

建设项目环境影响报告表

(公示本)

项 目 名 称: 2×600MW 机组超低排放改造工程

建设单位 (盖章): 四川泸州川南发电有限责任公司

编制单位: 四川众望安全环保技术咨询有限公司

编制日期: 2019 年 8 月

《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。

建设项目基本情况

项目名称	2×600MW 机组超低排放改造工程				
建设单位	四川泸州川南发电有限责任公司				
法人代表	李胜章	联系人		张煦泉	
通讯地址	四川省泸州市江阳区江北镇				
联系电话	08303628066	传真	/	邮编	646007
建设地点	四川省泸州市江阳区江北镇				
立项审批部门	泸州市江阳区 经济和信息化局	备案号		[2019-510502-44-03-335858] JXQ-0027 号	
建设性质	技改√	行业类别及代码		电力供应业 D4411	
占地面积 (平方米)	本项目不 新增用地	绿化面积 (平方米)		/	
总投资 (万元)	21963	环保投资(万 元)	30	环保投资占总投资 比例	0.14%
评价经费		预计投产日期		2022 年 7 月	

工程内容及规模

一、项目由来及建设必要性

四川泸州川南发电有限责任公司（以下简称泸州电厂）由四川省投资集团有限责任公司(持股 55%)、华电国际电力股份有限公司(持股 40%)、四川西部能源股份有限公司(持股 5%)合资组建，于 2004 年 11 月 18 日在泸州市注册成立，主要从事电力开发、建设、生产和咨询服务。泸州电厂厂址位于泸州市江阳区江北镇，地处云、贵、川、渝交界的黄金地带，规划建设 4×600MW 机组，一期建设 2×600MW 机组，工程动态总投资 51.46 亿元，设计年利用 4500 小时，年发电能力达 54 亿千瓦时。原国家环境保护总局于 2005 年 2 月 28 日以“环审[2005]205 号”对报告书做出了批复。泸州电厂一期工程于 2005 年破土动工。四川省环保局于 2007 年 12 月底分别以“川环建验[2007]113 号、124 号”同意两台机组投入试生产。泸州电厂于 2008 年 1 月全部建成投产。环保部于 2009 年 06 月以《关于泸州电厂新建工程竣工环境保护验收意见的函》（环验[2009]第 186 号）通过了该项目的竣工环保验收。一期工程的建成投产，对改善四川电网的电源结构，满足四川电网的负荷增长需要，扩大川电外送能力，促进四川经济发展，特别是对泸州市的煤炭资源开发、地方铁路建设等方面产生巨大的拉动作用。

四川泸州川南发电有限责任公司一期 2×600MW 机组锅炉为东方锅炉厂生产的 DG2028/17.45-II3 亚临界压力锅炉，脱硝系统采用选择性催化还原（SCR）工艺，还原剂采用液氨，未设置烟气旁路和省煤器烟气调温旁路，每台锅炉配有 2 台浙江菲达环保科技股份有限公司生产的双室四电场、卧式、板式、干式电除尘器，锅炉风烟系统配有两台动叶可调轴流式送风机、两台静叶可调轴流式引风机、两台三分仓回转式空预器，烟气脱硫采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，系统采用一炉一塔形式。电厂目前大气污染物排放浓度限值标准是：氮氧化物排放浓度<200mg/m³、二氧化硫排放浓度<400mg/m³，烟尘排放浓度<30mg/m³。

为了改善大气环境质量，根据国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合下发的发改能源[2014]2093号关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》的通知等文件要求，结合电厂实际情况，考虑环保指标优先上网发电的国家节能减排政策，对四川泸州川南发电有限责任公司一期2×600MW机组进行超低排放改造是必要的。综合考虑了电厂的实际情况，按氮氧化物排放浓度小于50mg/m³、二氧化硫排放浓度小于35mg/m³、烟尘排放浓度小于10mg/m³的排放标准进行改造。因此四川泸州川南发电有限责任公司对一期2×600MW机组实施除尘、风机、脱硝、脱硫提效改造计划。

按《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国环境影响评价法》以及国务院令 第682号《建设项目环境保护管理条例》的相关内容，该项目应进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，“三十四—环境治理业、99—新建脱硫、脱硝、除尘”应当编制环境影响报告表，本项建设内容包含新建脱硫二级塔以及引增风机的合并改造等，故本项目应该编制环境影响报告表。四川泸州川南发电有限责任公司委托四川众望安全环保技术咨询有限公司（以下简称“评价单位”）承担该项目环境影响评价工作。接受委托后，评价单位派相关技术人员到项目现场进行了实地勘察和调研、收集和研读有关资料，按国家有关技术要求结合项目的建设实际特点，编制完成《四川泸州川南发电有限责任公司一期2×600MW机组超低排放改造工程项目环境影响报告表》，现上报审批。

二、评价目的

“环境影响评价制度”作为建设项目环境保护管理行政管理的六项基本制度之一，其根本目的在于贯彻“环境保护”的基本国策，认真执行“以防为主，防治结合”的环境方针。根据环境保护法及国务院第682号令规定，为加强建设项目环境保护管理，严格控制新的污染，保护和改善环境，一切新建、扩建和技改工程必须进行环境影响评价。

本项目属于技改项目，本项目的实施将主要产生大气环境、水环境和声环境三个方面的影响。本报告表在进行充分的工程分析和掌握环境现状的基础上，对本项目所导致的环境影响及未来该区域环境的变化趋势进行预测，提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，促进经济、社会、环境的协调发展。

三、产业政策符合性分析

本项目对泸州电厂现有锅炉的废气进行脱硝、脱硫、除尘治理，属于节能减排的技改工程，根据《产业结构调整指导目录》（2011年，2013修正），该项目属于“鼓励类”第四条“电力”中的第十七款“燃煤发电机组脱硫、脱硝及复合污染物治理”。同时，项目于2019年3月4日在全国投资项目在线审批监管平台（四川）进行了备案，备案号川投资备[2019-510502-44-03-335858] JXQ-0027号。

因此，本项目建设符合国家现行的产业政策。

四、规划及选址符合性分析

1、规划符合性分析

根据国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合下发的发改能源[2014]2093号关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》的通知明确提出要求：“鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值”；

“稳步推进东部地区现役 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组和有条件的 30 万千瓦以下公用燃煤发电机组实施大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值的环保改造，2014 年启动 800 万千瓦机组改造示范项目，2020 年前力争完成改造机组容量 1.5 亿千瓦以上”。可见，本项目建设符合《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》。

根据环境保护部发布的《关于编制“十三五”燃煤电厂超低排放改造方案的通知》中指出，为落实《政府工作报告》提出的“推动燃煤电厂超低排放改造”工作，扎实推进节能减排，打造世界上最清洁高效的煤电体系，根据国办最新要求和工作部署，实施“提速扩围”，加快推进燃煤电厂超低排放改造。在完成《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》任务基础上，要求有条件的企业将原计划 2020 年完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前完成；对东部地区的要求扩展到全国；不具备条件的机组要采取治理、淘汰、替代等措施，确保稳定达标排放。可见，本项目建设符合《关于编制“十三五”燃煤电厂超低排放改造方案的通知》。

根据四川省发改委、四川省能源局、四川省经信委、四川省环保厅、国家能源局四川监管办公室联合下发的“川发改能源[2016]239 号关于印发《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》的通知”明确提出“鼓励现有 30 万千瓦及以上的“W”型火焰锅炉和循环流化床锅炉的燃煤发电机组实施超低排放改造，改造后享受相关政策；改造后烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/L、35 mg/L、100 mg/L 的，可享受除超低排放电价外的其它政策措施。”可见，本项目建设符合《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》。

2、项目建设与“三线一单”符合性分析

根据环保部发布的《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（以下简称《通知》），《通知》要求实强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束，建立项目环评审批与规划环评、现有项目环境管理、区域环境质量联动机制，更好地发挥环评制度从源头防范环境污染和生态破坏的作用，加快推进改善环境质量。

1) 生态红线

“生态保护红线”是“生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限值、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

需依法在重点生态功能区、生态环境敏感区和脆弱区等区域划定的严格管控边界，是国家和区域生态安全的底线，对于维护生态安全格局、保障生态服务功能、支撑经济社会可持续发展具有重要作用。根据《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发[2018]24 号），对全省的生态保护红线进行了划定。其中泸州区域范围内的泸州市长江五渡溪水源地、泸州市长江石堡湾水源地、泸州市长江观音寺水源地以及濑溪河翘嘴鲃蒙古鲃国家级水产种质资源保护区和龙溪河省级水产种质资源保护区被列入了川南生物多样性保护红线区。而本项目选址位于泸州市江阳区江北镇内

现有电厂厂区内，不涉及新增用地，不在上述的水源地保护区及水产种质资源保护区范围内，即位于确定的生态红线范围之外，因此项目建设符合生态红线要求。

2) 环境质量底线

“环境质量底线”是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

根据泸州市人民政府关于印发《泸州市环境空气质量标准使用区域的划分规定》《泸州市区域环境噪声适用区域的划分规定》《泸州市地表水域功能类别的划分规定》的通知（泸市府发[2014]59号），对全市的环境空气、地表水、声环境功能区进行了划分。

项目选址区域为环境空气功能二类区，执行二级标准。根据泸州市生态环境局公布的《泸州市 2018 年环境质量公报》，2018 年项目所在区域各监测因子中，PM_{2.5} 年均值为 39 微克/立方米，超过国家环境空气二级标准 0.1 倍，因此 PM_{2.5} 不达标，泸州市主城区属于不达标区域。本项目属于脱硫脱硝的超低排放的环保减排项目，建成后企业大气污染物的排放量较少，尤其是减少区域内 PM_{2.5} 的浓度，对环境的具有正效应。

项目南面 1.73km 为长江，长江适用地表水环境质量的 III 类水域。据周边地表水体的监测数据可知，项目西南面长江的水质较好。本项目生产废水经废水处理装置处理后回用于生产不外排，生活污水通过预处理池生化处理后回用不外排，不会增加周边地表水体污染物总量，因此项目建成后不会改变周边地表水体的环境质量。

本项目所在区域为 3 类声环境功能区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域噪声能够满足《声环境质量标准》3 类标准要求，本项目建成后噪声产生量小，加上基础减震、距离衰减、厂房隔声，项目建成运营不会改变项目所在区域声环境功能，因此本项目的建设声环境质量是符合要求的。

综上，本项目建设符合环境质量底线的要求。

3) 资源利用上线

资源是环境的载体，“资源利用上线”地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提出重要依据。

本项目在原有厂区进行建设，不涉及新增占地，土地资源消耗符合要求，厂区内用水来源于长江，水源充足，生产和生活用水利用率高，产生的废水经处理后循环利用；厂区消耗的能源主要为燃煤，电能自给。

因此，本项目资源利用满足要求。

4) 环境准入负面清单

目前项目选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本项目为脱硫脱硝类项目，属于节能减排的类型。因此本项目

应为企业准入类别。

3、选址符合性分析

本项目在泸州电厂原厂区内建设，用地未超出现有厂区用地范围，不新增用地，不改变土地利用性质。本项目厂区周边交通方便，区域地势平坦，不属于基本农田保护区，厂址周边无风景名胜区、自然保护区等环境敏感区域，无重大制约环境因素，本项目属于减排正效益的项目，与周边环境相容。因此，本项目在泸州电厂原厂区内建设是合理的。

综上所述，本项目的建设无环境制约因素，与规划相容，选址合理。

五、项目外环境关系

本项目位于四川省泸州市江阳区江北镇四川泸州川南发电有限责任公司电厂内，电厂外环境关系如下：

- 1、东北面为荒地，东北面约 500m 处为散居农户（约 10 户）；
- 2、东面为荒地；
- 3、东南面约 100m 处为散居农户（约 10 户）；
- 4、南面约 100m 处为散居农户（约 8 户）；
- 5、西南面约 170m 处为散居农户（约 8 户），西南面约 2km 处为本项目的岩腔湾灰场，西南面约 2.1km 处为先锋小学（在灰场东南侧 80m 处），西南面约 2.2km 处为散居农户（在灰场东南侧 70m 处）；
- 6、西面紧邻电厂厂区公路（运煤车道路），西面 100m 处为 1 户农户；
- 7、西北面约 200m 处为加油站，约 210m 处为江北镇；
- 8、北面为荒地。

项目周边 3km 范围内无自然风景区、水源保护区等敏感点，外环境关系见附图 2，外环境现状照片如下图 1-1 所示。



项目东面空地



项目南面农户



项目西面厂区公路



项目西北面江北镇

图 1-1 外环境关系图

六、项目概况

项目名称：2×600MW 机组超低排放改造工程项目

项目性质：技改

建设单位：四川泸州川南发电有限责任公司

建设地点：四川省泸州市江阳区江北镇

建设规模与内容：超低排放改造总技术路线为低氮燃烧改造（已单独立项）+脱硝改造（烟煤掺烧+SCR）+电除尘扩容改造+脱硫系统改造，配套进行风机改造。为保证电力供应，我公司将实施除尘、风机、脱硝、脱硫提效改造计划。项目完成后，氮氧化物排放浓度小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、二氧化硫排放浓度小于 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟尘排放浓度小于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（1）脱硝改造：锅炉通过烟煤掺烧适应性改造和烟煤掺烧调整试验后进行烟煤掺烧，脱硝 SCR 区域进行提效改造（即流场及喷氨优化改造，并新增备用层催化剂）；

（2）电除尘改造：对#1、#2 炉电除尘器进行扩容，在原电除尘器后扩容 1 个有效长度 6m 电场，新加电场配置脉冲电源供电；

（3）脱硫系统改造：在原 GGH 位置新建一座吸收塔作为二级塔，设两层喷淋层 F、G，对应循环泵流量为 $9050\text{m}^3/\text{h}$ ；

（4）风机改造：风机系统引、增压风机合并改造，更换风机、电机设备，因电除尘器改造需向炉后方向扩容电厂，新改造的风机布置在现有引风机后移 8 米左右位置，并对引风机出口至脱硫系统入口之间的烟道进行重新优化设计。

工作制度与劳动定员：本项目的实施充分利用现有的工程运行、检修及管理人员，从电厂现有劳动定员中调剂解决，不新增劳动定员。人员工作时间为三班制，每班 8h。

七、建设内容

本项目主要建设内容为脱硝改造+电除尘扩容改造+脱硫系统改造，配套进行风机改造，本次环境影响评价内容为

脱硝改造工程、脱硫改造工程、除尘改造工程以及风机改造工程。

具体建设项目组成及可能产生的环境问题见下表。

表 1-1 本项目组成表

项目名称		建设内容	可能产生的环境问题		备注	
			施工期	运营期		
主体工程	脱硝装置提效改造	锅炉通过烟煤掺烧适应性改造和烟煤掺烧调整试验后进行烟煤掺烧，脱硝 SCR 区域进行提效改造（即流场及喷氨优化改造，并新增备用层催化剂）；	施工噪声、 废水、扬尘、 固废、生活 垃圾	固废、废气、噪声	技改	
	电除尘改造	对#1、#2炉电除尘器进行扩容，在原电除尘器后扩容一个有效长度6m电场，新加电场配置脉冲电源供电。		噪声 粉尘	技改	
	脱硫系统改造工程	SO ₂ 吸收系统		新建一座吸收塔作为二级塔。二级塔设两层喷淋层 F、G，对应循环泵流量为 9050m ³ /h，扬程分别为 21.5m/21.5m，改造后二级塔喷淋量为 18100m ³ /h，浆池液位 8.04m，容积为 1718m ³ ，每塔设 4 台侧进式搅拌器，电机功率 37kw；每塔设两台强制浆液回流泵将二级吸收塔浆液排入一级吸收塔内，强制浆液回流泵利用原一级塔两台石膏排出泵，一级塔新增两台石膏排出泵，流量 450m ³ 。	固废、废气、 废水、 噪声	新建
		烟气系统		增压风机改造同引风机一并改造。		技改
		吸收剂制备及供应系统		本次改造原供浆管线全部利旧，现有的供浆泵全部利旧，新增二级塔供浆管路。		依托
		石膏脱水系统		原脱水系统可满足改造后需求，本次全部利旧。		依托
		工艺水系统		原有工艺水系统全部利旧，对工艺水管道进行局部的改造。		依托
	压缩空气系统	本次改造用气负荷不增加，利用现有系统和气源点，本次压缩空气系统不改造。		依托		
风机改造工程	对烟气系统的引风机与增压风机进行二合一改造，采用双级动叶可调轴流式引风机。因电除尘器改造需向炉后方向扩容电场，新改造的风机需布置在现有引风机后移 8 米左右的位置上，并对引风机出口至脱硫系统入口之间的烟道进行重新优化设计。	技改				
公用工程	供电	就近分别接入 380/220V 厂内电源。	/	依托		
	供水	利用泸州电厂现有的供水管网。	/	依托		
仓储工程	石灰石储仓	石灰石储仓，2400m ³ ，满足一期机组两台炉脱硫装置运行 3 天所需。	粉尘	依托		
	石膏库	2 个石膏库，容量为 1300m ³ ，满足一期机组两台炉脱硫装置 1.5 天的石膏产量。	固废 粉尘	依托		
	灰场	2×600MW 机组年灰渣量为 55.24×10 ⁴ t。泸州电厂的灰场为岩腔湾灰场，距电厂厂址西南约 2.0km。岩腔湾灰场总库容为 2960×10 ⁴ m ³ ，满足电厂规划容量 4×600MW 机组 19.7 年堆放灰渣和石膏的要求。	粉尘固废	依托		

办公生活设施	办公楼	利用泸州电厂现有办公设施。		生活污水 生活垃圾	依托
	职工倒班宿舍	利用泸州电厂现有生活设施。			依托
环保工程	生活污水处理站	本项目不新增生活污水排放量，项目员工产生的生活污水依托现有厂区已有生活污水处理设施，采用二级生物氧化处理工艺，消毒后回用。本项目不新增人员，依托此生活污水处理站的处理能力满足本项目需要		废水	依托
	生产废水系统	本次改造原烟气中除 SO ₂ 变化，其它烟气条件及工艺水质均不变，改造后产生的废水总量基本不变，本次改造需对原有废水系统进行升级改造。		废水	依托
	烟囱	本工程两台炉合用一根高 240m 套筒式钢筋混凝土烟囱将烟气引入较高的大气层扩散稀释，以尽量降低空气污染物的落地浓度。烟囱位于吸收塔上部，锅炉烟气经吸收塔处理合格后，从吸收塔顶部烟囱直排。烟囱出口内径为 10m。		废气	依托

八、项目主要设备及参数

本项目属技改项目，主要对原脱硝、脱硫、除尘、风机系统进行技术改造，本项目主要设备见表 1-2，电厂主要设备参数见表 1-3。

表 1-2 本项目主要设备表

序号	项目名称	规格型号	数量	单位	备注
1	亚临界压力锅炉	DG2028/17.45-II3	2	台	利旧
2	制粉系统		1	套	利旧
3	双进双出筒式低速钢球磨煤机		6	台	利旧
4	电子秤重式皮带给煤机		12	台	利旧
5	三分仓回转式空预器	LAP13494/883	4	台	利旧
6	双级动叶可调轴流式风机	转速：745r/min	4	台	更换
7	脱硝系统				
7.1	液氨制备及储存系统				利旧
7.2	蒸汽吹灰器	伸缩式耙式	16	台	新增
7.3	DCS	新增 I/O 信号 160 点，含卡件、底座及配套元件、线缆	2	套	新增
7.4	CMES	5 点巡测，含 CEMS 小间	2	套	新增
7.5	电动调阀	380V AC，智能一体化	10	套	新增
7.6	流量计	差压式，含变送器	10	套	新增
7.7	电缆/桥架	/	16000m/400m		新增
8	脱硫系统				
8.1	烟气系统				

(1)	烟道及支架	Q235, 壁厚 6mm, 保温厚度 100mm, 铝合金板外包。吸收塔后烟道采用玻璃鳞进行防腐	吨	800	新增
8.2	吸收塔系统				
(1)	吸收塔	新建二级塔, 塔径 16.5m, 高度 34m, 碳钢, 玻璃鳞片防腐。每座塔材料 400 吨	套	2	改造
(2)	喷淋层	FRP, 喷淋母管、支管、喷嘴管座、支撑梁等, 母管浆液流量 7000m ³ /h	套	4	新增
(3)	喷嘴	SiC 喷嘴	个	560	新增
(4)	新增浆液循环泵	F、G 流量为 9050m ³ /h, 扬程分别为 21.5/21.5m、配套电机功率分别为 900、900kW	台	4	新增
(5)	氧化风机	18000m ³ /h, 压升 98kPa, 710kW	台	6	新增
(6)	托盘	2205 材质, 3mm	2	套	新增
(7)	除雾器冲洗水泵	180m ³ /h, 0kPa, 75kW	4	台	利旧
8.3	石灰石粉制浆系统	/	/	/	利旧
8.4	石膏脱水系统	/	/	/	利旧
8.5	工艺水系统	/	/	/	利旧
9	电气系统				
9.1	高压柜	/	台	5	改造
9.2	低压柜	柜内元器件与原有柜一致	台	2	新增
9.3	就地动力箱和控制箱	/	台	6	新增

表 1-3 电厂主要设备参数

设备名称	参数名称	单位	参数
锅炉	型式:	/	亚临界中间再热自然循环汽包炉
	最大连续蒸发量	t/h	2028
	过热器出口蒸汽压力	MPa	17.35
	过热器出口蒸汽温度	°C	541
	排烟温度	°C	126
	锅炉计算耗煤量(BMCR)	t/h	240.2(按设计煤种)
	锅炉实际耗煤量(BMCR)	t/h	247.1(按设计煤种)
除尘器	型号及配置	/	每炉两台双室四电场静电除尘器
	除尘效率	%	99.6%
引风机	型式及配置	/	每炉两台双级动叶可调轴流式风机
	风量 (TB 点)	m ³ /h	1052532
	风压	Pa	4678
烟囱	高度	m	240 (两炉公用)
	烟囱出口直径	m	10
	材质	/	钢筋混凝土

九、原辅材料和动力消耗

1、原辅材料消耗

本项目所使用的主要原辅材料及能源见下表。

表 1-4 主要原辅材料及能耗消耗情况表

名称	消耗量	单位	来源	主要成分	备注	
原辅材料	煤	2240000	t/a	外购	/	煤耗不变
	液氨	2950	t/a	外购	NH ₃	液氨减少 2096t/a
	催化剂	2592	m ³ /a	外购	TiO ₂ 、V ₂ O ₅ 、WO ₃	增加 92m ³ /a
	石灰石	232380	t/a	外购	CaCO ₃	增加 19768 t/a
能源	生产用水	79.3	万 t/a	依托厂区现有供水设施	/	不变
	电耗	14382	万 kWh/a	依托厂区现有供电设施	/	增加 2070 万 kWh/a
	压缩空气	40.5	万 m ³ /a	依托厂区现有压缩空气设备	/	不变

注：本项目技改后，锅炉在掺烧烟煤的情况下，氮氧化物的产生浓度会降低，脱硝过程中使用的氨量会减少，因此技改后消耗的液氨会减少；脱硫系统技改后出口二氧化硫浓度降低，石灰石作为吸收剂，其使用量会有所上升，因此技改后石灰石的消耗量会略有增加。

2、原辅材料性质

(1) 燃料

根据调查，泸州电厂规划设计燃用煤源为古叙煤田的无烟煤，燃煤运输由火车运输进厂。

锅炉的设计煤种和校核煤质情况见表 1-5。

表 1-5 原锅炉设计煤种与校核煤种分析

序号	名称	符号	单位	设计煤	高校煤	低校煤
1	燃料品种	/	/	古叙煤	古叙煤	古叙煤
2	收到基水份	Mar	%	8.00	8.00	8.00
3	工业分析					
	空气干燥基水份	Mad	%	2.12	2.19	2.18
	收到基灰份	Aar	%	22.98	16.18	29.97
	干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	9.63	8.94	12.36
	收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	23310	25930	20610
4	元素分析					
	收到基碳	Car	%	62.85	69.74	55.93
	收到基氢	Har	%	2.06	2.45	1.96
	收到基氧	Oar	%	2.12	1.66	3.02
	收到基氮	Nar	%	0.84	0.90	0.75
	收到基硫	Sar	%	1.16	1.11	0.36
5	灰熔融性					
	变形温度	DT	℃	1480	1350	>1500
	软化温度	ST	℃	>1500	1430	>1500

	流动温度	FT	℃	>1500	1500	>1500
6	哈氏可磨系数	HGI	/	68	69	62

通过查阅近三年入厂煤质报告以及四川泸州川南发电有限责任公司提供的实际入厂煤化验数据，电厂确认本次改造采用的设计煤质参数见下表。

表 1-6 锅炉超低排放设计煤种

名称及型号		单位	设计煤种
收到基低位发热量 $Q_{\text{net,ar}}$		kJ/kg	18.96
工业分析	收到基全水分 M_{ar}	%	6.88
	空气干燥基水分 M_{ad}	%	2.39
	收到基灰分 A_{ar}	%	34.44
	干燥无灰基挥发分 V_{daf}	%	14.13
元素分析	收到基碳 C_{ar}	%	49.59
	收到基氢 H_{ar}	%	2.21
	收到基氧 O_{ar}	%	2.64
	收到基氮 N_{ar}	%	0.74
	收到基全硫 $S_{\text{t,ar}}$	%	3.5

(2) 烟气量

综合考虑改造煤质条件、试验及运行数据、实际漏风情况等因素，本次超低排放改造烟气量参数见表 1-7。

表 1-7 低排放改造烟气量参数(单台)

	项目	单位	数据	备注
脱硝	湿烟气量	m ³ /h	2015000	标态，湿基，实际含氧量
	干烟气量	m ³ /h	2100000	标态，干基，6%O ₂
	入口烟温	℃	392	/
电除尘	湿烟气量	m ³ /h	2075099	标态，湿基，实际含氧量
	干烟气量	m ³ /h	2100000	标态，干基，6%O ₂
	入口烟温	℃	145	增设低温省煤器
风机	干烟气量	m ³ /h	2100000	标态，干基，6%O ₂
	入口烟温	℃	145	增设低温省煤器
脱硫	湿烟气量	m ³ /h	2113808	标态，湿基，实际含氧量
	干烟气量	m ³ /h	2100000	标态，干基，6%O ₂
	入口烟温	℃	90	增设低温省煤器

(3) 锅炉

本项目处理的锅炉烟气由泸州电厂现有厂区两台燃煤锅炉经引风机引入。泸州电厂一期装机容量 2×600MW，一期 1、2 号锅炉为东方锅炉厂生产的 DG2028/17.45-II3 亚临界压力锅炉，“W”火焰、双拱形单炉膛、尾部双烟道结构，采用挡板调节再热汽温，固态排渣，全钢结构，全悬吊结构，平衡通风，露天布置。锅炉配置二台型号 LAP13494/88 3 三分仓回转式空气预热器。

锅炉主要性能与设计参数见表 1-8。

表 1-8 锅炉主要性能与设计参数

项 目		单 位	BMCR	BECR (TRL)	100%THA	75%THA	50%THA
机组负荷		MW	669.8	642	600	450	300
锅 炉 参 数	过热蒸汽流量	t/h	2028	1928	1785	1309.25	878.99
	过热器出口压力	MPa(a)	17.45	17.37	17.27	4.314	9.515
	过热蒸汽出口温度	℃	541	541	541	541	541
	汽包工作压力	MPa(a)	18.82	18.63	18.35	15.06	10.06
	再热蒸汽流量	t/h	1721.21	1633.55	1527.174	1149.36	779.112
	再热汽进/出口压力	Mpa(g)	4.09/3.91	3.87/3.7	3.64/3.47	2.75/2.63	1.88/1.79
	再热汽进/出口温度	℃	330.1/541	324.5/541	318.4/521	310.6/542	319.6/541
	给水温度	℃	280.72	277.1	272.5	254.22	232.8
实际燃料耗量		t/h	246.02	236.52	221.64	170.93	119.66
理论空气量		kg/s	533.8786	513.117	480.8357	370.8231	259.5957
炉膛容积热负荷		kW/m ³	90.76	87.25	81.74	63.04	44.13
下炉膛断面热负荷		MW/m ²	2886.05	2773.91	2599.38	2004.48	1403.37
过热器一级减温水量		/	37.06	41.1	39.62	74.18	54.17
过热器二级减温水量		t/h	18.53	20.55	19.81	37.09	27.08
过热器侧烟气份额		%	53.2	51.8	47.3	44.1	40
再热器侧烟气份额		%	44.8	48.2	52.7	55.9	60
炉膛出口过剩空气系数		—	1.3	1.3	1.3	1.35	1.4
炉膛出口(高过进口)烟温		℃	1129	1119	1104	1046	980
空预器进口一/二温度		℃	25	25	25	25	35
空预器出口一次风温		℃	326	323	323	311	291
空预器出口二次风温		℃	345	342	339	323	299
空预器烟气进口温度		℃	401/397	383/394	381/392	354/370	318/347
空预器排烟温度(修正前/修正后)		℃	129/124	128/123	128/123	119/113	107/102

(4) 石灰石

项目中采购的石灰石来源于南溪新华石灰石矿，粒径范围为≤20mm。本次改造后石灰石耗量略有增加，电厂已与建材商签订石灰石购买合同，现有吸收剂制备及供应系统满足改造要求。石灰石小时消耗量为68.07t，年消耗量为232380t。石灰石消耗量见表1-9，脱硫所用石灰石品质参数见表1-10。

表 1-9 石灰石消耗量

石灰石耗量	小时耗量 (t/h)	日耗量 (t/d)	年耗量 (t/a)
原设计	62.3	1246	212612
改造设计 (3414h)	68.07	1361	232380

注：日耗量按满负荷 20h 计，年耗量按 3414h 计。石灰石纯度按 90%计

表 1-10 脱硫所用石灰石品质参数

项 目	单 位	南溪新华石灰石矿
哈氏可磨指数 HGI		42
灼烧减量 L.O I	Wt-%	40.94
SiO ₂	Wt-%	4.61
Al ₂ O ₃	Wt-%	0.73
Fe ₂ O ₃	Wt-%	0.43
CaO	Wt-%	50.03
MgO	Wt-%	1.58
Na ₂ O	Wt-%	0.03
K ₂ O	Wt-%	0.23
TiO ₂	Wt-%	<0.01
SO ₃	Wt-%	0.0
MnO ₂	Wt-%	0.001

十、公用工程及依托公辅设施

本工程位于泸州电厂内，依托原有的公辅设施主要有供电设施、供水设施、生活污水处理设施等。

(1) 供电

本工程用电由泸州电厂自行提供，用电量约为 14382 万 kWh/a。

(2) 供水

本项目用水主要为脱硫系统用水，工艺水箱的水源为主厂房循环水排污水，工业水采用厂区工业水。

本项目劳动定员不变，生活用水量不变。

(3) 排水

本项目无新增生产废水，脱硫废水依托现有厂区已有的脱硫废水处理系统（设计处理能力为 16m³/h）进行中和沉淀、混凝澄清、pH 调整处理后送至煤场，不外排。

本项目不新增生活污水排放量，项目员工产生的生活污水依托现有厂区已有生活污水处理设施（处理能力为 20m³/h），经生活污水处理站处理后排入复用水池，循环使用不外排），本项目不新增人员，依托此生活污水处理站的处理能力能够满足本项目需要。

(4) 灰场

泸州电厂除灰系统采用灰渣分除、干除灰系统。泸州电厂选用岩腔湾灰场，为山谷灰场，贮灰方式为干灰碾压灰场。岩腔湾灰场位于江北镇已丧失水库功能的岩腔湾水库及其下游冲沟，灰场距半边山厂址西南约 2.0km。灰场出露地层为砂岩夹粉砂岩。沟谷被第四系残坡积层粉质粘土覆盖，厚约 3m。库区内未见大的不良地质现象，库区稳定。

灰场底部多为稻田，山坡植被发育良好。

岩腔湾灰场分为岩腔湾初期灰场和岩腔湾远期灰场，初期灰场位于岩腔湾水库下游的冲沟，远期灰场利用岩腔湾水库并在初期灰场最终堆灰标高的基础上加高。岩腔湾初期灰场的最终堆灰标高为 295m，灰场的库容为 $790 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可满足电厂本期 $2 \times 600 \text{MW}$ 机组约 10.5 年堆放灰渣和石膏的要求；岩腔湾远期灰场的最终堆灰标高为 310m，灰场的库容为 $2170 \times 10^4 \text{m}^3$ 。岩腔湾初期灰场和岩腔湾远期灰场的总库容为 $2960 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可满足电厂规划容量 $4 \times 600 \text{MW}$ 机组 19.7 年堆放灰渣和石膏的要求。灰场现正常运行。本项目提高除尘效率后将增加灰的产生量，即会增加灰场的储量，灰场现储存量 $810 \times 10^4 \text{m}^3$ ，富余量 $2150 \times 10^4 \text{m}^3$ ，新增加的灰量远小于富余量，因此可以容纳本项目新增灰量。

灰场内设置了初期堆石排水棱体、粘土堤、截洪沟、卧管、排水盲沟、排水竖井等。初期堆石排水棱体上游坡面设 400g/m^2 土工布过滤层，干砌块石护坡。棱体清基后置于泥岩上。粘土堤上游坡面设干砌块石护坡。棱体清基后置于泥岩上。灰场北侧标高 310m 以上分东西两段设置场外截洪沟，截洪沟断面按十年一遇洪水设计。灰场在灰渣堆放区和石膏堆放区各设一座排水竖井，灰场场内暴雨期间的雨水，通过排水竖井和排水卧管排至场外原有沟道。在堆石棱体前设置一条场内的排水盲沟，棱体前的临时积水，通过排水盲沟引至堆石排水棱体，流入场外沟道内。排水盲沟设有 400g/m^2 土工布过滤层，透过堆石排水棱体排出的水为澄清水。

(5) 输煤、燃煤破碎、石灰石破碎系统

现有工程燃煤主要经铁路运输进厂。煤场在堆放、装卸及输送燃煤过程中产生一定的煤粉呈无组织排放。煤场设置了挡煤墙，并安装了喷淋装置以减少煤尘飞扬。

燃煤由输煤系统送至原煤仓，采用中速磨煤机制粉送至锅炉内燃烧。煤仓间内采用静电除尘器对煤尘气体进行除尘，废气经 36m 排气筒排入大气。在输煤皮带的落煤口采用喷雾抑尘装置进行抑尘，在输煤系统的碎煤机室及各转运站采用多管冲击式除尘器对煤尘气体进行除尘，处理后的废气通过 43m 高排气筒排入大气。本项目不新增煤耗量，因此现有项目供煤系统可满足本次改造，依托可行。

现有工程配套建设一套石灰石浆液制备系统。石灰石运至电厂脱硫岛，通过卸入地下料斗，经给料机、斗式提升机送至石灰石仓内。卸料斗产生的废气通过两台布袋除尘器处理后通过两根 15m 高排气筒排入大气。石灰石仓建有两个，仓容约为 960m^3 ，其容积满足两台机组 FGD 装置约 3 天的耗量。石灰石仓产生的废气经仓顶的脉冲布袋除尘器（共两台）处理后分别通过两根 30m 高排气筒排入大气。石灰石制浆系统中设置了振动给料机 4 套，斗式提升机 4 台，称重皮带给料机 4 套，4 台湿式球磨机，每台磨机对应 1 台磨机浆液再循环箱和 2 台磨机浆液再循环泵及 1 台石灰石浆液旋流器。石灰石浆液输送系统是将磨制好的石灰石浆液通过输送泵分别送到 FGD 的吸收塔中。系统配置 2 座石灰石浆液箱，6 台石灰石浆液输送泵。本次石灰石的用量稍有增加，每小时约增加 5t/h ，现有石灰石仓储系统和石灰石浆液制备系统能满足本次改造要求。

(6) 压缩空气

本系统设置 15m^3 仪用压缩空气储罐 1 个，为系统内的用气负荷提供气源。根据可研报告本次改造用气负荷不增

加，可完全利用现有系统和气源点，本次压缩空气系统不改造。

十一、总图布置合理性分析

本项目对 2×600mMW 机组进行超低排放改造，总技术路线为脱硝改造（掺烧烟煤+SCR）+电除尘扩容改造+脱硫系统改造，配套进行风机改造。为保证电力供应，公司将实施除尘、风机、脱硝、脱硫提效改造计划。

脱硝改造方案中 SCR 系统提效改造所用还原剂选用液氨，利用厂区内已建有液氨储存及输送系统。氨区由氨储存及供应系统、检测报警系统组成；液氨储存及供应系统包括：液氨卸料压缩机、液氨储罐、液氨蒸发器、氨气缓冲罐、氨气稀释罐、氨区废水泵、废水收集池等。

原电除尘器位于厂区中部，电除尘器中间为电除尘控制楼。本次电除尘器进行扩容提效，电除尘器向后扩容 1 个电场，将新的风机位置后移 8m，拆除原有引风机基础，新增一跨电除尘器支撑钢架。

脱硫系统在锅炉烟囱南部，在已拆除的 GGH 位置上新建一座吸收塔作为二级塔，新增浆液循环泵、更换氧化风机等设备，本次改造对脱硫原烟道、净烟道进行整体优化改造，原有的原烟道、净烟道拆除后新建二级吸收塔，原有脱硫塔入口烟道改向，并新建二级塔出口净烟道支架。

脱硫废水处理系统、石膏脱水系统和工艺水系统均位于吸收塔南侧，仪用空气储罐位于废水处理系统西侧。生活污水站、调节池及复用水池位于脱硫系统西南侧。石灰石储仓和吸收剂制备系统（石灰石磨浆车间）位于吸收塔东侧。

脱硫岛内设置检修、安装场地。整个脱硫岛布置达到工艺流程和防火、卫生间距的要求。脱硫岛四面均有厂区道路环绕，脱硫岛的运输、检修道路与四周道路相连，满足消防要求。脱硫岛区域布置紧凑，管线比较集中，烟尘较多，岛内设备场地基本为硬化地面处理，在岛区周边种植一些根系浅、有观赏价值、具有一定抗SO₂和滞尘效果作用的植物。

总图布置方案在满足工艺要求的基础上，充分利用了现有场地条件，同时项目总图布置遵循了有利生产、方便施工和操作、便于管理、确保安全、保护环境、节约用地的原则，严格遵守国家现行的防火、防爆、安全、卫生等规范的要求。

综上，本项目总图布置合理，本项目总平面布置图见附图 5。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题

一、现有项目环评及验收情况介绍

四川泸州川南发电有限责任公司成立于 2004 年 11 月 18 日，现有项目《泸州电厂 2×600MW 机组新建工程环境影响报告书》由西南电力设计院于 2004 年 12 月编制完成。原国家环境保护总局于 2005 年 2 月 28 日以环审[2005]205 号文对报告书做出了批复。泸州电厂一期工程于 2005 年破土动工。四川省环保局于 2007 年 12 月底分别以川环建验[2007]113 号、124 号同意两台机组投入试生产。泸州电厂于 2008 年 1 月全部建成投产，环保设施运行正常，具备建设项目竣工环境保护验收条件。环保部于 2009 年 06 月以《关于泸州电厂新建工程竣工环境保护验收意见的函》（环

验[2009]第 186 号)通过了该项目的竣工环保验收。

该电厂 2×600MW 燃煤机组的脱硫装置与燃煤机组同时建设、同时施工、同时投运。其脱硫装置采用石灰石-石膏湿法工艺，空塔结构。泸州电厂在建成后实际运行过程中，由于受到配套煤矿开发严重滞后及配套铁路建设缓慢的影响，导致原环评中的设计煤种与实际运行煤种存在较大的偏差，脱硫装置原设计煤种含硫率为 1.16%，而实际燃煤使用含硫量在 2~3%，而且燃煤发热量也比设计煤种低约 20%左右，造成脱硫装置入口 SO₂ 浓度远远高于原设计入口 SO₂ 浓度，导致烟囱出口污染物 SO₂ 排放浓度远远高于环评中排放浓度，从而造成 SO₂ 总量超标，无法满足达标排放的要求。为实现电厂 SO₂ 稳定达标，泸州电厂对 2×600MW 燃煤机组的脱硫装置进行技术改造。泸州市经济委员会于 2008 年以泸州市技改备案[2008]29 号对《2×600MW 工程脱硫装置技术改造工程》进行立项。《2×600MW 工程脱硫装置技术改造工程环境影响报告表》由北京百灵天地环保科技有限公司编制，并于 2014 年 12 月 23 日取得四川省环境保护厅批复（川环审批[2014]686 号）。

国家环境保护部于 2011 年 7 月 29 日发布了新的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011），该标准公布了新的污染物排放控制要求，2003 年 12 月 31 日前建成投产的火力发电锅炉于 2014 年 7 月 1 日起需执行新的污染物排放标准，即 SO₂、NO_x 排放浓度满足排放要求。为了实现烟尘的稳定达标排放，泸州电厂拟对一期 2×600MW 机组的电除尘器及脱硫、脱硝系统进行同步提效改造。泸州市江阳区经济和信息化局对一期 2×600MW 机组下达了《关于四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 机组除尘及脱硫系统提效技改项目备案通知书》（泸江区技改备案[2015]2 号）。《四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 机组除尘及脱硫系统提效技改项目环境影响报告表》由四川众望安全环保技术咨询有限公司编制，并于 2016 年 3 月 25 日取得泸州市环境保护局批复（泸市环建函[2016]27 号）。

该电厂近几年实施的技改项目的主要建设内容及“三同时”执行情况见下表。

表 1-11 近期改造项目的“三同时”执行情况一览表

序号	项目名称	建设内容	环境影响评价		竣工环境保护验收		实施进度
			审批单位	批准文号	审批单位	批准文号	
1	泸州电厂 2×600MW 机组新建工程	新建 2×600MW 亚临界凝汽式燃煤发电机组，配置 2 台 2028 吨/小时亚临界“W”型火焰自然循环汽包锅炉，采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，建设高效静电除尘器，配套建设贮灰场等公用和辅助设施。	原国家环境保护总局	环审[2005]205 号	环保部	环验[2009]第 186 号	已投入运行
2	2×600MW 工程脱硫装置技术改造工程	采用一炉一塔方式，取消烟气旁路和换热器，改造二氧化硫吸收系统、吸收剂制备系统、脱硫废水处理系统等，原脱硫工艺保持不变。脱硫效率由 90%提高到≥95%。	四川省环保厅	川环审批[2014]686 号	泸州市环境保护局	泸市环验[2017]20 号	已投入运行
3	2×600MW 机组除尘及脱硫系统提效技改项目	双室四电场电除尘器系统进行电源改造；脱硫系统改造烟气系统和吸收塔系统，烟气系统改造 FGD 烟道并更换膨胀节，吸收塔系统的吸收塔顶部抬升 5.6m，拆除原有两级屋脊式除雾器，	泸州市环保局	泸市环建函[2016]27 号	泸州市环境保护局	泸市环验[2017]21 号	已投入运行

新增三级高性能的屋脊式除雾器，设置不少于四层的除雾器冲洗水系统，在除底层喷淋层外的其余四层喷淋层下方设置聚气环。烟尘排放浓度 $< 30\text{mg}/\text{m}^3$ ，系统脱硫效率由 95.3%提高到 97.6%。

二、现有项目概况

四川泸州川南发电有限责任公司现有项目概况见下表 1-12。

表 1-12 现有项目概况表

项目		单位	2×600MW	
锅炉	种类	/	东方锅炉集团股份有限公司生产的型号为 DG-2028/17.45-II 3，型式为亚临界参数、“W”型火焰燃烧自然循环汽包炉。单炉膛Π型露天岛式布置，燃用无烟煤，一次再热，平衡通风，固态排渣，全钢结构。	
	蒸汽量	t/h	2028（BMCR）	
汽机	种类		东方汽轮机厂生产的 N600-16.67/538/538 型亚临界、中间再、冲动、单轴、三缸四排汽凝汽式汽轮机。	
	出力	MW	600	
发电机	种类	/	东方电机股份有限公司生产的型号为 QFSN-600-2-22C 型，水、氢、氢；静态并自励	
	容量	MW	2×600	
烟气治理设备	烟气脱硝装置	种类	采用选择性催化还原（SCR）工艺，还原剂采用液氨，反应器未设置烟气旁路和省煤器烟气调温旁路。氨区由氨储存及供应系统、检测报警系统组成；SCR 反应区工艺系统主要由氨稀释系统、SCR 反应器本体、吹灰系统、氨喷射系统组成；催化剂采用板式催化剂，主要活性成分为 TiO_2 、 V_2O_5 及 WO_3 ，安装在 SCR 反应器内。	
		脱硝效率	%	≥ 85
	烟气脱硫装置	种类	全烟气石灰石—石膏湿法脱硫，采用一炉一塔无 GGH 方式，除雾器为二级屋脊式除雾器+管式除雾器，设置 10 台大流量氧化风机为吸收塔浆池提供氧化空气。设置 4 套湿磨制浆系统，2 用 2 备。设置两座石灰石浆液箱，每座石灰石浆液箱设置 4 台石灰石浆液泵。工艺水泵 3 台，2 用 1 备。每塔设置 2 台石膏排出泵。4 套脱水系统，2 用 2 备。	
		脱硫效率	%	≥ 95.3
	烟气除尘设备	种类	2 台双室四电场静电除尘器+脱硫吸塔	
		除尘效率	%	≥ 99.65
	烟囱	型号	/	套筒式钢筋混凝土烟囱一座，二台炉合用一座
		高度	m	240
		出口内径	m	10
冷却水方式		/	循环供水	
生活污水处理方式		/	活性污泥与生物接触氧化相结合处理后回用	

酸碱废水处理方式	/	集中中和、曝气氧化、混凝澄清处理后回用
含油废水处理方式	/	隔油、破乳化、气浮、以及活性炭过滤处理后回用
输煤系统排水处理方式	/	沉淀澄清、曝气氧化、杀菌、过滤处理后回用
脱硫废水处理方式	/	采用中和沉淀、混凝澄清、pH 调整工艺处理后回用
灰渣、石膏 处理方式	种类	灰、渣；脱硫石膏
	处理方式	综合利用剩余部份干灰场堆存

三、工艺流程及产污位置分析

外来原煤经铁路或汽车运至电厂煤场，经输煤系统、制粉系统制成煤粉进入锅炉燃烧，将给水加热成为高温高压蒸汽后送汽轮机做功，带动发电机发电，电能升压后进入电网输出，供用户使用。汽轮机排汽进入凝汽器冷凝成水后送往锅炉循环使用。供凝汽器的循环冷却水经冷却塔冷却后循环使用。

从锅炉引风机后的总烟道上引出的烟气，通过增压风机升压进入吸收塔。在吸收塔内脱硫净化，经除雾器除去水雾后，接入主体工程的烟道经烟囱排入大气。

吸收塔内石灰石浆液通过循环泵从吸收塔浆池送至塔内喷嘴系统，与烟气接触发生化学反应吸收烟气中的 SO₂，在吸收塔循环浆池中利用氧化空气将亚硫酸钙氧化成硫酸钙。石膏排出泵将石膏浆液从吸收塔送到石膏脱水系统。

FGD 由工艺、DCS 控制、电气 3 个分系统组成。工艺系统又由吸收塔、石灰石浆液制备供给、工艺水、石膏脱水等 8 个子系统构成。脱硫的整个过程在吸收塔内完成，吸收塔自上而下分为 3 个区：循环槽、洗涤区、气体区。

循环槽：吸收剂浆液的储存器和反应器，在这里的主要反应是新鲜石灰石的溶解、亚硫酸盐氧化成硫酸盐石膏。

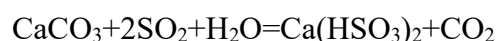
洗涤区：即喷淋区，布置有多层吸收剂浆液喷嘴，根据处理烟气量决定开启层数。吸收剂浆液自喷嘴喷出，与烟气接触，吸收二氧化硫。

气体区：在喷淋层上部至吸收塔出口，中间装有除雾器，以除去烟气中大部分水分，减轻对后续系统的腐蚀。

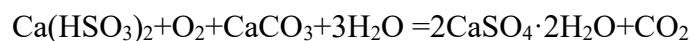
FGD 系统包括以下 4 个主要工艺过程：

- (1) 向循环槽中加入新鲜浆液；
- (2) 吸收二氧化硫并进行反应，生成亚硫酸钙
- (3) 亚硫酸钙氧化成石膏（二水硫酸钙）
- (4) 从循环槽中分离出石膏。

吸收塔分为一个洗涤器和一个起氧化作用的循环槽。用石灰石做吸收剂，二氧化硫在洗涤剂器中转化，反应式如下：



在此，含 CaCO₃ 的悬浮液从吸收塔上部喷入，与从塔下进入的烟气接触，烟气中的二氧化硫被吸收，生成 Ca(HSO₃)₂，并落入循环槽中，然后通过鼓入的空气使 Ca(HSO₃)₂ 氧化成 CaSO₄，结晶生成石膏，反应式如下：



由于浆液循环使用，浆液中除石灰石外，还含有大量石膏。当石膏达到一定的过饱和度时（约 130%），抽出一部

分浆液送往石膏处理站，制成工业石膏。同时，向循环槽中加入新鲜浆液，以保持吸收剂浆液的 pH 值。被送入石膏处理站的浆液，先在一级脱水器中增稠，使其含固量达到 50%左右，并用新鲜水冲洗，保证石膏质量。增稠后的石膏浆液再进入真空皮带脱水机，使石膏的含水率达到 10%以下。工艺流程见图 1-2。

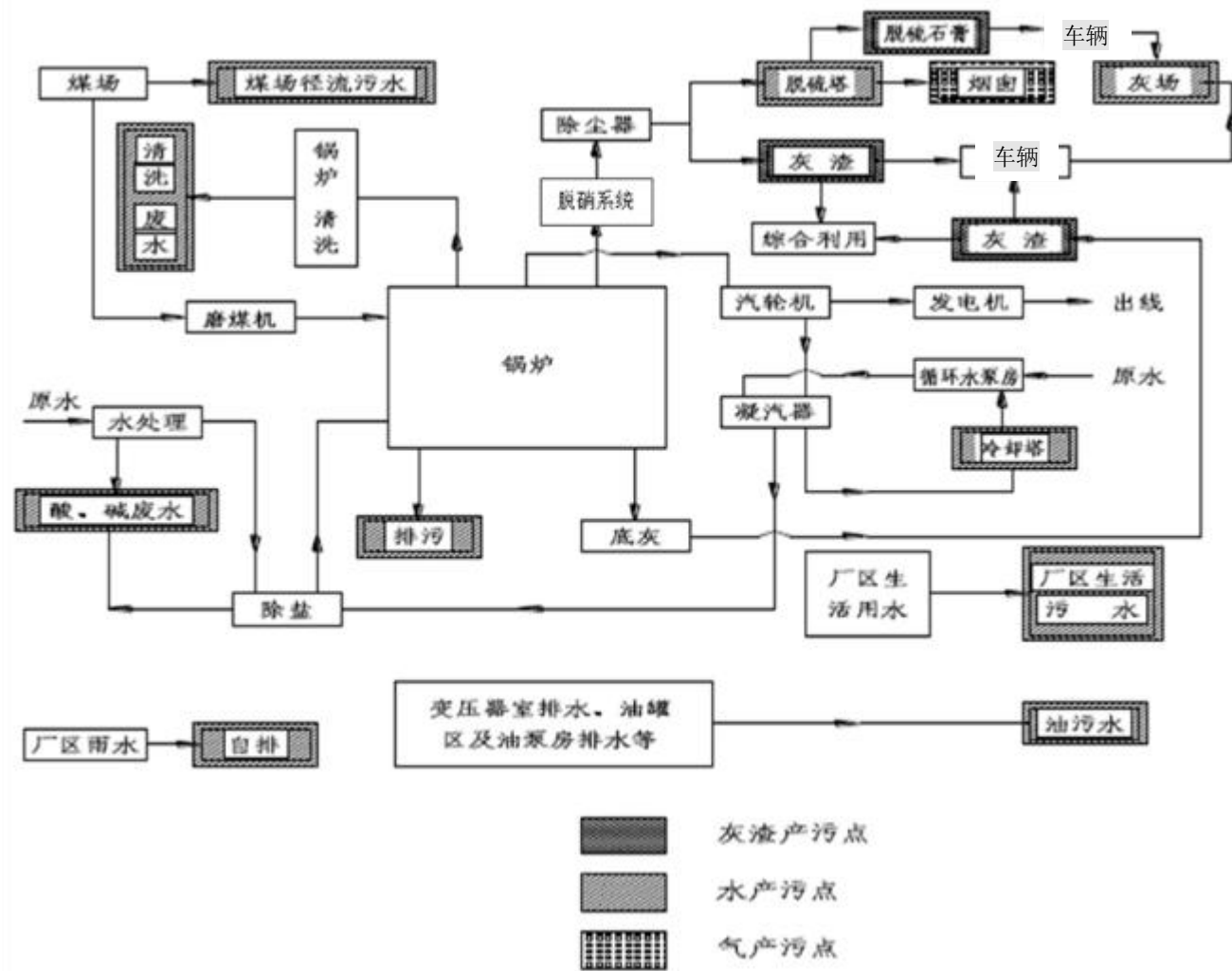


图 1-2 生产工艺及产物流程图

四、现有工程主要污染物排放及治理设施

1、废气排放及治理措施

(1) 烟气脱硫采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，系统采用一炉一塔形式。FGD 入口 SO_2 浓度 $8492\text{mg}/\text{m}^3$ ，FGD 出口 SO_2 浓度 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ，脱硫效率不小于 95.3%，脱硫装置提效后 FGD 入口处烟气烟尘含量为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，FGD 出口处烟气烟尘排放浓度为 $30\text{mg}/\text{m}^3$

(2) 脱硝系统采用选择性催化还原 (SCR) 工艺，100% 烟气脱硝，目前对 2 号组进行了低氮燃烧改造，入口烟气 NO_x 浓度控制在 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 左右， NO_x 入口烟气浓度在 $806\text{mg}/\text{m}^3$ ，实际排放浓度为 $176\text{mg}/\text{m}^3$ 。1 号机组尚未进行低氮燃烧改造，入口烟气 NO_x 浓度控制在 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ 左右， NO_x 入口烟气浓度为 $821\text{mg}/\text{m}^3$ ，实际排放浓度为 $148\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 脱除效率约为 82.9% 设计。脱硝还原剂采用液氨。反应器未设置烟气旁路和省煤器烟气调温旁路。

(3) 现每台锅炉配有 2 台双室四电场、卧式、板式、干式电除尘器，除尘器为室外露天布置。除尘器设计效率不小于 99.65%，原设计除尘器出口烟尘排放不超过 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，1# 机组烟尘排放浓度为 $17\text{mg}/\text{m}^3$ ，2# 机组烟尘排放浓

度为 11 mg/m³。

(4) 除灰渣系统、输煤、燃煤破碎、石灰石破碎系统

现有项目除渣系统按刮板捞渣机—埋刮板输送机—渣仓建设，炉膛排渣连续进入刮板捞渣机上槽体，经水冷却和淬化后由刮板捞渣机捞出排入碎渣机，由碎渣机破碎后排入埋刮板输送机转运至渣仓顶部，埋刮板输送机出口设置有三通切换门，三通的一个出口直接至埋刮板输送机的近端渣仓，三通的另一个出口至渣仓顶部的带式输送机，埋刮板输送机排出的渣可由该带式输送机输送至远端渣仓。2台机组共设有4座渣仓。

现有项目厂内除飞灰系统按浓相气力输送方式。工艺流程为：电除尘器灰斗—飞灰输送机—灰管—灰库—汽车—灰场。两台炉共设灰库三座，2座为粗灰库，每炉对应一座，两炉共用1座细灰库。灰库顶部均配有布袋除尘器，废气经处理后排入大气，排气筒高度均为30m。每座灰库下部设有双轴搅拌机2台，将灰库排灰通过加水搅拌成调湿灰后由运灰汽车运至灰场。另装设干灰散装机1台，可由密封罐车装运干灰用于综合利用。

现有项目燃煤主要经铁路运输进厂。煤场在堆放、装卸及输送燃煤过程中产生一定的煤粉呈无组织排放。煤场设置了挡煤墙，并安装了喷淋装置以减少煤尘飞扬。燃煤由输煤系统送至原煤仓，采用中速磨煤机制粉送至锅炉内燃烧。煤仓间内采用静电除尘器对煤尘气体进行除尘，废气经36m排气筒排入大气。在输煤皮带的落煤口采用喷雾抑尘装置进行抑尘，在输煤系统的碎煤机室及各转运站采用多管冲击式除尘器对煤尘气体进行除尘，处理后的废气通过43m高排气筒排入大气。现有项目配套建设一套石灰石浆液制备系统。石灰石运至电厂脱硫岛，通过卸入地下料斗，经给料机、斗式提升机送至石灰石仓内。卸料斗产生的废气通过两台布袋除尘器处理后通过两根15m高排气筒排入大气。石灰石仓建有两个，仓容约为960m³。石灰石仓产生的废气经仓顶的脉冲布袋除尘器（共两台）处理后分别通过2根30m高排气筒排入大气。

现有工程涉及的废气治理措施见表1-13。

表1-13 废气污染物及处理设施一览表

污染物	处理方式	数量	排放点位	排放去向
NO _x	选择性催化还原（SCR）	/	套筒式钢筋混凝土烟囱一座烟囱240m	排入大气
SO ₂	石灰石-石膏湿法脱硫（吸收塔）	2座		
烟尘	双室四电场静电除尘器	4台		
颗粒物	布袋除尘器、静电除尘、多管冲击式除尘器、布袋除尘器	24台	多根排气筒	

2017年8月4日，泸州市环境监测中心站对四川泸州川南发电有限责任公司1#机组和2#机组废气进行了监督性监测（见附件12），监测结果见下表1-14~表1-18。

生产情况：见表1-14。（数据由企业提供）

表1-14 生产工况表（2017.8.4）

项目	设计产量(万千瓦时/天)	实际产量(万千瓦时/天)	当日生产工况%	标准用煤量(吨/天)	入炉煤含硫(%)	干燥无基挥发份(%)
1#机组	1440	881.76	61.23	5033	2.87	18.34

2#机组	1440	887.04	61.60	5063	2.87	18.34
------	------	--------	-------	------	------	-------

表1-15 1#机组二氧化硫及氮氧化物测试结果统计表

机组编号	监测断面	监测内容		2017.8.4				标准值
				1	2	3	均值	
1#	脱硝进口	二氧化硫	实测浓度 (mg/m ³)	9281	9304	9363	9316	/
		氮氧化物	实测浓度 (mg/m ³)	828	817	817	821	/
		含氧量 (%)		3.10	3.06	3.08	3.10	/
	脱硫塔出口	标干烟气流量 (N·d·m ³ /h)		1218147	1164229	1135363	1172580	/
		含氧量 (%)		6.8	6.9	6.8	6.8	/
		二氧化硫	实测浓度 (mg/m ³)	167	162	158	162	/
			折算浓度 (mg/m ³)	176	172	166	171	400
			排放速率 (kg/h)	203.43	188.61	179.39	190.48	/
		氮氧化物	实测浓度 (mg/m ³)	131	142	147	140	
			折算浓度 (mg/m ³)	139	151	155	148	200
			排放速率 (kg/h)	159.58	165.32	166.90	163.93	/
		脱硝效率 (%)		82.9				/
	脱硫效率 (%)		98.5					

注：“/”表示无此项。

表1-16 1#机组烟尘及烟气黑度监测结果表

机组编号	监测断面	监测内容		8.4				标准值
				1	2	3	均值	
1#	烟尘	标干烟气流量 (N·d·m ³ /h)		1218147	1164229	1135363	1172580	/
		实测浓度 (mg/m ³)		17	16	15	16	/
		折算浓度 (mg/m ³)		18	17	16	17	30
		排放速率 (kg/h)		20.8	18.2	14.8	18.6	/
	烟气黑度 (格林曼黑度, 级)		<1.0				<1.0	1.0

注：“/”表示无此项。

表1-17 2#机组二氧化硫及氮氧化物测试结果统计表 浓度单位: mg/m³

机组编号	监测断面	监测内容		8.4				标准值
				1	2	3	均值	

2#	脱硝进口	二氧化硫	实测浓度	7494	7340	7174	7336	/
		氮氧化物	实测浓度	809	809	801	806	/
		含氧量 (%)		4.82	4.96	5.14	4.97	/
	脱硝塔出口	标干烟气流量 (N·d·m ³ /h)		1152423	1181919	1238837	1191060	/
		含氧量 (%)		8.8	8.9	9.0	8.9	/
		二氧化硫	实测浓度	161	165	136	154	/
			折算浓度	197	204	170	190	400
			排放速率 (kg/h)	185.83	195.02	168.48	183.11	/
		氮氧化物	实测浓度	113	110	105	109	
			折算浓度	139	136	132	136	200
			排放速率 (kg/h)	130.43	130.01	130.08	130.17	/
		脱硝效率 (%)			86.5			
脱硫效率 (%)			96.1				/	

注：“/”表示无此项。

表1-18 2#机组烟尘及烟气黑度监测结果表

机组编号	监测断面	监测内容	2017.8.4				标准值
			1	2	3	均值	
2#	烟尘	标干烟气流量 (N·d·m ³ /h)	1152423	1181919	1238837	1191060	/
		实测浓度 (mg/m ³)	8	8	10	9	/
		折算浓度 (mg/m ³)	10	10	13	11	30
		排放速率 (kg/h)	9.0	10.0	12.6	10.5	/
	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	<1.0				<1.0	1.0

注：“/”表示无此项。

根据监测结果可知,四川泸州川南发电有限责任公司1#机组和2#机组脱硫塔出口外排废气监测项目中烟尘、氮氧化物和二氧化硫排放浓度及烟囱出口烟气黑度均符合《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)表1中位于四川省的现有W型火焰炉膛燃煤锅炉标准限值的规定。

但依据《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》:到2020年,全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放(即在基准氧含量6%条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米)。泸州发电厂现有废气中烟尘、SO₂、NO_x的排放浓度不能达到超低排放要求。

2、废水排放及治理措施

现有工程生产过程中产生的废水主要有酸碱废水、含油废水、含煤废水、锅炉酸洗废水、循环冷却水排污水、脱硫废水、净水站排泥水及生活污水,主要污染因子为SS、pH、COD、BOD₅、石油类等。

(1) 酸碱废水

现有工程酸碱废水产生量为20m³/h,均汇集到废水集水池,经工业废水处理站处理后排入复用水池,循环使用不

外排。工业废水处理站额定处理能力为50m³/h。

(2) 含油废水

现有工程含油废水产生量为5m³/h，收集后汇入10m³/h油水分离-气浮池处理系统进行处理，然后循环使用不外排。

(3) 含煤废水

现有工程含煤废水产生量为22.5m³/h，含煤废水经厂区四个沉煤池收集预沉后，由泵升压至斜板沉淀装置进行处理，处理后排入复用水池，循环使用不外排。处理装置额定处理能力为25m³/h。

(4) 锅炉酸洗废水

锅炉酸洗废水每3到4年产生一次，每次每炉6000m³。废水经工业废水处理站处理后排入复用水池，循环使用不外排。

(5) 脱硫废水

现有工程脱硫废水主要来源于脱硫岛，产生量为10m³/h，经脱硫废水处理系统（设计处理能力为16m³/h）进行中和沉淀、混凝澄清、pH 调整处理后送至煤场，不外排。技改后脱硫废水无变化。

(6) 净水站排泥水

净水站排泥水来源于净水站，产生量为15m³/h，经净水站内含泥废水处理系统（设计处理能力为100m³/h）回收至复用水池统一复用，不外排。

(7) 循环冷却水排污水

现有工程采用带自然通风冷却塔的循环供水系统，排污水产生量为534m³/h，其中362 m³/h重复利用，172m³/h经循环冷却水排污口直接排入。

(8) 生活污水

现有工程生活污水产生量为6m³/h，经20m³/h生活污水处理站处理后排入复用水池，循环使用不外排。

现有工程涉及的废水处理设施见表1-16。

表1-16 污染源及处理设施对照表

污染源	污染物	产生量 (m ³ /h)	处理设施	排放口	排放去向
酸碱废水	pH	20	工业废水处理站	排入复用水池循环使用	
含油废水	pH	5	油水分离-气浮池处理系统		
含煤废水	SS	22.5	沉煤池及膜式过滤器		
脱硫废水	pH	10	脱硫废水处理系统		
净水站排泥水	SS	15	含泥废水处理系统		
生活污水	COD、SS等	6	生活污水处理系统		
循环冷却水排污水	COD、SS等	172	/	循环水排口	长江

废水验收结果：

根据中国环境监测总站编制的《泸州电厂（2×600MW）新建工程竣工环境保护验收监测报告》可知：

①验收监测期间工业废水处理设施出口废水pH值范围为8.12-8.22。

②验收监测期间含煤废水处理设施对含煤废水中的SS处理效率为90.7-91.4%。

③验收监测期间生活污水处理设施对生活污水中的SS、NH₃-N、LAS、总磷、动植物油处理效率分别为36.4-69.4%、97.7-99.3%、92.1-96.7%、92.9-99.5%、32.6-96.4%。

④验收监测期间含油废水处理设施对含油废水中的石油类的处理效率为99.96-99.98%。

⑤验收监测期间脱硫废水处理设施对脱硫废水中的SS、氟化物、Hg、As处理效率分别为98.3-64.2%、99.0-99.1%、92.9%-96.7%、98.4%-98.5%。

⑥验收监测期间复用水池的pH值范围为8.20-8.59，SS最大日均浓度为17mg/L，COD最大日均浓度为7mg/L，BOD₅均未检出，石油类最大日均浓度为0.1mg/L，氨氮最大日均浓度为0.436mg/L，总磷最大日均浓度为0.061mg/L，动植物油最大日均浓度为0.3mg/L，氟化物最大日均浓度为0.55mg/L，均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表4一级标准的要求。

⑦验收监测期间雨排口排水的pH值范围为7.95-8.67，SS最大日均浓度为30mg/L，COD最大日均浓度为7.08mg/L，BOD₅均未检出，石油类最大日均浓度为0.1mg/L，氨氮最大日均浓度为0.366mg/L，总磷最大日均浓度为0.181mg/L，动植物油最大日均浓度为0.2mg/L，氟化物最大日均浓度为0.54mg/L，均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表4一级标准的要求。

⑧验收监测期间，循环水排口排水的pH值范围为8.11-8.50，SS最大日均浓度为13mg/L，COD最大日均浓度为6.40mg/L，氨氮最大日均浓度为0.267mg/L，总磷最大日均浓度为0.142mg/L，氟化物最大日均浓度为0.61mg/L，BOD₅、石油类及动植物油未检出，均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表4一级标准的要求。

综上所述，泸州电厂产生的各种废水均得到了合理的处理，工业废水和生活废水处理回用不外排，所排废水主要为雨水，能够达标排放，对地表水影响较小（验收监测期间，泸州电厂各项污染治理设施运行正常，工况基本稳定。根据现场工况监督及该厂提供的生产负荷报表，监测期间2×600MW机组发电负荷为75.7%~84.7%）。

3、噪声及治理措施

现有工程项目产噪设备主要为汽轮机、发电机、冷却塔、风机、翻车机等高噪声设备，主要采取了选用低噪设备、厂房隔声、安装消声器等降噪措施。噪声源分布及降噪措施见表1-17。

表1-17 项目主要声源分布及运行情况表

声源名称	距厂界距离(m)	源强(dB)	数量	降噪措施	运行时段
汽轮机	260	90	2台	厂房隔声、隔音罩	连续
发电机	260	90	2台	厂房隔声、隔音罩	连续
励磁机	260	90	2台	厂房隔声、隔音罩	连续
送风机	250	90	4台	隔音罩、低噪设备	连续
引风机	250	85	4台	隔音罩、低噪设备	连续
给水泵	139	90	6台	厂房隔声、隔音罩	连续
冷却塔	80	83	2台	/	连续
石灰石磨	50	85	2台	厂房隔声	间歇

磨煤机	60	75	12台	隔音罩、低噪设备	间歇
翻车机	200	70	2	隔音罩、低噪设备	间歇

四川省工业环境监测研究院于2017年11月6日~2017年11月7日对该项目声环境进行监测，监测结果见表3-1。监测结果表明，厂界噪声监测点和各噪声敏感点昼间夜间噪声监测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准的要求（昼间：65dB（A）；夜间：55dB（A））。

4、固体废弃物处理处置情况

现有工程固体废物主要为生活垃圾和预处理池污泥，灰渣和脱硫石膏。灰渣包括锅炉炉膛排渣和电除尘排灰。本次不新增员工，生活垃圾和预处理池污泥不新增，依托现有处理措施进行处理。泸州电厂与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣综合处置的承包合同，由其负责灰渣的综合处置。目前除少量灰渣堆存于灰场用于护坝外，其余均综合利用，利用率约为90%以上，主要作为水泥原料和筑路材料。

脱硫石膏年产生量约为37万吨，泸州电厂与南充市山源再生资源回收有限公司等几家公司签订了石膏综合处置的承包合同，由其负责石膏的综合处置。目前石膏主要作为水泥缓凝剂，利用率约为85%。

现有工程危险废物主要来源锅炉点火以及对设备保养、检修时产生，主要有HW08废矿物油与含矿物油废物、HW12染料、涂料废物类、HW13有机树脂类废物类、HW49其他废物（含油棉纱、含油滤芯等；废铅蓄电池、镉镍电池、荧光灯等）、HW50废催化剂类等。四川泸州川南发电有限公司自行利用以及委托贵州岑祥资源科技有限责任公司、绵阳市天捷能源有限公司以及西部聚鑫化工包装有限公司对危险废物进行处置危险废物21.015吨。其中：公司自行利用HW08废矿物油与含矿物油废物10.805吨，HW49含油棉纱、HW13有机树脂类废物类等利用了3.345吨，公司自行利用方式将危废用作燃料进行锅炉燃烧，自行利用率约67.3%。其余HW49其他废物（铅蓄电池、镉镍电池）、HW12染料、涂料废物类、HW50废催化剂等危险废物约6.865吨委托上述三家单位分类进行处置。

五、现有项目污染物排放情况

现有项目污染物排放情况见下表。

表1-20 现有项目污染物产排情况一览表

类别	污染物	排放量
废气	SO ₂ 排放量	2134.1t/a
	NO _x 排放量	1677.63t/a
	烟尘排放量	270t/a
	SO ₂ 排放浓度	186.8mg/m ³ ;
	NO _x 排放浓度	147mg/m ³
	烟尘排放浓度	14.5mg/m ³
废水	脱硫废水排放量	0
固废	一般固废	
	生活垃圾、预处理池	本次不新增员工，生活垃圾和预处理池污泥不新增，依托现有处理措施进行处理
	灰渣和污泥	约104万t/年，外售，实现资源利用率约为85%，其余堆放在灰场。

		脱硫石膏排放量	约37万t/a, 外售, 实现资源利用率85%, 其余堆放在灰场
危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08废矿物油与含矿物油废物10.805t, HW49含油棉纱、HW13有机树脂类废物类3.345t, HW49其他废物(铅蓄电池、镉镍电池)、HW12染料、涂料废物类、HW50废催化剂等危险废物约6.865t, 部分危废进行综合利用: 如废矿物油与含矿物油废物、含油棉纱以及有机树脂类用作燃料进行锅炉燃烧; 部分危废委托处置: 如其他废物(铅蓄电池、镉镍电池)、染料、涂料废物类、废催化剂等危险废物委托有资质单位进行处置	
	HW12 染料、涂料废物类		
	HW13 有机树脂类废物类		
	HW49 其他废物(含油棉纱、含油滤芯等; 废铅蓄电池、镉镍电池、荧光灯等)		
		HW50 废催化剂类	

由表 1-20 可知现有项目的污染物排放量均满足排放污染物许可证(川环许 E00105)所允许的二氧化硫: 7560t/a, 氮氧化物: 3780t/a, 烟尘: 728t/a。

根据业主介绍、对周边居民调查以及在相关环保行政主管部门查阅, 近几年建设单位环保诚信记录均为优良, 项目在运行过程中未接到周边居民的投诉。

本项目改造内容方案、改造目标以及排污量变化情况见下表。

表 1-21 项目改造内容、改造目标以及排污量变化一览表

序号	项目名称	改造内容	改造目标	排污量变化
1	脱硝改造工程	脱硝改造: 锅炉侧通过烟煤掺烧适应性改造和烟煤掺烧调整试验后进行烟煤掺烧, 脱硝 SCR 区域进行提效改造(即流场及喷氨优化改造, 并新增备用层催化剂)	满足氮氧化物超低排放标准: $\text{Nox} < 50\text{mg}/\text{m}^3$	氮氧化物减排量 1047t/a
2	除尘改造工程	对 1、2#电除尘器进行扩容, 在原电除尘器后扩容 1 个有效长度 6m 电场, 新加电场配置脉冲电源供电	满足烟尘超低排放标准: 烟尘浓度 $< 10\text{mg}/\text{m}^3$	烟尘减排量 144t/a
3	脱硫改造工程	在原 GGH 位置新建一座吸收塔作为二级塔, 设三层喷淋层, 原吸收塔作为一级塔	满足 SO_2 超低排放标准: 烟尘浓度 $< 35\text{mg}/\text{m}^3$	二氧化硫减排量 1693.067t/a
4	风机改造工程	对烟气系统的引风机与增压风机进行了二合一改造	/	/

六、原有项目存在的主要环境问题及“以新带老”措施

1、存在的主要环境问题

根据验收监测及现场勘查, 现有项目的废气、废水和固体废物均得到合理的处置, 煤场在堆放、装卸及输送燃煤过程中产生少量的煤粉呈无组织排放。煤场设置了挡煤墙, 并安装了喷淋装置以减少煤尘飞扬。石灰石仓库中石灰石粉末运送至制浆系统的过程中会产生少量粉尘, 采取洒水抑尘的喷淋装置措施可以减轻粉尘对环境的影响, 在环保设施运行正常、连续的情况下, 能够做到达标排放。

但为了响应《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》的通知、环发[2015]164号关于印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知, 其中提出的(在基准氧含量 6%条件下, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米)。现有项目的烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度均不符合超低排放的要求, 因此现有项目主要环境问题为未达到超低排放标准。

2、以新带老措施

本项目脱硝改造工程拟将现有的氮氧化物排放浓度控制在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下, 电除尘扩容改造+脱硫系统改造工程拟

将现有的二氧化硫以及烟尘的排放浓度控制在 SO₂ 排放浓度 35mg/m³ 以下，烟尘排放浓度 10mg/m³ 以下，配套进行引增合一改造，提升引风机和增风机的工作效率。

通过以上以新带老措施保证烟气污染物排放浓度满足《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》的通知、《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知（环发[2015]164 号）的要求。

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）

一、地理位置

泸州市位于四川盆地南缘向云贵高原过度的山前地带，地理坐标为东经 105°08'41"~106°28'，北纬 27°38'~29°20'。全市幅员面积 1.22 万 km²。该市地处永宁河、赤水河、沱江与长江的交汇处。西接宜宾，西北毗自贡、内江，东北邻重庆，西南连云南威信，东南与贵州赤水、毕节为界，属川、滇、黔、渝四省市结合部。全市南北长约 184.84km，东西宽约 121.64km，幅员面积 1.22 万 km²。长江及其支流沱江、永宁河、赤水河、濑溪河、龙溪河等纵横境内。

江阳区位于四川盆地南部，长江、沱江交汇处。东连合江县，南接纳溪区，西邻宜宾市江安县、自贡市富顺县，北以沱江为界与泸县、龙马潭区相邻。江阳区东西长 51.3km，南北宽 25.4km，总面积 649km²。

本项目位于四川省泸州市江阳区江北镇，项目地理位置见附图 1。

二、地形、地貌、地质

江阳区地貌由浅丘、平坝、河谷组成。平均海拔高度 280m。海拔最高点石棚镇雪顶山，高度 649m；最低点弥陀镇沙鱼，高度 220m，相对高差 429m。地形呈哑铃状，属盆地浅丘区，具有“八丘一坝一分水”的地貌特征。

本项目场地比较开阔，由许多小山丘组成，自然地面高程在 280m~320m 之间。场地属剥蚀堆积丘陵地貌，在场地中部公路西侧为一条平缓开阔的冲沟，东北和西南两侧为丘陵沟谷相间地形。区域构造上位于纳溪背斜的南翼，为一套倾向近南侧，倾角较平缓的单斜地层。场地地面高程在 273.63~320.40m，相对高差 10~50m。本项目脱硫场地自然地面标高为 292-302m，相对高差为 10m，场平以后的零米标高为 296.50m，回填土厚度最深达 4.5m，填方区面积约为总场地面积的 1/3，场平后该区大部分地段为基岩出露。

本项目灰场为岩腔湾灰场，位于江北镇已丧失水库功能的岩腔湾水库及其下游冲沟，灰场距半边山厂址西南约 2.0km。灰场出露地层为砂岩夹粉砂岩。沟谷被第四系残坡积层粉质粘土覆盖，厚约 3m。库区内未见大的不良地质现象，库区稳定。灰场底部多为稻田，山坡植被发育良好。岩腔湾灰场分为岩腔湾初期灰场和岩腔湾远期灰场，初期灰场位于岩腔湾水库下游的冲沟，远期灰场利用岩腔湾水库并在初期灰场最终堆灰标高的基础上加高。岩腔湾初期灰场初期堆石排水棱体处，地表基岩出露，岩性为厚状长石石英砂岩。左右坝肩均坡体稳定，有基岩裸露。堆石排水棱体清基后，置于基岩上。

通过调查及钻探揭示，场地内上覆第四系残坡积以及冲洪积土层，下伏侏罗系中统遂宁组（J_{2sn}）地层，岩性主要为泥岩、砂岩。各岩土层按照力学性质分层如下：

1 层硬可塑状粘性土：黄褐色~紫褐色，以粉质粘土为主，粘土次之，主要为残积、坡积成因；该层广泛分布于残丘顶部及缓坡坡脚，厚度约为 0.4~3m，属中压缩性土。

2 层软塑状粘性土：灰褐色~红褐色，以粉质粘土为主，局部地带含有一定量的有机质及腐殖质；该层系坡积、冲洪积成因，仅分布于地势低洼处如斜坡坡脚和冲沟中，分布零星，成层性较差，厚度约为 0.4~4.6m。本层土具大孔

隙比，属高压缩性土。

3层粉砂：松散，饱和，扰动后易呈流沙状，粘粒含量大于10%，该层成层性极差，多呈透镜状，厚度约为0.6~2.4m，仅在场址西侧的冲沟中局部有所揭示。

4层基岩：侏罗系中统遂宁组（J_{2sn}）地层，岩性主要为泥岩、砂岩互层。泥岩，在场址中广泛分布，砖红色~紫褐色，矿物成分以粘土矿物为主，局部含石英砂；薄层~中厚层状及块状，钙质、泥质胶结，泥质结构；泥岩质软，属于软质岩石，并具有失水收缩吸水膨胀的特性，因此，暴露于空气中易发生物理风化而使岩石强度急剧降低。岩石强度随风化程度不同变化较大，强风化厚度一般为0.5~5.6m。砂岩，在场址中分布较为广泛，但主要为断续透镜状分布；灰白色~紫褐色，矿物成分以长石、石英为主，云母次之，局部含粘土矿物，粉粒结构为主，薄层~中厚层状，为泥质~钙质胶结，陡倾裂隙较为发育，该层强风化厚度一般为0.2~3.9m。

据《中国地震动峰值加速度区划图》、《中国地震动反应谱特征周期区划图》，场址地震基本烈度为6度，地震动峰值加速度值0.05g。

三、气候特征

本工程位于四川盆地南部，地处亚热带湿润季风气候区，气候温和、雨量充沛、湿度较大、四季分明、无霜期长、云雾多、日照少，年平均气温在16℃~18℃之间，年平均雨量在1100~1200mm之间。春季气温回升早，冷空气活动频繁；夏季炎热，降水集中，日照多，常有伏旱；秋季降温快，多秋绵雨；冬季气候温和，云雾多，日照少，湿度大，风速小。

累年逐月气象特征值极值统计年限为1960-2001年；均值统计年限为1960-1990年，纳溪县气象站多年气象特征值如下：

（1）气压（hpa）

多年平均气压	973.2
多年最高气压	1001.4（1969年4月4日）
多年最低气压	946.8（1991年5月24日）

（2）气温（℃）

多年平均气温	17.6
多年最高气温	40.2（1972年8月26日）
多年最低气温	-1.6（1989年1月14日）
最热月平均最高气温（8月）	31.4
最近10a最大日温差	16.5（1998年4月24日）

（3）相对湿度（%）

多年平均相对湿度	84
----------	----

多年最大相对湿度	100
多年最小相对湿度	21
湿度最高月份的平均相对湿度	88
(4) 降水量 (mm)	
多年年平均降水量	1180.9
多年年最大降水量	1483.5 (1962 年)
多年年最小降水量	777.6 (1960 年)
(5) 其它	
导线覆冰厚度 (mm)	0
多年年总辐射量 (KWh/m ²)	872.61
最大冻土深度	该地区无冻土
全年主导风向	N 和 NE
夏季主导风向	NW
冬季主导风向	N 和 NE

四、水文条件

1、地表水

长江发源于青藏高原唐古拉山主峰各拉丹冬雪山西南侧，全长 6300km，流域面积 $180 \times 10^4 \text{km}^2$ ，是我国第一大河，水量充沛。长江洪水系由暴雨形成，洪水季节与暴雨相应。泸州河段的洪水主要为长江上游来水，洪、枯水位变幅达 22m 左右。朱沱水文站实测最大洪峰流量为 $53400 \text{m}^3/\text{s}$ (1966 年 9 月 2 日)。长江枯季径流由地下水补给形成。1 1 月至翌年 4 月为枯水期，朱沱水文站实测最小流量为 $1920 \text{m}^3/\text{s}$ (1999 年 3 月 18 日)。近年来随着长江梯级的不断开发，枯水径流将受到水利设施的调节影响。泸州电厂南面距长江北岸约 2km，电厂涉及的主要水源是长江，电厂取、排水水源均为长江。由于长江在泸州电厂厂址南面流过，与厂区之间有相对较高的丘陵（分水岭）相隔，厂区局部地面较低处不受长江百年一遇洪水位威胁。

2、地下水

经拟建场地范围内及相邻区域的水文地质调查，场地原始地貌为东高西低、北高南低的山陵浅丘及冲沟地貌。勘察期间在部分钻孔内测得地下水稳定水位埋深 0.80-7.20m，地下水稳定水位高程 252.98-259.25m。拟建场地内的地下水类型为填土层、粉质粘土层内的局部上层滞水，地下水水量较小。地下水主要由大气降水补给

根据泸州市 1: 20 万区域水文地质普查，经综合地层岩性、地质构造、地形地貌及气象等因素，项目区的水文地质单元可分为：孔隙裂隙水、风化带裂隙水两个水文地质单元。

孔隙裂隙水单元：主要分布在低山地区，出露地层为中生界侏罗系中统沙溪庙组 (J_{3s}) 的泥岩、粉砂质泥岩与灰、

浅紫、黄灰色长石石英岩，地下水赋存于泥岩、泥质粉砂岩中，地下水富水型在 $0.3\text{m}^3/\text{d}\sim 5\text{m}^3/\text{d}$ ，因地处低山地区，沟谷切割较深，含水层不连续，地下水埋藏较深，不易开采。

风化带孔隙裂隙水单元：主要分布在长宁河流域，岩层较平缓，地下水主要赋存于风化带裂隙中，风化带深度一般在 $30\text{m}\sim 35\text{m}$ ，地下水动态受降雨影响较大，其水质一般为无色、无味、无嗅、透明、无肉眼可见物，pH 值 $6.9\sim 7.5$ ，属中性水，总硬度 $265.2\text{mg/L}\sim 684.6\text{mg/L}$ ，微软~硬水，个别极硬水。

五、土壤

江阳区土壤主要由侏罗系沙溪庙组紫色砂岩风化而成，主要分布在浅丘和河谷区。全区土壤有水稻土、紫色土、新积土和黄壤土，其中水稻土面积最大为 21673hm^2 ，占总面积的 57.21% ；其次是紫色土面积为 9887hm^2 ，占总面积的 26.10% ；新积土和黄壤土面积为 3380hm^2 和 2947hm^2 ，分别占总面积的 8.92% 和 7.77% 。江阳区土壤中偏酸性土壤居多，土壤深度在 40 厘米~ 60 厘米之间，沙壤适宜，肥力较高，宜种性强。

六、生物资源

1、植物资源

泸州市自然环境优越，资源丰富，门类齐全。盛产水稻、糯高粱、荔枝、桂圆。猪、牛、山羊、家蚕产量高。林地面积 41.88 万公顷，占全市总面积的 34.21% ，活立木蓄积量 810.8 万立方米。珍稀植物珙桐、水杉、桫欏、篦子三尖杉、连香树、香果树等共 46 种。中药材天麻、五倍子、佛手、黄柏、杜仲、安息香等 1444 种。飘逸“王者香”的佛兰、四季兰(三星蝶、荷瓣、梅兰、梅瓣)、双鼻双舌、多瓣多鼻等兰草为珍稀名品。食用菌竹荪、鸡枞、蘑菇、银耳、木耳等 20 多种。江阳区植被覆盖面积为 8487hm^2 ，占幅员面积的 13.08% 。江阳区属亚热带阔叶林带，森林植被有针叶、阔叶、竹林、灌木四种类型，全区植被覆盖的特点是：人工林多、混交林少，四旁林木多、成片林少，薪炭林、经济林、用材林少，幼林多。树种有 39 科， 69 属， 116 种。优势树种有国外松、马尾松、杉、柏、樟、桉、千丈、夜合等，城区内有成片高大挺拔的樟树、龙眼树；全区薪炭林 2873hm^2 ，主要树种有蒿荆，桑竹林等；竹林蓄积量约 45040m^3 ；有成片果林 2713hm^2 ，主要树种有龙眼、荔枝、柑桔等，龙眼主要分布在茜草、华阳、方山、黄叙、蓝田等乡镇。

2、动物资源

江阳区野生动物物种及数量较少。野生动物以蛙类、蛇类（乌梢蛇、红黄蛇、菜花蛇等）和鸟类（乌鸦、喜鹊、猫头鹰、啄木鸟、斑鸠、竹鸡、麻雀、阳雀等）为主；随着江阳区生态环境的改善，白鹭种群和数量正在迅速增加；还有少量的野猪、野兔、野鸡、野鸭、獾和松鼠等野生动物。

七、矿产资源

泸州市探明储量煤 43.32 亿吨，天然气 407 亿立方米，硫铁矿 32.17 亿吨、方解石 20.1 万吨。大理石计数亿立方米。还有铜、金、石油、铀、镓、锗、铝土、耐火粘土、熔剂白云岩、盐、石灰岩、高岭土、玻璃用砂、陶瓷用粘土、石膏等 20 多种。

八、能源

水能资源理论蕴藏量 62.8 万千瓦。可开发量 25.2 万千瓦。无烟煤探明储量 19.85 亿吨，预测储量 52.2 亿吨；烟煤保有储量 0.53 亿吨，预测储量 1.31 亿吨。天然气产量 7.3 亿立方米。生物能源秸秆、沼气注意合理开发，充分利用。

九、长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区

长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区面积为 33174.2 公顷，其中核心区 10803.5 公顷、缓冲区 15804.6 公顷、实验区 6566.1 公顷，主要保护对象为白鲟、达氏鲟、胭脂鱼等长江上游珍稀、特有鱼类及其产卵场和栖息地生态环境。

范围在东经 104°9'至 106°3'，北纬 27°29'至 29°4'之间，包括建成后的金沙江向家坝水电站坝轴线下 1.8 公里处至重庆长江马桑溪江段，长度 353.16 公里；赤水河河源至赤水河河口，长度 628.23 公里；岷江月波至岷江河口，长度 90.1 公里；越溪河下游码头上至谢家岩，长度 32.1 公里；长宁河下游古河镇至江安县，长度 13.4 公里，南广河下游落角星至南广镇，长度 6.18 公里；永宁河下游渠坝至永宁河口，长度 20.63 公里；沱江下游胡市镇至沱江河口，长度 17.01 公里。保护区设核心区 5 处，分别是金沙江下游三块石以上 500 米至长江上游南溪镇，长江上游弥陀镇至松灌镇，赤水河干流上游鱼洞至白车村，赤水河干流中游五马河口至大同河口，赤水河干流习水河口至赤水河口。

本工程所处的区域距离长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区 2km，不涉及长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区，见附图 4。

本项目所在区域无特殊保护的动植物及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等敏感区。

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、地表水、地下水、声环境、生态环境等）

一、环境空气质量

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气质量现状调查与评价中规定，项目所在区域达标判定，优先选用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。

根据《泸州市 2018 年环境质量公报》，2018 泸州市主城区（江阳区和龙马潭区）优良天数为 305 天，达标比例为 83.6%，轻度、中度污染天气比例分别为 13.4%和 2.7%，重污染天数比例为 0.3%。首要污染物细颗粒物（PM_{2.5}）、可吸入颗粒物（PM₁₀）分别有 115 天和 23 天，首要污染物为臭氧（O₃）的有 105 天，首要污染物为二氧化氮（NO₂）的有 14 天。

2018 年泸州市主城区（江阳区和龙马潭区）环境空气质量如下：

表 3-1 环境空气质量监测结果统计表

监测因子	浓度	监测值	标准值	达标情况
SO ₂	年平均（μg/m ³ ）	15	60	达标
NO ₂	年平均（μg/m ³ ）	35	40	达标
PM ₁₀	年平均（μg/m ³ ）	59	70	达标
PM _{2.5}	年平均（μg/m ³ ）	39	35	未达标
O ₃	日均值（μg/m ³ ）	149	160	达标
CO	日均值（mg/m ³ ）	1	4	达标

由上表可知，项目所在区域各监测因子中，PM_{2.5}年均值为 39 微克/立方米，超过国家环境空气二级标准 0.1 倍，因此 PM_{2.5}均不达标，泸州市主城区属于不达标区域。

本次项目区域环境质量大气环境现状委托四川省工业环境监测研究院于 2017 年 11 月 6 日~2017 年 11 月 12 日对该区域环境空气质量现状进行监测（监测报告见附件 2）。具体情况如下。

1、监测点位布设

为了解拟建项目周围大气环境质量，结合本项目所在地理位置、常年主导风向、人群居住特点及大气污染物排放特征，在评价区域内按功能区在项目所在地上下风向处设置 3 个大气监测点，监测点布设见表 3-2 及附图 2。

表 3-2 环境空气质量监测点位

编号	监测点位置	与电厂址方位	距离	功能区
1#	电厂区东南侧居民点	SE	0.1km	居民点
2#	江北镇	NW	0.2km	居民区
3#	电厂区西南侧居民点	SW	0.2 km	居民点

2、监测因子

根据本项目污染物排放特征及泸州电厂厂址周围的环境特征，确定监测因子为 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀，共计 4

项。

3、监测频次

各项目连续监测 7 天。

各项目具体监测频率如下：

SO₂、NO₂ 为小时平均浓度，每天监测 4 次，采样时间是 2:00、8:00、14:00、20:00，每次采样 45min；PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 为日平均浓度，每天监测 1 次，连续监测 20 小时。

4、监测方法及方法来源

按国家《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及《空气和废气监测分析方法(第四版)》中有关规定进行。分析方法见下表。

表 3-3 环境空气监测方法、方法来源、使用仪器及检出限

项目	监测方法	方法来源	使用仪器	检出限(mg/m ³)
SO ₂	甲醛吸收-副玫瑰苯胺 分光光度法	HJ482-2009	UV-6100 紫外可见分光光度计	0.007(时均值)
				0.004(日均值)
NO ₂	盐酸萘乙二胺 分光光度法	HJ479-2009	UV-6100 紫外可见分光光度计	0.007(时均值)
				0.004(日均值)
PM _{2.5}	重量法	HJ618-2011	FA2004N 电子天平	0.010
PM ₁₀	重量法	HJ618-2011	FA2004N 电子天平	0.010

5、监测结果

环境空气 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 的监测结果见表 3-4。

表 3-4 环境空气质量监测数据表

监测点名称	污染物	24 小时均值	小时均值
		浓度范围 (mg/m ³)	浓度范围 (mg/m ³)
1# 电厂区东南侧 居民点	SO ₂	0.009~0.012	0.011~0.031
	NO ₂	0.034~0.064	0.022~0.105
	PM _{2.5}	0.041~0.100	/
	PM ₁₀	0.070~0.139	/
2# 江北镇	SO ₂	0.007~0.012	0.011~0.034
	NO ₂	0.033~0.063	0.019~0.107
	PM _{2.5}	0.041~0.102	/
	PM ₁₀	0.068~0.123	/
3# 电厂区西南侧 居民点	SO ₂	0.008~0.011	0.011~0.033
	NO ₂	0.029~0.065	0.015~0.106
	PM _{2.5}	0.038~0.098	/
	PM ₁₀	0.070~0.126	/

6、评价方法

采用单因子指数法进行评价。

$$P_i = C_i / C_0$$

式中：P_i—单因子指数；

C_i—实测值；

C₀—单因子标准值。

当 P_i 值大于 1.0 时，表明评价区域环境空气已受到该项评价因子所表征的污染物的影响，P_i 值愈大，受污染程度愈重，反之亦然。

7、评价结果

环境空气 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 的评价结果见表 3-5。

表 3-5 环境空气指数评价结果统计表

监测点名称	污染物	24 小时平均浓度 (mg/m ³)		小时平均浓度 (mg/m ³)	
		标准	Pi 值	标准	Pi 值
1# (电厂区东南侧居民点)	SO ₂	0.15	0.06~0.08	0.5	0.022~0.062
	NO ₂	0.08	0.425~0.8	0.2	0.11~0.525
	PM _{2.5}	0.075	0.55~1.33	/	/
	PM ₁₀	0.15	0.47~0.93	/	/
2# (江北镇)	SO ₂	0.15	0.047~0.08	0.5	0.022~0.068
	NO ₂	0.08	0.413~0.440	0.2	0.019~0.535
	PM _{2.5}	0.075	0.547~1.36	/	/
	PM ₁₀	0.15	0.4533~0.82	/	/
3# (电厂区西南侧居民点)	SO ₂	0.15	0.053~0.073	0.5	0.022~0.066
	NO ₂	0.08	0.3625~0.8125	0.2	0.075~0.53
	PM _{2.5}	0.075	0.507~1.307	/	/
	PM ₁₀	0.15	0.467~0.84	/	/

监测结果和评价结果表明：评价区域 1#~3# 监测点的环境空气监测项目中，PM_{2.5} 监测数据在 11 月 6 日-8 日出现超标情况，超标点位于电厂东南侧居民点，主要的超标原因可能是监测点周围有施工等活动的影响再加上当时大气流通性不好导致 PM_{2.5} 扩散较慢，出现超标的现象，其他时间的 PM_{2.5} 的监测数据均正常。SO₂、NO₂、和 PM₁₀ 均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准的要求。

二、地表水环境质量

本次项目区域环境质量地表水环境现状委托四川省工业环境监测研究院于 2017 年 11 月 6 日~2017 年 11 月 8 日对该区域环境地表水质量现状进行监测（监测报告见附件 2），具体情况如下。

1、监测断面布设

本次环评地表水质量现状监测在江北溪项目排放口上游 500m 处（江北溪）、江北溪汇入口下游 2500m 处（长江）、江北溪汇入口下游 5000m 处（长江）、江北溪与长江汇合口（长江）共设置 4 个断面，具体点位见表 3-6。地表水监测

布点见附图3。

表 3-6 项目区域地表水监测断面

河流名称	断面编号	断面位置	备注
江北溪	I	江北溪项目排放口上游 500m 处	对照断面
长江	II	江北溪汇入口下游 2500m 处	控制断面
	III	江北溪汇入口下游 5000m 处	削减断面
	IV	江北溪与长江汇合口	/

2、监测项目

地表水监测项目为：pH值、化学需氧量（COD_{Cr}）、悬浮物、生化需氧量(BOD₅)、氨氮（NH₃-N）、石油类、共6项。

3、监测频次

各项目连续监测 3 天，每天一次。

4、监测分析方法

按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的监测分析方法执行。具体见表3-7。

表 3-7 地表水监测方法及其来源 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	监测方法	方法来源	使用仪器及编号	检出限
pH 值	玻璃电极法	GB6920-1986	PHS-4C+智能酸度计	0.1 (pH 值)
悬浮物	重量法	GB/T11901-1989	FA2004N 电子天平	4 mg/L
化学需氧量	重铬酸盐法	GB11914-1989	25ml 酸式滴定管	4 mg/L
生化需氧量	稀释与接种法	HJ505-2009	25ml 酸式滴定管	0.5 mg/L
氨氮	纳氏试剂分光光度法	J535-2009	UV-6100 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
石油类	红外分光光度法	HJ637-2012	JDS-106U 红外分光测油仪	0.01 mg/L

5、监测结果

各项指标监测及评价结果见表 3-8。

表 3-8 地表水环境质量现状监测数据表 (单位：mg/L；pH 无量纲)

监测项目	监测结果			
	断面 I	断面 II	断面 III	断面 IV
pH 值	8.05~8.22	8.04~8.16	7.89~7.93	7.11~7.21
悬浮物	20~23	12~15	8~11	16~19
BOD ₅	0.9~1.4	1.4~1.8	1.6~2.0	0.7~1.3
COD _{Cr}	5~6	7~8	8~11	4~6
氨氮	0.064~0.089	0.072~0.086	0.071~0.083	0.048~0.059
石油类	0.02	0.05	0.03	未检出

6、评价方法

采用单项水质因子评价法对区域地表水环境进行评价，单项水质因子评价法为：

A、一般污染物：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{s,i}$$

式中：S_{i,j}——i 污染物在监测点的 j 的标准指数；

C_{i,j}——评价因子 i 在 j 点的监测浓度值，(mg/L)；

C_{s,j}——评价因子在国标中的标准浓度值，(mg/L)。

B、pH 指数：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j \geq 7.0$$

式中：pH_j——监测点 j 的 pH 值；

pH_{sd}——地表水水质标准中规定的 pH 的下限值；

pH_{su}——地表水水质标准中规定的 pH 的上限值。

7、评价结果

采用单项水质因子评价法对长江水质的监测结果进行评价，其评价结果见下表 3-9。

表 3-9 地表水环境质量现状评价结果表 (单位：mg/L；pH 无量纲)

监测项目	标准限值	评 结 (Si 值)			
		断面 I	断面 II	断面 III	断面 IV
pH 值	6~9	0.525~0.61	0.52~0.58	0.445~0.465	0.055~0.105
BOD ₅	4	0.225~0.35	0.350~0.45	0.4~0.45	0.175~0.325
COD _{Cr}	20	0.25~0.3	0.35~0.4	0.4~0.55	0.2~0.3
氨氮	1.0	0.064~0.089	0.072~0.086	0.071~0.083	0.048~0.059
石油类	0.05	0.4	1	0.6	/

由上表单项指数结果可以看出，评价河段各断面各项监测因子的评价指数均小于 1，满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类水域标准限值的要求，评价区域地表水环境质量较好。

三、声学环境质量

本次环评声学环境质量委托四川省工业环境监测研究院于 2017 年 11 月 6 日~2017 年 11 月 7 日对该区域声环境进行监测 (监测报告见附件 2)，具体情况如下。

1、监测点布设

本次环评在电厂厂界及敏感点设置噪声监测点位，具体点位见下表。

表 3-10 声环境现状监测点位

监测点位编号		位置	备注
1#	电厂	东侧电厂界外 1m	厂界噪声
2#		南侧电厂界外 1m	厂界噪声
3#		西侧电厂界外 1m	厂界噪声
4#		北侧电厂界外 1m	厂界噪声
5#		电厂区东南侧 100m 处农户	敏感点噪
6#		电厂区南侧 100m 处农户	敏感点噪声
7#		电厂区西南侧 170m 处农户	敏感点噪声
8#		电厂区西北侧 210m 处江北镇	敏感点噪声

2、监测项目

各测点昼间和夜间环境噪声等效连续 A 声级 (Leq)。

3、监测频率

昼间 (06:00-22:00) 和夜间 (22:00-06:00) 各测一次。用噪声统计分析仪测试, 每次 10min。连续监测 2 天。

4、监测方法

本次监测的监测方法、方法来源、使用仪器及检出限见表 3-10。

表 3-11 噪声监测方法、方法来源、使用仪器及检出限

监测项目	监测方法	方法来源	使用仪器	检出限
环境噪声	声环境质量标准	GB3096-2008	AWA5688 噪声统计分析仪	30dB (A)

5、监测结果

现状声环境质量监测结果见下表 3-12。

表 3-12 声环境监测结果 单位: dB (A)

监测点位	时段	LeqdB (A)		评价标准
		2017.11.6	2017.11.7	
噪声监测结果	1# (东侧电厂界外 1m)	昼间	54.4	52.2
		夜间	42.3	43.8
	2# (南侧电厂界外 1m)	昼间	55.6	55.6
		夜间	43.1	43.8
	3# (西侧电厂界外 1m)	昼间	56.1	55.1
		夜间	44.1	43.5
	4# (北侧电厂界外 1m)	昼间	53.0	53.7
		夜间	42.2	44.8

GB 3096-2008 中 3 类标准
值为: 昼间: 65dB (A)
夜间: 55dB (A)

5# (电厂区东南侧 100m 处农户)	昼间	52.6	52.7
	夜间	41.5	44.3
6# (电厂区南侧 100m 处农户)	昼间	54.7	52.9
	夜间	42	44.7
7# (电厂区西南侧 170m 处农户)	昼间	52.5	54.4
	夜间	43	42.7
8# (电厂区西北侧 210m 处江北镇)	昼间	58.2	57.6
	夜间	41.4	44.2

6、评价结果

根据噪声现状的监测统计结果，采用与评价标准直接比较的方法对评价范围内的声环境质量现状进行评价。监测结果表明，厂界噪声监测点和各噪声敏感点昼间夜间噪声监测值均符合《声环境质量标准》(GB3096-2008) 3类标准的要求(昼间：65dB(A)；夜间：55dB(A))。

四、生态环境质量现状

项目选址于泸州市江北镇泸州电厂内。由于人为活动频繁，已不存在原生植被，植被为人工植被。区域内无珍稀野生动物、植物和重要文物需要保护，系统生物多样性程度低，无重大环境制约因素。

五、长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区

长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区保护区面积为 33174.2 公顷，其中核心区 10803.5 公顷、缓冲区 15804.6 公顷、实验区 6566.1 公顷，主要保护对象为白鲟、达氏鲟、胭脂鱼等长江上游珍稀、特有鱼类及其产卵场和栖息地生态环境。

范围在东经 104°9'至 106°3'，北纬 27°29'至 29°4'之间，包括建成后的金沙江向家坝水电站坝轴线下 1.8 公里处至重庆长江马桑溪江段，长度 353.16 公里；赤水河河源至赤水河河口，长度 628.23 公里；岷江月波至岷江河口，长度 90.1 公里；越溪河下游码头上至谢家岩，长度 32.1 公里；长宁河下游古河镇至江安县，长度 13.4 公里，南广河下游落角星至南广镇，长度 6.18 公里；永宁河下游渠坝至永宁河口，长度 20.63 公里；沱江下游胡市镇至沱江河口，长度 17.01 公里。保护区设核心区 5 处，分别是金沙江下游三块石以上 500 米至长江上游南溪镇，长江上游弥陀镇至松灌镇，赤水河干流上游鱼洞至白车村，赤水河干流中游五马河口至大同河口，赤水河干流习水河口至赤水河口。

本工程所处的区域距离长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区 2km，不涉及长江上游珍稀、特有鱼类国家级自然保护区，见附图 4。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）

本项目位于泸州市江北镇泸州电厂现有厂区内，根据现场调查，区域内无自然保护区、水源保护区、风景名胜区、珍稀濒危重点保护野生动植物等。

根据工程性质和污染物排放特征以及所在地区的环境关系，列出本项目主要环境保护目标见下表 3-13。

表 3-13 项目环境保护目标表

保护要素	目标	方位	距离	性质	规模	保护级别
大气环境	1#散居农户	NE	500m	居民点	约 10 户	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	下坝	NE	1200m	居民点	2138 人	
	白村	NE	1700m	居民点	3420 人	
	2#散居农户	SE	100m	居民点	约 10 户	
	3#散居农户	S	100m	居民点	约 8 户	
	4#散居农户	SW	170m	居民点	约 8 户	
	岱宗	SW	2600m	居民点	2392 人	
	牟坝村	SW	1400m	居民点	1663 人	
	黄坪坳	SW	700m	居民点	2932 人	
	先锋小学（灰场东南侧 80m 处）	SW	2000m	学校	90 人	
	散居农户（灰场东南侧 70m 处）	SW	2000m	居民点	约 5 户	
	先锋埂	SW	3500m	居民点	2269 人	
	散居农户	W	100m	居民点	约 1 户	
	马观村	W	2400m	居民点	2181 人	
	江北镇	NW	210m	居民集中区	5000 人	
沙溪村	NW	2800m	居民点	2123 人		
声环境	散居农户	SE	100m	居民点	约 10 户	《声环境质量标准》 (GB13096-2008) 3 类标准
	散居农户	S	100m	居民点	约 8 户	
	散居农户	SW	170m	居民点	约 8 户	
	散居农户	W	100m	居民点	约 1 户	
地表水	江北溪	电厂排水口至下游 5km		地表水	/	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III 类水域标准
	长江				/	
地下水	项目区及周边 20km ² 的浅层地下水					《地下水质量标准》 (B/T14848-2017) III 类
生态环境	项目所在区域及周边					生态环境以不破坏生态系统完整性为标准

评价适用标准

根据泸州市环境保护局下发的《关于四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 机组超低排放改造工程环境影响评价应执行环境保护标准的函》（泸市环建函[2018]29 号，见附件 4），本项目执行以下标准：

一、环境空气质量标准

1、环境空气的中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，具体标准值见下表。

表 4-1 环境空气质量标准 单位：mg/m³

项目	SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
小时平均值	0.5	0.2	/	/
日平均值	0.15	0.08	0.15	0.075

二、地表水环境质量标准

地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类水域标准，具体标准值见下表。

表 4-2 地表水环境质量标准 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	pH 值	COD _{cr}	BOD ₅	氨氮	石油类
标准值	6~9	20	4	1.0	0.05

环境
质量
标准

三、地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类水域标准，具体标准值见下表。

表 4-3 地下水环境质量标准 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	pH 值	总硬度	高锰酸盐指数	氨氮	硫酸盐	硝酸盐氮	亚硝酸盐	氟化物	汞
标准值	6.5~8.5	450	3.0	0.2	250	20	0.02	1.0	0.001

四、声环境质量标准

环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，具体限值见下表。

表 4-4 声环境质量标准 单位：dB (A)

时段	昼间	夜间
标准值	65	55

污染物排放标准

一、废气

锅炉烟气排放按照《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)要求执行烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³ 标准, 具体标准值见下表。

表 4-5 大气污染物排放标准 单位: mg/m³

项目	SO ₂	烟尘	NO _x
标准值	≤35	≤10	≤50

二、废水

废水排放执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)表中 4 一级标准, 具体标准值见下表。

表 4-6 《污水综合排放标准》一级排放标准 单位: mg/L, pH 无量纲

项目	pH 值	COD _{cr}	BOD ₅	氨氮	石类
标准值	6~9	100	20	15	5

三、噪声

建筑施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类标准, 具体数值见表 4-7、表 4-8。

表 4-7 建筑施工场界环境噪声排放限值 单位: dB (A)

昼间	夜间
70	55

表 4-8 《工业企业厂界环境噪声排放标准》3 类区标准 单位: dB (A)

类	昼间	夜间
3 类	65	55

四、固废

按照国家相关规定进行收集和处置。一般工业固废及生活垃圾执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及修改单相关标准; 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)。

根据四川省环境保护厅《关于四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 工程脱硫装置技术改造工程环境影响报告表的批复》（川环审批[2014]686 号），下达的总量指标情况为：SO₂7560t/a、NO_x3780t/a；根据泸州市环境保护局《关于四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 机组除尘及脱硫系统提效技改项目环境影响报告表的批复》（泸市环建函[2016]27 号），下达的烟尘总量指标情况为 736t/a。根据《泸州市大气环境质量限期达标规划》（2018-2025 年）中提到的大气环境质量改善的主要措施中 **5.加大工业污染治理,降低多污染物负荷,推进燃煤锅炉淘汰升级。继续推动工业锅炉升级改造,全面实施大、中、型工业锅炉高效脱硫除尘、低氮燃烧技术改造和烟气脱硝改造等污染控制措施。**本项目为超低排放改造工程，属于减排项目，本工程实施后，对当地的大气环境质量改善有一定的促进作用。全厂 NO_x、SO₂ 和烟尘排放总量指标建议如下表。本项目 NO_x、SO₂ 和烟尘总量最终由当地环保部门核定。

表 4-9 本项目实施后总量排放情况 单位：t/a

类别	污染物	全厂原有排放总量	全厂技改后排放总量指标建议
废气	NO _x	1677.63	1050
	SO ₂	2134.067	735
	烟尘	270	210

总量
控制
指标

建设项目工程分析

建设项目工程合理及可行性分析

1、改造目标合理性分析

根据《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》及《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》文件要求，四川泸州川南发电有限责任公司1、2号机组按脱硝系统出口NO_x浓度为50mg/m³进行改造。

目前，四川泸州川南发电有限责任公司2号机组在脱硝后进行了低氮燃烧器改造，目前通过烟煤掺烧能将NO_x浓度控制到700mg/m³以内。考虑一定余量，本次脱硝改造，可按入口NO_x浓度为700mg/m³，出口NO_x浓度为50mg/m³进行考虑，NO_x脱除效率至少93%。通过对SCR系统进行提效改造即可达到超低排放的目标。1号机组目前尚未进行低氮燃烧改造，目前炉膛出口NO_x浓度在1200mg/m³左右。首先需要进行低氮燃烧系统改造，并进行烟煤掺烧将出口NO_x浓度控制在700mg/m³以内，再通过SCR系统提效改造，将反应器出口NO_x浓度控制在50mg/m³以内。

根据可研报告以及《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》及《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》文件要求，以出口NO_x浓度50mg/m³为目标的改造路线：1、2号炉为低氮燃烧改造掺烧烟煤+SCR技术提效改造改造目标设计合理。

2、方案可行性分析

国内自福建漳州后石电厂建成第一台SCR装置，从2005年期大规模用于电站锅炉的NO_x控制，至今约有500多台机组配套SCR装置，这些机组均采用高灰型SCR布置工艺，脱硝效率约60~90%。与新建机组相比，老机组脱硝改造时，面临布置空间、锅炉基础和钢架的加固等工作，改造难度较大。

四川中电福溪电力开发有限公司2号机组超低排放改造项目于2017年2月通过由四川省环保厅、发改委、经信委、能源局、国家能源局四川监管办及宜宾市环保局等单位 and 部门组成的验收考核组考核验收，这标志着四川省首台600MW机组“W火焰”锅炉实施超低排放改造圆满成功。此次2号机组改造，主要项目有脱硫系统增容提效改造、脱硝系统增容提效改造、电除尘系统增容提效改造以及风机增引合一改造。氮氧化物、二氧化硫和烟尘排放浓度是超低排放项目的三大关键指标。据四川省环境监测总站监测报告，福溪电厂2号机组烟尘排放浓度小于10毫克每立方米，二氧化硫排放浓度小于35毫克每立方米氮氧化物排放浓度小于50毫克每立方米，达到国家超低排放改造相关要求和《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案(2016-2020年)》考核标准。远低于国家发改委、环保部、国家能源局联合印发的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014~2020年)》中严控大气污染物排放的控制目标，标志着福溪发电2号机组接近燃气轮机排放限值，更环保。（验收监测报告见附件17），本工程改造和四川中电福溪电力开发有限公司2号机组超低排放改造项目的主要内容基本一致，主要有脱硫系统提效改造、脱硝系统提效改造、电除尘系统增容提效改造以及风机增引合一改造等。因此理论上本工程的改造方案可行。

华能珞璜电厂5号、#6机组超低排放改造项目于2017年11月通过考核验收。5号、6号机组改造，主要项目有除尘脱硫系统改造（WGGH改造、除尘器改造、风机改造、脱硫改造）、脱硝系统改造（低氮燃烧改造、脱硝改造）

和 CEMS 在线监测系统改造。运行燃用 50%松藻无烟煤，掺配 50%烟煤。根据重庆市生态环境监测中心监测报告，华能重庆珞璜电厂 #5、#6 机组烟尘排放浓度小于 10 毫克每立方米，二氧化硫排放浓度小于 35 毫克每立方米氮氧化物排放浓度小于 50 毫克每立方米，达到国家超低排放改造相关要求。本工程脱硝改造与华能重庆珞璜电厂 5 号、6 号机组一致。因此理论上本工程的脱硝改造方案可行。

脱硝方案的选择

脱硝改造路线目前 W 炉有：SNCR+SCR 和烟煤掺烧+SCR，本次选择脱硝改造路线：烟煤掺烧+脱硝提效改造

(1) SNCR+SCR 和烟煤掺烧+SCR 改造案例

福溪电厂采用的是 SNCR+SCR 路线。因为 SNCR 系统的化学应当量比 NSR 约为 1.2~1.5，还原剂利用率仅为 20~30%，还原剂过喷无法避免；其次通常采用的短喷枪布置无法实现还原剂在整个烟道内的均匀分布，因此 NO_x 的难以实现均匀脱除，所以 SNCR 系统的氨逃逸会比 SCR 系统的大一些，消耗掉 SNCR 的逃逸氨需要在 SCR 进口进行混合器加装，保证逃逸氨与烟气混合均匀，配合 SCR 区喷氨，减少喷氨总量。从已改造项目运行情况看，SNCR 运行成本高，经测算每年运行成本为 1000 万元左右，同时 SNCR 效率较低。为达到脱硝 SCR 出口氨逃逸不超标，需进行 SNCR 和 SCR 协调控制，运行控制较为复杂。

重庆珞璜电厂采用的是烟煤掺烧+SCR 路线，通过烟煤掺烧控制炉膛出口在 700mg/m³ 以下，再通过脱硝提效改造（新增备用层和喷氨流场优化）实现脱硝效率提升达到 93%以上，脱硝出口 NO_x 排放浓度小于 50mg/Nm³。目前已投入运行，效果较好。

(2) 烟煤掺烧降低 NO_x 机理及实际运行效果

下图为 NO 生成路径，其中生成 NO 后通过还原剂被还原成 N₂，即路径 3，而炉膛内还原剂来自入炉煤内挥发份，挥发份越多，还原剂越多。煤的煤化程度不同，挥发份含量不一样，煤化程度越高，挥发份含量越小。烟煤煤化程度低于无烟煤，挥发份含量较高。

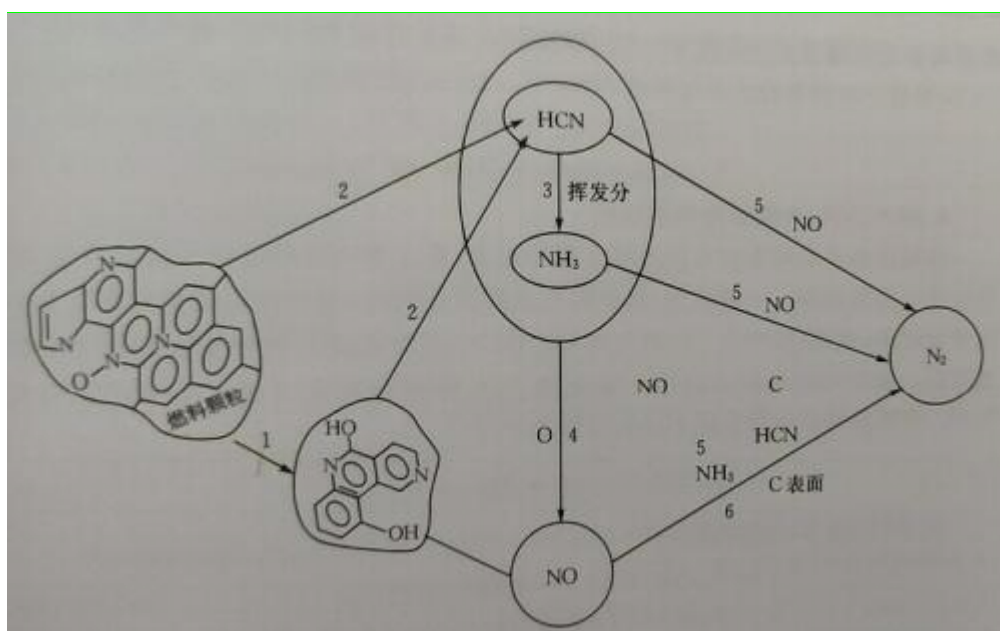


图 5-1 烟煤掺烧降低 NO_x 机理示意图

川南发电有限责任公司通过掺烧烟煤，增加入炉煤挥发份，达到降低炉膛出口 NO_x 目的，根据烟煤掺烧试验，高负荷（600MW）可掺烧 16%，中负荷（480MW）可掺烧 30%至 50%，低负荷（360MW）可掺烧 100%，NO_x 均可稳定达到 700mg/Nm³。同时掺烧烟煤可以提高煤粉着火稳定性。

川南发电有限责任公司原脱硝设计为 3+1 层，通过新增备用层催化剂和喷氨和流场优化，脱硝效率可达到 93%，SCR 入口（炉膛出口）在 700mg/Nm³ 以下时可稳定达到出口 NO_x 排放浓度小于 50mg/Nm³，氨逃逸小于 3μL 的要求。

烟煤掺烧后对除尘、脱硫及锅炉效率的影响

烟煤到厂情况：下表为 2018 年至今的烟煤情况，干燥无灰基挥发 V_{daf} 均值为 38%（最低为 36.5%），收到基灰分 A_{ar} 均值为 12%（最高为 21.28%），全硫为均值 1.9%（最高为 2.97%），收到基低位发热量为 Q_{ar.net} 均值为 5240 大卡（最低为 4834 大卡）。

表 5-1 烟煤参数表

收到基全水	空干基内水	干燥无灰基挥发分	收到基灰分	干基全硫	空干基高位	收到基低位	收到基低位（大卡）
12.75	3.17	36.13	14.05	1.54	26.018	22.667	5421
12.56	2.17	36.5	19.14	2.27	24.721	21.287	5091
18.48	5.06	36.54	9.78	1.55	25.535	20.984	5019
10.91	3.61	36.65	18.84	0.25	24.074	21.471	5135
11.08	2.3	36.87	7.84	2.02	29.508	26.071	6235
9.51	2.32	37.02	16.42	2.82	26.493	23.772	5685
11.43	3.08	37.15	12.76	2.92	27.24	24.103	5765
18.52	3.62	37.43	11.57	1.72	25.555	20.694	4949
18.68	3.84	38.04	11	1.65	25.652	20.77	4967
18.68	4.49	38.07	10.71	1.56	25.35	20.658	4941
11.99	2.11	38.14	16.14	2.28	26.189	22.736	5438
18.41	4.52	38.15	9.97	1.55	25.566	20.929	5006
18.14	5.34	38.2	9.38	1.6	25.409	20.884	4995
18.44	5.16	38.36	9.57	1.56	25.576	20.949	5010
18.38	4.02	38.48	9.84	1.52	25.488	20.764	4966
18.2	4.51	38.49	10.95	1.52	25.207	20.663	4942
11.77	1.88	38.77	14.74	2.97	26.849	23.331	5580
18.29	5.27	38.78	10.92	1.68	25.035	20.552	4915
18.33	4.69	38.81	9.6	1.53	25.839	21.214	5074
13.41	3.1	38.82	11.4	1.76	27.175	22.939	5486
13.77	2.23	39.09	21.28	2.42	23.857	20.213	4834
10.54	2.36	39.28	14.3	2.58	27.064	24.02	5745
15.38	2.29	39.41	16.35	2.64	25.56	21.281	5090
11.89	3.19	39.72	14.95	2.87	26.137	22.893	5475

烟煤中灰分、全硫较超低排放改造设计灰分低，收到基低位发热量高于设计煤质 200 大卡。对超低排放改造中粉尘及 SO₂ 排放起到明显的降低作用。由于掺烧烟煤，入炉煤整体挥发分和热值提高，炉膛燃烧稳定，燃煤燃烧充分，燃烧经济性得到改善，2018 年通过烟煤掺烧试验，高、中、低负荷平均飞灰可燃物含量分别降低了 1.55%、0.65%、1.9%。

工艺流程简述

本评价将从施工期和营运期两个部分的工艺流程及产污环节分别对环境可能造成的影响进行说明，本项目在技改过程中，两台锅炉一停一用。

一、施工期

本技改项目主要建设内容包括对泸州电厂一期 2×600MW 机组现有脱硝装置、脱硫装置、电除尘器以及风机改造进行提效改造，本项目主要的改造内容均在现有设备基础上进行改造，无场地平整、地基开挖等重污染工序。脱硝改造方案仅对锅炉部分平台进行改造，平台改造采用钢结构，材质 Q235B。除尘改造工程拆除原有引风机基础，新增一跨电除尘器支撑钢架。脱硫改造工程新建二级吸收塔直径约为 16.8m，吸收塔总高度约 34m，新建二级塔浆液循环泵房，新建二级塔出口净烟支架。风机改造工程新建引风机基础和引风机检修支架。

脱硝改造内容：根据超低排放限值要求和四川泸州川南发电有限责任公司现场实际情况，脱硝改造对#1、#2号炉进行低氮燃烧改造后首先进行掺烧烟煤+SCR 系统提效改造，将炉膛出口 NO_x 浓度控制在 700mg/m³ 以下；#1、#2号炉进行 SCR 系统提效改造，按脱除效率不低于 93%进行改造。#1、#2号炉增加备用层催化剂，加装量按原有一层催化剂的量供应；新增备用层蒸汽吹灰器；对流场进行校核并深度优化改造。

通过对原脱硝 SCR 系统进行提效改造，可以实现超低排放。但过高的脱硝效率对流场的均匀性要求非常高，否则容易出现还原剂过喷现象，导致反应器出口氨逃逸量增加，造成空预器堵塞，引起系统压差增大等一系列问题。对原 SCR 系统的喷氨混合系统及流场进行深度优化升级。为了达到更高的脱硝效率和更低的 NO_x 排放浓度，进行氨喷射系统的改造。在 SCR 入口水平烟道中，加装大范围烟气混合器，大幅度降低 SCR 入口不均匀的 NO_x 的偏差。到达竖直烟道后，将单侧烟道分区，分区数量以区截面接近正方形为原则。因截面减小，分区内烟气在分区混合器的作用下发生强烈的旋转混合，分区内的 NO_x、NH₃ 及粉尘等可基本混合均匀，在 SCR 出口的每个分区中心布置一个 NO_x 测点，实时测量该分区 NO_x 浓度。根据每个分区出口 NO_x 浓度值，实时调整各分区喷氨量，实时保证各分区氨氮摩尔比高度均匀，进而最大程度的降低氨逃逸水平，有效降低空预器堵塞风险。因烟道左右宽度方向较长，烟气无法充分混合。在混合器作用下，烟气中不均匀的 NO_x 和 NH₃ 可大幅度降低不均匀度。混合器结构为上下两层涡盘，使烟气在高度方向上分两层，上层往左偏斜，下层往右偏斜，使烟气整体上进行左右方向交叉混合。竖直烟道分区，每个分区内安装-组混合器，使分区内烟气形成旋转混合，并在较短距离内尽可能混合均匀。分区间不设置物理隔板，通过气流的合理组织可保持相对独立，不相互混合，维持分区前后良好的对应性，为分区动态喷氨提供条件。在每个分区的出口设置一个 NO_x 在线测点，单侧烟道三个测点，测得出口断面 NO_x 分布，并据此调整三个分区自动喷氨调节阀，调节各分区内喷氨量。根据某电厂对脱硝流场的上述方案的优化，脱硝效率可提高到 94%。

除尘改造建设内容：将低低温省煤器后置，放置于电除尘器后，对电除尘器进行扩容，在原电除尘器后扩容 1 个有效长度 6m 电场，新加电场配置脉冲电源供电，控制电除尘器出口烟尘浓度<30mg/m³，配套脱硫协同除尘器能满足烟尘超低排放标准（烟尘浓度<10mg/m³）。

除尘改造工程预计停炉时间为 65 天。

脱硫系统提效技术改造建设内容：

1、吸收塔喷淋系统改造

新建一座二级塔，设两层喷淋层、一层湍流层；原吸收塔作为一级塔。将原吸收塔作为一级吸收塔。一级吸收塔原设置了两级屋脊式除雾器加一级管式除雾器，喷淋层下方设置有一层合金托盘，为了降低烟气运行阻力，本次改造拆除一级吸收塔内的一级屋脊式除雾器，一级吸收塔浆液循环量为 34070m³/h，对应液气比 L/G（标湿，吸收塔后）为 15.52，一级吸收塔出口浓度小于 750mg/m³，一级吸收塔出口浓度小于 728mg/m³。一级吸收塔浆池液位 14m，容积为 3404m³，浆液循环停留时间为 6.0min，利旧。一级塔原有吸收塔搅拌器和石膏排出泵可满足改造后需求，全部移位利旧。

在已拆除的 GGH 位置上新建一座吸收塔作为二级塔。二级塔设两层喷淋层 F、G，对应循环泵流量为 7000 m³/h，扬程分别为 21m/23m。改造后二级塔喷淋量为 14000 m³/h，对应液气比 L/G（标湿，吸收塔后）为 6.4。喷嘴采用空心锥喷嘴，材质采用 SiC。

二级吸收塔浆池液位 8.04m，容积为 1718m³，每塔设 4 台侧进式搅拌器，电机功率 37kW；每塔设两台强制浆液回流泵将二级吸收塔浆液排入一级吸收塔内，利旧原一级塔两台石膏排出泵，一级塔新增两台石膏排出泵，流量 450m³/h。

为保证协同除尘效果，二级吸收塔采用北京清新专利技术的管束式除尘除雾装置，相应改造除雾器冲洗水系统。本次改造利旧原有除雾器冲洗水泵。

原设置五台罗茨式氧化风机，设备数量多，故障发生概率大，运行维护成本高，且罗茨风机的效率较低，能耗较高。为了降低氧化风机能耗并减少检修成本，本次改造将氧化风机改为离心式，按氧硫比 2.5 设计，改造后每台机组需要的氧化风量为 34000 m³/h。改造后氧化风机采用每台机组配置三台氧化风机，两运一备配置方式。每台机组三台氧化风机，两运一备，流量为 18000 m³/h，压升 98 kPa。二级塔氧化风管采用矛枪式布置。

吸收塔具体改造内容如下：

拆除原吸收塔的除雾器；在原 GGH 位置新建一座二级吸收塔，每塔设两层喷淋层 F、G 和一层湍流层，吸收塔直径 16.5m，液位高度 8.04m，浆池容积为 1718m³，吸收塔总高度 33.15m。

2、烟气系统改造

1) 烟道改造

由于新建二级塔，烟气走向发生较大变化，本次结合风机及工艺改造对原烟道、净烟道进行整体优化改造，降低运行阻力。

本次改造烟道采用 6mm 钢板预制，采用钢结构支架进行支撑，硅酸铝进行保温，铝板为外护板。吸收塔后净烟道需设置玻璃鳞片防腐。

2) 阻力克服

根据工艺改造方案，原有增压风机可克服脱硫系统阻力，增压风机最终改造同引风机一并改造。

3) 事故喷淋降温及预洗涤系统

本次改造后，原吸收塔入口事故喷淋降温系统原烟道转向后利旧，事故喷淋管道需根据吸收塔入口烟道位置重新布置；原预洗涤系统拆除。

3、吸收剂制备及供应系统改造

目前，电厂一期脱硫系统公用 4 台湿式球磨机制浆系统，其中两台球磨机的设计出力为 $2 \times 15 \text{t/h}$ ，两台磨机设计出力为 $2 \times 32 \text{t/h}$ ，设置有效容积 480m^3 石灰石浆液箱 1 个、有效容积 560m^3 石灰石浆液箱 1 个，设置 2 台流量为 $100 \text{m}^3/\text{h}$ 的供浆泵，4 台流量为 $110 \text{m}^3/\text{h}$ 的供浆泵。

本次改造后 2 台机组 BMCR 设计条件下石灰石耗量为 68t/h ，原制浆系统能满足改造后需求。本次改造原供浆管线、供浆泵全部利旧，只新增二级塔供浆管路。

4、废水处理系统

本次改造原烟气中除 SO_2 变化，其它烟气条件及工艺水质均不变，改造后产生的废水总量基本不变，经现场调研，现有废水运行期间故障率高，不能适应新的环保形势，本次改造需对原有废水系统进行升级改造。主要是对故障率较高的设备进行更换，以保证废水处理系统能稳定运行，达到环保要求。

5、工艺水系统

本次改造因石膏产量及废水量变化极小，原有工艺水系统全部利旧，仅对工艺水管道进行局部的改造。

脱硫系统改造工程需机组停运约 50 天。

风机改造建设内容：

由于动叶可调轴流式引风机调节特性好，故动调风机就不考虑加装变频调速装置。将现有静叶可调轴流式引风机整体更换，新风机转速为： 745r/min 。

本工程在原有厂区内进行，土建工程量较小。本工程施工工序将产生少量的噪声、扬尘及废气、固体废弃物、污水等污染物，其排放量随工序和施工强度不同而变化，施工期具体的工艺流程及产污环节见图 5-1。

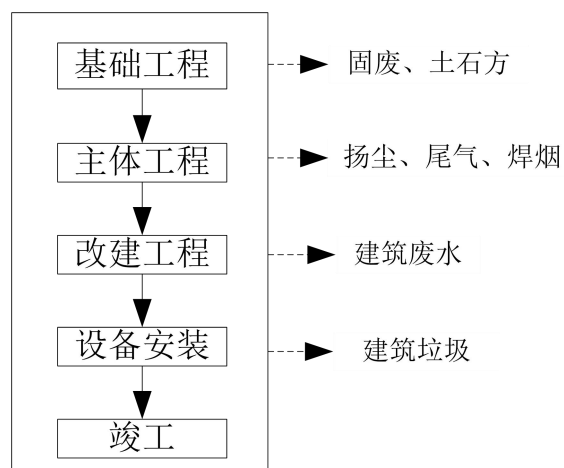


图 5-2 施工期工艺流程及产污环节图

(一) 主要污染工序

(1) 废水：施工期的废水主要为车辆、施工机械设备冲洗水等，主要污染因子为 SS。施工现场不设置临时施工人员驻地，施工人员生活污水依托电厂现有生活设施处理。

(2) 废气：扬尘是指露天堆场、裸露场地的风力扬尘，建筑垃圾的搬运扬尘，建筑材料运输所产生的动力道路扬尘；尾气主要来自运输车辆在运输过程中的尾气；管道焊接产生焊烟。

(3) 噪声：施工期产生的噪声具有阶段性、临时性和不固定性。施工期噪声主要来自建筑施工机械，以及装修和设备安装过程中各种机械噪声。

(4) 固体废弃物：施工期会产生建筑垃圾、废旧钢材等。

(二) 施工期污染物排放及治理

1、废水

该项目施工高峰期施工人数按 20 人计。生活污水单位产生量按 50L/d·人计算，本项目施工期生活污水产生量为 1m³/d。污水排放系数按 80%计算，生活污水排放量为 0.8m³/d。本项目施工期的生活污水依托电厂现有生活污水处理设施。施工废水主要是车辆、施工机械设备冲洗水等，具有污水量小，泥砂含量高的特点。

针对施工期水污染物产生情况，提出防治措施如下：

①在施工现场四周设置集水沟，收集施工现场排放的混凝土养护水、渗漏水等建筑废水，经沉淀处理后回用于施工或用于洒水降尘。

②水泥、黄沙、石灰类的建筑材料需集中堆放，并采取一定的防雨淋措施，及时清扫施工运输工程中抛洒的上述建筑材料，以免这些物质随雨水冲刷污染附近水体。

③有关施工现场水污染防治的其它措施按照《建设工程施工现场环境保护工作基本标准》执行。

2、废气

(1) 扬尘

本项目建设施工过程中的大气污染主要来自于施工现场的扬尘。在整个施工期，产生扬尘的作业有开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程。施工现场近地面的粉尘量受施工机械、施工方式、管理方式及天气、地表土质等多种因素影响，一般施工现场的大气环境中颗粒物浓度可达到 1.5~30mg/m³。

施工期产生的扬尘，严格按照国家环保部和建设部《关于有效控制城市扬尘污染物的通知》的要求，通过以下措施减少扬尘对环境的影响：

①施工使用商品混凝土。

②施工现场周边应设置符合要求的防尘围挡。

③施工车辆运输采用彩条布封闭，避免沿途洒落尘土，为防止泥土带出现场，采用在施工现场进出口铺设草垫或

钢板。

④施工过程中堆放的渣土必须有防尘措施并及时清运。

⑤竣工后要及时清理平整场地、及时实施地面绿化措施。

本项目的施工范围较小，且均位于电厂的厂区内，在采取遮挡等措施后，其影响较小。

（2）尾气

运输车辆在施工及运输过程中均排放一定数量的废气，主要污染物以 NO_x、CO 为主。本工程燃油施工机具主要在基础施工过程中使用，尾气中污染物主要有 NO_x、CO 和烃类。经类比分析知，本项目施工过程中施工机具尾气污染物排放量不大，项目周围环境空气质量受施工机具尾气影响较小。

（3）焊烟

本项目所有管道对口焊接、设备连接处焊接时，会产生少量焊烟。类比同类施工单位资料，焊接产生的焊烟量很小，对周围环境影响很小。

3、噪声

施工期噪声包括各种建筑操作噪声和运输车辆噪声，这些噪声一般在 70~90dB（A）之间，若日夜连续施工，将会对周围声学环境造成一定的影响。

因此，建设单位应该加强施工管理，合理安排施工作业时间，严格按照施工噪声管理的有关规定执行。施工现场施工单位必须执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的各项规定。项目开工前，施工单位应向环保执法部门提出申请。如需在夜间使用机械、设备施工，必须提前十日向市环保局提出申请，未经批准不得从事夜间施工作业。批准夜间施工后应与可能受影响的村民联系，将环保部门意见通告居民，接受公众监督。同时，应加强对运输车辆的管理，尽量压缩工区汽车数量和行车密度，控制汽车鸣笛。本环评要求严格按照作业时段及其内容进行监督管理，使施工期间的场界噪声可以达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求。

4、固体废弃物

项目施工期产生的固体废物为建筑垃圾、施工人员生活垃圾等。本项目施工量较小，施工人数约为 20 人，工地生活垃圾按每人每天 0.8kg 的标准，则每天产生的生活垃圾量为 16kg，施工人员每日产生的生活垃圾用专门的容器收集或者场地堆放，由环卫部门统一运送到垃圾填埋场集中处理，严禁就地掩埋。施工过程中道路破坏及恢复、电缆沟铺设等挖方量与回填方量工程弃土在场内周转，就地平衡，无弃土产生。在施工期加强对废弃物的收集和管理，将建筑垃圾和能回收的废材料、废包装及时出售给废品回收公司处理。

综上所述，在采取相应的预防、治理措施后，本项目施工期的影响较小。

二、营运期

（一）工艺流程

1、脱硝装置工作原理及改造设计

本项目脱硝系统采用选择性催化还原（SCR）工艺，SCR 系统还原剂选用液氨，SCR 系统在锅炉设置两台 SCR 反应器，烟气从锅炉省煤器后烟道引出通过 SCR 反应器进行脱硝反应，再送回空气预热器前烟道。SCR 反应区工艺系统主要由氨稀释系统、SCR 反应器本体、吹灰系统、氨喷射系统组成。本次改造对#1、#2 号炉进行低氮燃烧改造后首先进行掺烧烟煤+SCR 系统提效改造，将炉膛出口 NO_x 浓度控制在 700mg/m³ 以下；#1、#2 号炉进行 SCR 系统提效改造，按脱除效率不低于 93%进行改造。#1、#2 号炉增加备用层催化剂，加装量按原有一层催化剂的量供应；新增备用层蒸汽吹灰器；对流场进行校核并深度优化改造。

SCR 装置按 100%烟气脱硝，脱硝率不低于 85%，入口 NO_x 浓度 700mg/m³ 进行设计。1、2 号机组脱硝装置分别于 2014 年 7 月和 2013 年 12 月投运。目前运行情况下，现有脱硝系统在保证氨逃逸、SO₂/SO₃ 转化率指标合格的情况下无法达到出口 NO_x 浓度低于 50mg/m³ 的超低排放控制要求，需要新增一层催化剂。

增加备用层催化剂，增加量按原每层催化剂量供应。在满负荷下单炉需要新增的催化剂量为 323.7m³。相关的催化剂性能参数见下表。

表 5-2 1、2 号炉新增层催化剂性能参数

催化剂体积	设计值	单位	备注
节距	7.1	mm	
单体长度	1470	mm	
单层催化剂体积	323.7	m ³	
保证值			
出口 NO _x 含量	<100	mg/m ³ (标态、干基、6%氧)	按 NO ₂ 来计算
NO _x 脱除率	88.2	%	加装后系统
氨逃逸	3.00	ppm (标态、干基、6%氧)	
SO ₂ /SO ₃ 转化率	1	%	3 层催化剂
压降	170	Pa	新增催化剂层对烟道阻力影响

根据川南发电有限责任公司 2 号锅炉脱硝装置进出口流场均匀性试验报告，2 号锅炉 SCR 反应器进口流速分布整体比较均匀，但是缺少反应器进出口 NO_x 浓度及催化剂入口速度的分布测试数据。根据导流板布置形式，原流场存在优化空间。

由于催化剂入口的 NO 与 NH₃ 比分布程度，决定了反应器出口的 NO 和氨逃逸浓度分布，并影响到整体脱硝效率和下游设备的硫酸氢氨堵塞。而 NO 与 NH₃ 在顶层催化剂表面的分布均匀性，取决于喷氨格栅上游的 NO 分布、烟气流速分布、喷氨流量分配、静态混合器的烟气扰动强度及混合距离等，根据本工程的具体特点，为了达到更高的脱硝效率和更低的 NO_x 排放浓度，建议进行氨喷射系统的改造。在 SCR 入口水平烟道中，加装大范围烟气混合器，大幅度降低 SCR 入口不均匀的 NO_x 的偏差。到达竖直烟道后，将单侧烟道分区，分区数量以区截面接近正方形为原则。因截面减小，分区内烟气在分区混合器的作用下发生强烈的旋转混合，分区内的 NO_x，NH₃ 及粉尘等可基本混合均匀，在 SCR 出口的每个分区中心布置一个 NO_x 测点，实时测量该分区 NO_x 浓度。根据每个分区出口 NO_x 浓度值，实时调整各分区喷氨量，实时保证各分区氨氮摩尔比高度均匀，进而最大程度的降低氨逃逸水平，有效降低空预器堵塞风险。

因烟道左右宽度方向较长，烟气无法充分混合。在混合器作用下，烟气中不均匀的 NO_x 和 NH_3 可大幅度降低不均匀度。混合器结构为上下两层涡盘，使烟气在高度方向上分两层，上层往左偏斜，下层往右偏斜，使烟气整体上进行左右方向交叉混合。竖直烟道分区，每个分区内安装一组混合器，使分区内烟气形成旋转混合，并在较短距离内尽可能混合均匀。分区间不设置物理隔板，通过气流的合理组织可保持相对独立，不相互混合，维持分区前后良好的对应性，为分区动态喷氨提供条件。

在每个分区的出口设置一个 NO_x 在线测点，单侧烟道三个测点，测得出口断面 NO_x 分布，并据此调整三个分区自动喷氨调节阀，调节各分区内喷氨量。本项目的脱硝改造不新增氨水使用量，反而会降低氨水的消耗量，因此本次改造依托现有氨水供应、暂存、配套设施可行。

根据某电厂对脱硝流场的上述方案的优化，脱硝效率可提高到 94%。

2、电除尘器工作原理及改造设计

电除尘器是依靠气体电离，烟尘粒子荷电，带电粒子在电场力的作用移动到收尘极板，从而被收集在收尘板上，在合理的振打周期、振打力作用下，被收集在收尘板上的烟尘成片状落入收灰斗去除，见图 5-4 所示。

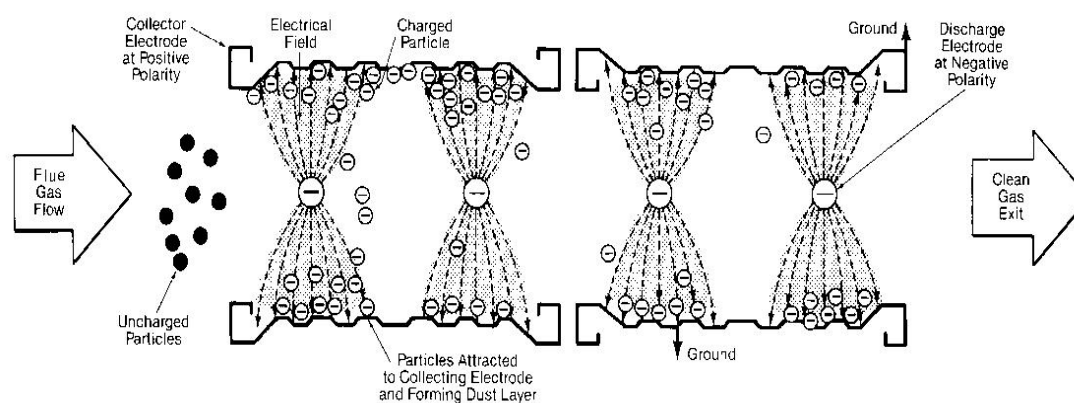


图 5-3 电除尘器工作原理

泸州电厂一期 $2 \times 600\text{MW}$ 机组每台炉配套两台双室四电场电除尘器。电除尘器总长（含进、出口喇叭）34.65m，一电场柱距为 6.4m，二电场柱距为 6.4m，三电场柱距为 6.4m，四电场柱距为 6.4m；单台电除尘器总宽 34.43m（柱距），一台炉两台除尘器总宽 68.86m，横向柱距 8.25/8.40m。每台电除尘器均有 2 个进、出口喇叭。



图 5-4 电除尘器本体布置场地

考虑目前电除尘器出口烟尘浓度不大于 50 mg/m^3 ，鉴于电除尘器入口烟气不进行降温改造，因此对电除尘器进行扩容提效。电除尘器向后扩容 1 个电场，比集尘面积达到 $112.38 \text{ m}^2/(\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$ 。

目前除尘器前后空间紧凑，扩容空间位置有限。因此将风机引增合一，现有风机位置后移 8m，可扩容 1 个电场区位置，引增合一后，除尘器后腾出 8m 左右的空间，如图所示。

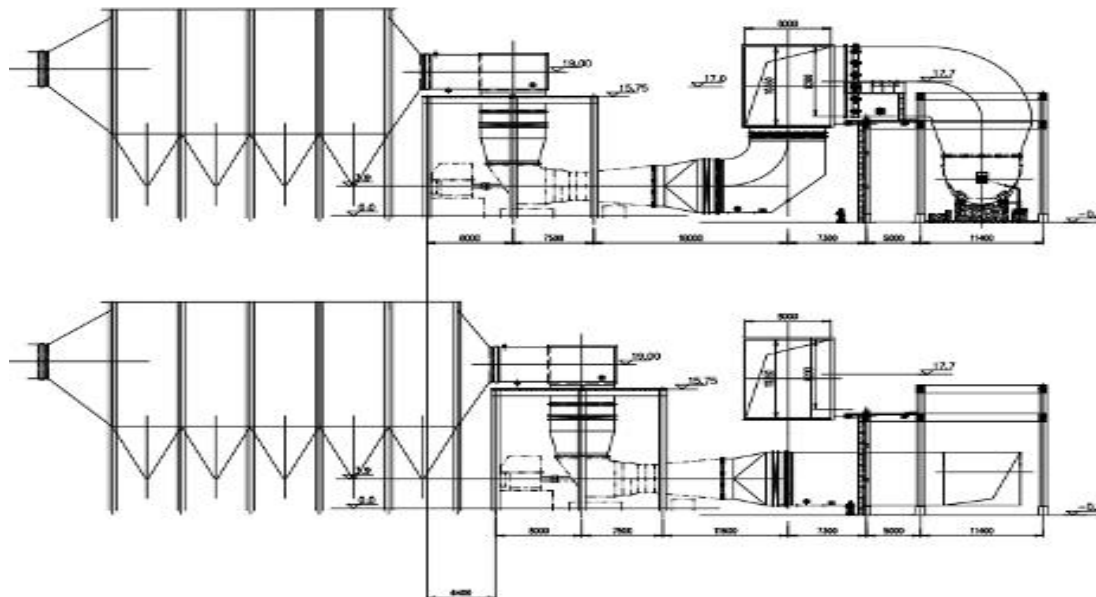


图 5-5 除尘器扩容方案布置图

3、脱硫系统工艺原理及改造设计

$2 \times 600\text{MW}$ 机组脱硫工艺采用湿式石灰石—石膏法（FGD）喷淋塔脱硫工艺，系统采用一炉一塔形式。脱硫系统

包括两台机组脱硫公用的石灰石浆液制备输送系统、石膏脱水系统、工艺水系统、工业水系统、压缩空气系统、排放系统，以及每台炉单独设置的烟气系统、吸收塔系统。本次脱硫系统改造主要内容为：新建一座二级塔，设两层喷淋层、一层湍流层；原吸收塔作为一级塔。根据电厂可行性研究报告设计煤质如下表。

表 5-3 脱硫系统改造设计煤质

名称及符号		单位	设计煤种
工业分析	全水分 Mt	%	6.88
	收到基灰分 Aar	%	34.44
	干燥无灰基挥发分 Vdaf	%	14.13
收到基低位发热量 Qnet,ar		kJ/kg	18960
元素分析	收到基碳 Car	%	49.59
	收到基氢 Har	%	2.21
	收到基氧 Oar	%	2.64
	收到基氮 Nar	%	0.74
	收到基全硫 St,ar	%	3.5

本次改造的脱硫装置入口烟气条件按下表设计（单台机组）。

表 5-4 改造设计 FGD 入口烟气条件

项 目	单 位	数 据	备 注
烟气参数			
烟气量（湿基）	m ³ /h	2113808	标态，湿基，实际含氧量
烟气量（干基）	m ³ /h	2100000	标态，干基，6%O ₂
FGD 工艺设计烟温	℃	100 或 90（增设低温省煤器）	
FGD 入口处污染物浓度			
-SO ₂	mg/m ³	9098	标态，干基，6%O ₂
-SO ₃	mg/m ³	156	标态，干基，6%O ₂
-HCl	mg/m ³	88.7	标态，干基，6%O ₂
-HF	mg/m ³	36	标态，干基，6%O ₂
-灰尘	mg/m ³	30	标态，干基，6%O ₂

本次改造 2×600MW 机组 FGD 设计入口 SO₂ 浓度为 9098mg/m³(标态、干基、6%O₂)，出口 SO₂ 浓度降至 35 mg/m³ (标态、干基、6%O₂)，效率达到 99.61%。本次改造采用双塔双循环技术。

双塔双循环技术即吸收塔串塔技术。烟气首先经过一级循环，循环浆液 pH 控制在 4.6-5.2，此级循环的主要功能是保证优异的亚硫酸钙氧化效果和充足的石膏结晶时间。经过一级循环的烟气直接进入二级循环，此级循环实现主要的脱硫洗涤过程，由于不用考虑氧化结晶的问题，所以 pH 可以控制在非常高的水平，达到 5.8-6.4，并可以大大降低循环浆液量。工艺流程见下图。

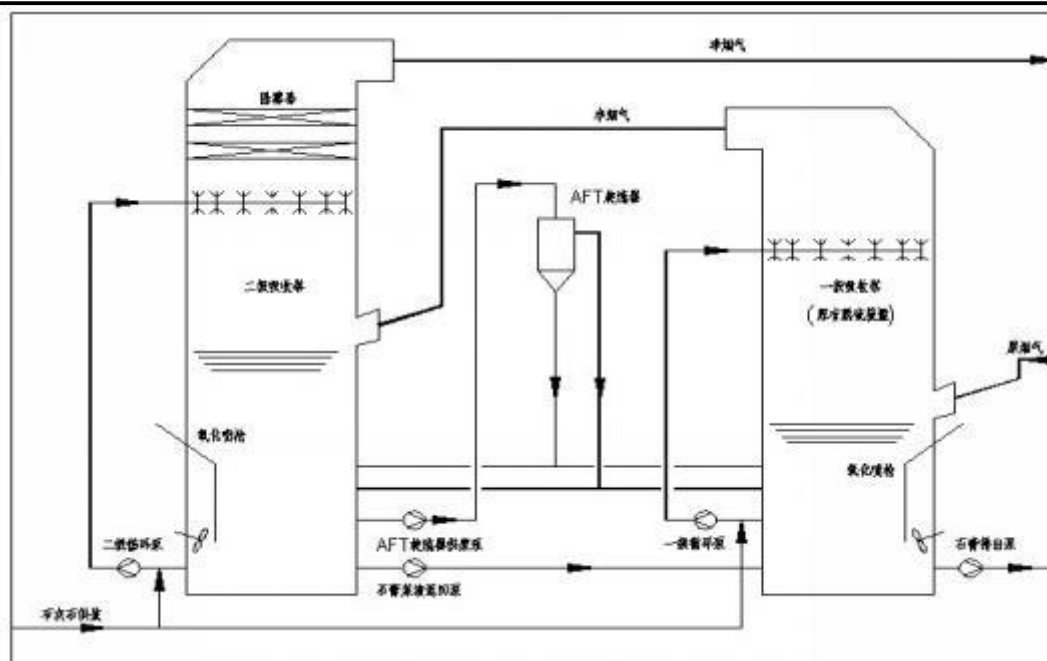


图 5-6 双塔双循环工艺流程图

(二) 水平衡

本项目技改完成后水平衡见下图。

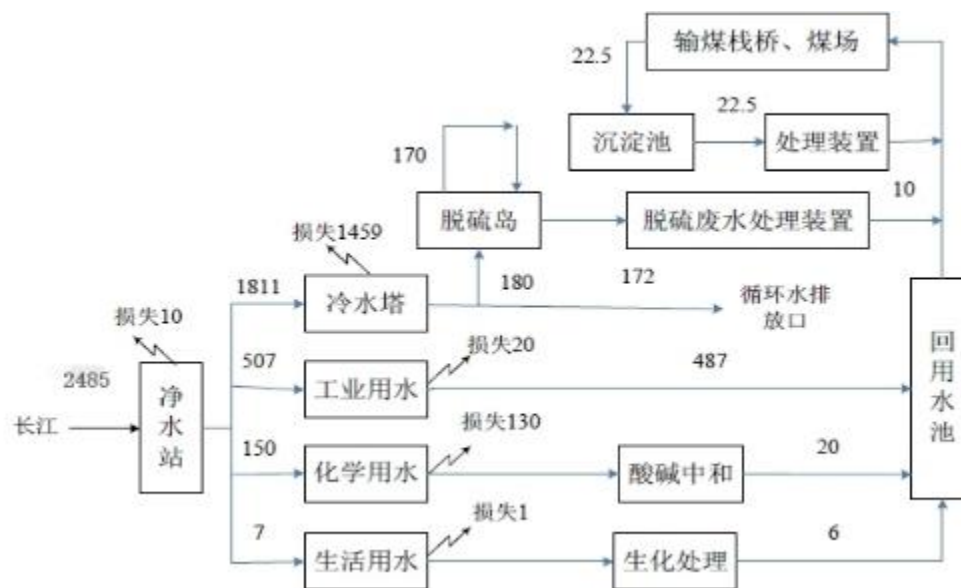


图 5-7 水平衡图 (m³/d)

(三) 主要污染工序

(1) 废水：营运期废水主要为脱硫废水，项目不新增生活污水。

(2) 废气：营运期废气主要为经脱硝、除尘、脱硫处理后的锅炉烟气。

(3) 噪声：营运期间噪声主要是泵等机械设备的噪声。

(4) 固体废弃物：营运期间的固体废弃物主要为脱硝系统、电除尘器和脱硫系统产生的灰渣、脱硫石膏；不新增生活垃圾。

（四）营运期污染物排放及治理

1、废气

本项目运营期废气主要为经脱硝、除尘、脱硫处理后的锅炉烟气。

根据项目可研报告，四川泸州川南发电有限责任公司 2 号机组在脱硝后进行了低氮燃烧器改造，目前 NO_x 浓度控制到 800mg/m³ 左右。本次脱硝改造，按入口 NO_x 浓度为 850 mg/m³，出口 NO_x 浓度为 100mg/m³ 进行设计，NO_x 脱除效率至少 88.2%。1 号机组目前尚未进行低氮燃烧改造，炉膛出口 NO_x 浓度在 1200mg/m³ 左右。首先对 1 号机组进行低氮燃烧系统改造，将出口 NO_x 浓度控制在 850 mg/m³ 以内，再通过 SCR 系统，将反应器出口 NO_x 浓度控制在 100mg/m³ 以内，NO_x 的排放浓度控制在 50 mg/m³ 以下。

根据项目可研报告，FGD 入口处烟气中 SO₂ 浓度为 9098mg/m³（标态、干基、6%O₂），设计脱硫系统效率≥99.61%，SO₂ 排放浓度 35mg/m³ 以下（标态、干基、6%O₂）。

根据测试结果可知，川南发电有限责任公司除尘器出口烟尘浓度<36mg/m³，烟气再经过降温后可达到脱硫协同除尘的入口浓度要求，由于设备长期运行性能下降，则按照电除尘器出口烟尘浓度 50mg/m³ 进行设计改造，配套脱硫协同除尘器使烟尘达到超低排放标准（烟尘浓度<10mg/m³）。

本项目处理前后的烟气排放情况见下表。

表 5-5 处理前后的烟气情况一览表

序号	项目	单位	处理前	处理后	去除效率	标准值	
1	烟囱	几何高度	m	240	/	/	
2		出口内径	m	10	/	/	
3	烟气参数	烟气量	m ³ /h	4200000	4200000	/	
4	NO _x	排放浓度	mg/m ³	700	<50	93%	50
		排放速率	kg/h	2940	210		
		排放量	t/a	17850	1050		
5	SO ₂	排放浓度	mg/m ³	8492	<35	99.58%	35
		排放速率	kg/h	35666.4	88.2		/
		排放量	t/a	178332	147		/
6	烟尘	排放浓度	mg/m ³	38000	<10	99.97%	10
		烟排放速率	kg/h	159600	42		/
		排放量	t/a	798000	210		/

由上表可知，本项目实施后（2020 年底前实施完成）锅炉烟气中的 NO_x、SO₂、烟尘的排放浓度均能达到《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）要求（西部地区：内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等 12 省区市及新疆生产建设兵团在 2020 年前完成）执行烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³ 的标准，NO_x、SO₂、烟尘的排放浓度和排放量大大降低，达到了削减 NO_x、SO₂、烟尘的目的。

此外，煤场在堆放、装卸及输送燃煤过程中产生一定的煤粉呈无组织排放。煤场设置了挡煤墙，并安装了喷淋装置以减少煤尘飞扬。石灰石仓库中石灰石粉末运送至制浆系统的过程中会产生少量粉尘，采取洒水抑尘的喷淋装置措施可以减轻粉尘对环境的影响。

2、废水

本项目营运期废水主要为脱硫废水，改造后产生的废水量基本不变，因此本项目不新增脱硫废水，原有工艺水系统能满足改造后的需要。本项目脱硫系统采用石灰石-石膏法脱硫工艺，脱硫废水主要来源于脱硫岛，处理工艺为脱硫岛石膏旋流器的溢流水等废水在脱硫岛内收集到废水缓冲箱内，再由废水输送泵送至脱硫废水处理装置，采用中和沉淀、澄清处理，处理后的清水复用。主要污染物为 pH、SS 等，产生量为 10m³/h，经脱硫废水处理系统（设计处理能力为

16m³/h）进行中和沉淀、混凝澄清、pH 调整处理后送至煤场用于洒水降尘，不外排。

3、噪声

本项目噪声主要为新增的机械设备如浆液循环泵、浆液回流泵、搅拌器等的噪声，布设于吸收塔内，类比相似设备产噪资料，本项目噪声源及源强情况见下表。

表 5-6 本项目新增噪声源情况 单位：dB(A)

产噪位置	产噪源	数量（台）	噪声源强	治理措施	治理后源强
吸收塔	浆液回流泵	4	80	基础减震、隔声	65
吸收塔	搅拌器	4	80	基础减震、隔声	65
吸收塔	浆液循环泵	4	80	基础减震、隔声	65
吸收塔	氧化风机	6（4用2备）	85	基础减震、隔声	70

本项目对浆液循环泵、氧化风机采取了基础减震等措施。同时，本项目采取了以下噪声防治措施：

- （1）设备订货时提出设备噪声限制要求，在设备选型上要求选用符合国家有关标准的设备，以便从根本上根治。
- （2）对于长期连续运行产生高噪声的场所采取消声、隔声措施，装设防噪声罩或消音器。
- （3）对产生振动的汽、水管道，采用加固、防振措施。
- （4）工艺综合楼采用隔声性能良好的门窗及有较好吸声性能的墙面材料，使其噪声满足《工业企业噪声卫生标准》的要求。

（5）设备的基础及平台的防振处理，符合《作业场所局部振动卫生标准》（GB 10434-1989）和《动力机器基础设计规范》（GB 50040-96）。

4、固体废弃物

本项目营运期间的固体废弃物主要为生活垃圾、灰渣和污泥、脱硫石膏及员工产生的生活垃圾以及危险废物。本项目不新增劳动定员，由现有电厂人员调配，无新增生活垃圾。

- （1）灰渣和污泥

灰渣包括锅炉炉膛排渣和电除尘排灰（粉煤灰），本次技改后会增加少量的灰渣，产生量约为 1040664t/a。该工程采用灰渣分除、干灰干排系统，灰渣由汽车运至岩腔湾灰场。目前除少量灰渣堆存于灰场用于护坝外，其余均综合利用，利用率约为 85%，主要作为水泥原料和筑路材料。污泥主要为废水处理装置产生。本项目不新增污泥。泸州电厂与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣、污泥综合处理的承包合同（见附件 4），由其负责灰渣、污泥的综合处置。

本项目提高除尘效率后将增加灰的产生量，即会增加灰场的储量，灰场现储存量 $810 \times 10^4 \text{m}^3$ ，富余量 $2150 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可以容纳本项目新增灰量。

（2）脱硫石膏

泸州电厂与泸州九鼎鑫商贸有限公司签订了脱硫石膏销售合同（见附件 5），由其负责脱硫石膏的综合处置。技改完成后，石膏产量增加约 3.5 万吨，脱硫石膏产生量约为 408477t/a，目前石膏主要作为水泥缓凝剂，利用率达到 50%。其余的石膏由汽车运至岩腔湾灰场，与电厂灰渣分区堆放。岩腔湾初期灰场的最终堆灰标高为 295m，灰场的库容为 $790 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可满足电厂本期 $2 \times 600 \text{MW}$ 机组约 10.5 年堆放灰渣和石膏的要求。因此，项目固废目前得到合理处置。

（3）危险废物

建设单位建有完善的危废暂存间，其选址、设计、建设、运行管理基本满足 GB18597、GBZ1 和 GBZ2 的相关要求。危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置。贮存易燃易爆危险废物应配置有机气体报警、火灾报警装置和导出静电的接地装置。危险废物贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的有关规定。企业危险固体废物主要为 HW12 染料、涂料废物类、含油废水回收废油、废齿轮油、废变压器油、废汽轮机油、废液压油、废锂基脂废矿物油等废矿物油（HW08），HW13 有机树脂类废物类、HW49 其他废物（含油棉纱、含油滤芯等；废铅蓄电池、镉镍电池、荧光灯等）、HW50 废催化剂类、HW 废酸、HW35 废碱等。各危险废物暂存在危废间，并设置有明显的警示标识和警示说明；危废分类别分开存放，并设置标示牌。



A. 危废暂存间



B. 库房周边隔油池及管道



C. 库房消防设施



D. 危险废物分类存放

危险废物必须委托有相关资质的危险废物处置单位进行处理或企业自行利用、处置。危险废物的运输、处置应严格按照《危险废物转移联单管理办法》规定办理危险废物转移手续，危险废物处置协议见附件。本项目技改完成后，项目运营期危险废物产生量变化不大，危险废物会有少量的新增，具体新增见下表。在运营期危险废物主要有锅炉点火以及对设备保养、检修时产生的 HW08 废矿物油与含矿物油废物、HW12 染料、涂料废物类、HW13 有机树脂类废物类、HW49 其他废物（含油棉纱、含油滤芯等；废铅蓄电池、镉镍电池、荧光灯等）、HW50 废催化剂类等。四川泸州川南发电有限公司委托贵州岑祥资源科技有限责任公司、绵阳市天捷能源有限公司以及西部聚鑫化工包装有限公司对危险废物进行处置危险废物 25 t/a，其余 HW12 染料、涂料废物类、HW49 危险废物铅蓄电池、HW50 废催化剂等危险废物约 9 t/a 委托上述三家单位进行处置。根据本公司新建工程的设计，一是利用公司锅炉在点火、稳燃、机组调整负荷过程中燃用柴油，根据危险废物的特性及热值用作燃料进行锅炉燃烧，公司自行利用 HW08 废矿物油与含矿物油废物约 12 t/a、HW13 有机树脂类废物类、HW49 含油棉纱等 4.05t/a 用于锅炉燃料燃烧，。二是利用公司工业废水集中处理站的酸碱废水处理系统自行处置废酸 50kg/a。

三、本项目除尘及脱硫系统提效改造前后污染物排放“三本帐”

本项目除尘及脱硫系统提效改造前后污染物排放情况见下表。

表 5-7 项目污染物产生和排放情况表 单位：(t/a)

类别	污染物	现有项目排放	本项目排放量	全厂技改后排放	以新带老削减量	增减量	
废气	NOx	1677.63	0	1050	627.63	-627.63	
	SO ₂	2134.1	0	735	1399.1	-1399.1	
	烟尘	270	0	210	60	-60	
废水		0	0	0	0	0	
固废	一般废物	灰渣	1040564	100	1040664	-100	100
		脱硫石膏	372727	35750	408477	-35750	35750
	危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	10.8	1.2	12	1.2	1.2
		HW13 有机树脂类废物类、HW49 其他废物（含油棉纱等）	3.345	0.705	4.05	0.705	0.705

	HW49 其他废物(废铅蓄 电池、镉镍电池、荧光 灯等)、HW50 废催化剂 类、HW12 染料、涂料废 物类	6.86	2.14	9	2.14	2.14
--	---	------	------	---	------	------

注：全厂技改后按照相关的标准对废气的排放量进行计算，计算的数据如下：每台锅炉的烟气量按设计 2100000m³/h，满负荷年运行小时按照 5000h 计，排放浓度按照超低排放标准 NO_x 取 50mg/m³，SO₂ 取 35 mg/m³，烟尘取 10 mg/m³。

例：NO_x 的排放量计算：2100000 m³/h×5000h×50mg/m³×2 台×10⁻⁹ 计算后得技改后排放量 1050t/a。

根据业主介绍机组年运行工况以及泸州市环境监测中心站对四川泸州川南发电有限责任公司监督性监测得知，两台机组全年正常运行生产工况在 61%，机组实际排放量为：Nox 2134.1t/a，SO₂1677.63 t/a，烟尘 270 t/a（项目实际的排放量均按照上表脚注中的计算方式计算所得）。

本次环保综合改造后，污染物排放浓度降低，使企业的形象得以进一步提升，同时也是对国家节能环保政策的积极响应；四川泸州川南发电有限责任公司污染物排放浓度的降低充分体现了对环境保护的高度重视、对建立和谐社会，环境友好型社会的责任感；火电厂排放的 NO_x 除形成酸雨外，还会与碳氢化合物反应生成致癌物质，对人体造成严重影响。技改完成后两台机组 NO_x 排放浓度 <50 mg/m³，排放量减少约 627.63 吨。烟囱烟尘排放浓度 <10mg/m³，两台炉每年减少 60 吨。通过提效改造，烟囱 SO₂ 浓度排放 <35mg/m³，设计工况下两台炉每年可减排 SO₂ 约 1399 吨。将有助于改善当地大气环境，具有一定的宏观社会效益。一体化改造后，脱硫系统的主设备在运行过程中产生噪声，特别是氧化风机、浆液循环泵等产生的机械噪声较大，可通过采用隔音包覆或将部分噪音大的设备布置在室内，不会对工作人员的健康带来影响。

由上表可知，本技改工程建成后，泸州电厂现有锅炉 NO_x、SO₂、烟尘的排放量大大减少，无新增废水排放，固废得到了合理处置。因此，本项目具有显著的环境正效益。

项目主要污染物产生及预计排放情况

	污染物 内容	处理前产生量 及浓度	处理方式	处理后产生量 及浓度	处理效率 及排放去向
--	-----------	---------------	------	---------------	---------------

大气污染物	锅炉烟气	NO _x	700mg/m ³ 2940kg/h	脱硝系统处理	<50mg/m ³ 126kg/h	脱硝效率 93% 除尘效率 99.97% 脱硫效率 99.6% 最终通过 240m 高烟囱达标排放
		SO ₂	8492mg/m ³ 35666.4kg/h	电除尘器+脱硫系统处理	<35mg/m ³ 88.2kg/h	
		烟尘	380000mg/m ³ 159600kg/h		<10mg/m ³ 25.2kg/h	
水污染物	脱硫废水	废水量 10m ³ /h	脱硫废水处理系统处理	0	达标后排入复用水池，循环使用不外排。	
	生活污水	不新增劳动定员，生活污水产生量不变	生活污水处理系统处理	0	达标后排入复用水池，循环使用不外排。	
固体废物	灰渣和污泥	1040614t/a	与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣综合处置的承包合同，由其负责灰渣的综合处置	0	综合利用 合理处置	
	脱硫石膏	408477t/a	与泸州九鼎鑫商贸有限公司签订了石膏综合处置的承包合同，由其负责石膏的综合处置	0	综合利用 合理处置	
	生活垃圾	不新增劳动定员，生活垃圾量产生量不变	统一收集后委托环卫部门处理	0	合理处置	
	危险废物	废柴油、废润滑油及含油棉纱、废有机树脂等约 16 t/a	锅炉燃烧	0	综合利用	
		废催化剂、铅蓄电池等约 9 t/a	委托已签订的相关单位进行处置	0	合理处置	
噪声	氧化风机、泵类等设备噪声	80dB (A)	基础减震、隔声	50~70dB (A)	经距离衰减后厂界达标	
<p>主要生态影响</p> <p>本项目在泸州电厂已有的厂区内进行建设，不新增用地，所用地范围为已平整的场地，不涉及自然植被等的破坏，因此建设及营运期对自然生态系统影响较小。</p>						

环境影响分析

一、施工期环境影响分析

本项目属于技改类型，施工期产生扬尘、噪声、建筑废渣、施工废水等，将对周围环境产生影响。

（一）施工期地表水环境影响分析

施工期废水主要为施工人员生活污水，项目脱硝提效改造、电除尘器改造、脱硫系统改造和风机改造施工人数少，施工现场不设置临时施工人员驻地，施工人员生活污水采用泸州电厂现有生活设施处理达标后排入复用水池，循环使用不外排，因此不会对地表水产生大的影响。

（二）施工期大气环境影响分析

施工期间的大气污染源有机械尾气、焊烟、运输车辆尾气。

（1）机械尾气

施工机械（如吊装设备）在施工过程中会排放一定的尾气，主要污染物以 NO_x 、CO 为主。本项目施工机械主要有：零部件运输车辆、塔吊等。经类比分析知，项目施工工程量不大，尾气污染物排放量小。项目周围环境空气质量受施工机械尾气影响较小。

（2）焊烟

本项目所有管道对口焊接、设备连接处焊接时，会产生少量焊烟。由于焊接作业属于间断性，类比同类施工单位资料，焊接产生的焊烟量很小，经扩散后对周围环境影响很小。

（3）运输车辆尾气

运输车辆在运输过程中均排放一定数量的废气，主要污染物以 NO_x 、CO 为主。经类比分析知，本项目施工过程中运输车辆尾气污染物排放量不大，项目周围环境空气质量受运输车辆尾气影响较小。

施工期的大气环境影响随施工期结束而消失，对周围环境的影响较小。

（三）施工期声环境影响分析

施工期噪声包括施工机械操作噪声和运输车辆噪声，源强在 70~90dB（A）之间。由于施工场地位于电厂中部，距离厂界距离较远，故在采取合理的降噪措施后，对周边居民影响不大。

各施工阶段产生的噪声具有阶段性、临时性和不固定性，不同的施工阶段有不同的噪声源。为进一步降低噪声影响，施工单位应加强施工管理，合理安排施工作业时间，严格按照施工噪声管理的有关规定执行。施工现场施工单位必须执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的各项规定，注意避开人们正常休息时间，在夜间（22:00~06:00）和中午（12:00~14:00）不得使用高噪声的施工机械。同时，应加强对运输车辆的管理，控制汽车鸣笛。本环评要求严格按照作业时段及其内容进行监督管理，使施工期间的场界噪声可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求的标准。

因此，通过上述措施，施工期噪声对周边环境影响不大，并会随着施工期结束而消失。

（四）施工期固体废物环境影响分析

项目施工期产生的固体废物主要有建筑垃圾、管件下料产生的固废。建筑垃圾主要包括砂石、石块、碎砖瓦、废木料等杂物，分别收集堆放于指定地点，然后运至建筑垃圾填埋场进行处置；管件下料产生的固废（废管材）可外售废品回收站。本环评要求，在施工期应加强对废弃物的收集和管理，禁止随意堆弃。因此，施工期固体废物均得到合理处置，对周围环境的影响很小，并随着施工期的结束而消失。

（五）施工期生态环境影响分析

本项目在泸州电厂已有的厂区内进行建设，不新增用地，所用地范围为已平整的场地，不涉及自然植被等的破坏，因此建设及营运期对自然生态系统影响较小。

综上所述，在采取相应的预防、治理措施后，本项目施工期产生的各项污染物均能得到合理处置，环境影响较小。

二、营运期环境影响分析

（一）大气环境影响分析

1 大气等级判定

1.1 预测源强

本项目实施后全厂机组锅炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x的排放量将有所减少，具体如下表。

表 7-1 项目实施后烟气排放情况

项目		符号	单位	参数	
烟囱	烟囱方式		钢筋混凝土、单筒		
	几何高度	H _s	m	240	
	出口内径	D	m	10	
烟气参数	烟气温度	t _s	°C	50	
	烟气量	Q	m ³ /h	4200000	
排放状况	烟尘	排放浓度	C _A	mg/m ³	<10
		排放量	M _A	t/a	210
	SO ₂	排放浓度	C _A	mg/m ³	<35
		排放量	M _A	t/a	735
	NO _x	排放浓度	C _A	mg/m ³	<50
		排放量	M _A	t/a	1050

1.2 估算模式预测参数

估算模式所用参数见下表。

表 7-2 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	2.8 万
	最高环境温度	37.8°C
	最低环境温度	2.4°C
	土地利用类型	农村
	区域湿度条件	80% (潮湿气候)
是否考虑地形	考虑地形	否

是否考虑海岸线熏烟

考虑海岸线熏烟

否

1.3 等级判定

(1) P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

本项目废气污染物主要为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中有关规定,计算污染源下风向最大落地浓度及占标率以确定项目大气环境影响评价等级,计算方法如下:

$$P_i = (C_i / C_{0i}) \times 100\%$$

式中:

P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度, mg/m^3 ;

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 。

根据大气导则(HJ2.2-2018)确定评价等级的划分原则(见下表),评价范围采用推荐的估算模式 AERSCREEN。

(2) 评价等级判别

表 7-3 大气评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

(3) 等级确定

AERSCREEN 大气估算模式计算结果见下表所示。

表 7-4 大气评价工作等级判定结果

污染物	P_{\max}	评价等级	本项目大气评价等级
颗粒物	1.52%	二级	一级
二氧化硫	7.19%	二级	
氮氧化物	23.10%	一级	

由上表可知,本项目最大占标率污染物因子为氮氧化物,最大占标率 P_{\max} 为 23.10%, $D_{10\%}$ 最大值为 9416m。因此,本项目大气评价等级为一级,评价范围以厂址为中心区域,取自厂界外延 20×20km 的矩形范围。

2 评价区域气象特征

2.1 气象概况

根据国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室的资料,本项目所在地最近的气象站为江安气象站(站点编号:57600),距离为 23.13km。江安气象站位于四川省宜宾市,地理坐标为东经 105.0603 度,北纬 28.7119 度,海拔高度 420.9 米。站点性质为一般站。气象站始建于 1959 年,1959 年正式进行气象观测。

本次气象数据基准年为 2018 年。以下资料根据 1999-2018 年气象数据统计分析。江安气象站气象资料统计如下表。

表 7-5 江安气象站常规气象项目统计 (1999-2018)

统计项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温 (°C)	18.1		
累年极端最高气温 (°C)	38.0	2011-08-18	41.1
累年极端最低气温 (°C)	0.9	2017-05-26	-4.2
多年平均气压 (hPa)	977.5		
多年平均水汽压 (hPa)	18.3		
多年平均相对湿度 (%)	83.9		
多年平均降雨量 (mm)	1180.7	2012-07-22	164.4
灾害天气统计	多年平均沙暴日数 (d)	0.0	
	多年平均雷暴日数 (d)	22.4	
	多年平均冰雹日数 (d)	0.0	
	多年平均大风日数 (d)	0.1	
多年实测极大风速 (m/s)、相应风向	14.7	2013-08-19	18.7 SSW
多年平均风速 (m/s)	1.1		
多年主导风向、风向频率 (%)	C 23.5%		
多年静风频率 (风速≤0.2m/s) (%)	23.5		

2.2 气象站风观测数据统计

(1) 月平均风速

江安气象站月平均风速见下表, 04 月份平均风速最大 (1.2m/s), 12 月风最小 (0.9m/s)。

表 7-6 江安气象站月平均风速统计 (m/s)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.9	0.9

(2) 风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图如图 1 所示, 江安气象站主要风向为 C 和 W、WSW、NW, 占 50.0%, 其中以 C 为主风向, 占到全年 23.5%左右。

表 7 江安气象站年风向频率统计 (%)

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	4.5	2.3	5.5	4.2	6.0	3.0	3.9	1.5	3.3	2.3	6.0	8.1	12.3	4.7	6.1	2.7	23.5

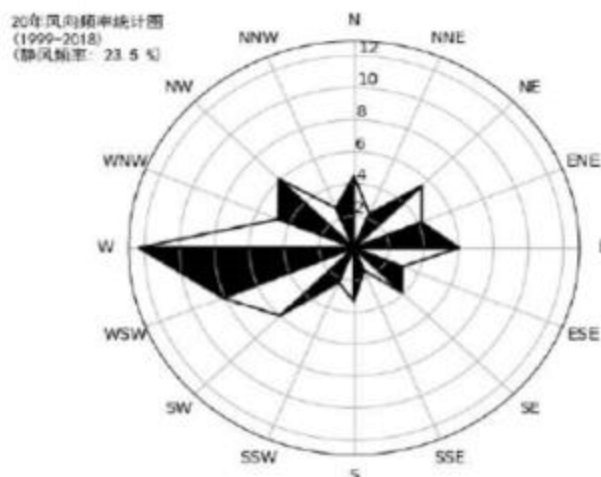


图7-1 江安风向玫瑰图（静风频率23.5%）

各月风向频率如下：

表 7-8 江安气象站月风向频率统计（%）

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	4.7	2.9	5.8	4.5	5.6	2.2	2.7	1.2	2.6	2.5	5.3	8.4	10.5	4.4	5.6	2.8	28.5
02	4.0	2.7	7.5	5.4	5.8	2.8	3.2	1.0	3.0	2.5	5.0	7.3	10.5	3.3	6.3	4.4	25.4
03	6.2	3.1	7.7	4.3	6.2	2.6	3.2	1.3	2.8	1.9	4.9	8.7	11.7	4.5	6.8	2.8	21.3
04	5.3	2.8	7.0	6.8	7.6	4.0	4.2	1.3	3.7	2.7	5.3	7.5	10.7	4.3	6.4	2.3	18.1
05	3.7	1.9	6.2	4.7	8.7	4.7	5.4	1.9	4.8	2.4	6.1	6.7	12.2	4.6	5.4	2.6	18.1
06	4.0	2.1	5.2	3.2	6.8	3.2	5.6	1.8	3.8	2.4	6.3	9.6	14.1	4.8	6.2	2.2	18.7
07	4.8	2.8	4.7	2.9	4.9	2.5	5.2	2.7	3.7	2.6	6.8	8.2	13.7	6.4	6.9	2.8	18.5
08	4.3	1.9	3.5	2.7	5.1	2.5	5.1	1.6	4.2	1.9	7.9	8.5	14.8	5.1	6.4	2.8	21.9
09	4.0	1.4	4.1	3.1	4.9	2.5	3.2	1.5	2.4	2.2	6.8	9.3	13.4	4.6	5.5	2.7	23.6
10	4.0	1.6	3.5	3.7	4.5	2.8	2.6	1.5	3.7	2.2	6.8	9.3	13.4	4.6	5.5	2.7	27.7
11	4.5	2.5	5.4	4.4	6.2	3.2	2.7	1.0	2.8	2.2	6.1	7.1	11.2	4.2	5.2	2.4	28.8
12	4.7	2.3	5.8	4.4	5.9	2.5	3.4	1.4	2.4	1.9	5.4	7.3	8.4	4.9	5.5	2.7	31.1

（3）风速年际变化特征与周期分析

根据近20年资料分析，江安气象站风速呈现上升趋势，每年上升0.03%，2016年年平均风速最大（1.3 m/s），2002年年平均风速最小（0.8 m/s），无明显周期。

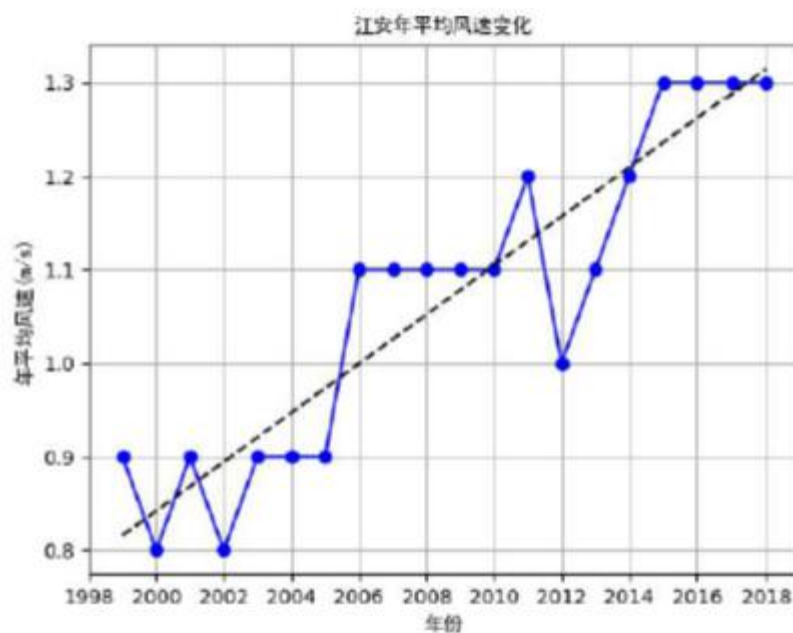


图 7-2 江安（1999-2018）年平均风速（单位：m/s，虚线为趋势线）

2.3 气象站温度分析

（1）月平均气温与极端气温

江安气象站07月气温最高（27.2℃），01月气温最低（7.8℃），近20年极端最高气温出现在2011-08-18（41.1℃），近20年极端最低气温出现在2017-05-26（-4.2℃）。

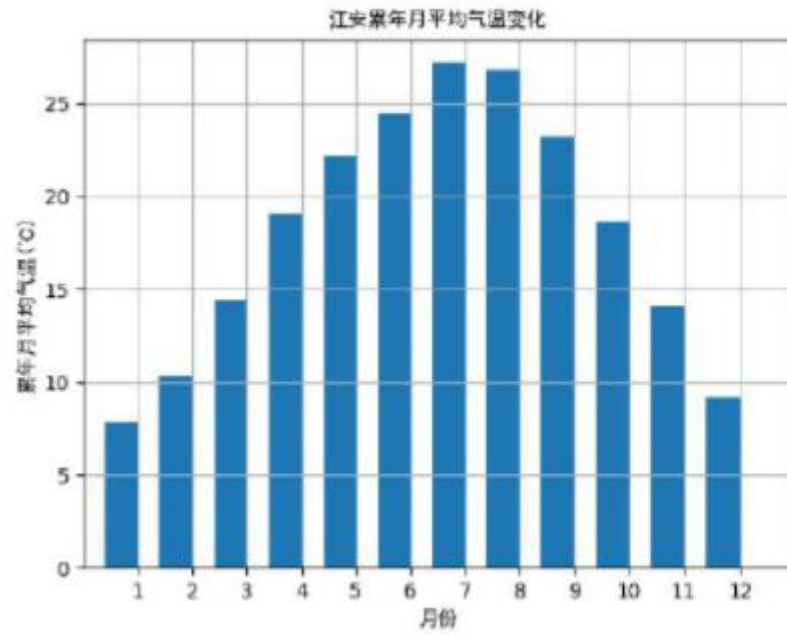


图 7-3 江安月平均气温 (单位: °C)

(2) 温度年际变化趋势与周期分析

江安气象站近20 年气温无明显变化趋势，2013年年平均气温最高（19.0°C），2014年年平均气温最低（17.1°C），周期为2-3 年。

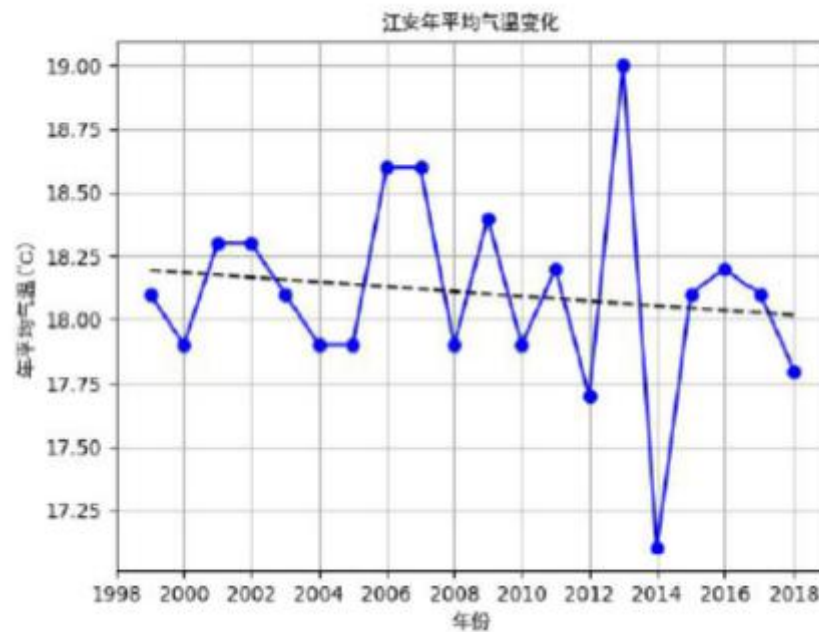


图 7-4 江安（1999-2018）年平均气温 (单位: °C, 虚线为趋势线)

2.4 气象站降水分析

(1) 月平均降水与极端降水

江安气象站06月降水量最大（175.4毫米），02月降水量最小（24.8毫米），近20年极端最大日降水出现在2012-07-22（164.4毫米）。

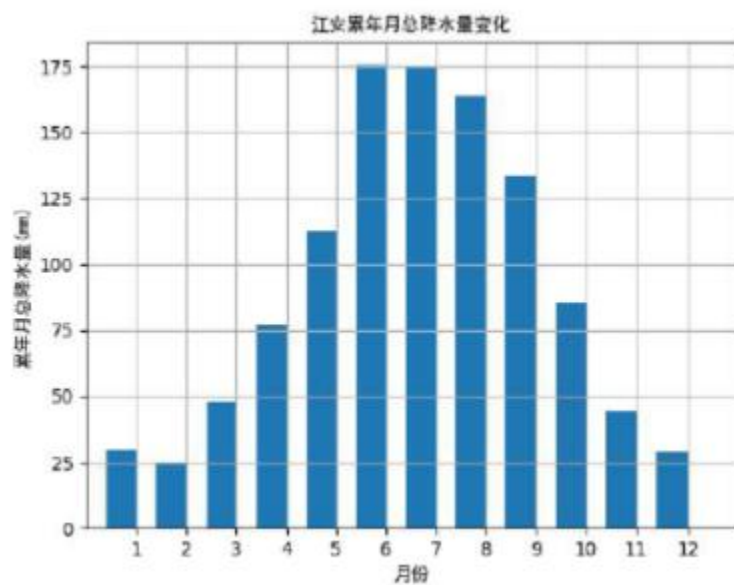


图 7-5 江安月平均降水量（单位：毫米）

(2) 降水年际变化趋势与周期分析

江安气象站近20年年降水总量无明显变化趋势，2016 年年总降水量最大（1518.6毫米），2011 年年总降水量最小（635.1毫米），无明显周期。

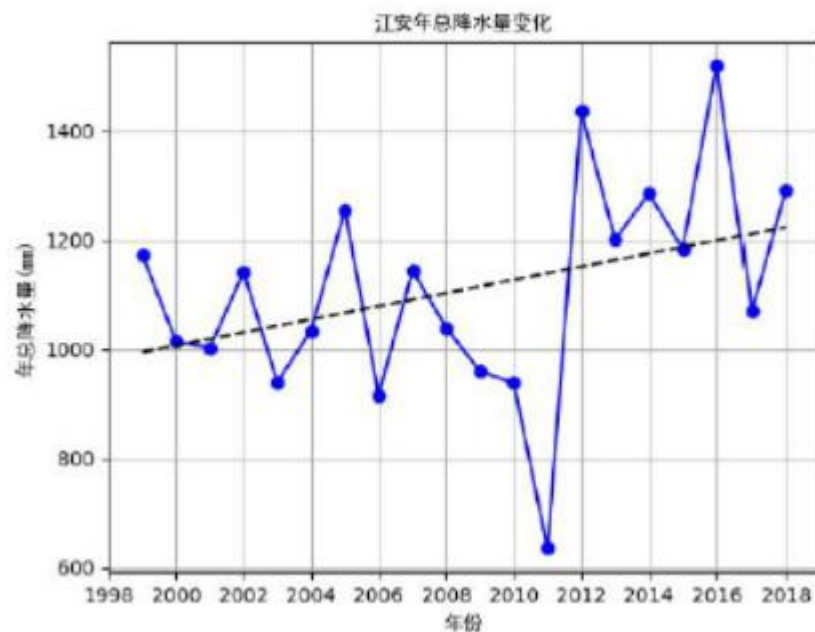


图 7-6 江安（1999-2018）年总降水量（单位：毫米，虚线为趋势线）

2.5 气象站相对湿度分析

(1) 月相对湿度分析

江安气象站10 月平均相对湿度最大（88.6%），04 月平均相对湿度最小（78.5%）。

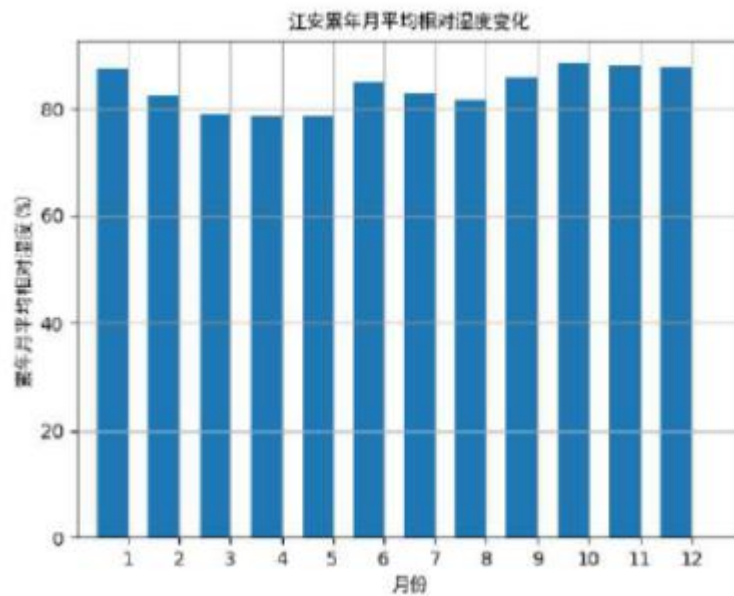


图 7-7 江安月平均相对湿度（纵轴为百分比）

(2) 相对湿度年际变化趋势与周期分析

江安气象站近20 年年平均相对湿度无明显变化趋势，2008年年平均相对湿度最大（87.0%），2013 年年平均相对湿度最小（80.0%），周期为2-3 年。

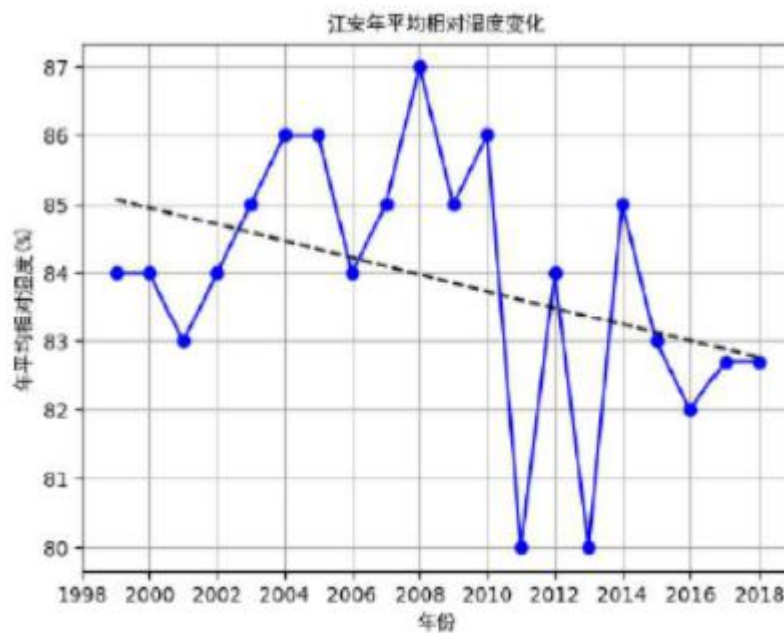


图 7-8 江安（1999-2018）年平均相对湿度（纵轴为百分比，虚线为趋势线）

3 模型选取及选取依据

根据评价等级计算结果显示：本次大气评价等级为一级，因此需采用进一步预测模型开展大气环境影响预测与评价。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）表3推荐模型适用范围，满足进一步预测的模型有AERMOD、ADMS、CALPUFF。

根据距离项目最近（距离项目所在地23.13km）的国家气象站：江安气象站近二十年（1999~2018）的观测资料统计数据显示：江安气象站的多年静风频率（风速<0.2m/s）为23.5%，频率没有超过35%；且本次评价基准年内不存在风速≤0.5m/s 的持续时间超过72h的情况。因此本评价不需要采用CALPUFF模型进行进一步预测。

本项目选用六五软件工作室大气环评专业辅助软件系统EIAPro2018（内建版本：Ver2.6）对本项目进行进一步预测，能够满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的相关要求。

4 模型影响预测基础数据

4.1 气象数据

本次地面气象数据选用距离本项目厂址为23.13km，地形地貌及海拔高度基本一致的江安气象站，气象站代码为57600，经纬度为东经105.06667度，北纬28.71667度，测场海拔高度为420.9m。

本项目气象模拟数据是采用大气环境影响评价数值模式WRF模拟生成。模式计算过程中把全国共划分为189×159个网格，分辨率为27km×27km。模式采用的原始数据有地形高度、土地利用、陆地-水体标志、植被组成等数据，数据源主要为美国的USGS数据。模式采用美国国家环境预报中心(NCEP)的再分析数据作为模型输入场和边界场。

表 7-9 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		海拔高度/m	数据年份	气象要素
			X	Y			
江安气象站	57600	一般站	105.06667	28.71667	422	2018	地面高空总云量

表 7-10 模拟气象数据信息

模拟网格中心点坐标/m		模拟网格点编号 (X、Y)	数据年份	模拟气象要素	模拟方式
X	Y				
105.08700	28.79630	106051	2018	风、气压、温度等	WRF-ARW

4.2 地形数据

本项目地形数据采用SRTM（Shuttle Radar Topography Mission）90m 分辨率地形数据。数据来源为：<http://srtm.csi.cgiar.org>。本次预测根据估算结果，以烟囱位置所在厂区厂界向外推24.4km。

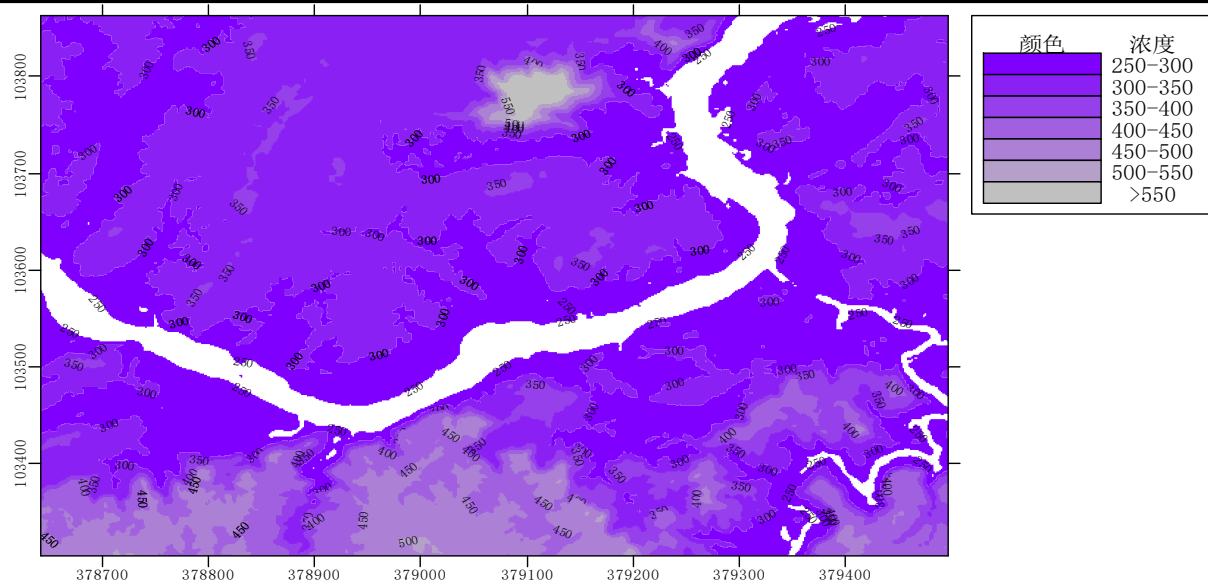


图7-9 本项目所在区域地形图

4.3 土地利用

本项目位于泸州市江阳区江北镇，土地利用类型为工业用地，周边以乡镇及农村。因此，扇区0~360度均考虑为农村用地进行预测，湿度按多年平均湿度考虑。

5 模型主要参数

5.1 预测范围及网格点的设置

本项目大气评价范围为以厂界为边界外延2.5km×2.5km的矩形范围。根据导则要求，预测范围应覆盖评价范围，并覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于10%的区域。因此，本项目的预测范围为厂区四周外延20km×20km的矩形范围，网格点采用近密远疏法进行设置。

5.2 建筑物下洗

本项目烟囱高度为240m，周边建筑物吸收塔高度34m。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录B.6.4公式核算，GEP烟囱高度小于烟囱实际高度，因此不需要考虑建筑物下洗。

5.3 干湿沉降及化学转化相关参数设置

本次项目预测不考虑颗粒物干湿沉降。预测时污染物因子SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀选择对应的类型SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀。

5.4 背景浓度参数

本项目采用泸州市生态环境局提供的评价基准年2018年连续一年的监测数据作为本项目基本污染物（SO₂、NO₂、CO、O₃、PM_{2.5}、PM₁₀）环境现状数据的来源。

5.5 模型输出参数

正常工况下，各污染因子输出1小时、24小时、年均值。其中SO₂、NO₂输出日均第1大值和第8大值；PM_{2.5}、PM₁₀输出日均第1大值和第19大值。

6 预测内容

6.1 预测情况确定

结合项目特点进行判定，本次预测情景确定为减排后排放的污染物，环境本底值即包括本项目减排前的贡献浓度，则本次预测情境中不考虑背景值的叠加影响。即本项目预测的贡献值即为预测值。

6.2 预测情况确定

根据环境质量章节，本项目属于不达标区，因此主要进行不达标区的评价，对照《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）表5预测内容和评价要求，本次预测方案见下表。

表 7-11 本项目预测方案

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
不达标区评价	项目减排后的污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	最大浓度占标率
大气环境保护距离	项目减排后的污染源	正常排放	短期浓度	大气环境保护距离

6.3 预测源强

根据前面的工程分析，本项目正常排放污染源源强见下表。

表 7-12 本项目点源参数表

名称	烟囱底部中心坐标/m		烟囱底部海拔高度/m	烟囱高度/m	烟气流速/(m ³ /h)	烟气温度/°C	正常工况下污染物排放速率/(g/s)
	X	Y					
电厂 废气	105.287347	28.772023	301	240	4200000	50	PM ₁₀ : 7.78、PM _{2.5} : 3.89、SO ₂ : 40.83、NO ₂ : 52.50

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）要求可知：当建设项目排放SO₂+NO_x的年排放量≥500t/a，需要预测二次污染物PM_{2.5}。由工程分析可知，本项目SO₂+NO_x的年排放量≥500t/a，因此本项目需要进行二次污染物PM_{2.5}的预测。

6.4 本项目正常工况下环境影响预测结果

(1) 本项目贡献质量浓度预测结果

根据预测结果，本项目短期浓度（小时平均、日均）及长期浓度（年均）预测结果见下表。

表 7-13 本项目 SO₂ 贡献质量浓度预测结果表

污染物	预测点	浓度类型	最大贡献值(mg/m ³)	出现时间(YYMMDDHH)	占标率%	是否超标
SO ₂	先锋村	1 小时	1.05E-02	18112416	2.11	达标
		日平均	1.20E-03	180105	0.8	达标
		年平均	2.29E-04	平均值	0.38	达标
	江北镇	1 小时	8.44E-03	18100612	1.69	达标
		日平均	6.71E-04	180911	0.45	达标
		年平均	5.71E-05	平均值	0.1	达标
	满池村	1 小时	1.08E-02	18110812	2.17	达标
		日平均	1.82E-03	180115	1.21	达标
		年平均	3.06E-04	平均值	0.51	达标

	龙华村	1 小时	1.06E-02	18110110	2.12	达标
		日平均	1.37E-03	181104	0.91	达标
		年平均	2.12E-04	平均值	0.35	达标
	熊坝村	1 小时	8.27E-03	18102911	1.65	达标
		日平均	1.04E-03	181029	0.7	达标
		年平均	1.93E-04	平均值	0.32	达标
	下坝村	1 小时	1.00E-02	18122516	2.01	达标
		日平均	9.18E-04	180815	0.61	达标
		年平均	7.43E-05	平均值	0.12	达标
	岱宗村	1 小时	9.60E-03	18112415	1.92	达标
		日平均	1.24E-03	181210	0.82	达标
		年平均	2.19E-04	平均值	0.36	达标
	百村	1 小时	1.07E-02	18092210	2.14	达标
		日平均	1.22E-03	181104	0.82	达标
		年平均	1.77E-04	平均值	0.29	达标
	电厂区东南侧居民点	1 小时	3.99E-03	18081812	0.8	达标
		日平均	6.47E-04	180724	0.43	达标
		年平均	4.53E-05	平均值	0.08	达标
	江北镇	1 小时	7.01E-03	18100612	1.4	达标
		日平均	6.22E-04	180911	0.41	达标
		年平均	5.83E-05	平均值	0.1	达标
电厂区西南侧居民点	1 小时	5.19E-03	18090811	1.04	达标	
	日平均	7.31E-04	180726	0.49	达标	
	年平均	8.16E-05	平均值	0.14	达标	
区域最大落地浓度	1 小时	1.52E-02	18112416	3.04	达标	
	日平均	2.01E-03	180115	1.34	达标	
	年平均	3.45E-04	平均值	0.58	达标	

表 7-14 本项目 NO₂ 贡献质量浓度预测结果表

污染物	预测点	浓度类型	最大贡献值(mg/m ³)	出现时间(YYMMDDHH)	占标率%	是否超标
NO ₂	先锋村	1 小时	1.36E-02	18112416	6.78	达标
		日平均	1.54E-03	180105	1.92	达标
		年平均	2.94E-04	平均值	0.74	达标
	江北镇	1 小时	1.08E-02	18100612	5.42	达标
		日平均	8.63E-04	180911	1.08	达标
		年平均	7.34E-05	平均值	0.18	达标
	满池村	1 小时	1.39E-02	18110812	6.96	达标
		日平均	2.34E-03	180115	2.93	达标
		年平均	3.93E-04	平均值	0.98	达标
	龙华村	1 小时	1.36E-02	18110110	6.81	达标
		日平均	1.76E-03	181104	2.2	达标
		年平均	2.73E-04	平均值	0.68	达标
	熊坝村	1 小时	1.06E-02	18102911	5.31	达标

		日平均	1.34E-03	181029	1.68	达标
		年平均	2.48E-04	平均值	0.62	达标
	下坝村	1 小时	1.29E-02	18122516	6.45	达标
		日平均	1.18E-03	180815	1.48	达标
		年平均	9.55E-05	平均值	0.24	达标
	岱宗村	1 小时	1.23E-02	18112415	6.17	达标
		日平均	1.59E-03	181210	1.99	达标
		年平均	2.81E-04	平均值	0.7	达标
	百村	1 小时	1.37E-02	18092210	6.87	达标
		日平均	1.57E-03	181104	1.97	达标
		年平均	2.27E-04	平均值	0.57	达标
	电厂区东南侧居民点	1 小时	5.13E-03	18081812	2.57	达标
		日平均	8.32E-04	180724	1.04	达标
		年平均	5.83E-05	平均值	0.15	达标
	江北镇	1 小时	9.01E-03	18100612	4.51	达标
		日平均	8.00E-04	180911	1	达标
		年平均	7.50E-05	平均值	0.19	达标
	电厂区西南侧居民点	1 小时	6.67E-03	18090811	3.34	达标
		日平均	9.40E-04	180726	1.18	达标
		年平均	1.05E-04	平均值	0.26	达标
区域最大落地浓度	1 小时	1.95E-02	18112416	9.77	达标	
	日平均	2.58E-03	180115	3.22	达标	
	年平均	4.44E-04	平均值	1.11	达标	

备注：NO₂的预测源强由NO_x的浓度*0.9折算而来

表 7-15 本项目二次污染物 PM_{2.5} 贡献质量浓度预测结果表

污染物	预测点	浓度类型	最大贡献值(mg/m ³)	出现时间(YYMMDDHH)	占标率%	是否超标
二次 PM _{2.5}	先锋村	日平均	1.49E-03	180105	1.98	达标
		年平均	2.84E-04	平均值	0.38	达标
	江北镇	日平均	8.33E-04	180911	1.11	达标
		年平均	7.09E-05	平均值	0.09	达标
	满池村	日平均	2.26E-03	180115	3.01	达标
		年平均	3.80E-04	平均值	0.51	达标
	龙华村	日平均	1.70E-03	181104	2.27	达标
		年平均	2.63E-04	平均值	0.35	达标
	熊坝村	日平均	1.29E-03	181029	1.72	达标
		年平均	2.39E-04	平均值	0.32	达标
	下坝村	日平均	1.14E-03	180815	1.52	达标
		年平均	9.22E-05	平均值	0.12	达标
	岱宗村	日平均	1.54E-03	181210	2.05	达标
		年平均	2.71E-04	平均值	0.36	达标
	百村	日平均	1.52E-03	181104	2.02	达标

	电厂区东南侧居民点	年平均	2.19E-04	平均值	0.29	达标
		日平均	8.03E-04	180724	1.07	达标
	江北镇	年平均	5.62E-05	平均值	0.07	达标
		日平均	7.72E-04	180911	1.03	达标
	电厂区西南侧居民点	年平均	7.24E-05	平均值	0.10	达标
		日平均	9.07E-04	180726	1.21	达标
	区域最大落地浓度	年平均	1.01E-04	平均值	0.14	达标
		日平均	2.49E-03	180115	3.32	达标
		年平均	4.28E-04	平均值	0.57	达标

表 7-16 本项目 PM10 贡献质量浓度预测结果表

污染物	预测点	浓度类型	最大贡献值 (mg/m ³)	出现时间 (YYMMDDHH)	占标率%	是否超标
PM ₁₀	先锋村	日平均	2.28E-04	180105	1.50E-01	达标
		年平均	4.36E-05	平均值	0.06	达标
	江北镇	日平均	1.28E-04	180911	0.09	达标
		年平均	1.09E-05	平均值	0.02	达标
	满池村	日平均	3.47E-04	180115	0.23	达标
		年平均	5.83E-05	平均值	0.08	达标
	龙华村	日平均	2.61E-04	181104	0.17	达标
		年平均	4.04E-05	平均值	0.06	达标
	熊坝村	日平均	1.99E-04	181029	0.13	达标
		年平均	3.67E-05	平均值	0.05	达标
	下坝村	日平均	1.75E-04	180815	0.12	达标
		年平均	1.42E-05	平均值	0.02	达标
	岱宗村	日平均	2.36E-04	181210	0.16	达标
		年平均	4.17E-05	平均值	0.06	达标
	百村	日平均	2.33E-04	181104	0.16	达标
		年平均	3.37E-05	平均值	0.05	达标
	电厂区东南侧居民点	日平均	1.23E-04	180724	0.08	达标
		年平均	8.64E-06	平均值	0.01	达标
	江北镇	日平均	1.19E-04	180911	0.08	达标
		年平均	1.11E-05	平均值	0.02	达标
电厂区西南侧居民点	日平均	1.39E-04	180726	0.09	达标	
	年平均	1.56E-05	平均值	0.02	达标	
区域最大落地浓度	日平均	3.82E-04	180115	0.25	达标	
	年平均	6.58E-05	平均值	0.09	达标	

表 7-17 年平均质量增量贡献值预测结果表

污染物	年均浓度增量最大值 (mg/m ³)	占标率%
SO ₂	3.45E-04	0.58
NO ₂	4.44E-04	1.11
PM _{2.5}	3.29E-05	0.09

PM₁₀

6.58E-05

0.57

根据预测结果可知，本项目除氮氧化物外各污染物的短期浓度贡献值的最大浓度占标均小于100%，各污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率小于30%。

(2) 本项目污染物预测贡献浓度等值线图

根据环境影响现状评价章节可知：泸州市的基本污染物PM_{2.5}存在不达标的情况，本项目所在区域泸州市属于非达标区。但本项目属于减排项目，背景值包含本项目减排前的浓度贡献值，因此本项目预测贡献值不应叠加本底值或者规划目标浓度。本项目各污染物预测贡献浓度等值线图见下图。

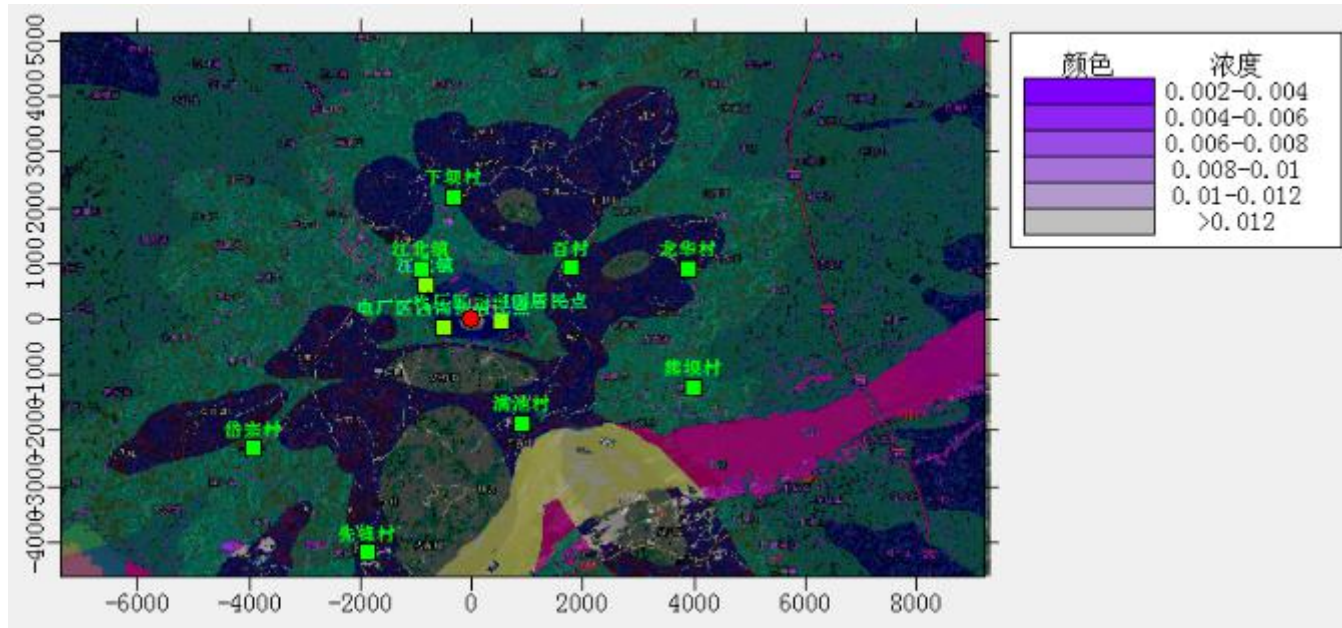


图7-10 SO₂小时均贡献浓度等值线图

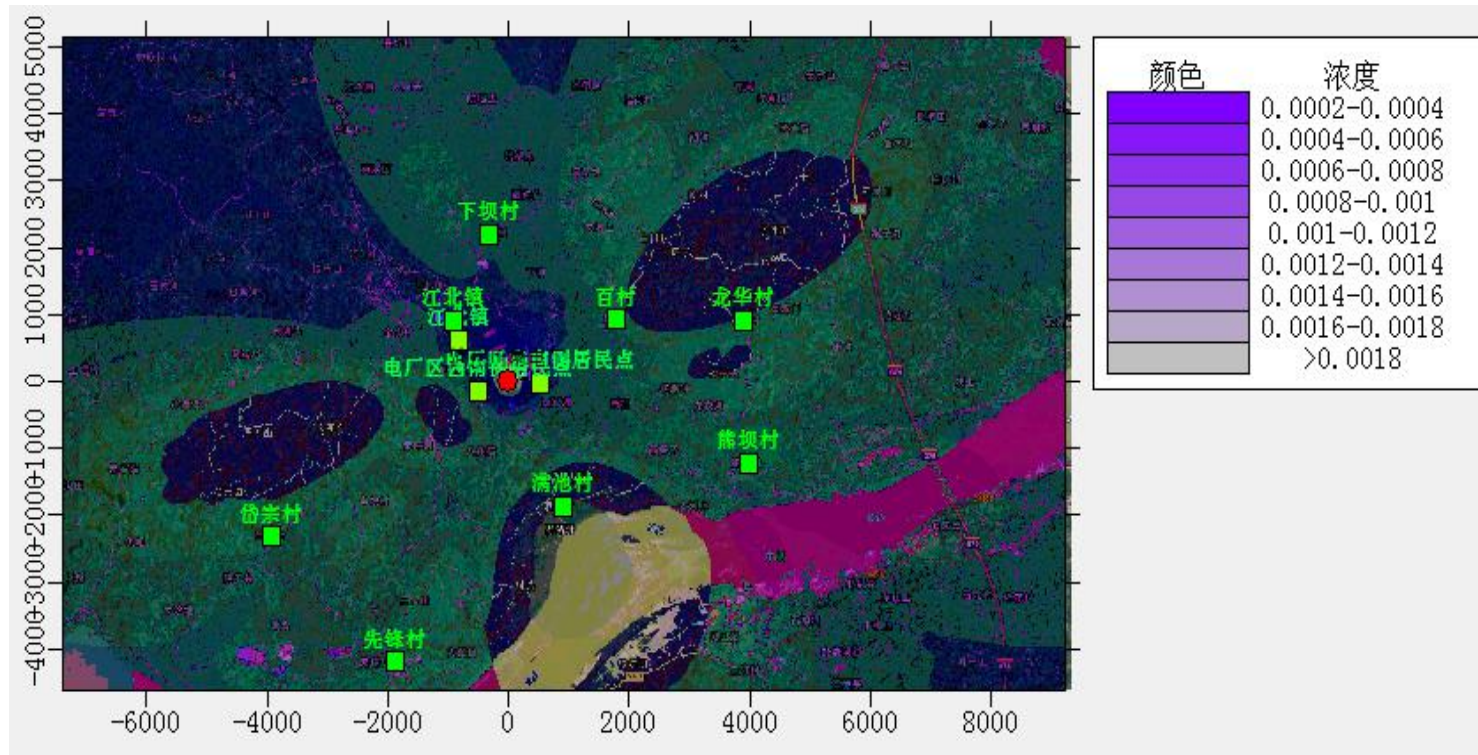


图7-11 SO₂日均贡献浓度等值线图

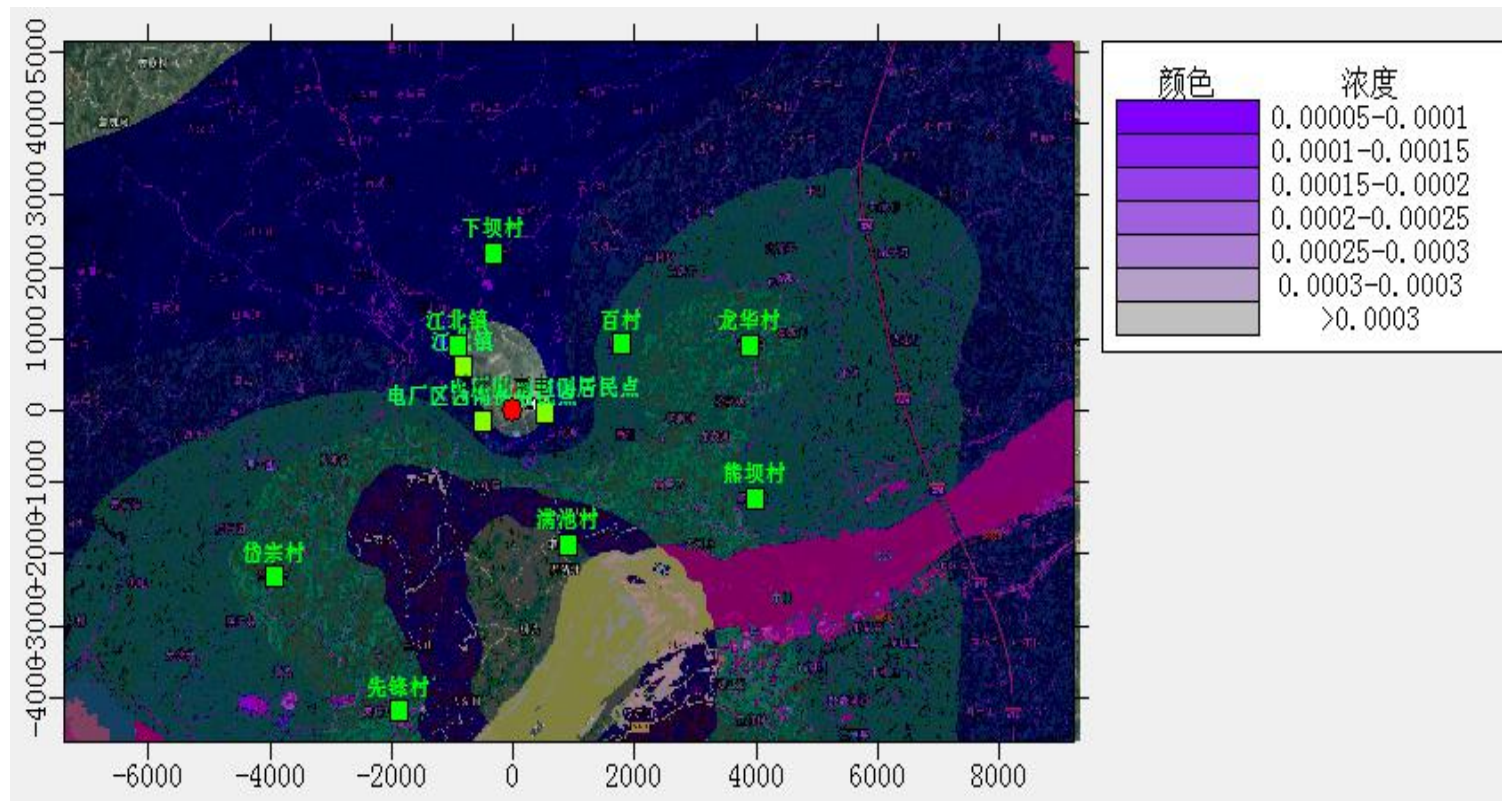


图7-12 SO₂年均贡献浓度等值线图

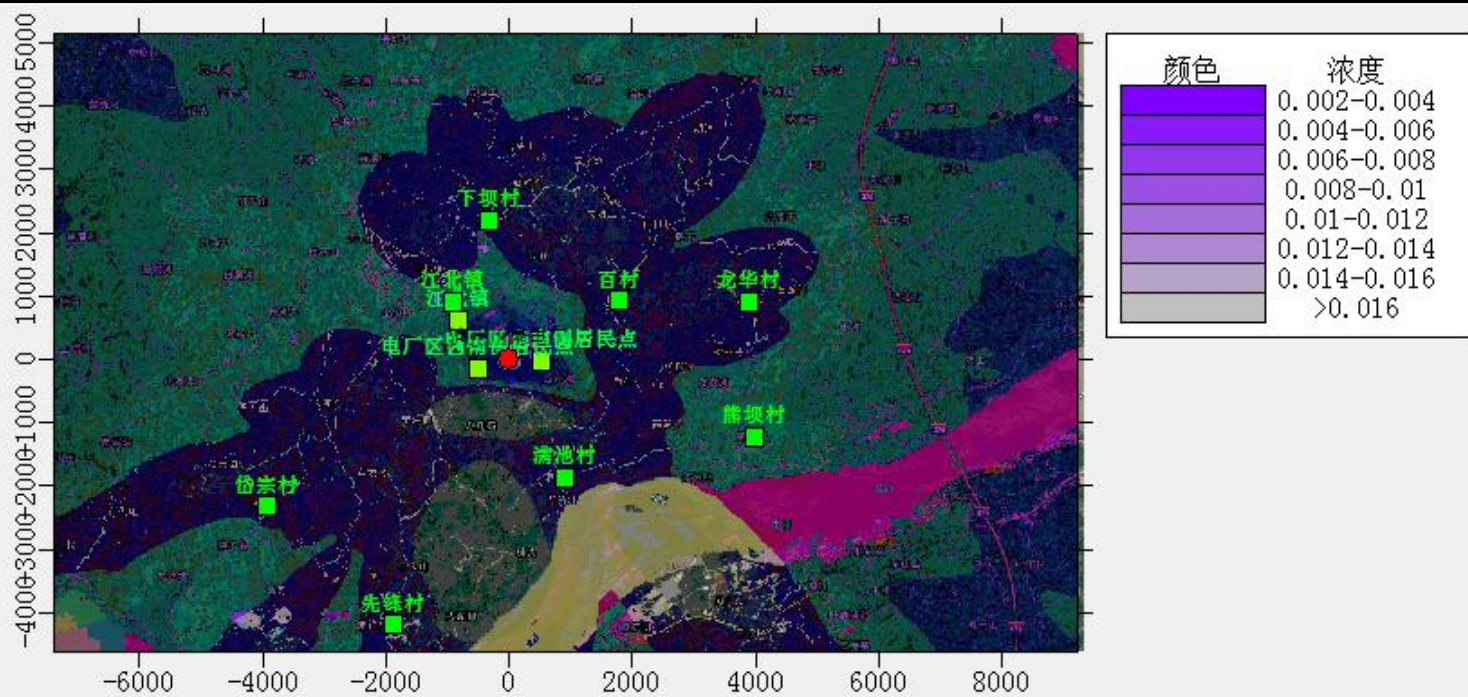


图7-12 NO₂小时均贡献浓度等值线图

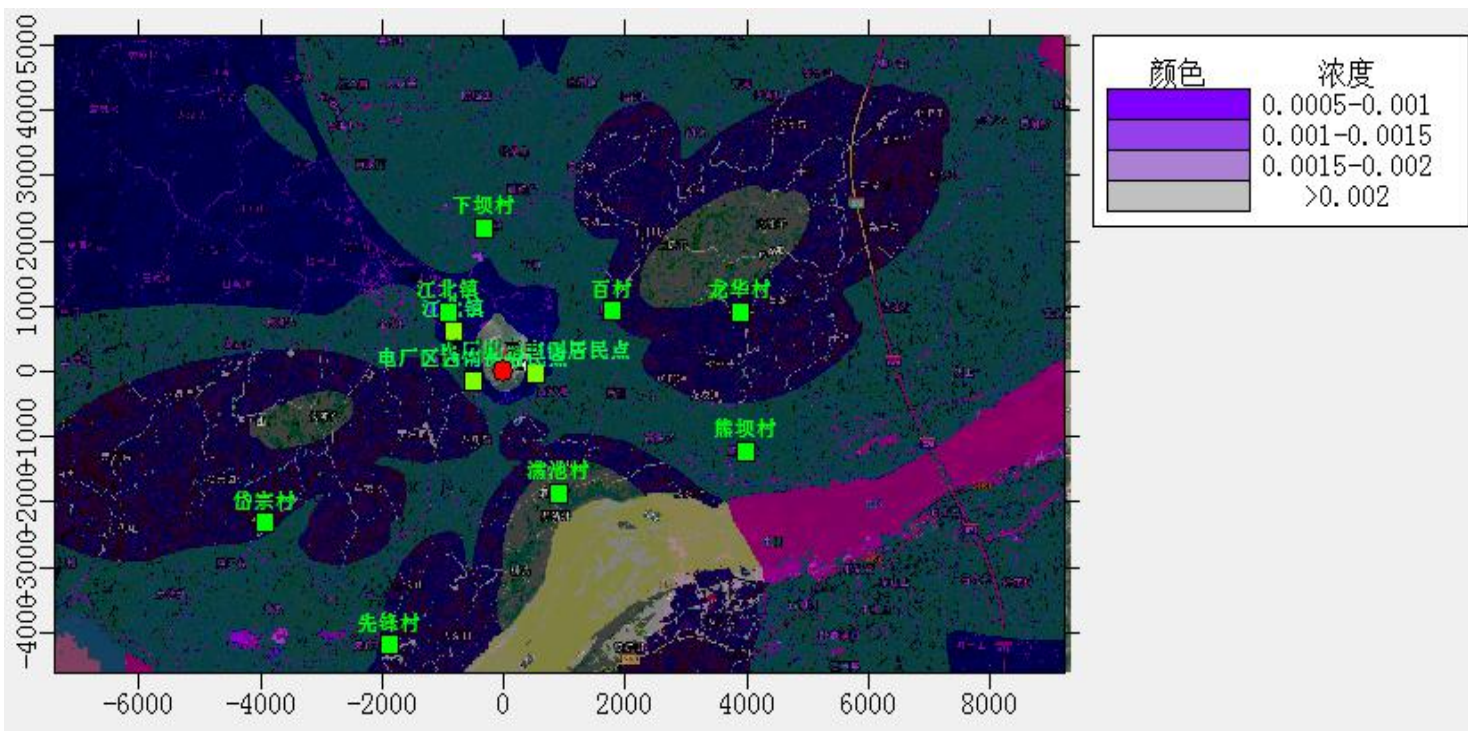


图7-13 NO₂日均贡献浓度等值线图

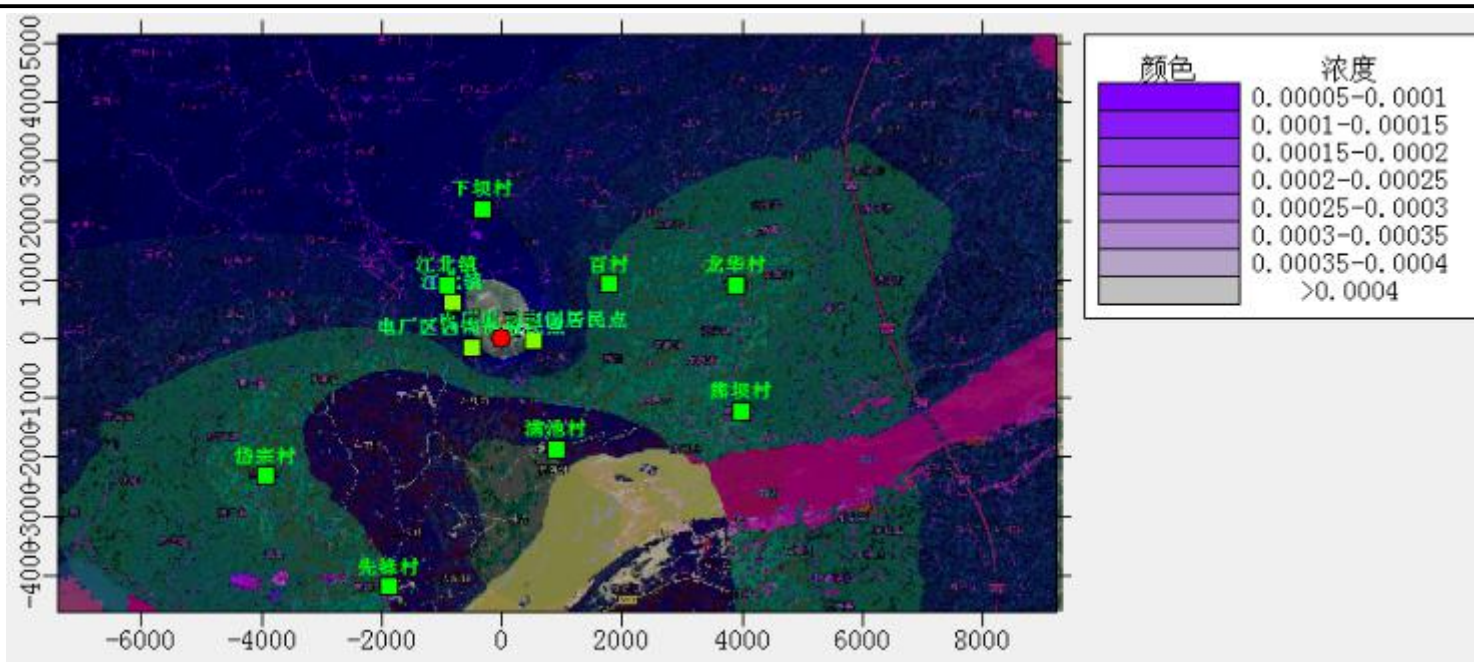


图7-14 NO₂年均贡献浓度等值线图

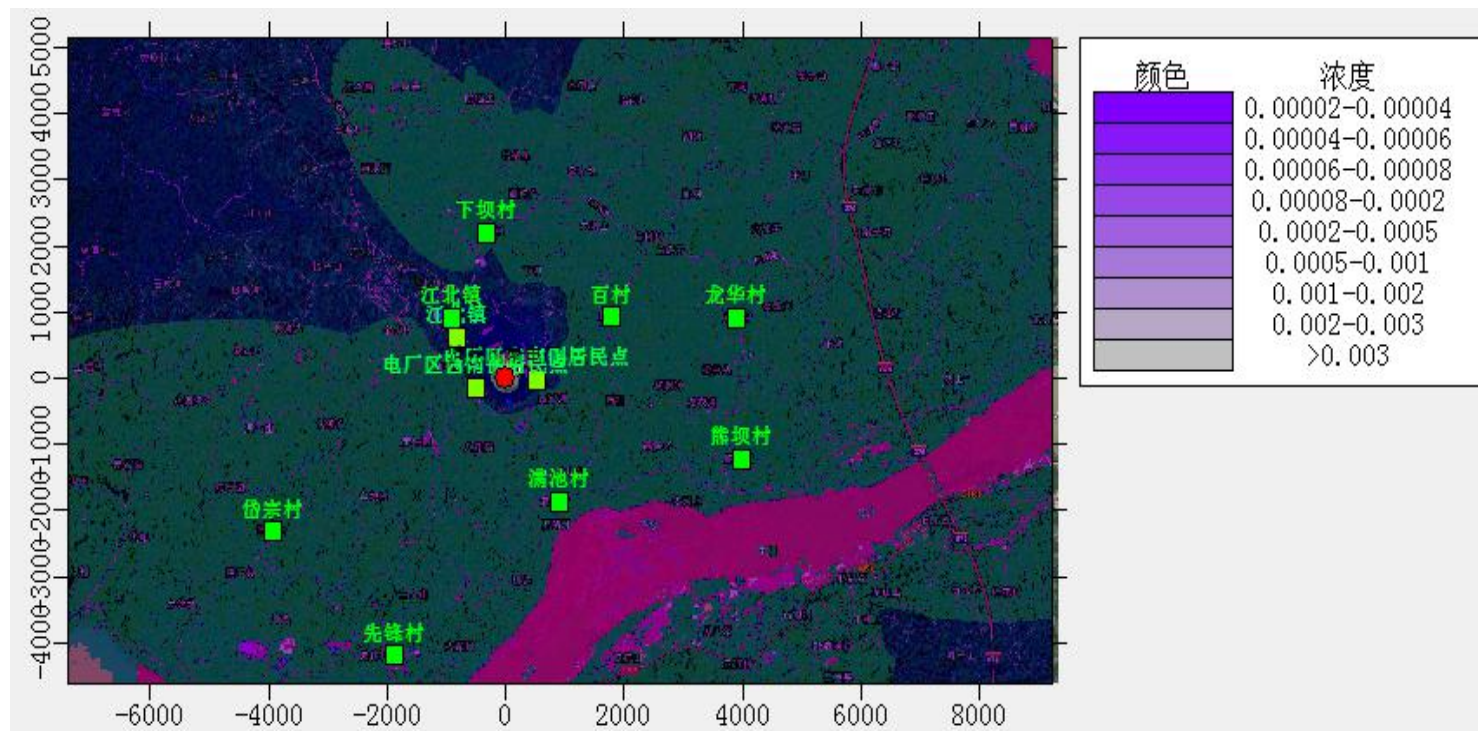


图7-15 PM_{2.5}日均贡献浓度等值线图

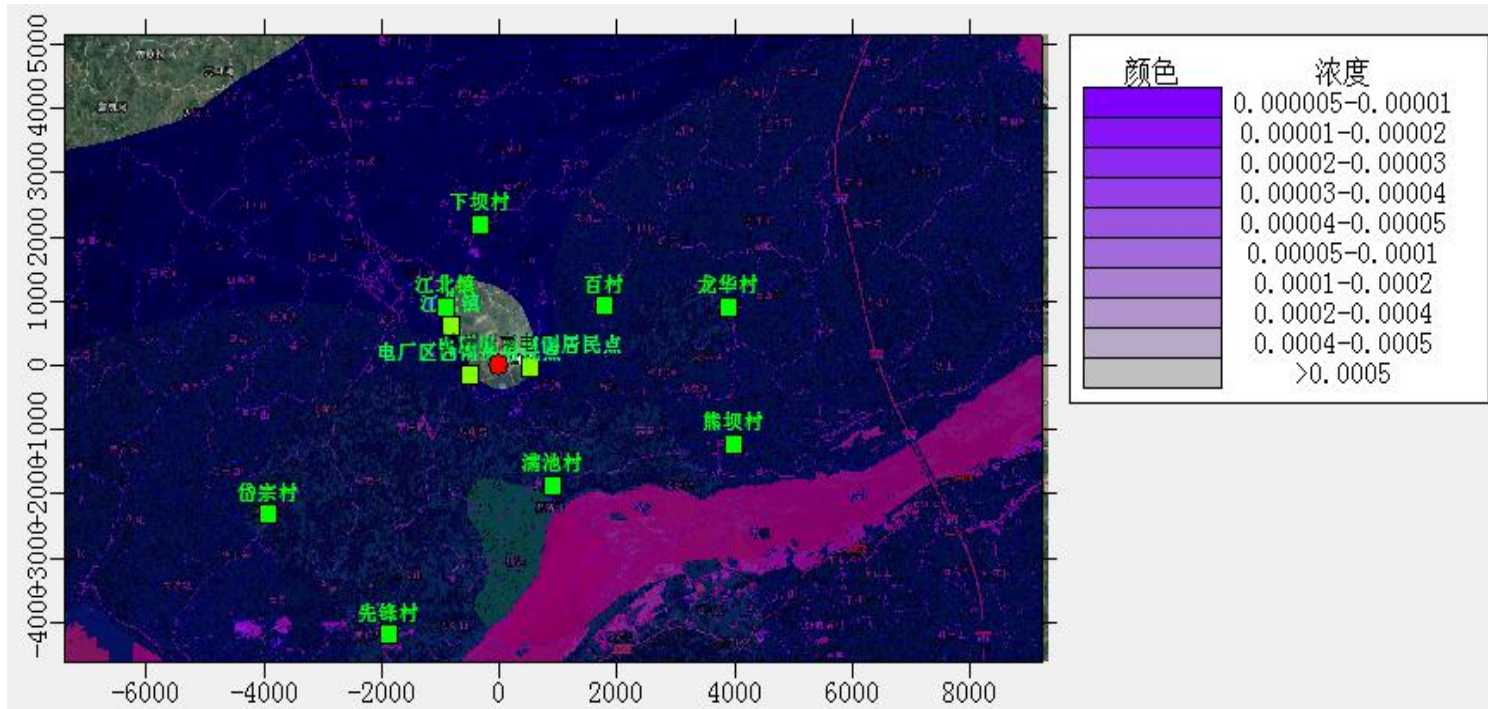


图7-16 PM_{2.5}年均贡献浓度等值线图

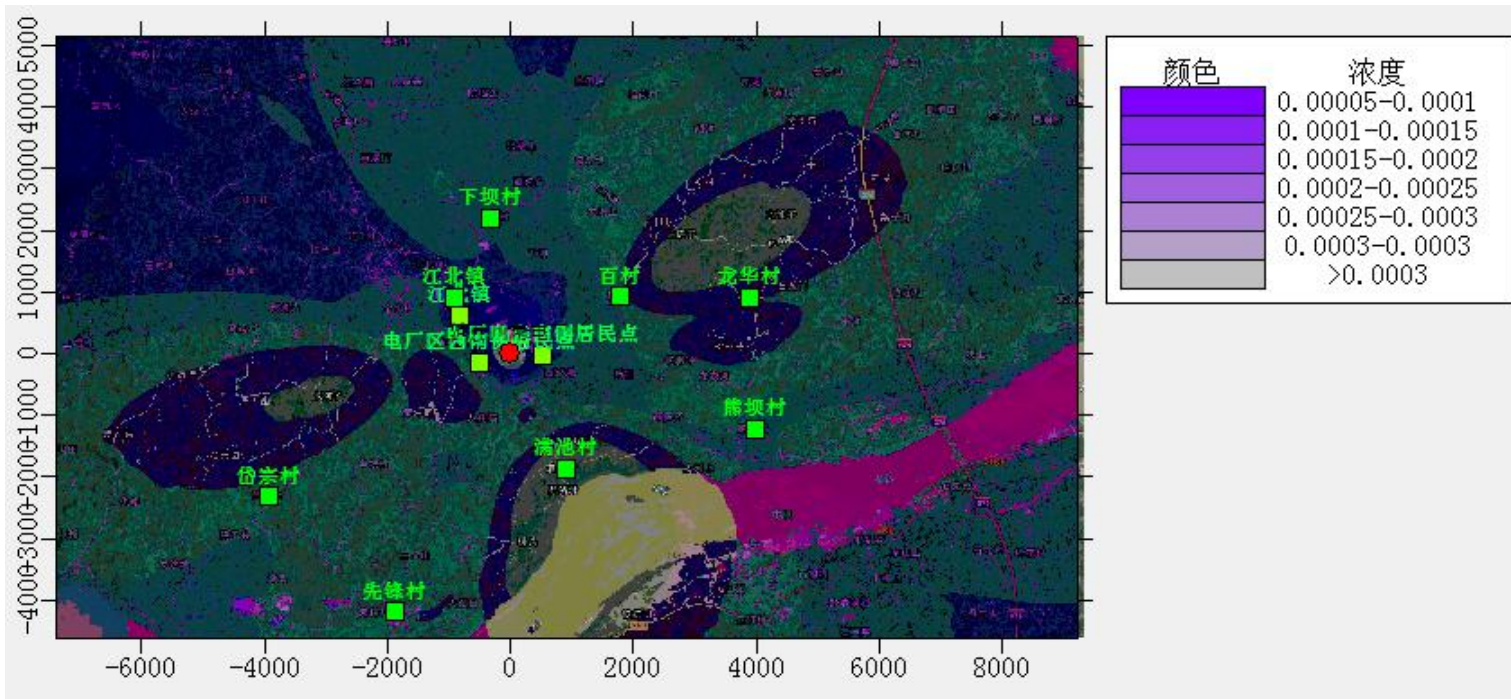


图7-17 PM₁₀日均贡献浓度等值线图

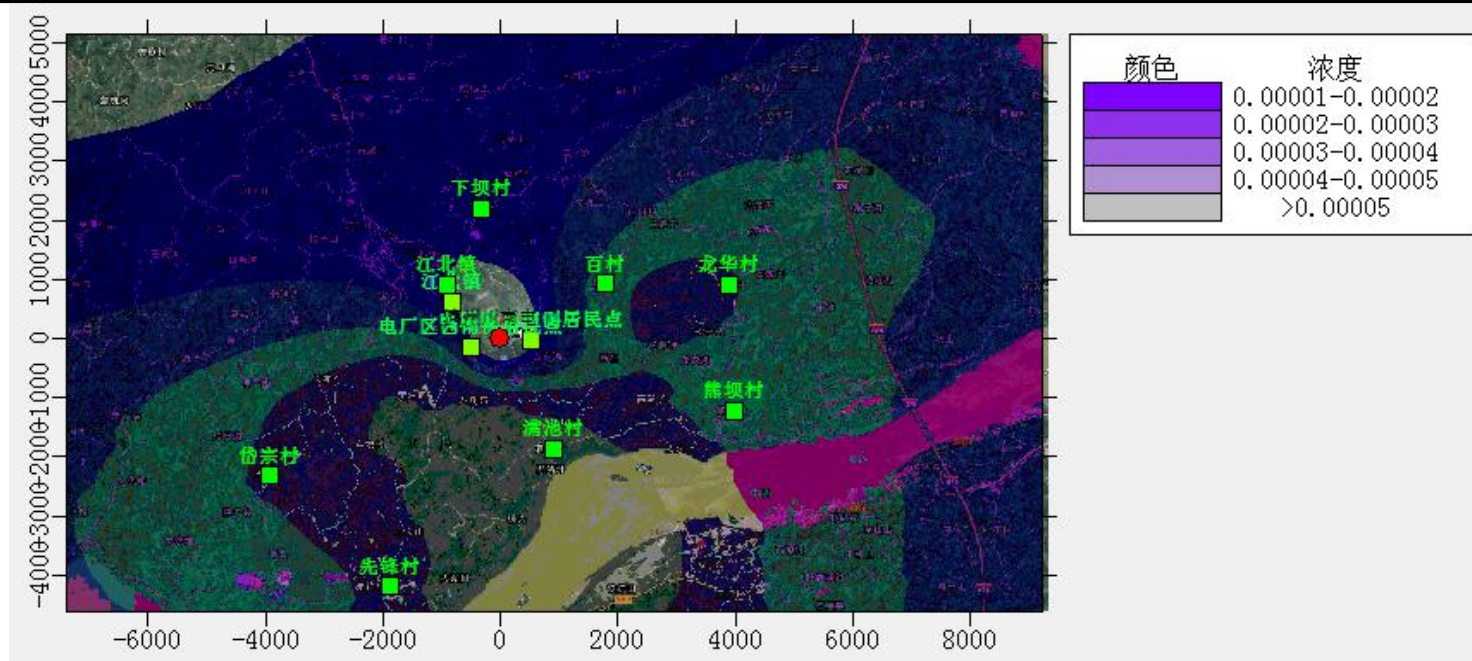


图7-18 PM₁₀年均贡献浓度等值线图

(3) 本项目大气预测分析

本项目属于减排项目，背景值包含本项目减排前的浓度贡献值，因此本项目预测贡献值不应叠加本底值或者规划目标浓度。本项目为减排项目，具有明显的环境正效应，对区域削减污染物具有明现的影响，详见下表。

表7-18 本项目污染物预测值最大值与本地浓度最大值对比表 单位：mg/m³

污染物		预测值	本底值	变化量
NO ₂	年均浓度	0.000345	0.035	0.034655
SO ₂	年均浓度	0.000444	0.015	0.014556
PM _{2.5}	年均浓度	0.000033	0.039	0.038967
PM ₁₀	年均浓度	0.000066	0.059	0.058934

备注：本底值来源于《泸州市2018年环境质量公报》

根据表18可知，本项目实施后污染物SO₂、NO₂、PM_{2.5}和PM₁₀贡献值远低于区域环境质量现状。根据《泸州市大气环境质量限期达标规划（2018-2025年）》，本项目属于泸州市近期（2018-2020年）大气环境质量改善主要措施之一，根据核算本项目实施之后SO₂削减1399.1t/a，NO_x削减627.63t/a，颗粒物削减60t/a，项目整体对区域质量改善明显。

6.5 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）大气环境防护距离确定中的相关要求：本评价采用AERMOD模型完成了基准年（2018年）的进一步预测模拟评价工作。

在计算大气防护距离之前，为了满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2018）中关于厂界外预测网格分辨率不应超过50m的要求，已将原网格设置调整为厂界外500米范围，并设置为50m*50m的网格点。

根据项目污染源相关参数，采用相关软件计算大气环境保护距离，根据计算，项目所有污染物的所有受体均未超标。因此不设置大气环境保护距离。

（二）营运期地表水环境影响分析

根据工程分析可知，本工程营运期产生的废水主要有脱硫废水及生活污水。本项目无新增生产废水，脱硫废水主要污染因子为pH、Cl⁻等，经脱硫废水处理系统处理后，全部实现回用，无外排。由于本项目不新增劳动定员，在电厂现有职工中调剂解决，故无新增生活污水。生活污水处理措施、处理工艺不变，采用二级生物氧化处理，即活性污泥与生物接触氧化相结合的处理工艺。生活污水纳入厂区现有的生活污水处理系统处理达标后排入复用水池，循环使用不外排。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018) 中水污染影响型建设项目评价等级判定表，项目不新增生活污水，冷却水循环利用不外排，现有生活污水排入厂区污水处理厂，重复利用不外排，根据导则，故本项目地表水评价等级为三级 B。项目地表水环境影响评价自查表见附件。

表 7-19 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d); 水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	---

因此，项目废水对所在地的地表水环境质量影响小。

（三）营运期地下水环境影响分析

本项目对地下水的影响主要来自污水处理设施、固废储存场所、处理后排放的烟气中的污染物二氧化硫经雨水等吸收形成酸雨和灰场。

（1）污水处理设施对地下水的影响

本项目不新增脱硫废水，污水处理设施为依托。地面采用坚固、防渗、耐腐蚀的钢筋混凝土材料铺设，防渗层采用 2mm 厚的防渗材料，主要是环氧树脂为主要成膜物质的涂料（环氧涂料），保证渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s。因此，污水处理设施对地下水的影响较小。

（2）固废储存场所对地下水的影响

本项目固废为灰渣、污泥和脱硫石膏，分别放置于灰库、污泥池和石膏库，并由汽车运至岩腔湾灰场堆放。灰库、污泥池和石膏库均作地面防渗处理，地面采用坚固、防渗、耐腐蚀的钢筋混凝土材料铺设，防渗层采用 2mm 厚的防渗材料，主要是环氧树脂为主要成膜物质的涂料（环氧涂料），保证渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s。因此，固废储存场所对地下水的影响较小。

（3）二氧化硫、氮氧化物排放对地下水的影响

本项目对地下水的影响主要来自处理后排放的烟气中的污染物二氧化硫、氮氧化物经雨水等吸收形成酸雨。长期的酸雨作用将对地下水造成不可估量的损失。本项目旨在降低二氧化硫、氮氧化物的排放量，因此，本项目的实施对控制二氧化硫、氮氧化物对地下水的影响具有积极作用。

(4) 灰场对地下水的影响

本项目固废为灰渣、污泥和脱硫石膏由汽车运至岩腔湾灰场堆放。岩腔湾灰场位于江北镇已丧失水库功能的岩腔湾水库及其下游冲沟，灰场在泸州电厂西南面约 2.0km。灰场出露地层为砂岩夹粉砂岩。沟谷被第四系残坡积层粉质粘土覆盖，厚约 3m。库区内未见大的不良地质现象，库区稳定。灰场底部多为稻田，山坡植被发育良好。岩腔湾灰场基本地质情况如下：

灰场场地内上覆第四系残坡积以及冲洪积土层，下伏侏罗系中统遂宁组（J_{2sn}）地层，岩性主要为泥岩、砂岩。各岩土层按照力学性质分层如下：

1 层硬塑~可塑状粘性土：该层广泛分布于残丘顶部、缓坡坡脚及冲沟中。

2 层软塑状粘性土：该层仅分布于地势低洼处如斜坡坡脚和冲沟中，分布零星，成层性较差。本层土具大孔隙比及弱膨胀性。

3 层粘性土混碎（块）石：该层主要分布于山坡坡角及冲沟边缘，分布零星，成层性差。该层碎（块）石有架空现象。

层粉砂：松散，饱和，扰动后易呈流沙状；该层成层性极差，多呈透镜状，仅在场地冲沟中局部有所揭示。

层卵石：该层主要分布于灰场冲沟底部以及冲沟山坡表层。现场挖探井揭示，冲沟中的卵（漂）石间有架空现象。

层基岩：岩性主要为泥岩、砂岩互层。泥岩，在场地中广泛分布，薄层~中厚层状及块状；泥岩质软，属于软质岩石，并具有失水收缩吸水膨胀的特性，强风化厚度一般为 1~5.0m。砂岩，在场地中分布较为广泛，但主要为断续透镜状分布；陡倾裂隙较为发育，强风化厚度一般为 0.5~3.0m。

根据泸州电厂一期工程验收 2×600MW 工程脱硫装置技术改造工程环评对岩腔湾灰场周围地下水上游、下游区域进行的地下水现状监测结果，灰场在正常运行时，地下水所有监测项目均未超过《地下水质量标准》(GB14848-2017) 中的 III 类标准，说明岩腔湾灰场具有较好的防渗效果，灰场对地下水基本无影响。

因此，正常情况下，本项目的实施对地下水环境无明显影响。

(四) 营运期声环境影响分析

1、主要噪声设备及强源

本项目噪声主要为新增的机械设备如搅拌机、氧化风机、浆液循环泵、浆液回流泵等的噪声，布设于吸收塔内。减少噪声污染的主要措施是：选用低噪声设备，采用基础减震及自然距离衰减等。类比相似设备产噪资料，本项目噪声源及源强情况见下表。

表 7-20 本项目噪声源及治理措施情况一览表 单位：dB(A)

产噪位置	产噪源	数量(台)	噪声源强	治理措施	治理后源强	备注
------	-----	-------	------	------	-------	----

吸收塔	浆液回流泵	4	80	基础减震、隔声	65	新增
吸收塔	搅拌器	4	80	基础减震、隔声	65	新增
吸收塔	浆液循环泵	2	80	基础减震、隔声	65	新增
吸收塔	氧化风机	6 (4用2备)	80	基础减震、隔声	70	新增

2、预测模式

①考虑声源叠加，采用叠加模式：

用如下公式计算各噪声点源设备叠加的总声级：

$$L_{\text{总}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{\frac{L_i}{10}} \right)$$

式中：

$L_{\text{总}}$ ：几个声压级相加后的总声压级，dB (A)；

L_i ：某一个声压级，dB (A)。

②噪声随距离衰减模式

$$L = L_1 - 20 \lg r_2 / r_1$$

式中：

L ——距声源 r_2 处声源值[dB(A)]；

L_1 ——距声源 r_1 处声源值[dB(A)]；

r_2, r_1 ——与声源的距离(m)。

③预测点噪声贡献叠加结果

根据前述距离衰减模式，计算噪声距离的衰减量详见下表。

表 7-21 噪声随距离的衰减量

距离(m)	1	10	30	40	50	60	70	80	90	100	130
ΔL dB(A)	0	20	26	30	34	36	37	38	39	40	42

本项目预测点噪声影响预测见下表。

表 7-22 声源到各预测点的距离和贡献值表

预测点 单元	预测点	预测位置	噪声贡献值 dB(A)
吸收塔 浆液循环泵	1#	东厂界	18.5
	2#	南厂界	15.4
	3#	西厂界	16.4
	4#	北厂界	10.8
	5#	电厂区东南侧 100m 处农户	10
	6#	电厂区南侧 100m 处农户	13.6
	7#	电厂区西南侧 170m 处农户	9.9
	8#	电厂区西北侧 210m 处江北镇	8.3

3、评价结果

本项目对敏感点噪声的评价为噪声本底值加上厂区设备对其贡献值，计算叠加之后即为预测值。噪声对周围环境的评价结果见下表。

表 7-23 噪声预测结果 单位：dB(A)

预测点	预测位置	本底值		贡献值	预测值（叠加值）		标准值	
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间
1#	东厂界	53.3	43.1	18.5	53.3	43.1	65	55
2#	南厂界	55.6	43.5	15.4	55.6	43.5		
3#	西厂界	55.6	43.8	16.4	55.6	43.8		
4#	北厂界	53.4	43.5	10.8	53.4	43.5		
5#	电厂区东南侧 100m 处农户	52.6	43.1	10	52.6	43.1	65	55
6#	电厂区南侧 100m 处农户	53.8	43.4	13.6	53.8	43.4		
7#	电厂区西南侧 170m 处农户	53.5	42.9	9.9	53.5	42.9		
8#	电厂区西北侧 210m 处江北镇	57.9	42.8	8.3	57.9	42.8		

由上表可见，由于新增设备主要集中在厂区中央，距离厂界及敏感点的距离均较远，在经过距离衰减后对其贡献值很小，经叠加后不会改变厂界及敏感点声环境质量现状，故技改项目营运期厂界噪声昼间及夜间预测值均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；各敏感点昼间、夜间噪声值均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准的要求。预测中仅考虑了距离衰减，若考虑到电厂、周边建筑围墙对噪声的削减，噪声对周边敏感点的影响将进一步减小。

综上所述，本项目新增设备对厂界和敏感点噪声的贡献值较小，可以做到不扰民。本项目应加强新增设备的噪声防治工作，落实基础减震情况。

（五）营运期固体废弃物环境影响分析

由工程分析可知，本项目营运期间的固体废弃物主要为灰渣、污泥、脱硫石膏和员工产生的生活垃圾。

（1）灰渣和污泥

灰渣包括锅炉炉膛排渣和电除尘排灰（粉煤灰），产生量为 1040614t/a。该工程采用灰渣分除、干灰干排系统，灰渣由汽车运至岩腔湾灰场。目前除少量灰渣堆存于灰场用于护坝外，其余均综合利用，利用率约为 85%，主要作为水泥原料和筑路材料。污泥主要为废水处理装置产生。本项目不新增污泥。泸州电厂与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣、污泥综合处理的承包合同（见附件 7），由其负责灰渣、污泥的综合处置。

（2）脱硫石膏

泸州电厂与泸州九鼎鑫商贸有限公司签订了脱硫石膏销售合同（见附件 8），由其负责脱硫石膏的综合处置。技改完成后，石膏的产生量变化不大，脱硫石膏年产生量约为 408477t/a，目前石膏主要作为水泥缓凝剂，利用率达到 50%。

其余的石膏由汽车运至岩腔湾灰场，与电厂灰渣分区堆放。因此，项目固废目前得到合理处置。

（3）生活垃圾

本项目不新增劳动定员，由现有电厂人员调配，对于电厂来说，生活垃圾量产生量不变，统一收集后委托环卫部门处理。

（4）危险废物

本项目技改完成后，危险废物产生量变化不大，在运营期危险废物主要有锅炉点火以及对设备保养、检修时产生的 HW08 废矿物油与含矿物油废物、HW12 染料、涂料废物类、HW13 有机树脂类废物类、HW49 其他废物（含油棉纱、含油滤芯等；废铅蓄电池、镉镍电池、荧光灯等）、HW50 废催化剂类等。四川泸州川南发电有限公司自行利用以及委托贵州岑祥资源科技有限责任公司、绵阳市天捷能源有限公司以及西部聚鑫化工包装有限公司对危险废物进行处置危险废物 25 t/a。其中公司自行利用 HW08 废矿物油与含矿物油废物约 12 t/a 用于锅炉燃料燃烧，利用 HW13 有机树脂类废物类、HW49 含油棉纱等利用 4t/a，公司自行利用方式将危废用作燃料进行锅炉燃烧。其余 HW12 染料、涂料废物类、HW49 危险废物铅蓄电池、HW50 废催化剂等危险废物约 9 t/a 委托上述三家单位进行处置。

综上所述，所有固废均得到了合理的处置，对环境影响较小。

（六）本项目对外环境影响分析及其防护措施

根据以上对营运期废气、废水、固废和噪声的影响分析，结合项目外环境关系，本项目营运期对于环境保护目标的影响主要为废气和噪声。本项目实施后，废气经电除尘器和脱硫系统处理并通过 240m 高烟囱达标排放，锅炉烟气中的 SO₂、NO_x、烟尘的排放浓度均达到了《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表 1 的要求，对外环境的影响较小。本项目新增设备在经过距离衰减后对其贡献值很小，经叠加后不会改变厂界及敏感点声环境质量现状，故技改项目营运期厂界噪声昼间及夜间预测值均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求。预测中仅考虑了距离衰减，若考虑到电厂、周边建筑围墙对噪声的削减，噪声对周边敏感点的影响将进一步减小。综上所述，本项目新增设备对厂界和敏感点噪声的贡献值较小。

三、清洁生产分析

清洁生产是将整体预防的环境战略，持续用于生产全过程、产品和服务之中，以期提高生产效率并减少对社会和环境的风险，达到可持续发展的战略目标。对企业而言，在组织生产的过程中，坚持采用新工艺、新技术，通过对过程的严格控制和资源的科学管理、合理配置、综合利用，最大限度地把原料转变为产品，减少资源、能源的浪费，将污染控制到环境和社会可以承受的阈值以下，从而达到社会经济、环境保护和生态环境的协调发展。

本项目从生产工艺和设备、节能、污染物产生及治理等方面对本项目清洁生产水平进行分析，从清洁生产的角度提出清洁生产措施，从管理、员工素质等方面提出清洁生产的非工程措施。

（1）生产工艺和设备

在一级脱硫塔的基础上新建二级脱硫塔。脱硫超低排放改造提高了脱硫装置的脱硫能力，对除尘器进行扩容升级

改造能够去除其它除尘器难以去除的微细尘粒，有着优异的收尘性能、无二次扬尘，达到了清洁生产的目的。

（2）节能

1) 优化系统设计，脱硝、除尘、脱硫设备、烟道、管道进行优化配置，降低能耗； 2) 完善工艺系统的计量和监测仪表，及时向操作人员提供运行及时向操作人员提供运行信息，实现机组的安全经济运行； 3) 采用先进的控制系统，由计算机控制系统启停，进行数据处理和参数调整，实现系统安全经济运行； 5) 合理选用保温材料品种和确定保温结构，减少管道及设备的散热损失。

（3）污染物产生及治理

本项目的建成，除尘效率达到 99.97%，设计脱硫效率达到 99.6%，脱硝效率达到 93%，削减电厂燃煤的污染物排放量，烟尘、SO₂ 和 NO_x 的排放浓度可分别控制到 10mg/Nm³、35mg/Nm³、50mg/Nm³ 以下，有助于改善当地大气环境，具有良好的环境效益和社会效益。

为了实现真正意义上的清洁生产，从源头上消除污染，本评价建议通过制定持续清洁生产计划，建立清洁生产组织，搞好职工培训工作，加强内部管理等方式进一步提高清洁生产水平。

2、清洁生产水平结论

综合分析判断，本项目清洁生产水平可以达到国内先进水平。

3、加强清洁生产建议措施

为了更好的执行清洁生产方针，要求厂方考虑以下的清洁措施：

（1）建立和完善清洁生产制度

根据国内清洁生产试点工作经验，加强管理是所有清洁生产方案中最重要的无费、低费和少费方案，因此企业进行清洁生产，必须首先从加强管理入手。

由于清洁生产是全过程的污染控制，涉及到公司各个部门，因此必须由企业主要负责人全面负责，长抓不懈，并由负责人出面，按照分工负责原则，确定各职能部门的职责和责任人员。为了明确各部门工作职责，公司应制订更完善的规章制度，在生产的工艺设计与改造时都应充分考虑环境保护和清洁生产的要求，从源头上控制污染。

（2）实施清洁生产措施

完善内部管理，减少物料消耗，建立严格的管理制度，落实岗位责任制，加强生产中的现场管理，降低原料及能源的耗用量。

加强设备维修，及时检修、更换破损的管道、机泵、阀门和污染治理设备，尽量减少和防止生产过程中的跑、冒、滴、漏和事故性排放。

4、清洁生产建议

建议企业在下一步项目实施中落实以下内容：

（1）加强企业节能管理工作。加强节能意识，提高职工责任心等，以充分有效地利用能源，降低能耗；

(2) 加强对危险废物的管理，不可以乱丢乱放，必须收集起来，委托相应单位定期收集处置。收集过程中，要注意危险废物暂存地的管理。

(3) 加强生产工艺控制和物流管理，控制和减少污染物的“跑、冒、滴、漏”；

四、环境管理要求

1、环境管理计划

(1) 环境管理目的

《中华人民共和国环境保护法》明确指出，我国环境保护的任务是保证在社会主义现代化建设中，合理利用自然资源，防止环境污染和生态破坏，为人民创造清洁适宜的生活和劳动环境，保护人民健康，促进经济发展。

为了缓解建设项目生产运行期对环境构成的不良影响，在采取环保治理工程措施解决建设项目环境影响的同时，必须制定全面的企业环境管理计划，以保证企业的环境保护制度化和系统化，保证企业环保工作持久开展，保证企业能够持续发展生产。

(2) 环境管理机构

项目技改完成后，必须设置企业的环境管理机构来开展企业环保工作，公司的环境管理应由常务副总经理负责领导，公司配备专职人员负责环保；车间设立兼职环境保护监督员。

环境管理机构主要职能是研究决策公司环保工作的重大事宜，并负责公司环境保护的规划和管理以及环境保护治理设施管理、维修、操作。设安全健康环保监察部专职管理人员 1 名，具体执行环境管理相关要求；设实验室专职监测人员 1 名，负责公司的环境监测业务。

2、环境监测

环境监测目的是通过对本企业污染源监测和周围环境的监测，及时准确掌握污染状况，了解污染程度和范围，分析其变化趋势和规律，为加强环境管理，实施清洁生产提供可靠的技术依据。

(1) 环境监测计划

本项目排放的主要污染物是为 SO₂、烟尘、NO_x、烟气黑度、汞及其化合物等。

为切实控制本工程治理设施的有效地运行和“达标排放”，落实排污总量控制制度，根据《建设项目环境保护管理条例》第八条的规定，本环评对拟建项目实施环境监测建议。对于本项目来说，监测计划见下表。

表 7-24 本项目环境监测计划

项目	监测点布置	监测项目	监测频率
废气	烟囱出口	SO ₂	在线连续监测
		烟尘	在线连续监测
		NO _x	在线连续监测
		烟气黑度	在线连续监测
		汞及其化合物等其他烟气相关参数	手工定期监测
噪声	厂界外 1 米	厂界噪声	手工定期监测

3、人员培训

对从事环保工作的专职人员，应进行上岗前和日常的专业培训，环境监测人员应在环境监测专业部门学习环境监测规范和分析技术，使其有一定的环境保护专业知识，了解公司各种产品的生产工艺和产生的废水、废气、噪声等的治理技术，掌握废水、废气、噪声的监测规范和分析技能，确保废水、废气、噪声等污染物的达标排放和处理设备的正常运转。加强对从事环保工作的专职人员的环境保护法律、法规教育，提高工作责任感，杜绝人为因素造成的污染事故发生。

五、环境风险评价分析

环境风险评价是对建设项目建设和运行期间发生的可预测突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害）引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏，或突发事件产生的新的有毒有害物质，所造成的对人身安全与环境的影响和损害进行评估，提出防范、应急与减缓措施，使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

环境风险评价应把事故引起厂（场）界外人群的伤害、环境质量的恶化及对某某系统影响的预测和防护作为评价工作重点。

1、项目风险评价等级

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）所提供的方法，根据项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果，以及环境敏感程度等因素确定项目风险评价工作级别。

（1）危险物质及工艺系统危险性(P)分级

1) 涉及危险物质数量与临界量比值（Q）的确定

拟建项目涉及使用的危险物质储用情况见下表所示：

表7-25 项目主要危险物质的特性、贮存情况与临界量对比表

序号	物料名称	风险类型	存放地点	最大贮存量t	临界量t
1	液氨	可燃	贮氨场地	60	5

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）及《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），拟建项目涉及危险物质数量与临界量比值 $Q=q/Q=12>1$ 。

2) 行业及生产工艺的确定(M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）附录C，项目所属行业及生产工艺特点，按下表确定生产工艺情况，具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将M划分为（1） $M>20$ ；（2） $10<M\leq 20$ ；（3） $5<M\leq 10$ ；（4） $M=5$ ，分别以M1，M2，M3和M4表示

表 7-26 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值	实际情况
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	未涉及
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	未涉及
	其他高温或高压且涉及危险物质的工艺过程、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）	未涉及

管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	未涉及
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线（不含城镇燃气管线）	10	未涉及
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	涉及液氨

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力 $P \geq 10.0\text{MPa}$ ；

b 长输管道运输项目应按照站场、管线分段进行评价。

由上表可知，拟建项目行业及生产工艺M为5，且M=5，属于M4。

3) 危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生六工艺(M)，按照表C.2确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)，分别以P1、P2、P3、P4表示。

表7-27 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

危险物质数量与临界量 比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P2
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由上表可知，拟建项目行业及生产工艺为M4，涉及危险物质数量与临界量比值 $Q=12 > 1$ ，故危险物质及工艺系统危险性为P4。

(2) 环境敏感程度分级（E）

1) 大气环境敏感程度分级

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表7-28 大气环境风险受体敏感程度类型划分

敏感程度类型	大气环境风险受体	实际情况
类型1 (E1)	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人，或其他需要特殊保护区域；或周边500m范围内人口总数大于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于200人	企业周边5km范围内人数总数约为2.7万人，5km范围内人数大于1万人小于5万人。
类型2 (E2)	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人，小于5万人；或周边500m范围内人口总数大于500人，小于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人	
类型3 (E3)	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人；或周边500m范围内人口总数小于500人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人	

由上表可知，拟建项目环境敏感程度为E2。

2) 地表水环境敏感程度分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018), 地表水环境敏感程度分级由事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性 (F) 和下游环境敏感目标 (S) 确定。

表 7-29 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征	实际情况
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上, 或海水水质分类第一类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 24 h 流经范围内涉跨国界的	拟建项目可能发生事故为液氨泄漏, 液氨泄漏后易蒸发, 且项目距离长江最近的距离约为 1.6km, 进入地表水可能性极小
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类, 或海水水质分类第二类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 24 h 流经范围内涉跨省界的	
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区	

表 7-30 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标	实际情况
S1	发生事故时, 危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向) 10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内, 有如下一类或多类环境风险受体: 集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区); 农村及分散式饮用水水源保护区; 自然保护区; 重要湿地; 珍稀濒危野生动植物天然集中分布区; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道; 世界文化和自然遗产地; 红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统; 珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区; 海洋特别保护区; 海上自然保护区; 盐场保护区; 海水浴场; 海洋自然历史遗迹; 风景名胜; 或其他特殊重要保护区域	拟建项目可能发生事故为液氨泄漏, 液氨泄漏后易蒸发, 且项目距离长江最近的距离约为 1.6km, 进入地表水可能性极小
S2	发生事故时, 危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向) 10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内, 有如下一类或多类环境风险受体的: 水产养殖区; 天然渔场; 森林公园; 地质公园; 海滨风景游览区; 具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3	排放点下游(顺水流向) 10 km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	

表 7-31 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水环境敏感程度分级		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

由上表可知, 拟建项目地表水环境敏感程度为 E3。

3) 地下水环境敏感程度分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018), 地下水环境敏感程度分级由地下水功能敏感性 (G) 和包气带防污性能确定 (D)。

表 7-32 地下水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征	实际情况
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护	不涉及集中式引用

	区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区	水源准保护区、特殊地下水资源分布区等敏感区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。	
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区	
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区		

表 7-33 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能	项目情况
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定	D2
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定	
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”的条件	
Mb: 岩土层单层厚度 K: 渗透系数		

表 7-34 地下水环境敏感程度分级

包气带带污性能	地下水环境敏感程度分级		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

由上表可知, 拟建项目地下水环境敏感程度为 E3。

(3) 环境风险潜势划分

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析。

表 7-35 确定环境风险潜势

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险

由上表可知, 拟建项目环境风险潜势为II。

(4) 环境风险评价等级

表 7-35 确定环境风险等级。

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a 是相对于详细评价工作内容而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

由上表可知, 拟建项目环境风险评级等级为三级。

2、环境风险识别

根据分析调查，拟建项目整个生产过程涉及的危废物质为液氨。环境风险识别见下表，其危险物质的理化特性见下表。

表 7-36 建设项目环境风险识别表

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
储气罐区	液氨储罐	液氨	泄漏	液氨发生泄漏，主要进入大气环境，少部分可能通过地表径流进入雨水管网，可能对水体环境或浸入土壤环境	大气环境、水环境、土壤

表7-37 液氨理化性质一览表

物料名称	液氨		
产生来源	原料	分子式	NH ₃
熔点	-78°C	沸点	-33°C
密度	相对水 0.82	着火点	650°C
毒理性	低毒	性质	无色、有刺激性气味
溶解性	溶于水、醇	稳定性	稳定
燃烧爆炸性质	易燃易爆	爆炸极限	15%~28%
健康危害	在正常的加工处理过程中，吸入本品可能有害。腐蚀物能引起呼吸道刺激，伴有咳嗽、呼吸道阻塞和粘膜损伤。吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。由于本品的物理状态，一般没有危害。在商业/工业场合中，认为本品不太可能进入体内。皮肤直接接触造成严重皮肤灼伤。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品能造成严重化学灼伤。如果未得到及时、适当的治疗，可能造成永久性失明。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
事故响应	呼叫中毒急救中心/医生。沾染的衣服清洗后方可重新使用。漏气着火：切勿灭火，除非漏气能够安全地制止。一旦发生泄漏，除去所有点火源。收集溢出物。如误吸入：将受人转移到空气新鲜处，保持呼吸舒适的体位。如误吞咽：漱口。不要诱导呕吐。如皮肤(或头发)沾染：立即去除/脱掉所有沾染的衣服。用水清洗皮肤或淋浴。如进入眼睛：用水小心冲洗几分钟。如戴隐形眼镜并可方便地取出，取出隐形眼镜。继续冲洗。		
防护措施	远离热源、热表面、火花、明火以及其它点火源。禁止吸烟。不要吸入粉尘/烟/气体/烟雾/蒸气/喷雾。作业后彻底清洗。只能在室外或通风良好之处使用。避免释放到环境中。戴防护手套/穿防护服/戴防护眼罩/戴防护面具		

3、源项分析

液氨泄漏可能导致三种情况：①泄漏进入围堰，有毒有害物质挥发进入大气环境，造成大气环境污染；②围堰破损通过雨水排水沟流出场外进入地表水，造成地表水污染；③储罐壁底部破损，化学品可能渗入土壤，对土壤造成污染，甚至进而导致地下水污染。

液氨发生大量泄漏后，与空气混合形成蒸汽云，遇明火、高热能会引起燃烧、爆炸，液氨的爆炸极限为 16%~27%，液氨储罐若遇到高热、容器内压增大，也有开裂和爆炸的危险。爆炸后可能导致：①储罐整体破损，围堰破坏，液氨短时间内急剧挥发，影响大气环境；②液氨液体流出围堰外，影响水环境；③爆炸引起的燃烧，消防用水影响水环境。

(1) 主要风险因素识别

本项目的风险来自营运过程中引起的火灾、爆炸、环境污染的风险，评估的内容可具体划分为：

①装卸货物：对储存和运输各环节事故率的比较表明，装卸活动是防止事故的关键环节。且随货物不同形态（气体、液体、固体）、运输方式（散装、包装）、操作方法及运输工具类型的不同危险性程度也不同。

②运输：厂区内交通事故，如碰撞（车与车、车与固定物体等）。

③生产设备事故：生产过程中使用的设备可能因本身的质量缺陷或者超期使用等，而导致设备疲劳运转，造成易挥发的有毒有害物质等飞溅到空中，直接接触操作者的身体而造成危害。

④维修操作：特别是涉及动火、焊接操作。

（2）电气事故和火灾

根据本项目的工艺和设备情况，按照电气事故的类别将主要电气危险因素划分为：触电、雷电危害、电气火灾和爆炸等几个部分。

本工程中的配电室及厂内各种电气设备、配电盘（箱）、电缆、电线等，因故障、误操作等原因均可引发设备损坏。

如果防雷装置设计、安装存在缺陷，有雷电危害的危险。

电气系统中的电力电缆存在火灾危险。作业现场使用大量的电力电缆，而电缆大多敷设在架空桥架、电缆沟道内，越墙穿孔。因此，电缆起火时，火势会沿着线路迅速蔓延，产生严重后果。电缆火灾原因主要有：电缆防护层损坏使绝缘层损伤；超负荷运行时引起电缆绝缘击穿，产生电弧，引起绝缘层燃烧；连接不好或接头材料选择不当，孔洞缺少封堵，腐蚀气体进入腐蚀绝缘层；与蒸汽管道或其它热力管道距离太近等致使绝缘层老化被击穿。

变压器存在一定火灾危险。变压器会因绝缘老化和层间绝缘损坏引起短路导致火灾，或由于绝缘套管损坏爆裂起火。变压器爆裂起火后，因内部装有大量的变压器油，火势易迅速蔓延扩大，如果没有有效防护措施，会导致严重后果。

（3）其它风险因素识别

①停电事故：突然停电，设备中残留的物料若处理不当，也会造成安全事故或者是环境污染事故。

②电气事故和火灾：电气危险因素主要有触电、雷电危害、电气火灾和爆炸等。如果防雷装置设计、安装存在缺陷，有雷电危害的危险。

③人为因素：如规章制度不严、管理不善、违章作业、工艺设计不尽合理、操作人员技术素质差等，因隐患不能及时排除而引发安全事故，造成环境污染。设备检修期间，设备中残留的物料或燃料若处置不当，也会造成安全事故或环境污染事故。

5、评价范围及社会关注点

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），本项目风险评价范围为以厂区为中心，半径为3km的范围内。根据现场调查、项目外环境关系及环境敏感目标，本次环境风险评价范围内的社会关注点见下表。

表 7-38 本项目风险社会关注点

关注点名称	方位	距离	性质	备注
散居农户	NE	500m	居民点	约 10 户
下坝	NE	1200m	居民点	2138 人
白村	NE	1700m	居民点	3420 人

散居农户	SE	100m	居民点	约 10 户
散居农户	S	100m	居民点	约 8 户
散居农户	SW	170m	居民点	约 8 户
岱宗	SW	2600m	居民点	2392 人
牟坝村	SW	1400m	居民点	1663 人
黄坪坳	SW	700m	居民点	2932 人
本项目岩腔湾灰场	SW	2000m	灰场	/
先锋小学（灰场东南侧 80m 处）	SW	2000m	学校	90 人
散居农户（灰场东南侧 70m 处）	SW	2000m	居民点	约 3 户
散居农户	W	100m	居民点	约 1 户
马观村	W	2400m	居民点	2181 人
江北镇	NW	210m	居民集中区	5000 人
沙溪村	NW	2800m	居民点	2123 人

6、风险防范措施与风险管理

根据本项目的特点及危险有害因素的分析，本环评对本项目提出和强调以下风险对策措施：

（1）总平面布置

项目总平面布置设计应符合《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）标准规定。

1) 在厂区总平面布置中应符合下列要求：

- ①符合生产流程、操作要求和使用功能；
- ②功能分区内各项设施的布置，应紧凑、合理；功能分区内部和相互之间保持一定的通道和宽度；
- ③平面布置应考虑防止有害气体泄漏时对周围环境的危害。

④厂区内外现有和规划的运输线路、排水系统、周围场地标高等相协调，满足生产、运输、防洪、排水、管线敷设及土石方工程的要求。

2) 各装置具体的位置要考虑《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）的防火间距的标准要求。应在下一步设计中落实各厂房防火性，并严格按照规范要求，保证建构筑物之间有足够的防火间距。

（2）拟选择的主要技术、工艺

①控制设备应设置在有人值班的房间或安全场所；

②系统报警等级的设置应同事故应急处置与救援相协调，不同级别的事故分别启动相对应的应急预案；

③对于容易发生燃烧、爆炸和泄漏等事故的高度危险场所、远距离传输、移动监测、无人值守或其它不宜于采用有线数据传输的应用环境，应选用无线传输技术与装备。

④根据所存储的物料进行危险区域的划分，并选择相应防火、防爆类型的仪表。

⑤压力仪表的安装应注意取压口的开口位置和仪表安装位置的正确以及连接导管的合理铺设等问题。

⑥储罐应设置液位监测器，应具备高低位液位报警功能。

⑦若没有相关固定式监测报警仪或无安装固定式检测报警仪的条件，或属于非长期固定的生产场所的，可使用便携式仪器监测，或者采样监测。

⑧气体监测报警的数据采集系统，宜采用专用的数据采集单元或设备，不宜将气体监测器接入其他信号采集单元或设备内，避免混用。

⑨应设置风力、风向和环境温度等参数的监测仪器，并与罐区安全监控系统联网。

⑩易于发生火灾且难以快速报警的场所，应按要求设置火灾报警按钮，控制室、操作室应设置声光报警控制装置。

(3) 建构筑物防火、防爆措施

对所有建筑物的防火要求，包括材料的选用、布置、构造、疏散等均按《建筑设计防火规范》、《建筑内部装修设计防火规范》、《建筑灭火器配置设计规范》等要求执行。

(4) 消防事故防范措施

①应建立严格的消防管理制度，设消防管理委员会，有专职的消防管理人员。

②厂区内配备消防、灭火器材等。根据《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)的有关规定，配套建设室外消火栓、室内消火栓。各建筑物的室内消防，除按有关规定设置消火栓给水系统外，还按《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)的要求，配置规定数量的 ABC 型手提式干粉灭火器。

③消防系统采用低压消防；设生产、消防合用的环状管网；除水消防外，还应设置手提式或推车式干粉灭火器。

④室外设置地上式消火栓，厂房四周的消火栓间距不大于 60 米；其他车间及仓库设置室内消火栓。

(5) 氨水储罐及使用系统发生泄漏防范措施

①对输送氨水管道设备的各种密封部位和阀门以及储罐进行经常定期检查，防止泄漏；

②对氨水储罐区域设置事故围堰，围堰容积均不小于本项目最大储罐容积，能够满足最大储罐全部泄漏量，确保氨水泄漏后能够通过围堰回收。

③严格执行操作规程，坚守岗位，密切注视输送设备的工艺参数变化，发现异常应及时停止输送、报告，并采取行之有效的措施。

④整个生产区域必须先采用粘土铺底，再在上层铺 10-15cm 的水泥进行硬化，脱硫塔、氨水储罐区域四周并设围堰和导流沟。氨水储罐区、脱硫塔区域需采取环氧树脂+防渗混凝土防渗处理。

(6) 环保处理设施（脱硝、脱硫及除尘系统）发生故障，造成废气事故排放防范措施：

①通过废气在线监测系统监控排放废气的排放指标排放（NO_x、SO₂、粉尘）情况，确保环保处理设施正常运行。

②每班定期对环保设施的运行情况，运行参数进行现场巡查，发现异常及时汇报处置。

③定期对各项环保设施进行维护保养，确保处于正常运行状态。

④在废气处理设施不能正常运行时，应及时调整锅炉运行负荷或倒换运行锅炉，减少事故排放对外环境的影响。

通过采取上述措施，可使本工程出现事故风险降到最低，当出现事故危害时能及时采取措施妥善处置，预防各项事故的发生，使其产生的影响能减小到最低限度。

7、环境风险分析结论

综上分析可以看出，本工程在生产工艺、工程设计、总平布置等方面充分考虑了预防、控制环境风险的相关措施。只要企业在生产管理中严格按照相关规定、认真落实环评提出的各项防范措施后，对环境的影响是可以接受的，因此项目从环境风险角度分析是可行的。

六、项目环保投入

本项目总投资 21963 万元，项目本身为环保工程，因此此次环保投资计算只将项目二次污染防治措施的投资纳入。拟采取污染物治理措施投入 30 万元，占总投资的 0.14%，具体情况见下表。

表 7-39 主要环保设施及投资估算一览表

治理项目	治理内容	环保措施	投资(万元)	备注
废气治理	脱硝装置提效改造	第一阶段（2019 年底前）：1、2 号炉进行 SCR 系统提效改造，新增备用层蒸汽吹灰器；对流场进行校核并优化改造；第二阶段（2020 年底前）：1、2 号炉加装 SNCR 系统；对热一次风、氨喷射系统等相应辅助系统进行改造；SCR 系统之前加装烟气混合器，保证 SNCR 的逃逸氨和烟气混合均匀。	/	计入主体工程
	风机改造	同步实施引、增合一动调改造	/	计入主体工程
	电除尘器电源改造	电除尘器进行扩容，在原电除尘器后扩容 1 个有效长度 6m 电场，新加电场配置脉冲电源供电	/	计入主体工程
	脱硫系统提效改造	在原 GGH 位置新建一座吸收塔作为二级塔，设两层喷淋层、一层合金托盘，原吸收塔作为一级塔	/	计入主体工程
废水治理	生活污水	生活污水处理站进行二级生化处理	/	依托
	脱硫废水	脱硫废水处理依托原有装置进行进行中和沉淀、混凝澄清、pH 调整处理	/	依托
	事故浆液箱	事故浆液箱 1 座	/	依托
固废治理	灰渣	综合利用，利用率约为 85%，主要作为水泥原料和筑路材料，其余的石膏由汽车运至岩腔湾灰场。泸州电厂与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣综合处置的承包合同，由其负责灰渣的综合处置。	/	依托
	脱硫石膏	综合利用，利用率约 50%，主要作为水泥缓凝剂，其余的石膏由汽车运至岩腔湾灰场，与电厂灰渣分区堆放。泸州电厂与泸州九鼎鑫商贸有限公司签订了脱硫石膏综合处置的承包合同，由其负责脱硫石膏的综合处置。	/	依托
	生活垃圾	生活垃圾收集系统	/	依托
噪声治理	降低噪声源	选择低噪声设备；设备基础及平台防振处理；对产生振动的汽、水管道，采用加固、防振措施	30	新增
风险管理		温度超限报警系统设施	/	依托
		事故应急预案并组织消防演练	/	依托
环境监测		实时监测，现有在线监控系统能满足要求	/	依托

合计	30	占总投资的 0.14%
----	----	----------------

七、环保设施竣工验收工程

项目所有环保设施均应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产。根据国务院颁发的《建设项目环境保护管理条例》和国家生态环境部《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定，工程完工后建设单位应向有审批权的环境保护行政主管部门申请该建设项目竣工环境保护验收，同时提交环境保护验收监测报告。竣工验收通过后，建设单位方可正式投产运行。本项目环保设施竣工验收清单见下表。

表 7-40 环保设施验收清单表

验收项目		验收内容	采用标准及验收要求
环境 空气	烟气超低排放改造	对现有#1、#2 机组的烟气排放系统的脱硝系统、除尘系统、脱硫系统进行技术改造。本次环保升级改造后烟气主要污染物排放浓度应不高于燃机排放指标，即二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度分别低于 35mg/m ³ 、50mg/m ³ 、10mg/m ³ ，按此要求，烟气超低排放效率分别为：脱硝效率不低于 93%，脱硫效率应不低于 99.6%，综合除尘效率不低于 99.97%。	采用标准：《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》 验收要求：SO ₂ :35mg/m ³ NO _x : 50mg/m ³ 烟尘：10mg/m ³
	无组织废气	在电除尘器振打、除尘灰暂存和运输过程中会产生少量粉尘，依托场内现状采取的措施之后，本项目产生的粉尘通过无组织排放可以实现达标排放。	采用标准：《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） 验收要求：颗粒物：1.0mg/m ³
地表 水	脱硝废水	排放到脱硝区域地下废水池，当废水池达到一定量时，通过输送泵输送到全厂的废水处理系统进行净化处理	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中一级排放标准：pH6~9、SS<70mg/L、COD<100 mg/L
	脱硫废水	脱硫工艺水循环使用，定期排放至脱硫废水系统进行处理	《火电厂石灰石-石膏湿法脱硫废水水质控制指标》（DL/T997-2006）：SS<70mg/L、COD<100 mg/L、
噪声	脱硫超低排放二级塔搅拌泵等其他泵类	基础减震、采取消声、隔声措施、距离衰减	采用标准：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准； 验收要求：昼间≤65dB 夜间≤55dB
	脱硝超低排放吹灰器等		
	烟尘超低排放改造的引增风机等		
固体 废物	灰渣	灰库内暂存后，细灰运至水泥厂综合利用，剩余部分运至灰场堆放	不得随意堆放污染环境
	废弃催化剂	作为危险废物委托给有资质的单位进行处理。	
	石膏	以综合利用为主，当由于某种原因石膏的综合利用遇到困难时，经脱水后的石膏用密封运渣车运至灰场储存待售。	

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

	污染物内容		处理方式	处理后产生量及浓度	预期防治效果
大气 污染物	锅炉烟 气	NO _x	脱硝系统	<50mg/m ³ 126kg/h	脱硝效率 93% 除尘效率 99.97% 脱硫效率 99.6% 最终通过 240m 高烟囱达标排放
		SO ₂	电除尘器+脱硫系统处理	<35mg/m ³ 88.2kg/h	
		烟尘		<10mg/m ³ 25.2kg/h	
水污 染物	脱硫废水		脱硫废水处理 系统处理	废水量：0	达标后排入复用水池，循环使用 不外排
	生活污水		生活污水处理 系统处理	0	达标后排入复用水池，循环使用 不外排
固体 废物	灰渣和污泥		与泸州地博粉煤灰开发有限公司签定了灰渣综合处置的承包合同，由其负责灰渣的综合处置	0	综合利用 合理处置
	脱硫石膏		与泸州九鼎鑫商贸有限公司签订了石膏综合处置的承包合同，由其负责石膏的综合处置	0	综合利用 合理处置
	生活垃圾		统一收集后委托环卫部门处理	0	合理处置
	危险废物		锅炉焚烧	0	合理处置
			委托已签订协议的单位进行处置	0	合理处置
噪声	氧化风机、泵类等 设备噪声		基础减震、隔声	50~70dB (A)	经距离衰减后 厂界达标

生态保护措施及预期效果

本项目在泸州电厂已有的厂区内进行建设，不新增用地，所用地范围为已平整的场地，不涉及自然植被等的破坏，因此建设及营运期对自然生态系统影响较小。

结论与建议

一、结论

1、项目概况

项目名称：2×600MW 机组超低排放改造工程

项目性质：技改

建设单位：四川泸州川南发电有限责任公司

建设地点：四川省泸州市江阳区江北镇

建设规模：超低排放改造总技术路线为低氮燃烧改造（已单独立项）+脱硝改造（掺烧烟煤+SCR）+电除尘扩容改造+脱硫系统改造，配套进行风机改造。为保证电力供应，我公司将实施除尘、风机、脱硝、脱硫协同除尘改造计划。项目完成后，氮氧化物排放浓度小于 50mg/m³、二氧化硫排放浓度小于 35mg/m³、烟尘排放浓度小于 10mg/m³。

（1）脱硝改造：1、2 号炉进行掺烧烟煤+SCR 系统提效改造，将炉膛出口 NO_x 浓度控制在 700mg/m³ 以下；1、2 号炉增加备用层催化剂，加装量按原有一层催化剂的量供应；新增备用层蒸汽吹灰器；对流场进行校核并深度优化改造。

（2）电除尘改造：对#1、#2 炉电除尘器进行扩容，在原电除尘器后扩容 1 个有效长度 6m 电场，新加电场配置脉冲电源供电。

（3）脱硫系统改造：在原 GGH 位置新建一座吸收塔作为二级塔，设两层喷淋层 F、G、一层湍流层，原吸收塔作为一级塔。

（4）风机改造：风机系统改造采用引、增压风机合并改造方案，更换风机、电机设备，因电除尘器改造需向炉后方向扩容电厂，新改造的风机需布置在现有引风机后移 8 米左右位置，并对引风机出口至脱硫系统入口之间的烟道进行重新优化设计。

2、产业政策符合性分析

本项目对泸州电厂现有锅炉的废气进行脱硝、脱硫、除尘治理，属于节能减排的技改工程，根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）（修正）》，该项目属于“鼓励类”第四条“电力”中的第十七款“燃煤发电机组脱硫、脱硝及复合污染物治理”。同时，项目于 2019 年 3 月 4 日在全国投资项目在线审批监管平台（四川）进行了备案，备案号川投资备[2019-510502-44-03-335858] JXQ-0027 号。

因此，本项目建设符合国家现行的产业政策。

3、规划及选址符合性分析

1、规划符合性分析

根据国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合下发的发改能源[2014]2093 号关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》的通知明确提出要求，本项目建设符合《煤电节能减排升级与改造行动计划

(2014-2020年)》。

根据环境保护部发布的《关于编制“十三五”燃煤电厂超低排放改造方案的通知》中指出，为落实《政府工作报告》提出的“推动燃煤电厂超低排放改造”工作，扎实推进节能减排，打造世界上最清洁高效的煤电体系，根据国办最新要求和工作部署，实施“提速扩围”，加快推进燃煤电厂超低排放改造。本项目建设符合《关于编制“十三五”燃煤电厂超低排放改造方案的通知》。

根据国家发改委、环境保护部、国家能源局联合下发的“环发[2015]164号关于印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知”明确提出“到2020年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放（即在基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米）”，本项目建设符合《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》。

根据四川省发改委、四川省能源局、四川省经信委、四川省环保厅、国家能源局四川监管办公室联合下发的“川发改能源[2016]239号关于印发《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》的通知”明确提出“鼓励现有30万千瓦及以上的“W”型火焰锅炉和循环流化床锅炉的燃煤发电机组实施超低排放改造，改造后享受相关政策；改造后烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、100毫克/立方米的，可享受除超低排放电价外的其它政策措施。”可见，本项目建设符合《四川省燃煤电厂超低排放和节能改造实施方案》。

2、选址符合性分析

本项目在泸州电厂原厂区内建设，用地未超出现有厂区用地范围，不新增用地，不改变土地利用性质。本项目厂区周边交通方便，区域地势平坦，不属于基本农田保护区，厂址周边无风景名胜区、自然保护区等环境敏感区域，无重大制约环境因素，与周边环境相容。因此，本项目在泸州电厂原厂区内建设是合理的。

综上所述，本项目的建设无环境制约因素，与规划相容，选址合理。

4、区域环境质量现状

（1）环境空气

根据泸州市2018年环境质量公报可知，泸州市主城区（江阳区和龙马潭区）属于空气质量不达标区。在对项目地实测监测结果和评价结果表明：评价区域1#~3#监测点的环境空气监测项目中，SO₂、NO₂、PM_{2.5}和PM₁₀基本满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准的要求。

（2）地表水环境

监测结果和评价结果表明：评价河段各断面各项监测指标均可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域标准限值的要求，项目所在地地表水环境质量较好。

（3）声环境

监测结果表明，厂界噪声及敏感点监测点昼间夜间噪声监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）3类标准的要求。

5、环境影响分析

(1) 废气

根据计算结果可知，本项目在除尘、脱硫、脱硝改造的条件下，项目评价区域范围烟尘、SO₂、NO_x 的叠加日均最大浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准，可见，项目除尘、脱硝、脱硫改造后，严格控制烟囱排放浓度，且在加强日常生产管理、安装在线监测设备、确保脱硫设备正常运行的情况下，烟尘、SO₂、NO_x 对监测点的影响得到改善。

(2) 废水

根据工程分析可知，本工程营运期产生的废水主要有脱硫废水及生活污水，脱硫废水主要污染因子为pH、重金属、Cl⁻等，经脱硫废水处理系统处理后，全部实现回用，无外排。由于本项目不新增劳动定员，在电厂现有职工中调剂解决，生活污水处理措施、处理工艺不变，采用二级生物氧化处理，即活性污泥与生物接触氧化相结合的处理工艺。生活污水纳入厂区现有的生活污水处理系统处理达标后排入复用水池，循环使用不外排。因此，项目废水对所在地的地表水环境质量影响小。

(3) 噪声

由预测结果可知，项目营运期各厂界噪声均能达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类标准；敏感点昼间、夜间噪声也未超标。综上所述，本项目设备对厂界和敏感点噪声的贡献值较小，可以做到不扰民。本项目应加强新增设备的噪声防治工作，落实减震、消声设施的安装运行情况。

(4) 固体废弃物

本项目不新增劳动定员，则对于泸州电厂来说，生活垃圾量产生量不变，统一收集后委托环卫部门处理。营运期间产生的固体废弃物主要是灰渣和脱硫石膏。灰渣由汽车运至岩腔湾灰场。目前除少量灰渣堆存于灰场用于护坝外，其余均综合利用，利用率约为85%。脱硫石膏综合利用，利用率达到50%，其余的石膏由汽车运至岩腔湾灰场，与电厂灰渣分区堆放。运营期间产生的危险废物部分自行处置，部分委托贵州岑祥资源科技有限责任公司、绵阳市天捷能源有限公司以及西部聚鑫化工包装有限公司进行处置，本项目固废对环境的影响较小。

(5) 生态环境影响

本项目在泸州电厂已有的厂区内进行建设，不新增用地，所用地范围为已平整的场地，不涉及自然植被等的破坏，因此建设及营运期对自然生态系统影响较小。

6、清洁生产

本项目从生产工艺和设备、节能、污染物产生及治理等方面对本项目清洁生产水平进行分析，表明该项目从清洁生产角度讲，是可以接受的。

7、环境风险

本工程在生产工艺、工程设计、总平布置等方面充分考虑了预防、控制环境风险的相关措施。只要企业在生产管

理中严格按照相关规定、认真落实环评提出的各项防范措施后，对环境的影响是可以接受的，因此项目从环境风险角度分析是可行的。

8、评价结论

该项目符合国家产业政策，符合产业发展导向，选址符合当地政府规划。项目所在区域内无重大环境制约要素。项目为节能减排的项目，建成后可大大降低泸州电厂氮氧化物、烟尘和二氧化硫的排放量。采取的污染物治理方案均技术可行，措施有效。工程实施后对环境影响小，基本维持当地环境质量现状级别。只要落实本报告表提出的环保对策措施，本项目建设从环境保护角度而言是可行的。

二、建议和要求

为了减少营运期对工人及周围环境的影响，采取以下防护措施：

(1) 该项目在建设过程中，必须严格按照国家有关建设项目环保管理规定，执行建设项目须配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的“三同时”制度。各类污染物的排放应执行本次环评规定的标准。

(2) 实际施工过程中，加强对施工单位及现场工作人员的环境法规宣传，提高人员的环保意识，使环境保护真正成为建设项目施工中的自觉行为和实现人类与环境协调发展的内在需要。

(3) 建立健全施工管理制度，应将环保责任制纳入施工招标投标合同，施工监理中应配备环保专职人员，确保施工期环保措施的落实。

(4) 建议在设备选型时优先选择高效、低噪声的设备，做好设备的安装调试，以进一步减少对周边企业的影响。

(5) 加强设备的日常维修与更新，使生产设备处于正常工况，杜绝设备在不正常运行状况下出现不正常排放。

(6) 在正常生产过程中应确保环保设备正常运行，并加强生产管理和环保设备的维修，安装在线监测设备，使SO₂、NO₂、烟尘能够达标排放。若发现事故排放，应立即停机进行检修，待排除隐患之后方可继续运行。

(7) 若本项目生产工艺、产品方案和生产规模发生变动时，必须重新办理环保等相关手续。

