

建设项目环境影响报告表

(污染影响类)

项目名称：广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电

集成与工业验证及节能降碳技术应用项目

建设单位（盖章）：广东红海湾发电有限公司

编制日期：2025 年 8 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	yyk50t		
建设项目名称	广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目		
建设项目类别	41—089生物质能发电		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	广东红海湾发电有限公司		
统一社会信用代码	91441500760618188Q		
法定代表人（签章）	张翠华		
主要负责人（签字）	赖景暖		
直接负责的主管人员（签字）	王晓晖		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司		
统一社会信用代码	91110000100010724P		
三、编制人员情况			
1 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
洪波	12353243511320124	BH012890	洪波
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张维斯	区域环境质量现状、环境保护目标及评价标准、环境保护措施监督检查清单	BH057465	张维斯
洪波	建设项目基本情况、工程分析、主要环境影响和保护措施、结论	BH012890	洪波



持证人签名:
Signature of the Bearer

管理号: 12353243511320124
File No.:

姓名: 洪波

Full Name

性别: 男

Sex

出生年月: 1983年12月

Date of Birth

专业类别:

Professional Type

批准日期: 2012年05月

Approval Date

签发单位盖章:

Issued by

签发日期: 2012年09月18日

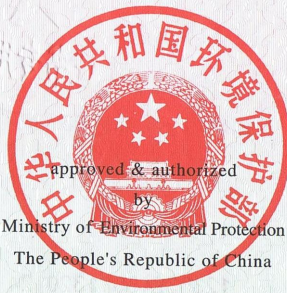
Issued on

本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、环境保护部批准颁发。它表明持证人通过国家统一组织的考试,取得环境影响评价工程师的资格。

This is to certify that the bearer of the Certificate has passed national examination organized by the Chinese government departments and has obtained qualifications for Environmental Impact Assessment Engineer.



Ministry of Human Resources and Social Security
The People's Republic of China



Ministry of Environmental Protection
The People's Republic of China

编号: 0012498
No.:



社会保险登记号:91110000100010724P 校验码: o39c3b
统一社会信用代码(组织机构代码):91110000100010724P 查询流水号: 11010820250801110724
单位名称:中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司 查询日期: 2024年12月至2025年06月

序号	姓名	社会保障号码	险种	缴费情况		本单位实际 缴费月数
				起始年月	截止年月	
1	张维斯	42900419951013001X	养老保险	2024年12月	2025年06月	7
			失业保险	2024年12月	2025年06月	7
			工伤保险	2024年12月	2025年06月	7
			医疗保险	2024年12月	2025年06月	7
			生育保险	2024年12月	2025年06月	7
2	洪波	321181198312260414	养老保险	2024年12月	2025年06月	7
			失业保险	2024年12月	2025年06月	7
			工伤保险	2024年12月	2025年06月	7
			医疗保险	2024年12月	2025年06月	7

备注：
1.如需鉴定真伪，请30日内通过登录 <http://fwu.rsj.beijing.gov.cn/bjldhy/ggfw/>，进入“社保权益单校验”，录入校验码和查询流水号进行甄别，黑色与红色印章效力相同。
2.为保证信息安全，请妥善保管个人权益记录。
3.养老、工伤、失业保险相关数据来源于社保经办机构，医疗、生育保险相关数据来源于医保经办机构。

北京市海淀区社会保险基金管理中心
日期: 2025年08月01日

一、建设项目基本情况

建设项目名称	广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目		
项目代码	2502-441500-07-02-360303		
建设单位联系人	韩世荣	联系方式	13828911180
建设地点	广东省汕尾市红海湾经济开发区广东红海湾发电有限公司厂区内		
地理坐标	(115度 33分 31.151秒, 22度 42分 12.037秒)		
国民经济行业类别	D4411 火力发电	建设项目行业类别	参照“四十一、电力、热力生产和供应业”的“89 生物质能发电 4417”中“利用农林生物质、沼气、垃圾填埋气发电的”
建设性质	☐ 新建（迁建） ☐ 改建 ☐ 扩建 ☒ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	广东汕尾红海湾经济开发区经济发展局	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	11995.5	环保投资（万元）	11995.5
环保投资占比（%）	100	施工工期	8个月
是否开工建设	☒ 否 ☐ 是：	用地（用海）面积（m ² ）	/
专项评价设置情况	排放废气含有有毒有害污染物（汞及其化合物）且厂界外500米范围内有环境空气保护目标，本项目设置大气专项评价 本项目不新增水污染源，无新增污废水，不设地表水、地下水、土壤评价专题 本项目无新增风险物质，不设环境风险评价专题		
规划情况	《广东汕尾红海湾经济开发区规划》		
规划环境影响评价情况	《广东汕尾红海湾经济开发区规划环境影响报告书》		
规划及规划环境影响评价符合性分析	（1）规划情况 汕尾市人民政府于1992年申请设立汕尾红海湾经济开发试验区。		

	1992 年 11 月 4 日，广东省人民政府同意设立汕尾红海湾经济开发试验区（粤府函〔1992〕454 号），范围为遮浪镇、田墘镇两个行政区域及捷胜镇的龟龄岛，总面积约 88km²，除山地、湖泊、水库和现在居民点外，实际开发用地面积为 39.5km²。 2007 年，根据广东省发改委、外经贸厅、国土资源厅、科技厅、环保局《关于印发广东省已通过国家审核公告的各类开发区名单的通知》（粤发改区域〔2007〕335 号），“红海湾经济开发试验区”名称变更为“广东汕尾红海湾经济开发区”，广东汕尾红海湾经济开发区为省级开发区，审定规划面积 1395.42 公顷（13.9542km²），四至范围为：东至南海，南至南澳旅游区、田寮湖、东尾村、南门岭、虎士山、石牌村，西至东洋村，北至北山村、塔岭村、白沙湖。 2018 年 2 月 26 日，国家发展改革委、科技部、国土资源部、住房城乡建设部、商务部、海关总署印发《中国开发区审核公告目录（2018 年版）》（发展改革委公告 2018 年第 4 号），确认广东汕尾红海湾经济开发区的编码为 S447035，核定面积为 1095.30 公顷（10.953km²），主导产业为电力。2018 年 12 月 25 日，广东省人民政府印发《广东省人民政府关于广东省级开发区四至范围公告》（粤府函〔2018〕420 号），明确广东汕尾红海湾经济开发区为省级开发区，共分成六个区块，四至范围为——区块一：东至遮浪打石澳，南至遮浪宫前村，西至遮浪桂林村，北至遮浪狮地村；区块二：东至东洲钟秀围村，南至东洲佛爷公庙，西至东洲善堂庙，北至东洲石鼓村；区块三：东至坑尾村，南至 X141 县道，西至新兴路，北至内寮村；区块四：东至田墘北山村，南至石牌村，西至田墘马巷村，北至后兰坑水库；区块五：东至南联村，南至田墘后策村，西至北山村，北至白沙湖围堤；区块六：东至田墘南联盐田，南至白沙中学前，西至汕尾市红海湾污水处理厂，北至田墘外湖吉厂村。 2021 年，广东汕尾红海湾经济开发区城乡建设和管理局委托编制完成《广东汕尾红海湾经济开发区规划》，规划定位以发展临港产业（海洋生物、海产品加工、冷链）及滨海旅游为主。 （2）规划环评情况 广东汕尾红海湾经济开发区自 1992 年成立至今，开发区面积几经核定后，发生了重大的调整。在 2021 年编制《广东汕尾红海湾经
--	---

	济开发区规划》之前，开发区管理部门并未对其国家核定的开发边界范围编制相关规划，亦未履行环境影响评价制度，成为制约开发区发展的环保重要因素。 2021 年，广东汕尾红海湾经济开发区城乡建设和管理局委托编制完成《广东汕尾红海湾经济开发区规划环境影响报告书》。2021 年 3 月 21 日，广东省生态环境厅印发《广东省生态环境厅关于印发〈广东汕尾红海湾经济开发区规划环境影响报告书审查意见〉的函》（粤环审〔2021〕78 号）。 （3）相符性分析 本项目与广东汕尾红海湾经济开发区的关系见附图 3。 根据广东省人民政府印发的《广东省人民政府关于广东省级开发区四至范围公告》（粤府函〔2018〕420 号），本项目厂址不在广东汕尾红海湾经济开发区范围内。本项目符合《中国开发区审核公告目录（2018 年版）》对开发区“主导产业为电力”的产业定位方向。
其他符合性分析	1、产业政策符合性分析 本项目属于燃煤耦合生物质发电项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类，符合国家产业政策。 本项目已取得广东汕尾红海湾经济开发区经济发展局备案文件，项目代码为 2502-441500-07-02-360303。 2、《汕尾市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析 根据《汕尾市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目位于汕尾市红海湾广东省汕尾市红海湾经济开发区广东红海湾发电有限公司厂区内，电厂厂址位于汕尾市城镇开发边界内，不占用永久基本农田和生态保护红线，因此本项目符合《汕尾市国土空间总体规划（2021-2035 年）》。 3、与《汕尾市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析 《汕尾市生态环境保护“十四五”规划》中提到： （1）严把建设项目环境准入关，新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。 （2）强化重点领域温室气体排放控制。推动重点行业企业开展

	碳排放强度对标行动。 （3）新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平。对已出台超低排放要求的“两高”行业建设项目应满足超低排放要求。 （4）强化扬尘污染治理。加强工地扬尘污染治理，推广施工扬尘污染防治技术，深入实施绿色施工，严格落实施工工地“围盖洒洗硬绿”等工程管理措施。加强堆场和裸露土地扬尘污染控制，对煤堆、料堆、灰堆、产品堆场以及混凝土(沥青)搅拌、配送站等扬尘源进行清单化管理并定期更新。 本项目采用可再生能源生物质燃料替代燃煤（掺烧比例 15%），可有效降低煤耗和污染物排放量，减少二氧化碳排放，掺烧后不会降低现有大气污染防治措施效果，大气污染物满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）排放浓度限值；本项目不新增污废水和固体废弃物。综上，本项目满足《汕尾市生态环境保护“十四五”规划》中相关要求。 4、与“三线一单”相符性分析 根据《汕尾市“三线一单”生态环境分区分管方案（修订版）》（2024 年 12 月 12 日），汕尾市全市共划定环境管控单元 87 个。 共划定优先保护单元 52 个，其中陆域优先保护单元 22 个，面积为 1125.97 平方公里，占陆域国土面积的 25.60%，主要涵盖生态保护红线、一般生态空间、饮用水源保护区、大气环境一类功能区为主的区域。 全市共划定重点管控单元 20 个。其中陆域重点管控单元 14 个，面积为 1365.41 平方公里，占陆域国土面积的 31.04%，主要涵盖工业集聚、人口密集和环境质量超标区域。 全市共划定一般管控单元 15 个。其中陆域一般管控单元 6 个，面积为 1906.88 平方公里，占陆域国土面积的 43.36%，为优先保护单元及重点管控单元以外的陆域。 本项目位于汕尾市红海湾广东省汕尾市红海湾经济开发区广东红海湾发电有限公司厂区内部，无新增占地，不占用汕尾市陆域生态保护红线；本项目采用更加环保的可再生生物质燃料替换燃煤燃料，
--	---

	环境影响比燃煤更小，不会减低当地环境质量；本项目的实施能降低煤炭消耗，不新增水资源消耗，不新增占地，满足现有资源利用要求。 本项目位于《汕尾市“三线一单”生态环境分区管控方案（修订版）》（2024 年 12 月 12 日）中红海湾经济开发区重点管控单元（广东汕尾红海湾经济开发区），环境管控单元编码 ZH44150220008，与相关管控要求相符性分析见下表： 表 1-1 本项目与汕尾市环境管控单元准入清单相符性分析表 <table><tr><th>管 控 维 度</th><th>管控要求</th><th>项目情况</th><th>相 符 性</th></tr><tr><td>区 域 布 局 管 控</td><td> 1-1.园区重点发展临港产业（综合保税、临港物流、装备制造、海洋生物、海产品加工、冷链、能源）及滨海旅游等产业。鼓励引进除鱼油提取及其制造以外的年加工 10 万吨及以上的水产品加工项目；鼓励引进单纯混合或分装饲料添加剂、食品添加剂的生产项目；优先引入无污染或轻污染的项目。 1-2.禁止引入电镀、印染、鞣革、化学制浆、造纸、有色金属、原料药制造、农药等水污染物排放量大的项目，以及禁止引进钢铁、火电、除特种陶瓷外的陶瓷、水泥、石化、平板玻璃、有色金属冶炼等重污染项目；禁止引进排放一类污染物、持久性污染物的项目及排放有毒有害气体的建设项目（民生工程除外）；禁止引进不符合海洋生物产业、临港产业及滨海旅游产业的项目。 1-3.严格限制冷冻海水鱼糜生产线项目。 1-4.位于工业控制线内的产业用地，产业准入需符合工业控制线管理规定的要求。 1-5.严格生产空间和生活空间管控。工业企业禁止选址在生活空间，生产空间禁止建设居民住宅等敏感建筑；与居住区、学校、医院等敏感区临近的区域应合理设置控制开发区域（产业控制带），产业控制带内优先引进无污染的生产性服务业，或可适当布置废气排放量小、工业噪声影响小及没有恶臭气体产生的产业。入园企业和园区内、外的居民点、学校、医院等环境敏感点之间合理设置环境防护距离，防护距离内不得规划建设集中居住区、学校、医院等环境敏感点。 1-6.禁止非法破坏红树林生态系统及湿地资源。 1-7.在开发区的污水管网及汕尾市东部水质净化厂不具备接纳和处理开发区内污水能力的情况下，禁止新、 </td><td> 1.本项目为燃煤耦合生物质发电项目，属于《产业结构调整指导目录》鼓励类项目。 2.本项目在汕尾电厂厂内 3#机组区域进行改造，不属于新“引进”项目。 3、本项目不涉及新增占地。 4.本项目通过燃煤耦合生物质发电改造，采用更加环保的生物质燃料替代部分燃煤量，降低了污染物排放量总量，未引入新的污染因子，经预测，对大气环境影响可以接受；烟气污染物满足超低排放要求；工业噪声达标排放；无新增污废水产生。 </td><td>符合</td></tr></table>				管 控 维 度	管控要求	项目情况	相 符 性	区 域 布 局 管 控	1-1.园区重点发展临港产业（综合保税、临港物流、装备制造、海洋生物、海产品加工、冷链、能源）及滨海旅游等产业。鼓励引进除鱼油提取及其制造以外的年加工 10 万吨及以上的水产品加工项目；鼓励引进单纯混合或分装饲料添加剂、食品添加剂的生产项目；优先引入无污染或轻污染的项目。 1-2.禁止引入电镀、印染、鞣革、化学制浆、造纸、有色金属、原料药制造、农药等水污染物排放量大的项目，以及禁止引进钢铁、火电、除特种陶瓷外的陶瓷、水泥、石化、平板玻璃、有色金属冶炼等重污染项目；禁止引进排放一类污染物、持久性污染物的项目及排放有毒有害气体的建设项目（民生工程除外）；禁止引进不符合海洋生物产业、临港产业及滨海旅游产业的项目。 1-3.严格限制冷冻海水鱼糜生产线项目。 1-4.位于工业控制线内的产业用地，产业准入需符合工业控制线管理规定的要求。 1-5.严格生产空间和生活空间管控。工业企业禁止选址在生活空间，生产空间禁止建设居民住宅等敏感建筑；与居住区、学校、医院等敏感区临近的区域应合理设置控制开发区域（产业控制带），产业控制带内优先引进无污染的生产性服务业，或可适当布置废气排放量小、工业噪声影响小及没有恶臭气体产生的产业。入园企业和园区内、外的居民点、学校、医院等环境敏感点之间合理设置环境防护距离，防护距离内不得规划建设集中居住区、学校、医院等环境敏感点。 1-6.禁止非法破坏红树林生态系统及湿地资源。 1-7.在开发区的污水管网及汕尾市东部水质净化厂不具备接纳和处理开发区内污水能力的情况下，禁止新、	1.本项目为燃煤耦合生物质发电项目，属于《产业结构调整指导目录》鼓励类项目。 2.本项目在汕尾电厂厂内 3#机组区域进行改造，不属于新“引进”项目。 3、本项目不涉及新增占地。 4.本项目通过燃煤耦合生物质发电改造，采用更加环保的生物质燃料替代部分燃煤量，降低了污染物排放量总量，未引入新的污染因子，经预测，对大气环境影响可以接受；烟气污染物满足超低排放要求；工业噪声达标排放；无新增污废水产生。	符合
管 控 维 度	管控要求	项目情况	相 符 性									
区 域 布 局 管 控	1-1.园区重点发展临港产业（综合保税、临港物流、装备制造、海洋生物、海产品加工、冷链、能源）及滨海旅游等产业。鼓励引进除鱼油提取及其制造以外的年加工 10 万吨及以上的水产品加工项目；鼓励引进单纯混合或分装饲料添加剂、食品添加剂的生产项目；优先引入无污染或轻污染的项目。 1-2.禁止引入电镀、印染、鞣革、化学制浆、造纸、有色金属、原料药制造、农药等水污染物排放量大的项目，以及禁止引进钢铁、火电、除特种陶瓷外的陶瓷、水泥、石化、平板玻璃、有色金属冶炼等重污染项目；禁止引进排放一类污染物、持久性污染物的项目及排放有毒有害气体的建设项目（民生工程除外）；禁止引进不符合海洋生物产业、临港产业及滨海旅游产业的项目。 1-3.严格限制冷冻海水鱼糜生产线项目。 1-4.位于工业控制线内的产业用地，产业准入需符合工业控制线管理规定的要求。 1-5.严格生产空间和生活空间管控。工业企业禁止选址在生活空间，生产空间禁止建设居民住宅等敏感建筑；与居住区、学校、医院等敏感区临近的区域应合理设置控制开发区域（产业控制带），产业控制带内优先引进无污染的生产性服务业，或可适当布置废气排放量小、工业噪声影响小及没有恶臭气体产生的产业。入园企业和园区内、外的居民点、学校、医院等环境敏感点之间合理设置环境防护距离，防护距离内不得规划建设集中居住区、学校、医院等环境敏感点。 1-6.禁止非法破坏红树林生态系统及湿地资源。 1-7.在开发区的污水管网及汕尾市东部水质净化厂不具备接纳和处理开发区内污水能力的情况下，禁止新、	1.本项目为燃煤耦合生物质发电项目，属于《产业结构调整指导目录》鼓励类项目。 2.本项目在汕尾电厂厂内 3#机组区域进行改造，不属于新“引进”项目。 3、本项目不涉及新增占地。 4.本项目通过燃煤耦合生物质发电改造，采用更加环保的生物质燃料替代部分燃煤量，降低了污染物排放量总量，未引入新的污染因子，经预测，对大气环境影响可以接受；烟气污染物满足超低排放要求；工业噪声达标排放；无新增污废水产生。	符合									

		改、扩建外排工业废水的企业投产。 1-8.在学校用地范围外 200 米范围内禁止设立易燃易爆、剧毒、放射性、腐蚀性等危险物品的生产、经营、储存、使用场所或者设施。		
	能 源 资 源 利 用	2-1.有行业清洁生产标准的新引进项目清洁生产水平须达到本行业国内先进水平。 2-2.提高水资源、能源利用效率及土地资源利用效益,优先引入资源、能源利用效率、土地开发强度符合国家生态工业示范园区标准的工业企业。 2-3.新、改、扩建项目应优先使用电能或天然气、液化石油气等清洁能源。	本项目清洁生产水平达到国内先进水平。 本项目无新增用水,可降低燃煤消耗量,不新增占地	符合
	污 染 物 排 放 管 控	3-1.园区各项污染物排放总量不得突破规划环评核定的污染物排放总量管控要求。 3-2.完善现有企业废气收集与处理措施。 3-3.产生、利用或处置固体废物(含危险废物)的入园企业在贮存、转移、利用、处置固体废物(含危险废物)过程中,应配套防扬散、防流失、防渗漏及其它防止污染环境的措施。	本项目实施后电厂总量保持不变。 本项目可利用现有废气收集处置措施,烟气污染物满足超低排放要求; 本项目固体废物利用现场现有暂存和转运系统,固废均可有效处置	符合
	环 境 风 险 防 控	4-1.建立企业、园区、生态环境部门三级环境风险防控联动体系,增强园区风险防控能力。建立健全事故应急体系,加强园区及入园企业环境应急设施整合共享,按照园区规划环评及其审查意见要求设置足够容积的事故应急池,防止泄漏物、消防废水等进入园区外环境。成立应急组织机构,定期组织开展应急演练,全面提升园区突发环境事件应急处理能力。 4-2.生产、使用、储存危险化学品或其他存在环境风险的入园项目应配套有效的风险防范措施,并根据国家环境应急预案管理的要求编制环境风险应急预案,防止因渗漏污染地下水、土壤,以及因事故废水直排污染地表水体。 4-3.生产经营活动涉及有毒有害物质的企业需持续防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本项目无新增危险源,改造项目依托电厂现有风险防控系统。	符合

二、建设项目工程分析

建设内容	一、项目概况及任务来源 自 2020 年 9 月习近平总书记在第 75 届联合国大会一般性辩论上的讲话提出“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,努力争取 2060 年前实现碳中和”起,习近平总书记已经多次在国际重要场合的讲话中提及碳达峰、碳中和。2021 年 4 月 22 日,习近平主席在“领导人气候峰会”上发表了《共同构建人与自然生命共同体》的重要讲话,再次面向全世界重申了“中国将力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和”的庄严承诺,特别提出了“中国将严控煤电项目,‘十四五’时期严控煤炭消费增长,‘十五五’时期逐步减少”的重大举措。 生物质能是一种储量巨大、分布广泛、优质清洁的可再生能源,妥善利用生物质能将对 CO₂ 减排产生巨大作用,其中生物质燃烧发电技术是环境友好、高效经济的规模化利用技术,因此越来越受到国内外能源领域的广泛重视。 本项目为国家重点研发计划项目《煤与生物质耦合发电技术》的应用示范,将在广东红海湾电厂 3#机组掺烧生物质燃料,生物质掺烧比 15% (以热量计),满足国家能源局《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027 年)》中具备生物质掺烧能力 10% 以上的要求,生物质燃料消耗量 48.6t/h,按照年运行 5500 小时计,全年可处理生物质颗粒料 26.73 万吨,节约燃煤 16.61 万吨。 2025 年 6 月,广东红海湾发电有限公司委托中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司承担本工程的环境影响评价工作。根据国家和广东省、汕尾市相关的环保法律、法规和要求,我公司编制完成《广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目环境影响报告表》。 二、工程概况 1、建设规模及内容 本项目对 3#机组进行改造,在燃煤中掺烧生物质,生物质掺烧比 15% (以热量计),生物质燃料消耗量 48.6t/h,按照年运行 5500 小时计,全年可处理生物质颗粒料 26.73 万吨。技术路线为:生物质颗粒料+汽车/船运输到厂+输煤皮带+原煤仓+中速磨+煤粉燃烧器,技术路线如下图。该方案充分利用电厂原有设备,主要建设内容:进行双煤仓(暂定为 DF)改造,改造为原煤-生物质双燃料原煤仓,并增加气力疏松装置;对电厂磨煤机进行改造,具备单独研磨生物质颗粒料能力,提高出力;对原有燃烧系统进行优化改造,使燃烧器能够同时燃用生物质和煤粉,并进行防结渣技术改造。 3#机组基本构成与本项目技改情况一栏表见表 2-1。
------	---

表 2-1 3#机组工程组成与本项目技改情况一览表				
项目		3#机组现状	本项目技改情况	
项目名称		广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目		
建设性质		技术改造		
建设地点		广东省汕尾市红海湾经济开发区广东红海湾发电有限公司厂区内		
建设规模		660MW	660MW，掺烧 15%（以热量计）生物质	
主体工程	锅炉	超超临界变压运行直流锅炉，下部水冷壁螺旋管圈、一次再热、单炉膛对冲燃烧、平衡通风、固态排渣煤粉炉，蒸发量 2060t/h	炉内三维温度场检测改造 新增锅炉前后墙吹灰改造 炉内碱金属在线检测能力建设 结渣可视化监测及智能吹灰改造 锅炉 AI 优化控制建设 锅炉受热面化学清洗并更换部分受热面管	
	汽轮机	超超临界、三缸四排气、单轴、一次中间再热、凝汽式，出力 660MW	不涉及改造	
	发电机	水氢氢冷、自并励静止励磁，容量 733MW	不涉及改造	
辅助工程	燃料供应、存储系统		封闭式圆形煤场，1 座	封闭式圆形煤场中设置生物质颗粒料存储场所
			全封闭输煤系统 1 套、双路（1 用 1 备）、磨煤机 6 台，原煤仓 6 个	中速磨出力提升及防爆改造 煤粉/生物质双燃料仓改造 煤粉在线检测及调平控制系统改造
	石灰石堆场	容积 3 万 m³ 石灰石堆仓库 1 座，与 4#机组公用	不涉及改造	
	供水系统	生产用水	电厂淡水取自赤沙水库，冷却水取自南海海域	不涉及改造
		生活用水	引自赤沙水库及红海湾自来水厂	不涉及改造
	排水系统		清污分流、一水多用、污废水处理回用。冷却水排入明渠。	不涉及改造
	冷却系统		海水直流系统	不涉及改造
环保工程	废气治理	NO _x 控制措施	低 NO _x 燃烧技术+SCR 烟气脱硝，脱硝剂采用液氨，催化剂 3 层，脱硝效率 85.7%。	不涉及改造
		烟气除尘装置	低低温电除尘器+湿式静电除尘器，除尘效率 99.9%+83.4%。	不涉及改造
		烟气脱硫装置	石灰石-石膏湿法烟气脱硫（设置 MGGH），喷淋 5 层，脱硫效率 98.32%。	不涉及改造
		烟囱	3#、4#锅炉合用 1 座双管集束烟囱，单管内径 6m	不涉及改造
		烟气自动连续监测系统	烟气自动连续监测装置 1 套	不涉及改造

		噪声治理		选用低噪声设备，厂房采用吸声、隔声、消声等措施。	不涉及改造
		废污水处理	生产废水	清污分流、一水多用、污废水处理后回用。 工业废水处理系统处理能力 $2 \times 100 \text{m}^3/\text{h}$ 。 脱硫废水处理系统处理能力 $25+30 \text{m}^3/\text{h}$ 。达标后进入高温旁路烟道蒸发，达到脱硫废水零排放。 废水储存池 $2 \times 3000 \text{m}^3 + 3 \times 1500 \text{m}^3 + 1 \times 1500 \text{m}^3$ 。 含油废水处理系统处理能力 $2 \times 5 \text{m}^3/\text{h}$ 。 含煤废水处理系统处理能力 $1 \times 50 \text{m}^3/\text{h}$ 。	不涉及改造
			生活污水	已建成生活污水处理设施，处理能力 $2 \times 5 \text{m}^3/\text{h}$ ，采用曝气生物处理工艺。生活污水处理达标后回用于厂区绿化、冲洗等，不向外环境排放。	不涉及改造
		固废处理	鸟哥山事故备用贮灰场	有效容积 $18.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 。封闭式干贮灰仓容量约 6 万 m^3 ；	不涉及改造
			干灰贮库	气力干除灰，灰库容积：3 座 2600m^3 ，与 4#机组公用	不涉及改造
			渣仓	水力除渣，脱水渣仓 2 座， $110 \text{m}^3/\text{个}$ ，与 4#机组公用	不涉及改造
			石膏库	1 座， 880m^3 ，与 4#机组公用	不涉及改造
			一般固废	生活垃圾、生活污水污泥、工业废水污泥、原水预处理污泥、脱硫废水污泥由地方环卫部门统一清运处理。	不涉及改造
			危险废物	废铅酸蓄电池交由广东鸿星环保科技有限公司处理。 废脱硝催化剂交由清远市恒德环保科技有限公司处理。 废矿物油交由珠海精润石化有限公司处理。 废日光灯管交由惠州 TCL 环境科技有限公司处理。 废试剂空瓶、废弃包装物、含油废物、废油漆、离子交换树脂、实验室废试剂、实验室废液交由广东鑫龙盛环保科技有限公司处理。 废电路板交由东莞市伟基再生资源集中处理中心有限公司处理。 含有机溶剂废液交由肇庆市新荣昌环保股份有限公司处理。含油废水交由广东中耀环境科技有限公司处理。 废胶水（液态）、废油漆渣、废碳粉盒、含油抹布手套交由江门市崖门新财富环保工业有限公司处理。	不涉及改造

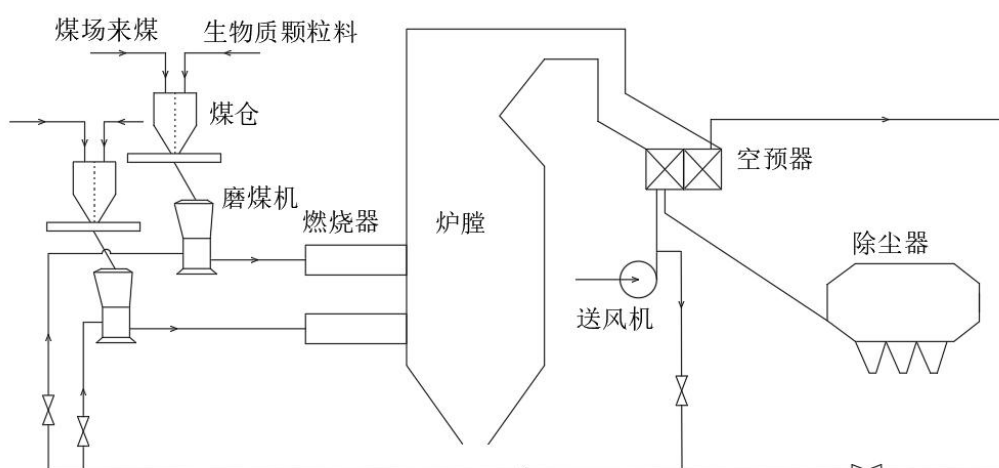


图 2-1 颗粒料+中速磨独立喷燃方案示意图

(1) 中速磨出力提升及防爆改造

包括：碾磨部件增容改造，缓震液压系统，磨机通风系统改造，防爆改造 4 部分。提高磨煤机出力 10-15%。

①碾磨部件增容改造

不改变磨煤机外部筒体尺寸的前提下对磨辊和磨碗进行改造，磨辊辊套加宽及磨碗增容，提高单位时间的碾磨面积，从而提升碾磨出力。改造后的碾磨部件通过液压加载系统自动控制运行，可大幅提高磨煤机一次碾磨效率，降低磨煤机循环倍率，提升磨煤机碾磨出力。

②缓震液压系统改造

弹簧加载方式改造为缓震液压加载系统，提高碾磨效率，提升运行稳定性，增加磨机运行调节手段。液压加载相比于弹簧加载可大幅提升碾磨比压，提升磨煤机一次碾磨效率。配备智能液压加载控制系统，采用独立的自动控制系统，根据原煤硬度，制粉料位自行调节加载力，采用积分运算控制加载力，智能加载力调整，系统自动调节研磨不同煤质运行参数。

③磨煤机通风系统改造

根据实际需要的风量对磨机内部流场优化，设计双曲螺旋式叶轮，降低阻力并提高通风效率。提高磨碗区域一次分离效率，减少细粉重复碾磨；降低叶轮通风阻力 5~10%。

目前磨煤机最大出力在 50-55t/h 之间，预期磨煤机出力达到 60t/h 以上，可满足机组满负荷运行 5 用 1 备的条件，磨煤机通过以上优化改造，预计可提高磨煤机出力 15%。

④防爆改造

考虑磨煤机制粉安全性，在磨煤机分离器出口加装 CO 测点和防爆门，监测磨煤机内研磨安全性，防止生物质研磨过程中可能发生的爆燃等安全问题。单台机组配置 2 台 CO 监测系统和防爆门。

(2) 煤粉/生物质双燃料仓改造

利用煤粉/生物质双燃料仓实现生物质燃料的独立喷燃，将生物质燃料作为一种劣质煤参与机组配煤掺烧，在解决机组带负荷能力的同时提高机组低负荷掺烧生物质的灵活性，实现生物质燃料高比例掺烧。为了提高燃料灵活性，对 2 个原煤仓进行分仓改造。利用中间隔板将原煤仓从中间隔开，形成两个容积相同的煤仓，左侧煤仓对应一条给煤皮带，右侧煤仓对应另一条给煤皮带，两个煤仓可同时存储煤和生物质，如下图所示。

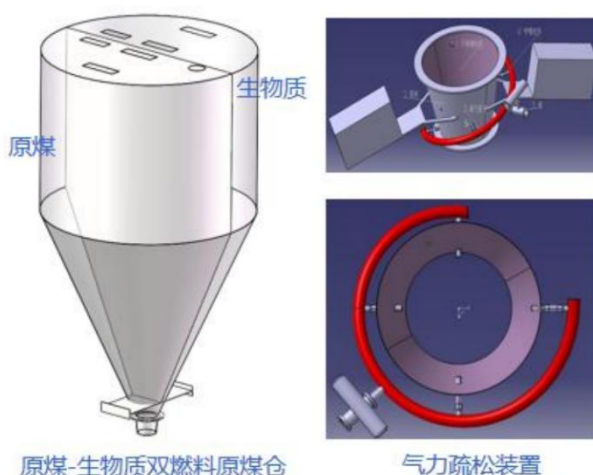


图 2-2 煤粉/生物质双燃料仓改造示意图

在生物质料仓中新增额外的原煤仓气力疏松清堵装置。在煤仓的仓壁上沿煤仓轴线方向设置助流喷嘴，以螺旋线轨迹定位喷嘴位置，在螺旋线的径向方向圆周均布不同数量的喷嘴，喷嘴紧贴仓壁向下斜方向喷射。原煤斗存储生物质燃料时，应提高气力疏松装置气源的温度。

（3）煤粉在线检测及调平控制系统改造

拟在下四层的四台磨煤机共 24 个一次风管上安装六参数在线测量传感器，每个传感安装一个多参数信号采集变送器，共 24 个；在磨煤机动态分离器出口安装 24 个煤粉动态均衡调节阀，每个调节阀配 24 个高性能伺服执行机构；在给煤机平台安装一个数据中心柜子，柜子负责与通过变送器与传感器通讯，并同时通过执行机构控制阀门开度。

（4）炉内三维温度场检测改造

主要由以高性能的工业控制计算机及服务器为核心的计算机实时监控系統组成。系统通过多支装有高清数字式摄像机的炉膛火焰图像探测器（以下简称探头）获得锅炉炉膛火焰的高温热辐射图像，经过视频分隔和计算机图像处理，实时计算并显示炉膛火焰的三维温度分布，并动态显示火焰中心的位置偏移情况。

（5）新增锅炉前后墙吹灰器

通过实验室研究开展主力煤种灰熔点、灰成分分析，掌握灰熔融特性；炉内冷态检查锅炉结焦的位置、形状、焦块的大小、类型、组分等，分析锅炉在实际运行过程中的热负荷分

布是否均匀，局部的热负荷集中位置，结焦覆盖范围等，为后续方案的设计与论证，提供真实的现场数据支持；开展吹灰摸底现场试验，掌握炉内燃烧基本特性以及受热面结渣积灰对壁温、汽温、烟温的影响规律；结合当前的煤种进行热力仿真计算，观察炉内的热负荷分布，同步结合冷态观察情况，实现理论与实际相融合，制定方案更具有可行性和针对性。

（6）碱金属在线检测能力建设

在锅炉炉膛燃烧区的看火孔（或炉膛测试孔）上安装光学探头获取炉内火焰的光谱数据，将光谱数据传输到集控室的监控机柜中，由监控机柜中的工业计算机及相关软件在线给出锅炉燃烧区烟气中气相碱金属浓度及温度，并将检测结果发送至机组 DCS 系统。

（7）结渣可视化监测及智能吹灰改造

在炉膛水冷壁背火侧安装 70 套水冷壁热流密度监测模块，安装位置涵盖炉膛前墙、后墙和两侧墙。利用数据采集单元及终端服务器搭建水冷壁多维度诊断硬件系统，对炉膛水冷壁多个重要参数进行实时监测，监测参数包括水冷壁热流密度、工质温度、鳍片管最高温度以及水冷壁积灰结渣程度，实现对水冷壁全面积的实时监测，及时预报水冷壁传热安全及炉膛内的燃烧状况，在线监测全炉膛水冷壁结渣区域分布，指导结渣区域吹灰器运行，实现按需智能吹灰。

（8）锅炉 AI 优化控制建设

主要包括：搭建大数据平台，融合温度场、组分场、水冷壁热流场、结焦监控数据；建立机组升降负荷变化目标预测模型。

2、总平面布置

本项目利用现有 3#机组设备设施，不改变现有平面布置，仅对现有设备进行改造。厂区平面布置及现有 3#机组改造区域见附图 2。

3、燃料来源及用量

（1）燃料组分

本项目在现有燃煤原料的基础上掺烧 15%（以热量计）生物质，燃料变换情况见表 2-2，燃煤、生物质颗粒料组分见表 2-3 和表 2-4。

表 2-2 本项目掺烧生物质前后燃料消耗变化一览表

消耗量	改造前	改造后	
	燃煤	燃煤	生物质颗粒
小时消耗量 t/h	228.03	193.8	48.6
年消耗量 万 t/a	125.42	96.9	26.73
年利用小时数	5500	5500	5500

表 2-3 本项目燃煤组分一览表

项目	符号	单位	结果
收到基水分	Mar	%	12.70
空气干燥基水分	Mad	%	7.80
收到基灰分	Aar	%	12.54
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	27.33
收到基碳	Car	%	60.51
收到基氢	Har	%	3.62
收到基氧	Oar	%	9.32
收到基氮	Nar	%	0.70
收到基全硫	St, ar	%	0.61
收到基低位发热量	Qnet, ar	MJ/kg	22.80
哈氏可磨系数	HGI	-	54
汞元素分析	Hg ad	μg/g	0.025

表 2-4 本项目生物质组分一览表

项目	符号	单位	结果
全水分	Mt	%	7.8
水分	Mad	%	--
灰分	A	%	4.87
挥发分	V	%	70.36
固定碳	FC	%	16.97
全硫	St	%	0.14
碳	C	%	41.46
氢	H	%	5.06
氮	N	%	3.22
氧	O	%	37.45
氟	F	μg/g	93
氯	Cl	%	0.342
汞	Hg	μg/g	0.10
高位发热量	Qgr	MJ/kg	17.29
低位发热量	Qnet	MJ/kg	16.07
二氧化硅	SiO ₂	%	25.42
三氧化二铝	Al ₂ O ₃	%	4.32
三氧化二铁	Fe ₂ O ₃	%	4.00
氧化钙	CaO	%	32.04
氧化镁	MgO	%	5.34
氧化钠	Na ₂ O	%	3.91
氧化钾	K ₂ O	%	2.88
二氧化钛	TiO ₂	%	2.91
三氧化硫	SO ₃	%	6.22
二氧化锰	MnO ₂	%	0.322
五氧化二磷	P ₂ O ₅	%	1.21

(2) 燃料来源

厂现有煤种均是烟煤，其中设计煤种为神府东胜煤。燃煤通过海运到达电厂专用码头，

经封闭式卸船机、带式输送机送至煤场堆存或分流直接送至煤仓。

汕尾周边市区惠州、河源、揭阳包括深圳有供货商 11 家，生物质颗粒料由汽车或轮船运输进厂，存储于圆形封闭煤场中生物料存储区，经输煤系统送至煤仓。

4、水源及用水量

本项目水源和用水量与现有工程保持一致。项目用水包括工业和生活用淡水及直流循环冷却用海水。

冷却水水源为海水，淡水水源为赤沙水库。3#机组采用陆域水库淡水。

5、排水系统

本项目改造不影响现有工程排水系统。

现有 3#机组循环冷却水排水采用直埋暗管，排水从汽机房出来后进入虹吸井，排水经排水箱涵排向厂区东南侧排水口，向东排入大海。

工业废水经处理后回用，不向外环境排放。

生活污水经处理后回用，不向外环境排放。

雨水排水系统采用重力自流方式，分片自流排入厂址附近海域。

6、脱硝还原剂消耗量

3#机组采用低 NO_x 燃烧技术+SCR 烟气脱硝技术，脱硝剂采用液氨，设计平均脱硝效率 85.7%，改造后平均脱硝效率提升至 88.21%。脱硝剂液氨消耗量见下表：

表 2-5 本项目改造前后 3#机组液氨消耗量一览表

脱硝剂消耗	单位	改造前	改造后
液氨小时耗量	t/h	0.24	0.25
液氨年耗量	t/a	1320	1359.5
注：机组年利用小时数 5500h			

7、石灰石消耗量

3#机组采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺（设置 MGGH），设计平均脱硫效率 98.32%，改造后脱硫效率保持不变，改造前年消耗量 8.03 万 t/a，改造后年消耗量 7.615 万 t/a，减少 0.415 万 t/a。

8、劳动定员及工作制度

本次技改不新增劳动定员，全年连续工作制，年工作 365 天保持不变，本项目无新增生活污水、无新增生活垃圾。

9、环保投资概算

本项目总投资 11995.5 万元，全部为节能环保投资，环保投资占比 100%。

10、工期

	本项目计划 2025 年 11 月开始实施改造、2026 年 8 月改造完成并投产运营，工期 9 个月。
--	--

一、施工期主要污染工序

1、施工期工艺流程及产污环节

本项目施工期工序包括设备改造、安装和调试等工序。施工期主要工艺流程框图如图 2-4 和图 2-5 所示。

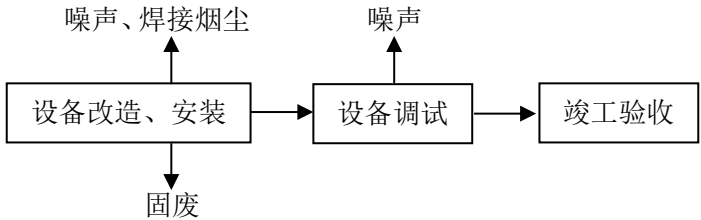


图 2-3 改造工程施工期工艺流程及产污环节图

2、产排污环节分析

本项目充分利用电厂原有设备，对锅炉端改造小，施工期产污环节主要来自设备更换产生的固废、设备安装和调试过程钻机、切割机等产生噪声、设备焊接产生的焊接烟尘。

二、运营期主要污染工序

本项目 3#机组改造前后，工艺流程和产污环节保持不变。锅炉通过燃烧燃煤（生物质）产生的热量加热锅炉产生蒸汽，烟气通过过热器、空气预热器，经脱硝反应器、除尘器和脱硫塔脱硝、除尘、脱硫净化后由烟囱排至大气。冷却水排入大海，工业废水经分质处理后全部回用，生活污水经处理后回用。灰渣全部综合利用

本项目工艺流程及产污环节图见图 2-4。

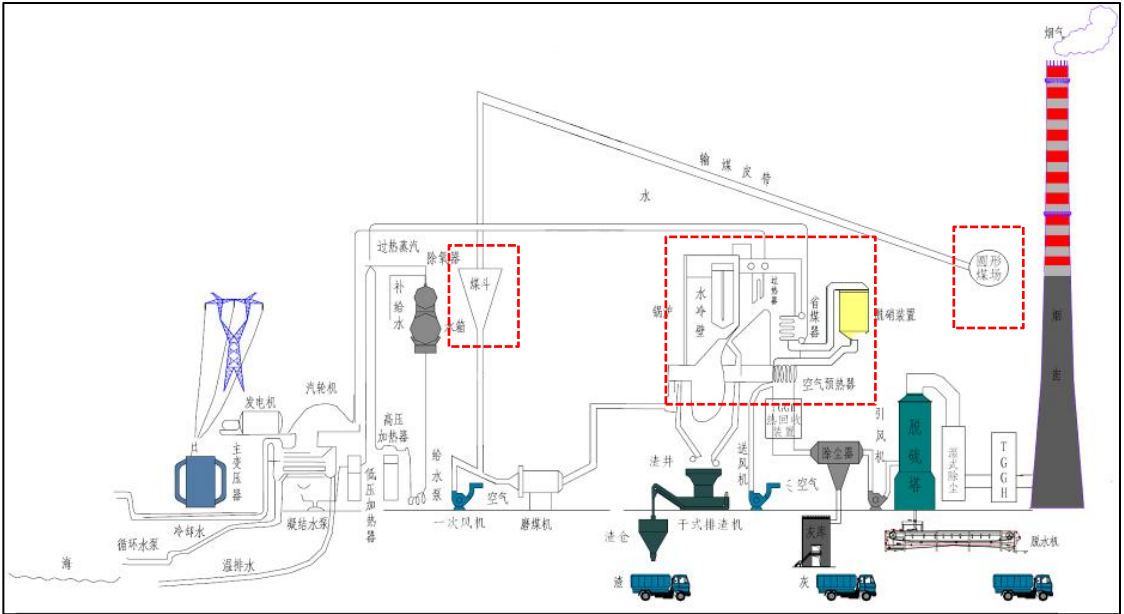


图 2-4 本项目工艺流程及产污环节图（虚线为本项目涉及改造区域）

3#机组改造后，锅炉废气不新增污染因子，污染源强将发生变化，废水、噪声和固废与现有工程一致，本项目重点对改造后污染物变化情况及其环境影响进行评价。

与项目有关的原有环境污染问题

1、地理位置

汕尾电厂位于广东省汕尾市城区东南 25km 的白沙湖畔，西北距广州市约 300km。电厂厂址地势平坦开阔，南-西南-西面为陆域；西北面白沙湖基本为内海；北面为入港口入口和航道；东北面临白沙湖，厂址东北方 4km 处为施公寮岛；东南面紧邻南海海域。

现状已建 1#至 4#机组由厂区自东向西一次排开，本次改造 3#机组。项目地理位置图见附图 1。

2、电厂现有环保手续

汕尾电厂现有工程包括一起工程和二期工程，一期工程建设 4×600MW 等级机组（即 2×600MW+2×660MW），二期工程建设 2×1000MW 燃煤机组，二期工程目前正在建设过程中。

一期工程于 1995 年 7 月 26 日获得原国家环境保护总局《关于广东省汕尾电厂新建工程环境影响报告书审批意见的复函》（环监〔1995〕423 号），后因国家宏观调控暂缓建设。

一期工程于 2003 年 7 月 30 日获得原国家环境保护总局《关于汕尾电厂一期工程环境影响报告书重新审核意见的复函》（环审〔2003〕201 号）。一期工程 1 号、2 号机组分别于 2008 年 1 月 27 日和 2008 年 2 月 11 日投产，2009 年 2 月 11 日获得原环境保护部的竣工环保验收意见（环验〔2009〕41 号）。3 号、4 号机组分别于 2011 年 1 月 6 日和 2011 年 5 月 31 日投产，2012 年 9 月 3 日获得原环境保护部的竣工环保验收意见（环验〔2012〕182 号）。

汕尾电厂正常申领国家排污许可证，证书编号 91441500760618188Q001P，最新发证日期 2025 年 5 月 23 日，有效期限 2025 年 5 月 23 日至 2030 年 5 月 22 日。

汕尾电厂于 2023 年 8 月 9 日完成《广东红海湾发电有限公司突发环境事件应急预案》，并报汕尾市生态环境局备案（备案编号：441502-2023-0044-M）。

二期在厂区现有用地范围内扩建 2×100 万千瓦超超临界燃煤发电机组及相关配套设施，即 5#、6#机组，项目于 2023 年 10 月 26 日获得《广东省生态环境厅关于汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程环境影响报告书的批复》（粤环审〔2023〕212 号），目前项目正在建设过程中。

电厂环保手续见表 2-6。

表 2-6 汕尾电厂一期工程及历次环保改造工程的环评和环保验收手续

序号	项目名称	环评批复	竣工环保验收	验收时间	备注
1	汕尾电厂一期工程	环审〔2003〕201 号	环验〔2009〕41 号 环验〔2012〕182 号	2009 年 2 月 2012 年 8 月	1#、2#机组，3#、4#机组分别验收
2	汕尾电厂 1、2 号机组烟气脱硝工程	汕环函〔2013〕47 号	汕环函〔2014〕18 号 汕环函〔2013〕	2014 年 1 月 2013 年 10 月	1#、2#机组分别验收

			341 号		
3	汕尾电厂一期 3、4 号机组脱硝环保工程项目	汕环函(2012) 73 号	环验(2012) 182 号	2012 年 8 月	纳入 3#、4#机组验收
4	汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目	汕环函(2016) 158 号	汕环函(2017) 45 号	2017 年 1 月	/
5	汕尾电厂 3、4 号机组超低排放改造项目	汕环函(2017) 60 号	汕环函(2018) 85 号 汕环函(2017) 254 号	2018 年 5 月 2017 年 9 月	自主验收+批复验收
6	汕尾电厂一期工程封闭式灰仓项目	/	/	2019 年 7 月	备案形式
7	汕尾电厂一期全厂废水综合治理改造项目	汕环函(2019) 196 号	/	2022 年 7 月	自主验收
8	汕尾电厂二期 5、6 号机组(2×1000MW)扩建工程	粤环审(2023) 212 号	/	/	新建 5#、6#机组

3、污染物排放情况

本项目仅涉及 3#机组改造，环境空气污染物仅统计 3#机组排放情况，废水、噪声和固废由于无法拆分，统计厂区已建工程达标排放情况，二期工程目前处于建设过程中，仅在总量排放时进行统计。

(1) 环境空气污染物排放情况

3#机组 2024 年烟气污染物排放统计见表 2-7，例行监测报告见表 2-8。

由表 2-8~表 2-9 可见，3#机组锅炉 SO₂、NO_x、烟尘排放浓度均满足《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源〔2014〕2093 号）近燃气轮机组排放限值（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、50mg/m³）的要求。

表 2-7 3#锅炉 2024 年大气污染物排放情况

月份	颗粒物	SO ₂	NO _x
	排放 浓度 mg/Nm ³	排放 浓度 mg/Nm ³	排放 浓度 mg/Nm ³
1 月	2.58	5.57	26.23
2 月	2.69	4.82	28.84
3 月	2.47	5.38	24.07
4 月	3.24	7.62	35.04
5 月	3.42	6.09	34.69
6 月	3.13	6.43	35.50

7 月	2.86	6.09	35.96
8 月	2.76	11.28	38.73
9 月	3.53	16.93	36.99
10 月	/	/	/
11 月	/	/	/
12 月	2.68	4.49	66.78
月平均	2.94	7.47	36.28
年排放总量 t	/	/	/

表 2-8 3#机组 2024 年季度监测结果

年份	污染物		采样时间	采样点	浓度 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)
2024 年 第一季度	3#锅炉	颗粒物	3 月 12 日	3#机组烟道	2.5~3.3	10
		SO ₂			6~12	35
		NO _x			16~23	50
		汞及化合物			<0.0025	0.03
		烟气黑度/级			<1 级	1 级
2024 年 第二季度	3#锅炉	颗粒物	5 月 30 日	3#机组烟道	4.2~5.3	10
		SO ₂			ND	35
		NO _x			19~24	50
		汞及化合物			<0.0025	0.03
		烟气黑度/级			<1 级	1 级
2024 年 第三季度	3#锅炉	颗粒物	8 月 28 日	3#机组烟道	4.5~4.7	10
		SO ₂			10~14	35
		NO _x			21~36	50
		汞及化合物			<0.0025	0.03
		烟气黑度/级			<1 级	1 级
2024 年 第四季度	3#锅炉	颗粒物	/	3#机组烟道	/	10
		SO ₂			/	35
		NO _x			/	50
		汞及化合物			/	0.03
		烟气黑度/级			/	1 级

(2) 废污水排放情况

厂区现有污废水包括输煤系统冲洗水、脱硫废水、生活污水、化学处理废水、含油废水、除渣废水和直流冷却水。其中脱硫废水经脱硫废水处理系统+末端废水零排放系统处理后实现零排放，直流冷却水排入海洋，其他污废水均仅处理后综合利用，不外排。

各污废水排放去向见表 2-10，废水例行监测结果见表 2-11，根据监测结果，各污水处理设施出口各项污染物浓度皆满足广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段一级标准限值要求。

表 2-9 厂区现有废污水排放去向						
废水项目	排放方式	主要污染因子	处理方式		排水去向	
输煤系统冲洗水	间断	SS、COD	含煤废水处理系统		回用至输煤系统冲洗	
脱硫废水	连续	pH、SS、Cl ⁻	脱硫废水处理系统+末端废水零排放系统		零排放	
生活污水	连续	COD、BOD ₅	生活污水处理系统		厂区绿化	
化学处理废水	连续	盐分、PH、COD、SS 等	工业废水处理系统		回用至脱硫系统、锅炉灰渣冲洗	
含油废水	间断	石油类、SS等	含油废水处理系统		回用至煤场喷淋	
除渣废水	连续	SS、COD	渣水处理系统		回用至锅炉渣冷却	
直流冷却水	连续	温升、余氯	---		南海	

表 2-10 厂区现有废污水水质监测报告（2024 年）						
采样点位	监测项目	监测结果				标准限值
日期		2024.3.14	2024.5.30	2024.8.29	2024.12.10	---
脱硫废水	pH（无量纲）	7.2	7.2	7.2	7.1~7.2	6~9
	悬浮物（mg/L）	28~32	24~27	24~28	22~25	60
	COD _{Cr} （mg/L）	65~69	38~44	70~72	40~51	90
	氟化物（mg/L）	2.19~2.26	2.34~2.52	1.51~1.58	0.86~1.16	10
	硫化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	0.5
	汞（mg/L）	0.022	8.52×10 ⁻³ ~9.15×10 ⁻³	1.04×10 ⁻³ ~1.08×10 ⁻³	1.7×10 ⁻⁴ ~2.0×10 ⁻⁴	0.05
	砷（mg/L）	3×10 ⁻³ ~4×10 ⁻³	1.7×10 ⁻³ ~1.9×10 ⁻³	2.5×10 ⁻³	ND	0.5
	铅（mg/L）	ND	ND	ND	ND	1.0
	镉（mg/L）	0.070~0.086	0.052~0.059	0.07	ND	0.1
	铬（mg/L）	ND	ND	ND	ND	1.5
	镍（mg/L）	0.189~0.218	0.126~0.163	0.146~0.149	0.066~0.28	1.0
	锌（mg/L）	0.670~0.836	0.395~0.430	0.094~0.096	0.118~0.446	2.0
	流量（m ³ /h）	18	19	19	18	
工业废水	pH（无量纲）	7.2~7.3	7.1~7.2	7.1	6.2~6.3	6~9
	悬浮物（mg/L）	22~24	16~19	13~16	14	60
	COD _{Cr} （mg/L）	26~28	41~43	21~23	43~58	90
	石油类（mg/L）	0.20~0.26	0.52~0.53	ND	ND	5.0
	氨氮（mg/L）	0.178~0.182	0.424~0.483	1.46~1.53	5.03~5.19	10
	硫化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	0.5
	氟化物（mg/L）	0.25~0.27	0.26~0.28	0.43~0.48	0.21~0.24	10
	溶解性总固体（mg/L）	123~130	127~138	213~220	438~493	---
	挥发酚（mg/L）	ND	ND	ND	ND	0.3

	总砷 (mg/L)	ND	ND	4×10 ⁻⁴	ND	0.5
	流量 (m ³ /h)	30	29	28	26	---
含煤废水	悬浮物 (mg/L)	42~45	28~32	27~29	20~23	60
生活污水	pH (无量纲)	7.0~7.2	7.2~7.3	7.1~7.2	7.1~7.2	6~9
	悬浮物 (mg/L)	10~14	14~18	12~16	10~15	60
	COD _{Cr} (mg/L)	50~66	44~71	00~45	21~39	90
	BOD ₅ (mg/L)	14.2~16.6	10.3~18.3	6.2~17.2	6.2~9.6	20
	动植物油 (mg/L)	0.21~0.30	0.26~0.34	0.22~0.44	ND	10
	氨氮 (mg/L)	0.376~3.64	0.545~8.21	0.588~5.96	1.94~4.94	10
	总磷 (mg/L)	0.26~0.46	0.27~0.40	0.25~0.36	0.10~0.28	0.5
	LAS (mg/L)	ND	ND	ND	ND	5.0
	流量 (m ³ /h)	6	5	4	3	---
温排水	水温 (℃)	24.1	29.8	30	26.1~29.4	---
	余氯 (mg/L)	ND	0.024	ND	ND	---
	温升 (℃)	4.1	4.8	4.7	3.3	---
	流量 (t/h)	206524	165712	189272	142438	---

注：“ND”表示检测结果小于检出限。

（3）噪声产排情况

厂区现有噪声主要有机械动力噪声、气体动力噪声和电磁噪声，产生噪声的声源主要为
主厂房内的设备噪声。采取的噪声控制措施包括：采取选用低噪声设备、控制传播途径、高
噪声设备置于主厂房内；对风机、空压机、排气管等噪声源设置消声器；加强厂区绿化等措
施。

厂区 2024 年噪声例行监测结果见表 2-12。由表 2-12 可以看出，厂界噪声均满足《工业
企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类标准限值（昼间 65dB(A)、夜间 55dB(A)）
要求。

表 2-11 现有工程厂界噪声监测结果（2024 年）

采样 点位	监测项目	监测结果 dB(A)								标准限值 dB(A)	
厂界 噪声	日期	2024.3.13		2024.5.29		2024.8.28		2024.12.9		---	
	时间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	1 号厂界	61.1	52.4	57.8	50.9	61.1	50.8	55.1	49.5	65	55
	2 号厂界	61.6	54.2	58.0	51.0	57.2	49.6	45.5	47.0	65	55
	3 号厂界	59.9	52.6	57.3	51.1	57.8	50.9	47.2	48.7	65	55
	4 号厂界	60.2	53.1	56.9	48.2	59.6	50.6	48.1	48.4	65	55
	5 号厂界	54.3	51.5	57.4	50.9	59.0	49.1	56.8	49.2	65	55

4、固体废物产排情况

厂区现有一般工业固体废弃物中灰渣、脱硫石膏全部交由广东粤电环保有限公司综合利
用。生活垃圾、生活污水污泥、工业废水污泥、原水预处理污泥、脱硫废水污泥由地方住建
部门统一清运处理。含煤废水污泥转运到厂内煤场，掺入原煤燃烧。废除尘布袋由厂家回收

处理。危险废物均交由有危险废物经营许可证资质的单位进行处理。

2024 年厂区现有固体废物去向见表 2-12。

表 2-12 厂区 2022 年至 2024 年固体废物产生量及去向

项 目		排放去向
灰渣、脱 硫石膏	灰产生量	广东粤电环保有限公司综合利用
	渣产生量	
	石膏产生量	
废除尘布袋	废除尘布袋	广州铭誉工业环境管理有限公司回收处理
生活垃圾	产生量	环卫部门统一清运处理
危险 废物	废铅酸蓄电池	广东鸿星环保科技有限公司
	废脱硝催化剂	清远市恒德环保科技有限公司
	废矿物油	珠海精润石化有限公司
	废日光灯管	惠州 TCL 环境科技有限公司
	废试剂空瓶	广东鑫龙盛环保科技有限公司
	废弃包装物	
	含油废物	
	离子交换树脂	
	实验室废试剂	广东鑫龙盛环保科技有限公司
	含油废水	广东中耀环境科技有限公司

5、全厂污染物排放总量

根据已批复的《汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程环境影响报告书》，全厂（一期+二期）有组织排放总量为烟尘 327.9t/a，SO₂ 1709.8t/a，NO_x 2698.63t/a。

6、现有工程环境问题

广东红海湾发电有限公司无遗留环境问题。

三、区域环境质量现状、环境保护目标及评价标准

区域
环境
质量
现状

1、大气环境

(1) 常规因子

根据《2024 年汕尾市生态环境状况公报》，2024 年，市区空气二氧化硫（SO₂）年均浓度为 7 微克/立方米，同比下降 1 微克/立方米（-12.5%），达到国家一级标准。二氧化氮（NO₂）年均浓度为 10 微克/立方米，同比上升 1 微克/立方米（+11.1%），达到国家一级标准。可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 26.5 微克/立方米，同比下降 3.5 微克/立方米（-11.7%），达到国家一级标准。细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 17.7 微克/立方米，同比上升 0.2 微克/立方米（+1.1%），均达到国家二级标准。臭氧日最大 8 小时均值（O₃-8h）第 90 百分位数平均值为 135 微克/立方米，同比上升 1 微克/立方米（+0.75%），达到国家二级标准。一氧化碳（CO）第 95 百分位数平均值为 0.8 毫克/立方米，同比上升 0.1 毫克/立方米（+14.3%），达到国家一级标准。

二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）的年平均浓度均符合国家一级标准；一氧化碳（CO）日平均浓度第 95 百分位数符合国家一级标准；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度和臭氧（O₃）日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数符合国家二级标准。

综上，二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物、细颗粒物、一氧化碳、臭氧年评价指标均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。因此，判定项目所在区域属于环境空气质量达标区。

(2) 特征因子

本项目引用《汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程环境影响报告书》现状监测数据。

监测点位：二期扩建厂址、东尾村（厂址西南 1.7km）和电厂已建灰仓（厂址西南 3.6km），见图 3-1。

监测时间及频率：2022 年 9 月 14 日~21 日，监测 7 天；其中总悬浮颗粒物（TSP）、汞及其化合物（Hg）监测日均值；氨（NH₃）监测小时值，频次为 4 次/天，监测时间为 02、08、14、20 时。

监测结果：见表 3-1

表 3-1 特征因子环境质量现状补充监测结果表

监测 点位	污染 物	平均 时间	评价标准/ （μg/m ³ ）	监测浓度范围 /（μg/m ³ ）	最大浓度 占标率/%	超标 率/%	达标 情况
扩建厂 址	TSP	24h 平 均	300	47~71	23.7	0	达标

	NH ₃	1h 平均	200	40~160	80.0	0	达标
	Hg	24h 平均	/	ND	/	0	达标
东尾村	TSP	24h 平均	300	49~71	23.7	0	达标
	NH ₃	1h 平均	200	50-180	90.0	0	达标
	Hg	24h 平均	/	ND	/	0	达标
电厂已建灰仓	TSP	24h 平均	300	49~77	25.7	0	达标
注：ND 表示低于检出限；TSP 的检出限为 0.001mg/m ³ ；NH ₃ 的检出限为 0.01mg/m ³ ；Hg 的检出限为 6.6×10 ⁻⁶ mg/m ³ 。							
根据特征因子环境空气质量现状补充监测结果表明： ①扩建厂址测点、东尾村测点、电厂已建灰场测点 TSP 的 24 小时平均浓度最大值占标率分别为 23.7%、23.7%、25.7%，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值。 ②扩建厂址测点、东尾村测点 NH₃ 的 1 小时平均浓度最大值占标率分别为 80.0%、90.0%，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 推荐标准。 ③扩建厂址测点、东尾村测点 Hg 的 24 小时平均浓度均未检出。							
2、地表水环境							
根据《2024 年汕尾市生态环境状况公报》，2024 年，5 个地表水国考断面水质达到水质目标，其中榕江富口、螺河半湾水闸、黄江河海丰西闸断面水质为Ⅱ类（优），乌坎河乌坎水闸、黄江河东溪水闸断面水质为Ⅲ类（良）。省考河二断面达到地表水Ⅱ类（优）。							
全市 14 个国家、省级水功能区，其中国家水功能区 1 个，省级水功能区 13 个，均达到Ⅱ类（优）；全市中型以上 9 个水库开展了监测，作为水源的水库每月监测一次，非水源水库每季度监测一次。水质在Ⅱ~Ⅲ类之间，水质优良，达到水环境功能区划的目标要求。							
3、近岸海域环境							
根据《2024 年汕尾市生态环境状况公报》，全市 19 个省控监测点位（含 15 个海水质量国控监测点位），于春季、夏季、秋季实施监测，监测点位所有监测项目年平均值达到国家海水一类、二类水质标准，近岸海域水质优良面积保持 100%。							
4、声环境							
根据《汕尾市生态环境局关于印发<汕尾市声环境功能区区划方案>的通知》（汕环〔2021〕109 号），本项目所在广东红海湾发电有限公司片区（CQ-3-07）为 3 类声环境功能区。							
本项目引用《汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程环境影响报告书》现							

状监测数据。

监测点位：厂界围墙外 1m 处共设 11 个监测点。厂界外声环境敏感目标处布设 1 个监测点，为径尾村。

监测时间：2022 年 9 月 14 日。分昼间、夜间分别进行，测 1 天。

监测结果：见表 3-2。

表 3-2 厂址及声环境保护目标声环境质量现状监测结果

序号	测点位置		昼间 Leq:dB(A)		夜间 Leq:dB(A)	
1	现有厂界 1#	南厂界	57.2	标准值： 昼间 65	53.0	标准值： 昼间 55
2	现有厂界 2#	南厂界	58.1		50.0	
3	现有厂界 3#	东厂界	58.4		53.4	
4	现有厂界 4#	东厂界	58.3		52.0	
5	现有厂界 5#	北厂界	56.5		51.4	
6	现有厂界 6#	北厂界	59.5		51.8	
7	现有厂界 7#	西厂界	57.2		53.0	
8	现有厂界 8#	西厂界	61.8		51.4	
9	扩建厂界 9#	西侧扩建厂界	56.0		47.9	
10	扩建厂界 10#	西侧扩建厂界	55.4		47.7	
11	扩建厂界 11#	北侧扩建厂界	55.4		46.8	
12	径尾村 12#	厂区敏感目标	54.3		48.3	
备注：昼间：多云，风速 2.3m/s；夜间：多云，风速 2.0m/s。						

由表可见，厂界声环境质量现状监测昼间值在 55.4~61.8dB(A)之间、夜间值在 46.8~53.4dB(A)之间，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准。厂区声环境敏感目标现状监测昼间值 54.3dB(A)、夜间值 48.3dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

环境
保护
目
标

1、环境空气保护目标

本项目环境空气保护目标包括环境空气评价范围内（边长为 8km×8km 的矩形区域）的村庄、学校、医院。本项目厂界距汕尾海丰鸟类省级自然保护区（大湖分区）边界最近距离 13.5km，距玄武山-金厢滩省级风景名胜区边界最近距离 21.1km，上述敏感目标均已超出本项目环境空气评价范围，不作为环境空气保护目标。本项目环境空气保护目标见表 3-3 和附图 4。

表 3-3 本项目环境空气保护目标一览表

项目	名称	坐标/m		保护对象	保护内容	人口数/人	环境空气功能区	相对厂界位置关系	
		X	Y					方位	距离/m
电厂	遮浪街道	-35	-3570	居住区	人群	5777	二类	南	2960
	遮浪街道红坎村	-377	-3460	居住区	人群	1230	二类	南	2950
	遮浪街道田寮村（田寮学校）	-30	-2547	居住区	人群	960	二类	南	2030
	遮浪街道桂林村	-2245	-2902	居住区	人群	742	二类	西南	3120
	遮浪街道东尾村	-1895	-1192	居住区	人群	1076	二类	西南	1340
	遮浪街道遮湖小学	-1539	-1621	居住区	人群	300	二类	西南	1640
	遮浪街道西地村	-1407	-864	居住区	人群	428	二类	西南	900
	遮浪街道径尾村	-239	-534	居住区	人群	200	二类	东南	40
	遮浪街道张静中学	-1014	-2075	居住区	人群	950	二类	南	1760
	遮浪街道长沟村	-444	-1085	居住区	人群	480	二类	南	590
	遮浪街道施公寮村	2799	3601	居住区	人群	800	二类	东北	3490
	遮浪街道施公寮学校	2873	3874	居住区	人群	600	二类	东北	3780
	遮浪街道新围村	1454	3331	居住区	人群	356	二类	东北	2780
	东洲街道东一村	-3221	1158	居住区	人群	3158	二类	西北	2200
	东洲街道东二村（东洲中学）	-3647	934	居住区	人群	2319	二类	西北	2390
	东洲街道东三村（东洲中心小学）	-3366	479	居住区	人群	2581	二类	西	1900
	东洲街道东四村	-2786	641	居住区	人群	2723	二类	西	1290
	东洲街道电厂临建宿舍楼	-1049	552	居住区	人群	1200	二类	西	20
	红海湾经济开发区人民医院东洲分院	-3320	884	居住区	人群	1000	二类	西	2270
	田墘街道南联村	-4379	2755	居住区	人群	2347	二类	西北	3860
田墘街道南联学校	-4511	2642	居住区	人群	2663	二类	西北	4120	

注：以烟囱底部中心为原点坐标（0,0）

2、声环境保护目标

本项目厂界外50m区域无声环境保护目标，本项目的实施未增加大型产噪设备，改造区域位于厂区中部3#锅炉房内部，因此对电厂厂界噪声无影响。

污 染 物 排 放 控 制 标 准	1、大气污染物			
	(1) 烟气污染物			
	根据《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011），本项目锅炉排放的烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、烟气黑度执行表 1 新建燃煤发电锅炉排放限值（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 30mg/m³、100mg/m³、100mg/m³，烟气黑度执行 1 级，汞及其化合物 0.03mg/m³）。根据《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》（发改能源〔2014〕2093 号），“东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³）”。综合考虑，本项目锅炉烟气污染物浓度限值执行“在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度限值分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³。”			
	表 3-5 大气污染物排放限值			
	标准名称	标准类别	项目	浓度限值 (mg/m ³)
	《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）	表 1 燃煤锅炉	烟气黑度	1 级
			汞及其化合物	0.03
	《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》（发改能源〔2014〕2093 号）	燃气轮机组排放限值	SO ₂	35
			NO _x	50
			烟尘	10
	《火力发电厂烟气脱硝设计技术规程》（DL/T 5480-2022）	/	氨	2.28
2、噪声				
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；施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。				
表 3-6 噪声排放限值				
评价对象	执行标准及级别	标准值 [dB(A)]		
		昼间	夜间	
厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准。	65	55	
施工场界噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）	70	55	

3、废污水

本项目直流冷却水排放执行《海水冷却水排放要求》（GB/T 39361-2020）。

本项目工业废水经处理达到《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2024），达标后厂内回用。生活污水经处理达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020），达标后厂内回用。本项目脱硫废水处理设施处理后满足《燃煤电厂石灰石-石膏湿法脱硫废水水质控制指标》（DL/T997 2020），达标后进入旁路烟道高温蒸发。本项目废污水排放标准见表 3-7、3-8、3-9、3-10。

表 3-7 海水冷却水排放水质要求

序号	水质指标	单位	限值	控制位置
1	SS	mg/L	≤30	企业海水冷却水排放口或岸边竖井
			人为增加量≤20（有本底值的情况下执行）	
2	水温	℃	人为造成的海水温升夏季不超过当时当地 9℃，冬季不超过当时当地 12℃	企业海水冷却水排放口或岸边竖井
			人为造成的海水温升夏季不超过当时当地 4℃，冬季不超过当时当地 3℃	混合区边缘
3	pH 值	—	6.0~9.0，同时不超出该水域正常变动范围的 0.5pH 单位	企业海水冷却水排放口或岸边竖井
4	总余氯	mg/L	<0.1	企业海水冷却水排放口或岸边竖井
5	急性毒性	mg/L	0.07	

表 3-8 城市污水再生利用 工业用水水质标准

标准名称	标准类别	敞开式循环冷却水系统补充水	洗涤用水	锅炉补给水	工艺与产品用水
	污染物				
《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2024）（单位：mg/L，pH 除外）	pH	6.5~8.5	6.5~9.0	6.5~8.5	6.5~8.5
	悬浮物	-	≤30	-	-
	浊度	≤5	-	≤5	≤5
	COD	≤60	-	≤60	≤60
	BOD ₅	≤10	≤30	≤10	≤10
	氨氮	≤10	-	≤10	≤10
	铁	≤0.3	≤0.3	≤0.3	≤0.3
	溶解性总固体	≤1000	≤1000	≤1000	≤1000
	氯离子	≤250	≤250	≤250	≤250
	溶解氧	-	-	-	-

表 3-9 城市污水再生利用 城市杂用水水质标准				
标准名称	项目	单位	冲厕、车辆冲洗	城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工
《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）	pH	—	6~9	6~9
	色度	—	≤15	≤30
	嗅	—	无不快感	无不快感
	浊度	NTU	≤5	≤10
	五日生化需氧量	mg/L	≤10	≤10
	氨氮	mg/L	≤5	≤8
	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.5	≤0.5
	溶解性总固体	mg/L	≤1000	≤1000
	溶解氧	mg/L	≥2.0	≥2.0
表 3-10 电厂石灰石-石膏湿法脱硫废水水质控制指标				
序号	项目	单位	浓度	
1	总汞	mg/L	0.05	
2	总镉	mg/L	0.1	
3	总铬	mg/L	1.5	
4	总砷	mg/L	0.5	
5	总铅	mg/L	1.0	
6	总镍	mg/L	1.0	
7	总锌	mg/L	2.0	
8	pH	/	6~9	
9	悬浮物	mg/L	70	
10	化学需氧量	mg/L	150	
11	氨氮	mg/L	25	
12	氟化物	mg/L	30	
13	硫化物	mg/L	1.0	
污染物的控制值以日均值计。化学需氧量的数值要扣除随工艺水补充水带入系统的部分。				
4、固体废物				
一般固体废物执行《一般固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。				
总量控制指标	（1）大气污染物排放总量控制指标			
	根据《广东省生态环境厅关于汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程环境影响报告书的批复》（粤环审〔2023〕212 号），5、6 号机组建成后，全厂烟尘排放量 327.90t/a、SO ₂ 排放量 1709.80t/a、氮氧化物排放量 2698.63t/a；目前全厂有组织排放许可总量为烟尘 532.04t/a，SO ₂ 2177.2t/a，NO _x 2698.63t/a。			

本项目 3#机组改造前污染物排放量分别为烟尘 51.72t/a，SO₂ 230.1t/a，NO_x 413.25t/a；改造后污染物排放量分别为烟尘 48.4t/a，SO₂ 209t/a，NO_x413.25t/a，分别比改造前降低烟尘 3.32t/a，SO₂21.1t/a，NO_x 0t/a.。其他机组污染物排放量保持不变。本项目改造后全厂污染物排放总量见表 3-11。

表 3-11 本项目实施后全厂污染物排放总量一览表 单位 t/a

污染因子	现状许可排发放量 (一期+二期)	本项目实施后 削减量	本项目实施后 排放量	改造后需要许 可排放量
SO ₂	2177.2	21.1	2156.1	2156.1
NO _x	2698.63	0	2698.63	2698.63
烟尘	532.04	3.32	528.72	528.72

(2) 水污染物排放总量控制指标

本项目生活污水和工业废水处理达标后全部回用不外排。不涉及水污染物排放总量。

四、主要环境影响和保护措施

施工期环境保护措施	1、扬尘 首先，在施工招标书中应对施工队伍提出具体环保要求，项目建设方与施工单位签定施工期环境保护协议，约定施工单位环保权利和义务，使环境保护工作落实到实处。 其次，设备拆除等粉尘作业场所定期进行洒水抑尘。 第三，水泥或其它建筑材料的运输车辆必须进行有效遮盖，必要时可采用专用密闭车辆，最大限度减少施工扬尘对环境的影响。 第四，采用环保焊接材料，减少焊接烟尘排放。 采取以上措施后，可有效控制施工扬尘引起的环境空气污染问题。 2、噪声 (1) 合理安排施工时间，采用先进的施工工艺和低噪声设备。 (2) 合理安排运载车辆的运行线路和时间，应尽量避免噪声敏感区域和噪声敏感时段，施工中严格按《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)施工。 (3) 加强设备的维护和保养，降低其工作噪声。 (4) 另外施工阶段由于运输原材料，公路沿途的居民将受到一定的不良影响，应避免在夜间进行运输。并且汽车经过环境敏感路段时严禁鸣笛。 3、废水 施工期废水主要为施工队伍的生活污水，施工废水依托电厂现有生活污水处理设施，处理后回用；对施工机械严格进行检查，防止油料泄露；严禁将废油、施工垃圾等随意抛入附近水体。 采取这些措施以后，施工期产生的废污水对环境的影响会降到最低水平。 4、固体废物 施工期的生产和生活垃圾都应当妥善放置，生活垃圾由当地环保部门及时清运统一处理。建筑垃圾委托专业公司及时清运处置。 车辆运输散体物料和废弃物时，必须密闭、包扎、覆盖，不得沿途漏撒。
-----------	--

一、大气环境影响分析及污染防治措施

1、污染物排放情况

(1) 计算参数

根据设计单位提供燃料及烟气设计参数，本项目掺烧生物质前后燃料参数见表 4-1，烟气设计参数见表 4-2。

表 4-1 本项目掺烧生物质前后燃料参数一览表

项目		单位	3#机组掺烧后		3#机组掺烧前
			燃煤	生物质	燃煤
燃料消耗量	B _g	t/h	193.8	48.6	228.03
低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	22.8	16.07	22.8
灰分	A _{ar}	%	12.54	4.87	12.54
硫分	S _{ar}	%	0.61	0.14	0.61
挥发份	V _{daf}	%	27.33	70.36	27.33
小时数	/	H	5500	5500	5500
收到基水分	Mar	%	12.7	7.8	12.7
煤中汞	Asar	μg/g	0.025	0.1	0.025

表 4-2 本项目掺烧生物质前后机组烟气参数一览表

烟气量		单位	3#机组掺烧后	3#机组掺烧前
FGD 入口	标态干烟气量	m ³ /s	641.08	621.67
	标态湿烟气量	m ³ /s	711.60	696.26
	过剩空气系数	—	1.42	1.42
机械未完全燃烧损失		%	0.5	0.5
飞灰份额		%	0.9	0.9
静电除尘效率		%	99.911	99.911
脱硫塔出口增加湿式静电除尘器		%	60	60
脱硫效率		%	98.32	98.32
脱硝效率		%	88.21*	87.84
脱汞		%	70	70

注：掺烧后通过加强管理，将年平均脱硝效率提升至 88.21%

(2) 污染物排放核算

本项目大气污染源强核算按照《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018）物料平衡法开展。

经计算（具体计算过程见大气评价专题报告），本项目主要掺烧前后污染物排放量见表 4-3。

表 4-3 本项目掺烧前后污染物排放量一览表

项 目		单位	掺烧前	掺烧后	变化量	防治措施
SO ₂	排放量	t/h	0.0418	0.038	-0.0038	石灰石-石膏湿法脱硫系统，脱硫效率为 98.32%
		t/a	230.1	209.0	-21.1	
	排放浓度	mg/m ³	18.94	16.7	-2.24	
NO _x	排放量	t/h	0.0751	0.0751	0	低氮燃烧+SCR 脱硝，脱硝效率 87.84%（掺烧后脱硝效率为 88.21%），脱硝剂采用液氨
		t/a	413.25	413.25	0	
	排放浓度	mg/m ³	34.048	33.01	-1.038	
烟 尘	排放量	t/h	0.0094	0.0088	-0.0006	低低温静电除尘器+湿法脱硫除尘一体化装置除尘，综合除尘效率 99.964%
		t/a	51.72	48.4	-3.32	
	排放浓度	mg/m ³	4.26	3.87	-0.39	
汞	排放量	g/h	1.71	2.91	1.2	SCR 烟气脱硝+静电除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同控制，脱汞效率 70%
		t/a	0.009405	0.016005	0.0066	
	排放浓度	mg/m ³	0.0008	0.0012	0.0004	
氨	排放量	kg/h	5.10	5.26	0.16	氨逃逸浓度控制不大于 2.28mg/m ³
		t/a	28.06	28.94	0.88	
	排放浓度	mg/m ³	2.28	2.28	0	

注：①排放浓度均指干烟气标态（ $\alpha=1.4$ ）时的数值；②年利用小时按 5500h 计。

由表 4-3 可以看出，掺烧生物质后 SO₂、烟尘排放量和排放浓度均比纯燃煤有所降低，NO_x 通过加强管理，将脱硝效率由 87.84%提升至 88.21%，排放量保持不变；汞和氨排放量较掺烧前略有增加，汞年增加排放量 0.0066t/a；氨年增加排放量 0.88t/a。

2、大气环境影响分析

具体见大气专题。

根据预测结果可知：

掺烧生物质后敏感保护目标和评价区网格点 SO₂、NO₂、NH₃ 小时平均质量浓度均低于掺烧前纯燃煤环境影响；掺烧生物质后敏感保护目标和评价区网格点 SO₂、NO₂、TSP、PM₁₀、PM_{2.5} 日平均质量浓度均低于掺烧前纯燃煤环境影响；掺烧生物质后敏感保护目标和评价区网格点 SO₂、NO₂、TSP、PM₁₀、PM_{2.5} 年平均质量浓度均低于掺烧前纯燃煤环境影响；掺烧生物质后敏感保护目标和评价区网格点汞年平均质量浓度与掺烧前纯燃煤环境影响变化不大。

掺烧生物质后 SO₂、NO₂、TSP、PM₁₀、PM_{2.5} 日均浓度贡献值最大浓度占标率≤100%；

即 NO_x 不高于 50mg/m³ 的要求；并通过加强脱硝管理手段，使年平均脱硝效率由 87.84% 提升至 88.21%，NO_x 年平均排放浓度由 34.05mg/m³，降低至 33.01mg/m³，可使 3# 机组 NO_x 年排放总量保持不变。

(2) SO₂ 防治措施

3# 机组采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫（设置 MGGH）措施，设置喷淋 5 层，平均脱硫效率 98.4%，年均排放浓度 18.1mg/m³。根据近 3 年 3# 机组烟气在线监测数据，改造前 SO₂ 排放水平见表 4-5

表 4-5 改造前 3# 机组 SO₂ 排放水平

年份	排放浓度 mg/m ³	年平均排放浓度 mg/m ³	脱硫效率 %	年平均脱硫效率 %
2022	0.8~33.2	17.9	98.1~99.5	99.3
2023	0.4~32.8	18.4	98.2~99.4	99.1
2024	0.5~33.5	18.1	98.1~99.4	98.9
标准限值		35	/	/

由上表可以看出，在 3# 机组在采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫（设置 MGGH）措施的基础上，SO₂ 排放浓度可以满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）限值，即 SO₂ 不高于 35mg/m³ 的要求。

根据本项目生物质燃料组分检测报告，生物质颗粒收到基全硫 0.14%，远低于燃煤收到基全硫 0.61%，经计算掺烧前 SO₂ 排放量 0.037t/h（203t/a），排放浓度 16.77mg/m³；掺烧后 SO₂ 排放量 0.033t/h（181.5t/a），排放浓度 14.4mg/m³；掺烧后 SO₂ 排放量减少了 0.004t/h（212.5t/a），排放浓度降低了 2.37mg/m³。由于生物质含硫量更低，因此掺烧生物质后会进一步降低 SO₂ 排放浓度和排放量，掺烧后 SO₂ 依然能够满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）限值要求和总量排放要求。

(3) 烟尘防治措施

3# 机组采用低低温电除尘器+湿式静电除尘器措施，除尘效率分别为 99.91% 和 60%，年均排放浓度 4.3mg/m³。根据近 3 年 3# 机组烟气在线监测数据，改造前烟尘排放水平见表 4-6

表 4-6 改造前 3# 机组烟尘排放水平

年份	排放浓度 mg/m ³	年平均排放浓度 mg/m ³
2022	0.3~6.4	4.2
2023	0.5~6.9	4.8
2024	0.3~6.2	4.3
标准限值		10

由上表可以看出，在 3# 机组在采用低低温电除尘器+湿式静电除尘器措施的基础上，烟尘

排放浓度可以满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）限值，即烟尘不高于 10mg/m³ 的要求。

根据本项目生物质燃料组分检测报告，生物质颗粒收到基灰分 4.87%，远低于燃煤收到基灰分 12.54%，经计算掺烧前烟尘排放量 0.0096t/h（52.8t/a），排放浓度 4.35mg/m³；掺烧后烟尘排放量 0.0088t/h（48.4t/a），排放浓度 3.87mg/m³；掺烧后烟尘排放量减少了 0.0008t/h（4.4t/a），排放浓度降低了 0.482mg/m³。由于生物质收到基灰分更低，因此掺烧生物质后会进一步降低烟尘排放浓度和排放量，掺烧后烟尘依然能够满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）限值要求和总量排放要求。

（4）除汞

3#机组采用 SCR 烟气脱硝+静电除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同除汞措施，去除效率 70%，根据根据近 3 年 3#机组烟气例行监测数据，改造前汞排放水平见表 4-7

表 4-7 改造前 3#机组汞排放水平

年份	排放浓度 mg/m ³
2022	<0.0025
2023	<0.0025
2024	<0.0025
标准限值	0.03

由上表可以看出，在 3#机组在采用 SCR 烟气脱硝+静电除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同除汞措施基础上，汞排放浓度可以满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）限值，即 0.03mg/m³ 的要求。

根据本项目生物质燃料组分检测报告，生物质颗粒汞元素占比 0.10 μg/g，略高于燃煤 0.025 μg/g，经计算掺烧前汞排放量 1.71g/h（0.009t/a），排放浓度 0.0008mg/m³；掺烧后汞排放量 2.91g/h（0.016t/a），排放浓度 0.0012mg/m³。掺烧后汞排放浓度依然远低于《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）排放限值，即 0.03mg/m³。

（5）小结

本项目仅对 3#机组进行改造，厂区现有其他大气污染源保持现状不变。

3#机组目前采用低氮燃烧+SCR 脱硝、石灰石-石膏湿法烟气脱硫和低低温电除尘器+湿式静电除尘器以及脱硝、除尘、脱硫协同除汞的烟气处理措施，烟气排放可稳定满足《火电厂污染物综合排放标准》（GB 13223-2011）和《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》（发改能源〔2014〕2093 号）限值，掺烧 15%生物质颗粒（按能量计）后不会对现有脱硝、除尘和脱硫设施造成明显不利影响，掺烧后由于生物质中含硫量

和灰分远低于燃煤，SO₂和烟尘排放量、排放浓度都较纯燃煤有所降低，NO_x排放浓度无明显影响；由于掺烧生物质烟气量比纯燃煤有所增加，NO_x排放量略有增加，但通过历史检测数据可以看出，通过加强烟气脱硝运行管理水平，可使3#机组NO_x年排放总量保持不变。

二、声环境影响分析及噪声污染防治措施

厂区现有噪声主要有机械动力噪声、气体动力噪声和电磁噪声，产生噪声的声源主要为厂房内的设备噪声，现状采取的噪声控制措施包括：采取选用低噪声设备、控制传播途径、高噪声设备置于主厂房内；对风机、空压机、排气管等噪声源设置消声器；加强厂区绿化等措施。根据2024年例行监测报告，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3类标准限值（昼间65dB(A)、夜间55dB(A)）要求。

本项目仅对现有3#机组进行改造，本项目的实施未增加大型产噪设备，改造区域位于厂区中部3#锅炉房内部，对电厂厂界噪声无影响。因此，改造后本项目噪声源与现状基本保持一致。

三、地表水环境影响分析和污染防治措施

厂区现有污废水包括输煤系统冲洗水、脱硫废水、生活污水、化学处理废水、含油废水、除渣废水和直流冷却水。本项目仅对现有3#机组进行改造，无新增劳动定员，不新增工业废水，因此，本工程不新增污废水，本工程实施不会对厂区现有污废水处理设施造成影响。

四、固体废物环境影响分析及污染防治措施

厂区现有固废包括一般固废和危险废物：

一般固废中灰渣、脱硫石膏全部交由广东粤电环保有限公司综合利用。生活垃圾、生活污水污泥、工业废水污泥、原水预处理污泥、脱硫废水污泥由地方住建部门统一清运处理。含煤废水污泥转运到厂内煤场，掺入原煤燃烧。废除尘布袋由厂家回收处理。

危险废物包括废铅酸蓄电池、废脱硝催化剂、废矿物油、废日光灯管、废试剂空瓶、废弃包装物、含油废物、废油漆、离子交换树脂、实验室废试剂、实验室废液、废电路板、含有机溶剂废液、含油废水、废胶水（液态）、废油漆渣、废碳粉盒和含油抹布手套等，均委托有危废资质单位处置。

本项目掺烧生物质后不会新增固废种类，但由于燃料组分中灰分、含硫量发生变化，对项目灰渣和脱硫石膏产生量将造成一定影响。

（1）灰渣

3#改造前后灰渣产生量参照《污染源核算技术指南火电》（HJ 888-2018）物料恒算法计算：

①飞灰产生量：

$$N_h = B_g \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 \times Q_{net,ar}}{100 \times 33870} \right) \times \left(\frac{\eta_c}{100} \right) \times \alpha_{fh}$$

式中：N_h——核算时段内飞灰产生量，t；

B_g——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

A_{ar}——收到基灰分的质量分数，%，

q₄——锅炉机械不完全燃烧热损失，%；

Q_{net,ar}——收到基低位发热量，kJ/kg；

η_c——除尘器除尘效率，%；

α_{fh}——锅炉烟气带出的飞灰份额。

②炉渣产生量：

$$N_z = B_g \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 \times Q_{net,ar}}{100 \times 33870} \right) \times \alpha_{lz}$$

式中：N_z——核算时段内炉渣产生量，t；

B_g——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

A_{ar}——收到基灰分的质量分数，%，

q₄——锅炉机械不完全燃烧热损失，%；

Q_{net,ar}——收到基低位发热量，kJ/kg；

α_{lz}——炉渣占燃料灰分的份额。

参数取值见下表：

表 4-8 本项目 3#机组改造前后飞灰、炉渣计算参数取值表

参数	纯燃煤	掺烧生物质	
		燃煤	生物质
B _g (t/h)	228.03	193.8	48.6
A _{ar} (%)	12.54	12.54	4.87
q ₄ (%)	0.5	0.5	0.5
Q _{net,ar} (kJ/kg)	22800	22800	16070
η _c (%)	99.91	99.91	99.91
α _{fh}	0.9	0.9	0.9
α _{lz}	0.1	0.1	0.1

本项目产生的灰渣量见表 4-9。

表 4-9 本项目 3#机组改造前后灰渣产生量

灰渣量	3#机 组	纯燃 煤	掺烧生物质			变化量
			燃煤	生物质	合计	
小时灰渣量（t/h）	灰	26.40	22.44	2.23	24.67	-1.73
	渣	2.94	2.50	0.25	2.74	-0.19
	灰渣	29.34	24.93	2.48	27.41	-1.92
年灰渣量（万 t/a）	灰	14.52	12.34	1.23	13.57	-0.95
	渣	1.61	1.37	0.14	1.51	-0.11
	灰渣	16.14	13.71	1.36	15.08	-1.06

注：年利用小时按 5500 小时。

由上表可以看出，掺烧生物质比纯燃煤灰分减少 0.95 万 t/a，灰渣减少 0.11 万 t/a，掺烧生物质有利 3#机组灰渣产生量减少。

（2）脱硫石膏产生量

3#改造前后脱硫石膏产生量参照《污染源源强核算技术指南火电》(HJ 888-2018)物料恒算法计算：

$$M = M_L \times \frac{M_F}{M_S \times \left(1 - \frac{C_s}{100}\right) \times \frac{C_g}{100}}$$

式中：M——核算时段内脱硫副产物产生量，t；

ML——核算时段内二氧化硫脱除量，t；

MF——脱硫副产物摩尔质量；

MS——二氧化硫摩尔质量；

Cs——脱硫副产物含水率，%，副产物为石膏时含水率一般≤10%；

Cg——脱硫副产物纯度，%，副产物为石膏时纯度一般≥90%。

参数取值见下表：

表 4-10 本项目脱硫石膏计算参数取值表

参数	纯燃煤	掺烧生物质
M _L （t/h）	2.45	2.20
M _F	172	172
M _S	64	64
C _s （%）	10	10
C _g （%）	90	90

表 4-11 本项目石膏产生量

煤质	小时排放量 (t/h)	年排放量 (10 ⁴ t/a)
纯燃煤	4.31	2.37
掺烧生物质	3.65	2.01
变化量	-0.66	-0.36

注：年利用小时数为 5500 小时

由上表可以看出，掺烧生物质比纯燃煤脱硫石膏减少 0.66t/h（0.36 万 t/a），掺烧生物质有利 3#机组脱硫石膏产生量减少。

（3）对灰渣综合利用影响

根据山东大学、华中开大学、广东电力发电股份有限公司《煤与生物质耦合发电技术》课题三-《污染物超低排放协同控制及灰渣资源化利用技术》研究结论“掺烧少量生物质(≤30%)后灰的碱含量以及 Al₂O₃、SiO₂和 Fe₂O₃的含量与红海湾煤灰差异不大，且有利于低氯离子灰的形成。”因此，掺烧生物质后不会影响现状灰渣利用途径。

（4）小结

本项目掺烧生物质后不会增加固废种类，掺烧生物质将减少灰渣和脱硫石膏产生量，有利于减少固废产生量，掺烧后不会影响灰渣性质，不会影响灰渣利用途径。本项目实施后不会影响现有固废暂存和委托处置现状，现有固体废物处置措施可以满足本项目要求。

五、碳排放

（1）计算参数

表 4-12 本项目二氧化碳排放计算参数

项目	改造前	改造后	
燃料种类	燃煤	燃煤	生物质
燃煤量(t/a)	1254165	1065900	267300
收到基碳(%)	60.51	60.51	16.97
燃煤低位发热量(千焦/千克)	22800	22800	16070
燃煤碳氧化率(%)	99	99	99
年发电量(MWh)	3328915.7	3328915.7	
供热量 (GJ)	0	0	0
利用小时数(h)	5500	5500	5500
净购入电力(kWh/a)	0	0	0

（2）核算方法

$$E_{\text{总}} = E_{\text{主要边界}} + E_{\text{其他边界}}$$

式中：E_总—某一时段建设项目温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO_{2e}）；

E_{主要边界}—某一时段建设项目主要边界温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO_{2e}）；

$E_{\text{其他边界}}$ ——某一时段建设项目其他边界温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（ tCO_2e ）。

（1）主要边界温室气体排放量

主要边界温室气体排放量包括发电设施相关的化石燃料燃烧产生的温室气体排放和购入使用电力产生的温室气体排放。

$$E_{\text{主要边界}} = E_{\text{化石燃料-发电设施}} + E_{\text{购入电力}}$$

$E_{\text{主要边界}}$ ——建设项目主要边界温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（ tCO_2e ）；

$E_{\text{化石燃料-发电设施}}$ ——发电设施相关的化石燃料燃烧产生温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（ tCO_2e ）；

$E_{\text{购入电力}}$ ——外购电量产生的温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（ tCO_2e ）。

1）化石燃料燃烧排放量

计算公式：

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times C_{\text{ar},i} \times OF_i \times \frac{44}{12})$$

式中： $E_{\text{燃烧}}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

FC_i ——第 i 种化石燃料的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨（ t ）；

$C_{\text{ar},i}$ ——第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体或液体燃料，单位为吨碳/吨（ tC/t ）；

OF_i ——第 i 种化石燃料的碳氧化率，以%表示，参考《企业温室气体排放核算与报告指南发电设施》，燃煤碳氧化率取 99%；

44/12——二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

i ——化石燃料种类代号。

2）外购电力产生的温室气体排放

对于购入使用电力产生的二氧化碳排放，用购入使用电量乘以电网排放因子得出，采用下式计算。

$$E_{\text{电}} = AD_{\text{电}} \times EF_{\text{电}}$$

式中： $E_{\text{电}}$ ——购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$AD_{\text{电}}$ ——购入使用电量，单位为兆瓦时（ $\text{MW}\cdot\text{h}$ ）；

$EF_{\text{电}}$ ——电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（ $\text{tCO}_2/\text{MW}\cdot\text{h}$ ）。

（2）其他边界温室气体排放量

其他边界温室气体排放量包括脱硫过程脱硫剂（碳酸盐）分解产生的温室气体排放量和烟气脱销过程脱销还原剂水解或热解产生的温室气体排放量。

1) 脱硫过程

脱硫过程脱硫剂（碳酸盐）分解产生的温室气体排放量（E 脱硫）

$$E_{\text{脱硫}} = \sum_{k=1}^n CAL_k \times EF_k$$

$$CAL_k = \sum_{m=1}^n B_{k,m} \times I_k$$

式中：E_{脱硫}—某一时段脱硫剂（碳酸盐）分解产生的温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

CAL_k—第 k 种脱硫剂中碳酸盐消耗量，单位为吨（t）；

EF_k—第 k 种脱硫剂碳酸盐排放因子，单位为吨二氧化碳每吨（tCO₂/t）；

k—脱硫剂类型；

B_{k,m}—脱硫剂在某一时段的消耗量，单位为吨（t）；

m—脱硫剂消耗量对应的某一时段，如日、月、季度等；

I_k—脱硫剂中碳酸盐含量，单位为%。

2) 脱硝过程

烟气脱硝过程脱硝还原剂（尿素）水解或热解产生的温室气体排放量（E 脱硝）

$$E_{\text{脱硝}} = Nn \times 0.73$$

式中：E_{脱硝}—某一时段脱硝还原剂（尿素）水解或热解产生的温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

Nn—脱硝过程脱硝还原剂（尿素）消耗量，单位为吨（t）；

0.73—脱硝还原剂尿素水解或热解释放的二氧化碳量，单位为吨二氧化碳/吨尿素（t/t）。

（3）核算结果

本项目改造前后二氧化碳排放核算见表 4-13。

表 4-13 本项目改造前后二氧化碳排放核算表

单位：t/a

	燃料	排放量
改造前	燃煤	2754789.727
改造后	燃煤+生物质（15%）	2505922.947
变化量	/	-248866.7796

由表 4-13 可以看出，本项目掺烧生物质后，每年可减少二氧化碳排放 24.9 万吨。

六、环境监测计划

本项目实施后未新增污染源，未新增污染因子，。厂区污染源按照现有监测计划执行。

五、环境保护措施监督检查清单

内容要素	排放口(编号、名称)/污染源	污染物项目	环境保护措施	执行标准
大气环境	#3 机组烟气	NO _x	低 NO _x 燃烧技术+SCR 脱硝系统,脱硝效率 88.21%。脱硝剂为液氨。	《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)、《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》(发改能源〔2014〕2093 号)
		SO ₂	石灰石-石膏湿法烟气脱硫,脱硫效率不低于 98.32%	
		烟尘	低低温电除尘器+湿式静电除尘器措施,综合除尘效率不低于 99.964%	
		汞	SCR 烟气脱硝+静电除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同除汞,去除效率 70%	
		氨逃逸浓度	/	《火力发电厂烟气脱硝设计技术规程》(DL/T 5480-2022)
地表水环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
固体废物	一般固废中灰渣、脱硫石膏全部交由广东粤电环保有限公司综合利用。生活垃圾、生活污水污泥、工业废水污泥、原水预处理污泥、脱硫废水污泥由地方住建部门统一清运处理。含煤废水污泥转运到厂内煤场,掺入原煤燃烧。废除尘布袋由厂家回收处理。 危险废物委托由有危废资质单位处置。			
土壤及地下水污染防治措施	/			
生态保护措施	/			
环境风险防范措施	/			
其他环境管理要求	/			

六、结论

广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目位于汕尾市红海湾广东省汕尾市红海湾经济开发区广东红海湾发电有限公司厂区内。本项目对3#机组进行改造，实现生物质颗粒料磨制直接掺烧，生物质掺烧比 15%（以热量计），生物质燃料消耗量 48.6t/h，按照年运行 5500 小时计，全年可处理生物质颗粒料 26.73 万吨。

本项目符合相关产业政策的要求，采用可再生能源生物质燃料替代燃煤，有效降低了大气污染物排放量，减少了二氧化碳排放量，掺烧后机组现有污染防治措施有效，能保证大气污染物稳定达标排放；本项目污染物排放总量不增加。在严格执行国家、广东省和汕尾市的环境保护要求，切实落实本报告提出的环保措施，确保各项污染物达标排放前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

附表

建设项目污染物排放量汇总表

分类 \ 项目	污染物名称	现有工程 排放量（固体废物产生量）①	现有工程 许可排放量 ②	在建工程 排放量（固体废物产生量）③	本项目 排放量（固体废物产生量）④	以新带老削减量 （新建项目不填）⑤	本项目建成后 全厂排放量（固体废物产生量）⑥	变化量 ⑦
废气	SO ₂ （t/a）	1709.8	2177.2		209	230.1	1688.7	-21.1
	NO _x （t/a）	2698.63	2698.63		413.25	413.25	2698.63	0
	烟尘（t/a）	327.9	532.04		48.4	51.72	324.58	-3.32
							0	0
							0	0
废水	COD	0	/	0	0	0	0	0
	氨氮	0	/	0	0	0	0	0
一般工业 固体废物	生活垃圾（t/a）	30		28	0	0	58	28
	灰（万 t/a）	59.5		60.14	13.57	14.52	118.69	59.19
	渣（万 t/a）	15		6.68	1.51	1.61	21.58	6.58
	脱硫石膏（万 t/a）	25.7		20.27	7.31	8.13	45.15	19.45
危险废物	废日光灯管（t/a）	0.21		0.17			0.38	0.17
	废电路板（t/a）	0.05		0.04			0.09	0.04
	含有机溶剂废液（t/a）	0.923		0.733			1.656	0.733
	废矿物油（t/a）	22.895		18.171			41.066	18.171
	废油漆（t/a）	10.112		8.025			18.137	8.025
	废催化剂（t/a）	177.05		140.52			317.57	140.52
	废弃包装物（t/a）	6.241		4.953			11.194	4.953
	含油废物（t/a）	7.22		5.73			12.95	5.73

	离子交换树脂 (t/a)	7.41		5.88			13.29	5.88
	废铅酸蓄电池 (t/a)	15.84		12.57			28.41	12.57
	实验室废试剂、 废液 (t/a)	0.1		0.08			0.18	0.08

注：⑥=①+③+④-⑤；⑦=⑥-①

附图、附件

附图

附图 1 本项目地理位置图

附图 2 本项目总平面布置图

附图 3 本项目与广东汕尾红海湾经济开发区的关系示意图

附图 4 本项目大气评价范围和环境空气保护目标分布图

附件

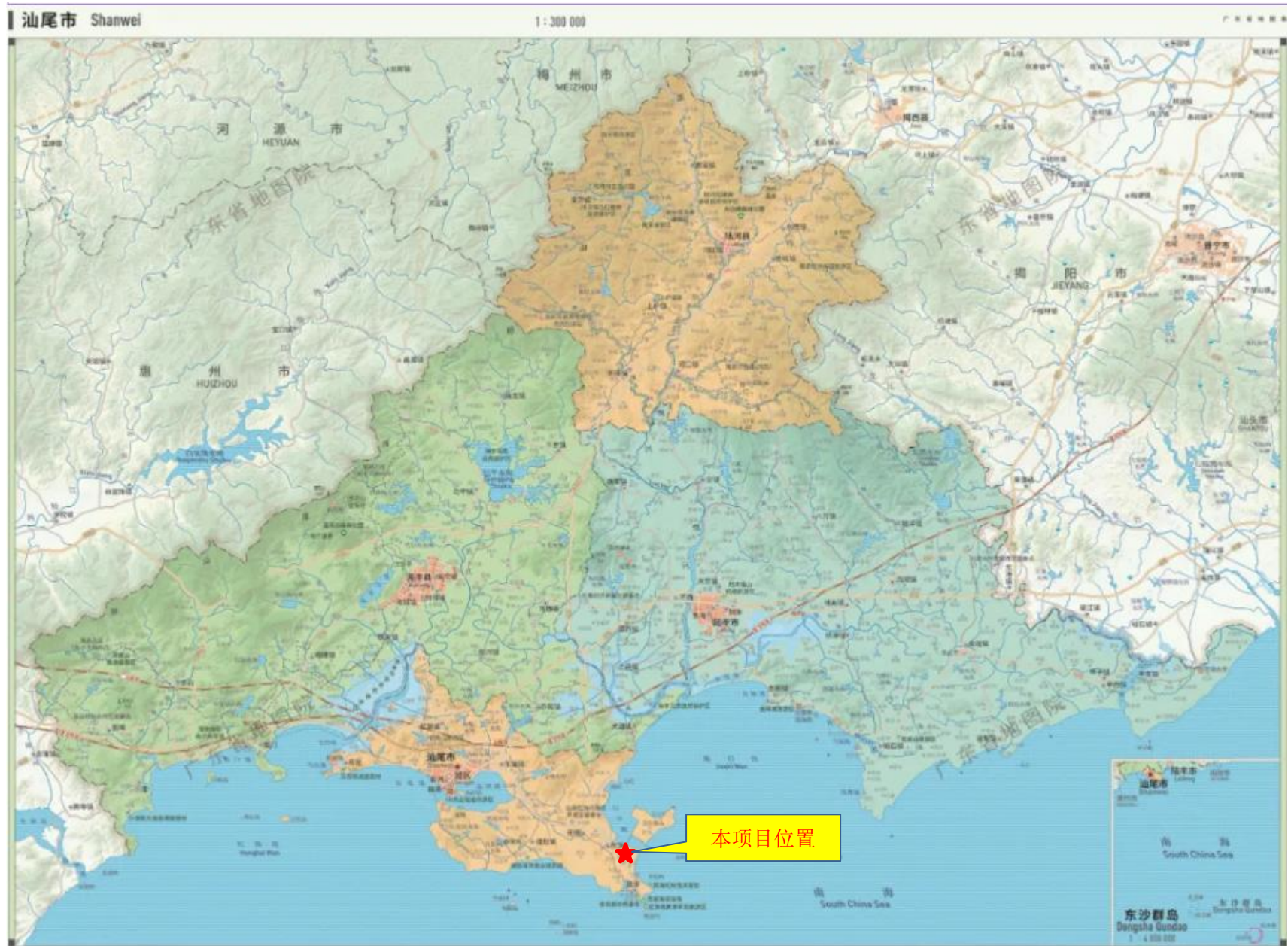
附件 1 《委托书》

附件 2 备案文件

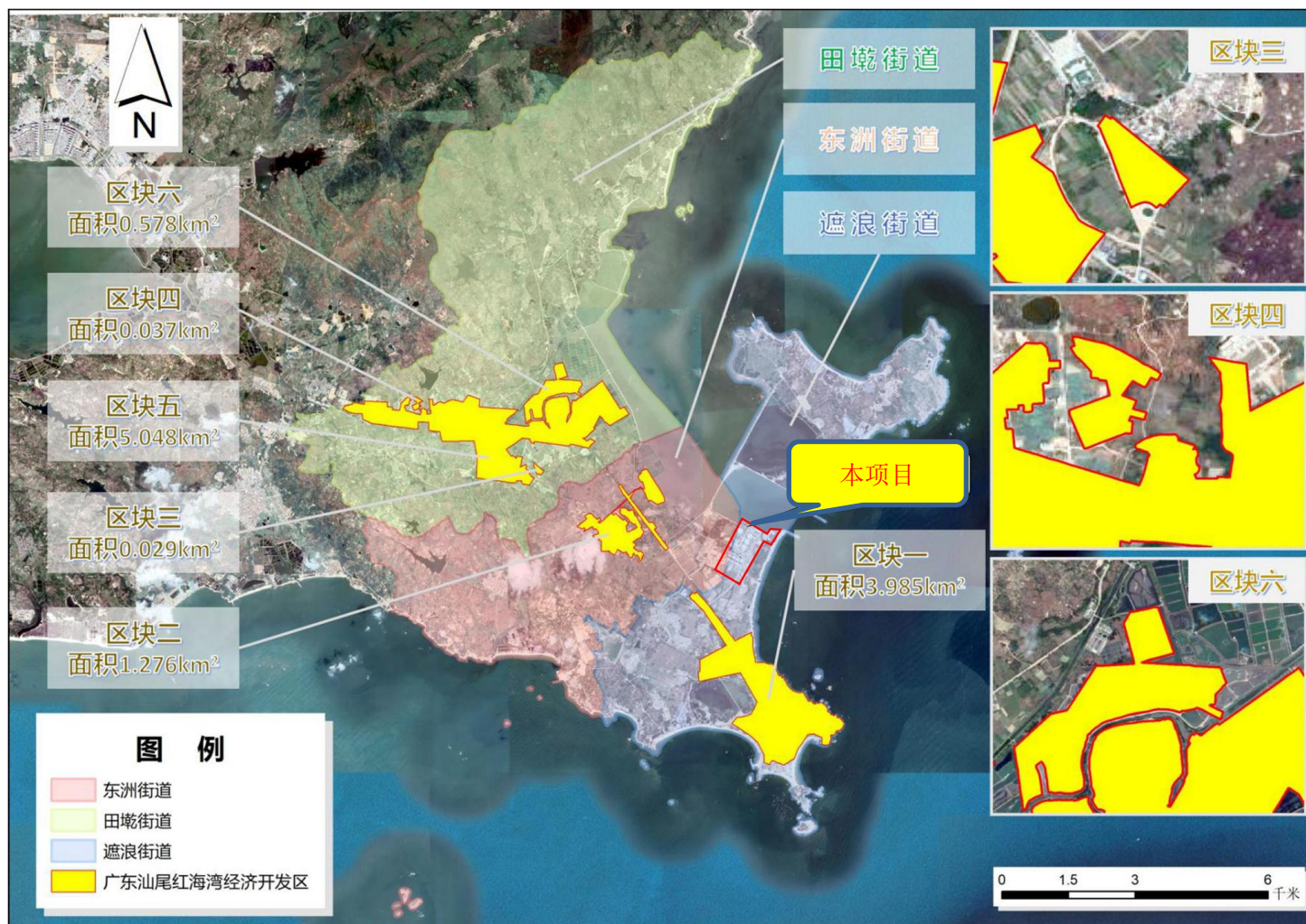
附件 3 燃煤供应协议

附件 4 生物质颗粒供应协议

附件 5 生物质颗粒检测报告



附图 1 本项目地理位置图



附图3 本项目与广东汕尾红海湾经济开发区的关系示意图

附件 1 委托书

关于确认贵公司承接我司环境影响评价技术服务项目的函

中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规要求，现委托你公司根据国家及地方环保法规政策等要求，开展《广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电集成与工业验证及节能降碳技术应用项目》环境影响评价报告书编制工作，具体事宜在合同中另行约定。

特此委托！



广东省技术改造投资项目备案证

项目代码：2502-441500-07-02-360303

项 目 名 称	： 广东红海湾发电有限公司煤与生物质耦合发电 集成与工业验证及节能降碳技术应用	申 请 单 位 名 称	： 广东红海湾发电有限公司
---------	--	-------------	---------------

项目建设地点：汕尾市红海湾广东省汕尾市红海湾经济开发区
广东红海湾发电有限公司厂区内部

项目主要内容：本项目为“十四五”国家重点研发计划项目《煤与生物质耦合发电技术》课题5工业示范及节能降碳技术应用，主要是燃煤掺烧生物质燃料并实施节能降碳技术应用改造。研发并应用原煤-生物质双燃料原煤仓并增加防堵措施；对中层磨煤机进行扩容技术研究；对原有燃烧系统进行优化设计并改造，使燃烧器能够分别适用生物质和煤粉，同时进行防结渣技术研究研发及应用；对锅炉受热面进行化学清洗并更换部分受热面管；更新对空预器进行更换蓄热原件及密封系统的节能改造；对锅炉六大风机、烟风道、捞渣机、磨煤机等重要辅机进行升级改造。

项目总投资: 11995.5 万元

项目资本金：2399.2 万元

其中：固定资产投资：11995.5 万元

设备及技术投资：11995.5 万元

进口设备用汇：0 万美元

建设起止年限：2025年3月至2026年12月

备案证编号 : 25d556441134701



备 案 机 关

备 案 时 间 : 2025年2月16日

项目两年内未开工建设且未办理延期的，备案证自动失效。项目在备案证有效期内开工建设的，备案证长期有效。

210.76.81.107/printable/filing?id=87198&printDirectly=no

附件 3 燃料供应协议（燃煤）



燃料供应协议

协议编号：23EHYD003SW

签订地点：广州

签订时间：2022 年 12 月

甲方(供方)：广东省电力工业燃料有限公司

乙方(需方)：广东红海湾发电有限公司

参照广东省能源集团有限公司颁发的《煤炭购销管理办法》、《煤炭内部供应价格管理办法》和《煤炭资金结算管理办法》等相关规定，集团火电厂燃料采购实行“统一计划、统一采购、统一调配、统一销售、统一结算”的原则，甲、乙双方就乙方委托甲方采购发电用燃料有关事宜进行友好协商，达成一致意见，签订本协议。

若以上规定与本协议内容有抵触，则以本协议为准。

一、总则

1、甲乙双方应遵守广东省能源集团有限公司颁发的《煤炭购销管理办法》、《煤炭内部供应价格管理办法》和《煤炭资金结算管理办法》等相关规定。

2、乙方同意委托甲方采购供应乙方机组发电生产所需的全部燃料，甲方同意接受委托负责组织采购供应燃料，以适应乙方机组正常发电生产需求和安全储备要求。

3、甲方坚持为乙方生产服务的原则，发挥集团规模效应，保证燃料数量、质量，控制燃料价格，调整合理库存。

二、采购供应数量

乙方按正常发电生产需求和储备需求定期向甲方提交各时期煤炭需求计划。每年 9 月 25 日前报下一年度的需求计划；每季第三个月的 5 日前提交下一季度的需求计划，同时修正年度计划；每月的 5 日前提交下月的需求计划，临时调整追加或减少需求计划应提前 15 天提报。甲方根据

乙方的需求计划和煤炭市场状况制订供应计划，并按计划组织煤炭采购供应。

三、质量

原则上甲方应尽量参照乙方锅炉设计和校核煤种质量指标，或接近质量指标规格范围的要求组织煤炭供应，适当考虑采购供应配合乙方经济掺配烧的煤种。煤炭质量项目、指标及煤质调整详见双方另签的煤炭供需补充合同。

四、价格及调整

1、原则上煤炭到岸销售价格每季度为一个定价期。每个定价期的煤炭到岸销售价格由广东省能源集团有限公司煤炭内部供应价格管理委员会批准后执行，具体价格详见双方另签的煤炭供需补充合同。

2、根据市场供需变化情况，甲方可按月度及时调整销售价格，双方另签煤炭供需补充合同。

3、购销差价

每个定价期煤炭采购和销售资金的差额，按各厂采购标煤量的比例进行多退少补，资金在下个定价期的煤炭结算款中直接结算。每个定价期结束后因未结算暂估产生的偏差，年终清算，在次年的1月份按各厂全年采购标煤量比例进行多退少补。

五、调度与接卸

1、甲方负责煤炭资源和运输船舶的统一调度，乙方服从甲方在煤炭资源和运输船舶方面的统一调度。

2、乙方于装运煤炭的船舶到达锚地开始，应尽快办理完交接手续，及时组织接卸作业，提高卸货效率，确保无延误船期。

3、乙方应保持煤炭接卸设备的完好，接卸设备的检修计划应提前15天书面通知甲方。

4、乙方应按供应计划接卸煤炭。

六、验收

1、甲方负责统一管理到厂煤炭的数量计量和质量检验工作。

2、甲乙双方按照双方另签煤炭供需补充合同的有关条款执行数量计量和质量检验工作。

3、甲乙双方共同委托并对质检机构实施监督。甲方在取得化验报告一个工作日内将正式的质检报告以传真和快递方式传递给乙方。

七、燃料流动资金

燃料流动资金由甲、乙双方按比例分担,燃料流动资金实行一年一定。根据广东省能源集团有限公司批复乙方的预算煤炭购销金额计算,并于批复后十个工作日内由乙方补足给甲方款项或由甲方退还乙方多余款项。燃料流动资金计算公式如下:

燃料流动资金=当年预算煤炭购销金额/12×分担比例。

八、结算与付款

1、原则上,以每一船煤为一批次进行结算,不能将燃料款冲抵燃料流动资金。若在装港由不同供应商或同一供应商不同煤种拼装的煤炭,则按供应商或煤种分批次结算。

2、甲方在燃料运抵电厂(到达港)卸完后5个工作日内,将本次燃料第三方质检机构化验报告、质检地点表、船舶卸港速遣、滞期、亏载及移泊费用表扫描件等结算资料(下称“结算单据”)提交给乙方,所有结算单据扫描件均有效。

3、甲方按船或批次向乙方出具燃料结算单。当月海运到岸、场地交货完成的煤炭,甲方在次月22日前(节假日不顺延)开具增值税专用发票,若存在争议则按已有正式质量报告确定的基本价格的80%开票,剩余部分在甲乙双方解决争议当月开票。次月海运到岸、场地交货完成的煤炭,可以在甲乙双方协商一致后开票。

4、海运到岸交货指甲方通过海运在乙方码头或指定的中转码头交货的方式;场地交货指甲方在公共码头场地上直接采购,由乙方自行中转的方式。

5、乙方在海运到岸或场地交货完成次月的最后一个自然日前向甲方支付与其开票金额一致的煤炭款。对已开票 80% 煤款的，争议解决后，余额在开票当月末前支付。

6、乙方不按时支付款项，甲方按月计算资金占用费。资金占用费的计算参照银行基数计息法，基数为每天未付余额，费率按当期一年期贷款 LPR 报价利率上浮 13% 折算为日费率。

7、资金占用费作为煤炭销售价外费用，由甲方开具增值税专用发票与乙方结算。

九、信息传递

1、甲方按照煤炭供应计划组织资源、运力运输。甲方提前通知月度计划的船期、船名/航次、装载量和燃料品种等信息，并在装煤船舶到达之前 3 天，向乙方通报具体到达时间、品种等信息。

2、甲方若需临时调整船期，应提前通知乙方。

3、乙方每天及时将发电生产、机组检修动态、燃料进、耗、存和装卸动态通报给甲方，并按时报出各项统计报表。

4、甲方应定期将有关煤炭市场信息及合同的执行情况通报乙方。

十、协助

甲方因履行本协议与第三方发生合同关系或者争议，乙方应当为了维护甲方利益或甲乙双方共同利益就甲方履行该等合同义务或争议解决尽力给予甲方充分便利，即乙方应积极履行通知、保密、协助等义务。

十一、争议解决

1、若发生质量争议时，乙方应积极配合甲方与供应商协商寻求解决办法。

2、若船舶发生数量、滞期争议时，乙方应积极配合甲方与船务公司协商寻求解决办法。

3、未尽事宜，双方共同另行协商解决。

十二、本协议自双方代表签字、盖章后生效，合同履行期限为 2023

年1月1日至2027年12月31日。

十三、本协议未尽事宜，双方共同另行协商解决。

十四、本协议一式四份，双方各执两份。

甲方：广东省电力工业燃料有限公司 乙方：广东红海湾发电有限公司

法定代表人：

授权委托代表：

法定代表人：

授权委托代表：

地址：广州市天河东路2号

邮编：510610

电话：020-85138189

开户银行：建行广州市粤电支行

帐号：44001382201059000118

日期：2022年12月13日

地址：

邮编：

电话：

开户银行：

帐号：

日期： 年 月 日

生物质颗粒料供货承诺书

致：广东电力发展股份有限公司

我方（以下简称“供方”）广州善创能源科技有限公司，注册地址广州市保税区广保大道 141 号 2 层 206 室，法定代表人高德恒，就贵我双方签订的《煤与生物质直接耦合发电掺烧试验及环境影响研究项目（标段一：汕尾电厂发电掺烧试验燃料采购合同 Ged/11-2025-038）》项下的供货事宜，郑重承诺如下：

一、供货内容

货物名称：生物质颗粒料

质量标准：全水分（收到基） $MT \leq 13\%$

硫分（收到基） $St, ar \leq 0.2\%$

灰分（收到基） $Aar \leq 11\%$

低位发热量（收到基） $Q_{net, ar} \geq 3800 \text{Kcal/kg}$

生物质颗粒燃料成型度要好，直径 6-9mm、长度 < 6CM，颗粒粉末不超过总重的 5%。

二、供方承诺

1、向需方提供所需的生物质颗粒料，均符合以上质量标准，且符合附表中元素含量要求。

2、向需方供应的生物质颗粒料，将按需方的安排，以陆运形式运往指定位置卸货。

3、仅可采用木质类生物质，不接受草本类生物质颗粒。

禁止添加有毒有害物质（如塑料颗粒、固体废物、成品家具废弃物等），需提供原料来源证明。

4、所供应生物质颗粒中不得含有任何可能会对卸输设施、燃料制粉系统及设备造成意外损坏的物质。

广州善创能源科技有限公司
授权代表
2025年8月1日



附表：生物质颗粒料检测报告



检测报告

页次

委托方：广州吉能环保科技有限公司
 样品名称：生物质颗粒
 样品重量：0.50kg
 样品来源：自送样
 样品状态：颗粒状颗粒
 规格：—
 样品用途：检测用途
 样品编号：—

工单号：20190220040218
 样品编号：GZ20190220040218
 检测日期：2019-02-20
 报告日期：2019-02-20
 报告编号：2019-02-20
 报告日期：2019-02-20

上述项目的测试结果如下：

项目	符号	单位	检测标准	检测结果	空气干燥率	挥发分	中值无灰
全水分	W _{ad}	%	GB/T 2002-2002	7.4	—	—	—
灰分	A _{ad}	%	GB/T 2002-2002	1.4	5.19	—	—
挥发分	V _{ad}	%	GB/T 2002-2002	5.82	4.02	8.29	—
固定碳	FC _{ad}	%	GB/T 2002-2002	78.36	71.13	76.21	80.87
发热量	Q _{net,ar}	kJ/kg	GB/T 2002-2002	16.97	17.18	19.41	19.42
全硫	S _{ad}	%	GB/T 2002-2002	0.14	0.14	0.16	0.16
氯	Cl	%	GB/T 2002-2002	0.14	0.14	0.17	—
氮	N	%	GB/T 2002-2002	0.11	0.12	0.11	0.10
磷	P	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钾	K	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钠	Na	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钙	Ca	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镁	Mg	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铁	Fe	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铜	Cu	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
锌	Zn	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铝	Al	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
硅	Si	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
硼	B	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
碘	I	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
氟	F	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钨	W	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钼	Mo	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钴	Co	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镍	Ni	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
锡	Sn	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铅	Pb	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铋	Bi	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
锑	Sb	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
碲	Te	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钋	Po	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
砷	As	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
硒	Se	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
溴	Br	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镨	Pr	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
钕	Nd	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
铈	Ce	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	—
镧	La	%	GB/T 2002-2002	0.01	0.01	0.01	

附件 5 生物质监测报告



检测报告

正本
ORIGINAL

委托方：广州普创能源科技有限公司
申报品名：生物质颗粒
申报重量：0.55kg
样品类型：自送样
样品状态：圆柱状颗粒
粒 度：—
样品容器：密封袋装
样品标识：—
上述样品的测试结果如下：

工作单号：CS18C25011218
样品编号：GZC2501796
报告编号：GZ2302096
委托日期：2023-07-09
接收日期：2023-07-09
检测日期：2023-07-11~2023-07-16
报告日期：2023-07-17

项目	符号	单位	检测标准	收到基 ar	空气干燥基 ad	干燥基 d	干燥无灰基 daf
全水分	Mt	%	GB/T 28733-2012	7.8	—	—	—
水分	Mad	%	GB/T 28733-2012	—	6.78	—	—
灰分	A	%	GB/T 28733-2012	4.87	4.92	5.28	—
挥发分	V	%	GB/T 28733-2012	70.36	71.14	76.31	80.57
固定碳	FC	%	GB/T 28733-2012	16.97	17.86	18.41	19.43
全硫	St	%	GB/T 28732-2012	0.14	0.14	0.15	0.16
磷	P	%	GB/T 28734-2012	41.46	41.92	44.97	—
氮	N	%	GB/T 28734-2012	5.06	5.12	5.49	5.80
氯	Cl	%	GB/T 28734-2012	3.22	3.26	3.50	—
氢	H	%	GB/T 31396-2015	37.45	37.86	40.61	—
氧	O	%	GB/T 4633-2014	93	94	101	—
碳	C	%	GB/T 30729-2014	0.342	0.346	0.371	—
汞	Hg	μg/g	GB/T 39538-2020	0.10	0.104	0.112	—
高位发热量	Q _{gr}	kJ/kg	GB/T 30727-2014	17.29	17.48	18.75	—
低位发热量	Q _{net}	kJ/kg	GB/T 30727-2014	16.07	16.27	17.62	—
	Q _{net}	kcal/kg	GB/T 30727-2014	3843	3891	4214	—
二氧化硅*	SiO ₂	%	SN/T 1599-2005	25.42			
三氧化二铝*	Al ₂ O ₃	%	SN/T 1599-2005	4.32			
三氧化二铁*	Fe ₂ O ₃	%	SN/T 1599-2005	4.00			
氧化钙*	CaO	%	SN/T 1599-2005	22.04			
氧化镁*	MgO	%	SN/T 1599-2005	5.34			
氧化钠*	Na ₂ O	%	SN/T 1599-2005	3.91			
氧化钾*	K ₂ O	%	SN/T 1599-2005	2.88			
二氧化钛*	TiO ₂	%	SN/T 1599-2005	2.91			
三氧化硫*	SO ₃	%	SN/T 1599-2005	6.22			
二氧化锰*	MnO ₂	%	GB/T 37667-2019	0.322			
五氧化二磷*	P ₂ O ₅	%	SN/T 1599-2005	1.21			

备注：1. 根据委托方要求，以上检测项目中带“*”和“#”项目参考煤炭相关标准测试。2. 以上检测项目中带“#”项目的测试结果以灰中成分含量计。

- 1) 以上结果只涉及样品所提及的时间和地点的测试内容，而不涉及任何其他内容；如为自送样，仅对来样负责；
2) 如对本检测报告有异议，请于报告签发十五日内提出。
3) 若无特殊要求，实验室对样品的保留时间为三个月。
4) 本报告无“检验检测专用章”、“授权签字人”签字无效；涂改无效。
5) 未经本公司书面批准，不得部分复制本报告。
6) 以上测试结果仅用于科研、内部质量控制、产品研发等项目。
- 报告编制人：陈茜
授权人签字：_____
*****以下空白*****

