

山东大唐东营“上大压小”新建项目

可行性研究报告

（收口版）



中国电力工程
顾 问 集 团 东北电力设计院有限公司

工程咨询单位资格证书 工咨甲 20820070008

环境影响评价证书 国环评证甲字第 1609 号

水土保持方案编制资格证书 水保证书甲字第 97 号

质量管理体系证书 05013Q20041R3L

职业健康安全管理体系证书 05013S20035R2L

环境管理体系证书 05013E20035R2L

2015 年 8 月 长 春

山东大唐东营“上大压小”新建项目

可行性研究报告

（收口版）

主管院长：黎明红

主管总工：刘钢

项目经理：艾立双

2015年8月

参加本报告编写人员名单

处室	专业	主管	主设人
热机室	汽机	何文杰	刘启军
	锅炉		孙丰
输煤室	输煤	张 刚	赵秀娟
除灰室	除灰	于永志	侯明辉
水务室	水工工艺	曲树鹏	李正
	化学	常爱国	迟德民
电气室	一次	王喆	吴尚志
	二次		李哲浩
热控室	热控	郑永恒	李秀杰
总图室	总图	刘志通	付祝东
	施工组织		付祝东
结构室	结构	杨眉	段英莲
	水工结构	李敬生	宋良华
公用室	建筑	丛佩生	徐 辉
	暖通	张立忠	刘振一
	给排水	王爱东	季 宏
	照明	薛惠敏	刘志岩
	通讯		任鹏
环境工程公司	环保	谢百成	张 健
工程经济分公司	机务	郭凤昌	孙 英
	电气		苗终娜
	土建		奚亚文
智能化室	保护	吴晓蓉	薛 筠
	调自	张 伟	枏树安
	通信	刘 洁	任 莹
系统规划	系统规划	郭 佳	胡 杰

目 录

1 总论	1
1.1 项目背景	1
1.2 投资方概况	2
1.3 研究范围与分工	3
1.4 工作简要过程及主要参加人员	3
1.5 项目概况	4
1.6 主要结论及问题和建议	9
2 电力系统	9
2.1 电力系统现况	9
2.2 负荷预测	11
2.3 电力平衡	13
2.4 电厂建设必要性及其在系统中的地位	14
2.5 接入系统方案	15
2.6 系统对项目主设备参数的要求	16
3 燃料供应	16
3.1 燃料来源	16
3.2 燃料消耗量	17
3.3 锅炉点火及助燃用燃料	18
3.4 燃料运输	18
4 厂址条件	18
4.1 厂址概述	18
4.2 交通运输	22
4.3 水文及气象	25
4.4 水源	29
4.5 贮灰渣场（含脱硫副产品）	40
4.6 地震、地质及岩土工程	44

4.7 厂址比较与推荐意见.....	48
5 工程设想.....	48
5.1 全厂总体规划及厂区总平面规划.....	48
5.2 装机方案.....	54
5.3 主机技术条件.....	54
5.4 热力系统.....	56
5.5 燃烧制粉系统.....	60
5.6 电气部分.....	61
5.7 燃料输送系统.....	70
5.8 除灰渣系统.....	72
5.9 化学部分.....	74
5.10 热工自动化部分.....	80
5.11 主厂房布置.....	84
5.12 建筑结构部分.....	87
5.13 供排水系统及冷却设施.....	93
5.14 贮灰渣（含脱硫副产品）场.....	101
5.15 消防系统.....	104
5.16 采暖通风系统.....	106
6 烟气脱硫与脱硝.....	111
6.1 烟气脱硫.....	111
6.2 烟气脱硝.....	121
7 环境及生态保护与水土保持.....	123
7.1 环境保护.....	123
7.2 生态影响分析.....	134
7.3 水土保持.....	135
8 综合利用.....	136
8.1 设计条件.....	136

8.2 灰渣及脱硫石膏综合利用途径.....	137
9 劳动安全.....	138
9.1 编制依据及设计原则.....	138
9.2 电厂生产过程中存在的危险及危害分析.....	139
9.3 劳动安全防护设施设计.....	139
9.4 劳动安全机构与设施.....	140
9.5 预期效果.....	140
10 职业卫生.....	140
10.1 编制依据及设计原则.....	140
10.2 职业卫生防护设施设计.....	141
10.3 职业卫生机构与设施.....	143
10.4 预期效果.....	143
11 资源利用.....	144
11.1 原则要求.....	144
11.2 能源利用.....	144
11.3 土地利用.....	145
11.4 水资源利用.....	145
11.5 建筑材料利用.....	146
12 节能分析.....	146
12.1 节能标准及规范.....	146
12.2 工程项目设计所采取的节能措施及效果.....	147
12.3 工程项目主要耗能种类和数量设计值.....	150
12.4 结论及建议.....	151
13 人力资源配置.....	152
13.1 配置原则.....	152
13.2 人员配置.....	152

14 项目实施的条件和建设进度及工期.....	153
14.1 施工条件及施工场地规划布置.....	153
14.2 吊装机械.....	154
14.3 施工降水.....	154
14.4 施工力能供应.....	155
14.5 大件设备运输.....	156
14.6 施工综合轮廓进度安排.....	156
15 投资估算、融资方案及财务分析.....	157
15.1 投资估算.....	157
15.2 资金来源及融资方案.....	187
15.3 财务分析.....	187
16 抗灾能力评价.....	206
16.1 概述.....	206
16.2 防洪涝灾害.....	206
16.3 地震及抗震设防.....	206
16.4 抗风措施.....	208
16.5 抗地质灾害.....	209
16.6 其它抗灾措施.....	210
17 风险分析.....	210
17.1 市场风险.....	210
17.2 技术风险.....	210
17.3 工程风险.....	211
17.4 资金风险.....	211
17.5 政策风险.....	212
17.6 外部协作风险.....	212
18 经济与社会影响分析.....	212
18.1 项目的合法性.....	212

18.2 项目实施对当地经济与社会的影响.....	213
19 结论与建议.....	216
19.1 主要结论.....	216
19.2 主要技术经济指标.....	217

附件：

附件 1:《国家能源局关于同意山东大唐东营“上大压小”新建项目开展前期工作的函》(国家能源局国能电力[2013]95 号)

附件 2:《国家海洋局关于山东省大唐东营“上大压小”新建项目用海预审意见的函海》(国家海洋局国海管字[2014]661 号)

附件 3:《水利部关于山东大唐东营“上大压小”新建项目水土保持方案的批复》(水利部水保函[2014]33 号)

附件 4:《关于山东大唐东营“上大压小”新建项目建设用地预审意见的函》(国土资源部国土资审字[2014]53 号)

附件 5:《海委关于山东大唐东营“上大压小”新建项目水资源论证报告的批复》(水利部海河水利委员会海许可[2014]5 号)

附件 6:《关于山东大唐东营“上大压小”新建项目对渔业资源和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响专题报告的复函》(农业部渔业渔政管理局 东渔资环便[2014]42 号)

附件 7:《山东省环境保护厅关于山东大唐东营“上大压小”新建项目环境影响报告书的批复》(山东省环境保护厅 鲁环审[2015]147 号)

附件 8:《山东省建设项目污染物总量确认书》(SDZL136 号)

附件 9:《泥沙数值模拟报告评审意见》

附件 10:《东营市人民政府关于大唐东营“上大压小”新建项目社会稳定风险分析报告的意见》(东营市人民政府 东政函[2015]16 号)

附件 11:《山东省交通运输厅关于山东大唐东营“上大压小”新建项目配套煤炭码头工程工程可行性研究报告审查意见的函》(山东省交通运输厅 鲁交规划[2014]73 号)

附件 12:《建设项目选址意见书》(山东省住房和城乡建设厅选字第 370000201500018 号)

附件 13:《关于山东大唐东营发电厂一期 2X1000MW 机组工程安全预评价报告备案的函》(国家安全生产监督管理总局 管二函[2007]44 号)

附件 14:《山东省东营市东营港经济开发区山东大唐东营“上大压小”新建项目地质灾害危险性评估成果备案证明》(山东省国土资源厅[2013]235 号)

附件 15:《关于大唐东营发电有限公司“上大压小”新建项目不压覆重要矿产资源的函》(山东省国土资源厅鲁国土资函[2014]31 号)

附件 16:《对山东大唐东营发电厂工程场地地震安全性评价报告的批复》(中国地震局中震

安评[2007]90 号)

附件 17:《关于山东大唐东营“上大压小”新建项目的选址意见》(山东省文物局鲁文考函[2013]156 号)

附件 18:《山东省环境保护厅关于同意调整山东大唐东营“上大压小”新建项目近岸海域环境功能区划的复函》(鲁环函[2015]124 号)

附件 19:《关于山东大唐东营“上大压小”电厂新建项目煤炭等(减)量替代方案的审查意见》(山东省发展和改革委员会鲁发改环资函[2015]48 号)

附件 20:《关于《山东大唐东营“上大压小”新建项目工程通航安全影响论证报告》的审核意见》(中华人民共和国山东海事局 鲁海通航[2014]107 号)

附件 21:《关于山东大唐东营“上大压小”新建工程项目建设用地预审的初审意见》(山东省国土资源厅 鲁国土资字[2013]1622 号)

附件 22:《关于大唐东营电厂新建项目拟建烟囱高度相关问题的复函》(中国民用航空华东地区管理局 民航华东函[2014]119 号)

附件 23:《山东省卫生厅关于同意山东大唐东营发电厂一期 2X1000MW 超超临界煤机组工程职业病危害预评价报告书的批复》(山东省卫生厅 鲁卫职建预字[2007]9 号)

附件 24:《大唐东营发电有限公司 2×1000MW 机组项目厂址选址复函》(山东省军分区司令部司[2015]10 号)

附件 25:《关于出资建设山东大唐东营“上大压小”新建项目投资承诺函》(大唐山东发电有限公司)

附件 26:《关于东营 2×1000MW 燃煤火电项目变更设计煤种的批复》(大唐山东发电有限公司规划[2013]43 号)

附件 27:《山东大唐东营“上大压小”新建项目石子煤供销意向协议》(无棣县万隆节能环保建材有限公司 2013.6.25)

附件 28:《山东大唐东营“上大压小”新建项目石子煤供销意向协议》(垦利山水水泥有限公司 2013.6.27)

附件 29:《中国农业银行贷款承诺函》(中国农业银行 2014.10.23)

附件 30:《煤质检验报告》(国家煤炭质量监督检验中心(西安))

附件 31:《山东省人民政府关于发布政府核准的投资项目目录(山东省 2014 年本)的通知》(山东省人民政府 鲁政发[2014]24 号)

附件 32:《山东省住房和城乡建设厅关于东营港经济开发区总体规划的复函》(山东省住房

和城乡建设厅鲁建规字[2013]2 号)

附件 33:《山东省人民政府关于东营港总体规划的批复》(鲁政字[2011]279 号)

附件 34:《东营市人民政府关于东营市港城总体规划(2008 年—2020 年)的批复》(东政字[2008]171 号)

附件 35:《东营市国土资源局关于山东大唐东营“上大压小”新建项目建设用地的审查意见》(东营市国土资源局 东国土资发[2013]235 号)

附件 36:《关于山东大唐东营“上大压小”新建项目拟选场址、灰场无人防工程和设施的批复》(东营市人民防空办公室 东人防办字[2013]54 号)

附件 37:《脱硫石膏综合利用协议》(垦利山水水泥有限公司, 2013.09)

附件 38:《脱硫石膏综合利用协议》(昌乐山水水泥有限公司, 2013.09)

附件 39:《脱硫石膏综合利用协议》(济南奇峰建材有限公司, 2013.09)

附件 40:《液氨供应意向协议书》(山东联盟化工股份有限公司, 2014.01)

附件 41:《粉煤灰综合利用协议》(博兴县鸿盛建材有限公司, 2013.06)

附件 42:《粉煤灰综合利用协议》(垦利山水水泥有限公司, 2013.06)

附件 43:《粉煤灰综合利用协议》(无棣县万隆节能环保建材有限公司, 2013.06)

附件 44:《供水意向协议》(中国石化集团胜利石油管理局供水公司, 2013.10)

附件 45:《煤炭海上运输合作意向书》(江苏大唐航运股份有限公司, 2013.08)

附件 46:《石灰石供应协议》(淄博隆海矿业有限公司, 2013.05)

附件 47:《氢气供应意向协议书》(东营市安泰气体有限责任公司 2014.1.9)

附件 48:《山东大唐东营“上大压小”新建项目供应土石方意向协议》(莱州龙波土石方工程有限公司 2013.9.1)

附件 49:《长期供煤协议》(神华销售集团有限公司)

附件 50:《供煤意向书》(大同煤矿集团有限责任公司煤炭运销总公司)

附件 51: 关停小机组五方协议 54.2 万

附件 52:《关于山东大唐东营发电厂 2X1000MW 机组工程初步可行性研究报告的审查意见》(电力规划设计总院 电规发电【2005】424 号)

附件 53:《关于印发山东大唐东营发电厂一期 2X1000MW 机组工程可行性研究报告审查会议纪要的通知》(电力规划设计总院 电规发电[2006]389 号)

附件 54:《关于印发山东大唐东营“上大压小”新建工程补充可行性研究报告审查会议纪要的通知》(电力规划设计总院 电规发电【2013】1180 号)

附件 55:《温排水及余氯数值模拟报告评审意见》

附件 56:《关于原则同意山东大唐东营发电厂 2×1000MW 并入山东电网的意见》(山东省电力集团公司 集团计规[2005]14 号)。

附件 57:《关于大唐东营发电有限公司山东大唐东营“上大压小”新建项目节能评估报告书的评审意见》(山东省工程咨询院 鲁工咨工字[2015]358 号)。

专题报告目录

- 专题 1: 一次再热机组与二次再热机组主机选型研究
- 专题 2: 前煤仓方案与侧煤仓方案比选
- 专题 3: 塔式炉与Π型炉比选
- 专题 4: 给水泵配置方案研究
- 专题 5: 引风机驱动方式研究
- 专题 6: 启动汽源研究
- 专题 7: 邻炉蒸汽加热系统研究
- 专题 8: 三大风机选型、容量及裕量选择研究
- 专题 9: 锅炉烟气余热梯级利用方案研究
- 专题 10: 变频电源中心设置研究
- 专题 11: 煤场封闭型式研究
- 专题 12: 除渣系统选型研究
- 专题 13: 海水淡化方案研究
- 专题 14: 海水冷却水方案优化
- 专题 15: 循环水泵房布置型式研究
- 专题 16: 发电机出口设置断路器方案的技术分析
- 专题 17: 现场总线技术在电厂中的应用
- 专题 18: 机组自启停系统研究
- 专题 19: 地基处理方案优化研究
- 专题 20: 场地软地基预处理方案优化研究
- 专题 21: 桩基负摩阻力取值分析与研究
- 专题 22: 主要管线地基处理研究
- 专题 23: 烟囱防腐方案优选

附 图 目 录

序号	图 号	图 名	备 注
1	F455K5-Z01	厂址地理位置及全厂总体规划图	
2	F455K5-Z02	厂区总平面布置图（方案一）	
3	F455K5-Z03	厂区总平面布置图（方案二）	
4	F455K5-Z04	厂区总平面布置图（方案三）	
5	F455K5-Q01	施工场区总平面规划布置图	
6	F455K5-J01	原则性制粉系统图	
7	F455K5-J02	原则性烟风系统图	
8	F455K5-J03	原则性热力系统图	
9	F455K5-J04	氨区设备布置图	
10	F455K5-J05	主厂房平面布置图	
11	F455K5-J06	主厂房断面布置图	
12	F455K5-J07	设备明细表	
13	F455K5-J08-1/2	脱硝装置系统流程图	
14	F455K5-J08-2/2	脱硝装置系统流程图	
15	F455K5-H01	原则性化学水处理系统图	
16	F455K5-H02	凝结水精处理原则系统图	
17	F455K5-H03	原则性生产废水处理系统图	
18	F455K5-C01	原则性除渣及石子煤系统图	
19	F455K5-C02	原则性除灰系统图	
20	F455K5-C03	原则性脱硫工艺系统图	
21	F455K5-C04	脱硫平面规划布置图	
22	F455K5-C05	湿式除尘器系统图	
23	F455K5-M01	运煤系统工艺流程图	
24	F455K5-D01	电气主接线	
25	F455K5-D02	厂用电原则接线	
26	F455K5-K01	全厂自动化控制系统网络配置示意图	
27	F455K5-S01	供水系统图	
28	F455K5-S02	水量平衡图	
29	F455K5-S03	取排水平面布置图	
30	F455K5-S04	排水口平断面图	
31	F455K5-S05	灰场平面布置图	
32	F455K5-S06	1-1 断面图	

1 总论

1.1 项目背景

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，属于渤海经济圈和黄河三角洲，是国家和山东省重点发展区域。东营市是胜利油田所在地，石油工业是该地区的主导工业。

1993 年 3 月国务院批准东营市为沿海经济开发区，同时批准设立东营开发综合试验区；1994 年国务院把黄河三角洲开发列入《中国 21 世纪议程》优先开发项目计划，并且得到联合国开发署的大力支持。东营港已列入一类对外开放港口。

2008 年 3 月山东省政府实施《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》，大力发展东营临港产业区。东营临港产业区位于东营市东北部和东部临海、临港区内，主要为国有荒滩盐碱地，起步区约 1000 多平方公里，重点建设化工、电力、临港产业、物流等产业集聚区，打造区域内重要的化工产业基地、电力供应基地、装备制造业基地、区域物流中心和产品集散中心。

2011 年 1 月 4 日，国务院以国函〔2011〕1 号文件批复《山东半岛蓝色经济区发展规划》，这标志着山东半岛蓝色经济区建设正式上升为国家战略，成为国家海洋发展战略和区域协调发展战略的重要组成部分。

山东半岛蓝色经济区城镇体系规划范围南起日照市，北至滨州市，包括青岛、烟台、威海、潍坊、日照、东营和滨州七市以及临沂市莒南、淄博市高青、德州市乐陵、庆云四县市的全部行政范围。

自国家加快开发黄河三角洲以来，东营市国民经济快速发展，综合实力显著增强。2014 年全市完成生产总值 3430.5 亿元，同比增长 10%；全社会固定资产投资达到 2708.2 亿元，增长 16.1%；社会消费品零售总额达到 659.1 亿元，增长 12.6%；全年实现公共财政预算收入 206.2 亿元，增长 12.2%。预计 2015 年全市生产总值增长 9% 左右。

根据《东营市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》，到 2020 年，全市生产总值将突破 5000 亿元。

山东电网是一个以火电为主的电网，现已覆盖了全省的 17 个地市，通过 500kV 聊城～辛安双回、滨州～黄骅双回线路与华北电网交流联网，通过银川东～青岛换流站±660kV 直流线路接受宁东电力。截至 2014 年底，全省已拥有 1000MW 及以上容量电厂 21 座，已运行的最大发电机组为 1050MW。山东电网已成为以 300MW 和 600MW 级发电机组为主力机型、500kV 为主网架，发、输、配电网协调发展的超高压、大容量、高参数、高自动化的大型现代化电网。

截至 2014 年底，山东省电厂总装机容量 79709MW，其中统调装机容量 62519MW。2014 年山东全社会用电量为 4223 亿千瓦时，同比增长 3.4%；全社会最大负荷为 68120MW（电网统调最大负荷 56928MW），同比增长 2.2%。2014 年山东省共接纳省外来电 485.7 亿千瓦时，最大受电 7500MW。

山东 500kV 电网已覆盖 17 个地市，形成了“五横两纵”的主网架结构。截至 2014 年底，山东电网拥有 500kV 变电站 34 座（包含胶东站），变压器 74 台，变电总容量 56250MVA；500kV/220kV 联络变压器 3 台，总容量 1500MVA；500kV 线路 80 条，长度 5797km。山东电网拥有 220kV 变电站 367 座，变压器 779 台，变电总容量 125755MVA；220kV 线路 953 条，长度 21188km。220kV 电网为山东省 17 个地市的主要输电网，网架结构比较坚强，潮流分布比较均衡合理，能够满足供电需求。

根据电力平衡，山东省“十二五”末期及十三五”初期电力缺额较大，大约在 10000MW 以上；“十三五”中后期，随着省内机组的建设以及外电入鲁规模的增大，山东电网电力缺额减小；到 2020 年，考虑省外来电 29500MW 情况下，山东电网电力缺额为 11600MW 左右。为满足山东省电力负荷发展需要，有必要加大区外受电的容量或增加省内电源的建设。因此，大唐东营电厂本期 2×1000MW 机组工程的建设，有助于满足山东省和东营市电网用电负荷增长需要。

根据山东省、东营市国民经济发展和电源点布局的需要，大唐山东发电有限公司决定在东营市建设一座大型发电厂。电厂一次规划 4×1000MW 超超临界燃煤汽轮发电机组，分期建设，并留有再扩建的条件。一期工程建设 2×1000MW 超超临界燃煤发电机组。

本工程初可研由山东电力工程咨询院完成。电力规划总院于 2005 年 9 月 12 日以电规发电[2005]424 号文下发了初步可行性研究报告的审查意见。

电力规划总院于 2013 年 12 月 11 日以电规发电【2013】1180 号文下发了山东大唐东营“上大压小”新建工程补充可行性研究报告审查会议纪要。

1.2 投资方概况

本工程由大唐山东发电有限公司投资建设，资本金比例为 20%。

大唐山东发电有限公司是中国大唐集团公司设立的国有独资公司，于 2009 年 1 月 9 日登记注册，注册资本 30 亿元人民币，坐落在美丽的品牌之城、帆船之都—青岛。依照中国大唐集团公司授权，依法对山东省境内的全资及参控股企业行使出资人职能和管理职责，参与山东电力资源的开发建设，负责中国大唐集团公司发展战略在山东的实施。

公司主要经营范围为：电力、热力生产和销售的管理；电力设备检修、调试、运行维

护、制造与销售；电力工程和技术研究与实验；新型能源开发、技术推广服务；租赁业；企业管理咨询服务；投资建设和资产管理；电力物资供应；计算机应用及开发服务。

大唐山东发电有限公司所属企业和正在开发的项目有：截至 2014 年底，公司拥有黄岛电厂、鲁北发电公司、新能源公司、青岛热力公司、烟台电力开发公司、电力检修公司共 6 家基层单位，在役和核准装机容量 471.05 万千瓦。

1.3 研究范围与分工

1.3.1 设计范围

本期工程可行性研究内容为新建 2X1000MW 燃煤机组及相关配套设施。内容深度应满足火力发电厂可行性研究报告内容深度规定。可行性研究着重研究落实本工程的厂址、交通运输、水源、除灰、环境保护等各项主要建厂外部条件；拟定各工艺系统的工程设想、节能和环保保护措施，编制工程投资估算和财务评价，从而对本工程可行性提出结论。

1.3.2 不属于本此可行性研究的设计范围

- a) 环境影响评价；
- b) 电厂接入系统设计；
- c) 铁路专用线；
- d) 海洋水文及水下地形勘测；
- e) 大件运输可行性研究；
- f) 水土保持方案等。

1.3.3 设计界面

- a) 电厂出线：以 500KV 配电装置出线门型构为界；
- b) 厂外燃料运输：以翻车机出入口为界。

1.4 工作简要过程及主要参加人员

山东大唐东营发电厂 2X1000MW 机组新建工程初步可行性研究由山东电力工程咨询院完成。

2005 年本工程进行招标，我院投标工作在 2005 年 10 月结束，2006 年 1 月底即春节前夕，最终确定我院中标，并由山东大唐东营电厂筹建处向我院下达了中标通知书。

2006 年 2 月，本工程项目经理钱亢木等一行赴山东省东营市与本工程筹建处主任陈增辉等进行了本工程有关问题的讨论，并得知东营市规划部门对电厂的厂址进行了再规划，将电厂的厂址（东营港厂址）从原有位置向后迁移二百余米，并将电厂的厂址范围也重新进行了规划。随后于 2006 年 7 月我院又对修改后的厂址进行了测量与地质勘探，

各有关设计专业也相应进行了修改并完成了可研报告。

2006年8月2日至3日,电力规划设计总院在山东省东营市主持召开了山东大唐东营发电厂一期2×1000MW机组工程可行性研究报告审查会,对本工程可研进行了全面的审查,会后下发了审查纪要。

根据山东大唐东营发电厂筹建处(以下简称“业主”)的委托,2011年6月我院下达了本工程可行性研究优化任务。

2011年6月14日本工程主管总工刘钢及项目经理艾立双赴北京与大唐东营发电厂筹建处主任陈增辉等共同确定了本次可研优化的主要设计原则。

我院根据与业主确定的主要设计原则充分开展本工程的设计优化工作,并于2013年3月完成可研优化设计任务,形成本工程可研优化报告。

2013年5月通过中国大唐集团技术经济研究院可行性研究报告内部审查。

2013年10月通过电力规划设计总院补充可行性研究报告审查。

除本工程主要编写人员外,本报告的主要参与人员如下表。

序号	姓 名	单 位	职 务	备 注
1	陈增辉	电厂筹建处	主任	
2	赵洪滨	电厂筹建处	副主任	
3	徐美召	电厂筹建处	副主任	
4	陈 文	电厂筹建处	部长	
5	李长锁	电厂筹建处	部长	
6	申跃华	电厂筹建处	副部长	

1.5 项目概况

1.5.1 城市概况

东营市地理位置为北纬36°55′~38°10′,东经118°07′~119°10′。东、北临渤海,西与滨州市毗邻,南与淄博市、潍坊市接壤。南北最大纵距123公里,东西最大横距74公里,总面积7923平方公里。

东营市是万里黄河入海的地方,是共和国最年轻的城市,是黄河三角洲的中心城市,是黄河三角洲高效生态经济区的主战场和核心区域。这里是中国第二大油田——胜利油田驻地,是济军基地,是中国石油大学(华东)驻地。这里有丰富的石油、天然气资源,还有丰富的海洋资源。南部历史悠久,北部资源丰富。这里有亚洲最大的地上人工湖——天鹅湖,山东省最大的城市公园——东营清风湖公园。南部的广饶县是全国第一个村村通柏

油路的县，是第一批村村通电话的县，是第一批村村通公交车的县，是第一批村村通自来水的县，也是东营市第一个进入全国百强县的县。目前东营市正在进行广利河改造工程，提出了“回归河流”的规划理念，包括三方面的含义：广利河回归成为具有生态景观功能的城市河流；中心城回归成为与河流联系密切的和谐关系；重新塑造人与水的关系——从“索取”到“回馈”，让河流成为一条健康的河流，与城市共同发展。

东营市地处华北拗陷区之济阳拗陷东端，地层自老至新有太古界泰山岩群，古生界寒武系、奥陶系、石炭系和二叠系，中生界侏罗系、白垩系，新生界第三系、第四系；缺失元古界，古生界上奥陶统、志留系、泥盆系、下古炭统及中生界三叠系。凹陷和凸起自北而南主要有：埕子口凸起（东端）、车镇凹陷（东部）、义和庄凸起（东部）、沾化凹陷（东部）、陈家庄凸起、东营凹陷（东半部）、广饶凸起（部分）等。

东营市地处中纬度，背陆面海，受亚欧大陆和西太平洋共同影响，属暖温带大陆性季风气候，气候温和，四季分明。春季回暖快，降水少，风速大，气候干燥，有“十春九旱”的特点；夏季气温高，湿度大，降水集中，有时受台风侵袭；秋季气温急降，雨量骤减，秋高气爽；冬季雨雪稀少，寒冷干燥。主要气象灾害有霜冻、干热风、大风、冰雹、干旱、涝灾、风暴潮灾等。境内南北气候差异不明显。多年平均气温 12.8℃，无霜期长达 206 天， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温约 4300℃，可满足农作物的两年三熟。年平均降水量 555.9 毫米，多集中在夏季，占全年降水量的 65%，降水量年际变化大，易形成旱、涝灾害。

1.5.2 社会经济状况

东营是国家确定的高效生态经济示范区，是黄河三角洲开发建设的主战场。联合国开发计划署把“支持黄河三角洲可持续发展”作为支持《中国二十一世纪议程》的第一个优先项目援助实施，联合国工业发展组织确认东营市为国际绿色产业示范区。发展黄河三角洲高效生态经济先后列入国家“十五”计划和“十一五”规划。2009 年 11 月，山东省把推进黄河三角洲开发建设作为推动全省发展的重大战略，把东营市确定为建设黄河三角洲高效生态经济区的主战场。

东营市坚持高效生态的发展方向，全面实施黄河三角洲开发建设总战略，城乡经济保持了又好又快发展的良好态势。集中推进临港产业区、生态旅游区、生态高效农业区和高端产业区四大主体产业区建设，着力培育建设石油能源、现代化学工业精细化工、石油装备制造、新能源、高端产业、生态休闲度假、生态高效农业、城市生态林示范基地等八大产业基地，全市形成了石油、石油化工、盐化工、石油装备制造、纺织服装、橡胶轮胎、造纸及林木加工、食品加工等主导产业，崛起了华泰、万达、利华益、方圆铜业、科达等一

批产值过百亿元的大型骨干企业。生态农业方兴未艾，渔业、畜牧、蔬菜、林果、棉花等特色产业初具规模，培育了“黄河口大闸蟹”、“黄河口文蛤”等特优农产品品牌。大力发展生态旅游业、现代物流业和服务外包业，金融保险、文化娱乐、商务服务、社区服务等新兴服务业日益繁荣。对外开放不断扩大，先后与 60 多个国家和地区建立了经济文化技术交流与友好往来关系。

1.5.3 项目概况

本工程由大唐山东发电有限公司投资建设，本期建设 2X1000MW 超超临界燃煤机组，主要为山东省提供电力，计划于 2016 年 6 月开工，2018 年 6 月 1 号机组投产，2018 年 8 月 2 号机组投产。

本期工程燃用神华烟煤，经由铁路运输入厂。

本工程厂址位于位于山东省东营市北约 110km 的东营港区，东临渤海，位于港城的防波堤内。

本工程同步建设脱硫、脱硝设施、补给水采用海水淡化水，冷却水用海水、灰渣石膏全部综合利用，符合国家土地使用、环境保护、用水及水资源保护的相关法律法规和政策。

1.5.4 编制依据

- a) 山东大唐东营发电厂筹建处（原大唐国际东营发电厂筹建处）与我院签订的设计合同；
- b) 本工程初步可行性研究文件及审查纪要；
- c) 本工程上一版可行性研究报告及其审查纪要；
- d) 本工程取水口方案论证报告及其专家咨询审查意见；
- e) 我院勘测公司在现场进行的初步设计阶段的取水口勘测文件；
- f) 我院勘测公司在现场进行的初步设计阶段的厂区勘测资料；
- g) 我院勘测公司在现场进行试桩后提供的试桩报告；

1.5.5 工程设计目标和指导思想

本工程设计的总目标是贯彻建设资源节约型、环境友好型、社会和谐型社会的国策，积极采用可靠的先进技术，采用高效、节能、节地、节水、节材、降耗和环保的方案。

贯彻“2000 年示范电厂”的总体设计思路和“安全可靠，经济适用，符合国情”的指导思想，并贯彻中国大唐集团公司“安全、可靠、经济、环保”的工程建设原则。

解放思想，打破常规，积极慎重地采用国内外先进成熟的技术，主要设备如锅炉、汽轮机、发电机均采用国产设备，采用无油点火，总体规划以工艺流程顺畅短捷为目标，优

化布置，尽量减少用地，电厂建筑造型和色彩与城市景观相协调，树立现代电厂形象、创立精品工程。

设计中进行多方案技术经济比较、优化设计方案，节省工程量、降低工程造价，做到节能、节水、节约土地、节约投资。

满足国家的环保政策，符合可持续发展战略，采用高烟囱排烟、高效除尘和同步建设烟气脱硫脱硝设施，减少电厂烟尘、SO₂和NO_x排放量。

1.5.6 主要设计原则

1.5.6.1 建设规模

本期建设 2×1000MW 超超临界燃煤机组，规划建设 4×1000MW 超超临界燃煤机组。

1.5.6.2 厂址和灰场

厂址：山东大唐东营发电厂位于山东省东营市北约 110km 的东营港区，东临渤海，位于港城的防波堤内。

灰场：电厂西偏北约 1.5km 处，胜利油田桩西油井附近，灰场位于东营港城的防波堤之内。

1.5.6.3 主机容量和参数、冷却方式

主机采用 1000MW 超超临界燃煤机组，采用海水直流冷却方式。

1.5.6.4 发电设备年利用小时

发电设备年利用小时按 5500 小时。山东省 2013~2015 年百万机组年利用小时数如下：

电厂名称	2013 年	2014 年	2015 年上半年
华电邹县发电有限公司	6417 小时	5405 小时	3139 小时
华电莱州发电有限公司	6108 小时	5853 小时	2685

从上表可以看出山东省百万机组年利用小时数较高，平均值均在 5500 小时以上，故设备年利用小时按 5500 小时较为贴近实际值。

1.5.6.5 煤源及运输

设计煤种：神华集团神府东胜煤；

校核煤种：晋北煤；

煤质资料：按建设单位提供设计煤种及校核煤种的煤质资料进行设计；

燃煤采用铁路运输，煤炭经由包神线、神朔线、朔黄线、黄大线、东营疏港铁路、电厂铁路专用线至电厂。

1.5.6.6 水源

主机采用海水直流冷却，工业水和锅炉补给水采用海水淡化水、厂内生活和消防用水采用市政自来水。

1.5.6.7 接入系统

按两回 500kV 出线，接入 500kV 黄河变。

1.5.6.8 开工和投产时间

本工程计划于 2016 年 6 月开工，2018 年 6 月份第一台机组投产；2018 年 8 月份第二台机组竣工投产。

1.5.6.9 排烟方式、脱硫、脱硝设置原则

排烟采用烟囱排烟（烟囱高度按 240 米），同步建设脱硫（不设 GGH）、脱硝设施。

1.5.6.10 取水位置

优化取水方案，在满足要求的情况下尽量向电厂靠近。

1.5.6.11 资金筹措和资本金比例

本工程由大唐山东发电有限公司投资建设，资本金比例为 20%。

1.5.7 投资规模及主要技术经济指标

a) 总投资

静态	714117 万元
动态	762243 万元
购买小机组容量费	54599 万元
铺底流动资金	6199 万元
工程项目总投资	823041 万元

b) 单位投资

静态	3571 元/kW
动态	3811 元/kW

c) 全厂发电功率

2000MW

d) 年利用小时数

5500 小时

e) 全厂年发电量

1.1×10^{10} kW.h

f) 汽轮发电机组热耗（THA 工况）

7088kJ/kW.h

g) 锅炉效率（保证工况）

94.5%

h) 全厂热效率

47.52%

i) 发电厂用电率	3.88% (含脱硫)
j) 发电标准煤耗 (THA 工况)	258.83g/kW.h

1.6 主要结论及问题和建议

1.6.1 主要结论

a) 东营市属于环渤海经济圈和黄河三角洲,是国家和山东省重点发展区域。在该区域建设大型高参数发电厂,可以满足山东省用电增长的需要。

b) 采用海水直流冷却,建设高参数、低排放的机组符合国家电源发展原则。

c) 可以提高山东省内大容量机组比例,制约小机组盲目建设,有利于环境保护。

d) 机型推荐意见:根据国家能源政策,本期工程建设高参数的 1000MW 超超临界机组是合适的,可以从单位能耗中得到更多的电能,符合目前的国家政策。

e) 水工专业经过多方案研究及经济技术比较,提出了采用明渠取排水方案作为本期工程的循环冷却水取排水方案,较大幅度地降低了工程投资。

f) 总平面专业经过多方案优化,在符合设计规程的前提下,将厂区围墙内占地控制到 22 公顷,较大幅度地减少了征地面积及投资费用。

g) 工程静态投资为 714117 万元,同电规总院《火电工程限额设计参考造价指标(2014 年水平)》2 台 1000MW 机组静态投资相比,投资较高,经过分析,主要原因有以下几项:交通运输工程铁路投资为 50699 万元,参考设计为 13736 万元;供水系统是直流冷却,取水方式为明渠,供水系统投资为 60493 万元,参考设计为二次循环供水,供水系统投资为 29458 万元;本项目地基处理费用较高,比限额参考设计多 18009 万元;主机设备为提高参数的超超临界机组,增加投资约为 7000 万元;本工程前期费用较高。扣除这几项特殊因素,本工程投资低于限额设计参考造价指标,这主要是设计优化的成果。本工程的投资水平是基本合理的。

综上所述,本工程的建设,对实现东营市发展总体规划,节约能源、改善城市环境、满足人民生活起到重要作用,电厂的建设符合国家的环境方针和产业政策,为东营市的可持续性发展做出贡献。电厂的建设将对东营市及山东省的供电起到重要的作用。同时,对振兴地方经济,带动地区经济协调发展起到积极的推动作用。本工程的建设是完全必要的、可行的。

2 电力系统

2.1 电力系统现状

2.1.1 山东电网现状

山东电网是一个以火电为主的电网,现已覆盖了全省的 17 个地市,通过 500kV 聊城~辛安双回、滨州~黄骅双回线路与华北电网交流联网,通过银川东~青岛换流站±660kV 直流线路接受宁东电力。截至 2014 年底,全省已拥有 1000MW 及以上容量电厂 21 座,已运行的最大发电机组为 1050MW。山东电网已成为以 300MW 和 600MW 级发电机组为主力机型、500kV 为主网架,发、输、配电网协调发展的超高压、大容量、高参数、高自动化的大型现代化电网。

截至 2014 年底,山东省电厂总装机容量 79709MW,其中统调装机容量 62519MW。2014 年山东全社会用电量为 4223 亿千瓦时,同比增长 3.4%;全社会最大负荷为 68120MW (电网统调最大负荷 56928MW),同比增长 2.2%。2014 年山东省共接纳省外来电 485.7 亿千瓦时,最大受电 7500MW。

山东 500kV 电网已覆盖 17 个地市,形成了“五横两纵”的主网架结构。截至 2014 年底,山东电网拥有 500kV 变电站 34 座(包含胶东站),变压器 74 台,变电总容量 56250MVA; 500kV/220kV 联络变压器 3 台,总容量 1500MVA; 500kV 线路 80 条,长度 5797km。山东电网拥有 220kV 变电站 367 座,变压器 779 台,变电总容量 125755MVA; 220kV 线路 953 条,长度 21188km。220kV 电网为山东省 17 个地市的主要输电网,网架结构比较坚强,潮流分布比较均衡合理,能够满足供电需求。

电网存在主要问题:

- 1) 电源结构有待进一步改善。山东省水资源匮乏,电源结构相对单一,全省煤电机组装机容量占总容量的 87.0%。
- 2) 少数变电站短路电流水平上升较快,成为制约电网发展的因素。
- 3) 输电走廊资源日益紧张,前期工作难度大。

2.1.2 东营电网现状

东营电网位于山东电网的北部,主供东营市三县两区和行政区域内的胜利油田生产、生活负荷。网内最高电压等级为交流 500kV,通过 500kV 油城~滨州、油城~寿光线路接入山东主网,通过 220kV 学堂~车王、沾化电厂~盐镇、沾化电厂~利津、滨州~利津、史口~王木、杨家~锦秋线路与滨州电网相连。

截至 2014 年底,东营电网现有统调电厂 2 座,总装机容量 1340MW。其中,胜利电厂总装机容量 1040MW,其统调公用机组 600MW,统调自备机组 440MW;新岭热电为统调自备机组,装机容量 300MW。

截至 2014 年底,东营电网现有 500kV 变电站 1 座,即油城站,主变容量 2250MVA,

500kV线路 4 条，长度 148km；220kV变电站 17 座，主变容量 6930MVA，220kV线路 39 条，线路长度 992.94km；110kV变电站 98 座，主变容量 7873.5MVA，110kV线路 164 条，线路长度 2010.43km；35kV变电站 273 座，主变容量 4474.51MVA，35kV线路 424 条，3286.69km。

2014 年东营市全社会用电量为 231.2 亿千瓦时，网供最大负荷为 2838MW。

2.2 负荷预测

2.2.1 山东省电力需求预测

山东省地处东部沿海、黄河下游，东临渤海、黄海，与朝鲜半岛、日本列岛隔海相望，西北与河北省接壤，西南与河南省交界，南与安徽、江苏省毗邻。山东半岛与辽东半岛相对，环抱着渤海湾。特殊的地理位置，使山东省成为沿黄河经济带与环渤海经济区的交汇点、华北地区和华东地区的结合部，在全国经济格局中占有重要地位，是我国重要的人口大省、资源大省和经济大省。全省现辖 17 个地级市，33 个县级市，45 个市辖区，61 个县，土地总面积 15.71 万平方公里，2014 年全省总人口 9789 万人。

2014 年，全省实现生产总值 59426.6 亿元，同比增长 8.7%；固定资产投资达到 41599.1 亿元，同比增长 15.8%。

“十二五”末期及“十三五”期间，山东省经济社会将进入转型提升期，迈入工业化、城市化、信息化、市场化、国际化互动并进的新阶段，经济总量平稳较快增长的态势将持续较长一段时间。依托比较丰富的资源、良好的产业基础、比较完备的基础设施和基础产业，加快转变经济发展方式，把加快实施重点区域带动战略作为实现新跨越的突破口，培育提升经济增长极，争创发展新优势，山东省有条件继续走在全国发展的前列。预计全省生产总值“十二五”期间年均增速为 9.5%，“十三五”期间年均增速为 8.5%。

“十一五”期间，山东省全社会用电量和全社会最大负荷年均增长率分别为 10.8%和 11.7%。2014 年山东省全社会用电量和全社会最大负荷分别达到 4223 亿千瓦时和 68120MW。根据山东省国民经济发展目标以及全省用电需求增长的实际情况，最终推荐的电力需求预测结果见表 2.2-1。

表 2.2-1 山东电网全社会用电量、供电负荷预测结果

项目	2010 实际	十一五 递增	2014 实际	2015 年	十二五 递增	2018 年	2020 年	十三五 递增	2025 年	2021-2025 年递增
全社会 用电量	3298	10.8%	4223	4710	7.4%	5890	6700	7.3%	8260	4.3%

项目	2010 实际	十一五 递增	2014 实际	2015 年	十二五 递增	2018 年	2020 年	十三五 递增	2025 年	2021-2025 年递增
全社会 最大负荷	52100	11.7%	68120	79000	8.7%	100600	114000	7.6%	141100	4.4%

预计 2018 年和 2020 年，山东省全社会用电量分别为 5890 亿千瓦时和 6700 亿千瓦时，“十三五”期间年均增长 7.3%；全社会最大负荷分别为 100600MW 和 114000MW，“十三五”期间年均增长 7.6%。

2.2.2 东营地区电力需求预测

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，地理位置为北纬 36° 55′~38° 10′，东经 118° 07′~119° 10′，辖东营、河口两区及广饶、垦利、利津三县，面积 7923 平方公里。全市常住人口 209.9 万人。

东营市是全国重要的石油和化工基地、山东省重要的综合性工业基地。已发现石油、天然气、地热、地下卤水、油页岩、煤等 15 种矿产，是胜利油田的重要油气区。2009 年底，胜利油田累计探明石油地质储量 49.3 亿吨、天然气地质储量 2299.95 亿立方米（其中气层气 409.10 亿立方米），已投入开发 70 个油田，累计生产原油 9.64 亿吨，累计生产天然气 532.87 亿立方米。经测算，黄河三角洲地区三个热储层内积存的热水量为 4600 亿立方米，资源总量为 3.6×10^{20} 焦耳，折合标煤 123 亿吨。区内浅层卤水储量 95335 万立方米，卤水总开采储量 66735 万立方米，氯化钠总储量 3904 万吨，开采储量 2733 万吨。

自国家加快开发黄河三角洲以来，东营市国民经济快速发展，综合实力显著增强。2014 年全市完成生产总值 3430.5 亿元，同比增长 10%；全社会固定资产投资达到 2708.2 亿元，增长 16.1%；社会消费品零售总额达到 659.1 亿元，增长 12.6%；全年实现公共财政预算收入 206.2 亿元，增长 12.2%。预计 2015 年全是地区生产总值增长 9% 左右。

根据《东营市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》，在完成“十一五”规划的基础上，再经过十年的努力，到 2020 年，全市生产总值突破 5000 亿元。

社会经济快速发展带动了用电量和用电负荷的快速增长，东营市全社会用电量、网供最大负荷“十一五”年均增长分别为 12.5%、15.5%。

随着经济的快速发展，东营市用电量、用电负荷快速增长。根据东营市国民经济发展规划，综合考虑用电量自然增长因素，东营市电力电量预测详见表 2.2-2。预计 2018 年和 2020 年全社会用电量分别为 375 亿千瓦时和 450 亿千瓦时，“十三五”期间年均增长 10.4%；

网供最大负荷分别为 6280MW和 7390MW，十三五”期间年均增长 11.0%。

表 2.2-2 东营市电力电量预测表

项目	2014 年 实际	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2020 年	“十二五” 增长率	“十三五” 增长率
全社会用电量 (亿千瓦时)	231.2	275	306	340	375	450	11.1%	10.4%
网供最大负荷 (MW)	2838	4380	5090	5760	6280	7390	14.9%	11.0%

2.3 电力平衡

2.3.1 山东省电力平衡及分析

电力平衡边界条件：

1) 由于山东电网最大负荷呈现冬季、夏季双高峰，且最大负荷值相差不大（近几年最大负荷均出现在夏天），故当年投产容量按 1/2 计入；

2) 风电、光伏不参与平衡；

3) 抽水蓄能电站及水电按 80%容量参与平衡；

4) 省内备用容量取最大负荷的 13%，即负荷备用 5%，事故备用 8%，高峰期不考虑检修备用。

根据山东省电力负荷预测结果、电源建设计划以及区外受电情况，对山东省 2015 年～2020 年进行电力平衡分析，详见表 2.3-1。

表 2.3-1 山东省电力平衡表（仅考虑已获核准、路条项目） 单位：MW

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
一、山东省最大负荷	79000	87000	93700	100600	107400	114000
二、省内需要备用容量	10270	11310	12181	13078	13962	14820
三、需要装机容量（包含省外来电）	89270	98310	105881	113678	121362	128820
四、省内计划装机总容量	83619	87779	93159	99689	103639	108349
其中：1、风电	7724	8724	9724	10724	11724	12724
2、太阳能	606	906	1306	1806	2306	2806
3、水电（包含抽水蓄能及小水电）	1078	1078	1078	1078	1078	1378
五、受阻容量	3000	3000	3000	3000	3000	3000
六、省内可用容量	70468	72853	76273	81178	84918	87718
七、省外来电	7500	9500	17500	27000	28500	29500
八、电力盈(+)亏(-)	-11302	-15957	-12108	-5500	-7944	-11602

注：统调机组长期降出力（长年供热、设备缺陷等原因）900MW；临时降出力1000MW；季节性降出

力（冬季供热、夏季真空低原因）1100MW，合计降出力3000MW。

由以上电力平衡可见，山东省“十二五”末期及十三五”初期电力缺额较大，在 10000MW 以上；“十三五”中后期，随着省内机组的建设以及外电入鲁规模的增大，山东电网电力缺额减小；到 2020 年，考虑省外来电 29500MW 情况下，山东电网电力缺额为 11600MW 左右。因此，为满足山东省电力负荷发展需要，有必要加大区外受电的容量或增加省内电源的建设。

2.3.2 东营地区电力平衡及分析

截至 2014 年底，东营电网有统调电厂 2 座，即胜利电厂（1040MW）和新岭电厂（300MW）。胜利电厂 1 台 660MW 机组已经国家发改委核准，计划 2015 年投产；另一台 660MW 机组已取得国家能源局开展前期工作的路条，计划于 2018 年投运。大唐东营电厂本期 2×1000MW 机组已取得国家能源局开展前期工作的路条，计划于 2018 年投运 2×1000MW 机组。

根据东营电力负荷预测及装机计划，东营电网电力平衡详见表 2.3-2。由东营电网电力平衡表可见：“十三五”期间，即使考虑到本工程 2×1000MW 机组和胜利电厂三期 2×660MW 机组投运，东营电网仍将处于缺电状态。其中，2018 年受电容量达 1620MW～2620MW，2020 年达到 2730MW～3730MW。因此，为满足区内电力增长的需要，东营电网有必要增加新的电源点。

表 2.3-2 东营电网电力平衡表

单位：MW

序号	项 目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2020 年
1	网供最大负荷	4380	5090	5760	6280	7390
2	电网统调装机容量	2000	2000	2000	4660	4660
2.1	胜利电厂	1700	1700	1700	2360	2360
2.2	新岭电厂	300	300	300	300	300
2.3	东营电厂				2000	2000
3	电力盈亏					
3.1	机组满发时	-2380	-3090	-3760	-1620	-2730
3.2	一台最大机组停	-3040	-3750	-4420	-2620	-3730
3.3	正常 13%备用	-2640	-3350	-4020	-2226	-3336

注：风电不参与电力平衡

2.4 电厂建设必要性及其在系统中的地位

1) 满足山东省特别是东营市电网用电增长的需要

根据电力平衡,山东省“十二五”末期及“十三五”初期电力缺额较大,在 10000MW以上;“十三五”中后期,随着省内机组的建设以及外电入鲁规模的增大,山东电网电力缺额减小;到 2020 年,考虑省外来电 29500MW情况下,山东电网电力缺额为 11600MW左右。为满足山东省电力负荷发展需要,有必要加大区外受电的容量或增加省内电源的建设。因此,大唐东营电厂本期 2×1000MW机组工程的建设,有助于满足山东省和东营市电网用电负荷增长需要。

2) 符合山东省电源发展原则

山东省是一个水资源匮乏、煤炭供不应求、环保空间有限的省份,大唐东营电厂主机采用海水冷却,工业水和锅炉补给水采用海水淡化水,厂内生活和消防用水采用市政自来水,占用山东水资源较少,2×1000MW级超超临界燃煤机组具有高参数、大容量、高效率的技术领先优势,符合国家燃煤电站项目规划和建设的要求。

3) 有利于优化山东省火电电源结构,提高环境质量

大唐东营电厂本期建设 2×1000MW机组“上大压小”工程,能够促进山东省小火电机组关停工作,提高山东电网大容量机组的比例,优化电源结构,从而降低单位千瓦机组对环境的污染,有利于东营市环境保护。

大唐东营电厂本期 2×1000MW机组投产后,所发电力主要在东营电网消纳,因此该电厂为一区域性电厂。

2.5 接入系统方案

根据电力规划设计总院《关于印发山东大唐东营电厂一期 2×1000MW机组工程接入系统设计报告(一、二部分)评审意见的通知》(电规规划[2014]682 号),同意电厂本期工程出 2 回 500kV线路,接至海口(黄河)500kV变电站。接入系统方案详见图 2.5-1。

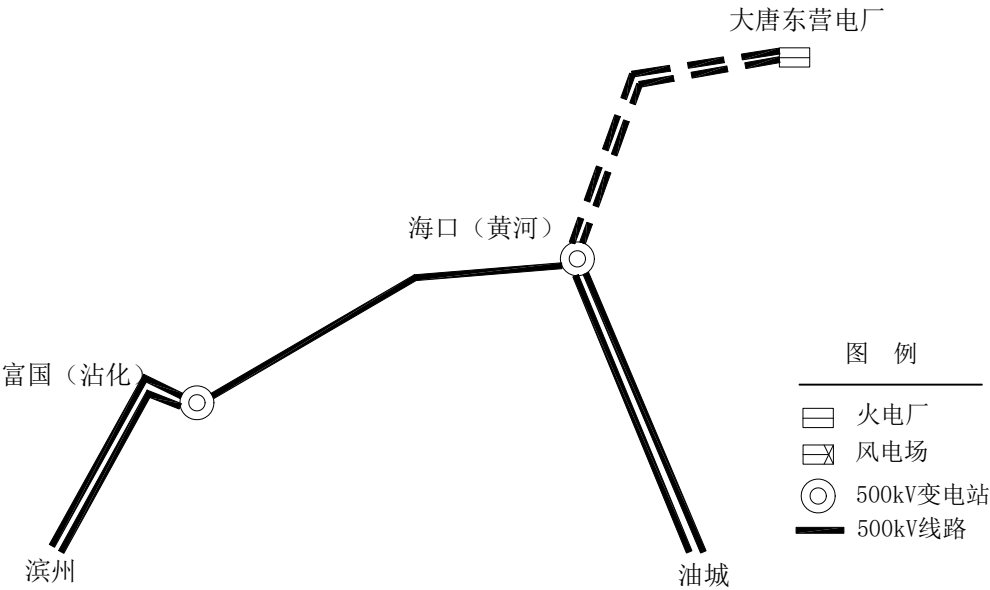


图 2.5-1 2018 年大唐东营电厂接入系统方案

2.6 系统对项目主设备参数的要求

- 1) 电气主接线：无特殊要求。
- 2) 短路电流水平：本期工程 500kV 电气设备短路电流水平按 63kA 选取。
- 3) 调峰能力：在不投油助燃的情况下，应具有不小于 60%的调峰能力。
- 4) 机组功率因数：发电机组功率因数按 0.9（滞后），并具有进相 0.95（超前）的能力。
- 5) 建议电厂选用高阻抗升压变压器，高-中阻抗按不低于 18%考虑。

3 燃料供应

3.1 燃料来源

本工程设计煤质采用神华集团神府东胜煤。采用铁路运输。煤质资料详见下表：

煤质资料					表 3.1-1
煤 质 分 析					
序号	检测项目	符号	单位	设计煤	校核煤
1	应用基碳	C _{ar}	%	54.604	53.405
2	应用基氢	H _{ar}	%	3.23	3.14
3	应用基氧	O _{ar}	%	8.756	9.225
4	应用基氮	N _{ar}	%	0.53	0.58
5	应用基硫	St, _{ar}	%	0.73	0.81
6	应用基灰分	A _{ar}	%	13.95	13.64
7	应用基水分	M _t	%	18.2	19.2

8	空干基水分	Mad	%	5.86	5.9
9	总和		%	100.00	100.00
10	可燃基挥发分	V _{daf}	%	34.29	34.28
11	低位发热量	Q _{net.ar}	KJ/Kg	19930	19636
12	高位发热量	Q _{gr.ar}	KJ/Kg	21010	20720
13	煤中汞含量	Hg	μg/g	0.045	0.038
14	煤中游离二氧化硅	SiO ₂ (F)	%	1	1
15	煤种氟	Far	μg/g	124	107
16	煤种氯	Clar	%	0.057	0.065
17	哈氏可磨系数	HGI		71	73
18	磨损指数	AI	mg/kg	12	6
19	灰变形温度 DT	DT	×10 ³ ℃	1.15	1.14
20	灰软化温度 ST	ST	×10 ³ ℃	1.15	1.14
21	半球温度 HT	HT	×10 ³ ℃	1.15	1.14
22	灰熔化温度 FT	FT	×10 ³ ℃	1.17	1.17
灰成分分析					
23	二氧化硅	SiO ₂	%	36.2	36.85
24	三氧化二铝	Al ₂ O ₃	%	17.94	17.88
25	三氧化二铁	Fe ₂ O ₃	%	15.84	14.1
26	氧化钙	CaO	%	20.6	21.22
27	氧化镁	MgO	%	0.6	0.3
28	氧化钠	Na ₂ O	%	1.27	1.36
29	氧化钾	K ₂ O	%	1.38	1.45
30	二氧化钛	TiO ₂	%	0.86	0.77
31	三氧化硫	SO ₃	%	5.9	5.78
32	五氧化二磷	P ₂ O ₅	%	0.08	0.07
33	其他		%	/	/

3.2 燃料消耗量

机组的年利用小时数按 5500 小时计算，锅炉平均日利用小时数按 20 小时；燃煤量计算按锅炉 BMCR 工况。锅炉燃煤量见下表：

锅 炉 燃 煤 量 **表 3.2-1**

项 目	一 台 锅 炉		两 台 锅 炉	
煤质	设计煤质	校核煤质	设计煤质	校核煤质
每小时燃煤量(t/h)	408.13	414.24	816.26	828.49
每日燃煤量(t/d)	8162.64	8284.85	16325.27	16569.70
每年燃煤量(x10 ⁴ t/a)	224.47	227.83	448.94	455.67

3.3 锅炉点火及助燃用燃料

3.3.1 随着国家能源政策的进一步完善和电力工业体制的进一步改革，节约燃油技术与推广变得日益重要。为了将本工程设计成无油电厂，现阶段锅炉点火按等离子点火考虑，不设油区。

3.3.2 本工程现阶段首次启动汽源可采用新建启动锅炉或采用外部汽源供汽，按环评批复，启动锅炉应采用燃油炉，经核算，在不考虑初投资的情况下，燃油启动锅炉的运行蒸汽成本已经达到~600 元/吨，远高于外部汽源供汽的 200 元/吨的价格（供到厂区边界价格）。故本工程推荐采用外部汽源供汽。因本工程首次启动属于一次性供汽，后期运行基本不需外部汽源，首次启动总耗气量~5100t，需业主与供汽公司协商建设供汽管道及供汽的可行性，并落实供汽合同。详见专题报告《启动汽源专题研究》。

3.4 燃料运输

电厂燃用神华煤，年需燃煤量约 $448.9 \times 10^4 \text{t}$ ，采用铁路运输，煤炭经由包神线、神朔线、朔黄线、黄大线、东营疏港铁路、电厂铁路专用线至电厂。

4 厂址条件

4.1 厂址概述

4.1.1 厂址地理位置

东营港位于东营市东北部，现黄河入海口以北约 50 公里处，海上距天津港 90 海里，距龙口港 72 海里，据莱州港 70 海里，距大连港 122 海里，属山东省地方性中小港口。目前主要为胜利油田的生产、生活及东营市的商贸服务。

东营港是依托胜利油田开发建设的港口，始建于 1984 年，首次扩建于 1994 年，码头泊位 14 个，以现有东防潮坝为界分为内港池和外港池，由北港区和南港区两部分组成。

北港区：

包括外港池北堤和内港池北侧，由胜利油田管理局管理。1986 年建成北挡沙堤 2300 米，堤身结构为抛石斜坡堤，从堤根向海中延伸 1800 米堤顶宽度为 30 米，再向前延伸 200 米然后折向东延伸 300 米堤顶宽度 9 米。北港区现有码头泊位 10 个，航道水深-4 米，其中内港池千吨级以下简易泊位 6 个，外港池原油码头、材料码头、临时码头和滚装码头各 1 个，是油田生产性自备码头，为胜利油田在海上的开发和生产活动服务，主要用于收集海上开采的原油、海上人员接送、海上燃物料的供应、以及海上钻井平台的维修等。

南港区：

南港区指内港池南侧，由东营市东营港务管理局管理，属公用性商港，主要承运地方

贸易货物。南港区建有防波挡沙堤 1445 米，堤顶宽度为 6 米，堤身结构为两侧木桩中间填石的直立式结构，现损坏比较严重，与北防波挡沙堤形成了 1700 米宽的东营港外港池，但对航道的掩护效果不很理想。南港区现有码头泊位 4 个以及与之相配套的陆域堆场、仓库、生产辅助建筑等配套设施，航道设计水深-4 米，其中 3000 吨级通用泊位 3 个，3000 吨级滚装泊位 1 个，码头泊位货物设计通过能力为 95 万吨。

东营港于 1992 年 8 月 26 日开通东营—旅顺客货滚装航线。1995 年 12 月 22 日被国务院批准为一类开放口岸，1997 年 12 月 28 日正式宣布对外开放。

2005 年 8 月 30 日，省发改委正式批复建设东营港扩建 2 个 3 万吨级多用途码头，并于 2005 年 8 月开工建设。

2009 年 4 月 26 日竣工，水深-10 米处离岸 6 公里，水深-20 米处离岸 29 公里，东营管委会建设的 7.02 公里的栈桥（包含 0.5、1、2、3 万吨），标准桥面宽度 20 米，按双向四车道加管道输送区，设计行车时速 80 公里。整个引桥加上油田海港原有 2.3 公里石堤共计 9.3 公里，这是环渤海地区最长的栈桥。

东营港 2 个 3 万吨级散杂货码头前沿自然水深 13 米，该海域距离黄河入海口 50 公里，完全不受黄河泥沙淤积影响。东营港一期扩建总投资 14.88 亿元。

新成立的东营市东营港经济开发区规划用地范围北至渤海湾，东至莱州湾，西至黄河三角洲国家级自然保护区，南至仙河镇，规划用地控制总面积约为 232km²。

东营市港城区地势低洼，总体地势西南高，东北低，地貌上为黄河冲积物和滨海相沉积物交互形成。水下地形较平坦，由西向东倾斜。

4.1.2.1 厂址周边环境

厂址位于规划中的东营市港城的北侧，东临渤海，位于港城的防波堤内。厂址东南距离东营港码头区直线距离约 3.0km，厂址南距东港高速公路约 4.0km，西北距桩西灰场约 1.5km，西南距孤北水库直线距离约 12km。

4.1.2.2 地质条件

厂址地貌成因类型为冲击三角洲平原，地貌类型为滨海低地，场地地形较为平坦，地面高程约-0.24m~2.20m 之间，最大高差约为 2.44m。场地大部分现为虾蟹池及为其给、排水所修建的引水渠，场地部分低洼处存在大量积水。

场地地层主要为第四系全新统（新近沉积）和上更新统冲积层（Q₄^{al}、Q₃^{al}），局部地表为素填土。在钻孔揭露深度（80m）范围内，地层以粉质粘土、粉土、粉砂为主。场地的地层岩性从上至下为：

①₁填土：主要为人工造池（吓、蟹池）而成，以粉土为主，夹粉质粘土团块，松散状态。层厚 0.8m~4.00m，局部缺失。

①粉土（ Q_4^{al} ）：灰色，均匀，局部夹粉质粘土微薄层，含铁质条斑，湿，稍密~中密状态。厚度一般在 0.50m~2.60m 之间，平均厚度 2.00m。该层在场地普遍存在。

综合推荐①粉土层承载力特征值 $f_{ak}=120kPa$ 。

②淤泥质粉质粘土（ Q_4^{al} ）：灰色，土质较为均匀，层理明显，局部相变为淤泥质粘土，流塑状态，部分地段表现为流塑状态的粉质粘土。含有机质，有臭味。该层厚度一般在 1.50m~3.90m 之间，平均厚度 2.68m，埋深在 0.80m~5.80m。该层在场地内普遍存在。

综合推荐②淤泥质粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=50kPa$ 。

③粉土（ Q_4^{al} ）：灰色，均匀，局部颗粒稍粗，夹粉砂薄层，含有机质及少量贝壳碎片，饱和，密实。部分地段相变为粉质粘土，含铁质条斑。厚度一般在 2.30m~13.10m 之间，平均厚度 9.68m，地层埋深在 3.00m~7.60m 之间。该层在场地普遍存在，为场地的主要层位。

综合推荐③粉土层承载力特征值 $f_{ak}=140kPa$ 。

③₁粉土（ Q_4^{al} ）：灰色，均匀，局部颗粒稍粗，夹粉砂薄层，含有机质及少量贝壳碎片，饱和，中密状态。与③粉土层位于同一层位，力学性质较前者差。该层只在部分地段存在。

综合推荐③₁粉土层承载力特征值 $f_{ak}=120kPa$ 。

④粉质粘土（ Q_4^{al} ）：灰色，土质较为均匀，层理明显，以软塑状态为主，部分地段表现为淤泥质粉质粘土。含有机质，有臭味。该层厚度一般在 1.60m~11.50m 之间，平均厚度 6.36m，埋深一般在 11.50m~18.70m 之间。该层在场地内普遍存在。

综合推荐④粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=80kPa$ 。

④₁粉质粘土（ Q_4^{al} ）：灰色，土质较为均匀，层理明显，可塑状态，局部夹粉土薄层。含有机质，有臭味。该层厚度一般在 1.10m~9.90m 之间，平均厚度 5.17m，该层在场地内普遍存在。

综合推荐④₁粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=150kPa$ 。

⑤粉砂（ Q_3^{al} ）：灰色，夹粉土薄层，饱和，以中密状态为主。该层厚度一般大于 10m，埋深一般在 25.00m~31.00m 之间，平均埋深 29.60m，高程在-29.00m 左右。该层在场地内普遍存在，为场地良好的人工地基持力层。

综合推荐⑤粉砂层承载力特征值 $f_{ak}=180kPa$ 。

⑤₁粉土 (Q_3^{al}): 灰色, 均匀, 局部颗粒稍粗, 夹粉砂薄层, 含有机质, 饱和, 密实状态。该层与⑤粉砂层位于同一层位, 与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。该层厚度一般在 0.90m~4.00m 之间, 平均厚度 2.30m。

综合推荐⑤₁粉土层承载力特征值 $f_{ak}=160kPa$ 。

⑤₂粉质粘土 (Q_3^{al}): 灰色, 土质较为均匀, 层理明显, 以可塑状态为主, 部分地段表现为硬塑状态, 局部夹粉土、粉砂薄层或相变为粉土。含有机质, 有臭味。该层与⑤粉砂层位于同一层位, 与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在, 该层平均厚度 5.0m。

综合推荐⑤₂粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=160kPa$ 。

⑥粉砂 (Q_3^{al}) (Q_3^{al}): 灰色, 夹粉土薄层, 饱和, 以中密状态为主。该层厚度一般大于 5m, 埋深一般在 49.00m~55.00m 之间, 平均埋深 50m, 该层在场地内普遍存在, 本次勘测未穿透该层。

综合推荐⑥粉砂层承载力特征值 $f_{ak}=200kPa$ 。

⑥₁粉土 (Q_3^{al}): 灰色, 均匀, 局部颗粒稍粗, 夹粉砂薄层, 含有机质, 饱和, 密实状态。该层与⑥粉砂层位于同一层位, 与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。该层平均厚度一般为 5m。

综合推荐⑥₁粉土层承载力特征值 $f_{ak}=160kPa$ 。

⑥₂粉质粘土 (Q_3^{al}): 灰色, 土质较为均匀, 层理明显, 以可塑状态为主, 部分地段表现为硬塑状态, 局部夹粉土、粉砂薄层或相变为粉土。该层与⑥粉砂层位于同一层位, 与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。

综合推荐⑥₂粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=160kPa$ 。

厂区地下水类型为第四系孔隙潜水, 略具承压性, 以大气降水、海水入侵为主要补给水源, 蒸发为主要排泄方式。厂址地下水埋深约为 0.20m~1.50m 左右, 水位变化幅度约为 1.00m。根据有关资料, 场地地下水具有高矿化度, 水化学类型为 CL-Na 水。

东营港厂址地下水对混凝土结构具有弱腐蚀性, 地下水对水位以下混凝土结构中钢筋具有弱腐蚀性, 对水位变幅附近混凝土结构中钢筋具有强腐蚀性, 地下水对钢结构具有中等腐蚀性。

4.1.2.3 厂址防排洪措施

东营港厂址位于防波堤内, 其周围无河流经过, 因此无河流洪水的影响, 只受潮水位及内涝洪水影响。

厂址海域 100 年一遇高潮位为 2.88m。

厂址区域内现有桩古 46 号排涝站，设计排水能力为 $10\text{m}^3/\text{s}$ 。根据现场调查及向有关部门了解，厂址在 1997 年、2002 年台风期间均受海水和当地暴雨的影响，形成积水约 $1.0\text{m}\sim 1.8\text{m}$ 。根据河口区气象站实测最大 24 小时降水量，求得厂址区域不同频率的设计降水量，结合厂区及灰场的自然情况，经分析，推算厂区及灰场 100 年一遇内涝水位为 1.2m 。

厂址自然地面高程在 $-0.24\text{m}\sim 2.20\text{m}$ 之间，低于 100 年一遇高潮位及内涝水位，需将厂址填高至 100 年一遇高潮位以上。

由于厂区至现有防洪堤约有 350m 的距离，另外东营市即将高标准、大规模的建设防洪堤，因此，该厂址仅考虑将厂区填高至 2.9m ，高于 100 年一遇高潮位，不考虑设置防浪设施。

4.1.2.4 厂址用地性质及拆迁

厂址所在用地原来大部分为虾蟹池，但目前已划拨为建设用地，并完成场地吹填。

厂址附近无军事设施、文物古迹等，亦无重要矿产资源。

4.1.2.5 厂址方位的确定

东营港厂址厂区方位的确定主要是根据厂外取排水方位和铁路专用线进厂方位及特定的用地条件来确定的，该厂址的冷却水取排水系统规划从厂址的东北方向进入厂区，运煤铁路专用线从厂址的东南方向进入厂区，为了缩短冷却水取排水系统和铁路专用线的长度，将厂区尽量靠近东侧的用地边界布置，从而确定了主厂房固定端朝向东南，汽机房 A 排朝向东北，循环水取水方向恰好垂直近海等深线。

东营港厂址位置见 F455K5-Z01 厂址地理位置及全厂总体规划图。

4.2 交通运输

4.2.1 铁路运输

东营市境内目前有淄博至东营铁路支线，1970 年建成，1972 年元月正式通车。该线从原山东省交通厅地方铁路局张北线牵出，至现在的尽头东营火车站，1973 年 1 月移交济南铁路局管理。1984 年该线由原名张北线改为淄东线，全长 91km，东营市境内 18km，有方家庄、史口、东营 3 个站。

黄大铁路为神华集团和山东省共同出资修建的合资铁路，成立黄大铁路有限责任公司负责建设和经营，黄大铁路公司拟由朔黄铁路公司控股，山东省参股的合资公司，属朔黄铁路公司的子公司。2013 年 8 月完成了黄大线施工设计（咨询版），现正已开工建设。

黄骅南大家洼线为环渤海湾铁路通道的重要组成部分。线路北起朔（朔州）黄（黄骅）

铁路黄骅南站，纵跨河北、山东两省，经沧州、滨州、东营、潍坊 4 市 10 个区县，南接益羊铁路大家洼车站。新建线路全长 172.92km。

黄大铁路设计等级为国家 I 级，平、纵断面按国家 I 级铁路设计，为单线，继电半自动闭塞，限制坡度为 4‰，SS4 电力机车牵引，牵引定数为 5500t，到发线有效长为 1050m。

东营港的疏港铁路拟从黄大铁路利津站接轨，设计等级为国铁 II 级，内燃机车牵引，限制坡度 4‰，牵引定数 5000t，继电半自动闭塞到发线有效长 1050m。

黄大线目前正在建设，东营港疏港铁路工程已经完成可行性研究报告的编制。

规划的电厂专用线自东营港疏港铁路设计终点 CK96+147 引出，在东营港疏港高速西侧约 220m 与高速并行，沿高速向北偏东方向，ZCK1+500 附近绕过高速收费口办公房之后继续沿 S227 西侧约 80m 与 S227 并行，最后折向西偏北方向进入大唐电厂站，到达大唐电厂专用线设计终点 ZCK10+748，线路全长 10.748km。

电厂专用线的主要技术标准如下：

铁路等级：III 级铁路。

正线数目：单线。

限制坡度：4‰。

最小曲线半径：500m。

牵引种类：内燃（预留电化条件）。

牵引质量：5000t。

机车类型：DF8B。

到发线有效长度：1050m。

闭塞类型：半自动闭塞。

本线的功能主要是服务大唐东营电厂，因此，对于到达煤炭宜在装车地东胜矿区组织始发直达列车，经由包神线、朔黄线、黄大线，在利津站进行车辆交接，将电力机车换挂成内燃机车，内燃牵引进入东营港疏港铁路，在电厂站组织卸车，卸后空车按原组织方式整列返回。

4.2.2 公路运输

东营市交通十分便利，南北方向以东青高速公路、S310 省道为主干，东西方向以 S319、S228、S310 等省道为支路，高速公路、省道纵横交错，构成发达的公路交通网络。目前由于铁路交通不便，公路承担了本市大部分客货运输。

东营港城主要通过东港高速公路、S310（东滨公路）与东营市相连，公路交通较为发

达。

在东港高速公路的端点已经引接一条城市主干道，直接通往海边，并与海防堤组成环路。东营港厂址位于该道路的西侧，电厂的进厂道路即从该道路上引接。

东营港厂址至灰场道路规划沿本期厂内铁路新建一条 7m 宽混凝土路，长约 1.5km。

4.2.3 航空运输

东营机场位于东营市东北 13km 处，按二级承备机场标准设计，机场跑道长 2.2km，宽 50m，混凝土结构。机场可保证三叉戟、安-12 等中型运输机安全起落。

4.2.4 水路运输

东营市水路运输目前为东营港。

4.2.4.1 东营港

东营港位于东营市东北部，现黄河入海口以北约 50 公里处，海上距天津港 90 海里，距龙口港 72 海里，据莱州港 70 海里，距大连港 122 海里，属山东省地方性中小港口。目前主要为胜利油田的生产、生活及东营市的商贸服务。

东营港是依托胜利油田开发建设的港口，始建于 1984 年，首次扩建于 1994 年，码头泊位 14 个，以现有东防潮坝为界分为内港池和外港池，由北港区和南港区两部分组成。

北港区：

包括外港池北堤和内港池北侧，由胜利油田管理局管理。1986 年建成北挡沙堤 2300 米，堤身结构为抛石斜坡堤，从堤根向海中延伸 1800 米堤顶宽度为 30 米，再向前延伸 200 米然后折向东延伸 300 米堤顶宽度 9 米。北港区现有码头泊位 10 个，航道水深-4 米，其中内港池千吨级以下简易泊位 6 个，外港池原油码头、材料码头、临时码头和滚装码头各 1 个，是油田生产性自备码头，为胜利油田在海上的开发和生产活动服务，主要用于收集海上开采的原油、海上人员接送、海上燃物料的供应、以及海上钻井平台的维修等。

南港区：

南港区指内港池南侧，由东营市东营港务管理局管理，属公用性商港，主要承运地方贸易货物。南港区建有防波挡沙堤 1445 米，堤顶宽度为 6 米，堤身结构为两侧木桩中间填石的直立式结构，现损坏比较严重，与北防波挡沙堤形成了 1700 米宽的东营港外港池，但对航道的掩护效果不很理想。南港区现有码头泊位 4 个以及与之相配套的陆域堆场、仓库、生产辅助建筑等配套设施，航道设计水深-4 米，其中 3000 吨级通用泊位 3 个，3000 吨级滚装泊位 1 个，码头泊位货物设计通过能力为 95 万吨。

东营港于 1992 年 8 月 26 日开通东营—旅顺客货滚装航线。1995 年 12 月 22 日被国

务院批准为一类开放口岸，1997年12月28日正式宣布对外开放。

2005年8月30日，省发改委正式批复建设东营港扩建2个3万吨级多用途码头，并于2005年8月开工建设。

2009年4月26日竣工，水深-10米处离岸6公里，水深-20米处离岸29公里，东营管委会建设的7.02公里的栈桥（包含0.5、1、2、3万吨），标准桥面宽度20米，按双向四车道加管道输送区，设计行车时速80公里。整个引桥加上油田海港原有2.3公里石堤共计9.3公里，这是环渤海地区最长的栈桥。

东营港2个3万吨级散杂货码头前沿自然水深13米，该海域距离黄河入海口50公里，完全不受黄河泥沙淤积影响。东营港一期扩建总投资14.88亿元。

新成立的东营市东营港经济开发区规划用地范围北至渤海湾，东至莱州湾，西至黄河三角洲国家级自然保护区，南至仙河镇，规划用地控制总面积约为232km²。

东营市港城区地势低洼，总体地势西南高，东北低，地貌上为黄河冲积物和滨海相沉积物交互形成。水下地形较平坦，由西向东倾斜。

4.3 水文及气象

4.3.1 海洋水文概述

东营港厂址位于东营港西北，为黄河冲积平原，地势低洼，厂址地面高程约为0.1~1.5m，桩东厂址位于东营港东南，为黄河冲积平原，地势低洼，厂址地面高程约为0.1~1.5m。

东营市河口区是渤海风暴潮出现次数较多，危害较大的地区。根据东营市河口区志记载：历史最大潮为1938年7月17日大海潮，淹没黄海高程3.75m以下的区域，大量农田盐渍化，沿海居民死者无数；1997年8月20日受11号台风影响，遭受风暴潮袭击，最高潮位3.8m，浪高4m以上，海潮围困沿海31个村，漫漫耕地六万亩，冲毁防潮堤38km，给地方和油田造成巨大经济损失。

根据《山东省东营市河口区北部防提规划报告》（东营市河口区水利局2003.5）：河口区防潮堤是20世纪70年代建设的，除孤东海堤20.26km进行高标准衬砌外，其余多为土坝，堤顶高程大约在黄海高程4.5m~5m，防潮堤的防潮标准较低；且年久失修。为了胜利油田安全生产及建设海上东营，东营市将高标准、大规模建设防潮堤。

厂址在1997年，2002年台风期间均受海水和当地暴雨的影响，形成积水约1.0-1.8m左右。

4.3.2 工程气象

a) 区域气候特性

东营市地处中纬度，背陆面海，受欧亚大陆和太平洋的共同影响，属暖温带季风型大陆性气候。基本气候特征为冬寒夏热，四季分明。春季，干旱多风，早春冷暖无常，常有倒春寒出现，晚春回暖迅速，常发生春旱；夏季，炎热多雨，温高湿大，有时受台风侵袭；秋季，气温下降，雨水骤减，天高气爽；冬季，天气干冷，寒风频吹，雨雪稀少，多刮北风、西北风。

b) 常规气象参数统计

根据河口区气象站 1992 年~2005 年实测资料统计各气象特征值如下：

累年平均气温	13.2℃
累年极端最高气温	39.7℃
累年极端最低气温	-15.7℃
累年平均最高气温	18.4℃
累年平均最低气温	9.1℃
累年平均气压	1016.2hpa
累年平均降水量	556.1mm
累年最大 24 小时降水量	167.5mm
累年最大 20 分钟降水量	33.1mm
累年平均相对湿度	65%
累年 10min 平均最大风速	18.7m/s
累年平均风速	3.5m/s
累年最大冻土深度	53 cm
最近 10 年最大冻土深度均值	27cm
累年最大积雪深度	9cm

c) 风向频率

根据河口区气象站 1992 年~2005 年的实测风向频率资料，统计该站全年、冬季及夏季主导风向为：

全年主导风向 SSE

冬季主导风向 NNW

夏季主导风向 SSE

河口区气象站风向频率玫瑰图见图 4.4-1。

d) 设计风速

根据当地气象站实测最大风速频率计算结果，参照《建筑结构荷载规范》全国基本风压分布图，经综合分析，厂址区域 50 年一遇 10m 高 10min 平均最大风速采用 30.7m/s，基本风压为 0.59kN/m²；100 年一遇 10m 高 10min 平均最大风速采用 32.4m/s，基本风压为 0.66kN/m²。

e) 基本雪压

经收集到的资料综合分析，厂址区域 50 年一遇基本雪压采用 0.26kN/m²。

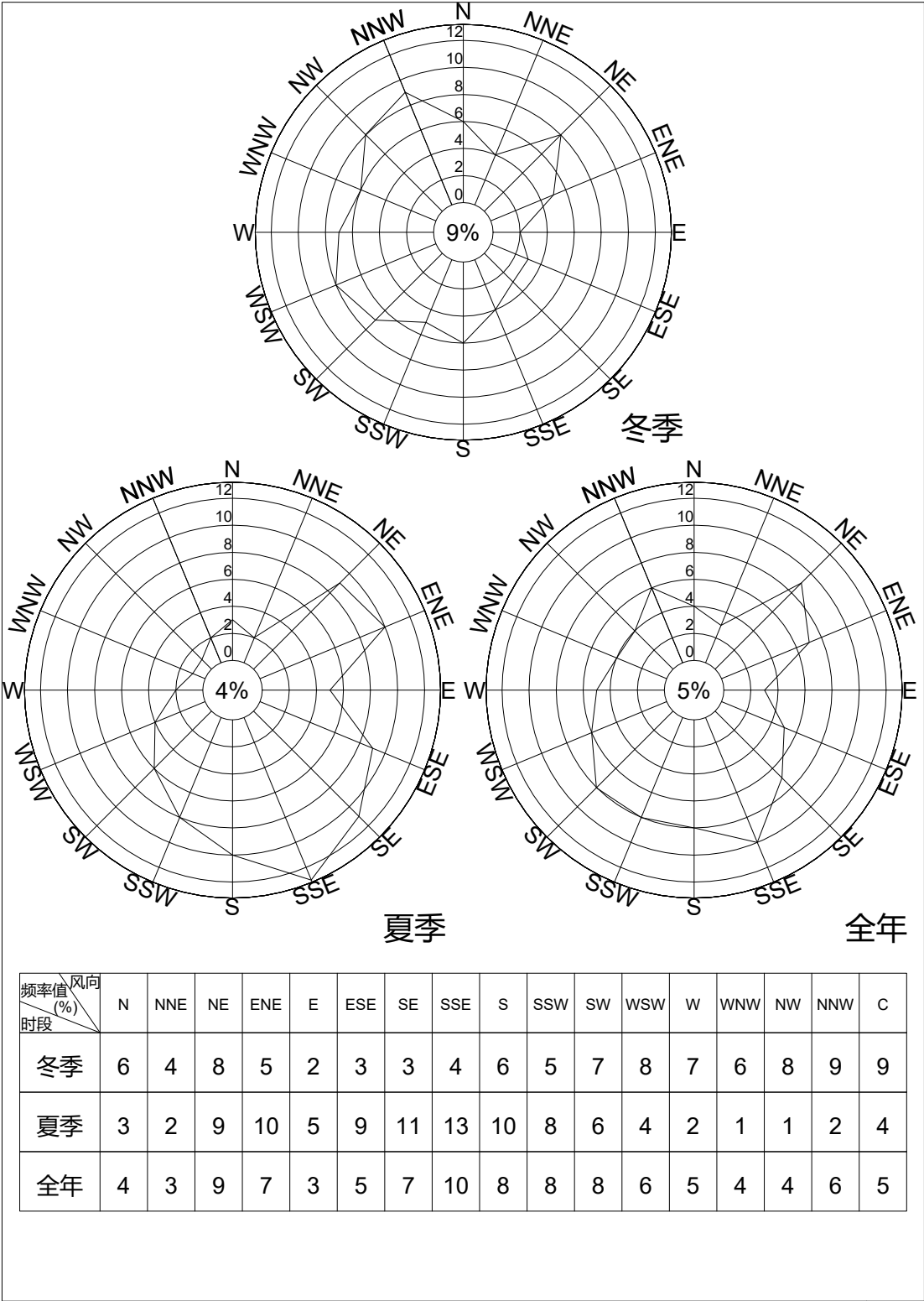


图 4.4-1 河口区气象站 1992-2005 年风向频率玫瑰图

4.4 水源

主机采用海水直流冷却，生产用淡水采用海水淡化水，生活用水采用城市自来水。

4.4.1 海水水源

本工程厂址位于规划中的东营港城市的北侧，厂址东南距离东营港约 3.0km，东临渤海，水域辽阔，海水充沛。

根据水文气象勘测报告，海洋水文资料如下：

4.4.1.1 潮汐类型

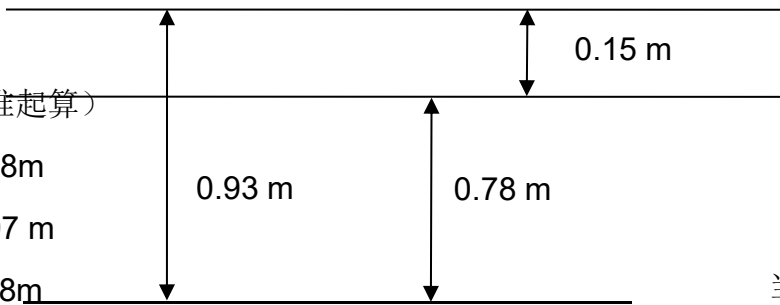
工程海域靠近 M2 分潮无潮点，潮差小。工程海域为正规日潮类型。

4.4.1.2 当地高程基准面之间的关系

当地理论深度基准面在 1985 年国家高程基准下 0.78m，在当地平均海平面下 0.93m。

4.4.1.3 潮汐特征值（均以 85 国家高程基准起算）

重现期 100 年高潮位	2.88m
最高潮位	1.97 m
累积频率 P=10% 高潮位	1.08m
平均高潮位	0.72m
平均海平面	0.15 m
平均低潮位	-0.02m
累积频率 P=90% 低潮位	-0.70m
最低潮位	-1.88 m
97%低潮位	-2.25m
99%低潮位	-2.50m
平均潮差	0.76 m
最大潮差	2.42 m
平均涨潮历时	12h40min（回归潮）
平均落潮历时	11h09min（回归潮）



4.4.1.4 波浪

a) 工程海域外海设计波要素的确定

根据工程海域所处的地理位置及地形条件，考虑到本海区的强浪向、常浪向以及工程上的需求，选取 NE、NNW 和 SE 向为对工程海域影响的主要浪向，并就这 3 个方向推算工程海域的外海设计波要素。

工程海域外海设计波要素是在综合国家海洋局第一海洋研究所、中国科学院海洋研究所及中国海洋大学等单位推算所得的工程海域外海设计波要素的基础上，结合工程海域实测海浪数据确定。工程海域外海设计波要素见表 4.4-1。

表 4.4-1 工程海域外海设计波要素

方向	重现期(a)	深水波要素	
		H_s (m)	T_s (s)
NE	100	5.3	10.0
	50	5.2	9.8
	25	4.9	9.5
SE	100	4.3	9.0
	50	4.0	8.7
	25	3.6	8.2
NNW	100	4.4	9.1
	50	4.1	8.8
	25	3.8	8.5

b) 工程海域浅水设计波要素的推算

波浪从深水传入浅水过程中，波浪要素及波浪的剖面形状都不断发生变化。促使波浪在浅水区发生变化的原因主要是水深变浅、地形复杂、海底摩擦、水流作用以及岛屿等的影响，波浪因浅水影响出现变形，也包括折射、绕射、反射和破碎等现象，即近岸浅水波要素是上述这些现象综合的结果。现以数值计算的方法来分析浅水区波要素的变化。

本报告采用最新的 SWAN ver40.51 进行计算。对取水工程轴线走向上 5 个计算点(A、B、C、D、E)进行了计算，计算点水深按照海图 2m、4m、6m、8m、10m 原则进行布置。计算点位置见图 4.4-1。

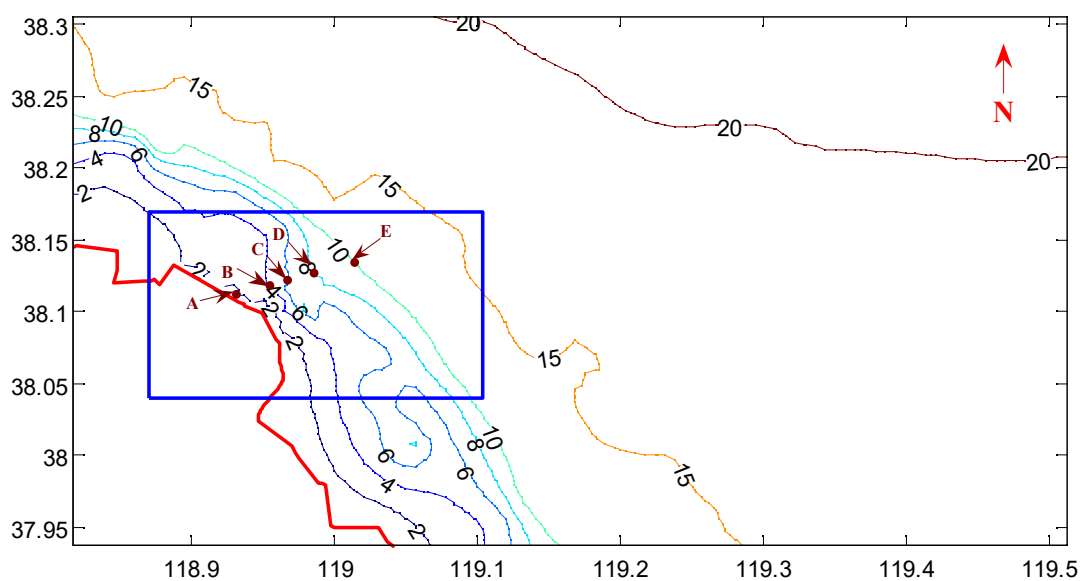


图 4.4-1 计算位置图

本次取不同波向（3 种）、不同水位（2 种）、不同深水设计波要素（3 种）情况下的共 $3 \times 2 \times 3 = 18$ 种波浪场进行了数值模拟。

NE、NNW 及 SE 向设计波要素的计算结果见表 4.4-2、表 4.4-3 及表 4.4-4。

表 4.4-2NE 向各计算点设计波要素

重现期	计算点	设计高水位							设计低水位						
		H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)	H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)
100a	A	1.97	1.73	1.69	1.47	1.01	4.71	24.13	0.95	0.84	0.82	0.71	0.48	3.27	11.72
	B	3.19	2.81	2.74	2.39	1.64	6.00	39.07	2.24	1.97	1.92	1.68	1.15	5.02	27.05
	C	4.16	3.65	3.55	3.09	2.10	6.83	51.74	3.22	2.83	2.76	2.40	1.64	6.02	39.97
	D	5.10	4.47	4.35	3.78	2.56	7.56	64.11	4.20	3.69	3.59	3.12	2.12	6.87	52.62
	E	6.23	5.46	5.32	4.62	3.14	8.36	78.05	5.33	4.68	4.56	3.96	2.69	7.74	66.54
50a	A	1.94	1.71	1.66	1.45	0.99	4.68	23.97	0.94	0.83	0.80	0.70	0.48	3.25	11.65
	B	3.18	2.80	2.73	2.38	1.63	5.99	39.00	2.24	1.97	1.92	1.68	1.15	5.02	27.05
	C	4.12	3.62	3.52	3.06	2.08	6.80	51.50	3.21	2.82	2.75	2.39	1.63	6.01	39.90
	D	5.04	4.42	4.30	3.73	2.53	7.52	63.73	4.16	3.64	3.55	3.08	2.09	6.83	52.29
	E	6.13	5.37	5.23	4.54	3.08	8.29	77.33	5.27	4.62	4.50	3.91	2.65	7.69	66.07
25a	A	1.93	1.70	1.65	1.44	0.98	4.66	23.86	0.94	0.83	0.80	0.70	0.48	3.25	11.65
	B	3.17	2.79	2.72	2.37	1.62	5.97	38.86	2.24	1.97	1.92	1.68	1.15	5.02	27.05
	C	4.11	3.60	3.51	3.05	2.07	6.79	51.41	3.20	2.81	2.74	2.38	1.62	6.00	39.83
	D	5.02	4.39	4.28	3.71	2.51	7.50	63.54	4.13	3.62	3.53	3.06	2.07	6.81	52.12
	E	6.07	5.32	5.18	4.49	3.04	8.25	76.91	5.24	4.59	4.47	3.88	2.63	7.66	65.79

表 4.4-3 NNW 向各计算点设计波要素

重现期	计算点	设计高水位							设计低水位						
		H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)	H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)
100a	A	1.91	1.68	1.63	1.42	0.97	4.63	23.70	0.94	0.83	0.80	0.70	0.48	3.25	11.65
	B	2.96	2.59	2.52	2.19	1.48	5.76	37.38	2.10	1.84	1.79	1.56	1.06	4.85	26.08
	C	3.77	3.29	3.21	2.77	1.86	6.49	48.87	3.01	2.63	2.56	2.22	1.50	5.80	38.37
	D	4.58	3.99	3.88	3.35	2.24	7.15	60.16	3.92	3.42	3.33	2.88	1.94	6.62	50.48
	E	5.66	4.94	4.81	4.15	2.79	7.95	73.74	5.01	4.38	4.26	3.69	2.49	7.48	64.06
50a	A	1.90	1.66	1.62	1.41	0.96	4.62	23.64	0.94	0.83	0.80	0.70	0.48	3.25	11.65
	B	2.92	2.56	2.49	2.16	1.46	5.72	37.09	2.09	1.83	1.78	1.55	1.05	4.84	26.02
	C	3.66	3.19	3.11	2.68	1.80	6.39	47.99	2.96	2.59	2.52	2.18	1.47	5.75	37.99
	D	4.46	3.88	3.77	3.25	2.17	7.05	59.16	3.86	3.37	3.27	2.83	1.90	6.56	49.96
	E	5.48	4.77	4.64	4.00	2.67	7.81	72.21	4.94	4.31	4.20	3.63	2.44	7.43	63.58
25a	A	1.87	1.64	1.60	1.39	0.94	4.58	23.42	0.93	0.81	0.79	0.69	0.47	3.23	11.57
	B	2.82	2.46	2.39	2.07	1.39	5.61	36.29	2.06	1.81	1.76	1.53	1.04	4.81	25.85
	C	3.38	2.93	2.85	2.45	1.63	6.13	45.65	2.86	2.50	2.43	2.10	1.41	5.65	37.23
	D	4.03	3.49	3.39	2.91	1.92	6.69	55.46	3.67	3.20	3.11	2.68	1.79	6.40	48.53
	E	4.82	4.17	4.05	3.47	2.29	7.30	66.45	4.63	4.03	3.92	3.38	2.26	7.18	61.09

表 4.4-4SE 向各计算点设计波要素

重现期	计算点	设计高水位							设计低水位						
		H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)	H1% (m)	H4% (m)	H5% (m)	H13% (m)	平均波高 (m)	平均周期 (s)	平均 波长 (m)
100a	A	1.91	1.68	1.63	1.42	0.97	4.63	23.70	0.93	0.81	0.79	0.69	0.47	3.23	11.57
	B	3.12	2.75	2.68	2.33	1.59	5.93	38.59	2.19	1.93	1.88	1.64	1.12	4.97	26.77
	C	4.03	3.53	3.43	2.98	2.02	6.72	50.83	3.14	2.75	2.68	2.33	1.58	5.94	39.40
	D	4.68	4.08	3.97	3.43	2.30	7.23	60.95	3.93	3.43	3.34	2.89	1.95	6.63	50.57
	E	5.52	4.80	4.67	4.03	2.70	7.84	72.54	4.90	4.28	4.16	3.60	2.42	7.40	63.28
50a	A	1.91	1.68	1.63	1.42	0.97	4.63	23.70	0.92	0.80	0.78	0.68	0.46	3.21	11.49
	B	3.10	2.72	2.65	2.31	1.57	5.90	38.38	2.19	1.93	1.88	1.64	1.12	4.97	26.77
	C	3.97	3.47	3.38	2.93	1.98	6.66	50.32	3.13	2.74	2.67	2.32	1.57	5.92	39.25
	D	4.56	3.97	3.86	3.33	2.23	7.13	59.96	3.87	3.38	3.29	2.84	1.91	6.57	50.05
	E	5.28	4.59	4.46	3.84	2.56	7.66	70.55	4.80	4.19	4.08	3.52	2.36	7.32	62.49
25a	A	1.87	1.64	1.60	1.39	0.94	4.58	23.42	0.90	0.79	0.77	0.67	0.45	3.18	11.37
	B	2.91	2.55	2.48	2.15	1.45	5.71	37.02	2.17	1.91	1.86	1.62	1.11	4.94	26.60
	C	3.50	3.05	2.96	2.55	1.70	6.24	46.65	3.00	2.62	2.55	2.21	1.49	5.79	38.29
	D	3.78	3.26	3.17	2.71	1.78	6.46	53.02	3.49	3.03	2.94	2.53	1.68	6.22	46.89
	E	4.21	3.63	3.52	3.00	1.96	6.81	60.62	4.05	3.51	3.41	2.92	1.93	6.70	56.09

4.4.1.5 潮流

黄河海港附近是M₂分潮的无潮点所在地，潮位变化为日潮型，而潮流变化是典型半日潮型。

海域为高流速区，出现大于120cm/s的流速。以大港为界，两边潮流变化位相相反。无潮点以西渤海沿岸高潮发生在月中天后4~5小时，无潮点东南莱州湾沿岸高潮发生在月中天后10小时。

落潮流速大于涨潮流速，并且最强流速的位置也有变化，落潮流最大值中心位于五号桩外面，流速可达120cm/s以上，涨潮流最大值中心则从五号桩向西移。

近岸流速低于远岸。底层流速普遍比表层流速小一些，涨潮流时，五号桩表、底层潮流速相差10cm/s~20cm/s。

岸边15m范围内余流方向指向NNW，和海岸相平行，流速平均为10cm/s左右，到了水深20m处，余流很快转向东北，并且表现出季节性变化。

4.4.1.6 水温

因工程海域无水温观测记录，无法进行水温特征值的统计和设计水温的计算，现以距工程海域较近的龙口海洋站观测的水温进行统计。

a) 表层海水温度统计

根据龙口海洋站 1962~1979 年观测资料统计逐月水温特征值。

表 4.4-5 各月表层水温统计表

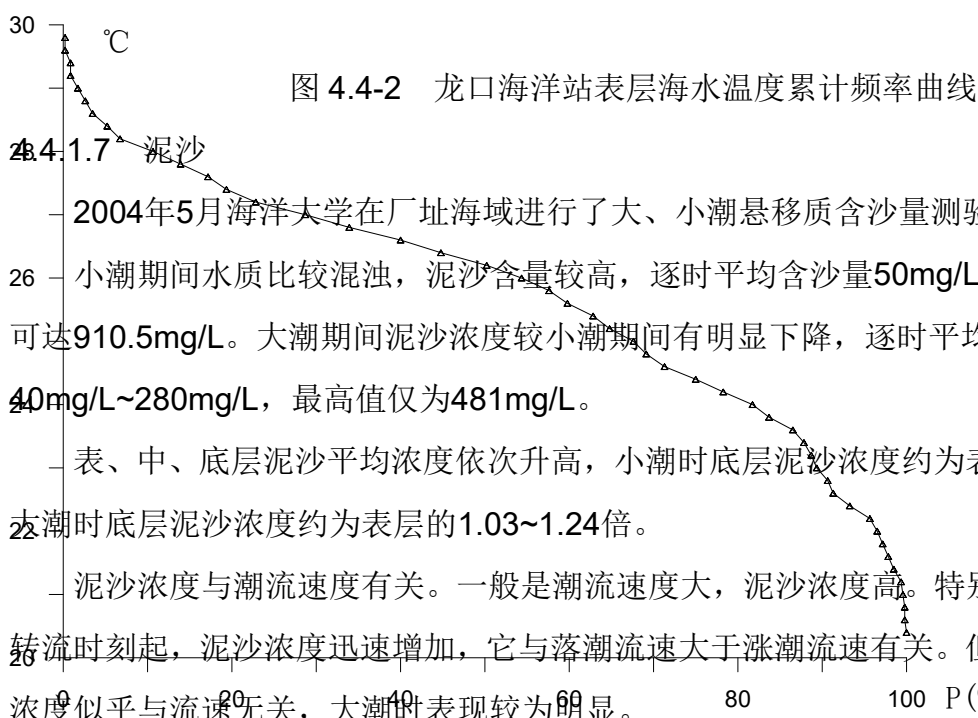
月份		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
平均水温(℃)		0.1	0.6	4.3	10.3	17.1	22.2	26.3	27.2	23.1	16.2	9.1	2.6	13.3
最高	水温(℃)	3.1	6.8	11.1	19.6	24.3	28.0	31.4	32.7	28.3	25.3	16.4	9.2	32.7
	日期	15	17	(3)	29	30	23	28	8	1	1	1	3	8/8
	年份	1961	1973	1973	1972	1979	1978	1979	1967	1967	1978	1965	1968	1967
最低	水温(℃)	-1.8	-3.3	-1.4	2.5	6.2	17.1	20.0	22.7	15.0	10.1	1.7	-2.0	-3.3
	日期	31	19	31	4	2	1	34	30	30	29.30	30	19	19/2
	年份	1969	1977	1971 1974	1969	1962	1963	1976	1974	1970	1970	1966	1965	1977

b) 累积频率 10%条件下的水温

使用龙口海洋站 2000 年~2004 年五年中每年最热三个月（7 月、8 月、9 月）逐日

表层海水温度的观测资料。上述龙口海洋站水温资料为每日观测 3 次，分别为每天 8 时、14 时、20 时。

依据《海滨观测规范》，利用公式 $\bar{T} = \frac{2 \cdot T_8 + T_{14} + T_{20}}{4}$ 确定表层日平均海水温度，然后对表层日平均海水温度进行累积频率统计，并绘制累积频率曲线（图 2-3），累积频率 10% 的海水温度为 28.0℃。



此海区泥沙主要来源是黄土，而黄土中粉砂最多，经过河流搬运，粒度变细，底质中值粒径在 0.012mm~0.048mm 间，属粘土质粉砂和砂质粉砂。

4.4.1.8 海底稳定性分析

1964 年~1976 年黄河从本地入海，大量的泥沙向外堆积，形成向海凸出的地形，1976 年以后黄河口改道从现在位置入海，原来沉积在那里的一部分泥沙被潮流带走，岬角尖端渐被潮流“磨平”，但是原黄河口的凸出地形依然存在，潮流通过这里流道变窄，因此，流速也要相应变强。这一高流速区的存在对泥沙运移有重要关系：水中泥沙不易沉淀，海底泥沙又容易被强流带走，所以本海域 2m~10m 等深线处的海底不断加深，平均每年最大侵蚀速度 20cm 左右。

对照海军司令部航保部 1984 年和 2001 年海图，厂址海域 17 年间水深有明显的不同。10m 等深线向岸移动 1km~2km 左右，黄河海港北部水深加深 2m，南部 2.6m，平均每年侵蚀深度 11.8cm~15.3cm；5m 等深线向岸移动 2km 左右，黄河海港北部水深加深 2m，南部

3m，平均每年侵蚀深度11.8cm~17.6cm。黄河海港南部比北部侵蚀速率要大一些。

4.4.1.9 海冰

黄河海港附近海区每年都有不同程度的冰情，遇到重冰年将对海上活动造成巨大的困难，产生严重的海冰灾害。

该海域结冰期每年平均约96天，平均初冰日为12月9日，终冰日平均为3月11日，固定冰平均冰期为65天。冰情严重期为12月下旬至次年2月中旬，盛冰期约20~30天。固定冰宽度2km~5km，冰厚一般为20cm~40cm，最厚可达60cm~70cm。在正常年份，该海区的流冰分布范围基本上在2m~15m等深线之间，流冰范围一般距岸10km~15km。在正常海况下，流冰方向与海流方向一致，近岸海域流向基本与岸线平行。

重冰年冰情大大超过常年，20世纪发生的四次严重冰情，渤海有7/10的海面完全被冰覆盖。

4.4.1.10 余流特征

a)历史资料分析

该海域距岸15公里范围内，余流基本走向为西北向，流速一般为10cm/s，但到20m深度处，流向转向东北，不同季节稍有差异。

表层余流季节性变化较大，冬季在偏北风作用下多流向南；夏季在偏南风作用下多流向北。

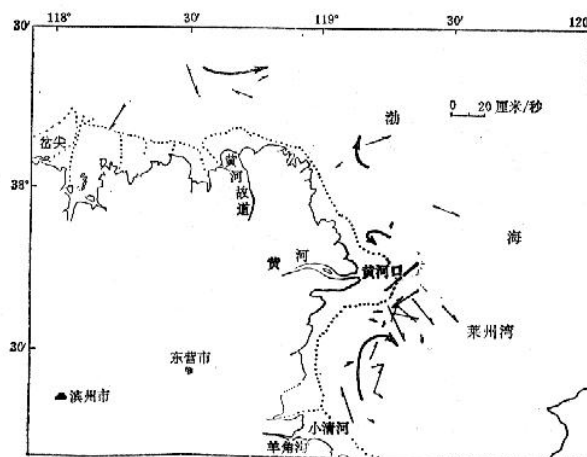


图 4.4-3 春季余流图

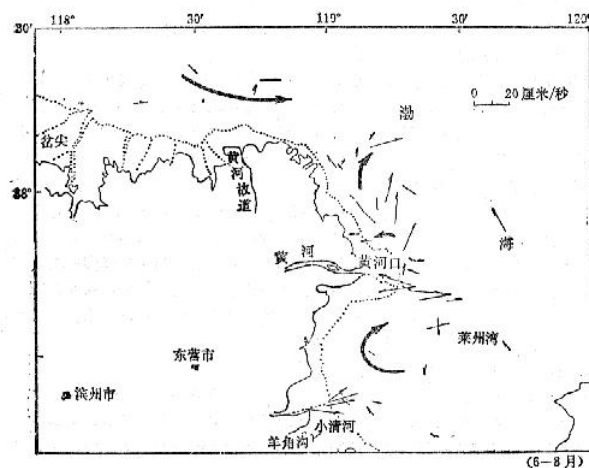


图 4.4-4 夏季余流图

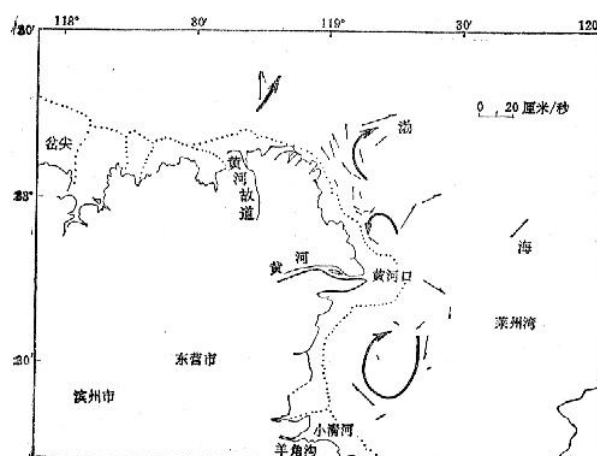


图 4.4-5 秋季余流图

b) 实测资料分析

黄河大港南部余流方向无论历史资料（包括冬、夏季）还是今年 5 月实测结果（春季）都是从东南指向西北。

越过港向西北，余流方向比较乱。历史资料表明，这里总的趋势是由岸向外。我们今年观测结果表明，总体趋势继续指向西北，但是，这里似乎存在一个气旋式涡旋：在 4 号站余流指向东北方向，到 3 号站又转而向西北。小潮期间比大潮更加明显。

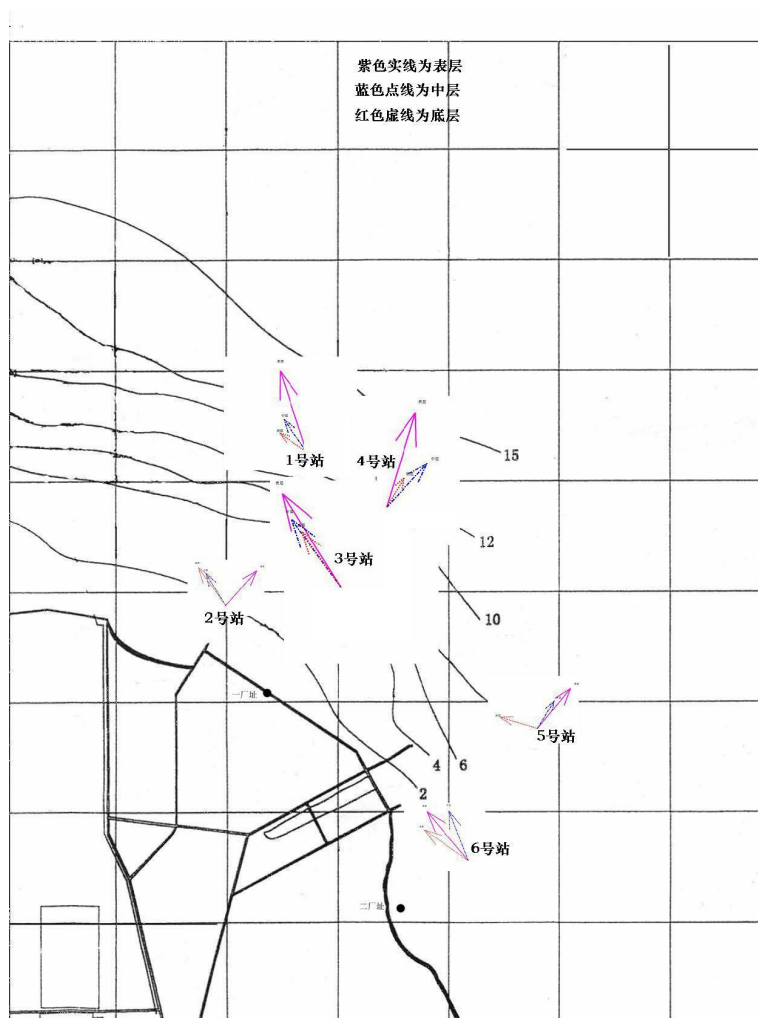


图 4.4-6 大潮表、中、底层余流图

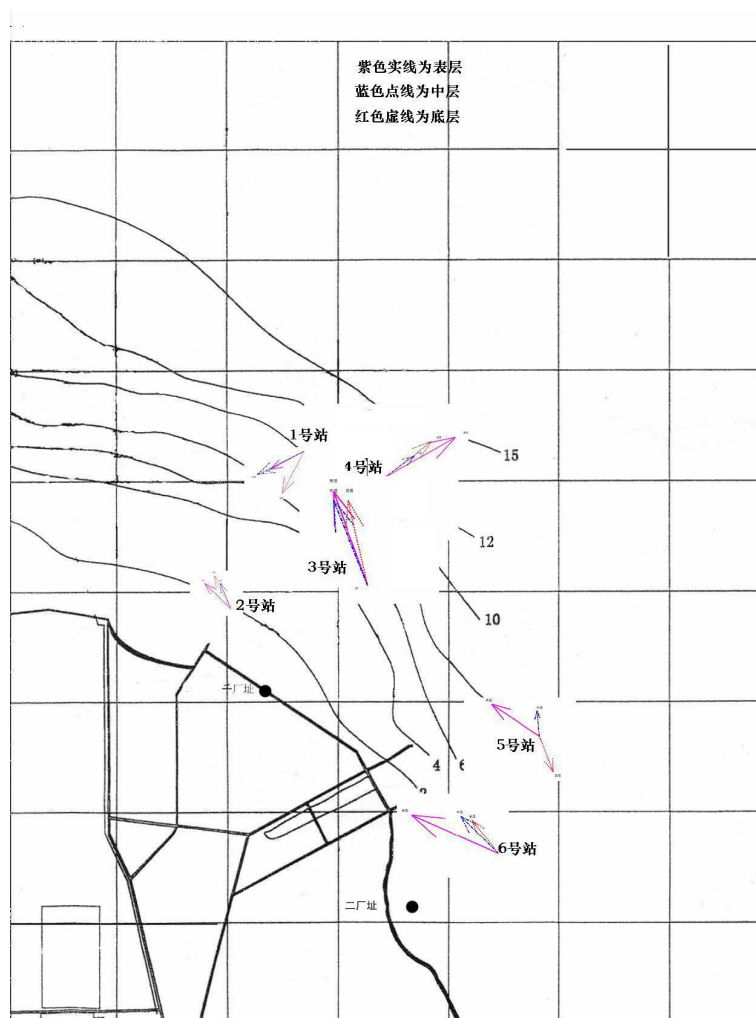


图 4.4-7 小潮表、中、底层余流图

4.4.2 淡水水源

本项目邻海建设，淡水资源相对缺乏，本期工程工业用水采用海水淡化解决，生活和消防用水采用市政自来水。

4.4.2.1 供水可靠性分析

本工程主机采用海水直流冷却，其它生产用水采用海水淡化水，生活用水采用城市自来水，工程海域海水水源充沛，水源实可靠。

4.5 贮灰渣场（含脱硫副产品）

4.5.1 电厂容量及灰渣量

山东大唐东营发电厂新建工程规划容量 $4 \times 1000 \text{MW}$ ，本期工程新建 $2 \times 1000 \text{MW}$ 超临界凝汽式汽轮发电机组，年排灰渣量 $63.9 \times 10^4 \text{t}$ ，年排石子煤量 $0.9 \times 10^4 \text{t}$ ，年排放脱硫石膏 $16.9 \times 10^4 \text{t}$ ，合计年排灰渣、石子煤及脱硫石膏 $82. \times 10^4 \text{t}$ ，约需存贮库容 $80 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

4.5.2 灰渣综合利用前景

目前随着国民经济的不断发展和人们对环保意识的逐步加强，工程建设中利用粉煤灰及其制品作为建筑材料的工程项目越来越多，这样不仅可以降低工程成本，节约投资，同时对于环境保护也起到积极的推动作用。通过对东营地区建筑市场的初步收资，山东大唐东营发电厂新建工程的灰渣综合利用前景非常广阔。

近三年东营市规划新建大型粉煤灰综合利用企业四家，三家现有企业进行技术改造，其他领域也采用新技术掺加使用粉煤灰、炉渣，利用量将大幅度增加。

目前，山东大唐东营发电厂筹建处与山东胜油固井工程技术有限公司签订了供灰渣意向书，粉煤灰年综合利用量为 70 万吨。山东大唐东营发电有限公司已经与垦利山水水泥有限公司、昌乐山水水泥有限公司、济南奇峰建材有限公司签订了脱硫石膏供销协议。

4.5.3 贮灰场的概况

虽然山东大唐东营发电厂粉煤灰综合利用的前景十分广阔，但考虑粉煤灰综合利用的季节性和不确定性，为保证电厂的连续运行，需在电厂附近选择一处贮灰场。

根据《火力发电厂设计技术规程》（DL5000-2000）4.0.13 条：“贮灰场总库容量应能贮放按规划容量计算 20 年左右的灰渣量。贮灰场一般应分期分块建设，初期征地以能存放按本期容量及设计煤种计算 10 年左右的灰渣量为宜。”及 14.8.10 条：“灰场堤坝应按电厂规划容量统一规划，分期分块建设。初期堤坝形成的库容应不小于 3 年按设计煤种计算的灰渣量。”

根据《粉煤灰综合利用管理办法》(国家发展和改革委员会令[2013]第19号)第十一条：“新建电厂应综合考虑周边粉煤灰利用能力，以及节约土地、防止环境污染，避免建设永久性粉煤灰堆场（库），确需建设的，原则上占地规模按不超过3年储灰量设计。”

根据《大中型火力发电厂设计规范》（GB 50660-2001）9.6.2 条：“初期贮灰场宜按贮存火力发电厂本期设计容量、设计煤种计算的 3 年灰渣量建设。当灰渣确能全部综合利用时，可按贮存 1 年灰渣量确定征地面积并建设事故备用贮灰场。”

本工程设计时，本着节约用地的原则，兼顾环评要求，按照1年贮存灰渣量进行灰场设计。

灰渣应首先考虑综合利用，同时应选择合适的贮灰渣场存放综合利用剩余的灰渣。灰场的选择原则主要考虑少占耕地，利用山谷、洼地、滩涂、塌陷区或废弃矿坑等，在满足环保要求的前提下尽可能靠近电厂。本工程由于综合利用条件较好，而且考虑环评的最新要求，为了不使灰场用地闲置，初期征地按以能存放本期容量及设计煤种计算 1 年左右的灰渣量考虑。

山东大唐东营发电厂位于规划中的东营港城市的北侧，厂址位于东营港城的防波堤之内。电厂本期工程的设计除灰方式为干除灰，灰渣通过汽车运输至灰渣堆场，电厂的石子煤和脱硫石膏也通过汽车运输至灰渣堆场。为了尽量减少电厂除灰的运行费，同时考虑降低灰场初投资的因素，灰场场址的选择应在满足环保要求的前提下尽可能靠近电厂，并且还应充分利用东营港城防波堤的屏蔽保护作用。为此，贮灰场的场址选择在电厂西偏北约 1.5km 处，胜利油田桩西油井附近，灰场位于东营港城的防波堤之内。灰场用地无拆迁量，无压矿、文物及军事设施，是理想的灰场场地。

灰场区地形平坦，地面高程平均在 1.05m。地貌成因类型为冲积三角洲平原，地貌类型为滨海洼地。地层上部主要为第四系全新统冲积层，该层厚度约为 26m。

场地的地层岩性从上至下为

a) 粉土：灰色，均匀，局部夹粉质粘土微薄层，含铁质条斑，湿，稍密状态。摇振反应迅速，无光泽反应，韧性、干强度低。厚度一般在 1.10m~5.90m 之间，平均厚度约为 2.06m，该层在场地普遍存在。

根据当地工程建设经验，并根据厂区对应层位勘测结果及本地段勘察成果，综合判定该层土为稍密状态的中压缩性土，综合推荐①粉土层承载力特征值 $f_{ak}=120\text{kPa}$ ，重度 $\gamma=19.4\text{kN/m}^3$ ，压缩模量 $E_s=9.3\text{MPa}$ ，压缩系数 $a_{1-2}=0.20\text{MPa}^{-1}$ ，渗透系数 $K_{20}=4\times 10^{-4}\text{cm/s}$ 。

b) 淤泥质粉质粘土：灰色，土质较为均匀，层理明显，局部相变为淤泥质粘土，流塑状态，部分地段表现为流塑、软塑状态的粉质粘土。含有机质，有臭味。无摇振反应，稍有光滑，韧性、干强度中等。该层厚度一般在 1.50m~3.60m 之间，埋深在 1.10m~5.90m 之间。该层在场地内普遍存在。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=0.39\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=18.6\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=63.2\text{kPa}$ 。

根据勘测结果及当地工程建设经验，判定该层土为高压缩性的以流塑状态为主的粘性土，综合推荐②淤泥质粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=50\text{kPa}$ ，渗透系数 $K_{20}=3\times 10^{-6}\text{cm/s}$ 。

c) 粉土：灰色、黄褐色，均匀，局部颗粒稍粗，夹粉砂薄层，含有机质及少量贝壳碎片，饱和，中密状态。部分地段相变为粉质粘土，含铁质条斑。摇振反应中等，无光泽反应，韧性、干强度低。地层厚度一般在 4.80m~8.60m，埋深一般在 3.00m~9.20m 之间。该层在场地普遍存在。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=9.23\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=89.1\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=212\text{kPa}$ 。

根据本次勘测结果及当地工程建筑经验，综合推荐③粉土层承载力特征值 $f_{ak}=140\text{kPa}$ ，渗透系数 $K_{20}=2\times 10^{-4}\text{cm/s}$ 。

d) 1 粉土：灰色，均匀，局部颗粒稍粗，夹粉砂薄层，含有机质及少量贝壳碎片，饱和，稍密状态。与③粉土层位于同一层位，地层厚度一般在 $2.90\text{m}\sim 7.80\text{m}$ 之间，力学性质较前者差。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=2.87\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=45.25\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=137\text{kPa}$ 。

根据勘测结果及当地工程建筑经验，综合推荐③1 粉土层承载力特征值 $f_{ak}=120\text{kPa}$ ，重度(γ) 19.5kN/m^3 ，压缩模量 $E_s=12.3\text{Mpa}$ ，压缩系数 $a_{1-2}=0.15\text{MPa}^{-1}$ ，内聚力 $C=6\text{ kPa}$ ，内摩擦角 $\varphi=12^\circ$ ，渗透系数 $K_{20}=6\times 10^{-4}\text{cm/s}$ 。

e)粉质粘土：灰色，土质较为均匀，层理明显，以软塑状态为主，部分地段表现为淤泥质粉质粘土。含有机质，有臭味。无摇振反应，稍有光滑，韧性、干强度中等。本次勘测灰场区域一般未穿透该层，只在灰场管理站地段穿透该层。该层厚度在 $2.10\text{m}\sim 8.90\text{m}$ ，埋深在 $12.80\text{m}\sim 18.40\text{m}$ 之间。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=0.77\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=27.6\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=90\text{kPa}$ 。

根据勘测结果及当地工程建筑经验，判定该层土为高压缩性的以软塑状态为主的粘性土，综合推荐④粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=80\text{kPa}$ ，重度 (γ) 18.8kN/m^3 ，压缩模量 $E_s=3.7\text{Mpa}$ ，压缩系数 $a_{1-2}=0.59\text{MPa}^{-1}$ ，渗透系数 $K_{20}=3\times 10^{-6}\text{cm/s}$ 。

f)1 粉质粘土 (Q4al)：灰色，土质较为均匀，层理明显，可塑状态，局部夹粉土薄层。含有机质及少量贝壳，有臭味。无摇振反应，稍有光滑，韧性、干强度中等。该层厚度差别较大，一般在 $1.50\text{m}\sim 8.80\text{m}$ 之间，平均厚度 5.13m ，一般位于④粉质粘土之下，部分与④粉质粘土层交互存在，该层只在灰场管理站地段被揭露。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=1.34\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=52.4\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=157\text{kPa}$ 。

根据勘测结果及当地工程建筑经验，判定该层土为中等压缩性的可塑状态的粘性土，综合推荐④1 粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=150\text{kPa}$ ，重度 (γ) 19.6kN/m^3 ，压缩模量 $E_s=6.3\text{Mpa}$ ，压缩系数 $a_{1-2}=0.35\text{MPa}^{-1}$ ，渗透系数 $K_{20}=2\times 10^{-6}\text{cm/s}$ 。

g)粉砂 (Q3al)：灰色，夹粉土薄层或与粉土层交互存在，饱和，以中密状态为主，部分地段达到密实状态，密实程度极不均匀。矿物成分主要由长石、石英组成，分选摩圆

中等，混大量粘性土或粉土，粘粒含量较大，含有机质及少量贝壳；部分地段相变为中密~密实状态的粉土。该层厚度一般在 14.10m~15.10m 之间，平均厚度 14.60m，顶板高程一般在-29.85m~-26.95m 之间，平均高程在-28.36 左右。该层只在灰场管理站地段被揭露，多数钻孔未穿透该层，为场地良好的人工地基持力层。

该层土的静力触探锥尖阻力平均值 $q_c=17.2\text{MPa}$ ，侧壁摩阻力平均值 $f_s=124.6\text{kPa}$ ，据经验公式计算该层土的地基承载力标准值 $f_k=240\text{kPa}$ 。

根据本次勘测结果及当地工程建设经验，判定该层土为中等压缩性、中密状态为主，部分达到密实状态的粉砂。综合推荐⑤粉砂层承载力特征值 $f_{ak}=180\text{kPa}$ ，重度（ γ ） 20.3kN/m^3 ，压缩模量 $E_s=15.2\text{Mpa}$ ，压缩系数 $a_{1-2}=0.11\text{MPa}^{-1}$ ，渗透系数 $K_{20}=4\times 10^{-3}\text{cm/s}$ 。

h)2 粉质粘土（Q3al）：灰色，土质较为均匀，层理明显，以可塑状态为主，部分地段表现为硬塑状态，局部夹粉土、粉砂薄层或相变为粉土。无摇振反应，稍有光滑，韧性、干强度中等。本次勘测该层只在两个孔中被揭露，埋深在 42.00m 左右。

根据当地工程建筑经验，并依据本次勘察成果，综合判定该层土为可塑状态的中等压缩性土，为新近沉积层。综合推荐⑥2 粉质粘土层承载力特征值 $f_{ak}=170\text{kPa}$ 。

根据厂区地段土层液化判断结果，灰场③ 粉土层不液化；①粉土、③1 粉土层部分钻孔中标贯击数小于临界值，液化，地基土的液化等级为中等液化。

场地地下水类型为第四纪孔隙潜水，略具承压性，以大气降水、海水入侵为主要补给水源，蒸发为主要排泄方式。场地地下水高程在0.020m~0.520m之间。

4.5.4 贮灰场的容积及贮灰年限

本期工程干灰场的围堤采用约 7m 高的均质土堤，初期灰场占地 22hm^2 ，围堤平面轴线尺寸 $330\text{m}\times 430\text{m}$ ，轴线总长为 1520m。为了满足环评要求，在灰场内冲填开挖明渠的土方，灰场垫高 1.35m，灰场的最终堆灰标高为 8.9m，灰场内达到最终堆灰标高形成的库容为 $81\times 10^4\text{m}^3$ 。电厂本期工程新建 $2\times 1000\text{MW}$ 超临界凝汽式汽轮发电机组年排灰渣、石子煤及脱硫石膏总量为 $80\times 10^4\text{m}^3$ ，灰场的库容可满足电厂贮存灰渣、石子煤及脱硫石膏约 1 年。如果灰场已贮满，电厂的灰渣综合利用途径又受到限制，可在灰场的西南侧扩建灰场。

4.6 地震、地质及岩土工程

4.6.1 地震

厂址区域大地构造位置处于华北平原拗陷区中济阳拗陷区的东北部和渤中拗陷的西

南部。

厂址区域范围内的主要活动断裂带有郯庐断裂带（沂沭断裂带段）、华北平原断裂带和燕山—渤海断裂带。

近场区（场地周围 30km 范围）内发育一系列近东西向、北东东向和北北东向断裂，规模较大的断裂有埕子口断裂、孤北断裂和悬东断裂。

济阳拗陷属地壳次稳定区。工程场地的近场区无全新世活动断裂，据浅层地震勘探和海域声波探测，两个厂址区内无隐伏活动断裂通过，因此，工程场地属地壳相对稳定地块，适宜建厂。

根据山东省地震工程研究院《山东大唐东营发电厂工程场地地震安全性评价工作报告》可知：地震基本烈度为 7 度（0.15g），场地土为软弱土，场地为 IV 类建筑场地。依据《建筑抗震设计规范》判定，建筑场地为抗震不利地段。

4.6.2 地质及岩土工程

4.6.2.1 地层岩性

场地地层主要为第四系全新统（新近沉积）和上更新统冲积层（ Q_4^{al} 、 Q_3^{al} ），局部地表为素填土。在钻孔揭露深度（70m）范围内，地层以粉质粘土、粉土、粉砂为主。场地的地层岩性从上至下为：

①₁ 填土：主要为人工造池（虾、蟹池）而成，以粉土为主，夹粉质粘土团块，松散状态。层厚 0.5m~2.30m，局部缺失。

① 粉土（ Q_4^{al} ）：灰色、黄褐色，均匀，局部夹粉质粘土微薄层，含铁质条斑，湿，稍密状态。摇振反应迅速，无光泽反应，韧性、干强度低。厚度一般在 0.70m~3.90m 之间，平均厚度 1.88m。该层在场地普遍存在。

② 淤泥质粉质粘土（ Q_4^{al} ）：灰色，土质较为均匀，层理明显，局部相变为淤泥质粘土，以流塑状态为主，部分地段表现为流塑、软塑状态的粉质粘土，夹粉土薄层。含有机质、贝壳等动植物残骸，有臭味。摇振反应中等，稍有光滑，韧性、干强度中等。该层厚度一般在 1.00m~6.20m 之间，平均厚度 2.69m，埋深一般在 1.00m~4.30m。该层在场地内普遍存在。

③ 粉土（ Q_4^{al} ）：灰色、黄褐色，均匀，局部颗粒稍粗，夹粉砂及粉质粘土薄层，含有机质及少量贝壳碎片，饱和，以中密状态为主。部分地段相变为粉质粘土，含铁质条斑。摇振反应中等，无光泽反应，韧性、干强度低。厚度一般在 2.50m~12.10m 之间，地层埋深一般在 3.10m~6.80m 之间，对应高程一般在 -5.71m~-3.04m 之间。该层在场地

普遍存在。

③₁ 粉土 (Q_4^{al}): 灰色, 均匀, 局部颗粒稍粗, 夹粉砂及粉质粘土薄层, 含有机质及少量贝壳碎片, 饱和, 稍密状态。与③粉土层位于同一层位, 力学性质较前者差。摇振反应迅速, 无光泽反应, 韧性、干强度低。厚度一般在 0.90m~8.70m 之间。该层与③粉土层互层存在, 或以透镜体的方式存在与③粉土层中。

④ 粉质粘土 (Q_4^{al}): 灰色, 土质不均匀, 层理明显, 部分地段相变为粘土, 以流塑、软塑状态为主, 部分地段表现为淤泥质粉质粘土。含有机质及少量贝壳碎片, 有臭味, 夹粉土、粉砂薄层。摇振反应中等, 稍有光滑, 韧性、干强度中等。该层厚度一般在 4.80m~10.70m 之间, 但部分地段该层很薄, 最小为 1.60m, 平均厚度 6.18m, 埋深一般在 12.90m~18.10m 之间。位于③粉土以下, 该层在场地内普遍存在。

④₁ 粉质粘土 (Q_4^{al}): 灰色, 土质较为均匀, 层理明显, 可塑状态, 局部夹粉土、粉砂薄层。含有机质及少量贝壳, 有臭味。无摇振反应, 稍有光滑, 韧性、干强度中等。该层厚度差别较大, 一般在 0.50m~9.50m 之间, 平均厚度 4.23m, 一般位于④粉质粘土之下, 部分与④粉质粘土层交互存在, 该层在场地内普遍存在。

⑤₁ 粉砂 (Q_3^{al}): 灰色, 夹粉土薄层或与粉土层交互存在, 饱和, 以中密状态为主, 部分地段达到密实状态, 密实程度极不均匀。矿物成分主要由长石、石英组成, 分选差, 混大量粘性土或粉土, 粘粒含量较大, 含有机质及少量贝壳; 部分地段相变为中密~密实状态的粉土。该层厚度一般在 11.40m~18.60m 之间, 平均厚度 14.73m, 顶板高程一般在 -22.57m~-32.13m 之间, 平均高程在 -26.49m 左右。该层在场地内普遍存在, 为场地良好的人工地基持力层。

⑤ 粉土 (Q_3^{al}): 灰色, 均匀, 局部颗粒稍粗, 夹粉砂薄层, 含有机质及少量贝壳, 饱和, 以密实状态为主。该层与⑤粉砂层位于同一层位, 与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。该层厚度一般在 0.70m~4.00m 之间, 平均厚度 1.79m, 该层只在部分地段存在。

⑥₁ 粉砂 (Q_3^{al}): 灰色, 夹粉土薄层, 饱和, 以中密状态为主。矿物成分主要由长石、石英组成, 分选一般, 磨圆中等, 混大量粘性土或粉土, 粘粒含量较大, 含有机质; 部分地段相变为密实状态的粉土。该层厚度一般在 2.70m~9.70m 之间, 平均厚度 5.10m。顶板高程一般在 -44.22m~-53.49m 之间, 平均高程 -50.71m, 该层在场地内普遍存在, 本次勘测未穿透该层。

⑥₂ 粉土 (Q_3^{al}): 灰色, 均匀, 局部颗粒稍粗, 夹粉砂薄层, 含有机质及贝壳, 饱和,

密实状态。该层与⑥粉砂层位于同一层位，与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。该层厚度一般在 2.20m~6.30m 之间，平均厚度 3.63m。

⑥ 粉质粘土 (Q_3^{al}): 灰色，土质较为均匀，层理明显，以可塑状态为主，部分地段表现为硬塑状态，局部夹粉土、粉砂薄层或相变为粉土。无摇振反应，稍有光滑，韧性、干强度中等。该层与⑥粉砂层位于同一层位，与粉砂层互层或以夹层、透镜体的形式存在。本次勘测该层未被全部穿透，揭露该层的厚度一般在 2.80m~11.30m 之间。

4.6.2.2 地基允许承载力特征值

根据地质勘察报告（初步设计阶段）可知：地基土的承载力特征值 f_{ak} (kPa)：

表 4.6-1 厂址各层地基土的物理力学指标

地 层	重 度 γ (kN/m ³)	压缩模量 E_{s1-2} (MPa)	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
①素填土(松散)	19.5	4.0	
①粉土(稍密)	19.4	9.3	120
②淤泥质粉质粘土(流塑)	17.8	3.3	50
③粉土(中密)	20.0	13.7	140
③ ₁ 粉土(稍密)	19.5	12.3	120
④粉质粘土(软塑)	18.8	3.7	80
④ ₁ 粉质粘土(可塑)	19.6	6.3	150
⑤ ₁ 粉土(密实)	20.0	14.5	160
⑤粉砂(中密)	20.3	15.2	180
⑥ ₁ 粉土(密实)	20.5	9.7	160
⑥ ₂ 粉质粘土(可塑)	20.1	6.1	170
⑥粉砂(中密)	20.0	16.4	200

4.6.2.3 地下水情况

根据已有地质资料及本次勘测结果可知，厂区地下水类型为第四系孔隙潜水，略具承压性，以大气降水、地下水的侧向补给、海水入侵为主要补给水源，蒸发为主要排泄方式。厂址地下水埋深约为0.20m~1.50m左右，水位变化幅度约为1.00m。根据有关资料，场地地下水具有高矿化度，水化学类型为CL-Na水。

本次勘测过程中，在厂区取地下水 3 件进行了水样的腐蚀性分析，水分析报告见附录 A 土工试验报告。根据《岩土工程勘察规范》附录 G 判定，东营港厂址场地（湿润区，场地地层一般为含水量 $\leq 30\%$ 的弱透水层）环境类型为 III 类；根据水样化验结果，地下水中

硫酸盐 (SO_4^{2-}) 含量超标, 判定场区地下水对混凝土结构具有弱腐蚀性; 地下水中 Cl^- 含量 $>5000\text{mg/L}$, 场地地下水埋藏较浅, 判断地下水对水位以下混凝土结构中钢筋具有弱腐蚀性, 对水位变幅附近混凝土结构中钢筋具有强腐蚀性; 地下水 PH 值约为 7, ($\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-}$) $>500\text{mg/L}$, 判定地下水对钢结构具有中等腐蚀性。

4.7 厂址比较与推荐意见

本工程在上版可研中已经完成厂址比较并经审查确认, 本次优化不再进行比选。

5 工程设想

5.1 全厂总体规划及厂区总平面规划

5.1.1 全厂总体规划

5.1.1.1 建设场地

电厂本期建设规模为 $2 \times 1000\text{MW}$ 凝汽式超超临界燃煤机组, 规划容量为 $4 \times 1000\text{MW}$ 。

厂址区域地形平坦, 自然地面标高在 $-0.24\text{m} \sim 2.20\text{m}$ 之间。场地大部分为虾蟹池及为其给、排水所修建的引水渠, 场地部分低洼处存在大量积水。

东营港城初步给定了厂区的用地范围, 该范围东西向 (以 A 坐标轴为南北向, B 坐标轴为东西向) 为 780m , 南北向为 1050m 。目前, 东营港城已在该范围内进行吹填, 吹填标高为 2.5m , 最终东营港城将向电厂提供吹填后的建设用地。

5.1.1.2 燃料运输

电厂燃用神华煤, 年需燃煤量约 $448.9 \times 10^4\text{t}$, 采用铁路运输, 煤炭经由包神线、神朔线、朔黄线、黄大线、东营疏港铁路、电厂铁路专用线至电厂。

5.1.1.3 电厂供水

循环冷却水采用海水直流供水系统, 取水采用明渠取水, 路径长约 4.61km , 排水采用明渠排水, 路径长约 2.26km 。

工业用淡水为海水淡化, 生活和消防用水为城市自来水。

5.1.1.4 电厂排水

厂区内排水系统采用分流制, 分别为雨水排水系统、生活污水排水系统和生产废水排水系统。

雨水经管网收集后自流排入雨水泵房内, 由雨水泵房内的雨水泵及 $\text{D}1320 \times 10$ 钢管升压排入循环水排水明渠内。

生活污水和各种生产排水经排水管网收集后, 由排水泵提升至生活污水处理站进行处理。

处理后的工业废水、生活污水，回收使用。输煤冲洗水经回收沉淀后重复使用。

5.1.1.5 电气出线

电厂本期工程 500kV 出线两回，接入位于厂址西南拟建的 500kV 黄河变。

5.1.1.6 除灰系统

除灰系统拟采用正压浓相气力输送系统将灰送入灰库，然后装车运至用户或运至灰场经碾压后贮存。炉底渣采用干渣机械输送至渣库贮存，用自卸汽车运至用户或灰场贮存。

5.1.1.7 贮灰场

贮灰场位于东营港城的防波堤之内的胜利油田桩西油井附近，东邻渤海，灰场东南距电厂约 1.5km。

5.1.1.8 厂外道路

东营港城在厂址周边规划有城区道路，厂址东侧的城市道路已建成通车，电厂的主、次入厂道路即在该道路上引接，分别长约 170m。

运灰道路规划沿主厂房炉后道路-主厂房扩建端道路-厂区北侧城市规划道路-贮灰场。考虑厂址北侧城市规划道路实施无期，因此，暂按新建 7m 宽道路考虑，新建总长度约 2.15km。

5.1.1.9 施工场地规划

本期工程施工场地均布置在生产厂区的扩建端侧、已吹填的区域内。施工生产用地 15.50hm²。施工单位的生活区用地 4.50hm²。

5.1.2 厂区总平面规划布置

5.1.2.1 影响厂区总平面规划布置的主要因素

a) 厂区周边环境

厂址位于东营港码头区西北约4.70km。规划的疏港铁路东营港站在电厂的南侧约 9.50km。厂址东北临海，距现有海堤约350m，东营港城市规划将在距现有海堤200m处修建一条高标准的防洪堤。

在紧邻厂区的北侧、东侧，规划有城市道路。厂址东侧的东港路已建成，并已与位于城区南端的高速公路连接。

厂区西侧约5km处是黄河三角洲国家级自然保护区，电厂厂址位于规划建设城区的最北端，人流方向为东（码头至电厂区有沿海公路）、南两个方向。仅从厂址周边环境来看，电厂的主入口方向朝北、东或南方向均可。

城市总体规划给定的厂区用地范围（一期工程）大致为一矩形，长边约1060m，垂直

于海岸线，短边约780m，平行于海岸线。沿短边向西方向，可以用于扩建用地。

b) 循环水取、排水方向

循环水的取水及排水在此之前已经过深入细致的工作确定了取、排水口的位置，即取、排水口均位于厂区东北的海域。

因此，循环水泵房布置在厂区范围的东北角是距离取水口最近的位置，循环水排水朝向厂区的北偏东方向也是最近的方向。

c) 铁路进厂方位

电厂铁路专用线在电厂东南进厂，厂内铁路站场适宜布置在厂区的南端。

d) 出线方向及出线走廊规划路径

规划的东营变电站位于东营港城的南向，规划的出线走廊位于城区的西侧边缘。从城市规划总体布局考虑，500kV出线走廊位于城市的边缘地带最为合理，如穿越城区工业区，则需要征得城市规划部门的同意。

5.1.2.2 厂区总平面规划布置方案

根据上述影响因素，厂区总平面规划布置了三个方案。现将三个方案分述如下（为方便叙述，以电厂坐标系统的A向作为南北向，B向为东西向）：

方案一：

总布置采用四列式布置格局，厂区从北向南依次为配电装置区、主厂房区、辅助设施区、贮卸煤设施区。主厂房A排朝北，固定端朝东布置，电厂的辅助、附属建构筑物主要集中布置在主厂房的固定端侧。

主厂房区布置在厂区中央部位，北侧为500kV GIS，东侧为辅助附属设施，南部为辅助设施，西侧近期为施工场地，远期为扩建场地。本方案主厂房采用前煤仓方案。主厂房区主要布置有汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房、集中控制楼、除尘器、引风机、烟囱、烟道、空压机室、除尘配电间、检修间、渣仓、柴油发电机室、变压器等。检修间布置在汽机房固定端。

500kV GIS、循环水泵房等布置在主厂房北侧。

贮卸煤设施区布置在厂区南部，采用2台同轨道斗轮堆取料机的条形封闭贮煤场位于该区域的北侧，厂内铁路站场和翻车机布置在该区域的南侧，输煤系统从翻车机引出后至煤场，在煤场通过后经主厂房固定端至煤仓间，推煤机库、含煤废水处理站分别布置在煤场两端。

辅助设施布置在煤场和主厂房之间以及主厂房固定端，附属设施布置在主厂房固定端。

在煤场和主厂房之间辅助设施主要有贮氢站、脱硫工艺楼、灰库。在主厂房固定端的辅助设施主要有排水泵房、制氯间、化学水务中心、综合水泵房、氨区等。

在主厂房固定端的附属设施主要有综合办公楼、附属综合楼、材料库等。

方案的主要特点：

- a).循环水泵房布置主厂房A排北侧，厂外取排水明渠和厂内循环水管的长度都极短；
- b) 厂前行政办公区布置在主厂房固定端，便于生产管理；
- c).主入口对A排前道路厂前行政办公区场地利用循环水管沟地上场地，区域较开阔；
- d).贮煤场设施布置在厂区最南端，便于铁路专用线的引接；
- e).厂区西部场地开阔，扩建端向西便于远期扩建和施工；
- f).一期工程厂区围墙内用地22.00hm²。

厂区总平面布置图（方案一）详见F455K₅-Z02。

方案二：

总布置采用四列式布置格局，厂区从东向西依次为配电装置区、主厂房区、辅助设施区、贮煤设施区。主厂房A排朝东，固定端朝南布置，电厂的辅助、附属建构筑物主要集中在布置在主厂房的固定端侧，卸煤设施布置在厂区扩建端。

主厂房区布置在厂区中央部位，东侧为500kV GIS，北侧为辅助附属设施，西部为辅助设施，南侧近期为施工场地，远期为扩建场地。本方案主厂房采用前煤仓方案。主厂房区主要布置有汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房、集中控制楼、除尘器、引风机、烟囱、烟道、空压机室、除尘配电间、渣仓、柴油发电机室、变压器等。检修间布置在汽机房固定端。

500kV GIS、循环水泵房等布置在主厂房东侧。

贮煤设施区布置在厂区西部，采用2台同轨道斗轮堆取料机的条形封闭贮煤场，厂内铁路站场和翻车机布置在厂区南侧，输煤系统从翻车机引出后至煤场，在煤场通过后经主厂房固定端至煤仓间，推煤机库、含煤废水处理站分别布置在煤场两端。

辅助设施布置在煤场和主厂房之间以及主厂房固定端，附属设施布置在主厂房固定端。

在煤场和主厂房之间辅助设施主要有贮氢站、脱硫工艺楼、灰库。在主厂房固定端的辅助设施主要有排水泵房、制氯间、化学水务中心、综合水泵房、氨区等。

在主厂房固定端的附属设施主要有综合办公楼、附属综合楼、材料库等。

方案的主要特点：

- a).循环水泵房布置主厂房A排东侧，缩短了厂内循环水管的长度，但厂外的取排水暗沟较长，投资较大；
- b). 厂前行政办公区布置在主厂房固定端，便于生产管理；
- c).扩建场地介于一期主厂房和厂内铁路站场之间，场地狭小，扩建条件不好；
- d).电气出线向东折向南，在折向西，出线条件较差；
- e).一期工程厂区围墙内用地21.97hm²。

厂区总平面布置图（方案二）详见F455K₅-Z03。

方案三：

本方案基本格局及分区与方案一相同。

方案的主要特点：

- a).主厂房采用塔式炉侧煤仓方案；
- b). 输煤栈桥从锅炉房和除尘器之间进入煤仓间；
- c).电控楼布置在汽机房固定端；
- d).检修间布置在主厂房与煤场之间；
- e).一期工程厂区围墙内用地21.66hm²。

厂区总平面布置图（方案三）详见F455K₅-Z04。

各方案技术经济条件比较表

技术条件 方案	主厂房 方位， 出线朝向	本期输煤栈 桥	厂内循环水 供排水长度	厂外循环水区排 水沟长度	扩建条件	投资 合计
方案一	汽机房 A 排朝北，固 定端朝东， 出线向北 折向西，较 为顺畅，且 出线处在 城区边缘， 影响小。	输煤栈桥长 449 m， 1436.8 万元	供排水管： 913m， 3195.5 万元 排水沟： 114m，330.6 万元	排水沟：208m， 603.2 万元	扩建的场地 条件和取排 水条件都很 好。	5566.1 万元
方案二	汽机房 A 排朝东，出 线向东折 向南，再折 向西。出线 对城区规 划有影响。	输煤栈桥长 476m， 1523.2 万元	供水管： 795m， 2782.5 万元 排水沟： 102m，295.8 万元	取排水沟：1426m 4135.4 万元	扩建的场地 条件和取排 水条件都很 差。	8736.9 万元

方案三	汽机房 A 排朝北, 出线较为顺畅	输煤栈桥长厂内 503m, 1609.6 万元 多转运站 1 座 200 万元	同方案一	同方案一	同方案一	5938.9 万元

综上所述, 各个方案各有所长, 影响总平面布置因素主要有两个方面, 即厂内外循环水供水管、排水沟长度和输煤系统栈桥长度, 经过综合分析, 本阶段推荐总平面规划布置方案一。

5.1.3 厂区竖向规划布置

东营港厂址区域地形平坦, 自然标高在-0.24m~2.20m之间。场地大部分现为虾蟹池及为其给、排水所修建的引水渠, 场地部分低洼处存在大量积水。

根据中国海洋大学为东营发电厂所作的“海洋水文特征(浪、潮、流、沙)分析专题报告”, 该地区风暴潮较多, 厂址受风暴潮的影响较大, 因此, 应做好安全防护措施, 即将厂址填高到所采用的安全标准以上, 或采用其它防护措施。

根据《大中型火力发电厂设计规范》条文解释中4.3.14条款, 本地区不属于“风暴潮严重地区”, 因此本工程防洪标准执行重现期为100年一遇的防洪标准。

基于上述标准, 根据该地区自然条件及厂址区域将来发展规划, 本工程厂址安全防护采用填高厂区至百年一遇高潮位及百年一遇内涝水位以上的措施。厂址海域100年一遇高潮位为 2.88m, 100年一遇内涝水位为1.2m, 因此, 厂区整平标高确定为3.00m, 主厂房区整平标高确定为3.40m, 主厂房室内地坪标高为3.60m。

目前, 东营港城已在厂区范围内进行吹填, 吹填标高为2.5m, 最终东营港城将向电厂提供吹填后的建设用地。厂区最终土方由基槽余土平衡。

5.1.4 厂区沟管线规划布置

5.1.4.1 厂区沟管线规划布置原则

厂区管线布置应以尽量架空敷设为原则, 初步考虑架空敷设的管线有: 厂用蒸汽管、燃油管、压缩空气管、采暖管、除灰管、除盐水管、电缆等。地下敷设的管线有: 循环水管、循环水排水沟、汽机事故油管、变压器事故油管、生活给水管、生活排水管、生产排水管、雨水管、消防水管、工业水管等。

5.1.4.2 厂区主要管廊的规划布置

a) 汽机房 A 排外侧管廊规划

主厂房A排至循环水泵房之间的距离为46.80m，其中平行主厂房A排的主要管线有：循环水给水管、循环水排水管、汽机事故油管、变压器事故油管、生活给水管、生活排水管、生产排水管、雨水管、消防水管及电缆沟等。

b) 主厂房固定端侧管廊规划

主厂房固定端侧管廊宽 37.3m，地下管线主要有生活给水管、生活排水管、生产排水管、消防水管、雨水管、输煤冲洗水管、综合管架、输煤栈桥等。

以上各走廊宽度的确定均本着节约用地的原则，布置紧凑，充分利用现有的空间，以达到减少用地目的。

5.2 装机方案

按照国家发展改革委、环境保护局和国家能源局共同发布的《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》文件的精神，发展高效超超临界大容量机组已成为我国的能源技术政策。因此本期工程拟安装两台 1000 MW 级超超临界、一次中间再热、凝汽式燃煤发电机组，规划容量 4X1000MW，并预留扩建条件。同步安装烟气脱硫设施和脱硝装置。脱硫采用湿法脱硫，工艺脱硝采用 SCR 工艺。

本期工程建设 2×1000MW 超超临界湿冷机组。汽轮机采用超超临界、一次中间再热、四缸四排汽、凝汽式汽轮机。

5.3 主机技术条件

5.3.1 锅炉主要技术规范

型式：超超临界参数变压运行直流炉、切圆燃烧方式、单炉膛、一次中间再热、平衡通风、固态排渣、全钢构架、塔式燃煤锅炉。锅炉主要技术规范如下：

锅炉主要技术规范表 5.3—1

序号	名称	单位	数值
1	过热蒸汽流量	t/h	2844
2	过热器出口蒸汽压力	MPa(g)	29.4
3	过热器出口蒸汽温度	℃	605
4	再热蒸汽流量	t/h	2380.7
5	再热器进口蒸汽压力	MPa(g)	6.032
6	再热器出口蒸汽压力	MPa(g)	5.686

7	再热器进口蒸汽温度	℃	371
8	再热器出口蒸汽温度	℃	623
9	省煤器进口给水温度	℃	303.6
13	空气预热器出口（修正后）	℃	122
14	燃料消耗量（设计煤质）	t/h	416.43
16	保证热效率（按低位发热量）	%	94.5

5.3.2 汽轮机主要技术规范

型式：超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式汽轮机。汽轮机具有九级非调整回热抽汽，给水泵汽轮机排汽进入主机凝汽器。

汽轮机主要技术规范 表 5.3—2

序号	名 称	单位	数值
1	额定功率	MW	1000
2	高压主汽阀前主蒸汽压力	MPa(a)	28
3	高压主汽阀前主蒸汽温度	℃	600
4	主蒸汽流量（VWO 工况）	t/h	2844
5	主蒸汽流量（THA 工况）	t/h	2633
6	中压主汽阀前再热蒸汽温度	℃	620
7	凝汽器背压（平均背压）	kPa（a）	3.7
8	转速	r/min	3000
9	给水加热级数		9 级

5.3.3 发电机主要技术规范

发电机的冷却方式为水、氢、氢。发电机的励磁型式为自并励静止励磁或无刷励磁系统。

发电机主要技术规范 表 5.3—3

序号	项 目	参 数
a	额定容量	1111 MVA（扣除励磁功率后）
b	额定功率	1000MW

序号	项 目	参 数
c	最大输出容量	1155MVA
d	额定电压	27kV
e	额定功率因数	0.9（滞后）
f	频率	50Hz
g	额定转速	3000 r/min
h	绝缘等级	F（注：按 B 级绝缘温升考核）
i	短路比	0.5
j	瞬变电抗 X'_d	0.238(饱和值)
k	超瞬变电抗 X''_d	0.182(饱和值)
l	效率	≥98.95%
m	相数	3
n	极数	2
o	定子绕组接线方式	YY
p	承受负序电流能力	
q	稳态 I^2/I_N	≥6%
	暂态 $(I^2/I_N)^2 t$	≥6s
r	额定氢压：	0.5 MPa(g)
s	漏氢量	≤12Nm ³ /24h
t	噪音（距外壳水平 1m，高度 1.2m 处）	不大于 85dB(A)

5.4 热力系统

热力系统除辅助蒸汽系统按母管制设计外，其余热力系统均采用单元制。热力循环采用九级回热抽汽系统，设有三台单列高压加热器和一台 3 号高加蒸汽冷却器、一台除氧器和五台低压加热器。

5.4.1 主蒸汽、再热蒸汽、旁路系统

主蒸汽、再热蒸汽系统主要是在锅炉和汽轮机之间输送蒸汽，以驱动汽轮发电机组，同时向给水回热系统提供加热蒸汽，并根据需要向汽轮机轴封系统、给水泵汽轮机提供蒸汽。主蒸汽管道和热再热蒸汽管道采用双管，在汽机侧分别设有联络管；冷再热蒸汽管道采用传统的二一二布置。

本工程不考虑具备 FCB 功能，机组设二级串联汽机旁路系统，旁路系统的设计容量

待汽轮机和锅炉的型式、结构、性能等确定后再进行研究，目前暂按 35%BMCR 设计（最终容量将根据机炉匹配参数确定）。本工程 1000MW 超超临界机组的旁路采用进口。

本工程超超临界机组主蒸汽、热再热蒸汽温度均达到 600℃和 620℃，本工程主蒸汽管道、再热蒸汽热段管道、高低旁路阀前管道的管材均采用 A335P92，再热冷段材料采用 A691Gr2 1/4 CrCL22。

5.4.2 抽汽系统

汽轮机设有九级非调整抽汽（包括高压缸排汽）。一、二、三级抽汽分别供给三台高压加热器；二段抽汽还作为辅助蒸汽系统和给水泵汽轮机的备用汽源；四级抽汽供给除氧器、给水泵汽轮机和辅助蒸汽系统；五、六、七、八、九级抽汽分别供给五台低压加热器用汽。

5.4.3 给水系统

给水系统按最大运行流量即锅炉最大连续蒸发量(BMCR)工况时相对应的给水量进行设计。给水系统为单元制。

随着电网整体规模的扩大，技术成熟的 1000MW 等级超超临界参数机组将越来越多地在国内各个电网中得到建设，并在电力市场竞争中处于有利地位。要保证电厂的长期安全、经济运行，主要辅助设备的配置需要予以充分重视，而被称为电厂“心脏”的给水泵是火电机组最重要的辅机之一，给水泵的合理选型对降低工程造价、确保机组安全稳定经济运行具有重要意义。

国内已投产或正在建设中的 1000MW 超超临界湿冷机组均采用汽动给水泵作为运行给水泵。汽动给水泵配置方案主要有以下几种型式：

2×50%汽泵+1×30%电泵；

1×100%汽泵+1×30%电泵；

2×50%汽泵，不设启动备用泵；

1×100%汽泵，不设启动备用泵。

我们通过技术经济比较，给水泵选型结论如下：

1) 技术性方面

1×100%容量汽泵方案（小机国产、泵进口）较 2×50%汽泵方案（小机及泵国产，芯包进口）的给水泵效率高 1.9%，小机效率高 1.5%，发电标煤耗降低~0.438g/kW·h。

因此，采用 1×100%汽动给水泵组方案（小机国产、泵进口），机组的运行指标均优于 2×50%汽泵方案（小机及泵国产，芯包进口）。

2) 经济性方面

1×100%容量汽泵方案（小机国产、泵进口）较 2×50%汽泵方案（小机及泵国产，芯包进口）两台机组年运行费用减少 269.81 万元，初投资节省 513.93 万元。

3) 运行可靠性方面

本工程将来在电力系统中主要承担基本负荷并具有调峰功能，对运行的可靠性要求更高。虽然采用 1×100%汽泵方案效率较 2×50%汽泵方案效率高，但当一台泵组故障时，2×50%汽泵方案另一台泵能维持机组约 600MW 运行，而 100%给水泵组故障时机组需停机，因此，采用 1×100%汽动给水泵方案，机组非计划停运的机率加大，机组的可靠性将有所降低。

4) 设置 30%容量的电动启动给水泵，不具有备用功能，且为了节省投资，两机公用一台启动电泵。在实际运行中也有成功的经验。

综上所述，本工程给水泵配置方案如下：

设置每台机组配置 1 台 100%容量的汽动给水泵，两台机组公用一台 30%容量的启动电泵。汽动给水泵采用进口设备，给水泵汽轮机采用国产设备。

详见专题报告《给水泵选择》。

高压加热器推荐按单列配置，设置 3 台卧式、双流程高压加热器，由于目前高压加热器的可靠性明显提高，高压加热器采用大旁路系统。当任一台高加故障停运时，三台高加同时从系统中退出，给水能快速切换到给水旁路。机组在高加解列时仍能带额定负荷，这样可保证在高加事故状态时机组仍能满足运行要求。

给水泵出口设有最小流量再循环管道并配有相应的控制阀门等，以确保在机组启动或低负荷工况流经泵的流量大于其允许的最小流量，保证泵的运行安全。每根再循环管道都单独接至除氧器水箱。

给水总管上装设不小于 15%BMCR 容量的调节阀，以增加机组在低负荷时的流量调节的灵敏度。机组正常运行时，给水流量通过控制给水泵汽轮机转速进行调节。

给水系统还为事故情况下的锅炉再热器减温器和过热器提供减温喷水。锅炉再热器减温喷水从给水泵的中间抽头引出，锅炉过热器的减温水从给水泵的出口高加后引出。

高压给水管材质则采用进口管 15NiCuMoNb5-6-4。

5.4.4 凝结水系统

凝结水系统采用中压凝结水精处理系统，系统中不设凝结水升压泵。凝汽器热井中的凝结水由凝结水泵升压后，经中压凝结水精处理装置、汽轮机汽封冷却器、疏水冷却器和

三级低加热器后进入除氧器。凝结水系统还提供设备的密封水和低压减温水。

凝结水系统采用 $2 \times 100\%$ 容量的凝结水泵，一台运行、一台备用，配 1 套变频调速装置。

凝结水系统设置一台全容量的汽封冷却器、疏水冷却器和五级全容量的表面式低压加热器，一台内置式除氧器。

考虑到低加设备与机组参数无直接关系且具有较高的可靠性，5、6、7 号低压加热器分别采用电动小旁路系统，疏水冷却器、8、9 号低压加热器采用电动大旁路系统。

除盐水储存水箱与化学除盐水箱合并。

国内具备大容量电站凝结水泵制造能力的厂家，因此本工程凝结水泵推荐采用国产设备。

低压加热器、除氧器等辅机的设计压力、温度等参数与主机参数、容量没有明显的关联，与超超临界 600MW 机组相比仅在容量上有一些差异，设计和制造的难度不大。因此低压加热器和除氧器建议采用国产设备。

5.4.5 加热器疏水及放气系统

正常运行时，高压加热器的疏水均采用逐级自流疏水方式，即从较高压力的加热器排到较低压力的加热器，3 号高压加热器出口的疏水疏入除氧器；#5、#6 号低加自流至 #7 低压加热器，#7 低压加热器疏水管道出口设有 2 台 100% 容量的互为备用的低加疏水泵，将前三级低加疏水引至 #7 低加出口凝结水管道。#8、#9 低压加热器的正常疏水分别进入位于 #9 低加与汽封加热器之间的疏水冷却器，最终进入凝汽器中。

5.4.6 辅助蒸汽系统

本期工程启动汽源利用外部汽源提供的蒸汽，机组启动时外部汽源来的蒸汽作为启动汽源向辅助蒸汽母管供汽，机组低负荷时辅助蒸汽系统汽源来自低温再热蒸汽，机组正常运行时辅助蒸汽系统汽源来自汽轮机的 4 段抽汽。

5.4.7 厂内循环水及开式冷却水系统

循环水采用海水作水源的一次升压直流供水系统，为凝汽器、开式循环冷却水系统提供冷却水，按单元制设计。在低压凝汽器水侧进口和高压凝汽器水侧出口的循环水管道上设有电动蝶阀，以便隔离凝汽器。由于是海水作为冷却介质，凝汽器及闭式循环冷却水热交换器的管子采用钛管。其余设备和管道附件也采用耐海水型或应用相关防腐措施。

系统考虑配置胶球清洗装置，考虑到电厂附近海水有可能杂质多，因此在凝汽器循环水进水管上设置二次滤网，以保证长期良好的传热效果和凝汽器的真空度。将闭式循环冷

却水热交换器布置在汽机房内零米，由于热交换器本身的阻力小于凝汽器水阻，在不设置开式循环冷却水泵的情况下，开式循环冷却水可以从循环水进水母管取水并回到循环水回水母管内，因此可取消开式循环冷却水泵，节约厂用电。开式循环冷却水系统由电动旋转滤网、闭式循环冷却水热交换器以及连接管道、阀门等组成。该系统中的设备均按 100% 容量两台配置，并联连接，一台运行一台备用。闭式水热交换器出口管道上装设可调节的电动蝶阀。

5.4.8 闭式循环冷却水

本工程采用大闭式循环系统，闭式循环冷却水采用开式水间接冷却方式。系统由两台 100% 容量的闭式循环冷却水泵、一台 18m³ 闭式循环冷却水膨胀水箱及向各冷却设备提供冷却水的供水管道、关断阀、控制阀等组成。主、辅机设备的冷却水均由本系统提供。

5.4.9 抽真空系统

抽真空系统在机组启动初期用于将汽轮机、凝汽器汽侧空间、附属管道和设备中的空气抽出以达到汽轮机启动的要求；机组在正常运行中用于除去凝汽器空气区积聚的非凝结气体。

本期采用双背压凝汽器，凝汽器汽侧抽真空系统设置 3X50% 容量的水环式真空泵。真空泵与凝汽器汽侧连接。正常运行时，两台真空泵运行，一台真空泵备用，机组启动时三台真空泵同时运行，以缩短启动时间

5.5 燃烧制粉系统

5.5.1 制粉系统

根据东营电厂的煤质资料，设计煤种的干燥无灰基挥发份 32.5%，收到基水份 14.7% 哈氏可磨系数为 62，冲刷磨损指数为 2.23。适用于采用中速磨煤机正压直吹式制粉系统，满足《电站磨煤机及制粉系统选型导则》（DL/T 466—2004）中规定。磨煤机的具体型式待磨煤机招标时最后确定。

本工程采用中速磨煤机正压冷一次风机直吹式制粉系统，每台锅炉配 6 台钢制煤斗，内衬不锈钢板。5 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 6 台中速磨煤机，其中一台备用。除备用的磨煤机外，其余 5 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%。

每台锅炉设置 6 台电子称重式皮带给煤机，其中 1 台备用。给煤机的最大出力按照磨煤机最大计算出力的 110% 选取。

每台锅炉设置 2 台 50%容量的动叶可调轴流式冷一次风机。

每台锅炉设置 2 台 100%离心式密封风机，其中 1 台运行，1 台备用。用于供给煤机和中速磨煤机以及前后挡板的密封风，防止煤粉外漏。密封风机在冷一次风取风。密封风机由磨煤机制造厂家配套提供。

由于烟煤发热量较高，燃煤量较低，磨煤机可以在国产设备中选到，因此，磨煤机采用国产设备。

给煤机和密封风机均采用国产设备。

5.5.2 烟风系统

锅炉烟风系统采用平衡通风方式，满足锅炉在燃用设计煤种从启动至最大连续蒸发量（BMCR）时风量和排出烟气量的需要，且满足燃用校核煤种的需要。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。三分仓空气预热器配有主驱动交流电机，备有驱动交流电机和低速空气马达，并设有停车报警系统。每台空气预热器均设有热电偶火灾报警、轴承油温报警及消防设施。空气预热器设有伸缩式吹灰和水冲洗系统，并配有空气预热器检修所需的装置。空气预热器运行后漏风率不大于 4.5%，在运行一年以后不大于 5%。

每台锅炉配 2 台定速、电动、轴流式、动叶可调一次风机。

每台锅炉配 2 台定速、电动、轴流式、动叶可调送风机。

每台锅炉配 2 台定速、电动、轴流式、动叶可调吸风机。吸风机为三合一风机，即脱硫取消增压风机，吸风机同时克服锅炉、脱硝、脱硫三部分的阻力。

每台锅炉配 2 台三室五电场静电除尘器。

送风机、吸风机和一次风机在汽轮机额定工况下运行时有较高效率，并具有较宽的调节范围。送风机和一次风机入口风道设有暖风器，以加热空预器进口冷风，防止空预器低温腐蚀。

每台锅炉分别配有火焰监视冷却风机，向炉膛电视摄像机、火焰监测器提供冷却风。该风机由 FSSS 系统配套供货。

5.5.3 点火系统

为了实现无油电厂的目标，本工程采用等离子点火系统，每台炉设置 2 层等离子燃烧器，互为点火备用及用于锅炉低负荷稳燃，从而彻底取消全厂燃油系统。

5.6 电气部分

5.6.1.1 电气主接线原则性接线图

“电气主接线”见本报告附图目录中的 F455K₅-D01 图纸。

5.6.1.2 高压厂用电原则性接线图

“厂用电原则接线图”见本报告附图目录中的 F455K₅-D02 图纸。

5.6.2 电气主接线

5.6.2.1 发电机和变压器及其连接

a) 发电机拟采用冷却方式为水氢氢，自并励静止励磁系统。发电机的额定容量与汽轮机额定出力相匹配，最大连续容量与汽轮机最大连续出力相匹配，具有长期进相运行能力，能适应调峰要求。

其参数拟选用为：发电机型号：THDF125/67

额定容量为：1000MW，

额定电压：27kV，

额定功率因数：0.9（滞后），

频率：50Hz

相数：3 相

直轴瞬变电抗（饱和值） $X'd$ ：23.8%

直轴超瞬变电抗（饱和值） $X''d$ ：18.2%。

b) 主变压器的选择

《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660-2011）第 16.1.4 条规定：“与容量为 1000MW 级机组单元连接的主变压器应综合运输和制造条件，可采用单相或者三相变压器。”目前国内 1000MW 机组，采用单相变压器较多，采用三相主变压器的较少，据了解百万机组采用三相主变压器在制造和技术上没有问题，较少采用三相变压器主要是受运输原因影响。根据目前掌握的情况，已经投入运行的安徽铜陵六期 1×1000MW 机组采用常州东芝生产的三相主变压器；广东粤电惠来电厂百万千瓦级机组采用天威保变（秦皇岛）变压器有限公司生产的三相主变压器，目前已经投入运行，华润苍南电厂百万千瓦级机组也采用了三相主变压器；另外，特变电工沈阳变压器厂也可以生产百万机组三相主变压器，并且具备在葫芦岛港口装船海运的条件。根据渤海石油运输有限责任公司编制的“大件设备水陆联运可研报告”，东营港万通码头正在建设两个 10000GT 客滚泊位及后方陆域配套设施，该码头投产日期为 2013 年 5 月份，完全可以满足本工程所有的大件运输使用。东营港万通码头位于东营港区南港池南岸，东营电厂位于 S227 路西，码头卸船装车到规划的电厂工地运距约 5 公里，沿途无硬障碍，基本满足大件设备运输要求。因此本工程采用三

相主变压器在制造和运输上均可解决。

主变压器采用三相变压器，可靠性高（相对于 3 台单相变压器），造价低，1 台三相变压器约为 3 台单相变压器价格的 85%，运行维护费用低，约为单相变压器的 60%。缺点是体积大，重量沉，运输十分困难。鉴于以上这些情况，根据本工程附近有东营港万通码头的有利条件，结合保定天威（秦皇岛）有限公司实际港口运输业绩，本工程推荐采用三相主变压器。

主变压器型式及参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 三相主变压器技术数据表

序号	项 目	数 据
1	型式	三相双线圈铜绕组低损耗油浸式电力变压器
2	额定电压(kV): 高压/低压	525±2×2.5/27kV（暂定）
3	分接电压及调压方式	无载调压
4	额定容量(MVA)	1200
5	冷却方式	OFAF
6	联接组标号	Ynd11
7	短路阻抗	18%

c) 发电机-变压器组接线

本期工程 2×1000MW 机组采用发电机-变压器组的单元接线接入 500kV 配电装置。

《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660-2011）第 16.2.6 条规定：“600MW 级及以上机组，根据工程具体情况，经技术经济论证合理时，在发电机与变压器之间可装设发电机断路器或负荷开关，主变压器或高压厂用工作变压器宜采用有载调压方式，……”。针对本工程，是否装设发电机断路器，需要从整个电厂安全可靠运行及电厂的投资和运行费用等方面进行综合的技术经济分析。

发电机出口是否装设断路器，在技术上优点缺点并存，国内目前尚无定论，两种接线形式在国内大容量机组中都有应用。但装设发电机出口断路器，本期增加投资约 2200 万，因此现阶段推荐发电机出口不装设断路器方案。详细论证见专题报告《发电机出口设置断路器方案的技术分析》

5.6.2.2 高压配电装置接线

电气主接线的设计应考虑满足可靠性、灵活性、经济性等相关要求，做到远、近期结合，应以近期为主，并留有扩建的条件。

《大中型火力发电厂设计规范》(GB50660-2011)中 16.2.11 条规定：330kV~500kV 配电装置的接线应满足系统稳定性和可靠性以及限制短路容量的要求，并应满足电厂运行的灵活性和建设的经济性要求，同时应符合下列规定：

1) 当进出线回路数为 6 回及以上，配电装置在系统中具有重要地位时，宜采用 3/2 断路器接线。

2) 当电厂装机台数较多，但出线回路数较少时，可采用 4/3 断路器接线。

3) 进出线回路数少于 6 回，且电网根据远期发展有特殊要求时，可采用双母线接线，远期可过渡到双母线分段接线。

4) 初期进出线回路数为 4 回时，可采用四角接线，进、出线应装设隔离开关。布置上宜按过渡到远期 3/2 断路器接线设计。

根据系统资料，本期工程以 2 回 500kV 线路接入山东电网。

按照上述原则，我们考虑了两种主接线方案：

方案一：本期和远期都采用 3/2 断路器接线；

方案二：本期采用双母线接线，远期采用双母线双分段接线形

表 5.6-2 500kV 电气主接线方案技术比较

方案	方案一	方案二
可靠性	可靠性高	可靠性较高
接线优点	1 500kV接线成闭合环形，电源进线和线路出线回路由2台断路器供电，接线可靠性、灵活性高，接线运行经验丰富。 2 扩建方便。	1 当系统要求分裂运行时比较方便； 2 扩建过渡较方便
接线缺点	1 500kV接线5回进出线设置7台断路器间隔，设备多，利用率低。 2 500kV接线由于本期仅成1个闭合环形，类同于角形接线，与母线连接的断路器配置略有重叠，功能重复。	1 本期5回进出线设置6台断路器，任何断路器检修，影响用户的供电； 2 检修母线时，回路需要倒到另一母线。隔离开关为操作电器，改变运行方式，要倒换操作； 3 检修断路器时，要求系统安排设法向重要用户供电； 4 不形成多环供电，一个回路由一台断路器供电，调度较不方便，

从经济方面考虑，3/2 断路器接线本阶段比双母线接线多上一台断路器，远期两种方案投资基本持平。但是从运行的可靠性和调度的灵活性方面考虑方案一更先进，考虑到本工程容量较大，在山东电网中占有重要地位，为了方便系统调度，保证系统的安全可靠，本阶段推荐东营电厂 500kV 主接线方案为本期和远期都采用 3/2 断路器接线方案。

5.6.2.3 高压启动/备用电源的引接

根据《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660-2011）第 16.3.10 条规定，“高压厂用备用或启动/备用电源可采用下列引接方式：1. 可由高压母线中电源可靠的最低一级电压母线或由联络变压器的第三（低压）绕组引接，并应保证全厂停“机”的情况下，能从外部电力系统取得足够的电源，……”。在保证安全可靠的同时，应保证工程造价合理，运行费用较低。根据资料，距离本电厂厂址最近的 220kV 炼化站已经获得国家核准，2013 年将开工建设，该站有 110kV 和 220kV 两个电压等级。根据本工程实际情况结合以上原则，本工程的启动/备用电源的引接可以考虑两种方案。

方案一：由电厂新建的 500kV 配电装置母线直降引接启动/备用电源；

方案二：由附近 220kV 炼化变电站的 110kV 母线引接启动/备用电源，在厂内设 110kV 配电装置。

方案一机组启动/备用电源由厂内 500kV 配电装置引接，与高压厂用工作电源之间没有相角差，且控制操作方便，在技术上优于方案二。在经济上，由于 500kV GIS 价格较高，因此从本电厂 500kV GIS 直降引接启动/备用电源初投资较高；但根据业主提供的资料显示，从本厂外的变电站引接启动/备用电源将会被收取高昂的基本电费和电度电费，造成电厂运行成本很高，寿命期内的总费用高于从厂内高压配电装置直接降压引接。因此本阶段高压启动/备用电源推荐采用方案一，即由电厂新建的 500kV 配电装置母线直降引接的方案。根据《大中型火力发电厂设计规范》（GB 50660-2011）中当未装设发电机断路器或负荷开关时，“600MW 级及以上的机组，每 2 台机组可设 1 台或 2 台高压厂用启动/备用变压器”的规定，本期 2×1000MW 机组工程设 1 台容量为 50/30-30MVA 的有载调压分裂绕组变压器作为两台机组的启动/备用变压器，变压器高压侧电源引自厂内 500kV 配电装置。

5.6.2.4 中性点接地方式

500kV 系统中性点采用直接接地方式。

发电机中性点采用高电阻接地方式。

5.6.3 厂用电系统

5.6.3.1 高压厂用电系统

a) 高压厂用电系统电压等级的选择

《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T5153-2014) 3.2.3 条规定：“火力发电厂可采用 3kV、6kV、10kV 作为高压厂用电系统的标称电压。” 3.2.4 条规定：“3 单机容量为 600MW 级及以上的机组,可根据工程具体条件,采用 6kV 一级,或 10kV 一级,或 10kV/6kV 二级, 10kV /3kV 二级高压厂用电电压。”

1000MW 机组高压厂用电系统电压等级的确定主要受最大电动机容量及短路电流水平的影响,本工程最大电动机为引风机电动机,功率为 8500kW,经过负荷统计,每台机组可以设置 1 台容量为 50/30-30MVA 的分裂绕组高压厂用变压器和 1 台容量为 30MVA 的双绕组高压厂用变压器,高压厂用电电压采用 6kV,短路电流开断水平为 40kA。

考虑 10kV 和 3kV 电动机目前应用较少,且运行维护复杂,备品备件也要增加,因此本工程高压厂用电系统不考虑采用 2 级电压的方案。

b) 高压厂用电源的设置

本工程发电机与主变压器为单元连接,高压厂用工作母线的电源经高压厂用变压器由主变压器低压侧引接,启动/备用电源母线的电源引自高压启动/备用变压器。

单元机组的负荷由分裂高压厂用变压器供电,全厂的公用负荷由 2 台机组的 2 台双绕组高压厂用变压器供电,2 台双绕组变压器相互提供备用电源。两台机组共设 1 台有载调压分裂变作为启动/备用变,容量与分裂绕组高压厂用变压器相同。

主厂房内 6kV 工作段的供电范围为锅炉、汽机、电除尘、主厂房公用、化学以及全厂输煤系统和脱硫系统等负荷。本工程同步建设脱硫设施,现阶段暂按如下原则设计:全厂不设脱硫及输煤高压厂用段,全厂所有高压负荷分别引自 2 台机组的 6kV 工作 A、B、C 段。

c) 6kV 开关柜推荐采用中置式开关柜,真空断路器和 F-C 回路方案,开断电流 40kA。

5.6.3.2 低压厂用电系统

除电除尘低压厂用配电装置外,本工程低压厂用电系统采用暗备用的 PC-MCC 供电方式,低压厂用变压器成对配置、互为暗备用,两个低压母线段分别对应于中压系统的不同工作段母线。低压厂用电系统采用 PC-MCC (暗备用) 供电方式,对接有单台 I、II 类负荷的 MCC 采用双电源供电。

每台机组设 4 台低厂变,为机组的汽机和锅炉等低压负荷供电。

每炉设三台电除尘变为电除尘负荷供电,其中一台为明备用。

根据工艺要求，设置适当的辅助车间变压器为附近负荷供电。

5.6.3.3 事故保安电源

每台机组设一台 100%容量的快速起动柴油发电机作为事故保安电源，柴油发电机容量初步定为 1800kW，每台机组设两段 380/220V 交流保安母线，分别供给本机组包括脱硫在内的交流保安负荷。

5.6.3.4 中性点接地方式

6kV 厂用电系统采用在高厂变及高压起/备变中性点经低电阻接地方式，主厂房及辅助车间低压厂用电系统全部采用中性点直接接地方式。

5.6.3.5 厂外设施的供电

本工程储灰场采取就地设置 1 台低压变压器供电方案，通过 6kV 架空送电线路从厂内高压厂用电系统提供电源。

5.6.4 主要设备选型

5.6.4.1 高压厂用变压器

为单元负荷每台机组设置 1 台三相铜芯无载调压分裂变压器，额定容量为 50/30-30MVA，额定电压比 27/6.3-6.3kV；为全厂公用负荷每台机组设置 1 台三相铜芯无载调压双绕组变压器，额定容量为 30MVA，额定电压比 27/6.3kV。

5.6.4.2 高压起动/备用变压器

两台机组设置 1 台三相铜芯有载调压分裂变压器，额定容量 50/30-30MVA，额定电压比 525±8×1.25/6.3-6.3kV。

5.6.4.3 高压配电装置

目前，500kV 配电装置型式可分为两大类：一类是敞开型配电装置，母线外置，为空气绝缘；一类是全封闭组合电器（以下简称 GIS），SF₆ 气体绝缘，母线封闭于金属外壳中。另外，近年来还出现了一种复合电器（以下简称 HGIS），将一次设备组合在一个封闭的充满 SF₆ 绝缘气体的金属壳内，出线由绝缘套管引出，母线外置。

发电厂高压配电装置的设计一般应结合设备选型并从功能、技术、经济和环境等方面进行综合考虑。兼顾安全可靠、配置合理、节省投资、布置清晰、结构简单、运行方便、节约用地、便于扩建等诸多因素。

本工程由于受厂址自然条件限制，配电装置所在位置需经适当的土建基础处理，因此，500kV 配电装置方案还应该结合本工程总平面和主厂房布置，充分考虑现场的自然条件，减少配电装置的占地面积和地基处理工程量，提高土地利用效率。

由于本工程厂址地处海边，污秽严重，所以 500kV 配电装置推荐采用抗污秽能力强且占地面积小的 500kV 全封闭组合电器（GIS）型式。500kV GIS 可以采用户内和户外两种型式。根据本工程厂址所处地区的环境条件，500kV GIS 采用户内和户外两种型式均满足运行要求。经向制造厂了解，两种型式价格相近，户外型 GIS 设备价格与户内型 GIS 相比不超过 5%，使用户外型 GIS 时增加的设备投资与采用户内型 GIS 时的配电装置室土建费用基本相当。因此本阶段 500kV 配电装置采用户内式 GIS。

本工程本期有 2 回主变进线，2 回出线，1 回启动/备用电源进线间隔，采用完整的 3/2 断路器接线。本期工程 500 kV GIS 共有 7 台断路器间隔。

5.6.4.4 主封闭母线

主封闭母线选用全连式离相封闭母线，额定电压 27kV，额定电流 27000A，冷却方式采用自然冷却。

5.6.4.5 阴极保护

本工程采用阴极保护来防止地下管道以及海水直接接触的金属构筑物的腐蚀，阴极保护采用牺牲阳极法和外加电流法共用。

5.6.5 主要电气设施布置

针对本工程 500kV 配电装置我们考虑了以下几种方案，方案一：常规方案，设置专用的高压配电装置区，布置在 A 排前变压器区与出线线路之间。方案二：在主变压器上方设置高压配电装置平台，将 GIS 布置在平台上方。方案三：在变压器区围栏内设置 GIS 配电装置。将 GIS 布置在变压器上方方案在施工、运行、检修、维护、扩建中均存在一些缺点，配电装置的高位布置一般是在总平面布置受限制时的一种权益之计，本工程建设场地不受限制，因此为了消除安全隐患，方便运行维护，本工程不推荐采用方案二。方案三将 GIS 布置在变压器区围栏内，将影响到变压器的布置安装和检修维护，同时也不利于变压器的消防，由于变压器与 GIS 距离很近，一旦发生火灾将相互危及，且由于建设拥挤，也不利于消防火灾的控制。根据以上分析，本工程推荐采用 500kV 室内 GIS 常规布置方案，即方案一，设置专用的高压配电装置区，布置在 A 排前变压器区与出线线路之间。

高厂变和高压启动/备用变低压侧都通过共箱封闭母线引入主厂房高压厂用配电间，与高压厂用配电装置各段相连。主封闭母线，励磁变压器、发电机出口 PT 柜以及励磁小间都布置在汽机房中间层。

本期 6kV 高压厂用配电装置布置在汽机房中间层，汽机低压 PC 和 MCC 以及汽机保安 MCC 布置在汽机房内零米，锅炉、公用等低压厂用配电装置布置在集控楼专用配电间

内。各辅助车间的厂用配电装置就近布置在各自的配电间内。

输煤系统低压配电装置布置在输煤综合楼以及各个转运站内，脱硫低压配电装置布置在脱硫配电间，电除尘配电装置布置在专用电除尘配电间内。

5.6.6 交流不停电电源（UPS）

按单元机组配置机组交流不停电电源系统（UPS），每台机组设置 2 套交流不停电电源系统（UPS），每台机 UPS 系统包括两主机柜（每柜均含整流器、逆变器、静态转换开关等），两旁路柜（含旁路变压器、稳压器、手动维修旁路开关、二极管等）和四面交流配电屏等。不停电电源的运行方式是 UPS 两主机同时分开运行，正常由厂用 380V 保安电源供给整流器，再经逆变器变为单相交流 220V 向馈线柜供电。当厂用 380V 电源消失或整流器故障时，则由蓄电池经闭锁二极管向逆变器供电。当逆变器故障或检修时，静态开关自动切换至旁路电源向馈线柜供电。

本工程为 500kV 开关场继电器小间配置一套交流不停电电源（UPS），网控微机系统（NCS）设有交流不停电电源（UPS）1 套，UPS 系统包括两主机柜（每柜均含整流器、逆变器、静态转换开关等），一台旁路柜（含旁路变压器、稳压器、手动维修旁路开关、二极管等）和两面交流配电屏等。UPS 两主机同时并列运行，UPS 主要负责向网控微机系统、远动测量通讯等设备提供可靠、高质量的电源。

5.6.7 直流电系统和发电机励磁系统

按单元机组配置两组 110V 蓄电池和一组 220V 蓄电池，额定容量分别拟定 800Ah 和 1800Ah。2 组 110V 蓄电池主要为本机组的控制、继电保护及自动装置等控制负荷供电；1 组 220V 蓄电池组主要为单元机组的直流油泵、事故照明、UPS 等动力负荷供电；两台机组的 220V 直流系统间设联络开关，已实现检修期间的互为备用。

本工程为 500kV 继电器小室设两组 110V 蓄电池，额定容量拟定 400Ah，主要负荷为 NCS 系统，系统保护及自动装置，500kV 线路控制等设备。。

本工程为每组蓄电池设一套高频开关充电装置。蓄电池选用阀控式铅酸蓄电池。发电机励磁系统拟采用静态励磁系统，励磁电源引自机端励磁变压器。

5.6.8 电气控制、继电保护及自动装置

本工程采用单元控制室方式控制，两台机组设一集中控制室。不设网络控制室，在 500kV 开关场设置保护继电器小间，并按无人值守设计。

单元机组的电气主要设备由 DCS 实现监控，不设常规的控制屏。本工程拟定按单元机组配置电气微机监控管理系统（ECMS），除必要的控制联锁信号采用硬接点进入 DCS 外，

其余信号全部通过就地智能设备（包括微机保护装置、自动准同期装置、自动励磁调节装置、厂用电源快切装置、智能控保装置、直流及 UPS 系统等）与通讯管理机进入电气 ECMS，在 ECMS 操作员站，可以全面监控和管理机组的电气设备运行状况，通过网络设备实现 ECMS 与 DCS 通讯传送必要的信息。

500kV 配电装置内的高压电气设备采用智能化网络监控系统（NCS）控制方式。NCS 的操作员站和工程师站布置在集中控制楼控制室内，NCS 的测控单元、智能控制柜、合并单元等设备分散布置在 500kV 继电器小间和机组电气设备间内。网络 110V 直流和 UPS 系统也分散布置在继电器小间内。

发电机变压器组保护、启动/备用变压器的保护采用数字式微机保护，保护按双重化配置。

本工程输煤控制系统设想方案：设置一套可编程控制器和上位机系统，采用总线方式对输煤系统实现自动实时监控管理；设置一套工业闭路电视监控系统，实现全面监视输煤系统沿线各主要设备。输煤系统程控装置可与电厂的 SIS(MIS)或 DCS 通信接口。

5.7 燃料输送系统

5.7.1 原则性运煤系统工艺流程图

原则性运煤系统工艺流程图见本报告附图目录中的 F455K₅—M01 图纸，该图包括了卸煤系统、贮煤系统、输送系统、筛碎系统及辅助设施。

5.7.2 设计前提

本工程拟选厂址位于山东省东营市东营港区。电厂规划容量为 4×1000MW 机组，本期工程建设 2×1000MW 机组，运煤系统按本期建设规模 2×1000MW 机组设计。

本工程设计煤质采用神华集团的神府东胜煤，校核煤质拟采用晋北煤及内蒙煤，来煤粒度不大于 300mm。本期工程燃煤全部采用铁路运输，燃煤经神朔线、朔黄线、黄大线、东营疏港铁路东营港站转电厂铁路专用线运至电厂，运距约 1100 公里。

电厂本期工程的小时、日、年耗煤量如表 6.8-1 锅炉燃煤量：

表 6.8-1 锅炉燃煤量

装机容量	煤质	小时耗煤量 (t)	日耗煤量 (t)	年耗煤量 (×10 ⁴ t)
2×1000MW	设计煤质	2×408.13=816.26	16325	448.9
2×1000MW	校核煤质	2×414.24=828.48	16570	455.7

注：

- 1 日耗煤量按锅炉日运行 20 小时计算。
- 2 年耗煤量按机组年运行小时数 5500 小时计算。

运煤系统设计范围包括：从翻车机卸煤装置至主厂房煤仓间及贮煤场的整个运煤工艺系统的布置、安装设计。

5.7.3 卸煤装置

电厂装机容量 $2 \times 1000\text{MW}$ 时的日均来煤量为 16800t ，燃煤运输车辆为 C60、C70 型系列通用铁路敞车。在来车全部为 C60 车的不利情况下，一次进厂列车为 280 节，平均每日进厂列车 5 列，考虑运输不均衡因素，日最大进厂列车为 6 列，进煤量为 21600t ，360 节车。

5.7.4 贮煤设施

厂内贮煤设施拟采用 2 座条形煤场，贮量为 $25.2 \times 10^4\text{t}$ ，可供 $2 \times 100\text{MW}$ 机组燃用 15 天。煤场设备采用 2 台同轨串联布置的悬臂斗轮堆取料机，臂长为 40m，堆料出力为 1750t/h ，取料出力为 1200t/h 。煤场还设有推土机进行辅助作业。煤场设封闭钢网架。

5.7.5 输送系统

煤场带式输送机采用双路半封闭布置，其余均为双路封闭式布置。其中从卸煤装置至煤场（包括煤场）采用带宽 1400mm，出力 1750t/h 的带式输送机；从煤场至煤仓间采用带宽 1200mm，出力 1200t/h 的带式输送机。

5.7.6 筛碎设备

系统中设置碎煤机室 1 座，内设滚轴筛、碎煤机各 2 台，互为备用。其中滚轴筛通过能力为 1200t/h ，筛下粒度不大于 30mm，碎煤机出力为 800t/h ，入料粒度不大于 300mm，出料粒度不大于 30mm。

5.7.7 辅助设施

煤仓间的配煤设备采用双侧电动犁式卸料器，系统中还设有计量、除铁、取样、检修起吊等辅助设施。

5.7.8 附属系统

系统中还设有采暖通风、除尘抑尘、洒水喷淋、地面清扫、供电与控制、照明和通讯、消防等附属系统和劳动安全设施。

5.7.9 系统控制

运煤系统采用计算机程序控制和联锁，并配有就地手动控制设施。

5.8 除灰渣系统

5.8.1 灰渣量及石子煤量

本期工程的灰渣量及石子煤量见表 5.8-1。

灰渣量及石子煤量表

表 5.8-1

项 目	单位	设计煤质		校核煤质	
		1x1000MW	2x1000MW	1x1000MW	2x1000MW
小时灰渣量	t/h	58.13	116.26	57.70	115.40
其中：排渣量	t/h	8.72	17.44	8.65	17.30
排灰量	t/h	49.40	98.80	49.04	98.08
烟囱飞灰	t/h	0.01	0.02	0.01	0.02
日灰渣量	t/d	1162.60	2325.20	1154.00	2308.00
其中：排渣量	t/d	174.40	348.80	173.00	346.00
排灰量	t/d	988.00	1976.00	980.80	1961.60
烟囱飞灰	t/d	0.20	0.40	0.20	0.40
年灰渣量	t/a	319715	639430	317350	634700
其中：排渣量	t/a	47960	95920	47575	95150
排灰量	t/a	271700	543400	269720	539440
烟囱飞灰	t/a	55	110	55	110
小时石子煤量	t/h	0.82	1.64	0.83	1.66
日石子煤量	t/d	16.40	32.80	16.60	33.20
年石子煤量	t/a	4510	9020	4565	9130

注：1. 锅炉灰、渣排放量占总灰渣量的比例暂按 85%和 15 %考虑。

2. 石子煤量暂按燃煤量的 0.2%计。

3. 每日按 20 小时计，每年锅炉年利用小时按 5500 小时计。

5.8.2 除灰渣系统的拟定

根据本工程的实际情况，灰场及综合利用等特点，本期工程在厂内采用灰渣分除的干式除灰渣系统，炉底渣拟采用自平衡湿式除渣系统输送至渣仓贮存，汽车外运方式；飞灰采用干灰气力输送至灰库贮存，汽车外运方式。

5.8.2.1 厂内除渣系统

根据本工程的煤质和灰分特点，同时结合国内电厂除渣系统的现状，本阶段对风冷式干除渣系统和自平衡湿式除渣系统进行比选，风冷式干除渣系统相对简单、节水、灰渣活性及综合利用较好，但对于易结渣煤种适用性较差，对锅炉运行存在一定影响；自平衡湿式除渣系统对煤质及灰渣量变化适用性较好，对锅炉运行基本无不利影响，但有一定耗水量，渣中 CaO 含量高时需考虑防结垢措施。在设备系统投资方面，风冷式干除渣系统略高。在系统运行费方面，自平衡湿式除渣系统略高。经过综合比较，从系统运行安全性以及对煤质变化适应性更优的角度考虑，本阶段推荐采用自平衡式湿除渣系统，并按此计列投资，下阶段进一步调研。两种方案详细的比较分析详见专题《除渣系统选型研究》。

自平衡湿式除渣系统主要配置如下：

每台炉炉底设 1 台刮板捞渣机，正常出力 9t/h ，最大出力为 36t/h ，并能够在捞渣机满载时平稳启动。捞渣机带加长斜升段，倾角不大于 35° ，将冷却后的底渣直接输送至渣仓。为了保证系统的可靠性，刮板捞渣机关键部件拟考虑进口，如链条、接连环、液压马达等。

每炉设 1 座直径为 $\phi 8\text{m}$ 的钢制渣仓，布置在锅炉房外。渣仓的容积 250m^3 ，可贮存锅炉 BMCR 工况下燃烧设计煤种时约 20 小时的锅炉排渣量。

除渣系统采用水位控制方式连续运行，炉膛高温炉渣进入捞渣机产生的热量与捞渣机本体散热、渣水的气化潜热、渣水蒸发散热及进入渣仓大渣带走热量基本平衡。系统设置一套捞渣机水位控制系统，正常运行时通过该系统合理控制捞渣机的补水量，使得捞渣机无溢流，实现节能节水运行。当出现锅炉大面积结焦落下的紧急情况，则考虑此时通过监控装置，快速加大补水量，捞渣机系统恢复溢流功能，通过设置的简易溢流系统进行大流量的渣水循环运行方式，来合理解决快速冷渣问题。

每台炉设置 2 台溢流水泵，将捞渣机溢流水送回捞渣机，循环使用。

由化学水处理专业设置阻垢剂系统，以维持捞渣机内水质，防止因渣中 CaO 含量高而引起的设备结垢。

5.8.2.2 石子煤处理系统

石子煤处理系统采用移动斗加电瓶叉车的方式，定期将石子煤运至厂内石子煤临时堆放场，然后装车外运至灰场贮存。该系统投资少、系统简单、安全可靠、检修维护工作量小，适合各种工况。

5.8.2.3 厂内除灰系统

根据本工程的煤质、灰分析以及锅炉烟气参数等条件，为达到近零排放的环保目标，

每台炉配 2 台三室、五电场、保证除尘效率为 99.82% 的静电除尘器，总宽度约 97m，总长度约 40m。湿法脱硫系统后每台炉配 2 台单室、一电场、除尘效率为 70% 的湿式电除尘器，出口烟气粉尘浓度不大于 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

干式静电除尘器下排灰采用正压浓相气力输送系统集中至灰库。每台炉除尘器共设 60 个灰斗，每个灰斗下设 1 套气力输送器，通过输灰管道送至灰库。正压浓相气力输送系统每台炉为 1 个输送单元，连续运行，程序控制。每套系统设计出力 98t/h，满足锅炉 MCR 工况下燃用设计煤质时 170% 的排灰量，同时满足燃用校核煤质时 120% 排灰量。

本期工程脱硝装置前水平烟道灰斗排灰采用气力输送随除尘器排灰送至灰库。

本期 $2\times 1000\text{MW}$ 机组共设 3 座灰库，每座灰库直径 12m、总高 29m、库容 2000m^3 。3 座灰库总库容可满足 2 台炉 BMCR 工况燃用设计煤质 35h 排灰量，同时满足燃用校核煤质 24h 排灰量。干灰可以粗细混储，也可以分储。

为改善灰的流动性，静电除尘器灰斗及灰库均设有气化风系统。2 台炉设 3 台灰斗气化风机（公共备用 1 台），3 座灰库设 4 台气化风机（3 运 1 备）。

湿式除尘器设有一套冲洗水系统，冲洗水采用闭式循环。冲洗后的含灰废水进入排水箱，经加碱中和处理后，通过回用水泵进入循环水箱，再由循环水泵送至湿式除尘器进行冲洗。因循环水中含尘量不断增加，需排出一部分废水，同时补入等量的冲洗水。排出的废水进入脱硫系统回用。

5.8.2.4 厂外运灰方式

本工程厂外运灰利用社会运力，委托外部运输公司运送灰渣至灰场，电厂不设运灰车队。

5.8.3 除灰渣系统用气

除灰渣系统输送及控制用压缩空气由全厂集中空压机站提供。根据本工程灰量及输送距离等因素，本阶段两台炉气力除灰输送用气按 $200\text{Nm}^3/\text{min}$ 考虑。

5.8.4 除灰渣系统用水

本工程采用湿式除渣系统、气力除灰系统。正常情况下，除渣系统耗水量为 $2\times 10\text{t}/\text{h}$ ，干灰全部综合利用。湿式除尘器耗水量为 $2\times 35\text{t}/\text{h}$ 。

5.9 化学部分

本工程化学水处理系统的设计内容包括如下部分：海水淡化系统、锅炉补给水处理、凝结水精处理、循环冷却水处理、给水处理及水汽取样分析和监测、供氢站及废水处理等。

5.9.1 水源及水质

本工程全厂用水采用海水淡化系统供给，循环水为海水直流冷却，海水水质分析见表 5.9-1，表 5.9-2，表 5.9-3 和表 5.9-4。

海水水质检测报告

表 5.9-1

委托单位名称	大唐东营发电有限公司				
样品名称	海水		样品外观	微黄	
采样地点	大唐东营发电有限公司		样品数量	10L	
样品份数	1 份		采样日期	2013.12.3	
送样日期	2013.12.4		检测日期	2013.12.4-12.20	
项目	mg/L		项目	/	
全固形物	32440.0		酚酞碱度 mmol/L	0	
溶解固形物	32290.0		全碱度 mmol/L	3.16	
悬浮物	150.0		全硬度 mmol/L	105.39	
全硅	1.01		电导率 $\mu\text{S}/\text{cm}$	44900	
活性硅	0.90		(COD_{Mn}) mgO_2/L	10.25	
非活性硅	0.11		(BOD_5) mg/L	1.5	
游离二氧化碳	4.40		PH	7.70	
项目	mg/L	mmol/L	项目	mg/L	mmol/L
钙离子 ($1/2\text{Ca}^{2+}$)	359.92	17.96	氟离子 (F^-)	0.20	0.011
镁离子 ($1/2\text{Mg}^{2+}$)	1062.27	97.43	氯离子 (Cl^-)	15721.0	442.85
铁离子 ($1/2\text{Fe}^{2+}+1/3\text{Fe}^{3+}$)	0.040	0.002	硫酸根 ($1/2\text{SO}_4^{2-}$)	2151.25	44.82
钠离子 (Na^+)	8961.0	389.61	重碳酸根 (HCO_3^-)	192.79	3.16
钾离子 (K^+)	524.2	13.41	硝酸根 (NO_3^-)	0.14	0.002
锶 ($1/2\text{Sr}^{2+}$)	7.49	0.17	碳酸根 (CO_3^{2-})	0	0
钡 ($1/2\text{Ba}^{2+}$)	0.070	0.001	磷酸根 (H_2PO_4^-)	0	0
总阳离子	10914.99	508.58	总阴离子	18065.38	490.84

海水水质检测报告

表 5.9-2

委托单位名称	大唐东营发电有限公司				
样品名称	海水		样品外观	微黄	
采样地点	大唐东营发电有限公司		样品数量	10L	
样品份数	1 份		采样日期	2014.4.21	
送样日期	2014.4.27		检测日期	2014.4.27-5.12	
项目	mg/L		项目	/	
全固形物	36800.0		酚酞碱度 mmol/L	0	
溶解固形物	35800.0		总碱度 mmol/L	2.96	
悬浮物	100		硬度 mmol/L	49.7	
全硅	0.90		电导率 $\mu\text{S}/\text{cm}$	44200	
活性硅	0.90		(COD_{Mn}) mgO_2/L	11.2	
非活性硅	0		(BOD_5) mg/L	2.0	
游离二氧化碳	4.40		PH	7,80	
项目	mg/L	mmol/L	项目	mg/L	mmol/L
钙离子 ($1/2\text{Ca}^{2+}$)	360	18.0	氟离子 (F^-)	0.79	0.042
镁离子 ($1/2\text{Mg}^{2+}$)	989	81.4	氯离子 (Cl^-)	16100	454
铁离子 ($1/2\text{Fe}^{2+}+1/3\text{Fe}^{3+}$)	0.032	0.00172	硫酸根 ($1/2\text{SO}_4^{2-}$)	2140	44.6
钠离子 (Na^+)	9270	403	重碳酸根 (HCO_3^-)	181	2.97
钾离子 (K^+)	415	10.6	硝酸根 (NO_3^-)	23.5	0.38
锶 ($1/2\text{Sr}^{2+}$)	6.87	0.16	碳酸根 (CO_3^{2-})	0	0
钡 ($1/2\text{Ba}^{2+}$)	0.090	0.00131	磷酸根 (H_2PO_4^-)	0	0
总阳离子	11000	513	总阴离子	18400	502

海水水质检测报告

表 5.9-3

委托单位名称	大唐东营发电有限公司				
样品名称	海水		样品外观	微黄	
采样地点	大唐东营发电有限公司		样品数量	10L	
样品份数	1 份		采样日期	2014.7.29	
送样日期	2014.7.30		检测日期	2014.7.30-8.15	
项目	mg/L		项目	/	
全固形物	38389.0		酚酞碱度 mmol/L	0	
溶解固形物	38336.0		总碱度 mmol/L	2.94	
悬浮物	53.0		硬度 mmol/L	54.69	
全硅	5.20		电导率 $\mu\text{S}/\text{cm}$	45200	
活性硅	5.10		(COD_{Mn}) mgO_2/L	12.10	
非活性硅	0.10		(BOD_5) mg/L	4.5	
游离二氧化碳	8.8		PH	7.59	
项目	mg/L	mmol/L	项目	mg/L	mmol/L
钙离子 ($1/2\text{Ca}^{2+}$)	392.0	19.56	氟离子 (F^-)	9.98	0.53
镁离子 ($1/2\text{Mg}^{2+}$)	1091.3	89.82	氯离子 (Cl^-)	16087.8	453.82
铁离子 ($1/2\text{Fe}^{2+}+1/3\text{Fe}^{3+}$)	0.02	0.001	硫酸根 ($1/2\text{SO}_4^{2-}$)	2506.0	52.21
钠离子 (Na^+)	8854.0	384.96	重碳酸根 (HCO_3^-)	179.3	2.94
钾离子 (K^+)	587.7	15.03	硝酸根 (NO_3^-)	42.14	0.68
锶 ($1/2\text{Sr}^{2+}$)	3.68	0.084	碳酸根 (CO_3^{2-})	0	0
钡 ($1/2\text{Ba}^{2+}$)	0.01	0.0001	磷酸根 (H_2PO_4^-)	64.68	0.66
总阳离子	10928.7	509.46	总阴离子	18889.9	510.84

海水水质检测报告

表 5.9-4

委托单位名称	大唐东营发电有限公司
--------	------------

样品名称	海水		样品外观	浑浊	
采样地点	大唐东营发电有限公司		样品数量	10L	
样品份数	1 份		采样日期	2014.9.3	
送样日期	2014.9.4		检测日期	2019.9.4-9.18	
项目	mg/L		项目	/	
全固形物	36582.0		酚酞碱度 mmol/L	0.15	
溶解固形物	36380.0		总碱度 mmol/L	2.72	
悬浮物	202.0		硬度 mmol/L	55.49	
全硅	0.46		电导率 MS/cm	45.5	
活性硅	0.44		(COD _{Mn}) mgO ₂ /L	10.68	
非活性硅	0.02		(BOD ₅)mg/L	4.0	
游离二氧化碳	0		PH	8.40	
项目	mg/L	mmol/L	项目	mg/L	mmol/L
钙离子 (1/2Ca ²⁺)	367.9	18.36	氟离子 (F ⁻)	0.30	0.016
镁离子 (1/2Mg ²⁺)	1125.3	92.62	氯离子 (Cl ⁻)	16866.2	475.10
铁离子 (1/2Fe ²⁺ +1/3Fe ³⁺)	0.01	0.0005	硫酸根 (1/2SO ₄ ²⁻)	2279.02	47.48
钠离子 (Na ⁺)	9190.4	399.58	重碳酸根 (HCO ₃ ⁻)	147.62	2.42
钾离子 (K ⁺)	378.9	9.69	硝酸根 (NO ₃ ⁻)	56.51	0.91
锶 (1/2Sr ²⁺)	6.80	0.16	碳酸根 (CO ₃ ²⁻)	9.0	0.30
钡 (1/2Ba ²⁺)	0.03	0.0004	磷酸根 (H ₂ PO ₄ ⁻)	0	0
总阳离子	11069.3	520.41	总阴离子	19358.6	526.23

5.9.2 海水淡化系统

综合考虑海水淡化工艺技术、经济性，本项目海水淡化推荐采用海水反渗透（SWRO）海水淡化工艺方案。因冬季海水温度较低，为节约能源，充分利用循环水温升，冬季采用循环水排水作为海水淡化水源，夏季海水取自循环水泵出口。

根据本工程的淡水用量约为 $333\text{m}^3/\text{h}$ ，海水淡化系统具体工艺流程如下：

海水 → 反应沉淀池 → 滤池 → 清水池 → 超滤装置 → 超滤产水箱 → 海水反渗透装置 → 海水反渗透产水箱 → 各用户

设置 4 套海水反渗透装置，正常时 3 套运行 1 套备用。

5.9.3 锅炉补给水处理

经计算，本工程锅炉补给水水量约为 60 t/h 。

根据锅炉给水质量要求、水源水质、投资及制水成本等因素考虑，锅炉补给水处理系统暂定为：

海水淡化产水 → 反渗透装置 → 阳离子交换器 → 阴离子交换器 → 混床

上述系统的出水质量为：

电导率（ 25°C ）	$\leq 0.15\mu\text{S}/\text{cm}$
SiO_2	$\leq 0.01\text{mg}/\text{l}$
TOC	$\leq 200\mu\text{g}/\text{l}$

5.9.4 凝结水精处理

根据《大中型火力发电厂设计规范》第 13.4.1 条“装设直流锅炉的湿冷机组，全部凝结水应进行除铁、除盐处理。”第 13.4.3 条“亚临界及以上参数机组的凝结水精处理宜采用中压系统。”故本工程凝结水精处理定为中压系统，凝结水采用 100%容量处理，每台机设三台 33%管式过滤器和 4 台 33%混床。

两台机组共设一套体外再生装置。

5.9.5 循环冷却水处理

本工程循环冷却系统为海水直流冷却，为防止冷却水中有机物、微生物及菌藻类的繁衍生长，设置 $2 \times 125\text{kg}/\text{h}$ 电解海水制氯装置。

凝汽器管材暂按钛材考虑。

5.9.6 凝结水、给水处理及汽水取样

5.9.6.1 凝结水、给水处理

凝结水、给水处理即化学加药系统的作用是控制凝结水、给水的化学性质最大限度地减少热力系统结垢和腐蚀，以确保凝结水、给水品质。

化学加药包括：

5 凝结水、给水加氨，

- 6 凝结水、给水加联氨，
- 7 凝结水、给水加氧，
- 8 闭式循环冷却水加药。

5.9.6.2 汽水取样

汽水取样装置主要是用以准确地监督机炉运行中给水和蒸汽品质的变化情况，用来控制维持所希望的工艺流程，判断系统中的设备故障，以保证电厂机炉的安全经济运行。

每台机设置一套汽水取样装置及凝汽器检漏装置。

5.9.7 供氢站

经调查，目前东营电厂周边可提供充足的氢源，本工程拟采用外购氢气的方案，厂内仅设置必要的贮氢设施。

建议业主与至少两个生产氢气厂家签订氢气购销协议，保证所供氢气纯度应大于等于99.7%（按容积计），氢气露点温度宜小于等于-50℃。

5.9.8 工业废水处理

工业废水来源于化学酸碱废水、锅炉清洗废水、主厂房杂用排水、地面冲洗水、取样间排水及其他排水等。

本期工程产生的化学酸碱废水排入酸碱废水中和池进行PH调节处理，处理合格后回用。

本期工程将新建工业废水处理站一座，用于处理以上各种工业废水以及调节pH后的锅炉酸洗水，处理能力按2x50m³/h考虑。在工业废水处理站去除SS、COD及油污后，回用于输煤系统冲洗水补充水、电厂杂用水及冲灰系统补充水等。其工艺流程暂为：

工业废水 → 调节池 → 气浮池 → 过滤 → 回用水池 → 回用水点

本期工程同时新建含煤废水处理站，生活污水处理站，同时设置2x4000m³锅炉酸洗水池。

5.10 热工自动化部分

5.10.1 设计范围

热工自动化的设计范围包括锅炉、汽轮发电机组及其辅助系统、辅助车间的控制与监测。其中辅助车间按工艺系统包括如下系统：海水淡化处理系统、锅炉补给水处理系统、凝结水精处理及再生系统、汽水取样及加药系统、综合水泵房、废水处理系统（含生活污水、含煤废水、工业废水处理等）、电除尘系统、除灰及灰库、干除渣系统、电解海水制氯系统、脱硫系统、脱硝系统、暖通系统、空压站、输煤系统（电气专业）、制氢站等系

统。

5.10.2 控制方式

单元机组采用炉、机、电集中控制方式，实现炉、机、电全能值班运行模式。两台机组组合设一个集中控制室。网控操作员站布置在集中控制室内。

在操作台上设置独立于 DCS 的锅炉、汽机、发电机的硬接线紧急停止按钮或开关以及重要辅机的硬接线操作按钮或开关，确保机组在紧急情况下安全停机。在集控室内，在少量就地人员的配合下，可完成机组的启动、停止及事故处理。

全厂辅助车间系统亦采用集中控制方式，在集中控制室设置辅助车间（系统）全能值班操作员站。

5.10.3 热工自动化水平

5.10.3.1 机组级自动化水平

机组自动化水平按闭环控制要求在锅炉稳燃负荷上实现机组自动投入率达到 100%。开环控制按功能组级实现自动控制设计，以与工艺系统的可控性相符，确保机组的安全启停。

每台单元机组采用一套分散控制系统（DCS），设置 DCS 公用网。单元机组分散控制系统（DCS）覆盖范围包括：数据采集系统（DAS）、模拟量控制系统（MCS）、顺序控制系统（SCS）、炉膛安全监视及燃烧器管理系统（BMS）、旁路及电气控制系统（包括厂用电、发变组）等，DCS 留有与厂级监控信息系统（SIS）的通讯接口。

吹灰程序控制纳入机组 DCS 系统中，在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。

DCS 控制系统采用基于现场总线技术的 DCS 控制系统（FCS）。分散控制系统（DCS）采用进口产品。详见图纸 F455K5-K01 全厂自动化控制系统网络配置示意图。

本工程只在现场设备层全面采用现场总线技术，较复杂的调节回路控制策略和设备控制逻辑还是按照工艺系统划分在不同的 DCS 控制器中集中处理。一些简单并相对独立的调节回路控制策略和设备控制逻辑可在现场设备层处理。

目前，国内火电厂采用的主流 DCS 基本上都已提供了各自的现场总线解决方案。如西门子公司的 TXP-3000 支持 PROFIBUS DP 和 PROFIBUS PA 现场总线标准；FOXBORO 公司的 I/A 支持 PROFIBUS DP 和 FF 现场总线标准；艾默生公司的 OVATION 支持 PROFIBUS DP 和 FF 现场总线标准；ABB 公司 Symphony 系统支持 PROFIBUS DP 和 FF 现场总线标准。这些著名 DCS 进口品牌产品均是在原有 DCS 的基础上，提供对智

能现场仪表和控制执行机构的现场总线支持。火电厂现场总线的应用是更侧重于现场设备的数字化及由数字化而带来的种种益处，而不在于纯粹意义上的 **FCS** 应用。

本工程现场总线设备应用范围如下：

用于监视及非重要单回路调节的模拟量信号、用于非重要调节回路的调节型电动/气动执行机构、用于非重要控制回路的阀门电动装置、**AC 380V** 电动机、电气多功能测量仪表等采用现场总线设备完成。用于重要回路的，除进现场总线完成正常调节功能外，联锁功能采用常规 **DCS** 硬接线接入。

主工艺系统现场总线应用范围：

锅炉炉膛安全监控系统（**FSSS**）中涉及锅炉本体保护的部分，汽机数字电液控制系统（**DEH**）中涉及转速、应力和负荷控制的基本控制部分，汽机本体紧急跳闸系统（**ETS**），给水泵汽机电液调节系统（**MEH**），给水泵汽机紧急跳闸系统（**METS**）以及旁路控制系统（**BPC**）、机组事故顺序记录（**SOE**）等系统，采用成熟的常规控制方式。除此之外的其它系统基本均可应用现场总线技术，如：锅炉汽水/启动/疏水系统，风/烟/制粉系统，主蒸汽/再热蒸汽系统，开/闭式循环冷却水系统，加热器疏水系统，辅助蒸汽系统，凝结水系统，给水系统，抽汽系统，抽真空系统，轴封系统等。

在设计过程中应从可靠性和可用性、实时性、故障影响性等几个方面考虑采用现场总线的设备的使用及使用区域的划分。

根据九台电厂（**2X660MW**）及金陵电厂（**2X1000MW**）等多个电厂的应用成果来看，采用基于现场总线的 **DCS**，节省了部分 **IO** 卡件及控制机柜，但 **DPU** 的数量不会减少。但考虑 **GATEWAY** 模件和现场总线电源模件的费用增加等因素，通过与各主流 **DCS** 厂商的深入探讨和系统询价了解，认为采用基于现场总线技术的 **DCS** 投资较同规模机组常规 **DCS**（进口）略高。采用现场总线设备会增加投资，但同时减少电缆及电缆桥架的使用，也会节约安装费用。据有关典型试验工程的测算资料表明，采用现场总线技术，热控总体减少投资约 **200** 万左右。

现场总线技术在实际应用中是技术方案成熟的、先进的，可实现全厂管控数字化，在全厂范围内大量应用现场总线技术是可行的，经济是合理的。本次收口推荐在全厂范围内应用现场总线技术。在施工图阶段，将根据现场总线在电厂的应用经验，根据九台及金陵等众多电厂的应用成果，合理优化现场总线的应用方案，以便为控制工程造价、建设全数字化电站、优化电厂设备全生命周期的管理、提高电厂的自动化水平及管理水平提供基础。建设当前控制水平领先的百万机组。

5.10.3.2 辅助车间级自动化水平

本期工程的辅助车间采用基于现场总线技术的 DCS 系统控制。辅助车间 DCS 控制系统与厂级信息系统（MIS+SIS）通讯。为方便各辅助车间的控制系统投运初期修改、调试等，在就地相应车间设置调试终端。辅助车间的仪表尽可能最大限度的采用现场总线型现场仪表。

a) 下列辅助车间（系统）纳入机组 DCS：

循环冷却水系统采用 DCS 远程站或远程 I/O 的形式接入机组 DCS 在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。

空压站采用远程 I/O 站接入 DCS 的公用网，在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。

除渣系统直接接入机组 DCS，在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。

脱硫系统通过采用 DCS 的远程控制站纳入到 DCS 系统中，在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。脱硫公用系统通过采用 DCS 的远程控制站纳入 DCS 公共网监控。在脱硫区域设置就地电子设备间，脱硫工程师站在调试期间布置在就地电子间内，待调试结束后机组正常运行期间移入控制楼内的工程师室。

脱硝系统（SCR 工艺部分）直接纳入机组 DCS，在机组集中控制室内通过 DCS 的操作员站对其进行监控。

正常运行时，在集中控制室内的机组 DCS 操作员站和辅助车间 DCS 操作员站完成机组（含脱硫和脱硝系统）及辅助车间的全部监视和控制。

b) 下列辅助车间（系统）纳入辅助车间 DCS：

下列辅助车间（系统）纳入辅助车间 DCS：暖通系统、海水淡化处理系统、锅炉补给水处理系统、凝结水精处理及再生系统、汽水取样及加药系统、废水处理系统（含生活污水、含煤废水、工业废水等）、综合水泵房、除灰及灰库、电解海水制氯系统、输煤系统（电气专业负责）、脱硝公共氨区等系统。

c) 下列辅助车间（系统）采用 PLC 控制：

电除尘系统、制氢站一般都随主设备厂家成套供货且工艺系统特殊，本工程仍按采用 PLC 控制并留有与辅助车间 DCS 的通讯接口。

5.10.4 信息系统

5.10.4.1 厂级监控信息系统（SIS）

厂级监控信息系统的功能主要包括厂级实时数据采集与监视，厂级性能计算与分析。

5.10.4.2 管理信息系统（MIS）

MIS 包括基建期 MIS 和生产期 MIS。基建期 MIS 的主要功能包括基建阶段的进度管理、质量管理、物资管理、费用管理、安全环境管理、图纸文档管理、综合查询、系统维护等；生产期 MIS 的主要功能包括电厂正常运行后的生产管理、设备管理、燃料管理、经营管理、行政管理、综合查询、系统维护等。

目前已有多个工程 SIS 与 MIS 网络合并设置并投入使用，本工程在下阶段按 SIS 与 MIS 网络合并设置设计。

5.10.4.3 全厂工业电视监视系统

设置全厂闭路电视监视系统，该系统包括安保视频监视系统和生产视频监视系统两部分。安保视频监视系统的监视范围主要包括设备/材料库、厂大门、综合楼等区域；生产视频监视系统的监视范围主要包括主厂房内的危险区域、主厂房外重要设备区域、无人值守辅助车间等。

5.10.4.4 信息系统的安防措施

信息系统的设计充分考虑安全防护措施，以抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击以及非法操作。

5.10.5 热工自动化试验室

本期热工自动化试验室按新建 2x1000MW 机组、规划容量 4x1000MW 考虑一次建成，面积约按 240m² 设置。本期工程按不承担检修任务配置热工自动化试验室的标准计量仪器和设备。

5.10.6 仿真系统

本工程设置 1 套培训仿真机。

5.11 主厂房布置

5.11.1 前煤仓与侧煤仓比较

主厂房布置可以采用模块化设计，主要有两种模块方式，即前煤仓布置和侧煤仓布置。

1) 前煤仓方案是一种传统常规的布置方式，即汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房。将煤仓间布置于锅炉房和汽机房之间，采用炉前的固定端上煤方式。两台锅炉的 12 台磨煤机一字排开布置，煤仓间跨度 12m，其中 6 台磨共占 6 个档，每个档柱距 10m，1 台炉总跨距 60m。给煤机层标高 17m，皮带层高度 41m，原煤仓上部采用钢制矩形结构，下部采用钢制方锥煤斗；磨煤机靠近锅炉侧布置，磨煤机中心线距离主厂房 D 排柱 3.5m，

磨煤机检修通道靠近煤仓间 C 排侧,1 号炉的磨煤机检修场地设在煤仓间固定端的 0 米层,2 号机设置在煤仓间扩建端零米层。

2) 侧煤仓布置模块布置在两台锅炉之间,两台锅炉的磨煤机对称镜像布置。独立侧煤仓模块中间立柱,炉后上煤。两台炉煤仓间跨距 24 米,6 台磨共占 6 档,每挡 10.5 米,输煤栈桥下 0 米可以作为检修场地。给煤机层标高 17m,给煤机与磨煤机相互对应,运转层也未封闭,与锅炉运转层联络,便于运行维护。皮带层标高 41m,输煤皮带从框架尾部引入,并留有输煤设备检修、运行通道及通向锅炉本体的横向联络通道平台。采用炉后上煤方式。

3) 两种方案的投资估算比较见表 5.11-1:

主厂房布置方案投资估算比较			表 5.11-1
主厂房布置方案	单位	侧煤仓	前煤仓
主厂房占地面积	m ²	40114	42373
主厂房占地面积差额	m ²	基准	+2259
占地面积投资差额	万元	基准	+22.17
煤仓间容积差值	m ³	基准	2952
土建造价差额	万元	基准	+88.56
锅炉设备投资	万元	基准	0
四大管道投资差额	万元	基准	+1660
投资差额总计	万元	基准	+1770.73
方案排序		优	次之

5.11.2 前煤仓和侧煤仓模块各有特点,前煤仓模块为常规的布置模式,为国内早年投运机组的主流布置方式,侧煤仓方案在近期在建和设计的 1000MW 机组中应用较多。侧煤仓在主厂房占地、四大管道投资等方面占优;送粉管道运行不均匀性有所增大;同时侧煤仓方案布置紧凑,施工场地较紧张,施工组织应合理安排施工方案。本阶段推荐采用侧煤仓模块的主厂房布置方案。具体比较详见《前煤仓方案与侧煤仓方案比选》专题报告。但根据业主意见,本阶段按前煤仓设计,以下针对前煤仓模块的主厂房布置方案进行说明。

主厂房内各车间布置顺序暂为:汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房、除尘器、吸风机室及烟囱。主厂房沿纵向为 19 个柱距和一个伸缩缝,柱距为 10m、8.5m 变柱距,伸缩缝距离为 1.2m;总长度共 188.2m。汽机房跨度 28.5m,除氧间跨度 10m,煤仓间跨度 12m,

锅炉第一排柱距 D 轴 7.5m。锅炉本体采用露天布置，锅炉零米布置有送风机、一次风机及密封风机。锅炉房后依次布置电器除尘器、吸风机室、脱硫装置及烟囱。两台炉共用一座烟囱。从 A 排到烟囱中心线距离为 225.150m。

汽机房共设两层，中间层标高 7.5m，运转层标高 15m。汽机房桥吊轨顶标高 28.5m，屋架下弦 31.2m。

0.00m 层布置有闭式循环冷却水热交换器、闭式循环冷却水泵、发电机密封油集装装置、发电机定子冷却水集装装置等设备，汽轮机机头侧布置有主油箱、冷油器、液压调速油装置、润滑油净化装置等设备，检修场地设在 0.00m 层两台机组之间。

中间 7.5 米层主要是管道层，布置的设备有高低压旁路装置、疏水冷却器、汽封加热器及轴封风机和发电机引出的封闭母线及励磁设备。主要管道有主蒸汽、给水、再热冷段蒸汽、抽汽管道、轴封蒸汽管道等。中间层的机头位置布置 1 台 100%的给水泵及驱动汽轮机，给水泵汽轮机小凝汽器布置与 0 米相应位置。

15m 汽机运转层为大平台结构，汽轮发电机组布置在上面。机头靠近 A 排侧布置低压旁路设备。运转层的大平台为汽机的主要检修场地，留有凝结水泵、主油箱、高旁设备等起吊孔。为解决汽机房通风问题，本设计在 B 排柱设有格栅孔，通过设置于汽机房屋顶的通风器排往室外，改善运行条件。

内置式无头除氧器及闭式水膨胀水箱露天布置在除氧间 30m 层。1、2、3 号高压加热器布置在除氧间 15m 层。

在两台锅炉之间布置有集中控制楼。本期工程的集中控制室为两机一控。

煤仓间内设有 0.00m 层、17m 层和 41m 层。在煤仓间零米布置有 12 台中速磨煤机，靠近 C 排侧留有 3.5m 的检修通道。17m 层布置有 12 台皮带式称重给煤机。41m 层是输煤皮带层。

锅炉 K1 排柱 K2 排柱之间，0m 布置布置有密封风机。

锅炉 K7、K8 轴之间的空预器上部为烟气脱硝设备，零米布置一次风机和送风机。

每台锅炉各设置一台载重量为 2 吨的客货两用电梯。

每台锅炉炉后露天布置 2 台三室五电场电气除尘器，电气除尘器前设有道路并与厂外的道路连通。

每台锅炉设置 2 台引风机，引风机采用纵向、露天布置，布置在电气除尘器与烟囱之间，其上方设置检修起吊设施。

两台锅炉合用一座 240m 高双圆内筒集束烟囱，单钢内筒出口直径为 8.6m。

主厂房主要尺寸见表 5.11-1:

主厂房主要尺寸

表 5.11-1

项 目	单位	数据
厂房柱距	m	10/8.5
汽机房长度	m	188.2
汽机房跨度	m	28.5
除氧间长度	m	188.2
除氧间跨度	m	10
煤仓间柱距	m	10/8.5
煤仓间跨度	m	12
A 排至烟囱中心	m	225.15
汽机运转层标高	m	15
除氧器层标高	m	30
皮带层标高	m	41
锅炉运转层标高	m	17.0

5.12 建筑结构部分

5.12.1 主厂房建筑

主厂房布置为四列布置方式，即汽机房、除氧间、煤仓间和锅炉房，煤仓间与锅炉房之间为炉前通道。本工程为“两机一控”，共一座集控楼，布置在两炉之间。

汽机房分为三层，零米层、7.500m 中间层和 15.000m 运转层，跨度为 28.5m，柱距以 10m 为主，8.5m 为辅，总长 188.2m，在两机之间 10~11 轴之间设一检修场地。本期设桥式吊车两台，吊车轨顶标高 27.6m，屋架下弦标高为 30m，屋面采用现浇钢筋混凝土屋面板。

除氧间分为四层，±0.000m，7.500m 中间层，15.000m 运转层和 30.000m 除氧器层，跨度为 10m，柱距以 10m 为主，8.5m 为辅，总长 188.2m。

煤仓间共分三层：±0.000m，17.000mm，41.000m。17.000m 层布置给煤机，41.000m 层为输煤皮带层。煤仓间总长 188.2m，跨度 12m。

炉前通道：跨度为 7.5m。

锅炉房共两座，每台炉布置一部 1.6 吨的客货两用电梯通至锅炉房各层主要平台，锅

炉房为不等柱距，锅炉大板梁顶标高为 88.8m。

集中控制楼一座，集控楼布置在两炉之间，分为五层： $\pm 0.000\text{m}$ 、7.500m、12.000m、15.000m、21.000m。15.000m 层布置集中控制室、电子设备间、工程师站和交接班室等房间。21.000m 层为暖通空调机房。

主厂房围护，汽机房及除氧间除氧器层 30m 以下采用金属保温复合墙板封闭，除氧器层 30m 以上露天布置，煤仓间皮带层为金属保温复合墙板封闭，煤仓间皮带层以下露天。锅炉房及炉后风机房为全露天布置。

5.12.2 地基及基础

5.12.2.1 人工地基方案

根据工程地质勘测资料，结合各类建筑物的使用要求及建筑物地基安全等级，充分吸取厂址地区的建筑经验，综合考虑上部结构类型，材料供应及施工条件等因素，采用安全、经济、合理的地基基础型式。详见《地基处理方案优化研究》专题报告。

a) 主厂房基础

主厂房基础采用钢筋混凝土独立或联合承台，地基处理均采用 $\Phi 800$ 钻孔灌注桩，桩长为 53m 左右，单桩承载力特征值不小于 3200KN。

汽轮发电机基础上部为框架式结构，底板采用钢筋混凝土平板式基础，地基处理采用 $\Phi 800$ 钻孔灌注桩，桩长为 53m 左右。

一次风机基础、二次风机基础、磨煤机基础为大块式钢筋混凝土基础，地基处理采用 $\Phi 800$ 钻孔灌注桩，桩长为 53m 左右。

b) 锅炉基础

锅炉炉架由锅炉厂设计，炉架基础采用钢筋混凝土独立或联合承台，地基处理采用 $\Phi 1000$ 和 $\Phi 800$ 两种桩径的钻孔灌注桩，桩长为 55m 和 53m 左右，单桩承载力特征值不小于 4050KN 和 3200KN。

c) 烟囱基础

环板基础，地基处理采用 $\Phi 800$ 钻孔灌注桩，桩长为 53m 左右。

d) 输煤系统建筑物基础

碎煤机室、转运站、栈桥支架基础等采用钢筋混凝土独立或联合承台。地基处理根据荷载条件采用 $\Phi 600$ PHC 管桩，有效桩长 30m 左右，单桩承载力特征值不小于 1100KN。煤场采用封闭条形煤场，煤场地面处理采用粉喷桩；斗轮机基础为钢筋混凝土条形基础，地基处理采用粉喷桩复合地基，桩径为 500mm，按桩距 1.00m $\times$ 1.00m 的方格网布置，桩

长为 10m，复合地基承载力特征值按 $f_{ak}=170kpa$ 设计。

e) 电气建、构筑物基础

母线支架、构架基础及变压器基础地基处理采用粉喷桩方案，桩端以 ③粉土为持力层，桩径为 500mm，按桩距 1.00m×1.00m 的方格网布置，桩长为 10m，复合地基承载力特征值按 $f_{ak}=170kpa$ 设计。

f) 化学建筑物基础

化学水处理室、电解海水制氯间、供氢站基础及化学水室内零米、室外罐基础等地基处理采用粉喷桩方案，桩端以 ③粉土为持力层，桩长一般为 10m。

g) 除灰建、构筑物基础

灰库基础采用筏板承台，除尘器支架基础采用钢筋混凝土独立或联合承台。地基处理均采用 $\Phi 600$ PHC 管桩，有效桩长 30m 左右。

h) 脱硫建、构筑物基础

吸收塔封闭间、工艺楼等基础采用钢筋混凝土独立或联合承台。地基处理均采用 $\Phi 600$ PHC 管桩，有效桩长 30m 左右。

i) 一些次要的辅助生产及附属建筑物

对承载力和变形要求不高的一些辅助生产及附属建筑物，例如主、次入口收发室等采用粉喷桩方案。

5.12.2.2 地下水、地基土腐蚀性分析

场地地下水为第四系孔隙潜水，略具承压性，水位埋深浅。厂址地下水高程约为-0.40m 左右，水位主要受大气降水及海平面变化的影响，变化幅度约为 2.00m。厂区地下水对混凝土结构具有中等腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋在长期浸水条件下具有弱腐蚀性、在干湿交替条件下具有强腐蚀性。场地土对混凝土结构具有微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋强腐蚀性。基础需要考虑防腐措施。

5.12.2.3 基础及桩基的防腐措施

a) 预应力混凝土管桩的混凝土等级采用 C80，抗渗等级取用 S10；钢筋的混凝土保护层厚度取用 45mm，且采用 AB 型及以上的厚壁型；采用带混凝土桩尖的闭口型管桩；桩生产制作时采用抗硫酸盐水泥，且加入阻锈剂；为防止锤击对桩体产生裂缝，采用静压方式施工；桩接头端钢板厚取大于等于 18mm，端头板焊缝坡口高度、宽度比标准尺寸增加 1mm；对接头钢件采用“热收缩聚乙烯套膜”保护。

b)灌注桩的防腐蚀措施: 混凝土的强度等级采用C45, 水灰比控制在0.45以内, 抗渗等级取用S8, 钢筋混凝土保护层厚度取用55mm。采用抗硫酸盐水泥, 且加入阻锈剂, 形成高抗水泥。

c) 基础防腐蚀做法按《工业建筑防腐蚀设计规范》中的相关要求, 设沥青混凝土垫层, 表面涂聚合物水泥砂浆, 厚度>10mm。

5.12.3 主厂房结构方案

本工程厂区为7度烈度区但属于远震且场地土条件极差, 从理论上分析其地震力比8度区的还要大。因此, 我院推荐主厂房采用钢结构。虽然初设前对地震安全性重新进行了评价, 特征周期从1.1s降低到0.9s, 但地震力仍然不小于8度区。本次设计按重新提供(经调整后)的地震动参数(7度0.15g, IV类场地土, 设计地震分组第三组, 特征周期0.9s), 对钢筋混凝土结构主厂房进行计算, 结果如下: 当柱采用C50混凝土, HRB400级钢筋时, B、C、D排框架柱的总配筋率控制在3%左右时, 柱截面尺寸分别为3800X1400, 4000X1400, 3800X1400, 虽然柱配筋量很大, 总配筋率在允许范围内, 但柱截面尺寸太大。如果改用C60混凝土, 柱截面宽度仍为1400, 截面高度可减小400, 分别为3400、3600、3400, 柱的总配筋率为3.56%, 主要受力方向单侧配筋面积近500cm² (50根HRB400级Φ36钢筋, 必须按3排布置)。

主厂房混凝土框、排架的计算结果验证了理论分析的结论。构件尺寸非常大, 配筋率很高, 工艺布置已无法接受, 因此主厂房采用混凝土结构是不可行的, 应采用钢结构。

主厂房采用钢结构, 四列式布置, 依次为汽机房、除氧、煤仓间及锅炉房。结构体系为支撑框架结构体系。柱根、梁柱节点均为铰接, 结构的纵向和横向均设置足够的支撑抵抗水平力的作用。该结构体系具有良好的抗震性能, 与框架支撑结构体系相比具有明显的经济效益, 制造简单, 安装方便。

主厂房横向为支撑-框排架结构体系, 横向垂直支撑以布置在煤仓间为主。

主厂房纵向为支撑-框架结构体系, 纵向支撑布置于每伸缩缝区段的中部及两端。

锅炉房为单独受力体系, 由锅炉厂设计。地震作用与风荷载由各自体系独立承受。锅炉炉架为钢结构, 由锅炉制造厂负责设计供货。

汽机房柱距为10m和8.5m, 19个柱距, 跨度为28.5m, 运转层标高为15.0m。除氧、煤仓间柱距为10m和8.5m, 跨度分别为10m, 12m, 炉前通道跨度为7.5m。

汽机房屋面由钢屋面梁、钢支撑系统、钢梁浇制板组成重型屋面。

汽机房中间层及运转层平台柱为钢结构。

汽机房各层楼板采用钢梁浇制板结构，局部采用钢格栅或花纹钢板。

主厂房各层楼、屋面均采用压型钢板做底模的钢梁浇制板结构。

煤斗：采用钢煤斗。内衬采用 4mm 厚不锈钢，以防止煤对斗壁的磨损。

汽轮发电机基座：汽轮发电机基础采用现浇钢筋混凝土框架式结构，四周设变形缝与周围结构分开。

汽机房吊车梁采用 10m 和 8.5m 跨度的钢吊车梁。

汽机房山墙：汽机房固定端山墙、扩建端山墙为钢结构。

集中控制楼布置在两炉中间，与主厂房脱开布置，自成独立受力体系。为现浇钢筋混凝土结构。当计算有困难时应考虑采用钢结构。

5.12.4 烟囱

本工程烟气采用湿法脱硫工艺，不设置烟气加热系统（GGH）。按照设计要求，烟囱采用钢筋混凝土外筒+悬挂两根玻璃钢内筒结构方案，两炉共用一座烟囱。烟囱外筒高度 233m，内设 2 个出口内直径分别为 8.6m、高 240m 的悬吊式玻璃钢内筒（1 炉 1 管）。排烟内筒防渗防腐措施采用玻璃钢材料方案，悬吊式结构体系。

脱硫后烟气温度一般在 47℃左右，烟气冷凝结露产生的腐蚀性水液液体（稀酸）将大幅度增加，排烟筒处于恶劣的运行环境，分析国内外火电厂排放低温脱硫湿烟气烟囱防腐处理材料的特点，考虑腐蚀性烟气对排烟筒腐蚀影响及相应的防腐措施，综合考虑技术、经济以及大容量机组烟囱运行要求，选取经济合理、技术先进、防腐性能优、运行性能优的方案，经对 FRP 玻璃钢套筒、钛钢复合板和宾高德、APC 杂化聚合层这四种排烟筒防腐方案做技术经济比较后，可以看到，玻璃钢作为烟囱内筒防腐材料，其造价最低，环境适应性良好，强度高，重量轻，有效的减小了烟囱基础荷载，降低了基础造价。目前国内配套的用于烟囱 FRP 排烟内筒的设计和施工标准也越来越完善，成功案例也非常的多。钢内筒内衬宾高德方案造价最高，钛钢复合板钢内筒方案及 APC 杂化聚合结构层价钱相同。钛钢复合板内筒在防腐性能、后期维护工作量等方面具有较大优势；进口的宾高德在国内外有成熟的应用经验，使用年限较长；APC 杂化聚合结构层，是近几年的新材料，可靠性低，成功案例比较少。

故从结构形式、安全方面、经济角度、防腐性能、后期维护等方面综合考虑，本工程在本阶段推荐选用玻璃钢内筒方案。详见《烟囱防腐方案优选》专题报告。

5.12.5 其他主要生产建构筑物

5.12.5.1 电气建筑

电气建（构）筑物包括 GIS 屋内配电装置室、网络继电器室、变压器基础、A 列外构架、避雷针等。GIS 屋内配电装置室采用排架结构；网络继电器室采用框架结构；避雷针采用钢管式结构；A 列外构架：采用钢管人字柱，钢桁架梁，设备支架采用钢管杆；变压器基础采用现浇混凝土结构。

5.12.5.2 燃料建筑

燃料建筑包括翻车机室、碎煤机室、转运站、输煤地道、输煤栈桥、封闭干燥棚等。

翻车机室地下为现浇钢筋混凝土箱型结构；地上部分为现浇钢筋混凝土框、排架结构。

全地下转运站为现浇钢筋混凝土箱型结构；部分地下的转运站，地下部分为现浇钢筋混凝土箱型结构，地上部分为现浇钢筋混凝土框架结构。

输煤地道采用现浇钢筋混凝土箱型结构。

输煤栈桥的结构形式分两种：

一般较低的小跨度(小于 10m)的栈桥采用钢筋混凝土现浇结构，栈桥楼、屋面采用钢筋混凝土现浇板，两侧采用砌体围护。

大跨度的输煤栈桥采用钢支架和钢桁架结构体系，栈桥楼面采用压型钢板做底模的钢梁浇制板楼面，金属墙板围护。

5.12.5.3 附属和辅助生产建筑

按照《中国大唐集团公司火力发电工程设计指导意见》，附属和辅助生产建筑面积确定如下：

综合办公楼：由生产、行政办公，热工、电气试验室和安全教育、通讯机房等房间组成，采用钢筋混凝土框架结构，总建筑面积 6000 m²。

生活综合楼：包括夜班及检修宿舍、食堂、浴室，采用钢筋混凝土框架结构，总建筑面积 7000 m²。

外委运行检修维护值班公寓：3500m²。

招待所：2000m²。

机炉检修间：由检修车间、检修班组办公组成，为钢筋混凝土框架结构，总建筑面积 2500 m²。

材料库：为钢筋混凝土框架结构，总建筑面积 2500 m²。

门卫室：两座，共 100 m²，钢筋混凝土框架结构。

5.12.5.4 其它辅助建筑

厂区综合管架：采用钢结构。

5.13 供排水系统及冷却设施

5.13.1 海水供水系统

5.13.1.1 供水系统选择

本期工程新建 2×1000MW 超超临界燃煤机组，汽轮机凝汽器冷却水采用海水直流供水系统，辅机和工业冷却水采用除盐水闭式循环系统，并利用水—水热交换器，由海水供水系统冷却。冷却水自海、陆域明渠将海水引入循环水泵房进水间，经旋转滤网清除水中杂物后进由循环水泵升压送至凝汽器等设备；凝汽器等设备的温排水通过排水明渠排入海中。

根据初步冷端优化计算结果，凝汽器冷却水管采用钛管，主机凝汽器面积 44000m²，给水泵单独小凝汽器面积 4000 m²。冷却倍率热季 67 倍、冷季 49.5 倍，循环水母管为 DN4000 钢管的循环水系统组合。

按本推荐方案，在年平均冷水温度 13.3℃时，温排水对取水水温的影响按 4×1000MW 机组考虑，按现阶段温排水研究结果，4×1000MW 机组排水对取水水温的影响为 2.5℃，汽轮机在 THA 工况条件下，年平均运行背压为 3.7kPa；在 P＝10%冷却水温为 28℃时，考虑 2.5℃温排水影响，汽轮机在 TRL 工况条件下，汽轮机运行背压为 8.5kPa。

循环水泵布置厂内汽机房前，两台机组共建一座循环水泵站。循环水泵房进水流道宽 5.5m。泵房地下部分平面尺寸为 48m×38m，泵房零米为 3.6m，底板标高为-10m。循环水泵参数为流量 10.4m³/s，扬程 16m。夏季每台机运行 3 台循环水泵，冬季运行 2 台循环水泵。每台循环水泵的进口前设有移动式清污机、侧进水旋转滤网及相应的冲洗水泵，每条循环水泵出水管上设有液控蝶阀。循环水泵露天布置，检修采门型吊车。

每台机组配置 3 台循环水泵，循环水泵房内共设有 6 台循环水泵，采用立式斜流泵。

循环水管采用焊接钢管。内壁采用液体环氧涂料防腐。外壁采用加强级防腐(四油三布，厚度大于 5.5mm)。同时设置外加电流阴极保护。

5.13.1.2 冷却水量

冷却水量包括凝汽器冷却用水、辅机闭式冷却器冷却用水及其它用水。本期工程的海水用水量见表 5.13-1、表 5.13-2。

热季(夏春秋)海水冷却水量										表 5.13-1
序号	机组容量 (MW)	凝汽量 (t/h)	水 量 (m³/h)				海水淡 化系统	总循环水量		冷却倍 率
			凝汽器	辅机 冷却	电解 海水	旋转 滤网		(m3/h)	(m3/s)	

				水	制氯	冲洗				
1	1×1000	1601.3	107288	3300	150	750	373.5	111862	31.10	67.00
2	2×1000	3202.6	214576	6600	300	1500	747	223723	62.2	67.00

冷季(冬季)海水冷却水量 表 5.13-2

序号	机组容量 (MW)	凝汽量 (t/h)	水 量 (m3/h)				海水 淡化 系统	总循环水量		冷却倍率
			凝汽器	辅机 冷却 水	电解 海水 制氯	旋转 滤网 冲洗		(m3/h)	(m3/s)	
1	1×1000	1601.3	79328	3300	150	750	368	83896	23.30	49.54
2	2×1000	3202.6	158656	6600	300	1500	736	167792	46.61	49.54

5.13.1.3 海水直流冷却取水方案

东营港厂址位于东营港北侧约 3km，毗邻防洪堤，堤外为黄河三角洲广阔的滩涂，电厂的取排水工程较为复杂。

经多方面比较，取水采用海域明渠陆域明渠的方案，排水采用陆域明渠的方案。

取水工艺部分：

海域明渠新建两侧建挡砂堤。取水明渠按电厂装机 4x1000MW 规模设计，渠首海床标高在等深线-5.0m 处。

明渠北侧为矮堤，由-5.0m 处修建至防洪堤大坝前，堤顶高出海床 2m，明渠长 2400m；新建南侧挡砂堤由-5.0m 处修建至防洪堤大坝前，堤顶标高 4m，明渠长 2600m。明渠渠首底宽 88m，明渠底标高-6.0m，两堤轴线距离 116m。穿堤部分采用暗沟按 4x1000MW 考虑，设 6 孔暗沟，单孔 3.5m 宽 x2m 高；孔口底标高-5.0 m，顶标高-3.0m；单孔暗沟长 100m。

陆域明渠按 4x1000MW 考虑底宽 20m，渠顶标高 3.5m，堤顶设 0.5m 防浪墙，渠底标高由防洪大堤处—6.0m 坡至取水前池—6.5m，长 2100m。明渠有 1 处穿越公路，采用钢筋混凝土梁式桥，桥长 160m,桥宽 25m。

取水结构部分：

海域明渠建挡砂堤，挡沙堤断面型式采用斜坡堤，堤顶宽 4.0m，边坡 1: 2.0。堤体采用堤心石填筑。上覆块石垫层，表面铺砌 2t 扭王体。堤外侧海底铺设块石护底，其型式为在反滤土工布和加筋格栅上面，铺设宽度 15m~5m 的碎石层和块石层护底，以适应冲刷变形。

按详勘地质资料，本工程地层为新近沉积欠固结土，明渠处于淤泥质粉质粘土层及 -15.0m 以上中等液化层，地基处理方式经过经济比较采用抛石挤淤处理地基，（详见海水冷却水方案优化专题研究报告）。

陆域部分引水明渠为大开挖渠道，施工方案在自然地面以下拟采用大开挖，护面施工。护面采用碎石垫层上铺设块石护面，在地下水位以下采用水下施工。自然地面以上采用砂卵石筑堤坝，明渠通过软土层②淤泥质粉质粘土（流塑），座落在③粉土(中密)层，下卧液化土层③1 粉土(稍密~中密)。为减少渠堤沉降，确保渠道稳定，需进行地基处理。地基处理方式经过经济比较采用在堤坝下爆破挤淤，在渠道开挖边坡下采用干振碎石桩，以保证水下边坡稳定，干振碎石桩采用直径 500mm，桩距 1200 mm，沿渠道纵向间距 1500。（详见海水冷却水方案优化专题研究报告）。

考虑到该工程要求降低工程造价，推荐海域明渠采用抛石挤淤处理地基，陆域明渠地基处理在堤坝下采用爆破挤淤，在渠道开挖边坡下采用干振碎石桩，以保证水下边坡稳定，但以上处理方式只能减少堤体沉降，不能解决地震液化的问题，经与大唐公司研究，如果发生地震造成堤体破坏，或者在运行中堤体还会有一定的沉降量，都需要使用中修复。鉴于目前阶段，所推荐方案的开挖边坡为预估的，建议在下一设计阶段时应进行模型实验来验证斜坡堤及开挖明渠的稳定性，给出合理的开挖边坡值，干振碎石桩处理地基的桩距、桩径及桩长等参数，堤体的沉降与时间关系及液化对堤体及渠道边坡的影响。

海域明渠挡沙堤施工的高堤可以采用从岸边向海里进占法施工，可选择每天在低潮位时施工，先抛石，抛石的顶面标高基本为平均潮位标高，可以在平均潮位以上再做护面工作。

矮堤的施工在靠近岸边水浅的位置可以进占施工，在海床标高-3 米开始，因堤顶标高在平均潮位以下，每天堤顶露出水面的时间很短，不能保证水上施工，可以采取用船运送施工材料，在水下施工。

明渠挡沙堤施工可以采用汽车，挖掘机，重型船只等，初步估计施工工期 21 个月，明渠开挖采用挖泥船水下开挖，挖出土方用船运至岸上，由汽车弃至指定地点。准确的施工期和施工投入的人力、物力有关。

对于挡砂堤的地基处理采用抛石挤淤施工：抛石挤淤施工可根据情况采用自行密实法，预压法，抛石挤淤法，重锤夯实法。根据本工程的地质情况及水上施工条件，适合抛石挤淤法和重锤夯实法，抛石挤淤法施工相对施工简单，工期短，节省投资。重锤夯实法施工工期相对较长，施工难度大，但有很多堤防工程也采用该法施工，本工程为了减小对海洋环境及海洋生态的影响，拟采用重锤夯实法施工。

海域明渠穿防洪堤处暗沟施工，在海域明渠和陆域明渠相接处，既穿越防洪堤位置，需要做围堰施工，在围堰内将防洪堤拆除约 100 米，降水后施工现浇的钢筋混凝土暗沟，暗沟施工完毕将防洪堤原样恢复，再拆除围堰。在破坏的堤体一侧修建临时道路。取水明渠内的暗沟为现浇的钢筋混凝土结构，在围堰和临时道路修好后破堤，再降水施工，为减小施工期间的影 响，尽量缩短工期，选择在风暴潮小的季节施工，围堰采用袋装土施工，围堰顶做挡浪墙，围堰的顶标高根据百年一遇的潮位确定，上做挡浪墙可阻挡波浪越过，围堰外侧可根据情况采取消浪措施，在施工期间可确保安全。在施工完毕后，暗沟顶部回填土保护，可按照防洪堤的原来设计原样恢复堤体及路面，恢复后暗沟不会对防洪堤有任何影响，在暗沟陆域端头位置，有混凝土挡墙与明渠两侧的堤体相连，可以阻断取水明渠内的水流对防洪堤堤脚的影响，因此取水明渠的施工和运行期间不会对防洪堤的安全有任何影响。

围堰可以采用从岸边向海里进占法施工，可选择每天在低潮位时施工，在岸上准备好袋装土，用汽车吊吊装就位。也可以选用汽车，铲运车，小型船只配合施工。在施工完毕暗沟后，进行拆除工作，对于垂直于防洪堤方向的围堰，施工时可与明渠挡砂堤相结合，可只拆除与防洪堤平行的部分，围堰拆除也采用汽车吊，也可以选用汽车，铲运车，小型船只配合施工。对于袋子破坏不能起吊的部位，水下方拆除时利用抓斗船及土方驳载船。最后将海底土方清除到原来的海床标高，拆除土方运至岸上，弃至指定地点。

5.13.1.4 海水直流冷却排水方案

依温排水计算结论，排水口设在取水渠的南侧，与厂区距离较远，故采用明渠排水方案。凝汽器等设备的排水经钢管排至排水暗沟，经排水暗沟排入虹吸井，虹吸井排水经排水暗沟排入陆地排水明渠。排水明渠按 4x1000MW 考虑，底宽 20m，渠顶标高 3.5m，堤顶设 0.5m 放浪墙，由虹吸井坡至防洪堤，长 2200m。明渠有 1 处穿越公路，采用钢筋混凝土梁式桥，桥长 160m,桥宽 25m。

穿堤部分采用暗沟按 2x1000MW 考虑，设 2 孔暗沟，单孔 4m 宽 x4m 高；孔口底标高-3.2 m，顶标高 0.8m；单孔暗沟长 100m。海中设 1 座排水井。

施工方式如下:

在排水暗沟穿越防洪堤位置,需要做围堰施工,在围堰内将防洪堤拆除约 95 米,降水后施工现浇的钢筋混凝土暗沟及排水井,施工完毕将防洪堤原样恢复,再拆除围堰。在破坏的堤体一侧修建临时道路。

排水暗沟及排水井为现浇的钢筋混凝土结构,在围堰和临时道路修好后破堤,再降水施工,为减小施工期间的影 响,尽量缩短工期,选择在风暴潮小的季节施工,围堰采用袋装土施工,围堰顶做挡浪墙,围堰的顶标高根据百年一遇的潮位确定,上做挡浪墙可阻挡波浪越过,围堰外侧可根据情况采取消浪措施,在 施工期间可确保安全。在 施工完毕后,暗沟顶部回填土保护,可按照防洪堤的原来设计原样恢复堤体及路面,恢复后暗沟不会对防洪堤有任何影响。

围堰可以采用从岸边向海里进占法施工,可选择每天在低潮位时施工,在岸上准备好袋装土,用汽车吊吊装就位。也可以选用汽车,铲运车,小型船只配合施工。在 施工完毕暗沟后,进行拆除工作,围堰拆除也采用汽车吊,也可以选用汽车,铲运车,小型船只配合施工。对于袋子破坏不能起吊的部位,水下方拆除时利用抓斗船及土方驳载船。最后将海底土方清除到原来的海床标高,拆除土方运至岸上,弃至指定地点。

排水井前沿需要做防冲刷措施,可以挖泥船水下挖方,然后回填防冲刷的材料,碎石及块石等护面,可以船运材料水下施工,以上海域内施工必要时需要潜水员配合施工。

初步估计排水的施工工期约为 3 个月,需要载重船只,船吊等以及混凝土施工的常规机械,准确的施工期和施工投入的人力、物力有关,施工时可做详细的施工方案。

5.13.1.5 循环水泵房及设备

循环水泵房布置厂内汽机房前,两台机组共用一座循环水泵房。循环水泵房进水流道宽 5.5m。泵房地下部分平面尺寸为 48m×38m,泵房零米为 3.5m,底板标高为-10m。

每台机组配置 3 台循环水泵,循环水泵房内共设有 6 台循环水泵,采用立式斜流泵。循环水泵参数为流量 10.4m³/s,扬程 16m。夏季每台机运行 3 台循环水泵,冬季运行 2 台循环水泵。每台循环水泵的进口前设有移动式清污机、侧进水旋转滤网及相应的冲洗水泵,每条循环水泵出水管上设有液控蝶阀。在滤网水泵间设置 50t/10t 电动桥式起重机一台,用于旋转滤网、钢闸门、循环水泵和电动机等设备的安装和检修。

5.13.1.6 循环水管沟

循环水泵房至汽机房之间的循环水干管采用直径为 DN4000 的钢管。循环水泵房内支管采用 DN2800 钢管,进入汽机房的支管采用 DN2800 钢管。每台机组设置一孔高为

4000mm，宽为 4000mm 钢筋混凝土沟，布置在汽机房 A 排前，穿厂区进入排水明渠。

5.13.2 淡水供水系统

本期工程 2×1000MW 机组的工业水采用海水淡化水，生活、消防水采用市政自来水。

5.13.2.1 淡水用水量

本期 2×1000MW 机组全厂淡水用水量见表表 5.13—3。

全厂淡水用量表 (m³/h)

表 5.13—3

序号	项 目	用水量		回收量		耗水量		备注
		热季	冷季	热季	冷季	热季	冷季	
1	电厂生活用水	2	2	1.5	1.5	0.5	0.5	回收至电厂生活污水处理装置
2	生活污水处理装置	1.5	1.5	1	1	0.5	0.5	回收至浇洒道路绿地用水
3	冲洗汽车用水	4	4	0	0	4	4	
4	循环水泵润滑水	24	24	0	0	24	24	
5	捞渣机补水	20	20	0	0	20	20	
6	脱硫用水	180	180	20	20	160	160	回收至脱硫废水处理站
7	脱硫废水处理站用水	20	20	18	18	2	2	回收至煤场喷洒及输煤系统喷洒用水
8	主厂房杂用水	3	3	2.5	2.5	0.5	0.5	回收至工业废水处理站
9	工业废水处理站	2.5	2.5	2	2	0.5	0.5	回收至煤场贮水池
10	浇洒道路绿地用水	11	4	0	0	11	4	
11	煤场喷洒用水	8	8	0	0	8	8	
12	喷水除尘用水	16	16	0	0	16	16	
13	输煤系统冲洗用水	30	30	23	23	7	7	回收至含煤废水处理设施
14	含煤废水处理设施	23	23	20	20	3	3	回收至煤场贮水池
15	暖通空调补水	1	3	0	0	1	3	
16	锅炉补给水	57	57	0	0	57	57	
17	不可预见用水	20	20	0	0	20	20	
18	合 计	423	418	88	88	335	330	
其中	海水淡化水					333	328	
	市政自来水					2	2	

经水平衡计算，本期 2×1000MW 机组热季耗水量为 335 m³/h(其中工业用水 333 m³/h，生活用水 2m³/h)，冷季耗水量为 330 m³/h(其中工业用水 328 m³/h，生活用水 2 m³/h)。按年运行 7239 小时计，年用水量 241.3×10⁴m³(其中工业用水 239.5 ×10⁴m³，生活用水 1.8 ×10⁴m³)。机组夏季耗水指标为 0.047 m³/(s.GW)。

本工程全年淡水水量为 239.5 万 m³，其中海水淡化水量 239.5 万 m³，市政自来水 1.8

万 m^3 。

根据《火力发电厂水工设计规范》(DL/T 5339-2006)要求,单机容量 $\geq 300\text{MW}$ 采用直流冷却供水系统的耗水指标 $\leq 0.12 \text{ m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。本工程在电厂设计和运行经济合理的前提下,机组夏季耗水量为 $0.047 \text{ m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$,已满足上述要求,与国内同类机组设计水量相比也是较先进的。

5.13.2.2 节水措施

在设计中,通过各种节约用水措施减少电厂的实耗水量,求得合理利用水源。

a) 锅炉辅机冷却器和汽机辅助设备冷却器、汽水取样冷却器、空压机冷却系统等工业冷却水均采用除盐水闭式冷却水系统,仅需补充少量消耗水量,减少了水量损失。

b) 淡水反渗透排水、中和池排水,全厂废水处理后也用于输煤冲洗用水。

c) 输煤冲洗系统排水经含煤废水处理站处理后重复使用,从而达到最大限度节约用水和废水不外排。

d) 湿式除尘器冲洗水回收用于脱硫用水。

e) 循环水泵电机冷却用水回用于脱硫用水。

f) 输煤系统除尘器采用脉冲布袋除尘器。

g) 汽水取样系统:为及时、准确的监督机炉运行中水、汽品质变化情况,诊断系统中的设备故障,以保证电厂机组的安全运行,每台机组设置 1 套水汽取样分析装置,设置必要的取样点、在线分析仪表、人工取样台、微机控制系统和凝汽器泄漏监测装置。汽水取样系统的排水相当于除盐水,而且未受到污染,可直接回到疏水箱。汽水取样装置的样品冷却水采用闭式除盐冷却水,冷却完后回到闭式除盐水箱,此过程没有水的消耗。

上述各种节水措施,可最大程度地达到了节约用水和废水不外排的目的。为了加强电厂的水务管理,设计中考虑了对用水量加以控制和计量的措施。在供水管路上装设流量计,进入各建筑物的工业用水管上装设了控制阀门、流量计或水表。

5.13.2.3 工业水系统

厂内设有独立的工业水供水系统,经海水淡化后水经升压泵供给化学等各工业水用户。设工业供水泵 3 台,2 台运行,1 台备用。工业供水泵流量为 $300 \text{ m}^3/\text{h}$,扬程约 50m。工业供水泵布置在综合泵房内。

5.13.3 生产、生活给排水

5.13.3.1 生活给水系统

电厂内采用独立的生活给水系统供给厂内的生活用水,水源来自城市自来水。

电厂生活用水为职工生活用水、淋浴用水、食堂用水等。电厂人员定额拟为 350 人，生产人员饮用水标准采用 35 升/（人·班），其小时变化系数采用 2.5。淋浴用水量标准采用 60 升/（人·班），其延续时间为 1 小时，电厂最大班工人数按电厂职工人数 80%计，浴室设计人数按最大班人数 93%计。最大日用水量约 47m³/d，平均小时水量 2m³/h，最大小时水量约 27m³/h。生活用水最大压力处为主厂房，P=0.60MPa。

厂内设 1 座 30m×9m 生活消防水泵房。泵房内设消防水泵组，1 套不锈钢 50 m³生活储水箱及恒压变频生活给水装置。恒压变频生活给水装置其性能为：Q=50m³/h，P=0.60MPa，N=3×15kW。

浇洒道路和冲洗汽车用水可采用工业废水处理站处理后的澄清水。绿化用水采用生活污水处理站处理后的澄清水。

5.13.3.2 输煤喷洒冲洗给水系统

本期工程输煤系统的喷洒冲洗水采用独立的给水系统，由处理后的工业废水进行消耗部分的补给。本期电厂输煤冲洗水给水系统主要供水对象为输煤栈桥、输煤地道、煤仓间、转运站、碎煤机室地面水力冲洗和煤场喷洒除尘。

输煤系统水力清扫按 10L/(m²·次)计，输煤系统采用分段清扫。煤场喷洒强度按 0.002m³/(m²·次)计，每天喷洒 3 次。

本期电厂输煤冲洗水给水系统设有 200m³输煤冲洗蓄水池 1 座，拟在煤场附近建 1 座输煤冲洗水泵房，由于电厂输煤冲洗给水系统用水变化较大，设计采用变频控制装置。因此拟在泵房内设变频调速输煤冲洗设备 1 套（设 3 台水泵，2 运 1 备），输煤冲洗给水泵主要设计参数为：Q=100m³/h，P=1.0MPa，N=45kW。

5.13.3.3 排水系统

排水系统采用分流制排水系统，厂区内设有独立的排水管网，即生活污水、常规工业废水排水系统、输煤冲洗排水系统、化学废水排水系统和雨水排水系统。生活污水、常规工业废水排水系统和雨水排水系统采用重力流方式排至相应排水泵房，输煤冲洗排水系统、化学废水排水系统采用压力排水方式至相应废水调节池。全厂生活污水、工业废水经分别处理后回用。污废水处理系统详见化学说明部分。

厂区雨水通过道路边雨水口收集后，经厂区雨水管网汇集后，排入雨水泵房，通过泵房升压首先排入厂区废水储存池回收，多于部分排至厂外。

厂址区域暴雨强度公式如下：

$$q = \frac{3888.62(1 + 0.78 \lg p)}{(t + 10)^{0.91}}$$

式中：q—暴雨强度(l/s·ha)

P—重现期(a)

t—历时(min)

本期电厂厂区占地约28ha，综合径流系数取 $\psi=0.45$ ，暴雨设计重新期为2年，降雨历时取30 min，电厂围墙内设计雨水最大排水量约为7600m³/h。

厂区设置综合排水泵房，分别设置生活污水、生产废水和雨水格栅清污机各1台。泵房内设生活污水泵3台，其中2台运行，1台备用，生活污水排水泵采用潜污泵，泵性能为流量Q=5m³/h、扬程P=0.2MPa、功率N=1.5kW。泵房内生产废水排水泵3台，其中2台运行，1台备用，生产废水排水泵采用潜污泵，泵性能为流量Q=50m³/h、扬程P=0.2MPa、功率N=7.5 kW。泵房内设3台雨水排水泵，不考虑备用，采用立式斜流泵，排水泵性能为Q=2600m³/h、扬程P=0.2MPa、功率N=250 kW。各排水泵运行方式为根据水位变化自动控制启停。

5.13.3.4 雨水回用

电厂各季节降水不均匀，全年降水主要集中在夏季短短几个月。因此需要相对较大的雨水存储设施来调节雨水来水。为降低工程造价，雨水存储设施考虑利用厂内废水储存池。

电厂废水水处理站设有大容积的酸洗废水储存池，正常运行过程中电厂酸洗水池使用几率比较小，降雨初期利用该水池作为临时调节水池，一方面降低了酸洗水池的闲置率，又解决了初期降雨的收集难题。

收集至酸洗水池内的雨水经静止沉淀后可用于厂区道路和绿地喷洒，也可作为输煤冲洗补充水、干除灰加湿水等。

5.13.3.5 结论

本工程对全厂相应的污水、废水、雨水进行收集和处理后回用，做到污水零排放，对于环境没有污染；通过综合节水措施的采用，使水资源尽量做到重复使用、梯级使用、回收利用，有效降低耗水指标；本工程的废水处理系统实施后，将为电厂创造良好的经济效益、社会效益、环境效益做出贡献。

5.14 贮灰渣（含脱硫副产品）场

5.14.1 灰场围堤设计

灰场位于现有防波堤之内，基本不受海浪影响。灰场围堤的高度应考虑以下因素：1) 与周围东营港城规划相协调。2) 防止海水的侵蚀。3) 尽量降低工程投资。4) 考虑灰场内取灰综合利用条件。综合以上因素，灰场围堤的顶标高定为 9.400m，平均堤高 7.0m。堤轴线长为 1520m，堤顶宽度考虑施工及运行等要求采用 4m，外边坡为 1: 3，灰场内侧边坡为 1: 2.5。为防止周围水体及雨水冲蚀堤体，堤体坡面采用预制混凝土板护坡。筑堤所需的粉质粘土全部取自灰场附近。为防止灰渣渗漏造成对地下水的污染，在灰坝内坡及灰场底部铺设土工膜。

5.14.2 灰场排水措施

根据河口区气象站 1990 年~2006 年一日最大降水量资料，采用 P-III 型频率分析计算，各频率设计一日最大降水量见下表。

各频率设计一日最大降水量

频率 (%)	1	2	5	20
一日最大降水量 (mm)	246.4	220.6	185.1	126.3

按照频率 1% 的设计暴雨强度，灰场内暴雨量为 $3.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，因灰场为平原灰场，没有外来客水的影响，可只考虑灰场内部的水量，在灰场运行时，可在灰场的一角隔出蓄水池，隔出平面为 70mx70m 的区域贮存雨水，区域内设置小的钢筋混凝土吸水池，澄清后可由洒水车吸水用于灰面喷洒。

5.14.3 贮灰场运行及管理

5.14.3.1 运行机具及管理站

根据灰渣量及脱硫石膏量，本工程设 2 台压路机，2 台推土机，1 台铲运车。另外为防止扬尘，需对碾压灰面及因机械设备运行破坏的灰面进行洒水，还需对运灰道路、灰场管理站洒水清理，考虑洒水面积较大，设 2 台洒水车。

干灰场的运行需要配备具有一定专业知识的管理人员进行管理，同时考虑到运行机械设备的停放、检修，在灰场的东侧设一管理站，管理站内设机械设备库、值班室、冲洗水泵房、设备检修间、配电间等设施，提供机械设备的停放、检修及值班运行人员办公、休息及必要的生活需要。

5.14.3.2 灰场的运行管理

电厂内的灰渣、石子煤及脱硫石膏采用专业运输车辆运至灰场后应分区堆放，灰渣与

石膏间采用石子煤分隔。运到灰场的灰渣应及时整平、洒水、碾压，斜面上的灰渣也应洒水、碾压，以防飞灰污染周围环境。

干灰场的运行管理应特别注意特殊气候条件下的灰场管理。

干灰场特殊季节运行管理：

a) 冬季运行措施

1) 冬季运行时一般应集中较小堆灰工作面，连续铺碾，减少裸露面积，可有效减轻冻害。

2) 低温天气运行时，应根据碾压实验结果适当降低灰渣含水量，即保证灰渣碾压效果，又不使灰渣产生冻结现象。

3) 寒冷结冰季节，干灰场运行过程要做到五快，即快装、快跑、快卸、快摊、快碾。卸到现场的调湿灰及时铺平、碾压。卸到现场的调湿灰不能堆放时间过长，更不能过夜，冻结的松散灰难以压实，刚刚冻结不久的松散灰块也只能压碎。

4) 在隔夜的压实灰面上继续摊灰前，应先振碾和静碾各一遍，使新旧灰渣表面结合良好。对于暂不继续堆灰的压实表面，形成冰层甚至冰盖后，可抑制飞灰。所以只要尚未风干，不可洒水，不可人为扰动。

5) 冬季寒冷季节尽可能避免灰渣坝体（即灰面永久边坡）的堆灰碾压工作，以保证灰渣坝体的稳定要求。

b) 雨季运行措施

1) 阴雨天，卸到现场的调湿灰应及时铺平、碾压。

2) 中到大雨时，压实灰面可能产生迳流。要求压实后灰表面要平整，避免迳流汇集冲蚀灰面。

3) 永久坡面随灰面增高及时砌护，避免坡面被雨水冲蚀。

4) 阴雨天气应适当降低调湿灰的含水量，并可适当减少灰面碾压过程的洒水量。

5) 雨天运行不得在积水区卸灰，以免造成隐患。雨季碾压工作必须在积水区边缘 30m 以外进行。

6) 雨天不得在灰渣坝体（即灰面永久边坡）处堆灰作业，以免降低灰渣坝体的碾压效果，影响灰渣坝体的安全。

5.14.4 灰场的环保措施

a) 贮灰场设置足够的灰渣整平、洒水、碾压等设备，以供灰渣及时的洒水、碾压。以防飞灰对周围环境的污染。

- b) 设置洒水系统, 根据现场气候条件进行洒水碾压, 保证灰面含水量, 以增大灰粒间的凝聚力。必要时喷洒固化剂。
- c) 灰场库满后, 及时覆土造地。
- d) 为防止灰渣渗漏造成对地下水的污染, 在灰坝内坡及灰场底部铺设土工膜。

5.14.5 贮灰场的远期规划

根据东营地区目前的经济发展状况及其远景规划, 山东大唐东营发电厂新建工程的灰渣综合利用前景非常广阔。目前, 山东大唐东营发电厂筹建处与山东胜油固井工程技术有限公司签订了供灰渣意向书, 粉煤灰年综合利用量为 70 万吨。山东大唐东营发电有限公司已经与垦利山水水泥有限公司、昌乐山水水泥有限公司、济南奇峰建材有限公司签订了脱硫石膏供销协议。

虽然业主已经签订了灰渣综合利用的协议, 但考虑灰渣综合利用的不确定性、不稳定性及大型电厂运行的安全性, 并综合考虑规程规范的要求, 工程贮灰按规划容量 20 年规划。如果灰渣综合利用量一点不考虑, 电厂规划容量 4X1000MW 机组 20 年的灰渣、石子煤、脱硫石膏的总量为 $3200 \times 10^4 \text{m}^3$, 如果按堆灰 12.5m 标高考虑, 则电厂规划容量 4X1000MW 机组贮灰 20 年需要占地 270 公顷。本期电厂容量 2X1000MW 机组贮灰 20 年需要占地 135 公顷。规划灰场可在本期灰场的西南部扩建, 也可另选灰场。

5.15 消防系统

本期工程将遵照国家基本建设的有关方针、政策, 贯彻“预防为主, 防消结合”的消防工作方针, 严格执行国家现行标准, 采取防火措施, 防止和减少火灾危害, 保障安全, 方便使用, 经济合理。

电厂消防主要以消火栓、移动式灭火器、自动喷水、水喷雾、气体消防系统为主, 依据国家有关规范规定进行设计。对容易发生火灾的部位除上述措施外, 还考虑分隔、封堵等阻燃措施, 防止火灾向邻近蔓延。

本工程厂区同一时间内的火灾次数按一次设计, 为确保电厂消防供水系统的安全可靠及便于管理, 保证消防水不作它用, 在消防时不因其它用水及用水点泄漏而影响消防水量和水压, 采用独立的稳高压消防给水系统。消火栓给水系统和自动喷水消防系统合并为一套系统。稳高压消防给水系统由消防泵、稳压泵、管网、阀门、消火栓和喷头组成, 主要负责本期工程室内外消火栓系统供水和主厂房、输煤建筑物、屋外变压器等自动喷水及水喷雾系统的供水。在主厂房周围环状布置的消防给水管网干管管径为 DN300, 在辅助生产区的环状给水管网干管管径为 DN150~DN250。

本工程设有一座室内条形贮煤场，其跨度约为 129m，高度超过 24m。根据《火力发电厂与变电所设计防火规范》（GB50229-2006）第 7.3.1 条的规定，应设置室内消火栓。因为消防水龙带的长度一般为 25m，充实水柱长度为 13m，所以每个消火栓的保护半径一般为 40m 左右，对本工程的贮煤场来说不能进行全面保护，故采用射程为 65m 以上的消防炮进行保护，考虑便于操控，采用与火灾探测器联动的数控消防炮灭火系统，其主要特点是在火灾自动报警并进行着火点空间定位（火源坐标）后，系统可以自动控制智能数控消防炮进行定点扑救灭火。考虑到煤场防尘较大和火灾的性质，采用人工遥控水炮定位灭火方式。

本期稳高压消防给水系统的高压消防水泵采用两台，分别为 1 台电动消防水泵和 1 台柴油机消防水泵。电动消防水泵的参数为：流量 $Q=576\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=1.2\text{MPa}$ ，配电动机功率 $P=315\text{kW}$ ；柴油机消防水泵参数为：流量 $Q=576\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=1.2\text{MPa}$ ，配套功率 $P=324\text{kW}$ 。其中电动消防水泵作为主运行泵，柴油机消防水泵为备用泵；采用 1 套变频消防稳压装置及控制系统，用于稳定高压消防管网的流量和压力。

经计算，消防蓄水量约为 800m^3 ，消防蓄水池的容量选用 1000m^3 分 2 格储存在专用消防水池内。本期消防水补水为生活水，消防水泵布置在综合水泵房内。

建筑物内将根据火灾类别及危险等级配置灭火器。在主厂房和其他建筑物的主要设备处，均配置移动式灭火器(包括手提式、推车式)；并根据有无设置消火栓、自动喷水或其它自动灭火设备的实际情况，来选择和布置移动灭火器，以便在火灾初期可及时灭火。

对于有人值守的电气设备房间，采用组合分配式洁净气体（烟烙尽）灭火系统；煤斗采用低压二氧化碳惰化，集控楼电缆夹层及部分无人值守的配电间采用低压二氧化碳气体灭火系统。气体灭火剂的设计用量按需要提供保护的防护区的体积计算确定，灭火剂按 100%备用。

对于汽机房、锅炉房内的电子设备间、配电装置室等场所，根据实际布置情况采用组合分配式低压二氧化碳灭火系统、气溶胶灭火装置或火探管探火灭火装置，对于电缆竖井及电缆交叉密集处采用超细干粉灭火装置。

全厂设智能型火灾集中报警控制盘（包括火灾自动探测报警主机、联动控制显示柜、消防通讯系统、火灾紧急广播系统等）安装在本期集中控制室内。另外在汽机房、锅炉房、输煤系统和脱硫岛分别设置火灾区域报警盘。

根据电厂受保护设备/区域的环境特点和火灾特性来配备相应的火灾探测器，以便探测器能够最有效的工作并将维护量降到最低。在集控楼控制室、继电器室、电子设备间等处

采用感烟型和极早期组合火灾探测器；在汽机房、锅炉房的一些区域采用感温型、火焰型火灾探测器；在电缆桥架、电缆隧道、电缆夹层、屋外变压器及输煤皮带等处采用缆式线型感温探测器。运煤系统内的火灾探测器及连接件采用防水型。除此之外，还将在探测区域内配备足够的手动报警按钮。

暂按电厂附近设有城市消防站条件，消防部门的消防车可在 5min 内达到火场，电厂仅开列一辆 5 吨干粉—泡沫联用消防车及一辆 8m³ 水罐消防车及车库的费用，电厂不再独立设置消防站。

5.16 采暖通风系统

5.16.1 专业设计依据

《采暖通风与空气调节设计规范》	(GB50019-2003)
《大中型火力发电厂设计规范》	(GB50660-2011)
《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》	(DL/T5035-2004)
《火力发电厂与变电站设计防火规范》	(GB50229-2006)
《火力发电厂运煤设计技术规程第二部分：煤尘防治》	(DL-T5187.2-2004)
《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》	(DL/T5196-2004)
《工业企业设计卫生标准》	(GBZ1-2010)
《工作场所有害因素职业接触限值》	(GBZ2-2007)
《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》	(DL5053-1996)
《建筑设计防火规范》	(GB50016-2014)

5.16.2 设计范围

本工程建设 2×1000 MW 超超临界燃煤湿冷机组；规划容量 4×1000 MW，并留有再扩建条件。暖通专业设计范围为本期厂内新建建筑的采暖、通风、空调、除尘及厂区热网系统设计。

5.16.3 设计原始资料

5.16.3.1 室外气象参数

以下气象资料出自《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB50736-2012)。

冬季采暖计算温度：	-6.6℃
冬季通风计算温度：	-2.6℃
冬季空调计算温度：	-9.2℃
冬季空气调节室外计算相对湿度：	62%

冬季平均风速:	3.4m/s
冬季主导风向及频率:	NW/104%
冬季大气压力:	1026.6hPa
冬季日平均温度低于+5℃的天数:	115d
极端最低温度:	-20.2℃
冬季最大冻土深度:	0.47m
夏季通风计算温度:	30.2℃
夏季空调室外计算干球温度:	34.2℃
夏季空调室外计算湿球温度:	26.8℃
夏季空气调节室外计算相对湿度:	64%
夏季平均风速:	3.6m/s
夏季主导风向及频率:	S / 18%
夏季大气压力:	1004.9hPa
极端最高温度:	40.7℃
年平均温度	13.1℃

5.16.3.2 室内设计参数

冬季各建筑物采暖室内计算温度按《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》(DL/T5035-2004)附录 H 执行。

空调各房间的温湿度等计算参数应根据工艺要求确定,无明确要求时,按《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》(DL/T5035-2004)表 5.1.4 执行。

5.16.4 采暖热源

山东东营日平均温度 $\leq +5^{\circ}\text{C}$ 的天数为 115 天,属于集中采暖区。按《火力发电厂设计技术规程》DL5000-2000 的要求,本期工程的生产建筑、辅助及附属生产建筑均设置采暖系统。东营地区冬季采暖室外温度为 -6.6°C 。全厂所有建筑均采用 $110/70^{\circ}\text{C}$ 热水采暖系统,包括汽机房、煤仓间皮带层及所有输煤建筑、生产辅助和生活附属建筑。

热水来自设在汽机房的供暖加热站。加热蒸汽来自热机的辅助蒸汽管道,被加热水为 $110/70^{\circ}\text{C}$ 。在加热站内设置一套汽水换热机组,机组容量需满足本期采暖热负荷的需要,并适度留有裕量。机组包括汽水换热器、热网循环泵、补水定压设备、水处理装置及控制设备等。汽水换热机组布置在汽机房内 0.000m 层。在供暖加热站内还设有分集水器,分集水器配压力表、温度计。

为使所有建筑都在安全压力下运行，对于系统高度超出其他建筑的煤仓间、高位转运站等，在与采暖主网相连时，采用高层建筑直连技术，设置高层直连加压机组，这样既能保证其他建筑在安全节能的压力下运行，又能满足高层建筑的运行压力要求。高层直连加压机组也放置在 0.000m 层汽机房内。

5.16.5 主厂房采暖通风

5.16.5.1 主厂房采暖

主厂房采暖按汽机停运时维持室内+5℃设计，计算时不考虑设备散热量。采暖设备采用钢管柱形散热器。主厂房各层设置散热器。每个汽机房采用各自可单独控制的采暖系统，即每台机组各为一个相对独立的采暖系统。

5.16.5.2 主厂房通风

本工程所在地区的夏季通风室外计算温度为30.2℃。汽机房采用自然进风、机械排风的通风方式。进风装置为汽机房底层和夹层的电动百叶窗、运转层的推拉窗，排风装置为汽机房屋面的屋顶风机。室外空气从百叶窗和平开窗进风，经各层地面通风格栅、检修孔、楼梯间、吊物孔等处，消除热量和湿量后，热空气由屋顶风机排除。

由于发电机冷却方式为氢冷，为有利于氢气排除，位于发电机正上方的屋顶风机冬季可根据需要开启。屋顶风机的电机均为防爆型。

5.16.5.3 主厂房电气设备通风

主厂房电气设备间，包括厂用高低压配电装置室、直流配电、保安配电、照明检修配电均采用机械进风，机械排风的通风方式。室外空气由风机箱送入室内，箱内设置进风初效过滤装置及送风机，空气吸收配电盘或变压器散发热量后，由墙上轴流风机排至室外。配电装置室通风换气量按换气次数不少于每小时 12 次计算。当配电间内布置干式变压器时，通风量还应附加为排除变压器散发热量所需要的通风量。事故排风机兼做通风机，室内保持正压。

蓄电池室采用自然进风，机械排风的通风方式，室内保持负压。蓄电池室设备需防爆。蓄电池室可根据工艺专业要求设置直流式空调机。

励磁机房由于散热量非常大，设置风冷空调柜机降温。

5.16.5.4 化学专业房间通风

化学专业的加药间、药品库采用自然进风、机械排风系统，通风量按不少于 15 次/小时计算，通风机及电动机应为防腐防爆式，并应直接连接。

高温架间采用自然进风、机械排风系统，通风量按不少于 10 次/小时计算。

5.16.6 空气调节

5.16.6.1 设计原则

为了确保各种仪器、仪表及控制元件可靠运行，设置空调系统，控制室内的温度、湿度，满足这些房间的空气参数要求，以实现电厂的安全、可靠、正常运行。

5.16.6.2 空调设计范围

控制楼集中空调系统的空调范围包括：集中控制室、电子设备间、工程师站、交接班室等房间。

其它需要空调的就地控制室有：脱硫控制室、化学仪表间、综合办公楼等。

5.16.6.3 集中空调系统

集中控制室及电子设备间分别设置独立的集中式全空气空调系统，以便根据各自房间的工况分别进行调节。

集中空调系统选用风冷直接蒸发式空调机组。此风冷空调系统流程简易，设备少，管理便捷。由于机组采用冷凝器风冷及制冷剂直接蒸发技术，以制冷剂作为冷媒，直接把表冷器作为制冷循环的蒸发器，与空气进行间接热交换。机组运行过程中无水泄漏，对控制室安全运行有利。根据空调需要，机组可任意匹配各种功能段，能自动控制并完成需要的各种空气处理过程，并能较好地达到空调房间所要求的空气温度、湿度、风速、清洁度等。过渡季可大量使用新风，节约能量。风冷机组自动化程度高，接上电源即可自动工作，运行管理容易，维护量小。设备初投资及运行费用适中。空调机房设在集中控制楼顶层。

空调机组设有如下功能段：回风机段、混合段、初效过滤段、直接蒸发段、加热段、加湿段、中效过滤段、送风机段、若干中间段。

冬、夏季均取满足室内卫生标准的最小新风量，过渡季节大量采用新风，在满足室内空气参数要求的前提下，最大限度地节约能源。

空调系统气流组织采用上送上回系统，处理后的空气经风道、散流器等空调部件送入空调房间，而回风经回风口、回风道回到空调机组。送回风道设置在吊天棚内。送回风道均需保温，保温材料为超细玻璃棉。

5.16.6.4 集中空调系统的防排烟

主控制室和电子设备间设置高温消防排烟风机。当空调房间发生火灾时，及时关闭空调系统，切断空调机组与空调房间的联系，避免火种和烟气的传播。确定房间内火已被扑灭且不能复燃的情况下，开启排烟风机排烟。确认房间内的烟气已被排尽时，再重新启动空调系统。当外窗面积满足排烟要求时，也可采用自然排烟方式。

5.16.6.5 其它房间空调

就地控制室、仪表间或试验室，分别设置空冷式分体型柜式空调机或壁挂式空调器。综合办公楼设置多联机空调系统。

5.16.7 输煤系统采暖通风除尘

5.16.7.1 输煤系统采暖

输煤系统的栈桥、转运站、碎煤机室、煤仓间皮带层等采暖热媒为 110/70℃ 热水，来自主厂房加热站，通过室外管网送到输煤系统。散热器选用钢管柱式。

5.16.7.2 输煤系统通风除尘

输煤系统的除尘是在对煤尘综合治理的前提下进行设计的。以满足《工作场所有害因素职业接触限值》第 1 部分：化学有害因素（GBZ2.1-2007）的规定；室外排放浓度满足国家现行大气污染物综合排放标准的规定要求。

本工程煤仓间皮带层除尘设备选用脉冲布袋除尘器。除尘器需考虑防爆并有接地措施。煤仓间脉冲布袋除尘器室内布置。煤仓间原煤斗卸煤时，为防止煤斗内粉尘四溢，工艺设备要加强密封措施，每个原煤斗上设一台除尘器，以使煤斗产生的煤尘或使煤仓存放的煤发出的可能引起爆炸的甲烷气体变得稀薄，并将其抽除干净。还可造成煤斗内的负压，以控制煤斗内煤尘的外溢。除尘器的运行与犁煤器联锁，超前启动滞后停机。

本工程转运站及碎煤机室等输煤系统转运点的除尘设备选用微动力全自动皮带落差点尘源回收装置。装置包括密封导料槽、脉冲布袋除尘器、回流管、辅助自动雾化装置、电控系统等。尘源回收装置考虑防爆并有接地措施。尘源回收装置与输煤皮带连锁，超前启动滞后停机。燃料下落时产生的含尘气体在离心风机的作用下进入除尘器。经除尘器过滤后净化后的气体由风机排出室外。煤尘落回皮带上。

5.16.8 生产辅助建筑采暖通风

厂区内的生产辅助建筑采用热水采暖，热媒为 110/70℃ 的热水，来自热网加热站，散热器选用钢柱型。

根据工艺要求，凡需要通风散热或需要排除刺激性、有害气体的房间均设置机械通风系统。电除尘配电间、输煤除灰配电间均设置机械进风，机械排风的通风系统，进风装置采用风机箱，排风装置为轴流风机。室内保持正压。

其它就地配电间、泵房、处理站、化学房间采用自然进风、机械排风的通风方案。按照不同的工艺，通风机和通风管道需采用防腐、防爆或防静电措施。

灰场管理站离厂区较远，采用电采暖。

5.16.9 厂区热网

厂区采暖热网设计包括本期新建生产建筑、辅助建筑的管网设计。

厂区采暖热网敷设主要有架空、直埋方式。管道热膨胀以采用自然补偿器和方形补偿器为主，如不能满足补偿量时，可采用波纹管补偿器。架空的采暖管道采用无缝钢管，保温材料选用超细玻璃棉保温管壳；直埋的采暖管道采用预制直埋保温管，保温材料选用超细玻璃棉。

6 烟气脱硫与脱硝

6.1 烟气脱硫

6.1.1 烟气脱硫工艺选择

在目前国内外燃煤电厂烟气脱硫工艺中，由于石灰石—石膏湿法脱硫工艺具有工艺成熟，运行可靠，脱硫效率高，吸收剂资源丰富，成本低廉，副产物综合利用途径广泛，不会造成二次污染等优点，在大型发电机组上应用非常普遍，成功运行业绩较多，尤其本期工程机组容量大，脱硫效率要求高，故推荐采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺。

6.1.2 吸收剂来源及消耗量

本期工程烟气脱硫系统吸收剂按外购成品石灰石设计（吸收剂成份分析暂缺，CaCO₃含量暂按 90%计）。经计算，本期工程烟气脱硫系统石灰石消耗量见表 6.1-1。

石灰石用量表

表 6.1-1

项 目	单位	设计煤质		校核煤质	
		1x1000MW	2x1000MW	1x1000MW	2x1000MW
小时石灰石量	t/h	9.39	18.78	10.56	21.12
日石灰石量	t/d	187.80	375.6	211.20	422.40
年石灰石量	t/a	51645	103290	58080	116160

注：上表中日石灰石量按 20 小时计，年石灰石量按 5500 小时计。

6.1.3 吸收剂运输

石灰石采用汽车运输方式，由供应方运至厂内石灰石仓储存。

6.1.4 烟气脱硫副产品处置

本期工程烟气脱硫系统产生的副产品——石膏，表面含水率小于 10%，其产生量见表 6.1-2。

石膏量表

表 6.1-2

项 目	单位	设计煤质		校核煤质	
		1x1000MW	2x1000MW	1x1000MW	2x1000MW
小时石膏量	t/h	15.37	30.74	17.30	34.60
日石膏量	t/d	307.40	614.80	346.00	692.00
年石膏量	t/a	84535	169070	95150	190300

注：上表中日石膏量按 20 小时计，年石膏量按 5500 小时计。

脱硫副产品首先立足于综合利用，加工成建材。当综合利用用户因故不能利用时，运至灰场单独贮存。

6.1.5 烟气脱硫工程设想

6.1.5.1 设计基础参数

本工程脱硫系统设计基础参数见表 6.1-3。

设计基础参数表

表 6.1-3

设计基础参数	设计煤质	校核煤质 1
燃煤收到基含硫量	0.73 %	0.81 %
每台锅炉燃煤量	408.13 t/h	414.24 t/h
脱硫装置入口标准烟气量	3216667 Nm ³ /h	3189417 Nm ³ /h
脱硫装置入口标准干烟气量	2843800 Nm ³ /h	2813341 Nm ³ /h
脱硫装置入口实际烟气量	4253084 m ³ /h	4217053 m ³ /h
脱硫装置入口烟气温度	88 ℃	88 ℃
脱硫装置入口 SO ₂ 浓度	1808 mg/Nm ³	2058 mg/Nm ³
脱硫装置入口粉尘浓度	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³
设计脱硫效率	≥ 98.3%	≥ 98.3%
脱硫装置出口粉尘浓度	≤15 mg/Nm ³	≤15 mg/Nm ³
脱硫装置出口 SO ₂ 浓度	30.74 mg/Nm ³	34.99 mg/Nm ³
脱硫装置出口烟气温度	52 ℃	52 ℃

脱硫装置入口烟气成分见表 6.1-4。

烟气参数表（设计煤质）

表 6.1-4

项 目	单位	数 据（干基）	数 据（湿基）
锅炉 BMCR 工况烟气成分（标准状态，实际 O ₂ ）			
CO ₂	Vol%	14.55	13.23
O ₂	Vol%	5.02	4.57
N ₂	Vol%	80.36	73.06
SO ₂	Vol%	0.07	0.07
H ₂ O	Vol%	—	9.07

本阶段烟气脱硫装置的设计工况采用锅炉 BMCR、燃用设计煤种的烟气条件，其容量不考虑烟气裕量及燃煤含硫量的提高。

6.1.5.2 脱硫工艺系统及设备部分

1) 石灰石储存、制浆及供浆系统

本工程脱硫吸收剂的来源按自建吸收剂制备车间设计。采购石灰石块料，在厂内建吸收剂制备车间，采用湿磨方式磨制石灰石浆液，用泵送至脱硫塔内。

a) 石灰石的输送与储存

石灰石块储存部分的设计范围始于地下料斗，止于石灰石仓，主要功能包括：给料、提升、输送、系统的自动程序控制等；还包括除铁、检修起吊、事故监测及保护、除尘、水力清扫、消防等辅助功能。石灰石输送系统为双路设置，设备出力按 50t/h 考虑，每天按 8 小时运行考虑。

本工程所用石灰石粒度≤20mm，石灰石由自卸车运输进厂，经汽车衡计量后，直接卸入石灰石间的地下料斗，地下料斗设置 2 个，每个地下料斗的容量按 20 吨石灰石贮存量考虑，地下料斗上口设钢篦子。预留石灰石堆料场，可储存两台炉 FGD 装置运行 3 天的石灰石耗量。

地下料斗下口用机械式振动给料机将石灰石给入卸料输送机，在石灰石进入卸料输送机之前设置有一级盘式电磁除铁器。

石灰石由斗式提升机机输送至石灰石仓顶，由仓顶石灰石输送机卸入石灰石贮仓内，石灰石仓上部为钢筋混凝土仓，下部为钢锥斗，本期共设 2 个仓，每个仓有效容积为 500m³，

可储存两台炉 FGD 装置运行 3 天的石灰石耗量。

b) 湿磨制浆及供应系统

本期 2×1000MW 机组湿式球磨机共设 2 套，每套设备出力按 2 台机组燃用设计煤质所需处理量的 100%设计，同时可满足 2 台机组燃用设计煤质所需处理量。

本期工程设置 2 台皮带称重给料机，将石灰石由石灰石仓送入两台出力为 20t/h 的湿式球磨机中。经球磨机磨制后的石灰石浆液进入磨机循环箱，由磨机循环泵送至石灰石旋流器进行分离。合格的石灰石浆液由旋流器溢流至石灰石浆液箱，不合格的石灰石浆液从旋流器底部返回磨机继续磨制。本期共设两个有效容积 250m³石灰石浆液箱，可满足两台炉 8 小时石灰石浆液用量。每台机组设 2 台石灰石浆液泵（1 运 1 备）。

2) 烟气系统

本系统主要是由吸风机、烟道挡板门及烟道等设备组成。

本工程吸风机为三合一风机，锅炉引风机出口的烟气经原烟气入口挡板门进入脱硫系统的吸收塔，在塔内洗涤脱硫后的烟气经除雾器除去大部分液滴后，经吸收塔出口挡板门进入湿式除尘器后排入烟囱。

脱硫烟气系统进、出口挡板门采用带密封系统的双挡板门，密封系统设置 2X100%容量的密封风机(其中一台备用)，脱硫装置运行与停运时的密封介质分别为净烟气与空气。

本工程不设旁路烟道，每台炉设置一套烟气系统。

3) 吸收塔系统

为达到近零排放的环保目标，吸收系统采用单塔双循环脱硫工艺，每台炉配置一套吸收塔及加料槽，吸收塔按逆流喷淋塔设计。烟气从吸收塔下部进入，首先被下回路循环浆液预洗涤，脱除 SO₂ 并冷却至饱和温度，然后进入吸收塔上段，经上回路循环浆液再次洗涤，进一步脱除 SO₂ 之后，经除雾器除去雾滴，使吸收塔出口排放烟气的液滴浓度低于 50mg/Nm³。上回路循环浆液来自加料槽，由循环泵送入喷淋层喷入吸收塔内，洗涤烟气后经集液斗收集返回加料槽。浆液将石膏浆液送往加料槽的石膏旋流器，通过旋流器的溢流、底流切换，维持加料槽中浆液的密度及液位。反应后的浆液落入吸收塔浆池内，经氧化形成石膏浆液，由排出泵送至石膏脱水系统。

吸收塔直径 20.7m，高约 38m，采用圆柱体钢结构型式，内衬鳞片树脂或橡胶。每座吸收塔配置 5 台浆液循环泵，对应 5 层喷淋层（上回路 2 层、下回路 3 层），每层喷淋层由 1 台循环浆液泵单独供浆。每座吸收塔设 3 台氧化风机（2 运 1 备）和 7 台搅拌器。

4) 石膏浆液脱水系统

吸收塔排出的石膏浆液由石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)、盐类混合物(MgSO_4 , CaCl_2)、石灰石(CaCO_3)、氟化钙(CaF_2)和灰粒等组成。

为便于运输、贮存和利用,对吸收塔排出的石膏浆液进行脱水处理。先由石膏浆液旋流器浓缩成重量浓度约 50%的浆液,自流至真空皮带脱水机继续脱水。经真空皮带脱水机处理后的石膏固体物表面含水率小于 10%,直接排入石膏贮存间内,然后装车外运。石膏浆液旋流器的溢流浆液由给料泵送至废水旋流器进一步分离,分离出的浆液返回吸收塔继续利用,废水则由废水泵排出脱硫系统。真空皮带脱水机排出的滤液水由滤液泵送回系统重复使用。

本期工程共设 2 套石膏脱水系统,每套系统出力为 32t/h,可满足两台炉设计煤质所需处理量的 100%,同时满足校核煤质所需处理量。

石膏贮存间的容积可以满足 2 套 FGD 装置运行 3 天所排石膏的贮存要求。

4) 排空系统

本工程设 1 座容积为 3500m³的事故浆液箱,能够满足 1 座吸收塔浆液排空要求。设有 1 台事故浆液返回泵将石膏浆液送回吸收塔,实现检修后脱硫装置快速启动,投入运行。

5) 工艺水系统

脱硫装置耗水主要包括烟气携带水份、石膏结晶水、石膏表面水及排放的废水等,这部分水不能回收利用,本工程 2x1000MW 机组工艺水耗量约 2x 90m³/h。

工艺水系统设有 1 个工艺水箱,3 台工艺水泵(2 运 1 备),为脱硫装置各用水点供水。

6) 排水系统

根据脱硫工艺的要求,脱硫系统需要连续排放一定量的废水,以维持吸收塔浆池适当的 Cl^- 浓度。排出的废水进入脱硫废水站处理。每套脱硫装置排放的废水约为 10t/h。

7) 主要设备选择

本期工程烟气脱硫系统的设备主要有:吸收塔、吸收塔浆液循环泵、氧化风机、石膏浆液排出泵、工艺水泵、除雾器冲洗泵、石膏浆液旋流器、真空皮带脱水机、真空泵、废水旋流器、废水输送泵、石灰石仓、石灰石称重给料机、石灰石输送机、湿式球磨机、石灰石旋流器、石灰石浆液箱、石灰石浆液泵等。

主要设备参数见表 6.1-5。

主要设备参数表

表 6.1-5

名 称	单位	数 值
(1) 吸收塔		
型式	喷淋塔	
数量	台	1x2
进口烟气量（实际 O ₂ %, STP, 湿态）	Nm ³ /h	3216667
浆液循环停留时间	min	4
浆池内含固量最小/最大（8~15%）	kg/m ³	1080~1180
浆液氯化物含量	g/l	20
钙硫比		1.05
液气流向		逆流
浆池直径	m	20.7
吸收塔区域直径	m	20.7
浆池液面高度	m	10.1
浆池体积	m ³	3400
总高	m	38
吸收塔壳体材料		碳钢+衬胶
除雾器级数		3
除雾器材料		PP
(2) 氧化风机		
型式		罗茨型
数量	台	2x3
风量	Nm ³ /h	6000
风压	kPa	90
电机功率	kW	280
(3) 浆液循环泵		
型式		离心式
数量	台	5x2
流量	m ³ /h	10200
压头	MPa	0.24~0.32

含固量	%	10~15
电机功率	kW	1150~1350
(4) 石膏浆液排出泵		
型式		离心式
数量	台	2x2
流量	m ³ /h	100
压头	MPa	0.35
电机功率	kW	30
(5) 事故浆液返回泵		
型式		离心式
数量	台	1
流量	m ³ /h	300
压头	MPa	0.4
电机功率	kW	90
(6) 湿式球磨机		
型式		溢流式
数量	台	2
出力	t/h	20
电机功率	kW	720
(7) 石灰石浆液泵		
型式		离心式
流量	m ³ /h	80
压头	MPa	0.5
电机功率	kW	37
(8) 工艺水泵		
型式		离心式
数量	台	3
流量	m ³ /h	320
压头	MPa	0.6

电机功率	kW	110
(9) 真空皮带脱水机		
型式		真空皮带式
数量	台	2
出力	t/h	32
出口石膏含水量	%	10
电机功率	kW	18.5

8) 计算成果表

本期工程烟气脱硫物料计算量汇总于表 6.1-6。

物 料 量 汇 总 表

表 6.1-6

序号	项 目	单位	设计煤质 (2x1000MW)	校核煤质 (2x1000MW)
1	石灰石耗量	t/h	2x9.39	2x10.56
2	石膏产量	t/h	2x15.37	2x17.30
3	工艺水消耗量	m ³ /h	2x90	2x90
4	废水排放量	t/h	2x10	2x10

6.1.5.3 脱硫装置总平面

脱硫吸收塔区布置在烟囱两侧，该区域布置有吸收塔及加料槽、控制楼、循环浆液泵房、事故浆液箱等。控制楼布置在循环浆液泵房的上部。工艺楼布置在烟囱的南侧。

脱硫区域的建构筑物的零米标高为 3.50m，场地排水引向周边道路。

6.1.5.4 烟气脱硫电气部分

脱硫高压厂用电负荷引自主厂房 10kV 厂用段，就地不设专用脱硫段。就地设置两台低压脱硫变压器及脱硫 PC 段，为两台机组的脱硫低压负荷供电。就地设置脱硫保安 MCC，保安 MCC 的电源引自主厂房保安 MCC。

6.1.5.5 烟气脱硫热工自动化部分

1) 本期工程烟气脱硫系统的控制采用分散控制系统完成。脱硫单元机组部分纳入单元机组 DCS，脱硫公用部分纳入公用 DCS。脱硫系统就地不设运行人员，在集控室由机组运行人员完成对该系统的监控，脱硫系统就地设置就地控制室及电子设备间，DCS 机柜

布置在位于脱硫就地电子设备间内、就地设置工程师站。该脱硫 DCS 与机组 DCS 采用相同的硬件，由脱硫岛承包商成套供货。运行人员在集中控制室内通过 DCS 的操作员站对机组脱硫系统进行启/停控制、正常运行的监视和调整以及异常与事故工况的处理，而无需现场人员的操作配合。

2) 除启停阶段的部分准备工作需由辅助运行人员协助检查外，脱硫系统的启动、停止、正常运行和异常工况处理均在集中控制室内完成。

3) 在脱硫车间将设置闭路电视监视系统，作为全厂工业电视监视系统的一部分，对脱硫车间内无固定值守区域进行监视，从而可以提前发现故障隐患，或减少运行人员巡检次数，视频图像信号通过传输网络送至机组集中控制室。

6.1.5.6 烟气脱硫供水、供气

本期工程烟气脱硫工艺用水、蒸汽及压缩空气由主体工程统一考虑，分别送入脱硫系统工艺水箱、用汽点及储气罐。经全厂水量平衡后，脱硫用水主要由电厂工业水及部分经处理后的废水回用水供给。

6.1.5.7 废水处理部分

本期工程新建一座脱硫废水处理站，处理能力为 20m³/h。其工艺流程如下：

脱硫废水 → 贮存池 → 中和箱 → 沉淀箱 → 絮凝箱 → 澄清器 → 出水箱 → 回用水点

脱硫废水排至贮存池，经提升泵提升至中和箱，中和箱中设置 pH 自动调节系统，通过调节变频计量泵控制石灰乳的投加量，维持中和箱中废水 pH 值在 8.8~9.0 之间，此时废水中大部分重金属离子均以氢氧化物的形式析出，中和箱中的废水自流进入沉淀箱，通过向沉淀箱中投加有机硫（化学名三硫基三嗪钠盐，商品名 TMT-15），使少量剩余的重金属离子进一步析出。由于形成的氢氧化物及金属硫化物颗粒细小，在废水中不易沉降下来，因此通过投加复合铁（FeClSO₄）使细小颗粒形成絮凝体。沉淀箱出水自流进入絮凝箱，向絮凝箱中投加 PAM，使细小的矾花形成较大的絮凝体。絮凝箱中的废水自流进入澄清器进行固液分离，上清液通过周边出水三角堰溢流进入出水箱。出水箱中设置 pH 自动调节系统，通过控制变频装置控制 HCl 的投加量，维持废水 pH 值在 6.0~9.0 之间，确保废水达标后回收。

澄清器中的部分污泥通过螺杆泵回流到中和箱，增加中和箱中污泥浓度，减少加药量，剩余污泥经泵排入板框压滤机进行脱水处理，脱水后污泥进行卫生填埋。

经脱硫废水处理站处理后的澄清水用于煤场和灰渣喷洒。

6.1.5.8 建筑结构部分

在脱硫区内布置有电控楼、工艺楼、循环浆液泵房、吸收塔、事故浆液箱基础、石灰石粉仓等构筑物。

脱硫区域内建、构筑物结构形式及地基处理本着与场内厂房协调一致的原则。地基处理均采用Φ400PHC管桩，有效桩长30m左右。

建筑设计以安全、适用、经济、美观为基本原则，同时配合工艺解决好建筑内部通道、防火、防爆、防水、防噪声、保温隔热、采光、通风和生活卫生设施等方面的问题，建筑标准应与电厂主厂房等其他建筑群体相协调。

有防腐要求的房间应采取防腐措施，所有配件和装修表面均应防腐。其地面和墙面需用防腐瓷砖铺砌，节点要用可靠的防腐材料填塞。

控制室楼层及其它必要的楼层应设置卫生间。电控楼和工艺楼各车间的零米和各层的适当位置应布置有洗手盆，洗污池。

对于电子设备间和电缆夹层等都应设置双扇向外开的门，该门应有足够的宽度和净高以便设备的进出，每个房间至少应有两个出口。

所有使用，装卸或储存化学药品的地方均应当设计成抗化学腐蚀的，其方法是对地面、墙壁、天棚、门窗及所有建筑配件进行适当的，必要的保护。

最终的建筑设计及建筑材料装修标准须提交业主同意。

6.1.5.9 烟气脱硫招标书编制原则

1) 脱硫装置主要设计原则

- 烟气 100%进行脱硫处理，脱硫效率大于 98.3%。
- 脱硫装置按相对独立的脱硫系统进行设计，同时充分考虑与主体系统的有机联系。
- 脱硫装置出口烟尘排放浓度按小于 15mg/Nm³ 设计，SO₂ 排放浓度按小于 35mg/Nm³ 设计。

➤ 脱硫装置不设烟气换热器，出口烟气温度按 52℃ 设计。

➤ 脱硫吸收剂采用外购成品石灰石，石灰石浆液制备系统为两台炉共用。

2) 脱硫装置设计及供货范围

本期工程脱硫装置设计及供货范围包括：工艺、电气、仪控、土建、暖通、消防及给排水等全部设施。

3) 脱硫装置采购原则

本期工程烟气脱硫装置推荐由国内公司成套供应，原则上关键设备及部件采用进口设备，但在保证脱硫系统安全运行的情况下，也可根据国内设备的生产及质量状况并参照其他电厂的经验，优先选用国产设备，以提高国产化水平、节省工程造价。

推荐进口的设备主要有：吸收塔内部件、除雾器，吸收塔搅拌器和事故浆液箱搅拌器、石灰石浆液箱搅拌器等浆液搅拌器、石膏旋流器、废水旋流器等。喷淋层、玻璃鳞片采用进口材料国内生产。变送器、过程开关、料位计、烟气成分分析仪、气动执行器以及重要的监测、采样一次元件及仪表（包括浆液浓度计、浆液流量计、PH 分析仪）、调节回路用执行机构等推荐采用优质进口产品。

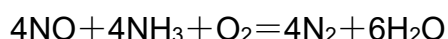
6.2 烟气脱硝

根据《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011）的要求，必须在大容量常规燃煤火电机组上加装烟气脱硝装置，才能满足越来越严格的环境保护要求。

为满足锅炉出口更低的 NO_x 排放浓度的要求，本工程优化方案的主要内容是采用上海锅炉厂有限公司最新的第 3 代高级复合空气分级低 NO_x 燃烧系统，目标是进一步降低燃用高挥发份烟煤的 NO_x 排放量。针对本工程，把 NO_x 排放浓度控制在 240mg/Nm³ 以下，同时满足锅炉防结渣、防高温腐蚀、高效率运行的要求。

6.2.1 脱硝工艺

本工程暂按选择性催化还原法（简称 SCR）作为烟气脱硝的主要工艺原理。SCR 脱硝工艺反应原理是：在 280~420℃ 的温度条件下向烟气中加入 NH₃，在催化剂的作用下，将烟气中的 NO_x 转换为无害的 N₂ 和 H₂O，从而达到脱除和减少电厂污染物排放的目的。主要化学反应如下：



根据脱硝工艺要求，安装在空气预热器前的脱硝装置工作原理如下：省煤器出口烟道经过脱氮氧化物装置入口挡板进入加氨段、烟气与氨混合段、然后经催化反应段，经脱氮氧化物装置出口挡板回到空气预热器入口，完成整个脱氮氧化物过程。本工程脱硝系统不设旁路烟道。在烟道加氨段，由氨罐出来的 NH₃ 通过出口关断阀、氨调节阀与另一路稀释风混合后，做为反应媒体投入相对高温的烟气中，与烟气混合，加氨量大小通过测量 SCR 进口、出口 NO_x 浓度调节氨出口调节阀实现。

6.2.2 主要系统

SCR 反应器系统：催化剂组件包括催化元件及组件框架，该设计提供相同的横断面烟

气流动并带有密封系统，以免烟气带走催化剂。

加氨系统：包括氨罐及加氨两部分，氨罐容量满足锅炉脱硝设备运行要求。通过 NH_3 流量控制：根据 SCR 入口 NO_x 浓度和 NH_3/NO_x 比设定值，调节阀门流量加 NH_3 。

氨储存和供应系统：

- a) 氨源采用无水液化氨，纯度大于 99.6%。
- b) 氨罐容量按 100% 负荷条件下，7 天的耗氨量并考虑 80% 的有效体积。
- c) 全厂 2 套锅炉设 2 套蒸发器系统，每套系统的容量为 100%，其中一套运行，一套备用。
- d) 采用汽车运氨。

6.2.3 其它

单元机组的脱硝控制系统直接纳入机组 DCS，在公用的脱硝剂储存系统采用 DCS 控制。纳入辅助车间 DCS 控制。

在贮氨区设一段双电源（互为备用）进线的 380/220V MCC 段，为贮氨区脱硝低压负荷供电，其电源由附近区域的 380/220V PC 段提供。厂内其他脱硝低压负荷由就近的低压配电装置直接供电。

氨制备区设有排放系统，使液氨储存和供应系统的氨排放管路为一个封闭系统，氨气系统紧急排放的氨气则排入氨气稀释槽中，经水的吸收排入废水池，再经由废水泵送至废水处理厂处理。

由于脱硝装置布置在炉后风机房的上部，因此，炉后风机房及脱硝装置支架的结构布置与锅炉钢架同时考虑，采用纵横向钢支撑，钢柱仅承受轴向力；计算时与锅炉钢架一起计算。基础与锅炉基础一同布置。

6.2.4 布置

反应器布置在省煤器和空气预热器之间。锅炉 K6、K8 轴之间的框架上部布置脱硝装置。脱硝装置荷重由锅炉厂统一考虑。还原剂储存制备暂按外购液氨方案考虑，厂区内氨气制备及储存场地面积为 800m^2 。

6.2.5 脱硝剂耗量

SCR 反应器以及装置辅助系统容量按脱硝装置达到 80% 效率选择。两台机组纯氨消耗量为 0.8t/h ，年消耗量为 4400t。

7 环境及生态保护与水土保持

7.1 环境保护

本工程环境影响报告书已经编制完成并已批复。本章节根据本工程环境影响报告书及批复意见进行编制。

7.1.1 环境保护设计依据

- a) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令[1998]第 253 号）。
- b) 《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（国家发展和改革委员会[2004]864 号）。
- c) 《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》（国家环境保护总局环发[2002]26 号）。
- d) 《大中型火力发电厂设计规程》（GB50660-2011）。
- e) 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》（DL/T5375-2008）。
- f) 《火电行业环境监测管理规定》（电计[1996]280 号）。
- g) 《火电厂环境监测技术规范》（DL/T 414-2012）。
- h) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）。

7.1.2 采用的环境保护标准

- a) 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。
- b) 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准。
- c) 《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III 类标准。
- d) 《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。
- e) 《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）。
- f) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准。
- g) 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）II 类处置场标准。
- h) 《山东省火电厂大气污染物排放标准》（DB37/664-2013）。

7.1.3 厂址所在地区环境现状

7.1.3.1 环境空气

根据本工程环境影响报告书，各监测点 TSP 和 PM₁₀ 占标准份额较高，一类区内全部超标，二类区 PM₁₀ 存在一次超标，SO₂ 和 NO₂ 占标准份额较低。

从东营市近三年例行监测结果看，其近三年环境空气质量均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

7.1.3.2 水环境

根据本工程环境影响报告书，2013年4月地下水超标项目有总硬度、硫酸盐、氯化物、高锰酸盐指数、亚硝酸盐、总大肠菌群，2013年7月地下水超标项目有pH、总硬度、硫酸盐、氯化物、高锰酸盐指数、亚硝酸盐氮、氨氮、总大肠菌群、细菌总数。

7.1.3.3 声环境

根据厂界噪声和环境噪声监测结果，评价区域各监测点昼间与夜间的现状监测结果均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类标准。

根据现状监测结果，厂址地区环境现状较好。

7.1.3.4 生态环境现状

本工程项目所在地区属于山东省水土流失重点监督区，项目区位于东营市水土流失预防保护区内。从总体上看该地区地面植被覆盖率较高，地面风对水土流失影响较小。

7.1.4 本工程概况

7.1.4.1 本工程基本情况

本工程建设2×1000MW超超临界机组，拟装设2×3012t/h煤粉炉，两台炉合用一座240m高烟囱。主要设备及环保设施见表7-1。

本工程主要设备及环保设施概况

表 7-1

项 目	型 式
锅 炉	煤粉炉
汽轮机	超超临界机组
发电机	水氢氢冷却方式
烟气治理设备	采用一座高240m烟囱。锅炉除尘器除尘效率不低于99.82%，除尘器出口烟尘浓度控制在32mg/Nm ³ 。脱硫后除尘器效率为50%，湿式电除尘器除尘效率不低于70%，除尘器出口烟尘浓度控制在5mg/Nm ³ 。采用石灰-石湿法烟气脱硫工艺，脱硫效率不低于98.3%。 采用低氮燃烧技术，设置烟气脱除氮氧化物装置，脱氮效率不低于80%。
冷却方式	海水直流冷却取排水系统。
排水处理	电厂排水拟采用分流制排水系统，各种废（污水）均进行处理，全部回收利用，不外排。
灰渣处理	灰渣厂内分除干式除灰渣系统，厂外直接综合利用或运至贮灰场临

项 目	型 式
	时 贮 存。
灰渣及脱硫石膏利用	本工程灰渣及脱硫石膏全部综合利用。

7.1.4.2 燃料、水源情况

a) 燃料情况

本工程设计煤质采用神华集团神府东胜煤。采用铁路运输进厂。电厂耗煤量见表 7-2。

本工程耗煤量

表 7-2

项 目	单 位	设计煤种	校核煤种
小时耗煤量	t/h	816.26	828.48
年耗煤量	万 t/a	448.94	455.66

注：锅炉年利用小时数为 5500h。

b) 水源情况

电厂的主补给水采用海水淡化水，主机采用海水直流冷却。

7.1.4.3 贮灰场

本工程干贮灰场的场址选择在电厂西偏北约 2km 处，胜利油田桩西油井附近，位于东营港城的防波堤之内，东邻渤海。

本工程贮灰场场址条件满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)二类处置场标准要求。

7.1.4.4 主要污染物

a) 废气

本工程环境空气污染物主要是电厂燃煤排放的 SO₂、NO₂、烟尘和汞。本工程环境空气污染物排放情况见表 7-3。

环境空气污染物排放量结果

表 7-3

项 目	单 位	设计煤种	校核煤种	标准值
SO ₂ 排放量	t/h	0.181	0.204	—
	t/a	995.5	1122	
NO _x 排放量	t/h	0.283	0.280	—
	t/a	1556.5	1540	
烟尘	t/h	0.028	0.028	—

项 目	单 位	设计煤种	校核煤种	标准值
排放量	t/a	154	154	
SO ₂ 排放浓度	mg/Nm ³	30.74	34.99	35
NO _x 排放浓度	mg/Nm ³	48	48	50
烟尘排放浓度	mg/Nm ³	4.79	4.80	5
汞排放浓度	mg/Nm ³	0.0025	0.0021	0.03

注：本工程年运行小时数为 5500h。

b) 废水

本工程产生的废水主要有生活污水、生产废水、含煤废水、锅炉酸洗废水和脱硫废水等。

本工程各项排水均设有相应的处理设施。废水处理后全部回收利用，不外排。

c) 噪声

本工程主要噪声源有汽轮发电机组、各种泵、风机及锅炉排气装置等。主要噪声源噪声水平见表 7-4。

本工程主要设备及噪声

表 7-4

序号	设备名称	噪声值[dB (A)]	辐射状态
1	锅炉排气	120	连续
2	汽轮机发电机	90	连续
3	锅炉	85	连续
4	磨煤机	95	连续
5	送风机	90	连续
6	引风机	90	连续
7	各种泵	85	连续
8	空压机	95	连续
9	增压风机	90	连续

d) 固体废物

固体废物主要是锅炉燃煤排放的废渣、除尘器收集的飞灰和脱硫石膏，本工程产生的灰渣量见表 7-5。

本工程灰渣排放量

表 7-5

锅 炉	名 称	单位	设计煤质	校核煤质
小 时 排放量	渣量	t/h	17.44	17.30
	灰量	t/h	98.80	98.08
	灰渣量	t/h	116.24	115.38
年排放量	渣量	万 t/a	9.59	9.52
	灰量	万 t/a	54.34	53.94
	灰渣量	万 t/a	63.93	63.46

注：锅炉设备每年按 5500 小时计。

本工程燃用设计煤质时，脱硫石膏量约为 $16.91 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

7.1.5 环境影响分析

7.1.5.1 环境空气

根据《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)和《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2013)标准限值要求，同时满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)燃气轮机组排放标准。本工程 SO_2 、 NO_2 、烟尘和汞的允许排放浓度及实际占允许的百分比见表 7-6。

环境空气污染物实际和允许排放浓度 (mg/Nm^3)

表 7-6

项 目	设计煤种					校核煤种				
	排放	燃煤标准		燃气标准		排放	燃煤标准		燃气标准	
		允许	%	允许	%		允许	%	允许	%
SO_2 排放浓度	30.74	100	30.74	35	87.83	34.99	100	34.99	35	99.97
NO_2 排放浓度	48	100	48	50	96	48	100	48	50	96
烟尘排放浓度	4.79	20	24	5	96	4.80	20	24	5	96
汞排放浓度	0.0025	0.03	8.33			0.0021	0.03	7.00		

由表 8-9 可以看出，本工程 SO_2 、 NO_x 、烟尘和汞的实际排放浓度均低于《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)标准限值要求。

7.1.5.2 地表水环境

本工程产生的废水主要有生活污水、生产废水、含煤废水、锅炉酸洗废水和脱硫废水等。

本工程产生的废水处理后全部回收利用，不外排。故不会对电厂周围水环境产生影响。

7.1.5.3 声环境

本工程采取相应的噪声治理措施后，厂界处噪声可达到《工业企业厂界环境噪声排放

标准》（GB12348-2008）中 3 类标准。

7.1.5.4 灰渣和脱硫石膏

本工程灰渣和脱硫石膏全部综合利用。在综合利用不畅时，采用汽车运输方式运至贮灰场临时储存。

7.1.6 污染防治措施

7.1.6.1 烟气污染防治措施

a) 环境空气污染防治措施

为保证烟气污染物达标排放，减少环境空气污染物对环境空气的影响，本工程拟采取以下环境空气污染防治与控制措施。

- 1) 为降低 SO₂ 的排放量，本工程采用石灰-石湿法烟气脱硫工艺，以控制 SO₂ 的排放量，设计脱硫效率在 98.3%以上。
- 2) 为控制烟尘的排放量及排放浓度，本工程锅炉除尘器除尘效率不低于 99.82%。脱硫后除尘器效率为 50%，湿式电除尘器除尘效率不低于 70%，除尘器出口烟尘浓度控制在 5mg/Nm³ 以内。
- 3) 为控制 NO_x 的排放量，本工程采用低氮燃烧技术，设置烟气脱除氮氧化物装置，脱氮效率不低于 80%。
- 4) 采用高 240m 烟囱排放烟气，通过空气的稀释扩散，降低烟气污染物的地面浓度。
- 烟气污染防治的主要设计指标见表 7-7。

烟气污染防治的主要设计指标

表 7-7

序号	项 目	污染物控制指标
1	脱硫	脱硫系统拟采用石灰石-石膏湿法脱硫系统，脱硫效率不低于 98.3%。
2	脱硝	锅炉燃烧采用低氮燃烧技术，设置烟气脱除氮氧化物装置，脱氮效率不低于 80%。
3	除尘器	本工程除尘器选用高效除尘器，锅炉除尘器除尘效率不低于 99.82%，除尘器出口烟尘浓度控制在 32mg/Nm ³ 。脱硫后除尘器效率为 50%，湿式电除尘器除尘效率不低于 70%，除尘器出口烟尘浓度控制在 5mg/Nm ³ 。

序号	项 目	污染物控制指标
4	烟气监测	装设符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》（HJ/T75-2007）要求的烟气排放连续监测。
5	烟囱	新建 1 座（2 台炉合用）
6	烟囱几何高度	240m

b) 废水污染防治措施

本工程排放废污水主要为：生活污水和生产废水、含煤废水及锅炉酸洗废水，分别排入各自的处理系统。

1) 生活污水

生活污水中的主要污染因子有 COD、BOD₅、SS、油类。

本工程将新建生活污水处理站一座，生活污水经室外管道收集后，输送至生活污水处理站，采用生物接触氧化法处理后，输煤冲洗系统用水。

2) 生产废水

生产废水来源于化学酸碱废水、锅炉清洗废水、主厂房杂用排水、地面冲洗水、取样间排水及其他排水等。

本期工程产生的化学酸碱废水排入酸碱废水中和池进行 pH 调节处理，处理合格后回用。

本期工程将新建工业废水处理站一座，用于处理以上各种工业废水以及调节 pH 后的锅炉酸洗水，处理能力按 2×50m³/h 考虑。在工业废水处理站去除 SS、COD 及油污后，回用于输煤系统冲洗水补充水、电厂杂用水及冲灰系统补充水等。其工艺流程暂为：

工业废水 → 调节池 → 气浮池 → 过滤 → 回用水池 → 回用水点

3) 含煤废水

含煤废水主要为输煤栈桥冲洗排水、煤仓层冲洗排水、输煤系统除尘排水和沉淀后的煤场初期雨水。本工程将新建煤场雨水沉淀池及含煤废水处理站各一座。出水作为输煤系统冲洗水补充水。

4) 锅炉清洗废水

酸碱废水排入酸碱废水中和池进行 pH 调节处理，处理合格后回用。

5) 脱硫系统排水

本期工程新建一座脱硫废水处理站，处理能力为 20m³/h。其工艺流程如下：

脱硫废水 → 贮存池 → 中和箱 → 沉淀箱 → 絮凝箱 → 澄清器 → 出水箱 → 回

用水点

经脱硫废水处理站处理后的澄清水用于输煤系统喷洒和灰渣加湿。

c) 煤场防尘治理

煤场采用封闭钢网架结构防治煤场扬尘对周围环境的影响。

d) 灰渣治理

本工程除灰渣系统采用灰渣分除的干式除灰渣系统。本期工程采用干式排渣系统可以满足除渣要求，因此本阶段推荐采用干式排渣系统，即采用干式排渣机加斗式提升机至干渣仓方案。

每台炉设置一级干渣机，位于炉膛排渣口下，与锅炉出渣口之间设有机密封装置、渣斗及液压关断门。干渣机出口设有碎渣机，经过破碎的渣进入斗式提升机输送至渣仓。渣仓设有 2 个卸渣口，分别接有干灰卸料器和加湿搅拌机，满足装车外运及综合利用的要求。

本期工程设计煤质年产灰渣总量约 63.93 万 t，拟全部综合利用。

e) 噪声污染防治措施

对噪声进行治理（即防噪降噪），主要从噪声声源、噪声的传播途径、受声体等三方面采取措施。

1) 从总平面布置上，本工程噪音较大的设备均布置在室内，在工艺合理的前提下，充分考虑了重点噪声源的均匀分布。

2) 编制设备招标书时，对重点噪声源严格控制，向设备制造厂家提出严格的噪声控制要求。

3) 一、二次风机在进口安装消声器，使之（进风口 1m 处）噪声值控制在 85dB（A）之内。

4) 锅炉安全门排汽口和各种吹管控制空气动力性噪声主要采取如下措施：

5) 碎煤机由于设备较大，采用厂房围护隔声的方式降噪。

6) 各种噪声较大的泵，均采取消音措施，使之（距声源 1m 处）噪声值控制在 85dB（A）之内。

7) 从保护运行人员角度，在运行及管理人员集中、噪声较强烈的厂房设置运行值班室，门窗均采用密封门窗来隔声。

7.1.7 厂区绿化

根据厂址区域气候特点，立足于改善小区气候和消除污染，以提高环境质量为目的，

做好厂区绿化和周边防护。在满足防护和改善环境的目标下做到技术上可行、经济上合理，并有较好的实用性与可操作性。在电厂建设过程中，绿化与基建施工同步进行。

7.1.8 总量控制

根据本工程的具体特点，对环境产生影响的主要是烟气污染物排放，其主要污染物为 SO_2 、 NO_x 和烟尘。本工程投产后，废水全部回收利用，不外排；产生的灰渣及脱硫石膏全部综合利用，仅在综合利用不畅时临时存放于贮灰场，不会对环境产生影响。由此确定本工程的总量控制因子为 SO_2 。

本工程燃煤燃烧后产生的烟气经脱硝、除尘和脱硫系统处理后排入大气。采用一座高 240m 烟囱。锅炉除尘器除尘效率不低于 99.82%，除尘器出口烟尘浓度控制在 $32\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。脱硫后除尘器效率为 50%，湿式电除尘器除尘效率不低于 70%，除尘器出口烟尘浓度控制在 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。脱硫系统拟采用石灰石-石膏湿法脱硫系统，脱硫效率不低于 98.3%。锅炉采用低氮燃烧技术，设置烟气脱除氮氧化物装置，脱氮效率不低于 80%。本工程建成后， SO_2 、 NO_x 和烟尘的排放量：设计煤质分别为 995.5t/a、1556.5t/a 和 154t/a；校核煤质分别为 1122t/a、1540t/a 和 154t/a。

根据《山东省建设项目污染物总量确认书》（SDZL136 号），本工程总量控制指标建议 SO_2 和 NO_x 均为 3850t/a。

7.1.9 环境管理及监测

7.1.10.1 环境管理

本工程建成后，应在电厂环保管理机构的领导下开展环保工作，环境管理人员要根据新机组的特点，组织好日常的环保工作，其主要职责如下：

- 贯彻执行环保法规和有关文件及标准；
- 组织制定和修改环境保护管理规章制度并监督执行；
- 制定并组织实施本工程环境保护规划和计划；
- 组织本工程的环境监测；
- 检查本工程环境保护设施的运行情况；
- 推广和应用环境保护先进技术和经验；
- 组织和开展环境保护科研和学术交流。

7.1.9.2 环境监测

环境监测是工业污染源监测管理的重要组成部分，是掌握企业排污和排污趋势的手段。目的在于掌握电厂排放各种废水、烟气及灰渣等是否符合环境标准以及电厂周围环境

质量变化趋势，监督生产安全运行和配合环境管理工作的改进，并为控制污染和保护环境提供科学依据。应针对本工程特点及有关环保要求，提出环境监测计划。

按原电力部电计[1996]280号文《火电行业环境监测管理规定》及电力工业部文件电综[1998]126号文《关于颁布〈电力行业劳动环境检测监督管理规定〉的通知》中的规定，设置环境保护监测站、劳动保护基层监测站及安全教育室的配置。

本工程监测站将配置监测仪器和设备。本工程将安装烟气连续监测系统和排水计量装置。

a) 运行期环境监测项目

电厂环境监测重点为全厂各种废水、烟气污染物、降尘、噪声及厂区环境空气等。主要监测项目应按《火电厂环境监测技术规范》中的要求，并结合本工程的实际情况执行。如发现个别监测点有超标的项目，应重点监测，并及时分析原因和研究防治措施。

1) 环境空气、废气

对电厂排放的烟气污染物、煤场及贮灰场扬尘、生产、生活区环境现状等应进行定期监测，并负责监督除尘设施和防扬尘设施的运行状况。在烟道上安装烟气自动连续监测装置，监测烟气中 SO_2 、 NO_2 和烟尘的排放量和排放浓度，以便了解电厂烟气污染排放和治理设施运行情况。

2) 废水

对电厂排放的生产废水、生活污水排水量和水质及废水处理设施的处理效率等应进行定期监测并建档。

3) 噪声

对影响环境的主要噪声源、厂区、厂界昼夜噪声及生活区环境噪声等应进行定期监测并建档，为运行和降噪治理提供依据。

b) 监测方法和手段

本工程排放的污染物、环境噪声等的监测方法、化学分析的技术规范和方法、监测数据的处理等，应执行《火电厂环境监测技术规范》开展工作。

c) 监测点布设

电厂环境监测重点为全厂烟气污染物和各种废水等。监测点一般应包括：

- 1) 烟气中烟尘、 SO_2 、 NO_2 、烟气量及除尘效率等；
- 2) 排水口生产废水、生活污水排水量和水质及废水处理设施的处理效率；
- 3) 厂区、生活区环境噪声、厂界噪声及重点设备（噪声源）噪声。

d) 环境监测站与主要仪器设备

本工程建成后，环境监测站应建立和健全各项规章制度，并认真执行。建立和健全各种技术档案、系统图表、仪器设备保管和校验制度。电厂环境监测站的技术档案应包括如下内容：

- 1) 污染源的监测记录技术文件；
- 2) 污染控制、环境保护治理设施的设计与运行管理文件；
- 3) 监测设备和仪器的校验文件；
- 4) 所有导致严重污染事件的分析报告和监测数据资料；
- 5) 电厂废水、废渣等处置的系统图表等；
- 6) 其它有关技术资料等。

7.1.9.3 烟气自动监测系统

根据《火电厂大气污染物排放标准》的有关规定，本工程在烟道上安装烟气连续自动监测装置，对本锅炉排放的 SO_2 、 NO_x 和烟尘等环境空气污染物浓度进行连续监测。

7.1.9.4 排水计量系统

根据《污水综合排放标准》（GB8978-1996）及《大中型火力发电厂设计规程》（GB50660-2011）中的规定，本工程在废（污）水总排放口安装排水计量装置 1 套。

7.1.10 电厂环保投资估算

本工程环保总投资 70578 万元，本发电工程静态投资 714117 万元，环保投资占总投资的 9.88%。环保投资估算见表 7-8。

环保投资估算表

表 7-8

序号	项 目	投资（万元）
1	除尘设施（包括设备、支架、基础及输煤系统部分）	21340
2	除灰系统（含厂外灰管、支架及灰水回收系统）	3495
3	脱硫系统	23130
4	脱硝系统	11818
5	烟气余热回收	4220
6	烟囱（含烟道、支架）	4723
7	废(污)水处理设施	707

序号	项 目	投资（万元）
8	排水计量	15
9	烟气连续监测装置	150
10	环境影响评价、水土保持方案	260
11	新增水土流失费	500
12	环保、水保设施竣工验收费	60
13	绿化	160
14	环保总费用	70578
15	工程总投资（静态）（万元）	714117
16	环保投资占总投资的百分比（%）	9.88%

7.1.11 结论

a) 本工程厂址不位于城镇的上风向。

b) 本工程 2 台锅炉合用一座高 240m 的钢筋混凝土烟囱；燃煤燃烧后产生的烟气经除尘系统、脱硫系统和脱硝系统处理后排入大气。锅炉除尘器除尘效率不低于 99.82%，除尘器出口烟尘浓度控制在 32mg/Nm³。脱硫后除尘器效率为 50%，湿式电除尘器除尘效率不低于 70%，除尘器出口烟尘浓度控制在 5mg/Nm³。脱硫系统拟采用石灰石-石膏湿法脱硫系统，脱硫效率不低于 98.3%。本工程锅炉燃烧采用低氮燃烧技术，设置烟气脱除氮氧化物装置，脱氮效率不低于 80%。烟气污染物排放浓度及排放量满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)标准限值要求。装设符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》(HJ/T75-2007)要求的烟气排放连续监测。

c) 本工程所产生的各种废水回收重复利用，既节约了水资源，又避免了对环境产生不良影响。

d) 本工程中对产生较大噪声的机械设备，经采取相应治理措施后，可有效减少电厂噪声对周围环境的影响。

e) 本工程粉煤灰和脱硫石膏拟全部综合利用。

综上所述，本工程从环保角度是可行的。

7.2 生态影响分析

由于电厂的建设会给当地植物及动物均会带来一定的影响，本工程对生态的影响主要来自于工程建设期。

7.2.1 建设期对植物影响分析

施工期建设过程中，特别是厂区及道路沿途土石方挖填、贮灰场内坝基修筑以及设备材料搬运等过程中，对地表产生扰动，破坏部分地表植被，由于电厂施工周期短、占地较少，这种影响是有限的，不会对植物资源造成系统性不良影响，随着施工活动的结束，电厂将进行有效地植物，以保持电厂周围的生态环境。

7.2.2 建设期对动物影响分析

本工程厂址区域为滩涂，由于野生动物受到人工开发的影响，哺乳动物缺乏良好的荫庇条件和充足的食物基础，因此，不宜于较大动物的生存。厂址区域内哺乳动物种类单一，主要由啮齿类小型兽类所组成。

本工程厂址区域无鸟类固定栖息场所，但可常见鸟类在厂址区域附近活动觅食，本工程施工期和运行期对野生动物的影响主要是鸟类。由于鸟类活动范围较广，施工开始后鸟类将转移到附近其他地域上采食，不会对鸟类生存构成威胁，因此本工程建设对野生动物影响很小。

7.3 水土保持

7.3.1 项目区水土保持现状

山东大唐东营“上大压小”新建项目厂址区位于东营市东营港经济开发区管理委员会管辖范围内的仙河镇，东临渤海，位于港城的防波堤内，对外交通依托于厂址东侧的东港路。项目区属于暖温带季风型大陆性气候区，多年平均降水量为 558.1mm，年均风速为 3.3m/s，最大冻土深度为 60cm。天然植被以滨海盐生植被为主，林草覆盖率 40%；土壤类型主要为盐化潮土。水土流失类型以风力侵蚀为主兼有水力侵蚀，侵蚀强度为轻度侵蚀。项目区属于北方土石山区，容许土壤流失量 $200t/km^2 \cdot a$ 。根据《山东省人民政府关于公布水土流失重点防治区的通知》(山东省人民政府 1999 年 3 月 3 日)，项目区东营市属山东省水土流失重点监督区。

7.3.2 本工程可能产生的水土流失分析

本工程生产建设过程中，造成水土流失的原因主要包括自然因素和人为因素，表现为人为扰动原地貌后，松散地表受自然因素作用而发生的水资源和土壤资源的流失过程。

在施工准备期，首先进行场地部分挖方及填方工作，因此，由于原地貌土地被扰动，大面积的土地将完全暴露在外，易导致水土流失。

土建施工将进行施工场地平整、建（构）筑物修建、道路管线铺设以及取土施工的建设等，造成原地貌的破坏，易导致水土流失。

另外，临时堆土，基本没有植物覆盖，易形成产流面，导致水土流失。

在机组安装期及投产期，对地表的挖填扰动全部结束，土建施工期的临时堆土、石及设备材料逐步清理运走，开始进行场地整理，是机组投产运行前的准备阶段，该阶段仍有少部分的水土流失，但流失强度已大大降低。

7.3.3 水土保持防治责任范围

本工程防治责任范围为 146.75hm^2 ，包括项目建设区和直接影响区，其中项目建设区包括厂区、施工生产生活区、贮灰场区、厂外道路、厂外管线，占地 140.83hm^2 ；直接影响区包括厂区、施工生产生活区、贮灰场区、厂外道路、厂外管线区等施工影响区域，占地 5.92hm^2 。

7.3.4 扰动及损坏水保设施面积

本工程建设扰动土地面积 140.83hm^2 ，损坏水保设施面积为 102.66hm^2 。

7.3.5 土石方量

本工程各建设区域土石方总量为 464.53万 m^3 ，其中：挖方量 207.89万 m^3 ，回填方量 256.64万 m^3 。

7.3.6 水土保持投资

本工程水土保持工程总投资 2711.07万元 ，其中工程措施 1651.51万元 ，植物措施 221.74万元 ，临时措施 247.37万元 ，独立费用 291.72万元 (其中水土保持监测费 71.31万元 ，水土保持监理费 56.00万元)，水土流失补偿费 153.99万元 。

7.3.7 水土流失防治目标

水土流失防治目标值为：扰动土地整治率 95.0% ，水土流失总治理度 85% ，土壤流失控制比 1.0 ，拦渣率 95.0% ，林草植被恢复率 95% ，林草覆盖率 20% 。

本工程实施后，扰动土地整治率 99.18% ，水土流失总治理度 97.92% ，土壤流失控制比 1.02 ，拦渣率 98.5% ，林草植被恢复率 99% ，林草覆盖率 31% 。均满足本方案目标值。

通过以上采取的水土保持防治措施，能够满足水土保持防治目标的要求。

8 综合利用

8.1 设计条件

灰（渣）综合利用，既可减轻环境污染，又可变废为宝。国家《粉煤灰综合利用管理办法》中明确指出：“粉煤灰综合利用坚持‘以用为主’的指导思想，实行因地制宜，多种途径，各方协作，鼓励用灰……”，本期工程将认真贯彻这一指导思想。

本工程除灰渣系统采用灰渣分除的干式除灰渣系统。除尘效率不小于 99.82% 的静电

除尘器。

除灰系统每台炉除尘器共设 60 个灰斗，每个灰斗下设 1 套气力输送器，通过输灰管道送至灰库，综合利用或运至灰场。

除渣系统每台炉设置一级干渣机，干渣机出口设有碎渣机，经过破碎的渣进入斗式提升机输送至渣仓。渣仓设有 2 个卸渣口，分别接有干灰卸料器和加湿搅拌机，综合利用或运至临时灰场。

本工程厂外运灰渣利用社会运力，委托外部运输公司运送灰渣至灰场，电厂不设运灰车队。

8.2 灰渣及脱硫石膏综合利用途径

轻型粉煤灰砌块主要生产工艺如下：

粉煤灰砌块生产线分为四个工序，即原料制备工序，配料搅拌工序，成型养护工序，成品工序。其中非承重空心砌块可以人工养护，也可自然养护。

a) 原料制备工序

生产粉煤灰空心砌块所用粉煤灰为原灰，颗粒较粗，活性较差，所以采用轮碾或粉磨对其进行机械活化处理，然后将轮碾灰用皮带机送入料仓，将粉磨灰用提升机提入料罐。

b) 配料搅拌工序

轮碾粉煤灰、瓜子石、陶粒通过料仓下面计量皮带计量配料，磨细粉煤灰、水泥则用绞刀输送机送到搅拌系统上方电子秤计量配料，根据生产砌块品种的不同，进行相应的配料控制。

c) 成型养护工序

搅拌完成后的物料送到成型机顶部料仓后，开始下料成型。24 小时后砌块托板分离，砌块进堆场码垛养护，托板返回备用。

d) 成品工序

半成品砌块送到堆场，定期淋水保潮养护。达到龄期，经检测合格后，成品即可出厂。

项目业主单位分别与山东山水水泥集团垦利山水水泥有限公司、和无棣县万隆节能环保建材有限公司签订了每年用使用粉煤灰 72 万 t 供销意向协议，与垦利山水水泥有限公司、济南奇峰建材有限公司和山东山水水泥集团昌乐山水水泥有限公司签订了每年用使用脱硫石膏 30.5 万 t 供销意向协议。

本工程产生的粉煤灰及脱硫石膏可全部综合利用。

9 劳动安全

为认真贯彻执行“安全第一，预防为主”的方针，本工程将严格按照国家有关劳动安全和工业卫生标准进行设计，做好防火、防爆、防电伤、防机械伤害及防坠落伤害、防尘、防毒及防化学伤害、防噪声及防振动、防暑等防护设施及防范措施的设计。在管理上，本工程将利用现有电厂的劳动安全卫生管理机构和实验室，全厂进行统一管理。

9.1 编制依据及设计原则

9.1.1 编制依据

9.1.1.1 法律法规

《中华人民共和国安全生产法》；
《中华人民共和国劳动法》；
《中华人民共和国电力法》；
《中华人民共和国防震减灾法》；
《中华人民共和国消防法》；
《中华人民共和国防洪法》；
《女职工劳动保护规定》；
《危险化学品安全管理条例》；
《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》；
《特种设备安全监察条例》。

9.1.1.2 主要标准

《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB50058-1992）；
《建筑设计防火规范》（GB50116-2006）；
《建筑照明设计标准》（GB50034-2004）；
《建筑物防雷设计规范》（GB50057-94）（2000 版）；
《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006）；
《大中型火力发电厂设计规程》（GB50660-2011）；
《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》（DL5053-1996）；
《火力发电厂总图运输设计规程》（DL/T5032-2005）；
《火力发电厂建筑设计技术规程》（DL5094-1999）；
《火力发电厂运煤设计技术规程第 1 部分：运煤系统》（DL/T5187.1-2004）；
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）。

9.1.2 主要设计原则

使电厂投产后能够安全运行，同时为保证劳动者在生产过程中的安全，减少人身安全事故的发生，并尽可能将危及劳动者生命安全的各种因素控制到最低程度。

9.2 电厂生产过程中存在的危险及危害分析

9.2.1 火灾及爆炸因素

电厂贮存、运输和使用可燃介质的区域和设施，电缆密集区以及具有爆炸可能的介质泄露等都是产生火灾的潜在因素，输煤系统、主厂房内的电子设备间和继电器室、油系统都有产生火灾的可能。

电厂生产系统中存在大量易爆物质系统和装置，如锅炉、高压容器、燃料制备系统、油系统以及烟气系统等。

9.2.2 触电、机械事故及高空坠落

屋内、屋外配电装置和所有带电的设施、设备，在运行和检修期间，如有不慎，均有可能造成触电伤亡事故。

厂内大量的转动机械设备，如风机、各种泵类的外露部分和运输胶带机，在运行和检修期间，如有不慎，均有可能发生卷入转动机械的机械伤亡事故。

厂内的上人屋面、高平台（如空冷平台）、高斜梯、高直梯、防护栏杆及起重机械，在运行和检修期间，如有不慎，有可能发生高空坠落或高空落物的伤亡事故。

9.3 劳动安全防护设施设计

9.3.1 防火、防爆及消防

工程的消防设计将贯彻“以防为主，防消结合”的方针，针对工程的具体情况，积极采用行之有效的措施，做到保障安全，使用方便，经济合理。

各建（构）筑物之间的最小距离均按《火力发电厂设计技术规程》及《火力发电厂与变电所设计防火规范》设计，并确定建（构）筑物的耐火等级。防火以固定式消火栓为主，移动式灭火器为辅。

对不同类型的易爆场所分别采取相应的防爆措施。制粉系统、锅炉及烟气系统均设置防爆门，并考虑朝向。制粉系统设备、管道及从制粉间穿过的烟道、燃料油等管道的保温，均采用不燃烧材料。结合当地的风频、主要设备布置、人员集中区和周边环境，对液氨储存区进行布置。

9.3.2 防电伤

为保证电气运行人员的安全，本工程各种电压等级的电气设备的对地距离、操作走廊

尺寸，严格按《高压配电装置设计技术规程》要求进行设计。

在户外高压电气设备的周围，均按规程规定设置围栏或遮栏，所有电力设备均采用接地防护措施。

另外，电气控制的控制盘上均设有保护、信号、监视、声光报警及事故跳闸等保护措施。

9.3.3 防机械伤害及防坠落伤害

电厂运行过程中，机械转动设备比较多。为防止机械伤害，对各种机器的转动部分均装有防护罩或其它防护设施，对关键环节设置紧急制动开关，如输煤系统、磨煤机、各种水泵等。

电厂的平台、步道、升降口和坑池边等有坠落危险处，设计中考虑设置栏杆或盖板，上人屋面设置女儿墙或栏杆。需登高检查和维修设备处，设计中考虑设置防护设施。

9.4 劳动安全机构与设施

根据原电力部电综[1998]126号文关于颁发《电力行业劳动环境检测监督管理规定》通知的规定，在建工程拟按照要求设置了劳动环境监测监督站和安全教育室，配备相应的仪器设备。本工程将新建劳动环境监测监督站和安全教育室。

9.5 预期效果

综上所述，为使电厂投产后能够安全、经济地运行，同时为保证劳动者在生产过程中的健康与安全，本工程关于劳动安全的设计，将结合电厂的生产工艺及特点，为减少事故，并尽可能将威胁安全的各种因素控制到最小或最低程度，针对其危险因素，相应采取各种技术措施和各种防范设施，以期有效地保护职工的安全。

为使前述设计的各种技术措施及各种防范设施得以实施，确保其工程质量，劳动安全与主体工程同时施工、同时投产，并通过劳动安全部门组织的劳动安全设施的竣工验收。

总之，设计中将贯彻执行有关的规程、规范及规定，能够满足劳动安全要求，给电厂创造一个良好的文明生产条件。

10 职业卫生

10.1 编制依据及设计原则

10.1.1 编制依据

10.1.1.1 法律法规

《中华人民共和国职业病防治法》；

《中华人民共和国尘肺病防治条例》；

《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》；
《建设项目职业病危害分类管理办法》（卫生部令第 49 号）；
《工业企业职工听力保护规范》（卫生部卫法监发[1999]620 号）；
《职业病危害因素分类目录》（卫生部卫法监发[2002]63 号）；
《职业病目录》（卫生部卫法监发[2002]108 号）；
《高毒物品目录》（卫生部卫法监发[2003]142 号）。

10.1.1.2 主要标准

《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）。
《工作场所有害因素职业接触限值 第一部分：化学有害因素》（GBZ2.1-2007）。
《工作场所有害因素职业接触限值 第二部分：物理因素》（GBZ2.2-2007）。
《工业企业噪声控制设计规范》（GBJ87-85）。
《采暖通风与空气调节设计规范》（GBJ19-2003）。
《大中型火力发电厂设计规程》（GB50660-2011）。

10.1.2 主要设计原则

为使电厂投产后能够安全运行，同时为保证劳动者在生产过程中的健康，将危害劳动者身体健康的各种因素控制到最低程度。

10.2 职业卫生防护设施设计

10.2.1 生产过程中的危害因素分析

10.2.1.1 物理因素

a) 噪声

电厂生产过程中所产生的噪声，按照噪声声源类别分类可分为机械动力性噪声、气体动力性噪声和电磁性噪声。

1) 机械动力性噪声

机械设备在运转过程中由于振动、摩擦、碰撞所产生的噪声，以中、低频为主。如：汽轮机、磨煤机、送、引风机和泵类等大型转动设备产生的噪声。

2) 气体动力性噪声

气体动力的噪声声源为各类风机、风道、蒸汽管道中的气流或气体的流动、扩容、节流、排汽、漏汽等。这些噪声具有高、中、低各类频率，主要有锅炉点火排汽、安全门的排汽、给水泵和脱硫系统的风机、循环浆泵等，其中排汽为高强噪声，对周围环境影响最大。

3) 电磁性噪声

由电磁场交变运动产生的噪声，这些噪声为高、中频率的噪声，主要有发电机、励磁机、配电装置等产生的噪声。

b) 振动

电厂易产生振动的场所有汽轮发电机组的基础和汽水管道等。

c) 高温及潮湿

属于高温场所主要是主厂房；易出现潮湿的场所主要是输煤系统的地下建筑，如卸煤沟及地下转运站等。

10.2.1.2 化学因素

a) 粉尘

电厂的燃煤，灰渣，在燃料的装卸、输送、贮存和制备过程及粉煤灰的收集、输送、装卸和贮存过程中，均会产生粉尘，危害劳动者的身体健康及污染周围的环境。

易产生粉尘的系统主要有燃料系统、除灰系统和脱硫系统。

燃料系统产尘的部位及场所为卸煤装置，燃煤的输送、转运及煤斗装煤环节，煤仓间胶带机层等。

除灰系统产尘的部位及场所为除尘器灰斗出口。

本工程脱硫系统以石灰石为吸收剂，在石灰石卸料、输送的过程中均可能造成粉尘飞扬，对运行工人的健康有一定的危害。同时，脱硫系统的副产品脱硫石膏经过两级脱水后也为粉状，在粉状脱硫石膏的装运过程中也可能会产生粉尘飞扬。

b) 有毒、有害气体

电厂的运行过程中产生有毒、有害气体的是化学水系统的酸、碱计量间及加药间、液氨贮存和使用场所。

10.2.2 防尘、防毒及防化学伤害

10.2.2.1 防尘

本工程对易产生扬尘的场所，均按照《工业企业设计卫生标准》、《火力发电厂运煤设计技术规程 第2部分：煤尘防治》和《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》等有关标准、规定进行设计，使输煤系统、除灰系统和脱硫系统等作业场所空气中的含尘浓度控制在允许范围内。

10.2.2.2 防毒及防化学伤害

为使车间有毒有害物质的浓度低于《工作场所有害因素职业接触限值》规定的最高允

许浓度，运行中将采取综合防治措施，根据《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》的要求，本工程对可能产生有毒有害气体的车间设置事故风机，如电源室、配电间等，通风量按满足规定要求进行计算。排风机均为防腐型，电机均为防爆型。

10.2.3 防噪声及防振动

本工程的噪声和振动主要来源于各种机械设备的运转，主要声源和振源为各类泵体和各类风机，它们发出的噪声强度较高，为保证运行安全和职工的身心健康，在设计上采取有效措施，以降低噪声。首先，对设备制造厂提出设备噪声限值的要求；其次，做好消声和隔振的设计；运行值班室考虑封闭式结构等，使电厂各建筑物的室内和工作场所的连续噪声级符合《工业企业设计卫生标准》的要求。为防治振动，对设备的基础采取消振、隔振措施。

10.2.4 防高温与防寒

10.2.4.1 防高温

电厂主厂房属于高温车间，设计中将采取防暑降温措施。单元控制室等设空调，使工作人员有较好的工作环境。

10.2.4.2 防寒

本工程主厂房采用热水采暖系统。热水来自汽机房内的供暖加热站，供回水参数为 110/70℃。加热站设置在汽机房零米，站内设置 1 套高效智能汽-水换热机组，其中包括汽-水换热器、热网循环水泵及补水系统设备等。

主厂房底层及运转层设置散热器。散热器选用钢制柱式散热器。

厂区内的生产辅助建筑采用热水采暖，热媒为 110/70℃ 的热水，来自热网加热站，散热器选用钢柱型。

10.3 职业卫生机构与设施

根据原电力工业部电综[1998]126 号文“关于颁发《电力行业劳动环境检测监督管理规定》的通知”的精神，在建工程拟设置劳动环境检测监督站，本工程的日常管理和监测拟全厂统一管理。

10.4 预期效果

综上所述，为使电厂投产后能够安全，经济地运行，同时为保证劳动者在生产过程中的健康与安全，在厂址选择与总平面布置、工艺流程与设备布局、职业病防护设施、个人使用的职业病防护用品和职业卫生管理措施及设施等方面，设计了相应的职业病防护措施及设施。

将结合电厂的生产工艺及特点，并尽可能将危害劳动者身体健康与安全的各种因素控制到最小或最低程度。为减少事故，针对其危害及危险因素，采取各种技术措施和防范设施，以期有效地改善职工的生产劳动条件，保护职工的健康与安全。

由于本工程设计中，在对职工有危害及危险的生产环境及工作场所，采取了各种技术措施、防范设施和行业关于职业病危害标准、规范及规定，可以使职工的劳动条件达到国家《工作场所有害因素职业接触限值》（GBZ2-2007）标准的要求。

为使前述设计的各种技术措施及各种防范设施得以实施，确保其工程质量，职业卫生应与主体工程同时施工、同时投产，并通过职业卫生部门组织的职业卫生设施的竣工验收。电厂在设备定货、安装和调试过程中也应加强管理和监督，使之不断完善，最终收到最佳效果。

总之，设计中贯彻执行了有关的规程、规范及规定，能够满足职业病危害工程要求，为电厂创造了一个良好的文明生产条件。

11 资源利用

11.1 原则要求

当今世界各国特别是发展中国家，已普遍将发展循环经济和建设节约型社会当作重要经济发展目标。节约型社会的核心是节约资源，以尽量少的物质消耗支撑经济社会的持续发展。

同电力建设项目一样，本工程需要燃料、水、土地和建筑材料等资源。为实现经济的可持续发展战略，本工程在主要工艺系统和布置设计、主辅机选型及材料选择等，应认真贯彻“资源开发与节约并重，把节约放在首位”的方针，合理利用资源，提高资源的利用率，优化资源配置。

11.2 能源利用

合理利用能源使有限的能源得到最合理充分的利用，这是我国国情的需要，而对于消耗一次能源的大户——火力发电厂如何合理地利用能源是设计、制造、运行中要解决的课题。

11.2.1 认真做好系统设计和设备选择，采用超超临界火力发电机组，提高机组运行经济性。

11.2.2 为了保证机组在变动工况或较低负荷运行时有良好的效率，机组将采用纯滑压或复合滑压运行方式；采用滑参数启动方式，缩短机组启动时间。

11.2.3 为了适应机组在各种工况的运行要求，锅炉的一次风机、送风机采用动叶可调轴

流风机，主给水泵采用小汽机驱动的调速泵，在正常运行中均由汽动泵投入，以保持不同负荷工况运行时均有较高的效率，以降低机组厂用电率。

11.2.4 在系统设计中，对能够回收利用的汽、水工质都考虑回收或重复利用。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，然后进入凝汽器，以便回收工质。

11.2.5 设置容量 **35%BMCR**（暂定）高、低压两级串联旁路，利于机组启动时回收工质和加快启动速度。

11.2.6 选择性能良好的保温材料，以减少热量损失，同时改善运行环境。

11.2.7 本工程现阶段考虑采用等离子点火装置，取消油系统，使本电厂成为无油电厂。

11.2.8 设置 1 台开式水泵并设置旁路。冬季旁路运行，夏季高温时开式水泵运行，节约厂用电。

11.3 土地利用

厂址在东营市东营港经济开发区内，东营市东营港经济开发区规划用地范围北至渤海湾，东至莱州湾，西至黄河三角洲国家级自然保护区，南至仙河镇，规划用地控制总面积约为 **232km²**。

东营市港城区地势低洼，总体地势西南高，东北低，地貌上为黄河冲积物和滨海相沉积物交互形成。水下地形较平坦，由西向东倾斜。

厂址范围内大部分为虾池，现已经由政府统一征用，并完成场地整平。

工程永久用地 **210.601hm²**，临时用地 **20.00hm²**。用地大部分为虾池和滩涂。

用地已经取得土地主管部门的审批意见。

11.4 水资源利用

为节省淡水用水量，本期工程工业用水尽量利用海水。本工程淡水采用海水淡化水，生活水采用城市自来水。

在设计中，通过各种节约用水措施减少电厂的实耗水量，求得合理利用水源。采取的节水措施如下：

a) 锅炉辅机冷却器和汽机辅助设备冷却器、汽水取样冷却器、空压机冷却系统等工业冷却水均采用除盐水闭式冷却水系统，仅需补充少量消耗水量，减少了水量损失。

b) 考虑了部分淡水冷却水采用循序使用，全厂废水处理后也用于输煤冲洗用水。

c) 输煤冲洗系统排水经含煤废水处理站处理后重复使用，从而达到最大限度节约用水和废水不外排。

- d) 湿式除尘器冲洗水回收用于脱硫用水。
- e) 循环水泵电机冷却用水回用于脱硫用水。
- f) 输煤系统除尘器采用脉冲布袋除尘器。

g) 汽水取样系统：为及时、准确的监督机炉运行中水、汽品质变化情况，诊断系统中的设备故障，以保证电厂机组的安全运行，每台机组设置 1 套水汽取样分析装置，设置必要的取样点、在线分析仪表、人工取样台、微机控制系统和凝汽器泄漏监测装置。汽水取样系统的排水相当于除盐水，而且未受到污染，可直接回到疏水箱。汽水取样装置的样品冷却水采用闭式除盐冷却水，冷却完后回到闭式除盐水箱，此过程没有水的消耗。

上述各种节水措施，可最大程度地达到了节约用水和废水不外排的目的。为了加强电厂的水务管理，设计中考虑了对用水量加以控制和计量的措施。在供水管路上装设流量计，进入各建筑物的工业用水管上装设了控制阀门、流量计或水表。

11.5 建筑材料利用

本工程贯彻因地制宜、就地取材的方针及积极推广和使用新型节能建筑材料的方针，措施和建议如下：

- a) 优先采用当地的原材料

本期建设需要大量的钢材、水泥及砂石等建筑材料，设计中尽量根据当地市场供应情况，就近就地采购，优先采用当地的原材料，以减少运输费用和繁荣地方经济。

b) 为了减少管道及设备的散热损失，合理选用保温材料品种，进行保温设计的优化，在不增加热损失的情况下，节约保温材料。

c) 以优质钢材代替老型号的钢材，降低结构重量。采用高标号混凝土，减少结构自重和建筑材料量。

d) 本工程在设计工作中采用我院通用和专业计算机应用软件，包括 PKPM 系列、理正结构系列软件、PDMS、MIDAS 钢结构三维计算分析软件等等，优化系统、布置和结构设计，从设计上减少原材料消耗。

12 节能分析

12.1 节能标准及规范

本项目实施过程中，所应遵循的主要用能标准以及节能设计规范如下：

- a) 《中华人民共和国节约能源法》（2007 年 10 月 28 日修订，2008 年 4 月 1 日起施行）；
- b) 《产业结构调整指导目录》（国家发改委令第 9 号）

- c) 《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》(国家发改委令[2010]第 6 号);
- d) 《火力发电厂设计技术规程》DL5000
- e) 国务院国发[2006]28 号《国务院关于加强节能工作的决定》;
- f) 国务院《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》;
- g) 国家发展和改革委员会发改能源[2014]2093 号文件《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》;
- h) 国家发展和改革委员会、科学技术部、国家环保总局公告 2005 年第 65 号文件《国家鼓励发展的资源节约综合利用和环境保护技术》;
- i) 《固定资产投资项目节能评估及审查指南》(发改环资[2007]21 号);
- j) 《中华人民共和国建筑法》;
- k) 《公共建筑节能设计标准》, GB50189-2005;
- l) 《采暖通风与空气调节设计规范》, GB50019-2003;
- m) 《火力发电厂节水导则》DL/T783-2001;
- n) 国家其它有关节能现行政策及标准。

12.2 工程项目设计所采取的节能措施及效果

本工程的能源消耗主要是燃煤、燃油、电力和水资源。为降低这些资源的消耗水平,本工程在主辅机选型、优化设计和采用新工艺、新技术、新材料等方面采取了相应的节能措施。

12.2.1 节约燃料

本期工程装机容量为 $2 \times 1000\text{MW}$, 2 台机组年耗设计煤量约 448.9 万吨。

本工程选用超超临界机组, 机组效率较高, 供电煤耗 269.28g/kWh , 低于“发改能源[2014]2093 号”文规定的供电煤耗 282g/kWh , 符合国家政策要求。本工程单台机组年发电量为 $5.5 \times 10^9 \text{ kW}\cdot\text{h}$, 单台机组发电年节约标准煤 $7 \times 10^4 \text{ t}$ 。

12.2.2 节约点火用油

本工程采用等离子点火装置, 取消油区。初步计算, 从试运到 168h 结束, 可节约燃油 11010 吨(和《关于火力发电厂工程基建阶段燃油用量标准调整的通知》电[2006]16 号规定比较)。采用等离子点火技术后节省燃料油的效果非常明显, 同时减少了油区占地, 取消了燃油的运输费用, 各方面均有利于降低电厂的成本, 提高电厂的经济效益。

12.2.3 降低电耗措施

降低厂用电消耗是个系统工程, 涉及面广, 由于工程设计阶段对厂用电消耗影响较大,

因此有必要研究降低厂用电消耗的措施。本工程拟采取的降低厂用电消耗措施如下：

12.2.3.1 通过工艺系统设计优化降低电耗

a) 汽水系统采用单元制连接，为了保证机组在变动工况或较低负荷运行时有良好的效率，机组将采用纯滑压或复合滑压运行方式。汽轮机旁路采用高、低压两级串联旁路系统，容量暂定为 **35%BMCR**，可满足机组冷、热态启动的需要，主要工艺系统简单，运行安全可靠，缩短机组启动时间，利于工质回收，增强节能效果。

b) 给水系统高压加热器采用大旁路，减少管路阻力，节省电耗。

c) 凝汽器循环水系统设置胶球清洗装置，保持管束清洁维持凝汽器真空，从而保证机组的热经济性。

d) 在锅炉本体配置了可靠完整的吹灰系统，保持炉膛及尾部受热面清洁，以提高传热效率，降低锅炉煤耗。

e) 锅炉采用漏风系数小、传热效率高的容克式三分仓空气预热器。

f) 进行主厂房设计优化，压缩主厂房体积，降低采暖、通风能耗；尽量缩短主蒸汽及再热（冷）蒸汽管路，有利于减少其温降、压降，保证机组的效率。

g) 汽机房通风系统采用自然进风、自然排风的通风方式，以节约厂用电。

h) 制粉系统采用中速磨煤机正压冷一次风直吹式系统，厂用电耗低，同时对烟、风煤粉管道布置进行优化，减少局部阻力损失，节约电耗。

i) 在烟风管道设计中，介质流速选择范围符合国内的现行规范，流体压降在风机允许范围内，并在管道设计中采用流体分布均匀的管件，优化布置方式，以达到节能的目的。

j) 在燃料进炉前设置计量和取样装置，以便及时提供确切的煤量和煤质资料，便于运行人员及时进行燃料调整，以保证机组高效运行。

k) 本工程热工控制系统采用了先进的分散式控制系统（**DCS**）。由计算机控制机组启停，进行数据处理和参数调整，以保证机组有关系统始终在最佳经济工况下运行。**DCS**可随时计算出机组的运行效率和经济指标。在燃烧控制系统中采用先进的控制算法，使锅炉燃烧处于最佳状态，辅机设备运行处于效率最优工况，节约燃煤和辅机能耗。**DCS**系统使机组快速、稳定地满足负荷变化的要求，保持机组稳定、高效经济运行。还设置了厂级监控信息系统（**SIS**）和全厂管理系统（**MIS**），进一步提高了全厂自动化管理水平，使全厂整体管理实现网络化，为降低全厂燃料消耗、热耗及电耗，实现经济运行优化创造了条件。

l) 优化电缆路径，减少线损。

12.2.3.2 通过对主要辅机设备合理选型降低电耗

a) 优先选用低损耗变压器，降低变压器的空载损耗(铁损和杂散损耗)和负荷损耗(铜损)，提高变压器效率。变压器一般使用寿命长达几十年，用高效节能型变压器替代高能耗变压器，不但可提高能源转换效率，而且在寿命期节电效果相当可观。

b) 选用高效电动机。一般电动机常年运行，其效率高低直接决定其耗电量的多少，例如：一台 45 千瓦电机效率提高 1%，年节电近 4000 千瓦时。Y 系列电机比 JO 系列电机效率平均高 1.5% 左右，而高效电机比 Y 系列电机效率还要提高 3% 左右，本工程将优先选用 YX、YE、YD、YZ 等系列的高效电机，节电效果明显，一般在 1—3 年内可收回全部更新电机的投资。

c) 采用绿色照明设计，采用高效节能电光源和灯用电器附件，就地补偿无功装置等，同时使用智能控制技术对灯具进行控制，可以大幅度减少照明能耗。

d) 厂内所有生产及辅助附属建筑均采用热水采暖方式，包括主厂房和输煤建筑。相对于蒸汽采暖系统减少了若干蒸汽凝结水回收设备，降低了设备用电负荷。

e) 控制楼集中空调系统采用风冷直接蒸发式空调机组，取消了原制冷站内的冷水机组、冷水泵、补水设备，制冷空调系统总用电负荷降低。

f) 采用变频调速或双速电动机

对于流量变化大的、经常低负荷工作的水泵类电动机，采用变频调速或双速电动机，以便根据不同的负荷状态及参数调节电动机的转速，达到节约能源，降低厂用电的目的。应用实践证明，交流电机变频调速一般能节电 30%，目前工业发达国家已广泛采用变频调速技术，在我国也是国家重点推广的节电新技术。

12.2.3.3 建筑节能降耗措施

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、使用电器数量的增加，建筑能耗将快速上升到 33%。为达到节能，本工程在建筑节能上采取了积极有效的措施。

a) 根据地方气候特点，厂内建筑物规划布局合理。

b) 设计中推广使用建筑节能产品和新技术、新材料。

c) 严格遵守现行的建筑节能设计标准。具体包括严格控制建筑窗（包括透明幕墙）墙面积比；外窗的可开启面积不应小于窗面积的 30%，透明幕墙应具有可开启部分或设有通风换气装置；外窗的气密性不应低于《建筑外窗气密性能分级及其检测方法》GB7107

规定的 4 级；透明幕墙的气密性不应低于《建筑幕墙物理性能分级》GB/T15225 规定的 3 级；采暖或设空调的房间或建筑的外维护结构的热工计算可按《民用建筑热工设计规范》(GB50176-93) 执行，若建筑体形系数大于 0.40，则屋顶和外墙应加强保温。

通过改善建筑围护结构保温、隔热性能，提高供暖、通风、空调设备、系统的能效比，采取增进照明设备效率等措施，在保证相同的室内热环境舒适参数条件下，与上世纪 80 年代初设计建成的办公和生活建筑相比，全年采暖、通风、空调和照明的总能耗可减少 50% 左右。

12.3 工程项目主要耗能种类和数量设计值

12.3.1 工程项目燃料耗量

本工程的能源消耗主要是燃煤、燃油和电力消耗。

a) 本期工程燃煤量

机组的年利用小时数按 5500 小时计算，锅炉平均日利用小时数按 20 小时；燃煤量计算按锅炉 BMCR 工况。锅炉燃煤量见下表：

项 目	一 台 锅 炉		两 台 锅 炉	
煤质	设计煤质	校核煤质	设计煤质	校核煤质
每小时燃煤量(t/h)	408.13	414.24	816.26	828.49
每日燃煤量(t/d)	8162.64	8284.85	16325.27	16569.70
每年燃煤量(x10 ⁴ t/a)	224.47	227.83	448.94	455.67

b) 燃油量

随着国家能源政策的进一步完善和电力工业体制的进一步改革，节约燃油技术与推广变得日益重要。本工程设计成无油电厂，现阶段锅炉点火按等离子点火考虑，不设油区。

12.3.2 厂用电率

为保证电厂的正常运行，电厂各主辅机系统中的风机、水泵、磨煤机、电除尘器、空压机等各种机械设备的电动机、电动执行机构、以及日常运行管理所需的空调、照明等都需消耗电能，本工程 2×1000MW 机组的发电厂用电率为 3.88%（含脱硫）。

12.3.3 主要能耗指标

由于在本工程设计中按照《节能法》的有关要求采取了一系列的节能措施，所达到的主要能耗指标见下表。

主要能耗指标表

序号	内容	单位	本工程	当地平均
	全厂热效率	%	47.52	35.5
	发电标煤耗率	g/kW·h	258.83	326.23
	发电厂用电率	%	3.88（含脱硫）	6.63

由上表可见，本工程的主要能耗指标明显优于山东省当地电网的平均指标。

12.4 结论及建议

12.4.1 主要结论

a) 本工程选用超超临界机组，机组效率较高，供电煤耗 269.28g/kWh，低于“发改能源[2014]2093 号”文规定的供电煤耗 282g/kWh，符合国家政策要求。本工程单台机组年发电量为 5.5×10^9 kW.h，单台机组发电年节约标准煤 7×10^4 t。

b) 本工程采用等离子点火装置，取消油区。初步计算，从试运到 168h 结束，可节约燃油 11010 吨（和《关于火力发电厂工程基建阶段燃油用量标准调整的通知》电[2006]16 号规定比较）。采用等离子点火技术后节省燃料油的效果非常明显，同时减少了油区占地，取消了燃油的运输费用，各方面均有利于降低电厂的成本，提高电厂的经济效益。

c) 本工程厂用电率 3.88%（含脱硫），低于山东省火电机组平均指标。

d) 建筑节能效果

通过改善建筑围护结构保温、隔热性能，提高供暖、通风、空调设备、系统的能效比，采取增进照明设备效率等措施，在保证相同的室内热环境舒适参数条件下，与上世纪 80 年代初设计建成的办公和生活建筑相比，全年采暖、通风、空调和照明的总能耗可减少 50% 左右。

12.4.2 对于节能降耗的建议

a) 设计

在下阶段的设计中应对本节能分析篇所论述的节能措施进行全面研究和落实。在主辅机编写技术规范时，明确提出节能的技术要求和具体的节能指标要求。

b) 施工安装

设备和材料的采购要按设计的节能要求进行招标，按指标验收，保证节能指标的落实。

严格按设计施工，确保节能措施的实施，包括保证主辅机的安装质量，保证消除漏汽、漏水、漏油、漏风、漏灰、漏煤、漏热，保证热力设备、管道及阀门的保温质量。特别注

意消除锅炉和回转式空气预热器漏风及锅炉本体的保温。

制定合理的调试程序，包括锅炉分部试运和联合试运转，减少调试次数和持续时间，尽量减少现场的吹管次数，从而减少调试期间的油耗，降低安装期间的电耗。

c) 运行管理

充分发挥 DCS 控制系统的优势，根据煤质和燃烧工况，及时调整燃烧，根据负荷变化及时调整各辅机的运行工况，使辅机设备运行处于效率最优工况，节约燃煤和降低辅机能耗。

加强设备检修和维护，及时消除设备缺陷，努力维持设备的设计效率，使设备长期保持最佳状态，提高整个机组的可用率，减少事故停机次数。

重点设备检修和维护，包括结合设备检修，定期对锅炉受热面、汽轮机通流部分、凝汽器和加热器等设备进行彻底清洗以提高热效率；通过检修消除七漏（漏汽、漏水、漏油、漏风、漏灰、漏煤、漏热），建立查漏堵漏制度，及时检查和消除锅炉和回转式空气预热器漏风；保持热力设备、管道及阀门的保温完好。

保持汽轮机在最有利的背压下运行，保持高压加热器的投入率在 95% 以上。

加强管理，实行厂级、车间、班组三级管理制度，对煤、油、水、电的消耗进行监控，将设计意图充分体现在生产运行中，达到节能降耗的目的。

13 人力资源配置

13.1 配置原则

本工程属于 21 世纪的新型电厂，组织机构及人员编制参考《火力发电厂劳动定员标准（试行）》（国家电力公司 1998 年 4 月）（以下简称《标准》）为基础进行测算，并参考了限额设计指标。其指导思想是从现代火力发电企业的要求和现代化管理方式出发，并结合本未来热电厂的实际情况，考虑电厂的技术水平、管理水平和人员素质，减人增效，提高劳动生产率，控制电厂运行成本，努力提高电厂投产后竞争上网的能力。

13.2 人员配置

本工程可行性研究按 2×1000MW 机组选型方案，考虑取海水、脱硫、脱硝系统同时建设，电厂人员配置如下：

项 目	2×1000MW 人员	备 注
合计	350	
一、生产人员	300	
（一）机组运行	121	
1.集控室	55	
2.除灰、除尘	15	

项 目	2×1000MW 人员	备 注
3.脱硫	21	
4.脱硝	8	
5.化学	22	
①化学运行	14	
②化验	8	
(二) 机组维修	83	
1.热机	38	
2.电气	20	
3.热控	25	
(三) 燃料系统	80	
1.运行	44	
2.检修	24	
3.燃料管理	12	
(五) 其他	16	
1.仓库	6	
2.车辆	10	
二、管理人员	35	
三、党群工作人员	7	
四、服务性管理人员	8	

14 项目实施的条件和建设进度及工期

14.1 施工条件及施工场地规划布置

该电厂为新建工程，规划容量为 4X1000MW 超超临界燃煤湿冷机组，本期安装 2×1000MW 超超临界燃煤湿冷机组，同步建设烟气脱硫及脱硝设施，并留有再扩建的条件。

本期工程的主厂房采用钢结构，汽机房基础采用钢筋混凝土管桩基础，锅炉房采用钢筋混凝土灌注桩基础。

根据《火力发电厂施工组织大纲设计导则》中，关于施工地区类别的规定，东营属于 II 类寒冷地区。

根据《火力发电厂施工组织大纲设计导则》中 II 类地区施工用地的规定，安装 2×1000MW 机组的施工生产用地面积为 20.0hm²。而本期工程的主厂房为钢结构且为直流供水，并根据场地条件，调整了施工生产用地面积，调整后的施工生产用地面积为 15.50hm²。

根据上述因素，本期工程的施工场地考虑布置如下：

本期工程土建施工场地布置在施工区的西侧，该场地自北向南依次布置了 2.50hm² 的钢结构的堆放场地。1.00hm² 的场地钢模板及钢筋堆放和加工场地， 2.00hm² 的场地混凝土搅拌站、砂、石及水泥堆放场地， 1.00hm² 的场地烟囱的施工场地，1.00hm² 的输煤系统的施工场地。

本期工程土建施工场地，共计为 7.50hm^2 。

本期工程设备堆放及组装场地布置在主厂房西侧，该场地自北向南依次布置了 2.00hm^2 的中小型设备堆放场地， 5.0hm^2 的设备堆放及组装场地， 1.00hm^2 的脱硫系统设备堆放场地。

本期工程设备堆放及组装场地共计为 8.0hm^2 。

本期工程土建施工场地及设备堆放及组装场地总计为 15.50hm^2 。

施工单位的生活区布置在煤场的西侧和东侧，其面积为 4.50hm^2 。

厂区及施工场区吹填的土方，已由业主负责进行回填。因此施工场区不再单独计列吹填的土方工程量。

按当前施工单位的技术水平及施工机械的装备水平，本期工程布置的施工场地是可以满足施工的使用要求。

14.2 吊装机械

本期工程安装 $2\times 1000\text{MW}$ 超超临界燃煤湿冷机组。根据厂区总平面布置及施工现场的实际情况，主厂房的大型吊装机械考虑布置如下：在汽机间内布置一台 100t 的塔吊，负责吊装汽机间的吊车梁、屋架及屋面板的吊装工作；在煤仓间布置一台 125t 的塔吊，负责除氧间及煤仓间设备和屋面的安装工作。在锅炉间内布置一台 140t 的塔吊，负责锅炉的钢炉架、锅炉本体等的吊装工作。

除尘器及引风机室的设备由一台 100t 塔吊负责吊装。

14.3 施工降水

厂区地下水类型为第四系孔隙潜水，略具承压性，以大气降水、地下水的侧向补给、海水入侵为主要补给水源，蒸发为主要排泄方式。厂址地下水埋深约为 $0.20\text{m}\sim 1.50\text{m}$ 左右，水位变化幅度约为 1.00m 。

根据勘测资料，厂区地下水埋藏较浅，因此基坑开挖过程中，需进行降水。场地地下水为第四系孔隙潜水，不具有强透水层，上部土层透水性较差，可采用轻型井点法进行降水施工。

根据地质资料，厂区地下水埋藏较浅，因此在主厂房、除尘器、引风机室、烟囱、碎煤机室、灰库、转运站等的基坑开挖之前，应先在基坑四周采用轻型井点法降低地下水，待地下水位降低以后再进行基坑的开挖。每口水井之间采用母管联接，然后通过本期工程布置的 $\Phi 325$ 的输水主干管线，将地下水输送到厂区附近的海洋内进行排放，其输水主干管线的长度为 3.60km 。

14.4 施工力能供应

根据本期工程施工场地的布置，经与业主共同研究，施工中使用的各种力能考虑布置如下：

施工临时电源

根据《火力发电厂施工组织大纲设计导则》中，关于施工用电的规定，本期工程施工用电的变压器容量约为 7000KVA~8000KVA，高峰用电负荷约为 5600kW~6400kW。

施工期间使用的临时电源，考虑从厂区外侧 110KV 港城变电所内现有的 10KV 间隔上，引接一条 10KV 的架空水泥杆线路到施工场区内，其线路长度约为 6.80km。

施工临时水源：

根据《火力发电厂施工组织大纲设计导则》中，关于施工用水的规定，，本期工程施工用水总量约为 300t/h~400t/h。

施工期间使用的临时水源，考虑从厂区外侧的东营港扩建工程的供水管网上，引接一条直径为Φ273 的钢管供水管线到施工场区内，其管线长度约为 5.0km。

施工临时通讯：

根据业主的意见，施工中使用的临时通讯，由东营网通公司负责引接到施工场区内，因此不需要计列工程量及投资。

施工中使用的氧气及乙炔等，由施工单位自行负责解决。

本期工程主要技术经济指标见下表：

主要技术经济指标表

序号	项 目 名 称	单位	数量	备 注
1	土建施工场地	hm ²	7.5	临时征地
2	设备堆放及安装场地	hm ²	8.0	临时征地
3	施工单位生活区	hm ²	4.5	临时征地
	合 计	hm ²	20.0	临时征地
4	施工临时电源	km	6.80	引接 10KV 架空水泥杆线路
5	施工临时水源	km	5.0	铺设Φ273 的钢管
6	施工排水管线	km	3.60	铺设Φ325 的钢管
7	施工临时通讯			由东营网通公司负责引接

8	施工临时道路	km	2.80	8.0m 宽、碎石路面
9	吊装机械	台	4	100t 塔吊二台、125t 及 140t 塔吊各一台

14.5 大件设备运输

本期工程安装 2×1000MW 超超临界燃煤湿冷机组，主机设备业主已进行了招标，并已签订了供货合同，具体设备制造厂如下：

锅炉：上海锅炉厂有限公司制造并供货。

汽轮机：上海汽轮机厂有限公司制造并供货。

发电机：上海电机厂有限公司制造并供货。

三大主机设备由设备制造厂负责运到施工现场交货。

主变压器的制造厂目前没有确定，因此无法确定运输路径及运输方案。

其它设备和施工中使用的各种建筑材料，在东营港的铁路专用线上卸车，然后再通过公路运到本期工程布置的施工场地内。

从东营港至施工场地之间的公路运输距离约为 2.0km。

为了满足施工期间地方材料和施工场区内的交通运输，考虑在施工场内修建一条宽度为 8.0m，路面为碎石的施工临时道路，其长度为 2.80km。

14.6 施工综合轮廓进度安排

根据《火力发电厂施工组织大纲设计导则》中对施工地区类别的规定，东营属于 II 类寒冷地区。

根据本期工程的装机容量、结构类型及工艺布置以及业主对施工工期的要求，本期工程施工综合轮廓进度具体考虑安排如下：

施工准备（包括施工降水）：

2016 年 2 月 1～2016 年 4 月 30 计 3.0 个月

主厂房施工桩基础至可浇注承台混凝土：

2016 年 5 月 1～2016 年 6 月 30 计 2.0 个月

主厂房浇承台混凝土至安装开始：

2016 年 7 月 1～2017 年 3 月 31 计 9.0 个月

安装开始至水压试验：

2017 年 4 月 1～2018 年 1 月 31 计 10.0 个月

水压试验至点火吹管：

2018 年 2 月 1~2018 年 3 月 31 计 2.0 个月

点火吹管至一号机组投产：

2018 年 4 月 1~2018 年 5 月 31 计 2.0 个月

一号机组投产至二号机组投产：

2018 年 6 月 1~2018 年 7 月 31 计 2.0 个月

从主厂房施工桩基础至一号机组投产：

2016 年 5 月 1~2018 年 5 月 31 计 25.0 个月

从主厂房施工桩基础至二号机组投产：

2016 年 5 月 1~2018 年 7 月 31 计 27.0 个月

从施工准备至一号机组投产：

2016 年 2 月 1~2018 年 5 月 31 计 28.0 个月

从施工准备至二号机组投产：

2016 年 2 月 1~2018 年 7 月 31 计 30.0 个月

15 投资估算、融资方案及财务分析

15.1 投资估算

15.1.1 编制说明

编制原则及依据：执行国能电力【2013】289 号文“国家能源局关于颁布 2013 版电力建设工程定额和费用计算规定的通知”。

电力规划设计总院颁发《火电工程限额设计参考造价指标》（2014 年水平）。

设备价格取定：三大主机和主要辅机根据《火电工程限额设计参考造价指标(2014 年水平)》计列。其余设备按现行价格计列。其中锅炉 48500 万元/台，汽轮机 19800 万元/台，发电机 11700 万元/台。设备均为到现场价，只计取设备下站及保管费，主机运杂费费率为 0.5%，其他设备运杂费费率为 0.7%。

定额选用：执行国能电力【2013】289 号文“国家能源局关于颁布 2013 版电力建设工程定额和费用计算规定的通知”。

材料价格取定：安装材料价格执行中国电力企业联合会中电联定额【2013】470 号文“关于颁布《电力建设工程装置性材料综合预算价格》（2013 年版）的通知”。综合预算价与电规总院《火电工程限额设计参考造价指标（2014 年水平）》中材料价格的差列入编制年价差。建筑材料价格执行《电力建设工程概算定额（2013 年版）——第一

册建筑工程》，其主要建筑材料价格与当地最新材料造价信息中材料价格的差列入编制年价差。

定额水平调整：执行电力工程造价与定额管理总站文件定额【2014】48号文“关于发布2013版电力建设工程概预算定额2014年度价格水平调整的通知”。

劳社部发[2003]7号“关于调整原行业统筹企业基本养老保险缴费及失业保险比例的通知”。

建设期贷款利率执行中国人民银行2015年6月28日发布的人民币贷款基准利率，按5.4%计列。

工程量：根据本工程设计文件进行编制。

本工程可行性研究审查意见。

1) 其他说明：

铁路投资按照锦州铁道勘察设计院有限公司编制的东营港疏港铁路联络线工程（鉴后修改版）中的电厂专用线部分工程静态投资（50699万元）。全额列入投资估算总表交通运输工程项内，工程投资中已包含其他费用及基本预备费。

购买小机组容量费54599万元（含12833万元已发生利息），计入工程项目总投资，计列在工程动态投资之后。

根据业主意见，基本预备费按3%计算。

15.1.2 投资概况

本工程静态投资基准日期为2015年7月。

工程静态投资为714117万元，单位造价3571元/kW；

项目建设总费用（动态投资）762243万元，其中建设期贷款利息48126万元（含已发生贷款利息约1.5亿元）；

项目计划总资金823041万元，其中购买小机组容量费54599万元，铺底流动资金6199万元。

15.1.3 与限额设计参考造价指标的对比分析

电规总院《火电工程限额设计参考造价指标(2014年水平)》中，新建2×1000MW超超临界燃煤机组（内陆厂址）控制指标为3159元/kW，相当于静态投资631849万元。

工程静态投资为714117万元，同电规总院《火电工程限额设计参考造价指标(2014年水平)》2台1000MW机组静态投资相比，投资较高，经过分析，主要原因有以下几项：交通运输工程铁路投资为50699万元，参考设计为13736万元；供水系统是直流冷却，

取水方式为明渠，供水系统投资为 60493 万元，参考设计为二次循环供水，供水系统投资为 29458 万元；本项目地基处理费用较高，比限额参考设计多 18009 万元；主机设备为提高参数的超超临界机组，增加投资约为 7000 万元；本工程前期费用较高。扣除这几项特殊因素，本工程投资低于限额设计参考造价指标，这主要是设计优化的成果。本工程的投资水平是基本合理的。

15.1.4 投资估算表

发电工程总估算表

安装工程机务专业汇总表

安装工程电气专业汇总表

建筑工程专业汇总表

其他费用计算表

总 估 算 表

表一甲 建设规模： 2×1000MW（超超临界）

万元

序 号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态 投资比例%	单位投资 (元/kW)
一	主辅生产工程	121328	303920	120466		545714	76.42	2729
(一)	热力系统	33817	230346	79786		343949	48.16	1720
(二)	燃料供应系统	11597	8047	745		20389	2.86	102
(三)	除灰系统	898	2168	429		3495	0.49	17
(四)	水处理系统	3050	7968	1171		12189	1.71	61
(五)	供水系统	53279	4596	2618		60493	8.47	302
(六)	电气系统	1182	21820	14119		37121	5.20	186
(七)	热工控制系统		6973	9170		16143	2.26	81
(八)	脱硫装置系统	3271	11883	7976		23130	3.24	116
(九)	脱硝装置系统	336	7971	3511		11818	1.65	59
(十)	附属生产工程	13898	2148	941		16987	2.38	85
二	与厂址有关的单项工程	92682	246	6		92934	13.01	465
(一)	交通运输工程	50972				50972	7.14	255
(二)	储灰场工程	3029	246	6		3281	0.46	16
(三)	水质净化工程							

序 号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态 投资比例%	单位投资 (元/kW)
(四)	补给水工程							
(五)	地基处理工程	33471				33471	4.69	167
(六)	厂区、施工区土石方工程	3019				3019	0.42	15
(七)	临时工程	2191				2191	0.31	11
三	编制年价差	3266		-1849		1417	0.20	7
四	其他费用				54726	54726	7.66	274
(一)	建设场地征用及清理费				8470	8470	1.19	42
(二)	项目建设管理费				13119	13119	1.84	66
(三)	项目建设技术服务费				25853	25853	3.62	129
(四)	整套启动试运费				1664	1664	0.23	8
(五)	生产准备费				4920	4920	0.69	25
(六)	大件运输措施费				700	700	0.10	4
五	基本预备费				19326	19326	2.71	97
六	特殊项目							
	发电工程静态投资	217276	304166	118623	74052	714117	100.00	3571
	各项占静态投资%	30.43	42.59	16.61	10.37	100		
	各项静态单位投资 元/kW	1086	1521	593	370	3571		

序 号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态 投资比例%	单位投资 (元/kW)
七	动态费用				48126	48126		241
(一)	价差预备费							
(二)	建贷利息				48126	48126		241
八	项目建设总费用（动态投资）	217276	304166	118623	122178	762243		3811
	其中：生产期可抵扣的增值税		44195	3633		47828		239
	各项占动态投资 %	28.50	39.90	15.56	16.03	100.00		
	各项动态单位投资 元/kW	1086	1521	593	611	3811		
九	购买小机组容量费				54599	54599		273
十	铺底流动资金				6199	6199		31
	项目计划总资金	217276	304166	118623	182976	823041		4115

安 装 工 程 机 务 专 业 汇 总 表

表二甲

元

序号	工程项目名称	设 备 购 置 费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程	2721981204	517635030	425440534	53040133	943075564	3665056768	kW	2000000	1833
(一)	热力系统	2303460098	445010049	352845113	41060200	797855162	3101315260			
1	锅炉机组	1296116154	64178934	207495202	27586962	271674136	1567790290	kW	2000000	784
1.1	锅炉本体	995352000	8186714	142312500	18024230	150499214	1145851214	台(炉)	2	572925607
1.2	风机	30814200		1559660	345282	1559660	32373860	台(炉)	2	16186930
1.3	除尘装置	158099000		34912137	5854800	34912137	193011137	台(炉)	2	96505569
1.4	制粉系统	63924360		1581512	372877	1581512	65505872			
1.5	烟风煤管道		55874380	22672816	2214021	78547196	78547196	t	5960	13179
1.6	锅炉其他附机	47926594	117840	4456577	775752	4574417	52501011	台(炉)	2	26250506
2	汽轮发电机组	1007343944	117840	16730528	3227305	16848368	1024192312	kW	2000000	512
2.1	汽轮发电机本体	636189120		9753122	1783150	9753122	645942242	台(机)	2	322971121
2.2	汽机发电机辅助设备	269189226		5341586	1141227	5341586	274530812	台(机)	2	137265406
2.3	旁路系统	15105000		207087	18893	207087	15312087	kW	2000000	8
2.4	除氧给水装置	78175424		1036390	213920	1036390	79211814	kW	2000000	40
2.5	汽机其他辅机	8685174	117840	392343	70115	510183	9195357			
3	汽水管道		347374560	89841778	3141510	437216338	437216338	t	5370	81418

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合 计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单 位	数 量	指 标
3.1	主蒸汽、再热及主给水管 道		279892560	65445495	1095853	345338055	345338055	t	2610	132313
3.2	中、低压汽水管道		67482000	24396283	2045657	91878283	91878283	t	2760	33289
4	热力系统砌筑保温及油漆		33338715	31891806	5242611	65230521	65230521	m³	31262	2087
4.1	锅炉炉墙砌筑		16064610	12958712	2031152	29023322	29023322	m³	13962	2079
4.2	其他保温油漆		17274105	18933094	3211459	36207199	36207199	m³	17300	2093
5	调试工程			6885799	1861812	6885799	6885799	台	2	3442899
5.1	分系统调试			2983151	856138	2983151	2983151			
5.2	整套启动调试			3321078	882221	3321078	3321078			
5.3	特殊调试和机组性能试验			581570	123453	581570	581570			
(二)	燃料供应系统	80468101	2580760	4871510	968799	7452270	87920371			
1	输煤系统	80468101	2580760	4871510	968799	7452270	87920371	kW	2000000	44
1.1	卸煤	30512100		1073068	263988	1073068	31585168			
1.2	煤场机械	26312910		1133253	214994	1133253	27446163			
1.3	皮带机上煤系统	18205754	1727310	1641063	282024	3368373	21574127			
1.4	碎煤系统	4189120		258584	56095	258584	4447704			
1.5	起重检修设备	697891		34559	8765	34559	732450			
1.6	水力清扫系统	550326	853450	730983	142933	1584433	2134759			
(三)	除灰系统	21679703	2255685	2038904	355150	4294589	25974292			

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
1	除渣系统	10946090	23980	239213	45148	263193	11209283			
1.1	碎渣、除渣设施	10855460	23980	232110	43948	256090	11111550			
1.2	石子煤系统	90630		7103	1200	7103	97733			
2	气力除灰装置	10733613	2231705	1799691	310002	4031396	14765009			
(四)	水处理系统	79678271	4212791	7500390	1394076	11713181	91391452			
1	锅炉补充水处理系统	8714981	977476	960943	147392	1938419	10653400			
2	凝结水精处理系统	19133000	247590	1093193	224446	1340783	20473783	kW	2000000	10
3	循环水处理	6042000	89730	268142	42918	357872	6399872	kW	2000000	3
4	给水炉水校正处理	3313030	466095	708001	123251	1174096	4487126	kW	2000000	2
5	厂区管道		1314450	725820	95527	2040270	2040270	t	60	34005
6	海水淡化工程	42475260	1117450	2442319	394799	3559769	46035029			
7	调试			1301972	365743	1301972	1301972			
7.2	整套启动调试			562217	152236	562217	562217			
7.3	特殊调试和机组性能试验			739755	213507	739755	739755			
(五)	供水系统	45955049	18121970	8056524	778726	26178494	72133543			
1	循环水系统	45600384	16205416	4830700	344448	21036116	66636500	kW	2000000	33
1.1	循环水泵房	45600384	8269883	2689358	222678	10959241	56559625			
1.2	压力水管道		7935533	2141342	121770	10076875	10076875	t	1483	6795
2	厂内工业水系统	354665	1916554	1079711	161923	2996265	3350930	kW	2000000	2

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
3	供水系统防腐			2146113	272355	2146113	2146113	m ²	20799	103
(八)	脱硫装置系统	95076006	26105070	27612599	4562926	53717669	148793675			
1	工艺系统	95076006	26105070	25976993	4120488	52082063	147158069	kW	2000000	74
1.1	吸收剂制备供应系统	9369934	1352154	1102366	192888	2454520	11824454			
1.2	吸收塔系统	65005173	4913690	14384355	2582195	19298045	84303218			
1.3	烟气系统	5296820	15002900	5978330	567896	20981230	26278050			
1.4	浆液疏排系统	4662410	237220	1472165	276376	1709385	6371795			
1.5	石膏处理及浆液回收系统	8857572	1779150	1115058	181911	2894208	11751780			
1.6	废水处理系统	1510500	237220	160993	21223	398213	1908713			
1.7	工艺水系统	373597	675000	323980	43377	998980	1372577			
1.8	保温、防腐		1907736	1439746	254622	3347482	3347482			
2	调试工程			1635606	442438	1635606	1635606			
2.1	分系统调试			1368196	383456	1368196	1368196			
2.2	整套调试			267410	58982	267410	267410			
(九)	脱硝装置系统	76585371	13457100	19001830	3414663	32458930	109044301			
1	工艺系统	76585371	13457100	17757333	3068019	31214433	107799804	kW	2000000	54
1.1	SCR 反应器及氨喷射系统	24156923	307350	11216847	2222724	11524197	35681120			
1.2	催化剂	50247286		396593	86370	396593	50643879			
1.3	烟道		10902000	4390502	423768	15292502	15292502			

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
1.4	氨制备供应系统	2181162	393750	333560	56997	727310	2908472			
1.5	保温、防腐		1854000	1419831	278160	3273831	3273831			
2	调试工程			1244497	346644	1244497	1244497			
2.1	分系统调试			1082556	308787	1082556	1082556			
2.2	整套调试			161941	37857	161941	161941			
(八)	附属生产工程	19078605	5891605	3513665	505592	9405270	28483875			
1	辅助生产工程	8373205	4848611	2612709	366152	7461320	15834525	kW	2000000	8
1.1	空压机系统	6973475	4658680	2345730	313134	7004410	13977885			
1.2	供氢站	503500	189931	175097	27212	365028	868528			
1.3	油处理系统	90630		10498	2797	10498	101128			
1.4	机炉检修间	805600		81384	23009	81384	886984			
2	附属生产安装工程	3160000					3160000	kW	2000000	2
2.1	实验室	3160000					3160000			
3	环保工程	5490113	1042994	722435	103567	1765429	7255542	kW	2000000	4
3.1	锅炉酸洗设备	292030		25487	4629	25487	317517			
3.2	排水计量装置	100700		4198	625	4198	104898			
3.3	含煤污水处理	785460	72320	61003	9082	133323	918783			
3.4	生产废水处理	2556118	144640	193021	27230	337661	2893779			
3.5	生活污水处理	356075	28928	30811	4286	59739	415814			

序号	工程项目名称	设备 购置费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单 位	数 量	指 标
3.6	排水泵房	1399730	797106	407915	57715	1205021	2604751			
4	消防系统	2055287		178521	35873	178521	2233808	kW	2000000	1
4.1	消防水泵房	1148987		178521	35873	178521	1327508			
4.2	消防车	906300					906300			
二	与厂址有关的单项工程	2456073	37492	19386	2552	56878	2512951			
(二)	储灰场工程	2456073	37492	19386	2552	56878	2512951	kW	2000000	1
1	灰场机械	2374506					2374506			
2	灰场喷洒水系统管道	81567	37492	19386	2552	56878	138445			
	合计	2724437277	517672522	425459920	53042685	943132442	3667569719	kW	2000000	1834

安 装 工 程 电 气 专 业 汇 总 表

表二甲

元

序号	工程项目名称	设 备 购 置 费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程	317205985	143565418	118028345	20876217	261593763	578799748	kW	2000000	289
(六)	电气系统	218203543	85495100	55693544	8507806	141188644	359392187	kW	2000000	180
1	发电机电气与引出线	598158	7438025	2274423	119436	9712448	10310606	kW	2000000	5
1.1	发电机电气与出线间	598158		477604	61071	477604	1075762			
1.2	发电机引出线		7438025	1796819	58365	9234844	9234844			
2	主变压器系统	76826044	298588	1137176	131839	1435764	78261808	kW	2000000	39
2.1	主变压器	57582274	298588	773978	86831	1072566	58654840			
2.2	厂用高压变压器	19243770		363198	45008	363198	19606968			
3	配电装置	42495400	3363428	1305570	94960	4668998	47164398	kW	2000000	24
3.1	500kV GIS 配电装置(户内)	42495400	3363428	1305570	94960	4668998	47164398			
4	主控及直流系统	26841762	60659	1639760	263421	1700419	28542181	kW	2000000	14
4.1	主(网控)控制室设备	9363231		552040	68355	552040	9915271			
4.2	单元控制室设备	7149700		675080	122929	675080	7824780			
4.3	输煤集中控制	3071350		95318	22648	95318	3166668			
4.4	远动装置	3922265	60659	127132	15951	187791	4110056			

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合 计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单 位	数 量	指 标
4.5	直流系统	3335216		190190	33538	190190	3525406			
5	厂用电系统	67151352	6531334	9017541	1328323	15548875	82700227	kW	2000000	41
5.1	主厂房厂用电系统	47466657	4004000	5686544	846541	9690544	57157201			
5.2	主厂房外车间厂用电	10228965		628574	122019	628574	10857539			
5.2.1	输煤系统厂用电	3969654		256506	49810	256506	4226160			
5.2.2	化学水处理系统厂用电	1968182		114021	22242	114021	2082203			
5.2.4	厂前区厂用电	944063		75830	15043	75830	1019893			
5.2.3	综合水泵房厂用电	1328132		67642	12880	67642	1395774			
5.2.5	海水淡化系统厂用电	1549672		78914	15114	78914	1628586			
5.2.6	灰场厂用电	469262		35661	6930	35661	504923			
5.3	事故保安电源装置	8056000		117447	21053	117447	8173447			
5.4	不停电电源装置	1007000		22513	2850	22513	1029513			
5.5	全厂行车滑线		260000	618082	77886	878082	878082			
5.6	厂外架空动力线		29532	176858	14357	206390	206390			
5.7	设备及构筑物照明	392730	2237802	1767523	243617	4005325	4398055			
6	电缆及接地		67282084	35337644	5351201	102619728	102619728	kW	2000000	51
6.1	电缆		65213246	32143782	4661863	97357028	97357028	m	1045000	93

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
6.1.1	电力电缆		41522760	13648351	1263995	55171111	55171111	m	365000	151
6.1.2	控制电缆		10477550	6902146	1192636	17379696	17379696	m	680000	26
6.1.3	电缆辅助设施		11549020	10647104	2023246	22196124	22196124			
6.1.4	电缆防火		1663916	946181	181986	2610097	2610097			
6.2	全厂接地		2068838	3193862	689338	5262700	5262700			
7	通信系统	4290827	520982	482279	86294	1003261	5294088	kW	2000000	3
7.1	行政与调度通信系统	1592067	457892	388747	69372	846639	2438706			
7.2	系统通信	2698760	63090	93532	16922	156622	2855382			
8	调试工程			4499151	1132332	4499151	4499151	kW	2000000	2
8.1	分系统调试			2423584	684083	2423584	2423584			
8.2	整套系统调试			1590207	396304	1590207	1590207			
8.3	特殊调试			485360	51945	485360	485360			
(七)	热工控制系统	69727676	42484545	49219135	10085384	91703680	161431356	kW	2000000	81
1	主厂房内控制系统及仪表	52725891		5932196	1220826	5932196	58658087	kW	2000000	29
1.1	厂级监控系统	3600000					3600000			
1.2	机、炉、电机组控制系统	49125891		5932196	1220826	5932196	55058087			
2	辅助车间控制系统及仪表	7938785		1295060	258423	1295060	9233845	kW	2000000	5

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
3	电缆及辅助设施		42484545	32614666	5790013	75099211	75099211	m	1508000	50
3.1	电缆		23267516	16614309	2886469	39881825	39881825	m	1508000	26
3.2	电缆辅助设施		19217029	16000357	2903544	35217386	35217386			
4	MIS 系统	9063000					9063000	kW	2000000	5
5	调试工程			9377213	2816122	9377213	9377213	kW	2000000	5
5.1	分系统调试			3385666	976596	3385666	3385666			
5.2	整套系统调试			1434316	420544	1434316	1434316			
5.3	特殊调试			4557231	1418982	4557231	4557231			
(九)	脱硫装置系统	23753217	14149513	11896922	2050198	26046435	49799652	kW	2000000	25
2	电气系统	10220950	5981270	4185411	671087	10166681	20387631	kW	2000000	10
2.1	控制及直流系统设备	348422		13556	1833	13556	361978			
2.2	厂用电系统设备	9813618	39000	613410	98282	652410	10466028			
2.3	电缆、接地及其他	58910	5942270	3558445	570972	9500715	9559625			
3	热工控制系统	13532267	8168243	7711511	1379111	15879754	29412021	kW	2000000	15
3.1	FGD 热工控制系统	13532267		1007890	197318	1007890	14540157			
3.2	热工电缆及其他		8168243	6703621	1181793	14871864	14871864			
(十)	脱硝装置系统	3121549	1436260	1218744	232829	2655004	5776553	kW		3

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料	安装费	其中：人工费	小计		单位	数量	指标
2	电气系统	370928	1044616	507329	71806	1551945	1922873			
2.1	厂用电系统	370928	212320	143989	23050	356309	727237			
2.2	电缆		685428	260344	28200	945772	945772			
2.3	接地及其他		146868	102996	20556	249864	249864			
3	热工控制系统	2750621	391644	711415	161023	1103059	3853680			
3.1	脱硝热工控制	2750621		349227	86949	349227	3099848			
3.2	热控电缆		224896	159598	29603	384494	384494			
3.3	其他		166748	202590	44471	369338	369338			
(八)	附属生产工程	2400000					2400000	kW	2000000	1
1	热工试验室	1200000					1200000	kW	2000000	1
2	电气试验室	1200000					1200000	kW	2000000	1
	合计	317205985	143565418	118028345	20876217	261593763	578799748	kW	2000000	289

建 筑 工 程 专 业 汇 总 表

表二甲

元

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程	22208637	1191074205	135009295	1213282842	kW	2000000	607
(一)	热力系统	3226428	334939319	26442598	338165747	kW	2000000	169
1	主厂房本体及设备基础	3226428	267321835	18465437	270548263	kW	2000000	135
1.1	主厂房本体	1307086	203052731	11600466	204359817	m³	270378	756
1.2	集中控制楼	1919342	20418189	3266910	22337531	m³	37097	602
1.3	锅炉基础		12202989	1232149	12202989	座	2	6101495
1.4	汽轮发电机基础		21279186	1669402	21279186	套	2	10639593
1.5	锅炉附属设备基础		6322885	424351	6322885	座	2	3161443
1.6	汽机附属设备基础		2743434	132803	2743434	套	2	1371717
1.7	锅炉炉侧支架		1302421	139356	1302421	项	1	1302421
2	除尘排烟系统		67617484	7977161	67617484	kW	2000000	34
2.1	除尘器支架基础		4672966	416317	4672966	座	2	2336483
2.2	湿式除尘器支架基础		608759	50825	608759	座	2	304380
2.3	除尘配电间		1287976	164497	1287976	m3	2908	443
2.4	烟囱(240/8.6*2)		47232202	5952670	47232202	座	1	47232202
2.5	除尘器前烟道支架		4626474	468067	4626474	m	144	32128

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
2.6	除尘器后烟道支架		4626474	468067	4626474	m	144	32128
2.7	引风机室支架		4562633	456718	4562633	m	144	31685
(二)	燃料供应系统	5953656	110019928	12634800	115973584	kW	2000000	58
1	燃煤系统	5953656	110019928	12634800	115973584	kW	2000000	58
1.1	火车入场煤取样装置基础		1085236	97446	1085236	座	1	1085236
1.2	翻车机室	50000	13512600	2432268	13562600	m³	30028	452
1.3	斗轮堆取料机		7412957	681858	7412957	m	320	23165
1.4	条形煤场	4531500	52370201	3152326	56901701	m²	41280	1378
1.5	C-1A 地道及 C-1B 地道		1322625	238073	1322625	m	54	24493
1.6	C-2 输煤地道及栈桥		3117224	561100	3117224	m	87	35830
1.7	C-4AB 输煤地道及栈桥		3048748	548775	3048748	m	85	35868
1.8	C-5AB 输煤栈桥		7786285	1401531	7786285	m	180	43257
1.9	C-6AB 输煤栈桥		2607731	469392	2607731	m	39.7	65686
1.10	碎煤机室	101707	3999923	719986	4101630	m³	12019	341
1.11	T-1 转运站（地下）	47329	2567219	462099	2614548	m³	5278	495
1.13	T-2 转运站（地上）	141987	1468006	264241	1609993	m³	3584	449
1.14	T-3 半地下转运站	283974	1856512	334172	2140486	m³	3920	546
1.15	T-4 高架转运站	567948	1849536	332916	2417484	m³	3705	652

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
1.16	采光间		1187930	213827	1187930	m³	3146	378
1.17	输煤综合楼	160113	1566152	200621	1726265	m³	3700	467
1.18	推煤机库	14098	2362272	425209	2376370	m³	6711	354
1.19	输煤冲洗水泵房	55000	722500	80937	777500	m³	2125	366
1.20	输煤冲洗水池		176271	18023	176271	座	1	176271
(三)	除灰系统	5035	8974828	1098210	8979863	kW	2000000	4
1	气力除灰系统	5035	8974828	1098210	8979863	kW	2000000	4
1.1	灰库		8582832	1049696	8582832	座	3	2860944
1.2	渣仓库基础		136267	17086	136267	座	2	68134
1.3	除灰配电间	5035	255729	31428	260764	m³	576	453
(四)	水处理系统	317512	30183111	4662404	30500623	kW	2000000	15
1	锅炉补给水处理系统	208756	28486927	4469609	28695683	kW	2000000	14
1.1	化学水处理室（含地下水池）	170756	20547072	3287532	20717828	m³	44590	465
1.2	海水淡化间	38000	6460416	1033667	6498416	m³	14020	464
1.3	室外构筑物		1479439	148410	1479439	座	9	164382
2	循环水处理系统	108756	1696184	192795	1804940	kW	2000000	1
2.1	电解海水制氯间	108756	1696184	192795	1804940	m³	5313	340
(五)	供水系统	45315	532749628	73807463	532794943	kW	2000000	266

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
1	循环水系统	45315	518747002	72398144	518792317	kW	2000000	259
1.1	取水海域明渠高的进口斜坡堤		122262965	19636605	122262965	m	2600	47024
1.2	取水海域明渠矮的进口斜坡堤		81220366	15375943	81220366	m	2400	33842
1.3	取水陆域明渠		109465890	12528787	109465890	m	2100	52127
1.4	取水穿堤暗沟		12804508	1694720	12804508	m	700	18292
1.5	取水过明渠公路桥		8098851	2000000	8098851	m ²	4000	2025
1.6	取水明渠连接挡土墙		876488	207383	876488	m ³	1113	788
1.7	取水部分泵房前池挡土墙		5230876	540390	5230876	m ³	3412	1533
1.8	排水陆域明渠		69057486	5304235	69057486	m	2200	31390
1.9	排水穿堤暗沟		10635299	1421110	10635299	m	1900	5598
1.10	排水过明渠公路桥		8098851	2000000	8098851	m ²	4000	2025
1.11	排水口		3951232	431424	3951232	座	1	3951232
1.12	排水部分泵房前池挡土墙		5230876	540390	5230876	m ³	3412	1533
1.13	排水明渠连接挡土墙		876488	207383	876488	m ³	1113	788
1.14	排水井		364851	33286	364851	座	1	364851
1.15	厂区冷却水泵房	45315	51294345	6438082	51339660	座	1	51339660
1.16	厂区检查井		287213	50578	287213	座	4	71803
1.17	厂区循环水管路建筑		1738760	339950	1738760	m	1250	1391

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
1.18	厂区循环水排水沟		23093423	2930182	23093423	m	740	31207
1.19	厂区虹吸井		4158234	717696	4158234	座	1	4158234
2	工业水系统		14002626	1409319	14002626	kW	2000000	7
2.1	综合水泵房及配电间		6324927	735027	6324927	m3	13764	460
2.2	综合水池		5609664	455985	5609664	座	1	5609664
2.3	阀门井		527458	84673	527458	座	15	35164
2.4	工业水管路建筑		1540577	133634	1540577	m	5450	283
(六)	电气系统	106742	11715089	1295426	11821831	kW	2000000	6
1	控制系统建筑	106742	1274562	162502	1381304	kW	2000000	1
1.1	网络继电器室	106742	1274562	162502	1381304	m³	3680	375
2	变配电系统建筑		10440527	1132924	10440527	kW	2000000	5
2.1	A 排外构筑物		5295947	589769	5295947	项	1	5295947
2.2	500KV 屋外配电装置		1177613	58647	1177613	项	1	1177613
2.3	500KV 屋内 GIS 配电装置		3966967	484508	3966967	m3	17688	224
(八)	脱硫装置系统	421884	32285410	3414189	32707294	kW	2000000	16
1	吸收剂制备供应系统		11552903	1346900	11552903	kW	2000000	6
1.1	脱硫工艺楼		11322781	1330078	11322781	m³	30475	372
1.2	石灰石仓基础		230122	16823	230122	座	1	230122

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
2	吸收塔系统		12547954	1244834	12547954	kW	2000000	6
2.1	吸收塔基础及封闭		5923542	463338	5923542	m³	16250	365
2.2	浆液循环泵及氧化风机房		5425051	697187	5425051	m3	14400	377
2.3	其他露天设备基础		1097240	74697	1097240	m³	960.12	1143
2.4	排水坑		102121	9612	102121	座	3	34040
3	烟气系统		3997258	376423	3997258	kW	2000000	2
3.1	烟道支架		3997258	376423	3997258	项	1	3997258
4	电控系统建筑	18580	834501	103618	853081	kW	2000000	
4.1	脱硫配电间	14501	577730	71878	592231	m³	1879	315
4.2	脱硫直流配电间	4079	256771	31740	260850	m³	616	423
5	厂区性建筑		3256899	327163	3256899	kW	2000000	2
5.1	厂区管架		3020257	293720	3020257	m	250	12081
5.2	排水坑		236642	33443	236642	座	3	78881
6	消防	403304	95895	15251	499199	项	1	499199
(九)	脱硝系统	403304	2955895	730251	3359199	kW	2000000	2
1	脱硝氨区站		2860000	715000	2860000	项	1	2860000
2	脱硝消防	403304	95895	15251	499199	项	1	499199
(十)	附属生产工程	11728761	127250997	10923955	138979758	kW	2000000	69

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
1	辅助生产工程	94658	7097591	1027237	7192249	kW	2000000	4
1.1	空压机室	14098	2338665	272587	2352763	m³	7056	333
1.2	供氢站	70490	332032	66406	402522	m²	403	999
1.3	柴油发电机房		599094	75796	599094	m³	1680	357
1.4	贮油箱		19800	3168	19800	座	1	19800
1.5	检修维护间	10070	3808000	609280	3818070	m²	2500	1527
2	附属生产工程	257680	16344716	2605167	16602396	kW	2000000	8
2.1	综合办公楼	201400	11520000	1843200	11721400	m²	6000	1954
2.2	材料库	16112	3520000	563200	3536112	m²	2500	1414
2.3	汽车库	26070	921600	147456	947670	m²	600	1579
2.4	主入口收发室	7049	133120	21299	140169	m²	65	2156
2.5	次入口收发室	7049	71680	11469	78729	m²	35	2249
2.6	汽机事故油池		178316	18543	178316	座	2	89158
3	环保工程	213484	14914380	1517542	15127864	kW	2000000	8
3.1	含煤废水处理站（含沉淀池、冲洗池）	81567	2659555	322212	2741122	m³	2985	918
3.2	混凝土反应沉淀池		1076371	93999	1076371	座	1	1076371
3.3	混凝土过滤水池及过滤水泵间		7659871	769849	7659871	座	1	7659871
3.4	污泥输送泵间及污泥浓缩间	81567	1174925	187988	1256492	m³	2549.75	493

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
3.5	煤场雨水沉淀池	50350	743658	63494	794008	座	1	794008
3.6	厂区绿化		1600000	80000	1600000	项	1	1600000
4	消防系统	10011027	10735287	1141736	20746314	kW	2000000	10
4.1	生活消防水泵房	81000	952000	106646	1033000	m³	2800	369
4.2	厂区消防管道		1764320	208392	1764320	项	1	1764320
4.3	特殊消防系统	9930027	4868887	598706	14798914	kW	2000000	7
4.4	生活消防水池		3150080	227992	3150080	座	1	3150080
5	厂区性建筑	821712	44752013	5937051	45573725	kW	2000000	23
5.1	厂区道路		8081504	1082891	8081504	m²	45000	180
5.2	厂区围墙及大门		2807139	389780	2807139	m	3668	765
5.3	厂区沟道		3938727	604148	3938727	m	2200	1790
5.4	厂区管架		19697571	1995145	19697571	m	2100	9380
5.5	室外上下水道	805600	6135589	1436890	6941189	项	1	6941189
5.6	综合排水泵房	16112	924800	80937	940912	m³	2125	443
5.7	厂区采暖管道		3166683	347260	3166683	项	1	3166683
6	措施费		21908146	-2614137	21908146	kW	2000000	11
6.1	混凝土泵罐车施工增加费		9872662	-3457584	9872662	项	1	9872662
6.2	地下基础防腐		12035484	843447	12035484	项	1	12035484

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技 术 经 济 指 标		
			金额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
7	厂前公共福利工程	330200	11498864	1309359	11829064	kW	2000000	6
7.1	生活综合楼	125800	9105264	1099876	9231064	m ²	3960	2331
7.2	招待所	87900	870400	76176	958300	m ³	2000	479
7.3	外委运行检修维护值班公寓	116500	1523200	133307	1639700	m ³	3500	468
二	与厂址有关的单项工程		926818463	45479665	926818463	kW	2000000	463
(一)	交通运输工程		509723577	381103	509723577	kW	2000000	255
1	厂外铁路		506990000		506990000	项	1	506990000
2	厂外公路		714167	98694	714167	m ²	2475	289
3	运灰道路		2019410	282408	2019410	m ²	10500	192
(二)	灰场、灰场排水		30286299	4178270	30286299	kW	2000000	15
1	灰场		23195482	3613272	23195482	项	1	23195482
2	灰场附属建筑		7090817	564998	7090817	项	1	7090817
(五)	地基处理		334710854	30984794	334710854	kW	2000000	167
1	桩基础及换填碎石		273529259	24866634	273529259	项	1	273529259
2	厂区吹填后地基处理		61181595	6118160	61181595	m ²	550000	111
	合计	22208637	2117892668	180488960	2140101305	kW	2000000	1070

其它费用计算表

表四

序号	工程或费用名称	编 制 依 据 及 计 算 说 明	合价(元)
四	其他费用		547264250
(一)	建设场地征用及清理费		84701430
1	土地征用费		76523430
		厂区永久征地：249000 平米 × 102 元/平米	25398000
		明渠永久征地：141000 平米 ×102 元/平米	14382000
		灰场及管理站永久征地：220000 平米 ×102 元/平米	22440000
		运灰道路永久征地：47000 平米 ×102 元/平米	4794000
		入厂道路永久征地：10000 平米 ×102 元/平米	1020000
		非透水构筑物用海 188654 平米 ×45 元/平米	8489430
2	施工场地租用费		8178000
		施工租地： 29 公顷×15 亩/公顷×4700 元/亩×4	8178000
3	迁移补偿费		
(二)	项目建设管理费		131192445
1	项目法人管理费	(建筑工程费+安装工程费) × 1.9%	54207000

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	合价(元)
2	招标费	(设备购置费+建筑工程费+安装工程费) × 0.32%	18862912
3	工程监理费	('建筑工程费+安装工程费) × 1.42%	40512600
4	设备材料监造费	(设备购置费+装置性材料费) × 0.36%	13330433
5	工程结算审核费	('建筑工程费+安装工程费) × 0.15%	4279500
6	工程保险费		
(三)	项目建设技术服务费		258532645
1	项目前期工作费	实际发生	105166600
2	知识产权转让与研究试验费		10304265
		水工取水物模试验费	3120000
		明渠稳定试验费	500000
		试桩费	6684265
3	设备成套技术服务费	设备购置费 × 0.3%	9124980
4	勘察设计费		106590000
4.1	勘察费		9830000
4.2	设计费		96760000
	基本设计费		82000000
	施工图预算编制费	基本设计费 × 10%	8200000

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	合价(元)
	竣工图设计费	基本设计费 × 8%	6560000
5	设计文件评审费		4236000
5.1	初可研及可研设计文件评审费		1536000
5.2	初步设计文件评审费		2700000
5.3	施工图文件审查费	基本设计费 × 1.5%	1230000
6	项目后评价费	(建筑工程费+安装工程费) × 0.11%	3138300
7	工程建设监督检测费		17119500
7.1	电力工程质量检测费	(建筑工程费+安装工程费) × 0.15%	4279500
7.2	特种设备安全监测费	2×1000000kW × 1.7 元/kW	3400000
7.3	环境监测验收费		500000
7.4	水土保持项目验收及补偿费		1540000
7.5	桩基检测费		7400000
8	电力工程技术经济标准管理费	(建筑工程费+安装工程费) × 0.2%	2853000
(四)	整套启动试运费		16636378
1	发电工程整套启动试运费		13570022
	燃煤费	2×1000k.kW×408 小时×0.259kg/kW.h×655 元/吨×1.1	152390938
	燃油费	2×1008 吨/机组×6820 元/吨	

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	合价(元)
	其他材料费	$2 \times 1000 \text{ k.kW} \times 3000 \text{ 元/k.kW}$	6000000
	厂用电费	$2 \times 1000 \text{ k.kW} \times 3.88\% \times 240 \text{ 小时} \times 655.2 \text{ 元/k.kWh}$	12202445
	售出电费	$2 \times 1000 \text{ k.kW} \times 0.75 \times 312 \text{ 小时} \times 419.4 \text{ 元/k.kWh} \times 0.8$	-157023360
2	脱硫项目整套启动试运费		1931955
	石灰石材料费	$2 \times 11.56 \text{ 吨/小时} \times 408 \text{ 小时} \times 120 \text{ 元/吨}$	1131955
	其他材料费	$2 \times 1000 \text{ k.kW} \times 400 \text{ 元/k.kW}$	800000
3	脱硝装置整套启动试运费		1134400
	液氨材料费	$2 \times 0.3 \text{ 吨/小时} \times 408 \text{ 小时} \times 3000 \text{ 元/吨}$	734400
	其它材料费	$2 \times 1000 \text{ k.kW} \times 200 \text{ 元/k.kW}$	400000
(五)	生产准备费		49201352
1	管理车辆购置费	设备购置费 $\times 0.22\%$	6691652
2	工器具及办公家具购置费	(建筑工程费+安装工程费) $\times 0.21\%$	5991300
3	生产职工培训及提前进场费	(建筑工程费+安装工程费) $\times 1.28\%$	36518400
(六)	大件运输措施费		7000000
五	基本预备费	(设备购置费+建筑工程费+安装工程费+其他费用) $\times 5\%$	193257727

15.2 资金来源及融资方案

本项目资本金比例为工程投资的 20%，由中国大唐集团公司独资。其余资金为项目融资，融资暂按银行贷款考虑，贷款利率为 5.4%。贷款偿还期 15 年，采用本金等额还款方式。流动资金贷款年利率为 4.8%。

15.3 财务分析

15.3.1 编制原则及依据

国家发展改革委、建设部文件发改投资[2006]1325 号“关于印发建设项目经济评价方法与参数（第三版）的通知”。

国务院文件国发[1996]35 号关于“关于固定资产投资项目试行资本金制度的通知”。

贷款利率执行中国人民银行 2015 年 6 月 28 日发布的现行贷款利率。

购买小机组容量费（54599 万元），未参与经济评价测算。

经济评价计算按增值税转型的新政策，考虑设备购置费（含四大管道）所含进项税的抵扣影响。

15.3.2 建设期及生产经营期

本期工程建设期为 26 个月。生产期按 20 年计算。

15.3.3 主要原始数据：

表 15.3-1

序号	参数名称	单位	2x1000MW 超超临界
1	建设期	月	26
2	工程投资	万元	714117
3	设备年利用小时	h	5500
4	发电标准煤耗（考虑运行工况调整）	kg/MWh	271.8
5	厂用电率(含脱硫)	%	3.88
6	电厂定员	人	350
7	资本金比例	%	20
8	长期贷款年利率	%	5.4
9	流动资金及短期贷款年利率	%	4.8
10	折旧年限	年	15
11	固定资产残值	%	5
12	大修理费提存	%	2

序号	参数名称	单位	2x1000MW 超超临界
13	固定资产形成率	%	95
14	城市建设维护税	%	7
15	教育附加税	%	3
16	所得税	%	25
17	标准煤价（不含税、含运费）	元/t	560
18	年人均工资	元/人年	73000
19	福利费比例	%	60
20	水费	元/t	3.35
21	水量	万 t	435
22	材料费	元/MWh	4
23	其他费用	元/MWh	8
24	石灰石价（含税、含运费）	元/t	120
25	石灰石耗量	t/年	127100
26	液氨耗量	t/年	4400

15.3.4 财务评价指标一览表

本工程财务评价以实现投资方内部收益率 8%和 10%，分别反推上网电价进行财务评价计算。

经过计算，当投资方内部收益率达到 8%，反推出含税上网电价为 311.71 元/MWh；当投资方内部收益率达到 10%，反推出含税上网电价为 319.92 元/MWh。

财务评价指标一览表

表 15.3-2

序号	项 目	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
1	机组容量(MW)	2000	2000
2	工程静态投资(万元)	714117	714117
3	单位投资（元/kW）	3571	3571
4	工程动态投资(万元)	762243	762243
5	单位投资（元/kW）	3811	3811

序号	项 目	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
6	流动资金(万元)	20663	20663
7	铺底流动资金(万元)	6199	6199
8	不含税电价(元/MWh)	266.65	273.69
9	含税电价(元/MWh)	311.71	319.92
10	项目投资内部收益率 所得税前 (%)	8.45	9.60
	投资回收期(年)	11.58	10.80
	净现值(万元)	77393	141703
11	项目投资内部收益率 所得税后 (%)	7.02	7.96
	投资回收期(年)	12.55	11.82
	净现值(万元)	1196	49906
12	资本金内部收益率(%)	10.57	13.25
13	投资方内部收益率(%)	8	10
14	总投资收益率(%)	5.17	6.08
15	资本金净利润率(%)	13.5	16.92
16	利息备付率(%)	1.72	2.12
17	偿债备付率(%)	1.21	1.30

15.3.5 风险分析

15.3.5.1 敏感性分析

任何一个项目的经济效果主要取决于成本费用和收益两大方面。

火力发电工程项目成本中,可变成本主要是燃料费,影响燃料费变化最大的因素是煤价和发电煤耗;固定成本主要是折旧费,影响折旧费变化最大的因素是固定资产投资和折旧年限;影响火力发电工程项目收益的因素很多,其主要的因素是销售收入,销售收入主要取决于设备利用小时和上网电价。

以煤价、固定资产投资、设备利用小时三个要素作为项目财务评价的敏感性分析因素,分析测算出当投资方内部收益率为 8%和 10%时的上网电价(含税)。以增减 10%为变化步距,分析结果见敏感性分析表 15.3-3:

敏感性分析表

表 15.3-3

变化因素	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
基本方案	311.71	319.92
投资 -10%	301.22	308.42
投资 +10%	322.79	332.16
利用小时 -10%	323.96	333.07
利用小时+10%	301.68	309.16
煤价 -10%	293.05	301.25
煤价+10%	330.36	338.60

从上表敏感性分析可以看出，在投资方内部收益率为 8%和 10%的情况下，几个因素正负变化 10%时，含税电价均低于山东省目前的标杆电价（419.4 元/MWh）。因此，本项目抗风险的能力较强。

15.3.5.2 盈亏平衡分析

经过测算，当投资方内部收益率为10%时，生产能力利用率为67.53%。即年利用小时达到3714小时，项目的费用与效益平衡。即高于3714小时项目盈利，反之则亏损。

15.3.6 经济评价结论

东营发电厂新建工程经营期预计 20 年。通过项目财务评价，预计经营期内（按投资方内部收益率 10%）含税电价为 319.92 元/k.kWh，低于国家发改委核定的目前山东省的标杆电价。项目投资内部收益率和资本金财务内部收益率均大于基准收益率，满足电力行业现行的财务内部收益率要求，且财务净现值大于零。

经营期间（按投资方内部收益率 10%），总投资收益率为 6.08%，资本金净利润率为 16.92%，均高于工业企业财务评价的考核标准。评价结果表明，东营发电厂新建工程项目投产后的盈利能力是可行的。

工程项目计算期内，按照贷款条件要求进行还贷。还贷资金由还贷折旧和还贷利润组成。项目拟利用银行贷款，在还贷期间采用本金等额还款，项目满足贷款偿还的要求。

从资产负债计算表可以看出，该项目在经营期内资产负债率低于银行评估企业经营的风险值。由于发电项目在电网的合理调度下，财务上流动资金占用率相对稳定，又无存货，

所以流动比率和速动比率较高，说明项目具有较强的清偿能力。

综上所述，工程项目财务评价的各项指标均能满足电力行业基本要求。工程项目可行性研究经济评价说明项目建设是可行的。

15.3.7 财务评价附表

基本报表 1：项目投资现金流量表

基本报表 2：项目资本金现金流量表

基本报表 3：现金流量表（投资方）

基本报表 4：利润与利润分配表

基本报表 5：财务计划现金流量表

基本报表 6：资产负债表

辅助报表 1：流动资金估算表

辅助报表 2：投资使用计划与资金筹措表

辅助报表 3：借款还本付息计划表

辅助报表 4：固定资产折旧、无形及其他资产摊销估算表

辅助报表 5：总成本费用估算表

项目投资现金流量表

基本报表 1 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	现金流入	5673303			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376
1.1	产品销售收入	5618706			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376
1.2	补贴收入																						
1.3	回收固定资产净值	33935																					
1.4	回收流动资金	20663																					
2	现金流出	4673459	214235	306241	295123	186029	185921	201797	206029	205922	205814	205707	205600	205492	205385	205277	205170	205062	204955	204892	204892	204892	204892
2.1	建设投资	714117	214235	285647	214235																		
2.2	流动资金	20663		20594	68																		
2.3	经营成本	3950609			88395	204213	204106	203998	203891	203783	203676	203568	203461	203354	203246	203139	203031	202924	202816	202754	202754	202754	202754
2.4	城建税及教育附加	35899						1682	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139
2.5	建设期可抵扣的增值税	-47828			-7576	-18185	-18185	-3883															
3	所得税前净现金流量(1-2)	999844	-214235	-306241	-174558	103347	103455	87578	83346	83454	83561	83669	83776	83884	83991	84099	84206	84314	84421	84484	84484	84484	84484
4	所得税前累计净现金流量		-214235	-520476	-695034	-591687	-488232	-400653	-317307	-233853	-150292	-66623	17154	101037	185029	269127	353333	437647	522068	606552	691036	775519	860003
5	调整所得税	216619			3193	9652	9679	9285	9198	9224	9251	9278	9305	9332	9731	10279	10306	10332	10359	14852	21121	21121	21121
6	所得税前净现金流量(3-5)	783226	-214235	-306241	-177751	93696	93776	78294	74149	74229	74310	74391	74471	74552	74260	73820	73901	73981	74062	69632	63363	63363	63363
7	所得税前累计净现金流量		-214235	-520476	-698227	-604532	-510755	-432462	-358313	-284083	-209773	-135383	-60911	13641	87901	161721	235621	309603	383664	453296	516659	580022	643385
			所得税前				所得税后																
	计算指标：财务内部收益率		9.60%		7.96%		(ie = 7.00%)																
	财务净现值		141705.53 万元			49906.49 万元																	
	投资回收期		10.80 年			11.82 年																	

项目资本金现金流量表

基本报表 2 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	现金流入	5673303			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	3
1.1	产品销售收入	5618706			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	2
1.2	补贴收入																							
1.3	回收固定资产净值	33935																						
1.4	回收流动资金	20663																						
2	现金流出	5136395	45735	67158	165833	261778	259981	273747	276175	274377	272580	270782	268985	267188	265762	264486	262688	260891	259093	220265	226534	226534	226534	2
2.1	建设投资资本金	152449	45735	60979	45735																			
2.2	自有流动资金	6199		6178	21																			
2.3	经营成本	3950609			88395	204213	204106	203998	203891	203783	203676	203568	203461	203354	203246	203139	203031	202924	202816	202754	202754	202754	202754	2
2.4	长期借款本金偿还	609794			28208	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542					
2.5	流动资金借款本金偿还	14464																						
2.6	长期借款利息支付	250141			9785	32047	29758	27469	25180	22891	20602	18313	16024	13735	11445	9156	6867	4578	2289					
2.7	流动资金借款利息支付	13883			692	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	
2.8	短期借款利息支付																							
2.9	城建税及教育附加	35899						1682	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	
2.1	所得税	150786			574	1466	2065	2244	2729	3328	3927	4526	5126	5725	6696	7816	8415	9014	9613	14679	20947	20947	20947	
2.11	建设期可抵扣的增值税	-47828			-7576	-18185	-18185	-3883																
3	净现金流量	536908	-45735	-67158	-45269	27598	29395	15629	13201	14999	16796	18593	20391	22188	23614	24890	26688	28485	30282	69111	62842	62842	62842	1
	计算指标：财务内部收益率		13.25% (ie = 7.00%)																					
	财务净现值		114894.06 万元																					
	投资回收期		11.07 年																					

投资各方现金流量表 - 投资方 1

基本报表 3 工程名称：东营电厂 20150730 收口			建设规模：2X1000MW																				单位：万元			
序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
1	现金流入	695556			314	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	289668		
1.1	投资方 1 利润分配	490437			314	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	84550		
1.2	资产处置收益分配	205119																						205119		
1.2.1	回收固定资产和无形资产余值	33935																						33935		
1.2.2	回收还借款后余留折旧和摊销	119749																						119749		
1.2.3	回收自有流动资金	6199																						6199		
1.2.4	回收法定盈余公积金和任意盈余公积金	45236																						45236		
2	现金流出	158647	45735	67158	45755																					
2.1	建设投资资本金	152449	45735	60979	45735																					
2.2	自有流动资金	6199		6178	21																					
3	净现金流量	536908	-45735	-67158	-45441	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	289668		
	计算指标：财务内部收益率		10.00%																						(ie = 7.00%)	
	财务净现值		69180.60 万元																							
	投资回收期		15.51 年																							

利润与利润分配表

基本报表 4 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	产品销售收入	5618706			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376
1.1	售电收入	5618706			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376
1.1.1	上网电量(GWh)	205296			4405	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573
1.1.2	售电价格(元/MWh, 不含税)	274			274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
1.1.3	售电价格(元/MWh, 含税)	320			320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
2	销售税金及附加	335053						15698	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960
2.1	售电销售税金及附加	335053						15698	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960	19960
2.1.1	增值税	299155						14016	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821	17821
2.1.2	城建税及教育附加	35899						1682	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139
3	总成本费用	4895113			118269	283511	281114	278718	276321	273925	271528	269132	266735	264338	260454	255973	253577	251180	248784	228523	203448	203448	203448	203448
4	补贴收入																							
5	利润总额	687695			2296	5865	8262	8976	10916	13313	15709	18106	20502	22899	26784	31264	33661	36057	38454	58714	83790	83790	83790	83790
6	弥补以前年度亏损																							
7	应纳税所得额	687695			2296	5865	8262	8976	10916	13313	15709	18106	20502	22899	26784	31264	33661	36057	38454	58714	83790	83790	83790	83790
8	所得税	150786			574	1466	2065	2244	2729	3328	3927	4526	5126	5725	6696	7816	8415	9014	9613	14679	20947	20947	20947	20947
9	净利润	536908			1722	4399	6196	6732	8187	9984	11782	13579	15377	17174	20088	23448	25245	27043	28840	44036	62842	62842	62842	62842
9.1	法定盈余公积金	45236			172	440	620	673	819	998	1178	1358	1538	1717	2009	2345	2525	2704	2884	4404	6284	6284	6284	6284
9.2	任意盈余公积金																							
9.3	各投资方利润分配	490437			314	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	56558
	投资方 1	490437			314	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	56558
9.4	未分配利润	1235			1235																			
10	息税前利润(利润总额+财务费用)	951718			12773	38607	38714	37140	36790	36898	37005	37113	37220	37328	38923	41115	41222	41330	41437	59408	84484	84484	84484	84484
11	息税折旧摊销前利润(利润总额+财务费用+折旧摊销)	1632198			32170	85163	85270	83696	83346	83454	83561	83669	83776	83884	83991	84099	84206	84314	84421	84484	84484	84484	84484	84484
1	销售税金计算																							

1.1	售电销项税				20345	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	48830	4
1.2	售电进项税				12920	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	31009	3
2	增值税抵扣																								
2.1	建设期可以抵扣的增值税	47828	14348	19131	14348																				
2.2	运营期逐年抵扣的增值税	47828			7576	18185	18185	3883																	
2.3	运营期用于还本的增值税	47828			7576	18185	18185	3883																	
2.4	运营期还本后剩余增值税																								

财务计划现金流量表

基本报表 5 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	经营活动净现金流量(1.1-1.2)	1502075			31596	83696	83205	81452	80617	80126	79634	79142	78651	78159	77295	76283	75791	75299	74808	69805	63536	63536	63536	105906
1.1	现金流入	5639369			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	310038
1.1.1	销售收入	5618706			120565	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376	289376
1.1.2	补贴收入																							
1.1.3	回收流动资金	20663																						20663
1.2	现金流出	4137294			88969	205679	206171	207924	208758	209250	209742	210233	210725	211217	212081	213093	213585	214077	214568	219571	225839	225839	225839	204132
1.2.1	经营成本	3950609			88395	204213	204106	203998	203891	203783	203676	203568	203461	203354	203246	203139	203031	202924	202816	202754	202754	202754	202754	201994
1.2.2	城建税及教育附加	35899						1682	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139	2139
1.2.3	所得税	150786			574	1466	2065	2244	2729	3328	3927	4526	5126	5725	6696	7816	8415	9014	9613	14679	20947	20947	20947	
1.2.4	其他流出																							
2	投资、筹资活动净现金流(2.1-2.2)	-1296956			-31424	-60058	-59386	-71881	-74785	-74113	-73442	-72770	-72099	-71427	-71761	-72496	-71824	-71153	-70482	-40326	-57252	-57252	-57252	-65773
2.1	现金流	816840	222847	327582	232476																			33935

	入																							
2.1.1	项目资本金投入	158647	45735	67158	45755																			
2.1.2	建设投资借款	609794	177112	246009	186673																			
2.1.3	流动资金借款	14464		14416	48																			
2.1.4	短期借款																							
2.1.5	回收固定资产余值	33935																						33935
2.2	现金流入	2113796	222847	327582	263900	60058	59386	71881	74785	74113	73442	72770	72099	71427	71761	72496	71824	71153	70482	40326	57252	57252	57252	99708
2.2.1	建设投资	714117	214235	285647	214235																			
2.2.2	流动资金	20663		20594	68																			
2.2.3	借款本金偿还	624258			28208	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542					14464
2.2.4	各种利息支付	312149	8612	21341	28650	32742	30453	28163	25874	23585	21296	19007	16718	14429	12140	9851	7562	5272	2983	694	694	694	694	694
2.2.5	各投资方利润分配	490437			314	3959	5577	6059	7368	8986	10604	12221	13839	15457	18079	21103	22721	24339	25956	39632	56558	56558	56558	84550
2.2.6	其他流出(建设期可抵扣的增值税)	-47828			-7576	-18185	-18185	-3883																
3	净现金流量(1+2)	205119			172	23639	23819	9570	5833	6013	6192	6372	6552	6732	5535	3787	3967	4146	4326	29479	6284	6284	6284	40133
4	累计盈余资金				172	23811	47629	57200	63033	69045	75237	81610	88161	94893	100428	104215	108181	112328	116654	146133	152417	158701	164985	205119

资产负债表

基本报表 6 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	资产		222847	567583	773259	732157	691235	650366	609643	569100	528736	488552	448548	408723	369190	329993	290976	252138	213480	217884	224168	230452	236737	205119
1.1	流动资产总额			37748	37989	61628	85446	95016	100849	106862	113054	119426	125978	132710	138244	142031	145998	150144	154470	183949	190233	196518	202802	171000

1.1.1	应收账款			19568	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602	19602
1.1.2	存货			17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012	17012
1.1.3	现金			1169	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203	1203
1.1.4	累计盈余资金				172	23811	47629	57200	63033	69045	75237	81610	88161	94893	100428	104215	108181	112328	116654	146133	152417	158701	164985
1.2	在建工程		222847	529835	232408																		
1.3	固定资产净值				453629	617802	574818	531834	488850	445866	402882	359898	316914	273930	230946	187962	144978	101994	59010	33935	33935	33935	33935
1.4	无形资产及其他资产净值				23330	30660	27088	23516	19944	16372	12800	9228	5656	2084									
1.5	建设期末抵扣的增值税				25904	22068	3883																
2	负债及所有者权益		222847	567583	773259	732157	691235	650366	609643	569100	528736	488552	448548	408723	369190	329993	290976	252138	213480	217884	224168	230452	236737
2.1	流动负债总额				31570	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618	31618
2.1.1	应付账款				17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154	17154
2.1.2	流动资金借款				14416	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464
2.1.3	其他短期借款																						
2.2	建设投资借款		177112	423121	581586	540044	498503	456961	415419	373877	332335	290793	249251	207709	166168	124626	83084	41542					
	负债合计		177112	454691	613204	571662	530120	488579	447037	405495	363953	322411	280869	239327	197785	156243	114702	73160	31618	31618	31618	31618	31618
2.3	所有者权益		45735	112892	160055	160495	161114	161788	162606	163605	164783	166141	167679	169396	171405	173750	176274	178978	181862	186266	192550	198834	205119
2.3.1	资本金		45735	112892	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647	158647
2.3.2	资本公积金																						
2.3.3	累计盈余公积金				172	612	1232	1905	2724	3722	4900	6258	7796	9513	11522	13867	16391	19096	21980	26383	32667	38952	45236
2.3.4	累计未分配利润				1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235
	计算指标:																						
	资产负债率(%)		79.48	80.11	79.30	78.08	76.69	75.12	73.33	71.25	68.83	65.99	62.62	58.55	53.57	47.35	39.42	29.02	14.81	14.51	14.10	13.72	13.36
	流动比率			1.20	1.20	1.95	2.70	3.01	3.19	3.38	3.58	3.78	3.98	4.20	4.37	4.49	4.62	4.75	4.89	5.82	6.02	6.22	6.41
	速动比率			0.66	0.66	1.41	2.16	2.47	2.65	2.84	3.04	3.24	3.45	3.66	3.83	3.95	4.08	4.21	4.35	5.28	5.48	5.68	5.88

流动资金估算表

辅助报表 1 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	流动资产	756263		37748	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	37817	

借款还本付息计划表

辅助报表 3 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	借款 1																							
1.1	期初借款余额			177112	423121	581586	540044	498503	456961	415419	373877	332335	290793	249251	207709	166168	124626	83084	41542					
1.2	当期还本付息	859935			37993	73589	71300	69011	66722	64433	62144	59855	57566	55276	52987	50698	48409	46120	43831					
	其中:还本	609794			28208	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542					
	付息	250141			9785	32047	29758	27469	25180	22891	20602	18313	16024	13735	11445	9156	6867	4578	2289					
2	流动资金借款																							
2.1	期初借款余额				14416	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464	14464
2.2	当期还本付息	28347			692	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	15158
	其中:还本	14464																						14464
	付息	13883			692	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694
3	短期借款																							
3.1	期初借款余额																							
3.2	当期还本付息																							
	其中:还本																							
	付息																							
4	借款合计																							
4.1	期初借款余额			177112	437537	596050	554508	512966	471424	429883	388341	346799	305257	263715	222173	180631	139089	97548	56006	14464	14464	14464	14464	14464
4.2	当期还本付息	888282			38685	74284	71994	69705	67416	65127	62838	60549	58260	55971	53682	51393	49103	46814	44525	694	694	694	694	15158
	其中:还本	624258			28208	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542					14464
	付息	264023			10477	32742	30453	28163	25874	23585	21296	19007	16718	14429	12140	9851	7562	5272	2983	694	694	694	694	694
	计算指标:																							
	利息备付率(ICR)	2.12			1.22	1.18	1.27	1.32	1.42	1.56	1.74	1.95	2.23	2.59	3.21	4.17	5.45	7.84	13.89					
	偿债备付率(DSCR)	1.30			0.83	1.15	1.18	1.20	1.24	1.28	1.33	1.38	1.44	1.50	1.56	1.64	1.71	1.80	1.90					
	还长期借款本金费用来源:																							
1	增值税还本	47828			7576	18185	18185	3883																

2	折旧摊销还本	560731			19397	23357	23357	37659	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542	41542					
3	利润还本	1235			1235																		
4	短贷还本																						
	发生短期借款:																						
1	亏损																						
2	还长期借款本金																						
	偿还短期借款:																						
1	弥补亏损																						
2	利润还短贷																						

折旧摊销估算表

辅助报表 4 工程名称：东营电厂 20150730 收口

建设规模：2X1000MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	固定资产合计																							
1.1	原值				471538	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694	678694				
1.2	折旧费	644760			17909	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	25075				
1.3	净值				453629	617802	574818	531834	488850	445866	402882	359898	316914	273930	230946	187962	144978	101994	59010	33935				
2	无形资产合计																							
2.1	原值				9927	14288	14288	14288	14288	14288	14288	14288	14288	14288	14288									
2.2	摊销费	14288			595	1429	1429	1429	1429	1429	1429	1429	1429	1429	834									
2.3	净值				9332	12264	10835	9407	7978	6549	5120	3691	2262	834										
3	其他资产合计																							
3.1	原值				14891	21432	21432	21432	21432	21432	21432	21432	21432	21432	21432									
3.2	摊销费	21432			893	2143	2143	2143	2143	2143	2143	2143	2143	2143	1250									
3.3	净值				13998	18396	16253	14110	11967	9823	7680	5537	3394	1250										

成本费用估算表

辅助报表 5 工程名称：东营电厂 20150730 收口 建设规模：2X1000MW 单位：万

序号	项目名称	合计/平均	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	发电部分																							
1.1	年发电量(GWh)	213583			4583	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000	11000
1.2	厂用电量(GWh)	8287			178	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
1.3	上网电量(GWh)	205296			4405	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573	10573
2	生产成本	4631090			107792	250769	250662	250554	250447	250339	250232	250125	250017	249910	248314	246123	246015	245908	245800	227829	202754	202754	202754	201900
2.1	燃料费	3250904			69757	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429	167429
2.2	水费	28295			607	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457	1457
2.3	材料费	85433			1833	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400
2.4	工资及福利费	81760			4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088	4088
2.5	折旧费	644760			17909	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	42984	25075				
2.6	摊销费	35721			1488	3572	3572	3572	3572	3572	3572	3572	3572	3572	2084									
2.7	修理费	245805			5274	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659	12659
2.8	脱硫剂费用	29618			640	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525
2.9	脱硝剂费用	25620			540	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320
2.1	排污费用	4465			95	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
2.11	其他费用	170866			3666	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800
2.12	保险费	13402			1134	1545	1437	1330	1222	1115	1007	900	792	685	577	470	362	255	148	85	85	85	85	85
2.13	其他	14440			760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3	发电单位成本(元/MWh)	226			245	237	237	237	237	237	237	237	236	236	235	233	233	233	232	215	192	192	192	192
4	财务费用	264023			10477	32742	30453	28163	25874	23585	21296	19007	16718	14429	12140	9851	7562	5272	2983	694	694	694	694	694
4.1	长期借款利息	250141			9785	32047	29758	27469	25180	22891	20602	18313	16024	13735	11445	9156	6867	4578	2289					
4.2	流动资金利息	13883			692	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694
4.3	短期借款利息																							
4.4	其他																							
5	总成本费用	4895113			118269	283511	281114	278718	276321	273925	271528	269132	266735	264338	260454	255973	253577	251180	248784	228523	203448	203448	203448	202600
5.1	固定成本	1470777			44797	107150	104753	102357	99960	97563	95167	92770	90374	87977	84092	79612	77215	74819	72422	52162	27087	27087	27087	263000
5.2	可变成本	3424336			73472	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361	176361

6	经营成本	3950609			88395	204213	204106	203998	203891	203783	203676	203568	203461	203354	203246	203139	203031	202924	202816	202754	202754	202754	202754	2019
---	------	---------	--	--	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	------

15.4 二次再热项目财务分析

本工程设计方案为一次中间再热，超超临界机组，如果改成二次再热机组的话，投资约需增加 5.8 亿元，即静态投资为 78.4 亿元。下面针对二次再热机组项目进行财务分析：

同以上财务分析相比，主要变化的数据有投资、发电标煤耗和厂用电率。投资按照收口投资估算静态加上 5.8 亿，即 78.4 亿元；根据热机专业的专题报告，二次再热机组的发电标煤耗（252.13g/kWh，THA 工况）比一次再热减少 6.7kg/MWh（258.83g/kWh，THA 工况），厂用电率为 3.78%。

根据以上经过测算，二次再热机组财务评价以实现投资方内部收益率 8%和 10%，分别反推上网电价进行财务评价计算。

经过计算，当投资方内部收益率达到 8%，反推出含税上网电价为 313.44 元/MWh；当投资方内部收益率达到 10%，反推出含税上网电价为 321.79 元/MWh。

财务评价指标一览表

序号	项 目	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
1	机组容量(MW)	2000	2000
2	工程静态投资(万元)	726047	784047
3	单位投资（元/kW）	3630	3920
4	工程动态投资(万元)	774977	774977
5	单位投资（元/kW）	3875	3875
6	流动资金(万元)	20688	20688
7	铺底流动资金(万元)	6206	6206
8	不含税电价(元/MWh)	268.14	275.29
9	含税电价(元/MWh)	313.44	321.79
10	项目投资内部收益率 所得税前 (%)	8.45	9.59
	投资回收期(年)	11.58	10.80
	净现值(万元)	78549	143916
11	项目投资内部收益率 所得税后 (%)	7.02	7.95
	投资回收期(年)	12.55	11.82
	净现值(万元)	1130	50639
12	资本金内部收益率(%)	10.56	13.24

序号	项 目	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
13	投资方内部收益率(%)	8	10
14	总投资收益率(%)	5.17	6.08
15	资本金净利润率(%)	13.51	16.93
16	利息备付率(%)	1.72	2.12
17	偿债备付率(%)	1.21	1.31

15.5 风险分析

15.5.1 敏感性分析

任何一个项目的经济效果主要取决于成本费用和收益两大方面。

火力发电工程项目成本中,可变成本主要是燃料费,影响燃料费变化最大的因素是煤价和发电煤耗;固定成本主要是折旧费,影响折旧费变化最大的因素是固定资产投资和折旧年限;影响火力发电工程项目收益的因素很多,其主要的因素是销售收入,销售收入主要取决于设备利用小时和上网电价。

以煤价、固定资产投资、设备利用小时三个要素作为项目财务评价的敏感性分析因素,分析测算出当投资方内部收益率为 10%时的上网电价(含税)。以增减 10%为变化步距,分析结果见敏感性分析表:

敏感性分析表

变化因素	投资方收益率 8%	投资方收益率 10%
基本方案	313.44	321.79
投资 -10%	302.78	310.09
投资 +10%	324.71	334.23
利用小时 -10%	325.88	335.14
利用小时+10%	303.26	310.86
煤价 -10%	294.78	303.11
煤价+10%	332.10	340.46

从上表敏感性分析可以看出,在投资方内部收益率为 8%和 10%的情况下,几个因素正负变化 10%时,含税电价均低于山东省目前的标杆电价(419.4 元/MWh)。因此,本项

目抗风险的能力较强。

15.5.2 盈亏平衡分析

经过测算，当投资方内部收益率为 10% 时，生产能力利用率为 67.52%。即年利用小时达到 3714 小时，项目的费用与效益平衡。即高于 3714 小时项目盈利，反之则亏损。

16 抗灾能力评价

16.1 概述

本工程在选址过程中，充分考虑了尽量避开自然灾害易发区和不良地质作用发育地段。根据规范专门进行了地震安全性评价和地质灾害危险性评估以及相关的水文气象勘察等专题研究，并根据专题研究的结论，采取了相应的工程措施，本工程可以满足相应的抗灾要求。

16.2 防洪涝灾害

根据水文气象报告，威胁厂址安全的因素主要是海潮，而目前东营港城市已有规划将海岸边第一道防波堤由 50 年一遇提高至百年一遇标准，并在距离第一道防波堤 300m 处修建第二道防波堤，标准为 50 年一遇。经分析，风暴潮形成的波浪即使越过第一道防波堤，但还有 300m 的衰减距离及第二道防波堤的阻挡，基本上不再会有波浪到达厂区，因此，防海潮设施将来是健全的。

但考虑到防海潮近期不能实施，同时参考东营港城市在建道路路面标高为 2.5m，因此考虑厂区初平标高定为 2.5m，即将厂区填高至 2.5m（吹填固结后的标高），施工区填高至 2.0m（吹填固结后标高），利用建构物基槽余土回填厂区后，使之平均标高达到 2.9m，高于城市道路标高。

根据厂区整平标高，确定主厂房零米标高为 3.5m，其它建构物的零米标高为 3.3m、3.5m。

16.3 地震及抗震设防

16.3.1 概述

根据《火力发电厂土建结构设计技术规定》及《电力设施抗震设计规范》，本电厂单机容量为 1000MW，属于重要电力设施。

该厂址位于规划中的东营市港城的北侧，东临渤海，位于港城的防波堤内，有在建港城道路相通，交通便利。厂址地貌成因类型为冲击三角洲平原，地貌类型为滨海低地，场地地形较为平坦，地面高程约—0.23m~2.11m 之间，最大高差约为 2.34m。由于近年黄河的改道，使得该地段恰好位于老黄河口和新黄河口的中间地段，地层形成年代为近代，

上部地层甚至形成于近几十年。

工程场地位于黄河三角洲冲（淤）积平原区，为旧黄河入海泥沙沉积伸入海中所形成的扇形突嘴。地震基本烈度为 7 度，场地地层存在全新统新近沉积的饱和粉土，主要由黄河冲积、淤积及滨海相沉积形成。淤积物主要来源于黄土高原地区，其物质成分以粉粒为主，属级配不良易液化土层，形成了其独特的特点，该类土抗震性能差，极易发生液化。

工程场地皆存在地面沉降、砂土液化、软土变形等的地质灾害，现状评估危险性小，预测评估地面沉降、软土变形危险性中等、砂土液化、海岸侵蚀危险性小。场地综合分区评估地质灾害危险性中等，基本适宜建设。

详见山东省地矿工程集团有限公司《山东省东营市河口区山东大唐东营发电厂一期工程地质灾害危险性评估报告》。

16.3.2 抗震措施

a) 地震参数

根据山东省地震工程研究院编制的《山东大唐东营发电厂工程场地地震安全性评价工作报告》，厂址区的地震动峰值加速度为 **0.15g**；地震动反应谱特征周期为 **0.9s**，建筑场地类别为 IV 类。

b) 抗震设防标准

根据《火力发电厂土建结构设计技术规定》及《电力设施抗震设计规范》，本电厂单机容量为 **1000MW**，属于重要电力设施。下列建构筑物的抗震设计，在满足国家现行的有关标准的同时，部分建构筑物的抗震措施设防烈度应进行调整。

抗震措施设防烈度调整表

建筑物名称	本地区设防烈度	抗震措施烈度
主厂房	7	8
集中控制楼	7	8
烟囱及烟道	7	8
碎煤机室、转运站及输煤栈桥	7	8
屋内配电装置楼	7	8

根据建筑抗震设计规范第 3.3.3 条规定，建筑场地为 III、IV 类时，对设计基本地震加速度为 **0.15g** 和 **0.3g** 的地区，除本规范另有规定外，宜分别按抗震设计烈度 **8 度（0.2g）** 和 **9 度（0.40g）** 时各类建筑的要求采取抗震构造措施。

综合以上两点，全厂建筑（除丁类建筑外）均按 **8 度** 采取抗震构造措施。

16.3.3 主厂房抗震设计

主厂房和锅炉房分别形成单独的受力体系，分别承受地震时的水平作用。为避免这两个体系在地震时相互作用产生不利影响，炉前通道钢梁设计成一端与主厂房铰接，另一端与锅炉钢架滑动的方式。

本电厂主厂房抗震设防烈度（调整后的）为 8 度，主厂房煤仓间跨最高为 57m，超出了《建筑抗震设计规范》GB50011-2001 关于框架结构高度的规定，故采用钢结构抗震体系。主厂房采用支撑框架结构体系，并通过下列措施提高结构的抗震性能。

- a) 结构刚度均匀，传力路径明确，垂直支撑的数量足够并有冗余；
- b) 严格控制构件和连接的破坏模式（或极限状态），并按分等级次序安排破坏模式；
- c) 严谨和细致的细部设计。除了进行弹性设计外，还进行弹塑性阶段的设计；
- d) 严格的构造措施规定。包括构件的长细比、板件的宽厚比、与人字（或 V 行）支撑连接的梁的侧向支承的设置、节点板设计等。

16.3.4 烟囱抗震设计

本工程采用套筒式烟囱。内筒为钢内筒，每个钢制排烟筒内直径为 8.2m，外筒为钢筋混凝土结构，出口内直径 19.5m，高度 240m。地震作用时，钢内筒通过设置在各层平台上的止晃点将水平地震力传给钢筋混凝土外筒，以保证钢内筒的安全可靠；钢内筒设计时，充分考虑外筒在地震作用时对它的影响。

16.3.5 输煤栈桥抗震设计

输煤栈桥采用钢桁架、金属墙板围护。支架采用钢筋混凝土结构或钢结构。栈桥桁架设计考虑地震作用，对于大跨度桁架，考虑竖向地震的影响。每个栈桥支架承担其负载宽度范围内的地震作用；栈桥纵向地震作用由剪力墙或固定支架承担。

16.3.6 高架转运站抗震设计

对于高度较大的转运站，将采用钢结构或钢筋混凝土框架剪力墙结构以保证结构的抗震能力。

16.3.7 其它主要生产建构筑物抗震设计

其它主要生产建构筑物如集控楼、电气综合楼、烟道支架、碎煤机室、转运站等，由于高度不大，采用现浇钢筋混凝土结构，并严格按照抗震规范及有关规范的要求进行设计，可充分保证结构的抗震能力。

16.4 防风措施

16.4.1 防风标准

本电厂烟囱安全等级为一级，基本风压按 100 年一遇的风压采用；其它建构筑物按 50

年一遇的风压采用。

16.4.2 主厂房抗风设计

主厂房设计时基本风压按 50 年一遇的风压采用，并按《火力发电厂主厂房荷载设计技术规程》要求采用相应的风载体形系数，因此主厂房可抵御 50 年一遇的风荷载。

16.4.3 烟囱抗风设计

本工程烟囱的安全等级为一级，荷载效应组合时采用规定的重要性系数，基本风压按 100 年一遇的风压采用。烟囱属高耸构筑物，风荷载为主要荷载，设计时严格按照《烟囱设计规范》和《建筑结构荷载规范》的规定。烟囱设计将考虑顺风向风振的影响，同时，在横风向风振起控制作用时将考虑横风向风振作用的影响。通过上述措施，烟囱可有效抵御 100 年一遇的风荷载的作用。

16.4.4 输煤栈桥抗风设计

输煤栈桥的基本风压按 50 年一遇的风压采用。输煤栈桥属于特种结构，垂直荷载和水平荷载的作用主要集中在上部。为有效抵御风荷载的作用，栈桥支架采用钢筋混凝土框架结构或钢结构，并严格控制其在风荷载作用下的水平位移。栈桥的楼面采用现浇钢筋混凝土板或预制槽板加现浇面层，屋面设置水平向的钢支撑，上述措施可以保证栈桥在水平方向有足够的刚度来抵抗风荷载的作用。栈桥支架及上部钢桁架设计时，将根据栈桥的高度适当考虑风振系数。

16.4.5 其它主要建构筑物抗风设计

其它主要生产建筑物如烟道、碎煤机室、转运站等，由于高度较小，风荷载往往不起控制作用。设计时采用 50 年一遇的基本风压，可有效抵御 50 年一遇的风荷载的作用。

16.4.6 主要建筑构件抗风设计

幕墙等构件计算时按规定采用适当的阵风系数。

所有建筑外部构件如门、窗、墙板等，必须满足当地抗风压要求和相应的国家标准，确保门、窗、墙板等建筑构件在风荷载作用下不凹、不偏、不变形。

门、窗抗风压性能依据 GB7106《建筑外窗抗风压性能分级及其检测方法》的规定进行计算。

金属板材要求墙板整体挠度不大于 $1/200L$ （ L 为墙板跨度），屋面板整体挠度不大于 $1/300L$ （ L 为屋面板跨度）。

16.5 抗地质灾害

本工程厂址范围内及其附近无岩溶土洞、崩塌、滑坡、泥石流等不良地质作用。但工

程场地位于黄河三角洲冲（淤）积平原区，为旧黄河入海泥沙沉积伸入海中所形成的扇形突嘴。地震基本烈度为 7 度，场地地层存在全新统新近沉积的饱和粉土，主要由黄河冲积、淤积及滨海相沉积形成。淤积物主要来源于黄土高原地区，其物质成分以粉粒为主，属级配不良易液化土层，形成了其独特的特点，该类土抗震性能差，极易发生液化。

工程场地皆存在地面沉降、砂土液化、软土变形等的地质灾害，现状评估危险性小，预测评估地面沉降、软土变形危险性中等、砂土液化、海岸侵蚀危险性小。场地综合分区评估地质灾害危险性中等，基本适宜建设。

详见山东省地矿工程集团有限公司《山东省东营市河口区山东大唐东营发电厂一期工程地质灾害危险性评估报告》。

16.6 其它抗灾措施

由于本工程是滨海电厂，电气设备选型按满足抗盐雾腐蚀要求进行，可以保证其抗盐雾能力。

17 风险分析

在火电项目建设和运营过程中，机遇与风险并存，抓住机遇可能获得成功，忽视风险则有可能因遭遇风险而蒙受损失。本工程的主要风险有市场风险、技术风险、工程风险、资金风险、政策风险、外部协作风险等，现初步分析如下。

17.1 市场风险

从上表敏感性分析可以看出，在投资方内部收益率为 10%的情况下，除煤价增加 10% 以外（从目前看，煤价再上涨的可能性不大），其它几个因素正负变化 10% 时，含税电价均低于山东省目前的标杆电价。因此，本项目从财务分析的角度看是可以考虑接受的。

17.2 技术风险

本工程主要技术方案都是采用技术成熟工艺和设备，技术先进、可靠，已有同类工程投产业绩，只要加强设计、设备供货、安装和运行维护等各个环节的管理，就可以规避相应的技术风险。

17.2.1 主机设备

从主机选型的角度，本工程与以往 1000MW 机组没有特殊之处，已有多台运行业绩，因此没有风险性。

17.2.2 辅机设备

本工程采用三合一吸风机，虽然风机压头较高，但已经有三合一的吸风机运行业绩，因此 1000MW 机组三合一吸风机无技术风险。

17.2.3 地基处理

由于本工程地基条件较差，需采用桩基础，故在桩基设计、施工、检测等方面加强管理，确保桩型选择合适，施工方案可靠，防止出现偏桩、断桩、补桩等情况出现，确保工程施工进度。

17.3 工程风险

说明本工程在选址过程中充分考虑了尽量避开自然灾害易发区和不良地质作用发育地段。根据规范专门进行了地震安全性评价和地质灾害危险性评估以及相关的水文气象勘察等专题研究，并根据专题研究的结论，采取了相应的工程措施，本工程可以满足相应的抗灾要求本工程进行了工程地质、水文、地震、地质灾害等专题研究，根据各项专题的结论采取了相应的工程措施，不会出现由于项目的建设而引发的地质灾害和防洪等问题。

本工程业主是大型国有电力企业，实力雄厚，具备开发、管理项目和融资的资质和能力。本工程有电力行业的规程、规范指导，由具有资质的国有设计和施工单位进行设计和施工，设备采购采取招投标，工程质量与实施有保证。

由于本工程符合国家的产业政策，基础工作踏实，资源和工程组织落实，具有较强的抗风险能力。

鉴于目前的工程进展情况，需要考虑以下风险因素：

a) 开工期风险，能否按期开工主要取决于开工批件和建设场地的落实、启动资金的到位、第一批施工图的提供是否按期等“开工九条”的要求。施工设计图纸需要设备资料的支持、必要的工作时间和方案的确认程序。

b) 施工期风险，能否在计划的施工期完成各项施工任务，在对设备的供货进度、设备资料的提供、施工图纸提供、施工组织等进行综合协调，制定科学合理可行的综合进度计划的基础上，考虑任一方可能的拖期对全盘的影响。本工程由于采用桩基，需要采取措施，防止影响工期。

c) 资金的不间断到位和非常天气风险等对施工进度的影响。

17.4 资金风险

本工程计划总资金 823041 万元，其中建设期贷款利息为 48126 万元；利率增减 10%，建设期贷款利息将增减 4813 万元；从目前的经济形势来看利率增减 10%可能性不大，因此利率的变化不会对资金带来风险。

本工程的设备材料基本上是国内供货，因此不存在汇率风险。

由于本工程工期较紧，为了满足工期需要，可能付出因假定设计条件工程量增加的投

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，需要加强管理。

17.5 政策风险

本工程符合节能减排、改善环境等国家可持续发展的长期国策，工程不存在政策风险。

17.6 外部协作风险

本工程燃煤采用神府东胜煤田的烟煤，煤量、煤质有保证，水源采用海水，供水有保证。

本工程在电力规划、铁路运输、环保、水资源、水土保持等均进行了专题研究，通过了政府主管部门的批准，用水、用煤、综合利用等均与相关企业达成了协议，外部协作条件有保证。

本工程进行了环境影响评价和水土保持方案，并根据相应的审批意见落实了有效的生态环境保护和水土保持措施。从防治污染、保护生态环境等角度进行环境和生态影响的分析评价，包括按照国家有关环境保护、水土保持的政策法规要求，对项目实施可能造成的生态环境损害提出保护措施，并对本工程产生的废气、废水、固体废弃物和噪声等提出了有效的治理措施。

本工程位于城市边缘，距市中心较远，工程厂址所在区域内无自然遗产、历史文化遗产、风景名胜区等分布，本工程的建设不会产生不利的影响，有效保护了生态环境。

经以上初步的风险分析可知，本工程有较强抗风险能力，有条件规避和化解各种主要风险，使各种风险降低到最低限度。对于潜在的风险，建议建设单位进行详细的风险预测，预先制定规避可能风险的方案，对工程进行精心的组织和周密的计划，以规避和化解各种主要风险，使各种风险降低到最低限度，实现工程目标。

18 经济与社会影响分析

18.1 项目的合法性

国家能源局以国能电力[2013]95号《国家能源局关于同意山东大唐东营“上大压小”新建项目开展前期工作的复函》明确提出：为落实国务院国发[2007]2号文件精神，促进山东省小火电机组关停工作，提高能效，改善环境，同意山东大唐东营“上大压小”新建项目开展前期工作。

山东大唐东营“上大压小”新建项目单机容量为1000MW，项目符合国家发改委发改能源[2004]864号《国家发展和改革委员会关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》、《产业结构调整指导目录（2011年版）（2013年修正）》等文件对火电厂的建设要求，贯彻落

实了《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国发〔2005〕39号），以及国家发改委、国家环境保护部等相关部委制定的一系列相关环保和节能减排政策。

项目符合东营市土地利用总体规划、东营市城市总体规划等相关规划，水源、煤源、灰场可靠落实，取得了环保、规划、卫生、文物、军事等部门的审批意见或相关支持性文件。可行性研究报告经过科学、详实的方案论证，已通过电力规划设计总院的审查。

因此，本项目的建设符合国家产业政策，符合城市发展规划及土地利用，相应审批的前置文件基本已取得，项目建设立项审批程序合法。

18.2 项目实施对当地经济与社会的影响

18.2.1 对财政收入和就业机会的影响

项目实施将给当地带来可观的财政和税收收入,年平均利润为 34385 万元，年平均上交所得税 7500 万元。使得当地政府在发展经济、改善公共设施、文化教育、医疗卫生和社会保障等方面的能力进一步得到强化，对推动当地国民经济继续发展，建设和谐社会，全面实现小康目标具有重要意义。

项目在建设期内将增加大量的用工需求。为保证项目建成后的正常运行，除厂内的管理、生产和辅助人员外，还需要为电厂提供运输、检修、加工、后勤服务等方面的外围服务人员，可为当地提供部分服务性工作岗位。

本工程的建设，具有一次投资、长期受益的综合效应，建成后将对东营财政增长起到强有力的拉动作用。在目前国内经济下滑，国家出台各项政策拉动内需的情况下，作为基础投资项目，投资巨大，其固定资产投入将拉动商品消费和金融业的繁荣与发展，有利于优化和改善存贷结构，符合国家经济政策，拉动内需，提高消费，促进资金利用率，拉动其他行业固定资产投资和县域商贸经济发展和带动商品消费，增加当地工业产值和工业化水平。

截至 2014 年底，山东省电厂总装机容量 79709MW，其中统调装机容量 62519MW。本工程的装机容量仅占全省统调总装机容量约 3.2%，不存在行业垄断问题。

18.2.2 对燃料使用的影响

本工程年耗煤量约 448.9 万吨，本工程设计煤质采用神华集团神府东胜煤，校核煤为晋北煤。采用铁路运输进厂。不占用当地燃料资源，对当地燃料资源没有影响。

18.2.3 对土地使用的影

本工程严格控制土地使用，厂址的选择和工程方案的设想考虑最大程度的节约土地资源。本期工程厂区用地面积为 22hm²，该用地目前属于规划建设用地，在东营港规划区内。

进厂道路用地 1.00hm²；运灰道路用地 4.7hm²；灰场用地 22.00hm²；施工区用地 20.00hm²；其他用地 1.50hm²；用地均属于规划建设用地，在东营港规划区内。

根据国家电力监管委员会《电力工程项目建设用地指标》，计算本工程厂区用地指标为 31.83hm²；本工程厂区围墙内实际用地 22hm²，较指标值节省用地 9.83hm²，用地指标先进、合理。

电厂建设利用当地建设用地，不占用基本农田，不压矿，不压文物，也不属于名胜古迹、文物保护和自然保护区，符合国家土地政策。用地规模控制在国家工程项目建设用地指标范围内。

18.2.4 对水资源使用的影响

本工程主机采用海水直流冷却，生产用淡水采用海水淡化水，生活用水采用城市自来水。全年淡水水量为 335 万 m³，其中海水淡化水量 333 万 m³，两台机组夏季最大海水用量为 62.2 m³/s。仅利用市政自来水 2.0 万 m³/年，对当地的水资源利用影响非常小。

18.2.5 对岸线使用的影响

建设单位已经取得《山东省环境保护厅关于同意调整山东大唐东营“上大压小”新建项目近岸海域环境功能区划的复函》（鲁环函[2015]124 号）、《关于《山东大唐东营“上大压小”新建项目工程通航安全影响论证报告》的审核意见》（中华人民共和国山东海事局 鲁海通航[2014]107 号）、《国家海洋局关于山东省大唐东营“上大压小”新建项目用海预审意见的函海》（国家海洋局国海管字[2014]661 号），对岸线影响较小。

18.2.6 污染物排放指标

本工程大气污染物 SO₂、NO_x、烟尘排放指标分别为：30.74 mg/Nm³、48 mg/Nm³、4.8 mg/Nm³，符合国家《火电厂大气污染物排放标准》及《山东省火电厂大气污染物排放标准》中天然气燃机排放标准，废水实现零排放，灰渣及脱硫石膏全部综合利用，对环境影响很小。

18.2.7 对当地交通的影响

本工程建设会对当地的交通带来一定的影响。由于施工期车辆比较集中，会对当地的交通有一定的影响，但东营港目前交通车辆非常少，且随着施工结束而消除影响，影响时间有限。运行期，增加的车辆有限，对当地交通的影响不大。

18.2.8 对关联行业的影响

促进当地建材产业的发展。国家积极鼓励火力发电厂粉煤灰等固体废弃物实现综合利用，目前电厂粉煤灰的综合利用技术已日臻成熟，主要用于水泥生产，配合新型墙体材料

等建筑材料的生产。本项目建成后，可就近提供粉煤灰，为水泥厂节约外购粉煤灰成本，提升当地水泥厂的竞争优势，增加水泥厂的效益。另外可以利用本期工程的粉煤灰进行墙体材料生产，作为新型墙体材料的原材料，既满足了国家的环保要求，也促进了建材行业的发展，为东营市带来显著的经济和社会效益。

本工程通过关停小火电机组，把大片难以治理的面污染源缩小为点污染源。采用先进的燃烧方式和燃烧设备及脱硫、除尘和脱硝装置，可提高热能利用率，降低燃料消耗量，减少污染物的排放量，大大改善城市环境质量，具有深远的环境效益。关停企业的人员得到妥善安置，不会对其就业和生活造成影响。

18.2.9 对人文环境的影响

电厂的建设和运行不会对当地传统文化、生活方式、宗教信仰、邻里关系和社会习俗等造成大影响。由于当地经济较为发达，项目施工和运行增加人员对当地的人文环境影响不大。

建设单位与当地政府和群众关系较为融洽，当地政府全力支持本工程的建设，周围群众也期待通过工程建设改善当地的基础设施条件，创造良好的经济发展基础，增加厂址周围村庄劳动力的就业率，进一步改善当地居民的生活条件，从而提升当地的教育、医疗、卫生保健、社会保障等水平。

18.2.10 对国防安全的影响

中国人民解放军山东省军区司令部“司[2015]10号《大唐东营发电有限公司2X1000MW机组项目厂址选址复函》”，证明山东大唐东营“上大压小”新建项目厂址及灰场规划范围内无军事设施，同意施工建设。因此本工程建设对周边国防安全不会产生不利影响。

18.2.11 对周边环境的影响

本工程的建设是地方政府和工程投资方贯彻落实科学发展观、建成资源节约型、环境友好型社会，落实“节能减排”战略目标的具体体现。通过本工程的建设，拟替代关停小火电机组9家，容量共计542MW，可有效提高能源利用效率，环保效益显著。

工程的建设和运营在给当地带来收益的同时，周边生活环境受到一定的影响，建设过程中的水土流失、施工噪音、机组运营后，燃料运输存储过程中的扬尘、机组生产噪声、生产过程排放的废气对周边环境有一定的影响，以上因素可能对当地存在着一定的社会风险。

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，力争建设

工期合理缩短，优化调整施工作业时间，使用先进机械设备，采用环保材料，注意落实水土保持措施，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。

18.2.12 公众意见

本项目采用了居民问卷调查，由于本工程 500m 范围内无居民，受访的 177 名公众全部位于 500m 以外，年龄以 30~60 岁为主，学历以初中和高中文化程度为主，在项目区具有广泛代表性。由于项目建设对当地居民的负面影响小，当地居民赞成本项目的建设。

《山东大唐东营“上大压小”新建项目社会稳定风险分析报告评估报告》评估结果为：本项目落实措施后的社会稳定风险等级为“低”。

18.2.13 其他社会影响

山东省文物局已出文证明，厂址及灰场区域范围内未发现古文化遗存。厂址周边没有与社会稳定风险相关的如军事、医院、养老院、历史文化遗产、风景点等敏感目标。

综上所述，本工程建设虽然占用了地方部分土地、煤炭、水利等资源，但其正面影响远远大于其负面影响，尤其是带动地方产业发展，增加就业机会等，将对当地的经济发展注入活力，对整个区域的社会环境带来积极的影响。

19 结论与建议

19.1 主要结论

h) 东营市属于环渤海经济圈和黄河三角洲，是国家和山东省重点发展区域。在该区域建设大型高参数发电厂，可以满足山东省用电增长的需要。

i) 采用海水直流冷却，建设高参数、低排放的机组符合国家电源发展原则。

j) 可以提高山东省内大容量机组比例，制约小机组盲目建设，有利于环境保护。

k) 机型推荐意见：根据国家能源政策，本期工程建设高参数的 1000MW 超超临界机组是合适的，可以从单位能耗中得到更多的电能，符合目前的国家政策。

l) 水工专业经过多方案研究及经济技术比较，提出了采用明渠取排水方案作为本期工程的循环冷却水取排水方案，较大幅度地降低了工程投资。

m) 总平面专业经过多方案优化，在符合设计规程的前提下，将厂区围墙内占地控制到 22 公顷，较大幅度地减少了征地面积及投资费用。

n) 工程静态投资为 714117 万元，同电规总院《火电工程限额设计参考造价指标(2014 年水平)》2 台 1000MW 机组静态投资相比，投资较高，经过分析，主要原因有以下几项：交通运输工程铁路投资为 50699 万元，参考设计为 13736 万元；供水系统是直流冷却，取水方式为明渠，供水系统投资为 60493 万元，参考设计为二次循环供水，供

水系统投资为 29458 万元；本项目地基处理费用较高，比限额参考设计多 18009 万元；主机设备为提高参数的超超临界机组，增加投资约为 7000 万元；本工程前期费用较高。扣除这几项特殊因素，本工程投资低于限额设计参考造价指标，这主要是设计优化的成果。本工程的投资水平是基本合理的。

综上所述，本工程的建设，对实现东营市发展总体规划，节约能源、改善城市环境、满足人民生活起到重要作用，电厂的建设符合国家的环境方针和产业政策，为东营市的可持续性发展做出贡献。电厂的建设将对东营市及山东省的供电起到重要的作用。同时，对振兴地方经济，带动地区经济协调发展起到积极的推动作用。本工程的建设是完全必要的、可行的。

19.2 主要技术经济指标

k) 总投资

静态	714117 万元
动态	762243 万元
购买小机组容量费	54599 万元
铺底流动资金	6199 万元
工程项目总投资	823041 万元

l) 单位投资

静态	3571 元/kW
动态	3811 元/kW

m) 全厂发电功率

2000MW

n) 年利用小时数

5500 小时

o) 全厂年发电量

1.1×10^{10} kW.h

p) 汽轮发电机组热耗（THA 工况）

7088kJ/kW.h

q) 锅炉效率（保证工况）

94.5%

r) 全厂热效率

47.52%

s) 发电厂用电率

3.88%（含脱硫）

t) 发电标准煤耗（THA 工况）

258.83g/kW.h

u) 总用地面积

厂区占地面积 22hm²

施工区用地面积 20 hm²（临时占地）

v) 土石方量	
厂区及施工区土石方量 填:	0m ³
w) 三材用量	
钢材	58212 t
木材	8694 m ³
水泥	218420 t
x) 百万千瓦耗水指标	0.0047 m ³ / (s·GW)
y) 投资回收期 (税前)	10.8 年
z) 项目投资内部收益率 (税前)	9.6%
aa) 项目资本金内部收益率	13.25%
ab) 投资方内部收益率	10%
ac) 总投资收益率	6.08%
ad) 资本金净利润率	16.92%
ae) 利息备付率	2.12%
af) 偿债备付率	1.3 %
ag) 成本电价	0.226 元/kW.h
ah) 全厂人员指标	350 人
ai) 污染物排放量	
SO ₂	995.5t/a (设计煤)
NO _x	1556.5t/a (设计煤)
烟尘	154t/a (设计煤)
废水 (生活及工业)	0
灰渣	639300 t/a (设计煤)
脱硫副产品	169100 t/a (设计煤)