

中国燃煤与生物质气化耦合发电技术的探索与实践

何培红¹，沈冶²，胡志波¹，杨春笋¹，伍焕婷¹

(1. 国电长源湖北生物质气化科技有限公司，湖北荆门，448040；2. 国家能源集团海南分公司，海南海口，57000)

摘要：研究开发经济上可行、效率较高且适合我国国情的生物质发电系统是我国今后能否高效利用秸秆等生物质资源的关键。国电长源电力股份有限公司研发了10.8MW燃煤电站锅炉秸秆气化再燃系统工业示范项目，该项目采用高速循环流化床生物质气化工艺，用空气将生物质高效气化，将生物质燃气高温送入锅炉与煤粉混烧发电，从而实现生物质高效利用，充分利用燃煤发电机组使生物质气化发电的各类成本降至最低，高温输送简化了燃气净化带来的设备投资、运行成本，也充分利用了高温显热和气态焦油完全燃烧产热，使生物质气化转化热得到了最大化利用，同时也避免了除焦油带来的环境污染。该项目是对中国燃煤与生物质气化耦合发电技术的开创性的探索与实践，意义重大，具有很高的推广利用价值。

1 研发背景

生物质能目前是仅次于煤炭、石油、天然气而居于世界能源消费总量第四位的能源，在能源系统中占有重要地位。中国是一个农业大国，生物质资源相当丰富，为了节约常规化石能源消耗、减少污染，生物质能的合理利用已经越来越受到重视。同时生物质能利用具有的CO₂零排放的特点，对于缓解日益严重的“温室效应”有着特殊意义。

国外生物质气化领域处于领先水平的国家有丹麦、荷兰、意大利、德国等。目前，国外生物质气化装置一般规模较大，自动化程度高，工艺较复杂。国外生物质气化应用情况主要为：生物质气化发电；生物质燃气区域供热；水泥厂供燃气与发电并用的生物质气化站；生物质气化合成甲醇或二甲醚；生物质气化制氢；生物质气化合成氨等。中国对生物质利用技术的深入研究始于上世纪80年代，经过20多年的努力，在生物质直燃发电、小型气化发电等方面研发与应用取得了一定进展，生物质发电成为国内生物质能利用的最普遍方式之一，但与发达国家生物质利用技术相比，仍存在效率偏低、规模偏小、处理技术落后、投资费用高等各种问题，制约了生物质的高效利用。研究开发经济上可行、效率较高且适合国情的生物质发电系统是我国今后能否有效利用秸秆等生物质资源的关键。

依托大型燃煤机组耦合生物质气化发电技术，是生物质能最高效、最洁净的利用方法之一。国电长源电力股份有限公司2008年开始该技术的研发与探索，于2011年组织建设了10.8MW燃煤电站锅炉秸秆气化再燃系统工业示范项目，采用高速循环流化床生物质气化工艺，在生物质气化原料前期处理、给料密封、循环流化床气化、循环操控、高温灰冷却、高温输送、燃气最佳入炉与切断、燃料多样化、焦油催化裂解利用等方面深入研发，实现了用空气将生物质高效气化，产生低热值燃气，结合国电长源荆门热电厂#7600MW大型超临界燃煤发电机组，将生物质燃气送入锅炉与煤粉混烧实现发电，其综合发电能源利用效率远高于现有生物质直燃电厂的发电利用效率，实现了生物质高效利用并替代部分化石能源。

2 项目工艺路线及采取的关键技术

2.1 工艺路线

项目的技术路线是稻壳或生物质成型燃料通过车辆运输到料棚存储，经上料皮带输送至炉前料仓，由螺旋给料机送入高速循环流化床气化炉，在气化炉中热解气化，生成含有CO、H₂、CH₄等成份的可燃气体。生物质燃气经过除尘、降温后，以400℃的高温送入火力发电厂现有燃煤锅炉，利用原有发电系统实现高效发电。项目采用的工艺系统流程如图1所示。

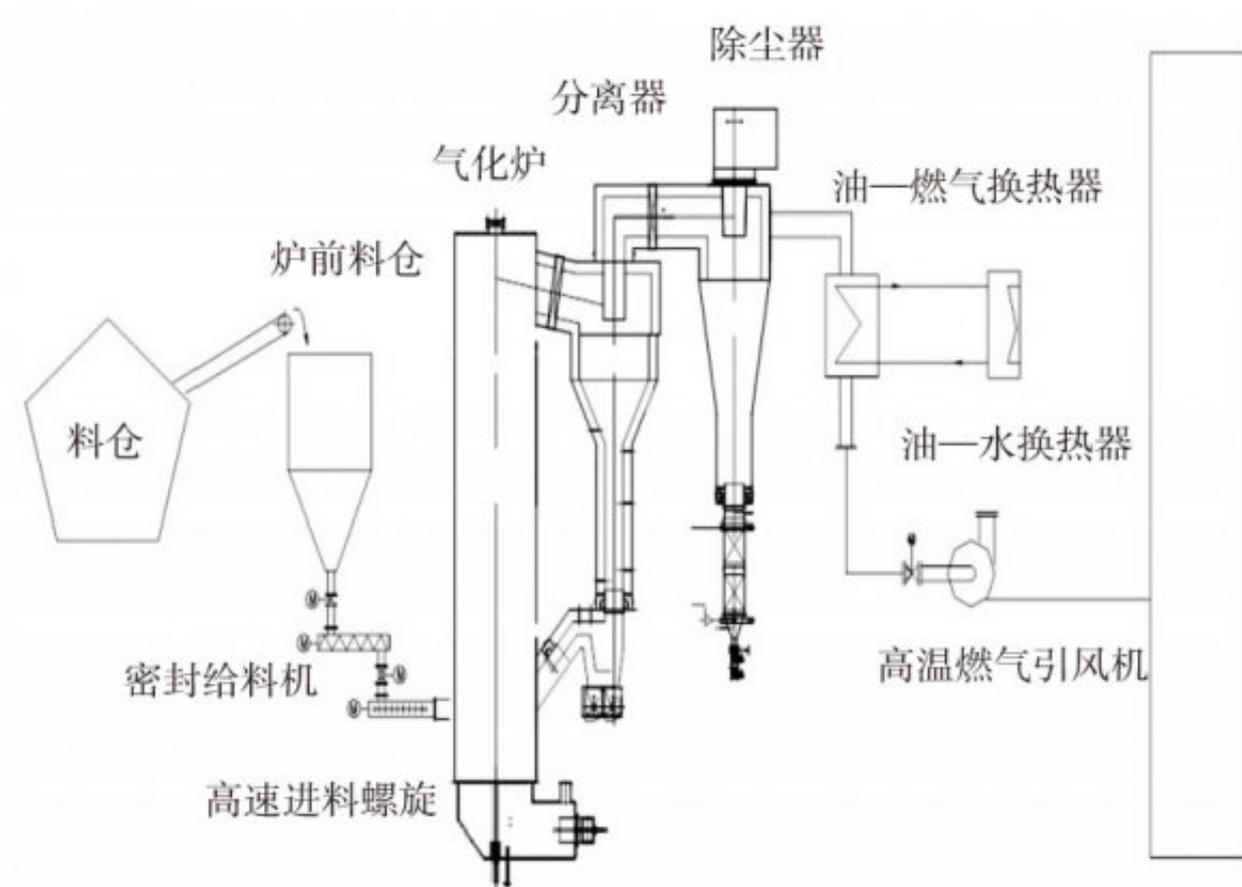


图1 工艺系统流程

2.2技术实施方案

项目生物质燃气再燃设计出力折合约10.8MW电负荷，以稻壳作为主要原料，额定燃料量8t/h，气化效率>70%，气化炉整体热效率>85%。燃气入炉与煤混燃，不改变燃煤锅炉原有设计性能。

气化炉采用平衡通风，循环流化床内物料的循环由风机提供动力，空气通过鼓风机加压后进入提升管底部风室，经过布风板上的风帽实现床料及燃料流化，高温热燃气先后经循环分离器和除尘分离器后，再经换热器适度降温后，由引风机加压送入燃煤电厂锅炉，从电厂锅炉两侧送入4台专用燃气燃烧器再燃。

项目采用计算机分散控制系统集中控制，完成对生物质气化炉及其相关的上料系统、除灰系统、辅机设备等的统一监控，保证机组安全、可靠、经济地运行。

2.3计量与结算

项目上网电量目前实行以“燃气热量折电量”的办法进行计量。燃气流量计量采用标准孔板式流量测量，采用在线测量分析仪测量燃气各成份的含量计算出燃气热值；燃气热量计根据燃气流量和燃气热值数据，实时自动计算燃气发热量。电量计量则通过热量折算成电量和生物质燃气与电量实时转换仪两种方式计量。燃气热量信号实时远传到电网公司，用于监督、结算，折算方法如下：

$$\text{上网电量(kWh)} = \frac{\text{燃气热量(GJ)}}{29308(\text{J/g}) \times \text{机组上年供电煤耗率}(\text{g/kWh})} \times 10^9$$

2.4攻克的关键技术

因此目前国内没有火力发电企业开展此项工作，国电长源电力股份有限公司自2008年开始进行秸秆气化再燃工程的研究与开发工作，积极探索大规模高效低污染综合利用生物质的可行技术路线，2009年4月成立研发项目组，组织完成了《600MW超临界锅炉秸秆气化再燃系统研发》课题，并于2010年完成了实验室规模的高温空气秸秆鼓泡流化床气化实验研究及现场每小时气化1t秸秆的中试规模秸秆气化系统的技术开发。项目取得了以下关键技术：

2.4.1 大容量循环流化床气化炉的设计和制造

项目首创使用高速循环流化床技术作为生物质气化装置的核心设备，气化炉采用钢结构；旋风分离器采用分段支撑方式固定，气化炉本体采用多层保温耐火砖结构的绝热炉膛，布风板采用高温稀土合金的形式，保证布风均匀及耐高温；排渣采用直排方式；气化炉添加床料口设置在气化炉提升管与再循环立管的返料口下部；气化炉采用冷风供风；除尘分离器采用一级除尘分离器，除尘效率大于90%；分离器下设置冷灰器，除灰温度低于100℃；气化炉本体设置了合适的人孔门、防爆门。

气化炉制造选型重点解决了气化炉本体的耐火、绝热设计；旋风循环分离器、旋风除尘分离器的设计定型，确定了除尘分离效率及压降、主床及返料器各部尺寸、主床及布风板风帽布置形式及数量、布风板阻力等关键要素。

2.4.2 高温燃气的输送、焦油的处理

项目创造性地未设置脱除焦油的设备，经综合技术、经济比较，采用了燃气-凝结水-导热油组合换热系统将燃气温度降低至400℃左右输送，既可以满足引风机的制造工艺要求，又同时满足了减少能源浪费、避免冷却过程中焦油粘结问题，并充分利用焦油热量及燃气的显热，燃气显热得到了回收利用。燃气在输送过程中得以最大程度减少焦油的凝结，焦油不需要额外处理，大部分焦油呈气态输送至大锅炉燃烧，减轻了炉前高温燃气管道及高温阀门的技术要求，有效降低了工程成本。

引风机采用适用于燃气介质的特种高温离心风机，为有效防止燃气爆燃的危险，风机采用本体防爆及电机防爆，风机进风口采用特制材料，以防摩擦起火引起爆燃；风机穿轴处密封采用石墨环接触式密封。

2.4.3 高温燃气入炉技术

通过对燃烧器布置方案、燃烧器形式、配风形式等综合对比，结合生物质燃气的特性、原锅炉的特点，从燃烧器的布置、对原锅炉的影响、腐蚀性等方面进行了论证，燃烧器确定布置于锅炉侧墙，采用旋流式燃烧器（燃气直流、配风旋流）的方案。由于原锅炉的燃烧为对冲式，侧墙处于配风死角，原炉侧墙处燃烧本身即需补充空气，采用旋流式燃气燃烧器在此补充热空气更科学，且燃气燃烧器布置在煤粉燃烧器上方，对原燃烧影响不大，原煤粉燃烧器也无需进行改动。

2.4.4 炉前密封给料技术

为解决系统压力波动，保证炉前能可靠密封给料及给料顺畅、防止料仓高温回火，通过论证确定了密封给料机选型及送引风机参数，保证系统零压点运行在合适的位置。

2.4.5 床料确定

采用普通河砂作为流化床的基本床料，成本低廉。通过运行摸索解决了选择何种粒径的河砂及合适的床料高度可满足实际运行需求。

2.4.6 运行控制技术

采用床下少油点火升温的方式启动，根据不同物料确定了最佳气化炉运行温度及各部压力参数的监控；制订了完善的系统启停操作及异常处理操作规程。通过燃料多样性和燃料适应性的试验，获得针对不同种类的生物质燃料，配比不同的风量及给料量，以最佳气化反应温度及压力参数，实现稳定的物料循环、流化，保证了燃气的气化品质。

2.5 项目的主要特点

项目气化装置产生的燃气具有热值稳定、燃烧性能稳定、温度较高等特点，送入锅炉和煤粉混烧后，有促进煤粉充分燃烧的作用，对燃煤电厂锅炉运行无

不利影响。同时，对降低电厂锅炉NO_x排放也有额外益处。项目的整个生产过程具有热转化效率高、损失小、CO₂零排放、无污染物废弃物产生等诸多优点。其独特的工艺路线，为该技术应用带来了众多的好处和优点。

2.5.1 投资省、占地少、建设周期短

项目利用现有火力发电厂的土地、水、电、汽等，将秸秆气化后送至燃煤机组的锅炉中与煤粉混烧，不需另外配套相应的锅炉、汽轮机、发电机及输电设备，大幅降低工程造价，缩短了建设周期。

2.5.2 效率高、处理能力大

项目可实现生物质大规模的工业应用，生物质处理能力强，截至目前仍为国内最大的生物质循环流化床气化耦合发电装置。与鼓泡床、固定床相比，气化效率更高、气化强度更高，单位投资更省。其高温气态化焦油随燃气入炉完全燃烧、高温燃气所带显热均带入发电锅炉得到了充分利用，仅有少量的飞灰捕集后排出，飞灰平均含炭量约10%以内，机械不完全热损失小。通过与高参数大容量火力发电机组耦合发电，使得生物质能源利用效率可提高至35%以上，远高于现有生物质直燃电厂。

2.5.3 清洁、环保、无污染

由于燃气中的焦油成分等以气态进入高温锅炉内被充分燃烧，省却了焦油处理设备，利用了焦油的热量，避免了焦油排放与处理带来的环境污染。秸秆气化后排除的固体残留为草木灰，是优良的有机肥原料，通过气力输灰集中收集后实现综合利用。由于气化使用的原料为秸秆，实现了CO₂排放。

2.5.4 运行方式灵活安全

示范项目装置与系统启停灵活，一般情况下2~3h即可完成冷态启动，30min内可完成停炉的主要操作，且不论启停均不影响大机组的安全运行。项目设置了完善的硬件保护部件及连锁保护，紧急情况下可以快速实现对发电锅炉的燃气切断、气化装置的紧急安全停运等，系统运行安全可靠。

3 工程实践

2012年7月，项目通过72h满负荷连续试运行后，由专业试验单位进行了生物质气化装置的性能试验，性能考核试验主要情况如下：

3.1 主要技术指标

装置主要设计指标见表1。

表1 气化装置主要设计指标

| 项目 | 单位 | 计算 | 备注 |
|----------|---------------------|-------------|--------------|
| 生物质高位热值 | MJ/kg | 14.17 | 以稻壳为例,含水率15% |
| 生物质处理量 | kg/h | 8000 | |
| 气化炉保证热效率 | % | 85 | |
| 生物质发电功率 | MW | 10.8 | |
| 湿燃气产量 | Nm ³ /h | 14000~18000 | |
| 湿燃气产气率 | Nm ³ /kg | 2.263 | |

续表

| 项目 | 单位 | 计算 | 备注 | | |
|----------------|--------------------|-------------------------------|-------|-------------------------------|------|
| 湿燃气热值 | MJ/Nm ³ | 4.0~5.0 | | | |
| 气体组分 | | | | | |
| CO | 18% | C ₂ H ₆ | 1.5% | C ₂ H ₂ | 0.2% |
| H ₂ | 5% | CO ₂ | 14%左右 | O ₂ | <1% |

3.2性能测试数据

该气化装置投运后由专业试验研究院进行了性能测试，其测试结果见表2。

表2 测试结果

| 项目 | 单位 | 计算 |
|---------|---------------------|----------|
| 生物质低位热值 | MJ/kg | 13.1 |
| 生物质处理量 | kg/h | 7850 |
| 气化炉热效率 | % | 86.11 |
| 燃气产量 | Nm ³ /h | 13840.13 |
| 燃气产气率 | Nm ³ /kg | 1.76 |
| 燃气低位发热量 | kJ/Nm ³ | 5445.97 |

3.3对电站运行的影响

为了摸清对比掺烧生物质燃气对锅炉燃烧情况和环保排放的影响，2014年由西安热工研究院有限公司进行了燃煤机组450MW及600MW负荷下生物质燃气掺烧前后对比试验工作。试验表明，锅炉掺烧生物质燃气后，满负荷下飞灰可燃物含量从4.90%下降至4.11%，锅炉的固体未完全燃烧热损失从1.71%下降至1.41%，空预器出口的CO下降明显，排烟温度变化不大，锅炉热效率提高了0.26%，SCR入口NO_x降低了11.2mg/Nm³。表明本项目可降低电厂锅炉飞灰含碳量、降低机组NO_x的排放量。项目运行6年来，未发现生物质燃气对锅炉燃烧及环保排放产生负面的影响。

3.4生产情况

截至2018年12月31日，该项目实现安全生产2344天，设备运行小时达到电厂#7机组的95%以上，各项主要技术指标均达到设计水平；项目利用小时已累计实现3万h，上网电量3.1亿kWh，综合利用秸秆资源20.7万t，折合减少标准煤消耗10万t。

3.5社会效益

该技术为国内的生物质高效发电开辟了一条全新的工艺路线，本项目的成功运营实现了生物质气化循环流化床技术大规模工业化应用在我国突破，对充分利用生物质资源、减少化石燃料消耗，环保与社会效益显著：

- (1) 有效节约煤炭资源，每年可消耗4.94万t秸秆，节约原煤折算标煤量为1.91万t。
- (2) 有效缓解农民焚烧秸秆造成的“狼烟”污染现象。
- (3) 大力拉动当地农业经济，可促进当地农民增收近1580万元。
- (4) 每年减少CO₂排放4.8万t，减少SO₂排放3.5万t。

4应用前景

生物质发电属于环保和民生效应优先的低碳可再生能源清洁电力，其燃料的购买、收集、装运和存储等很多工作需要农民参与，可以显著增加农民就业和收入。本项目燃煤耦合生物质气化发电技术充分利用了现役煤电机组的高效发电系统和环保集中治理平台，大大降低了建设资金，缩短了建设周期，对提高生物质发电规模意义重大。从煤电机组

在电力结构中占主体地位的国情出发，燃煤生物质气化耦合发电技术是优化能源资源配置、破解污染治理难题、促进生态文明建设、推动经济社会绿色发展的有力举措。该技术属于国家产业政策鼓励的范畴，符合国家开展能源生产和消费革命，建设生态文明与美丽中国的政策导向。

随着国能发电力〔2017〕75号《国家能源局、环境保护部关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》的发布，本项目技术推广迎来重大发展机遇，生物质气化耦合发电技术由于其新颖的工艺路线和诸多优点，具有良好的应用推广前景，可适用于许多领域，如与以天然气、重油、煤炭等燃料生产的加工企业配套提供燃气、电力、蒸汽；利用稻壳灰废弃物提炼高附加值的白炭黑和活性炭，实现生物质废料的吃干榨净，进一步提升项目的经济价值。

5建议

国家能源局、环境保护部下发的〔2017〕75号文提出进行燃煤耦合生物质发电技改项目试点，并出台了相关鼓励政策；国家能源局、生态环境部下发的〔2018〕53号文批准燃煤耦合生物质发电技改84个项目试点。其中有53个项目采用本项目技术，各大发电集团和地方拟大力发展、推广燃煤耦合生物质发电技术。但是，财政部、国家发改委、国家能源局联合下发〔2018〕250号文，将此示范项目国家可再生能源补助资金暂停拨付，交由地方制定出台相关政策解决补贴资金问题，而地方相关政策的推出不积极，限制了此技术的继续推广应用。

生物质气化耦合发电综合利用技术是一项“变废为宝”的创新技术，是生物质高效利用、污染物减排的创新实践，为更好地发展生物质气化耦合发电技术，建议国家相关部门打破现有的生物质能行业利益链，尽快出台有力的激励政策推动项目的建设落地，使我国生物质规模化利用真正走上清洁低碳、安全高效的发展之路。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/146695.html>