

电站锅炉尾部烟道补燃秸秆气化气的计算分析

田舜尧¹, 阎维平¹, 李永生²

(1.华北电力大学能源动力与机械工程学院, 河北保定071003; 2, 国电科学技术研究院, 江苏南京210031)

摘要: 针对普遍存在的锅炉再热汽温偏低和SCR低负荷无法正常投运问题, 提出一种锅炉耦合秸秆气化炉并在尾部烟道补燃燃气的技术方案。以某350MW超临界锅炉为例, 分别对在低温再热器入口补燃和SCR入口补燃进行热力计算和经济性分析, 计算结果表

明: 100%负荷下, 在尾部烟道低温再热器入口补燃 $9900\text{m}^3/\text{h}$ 的气化气时, 可将再热汽温升高 13.5°C , 降低供电煤耗 $1.2\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$; 50%负荷下, 可将SCR入口烟温升高 15.4°C , 同时再热汽温升高 32.9°C , 降低供电煤耗 $5.7\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。在SCR入口补燃 $1360\text{m}^3/\text{h}$ 的秸秆气时, 将SCR入口烟温升高 8.7°C 。该技术方案采用热一次风作为气化剂和助燃空气, 并具有再燃还原NO等的技术优势。

引言

近年来, 燃煤机组大都已安装SCR烟气脱硝系统[1]。但随着锅炉负荷的降低, SCR反应器入口烟温随之降低, 当烟温低于 $320\text{--}400^\circ\text{C}$ 的催化剂活性反应温度窗口时, 会生成易堵塞催化剂通道的 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 或 NH_4HSO_4 , 导致SCR无法正常投运。同时, SCR催化剂的反应效率也会随着烟温的降低而降低。然而, 目前国内燃煤机组大都参与调峰, 经常低负荷运行。再加上越来越严格的环保要求, 使得低负荷下正常投运SCR成为必然要求。目前, 主要的解决思路有[2-6]: 省煤器烟气旁路、省煤器给水旁路、省煤器热水再循环、省煤器分级、弹性回热技术和低温SCR催化剂技术。文献[7]提出通过锅炉尾部烟道补燃的思路。

再者, 再热汽温偏低是电站锅炉普遍存在的问题[8], 为达到《火电厂大气污染物排放标准》[9]的要求, 有的电厂在安装SCR脱硝系统降低 NO_x 排放的同时, 还进行了炉内低氮燃烧器改造[10]。改造后的机组易导致炉膛出口烟温降低, 从而使再热汽温偏低。再热汽温随锅炉负荷降低而降低的特性使得低负荷下的再热汽温偏低几乎成为固有问题。而再热汽温的下降会使循环热效率降低, 并使汽轮机排汽湿度增大, 影响机组的经济性和安全性[11-12]。目前解决再热汽温偏低主要的调节方式有烟气挡板调节、烟气再循环、摆动燃烧器和增设壁式再热器等[13]。基于再热蒸汽比热容小的特性, 适合采用改变吸热量的方式来调整。所以通过尾部烟道补燃的方式升高再热汽温也是一种有效的解决方式。

另外, 专家学者们也积极致力于对生物质能高效利用的研究[14-15], 提出了气化、热解、制氢等高效利用途径。气化炉的容量也逐渐增大, 目前大型固定床气化炉的单台气化气产率可达 $8750\text{--}10500\text{m}^3/\text{h}$, 燃气热值 $5023\text{--}5860\text{kJ}/\text{m}^3$ (若未特别指出, 下文出现的 m^3 均为标准状态下)。文献[16]提供了一种在燃煤机组中整合生物质能的新思路。

结合以上3个问题, 提出一种锅炉耦合秸秆气化炉并在尾部烟道补燃秸秆气化气的技术方案。该方案有望以较低的改造代价, 即解决SCR低负荷投运问题又提高再热汽温, 同时也能利用秸秆资源进行高效发电。以某超临界350MW机组锅炉为研究对象, 分别对尾部烟道低温再热器入口补燃和SCR入口补燃进行计算, 并利用等效焓降的基本原理对机组进行经济性分析, 为尾部烟道补燃系统的设计和实际应用提供理论依据。

1 尾部烟道补燃方案

图1为尾部烟道补燃方案的系统图通过增设固定床秸秆气化炉, 分别将秸秆气化气送入到尾部烟道低温再热器前和SCR前补燃。并根据再热汽温和SCR反应器前烟气温度监测点的值合理分配各补燃点秸秆气的送入量, 以灵活应对锅炉工况的变化。当秸秆气有剩余或不需要补燃时, 秸秆气化气全部送入炉膛上部燃烧并代替燃煤, 以保证气化炉维持额定负荷连续运行。同时利用锅炉富裕的热一次风作为气化剂和助燃空气。

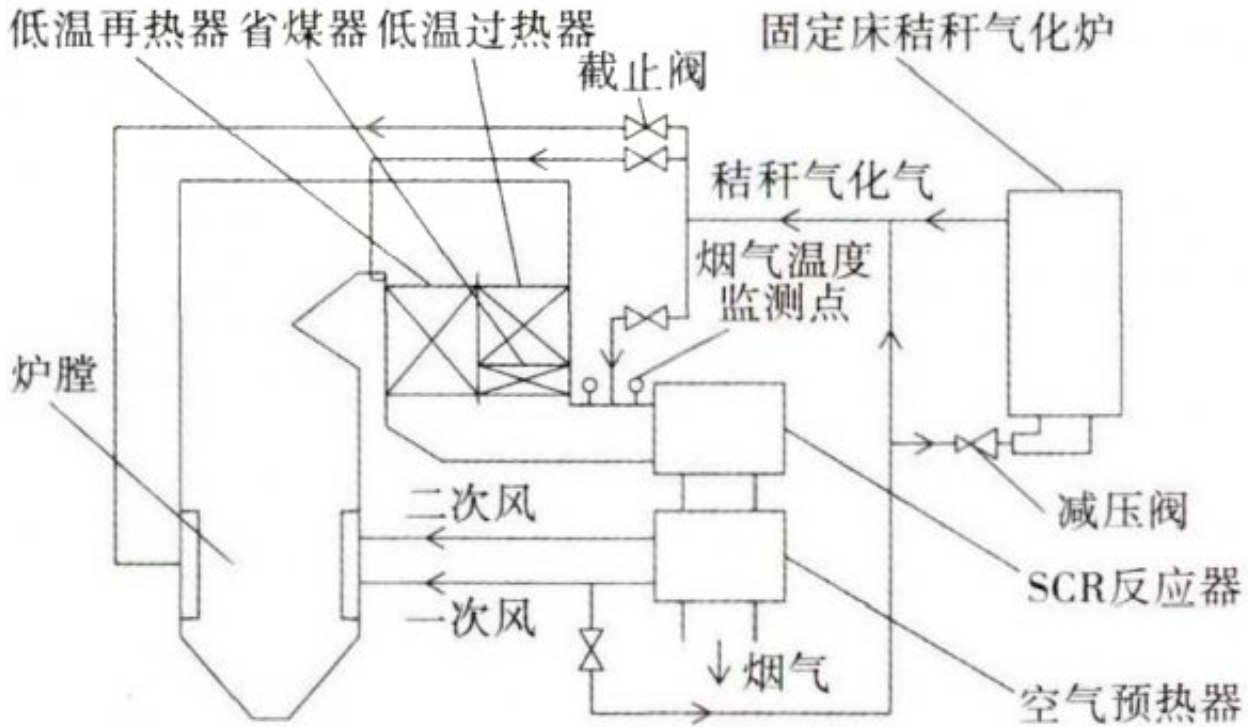


图 1 锅炉尾部烟道补燃系统图

Fig. 1 Afterburning system after boiler tail flue

2研究对象

以某350MW超临界直流锅炉为研究对象，单炉膛，平衡通风，固态排渣，型布置，采用旋流燃烧器，前后墙布置对冲燃烧，尾部采用双烟道，并设有烟气斗挡板，设计煤种为贫煤该机组SCR催化剂的最低喷氨温度为320，其在100%负荷和50%负荷工况下的主要参数如表1所示。

3气化炉

下吸式固定床气化炉有结构简单、运行稳定、操作容易、投资少、气化气飞灰含量低、对原料种类和粒度要求低等优点，且相比与上吸式固定床气化炉可以实现连续加料[17]。气化原料为玉米秸秆，气化剂为热一次风的下吸式固定床气化炉，其具体参数如表2和表3所示。

表1 100%和50%负荷工况机组主要参数

Tab.1 Main parameters of the unit under 100% and 50% load conditions

参 数	设计参数		运行参数	
	100% 负荷	50% 负荷	100% 负荷	50% 负荷
主蒸汽温度/℃	571	571	571	571
主蒸汽流量/t·h ⁻¹	1 045.9	476.6	1 045.9	476.6
再热蒸汽温度/℃	569	569	555.5	526.9
再热蒸汽流量/t·h ⁻¹	880.8	421.0	880.8	421.0
SCR 入口烟气温度/℃	369	347	367.7	311.3
尾部前、后烟道烟气份额/%	51/49	73/27	51/49	73/27

表2 玉米秸秆的基本分析结果

Tab.2 Physical and chemical properties of the gasification material

工业分析/%				元素分析/%					低位热值/
M_{ad}	V_{ad}	A_{ad}	FC_{ad}	H_{ad}	C_{ad}	S_{ad}	N_{ad}	O_{ad}	$MJ \cdot kg^{-1}$
15	62.86	6.6	15.54	7.91	36.84	0.04	0.24	35.12	13.13

表3 秸秆气化气的主要参数

Tab.3 Main parameters of straw gas

气体成分/%						气化当 量比	低位热值/ $MJ \cdot m^{-3}$	秸秆耗量/ $kg \cdot m^{-3}$	温度/℃
CO ₂	CO	CH ₄	H ₂	O ₂	N ₂				
13	21.4	1.87	12.2	1.65	49.88	0.226	5.3	0.5	450

传统空气气化当量比为0.25~0.3[15]，由表3可知，使用锅炉热一次风作为气化剂时，当量比可降低至0.226。同时，热一次风的显热也使得燃气热值得以提高。

4尾部烟道补燃方案分析

4.1 100%负荷工况

由表1可知，该机组在100%负荷工况下，再热蒸汽温度低于设计值13.5。通过在尾部烟道低温再热器前补燃升高其入口烟温，从而升高再热汽温。相关参数的计算结果如表4所示。

表 4 100% 负荷工况下补燃方案计算结果
**Tab. 4 Calculation results of afterburning under
100% load condition**

参 数	补燃前	补燃后
秸秆气化气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	0	9 900
再热蒸汽温度/ $^{\circ}\text{C}$	555.5	569.0
水平低温再热器入口烟气温度/ $^{\circ}\text{C}$	726.5	763.2
SCR 入口烟气温度/ $^{\circ}\text{C}$	367.7	376.1
排烟温度/ $^{\circ}\text{C}$	126.1	129.6
空气预热器出口空气温度/ $^{\circ}\text{C}$	318.7	325.9
计算燃煤量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	139.130	138.829
空气预热器出口空气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	874 116	884 677
排烟量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	982 694	997 709
锅炉效率/%	92.9	92.3

可见，当增设气化气产量为 $9900\text{m}^3/\text{h}$ 的气化炉用于补燃时，相比补燃前，水平低温再热器入口烟温升高 36.7°C ，从而将再热蒸汽温度提高到设计值 569°C 。空气预热器出口风温升高 7.2°C ，燃煤量减少 301kg/h ，空气量和烟气量均增加约 1.5% 。锅炉效率降低 0.6% 。另外，当尾部烟道不需要补燃时，气化气全部送入炉膛可代替燃煤 2483kg/h 。

4.2 50%负荷工况

由表1可知，在50%负荷工况下SCR入口烟温低于最低喷氨温度且再热蒸汽温度进一步降低。此工况有在尾部烟道低温再热器前补燃和SCR前补燃两种方式，其相关参数的计算结果如表5所示。

表 5 50% 负荷工况下补燃方案的计算结果
**Tab.5 Calculation results of afterburning under
 50% load condition**

参 数	补燃前	水平低温再 热器入口补燃	SCR 入 口补燃
秸秆气化气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	0	9 900	1 360
再热蒸汽温度/ $^{\circ}\text{C}$	526.9	559.8	526.9
水平低温再热器入口烟气 温度/ $^{\circ}\text{C}$	583.8	644.3	583.8
水平低温再热器出口烟气 温度/ $^{\circ}\text{C}$	330.0	349.9	330.0
SCR 入口烟气温度/ $^{\circ}\text{C}$	311.3	326.7	320.0
排烟温度/ $^{\circ}\text{C}$	104.4	110.9	108.2
空气预热器出口空气 温度/ $^{\circ}\text{C}$	274.6	287.0	280.9
计算燃煤量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	69.418	69.148	69.281
空气预热器出口空气 量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	436 135	447 759	437 120
排烟量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	490 310	505 487	491 689
锅炉效率/%	92.5	91.6	92.3

可见，在水平低温再热器前补燃 $9900\text{m}^3/\text{h}$ 的秸秆气时，相比补燃前，再热蒸汽温度升高 32.9°C ，SCR入口烟温升高 15.4°C ，满足投运要求。空气预热器出口风

温升高12.4℃，使燃煤量减少270kg/h。空气量和烟气量增加约3%，锅炉效率降低1%，另外，若要将SCR入口烟温升高到320℃则需要秸秆气4600m³/h。

在SCR前补燃1360m³/h的秸秆气时，相比补燃前，SCR入口烟温升高8.7℃，满足投运要求。空气预热器出口风温升高6.3℃，空气量和烟气量增加约0.2%。锅炉效率降低0.2%。

4.3经济性分析

补燃升高了再热汽温，使机组循环热效率增加，但也增加了送入锅炉的热量，增加了排烟损失。考虑上空气量和烟气量的变化等对厂用电率的影响，利用等效焓降的基本原理对补燃后的机组进行经济性分析。

100%负荷工况下，在水平低温再热器前补燃9900m³/h的秸秆气时，锅炉效率降低0.6%，使供电煤耗增加2.2g/(kW·h)，再热汽温升高13.5℃，使机组循环热效率增加0.5%，供电煤耗减少3.4g/(kW·h)，供电煤耗合计减少1.2g/(kW·h)。

50%

负荷工况下

，两种补燃方案均实现

了SCR系统的低负荷投运。其中，在尾部烟道

低温再热器前补燃9900m³

/h的秸秆气时，锅炉效率降低1%，使供电煤耗增加3.9g/(kW·h)。再热汽温升高32.9℃，使机组循环热效率增加1.1%

，供电煤耗减少9.6g/(kW·h)

)，供电煤耗合计减少5.7g/(kW·h)；在SCR前补燃1360m³

/h的秸秆气时，使锅炉效率降低0.2%，使供电煤耗增加0.7g/(kW·h)相比在水平低温再热器前补燃，在SCR前补燃时对锅炉尾部受热面和锅炉效率的影响明显减小，所需的补燃秸秆气量大大减少，因此可以增设功率较小的气化炉，初期投资较小，适用于再热汽温偏低问题不显著而SCR低负荷投运问题及待解决的机组。

4.4技术优势

本技术方案实现了气化炉保持额定负荷运行，避免了气化系统因频繁间断运行而导致的故障率高、经济效益差等问题。为避免秸秆气化气中所含颗粒及碱金属对锅炉尾部烟道的影响，在其用于补燃前需先经过燃气净化装置，但相比用于其他用途，本系统可以直接使用未冷却的秸秆气，因此可以减少除焦油的步骤，此时的焦油呈气态与气化气完全混合，可直接参与燃烧[18]。同时秸秆气的显热也能被充分利用。当气化剂温度更高时，送入气化炉的热量增多，有利于强化气化过程[19]。相比普通的空气气化，使用远高于空气温度的锅炉热一次风作为气化剂，能够降低当量比，提高气化效率和气体热值。另外，计算表明：输送气化气产生的阻力约为4500Pa，而热一次风压头约为10000Pa，因此气化气的输送可以利用热一次风压头将其射入补燃点，同时提供助燃空气，不需要另外增设风机，减少了电耗的增加也避免了风机对气化气温度的限制。

生物质气在炉膛上部再燃有很理想的脱氮能力，在某状态下脱氮率可达41%[20]。根据文献[21]的模拟结果，依照Arrhenius定律计算表明：利用秸秆气在尾部烟道补燃时仍可有17.4%以上的脱氮效率。另外，有文献指出通过实验测定出含焦油生物质气化气的脱氮能力要明显高于不含焦油时[22]。

尾部烟道补燃升高了空气预热器出口空气温度，其中经由二次风带回锅炉炉膛的这部分热量相当于100%代替燃煤，且有利于炉内燃烧，减小固体不完全燃烧热损失。对于一次风温的升高，对燃用高水分煤种的机组有利。对燃用低水分煤种的机组，可以设置一次风余热利用系统[23]。不但能够满足制粉系统的要求，而且能够对过高的一次风温充分利用，避免了因掺冷风造成的能量浪费，提高锅炉效率。

5结论

采用以玉米秸秆为气化原料的下吸式固定床气化炉，以某350MW超临界锅炉为例进行热力计算和经济性分析，得出结论：

(1)100%负荷下，在尾部烟道低温再热器前补燃9900m³/h的秸秆气时，再热蒸汽温度升高13.5℃，空气预热器出口风温升高7.2℃，减少燃煤量301kg/h，空气量和烟气量均增

加约1.5%，降低供电煤耗1.2g/(kW·h)。

(2)50%负荷下，再热蒸汽温度升高32.9℃，SCR入口烟温升高15.4℃，空气预热器出口风温升高12.4℃，减少燃煤量270kg/h，降低供电煤耗5.7g/(kW·h)。在SCR前补燃1360m³/h的秸秆气时，SCR入口烟温升高8.7℃，空气预热器出口风温升高6.3℃，空气量和烟气量增加约0.2%。相比在水平低温再热器前补燃，SCR前补燃所需气化炉的功率大大减小，初期投资较小，适用于再热汽温偏低问题不显著而SCR低负荷投运问题急待解决的机组。

(3)该方案还具有实现气化系统维持额定负荷运行、直接利用未冷却含焦油的秸秆气、利用锅炉热一次风作为气化剂和助燃空气、再燃还原NO等技术优势。

参考文献：

- [1] 杨冬,徐鸿. SCR烟气脱硝技术及其在燃煤电厂的应用[J]. 电力科技与环保,2007,23(1):49-51.
YANG Dong,XU Hong. Discussion on the application of the SCR technology in coal-fired power plants[J]. Electric Power Environmental Protection,2007,23(1):49-51.
- [2] 胡蓉. 关于锅炉SCR全负荷适应性改造的探讨[J]. 中国科技信息,2015,3(1):179-181.
HU Rong. Discussion SCR full load adaptation of the boiler[J]. China Science and Technology information, 2015, 3(1): 179-181.
- [3] 李励. 基于弹性回热技术的低负荷SCR脱硝系统性能研究[J]. 电力与能源,2016,37(06):740-745.
LI Li. Performance of a Low-Load SCR De-NO_x system based on the flexible feed water regeneration technology[J]. Power and Energy,2016,37(06):740-745.
- [4] 黄文静,戴苏峰,艾春美,等. 电站燃煤锅炉全负荷SCR脱硝控制技术探讨[J]. 节能技术,2015,33(2):189-192.
HUANG Wen-jing, DAI Su-feng, AI Chun-mei, et al. Discussion about SCR denitration control technology under full load in a coal-fired boiler[J]. Energy Conservation Technology, 2015, 33(2): 189-192.
- [5] CHAE H J, CHOO S T, HOON C A, et al. Direct use of kinetic parameters for modeling and simulation of a selective catalytic reduction process [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2000, 39(5): 1159-1170.
- [6] SCHAUB G, UNRUH D, WANG J, et al. Kinetic analysis of selective catalytic NO_x reduction (SCR) in a catalytic filter[J]. Chemical Engineering & Processing Process Intensification, 2003, 42(5): 365-371.
- [7] 杨志忠,张山鹰,罗志忠,等. 全负荷工况投运的SCR烟气脱硝系统[P]. 四川:CN204962817U,2016-01-13.
YANG Zhi-zhong, ZHANG Shan-ying, LUO Zhi-zhong, et al. SCR flue gas denitration system put into operation in full load condition [P]. Sichuan, CN204962817U, 2016-01-13.
- [8] 赵振宁,王晶晶,徐立伟,等. 300 MW 锅炉再热汽温低的原因分析及改造[J]. 中国电力,2012,45(12):21-25.
ZHAO Zhen-ning, WANG Jing-jing, XU Li-wei, et al. Reasons and retrofits of low reheat steam temperature of 300 MW boiler[J]. Electric Power, 2012, 45(12): 21-25.
- [9] GB/13223—2011 [S]. 火电厂锅炉大气污染物排放标准,2011.
GB/13223—2011 [S]. Emission standard of air pollutants for thermal power plant boilers, 2011.
- [10] 李德波,曾庭华,廖永进,等. 600 MW 电站锅炉SCR脱硝系统全负荷投运改造方案研究与工程实践[J]. 广东电力,2016, 29(06):12-17.
LI De-bo, ZENG Ting-hua, LIAO Yong-jin, et al. Research on transformation scheme for full-load operation of SCR denitration system of 600MW substation boiler and engineering practice[J]. Guangdong Electric power, 2016, 29(06): 12-17.

- [11] 周强泰,周克毅. 锅炉原理(第三版)[M]. 北京:中国电力出版社,2013,7:129-130.
ZHOU Qiang-tai, ZHOU Ke-yi. Boiler principle (third edition) [M]. Beijing China Electric Power Press, 2013, 7:129-130.
- [12] 张兆民. 如何解决锅炉主、再热汽温偏低问题[J]. 河南科技, 2012(24):57.
ZHANG Zhao-min. How to solve the problem of the boiler primary and reheat steam temperatures being too low[J]. Henan technology, 2012(24):57.
- [13] 韩英昆,孟祥荣,牟琳,等. 超临界火电机组再热汽温控制系统分析[J]. 山东电力技术, 2010, (1):66-70.
HAN Ying-kun, MENG Xiang-rong, MU Lin, et al. Analysis on RH control system on supercritical power generation unit [J]. Shandong Dianli Jishu, 2010, (1):66-70.
- [14] 陈冠益,高文学,颜蓓蓓,等. 生物质气化技术研究现状与发展[J]. 煤气与热力, 2006, 26(7):20-26.
CHEN Guan-yi, GAO Wen-xue, YAN Pei-pei, et al. Present research status and development of biomass gasification technologies [J]. Gas and Heat, 2006, 26(7):20-26.
- [15] 袁振宏,吴创之,马隆龙. 生物质能利用原理与技术[M]. 北京:化学工业出版社, 2016:190-191.
YUAN Zhen-hong, WU Chuang-zhi, MA Long-long. Biomass energy utilization principles and techniques[M]. Beijing Chemical Industry Press, 2016:190-191.
- [16] 阎维平,鲁许馨,沈治,等. 在超临界燃煤发电机组中整合秸秆气化发电方法, 河北: CN102010757A [P]. 2011-04-13.
YAN Wei-ping, LU Xu-xin, SHEN Ye, et al. Integrated straw gasification power generation method in supercritical coal-fired generating units, Hebei, CN102010757A [P]. 2011-04-13.
- [17] 马隆龙,吴创之,孙立. 生物质气化技术及其应用[M]. 北京:化学工业出版社, 2003:182-183.
MA Long-long, WU Chuang-zhi, SUN Li. Biomass gasification technology and its application [M]. Beijing Chemical Industry Press, 2003:182-183.
- [18] 鲍振博,靳登超,刘玉乐,等. 生物质气化中焦油的产生及其危害性[J]. 安徽农业科学, 2011, 39(4):2243-2244.
BAO Zhen-bo, JIN Deng-chao, LIU Yu-le, et al. The generation and its harmfulness in process of biomass gasification [J]. Anhui Agricultural Science, 2011, 39(4):2243-2244.
- [19] 范丽娟,简丽,王连军,等. 秸秆气化模型研究及参数优化分析[J]. 化学工程, 2013, 41(11):5-9.
FAN Li-juan, JIAN Li, WANG Lian-jun, et al. Model of straw gasification and optimization of parameters [J]. Chemical Engineering, 2011, 39(4):2243-2244.
- [20] 孙俊威,阎维平,赵文娟,等. 600 MW 超临界燃煤锅炉生物质气体再燃的数值研究[J]. 动力工程学报, 2012, 32(2):89-95.
SUN Jun-wei, YAN Wei-ping, ZHAO Wen-juan, et al. Numerical study on biomass gas reburning in a 600 MW supercritical coal-fired boiler [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2012, 32(2):89-95.
- [21] 刘春元,罗永浩,张睿智,等. 生物质气化气还原 NO 的化学反应动力学机制及数值模拟[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(5):120-124.
LIU Chun-yuan, LUO Yong-hao, ZHANG Rui-zhi, et al. Chemical kinetic mechanism and numerical simulation on NO reduction by biomass gasification gas [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(5):120-124.
- [22] 张睿智,段佳,刘春元,等. 焦油对生物质气化再燃还原 NO 的影响[J]. 燃烧科学与技术, 2010, 16(01):18-22.
ZHANG Rui-zhi, DUAN Jia, LIU Chun-yuan, et al. Effect of tar on NO reduction by biomass gasification syngas reburning [J]. Journal of Combustion and Technology, 2010, 16(01):18-22.
- [23] 王健行,阎维平,何东. 空气预热器结合一次风加热凝结水的排烟余热利用系统节能分析[J]. 热力发电, 2017, 46(10):10-15.
WANG Jian-hang, YAN Wei-ping, HE Dong. Energy conservation analysis for waste heat utilization system applying air preheater and using primary air to heat condensate water [J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(10):10-15.

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/167661.html>