生物质能气化发电技术研究

许翔轩　宋　玮　高宇轩　亢炜燎
洛阳瑞昌环境工程有限公司　河南　洛阳　471031

摘　要：生物质能气化发电是实现农林废弃物资源化利用和可再生能源替代的重要技术路径。本文系统梳理了生物质气化发电技术的基本原理与技术路线，分析了固定床气化炉、流化床气化炉等主要气化装置的结构特点与适用场景，阐述了燃气净化、发电机组配置等关键环节的技术要求。研究表明，冷气化效率（冷煤气效率，指燃气化学能占原料输入化学能的比例）低、燃气焦油含量高、发电系统稳定性差是制约技术推广应用的主要障碍。针对上述问题，本文从催化剂应用、气化工艺优化、燃气深度净化及系统集成控制等方面提出了技术改进策略，并对生物质气化发电技术在经济性提升和规模化应用方面的发展前景进行了展望。

关键词：生物质能；气化发电；气化炉；燃气净化；可再生能源

引言：生物质能是唯一可直接转化为液体燃料和化学品的可再生碳源，在全球能源转型中占据重要地位。中国每年产生农林废弃物超10亿吨，大量未有效利用，既造成资源浪费，也带来环境污染。生物质气化发电技术通过热化学转化将固体生物质转化为可燃气体驱动发电，实现了低品位资源向高品位电能的升级利用，具有原料适应性强、项目规模灵活等优势，适合在农村和工业园区推广。本文从技术原理、关键设备、系统集成等角度，系统分析该技术现状与问题，探讨提升技术经济性的可行路径。

1 生物质气化发电的技术原理与路线

1.1 气化反应的基本原理

生物质气化是在700~900℃条件下，以空气、氧气或水蒸气为气化剂，将固体生物质转化为以CO、H_2、CH_4为主的可燃气体的热化学过程。该过程本质上是有机物在欠氧条件下发生热解、氧化、还原多重耦合反应，通过控制氧化剂供给量低于完全燃烧理论需氧量，使碳氢化合物部分氧化放热，为还原反应提供热量，最终生成具有燃烧价值的合成气。气化过程通常划分为干燥、热解、氧化和还原四个阶段，但各阶段并非依次顺序发生，而是在炉内相互重叠、共同作用。干燥阶段在100~150℃析出水分，热解阶段在300~500℃挥发分析出并生成焦炭，氧化阶段在700~900℃碳与氧反应生成CO_2和H_2O并释放热量，还原阶段CO_2和H_2O与碳反应生成CO和H_2。产出的燃气热值一般为4~6MJ/Nm³，可用于内燃机发电或化工合成。

1.2 主要技术路线与系统构成

生物质气化发电系统由原料预处理、气化反应、燃气净化、发电输出四个子系统构成，依据气化介质和发电方式可形成多种技术路线。按气化剂类型划分，空气气化最为常见，工艺简单、成本低，但燃气中氮气含量高（约50%）导致热值偏低；氧气气化可获得高热值燃气，但制氧成本高，仅适用于大型项目；水蒸气气化产出的燃气中H_2含量较高，有利于后续合成利用，但外部供热需求大。按发电方式划分，内燃机是中小规模项目的主流选择，具有设备成熟、启动快、并网方便等优点；燃气轮机适用于较大规模（5MW以上），发电效率更高，对燃气质量要求更严格；整体气化联合循环将气化与联合循环相结合，发电效率较高但投资成本高、系统复杂[1]。

1.3 适用原料特性与选择原则

生物质原料的物理化学特性直接影响气化效果。常见原料包括秸秆、稻壳、木屑、果壳等农林废弃物。含水率是最关键参数之一，适宜范围为15%～20%，过高降低气化温度，过低则挥发分析出过快。挥发分含量越高，产气潜力越大。灰分含量及熔融特性影响运行稳定性，灰熔点低的原料易结渣。粒径影响床层透气性和反应接触面积，不同炉型要求差异显著：固定床一般要求10～80mm，流化床需更小粒径。原料选择应遵循就近获取、成本可控、性质稳定的原则，优先选用区域供应充足、成分均一的农业秸秆和林业加工剩余物。

2 核心设备与关键技术环节

2.1 气化炉类型与选型分析

气化炉是生物质气化发电系统的核心设备，其结构形式决定气化效率、产气特性和运行稳定性。固定床气化炉结构简单、投资较低，适用于中小规模和小颗粒原料。下吸式固定床气化炉产生的燃气中焦油含量相对较低（约0.1～2 g/Nm³），是目前小型发电项目最常用的

炉型，但其规模放大受限，炉内温度分布不均时易出现“搭桥”现象。上吸式固定床气化炉可处理含水量较高的原料，但燃气中焦油含量偏高（10～100 g/Nm³），后续净化负荷大。流化床气化炉床层温度均匀、气固接触充分，适用于大规模和细颗粒原料。鼓泡流化床气化炉操作稳定、放大性能良好，在已投运的生物质大规模气化发电项目中应用占比较高[2]。循环流化床气化炉碳转化率更高，但系统复杂、飞灰夹带量大。选型时需综合考虑项目规模、原料特性、投资预算和运行维护能力，一般建议小规模项目优先考虑固定床，大规模项目优先选择流化床。

2.2 燃气净化系统的技术要点

气化产生的粗燃气中含有焦油、粉尘、硫化物、氯化物等多种杂质，必须经过净化处理才能满足发电设备的进气要求。内燃机对燃气中焦油含量的耐受极限一般为20～50 mg/Nm³，粉尘含量要求低于5 mg/Nm³，硫化氢含量需控制在50 ppm以内。焦油脱除是净化环节的难点。目前常用的方法分为物理法和化学法。物理法包括旋风分离、湿式洗涤、电捕焦油等，以水洗和油洗最为常见。湿式洗涤效率可达到80%～90%，但产生含焦油废水，需要进行后续处理。化学法包括催化裂解和热裂解，通过高温和催化剂作用将焦油大分子转化为小分子气体，避免了废水问题，但对催化剂寿命和运行温度控制有较高要求。粉尘脱除主要采用布袋除尘和湿式电除尘，前者对细颗粒物的脱除效率可达99%以上，需注意燃气温度不能高于滤袋耐受温度（通常约200℃）。硫化物和氯化物的脱除则通过湿法碱洗或干法吸附实现。净化系统的设计应遵循“多级组合、分级脱除”的原则，根据燃气中杂质含量和发电设备的耐受要求，合理配置净化设备的类型和级数。

2.3 发电机组配置与运行要求

净化后的燃气进入发电机组进行能量转换。中小规模项目（10 kW～5 MW）主要采用燃气内燃机，大型项目（5 MW以上）可采用燃气轮机或联合循环。内燃机选型需重点关注以下几点：一是燃气热值的波动范围，应在机组允许的变动区间内（一般为±15%）；二是燃气中的杂质含量必须控制在机组制造商要求的限值以下，否则会造成火花塞积碳、活塞环磨损加剧、润滑油劣化加速等问题；三是机组功率与气化系统产气量的匹配，应按产气量的85%～90%配置装机容量，留出一定的调节裕量。在运行维护方面，应建立定期清洗换热器、更换滤芯、检测润滑油和冷却液品质的标准化作业制度，落实定期清洗换热器、更换滤芯、检测润滑油品质等维护措施，保证机组持续安全稳定运行。

3 存在的主要问题与技术瓶颈

3.1 气化效率与燃气品质问题

气化效率是衡量气化过程性能的核心指标，本文所指冷气化效率即冷煤气效率，代表燃气化学能占原料输入化学能的比值，目前空气气化方式的冷气化效率普遍在 60%～75% 之间，仍有较大提升空间。导致冷气化效率偏低的主要原因包括：反应温度不均匀导致部分原料未能充分气化、炉内局部产生过多焦炭残留、气化剂分布不均造成偏流。燃气品质方面的主要问题是热值偏低，空气气化产出的燃气热值一般在 4～6 MJ/Nm³ 之间，仅约为天然气的 1/7～1/5，低热值燃气燃烧时燃烧产物占比高，燃烧速率与火焰组织条件变差，进而影响内燃机的输出功率和燃烧稳定性。此外，生物质原料种类繁杂且品质波动大，即使同一种类的秸秆，因产地、收获季节、储存条件的差异，其灰分、挥发分、元素组成等参数均存在显著变化，气化系统很难实时调整运行参数以适应原料波动，导致产气量和燃气组分难以持续稳定。

3.2 焦油带来的运行障碍

焦油在低温部位（低于200℃）冷凝为粘稠液体，附着在管道壁面、阀门、换热器和过滤器上，导致系统压降增大、传热效率下降，严重时需要停机清理。大量工程实践表明，焦油冷凝堵塞管道是造成众多气化发电项目非计划停机的重要诱因[3]。焦油在高温下可能发生聚合反应生成更难处理的炭状沉积物，加剧设备的不可逆损伤。虽然现有净化技术可以将焦油含量降至内燃机可接受的水平，但净化过程增加了设备投资和运行维护成本，小型项目甚至难以承受复杂的净化系统投入。有研究估算，焦油管理相关的投资和运行费用约占气化发电系统总成本的15%～25%，显著影响了项目的经济竞争力。

3.3 系统稳定性与经济性挑战

生物质气化发电系统由多个子系统串联构成，任一环节的故障都可能导致全线停机。气化炉的加料系统因原料物性差异大而容易发生架桥堵塞，净化系统的洗涤塔因结垢而效率衰减，发电机组因燃气组分波动而自动保护停机，这些常见的运行故障叠加在一起，使许多项目的年运行小时数远低于设计值，难以达到预期发电收益。设备折旧、维修人工和滤材更换等固定成本占比高，导致发电成本通常在0.6～0.9元/kWh，与煤电和大型光伏风电相比缺乏经济优势。在缺乏有力政策支持的条件下，项目投资回收期普遍偏长，制约了产业资本的进入意愿。此外，生物质原料的收集、储存和运输成本约占项目总运行成本的30%～40%，原料供应的季节性特征

进一步加大了全年连续稳定供应的难度。

4 技术改进与产业发展方向

4.1 气化过程的催化强化

催化剂的主要作用是降低气化反应活化能、促进焦油分子的裂解转化、调整合成气组分比例。常用的催化剂分为天然矿物类和合成类两种：天然矿物催化剂以白云石、橄榄石为代表，成本低、来源广，适合在流化床中作为床料添加，工业应用较为成熟；合成类催化剂以镍基催化剂为代表，活性高、选择性好，催化裂解焦油的效率可达90%以上，但失活较快、再生成本高。目前的研究趋势是开发兼具催化气化和催化裂解双重功能的双功能催化剂，以及从废弃催化剂中回收活性组分以降低成本。催化剂的应用应结合具体的气化工艺进行优化设计，包括催化剂添加方式、添加比例和失活催化剂在线置换方案的合理确定。

4.2 系统集成与智能控制

提升生物质气化发电系统整体性能，除了优化单个设备外，更需要从系统集成的角度寻求突破。热电联供模式是提高能量利用效率的有效途径，将发电余热回收用于原料干燥、建筑供暖或温室种植，可使综合能源利用效率从单纯发电的20%～30%提升至60%以上，显著改善项目的经济性。多联产路线拓展了气化产物的利用路径，除了发电外，还可将合成气用于生产生物柴油、乙醇、甲醇等高附加值化学品，或分离提纯氢气用于燃料电池[4]。智能控制技术的引入使实时调整运行参数以保持最优工况成为可能，基于大数据和机器学习算法的气化过程预测模型已在部分示范项目中投入应用，通过预测燃气组分和产气量的变化趋势提前调整进料量和气化剂供给，减少了非计划停机次数。这些系统层面的优化方向比单一设备改进更具潜力，应是未来产业推广的重点。

4.3 政策支持与产业化路径

生物质气化发电技术的产业化离不开政策引导和市场培育。借鉴欧洲国家的成功经验，上网电价补贴、绿色电力证书、碳交易收益等政策工具对缩小生物质发电与常规能源之间的成本差距具有关键作用。建议针对不同规模和不同原料类型的项目制定差异化的补贴标准，重点支持原料供应有保障、电力消纳条件好的区域率先发展。在产业组织方面，应鼓励建立“原料收集—气化发电—余热利用—灰渣还田”的区域性循环经济模式，降低原料获取和产品销售的交易成本。在技术推广节奏上，建议从示范工程积累经验到区域性规模化应用逐步递进，避免盲目铺摊子导致失败案例损伤行业信心。随着碳减排约束的加强和生物质气化技术的持续进步，生物质气化发电有望在2030年前后在部分具备条件的地区实现与常规能源的平价竞争。

结束语

生物质气化发电实现了低品位农林废弃物向高品位电能的转化，兼具资源利用与环境保护双重效益。本文从技术原理、核心设备、存在问题和发展方向四个维度对该技术进行了系统分析。研究表明，气化效率偏低、焦油净化困难、系统运行稳定性不足是当前制约技术推广的主要瓶颈，催化气化、智能控制和系统集成优化是突破上述瓶颈的有效方向。随着碳减排约束增强和技术持续进步，生物质气化发电有望在分布式能源和农村能源供应体系中发挥更加重要的作用。

参考文献

[1]陈锐,徐帅杰,孟庆延,等.生物质气化气催化提质研究进展[J].洁净煤技术，2026，32(1):377-402.

[2]胡晶.床层温度控制对生物质循环流化床气化的影响分析[J].化工时刊，2026，40(2):38-42.

[3]陈洪刚,廖成胜,宋泉训,等.生物质气化内燃机发电可行性分析[J].能源与节能,2023(12):39-42.

[4]潘玉瑾,寇巍,孙兆楠,等.生物质气化发电-CO2捕集制纯碱碳减排效益评估[J].太阳能学报,2026,47(2):633-641.