

3. 脱硝改造初步方案

3.1 一期现状

一期工程仅 #4 机组同步建设脱硝装置，设置一层催化剂，脱硝效率为 50%。

目前一期四台机组均已完成低氮燃烧器的改造，改造后，锅炉出口的 NO_x 排放保证值为 280mg/Nm³。

2012 年 9 月，乌沙山发电公司进行 #4 机组脱硝提效改造，增加一层催化剂，将效率提高至 75%，10 月改造完成后投入运行，根据性能试验报告，脱硝效率能满足 75%，氨逃逸率、SO₂/SO₃ 转换率，系统压降等均满足要求。

2013 年 5 月，#3 机组通过 SCR 改造工程的 168 试运。

2013 年 7 月，#1 机组通过 SCR 改造工程的 168 试运。

2014 年 1 月，#2 机组进行了 SCR 改造工程系统过渡工作，并于 3 月 24 日完成 168 小时试运。

2014 年 9~11 月，#4 机组进行催化剂更换工作。

3.2 改造初步方案

降低电厂 NO_x 排放，一般可采用下列两种方式：

（一）降低锅炉本体的 NO_x 排放浓度

按目前国内低氮燃烧的指标以及技术，对比一期 4 台机组的锅炉本体的 NO_x 排放浓度，认为锅炉本体的 NO_x 排放浓度还有再降低的

空间。

通过电厂与厂家的配合，初步拟定的改造方案如下：

- 1) 为了保证超低氮改造后锅炉整体燃烧效率，对 6 台磨煤机进行动静态旋转分离器改造，保证煤粉细度 $R_{90}=2-40\%$ 动态可调，提高锅炉煤粉燃尽率，保证磨煤机出口 5 管均匀性，在同等情况下提高磨煤机出力
- 2) 6 层煤粉燃烧器（共 30 只，含前墙最下层 5 只等离子点火燃烧器）改造为新型旋流燃烧器，将靠近两侧墙的 12 只燃烧器（含前墙最下层等离子点火燃烧器）向炉膛中心偏置
- 3) 原燃尽风燃烧器不改造
- 4) 新增加的燃尽风燃烧器设计为“内直外旋”摆动燃烧器，燃尽风摆动、燃尽风直流风量手动调节，并设置新的燃尽风（OFA）燃烧器喷口管屏；目的是加强、增加燃尽风覆盖度，减少 CO 排放和减少锅炉结渣、高温区锅炉水冷壁高温腐蚀现象发生
- 5) 为配合燃尽风（OFA）燃烧器改造，前后墙增设 OFA 燃尽风风箱，需新增 OFA 燃尽风风箱挡板及执行器、非金属膨胀节、风量测量装置、吊挂等
- 6) 在两侧墙原来吹灰器位置加装侧墙缝隙贴壁风，侧墙缝隙贴壁风由主燃烧器区热二次风道上取出，采用独立风箱、风道，调节挡板控制。配合加装侧墙缝隙贴壁风的风箱、风道，并设置新的侧燃尽风燃烧器喷口管屏
- 7) 为配合燃尽风风箱改造，新增燃尽风附近的刚性梁和校平装置的受力进行计算，通过计算结果的分析、管屏和张力板及附件的改造，实现槽型钢同水冷壁连接，大连接、小连接和垂直刚性梁（校平装置）连接，刚性梁连接和水平刚性梁连接

厂家通过对电厂设计参数模拟分析，从机组运行的安全性和经济性出发，经与专业沟通结合生产现场实际提出以上优化改造方案，承诺改造后锅炉本体 NO_x 排放浓度不超过 200g/Nm³，锅炉效率不低于改造前水平。

（二）提高选择性催化还原法（SCR）脱硝装置的脱硝效率

增加一层催化剂，将 SCR 的脱硝效率由原设计的 75%提高到 86.5%，SCR 阻力约增加 150Pa。

按上述措施，改造后 NO_x 的设计排放值为 27mg/Nm³。

4. 脱硫改造初步方案

4.1 一期现状

一期工程 4×600MW 机组的烟气脱硫工程，采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺，采用空塔喷淋技术，设置三层喷淋层，设计脱硫效率 $\geq 96\%$ 。一期目前尚未进行过任何改造工作，按原设计，脱硫系统入口 SO_2 的浓度约为 1000 mg/Nm^3 ，脱硫效率为 96% 。按电厂提供的检测数据，脱硫效率基本稳定在 96% 左右， SO_2 的排放在 35 mg/Nm^3 附近波动。

按照一期工程改造结合二期工程统一考虑，在条件允许的情况下尽可能就降低排放值的原则，本次改造将以保证脱硫效率不低于 98.2% ， SO_2 设计排放浓度小于 18 mg/Nm^3 为本次烟气超清洁排放改造的目标。

4.2 超清洁排放改造初步方案

4.2.1 方案一

方案一是对原吸收塔进行改造，以使得电厂脱硫效率最高可达到 98.7% ，满足本工程的要求，本改造将新增压损 350 Pa ，并且只需停机时间一次，大约 65 天。具体改造内容主要有：

(1) 吸收塔喷淋区抬高 2.0 m ，增加 1 层喷淋层并新增 1 台流量 $9652 \text{ m}^3/\text{h}$ 的循环泵；

(2) 为保证循环停留时间，吸收塔浆池区抬高 4.0 m ；

(3) 更换原有的三层喷淋层，新的喷淋层采用多母管式以最大限度的减少喷淋未覆盖区域；

(4) 采用低流量高压力的喷嘴，增加喷嘴布置密度，提高喷淋覆盖率；

(5) 底部三层喷淋层采用双向切线空心喷嘴，增加液滴碰撞，提高气液接触机会；

(6) 由于喷嘴压力的提高，原有的循环泵扬程不能满足要求，因此改造原最低扬程的循环泵（更换减速机和电机）；

(7) 利旧原有氧化风机，氧化风布置采用管网式。

(8) 对除雾器进行改造，采用一级管式+双层屋脊式，出口雾滴浓度不大于 40 mg/Nm^3 。

4.2.2 方案二

方案二是增加预洗涤塔。此方案的脱硫效率更高，可达 99%，但将新增压损 $900 \sim 1000 \text{ Pa}$ ，将使引风机超负，并且改造工期方面，方案二需停机两次，第一次约 30 天，第二次约 25 天。

预洗涤塔的功能是初步降低烟气中的二氧化硫浓度，使得进入原吸收塔的二氧化硫浓度接近或者低于原塔设计值，避免原塔结构上和大设备的改动。此外，预洗涤塔还可以初步洗涤烟气中的 Cl_1 -和粉尘，净化进入原吸收塔的烟气，有利于优化原吸收塔的工作环境，可以达到更高的脱硫效率。

本项目预洗涤塔采用 2 层喷淋，设置 2 台浆液循环泵；同时为了保持预洗涤塔出口至原吸收塔入口的烟道不会有大量石膏沉积，需在预洗涤塔内设置一级平板式除雾器。

4.2.3 方案比选

如上所述，方案一将在原脱硫塔的基础上，对脱硫系统进行改造，改造的费用较少，改造难度较低，系统操作性也容易，增加的压损不多，改造期间，电厂只需停机一次，停机时间大约 70 天。而方案二

则是需要增加一个与洗涤塔，与方案一相比，脱硫效率更高，但是系统操作复杂，费用较高，新增压损也较高，且改造过程中电厂需停机两次，在改造工期安排上较难安排，因此本工程脱硫改造方案推荐方案一，对原脱硫系统进行升级改造。

5. 除尘改造初步方案

5.1 一期现状

乌沙山发电公司一期 4 台 600MW 机组，同步配置双室五电场静电除尘器，由浙江菲达环保设计供货，原除尘器出口烟尘排放浓度不大于 50 mg/Nm^3 。投产以来，乌沙山一期电除尘各项指标均能满足原排放标准技术要求。

通过对一期除尘设施进行统一排查，发现由于长期运行，部分设备出现老化。为满足新的排放标准要求，乌沙山一期对除尘系统进行了改造，经方案比选，乌沙山发电公司一期除尘改造采用第一电场实施高频电源改造、第五电场实施旋转电极改造方案，最终形成以 4 个常规电场加 1 个旋转电极电场静电除尘技术（“4+1”旋转电极）为核心的高效除尘系统。通过旋转电极克服常规静电除尘器反电晕及二次扬尘等不利因素，可达到烟尘排放浓度 $\leq 20 \text{ mg/Nm}^3$ 的要求，并能一定程度上减少微细颗粒排放。

#1 机组已完成了移动极板+高频电源的技改工作；#2 机组在 2014 年 1 月进行了高频电源的改造工作；#3 机组计划 2014 年 5 月对电源控制系统进行升级；#4 机组计划 2014 年 9~11 月进行移动极板+高频电源的改造工作。

#1 机组的电除尘器目前已完成移动极板+高频电源的技改工作。技改后，电除尘器出口的烟尘排放浓度的性能试验数据为 10.7 mg/Nm^3 。

5.2 超清洁排放改造初步方案

按照一期工程改造结合二期工程统一考虑，在条件允许的情况下尽可能就降低排放值的原则，本次改造将以烟囱出口含尘浓度不大于 $2.7\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的超清洁排放标准为目标。按此目标，可行的方案有：

5.2.1 移动电极方案（方案一）

- 1) 对干式电除尘器进行移动极板+高频电源的改造，使电除尘器出口烟尘浓度保证值不大于 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 2) 对除雾器进行改造，使出口烟气中的液滴含量不大于 $40\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。雾滴中石膏含量按 20% 计算，则吸收塔出口烟气中石膏粉尘浓度为 $8\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 3) 采用双电场的湿式除尘器，除尘效率不小于 85%，入口烟尘浓度 $18\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，出口烟尘浓度 $2.7\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

5.2.2 低低温电除尘器方案（方案二）

- 1) 将干式电除尘器改造为低低温电除尘器，使电除尘器出口烟尘浓度保证值不大于 $15\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 2) 使用进口除雾器，并对吸收塔进行优化设计，保证吸收塔出口烟尘浓度不大于 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 3) 采用一电场的湿式除尘器，除尘效率不小于 73%，入口烟尘浓度 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，出口烟尘浓度 $2.7\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

5.2.3 采用高频电源方案（方案三）

- 1) 对干式电除尘器进行高频电源的改造，使电除尘器出口烟尘浓度保证值不大于 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$
- 2) 对除雾器进行改造，使出口烟气中的液滴含量不大于 $40\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。雾滴中石膏含量按 20% 计算，则吸收塔出口烟气中石膏粉尘浓度为

8mg/Nm³

3) 采用双电场的湿式除尘器，除尘效率不小于 85%，入口烟尘浓度 18mg/Nm³，出口烟尘浓度 2.7mg/Nm³。

5.3 方案比选

三个方案各有优缺点，初步分析如下：

（一）方案一：

- 1) 大唐集团已对湿式除尘器进行打捆招标，乌沙山发电公司的 #2、#3、#4 号机组的湿式除尘器已包括在内。此次招标的湿式除尘器规格为：双室双电场，入口烟尘浓度 35mg/Nm³，出口烟尘浓度 5mg/Nm³。
- 2) 采用移动极板技术，对电除尘器的改造工作量相对较少，改造周期较短。

（二）方案二

- 1) 从方案本身而言，方案二更具先进性。
- 2) 根据乌沙山发电公司运行反映，移动电极在使用过程中故障率较高，检修维护量较大。
- 3) 在进行现场踏勘后，初步认为电除尘器前烟道加装烟气换热器的空间受原脱硝钢结构的影响，改造难度较大。
- 4) 由于需增加烟气换热器，增加阻力 1000Pa 左右，而原引风机在增加高压叶片后能增加的压头为 1500Pa（原引风机已预留了增加高压叶片的位置），另考虑脱硫、脱硝、湿式除尘器以及烟道的阻力，改造工程增加阻力将高于引风机能承受的能力。

（三）方案三

- 1) 与方案一一样，采用高频电源改造技术，对除尘器的改造工作量相对较少，改造周期较短。且相对于方案一来说，避免了移

动电极在运行使用过程中大量的检修维护工作量。

- 2) 与方案一相比，方案三要达到 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，主要是设备厂家是否能够达到改造工程的设计排放值，就目前的情况来说，设备厂家只能在理论上保证达到设计排放值，但还缺少实际运行业绩，存在不确定性。
- 3) 高频电源采用提效模式后，电除尘器的运行电耗较高。

5.4 除尘系统改造方案结论

综上所述，方案三改造难度较低，费用较低，但是运行电耗较高，且目前尚未有实际运行业绩，技术上存在不确定性；方案二尽管技术较为先进，但是改造难度大，引风机需整体替换，整体投资费用较高；而方案一，技术可行，改造难度低，费用介于方案二与方案三之间，从技术经济性来说，较为适宜，从之前已进行的改造效果来看，技术上也能满足新的技术要求。因此，本工程推荐方案一。

6.3.3 烟气监测系统

国家环保规范 HJ/T75-2007、HJ/T76-2007 要求：当气态污染物排放浓度 $\leq 20 \mu\text{mol}/\text{mol}$ 时，量程绝对误差 $\leq 6 \mu\text{mol}/\text{mol}$ ，而本工程经过超低排放改造后， SO_2 、 NO_x 等烟气污染物浓度的测量范围更小，折算成标态下： $\text{PM} < 2.7\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $\text{SO}_2 < 18\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $\text{NO}_x < 27\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，对工艺过程监测仪表的准确性、稳定性将提出更高要求，现有脱硫出口 CEMS 测量准确度不能满足要求，需安装一套新型脱硫 CEMS 仪表，选用量程范围更小，精度更高的设备，以满足超低排放监测的要求。

脱硫原烟气 CEMS 目前正常稳定投运，且能满足了 HJ/T75-2007《固定污染源烟气排放连续监测系统技术规范》(试行)和

HJ/T76-2007《固定污染源烟气排放连续监测系统技术要求及监测方法》(试行)的选型要求。

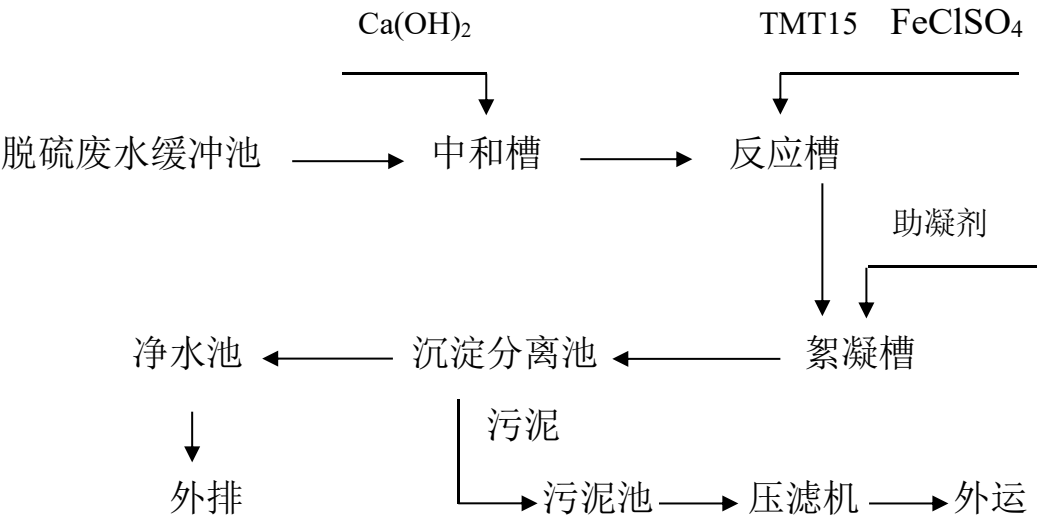
6.3.4 设备选型原则

根据火电厂热工自动化技术规定，结合经济因素，选用性能高、质量好、安全可靠、成熟、经济合理的产品。对系统中的重要控制设备，如国内无高质量的产品，将选用合适的进口产品。本次超低排放改造，仪表控制设备原则上尽可能的利旧，新增仪表设备选型尽可能与原有设备一致。

6.4 化水专业

6.4.1 脱硫废水处理系统现状

浙江大唐乌沙山发电有限责任公司一期工程 4×600MW 机组设有一套脱硫废水处理系统，系统包括废水贮存、化学加药、澄清、污泥脱水等四个子系统。主要设备有废水缓冲池、中和槽、反应槽、絮凝槽、沉淀分离池、净水池、污泥池、化学加药装置、压滤机等。原则性处理工艺如下：



四台机组的脱硫废水量约~16m³/h，脱硫废水经处理后回用到渣

水系统或排放。目前电厂实际运行，脱硫废水处理系统运行负担较重，且故障率较高，系统需降低运行出力，来保证达标排放，因此脱硫废水处理量也仅能达到 16m³/h。

6.4.2 脱硫废水处理系统改造

本工程建设后，4 台脱硫废水量将增加 6 m³/h，脱硫废水量达到 22m³/h，现有的脱硫废水处理系统容量已不能满足要求，需更换或扩容主要的处理设备。结合现有的脱硫废水处理工艺，主要改造内容如下：

a、系统原有的废水缓冲池、净水池、污泥缓冲池保留，原有压缩空气系统、污泥斗等在设备运行良好的情况下可利用。

b、原有的三联箱出力已不能满足要求，考虑到仅增加容量也需更换搅拌器等核心部件以及土建等因素，建议更换三联箱。

c、原有的沉淀分离池容量也无法满足要求，同时该沉淀池的形式不适合高粘度的脱硫废水，填料平均每年更换一次，运行费用高。污泥易粘结在池壁，清理困难，引起沉淀池容积减少，建议更换或增加澄清器。

d、电厂现有两台板框压滤机，同时运行。压滤机的设备出力已无法满足本工程建设后的运行要求，另外其中一台压滤机的故障率很高，且制出的泥饼含水率也高，因此考虑更换这台性能无法达到要求的压滤机，并增大相应的出力。

e、废水提升泵、净水泵和部分污泥泵、罗茨风机等容量不足，考虑对其进行更换。考虑到脱硫废水的悬浮物含量较高，为了改善目前脱硫废水的运行状况，建议增加预沉设备。

f、电厂原有的大部分加药系统可以利用，但加酸系统存在卸药困难等系统缺陷，需要对其进行更换。

6.5 引风机改造