

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

预初步设计

全负荷脱硝及精准喷氨 专题报告

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024 年 11 月 西 安

批 准 人： 刘 学 军

审 核 人： 袁 瑞 山

校 核 人： 周 朝 辉

设 计 人： 张 伟 霞

目 录

1	项目简况	1
1.1	概述	1
1.2	主机技术参数	2
1.3	煤质资料	3
1.4	烟气系统	6
2	SCR 烟气脱硝装置	6
2.1	设计基础参数	6
2.2	SCR 系统及设备	7
3	炉后脱硝对其后设备的影响	8
3.1	炉后脱硝对空预器的影响	8
3.2	炉后脱硝对烟风系统的影响	12
4	全负荷脱硝技术方案	12
4.1	脱硝入口烟温控制目的	12
4.2	脱硝入口烟温控制目的	13
4.3	方案说明	14
5	脱硝精准喷氨技术	18
5.1	总述	18
5.2	设备配置	18
5.3	关于脱硝喷氨分区智能优化和自动精准控制部分	19
6	脱硝工程的建设及结论	20

【内容摘要】本工程选择先进的锅炉低氮燃烧技术及成熟的脱硝技术——选择性催化还原法（SCR法），经济的脱硝还原剂——尿素水解法；脱硝装置布置在锅炉钢构架内省煤器与空预器之间。本工程要求火电机组深度调峰，锅炉的最低稳燃负荷为20%THA工况，超低负荷工况下，烟气温度不满足脱硝投运的条件，为此，经过比较选择，本工程拟采用省煤器分级布置或省煤器水旁路或两种方案组合的方式，提高低负荷脱硝装置入口烟气温度，保证机组全负荷范围内的脱硝装置投运。

锅炉低负荷工况运行时，锅炉烟气充满度降低，烟气流场的不均匀性将造成脱硝效率下降及氨逃逸率升高，也将导致下游的预热器堵塞及冷端腐蚀的风险增加，本工程采用精准喷氨，以分区分量控制，实现精准喷氨，提高脱硝效率及降低氨逃逸率，达到节约喷氨量、降低NO_x排放浓度、降低空预器堵塞几率、减轻尾部设备（如电除尘极线、除尘滤袋、低压省煤器）积灰等综合效果。

1 项目简况

1.1 概述

甘能化庆阳电厂（2×660MW机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设2×660MW超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的14个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量359.8亿吨（其中庆阳271.8亿吨），保有资源量184亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基

地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程，供煤煤矿已具备建设条件；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本工程计划在2024年12月开工，第一台机组计划于2027年5月建成投产，第二台机组计划于2027年6月建成投产。

1.2 主机技术参数

1.2.1 锅炉

采用高效超超临界参数、一次中间再热、单炉膛、平衡通风、固态排渣、切圆燃烧或前后墙对冲燃烧、全钢架悬吊结构、紧身封闭布置、Ⅱ型或塔式变压运行直流炉。锅炉主要参数如下：

锅炉主要参数如下：

最大连续蒸发量：	1936t/h
过热器出口蒸汽压力：	29.4MPa（a）
过热器出口蒸汽温度：	610℃
再热蒸汽流量：	1568t/h
再热器出口蒸汽温度：	625℃
给水温度：	315℃
锅炉热效率：	95.0%

1.2.2 汽轮机

采用高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表凝式间接空冷机组，汽轮机具有九级回热抽汽。给水泵汽轮机排汽进入主机凝汽器。汽机主要参数如下：

额定功率（TRL工况）	660MW
额定主汽门前压力	28 MPa. a
额定主汽门前温度	605℃
最大主蒸汽流量（VWO工况）	1936t/h（VWO）
额定再热汽阀前温度	623℃
高压缸排汽参数（VWO工况）	375.5℃/6.496MPa（a）
额定背压	9 kPa
夏季背压	27kPa
热耗率（THA工况）	7440 KJ/Kwh

1.3 煤质资料

本工程燃煤主要由甘肃能源庆阳煤电有限责任公司提供。

电厂煤源来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川3个井田。采用三个井田洗煤厂产品中的末煤及煤泥产品。

煤质资料如表1-1所示：

表1-1 煤质资料

检测项目	符号	单位	设计煤* NC-24-0326	校核 1* NC-24-0427	校核 2* NC-24-0428	适用标准
全水分	M_t	%	10.3	12.6	9.4	GB/T211-2017
空气干燥基水分	M_{ad}	%	2.34	3.59	2.50	GB/T212-2008
收到基灰分	A_{ar}	%	23.81	26.33	20.83	
干燥基挥发分	V_d	%	25.26	24.21	26.62	

收到基碳	C_{ar}	%	54.34	48.75	57.05	DL/T568-2013
收到基氢	H_{ar}	%	3.07	2.85	3.33	
收到基氮	N_{ar}	%	0.73	0.62	0.77	
收到基氧	O_{ar}	%	7.24	8.43	8.07	
全硫	$S_{t,ar}$	%	0.98	1.23	1.48	GB/T214-2007
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	21.46	19.25	22.66	GB/T213-2008
收到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	20.59	18.37	21.76	
哈氏可磨指数	HGI	/	55	61	52	GB/T2565-2014
煤灰熔融特征温度/变形温度	DT	°C	1210	1280	1220	GB/T219-2008
煤灰熔融特征温度/软化温度	ST	°C	1250	1290	1230	
煤灰熔融特征温度/半球温度	HT	°C	1260	1300	1240	
煤灰熔融特征温度/流动温度	FT	°C	1270	1310	1250	
煤灰中二氧化硅	SiO_2	%	56.62	56.04	53.37	GB/T1574-2007 DL/T1037-2016
煤灰中三氧化二铝	Al_2O_3	%	19.39	22.88	19.34	
煤灰中三氧化二铁	Fe_2O_3	%	7.20	7.81	6.61	
煤灰中氧化钙	CaO	%	7.08	5.69	9.92	
煤灰中氧化镁	MgO	%	1.46	1.46	2.11	
煤灰中氧化钠	Na_2O	%	0.71	0.64	1.00	
煤灰中氧化钾	K_2O	%	2.11	1.90	1.89	
煤灰中二氧化钛	TiO_2	%	0.93	1.09	0.92	
煤灰中三氧化硫	SO_3	%	3.62	1.75	3.50	
煤灰中二氧化锰	MnO_2	%	0.096	0.084	0.101	
煤灰中五氧化二磷	P_2O_5	%	0.295	0.280	0.321	

(续上表)

检测项目	符号	单位	设计煤* NC-24-0326	校核 1* NC-24-0427	校核 2* NC-24-0428	适用标准
煤中氯	Cl_{ar}	%	0.037	0.024	0.057	GB/T 3558-2014
煤中汞	Hg_{ar}	μg/g	0.043	0.034	0.034	ASTM D6722-2011
煤中氟	F_{ar}	μg/g	193	171	148	GB/T 4633-2014
煤中砷	As_{ar}	μg/g	2	4	2	GB/T 3058-2019
煤中镉	Cd_{ar}	μg/g	0.3	0.3	0.2	GB/T16658-2007
煤中铬	Cr_{ar}	μg/g	56	56	47	
煤中铅	Pb_{ar}	μg/g	6	8	6	
煤中铜	Cu_{ar}	μg/g	8	10	7	GB/T19225-2003
煤中镍	Ni_{ar}	μg/g	13	13	11	
煤中锌	Zn_{ar}	μg/g	24	29	20	
煤中游离二氧化硅	$SiO_2(F)_{ar}$	%	5.70	5.88	4.88	DL/T258-2012
煤灰中游离氧化钙	$CaO(F)$	%	1.28	1.22	2.52	DL/T498-1992
煤的冲刷磨损指数	Ke	/	0.2	2.4	2.9	DL/T465-2007
样品名称(样品编号)	煤灰比电阻				适用标准	
	符号	测量电压 (V)	测试温度 (°C)	比电阻 (Ω·cm)		
设计煤* (NC-24-0326)	ρ_{CA}	2000	室温	1.30×10^9	DL/T1287-2013	
			80	2.47×10^{10}		
			100	2.14×10^{11}		
			120	1.43×10^{12}		
			150	5.00×10^{12}		
			180	6.25×10^{12}		
校核1* (NC-24-0427)	ρ_{CA}	2000	室温	1.43×10^9		
			80	1.59×10^{10}		
			100	1.87×10^{11}		
			120	9.85×10^{11}		
			150	4.17×10^{12}		
			180	4.65×10^{12}		
校核2*	ρ_{CA}	2000	室温	4.00×10^9		

(NC-24-0428)			80	5.47×10^{10}	
			100	4.55×10^{11}	
			120	2.38×10^{12}	
			150	1.00×10^{13}	
			180	1.82×10^{13}	

1.4 烟气系统

该系统通过引风机将炉膛中的烟气抽出，经过尾部受热面、脱硝装置、烟气余热利用系统，低低温除尘器、引风机、脱硫装置，最终通过烟囱排向大气。引风机与脱硫增压风机合并设置。

2 SCR烟气脱硝装置

2.1 设计基础参数

按本期工程设计煤质，单台660MW级机组烟气脱硝装置（以下简称SCR）主要设计技术参数见下表：

表2-1 SCR技术设计基础参数			
名 称		单位	BMCR工况
1、SCR入口烟气条件			设计煤种 校核煤种
SCR入口烟气量（干态）		Nm³ /h	1671699 1686914
SCR系统入口处烟气温度		℃	395 397
SCR入口NO _x 浓度(标准状态，6%O ₂ ，以NO ₂ 计)		mg/Nm³	200 200
2、脱硝效率		%	≥90
3、要求净烟气NO _x 浓度(标准状态，6.0%O ₂ ，以NO ₂ 计)		mg/Nm³	≤20
4、氨的逃逸率		mg/Nm³	<2.23
5、脱硝装置压损 3层（4层）		Pa	1000 (1200) 1000 (1200)
6、可用率		%	≥98 ≥98

2.2 SCR系统及设备

本期工程脱硝工艺技术采用选择性催化还原烟气脱硝法(SCR)工艺, 每炉设2台反应器。脱硝装置(SCR)处理烟气量为每台锅炉BMCR工况下100%的烟气量, SCR系统主要由还原剂的储存和处理系统及SCR反应器和辅助系统组成。还原剂采用尿素水解法。

3 炉后脱硝对其后设备的影响

3.1 炉后脱硝对空预器的影响

3.1.1 原因

炉后脱硝装置设置后会对锅炉空预器产生影响，包括空预器的堵灰、泄漏以及换热性能降低等，其中主要影响是堵灰。由于脱硝系统中 NH_3 的逃逸以及脱硝装置会使 SO_2 转化为 SO_3 的转化率提高，氨，三氧化硫，水在低温情况下就会形成氨盐（硫酸氢铵），易沾附在冷段换热元件表面，从而发生盐堵塞。如图5-1所示。

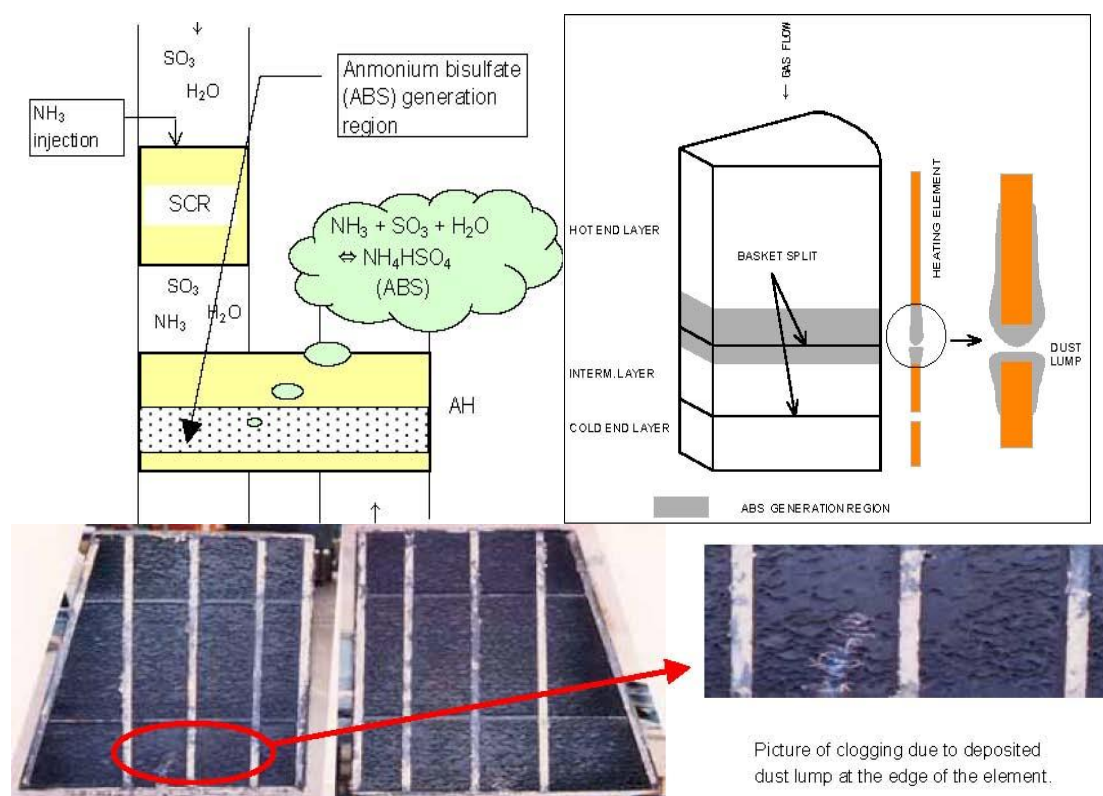


图3.1-1 空预器盐堵塞示意图

究其原因，投运SCR脱硝设备后，进入空气预热器的烟气成分发生了变化。

(1) 烟气中SO₃的含量增加

燃料中的硫份在锅炉燃烧过程中会生成SO₂和SO₃。在一般情况下，在省煤器出口，烟气中SO₃在SO_x中的比例接近1%。在脱硝装置中，在催化剂的作用下部分SO₂会转化成SO₃，从而使烟气中SO₃的含量增加。

(2) 烟气中增加了一定浓度的NH₃

在SCR中，作为还原剂的NH₃在反应器中并没有百分之百和NO_x反应，有一部分NH₃会离开反应器，进入空气预热器。

SCR脱硝系统反应未完全耗尽的氨气(NH₃)，和烟气中的SO₃，水蒸汽，很容易产生下列反应：



NH₄HSO₄在温度149—191℃区域开始凝聚，这一温度一般位于传统设计预热器的中温段下部和冷端上部，形成传热元件表面的额外吸附层，通常2—3个月，就吸附大量的灰分，导致传热元件内部流通通道堵塞，特别是传统预热器的中间层区域。预热器堵灰后严重影响风机工作。由于恰好位于分层处，大量的沉积物卡在层间，导致吹灰气流无法清除掉。SO₃的增加使尾部烟气露点提高，加剧了预热器的低温腐蚀。

3.1.2 措施

为了防止空气预热器的堵灰和低温腐蚀，需要采取的应对措施如下：

1) 降低SO₂的氧化率和漏氨量

SCR技术发展初期，日本采用了较高的漏氨率(5~10ppm)以及SO₂到SO₃

的转化率(1.5~2.5%)，空气预热器发生堵灰和低温腐蚀的现象比较严重，对空气预热器进行了改造。随后的欧洲以及美国，SCR采用了更加先进的技术，漏氨率一般设计范围为2~5ppm，SO₂到SO₃的转化率控制在大约1%。空气预热器并未进行改造，但运行良好。

较低的漏氨率和SO₂氧化率会大大地改善空气预热器的工作条件，但是降低漏氨率和SO₂氧化率都会导致催化剂体积和成本的增加，因此必须根据性价比的原则来确定有关的性能指标。故本工程漏氨率为3 ppm，SO₂到SO₃的转化率为1%。

2) 空气预热器换热元件选型

采用传统流道设计的高换热效率波形(FNC、DU、CU等)，由于烟气流通转弯多，不构成封闭流道，吹灰气流穿透深度不足(一般只有200-300mm)，不能有效清除沉降在离冷端800-1100mm的NH₄HSO₄，其蓄热元件形式见图5.1-2。ALSTOM日本和德国公司经过大量现场测试，总结了一套行之有效的预热器设计方案：在(NH₄)₂SO₄的沉积区以上，传热元件使用小封闭流道，保证吹灰气流穿透，同时压力损失不大。

预热器冷段板型及材料的选取应充分考虑预热器的防结露，抗腐蚀以及防堵灰，建议采用大波纹板型，如图3.1-3。热端推荐板型见图3.1-4。

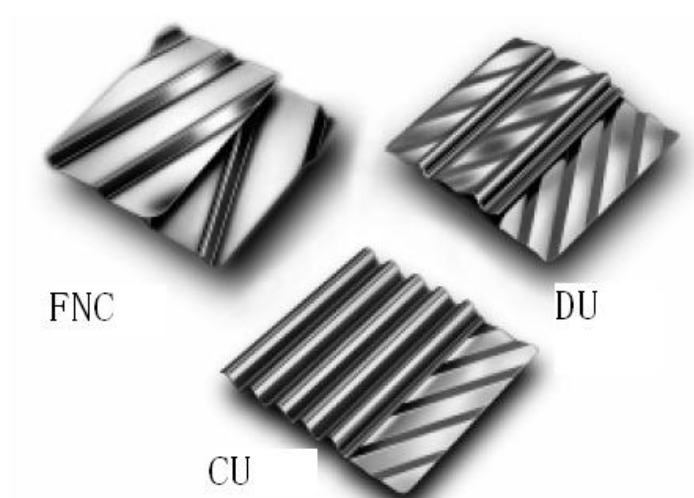


图3.1-2 空气预热器换热元件基本板型



图3.1-3 冷端元件板型

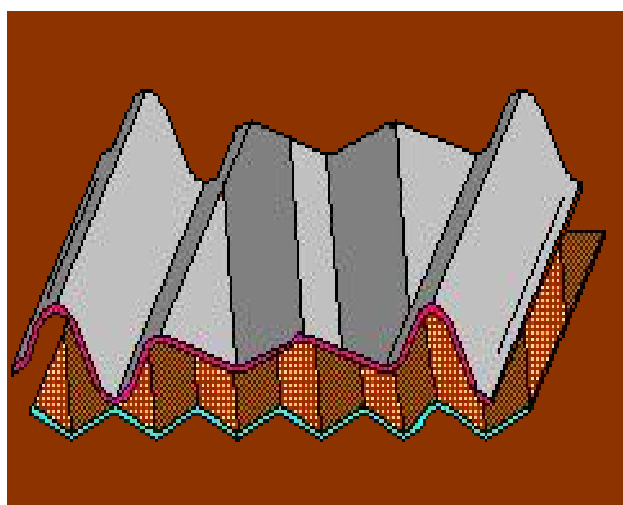


图3.1-4 热端元件板型

脱硝装置投运后烟气中 SO_3 含量增加使低温腐蚀程度增加，因此在空气预热器低温段使用Corten钢或者镀搪瓷的元件。搪瓷元件一方面可以防止低温腐蚀，同时由于搪瓷表面比较光滑，受热元件不易沾污，即使受到了沾污也易于清除，因此采用镀搪瓷的换热元件也是防止空气预热器低温段堵灰的有力措施。本工程推荐采用合并中低温段，空预器只设高温和低温两段，低温段使用Corten钢或者镀搪瓷元件。

3) 采用多介质吹灰器

针对烟气脱硝后预热器易产生硫酸氢铵堵塞，采用高压水冲洗才能绝对保证清洗效果。本工程在预热器冷端设置半伸缩式双介质吹灰器，热端设置蒸汽吹灰器，采用 320°C 、压力1.27MPa的蒸汽及15MPa高压冲洗水作为吹灰介质。防止预热器硫酸氢铵的粘结和堵塞现象，避免低温腐蚀的发生。

3.2 炉后脱硝对烟风系统的影响

设置SCR装置后，引风机的压头有所增加。由于脱硝装置的阻力约为1000Pa左右，引风机的压头也需提高1000Pa左右。空预器烟气侧负压将有所升高，会造成空预器的漏风率有所增加，造成一次风机及引风机风量的略微增加。设计时将按实际压力考虑烟风道的加固肋及内撑杆的设计。

4 全负荷脱硝技术方案

4.1 脱硝入口烟温控制目的

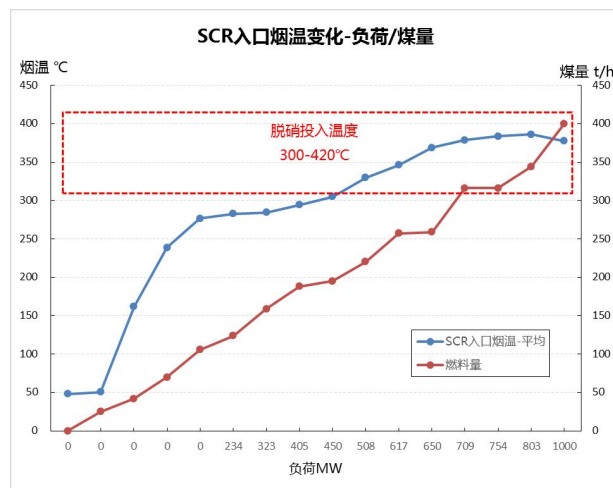
脱硝入口烟气温度控制目的主要是为了防止氨盐沉积、防止催化剂烧损失效、保证催化剂活性、减少 NH_3 的逃逸等。

氨盐沉积是 NH_3 与 SO_3 在相对低温下形成粘性杂质氨盐覆盖催化剂表面导致其失效的问题。

NH_3 的逃逸会在空气预热器处与 SO_3 形成硫酸氢氨，硫酸氢氨在不同的温度下分别呈现气态、液态、颗粒状。气态或颗粒状硫酸氢氨会随着烟气流经预热器，不会对预热器产生影响。但液态硫酸氢氨捕捉飞灰能力极强，会与烟气中的飞灰粒子相结合，附着于预热器传热元件上形成融盐状的积灰，造成预热器的腐蚀、堵灰等，进而影响预热器的换热及机组的正常运行。

烟气温度太高容易使催化剂烧损失效，温度太低有会降低催化剂的活性。

因此，随着负荷的变化，必须控制脱硝入口的烟气温度在催化剂反映的合理范围内。



句容项目从点火到满负荷脱硝入口烟气温度变化

4.2 脱硝入口烟温控制方案

根据上百台锅炉的运行经验，对于含硫量不高的煤种，脱硝入口最低烟气温度一般在 $300\sim 320^{\circ}\text{C}$ 左右就可以保证脱硝装置连续可靠运行。

根据常规工程选用的催化剂活性范围内对于烟气温度的要求及脱硝系统控制要求，脱硝入口烟气温度小于290℃时，脱硝装置解列。因此本工程脱硝装置在投运负荷下入口烟气温度不能小于290℃，考虑到锅炉负荷及煤种变化情况以及本项目执行情况，本项目按照以下两种方式确保脱硝装置全负荷投运：

方案一：省煤器分级布置

方案二：增加给水旁路系统

4.3 方案说明

4.3.1 省煤器分级布置

本项目暂定为 π 型布置，锅炉尾部为双烟道布置。考虑到锅炉运行工况在并网到100%BMCR工况下脱硝装置可以安全投运，脱硝入口必须保证烟气温度在290-420℃之间，必须采取相应的措施提高低负荷下烟气温度在290℃以上；同时考虑到机组运行的经济性，根据现有的布置方案及尾部烟气温度分布情况，本工程主要采用省煤器分组布置提高低负荷下脱硝入口烟气温度，同时根据燃用煤种降低预热器入口烟气温度提高机组的经济效益。

省煤器分组布置方式是将尾部烟道中的部分省煤器移植到脱硝装置出口，提高了脱硝装置入口的烟气温度，保证脱硝装置在全负荷下均可运行，同时适当的降低预热器入口烟气温度，提高机组的经济性。

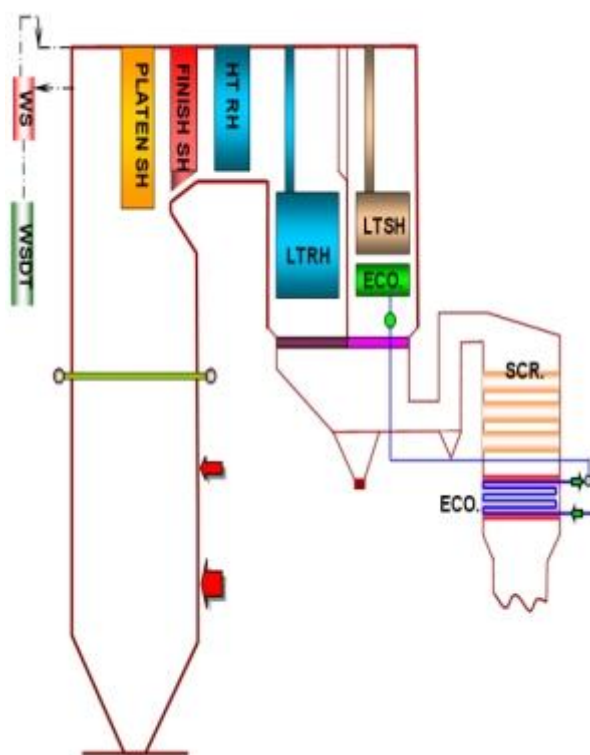
1) 主要流程

按照省煤器分组进行布置，省煤器将被分为两组，即分级省煤器和炉膛省煤器。

分级省煤器：分级省煤器布置在脱硝出口，经给水管道的引至分级省煤

器入口集箱，通过蛇形管换热后被送往出口集箱，出口集箱的给水通过两级省煤器连接管引至炉膛省煤器进口集箱。

炉膛省煤器：炉膛省煤器布置尾部分隔烟道，低温再热器下方。炉膛省煤器流程与原布置流程相同，即省煤器蛇形管在尾部受热面后引至出口集箱，出口集箱通过连接管送至水冷壁分配集箱。



注：炉膛省煤器分为二级过热器侧省煤器和低温再热器侧省煤器。

2) 主要变化

根据省煤器分组后的流程及具体省煤器布置方案。主要涉及设备变更如下：

- 增加分级省煤器，包括进口集箱、受热面、出口集箱等及部件所需

全部附件。

➤ 炉膛省煤器调整：二级省煤器受热面需要进行调整，根据烟温变化减少管排数。

➤ 增加分级省煤器至炉膛省煤器的连接管道。需要增加管道支吊架。

➤ 省煤器进口管道由现有炉膛省煤器入口改接至分级省煤器入口。

➤ 在分级省煤器区域增设吹灰器，同时增设吹灰器运行维护平台。

➤ 为减少分级省煤器的布置空间，以及降低省煤器的磨损。

4) 优缺点说明

采用省煤器分组形式对低负荷运行时脱硝入口烟温进行控制，有如下优缺点：

➤ 锅炉可在不投油稳燃负荷到BMCR工况下安全运行；

➤ 不影响锅炉运行的效率；

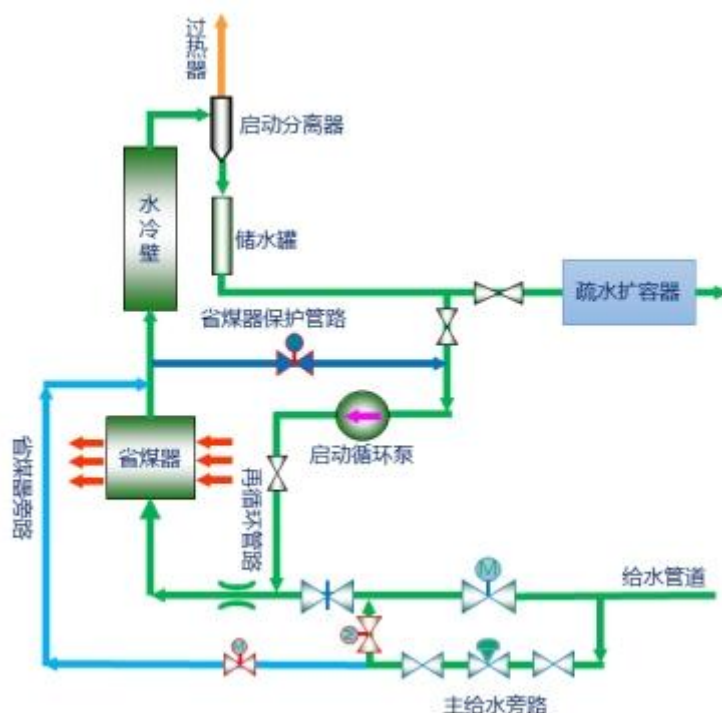
➤ 在保证磨煤机干燥出力要求的前提下，能够进一步降低预热器入口的烟气温度，提高锅炉的效率。

➤ 省煤器系统的阻力有所提高，烟气侧阻力有所增加。

4.3.2 增加给水旁路系统

本项目增置省煤器水旁路，可以实现并网到满负荷脱硝投运；同时有利于灵活性运行保护省煤器、水冷壁和空气预热器。

省煤器水旁路系统如下图。



1) 在锅炉湿态运行时:

锅炉冷态启动: 投运主给水旁路、省煤器旁路、下降管、水冷壁、贮水箱管路、循环泵管路到省煤器入口;

锅炉热态运行: 继续旁通省煤器受热面, 通过水冷壁的蒸汽通过分离器到过热器、贮水箱中的水回到省煤器入口;

锅炉启动——转干态; 锅炉降负荷——转湿态;

2) 在锅炉干态运行时:

锅炉干态及调峰运行: 锅炉由热态运行转到干态运行, 省煤器过冷度不足时开启省煤器保护管路, 通过循环泵实现省煤器受热面运行安全。

升负荷20%以上切到主管路过程; 降负荷至20%负荷以下。

本项目拟采用设置省煤器分级或省煤器水旁路、或两种方案组合的方式提高低负荷脱硝装置入口烟气温度, 保证全负荷脱硝装置投运。具体方

案待下阶段与主机招标阶段确定。

5 脱硝精准喷氨技术

锅炉低负荷工况运行时，锅炉烟气充满度降低，烟气流场的不均匀性将造成脱硝效率下降及氨逃逸率升高，也将导致下游的预热器堵塞及冷端腐蚀的风险增加。对于本项目来说，机组深度调峰至20%THA负荷，超低负荷下脱硝入口烟温降低，烟气流量减小，烟气流场的不均匀性增加，需要严格控制喷氨或者优化喷氨，例如智能喷氨或者精准喷氨以分区分量控制，实现精准喷氨，提高脱硝效率及降低氨逃逸率。增设宽负荷脱硝系统，提升低负荷的脱硝能力。以下为精准喷氨技术：

5.1 总述

本项目机组喷氨优化控制系统项目拟采用“8个分区”设计，具体包括三个模块：SCR出口烟气成分浓度巡测模块（模块一）、分区喷氨管路模块（模块二）和控制模块（模块三）。其中，模块一获取SCR出口的NO_x浓度分布和O₂浓度分布，反映喷氨均匀性效果，进而确定各分区喷氨偏差调节目标值，作为脱硝喷氨分区智能优化和自动精准控制系统控制的主信号；模块二的核心是构建“喷氨总阀+分区调平阀（气动）+支管调节阀”的三级串联调节的执行模块；模块三包括整个控制系统的软、硬件。整个系统可全面提升喷氨控制的品质，使SCR性能适应NO_x超低排放要求，达到节约喷氨量、降低NO_x排放浓度、降低空预器堵塞几率、减轻尾部设备（如电除尘极线、除尘滤袋、低温省煤器）积灰等综合效果。

5.2 设备配置

每台机组设置2台SCR反应器。将每个SCR反应器入口氨喷射区烟道分为4个分区，单台炉共8个分区，每个分区喷氨分管设置1台气动调节阀和1个

分区氨空流量计（孔板流量计配套差压变送器）。脱硝SCR反应器入/出口烟道配置一台NOX\O2仪表（单台炉设置4台，左右侧入/出口烟道各一台），每台出口分析仪表控制4个小分区的喷氨调节阀，以实现分区域精准喷氨优化控制的效果。

每侧SCR反应器出口烟道设置1套分区巡测取样系统（单台炉设置2套，左右侧出口烟道各一套），采用多点取样，取得的烟气进入上述对应的出口分析仪表，获取各分区NOX浓度分布场，来调解对应分区的喷氨调阀。取样测量系统实现在同一时刻同步抽取各分区内烟气，然后逐点分析以获取同一时刻浓度值，满足同时取样分时轮测要求。

入口分区调节型气动执行机构采用智能一体化型定位器。

每台炉配套设计1个精准喷氨分析仪表小间，用于放置精准喷氨优化控制系统及分析仪表机柜和配电柜等，小间内配置照明、空调等。

每个小间配一个电源分配箱，为精准喷氨系统内相关设备及小间内照明、空调等设备供电。

5.3 关于脱硝喷氨分区智能优化和自动精准控制部分

1) 控制系统同时具备一套主控制策略和一套副控制策略：在催化剂无失活、磨损、积灰问题且SCR出口氨逃逸未超标的前提下，系统启用主控制策略，此时将确保SCR出口NOX排放量和SCR出口截面NOX浓度分布不均匀系数/偏差均在性能指标要求范围内；若局部催化剂存在缺陷或监测到SCR出口局部氨逃逸超标，则系统启用副控制策略，此时将智能降低氨逃逸超标区域的喷氨量，同时为了确保NOX平均排放量达到环保指标，将增大其余区域的喷氨量，此情形下，分区调节控制系统将对NOX排放指标和SCR出口氨逃逸指标进行控制，而不对NOX浓度分布不均匀系数/偏差进行要求。

2) 控制系统具备定时运行模式和智能运行模式：定时运行模式下，每隔一定时间（可配置）根据脱硝出口测量的NOX和氨逃逸浓度分布进行自动调节；智能运行模式下，系统能自动对比当前工况与前一个测量调整周期对应工况，判断是否存在调整必要，若需调整，即使没有达到间隔调整时间，也根据脱硝出口测量的NOX和氨逃逸浓度分布自动启用阀门调整策略。

3) 控制系统可与DCS通讯，可将反吹信号、校准信号、系统运行信号及量程切换信号等送入DCS，并在DCS系统上增加画面及逻辑，显示重要变量的实时数据和设备运行状态。

4) 控制系统可实现人为无扰切换和故障无扰切换的功能，保证机组的安全可靠运行。

5) 控制系统能快速启动投入，在系统正常时有良好的适应性，在运行条件下能可靠和稳定地连续运行，且此控制系统的调试、启/停和运行应不影响锅炉机组的正常工作。

结论：以上为初步设计方案，实际设计方案以最终设备厂家提供方案为准。

6 脱硝工程的建设及结论

通常工程的锅炉最低稳燃负荷在30~40%BMCR工况，省煤器出口温度相对较高，在最低稳燃负荷之下省煤器出口烟温依然在300℃以上，所以一般不需要采取额外措施即可实现最低稳燃负荷以上脱硝全部投运，但是本工程要求火电机组深度调峰，锅炉的最低稳燃负荷最低到20%THA工况，所以省煤器出口的烟温会比常规机组低，与锅炉厂配合后，本工程采用：省煤器分级布置+省煤器水旁路的方式提高低负荷脱硝装置入口烟气温度，保证

并网~100%BMCR负荷范围内的脱硝装置投运。

超低负荷下脱硝入口烟气流量减小，烟气流场的不均匀性增加，需要精准喷氨以分区分量控制，实现精准喷氨，达到节约喷氨量、降低NO_x排放浓度、降低空预器堵塞几率、减轻尾部设备（如电除尘极线、除尘滤袋、低压省煤器）积灰等综合效果。

为满足本工程NO_x排放浓度不超过30mg/Nm³的排放标准要求，本工程采用炉内低NO_x燃烧+ SCR脱硝技术，催化剂采用“3+1”设置。每套脱硝装置(SCR)处理烟气量为每台锅炉BMCR工况下100%的烟气量，脱硝效率85%，排放浓度≤30mg/Nm³。吸收还原剂为尿素水解法。不设置反应器脱硝旁路烟道，实现各种工况下的全负荷脱硝，达到NO_x达标排放。

炉后脱硝系统与锅炉关系比较密切，脱硝设备由锅炉主机厂负责供货，整体性能由锅炉厂负责。