

新一代煤电清洁降碳典型路径研究

卢季德¹, 祁学勇¹, 张超¹, 张志强¹, 李京藏²

(1. 国电电力发展股份有限公司, 北京市, 100101; 2. 北京信息科技大学计算机学院, 北京市, 102206)

摘要 本文基于当前示范项目的实践经验, 分析了掺烧生物质、掺氨及碳捕集技术存在的经济性缺失与燃料来源不足等主要问题。研究发现, 低参数小容量机组由于供电煤耗高、碳成本压力大, 对降碳的需求更为迫切; 而生物质燃料收储半径的限制, 使得小容量机组在燃料适配性方面具有天然优势。结合造纸、制糖、木材加工等产业的生物质副产物资源, 本文提出“纸头电尾”“糖头电尾”“木头电尾”等资源循环利用模式, 并以广西、四川、贵州等生物质富集区域为典型场景, 论证了低参数小容量机组掺烧生物质作为新一代煤电清洁降碳典型路径的技术经济可行性, 为煤电差异化降碳提供理论依据与实践参考。

关键词 新一代煤电; 清洁降碳; 生物质掺烧; 低参数小容量机组; 资源循环利用

中图分类号: TM621 文献标识码: B

文章编号: 1008-0899(2026)10-0014-03

2025年, 国家发展改革委、国家能源局联合发布《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025-2027年)》^[1](以下简称《实施方案》), 明确提出要推动煤电向清洁低碳、安全可靠、高效调节、智能运行方向转型。在清洁降碳方面, 《实施方案》强调因地制宜采用零碳低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存(CCUS)等技术, 提升机组清洁降碳技术水平, 并提出“采用降碳措施后, 度电碳排放水平应较2024年同类煤电机组降低10%~20%”的明确目标^[2]。当前, 我国煤电机组规模庞大, 不同容量等级、不同技术参数的机组并存。从技术路径来看, 零碳低碳燃料掺烧(生物质、绿氨)与CCUS是当前的主要方向。然而, 从国内示范项目的实践经验来看, 上述技术路径均面临明显不足, 其中最核心的制约因素是经济性缺失, 其次是生物质燃料来源不足以支撑大规模掺烧。本文基于机组技术经济特性的比较分析, 结合生物质燃料的资源分布与收储特征, 提出以低参数小容量机组为主体、以产业副产物生物质为燃料来源的清洁降碳典型路径, 为新一代煤电差异化降碳提供理论支撑与实践指引。

1 不同容量机组的降碳需求与适配性分析

1.1 能效差异与碳成本压力

从机组效率看, 高参数大容量机组(如1000MW超超临界机组)供电煤耗可达270g/(kW·h)以下, 而低参数小容量机组(如300MW亚临界机组)供电煤耗通常在320g/(kW·h)以上。按照生态环境部发布的《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》, 300MW等级以上常规燃煤机组配额基准值为0.7751tCO₂/MW·h, 300MW等级及以下常规燃煤机组: 0.8042tCO₂/MW·h。按照每年4 000h运行, 碳价100元/tCO₂计算, 1台300MW亚临界机组来自配额缺口的履约成本约为564万元/年, 折合度电碳排放履约成本为4.70元/MW·h。在同样的运行小时条件下, 1台1 000MW超超临界机组的配额盈余收益为2 276万元/年, 折合度电碳排放履约收益为5.69元/MW·h。因此低参数小容量机组相对于大容量高参数机组的履约劣势在10元/MW·h左右, 低参数小容量机组对降碳的需求比高参数大容量机组更为迫切。

1.2 生物质燃料的收储半径与机组容量匹配

生物质燃料具有能量密度低、分布分散的特点, 存在经济收储半径(通常为50~100km)。在相同收储半径内可获得的生物质资源总量有限, 这使得不同容量机组在不同掺烧比例下的掺烧经济性呈现显著差异。

1.2.1 掺烧比例10%以下碳市场履约约束下的经济

作者简介: 卢季德(1993~), 男, 湖北武汉人, 博士, 工程师, 研究方向: 能源行业政策分析。

性

当掺烧比例低于10%时,机组仍纳入碳市场配额管理,经济性论证需综合考虑燃料成本与碳履约成本变化。以年利用小时4 000h、碳价100元/tCO₂为基准:1 000MW机组按10%热量比例掺烧,年需生物质约30万吨(按热值折标煤)。相同50km收储半径内的可收集生物质资源通常难以达到这一规模,需扩大收储半径至100km以上,导致物流成本显著上升。根据目前碳市场配额分配方案,高参数大容量机组本身有盈余配额,如果因为生物质燃料成本与运输成本高于现有燃煤成本,生物质掺烧的经济性更难以体现。300MW机组按10%以下比例掺烧,年需生物质仅约9万吨,履约成本节约564万元,相当于每吨生物质降低62元,且可在50km经济收储半径内获得稳定供应,物流成本可控。在此情景下,小容量机组在燃料获取便利性和碳成本节约方面均具有优势。

1.2.2 掺烧比例10%及以上履约豁免与政策红利

当掺烧比例达到或超过10%时,根据《煤电低碳化改造建设行动方案(2024-2027年)》,机组可申请纳入碳排放配额豁免管理,经济性论证逻辑发生根本转变。豁免价值:以300MW纯凝机组为例,不掺烧时年配额缺口约4~6万吨,履约成本400~600万元/年。达到10%掺烧比例并申请豁免后,该部分履约义务完全免除,相当于获得400~600万元/年的固定“收益”。如果掺烧20%,则年需求生物质为18万吨,生物质成本仍然有30元左右的优势,收集半径相对于1 000MW达到掺烧10%,需求30万吨仍然有优势。政策叠加效应:低参数小容量机组更容易达到10%掺烧门槛,还可争取超长期特别国债支持(5 000~8 000万元/台机组改造资金)和绿电交易资格,进一步提升项目经济性。

1.2.3 机组容量与资源匹配策略

综上,对于300MW级机组,年需生物质9~18万吨(10%~20%掺烧比例),可在50km收储半径内实现燃料自给率70%以上,在“降缺口”与“全豁免”两种模式下均具备较好的经济可行性。对于1 000MW级机组,掺烧10%时年需生物质30万吨以上,50km半径内资源通常不足,燃料成本较300MW机组高30%~50%;且达到10%门槛后将失去现有碳市场框架下的配额盈余,经济性更差。因此,

300MW级低参数小容量机组是生物质掺烧改造的优先选择。

1.3 技术改造投入的技术和经济性比较

从技术改造投入成本来看,低参数小容量机组的总投资成本显著低于高参数大容量机组。生物质掺烧改造主要包括燃料预处理系统(破碎、烘干)、输送系统、燃烧器改造等,大容量机组由于燃料处理量大、系统复杂,投资额通常是中小机组的2~3倍^[3]。同时,目前各种生物质掺烧技术路线还处于示范阶段,以低参数小容量机组改造作为先行示范,技术上的容错成本相对较低。

2 基于产业副产物的生物质资源化利用模式

2.1 产业末梢生物质资源的识别

传统生物质掺烧多聚焦于秸秆等农业废弃物,但其收集成本高、季节性波动大、热值不稳定。实际上,部分工业产业在生产过程中产生的大量生物质副产物,具有集中度高、收储成本极低、热值稳定的特点,是更为理想的生物质燃料来源^[3]。①造纸产业。竹木制浆过程产生大量木屑、竹屑、树皮等副产物,约占原料用量的10%~15%。以广西、四川、贵州等地的大型纸浆厂为例,年产竹木屑可达数十万吨,且集中于厂区周边,收集运输成本较低。②制糖产业。甘蔗制糖产生甘蔗叶、甘蔗渣等副产物。广西作为国内最大甘蔗产区,年产甘蔗叶约1000万吨,目前大部分就地填埋或无序焚烧,造成资源浪费和环境污染。③木材加工产业。木材加工产生树皮、边角料、锯末等,约占原料用量的20%~30%。广西桉树种植面积全国第一,木材加工产业发达,副产物资源丰富。

2.2 “产业末梢-电力终端”的循环模式构建

①“纸头电尾”模式。在造纸产业集聚区周边布局生物质掺烧机组,将竹木屑、树皮等造纸副产物直接作为燃料,实现造纸固废的资源化利用,同时降低煤电碳排放。②“糖头电尾”模式。在制糖产业集中区域,收集甘蔗叶、蔗渣等副产物,通过破碎、成型后掺烧,既解决秸秆焚烧污染问题,又为煤电提供零碳燃料。③“木头电尾”模式。依托木材加工产业基地,回收树皮、边角料、锯末等,经简单处理后送入电厂掺烧,形成木材加工-固废利用-清洁发电的闭环。上述模式的共同特点是,燃料来源于工业副产物,本身即为固废资源,收集成本极低;

产出集中,无须长距离运输;供应稳定,不受农时季节影响。这从根本上解决了传统生物质掺烧的燃料来源与经济性问题。

3 政策建议与实施路径

3.1 建立差异化降碳考核机制

建议在《新一代煤电实施方案》和《碳配额分配方案》基础上,针对不同容量机组制定差异化的降碳目标与支持政策。对于低参数小容量机组,鼓励优先采用生物质掺烧路径,在碳配额分配、辅助服务补偿等方面给予倾斜,引导其发挥降碳潜力。

3.2 构建电、热、生物质资源协同模式

支持发电企业与造纸、制糖、木材加工等产业建立长期战略合作,推动产业副产物的定向供应。在产业集聚区规划建设生物质预处理中心,对木屑、竹屑、甘蔗叶等进行破碎、烘干、成型处理,形成标准化燃料产品,降低发电企业的使用门槛^[5]。考虑到这些行业同时也是热能需求大户,因地制宜地积极发展稳定工业供热,同步实施热电联产改造。

3.3 完善经济激励政策

将生物质掺烧纳入可再生能源电力消纳责任权重考核,对满足条件的掺烧电量给予绿证核发或碳配额豁免。对实施掺烧改造的机组,在设备投资增值税抵扣、所得税减免等方面给予支持。推动碳市场价格信号向发电企业传导,使降碳成本能够通过碳配额盈余或碳交易收益得到合理补偿。

3.4 开展典型区域示范工程

在广西、四川、贵州等生物质资源富集区域,选择3~5台300MW级机组开展“产业副产物掺烧”示范工程,验证“纸头电尾”“糖头电尾”“木头电尾”模式的技术经济可行性。总结示范经验,形成设计规范、运行导则、经济评价方法等标准体系,为全国推广奠定基础。

4 结语

综上所述,本文基于《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025-2027年)》的政策要求,结合国内清洁降碳技术示范和碳市场履约的实践经验,系统分析了不同容量机组的降碳需求与技术适配性。研究得出以下主要结论:低参数小容量机组由于供电煤耗高、碳成本压力大,对降碳的需求更为迫切,同时生物质燃料收储半径的限制使其在燃料适配性方面具有天然优势,改造经济性优于高参数大容量机组;造纸、制糖、木材加工等产业产生的木屑、竹屑、甘蔗叶、树皮等副产物,具有集中度高、收储成本低、供应稳定的特点,可构建“纸头电尾”“糖头电尾”“木头电尾”等资源循环利用模式,从根本上解决生物质掺烧的燃料来源与经济性问题;广西、四川、贵州等生物质富集区域具备“资源—机组”空间匹配的典型条件,可作为新一代煤电清洁降碳的先行示范区。综上,以低参数小容量机组为主体、以产业副产物生物质为燃料来源的清洁降碳路径,符合全社会经济碳成本最小化原则,兼具技术可行性、经济合理性与资源可持续性,可作为新一代煤电清洁降碳的典型路径予以推广。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局.新一代煤电升级专项行动实施方案(2025--2027年)[R].发改能源[2025] 363号,2025-03-26.
- [2] 黄叶飞,刘砚欣,殷柳玲,等.燃煤电厂耦合生物质发电降碳技术的发展与展望[J].电力科技与环保,2025,41(6):909-921.
- [3] 李俊彪,王明华.基于不同情景模式的燃煤掺氨发电技术的经济性分析[J].中国煤炭,2022,48(5):54-59.
- [4] 项群扬,曹勤峰,王准,孔相植,袁立春.煤电机组低碳化改造技术路线对比分析[J].能源工程,2025,45(6):50-59.
- [5] 杨阳,杨东泰,张超群,等.双碳背景下火电厂低碳化改造技术路径及经济分析[J].电力科技与环保,2025,41(1):13-26.