

建设项目环境影响报告表

(污染影响类)

项目名称：国粤（韶关）电力有限公司燃煤机组掺烧生物
质耦合发电项目

建设单位（盖章）：国粤（韶关）电力有限公司

编制日期：2025 年 11 月

中华人民共和国生态环境部制

目 录

建设项目环境影响报告表	1
一、建设项目基本情况	3
二、建设项目工程分析	16
三、区域环境质量现状、环境保护目标及评价标准	41
四、主要环境影响和保护措施	55
五、环境保护措施监督检查清单	75
六、结论	76
附表 1	错误！未定义书签。
附表 2	错误！未定义书签。
建设项目污染物排放量汇总表	错误！未定义书签。
附图 1 地理位置图	77
附图 2 项目平面布置图	78
附图 3 项目周边敏感点示意图	79
附图 4 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（陆域环境重点管控单元）截图	80
附图 5 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（生态空间一般管控区）截图 ..	81
附图 6 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（水环境一般管控区）截图	82
附图 7 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（大气环境高排放重点管控区）截 图	83
附件 1 营业执照	错误！未定义书签。
附件 2 现有项目环评手续文件	错误！未定义书签。
附件 3 排污许可证	错误！未定义书签。
附件 4 广东省能源局关于开展燃煤耦合生物质发电技改项目评估认定工作的通 知（粤能电力函[2019.413 号]）	错误！未定义书签。
附件 5 环境现状检测报告	错误！未定义书签。
附件 6 生物质检测报告	错误！未定义书签。
附件 7 环境现状检测报告	错误！未定义书签。

一、建设项目基本情况

建设项目名称	国粤（韶关）电力有限公司燃煤机组掺烧生物质耦合发电项目		
项目代码	/		
建设单位联系人	周志伟	联系方式	18478263026
建设地点	广东省韶关市浈江区东莞(韶关)产业转移工业园远翔路 33 号		
地理坐标	（113 度 32 分 54.763 秒，24 度 56 分 35.559 秒）		
国民经济行业类别	D4411 火力发电	建设项目行业类别	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	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input type="checkbox"/> 改建 <input type="checkbox"/> 扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	/	环保投资（万元）	/
环保投资占比（%）	/	施工工期	/
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是	用地面积（m ² ）	不新增用地
专项评价设置情况	表 1-1 专项评价设置情况一览表		
	专项评价的类别	涉及项目类别	本项目情况
	大气	排放废气含有毒有害污染物、二噁英、苯并[a]芘、氰化物、氯气且厂界外500米范围内有环境空气保护目标的建设项目	本项目为生物质耦合发电，根据其成分检测报告，其汞含量未检出。因此排放废气中不含有毒有害污染物（汞及其化合物），因此本项目不设置大气专项评价
	地表水	新增工业废水直接排放建设项目（槽罐车外送污水处理厂的除外）；新增废水直排的污水集中处理厂	本项目不新增废水，因此，不设置地表水专项评价

	环境风险	有毒有害和易燃易爆危险物质存储量超过临界量的建设项目	本项目Q小于1，危险物质存储量不超过临界量，因此，不设置环境风险专项评价								
	生态	取水口下游500米范围内有重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道的新增河道取水的污染类建设项目	本项目用水主要为市政供水，不在河道取水，因此，不设置生态专项评价								
	海洋	直接向海排放污染物的海洋工程建设项目	本项目不属于海洋工程建设项目，因此，不设置海洋专项评价								
由上表可知，本项目不需设置专项评价。											
规划情况	《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告（修编版）》										
规划环境影响评价情况	<p>规划环境影响评价：《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编版）环境影响报告书》</p> <p>审查单位：原广东省环境保护厅</p>										
规划及规划环境影响评价相符性分析	<p>2009年10月，韶关市人民政府委托广东省电力设计研究院编制完成了《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告》。中国国际工程咨询公司专家组评审并出具了《关于韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告的审查意见》（咨能源[2009]1693号）。广东省电力设计研究院根据审查意见完成了《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告（修编版）》（下称专项规划）。2011年3月环境保护部南京环境科学研究所根据国家有关规定编制完成了《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编版）环境影响报告书》，并通过了原省环保厅的审查。</p> <p>本次技改项目与《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告（修编版）》、《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编版）环境影响报告书》规划、规划环评及其审查意见的相符性见下表1-2。</p> <p style="text-align: center;">表 1-2 技改项目与专项规划及规划环评相符性分析</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th><th>相关要求</th><th>技改项目</th><th>相符性</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编</td><td>专项规划拟以韶关市煤矸石资源为依托，在龙塘边村建设煤矸石发电厂。电厂规划总装机容量为1200MW，年利用煤矸石量320万吨，重点考虑利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石。</td><td>项目在现有选址内技改，选址符合专项规划要求。电厂目前总装机容量为1400MW，年利用煤矸石326.25万吨，重点利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石，本次技改减少</td><td>总体符合</td></tr> </tbody> </table>			序号	相关要求	技改项目	相符性	《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编	专项规划拟以韶关市煤矸石资源为依托，在龙塘边村建设煤矸石发电厂。电厂规划总装机容量为1200MW，年利用煤矸石量320万吨，重点考虑利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石。	项目在现有选址内技改，选址符合专项规划要求。电厂目前总装机容量为1400MW，年利用煤矸石326.25万吨，重点利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石，本次技改减少	总体符合
序号	相关要求	技改项目	相符性								
《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编	专项规划拟以韶关市煤矸石资源为依托，在龙塘边村建设煤矸石发电厂。电厂规划总装机容量为1200MW，年利用煤矸石量320万吨，重点考虑利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石。	项目在现有选址内技改，选址符合专项规划要求。电厂目前总装机容量为1400MW，年利用煤矸石326.25万吨，重点利用原曲仁矿务局矿区区域内的煤矸石，本次技改减少	总体符合								

	版)》		53.518 万吨煤矸石，增加 38.61 万吨生物质燃料。	
		规划一期电厂取采韶关市浈江区内煤矸石；二期电厂取用浈江区剩余煤矸石及韶关市内其它区县的煤矸石。	项目主要采用韶关市浈江区内煤矸石。	符合
		煤矸石通过公路运至煤矸石电厂的贮煤场，运输路线依托现有省道、县道和乡村公路。规划煤矸石电厂采用煤矸石作为主要燃煤，设计与煤炭以 60:40 的比例混合燃烧。煤炭由火车运输到厂址专用铁路货运站，再经皮带运输机运输至电厂贮煤场。	本项目仅采用生物质颗粒替代部分燃煤进行耦合发电，不新增煤用量，也不改变现有煤质及掺配方式。	符合
		电厂规划选用 CFB 锅炉，采用炉外石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺脱硫、高效电袋除尘器、SNCR 法脱硝工艺技术。对电厂化学酸碱废水、输煤系统冲洗水、锅炉定期排污和冲洗水等经处理后大部分回用，少量不能回用的处理达标后排放，电厂生活污水处理达标后回用于厂区绿化，不外排。规划推荐横岭灰场作电厂的配套灰场，灰场占地面积约 98.4 万 m ² ，当堆灰高程为 220m 时，灰场库容约 1700 万 m ³ 。	项目选用 CFB 锅炉，采用炉内+炉外石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺脱硫、高效电袋除尘器、SNCR+SCR 法脱硝工艺技术。本次技改项目仅采用生物质颗粒替代部分燃煤进行耦合发电，不改变现有废气、废水处理设施。	符合
		规划 2×300MW 级机组电力主要就地消化，满足韶关市的供电需要，拟以 220kV 电压等级接入系统，220kV 出线 2 回，同塔双回架设，接入 220kV 的武江站。	项目供电主要满足韶关市供电需求，采用 220kV 电压等级接入系统。	总体符合
	《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划(修编版)环境影响报告书》及审查意见	《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划(修编版)》(以下简称“规划”)基准年为 2010 年，规划期为 2016~2038 年。规划煤矸石资源重点利用区域为原曲仁矿务局矿区，位于浈江区、仁化县和曲江区，煤矸石资源量约 1.77 亿吨，其中可供发电利用的约 0.79 亿吨，规划发电总利用量约 320 万吨/年。	现有项目发电机组为 2×350MW+1×700MW 合计年用矸石量 326.25×10 ⁴ t 机组燃用。本次技改减少 53.518 万吨煤矸石，增加 38.61 万吨生物质燃料。	总体符合
		煤矸石综合利用应严格遵守《自然保护区条例》《风景名胜区条例》《水污染防治法》等法律法规及《广东省环境保护规划纲要(2006-2020 年)》、《广东省主体功能区规划》等规划的相关规定	技改项目不位于自然保护区、风景名胜区，技改项目不涉及新增废水，废气实施超低排放限值，符合“三线一单”等规划要求。	符合

		和要求。		
		鉴于目前韶关市大气环境质量不容乐观的情况，建议根据大气环境质量改善情况，合理规划重点利用区域煤矸石资源综合利用方案以及发电项目选址、规模、建设时间等。建议从降低生态环境影响的角度，对重点利用区域煤矸石资源实施差别化开发利用方式，对于生态恢复较好的煤矸石堆场，尽可能减少干扰影响。	技改项目不位于自然保护区、风景名胜区，技改项目不涉及新增废水，废气实施超低排放限值，符合“三线一单”等规划要求。	符合
		在煤矸石资源取采、利用过程中，应采取相应环境保护措施，确保不对丹霞山风景名胜区、广东韶关黄岗山森林公园、武江饮用水源保护区及居民区等环境敏感区的环境功能造成影响。	本次技改项目不涉及新增煤矸石资源取采、利用。	符合
		进一步深化煤矸石堆场用地生态整治方案，在规划实施过程中，应针对每个煤矸石堆场制定相应生态整治方案并严格加以落实。	本次技改项目评价内容不涉及煤矸石资源采选	符合
		开展规划所包含建设项目的环境影响评价工作时，应重点评价项目建设对区域大气、生态、水环境及环境敏感区等可能产生的环境影响，深入论证环境保护措施的可行性，加强环境风险评价。	项目已重点评价项目建设对区域大气、生态、水环境及环境敏感区等可能产生的环境影响，并深入论证环境保护措施的可行性，加强环境风险评价。	符合
	综上所述，本项目整体符合《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划报告（修编版）》、《韶关市煤矸石综合利用发电专项规划（修编版）环境影响报告书》规划、规划环评及其审查意见的要求。			
其他 相符 性 分 析	（一）选址相符性分析 本技改项目不涉及新增用地，项目位于广东省韶关市浈江区东莞(韶关)产业转移工业园远翔路 33 号内，用地性质为工业用地，符合土地利用规划要求。选址不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水源保护区和其他需要特殊保护的区域，符合要求。			
	（二）产业政策相符性分析 1、《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的相符性分析 根据国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号），本项目属于“四、电力，7.煤电技术及装备：			

<p>燃煤耦合生物质发电”，属于“鼓励”类别，项目使用的生产设备不属于落后生产工艺装备，符合产业结构调整要求。</p> <p>2、《环境保护综合名录（2021 年版）》的相符性分析</p> <p>根据《环境保护综合名录（2021 年版）》，本项目不属于“高污染、高环境风险”类别。</p> <p>根据《市场准入负面清单（2025 年版）》，本项目不属于禁止准入类和许可准入类，属于市场准入负面清单以外的行业、领域、业务等。</p> <p>3、《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》的相符性分析</p> <p>根据国家发展改革委、国家能源局关于印发的《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》的通知（发改环资〔2024〕894 号），本项目属于其中鼓励的生物质掺烧改造方式，且改造建设后煤电机组具备掺烧 10%以上生物质燃料能力，符合发改环资〔2024〕894 号中要求。本项目采用可再生能源生物质燃料替代燃煤（掺烧比例 10%），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。</p> <p>因此，项目建设符合国家产业政策的要求。</p> <p>（三）“三线一单”相符性分析</p> <p>1、与《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（粤府〔2020〕71 号）相符性分析</p> <p>根据该方案中的生态环境分区管控：从区域布局管控、能源资源利用、污染物排放管控和环境风险防控等方面明确准入要求，建立“1+3+N”三级生态环境准入清单体系。“1”为全省总体管控要求，“3”为“一核一带一区”区域管控要求，“N”为 1912 个陆域环境管控单元和 471 个海域环境管控单元的管控要求。本项目与该方案的相符性分析如下表：</p> <p>表 1-3 项目与《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》相符性分析</p> <table><tr><th>项目</th><th>文件要求</th><th>相符性分析</th><th>是否相符</th></tr></table>				项目	文件要求	相符性分析	是否相符
项目	文件要求	相符性分析	是否相符				

	生态保护红线及一般生态空间	全省陆域生态保护红线面积 36194.35km ² ，占全省陆域国土面积的 20.13%；一般生态空间面积 27741.66km ² ，占全省陆域国土面积的 15.44%。全省海洋生态保护红线面积 16490.59km ² ，占全省管辖海域面积的 25.49%。	本项目选址不在生态保护红线和一般生态空间范围内。	是
	环境质量底线	全省水环境质量持续改善，国考、省考断面优良水质比例稳步提升，全面消除劣 V 类水体。大气环境质量继续领跑先行，PM _{2.5} 年均浓度率先达到世界卫生组织过渡期二阶段目标值（25μg/m ³ ），臭氧污染得到有效遏制。土壤环境质量稳中向好，土壤环境风险得到管控。近岸海域水体质量稳步提升。	根据本项目所在区域环境空气质量现状调查结果，SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 年平均质量浓度、CO ₉₅ 百分位数日平均质量浓度及 O ₃ 百分位数最大 8 小时平均质量浓度可达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求；本项目纳污水体大富水各污染物均可稳定达标，可达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准的要求，属于水质功能达标水体，本次技改不涉及废水排放。	是
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、岸线资源、能源消耗等达到或优于国家下达的总量和强度控制目标。	本项目将部分煤炭燃料改为生物质燃料，提升了资源能源利用效率，不会突破地区的资源利用上限，符合资源利用上线要求。本项目采用可再生能源生物质燃料替代燃煤，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。	是
	生态环境分区管控要求“1+3+N”			
	1、全省总体管控要求			
	区域布局管控要求	逐步扩大高污染燃料禁燃区范围，引导钢铁、石化、燃煤燃油火电等项目在大气受体敏感区、布局敏感区、弱扩散区以外区域布局，推动工业项目入园集聚发展，引导重大产业向沿海等环境容量充足地区布局，新建化学制浆、电镀、印染、鞣革等项目入园集中管理。	本技改项目不在高污染燃料禁燃区范围，亦不属于大气受体敏感区、布局敏感区、弱扩散区。仅对现有项目进行部分燃料替代，可有效降低煤耗和污染物排放量，减少二氧化碳排放。	是
	能源资源利用要求	科学推进能源消费总量和强度“双控”，严格控制并逐步减少煤炭使用量，力争在全国范围内提前实现碳排放达峰。	本项目技改后可有效减少煤炭使用量，可减少燃煤 53.518 万 t/a，新增生物质 39.24 万 t/a。	是

	污染物排放管控要求	实施重点污染物总量控制，重点污染物排放总量指标优先向重大发展平台、重点建设项目、重点工业园区、战略性新兴产业集群倾斜。加快建立以排污许可制为核心的固定污染源监管制度，聚焦重点行业和重点区域，强化环境监管执法。超过重点污染物排放总量控制指标或未完成环境质量改善目标的区域，新建、改建、扩建项目重点污染物实施减量替代。深入推进石化化工、溶剂使用及挥发性有机液体储运销的挥发性有机物减排，通过源头替代、过程控制和末端治理实施反应活性物质、有毒有害物质、恶臭物质的协同控制。	本项目使用生物质燃料替代煤炭，属于减排项目，且不涉及挥发性有机物排放。	是
	环境风险防控要求	加快落实受污染农用地的安全利用与严格管控措施，防范农产品重金属含量超标风险。加强尾矿库的环境风险排查与防范，加强金属矿采选、金属冶炼企业的重金属污染风险防控。强化选矿废水治理设施的升级改造，选矿废水原则上回用不外排。	本项目不涉及尾矿库、金属矿采选、金属冶炼等行业。	是
	2、“一核一带一区”区域管控要求			
	区域布局管控要求	禁止新建、扩建水泥、平板玻璃、化学制浆、生皮制革以及国家规划外的钢铁、原油加工等项目。推广应用低挥发性有机物原辅材料，严格限制新建生产和使用高挥发性有机物原辅材料的项目，鼓励建设挥发性有机物共性工厂。	本项目位于北部生态发展区。本次技改属于生物质能发电，不属于要求中禁止类行业，符合区域布局管控要求。	是
	能源资源利用要求	推进工业节水减排，重点在高耗水行业开展用水改造，提高工业用水效率。盘活存量建设用地，控制新增建设用地规模。	本项目按照“清污分流、雨污分流”设计厂区排水系统，工业废水、脱硫废水、含煤废水、含油废水、生活污水各水质分类处理，优化废水处理方案和落实各废水回途径，生活污水回用于绿化，其他废水回用煤场喷淋、脱硫系统补水、除灰渣用水等，不外排；部分循环冷却水通过市政管网排至大富水；满足能源资源利用要求。	是
	污染物排放管控要求	在可核查、可监管的基础上，新建项目原则上实施氮氧化物等量替代，挥发性有机物两倍削减量替代。以臭氧生成潜势较大的行业企业为重点，推进挥发性有机物源头替代，全面加强无组织排放控制，深入实施精细化治理。重点水污染物未达到环境质量改善目标的区域内，对新建、改建、扩建项目实施减量替代。大力推进固体废	本次技改属于生物质能发电，主要生物质燃料来源为农林生物质，能有效推进固体废物源头减量化、资源化利用。技改后，可有效降低煤耗和污染物排放量，减少二氧化碳排放，不突破现有项目污染物排放总量控制	是

		物源头减量化、资源化利用和无害化处置，稳步推进“无废城市”试点建设。	要求。	
	环境风险防控要求	加强惠州大亚湾石化区、广州石化、珠海高栏港、珠西新材料集聚区等石化、化工重点园区环境风险防控，建立完善污染源在线监控系统，开展有毒有害气体监测，落实环境风险应急预案。提升危险废物监管能力，利用信息化手段，推进全过程跟踪管理；健全危险废物收集体系，推进危险废物利用处置能力结构优化。	建设单位已制定突发环境事件应急预案并进行备案。运营过程中产生的危险废物根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行贮存，并定期交由有资质的单位进行转运处置。	是
	3、环境管控单元总体管控要求			
	省级以上工业园区重点管控单元	依法开展园区规划环评，严格落实规划环评管理要求，开展环境质量跟踪监测，发布环境管理状况公告，制定并实施园区突发环境事件应急预案，定期开展环境安全隐患排查，提升风险防控及应急处置能力。周边 1 公里范围内涉及生态保护红线、自然保护地、饮用水水源地等生态环境敏感区域的园区，应优化产业布局，控制开发强度，优先引进无污染或轻污染的产业和项目，防止侵占生态空间。纳污水体水质超标的园区，应实施污水深度处理，新建、改建、扩建项目应实行重点污染物排放等量或减量替代。造纸、电镀、印染、鞣革等专业园区或基地应不断提升工艺水平，提高水回用率，逐步削减污染物排放总量；石化园区加快绿色智能升级改造，强化环保投入和管理，构建高效、清洁、低碳、循环的绿色制造体系。	本项目位置不属于园区规划环评批准范围	是
	水环境质量超标类重点管控单元	严格控制耗水量大、污染物排放强度高的行业发展，新建、改建、扩建项目实施重点水污染物减量替代。以城镇生活污水污染为主的单元，加快推进城镇生活污水有效收集处理，重点完善污水处理设施配套管网建设，加快实施雨污分流改造，推动提升污水处理设施进水水量和浓度，充分发挥污水处理设施治污效能。	本项目所在地不属于水环境质量超标类重点管控单元（详见附图 7）。	是
	大气环境受体敏感类重点管控单元	严格限制新建钢铁、燃煤燃油火电、石化、储油库等项目，产生和排放有毒有害大气污染物项目，以及使用溶剂型油墨、涂料、清洗剂、胶黏剂等高挥发性有机物原辅材料的项目；鼓励现有该类项目逐步搬迁退出。	本次技改不在大气环境受体敏感类重点管控单元。为燃煤耦合生物质发电，用农林生物质燃料部分替代煤炭燃料，减少了煤炭使用量。	是
	综上所述，本项目的建设符合《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（粤府〔2020〕71 号）的管控要求。			

2、与《韶关市生态环境分区管控动态更新成果》的相符性分析

本项目位于广东省韶关市浚江区东莞(韶关)产业转移工业园远翔路 33 号，属于“东莞(韶关)产业转移工业园(浚江区)重点管控单元”（单元编号：ZH44020420004），

管控单元分类为重点管控单元。本项目与该方案的相符性分析如下表：

表 1-4 各管控单元及管控区管控要求相符性分析一览表

基本信息	环境管控单元编码	ZH44011320008		
	环境管控单元名称	东莞（韶关）产业转移工业园(浈江区) 重点管控单元		
	行政区划	广东省韶关市浈江区		
	管控单元分类	园区型重点管控单元		
	要素细类	/		
项目	文件要求	相符性分析	是否相符	
区域布局管控	1-1.【产业/鼓励引导类】重点发展装备制造业。优先引进无污染或轻污染的项目。	本项目为现有项目的技术改造，用农林生物质燃料部分替代煤炭燃料，减少了煤炭使用量。	是	
	1-2.【产业/鼓励引导类】装备基础件/零部件：围绕珠三角在汽车制造、轨道交通、电力设备、工程机械等装备制造业的配套需求，重点发展以装备所需的轴承、齿轮、紧固件、锻造件、液压件、模具、弹簧、链条、橡塑密封、气动元件等装备基础零部件，以及铸造、锻造和热处理基础制造工艺。	本项目不涉及	是	
	1-3.【产业/鼓励引导类】装备整机：加大对成套（台）装备企业的引进力度，重点发展矿山设备、现代农业装备、能源及节能环保装备、轻工机械装备等成套（台）装备。	本项目不涉及	是	
	1-4.【产业/鼓励引导类】电子信息终端：重点承接计算机及外部设备、数字视听、网络通讯、LED 照明及显示产品等劳动密集型组装环节；择机引进4G/5G 宏基站、微基站中无线网络设备、IP 设备、光网络设备等主设备；培育发展安防电子、智能家电等前景较好的产业。	本项目不涉及	是	
	1-5.【产业/鼓励引导类】推进利用韶关冶炼厂就地转型升级，适度发展先进材料产业（有色金属新材料）。	本项目不涉及	是	

		1-6.【产业/禁止类】禁止引入电镀（配套电镀除外）、鞣革、漂染、制浆造纸、化工（日用化工除外）及稀土冶炼、分离、提取等水污染物排放量大或排放一类水污染物、持久性有机污染物的项目。	本项目不涉及	是
		1-7.【产业/限制类】严格限制不符合园区发展定位的项目入驻。	本项目为现有项目的技术改造，用农林生物质燃料部分替代煤炭燃料，减少了煤炭使用量。不属于禁止引入项目，符合要求。	是
		1-8.【产业/限制类】园区周边 1 公里范围内涉及生态保护红线、自然保护地（丹霞山）、饮用水水源地（韶关市武江饮用水源地）等生态环境敏感区域，应优化产业布局，控制开发强度，优先引进无污染或轻污染的产业和项目，防止侵占生态空间。	技改项目不位于自然保护区、风景名胜区，技改项目不涉及新增废水，废气实施超低排放限值，符合“三线一单”等规划要求。	是
		1-9【产业/综合类】居民区、学校等环境敏感点邻近地块优先布局废气排放量小、工业噪声影响小的产业。	本项目距离敏感点较远，龙塘边村位于项目西南侧 284m 处、东雷村位于项目东南侧 351m，项目技改实施完成后新增污染物排放总量，并降低二氧化碳、二氧化硫及烟尘等主要污染物的排放，符合要求。	是
	能源资源利用	2-1.【能源/禁止类】禁燃区内，禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施；已有使用高污染燃料设施改用清洁能源。	项目不在韶关市高污染燃料禁燃区	是
		2-2.【水资源/综合类】提高园区水资源利用效率，加快中水回用系统建设。	本项目不涉及	是
		2-3.【其他/综合类】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。	本现有项目采用先进的超临界燃煤机组，单位产品物耗、能耗、水耗等可达到清洁生产先进水平。技改后采用可再生能源生物质燃料替代部分燃煤，可进一步降低煤耗和污染物排放量，减少二氧化碳排放	是
	污染物排放管控	3-1.【水、大气/限制类】园区各项污染物排放总量不得突破园区规划环评核定的污染物排放总量管控要求。	本项目不属于园区规划环评核定范围，技改后可有效降低煤耗和污染物排放量，减少二氧化碳排放，不突破现有项目污染物排放总量控制要求。	是
		3-2.【水/限制类】实行重点重金属污染物（铅、砷、汞、镉、铬）等量替代。严格控制涉重金属及有毒有害污染物排放的项目建设，新建、改建、扩建涉	本项目不涉及水污染物重点重金属污染物	是

		重金属重点行业的项目应明确重金属污染物总量来源。		
		3-3.【水/限制类】滨江片区生产生活废水经韶关市铕鸡坑污水处理厂进行处理和排放，废水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准及广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段一级标准的严者，其中石油类排放浓度应不高于 0.5 毫克/升。	本项目无新增废水排放。	是
		3-4.【大气/限制类】新建项目原则上实施氮氧化物、挥发性有机物排放量等量替代。	本次技改对氮氧化物减排，无需等量替代。	是
		3-5.【其它/鼓励引导类】支持危险废物专业收集转运和利用处置单位建设区域性收集网点和贮存设施。	本项目不涉及	是
	环境 风险 防控	4-1.【风险/综合类】园区内生产、使用、储存危险化学品的项目应设置足够容积的事故应急池，园区应制定环境风险事故防范和应急预案，建立健全企业、园区和市政三级事故应急体系，落实有效的事故风险防范和应急措施，有效防范污染事故发生，并避免发生事故对周围环境造成污染，确保环境安全。园区污水处理厂设置足够容积的事故应急池，纳污水体设置水质监控断面，发现问题，及时采取限制废水排放等措施。	本项目完成后及时更新突发环境事件应急预案)符合相关要求。	是
<p>综上所述，本项目的建设符合《韶关市生态环境分区管控动态更新成果》（2025 年）的管控要求。</p> <p>（四）与相关产业政策及规划相符性分析</p> <p>1、与《广东省生态环境保护“十四五”规划》相符性分析</p> <p>《广东省生态环境保护“十四五”规划》提出：组织开展碳排放达峰行动。制定实施碳排放达峰行动方案，按照国家碳达峰、碳中和以及温室气体排放控制工作的总体部署，明确我省中长期应对气候变化工作思路，细化分解工作任务。推动各地市制定碳达峰实施方案，科学制定能源、交通、建筑、钢铁、石化、造纸等重点行业碳达峰实施方案。落实区域差异化的低碳发展路线图，充分发挥发达地区示范作用，加大能源、重点高耗能工业碳排放总量控制力度，推进有条件的地区或行业率先实现碳达峰。鼓励有条件的城市率先打造二氧化</p>				

<p>碳达峰和空气质量达标的典范。在电力、钢铁、建材等行业，统筹开展减污降碳协同治理。</p> <p>本项目使用生物质燃料替代传统煤炭能源，能有效降低二氧化碳的排放。因此本项目与《广东省生态环境保护“十四五”规划》相符。</p> <p>2、与《广东省生态环境厅关于印发广东省“十四五”重金属污染防治工作方案的通知》（粤环[2022]11号）相符性分析</p> <p>为贯彻落实《关于进一步加强重金属污染防控的意见》（环固体[2022]17号）要求，广东省于2022年6月3日制定了《广东省“十四五”重金属污染防治工作方案》。</p> <p>方案提出，重金属防控重点包括重点重金属、重点行业、重点区域，重点重金属是以铅、汞、镉、铬、砷、铊和锑为重点，对铅、汞、镉、铬和砷五种重金属污染物排放量实施总量控制；重点行业包括，重有色金属矿采选业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞矿采选），重有色金属冶炼业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞冶炼），铅蓄电池制造业，电镀行业，化学原料及化学制品制造业（电石法（聚）氯乙烯制造、铬盐制造、以工业固体废物为原料的锌无机化合物工业），皮革鞣制加工业；重点区域是指清远市清城区，深圳市宝安区、龙岗区。</p> <p>本项目为燃煤耦合生物质发电技改项目，选址位于韶关，不属于重点行业，也不位于重点区域。同时，项目依托电厂现有环保措施，能够保证重金属稳定达标排放。</p> <p>3、与《韶关市生态环境保护“十四五”规划》（韶府办〔2022〕1号）相符性</p> <p>根据《韶关市人民政府办公室关于印发韶关市生态环境保护“十四五”规划的通知》（韶府办〔2022〕1号），与本项目的相关要求如下：</p> <p>“第四章 加快实施碳达峰行动，推动经济绿色低碳转型</p> <p>第一节 加快实施碳排放达峰行动</p> <p>三、加快能源结构调整优化</p> <p>实行能源消费总量和强度“双控”，开展全市煤炭消费减量管理，严格控制煤炭消费总量，进一步优化调整能源结构。推进服役满期及老旧落后燃煤发电机组有序退出，逐步降低煤电占比。发展以光伏全产业链为龙头的风、光、氢</p>
--

	<p>等多元化可再生清洁能源产业，提高可再生能源发电装机占比，推动电力源网荷储一体化和多能互补。抓好电力、医药、建材、冶炼、数据中心等重点耗能行业的节能降耗工作，推动单位 GDP 能源消耗、单位 GDP 二氧化碳排放持续下降。加快建设完善天然气管网，积极从气源供应、管输、降低天然气价格等环节，促进用热企业向园区集聚，供热需求工业园区天然气实现全覆盖。</p> <p>本项目为燃煤耦合生物质发电技改项目，为鼓励的燃煤电厂能源结构调整和优化调整，与《韶关市生态环境保护“十四五”规划》相符。</p> <p>4、与《韶关市国土空间总体规划（2021—2035 年）》（粤府函〔2023〕194 号）的相符性分析</p> <p>生态保护区原则上按照生态保护红线要求进行严格管控，严禁任何不符合主体功能定位的开发活动。生态控制区内除生态保护修复等特定功能设施、必要的基础设施和乡村生活服务设施外，严格控制对生态功能产生影响的开发建设活动。农田保护区内的永久基本农田按照永久基本农田保护要求进行严格管控，从严管控非农建设占用。城镇发展区内依据城镇开发边界实行“详细规划+规划许可”的管制方式</p> <p>生态保护红线内严格禁止不符合主体功能定位的开发性、生产性建设活动，仅允许国家法律法规规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动及国家重大项目。对于未纳入生态保护红线的自然保护地，在进行开发建设活动时应遵守相关规定。全面保护生态红线外具有水源涵养、生物多样性维护、水土保持、岸线防护等功能的重要生态功能区、喀斯特地貌的石漠化等生态脆弱区，以及城市内外重要生态廊道等，提高生态空间的完整性与连通性。细化落实不同类别生态空间用途管制制度，明确允许、限制、禁止的产业和建设项目准入的正面清单或负面清单，共同推进生态空间的保护。</p> <p>相符性：本项目位于韶关市浈江区东莞（韶关）产业转移工业园远翔路 33 号，不涉及生态保护区、生态控制区、农田保护区。项目所在地不属于生态保护红线内。</p> <p>因此，本项目符合《韶关市国土空间总体规划（2021—2035 年）》（粤府函〔2023〕194 号）的要求。</p>
--	---

二、建设项目工程分析

建设内容	(一) 环评类别判定说明				
	表 2-1 环评类别判定表				
	序号	国民经济行业类别	对名录的条款	判定依据	类别
	1	C4417 生物质能发电	四十一、电力、热力生产和供应业—89.生物质能发电	利用农林生物质发电的	报告表
	(二) 项目建设内容				
	1、基本信息				
	<p>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。</p>				
	<p>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。</p>				
	<p>本项目根据《煤与生物质耦合发电技术》进行应用，拟对现有三台机组掺烧生物质燃料，生物质掺烧比 10%（以热量计），满足《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的要求。</p>				
	<p>本次技改主要是对燃料能源结构调整，不涉及对原有设施改动，项目技改前后发电规模不发生改变。改造完成后年新增生物质燃料消耗量 39.24 万吨/年，节约燃煤 53.518 万吨/年，其产生的烟气依托现有烟气处理设施进行处理。</p>				

2、建设内容

本次掺烧生物质耦合发电技改项目，不改变现有设备情况，不涉及对现有机组和锅炉的改造。拟外购成型生物质颗粒，与煤按比例进行掺配，依托现有输送系统一并入炉发电。

3、产品方案

本次掺烧生物质耦合发电技改项目，仅对燃料结构进行调整，其总发电量不变。

表 2-2 项目产品方案一览表

序号	备注	产品名称	技改前年产量	技改后年产量
1	1、2 机组	电能	38.5 亿 kw·h	38.5 亿 kw·h
2	3 机组	电能	35 亿 kw·h	35 亿 kw·h
合计			73.5 亿 kw·h	73.5 亿 kw·h

4、原辅材料

(1) 燃料用量

本项目在现有燃煤原料的基础上掺烧 10%(以热量计)生物质，燃料变化情况见表 2-2，燃煤、生物质颗粒料组分见表 2-3 和表 2-4。

表 2-3 本项目掺烧生物质前后生物质替代量一览表

改造前	机组	燃煤 t/h	热值 kJ/kg	生物质 t/h	热值 kJ/h	工作时间	热量 MJ
	1、2 机组	525.342	12540	/	/	5500	36232837740
	3 机组	492.5	11960	/	/	5000	29451500000
改造后	1、2 机组	472.81	12540	39.35	16740	5500	36232837740
	3 机组	443.25	11960	35.19	16740	5000	29451500000
变动情况		-101.782	/	74.54	/	/	不变

表 2-3 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
1、2 机组	小时消耗量 t/h	525.342	472.81	39.35
	年消耗量万 t/a	288.938	260.05	21.64
	年利用小时数	5500	5500	5500
3 机组	小时消耗量 t/h	492.5	443.25	35.19
	年消耗量万 t/a	246.25	221.63	17.59
	年利用小时数	5000	5000	5000
合计小时消耗量 t/h		1017.842	916.06	56.83
合计年消耗量万 t/a		535.188	481.67	39.24

本次项目仅采用生物质燃料替代部分现有燃煤，不改变其现有煤种、煤质根据建设单位提供的资料，现有项目设计燃煤煤质情况如下表所示：

表 2-4 本项目燃煤组分一览表

1、2 机组燃煤组分			
项目	符号	单位	结果
收到基全水分	Mt	%	6.16
空气干燥基水分	Mad	%	0.35
灰分：收到基	Aar	%	54.2
碳：收到基	Car	%	34.8
氢：收到基	Har	%	1.59
氧：收到基	Oar	%	2.0
氮：收到基	Nar	%	0.68
全硫：收到基	St.ar	%	0.57
收到基汞	Hgar	%	1.12E-5
空气干燥基挥发分	Vad	%	6.97
收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	12540
3 机组燃煤组分			
项目	符号	单位	结果
收到基全水分	Mt	%	10.0
空气干燥基水分	Mad	%	4.36
灰分：收到基	Aar	%	46.92
碳：收到基	Car	%	32.73
氢：收到基	Har	%	1.99
氧：收到基	Oar	%	7.49
氮：收到基	Nar	%	0.41
全硫：收到基	St.ar	%	0.45
收到基汞	Hgar	%	1.02E-5
空气干燥基挥发分	Vad	%	36.08
收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	11960

本项目拟采购生物质成型燃料，厂内不涉及破碎、制粒等工序。生物质颗粒主要性能应符合《工业锅炉用生物质成型燃料》（DB44/T 1052-2018）中的性能要求，具体如下表所示：

表 2-5 生物质成型燃料主要性能指标要求

项目	符号	单位	限值要求
全水分	Mt	%	≤13
灰分	Ad	%	≤5
挥发分	Vd	%	≥70
全硫	St,ar	%	≤0.1
氮	Nt,d	%	≤0.5
氯	Cl,t,d	%	≤0.5
收到基低位发热量	Qnet.v,ar	MJ/kg	≥16.74

	<table><tr><td>抗碎强度</td><td>As</td><td>%</td><td>≥95.0</td></tr></table>	抗碎强度	As	%	≥95.0
抗碎强度	As	%	≥95.0		
	<p>备注：《工业锅炉用生物质成型燃料》（DB44/T 1052-2018）对汞含量无限值要求。</p> <p>4、水源及用水量</p> <p>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循环冷却用水。</p> <p>5、排水系统</p> <p>项目不新增发电量，项目技改后循环冷却水排放量及排水水质不发生变化。循环冷却水大部分回用于脱硫系统水箱补水、除灰渣用水等，剩余部分循环冷却水处理达到广东省地方标准《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 A 标准）两者较严者，经园区市政污水管网引至大富水，最终汇入浈江。</p> <p>6、人员及生产制度</p> <p>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。</p> <p>7、环保投资概算</p> <p>本项目仅采用生物质燃料替代部分燃煤进行耦合发电，不涉及设备改造。为节能减排改造项目。</p>				
工艺流程和产排污环节	<p>一、施工期</p> <p>本项目在已建厂区内进行建设，不涉及土建施工。本项目不对现有设备进行改造，对环境影响不大。</p> <p>二、运营期</p> <p>1、工艺流程说明</p> <p>本次技改项目使用生物质燃料部分替代燃煤（替代 10%热值的燃煤），本项目使用的生物质燃料全部外购，本项目不涉及生物质颗粒加工生产。本项目 1#、2#、3#机组改造前后，工艺流程和产污环节保持不变。锅炉通过燃烧燃煤和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。循环冷</p>				

却水大部分回用于脱硫系统水箱补水、除灰渣用水等，剩余部分循环冷却水处理达到广东省地方标准《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级标准的 A 标准两者较严者，经园区市政污水管网引至大富水，最终汇入浈江。

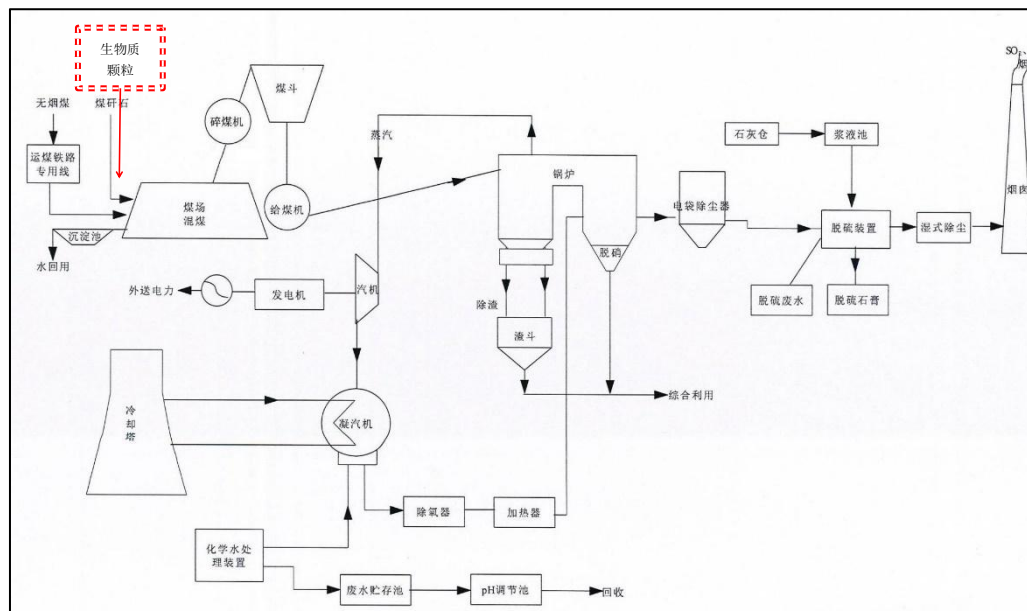


图 2-1 本项目工艺流程及产污环节图

本项目 1#、2#、3#机组改造前后，锅炉废气不新增污染因子，但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环境影响进行评价。

与项目有关的原有环境污染问题	<p>与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：</p> <p>1、现有项目环评审批及验收情况</p> <p>(1) 2 台 350MW 级超临界机组及配套设施</p> <p>现有项目为“广东国粤韶关综合利用发电新建项目”，韶关市粤华电力有限公司（现已更名为“国粤（韶关）电力有限公司”）委托南京国环环境科技发展股份有限公司编制的《广东国粤韶关综合利用发电新建项目环境影响报告书》于 2015 年 1 月 19 日取得原环保部出具的《关于广东国粤韶关综合利用发电新建项目环境影响报告书的批复》（环审[2015]11 号）。主要建设内容为成 2 台 350MW 级超临界凝汽式汽轮机组，配置 2 台 1151 吨/小时超临界循环流化床锅炉及其他配套设施。</p> <p>现有项目于 2016 年 04 月开工建设，1、2 号机组分别于 2017 年 07 月 20 日、11 月 10 日通过 168h 试运并投入商业运营，其他配套设施相续建成，燃煤铁路专用线已建成投入运行。至今，机组运行情况良好。</p> <p>现有 1、2 号机组脱硫、脱硝、除尘设施分别于 2017 年 9 月 22 日、2017 年 12 月 18 日通过先期验收（粤环审[2017]466 号、粤环函[2017]1837 号），建设单位分别于 2018 年 12 月 1 日，2019 年 1 月 6 日组织了项目配套水气、噪声污染防治措施自主验收专家评审会；现有项目厂址和灰场已于 2019 年 2 月通过原广东省环境保护厅验收，取得《广东国粤韶关综合利用发电新建项目配套固体废物污染防治设施验收》（粤环审[2019]43 号）。广州市中加环境检测技术有限公司根据自主验收评审会专家组意见及现场检查意见，对报告内容进行补充说明，重新形成《建设项目竣工环境保护验收监测报告》（ZJ[2018-09]575 号）。燃煤铁路专用线于 2020 年 8 月委托编制验收调查报告，并在全国建设项目竣工环境保护验收信息系统进行了登记。</p> <p>由于铕鸡坑污水处理厂工艺设计时间较早，且设计处理能力有限（一期设计处理规模 1 万 m³/d），而电厂循环冷却水排水量较大且含有一定的盐分及水处理药剂等，对污水厂的活性污泥有不良影响，铕鸡坑污水处理厂难以适应电厂循环冷却排水的水质特点和达标排放的要求。因此建设单位委托广东韶科环保科技有限公司编制了《循环冷却塔排污水达标处理改造工程环境影响报告</p>
----------------	--

表》，并于 2019 年 1 月 21 日取得原韶关市环境保护局出具的《韶关市环境保护局关于国粤（韶关）电力有限公司循环冷却塔排污水达标处理改造工程环境影响报告表审批意见的函》（韶环审[2019]13 号），目前该项目已实施并自主验收完成。

（2）1 台 700MW 超临界循环流化床发电机组及配套设施

经韶关市人民政府和广东省发展改革委批准，建设单位扩建 1 台 700MW 超临界循环流化床发电机组及配套设施，并委托广东一方环保科技有限公司编制了《广东国粤韶关综合利用发电扩建项目环境影响报告书》，于 2022 年 11 月 25 日取得了广东省生态环境厅的批复（粤环审[2022]296 号）。该项目已于 2025 年 6 月完成脱硝、除尘、脱硫设施竣工环境保护验收。

（3）在建的全厂发电系统优化升级及固体废物综合处理技术改造项目

在建的项目为“国粤(韶关)电力有限公司全厂发电系统优化升级及固体废物综合处理技术改造项目”，项目 2025 年 7 月委托广东韶科环保科技有限公司编制了《国粤(韶关)电力有限公司全厂发电系统优化升级及固体废物综合处理技术改造项目环境影响报告表》，与 2025 年 9 月 26 日取得韶关市生态环境局的批复（韶环审[2025]54 号），主要利用现有项目粉煤灰、炉渣、外购石子，生产粉煤灰、石粉、高硅粉。目前正在建设中。

表 2-6 国粤（韶关）电力有限公司环保手续一览表

序号	环保手续	批复文号	备注
1	广东国粤韶关综合利用发电新建项目环境影响报告书	环审[2015]11 号	已批已验 2 台 350MW 级超临界机组及配套设施
2	广东国粤韶关综合利用发电新建项目 1 号机组脱硫、脱硝、除尘设施先期验收	粤环审[2017]466 号	
3	广东国粤韶关综合利用发电新建项目 2 号机组脱硫、脱硝、除尘设施先期验收	粤环函[2017] 1837 号	
4	项目配套水气污染防治措施自主验收	2018.11 自主验收	
5	噪声污染防治措施自主验收	2019.01 自主验收	
6	广东国粤韶关综合利用发电新建项目配套固体废物污染防治设施验收	粤环审[2019]43 号	
7	循环冷却塔排污水达标处理改造工程环境影响报告表	韶环审[2019]13 号	
8	广东国粤韶关综合利用发电建设项目配套燃煤铁路专用线储运系统工程竣工环境保护验收	2020.08 自主验收	
9	循环冷却塔排污水达标处理改造工程建	2021.07 自主验收	

	设项目竣工环境保护验收		
10	广东国粤韶关综合利用发电扩建项目环境影响报告书	粤环审[2022]296号	已批已验 1 台 700MW 超临界循环流化床发电机组及配套设施
11	广东国粤韶关综合利用发电扩建项目 3 号机组(700MW)脱硝、除尘、脱设施竣工环境保护验收报告	2025.06 自主验收	
12	国粤(韶关)电力有限公司全厂发电系统优化升级及固体废物综合处理技术改造项目环境影响报告表	韶环审[2025]54 号	已批在建

2、现有项目组成

现有项目已建成 2 台 350 兆瓦级超临界凝汽式汽轮机组及 1 台 700MW 超临界一次再热循环流化床机组。其中 2 台 350 兆瓦级超临界汽式汽轮机组配置 2 台 1164 吨/小时超临界循环流化床锅炉，同步建成炉外单塔双循环石灰石-石膏湿法脱硫设施、低氮燃烧+SNCR+SCR 脱硝设施和双室电袋复合式除尘器(每室前置 2 个电场、后设 2 个袋区)+湿式静电除尘器等环保设施，配套建设除灰渣和二次循环冷却系统、煤场、给排水、污水处理等公用及辅助设施。700MW 超临界一次再热循环流化床机组，同步建成炉外单塔双循环石灰石-石膏法脱硫设施、低氮燃烧+SNCR+SCR 脱硝设施和双室电袋复合式除尘器(每室前置 2 个电场、后设 2 个袋区)等环保设施。

在建项目有“全厂发电系统优化升级及固体废物综合处理技术改造项目”，主要利用现有项目粉煤灰、炉渣、外购石子，生产粉煤灰、石粉、高硅粉。

2 台 350MW 机组工程组成见表 2-7。700MW 超临界机组主要内容见表 2-8，固体废物综合处理工程组成见表 2-9。

表 2-7 2 台 350MW 机组工程组成一览表

项 目			2 台 350MW 机组工程
主体工程	锅炉	种类	超临界循环流化床炉
		蒸发量	2×1164t/h
	汽机	种类	超临界、凝汽式、一次中间再热、单轴、双缸双排汽、八级回热抽汽
		出力	2×350 MW
	发电机	种类	水—氢—氢
		容量	2×350 MW
配套工程	点火助燃		#0 轻柴油，4×50m ³ 钢制油罐，微油点火/
	启动锅炉		1 台 20t/h 的燃油锅炉
	煤场		2 座封闭条形煤场

		输煤系统		双路带式输送机
		循环冷却系统		2 套 7500m ² 的双曲线自然通风冷却塔
		除灰渣系统		设 16 个除尘器大灰斗, 总有效容积 8800 m ³ 。设 2 座渣仓, 单库有效容积 850 m ³
		石灰石干磨设施		设有两套干磨制粉系统, 当同时生产≤1mm 的粗粉和出料粒度≤325 目的细粉时, 单套粗粉产量 35-38t/h, 细粉产量 3-6t/h。若单独生产粒度≤325 目的细粉时, 产量为 20-25t/h。
		灰场		茶山灰场, 占地面积为 12.9hm ² , 库容约 219 万 m ³ , 用于灰渣综合利用不畅时应急堆放, 茶山灰场分两期建设, 建好一期灰场占地面积为 7.69hm ² , 库容约 65 万 m ³ 。
	环保工程	废气	脱硫设施	单塔双循环石灰石-石膏湿法烟气脱硫, 一炉一塔, 每塔布置 6 个喷淋层(炉内不脱硫, 不设增压风机, 不设 GGH, 不设旁路)。
			除尘设施	电袋复合除尘器(每台炉配 2 台双室电袋复合式除尘器, 每室前置 2 个电场、后设 2 个袋区)+湿式静电除尘(湿法脱硫出口每台炉配一台四电场湿式静电除尘器)。
			脱硝设施	低氮燃烧技术, 采用 SNCR+SCR 脱硝设施。SNCR 设施脱硝剂为尿素; SCR 设施脱硝剂为尿素水解制成的氨, 设置 1+1 层催化剂。
			烟囱	1 座直立套筒式单管烟囱, 高度 210m, 出口内径 7.2m。
		废水	工业废水	1 套 50t/h 废水处理系统
			含煤废水	2 套 25t/h 废水处理系统
			含油废水	2 套 5t/h 废水处理系统(一用一备)
			脱硫废水	1 套 13t/h 废水处理系统
			生活污水	1 套 10t/h 废水处理系统
		噪声	冷却塔	优化厂区布局, 合理布置位置, 利用地势高度差, 围蔽降噪, 未设置其他降噪设施
			引风机	机身外包吸声材料
			二次风机	独立混凝土基础减振、进风口安装消声器、机身外包吸声材料。
			一次风机	独立混凝土基础减振、进风口安装消声器、机身外包吸声材料。
			发电机	隔音罩、厂房隔音
			汽轮机	隔音罩、厂房隔音
			锅炉排汽	消声器
		环境风险	事故应急池	2×2200m ³
			变压器事故油池	1 个事故油池(直径 7.0m, 深 4.5m)
		公辅工程	铁路专用线	线路全长 5.4 公里, 采用内燃牵引方式, 运行时速控制在 30km/h, 牵引吨位为 2500~4000 吨。
			输电线路	220kV 配电装置, 输出线路 2 回
	表 2-8 700MW 机组工程组成一览表			
	项 目			700MW 机组工程
	主	锅炉	种类	高效超临界循环流化床锅炉

	主体工程		蒸发量	2086t/h
		汽机	种类	超临界压力汽轮发电机组：高效超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压凝汽式汽轮机，机组采用双机回热系统。回热级数为 10 级，主汽轮机 6 级抽汽，给水泵小汽轮机 3 抽 1 排。
			出力	700MW
		发电机	种类	水—氢—氢
			容量	700MW
	配套工程	点火助燃		依托 2 台 350MW 机组工程
		启动锅炉		依托 2 台 350MW 机组工程
		煤场		新建 1 座全封闭煤场
		输煤系统		双路带式输送机
		循环冷却系统		对一期冷却塔进行升级改造，改造后 1 号、2 号冷却塔为高位塔模式。一期 1 号机组和 2 号机组的循环冷却水汇合进入 1 号冷却塔，二期 3 号机组的循环冷却水进入 2 号冷却塔。
		除灰渣系统		设 16 个除尘器大灰斗，贮存设计煤种 24 小时的灰量，即 2748t。 设置 2 台直径 9m 的渣仓，渣仓为全钢结构，按设计煤种的 14 小时渣量考虑渣仓有效容积，为 660m ³ 。渣仓布置在锅炉房外。
		石灰石干磨设施		依托 2 台 350MW 机组工程
		灰场		依托 2 台 350MW 机组工程
	环保工程	废气	脱硫设施	采用炉内脱硫和炉后脱硫相结合的方式，炉后采用石灰石-石膏湿法脱硫，炉内脱硫效率 60%、炉后脱硫效率 97%，综合脱硫效率 98.7%。单塔双循环石灰石-石膏湿法烟气脱硫，一炉一塔，每塔布置 5 个喷淋层。
			除尘设施	锅炉烟气除尘采用高效电袋复合除尘器，（配 2 台双室电袋复合式除尘器，每室前置 2 个电场、后设 2 个袋区），除尘效率≥99.97%，再通过石灰石—石膏湿法烟气脱硫吸收塔的洗涤，综合除尘效率最终可达到 99.991%以上。
			脱硝设施	低氮燃烧技术，采用 SNCR+SCR 脱硝设施。SNCR 设施脱硝剂为尿素；SCR 设施脱硝剂为尿素水解制成的氨，设置 1+1 层催化剂，脱硝效率≥63%。
			烟囱	1 座直立套筒式单管烟囱，高度 210m，出口内径 8m。
		废水	工业废水	1 套 50t/h 处理系统
			含煤废水	2 套 20t/h 处理系统
			含油废水	依托 2 台 350MW 机组工程
			脱硫废水	1 套 15t/h 处理系统
			生活污水	依托 2 台 350MW 机组工程
		噪声	冷却塔	依托 2 台 350MW 机组工程
			引风机	机身外包吸声材料

		二次风机	独立混凝土基础减振、进风口安装消声器、机身外包吸声材料。
		一次风机	独立混凝土基础减振、进风口安装消声器、机身外包吸声材料。
		发电机	隔音罩、厂房隔音
		汽轮机	隔音罩、厂房隔音
		锅炉排汽	消声器
	环境风险	事故应急池	/
		变压器事故油池	1 个事故油池（直径 7.0m，深 4.5m）
	公辅工程	铁路专用线	依托 2 台 350MW 机组工程
		输电线路	220kV 配电装置，输出线路 1 回

表 2-9 在建工程组成一览表

工程类别	项目	规格	备注
主体工程	粉煤灰石子生产线	面积约 2932.9m ²	在建
	高硅粉生产线	面积约 2067.1m ²	在建
辅助工程	1 号粉煤灰库	粉煤灰/石子生产线，直径 24m	在建
	2 号粉煤灰库	粉煤灰/石子生产线，直径 14m	在建
	3 号半成品库	粉煤灰/石子生产线，直径 7m	在建
	4 号成品库	粉煤灰/石子生产线，直径 11m	在建
	5 号灰渣粉库	粉煤灰/石子生产线，直径 10m	在建
	6 号石粉库	粉煤灰/石子生产线，直径 9m	在建
	7 号石子库	粉煤灰/石子生产线，直径 10m	在建
	粗灰库	高硅粉生产线，直径 6m	在建
	原灰库	高硅粉生产线，直径 6m	在建
	超细粉库	高硅粉生产线，直径 3m，3 个	在建
环保工程	废气治理	粉煤灰/石子生产线研磨混合废气采用袋式除尘器+15m 排气筒后外排；高硅粉生产线分选混合废气采用袋式除尘器+15m 排气筒后外排；各原材料及成品仓均配备布袋除尘器	在建

3、现有项目工艺流程

现有项目将煤矸石与烟煤混合后经制煤系统制成煤粉，送入锅炉炉膛燃烧产生的热能供给锅炉生成高温高压蒸汽，蒸汽推动汽轮机高速运转，驱动发电机运转发电，电能经输变电系统配送出去。

现有项目均为煤矸石火力发电，生产工艺一致。所用煤炭经铁路专用线、煤矸石经公路运输至电厂煤场，经两级破碎后，通过输煤系统的皮带送至煤仓，采用锅炉前墙给煤方式给煤，煤斗下配置电子称重式皮带给煤机输送至锅炉，锅炉产生的蒸汽推动汽轮发电机发电，产生的电能接入厂内配电装置，由输电

线路送出。锅炉产生的烟气进入尾部烟道，经 SNCR+SCR 脱硝、高效电袋复合除尘、湿法脱硫除尘后，经烟囱排入大气。工程除灰渣系统设计采用灰、分除系统，干排灰、干式机械除渣，干灰粗、细分排。电厂主要用水为冷却水和锅炉补充水等冷却系统采用二次循环系统。

现有项目工艺流程图见图 2-2。

与项目有关的
原有环境
污染问题

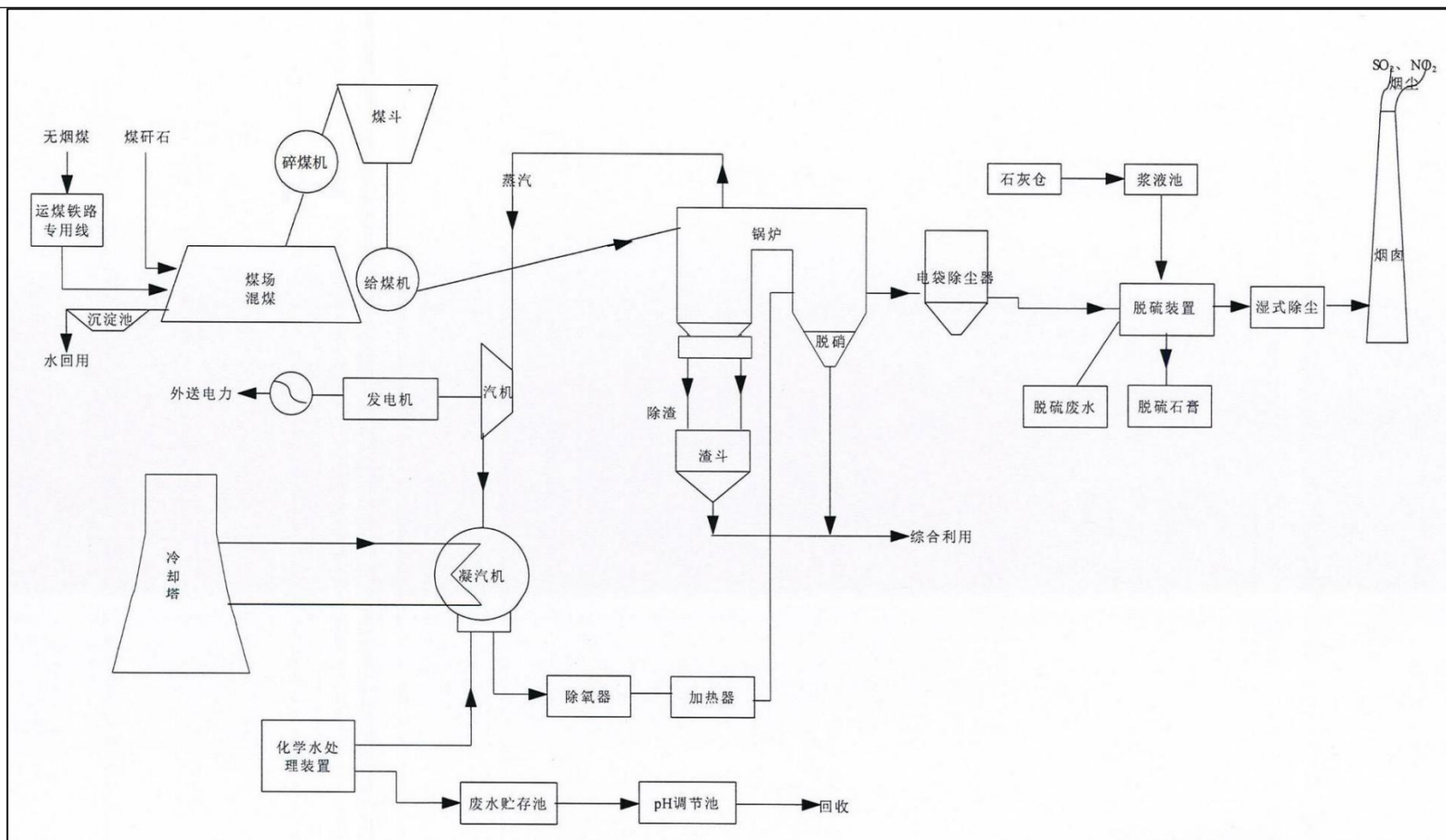


图 2-2 现有项目生产工艺流程图

与项目有关的原有环境问题

在建项目主要包含粉煤灰生产线、石子生产线和高硅粉生产线，其中石子生产线与粉煤灰生产线共用一套炉渣立磨研磨器。将国粤(韶关)电力有限公司电厂产生的固体废料炉渣/石子进行研磨，研磨后的炉渣与电厂收集的粉煤灰、添加剂混合，得到用作混凝土添加剂粉煤灰，制成的粉煤灰通过分选并改性得到改性高硅粉。年产 100 万吨粉煤灰、30 万吨石子粉和 1.2 万吨高硅粉。

电厂炉渣库中的炉渣通过输送管道输送至炉渣立磨研磨器，经研磨器研磨至 250 目，混合电厂的粉煤灰和添加剂同时进入气力机械复合混料机进行物理混合结束提升机输送至成品库。

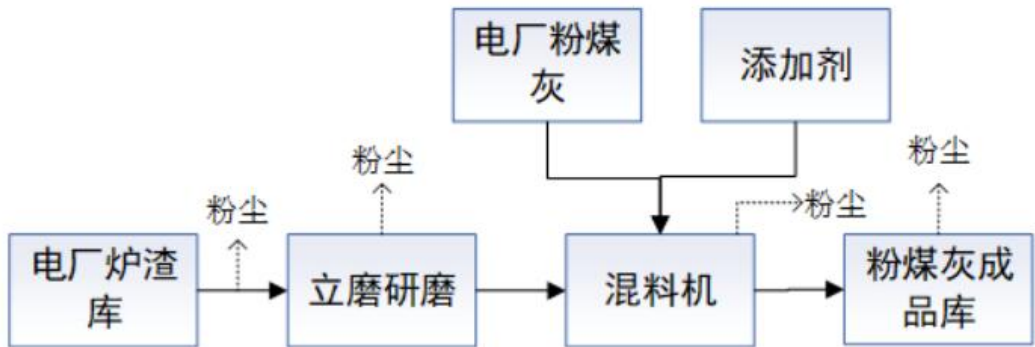


图 2-3 在建项目粉煤灰生产工艺流程图

石子库中的石子通过输送管道输送至炉渣立磨研磨器，经研器研至 300 目后，收集转运至石粉库。



图 2-4 在建项目石子生产工艺流程图

粉煤灰生产线生产的粉煤灰上料至超细粉分级机进行分选，分选出 1400 目的超细粉煤灰混合偶联剂进入混合改性机进行物理混合改性，混合结束提升机输送至成品库。分选出来的粗粉煤灰收集至粗粉库，粗粉由罐车转运至水泥厂综合利用

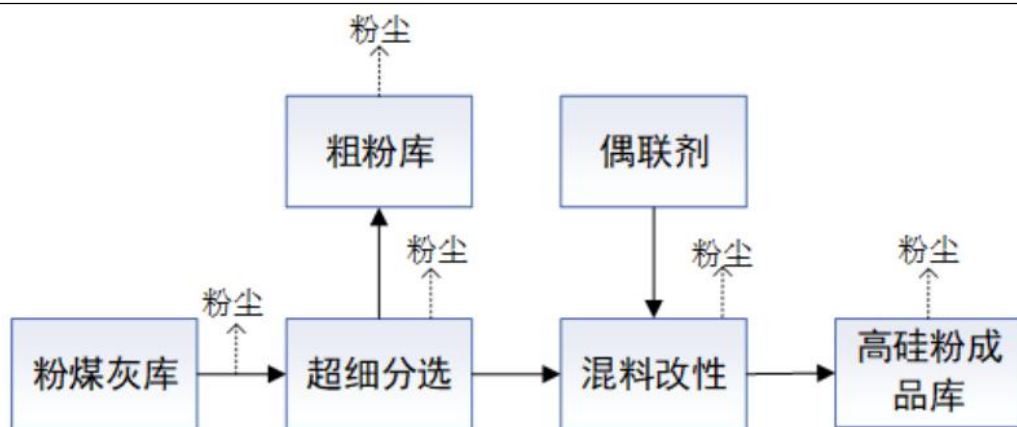


图 2-5 在建项目高硅粉生产工艺流程图

4、主要原辅材料

项目主要以煤为燃料，主要辅料为废气处理设施使用的石灰石、尿素，水处理中使用的阻垢剂、杀菌剂、盐酸、烧碱等。原辅料及燃料的使用情况见表 2-11。

表 2-10 原辅料及燃料的使用情况

序号	名称	单位	2 台 350MW 机 组年消耗量	700MW 超临界 机年消耗量	总项目年消 耗量
1	烟煤及煤研石	吨	2506350	2462500	4968850
2	石灰石	吨	22990	59900	82890
3	尿素	吨	1814	396.55	2210.55
4	31%盐酸	吨	231	93	324
5	32%烧碱	吨	231	93	324
6	10%次氯酸钠	吨	1027	616	1643
7	非氧化性杀菌剂	吨	39	24	63
8	99.5%固体 NaHSO ₃	吨	1.5	1	2.5
9	混凝剂	吨	106	65	171
10	阻垢剂(高分子聚合物) 100%	吨	118	72	190

5、现有项目污染物产生量及污染防治措施

A、水污染源分析及污染防治措施

结合原环评，根据现有项目的实际运营情况，现有项目废水主要包括生活污水、工业废水、含煤废水、含油废水、脱硫废水、循环冷却水排水等。

(1) 工业废水

①脱硫废水产生量为18m³/h，现有项目设置2套脱硫废水处理系统，总处

	<p>理能力为28m³/h。脱硫废水处理采用中和（碱化）、沉降、絮凝处理后，经澄清器沉淀澄清、出水箱pH调整达标后回用，流程为：脱硫废水→中和箱→沉降箱→絮凝箱→澄清池→最终中和氧化箱→清水箱，达标后用于部分煤场喷淋，部分去脱硫吸收塔烟道入口蒸发形成水汽，不外排。</p> <p>②含煤污水产生量13.2m³/h，主要产生于输煤系统除尘器、栈桥、碎煤机、煤场等区域冲洗排水等环节，考虑到煤场雨水汇集，还需增加煤场雨水处理量，采用2套煤水一体化处理设备，单套处理能力20m³/h（一用一备）。经各集水坑的排水泵升压后送到含煤废水处理车间，采用预沉、加药混凝、过滤的工艺处理后回用于本系统。</p> <p>③化学废水产生量约16m³/h，排入工业废水处理站。非经常性废水：锅炉酸洗废水、机组扩容器排水、空预器冲洗水、锅炉定排污等，产生量约为2m³/h，排至酸洗废液池经中和达标后送至工业废水处理系统处理后回用。</p> <p>④含油污水：其中含油污水主要为油罐脱水及油罐区地面冲洗水，产生量4m³/h，已建2套一体化油水处理装置，单套处理能力为5m³/h（一用一备），含油污水预处理后排入工业废水处理站。</p> <p>⑤循环冷却水产生量约276m³/h，通过排污回用系统处理后达到国家城市污水和地方污染物排放标准回收至脱硫工艺、除灰渣、除尘器运转层加湿搅拌及渣仓加湿搅拌用水，当系统不用全部消耗时一部分水通过排污管道排至浈江支流大富水支流。</p> <p>项目已建2套50t/h的工业废水集中处理站。工业废水处理系统工艺流程为：进水→格栅→曝气池→调节沉淀池→机械澄清过滤器→油水分离器→清水池，处理达标后回用，不外排。</p> <p>（2）生活污水：处理方式采用A/O接触氧化法，生活污水产生量5m³/h，现有项目采用一体化地埋式污水处理设备1套，处理能力为10m³/h。生活污水经处理后进入冲洗泵房蓄水池内回用于厂区绿化，连续阴雨时，预处理后的生活污水存于生活污水暂存池，确保不外排。</p> <p>综上所述，国粤（韶关）电力有限公司外排废水主要为循环冷却水。国粤</p>
--	---

<p>（韶关）电力有限公司循环冷却水大部分回用于脱硫系统水箱补水、除灰渣用水等，剩余部分通过过滤池过滤后，达到广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的A标准的较严者，由电厂专用排污管接入园区污水管网排入大富水排放。根据国粤（韶关）电力有限公司2024年冷却塔循环水排口在线监测结果，国粤（韶关）电力有限公司外排废水达到了广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的A标准的较严者。</p>		
<p>表 2-11 国粤（韶关）电力有限公司 2024 冷却塔循环水排口在线监测结果</p>		
监测项目	检测结果mg/L	标准mg/L
PH	7.48~8.8	6~9
氨氮	0.01~2.41	5
总磷	0.13~0.46	0.5
化学需氧量	9.1~37.4	40

B.大气污染源分析及污染防治措施

①锅炉烟气污染防治措施流程

每台机组锅炉均采用低氮燃烧技术，内建有SNCR脱硝设施，燃烧烟气依次经SCR脱硝设施、电袋复合式除尘器、单塔双循环石灰石-石膏湿法脱硫设施、湿式静电除尘器处理后，分别由2根210米高烟囱（1#和2#机组共用一个烟囱，3#机组一个烟囱）排入大气。

②脱硝设施

脱硝系统采用低氮燃烧器+SNCR+SCR混合脱硝工艺。SNCR脱硝技术即选择性非催化还原技术，是一种不用催化剂，在850~1100℃的温度范围内，将含氨基的还原剂喷入炉内，将烟气中的NO_x还原脱除，生成氮气和水。选择性催化还原（SCR）脱硝设施处理工艺基本原理是通过在催化剂上游的烟气中喷入氨（厂内尿素水解产生氨后直接喷入SCR脱硝系统），氨气在催化剂条件下能在较低温度选择氮氧化物发生化学反应生产氮气和水，从而使烟气中氮氧化物含量降低。脱硝设施催化剂约5年再生更换。

③除尘设施

1#和2#机组采用双室高效电袋复合式除尘器（每室前置2个电场、后设2

<p>个袋区)+湿式静电除尘器除尘工艺, 3#机组采用双室高效电袋复合式除尘器(每室前置2个电场、后设2个袋区)除尘工艺。电袋复合式除尘器工作时, 烟气从进口喇叭进入电场区, 粉尘在电场区荷电并大部分被收集, 粗颗粒烟尘直接沉降至灰斗, 少量已荷电、难收集的粉尘随烟气均匀进入滤袋区, 通过滤袋过滤后完成烟气净化。1#和2#机组每台锅炉脱硫设施出口设1台四电场湿式静电除尘器, 湿式电除尘器靠高压电晕放电使得粉尘荷电, 荷电后的粉尘在电场力的作用下到达集尘极, 采用循环水冲洗的方式, 使粉尘随着冲刷液的流动而清除。</p> <p>④脱硫设施</p> <p>燃烧烟气脱硫采用单塔双循环石灰石-石膏湿法脱硫工艺, 在电袋复合式除尘器后安装1套高效石灰石-石膏湿法烟气脱硫装置, 其工艺系统主要由烟气系统、吸收塔系统、制浆系统、石膏脱水系统等组成。烟气系统主要由原烟气烟道、净烟气烟道组成。</p> <p>工程脱硫系统不设增压风机, 由引风机克服脱硫装置及烟道造成的烟气压降。不设烟气旁路系统。锅炉引风机后的烟气从主烟道上水平接出后, 直接进入吸收塔, 经洗涤脱硫后的烟气通过净烟道进入湿式静电除尘器进一步除尘后经210米高烟囱排入大气。</p> <p>在吸收塔内, 烟气中的SO_2被吸收浆液洗涤并与浆液中的CaCO_3发生反应, 反应生成的亚硫酸钙在吸收塔底部的循环浆池内被氧化风机鼓入的空气强制氧化, 最终生成石膏, 由石膏浆液排出泵送入石膏脱水系统。脱硫后的烟气(约58°C)在吸收塔中经过塔顶的二级除雾器, 除去脱硫烟气带出的细小液滴后排出。在吸收塔内, 烟气逆向与石灰石/石膏悬浮液接触反应去除SO_2、SO_3、HCl和HF, 被吸收的SO_2、SO_3与悬浮液中的石灰石反应生成亚硫酸钙, 并在吸收塔浆池中被氧化空气氧化成硫酸钙, 进一步从过饱和溶液中析出形成石膏晶体(CaSO_4), 同时消耗了作为吸收剂的石灰石。补充的石灰石浆液进入吸收塔, 与吸收塔浆池内的石膏浆液混合。混合后的浆液通过循环泵送至塔内喷淋系统。每台循环泵连接其各自的浆液喷淋层。</p>

⑤物料系统扬尘防治措施

通过建设封闭式煤场，采用全封闭式输煤系统输送，并在输煤系统内安装喷淋系统和防尘设施；原辅材料在运输装卸过程中采取洒水调湿、遮挡覆盖等抑尘措施，车辆驶出装载场和煤场前对车轮和车身进行清洗，确保车身清洁。

对于运输扬尘，建设单位通过以下措施降低对环境影响：a、煤炭装载禁止超载、并采取洒水调湿、遮挡覆盖等抑尘措施，或采用全封闭型自卸车。b、驶出装载场和煤场前应进行车轮和车身的清洗工作，以保证车身的清洁。运输委托有运输资质的专业单位承运，并与承运单位签订减少道路遗撒、减轻扬尘的协议，明确提出运输过程中的环境保护措施，制约承运单位的不当行为。c、项目所依托的道路全部为硬化地面的县道、省道，定期对道路两侧进行绿化维护、定期洒水、限制车速等巡视行为。

⑥厂区低矮废气

现有项目燃煤通过输煤栈桥输送，各转运站设置布袋除尘器，有效抑尘；煤仓间设有除尘器，转运站在每条皮带的头部和尾部设置自动气雾抑尘系统。输煤系统装设水力冲洗系统，清除散落在地面的粉尘及小煤粒，冲洗范围覆盖转运站、栈桥及煤仓层等区域，冲洗水排入污水池，再通过管道送到含煤废水处理系统，煤泥晾干后返回煤场。石灰石粉仓、灰库、渣仓顶部设置水浴多管冲击式除尘器或布袋除尘器，除尘效率不小于99.5%。

根据建设单位提供的2024年在线监测数据、2025年第二季度监测数据和3号机组验收监测报告可知，各机组排放的烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、汞及其化合物可达到《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）相应排放限值要求，未超出排污许可证许可总量；厂界无组织排放颗粒物能够达到广东省地方标准《大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）第二时段二级标准及无组织监控浓度限值要求。

表 2-12 厂界颗粒物无组织排放监测结果

采样日期	点位名称	检测项目	检测结果 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)
2025 年 6 月 13 日	灰场边界上风向参照点 1#	颗粒物	0.168	1.0
	灰场边界下风向参照点 2#	颗粒物	0.353	1.0
	灰场边界下风向参照点 3#	颗粒物	0.375	1.0

	灰场边界下风向参照点 4#	颗粒物	0.412	1.0	
C.噪声污染源分析及污染防治措施					
现有项目主要设备噪声源包括各种水泵、风机、发电机、汽轮机、冷却塔、空压机等。					
根据建设单位提供的2025年第二季度的监测数据，电厂现有设备噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准要求。					
表 2-13 厂界噪声监测结果					
采样日期	点位名称	检测结果[dB（A）]		标准限值[dB（A）]	
		昼间	夜间	昼间	夜间
2025 年 7 月 2 日	1#厂界西侧外 1m 处	62	52	65	55
	2#厂界南侧外 1m 处	61	53		
	3#厂界南侧外 1m 处	61	49		
	4#厂界东侧外 1m 处	61	47		
	5#龙塘边	56	45	60	50
D.固体废物					
根据建设单位提供的统计资料，现有项目固废主要为粉煤灰、煤渣、脱硫石膏、废反渗透膜、废离子交换树脂、保温棉、污泥、废布袋、脱硝系统废催化剂、废矿物油、废变压器油、废包装桶、废铅蓄电池和生活垃圾等，其产生及处理情况见表2-15。					
表 2-14 现有项目固废产生及处理处置去向情况一览表					
名称	固废产生量(t/a)	固废属性	处置去向		
灰渣	281.35 万	一般固废	交由连山华杰物流有限责任公司和广东天晟环保科技有限公司等		
脱硫石膏	12.8 万				
废反渗透膜	3.2t/5a				
保温棉	1t/10a				
污泥	1000	一般固废	运输至煤场与燃煤混合燃烧		
废布袋	16t/5a	一般固废	由厂商回收		
废离子交换树脂	24.5t/8a				
脱硝系统废催化剂	770m³/4.5a	危险废物	交由清远市恒德环保科技有限公司		
废矿物油	25.63		交由广东天晟环保科技有限公司		
废变压器油	8				
废包装桶	90				
废铅蓄电池	30t/15a		交由贵州永鑫冶金科技有限公司回收		
生活垃圾	128.25	/	由环卫部门定期清理外运		

表 2-15 现有项目主要废水产生情况及去向一览表

序号	类别	产生量 m³/h	回用量 m³/h	损耗量 m³/h	排放量 m³/h	主要污染物	采取的防治措施	去向
1	脱硫废水	18	17	1	0	pH6~9、悬浮物（SS）≤70、化学需氧量（COD）≤150、总铅≤10、总汞≤0.05、总砷≤0.5、总镉≤0.1、溶解性总固体（全盐量）20000~50000、硫化物≤1.0	脱硫废水处理装置	煤场喷淋
2	含煤废水	13.2	10.2	3	0	pH6~9、SS8~30 等	含煤废水处理系统	回用于输煤栈桥卫生冲洗及输煤系统除尘器冲洗用水
3	含油废水	4	3.6	0.4	0	pH6~9、石油类 0.1~7 等	含油废水处理系统，处理后进入工业废水处理站	回用至生产区冲洗地面，输煤系统除尘器冲洗水以及冲渣用水，不排放
4	化学废水	16	14.4	1.6	0	pH6~9、悬浮物（SS）4~30、化学需氧量（COD）12~60、石油类 0.1~2、氨氮 3~15、氟化物 0.1~2、挥发酚≤0.1	工业废水处理站	
5	非经常性废水	2	1.8	0.2	0			
6	机组排水槽提升泵冷却排水	4	3.6	0.4	0			
7	生活污水	5	4.5	0.5	0	COD10~60、BOD52~5、SS4~30、NH ₃ -N0.1~1.5、TP0.1~10 等	生活污水治理措施：A/O 接触氧化法	回用于绿化，不外排
8	冷却塔排水	276	202	1	73	COD、SS	扩建项目回用于脱硫系统及除灰渣系统；现有项目经过过滤系统外排	外排至大富水
合计		338.2	257.1	8.1	73	—	—	—

表 2-16 2025 年 1#2#机组烟囱检测数据和第 3 号机组验收锅炉烟气排放监测结果

采样日期	点位名称	检测项目	检测结果				标准限值
			实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	标干烟气流量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)
2025 年 5 月 15 日	1#/2#机组烟囱总排口 DA002	颗粒物	1.2	1.1	2.0	1711743	10
		氨	ND	——	—		8
		二氧化硫	26	24	44		35
		氮氧化物	41	38	70		50
		汞及其化合物	4.6×10 ⁻³	4.5×10 ⁻³	8.4×10 ⁻³		0.03
		林格曼黑度	林格曼黑度<1 级				
2025 年 6 月 16 日、6 月 17 日	3#机组排放口 DA003	颗粒物	1.0L	1.0L	0.856	1703595	10
		氨	1.08	1.00	1.82		8
		二氧化硫	5	5	8.42		35
		氮氧化物	14	13	23.9		50
		汞及其化合物	6.5×10 ⁻³	5.9×10 ⁻³	1.1×10 ⁻²		0.03
		林格曼黑度	林格曼黑度<1 级				
注：验收监测取最大值							

表 2-17 1#2#锅炉烟气 2024 年在线监测结果及排放量核算

时间	项目	颗粒物		SO ₂		NO _x	
		实测 mg/Nm³	折算 mg/Nm³	实测 mg/Nm³	折算 mg/Nm³	实测 mg/Nm³	折算 mg/Nm³
1 月	平均值	2.54	2.50	20.57	20.14	28.15	27.69
	最大值	3.17	3.28	24.50	23.32	30.30	33.17
	最小值	2.16	2.06	15.92	16.01	26.58	25.24
2 月	平均值	2.54	2.50	19.31	19.82	27.61	28.37
	最大值	3.17	3.28	26.69	25.88	33.25	32.60
	最小值	2.16	2.06	13.11	15.81	20.63	23.32

3 月	平均值	4.045	3.932	20.444	19.859	32.778	31.835
	最大值	5.665	5.61	24.28	23.241	35.787	34.374
	最小值	2.7	2.667	17.004	16.436	30.045	29.59
4 月	平均值	3.958	3.806	21.132	20.308	32.322	31.055
	最大值	5.107	4.788	25.598	24.282	35.596	33.802
	最小值	2.873	2.747	17.22	17.223	25.673	25.677
5 月	平均值	4.658	4.511	22.118	21.506	33.067	32.121
	最大值	6.913	6.707	24.811	23.747	37.963	35.675
	最小值	2.813	2.988	19.243	19.307	26.459	26.819
6 月	平均值	2.946	3.117	18.975	19.993	31.934	33.665
	最大值	4.235	4.566	26.752	26.168	37.857	36.616
	最小值	1.047	1.140	14.390	16.834	27.028	30.498
7 月	平均值	3.148	3.244	20.928	21.245	32	32.449
	最大值	4.213	5.012	26.32	26.622	40.404	38.586
	最小值	1.666	1.757	8.926	14.735	18.414	24.508
8 月	平均值	2.156	2.167	24.665	24.779	35.347	35.505
	最大值	3.416	3.591	29.458	28.460	40.718	37.991
	最小值	1.261	1.353	18.797	20.328	28.385	30.465
9 月	平均值	3.417	3.282	26.847	25.856	38.14	36.554
	最大值	6.33	5.786	30.96	30.055	42.97	41.501
	最小值	1.654	1.854	18.084	18.112	20.603	29.737
10 月	平均值	2.706	2.872	23.093	24.495	27.94	29.445
	最大值	4.326	4.567	28.779	29.373	35.156	33.427
	最小值	1.532	1.73	19.09	20.463	18.761	22.062
11 月	平均值	1.301	1.258	26.601	25.797	33.033	31.961
	最大值	1.918	1.75	28.521	27.686	37.692	35.073
	最小值	0.732	0.748	23.979	22.573	27.681	27.846

12 月	平均值	2.331	2.256	27.062	26.086	32.222	31.016
	最大值	3.36	3.355	29.978	28.516	36.999	34.591
	最小值	1.207	1.133	20.194	19.104	26.238	27.297

表 2-18 现有项目各机组主要污染物排放情况的核算

机组	污染因子	排放量 t/a	总量控制要求	是否满足总量控制要求
1、2 号机组	烟尘	27.898	54.47	满足
	氮氧化物	376.232	423.48	满足
	二氧化硫	238.44	419.11	满足
	氨	1.176	/	满足
	汞及其化合物	0.042	/	满足
3 号机组	烟尘	4.19	55	满足
	氮氧化物	117	403.3	满足
	二氧化硫	17.6	329.1	满足
	氨	9.1	/	满足
	汞及其化合物	0.055	/	满足
全厂合计	烟尘	32.088	109.47	满足
	氮氧化物	493.232	826.78	满足
	二氧化硫	256.04	748.21	满足
	氨	10.276	/	满足
	汞及其化合物	0.097	/	满足

注：1、2 号机组现有项目常规污染物排放情况根据 2024 年在线监测数据进行核算，汞及其化合物根据 2025 年 5 月 15 日最大检测值进行核算
氨未检出，本次氨其检出限的一半 0.125mg/m³核算其污染物排放情况；3 号机组污染物排放情况根据验收检测数据进行核算（最大检测结果）。

6、全厂污染物排放总量

根据已批复的《广东国粤韶关综合利用发电新建项目环境影响报告书》（审批文号：环审[2015]11号）、《广东国粤韶关综合利用发电扩建项目环境影响报告书》（审批文号：粤环审[2022]296号）、《循环冷却塔排污水达标处理改造工程环境影响报告表》（审批文号：韶环审[2019]13号），全厂（一期+二期）有组织排放总量为烟尘 109.47t/a，SO₂748.21t/a，NO_x826.78t/a；水污染物总量控制指标为：废水量 53.35 万 m³/a；COD_{Cr}21.34t/a；NH₃-N0.53t/a；

7、现有工程环境问题

国粤（韶关）电力有限公司无遗留环境问题，且与建设单位核实，现有项目至今未收到噪声和废气等方面的环保投诉。

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	<p>(一) 大气环境质量现状</p> <p>1、空气质量达标区判定</p> <p>根据《韶关市人民政府办公室关于印发韶关市生态环境保护“十四五”规划的通知》（韶府办〔2022〕1号），本项目大气环境质量评价区域属二类区，大气环境质量现状评价采用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其2018年修改单中的二级标准。</p> <p>根据《2024年韶关市生态环境状况公报》，韶关市区环境空气在评价时段2024年内，监测因子SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀年均浓度，SO₂、NO₂、PM₁₀、CO和O₃相应评价百分位数日均值（或8小时平均浓度）均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）中的二级标准要求，2024年韶关市属于达标区域，各监测指标值见下表。</p>					
	表 3-1 区域空气质量现状评价表					
	污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
	SO ₂	年平均质量浓度	11	60	18.3	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	12	40	30.0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	35	70	50.0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	23	35	65.7	达标
	CO	第 95 百分数日平均质量浓度	800	4000	20.0	达标
	O ₃	第 90 百分数日最大 8 小时平均质量浓度	119	160	74.4	达标
	<p>由表 3-1 可知，2024 年韶关市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年平均质量浓度、CO95 百分位数日平均质量浓度及 O₃ 百分位数最大 8 小时平均质量浓度可达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求。因此，本项目所在区域属于达标区。</p> <p>2、特征污染物环境质量现状</p> <p>本项目生物燃料中汞及其化合物未检出，技改项目后并不新增汞及其化合物的排放。为更好了解项目所在地环境质量现状，本次评价引用广东海能检测有限公司于 2023 年 7 月 21 日至 7 月 27 日对距离项目 850m 的宋屋村的监测数据（报</p>					

告编号：HN20230711-060，详见附件 5 所示）及广东中辰检测技术有限公司于 2025 年 3 月 10 日至 2025 年 3 月 14 日对距离项目西南向 2200m 的钟屋村的检测数据（报告编号 ZCJC-250309-B03-Z，详见附件 7）。监测结果表明，监测点可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单规定的二级标准。因此，项目所在区域的环境空气质量现状良好。

项目其他污染物的大气环境现状监测结果详见下表所示。

表 3-2 其他污染物监测结果

监测点名称	监测点坐标/m		污染物	平均时间	评价标准/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$	监测浓度范围/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	X	Y							
宋屋村	550	1130	TSP	24小时均值	300	106-145	48.3	/	达标
			氨气	1小时	200	20-60	30	/	达标
			汞及其化合物	/	0.05	6.6×10^{-3} L	/	/	达标
钟屋村	1200	-2400	氮氧化物	1小时	250	21-56	22.4	/	达标

注：以项目中心为原点（0，0）



图 3-1 大气监测点位图

(二) 地表水环境质量现状

现有项目循环冷却水大部分回用于脱硫系统水箱补水、除灰渣用水等，剩余部分通过过滤池过滤后，达到广东省地方标准《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级标准的 A 标准的较严者，由电厂专用排污管接入园区污水管网排入大富水排放。根据《广东省地表水环境功能区划》(粤府函[2011]29 号文)，大富水及下游浈江水质目标均为Ⅲ类，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。根据广东韶测检测有限公司于 2025 年 4 月 19 日～

4月21日对大富水的检测结果，大富水及浈江各断面的水质指标可达到Ⅲ类水质标准要求，符合相应的环境功能区划标准，该河段水环境质量良好，详见表3-3。								
表 3-3 2025 年 4 月 19 日~4 月 21 日大富水水质现状检测统计结果表								
检测点 位	样品性状 描述	pH值	水温	溶解氧	阴离子表 面活性剂	化学需氧 量	高锰酸盐 指数	五日生化需 氧量
	—	无量纲	℃	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
W1排口 上游 500m	最大值	7.6	21.8	8.3	0.05L	7	0.7	0.6
	最小值	7.5	21.4	8	0.05L	6	0.6	0.5
	最大标准 指数	0.25	/	0.617	0.125	0.3	0.1	0.125
	超标准 率	0	1	0	0	0	0	0
W2排口 下游 1040m	最大值	7.3	22	8.9	0.05L	17	2.6	2.3
	最小值	7.2	21.4	8.7	0.05L	15	2.5	2.1
	最大标准 指数	0.15	/	0.026	0.125	0.8	0.417	0.55
	超标准 率	0	/	0	0	0	0	0
W3排口 下游 3800m	最大值	7.1	22.4	9.2	0.05L	9	0.9	0.7
	最小值	7	21.8	8.9	0.05L	8	0.8	0.6
	最大标准 指数	0.05	/	0.067	0.125	0.4	0.13	0.175
	超标准 率	0	/	0	0	0	0	0
W4大富 水汇入 浈江河 口上游 500m(右)	最大值	7.8	21.8	8.8	0.05L	12	1.5	1.3
	最小值	7.7	21.2	8.5	0.05L	11	1.4	1.2
	最大标准 指数	0.35	/	0.581	0.125	0.6	0.25	0.325
	超标准 率	0	/	0	0	0	0	0
W4大富 水汇入 浈江河 口上游 500m(中)	最大值	7.9	21.2	9.2	0.05L	12	1.6	1.4
	最小值	7.7	20.8	8.9	0.05L	11	1.5	1.3
	最大标准 指数	0.4	/	0.543	0.125	0.55	0.27	0.35
	超标准 率	0	/	0	0	0	0	0
W4大富 水汇入	最大值	7.9	21.8	8.9	0.05L	13	1.6	1.4
	最小值	7.6	21.4	8.5	0.125	12	1.6	1.4

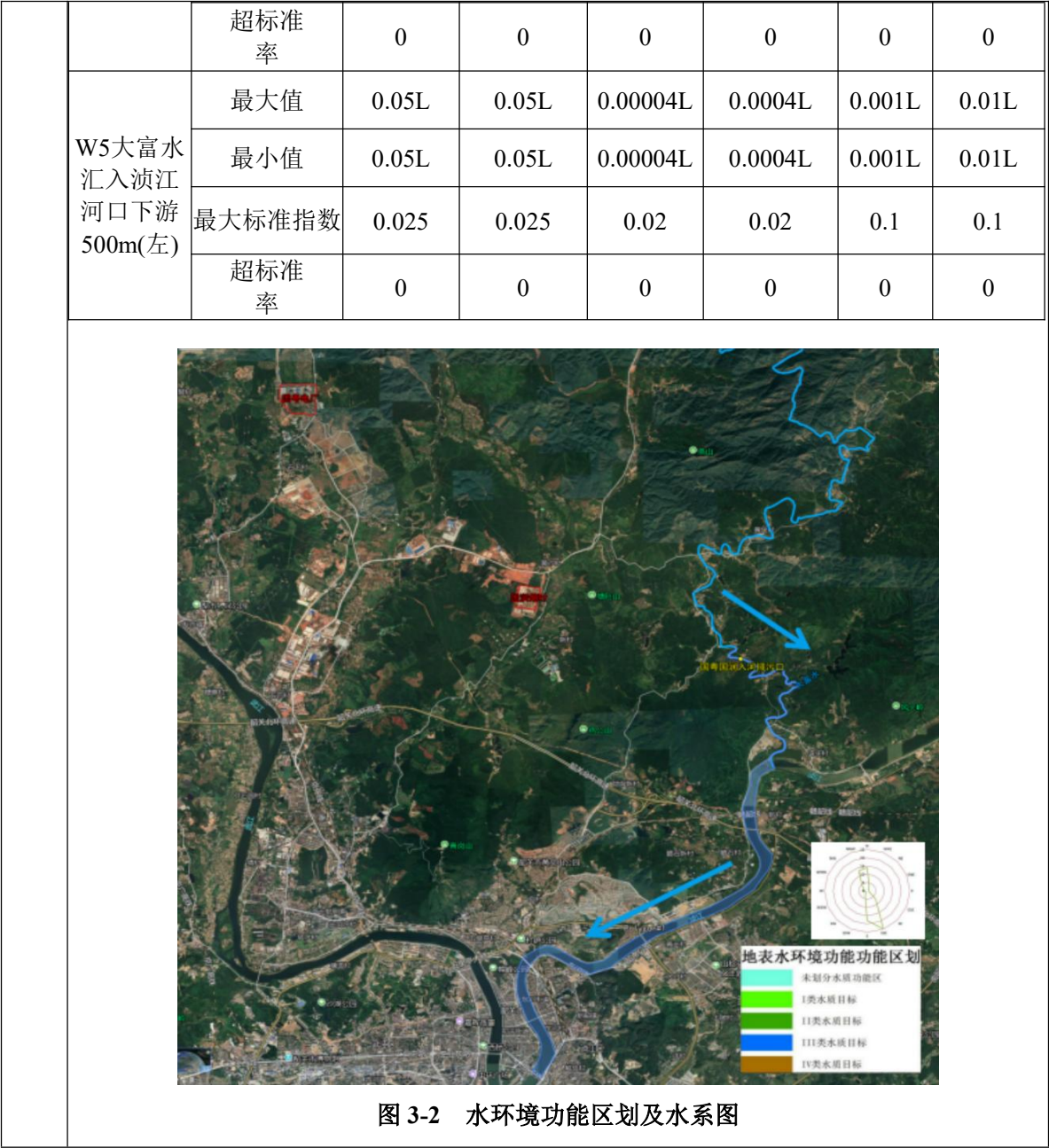
	湟江河口上游500m(左)	最大标准指数	0.35		0.575	0.05L	0.65	0.27	0.35
		超标准率	0	/	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(右)	最大值	7.6	21.4	8.5	0.05L	10	1.9	1.7
		最小值	7.4	20.8	8	0.05L	9	1.8	1.5
		最大标准指数	0.25	/	0.625	0.125	0.45	0.30	0.375
		超标准率	0	/	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(中)	最大值	7.7	21	8.5	0.05L	12	1.9	1.7
		最小值	7.5	20.6	8	0.05L	10	1.8	1.5
		最大标准指数	0.3	/	0.588	0.125	0.55	0.32	0.375
		超标准率	0	/	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(左)	最大值	7.6	21.2	8.6	0.05L	13	2	1.8
		最小值	7.4	21	8.1	0.05L	10	1.8	1.5
		最大标准指数	0.3	/	0.610	0.125	0.5	0.33	0.425
		超标准率	0	/	0	0	0	0	0
	表 3-3 2025 年 4 月 19 日~4 月 21 日大富水水质现状检测统计结果表								
	检测点位	样品性状描述	氨氮	悬浮物	总磷(以P计)	石油类	挥发酚	硫化物	
		—	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	
	W1排口上游500m	最大值	0.156	9	0.07	0.01L	0.0003L	0.01L	
		最小值	0.094	8	0.06	0.01L	0.0003L	0.01L	
		最大标准指数	0.102	0.09	0.07	0.1	0.03	0.025	
		超标准率	0	0	0	0	0	0	
	W2排口下游1040m	最大值	0.729	9	0.05	0.01L	0.0003L	0.01L	
		最小值	0.634	8	0.03	0.01L	0.0003L	0.01L	
		最大标准指数	0.729	0.09	0.05	0.1	0.03	0.025	
		超标准率	0	0	0	0	0	0	
	W3排口下	最大值	0.148	8	0.06	0.01L	0.0003L	0.01L	

	游3800m	最小值	0.12	6	0.05	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.125	0.08	0.06	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W4大富水 汇入滇江 河口上游 500m(右)	最大值	0.433	8	0.09	0.01L	0.0003L	0.01L
		最小值	0.34	6	0.08	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.433	0.08	0.09	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W4大富水 汇入滇江 河口上游 500m(中)	最大值	0.419	9	0.08	0.01L	0.0003L	0.01L
		最小值	0.32	7	0.06	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.419	0.09	0.08	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W4大富水 汇入滇江 河口上游 500m(左)	最大值	0.397	9	0.07	0.01L	0.0003L	0.01L
		最小值	0.391	8	0.05	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.329	0.09	0.07	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W5大富水 汇入滇江 河口下游 500m(右)	最大值	0.255	8	0.14	0.01L	0.0003L	0.01L
		最小值	0.216	6	0.08	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.255	0.08	0.14	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W5大富水 汇入滇江 河口下游 500m(中)	最大值	0.267	9	0.07	0.01L	0.0003L	0.01L
		最小值	0.207	7	0.06	0.01L	0.0003L	0.01L
		最大标准指数	0.267	0.09	0.07	0.1	0.03	0.025
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W5大富水	最大值	0.272	9	0.08	0.01L	0.0003L	0.01L

汇入滨江河口下游500m(左)	最小值	0.201	7	0.08	0.01L	0.0003L	0.01L	
	最大标准指数	0.272	0.09	0.08	0.1	0.03	0.025	
	超标准率	0	0	0	0	0	0	
注：SS 标准参考执行《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）中水田作物水质要求。								
表 3-3 2025 年 4 月 19 日~4 月 21 日大富水水质现状检测统计结果表								
检测点位	样品性状描述	铬(六价)	粪大肠菌群	氟化物	氰化物	氯化物	硫酸盐	砷
	——	mg/L	个/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
W1排口上游500m	最大值	0.004L	330	0.81	0.001L	43	91	0.0011
	最小值	0.004L	260	0.65	0.001L	40	76	0.0007
	最大标准指数	0.04	0.33	0.81	0.00025	0.172	0.364	0.022
	超标准率	0	0	0	0	0	0	0
W2排口下游1040m	最大值	0.004L	540	0.84	0.001L	43	90	0.0003L
	最小值	0.004L	470	0.69	0.001L	42	84	0.0003L
	最大标准指数	0.04	0.54	0.84	0.00025	0.172	0.36	0.003
	超标准率	0	0	0	0	0	0	0
W3排口下游3800m	最大值	0.004L	270	0.65	0.001L	50	120	0.0012
	最小值	0.004L	220	0.53	0.001L	49	113	0.0010
	最大标准指数	0.04	0.27	0.65	0.00025	0.2	0.48	0.024
	超标准率	0	0	0	0	0	0	0
W4大富水汇入滨江河口上游500m(右)	最大值	0.004L	490	0.59	0.001L	52	73	0.0124
	最小值	0.004L	400	0.49	0.001L	51	68	0.0084
	最大标准指数	0.04	0.49	0.59	0.00025	0.208	0.292	0.25
	超标准率	0	0	0	0	0	0	0
W4大富水汇入滨江河口上游500m(中)	最大值	0.004L	450	0.56	0.001L	52	74	0.0113
	最小值	0.004L	400	0.49	0.001L	51	71	0.0079
	最大标准指数	0.04	0.45	0.56	0.00025	0.208	0.296	0.226
	超标准率	0	0	0	0	0	0	0
W4大富水汇入滨江河口下游500m(左)	最大值	0.004L	490	0.56	0.001L	52	74	0.0019
	最小值	0.004L	330	0.49	0.001L	51	70	0.0015

	江河口上游500m(左)	最大标准指数	0.04	0.49	0.56	0.00025	0.208	0.296	0.038
		超标准率	0.004L	0	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(右)	最大值	0.004L	400	0.65	0.001L	51	109	0.0094
		最小值	0.04	330	0.56	0.001L	48	97	0.0077
		最大标准指数	0.075	0.4	0.65	0.00025	0.204	0.436	0.188
		超标准率	0	0	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(中)	最大值	0.004L	470	0.65	0.001L	51	105	0.0094
		最小值	0.004L	340	0.56	0.001L	49	99	0.0067
		最大标准指数	0.04	0.47	0.65	0.00025	0.204	0.42	0.188
		超标准率	0	0	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入湟江河口下游500m(左)	最大值	0.004L	470	0.69	0.001L	51	103	0.0093
		最小值	0.004L	390	0.53	0.001L	48	101	0.0062
		最大标准指数	0.04	0.47	0.69	0.00025	0.204	0.412	0.186
		超标准率	0	0	0	0	0	0	0
	表 3-3 2025 年 4 月 19 日~4 月 21 日大富水水质现状检测统计结果表								
	检测点位	样品性状描述	铜	锌	汞	硒	镉	铅	
		一	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	
	W1排口上游500m	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L	
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L	
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1	
		超标准率	0	0	0	0	0	0	
	W2排口下游1040m	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L	
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L	
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1	
		超标准率	0	0	0	0	0	0	

	W3排口下游3800m	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W4大富水汇入滇江河口上游500m(右)	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
	W4大富水汇入滇江河口上游500m(中)	最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W4大富水汇入滇江河口上游500m(左)	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入滇江河口下游500m(右)	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1
		超标准率	0	0	0	0	0	0
	W5大富水汇入滇江河口下游500m(中)	最大值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最小值	0.05L	0.05L	0.00004L	0.0004L	0.001L	0.01L
		最大标准指数	0.025	0.025	0.02	0.02	0.1	0.1



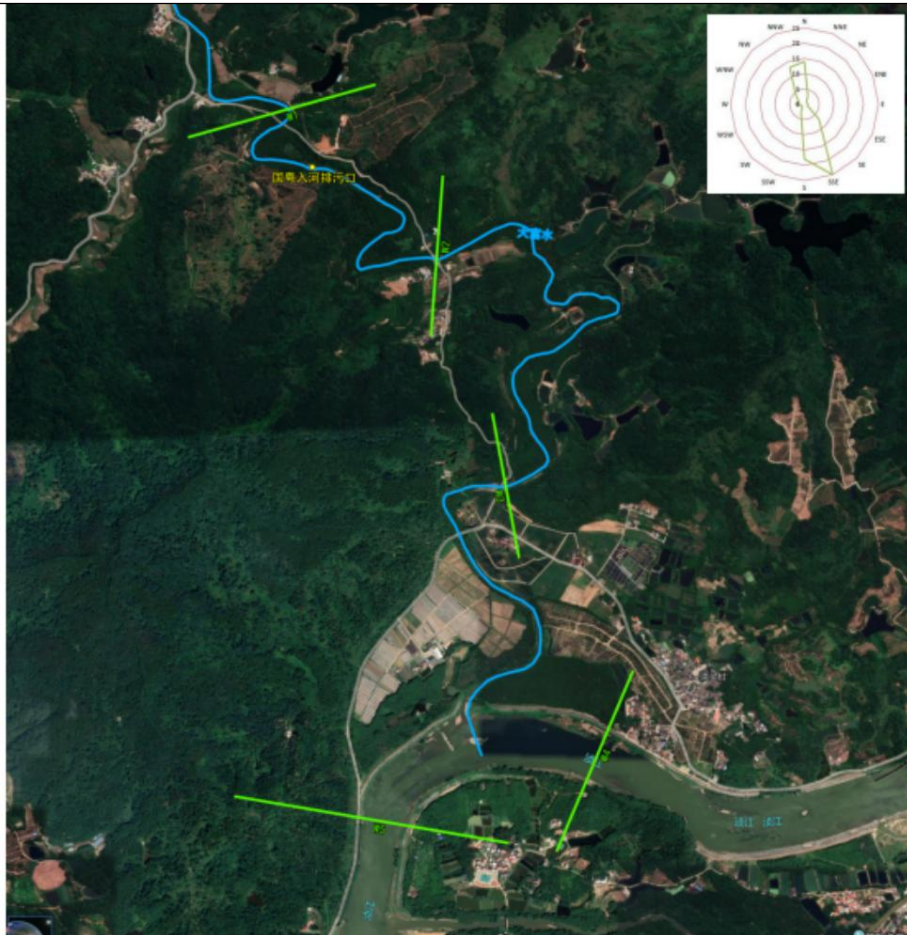


图 3-3 地表水环境质量现状监测布点图

（三）声环境质量现在

本项目位于国粤(韶关)电力有限公司厂内，用地性质为工业用地，环境噪声为 3 类标准适用区域，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 3 类标准(昼间 65dB(A)、夜间 55dB(A))。

同时由于本项目厂界外周边 50 米范围内不存在声环境保护目标，因此，不开展声环境质量现状监测。

（四）土壤、地下水环境质量现状

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》要求，报告表项目原则上不开展土壤和地下水环境质量现状调查。

根据现场调查可知，本项目位于广东省韶关市浈江区东莞(韶关)产业转移工业园远翔路 33 号，在原有厂区内进行，不新增用地，厂区地面已硬底化处理，

环境保护目标	不存在裸露的土壤地面，不存在土壤、地下水环境污染途径。故本次评价不开展地下水、土壤环境质量现状调查。																																												
	（五）生态环境质量现状																																												
	项目所在地位于国粤(韶关)电力有限公司厂内，正处于开发阶段，无原生 植被，厂址附近区域未发现国家保护动植物种，生态环境质量一般。根据现场调查，本项目周围人类活动频繁，无原始植被生长和珍稀野生动物活动，区域生态系统敏感程度较低，项目用地范围内不涉及生态环境保护目标，因此，不开展生态环境质量现状调查。																																												
	1、大气环境保护目标																																												
	本项目评价范围内主要大气环境保护目标见下表。																																												
	表 3-4 本项目周边大气环境保护目标情况表																																												
	<table><tr><th rowspan="2">序号</th><th rowspan="2">名称</th><th colspan="2">坐标/m</th><th rowspan="2">保护对象</th><th rowspan="2">保护内容（~人）</th><th rowspan="2">环境功能区</th><th rowspan="2">与电厂厂界距离（~m）</th><th rowspan="2">相对厂址方位</th></tr><tr><th>X</th><th>Y</th></tr><tr><td>1</td><td>东雷村</td><td>262</td><td>-667</td><td>居民点</td><td>415</td><td rowspan="3">大气二类区</td><td>308</td><td>SE</td></tr><tr><td>2</td><td>龙塘边村</td><td>-576</td><td>-285</td><td>居民点</td><td>410</td><td>260</td><td>SW</td></tr><tr><td>3</td><td>黄陂村</td><td>-876</td><td>0</td><td>居民点</td><td>210</td><td>416</td><td>W</td></tr></table>									序号	名称	坐标/m		保护对象	保护内容（~人）	环境功能区	与电厂厂界距离（~m）	相对厂址方位	X	Y	1	东雷村	262	-667	居民点	415	大气二类区	308	SE	2	龙塘边村	-576	-285	居民点	410	260	SW	3	黄陂村	-876	0	居民点	210	416	W
	序号	名称	坐标/m		保护对象	保护内容（~人）	环境功能区	与电厂厂界距离（~m）	相对厂址方位																																				
			X	Y																																									
	1	东雷村	262	-667	居民点	415	大气二类区	308	SE																																				
2	龙塘边村	-576	-285	居民点	410	260		SW																																					
3	黄陂村	-876	0	居民点	210	416		W																																					
注：选取厂作为中心原点，坐标为（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。																																													
3、地下水环境保护目标																																													
项目厂界外 500 米范围内没有地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源等地下水环境保护目标。																																													
4、地表水环境保护目标																																													
现有项目废水处理达到广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 A 标准的较严者，由电厂专用排污管接入园区污水管网排入大富水排放；因此本项目地表水环境保护目标主要为大富水河段。																																													
4、生态环境保护目标																																													
本项目位于国粤(韶关)电力有限公司内，用地范围内不存在生态环境保护目标。																																													

表 3-5 项目废水排放标准								
排放标准	污染物名称							
	pH	COD	BOD ₅	NH ₃ -N	SS	总磷	LAS	石油类
DB44/26-2001 第二时段一级标准	6~9	≤40	≤20	≤10	≤20	≤0.5	≤5	S5
GB18918-2002 一级 A 标准	6~9	≤50	≤10	≤5(8)	≤10	≤0.5	≤0.5	≤1
两者中严者	6~9	≤40	≤10	≤5	≤10	≤0.5	≤0.5	≤0.5
*注：括号外数值为水温>12℃时的控制指标，括号内数值为水温≤12℃时的控制指标；石油类执行排污许可中的限值 0.5mg/L。								
3、噪声排放标准 运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准(昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A))。								
4、固体废物排放标准 一般固体废物在厂内贮存须符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《广东省固体废物污染环境防治条例》；危险废物在厂内贮存须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的有关规定。								
总量控制指标	现有工程总量控制指标分别为： COD _{cr} :21.34t/a, 氨氮 0.53t/a, 颗粒物 109.47t/a, SO ₂ :720.7t/a, NO _x :826.78t/a。 本项目无新增外排废水，无需分配水污染物指标。 现有项目全厂（一期+二期）有组织排放总量为烟尘 109.47t/a, SO ₂ 748.21t/a, NO _x 826.78t/a。技改后全厂主要污染物排放量约为：颗粒物 22.718t/a；SO ₂ :227.17t/a；NO _x :500.373t/a，不突破原有总量控制要求，因此本项目无需新增申请排污许可总量控制指标。							

四、主要环境影响和保护措施

施工期环境保护措施	<h3>1 施工期大气污染源分析</h3> <p>本项目仅对现有能源结构进行调整，不涉及现有主体工程及公辅设施的改造。因此不存在施工期环境影响。</p>																																																																																																																	
	<h3>(一) 废气</h3> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">表 4.1-1 本项目掺烧生物质前后燃料参数一览表</p> <table><tr><th colspan="2" rowspan="2">项目</th><th rowspan="2">单位</th><th colspan="2">1#2#机组掺烧后</th><th>1#2#机组掺烧前</th></tr><tr><th>燃煤</th><th>生物质</th><th>燃煤</th></tr><tr><td>燃料消耗量</td><td>B_g</td><td>t/h</td><td>472.81</td><td>39.35</td><td>525.342</td></tr><tr><td>低位发热量</td><td>Q_{net,ar}</td><td>MJ/kg</td><td>12.54</td><td>16.74</td><td>12.54</td></tr><tr><td>灰分</td><td>A_{ar}</td><td>%</td><td>54.2</td><td>5</td><td>54.2</td></tr><tr><td>硫分</td><td>S_{ar}</td><td>%</td><td>0.57</td><td>0.1</td><td>0.57</td></tr><tr><td>挥发分</td><td>V_{daf}</td><td>%</td><td>6.97</td><td>70</td><td>6.97</td></tr><tr><td>小时数</td><td>/</td><td>H</td><td>5500</td><td>5500</td><td>5500</td></tr><tr><td>收到基水分</td><td>Mar</td><td>%</td><td>6.16</td><td>13</td><td>6.16</td></tr><tr><td>汞</td><td>Asar</td><td>μg/g</td><td>0.112</td><td>/</td><td>0.112</td></tr><tr><th colspan="2" rowspan="2">项目</th><th rowspan="2">单位</th><th colspan="2">3#机组掺烧后</th><th>3#机组掺烧前</th></tr><tr><th>燃煤</th><th>生物质</th><th>燃煤</th></tr><tr><td>燃料消耗量</td><td>B_g</td><td>t/h</td><td>443.25</td><td>34.63</td><td>492.5</td></tr><tr><td>低位发热量</td><td>Q_{net,ar}</td><td>MJ/kg</td><td>11.96</td><td>16.74</td><td>11.96</td></tr><tr><td>灰分</td><td>A_{ar}</td><td>%</td><td>46.92</td><td>5</td><td>46.92</td></tr><tr><td>硫分</td><td>S_{ar}</td><td>%</td><td>0.45</td><td>0.1</td><td>0.45</td></tr><tr><td>挥发分</td><td>V_{daf}</td><td>%</td><td>36.08</td><td>70</td><td>36.08</td></tr><tr><td>小时数</td><td>/</td><td>H</td><td>5000</td><td>5000</td><td>5000</td></tr><tr><td>收到基水分</td><td>Mar</td><td>%</td><td>10</td><td>13</td><td>10</td></tr><tr><td>汞</td><td>Asar</td><td>μg/g</td><td>0.102</td><td>/</td><td>0.102</td></tr></table> <p>根据技改项目工艺过程及产污环节分析，技改项目产生的废气主要为因燃料变化，导致变化的锅炉废气。本项目改造前后燃料变化情况如下表所示：</p>	项目		单位	1#2#机组掺烧后		1#2#机组掺烧前	燃煤	生物质	燃煤	燃料消耗量	B _g	t/h	472.81	39.35	525.342	低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	12.54	16.74	12.54	灰分	A _{ar}	%	54.2	5	54.2	硫分	S _{ar}	%	0.57	0.1	0.57	挥发分	V _{daf}	%	6.97	70	6.97	小时数	/	H	5500	5500	5500	收到基水分	Mar	%	6.16	13	6.16	汞	Asar	μg/g	0.112	/	0.112	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	443.25	34.63	492.5	低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	11.96	16.74	11.96	灰分	A _{ar}	%	46.92	5	46.92	硫分	S _{ar}	%	0.45	0.1	0.45	挥发分	V _{daf}	%	36.08	70	36.08	小时数	/	H	5000	5000	5000	收到基水分	Mar	%	10	13	10	汞	Asar	μg/g	0.102	/
项目					单位	1#2#机组掺烧后		1#2#机组掺烧前																																																																																																										
		燃煤	生物质	燃煤																																																																																																														
燃料消耗量	B _g	t/h	472.81	39.35	525.342																																																																																																													
低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	12.54	16.74	12.54																																																																																																													
灰分	A _{ar}	%	54.2	5	54.2																																																																																																													
硫分	S _{ar}	%	0.57	0.1	0.57																																																																																																													
挥发分	V _{daf}	%	6.97	70	6.97																																																																																																													
小时数	/	H	5500	5500	5500																																																																																																													
收到基水分	Mar	%	6.16	13	6.16																																																																																																													
汞	Asar	μg/g	0.112	/	0.112																																																																																																													
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	443.25	34.63	492.5																																																																																																													
低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	11.96	16.74	11.96																																																																																																													
灰分	A _{ar}	%	46.92	5	46.92																																																																																																													
硫分	S _{ar}	%	0.45	0.1	0.45																																																																																																													
挥发分	V _{daf}	%	36.08	70	36.08																																																																																																													
小时数	/	H	5000	5000	5000																																																																																																													
收到基水分	Mar	%	10	13	10																																																																																																													
汞	Asar	μg/g	0.102	/	0.102																																																																																																													
运营期环境影响和保护措施																																																																																																																		

表 4.1-2 本项目掺烧生物质前后生物质替代量一览表

消耗量		改造前	改造后		变化情况	
		燃煤	燃煤	生物质	燃煤	生物质
1、2 机组	小时消耗量 t/h	525.342	472.81	39.35	-52.532	39.35
	年消耗量万 t/a	288.938	260.05	21.64	-28.888	21.64
	年利用小时数	5500	5500	5500	无变化	无变化
3 机 组	小时消耗量 t/h	492.5	443.25	35.19	-49.25	35.19
	年消耗量万 t/a	246.25	221.63	17.59	-24.62	17.59
	年利用小时数	5000	5000	5000	无变化	无变化
合计小时消耗量 t/h		1017.842	916.06	56.83	-101.782	56.83
合计年消耗量万 t/a		535.188	481.67	39.24	-53.518	39.24

1、烟气量

①掺烧生物质新增烟气量

根据《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），改扩建工程污染源有组织污染源优先采用物料衡算法核算，本评价结合技改项目生物质性能参数资料，采用《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ 888-2018）中废气污染源强核算中“物料衡算法”进行锅炉烟气污染物排放量计算采用以下公式计算掺烧工况下加入的生物质的烟气量。

理论空气量：

$$V_0 = 2.63 \frac{Q_{\text{net,ar}}}{10000}$$

式中：V₀—理论空气量，m³/kg；

C_{ar}—收到基碳含量，%；

S_{ar}—收到基硫含量，%；

H_{ar}—收到基氢含量，%；O_{ar}—收到基氧含量，%；

Q_{net,ar}—收到基低位发热量，kJ/kg。参考《工业锅炉用生物质成型燃料》（DB44/T 1052-2018），本项目生物质颗粒收到基低位发热量取值为16.74MJ/kg，即 16740kJ/kg。

经计算，本项目掺烧生物质理论空气量 V₀ 为 4.40m³/kg。

其烟气排放量根据下列公式进行计算：

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 1.866 \times \frac{Car + 0.375Sar}{100}$$

$$V_{N_2} = 0.79V_O + 0.8 \times \frac{N_{ar}}{100}$$

$$V_g = V_{RO_2} + V_{N_2} + (\alpha - 1)V_O$$

$$V_{H_2O} = 0.111H_{ar} + 0.0124M_{ar} + 0.0161V_O + 1.24G_{wh}$$

$$V_s = V_g + V_{H_2O} + 0.0161(\alpha - 1)V_O$$

式中：V_{RO2}—烟气中二氧化碳（V_{CO2}）和二氧化硫（V_{SO2}）容积之和，m³/kg；

Car—收到基碳含量，%；

Sar—收到基硫含量，%；

V_{N2}—烟气中氮气，m³/kg；

Nar—收到基氮含量，%；

V_O—理论空气量，m³/kg；

V_g—干烟气体积，m³/kg；

α—过量空气系数；

V_{H2O}—烟气中水蒸气量，m³/kg；

H_{ar}—收到基氢含量，%；

M_{ar}—收到基水分含量，%；

G_{wh}—雾化燃油时消耗的蒸汽量，kg/kg。如果采用蒸汽雾化，V_{H2O} 还需考虑雾化燃油时消耗的蒸汽量，其数值为 1.24G_{wh}；

V_s—湿烟气体积，m³/kg。

表 4.2 生物质烟气体积计算参数取值

H _{ar} (%)	M _{ar} (%)	N _{ar} (%)	Car%	Sar%	Nar	q ₄ (%)	α
10.28	8.18	50.91	60.739	0.1*	5.31	2.5	1.4

注：以上参数选取参考《污染源核算技术指南 火电》附录 A 中推荐参数；生物质燃料成分参数参考生物质检测报告中的数值进行计算，其中 Sar 保守按照《工业锅炉用生物质成型燃料》（DB44/T 1052-2018）中限值要求进行取值。

经计算，可知：

$$V_g = 6.500192 \text{ m}^3/\text{kg}$$

$$V_{H_2O} = 1.37226 \text{ m}^3/\text{kg}$$

$$V_s = 7.90 \text{ m}^3/\text{kg}$$

则 1、2 号机组因生物质燃料新增烟气量为 $310865 \text{ m}^3/\text{h}$ （其中干烟气量为 $255775 \text{ m}^3/\text{h}$ ）；3 号机组掺烧生物质新增烟气量为 $278001 \text{ m}^3/\text{h}$ （其中干烟气量为 $228735 \text{ m}^3/\text{h}$ ）。

②燃煤减少烟气量

根据表 4.1 可知，在发电量不变的情况下，1、2 号机组年掺烧 21.64 万吨生物质，可对应节约煤炭量 28.888 万吨/年，即 52.532 吨/小时；3 号机组年掺烧 17.59 万吨生物质，可对应节约煤炭量 24.62 万吨/年，即 49.25 吨/小时。

表 4.3 本项目燃煤组分一览表

1、2 机组燃煤组分			
项目	符号	单位	结果
收到基全水分	Mt	%	6.16
空气干燥基水分	Mad	%	0.35
灰分：收到基	Aar	%	54.2
碳：收到基	Car	%	34.8
氢：收到基	Har	%	1.59
氧：收到基	Oar	%	2.0
氮：收到基	Nar	%	0.68
全硫：收到基	St.ar	%	0.57
收到基汞	Hgar	%	1.12E-5
空气干燥基挥发分	Vad	%	6.97
收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	12540
3 机组燃煤组分			
项目	符号	单位	结果
收到基全水分	Mt	%	10.0
空气干燥基水分	Mad	%	4.36
灰分：收到基	Aar	%	46.92
碳：收到基	Car	%	32.73
氢：收到基	Har	%	1.99
氧：收到基	Oar	%	7.49
氮：收到基	Nar	%	0.41
全硫：收到基	St.ar	%	0.45
收到基汞	Hgar	%	1.02E-5
空气干燥基挥发分	Vad	%	36.08
收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	11960

根据公式计算可知，1、2 号机组因燃煤减少烟气排放量约为 257968m³/h（其中干烟气量为 240770m³/h）；3 号机组燃煤排放减少烟气量为 235222 m³/h（其中干烟气量为 214701m³/h）。

③技改后烟气量变化情况

根据上述分析，掺烧生物质后，各机组烟气会有轻微的升高，其中 1、2 号机组湿烟气量增加约 52897m³/h，干烟气量增加约 15005 m³/h。3 号机组湿烟气量增加约 42779 m³/h，干烟气量增加约 14034m³/h。项目技改完成后，预计烟气量排放情况如下表所示：

表 4.4 技改项目烟气设计参数一览表

项目		现有 1、2# 机组	现有 3#机 组	技改后 1、2# 机组	技改后 3 机 组	1、2#机组 变化量	3#机组变 化量
烟囱入口	标态干烟气量 Nm ³ /h	2566584	2180000	2581589	2194034	+15005	+14034
	标态湿烟气量 Nm ³ /h	2711664	2389583	2764561	2432362	+52897	+42779
	烟气温度℃	50	50	50	50	无变化	无变化
	过剩空气系数 α	1.4	1.4	1.4	1.4	无变化	无变化
综合除尘效率%		99.991%	99.991%	99.991%	99.991%	无变化	无变化
脱硫效率%		98.86%	99.76%	98.86%	99.76%	无变化	无变化
脱硝效率%		87.9%	63.35%	87.9%	63.35%	无变化	无变化
脱汞效率%		≥70	≥70	≥70	≥70	无变化	无变化
设备利用时数		年利用 5500h	年利用 5000h	年利用 5500h	年利用 5000h	无变化	无变化

注：各废气处理设施处理效率，采用验收报告中实测的最低处理效率。

由上可知，技改完成后，各机组总体烟气量会有略微上升，但总体变化情况不大。

2、 二氧化硫

①掺烧生物质所排放 SO₂ 量

根据《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），采用下式计算掺烧生物质所排放的二氧化硫量。

$$M_{SO_2} = 2B_g \times \left(1 - \frac{\eta_{S1}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\eta_{S2}}{100}\right) \times \frac{S_{ar}}{100} \times K$$

式中：\$M_{SO_2}\$——核算时段内二氧化硫排放量，t；

\$B_g\$——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

\$\eta_{S1}\$——除尘器的脱硫效率，%，电除尘器、袋式除尘器、电袋复合除尘器取 0%；

\$\eta_{S2}\$——脱硫系统的脱硫效率，%；

\$q_4\$——锅炉机械不完全燃烧热损失，%；

\$S_{ar}\$——收到基硫的质量分数，%；

\$K\$——燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额。

表 4.3 掺烧生物质 \$SO_2\$ 排放量计算参数取值

1#2# 机组	\$B_g\$ (t/h)	\$S_{ar}\$ (%)	\$K\$	\$q_4\$ (%)	\$\eta_{S1}\$ (%)	\$\eta_{S2}\$ (%)
	39.35	0.1	0.85	2.5	0	98.86
3#机 组	\$B_g\$ (t/h)	\$S_{ar}\$ (%)	\$K\$	\$q_4\$ (%)	\$\eta_{S1}\$ (%)	\$\eta_{S2}\$ (%)
	34.63	0.1	0.85	2.5	0	99.76

注：（1）\$q_4\$、\$K\$ 取值参考《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018）附录 A；
（2）\$\eta_{S2}\$ 取验收监测最小脱硫处理效率。

1、2 号机组脱硫效率保守按 98.86%（监测期间的最小脱硫效率），则 \$SO_2\$ 排放量为 0.3717kg/h（2.04435t/a）。

3 号机组脱硫效率按 99.76%计（验收监测期间的最小脱硫效率），经计算得 \$SO_2\$ 产生量为 0.06887kg/h（0.34435t/a）。

②煤炭燃料减少 \$SO_2\$ 减少量

在发电量不变的情况下，1#2#机组年掺烧 21.64 万吨生物质，可对应节约煤炭量 28.888 万吨/年；3#机组年掺烧 17.59 万吨生物质，可对应节约煤炭量 24.62 万吨/年。根据建设单位提供的煤炭成分分析检测报告，煤炭减少 \$SO_2\$ 排放量计算参数取值见表 4.4。

表 4.4 煤炭减少 \$SO_2\$ 排放量计算参数取值

1#2# 机组	\$B_g\$ (t/h)	\$S_{ar}\$ (%)	\$K\$	\$q_4\$ (%)	\$\eta_{S1}\$ (%)	\$\eta_{S2}\$ (%)
	52.532	0.57	0.85	2.5	0	98.86
3#机 组	\$B_g\$ (t/h)	\$S_{ar}\$ (%)	\$K\$	\$q_4\$ (%)	\$\eta_{S1}\$ (%)	\$\eta_{S2}\$ (%)
	49.25	0.45	0.85	2.5	0	99.76

注：（1）\$q_4\$、\$K\$ 取值参考《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018）附录 A；
（2）\$\eta_{S2}\$ 取验收监测最小脱硫处理效率。

经计算，掺烧工况因煤炭用量减少，1#2#机组 SO₂ 排放量将减少 2.828kg/h，即 15.554t/a；3#机组 SO₂ 排放量将减少 0.4407kg/h，即 2.2035t/a。

③技改前后 SO₂ 量

根据上述计算可知，本技改项目实施后，1、2 号机组二氧化硫净减排量为 2.456kg/h，即 13.51t/a；3 号机组二氧化硫净减排量为 0.0689kg/h，即 1.859t/a；全厂二氧化硫排放量净减排 15.37t/a。

3、氮氧化物

根据《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），氮氧化物排放量采用锅炉生产商提供的氮氧化物控制保证浓度值或类比同类锅炉氮氧化物浓度值，按下式计算：

$$M_{\text{NO}_x} = \frac{\rho_{\text{NO}_x} \times V_g}{10^9} \left(1 - \frac{\eta_{\text{NO}_x}}{100} \right)$$

式中：M_{NO_x}——核算时段内氮氧化物排放量，t；

ρ_{NO_x}——锅炉炉膛出口氮氧化物排放质量浓度，mg/m³；

V_g——核算时段内标态干烟气排放量，m³；

η_{NO_x}——脱硝效率，%。

根据上述分析，本项目掺烧生物质后，干烟气量 V_g 会有轻微上升。根据上式可知，在掺烧前后锅炉类型及氮氧化物控制保证浓度值、脱硝效率不变的情况下，氮氧化物排放变动情况与干烟气量成正比。由上面计算结果可知，掺烧生物质后，1、2 号机组干烟气量增加约 15005 m³/h，3 号机组干烟气量增加约 14034m³/h。本次核算以干烟气变化量用于核算氮氧化物净变化量。

表 4.5 掺烧生物质 NO_x 排放量计算参数取值

机组	ρ _{NO_x} (mg/m ³)	干烟气 V _g 增加量 (m ³ /h)	η _{NO_x} (%)
1、2 号机组	200	15005	87.9
3 号机组	200	14034	63.35

根据上述计算可以得出，1、2 号机氮氧化物增加量约为 0.363kg/h，即

1.9965t/a；3 号机组氮氧化物增加量约为 1.029kg/h，即 5.145t/a。

4、烟尘

①掺烧生物质所排放烟尘量

根据《污染源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），烟尘排放量按下式计算：

$$M_A = B_g \times \left(1 - \frac{\eta_c}{100}\right) \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 Q_{net,ar}}{100 \times 33870}\right) \times \alpha_{fh}$$

式中： M_A ——核算时段内烟尘排放量，t；

B_g ——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

η_c ——除尘效率，%，当除尘器下游设有湿法脱硫、湿式电除尘等设备时，应考虑其除尘效果；

A_{ar} ——收到基灰分的质量分数，%；

q_4 ——锅炉机械不完全燃烧热损失，%，采用锅炉设备推荐参数取 0.87；

$Q_{net,ar}$ ——收到基低位发热量，kJ/kg；

α_{fh} ——锅炉烟气带出的飞灰份额，参照 HJ888-2018 为 0.4~0.6，取值 0.5。

根据上式，生物质产生的烟尘排放量计算如表 4.6。

表 4.6 生物质产生的烟尘排放量计算参数取值

机组	燃料	Bg 用量 t/h	Aar%	q ₄	$Q_{net,ar}$ kJ/kg	α_{fh}	η_c (%)
1#2#机组	生物质	39.35	5	2.5	16740	0.5	99.991
3#机组	生物质	34.63	5	2.5	16740	0.5	99.991

注：q₄、 α_{fh} 等指标参考《污染源强核算技术指南 火电》HJ888-2018 附录 A 中推荐值；其余相关指标参考《工业锅炉用生物质成型燃料》（DB44/T 1052-2018）中限值要求。

经计算得 1#2#机组新增生物质掺烧烟尘新增排放量为 0.09615kg/h（约 0.5288t/a）。

经计算得 3#机组新增生物质掺烧烟尘新增排放量为 0.08462kg/h（0.4321t/a）。

②减少煤炭燃料烟尘减排量

在发电量不变的情况下，1、2 号机组年掺烧 21.64 万吨生物质，可对应节约煤炭量 28.888 万吨/年，即 52.532 吨/小时；3 号机组年掺烧 17.59 万吨生物质，可对应节约煤炭量 24.62 万吨/年，即 49.25 吨/小时。根据建设单位提供的煤炭成分分析检测报告并结合上文公式计算得出：经计算得 1#2#机组减少煤炭烟尘排放量为 1.289kg/h(约 7.0895t/a)；3#机组减少煤炭烟尘排放量为 1.047kg/h(5.235t/a)。

③项目技改实施后烟尘减排量

根据上述分析可知，项目技改实施后，将进一步降低烟尘排放量。1、2 号机组，烟尘排放削减量为 1.193 kg/h，即 6.5615t/a；3 号机组烟尘排放削减量为 0.962 kg/h，即 4.81t/a。

5、汞及其化合物

本次技改，在发电量不变的情况下，1#2#机组年掺烧 21.64 万吨生物质，可对应节约煤炭量 28.888 万吨/年；3#机组年掺烧 17.59 万吨生物质，可对应节约煤炭量 24.62 万吨/年。

根据《污染源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），汞及其化合物按下式计算：

$$M_{\text{Hg}} = B_g \times m_{\text{Hgar}} \times \left(1 - \frac{\eta_{\text{Hg}}}{100}\right) \times 10^{-6}$$

式中：M_{Hg}——核算时段内汞及其化合物排放量（以汞计），t；

B_g——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

m_{Hgar}——收到的基汞的含量，μg/g；根据煤质汞检测结果，项目 1、2 号机组、3 号机组设计煤种汞含量分别为 0.112μg/g、0.102μg/g；根据生物质成分检测报告，其汞含量未检出。

η_{Hg}——汞的协同脱除效率，取值 70%，根据《污染源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018）附录 C，现有设施除汞效率按 70%计。

根据附件 6 生物质检查报告可知，项目生物质中汞含量极低，未检出。因此本次仅对生物质替代煤对汞的减排量进行核算。

根据上述公式，技改项目汞及其化合物减排量计算如下：

表 4.7 技改项目汞及其化合物减排量计算参数取值

机组	Bg (t/h)	mHgar (μg/g)	ηHg (%)	减放量 (kg/h)	年减排量 (t)
1#2#机组	52.532	0.112	70	0.001765	0.00971
3#机组	49.25	0.102	70	0.001507	0.00754

注：ηHg 去除效率为 70%。

根据上述计算可知，本项目实施后 1#2#机组减少汞及其化合物排放量为 0.001765kg/h（约 0.00971t/a）；3#机组减少汞及其化合物排放量为 0.001507kg/h（0.00754t/a）。

6、脱硝系统氨逃逸情况分析

SCR 脱硝又称选择性催化还原法，选择性催化还原法的原理是利用尿素热解产生的 NH_3 作为还原剂在 SCR 脱硝催化剂的催化下还原 NO_x 。在脱硝反应过程中烟气中存在着没有参与反应的氨通过反应器排放到烟气中的现象称为氨逃逸。选择性催化还原法影响氨逃逸的主要因素如下：尿素的喷射流量，流量大的地方氨逃逸相对较高；烟气温度，反应温度过低会导致 NO_x 与氨的反应速率降低使氨逃逸量升高，烟气温度过高氨又会额外生成 NO ，SCR 脱硝反应适宜温度为 345°C ；催化剂堵塞，催化剂堵塞会导致氨与氮氧化物的反应不完全，从而使氨逃逸升高。

①氨逃逸浓度确定

项目采取以下措施控制脱硝过程中的氨逃逸：①针对尿素喷射速率不均造成的氨逃逸偏差，可以通过调整尿素喷枪前的球阀控制，在平时操作中尽可能使旋转喷枪枪头朝下，增加反应时间，每只枪喷尿素分布均匀（其操作看压力降）。②根据锅炉负荷和燃烧情况在满足的条件下维持烟气温度在最佳范围内，控制温度宜为 345°C 左右。③当 SCR 脱硝催化剂老化时要及时更换，降低氨逃逸的同时可以提高 NO_x 去除效率。

此外，脱硝后的烟气在经过省煤器后温度会进一步下降，未反应的氨气主要与烟气中的 SO_3 及飞灰在低温下发生刮花反应形成硫酸铵和亚硫酸铵，而烟

气在经过除尘器后可收集形成的大部分硫酸铵固化物，因此，在做好上述措施的前提下，项目脱硝过程氨逃逸浓度可满足《火力发电厂烟气脱硝设计技术规程》（DL/T5480-2022）的要求，即选择性催化还原法(SCR 法)的氨逃逸质量浓度宜小于 2.28mg/m³，本次即按照氨逃逸质量浓度 2.28mg/m³，计算氨逃逸量。

②氨逃逸排放速率计算

氨逃逸排放速率按下式计算：

$K_{\text{氨}} = V_g \times C_{\text{氨}} \times 10^{-6}$ 式中：K_氨——氨的排放速率，kg/h；

V_g——干烟气排放量，Nm³/h；由上述计算可知，1、2 号干烟气增加量为 15005m³/h、3 号机组干烟气增加量为 14034m³/h。

C_氨——氨的排放浓度，mg/Nm³/h，取 2.28mg/m³。

③氨逃逸排放量计算

氨逃逸排放量按下式计算

$M_{\text{氨}} = K_{\text{氨}} \times H \times 10^{-3}$ 式中：M_氨——氨逃逸排放量，t/a；

K_氨——氨的排放速率，kg/h；

H——机组年运营时间，1、2 号机组年运行时间为 5500h，3 号机组年运行时间为 5000h；

由上述公式可知，在年运行时间及氨排放浓度不变的情况下，氨逃逸排放量与干烟气成正比，因此本项目仅用机组干烟气量变化情况进行核算其氨逃逸排放量的变化情况。

根据上述计算可以得出，1、2 号机氨逃逸增加量约为 0.0342kg/h，即 0.1888t/a；3 号机组氨逃逸增加量约为 0.0320kg/h，即 0.16t/a。

7 汇总

烟气：各机组烟气会有轻微的升高，其中 1、2 号机组湿烟气量增加约 52897m³/h，干烟气量增加约 15005 m³/h。3 号机组湿烟气量增加约 42779 m³/h，干烟气量增加约 14034m³/h。

	<p>氮氧化物：1、2 号机氮氧化物增加量约为 0.363kg/h，即 1.9965t/a；3 号机组氮氧化物增加量约为 1.029kg/h，即 5.145t/a。</p> <p>二氧化硫：1、2 号机组二氧化硫净减排量为 2.456kg/h，即 13.51t/a；3 号机组二氧化硫净减排量为 0.0689kg/h，即 1.859t/a；全厂二氧化硫排放量净减排 15.37t/a。</p> <p>烟尘：1、2 号机组，烟尘排放削减量为 1.193 kg/h，即 6.5615t/a；3 号机组烟尘排放削减量为 0.962 kg/h，即 4.81t/a。</p> <p>汞及其化合物：1#2#机组减少汞及其化合物排放量为 0.001765kg/h（约 0.00971t/a）；3#机组减少汞及其化合物排放量为 0.001507kg/h（0.00754t/a）。</p> <p>氨逃逸：1、2 号机氨逃逸增加量约为 0.0342kg/h，即 0.1888t/a；3 号机组氨逃逸增加量约为 0.0320kg/h，即 0.16t/a。</p> <p>根据上述分析可知，掺烧生物质后，各项污染物排放量总体呈现下降趋势。仅烟气量、氮氧化物、氨逃逸量有轻微上升，但总体量变化不大，依托现有烟气处理设施处理后仍远低于限值标准要求。总体而言，掺烧生物质耦合发电后，不突破现有项目核定的排污许可总量，对周边大气环境不会新增不良影响。在节能降碳的同时，也提高了企业经济效益，总体符合《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》（发改环资〔2024〕894 号）等相关要求。项目技改前后年产排污情况见附表 1。</p> <p>（二）废水</p> <p>项目不新增劳动员工，本次技改项目本身不产生废水。企业目前，循环冷却水大部分回用于脱硫系统水箱补水、除灰渣用水等，剩余部分循环处理达到广东省地方标准《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)的第二时段一级标准及《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 A 标准两者较严者，经园区市政污水管网引至大富水，最终汇入浈江。</p> <p>本项目仅对机组燃料进行部分替代，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。</p>
--	---

(三) 噪声

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，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。根据企业 2025 年第二季度的监测数据，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值（昼间 65dB(A)、夜间 55dB(A)）要求。

本项目仅对现有机组燃料进行改造，本项目的实施未增加大型产噪设备，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。

(四) 固体废物

现有项目固废主要为粉煤灰、煤渣、脱硫石膏、废反渗透膜、废离子交换树脂、保温棉、污泥、废布袋、脱硝系统废催化剂、废矿物油、废变压器油、废包装桶、废铅蓄电池和生活垃圾等。

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

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

① 飞灰产生量：

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

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：

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

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，%，

q_4 ——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 本项目改造前后飞灰、炉渣计算参数取值表

1#2#机组		单位	掺烧后		掺烧前
			燃煤	生物质	燃煤
燃料消耗量	B _g	t/h	472.81	39.35	525.342
低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	12.54	16.74	12.54
灰分	A _{ar}	%	54.2	5	54.2
锅炉机械不完全燃烧热损失	q ₄	%	2.5	2.5	2.5
除尘器效率	η_c	%	99.991	99.991	99.991
锅炉烟气带出的飞灰份额	α_{fh}	/	0.8	0.8	0.8
炉渣占燃料灰分的份额	α_{lz}	/	0.2	0.2	0.2
3#机组		单位	掺烧后		掺烧前
			燃煤	生物质	燃煤
燃料消耗量	B _g	t/h	443.25	34.63	492.5
低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	11.96	16.74	11.96

灰分	Aar	%	46.92	5	46.92
锅炉机械不完全燃烧热损失	q ₄	%	2.5	2.5	2.5
除尘器效率	η _c	%	99.991	99.991	99.991
锅炉烟气带出的飞灰份额	α _{fh}	/	0.8	0.8	0.8
炉渣占燃料灰分的份额	α _{lz}	/	0.2	0.2	0.2

根据上述计算，本项目改造后灰渣量变动情况如下表所示：

表 4.9 本项目改造前后飞灰、炉渣产生量变动情况一览表 t/a

灰渣产生量 t/a		机组	掺烧后		掺烧前	变化量
			燃煤	生物质	燃煤	
年灰渣产生量	灰	1、2 号机组	102.025	0.8404	113.355	-10.49
	渣		283415	2335.3	314897	-29146.7
	灰渣合计		283517.025	2336.1404	315010.355	-29157.19
年灰渣产生量	灰	3 号机组	76.3	0.775	84.75	-7.67
	渣		211900	2159	235400	-24341
	灰渣合计		211976.3	2159.775	235484.75	-24348.67

注：1、2 号机组年发电时间按 5500 小时计，3 号机组年发电按 5000 小时计。

由上表可以看出，掺烧生物质比纯燃煤灰分减少 7.67t/a，炉渣减少 2434.67t/a，掺烧生物质有利灰渣产生量减少。

（2）脱硫石膏产生量

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：

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

式中：M——核算时段内脱硫副产物产生量，t；

M_L——核算时段内二氧化硫脱除量，t；

M_F——脱硫副产物摩尔质量；

M_s ——二氧化硫摩尔质量；

C_s ——脱硫副产物含水率，%，副产物为石膏时含水率一般 $\leq 10\%$ ；

C_g ——脱硫副产物纯度，%，副产物为石膏时纯度一般 $\geq 90\%$ 。

根据废气核算结果可知，1、2号机组二氧化硫净减排量为2.456kg/h，即13.51t/a；3号机组二氧化硫净减排量为0.0689kg/h，即1.859t/a；全厂二氧化硫排放量净减排15.37t/a。改造前后脱硫效率不变，其脱硫石膏变动的产生量与二氧化硫脱除量成正比。则根据计算可得：1、2号机组脱硫石膏减少量为44.83t/a；3号机组脱硫石膏减少量为6.17t/a，全厂共减少51t/a脱硫石膏，掺烧生物质有利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($\leq 30\%$)后灰的碱含量以及 Al_2O_3 、 SiO_2 和 Fe_2O_3 的含量与煤灰差异不大，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。

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）土壤和地下水

本项目仅对机组燃料进行部分替代，技改完成后，不新增污染物数量及种类。不改变现有土壤及地下水污染防治措施，现有的地下水及土壤污染防治措施可满足本项目要求，项目技改实施后不会对土壤及地下水造成其他不良影响。

（六）环境风险

本项目仅对机组燃料进行部分替代，技改完成后，不新增环境风险物质。不降低目前环境风险防范措施，因此技改后环境总体环境风险可控。

（七）生态环境

本项目在现有厂区内技改，不涉及建设工程，所在区域不涉及名胜古迹、野生动物保护区，饮用水森林公园、重要湿地、生态敏感区和其他重要生态功能区，因此本项目建设对生态环境的影响不大。

（八）碳排放

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，利用生物质能将对 CO₂ 减排产生巨大作用。本项目参考《火电行业建设项目温室气体排放环境影响评价技术指南（试行）》（环办环评函[2024]200 号）对技改前后的二氧化碳排放情况进行分析。

1、计算参数

表 4.11 本项目二氧化碳排放计算参数

项目	改造前	改造后	
1#、2#机组			
燃料种类	燃煤	燃煤	生物质
燃煤量(万 t/a)	288.938	260.05	21.64
收到基碳(%)	34.8	34.8	60
燃煤低位发热量 (兆焦/千克)	12.54	12.54	16.74
燃煤碳氧化率(%)	99	99	99
年发电量(MWh)	3850000	3850000	
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
3#机组			
燃料种类	燃煤	燃煤	生物质
燃煤量(万 t/a)	246.25	221.63	17.59
收到基碳(%)	32.73	32.73	60
燃煤低位发热量 (兆焦/千克)	11.96	11.96	16.74
燃煤碳氧化率(%)	99	99	99
年发电量(MWh)	3500000	3500000	
供热量（GJ）	0	0	0
利用小时数(h)	5000	5000	5000
净购入电力	0	0	0

	(kWh/a)			
<p>2、核算方法</p> $E_{总} = E_{主要边界} + E_{其他边界}$ <p>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（tCO₂e）；</p> <p>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（tCO₂e）</p> <p>E_{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（tCO₂e）。</p> <p>（1）主要边界温室气体排放量</p> <p>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。</p> $E_{主要边界} = E_{化石燃料-发电设施} + E_{购入电力}$ <p>E_{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（tCO₂e）；</p> <p>E_{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（tCO₂e）；</p> <p>E_{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（tCO₂e）。</p> <p>1）化石燃料燃烧排放量</p> <p>计算公式：</p> $E_{燃烧} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12})$ <p>式中：E_{燃烧}——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；</p> <p>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）；</p> <p>Car_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</p>				

	<p>为吨碳/吨（tC/t）；</p> <p>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%；</p> <p>44/12——二氧化碳与碳的相对分子质量之比；</p> <p>i——化石燃料种类代号。</p> <p>2）外购电力产生的温室气体排放</p> <p>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。</p> <p>$E_{\text{电}} = AD_{\text{电}} \times EF_{\text{电}}$</p> <p>式中：E_电——购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；</p> <p>AD_电——购入使用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；</p> <p>EF_电——电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（tCO₂/MW·h）。</p> <p>（2）其他边界温室气体排放量</p> <p>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硝过程脱硝还原剂水解或热解产生的温室气体排放量。</p> <p>1）脱硫过程</p> <p>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}）</p> $E_{\text{脱硫}} = \sum_{k=1}^n CAL_k \times EF_k$ $CAL_k = \sum_{m=1}^n B_{k,m} \times I_k$ <p>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（tCO_{2e}）；</p> <p>CAL_k——第 k 种脱硫剂中碳酸盐消耗量，单位为吨（t）；</p> <p>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）；</p> <p>k——脱硫剂类型；</p> <p>B_{k,m}——脱硫剂在某一时段的消耗量，单位为吨（t）；</p>
--	--

m—脱硫剂消耗量对应的某一时段，如日、月、季度等；

lk—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) $E_{\text{脱硝}} = N_n \times 0.73$

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)；

N_n—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 4.12。

表 4.12 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	6628418.26
改造后	燃煤+生物质(10%)	5970983.515
变化量	/	-657434.745

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 65.74 万吨。

(九) 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

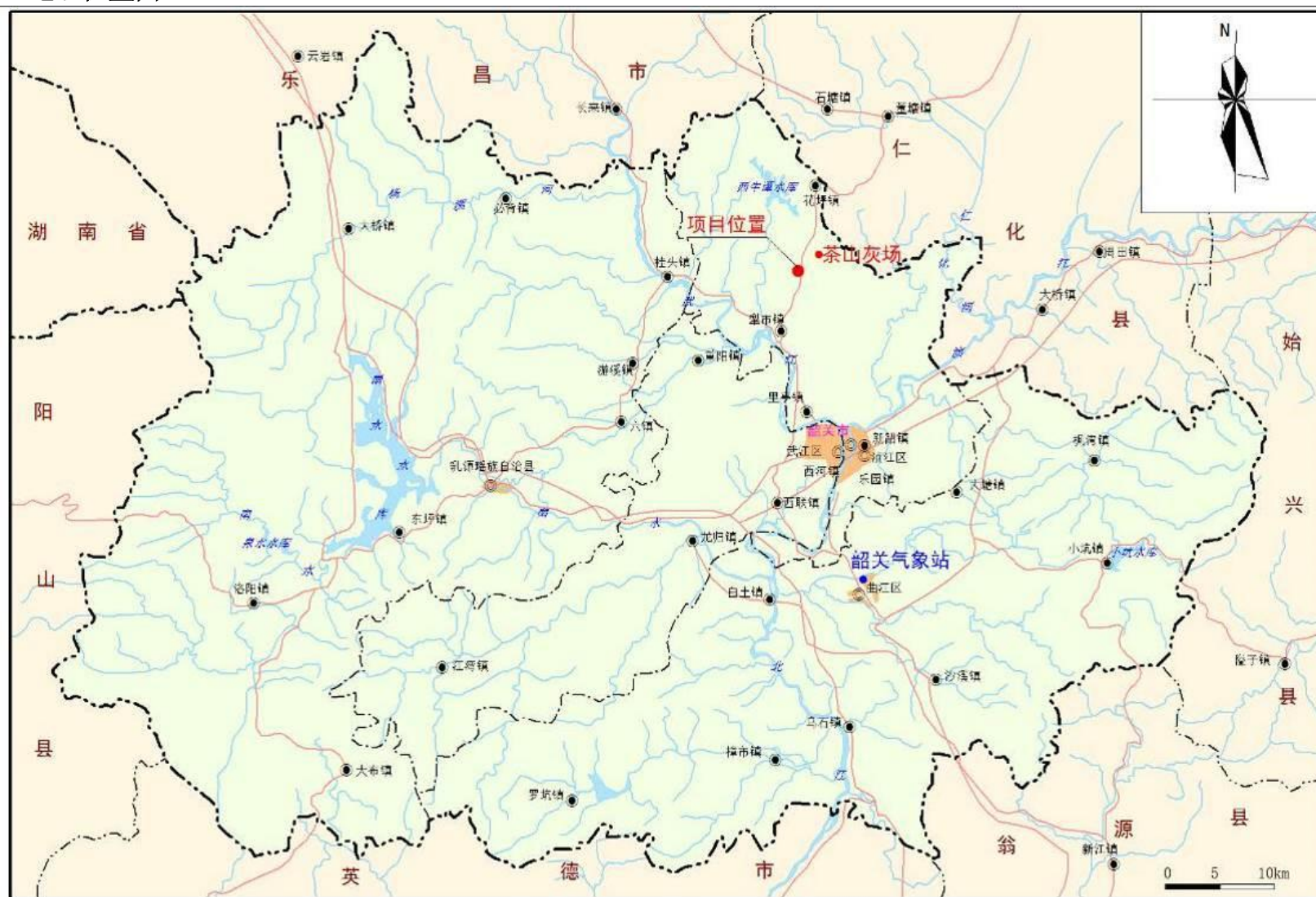
内容要素	排放口（编号、名称）/污染源	污染物项目	环境保护措施	执行标准
大气环境	1#2#机组烟气	NO _x	低氮燃烧、SNCR+SCR 脱硝	《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）、《关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》的通知》（发改能源〔2014〕2093 号）
		SO ₂	石灰石-石膏湿法脱硫	
		烟尘	电袋复合式除尘器、石灰石-石膏湿法脱硫、湿式静电除尘	
		汞		
		氨逃逸浓度	/	《火力发电厂烟气脱硝设计技术规程》（DL/T 5480-2022）
	3#机组烟气	NO _x	低氮燃烧+SNCR+SCR 脱硝	《火电厂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	炉内脱硫+炉外石灰石-石膏湿法脱硫	
		烟尘	高效电袋复合除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同除尘	
		汞		
		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	项目一般工业固废贮存、处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制 标准》(GB18599-2020)要求。危废暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。			
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

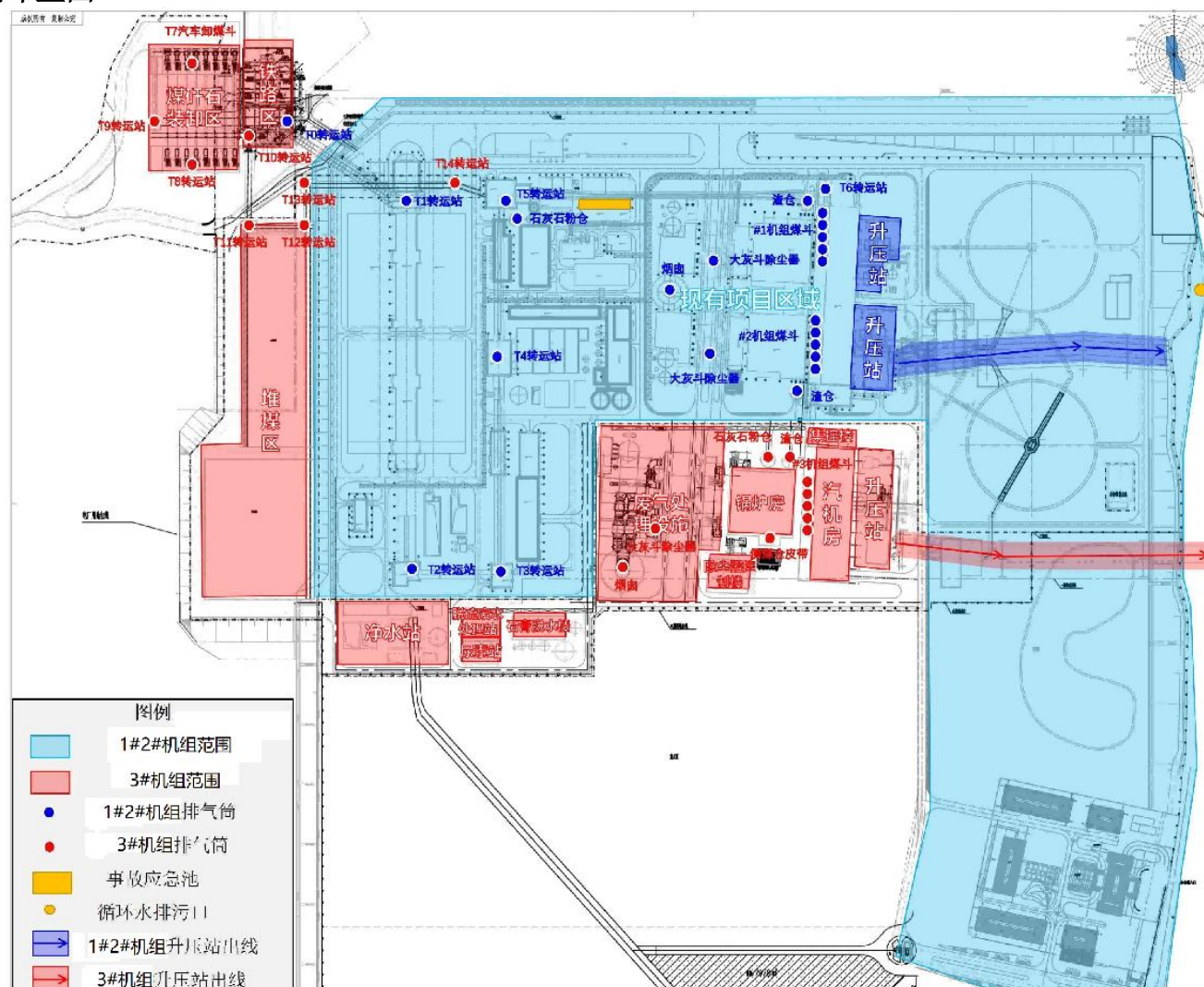
国粤（韶关）电力有限公司燃煤机组掺烧生物质耦合发电项目位于广东省韶关市浈江区东莞(韶关)产业转移工业园远翔路 33 号企业现有厂区内部。本项目对 1#2#3#机组进行改造，实现生物质颗粒料直接掺烧，生物质掺烧比 10%（以热量计），在发电量不变的情况下，1#2#机组年掺烧 21.64 万吨生物质，可对应节约煤炭量 28.888 万吨/年；3#机组年掺烧 17.59 万吨生物质，可对应节约煤炭量 24.62 万吨/年。；合计全厂年掺烧生物质颗粒燃料 39.23 万吨，节约煤炭 53.508 万吨。

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、广东省和韶关市的环境保护要求，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。

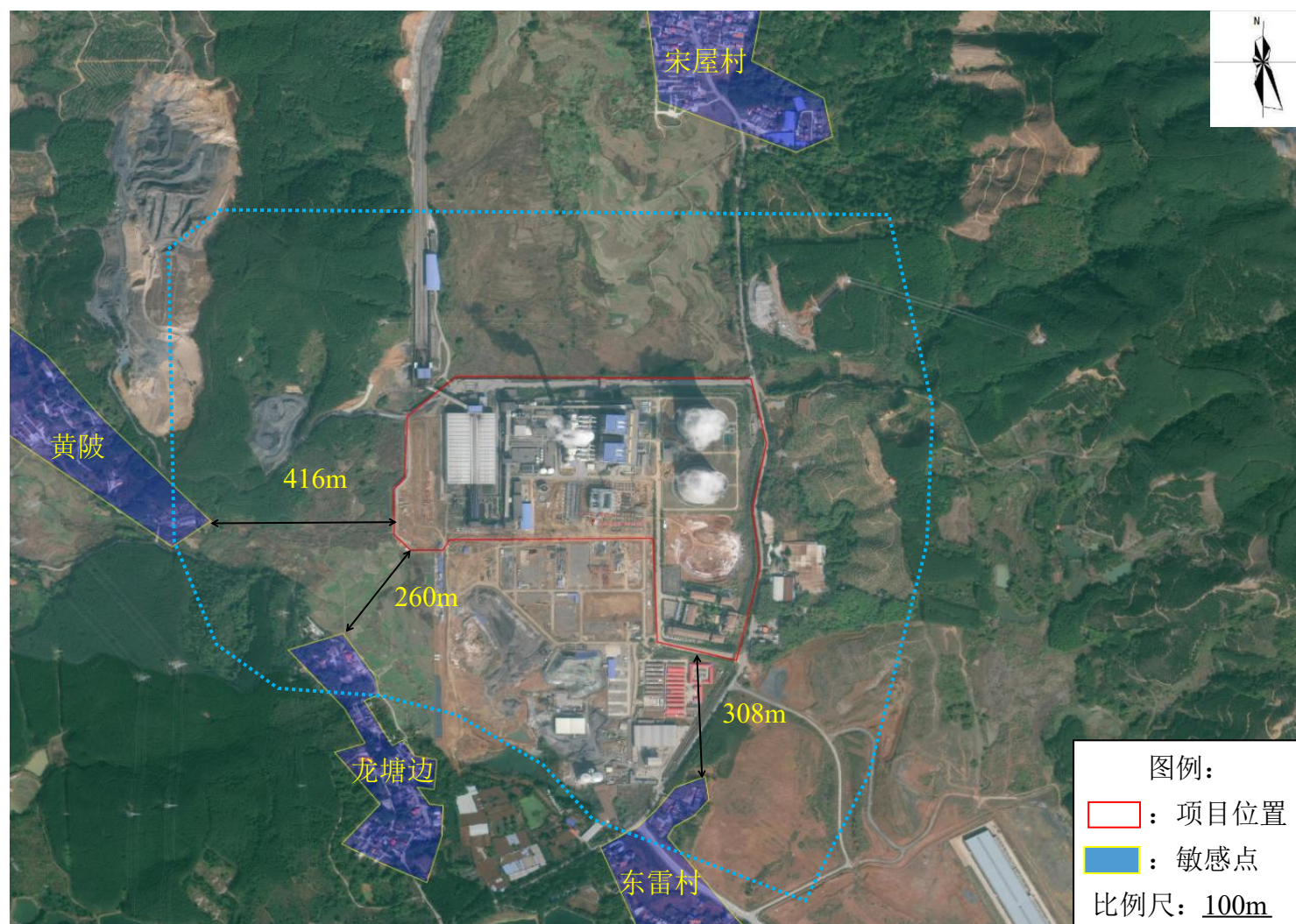
附图 1 地理位置图



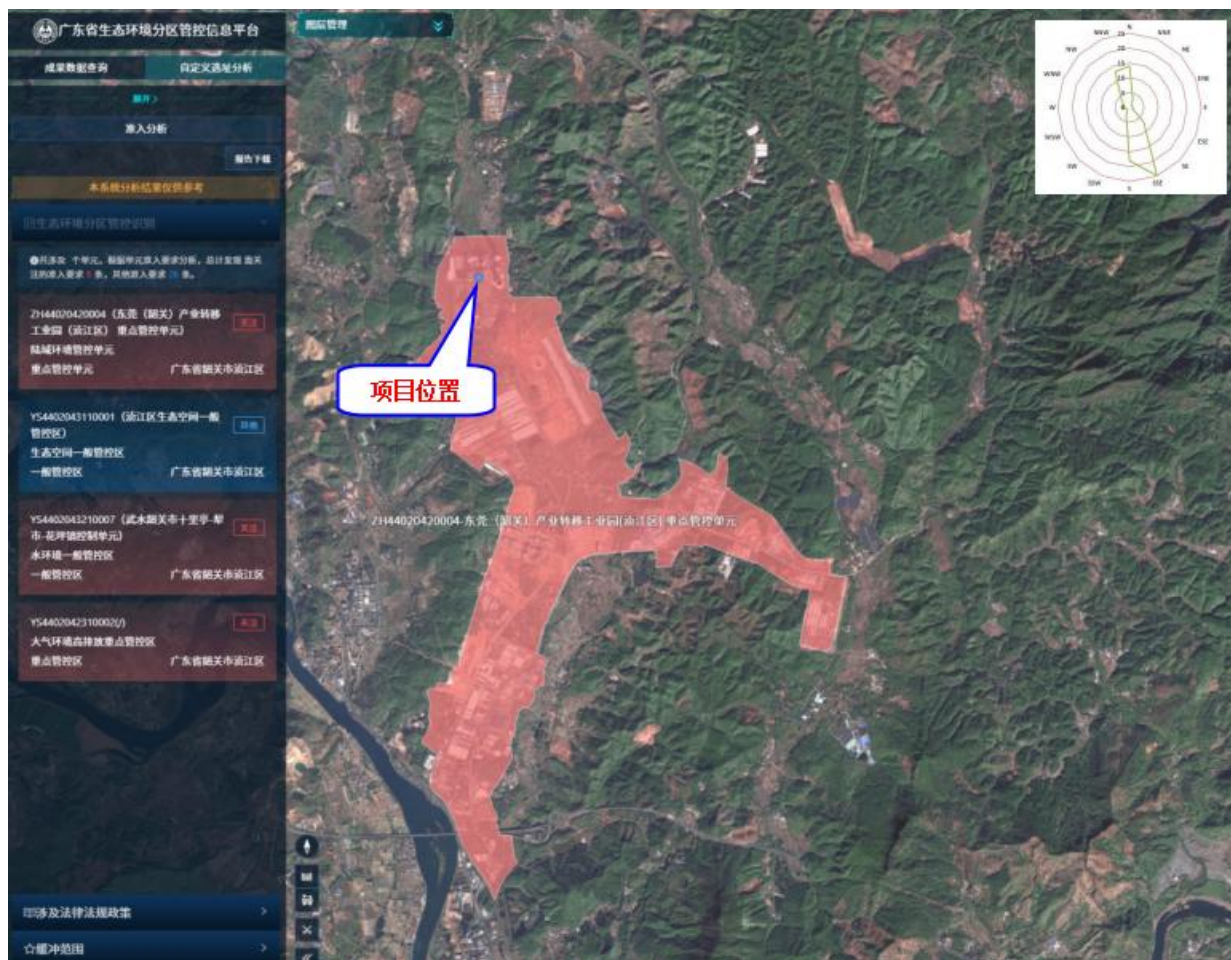
附图 2 项目平面布置图



附图3 项目周边敏感点示意图



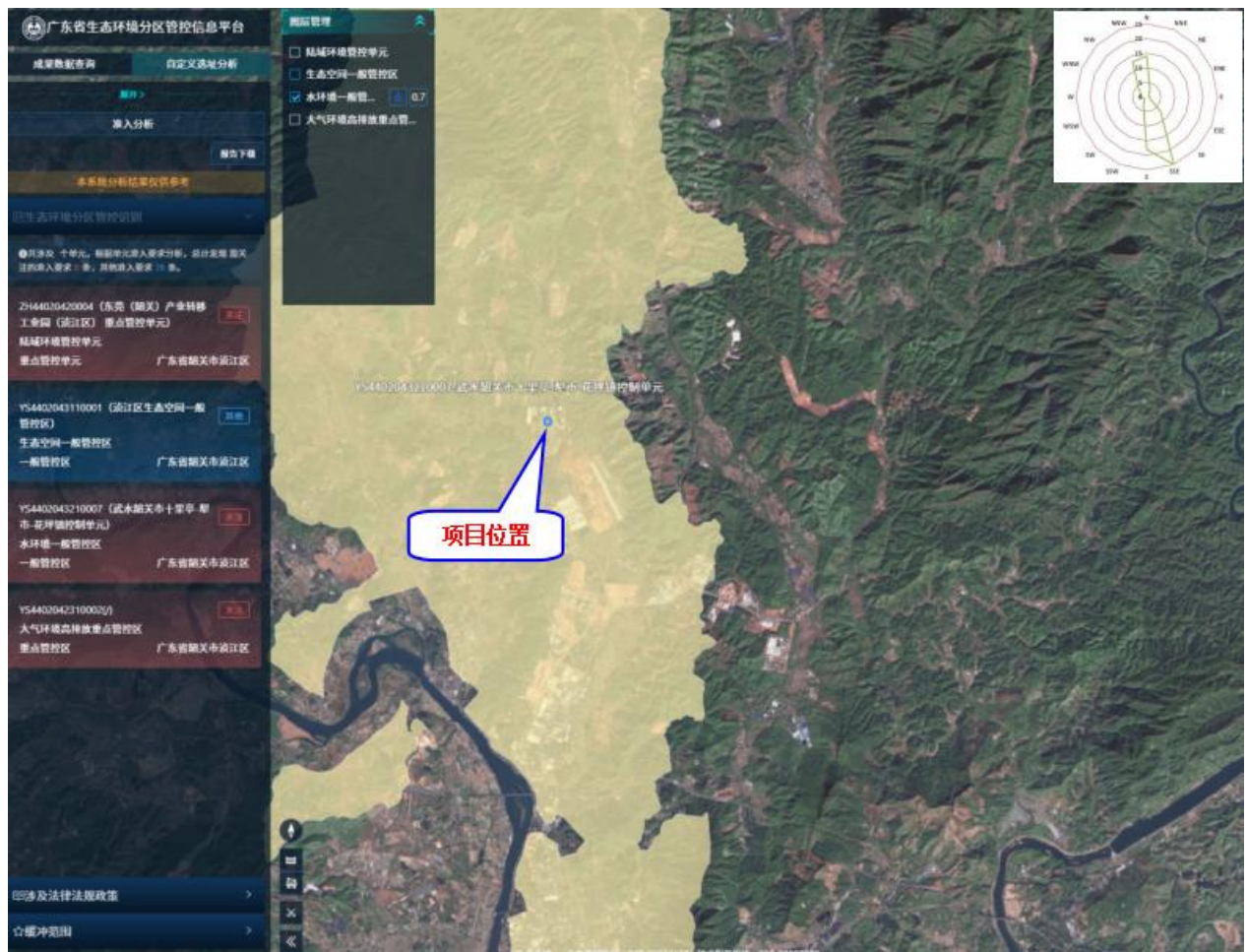
附图4 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（陆域环境重点管控单元）截图



附图 5 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（生态空间一般管控区）截图



附图 6 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（水环境一般管控区）截图



附图 7 广东省“三线一单”数据管理及应用平台（大气环境高排放重点管控区）截图

