660MW燃煤电厂的生物质气化耦合技术研究与应用

陈雨欢

（湖北省电力勘测设计院有限公司，湖北武汉430060）

摘要：文章针对湖北某电厂进行生物质气化耦合发电进行技术研究，提出了：（1）660MW燃煤电厂的生物质气化耦合应用技术方案，分析了660MW燃煤电厂生物质气化耦合的可行性；（2）掺烧改造方案通过在主燃区前后墙各布置2只生物质燃气燃烧器，能实现锅炉掺烧生物质气化燃气的目的；（3）通过分析生物质气化耦合发电对2#锅炉的影响，得出生物质气化耦合
发电对锅炉动力场、对流换热、排烟温度影响非常
小，能降低NO_x污染物、SO_x污染物排放并且能作为基础负荷与660MW机组深度调峰相结合。

0引言

生物质耦合发电的技术包含三种：破碎制粉直接燃烧耦合、液化气化间接燃烧耦合、并联锅炉蒸汽耦合。蒸汽耦合在燃煤电厂附近新建生物质蒸汽锅炉，将生物质直燃锅炉产生的蒸汽与大电厂蒸汽混合。该技术造价大、由于生物质锅炉效率明显低于大电厂蒸汽锅炉，故不考虑蒸汽耦合。直接燃烧耦合利旧电厂已有设施设备，包括环保设备等，目前部分生物质耦合发电采用了直接燃烧耦合。直接燃烧耦合就是将生物质燃料（谷壳、秸秆、废木料等）掺入燃煤中，利用已有输送设备，输送至炉膛进行燃烧。间接燃烧耦合是生物质在气化炉内进行气化，产生的低热值燃气（主要成分为氮气以及CO、CO_2、CH_4、H_2
等）和燃气中所携带的可燃颗粒通过锅炉改造后增设的生物质燃气燃烧器被送入锅炉炉膛与煤混合燃烧的技术。作为一种理想的气化原料，生物质可以通过空气气化，变为可燃气体、焦油、草木灰，且气化后的燃气在燃煤锅炉中极易燃烧。气化产生的燃气温度为700～750℃，燃气需冷却到400～450℃（防止冷却温度过低焦油析出），可燃气体在锅炉炉膛内迅速燃烧，产生热量，燃气通过管道上设置的仪表进行计量。

综上所述，间接燃烧耦合技术有很多优点，如：（1）技术性能：原料与煤分开处理，仅处理生物质燃料，不用考虑与煤
一同进行处理
；（2）环境效益：气化产
生具有还原性的碳氢气体燃料，进入电站锅炉再燃区
，会对NO_x等氧化性气体污染物起到还原作用，降低NO_x
原始排放量，同时减少飞灰含量；（3）经济性：间接耦合目前实行以“燃气热量折电量”的办法进行计量，燃气热值通过燃气在线测量分析仪能够精确计量[1-6]，在某些省份生物质耦合项目能够使其依托的大燃煤发电机组获得资源循环利用奖励电监。而直接耦合很难排除人为因素对生物质掺烧量直接计最的千扰，从而导致直接耦合难以获得补贴[7-8]；（4）灵活性：在生物质直接粉碎的方案下，为了保证对锅炉及其附属辅机的正常运行，直接耦合比例控制在5%以下。在生物质气化或者热解的方案下，锅炉生物质耦合比例可以通过增设燃气燃烧器来实现，由千气体燃料比煤更易燃烧，因此，生物质可以实现大比例掺烧气由千生物质气化燃气极易燃烧，运行调整灵活，生物质间接耦合还能适应机组宽范围运行[10]。

因此，本项目选用间接燃烧耦合的技术方案作为设计方案。

1 660MW燃煤电厂情况

1.1 660MW燃煤电厂设备情况

湖北某拟实施生物质气化耦合发电项目电厂装机容篮为2x660MW燃煤电厂，其中锅炉由东方电气集团东方锅炉股份有限公司生产制造。型式为：超超临界、一次中间再热、单炉膛、露天布置、兀型燃煤直流炉。前后墙对冲旋流燃烧器，每台锅炉配置2台三分仓回转式空预器，同步安装SCR脱硝装置，锅炉设计参数如表1所示。

表1 锅炉设计参数

参数	最大连续蒸发量（BMCR）	额定工况蒸发量（BRL）
(1)蒸汽及水流量		
过热器出口/(t/h)	1 929.70	1 860.78
再热器出口/(t/h)	1 611.76	1 557.83
(2)蒸汽及水压力		
过热器出口压力/MPa	28.35	28.35
再热器进口压力/MPa	5.66	5.47
再热器出口压力/MPa	5.46	5.27
(3)蒸汽和水温度		
过热器出口/℃	605	605
再热器进口/℃	358	352
再热器出口/℃	612	612
省煤器进口/℃	299	297
(4)锅炉计算热效率/%	94.6	94.65
(5)锅炉保证热效率/%		94.45
(6)锅炉最低稳燃负荷	≤30%BMCR	

1.2电厂周边生物质资源情况

本项目设计燃料为100%水稻秸杆，校核燃料为60%水稻秸杆+40%林废。

为落实燃料，电厂做了充分的燃料调查，并与各燃料厂家签订了“生物质燃料购销意向协议”。气化炉年消耗设计燃料水稻秸杆5.81万吨，根据电厂与相关企业签订的“生物质燃料购销意向协议”，秸杆年可利用总最为11万吨。能够满足项目投运后燃料消耗址。

2生物质气化耦合方案的设计

2.1生物质气化耦合系统

生物质经皮带输送机送到气化炉炉前料仓，在安装在炉前料仓下的螺旋给料机把生物质送入气化炉；气化介质采用空气，气化用空气由鼓风机送入气化炉。为保持气化炉内的物料平衡，在气化炉的侧面设置一套床料补充系统，根据需要随时补充床料，保持流化床气化炉床压稳定。

在气化室产生的约750°C的燃气，经过一级旋风除尘器，分离下来的灰经回料器送回气化炉下部继续参加反应，燃气再经过二级旋风除尘器，分离下来的灰经管式冷灰器冷却，灰的温度降为80°C，冷却水用发电厂凝结水，降温后的灰由气力输送系统送入灰仓，由汽车外运。二级旋风除尘器出口燃气温度约为750°C左右，经导热油换热器降温，温度为420-430°C,经加压风机输送到燃烧器，进入发电锅炉燃烧；在导热油换热器系统中，经燃气加热后的导热油把热监传给发电厂凝结水，为防止导热油换热器管子表面积灰，设置吹灰器，系统流程如图1所示。

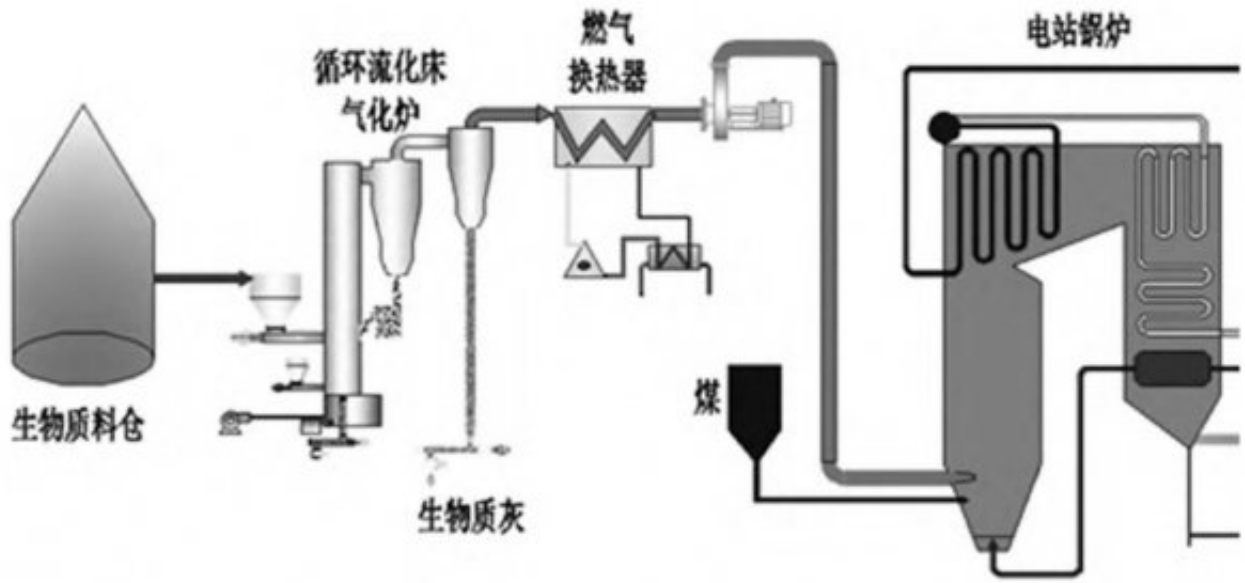

图1 生物质气化耦合系统工艺流程图

为贸易结算及运行监测，设置燃气成分及热值测址在线分析仪表、燃气流址测最仪表。在易出现泄漏的部位，设悝有邯及可燃气体泄漏检测设备。为保障在启停炉、事故状况下的安全，设置吹扣管路，吹扣气体采用氮气，控制系统采用DCS系统。

2.2气化炉设计参数

表2为气化炉设计参数，可以看出，年消耗水稻秸秆5.81万吨，气化系统的发电功率15.4MW，年上网电量7546万千瓦时。

表2 气化炉设计参数

参数	设计燃料
燃料种类	100% 水稻秸秆
原料尺寸/mm	<5
生物质给料量/(t/h)	10.55
年消耗原料量/t	58 100
单位原料产气率/(Nm^3/kg)	2.2
气化效率/%	71.42
气化热效率/%	87.34
气化温度/℃	720～750
排气温度/℃	720～750
年利用小时数/h	5 500
生物质燃气单位体积热值/(MJ/Nm^3)	4.259
生物质燃气体积流量/(Nm^3/h)	23 210
气化系统的发电功率/MW	15.4
气化系统的供电功率/MW	13.72
气化系统的上网电量/(kW·h/a)	75 460 000

2.3掺烧改造方案

掺烧改造拟通过在主燃区或还原区布置2只生物质燃气燃烧器，实现锅炉掺烧的目的。燃气燃烧器布置在锅炉现有二次风箱内，配二次风；前后墙各布置2只，全炉共4只。改造的布置示意图如图2所示。

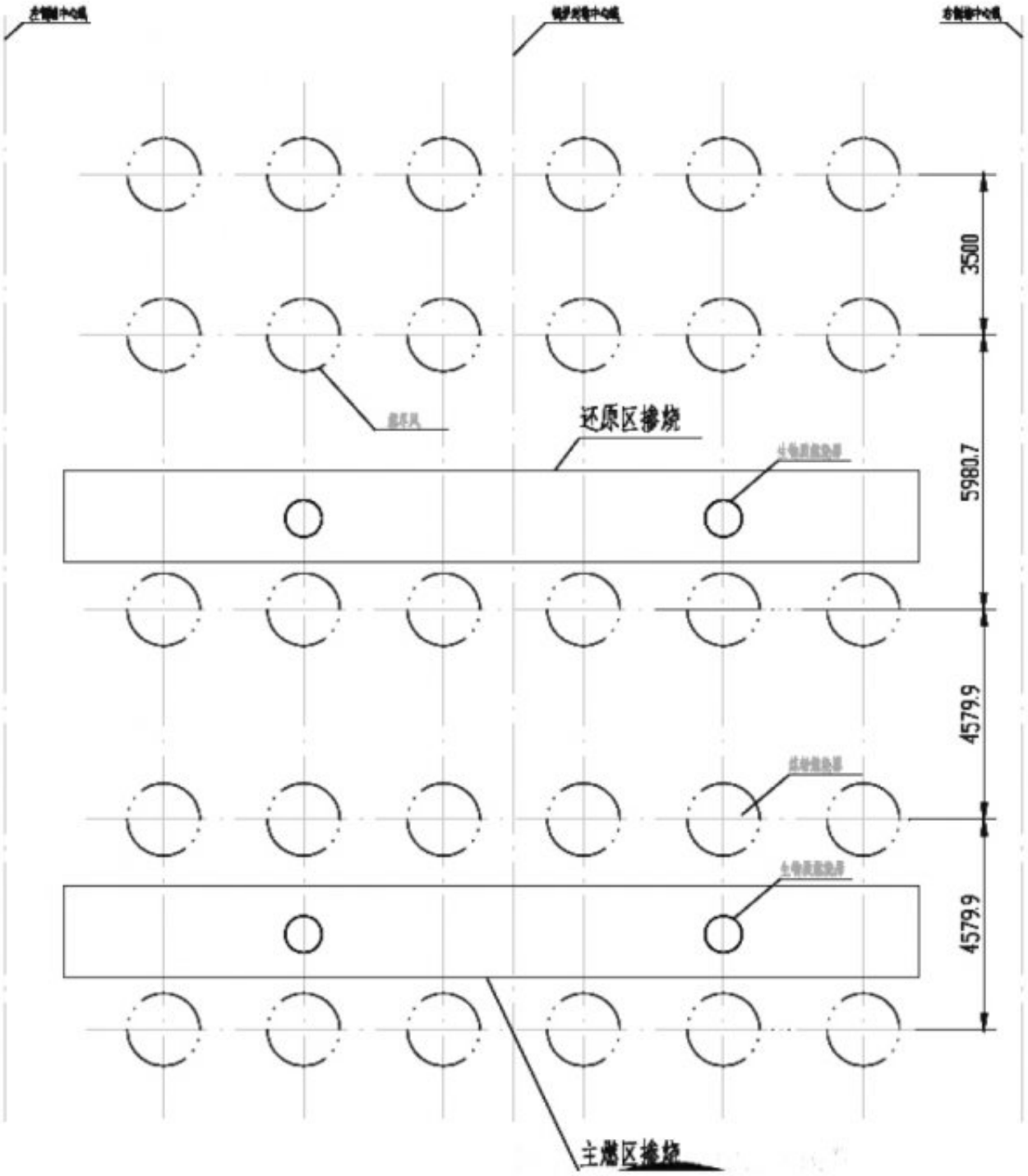

图2 生物质燃气掺烧改造示意图

由于生物质相对煤粉更容易燃尽，掺烧生物质后煤粉整体燃尽性上更好。主燃区掺烧生物质情况下，焦炭燃尽度均比还原区掺烧生物质下的燃尽度要好，主要是主燃区掺烧，燃烧器集中布置，适当提高燃烧器区域热负荷，煤粉焦炭燃烧较充分。而还原区掺烧生物质，焦炭燃尽度较低，焦炭燃烧的延后，导致高温火焰拖长，火焰中心上移明显，从而导致屏底下的烟温均比在主燃区掺烧生物质工况下的要高。

生物质本身N含量低于煤，混燃能够有效降低NO_x的排放量。在主燃区掺烧生物质时，由于周围煤粉燃烧器氧量供给，挥发分燃烧相对充分，对NO_x

还原效果有限；在还原区域掺烧，整体处于缺氧环境中，挥发分燃烧不充分，因此对NO_x有较强的还原作用。

综上，本项目偏向有利于锅炉低负荷稳燃，选择在主燃区掺烧。

3生物质燃气再燃对锅炉的影响

在生物质燃气再燃对锅炉的影响方面，目前部分文献采用的是实验法，即掺烧生物质燃气后观测污染物排放变化[4]，而电厂专工、可行性研究报告评审专家期望项目建设前得到污染物排放的保证。以下将分7个方面说明生物质燃气再燃对锅炉的影响。

3.1对炉膛燃烧空气动力场的影响

在锅炉负荷为660MW，生物质高温燃气输送至电站锅炉，生物质燃气再燃掺烧份额（按热量为计算基准）大约为2%时的条件下进行锅炉热力计算。生物质燃气以前后墙对冲的方式在炉前、炉后主燃区或还原区的区域喷入炉膛，在调试过程中，进行冷态空气动力厂试验；燃气喷入速度和刚度与煤粉气流相同，不改变炉内掺烧前的空气动力场。

3.2对炉膛辐射换热及炉膛出口烟气温度的影响

生物质燃气再燃时，由于其水分较高、热值低，因此，理论燃烧温度随掺烧份额的增加而降低。本项目掺烧生物质气体后理论燃烧温度降低约10℃。理论燃烧温度降低会使炉内平均温度水平下降，降低炉膛的辐射换热量，但由于本项目掺烧生物质气体后理论燃烧温度降幅较小，从计算来看，炉膛出口烟温影响很小。因此对炉膛出口后的过热器和再热器吸热量影响也几乎可以忽略。

3.3对锅炉对流换热的影响

掺烧生物质气体后，烟气量增大了约0.7%；烟气量增加会增加对流受热面的对流传热系数，增加对流吸热量。但由于烟气量增加较少，使对流传热系数增加不明显，因此对过热器和再热器的对流吸热量影响也很小。

3.4排烟温度与排烟损失随掺烧份额的变化

在掺烧生物质燃气的工况下，相对于净烧煤工况，锅炉排烟温度及排烟损失有所增大。其原因之一在于低热值燃气使通过空气预热器的空气量减少，本项目锅炉设计排烟温度（修正后）为115℃，生物质燃气混燃的工况下排烟温度增量<2%；原因之二，如前所述，排烟量增0.7%，同时增加引风机电耗。综合两种影响机理，导致排烟焓增大，因此排烟损失有所增加，但增加幅度很小。

3.5对NO_x污染物排放的影响

由于生物质气化产气为具有
还原性的碳氢气体燃料，进入电站锅炉再燃区，会对NO_x
等氧化性气体污染物起到还原作用，从而会降低烟气中NO_x的含量。

3.6对SO_x污染物排放的影响

由于设计煤种（50%隆德烟煤+50%陕西小纪汗烟煤）收到基硫含量为1.01%，而本项目设计原料（100%秸秆）收到基硫含量为0.11%；林废收到基硫含量为0.06%；产生
的燃气中H_2
S的含量为0.03%，远低于锅炉设计燃
料的硫含量，可以减少锅炉燃煤所产生的SO_2量，降低电站锅炉脱硫过程的运行成本。

3.7燃气和660MW机组深度调峰结合的可能性

根据锅炉技术协议，2#锅炉在燃用设计煤种或校核煤种时，不投等离子体及燃油时，最低稳燃负荷不大于锅炉30%BMCR。根据《某发电有限公司2号机组深度调峰技术出力检测试验报告》结论：2号机组深度调峰最小技术出力为28%Pe（185MW）。机组在28%Pe负荷能安全、稳定运行；污染物排放指标达标；机组振动指标达标；各主辅设备正常运行；机组协调及自动投入正常。目前某发电有限公司2#机组并未进行深度调峰相关的改造。

生物质燃气掺烧量为23210Nm ^{3} /h，通过计算可燃气体热值约27MW（不含物理热），相当于锅炉BMCR负荷输入热量的约
2%，热量占比小
。生物质燃气与煤相比，具有以下
两个特点：（1）粉尘含量低，具有还原性，SO_2、NO_x
含量低；（2）相比煤粉更容易燃烧。综上所述，当2#机组进行深度调峰时，可将生物质燃气作为基础负荷，能起到一定的稳燃作用，同时污染物排放与纯燃煤工况相比更低，即能实现生物质项目和2#机组深度调峰相结合。

4结语

本文详细比较了直接燃烧耦合和间接燃烧耦合，并介绍了15.4MW间接燃烧耦合660MW锅炉气化发电项目的技术方案，得出了以下结论：

（1）掺烧改造方案通过在主燃区前后墙各布置2只生物质燃气燃烧器，能实现锅炉掺烧生物质气化燃气的目的。

（2）通过分析生物质气化耦合发电对2#锅炉的影响，得出生物质气化耦合发电对锅炉动力场、对流换热、排烟温度影响非常小，能降低NO_x污染物、SO_x污染物排放并且能作为基础负荷与660MW机组深度调峰相结合。

参考文献：

[1]井新经,陈运,张海龙,等.生物质耦合发电技术及发电量计算方法[J].热力发电,2019,48（12）:31-37.

[2]郭慧娜,吴玉新,王学斌,等.燃煤机组耦合农林生物质发电技术现状及展望[J]．洁净煤技术,2022,28（3）:12-22.

[3]何培红,沈冶,胡志波,等.中国燃煤与生物质气化耦合发电技术的探索与实践[J].神华科技,2019,17（2）:22-26.

[4]陈宣龙,张海,郭俊哲,等.生物质气化装置气化特性及气化装置对燃煤机组影响试验[J]．热力发电,2021,50（5）:81-86.

[5]于鹏峰,肖申,葛志伟,等.10MW生物质气化耦合超临界燃煤锅炉系统（火用）平衡分析[J].热能动力工程,2019,34（12）:131-136.

[6]唐秀能,陈广伟,黄建平,等.10MW生物质气化耦合燃煤机组发电装置性能试验研究[J].热力发电,2019,34（12）:149-154.

[7]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）:18-24.

[8]刘家利,王志超,邓凤娇,等.大型煤粉电站锅炉直接掺烧生物质研究进展[J].洁净煤技术,2019,25（5）:17-23.

[9]杨俊宗,王显山,杨秀军.某旋流锅炉掺烧生物质改造方案探讨[J]．电站系统工程,2022,38（4）:51-53.

[10]王一坤,张广才,王晓旭,等.生物质气化耦合发电提升燃煤机组灵活性分析[J].热力发电,2018,47（5）:77-82.

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/tech/204101.html