新闻网. 全国首个兆瓦级全比例氨/煤混燃技术试验成功[EB/OL]. (2023-08-03)[2023-08-03]. https://www.cpn.com.cn/news/hy/202308/t20230803_1623476_wap.html.

- [23] 吉平, 林伟芳, 冯长有, 等. 氢能发电技术发展制约因素及未来方向综述[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(2): 165-175.
JI Ping, LIN Weifang, FENG Changyou, et al. Review on the development constraints and directions of hydrogen power generation technology[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(2): 165-175(in Chinese).
- [24] 李志军, 刘京京, 陈爱琴, 等. 可再生能源转化为氨氢能源体系技术和经济性分析[J]. 上海节能, 2022(9): 1125-1131.
LI Zhijun, LIU Jingjing, CHEN Aiqin, et al. Technical and economic analysis on renewable energy conversion to ammonia hydrogen energy system[J]. Shanghai Energy Saving, 2022(9): 1125-1131(in Chinese).
- [25] 孙立, 余潜跃, 张玉琼, 等. 基于绿电转氨的综合能源生产单元经济性与碳足迹评估[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2567-2578.
SUN Li, YU Qianye, ZHANG Yuqiong, et al. Evaluation of economy and carbon footprint of integrated energy production unit based on green power to ammonia[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2567-2578(in Chinese).
- [26] 国金证券. 氢能&燃料电池行业产业链系列报告之十七: 绿氢经济性可期, 高碳场景替代加速[R]. 上海: 国金证券, 2024.
- [27] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 《温室气体自愿减排注册登记规则(试行)》《温室气体自愿减排项目设计与实施指南》发布[EB/OL]. (2023-11-16)[2023-11-16]. <https://ccer.cets.org.cn/notice/noticeDetail?bulletinInfoId=1174755335156666368>.
- [28] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 关于发布《温室气体自愿减排项目设计与实施指南》的公告[EB/OL]. (2023-11-16)[2023-11-16]. <https://www.ccn.ac.cn/carbon-market/ccer/211.html>.
- [29] 肖中湘. 一本书读懂碳交易[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2022: 25, 33, 137.
- [30] 马勇, 李美仪. 中国碳交易市场的规模、结构与影响因素分析[J]. 金融市场研究, 2023(4): 99-112.
MA Yong, LI Meiyi. Research on China's carbon trading market: scale, structure and influencing factors[J]. Financial Market Research, 2023(4): 99-112(in Chinese).
- [31] 生态环境部, 市场监管总局. 温室气体自愿减排交易管理办法(试行)[EB/OL]. (2023-10-19)[2023-10-19]. https://www.mee.gov.cn/gzkg/gz/202310/t20231020_1043695.shtml.
- [32] 生态环境部办公厅. 关于印发《温室气体自愿减排项目方法学造林碳汇(CCER-14-001-V01)》等4项方法学的通知[EB/OL]. (2023-10-24)[2023-10-24]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202310/t20231024_1043877.html.
- [33] 生态环境部办公厅. 关于就《温室气体自愿减排项目方法学煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用》《温室气体自愿减排项目方法学公路隧道照明系统节能》公开征求意见的函[EB/OL]. (2024-07-30)[2024-07-30]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202407/t20240730_1082971.html.
- [34] 徐三敏, 张弓, 王放, 等. 基于 CCER 规则的抽水蓄能碳减排计算方法[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 175-182.
XU Sanmin, ZHANG Gong, WANG Fang, et al. Carbon emission reduction calculation method for pumped storage based on CCER rules[J]. Electric Power, 2024, 57(1): 175-182(in Chinese).
- [35] 全国能源信息平台. CCER: 核心机制与收入测算——碳中和碳达峰带来的投资机会[EB/OL]. (2021-04-22)[2021-04-22]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1697726748457252264&wfr=spider&for=pc>.
- [36] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子[EB/OL]. (2024-07-09)[2024-07-09]. <http://www.ncsc.org.cn/SY/zywj/202407/W020240709709436742308.pdf>.
- [37] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 2023 年减排项目中国区域电网二氧化碳基准线排放因子 OM 计算说明[EB/OL]. (2024-07-09)[2024-07-09]. <http://www.ncsc.org.cn/SY/zywj/202407/W020240709709437370462.pdf>.
- [38] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 2023 年减排项目中国区域电网二氧化碳基准线排放因子 BM 计算说明[EB/OL]. (2024-07-09)[2024-07-09]. <http://www.ncsc.org.cn/SY/zywj/202407/W020240709709439048191.pdf>.
- [39] 舒印彪. 基于分时分区电碳因子分析方法构建产品碳足迹标准认证体系[N]. 中国能源报, 2024-07-08(06).
- [40] 张显, 汤亚宸, 李达, 等. 考虑绿电交易的电力碳排放定量测算[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1957-1966.
ZHANG Xian, TANG Yachen, LI Da, et al. Carbon emission evaluation for green power transaction[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1957-1966(in Chinese).
- [41] 刘昱良, 李姚旺, 周春雷, 等. 电力系统碳排放计量与分析方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(6): 2220-2235.
LIU Yuliang, LI Yaowang, ZHOU Chunlei, et al. Overview of carbon measurement and analysis methods in power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(6): 2220-2235(in Chinese).
- [42] 别佩, 林少华, 王宁, 等. 基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算[J]. 南方电网技术, 2023, 17(6): 34-43.
BIE Pei, LIN Shaohua, WANG Ning, et al. Calculation of carbon emission factors on the corporate electricity consumption side based on power flow tracing and green power trading[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(6): 34-43(in Chinese).
- [43] Clean Development Mechanism. TOOL07 Methodological tool: tool to calculate the emission factor for an electricity system version 07.0 [R]. Brazil: United Nations Framework Convention on Climate Change, 2018.
- [44] 金融界网站. 皖能电力: 2023 年机组发电小时数预计约 4900 小时, 标杆煤价水平在 1030 元/吨[EB/OL]. (2024-02-10)[2024-02-10]. <https://finance.sina.com.cn/stock/relnews/cn/2024-02-10/doc-inahpruk2198621.shtml>.
- [45] 全国温室气体自愿减排交易系统. 2024 年 1 月 22 日全国温室气体自愿减排交易行情[EB/OL]. (2024-01-22)[2024-01-22]. <https://www.ccer.com.cn/wcm/ccer/html/2401jysj1/20240122/180448923.shtml>.
- [46] 新浪财经. 首钢股份(000959.SZ): 迁钢公司转让 CCER 总量 148.72 万吨转让价款 1.43 亿元[EB/OL]. (2024-09-10)[2024-09-10]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1809798395126752128&wfr=spider&for=pc>.
- [47] 西南证券. 风电龙头装机高增, “以大代小”提升效率[R]. 北京: 西南证券股份有限公司, 2024.
- [48] 李勇. 国能台山电厂能源保供突出获省能源局致信感谢[EB/OL]. (2023-01-31)[2023-01-31]. <http://www.jmtv.cn/web/jmnews/20230131/1675150398546.shtml>.
- [49] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 燃煤发电机组单位产品能源消耗限额: GB 21258—2024[S]. 北京: 中国标准出版社, 2024.
- [50] 金文兵, 杨丝涵. 专家预测 2050 年碳价格逼近 1000 元/吨, 建议武汉像打造光谷一样打造“绿谷”[EB/OL]. (2023-10-17)[2023-10-17]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1780015177309373948&wfr=spider&for=pc>.
- [51] 王科, 吕晨. 中国碳市场建设成效与展望(2024)[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2024, 26(2): 16-27.
WANG Ke, LYU Chen. Achievements and prospect of China's national carbon market construction (2024)[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2024, 26(2): 16-27(in Chinese).
- [52] 丁先, 李汪繁, 马达夫. 燃煤机组耦合氨燃料燃烧特性及经济性探讨[J]. 热力发电, 2022, 51(8): 20-28.
DING Xian, LI Wangfan, MA Dafu. Discussion on coal-fired units coupled with ammonia fuel: combustion characteristics and economy [J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(8): 20-28(in Chinese).
- [53] 云道资本. 2024 中国绿氨产业研究报告[R]. 北京: 北京云点道林信息咨询有限公司, 2024.



吉平

在线出版日期: 2025-06-17。

收稿日期: 2025-02-08。

作者简介:

吉平(1983), 女, 博士, 教授级高工, 通信作者, 研究方向为新型电力系统规划与低碳运行、电氢互动技术, E-mail: jiping@epri.sgcc.com.cn;

易俊(1980), 男, 博士, 教授级高工, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析、稳定和控制等, E-mail: yjun@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A CCER 相关排放因子

表 A1 我国最新发布的 CCER 方法学

Table A1 CCER methodology latest published in China

发布时间	方法学名称
2023 年 10 月 24 日	温室气体自愿减排项目方法学造林碳汇 (CCER-14-001-V01)
	温室气体自愿减排项目方法学并网光伏发电 (CCER-01-001-V01)
	温室气体自愿减排项目方法学并网海上风力发电 (CCER-01-002-V01)
	温室气体自愿减排项目方法学红树林营造 (CCER-14-002-V01)
2025 年 1 月 3 日	温室气体自愿减排项目方法学煤矿低浓度瓦斯和 风排瓦斯利用(CCER-10-001-V01)
	温室气体自愿减排项目方法学公路隧道照明系统节能 (CCER-07-001-V01)

表 A2 中国发布的电力排放因子及其应用场景

Table A2 Electricity emission factors and application scenarios in China

电力排放因子名称	应用场景
全国电网平均 排放因子	全国碳市场企业核算电力 间接排放进行履约
区域电网基准线 排放因子	开发 CDM 项目或者 CCER 项目时核算项目减排量
省级电网平均 排放因子	以省级行政区域边界为划分， 支撑编制省级温室气体排放清单以及 省内各级政府碳强度下降目标考核
分时分区动态碳 排放因子	产品碳足迹核算、省级电网公司 不同供电分区动态碳排放因子计算

表 A3 中国区域电网基准线排放因子计算方法

Table A3 Calculation method for baseline emission factors of regional power grids in China

排放因子名称	区域电网	计算方法
电量边际排放因子 $F_{\text{grid,OM},y}$	华北、华中、 华东、东北、 西北、南方	采用简单 OM 方法 基于电力系统所有机组 (不包括低成本/必须运行机组)的 总净发电量、燃料类型及 燃料消耗量来计算电网的 单位供电量排放因子
		采用经调整的 OM 方法 对每类发电机组分别求出按各机组年 供电量加权平均的单位供电量排放因 子，然后求得两者参与发电调度的概 率权重，最后对两类发电机组的单位 供电量排放因子按参与发电调度的概 率权重进行加权平均得到
		西南
	所有	对选定的新增机组样本的 供电排放因子以电量为 权重进行加权平均求得

表 A4 2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子

Table A4 Regional grid baseline emission factors of the 2023 emission reduction projects in China

区域	电量边际排放 因子 $F_{\text{grid,OM},y}$	容量边际排放 因子 $F_{\text{grid,BM},y}$	区域电网基准排放 因子 $F_{\text{grid,CM},y}$
华北	0.9350	0.3020	0.6185
东北	1.0472	0.2070	0.6271
华东	0.7703	0.2030	0.48665

西北	0.9014	0.3597	0.63055
华中	0.8771	0.2696	0.57335
南方	0.7738	0.1981	0.48595
西南	0.5959	0.0634	0.32965

表 A5 火电机组单位电量 CO₂ 排放因子

Table A5 Emission factor per unit energy of thermal units in China

机组类型	排放因子 (tCO ₂ /(MW·h))	供电 效率/%	燃料排放因子 (kgCO ₂ /TJ)	氧化率
燃煤	0.7231	43.46	87300	1
燃气	0.3536	55.28	54300	1
燃油	0.5138	52.90	75500	1
垃圾焚烧	0.7700	21.43	73300	1

附录 B 碳减排效益影响参数的近似拐点值分析

B.1 掺氨比例近似拐点值分析

煤电机组在不同掺氨比例下的碳排放特性与掺氨比例之间并不能用确定的线性变化关系来描述。为了从原理上近似分析掺氨比例对项目获得减排效益的影响，需要进行前提假设：从按热值掺氨发电的角度看，不考虑掺氨比例对燃烧性能的影响，假定总热值相同的燃料混合物可以生产相同的电量，则发电碳排放与燃料掺氨比例线性相关。

在上述假设条件下，采用单一种类燃煤的煤电掺氨 CCER 项目可获得碳减排效益的临界条件可以表述为

$$E_{\text{PJ},y} F_{\text{grid,CM},y} - (1 - \alpha) C_{\text{coal},y}^0 O_{\text{coal},y} \geq 0 \quad (\text{B1})$$

式中： α 为掺氨比例(按热值)， $C_{\text{coal},y}^0$ 为不掺氨时燃料消耗量， $O_{\text{coal},y}$ 为单一种类燃料排放系数。

由式(B1)可知，近似条件下，采用单一种类燃煤的煤电掺氨 CCER 项目可获得碳减排效益的临界条件为

$$\alpha \geq 1 - E_{\text{PJ},y} F_{\text{grid,CM},y} / C_{\text{coal},y}^0 O_{\text{coal},y} \quad (\text{B2})$$

对于确定的发电机组，在其给定的发电任务确定的条件下， $E_{\text{PJ},y}$ 、 $C_{\text{coal},y}^0$ 和 $O_{\text{coal},y}$ 都可以认为是确定的，那该机组实施掺氨发电改造后，获得 CCER 减排效益的条件就与 α 和 $F_{\text{grid,CM},y}$ 相关，这两个参数在假定条件下呈线性变化关系。碳排放强度越高的区域电网 $F_{\text{grid,CM},y}$ 值越大，掺氨机组获得 CCER 减排效益的临界掺氨比例就越小。

B.2 $F_{\text{grid,CM},y}$ 拐点近似值分析

从 2.2.2 节可知， $F_{\text{grid,CM},y}$ 值与区域内电力来源的清洁程度密切相关，因此在相对较短时间周期内， $F_{\text{grid,CM},y}$ 值难以发生大幅度变化。但从更长的发展周期来看，随着新能源电量占比不断提高，区域电网 $F_{\text{grid,CM},y}$ 值减小会对燃煤机组掺氨发电 CCER 项目减排效益产生影响。

在 B.1 节假设条件下, 对于确定的掺氨比例 α_0 下, 煤电掺氨 CCER 项目可获得碳减排效益的临界 $F_{\text{grid,CM},y}$ 值可表达为

$$F_{\text{grid,CM},y} \geq (1 - \alpha_0) C_{\text{coal},y}^0 O_{\text{coal},y} / E_{\text{PJ},y} \quad (\text{B3})$$

式(B3)表明: 未来新能源电量占比达到一定程度后, $F_{\text{grid,CM},y}$ 值会显著减小, 煤电掺氨 CCER 项目碳减排效益可能由正转负, $F_{\text{grid,CM},y}$ 具体门槛值受电源规划、电网运行等多重因素不确定性影响而难以确定。

B.3 其它参数分析

在参数 $F_{\text{grid,CM},y}$ 和 α 都确定的条件下, 煤电掺氨 CCER 项目可获得碳减排效益的临界条件则可用式(B4)来描述:

$$E_{\text{PJ},y} / C_{\text{coal},y} \geq (1 - \alpha) O_{\text{coal},y} / F_{\text{grid,CM},y} \quad (\text{B4})$$

从简化计算的角度, $E_{\text{PJ},y}$ 和 $C_{\text{coal},y}^0$ 如式(B5):

$$\begin{cases} E_{\text{PJ},y} = E_{\text{gen},y} - E_{\text{厂用电},y} = P_{\text{gen}} \bar{T}_y - E_{\text{厂用电},y} \\ C_{\text{coal},y} = \bar{f}_{\text{coal}} E_{\text{gen},y} = \bar{f}_{\text{coal}} P_{\text{gen}} \bar{T}_y \end{cases} \quad (\text{B5})$$

式中: $E_{\text{gen},y}$ 为第 y 年发电量, P_{gen} 为装机容量, $\bar{T}_y$

为第 y 年发电机平均利用小时数, $\bar{f}_{\text{coal}}$ 为供电煤耗率。

由式(B4)–(B5)可知, 若近似考虑厂用电占发电量的比例为固定值 k , 发电设备平均利用小时数 $\bar{T}_y$ 和装机容量 P_{gen} 将不会成为 CCER 项目减排获益的关键约束参数, 而 $\bar{f}_{\text{coal}}$ 与参数 α 和 $F_{\text{grid,CM},y}$ 之间存在如下近似约束条件:

$$\bar{f}_{\text{coal}} \leq \frac{F_{\text{grid,CM},y} (1 - k)}{O_{\text{coal},y} (1 - \alpha)} \quad (\text{B6})$$

进一步分析式(B6)可知, 对于确定的区域电网, 在受技术水平限制煤电机组可掺氨比例较小的条件下, 项目为获得减排效益所允许的 $\bar{f}_{\text{coal}}$ 上限值就越小, 即对发电机煤耗性能要求较为严苛。而当掺氨发电技术水平提高后, 对获得减排效益的发电机煤耗性能要求会变得宽松。掺氨比例确定条件下, 排放因子越大的区域掺氨发电 CCER 项目获得减排效益对发电机煤耗性能的要求会越低。