

火电厂选择性催化还原法脱硝效益与安全

董志军, 施跃

(国电常州发电有限公司, 江苏常州 213033)

摘要: 本文以国内火电厂采用选择性催化还原法(SCR)脱硝技术为例, 分析了 SCR 脱硝装置成本, 指出还原剂费用、催化剂费用和固定资产折旧费用是 SCR 脱硝装置成本中最大的 3 项费用, 在此基础上估算火电厂脱硝电价, 指出了如何降低火电厂脱硝成本, 提高脱硝效益, 并且提出脱硝设备在安全方面的注意事项。

关键词: SCR 脱硝; 脱硝成本; 脱硝电价; 脱硝安全

中图分类号: TX701.3

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2014)05-0076-03

从 2012 年 1 月 1 日起, GB13223—2011 火电厂大气污染物排放标准开始实施。新标准规定所有新建火电机组 NO_x 排放量达到 100 mg/m^3 ; 从 2014 年 1 月 1 日开始, 要求重点地区所有火电投运机组 NO_x 排放量达到 100 mg/m^3 。为了提高火电企业脱硝的积极性, 国家发展改革委相继出台了火电脱硝电价补贴政策, 对安装并正常运行脱硝装置的燃煤电厂, 每度电加价 0.008 元。江苏省于 2014 年 3 月实施电价补贴政策, 省内 135 MW 及以上发电机组只要脱硝达标排放即享受 0.008 元/(kW·h)的电价补贴。选择性催化还原法(SCR)是目前应用最多、最为成熟且最有成效的烟气脱硝技术, 脱硝效率一般可达 80%~90%, NO_x 排放浓度可降至 100 mg/m^3 左右, 我国已建成或拟建的烟气脱硝工程中大多采用 SCR 法。但 SCR 技术投资大, 运行维护成本高, 采用 SCR 技术进行烟气脱硝必将增加发电企业的成本^[1]。文中从我国 SCR 脱硝成本入手, 分析了影响成本的各种因数, 为火电厂降低脱硝成本提供参考, 并且指出了脱硝装置运行的安全考虑因数。

1 燃煤电厂 SCR 脱硝成本分析

1.1 SCR 脱硝成本的计算原则

为使 SCR 脱硝成本的计算结果具有可比性, 首先需要确定计算原则。计算原则: 脱硝装置的建设周期为 1 a; 折算到满负荷时脱硝装置年利用小时数为 5500 h; 机组厂用电率对于 600 MW 等级机组为 5%, 300 MW 等级机组为 5.5%; 还原剂到厂价格液氨为 3000 元/t, 尿素(46%)为 2200 元/t; 催化剂价格 50 000 元/ m^3 ; 水价为 2.5 元/t; 蒸汽价格为 60 元/t; 预提修理费率为 1.0%; 保险费率为 0.25%; 增值税率为 17%; 脱硝装置生产运营期限为 20 a; 脱硝装置折旧年限为 10 a; 固定资产折旧残值率为 5%; 脱硝工程投资自有资金比例为 20%; 建设期贷款年利率为

7.47%; 贷款偿还年限为 10 a; 流动资金贷款年利率为 7.83%; 资本金现金流财务内部收益率为 8%。

1.2 SCR 脱硝成本的构成及分析

燃煤电厂 SCR 脱硝装置的总成本费用包括生产成本和财务费用两部分。生产成本是 SCR 脱硝装置投产后为维持系统正常运行产生的各项生产支出, 它由还原剂费用、电费、水费、蒸汽费用、人工费用、催化剂费用、折旧费、大修费和保险费等组成; 财务费用是为 SCR 脱硝装置建设和运行筹集资金时所发生的贷款利息, 包括长期贷款利息、短期贷款利息和流动资金贷款利息等, 采用液氨做还原剂的 SCR 脱硝成本构成如图 1 所示。

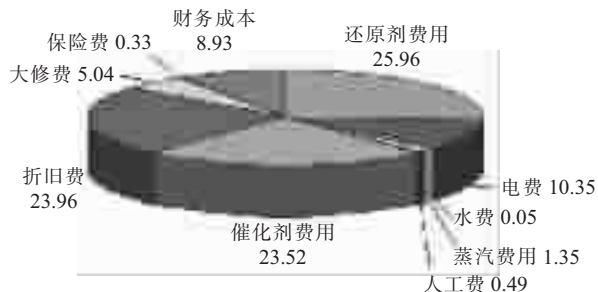


图 1 SCR 脱硝各项成本所占比例(%)

1.2.1 还原剂费用

从图 1 中可以看出, 还原剂费用在所有成本中所占比例最大, 为 25.96%, 还原剂费用主要与 SCR 脱硝装置的液氨耗量、SCR 脱硝装置年运行小时数及还原剂的价格等有关, 而液氨耗量又与 SCR 入口 NO_x 浓度、设计脱硝率有关, SCR 入口浓度高、设计脱硝率高, 则液氨耗量多, 还原剂费用所占比例增加。

1.2.2 催化剂费用

在 SCR 脱硝装置中, 催化剂是最重要的部件, 但催化剂价格昂贵, 使用寿命短, 一般在 24 000 h 左右。催化剂费用是指在脱硝装置运行寿命期内, 更换催化剂的总费用摊销到每年的运行成本, 催化剂费用占 23.52%。

目前在 SCR 中使用的催化剂, 大多以 TiO_2 为载体, 以 V_2O_5 或 $\text{V}_2\text{O}_5\text{-WO}_3$ 或 $\text{V}_2\text{O}_5\text{-MoO}_3$ 为活性成分, 组成蜂窝式、板式和波纹式 3 种类型。存在的问题主要有:

(1) 催化剂的配方和生产工艺的关键技术目前为国外企业所掌握。(2) 催化剂价格昂贵, 标价约为 50 000 元/m³, 1 台 600 MW 的燃煤机组, 需要 600 m³ 左右的催化剂, 约占整个脱硝工程造价的 40% 左右。(3) 催化剂的使用寿命较短, 一般 3 a 左右就需要更换, 催化剂的再生技术尚需探索, 1 台 600 MW 机组每年更换催化剂费用高达 1000 万元。(4) 催化剂中含有大量重金属, 对废弃催化剂的处置方法有待进一步开发。否则将会造成污染转移。

近几年国内已有企业分别引进或拟引进日本、德国、美国等国催化剂生产技术, 催化剂的国产化水平已经日益成熟, 其价格已有很大降低。催化剂的国产化对降低国内火电机组脱硝造价有很大影响。

1.2.3 固定资产折旧费

固定资产折旧费是 SCR 脱硝成本中又一重要成本, 占 23.96%, 它与 SCR 脱硝装置的动态投资有关。老机组脱硝改造, 除了加装 SCR 脱硝装置, 还需要对空预器、引风机等进行改造, 投资费用比新建机组大。

1.2.4 电费

SCR 脱硝装置的电费包括两部分, 一是由于 SCR 脱硝装置本身电耗而产生的费用; 二是由于加装了 SCR 脱硝装置, 引起烟气阻力增加, 从而造成引风机电耗增加而产生的费用。对于液氨作还原剂的 SCR 脱硝装置, 其本身电耗比较小, 主要是由系统阻力增加引起的引风机电耗增加, 电费平均占总成本费用的 10.35% 左右。

1.2.5 蒸汽费用

对于采用液氨为还原剂的 SCR 脱硝装置, 其蒸汽费用也由两部分组成: 一是液氨制备区液氨蒸发所需的蒸汽耗量; 二是 SCR 反应器采用蒸汽吹灰所需的蒸汽耗量(如果采用声波吹灰, 这部分费用为空压机的电耗)。蒸汽费用在 SCR 脱硝装置中为 1.35% 左右。

1.2.6 水费

SCR 脱硝装置中水耗非常少, 有的脱硝装置水耗为零, 水费仅占 0.05%, 因此水费在 SCR 脱硝装置成本中基本可以不考虑。

1.2.7 财务费用

财务费用由长期贷款利息、短期贷款利息和流动资金贷款利息组成, 其中工程建设长期借款利息是主要的, 占财务费用的 98% 以上。财务费用主要与贷款金额、还贷年限及贷款利息有关。财务费用占脱硝成本的 8.93% 左右。

2 脱硝电价估算

2.1 投资改造费用

北京国电龙源环保工程有限公司提供的 SCR 脱

硝改造工程投资费用估算见表 1。

表 1 SCR 脱硝改造工程的投資費用 萬元

項目	2×300 MW	2×600 MW	2×1000 MW
脫硝本體	8200	12 900	16 200
鍋爐鋼架及送風機 支架和基礎加固	1400	2200	2800
引風機改造	1200	1500	1800
空預器改造(局部)	1600	2600	3900

(1) 估算基礎為: 脫硝系統無旁路; 還原劑為液氨方案, 製備車間為 2 台機組公用; 每爐設 2 台脫硝反應器, 脫硝系統入口 NO_x 濃度 450 mg/m³(干態, 標態, 6% O₂), 脫硝效率 80%。(2) 由於各廠地質條件和上部結構形式不同, 鍋爐鋼架、送風機支架基礎及上部結構加固也會有很大差異, 該表統一按 700 萬元/爐(300 MW)、1100 萬元/爐(600 MW)、1400 萬元/爐(1000 MW)計。

由表 1 可知, 2 台 600 MW 火電機組的脫硝改造投資費用為 19 200 萬元, 設備折舊按 10 a 計, 假設某電廠 2 台 600 MW 火電機組年利用小時數 5000 h, 則脫硝改造電價成本為 0.003 2 元/(kW·h)。脫硝設備隨機組每 6 a 大修一次, 大修費用可按圖 1 所示折算。財務費用可按 SCR 脫硝成本的計算原則折算。

2.2 脫硝運行費用

北京國電龍源環保工程有限公司提供的 SCR 脫硝工程的運行費用估算見表 2。

表 2 SCR 脫硝工程的運行費用 萬元

項目	2×300 MW	2×600 MW	2×1000 MW
液氨耗量	250	500	830
SCR 本體電耗	3	5	8
蒸汽	10	12	14
脫硝阻力增加 引風机电耗	170	340	560
催化剂耗量	420	924	1260

(1) 估算基礎為: 機組年利用小時數為 5000 h, 脫硝系統入口 NO_x 濃度 450 mg/m³(干態, 標態, 6% O₂), 脫硝效率 80%, 還原劑採用液氨, 液氨單價按 2600 元/t, 電費 0.4 元/(kW·h), 蒸汽費用按 100 元/t, 催化剂單價 4.2 萬元/m³, 催化剂按 3 a 更換一層, 脫硝阻力 1000 Pa, 引風機效率 85%。(2) 以上費用不含折舊、維護、工資、利息等。

由表 2 可估算 2 台 600 MW 火電機組的脫硝運行電價成本是 0.002 97 元/(kW·h)。

2.3 脫硝總費用

脫硝總費用為脫硝改造投資費用和運行費用之和。即脫硝設備折舊費+大修費+財務費+運行費用。按表 1、表 2 費用估算一年總費用大約 5492 萬元。按機

组年利用小时数为 5000 h 算, 脱硝电价成本约为 0.009 15 元/(kW·h)。而国家脱硝电价补贴^[2]仅 0.008 元/(kW·h)。

需要说明的是很多机组年利用小时数都超过 5000 h, 达到 6000 h 以上。所以脱硝的改造成本电价还有下降空间。按机组年利用小时数 6000 h 计算, 脱硝总成本电价约 0.008 12 元/(kW·h)。

常州发电有限公司 2 台 600 MW 机组脱硝改造总费用约 1.3 亿万元, 环保专项补贴 1 台炉 1000 万元, 改造费用由单位自留资金承担, 财政无贷款。设备折旧年限 12 a, 年发电量约 75 亿 kW·h。因此脱硝改造电价约 0.001 48 元/(kW·h), 加上脱硝运行电价, 总的脱硝电价约为 0.004 45 元/(kW·h), 故公司脱硝收益约 0.003 55 元/(kW·h)。

3 氮氧化物排污费的节约收益

2007 年 6 月 20 日, 江苏省物价局、省财政厅、省环境保护厅、省经济贸易委员会关于调整排污费征收标准的通知规定: 从 2007 年 7 月 1 日起, 提高排污费征收标准, 其中废气(包括氮氧化物)排污费征收标准, 由 2004 年的 0.6 元/污染当量提高到 1.2 元/污染当量。

火电机组一年的排污费用=煤量×燃煤 NO_x 排放系数×1.2 元/污染当量。其中燃煤 NO_x 排放系数由环保部门到各电厂实测后制定。公司今年燃煤 NO_x 排放系数是 4.3, 每月发电耗煤约 30 万 t, 2014 年总发电量约 75 亿 kW·h, 则 NO_x 年排污费用为 19 553 684 元(约 2 千万元)。现在通过改用低氮燃烧器(脱硝效率为 40%), 尾部采用 SCR 脱硝(脱硝效率为 80%), NO_x 排污费用为之前的 60%×20%, 共 2 346 442 元(约 230 万元)。节约排污费 0.0023 元/(kW·h)。

环保部 2009 年 6 月 30 日对外公布的《火电厂氮氧化物防治技术政策》征求意见稿提出要提高氮氧化物排污费的征收标准, 有条件的地区和单位可实行氮氧化物排污交易。可以肯定的是, 随着国家对氮氧化物减排力度的加强, 对氮氧化物排污费的征收标准也会相应提高。所以火电厂投用脱硝设施后氮氧化物排污费节约收益也会日益显著。

4 降低脱硝成本

4.1 国家政策扶持

由上述成本分析和估算得出实行脱硝改造后脱硝电价成本大于国家的补贴。相关部门正在加紧调研各地区电厂的脱硝成本, 尽快出台新的补贴标准。国家为鼓励火电厂脱硝, 环保部门对各电厂脱硝建设有专项资金补贴。另外建议国家对脱硝建设贷款降低利率, 进

一步降低脱硝建设成本。

4.2 降低脱硝设备市场价格

这方面主要靠国内相关生产厂家引进国外先进技术, 加大国产化率, 降低脱硝设备市场价格。如北京国电龙源环保工程有限公司从日本日挥触媒化(CCIC) 全套引进了具有国际先进水平的蜂窝式催化剂生产技术, 催化剂价格大大降低。同时催化剂失效后对催化剂进行免费回收处理。

4.3 采用低氮燃烧技术

低氮燃烧技术一般是指空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术和低氮燃烧器等。采用低氮燃烧技术能显著降低炉内氮氧化物生成, 降低 SCR 反应器入口 NO_x 浓度, 减少还原剂液氨的耗用量, 减少氮氧化物排放量。

一般 600 MW 燃煤机组(设计煤种烟煤和褐煤)在改用低氮燃烧器采用低氮燃烧技术后脱硝系统入口 NO_x 浓度一般能控制在 400 mg/m³ 以内。公司采用烟台龙源电力技术股份有限公司的低 NO_x 燃烧器, 最高能减少 40% 炉内氮氧化物生成。

但是 600 MW 墙式煤粉炉的低氮燃烧器技术起步较晚, NO_x 减排效果还有待提高。同 SCR 脱硝装置国内生产厂家一样, 燃烧器国内厂家也需要进一步提高自身技术水平, 缩小与先进国家的差距。

5 脱硝安全运行

5.1 SCR 反应器运行的安全问题

三氧化硫在 SCR 脱硝工艺和锅炉燃烧中是不可避免要产生的, 氨、三氧化硫、水在低温情况下会形成硫酸氨和硫酸氢氨, 即生成氨盐, 该物质黏性大, 且具有一定的腐蚀性, 易粘结在催化剂和锅炉尾部的受热面上, 影响锅炉运行。

所以现在 SCR 脱硝除了要满足锅炉正常负荷范围内烟气脱硝效率和脱硝装置出口 NO_x 浓度, 氨逃逸量应控制在 3×10⁻⁶ 以下, 二氧化硫转化为三氧化硫的氧化率小于 1%。

5.1.1 对空预器的影响和应对措施

要防止脱硝后铵盐所造成的空预器冷端腐蚀及堵塞^[3]。国外制造商通常对安装 SCR 的锅炉预热器低温段元件加高, 超出硫酸氢铵积灰带以上, 一般使冷段传热元件高度达到 900 mm 以上(具体根据烟气温度分布情况而定)。

低温段建议采用搪瓷换热元件, 为防止发生硫酸氢铵堵塞, 低温段采用大波纹的板型, 以增大烟气流通过截面, 防止空预器的低温腐蚀和铵盐堵塞。使用高压水对其进行清洗, 防止硫酸氢铵的粘结和堵塞, 避免低温腐蚀。在预热器上部和下部分别设置伸缩式蒸汽吹灰器,

预防堵塞及腐蚀的发生。

5.1.2 催化剂失效和中毒及堵塞

(1) 烟温影响。烟气温度低于 300 °C 时,催化剂活性降低,NO_x 脱除率降低,氨逃逸率增大,二氧化硫易被催化氧化成三氧化硫,与氨及烟气中的水反应生成硫酸铵和硫酸氢铵,沉积于催化剂的表面,引起微孔堵塞和腐蚀。高于 400 °C 时,氨会与氧发生反应,导致烟气中的 NO_x 增加,同时又容易发生催化剂的熔结,微孔消失,使催化剂失效。所以一般 SCR 反应温度控制在 300~400 °C。

(2) 积灰影响。飞灰不但会对催化剂造成磨蚀,而且能沉积在催化剂上,引起催化剂小孔堵塞。所以应采取减少通过催化剂的飞灰含量,同时利用吹灰器进行定期吹扫。必要时应设置催化剂前置吹灰系统。在安装上选择合适的催化剂节距进行模型实验,保证反应器内部流场分布满足设计要求,防止部分位置出现逆向流动,长时间运行后,催化剂孔内挂灰得不到烟气的冲刷,造成堵灰。如果出现爆米花状灰的情况,应当装设拦截网。在 SCR 装置停炉检修之前,应当对所有催化剂层进行 1~2 次强行吹扫,清除已有积灰,并进行一次真空吸尘。在启动过程中,应当加强反应器吹灰,避免催化剂上碳粒沉积过多着火。停机后锅炉吹扫应等到催化剂温度降低到 200 °C 以下再进行,避免催化剂着火。

(3) 燃料影响。我国燃煤质量变化大,且经常出现混烧等情况,因此对 SCR 装置的氨逃逸和催化剂的适用性提出了很大挑战。同时也会增大砷化物和碱金属等作用使催化剂中毒失活的风险。同时要求催化剂能够适应不同的压降、燃料和烟气成分的要求。燃料特性对 SCR 的影响主要有燃料的含灰量、含硫量、碱土金属、氯离子、氟离子对催化剂的影响。

5.2 氨气稀释系统的要求

为保证氨注入烟道的绝对安全以及均匀混合,将氨浓度降低到爆炸极限^[4](其爆炸极限在空气中体积

为 15%~28%)下限以下,控制在 5% 以内。要求以脱硝所需最大供氨量为基准设计氨稀释风机及氨/空气混合系统。所选择的风机该满足脱除烟气中 NO_x 最大值的的要求,并留有一定的余量。稀释风机按单元 2 台 100% 容量(一用一备)设置,并定期切换运行。

5.3 氨系统的相关联锁保护和报警

- (1) 氨区压力容器具有压力温度超限联锁切断供氨阀;
- (2) 氨区泄露报警和联锁切断供氨;
- (3) 稀释风机的出口风量低或全跳联锁切断供氨和 SCR 运行;
- (4) 所有供氨气动门失气关,水系统阀门失气开;
- (5) SCR 入口烟气温度超限停止 SCR 运行。

6 结束语

火电企业安装 SCR 脱硝装置,会增加火电企业的发电成本。脱硝成本电价低于国家脱硝补贴电价就会给火电厂带来收益。另外脱硝后少缴纳的排污费也是一笔收入。国家会通过各项政策降低脱硝成本,火电厂也需从各方面降低成本提高收益。火电厂上脱硝设备后除了要提高经济效益,还要重视脱硝安全运行。氨是有毒物质,对氨系统的安全管理不得有半点松懈。

参考文献:

- [1] 彭祖辉. 江苏省燃煤机组脱硝装置运行现状分析[J]. 江苏电机工程, 2013, 32(6): 77-80.
- [2] 郭斌, 廖宏楷, 徐程宏, 等. 我国 SCR 脱硝成本分析及脱硝电价政策探讨[J]. 热能动力工程, 2010, 25(4): 437-438.
- [3] 国家能源局. DL/T 335—2010 火电厂烟气脱硝(SCR)系统运行技术规范[S]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [4] 国家质量监督检验检疫总局. GB18218—2009 危险化学品重大危险源辨识[S]. 北京: 中国标准出版社, 2009.

作者简介:

董志军(1976),男,辽宁阜新人,工程师,从事火力发电运行工作;
施跃(1982),男,江苏张家港人,工程师,从事火力发电运行工作。

Safety and Economy of Selective Catalytic Reduction Denitration in Coal-fired Power Units

DONG Zhijun, SHI Yue

(Guodian Changzhou Power Generation Co. Ltd., Changzhou 213033, China)

Abstract: With the example of selective catalytic reduction (SCR) denitration technique adopted by domestic thermal power plants, the cost of denitration devices is analyzed in this paper. The top three components of the whole cost are reducing agent, catalyzer, and the depreciation of permanent assets. Based on the cost mentioned above, the denitration electrovalency of coal-fired power plants is estimated. The methods for reducing the cost and enhancing the efficiency of denitration are proposed. The safe precautions for denitration devices are also presented.

Key words: SCR denitration; cost of denitration; denitration electrovalency; safety of denitration