

660 MW 二次再热 II 型锅炉启动 调试技术研究

王林, 贺继旺, 杨博, 高景辉, 赵志丹, 王红雨, 孟颖琪
(西安热工研究院有限公司, 西安 710054)

摘要:二次再热技术以其较高的经济性正得到越来越广泛的应用,我国目前尚无二次再热机组工程投产的实例,相关启动运行经验较为缺乏。以国内第 1 台 660 MW 等级超超临界二次再热锅炉为研究对象,介绍了机组锅炉的主要特点,并从冷态通风试验、新型吹管工艺、低负荷稳燃、燃烧初调整等方面阐述了二次再热锅炉关键调试技术。针对机组试运行期间出现的燃烧器、风机、控制逻辑等问题给出了解决办法。经过调整优化,机组运行稳定、性能可靠,各项参数均达到了投产要求。

关键词:二次再热;超超临界;660 MW 机组;II 型锅炉;启动调试

中图分类号:TM 621.27

文献标志码:A

文章编号:1674-1951(2017)10-0001-05

0 引言

《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》出台后,对火电机组的综合效能提出了更高的要求^[1],推广应用清洁高效的燃煤发电技术是火电产业未来发展的主要方向^[2]。研究表明,增加再热次数、提高蒸汽参数,能够有效提高机组效率^[3],减少氮氧化物等燃烧污染物的排放^[4],故大容量高参数的二次再热机组将是我国未来 8~10 年火电技术发展的主导方向^[5]。华能安源发电有限责任公司“上大压小”新建工程是江西省和华能集团“十二五”规划建设的重点项目,是我国首次设计、首次制造、首次施工、首次运行的 660 MW 等级二次再热机组,采用了当前火电机组最高的汽温汽压参数,也代表了我国目前同类型机组最好的发电技术水平。该工程 #1 机组已于 2015 年 6 月 27 日顺利完成 168 h 满负荷试运行,成为中国首台成功投产的超超临界二次再热机组。相比常规的一次再热机组,二次再热机组在锅炉侧增加了一套二次再热器,在相同蒸汽压力和温度条件下,二次再热机组的热效率比一次再热机组提高约 2%,对应二氧化碳减排约 3.6%,节能环保优势明显。由于增加了二级再热器,机组热力系统布置的复杂程度增加^[6],再热汽温的调控也变得更加困难^[7],新技术的应用给机组调试工作带来了新情况和新问题。目前,行业内有关大容量高参数超超临界锅炉的启动经验较为缺乏^[8],而对应用了二次再热技术的超超临界锅炉,国

内尚无工程投产的实例,关键启动调试技术缺少文献探讨。本文依托华能安源发电有限责任公司“上大压小”新建工程,提出了一整套适用于超超临界二次再热 II 型锅炉的启动调试措施,并针对机组试运行期间出现的问题给出了解决办法,实际应用效果良好,相关经验可为后续二次再热机组的启动运行提供参考。

1 锅炉概况

1.1 主要设计参数

该机组锅炉采用了哈尔滨锅炉厂制造的 HG-1938/32.45/605/623/623-YM1 型 660 MW 等级二次再热、超超临界、变压运行直流锅炉,为单炉膛、切圆燃烧、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构 II 型锅炉。采用带启动循环泵的内置式启动分离系统,过热蒸汽调温方式以控制煤水比为主,同时设置二级四点喷水减温器;再热蒸汽调温方式主要采用尾部竖井分隔烟道调温挡板和烟气再循环,燃烧器的摆动也对再热蒸汽温度有一定的调节作用,在高、低压再热器连接管道上还设置有事故喷水减温器。烟气再循环抽烟口选取在空气预热器前。锅炉整体结构如图 1 所示。

最大连续蒸发量(BMCR)工况下,锅炉设计燃料消耗量为 298.10 t/h,总风量为 3 151.1 t/h,主要技术参数见表 1(表中:TRL 为额定工况)。

1.2 技术特点

(1)启动系统。锅炉启动系统为带再循环泵的系统(如图 2 所示),2 只立式内置式汽水分离器布置于锅炉的后部上方,由后竖井后包墙管上集箱引

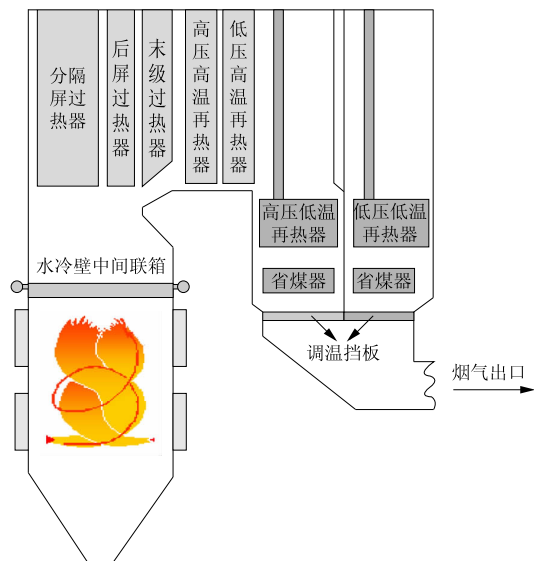


图1 锅炉整体布置

表 1 锅炉主要设计参数

项目	BMCR 工况	TRL 工况
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1938.00	1881.52
主蒸汽出口压力/MPa	32.45	32.36
主蒸汽出口温度/℃	605	605
高压再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1695.07	1642.42
高压再热蒸汽进口压力/MPa	11.71	11.33
高压再热蒸汽出口压力/MPa	11.34	10.97
高压再热蒸汽进口温度/℃	432.8	430.3
高压再热蒸汽出口温度/℃	623	623
低压再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1443.49	1392.25
低压再热蒸汽进口压力/MPa	3.743	3.597
低压再热蒸汽出口压力/MPa	3.553	3.413
低压再热蒸汽进口温度/℃	444.1	443.4
低压再热蒸汽出口温度/℃	623	623
给水压力/MPa	35.95	35.68
给水温度/℃	331.4	329.0
分离器压力/MPa	33.95	33.78

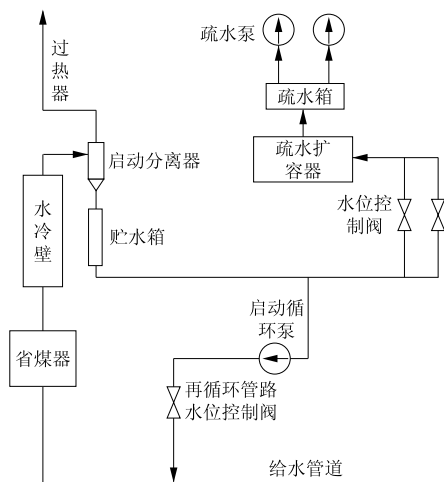


图2 启动系统

管送入 2 个汽水分离器。在启动阶段,分离出的水通过水连通管与一只立式分离器贮水箱相连,而分离出来的蒸汽则送往水平低温过热器的下集箱。分离器贮水箱中的水经疏水管排入再循环泵的入口管道,作为再循环工质与给水混合后流经省煤器-水冷壁系统,进行工质回收。启动前的水冲洗阶段水质不合格时,污水外排,在锅炉启动期间的汽水膨胀阶段、度过汽水膨胀阶段的最低压力运行时期以及锅炉最低直流负荷运行前,由贮水箱底部引出的疏水均通过贮水箱水位调节阀送入冷凝器回收,或通过炉水循环泵送入给水管进入水冷壁进行再循环。

采用成熟的带再循环泵的启动系统,启动分离器系统为内置式。锅炉负荷小于 30% BMCR 时,分离器起汽水分离作用,分离出的蒸汽进入过热器,水则通过连接管进入贮水箱,贮水箱中的水由水位控制阀控制,排入扩容器或与给水混合后进行再循环,以保证水冷壁的最小流量为 30% BMCR 流量。锅炉在 30% BMCR 负荷以上运行时,分离器呈干态运行。启动分离器为立式筒体,共 2 个,布置在锅炉前部的上方。贮水箱共 1 个,也为立式筒体。通过水位控制阀的控制,贮水箱内保持一定的水位,为分离器提供稳定的工作条件。

(2) 过热器系统。过热器采用三级布置,即分隔屏过热器(一级)→屏式过热器(二级)→末级过热器(三级)。再热器系统分为高压再热器系统和低压再热器系统,高、低压再热器均为二级,即低温再热器(一级)→高温再热器(二级)。再热器为纯对流受热面,高压高温再热器和低压高温再热器布置在中烟温区的水平烟道,高压低温再热器和低压低温再热器分别布置于尾部竖井的前后烟道,利用尾部调节挡板和烟气再循环对二次再热汽温进行组合调节^[9]。

过热器采用煤水比作为汽温主要调节手段,两级喷水减温作为细调节手段,喷水减温每级左、右2点布置,以消除各级过热器的左右吸热和汽温偏差。高、低压再热器调温以烟气挡板和烟气再循环调温为主,燃烧器摆动调温为辅,同时在高、低压再热器入口管道上布置有事故喷水装置。

(3) 燃烧系统。燃烧器采用全摆动墙式切圆燃烧大风箱结构。共设 6 层浓淡一次风口、3 层油风室、10 层辅助风室和 1 层燃尽风室。整个燃烧器与水冷壁采取固定连接方式,并随水冷壁一起向下膨胀。燃烧器共 24 组,布置于四面墙上,形成一个大切圆。燃烧器共 6 层煤粉喷口,每层与 1 台磨煤机相配,主燃烧器采用低 NO_x 的煤粉燃烧器,每只煤粉喷嘴中间设有隔板,以增强煤粉的射流刚性。主燃

出的锅炉顶棚包墙系统的全部工质,均通过4根连接

烧器的上方为燃尽风(OFA)喷嘴,在距上层煤粉喷嘴上方有 4 只附加 OFA 喷嘴,角式布置,作用是补充燃料后期燃烧所需要的空气,既有垂直分级燃烧又有水平分级燃烧,可降低炉内温度水平,抑制 NO_x 的生成。燃尽风与低氮燃烧器一起构成低 NO_x 燃烧系统。

锅炉采用一套等离子点火装置,在最下层燃烧器装设有等离子点火系统。锅炉同时设置燃油点火系统,燃烧器装有 12 个空气雾化式油枪,用于锅炉点火稳燃和低负荷稳燃,每只油枪均配有高能点火装置。

2 关键启动调试技术

2.1 冷态通风试验

该机组锅炉配有 6 台 MPS 中速磨煤机(5 运 1 备),每台磨煤机出口引出 4 根煤粉管道,在靠近锅炉本体的区域,单根煤粉管道利用“Y”型接头一分为二,最终 1 台磨煤机对应 2 层 8 台直流煤粉燃烧器。试验中对二次风量、磨煤机出口一次风量进行了冷态标定,获得了相应的风量修正系数。由于该机组设计过于紧凑,部分管路的直管段长度达不到风量标定规范的要求,因此采用了“出口标定入口”等做法。一次风量的调平采用等截面圆环法,利用一次风管上的节流缩孔调整各管风量均衡。调整后,A~F 磨煤机出口 4 支风管风量最大偏差分别为-1.36%,1.39%,0.86%,-2.84%,2.36%,-1.66%,均在±5.00%的范围内,各磨煤机出口风量基本配平。

冷态空气动力场试验中对一次风、二次风喷口

风速以及贴壁风速进行了测量,测量结果见表 2^[10]。从试验结果可以看出,4 组燃烧器一、二次风喷口风速和各面水冷壁处贴壁风速分布均匀,表明#6 锅炉一次风、二次风射流组织合理,无偏斜和刷墙现象。

表 2 风速测量结果					m/s
项目	#1 角 (右墙)	#2 角 (前墙)	#3 角 (左墙)	#4 角 (后墙)	
一次风喷口风速	21.0	20.7	20.5	21.1	
二次风喷口风速	28.8	29.0	28.7	28.9	
贴壁风速	0.7	0.8	0.9	0.9	

2.2 三段蒸汽吹管

因该机组锅炉增加了一级再热器,使得系统复杂程度增加,管道阻力和汽温汽压调节难度增大,蒸汽吹管条件与常规一次再热机组有显著差异。结合二次再热锅炉的技术特点,经过研究讨论,该机组锅炉在“一段吹管、两段吹管”的基础上,运用了“三段式降压法”蒸汽吹管工艺。

第 1 阶段对过热器系统、主蒸汽管道进行吹洗;第 2 阶段依次对过热器系统、主蒸汽管道、一次再热冷段管道、一次再热蒸汽系统、一次再热热段蒸汽管道进行吹洗;第 3 阶段依次对热器系统、主蒸汽管道、一次再热冷段蒸汽管道、一次再热蒸汽系统、一次再热热段蒸汽管道、二次再热冷段蒸汽管道、二次再热蒸汽系统、二次再热热段蒸汽管道进行吹洗。吹管的临时系统布置如图 3 所示。

根据计算结果确定:过热器系统及其管路吹洗过程中,启动分离器压力为 7.0~7.5 MPa 时开临时吹管门(以下简称临吹门)1,2,启动分离器压力为

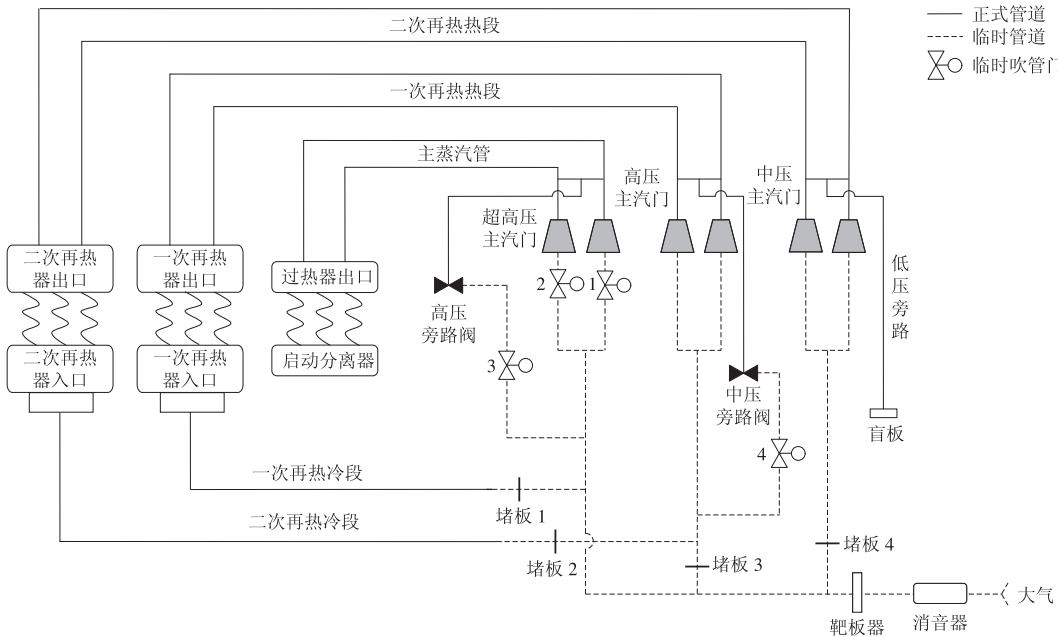


图 3 吹管临时系统

5.0 ~ 5.5 MPa 时关临吹门 1,2;过热器、一次再热器系统及其管道吹洗过程中,启动分离器压力为 7.5 ~ 8.0 MPa 时开临吹门 1,2,启动分离器压力为 5.5 ~ 6.0 MPa 时关临吹门 1,2;过热器、一次再热器、二次再热器系统及其管路吹洗过程中,启动分离器压力为 8.0 ~ 8.5 MPa 时开临吹门 1,2,启动分离器压力为 6.1 ~ 6.5 MPa 时关临吹门 1,2。蒸汽吹洗过程中应控制过热器、再热器、水冷壁不超温。3 个吹管阶段的压降取值见表 3。

表 3 不同吹管阶段压降取值

项目	1 阶段	2 阶段	3 阶段	数据来源
吹管系数	1.7	1.5	1.5	给定值
过热器系统阻力/MPa	1.9	1.9	1.9	设计值
一次再热器系统阻力/MPa	0.4	0.4	0.4	设计值
二次再热器系统阻力/MPa	0.19	0.19	0.19	设计值
其他压降/MPa	1.1	1.4	1.7	经验值
吹管排汽压损/MPa	0.2	0.2	0.2	经验值
分离器压力/MPa	6.940	7.350	8.085	计算值

实际吹管打靶结果表明:靶板上斑痕数分别为 5 点、3 点,斑痕粒径均小于 0.8 mm,吹洗质量优良,完全达到了国家相关技术规范的要求。

2.3 低负荷稳燃

采用协调方式,将 #1 机组负荷由 660 MW 逐步降至 330 MW,在此基础上开展了低负荷稳燃试验,持续时间为 4 h,随后负荷逐步升至 660 MW。试验过程中升降负荷速率为 8 ~ 15 MW/min,主蒸汽、再热蒸汽温度及其减温水流量正常,各段受热面进、出口烟温偏差均较小,锅炉各参数达到或接近设计值,炉内燃烧正常、稳定。但在低负荷稳燃试验的负荷升降过程中,一级过热器和三级过热器出现了明显的壁温超温现象。负荷稳定时,三级过热器部分管屏也易出现超温现象。

2.4 燃烧初调整

(1)过量空气系数(氧量)的调整。由于燃煤挥发分较高,在高负荷阶段将氧量维持在 3.0% ~ 3.5% 的设计值时,就地观察炉膛火焰呈金黄色,说明燃烧情况较好;炉底无大渣,尾部烟道也未出现二次燃烧。但由于过热器、再热器温度达不到设计值,故采取了提高过量空气系数的措施,将氧量提高到 3.7% 左右,过热器、再热器温度有所提高,管壁无超温,各运行参数达到或接近设计值。

(2)燃烧器风速风率的调整。低负荷时,由于 B 制粉系统采用了等离子点火装置,故对一次风速有一定要求:风速过高,燃烧不稳定,磨煤机易振动;风

速太低,则会导致等离子装置超温并结焦。经综合考虑,采取了适当提高 B 磨煤机风量、提高周界风比例、提高分离器转速并适当降低 B 磨煤机加载力的措施。调整后 B 磨煤机运行正常,等离子点火装置前后壁温在合理范围内。

(3)煤粉细度的调整。在整套启动初期,根据厂家经验值,将分离器转速控制在 90 r/min 左右,观察炉内火焰呈金黄色,说明燃烧状况良好。在整套试运行期间,发现过热器、再热器汽温偏低,煤粉取样分析结果显示煤粉细度 R_{90} 为 12%。将分离器转速降至 70 r/min, R_{90} 维持在 15% ~ 20%,将过热器、再热器汽温进行了小幅提升。

3 试运行期间遇到的问题及处理方案

在整套试运行过程中曾出现燃烧器摆角销子断裂造成燃烧器下摆的现象,虽然调成水平后不再操作,后续也未曾断裂,但对于锅炉来说,缺少了一种调节汽温的手段。建议厂家对销子直径进行检查,确认是否满足要求。整套试运行期间还发生过炉烟再循环风机过流现象,虽然当时手动处理后电流稳定在额定电流以下,但根本问题没有解决,炉烟风机入口烟温对风机出力的影响太大,所以靠自动限制变频器指令上限解决不了问题,限制太高,还是会发生过流现象,限制太低,高负荷下炉烟风机的作用不明显。建议根据入口温度设定一个动态的指令上限,或在入口温度低于一定值后切除自动。这一切都需要在后续的运行中摸索温度与出力的关系曲线,给热工人员提供一个依据。另外,在运行中一定要注意造成炉烟风机入口温度降低的情况,如高压加热器切除、机组快速减负荷(RB)保护动作等。

4 结论

二次再热技术以其较高的经济性正受到越来越多的关注。目前我国投产的二次再热机组数量较少,在设备设计与运行操作方面都缺乏经验,新机组启动调试难免存在新情况、新问题。本文以国内首台二次再热锅炉为研究对象,运用了一系列适用于二次再热锅炉的调试措施,并对试运行过程中的各项问题给出了可行的解决办法。调整后该锅炉主要技术指标均达到或接近设计值,机组运行稳定、可靠,顺利通过 168 h 满负荷试运行。相关启动运行经验可为后续二次再热机组的运行提供参考。

参考文献:

[1] 中华人民共和国环境保护部. 全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案[Z].