

火电厂低负荷脱硝技术

目前国内燃煤机组选择性催化还原（SCR）脱硝系统在低负荷运行时经常遇到入口烟温低于其最低工作温度的情况，导致氮氧化物排放浓度超过国家标准。对广东某电厂SCR脱硝系统中采用的热水再循环增加省煤器进口水温、省煤器旁通管路提高SCR系统的入口烟温的方法进行实验、研究，并对其特点进行对比分析。

目前国内使用较多的烟气脱硝技术是选择性催化还原（Selective Catalytic Reduction，SCR）和选择性非催化还原（Selective Non-Catalytic Reduction，SNCR）技术或选择性催化还原与选择性非催化还原联合技术。

SCR反应的温度适应范围分为高温催化剂（450~600℃）、中温催化剂（320~450℃）、低温催化剂（120~300℃），燃煤电厂脱硝装置一般布置在尾部烟道的省煤器后，烟温必须控制在300℃以上催化剂才能实现最佳活性，由于在低负荷情况下很难达到催化剂最佳烟温，故从根本上提高SCR脱硝系统入口烟温，就是对省煤器管内水侧和管外烟侧的逆流式换热器的传热的优化，目前国内大多数从烟侧、水侧、省煤器分级布置等角度来考虑优化方法。

烟侧方面：杜云贵等建立脱硝模型模拟不同工况下流场分布及氨气的混合，增加导流设施改善脱硝系统的稳定性；文献介绍了省煤器旁路烟道入口位置选择问题；水侧方面：对于汽包锅炉，谭青等采用锅炉炉水与省煤器给水混合法提高给水温度以降低欠焓水的吸热量，提高烟气出口温度。对于强制循环锅炉，谢尉扬等在炉水循环泵出口处引出循环水加热省煤器给水。徐昶等人提出在省煤器进口位置引出管道至下降管，根据负荷调节省煤器进口水量以达到调节烟温目的。

12种方案比较

（1）锅炉运行参数。

本文针对广州某电厂采用以下2种方案进行改造：方案1采用热水再循环技术，在汽包下降管合适的高度位置引出热水再循环管路，经过新增加的再循环泵加压，引入至省煤器给水管路，以提高其进口水温。

方案2是在省煤器旁通系统，把省煤器分为2部分，中间设有中间联箱，根据负荷不同启闭旁路阀门调节通过省煤器的流量，改变换热面积来调节烟气温度。该电厂锅炉设计煤种为神府东胜烟煤，以下按设计煤种进行计算，根据煤质特性、锅炉设计参数，计算改造前在100%、75%、50%、30%连续经济出力（Economic Continuous Rating，ECR）工况下省煤器出口焓，从而得到烟气温度，如表1。

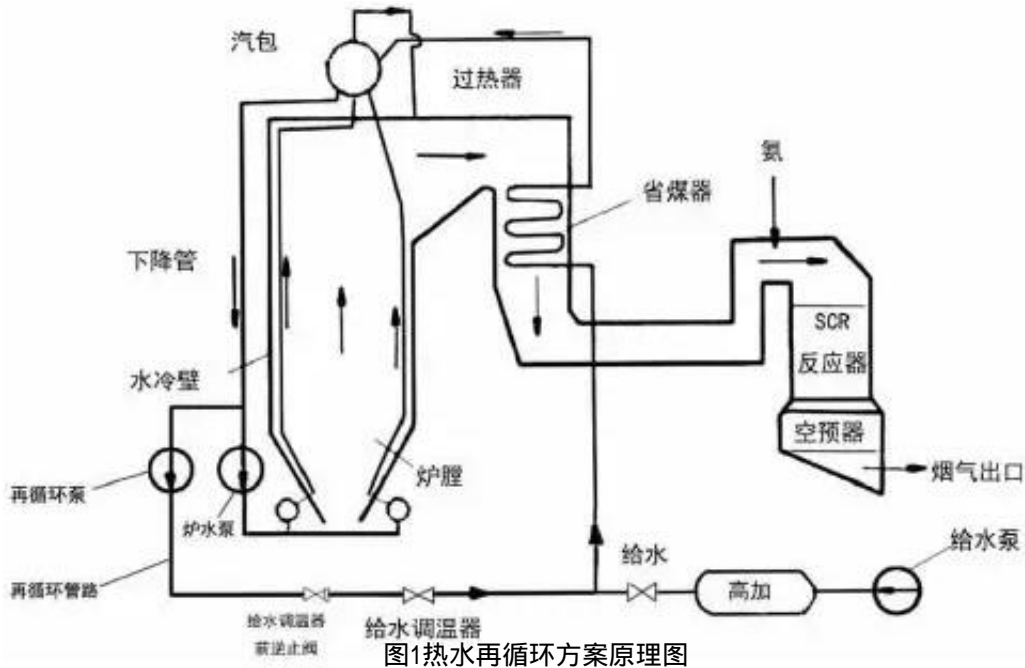
表 1 省煤器设计参数

项目	100% ECR	75% ECR	50% ECR	30% ECR
省煤器烟气出口焓 / (kJ/kg)	4466.3	4020.6	3492.8	3142.8
省煤器烟气出口温度/℃	372.0	336.4	294.2	265.5
省煤器进口水温度/℃	-	-	229.7	206.3
省煤器出口水温度/℃	-	-	290	265.2
省煤器进口温度/℃	-	-	432	408

由计算可知，锅炉在100%ECR工况下省煤器出口烟温没有超出SCR反应器温度上限400℃，50%ECR工况下，省煤器烟气出口温度已低于SCR反应器的下限值300℃，30%ECR工况时，更是比300℃低了35.5℃。若在50%ECR工况和30%ECR工况下，省煤器出口烟气温度均高于300℃时，则符合改造要求，以下方案1、2均设计省煤器出口烟温为300℃。

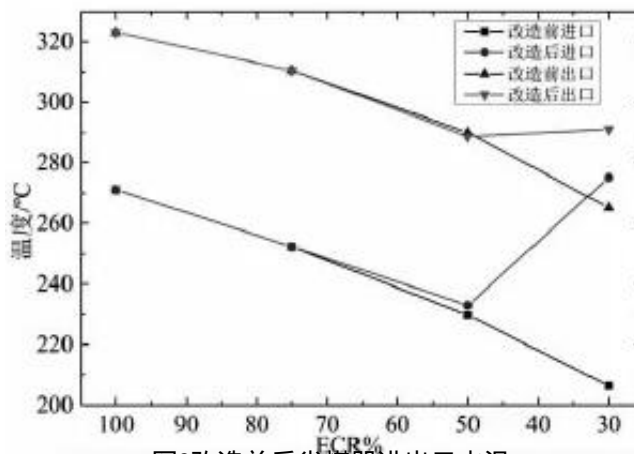
(2) 热水再循环方案。

方案原理见图1。



由图1可知，热水再循环方案主要由再循环泵、电动调节阀（给水调温器）、电动闸阀、流量测量装置、止回阀、三通阀和管道等组成。在汽包下降管合适的高度位置引出再循环管路，经过新增加的再循环泵加压，通过给水调温器调节循环水量，再将高温循环水引入至给水管路，以提高省煤器进口水温，降低省煤器水侧与烟气侧的传热端差，减少省煤器吸热量从而提高省煤器出口烟气温度。

改造前后省煤器进出口水温见图2。



由未改造前排烟温度的计算可知，100%ECR工况和75%ECR工况下，排烟温度均在300℃以上，无需启用热水再循环提高烟温。此时再循环水流量应为0，各项参数与设计工况一样。而在50%ECR工况和30%ECR工况下排烟温度低于300℃，需要对相应再循环流量进行计算。热水再循环系统根据SCR脱硝设备烟温自动投入和退出运行，通过调节再循环流量自动调节SCR脱硝系统入口烟温。

从计算可知：在30%ECR工况下，省煤器进、出口水温分别提高68.8℃、25.9℃，说明热水再循环方案降低了省煤器水侧与烟侧传热温差，省煤器吸热量减少，提高了省煤器出口烟气温度，同时也提高了省煤器的使用寿命，锅炉采用

方案1在较低负荷工况下运行可以取得良好效果。

在50%E-CR工况下，省煤器出口水温为288.16，与设计参数仅差1.25，满足设计烟温要求。在30%~50%ECR工况下，汽包水温约为313.82~315.66，汽包压力10.4~10.65MPa，在30%负荷、循环水量827t/h时，电动调节装置应有较好的灵敏性，保持锅炉水位安全裕度，该方案也降低了汽包与入口水温间的温度差，提高了汽包及其相关设备的寿命。

(3) 省煤器旁通管路方案。

方案见图3。

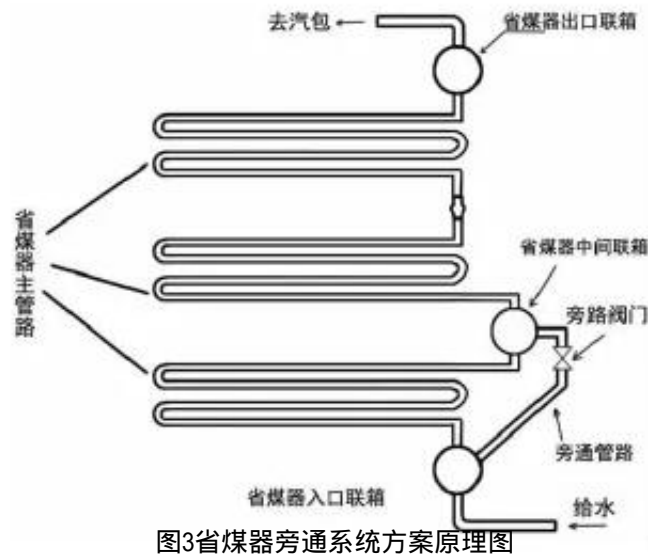


图3省煤器旁通系统方案原理图

如图3示，省煤器旁通管路方案是将原来省煤器分为2部分，中间加设省煤器中间联箱。在负荷较高时，旁路阀门关闭，给水从原来的蛇形管束流通，经过中间联箱到达上部省煤器。在负荷较低时，省煤器出口烟温低于300，此时开启旁路阀门，将下部省煤器短路，此时给水只流过上部省煤器，而下部省煤器则处于干烧状态，这样减少了省煤器换热面积，降低了省煤器内换热量，从而提高了省煤器的出口烟温。

当机组负荷低于50%时，省煤器出口烟气温度低于300，需要开始考虑使用旁通管路。由于旁通管路是按30%ECR工况下省煤器出口烟温等于300而设置的，需要对50%ECR工况下省煤器出口烟温进行校核计算，检验是否在SCR反应器的工作温度（300~400）范围内。

改造前壁灰污温度按《火力发电厂高压锅炉设备及运行》内式（17-51）计算：

$$t_{\text{wb}} = t_{\text{pi}} + \Delta t \quad (1)$$

式中： t_{pi} —给水进出口平均温度，℃； Δt —对省煤器取60℃。

改造后处于干烧的管束管壁灰污温度在长时间运行下可视为与烟气温度相等。见图4。由图4可知，在30%ECR工况下，干烧管束温度与改造前管壁温度相比，高了4.2；在50%ECR工况下，则升高了21.8，但低于100%ECR工况下的管壁灰污温度，所以烟气温度的提高对管壁影响不大。文献是在额定负荷时直接对省煤器进口位置短路引至下降管，增加了下降管的负担而且降低了烟温控制的灵敏性，干烧管束更加严重，本文省煤器管道部分改造，降低了改造代价，烟温调节更加灵敏。

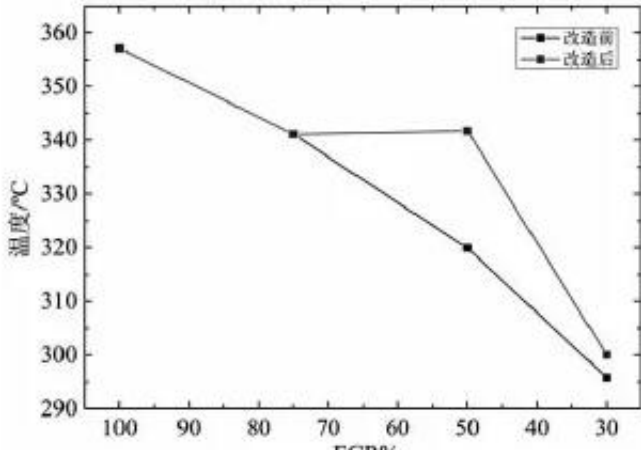


图4改造前后不同负荷下省煤器管壁灰污温度

2方案评价与分析

经计算可知，2个方案均可在低负荷时对出口烟气温度进行调整，使SCR反应器入口温度处于300~400℃，均满足脱硝系统的温度要求，但各有利弊。2个方案对比见图5。

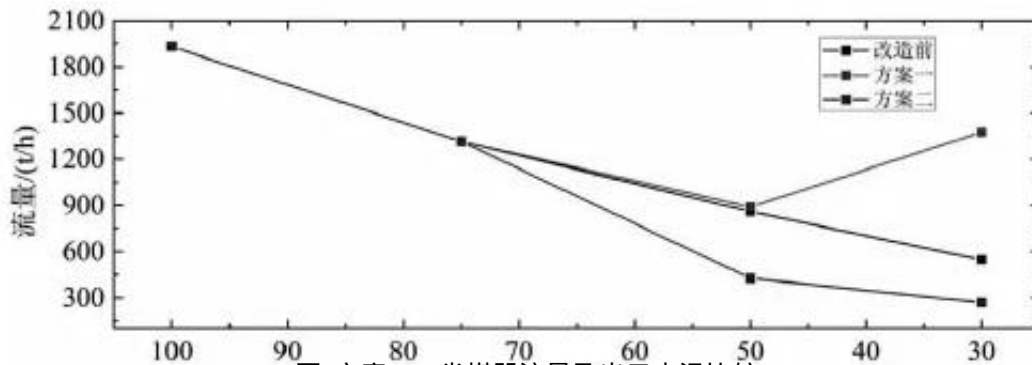


图5方案1、2省煤器流量及出口水温比较

由图5可知，热水再循环方案在30% ECR工况下流量变化较大，若给水调温器对机组负荷跟踪不及时时，可能会导致省煤器流量过大和汽包水位较大的波动，当水位较低时容易引起蒸汽温度急剧上升而导致水冷壁超温爆管等事故，应尽量避免水位有太大起伏。流量增大也增加了循环水泵的出力从而增加厂用电费用，但在50%负荷时变化较小，如果电厂负荷变化不大该方案是较好的选择。省煤器旁路方案随负荷降低流量逐渐减少，干烧管数增加，省煤器使用寿命随之缩短，使方案2间接费用增加。

由图5可知，方案1在30% ECR工况下省煤器出口水温比改造前升高25.9℃，减低汽包与入口水温差，利于汽包和相关设备使用寿命，方案2在50%和30% ECR下出口水温降低18.0℃、14.4℃，与汽包平均温度相差近60℃，导致汽包热应力增大，对锅炉运行的安全性也是不利的，从这个角度分析方案1是有更大的优势。2方案的综合对比见表2。

表2 摇2方案综合对比

	热水循环	省煤器旁通
调节方式	调温器自动调节, 调节及时	旁路阀门手动调节, 有滞后性
工程造价	较高	较低
适用炉型	汽包锅炉	各类锅炉
排烟损失	较低	较高
低负荷对		
设备影响	降低省煤器端差, 减少热应力, 延长使用寿命。负荷变化较大对汽包水位波动较大。	短路部分干烧状态, 加速管内低碳钢的高温球化现象, 缩短使用寿命

针对该电厂情况, 热水再循环方案在自动调温、负荷变化对设备影响方面更有优势, 在原设备维护方面, 热水再循环方案对管路寿命影响较小, 甚至在一定程度下提高了其管路系统寿命, 而省煤器旁通管路方案则对省煤器管路的影响可能比较大, 从经济性上分析, 热水再循环系统增加再循环泵、电动调节阀(给水调温器)等设备, 而省煤器旁路系统只增加管材为SA-106GrB钢管4m, 显然方案2从经济上更有优势, 但在长远投运时间和安全性上方案1更适合本厂, 所以笔者更倾向于选择热水再循环方案来提高SCR系统入口烟气温度。

3结论

国内SCR脱硝方法主要是从烟侧和水侧考虑省煤器的传热优化问题, 本文从烟侧考虑对该电厂进行改造并取得一定成效, 可以为低负荷尾部烟气脱硝方法提供更多的理论依据。根据本厂具体条件对2个方案进行经济性、设备影响、锅炉运行安全性和稳定性等综合考虑选择热水再循环提高省煤器给水温度方案更有实际意义。由于2个方案在国内投运时间较短, 还没有太多的实际数据体现其全面问题, 今后还需要更加深入地分析和研究其机理、影响因素等问题, 为我国低负荷脱硝技术提供更多切实可行方法。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/140868.html>