

外高桥 1000MW 超超临界机组调试 新技术的探索

陈模嘉

(上海电力建设启动调整试验所, 上海市高邮路 68 号, 200031)

摘要: 介绍了上海外高桥发电厂三期工程机组调试过程中实施临炉加热、探索最低启动流量、改进蒸汽吹管工艺、扩大吹管范围等调试新技术的探索, 同时还介绍了成功实现机组 FCB 试验的关键点控制及其试验结果, 为机组运行安全经济运行打下了良好的基础。并对调试技术改进的相关问题进行探讨, 借此对以后的工程有所借鉴和提高。

关键词: 调试; 临炉加热; 启动流量; 吹管; FCB

上海外高桥电厂三期工程是继一期 4 台 300MW 亚临界机组和二期 2 台 900MW 超临界机组后的 2 台 1000MW 超超临界机组 (分别为#7 和#8 机组), 主机设备均由上海三大动力厂制造。其中锅炉为 2955t/h、27.9MPa、605/603℃的塔式炉型, 采用正方形单炉膛四角布置直流燃烧器切圆燃烧方式。水冷壁下部联箱至高温燃烧区采用螺旋管膜式水冷壁, 经中间混合联箱后垂直上升至水冷壁出口联箱, 配备了带锅炉疏水循环泵的启动系统。配置了 6 层共 24 支机械雾化轻油点火枪, 6 套正压直吹式制粉系统分别供 12 层共 48 只煤粉喷嘴, 每台磨煤机供相邻二层。主汽调温靠煤水比+8%BMCR 的喷水量, 再热汽靠燃烧摆角和喷水减温。按照神华煤设计, 锅炉不投油的最低稳燃负荷为 25%BMCR, 可在 (30~100) %BMCR 范围内滑压运行。汽机为单轴、四缸四排汽、双背压凝汽式、八级回热抽汽方式。机组配置了二级串联液动旁路, 高、低压旁路容量各为 100%和 65%。给水泵组采用单台 100%容量汽动给水泵, 前置泵与主泵同轴布置, 带单独凝汽器和真空系统。机组 DCS 为西门子 TXP-3000 型。DEH 与其实现一体化控制,

MEH 由德国 ALSTOM 小汽机制造厂自配的 P320 控制系统。控制盘设置了少量必要的紧急事故停机按钮。

#7、#8 机组分别于 2008 年 3 月 19 日和 6 月 16 日顺利完成了 168h 连续试运后投产，针对国内首台塔式炉型的 1000MW 超超临界机组在工程建设的调试过程中，采用了很多新的调试工艺，取得了较好的成效。

1、实施临炉蒸汽加热，节约燃油

外高桥三期工程临炉加热系统设计为母管制，蒸汽可来自二期 2 台 900MW 机组的再热冷段抽汽，参数约 5.0MPa、350℃，供汽量 300t/h 左右；也可由三期相邻机组的再热冷段抽汽供汽。临炉加热系统主要供机组启动阶段除氧。

2、除氧器临炉加热，实现锅炉静压进水和低温水冲洗

机组启动初期利用临炉蒸汽向除氧器加热，同时进行给水泵暖泵，当除氧器压力大于 0.6MPa 时，给水将克服除氧器与水冷壁最高点的静压差向锅炉进水。随着除氧器压力升高，进水流量不断加大，进水温度不断提高，当除氧器压力达到 1.2MPa 时，给水流量达到约 400t/h，温度升高到 180℃ 以上，此时锅炉压力约 0.2MPa，水冷壁温度约 120℃，进行系统和炉本体清洗。在此过程中，不用启动给水泵，仅靠凝结水泵运行并用临炉蒸汽加热的方式完成了锅炉进水、低温清洗及汽动给水泵的暖泵程序，使操作变得简化方便，又节约了厂用电的消耗。

3、#7 高压加热器临炉加热，实现非点火工况下锅炉热态清洗

完成锅炉冷态清洗后，启动汽动给水泵组，调节省煤器进口调节阀和给水泵转速，在 (5.0~6.0) MPa 给水压力下，维持 (500~900) t/h 给水流量，投入 #7 高压加热器临炉蒸汽加热，控制加热蒸汽压力在 (2.0~2.5) MPa 的范围，

使给水温度达 200℃左右保持一定欠焓的条件下，边进水边排放，连续运行（4～6）h 可达到锅炉点火的水质要求。为此，锅炉在非点火工况下实现热态冲洗，节约了能耗和燃油，且系统操作简便、可控性好。

4、炉内加热，实现锅炉低负荷燃煤断油

在#7 机组蒸汽吹管期间，首先进行了单磨稳燃试验，试验结果表明在临炉蒸汽加热投运的条件下，单磨最低稳燃运行煤量为 58t/h 负荷约 18%BMCR。因此，在以后的启动过程中，当锅炉水冲洗合格后，继续保持系统的临炉蒸汽加热，维持热态清洗参数运行，使炉内的空气靠受热面工质的放热达到一定的温度水平后，启动风烟系统。锅炉点火逐步投入 12 支出力仅为 0.8t/h 的启动油枪（考虑到神华煤着火温度较低，更换了油枪原来 2.4t/h 的雾化片）经 1h~1.5h 炉膛出口烟温即可达 180℃~200℃，再启动一次风机约 1h 后一次风温能达到 150℃以上启动磨煤机暖磨，当出口温度达到 80℃以上投粉。由于锅炉热态清洗时间长、温度高，锅炉具备了快速加负荷条件，一般 0.5h 内可投入第二套制粉系统。根据神华烟煤最低负荷试验，任意 1 套制粉系统燃煤量大于 60t/h 以上即可停运该层油枪，当总煤量达 120t/h 以上可以停用所有油枪全烧煤运行。按照这一运行方式，冷炉启动 1 次燃油量消耗仅为 18t 左右，热态启动 1 次燃油量消耗仅为 10t 左右。使整个调试期间#7、#8 机组消耗燃油各为 685t 和 235t。同时这种低负荷稳燃由于炉膛温度与一、二风温高，使燃烧器着火和炉内燃烧状况良好，锅炉灰渣可燃物始终处于很小的程度，是一种既安全、又经济的启动方式。

5、探索最低启动流量，节能减排

5.1 低流量启动条件

根据传统的直流锅炉运行理论和锅炉厂的技术规定，水冷壁必须达到约30%BMCR的质量流速来建立稳定水动力工况，确保点火启动过程中水冷壁安全。外高桥三期工程因利用了临炉蒸汽对工质的充分均匀加热的有利条件，使用了每根最大出力仅0.8t/h燃油点火枪，燃烧率低，炉膛热负荷也不高。因此，点火初期即使发生炉膛热负荷分布不均，也不会导致水动力的减弱造成水冷壁局部超温的现象。

5.2 低流量启动试验

为进行锅炉低流量启动试验，在试验前增加了一套专门的计算机监视装置，监视每根螺旋水冷壁管出口温度，并用棒状图及时直观地显示与比较，温度高时发出报警。自动系统内除正常给水调节外，还设有超温保护即当水冷壁出口温度任一点大于某一值时，给水控制自动叠加一个给水增量，若超限时即发生MFT。所有这些措施都确保了低流量试验的安全性。

在冷态启动过程中，启动流量的起点成为试验的关键，在保护措施已落实的前提下，根据点火油枪的容量的核算，初步决定点火前起点流量为15%BMCR，经试验证实该流量下启动过程中水冷壁温度均匀，并无超温的迹象发生。与此同时给水控制策略随着最低启动流量的改变进行了相应的改进，为了保证锅炉水冷壁的运行安全，锅炉（0~30）%负荷采取了水煤比与分离器水位的综合给水控制策略。即：当启动分离器水位在可控范围内，自动控制给水流量，当启动分离器水位低于设定值时，给水自动控制分离器水位运行。水煤比按下式控制：

5.3 低流量启动效果

在确保水动力正常、水冷壁出口不超温的前提下，由于启动流量的减少，带来的效果如下：

5.3.1 锅炉湿态运行阶段，可以减少通过分离器疏放水的工质和热量损失，同时有利于锅炉疏水调节阀的使用寿命；

5.3.2 由于减少了锅炉启动流量，同时又能保证水冷壁的运行安全，因而可取消锅炉疏水循环泵的运行，避免锅炉疏水循环泵运行中入口工质易发生汽化的问题，使锅炉的启动操作更加简便；

5.3.3 由于启动流量的降低，工质温度又预先提高，导致水冷壁内加热段缩短，相同燃料量下锅炉增发量增多，使得因产汽量少而引起汽温过高及过热器、再热器管壁超温的现象得到非常大的改观。

6、改进蒸汽吹管工艺，提高功效

6.1 选择的合适吹管形式

外高桥三期工程选用了稳压一阶段吹管的方式，主要是因为超超临界锅炉的蒸发段具有更小的水容积和金属蓄热能力，汽水分离器的截面积和容积又相对减小，只有采用稳压吹管方式才能确保系统各区段的吹管系数，且蒸汽参数稳定，不会发生蒸汽带水现象，防止对过热器及其蒸汽管道造成巨大的热冲击；同时与降压吹管相比它减少了温度变化的频次和速率，避免造成锅炉受热面焊缝和厚壁联箱较大的温差热应力，缩短使用寿命；另一方面，一阶段吹管可以有效防止再热器干烧，保证再热器受热面的安全，同时它没有系统的切换，既可以免除倒换系统、拆装堵板等繁重工作，又可以节约系统切换所耗费的工时。

6.2 改变吹管运行工况，确保吹管系数

按照外高桥三期首台锅炉进行的干态吹管试验，水冷壁出口平均温度保持在 380°C 以上，比饱和温度高出了 100°C 之多，使一级过热器进口处的吹管系数达 1.05。从靶板显示情况看其斑痕粒度明显增加，且在随后的吹管启动时汽水分离器的疏水也含有较多剥落的氧化铁颗粒。因而，可以表明在较高的温度和吹管系数的作用下，吹管系数最小的水冷壁出口区域及一级过热器取得了较好的吹管效果。

6.3 改变吹管运行参数，有利于氧化皮的剥离

冲管温度变化的梯度，对受热面表层氧化皮的剥离是一个非常关键的要素。传统的吹管理论是基于流体对自由颗粒的作用力理论，温度因影响流体的密度而间接的影响吹管的动量，并不涉及温度及温度变化所导致的高温高压管材内壁加工时产生较厚的氧化层剥落问题，因而，再高的蒸汽动量，也难清除这类氧化层附着物。传统的吹管期间一次大于 12 小时停炉冷却，并不能完全清除它们。为此，外高桥三期吹管从时间安排上每天只进行一次点火吹管，其余时间停炉冷却，吹管温度在永久和临时设备许可的条件下尽量提高，过热器出口达 $410^{\circ}\text{C}\sim 460^{\circ}\text{C}$ ，再热器出口达 $510^{\circ}\text{C}\sim 530^{\circ}\text{C}$ ，并使每次吹管后系统能得到充分的冷却，更利于氧化层和杂质经多次反复受冷热循环变化而剥落，使吹管功效明显提高。

6.4 吹管安全节能省时措施

吹管时间安排在每日下午 4 时至 9 时间进行，使吹管期间尚未完工的安装、调试作业可少受影响，继续开展。

由于吹管最大流量保持在 50%BMCR，使燃烧率相应控制在 (45~50)%BMCR，最多需投用了 3 台磨煤机可全燃煤，故采取送、吸风机单侧运行，节省了厂用电的消耗。

在临时管上安装大通径低阻力的电动截止阀，主要作用如下：

6.4.1 当冷炉点火启动时，先暂缓开阀，之后视蒸汽参数升高可逐步开大进行暖管，达到缩短升压升温时间、节油省水的目的；

6.4.2 吹扫过程中，利用该阀的启闭实施流量扰动，使联箱端头等死区部分的杂质容易被带出，提高系统内的清洁程度；

6.4.3 关闭该阀以提高高压旁路及主蒸汽各分支管道的吹管系数；

6.4.4 在一次吹管结束，系统压力降至吹管压力的 1/3 时后关闭临时阀，待其自然泄压降温冷却，有效限制了各承压部件的温差应力的升高。以及当系统发生故障时，关闭该阀隔离后处理，可防止事故扩大。

综上所述，二台机组的主系统吹管取得了很好的成效。#7、#8 机组稳压吹管至靶板合格分别为 10 次和 6 次；炉吹管的时间分别为 16d 和 6d；燃油耗量分别为 185t 和 60t，除盐水用量（包括水冲洗）分别约 30000t 和 20000t。

7、延伸吹管理念，确保汽机运行安全高效

7.1 实施旁路运行吹扫，重视 SPE 问题

按德国 Alstom 的带旁路启动及清洗程序，机组整套启动前有一个稳定负荷的旁路运行阶段，直至蒸汽品质达到汽机冲转的要求。实践证明这种方法运行时间长，工质和燃料消耗多，导致对蒸汽质量的误判。为此，三期工程对这一工艺进行了全面改革。具体办法如下：

7.1.1 分为三阶段清洗，各阶段清洗后系统停运，对给水系统（包括凝汽器、除氧器、凝结水泵和给水泵的滤网等）和炉本体进行疏放水及清理，并将重要的调节阀解体检查、清理。

7.1.2 利用塔式炉过热器、再加热器卧式布置特点，以及配备了 100%高旁和 65%低旁的有利因素，使每次启动前先保持 80%BMCR 的锅炉负荷，使汽温达 600℃左右，到通过旁路进行蒸汽系统吹扫约 20min，再降负荷至冲转参数，进行汽机冲转。这项措施对有效清除机组运行中产生的高温氧化皮，保证机炉的安全经济运行起到了非常重要的作用。

7.1.3 在旁路运行期间改变旁路的开度，使在扰动汽流的作用下，受热面及管道联箱等死角处也能得到充分的冲洗。

通过旁路运行的方法，将高温金属内壁坚硬的氧化层及运行期间生成氧化皮脱落物彻底清除，并直接送至凝汽器。#7 机组首次旁路运行期间凝结水含铁量从 108.7 $\mu\text{g/l}$ 急剧上升至 1756 $\mu\text{g/l}$ 并出现混浊，机组停运后，在凝汽器内能清理出约 20kg 含铬的氧化物，#8 机组运行情况类似。这样每个冲洗程序周期约 8~10h，经过两次停炉放水、三次循环清洗后，蒸汽清洁度指标即可满足汽轮机冲转的要求，大大节约了这一阶段的时间和能源消耗，从而确保机组运行的安全性和经济性。

7.2 吹扫效能检查

三期工程机组进入整套启动后的旁路运行，其实质是为解决 SPE 问题将吹管的程序延伸到机组运行阶段。首台机组在调试阶段经过十几次的启、停后，用工业内窥镜通过窥视孔对高压缸第一级叶片进行了照相，叶片依然光亮如新。从性

能试验结果证明，两台机组的供电煤耗值分别为 275.7 克标煤/千瓦时和 276 克标煤/千瓦时，不仅是国内也是国际上先进水平。也证实了运行期间每次启动前锅炉蒸汽系统吹扫的必要性和有效性。

8、高标准调试、实现机组 FCB 功能

8.1 分阶段，逐步实现目标

发电机组的 FCB 功能的实现，是对机组自动及程控的综合考验，为确保 FCB 功能的成功。按程序相继高质量完成了各负荷下自控参数整定、变负荷及动态扰动试验、协调控制投用、甩负荷试验和 FCB 试验等的调试项目。其中解决了如下问题：

8.1.1 一次风机失速

由于节电的需要，大都采用了轴流风机，但由于轴流风机的特性，并列运行一次风机，当锅炉负荷大幅波动特别在机组 RB、FCB 工况时，易引起失速现象，致使机组运行不稳甚至跳闸。其诱发因素主要是风机并列运行工况下，一次风系统压力高、流量未相适应。通过不断的实践，采取了相关措施有效地抑制风机失速现象的发生。

控制适当的一次风系统压力，并当一次风压超过一定值时自动闭锁一次风风机增负荷。

二台并列运行时，保持一次风系统的不小于三台磨煤机的流通通道。

控制并列运行的风机电流偏差小于 5A。

采用适当的控制程序，确保在 RB 发生时，停运的制粉系统冷风调门自动快开，热风调门按一定的速率缓慢关闭，防止较短时间内一次风系统压力升高流量下降间的不匹配。

8.1.2 流量和温度波动及控制

根据直流锅炉运行特点，汽机负荷的变化，引起抽汽回热系统的变化，从而引起给水温度的变化；主汽压力的变化引起给水流量的变化；给水自动在系统较大扰动时可能产生较大的流量变化。从而产生中间点温度、给水温度和主汽温度波动。此外，除氧器运行参数波动还会影响给水泵的有效汽蚀余量对其安全运行带来威胁。于是通过试验，不断调节锅炉汽温控制特性，成功保持了中间点温度的变化幅度，使主汽温度在 16°C 的许可变化范围内。并通过控制冷再至除氧器的快速补汽阀，有效减小了除氧器压力波动范围，加上适当调整了给水泵运行边界限量的延时，从而保证了汽动给水泵的安全稳定运行。

8.1.3 目标参数控制和汽机运行稳定性

试验初期，为了维持锅炉运行的稳定性，避免锅炉运行工况大幅变化，根据旁路容量设定值 RB 和 FCB 时锅炉目标负荷大于 55% 额定负荷，但试验中发现这与汽轮机的运行参数不匹配，期间汽轮机高压缸末级叶片温度升高，#3 瓦振动加大，这是由于再热器压力太高，高压缸通汽量不足所致，通过试验探索，最终确定 FCB 的目标负荷约 45% 额定负荷，符合汽机运行的需要，锅炉也能自动稳定运行，为实现 FCB 试验的成功创造了条件。

8.1.4 厂用电失去的保护措施

FCB 试验期间机组带厂用电运行并与外部电网断开，当发生试验失败，必须首先保障一些设备继续运行的可靠性和及时使机组恢复投运，在试验前完成了相关的试验，确保应急柴油发电机以及保安段能正常备用，若发生 FCB 失败能在第一时间恢复厂用电源，及时进行机组启动。

8.2 FCB 试验结果

当上述条件满足后，#7、#8 机组在保持机组全自动运行、无人干预的条件下，断开机组线路开关模拟电网故障，发电机带厂用电运行，在此期间锅炉目标负荷参数与汽机运行参数匹配，汽机转速稳定，发电机负荷和调节系统控制平稳，并在约 10min 内恢复对外供电，成功实现了机组 FCB 功能。#7 机组：100%FCB 试验时间 2008 年 3 月 18 日 23 时 59 分，汽机转速最高 3162r/min，最低 2951r/min，厂用电量 32MW。#8 机组：100%FCB 试验时间 2008 年 5 月 21 日 21 时 53 分，汽机转速最高 3168r/min，最低 2946r/min，厂用电量 35MW。

9、单台 100%汽动给泵组的调试

1000MW 机组非但取消了启动电动给泵，还首次采用了单台 100%汽动给水泵组的配置，在调试中，比较突出地表现在以下两个方面：

9.1 系统清洁度问题

凝结水和给水系统的清洁度，影响到前置泵和给水泵进口滤网的清理频次，从而关系到给水泵组的安全稳定运行。针对这一状况调试期间特别注意给水泵投用前的系统清洁工作。首先是化学清洗的范围，覆盖了凝汽器、除氧器、加热器、高低压给水系统、炉本体、过热器和再热器。其次是蒸汽吹管阶段特别重视对除氧器加热管道、各蒸汽疏水管道的吹扫及低压旁路管道的人工清洁工作。并且在给水系统投运后加强了系统逐段的冲洗工作，以及在带负荷的条件下，先进行各加热器的疏水排放，连同疏水扩容器水质均合格后方能回收，确保水侧、汽侧系统的清洁。

调试期间另外利用蒸汽对驱动给水泵汽轮机的高低压管道进行蒸汽吹管，位于吹扫不到的部分进行人工清理或单独的化学清洗，确保小汽轮机的安全和高效运行。

9.2 给水泵转速全程调节

主泵的额定转速为 4700r/min，设计的临界转速为 2350r/min，按照常规的运行方式，为避开临界转速区域，给水泵的最低运行转速为 2700r/min，但由于未设置小流量的启动给水泵，故在机组调试、启动期间，维持 2700r/min 的转速后还需靠阀门节流，不但造成较大的能量损耗，还使阀门的磨蚀加剧。为此，在首台机组给水泵试转调试期间，通过对泵组在不同转速下的振动测量分析，发现在临界区域并无振动偏大的状况，从而在外商的认可和支持下，实施了泵组从盘车转速开始至额定转速的全程调节方法。更显示出这种控制方式高效节能和安全运行的优越性。

10、结语

10.1 对于超临界机组在冷态启动中，利用辅汽进行系统的加热，对启动过程中的安全和节能省油的作用明显。为此，对于新建电厂首台机组的调试、投运，启动锅炉的容量不宜配置过小；对于扩建机组，应考虑从老厂尽可能多的提供已做过功的中参数抽汽，对总体经济性是有益的。

10.2 超临界机组的启动流量，在确保水冷壁进口工质有一定的过冷度和出口各管圈温度正常的前题下，降低给水量做法对产汽量增加，防止汽温过高和屏过超温的作用十分明显，尤其对没有热量回收的简单疏水扩容器的启动系统十分有利。

10.3 直流锅炉采用稳压吹管方式是国内、外广泛的共识。实践表明采用一天一次及旁路系统穿插在每次吹管之中，对提高蒸汽系统的吹管功效，减少吹管次数，节约能耗，操作简便等方面取得了很多的效益。

10.4 从外高桥的实践表明机组配置单台汽动给泵组的做法在机组投产正常运行时期还是十分可靠的。关键是在调试阶段对凝结水、给水系统的水冲洗、化学清洗质量的保证，及加热器的汽侧和疏水系统带负荷吹扫，使系统内清洁程度提高，不使进口滤网堵塞。

10.5 为了防止 SPE 问题所造成的恶果，除了借用蒸汽旁路系统在启动初期用尽可能大的蒸汽量进行系统吹扫外，还必须注意以下几点：

10.6 调试期间严格把好质量关，减少调试和运行期间不必要的跳闸；

10.7 优化控制系统性能，确保机组 RB 和 FCB 功能的实现，使辅机设备或系统出现故障时，能减少机组起停的次数。建议电网调度尽可能地保障超临界机组处于满负荷和高负荷运行，一方面使机组保持高效率、低煤耗的性能，另一方面，使蒸汽参数变化范围减小，减轻 SPE 的发生。