

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目  
可行性研究阶段

---

可行性研究报告

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

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

2024 年 04 月 西 安





	<h1>工 程 设 计 资 质 证 书</h1>	<p>证书编号: A161000660</p> <p>有 效 期: 至 2028 年 12 月 22 日</p> <p>中华人民共和国住房和城乡建设部制</p>
<p>企 业 名 称 : 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司</p> <p>经 济 性 质 : 有限责任公司 (非自然人投资或控股的法人独资)</p> <p>资 质 等 级 : 工程设计综合资质甲级。</p> <p>可承接各行业、各等级的建设工程设计业务。 *****</p>		<p>发证机关: 住房和城乡建设部</p> <p>2023 年 12 月 22 日</p> <p>No. AZ 0106558</p>



	<div>工程勘察 资质证书</div> <div>证书编号: B161000660 有效期至: 至2025年05月19日</div> <div>中华人民共和国住房和城乡建设部制</div>	<div>企业名称: 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司</div> <div>经济性质: 有限责任公司 (法人独资)</div> <div>资质等级: 工程勘察综合资质甲级。 可承担各类建设工程项目的岩土工程、水文地质勘察、工程测量业务 (海洋工程勘察除外), 其规模不受限制 (岩土工程勘察丙级项目除外)。*****</div>	<div>发证机关: 住房和城乡建设部</div> <div>2020年05月19日</div> <div>No.BZ 0015882</div>
---	---	--	---





## 工程咨询单位资信证书

单位名称： 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

住 所： 陕西省西安市高新区团结南路22号

统一社会信用代码： 91610000435231692P

法定代表人： 胡明

技术负责人： 郑舒贵

资信等级： 甲级

资信类别： 专业资信

业 务： 电力（含火电、水电、核电、新能源），  
电子、信息工程（含通信、广电、信息化），  
市政公用工程， 生态建设和环境工程，  
水文地质、工程测量、岩土工程

证书编号： 甲322021011350

有 效 期： 2022年01月21日至2025年01月20日



发证单位： 中国工程咨询协会





批	准：刘	国	斌
审	核：刘	学	军
校	核：余志刚	朱小利	朱天强
	刘宏民	张 晔	周朝辉
	章 艳	康爱军	花立存
	梁柏宏	纪万里	朱宏波
	王晓霞	杨迎哲	侯宪安
	刘飞鹏	陈文敏	张伟峰
	袁瑞山		
编	写：龚少林	洪郁华	孙希进
	赵 莉	杨 峰	薛 涛
	马嘎佳	王 燕	郭扬帆
	牛迎春	赵 晴	谷 萌
	刘晋名	尹高璇	孙 沛
	惠晓娟	杨 萌	屠子倩
	袁瑞山		



## 附 件 目 录

序 号	文件名称
1	附件 1：项目用地符合规划情况说明
2	附件 2：甘肃省自然资源厅关于开展甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址选线的通知
3	附件 3：项目用地符合规划情况说明
4	附件 4：宁县人民政府项目座谈会议纪要
5	附件 5：关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目前期工作项目用地的复函
6	附件 6：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场水土保持工作意见
7	附件 7：关于对甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘意见的复函
8	附件 8：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址情况的说明
9	附件 9：宁县人民政府关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址的复函
10	附件 10：关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目开展前期工作的复函
11	附件 11：关于《关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目军事设施相关问题的函》的复函
12	附件 12：关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目环保相关问题的复函
13	附件 13：关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目文物保护相关问题的复函
14	附件 14：关于甘肃能化庆阳 2×66 万供水相关事宜的函
15	附件 15：关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目供应尿素的情况说明
16	附件 16：供煤协议
17	附件 17：供煤协议
18	附件 18：附件 15：税务局关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘的复函
19	附件 19：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目石膏、灰渣综合利用的函
20	附件 20：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目煤质相关事项的函



## 本工程图纸报告目录

序号	文件名	图号
1	可行性研究报告总的部分	F23341K-A01-01
2	厂址地理位置图	F23341K-A01-02
3	全厂总体规划图	F23341K-A01-03
4	早胜镇厂址厂区总平面布置规划图	F23341K-A01-04
5	早胜镇果园厂址厂区总平面布置规划图	F23341K-A01-05
6	厂区竖向布置规划图	F23341K-A01-06
7	施工总平面规划布置图	F23341K-A01-07
8	原则性热力系统图	F23341K-A01-08
9	原则性烟风系统图	F23341K-A01-09
10	原则性制粉系统图	F23341K-A01-10
11	主厂房平面规划图	F23341K-A01-11
12	主厂房立面规划图	F23341K-A01-12
13	脱硫工艺流程图	F23341K-A01-13
14	输煤系统工艺流程图	F23341K-A01-14
15	除灰系统图	F23341K-A01-15
16	除渣及石子煤系统图	F23341K-A01-16
17	全厂压缩空气系统图	F23341K-A01-17
18	原则性电气主接线图	F23341K-A01-18
19	原则性厂用电原理接线图	F23341K-A01-19
20	全厂水量平衡图	F23341K-A01-20
21	全厂供水系统图	F23341K-A01-21
22	间接空冷系统图	F23341K-A01-22
23	间冷塔平面图	F23341K-A01-23
24	间冷塔剖面图	F23341K-A01-24

25	原则性锅炉补给水处理系统图	F23341K-A01-25
26	全厂自动化系统及其计算机网络系统配置图	F23341K-A01-26
27	灰场平面布置图	F23341K-A01-27
28	主机选型专题报告	F23341K-A01-28
29	烟气余热利用专题报告	F23341K-A01-29
30	熔盐储热深度调峰专题报告	F23341K-A01-30
31	智能石子煤输送系统方案比选专题报告	F23341K-A01-31
32	冷端优化专题报告	F23341K-A01-32
33	脱硫废水零排放专题报告	F23341K-A01-33
34	间接空冷塔两机一塔结构选型专题报告	F23341K-A01-34
35	BIPV专题报告	F23341K-A01-35
36	总平面优化专题报告	F23341K-A01-36
37	智慧电厂建设整体设计方案专题报告	F23341K-A01-37



## 目 录

1	概述 .....	1
1.1	项目背景 .....	1
1.2	投资方单位概况 .....	1
1.3	项目概况 .....	2
1.4	研究范围与分工 .....	2
1.5	工作过程及工作组织 .....	3
1.6	主要设计原则 .....	5
2	电力系统 .....	6
2.1	电力系统现状 .....	6
2.2	电力负荷预测及电力电量平衡 .....	8
2.3	电厂在电力系统中的作用、建设的必要性 .....	14
2.4	电厂与电力系统的连接方案 .....	15
2.5	电气主接线 .....	15
3	燃料 .....	17
3.1	燃料的来源 .....	17
3.2	燃料品质及消耗量 .....	18
3.3	燃料运输 .....	20
4	建厂条件 .....	21
4.1	区域概述 .....	21
4.2	交通运输 .....	22
4.3	电厂水源 .....	24
4.4	贮灰场 .....	33
4.5	工程地质与地震 .....	36
4.6	水文气象 .....	42
4.7	厂址选择意见 .....	48
5	工程设想 .....	53
5.1	全厂总体规划及电厂总平面布置 .....	53
5.2	主机技术条件 .....	59

5.3 电气部分 .....	60
5.4 热力系统 .....	63
5.5 燃烧系统 .....	66
5.6 燃料输送系统 .....	67
5.7 除灰渣系统 .....	70
5.8 贮灰场建设方案 .....	75
5.9 供水系统 .....	79
5.10 消防系统 .....	86
5.11 空冷系统 .....	89
5.12 化学水处理系统 .....	90
5.13 仪表与控制系统、信息系统 .....	97
5.14 主厂房布置 .....	102
5.15 主要生产建筑物结构选型及地基处理 .....	105
5.16 采暖通风空调及输煤系统除尘部分 .....	116
5.17 烟气脱硫系统 .....	120
5.18 烟气脱硝 .....	126
6 环境及生态保护与水土保持 .....	129
6.1 自然环境和社会环境概况 .....	129
6.2 大气污染防治 .....	132
6.3 生活污水和工业废水处理 .....	133
6.4 固体废物处理 .....	134
6.5 噪声污染防治 .....	135
6.6 输煤扬尘防治 .....	136
6.7 环境监测 .....	136
6.8 水土保持措施 .....	136
6.9 小结 .....	137
7 劳动安全与职业卫生 .....	138
7.1 厂址周边危险因素和自然灾害 .....	138
7.2 生产过程可能产生的危害因素 .....	138
7.3 劳动安全与职业卫生防护措施 .....	138

7.4 小结 .....	142
8 资源利用 .....	143
8.1 水资源利用 .....	143
8.2 土地利用 .....	144
8.3 建筑材料利用及节能措施 .....	145
9 节能分析 .....	146
9.1 节能措施 .....	146
9.2 节约原材料 .....	147
9.3 建筑节能 .....	148
9.4 本工程主要耗能数量设计值 .....	149
10 电厂定员 .....	150
11 电厂工程项目实施条件和轮廓进度 .....	151
11.1 项目实施条件 .....	151
11.2 项目实施轮廓进度 .....	151
12 投资估算及经济评价 .....	152
12.1 投资估算 .....	152
12.2 效益分析 .....	155
13 风险分析 .....	160
13.1 市场风险分析 .....	160
13.2 技术风险分析 .....	160
13.3 工程风险分析 .....	160
13.4 资金风险分析 .....	160
13.5 外部协作风险分析 .....	160
14 经济与社会影响分析 .....	161
14.1 区域经济影响分析 .....	161
14.2 宏观经济影响分析 .....	161
14.3 社会影响效果分析 .....	161
14.4 社会适应性分析 .....	161
15 抗灾能力分析 .....	162
15.1 抗洪水能力 .....	162

15.2 抗地震能力 ..... 162

15.3 抗地质灾害能力 ..... 162

15.4 抗极端天气能力 ..... 162

16 结论与今后的工作方向 ..... 163

    16.1 结论 ..... 163

    16.2 主要技术经济指标 ..... 163

17 附件 ..... 165

# 1 概述

## 1.1 项目背景

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

甘肃省陇东地区是国家规划的 14 个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量 359.8 亿吨（其中庆阳 271.8 亿吨），保有资源量 184 亿吨。目前已形成 2878 万吨的煤炭产能（主要集中在平凉市）。九龙川井田位于宁正矿区内，开发建设包括九龙川矿井等在内的宁正矿区，是建设“陇东能源基地”的重要组成部分。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。在推动形成西部大开发新时期新格局过程中，合理开发九龙川矿井在内的煤炭资源，有利于保障能源供给，促进国家经济稳定快速发展。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，工业增加值只占生产总值的 7%，矿产资源开发和能源化工产业发展刚刚破题，还没有将资源优势转化为经济优势。根据庆阳市出台的《关于支持县域经济高质量发展的实施意见》，宁县将走工业主导型和农业优先型之路，重点发展能源产业。本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程拟建设 2×660MW 国产高效超超临界燃煤空冷机组。

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

## 1.2 投资方单位概况

甘肃能化股份有限公司的前身靖远煤电股份有限公司于 2006 年 3 月揭牌上市，是西北地区首家煤炭行业上市公司。为全面提升省属煤炭企业综合实力，解决省属煤炭企业同业竞争，优化国有资本在能源领域的布局，甘肃省委省政府决策启动窑街煤电集团资产证券化工作，2022 年 12 月 30 日，经中国证监会批准，公司顺利完成了甘肃省国有企业近年规模最大、2022 年度 A 股煤炭上市公司规模最大的重组项目，窑街煤电集团完成股权变更，甘肃能化投资集团成为公司第一大股东，目前直接持有公司 35.19%的

股份，并通过靖煤集团、甘肃煤投间接持有公司 24.97%的股份，合计持股比例 60.16%。2022 年上市公司业绩实现净利润为 31.40 亿元。甘肃能化股份有限公司下辖靖远煤业和窑街煤电集团两个煤炭生产企业，生产经营地分布白银平川、靖远、景泰，兰州红古、武威天祝和酒泉肃北县等矿区。拥有 9 对煤炭生产矿井，核定产能 1624 万吨；在建井工矿 2 个，在建露矿 1 个，在建年产能 690 万吨。现有电力装机容量 800MW，尿素年产能 70 万吨，硝基复合肥年产能 25 万吨。截止 2022 年末，公司资产规模 271.8 亿元，净资产 133.24 亿元，在册职工 2.3 万余人，年营业收入 122.61 亿元。

### 1.3 项目概况

#### 1.3.1 建设单位

甘肃能化股份有限公司。

#### 1.3.2 建设地点

甘肃省宁县。

#### 1.3.3 建设规模

甘能化庆阳 2×660MW 煤电一体化工程厂址位于甘肃省正宁县早胜镇，规划容量 4×660MW 燃煤机组电厂，本期工程采用煤电一体化建设模式建设 2×660MW 燃煤机组电厂高效超超临界空冷燃煤发电机组，同步安装烟气脱硫、脱硝装置，并预留扩建条件。

#### 1.3.4 建设进度

本工程计划在2024年9月开工，第一台机组计划于2027年6月建成投产，第二台机组计划于2027年8月建成投产。

### 1.4 研究范围与分工

#### 1.4.1 编制依据

- 1) 甘肃能化股份有限公司关于本工程可研委托书。
- 2) 甘肃能化股份有限公司提供的原始资料。
- 3) 火力发电厂设计技术规程及各专业有关技术规程规定。
- 4) DL/T5375—2018 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》。

#### 1.4.2 现阶段西北电力设计院有限公司负责的项目包括：

- 1) 主厂房、辅助、附属生产设施全套工程。
- 2) 配电装置，以出线绝缘子串为界，出线绝缘子串以外由顾客另外委托设计。
- 3) 补给水系统、空冷系统、辅机循环冷却水系统、生活消防水系统、生活污水和工业废水处理系统、锅炉补给水处理系统及辅机循环冷却水处理系统全部工程。



4) 除灰设施及贮灰场全部工程。

5) 电厂厂区内燃料输送、储存系统全部工程（九龙川煤矿供煤量未定，建设时序与电厂不同步，因此本次可行性研究不包含厂外管带机，不计列管带机投资）。

6) 锅炉点火设施、启动锅炉房等全部工程。

7) 全厂总体布置、厂区道路、厂区绿化规划及厂区防洪设施。

8) 工程地质、工程测量、水文气象勘测设计。

9) 烟气脱硝脱硫系统。

10) 空冷系统。

11) 电厂投资估算及经济效益分析。

#### 1.4.3 外委专题研究项目

1) 煤质、灰质、水质、石灰石来源及品质分析

2) 地震安全性评价报告

3) 地质灾害危险性评估报告

4) 大件设备运输报告

5) 厂址压覆矿产资源评价报告

6) 水资源论证报告

7) 劳动安全预评价报告

8) 职业病防治预评价报告

9) 电厂接入系统设计

10) 环境影响评价报告

11) 水土保持方案报告书

12) 空冷气象条件观测及对比分析报告

13) 节能评估报告

14) 社会稳定风险评估报告

### 1.5 工作过程及工作组织

#### 1.5.1 简要工作过程

2023 年 11 月 16 日，甘肃能化股份有限公司下达了甘能化庆阳电厂（2×1000MW 机组）工程为新建工程可行性研究的委托。

2023 年 11 月 17 日，甘肃能化股份有限公司与西北院召开了本工程进度协调会。

2023 年 11 月 18 日，西北院安排相关人员进驻现场，开展场地测量、岩土勘测、水

文气象收资工作。

2023 年 12 月 07 日，西北院完成本工程可研报告。

2023 年 12 月 30 日，依据现场协调结果项目调整为 2×660MW 煤电机组，同步启动可研修编工作。

2024 年 2 月 1 日，由电力规划设计总院对可行性研究报告进行审查。

### 1.5.2 工作组织

参加本次可研工作的肃能化股份有限公司人员名单

序号	姓 名	职务/职称
1	张得君	甘肃能化股份有限公司副总经理
2	张俊谋	靖煤集团电化部部长
3	香洋	靖煤集团白银热电有限公司

参加本次可研工作的西北电力设计院有限公司人员名单

序号	姓 名	职务/职称
1	刘国斌	副总经理/教授级高级工程师
2	刘学军	副总工程师/教授级高级工程师
3	袁瑞山	设计总工程师/高级工程师
4	龚少林	热机专业主设人/高级工程师
5	洪郁华	脱硫专业主设人/高级工程师
6	孙希进	环保专业主设人/高级工程师
7	赵 莉	水务专业主设人/高级工程师
8	杨 峰	化水专业主设人/高级工程师
9	薛 涛	运煤专业主设人/高级工程师
10	马嘎佳	除灰专业主设人/高级工程师
11	王 燕	暖通专业主设人/高级工程师
12	郭扬帆	电气专业主设人/高级工程师
13	牛迎春	热控专业主设人/高级工程师
14	赵 晴	土建专业主设人/高级工程师
15	谷 萌	建筑专业主设人/高级工程师
16	刘晋名	总交专业主设人/高级工程师
17	尹高璇	水结专业主设人/高级工程师
18	孙 沛	系统专业主设人/高级工程师
19	惠晓娟	水文专业主设人/高级工程师
20	杨 萌	技经专业主设人/高级工程师

序号	姓 名	职务/职称
21	王 旭	岩土专业主设人/高级工程师

## 1.6 主要设计原则

- 1.6.1 厂址方案：早胜镇果园厂址、早胜镇进行技术经济比较。
- 1.6.2 厂区总平面布置：按本期 2×660MW 机组。
- 1.6.3 机组选型：采用国产高效超超临界燃煤空冷机组。
- 1.6.4 出线：现阶段暂考虑电厂以 330kV 一级电压接入系统。
- 1.6.5 灰场：王家沟贮灰场。
- 1.6.6 燃煤供应：九龙川煤矿。
- 1.6.7 燃煤运输：通过管带机运输（管带机后续根据煤矿进度及煤矿供煤量单独立项）。
- 1.6.8 电厂水源：九龙川矿井排水。
- 1.6.9 厂址区域地震基本烈度：6 度。
- 1.6.10 脱硫、脱硝：同步建设石灰石—石膏湿法全容量烟气脱硫装置及 SCR 工艺脱硝设施。
- 1.6.11 电厂年利用小时数：5500。
- 1.6.12 电厂的职工人数：300。

## 2 电力系统

### 2.1 电力系统现状

#### 2.1.1 甘肃电网现状

甘肃电网处于西北电网的中心位置，是西北电网的主要组成部分，目前交流电网最高电压等级为 750kV，主网电压等级为 750/330kV。目前甘肃电网通过平凉～乾县 2 回、麦积～宝鸡 2 回 750kV 线路，与陕西电网相联；通过兰州东～官亭 2 回、武胜～郭隆 3 回、沙州～鱼卡 2 回 750kV 线路与青海电网相联；通过白银～黄河 2 回 750kV 线路、平凉～六盘山 2 回 750kV 线路与宁夏电网相联；通过敦煌～哈密、沙州～烟墩 4 回 750kV 线路与新疆电网相联。2017 年±800kV 酒泉～湖南特高压直流投入运行，起点酒泉换流站以 3 回 750kV 线路接入酒泉地区 750kV 莫高变电站，终期最大送电容量为 8000MW。

截至 2022 年底，全省装机规模达到 67807.6MW。其中，火电装机 23125.7MW，水电装机 9718.2MW、风电装机 20729.6MW，光伏装机 13964.1MW，光热装机 210MW，储能装机 60MW，占比分别为 34.10%、14.33%、30.57%、20.59%、0.31%、0.09%。其中，可再生能源装机占比 65.81%，非水可再生能源装机占比 51.47%。

2022 年甘肃省全社会用电量达到 1500.69 亿 kWh，较上年增长 0.40%。全社会最大发电负荷 20710MW。

截至 2022 年底，甘肃省境内±800kV 换流变 1 座；750kV 变电站共计 11 座，变电容量达到 41700MVA。

2022 年底甘肃 750kV 电网地理接线示意图见图 2.1-1。

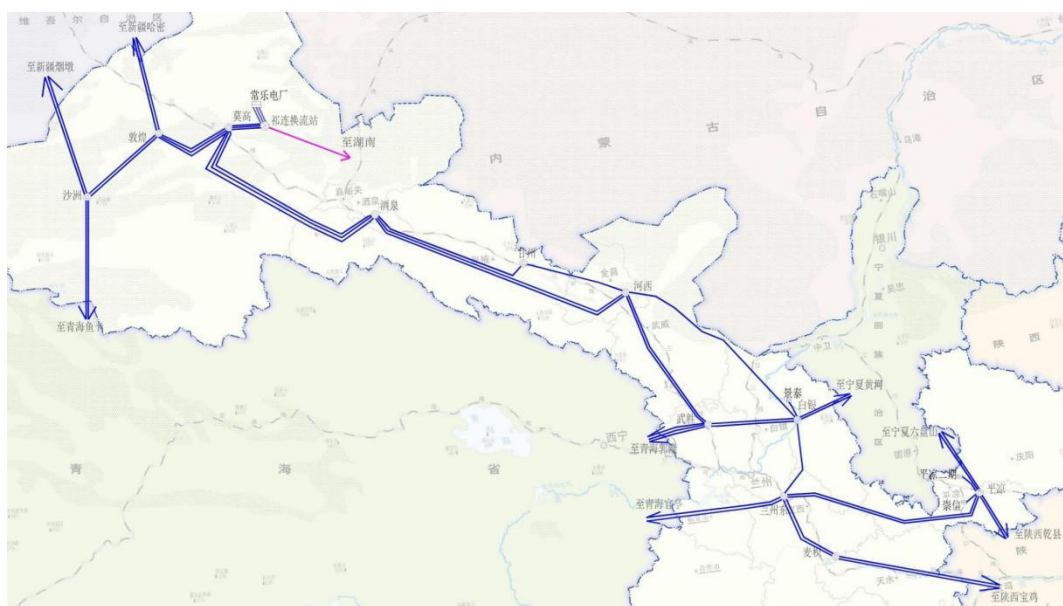


图 2.1-1 2022 年甘肃 750kV 电网地理接线示意图

## 2.1.2 陇东电网现状

陇东电网是甘肃电网的重要组成部分，位于甘肃省东南部，包括平凉、庆阳两个地区电网。

陇东电网目前建成 750kV 平凉变电站 1 座（平凉变），主变容量  $1 \times 2100\text{MVA}$ ；330kV 变电站 9 座，其中平凉地区 4 座（眉岷变、朝阳变、尚家塬变、成纪变），容量 1740MVA；庆阳地区 5 座（西峰变、丰乐变、木钵变、志远变、萧关变），容量 2460MVA。

陇东电网通过平凉变～兰州东变双回 750kV 线路、成纪～定西双回、尚家塬～秦安单回 330kV 线路与甘肃电网相连。平凉、庆阳地区负荷主要通过平凉变向各个变电站转供。陇东电网通过平凉变～乾县变（陕西）双回、平凉变～六盘山变（宁夏）双回、共计 4 回 750kV 线路与西北电网联网运行。

2022 年陇东电网地理接线图见图 2.1-2。



图 2.1-2 2022 年陇东 330kV 及以上电网接线图

## 2.2 电力负荷预测及电力电量平衡

### 2.2.1 电力负荷预测

#### （1）甘肃电网负荷预测

根据甘肃电网发展规划最新成果，甘肃电力负荷预测见表2.2-1。

甘肃电网 2025 年最大发电负荷为 30240MW，相应“十四五”年均增长率为 7.7%；全社会用电量为 1947 亿 kWh，相应“十四五”年均增长率为 7.2%。

表 2.2-1 甘肃电网负荷水平预测（全口径） 单位：10MW、亿 kWh

年份	2022 年（现况）	2025 年	2030 年	“十四五”年均增长率	“十五五”年均增长率
甘肃最大发电负荷	2071	3024	4100	7.7%	6.3%
甘肃全社会用电量	1501	1947	2710	7.2%	6.8%

#### （2）陇东电网负荷预测

陇东庆阳、平凉地区电力需求预测结果见表 2.2-2。预测庆阳电网 2025 年最大用电负荷为 1500MW，“十四五”年均增长率为 11%。预测平凉电网 2025 年最大用电负荷为 850MW，“十四五”年均增长率为 5.2%。

表 2.2-2 陇东庆阳、平凉地区电力负荷预测 单位：10MW

	2022 年（现况）	2025 年	2030 年	十四五增速	十五五增速
庆阳	110	150	280	11%	13.3%
平凉	71	85	125	5.2%	8.0%

### 2.2.2 电源建设规划

#### （1）甘肃电源建设规划

根据甘肃水能、煤炭和新能源等规划的最新成果与电源前期工作情况，2025年，甘肃电源装机将达到153500MW。其中：水电装机容量为10000MW，占比6.5%；火电装机容量为40280MW，占比26.2%；风电装机容量为48740MW，占比31.8%；太阳能发电装机容量为53660MW，占比35.0%；光热装机820MW，占比0.5%。

2024～2030年甘肃规划电源装机构成见表2.2-3。



表 2.2-3 2024~2030 年甘肃规划电源装机规模 单位：10MW

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2030 年
水电	990	1000	1000	1000	1000
火电（含生物质等）	2785	4028	4428	4628	4828
风电	3953	4874	5408	6108	6753
光伏	3919	5366	6299	7299	8380
光热	62	82	160	360	560
抽蓄					870
合计	11709	15350	17295	19395	22391

## ① 水电电源规划

甘肃省水力资源分属黄河流域、长江流域嘉陵江水系和由疏勒河、黑河、石羊河三大水系组成的河西内陆河流域。

截至 2022 年底，甘肃水电装机达到 9718.2MW，“十四五”期间主要建设包括酒泉讨赖河三道湾 90MW 水电站等项目，预计到 2025 年，甘肃水电装机达到 10000MW。

## ② 火电电源规划

目前省内核准在建陇东直流配套正宁电厂二期 2×1000MW、灵台电厂 2×1000MW（计划 2024 年投运）。

省内核准火电项目考虑共 5 项，总容量 6720MW。兰州新区热电 2×350MW、正宁电厂 2×660MW、常乐电厂 5、6 号机组 2×1000MW、张掖电厂扩建 2×1000MW、窑街电厂 2×350MW。

此外，根据陇电入浙直流相关研究成果，陇电入浙直流配套火电 4000MW。

## ③ 新能源发展规划

截至 2022 年底，甘肃新能源装机规模 34903.7MW，其中风电装机 20729.6MW，光伏装机 13964.1MW，光热装机 210MW。

“十四五”以来，甘肃已明确指标的新能源规模 79685MW，其中，省内内用 53050 MW，祁部直流配套剩余 4935 MW，陇东直流配套 10500 MW，陇电入浙直流配套 11200 MW。预计到 2025 年底，全省新能源总装机规模 103220 MW；考虑甘肃已下达指标的 4560MW 源网荷储一体化项目后，预计至“十四五”末，全省新能源总装机规模 107780 MW；若再考虑国家第三批大基地 14200 MW 项目，全省新能源总装机规模 121980MW。

表 2.2-4 国家第三批大基地预备项目名单（单位:10MW）

序号	项目名称	投资企业	风电	光伏	光热	总规模
1	长庆油田油气田区域 50 万千瓦风光一体化基地项目	中国石油	20	30		50
2	中核甘肃矿区清洁能源基地保障项目	中核集团	60	40		100
3	中核汇能金塔县 160 万千瓦清洁能源保障项目	中核集团	90	70		160
4	中广核甘肃玉门 70 万千瓦光伏光热风电制氢示范项目	中广核	40	20	10	70
5	张掖碳中和基地一期	国家能源集团	100	100		200
6	武成民勤县沙源地新能源+综合治理项目	国家电投	20	80		100
7	甘肃能源化工投资集团有限公司 190 万千瓦光伏发电基地项目	甘肃能源化工		190		190
8	中广核甘肃酒泉肃州区 100 万千瓦源网荷储一体化项目	中广核		100		100
9	甘肃省交通投资管理有限公司 100 万千瓦风光电一体化基地	甘肃交投	60	40		100
10	甘肃省水利水电勘测设计研究院有限公司 50 万千瓦光伏发电基地项目	甘肃工程咨询集团		50		50
11	亿利集团 50 万千瓦光伏治沙项目	亿利集团		50		50
12	甘肃省电力投资集团有限公司 100 万千瓦风光电一体化基地	甘肃电投	50	50		100
13	兰州兰石集团有限公司 50 万千瓦光伏发电基地项目	兰州兰石集团		50		50
14	甘肃建投集团 100 万千瓦风光电一体化基地项目	甘肃建投集团	60	40		100
合计			500	910	10	1420

## ④储能发展规划

截至 2022 年底，甘肃已建成并网独立储能项目 60MW，共 29 座新能源场站配建储能设施，总容量 397.6MW/795.2MWh，其中风电场 2 座，配建储能容量 25MW/50MWh，光伏电站 27 座，配建储能容量 389.35MW/775.2MWh。

“十四五”期间，考虑“十四五”第一批风光电项目、1806MW 风光同场项目、755MW 分散式光伏项目按照河西 20%、中东部 15%的比例配置储能，连续储能时长不小于 2 小时；“十四五”第二批风光电项目按照《甘肃省发展和改革委员会关于甘肃省集中式新能源项目储能配置有关事项的通知》（甘发改能源〔2023〕469 号）要求的河西地区按 15%、4 小时，中东部地区按 10%、2 小时配置储能。预计至“十四五”末，甘肃储能规模将达到 9000MW。

### 2.2.3 电力电量平衡

#### （1）甘肃电网电力电量平衡

① 电力平衡按甘肃省内用自平衡、直流外送与其配套电源自平衡，电量平衡按内用外送统一平衡。

② 选择枯水年冬季 11 月份全年负荷高峰时段，对甘肃电网进行电力平衡。

③ 备用主要有负荷备用、事故备用、检修备用三部分。总备用按省内最高发电负荷的 11%计算。

④ 水电电源按投产月份参加电力电量平衡，火电电源上半年投产的参加当年平衡，下半年投产的第二年参加平衡。

⑤ 热电机组供热期考虑实际受阻容量。

⑥ 负荷高峰时段，甘肃风电按 5%参加电力平衡；光伏发电不参加电力平衡；光热发电按装机容量的 50%参加电力平衡；储能按 50%参与电力平衡。

⑦ 水电利用小时数按实际多年平均利用小时数参加电量平衡计算；风电已建成装机年利用小时数按 2000 小时，“十四五”新增装机按照 2300 小时考虑；光伏已建成装机按照 1500 小时，“十四五”新增装机按照 1600 小时考虑；光热年利用小时数考虑按 2500 小时。

根据负荷预测、电源建设规划，按照平衡原则进行电力电量平衡计算分析。甘肃电网内用电力平衡结果见表 2.2-5。甘肃电网电量平衡结果见表 2.2-6。

由电力平衡结果可见：“十四五”期间，在规划新能源电源和核准缓建的火电电源投运后，考虑直流外送与其配套电源自平衡时，2025 年甘肃省电力缺额约为 3350MW。

由电量平衡结果可见：2025 年，考虑全网新能源 95%利用率时，火电机组利用小时数为 4196 小时。若考虑全网新能源 85%利用率时，火电机组利用小时数为 4622 小时。

从电力电量平衡结果来看，甘肃电力平衡与电量平衡分化严重，缺电力的同时电量又盈余较多。主要原因如下：

①清洁能源装机比例高。

②水电受枯水期和防凌期叠加影响，负荷高峰期水电出力受阻严重。

③风电、光伏容量效益低。

表 2.2-5 甘肃电网内用电力平衡表 单位：10MW

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2030 年
一.最高内用电力需求	2775	3326	3531	3751	4510
1.网内最高负荷	2500	3024	3210	3410	4100
2.需求侧响应%	2%	3%	3%	3%	3%
3.备用率%	13%	13%	13%	13%	13%
4.备用容量	325	393	417	443	533
二.年末内用装机容量	9002	11396	11195	11695	13686
1.水电	990	1000	1000	1000	1000
2.火电（含生物质等）	1985	2628	2628	2628	2628
3.风电	2583	3104	3208	3508	3753
4.光伏	3109	4006	4269	4469	4750
5.光热	62	62	90	90	90
6.储能	273	595	595	595	595
7.抽蓄	0	0	0	0	870
三.受阻容量	6778	8404	8779	9264	10126
1.水电	640	650	650	650	650
2.火电	367	381	381	381	381
3.风电	2454	2949	3048	3333	3565
4.光伏	3109	4006	4269	4469	4750
5.光热	31	31	45	45	45
6.储能	177	387	387	387	387
7.抽蓄	0	0	0	0	348
四.参加平衡容量	2224	2991	3011	3026	3560
1.水电	350	350	350	350	350
2.火电	1618	2247	2247	2247	2247
3.风电	129	155	160	175	188
4.光伏	0	0	0	0	0
5.光热	31	31	45	45	45

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2030 年
6.储能	96	208	208	208	208
7.抽蓄	0	0	0	0	522
五.电力盈(+)亏(-)容量	-551	-335	-520	-725	-950

表 2.2-6 甘肃电网电量平衡表 单位：10MW、亿 kWh

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2030 年
1、网内需电量	1750	1947	2080	2220	2710
2、直流外送电量合计	800	1200	1600	2000	2400
3、交流送西北电量	300	400	400	300	0
4、水电可发电量	426	430	430	430	430
5、风电可发电量(95%利用率)	764	870	932	1012	1086
6、光伏可发电量(95%利用率)	533	649	724	804	890
7、光热可发电量	16	21	40	90	140
8、需火电发电量	1111	1577	1954	2184	2563
9、火电参加平衡容量	2785	3758	4428	4628	4828
10、无盈亏火电理论利用小时					
新能源 95%利用率	3989	4196	4414	4719	5309
新能源 90%利用率	4234	4409	4611	4925	5525
新能源 85%利用率	4480	4622	4807	5132	5740

## (2) 陇东电网供电平衡（不含本项目）

2025 年，陇东 330kV 电网具备解环运行条件，可以由庆阳北和平凉两座 750kV 变电站联合供电，与兰州东、麦积 750kV 供电区可以实现解环运行，庆阳北 750kV 变电站供电区主要满足庆阳地区负荷供电及新能源送出，平凉 750kV 变电站供电区主要满足平凉地区负荷供电及电源送出。电网供电出力平衡分析结果见表 2.2-7。

从计算结果可以看出，陇东电网在大方式和夏腰方式电力存在一定缺口（夏大方式电力亏缺 2613MW），本项目投产后可部分缓解陇东地区大方式和夏腰方式电力紧张的局面。

表 2.2-7 2025 年陇东电网供电平衡表 单位：10MW

	冬大	冬小	冬腰	夏大	夏小	夏腰
1、用电负荷	287.1	196.5	250.9	280.4	187.7	263.9

	冬大	冬小	冬腰	夏大	夏小	夏腰
2、供电负荷	293.0	200.5	256.1	286.1	191.5	269.3
3、电源出力	211.6	533.2	627.9	223.3	497.9	592.5
3.1、水电出力	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2
3.2、火电出力	140.9	108.1	108.1	152.4	72.7	72.7
3.3、风电出力	32.2	463.5	321.9	32.2	463.5	321.9
3.4、光伏出力	0.0	0.0	274.8	0.0	0.0	274.8
3.5、光热出力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.6、储能出力	38.5	-38.5	-77	38.5	-38.5	-77
4、电源装机	1224.7	1224.7	1224.7	1224.7	1224.7	1224.7
4.1、水电装机	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4.2、火电装机	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8
4.3、风电装机	643.8	643.8	643.8	643.8	643.8	643.8
4.4、光伏装机	335.9	335.9	335.9	335.9	335.9	335.9
4.5、光热装机	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.6、储能装机	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
5、电力盈(+)亏(-)	-81.3	332.7	371.8	-62.9	306.4	323.2
6、主变容量	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0
7、容载比	10.3	2.5	2.3	13.4	2.7	2.6
8、750kV 电力盈(+)亏(-)	1.6	-214.4	-334.4	-198.4	-254.4	-534.4
平凉二期崇信电厂	225.6	105.6	105.6	225.6	105.6	105.6
陇东配套火电	376.0	120.0	120.0	376.0	120.0	120.0
陇东直流	600.0	440.0	560.0	800.0	480.0	760.0
9、地区电力盈(+)亏(-)	-79.7	118.3	37.4	-261.3	52.0	-211.2

## 2.3 电厂在电力系统中的作用、建设的必要性

### 1) 符合甘肃能源发展规划，响应国家战略策略

本工程的建设可以为甘肃电网提供强有力的电源支撑，有利于满足甘肃全省和陇东地区电力负荷增长的需求，符合我国能源总体规划及地区能源规划，对全省的经济和社会可持续发展有着较为重要的作用。

### 2) 增强电网结构，促进甘肃电网的发展



庆阳电网位于西北 750kV 电网中部、甘肃 330kV 电网的东端，是西北电网电力交换的重要输送通道。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程将为西北 750kV 中部电网和甘肃 330kV 电网提供电源支撑，从而促进甘肃电网主网架的发展，增强西北电网主网架的输电能力，有利于西北电网安全稳定性的提高。

### 3) 促进大型煤电基地建设，加速甘肃经济发展

甘肃庆阳、平凉地区是甘肃省的主要煤炭生产基地，蕴藏量占全省煤炭储量的 94%，具有建设大型煤电基地的优势条件。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程，有利于促进甘肃大型煤电基地的建设，加速地区经济发展。

### 4) 助力双碳转型，促进新能源消纳

根据电源规划和负荷预测的边界条件，对 2025 年甘肃电网进行 8760h 生产模拟计算，2025 年甘肃全省新能源弃电率约 21.4%。本电厂具有 70% 的调峰能力，可减少甘肃电网的新能源弃电，促进新能源消纳，保障新能源企业收益，促进新能源市场更加健康稳定发展。

因此，甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程的建设是必要的。

## 2.4 电厂与电力系统的连接方案

根据地区电网建设运行情况、接入条件等因素，本期提出以下接入系统方案设想。

甘能化庆阳电厂出 2 回 330kV 线路接入规划的 750kV 西峰东变电站 330kV 侧。

本工程电厂接入系统示意图见图 2.4-1。接入系统方案最终以接入系统报告及其审查意见为准。



图 2.4-1 本工程方案一接入系统示意图

## 2.5 电气主接线

本工程以 330kV 电压等级出线 2 回，主接线采用一倍半断路器接线方式，母线预留高抗位置，电气原则主接线见图 2.5-1。

电厂最终接入系统方案、电气主接线方案和电厂最终设备参数选择以接入系统设计

报告及其评审意见为准。

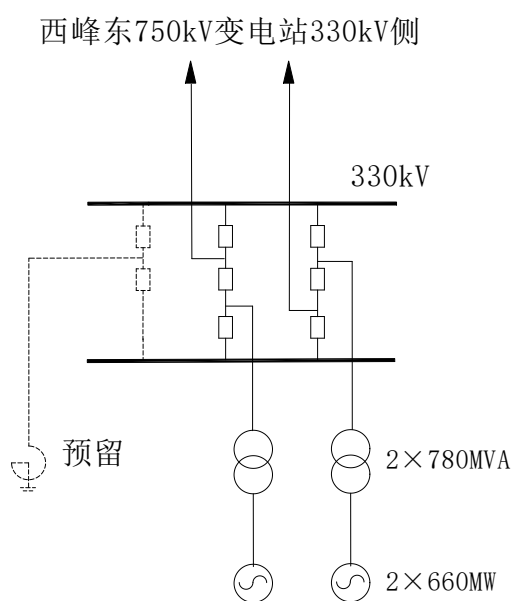


图 2.5-1 方案二电厂电气原则主接线

### 3 燃料

#### 3.1 燃料的来源

本工程燃煤主要由甘肃能源庆阳煤电有限责任公司提供。

##### 1) 九龙川矿井

九龙川井田隶属宁县新宁镇和早胜乡所辖，位于原宁县中部勘查区的西南部，宁县县城正南方向，直距约 1.5km。地理坐标(国家 2000 坐标系): 东经 107°50'01"~107°57'22"，北纬 35°22'31"~35°29'08"。九龙川井田共获煤炭资源量 1491.29Mt，其中：探明资源量 473.65Mt，占全井田总资源量的 32%；控制资源量 380.46Mt，探明资源量和控制资源量共 854.11Mt，占全井田总资源量的 57.27%；推断资源量 637.17Mt。

煤地层主要为中侏罗统延安组，可采煤层上而下编号为煤 5-1、煤 5-2、煤 6、煤 8-1、煤 8 层。煤 5-1 井田内可采面积为 53.95km<sup>2</sup>。煤 5-2 井田内可采面积为 27.70km<sup>2</sup>。煤 6 可采面积为 60.40km<sup>2</sup>。煤 8-1 可采面积为 17.44km<sup>2</sup>。煤 8 可采面积为 96.82km<sup>2</sup>。

煤 5-1 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 5-2 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 6 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量弱黏煤；煤 8-1 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 8 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主。

矿井设计生产能力 8.0Mt/a，服务年限 35a（1000m 以浅），预计 2032 年将全面投产。

##### 2) 核桃峪矿井

核桃峪矿井井田位于正宁县西南部，行政区划属正宁县宫河、周家乡和宁县中村乡管辖。井田东西长约 15.429km，南北宽约 12.399km，面积 191.30km<sup>2</sup>，煤炭资源量 2116.09Mt。井田含可采煤层三层，从上至下编号为 2 煤、5 煤、8 煤，其中可采煤层 8 煤煤质为低灰、低硫、特低磷、高热值不粘煤，可作为动力用煤、民用煤以及化工用煤。矿井设计可采储量为 1176.4 Mt，设计生产能力 8.0Mt/a，服务年限 110a。

勘查区的煤层按层间距大于 0.8m 的原则划分，煤层层数达 7 层以上。可编号的煤层为 7 层，自上往下编号为煤 2、煤 3、煤 4、煤 5、煤 6、煤 7、煤 8。经过对含煤地层、见煤情况及所含煤层的岩性、岩相、沉积及其组合规律的综合分析研究，所见的众多煤层中，煤 3、煤 4、煤 6、煤 7 为零星赋存的煤层，定为不可采煤层。煤 2、煤 5 为部分分布的可采煤层，煤 8 为全区大部分布的可采煤层。煤层总厚 0.2（k102 号孔）~24.13m（k42 号孔），平均总厚度为 14.80m，含煤系数 20.73%。可采煤层总厚度为 1.77（104

号孔）～24.13m（k42 号孔），平均可采总厚度为 16.47m，可采含煤系数 23.04%。

纵观全勘查区，从含煤性上看，自下往上，煤 8 最厚，煤 5、煤 2 依次变差，其他煤层则变得更差，从总体分布上看含煤性南北方向上凹陷区好，隆起区差。东西方向上东部比西部好。

核桃峪煤矿布置一个工作面生产，首采 2804 工作面计划 2020 年 9 月试生产，2020 年原煤产量 50 万吨、2021 年原煤产量 440 万吨，2022 年及之后原煤产量 800 万吨/年。

### 3) 新庄矿井

新庄矿井位于宁县县城南约 15km 处，行政区划隶属宁县新庄镇和中村乡管辖。井田东西长约 20km，南北宽 7.6～12.5km，面积约 207km<sup>2</sup>。本井田煤炭资源量丰富，地质资源量为 1917.75Mt，设计可采储量 1133.04Mt，考虑 1.4 的储量备用系数，矿井建设规模按 8.0Mt/a 计算，服务年限为 101.2a。

本矿区延安组共含煤 3 层，自下而上为煤 8、煤 5、煤 2 层。井田内延安组含煤 5-1、煤 5-2、煤 8 三层可采煤层。其中，煤 5-1 层和煤 5-2 层属较稳定的大部分可采煤层，为井田内的次要可采煤层；煤 8 层属较稳定的基本全区可采煤层，为井田内的主要可采煤层。煤 5-1 层属低灰、中高硫、高热值不粘煤为主；煤 5-2 层为低灰、中硫、高热值不粘煤；煤 8 层为低灰、低硫、高热值不粘煤。

新庄煤矿移交投产时两个工作面生产，首采 1802 工作面计划 2022 年 7 月试生产、15101 工作面 2022 年 12 月试生产。2020 年原煤产量 28 万吨、2021 年原煤产量 21 万吨、2022 年原煤产量 200 万吨、2023 年原煤产量 500 万吨、2024 年及之后原煤产量 800 万吨/年。

本工程第一台机组预计 2027 年 6 月投产，上述煤炭资源丰富可满足本工程 2×660MW 年耗煤量 276 万吨/年的需求，本工程的煤源是有保证的。

现阶段需要业主提供几个煤矿的供煤协议，煤质资料的检测报告。

## 3.2 燃料品质及消耗量

电厂煤源来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川 3 个井田。采用三个井田洗煤厂产品中的末煤及煤泥产品，通过圆管带式输送机运至庆阳电厂厂内。

本工程设计及校核煤质见下表：

表 3.2-1 煤质资料

检测项目	符号	单位	设计煤	校核煤	适用标准
水分	$M_t$	%	12.11	17.0	GB/T211-2017
气干燥基水分	$M_{ad}$	%	2.11	2.45	GB/T212-2008
到基灰分	$A_{ar}$	%	15.51	15.04	
燥无灰基挥发分	$V_{daf}$	%	35.78	29.48	
到基碳	$C_{ar}$	%	58.66	56.39	DL/T568-2013
到基氢	$H_{ar}$	%	3.35	3.14	
到基氮	$N_{ar}$	%	0.64	0.63	
到基氧	$O_{ar}$	%	7.84	6.40	
硫	$S_{t,ar}$	%	1.35	1.4	GB/T214-2007
到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	23.51	22.54	GB/T 213-2008
到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	22.50	21.50	
氏可磨指数	$HGI$	/	61	56	GB/T2565-2014
灰熔融特征温度/变形温	$DT$	$10^3^{\circ}C$	1.22	1.22	GB/T219-2008
灰熔融特征温度/软化温	$ST$	$10^3^{\circ}C$	1.23	1.23	
灰熔融特征温度/半球温	$HT$	$10^3^{\circ}C$	1.24	1.24	
灰熔融特征温度/流动温	$FT$	$10^3^{\circ}C$	1.25	1.26	
灰中二氧化硅	$SiO_2$	%	60.29	58.47	GB/T1574-2007
灰中三氧化二铝	$Al_2O_3$	%	18.82	19.69	
灰中三氧化二铁	$Fe_2O_3$	%	5.67	5.88	
灰中氧化钙	$CaO$	%	9.19	10.02	
灰中氧化镁	$MgO$	%	1.37	1.48	
灰中氧化钠	$Na_2O$	%	0.63	0.72	
灰中氧化钾	$K_2O$	%	1.19	1.39	
灰中二氧化钛	$TiO_2$	%	0.76	0.86	
灰中三氧化硫	$SO_3$	%	1.00	0.95	
灰中二氧化锰	$MnO_2$	%	0.075	0.082	
灰中五氧化二磷	$P_2O_5$	%	0.174	0.169	

中氯	$Cl_{ar}$	%	0.041	0.025	GB/T 3558-2014
中汞	$Hg_{ar}$	μg/g	0.012	0.065	STM D6722-2011
中氟	$F_{ar}$	μg/g	177	107	GB/T 4633-2014
中砷	$As_{ar}$	μg/g	9	4	GB/T3058-2008

本工程锅炉燃煤量见下表。

表 3.2-2 锅炉燃煤量

机组容量 耗煤量	1×660MW		2×660MW	
	设计煤	校核煤	设计煤	校核煤
吨/时	239.16	250.29	478.32	500.58
吨/日	4783.20	5005.8	9566.4	10011.6
万吨/年	131.54	137.66	263.08	275.32

注：1）日耗煤量按 20 小时计；

2）年耗煤量按 5500 小时计。

根据本工程煤质，推荐采用双层等离子点火。

### 3.3 燃料运输

本期工程年需燃煤 245.36 万吨/年，燃煤拟由庆阳煤电有限责任公司下属九龙川矿井供应。燃煤全部采用圆管带式输送机进厂，运距约 10km，单路布置。煤矿建设过渡期，电厂燃煤采用汽车运输进厂。

脱硫用石灰石采用成品粉。

## 4 建厂条件

### 4.1 区域概述

#### 4.1.1 工程概况

本工程为新建电厂项目，本工程建设规模，规划容量 2×660MW 燃煤发电机组。本工程计划 2024 年 4 月开工，两台机组分别计划于 2026 年 9 月和 2016 年 12 月投产。本次可行性研究，与庆阳电厂筹建处共同在宁县地区的 2 个厂址进行了现场踏勘，初选出基本符合本次工程建设规模要求的早胜镇果园厂址、早胜镇厂址两个厂址，依据附件 3~附件 12 和附件 15，本项目厂址范围内无军事、文物等限制性因素。

#### 4.1.2 地区概况

宁县地处东经 107°41′~108°34′，北纬 35°15′~35°52′之间，位于庆阳市东南部。东北部以子午岭为界与陕西富县、黄陵县相邻，南与庆阳市的正宁县接壤，西南以泾河为界与陕西长武县为邻，西与平凉市的泾川县比邻，西北部与庆阳市的西峰区相连、北部与合水县相接。西距兰州 510km，东距西安 200km。

宁县总面积 2653.7km<sup>2</sup>，耕地 95 万亩，辖 8 镇 10 乡，54 万人口。2011 年，全县地区生产总值 37.2 亿元。长庆桥、和盛、县城、早胜等四个省级工业集中区已初具规模，具备承载大项目。县域内煤炭、石油、煤层气资源丰富，境内土壤肥沃，是小麦、玉米、油料、黄豆等作物的主产区，盛产各类瓜果蔬菜。县内现有古文化遗址 800 多处，有享誉海内外的民俗文化产品 160 多种，石雕、剪纸、皮影为“宁县三绝”。

#### 4.1.3 厂址概述

##### 4.1.3.1 早胜镇厂址

厂址位于宁县东南面约 13km，国道 G327 紧邻厂址，从厂址北侧通过；G211 紧邻厂址，从厂址西侧通过；高速 G69 从厂址南侧 3.6km 通过。厂址紧邻早胜镇，周边多个村庄环绕，包括：康村、南街村、南北村等。

厂址可利用场地东西长约 1.8km，南北宽约 1.0km，可利用场地面积 1600hm<sup>2</sup>。

拟选厂址基本平行城市主导风向，且处于宁县常年主导风向的下风向。

厂址区域场地属已纳入宁县土地利用总体规划的单独选址项目用地。

厂址未见地表文物，根据宁夏文物局反馈，厂址南侧有墓群，后续需避让。

厂址东南距咸阳国际机场 131km，西北距庆阳机场 49km。厂址不受机场净空影响。

厂址区域无重要军事、通讯设施。

厂址区域场地属已纳入宁县土地利用总体规划的单独选址项目用地。

厂址拆迁工程量：约 100 户。

厂区属单独选址项目用地。

厂址北侧 6.8km 处为九龙河，不受九龙河洪水影响。

#### 4.1.3.2 早胜镇果园厂址

厂址位于宁县南面约 6km，高速 G69、国道 G211、G237 由厂址东侧 800~1200m 处经过。厂址属于黄山村、院子村；厂址附近有多户人家，需搬迁。

厂址可利用场地东西长约 760m，南北宽约 800m，可利用场地面积 443800m<sup>2</sup>。

拟选厂址位于城市主导风向下风向。

厂址区域场地属于果园用地。

厂址拆迁工程量：约 150 户。

厂址未见地表文物，根据宁县自然资源局反馈，该厂址地下有古代墓群，但该墓群不属于省市、县文物保护单位，可搬迁。

厂址东南距咸阳国际机场 126km，西北距庆阳机场 38km。厂址不受机场净空影响。

厂址区域无重要军事、通讯设施。

厂址位于台塬地上，为黄土冲沟地貌，厂址内地形平坦，无较大起伏。

马莲河在厂址西侧 2.7km 由东向西流过，厂址不受马莲河洪水影响。

厂区属单独选址项目用地。

## 4.2 交通运输

### 4.2.1 铁路

西（安）平（凉）铁路，路线起自西安铁路枢纽茂陵站，经礼泉→乾县→彬县→长武→甘肃长庆桥到本线终点—平凉南，线路全长约 264km。

该铁路已于 2007 年开工，2011 年底建成通车。

西平铁路主要技术标准：

- 1) 铁路等级：地方铁路 I 级，预留双线条件。
- 2) 正线数目：单线。
- 3) 最小曲线半径：一般 800m，困难 600m。
- 4) 限制坡度：6‰、乾县至彬县双机 12.5‰。
- 5) 牵引种类：内燃，预留电化条件。
- 6) 机车类型、牵引质量：DF4D、4000t。
- 7) 到发线有效长度：850m，（双机地段另加 30m），平面预留 1050m。



#### 8) 机车交路:

货机交路: 新建彬县内燃机务段担当彬县至茂陵站、西安西的货机交路及大佛寺、上孟的小运转交路, 并担当彬县至乾县的补机交路。

客机交路: 西安机务段担当西安至彬县的客机交路。

#### 9) 闭塞类型: 继电半自动。

#### 10) 输送能力: 1300×104t/a。

本线向西可联结宝中铁路的平凉南站, 与包兰、干武铁路相接, 直达新疆, 东联咸铜铁路的三原站, 与侯西、侯月、新焦、新荷、兖石铁路相接, 直达海港, 形成平行于京兰、陇海两大干线间的又一条东西干线, 南经新丰镇车站与西安安康线相接, 贯通西北与西南, 具有重要的路网意义。

银(川)西(安)线目前目前已经通车。

平(凉)庆(阳)线目前正在施工。

本项目两个厂址本期燃煤采用皮带运输和公路运输, 不设运煤铁路专用线。

电厂大件设备通过铁路、公路联合运输进厂。

### 4.2.2 公路

地区公路: 宁县境内有 G211 国道和 S202 省道南北向穿过, S303 省道东西向穿过, 西长凤高速公路和即将建成通车的宁长二级公路穿境而过, 黄(陵)宁(县)公路及 X999 县道等县乡道路四通八达。G211 国道为一级道路, S202、S303 省道二级道路。

### 4.2.3 电厂专用道路

#### 4.2.3.1 早胜镇厂址

进厂道路: 由国道 G211 接引, 从厂区固定端进入厂区。拟新建及改建 9m 宽郊区型混凝土道路, 长约 2100m。

运煤运灰道路: 由厂区东侧出厂, 距灰场距离约 10km, 部分利用已有村庄道路, 运距约 12km, 其中拟新建 9m 宽郊区型混凝土道路, 长约 1.2km。

输煤皮带检修道路: 利用已有公路。

供水管线检修道路: 利用已有公路。

#### 4.2.3.2 早胜镇果园厂址

进厂道路: 由国道 G327 接引, 从厂区北侧进入厂区。拟新建及改建 9m 宽郊区型混凝土道路, 长约 1.74km。

运灰道路: 由厂区东侧出厂, 距灰场距离约 1.1km, 部分利用已有村庄道路, 运距

约 2.1km，其中拟新建 7m 宽郊区型混凝土道路，长约 800m。

输煤皮带检修道路：利用已有公路。

供水管线检修道路：利用已有公路。

#### 4.2.4 航空

庆阳市辖区内有庆阳机场，宁县东南距咸阳国际机场 200km，西北距庆阳机场 60km。

### 4.3 电厂水源

本工程 2×660MW 空冷机组夏季净水耗水量为 297.5m<sup>3</sup>/h (其中生活水为 4m<sup>3</sup>/h)，对应的夏季净水耗水指标为 0.063m<sup>3</sup>/(s.GW)。电厂年净水总用水量为 164.93×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a (其中生产用水运行小时数以 5500h 计，生活用水以 8760h 计，生活水年用水量为 3.504×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)。

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源，过渡期水源拟采用宁县污水处理厂或早胜镇生活污水厂中水，不足水量可由新庄煤矿矿井水进行补充；或本项目过渡期水源可单独采用新庄煤矿矿井水。

#### 4.3.1 中水

##### 4.3.1.1 宁县污水处理厂

宁县污水处理厂是 2014 年 8 月 26 日经县政府(宁政发[2014]138 号)文件批准成立的专业处理县城区域全部生产生活污水的国有企业，位于东滨河路 1 号，距电厂厂址约 13km，占地面积 30 亩，设计处理能力近期为 5000m<sup>3</sup>/d，远期 10000m<sup>3</sup>/d，污水收集覆盖面积 7.0km<sup>2</sup>，敷设污水管网 22km。处理工艺类型为活性污泥法 DE 氧化沟工艺二级处理法，尾水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB18918-2002)中一级 B 标准，剩余污泥处理工艺为机械脱水至含水率 80%以下，执行 GB18918-2002 中污泥农用时污染物控制标准，转运至生活垃圾填埋场卫生填埋。

随着国控源排放标准的提高，2019 年启动了提标改造项目，设计处理能力 5000m<sup>3</sup>/d，污水处理主体工艺为 A<sup>2</sup>O 生化池+絮凝沉淀+深床反硝化滤池，三级处理法。污泥处理工艺为重力浓缩+板框乐波+好氧发酵。2019 年 11 月开工建设，2020 年 11 月主体完工试运行，2021 年 6 月完成环保验收，尾水排放执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中一级 A 标准，污泥含水率 60%以下。新工艺投运以来，纳入国控源在线监测的 COD、NH-N、TP、TN 四项指标均达标排放，污泥严格规范处置，达到了预期的目标，进一步改善了县城水环境质量。水质监测报告如图 4-1 所示。

2023 年宁县污水处理厂的实测逐日出水量详见表 4-1。最小出水量 1149m<sup>3</sup>/d，最大出水量 5528m<sup>3</sup>/d，平均出水量 4119m<sup>3</sup>/d，一年合计出水量 150.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

表 4.3-1 宁县污水处理厂 2023 年出水量 统计单位：m<sup>3</sup>

日期	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1 日	4284	3833	3847	3479	3945	4713	4959	4744	4107	4779	3526	3618
2 日	4013	3634	3627	3565	3777	4855	5408	4355	3959	4268	3958	3801
3 日	4210	3772	3883	3801	3934	4419	5294	2711	3837	3720	3647	3276
4 日	4041	3629	3663	3667	4641	4786	4732	1657	4048	3652	3219	3801
5 日	4648	3847	4661	3629	4291	4499	4953	3102	4142	4404	4446	3629
6 日	4096	3652	4090	3744	4491	4661	4878	2955	4181	4880	4477	3911
7 日	4526	3598	4626	3311	4822	4599	4712	3944	4238	4832	4824	4413
8 日	4102	3196	3274	2661	4878	4557	4452	4056	4472	4459	4993	3881
9 日	4351	4389	3428	3028	4824	4555	4462	3645	2692	4106	4680	3723
10 日	4132	4197	3842	3442	4898	4272	4307	3997	1149	4153	4234	3869
11 日	4267	4383	4718	3318	4750	4229	4362	4417	3913	4151	4325	4190
12 日	4246	4379	4265	1361	4461	4279	4545	4265	4351	4081	4433	4066
13 日	3639	3967	4430	3439	3666	3952	4581	3918	4766	4351	4578	3943
14 日	4442	4042	3950	4313	4046	3788	4345	3911	4417	4114	4860	4482
15 日	3951	4313	3886	2618	3697	3894	4325	3779	4173	4067	5105	4445
16 日	3503	4556	3977	4498	3967	3780	4597	3836	4071	4060	4705	4235
17 日	3845	3791	3504	4099	3916	4111	4451	3876	4311	4193	4387	4015
18 日	3461	3709	4428	4057	3994	4782	4364	4133	4162	4252	4667	4060
19 日	3421	4123	4084	4266	3676	4442	4262	4560	4434	4199	4800	3820
20 日	3377	3729	3840	3933	3884	4316	3915	4379	4525	4349	4913	4019
21 日	3273	3881	4165	4226	3977	3673	3911	4935	4749	4170	4605	4077
22 日	3091	3925	3661	3886	3694	5073	2509	5075	4290	4362	3993	4218
23 日	3567	3565	4695	4908	4101	5359	3394	4976	3958	4676	3792	4061
24 日	3337	3888	4051	4736	4097	5498	4295	5071	4424	4679	3912	3872
25 日	3469	3924	3987	4768	4232	5356	4270	5217	4875	4378	3608	4021
26 日	3572	3776	3228	4225	4110	5218	4456	5157	4836	4940	3149	3619
27 日	3799	3798	3128	4425	4047	5355	4571	5131	4676	4590	3175	3867
28 日	3580	3681	4222	4671	4155	5143	4784	5528	4788	4486	3368	3767
29 日	3623		2557	4487	3953	5030	4498	5045	5351	3918	3635	3773

30 日	3880		1835	3851	3549	4763	4400	4369	4993	4373	3737	3550
31 日	3490		1582		4342		4520	4297		4252		3418
月总水量	11923	1091	1171	11441	1288	13795	13751	13104	12688	1338	12575	1214
量	7	77	30	4	14	7	2	2	7	95	0	38
月最大水量	4648	4556	4718	4908	4898	5498	5408	5528	5351	4940	5105	4482
月最小水量	3091	3196	1582	1361	3549	3673	2509	1657	1149	3652	3149	3276
月平均水量	3846	3899	3778	3814	4155	4599	4436	4227	4230	4319	4192	3917

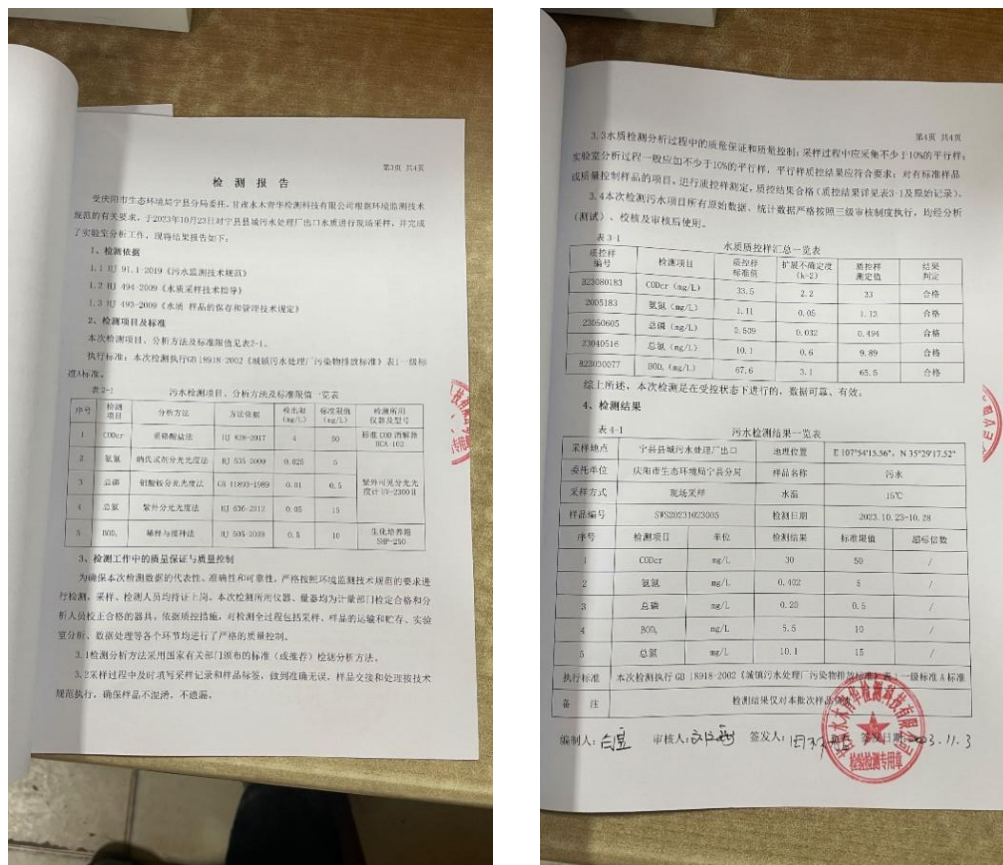


图 4.3-1 宁县污水处理厂水质监测报告

随着宁县的进一步发展，人口递增，宁县污水处理厂出水量逐年增加，2020 年为 103.38 万吨，2021 年为 117.21 万吨，2022 年为 124.53 万吨，2023 年为出水总量 150.3 万吨。目前尚无污水使用用户。宁县污水处理厂中水可供电厂使用。

#### 4.3.1.2 早胜镇生活污水厂

早胜镇生活污水厂位于早胜镇北街村，距离电厂厂址约 1km，设计年处理能力 63

万吨  $\text{m}^3$ ，具有七套处理器，单台处理能力  $250\text{m}^3/\text{d}$ ，日处理生活污水约  $1000\text{m}^3$ ，其中 1 号污水处理厂日处理  $750\text{m}^3$ ，2 号污水处理厂日处理  $250\text{m}^3$ ，年处理约 36 万吨，采用兼氧膜 FMBR 工艺，主要建筑物有调节池、污水处理设备箱体、格栅沉砂池等，污水来自早胜镇街区生活污水，尾水排放执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中一级 A 标准。

2023 年 8 月-12 月早胜镇生活污水厂的实测逐日出水量详见表 4-2。最小出水量  $730\text{m}^3/\text{d}$ ，最大出水量  $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，平均出水量  $1070\text{m}^3/\text{d}$ ，五个月合计出水量  $16.4\times 10^4\text{m}^3$ 。目前尚无污水使用用户。早胜镇生活污水厂中水可供电厂使用。

表 4.3-2 早胜镇生活污水厂 2023 年 8~12 月出水量 统计单位： $\text{m}^3$

日期	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1 日	1206	1009	812	978	1113
2 日	1222	1029	883	977	1115
3 日	1203	1019	813	820	1112
4 日	1136	1008	809	825	1110
5 日	1056	996	756	835	948
6 日	1136	1130	812	811	944
7 日	1098	1140	1139	831	985
8 日	1136	1149	1184	930	988
9 日	1026	1201	1100	911	1211
10 日	1055	1198	1103	1201	1198
11 日	1056	1221	1212	1188	1203
12 日	1206	1155	1235	730	1106
13 日	1109	1178	1229	755	940
14 日	1201	1145	995	884	948
15 日	1103	1142	1000	1188	935
16 日	1056	1135	1052	1221	965
17 日	1033	1136	1049	1220	933
18 日	1099	1149	978	1158	919
19 日	1065	1138	1140	1169	1024
20 日	1103	1135	1240	1164	1001
21 日	1018	1142	1500	1166	990
22 日	1099	1145	1223	1119	991
23 日	1156	1130	1221	1155	946
24 日	1103	1022	1224	1142	956
25 日	1123	1138	950	1144	1162
26 日	1029	1123	948	1029	1168
27 日	1103	1162	1109	1068	1162
28 日	1098	1030	1118	1131	1190
29 日	1103	993	1093	955	1106

30 日	1019	844	1045	950	1192
31 日	1101		980		1126
月总水量	34257	33142	32952	30655	32687
月最大水量	1222	1221	1500	1221	1211
月最小水量	1018	844	756	730	919
月平均水量	1105.06	1104.7	1062.97	1021.8	1054.42

## 4、检测结果

表 4-1

污水检测结果一览表

采样地点	早胜镇污水处理站 1 号站出口		地理位置	E 108° 0'0.28", N 35° 24'28.34"	
委托单位	宁县早胜镇人民政府		样品名称	污 水	
流量 (m³/d)	1250		水温	13 ℃	
样品编号	SWS20230220013		检测日期	2023. 2. 20-2. 25	
序号	检测项目	单位	检测结果	标准限值	超标倍数
1	镉	mg/L	0.001L	0.01	/
2	铅	mg/L	0.01L	0.1	/
3	铬	mg/L	0.03L	0.1	/
4	砷	mg/L	0.0003L	0.1	/
5	汞	mg/L	0.00004L	0.001	/
6	石油类	mg/L	0.06L	1	/
7	动植物油	mg/L	0.06L	1	/
8	粪大肠菌群数	个/L	4.6×10 <sup>5</sup>	10 <sup>5</sup>	/
9	悬浮物	mg/L	8	10	/
10	阴离子表面活性剂	mg/L	0.18	0.5	/
11	色度	倍	2	30	/
12	COD <sub>Cr</sub>	mg/L	26	50	/
13	BOD <sub>5</sub>	mg/L	3.9	10	/
14	氨氮	mg/L	2.43	5	/
15	总磷	mg/L	0.08	0.5	/
16	总氮	mg/L	9.65	15	/
17	六价铬	mg/L	0.016	0.05	/
18	pH	/	7.63	6-9	/
执行标准	本次检测执行 GB 18918-2002《城镇污水处理厂污染物排放标准》 表 1 一级标准 A 标准及表 2 标准值				
备 注	1、检测结果低于检出限的，在检出限后加“L”表示； 2、检测结果仅对本次样品负责。				

编制人：白

审核人：郑

签发人：田

签发日期：2023. 2. 28

图 4.3-2 早胜镇生活污水厂水质监测报告

### 4.3.2 矿井水

#### 4.3.2.1 新庄煤矿

新庄煤矿项目位于正宁县西南部，隶属宁县新庄镇和中村乡，距离电厂厂址直线距离约 18km，矿井设计生产能力  $800 \times 10^4 \text{t/a}$ 。矿井正常涌水量为  $1850 \text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为  $2850 \text{m}^3/\text{h}$ ，主要污染物为悬浮的煤与岩的微粒。目前新庄煤矿正在基建期，预计 2024 年底建成。经检测矿井水水质参数：SS32mg/L，COD47mg/L，投产时预计达到 SS280mg/L，COD180 mg/L。计划在副井工业场地建一座处理能力为  $3200 \text{m}^3/\text{h}$  的矿井水处理站。目前水质为经过初步絮凝沉淀处理后的苦咸矿井疏干水。矿井水经过混凝、沉淀后， $420 \text{m}^3/\text{h}$  作为煤矿自用水，剩余的  $1430 \text{m}^3/\text{h}$ （未脱盐）水量外排。目前新庄煤矿已与长庆桥工业园区签订供水协议，但具体用水量尚未确定。初步分析，新庄煤矿矿井水满足电厂用水需求。

180320341662  
有效期至2024年01月31日止

# 水质检测报告

编码：SWCS-244.025

建设单位：中国煤炭地质总局勘查研究总院  
委托号：SZ2022027 报告编号：SG2022027006  
样品编号：XZ-02 检测编号：22027006  
名称：宁夏矿区矿井水减排、资源化、回用一体化技术研究

取样日期：2022-3-8  
收样日期：2022-3-8  
检测日期：2022/8/2—2022/8/15  
报告日期：2022-8-17

## 阳离子

## 阴离子

分析项目	$\rho(B^{2+})/$ ( $\text{mg L}^{-1}$ )	$c(\frac{1}{2}B^{2+})/$ ( $\text{mmol L}^{-1}$ )	$X(\frac{1}{2}B^{2+})/$ (%)	分析项目	$\rho(B^{2-})/$ ( $\text{mg L}^{-1}$ )	$c(\frac{1}{2}B^{2-})/$ ( $\text{mmol L}^{-1}$ )	$X(\frac{1}{2}B^{2-})/$ (%)
B				B			
K <sup>+</sup>	22.03	0.563	0.25	Cl <sup>-</sup>	1102.51	31.098	14.53
Na <sup>+</sup>	4564.18	198.529	88.75	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	904.95	18.841	8.80
Ca <sup>2+</sup>	2.07	0.103	0.05	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	7596.26	124.494	58.18
Mg <sup>2+</sup>	7.38	0.607	0.27	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	1179.16	39.300	18.37
Fe <sup>3+</sup>	0.02	0.001	0.00	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	15.99	0.258	0.12
Fe <sup>2+</sup>	0.02	0.001	0.00	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0.01	0.000	0.00
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	430.00	23.889	10.68	OH <sup>-</sup>	0.00	0.000	0.00
合计	5025.70	223.694	100	合计	10798.88	213.991	100

分析项目	$\rho(\text{CaCO}_3)/$ ( $\text{mg L}^{-1}$ )	分析项目	$\rho(B)/$ ( $\text{mg L}^{-1}$ )	物理性质	备 注
总硬度	35.56	可溶性SiO <sub>2</sub>	/	气味	/
暂时硬度	35.56	溶解性总固体	11964	口味	/
永久硬度	0.00	矿化度	15824.58	色度(铂铂)	/
负硬度	8161.28	游离CO <sub>2</sub>	/	混浊度(NTU)	/
总酸度	/	侵蚀性CO <sub>2</sub>	/	水温(℃)	/
总碱度	8196.84	氯化物	5.17	气温(℃)	/
以下空白	以下空白	以下空白	pH	8.87	以下空白
			以下空白		

图 4.3-3 新庄煤矿矿井水水质报告

#### 4.3.2.2 九龙川煤矿

根据中煤科工集团北京华宇工程有限公司编制的《甘肃能源庆阳煤电有限责任公司九龙川矿井及选煤厂（矿井部分）可行性研究报告》（2023 年 7 月）摘录内容如下：



九龙川井田位于原宁县中部勘查区的西南部，宁县县城正南方向，直距约 1.5km，属宁县新宁镇和早胜乡所辖。地理坐标(国家 2000 坐标系): 东经  $107^{\circ}50'01''\sim 107^{\circ}57'22''$ ，北纬  $35^{\circ}22'31''\sim 35^{\circ}29'08''$ 。

井田位于陇东黄土高原的东南部，地貌主要有黄土塬、河谷阶地和低山丘陵。全区地势东高西低，北高南低，海拔 920m~1300m，全区相对高差 380m，最低侵蚀基准面位于白马庙附近的马莲河沟谷，海拔 920m。黄土塬及河谷阶地地形平坦开阔，塬面高程由北而南及由东向西从 1300m 逐渐降低到 1180m。纵横交错的黄土冲沟将黄土塬切割得较破碎，冲沟窄小，沟深坡陡，地形条件复杂。

区域地下水主要有第四系松散层潜水和下白垩统碎屑岩潜水及承压水，侏罗系直罗组、延安组碎屑岩承压水。其形成和赋存条件受区域地层岩性、地质构造、地形、地貌及水文气象诸因素的综合控制。其中洛河组普遍属中等富水性，其他含水层富水性属弱~极弱富水性。

根据地下水水力性质和含水介质的孔隙特征，将区内地下水划分为：第四系松散岩类孔隙潜水；下白垩统碎屑岩类风化带裂隙潜水和层状裂隙及孔隙、裂隙承压水；中侏罗统直罗组、延安组裂隙承压含水层；三叠系裂隙承压含水层。

矿井正常、最大涌水量分别采用比拟法和集水廊道法结果，并考虑消防洒水等析出水量，结合周边矿井涌水量情况，暂定矿井正常涌水量按《勘探报告》最大涌水量并考虑消防洒水析出水量，为  $1650\text{m}^3/\text{h}$  ( $39600\text{m}^3/\text{d}$ )，最大涌水量考虑 1.5 的系数，为  $2500\text{m}^3/\text{h}$  ( $60000\text{m}^3/\text{d}$ )。

矿井及选煤厂设计总用水量  $11122\text{m}^3/\text{d}$ ，其中主井、选煤厂及办公区场地用水量为  $8791\text{m}^3/\text{d}$ ，副井工业场地用水量为  $2331\text{m}^3/\text{d}$ 。分别在矿井选煤厂及办公区场地、副井工业场地设置生活污水处理站，规模分别为  $30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $50\text{m}^3/\text{h}$ ；矿井水在井下预处理，采用“微磁絮凝+超磁分离”工艺；在矿井选煤厂及办公区场地设置井下水处理站，处理规模  $60000\text{m}^3/\text{d}$ ，经澄清、V 型过滤、超滤、反渗透、消毒等不同程度处理后回用于选煤厂生产补充水、矸石充填用水、瓦斯抽放站补水、生活消防用水、井下消防洒水，多余水处理达到《地表水环境质量标准》GB3838-2002 中 III 类基本项目标准后排放至九龙河。

本项目生产用水拟采用九龙川矿井水，根据《煤炭工业矿井设计规范》，采用矿井排水作水源时，其安全供水量应小于涌水量，规划按 30%折减，初步分析，可利用的矿井排水量为  $1155\text{m}^3/\text{h}$  ( $27720\text{m}^3/\text{d}$ )，在扣除矿井及选煤厂设计总用水量  $11122\text{m}^3/\text{d}$  后，剩余可利用矿井排水量为  $16598\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足本项目生产用水需求。



### 4.3.3 地表水

宁县境内有较大河流 9 条，均属黄河流域泾河水系，马莲河、蒲河、无日天沟为泾河一级支流，湘乐川、平道川系城北河支流，城北河、九龙河、砚瓦川均系马莲河支流。电厂厂址附近地表水源有马莲河和九龙河。

#### 4.3.3.1 马莲河

马莲河是宁县境内的第二大河流，是泾河一级支流，发源于宁夏回族自治区盐池县麻黄山，于环县甜水堡流入庆阳市，在铁莲川口流入宁县境内，于政平汇入泾河。马莲河总河长 374.8km，宁县境内河长 59km，流域面积 2302.8km<sup>2</sup>，河道平均坡降 1.45‰。根据马莲河出口控制站雨落坪水文站 65 年的实测资料统计，马莲河多年平均流量为 13.78m<sup>3</sup>/s，多年平均径流量为 43000 万 m<sup>3</sup>，最大径流量为 96690 万 m<sup>3</sup>，发生在 1964 年，最小径流为 21420 万 m<sup>3</sup>，发生在 2015 年。径流年内变化较大，汛期 5~10 月经流量占年径流量的 78.3%，主汛期 7、8、9 三个月径流量占年径流量的 60.4%，非汛期 11-4 月经流量占年径流量量的 21.7%。多年平均含沙量为 250kg/m<sup>3</sup>，多年平均输沙量为 11720 万 t，多年平均输沙模数为 6400t/km<sup>2</sup>。

雨落坪水文站位于宁县新庄乡雨落坪，1954 年建站，共有 1956~2020 年共 65 年实测径流资料，65 年系列中包含丰水年组、平水年组、枯水年组及丰、平、枯水年。自 1956~2020 年实测年径流量变化可分为：1959~1963 年、1979~1983 年、2005~2020 年为相对枯水期(2013 年径流量略大于多年平均径流量)，各枯水时期平均径流量分别占多年平均径流量的 95.97%、84.95%、76.38%。该河流无明显连续丰水期，其余时段径流变化没有显明的规律。雨落坪水文站 1956~2020 年天然径流系列频率计算统计参数见表 4.3-3。

表 4.3-3 雨落坪水文站年径流特征值表(1956-2020) 单位:亿 m<sup>3</sup>

水文站	均值	C <sub>v</sub>	C <sub>s</sub> /C <sub>v</sub>	各频率设计值			
				P=25%	P=50%	P=75%	P=95%
雨落坪站	4.30	0.36	4.36	5.02	3.91	3.17	2.59

马莲河雨落坪站有泥沙测验资料，多年平均输沙量为 11720 万，输沙量的年际变化与径流过程相应，输沙量的年内分配与含沙量年内分布过程一致，输沙量主要集中在主汛期的 7、8 月份。雨落坪站多年平均输沙量月变化见表 4.3-4。雨落坪泥沙频率计算统计参数见表 4.3-5。

表 4.3-4 雨落坪站多年平均输沙量月分配表 单位：万 t

站名	雨落坪站多年平均输沙量月分配表												
雨落坪	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	总量
	0.09	3.68	19.98	19.89	236.22	639.80	3525.61	6618.92	625.39	24.40	1.56	0.18	11720

表 4.3-5 雨落坪泥沙频率计算成果 单位：万 t

站名	系列	频率				C <sub>v</sub>	C <sub>v</sub> /C <sub>s</sub>	均值
雨落坪	年输沙量	25%	50%	75%	95%	1.06	2.15	4003
		15247.6	10791.11	7185.76	3338.29	0.53	1.72	11720

从以上数据可以看出，直接从马莲河取水难度较大，一方面河段丰枯变化剧烈，枯水期水量很小，丰水期洪水又较大，且泥沙含量很高；另一方面现状河段无取水工程，若修建供水工程难度大、投资高。故电厂直接从马莲河取地表水基本不可行的。

#### 4.3.3.2 九龙河

九龙河发源于子午岭西麓的龙池，在宁县城汇入马莲河，流域面积 647km<sup>2</sup>，河长 56km，河道平均坡降 7.25‰。宁县境内流域面积 464km<sup>2</sup>。在川口以上分为左家川和嘉峪川两条支流。根据九龙河宁县水文站实测资料统计，多年平均流量 0.48 m<sup>3</sup>/s，多年平均径流量为 1530 万 m<sup>3</sup>。

九龙河宁县站于 1983 年 1 月开始观测，共有 1983~2021 年 39 年实测径流系列。1983~1985 年为连续丰水期，2014~2017 年为连续枯水期，连续丰水期平均径流量为多年平均径流量的 162%，连续枯水期平均径流量为多年平均径流量的 47%，近 10 年来径流量衰减趋势明显。九龙河 1-6 月为枯水期，7-8 月为丰水期，9-12 月为枯水期。《宁县水资源调查评价》中为了使降雨径流资料系列同步，对九龙河宁县水文站实测径流系列资料进行相关延长。根据延长后宁县水文站 1957~2021 年天然径流系列进行频率计算，宁县统计参数见表 4.3-6。

表 4.3-6 宁县水文站年径流特征值表(1957-2021) 单位:万 m<sup>3</sup>

水文站	均值	C <sub>v</sub>	C <sub>s</sub> /C <sub>v</sub>	各频率设计值			
宁县站	1530.83	0.51	2.2	P=25%	P=50%	P=75%	P=95%
				1949.85	1388.11	957.45	537.12

九龙河水量较小，特枯期可能断流，且汛期洪水及泥沙含量大，现状又无取水工程，电厂从九龙河直接取地表水基本不可行。

### 4.3.3.3 白吉坡水库

白吉坡水库位于襄乐川上游的白吉坡村，1959 年动工，1973 年建成，控制流域面积 252 平方公里，其中林区面积 232 平方公里，为襄乐川下游渠道之水源。年来水量 280 万立方米。1975 年处理坝体裂缝，增设溢洪道，先后两次加固坝体。为提高防洪标准，按 50 年一遇洪水设计，500 年一遇洪水校核，于 1980 年土坝加高 1 米，改建溢洪道，并有输水洞等工程设施。这座坝高 24.5 米，总库容量 565 万立方米，有效库容 265 万立方米，滞洪库容 185 万立方米，死库容 115 万立方米。水库建成投入运行至今，目前已发展成为集灌溉防洪与县城调蓄供水为一体的综合性水库。该水库对湘乐镇及县城的防洪起到重要作用，为促进宁县社会经济发展提供了水资源保障，同时还改善了湘乐川区农民的生产和生活条件。白吉坡水库距厂址约 43km，且主要以农业灌溉为主要用途，因此不考虑作为电厂水源。

### 4.3.4 水源小结

综上所述，本项目过渡期水源可采用宁县污水处理厂或早胜镇生活污水厂中水，但俩个污水厂水量均不能够满足本项目用水，不足水量可由新庄煤矿矿井水进行补充；或本项目过渡期水源可单独采用新庄煤矿矿井水。九龙川煤矿矿井用水可满足本项目生产用水需求，但建设周期滞后。

请业主尽快取得过渡期水源及正式水源的供水协议，并逐步落实新庄煤矿与长庆桥工业园区签订供水协议的水量和九龙川煤矿矿井建设周期与本项目的匹配程度，以确保电厂用水。若当地水主管部门要求开展水资源论证，建议业主尽快委托并开展该项工作。

## 4.4 贮灰场

### 4.4.1 概述

本工程采用干贮灰系统，贮灰场按 2×660MW 机组贮灰设计，不能综合利用时灰渣采用汽车运至灰场分层碾压贮存。

表 4.4-1 电厂灰渣排放量

灰渣量		小时灰渣量(t/h)			日灰渣量(t/d)			年灰渣量(10 <sup>4</sup> t/y)		
锅炉台数		灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣
设计煤种	1	33.75	3.76	37.51	675.00	75.20	750.20	18.56	2.07	20.63
	2	67.50	7.52	75.02	1350.00	150.40	1500.40	37.12	4.14	41.26

（注：日利用小时为 20 小时，年利用小时为 5500 小时。）

表4.4-2 电厂石子煤量排放量

石膏排放量	机组容量(MW)	每小时排放量(t/h)	每年排放量( $10^4$ t/a)
设计煤种	2x660	2.4	1.32

表4.4-3 电厂石膏排放量

石膏排放量	机组容量(MW)	每小时排放量(t/h)	每年排放量( $10^4$ t/a)
设计煤种	2x660	35.40	19.47

本工程灰场按干式贮灰场设计。

2×660MW机组年产灰渣量为 $41.26 \times 10^4$ t，年石膏量为 $19.47 \times 10^4$  t，年石子煤量 $1.32 \times 10^4$  t，不考虑综合利用时，本期工程每年排放的固体废渣（灰渣量、石子煤量及脱硫石膏）共约 $52.24 \times 10^4$ m<sup>3</sup>(灰渣干密度按1.0t/m<sup>3</sup>考虑，石子煤干密度按1.8t/m<sup>3</sup>考虑，碾压后石膏的密度按1.9t/m<sup>3</sup>考虑)。

#### 4.4.2 贮灰场自然概况

本期工程拟选早胜镇果园厂址、早胜镇厂址，两个厂址间的距离约为 8.5 km，现阶段对上述厂址周围地区进行了踏勘，初步选定了朱家沟、南北村沟两个灰场作为电厂两个厂址的拟选贮灰场。

**南北村沟灰场：**位于早胜镇果园厂址西南面约11.5公里，早胜镇厂址西南面约2公里。灰场位于黄土塬、梁过渡的沟谷中。总体呈北高南低、东北高中间低的态势，最大高差约130m。沟谷由西北向东南呈“一”型分布，主要侵蚀方向为下蚀，沟坡呈辐射条带深切状，坡降较陡，沟底略为平缓。场区内主要不良地质作用及地质灾害隐患为冲沟、落水洞及黄土崩塌滑坡，灰场场地附近地表建设有较多的民房、地坑院及其窑洞，原始地面高低不一，有数条田间土路交错分布。

**朱家沟灰场：**位于早胜镇果园厂址东南面约 10.5 公里，早胜镇厂址西北面约 5.5 公里。灰场位于黄土梁之间的沟谷中。总体呈南高北低、东西高中间低的态势，最大高差约 150m。沟谷由南向北呈“叶脉”型分布，主要侵蚀方向为下蚀和侧蚀，最终向北汇入主沟，沟坡呈数条平行带深切状，坡降较陡。场区内主要不良地质作用及地质灾害隐患为冲沟、落水洞及黄土崩塌滑坡，场地附近地表建设有民房或窑洞，原始地面高低不一，灰场边缘黄土梁上有数条田间土路交错分布。

### 4.4.3 水文条件

本阶段依据水文资料，根据水科院小流域洪水计算方法对灰场的洪水进行了验算，计算采用的流域参数由地形图上量得，最大 24 小时暴雨量由中国暴雨图集计算而得，现将灰场各设计频率的洪峰流量、洪水总量及相应的洪水流量过程线计算结果列表如下，详见表 4.4-1、表 4.4-2：

表 4.4-1 灰场洪峰流量计算成果表

灰场名称	流域面积 (km <sup>2</sup> )	沟长 (km)	比降 (‰)	频率 (%)	最大 24 小时雨量 (mm)	下渗强度 (mm/h)	汇流时间 (h)	洪峰流量 (m <sup>3</sup> /s)
南北村沟灰场	1.83	3.21	54.9	0.2	270	8	1	46.5
				0.5	232.2	8	1.1	38.0
				1	202.8	8	1.1	31.5
				2	174.6	8	1.2	25.4
朱家沟灰场	2.22	1.67	105.3	0.2	270	8	0.4	99.3
				0.5	232.2	8	0.4	82.5
				1	202.8	8	0.4	69.6
				2	174.6	8	0.4	57.5

表 4.4-2 灰场洪水流量过程线和洪水总量表

灰场名称	频率 (%)	洪水过程线						洪水总量 (×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
南北村沟灰场	0.2	时间 (h)	0	0.5	1	2.7	6.1	24.5
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	7.4	46.5	5.3	0	
	0.5	时间 (h)	0	0.5	1.1	2.7	5.9	19.5
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	6.1	38.0	4.3	0	
	1	时间 (h)	0	0.6	1.1	2.7	5.8	16.0
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	5.0	31.5	3.6	0	
	2	时间 (h)	0	0.6	1.2	2.7	5.7	12.7
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	4.1	25.4	2.9	0	
朱家沟灰	0.2	时间 (h)	0	0.2	0.4	1.4	3.5	29.8

场		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	15.8	99.3	11.2	0	
	0.5	时间 (h)	0	0.2	0.4	1.4	3.4	23.7
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	13.2	82.5	9.3	0	
	1	时间 (h)	0	0.2	0.4	1.4	3.2	19.3
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	11.1	69.6	7.9	0	
	2	时间 (h)	0	0.2	0.4	1.3	3.1	15.4
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	9.2	57.5	6.5	0	

#### 4.4.4 贮灰场的设计方案及贮存年限

从拟选贮渣场的贮灰条件、灰场工程量大小、运灰公路长度、周围征迁工程量等因素综合考虑，现阶段本工程所选的早胜镇果园厂址及早胜镇厂址两个厂址的贮灰渣场均推荐采用南北村沟贮灰场。

本工程南北村沟贮灰场按山谷干式贮灰场设计。

当堆灰至标高 1136m 时，堆灰高度约 40m，占地约 20hm<sup>2</sup>，形成库容约 185 万 m<sup>3</sup>，可满足电厂本期 2×660MW 机组贮灰渣、石膏 3 年储灰量。

### 4.5 工程地质与地震

#### 4.5.1 区域地质特征

##### 4.5.1.1 区域地层

项目位于鄂尔多斯盆地南部，地层区划属华北地层区鄂尔多斯分区。鄂尔多斯盆地甘肃部分包括鄂尔多斯西缘分区(马家滩—平凉小区)和鄂尔多斯分区两个分区。

三叠系：三叠系地层在区内发育良好，化石较丰富，层序清楚。自下而上划分为下统刘家沟组、和尚沟组；中统纸坊组、铜川组；上统胡家村组、永坪组、瓦窑堡组。各组之间大多为整合接触。

侏罗系：侏罗系分布较广泛，尤其在盆地分区大面积分布。自下而上划分为下统富县组，中统延安组、直罗组、安定组，在西缘分区还存在上统芬芳河组。

白垩系：受构造抬升剥蚀影响，白垩系上部缺失，下白垩统志丹群(K<sub>1zh</sub>)分布十分广泛，几乎覆盖全区，自下而上可划分为五个岩性组：宜君组、洛河组、环河华池组、罗汉洞组及泾川组，各组间均为整合接触。

古近系固原群(Egy)：主要见于西缘分区的六盘山东麓，又可划分为古新一始新统寺口子组(E<sub>1-2s</sub>)和渐新统清水营组(E<sub>3q</sub>)。

新近系甘肃群(N<sub>gn</sub>)：分布较广。区内可划分为中新统咸水河组(N<sub>1x</sub>)和上新统临夏组

(N<sub>2</sub>l)。

第四系：区内第四系分布广泛。更新统自下而上分为下更新统三门组，中更新统离石组，上更新统萨拉乌苏组、马兰组。全新统沉积类型多样。

#### 4.5.1.2 区域构造

以鄂尔多斯盆地西南部区域构造特征分析，可以划分出渭北隆起、天环坳陷、西缘断褶带、陕北单斜等构造单元（图 4.5-1）。

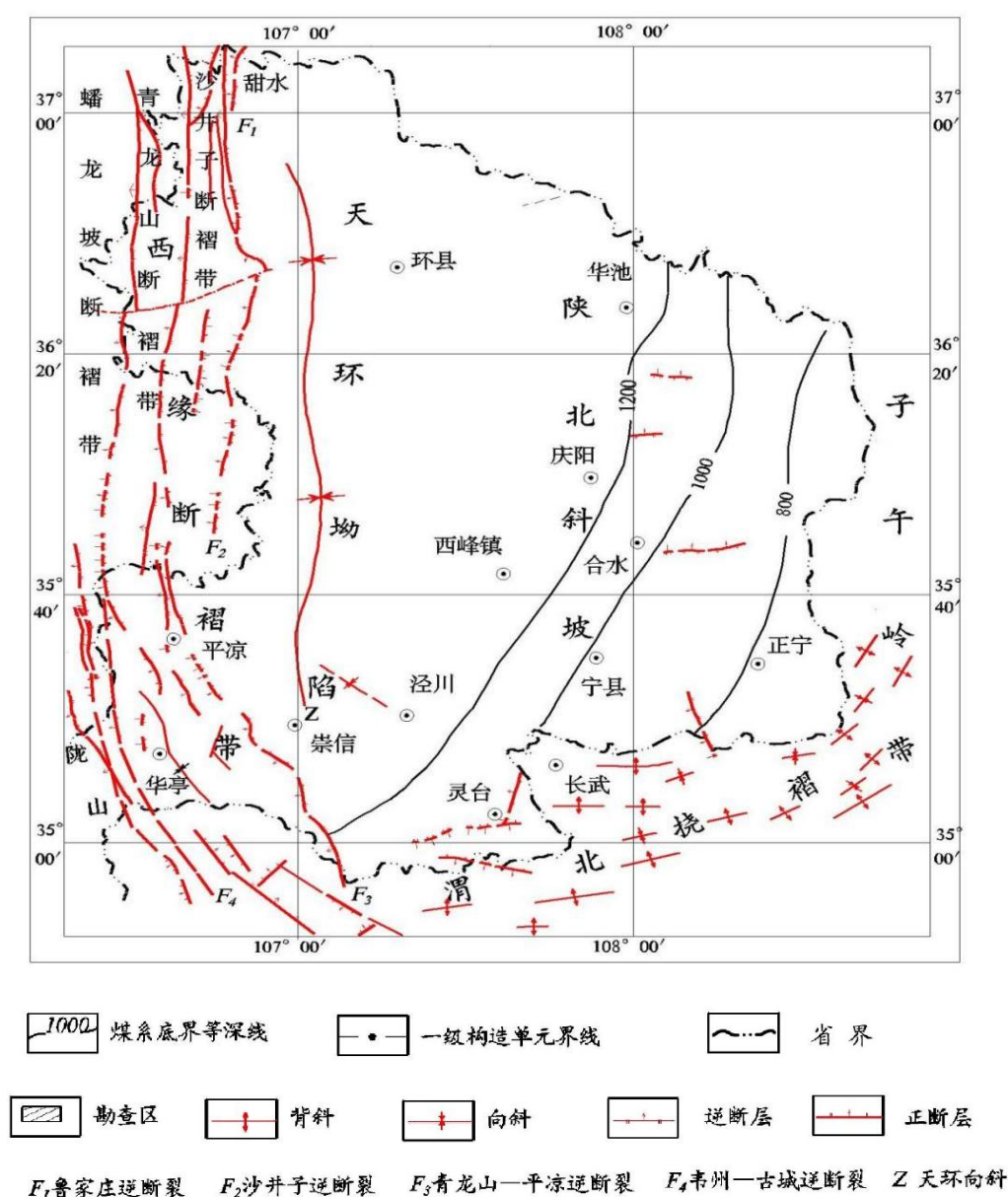


图 4.5-1 区域构造纲要图

各构造带特征简述如下：

**渭北隆起：**中晚元古代到早古生代为一向南倾斜的斜坡，是北秦岭加里东褶皱带的前锋，加里东构造十分发育。中石炭世东西两侧相对下沉，西侧缺失石炭系上统，被平

整的二叠系不整合所覆盖,东侧沉积了本溪组。中生代晚期开始隆升,新生代盆地边缘解体,渭河地区断陷下沉,渭北地区进一步翘倾抬升,形成现今构造面貌。

**天环坳陷:**分布于陕北斜坡以西,在平凉及环县以北有几个坳陷中心,联成一条南北向的西部坳陷带。早古生代处于贺兰坳拉谷以东,晚侏罗世由于西缘冲断褶皱带的升起和华北东部隆起带的进一步抬升,逐渐就位于现今的位置。早白垩纪坳陷断续发展,新生代坳陷结构进一步加强,沉降中心逐渐向东偏移,沉降带的基底构造表现为西翼陡东翼缓的不对称向斜。

**西缘断褶带:**早、晚古生代处于今盆地之西贺兰海的东部;三叠纪中期及中侏罗世属陆相鄂尔多斯盆地西部;晚侏罗世挤压冲断活动强烈,形成南、北、中构造特征不同分区明显的构造变形断裂。其中南段带分布于沙井子断层以西,构造线走向南北,次级褶皱断裂极为发育。

**陕北斜坡:**构造走向近南北向,以平缓状态向北西倾斜,平均坡降 10m/km,主要形成于早白垩世之后,盆地中主要的构造单元,占着盆地中部的广大范围,构造类型以鼻状构造为主,穹窿、短轴背斜为副,较少发育断裂。

#### 4.5.1.3 地震动参数及地震液化评价

根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306—2015),所在区 50 年超越概率 10%地震动峰值加速度 0.05g,对应抗震设防烈度为 6 度,地震动反应谱特征周期为 0.45s。

厂区第四系覆盖层厚度大于 100m,厂区地下水位埋深在 80.0m 左右,主要含水层为离石黄土,下部午城黄土为相对隔水层。不存在地震液化可能性。

#### 4.5.2 场地岩土工程条件评价

##### 4.5.2.1 地层岩性分布和特征

根据区域地质资料,结合本次勘察结果,场地地基土具二元结构,上部的第四系覆盖层为深厚黄土,第四系覆盖层厚度大于 100m;下伏地层为白垩系(K<sub>1</sub>)泥岩、砂岩等。根据本阶段勘察结果,由上至下分述如下:

①素填土(Q<sub>4</sub><sup>ml</sup>):灰黄色~褐黄色,干燥~稍湿,松散状态。该层主要分布于道路两侧、房屋附近等地段,主要为人工整平、沟渠回填、修筑道路等而成,土料以黄土为主,压实差。

S<sub>0</sub>黑垆土(Q<sub>4</sub><sup>cl</sup>):浅褐色~褐黄色,干燥~稍湿,松散状态,土质不均匀,大孔隙、虫孔发育,偶见有白色菌丝状钙质粉末,含少量有机质。该层广泛分布于厂区范围内,表层含有 0.3~0.5m 耕植土。



L<sub>1</sub> 黄土（Q<sub>3</sub><sup>col</sup>）：灰黄色～褐黄色，稍湿～湿，松散状态，见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，土质较均匀。钻孔岩芯松散、易碎。

S<sub>1</sub> 古土壤（Q<sub>3</sub><sup>cl</sup>）：褐红色，稍湿～湿，稍密～中密状态，见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯松散、易碎。

L<sub>2</sub> 黄土（Q<sub>2</sub><sup>col</sup>）：灰黄色～褐黄色，稍湿～湿，稍密～中密状态，见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，偶见白色菌丝状钙质粉末，土质均匀。钻孔岩芯松散、易碎。

S<sub>2</sub> 古土壤（Q<sub>2</sub><sup>cl</sup>）：褐红色，稍湿～湿，中密状态，偶见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯松散、易碎。

L<sub>3</sub> 黄土（Q<sub>2</sub><sup>col</sup>）：灰黄色～褐黄色，稍湿～湿，稍密～中密状态，偶见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，偶见白色菌丝状钙质粉末，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯呈短柱状，手可捏碎。

S<sub>3</sub> 古土壤（Q<sub>2</sub><sup>cl</sup>）：褐红色，稍湿～湿，中密～密实状态，偶见有大孔隙、虫孔，针状孔隙发育，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯呈短柱状，手可捏碎。

L<sub>4</sub> 黄土（Q<sub>2</sub><sup>col</sup>）：灰黄色～褐黄色，稍湿～湿，中密～密实状态，偶见有大孔隙、虫孔，针状孔隙一般发育，偶见白色菌丝状钙质粉末，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯呈短柱状，手可捏碎。

S<sub>4</sub> 古土壤（Q<sub>2</sub><sup>cl</sup>）：褐红色，稍湿～湿，中密～密实状态，偶见有大孔隙、虫孔，针状孔隙一般发育，孔隙内见有褐色锰质斑点，土质均匀。钻孔岩芯呈短柱状，手可捏碎。

L<sub>5</sub> 黄土（Q<sub>2</sub><sup>col</sup>）：灰黄色～褐黄色，稍湿～湿，中密～密实状态，针状孔隙一般发育，孔隙内见有褐色锰质斑点，局部含钙质结核，土质均匀。钻孔岩芯呈短柱状～长柱状、较上层略硬。

#### 4.5.2.2 地下水埋藏条件

本次勘察深度范围内，未发现稳定的地下水位。根据本次勘察期间调查，结合区域资料，厂区地下水位埋深大于60.0m，主要含水层为离石黄土，下部午城黄土为相对隔水层。地下水主要接受大气降水的补给，下渗至含水层，以侧向径流为主要的排泄通道。

考虑到厂区地下水位埋深较深，可不考虑地下水对基础的影响。

#### 4.5.2.3 黄土的湿陷性评价

参考附近工程经验，建议湿陷下限深度初步按30.0~40.0m考虑，L<sub>4</sub>层及以下土层按非湿陷性黄土考虑。

综上所述，场地湿陷类型为自重湿陷场地，湿陷等级均为IV级（很严重），建议湿

陷下限深度初步按30.0~40.0m考虑，L<sub>4</sub>层及以下土层按非湿陷性黄土考虑。

#### 4.5.2.4 土的腐蚀性评价

根据我公司在黄土地区特别是庆阳地区大量的工程实践经验及周边工程勘察报告，推荐本工程场地地基土对混凝土结构按具有微腐蚀性考虑，对钢筋混凝土结构中的钢筋按具有微腐蚀性考虑。土对钢结构暂按具微腐蚀性考虑，等后续阶段进行土壤电阻率测试后再作修正。

#### 4.5.2.5 地基土承载力评价

根据标准贯入试验结果，参考《工程地质手册》（第四版）表3-3-8，地基承载力标准值见表4.5.2.5所示。

表 4.5.2.5 各层地基承载力特征值

层 号	S <sub>0</sub>	L <sub>1</sub>	S <sub>1</sub>	L <sub>2</sub>	S <sub>2</sub>
承载力特	80~100	130~150	160~180	150~170	180~200
征值	L <sub>3</sub>	S <sub>3</sub>	L <sub>4</sub>	S <sub>4</sub>	L <sub>5</sub>
$f_{ak}$ (kPa)	180~220	220~260	240~300	240~300	240~300

#### 4.5.2.6 场地土的工程性能评价

本次勘测共揭露地层包括Q<sub>4</sub>填土（①、S<sub>0</sub>），Q<sub>3</sub>黄土（L<sub>1</sub>）、古土壤（S<sub>1</sub>），Q<sub>2</sub>黄土（L<sub>2</sub>~L<sub>5</sub>）、古土壤（S<sub>2</sub>~S<sub>4</sub>），其工程性能评价如下：

S<sub>0</sub>黑垆土，湿陷性强烈，平均孔隙比为1.216,承载力低，不宜直接作为建(构)筑物的天然地基持力层。

L<sub>1</sub>黄土，湿陷性中等~强烈,平均孔隙比为1.143,承载力不高，不宜直接作为建(构)筑物的天然地基持力层。

S<sub>1</sub>古土壤，无湿陷~湿陷性中等，平均孔隙比为0.924,承载力一般，不宜直接作为建(构)筑物的天然地基持力层。

L<sub>2</sub>黄土，无湿陷~湿陷性中等,平均孔隙比为0.905，承载力一般，不宜直接作为建(构)筑物的天然地基持力层。

S<sub>2</sub>古土壤，无湿陷~湿陷性中等,平均孔隙比为0.835,平均压缩模量25.2MPa,承载力一般，不宜直接作为建(构)筑物的天然地基持力层。

L<sub>3</sub>黄土，大部分湿陷性轻微，极个别湿陷性中等,平均孔隙比为0.850，承载力一般，在满足剩余湿陷量和变形的要求下可考虑作为一般建（构）筑物钻孔挤密桩复合地基的基础持力层。

S<sub>3</sub>古土壤，平均孔隙比为0.817，承载力较高，在满足剩余湿陷量和变形的要求下可考虑作为一般建（构）筑物钻孔挤密桩复合地基的基础持力层。

L<sub>4</sub>黄土，平均孔隙比为0.804，承载力较高，在满足剩余湿陷量和变形的要求下可考虑作为一般建（构）筑物钻孔挤密桩复合地基的基础持力层。

S<sub>4</sub>古土壤，平均孔隙比为0.728，承载力较高，在满足剩余湿陷量和变形的要求下可考虑作为一般建（构）筑物钻孔挤密桩复合地基的基础持力层或作为主要建（构）筑物桩基持力层。

L<sub>5</sub>黄土，平均孔隙比为0.798，承载力较高，可作为主要建（构）筑物桩基持力层。

根据本次勘探初步成果，总体上看工程位于深厚黄土区，S<sub>0</sub>~L<sub>5</sub>黄土/古土壤标贯击数呈依次递增现象，岩芯强度呈逐渐增加趋势。但由于黄土具湿陷性，需采取相应的处理措施。

#### 4.5.3 地基基础方案分析评估

通过以上对厂址区地形地貌、地层分布情况的初步分析，厂区建筑物的地基基础方案可结合建（构）筑物的基础埋深、重要性等级、变形要求和使用工况（是否长期有水）等综合分析后确定，按以下原则考虑：

（1）对于重要的、荷载较大的主要建筑物，可考虑采用桩基础方案，桩端持力层可考虑采用无湿陷的Q<sub>2</sub>中下部土层，并应进入相应层位一定深度。

（2）对于一般建筑物，可根据其基础埋深及基底下地层的分布来确定地基方案，可采取钻孔挤密桩复合地基、灰土垫层或强夯法进行处理，并做好基础防水。

（3）对于次要或轻型建筑物，可以按有关规范要求强夯、灰土垫层或局部换填处理，并做好基础防水。

不论采用何种地基处理方案，建议进行原体试验工作，经技术经济比较后确定。

#### 4.5.4 结论及建议

（1）工程场地的地基土类型为中软场地土，建筑场地类别为Ⅱ类。根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306—2015)，所在区 50 年超越概率 10%地震动峰值加速度 0.05g，对应抗震设防烈度为 6 度，地震动反应谱特征周期为 0.45s。

（2）依据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) (2016 年版) 中表 4.1.1，厂区属于对建筑抗震的一般地段。场地内不存在地震液化和震陷问题。

（3）根据区域地质资料，结合本次勘察结果，场地地基土具二元结构，上部的第四系覆盖层为深厚黄土，第四系覆盖层厚度大于 100m；下伏地层为白垩系（K<sub>1</sub>）泥岩、

砂岩等。

(4) 本次勘察深度范围内，未发现稳定的地下水位。根据本次勘察期间调查，结合区域资料，厂区地下水位埋深大于 60.0m，主要含水层为离石黄土，下部午城黄土为相对隔水层。可以不考虑地下水的影响。

(5) 场地湿陷类型为自重湿陷场地，湿陷等级均为IV级（很严重），建议湿陷下限深度初步按30.0~40.0m考虑，L4层及以下土层按非湿陷性黄土考虑。

(6) 推荐本工程场地地基土对混凝土结构按具有微腐蚀性考虑，对钢筋混凝土结构中的钢筋按具有微腐蚀性考虑。土对钢结构暂按具微腐蚀性考虑。

(8) 地基基础分析详见第 4.5.3 章节。

(9) 在施工过程中应严格控制基槽回填质量，做好场地与管道防水措施。

(10) 依据《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)，本工程场地季节性标准冻土深度在 60~80cm。

## 4.6 水文气象

### 4.6.1 水文条件

#### 4.6.1.1 厂址洪水

本项目该阶段拟选有两个厂址，分别为早胜镇厂址和九龙川厂址。

早胜镇厂址位于甘肃省庆阳市宁县东南约 14km 处，北侧紧邻 327 国道，西距早胜镇、马莲河分别约 2km、12km。厂址高于西侧马莲河约 300m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山源顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北侧受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约 0.4m 并保持排水通畅。站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

早胜镇果园厂址位于甘肃省庆阳市宁县东南约 7km 处，东距银百高速约 700m，西距马莲河约 2.7km。厂址高于西侧马莲河约 270m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山塬顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北角受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约 0.4m 并保持排水通畅，站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

#### 4.6.1.2 灰场洪水

本期工程的贮灰场拟选有两个灰场，分别为黄家川灰场和王家沟灰场，均为山谷灰

场。本次根据水科院小流域洪水计算方法对灰场的洪水进行了验算，计算采用的流域参数由奥维地形图上量得，最大 24 小时暴雨量由中国暴雨图集计算而得，现将灰场各设计频率的洪峰流量、洪水总量及相应的洪水流量过程线计算结果列表如下，详见表 4.6-1、表 4.6-2：

表 4.6-1 灰场洪峰流量计算成果表

灰场名称	流域面积(km <sup>2</sup> )	沟长(km)	比降(‰)	频率(%)	最大 24 小时雨量 (mm)	下渗强度(mm/h)	汇流时间 (h)	洪峰流量(m <sup>3</sup> /s)
黄家川灰场	2.11	2.1	99.7	0.2	270	8	0.5	94.1
				0.5	232.2	8	0.5	78.1
				1	202.8	8	0.5	66.0
				2	174.6	8	0.5	54.6
王家沟灰场	1.94	2.1	100.1	0.2	270	8	0.5	72.5
				0.5	232.2	8	0.5	60.0
				1	202.8	8	0.6	50.5
				2	174.6	8	0.6	41.7

表 4.6-2 灰场洪水流量过程线和洪水总量表

灰场名称	频率(%)	洪水过程线						洪水总量(×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
黄家川灰场	0.2	时间 (h)	0	0.2	0.5	1.7	4.2	33.2
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	15.1	94.1	10.6	0	
	0.5	时间 (h)	0	0.2	0.5	1.7	4.1	27.0
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	12.5	78.1	8.8	0	
	1	时间 (h)	0	0.3	0.5	1.7	3.9	22.1
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	10.5	66.0	7.5	0	
	2	时间 (h)	0	0.3	0.5	1.6	3.8	17.6
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	8.7	54.6	6.2	0	
王家沟灰场	0.2	时间 (h)	0	0.3	0.5	1.8	4.2	26.0
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	11.6	72.5	8.2	0	
	0.5	时间 (h)	0	0.3	0.5	1.7	4	20.7
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	0	9.6	60.0	6.8	0	

	1	时间（h）	0	0.3	0.6	1.7	3.9	16.8
		流量（m <sup>3</sup> /s）	0	8.1	50.5	5.7	0	
	2	时间（h）	0	0.3	0.6	1.6	3.7	13.4
		流量（m <sup>3</sup> /s）	0	6.7	41.7	4.7	0	

## 4.6.2 气象条件

### 4.6.2.1 气候概况及气象站资料移用分析

宁县深居内陆属温带季风气候区。冬季漫长寒冷，雨雪少；春季转瞬即逝，冷暖变化大；夏季短促，气温高，降水集中；秋季降温快，初霜也来得早。气候干燥，气温日较差大，光照充足，太阳辐射强。降水各季分配不匀，降水较多主要集中在 6~9 月。

厂址附近有宁县气象站，宁县气象站建站于 1957 年，是国家基本气象站，位于宁县早胜镇“乡村”，北纬 35°25′、东经 108°00′，海拔高度为 1221.2m。宁县气象站位于电厂东南方向约 7.3km 处，电厂海拔约 1199m。宁县气象站与电厂海拔、自然地理环境接近且两者间无较大阻挡物，故确定本工程常规气象条件采用宁县气象站观测资料统计。

### 4.6.2.2 基本气象要素统计值

根据宁县气象站多年资料，统计气象站基本要素年值和月值见表 4.6-3 和表 4.6-4。

表 4.6-3 宁县气象站基本气象要素年值统计表

项目	单位	数值	发生日期
平均气压	hPa	879.7	
平均气温	°C	8.9	
最热月平均气温	°C	21.9	
最冷月平均气温	°C	-5.5	
极端最高气温	°C	37.3	1997.7.21
极端最低气温	°C	-27.1	1991.12.28
平均水汽压	hPa	9.2	
平均相对湿度	%	68	
年平均降水量	mm	565.4	
一日最大降水量	mm	100.7	1992.8.12
年平均蒸发量	mm	1379.9	
平均风速	m/s	1.9	
最大风速	m/s	21	1973.12.30
最大积雪深度	cm	24	1993.3.17

平均雷暴日数	d	24.1	
平均沙暴日数	d	0.4	
平均大风日数	d	4.0	
平均雾日数	d	26.8	

表 4.6-4 宁县气象站累年逐月气象要素统计表

月份	平均气压 (hPa)	平均温度 (°C)	平均风速 (m/s)	平均相对湿度 (%)	平均降水量 (mm)	平均蒸发量 (mm)
1	884.0	-5.5	1.6	60	4.9	37.4
2	882.1	-2.2	2.0	60	7.6	50.6
3	880.1	3.6	2.2	63	21.8	93.3
4	877.9	10.6	2.4	60	36.7	154.6
5	876.5	15.4	2.2	63	51.9	189.4
6	873.5	19.6	2.1	66	66.6	207.6
7	872.3	21.9	2.1	73	115.7	201.7
8	875.1	20.7	1.9	77	108.9	172.0
9	880.2	15.3	1.6	79	78.3	108.8
10	884.0	9.2	1.7	76	49.3	79.7
11	885.5	2.1	1.7	71	19.0	47.9
12	885.5	-3.7	1.7	63	4.7	36.8
平均 或合计	879.7	8.9	1.9	68	565.4	1379.9

#### 4.6.2.3 设计风速及风压

根据周边工程，并参照国家《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中的风压等值线图，暂定电厂厂址处五十年一遇 10m 高 10min 平均最大风速为 23.7m/s，其相应的风压为 0.35kN/m<sup>2</sup>；百年一遇 10m 高 10min 平均最大风速为 25.3m/s，其相应的风压为 0.40kN/m<sup>2</sup>。

#### 4.6.2.4 暴雨强度公式

宁县暴雨强度公式，公式如下：

$$q = \frac{735(1 + 2.64 \lg P)}{(t + 6)^{0.791}}$$

式中：

q—流量(L/s/hm<sup>2</sup>)

p—重现期(a)

t—设计降水历时(min)

#### 4.6.2.5 风向玫瑰图

宁县气象站全年、夏季、冬季风向玫瑰图见图 4.6-1。

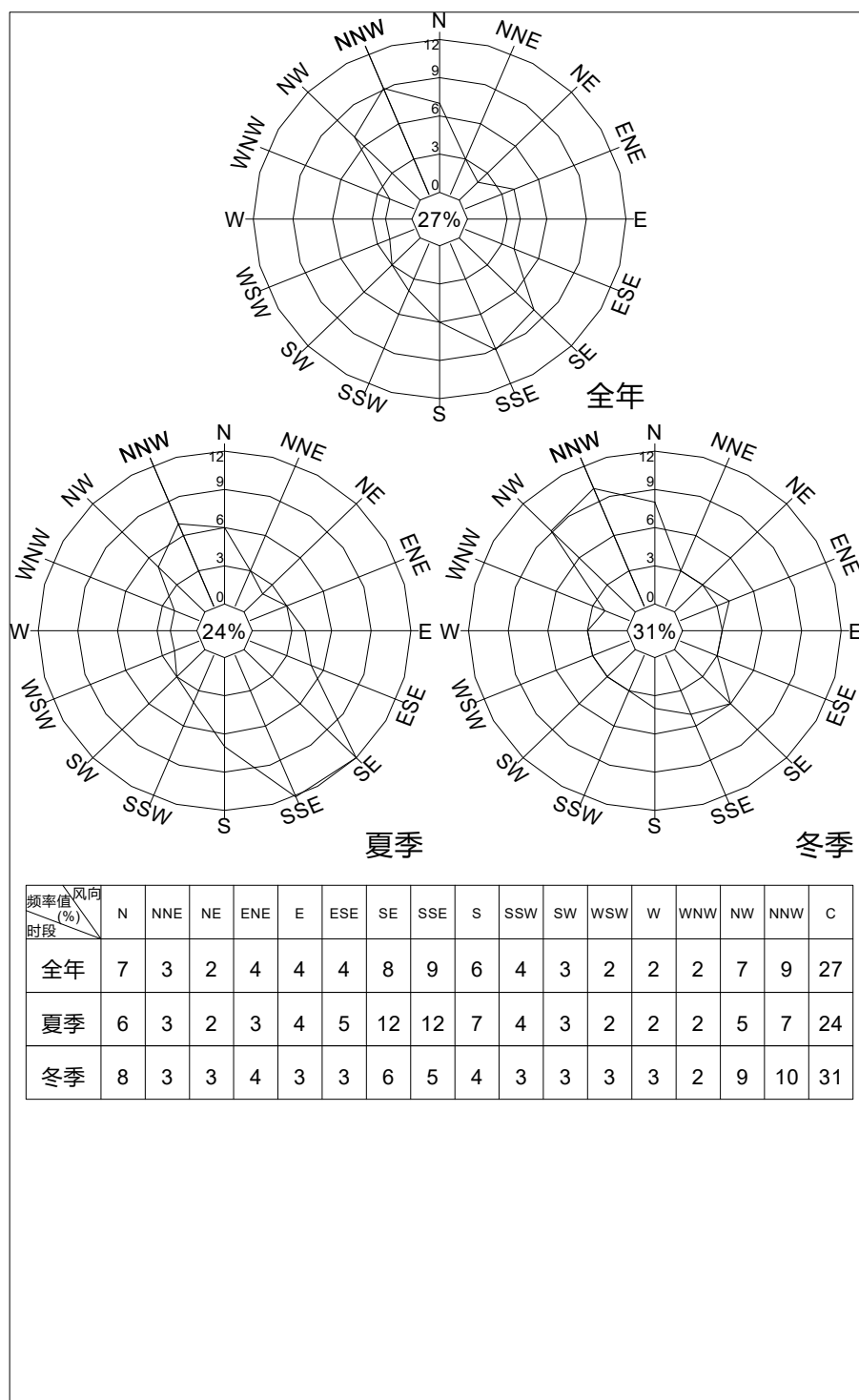


图 4.6-1 宁县气象站全年、夏季、冬季风向玫瑰图



#### 4.6.2.6 空冷气象条件

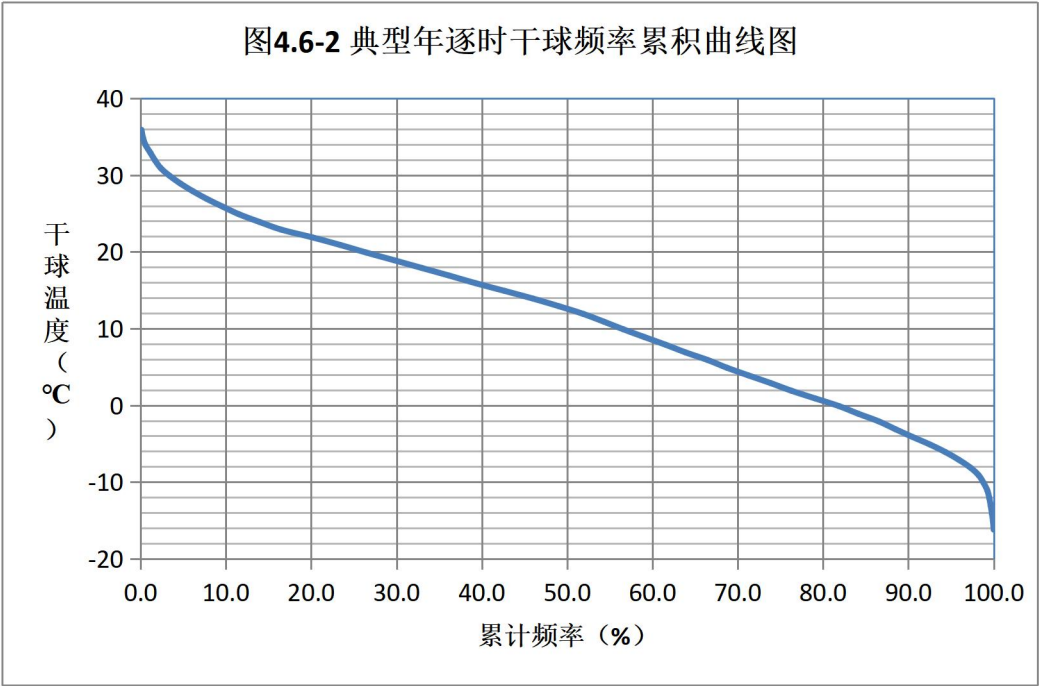
本阶段暂根据我院早期收集的宁县气象站资料统计典型年气温累积频率，由于资料较早且厂址距宁县气象站 7.3km，厂址和气象站之间地形和地貌有一定差别，必然导致气温、风速和风向有一定的变化，业主应尽快收集气象站资料，并建议在建设场地进行空冷气象对比和低空逆温观测及分析，根据观测及分析结果，对气象站的统计参数进行修正。

典型年逐时干球温度累积频率统计成果见表 4.6-5，典型年逐时干球温度累积频率曲线图见图 4.6-2。

表 4.6-5 典型年逐时干球温度累积频率统计表

气温分级	出现时数	累积时数	累积频率 (%)	气温分级	出现时数	累积时数	累积频率 (%)
35.9~35.0	9	9	0.1	8.9~8.0	214	5172	59.0
34.9~34.0	17	26	0.3	7.9~7.0	218	5390	61.5
33.9~33.0	26	52	0.6	6.9~6.0	205	5595	63.9
32.9~32.0	49	101	1.2	5.8~5.0	229	5824	66.5
31.9~31.0	48	149	1.7	4.9~4.0	196	6020	68.7
30.9~30.0	59	208	2.4	3.9~3.0	221	6241	71.2
29.9~29.0	91	299	3.4	2.9~2.0	228	6469	73.8
28.9~28.0	110	409	4.7	1.9~1.0	214	6683	76.3
27.9~27.0	128	537	6.1	0.9~0.0	243	6926	79.1
26.9~26.0	143	680	7.8	-0.1~-1.0	245	7171	81.9
25.9~25.0	161	841	9.6	-1.1~-2.0	199	7370	84.1
24.9~24.0	169	1010	11.5	-2.1~-3.0	211	7581	86.5
23.9~23.0	210	1220	13.9	-3.1~-4.0	168	7749	88.5
22.9~22.0	223	1443	16.5	-4.1~-5.0	174	7923	90.4
21.9~21.0	316	1759	20.1	-5.1~-6.0	181	8104	92.5
20.9~20.0	290	2049	23.4	-6.1~-7.0	161	8265	94.3
19.9~19.0	270	2319	26.5	-7.1~-8.0	137	8402	95.9
18.9~18.0	286	2605	29.7	-8.1~-9.0	117	8519	97.2
17.9~17.0	282	2887	33.0	-9.1~-10.0	86	8605	98.2
16.9~16.0	283	3170	36.2	-10.1~-11.0	51	8656	98.8
15.8~15.0	274	3444	39.3	-11.1~-12.0	39	8695	99.3

14.9~14.0	297	3741	42.7	-12.1~-13.0	20	8715	99.5
13.9~13.0	290	4031	46.0	-13.1~-14.0	15	8730	99.7
12.9~12.0	268	4299	49.1	-14.1~-15.0	12	8742	99.8
11.9~11.0	249	4548	51.9	-15.1~-16.0	11	8753	99.9
10.9~10.0	209	4757	54.3	-16.1~-17.0	7	8760	100.0
9.9~9.0	201	4958	56.6				



4.7 厂址选择意见

4.7.1 厂址方案技术条件

厂址方案的主要技术经济条件,分别详见表 5.7-1、5.7-2。

表 4.7-1 厂址方案主要技术条件表

序号	项目名称		早胜镇厂址	早胜镇果园厂址
1	厂址	厂址位置	位于宁县早胜镇东侧。	位于宁县南侧6km处，地处黄山村、院子村交界处。

序号	项目名称		早胜镇厂址	早胜镇果园厂址
	条件	地形地貌	厂址地形平坦，厂址可利用场地东西长约1.8km，南北宽约1.0km，可利用场地面积1600hm <sup>2</sup> 。厂址区可用地面积满足电厂需求。	厂址地形平坦,东西长约760m，南北宽约800m，可利用场地面积443800m <sup>2</sup> 。厂址区可用地面积满足电厂需求。
		地质条件	厂址避开全新活动断裂，地质构造相对稳定，适宜建厂。	厂址避开全新活动断裂，地质构造相对稳定，适宜建厂。
		防排洪	早胜镇厂址西距早胜镇、马莲河分别约2km、12km。厂址高于西侧马莲河约300m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山源顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北侧受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约0.4m并保持排水通畅。站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。	早胜镇果园厂址西距马莲河约2.7km。厂址高于西侧马莲河约270m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山塬顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北角受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约0.4m并保持排水通畅，站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。
		厂区土石方量	挖方：12万m <sup>3</sup> 填方：12万m <sup>3</sup>	挖方：15万m <sup>3</sup> 填方：15万m <sup>3</sup>
		占用农田情况	厂址区域用地现状为一般农田。	厂址区域用地现状果园用地
		拆迁情况	需拆迁农户100户；	需拆迁农户150户；
2	交通运输条件	铁路专用线	不考虑铁路来煤	不考虑铁路来煤
		公路	宁县境内有G211国道和S202省道南北向穿过，S303省道东西向穿过，西长凤高速公路和即将建成通车的宁长二级公路穿境而过，黄（陵）宁（县）公路及X999县道等县乡道路四通八达。G211国道为一级道路，S202、S303省道二级道路。	宁县境内有G211国道和S202省道南北向穿过，S303省道东西向穿过，西长凤高速公路和即将建成通车的宁长二级公路穿境而过，黄（陵）宁（县）公路及X999县道等县乡道路四通八达。G211国道为一级道路，S202、S303省道二级道路。

序号	项目名称		早胜镇厂址	早胜镇果园厂址
3	燃料供应	煤源及运输方式	皮带+公路运输。	皮带+公路运输。
		运距	皮带运距10km。	皮带运距6km。
4	灰场及除灰	灰场	王家沟灰场，位于厂区西侧10km。	王家沟灰场，位于厂区西侧约700m。
		除灰	电厂采用气力除灰，机械排渣，灰渣分除。	电厂采用气力除灰，机械排渣，灰渣分除。
5	供水条件		本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源，过渡期水源拟采用宁县污水处理厂或早胜镇生活污水厂中水，不足水量可由新庄煤矿矿井水进行补充；或本项目过渡期水源可单独采用新庄煤矿矿井水。	
6	出线条件		本期采用330kV配电装置，共2回出线，出线走廊开阔。	本期采用330kV配电装置，共2回出线，出线走廊开阔。
7	协作条件		好	好
8	施工条件		较好	较好
9	主要指标	厂址总用地面积(公顷)	32.87（推荐方案）	33.77
		厂址总土石方量	挖方：17万 m <sup>3</sup> ； 填方：17万m <sup>3</sup> 。	挖方：20万 m <sup>3</sup> ； 填方：20万m <sup>3</sup> 。

表 4.7-2 厂址主要技术经济指标

序号	项目内容	单位	数量		备注
			早胜镇厂址（推荐方案）	早胜镇果园厂址	
1	厂址总用地	hm <sup>2</sup>	35.69	32.44	
1.1	厂区用地	hm <sup>2</sup>	32.87	29.79	

1.2	厂外铁路专用线用地		hm <sup>2</sup>	/	/	
1.3	厂外公路用地		hm <sup>2</sup>	2.82	2.65	进厂道路及运煤运灰道路
1.4	贮灰场用地		hm <sup>2</sup>	/	/	
1.5	厂外管线用地		hm <sup>2</sup>	17.03	18.55	厂外给排水租地
1.6	弃、取土场用地		hm <sup>2</sup>	1.5	1.5	租地,临时堆土用地
1.7	施工生产区用地		hm <sup>2</sup>	17	17	租地
1.8	施工生活区用地		hm <sup>2</sup>	5	5	租地
1.9	其它用地		hm <sup>2</sup>	0.2	0.2	厂外给排水征
2	铁路专用线长度		km	/	/	地
3	厂外公路线长度		km	3.143	2.94	
4	汽车运输和检斤设备	生产用汽车	台	/	/	
		汽车衡	台	1	1	
5	厂外排水管长度	供水管	m	13000	8000	
		排水管(沟)	m	100	150	
6	厂址土石方工程总量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	10	15	另外基槽余土 5万方
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	15	20	
6.1	厂区土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	7	10	另外基槽余土 5万方
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	12	15	
6.2	铁路专用线土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	
6.3	公路土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	0.3	0.5	
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	0.3	0.5	
6.4	灰坝土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	
6.5	施工区土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	5	5	
		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	5	5	
6.7	其它土石方工程量	挖方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	

		填方	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	/	/	
--	--	----	--------------------------------	---	---	--

### 5.7.2 厂址推荐意见

早胜镇厂址的优点是周边交通便利，用地规整，有扩建条件，但是厂外运煤皮带距离过长，距离水源地远；早胜镇果园厂址的优点是厂外运煤皮带距离短，距离水源近，距离灰场近，但是根据与煤矿方对接，早胜镇果园厂址占用煤矿掘进巷道，且无扩建条件，不建议此厂址。因此本阶段推荐早胜镇厂址。

## 5 工程设想

### 5.1 全厂总体规划及电厂总平面布置

#### 5.1.1 早胜镇厂址总体规划

根据电厂外部设施布置和区域规划，以及自然环境和相邻设施，外部条件，工艺要求等因素，综合考虑，力求全厂总体规划合理协调，相互联系短捷方便，互不干扰，以确定最佳的总体规划方案。设想方案如下：

##### 1) 电厂规模

本工程建设规模为 2×660MW 高效超超临界间接空冷燃煤机组。同步建设脱硫、脱硝设施。

##### 2) 厂区位置及方位

厂区固定端朝南，A 排朝西，主入口向南，向北扩建。

##### 3) 出线：

本工程采用 330kV GIS 升压站，两回出线送出。

##### 4) 水源：

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源，过渡期水源拟采用宁县污水处理厂或早胜镇生活污水厂中水，不足水量可由新庄煤矿矿井水进行补充；或本项目过渡期水源可单独采用新庄煤矿矿井水。

##### 5) 煤源及燃料运输：

本工程 2×660MW 机组燃煤由九龙川煤矿供应，全部采用皮带运输进厂，过渡期采用周边煤矿作为煤源，采用汽车运输。

##### 6) 贮灰场

电厂采用灰渣分除、灰渣干排、粗细分贮方式。本工程南北村沟贮灰场按山谷干式贮灰场设计。

##### 7) 电厂排水：

电厂厂区雨水采用雨水管道，排至厂外；工业和生活污水经处理后回用。

##### 8) 防排洪：

早胜镇厂址位于甘肃省庆阳市宁县东南约 14km 处，北侧紧邻 327 国道，西距早胜镇、马莲河分别约 2km、12km。厂址高于西侧马莲河约 300m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山源顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北侧

受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约 0.4m 并保持排水通畅。站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

#### 9) 电厂施工场地：

施工生产区位于厂区东侧，规划用地 17hm<sup>2</sup>，施工生活区位于生产区附近，规划用地 5hm<sup>2</sup>。

### 5.1.2 早胜镇果园厂址总体规划

根据电厂外部设施布置和区域规划，以及自然环境和相邻设施，外部条件，工艺要求等因素，综合考虑，力求全厂总体规划合理协调，相互联系短捷方便，互不干扰，以确定最佳的总体规划方案。设想方案如下：

#### 1) 电厂规模

本工程建设规模为 2×660MW 高效超超临界间接空冷燃煤机组。同步建设脱硫、脱硝设施。

#### 3) 厂区位置及方位

厂区固定端朝西，A 排朝南，主入口向东，此场地无扩建条件。

#### 3) 出线：

本工程采用 330kV GIS 升压站，两回出线送出。

#### 4) 水源：

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源，过渡期水源拟采用宁县污水处理厂或早胜镇生活污水厂中水，不足水量可由新庄煤矿矿井水进行补充；或本项目过渡期水源可单独采用新庄煤矿矿井水。

#### 5) 煤源及燃料运输：

本工程 2×660MW 机组燃煤由九龙川煤矿供应，全部采用皮带运输进厂，过渡期采用周边煤矿作为煤源，采用汽车运输。

#### 6) 贮灰场

电厂采用灰渣分除、灰渣干排、粗细分贮方式。本工程南北村沟贮灰场按山谷干式贮灰场设计。

#### 7) 电厂排水：

电厂厂区雨水采用雨水管道，排至厂外；工业和生活污水经处理后回用。



### 8) 防排洪:

厂址位于甘肃省庆阳市宁县东南约 7km 处，东距银百高速约 700m，西距马莲河约 2.7km。厂址高于西侧马莲河约 270m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山塬顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北角受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约 0.4m 并保持排水通畅，站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

### 9) 电厂施工场地:

施工生产区位于厂区西侧，规划用地 17hm<sup>2</sup>，施工生活区位于生产区附近，规划用地 5hm<sup>2</sup>。

## 5.1.3 厂区总平面规划

根据厂址内、外部条件及总体规划所确定的主要设计原则，工艺流程，功能分区，工程量大小等因素综合考虑。力求规划合理，布置紧凑，分期分区明确，工艺流程顺畅短捷，节约用地，方便管理。本次可行性研究设计阶段两个厂址总平面规划方案论述如下:

### 5.1.3.1 厂区总平面规划（早胜镇厂址）

厂区采用自西向东依次为 330kV GIS-主厂房-煤场的三列式布置格局，冷却塔布置在主厂房西南侧。主厂房固定端朝南，向北扩建，出线朝西，进厂道路从厂区南侧进厂。早胜镇厂址总平面图布置方案一见 F22341K-A01-04 图。

厂区辅助生产和附属建筑物各自独立成区布置在厂区固定端区域。

#### 主厂房及脱硫设施

主厂房采用前煤仓，主厂房固定端朝南，向北扩建，汽机房朝西，出线向西。

燃煤通过皮带进场，再通过厂内转运站、输煤栈桥进入煤仓间。过渡期采用汽车来煤，汽车卸煤沟布置在煤场东侧。

烟道、烟囱、吸收塔、脱硫综合楼布置在主厂房东侧。

#### 贮煤及输煤和除灰设施

煤场采用条形煤场，电厂燃煤为皮带来煤，过渡期间采用汽车来煤。汽车卸煤沟位于煤场东侧，运煤出入口位于厂区东侧。

推煤机库靠近煤场布置，输煤综合楼、煤水处理间靠近煤场布置。

灰库、启动锅炉房等布置在煤场和主厂房区域中间，呈一字型布置。空压机室布置

吸收塔南侧。

#### 化水及水工设施

本工程主机采用间接冷却系统，为两机一塔形式。间冷塔布置在主厂房西南侧，设置一座循环水泵房。辅机采用机力通风冷却塔布置在主厂房南侧区域。此处另布置有综合水泵房及水池、化水车间等。生活污水处理设施、工业废水处理间等布置于煤场西南侧。

#### 熔盐储热区域

两台机组的熔盐储热设施布置于化水车间东侧，灰库南侧，方便管线敷设，工艺流程顺畅。

#### 电气设施

本工程厂高变、主变压器、启备变布置在主厂房 A 排外。330kV GIS 升压站布置在主厂房西侧，向西出线两回。

#### 厂前区

厂前区布置在厂区南侧中间位置。生产行政办公楼和职工活动中心布置在面向进场道路入口处。职工宿舍布置在生产行政办公楼的西侧。

#### 其他附属设施

危废暂存间、酸洗废水池、供氢站和煤水处理间布置在煤场南侧，尿素车间及材料库检修楼布置在厂前区东侧。一级消防站布置在污水处理设施南侧。本期厂区围墙内用地 32.87hm<sup>2</sup>。

#### 5.1.3.2 厂区总平面规划图（早胜镇果园厂址）

厂区采用自南向北依次为 330kV GIS—主厂房—煤场的三列式布置格局，冷却塔布置在主厂房东北侧。主厂房固定端朝西，厂址无扩建条件，出线朝南，进厂道路从厂区东侧进厂。早胜镇厂址总平面图布置方案一见 F22341K-A01-05 图。

厂区辅助生产和附属建筑物各自独立成区布置在厂区主厂房两侧区域。

#### 主厂房及脱硫设施

主厂房采用前煤仓，主厂房固定端朝西，无扩建条件，汽机房朝南，出线向南。

燃煤通过皮带进场，再通过厂内转运站、输煤栈桥进入煤仓间。过渡期采用汽车来煤，汽车卸煤沟布置在煤场北侧。

烟道、烟囱、吸收塔、脱硫综合楼布置在主厂房北侧。

#### 贮煤及输煤和除灰设施

煤场采用条形煤场，电厂燃煤为皮带来煤，过度期间采用汽车来煤。汽车卸煤沟位于煤场北侧，运煤出入口位于厂区北侧。

推煤机库靠近煤场布置，输煤综合楼、煤水处理间靠近煤场布置。

灰库、启动锅炉房等布置在煤场和主厂房区域中间，呈一字型布置。空压机室布置吸收塔南侧。

#### 化水及水工设施

本工程主机采用间接冷却系统，为两机一塔形式。间冷塔布置在主厂房东北侧，设置一座循环水泵房。辅机采用机力通风冷却塔布置在主厂房东侧区域。此处另布置有综合水泵房及水池、升压泵房及水池、净化站、化水车间等。生活污水处理设施、工业废水处理间等布置于化水车间东侧。

#### 熔盐储热区域

两台机组的熔盐储热设施布置于化水车间北侧，灰库西侧，方便管线敷设，工艺流程顺畅。

#### 电气设施

本工程厂高变、主变压器、启备变布置在主厂房 A 排外。330kV GIS 升压站布置在主厂房南侧，向南出线两回。

#### 厂前区

厂前区布置在厂区东南侧中间位置。生产行政办公楼和职工活动中心布置在面对进场道路入口处。职工宿舍布置在生产行政办公楼的北侧。

#### 其他附属设施

危废暂存间、供氢站、尿素车间布置在厂区东南角，材料库检修楼布置在厂前区南侧。酸洗废水池布置在煤场西侧区域。

本期厂区围墙内用地 29.79hm<sup>2</sup>。

#### 5.1.3.3 厂区总平面主要技术经济指标表，见下表 5.1-1

表 5.1-1 厂区总平面主要技术经济指标表

项 目	单位	早胜镇厂址	早胜镇厂址	备注
厂区围墙内用地面积	hm <sup>2</sup>	32.87	29.79	
单位容量用地面积	m <sup>2</sup> /kW	0.249	0.226	
厂区内建、构筑物用地面积	m <sup>2</sup>	124906	113202	

项 目	单位	早胜镇厂址	早胜镇厂址	备注
建筑系数	%	38	37.99	
厂区内场地利用面积	m <sup>2</sup>	220229	201678	
利用系数	%	67.7	67.65	
厂区铁路线长度	km	/	/	
厂区道路路面及广场地坪面积	m <sup>2</sup>	55879	50643	
道路广场系数	%	17	17	
厂区土石方工程量	挖方	12	10	
	填方	12	15	
厂区围墙长度	m	2800	3139	
厂区内供排水管线长度	供水管	1500	1500	
	排水管	1500	1500	
绿化用地面积	m <sup>2</sup>	49305	44685	
绿地率	%	15	15	

#### 5.1.4 厂区总平面推荐意见

早胜镇厂址总平面布置方案一运煤皮带路径短捷，距离灰场近、用地小，投资较省。早胜镇厂址总平面布置方案二占地较大。早胜镇厂址总平面布置运煤皮带路径过长，距离灰场过远，占地较大，且投资较高。因此，现阶段推荐早胜镇厂址总平面布置方案一。

#### 5.1.5 厂区竖向规划

##### 5.1.5.1 早胜镇厂址

本工程厂址地形起伏不平，大体呈南低北高，地面标高约 1227~1233m。

厂区竖向设计采用平坡式布置。场地设计标高为 1228.17~1232.53m。

厂址工程量如下：

厂区挖方 12.00×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，填方 17.00×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>；厂区基槽余土约 5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，土方基本平衡。

##### 5.1.5.2 早胜镇果园厂址

本工程厂址地形起伏不平，大体呈南低北高，地面标高约 1193~1198.5m。

厂区竖向设计采用平坡式布置。场地设计标高为 1194.88~1232.53m。

厂址工程量如下：

厂区挖方  $10.00 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填方  $15.00 \times 10^4 \text{m}^3$ ；厂区基槽余土约  $5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，土方基本平衡。

## 5.2 主机技术条件

### 5.2.1 装机方案

本工程为新建工程，建设 2×660MW 高效超超临界空冷燃煤机组。

### 5.2.2 机组选型

目前百万等级超超临界机组有一次再热及二次再热机组，二次再热机组比一次再热机组煤耗更低，但投资成本较大，综合投资与运行的经济性比较，本工程推荐选用 2×660MW 高效超超临界，一次再热、间接空冷汽轮发电机组。

#### 5.2.2.1 锅炉

锅炉采用高效超超临界参数、一次再热、平衡通风、半露天布置（运转层以下封闭）、固态排渣、全钢构架选吊结构、变压直流炉。

表 5.2-1 锅炉主要热力参数汇总表

名 称	单位	BMCR	BRL
过热蒸汽流量	t/h	1960	1866.3
过热器出口蒸汽压力	MPa(a)	29.4	29.4
过热器出口蒸汽温度	°C	605	605
再热蒸汽流量	t/h	1595	1522
再热器出口蒸汽温度	°C	623	623
省煤器进口给水温度	°C	309	309
保证热效率	%		95
省煤器出口 NO <sub>x</sub> 排放浓度(以干基 O <sub>2</sub> =6% 计，BMCR 工况)	mg/Nm <sup>3</sup>	200	200

注：（1）压力单位中“g”表示表压。“a”表示绝对压(以后均同)。

（2）锅炉 B-MCR 工况对应于汽机 VWO 工况、锅炉 BRL 工况对应于汽机 TRL 工况。

#### 5.2.2.2 汽轮机

采用高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表凝式间接空冷机组，汽轮机具有九级回热抽汽。

表 5.2-2 汽机主要参数

名称	单 位	数 据
机组性能规范		
机组型式		超超临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴、间接空冷凝汽式汽轮机。
额定转速	r/min	3,000
铭牌功率工况（IEC 工况定义）	MW	660.0
额定主蒸汽压力	MPa（a）	28.0
额定主蒸汽温度	°C	600.0
额定再热蒸汽进口温度	°C	620
额定排汽压力	kPa（a）	9
额定给水温度	°C	309
给水回热级数（高加+除氧+低加）		9 (3HP+1DTR+4LP+0 号高加)

### 5.3.3 发电机

型式：三相同步汽轮发电机

额定功率：660MW

额定电压：20kV

额定功率因数：0.9(滞后)

频率：50Hz

冷却方式：定子绕组水冷，转子绕组及铁芯氢冷

励磁方式：静态励磁

效率（保证值）：≥99%

## 5.3 电气部分

### 5.3.1 主变压器

本期工程主变压器暂定采用三相一体强迫油循环风冷双绕组变压器，容量为750MVA（暂定），额定电压 800±2×2.5%/20kV，YN d11 接线，下阶段根据大件运输报告确认设备选型。

### 5.3.2 电气主接线

本工程为新建电厂工程，本工程 2×660MW 机组均以发电机—变压器组单元接线接入厂内的 330kV 配电装置。发电机出口不设断路器。

根据系统专业提资，本工程 330kV 配电装置采用 3/2 断路器接线型式，2 回主变进

线+2 回出线组成 2 个完整串。因本项目场地有限，考虑 GIS 占地较小，330kV 配电装置按户外气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）考虑。最终主接线以接入系统审查意见为准。

发电机中性点采用经接地变压器（二次侧接电阻）的接地方式，主变中性点采用直接接地方式。

厂内设置 110kV 配电装置，为电厂提供启动/备用电源；110kV 配电装置拟采用变线串接线，敞开式布置形式。

高压启动/备用变中性点采用经隔离开关接地方式。

### 5.3.3 高压厂用工作电源接线

本工程每台机组设置 1 台高压厂用工作变压器，容量 75/45-45MVA（暂定）。变压器的高压侧电源均由本机组发电机引出线上支接。每台机组设 2 段 10kV 工作母线，机组负荷、公用负荷均匀接在 10kV 母线上，互为备用及成对出现的高压厂用电动机及低压厂用变压器分别由不同 10kV 工作段上引接。

设置一台容量为 75/45-45MVA（暂定）高压启动/备用变压器，其电源拟由附近 110kV 变电站引接。下阶段根据外部收资情况确认具体方案。

考虑到厂用负荷较大，本期工程高压厂用电按 10kV 一级电压考虑，低压厂用电接线采用 380/220V。

不设置 10kV 脱硫段，脱硫高压负荷从主厂房 10kV 段引接。

设置 10kV 输煤段，用于炉后输煤负荷集中供电。

高压厂用系统采用中性点经电阻接地，低压厂用系统采用中性点直接接地。

### 5.3.4 低压厂用电接线

低压厂用电电压采用 380/220V，中性点直接接地。

主厂房低压厂用电采用动力与照明、检修分开的供电方式。

辅助厂房采用动力与照明、检修合并的供电方式。

对远离主厂房的辅助厂房 380/220V 低压负荷按区域分片，在负荷中心成对设置低压变压器，对本区域的负荷进行供电。

低压厂用电电动机的供电方式，采用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）两级供电方式。容量为 75kW 及以上的电动机和 200A 及以上的静止负荷由 PC 供电，75kW 以下的低压电动机和 200A 以下的静止负荷由 MCC 供电。

本工程厂外灰场负荷暂考虑由厂内 10kV 工作段引接，采用一路 10KV 架空线至灰

场管理站，就地设置 1 台灰场变压器及相应的 1 段 380V 灰场 PC 段，为灰场管理站各负荷供电。

### 5.3.5 事故保安电源的接线方式及设备选择

每台机组设置 380V 保安 PC A、B 段，机组的全部保安负荷（含脱硫系统）均由这两段供电。正常时每段保安段的电源由本机组的 380V 锅炉 PC A、B 段各引一路电源供电，两路电源互为备用，当正常电源失电时由柴油发电机组供电。每台机组设置 1 台快速起动的柴油发电机组。

### 5.3.6 电工构筑物布置

本工程主变压器、高压厂用工作变压器及高压启动/备用变压器均布置在主厂房 A 排外。主变压器与高压厂用变压器采用前后布置。

330kV 配电装置为户外 GIS 布置，一个半断路器接线形式。

110kV 配电装置为户外敞开式布置，变线串接线形式。

330kV 配电装置的主变压器进线、出线均采用架空导线。

110kV 配电装置的高压启动/备用变压器进线、出线采用架空导线。

主厂房 10kV 工作段设备布置在汽机房内，输煤 10kV 段布置在输煤综合楼。主厂房 PC 布置在主厂房各配电室，主厂房 MCC 分散布置在主厂房各层负荷附近。

辅助厂房各 PC 段及干式变压器布置在工艺设备旁配电室内，MCC 就近负荷分散布置在各个厂房。

### 5.3.7 主要设备选择

本阶段 330kV 配电装置额定开断电流暂按 63kA 计列投资，110kV 配电装置额定开断电流暂按 40kA 计列投资。

主变压器暂采用三相一体强迫油循环风冷双绕组变压器，容量为 750MVA，额定电压  $800\pm 2\times 2.5\%/20\text{kV}$ ，YN,d11 接线。

高压厂用变压器采用油浸风冷分裂绕组无载调压变压器，容量为 75/45-45MVA（暂定），额定电压  $27\pm 2\times 2.5\%/10.5-10.5\text{kV}$ ，D,yn1,yn1 接线。

高压启动/备用变压器采用油浸风冷分裂绕组有载调压变压器，容量为 75/45-45MVA（暂定），额定电压  $115\pm 8\times 1.25\%/10.5-10.5\text{kV}$ ，Yn,yn0,yn0 接线。

10kV 开关柜采用金属铠装中置式，内装真空断路器或 F-C 回路。

本工程每台机组设 1 台 1250kW（暂定）柴油发电机组，作为机组及脱硫系统事故保安电源。



### 5.3.8 直流系统

每台机组装设三组蓄电池，一组 220V 蓄电池组，两组 110V 蓄电池组。升压站继电器室装设两组 110V 蓄电池组。

110V 控制蓄电池组采用单母线分段接线；220V 动力蓄电池组采用单母线接线，两台机组的 220V 动力蓄电池组经过电缆相互联络。

220V 直流系统供事故照明，直流长明灯，动力负荷和交流不停电电源等。110V 控制直流系统供控制、保护、测量及其他控制负荷。110V 控制直流系统采用辐射网络供电方式，在各配电室设置直流分屏。

输煤系统设置独立的直流 110V 系统，用于输煤系统 10kV 段、输煤 PC 段控制电源。

### 5.3.9 交流不停电电源（UPS）

每台机组设两套独立的交流不停电电源装置(UPS)，每套 UPS 包括整流器、逆变器、静态转换开关、旁路变压器、手动旁路开关、交流配电屏等。

网络继电器室设两套独立的交流不间断电源装置（UPS）。

脱硫岛单独设 UPS。

### 5.3.10 过电压保护及接地

本工程防雷按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）的有关要求进行设计。330kV、110kV 配电装置、主变压器、启备变压器高压侧及发电机出口均装设氧化锌避雷器，防止雷电侵入波对设备造成的过电压影响。

主厂房 A 排外的电工构筑物采取避雷线保护方式，烟囱顶装设多根避雷针，冷却塔采用顶部围栏及立柱设置避雷带，其他建筑物按《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010 进行防雷设计。本工程按《交流电气装置的接地设计规范》（GB 50065-2011）设置接地装置。

### 5.3.11 电气设备控制

本工程 2×660MW 机组的发变组及厂用电源系统采用分散控制系统（DCS）进行控制。直流系统、UPS 等由 DCS 进行运行监视。

330/110kV 系统采用网控计算机监控系统(NCS)进行监控。在 330kV 升压站设置一个继电器室，布置 NCS 系统、远动、继电保护二次设备。NCS 的操作员站放置在主厂房集控室内。

## 5.4 热力系统

热力系统拟定原则：本期工程热力系统中除辅助蒸汽系统和电动给水泵启动系统为

母管制外，其它系统均采用单元制系统。

#### 5.4.1 主蒸汽、再热蒸汽系统及旁路系统

主蒸汽系统：主蒸汽管道从过热器出口集箱接出两根后，两路主蒸汽管道在汽轮机机头接入布置在汽轮机机头的两个主汽门，在靠近主汽门的两路主蒸汽主管道上设有相互之间的压力平衡连通管。

再热蒸汽系统：再热冷段管道由高压缸排汽口以双管接出，合并成单管后直至锅炉前分为两路进入再热器入口联箱。再热热段管道，由锅炉再热器出口联箱接出两根后，两路分别接入汽轮机左右侧中压联合汽门，在靠近中压联合汽门的两路管道上设有相互之间的压力平衡连通管。

旁路蒸汽系统：推荐汽轮机旁路采用 40%BMCR 的高、低压串联电动旁路系统，能够适用机组启动要求，最终容量根据主辅机招标的结果确定。

主蒸汽、再热蒸汽及旁路系统管道材料的选择如下：

主蒸汽管道和高旁进口管道           A335P92

高温再热蒸汽管道和低旁进口管道   A335P92

再热蒸汽冷段管道和高旁出口管道   A691 1-1/4CrCL32

#### 5.4.2 给水系统

给水系统采用单元制，每台机组配置一台 100%容量的汽动给水泵及同轴汽泵前置泵（给水泵汽轮机排汽至大机凝汽器），两台机组配置一台约 40%容量的电动启动给水泵（最大流量满足稳压吹管要求），采用辅汽系统的蒸汽启动。汽动给水泵与前置泵同轴布置节省厂用电。

本工程给水系统设置单列共 4 台 100%容量高压加热器，设置 1 台 3 抽外置式蒸汽冷却器提高最终给水温度，高压加热器（含蒸汽冷却器）采用大旁路系统。系统简单，阀门少，投资节省，运行维护方便等优点。

给水泵汽轮机正常工作汽源来自主汽轮机四级抽汽，备用及启动汽源来辅助蒸汽。

除氧器水箱有效容积暂定为 180m<sup>3</sup>，约 3 分钟的锅炉最大给水量。

#### 5.4.3 抽汽系统

汽轮机采用九级抽汽（包含 0 级抽汽），一、二、三级抽汽供三台高压加热器；四级抽汽供除氧器、小机用汽和辅助蒸汽系统。五级抽汽向 5 号低压加热器供汽和暖风器供汽，六、七、八级抽汽分别向 6 号、7 号、8 号低压加热器供汽。3 号高加设置外置式蒸汽冷却器。0 级抽汽在机组 75%负荷及以下投入运行，提高给水温度，保证脱硝装置

的正常运行，并提高部分负荷时机组热效率。

为防止汽轮机超速和进水，除布置在排汽装置内的七、八级抽汽管道外，其余抽汽管道上均设有气动止回阀和电动隔离阀。前者作为防止汽轮机超速的一级保护，同时也作为防止汽轮机进水的辅助保护措施；后者是作为防止汽轮机进水的隔离措施。在四级抽汽管道上所接设备较多，且有的设备还接有其他辅助汽源，为防止汽轮机甩负荷或除氧器满水等事故状态时水或蒸汽倒流进入汽机，故多加一个气动止回阀，且在四段抽汽各用汽点的管道上均设置了一个电动隔离阀和止回阀。

按 ASME TDP-1-2006 标准设计防止汽轮机进水，本系统设计有完善的疏水系统，并严格按照《电厂电力管道设计规范》（GB 50764-2012）中的强条设计。

按 ASME 标准为防止汽轮机进水，本系统设计有完善的疏水系统。

#### 5.4.4 凝结水系统

凝结水系统每台机组设两台 100%容量的一拖二变频调速凝结水泵。五台低压加热器，一台轴封冷却器，一台内置式除氧器，凝结水精处理采用中压系统。

轴封冷却器出口凝结水管道上设有最小流量再循环系统至凝汽器。最小流量再循环取凝泵和轴封冷却器要求的最小流量较大者。以冷却机组启动及低负荷时轴封漏汽和门杆漏汽，满足凝结水泵低负荷运行的要求。

凝结水贮水箱与化学专业合并，两台凝结水补充水泵和两台凝结水输送水泵向凝汽器补水。

#### 5.4.5 辅助蒸汽系统

本工程辅助蒸汽系统为母管制的公用蒸汽系统，该系统每台机设一根中压辅汽联箱。其中两台机组的辅汽联箱通过母管连接，之间设隔离门，以便实现各机之间的辅汽互用。

启动锅炉属于工业蒸汽锅炉，本工程为新建工程，推荐设置 2 台 1.3MPa、350℃、50t/h 燃油启动锅炉。辅助蒸汽联箱参数为 0.7~1.3MPa（a），300~370℃。本期工程第一台机组的启动汽源由启动锅炉房供给。

采用邻机加热系统，实现锅炉不点火完成热态清洗功能。

#### 5.4.6 高压加热器疏水及放气系统

高压加热器疏水在正常运行时采用逐级串联疏水方式，最后一级（3 号）疏至除氧器。每台高压加热器均设有事故疏水管道，分别接至凝汽器。

#### 5.4.7 低压加热器疏水及放气系统

低压加热器疏水采用逐级串联疏水方式，最后一级疏水疏至凝汽器。每台低压加热

器均设有单独的事故疏水接口，其疏水管道单独接至凝汽器。

#### 5.4.8 循环水系统

本工程采用带间接空气冷却塔的单元制循环供水系统。冷却水通过两根循环水管先进入低背压凝汽器，然后流经高背压凝汽器后排至供水专业的间接空冷塔。在凝汽器循环水进出口管道上均设有电动蝶阀，凝汽器可单侧运行。

#### 5.4.9 闭式循环冷却水系统

本工程辅机冷却水系统采用大闭式。辅机冷却水供水最高水温：38℃，设计压力 1.0MPa（g）；水质为除盐水。需要冷却水的设备应提冷却水量、冷却水温升及设备散热量。允许辅机冷却水最高温升：5～6℃。

#### 5.4.10 抽真空系统

凝汽器抽真空系统：设有三台机械真空泵。机组启动时，三台泵同时投入运行，以加快抽真空过程。正常运行时（在凝汽器安装检修良好，漏汽正常时），两台真空泵投入即可维持凝汽器所要求的真空。下一阶段进一步优化真空泵选型配置，以节约厂用电消耗。

#### 5.4.11 汽轮机润滑油净化、贮存系统

汽轮机的润滑油系统采用套装油管路。每台机组装设一套润滑油净化装置，每台机组装设一台主油箱，两台机组公用一台容量为 50+50m<sup>3</sup> 的润滑油贮存油箱。

汽轮机主油箱、润滑油贮油箱、润滑油净化装置分别设有事故放油管道，排油至主厂房外的事故放油池。

### 5.5 燃烧系统

#### 5.5.1 制粉系统

本工程推荐采用中速磨冷一次风机正压直吹式制粉系统。每台锅炉配六台钢制煤斗，五台煤斗的储煤量满足锅炉按设计煤种最大连续蒸发量（BMCR）负荷 8 小时的燃煤量。每只煤斗分别对应一台电子称重式给煤机和一台中速磨煤机。

每台锅炉设置六台中速磨煤机，其中一台备用。在磨制设计煤种时，除备用的磨煤机外，其余五台磨煤机的总出力可以满足锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 110%；在磨制校核煤种时，全部磨煤机按检修前状态的总出力能够满足锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。

每台锅炉设置两台 100%离心式密封风机，其中一台运行，一台备用。

#### 5.5.2 烟风系统

烟风系统按平衡通风设计。空气预热器采用容克式三分仓，分成一次风、二次风和烟气系统三个部分。

一次风系统设两台 50%容量动叶可调轴流式一次风机。空预器入口冷一次风道上的暖风器可以防止空预器冷端腐蚀。

二次风系统设两台 50%容量动叶可调轴流式送风机。空预器入口冷二次风道上的暖风器可以防止空预器冷端腐蚀。

系统设两台两室五电场全高频低低温静电除尘器（效率暂定为不小于 99.8%）。

设两台 50%容量动叶可调轴流电动引风机，脱硫岛不设增压风机，与引风机合并。

本工程设置改进型烟气余热利用方案：布置在除尘器入口烟道的换热器吸收烟气余热，利用闭式循环水将回收的烟气余热，通过加热空预器入口的冷一次风、冷二次风，并调整锅炉空预器和省煤器换热面积、保证余热最终送回到锅炉中二次利用，提高锅炉效率约 1.5%左右，达到节煤的目的。布置在除尘器入口的低溫省煤器，充分回收排烟热量，并提高除尘器除尘效率，降低除尘器和引风机电耗，节省脱硫耗水量。

### 5.5.3 燃油系统

根据本工程煤质，推荐采用双层等离子点火技术，不设燃油系统。

## 5.6 燃料输送系统

本工程系新建性质。本期工程设计规模为 2×660MW 机组，输煤系统按 2×660MW 机组设计。

电厂输煤系统的设计范围为从厂外圆管带式输送机、运煤汽车进厂到将煤输送到原煤斗的整个工艺系统，其中包括卸煤、储煤、筛碎、输送系统及其他辅助设备和附属建筑的设计。

九龙川煤矿至电厂的圆管带式输送机及其附属的采样、计量、除铁等系统不属于本次设计范围，电厂与厂外圆管带式输送机的设计分界点位于电厂第一个转运站内厂外带式输送机头部漏斗下口，转运站本体属于电厂设计范围。

### 5.6.1 锅炉耗煤量

表 5.6-1 锅炉燃煤量

机组容量 耗煤量	1×660MW		2×660MW	
	设计煤	校核煤	设计煤	校核煤
吨/时	239.16	250.29	478.32	500.58

吨/日	4783.20	5005.8	9566.4	10011.6
万吨/年	131.54	137.66	263.08	275.32

注：1）日耗煤量按 20 小时计；

2）年耗煤量按 5500 小时计。

### 5.6.2 卸煤系统

本工程2×660MW 机组年耗煤量为 276 万吨/年，全部采用圆管带式输送机运输进厂，圆管带式输送机出力  $Q=1000\text{t/h}$ ，单路布置。电厂与厂外圆管带式输送机的设计分界点位于电厂第一个转运站，圆管带式输送机不属于电厂设计范围。厂内不设圆管带式输送机来煤的接卸设施。

因煤矿建设周期晚于电厂，为了保证电厂的稳定运行，电厂运行初期燃煤考虑由周边煤矿供应，采用汽车运输进厂。厂内卸煤设施采用双缝隙式汽车卸煤沟，卸煤沟按 6 个自卸汽车卸车位设计。卸煤沟出口设 4 台叶轮给煤机，其出力为 200~1000t/h。卸煤沟下部带式输送机双路布置。

汽车卸煤沟区域采用网架与煤场联合封闭。

### 5.6.3 贮煤设施

本期工程厂内设置一个条形斗轮机煤场，堆高 13.5m，总贮煤量约 8.9 万吨，满足 2×660 MW 机组 BMCR 工况下 10 天的耗煤量。

煤场布置 1 台悬臂长度为 35m 的斗轮堆取料机，其堆、取料能力均为 1000t/h，折返式布置。

煤场设有 2 台推煤机及 1 台轮胎式装载机，作为煤场辅助设备。

煤场和汽车卸煤沟采用全封闭结构，以满足环保要求，减少环境污染。

汽车卸煤沟可作为斗轮机故障时的备用上煤手段。

### 5.6.4 带式输送机

带式输送机系统按照 2×660MW 机组一个上煤单元考虑。除厂外圆管带式输送机和煤场带式输送机单路布置外，其余带式输送机均采用双路布置，一路运行，一路备用，并具备双路同时运行的条件。

输煤系统带式输送机的规格均为：带宽  $B=1200\text{mm}$ ，带速  $V=2.5\text{m/s}$ ，出力  $Q=1000\text{t/h}$ 。

输煤系统三班制运行，每日运行时间约 9 小时，每班运行时间 3 小时。

煤仓间采用电动犁式卸料器向原煤仓配煤。输煤栈桥为全封闭形式。

在 1 号转运站、2 号转运站、主厂房煤仓间转运站设置煤流交叉，采用电动挡板三通管或头部伸缩装置进行切换。

#### 5.6.5 筛碎设施

碎煤机室内筛碎设备双路布置，每路设置一台滚轴筛和一台碎煤机，两路筛碎设备互为备用。每台滚轴筛出力 1000t/h，筛分效率为 90%，设旁路。破碎设备选用环锤式碎煤机，每台出力 800t/h。入料粒度小于 300mm,出料粒度小于 30mm。

#### 5.6.6 系统控制

输煤系统本期采用程序控制，并具备就地控制功能。斗轮堆取料机具有独立的控制系统，并与输煤系统有通讯联系。汽车卸煤沟、转运站、碎煤机室及煤仓层等处设有工业电视摄像头。

#### 5.6.7 辅助设施

5.6.7.1 输煤系统中设置3级除铁装置。

5.6.7.2 汽车来煤路线上设置3重2空汽车衡和3台汽车采样装置,用于汽车入厂煤的称重和采样。皮带入厂煤的计量和采样装置属于煤炭院的设计范围。

5.6.7.3 在上煤系统中设有2台电子皮带秤及动态链码校验装置,用于入炉煤的计量和校验。在上煤系统中还设有2台入炉煤自动取样装置。

5.6.7.4 带式输送机设置各项保护装置。

5.6.7.5 系统设有输煤综合楼兼燃料管控楼、推煤机库各1座。输煤综合楼内设有浴室、办公室、程控室、存样室、制样室、管控中心、化验室等。推煤机库内设2个停车库位，1个检修库位。

5.6.7.6 汽车卸煤沟、各转运站、碎煤机室及煤仓间均设有起吊设备，以便于安装和检修。

5.6.7.7 输煤系统每个落料点均设有微雾抑尘设备，用于防尘、抑尘，斗轮堆取料机本体上设有喷雾装置。在带式输送机导料槽出口设有喷雾抑尘装置。所有转运点均采用曲线落煤管技术，以减轻煤流对胶带的冲击，防止胶带跑偏和撒煤，防止煤尘飞扬。

为防止煤尘二次飞扬，栈桥及转运站的清扫采用水力清扫（包括煤仓层），各转运站设有集水井，并装有排污泵将污水排入沉煤池。冲洗水可回收再利用。

5.6.7.8 为防止煤场粉尘飞扬和煤堆自燃，煤场四周设有喷水抑尘装置。

5.6.7.9 本工程采用燃料管控系统。

1)燃料智能化管理系统涉及的软件有：

燃料智能化管理系统涉及的软件包括计划管理、供应商管理、合同管理、调运管理、入厂燃料验收管理（包括数量验收和质量验收；质量验收包含采制化编码、化验数据管理、存查样管理等）、接卸管理、数字化煤场管理、结算管理、厂内费用管理、燃料成本核算等。系统应用软件有数据库软件和备份软件。

2) 燃料智能管控系统涉及的硬件有:

- a) 入厂煤信息网络系统建设涵盖硬件。
- b) 数字化煤场建设所需盘煤仪等设备。
- c) 监控、门禁等其它必须的硬件配置，要求能实现汽车入厂到计量、采、制、化、煤样输送等整个流程全程监控，无死角。
- d) 入厂煤分析仪器设备、入炉煤分析仪器设备等。
- e) 汽车入厂煤采样装置、煤样输送、全自动制样机等设备。

### 5.6.8 存在问题

下一阶段需进一步落实厂外圆管带式输送机的出力、接口布置等信息。

## 5.7 除灰渣系统

根据电厂所处的地理位置和气象条件，本着建设节水、节能、高效、环保电厂、便于寒冷地区冬季运行管理，并为灰渣综合利用创造条件的原则，除灰渣系统拟采用灰渣分除系统，除渣系统拟采用水冷式机械除渣方案，除灰系统采用正压浓相气力除灰系统。除石子煤系统采用密封式石子煤斗收集，叉车转运的清理方式。

本阶段厂外灰渣、石子煤、石膏均采用汽车运输方式，利用社会运力，不配置汽车及相关设施。

### 5.7.1 锅炉排灰渣量

锅炉排灰渣量计算结果见表

表5.7-1 灰渣量计算结果表

灰渣量 锅炉台数		小时灰渣量(t/h)			日灰渣量(t/d)			年灰渣量(万t/y)		
		灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣
设计 煤种	1×660MW	33.75	3.76	37.51	675.00	75.20	750.20	18.56	2.07	20.63
	2×660MW	67.50	7.52	75.02	1350.00	150.40	1500.40	37.12	4.14	41.26
校核 煤种	1×660MW	34.24	3.81	38.05	684.80	76.20	761.00	18.83	2.10	20.93
	2×660MW	68.48	7.62	76.10	1369.60	152.40	1522.00	37.66	4.20	41.86

注:

- 1) 日利用小时按20小时，年利用小时按5500小时。



2) 灰渣分配率暂按：渣10%，灰90%计算。

3) 采用中速磨，石子煤量(一台炉)：设计煤种：1.20t/h；校核煤种：1.25t/h（石子煤量按燃煤量的0.5%计）。

### 5.7.2 除渣系统的拟定

根据DL/T831-2015《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》，初级判断本工程设计煤种和校核煤种具有严重结渣的特性（终极判断应进行一维火焰试验炉的渣型判别试验），同时根据近年来工程设计经验，本工程除渣系统拟采用水冷式机械除渣方式，即水浸式刮板捞渣机—渣仓—汽车外运方案，渣水系统采用维持水位自平衡的渣水循环系统，渣的冷却主要是通过水的蒸发，利用水的汽化热来吸热，正常工况无溢流水排放即无渣水处理循环系统。除渣系统工艺流程见图5.7-1：

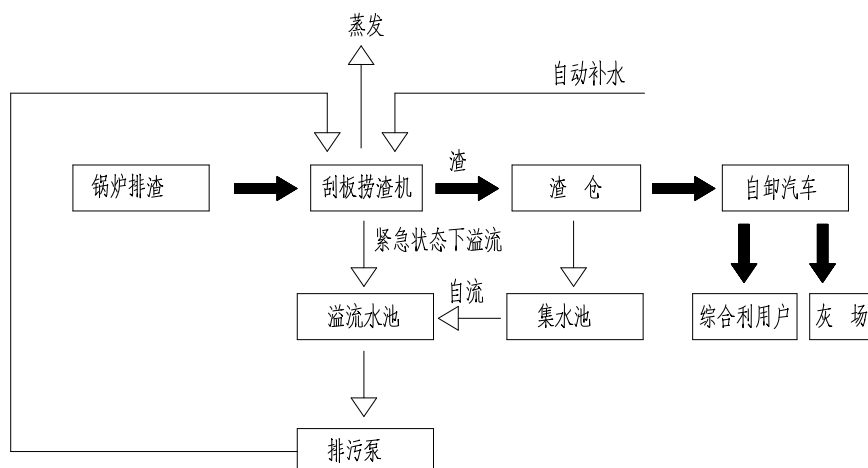


图5.7-1 除渣系统工艺流程框图

锅炉排出的渣经过渣斗落入水浸式刮板捞渣机内急冷粒化后，由刮板捞渣机连续捞出，直接排至位于锅炉房侧面的渣仓储存。

渣的冷却主要是通过水的蒸发，利用水的汽化热来吸热，正常工况无溢流水排放即无渣水处理循环系统。冷渣和排渣过程水的汽化损失和湿渣带走的水量通过自动补水实现维持正常水位，补水同时可用作捞渣机紧急补水口补水和捞渣机驱动链条冲洗水。

刮板捞渣机与锅炉出渣口用机械密封渣斗相连，密封装置（非金属膨胀节）能吸收锅炉各方向的膨胀变形及承受炉膛最大压力，渣斗独立支撑，渣斗有效容积100m<sup>3</sup>，可满足锅炉BMCR工况下4h以上排量。渣斗底部设有液压关断门，正常运行时与捞渣机配合后能保证炉膛密封，在捞渣机故障时能可靠的关闭。关断门的刚度和强度能满足锅炉渣斗贮存锅炉BMCR工况不小于4h渣量的荷载要求。液压关断门同时作为大渣块的挤压

头，大的渣块首先落到不小于宽500mm隔栅上预冷却，后经水平移动的齿形挤压头将其破碎进入捞渣机后运出。设置挤压头和格栅，可有效防止大渣直接落入捞渣机内引起捞渣机渣水溢流和外溅，也可在渣水出现超温时关小或关闭关断门，有效控制捞渣机渣水不超温。

每台炉设一台可变速的水浸式刮板捞渣机，其最大出力满足锅炉满负荷时设计煤种渣量的400%并考虑锅炉吹灰时的最大可能排渣量，正常出力为5t/h，最大出力20t/h。

为应对结渣大渣块落下对捞渣机水槽水位形成大的波动的非正常工况，在捞渣机斜升段下侧设有溢流水池，接纳刮板捞渣机的非正常溢流水（通过明沟自流进入溢流水池）和渣仓析水及地面冲洗水，溢流水设流量约30m<sup>3</sup>/h，压力约0.3MPa的排污泵，1台运行，1台备用，定期将污水排至捞渣机。

每台炉设一座φ7m钢结构渣仓，其有效容积为100m<sup>3</sup>，可贮存锅炉满负荷时设计煤种23.9小时的渣量（校核煤种约23.6小时）。渣仓下部约2米层设有装车操作室，操作室内设有操作台，渣仓零米设有汽车通道。渣仓室为钢结构并考虑封闭采暖。

### 5.7.3 除灰系统的拟定

除尘器和省煤器灰斗的飞灰拟采用正压气力输送技术，通过管道输送至灰库暂存。

除灰系统工艺流程框图见图5.7-2：

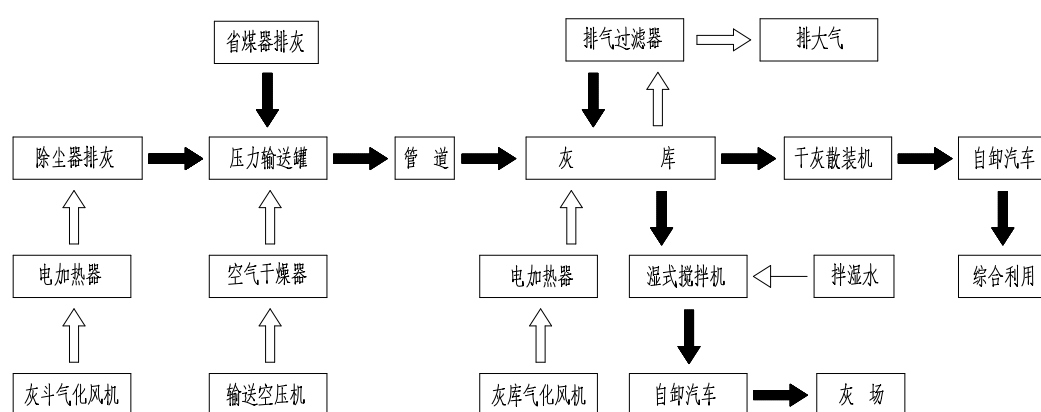


图5.7-2 除灰系统工艺流程框图

除尘器和省煤器灰斗收集的飞灰采用正压气力输送系统方案。除灰系统每台炉设1套独立的输送系统，两台炉共设1套储存系统。除尘器和省煤器灰斗收集的飞灰落入压力输送罐，以压缩空气为动力通过管道输送至灰库贮存。输灰用压缩空气由全厂压缩空气气源系统提供。

每套输送系统总出力55t/h，满足锅炉满负荷时燃用设计煤种排灰量的162%（校核

煤种排灰量的60%)。每套输送系统设3根灰管，一二电场分2侧各设1根粗灰管，三、四、五电场设1根细灰管，省煤器和一二电场A侧灰管共用。两台炉共设6根灰管道，每炉的灰管在灰库顶部经管道切换阀能进入任何一座灰库。灰库两两间可互为备用，即当其中一座灰库的设备故障时，其全部灰量能排入另一灰库。整个系统采用程序控制，既可连续运行，也可定期运行。

两台炉共设3座 $\phi 12\text{m}$ 钢筋混凝土灰库，每座灰库有效容积均为 $1050\text{m}^3$ ，两座粗灰库可储存两台炉满负荷时燃用设计煤种约29.2h的粗灰量(校核煤种约为28.7h)，细灰库可储存两台炉满负荷时燃用设计煤种约58.3h的细灰量(校核煤种约为57.5h)。每座灰库下部2.8米层设有装车操作室，操作室内设有操作台，灰库零米设有4.0米宽汽车通道。

为保证电除尘灰斗和灰库内灰的流动性，保证卸灰的通畅和均匀，每台炉设有2台除尘器灰斗气化风机（1台运行，1台备用）；3座灰库设4台灰库气化风机，3台运行，1台备用。灰斗气化风经电加热器加热至 $150^{\circ}\text{C}$ ，灰库气化风经电加热器加热至 $150^{\circ}\text{C}$ ，进入气化板和气化槽。

每座灰库的底部设有3个排出口。每个粗灰库运转层安装2台湿式搅拌机和1台干灰散装机，细灰库运转层安装1台湿式搅拌机和2台干灰散装机。湿式搅拌机将灰加水搅拌成含水15~25%的调湿灰用自卸车送至灰场碾压堆放，每台湿式搅拌机出力为 $200\text{t/h}$ ，干灰散装机可直接装罐车运到综合利用用户，其出力为 $200\text{t/h}$ 。

#### 5.7.4 除石子煤系统

除石子煤系统拟采用密封式活动石子煤斗收集+智能搬运系统运输+石子煤仓储存的机械处理方式。该方式可代替传统人工作业模式，实线自动称重、自动搬运、自动倒料储存，全程无人化运行。具有安全可靠，空间利用率高，检修维护工作量小，锅炉房内设备布置灵活，维护方便，对石子煤量的变化适应能力强，初投资及运行费用较低以及对环境无污染等优点。

除石子煤系统工艺流程框图见图5.7-3：

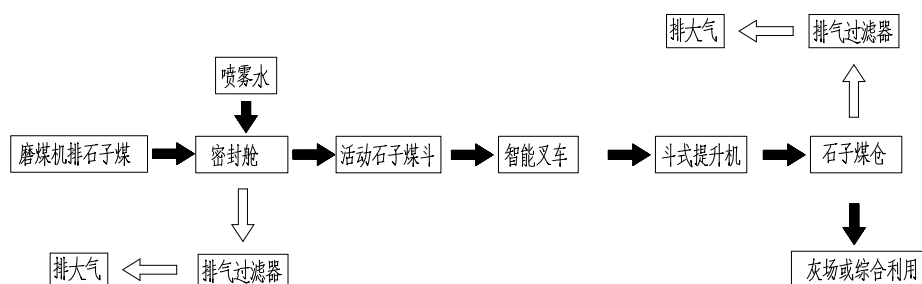


图5.6-3 除石子煤系统工艺流程框图

每台炉设6台中速磨煤机（5运1备），每台中速磨煤机设1套排石子煤管道、阀门、密封舱、活动石子煤斗及称重报警装置，每台炉另设1台活动石子煤斗作为公共备用。系统正常运行时打开石子煤排放二次关断门（一次关断门正常情况下常开，在二次门不严密故障情况下使用），石子煤通过管道排入活动石子煤斗。石子煤斗下设称重平台，当石子煤斗装满或到时报警后，关闭二次关断阀门，通过密封仓顶部泄压阀泄压后，用智能叉车转运出锅炉房在倒运至石子煤仓临时储存，最后由卡车运输至综合利用处或灰场储存。

为适应发电厂石子煤区域环境，该叉车采用3D SLAM无反激光导航，可快速建立整个工作场景的三维地图，由系统软件完成路径规划、行驶、翻转倒料的功能，从而实现整个系统的自动化。无反激光导航可步依赖于任何标注物，不受人员流动、设备局部变动影响，可灵活适应环境变化，施工和后期维护成本低。

### 5.7.5 全厂压缩空气气源系统拟定

本工程2台炉设置一座空压机房，除灰输送空压机和全厂仪用厂用空压机集中布置，系统独立运行。

全厂压缩空气气源系统工艺流程框图见图5.6-4：

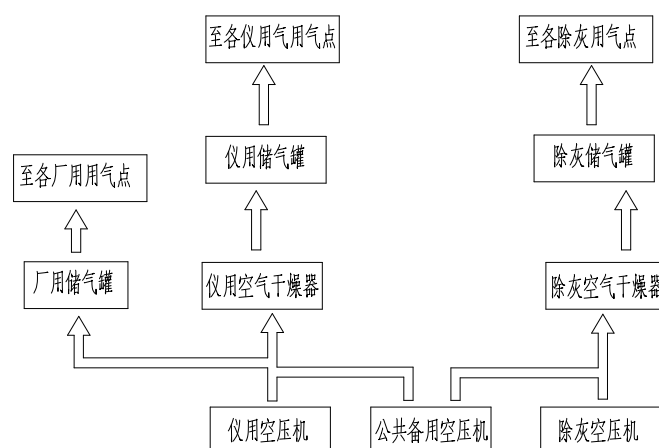


图5.6-4 全厂压缩空气气源系统工艺流程框图

两台炉共设1座压缩空气站，除灰空压机与厂用、仪表用空压机合并布置。拟选用6台60 m<sup>3</sup>/min螺杆式空压机，同时配套6台65 m<sup>3</sup>/min鼓风外加热吸附式干燥，2台机组空压机系统为一个设计单元统一设计，设备集中布置。仪表用及厂用压缩空气配置4台空压机，其中2台运行，1台热备用，1台与除灰公共备用；除灰输送用压缩空气配制2台空压机，2台运行。两台炉设6台储气罐，其中输灰2台（25m<sup>3</sup>，0.8MPa），厂用2台（25m<sup>3</sup>，0.8MPa），仪用2台（75m<sup>3</sup>，0.8MPa）。空压机出口通过大母管相连，为全厂提供仪用气、厂用气及输灰用气。每台空压机可以满足各种工况，实现自动调节。

### 5.7.6 除灰渣供排水系统

本工程除渣系统采用水冷式机械除渣方案，渣水采用维持水位自平衡的渣水循环系统，炉膛蒸发和渣带走的水量处理后的其它废水提供。

本工程采用气力除灰系统，仅在灰库调湿卸料时需要用水，耗水量约占灰渣量的25%，由处理后的废水提供，无排水。

空压机等除灰渣辅机冷却由闭式辅机冷却水系统供给，流经空压机设备后排回冷却水系统。

## 5.8 贮灰场建设方案

本期工程拟新建 2×660MW 燃煤发电机组，根据《火力发电厂水工设计规范》DL/T5339-2018，贮灰场的总容积不宜超过按贮存电厂本期设计容量、设计煤种计算的3年灰渣和石膏量，另外，根据生态环境部关于火电建设项目环境影响评价文件审批原则，应“按照减量化、资源化、无害化原则，妥善处理处置固体废物。粉煤灰、炉渣、脱硫石膏等一般工业固体废物应优先综合利用，暂不具备综合利用条件的运往灰场分区

贮存；灰场选址、建设和运行应符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求。

本期工程每年排放的灰渣量、石子煤及脱硫石膏所需库容约  $52.24 \times 10^4 \text{m}^3$ ，贮灰场容积 3 年所需库容约  $172.72 \times 10^4 \text{m}^3$ 。当堆灰至标高 1136m 时，堆灰高度约 40m，占地约  $20 \text{hm}^2$ ，形成库容约 185 万  $\text{m}^3$ ，可满足电厂本期 2×660MW 机组贮灰渣、石膏 3 年储灰量。

### 5.8.1 贮灰场建设方案

根据除灰系统要求，电厂灰场拟采用调湿灰碾压的干式贮灰场。灰渣调湿后用汽车运输至贮灰场。

贮灰场按山谷灰场设计，干式贮灰场主要包括初期坝、挡水坝、灰场防排洪系统、防渗层、堆灰作业设备和灰场管理站等构成。按贮存本工程电厂（2×660MW）机组 3 年的灰渣量建设，厂址拟推荐的南北村沟贮灰场拟建方案如下：

#### （1）贮灰场初期坝

根据本阶段电厂除灰渣量及当地的可用筑坝材料，贮灰场初期坝拟建在距支沟口约 1200m 处，相应沟底标高约为 1096m，初期坝拟采用均质土坝，坝顶宽 4 米，高 20 米，坝顶高程 1116m，上游边坡 1：2.5，下游边坡 1：2.75，相应容积约  $18 \times 10^4 \text{m}^3$ ；当堆灰高 40m 时，相应高程 1136m，相应容积约  $185 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可满足电厂本期贮灰渣、石膏 3 年要求，占地面积  $20 \times 10^4 \text{m}^2$ （水平投影）。

#### （2）贮灰渣堆筑

堆灰渣采用自下而上分层碾压，由坝前向灰场内堆筑，既将调湿灰从厂区运到贮灰场的作业面，用推土机摊铺，再用压路机碾压堆而贮之。灰面按 1：30 坡向排水系统，堆灰高于初期坝后，拟按 1：3.5 形成外边坡，永久边坡护坡用干砌块石。

#### （3）贮灰场排水

该灰场最大堆灰高度为 88m，灰场属一级山谷灰场。设计洪水重现期为 100 年一遇，相应洪水流量为  $31.5 \text{m}^3/\text{s}$ ，洪水总量为  $16.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，为避免雨水影响灰场的运行管理，保证灰场防洪安全，排泄灰场区域雨水，拟在灰场内设置钢筋混凝土卧管—竖井式排水系统，将灰场水排出初期坝外，并通过排水沟、消能池排泄至初期坝与挡水坝间形成的澄清水池内，池内水自然蒸发或用于灰场喷洒，洪水量大时可通过挡水坝溢洪道溢出下泄。

灰场排水系统由排水竖井、钢筋混凝土卧管、排水沟、消能水池等组成。

#### （4）贮灰场挡水坝

挡水坝拟采用浆砌石坝，坝顶宽 2.5 米，高 4 米，坝顶高程 1090m,上游边坡 1: 0.1, 下游边坡 1: 0.4，设溢洪道。

#### （5）贮灰场防渗层

根据环保要求，贮灰场属于《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）中的“II类场”，为贯彻执行区域规划，按照国家环保政策，本工程灰场除采取措施防止飞灰污染外，应采取防渗措施，防止灰水下渗，防止灰渣中有害成分对地下水及土壤的污染。本工程，贮灰场库区采用人工防渗措施，防渗采用 1.5mm 厚 HDPE 防渗膜+膨润土防水毯的复合人工防渗系统。防渗范围为坝内边坡（含）之内库底+库岸的全部面积。

灰场防渗面积按电厂本期 3 年灰渣量堆放面积计，3 年范围沟的底部防渗一次施工完成，岸坡防渗层随堆灰作业逐渐完成。

#### （6）贮灰场内运灰道路

灰场内运灰道路为临时性建筑，可以在贮灰过程中用粗灰渣铺筑，路面宽度 6.5m。车辆及碾压设备的临时道路，可以现场规划。在碾压好的灰面上，严格禁止车辆乱开，急刹车，急转弯。

电厂至灰场的运灰道路应进行专门设计，不在贮灰场的设计范围内。

#### （7）贮灰场管理站及设备

灰场管理站拟布置于运灰道路边，占地面积约 2000m<sup>2</sup>，内设摊铺碾压灰渣的机具库、检修间、办公室等，并布设一座洗车台，用于冲洗离开灰场的车辆。

灰场配备的主要摊铺碾压机具有：1 台推土机，1 台装载机，2 台压路机，2 台手扶式压路机，2 辆洒水车。

### 5.8.2 贮灰场环保措施

本工程采用干灰碾压方式贮灰，灰场对环境的污染，主要为飞灰污染和地下水污染，贮灰场对环境的污染及防护措施，主要应从飞灰治理、灰场防渗两方面着手。

#### （1）运输及堆放

灰渣在厂内装车前进行调湿，其目的，一是避免灰渣在输送的过程中产生飞灰；二是为提高碾压灰渣的密实度。调湿灰采用封闭式自卸载重卡车从厂区直接运送至贮灰场，以避免运输过程污染环境。

卸下的灰渣应即时采用推土机推摊铺平，再用压路机碾压，堆而贮之。灰渣采用分层碾压，使其具有一定的密实度，以达到堆筑体稳定和防止飞灰污染的目的。随堆灰面

升高，灰场形成的永久边坡采用干砌块石护坡。

干灰场分区分块使用，对于长时间不用的区块覆土封闭。如灰场不再加高，其顶面覆土 500 厚用以植草或复耕，灰场闭库后，应进行闭库设计。

本期脱硫产生的石膏堆放于灰场专门区域，与灰渣的接触面作 1 米宽的抛石隔离墙，以便于以后石膏的综合利用。

### （2）机具冲洗

运灰车辆往返灰场，车厢和轮胎滞留的残灰，是沿途灰渣散失的主要原因。运灰车辆返回时前在灰场管理站洗车台清洗，杜绝灰源。从厂区到灰场运灰道路，应有专人巡回清扫，保持良好的运行环境。

### （3）灰场防渗

本工程灰场库底区采用人工防渗措施，防渗采用 1.5mm 厚 HDPE 防渗膜+膨润土防水毯的复合人工防渗系统。

#### 5.8.3 贮灰场运行管理

灰、渣及石膏用汽车运送到灰场内分开堆放。石膏辟专区堆放于灰场内，与灰渣之间用土工膜隔开，以便于以后石膏的综合利用。

干灰场的灰渣堆放拟采用分层碾压堆筑，达到设计标高后立即覆土。在灰渣填筑时，其填筑作业按干灰调湿→运输→摊铺→碾压→测试（边坡区）进行。对石膏的贮放，在库区非边坡地带专门设一块地方集中堆放。压实灰体形成的外边坡按 1: 3.5 考虑，碾压后的灰面要定时洒水，保持灰面湿润，以防止飞灰产生的污染。永久性外边坡采用 300 厚干砌石、或预制混凝土板护面，边坡每 100 米设置一横向排水沟，以便于排泄坡面雨水。

阴雨天，卸到现场的调湿灰应及时铺平、碾压。现场不能作业时，应停止运灰，避免雨天时将松散灰堆留在现场。大雨时松散灰会流失；中雨时影响也比较大，增湿深度达 300mm 左右，必须经过晾晒才能继续作业。

冬季寒冷的结冰季节，运灰过程宜快；在贮灰场摊铺速度要快，防止灰渣在碾压前冻结而影响碾压质量；卸车后及时清理车厢的残留灰渣。灰渣摊铺过程中，若面层颗粒出现结冰现象，应增加碾压遍数，保证压实质量。冬季集中在较小的工作面，连续铺压是减轻冻害的有效措施。

为确保灰场安全运行，从贮灰开始应对灰坝坡体、排洪设施、运灰道路等进行经常性安全监测，消除安全隐患。



## 5.9 供水系统

### 5.9.1 辅机冷却水系统

本工程夏季气温较高且位于严重缺水地区，辅机冷却系统采用干湿联合冷却系统。干湿联合冷却系统夏季高温时段增加喷淋蒸发冷却，可降低出水温度，喷淋水可采用工业水、软化水或除盐水。

干湿联合冷却系统即两级冷却、末级喷水的联合冷却系统。干式空冷散热器与蒸发冷却器串联运行，在环境气温低于蒸发冷却器临界喷水温度 20℃时，纯空冷运行；当气温高于临界喷水温度时，逐步开启若干台蒸发冷却器的喷淋水泵，满足在环境气温较高的条件下被冷却介质降温要求。

辅机干湿联合冷却系统采用单元制供水，每台机组分别设一组干湿联合冷却塔、一条辅机供水母管和回水母管、两台闭式水泵、一座高位水箱。

#### 5.9.1.1 设计参数

冷却水量:	2×3000 t/h
夏季工况干球温度:	31℃
夏季大气压力:	873.6hPa
夏季相对湿度:	72%
设计环境风速（冷却塔零米以上 10m 高处环境风速）:	2.8m/s
进口水温:	44℃
出口水温:	≤37℃
启喷温度:	20℃
喷淋水补水水质:	工业水

#### 5.9.1.2 干湿联合冷却塔

每台机组干湿联合冷却系统配置如下：

干冷塔段数:	3 段
蒸发冷却塔段数:	2 段
单段塔平面尺寸:	9m×12m(柱中心尺寸)
空冷塔高:	11m（不含风筒高度）、14.5m（含风筒高度）
单台机组总尺寸:	48m×12m(柱中心尺寸)

全干冷段总散热面积:	70000m <sup>2</sup>
蒸发冷却器总散热面积:	6000m <sup>2</sup>
蒸发冷却器材质:	SS304
冷却塔风机直径:	7m
变频风机配套电机功率:	110kW（干冷）、90kW（蒸发冷却）
喷淋水泵台数:	3 台, 2 用 1 备
喷淋水泵参数:	Q=450m <sup>3</sup> /h, H=18m, N=37kW

### 5.9.1.3 辅机冷却水管

辅机冷却系统每台机设一根DN800辅机冷却水供水管, 一根DN800辅机冷却水回水管。辅机冷却水管道采用焊接钢管, 直埋敷设。

### 5.9.1.4 主厂房内闭式冷却水系统配置

每台机组设置两台100%闭式循环水泵, 一台20m<sup>3</sup>高位水箱, 布置在汽机房内, 详见汽机部分。

## 5.9.2 补给水量

### 5.9.2.1 电厂各项用水水量、排水、耗水

本工程 2×660MW 空冷机组夏季净水耗水量为 297.5m<sup>3</sup>/h (其中生活水为 4m<sup>3</sup>/h), 对应的夏季净水耗水指标为 0.063m<sup>3</sup>/(s.GW)。电厂年净水总用水量为 164.93×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a (其中生产用水运行小时数以 5500h 计, 生活用水以 8760h 计, 生活水年用水量为 3.504×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)。电厂对外排水量为零, 做到零排放。

本工程项目厂址位于甘肃省庆阳地区。该地区水资源非常贫乏, 利用条件较差。因此, 提高水的重复利用率、采用最新的水处理工艺, 以降低电厂耗水量、节约水资源在该地区显得尤为重要。为了最大限度的节约用水, 本工程采取了以下节水措施:

(1) 按照工艺系统对用水量、水质的要求, 结合水源条件, 设计合理的全厂供水系统。

(2) 根据电厂各工艺系统排水的水量、水质及环保要求, 合理确定全厂排水系统及污水处理方案。

(3) 通过研究电厂供水排水的水量平衡及水的重复使用和节约用水措施, 以求合理利用水资源, 保护环境, 保证电厂长期、安全、经济地运行。

(4) 本工程主机、汽动给水泵汽轮机排汽冷却采用空冷系统, 比湿冷机组节水约

75%~80%。

（5）本工程辅机采用干湿联合系统，仅气温在 20℃以上喷水。

（6）本工程脱硫系统采用湿法脱硫，在除尘器入口前设置低温省煤器，降低入口烟气温，大大减少了脱硫系统耗水量。

（7）本工程设置脱硫废水零排放处理系统，采用低温多效闪蒸浓缩+高温烟气干燥，对脱硫废水进行回收利用。

（8）本工程采用正压气力输送系统，水冷机械式除渣系统。

（9）本工程输煤系统除尘采用微雾除尘工艺，减少耗水量。

（10）全厂污废水设置回用处理系统，将可利用的污废水资源化，再次回用，实现污废水零排放。

采用可靠的节水措施，提高水的重复利用率，最大限度地减少补给水用量，使电厂的各项耗水指标低于（优于）国家对新建空冷电厂提出的最新要求。

经采用节水措施后，2×660MW空冷机组的水量平衡见表5.9-1。

表5.9-1 2×660MW机组补给水量表 (单位：m³/h)

序号	项 目	需水量 M³/H	耗水量 M³/H	回用水量 M³/H	排污水量 M³/H	备 注
1	干湿冷却塔补水	0 (24)	0 (24)	0	0	
2	制氢站冷却用水	30	0	30	0	
3	锅炉补给水处理用水	122 (104)	72 (62)	50 (42)	0	
4	脱硫系统工业用水	20	0	20	0	
5	脱硫系统工艺用水	160	140	20	0	用高含盐化学废水、工业废水回用水
6	脱硫废水零排放处理系统	15	3	12		
7	空调机组加湿用水	0.5	0.5	0	0	
8	冲洗汽车及地面	5	1	4	0	
9	工业废水处理系统	19	1	18		
10	灰库双轴搅拌机用水	15	15	0	0	
11	除渣系统冷却用水	4	0	4	0	
12	除渣系统补水	10	10	0	0	
13	输煤系统除尘用水	3	3	0	0	

14	灰场喷洒	5	5	0	0	
15	煤场喷洒用水	3.5	3.5	0	0	
16	斗轮机取料机用水	2.5	2.5	0	0	
17	车辆冲洗装置用水	1.5	1.5	0	0	
18	输煤系统冲洗用水	7.5	0.5	7	0	
19	煤水处理系统	7	1	6	0	
20	生活用水	4	0.5	3.5	0	
21	生活污水处理耗水	3.5	0.5	3	0	
22	厂区绿化	3	3	0	0	
23	未预见水量	35	20	15	0	
24	净水小计		283.5 (297.5)		0	

注：

- （1）外的数据为年平均气象条件下的用水量；
- （2）内的数据为夏季10%气象条件下的用水量。

### 5.9.2.2 全厂水量平衡结果及各项用水指标

经全厂废水回收利用及节水措施后，全厂用水统计见下表5.9-2：

表5.9-2 2×660MW级机组全厂耗水指标一览表

序号	项 目	夏季日平均
1	2×660MW机组净水耗水量（m <sup>3</sup> /h）	297.5
2	折合到百万千瓦净水耗水量（m <sup>3</sup> /（s.GW））	0.063
3	2×660MW机组年净水用水总量（万m <sup>3</sup> /a）	164.93
4	电厂补给水的有效利用率（%）	100
5	每年电厂的排水总量（10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	0

从表5.9-2可以看出，本工程经过水量平衡设计后，其耗水指标均大大低于国家现规定的对电厂的耗水指标要求，电厂对外排水量为零，做到零排放。国家现规定的耗水指标，见表5.9-3。

表5.9-3 国家现对空冷机组规定的耗水指标一览表 单位：m<sup>3</sup>/（s.GW）

序 号	项 目	空冷机组耗水
1	《发电厂节水设计规程》（DL/T 5513）	0.04~0.08
2	《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660）	≤0.10

3	本工程2×660MW空冷机组夏季折合百万千瓦耗水指标	0.063
---	----------------------------	-------

### 5.9.3 补给水系统和净化站

#### 5.9.3.1 厂外补给水系统

对矿井疏干水水源，本工程设计取水量为297.5 m<sup>3</sup>/h。

水源生产用水拟采用九龙川矿井疏干水。如电厂运行初期，九龙川矿井疏干水尚未投运，则拟采用宁县污水处理厂的中水或早胜镇污水处理厂的中水，不足部分由新庄煤矿的矿井疏干水补充。生活水源拟采用市政自来水。

九龙川矿井疏干水距离早胜镇厂址约10km，本阶段暂按10公里计列投资。九龙川矿井疏干水水源地拟设三台升压泵（升压泵的参数约为Q=140m<sup>3</sup>/h；H=0.90MPa；二运一备），采用二根DN250的补给水管道输送至本工程厂址。

宁县污水处理厂距离早胜镇厂址约13km，本阶段暂按13公里计列投资。宁县污水处理厂中水水源地拟设二台升压泵（升压泵的参数约为Q=70m<sup>3</sup>/h；H=0.70MPa；一运一备），采用一根DN150的补给水管道输送至本工程厂址。

新庄矿井疏干水距离早胜镇厂址约19km，本阶段暂按19公里计列投资。新庄矿井疏干水水源地拟设二台升压泵（升压泵的参数约为Q=240m<sup>3</sup>/h；H=0.90MPa；一运一备），采用一根DN250的补给水管道输送至本工程厂址。补给水管采用焊接钢管，埋地敷设。

#### 5.9.3.2 厂内补给水系统

生产用水采用矿井疏干水及污水处理厂的再生水时，厂内无需净化站处理。生产补给水满足工业水水质，进入厂区后直接补至工业、生水及消防水池内。

厂内生活水暂定由市政给水管引接至厂区围墙外1米。

生活补水进入厂区后直接补至生活水池，水池仅进行加氯消毒处理。

### 5.9.4 厂区给水系统

本工程各给水系统管网按2×660MW机组设计。设独立的生活给水系统、工业给水系统、生水给水系统、淡水回用水、高含盐水回用、工业冷却水排水回用和输煤冲洗给水系统。

#### 5.9.4.1 综合蓄水池

厂内设两座11000m<sup>3</sup>的工业、生水消防蓄水池，1座50m<sup>3</sup>的生活蓄水池。蓄水池采用半地下布置，钢筋混凝土结构。

#### 5.9.4.2 综合水泵房及厂区给水系统

本工程设一座综合水泵房，布置在蓄水池附近。综合水泵房内安装有三台工业水泵、二台生水泵、一套生活水恒压供水设备，两台50%容量的低压电动消防泵、一台100%容量的柴油机消防泵、一套消防稳压装置。

#### （1）工业水系统

工业给水分别供给制氢站冷却水、地面冲洗用水、厂区绿化、冲洗汽车用水、脱硫系统工业用水、空预器冲洗用水等用水点。工业给水管网为枝状布置，采用焊接钢管，直埋敷设。单台工业水泵（变频）主要参数如下： $Q=150\sim 300\text{ m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ， $N=90\text{kW}$ 。

#### （2）生水给水系统

生水即供锅炉补给水处理系统的原水，锅炉补给水系统设置2套 $130\text{ m}^3/\text{h}$ 的设备，故本期安装二台生水泵。生水给水系统采用焊接钢管，直埋敷设。单台生水泵主要参数如下： $Q=130\text{ m}^3/\text{h}$ ， $H=45\text{m}$ ， $N=25\text{kW}$ 。

#### （3）生活水系统

市政自来水进入 $50\text{m}^3$ 的生活水池。再由综合水泵房内的生活水泵组提升后供给主厂房、附属厂房和厂前区建筑物等的生活用水。

厂区生活水系统采用独立的管网，生活水管按环状管网设计，采用钢骨架聚乙烯塑料复合管，直埋敷设。生活水变频供水装置包含二台变频生活水泵和一只稳压罐，单台生活水泵（变频）主要参数如下： $Q=0\sim 50\text{ m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ， $N=22\text{kW}$ 。

### 5.9.4.3 回用水系统

#### （1）淡水回用水系统

淡水回用水系统主要指经工业废水及生活污水处理系统处理后的回用水，作为脱硫系统的补水。回用水泵布置在工业废水处理间。

#### （2）煤水处理系统回用水系统

煤水处理系统的回用水泵主要供给输煤栈桥冲洗、煤场喷洒水及斗轮机上水等用水。回用水泵布置在煤水处理间。

#### （3）高含盐废水回用水系统

锅炉补给水处理系统及机组排水槽排放的高含盐量废水，经升压后直接作为脱硫工艺系统补充水。

#### （4）工业冷却水排水回用

设备冷却工业用水仅温度升高，可就近回用于脱硫系统工艺用水、输煤、除灰渣等。

### 5.9.5 厂区排水系统及事故备用系统

各排水系统管网的排水能力按2×660MW机组设计。本工程厂区排水管道采用分流制，设独立的工业废水、含油废水、生活污水管网、输煤系统冲洗排水管网及雨水排水管道，煤水冲洗水为有压管道，其余排水均采用自流排水。

#### 5.9.5.1 工业废水排水系统

工业废水排水管网主要收集锅炉补给水处理系统的高悬浮物排水、厂房及各车间地面冲洗排水等区域的工业废水，通过重力排水管道汇集至综合废水处理间内的废水调节池，经水泵提升后输送至工业废水处理系统进行处理。

#### 5.9.5.2 含油废水排水系统

含油废水排水管网主要收集主厂房油箱、变压器事故放空及该区域的含油雨水，经事故油池隔油后，排至厂区工业废水排水管道，与工业废水一起处理后回用。

#### 5.9.5.3 生活污水排水系统

生活污水排水管网主要收集主厂房、生产办公楼等辅助、附属建筑物的卫生间排水。通过重力流汇集至生活污水处理站内的调节池，经提升后输送至生活污水处理系统进行处理。

#### 5.9.5.4 输煤系统冲洗排水系统

输煤建筑冲洗排水经升压后输送到煤水处理间下部的调节池，经处理后回用。

#### 5.9.5.5 雨水排水系统

主厂房、锅炉房主要建筑物内部设有雨水立管，经有组织收集后排至厂区雨水管网。主厂房区域及厂前区主要道路路面均设有雨水口，经管道收集后排入雨水管道，重力流排入厂区附近的冲沟。其他区域的雨水采用散排方式排放。厂区设置一座初期雨水调节池，容积暂定为 3500m<sup>3</sup>，将雨水收集后回用。

#### 5.9.5.6 事故备用系统

本工程设置3座酸洗废水池，总容积约为6000m<sup>3</sup>，可兼作事故水池。事故状态时，工业废水或生活污水由废水提升泵送至酸洗废水池暂存，待设备正常运行后由酸洗废水池内升压泵送回工业废水或生活污水调节池。

### 5.9.6 污废水处理系统

污废水处理系统包括生活污水处理系统、工业废水处理系统、煤水处理系统。污废水处理系统按照2×660MW机组容量设计。

#### 5.9.6.1 生活污水处理系统

本工程生活污水处理系统主要处理电厂内工作人员的生活污水。根据电厂定员因

素，本工程设置2套生活污水处理设备，每套设计处理能力为5m<sup>3</sup>/h。

生活污水处理系统采用三级生物接触氧化-沉淀-过滤工艺，处理后的清水排至工业废水处理系统，与工业废水回用水经清水回用水泵提升输送至用水点回用。

#### 5.9.6.2 工业废水处理系统

根据水量平衡并结合电厂运行期间非正常工业废水排水特点，本工程设2套工业废水处理设备，每套设计处理能力为50m<sup>3</sup>/h。

工业废水处理系统采用澄清-气浮-过滤工艺，处理后的清水重力自流至清水调节池，再由清水回用水泵提升输送至用水点回用。

#### 5.9.6.3 含煤废水处理系统

煤水处理系统用于将输煤系统各转运站、隧道及栈桥、主厂房内的煤仓层地面冲洗排水收集后的含煤废水进行处理。本工程煤水处理设置2套电絮凝-过滤处理系统，每套设计处理能力为10m<sup>3</sup>/h。

#### 5.9.7 灰场洒水防尘系统

本工程采用干除灰形式，干灰通过运灰车运至灰场。

灰场喷洒抑尘采用脱硫废水，由水罐车运送至灰场管理站蓄水池，再由洒水车进行喷洒。

灰场管理站内的相关设施包括：冲洗泵房一座、蓄水池一座、运灰车冲洗平台一座、灰水沉淀池一座和两辆洒水车，以及站区内管道系统。

### 5.10 消防系统

#### 5.10.1 消防系统设计范围

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229）等国家消防规范、标准的要求，根据保护对象不同，本工程设如下消防系统：

- 室内、外消火栓系统
- 自动水消防灭火系统
- 洁净气体灭火系统
- CO<sub>2</sub> 气体灭火系统
- 超细干粉式灭火系统
- 消防炮灭火系统
- 移动式灭火器
- 消防车/消防站



- 火灾探测及报警系统
- 本工程无油库区，不设泡沫灭火系统

### 5.10.2 水消防系统

#### 5.10.2.1 消防水量及消防水泵组

本工程采用临时高压给水系统。根据《建筑设计防火规范》（GB 50016），电厂区域同一时间内发生的火灾次数按一次设计，消防泵房设置两台50%电动驱动消防泵，一台100%柴油机驱动消防泵，并设一套消防稳压设施。单台电动消防水泵主要参数如下： $Q=280\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=115\text{m}$ ， $N=130\text{kW}$ ；柴油消防泵主要参数如下： $Q=280\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=115\text{m}$ ；稳压装置包含2台稳压泵及一个气压罐（调节容积为 $V=450\text{L}$ ），单台稳压泵主要参数如下： $Q=18\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=120\text{m}$ ， $N=11\text{kW}$ 。

#### 5.10.2.2 消防蓄水池

厂内设置两座 $11000\text{m}^3$ 的工业、生水、消防水池，可满足最大一次消防所需要的总用水量，并在水池内设有保证消防水量不被它用的保护措施。火灾后，补充水系统可在48小时之内恢复蓄水池中消防水量。

#### 5.10.2.3 室内、外消火栓系统

在煤仓层顶部设一座 $18\text{m}^3$ 的钢制高位消防水箱。

厂区消防管网成环形布置，以保证重要的建筑物可从不同方向供水。室外设地上防冻型消火栓，主厂房、办公楼、检修间及材料库、转运站等建构物室内均设有带自救水喉的消火栓。

#### 5.10.2.4 自动喷水灭火系统

在主变、厂高变、启备变、汽机房内的主油箱、密封油装置、磨煤机润滑油站、钢结构输煤栈桥、柴油发电机室及柴油消防泵的油箱等设水喷雾灭火系统。

在输煤隧道、输煤栈桥与转运站或主厂房的连接部位设置开式水幕灭火系统；在汽机房中间层油管路、燃烧器设置雨淋灭火系统。

在主厂房煤仓层、混凝土输煤栈桥、及生产办公楼设置湿式自动喷水系统。

#### 5.10.2.5 消防炮系统

封闭煤场高度较高，室内消火栓无法有效覆盖，设置电控消防炮保护。

#### 5.10.2.6 水泵接合器

在靠近主厂房、输煤栈桥、封闭煤场、消防蓄水池的埋地消防环管上，设置消防水泵接合器。水泵接合器的数量按主厂房等重要消防系统的最大消防流量计算确定。水泵

接合器的设置位置靠近被保护建构筑物的消防入户管。

#### 5.10.2.7 消防排水

室内消火栓灭火及自动水消防系统的排水排入室内地面排水系统，当通过机械排水时，排水量按 2 支消火栓流量确定。

室外消火栓灭火时，排水排入室外雨水排水系统。

变压器水喷雾灭火系统的排水，排入含油废水下水道。

### 5.10.3 气体灭火系统

#### 5.10.3.1 洁净剂气体灭火系统

本工程工程师室等经常有人值班的区域采用洁净剂气体灭火系统。灭火系统设计按房间的大小和位置采用固定式组合分配系统，灭火方式为全淹没。

气体灭火系统主要包括：储液瓶，分配阀、限流装置、管网配管系统，喷头，阀门及火灾自动报警控制设备等。

#### 5.10.3.2 低压二氧化碳气体灭火系统

每两台机设一套低压二氧化碳气体灭火系统，保护集控楼、配电间、电缆夹层等区域。该系统还包括二氧化碳汽化设备，以便对煤斗进行惰化保护。

低压二氧化碳气体（CO<sub>2</sub>）灭火系统主要包括：低压二氧化碳储罐、冷冻设备、管网配管系统、喷头、阀门及火灾自动报警控制设备等。

#### 5.10.3.3 超细干粉灭火装置

在主厂房的电缆竖井及电缆隧道内，设置悬挂式超细干粉灭火装置。

### 5.10.4 灭火器

电厂内各建构筑物及设备的灭火器材配置按《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140）及《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229）的规定进行选择 and 配置。

### 5.10.5 消防站及消防车

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229），单机容量为300MW及以上的大型火电厂应设置企业消防站。600MW机组的消防站应不少于2辆消防车，可配置一辆5吨干粉-泡沫联用消防车及一辆8m<sup>3</sup>水罐消防车。建议业主落实电厂附近是否有消防站，能满足5min之内消防车能到电厂进行灭火的要求，可由该消防站对电厂进行统一管理。

### 5.10.6 火灾探测及报警系统

本工程在各保护区范围内，设火灾探测及报警系统。

## 5.11 空冷系统

### 5.11.1 主机冷却方式选择

本工程位于严重缺水地区，不考虑采用湿冷系统。空冷系统分为直接空冷系统和间接空冷系统。直接空冷系统根据通风方式分为机械通风直接空冷系统（ACC）和自然通风直接空冷系统（NDC）。间接空冷系统根据配用的凝汽器分为表凝式间接空冷系统（ISC）和混合式间接空冷系统（IMC，海勒 Heller 系统）。鉴于混合式间接空冷系统运行业绩不多，水质控制难度高，且缺少成熟的国内配套产品，本工程不考虑此方案。ACC 系统受环境风影响大，不利风向会出现大幅热回流，高温时影响机组安全，且风机耗电量大、风机群会产生噪声污染、风机检修维护工作量大；NDC 系统初投资较高，目前仅有杨伙盘一项运行业绩。表凝式间接空冷系统受环境风影响较小，且不需要风机，没有噪声污染，本阶段暂按表凝式间接空冷系统进行设计。

本工程主机冷却采用表凝式间接空冷系统，给水系统采用汽动给水泵，其排汽排入主机的表凝式间接空冷系统，循环水系统按单元制设置。二台机组共设一座间冷塔。每台机设一座循环水泵房；每台机组设一根循环水供水母管，一根循环水回水母管。

### 5.11.2 设计参数

本工程暂用距离厂址 7.3km 的宁县气象站资料。

年平均工况设计气温:	13.5 °C
年平均工况大气压力:	879.7hPa
年平均工况相对湿度:	68%
年平均工况设计背压:	9kPa
夏季工况气温:	31°C
夏季工况大气压力:	873.6hPa
夏季工况相对湿度:	72%
夏季工况（TRL 工况）设计背压:	27kPa
设计风速:	4m/s
冷却倍率:	50
凝汽器面积:	40000m <sup>2</sup>

### 5.11.3 循环水泵

本工程每台机组的表凝式间接空冷系统配置 3×33.3% 的循环水泵，全部采用双速泵。

每台循环水泵主要参数如下： $Q \sim 5.23 \text{m}^3/\text{s}$ ， $H=24\text{m}$ ， $N=1750\text{kW}$ 。

#### 5.11.4 间冷塔

本工程二台机组一座自然通风间接空冷塔（钢塔），空冷塔主要参数如下：

空冷塔底部散热器外侧直径：186.5 米

塔支柱零米直径：176.5 米

空冷塔高：230 米

空冷塔出口直径：116 米

空冷塔进风口高度：41 米

上述配置暂按参考的主机参数进行设计，且目前尚未收集到最新的空冷气象参数，下阶段将对主机参数及空冷系统的配置进行优化设计。

#### 5.11.5 空冷散热器

本工程暂按带孔翅片板全铝制 25mm 六排管热交换器设计。热交换器管束成对组成冷却三角，并由碳钢短支腿支撑布置在自然通风冷却塔外围一周。冷却三角还安装有电动驱动的百叶窗。

本工程二机一塔方案每台机组设 12 个冷却扇段，共 224 个 35.5 米高冷却三角双层布置，空冷散热器面积 $\sim 317 \text{万 m}^2$ 。

#### 5.11.6 循环水管

每台机组设循环水供、回水母管各一根，直径为 DN3000mm，循环水回水母管从汽机房 A 排外接出经循环水泵升压后至冷却塔，循环水供水母管从冷却塔接出后至主厂房，循环水管埋地敷设，管材采用焊接钢管。

### 5.12 化学水处理系统

#### 5.12.1 水源及水质

本工程生产水源拟采用九龙川矿井水，由于矿井建成时间与本项目时间不完全匹配。在矿井未建成前，本项目过渡期用水采用宁县早胜镇污水处理站的再生水，不足部分采用新庄煤矿矿井疏干水。

根据《九龙川矿井及选煤厂（矿井部分）可行性研究报告》：“煤矿已设置一座井下排水处理站，采用“混凝、沉淀、过滤、超滤、反渗透”处理工艺，出水水质达到《地表水环境质量标准》GB3838-2002 中 III 类水标准。”从井下排水处理站的工艺来看，其产品水为反渗透产水，可直接作为本工程间冷开式循环冷水系统补充水和锅炉补给水处理系统进水。因此，电厂厂内不设置疏干水深度处理系统。

本项目过渡期用水由甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司处理后提供。根据《甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司关于甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目供水相关事项的函》，该公司可为本项目提供的水质指标如下：

序号	项目	单位	水质指标
1	pH 值（25℃）	-	7.0~8.5
2	悬浮物	mg/L	≤10
3	浊度	NTU	≤5
4	BOD <sub>5</sub>	mg/L	≤5
5	COD <sub>cr</sub>	mg/L	≤30
6	NH <sub>3</sub> -N	mg/L	≤5
7	铁	mg/L	≤0.30
8	Cl <sup>-</sup>	mg/L	≤250
10	钙硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	mg/L	≤100
11	甲基橙碱度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	mg/L	≤100
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000
13	石油类		不含油

经核，该公司承诺提供的过渡期用水水质指标可直接作为本工程间冷开式循环冷水系统补充水和锅炉补给水处理系统进水要求。因此，电厂厂内不设置再生水和疏干水处理设施。

由于上述水源均暂无水质全分析资料，建议建设单位在煤矿井下排水处理站和甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司具备外送水条件时，及时进行取样化验，取得并提供满足设计需要的水源水质全分析报告，以便校核水处理系统方案。

水质全分析资料的份数需满足《发电厂化学设计规范》(DL 5068-2014)的规定：

当采用再生水时，应取得近年全年的逐月资料，共 12 份。

当采用矿井排水时，应取得近年的逐季资料，共 4 份。

#### 5.12.2 汽水品质

本工程为高效超超临界机组，根据《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》（GB/T 12145-2016）要求，超临界火力发电机组水汽质量应达到以下标准：

表5.12-1 给水质量标准

项 目	氢电导率 (25℃)	溶解氧/(μg/L)		铁 μg/L	铜 μg/L	钠 μg/L	二氧化硅 μg/L	氯离子 μg/L	TOCi μg/L
		AVT (R)	AVT (O)						

	$\mu\text{S}/\text{cm}$								
标准值	$\leq 0.10$	$\leq 7$	$\leq 10$	$\leq 5$	$\leq 2$	$\leq 2$	$\leq 10$	$\leq 1$	$\leq 200$
期望值	$\leq 0.08$			$\leq 3$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 5$		

注：加氧处理时溶解氧指标按表 5.12-3 控制。

表5.12-2 全挥发处理给水调节指标

pH (25°C)		联胺/ ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	
有铜给水系统	无铜给水系统	AVT (R)	AVT (O)
8.8~9.3	9.2~9.6	$\leq 30$	—

表5.12-3 加氧处理给水调节指标

pH (25°C)	氢电导率(25°C)/ ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )		溶解氧/ ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )
	标准值	期望值	标准值
8.8~9.3	$\leq 0.15$	$\leq 0.10$	10~150

注：①采用中性加氧处理的机组，给水的 pH 值宜为 7.0~8.0（无铜），溶解氧宜为 50~250 $\mu\text{g}/\text{L}$ 。  
②氧含量接近下限值时，pH 值应大于 9.0。

表5.12-4 蒸汽质量标准

项目	钠 $\mu\text{g}/\text{kg}$	氢电导率(25°C) $\mu\text{S}/\text{cm}$	二氧化硅 $\mu\text{g}/\text{kg}$	铁 $\mu\text{g}/\text{kg}$	铜 $\mu\text{g}/\text{kg}$
标准值	$\leq 2$	$< 0.10$	$\leq 10$	$\leq 5$	$\leq 2$
期望值	$\leq 1$	$< 0.08$	$\leq 5$	$\leq 3$	$\leq 1$

表5.12-5 经过凝结水处理装置后的质量标准

项目	氢电导率(25°C) $\mu\text{S}/\text{cm}$	钠 $\mu\text{g}/\text{L}$	氯离子 $\mu\text{g}/\text{L}$	铁 $\mu\text{g}/\text{L}$	二氧化硅 $\mu\text{g}/\text{L}$
标准值	$< 0.10$	$\leq 2$	$\leq 1$	$\leq 5$	$\leq 10$
期望值	$< 0.08$	$\leq 1$	—	$\leq 3$	$\leq 5$

表5.12-6 补给水质量标准

项 目	二氧化硅 $\mu\text{g}/\text{L}$	除盐水箱进水电导率 (25°C) $\mu\text{S}/\text{cm}$	除盐水箱出口电导率 (25°C) $\mu\text{S}/\text{cm}$	TOCi $\mu\text{g}/\text{L}$
标准值	$\leq 10$	$\leq 0.15$	$\leq 0.40$	$\leq 200$
期望值		$\leq 0.10$		

### 5.12.3 锅炉补给水处理系统

#### 5.12.3.1 全厂汽水损失

本工程机组水汽损失见下表：

序号	项目	单位	数据	补充水质
	锅炉总蒸发量（两台机组）	t/h	$1960 \times 2 = 3920$	单台锅炉最大连续蒸发量1960t/h
1	厂内水汽循环损失（两台机组）	t/h	$5954 \times 1.5\% = 58.80$	除盐水
2	露天防护及燃油伴热（两台机组）	t/h	$4 \times 2 = 8$	除盐水
3	其他用水损失	t/h	~5	除盐水
	总计	t/h	~72	除盐水

由上述数据计算得出：全厂两台机组运行期间，正常补给水量约 72t/h。考虑到再生自用水量及水箱积累水量，锅炉补给水处理系统制水能力按 2×75t/h 设计。启动或事故时增加的供水量可由除盐水箱补给，除盐水箱总容积为 2×3000m<sup>3</sup>。

#### 5.12.3.2 锅炉补给水处理系统的确定

综合考虑到本工程的水源情况和机组汽水品质要求，锅炉补给水处理系统拟采用“全膜法”，工艺流程如下：

供水专业来加热后的生水→生水水箱→超滤给水泵→双介质过滤器→自清洗过滤器→超滤装置→超滤水箱→一级反渗透给水泵→一级反渗透保安过滤器→一级反渗透高压泵→一级反渗透装置→一级淡水箱→二级反渗透高压泵→二级反渗透装置→二级淡水箱→EDI 给水泵→EDI 保安过滤器→EDI 装置→除盐水箱→除盐水泵→主厂房热力系统

当煤矿的井下排水处理站投运后，将根据其产品水的水质情况，再确定其产品水进入本系统的接入位置。

锅炉补给水处理系统共设 4 台 DN3200 的双介质过滤器；2 套出力为 120t/h（自用水率≤10%）的超滤装置；2 套出力为 98t/h（回收率 75%）的一级反渗透装置；2 套出力为 83t/h（回收率 85%）的二级反渗透装置和 2 套出力为 75t/h（回收率 90%）的 EDI 装置。

#### 5.12.3.3 系统的联接方式及运行方式

超滤、反渗透和 EDI 单元均采用并联连接方式；当一套清洗或检修时，其余设备出

力仍可满足全厂用水要求。超滤单元内部（包括自清洗过滤器和超滤装置）、反渗透单元内部（包括精密过滤器、高压泵和反渗透装置）和 EDI 单元内部（包括 EDI 给水泵、EDI 保安过滤器和 EDI 装置）均采用串联连接方式。各设备的运行、反洗及再生等均采用程序控制，可实现一键启停，自动运行。

#### 5.12.3.4 系统布置

锅炉补给水处理车间占地约 60m×21m(长×宽)，净空约 8 米，包括过滤除盐间和毗间。过滤除盐间内布置超滤、反渗透、EDI 装置、一二级淡水箱等设备；毗间分为水泵间和加药间等。废水泵间与毗间贴建，废水泵间零米以下设 1 座 300m<sup>3</sup>的废水池。

车间室外布置生水箱、超滤水箱、除盐水箱和压缩空气贮存罐等设备。

锅炉补给水处理车间的固定端设一座化验楼，占地 36m×18.6m(长×宽)，为三层建筑物。一层布置有现场化验室、配电室、电子设备间、药品库等；二层布置有水分析室、油分析室、色谱室、仪器室等；三层布置有环保检测室、环保化验室和办公室等。

#### 5.12.3.5 化验室主要仪器设备的配置

化验室台柜采用化验室标准台柜，化验室主要仪器设备按 600MW 级超超临界机组标准设置，全厂配备有水、煤、油分析的仪器设备。

### 5.12.4 凝结水精处理系统

#### 5.12.4.1 系统的选择

本工程主机为表凝式间接空冷，每台机组设置“2×50%前置过滤器和 3×50%的高速混床”的凝结水精处理系统。

#### 5.12.4.2 再生方式

凝结水精处理高速混床采用体外再生方式，采用“高塔分离法”。体外再生设备均为低压设备。再生系统的酸碱贮存设备布置在机组排水槽上方。

#### 5.12.4.3 系统的连接及运行方式

主凝结水系统流程如下：

凝汽器热井→凝结水泵→前置过滤器 →高速混床→轴封冷却器→低压加热器→除氧器

前置过滤器采用折叠式滤元过滤器，凝结水精处理系统的投运、树脂输送、体外再生装置的树脂分离再生及树脂擦洗均采用自动程序控制。

### 5.12.5 化学加药系统

本工程主机冷却采用表凝式间接空冷，化学加药系统包括：给水、凝结水及闭式水



加氨系统；间冷循环水加缓蚀剂系统；给水、凝结水及高加疏水加氧系统。

加氨装置两台机组共用一套，包括：2 台氨溶液箱；3 台给水加氨泵，2 运 1 备；3 台凝结水加氨计量泵，2 运 1 备；2 台闭式水加氨泵，互为备用。

加缓蚀剂装置两台机组共用一套，包括：2 台缓蚀剂溶液箱；2 台间冷循环水加缓蚀剂计量泵，互为备用。

加氧装置每台机组设一套，全厂共两套，按全保护加氧进行设计。

给水及凝结水加药为程序控制自动运行，闭式水加氨和间冷循环水加缓蚀剂均为手动控制。加氧采用程序控制自动运行。

化学加药设备均布置在主厂房化学加药间内。

#### 5.12.6 汽水取样系统

本工程每台机设置一套汽水取样分析装置，全厂共两套。该装置能取代表性的水汽样品并进行自动分析，并设有人工取样点以监测汽水系统和机组的运行状况。

汽水取样分析装置布置在集控室的汽水取样间内。

#### 5.12.7 辅机循环冷却水处理系统

本工程辅机冷却为干湿联合冷却方式。辅机干冷塔湿段喷淋水加药采用投加复合稳定剂及杀菌剂的处理方式。仅设稳定剂加药设备，杀菌剂采用临时投加，不设固定的加药设施。

稳定剂加药装置设 2 台溶液箱，2 台计量泵（1 运 1 备）。稳定剂加药为手动控制。

#### 5.12.8 主机间冷循环水旁流处理系统

本工程主机采用表凝式间接空冷方式，主机凝汽器换热管材采用 TP304 不锈钢，间冷换热器材质多采用铝材，循环水管道多采用钢制，间冷循环水系统补水水源为除盐水。

根据近几年电厂运行反馈，表面式间接空冷机组循环水水质普遍不合格。主要表现在循环水管内壁的腐蚀，严重时腐蚀产物聚积在空冷散热器内壁影响机组运行背压。随着腐蚀的加剧，循环水中会出现铁、铝的腐蚀产物增多，悬浮物超标，pH 值、浊度、电导率等指标异常的情况。为保证机组正常运行，本工程两台机组设置一套主机间冷循环水处理系统，拟采用“管式过滤器+混床”工艺，工艺流程如下：

循环水管来水→管道增压泵→管式过滤器→混床→捕捉器→产水回循环水系统

系统设计出力按 100t/h 设计。过滤器滤芯采用大流量免反洗折叠滤芯；混床不设再生系统，拟采用抛弃型凝结水专用树脂。

#### 5.12.9 制氢站

本工程设置一套产氢量  $10\text{Nm}^3/\text{h}$  的中压水电解制氢装置，并配备相应的氢气干燥装置，设置 4 台  $13.9\text{m}^3$  的氢气贮存罐及 1 台  $7\text{m}^3$  压缩空气贮存罐。氢气经减压后用管道送至主厂房。

制氢装置布置在独立的建筑物内，氢气罐和压缩空气贮罐布置在室外。

制氢系统为全自动化运行，可做到无人值守。

#### 5.12.10 化学废水处理系统

为使电厂运行尽量做到节约和经济用水，本工程针对不同废水水质特点，进行分类处理。

锅炉补给水处理系统过滤器、超滤装置及凝结水系统前置过滤器反洗排水，为高悬物废水，直接排入工业废水下水道，经供水专业处理后统一综合利用。

反渗透浓水排水、化学再生废水及凝结水系统再生废水为高含盐废水，经收集后就地中和达标后送至脱硫系统综合利用。

酸洗废水由酸洗单位根据不同酸洗方案进行处理。电厂内设置容量为  $3\times 2000\text{m}^3$  的废水贮存设施。

#### 5.12.11 脱硝还原剂贮存及供应系统

本工程脱硝还原剂采用尿素，还原剂制备拟采用尿素水解法。

干尿素通过电动单轨吊人工拆包后或通过斗提机转入尿素溶解罐，在溶解罐中将尿素配制成 40%~50%重量百分比浓度的尿素溶液，并将其输送到尿素溶液储存罐，经尿素溶液给料泵送往水解反应器，由辅助蒸汽系统来的蒸汽在水解反应器内通过换热管束对尿素溶液进行加热，使尿素溶液的温度达到其水解反应温度  $130^\circ\text{C}\sim 160^\circ\text{C}$ ，尿素溶液在其反应温度下发生水解反应，生成氨气和二氧化碳。系统工艺流程如下：

袋装尿素→斗式提升机→尿素溶解罐→尿素溶液混合泵→尿素溶液储罐→尿素溶液供料泵→水解反应器→氨气→氨气空气混合器→SCR 反应器←稀释风机

本工程尿素储存及制备系统按两台机组公用设计，包括尿素储存、卸料及提升、尿素溶解罐、尿素溶液混合泵、尿素溶液储罐、尿素溶液供料泵、水解反应器等。该系统随锅炉岛整岛考虑。

#### 5.12.12 脱硫废水零排放处理系统

本工程两台机组脱硫废水排放量约为  $10\sim 15\text{t/h}$ 。脱硫废水零排放处理系统暂按“低温多效闪蒸浓缩+高温烟气干燥”计列投资。

#### 5.12.13 绝缘油净化系统

本工程设置一套出力为 12m<sup>3</sup>/h 的移动式净油装置。

#### 5.12.14 锅炉酸洗

锅炉酸洗方案推荐采用 EDTA 化学清洗。

### 5.13 仪表与控制系统、信息系统

#### 5.13.1 全厂自动化系统总体规划

本工程全厂自动化系统由智慧(能)电厂生产管理信息系统、分散控制系统（DCS）、辅助车间控制系统组成自动化网络，构建以计算机控制技术和网络技术为基础的智慧(能)电厂。并按照控制功能分散，信息集中管理的原则设计。

全厂自动化系统结构分智慧(能)电厂生产管理信息系统、生产级监控层、控制层、现场层。本工程全厂自动化系统网络规划详见《全厂自动化系统及其计算机网络系统规划图》。

#### 5.13.2 仪表与控制

##### 5.13.2.1 自动化水平

发电厂热工自动化水平是通过控制方式、热工自动化系统的配置与功能、运行组织、控制室布置及主辅设备可控性等多个方面综合体现的。本工程按智慧电厂模式建设，设置智能发电控制平台和智能管理平台，全面提高电厂的管控水平。

##### （1）单元机组

本工程单元机组拟将实现炉、机、电统一值班运行管理。单元机组设2~4名运行人员，在就地人员的巡回检查和配合下，在集中控制室内在值班人员少量干预下自动完成机组的启动、停止、正常运行的监视和调整以及异常工况的事故处理等。

自动调节系统按全程调节或程序自动投入调节系统设计。机组具备深度调峰能力，在深度调峰期间，全部设备实现全自动控制。

设计机组自启停控制系统（APS），单元机组的顺序控制按机组、功能组、功能子组及设备级设计，保护联锁逻辑能使主辅机在各种运行工况和状态下，自动完成各种事故处理。

##### （2）辅助车间

本工程辅助车间（系统）由分别设2~3名运行人员，在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在集中控制室内完成对各辅助车间工艺系统的启停、运行工况监视和调整、事故处理。辅助车间最终实现就地无人值班。

##### 5.13.2.2 控制方式及控制室

### （1）单元机组

本工程拟采用两机一控的控制方式，机组的炉、机、电及辅助车间集中设一个集中控制室，实现炉机电全能值班运行管理模式。

间冷、循环水、脱硫、脱硝SCR、除渣纳入机组DCS，在集中控制室控制。

控制系统设备采用物理分散的布置方式，远程I/O机柜、智能数据采集前端、配电柜、吹灰动力柜、给煤机控制柜等布置在工艺设备附近，减少热控电缆数量及安装材料，缩短施工周期，节约投资。

### （2）辅助车间

辅助车间拟采用全厂集中控制方式，与机组合用集中控制室。煤、灰、水设置辅助控制点，在机组调试、启动和系统事故情况下，可在各自的电子间LCD上进行监控，待机组进入正常运行阶段，再由就地电子间监控切换至远方集中控制室监控，正常情况下以在远方监控为主。

#### 5.13.2.3 仪表与控制系统的配置

##### （1）单元机组

本工程锅炉、汽机、发电机-变压器组及厂用电等的监视、控制和保护将以分散控制系统（DCS）为主，辅以少量的其它控制系统和设备完成。主要控制系统配置规划如下：

- 单元机组分散控制系统(DCS)的监控范围包括：锅炉、汽机、发电机/变压器组和厂用电系统。锅炉点火、锅炉吹灰系统、锅炉除渣系统、脱硫系统单元部分、脱硝SCR系统、旁路系统纳入机组DCS监控。两台机组的公用系统纳入公用DCS网络，如：启动电泵、厂用电公用部分、脱硫公用部分、采暖加热站、空调等系统等纳入DCS公用网络监控，可分别由各单元机组DCS操作员站进行监控，并设有两台机组的相互操作闭锁。DCS 的功能包括APS、DAS、MCS、SCS、FSSS 等；

- 汽机数字电液控制(DEH)、给水泵汽机数字电液控制(MEH)、汽机振动监视系统(TSI)、给水泵汽机振动监视系统(MTSI)、汽机紧急跳闸系统(ETS)、给水泵汽机紧急跳闸系统(METS)随设备厂成套提供。DCS与ETS、TSI的信号交换采用硬接线方式实现，DEH、ETS/MEH、METS采用与机组DCS相同的软硬件，作为DCS的一个控制站；

- 汽机旁路控制（BPS）直接纳入DCS监控；

- 汽机振动采集和故障诊断系统、锅炉炉管泄漏检测系统采用独立的监控系统，通过通讯口与生产管理信息系统进行通讯；

- 空预器间隙调整控制系统采用可编程序控制器（PLC）实现，随空预器成套提供并通过硬接线及通讯方式接入DCS监控；

- 发电机励磁调压系统（AVR）、发电机自动同期系统（ASS）、厂用电快切装置等电气设备均为专用控制设备，与DCS的重要接口信号（重要的监视、报警信号及操作指令）均采用硬接线方式实现信息交换；

- 设置少量独立于DCS的后备操作手段，当DCS故障时确保机组安全停机。

控制系统采用基于现场总线技术的分散控制系统，在主厂房工艺系统及辅助车间生产控制系统的现场设备层全面采用现场总线技术。

现场总线技术应用原则：

- a. 鉴于炉膛安全监控系统(FSSS)、汽机数字电液控制系统(DEH)、汽机本体紧急跳闸系统(ETS)、给水泵汽机电液控制系统(MEH)、给水泵汽机紧急跳闸系统(METS)对机组安全运行至关重要，回路处理速度要求高，建议还是采用成熟的常规控制系统。

- b. 旁路控制系统采用常规控制方案。

- c. 机组SOE点要求有1ms 的分辨率，建议仍采用硬接线方式接入常规DI 卡或专用SOE 卡。

- d. 用于影响机组安全运行的主机和主要辅机的保护不纳入总线控制，

- e. 用于联锁保护的气动开关阀、电磁阀不纳入现场总线。

- f. 用于重要保护连锁的开关量仪表，如压力/差压、液位、温度等过程开关不纳入现场总线系统。

- g. 电动执行机构均考虑采用具有现场总线接口的设备，重要回路的电动执行机构采用冗余接口或常规硬接线方式。

- h. 调节型气动执行机构，用于非重要回路的设备采用总线型式，用于重要回路的设备采用常规硬接线方式。

- i. 变送器均采用现场总线型智能变送器，重要系统的变送器，采用常规硬接线方式。

- j. 温度测点仍采用硬接线方式接入DCS。

- k. 380V电动机及电气开关柜控制纳入现场总线，重要对象（保安段）采用冗余接口。

- l. 10KV电动机及电气开关柜采用常规硬接线方式。

## （2） 辅助车间

辅助车间（系统）采用与主厂房相同软硬件的DCS系统，并设置一套辅助车间集中监控网络实现对各辅助车间（系统）的集中监视和控制。辅助车间除了温度测量采用常规硬接线方式外，其余的设备均采用现场总线智能设备仪表。

辅助生产系统的控制范围包括：锅炉补给水系统、除灰系统、凝结水精处理系统、汽水取样、尿素车间、制氢站、化学加药系统、机组排水槽、综合水泵房及净化站、工业废水处理系统等。在输煤电子设备间、除灰电子设备间、锅炉补给水车间等处设置就地上位机，在设备调试、网络故障等特殊情况下使用。辅助车间监控网络操作员站和就地上位机的操作相互闭锁。

启动锅炉房由于性质特殊性，控制系统采用可编程控制器（PLC），在就地监控，不纳入全厂辅助车间监控网络。

### （3） 火灾报警及空调控制系统

火灾报警系统由布置在集控室的中央监控主盘及消防联动控制盘、各探测区域的区域报警控制盘、报警触发装置（手动和自动）、声光报警装置、联动控制装置、消防广播系统等组成。

火灾报警系统监测范围包括电控楼、主厂房、输煤系统、脱硫电控楼等。  
空调控制系统采用DCS实现，纳入两机共用DCS网络监视与控制。

#### 5.13.2.4 热工试验室

本工程按照《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004-2010，配置试验室仪表设备和试验室面积。

#### 5.13.2.5 仿真系统

本工程设置1套仿真系统。

#### 5.13.2.6 编码系统

本工程采用电厂标识系统，按照《电厂标识系统编码标准》GB/T 50549-2020执行，对全厂的控制设备、仪表与控制系统进行标识编码。

### 5.13.3 闭路电视系统

为了减少电厂的巡检人员和巡检次数，提高电厂运行人员对运行设备的监视和管理水平，使运行设备的故障隐患被及早发现、排除，拟设置生产区域视频监视系统。主要监视范围：主厂房内各重要区域、集中控制室、各分散的电子设备间、无人值班辅助车间、脱硫、脱硝、输煤等处。

视频监视功能主要有：实时监视、动态存储、实时报警、历史画面回放、网络传输

等。

闭路电视系统点数分别暂按300点设计。

#### 5.13.4 门禁系统

将设立全厂门禁管理系统。门禁管理系统的应用范围包括两部分，生产区域门禁系统和非生产区域安防系统：主厂房内的重要设备区域(如电子设备间、高/低压配电间、计算机房等)、生产综合楼区域的重要房间(如：试验室、信息系统机房等)；非生产区域主要包括生产办公楼等。门禁管理系统的功能宜包括：实时监控、进出权限管理、记录、报警、消防报警联动等功能，门禁系统点数暂按150点设计。

#### 5.13.5 安防系统

按照公安部《电力设施治安风险等级和安全防范要求》，全厂设计一套安防系统，按一级防护设置，包括:视频安防、出入口控制、停车场监控系统、入侵报警系统、反无人机主动防御系统等子系统。

视频安防系统点数暂按100点，主要监视厂区道路、主要楼宇出入口、危废品车间等处。

#### 5.13.6 主要热工自动化设备选型原则

(1) 智慧（能）电厂生产管理信息系统选用在燃煤电站有成功应用业绩的产品，其数据库软件应选用性价比高的产品；

(2) DCS选用在空冷燃煤电站有成功运行业绩的产品；

(3) DEH/ETS/MEH/METS选用与机组DCS相同的软硬件。

(4) 火灾报警系统主要设备采用进口品牌产品；

(5) TSI、火检装置选用进口品牌产品；

(6) 高温高压系统的仪表阀门选用进口品牌产品；

(7) 重要的仪表及控制设备选用进口品牌产品。

#### 5.13.7 智慧电厂

##### (1) 建设原则

本工程智慧电厂的建设目标以建设高度智慧化的现代火力发电厂为主线，以大数据技术、三维可视化技术和高性能网络覆盖技术为基础，构建智能发电控制系统（ICS）和智慧管理系统（ISS），最终实现安全、可靠、绿色、经济、灵活的智慧电厂。

##### (2) 构建电厂全生命周期的数据集成平台

整合电厂设计、采购、施工调试、交付、运行等各阶段产生的数据、文件、资料等，

实现对工程的直观展示和工程资料的综合管理。建立面向全生命周期的虚拟三维数字电厂，实现信息与资产的一体化管理。全生命周期数据管理平台为数字化、智慧电厂建设提供重要的数据支撑。

### （3）构建智能发电控制系统

以智能 DCS 为核心，扩展智能优化库、开发服务器等资源，实现智能监盘、智能控制、智能运行、智能监测与诊断等。由于燃煤电厂机组对象特性复杂且需不断适应外界工况的变化，传统 DCS 控制功能已不能满足多样化生产需求，因此在智能控制优化单元中结合先进控制算法及智能控制策略、多目标优化、数据分析等技术手段，来满足对象多样化的需求。

### （4）构建智慧管理系统

研究发电企业的管理需求和解决策略，分析企业信息化管理状态及信息化建设需求，建立包含智慧决策、智慧经营、智慧办公、智慧运维、智慧安全等的管控一体化业务系统，实现对安全、运行、资产、检修、经营、成本等进行全过程精细化管理。

### （5）构建智慧基建管理系统

依托计算机技术、物联网、云计算、大数据、人工智能、VR&AR 等技术相结合，为工程项目管理提供先进技术手段，构建工地现场智能监控和管理体系，弥补传统方法在管理过程中的缺陷，围绕人机料法环，与一线生产过程相融合，对施工生产、技术等管理过程加以改造，提高工地现场的生产效率、管理效率和能力。主要包含智慧基建管理平台、智慧安防以及智慧化工器具。

### （6）信息机房建设

本工程信息机房，依据《数据中心设计规范》(GB 50174-2017)中的有关要求，机房满足数据中心设计规范 B 级，结合未来信息技术的发展趋势，建成具有标准、稳定、先进和灵活的架构，既能满足现在，又能适应未来发展的节能、环保、减排的“智慧、绿色”信息中心。

### （7）信息安全

在信息系统建设中，将通过“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”方式。强化边界防护，提高内部防护能力，保证生产控制系统及重要数据的安全，依据网络安全等级保护 2.0 二级要求建设。

## 5.14 主厂房布置

本工程根据多个 60 万等级超超临界机组成熟的设计经验、先进的布置理念和设计



思路，结合电厂实际条件，对主厂房布置进行合理优化，提出了单跨前煤仓方案。

#### 5.14.1 布置特点

主厂房布置原则如下：

- 1) 主厂房按 2×660MW 机组规划。从汽机房向锅炉房看为左扩建。
- 2) 采用单框架前煤仓方案，两炉之间布置集控楼。压缩汽机与锅炉之间距离，减少四大管道管材用量；
- 3) 根据制粉系统推荐方案，主厂房布置按中速磨方案设计。
- 4) 根据高压加热器的选型分析，采用 100%容量单列高压加热器。
- 5) 汽动给水泵及其前置泵同轴布置。按照主厂房布置方案特点，推荐方案前置泵与汽动给水泵同轴，泵组布置在汽机房运转层。
- 6) 汽轮发电机组按纵向顺列布置，汽机头部朝向固定端。汽机房运转层采用大平台布置方式。
- 7) 主厂房为钢筋混凝土结构，锅炉构架为钢结构。
- 8) 在锅炉房 K6 轴至 K7 轴之间、空预器上方布置脱硝装置。
- 9) 汽机房内设 4 台行车，用于汽轮机等设备的安装和检修。每两台机组之间布置一个 0m 检修场。
- 10) 引风机采用 2×50%电动引风机。
- 11) 除尘器前布置低温省煤器。

#### 5.14.2 主厂房主要尺寸

主厂房主要尺寸汇总表见下表：

名称	项 目	数值（单位：m）
汽 机 房	柱距	10/9/12
	档数	15
	跨度	33
	双柱间柱距	1.5
	本期总长度	234.5
	中间层标高	EL+7.8
	运转层标高	EL+15.5
	行车轨顶标高	EL+28
煤仓间	柱距	10
	档数	7

名称	项 目	数值（单位：m）
	跨度	12.5
	总长度	161.5
	运转层(给煤机)标高	EL+15.50
	皮带层标高	EL+38
锅炉部分	锅炉大板梁顶标高	EL+91
	运转层标高	EL+15.50
	除氧器层标高	EL+45.7
	炉前跨度	7.5
	锅炉宽度	53
	锅炉深度	74
炉K0柱中心线至引风机室后排柱中心线间距		135
汽机房A排柱中心线至烟囱中心线间距		235.5

### 5.14.3 汽机房布置

汽轮发电机组基座作为一个固定模块采用岛式布置，运转层标高 15.5 米。根据主要设备、管道及电气出线布置需要，汽机房运转层和零米层间设置中间层平台标高 7.8 米。

汽机房布置如下：

汽轮发电机组纵向布置，机头朝向固定端，汽机房运转层为大平台结构。考虑检修场地的需要，两台机组之间设一个零米检修场，汽机房纵向总长度 151.5 米。

汽机房分三层，即零米层，中间夹层 7.8 米，运转层 15.5 米。

0.00m 层的机头主要布置有化水专业的凝结水精处理装置、轴封冷却器；在低压缸下方布置有凝汽器、循环水管道；布置的主要管道有再热冷段管道、凝结水管道、加热器疏水管道；在机尾布置有凝结水泵、发电机密封油集装装置、发电机定子水冷却集装装置、电气 400V 配电室；机头靠 A 排侧布置有两台辅机冷却水升压泵；机尾靠 A 排侧布置有三台真空泵。8、9 柱之间作为两机检修场地。

7.8m 层主要是管道层：布置有主蒸汽管道、再热热段、抽汽管道、小机排汽管道等；布置的设备有 5 号、6 号、7 号低压加热器、主机油箱集装装置、高压旁路装置、发电机封闭母线、发电机励磁变、电气 10kV 配电室；8 号低压加热器布置在凝汽器喉部。

汽机房运转层为大平台结构，汽机机头朝向固定端。汽机房跨度 33m，汽轮发电机组中心线距 A 排 15.5m。靠 A 排侧布置有励磁小室，靠 B 排侧布置单台汽动给水泵组

及 1、2 号高压加热器。因相对于常规带除氧间汽机房加大，因此在布置以上设备后，运转层上还留有非常宽敞的安装检修空间及通道，保证安装及检修期间部件和检修设备的摆放。

#### 5.14.4 除氧器布置

除氧器布置在煤仓间 45.7m 层，降低了汽机房容积，减小了主厂房占地面积，极大地缩短了机炉间距，减少了四大管道用量。

本方案采用单排架前煤仓方案，取消除氧间，汽机房跨度 33m，汽机房长度 151.5m。

#### 5.14.5 煤仓间布置

采用前煤仓布置，跨距为 12.5m。煤仓间设 0m 层、15.50m 运转层、38.8m 皮带层、45.7m 除氧器层共四层。

#### 5.14.6 锅炉房布置

锅炉为半紧身封闭布置，锅炉钢架范围内运转层平台（15.5 米层）为钢筋混凝土板面，各层平台根据设备运行维护的需要设置。每炉设一部消防电梯，在锅炉本体主要平台层设停靠层。炉顶设轻型钢屋盖。锅炉零米布置有除渣设备、密封风机、锅炉启动疏水扩容器、启动疏水输送泵等设备。锅炉钢架内空预器后侧零米布置有送风机和一次风机。两炉外侧各布置一部 2t 的消防电梯。

#### 5.14.7 炉后布置

炉后沿烟气流向依次布置两台两室五电场低低温静电除尘器及两台引风机，最后进入布置在脱硫塔，脱硫后的烟气通过烟囱排入大气。

#### 5.14.8 检修起吊设施

本期 2×660MW 工程汽机房共设 2 台双梁桥式起重机，用于汽轮机及辅机检修用。

其它辅机及主要阀门设有电动葫芦或单轨吊。

为锅炉各层阀门及小部件的检修，炉顶设电动葫芦，每炉 1 台。

每台锅炉设一座消防电梯。

### 5.15 主要生产建筑物结构选型及地基处理

#### 5.15.1 建筑部分

##### 5.15.1.1 建筑设计原则

（1）建筑设计将根据生产流程、自然条件、建筑材料和建筑技术等因素结合工艺设计、进行合理分区，并综合解决防火、防爆、防腐、防水、防噪声、交通组织及采光通风等问题。

（2）全厂建筑尽量采用联合建筑的形式，以期减少占地。

（3）注意全厂建筑的总体规划，建筑物布置时，充分考虑天然采光，自然通风，尽量减少人工照明和机械通风，降低能耗。

（4）建筑装饰标准将在控制工程造价的基础上，做到既满足有关装修设计的标准，又充分满足业主的合理要求，使设计为生产服务。

#### 5.15.1.2 主厂房建筑设计

本工程主厂房按 2×660MW 机组规划。按汽机房、除氧间、煤仓框架、锅炉房的顺序排列。集控楼布置在两台锅炉房之间。主厂房为钢筋混凝土结构，锅炉构架为钢结构。

锅炉设紧身封闭。每台锅炉设一部载重为 1.6T 的客货两用消防电梯，可直达锅炉各主要平台层及运转层。

##### （1）交通与运输

主厂房在 B 排设三部防烟楼梯间，供运行人员从±0.00 米层到达汽机房、煤仓间各层及屋面。集控楼设有一部防烟楼梯间（另与主厂房共用一部楼梯间，兼顾主厂房和集控楼的疏散）。

汽机房和锅炉房内每台机均设有工作钢梯，供运行人员到达汽机房、锅炉房各层。每台锅炉设一部载重为 1.6T 的客货两用消防电梯，该电梯能通到锅炉本体的不同特定标高平台走道以及炉体顶部。各不同标高屋面均设有屋面检修钢梯。

每个车间必须有一个直通室外的出入口。配电间、电子设备间等均设不少于两个出入口。集中控制室设不少于两个出入口。

汽机房、煤仓间在 0 米层，设有可进出汽车的检修场地，汽机房设适当宽度的纵向通道。

##### （2）生活及卫生设施

主厂房在汽机房的 0 米层、运转层集中布置卫生间，在煤仓间皮带层设带 1 个蹲位的卫生间，卫生间要有通风设施。并在主厂房 0 米层、运转层、输煤皮带层的适当位置设洗手池，并设有地漏。卫生间采用防滑地砖面层，瓷砖墙面，铝合金板吊顶。

##### （3）通风与采光

主厂房各分区以天然采光为主，当天然采光不足时加以人工照明作为补充。汽机房 0 米层、中间层、运转层均开窗自然采光，汽机房屋顶采用采光天窗增加自然采光。

汽机房采用自然进风，自然排风的通风方式。在锅炉紧身封闭适当高度处开设通风窗，有效排除锅炉房的余热。

#### （4）防水与排水

根据《建筑与市政工程防水通用规范》（GB 55030-2022），庆阳地区工程防水使用环境为Ⅱ类。主厂房、集控楼、电气用房及其他重要的屋面均按一级防水设防，采用三道防水层，其它屋面按二级防水设防，采用两道防水层。

锅炉房、煤仓间的 0 米层和煤仓间的皮带层设水冲洗，地面设 1 道，楼面设 2 道防水层。锅炉房零米层设专用水冲洗排水沟。

所有卫生间的楼地面设防水层 2 道以防渗漏。

根据气候条件，主厂房屋面拟采用有组织重力流排水系统，无缝钢制雨水管内落内排至雨水收集系统。其它普通建筑屋面可采用有组织重力流排水系统，UPVC 雨水管内落外排至室外散水。

#### （5）防火与防爆

汽机房和锅炉房、煤仓间之间的隔墙应采用不燃烧体，其隔墙的耐火极限均不应小于 1h，其上的门均按防火规范要求设置乙级防火门。主厂房各车间隔墙上的其他门均采用乙级防火门。

集中控制室及电子设备间均采用燃烧性能为 A 级的装修材料。

配电室、空调机房、通风机室、排烟机房开向建筑内的门采用甲级防火门，电子设备间、发电机出线小室、电缆夹层开向建筑内的门为乙级防火门。蓄电池室门为向外开启的乙级防火门。

煤仓间皮带层采用耐火极限不小于 1h 的防火隔墙与其他部位隔开，隔墙上的门采用乙级防火门。

集中控制室采用耐火极限不低于 2h 和 1.5h 的防火隔墙和楼板与其他部位分隔，隔墙上的门窗采用乙级防火门。

柴油发电机房采用耐火极限不低于 2h 的防火隔墙和 1.5h 的不燃烧性楼板与其他部位分隔，门应采用甲级防火门。

主厂房楼梯、通道、出入口及防火门布置根据《建筑设计防火规范》（GB50016）、《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）、《建筑防火通用规范》（GB 55037-2022）的要求进行设计。

2 台机主厂房按一个防火分区设计。主厂房水平及垂直通道与出入口的设置，均符合防火规范要求，以保证火灾危险情况下生产运行人员的安全疏散。

主厂房最远工作地点到直通室外的安全出口或疏散楼梯的距离不应大于 75m；集中

控制楼最远工作地点到直通室外的安全出口或楼梯间的距离不应大于 50m。

主厂房至少应有 1 个能通至各层和屋面且能直接通向室外的防烟楼梯间；集中控制楼至少应设置 1 个通至各层的防烟楼梯间。

主厂房内每车间的安全出口不小于两个。车间的安全出口可利用通向相邻车间的乙级防火门作为第二安全出口。每个车间地面层至少必须有 1 个直通室外的安全出口。

集中控制室的房间疏散门不应少于 2 个，当房间位于两个安全出口之间，且建筑面积小于或等于 120 m<sup>2</sup>时可设置 1 个。

主厂房内疏散楼梯净宽不宜小于 1.1m，疏散走道的净宽不宜小于 1.4m，疏散门的净宽不宜小于 0.9m。

#### （6）主厂房建筑装饰标准

汽机房和锅炉房标高 1.2 米以下采用 300 厚蒸压加气混凝土砌块（外墙厚度需经过节能计算确定），标高 1.2 米以上采用双层工厂复合彩色带保温压型钢板。主厂房的非承重内隔墙、填充内墙采用 250 厚蒸压加气混凝土砌块。

卫生间、皮带层、皮带转运层、拉紧室 1.2 米以下、及有腐蚀介质的房间，内墙采用 240 厚非黏土烧结实心砖。

汽机房、锅炉房±0.00 米根据房间功能采用耐磨混凝土面层、细石混凝土面层等。汽机房运转层采用难燃塑胶地板；输煤皮带层采用细石混凝土面层（带防水层）；楼地面其他层（无特殊要求）采用细石混凝土面层。配电室采用地砖楼地面。楼梯平台及踏步采用地砖面层，自带防滑条。

有腐蚀性物体的房间，地面、墙裙采用耐腐蚀性材料。

集控室采用全瓷砖楼面，铝合金穿孔吸音板吊顶。电子设备间采用防静电自流平楼面。电子设备间、会议室、交接班室等房间及走道采用铝合金穿孔吸音板吊顶。卫生间采用防滑地砖和铝合金板吊顶。

所有有防火要求的内墙面均刷无机涂料，燃烧性能等级 A 级。平顶及楼梯踏步底面采用中级抹灰墙面。

盥洗、厕浴墙面做瓷砖墙裙到吊顶上 100mm。其它房间的水池周围 1200mm 范围做瓷砖墙裙高 1500mm。

外门采用保温电动折叠门和保温彩钢板门或防火门、钢门等；内门根据不同使用部位，采用防火门、木门等；本工程重要建筑物（主厂房、集控楼及厂前区附属建筑等），外窗均采用中空玻璃断桥铝合金节能窗。无特殊要求的一般性建筑采用中空玻璃塑钢

窗。开窗面积尽量满足采光要求，考虑到检修、维护的方便，原则上不开高侧窗。

#### 5.15.1.3 其它主要生产建筑

一般生产性建筑外墙采用 300 厚蒸压加气混凝土砌块（外墙厚度需经过节能计算确定），内墙采用 250（200）厚蒸压加气混凝土砌块，墙体构造措施满足《工业建筑节能设计统一标准》（GB51245-2017）的相关节能要求。外墙饰面为外墙涂料，无特殊要求的建筑采用塑钢窗（中空玻璃），门为保温彩钢板门。屋面根据不同情况采用建筑找坡或结构找坡，全厂建筑女儿墙均采用混凝土女儿墙。

#### 5.15.1.4 厂前区辅助及附属建筑

根据中华人民共和国电力行业标准《火力发电厂辅助及附属建筑物建筑面积标准》（DL/T5052-2016）及业主要求，确定辅助生产及附属生产建筑物面积如下：

5.15-1 辅助、附属建筑面积表

建筑物名称		行业标准规定建筑面积（两台机组）（m <sup>2</sup> ）	本工程拟设建筑面积（m <sup>2</sup> ）	备注
<b>行政办公楼</b>			<b>4950</b>	
其中	行政办公用房	2400	2400	
	MIS 机房	100	100	
	远动机房	50	50	
	通信机房	100	100	
	档案用房	250	250	
	监测站（环境、职业卫生、劳动检测）	400	400	
	金属试验室	300	300	
	电气试验室	450	450	
	仪表与控制试验室	400	400	
	化学实验室	500	500	
<b>宿舍楼</b>			<b>9000</b>	
其中	招待所	800	800	
	检修宿舍	1200	1200	
	周值班宿舍	可按全厂定员，每人 25 m <sup>2</sup> 计	280 人（预估） x25=7000	
<b>职工食堂</b>			<b>2050</b>	
其	食堂	750（600+150）	750（600+150）	含清真食堂 150 m <sup>2</sup>

建筑物名称		行业标准规定建筑面积（两台机组）（m <sup>2</sup> ）	本工程拟设建筑面积(m <sup>2</sup> )	备注
中	活动中心	800	800	
	简易社会服务设施	500	500	
一般材料库		2000	<b>2000</b>	
检修间		1200	<b>1200</b>	
警卫传达室		50+20	50(主大门)+20(次大门)+20(翻车机区域)= <b>90</b>	
总建筑面积			<b>19290</b>	增加 5%后: <b>20254.5</b>

注：1.按规程规定，采暖地区火力发电厂辅助及附属建筑物建筑面积可增加 5 %。

2.附属建筑物参考本表所列的面积指标，实际面积以业主最终确认的建筑设计方案为准，且不大于本表所列面积指标。

厂前区附属建筑设计应执行《公共建筑节能设计标准》GB 50189-2015，《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015-2021。建筑物外墙围护为 250 厚蒸压加气混凝土砌块，外加岩棉外保温（保温厚度需根据节能计算确定），外墙面采用真石漆，局部根据设计方案可装饰铝板或玻璃幕墙。外窗均采用断桥铝合金节能门窗（中空玻璃），外门采用铝合金门或玻璃门，内墙采用 250（200）厚蒸压加气混凝土砌块，内墙采用乳胶漆或无机涂料（A 级），卫生间及走廊采用铝合金板吊顶。

### 5.15.2 结构部分

#### 5.15.2.1 结构体系及结构选型

主厂房采用前煤仓单排框架结构，主厂房由汽机房、除氧煤仓间组成。

主厂房横向：汽机房外侧柱—汽机房屋盖—除氧煤仓间框架组成的现浇钢筋混凝土单跨框排架结构，汽机房屋架与 A、B 排柱铰接，汽机房运转层平台梁与 A、B 排柱铰接；其它混凝土梁柱之间均为刚性连接。主厂房纵向：A 列为现浇钢筋混凝土框架—钢支撑结构体系。B、C 列为现浇钢筋混凝土框架结构。

集控楼横向、纵向均为现浇钢筋混凝土框架结构。

锅炉架构采用钢结构，炉架、炉顶盖均由锅炉厂设计与供货。锅炉运转层平台楼板，采用 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土楼板组合结构(设栓钉)，设压型钢板底模，锅炉运转层范围钢梁由锅炉厂设计供货。

#### 5.15.2.2 主厂房屋面及各层楼板



汽机房屋面支承结构采用实腹钢梁及型钢檩条组成的有檩屋面系统，加设水平支撑和必要的垂直支撑；屋面板采用自保温自防水的复合压型钢板轻型屋面。

汽机房大平台采用现浇钢筋混凝土框架结构，楼板为 H 型钢梁-现浇钢筋混凝土板组合结构，局部采用钢格栅或花纹钢板，钢梁与楼板之间设剪力件。

除氧煤仓间屋面采用 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土板组合结构(设栓钉)，设压型钢板底模。

除氧煤仓间各层楼板及炉侧平台，采用 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土板组合结构(设栓钉)，设压型钢板底模，局部采用花钢板及钢格栅。

#### 5.15.2.3 吊车梁

汽机房吊车梁采用实腹式钢结构吊车梁。

#### 5.15.2.4 煤斗

煤斗采用支承式钢煤斗,锥斗部分内壁耐磨层采用 3mm 厚不锈钢板耐磨内衬或不锈钢复合钢板（Q235B+1Cr13）。

#### 5.15.2.5 汽轮发电机基座

汽轮发电机基座采用现浇钢筋混凝土框架结构+整板式基础，四周用变形缝与周围建筑分开。

#### 5.15.2.6 端墙

汽机房固定端、扩建端运转层以下采用钢筋混凝土框架结构，固定端运转层以上钢筋混凝土结构，扩建端运转层以上采用钢结构，根据计算确定是否需要设置抗风桁架。

#### 5.15.2.7 电梯井结构

电梯井为钢结构，通过水平支撑与锅炉钢架连接，以保证其侧向稳定，井道采用彩色金属压型板封闭，电梯机房采用带保温彩色金属压型板围护。电梯井基础为钢筋混凝土箱型基础。

#### 5.15.2.8 大型辅机基础

磨煤机基础、电动给水泵基础、一次风机、送风机、引风机等大型辅机基础均为大块式现浇钢筋混凝土基础。其余辅机基础均为现浇钢筋混凝土基础或素混凝土基础。汽动给水泵采用弹簧隔振基础，布置在汽机大平台上。

#### 5.15.2.9 电气建筑

330kV 屋外配电装置架构采用钢管格构柱和钢桁架横梁结构，热浸镀锌或喷锌防腐。基础形式为独立基础。

主变、厂高变、启备变等基础采用现浇钢筋混凝土结构。主变间设钢筋混凝土防火墙。母线支架采用钢结构，基础为钢筋混凝土独立基础。

继电器室采用钢筋混凝土框架结构。

#### 5.15.2.10 燃料建筑

汽车卸煤沟：地下部分采用现浇钢筋混凝土箱型结构，地上部分采用现浇钢筋混凝土框架结构。

碎煤机室、除铁室、入炉煤采样间、地上转运站、地下转运站上部结构、输煤综合楼、推煤机库、尾部驱动站等为现浇钢筋混凝土框架结构。

输煤栈桥为钢桁架、上主厂房段栈桥采用钢支撑柱，其余均为钢筋混凝土支撑柱结构，楼面采用压型钢板为底模现浇钢筋混凝土板，两侧用保温复合彩色压型钢板封闭，屋面为保温复合压型钢板。

地下输煤道现浇钢筋混凝土箱型结构。

斗轮堆取料机基础为钢筋混凝土条形基础。

圆形煤场采用钢筋混凝土结构，顶盖采用网架结构，压型钢板封闭，基础采用钢筋混凝土环形基础。

#### 5.15.2.11 除灰建构筑物

灰库为钢筋混凝土筒仓结构，基础采用整板基础。

渣仓及石子煤仓上部为钢结构，由厂家提供，基础为现浇钢筋混凝土基础。

综合管架采用钢结构。

除灰空压机房、灰库气化风机房采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

#### 5.15.2.12 化水建筑物

锅炉补给水车间、化验楼等结构采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

酸洗废水池及机组排水槽等结构的地下部分采用现浇钢筋混凝土箱型结构，地上部分采用现浇钢筋混凝土框架结构。

#### 5.15.2.13 炉后构筑物

烟囱采用两台机组配置一座双管套筒式钢筋砼烟囱方案，基础采用钢筋混凝土圆板式基础。

除尘器钢支架由厂家供货，采用现浇钢筋混凝土基础。

引风机室采用现浇钢筋混凝土结构，基础为独立基础。

#### 5.15.2.14 脱硫建（构）筑物

本工程为湿法脱硫，吸收塔采用钢结构，制造厂设计供货。脱硫工艺综合楼、氧化风机房等采用钢筋混凝土框架结构。

### 5.13.3 抗震设计原则

#### （1）地震作用与抗震措施

本工程所在地区设计基本地震加速度值为 0.10g，对应抗震设防烈度为 7 度。建筑场地类别为Ⅱ类。

按《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）中的有关规定，本电厂确定为重要电力设施，电厂中的主厂房等主要生产建筑物的抗震设计按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）中的乙类建筑的要求执行。地震作用应符合本地区抗震设防烈度的要求，按 7 度计算；抗震措施应符合本地区抗震设防烈度提高一度的要求，按 8 度采取抗震措施。其它一般及次要建（构）筑物按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）中的丙、丁类建筑抗震设防。本工程各建（构）筑物抗震设防烈度按《火力发电厂土建结构设计技术规定》（DL 5022-2012）的规定执行。

#### （2）抗震布置

平面布置中，横向抗侧力体系：A、B 排外侧柱—汽机房屋盖—大平台框架组成的现浇钢筋砼框排架结构；纵向抗侧力体系：纵向为框架—钢支撑结构体系；汽机基座采用现浇钢筋混凝土框架结构，四周设缝与汽机房大平台结构完全分开。

主厂房各层楼板、汽机房大平台楼板、炉侧平台屋面及楼板采用 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土楼板组合结构(设栓钉)，加强了楼板的刚度。汽机房屋盖采用有檩体系，并加设水平支撑和垂直支撑。汽机房屋面采用彩钢板轻型屋面，减少了屋面的地震参与质量。

上主厂房输煤栈桥与主厂房框架采用滑动连接。

### 5.15.4 地基处理及基础选型

#### 5.15.4.1 主要构建筑地基处理

厂区地基处理方案是根据岩土工程勘察报告初步确定，主厂房、锅炉房等主要建（构）筑物拟采用机械钻孔灌注桩，现浇钢筋混凝土承台，以不具湿陷性的硬塑-坚硬黄土为桩端持力层。

对于其他生产建筑、辅助生产建筑和附属建筑根据其重要性、荷载大小、结构型式及基础埋深等因素，拟灰土垫层或灰土挤密桩方案。同时对建构筑物基础需要做好防水

保护措施。

### 5.15.5 厂区主要水工建（构）筑结构设计及地基处理

#### 5.15.5.1 厂区主要水工建（构）筑结构设计

本期工程厂区主要的水工建筑物有：自然通风间冷塔、循环水泵房、干湿联合冷却塔、综合水泵房、工业废水处理间、煤水处理间、取水泵房、净化车间等。

##### （1）自然通风间冷塔

本工程采用自然通风间接空冷系统，两机一塔配置，建设一座钢结构自然通风间冷塔，塔高230米，零米X支柱轴线直径176.5米，进风口高度41.0米，出口直径116米。

钢结构冷却塔可分为两种类型：一种是直筒锥段型钢塔；另一种是双曲线型钢塔。

##### a 直筒锥段型钢塔

为直筒锥段、单层三角型网格+加强环结构体系，主要受力构件为由角钢拼焊而成的格构柱构成的大型三角构架，蒙皮结构固定于三角构架上。主要受力构件水平杆、斜向杆、加强环等均采用由角钢组焊的四肢格构式杆件。

钢塔围护体系（蒙皮）采用矩管檩条+波形铝板的型式。蒙皮与檩条之间采用不锈钢自攻螺钉连接。

##### b 双曲线型钢塔

为斜交网壳结构形式，网壳底部落地。主要受力构件为钢管+球节点。

钢结构冷却塔主体为空间网架结构，采用双曲线双向斜交钢管桁架结构体系，双层网格，塔体采用等边三角形网格组成。为了增加钢塔整体侧向刚度，沿高度布置加强环。结构采用圆管作为基本构件，节点采用相贯焊接，局部交汇较多杆件处采用焊接球节点。

考虑钢塔的检修维护，在钢塔外部设置一部从地面至塔顶沿三角单元斜杆设置的斜梯，可通往每一层，在每1-2层环向设置走道护栏，便于钢塔的防腐检修维护。

钢塔围护体系（蒙皮）采用檩条+波形铝板的型式。蒙皮与檩条之间采用不锈钢自攻螺钉连接。

c 根据上部钢结构特点和工艺要求，钢结构柱脚下设混凝土基础短柱，为增加短柱的整体性，柱间设环向联系梁。零米标高设置一层混凝土顶板，用于支撑零米层相应设备，下设环向支撑柱。

底部采用现浇钢筋混凝环形整体式筏板基础。

塔内地坪采用碎石地面，展宽平台支撑体系采用钢结构，展宽平台密封板采用镀锌花纹钢板，冷却器基础采用钢筋混凝土基础板。

自然通风间冷钢塔的地基处理拟采用直径800mm的钢筋混凝土灌注桩。

## （2）干湿联合冷却塔

本期工程设10段干湿联合冷却塔，每段尺寸为9.5m×12m，双排布置，总平面尺寸为60m×24m，上部采用现浇钢筋混凝土框架结构，外围护墙采用150mm厚现浇钢筋混凝土现浇板，采用钢筋混凝土独立柱基础。

干湿联合冷却塔的地基处理拟用直径500mm的钢筋混凝土灌注桩。

## （3）循环水泵房

本工程设2座循环水泵房，每座泵房上部结构尺寸为36m×18m×13m(高),采用钢筋混凝土柱-实腹钢梁框排架结构，柱距6m，压型钢板底模现浇混凝土屋面板，外墙均采用300厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，铝合金门窗，中级涂料墙面；泵房下部结构尺寸为66m×18m×4.5m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

循环水泵房的地基处理拟用直径500mm的钢筋混凝土灌注桩。

## （4）综合水泵房

综合水泵房轴线尺寸为40.5×9米，上部为钢筋混凝土框架结构，高8.5米；现浇钢筋混凝土屋面板，外墙均采用300厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，铝合金门窗，中级涂料墙面；下部结构尺寸为40.5m×9m×6m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

综合水泵房的地基处理拟用直径500mm的钢筋混凝土灌注桩。

## （5）工业废水处理间

本工程设1座工业废水处理间，其上部结构尺寸为36m×15m×12m(高),采用钢筋混凝土柱-实腹钢梁框排架结构，压型钢板底模现浇混凝土屋面板，外墙均采用300厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，铝合金门窗，中级涂料墙面；下部结构尺寸为36m×15m×6m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

工业废水处理间的地基处理拟用直径500mm的钢筋混凝土灌注桩。

## （6）煤水处理间

本工程设1座煤水处理间，上部结构尺寸为30m×12m×12m(高),采用钢筋混凝土框架结构，现浇屋面板，外墙均采用300厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统砖墙围护，柱距6m，断桥铝合金门窗，中级涂料墙面；泵房下部结构尺寸为30m×12m×3.5m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

## （7）工业消防水蓄水池

本工程设 4 座工业消防水蓄水池，为地下现浇钢筋混凝土箱形结构，轴线尺寸 55.8m×23.30m，总平面尺寸为 93.35m×55.8m，深 5.5m，采用大开挖施工。

蓄水池的地基处理拟用直径 500mm 的钢筋混凝土灌注桩。

#### （8）雨水调节池

雨水调节池为地下现浇钢筋混凝土箱形结构，轴线尺寸 45m×15m，深 3.5m，采用大开挖施工。

雨水调节池的地基处理拟用直径 500mm 的钢筋混凝土灌注桩。

#### （9）取水泵房

取水泵房为钢筋混凝土框架结构，轴线尺寸 9.0m×7.5m，高 7.8m；现浇屋面板，外墙均采用 300 厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统砖墙围护，柱距 4.5m，断桥铝合金门窗，中级涂料墙面；泵房下部结构尺寸为 18.0m×11.5m×5.5m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

取水泵房毗邻检修间及配电间，结构尺寸为 10.5m×7.5m×6m(高),采用钢筋混凝土框架结构，现浇屋面板，外墙均采用 300 厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统砖墙围护，柱距 5m、5.5m，断桥铝合金门窗，中级涂料墙面。

取水泵房的地基处理拟用直径 500mm 的钢筋混凝土灌注桩。

#### （10）其它水工建构筑物

所有池、井、沟为混凝土结构或钢筋混凝土结构。

### 5.15.5.2 水工构建筑地基处理

根据本工程现阶段的岩土勘察资料，对水工主要建筑(构)筑物的地基处理采用钢筋混凝土灌注桩，对一般水工建筑(构)筑物的地基处理采用灰土挤密桩或 3:7 灰土换填。

## 5.16 采暖通风空调及输煤系统除尘部分

### 5.16.1 采暖及热源

根据气象参数，本厂处于集中采暖地区，按规定设计集中采暖。

本工程主厂房（汽机房、锅炉房）、输煤系统栈桥、各转运站及厂区辅助和附属等建筑均采用热水采暖。采暖热媒温度为 供水 110℃，回水 70℃。

厂前区建筑采用热水采暖方式，供水 50℃，回水 40℃，热源接自采暖加热站。

设置厂区集中采暖加热站，作为热水采暖热源。采暖换热站为 2 套换热系统，其中一套提供 110℃/70℃ 的热水参数，热力系统由汽水换热器循环水泵、补水泵、补水箱、凝结水回水器等设备组成。另一套换热系统提供 50℃/40℃ 的热水参数，热力系统由集

成式高效智能换热机组组成。加热站蒸汽凝结水由机务专业回收利用。

### 5.16.2 主厂房采暖、通风

#### a) 主厂房采暖

（1）采暖方式采用散热器与暖风机、热风幕相结合的方案。

汽机房底层设置散热器和暖风机，夹层、运转层设置散热器。锅炉房底层设置热水散热器和热水暖风机、热水热风幕，运转层设置热水散热器。

（2）为运行管理调节方便，汽机房、锅炉房采暖采用分散的单元式小系统，即单机单炉为一个采暖系统。

#### b) 主厂房通风

##### （1）汽机房通风

夏季采用自然进风，自然排风的通风方式，即室外空气由汽机房底层、夹层以及运转层外窗进风，然后经由设在汽机房屋顶上的屋顶通风器排风。在汽机房通风不通畅及局部热点处的工作区域，考虑了局部通风措施。采用射流式风机，来改善局部地区的通风效果。

##### （2）锅炉房通风

锅炉房紧身封闭，运转层以上采用自然进风，自然排风的通风方式。即由安装在锅炉房底层的侧窗进风，然后由设在锅炉房屋顶上的屋顶通风器排风。为改善锅炉房夏季通风效果，在锅炉高度约3/4处设置高密闭排风装置，该高密闭排风装置冬季处于关闭状态，防止冬季冷风渗透。运转层以下采用锅炉房底层的建筑外窗、外门开启进行自然通风。

#### c) 主厂房电气设备间通风

主厂房电气设备间，主要包括汽机房，锅炉房及综合楼等处设置的电气设备间。

（1）主厂房电气设备间设有高压开关柜或干式变压器等散热量较大的电气设备时，室内环境设计温度不宜高于35℃。电气配电室在夏季采用风冷分体柜式空调降温；过渡季节采用百叶窗自然进风，侧墙安装的轴流风机排风。汽机房内励磁小室设备间设全年性降温通风措施，降温设备采用风冷分体柜式空调。当设有气体消防时，通风设备与消防系统设有连锁。

##### （2）蓄电池室通风

蓄电池采用免维护型，采用机械排风的负压式通风方式。平时排风量按不小于3次/h计算，事故排风量按不小于6次/h计算，通风设备均应采用防爆型，电机采用直接连接方

式，排风设备按2x100%配备。采用氢气浓度检测装置控制风机的运行，当空气中氢气浓度达到1%时，事故风机应能自动投入运行。

d) 主厂房其他房间

按现行规程、规范设置通风或空气调节装置。

e) 锅炉房负压吸尘清扫系统

根据《大中型火力发电厂设计规范》和《火力发电厂职业安全设计规程》《火力发电厂职业卫生设计规程》的要求，在锅炉房零米层、运转层，锅炉本体的检修门处及炉顶设置真空清扫系统。并兼管煤仓间不宜水冲洗部位的积尘清扫。

真空清扫系统由真空清扫装置（车），吸尘母管，干支管以及吸尘嘴等组成。

每台炉各设计一套吸尘管网，两台锅炉共用一台真空清扫（车）装置。

### 5.16.3 集中控制室及电子设备间空调

a) 设计原则

集中控制室、电子设备间按全年性空气调节系统设置，满足工艺对空气参数的要求，为了满足节约用水的要求和措施，设计屋顶风冷式恒温恒湿空调机组。

b) 空调设计方案

（1）空调系统划分

按照工艺要求，集中控制室及电子设备间空调划分控制室、电子设备间两个空调系统，两个系统独立运行。均为集中式全空气中央空调，全年运行。

（2）空调设备选择

每套系统分别采用屋顶风冷式恒温恒湿空调机组2台。其中1台运行，1台备用。机组留有消防连锁接口，并有停机信号送出。

（3）空调系统流程

空调房间回风及室外新风经处理后送入空调房间，气流组织采用上送上回系统。

（4）集中空调系统防排烟

集中空调系统采用分散排烟方式，即在集控室，电子设备间外墙上设置了排烟风机和排烟阀等排烟装置。空调系统与消防系统连锁。

### 5.16.4 生产辅助及附属建筑采暖通风与空调

厂区除主厂房、运煤系统构筑物以外的建筑，归属于生产辅助建筑与附属建筑。

a) 采暖

采暖热媒均采用热水，热源接自厂区采暖加热站。



厂区以外的灰场，取水等建筑物，经技术经济比较，采用电热器采暖。

#### b) 通风

根据有关规定，对产生余热、余湿和散发有害气体的各房间均设有机机械通风或自然通风系统。有防腐（酸气、氯气等）、防爆（油气、氢气等）的系统，通风管道考虑防腐，设备及电机防腐、防爆。

#### c) 空调

厂区有空调要求的房间，均设计有分体式柜式空调机或壁挂式空调器。

厂前区办公楼、食堂等空调采用多联机空调系统。

对于各生产辅助建筑与附属建筑的采暖通风与空调设计均按照现行的规定、规范要求进行设计。

### 5.16.5 运煤系统采暖通风除尘

#### a) 采暖

运煤系统均采用热水采暖。各转运站、输煤栈桥采用散热器采暖。

#### b) 通风

各转运站地下部分，为排除室内潮气，加强空气流通，采用自然进风，机械排风的方式，通风机均选用防腐防爆型电机。

#### c) 除尘

根据《火力发电厂职业安全设计规程》和《火力发电厂职业卫生设计规程》、《火力发电厂运煤设计技术规程》（第2部分：煤尘防治）和《工作场所有害因素职业接触限值》当煤尘含有10%以下游离二氧化硅时，工作场所空气中粉尘容许浓度为：时间加权平均容许浓度不大于 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ；排至室外的空气含尘浓度不大于 $60\text{ mg}/\text{m}^3$ 。为满足上述要求，对煤仓层原煤斗、各转运站（点）及碎煤机室等煤尘飞扬严重处，在运煤专业设有缓冲器的同时各产尘点均设有输煤综合控尘系统，本系统由以下四部分组成：

① 密闭型惯性降尘装置，采用惯性降尘原理和双层密封裙边，落煤时惯性降尘装置能沉降大部分颗粒较大的粉尘，双层密封裙边保证裙边和运煤皮带间的贴合严密，避免含尘气体从侧板处外溢。装置内设折返式挡尘帘，增加气流的流程，满足能将惯性降尘装置内含尘气流中的煤尘进行遮挡的作用，以最大限度减少煤尘的外溢。

② 微雾抑尘系统：导料槽内设喷嘴加湿含尘空气，使煤尘易于附着在煤、挡尘帘或导料槽侧壁。当附着煤尘达到一定厚度后在自重作用和振动作用下落于皮带内被运走。单个喷嘴的耗水量不宜大于 $15\text{kg}/\text{h}$ ，雾滴粒径不宜大于 $15\mu\text{m}$ 。水过滤系统和压缩空气过

滤系统按一运一备配置，交替使用。

除尘器系统:煤仓间、各转运站惯性降尘装置出口处设置烧结板除尘器。

烧结板除尘器是目前较新型的一种除尘器，采用滤芯是烧结板过滤原件，烧结板除尘器的工作原理和基本结构与布袋除尘器类似，但是由于采用了聚乙烯粉末制作的烧结板过滤元件，可以将粉尘阻挡在过滤材料的外面，形成“表面过滤”的效果，这完全不同于纤维滤料的“深层过滤”。在这一点上，只有高档的覆膜材料才能与烧结板除尘器相媲美，但是烧结板的涂层深入到基体内部，不会像覆膜滤料那样容易被磨损破坏。

综合控尘系统与运煤皮带驱动装置联锁，与运煤皮带同时启动，在运煤皮带关闭后3分钟关闭。综合控尘装置的运行信号应送至运煤控制室。综合控尘装置考虑了严格的防爆及消防措施。

#### 5.16.6 厂区采暖管网

本期采暖热网包括厂区建筑热水采暖管道。热网采用枝状管网系统。

根据本工程具体情况（总平面布置要求，热负荷分布情况及其他管道的关系等因素），厂区采暖热网管道采用架空敷设和地沟敷设，架空时与工艺专业管道共用综合管架，接入单体采暖建筑时采用不通行地沟敷设。管道补偿利用自然补偿外，设置补偿器。

### 5.17 烟气脱硫系统

#### 5.17.1 烟气脱硫工艺选择

##### （1）脱硫效率的确定

本工程 2×660MW 供热机组同步配套建设烟气脱硫装置。根据环保要求，脱硫效率 $\geq 98.8\%$ ，控制  $\text{SO}_2$  排放浓度 $\leq 35\text{mg/Nm}^3$ ；脱硫装置附带协同除尘效率 75%，控制烟尘排放浓度 $\leq 10\text{mg/Nm}^3$ ，可满足超净排放标准及排放总量要求。

##### （2）烟气脱硫工艺选择

本期工程安装两台 660MW 热电联产机组，同步配套建设烟气脱硫装置，设计煤种含硫量为 1.35%，校核煤种含硫量为 1.40%。本工程烟气脱硫属大容量机组脱硫，燃用低硫煤，烟气量大，脱硫效率要求高。考虑到电厂长期运行燃煤含硫量变化，脱硫应有一定裕度，脱硫设计含硫量按 1.5%设计。

石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺是目前世界上应用最广泛、技术最为成熟的脱硫技术。该工艺采用石灰石作为脱硫吸收剂，石灰石磨制后形成石灰石浆液，利用石灰石浆液吸收烟气中的  $\text{SO}_2$ 。该系统脱硫效率可达到 95~99%以上，是目前国内外 300MW 以上的燃煤机组中应用最为成熟的烟气脱硫工艺系统，国外已有单台 1200MW 机组的运

行业绩，国内已有单台 1000MW 机组的运行业绩，其吸收剂石灰石价廉易得及副产品石膏能够综合利用。因此从技术成熟可靠、吸收剂（石灰石）价廉易得、副产品能够综合利用等方面考虑，对于本期工程 660MW 大容量锅炉烟气脱硫，推荐采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺。

### 5.17.2 吸收剂来源及消耗量

#### （1）石灰石用量

按脱硫效率 98.8%、Ca/S=1.03 计，本工程 2×660MW 机组脱硫所需石灰石量见表 5.17-1。

表 5.17-1 石灰石耗量表

煤 质	CaCO <sub>3</sub> 含量	小时耗量 (t/h)	日耗量 (t/d)	年耗量(10 <sup>4</sup> t/a)
设计煤质 Star:1.35%	90%	19.1	382	10.5
校核煤质 Star:1.40%	90%	20.7	414	11.4

注：日利用小时数为 20 小时，年利用小时数为 5500 小时。

#### （2）石灰石来源

甘能化庆阳电厂厂址位于甘肃省宁县早胜镇。与宁县相邻的平凉市境内石灰石资源丰富，总储量约30亿吨，其中平凉崆峒万欣建材有限公司拥有三道沟石灰岩矿，该矿石资源丰富，石灰石储量达1.7亿吨，可开采40年；其品质为CaO 50.29%，MgO 1.79%，SiO<sub>2</sub> 2.5%，Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 0.34%，Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 1.5%，平凉崆峒万欣建材有限公司生产石灰石块的能力为200万吨/年，该厂距离电厂约150km。

电厂应与平凉崆峒万欣建材有限公司签订了石灰石供应协议，保证每年向电厂供应满足脱硫品质要求的粒径为20mm以下的石灰石块。石灰石块采用自卸汽车通过312国道、202省道运输直接送至厂内石灰石仓。

平凉崆峒万欣建材有限公司石灰石矿成份资料如下表：

表5.17-2 石灰石分析资料

CaCO <sub>3</sub>	MgO	SiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O+Na <sub>2</sub> O	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SO <sub>3</sub>
≥90%	≤2%	3.57%	0.36%	0.70%	1.38%	0.38%

### 5.17.3 吸收剂运输

本工程石灰石拟采用湿磨方案，外购≤20mm 石灰石块，石灰石块由自卸卡车运输至厂内（利用社会运力），卸入石灰石卸料斗内。距电厂运输距离约 150 公里。

#### 5.17.4 脱硫石膏的处理

石灰石—石膏湿法脱硫副产品为脱硫石膏，石膏利用途径很广泛，在不少领域如水泥、建材行业、建筑以及农业等广泛使用。

脱硫石膏首先立足于综合利用，以保护环境，节约土地，避免资源浪费，并可产生一定的经济效益。本工程采用干灰场，本工程脱硫石膏全部脱水后，运往综合利用用户。脱硫石膏无法综合利用时，石膏脱水后用汽车运至电厂干灰场碾压贮存。

本期工程 2×660MW 机组脱硫石膏排放量见表 5.17-3。

表 5.17-3 石膏排放量表

煤 质	小时排放量（t/h）	日排放量（t/d）	年排放量(10 <sup>4</sup> t/a)
设计煤质 Star:1.35%	35.43	708	19.5
校核煤质 Star:1.40%	38.45	769	21.1

注：日利用小时数为 20 小时，年利用小时数为 5500 小时。

#### 5.17.5 烟气脱硫工程设想

##### 5.17.5.1 设计基础参数

考虑到电厂长期运行燃煤含硫量变化及来煤灵活性，脱硫装置留有一定裕度，脱硫设计含硫量按煤质含硫量 1.5%设计。

表 5.17-4 （2×350MW 机组）

序号	项 目	单 位	脱硫设计煤质
1	FGD 入口烟气量(湿)	Nm <sup>3</sup> /h	2×2116848
2	FGD 入口烟气量(干)	Nm <sup>3</sup> /h	2×1961634
3	设计燃煤含硫量	%	1.5
4	FGD 入口 SO <sub>2</sub> 浓度(干)	mg/Nm <sup>3</sup>	2963
5	FGD 脱硫效率	%	98.8
6	FGD 入口烟气温度	℃	~95
7	烟囱出口烟气温度	℃	47~50
8	FGD 出口 SO <sub>2</sub> 浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	≤35
9	FGD出口烟尘浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	≤10
10	SO <sub>2</sub> 脱除量	t/h	2×6.2
11	耗水量（设低温省煤器）	t/h	140

### 5.17.5.2 脱硫工艺系统及设备部分

石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺由烟气系统、SO<sub>2</sub>吸收系统、石灰石浆液制备系统、石膏脱水系统、排空系统、工艺水系统、仪用压缩空气系统等组成。

#### （1）石灰石浆液制备系统

本工程湿法脱硫拟采用厂内湿磨进行石灰石浆液制备，配置溢流型湿式球磨机。

外购石灰石块粒径≤20mm，由自卸汽车运至厂内石灰石制备间并卸入进料斗，石灰石经给料机、斗提至石灰石仓。石灰石仓下设称重式皮带给料机，将石灰石均匀地供给湿式磨机。石灰石经磨机加水碾磨后流出的浆液进入浆液循环箱，由浆液循环泵送入旋流分离器，粗的返回磨机，细的进入石灰石成品浆液箱。制成的浆液浓度约为20%~30%。石灰石浆液由泵通过管道分别输送至吸收塔。

本工程两台炉公用一套石灰石浆液制备系统。系统内设置两台湿式球磨机，每台磨机的出力按两台锅炉BMCR工况燃用脱硫设计煤质时100%的浆液量设计，一运一备；磨制后的产品粒径≤43μm（325目，通过率90%）。

系统设置1座石灰石块仓，其容量按两台机组燃用脱硫设计煤质时脱硫装置3天的石灰石耗量设计。

设2座石灰石成品浆液箱，能满足本期工程两台机组燃用脱硫设计煤质时6小时的需用量，用于缓冲、贮存合格的石灰石浆液。

选用4台离心式浆液输送泵，每台炉设2台，一运一备。

#### （2）SO<sub>2</sub>吸收系统

SO<sub>2</sub>吸收系统按单元制配置，每台锅炉配一套SO<sub>2</sub>吸收系统，即一台锅炉配一套吸收塔，吸收塔拟采用逆流式喷淋单塔。

湿法脱硫吸收塔集除尘、脱硫、氧化等多项功能于一体，多层喷嘴将浆液以雾状均匀地喷射于充有烟气的塔中，烟气中的SO<sub>2</sub>在吸收塔内被浆液洗涤并与浆液中的CaCO<sub>3</sub>发生反应，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，最终生成稳定的石膏，由石膏排浆泵排出吸收塔送入石膏脱水系统。

本工程采用新型高效脱硫除尘一体化脱硫吸收塔，喷淋层下部设一层均流整流装置(如托盘装置等)，烟气经均布装置均布，改善了气液传质条件，提高吸收塔传质反应速率。除雾器采用新型高效除雾器（三级屋脊式或管束式除雾器），使排放烟气液滴含量低于20 mg/Nm<sup>3</sup>后排放。吸收塔一体化协同除尘效率达到75%以上，控制烟尘排放浓度

≤10 mg/Nm<sup>3</sup>。

吸收塔循环浆泵采用离心式防腐浆液泵，每座吸收塔配置5台，循环浆泵采用单元制，每台对应一层喷淋层，不设备用。

氧化风机采用高性能、高效率的离心式风机，每座吸收塔配置两台100%容量的氧化风机，一运一备。

每座吸收塔配置两台 100%容量的石膏排出泵，一运一备。

### （3）烟气系统

每台锅炉设一套烟气系统，本期共两套。

系统流程：锅炉引风机后的烟气经总烟道上引出，直接进入吸收塔进行脱硫净化，经吸收塔洗涤脱硫后的烟气温度约47~50℃，经吸收塔顶部除雾器除去水雾后，净烟气通过烟囱排入大气。

本工程脱硫系统取消旁路烟道及旁路挡板门，当FGD装置故障停运时，锅炉停止运行。为保护吸收塔的防腐材料，吸收塔的入口烟道设置事故喷水装置。

本工程不设旁路烟道。脱硫增压风机与引风机合并设置。

本工程不设烟气换热器（GGH）。

### （4）石膏脱水系统

从脱硫吸收塔排出的石膏浆液固体物浓度含量约为 15%-20%，石膏浆经水力旋流器浓缩后进入真空皮带脱水装置，经脱水处理后的石膏固体物表面含水率不超过 10%，脱水石膏送入石膏库中存放待运。水力旋流器分离出来的溢流液一部分经废水旋流器浓缩后排入废水处理系统，一部分返回吸收塔作为补充水。石膏脱水过程中设有石膏及滤布冲洗装置，对石膏及滤布进行冲洗，冲洗水循环使用。石膏脱水装置滤出液返回制浆系统或吸收塔。

石膏脱水系统的主要设备有旋流浓缩器、真空皮带脱水机、真空泵、皮带脱水给料箱及搅拌器、石膏洗涤泵、滤出液回收箱及泵、石膏库等。

本期两台炉公用一套石膏脱水系统。系统内设置两台真空皮带脱水机，每台脱水机的出力按两台锅炉 BMCR 工况燃用脱硫设计煤质时 100%的石膏排出量设计，一运一备。

在石膏脱水楼底层设一座石膏库，库容满足本期两台炉 48h 石膏储存量。

### （5）排空系统

在脱硫系统出现事故需要检修时，吸收塔内的吸收浆液由事故浆泵排入事故浆液箱中，并作为吸收塔重新启动时的石膏晶种。FGD 装置的浆液管道和浆液泵等，在停运时

需要进行冲洗，其冲洗水就近收集在各个区域设置的集水坑内，然后用泵送至事故浆液箱或吸收塔浆池。

本工程两台吸收塔设一座事故浆液箱、一台事故浆液返回泵。

石膏脱水区设一座集水坑，共一座。

每座吸收塔区设一座吸收塔集水坑，共两座。

#### （6）工艺水系统

工艺用水主要包括石灰石制浆系统和吸收塔的补充水、除雾器冲洗水；泵与风机等设备的冷却及密封用水，石膏冲洗以及浆液管道和设备停运时的冲洗用水等。

脱硫系统设 1 个工艺水箱，工艺水分别由工艺水泵和除雾器冲洗水泵升压后送至脱硫系统各用水点；设 2 台工艺水泵，一运一备。设 3 台除雾器冲洗水泵，两运一备。工业水主要用于石膏冲洗及真空泵密封水。

#### （7）压缩空气系统

脱硫系统仪用压缩空气用于脱硫装置所有气动操作的仪表和控制装置，压缩空气气源由电厂主机空压机站提供。

#### 5.17.5.3 脱硫装置总体布置

脱硫装置位于炉后部分，本工程脱硫增压风机与锅炉引风机合并设置，且不设置 GGH 及旁路烟道。因此，脱硫系统原烟气烟道从引风机出口烟道直接接出，吸收塔后净烟气烟道则进入烟囱直接排入大气。吸收塔、事故浆液箱为露天布置，浆液循环泵、石膏排浆泵、氧化风机则紧邻吸收塔室内布置。

石灰石制浆、石膏脱水等公用设施采用室内集中布置方式，公用设施区布置在靠近脱硫吸收区场地。

脱硫装置的总体布置见电厂总平面布置图。

#### 5.17.5.4 吸收剂制备系统

石灰石—石膏湿法脱硫石灰石浆液的制备有三种方案：直接采购石灰石粉、自建干磨石灰石粉厂、自建湿磨石灰石制浆系统。其中自建干磨石灰石粉厂又包括厂内方案和厂外方案。布置在厂内，可充分利用厂内预留场地，投资省，但对厂区环境影响较大，制粉系统和输送系统不同程度的漏出石粉，对车间和厂区环境都有一定影响。而设在厂外，对厂区环境影响较小，但需另外征地约 1500m<sup>2</sup>，还需解决水、电条件，干粉输送对环境有一定影响。厂区内现有场地和设施无法充分利用，投资增加较多。此外，湿法脱硫所需的吸收剂为石灰石浆液，而石灰石干法制粉系统是将石灰石块先烘干磨粉再加

水制浆，工艺系统重复，投资相对较高。

针对本工程实际情况，电厂石灰石年耗量大，电厂周围石灰石矿点距离较远，石灰石块来源多，价格便宜，供应灵活。综合比较后认为，直接购买石灰石粉方案制约条件较多，还有待于进一步做工作；而厂内自建湿磨方案均比购粉方案可靠、效率高、质量好。本工程石灰石—石膏湿法脱硫暂按厂内石灰石湿磨制浆方案设计。

#### 5.17.5.5 脱硫工艺用水、汽、气的原则

本工程脱硫系统的水源为厂区供水系统提供的工业水以及锅炉补给水处理系统排水、和废水处理回用水。废水处理回用水及锅炉补给水处理系统排水作为脱硫工艺用水，电厂工业水作为脱硫装置石膏冲洗及真空泵密封水。

脱硫装置的设备冷却水采用电厂主系统闭式冷却水。

脱硫系统不设独立的压缩空气系统，气源拟由主厂房空压机站统一提供。

#### 5.17.5.6 脱硫工程招标书编制原则及设备进口范围

脱硫装置采用引进国外湿法脱硫核心技术，为保证脱硫装置高的可用率，脱硫系统关键设备国外进口，其余设备国内配套。

工艺系统进口设备范围：吸收塔搅拌设备，所有接触浆液的水力旋流器组，所有接触石灰石、石膏浆液、滤液、脱硫废水的调节阀门。循环泵入口阀门，防腐原材料及镍基合金，主要测量仪表。吸收塔喷嘴（进口品牌），除雾器（进口品牌）。

### 5.18 烟气脱硝

#### 5.18.1 烟气脱硝装置工艺选择

本工程在主机招标时将要求锅炉采用低 NO<sub>x</sub> 燃烧器，使其出口 NO<sub>x</sub> 排放浓度在 BRL 及 BMCR 工况低于 185mg/Nm<sup>3</sup>，在低负荷工况下低于 200mg/Nm<sup>3</sup>。脱硝系统招标时可要求 SCR 系统入口浓度按照 200mg/Nm<sup>3</sup> 考虑。为满足环保要求，本工程同步建设 SCR 脱硝装置，脱硝效率按 90%，脱硝出口 NO<sub>x</sub> 排放浓度低于 20mg/Nm<sup>3</sup>；氨逃逸率小于 2.28mg/Nm<sup>3</sup>。

来自省煤器出口烟道的烟气在 SCR 反应器进口烟道上，通过氨喷射装置将经过空气稀释的氨气喷入炉烟中，然后从上部进入反应器，向下流动，流经填装在反应器各层托板上的催化元件模块，烟气通过这些催化元件时即产生催化反应而达到将 NO<sub>x</sub> 分解成水蒸气（H<sub>2</sub>O）和氮气（N<sub>2</sub>），达到脱硝的目的。

SCR 反应器操作温度为：280～450℃，当烟气温度过高或过低时，系统立即切断氨气供给。催化剂层数按“3+1”模式布置，还原剂采用尿素。反应器布置在锅炉钢架内省



煤器出口和空预器进口之间。当前催化剂按 90%脱硝效率供货。不设置脱硝系统烟气旁路和省煤器高温旁路。脱硝装置可用率不小于 98%，装置服务寿命为 30 年。SCR 反应器上游设置灰斗。为了保障机组全负荷脱硝，推荐采用分级省煤器布置方案。

SCR 工艺系统主要包括：SCR 反应器及催化剂、尿素溶液制备、存储系统、氨喷射系统，脱硝公用系统等。

高温段装设脱硝装置后对空预器有不利影响，为此将在锅炉招标时要求空气预热器的受热面考虑 SCR 脱硝设备的影响，采取有效措施防止腐蚀和堵灰；并要求空预器的结构与性能应满足锅炉带 SCR 脱硝装置运行的要求。

#### 5.18.2 还原剂来源及运输

SCR 脱硝还原剂制备方案中，有液氨、氨水和尿素三种方案，其中氨水方案，由于耗能过高（运输、储存、蒸发各环节），国内尚无应用业绩，本工程不予考虑。液氨蒸发方案系统简单成熟、造价低，但氨为危险性物品，存在爆炸的可能性，目前国家文件不推荐采用（国家能源局【2019】132 号文关于《切实加强电力行业危险化学品安全综合治理工作的紧急通知》）。尿素热解或水解制氨由于采用原料为尿素，不存在爆炸危险、毒性危害、重大危险源等因素，安全距离也大大降低。

烟气脱硝还原剂暂按尿素水解制氨方案设计，采用公路运输考虑。

#### 5.18.3 还原剂消耗量

2 台机组尿素消耗量见下表：

尿素耗量表

机组	小时尿素耗量(t/h)	日尿素耗量(t/d)	年尿素耗量(t/a)
1×660MW	0.259	5.186	1426.15
2×660MW	0.518	1.037	2852.30

注：日利用小时按 20h，锅炉年利用小时按 5500h。

#### 5.18.4 还原剂储存制备系统

本期工程脱硝装置用的反应剂为尿素，其品质符合 GB2440-2017 的要求。尿素溶液由尿素站制备而得，2 台锅炉的脱硝装置共用一个尿素储存以及制备站。

#### 5.18.5 废水处理部分

本工程设有废水池用于收集氨气稀释罐排出的含氨废水、紧急水喷淋装置的喷淋水和安全淋浴器的排水，然后用水泵送至工业废水处理系统。

#### 5.18.6 烟气脱硝热工自动化部分

脱硝系统纳入机组 DCS 控制，脱硝还原剂制备纳入辅助车间 DCS 控制。

## 6 环境及生态保护与水土保持

### 6.1 自然环境和社会环境概况

#### 6.1.1 项目区自然环境概况

##### 1) 地理位置

本工程初选厂址和灰场均位于甘肃省庆阳市宁县。经初步调查，本工程厂址不涉及饮用水水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

##### 2) 地形地貌

厂址所在区域属陇东黄土高原的东南部，地貌主要由黄土塬、河谷阶地和低山丘陵组成。全区地势东高西低，北高南低，海拔 920m~1300m，全区相对高差 380m，最低侵蚀基准面位于白马庙附近的马莲河沟谷，海拔 920m。黄土塬及河谷阶地地形平坦开阔，塬面高程由北而南及由东向西从 1300m 逐渐降低到 1180m。纵横交错的黄土冲沟将黄土塬切割得较破碎，冲沟窄小，沟深坡陡，地形条件复杂。

##### 3) 水系

厂址位于子午岭之西，地表水均属泾河水系，发育有马莲河、九龙河、城北河等主要常年性河流，其中马莲河是泾河一级支流，九龙川和城北河是马莲河的一级支流，泾河的二级支流。九龙川和城北河在宁县城附近汇入马莲河；马莲河在矿区西南方向的亭口镇汇入泾河。

马莲河是区域范围内较大的一条河流，发源于宁夏麻黄山，于环县北甜水井处流入庆阳市辖区内，沿北向流经环县的洪德镇、环县县城、庆城、西峰、宁县县城至正宁县境的西南角车家沟流出汇入泾河，在庆阳市区内流长 366km，流域面积 19080km<sup>2</sup>，整体流向北西~南东向。经洪德水文站实测资料，年均径流量 8385×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a。

##### 4) 气候特征

宁县深居内陆属温带季风气候区。冬季漫长寒冷，雨雪少；春季转瞬即逝，冷暖变化大；夏季短促，气温高，降水集中；秋季降温快，初霜也来得早。气候干燥，气温日较差大，光照充足，太阳辐射强。降水各季分配不匀，降水较多主要集中在 6~9 月。

根据宁县气象站多年资料统计，多年平均风速为 1.9m/s，多年平均气温 8.9℃。

##### 5) 土壤

宁县分布的土壤主要有黑垆土、灰垆土以及黄绵土、淤土和黄壤土。黑垆土覆盖层厚、透水透气，耕性良好，保水保肥，潜在养分高，是区内主要农业土壤。灰垆土属于黄绵土亚类黄壤土土属，主要分布在山坡、梁峁丘陵、沟谷坡地的中下部，土壤质地偏

粘，有机质质量较高，自然肥力较高。

## 6) 植被

宁县地处暖温带阔叶林地带，主要植物类型有阔叶落叶灌丛和草本植被。总体上区内植被稀疏，郁闭较差，覆盖率低。植物区划属于泛北极植物区，华北地区的黄土高原亚地区，在组成植被的植物成分中，以华北成分占绝对优势。该区植物包括：农作物主要有小麦、玉米、豌豆、扁豆、黄豆、高粱、糜子、谷子、荞麦等；经济林树种有苹果、桃树、李子树、杏树、梨树等；药材主要有甘草、冬花、地骨皮、艾叶、秦艽、地黄、天仙子等；乔木主要有白杨树、核桃、柳树、榆树、椿树、槐柏树、松树、桐树；灌木主要有黄蔷薇、狼牙刺、山桃、野山楂、锦鸡儿等。

## 7) 动物

宁县的动物主要有小型哺乳动物如花鼠、刺猬、中华鼯鼠、达乌尔鼠兔、达乌尔黄鼠、褐家鼠、小家鼠、蝙蝠、旱獭、黄鼬、蒙古兔、五趾跳鼠等，爬行动物如黑脊蛇、枕纹锦蛇、乌梢蛇、黄脊蛇等，两栖类动物如花背蟾蜍、青蛙等，鸟类如雉鸡、石鸡、啄木鸟、麻雀、燕子、鸽子、小杜鹃、戴胜、斑鸡、鸿雁、红嘴山鸡、凤头百灵、云雀等。

## 6.1.2 厂址地区环境现状

### (1) 环境空气质量现状

根据庆阳市生态环境局发布的《2022 年环境质量公报》，项目区环境空气质量如下：

表 6.1-1 2022 年宁县空气质量状况统计表

县区名称	PM <sub>10</sub> 均值(微克/立方米)	PM <sub>2.5</sub> 均值(微克/立方米)	SO <sub>2</sub> 均值(微克/立方米)	NO <sub>2</sub> 均值(微克/立方米)	CO 第 95 百分位浓度(毫克/立方米)	O <sub>3</sub> 第 90 百分位浓度(微克/立方米)	备注
宁县	53	23	9	14	0.8	122	
《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准	70	35	60	40	4	160	

宁县环境空气基本污染物均达标，因此宁县为环境空气质量达标区域。

### (2) 水环境质量现状

马莲河是贯通庆阳市南北的第一大河流，发源于宁夏麻黄山。于环县北甜水堡处流

入庆阳市，流经洪德、环县、庆城、西峰、长庆桥等城镇，于车家沟处流出区外，全长 366km，流域面积 19080km<sup>2</sup>。根据马莲河控制站雨落坪水文站 50 年实测资料分析，多年平均流量 12.8m<sup>3</sup>/s，年平均径流量为 4.05×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a，月平均最小流量为 1.17m<sup>3</sup>/s，含沙量平均 249kg/m<sup>3</sup>。石油部门在马莲河上游流域进行了长时间、高密度的石油开采，环保部门 20 多年的监测资料显示，马莲河干流水质长期呈劣五类，主要污染物指标为 COD、BOD、氨氮、石油类。

### （3）声环境质量现状

项目所在区域为农村，无明显噪声源，声环境质量较好。

### （4）水土流失及水土保持现状

宁县位于甘肃省东南部，该区梁峁起伏，沟壑纵横，林草覆盖度低，生态环境脆弱，是黄河流域的泾河水系水土流失严重的地区，为国家公告的水土流失重点治理区。土壤侵蚀以水力侵蚀为主，侵蚀属强度侵蚀区，平均土壤侵蚀模数 5500t/km<sup>2</sup>·a，土壤容许流失量 1000t/km<sup>2</sup>·a。

## 6.1.3 社会环境概况

宁县扼甘、陕、宁三省之要冲，辖 8 镇 10 乡，总人口 53 万，其中农业人口 49 万。宁县是汉民族聚居的地区，兄弟民族及其人口均很少，全县有汉族、回族、满族等。素有“陇东粮仓”之称 盛产小麦、玉米、油料、黄豆、小米等，尤以特色小杂粮久负盛名。同时也是是甘肃优质农畜产品生产基地，出产早胜曹杏、九龙金枣、黄甘桃、红富士苹果等，其他特色经济农产品有黄花菜、薄皮绵核桃、早胜牛、各种中药材、羊肚菌、黑木耳等。工业以石化、食品、建材、医药为主，石油、煤炭等矿产资源丰富。目前国家已开始陇东大型能源化工基地的建设，以促进区域经济快速发展。

## 6.1.4 设计采用的环境保护标准

### 6.1.4.1 排放标准

（1）《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）及原环境保护部发改委能源局环发[2015]164 号文《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》；

（2）《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控浓度限值；

（3）《污水综合排放标准》（GB8978-1996）第二时间段一级标准；

（4）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准；

（5）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中“II 类

场”标准。

#### 6.1.4.2 环境质量标准

- (1) 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；
- (2) 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；
- (3) 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；
- (4) 《声环境质量标准》（GB3096-2008）中“3类”标准。

### 6.2 大气污染防治

#### 6.2.1 污染物排放情况及环境影响预测

按照《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)及原环境保护部发改委能源局环发【2015】164号文《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》，超低排放要求为烟气污染物排放标准执行在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 mg/m<sup>3</sup>。

本工程大气污染物排放情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 本工程 2×660MW 机组大气污染物排放情况

项 目		单 位	设计煤种	校核煤种 1	备注
SO <sub>2</sub>	排放量	单台 kg/h	69.6	75.5	脱硫效率按 98.8%
		t/a	765	831	
	排放浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	30.7	33.0	
	排放标准	mg/Nm <sup>3</sup>	≤35	≤35	
NO <sub>x</sub>	排放量	单台 kg/h	45.4	45.8	同步建设 SCR 脱硝效率 90%
		t/a	499	504	
	排放浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	20	20	
	排放标准	mg/Nm <sup>3</sup>	≤50	≤50	
烟尘	排放量	单台 kg/h	17.0	17.2	除尘器按 99.8%，湿法脱硫除尘效率按 75%
		t/a	186	189	
	排放浓度	mg/Nm <sup>3</sup>	7.5	7.5	
	排放标准	mg/Nm <sup>3</sup>	≤10	≤10	
备注	1、实际排放浓度为换算到α=1.4 时的值；2、年利用小时数按 5500h 计。				

由表 6.2-1 可看出，采取各项污染防治措施后，本工程 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 及烟尘排放浓度可满足限值要求。同时，在脱硫除尘的协同脱汞作用下，汞排放可以满足相应标准要求。

### 6.2.2 大气污染防治

（1）采用低氮燃烧技术，同步建设 SCR 烟气脱硝装置，脱硝效率暂按 90%考虑，控制出口  $\text{NO}_x$  排放浓度低于  $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。脱硝还原剂拟采用尿素。稳燃负荷以上时实现全负荷脱硝。

（2）同步建设石灰石—石膏湿式烟气脱硫装置，脱硫系统不设置 GGH，不设脱硫旁路烟道，脱硫效率不低于 98.8%，控制出口  $\text{SO}_2$  排放浓度低于  $35\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（3）采用设计除尘效率为 99.8%的高效除尘器，考虑湿法脱硫系统附带 75%的除尘效率，控制出口烟尘排放浓度低于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（4）采用 210 米高的烟囱，以利于污染物的扩散，降低其地面浓度。

（5）根据《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820-2017)，需安装连续自动监测装置监测烟尘、二氧化硫及氮氧化物的排放情况，同时对于汞及其化合物、氨及林格曼黑度可采用手工监测，每季度监测一次。

## 6.3 生活污水和工业废水处理

### 6.3.1 污染物排放情况

厂区排水系统采用分流制，设有生活污水排水系统，工业污水排水系统，雨水排水系统，化水废水处理系统及输煤冲洗水排水系统。

本工程厂区产生的各项工业废水及生活污水分别经处理后全部回收利用，正常工况下无废污水排放，对周围水环境无影响。

当本工程废污水处理系统事故时，本工程污废水收集到酸洗废水池存放。

待污水处理系统维修正常后再进入污水处理设施处理，不外排，对地表水环境无影响。

### 6.3.2 生活污水和工业废水处理措施

#### (1) 生活污水处理

生活污水处理系统采用地埋式生活污水处理设备，其工艺为二级生物接触氧化法，该工艺过程是在池内设置填料，经过充氧的污水以一定的流速流过填料，使填料上长满生物膜，污水和生物膜相接触，在生物膜上生物的作用下污水得到净化，污水经处理后回用，不外排。

#### (2) 工业废水处理

辅机冷却系统排污水：除含盐量较高外，不含其它有害成份，回收用于脱硫系统、

除灰渣系统、输煤栈桥冲洗等。

本工程锅炉补给水处理系统排水、地面冲洗排水、含油污水等工业废水通过工业废水管网全部排至工业废水集中处理站，经处理达标后回用。工业废水由工业废水泵提升，经加药、混凝、沉淀后，送入悬浮物处理装置，悬浮物去除后，再送入气浮池。气浮池处理后的工业废水经滤池过滤，使其水质满足回用水的水质要求。

输煤系统的冲洗排水经收集后，汇集到煤水处理间沉淀池内，然后经煤水提升泵升压后送到煤水处理设备处理进行处理，含煤废水经过澄清，过滤处理后，进入煤水处理间清水池内，清水池内的清水经升压后再作为输煤系统的冲洗用水等回用。

本工程拟在脱硫岛内设独立的脱硫废水处理设施。脱硫废水经管道送至脱硫废水中和箱，加注石灰乳将废水的 pH 调至 9~10，进入沉降箱，在箱中加注有机硫或  $\text{Na}_2\text{S}$  使离子态的重金属与硫化物进行化学反应生成细小的络合物，然后进入凝聚箱；在凝聚箱中加入混凝剂，在凝聚箱出口加入助凝剂，最后进入一体化澄清器；在澄清器中，絮凝体靠重力与水分离，籍此除去重金属及有害物质。澄清水由一体化澄清器的溢流口流至清水箱。在清水箱中加硫酸调其 pH 值至 6~9 之后，作为灰场喷洒用水。

空预器冲洗废水、锅炉酸洗废水等非经常性排水排入酸洗废水贮存池，经中和、氧化处理达标后回收利用。

### (3) 非正常工况排水

本工程事故工况下，电厂废污水排入酸洗废水池暂存，不外排。

### (4) 厂区地下水污染控制措施

本工程为避免厂区地下水污染，对厂区工业废水池、生活废水池、酸碱废水池、机组排水槽、脱硫相关废水池（如：脱硫浆液池、脱硫浆液收集箱）等进行防渗处理，设置防渗层。

## 6.4 固体废物处理

### 6.4.1 污染物排放情况

本工程固体废物立足于全部综合利用，综合利用不均衡时，灰渣、脱硫石膏用自卸汽车运至灰场分隔碾压存放。废旧催化剂、废机油、废电池等危险废物放置在危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

本工程含煤废水产生的煤泥返回至煤场；工业废水处理产生的固体废物运至灰场指定区域储存；脱硫废水处理中产生的污泥应进行危险废物鉴定，若属危险废物，应联系交由有资质单位处置处理。如非危险废物，可运至灰场并分开贮存。



本工程拟采用灰渣分除系统，干灰干排，粗、细灰分排，为灰渣综合利用创造了有利条件。

#### 6.4.2 固体废物处理措施

本工程拟采用灰渣分除系统，干灰干排，粗、细灰分排，为灰渣综合利用创造了有利条件。

本工程排放的固体废物包括灰渣和脱硫石膏，固体废物首先考虑综合利用，综合利用剩余的灰渣、脱硫石膏用自卸汽车运至灰场分隔堆放。

本工程设“危废暂存间”，用于存放包括废旧催化剂、废机油、废电池等。“危废暂存间”设计满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）相关要求。

### 6.5 噪声污染防治

#### （1）噪声影响分析

电厂正常运行时，厂界噪声主要受主厂房的影响，并以主厂房为中心向四周辐射，即主厂房内的锅炉、汽轮发电机组、送风机、引风机等为本项目主要噪声源。

电厂正常运行时，预计厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。在此范围外，电厂运行产生的噪声已衰减至较低水平，故电厂运行对厂界周围声环境影响很小。

#### （2）噪声污染防治措施

对噪声的防治首先从声源上进行控制，其次从传播途径上进行控制。在厂区总平面布置中统筹规划，合理布局，强噪声源集中布置在远离人群的地方。确保厂界达标。

1) 对声源进行控制，是降低电厂噪声最有效的方法。在设备选型中，同类设备中选择噪声较低的设备，在签订设备供货技术协议时，向制造厂提出设备噪声限值，并作为设备考核的一项重要因素。一般主机设备噪声不得超过90dB(A)，辅机设备噪声不得超过85dB(A)，否则要采取相应的降噪措施。

2) 在锅炉排汽口安装高效排汽消声器，将排汽噪声控制在110dB(A)以下。另外，电厂运行中加强管理，尽可能减少锅炉排汽次数，在不得不排汽时要尽量避免夜间排汽，以减少排汽噪声对周围环境影响。

3) 在送风机吸风口处安装消声器，以减少空气动力性噪声。

4) 空压机设密闭厂房。空压机入口单设消声器，以减少空压机房噪声对外界的干扰。

5) 烟道设计时，合理布置，流道顺畅，以减少空气动力噪声。管道设计中考虑防

振措施。合理选择各支吊架型式，布置合理、降低气流和振动噪声。

6) 厂区总平面布置中做到统筹规划，合理布局。声源设备及车间集中布置，并尽量远离对噪声敏感的区域。

## 6.6 输煤扬尘防治

在各转运站、煤仓层等建筑物内的落料点均设有除尘设备，在带式输送机导料槽出口设有喷水抑尘装置，防止煤尘飞扬。

在各落料点均设有导流缓冲锁气器，以减轻煤对胶带的冲击，防止胶带跑偏和撒煤，防止煤尘飞扬。

输煤系统中的各转运站、主厂房煤仓层、碎煤机室及栈桥均设有水冲洗设施，采用水力清扫。

## 6.7 环境监测

本工程设置锅炉烟气污染物自动监测装置，并同地方环境保护主管部门联网。本工程新建环境监测站。负责查清本单位的污染源、污染物指标及潜在的环境影响，制定监测方案，设置和维护监测设施，按照监测方案开展自行监测，做好质量保证和质量控制，记录和保存监测数据，依法向社会公开监测结果。

在项目建成投入生产或使用并产生实际排污行为之前申请领取排污许可证。

## 6.8 水土保持措施

(1) 电厂厂区施工中应采取挖填结合的方式，充分利用建构筑物基槽的余土；充分利用场地坡度，挖填结合，减少弃土弃渣量；

(2) 本工程设独立的雨水排水管网，收集本工程雨水，排至厂外排洪沟内；

(3) 厂区地面硬化；

(4) 在厂区的裸露地、闲置地等进行绿化美化，改善厂区的生态环境；

(5) 施工区临时堆土场、建筑材料堆放场采取围护、覆盖措施；施工区设临时排水沟以及沉沙池等防护措施；

(6) 厂外道路、管线施工尽量减少扰动面积、采取路面硬化及路面排水等工程措施和植物措施；

(7) 当工程结束后，对电厂施工区、厂外管线占地立即进行土地整治，并恢复植被。建筑垃圾及时运往灰场堆存。灰场贮存灰渣、脱硫石膏等达到设计标高，进行覆土并恢复植被。

电厂水保措施发挥效益后，项目区的水土流失将得到有效控制，运行期内电厂每年还需

投入一定的人力、物力和财力，对各项水土保持措施实施有效管理和维护，使各项水土保持措施能够达到预期的治理目标。

## 6.9 小结

根据本工程污染排放及治理情况，结合建厂地区环境状况，初步分析，采取各项有效的污染治理措施后，本工程的建设对周围环境的影响可控制在国家标准允许的范围内。从环保角度来看，本工程的建设是可行的。

## 7 劳动安全与职业卫生

### 7.1 厂址周边危险因素和自然灾害

厂址位于庆阳市宁县，初步判断厂址区无环境敏感区。

### 7.2 生产过程可能产生的危害因素

电厂的生产工艺过程复杂，设备运行工况恶劣，设备大型化且因高转速及高温高压介质而蕴含高能量，能量一旦意外释放就会酿成事故。电力工业涉及的生产设备设施众多，结构复杂庞大，技术密集，控制保护系统高度自动化；使用大量的高压高热蒸汽；有许多高温高压设备；电气设备常有火花、电弧和表面高温存在，因此电力生产过程中存在的主要危险有害因素有火灾爆炸、电气伤害、机械伤害、高处坠落以及毒物、噪声、烫伤、高低温等。

电厂生产过程中主要使用的有毒、有害原料有：盐酸、碱、氨（化学水处理用）、六氟化硫（高压断路器用）等。产生的有害气体有酸气（如盐酸气体、蓄电池室的酸气）、氨气等。

电厂生产过程中产生高温、高压的部位有锅炉、汽轮机、启动锅炉、除氧器蒸汽管道等。

电厂的主要噪声源为各类风机、泵等运行时产生机械性噪声；蒸汽系统中蒸汽在管道中流动、加热、加压、排放等过程都将产生流体动力性噪声；电气系统的电磁噪声等。

### 7.3 劳动安全与职业卫生防护措施

#### 7.3.1 防火防爆措施

本项目主厂房、辅助附属建筑和易燃易爆的危险场所以及地下建筑的防火分区、防火隔离、防火间距、安全疏散和消防通道等，均按《建筑设计防火规范》《火力发电厂与变电站设计防火标准》等有关规定的要求设计。

有爆炸危险的设备及有关电气设施、工艺系统和厂房的工艺设计及土建设计按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。防爆设计符合《建筑设计防火规范》《爆炸危险环境电力装置设计规范》《电力工程电缆设计规范》《钢制压力容器》及其他有关标准、规范的规定。

（1）厂区总平面布置按分区功能布置，满足各建筑物、构筑物之间的最小防火间距及安全出口、安全通道、电缆防火等要求。

（2）主厂房室内外设消火栓消防系统，主变压器设水喷雾消防系统和防火隔墙，

分区设置自动灭火报警系统。

（3）在主厂房及其它易燃易爆场所选用阻燃电缆，并采取防火隔墙、防火门、防火封堵等有效阻燃的防火措施。

（4）对有爆炸危险的设备和工艺系统及其电气设施、建筑结构等，将按爆炸因子的不同类型采取相应的防爆措施。

电厂发生的人身事故中，有相当一部分属于机械伤害，而其中大部分发生在检修作业中。因此，在运行、检修过程中应加强安全观念，严格遵守安全操作规程。在设计中设置的防护措施主要有：

所有回转机械外露部分均设计有防护罩和护栏。

所有设检修起吊设施的地方，设计时均留有足够的检修场地、起吊距离，防止发生起重伤害。

高空作业，必须备有可靠的安全围护栏、安全带和安全帽。

阀门、孔板、防爆门等有维护、操作部位及高温管道蠕胀监察段等处设置检修平台。

为防止高空坠落，平台及扶梯应按国家标准均设置可靠的防护栏杆保证运行人员行走安全。

主厂房、生产建筑及厂内道路等需设计必要和足够的照明。

厂区内暗井、沟道需设计有安全的盖板。

厂内所有钢平台及钢楼板均采用花纹钢板或栅格板，以防工作人员滑倒。

### 7.3.2 电气安全保护措施

#### 1) 防电伤

电厂内有各种大量高、低压电气设备，为保护设备和运行、检修人员的安全，本项目在设计中采取以下措施：

过电保护和接地按《电力设备过电压保护设计技术规程》SDJ7 及《电力设备接地设计技术规程》SDJ8 的要求进行；如电厂内重要的建（构）筑物及电气设备防雷接地等。

电气设备的选用和设计应符合《电气设备安全设计导则》等有关规程、规定、导则，电气设备带电裸露部分与人行通道、栏杆、管道等最小安全距离。

照明系统的设计按现行的《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》执行，防爆区的照明设施需要有防爆措施。

#### 2) 电气设备触电保护

为确保电气设备以及运行、维护、检修人员的人身安全，电气设备的选用和设计应符合现行国家标准《电气设备安全设计导则》(GBT25295-2010)等有关规程、规定、导则。

电气设备的触电保护可分为直接接触保护和间接接触保护。其中直接接触的保护除要求电气设备的制造厂商确保电气设备本身的制造符合上述导则及有关规程、规定外，前能源部还曾与前机电部共同制定了一些切实可行的安全措施。二部规定中压开关柜必须具备五防功能：即防带电误拉刀闸和带电误入间隔等。中压开关柜实现了五防后，将杜绝电厂运行、检修、维护人员的人身安全事故。

为确保运行、维护、检修人员的人身安全，在机组投产后电厂将按《电业安全规程》制定一整套运行、检修规程。火力发电厂严格执行“两票工作制，即工作票，操作票合格率达到 100%”，实践证明电厂中因严格执行两票工作制基本上杜绝了电气设备操作过程中的安全事故，经验还表明电气运行操作中的事故大都是由于未严格执行两票制而产生的。

上述细则还要求“杜绝严重误操作事故（带负荷拉刀闸，带地线合闸，有电挂接地线，误入带电间隔）”等违章的人为事故。

同时，在照明设计中要使“工作场所照明和事故照明符合规程要求安全可靠”。如果照明设计中的照度标准低于有关规定，则在运行中不利于运行、维护、检修人员的安全，易发生各种不同程度的事故，特别是夜间发生事故，工作照明失电，抢修人员就依靠事故照明进出工作场所，如事故照明照度不符合标准就易发生安全事故，为此本工程将严格按照以上文件的精神，按照工作场所的照明和事故照明标准，做好照明设计，杜绝因照明照度设计不符合标准而造成的各种事故。

为确保人身安全，本工程按《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》中有关条文的要求，在向插座供电的电源回路中装设漏电保护。在检修网络中，在每个检修电源开关上加装漏电保护。

### 7.3.3 防毒、防化学伤害和防腐

对贮存和产生有害气体或腐蚀性介质等场所及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，设置有相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施，并符合《工业企业设计卫生标准》（GBZ 1-2010）等有关标准、规范的规定。

（1）按照《工作场所有害因素职业接触限值：化学有害因素》（GBZ 2.1—2019）的有关规定，控制电厂各车间内有害物质的浓度。

（2）在产生有害气体的场所，如锅炉补给水处理室、酸碱库、加药间、加氯间、化验室、油处理室、蓄电池室等，设置通排风装置、专用通风柜等相应的安全保护设施。

#### 7.3.4 安全培训与规程制定

（1）在机组试运行之前，须确定正式的培训计划，保证运行人员能安全、有效地操作设备正常运行。

（2）培训一支能安全和正确检修设备的人员队伍，制定一个包括日常技术和特殊技术的维修规程，各种可能的安全因素均应包括在内。

（3）规程必须符合安全要求和制造商的建议。

#### 7.3.5 劳动安全监测站与安全教室

本工程设立劳动安全监测站和安全教室。

#### 7.3.6 噪声防治措施

噪声防治是保护环境和职工劳动保护及职业卫生的重要组成部分。本项目噪声的防治采用综合治理的方式：首先声源上加以控制，对于从声源上无法根治的生产噪声，则采取行之有效的隔声、消声、吸音及防振等措施，工作场所的噪声及值班人员的工作环境应控制在表9.4.6-1、9.4.6-2规定的标准之内。

表 7.3-1 工作地点噪声声级的卫生限值

日接触噪声时间（小时）	卫生限值[dB（A）]
8	85
4	88
2	91
1	94
1/2	97
1/4	100
1/8	103
最高不得超过115[dB（A）]	

表 7.3-2 非噪声工作地点噪声声级的卫生限值

地点名称	噪声声级dB（A）	工效限值dB（A）
噪声车间观察（值班）室	≤75	≤55
非噪声车间办公室、会议室	≤60	
主控室	≤70	

### 7.3.7 防暑、防寒、防潮

#### 1) 防暑

对于生产操作人员，一般在集中控制室内值班，按《工业企业设计卫生标准》的规定，远离热源，可达到防暑的目的。对于在车间进行巡回检查或就地操作的运行人员，在局部的高温区由于工作条件比较恶劣，则在设计上除采取隔热措施外，还考虑采用通风的办法来降低工作场所的温度，对操作比较频繁的阀门，则考虑选择电动阀门，以改善操作人员的工作条件，减轻劳动强度。

#### 2) 防寒

避免或减少低温作业、冷水作业，控制低温作业、冷水作业时间；穿戴防寒服等个人防护用品；低温封闭场所，应设置通信、报警装置，防止误将人员关锁。

#### 3) 防潮

地下建筑物一般较阴冷、潮湿，在设计中除考虑有通风设施外，在土建设计中，对建筑物地下部分沟壁及底板采用防水混凝土浇筑，外壁与土接触部分涂刷柏油。

#### 4) 防辐射

工程辐射的危害主要来自配电装置、变压器等高电压设备及线路、微波通讯可产生工频电磁辐射，如果工作人员或相关人员长期在距离（垂直）该设备6m的范围内工作，可能会受到电磁辐射的危害。如果人体长期受到电磁辐射可产生失眠、头疼、心悸、乏力、脱发、记忆力减退等症状。工频电磁场辐射强度应符合国家卫生标准（《工业企业设计卫生标准》GBZ 1-2010）要求。

### 7.4 小结

在严格落实工程提出的各项劳动安全及职业卫生防护措施后，可有效降低各种安全及职业病事故发生概率。建设单位应当在下一设计阶段开展详细的安全防护设施及职业病防护设施设计专篇编制工作并落实到工程设计中。



## 8 资源利用

### 8.1 水资源利用

本工程所处地区水资源短缺，从国民经济可持续发展和电力建设长远规划要求出发，应在工程设计中合理选择水源，优化水资源的合理配置，突出节约用水，降低耗水指标，力争将本工程建成节水、节能及环保型电厂。

根据本工程所处的位置和当地水资源情况，结合《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源〔2004〕864 号文）的精神，本工程水源采用九龙川处理后的矿井疏干水。

本工程合理有效利用水资源尤为重要，节约用水既可以减少用水量，又减少污水产生量，减轻排水对厂区周围环境的影响，电厂在设计过程中，根据各工艺过程对水量和水质的要求，结合水源条件，从节约用水、保护环境，确保电厂经济、安全运行等角度出发，建立合理的水量平衡系统，按照“清污分流”、“一水多用”的原则对各类废水进行处理、回用，减少全厂耗水量。主要从热力系统、各工艺系统及水务管理几方面采取措施进行节水，具体措施如下：

1) 本期 2×660MW 机组，主机、汽动给水泵汽轮机排汽排汽冷却采用间接空冷系统，比湿冷机组节水 75%~80%。

2) 本工程设置脱硫废水零排放本工程设置脱硫废水零排放处理，采用预处理→加药软化→管式膜过滤→反渗透→结晶干燥处理，实现真正意义上的零排放，处理后的清水综合利用。

3) 本工程脱硫系统采用湿法脱硫，设置了低温省煤器，降低入口烟气温度，大大减少了脱硫系统耗水量，两台机组年节水 55 万 m<sup>3</sup>，节水效果明显。

4) 除灰系统采用正压气力除灰、干灰输送。除渣系统采用节水型湿式除渣系统。

5) 在设计中立足将本工程建成环保型电厂，合理利用电厂排水，在安全、可靠、经济的前提下最大程度地减少电厂废水排放。

6) 提高水的重复利用率，采用梯（递）级供水方式。全厂污废水仅增设少量的回用处理系统，将污废水资源化，再次回用，全厂实现污废水零排放。

7) 采用可靠的节水措施，提高水的重复利用率，最大限度地减少补给水用量，使电厂的各项耗水指标低于（优于）国家对新建空冷电厂提出的最新要求。

8) 加强水务管理

a) 在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置,必要时设调节和控制流量的装置,并将厂区内主要计量数据送到一个地点,进行统计分析,以便有针对性的控制水量。

b) 加强水务管理和节水的宣传力度,提高全厂人员的节水意识,制定切实可行的规章制度,将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标,使各项节水措施最终得以落实。

本工程采用先进合理的节水措施,电厂耗水指标优于国家对新建电厂节水的有关规定,其以做到污废水零排放,达到国内先进水平,目前国内最新的有关用水指标规定如表 8.1-1。

表8.1-1 电厂耗水指标要求一览表

序 号	项 目	空冷机组耗水
1	《发电厂节水设计规程》（DL/T 5513）	0.04~0.08
2	《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660）	≤0.10
3	本工程2×660MW空冷机组夏季折合百万千瓦耗水指标	0.063

## 8.2 土地利用

厂址位于甘肃省庆阳市宁县境内。厂址现状为一般农田或果园用地。不涉及全区生态保护红线,不涉及各类自然保护区,用地符合国家土地利用政策。两个厂区围墙内用地面积分别约 32.87hm<sup>2</sup>和 29.79hm<sup>2</sup>,施工期间另需租地 22hm<sup>2</sup>,其他详细用地信息见下表:

序号	项 目 内 容	单位	早胜镇厂址	早胜镇果园厂址	备 注
1	厂区围墙内用地面积厂区用地	hm <sup>2</sup>	32.87	29.79	
2	厂外铁路专用线用地	hm <sup>2</sup>	/	/	仅电厂站部分
3	厂外公路用地	hm <sup>2</sup>	2.82	2.65	
4	厂外管线用地	hm <sup>2</sup>	17.03	18.55	租地
5	施工生产区用地	hm <sup>2</sup>	17	17	租地
6	施工生活区用地	hm <sup>2</sup>	5	5	租地

厂区围墙内用地的测算方法及依据:根据中华人民共和国住房和城乡建设部、中华人民共和国国土资源部《电力工程项目建设用地指标》,采用间冷系统、皮带、公路运输 2×660MW

机组的基本值是  $37.72\text{hm}^2$ ，厂区总平面布置两个方案厂区围墙内用地为约  $32.87\text{hm}^2$  和  $29.79\text{hm}^2$ ，因此本期工程厂区用地符合国家相关标准。

施工租地的测算方法及依据：根据电力规范《火力发电工程施工组织设计导则》DL/T 5706-2014，2×660MW 机组施工生产区租地  $17\text{hm}^2$ ，施工生活区租地  $5\text{hm}^2$ ，本期厂区总平面布置方案一施工生产区租地  $17\text{hm}^2$ ，施工生活区租地  $5\text{hm}^2$ ，仅在施工期间租用，符合相关标准。

### 8.3 建筑材料利用

发电厂应贯彻因地制宜、就地取材的方针。在对当地的建筑材料进行调查分析的基础上，说明可利用的当地原材料，简述设计优化节约原材料及积极推广和使用新型节能建筑材料的措施和建议。

通过优化设计，降低主厂房可比容积，从而节约原材料。

砂、石、石灰及砖瓦，尽量选用当地材料，不足部分由邻近地区采购，以减少运输量。其它原材料可从当地选购，其数量、质量均能满足本工程需要。

建筑结构选型、选材合理，以节约钢材、降低造价。大型设备支架尽可能采用混凝土结构。辅机配套供应的底座加以利用，避免丢弃原配底座而自制框架安装的方式。

充分利用当地的原材料，采用多孔砖及粉煤灰砌块等轻质材料，主厂房、输煤栈桥等外墙采用金属压型钢板，减轻厂房的荷载，地基采用天然地基。窗户采用断桥铝合金窗或塑钢窗，玻璃采用中空玻璃，外门采用保温钢门。

## 9 节能分析

### 9.1 节能措施

#### 9.1.1 节约燃料

本工程采用 660MW 高效超超临界间接空冷机组。择优选用热耗低的汽轮机，效率高的锅炉和发电机，发电机的最大连续出力要与汽轮机、锅炉匹配。现阶段经计算本工程全厂热效率 45.6%，设计发电标煤耗为 269.73 g/kWh，供电标煤耗为 283.93 g/kWh，低于《国家能源局关于推进大型煤电外送基地科学开发的指导意见》（国能电力〔2014〕243 号）中推荐的标杆水平 285g/kWh。

#### 9.1.2 节约点火用油

本期工程拟采用等离子点火系统，可实现无油电厂。

#### 9.1.3 系统设计及辅机选型节能措施

- （1）选择经济的启动系统，回收直流锅炉启动过程的排热。
- （2）采用优化的给水回热加热系统，以提高机组的热效率。
- （3）凝汽器抽真空采用水环式真空泵以降低功耗节省厂用电。
- （4）采用中速磨煤机制粉系统，降低电耗。
- （5）送风机和一次风机采用调节性能好，运行效率高，质量可靠的动叶可调式轴流风机。
- （6）选用导热系数低、物理性能好、价格合理的保温材料。采用最小年费用法计算保温经济厚度。
- （7）工程中采用较为齐备的计量手段，以利于电厂的节能管理。
- （8）选用节能机电产品，杜绝淘汰产品。
- （9）变压器选用低损耗变压器，照明采用节能型新光源。
- （10）在建筑和工艺上采取措施，提高厂房、及建筑物的自然采光和通风率，以节约人工采光和机械通风电耗。
- （11）总平面布置主次分明，紧凑合理，整齐有序，以节约占地。
- （12）主变、厂高变、启备变采用户外型，节约投资。
- （13）选择最先进的高效超超临界机组，热耗低，节煤效果显著。
- （14）设置低温省煤器，回收烟气余热，降低发电煤耗。
- （15）采用空冷机组，降低水耗。
- （16）设置高、低压串联旁路系统，在机组启动工况回收工质。

（17） 设置疏水扩容器，将机组启、停及运行时的管道疏水收集进疏水扩容器，然后进入凝结水箱，以便回收工质。

（18） 将加热器事故疏水疏至凝汽器以回收工质。

（19） 选用节能型和质量优的疏水阀、隔离阀，减少和避免漏水、冒汽，降耗节能。

（20） 采用内置式除氧器，减少排汽损失。

（21） 将全厂排水资源化并重复利用，全厂排水根据条件重复利用。

（22） 加强水务管理：a）在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置，必要时设调节和控制流量的装置，并将厂区内主要计量数据送到一个地点，进行统计分析，以便有针对性的控制水量；b）加强水务管理和节水的宣传力度，提高全厂人员的节水意识，制定切实可行的规章制度，将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标，使各项节水措施最终得以落实。

（23） 合理选择和确定锅炉启动系统，尽可能回收工质。

## 9.2 节约原材料

大型设备土建结构尽可能采用混凝土结构。大型构架例如烟风道支架等采用钢筋混凝土结构。

厂区砌体材料的确定根据节约土地、国家有关规定及当地的具体情况采用加气混凝土砌块、空心砖等。

在汽水管道设计中，管道的流速选择范围符合现行规范，相应的压降小于允许值。

烟风道流速选择范围符合国内的现行规范，并验算相应地压降在风机允许范围内。

在烟风管道设计中考虑了下列节能措施：

（1） 管道流速选择范围符合国内的现行规范，并验算相应地压降在风机允许范围内；

（2） 对烟、风煤粉管道布置进行优化，减少局部阻力损失，使风机压头低，轴功率低，节约电耗。

（3） 在管道设计中采用空气动力特性良好的气流分布均匀管件及布置方式。

保温设计中通过方案比选，选用了下列性能良好、节能效果稳定，年费用较低的主保温材料：

（1） 凡介质温度在 350℃以上、且管径在φ38 以上的管道采用硅酸铝岩棉管壳复合材料，硅酸铝用于内层保温。

(2) 凡介质温度在 350℃以下或采用硅酸铝岩棉管壳复合时、管径在 $\phi 38$  以上的管道的外层保温采用岩棉管壳保温。

(3) 岩棉板或毡：用于热二次风道、热一次风道、烟道及介质温度在 350℃以下的设备保温。

(4) 阀门采用可拆卸的阀门保温罩壳，内保温采用硅酸铝。

(5) 硅酸铝纤维绳：用于管径在 $\phi 38$  以下的管道保温。

(6) 保温经济厚度按年最小费用法，由电算方法计算确定。

### 9.3 建筑节能

根据国家建设部的统计，建筑能耗（指房屋建筑使用过程中的能耗）占全社会能耗的 26.7%，与工业、交通并列为国民经济三大能耗部门。随着社会的发展与进步，人们对建筑热冷舒适性要求的提高，电器的增加，建筑能耗将快速上升到 33%。

#### 9.3.1 科学的规划布局与合理的建筑设计

对于电厂内设置有集中空调系统的办公用房的规划布局根据地方气候特点，因地制宜，使建筑物的布置和建筑物的平面布置有利于自然通风，增加植被绿化，减少硬化地面，形成小区微气候。建筑物的单体设计控制其体型系数，将体型系数控制在一个较低的水平上，以减少其外围护结构的传热损失，降低建筑能耗。

建筑的立面设计，应有利于自然通风。全厂建筑在总体规划时，应根据夏季主导风向，进行建筑规划，办公及居住房屋朝向宜采用南北向、或接近南北向，尽量避免单朝向，实现南北通透，吸引换气降温的“穿堂风”。

本期工程所有道路两侧可密植绿化，以利于夏季遮阳，冬季挡风，并起到一定降低汽车噪音的作用，树种以大小乔木为主，辅以灌木作篱。

#### 9.3.2 推广使用建筑节能产品和技术提高，提高建筑围护结构的保温隔热性能

建筑围护结构主要包括屋顶、外墙和外门窗三个部分，本工程将要采取的工程措施包括：

(1) 屋顶采用高效的挤塑聚苯乙烯保温板（阻燃性）作为建筑屋面保温、隔热层，其传热系数、热惰性指标满足或高于相关的标准规定。

(2) 外墙采用低热转移值的外墙材料多孔砖，建筑外墙的热工性能应满足标准的规定。

(3) 建筑围护结构热工性能最薄弱的环节是窗户，在建筑能耗方面，铝、钢、塑窗散热量平均约占建筑外围护结构总散热量的 50%。因此在本工程设计中控制窗墙比，采

用中空玻璃窗提高窗户的保温隔热性能，通过窗墙比和中空玻璃窗共同提高建筑外围护结构节能性能。对朝夕晒厉害的正东、正西和西北、东北方向，不设置大面积的玻璃门窗或玻璃幕墙。除了窗户外，东、西墙和屋顶还要做适当的隔热处理。

（4）办公建筑外墙保温隔热措施还包括增加岩棉板作为外保温，同时表面采用浅色设计，以反射太阳辐射热，一般东、西面外墙可采用构架或爬藤植物遮阳。办公和居住建筑的屋顶和外墙，宜做浅色饰面，不提倡深色。可在屋面设置蓄水装置，安置遮阳装饰，或种植绿化，实现冬暖夏凉的生态恒温。日照厉害的东、西外墙，可在条件可能的情况下采用花格构件，或爬藤植物遮阳。

（5）建筑细部解决好窗台、阳台、雨棚、空调外机板、凸窗上下混凝土板等外露混凝土的薄弱部位的热桥问题。对于外墙出挑构件及附墙部位均应采取割断热桥和做好保温措施。一些非承重的装饰线条，尽量采用轻质保温材料；为减小热损失，外窗尽可能外移或与外墙面平，减少窗框四周的热桥面积，存在热桥的部位应做保温处理。外门窗上过梁可采用 L 型，减少热桥作用。

### 9.3.3 控制办公、生活建筑物空调设计标，照明措施

本工程冬季采暖采用水暖，不提倡开空调，以减少二次能源的浪费，办公、生活空气调节系统室内计算参数：一般房间夏季温度 25℃，夏季室内外温差不大于 10℃。按照这样的参数设计，办公、生活建筑物冬热夏冷的高耗能情景将会大为减少。办公楼空调可采用 VRV（一拖多）的空调系统，该系统可做到人走关本房间空调，以达到节约用电目的。

办公楼等建筑物灯具设置分组设置，做到人多时多开灯，人少时少开灯，电灯开关采用智能开关，如声控、光控等。

## 9.4 本工程主要耗能数量设计值

表 9.4-1 主要能耗指标表

序号	内 容	单位	本工程
1	全厂热效率	%	45.6%
2	发电标煤耗	g/kWh	269.73
3	发电厂用电率	%	5.0

## 10 电厂定员

火力发电厂的定员是在保证安全生产的基础上，以火力发电企业生产经营必要的环节来确定的。定员范围包括：机组运行（含空冷机械设备、除灰除尘、脱硫、化学运行与化验）、机组维修（热机、空冷机械设备、电气维修和热控维修）、燃料系统（含运行、检修、燃料管理）、管理人员、党群工作人员、服务性管理人员，而机、炉、电大小修、燃料的采购和运输、机车运行、修配、热效率、金属监督、修缮、服务等不包括在标准定员的范围。

根据原国家电力公司 1998 年 4 月《火力发电厂劳动定员标准》（试行）规定，针对本工程 2×660MW 级机组在设计中实现炉、机、电、网及辅助车间集中控制的条件下，电厂劳动定员确定如下：

项 目	定 员（人）	说 明
合计	300	
一、生产人员	249	
（一）机组运行	109	含 10%的备员
1、集控室	65	
2、除灰、除尘	13	
3、化学	25	
（1）化学运行	17	
（2）化验（环保兼管）	8	
4、脱硫	6	
（二）机组维修	45	
1、热机	25	
2、电气	10	
3、热控	10	
（三）燃料系统	86	
1、运行	47	
2、检修	22	
3、燃料管理	17	
（四）其它	9	
1、仓库	6	
2、车辆	3	
二、管理人员	37	
三、党群工作人员	8	
四、服务性管理人员	6	



## 11 电厂工程项目实施条件和轮廓进度

### 11.1 项目实施条件

#### 1) 施工场地条件

早胜镇果园厂址：施工生产区及生活区位于厂区东侧，规划用地 22.0hm<sup>2</sup>。

早胜镇厂址：施工生产区及生活区位于厂区北侧，规划用地 22.0hm<sup>2</sup>。

#### 2) 大件设备运输

工程大件均可由设备产地经西平线、银西线运至宁县站，公路运至厂区。具体的大件运输方案及费用经专题研究确定。

#### 3) 施工道路、水源、电源

施工道路可由厂址区域公路引接，施工水源由附近农网供水系统提供，高峰期用水量约 300t/h；施工电源可由园区供电线路接引，施工高峰期用电约 6000kw。

施工通信：从宁县引接 15 对中继线，至施工现场，通信线路长约 8.0km。

地方材料供应：工程建设所需要的砖、瓦、石、石灰、砂等地方材料，宁县质量和数量均可满足要求。

### 11.2 项目实施轮廓进度

根据业主计划及工程设计安排，本工程计划于 2024 年 11 月开工，两台机组分别计划于 2027 年 1 月和 2027 年 3 月建成投产，据此，结合本工程的具体情况安排电厂工程项目实施的轮廓进度如下：

项目	起至时间	工期
可行性研究	2023.11~2024.01	2个月
可行性研究审查	2024.01~2024.02	1个月
初设勘测	2024.03~2024.04	2个月
主机招标	2024.09	1个月
初步设计	2024.08~2024.09	2个月
初步设计审查	2024.09	1个月
施工图设计	2024.11~2026.3	16个月
施工准备	2024.10~2024.11	2个月
主厂房开工至一号机组投产	2024.11~2027.01	27个月
一号机组投产至二号机组投产	2027.01~2027.03	2个月

12 投资估算及经济评价

12.1 投资估算

工程投资估算及经济效益分析根据现阶段设计人提供的有关资料及国家有关规定编写。工程投资基准日期为2024年02月，工程投资主要数据如下：

静态投资 (万元)	单位造价 (元/kW)	建设期贷款利息 (万元)	动态投资 (万元)	单位造价 (元/kW)
597612	4527	22557	620169	4698

12.1.1 投资估算编制范围

设计范围内的所有项目。

12.1.2 投资估算编制依据

（1）项目划分：

按照国家能源局“国能电力〔2019〕81号文”颁发的《火力发电工程建设预算编制与计算规定》（2018年版）。

（2）工程量计算依据：

设计人员提供的本阶段设备、材料清册以及其他有关设计资料。

（3）定额套用：

按照国家能源局国能发电力〔2019〕81号文“关于颁布2018年版电力建设工程定额和费用计算规定的通知”的“建筑工程、热力设备安装工程、电气设备安装工程、调试工程、通信工程”等定额(2018年版)。

（4）定额材机调整

安装定额材机调整系数：执行电力工程造价与定额管理总站定额〔2024〕1号文“关于发布2018版电力建设工程概预算定额2023年度价格水平调整的通知”，其中甘肃地区的材机调整系数如下，此部分按价差处理，只计取税金。

热力系统：	2.1%	燃料供应系统：	4.54%
除灰系统：	5.62%	水处理系统：	6.6%
供水系统：	4.16%	电气系统：	5.43%
热控系统：	6.52%	附属生产工程：	7.08%
脱硫工程：	5.79%	脱硝工程：	4.59%

建筑定额机械费调整执行电力工程造价与定额管理总站定额〔2024〕1号文“关于发布2018版电力建设工程概预算定额2023年度价格水平调整的通知”。

#### （4） 人工工资

根据定额〔2024〕1号文颁发的《电力工程造价与定额管理总站关于发布2018版电力建设工程概预算定额价格水平调整的通知》附件,其中甘肃省人工调整系数为:

建筑工程: 13.43%; 安装工程: 13.49%。

#### （5） 材料预算价格:

安装工程: 执行中国电力企业联合会文件中电联定额〔2020〕44号文“关于发布2018年版电力建设工程装置性材料预算价格与综合预算价格的通知”的《电力建设工程装置性材料综合预算价格(2018年版)》, 安装工程主要材料价格按电力工程造价与定额管理总站定额〔2023〕21号文“关于发布2022年电力建设工程装置性材料综合信息价的通知”《2022年发电工程装置性材料综合信息价》的价格计取材料价差, 价差只计取税金。

建筑工程主要材料按电力工程造价与定额管理总站定额〔2020〕9号文“关于发布2018年版电力建设工程概预算定额价格水平调整办法的通知”附件4中规定的品种规格, 根据实物量定额单价与甘肃省庆阳市宁县2023年第6期市场信息价进行比较, 计列价差, 价差只计取税金。

#### （6） 设备购置费:

主机设备价格参照目前市场招标价格, 按照锅炉39748万元/台（含点火装置、锅炉电梯等设备费）、汽轮机按照20835万元/台计列（含凝汽器、低加等设备费）、发电机按照7825万元/台计列, 运杂费率为0.5%。主要辅机设备价格按照《火电工程限额设计参考造价指标（2022年水平）, 电力规划设计总院编》计列, 设备运杂费率: 0.7%; 其他设备价格参考同类工程合同价或信息价格计列, 计取运杂费率: 4.86%。

#### （7） 取费标准

按照国家能源局“国能电力〔2019〕81号文”颁发的《火力发电工程建设预算编制与计算规定》（2018年版）。安全文明施工费执行“定额〔2023〕9号文”电力工程造价与定额管理总站关于调整安全文明施工费的通知。详细取费费率见“取费费率表”。

#### （8） 其他费用:

执行国家能源局“国能电力〔2019〕81号文”颁发的《火力发电工程建设预算编制与计算规定》（2018年版）。

#### （9） 其他有关问题

- 1) 基本预备费按5%计列。
- 2) 按国家计委计投资（1999）1340号文件规定不计算价差预备费。
- 3) 建设期贷款利率按央行公布最新LPR利率4.2%计算。

取费费率表（IV类地区，燃煤发电厂工程）

序号	费用名称	建筑工程		安装工程	
		取费基数	费率(%)	取费基数	费率(%)
一	措施费				
1	冬雨季施工增加费	直接工程费	1.63	人工费	13.85
2	夜间施工增加费	直接工程费	0.36	人工费	1.54
3	施工工具用具使用费	直接工程费	0.4	人工费	6.92
4	特殊工程技术培训费（热力安装）			人工费	7.4
5	大型施工机械安拆与轨道铺拆费（热力系统）	直接工程费	0.94	人工费	12.03
7	临时设施费	直接工程费	3.11	定额直接费	17.33
8	施工机构迁移费	直接工程费	0.29	人工费	4.14
9	安全文明施工费	直接工程费	3.19	直接费工程费	3.19
二	间接费				
1	规费				
1.1	社会保险费	直接工程费	0.18*24	人工费	1.3*24
1.2	住房公积金	直接工程费	0.18*12	人工费	1.3*12
2	企业管理费	直接工程费	6.62	人工费	61.94
3	施工企业配合调试费			定额直接费	3.42
四	利润	直接费+间接费	5.13	直接费+间接费	6.75
五	税金	直接费+间接费+利润+编制基 准期价差	9	直接费+间接费+利润+编制基 准期价差	9

附注：建筑工程费率①钢结构工程的取费实行综合费率，按直接工程费 8.71%的综合费率计取；②灰坝工程及大型土石方工程（大于 1 万立方米的独立土石方工程）的取费实行综合费率，按直接工程费 17.12%的综合费率计取。

## 12.2 效益分析

本项目根据2006年7月国家发展改革委和建设部联合发布的《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）及《火力发电工程经济评价导则》，采用电力项目经济评价软件，即中国电力工程顾问有限公司2020年颁发的（HDL PJ—V4.0）软件进行经济效益分析。

### 12.2.1 资金筹措

工程注册资本金占全部动态投资的20%，其余80%投资通过融资渠道解决。融资为商业银行贷款，贷款年利率按国家现行利率4.2%（按季结息）计算，贷款偿还期为18年，宽限期3年（含建设期）。

### 12.2.2 基本数据

本工程评价的主要原始数据如下：

序号	项 目 名 称	数 量
1	装机容量	2*660MW
2	经营期	20 年
3	折旧年限	20 年
4	贷款偿还期(含建设期)	18 年
5	贷款年利率	4.2%
6	流动资金贷款利率	3.45%
7	短期贷款利率	3.45%
8	评价用年利用小时数	5000h
9	发电厂用电率	5%
10	发电标准煤耗(设计)	269.73kg/MWh
11	发电标准煤耗(评价)	283.2165kg/MWh
12	标煤价（含税）	610 元/t
13	脱硫剂耗量	9.55 万 t/a
14	脱硝剂耗量	0.259 万 t/a
15	脱硫剂价格（含税）	75 元/t
16	脱硝剂价格（含税）	4000 元/t
17	定员	247 人
18	人均年工资	100000 元
19	福利费系数	60%
20	水价（含税）	0.5 元/吨

序号	项 目 名 称	数 量
21	年耗水量	164.93 万 t/a
22	保险费率	0.25%
23	大修理费率	2%
24	材料费	5 元/MWh
25	其他费用	10 元/MWh
26	所得税率	25%
27	法定盈余公积金	10%

本工程计划于 2024年9月开工，第一台机预计 2027年6月投运，第二台机预计 2027年8月份投产。

12.2.3 财务评价

12.2.3.1 财务指标分析

按照资本金内部收益率10%反算电价，从本工程财务评价指标一览表可以看出，融资前后的财务评价指标分别如下：

	工程静态投资（万元）	597612
	基准收益率 $i_c$ （%）	5
	总投资收益率（%）	3.6
	资本金净利润率（%）	7.66
	含税电价（元/MWh）	275.67
一	融资前分析	
1)	内部收益率（%）	
	所得税前	6.66
	所得税后	5.35
2)	投资回收期（年）	
	所得税前	12.82
	所得税后	13.82
3)	财务净现值（万元）	
	所得税前	75144.84
	所得税后	15236.19
二	融资后分析	
1)	内部收益率（%）	

	项目资本金	10
	投资方	6.15
2)	投资回收期（年）	
	项目资本金	15.09
	投资方	20.5
3)	财务净现值（万元）	
	项目资本金	54094.11
	投资方	19388.11

按照资本金内部收益率10%反算电价，测算结果为275.67元/MWh（含税），低于目前甘肃省标杆电价307.8元/MWh，也低于目前市场交易电价369.36元/MWh，盈利能力满足行业要求。

项目所得税后财务净现值大于零，本项目在财务上可以接受。

项目融资后资本金投资回收期为15.09年（从建设开始年算起），而项目的运营期（从建设开始年算起）为22年，可见项目投资回收快，抗风险能力强。

#### 12.2.3.2 股利分配

从利润及利润分配表可以看出，各投资方可供分配利润由7648.9万元至32148.52万元不等，各年合计为176112.37万元，即平均每年可分股利8805.62万元。

#### 12.2.3.3 清偿能力分析

1) 本工程平均利息备付率(ICR)1.46，平均偿债备付率(DSCR)1.14，利息备付率和偿债备付率符合行业要求，表明项目用于还本付息的资金保障程度比行业平均水平略好。

2) 从本项目在建设期和投产初期资产负债率虽然大于50%，但随着机组投产后还贷能力的增加，资产负债率迅速下降，第15年负债率小于50%。还完贷款后流动比率和速动比率也很高，说明项目具有较丰厚的流动资产和快速偿付流动负债的能力。

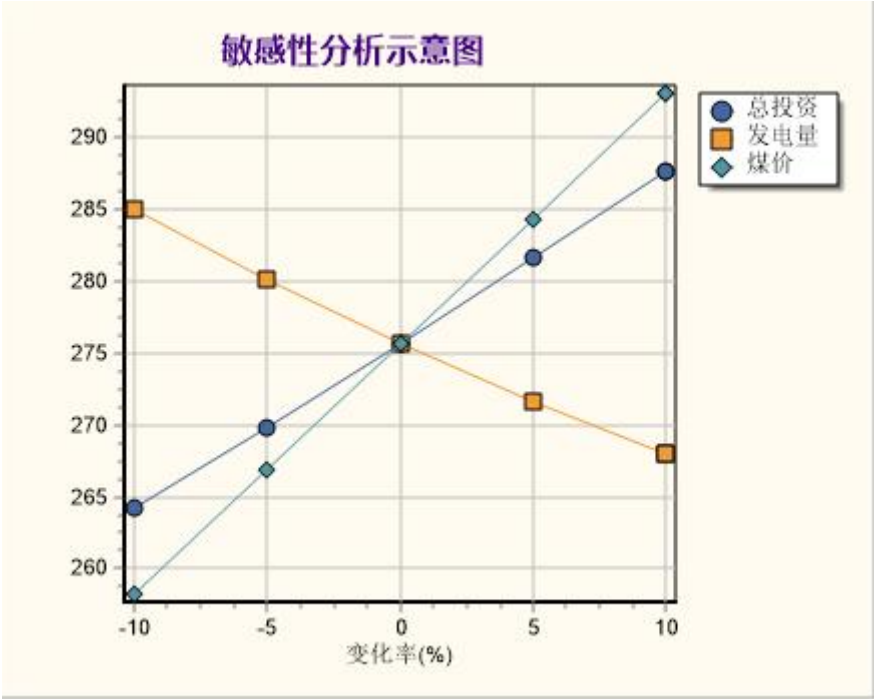
#### 12.2.3.4 敏感性分析

用本评价软件绘制的敏感性分析表如下所示：

含税电价				
不确定因素	变化率(%)	电价	电价变化率	敏感度系数
基本方案	0.00	275.67	0.00	0.00
总投资	-10.00	264.20	-4.16	0.42

总投资	-5.00	269.76	-2.14	0.43
总投资	5.00	281.70	2.19	0.44
总投资	10.00	287.72	4.37	0.44
发电量	-10.00	285.08	3.41	-0.34
发电量	-5.00	280.12	1.62	-0.32
发电量	5.00	271.64	-1.46	-0.29
发电量	10.00	267.98	-2.79	-0.28
燃料价格	-10.00	258.26	-6.31	0.63
燃料价格	-5.00	266.96	-3.16	0.63
燃料价格	5.00	284.38	3.16	0.63
燃料价格	10.00	293.09	6.32	0.63

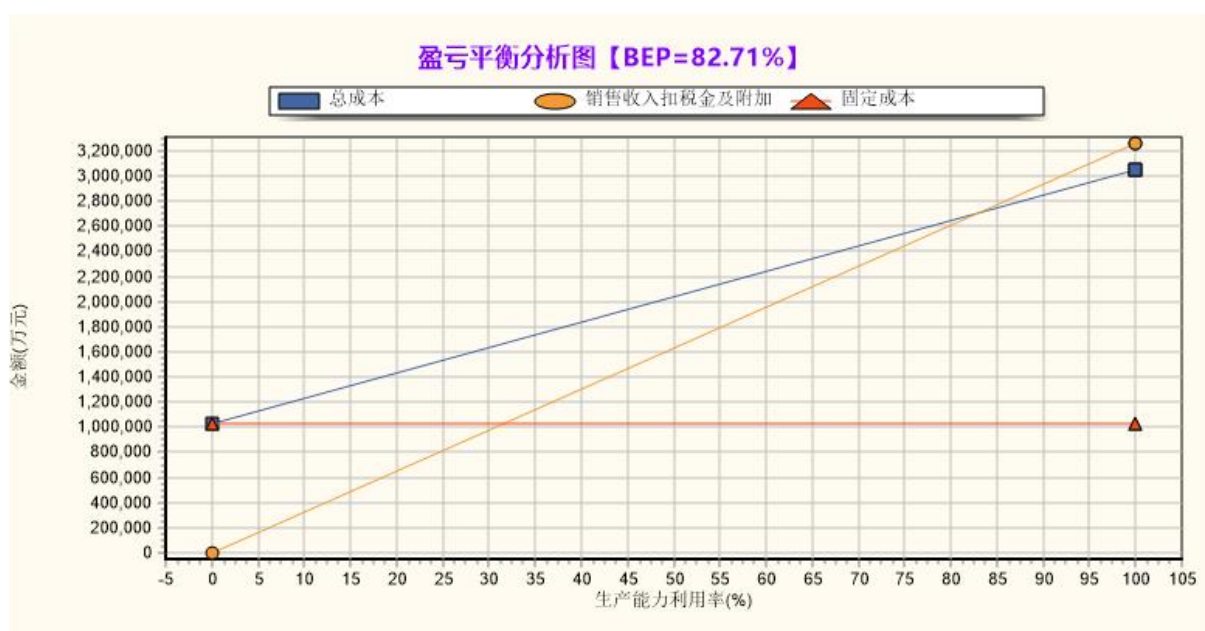
从表中数据可以看出，影响本工程电价最敏感的因素是燃料价格，其次是总投资，最后是发电量。由上表可知，当总投资、煤价、发电量在±10%变化时，项目含税上网电价258.26元/ MWh~293.09元/ MWh之间变化，均低于目前甘肃省标杆电价307.8元/MWh，也低于目前市场交易电价369.36元/MWh，由此可见，影响本工程电价的敏感因素能在较大范围内变化，说明本工程具有一定抗风险能力，并具有较好的经济效益。



根据项目正常生产年份的发电量、固定成本、可变成本、税金等，测算本项目盈亏平衡分析平衡点，即该项目生产能力利用率。测得盈亏平衡图如图所示，从图中可以看



到，该项目生产能力利用率为82.71%时，即年利用小时达到 $5000 \times 82.71\% = 4135.5$ 小时，即达到盈亏平衡。



从财务指标看，本工程作为独立项目超过到行业基准收益水平，效益比较理想，本工程财务可行。

## 13 风险分析

### 13.1 市场风险分析

本期2×660MW机组工程，燃料拟由九龙川提供。

从煤源的设计产能分析，到电厂投运年时，本工程燃煤的用量和煤质是有保障的，市场风险小。

电厂用水为矿井疏干水，电厂用水是能够保证的。

### 13.2 技术风险分析

本工程拟选 660MW 超超临界间接空冷机组，目前国内三大动力电气集团，上海电气集团、哈尔滨电气集团和东方电气集团都有生产和订货的业绩，国内设计已趋于成熟。主要辅机选用成熟并经工程考验的辅机，技术可靠先进，采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺和选择性催化还原法（SCR）烟气脱除氮氧化物装置，主厂房布置采用成熟方案，技术风险较小。

### 13.3 工程风险分析

本项目无工程风险。

### 13.4 资金风险分析

在工程建设过程中，由于建设周期比较长，利率、汇率会有一定范围的变化；若工期延长将增加建设期利息；而为了满足工期需要，有些工作条件可能要假定，因此可能付出因假定工作条件变化而带来的工程量增加的投资，为抢工期设备提前供货、增加施工措施和因故返工以及其它不可预见的因素发生的费用等额外支出，从而带来一定的投资风险。因此，本工程在建设工程中。应采用先进的管理手段，控制好投资及工期，以减少资金风险。

### 13.5 外部协作风险分析

进厂主干道及运灰道路由现有或规划道路引接，路况较好，引接方便。

电厂大件设备，拟采用铁路—公路联运，基本可行。

## 14 经济与社会影响分析

### 14.1 区域经济影响分析

该项目的建设运营后，每年将会增加地方财政收入约 5 亿元，同时将推动该区域的加工制造业、运输业、服务业、地方材料供应等多种产业的发展，增加 500 多人的就业机会，有利于实现经济社会的可持续发展，提升综合实力，推进社会和谐。

### 14.2 宏观经济影响分析

该工程为一般投资规模、常规装机容量、技术成熟先进的发电项目，不是涉及国家经济安全的项目类型。

### 14.3 社会影响效果分析

本期工程属煤电一体化项目，符合国家产业政策，本期工程可以满足地区电网电力负荷发展的需要。

从社会效益角度看，本期工程采用脱硫装置，减少 SO<sub>2</sub> 和烟尘等空气污染物的排放量，改善当地环境空气质量。

### 14.4 社会适应性分析

本期工程煤电一体化项目，能够做到达标排放、增产减污，改善周边环境空气质量，改善区域基础设施和电力供应现状，增强区域经济实力。本期工程的建设和运营将会增加地方财税收入和就业机会，带动当地加工制造业、运输业、服务业、地方材料供应等多种产业的发展，必将被当地社会环境和人文条件所接受，本期工程与周边社会环境是适宜的。

该项目的建设和运营在给当地带来经济效益的同时，对周边环境产生一定的影响。建设过程中的水土流失，施工噪音等可能会影响周围部分居民的正常作息。机组运营后，燃料运输存储中的扬尘，生产过程排放的废气、废水、噪声、固体废物对周边环境有一定的影响，具有一定的社会风险。

为避免和减少项目带来的负面社会影响，化解风险，在工程建设和运营中，合理缩短建设工期，优化调整施工作业时间，使用先进机械设备，采用环保材料，加强水土保持，对危险点源进行分级辨识和责任控制，尽量降低对当地环境的影响。

本期工程已取得相关行政主管部门已出具文件，同意本期工程选址、建设用地、取水、环境保护措施等。本期工程的建设将占用一定的地方资源，但对当地社会产生的积极影响大于负面影响，总体上有利于社会的和谐发展。

## 15 抗灾能力分析

### 15.1 抗洪水能力

本项目不存在洪水影响。

### 15.2 抗地震能力

按《电力设施抗震设计规范》该电厂的电力设施根据其抗震的重要性的特点；单机容量为 300MW 规划容量为 800MW 的火力发电厂，确定为重要电力设施，重要电力设施中的主要建筑物为一类建筑；

地震设防烈度为 6 度，地震作用按 6 度计算，抗震构造措施按 7 度设计。

主厂房横向框架抗震等级为：一级

主厂房纵向框架-抗震板墙抗震等级为：二级

### 15.3 抗地质灾害能力

厂址不受地质灾害影响。

### 15.4 抗极端天气能力

主厂房等建构筑物按可抵御五十年一遇风荷载考虑，按此设计可满足现行规范对抗风灾能力的要求。

主厂房 A 排柱外电气设备的防雷保护用避雷针，避雷针设置于 A 排柱及主变压器出线中间架构上，与配电装置避雷针形成联合保护。主厂房 A 排柱上避雷针引下线采取加强分流措施，沿 A 排柱设置多根接地线和多组接地极，以加强分流，各个设备的接地点尽量远离避雷针接地引下线入地点等防止反击的措施。

升压站用构架上的避雷针进行直击雷保护。

本工程电气设备型式、采取的布置方式、防雷设计等考虑了厂址的地震烈度、环境极端温度、最大风速、雷暴日数、污秽等级等自然灾害的危害。

## 16 结论与今后的工作方向

### 16.1 结论

16.1.1 本工程的建设，节约能源，促进当地经济发展。因此工程的建设是非常必要的。

16.1.2 本项目接入兰州电网，对于改善电网结构、提高供电可靠性和系统稳定水平具有重要作用。

16.1.3 本项目通过深度调峰，在不占用系统公用调峰资源的前提下，可提高可再生能源消纳能力。

综上所述，本新建工程的建设，技术上是可行的，经济上是合理的，环境保护是满足的，社会效益十分明显，应尽快加紧建设。

### 16.2 主要技术经济指标

#### 16.2.1 总投资

发电静态投资 597612 万元

发电动态投资 620169 万元

#### 16.2.2 发电单位千瓦投资

静态： 4527 元/kW

动态： 4698 元/kW

16.2.3 年利用小时数： 汽机 5500h； 锅炉 5500h。

#### 16.2.4 占地面积(推荐方案)

厂区围墙内用地面积： 32.87hm<sup>2</sup>

单位容量用地面积： 0.249m<sup>2</sup>/kW

厂区内建构筑物用地面积： 124906m<sup>2</sup>

建筑系数： 38.01 %

场地利用系数： 67.7 %

#### 16.2.5 厂区土石方工程量

挖方量（含基槽余土 10 万 m<sup>3</sup>）： 12 万 m<sup>3</sup>

填方量： 12 万 m<sup>3</sup>

#### 16.2.6 绿化面积及绿化系数

绿化面积： 49305 m<sup>2</sup>

绿化系数： 15.00 %

16.2.7 发电热效率： 45.6%

16.2.8	发电标准煤耗:	269.73g/kW.h
16.2.9	厂用电率:	5%
17.2.10	资本金投资回收期	15.09 年
17.2.11	资本金净利润率	7.66%
17.2.12	资本金内部收益率	≥10%

## 17 附件

附件 1：项目用地符合规划情况说明

# 庆 阳 市 能 源 局

## 关于对甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 可行性研究报告意见建议的函

西北电力设计院有限公司：

2 月 1 日，我局参加了贵公司编制的甘肃能化股份有限公司庆阳 2×660MW 煤电项目可行性研究报告评审会，经研究，现提出如下意见建议。

一、电厂选址要充分考虑黄土塬面保护、城镇发展建设及与附近城镇的安全距离。

二、电厂选址要严格按照生态环境保护有关规定，满足水资源保护、噪音污染、工程施工震动等方面要求，最大限度减少周边居民生产、生活的影响。

专此函告。





附件 2：甘肃省自然资源厅关于开展甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址选线的通知

# 甘 肃 省 自 然 资 源 厅

## 甘肃省自然资源厅关于开展甘肃能化庆阳 2x660M W 煤电项目选址选线的通知

庆阳市自然资源局：

根据《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）和《关于加强用地审批前期工作积极推进基础设施项目建设的通知》（自然资发〔2022〕130号）要求，需对甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目开展选址选线工作，作为通过用地预审和规划选址的必备条件。现就有关事项通知如下：

一、省厅委托省自然资源规划研究院开展选址选线踏勘工作，请你局组织市县自然资源局、用地预选技术报告编制单位、可研编制单位和项目建设单位积极配合，对项目涉及占用耕地（含永久基本农田）、生态保护红线情况，以及占用耕地（含永久基本农田）、生态保护红线的必要性、合理性等情况进行实地踏勘和论证审查。

二、要切实树立生态优先、保护耕地（含永久基本农田）、节约集约用地的理念，强化源头管控，坚持从严把关，特别是对占用耕地（含永久基本农田）、生态保护红线不必要、不合理、存在避让空间的要坚决予以核减并调整选址位置。



三、请于通知下发之日起 15 日内配合省自然资源规划研究院完成实地选址选线工作，由省自然资源规划研究院形成书面选址选线报告报送省厅。

联系方式：

省自然资源规划研究院 郭思岩 13649319028

甘肃能化股份有限公司 香 洋 15709430055



抄送：省自然资源规划研究院。



附件 3：项目用地符合规划情况说明

# 宁县自然资源局

宁自然资函字〔2024〕18 号

## 宁县自然资源局 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目用地 符合规划情况说明

甘肃能化股份有限公司：

根据你单位报来的《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目纳入国土空间规划及“一张图”承诺的函》已收悉。经我局审查，该项目拟选址用地在城镇开发边界以外，建议按照单独选址的方式报批用地，我局将甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，已纳入庆阳市人民政府审查通过待批的《宁县国土空间总体规划（2021-2035 年）》及重点建设项目安排表内，确保该项目顺利实施。

特此说明



附件 4：宁县人民政府项目座谈会议纪要

# 会议纪要

第 1 期

宁县人民政府办公室

2024 年 1 月 11 日

## 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建设 座谈会议纪要

2024 年 1 月 10 日，县委副书记、县长冯毅与甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目部主任张俊谋一行进行座谈，专题研究煤电项目建设有关事宜，安排部署近期重点工作。现纪要如下：

会议指出，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目于 2014 年 12 月获得国家发展改革委核准，是甘肃省重大能源项目之一。按照国省关于加快推动规划内已核准煤电项目开工建设的要求，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目要在 1 月底前完成可研核准，3 月底前开工建设，但受选址、土地预审等因素制约，项目前期推进缓慢。

会议要求，由县委常委、常务副县长池军牵头，各有关乡镇

- 1 -

和部门各负其责，全力配合做好电厂、灰场选址和项目用水保障等工作，确保 1 月底前完成项目可研核准。

**1.关于电厂选址及土地预审工作。**①由县农村农村局负责，县自然资源局、早胜镇政府配合，1 月 15 日前完成项目选址地块内高标准农田调整工作。②由早胜镇政府负责，1 月 16 日前完成电厂用地及周边活动控制范围内土地摸底工作，1 月底前完成土地及附属物丈量登记和固化工作。③由县自然资源局负责，县发改局配合，1 月 16 日前将电厂选址纳入国土空间规划“一张图”，1 月 24 日前完成项目土地预审资料整理，按要求报省自然资源厅审批。

**2.关于灰场选址工作。**由县矿产办负责，县自然资源局、林草局、生态环境局、早胜镇政府配合，1 月 12 日前完成现场踏勘，1 月 15 日前出具选址意见。

### **3.关于电厂用水工作**

方案一：由县生态环境局负责，县住建局、宁投公司、新庄煤矿配合，1 月 15 日前，由宁投公司与新庄煤矿签订取水协议，解决矿井涌水环保问题；1 月 16 日前提供满足 240 万方/年用水资料及承诺函；1 月 20 日前宁投公司与甘肃能化股份有限公司签订供水协议。

方案二：由县住建局负责，县水务局、污水处理厂、供水公司配合，1 月 12 日前提供满足年 240 万方中水用水资料及承诺函，并由县污水处理厂与甘肃能化股份有限公司以优惠价格签订中水供水协议。



4.关于用地准备工作。由早胜镇政府负责，尽快与中泰农业公司协商，2月底前收回全部流转土地，确保煤电项目一季度具备进场开工条件。

5.关于前期工作落实。由县矿产办负责，协调甘肃能化庆阳公司，1月15日前制定项目推进方案和任务清单，明确具体任务、责任单位和时限要求，督促抓好工作落实。

会议强调，各相关乡镇和部门要坚持把甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目作为推动陇东综合能源基地核心县建设和强县域、强工业行动的重要举措，密切配合、分工协作，加快推动煤电项目前期工作，确保项目早开工、快建设。

**参会人员:**

池 军 县委常委、常务副县长

姚 轲 县矿产办主任

张俊谋 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目部主任

香 洋 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目项目副主任

附件 5：关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目前期工作项目用地的复函

# 宁县自然资源局

## 关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目 前期工作项目用地的复函

甘肃能化股份有限公司：

你公司报送的《关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目用地的函》已收悉。经研究，现提出以下意见：

1.原则同意该项目在宁县早胜镇院子村正北侧（厂址一）和宁县早胜镇寺底村正南侧（厂址二）两个拟选厂址，及在选定厂址附近配套建设电厂灰场，并开展前期工作。

2.你公司需在选址论证结束后，按相关程序进行土地手续报批。

特此复函



附件 6：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场水土保持工作意见

# 宁县水土保持管理局

## 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及 灰场水土保持工作意见

宁县矿产资源开发办公室：

甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目位于宁县早胜镇，规划建设 2 台 66 万千瓦超超临界燃煤发电机组，2014 年 12 月获得国家发展改革委核准。经我局核查，该规划区域属于泾河流域省级、县级水土流失重点治理区，原则同意规划选址。规划中要提出水土流失预防和治理的对策和措施，进行分析论证，提高水土流失防治标准，并根据项目特点，采取优化施工工艺、加强工程管理等措施，减少地表扰动和植被损坏范围。

生产建设单位应当在生产建设项目开工建设前完成水土保持方案编报并取得批准手续，一次性缴纳水土保持补偿费；开展水土保持监测和水土保持监理；生产建设项目投产使用前及时开展水土保持设施自主验收，加强对水土保持设施的管理和维护，确保水土保持措施长期发挥效益。生产建

设单位应当将水土保持工作任务和内容纳入施工合同，落实施工单位水土保持责任，在建设过程中同步实施水土保持方案提出的水土保持措施，保证水土保持措施的质量、实施进度和资金投入。

规划的组织编制机关应当在规划中提出水土流失预防和治理的对策和措施，并在规划报请审批前征求县水保局的意见。需要编制初步设计的生产建设项目，其初步设计应当包括水土保持篇章，明确水土流失防治措施、标准和水土保持投资，其施工图设计应当细化水土保持措施设计，审查初步设计或者施工图设计时水土保持管理部门应当参加。





附件 7：关于对甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘意见的复函

# 宁县林业和草原局

宁林函〔2024〕2 号

## 宁县林业和草原局 关于对甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 及灰场选址现场踏勘意见的复函

县矿产办：

贵办《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘的函》我局已收悉，经现场踏勘，原则上同意该项目选址。

此件仅用于办理前期手续使用，涉及使用的林草地请务必于开工建设前办理使用林草地审批手续后开工建设。

特此函复



附件 8：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址情况的说明

# 宁县自然资源局

宁自然资函字〔2024〕17 号

## 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场 选址情况的说明

宁县矿产资源开发办公室：

经我局审核，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址位于宁县早胜镇南北村，占地面积为 34.5133 公顷（其中：耕地 32.3489 公顷、其他农用地 1.0729 公顷、建设用地 1.0915 公顷）；灰场选址位于宁县早胜镇院子村，占地面积为 47.419 公顷（其中：林地 21.4568 公顷、其他草地 25.9622 公顷）。该项目选址不占用永久基本农田，位于城镇开发边界外，需按单独选址项目办理用地相关手续。我局原则同意该项目选址。



附件 9：宁县人民政府关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址的复函

# 宁县人民政府

宁政函〔2024〕22号

## 宁县人民政府 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场 选址的复函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场用地的函》已收悉，县政府安排县矿产办、生态环境局、自然资源局、林草局、水务局、水保局等部门，对该项目及灰场选址进行了现场踏勘。经堪查，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址位于宁县早胜镇南北村，占地面积 34.5133 公顷（其中：耕地 32.3489 公顷、其他农用地 1.0729 公顷、建设用地 1.0915 公顷）；灰场选址位于宁县早胜镇院子村，占地面积 47.419 公顷（其中：林地 21.4568 公顷、其他草地 25.9622 公顷）。该项目及灰场选址位于泾河流域省级、县级水土流失重点治理区和城镇开发边界外，不占用永久基本农田。

我县原则同意甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址，但需分开按单独项目各自办理用地手续。此件仅用于办理前期手续使

用，不作为项目建设环评等审批依据。

附件：各相关部门复函及意见



---

宁县人民政府办公室

2024年1月23日印

共印5份

附件 10：关于甘肃能化庆阳 2X66 万千瓦项目开展前期工作的复函

# 宁县发展和改革局

宁发改函〔2024〕1 号

## 宁县发展和改革局 关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目 开展前期工作的复函

甘肃能化股份有限公司：

你公司报送的《关于开展甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目前期工作的函》已收悉。该项目拟在宁县早胜镇院子村正北侧（厂址一）和宁县早胜镇寺底村正南侧（厂址二）选址建厂，同时在选定厂址附近配套建设电厂灰场。经研究，同意你公司开展项目前期工作。





附件 11：关于《关于甘肃能化庆阳 2X66 万千瓦项目军事设施相关问题的函》的复函

## 中国人民解放军 甘肃省宁县人民武装部

### 关于《关于甘肃能化庆阳 2x66 万千瓦项目军事设施相关问题的函》的复函

甘肃能化股份有限公司：

你公司《关于甘肃能化庆阳 2x66 万千瓦项目军事设施相关问题的函》已收悉。

经我部核查，该项目选址区域在宁县早胜镇区域内无军事设施，你公司项目所处区域与我辖区军事设施无影响。

宁县人民武装部

2024 年 1 月 3 日

地址：甘肃省宁县新宁镇人民路 12 号

联系电话：0934-8624100

邮编：745200



秘密 集中文档 人民路 20240103

附件 12：关于甘肃能化庆阳 2X66 万千瓦项目环保相关问题的复函

## 庆阳市生态环境局宁县分局

### 庆阳市生态环境局宁县分局 关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目 环保相关问题的复函

甘肃能化股份有限公司：

你单位《关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目环保相关问题的函》收悉，我局原则同意该项目开展前期相关工作，请你单位尽快开展项目环境影响评价等工作，确保项目开工建设前取得环评批复。

特此说明

庆阳市生态环境局宁县分局

2024 年 1 月 3 日

附件 13：关于甘肃能化庆阳 2X66 万千瓦项目文物保护相关问题的复函

# 宁县文物局

## 关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目 文物保护相关问题的复函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司报送的《关于甘肃能化庆阳 2×66 万千瓦项目文物保护相关问题的函》已收悉。经我局认真核查三普数据，该项目未见已知文物遗存。

相关情况说明：

1. 本次结果以你公司提供的坐标范围为准，如施工超过上述范围，需再次进行查看与说明。

2. 本次结果以及对照电子坐标地图勘察只针对已发现的文物保护单位。由于文物的隐藏性和不可预见性，如在施工过程中，发现出土文物，施工单位应第一时间通告文物保护单位主管部门，并保护现场，配合文物保护单位做好文物的清理挖掘工作。

特此致函。





附件 14：关于甘肃能化庆阳 2X66 万供水相关事宜的函

# 甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司

宁投函字〔2024〕8 号

## 甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供水相关事项的函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司拟在甘肃省庆阳市宁县规划建设“甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目”，项目所需用水量为每年 240 万立方，水质指标如下：

序号	项目	单位	水质指标
1	pH 值（25℃）	-	7.0~8.5
2	悬浮物	mg/L	≤10
3	浊度	NTU	≤5
4	BOD <sub>5</sub>	mg/L	≤5
5	COD <sub>Cr</sub>	mg/L	≤30
6	NH <sub>3</sub> -N	mg/L	≤5
7	铁	mg/L	≤0.30
8	Cl <sup>-</sup>	mg/L	≤250
10	钙硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	mg/L	≤100
11	甲基橙碱度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	mg/L	≤100
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000
13	石油类		不含油

我公司承诺提供的矿井疏干水及城市中水可满足“甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目”在 2026 年底投产后的生产用水要求。

甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司

2024 年 1 月 12 日



附件 15：关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目供应尿素的情况说明

## 靖远煤业集团刘化化工有限公司简函

### 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供应尿素的情况说明

甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设的甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目后拟采用尿素作为脱硝还原剂，我公司可满足项目投产后每年 4000 吨尿素需求供应条件。

特此证明。

靖远煤业集团刘化化工有限公司

2024 年 1 月 5 日



## 附件 16：供煤协议

## 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供煤意向的复函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目供煤意向的函》收悉，经我公司研究，该项目建成后，我公司可满足 4600Kcal 热值的燃煤每年 400 万吨的供应。

特此函复。



附件 17：供煤协议

## 甘肃靖煤能源有限公司煤炭运销分公司

### 关于甘肃庆阳 2×660MW 煤电项目 购煤相关事项的函

庆阳煤电项目部：

公司拟在甘肃省庆阳市宁县投资建设 2×660MW 煤电项目，项目建成后我公司可满足供应 4600 kcal 热值的燃煤 400 万吨/年。

特此说明。

甘肃靖煤能源有限公司煤炭运销分公司

2024 年 1 月 22 日

煤炭运销分公司

5204030913161

附件 18：税务局关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘的复函

# 甘肃省宁县水务局

## 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘的复函

宁县矿产资源开发办公室：

你单位《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址现场踏勘的函》我局已收悉，该项目涉及我县早胜镇。经初步审查，原则上同意该方案，同时提出如下建议：

一、你单位要求施工单位在方案设计过程中，注意做好水源地、饮用水工程设施防护措施。

二、请在本次实施的项目施工过程中，按照《中华人民共和国河道管理条例》第二十二条、第二十四条之规定，严禁向河道管理范围内倾倒渣土、建筑垃圾，占用或阻塞河道，不得损坏县水务局在马莲河沿线布设的河道管理范围划定界桩等设备。

三、该灰场位于宁县早胜镇院子村西侧 1km 处沟道内，距马莲河水平距离 2km，按照相关规定，需做防洪影响评价分析报告，报市水务局审批后，报县水务局备案。

四、施工单位如涉及在马莲河河道取水，应该按照《甘肃省取水许可和水资源费征收管理办法》编制水资源论证报告，报庆



阳市水务局审批，审批通过后，方可办理取水许可相关手续。

五、该项目距离雨落坪水文站较近，请征求雨落坪水文站意见。

宁县水务局  
2024年1月22日

附件 19：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目石膏、灰渣综合利用的函

## 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 石膏、灰渣综合利用的函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司拟在甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，我公司承诺可满足项目建成后每年产出灰渣约 65 万吨，石膏量约 12 万吨，石子煤约 5000 吨的消纳条件。

特此复函。

甘肃德沛工贸有限责任公司  
2024 年 1 月 5 日





附件 20：关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目煤质相关事项的函

# 甘肃能化股份有限公司

## 关于甘肃能化庆阳 2 × 660MW 煤电项目 煤质相关事项的函

西北电力设计院：

甘肃能化庆阳 2 × 660MW 煤电项目已收悉，同意本项目采用如下煤质作为项目前期设计及校核煤质。

煤质资料

检测项目	符号	单位	设计煤	校核煤	适用标准
水分	$M_t$	%	12.11	17.0	GB/T211-2017
气干燥基水分	$M_{ad}$	%	2.11	2.45	GB/T212-2008
到基灰分	$A_{ar}$	%	15.51	15.04	
燥无灰基挥发分	$V_{daf}$	%	35.78	29.48	
到基碳	$C_{ar}$	%	58.66	56.39	DL/T568-2013
到基氢	$H_{ar}$	%	3.35	3.14	
到基氮	$N_{ar}$	%	0.64	0.63	
到基氧	$O_{ar}$	%	7.84	6.40	
硫	$S_{tar}$	%	1.35	1.4	GB/T214-2007
到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	kJ/kg	23.51	22.54	GB/T 213-2008
到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	kJ/kg	22.50	21.50	

氏可磨指数	HGI	/	61	56	GB/T2565-2014
灰熔融特征温度/变形温	DT	10 <sup>3</sup> °C	1.22	1.22	GB/T219-2008
灰熔融特征温度/软化温	ST	10 <sup>3</sup> °C	1.23	1.23	
灰熔融特征温度/半球温	HT	10 <sup>3</sup> °C	1.24	1.24	
灰熔融特征温度/流动温	FT	10 <sup>3</sup> °C	1.25	1.26	
灰中二氧化硅	SiO <sub>2</sub>	%	60.29	58.47	GB/T1574-2007
灰中三氧化二铝	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	18.82	19.69	
灰中三氧化二铁	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	5.67	5.88	
灰中氧化钙	CaO	%	9.19	10.02	
灰中氧化镁	MgO	%	1.37	1.48	
灰中氧化钠	Na <sub>2</sub> O	%	0.63	0.72	
灰中氧化钾	K <sub>2</sub> O	%	1.19	1.39	
灰中二氧化钛	TiO <sub>2</sub>	%	0.76	0.86	
灰中三氧化硫	SO <sub>3</sub>	%	1.00	0.95	
灰中二氧化锰	MnO <sub>2</sub>	%	0.075	0.082	
灰中五氧化二磷	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	%	0.174	0.169	
中氯	Cl <sub>ar</sub>	%	0.041	0.025	GB/T 3558-2014
中汞	Hg <sub>ar</sub>	μg/g	0.012	0.065	STM D6722-2011
中氟	F <sub>ar</sub>	μg/g	177	107	GB/T 4633-2014
中砷	As <sub>ar</sub>	μg/g	9	4	GB/T3058-2008

甘肃能化股份有限公司

2024年1月30日