

报告表编号

_____年

编号_____

建设项目环境影响报告表

项 目 名 称：汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放
改造项目

建设单位(盖章)：广东红海湾发电有限公司

编制日期 2016 年 5 月

国家环境保护总局

《建设项目环境影响报告表》编制说明

《建设项目环境影响报告表》由具有从事环境影响评价工作资质的单位编制。

1. 项目名称——指项目立项批复时的名称，应不超过 30 个字（两个英文字段作一个汉字）。

2. 建设地点——指项目所在地详细地址，公路、铁路应填写起止地点。

3. 行业类别——按国标填写。

4. 总投资——指项目投资总额。

5. 主要环境保护目标——指项目区周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距厂界距离等。

6. 结论与建议——给出本项目清洁生产、达标排放和总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本项目对环境造成的影响，给出建设项目环境可行性的明确结论。同时提出减少环境影响的其他建议。

7. 预审意见——由行业主管部门填写答复意见，无主管部门项目，可不填。

8. 审批意见——由负责审批该项目的环境保护行政主管部门批复。

目 录

建设项目基本情况	1
建设项目所在地自然环境社会环境简况	21
环境质量状况	23
评价适用标准	27
建设项目工程分析	28
项目主要污染物产生及预计排放情况	35
环境影响分析	36
建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果	42
结论与建议	43

附图和附件

- 附件 1：技术服务合同（环评委托）
- 附件 2：承诺函（关于催化剂回收处理）
- 附件 3：监测报告
- 附图 1：项目地理位置图
- 附图 2：项目平面布置图
- 附图 3：项目四置及与周边环境关系图

建设项目基本情况

项目名称	汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目				
建设单位	广东红海湾发电有限公司				
法人代表	XX XX	联系人		XX XX	
通讯地址	汕尾市红海湾经济开发区				
联系电话	XX XX	传 真	XX XX	邮政编码	XX XX
建设地点	广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内				
立项审批 部门			批准文号		
建设性质	技改		行业类别 及代码	D4411 火力发电	
占地面积 (平方米)	/		绿化面积 (平方米)	/	
总投资 (万元)	24636	其中：环保 投资(万元)	24636	环保投资占 总投资比例	100%
评价经费 (万元)		预期投产日期	2016 年 10 月 (1 [#] 机) / 2016 年 12 月 (2 [#] 机)		
工程内容及规模： 1、项目由来 汕尾电厂位于汕尾市东南 25km 白沙湖畔的红海湾经济开发区，电厂总体规划装机容量为 4×600+4×1000MW，一期工程建设 4×600MW 等级机组(即 2×600+2×660MW)，二期建设 4×1000MW 等级机组。第一期工程分两步建设，1、2 号机组装设 2×600MW 国产超临界燃煤机组，3、4 号机组装设 2×660MW 超超临界燃煤机组；1、2 号机组已于 2008 年投入商业运行，3、4 号机组已于 2011 年投入商业运行。 近年来，国家、地方为缓解环保压力，对火力发电厂大气污染物排放提出了更为严格的环保要求；其中：国家发改委、环境保护部、能源局联合下发的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》(发改能源[2014]2093 号)明确提出：...东部地					

区(辽宁、北京、天津、河北、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东、海南等 11 省市)新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值(即：在基准氧含量 6%条件下，烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 10、35、50 mg/Nm³).....由环境保护部、国家发改委、国家能源局联合下发的环发[2015]164 号文件《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》(环发[2015]164 号)明确提出：在确保供电安全前提下，将东部地区(北京、天津、河北、辽宁、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南等 11 省市)原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成.....

广东省发展改革委下发的《关于印发<广东省煤电节能减排升级与改造行动计划(2015—2020 年)>的通知》(粤发改能电函[2015]2102 号)，要求全省煤电机组“基本达到燃气轮机组排放限值”，即 NO_x、SO₂、烟尘排放浓度不高于 50mg/Nm³、35mg/Nm³、10mg/Nm³.....

根据汕尾电厂 2014 年~2015 年的 CEMS 运行监测数据，目前#1、#2 机组烟囱出口 NO_x 浓度基本在 50mg/Nm³ 左右，SO₂ 浓度在 80-100mg/Nm³ 之内，烟尘浓度基本在 10-20mg/Nm³；因此，工程现有大气污染物排放浓度已不能满足国家、地方提出的环保要求；为响应国家、地方环保法规、政策要求，实现企业可持续发展，建设单位决定对 1、2 号机组进行“超低排放”改造，以改善本区域大气环境质量，推进绿色环保型电厂建设。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2002 年)及《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2015 年版)；本工程属于“电力”类的“脱硫、脱硝、除尘等环保工程”，需编制报告表。

受广东红海湾发电有限公司委托，中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司组织环评人员，在消化可行性研究报告的基础上，对现场进行了实地踏勘；并通过跟建设单位及相关专家充分沟通，编制完成环境影响评价报告表。

2、工程组成及规模

本工程“超低排放”改造仅针对锅炉烟气治理，不涉及电厂主体工程的变化。主要包括以下内容：

(1) 除尘器改造

除尘器改造拟采用低低温电除尘器+增加比集尘面积+一、二电场高频电源+三、四

电场脉冲电源方案；低低温静电除尘器一方面降低烟气容积流量，延长烟气停留时间；另一方面改善粉尘比电阻以及烟气性质，从以已投运的项目运行情况来看，原有静电除尘器改造后，低温静电除尘器出口烟尘浓度可以降低至 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；经脱硫塔进一步洗尘后，烟囱排放口处烟尘浓度可以降低至 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下。

（2）烟气换热器改造

拟在锅炉空气预热器与静电除尘器之间加装 MGGH 系统烟气放热换热装置，吸收塔与烟囱之间加装 MGGH 系统烟气吸热换热装置，以消除烟囱白烟。取消原有 GGH 装置，清除漏风，预留湿式除尘器。

（3）脱硫系统改造

在 $\text{Sar} = 1.13\%$ 条件下，拟推荐采用常规脱硫塔+塔内高效脱硫方案。

（4）脱硝系统改造

本次脱硝系统改造中，投运备用层，鉴于催化剂已经投运三年，须更换催化剂，SCR 入口按 $\text{NO}_x 350 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ ，脱硝效率可达到 85.7%。

（5）超低排放改造目标

在基准氧含量 6% 条件下，烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别不高于 10、35、 $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ 。

由以上可以看出，本工程为技改项目；主要对烟气治理设备进行改造，锅炉、汽机、发电机等主体工程均保持现状。

项目涉及的主要设施、设备见下表。

表 2-1 项目主要相关设施设备一览表

序号	系统	设备	规格	改造内容
1	主机系统	锅炉	2×600MW 超临界参数变压直流锅炉，一次再热，单炉膛，前后墙对冲燃烧方式，尾部双烟道结构，挡板调节再热器汽温，固态排渣，全钢构架，全悬吊结构，平衡通风，露天布置，三分仓回转式空预器，Π 型煤粉锅炉	无需改造
		汽轮机	2 台，型式：超临界、中间再热、单轴、三缸四排汽凝汽式汽轮机；额定转速：3000r/min；额定冷却水温：24℃；额定平均背压：5.88 kPa(a)；八级回热，即三高四低一除氧；保证热耗：7564kJ/kW·h	无需改造
2	制粉系统	磨煤机	采用正压冷一次风机直吹式系统。磨煤机采用上海重型机器厂生产的 HP1003 型；每台锅炉设 6	无需改造

			台	
3	除尘系统	电除尘器	采用低低温电除尘器 2 套；主要通过 MGGH 换热实现降温	由传统电除尘器改造低低温电除尘器
			每套电除尘器均采用一、二电场高频电源+三、四电场脉冲电源方案	由传统整流变压器电源改造为高频+脉冲电源
			在原静电除尘器基础、壳体、阴阳极系统利旧的情况下，加长第 4 电场，	由原 8 块极板结构改造为 12 块极板结构，比集尘面积由 95 增加到 100 左右；
			灰斗加热器，保证低低温静电除尘器运行工况落灰顺畅；	增加灰斗加热器
			阴阳极振打系统均采用复合式功率控制振打技术，实现欠电、断电振打，清灰彻底，缓解反电晕现象的发生	由原来的电磁顶部振打方式改为复合式功率控制振打技术
		除雾器	脱硫喷淋塔需在顶部设置多层除雾器，本工程脱硫喷淋塔设计三级屋脊式或离心式管束式除雾器；控制含有固态石膏的液滴浓度由现有除雾器的 50mg/Nm ³ ；减低到≤20mg/Nm ³ 。	将 1 层管式+2 层屋脊式除雾器改造为三级屋脊式或离心式管束式除雾器
4	脱硫系统	吸收塔	利旧增高 3m 左右	在原有吸收塔基础上增高 3m 左右
		塔内增效装置	采用常规喷淋空塔加装塔内增效装置方案。塔内增效装置包括旋汇耦合技术、托盘技术、FGDplus 技术、新型托盘技术等，最终待下阶段招标确定	在常规喷淋空塔内加装塔内增效装置
		循环泵	利旧 1 台浆液循环泵，流量 7200m ³ /h，扬程：24.5m；功率：710kW。每台机组更换 3 台浆液循环泵，流量均为 9870m ³ /h，扬程：20.45/22.25/23.93m；功率：900/1000/1000kW。	每台机组更换三台循环泵（布置于室内）
		氧化风机	每台机组新增 1 台风量为 5530Nm ³ /h 的风机。	每台机组新增 1 台风机
		除雾器	见“除尘系统”	见“除尘系统”
		石灰石储存系统	已有吸收剂储存及浆液制备及供应系统的容量满足本次改造后要求，系统无需扩容。	无需改造
		浆液制备及供	已有吸收剂浆液制备及供应系统的容量满足本次改造后要求，系统无需扩容	无需改造

		应系统		
		石膏脱水系统	由于电厂 3、4 号机组石膏脱水系统的设计余量较大, 暂按利用 3、4 号机组石膏脱水系统余量考虑, 本次改造原 1、2 号机组石膏脱水系统不扩容。	无需改造
		事故浆液储存及排放系统	当事故状态时, 暂考虑将吸收塔浆池浆液一部分输送至本事故浆液箱储存, 另一部分输送至脱水系统进行脱水, 剩余的浆液输送至 3、4 号机组事故浆液箱储存; 本次改造不考虑事故浆液储存及排放系统扩容	无需改造
		工艺水系统	原工艺水泵出力能满足要求, 本次改造按不新增工艺水系统设备	无需改造
		废水处理系统	原脱硫系统单独设置了脱硫废水处理系统, 出力能满足脱硫率提高后的废水处理, 暂不改造废水处理系统。	无需改造
5	脱硝系统	催化剂层	采用国产蜂窝式催化剂, 主要活性成分为 TiO_2 和 V_2O_5 , 少量的 WO_3 。采用低氮燃烧+选择性催化还原法 (SCR) 工艺; SCR 反应器布置在锅炉省煤器出和空气预热器之间, 不设旁路; 催化剂层按 2+1 层设计, 即 2 层催化剂设计层加 1 层催化剂备用层; 备用催化剂层采用蒸汽吹灰方式, 吹灰器按每台机组备用层增加 8 台考虑	投运备用层, 并更换催化剂
6	烟气换热系统	烟气换热器	拟在锅炉空气预热器与静电除尘器之间加装 MGGH 系统烟气放热换热装置, 吸收塔与烟囱之间加装 MGGH 系统烟气吸热换热装置, 以消除烟囱白烟。取消原有 GGH 装置, 预留湿式除尘器	取消原有 GGH 装置, 加装 MGGH 系统烟气放热换热装置
7	烟囱	钛钢复合烟囱	钛钢复合板内筒	无需改造
8	引风机	引风机	选用引增合一的引风机; 全压升的选取按照 9000Pa 考虑; 流量裕量按照规程下限 1.1 考虑, 引风机压头裕量按照规程下限 1.2 考虑	不增加引风机台数, 但调整其全升压; 调整设计裕量
9	烟风系统	烟风管道	根据超低排放改造的需要, 烟风系统的设备和管道应做相应的配套改造。	烟风系统设备和管道做相应改造

3、项目基本概况

项目名称: 汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目

建设单位：广东红海湾发电有限公司；

建设地点：广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内，详见总平面布置图；

项目性质：技术改造；

劳动定员：不新增工作人员；

工作制度：全年连续工作制，年工作 365 天；

工程进度：1 号机组拟定于 2016 年 8 月开工，2016 年 10 月完成；2 号机组拟于 2016 年 10 月开工，2016 年 12 月完成；

资金投入：汕尾电厂 1、2 号机组超低排放改造工程总投资共 24636 万元，其中建筑工程费 626 万元，设备购置费 17736 万元，安装工程费 3794 万元，其他费用 2480 万元，全部为环保投资。

4、主要原辅材料消耗量及产品产量

本工程技改前后项目主要消耗的原辅材料如下表所示：

表 4-1 技改前后主要原辅材料情况一览表

序号	原料名称	用量 (t/a)		变化量 (t/a)	备注
		技改前	技改后		
1	燃煤	199.16×10^4	199.16×10^4	0	本次改造不涉及燃煤量
2	液氨	1783.91	1674.29	-109.62	
3	石灰石	5.88×10^4	7.9×10^4	$+2.02 \times 10^4$	
4	催化剂 (m^3)	582.4t/(3a) (两台机, 2 层)	873.6t/(3a) (两台机, 3 层)	+291.2 t/(3a)	催化剂化学寿命期间约 24000 小时，一般三年一换

注：年运行小时数按 4200h 考虑。

本工程主要产品为电力，副产品为脱硫石膏及灰、渣，基本情况如下表所示。

表 4-2 技改前后主要产品、副产品情况一览表

序号	产品名称	产量		变化量	备注
		技改前	技改后		
1	上网电量 ($\times 10^8 kWh$)	47.72	47.59	-0.13	厂用电率由 5.325%提高到 5.574%
2	脱硫石膏 ($\times 10^4 t/a$)	9.45	12.06	+2.61	
3	灰量 ($\times 10^4 t/a$)	22.51	22.53	+0.02	除尘效率提高，烟尘排放量减少
4	渣量 ($\times 10^4 t/a$)	2.50	2.50	0	
5	石子煤量 ($\times 10^4 t/a$)	0.97	0.97	0	

注：年运行小时数按 4200h 考虑。

5、主要生产设备

本项目技改前后主要生产设备名称及数量变化情况如下表所示。

表 5-1 技改前后主要生产设备情况一览表

序号	设备名称	数量（台、部、套）		变化量	备注
		技改前	技改后		
1	锅炉	2 台	2 台	0	
2	汽轮机	2 台	2 台	0	
3	发电机	2 台	2 台	0	
4	磨煤机	12 台	12 台	0	
5	SCR 反应器	2 套	2 套	0	启动备用层，更换催化剂
6	电除尘器	2 套	2 套	0	第 4 电场，由原 8 块改为 12 块极板；利用 MGGH，改造为低低温静电除尘器
7	引增合一风机	4 台	4 台	0	不增加引风机台数，但调整其全升压；调整设计裕量
8	除雾器	2 套	2 套	0	1 层管式+2 层屋脊式除雾器改造为三级屋脊式或离心式管束式除雾器
9	吸收塔	2 套	2 套	0	在原有吸收塔基础上增高 5m 左右；在常规喷淋空塔内加装塔内增效装置
10	循环泵	8 台	8 台	0	每台机组更换三台循环泵；并利旧一台
11	氧化风机	4 台	6 台	+2 台	每台机组新增一台氧化风机
12	GGH	2 套	0	-2 套	含 GGH 配套的电机、水泵、吹灰器等
13	MGGH	0	2 套	+2 套	含 MGGH 配套吹灰器等
14	石膏旋流器	2 台	2 台	0	
15	皮带脱水机	2 台	2 台	0	
16	石膏皮带输送机	2 台	2 台	0	
17	石灰石浆液箱	1 个	1 个	0	
18	石灰石仓	2 个	2 个	0	配 MC-24 负压自吹扫布袋除尘器
19	工艺水系统	1 套	1 套	0	
20	事故浆液排放系统	1 套	1 套	0	
21	脱硫废水处理系统	1 套	1 套	0	
22	电厂化学水系统	1 套	1 套	0	
23	烟囱	1 个	1 个	0	

6、公用工程

(1) 给排水

技改前工程耗水量约为 $307 \times 10^4 \text{t/a}$ ；技改过程中，仅因脱硫效率提高；因此脱硫工艺用水量由 $120 \text{m}^3/\text{h}$ ($50.4 \times 10^4 \text{t/a}$) 提高到 $180 \text{m}^3/\text{h}$ ($75.6 \times 10^4 \text{t/a}$)，增加用水量 $25.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ；其它用水量不变；脱硫工艺用水主要从电厂就近的工业水管网引接；现有工艺水箱容量能满足要求，故无需改造。

工程技改前后废水产生量无变化，所有废水均在电厂内综合利用，不外排。

(2) 用电

根据可研资料，技改前后厂用电率由 5.325% 提高到 5.574%；工程年用电量由 $2.68 \times 10^8 \text{kW.h}$ 增加到 $2.81 \times 10^8 \text{kW.h}$ ，增加 $0.13 \times 10^8 \text{kW.h}$ ；上网电量由 $47.72 \times 10^8 \text{kWh}$ 降至 $47.59 \times 10^8 \text{kWh}$ ；厂用电均由电厂内部供应。

(3) 供热

工程不设职工宿舍等，技改前后供热情况无变化。

(4) 其他

工程内部设食堂，食堂主要燃料为天然气，技改前后食堂情况无变化。技改前后天然气用量均约为 7.32 万立方米。公用工程技改前后变化情况如下表所示：

表 6-1 公用工程技改前后变化情况一览表

序号	公用工程名称	数量		变化量	备注
		技改前	技改后		
1	耗水量 ($\times 10^4 \text{t/a}$)	307	332.2	+25.2	
2	废水排放量 ($\times 10^4 \text{t/a}$)	0	0	0	技改前后均无污水外排
3	用电量 ($\times 10^8 \text{kW.h}$)	2.68	2.81	+0.13	
4	供热量	-	-	-	技改前后无变化
5	天然气用量 ($\text{万 m}^3/\text{a}$)	7.32	7.32	0	技改前后无变化

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：

现有工程为发电工程，涉及的原有污染主要包括大气污染、水污染、噪声及固体废弃物等。总工艺流程如下图：

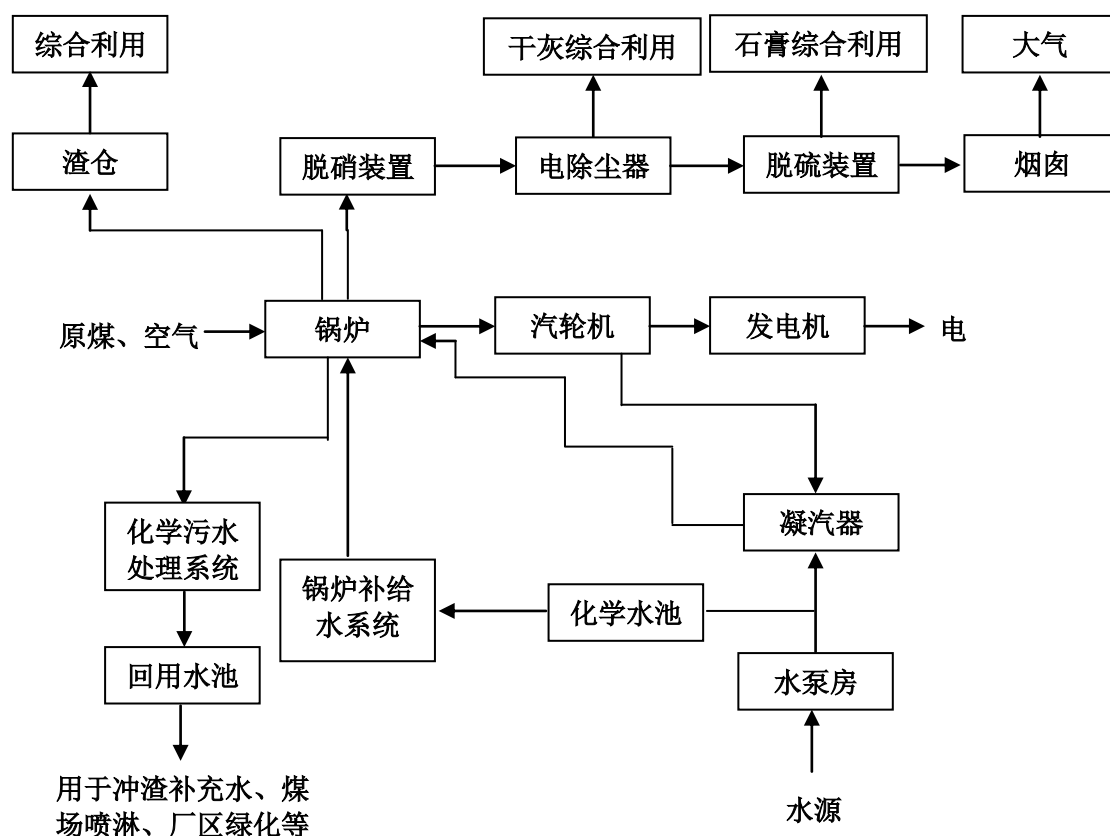


图 1-1：现有工程总工艺流程图

1、原有大气污染物排放

（1）现有烟尘排放情况

现有除尘工艺如下图所示：



图 1-2：除尘工艺流程图

由上述工艺可以看出，现有（原有）除尘工艺主要包括静电除尘器除尘工艺及脱硫塔洗尘工艺两个环节。

1) 静电除尘器除尘工艺

汕尾电厂 1、2 号机组静电除尘器由福建龙净环保股份有限公司生产制造，每台机组配置 2 台双室 4 电场静电除尘器，阳极板收尘面积 43715m^2 ，设计入口烟尘浓度

15.62g/Nm³(设计煤种)。静电除尘器主要技术参数如下表:

表 1-1 现有静电除尘器主要技术参数一览表

项目	单位	数 值
保证除尘效率	%	99.52
除尘器出口烟尘设计浓度	mg/Nm ³	≤50
每台除尘器处理烟气量	m ³ /h	1658113
除尘器入口烟气温度	℃	118.5
有效断面积	m ²	2×466
室数/电场数	/	2/4
比集尘面积	m ² /m ³ s	94.91
驱进速度	cm/s	5.58
每台除尘器灰斗数量	个	16
台数(每炉)	台	2

静电除尘器阴、阳极板分别采用电磁顶部振打方式，电场电源配置传统整流变压器。静电除尘器进出口烟道接口标高为 18.74m，灰斗接口标高为 4.00m。第一电场跨度为 6270mm，第二电场跨度为 6370mm，第三电场跨度为 4500mm，第四电场跨度为 4400mm。

本工程静电除尘器布置简图如下所示：

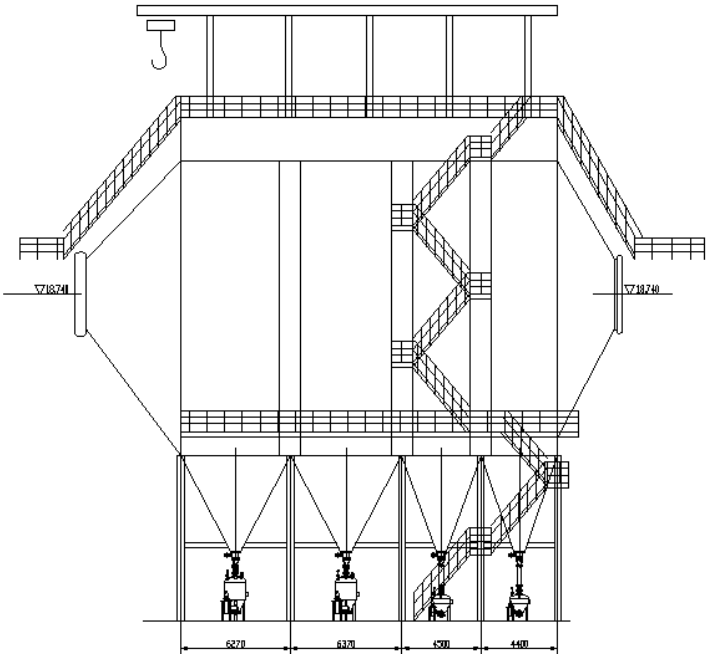


图 1-3：静电除尘器断面布置图

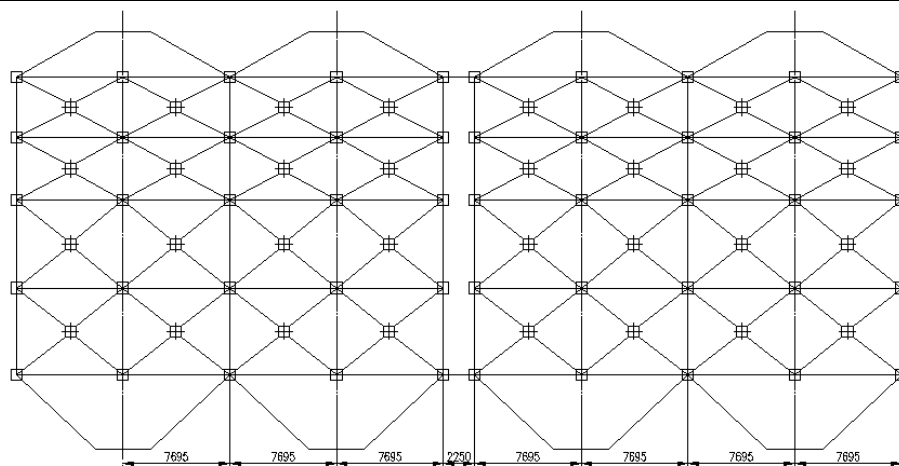


图 1-4：静电除尘器平面布置图

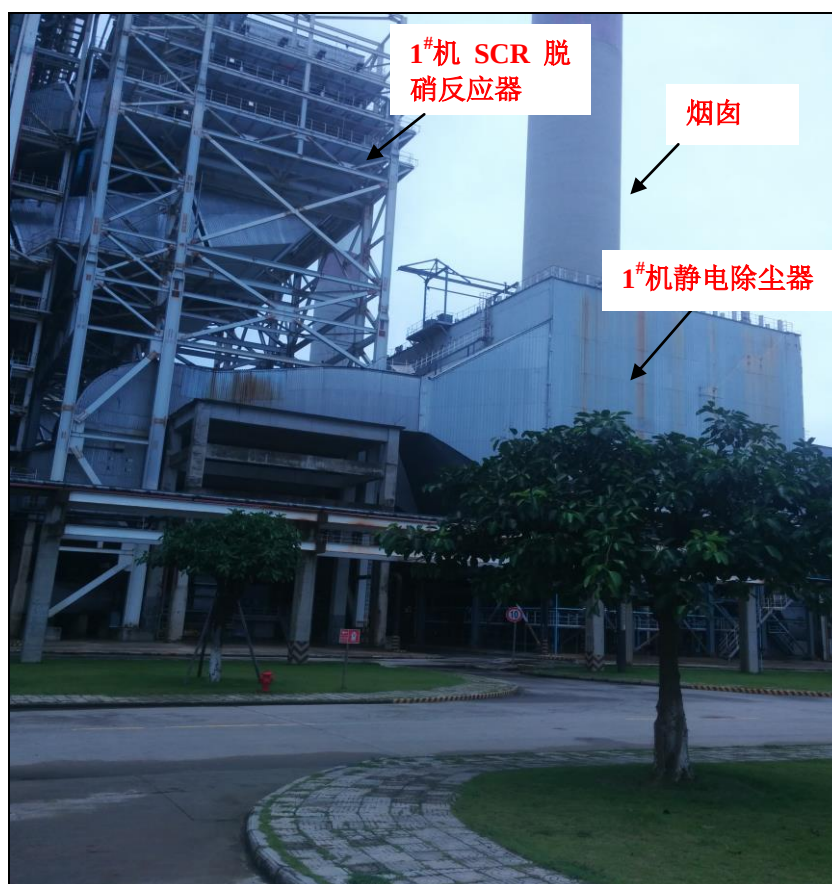


图 1-5：现有静电除尘器现场图（1#机）

2) 脱硫喷淋洗尘工艺

汕尾电厂 1、2 号机组采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，1 炉 1 塔。本工程现在脱硫喷淋塔设计 4 层喷淋层，洗尘效率按 55%设计；同时为了分离净烟气夹带的雾滴，脱硫喷淋塔在顶部设置多层除雾器。电厂最初设计除雾器为两层板式除雾器，由于板式除雾器除雾效果较差，已于 2013 年将两层板式除雾器改造为一层管式+两层屋脊式除

雾器，出口雾滴浓度低于 50mg/Nm³。因此，现有除雾器石膏雾滴浓度低于 50mg/Nm³。

脱硫喷淋塔（除尘）主要技术参数如下：

表 1-2 现有脱硫塔（除尘）主要技术参数一览表

项目	单位	数 值
脱硫塔入口烟尘设计保证浓度	mg/Nm ³	≤50
设计洗尘效率	%	55
出口粉尘浓度	mg/Nm ³	≤ 22.5
出口雾滴浓度	mg/Nm ³	≤ 50
除雾器型式	/	一层管式+两层屋脊式
雾滴带出石膏浓度(石膏含固率约为 15%)	mg/Nm ³	7.5
烟囱入口烟尘设计浓度(含石膏)	mg/Nm ³	≤30

脱硫喷淋塔进、出口烟道接口标高分别为 14.045m、32.071m，喷淋塔直径为 14.7m，除雾器区域高度约为 2.7m。

工程原有脱硫喷淋塔布置简图如下所示：

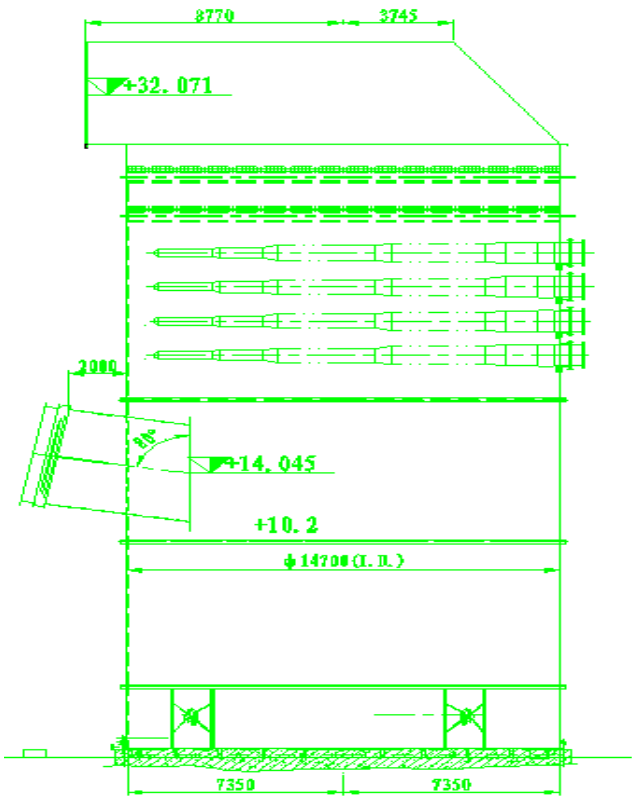


图 1-6：脱硫喷淋塔布置简图

工程原有除雾器布置情况如下图所示：

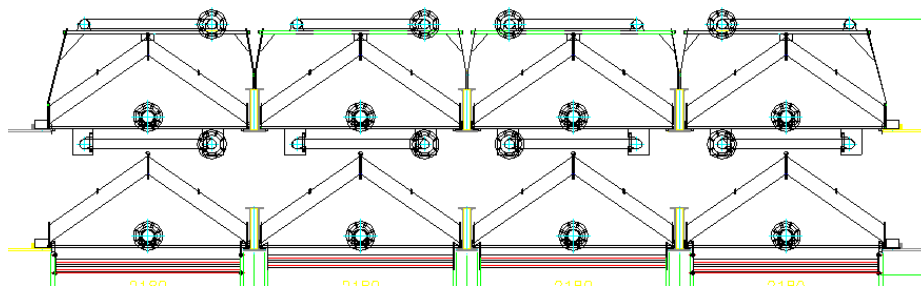


图 1-7: 除雾器简图

3) 现有脱硫系统运行状况

汕尾电厂烟尘排放情况如下(以 1 号机为例):

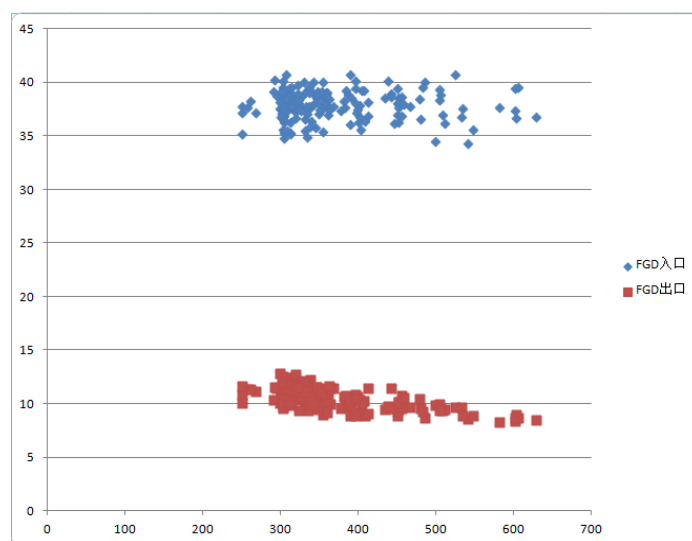


图 1-8: 1 号机 FGD 进出口烟尘浓度与机组负荷变化

由上图所示，汕尾电厂静电除尘器出口烟尘排放实际运行基本在 $30\sim 45\text{mg}/\text{Nm}^3$ 之间，能够满足静电除尘器出口烟尘低于 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的原有设计保证浓度要求。

由上图所示，经脱硫塔洗尘后，汕尾电厂 1、2 号机组脱硫喷淋塔出口（也即烟囱出口）烟尘排放浓度（实际运行值）均低于 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；达到原除尘系统 $30\text{mg}/\text{Nm}^3$ 设计值；但大部均集中在 $8\sim 15\text{mg}/\text{Nm}^3$ 范围，因此不能满足国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）关于烟尘的最新排放限值要求： $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

(2) 现有 SO_2 排放情况

现有脱硫工艺如下图所示:

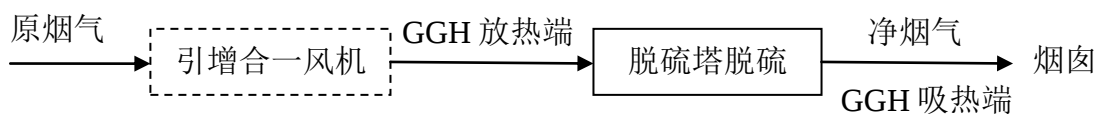


图 1-9: 现有脱硫工艺流程图

1) 湿式石灰石—石膏法脱硫工艺

汕尾电厂 1.2 号机组原脱硫系统由浙江浙大网新机电工程有限公司设计；最初脱硫工艺采用湿式石灰石—石膏法，脱硫效率按 $>92\%$ 设计，煤中含硫量设计值为 0.68% 。脱硫系统设置脱硫用增压风机、GGH，石灰石制浆方式采用外购符合规格的石灰石湿磨制浆。

电厂于 2011 年旁路拆除， 2013 年新增一层喷淋层，在 0.8% 的硫分条件下，能达到 95% 脱硫效率，同时新增石灰石粉制浆系统，粉仓容积满足改造后 2 台炉 BMCR 工况下 3 天的石灰石粉耗量。现有脱硫系统设计数据如下表：

表 1-3 现有脱硫系统（脱硫）主要相关参数一览表

序号	项 目	单 位	设计煤种	备注
1	入口 SO ₂ 浓度(干态, 6%O ₂)(设计煤种)	mg/Nm ³	1850	
2	脱硫效率	%	95%	
3	出口 SO ₂ 浓度(干态, 6%O ₂) (设计煤种)	mg/Nm ³	100	
4	石灰石消耗量(设计煤种)	t/h	14	
5	石膏量(表面含水率 10%)	t/h	22.5	

2) 脱硫系统运行情况

现有脱硫系统现场情况如下图：



图 1-10：现有脱硫塔现场图（1#机）

汕尾电厂 1、2 号机组脱硫系统运行状况如下：



图 1-11： 烟囱出口 SO₂ 浓度与机组负荷变化

由上图可知，1、2 号机组脱硫入口 SO₂ 浓度低于 2200 mg/Nm³，大部分时间低于 1600 mg/Nm³，脱硫出口 SO₂ 浓度低于 100mg/Nm³，脱硫效率大于 95%，达到原脱硫系统 100mg/Nm³ 的设计排放限值；但已不能满足国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）关于 SO₂ 的最新排放限值要求：35mg/Nm³。

（3） 现有 NO_x 排放情况

1) 脱硝工艺

现有脱硝工艺如下图所示：

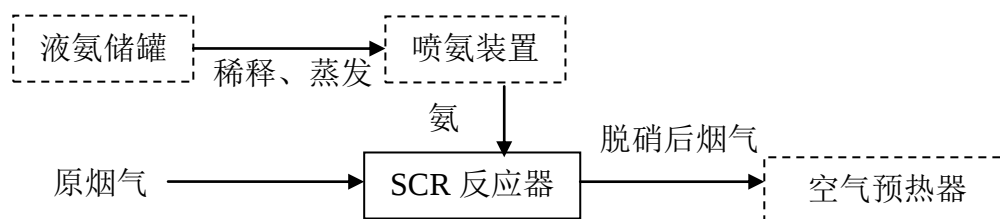


图 1-12： 脱硝工艺流程图

2) SCR 脱硝参数

现有脱硝系统由浙江天地环保工程有限公司设计，采用低氮燃烧+高灰型选择性催化还原烟气脱硝(SCR)工艺，入口 NO_x 浓度 400mg/Nm³，催化剂层数按 2+1 模式布置，初装 2 层预留 1 层，在设计工况、处理 100%烟气量、在布置 2 层催化剂条件下每套脱

硝装置脱硝效率均不小于 80%。采用液氨作为脱硝还原剂。现有脱硝系统入口烟气参数详见下表（SCR 脱硝系统现场布置情况详见“图 1-5：现有静电除尘器现场图”）：

表 1-4 脱硝系统主要参数一览表

序号	项目	单位	设计参数 (BMCR 工况)	备注
1	SCR 入口烟气体积量	Nm ³ /h	1890000	标态、湿基、实际氧
2	SCR 入口烟气温度	℃	290-430	
3	SCR 入口 NO _x 浓度	mg/Nm ³	≤400	实际运行低于 350 mg/Nm ³
4	SCR 出口 NO _x 浓度	mg/Nm ³	≤80	
5	NO _x 脱除率	%	80	化学寿命期间(24000 小时)
6	NH ₃ 逃逸浓度	μL/L	≤3	
7	液氨耗量	kg/h	289.3	

由上表可知，1、2 号机组烟囱出口 NO_x 浓度一般约 80 mg/Nm³，脱硝效率 80%，达到原脱硫系统设计值；原吸收塔系统基本能满足原设计 100mg/Nm³ 的 NO_x 排放限值；但已不能满足国家、地方关于 NO_x 的最新排放限值要求：50mg/Nm³。

（4）烟气再热装置现状

汕尾电厂 1、2 号机组采用回转式 GGH 烟气再热装置，每套脱硫系统配用 1 台豪顿华工程有限公司生产的 32.5GVN440 型烟气再热装置。设备于 2013 年进行改造，将原有换热元件更改为大通道(高缝隙率)换热元件。

汕尾电厂 1、2 号机组原有脱硫系统中设置有烟气再热装置，烟气再热装置型式为回转式 GGH，保持净烟气的最终温度为 80℃左右。烟气再热装置回转式 GGH 的作用可归纳为：1）增强污染物的扩散；2）降低烟羽的可见度；3）避免烟囱内降落液滴。

目前脱硫系统采用的烟气再热装置回转式 GGH 经过不断的改进，其漏风率设计保证值为 1%左右，但在大量机组现场长期运行情况表明，GGH 的实际漏风率通常为 2%左右。

表 1-5 烟气再热装置 GGH 漏风率对脱硫效率的影响（现脱硫系统设计煤种）

序号	原/净烟 SO ₂ (mg/Nm ³)	GGH 泄漏率(%)	泄漏折算浓(mg/Nm ³)	脱硫塔效率(%)
1	2437/35	2	48.74	无法满足超低排放
2	2437/35	1	24.37	99.66
3	2437/35	0	0	98.66

从上表可知，如果脱硫系统入口 SO_2 浓度按照现汕尾电厂 1、2 号机组脱硫设计煤种和校核煤种最高浓度 $2437\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，当 GGH 泄漏率达到 2% 时，泄漏的 SO_2 已经超过 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，无法实施超低排放；因此进行超低排放，必须考虑对原脱硫系统中的 GGH 装置进行改造。现有 GGH 现场情况如下图所示：



图 1-13：现有 GGH 现场图（1#机）

（5）现有引风机设备状况

汕尾电厂 1、2 号机组每台机组设置 2 台引风机和 1 台增压风机。引风机型式为静叶可调轴流式。从经济性角度考虑，在 2013 年已进行“增引合并”改造，取消增压风机，更换引风机，由引风机克服整个烟气系统(包括脱硫系统)的阻力。“增引合并”改造后，现状引风机型式为动叶可调轴流式，电动机定速驱动。

（6）改造前燃煤机组产生的原有大气污染情况

本工程改造前燃煤机组产生的大气污染情况如下：

表 1-6 改造前工程原有大气污染情况一览表（燃煤机组）

序号	污染物	烟气量 Nm^3/h	设计排放浓度 mg/Nm^3	小时排放量 kg/h	年排放量 t/a
1	烟尘	4186732	30	125.6	527.53
2	SO_2	4186732	100	418.67	1758.43
3	NO_x	4186732	100	418.67	1758.43

(7) 食堂天然气燃烧产生的大气污染物

食堂使用天然气为燃料。

根据《社会区域类环境影响评价》(中国环境科学出版社)有关燃料的污染物排放因子,计算得出本工程食堂产生的各污染物产生量如下表所示:

表 1-7 食堂燃料废气污染物产生情况一览表

燃气类别	年总用气量	污染产生情况			
		废气产生量	污染物	排污系数	产生量 (t/a)
天然气	73200 (Nm ³ /a)	83.08 (万 Nm ³ /a)	SO ₂	0.18 g/m ³	0.15
			NO _x	1.76 g/m ³	1.46

由上表可以看出,天然气作为清洁能源,使用量较少,相对电厂燃煤产生的大气污染物而言较微。

2、原有废水排放

结合《汕尾电厂一期工程 1、2 号机组 (2×600MW 机组) 竣工环境保护验收监测报告》(中国环境监测总站,2008 年 11 月)及“图 1-1: 现有工程总工艺流程图”可知,本工程污水全部通过污水处理系统处理后,用于冲渣补充水、煤场喷淋、厂区绿化等;不外排;污水处理情况如下表:

表 2-1 现有工程污水处理情况一览表

污染源	污染物	污染因子	产生方式	处理设施	排放方式
油罐区、油泵房、汽机房、检修设备	含油废水	石油类、SS	间断产生	含油污水处理系统	全部回用,不外排
锅炉酸洗、空预器冲洗、凝结水处理、树脂再生、锅炉、汽机房排水等	工业废水	PH、SS、COD _{Cr} 、石油类	酸碱废水经常性产生,其余间断产生	工业废水处理系统;处理能力 100t/h	全部回用,不外排
脱硫系统	脱硫废水	PH、SS、COD _{Cr} 、氟化物、重金属等	经常产生	脱硫废水处理系统处理能力 25t/h	全部回用,不外排
输煤系统及煤码头	含煤废水	SS、COD _{Cr}	间断产生	煤粒沉淀池,处理能力 200t/h	全部回用,不外排
生活污水处理系统	生活污水	PH、SS、COD _{Cr} 、石油类、动植物油等	经常产生	生活污水处理系统,处理能力 15t/h	全部回用,不外排

3、噪声

本工程现有噪声源主要有:机械动力声、气体动力声、燃烧噪声、电磁声、交通噪声及其他噪声。其中,以主厂房所集中的大部分带高强声源的设备是形成电厂环境

噪声的主要部分。现有工程主要噪声源情况如下表所示：

表 3-1 主要噪声源、噪声限值及防治措施一览表

声源	噪声限值 dB (A)	现有工程针对噪声源所采取的降噪措施
引风机	85~95	消声器
送风机	85~95	消声器
磨煤机	90~100	隔声罩、隔振基础
发电机及励磁机	70~80	隔声罩、隔振基础
汽轮机	80~90	隔声罩、隔振基础
水泵	80~95	隔声罩、隔振垫
锅炉排气	~105	消声器
车间	70~80	隔声室、吸声墙、室内装修（吊顶等）
脱硫氧化风机	85~95	隔声罩（消声器）、隔振基础
浆液循环泵	80~95	隔振垫

现有工程噪声源（1、2 号机组）距离最近的声环境敏感区径尾村距离约 480m，产生的噪声对其影响较小。

4、固体废物

结合“图 1-1：现有工程总工艺流程图”可知，本工程固废主要包括锅炉底产生的炉渣、电除尘器灰斗收集的干灰、湿法脱硫装置产生的脱水石膏及生活垃圾。

根据项目可研及业主提供的资料，现工程的固体废物情况如下表所示：

表 4-1 现有工程固体废物产生情况一览表

序号	产品名称	产量	备注
1	脱硫石膏（ $\times 10^4$ t/a）	9.45	全部综合利用，暂时出现利用不畅的情况时，运至临时灰场贮存
2	灰量（ $\times 10^4$ t/a）	22.51	
3	渣量（ $\times 10^4$ t/a）	2.50	
4	石子煤量（ $\times 10^4$ t/a）	0.97	
5	生活垃圾（ $\times 10^4$ t/a）	0.02	交由当地环卫部门集中处理
合计		35.45	

5、产生污染汇总情况

技改前项目产污情况汇总如下表所示：

表 5-1 技改前项目主要污染物产污情况汇总表

类别	排放源	名称	产生量和产生浓度	排放量和排放浓度
大气污染物	烟囱	烟气量	$4.2 \times 10^6 \text{Nm}^3/\text{h}$; $1.76 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{a}$	$4.2 \times 10^6 \text{Nm}^3/\text{h}$; $1.76 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{a}$
		烟尘	$27.47 \times 10^4 \text{t/a}$, 15.62g/Nm^3	527.53t/a , 30mg/Nm^3
		SO ₂	35168.6t/a , 2000mg/Nm^3	1758.43t/a , 100mg/Nm^3
		NO _x	7033.72t/a , 400mg/Nm^3	1758.43t/a , 100mg/Nm^3
	食堂	SO ₂	0.15 t/a , 0.18g/m^3	0.15 t/a , 0.18 g/m^3
		NO _x	1.46 t/a , 1.76 g/m^3	1.46 t/a , 1.76 g/m^3
废水	/	/	/	/
固废	锅炉	炉渣	$2.50 \times 10^4 \text{t/a}$	0
	除尘器	粉煤灰	$22.51 \times 10^4 \text{t/a}$	0
	磨煤机	石子煤	$0.97 \times 10^4 \text{t/a}$	0
	脱硫塔	脱硫石膏	$9.45 \times 10^4 \text{t/a}$	0
	生活垃圾	生活垃圾	$0.02 \times 10^4 \text{t/a}$	0
噪声	各工序	L _{Aeq}	70~105dB (A) 之间	对声敏感目标影响较小

建设项目所在地自然环境社会环境简况

自然环境简况（地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等）：

1、地理位置

汕尾市于广东省东南沿海，在北纬 20°27'~23°28'和东经 114°54'~116°13'之间。东同揭阳市惠来县交界；西与汕尾市惠东县接壤；北接河源市紫金县；南濒南海，与香港隔海相望。陆域界线南北最宽处 90km，东西最宽处 132km，总面积 5271km²（不含东沙群岛 1.8km²）占全省总面积 2.93%。大陆岸线长 302km，占全省岸线索长度 9%；辖内海域有 93 个岛屿、10 个港口和 3 个海湖。

汕尾发电厂位于汕尾市东南 25km 的白沙湖畔，属红海湾经济开发区。电厂南有径尾、上沟、狮地上等几个自然村，距遮浪镇 3km，西北距东州坑村约 1km，西南边为山丘地带。电厂东北面临白沙湖，东南方靠近南海海域，电厂东北方 4 km 处为施公寮岛。

2、地形地貌

电厂原始地貌为白沙湖海积 I 级阶地及其砂岸内侧低平地带的滨海平原，地面自然标高从 1.4~4.2m 左右(1956 黄海高程，下同)，地势平坦开阔，主要是由海边的沙滩荒地、林地、少量的农田组成。

改造前电厂已经全部投运，地形为场平地形，改造场地现状为硬化地面。

3、气象条件

电厂位于汕尾市遮浪镇，面临南海，属亚热带海洋性气候，没有严寒酷暑，多年平均气温 22.3℃；气候温暖雨量充沛，年雨量分配很不均匀，多年年平均雨量 1938.2mm；汛期(4~9 月)雨量占全年雨量的 85%。本地区常受热带气旋的侵袭，带来大量暴雨。年最多风向为东北风，风向季节变化大，9~1 月盛行东北风，2~5 月盛行偏东风，6~8 月盛行西南风。7~8 月为热带气旋较多期，在热带气旋的影响下；汕尾气象站曾出现过最大风速 45m/s，瞬时极大风速 60.4m/s。

4、水文特征

南海分局于1993年2月至1994年1月在厂址附近设立电厂专用观测站由该站得潮位观测资料可以看出，厂址附近海区的潮汐属不正规日潮混合潮型，由于观测站的观测时间较短。电厂的潮汐年、月特征值采用厂址西北约20km汕尾海洋站作为参证站。

潮汐多年特征值如下：查测最高潮位 2.50m(1953年)(1956黄海高程系，下同)；多年平均潮位 0.34m。

厂址附近约7km有遮浪波浪观测站，由1962年~1971年资料统计得多年平均波高0.9m，多年平均周期3.6s。由遮浪站1960~1993年资料统计的海水表层多年平均水温22.3℃；极端最高水温为32.7℃，出现于1986年9月14日和15日；极端最低水温为9.9℃，出现于1973年12月25日。海水表层水温资料统计逐月平均水温为23.1℃。

5、工程地质

厂址原始地貌为白沙湖海积I级阶地及其砂岸内侧低平地带的滨海平原，勘测工作进行前场地已回填平整至约4.2m标高。勘测所揭露的第四系土层可以划分为滨海相沉积层和残积土层两种主要类型。滨海相沉积层广泛分布在海岸低洼地带，其上部主要为海相的中砂、淤泥质土、含淤泥粉砂，下部为粉质粘土。残积土是由花岗岩风化而成的，其厚度变化悬殊，且有球状孤石混杂其中，下伏基岩为中粗粒二长花岗岩。

地震基本烈度：厂址场地地面加速度峰值0.10g，对应的地震基本烈度为7度。

6、植被类型

本工程技改所占用的地面区域均为硬化地面，不涉及植被。

社会环境简况（社会经济结构、教育、文化、文物保护等）：

1、行政区划

汕尾市辖一市一区二县，另有红海湾经济开发试验区、华侨管理区辖两个派出机构；辖区内设有 42 个镇、10 个街道办事处。共有 144 个社区居委、717 个村委会；2013 年末，汕尾市总户数 74.98 万户。户籍总人口 352.53 万人；常住人口 298.62 万人。

2 社会经济

根据《2016 年汕尾市政府工作报告》（2016 年 2 月 19 日，汕尾市第六届人民代表大会第七次会议），2015 年汕尾市生产总值 775 亿元，人均生产总值 25217 元，城镇和农村居民人均可支配收入分别达 20616 元和 11290 元，地方公共财政预算收入 28.82 亿元，固定资产投资 585.2 亿元。

规模以上工业增加值 256.03 亿元，三次产业结构调整为 15.6:45.6:38.8。

3、文物古迹

技改工程位于汕尾电厂内，厂址用地性质为工业用地，范围内未发现文物。

环境质量状况

建设项目所在区域环境质量现状及主要环境问题（环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等）：

1、环境空气质量现状

根据《广东省城市环境空气质量状况（2015 年）》，汕尾市 2015 年度环境空气综合质量指数（AQI）3.02，达标天数 352 天，达标率 96.4%，大气环境质量排名广东省第一。

二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）和细颗粒物（PM_{2.5}）等指标年平均浓度值分别为 10 微克/立方米、13 微克/立方米、41 微克/立方米和 28 微克/立方米，年平均浓度值除 PM₁₀ 达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级（良）标准限值外，其余项目均达到一级（优）标准限值。

由以上可以看出，项目所在区域环境空气质量良好。

2、水环境质量现状

本工程位于红海湾海域附近。

根据《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（粤府〔2013〕9 号）和《汕尾市环境保护规划》（2008-2020）及汕尾市近岸海域环境功能区划规划图，项目所在海域水质功能为三类。

根据环境保护部 2014 年环境质量公报资料，项目所在地海水环境现状为二类水质；海水水质状况良好。

3、声环境质量现状

根据《汕尾电厂 1 号机组烟气脱硝工程建设项目竣工环境保护验收检测报告》（汕环境监测（YS）字（2013）第 0022 号，2013 年 12 月 23 日）；现场监测情况如下：

- （1）监测时间：2013 年 12 月 16-17 日，连续 2 天；
- （2）监测点位：厂界共设 13 个监测点，监测点布置见下图；
- （3）监测频率：每个测点，每天昼夜各一次；
- （4）监测仪器：杭州爱华仪器有限公司 AWA6218A 型噪声统计分析仪；

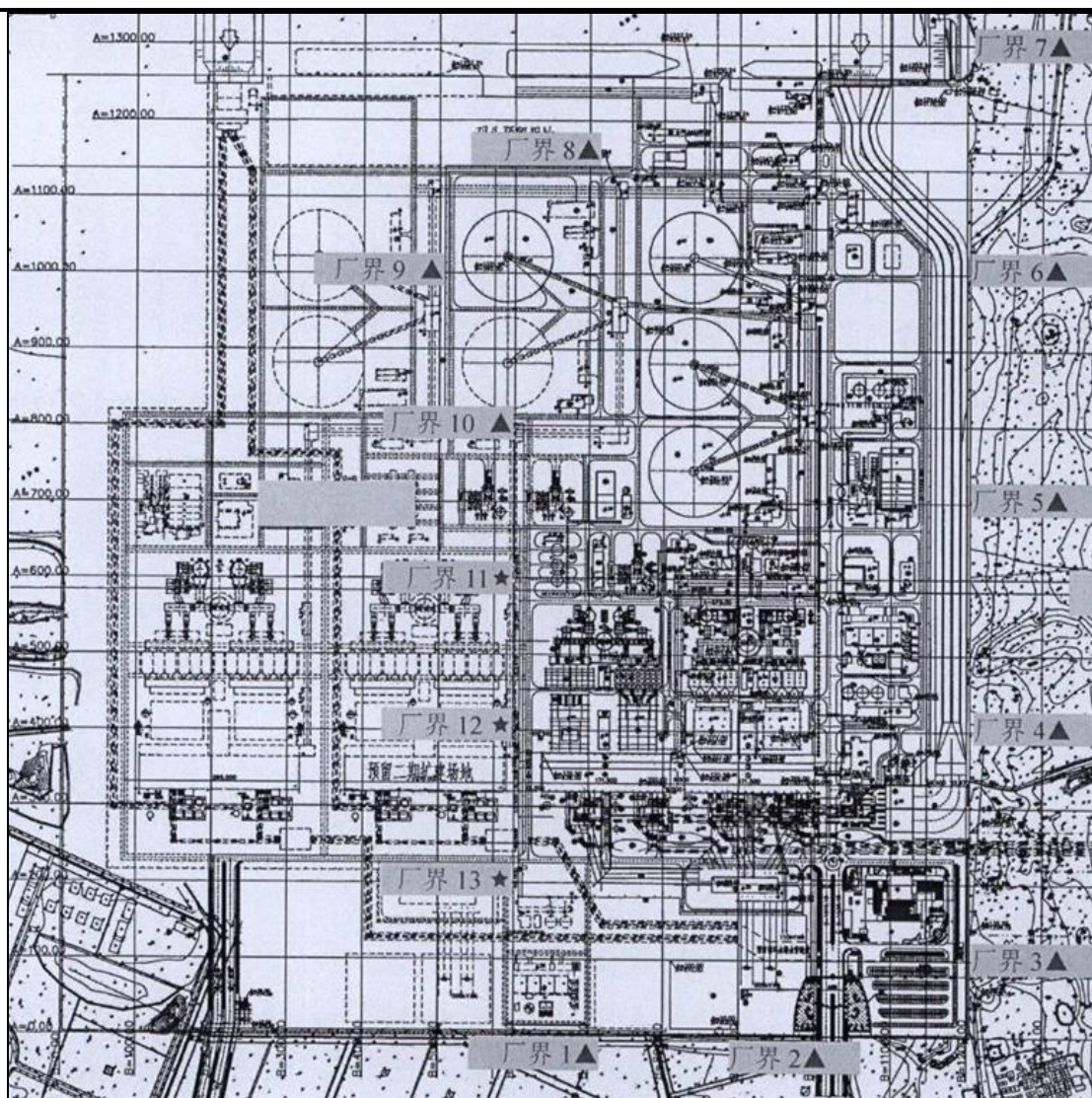


图 3-1 监测点位布置图（摘自汕环境监测（YS）字（2013）第 0022 号）

（5）监测结果：本工程噪声监测结果如下表（见附件）：

表 3-1 工业企业厂界噪声监测结果一览表 单位:Leq,dB(A)

监测时间	监测点位	监测值			
		昼间	超标值	夜间	超标值
2013 年 12 月 16 日	1	55.5	/	46.9	/
	2	54.0	/	46.9	/
	3	55.0	/	45.6	/
	4	63.5	/	47.8	/
	5	57.0	/	46.3	/
	6	59.0	/	46.7	/
	7	57.1	/	50.8	/
	8	53.9	/	45.2	/

	9	55.9	/	47.2	/
	10	53.8	/	48.3	/
	11	53.2	/	46.6	/
	12	57.0	/	48.0	/
	13	58.5	/	45.9	/
2013 年 12 月 17 日	1	57.9	/	47.3	/
	2	55.6	/	46.2	/
	3	57.1	/	47.6	/
	4	56.4	/	47.0	/
	5	57.6	/	45.8	/
	6	56.0	/	46.9	/
	7	61.4	/	47.7	/
	8	58.6	/	46.2	/
	9	56.4	/	48.2	/
	10	55.7	/	48.3	/
	11	53.6	/	45.8	/
	12	57.5	/	46.9	/
	13	54.0	/	47.9	/
执行标准	(GB12348-2008) 3 类标准限值：昼间 65dB(A)；夜间 55dB(A)				

备注：2 号机脱硝工程先于 1 号机脱硝工程完成。

由上表可知：各监测点昼间噪声介于 53.2-63.5 dB(A)、夜间噪声介于 45.2-50.8 dB(A)；环境噪声均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类功能区标准限值要求；其中靠近附近声环境敏感目标径尾村的 2[#]、3[#]测点昼间最大值约 57.1 dB(A)；夜间最大值约 47.6 dB(A)；厂界处基本能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求：昼间 60dB(A)；夜间 50dB(A)

4、生态环境

该项目地面区域均为硬化地面，不涉及自然植被；项目位于电厂内部，处于人类活动频繁区，无珍贵野生动物活动。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）：

本工程为电厂范围内的环保改造项目，没有需要特殊保护的文物、矿产等环境敏感目标。

本工程主要环境保护目标为项目所在地周边环境：

1、环境空气保护目标

保护项目所在区域环境空气质量，使其符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。

2、水环境保护目标

项目附近海域水质符合《海水水质标准》（GB3097-1997）海水水质标准三类标准，海水水质不因本工程的环保改造发生改变。

3、声环境保护目标

保护项目所在区域声环境质量，使其厂界符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准；附近声环境敏感目标处应符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

本工程附近的环境敏感保护目标如下表：

表 3-1 环境敏感保护目标

保护目标	与本工程相对位置	主要保护对象	环境影响因素
径尾村	S，0.48km（与汕尾电厂厂界距离约 0.1km）	居民区，~450 人	大气
长沟村	S，1.1km	居民区，~1050 人	大气

注：以本次环保改造涉及的项目内容范围为边界。

评价适用标准

环境 质量 标准	1 大气：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；							
	表 1-1 环境空气质量标准							(单位：μg/m ³)
	序号		项目		二级标准值(日均值)		二级标准值(年均值)	
	1		SO ₂		150		60	
	2		NO ₂		80		40	
	3		PM ₁₀		150		70	
	4		PM _{2.5}		75		35	
	2 海水：《海水水质标准》（GB3097-1997）三类；							
	表 2-1 海水水质标准							(除 PH 值外，其余单位均为 mg/L)
	项目		pH	DO	COD _{Cr}	BOD ₅	NH ₃ -N	活性磷酸盐
标准值	III类	6.8-8.8	>5	≤3	≤3	≤0.3	≤0.03	
	3 声环境：厂界、声环境敏感目标处分别执行 GB 3096-2008 的 3 类、2 类标准。							
	表 3-1 《声环境质量标准》(GB3096-2008)							等效声级 Leq [dB(A)]
	类别		昼间			夜间		
	2		60			50		
	3		65			55		
	1 环境空气：国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）关于燃煤机组排放限值的相关规定。							
	表 1-1 大气污染物排放限值							(单位：mg/Nm ³)
	项目		烟尘		SO ₂		NO _x	
	排放限值		10		35		50	
	2 噪声：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类标准。							
	表 2-1 环境噪声排放限值							单位：Leq[dB(A)]
	类别		昼间			夜间		
	3		65			55		
	工程改造前电厂的污染总量指标已经落实，本工程为环保改造工程，大幅削减现有大气污染，无需申请总量指标。							

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

1、工艺流程及产污环节图

本工程技改前后主要生产工艺流程无差异，产污环节也基本相同（原有污染详见“与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题”内容）；此处仅简述涉及本次环保改造部分的工程工艺流程及产污环节；如下图：

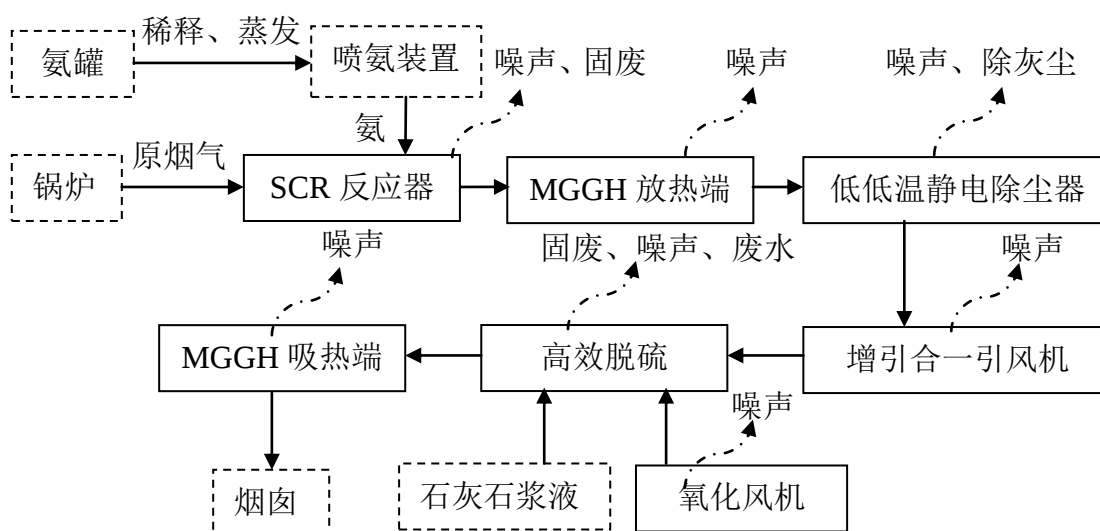


图 1-1：技改工程工艺流程及产污环节图

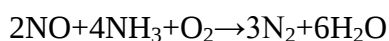
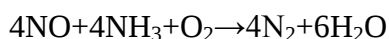
注：不涉及本次改造内容的工程内容用虚框表示。

2、工艺流程说明：

机组烟气依次脱硝系统、低低温电除尘器、脱硫系统（MGGH）处理后，由烟囱排放；现按工艺流程顺序依次对脱硝、除尘、脱硫改造工艺进行说明。

（1）脱硝系统

本工程改造前后均采用选择性催化还原(SCR)工艺；反应原理如下：



本项目现有脱硝使用的催化剂为 $\text{TiO}_2/\text{V}_2\text{O}_5$ ，反应剂为液氨，SCR 反应器布置在锅炉省煤器出口和空气预热器之间，不设旁路；设有 2 层催化剂，预留 1 层催化剂备用层，采用蜂窝式布置，脱硝效率为 80%。

本次技改后，脱硝系统依旧采用“选择性催化还原(SCR)”技术，脱硝的工艺原理不变，投运备用层，并更换催化剂，SCR 工段所使用的催化剂、反应剂种类不变，脱硝

效率提高至 85.7%。

本次技改，低温省煤器出口 SCR 入口 NO_x 浓度按 350 mg/Nm^3 考虑；SCR 工段脱硝效率提高到 85.7%，烟囱出口 NO_x 浓度可实现低于 50 mg/Nm^3 。

表 2-1 脱硝装置改造前后技术指标对比一览表

序号	项 目	单位	改造前指标	改造后指标	备注
1	NO_x 排放浓度(炉膛出口)	mg/Nm^3	≤ 400	≤ 350	运行值
2	NO_x 排放浓度(脱硝出口)	mg/Nm^3	≤ 100	≤ 50	设计值
3	脱硝效率	%	80	85.7	设计值
4	脱硝装置阻力	kPa	0.8	1	投用备用层，更换催化剂

产污环节分析：由“图 5-1：技改工程工艺流程及产污环节图”及分析情况可以看出，技改项目脱硝系统的主要污染物为设备运行噪声以及更换下来的废催化剂。

(2) 除尘系统

本次技改前，现有项目静电除尘采用传统双室四电场电除尘工艺，即电除尘器电场供电电源为传统整流变压器电源，保证除尘效率不低于 99.52%。

本工程涉及除尘改造主要包括以下方面：

1) 静电除尘器改造

——传统电除尘器改造为低低温电除尘器

大部分煤的飞灰比电阻在 $130 \sim 180^\circ\text{C}$ 左右比电阻最高，在 100°C 以下或 300°C 以上比电阻又明显降低。燃煤电厂常规的静电式除尘器的工作温度为 $110 \sim 150^\circ\text{C}$ ，工作温度恰好与粉尘比电阻最高的温度区间接近，所以增加了荷电的困难，容易发生“反电晕”，粉尘在极板上的振打也困难。

为了改变这种不利工况，采取降低除尘器入口烟温的措施，使静电除尘器入口温度运行在 $90 \sim 95^\circ\text{C}$ 范围内，烟气中一些酸性物质在粉尘表面的微孔中结露，形成电解质的表面，降低了表面比电阻，效果与烟气调质相似，使粉尘变的容易荷电与清除。烟气温度降低以后，烟气容积减小，粉尘之间空间间距变小，一些微小颗粒与飞灰碰撞的概率增加，吸附在飞灰上的细小颗粒比例增加，有利于总体除尘效率的提高。

因此，本工程在在原常规静电除尘器入口增设 MGGH 烟气放热换热装置，降低烟气温度至酸露点附近，提高除尘器性能及效率，即低低温电除尘技术。原烟气在低温换热器内与热媒交换热量，降低温度，降低粉尘比电阻，温度降低的同时，烟气的流速也相应的减小，在电除尘内的停留时间增加，使得电除尘装置可以有效的对烟尘进

行捕获，从而达到更好的除尘效果。

——由传统整流变压器电源改造为一、二电场高频电源+三、四电场脉冲电源

高频电源具有数字电源的特点，脉冲宽度、波形和频率可按要求进行调节，平均输出电压高，可以针对不同的飞灰特性调整不同的脉冲波形，增强了静电除尘器对煤种的适应性，对较高的飞灰比电阻、入口含尘浓度高等工况都有一定的效果。

脉冲电源从最末电场开始设置，根据需要从末端向前端增加脉冲电源数量；在常规电源基础上叠加，属于双电源工作；本工程将脉冲电源配置在低含尘的三、四电场中，主要是强化荷电与提高颗粒的理论趋进速度；提高除尘效率。

本工程拆除电除尘器顶部原一、二、三、四电场 18 台硅整流变压器(1.2A/66kV 和 1.5A/72kV)，第一电场重新安装就位 6 台 1.2A/72kV 高频电源，第二电场重新安装就位 4 台 1.6A/72kV 高频电源。第三、四电场安装 8 台脉冲电源。

——提高集尘面积

在原静电除尘器基础、壳体、阴阳极系统利旧的情况下，加长原第 4 电场，由原设计 8 块极板结构改造为 12 块极板结构，比集尘面积由原设计值 95m²(m²/s)增加到 100m²(m²/s)左右。

——灰斗增加加热器

由于烟气温度降低，原常规静电除尘器灰斗需增加电加热器，保证低低温静电除尘器运行时，灰斗落灰顺畅。

—— 振打系统采用复合式功率控制振打技术

阴阳极振打系统由原来的电磁顶部振打方式改为复合式功率控制振打技术，实现欠电、断电振打，清灰彻底，缓解反电晕现象的发生。

汕尾电厂 1、2 号机组静电除尘器改造前后，各项指标如下表所示。

表 2-2 静电除尘器改造前后主要技术指标对比一览表

序号	项 目	单位	改造前指标	改造后指标	备注
1	烟尘排放浓度(静电除尘器出口)	mg/Nm ³	≤50(设计煤种)	≤20	设计值
2	除尘效率	%	99.52	99.92	设计值
3	比集尘面积	m ² (m ² /s)	94.91/89.64	~100/95	设计值
4	电源型式	/	工频电源	高频+脉冲电源	

2) 除雾器改造

汕尾电厂 1、2 号机组脱硫吸收塔原设计除雾器为两层板式除雾器，由于板式除雾器除雾效果较差，已于 2013 年将两层板式除雾器改造为一层管式+两层屋脊式除雾器，出口雾滴浓度低于 50mg/Nm³。

超低排放改造拟采用三级屋脊式或离心式管束式除雾器方案；出口雾滴浓度预期低于 20mg/Nm³；其中石膏含固率按 15%考虑；此外，增加的塔内脱硫增效装置约能提高洗尘效率 10%左右，高效脱硫吸收塔洗尘效率可由原来的 55%提高至 65%，可满足烟囱出口 10mg/Nm³的排放限值要求，如下表所示。

表 2-3 除雾器改造前后（烟囱出口）主要技术指标一览表

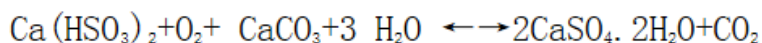
序号	项 目	单位	改造前设计指标	改造后设计指标	备注
1	除尘器出口	mg/Nm ³	≤50	≤20	预期值
2	脱硫吸收塔洗尘效率	%	55	65	
3	脱硫吸收塔出口粉尘浓度(不含石膏)	mg/Nm ³	≤22.5	≤7	
4	脱硫吸收塔除雾器出口雾滴浓度	mg/Nm ³	≤50	≤20	
5	脱硫吸收塔除雾器出口雾滴石膏浓度	mg/Nm ³	≤7.5	≤3	石膏含固率按 15%
6	脱硫吸收塔出口粉尘浓度(含石膏)	mg/Nm ³	≤30	≤10	

此外，考虑到国内环保标准有可能继续升级，烟尘排放浓度标准可能进一步降低到 5mg/Nm³ 标准，本次改造预留装设湿式静电除尘器的场地。

产污环节分析：由“图 5-1：技改工程工艺流程及产污环节图”及分析情况可以看出：除尘过程中会产生烟气气流噪声、除尘器收集的灰等。

（3）脱硫系统

本次技改前，现有项目脱硫工艺采用“石灰石-石膏湿法”，该方法的原理具体见下列反应式。



目前厂区内现有的 2 套机组采用一炉一塔单元制，共设置两座吸收塔，而石灰石输送系统及脱硫产生石膏的处理系统为两台炉共用。现有工程设置 4 层喷淋层；脱硫效率为 95%。

本次改造按照本工程现有情况，在原有吸收塔基础上利旧增高 5m 左右，采用常规喷淋空塔加装塔内增效装置方案（塔内增效装置包括旋汇耦合技术、托盘技术、FGDplus 技术、新型托盘技术等）；同时，本次技改工程将对循环泵、氧化风机等配套设施进行同步改造；改造情况如下：

因高效脱硫方案需增大循环浆液量，所以需对原有循环泵系统进行改造，根据可研报告物料平衡计算结果，改造后吸收塔系统液气比需达到 14.76；推荐采用将流量为 6276m³/h，扬程为 19.5mlc、21.1mlc 的两台浆液循环泵更换为流量为 7200 m³/h，扬程为 19.5mlc、21.1mlc 的循环泵。新增一台流量为 7200 m³/h，扬程为 26.5mlc 的循环泵（露天布置）；

同时，根据可研报告物料平衡计算结果，改造后吸收塔所需的氧化风总量为 11130Nm³/h，原脱硫系统已设置 2 台风量为 Q=5530Nm³/h 的罗茨风机，因此本次改造新增 1 台风量为 5530Nm³/h 的氧化风机（露天布置）。

采取上述脱硫改造后，工程脱硫效率提高至 98.66%；可以满足烟囱出口 SO₂ 浓度长期稳定达到 35mg/Nm³ 的排放限值要求，如下表：

表 2-4 脱硫系统改造前后（烟囱出口）主要技术指标一览表

序号	项 目	单 位	改造前（设计含硫量 0.8%）	改造后（设计含硫量 1.13%）
1	入口浓度(干态, 6%O ₂)	mg/Nm ³	1850	2437
2	出口浓度(干态, 6%O ₂)	mg/Nm ³	100	35
3	脱硫效率	%	95	98.66
4	吸收剂质量 (CaO)	%	≥50	≥51
5	Ca/S	mol/mol	1.03	1.03
6	石灰石消耗量(设计煤种)	t/a	5.88×10 ⁴	7.9×10 ⁴
7	石膏量(表面含水率 10%)	t/a	9.45×10 ⁴	12.06×10 ⁴

产污环节分析：由“图 5-1：技改工程工艺流程及产污环节图”及分析情况可以看出，脱硫过程中主要产生污染物为石膏浆脱水后生成的脱硫石膏以及新增循环泵、氧化风机产生的噪声。

3、主要污染工序

结合工程特点及项目工艺流程及产污环节图；对涉及到本工程（技改部分）污染工序进行分析如下：

(1) 施工期污染源分析

施工期施工主要内容是拆除部分脱硫设备，如需要更换的浆液循环泵、原有 GGH 等，安装、改造部分脱硝、除尘、脱硫设备以及少量土建施工。工序较为简单，污染较小，主要有以下几个方面：

- 1) 施工人员产生少量的生活污水和建筑废水；
- 2) 施工机械和运输车辆所排放的废气以及在施工过程中产生的扬尘；
- 3) 固废主要是新增设备安装以及少量土建工程产生的建筑垃圾及施工人员产生的生活垃圾；
- 4) 噪声主要为施工机械和运输车辆的噪声。

(2) 运营期污染源分析

1) 水污染源分析

技改项目实施前后职工定员不增加，因此不新增生活污水。

技改项目实施后，因机组脱硫效率由 95%提升至 98.66%，脱硫废水仅少量增加，经现有脱硫水处理装置处理后全部回用，不外排。

2) 大气污染源分析

本技改项目运营后废气主要为 SO_2 、 NO_2 、烟尘。技改项目完成后，脱硝效率由 80%提高到 85.7%， NO_x 排放浓度保证达到排放标准 50 mg/m^3 ；静电除尘器除尘效率由 99.52%提升至 99.92%，加装的塔内脱硫增效装置使吸收塔洗尘效率由原来的 55%提高至 65%；除雾器出口烟气含雾滴由 50mg/m^3 降低至 20mg/m^3 ；烟尘排放浓度达到 10mg/m^3 以下；此外本工程还预留湿式除尘器安装位置，以备更严格的环保要求；脱硫效率由 95%提升至 98.66%， SO_2 排放浓度保证达到标准 35mg/m^3 ，污染物排放明显减少。技改前后食堂燃烧天然气产生的大气污染量不变。大气污染物排放如下表所示：

表 3-1 技改后大气污染物产污情况一览表

类别	排放源	名称	技改前产生浓度和产生量	技改后产生浓度和产生量
大气污染物	烟囱	烟气量	$4.2 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$; $1.76 \times 10^{10} \text{ Nm}^3/\text{a}$	$4.2 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$; $1.76 \times 10^{10} \text{ Nm}^3/\text{a}$
		烟尘	30mg/Nm^3 , 527.53t/a,	10mg/Nm^3 , 175.84t/a
		SO_2	100mg/Nm^3 , 1758.43t/a,	35mg/Nm^3 , 615.45t/a
		NO_x	100mg/Nm^3 , 1758.43t/a,	50mg/Nm^3 , 879.22t/a
	食堂	SO_2	0.18g/m^3 , 0.15 t/a	0.18g/m^3 , 0.15 t/a
		NO_x	1.76g/m^3 , 1.46 t/a	1.76g/m^3 , 1.46 t/a

3) 固体废物分析

本工程实施后，固体废物主要为除尘器收集的除尘灰、锅炉排渣、脱硫石膏以及脱硝系统更换下来的废催化剂、拆卸的 GGH 材料及生活垃圾。

根据可研资料，本工程不涉及锅炉改造，锅炉排渣不变；技改后除尘器效率提高，收集的除尘灰增加，收集的除尘灰约 $22.53 \times 10^4 \text{t/a}$ ；脱硫效率提高，技改后脱硫石膏约 $12.06 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

由于催化剂化学寿命期间约 24000 小时，一般三年一换；由于本工程脱硝系统于 2013 年投运，至今已经接近三年，因此需要更换，并投运备用层；本工程两台机组更换的废催化剂共约 1120m^3 ，按 0.52t/m^3 的密度计算，更换的催化剂约为 582.4t （3a）。

脱硫石膏、灰量收集后全部作为原料综合利用，暂不能综合利用的，运至现有事故灰场临时贮存，因脱硫石膏、灰量增加量极少，改造后增加的固废量未超出现已签订的脱硫石膏、灰渣综合利用协议范围，交由原签约单位综合利用；更换的脱硝催化剂交由相应资质公司进行处理。

本工程预计拆卸 GGH 材料约 350t 左右，其中以换热元件（带转子）为主，均为一般固体废弃物，全部在下阶段通过招标方式出售给废品回收单位处理。改造前后电厂生活垃圾产生量及处理方式无变化。

技改前后的固废产生、变化情况详见“表 1-3：技改前后主要产品、副产品情况一览表”及“表 1-2：技改前后主要原辅材料情况一览表”。

4) 噪声污染分析

技改项目噪声源主要为改造的、新增的泵类、风机等。技改项目噪声污染源见下表所示。

表 3-2 技改项目噪声污染源

序号	设备名称	数量	声级值	拟采取措施	备注
1	引增合一风机	0	85~95 dB(A)	消声器、减振	仅调整设备参数
2	浆液循环水泵	6 台	80~90 dB(A)	隔振垫、选低噪设备	利旧 2 台，更换 6 台，均室内布置
3	脱硫氧化风机	2 台	85~95 dB(A)	隔声罩、隔振基础	新增 2 台，室外布置

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源 (编号)	污染物名称	处理前产生浓度 及产生量	处理后排放浓度 及排放量
大气 污染物	1、烟囱	烟气量	4.2×10 ⁶ Nm ³ /h; 1.76×10 ¹⁰ Nm ³ /a	4.2×10 ⁶ Nm ³ /h; 1.76×10 ¹⁰ Nm ³ /a
		烟尘	30mg/Nm ³ 527.53t/a	10mg/Nm ³ 175.84t/a
		SO ₂	100mg/Nm ³ 1758.43t/a	35mg/Nm ³ 615.45t/a
		NO _x	100mg/Nm ³ 1758.43t/a	50mg/Nm ³ 879.22t/a
	2、食堂	SO ₂	0.18 g/m ³ 0.15 t/a	0.18 g/m ³ 0.15 t/a
		NO _x	1.76 g/m ³ 1.46t/a	1.76 g/m ³ 1.46t/a
	合计	烟尘	527.53t/a	175.84t/a
		SO ₂	1758.58t/a	615.6t/a
		NO _x	1759.89t/a	880.68t/a
水污 染物	-	-	-	-
固体 废物	锅炉系统	炉渣	2.50×10 ⁴ t/a	0
	除尘系统	粉煤灰	22.53×10 ⁴ t/a	0
	磨煤系统	石子煤	0.97×10 ⁴ t/a	0
	脱硫系统	脱硫石膏	12.06×10 ⁴ t/a	0
	脱硝系统	废旧催化剂	582.4t/（3a）	0
	GGH 系统	拆除材料	~350 t	0
	生活垃圾	生活垃圾	~200t/a	0
噪 声	本次改造涉 及的风机、泵 类	本技改项目噪声源主要为改造的、新增的泵类、风机等；设备产生的噪声，噪声强度约为 80~95dB(A)。		
主要生态影响： 据现场踏勘，项目地面区域均为硬化地面，不涉及自然植被；项目位于电厂内部，处于人类活动频繁区，无珍贵野生动物活动。 因此，项目建设及运营过程对当地生态环境影响很小。本工程为环保改造工程。改造完成后，能在一定程度改善周边大气环境质量。				

环境影响分析

施工期环境影响简要分析：

(1) 施工期对环境空气的影响主要为钢材及设备运输过程中的少量扬尘污染等。为有效降低对环境空气的影响，对施工队伍应提出具体的环保要求，包括地面适时洒水或加防护围栏，防治汽车运输过程中产生扬尘污染等。

(2) 施工期废水主要为设备清洗排水和施工队伍的生活污水。设备和车辆冲洗应固定地点，不允许将冲洗水随时随地排放并注意节水；对设备安装时产生的少量含油污水，通过隔油池进行处理；对施工队伍的生活污水，则利用电厂现有生活污水处理设施进行处理。

(3) 施工期间主要噪声源为施工机械及交通运输噪声，其声级一般为 70-90dB(A)。具体措施是，首先采用低噪声施工设备和工艺，并对其作业时间加以控制，使高噪声设备尽量避免在夜间作业，夜间如确实因工程或施工工艺需要连续操作的高噪声，则应征得上级环保部门的同意。

营运期环境影响分析：

1、水环境影响分析及对策措施

技改项目实施后，职工定员不增加，不新增生活污水；1[#]、2[#]机组脱硫效率提高后，基本不增加脱硫废水量；工业废水、脱硫废水、含油废水及含煤废水均无变化。技改过后项目水处理系统与现有水处理系统相比无变化，废污水经处理后全部回用，不外排。

2、环境空气影响分析及对策措施

技改项目为烟气脱硫、脱硝、除尘改造项目，本次技改不涉及现有电厂生产工艺的改造，主要对现有 1[#]、2[#]机组的脱硫、脱硝、除尘系统进行改造；主要改造内容如下：

(1) 除尘器改造

除尘器改造拟将传统电除尘器改造为“低低温电除尘器+增加比集尘面积+一、二电场高频电源+三、四电场脉冲电源”方案；低低温静电除尘器一方面降低烟气容积流量，延长烟气停留时间；另一方面改善粉尘比电阻以及烟气性质，从已投运的项目运行情况来看，原有静电除尘器改造后，低低温静电除尘器出口烟尘浓度可以降低至 20mg/Nm³；经脱硫塔进一步洗尘后，烟囱排放口处烟尘浓度可以降低至 10mg/Nm³ 以下。

(2) 烟气换热器改造

考虑原有 GGH 已不能满足高效脱硫要求，本次改造拟取消原有 GGH 装置，在锅炉

空气预热器与静电除尘器之间加装 MGGH 系统烟气放热换热装置，吸收塔与烟囱之间加装 MGGH 系统烟气吸热换热装置，以消除烟囱白烟，同时预留湿式除尘器。

（3）脱硫系统改造

在 S_{ar} : 1.13%条件下，拟推荐采用常规脱硫塔+塔内高效脱硫方案；具体塔内高效脱硫方案待下一阶段招标确定。

（4）脱硝系统改造

本次脱硝系统改造中，投运备用层，鉴于催化剂已经投运三年，本次改造同时更换催化剂。

技改项目完成后，静电除尘器除尘效率由 99.52%提升至 99.92%，加装的塔内脱硫增效装置使吸收塔洗尘效率由原来的 55%提高至 65%；除雾器雾滴由 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 降低至 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 烟囱出口烟尘排放浓度原工程设计的 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 降低到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，排放量由 527.53t/a 降低至 175.84t/a，削减 351.69t/a；此外本工程还预留湿式除尘器安装位置，以备更严格的环保要求；脱硫效率由 95%提升至 98.66%，烟囱出口 SO_2 排放浓度由原工程设计的 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降低到 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放量由 1758.43t/a 降低至 615.45t/a，削减 1142.98t/a；脱硝效率由 80%提高到 85.7%，烟囱出口 NO_x 排放浓度由原工程设计的 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降低至 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放量由 1758.43t/a 降低至 879.22t/a；削减 879.21t/a。

经过本次技改，大大减少了 SO_2 、 NO_x 、烟尘的排放量，各污染物排放浓度能够达到国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）的相关要求：即 NO_x 浓度 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 浓度 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟尘浓度 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ （在基准氧含量 6%条件下）。

相比本技改项目未实施前，将在一定程度上提高和改善项目所在区域的大气环境质量。

3、声环境影响分析及对策措施

为了减轻各类噪声对工人操作环境和周围环境的影响，应采取措施进行防护。根据各类噪声的声源特征，提出以下噪声防治措施：

（1）技改工程涉及的风机、水泵等均优先选用低噪声设备，根据设备特点，对上述噪声设备采取减振、隔声等降噪措施，充分利用总平面布置隔声作用。

（2）购置的机电设备加减震圈(垫)，减轻噪声对操作人员的危害和影响。

（3）货物运输车辆应配备低音喇叭，在场区门前做到不鸣或少鸣笛，以减轻交通噪声对厂区环境的影响。

(4) 加强设备维护, 确保设备处于良好的运转状态, 杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

在采取了有效的防治措施后, 项目技改后厂区场界噪声均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准, 即: 昼间 65dB(A), 夜间 55dB(A)。

本工程改造项目距离最近的声环境敏感目标径尾村约 480m 左右, 经长距离自然衰减后; 对周边声环境敏感目标影响较小。

4、固体废物分析与防治对策

本工程改造后, 固体废物主要包括: 锅炉渣不变, 仍为 $2.50 \times 10^4 \text{t/a}$; 除尘系统收集的除尘灰由 $22.51 \times 10^4 \text{t/a}$ 增加至 $22.53 \times 10^4 \text{t/a}$; 脱硫系统的脱硫石膏由 $9.45 \times 10^4 \text{t/a}$ 增加至 $12.06 \times 10^4 \text{t/a}$; 因脱硫石膏、灰量增加量极少, 改造后增加的固废量未超出现已签订的脱硫石膏、灰渣综合利用协议范围, 仍交由粤电集团下属广东天能投资有限公司统一清外卖进行综合利用; 更换的脱硝催化剂约 582.4t/ (3a); 由催化剂供应厂家江苏龙源催化剂有限公司协助回收处理 (详见附件: 承诺函)。

工程预计拆卸 GGH 材料约 350t 左右, 其中以换热元件 (带转子) 为主, 均为一般固体废弃物, 全部在下阶段通过招标方式出售给废品回收单位处理。改造前后生活垃圾处理方式不变, 均交由当地环卫部门集中处理; 固体废物对周围环境影响较小。

5、清洁生产与循环经济

(1) 清洁生产

清洁生产是指在生产过程、产品和服务中连续应用综合性、预防性环境战略, 是中国政府长期致力于减少环境污染、降低对人类的危险和实现可持续性发展的重要举措之一。其实质是一种物料和能源最少的人类生活活动的规划和管理, 将废物减量化、资源化和无害化或消灭于生产过程之中。因此建设项目是否属于清洁生产, 主要反应在生产过程的原材料消耗、能源消耗、污染物排放等方面。本项目清洁生产方面主要体现在:

1) 生产工艺和装备水平

根据建设单位提供的资料, 本工程技改单项生产工艺和装备水平都处于先进水平。

2) 自控系统技术水平

主厂房单元机组热控控制采用分散控制系统(DCS); 单元机组及辅助系统实时信息传递; 辅助车间采用网络化集中控制, 形成相对集中的辅助系统控制中心; 火灾报警及控制系统实现火灾检测自动报警, 技术水平等级均在先进水平。

3) 资源利用指标

根据建设单位提供的资料, 全厂耗水指标、汽水损失率、供电煤耗考核值、水量计量仪表安装率等各指标的清洁生产指标等级均为先进水平。

4) 污染物排放水平

工程 SO_2 排放浓度由 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降至 $35\text{mg}/\text{m}^3$, 减排 1142.98t/a ; NO_x 的排放浓度由 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降至 $50\text{mg}/\text{m}^3$, 减排量 879.21t/a ; 烟尘的排放浓度由 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 降至 $10\text{mg}/\text{m}^3$, 减排量 351.69t/a 。

由上述数据可知, 本技改项目实施后, SO_2 、 NO_x 、烟尘排放浓度可达到国家(发改能源[2014]2093 号)、地方(粤发改能电函[2015]2102 号)的相关要求, 排放量得到进一步削减。

5) 综合利用水平

本项目生产废水综合利用率达到 100%, 固废原则 100%综合利用; 当综合利用不畅时, 暂时运至事故灰场贮存。

6) 环境管理水平

建设单位通过对水耗、物耗、污染物产生及排放的分析, 编写了清洁生产手册, 建立了持续清洁生产组织、制度, 制定了清洁生产审核工作计划。

综上所述, 建设单位清洁生产指标均能达到先进水平。

(2) 循环经济

循环经济是建立“资源—生产—产品—消费—废弃物再资源化”的清洁生产模式, 其重要标志是通过资源的循环利用, 使废弃物资源化、减量化和无害化, 促进企业内部、企业之间的物质、能源的综合利用, 使需要处理、处置的污染物降到最小。

本工程循环经济主要体现在:

1) 废水利用

项目产生的废水全部回用, 实现工业废水“零排放”。

2) 固体废弃物的综合利用:

产生的固废如除尘灰、渣、脱硫石膏全部综合利用, 为附近建材企业提供了资源, 促进了地区企业间的资源相互利用, 使资源利用率最大化的同时减少了对自然资源的开发利用, 使得环境效益最大化。

6、环境管理与监测

本工程为改造工程，不再单独设立独立的环境管理及监测机构；充分利用改造前已设置的专门环保(安全)机构或人员、专门的监测仪器，负责环境管理、环境监测和事故应急处理。其主要职责为：

(1) 执行国家、省、市环保主管部门制定的有关环保法规、政策、条例，协调项目生产和环境保护的关系，并结合项目具体情况，制定公司环境管理条例和章程。

(2) 负责开展日常环境监测工作，完成上级主管部门规定的监测任务，统计整理有关环境监测资料并上报地方环保部门。

(3) 配合上级环保主管部门检查、监督工程配套建设的污水、废气、噪声、固废等治理措施的落实情况；检查、监督环保设备等的运行、维修和管理情况，监督各排放口污染物的排放状态。

(4) 检查落实安全消防措施，开展环保安全管理教育和培训。

7、总量控制

本工程为烟气脱硝、除尘、脱硫技改项目，在对原有烟气处理系统改造的基础上将进一步削减污染物排放量，不需新申请总量。

8、环保投资估算

项目属环保设施改造项目，全部投资均为环保投资，详见下表所示。

表 8-1 环保投资一览表(估算)

序号	环保工程名称	环保投资(万元)	治理效果
1	废水	0	进一步减小对外环境排放 废气污染物的总量
2	废气	24636	
3	噪声	0	
4	固废	0	
合计		24636	-

9、效益分析

(1) 经济效益分析

汕尾电厂 1、2 号机组“超低排放”改造后，机组发电标煤耗微增，相应微增电厂运行成本。超低改造可促进当地 GDP 的增长，促进当地财政收入的增长，为地方经济的良性发展，为构建清洁高效的社会作出贡献。

(2) 环境效益分析

本次技改项目为纯环保设施改造项目，运营后除了具有较好的经济效益，同时还具有较好的社会环境效益。

本工程的实施后工程 SO_2 排放浓度由 100mg/m^3 降至 35mg/m^3 ，减排 1142.98t/a ； NO_x 的排放浓度由 100mg/m^3 降至 50mg/m^3 ，减排量 879.22t/a ；烟尘的排放浓度由 30mg/m^3 降至 10mg/m^3 ，减排量 351.69t/a 。

由上述数据可知，本技改项目实施后对周边环境的改善具有积极作用。

(3) 社会效益分析

汕尾电厂 1、2 号机组“超低排放”改造工程实施后；污染物排放减少，石膏雨产生的概率降低，可减轻社会、民众对本工程的抵触情绪。改造工程在原有厂址上进行，厂址不存在影响工程建设的区域稳定性和场地稳定性等颠覆性问题，不存在拆迁与移民安置等社会化问题和社会风险。

汕尾电厂 1、2 号机组“超低排放”改造工程响应政府、政策要求，承担社会责任，有利于实现可持续发展。

10、技改工程污染物“三本账”情况

本项目实施后，本工程污染物排放“三本账”如下表所示。

表 10-1 工程技改前后污染物排放“三本账”一览表

内容	名称	现有工程排放量(t/a)	技改工程排放量(t/a)	技改后		排放增减量(t/a)
				“以新带老”消减量(t/a)	工程预测排放总量(t/a)	
废气	烟气量	$1.76 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{a}$	0	0	$1.76 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{a}$	0
	烟尘	527.53	0	351.69	175.84	-351.69
	SO_2	1758.58	0	1142.98	615.6	-1142.98
	NO_x	1759.89	0	879.21	880.68	-879.21
废水	废水量	0	0	0	0	0
	COD	0	0	0	0	0
	$\text{NH}_3\text{-N}$	0	0	0	0	0
固废	炉渣	0	0	0	0	0
	粉煤灰	0	0	0	0	0
	脱硫石膏	0	0	0	0	0
	废旧催化剂	0	0	0	0	0

注：1、工程技改前后废水均全部综合利用；无外排；

2、工程灰渣、石膏按 100%综合利用考虑，仅在综合利用不畅时，运至事故灰场临时贮存，

3、上表大气污染计算已计入食堂排放的大气污染量。

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源 (编号)	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气 污染物	1 [#] 、2 [#] 机组	烟尘	采用“低低温电除尘器+增加比集尘面积+一、二电场高频电源+三、四电场脉冲电源”方案，将 1 层管式+2 层屋脊式除雾器改造为三级屋脊式或离心式管束式除雾器；消除雾滴	大气污染物排放浓度满足国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）相关要求，也即： NO _x ≤50mg/m ³ 、 SO ₂ ≤35mg/m ³ 、 烟尘≤10mg/m ³
		SO ₂	采用“常规脱硫塔+塔内高效脱硫方案”；在原有吸收塔基础上增高 5m 左右；在常规喷淋空塔内加装塔内增效装置；取消漏风率较高的原有 GGH；加装 MGGH（降低电除尘器入口温度）	
		NO _x	投运备用层，并更换催化剂	
水污 染物	-	-	-	-
固体 废物	锅炉系统	炉渣	由粤电集团下属广东天能投资有限公司统一清外卖进行综合利用	资源化 无害化
	除尘系统	粉煤灰		
	磨煤系统	石子煤		
	脱硫系统	脱硫石膏		
	脱硝系统	废旧催化剂	由催化剂供应厂家江苏龙源催化剂有限公司协助回收处理	
	GGH 系统	拆卸材料	通过招标方式出售给废品回收单位处理	
	生活垃圾	生活垃圾	由当地环卫部门集中处理	
噪 声	各类风机、 泵类	基础减振、消声、厂房隔声等措施		厂界噪声达标
其它				
生态保护措施及预期效果： 无				

结论与建议

1、结论

建设单位根据企业现状，拟投资 24636 万元对厂区烟气除尘、脱硫、脱硝系统进行超低排放改造，项目不新征土地。项目实施后职工定员及生产规模均不增加。且该项目属环保设施改造项目，对改善周围环境具有重要作用。

(1) 产业政策相符性

根据《产业结构调整指导目录(2011 年本)(2014 年修正)》(发展改革委令 2011 第 9 号)、《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录(2011 年本)>有关条款的决定》(国家发改委 21 号令，2014 年 2 月 16 日)，本项目为电厂超低排放改造工程，属于“鼓励类 三十八、环境保护与资源节约综合利用（15、“三废”综合利用及治理工程）”。

因此，技改项目符合国家产业政策的要求。

(2) 选址选线规划相符性

本技改工程建设场地位于现有电厂厂区内，选址符合规划要求。

(3) 施工期环境影响结论

施工期产生的环境问题主要有汽车运输时地面扬尘、施工噪声、施工废弃物及废水等，采取切实可行的污染防治措施后，建设期对外环境影响很小。

(4) 营运期环境影响结论

1) 水环境影响分析结论

技改项目实施后，因职工定员不增加，不新增生活污水；因 1[#]、2[#]机组提高了脱硫效率，因此会新增少量的脱硫废水，经现有脱硫水处理装置处理后全部回用，不外排。

2) 大气环境影响分析结论

技改项目为烟气脱硫、脱硝、除尘改造项目，本次技改不涉及现有电厂生产工艺的改造，仅对现有 1[#]、2[#]机组的脱硫、脱硝、除尘系统进行改造。

除尘系统：采用“低低温电除尘器+增加比集尘面积+一、二电场高频电源+三、四电场脉冲电源”方案，将 1 层管式+2 层屋脊式除雾器改造为三级屋脊式或离心式管束式除雾器；消除雾滴；

脱硫系统采用“常规脱硫塔+塔内高效脱硫方案”； 在原有吸收塔基础上增高 5m 左

右；在常规喷淋空塔内加装塔内增效装置；取消漏风率较高的原有GGH；加装MGGH（降低电除尘器入口温度）；

脱硝系统采用投运备用层，并更换催化剂。

技改项目完成后，静电除尘器除尘效率由 99.52%提升至 99.92%，加装的塔内脱硫增效装置使吸收塔洗尘效率由原来的 55%提高至 65%；除雾器雾滴由 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 降低至 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 烟囱出口烟尘排放浓度原工程设计的 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 降低到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，排放量由 527.53t/a 降低至 175.84t/a，削减 351.69t/a；此外本工程还预留湿式除尘器安装位置，以备更严格的环保要求；脱硫效率由 95%提升至 98.66%，烟囱出口 SO_2 排放浓度由原工程设计的 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降低到 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放量由 1758.43t/a 降低至 615.45t/a，削减 1142.98t/a；脱硝效率由 80%提高到 85.7%，烟囱出口 NO_x 排放浓度由原工程设计的 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 降低至 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放量由 1758.43t/a 降低至 879.22t/a；削减 879.21t/a。

经过本次技改，大大减少了烟尘、 SO_2 、 NO_x 的排放量，各污染物排放浓度能够达到国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）的相关要求：即烟尘浓度 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 浓度 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 浓度 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ （在基准氧含量 6%条件下）。

3) 固废影响分析结论

本工程改造后，固体废物主要包括：锅炉渣不变，仍为 $3.28 \times 10^4\text{t/a}$ ；除尘系统收集的除尘灰由 $22.51 \times 10^4\text{t/a}$ 增加至 $22.53 \times 10^4\text{t/a}$ ；脱硫系统的脱硫石膏由 $9.45 \times 10^4\text{t/a}$ 增加至 $12.06 \times 10^4\text{t/a}$ ；因脱硫石膏、灰量增加量极少，改造后增加的固废量未超出现已签订的脱硫石膏、灰渣综合利用协议范围，交由原签订综合利用协议的单位进行综合利用；更换的脱硝催化剂交由催化剂供应厂家江苏龙源催化剂有限公司协助回收处理，拆卸GGH材料以换热元件（带转子）为主，均为一般固体废弃物，全部在下阶段通过招标方式出售给废品回收单位处理。对周围环境影响较小。

4) 声环境影响分析结论

本工程在厂内进行，设备运行噪声经距离衰减及构筑物隔声后对厂界及声环境敏感目标贡献较小，场界噪声均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准，即昼间65dB(A)，夜间55dB(A)。

(5) 总量控制

项目实施后，不新增废水，厂内废水经处理后全部回用，不外排，不申请总量。

项目建成后，烟尘减排总量为351.69t/a，排放量为175.84t/a；SO₂减排总量为1142.98t/a，排放量为615.6t/a；NO_x减排总量为879.21 t/a，排放量为880.68t/a（含食堂大气污染物排放量）。

工程改造前电厂的污染总量指标已经落实，本工程为环保改造工程，大幅削减现有大气污染，无需申请总量指标。

本项目新增固废得到合理处置，固废污染物新申请总量为0。

（6）清洁生产与循环经济

电厂清洁生产指标均达到先进水平。生产产生的废水全部回用，固废合理处置，促进了地区企业间的资源相互利用，使资源利用率最大化的同时减少了对自然资源的开发利用，使得环境效益最大化。

综上所述，项目施工期的环境影响较小，施工结束后其影响随之消失；本项目属于环保设施改造项目，本项目的实施将进一步降低机组烟尘、SO₂、NO_x排放浓度，将电厂烟尘对周围大气环境的影响降到最低。

因此，从环保角度讲，本项目的建设是可行的。

2、建议与要求

（1）建设项目在运行过程中，应注意环境保护工作。今后出现的各种环境问题，应按当地环境保护行政主管部门的要求办理，遵守各项规章制度。

（2）进一步落实灰渣综合利用的途径及具体实施方案，提高固体废物的综合利用率，使电厂灰渣无害化、资源化、减量化。

（3）电厂应重视噪声对周围环境的影响，加强运行管理，设备维护，以免出现意外的噪声影响。

（4）建议电厂加强对更换废旧催化剂的管理要求，拆除时注意拆除人员的健康防护，安排专人驻场检查；在临时贮存及运输过程中，均安排专人负责，避免因废旧催化剂出现洒落、逸散而对环境造成影响的现象。

本评价报告，是根据可行性研究报告及其附图附件等资料为基础进行的。如果随后工程进行过程中，经营范围、规模、工艺流程等发生重大变化，建设单位应根据相关环保法规要求重新开展环境影响评价工作。

预审意见:

公 章

经办人:

年 月 日

下一级环境保护行政主管部门审查意见:

公 章

经办人:

年 月 日

审批意见:

公 章

经办人:

年 月 日

附件 1：技术服务合同（环评委托）

XX XX

附件 2：承诺函（关于催化剂回收处理）

承诺函

广东红海湾发电有限公司：

汕尾电厂 1、2 号机组脱硝工程使用催化剂为我公司生产产品，

我公司承诺：

- 1、贵司脱硝使用的催化剂在失效后，我公司负责协助回收处理。
- 2、我公司在回收处理工作中符合当时国家相关法律法规规定要求。
- 3、回收处置费用在回收催化剂时双方再行协商。
- 4、其他未尽事宜双方协商解决。

江苏龙源催化剂有限公司

2013 年 9 月 4 日



附件 3：监测报告

档 号	序号
2013641-149	002



监 测 报 告

(汕)环境监测(YS)字(2013)第 0022 号

项 目 名 称： 汕尾电厂 1 号机组烟气脱硝工程

委 托 单 位： 广东红海湾发电有限公司

监 测 类 别： 建设项目竣工环境保护验收监测

报 告 日 期： 2013 年 12 月 23 日

汕尾市环境保护监测站



(噪声监测附页)

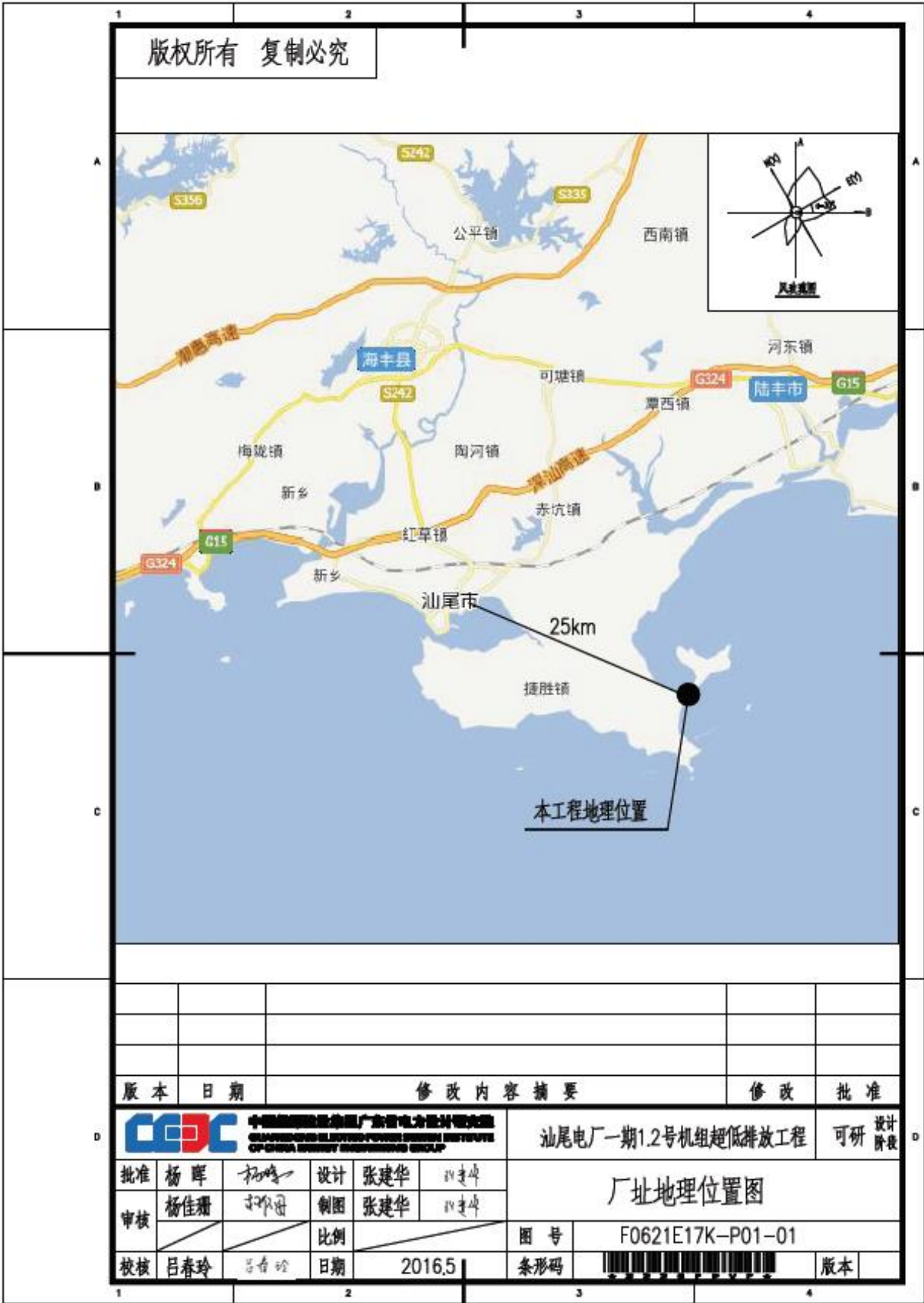
(油)环境监测(YS)字(2013)第 0022 号

表 11 工业企业厂界环境噪声监测结果表

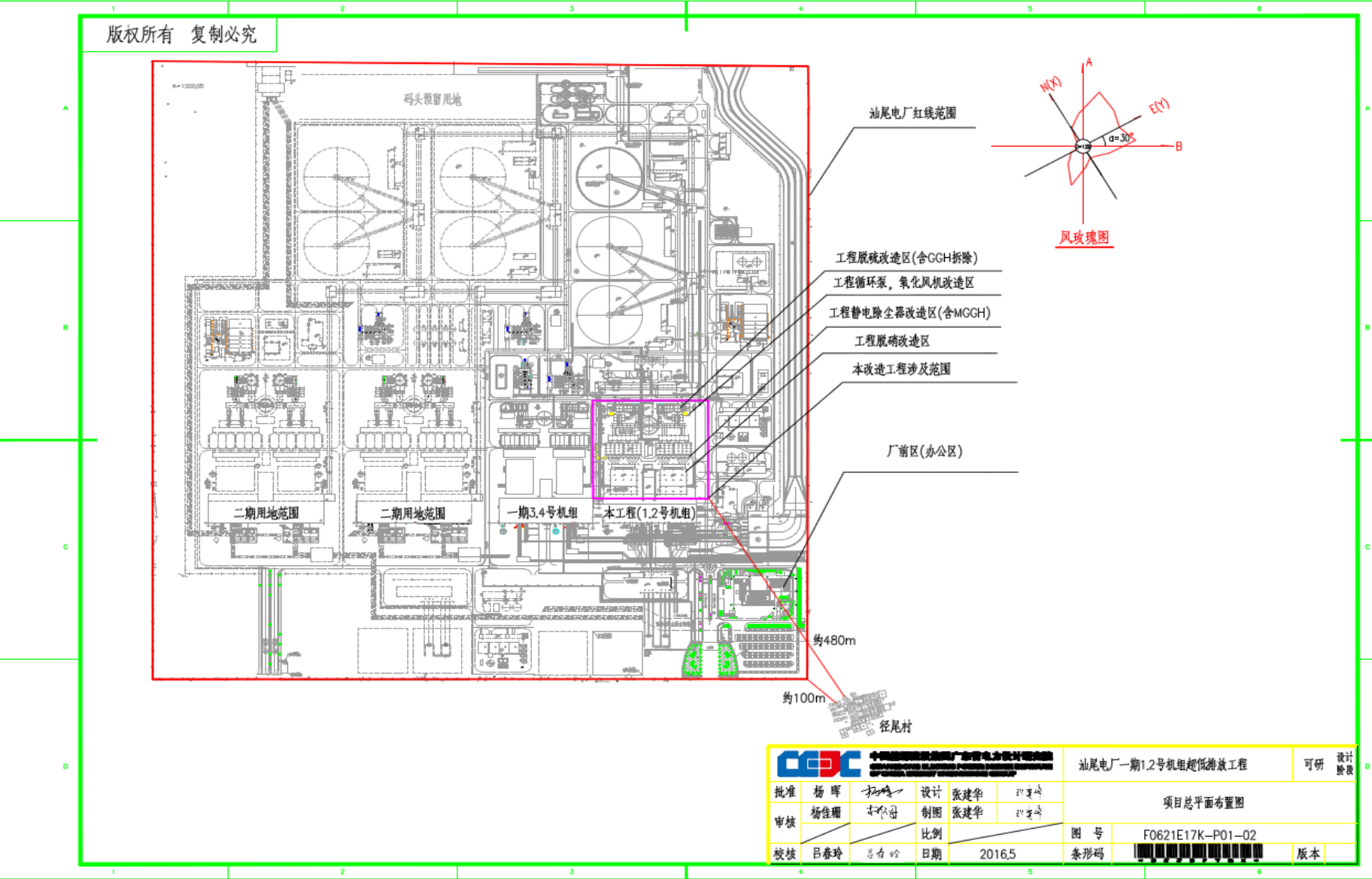
单位: [Leq,dB(A)]

监测时间	监测点位	昼间		夜间	
		测定值	超标值	测定值	超标值
2013 年 12 月 16 日	1	55.5	/	46.9	/
	2	54.0	/	46.9	/
	3	55.0	/	45.6	/
	4	63.5	/	47.8	/
	5	57.0	/	46.3	/
	6	59.0	/	46.7	/
	7	57.1	/	50.8	/
	8	53.9	/	45.2	/
	9	55.9	/	47.2	/
	10	53.8	/	48.3	/
	11	53.2	/	46.6	/
	12	57.0	/	48.0	/
	13	58.5	/	45.9	/
2013 年 12 月 17 日	1	57.9	/	47.3	/
	2	55.6	/	46.2	/
	3	57.1	/	47.6	/
	4	56.4	/	47.0	/
	5	57.6	/	45.8	/
	6	56.0	/	46.9	/
	7	61.4	/	47.7	/
	8	58.6	/	46.2	/
	9	56.4	/	48.2	/
	10	55.7	/	48.3	/
	11	53.6	/	45.8	/
	12	57.5	/	46.9	/
	13	54.0	/	47.9	/
执行标准	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008), 执行 3 类功能区标准限值, 即昼间 ≤ 65 dB(A), 夜间 ≤ 55 dB(A)。				

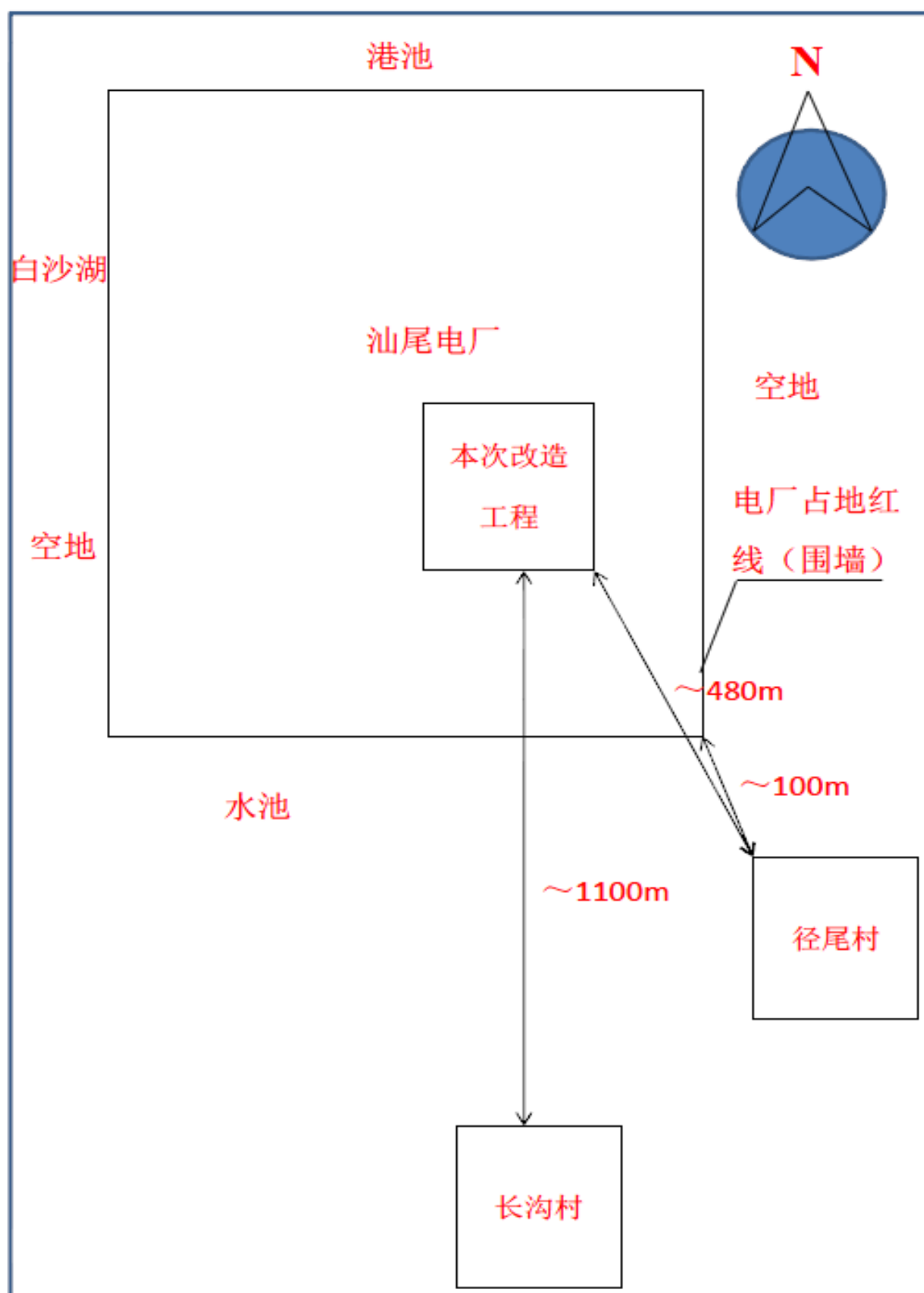
附图 1：项目地理位置图



附图 2：项目平面布置图



附图 3：项目四置及与周边环境关系图



建设项目环境保护审批登记表

填表单位（盖章）：

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目				建设地点		广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内									
	建设内容及规模	汕尾电厂一期 1、2 号机组脱硫、脱硝、除尘超低排放改造				建设性质		☐ 新建 ☐ 改扩建 ☒ 技术改造									
	行业类别	D4411 火力发电				环境保护管理类别		☐ 编制报告书 ☒ 编制报告表 ☐ 填报登记表									
	总投资（万元）	24636				环保投资（万元）		24636				所占比例（%）		100			
建设单位	单位名称	广东红海湾发电有限公司		联系电话		XX XX		评价单位	单位名称	中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司			联系电话		XX XX		
	通讯地址	汕尾市红海湾经济开发区		邮政编码		516623			通讯地址	广东省广州市萝岗区广州科学城天丰路1号			邮政编码		510663		
	法人代表	XX XX		联系人		XX XX			证书编号	国环评证乙字第 2880 号			评价经费				
环境现状	环境质量等级	环境空气：二级 地表水：-- 地下水：-- 环境噪声：3 类 海水：三类 土壤：-- 其它：--															
	环境敏感特征	☐ 自然保护区 ☐ 风景名胜区 ☐ 饮用水水源保护区 ☐ 基本农田保护区 ☐ 水土流失重点防治区 ☐ 沙化地封禁保护区 ☐ 森林公园 ☐ 地质公园 ☐ 重要湿地 ☐ 基本草原 ☐ 文物保护单位 ☐ 珍惜动植物栖息地 ☐ 世界自然文化遗产 ☐ 重点流域 ☐ 重点湖泊 ☐ 两控区															
污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污 染 物	现有工程（已建+在建）				本工程（拟建或调整变更）						总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）					
		实际排放浓度 (1)	允许排放浓度 (2)	实际排放总量 (3)	核定排放总量 (4)	预测排放浓度 (5)	允许排放浓度 (6)	产生量 (7)	自身削减量 (8)	预测排放总量 (9)	核定排放总量 (10)	“以新带老”削减量(11)	区域平衡替代本工程削减量 (12)	预测排放总量 (13)	核定排放总量 (14)	排放增减量 (15)	
	废 水	——	——			——	——										
	化学需氧量																
	氨 氮																
	石 油 类																
	废 气	——	——			——	——										
	二氧化硫	~100	~100	1758.58	1758.58	35	35	615.6		615.6	615.6	1142.98		615.6	615.6	-1142.98	
	烟 尘	30	30	527.53	527.53	10	10	175.84		175.84	175.84	351.69		175.84	175.84	-351.69	
	工 业 粉 尘																
	氮 氧 化 物	~100	~100	1759.89	1759.89	50	50	880.68		880.68	880.68	879.21		880.68	880.68	-879.21	
	工业固体废物	——	——			——	——										
	污 的 与 染 其 它 项 目 特 征 有 关 物 质																

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少；2、（12）：指该项目所在区域通过“区域平衡”专为本工程替代削减的量；3、（9）=（7）-（8），（15）=（9）-（11）-（12），（13）=（3）-（11）+（9）；4、计量单位：废水排放量一万吨/年；废气排放量一万标立方米/年；工业固体废物排放量一万吨/年；水污染物排放浓度一毫克/升；大气污染物排放浓度一毫克/立方米；水污染物排放量一吨/年；一大气污染物排放量一吨/年。

主要生态破坏控制指标	影响及主要措施 生态保护目标		名称	级别或 种类数 量	影响程序 （严重、一 般、小）	影响方式 （占用、切隔阴 断或二者均有）	避让、减免影响的 数量或采取保护措 施的各类数量	工程避 让投资 （万元）	另建及功能 区划调整投 资（万元）	迁地增殖 保护投资 （万元）	工程防护治理投资 （万元）		其它				
	自然保护																
	水源保护																
	重要湿地																
	风景名胜区																
	世界自然、人文遗产地																
	珍稀特有动物																
	珍稀特有植物																
	类别及形式 占用土地 (hm²)	基本农田		林地		草地			其它	移民及拆 迁人口数 量	工程占地 拆迁人口		环境影响 迁移人口	易地 安置	后靠安 置	其它	
		临时 占用	永久 占用	临时占用	永久占用	临时占用	永久占用										
	面 积																
	环评后减缓 和恢复面积										治理水土 流失面积	工程治理 (Km²)	生物治 理 (Km²)	减少水土 流失(吨)	水土流失 治理率（%）		
	噪声治理	工程 避让 （万 元）	隔声 屏障 （万 元）	隔声窗 （万元）	绿化降噪 （万元）	低噪设备及 工艺（万元）	其它										

