

尿素水解制氨脱硝系统实际运行中常见故障及应对措施

线晓平

京能电力股份有限公司石景山热电厂 北京 100043

[摘要] 本文介绍了350MW机组,北京巴威容量为1242t/h锅炉尿素水解制氨脱硝系统四年实际运行中遇到的结晶、产氨量不足等问题及采取的检修、运行调整等方面的措施。

[关键词] 尿素水解制氨; SCR反应器; 氨气; 结晶; 产氨量; 氮氧化物出口数值; 氮氧化物入口数值; 水解器压力

[DOI] 10.12252/j.issn.2096-627X.2021.09.1916

基本情况:京能涿州热电联产一期2×350MW超临界机组,锅炉为北京巴威锅炉厂制造的超临界参数、一次中间再热、单炉膛、前后墙对冲燃烧方式、平衡通风、固态排渣、紧身封闭、全钢构架的π型直流炉锅炉,型号为:B&WB-1242/25.4-M型,脱硝装置采用“高含尘布置方式”的选择性催化还原法(SCR)。催化剂层数按“2+2”布置,不设置SCR反应器烟气旁路。

选用钒钛钼催化剂,主要成分有二氧化钛(TiO₂)、三氧化钨(WO₃)五氧化二磷(P₂O₅)、三氧化钼(MoO₃)等。催化剂的型式为板式催化剂。

还原剂制备采用尿素水解制氨,两台锅炉的脱硝系统公用尿素储存、溶解系统,每台炉设置一套尿素水解反应器。尿素溶液经由尿素溶液输送泵、计量与分配装置等进入水解反应器,水解反应器中产生出来的含氨气流被热一次风稀释后,产生浓度小于5%的氨气进入氨气-烟气混合系统,并由氨喷射系统喷入烟道。

尿素溶液被输送到尿素水解反应器内,饱和蒸汽通过盘管的方式进入水解反应器,饱和蒸汽不与尿素溶液混合,通过盘管回流,冷凝水送至尿素溶解区疏水箱、疏水泵回收。水解后产品气组成(V%)为:约37.5% NH₃、约18.7% CO₂、约43.8% H₂O。压力:0.7~0.95MPa,温度:140~155℃。水解器材质为316L,每台水解器产氨量为144Kg/h。

由辅助联箱向尿素溶解区提供蒸汽,参数为:压力约为0.4~1.25MPa,温度约为315~350℃,蒸汽送至尿素溶解区后用于尿素溶解加热及尿素溶液管道和设备伴热。

由本机再热器冷段进口管道向水解反应区提供蒸汽,压力1.693~5.987 MPa,温度344.4~353.3℃,蒸汽通过减温减压装置,压力降至1.0MPa,温度185℃左右。减温减压后的蒸汽分别送至水解器、各夹套伴热及伴管伴热,蒸汽冷凝后产生的蒸汽冷凝液收集到尿素溶解区疏水箱。减温减压装置所需减温水为除盐水。

水解器所需防腐空气,由尿素溶液制备区空压机提供。

运行中遇到故障:

1、管道、截门处结晶

在4年的机组运行中,出现过氨气出口管道结晶、氨气出口流量计结晶、氨气排放管道截门结晶、水解器液位计结晶等问题。采取的检修处理措施为对结晶部位进行冲洗疏通。预防措施为在机组停机后,将水解器加热汽源倒为辅助联箱带,用足够的蒸汽对水解器的氨气管道进行至少十分钟的冲洗,冲洗后关闭进汽,打开对空两个小排放门,检查管道中无残留氨水。在原有氨气出口管道电伴热的基础上,增加一路蒸汽伴热防止氨气管路结晶。水解器停运后将水解器的液位计解列防止水解器液位计结晶。

2、锅炉入炉煤质变差,煤质偏离设计煤种较多,或者机组深度调峰,锅炉氧量较高难以降低时,脱硝水解器产氨量不

能满足机组运行的要求。

本机燃料消耗量BMCR工况为178t/h,空气预热器进口一次风量262t/h,空气预热器进口二次风量996t/h,空气预热器进口烟气流BMCR工况为1460 t/h。脱硝入口NO_x量300(氧含量6%,干基)mg/Nm³。正常运行时锅炉水煤比为6.6左右,由于2021年煤炭价格高,为节约成本,采购的煤质偏离设计值较多,入炉煤经常水煤比小于6.0,最差的情况下下降到4.7,煤质变差后,一次风量相对较高,氧量高,同样负荷下烟量大,喷氨量大,某日,机组AGC负荷指令为190MW时,煤质差,水煤比为4.1时,入炉总煤量大,以往工况此负荷应为3台磨煤机运行,此时,只能由4台磨煤机运行,由于储水箱水位持续上涨,并且锅炉水冷壁管壁持续处于超温状态,运行人员忙于燃烧和汽水侧调整,SCR入口氮氧化物浓度左右侧上升至630mg/Nm³,水解器压力持续下降没有发现,待发现时水解器压力已降至0.39 Mpa,左右侧喷氨调整门开度已开至95%,左右侧喷氨量平均在245 Kg/h,SCR氮氧化物出口处数值于超标状态,运行人员采取手动增加水解器加热汽源调整门至全开状态,开启再热冷段汽源加热总门至全开状态,氧量由4.9%降至4.3%,降低上排磨煤机煤量等一系列措施,但水解器上部压力最低降至0.17 Mpa,SCR氮氧化物出口小时均值为32.56mg/Nm³,超过了地方环保局30mg/Nm³的规定数值。

2021年夏季,机组深度调峰至135 MW,由于煤质差,上排磨煤机煤量不能减少太多,深调时氧量又偏高,SCR入口氮氧化物浓度数值较高,为防止水解器产氨量不能满足机组运行的需要,我厂采取了严格限制入炉煤质的措施,必须保证锅炉水煤比大于5.9。在水煤比大于5.9的情况下,再采取其他降低SCR入口氮氧化物浓度数值的措施后,基本能够控制SCR出口氮氧化物数值不超标。

然而值得注意的是,在机组深度调峰工况下,在严格控制水煤比的同时,仍需加强制粉系统的监视,如果这时制粉系统故障不能及时发现,尤其是出现出煤量不能正常供应的情况,仍需及早加强水解器的状态监视,如锅炉氨需量超过水解器的出力水平,及时解除AGC,将机组负荷带至磨煤机运行台数与机组负荷最优组合的方式运行,降低入口SCR氮氧化物的数值,防止再次发生氮氧化物超标的环保事件。

3. 水解器压力摆动大。由于机组投入AGC运行,机组负荷变化比较大,在每日8时至23时之间,机组负荷波动大,启停磨煤机频繁,锅炉喷氨量时大时小,水解器压力时高时低,经常会超越报警值,所以在机组负荷变化时需要经常调整水解器的压力设定值,否则会出现水解器压力达到安全门动作值或者锅炉氨需量数值大时,水解器压力低,不能供给足够氨气,造成氮氧化物超标事件。针对水解器压力摆动大我公司采取的预防措施就是在负荷变化时加强水解器的压力监视及调整。

4、系统手动截门过多,机组启停时,占用人力时间较长。

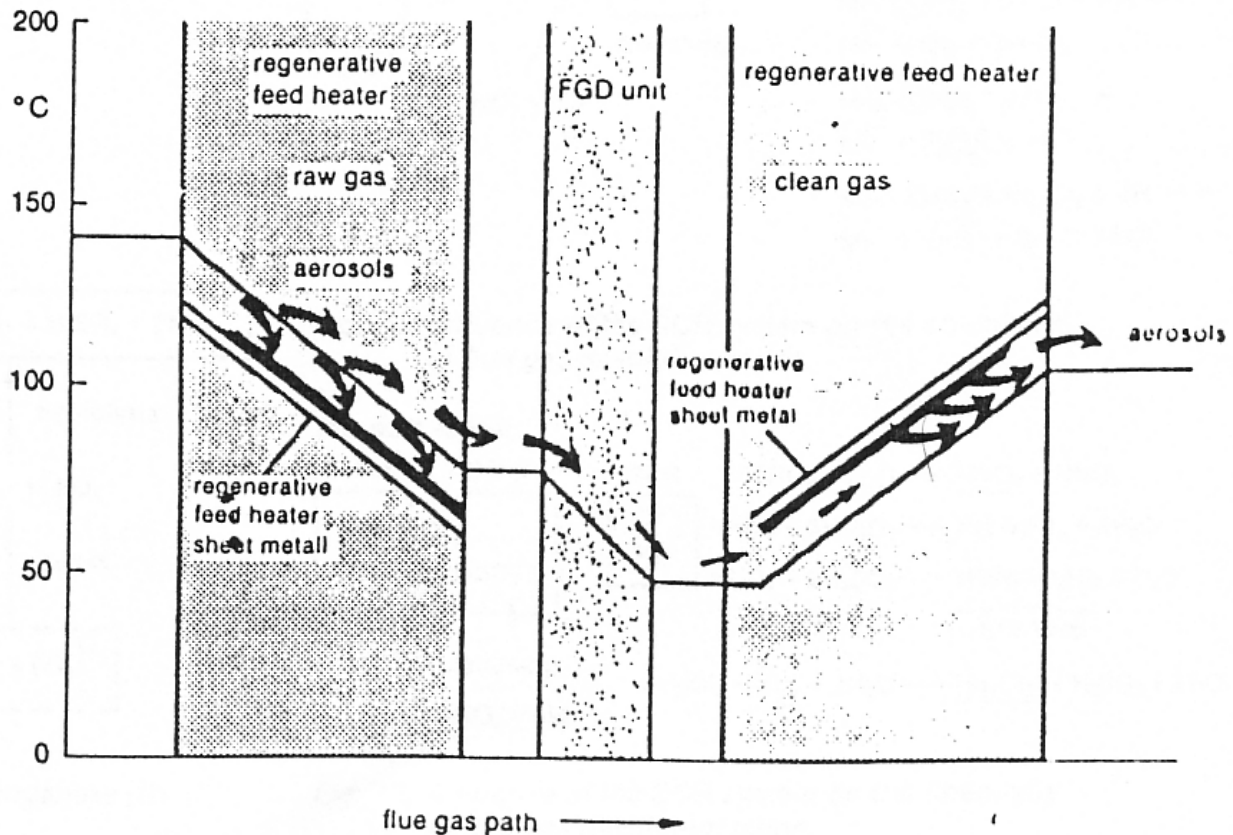


图1 空预器冷段受热面形成的硫酸氢氨与酸雾

本系统有两个电磁阀，四个电动调整门，一个气动调整门，其余皆为手动门。在机组正常运行中，就地不需进行操作。但在机组启停过程中，需要就地人员和单元人员配合操作。在启动过程中，就地进行除盐水的注水，伴热汽源的投入，加热汽源的倒换等一系列的操作。在停机的过程中，为预防水解器停止运行后的结晶问题，需进行反复的蒸汽吹扫，分部位的吹扫，水解器启停这两个过程占用人员时间较长。

针对水解器的这个特点，我公司采取的措施是启动时，提早准备好水解器系统，将水解器的及早进行供氨、加热，在机组并网前，机组操作量不大时水解器就达到喷氨的条件。停机时，在机组打闸后再进行水解器系统的吹扫工作。

5 其他辅助设施分析

5.1 还原剂选择

烟气脱硝SCR工艺的还原剂为氨气，氨气可直接来源于液氨，也可通过氨水或者尿素间接制备。在选择还原剂制备系统时，不仅要考虑初期投资和运行成本，还要考虑安全因素、场地因素，以及工艺的复杂性等。

某厂6台300MW锅炉脱硝还原剂制备与供应系统的性能比较：液氨工艺最简洁，投资与运行成本最低，但储存量超过40吨即属于重大危险源，不宜在市郊电厂采用液氨工艺；氨水工艺相对要复杂一些，由于其浓度低，在运输与储存上均存在较大的危险性，目前应用较少；尿素没有任何危险性，系统占地面积较小，对于市郊电厂的烟气脱硝是一种比较好的液氨替代产品，但其初投资与运行费用相对较高。本工程位于北京市郊区，属于老厂改造，厂内空间有限，宜采用尿素制氨工艺。

5.2 对空预器的影响

SCR催化剂在催化还原NO_x的同时，会将部分SO₂催化氧化成SO₃，提高烟气中H₂SO₄的露点温度，在空预器冷段冷凝与形成酸雾（图5）。此外，在空预器低温段，烟气温度低于220℃时，脱硝反应器逃逸的氨与烟气中的SO₃反应生成黏性较高的NH₄H₂SO₄，会加剧空预器冷段受热面的飞灰堵塞。因此，在进行烟气脱硝SCR技术改造时，不仅要控制催化剂对SO₂的催化氧化特性，还要对空预器冷段受热面进行改造，增强空预器本身的抗堵塞与腐蚀性能。

5.3 烟道阻力的影响

烟气脱硝SCR技术改造，会使烟道系统的阻力有一定程度的增加，主要包括：入口烟道、喷氨格柵AIG、静态混合器、导流板与整流装置、催化剂及出口烟道等。图1本工程SCR系统阻力的CFD数值模拟结果，新增阻力约为1090Pa，需要对现有引风机的叶轮直径、电机转速及功率等进行改造，以满足脱硝改造的系统阻力需要。

结束语

由于目前国家以及地方对环保参数都很重视，未来电厂来煤可能受煤炭价格或者其他因素影响很大，入炉煤质可能偏离设计煤种较多，再加上燃煤机组深度调峰的要求，如何保证在机组的各种工况下，水解器的产氨量能满足要求，仍需要在现有水解器系统上进行改造以及在脱硝系统参数的设置、调整等方面进行优化。

参考文献

- [1] 河北涿州京源热电一期集控运行规程
- [2] 河北涿州京源热电一期锅炉辅机运行规程