

300 MW 循环流化床锅炉燃烧调整

武生¹, 张志强¹, 李志斌¹, 王小伟¹, 刘曼²

(1. 国家能源集团科学技术研究院有限公司, 江苏 南京 210000; 2. 中国科学院山西煤炭化学研究所, 山西 太原 030000)

摘要:针对某电厂300 MW机组流化床锅炉运行中出现的床温偏差大, 飞灰、大渣可燃物含量高, 辅机耗电率高等问题, 从燃料粒径、运行氧量、一次风量、二次风配风方式、运行床压等方面进行燃烧优化调整试验。结果表明: 影响床温偏差的主要为燃料粒径, 运行氧量、风室压力, 上下二次风配比等对锅炉飞灰、大渣可燃物含量影响显著。建议运行中, 300 MW负荷下表盘运行氧量维持2.95%左右, 上下二次风门开度采用70%/70%/100%/100%的正塔配风方式, 风室压力保持在12.5 kPa左右。研究结果可为同类型机组优化运行提供指导。

关键词:流化床锅炉; 燃烧调整; 燃料粒径; 运行氧量; 二次风配风; 风室压力

中图分类号:TK16 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-6772(2024)S1-0320-05

Combustion adjustment of 300 MW circulating fluidized bed boiler

WU Sheng¹, ZHANG Zhiqiang¹, LI Zhibing¹, WANG Xiaowei¹, LIU Man²

(1. China energy science and technology research institute Co., Ltd, NanJing 210000, China;

2. Shanxi Institute of Coal Chemistry Chinese Academy of Sciences, TaiYuan 030000, China)

Abstract: In response to the problems of large bed temperature deviation, high combustible content of fly ash and large slag, and high power consumption of auxiliary equipment during the operation of a 300 MW fluidized bed boiler in a power plant, combustion optimization adjustment tests were conducted from the aspects of fuel particle size, operating oxygen content, primary air volume, secondary air distribution method, and operating bed pressure. The experimental results show that the main factors affecting the bed temperature deviation are fuel particle size, operating oxygen content, air chamber pressure, and the ratio of upper and lower secondary air, which have a significant impact on the combustible content of boiler fly ash and large slag. It is recommended to maintain an oxygen content of around 2.95% on the dial during operation under a load of 300 MW, and to use a 70%/70%/100%/100% positive tower air distribution method for the opening of the upper and lower secondary air valves. The air chamber pressure should be operated at around 12.5 kPa. The research results can provide guidance for optimizing the operation of similar units.

Key words: fluidized bed boiler; combustion adjustment; fuel particle size; operating oxygen level; secondary air distribution; wind chamber pressure

0 引言

内蒙古自治区某300 MW循环流化床锅炉为哈尔滨锅炉厂在总结国内外设计运行经验的基础上, 自主开发设计生产的HG-1065/17.6-L.MG44型流化床锅炉, 为自然循环、一次中间再热循环流化床锅

炉。锅炉采用双布风板结构、平衡通风、绝热式旋风气固分离器、无外置式换热器、自平衡U型双路回料装置、回料阀给煤、滚筒冷渣器, 后烟井内布置对流受热面, 双烟道挡板调温、管式空气预热器、过热器采用三级喷水调节蒸汽温度。表1为锅炉主要设计参数, 表2为设计煤质参数。

收稿日期: 2024-02-23; 责任编辑: 常明然 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.24022301

基金项目: 国家自然科学基金项目(51508281); 国家重点研发项目(2020YFB0606302)

作者简介: 武生(1989—), 男, 山西忻州人, 高级工程师。E-mail: wushengwork@163.com

通讯作者: 张志强(1978—), 男, 河北石家庄人, 正高级工程师。E-mail: 12059642@chnenergy.com.cn

引用格式: 武生, 张志强, 李志斌, 等. 300 MW循环流化床锅炉燃烧调整[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(S1): 320-324.

WU Sheng, ZHANG Zhiqiang, LI Zhibing, et al. Combustion adjustment of 300 MW circulating fluidized bed boiler[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S1): 320-324.

表 1 锅炉主要设计参数

锅炉负荷/%	B-MCR	TRL	75%	50%
			THA	THA
过热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 065	1 004	676.7	452
再热蒸汽进口流量/(t·h ⁻¹)	873.9	822	569.7	387.7
过热蒸汽出口压力/MPa	17.5	17.5	17.5	11.9
过热蒸汽出口温度/℃	541	541	541	541
再热蒸汽入口压力/MPa	4.046	3.886	2.71	1.86
再热蒸汽出口压力/MPa	3.866	3.706	2.58	1.74
再热蒸汽出口温度/℃	541	541	541	541
给水温度/℃	280	275.8	252.2	230.7
过热器一级喷水量/(t·h ⁻¹)	25.2	24.8	18.3	15.8
过热器二级喷水量/(t·h ⁻¹)	14.8	13.7	13	9.7
空预器进口风温/℃	45/35	45/35	45/35	45/35
排烟温度/℃	140	136	112	97

表 2 设计煤质参数

项目	符号	单位	设计煤种	燃用煤种
收到基碳	Car	%	33.12	36.69
收到基氢	Har	%	2.39	2.01
收到基氧	Oar	%	7.71	7.57
收到基氮	Nar	%	0.60	0.55
收到基全硫	St,ar	%	0.32	0.55
收到基灰分	Aar	%	52.66	40.83
收到基水分	Mar	%	3.2	11.8
空气干燥基水分	Mad	%	1.13	3.64
干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	32.48	30.3
收到基低位热值	Qnet,ar	kJ/kg	12 360	13 500

1 锅炉当前存在的问题

(1) 运行床温偏差大,300 MW 负荷下,锅炉下部床温偏差最大接近 260 ℃,锅炉左侧下部床温明显偏高,低负荷下温度偏差更加明显,严重时床温偏差超过 300 ℃。锅炉局部温度过高容易引起结焦,同时造成锅炉排渣不畅等问题。

(2) 锅炉经济性较差,机组日常运行中飞灰、大渣含碳量基本在 4%~5%,同时旋风分离器中烟气温度接近 1 000 ℃,分析原因认为是飞灰在炉膛内燃烧不充分而在分离器中再次燃烧所致,严重时会导致分离器结焦,分离器效率降低。

(3) 一次风机耗电率偏高,对比同类型锅炉,一次风机耗电率较高,主要原因为一次风机出口风压同比偏高 3 kPa 以上,耗电率明显偏高,分析原主要为运行床压偏高。

国内外众多学者对流化床锅炉燃烧优化开展了

相关研究^[1-6],针对锅炉当前运行中存在的上述问题,本次调整试验主要从燃料粒径、运行氧量、一二次风配风方式、运行床压等方面进行优化调整。对于流化床锅炉而言,锅炉侧的节能降耗手段主要还是以提高锅炉热效率,降低辅机耗电率为主^[7-9],因此本次燃烧调整试验在保证锅炉安全运行的基础上,以提升锅炉经济性、降低辅机电耗为原则进行。在锅炉各项热损失当中,排烟热损失、固体未完全燃烧热损失是可以通过运行调整降低的锅炉热损失,可通过降低排烟温度、运行氧量来降低排烟热损失,通过降低飞灰、大渣含碳量来降低固体不完全燃烧热损失。调整试验主要以这两项损失之和来判断锅炉运行的经济性。

2 优化调整试验

2.1 燃料粒径调整试验

针对当前锅炉床温偏差较大问题,对燃料粒径进行调整,将细碎机中环锤与护板的间隙从 30 mm 调整为 16 mm,调整前后的三次粒径分布测试对比见表 3。

表 3 燃料粒度分布统计结果

项目	燃料粒度分布/mm					
	0~1.0	1.0~3.0	3.0~6.0	6.0~10.0	10.0~13.0	13.0 以上
调整前	32.14	32.74	17.98	0.62	13.76	2.76
	24.38	40.64	20.40	1.80	12.26	0.52
	26.98	37.4	21.5	0.86	11.02	2.24
均值	27.83	36.93	19.96	1.09	12.35	1.84
调整后	41.24	23.64	21.69	7.67	4.14	1.75
	42.89	23.04	21.67	6.64	3.89	1.88
	38.18	25.78	21.93	6.43	4.80	2.88
均值	40.77	24.15	21.76	6.91	4.28	2.17

表 4 为细碎机护板间隙调整前后,各负荷下锅炉下部床温变化对比,可以看出,300 MW 工况下,床温偏差从 258 ℃降低到 165 ℃,低负荷下床温偏差也有明显改善,同时飞灰、大渣含碳量均有一定程度的降低,但燃料粒径调整后,容易出现床温超温现象,分析原因可能是因为当前细碎机设备老旧,粒径调整特性相对较差,护板间隙调小以后,0~1 mm 粒径所占比例明显增加,容易造成燃料在下料口附近直接燃烧,出现超温现象。

2.2 运行氧量调整试验

较低的运行氧量有助于降低排烟热损失及辅机电耗,但可能会使飞灰、大渣含碳量变大,固体不完全燃烧热损失增加。300 MW 负荷工况下进行运行

表 4 不同负荷下锅炉下部床温分布

项目	工况	锅炉下部床温/℃								
		测点 1	测点 2	测点 3	测点 4	测点 5	测点 6	测点 7	均值	温度偏差
调整前	300 MW	957	832	705	963	795	954	932	877	258
	250 MW	849	772	853	909	734	900	908	846	175
	150 MW	912	741	628	907	739	914	891	819	286
调整后	300 MW	980	974	993	950	828	974	987	955	165
	250 MW	920	909	807	887	743	919	924	873	181
	150 MW	864	844	722	819	597	864	863	796	142

氧量调整试验,根据就地对炉膛出口 CO 浓度的测试结果,维持锅炉表盘运行氧量在 2.7%~3.2%进行氧量调整试验。测试结果见表 5,可知,表盘显示氧量为 2.70%时,就地测试氧量结果为 2.95%,表盘偏低约 0.25%。随着氧量的降低,锅炉下部床温、SO₂生成浓度总体呈增加趋势,锅炉热效率呈先增加后降低的趋势。建议运行中,300 MW 负荷下,维持表盘运行氧量在 2.94%左右。

表 5 运行氧量调整试验结果

项目	单位	运行氧量调整		
		工况 1	工况 2	工况 3
试验工况	—	工况 1	工况 2	工况 3
机组负荷	MW	300	298	298
给煤量	t/h	243	236	239
热一次风量	kNm ³ /h	342	340	357
热二次风量	kNm ³ /h	466	438	424
表盘氧量均值	%	3.10	2.94	2.70
实测氧量	%	3.35	3.18	2.95
风室压力	kPa	13.50	13.29	13.46
SO ₂ 原始浓度	mg/m ³	588	643	598
下部平均床温	℃	898	924	911
CO 浓度	ppm	182	180	184
NO 浓度	ppm	20	18	23
空预器出口 O ₂	%	4.19	3.96	3.91
空预器出口排烟温度(A/B)	℃	151/152	152/150	152/152
飞灰可燃物	%	3.62	2.74	3.10
大渣可燃物	%	1.84	1.07	1.16
排烟热损失	%	5.97	5.87	5.91
固体未完全燃烧热损失	%	4.77	2.56	3.05
排烟热损失+固体未完全燃烧热损失	%	10.75	8.43	8.96

2.3 二次配比调整试验

300 MW 工况下进行了 3 种不同二次风配风方式调整试验,结果见表 6。可知,二次风采用均等配风、正塔配风时,锅炉热损失相对较小,飞灰、大渣含碳量相对较低。随着下层二次风量的增加,二次风

穿透性增强,密相区与过渡区的燃烧也更加充分,但排烟温度会有一定的升高。正塔配风方式下的 SO₂生成浓度也最低,同时考虑到当前煤种挥发分含量较高,建议上下二次风门开度采用 70%/70%/100%/100%的正塔配风方式。

表 6 二次风配风比例优化调整试验结果

项目	单位	二次风配比调整		
		工况 1	工况 2	工况 3
试验工况	—	工况 1	工况 2	工况 3
机组负荷	MW	300	299	298
给煤量	t/h	251	259	260
热一次风量	kNm ³ /h	361	350	344
热二次风量	kNm ³ /h	433	440	445
上下二次风配比 (左上/右上/左下/右下)	%	100/100/100/100/	100/100/	70/70/100/100
表盘氧量均值	%	2.86	2.58	2.76
实测氧量	%	3.11	2.83	3.01
风室压力	kPa	14.0	14.27	14.47
SO ₂ 原始浓度	mg/m ³	580	570	534
下部平均床温	℃	909	907	903
CO 浓度	ppm	190	125	110
NO 浓度	ppm	18	18	20
空预器出口 O ₂	%	4.03	3.82	3.97
实测排烟温度(A/B)	℃	147/151	152/154	154/157
飞灰可燃物	%	2.30	2.41	2.38
大渣可燃物	%	1.85	1.77	1.25
排烟热损失	%	5.80	5.93	6.09
固体未完全燃烧热损失	%	3.35	3.42	3.10
排烟热损失+固体未完全燃烧热损失	%	9.15	9.35	9.19

2.4 热一次风量调整试验

流化床锅炉热一次风量的控制主要为满足流化要求,试验期间进行了锅炉热一次风量调整试验,结果见表 7。可知,随着热一次风量的减少,飞灰、大渣含碳量呈降低趋势,热一次风量为 330 kNm³/h 时,锅炉热损失相对最低。降低一次风量可以减少

表 7 热一次风量优化调整试验结果

项目	单位	热一次风量调整		
		工况 1	工况 2	工况 3
试验工况	—	工况 1	工况 2	工况 3
机组负荷	MW	296	298	296
给煤量	t/h	251	260	257
热一次风量	kNm ³ /h	350	340	330
热二次风量	kNm ³ /h	431	445	446
表盘氧量均值	%	2.70	2.76	2.56
实测氧量	%	2.95	3.01	2.81
风室压力	kPa	14.30	14.47	14.41
SO ₂ 原始浓度	mg/m ³	506	534	556
下部平均床温	℃	900	903	906
CO 浓度	ppm	160	110	82
NO 浓度	ppm	16	20	15
空预器出口 O ₂	%	3.96	3.97	3.79
实测排烟温度(A/B)	℃	148/151	154/157	156/159
飞灰可燃物	%	2.58	2.38	2.35
大渣可燃物	%	1.58	1.25	1.12
排烟热损失	%	5.80	6.09	6.13
固体未完全燃烧热损失	%	3.49	3.10	3.00
排烟热损失+固体未完全燃烧热损失	%	9.29	9.19	9.13

水冷布风板的磨损,提升锅炉运行安全性,另一方面,相比于二次风一次风压较高,一次风量的降低可以节省更多耗电。也有文献表明,流化床一次风率的提高会加剧炉内磨损、提高排烟温度、弱化分级送风、加大床温不均、破坏料层流化均匀性,增加了锅炉运行的不稳定性。随着一次风量的减少,床温会有一定的升高。综合考虑,建议 300 MW 负荷运行时,热一次风量维持在 330 kNm³/h。试验期间也发现,冷渣器对床压调整有较大的滞后性,在降低一次风量的基础上,通过对冷渣器转速进行调整,可以达到快速降低床压的目的。

2.5 运行床压调整试验

运行床压的调整主要通过炉底排渣来实现,300 MW 负荷下,燃料量分别为 200 t/h、230 t/h 时进行了两次运行床压调整试验,期间维持锅炉运行氧量、上下二次风配比等开度不变,分别对不同风室压力下锅炉性能进行测试,结果见表 8。可以看出,两次调整过程中,随着风室平均压力的降低,锅炉热效率均呈增加趋势,第一次调整过程中风室平均压力由 13.46 kPa 降低到 12.61 kPa,锅炉热效率由 90.17% 增加到 90.59%;第二次调整过程中,风室平均压力由 13.25 kPa 降低到 12.48 kPa,锅炉热效率由

表 8 运行床压优化调整试验结果

项目	单位	床压调整				
		200 t/h 给煤量工况		230 t/h 给煤量工况		
		工况 1	工况 2	工况 1	工况 2	工况 3
试验时间	—	工况 1	工况 2	工况 1	工况 2	工况 3
机组负荷	MW	298	300	287	286	281
主汽压力	MPa	14.67	14.78	13.63	13.37	13.37
主汽温度	℃	528	531	541	538	536
再热压力	MPa	3.33	3.36	3.18	3.17	3.11
再热温度	℃	528	537	538	538	538
给煤量	t/h	201	208	231	230	231
热一次风量	kNm ³ /h	347	340	345	347	348
热二次风量	kNm ³ /h	424	443	407	399	392
上下二次风配比	%	70/70/100/100	70/70/100/100	70/70/100/100	70/70/100/100	70/70/100/100
表盘氧量均值	%	2.70	2.68	3.08	2.86	2.99
风室压力	kPa	13.46	12.61	12.48	13.25	12.65
SO ₂ 原始浓度	mg/m ³	598	769	690	444	492
下部平均床温	℃	947	941	899	912	911
CO 浓度	ppm	184	172	158	224	168
NO 浓度	ppm	23	15	18	16	18
空预器出口 O ₂	%	3.91	3.87	4.22	4.08	4.06
实测排烟温度(A/B)	℃	142/142	149/148	148/144	147/141	146/139
飞灰可燃物	%	3.94	3.10	3.35	3.58	3.56

续表

项目	单位	床压调整				
		200 t/h 给煤量工况		230 t/h 给煤量工况		
大渣可燃物	%	1.27	1.16	1.31	2.17	1.47
排烟热损失	%	5.25	5.57	5.32	5.16	5.13
气体未完全燃烧热损失	%	0.07	0.07	0.06	0.08	0.06
固体未完全燃烧热损失	%	4.01	3.20	3.70	4.35	4.00
散热损失	%	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
灰渣物理热损失	%	0.31	0.32	0.29	0.28	0.31
石灰石脱硫热损失	%	-0.03	0.02	-0.12	-0.13	-0.17
锅炉效率	%	90.17	90.59	90.52	90.03	90.44

90.03%增加到90.52%。试验中发现,运行床压降低后,锅炉主汽压力波动明显,锅炉带负荷能力降低,主要因为循环灰量相对减少,炉内辐射换热减少,建议低床压运行时加强对主汽参数的监视,及时对运行煤量进行调整。

图1为不同床压下A、B一次风机耗电测试结果,随着风室压力从13.46 kPa降低到12.61 kPa时,一次风机总功率可从2 285 kW降低到2 035 kW,耗电率同比降低约11%,节能效果明显。综合考虑,建议300 MW工况下,维持风室压力在12.5 kPa左右,锅炉经济性较好。床压降低后,下部床温有所升高,造成SO₂生产浓度增加,为降低SO₂排放超标风险,当燃料含硫量超过0.8%时,风室压力可适当提高。

效率提升约0.42个百分点,预计可使供电煤耗降低约1.62 g/kWh,同时一次风机耗电率可同比降低约11%,节能降耗效果明显。但随着床压降低,床温升高,炉内脱硫效率降低,SO₂原始排放浓度增加,此时可通过增加一次风量来控制床温。

根据试验结果,建议当前煤种及工况下,300 MW负荷下表盘运行氧量维持在2.95%、左右侧上下二次风门开度推荐采用70%/70%/100%/100%的正塔配风方式,一次风量为330 kNm³/h,风室压力为12.5 kPa左右,当燃料含硫量超过0.8%时,为降低SO₂排放超标风险,风室压力可适当提高。

参考文献:

- [1] 王进伟,吕俊复,郑宝忠等.循环流化床锅炉对排渣和供风系统的要求[J].锅炉技术,2006,(1):24-29.
- [2] 韩应,惠小龙,刘冬等.410 t/h循环流化床锅炉燃烧调整试验[J].洁净煤技术,2019,25(5):112-117.
- [3] 洪喜生.300 MW机组循环流化床锅炉低氧量燃烧优化调整试验分析[J].内蒙古电力技术,2016,34(02):56-58.
- [4] 索疆舜,崔志刚,马素霞等.CFB锅炉飞灰含碳量影响因素分析[J].热力发电,2016,45(7):84-87,92.
- [5] 任兵,明亮,姚力.300 MW机组循环流化床锅炉低负荷燃烧调整试验研究[J].山西电力,2023,(2):49-52.
- [6] 吕太,田跃宗,王志强,等.HG-1025/17.5-L.HM 37型循环流化床锅炉燃烧调整试验研究[J].东北电力大学学报,2014,34(5):1-4.
- [7] 钟犁,徐正泉,曹幸卫等.300 MW机组循环流化床锅炉燃烧调整的试验研究[J].热力发电,2012,41(5):69-72,76.
- [8] 谢国威,彭中,杨光兰等.超临界CFB锅炉低能耗技术研究及工程应用[J].热力发电,2020,49(5):27-32.
- [9] 管晓晨,张雨飞.循环流化床锅炉床温及床压建模[J].热力发电,2015,44(6):82-85.

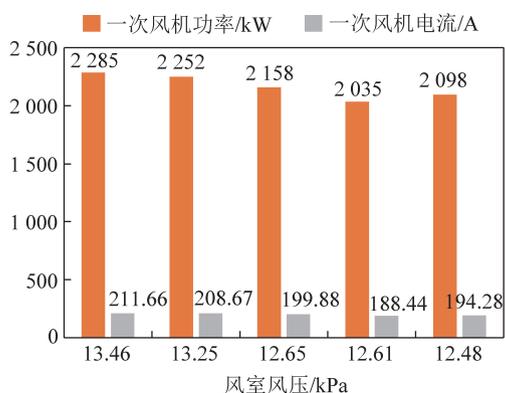


图1 一次风机电耗优化试验结果

3 结 论

通过本次优化调整试验可以看出,对燃料粒径进行调整后,锅炉床温偏差明显减小。通过对燃料粒径、运行氧量、一次风量、二次风配风方式、运行床压等参数的调整,可有效提升锅炉运行经济性。低床压运行对提升锅炉运行经济性降低风机电耗均有良好效果,300 MW负荷工况下,通过床压优化调整试验,锅炉效率可从90.17%增加到90.59%,锅炉