

DOI:10. 3969/j. issn. 1674 - 1951. 2019. 01. 019

600 MW 超临界机组锅炉省煤器分级优化改造

Classification and optimizing retrofit of economizer for 600 MW
supercritical boilers

任彬
REN Bin

(广州发展电力集团有限公司,广州 510623)
(Guangzhou Development Group Incorporated,Guangzhou 510623, China)

摘 要:为解决燃煤电厂低负荷工况下选择性催化还原(SCR)脱硝装置入口烟温偏低,SCR 装置无法正常投运的问题,提出了省煤器上下分级的改造方案。该改造方案既能有效提高 SCR 脱硝装置入口烟温,满足 SCR 脱硝装置投运要求,又不影响锅炉效率和排烟温度;同时,新增的一级省煤器采用 H 型鳍片管能解决 SCR 脱硝装置出口空间紧凑问题。改造后,通过优化锅炉本体吹灰方式,可避免长时间低负荷工况下 SCR 脱硝装置入口烟温偏低,以及急升负荷时 SCR 脱硝装置入口烟温偏高。最后给出了不同类型机组进行省煤器分级布置设计时需考虑的问题。

关键词:选择性催化还原;脱硝;入口烟气温度;省煤器分级;H 型鳍片管;吹灰

中图分类号:TK 223.3⁺3 **文献标志码:**B **文章编号:**1674 - 1951(2019)02 - 0069 - 04

Abstract:Low inlet flue gas temperature of selective catalytic reduction (SCR) denitrification system under low load condition cannot meet the requirement for the operation of SCR devices. An up-and-down classification retrofit for economizer is proposed. The plan can effectively increase the inlet temperature of the SCR denitrification device and meet the requirements of SCR operation without affecting the boiler efficiency and exhaust temperature. The new added primary economizer adopts H finned tube to solve the compact space at SCR exit. After the retrofit, the optimized soot blowing method for boiler can avoid the low flue gas temperature at the SCR exit under the long-time and low load condition, and avoid high flue gas temperature at the SCR exit under rising load condition. Finally, the problems that need to be considered in economizers classifying layout for different types of units are given.

Keywords:SCR; denitrification; inlet flue gas temperature; economizer classification; H finned tube; soot blowing

0 引言

佛山恒益发电有限公司(以下简称恒益发电公司)脱硝装置采用选择性催化还原(SCR)工艺,设置 2 + 1 层催化剂(第 3 层为预留安装空间,2 层共安装 280 个模块,362.88 m³),脱硝设计效率为 80%。脱硝装置垂直布置在锅炉竖井烟道后、省煤器与空气预热器(以下简称空预器)之间,空预器未拖出布置,脱硝框架下方布置送风机和一次风机。SCR 脱硝装置采用蜂窝式中温催化剂,按照催化剂厂家给定的技术要求,最低连续运行烟温不得低于 300℃,最高连续运行烟温不得高于 410℃(厂家建议在 320 ~ 400℃区间运行)。近年来,机组需频繁参与

电网深度调峰,调峰负荷区间为 210 ~ 600 MW,夜间和周末的负荷经常低于 300 MW。机组负荷在 300 MW 时,SCR 脱硝装置入口平均烟温在 300℃左右,当机组负荷低于 300 MW 时,SCR 脱硝装置无法正常投入运行,NO_x 排放很难满足环保要求,严重影响了电厂的生存和发展。机组各负荷段 SCR 脱硝装置入口烟温平均值见表 1。

1 省煤器分级改造前设备状况和运行方式

1.1 改造前省煤器概况

省煤器布置于锅炉的后烟井低温再热器下面,3 组光管蛇形管顺列排列,与烟气呈逆流布置。管子规格为 $\phi 51.0\text{ mm} \times 8.0\text{ mm}$,材料为 SA - 210C,共 167 片,每片受热面由 3 根并联蛇形套管组成,总计 501 根管子。横向节距为 112 mm,纵向节距为 102

表 1 改造前机组各负荷段 SCR 脱硝装置
入口烟温平均值

Tab.1 Average temperature of SCR denitrification device
inlet flue gas under various load conditions before retrofit

负荷/MW	SCR 脱硝装置入口烟温平均值/℃	
	#1 机组	#2 机组
600	358	351
450	330	328
400	318	316
300	307	300
240	294	288
210	280	277

mm。省煤器由吊杆和管夹支吊分别承载于 3 只省煤器中间集箱下,分 3 列悬吊,每列再通过省煤器中间集箱上的 55 根悬吊管悬吊承载。悬吊管规格为 $\phi 63.5\text{ mm}\times 13.0\text{ mm}$,共 165 根,材料为 SA-210C,悬吊管内的介质来自省煤器^[1-3]。

改造前 #1 锅炉效率为 94.40%, #2 锅炉效率为 94.35%。

1.2 吹灰器布置情况及吹灰方式

(1)锅炉本体各受热面吹灰器布置情况。各受热器吹灰均采用蒸汽吹灰,炉膛 96 只,末级再热器及末级过热器 28 只,低温再热器 14 只,二级省煤器(原省煤器)24 只,一级省煤器(新加装的分级省煤器)6 只。

(2)吹灰方式。锅炉水冷壁吹灰:每 2 天 1 次,分单双层隔天吹(白班);锅炉过热器及烟道吹灰(含一、二级省煤器):每天 1 次(白班);空预器热端吹灰:每天 1 次(白班);空预器冷端吹灰:每班 1 次;脱硝系统吹灰:每天 1 次(白班)。吹灰顺序为:空预器、水冷壁、延伸烟道、尾部烟道、脱硝催化劑,最后再吹空预器。水冷壁吹灰顺序为从下往上逐对进行;过热器、再热器、尾部烟道、脱硝催化劑吹灰按烟气流动方向逐对进行;锅炉本体吹灰有“顺控”方式(连续或步进)和“手动”方式。

2 省煤器分级改造前采取的措施

通过燃烧调整,优化吹灰方式(视受热面管金属壁温情况,不吹或尽量少吹炉本体受热面),尽可能提高 SCR 脱硝装置入口烟气温度,同时增加空预器冷、热端和脱硝的吹灰次数,但效果甚微,仍经常出现低负荷时 SCR 脱硝装置被迫退出的情况。

3 省煤器分级改造情况

恒益发电公司先后邀请西安热工研究院有限公司、阿尔斯通中国电力服务公司、上海发电设备成套

设计研究院、上海锅炉厂环保部及上海电气集团公司等来厂进行了技术交流,也到国内相关改造单位进行了调研。根据设备状况,结合几种宽负荷脱硝改造方案,恒益电厂最终选择了“省煤器上下分级”的方案:在进行热力计算的基础上,将原有省煤器靠烟气下游部分拆除,在 SCR 反应器后增设一定的省煤器受热面;给水直接引至位于 SCR 反应器后面的省煤器,然后通过连接管道引至位于 SCR 反应器前面的省煤器中;通过减少 SCR 反应器前省煤器的吸热量,达到 300 MW 时 SCR 反应器入口温度在 320℃以上,240 MW 时在 300℃以上的目的,以保证 SCR 脱硝装置可以在最低稳燃负荷以上正常运行。烟气通过 SCR 反应器,由 SCR 反应器后的新增省煤器来吸收烟气中的余热,以保证空预器进、出口烟温基本不变。保证 SCR 脱硝装置在最低稳燃负荷以上正常投运的同时,锅炉热效率等性能指标不受影响^[4]。

考虑到脱硝出口烟道可布置分级省煤器的空间较小,此次改造新增省煤器受热面采用 H 型鳍片管。割除原省煤器管道换热面积约 5150 m²,在 SCR 脱硝装置出口烟道上新增 H 型鳍片管省煤器(包含鳍片)的换热面积约 10444 m²^[5-6]。

4 H 型鳍片管省煤器结构分析及优势评估

4.1 H 型鳍片管概述

H 型鳍片管省煤器采用 H 型鳍片制成,将两片中间有圆弧的钢片对称地与光管焊接在一起形成鳍片(也称肋片或蝶片),然后采用闪光电阻焊的方法将鳍片焊接在与管子轴线垂直的方向。

4.2 改造优势

4.2.1 有效解决改造空间紧凑问题

新增省煤器放置在 SCR 脱硝装置出口烟道,布置空间十分有限,而 H 型鳍片管省煤器属于紧凑型换热器,可有效提高单位空间中所容纳省煤器受热面面积。

(1)与光管相比,同样长度的 H 型鳍片管受热面积大约为光管的 5 倍。

(2)在烟气流程方向,H 型鳍片管受热面的间距取决于管子弯头的弯管半径,此次改造省煤器管规格为 $\phi 44.5\text{ mm}\times 6.5\text{ mm}$,原设计省煤器管规格为 $\phi 51.0\text{ mm}\times 8.0\text{ mm}$,管径及纵向节距均减小,即减少了省煤器布置空间。为了提高管排的刚性和提高鳍片焊接工效,此次改造采用了双 H 型鳍片管。

4.2.2 优异的耐磨性能

省煤器的磨损主要是灰粒对管子的冲击和切削作用,在管子周围,与水平线呈 30°的部位磨损最厉

害,磨损量为平均值的 3 倍;错列布置管束由于气流方向改变,第 2 排磨损最厉害,是第 1 排磨损量的 2 倍,以后各排磨损量比第 1 排大 30% ~ 40%;顺列布置管束第 1 排与错列布置第 1 排相同,以后各排由于气流冲击不到管子,磨损较轻。在其他条件相同的情况下,顺列布置管束的最大磨损量为错列布置管束的 20% ~ 25%;管子磨损速度与烟气速度不均系数成正比,与飞灰浓度不均系数成正比。

H 型鳍片管省煤器采用顺列布置方式,H 型鳍片与管子垂直,将空间分成若干小的区域,对气流有均流作用,与采用错列布置方式的光管省煤器、螺旋肋片省煤器、纵向鳍片省煤器相比,在其他条件相同情况下,寿命提高 3 ~ 4 倍。

此次改造省煤器布置在 SCR 脱硝装置出口烟道,烟道可利用空间较小,烟道流场分布不如原设计省煤器均匀,且烟气温度较低,这就要求新增省煤器具有较高的抗磨损特性,故此次改造采用双 H 型鳍片管省煤器。为防止弯头与烟道壁面相邻处形成烟气走廊,用隔板将弯头隔离在烟气流之外,彻底解决

该区域磨损问题。相对于光管、螺旋管圈及其他形式的省煤器,防磨效果更好,使用寿命更长。

4.2.3 积灰少

适当提高烟气流速可以防止积灰。H 型鳍片的耐飞灰磨损性好,一般可选取比光管更高的烟气流速。

H 型鳍片焊在管子不易积灰的两侧,中间有 4 ~ 10 mm 间隙,两边形成笔直通道,可引导气流吹扫管子鳍片上的灰,不易积灰。

5 改造后吹灰方式的调整

恒益发电公司 #2 锅炉进行省煤器分级改造后,仍按原方式和顺序进行吹灰,多次出现 SCR 脱硝装置入口烟气温度达不到或超过设计的脱硝投运温度的情况,见表 2。因此,恒益发电公司对吹灰方式进行了优化调整。运行值班人员根据当日负荷指令曲线,提前进行预判,安排吹灰。一般情况下仍采用顺控方式,必要时手动分层(隔层)、分区域、分班进行吹灰,具体优化措施如下。

表 2 改造后机组 SCR 脱硝装置入口烟温异常情况统计
Tab.2 Abnormal temperature of SCR denitrification device inlet flue gas after retrofit

日期	时间	负荷/ MW	左/右侧 SCR 脱硝 装置入口烟温/℃	当日吹灰情况	分析、结论
2015 - 12 - 15	13:30	243	307/312	11:06—11:45 吹炉膛,15 只;11:46—13:20 吹末级再热器、过热器,28 只; 13:30—13:52 吹低温再热器,14 只; 14:05—14:48 吹二级省煤器,24 只; 一级省煤器未吹灰	长时间低负荷仍按原吹灰方式(顺控)进行了炉本体吹灰,导致受热面吸热量增加,烟气温度降低,无法满足 SCR 脱硝装置最低喷氨温度要求;同时,低负荷时对省煤器进行吹灰,烟汽温度下降得最快
	13:38	310	315/321		
	13:51	238	303/308		
	15:02	245	284/288		
2015 - 12 - 19	11:04	254	312/315	炉膛未吹灰;09:08—10:30 吹末级再热器、过热器,28 只;10:31—11:03 吹低温再热器,14 只;11:04—11:26 吹二级省煤器,12 只;一级省煤器未吹灰	从各部位的吹灰时间节点可以看出:相同负荷下,对省煤器进行吹灰,烟气温度下降得比较明显
	11:24	254	293/293		
2016 - 01 - 12	09:25	253	314/318	炉膛、过热器、高温再热器、低温再热器未吹灰;10:45—11:22 吹二级省煤器,20 只;13:12—13:35 吹一级省煤器,6 只	当日白班没有对照负荷曲线提前安排炉本体吹灰;09:25 开始从 253 MW 急升负荷至 10:10 带满负荷,10:30 出现“超温”(超过 SCR 脱硝装置允许最高喷氨温度 400 ℃),长达 15 min;10:45—11:22 对二级省煤器进行吹灰后,烟温才逐步下降,至 11:30 开始降负荷时的 603 MW,SCR 脱硝装置入口烟温降至 361/371 ℃
	10:10	608	379/395		
	10:30	605	386/402		
	11:30	603	361/371		
2016 - 01 - 22	12:20	256	307/311	炉膛未吹灰;10:21—11:04 吹二级省煤器,24 只;11:25—12:50 吹末级再热器、过热器,28 只;12:51—13:24 吹低温再热器,14 只;13:24—13:27 吹二级省煤器,2 只;13:34—13:41 以及 14:58—15:28 吹一级省煤器,2 + 6 只	同样是满负荷,吹灰前 SCR 脱硝装置入口烟温最高为 387/406 ℃,吹灰后最高为 358/368 ℃,相差 30 ~ 40 ℃
	09:45	352	345/350		
	10:25	609	387/406		
	17:17	604	359/368		

(1)长期低负荷期间,在保证 SCR 脱硝装置入口烟气温度不低于 SCR 脱硝装置允许喷氨最低温度(300℃)的情况下,也需合理安排吹灰,防止突然快速升负荷时 SCR 脱硝装置入口烟气温度超过喷氨最高温度(400℃)。吹灰期间,运行人员密切监视 SCR 脱硝装置入口烟气温度,SCR 脱硝装置入口烟气温度两侧同时低于 305℃时应立即停止吹灰。

(2)长期高负荷运行期间,在保证 SCR 脱硝装置入口烟气温度不高于 SCR 脱硝装置允许喷氨最高温度(400℃)及各受热面金属壁温没有超温的情况下,不必过多吹灰。

(3)对省煤器进行吹灰,改变 SCR 脱硝装置入口烟气温度较为直接,特别是省煤器分级后对二级省煤器吹灰,影响 SCR 脱硝装置入口烟气温度更为明显。因此,在低负荷时,如对二级省煤器进行吹灰,需减少同时投用吹灰器的数量,增加吹灰间隔或避开离 SCR 脱硝装置较近的吹灰器。即需对二级省煤器进行逐层或分区吹灰,吹完一层或一个区域后暂停省煤器吹灰,观察 SCR 脱硝装置入口烟气温度变化情况,再进行下一步的吹灰安排。

(4)如机组长期处于低负荷(240~300 MW),又未适当安排吹灰,在突然快速升负荷,特别是快速升至满负荷时,在确保机组平稳升负荷的同时,及时投入二级省煤器吹灰,防止 SCR 脱硝装置入口烟气温度超过 SCR 脱硝装置允许喷氨最高温度(400℃)。

6 改造效果

改造后机组各负荷段 SCR 脱硝装置入口烟温平均值见表 3。改造后 #1 锅炉效率为 94.62%, #2 锅炉效率为 95.05%,略高于改造前。

表 3 改造后机组各负荷段 SCR 脱硝装置入口烟温平均值

Tab.3 Average temperature of SCR denitrification device inlet flue gas at various load conditions after retrofit

负荷/MW	SCR 脱硝装置入口烟温平均值/℃	
	#1 机组	#2 机组
600	376	376
240	307	306
210	298	300

7 结束语

目前,燃煤机组典型 SCR 脱硝装置采用中温催化剂,按照各厂家给定的技术指标,普遍要求最低喷

氨烟温不得低于 280℃(恒益发电公司为 320℃),而大部分电厂在低负荷时,SCR 脱硝装置入口烟气温度低于 320℃,甚至低于 280℃,无法满足最低喷氨烟温要求,导致脱硝装置被迫退出,造成氮氧化物排放超标,污染区域大气。在低温催化剂未广泛应用之前,为确保 SCR 脱硝装置的正常工作和脱硝效率,势必进行相应改造,以提高 SCR 脱硝装置入口烟气温度。将省煤器分级布置是有效提高 SCR 脱硝装置入口烟气温度的重要方法,且在其他设计参数一定的情况下,省煤器分级布置时的锅炉效率和排烟温度等能做到与不分级布置一致。

对于新建机组,可在初设时就按分级布置设计,重点考虑基础、钢梁承重及一/二级省煤器的分配比例。对于改造机组,在进行省煤器分级改造时,需确保提资的准确性,要以常燃煤种在各个稳定工况下的参数为设计依据。首先要确定 SCR 脱硝装置出口空间能否满足一级省煤器的布置,并根据空间大小和投资成本考虑选用光管还是鳍片管;其次是校核原脱硝基础和钢梁是否可进行加固,加固后能否满足新的载荷量;原省煤器的割管面积及新增省煤器的面积计算要准确,否则会影响锅炉效率和排烟温度。改造后需及时对炉本体吹灰方式进行优化,必要时需进行脱硝烟道流场优化。

参考文献:

[1]陈志秋,罗国坚. 全负荷脱硝技术在超临界燃煤机组的应用[J]. 广东电力,2016,29(5):26-31.

[2]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(6):12-17.

[3]陈铭,张海军,刘晓东. 燃煤电厂全负荷脱硝技术的应用[J]. 广东电力,2017,30(9):22-27.

[4]曹慰,王憧北. 应用分级省煤器技术实现宽负荷脱硝[J]. 锅炉技术,2015,46(6):21-24.

[5]靖长财. 锅炉省煤器分级改造技术分析及其效果[J]. 锅炉技术,2016,47(1):70-73.

[6]杨群发,张桂平,侯剑雄,等. 600 MW 机组超净排放技术工程实践及系统优化[J]. 广东电力,2016,29(8):1-6, 26.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

任彬(1972—),男,四川威远人,工程师,从事火力发电厂机、炉、电、热、化、燃料等专业技术管理工作(E-mail: 327196811@qq.com)。