

新疆天富热电股份有限公司

第三届董事会第三十八次会议决议公告

特别提示

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担个别及连带责任。

新疆天富热电股份有限公司（以下简称“公司”）第三届董事会第三十八次会议通知于 2010 年 12 月 3 日书面通知各位董事，2010 年 12 月 10 日上午 10:00 以传真方式召开，公司董事会成员在充分了解所审议事项的前提下，以传真方式对审议事项逐项进行表决。本次会议在规定时间内应收回表决票 11 张，实际收回表决票 7 张，董事何嘉勇先生、独立董事曹光先生、独立董事陈献政先生、独立董事王友三因出差或出国原因无法联系，缺席本次会议，符合《公司法》及《公司章程》的要求。

会议审议通过如下事项：

1、关于新疆立业天富能源投资有限公司减少注册资本的议案；

同意新疆立业天富能源投资有限公司减少注册资本 7000 万元，其中我公司减少出资 3000 万元，深圳市立业集团有限公司减少出资 4000 万元。减资完成后，该公司注册资本 3.3 亿元，其中我公司出资 1.3 亿元，占该公司注册资本的 39.39%。

同意：6 票 反对：0 票 弃权：1 票。

2、关于代建石河子开发区化工新材料产业园区能源配套工程的议案；

同意公司与石河子国有资产经营（集团）有限公司签订《委托代建合同》，代建石河子开发区化工新材料产业园区能源配套工程。该能源配套工程为新建一座 2×330MW 热电厂，我公司代建项目包括：工程设计、土建施工、安装调试等。代建项目总金额 150,000 万元，代建管理日期自签约日起至 2011 年 12 月 31 日止，代建管理费按工程决算金额的 1.21%收取。

本议案需提交公司股东大会审议。

同意：6 票 反对：0 票 弃权：1 票。

3、关于修改公司章程的议案；

同意对公司章程做如下修改：

将《公司章程》原**第一百一十条第三款**“《上海证券交易所股票上市规则》规定的对外投资、提供财务资助、租入或者租出资产、委托或者受托管理资产和业务、赠与或者受赠资产、债权债务重组、签订许可使用协议、转让或者受让研究与开发项目等交易（以下称“交易事项”），除应由股东大会审议批准的以外，其他应当披露的交易事项由股东大会授权董事会行使，不披露的交易事项由经理层行使。”

修订为“《上海证券交易所股票上市规则》规定的对外投资、提供财务资助、租入或租出资产、委托或受托管理资产和业务、赠与或受赠资产、债权债务重组、签订许可使用协议、转让或受让研究与开发项目等交易，除应由股东大会审议批准的以外，其他应当披露的交易事项由股东大会授权董事会行使，在董事长授权范围内的由董事长行使，不披露的交易事项由经理层行使。”

本议案需提交公司股东大会审议。

同意：6 票 反对：0 票 弃权：1 票。

4、 关于召开 2010 年第一次临时股东大会的议案。

同意于 2010 年 12 月 29 日召开 2010 年第一次临时股东大会，审议以下议案：

- 1) 关于投资建设 2×300MW 热电联产项目的议案；
- 2) 关于代建石河子开发区化工新材料产业园区能源配套工程的议案；
- 3) 关于修改公司章程的议案。

同意：6 票 反对：0 票 弃权：1 票。

独立董事于雳女士表示因其已提出辞职，放弃对本次董事会议案的表决。

特此公告

新疆天富热电股份有限公司董事会

2010 年 12 月 10 日

新疆天富热电股份有限公司

章 程

目录

第一章 总则	0
第二章 经营宗旨和范围	1
第三章 股份	1
第一节 股份发行	1
第二节 股份增减和回购	2
第三节 股份转让	3
第四章 股东和股东大会	4
第一节 股东	4
第二节 股东大会的一般规定	6
第三节 股东大会的召集	8
第四节 股东大会的提案与通知	9
第五节 股东大会的召开	10
第六节 股东大会的表决和决议	13
第五章 董事会	16
第一节 董事	16
第二节 董事会	18
第六章 总经理及其他高级管理人员	22
第七章 监事会	23
第一节 监事	23
第二节 监事会	24
第八章 财务会计制度、利润分配和审计	25
第一节 财务会计制度	25
第二节 内部审计	26
第三节 会计师事务所的聘任	27
第九章 通知和公告	27
第一节 通知	27
第二节 公告	28
第十章 合并、分立、增资、减资、解散和清算	28
第一节 合并、分立、增资和减资	28
第二节 解散和清算	29
第十一章 修改章程	31
第十二章 附则	31

新疆天富热电股份有限公司章程

第一章 总则

第一条 为维护公司、股东和债权人的合法权益，规范公司的组织和行为，根据《中华人民共和国公司法》（以下简称《公司法》）、《中华人民共和国证券法》（以下简称《证券法》）和其他有关规定，制订本章程。

第二条 公司系依照《公司法》和其他有关规定成立的股份有限公司（以下简称“公司”）。

公司经新疆维吾尔自治区人民政府新政函（1999）104号文批准，以发起方式设立；在新疆维吾尔自治区工商行政管理局注册登记，取得营业执照，营业执照号：6500001000629。

第三条 公司于2001年11月22日经中国证监会[2001]100号文批准，首次向中国境内社会公众发行人民币普通股6000万股，于2002年2月28日在上海证券交易所上市。

第四条 公司名称：新疆天富热电股份有限公司

英文名称：XINJIANG TIANFU THERMOELECTRIC CO., LTD

第五条 公司住所：新疆维吾尔自治区石河子市红星路54号

邮政编码：832000

第六条 公司注册资本为人民币 655,696,586.00 元。

公司因增加或者减少注册资本而导致注册资本总额变更的，可以在股东大会通过同意增加或减少注册资本决议后，再就因此而需要修改公司章程的事项通过一项决议，并说明授权董事会具体办理注册资本的变更登记手续。

第七条 公司为永久存续的股份有限公司。

第八条 董事长为公司的法定代表人。

第九条 公司全部资产分为等额股份，股东以其认购的股份为限对公司承担责任，公司以其全部资产对公司的债务承担责任。

第十条 本章程自生效之日起，即成为规范公司的组织与行为、公司与股东、

股东与股东之间权利义务关系的具有法律约束力的文件，对公司、股东、董事、监事、高级管理人员具有法律约束力的文件。依据本章程，股东可以起诉股东，股东可以起诉公司董事、监事、总经理和其他高级管理人员，股东可以起诉公司，公司可以起诉股东、董事、监事、总经理和其他高级管理人员。

第十一条 本章程所称其他高级管理人员是指公司的副总经理、董事会秘书、财务负责人、总工程师。

第二章 经营宗旨和范围

第十二条 公司的经营宗旨：建设和经营以电力、热力生产销售为主体的工业公司。采用先进的技术、优质的服务提供高质量的电力、热力产品，促进新疆电力的发展。以先进科学的管理和灵活、高效的经营体系，确保所有股东取得满意的经济利益。

第十三条 经依法登记，公司的经营范围是：火电、水电、供电、供热、发、送变电设备安装、电力设计，房地产开发，机电设备（汽车及国家有专项审批规定的除外）的销售，水电热力设备安装（具体范围以资质证书为准）。自营和代理各类商品和技术的进出口，但国家限定公司经营或禁止进出口的商品和技术除外。

第三章 股份

第一节 股份发行

第十四条 公司的股份采取股票的形式。

第十五条 公司股份的发行，实行公平、公正的原则，同种类的每一股份应当具有同等权利。

同次发行的同种类股票，每股的发行条件和价格应当相同；任何单位或者个人所认购的股份，每股应当支付相同价额。

第十六条 公司发行的股票，以人民币标明面值。

第十七条 公司发行的股份，在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司

集中存管。

第十八条 公司发起人为新疆天富电力（集团）有限责任公司、新疆生产建设兵团农七师电力公司、新疆石河子造纸厂、新疆白杨水泥制品有限责任公司和石河子西营农场，除新疆天富电力（集团）有限责任公司以非货币资产出资外，其余发起人均以货币出资；上述发起人的出资时间为1998年12月15日。

第十九条 公司股份总数为655,696,586股，均为普通股。

第二十条 公司或公司的子公司（包括公司的附属企业）不以赠与、垫资、担保、补偿或贷款等形式，对购买或者拟购买公司股份的人提供任何资助。

第二节 股份增减和回购

第二十一条 公司根据经营和发展的需要，依照法律、法规的规定，经股东大会分别作出决议，可以采用下列方式增加资本：

- （一）公开发行股份；
- （二）非公开发行股份；
- （三）向现有股东派送红股；
- （四）以公积金转增股本；
- （五）法律、行政法规规定以及中国证监会批准的其他方式。

第二十二条 公司可以减少注册资本。公司减少注册资本，应当按照《公司法》以及其他有关规定和本章程规定的程序办理。

第二十三条 公司在下列情况下，可以依照法律、行政法规、部门规章和本章程的规定，收购本公司的股份：

- （一）减少公司注册资本；
- （二）与持有本公司股票的其他公司合并；
- （三）将股份奖励给本公司职工；
- （四）股东因对股东大会作出的公司合并、分立决议持异议，要求公司收购其股份的。

除上述情形外，公司不进行买卖本公司股份的活动。

第二十四条 公司收购本公司股份，可以选择下列方式之一进行：

- （一）证券交易所集中竞价交易方式；
- （二）要约方式；

(三) 中国证监会认可的其他方式。

第二十五条 公司因本章程第二十三条第（一）项至第（三）项的原因收购本公司股份的，应当经股东大会决议。公司依照第二十三条规定收购本公司股份后，属于第（一）项情形的，应当自收购之日起 10 日内注销；属于第（二）项、第（四）项情形的，应当在 6 个月内转让或者注销。

公司依照第二十三条第（三）项规定收购的本公司股份，将不超过本公司已发行股份总额的 5%；用于收购的资金应当从公司的税后利润中支出；所收购的股份应当 1 年内转让给职工。

第三节 股份转让

第二十六条 公司的股份可以依法转让。

第二十七条 公司不接受本公司的股票作为质押权的标的。

第二十八条 发起人持有的本公司股份，自公司成立之日起 1 年内不得转让。公司公开发行股份前已发行的股份，自公司股票在证券交易所上市交易之日起 1 年内不得转让。

公司董事、监事、高级管理人员应当向公司申报所持有的本公司的股份及其变动情况，在任职期间每年转让的股份不得超过其所持有本公司股份总数的 25%；所持本公司股份自公司股票上市交易之日起 1 年内不得转让。上述人员离职后半年内，不得转让其所持有的本公司股份。

第二十九条 公司董事、监事、高级管理人员、持有本公司股份 5%以上的股东，将其持有的本公司股票在买入后 6 个月内卖出，或者在卖出后 6 个月内又买入，由此所得收益归本公司所有，本公司董事会将收回其所得收益。但是，证券公司因包销购入售后剩余股票而持有 5%以上股份的，卖出该股票不受 6 个月时间限制。

公司董事会不按照前款规定执行的，股东有权要求董事会在 30 日内执行。公司董事会未在上述期限内执行的，股东有权为了公司的利益以自己的名义直接向人民法院提起诉讼。

公司董事会不按照第一款的规定执行的，负有责任的董事依法承担连带责任。

第四章 股东和股东大会

第一节 股东

第三十条 公司依据证券登记机构提供的凭证建立股东名册，股东名册是证明股东持有公司股份的充分证据。股东按其所持有股份的种类享有权利，承担义务；持有同一种类股份的股东，享有同等权利，承担同种义务。

公司应当与证券登记机构签订股份保管协议，定期查询主要股东资料以及主要股东的持股变更（包括股权的出质）情况，及时掌握公司的股权结构。

第三十一条 公司召开股东大会、分配股利、清算及从事其他需要确认股东身份的行为时，由董事会或股东大会召集人确定股权登记日，股权登记日收市后登记在册的股东为享有相关权益的股东。

第三十二条 公司股东享有下列权利：

- （一）依照其所持有的股份份额获得股利和其他形式的利益分配；
- （二）依法请求、召集、主持、参加或者委派股东代理人参加股东大会，并行使相应的表决权；
- （三）对公司的经营进行监督，提出建议或者质询；
- （四）依照法律、行政法规及本章程的规定转让、赠与或质押其所持有的股份；
- （五）查阅本章程、股东名册、公司债券存根、股东大会会议记录、董事会会议决议、监事会会议决议、财务会计报告；
- （六）公司终止或者清算时，按其所持有的股份份额参加公司剩余财产的分配；
- （七）对股东大会作出的公司合并、分立决议持异议的股东，要求公司收购其股份；
- （八）法律、行政法规、部门规章或本章程规定的其他权利。

第三十三条 股东提出查阅前条所述有关信息或者索取资料的，应当向公司提供证明其持有公司股份的种类以及持股数量的书面文件，公司经核实股东身份后按照股东的要求予以提供。

第三十四条 公司股东大会、董事会决议内容违反法律、行政法规的，股东有权请求人民法院认定无效。

股东大会、董事会的会议召集程序、表决方式违反法律、行政法规或者本章程，或者决议内容违反本章程的，股东有权自决议作出之日起 60 日内，请求人民法院撤销。

第三十五条 董事、高级管理人员执行公司职务时违反法律、行政法规或者本章程的规定，给公司造成损失的，连续 180 日以上单独或合并持有公司 1%以上股份的股东有权书面请求监事会向人民法院提起诉讼；监事会执行公司职务时违反法律、行政法规或者本章程的规定，给公司造成损失的，股东可以书面请求董事会向人民法院提起诉讼。

监事会、董事会收到前款规定的股东书面请求后拒绝提起诉讼，或者自收到请求之日起 30 日内未提起诉讼，或者情况紧急、不立即提起诉讼将会使公司利益受到难以弥补的损害的，前款规定的股东有权为了公司的利益以自己的名义直接向人民法院提起诉讼。

他人侵犯公司合法权益，给公司造成损失的，本条第一款规定的股东可以依照前两款的规定向人民法院提起诉讼。

第三十六条 董事、高级管理人员违反法律、行政法规或者本章程的规定，损害股东利益的，股东可以向人民法院提起诉讼。

第三十七条 公司股东承担下列义务：

（一）遵守法律、行政法规和本章程；

（二）依其所认购的股份和入股方式缴纳股金；

（三）除法律、法规规定的情形外，不得退股；

（四）不得滥用股东权利损害公司或者其他股东的利益；不得滥用公司法人独立地位和股东有限责任损害公司债权人的利益；

公司股东滥用股东权利给公司或者其他股东造成损失的，应当依法承担赔偿责任。

公司股东滥用公司法人独立地位和股东有限责任，逃避债务，严重损害公司债权人利益的，应当对公司债务承担连带责任。

（五）法律、行政法规及本章程规定应当承担的其他义务。

第三十八条 持有公司 5%以上有表决权股份的股东，将其持有的股份进行质押的，应当自该事实发生当日，向公司作出书面报告。

第三十九条 控股股东和实际控制人及其附属企业不得利用其关联关系损害公司利益。违反规定的，给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。控股股东和

实际控制人及其附属企业对公司和公司社会公众股股东负有诚信义务。控股股东应严格依法行使出资人的权利，不得利用利润分配、资产重组、对外投资、资金占用、借款担保等方式损害公司和社会公众股股东的合法权益，不得利用其控制地位损害公司和社会公众股股东的利益。

公司董事会建立对大股东所持股份‘占用即冻结’的机制，即发现控股股东侵占公司资产应立即申请司法冻结，凡不能以现金清偿的，通过变现股权偿还侵占资产。公司董事长作为‘占用即冻结’机制的第一责任人，财务负责人、董事会秘书协助其做好‘占用即冻结’工作。对于发现公司董事、高级管理人员协助、纵容控股股东及其附属企业侵占公司资产的，公司董事会应当视情节轻重对直接责任人给予通报、警告处分，对于负有严重责任的董事应予以罢免。公司监事会切实履行好监督职能。

第二节 股东大会的一般规定

第四十条 股东大会是公司的权力机构，依法行使下列职权：

- (一) 决定公司的经营方针和投资计划；
- (二) 选举和更换董事、非由职工代表担任的监事，决定有关董事、监事的报酬事项；
- (三) 审议批准董事会的报告；
- (四) 审议批准监事会报告；
- (五) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- (六) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- (七) 对公司增加或者减少注册资本作出决议；
- (八) 对发行公司债券作出决议；
- (九) 对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决议；
- (十) 修改本章程；
- (十一) 对公司聘用、解聘会计师事务所作出决议；
- (十二) 审议批准第四十一条规定的担保事项；
- (十三) 审议公司在一年内购买、出售重大资产超过公司最近一期经审计总资产 30%的事项；
- (十四) 审议公司重大对外投资事项；

(十五) 审议批准公司拟与关联人发生的交易金额在 3000 万元以上, 且占公司最近一期经审计净资产绝对值 5%以上的关联交易;

(十六) 审议批准变更募集资金用途事项;

(十七) 审议股权激励计划;

(十八) 审议法律、行政法规、部门规章或本章程规定应当由股东大会决定的其他事项。

第四十一条 公司下列对外担保行为, 须经股东大会审议通过。

(一) 本公司及本公司控股子公司的对外担保总额, 达到或超过最近一期经审计净资产的 50%以后提供的任何担保;

(二) 公司的对外担保总额, 达到或超过最近一期经审计总资产的 30%以后提供的任何担保;

(三) 为资产负债率超过 70%的担保对象提供的担保;

(四) 单笔担保额超过最近一期经审计净资产 10%的担保;

(五) 对股东、实际控制人及其关联方提供的担保。

第四十二条 股东大会分为年度股东大会和临时股东大会。年度股东大会每年召开 1 次, 应当于上一会计年度结束后的 6 个月内举行。

第四十三条 有下列情形之一的, 公司在事实发生之日起 2 个月以内召开临时股东大会:

(一) 董事人数不足 6 人时;

(二) 公司未弥补的亏损达实收股本总额 1/3 时;

(三) 单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东请求时;

(四) 董事会认为必要时;

(五) 监事会提议召开时;

(六) 法律、行政法规、部门规章或本章程规定的其他情形。

第四十四条 本公司召开股东大会的地点为: 新疆维吾尔自治区石河子市红星路 54 号。股东大会召开地点有变化的, 应在会议通知中予以明确。

股东大会将设置会场, 以现场会议形式召开。公司还将提供网络方式为股东参加股东大会提供便利。股东通过上述方式参加股东大会的, 视为出席。

第四十五条 本公司召开股东大会时将聘请律师对以下问题出具法律意见并公告:

(一) 会议的召集、召开程序是否符合法律、行政法规、本章程;

- (二) 出席会议人员的资格、召集人资格是否合法有效;
- (三) 会议的表决程序、表决结果是否合法有效;
- (四) 应本公司要求对其他有关问题出具的法律意见。

第三节 股东大会的召集

第四十六条 独立董事有权向董事会提议召开临时股东大会。对独立董事要求召开临时股东大会的提议，董事会应当根据法律、行政法规和本章程的规定，在收到提议后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。

董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知；董事会不同意召开临时股东大会的，将说明理由并公告。

第四十七条 监事会有权向董事会提议召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和本章程的规定，在收到提案后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。

董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提议的变更，应征得监事会的同意。

董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到提案后 10 日内未作出反馈的，视为董事会不能履行或者不履行召集股东大会会议职责，监事会可以自行召集和主持。

第四十八条 单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东有权向董事会请求召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和本章程的规定，在收到请求后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。

董事会同意召开临时股东大会的，应当在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原请求的变更，应当征得相关股东的同意。

董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到请求后 10 日内未作出反馈的，单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东有权向监事会提议召开临时股东大会，并应当以书面形式向监事会提出请求。

监事会同意召开临时股东大会的，应在收到请求 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提案的变更，应当征得相关股东的同意。

监事会未在规定期限内发出股东大会通知的，视为监事会不召集和主持股东

大会，连续 90 日以上单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东可以自行召集和主持。

第四十九条 监事会或股东决定自行召集股东大会的，须书面通知董事会，同时向公司所在地中国证监会派出机构和证券交易所备案。

在股东大会决议公告前，召集股东持股比例不得低于 10%。

召集股东应在发出股东大会通知及股东大会决议公告时，向公司所在地中国证监会派出机构和证券交易所提交有关证明材料。

第五十条 对于监事会或股东自行召集的股东大会，董事会和董事会秘书将予以配合。董事会应当提供股权登记日的股东名册。

第五十一条 监事会或股东自行召集的股东大会，会议所必需的费用由本公司承担。

第四节 股东大会的提案与通知

第五十二条 提案的内容应当属于股东大会职权范围，有明确议题和具体决议事项，并且符合法律、行政法规和本章程的有关规定。

第五十三条 公司召开股东大会，董事会、监事会以及单独或者合并持有公司 3%以上股份的股东，有权向公司提出提案。

单独或者合计持有公司 3%以上股份的股东，可以在股东大会召开 10 日前提出临时提案并书面提交召集人。召集人应当在收到提案后 2 日内发出股东大会补充通知，公告临时提案的内容。

除前款规定的情形外，召集人在发出股东大会通知公告后，不得修改股东大会通知中已列明的提案或增加新的提案。

股东大会通知中未列明或不符合本章程第五十二条规定的提案，股东大会不得进行表决并作出决议。

第五十四条 召集人将在年度股东大会召开 20 日前以公告方式通知各股东，临时股东大会将于会议召开 15 日前以公告方式通知各股东。

第五十五条 股东大会的通知包括以下内容：

- (一) 会议的时间、地点和会议期限；
- (二) 提交会议审议的事项和提案；
- (三) 以明显的文字说明：全体股东均有权出席股东大会，并可以书面委托

代理人出席会议和参加表决，该股东代理人不必是公司的股东；

（四）有权出席股东大会股东的股权登记日；

（五）会务常设联系人姓名，电话号码。

股东大会通知和补充通知中应当充分、完整披露所有提案的全部具体内容。拟讨论的事项需要独立董事发表意见的，发布股东大会通知或补充通知时将同时披露独立董事的意见及理由。

股东大会采用网络方式的，应当在股东大会通知中明确载明网络方式的表决时间及表决程序。股东大会网络方式投票的开始时间，不得早于现场股东大会召开前一日下午 3:00，并不得迟于现场股东大会召开当日上午 9:30，其结束时间不得早于现场股东大会结束当日下午 3:00。

股权登记日与会议日期之间的间隔应当不多于 7 个工作日。股权登记日一旦确认，不得变更。

第五十六条 股东大会拟讨论董事、监事选举事项的，股东大会通知中将充分披露董事、监事候选人的详细资料，至少包括以下内容：

（一）教育背景、工作经历、兼职等个人情况；

（二）与本公司或本公司的控股股东及实际控制人是否存在关联关系；

（三）披露持有本公司股份数量；

（四）是否受过中国证监会及其他有关部门的处罚和证券交易所惩戒。

除采取累积投票制选举董事、监事外，每位董事、监事候选人应当以单项提案提出。

第五十七条 发出股东大会通知后，无正当理由，股东大会不应延期或取消，股东大会通知中列明的提案不应取消。一旦出现延期或取消的情形，召集人应当在原定召开日前至少 2 个工作日公告并说明原因。

第五节 股东大会的召开

第五十八条 本公司董事会和其他召集人将采取必要措施，保证股东大会的正常秩序。对于干扰股东大会、寻衅滋事和侵犯股东合法权益的行为，将采取措施加以制止并及时报告有关部门查处。

第五十九条 股权登记日登记在册的所有股东或其代理人，均有权出席股东大会。并依照有关法律、法规及本章程行使表决权。

股东可以亲自出席股东大会，也可以委托代理人代为出席和表决。

第六十条 个人股东亲自出席会议的，应出示本人身份证或其他能够表明其身份的有效证件或证明、股票账户卡；委托代理他人出席会议的，应出示本人有效身份证件、股东授权委托书。

法人股东应由法定代表人或者法定代表人委托的代理人出席会议。法定代表人出席会议的，应出示本人身份证、能证明其具有法定代表人资格的有效证明；委托代理人出席会议的，代理人应出示本人身份证、法人股东单位的法定代表人依法出具的书面授权委托书。

第六十一条 股东出具的委托他人出席股东大会的授权委托书应当载明下列内容：

- （一）代理人的姓名；
- （二）是否具有表决权；
- （三）分别对列入股东大会会议程的每一审议事项投赞成、反对或弃权票的指示；
- （四）委托书签发日期和有效期限；
- （五）委托人签名（或盖章）。委托人为法人股东的，应加盖法人单位印章。

第六十二条 委托书应当注明如果股东不作具体指示，股东代理人是否可以按自己的意思表决。

第六十三条 代理投票授权委托书由委托人授权他人签署的，授权签署的授权书或者其他授权文件应当经过公证。经公证的授权书或者其他授权文件，和投票代理委托书均需备置于公司住所或者召集会议的通知中指定的其他地方。

委托人为法人的，由其法定代表人或者董事会、其他决策机构决议授权的人作为代表出席公司的股东大会。

第六十四条 出席会议人员的会议登记册由公司负责制作。会议登记册载明参加会议人员姓名（或单位名称）、身份证号码、住所地址、持有或者代表有表决权的股份数额、被代理人姓名（或单位名称）等事项。

第六十五条 召集人和公司聘请的律师将依据证券登记结算机构提供的股东名册共同对股东资格的合法性进行验证，并登记股东姓名（或名称）及其所持有表决权的股份数。在会议主持人宣布现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数之前，会议登记应当终止。

第六十六条 股东大会召开时，本公司全体董事、监事和董事会秘书应当出

席会议，总经理和其他高级管理人员应当列席会议。

第六十七条 股东大会由董事长主持。董事长不能履行职务或不履行职务时，由副董事长主持，副董事长不能履行职务或者不履行职务时，由半数以上董事共同推举的一名董事主持。

监事会自行召集的股东大会，由监事会主席主持。监事会主席不能履行职务或不履行职务时，由半数以上监事共同推举的一名监事主持。

股东自行召集的股东大会，由召集人推举代表主持。

召开股东大会时，会议主持人违反议事规则使股东大会无法继续进行的，经现场出席股东大会有表决权过半数的股东同意，股东大会可推举一人担任会议主持人，继续开会。

第六十八条 公司制定股东大会议事规则，详细规定股东大会的召开和表决程序，包括通知、登记、提案的审议、投票、计票、表决结果的宣布、会议决议的形成、会议记录及其签署、公告等内容，以及股东大会对董事会的授权原则，授权内容应明确具体。股东大会议事规则应作为章程的附件，由董事会拟定，股东大会批准。

第六十九条 在年度股东大会上，董事会、监事会应当就其过去一年的工作向股东大会作出报告。每名独立董事也应作出述职报告。

第七十条 董事、监事、高级管理人员在股东大会上就股东的质询和建议作出解释和说明。

第七十一条 会议主持人应当在表决前宣布现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数，现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数以会议登记为准。

第七十二条 股东大会应有会议记录，由董事会秘书负责。会议记录记载以下内容：

（一）会议时间、地点、议程和召集人姓名或名称；

（二）会议主持人以及出席或列席会议的董事、监事、总经理和其他高级管理人员姓名；

（三）出席会议的股东和代理人人数、所持有表决权的股份总数及占公司股份总数的比例；在公司未完成股权分置改革前，会议记录还应该包括出席股东大会的流通股股东（包括股东代理人）和非流通股股东（包括股东代理人）所持有表决权的股份数，各占公司总股份的比例；

(四) 对每一提案的审议经过、发言要点和表决结果(在公司未完成股权分置改革前,还应当记载流通股股东和非流通股股东对每一决议事项的表决情况);

(五) 股东的质询意见或建议以及相应的答复或说明;

(六) 律师及计票人、监票人姓名;

(七) 本章程规定应当载入会议记录的其他内容。

第七十三条 召集人应当保证会议记录内容真实、准确和完整。出席会议的董事、监事、董事会秘书、召集人或其代表、会议主持人应当在会议记录上签名。会议记录应当与现场出席股东的签名册及代理出席的委托书、网络方式表决情况的有效资料一并保存,保存期限为10年。

第七十四条 召集人应当保证股东大会连续举行,直至形成最终决议。因不可抗力等特殊原因导致股东大会中止或不能作出决议的,应采取必要措施尽快恢复召开股东大会或直接终止本次股东大会,并及时公告。同时,召集人应向公司所在地中国证监会派出机构及证券交易所报告。

第六节 股东大会的表决和决议

第七十五条 股东大会决议分为普通决议和特别决议。

股东大会作出普通决议,应当由出席股东大会的股东(包括股东代理人)所持表决权的1/2以上通过。

股东大会作出特别决议,应当由出席股东大会的股东(包括股东代理人)所持表决权的2/3以上通过。

第七十六条 下列事项由股东大会以普通决议通过:

(一) 董事会和监事会的工作报告;

(二) 董事会拟定的利润分配方案和弥补亏损方案;

(三) 董事会和监事会成员的任免及其报酬和支付方法;

(四) 公司年度预算方案、决算方案;

(五) 公司年度报告;

(六) 除法律、行政法规规定或者本章程规定应当以特别决议通过以外的其他事项。

第七十七条 下列事项由股东大会以特别决议通过:

(一) 公司增加或者减少注册资本;

(二) 公司的分立、合并、解散和清算;

(三) 本章程的修改;

(四) 公司在一年内购买、出售重大资产或者担保金额超过公司最近一期经审计总资产 30%的;

(五) 股权激励计划;

(六) 法律、行政法规或本章程规定的,以及股东大会以普通决议认定会对公司产生重大影响的、需要以特别决议通过的其他事项。

第七十八条 股东(包括股东代理人)以其所代表的有表决权的股份数额行使表决权,每一股份享有一票表决权。

公司持有的本公司股份没有表决权,且该部分股份不计入出席股东大会有表决权的股份总数。

董事会、独立董事和符合相关规定条件的股东可以征集股东投票权。

第七十九条 股东大会审议有关关联交易事项时,关联股东不应当参与投票表决,其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数;股东大会决议的公告应当充分披露非关联股东的表决情况。

关于关联关系股东的回避和表决程序,由股东大会议事规则加以规定。

第八十条 公司应在保证股东大会合法、有效的前提下,通过各种方式和途径,包括提供网络形式的投票平台等现代信息技术手段,为股东参加股东大会提供便利。

第八十一条 除公司处于危机等特殊情况下,非经股东大会以特别决议批准,公司将不与董事、总经理和其它高级管理人员以外的人订立将公司全部或者重要业务的管理授予该人负责的合同。

第八十二条 董事、监事候选人名单以提案的方式提请股东大会表决。

公司董事会换届选举或补选董事时,董事会、合并或单独持有公司 3%以上股份的股东可以提出董事候选人,由董事会审核后提请股东大会选举。公司监事会换届选举或补选监事时,监事会、合并或单独持有公司 3%以上股份的股东可以提出非职工代表担任的监事候选人,由监事会审核后提请股东大会选举;职工代表担任的监事由职工通过职工代表大会、职工大会或其他形式民主选举产生后直接进入监事会。

股东大会就选举董事、监事进行表决时,根据本章程的规定或者股东大会的决议,可以实行累积投票制。

前款所称累积投票制是指股东大会选举董事或者监事时，每一股份拥有与应选董事或者监事人数相同的表决权，股东拥有的表决权可以集中使用。董事会应当向股东公告候选董事、监事的简历和基本情况。

通过累积投票制选举董事、监事时实行差额选举，董事、监事候选人的人数应当多于拟选出的董事、监事人数。在累积投票制下，独立董事应当与董事会其他成员分别选举。

第八十三条 除累积投票制外，股东大会将对所有提案进行逐项表决，对同一事项有不同提案的，将按提案提出的时间顺序进行表决。除因不可抗力等特殊原因导致股东大会中止或不能作出决议外，股东大会将不会对提案进行搁置或不予表决。

第八十四条 股东大会审议提案时，不会对提案进行修改，否则，有关变更应当被视为一个新的提案，不能在本次股东大会上进行表决。

第八十五条 同一表决权只能选择现场、网络表决方式中的一种。同一表决权出现重复表决的以第一次投票结果为准。

第八十六条 股东大会采取记名方式投票表决。

第八十七条 股东大会对提案进行表决前，应当推举两名股东代表参加计票和监票。审议事项与股东有利害关系的，相关股东及代理人不得参加计票、监票。

股东大会对提案进行表决时，应当由律师、股东代表与监事代表共同负责计票、监票，并当场公布表决结果，决议的表决结果载入会议记录。

通过网络方式投票的公司股东或其代理人，有权通过相应的投票系统查验自己的投票结果。

第八十八条 股东大会现场结束时间不得早于网络方式，会议主持人应当宣布每一提案的表决情况和结果，并根据表决结果宣布提案是否通过。

在正式公布表决结果前，公司、计票人、监票人、主要股东、网络服务方等相关各方对表决情况均负有保密义务。

第八十九条 出席股东大会的股东，应当对提交表决的提案发表以下意见之一：同意、反对或弃权。

未填、错填、字迹无法辨认的表决票、未投的表决票均视为投票人放弃表决权利，其所持股份数的表决结果应计为“弃权”。

第九十条 会议主持人如果对提交表决的决议结果有任何怀疑，可以对所投票数组织点票；如果会议主持人未进行点票，出席会议的股东或者股东代理人对

会议主持人宣布结果有异议的，有权在宣布表决结果后立即要求点票，会议主持人应当立即组织点票。

第九十一条 股东大会决议应当及时公告，公告中应列明出席会议的股东和代理人人数、所持有表决权的股份总数及占公司有权表决权股份总数的比例、表决方式、每项提案的表决结果和通过的各项决议的详细内容。

第九十二条 提案未获通过，或者本次股东大会变更前次股东大会决议的，应当在股东大会决议公告中作特别提示。

第九十三条 股东大会通过有关董事、监事选举提案的，新任董事、监事就任时间自股东大会作出有关董事、监事选举决议之日起计算，至本届董事会、监事会任期届满之日为止。

第九十四条 股东大会通过有关派现、送股或资本公积转增股本提案的，公司将在股东大会结束后 2 个月内实施具体方案。

第五章 董事会

第一节 董事

第九十五条 公司董事为自然人，有下列情形之一的，不能担任公司的董事：

- （一）无民事行为能力或者限制民事行为能力；
- （二）因贪污、贿赂、侵占财产、挪用财产或者破坏社会主义市场经济秩序，被判处刑罚，执行期满未逾 5 年，或者因犯罪被剥夺政治权利，执行期满未逾 5 年；
- （三）担任破产清算的公司、企业的董事或者厂长、经理，对该公司、企业的破产负有个人责任的，自该公司、企业破产清算完结之日起未逾 3 年；
- （四）担任因违法被吊销营业执照、责令关闭的公司、企业的法定代表人，并负有个人责任的，自该公司、企业被吊销营业执照之日起未逾 3 年；
- （五）个人所负数额较大的债务到期未清偿；
- （六）被中国证监会处以证券市场禁入处罚，期限未满的；
- （七）法律、行政法规或部门规章规定的其他内容。

违反本条规定选举、委派董事的，该选举、委派或者聘任无效。董事在任职期间出现本条情形的，公司解除其职务。

第九十六条 董事由股东大会选举或更换，任期三年。董事任期届满，可连选连任。董事在任期届满以前，股东大会不能无故解除其职务。

董事任期从就任之日起计算，至本届董事会任期届满时为止。董事任期届满未及时改选，在改选出的董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规、部门规章和本章程的规定，履行董事职务。

董事可以由总经理或者其他高级管理人员兼任，但兼任总经理或者其他高级管理人员职务的董事以及由职工代表担任的董事，总计不得超过公司董事总数的1/2。

第九十七条 董事应当遵守法律、行政法规和本章程，对公司负有下列忠实义务：

- (一) 不得利用职权收受贿赂或者其他非法收入，不得侵占公司的财产；
- (二) 不得挪用公司资金；
- (三) 不得将公司资产或者资金以其个人名义或者其他个人名义开立账户存储；
- (四) 不得违反本章程的规定，未经股东大会或董事会同意，将公司资金借贷给他人或者以公司财产为他人提供担保；
- (五) 不得违反本章程的规定或未经股东大会同意，与本公司订立合同或者进行交易；
- (六) 未经股东大会同意，不得利用职务便利，为自己或他人谋取本应属于公司的商业机会，自营或者为他人经营与本公司同类的业务；
- (七) 不得接受与公司交易的佣金归为己有；
- (八) 不得擅自披露公司秘密；
- (九) 不得利用其关联关系损害公司利益；
- (十) 法律、行政法规、部门规章及本章程规定的其他忠实义务。

董事违反本条规定所得的收入，应当归公司所有；给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。

第九十八条 董事应当遵守法律、行政法规和本章程，对公司负有下列勤勉义务：

- (一) 应谨慎、认真、勤勉地行使公司赋予的权利，以保证公司的商业行为符合国家法律、行政法规以及国家各项经济政策的要求，商业活动不超过营业执照规定的业务范围；

- (二) 应公平对待所有股东；
- (三) 及时了解公司业务经营管理状况；
- (四) 应当对公司定期报告签署书面确认意见。保证公司所披露的信息真实、准确、完整；
- (五) 应当如实向监事会提供有关情况和资料，不得妨碍监事会或者监事行使职权；
- (六) 法律、行政法规、部门规章及本章程规定的其他勤勉义务。

第九十九条 董事连续两次未能亲自出席，也不委托其他董事出席董事会会议，视为不能履行职责，董事会应当建议股东大会予以撤换。

第一百条 董事可以在任期届满以前提出辞职。董事辞职应向董事会提交书面辞职报告。董事会将在 2 日内披露有关情况。

如因董事的辞职导致公司董事会低于法定最低人数时，在改选出的董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规、部门规章和本章程规定，履行董事职务。

除前款所列情形外，董事辞职自辞职报告送达董事会时生效。

第一百零一条 董事辞职生效或者任期届满，应向董事会办妥所有移交手续，其对公司和股东承担的忠实义务，在任期结束后并不当然解除。其对公司商业秘密保密义务在其任职结束后仍然有效，直到该秘密成为公开信息；其他忠实义务的持续时间应当根据公平的原则决定，一般应在辞职生效或任职届满后 1 年内仍然有效。

第一百零二条 未经本章程规定或者董事会的合法授权，任何董事不得以个人名义代表公司或者董事会行事。董事以其个人名义行事时，在第三方会合理地认为该董事在代表公司或者董事会行事的情况下，该董事应当事先声明其立场和身份。

第一百零三条 董事执行公司职务时违反法律、行政法规、部门规章或本章程的规定，给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。

第一百零四条 独立董事应按照法律、行政法规及部门规章的有关规定执行。

第二节 董事会

第一百零五条 公司设董事会，对股东大会负责。

第一百零六条 董事会由 11 名董事组成，其中独立董事 4 名，设董事长 1 人，副董事长 1 人。

第一百零七条 董事会行使下列职权：

- (一) 召集股东大会，并向股东大会报告工作；
- (二) 执行股东大会的决议；
- (三) 决定公司的经营计划和投资方案；
- (四) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- (五) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- (六) 制订公司增加或者减少注册资本、发行债券或其他证券及上市方案；
- (七) 拟订公司重大收购、收购本公司股票或者合并、分立、解散及变更公司形式的方案；
- (八) 在股东大会授权范围内，决定公司对外投资、收购出售资产、资产抵押、对外担保事项、委托理财、关联交易等事项；
- (九) 决定公司内部管理机构的设置；
- (十) 聘任或者解聘公司总经理、董事会秘书；根据总经理的提名，聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人等高级管理人员，并决定其报酬事项和奖惩事项；
- (十一) 制订公司的基本管理制度；
- (十二) 制订本章程的修改方案；
- (十三) 管理公司信息披露事项；
- (十四) 向股东大会提请聘请或更换为公司审计的会计师事务所；
- (十五) 听取公司总经理的工作汇报并检查总经理的工作；
- (十六) 制定董事会各专门委员会的工作规则；
- (十七) 审议批准公司拟与关联自然人发生的交易金额在 30 万元以上的关联交易；审议批准公司拟与关联法人发生的交易金额在 300 万元以上，且占公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5%以上的关联交易；
- (十八) 法律、行政法规、部门规章或本章程授予的其他职权。

第一百零八条 公司董事会应当就注册会计师对公司财务报告出具的非标准审计意见向股东大会作出说明。

第一百零九条 董事会制定董事会议事规则，以确保董事会落实股东大会决议，提高工作效率，保证科学决策。

董事会议事规则规定董事会的召开和表决程序,董事会议事规则应作为章程的附件,由董事会拟定,股东大会批准。

第一百一十条 董事会应当确定对外投资、收购出售资产、资产抵押、对外担保事项、委托理财、关联交易的权限,建立严格的审查和决策程序;重大投资项目应当组织有关专家、专业人员进行评审,并报股东大会批准。

董事会审议批准本章程规定的须由股东大会审议以外的收购出售重大资产、对外担保事项,以及本章程规定的由董事会审议批准的关联交易事项。上述收购出售重大资产不包括购买原材料、燃料和动力,以及出售产品、商品等与日常经营相关的资产购买或者出售行为。

《上海证券交易所股票上市规则》规定的对外投资、提供财务资助、租入或租出资产、委托或受托管理资产和业务、赠与或受赠资产、债权债务重组、签订许可使用协议、转让或受让研究与开发项目等交易,除应由股东大会审议批准的以外,其他应当披露的交易事项由股东大会授权董事会行使,在董事长授权范围内的由董事长行使,不披露的交易事项由经理层行使。

第一百一十一条 董事会设董事长 1 人,可以设副董事长。董事长和副董事长由董事会以全体董事的过半数选举产生。

第一百一十二条 董事长行使下列职权:

- (一) 主持股东大会和召集、主持董事会会议;
- (二) 督促、检查董事会决议的执行;
- (三) 董事会授予的 2000 万元以内的股权投资、技改项目、资产处置、贷款事项的资金运作权限,以及公司与其关联人达成的关联交易总额在 300 万元以下,或占上市公司最近经审计净资产值的 0.5%之下的关联交易事项。但有关法律、法规及规范性文件中特别规定的事项除外。
- (四) 董事会授予的其他职权。

公司副董事长协助董事长工作,董事长不能履行职务或者不履行职务的,由副董事长履行职务;副董事长不能履行职务或者不履行职务的,由半数以上董事共同推举一名董事履行职务。

第一百一十三条 董事会每年至少召开两次会议,由董事长召集,于会议召开 10 日以前书面通知全体董事和监事。

第一百一十四条 代表 1/10 以上表决权的股东、1/3 以上董事或者监事会,可以提议召开董事会临时会议。董事长应当自接到提议后 10 日内,召集和主持

董事会会议。

第一百一十五条 董事会召开临时董事会会议须以书面邮寄、传真或公告的方式通知提前 5 天通知。但在特殊或紧急情况下召开的临时董事会以及通讯方式表决的临时董事会除外。

第一百一十六条 董事会会议通知包括以下内容：

- (一) 会议日期和地点；
- (二) 会议期限；
- (三) 事由及议题；
- (四) 发出通知的日期。

第一百一十七条 董事会会议应有过半数的董事出席方可举行。董事会作出决议，必须经全体董事的过半数通过。

董事会决议的表决，实行一人一票。

第一百一十八条 董事与董事会会议决议事项所涉及的企业有关联关系的，不得对该项决议行使表决权，也不得代理其他董事行使表决权。该董事会会议由过半数的无关联关系董事出席即可举行，董事会会议所作决议须经无关联关系董事过半数通过。出席董事会的无关联董事人数不足 3 人的，应将该事项提交股东大会审议。

第一百一十九条 董事会决议表决方式为：举手表决或书面表决等记名表决方式。

董事会临时会议在保障董事充分表达意见的前提下，可以用通讯方式进行并作出决议，并由参会董事签字。

第一百二十条 董事会会议，应由董事本人出席；董事因故不能出席，可以书面委托其他董事代为出席，委托书中应载明代理人的姓名，代理事项、授权范围和有效期限，并由委托人签名或盖章。代为出席会议的董事应当在授权范围内行使董事的权利。董事未出席董事会会议，亦未委托代表出席的，视为放弃在该次会议上的投票权。

第一百二十一条 董事会应当对会议所议事项的决定做成会议记录，出席会议的董事应当在会议记录上签名。

董事会会议记录作为公司档案保存，保存期限为 10 年。

第一百二十二条 董事会会议记录包括以下内容：

- (一) 会议召开的日期、地点和召集人姓名；

- (二) 出席董事的姓名以及受他人委托出席董事会的董事（代理人）姓名；
- (三) 会议议程；
- (四) 董事发言要点；
- (五) 每一决议事项的表决方式和结果（表决结果应载明赞成、反对或弃权的票数）。

第六章 总经理及其他高级管理人员

第一百二十三条 公司设总经理 1 名，由董事会聘任或解聘。

公司设副总经理若干名，由董事会聘任或解聘。

公司总经理、副总经理、董事会秘书、财务负责人、总工程师为公司高级管理人员。

第一百二十四条 本章程第九十五条关于不得担任董事的情形，同时适用于高级管理人员。

本章程第九十七条关于董事的忠实义务和第九十八条（四）至（六）项关于勤勉义务的规定，同时适用于高级管理人员。

第一百二十五条 在公司控股股东、实际控制人单位担任除董事以外其他职务的人员，不得担任公司的高级管理人员。

第一百二十六条 总经理每届任期三年，总经理连聘可以连任。

第一百二十七条 总经理对董事会负责，行使下列职权：

（一）主持公司的生产经营管理工作，组织实施董事会决议，并向董事会报告工作；

（二）组织实施公司年度经营计划和投资方案；

（三）拟订公司内部管理机构设置方案；

（四）拟订公司的基本管理制度；

（五）制定公司的具体规章；

（六）提请董事会聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人；

（七）决定聘任或者解聘除应由董事会决定聘任或者解聘以外的负责管理人员；

（八）本章程或董事会授予的其他职权。

总经理列席董事会会议。

第一百二十八条 总经理应制订总经理工作细则，报董事会批准后实施。

第一百二十九条 总经理工作细则包括下列内容：

（一）总经理会议召开的条件、程序和参加的人员；

（二）总经理及其他高级管理人员各自具体的职责及其分工；

（三）公司资金、资产运用，签订重大合同的权限，以及向董事会、监事会的报告制度；

（四）董事会认为必要的其他事项。

第一百三十条 总经理可以在任期届满以前提出辞职。有关总经理辞职的具体程序和办法由总经理与公司之间的劳务合同规定。

第一百三十一条 副总经理协助总经理工作，副总经理的职权在总经理工作细则中加以规定。

第一百三十二条 公司设董事会秘书，负责公司股东大会和董事会会议的筹备、文件保管以及公司股东资料管理，办理信息披露事务等事宜。

董事会秘书应遵守法律、行政法规、部门规章及本章程的有关规定。

第一百三十三条 高级管理人员执行公司职务时违反法律、行政法规、部门规章或本章程的规定，给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。

第七章 监事会

第一节 监事

第一百三十四条 本章程第九十五条关于不得担任董事的情形，同时适用于监事。

董事、总经理和其他高级管理人员不得兼任监事。

第一百三十五条 监事应当遵守法律、行政法规和本章程，对公司负有忠实义务和勤勉义务，不得利用职权收受贿赂或者其他非法收入，不得侵占公司的财产。

第一百三十六条 监事的任期每届为 3 年。监事任期届满，连选可以连任。

第一百三十七条 监事任期届满未及时改选，或者监事在任期内辞职导致监事会成员低于法定人数的，在改选出的监事就任前，原监事仍应当依照法律、行政法规和本章程的规定，履行监事职务。

第一百三十八条 监事应当保证公司披露的信息真实、准确、完整。

第一百三十九条 监事可以列席董事会会议，并对董事会决议事项提出质询或者建议。

第一百四十条 监事不得利用其关联关系损害公司利益，若给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。

第一百四十一条 监事执行公司职务时违反法律、行政法规、部门规章或本章程的规定，给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。

第二节 监事会

第一百四十二条 公司设监事会。监事会由 3 名监事组成，监事会设主席 1 人。监事会主席由全体监事过半数选举产生。监事会主席召集和主持监事会会议；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推举一名监事召集和主持监事会会议。

监事会应当包括股东代表和适当比例的公司职工代表，其中职工代表的比例不低于 1/3。监事会中的职工代表由公司职工通过职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生。

第一百四十三条 监事会行使下列职权：

- （一）应当对董事会编制的公司定期报告进行审核并提出书面审核意见；
- （二）检查公司财务；
- （三）对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、本章程或者股东大会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；
- （四）当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；
- （五）提议召开临时股东大会，在董事会不履行《公司法》规定的召集和主持股东大会职责时召集和主持股东大会；
- （六）向股东大会提出提案；
- （七）依照《公司法》第一百五十二条的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；
- （八）发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所、律师事务所等专业机构协助其工作，费用由公司承担。

第一百四十四条 监事会每 6 个月至少召开一次会议。监事可以提议召开临时监事会会议。

监事会决议应当经半数以上监事通过。

第一百四十五条 监事会制定监事会议事规则，明确监事会的议事方式和表决程序，以确保监事会的工作效率和科学决策。

监事会议事规则规定监事会的召开和表决程序。监事会议事规则应作为章程的附件，由监事会拟定，股东大会批准。

第一百四十六条 监事会应当将所议事项的决定做成会议记录，出席会议的监事应当在会议记录上签名。

监事有权要求在记录上对其在会议上的发言作出某种说明性记载。监事会会议记录作为公司档案保存，保存期限为 10 年。

第一百四十七条 监事会会议通知包括以下内容：

- (一) 举行会议的日期、地点和会议期限；
- (二) 事由及议题；
- (三) 发出通知的日期。

第八章 财务会计制度、利润分配和审计

第一节 财务会计制度

第一百四十八条 公司依照法律、行政法规和国家有关部门的规定，制定公司的财务会计制度。

第一百四十九条 公司在每一会计年度结束之日起 4 个月内向中国证监会和证券交易所报送年度财务会计报告，在每一会计年度前 6 个月结束之日起 2 个月内向中国证监会派出机构和证券交易所报送半年度财务会计报告，在每一会计年度前 3 个月和前 9 个月结束之日起的 1 个月内向中国证监会派出机构和证券交易所报送季度财务会计报告。

上述财务会计报告按照有关法律、行政法规及部门规章的规定进行编制。

第一百五十条 公司除法定的会计账簿外，将不另立会计账簿。公司的资产，不以任何个人名义开立账户存储。

第一百五十一条 公司分配当年税后利润时，应当提取利润的 10% 列入公司

法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的 50%以上的，可以不再提取。

公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。

公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东大会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。

公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润，按照股东持有的股份比例分配，但本章程规定不按持股比例分配的除外。

股东大会违反前款规定，在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的，股东必须将违反规定分配的利润退还公司。

公司持有的本公司股份不参与分配利润。

第一百五十二条 公司的公积金用于弥补公司的亏损、扩大公司生产经营或者转为增加公司资本。但是，资本公积金将不用于弥补公司的亏损。

法定公积金转为资本时，所留存的该项公积金将不少于转增前公司注册资本的 25%。

第一百五十三条 公司股东大会对利润分配方案作出决议后，公司董事会须在股东大会召开后 2 个月内完成股利（或股份）的派发事项。

第一百五十四条 公司可以采取现金或者股票方式分配股利。公司的利润分配应重视对投资者的合理投资回报。公司最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的年均可分配利润的百分之三十。利润分配政策应当保持连续性和稳定性。

公司董事会未做出现金利润分配预案的，应当在定期报告中披露原因，独立董事应当对此发表独立意见。

第二节 内部审计

第一百五十五条 公司实行内部审计制度，配备专职审计人员，对公司财务收支和经济活动进行内部审计监督。

第一百五十六条 公司内部审计制度和审计人员的职责，应当经董事会批准后实施。审计负责人向董事会负责并报告工作。

第三节 会计师事务所的聘任

第一百五十七条 公司聘用取得“从事证券相关业务资格”的会计师事务所进行会计报表审计、净资产验证及其他相关的咨询服务等业务，聘期1年，可以续聘。

第一百五十八条 公司聘用会计师事务所必须由股东大会决定，董事会不得在股东大会决定前委任会计师事务所。

第一百五十九条 公司保证向聘用的会计师事务所提供真实、完整的会计凭证、会计账簿、财务会计报告及其他会计资料，不得拒绝、隐匿、谎报。

第一百六十条 会计师事务所的审计费用由股东大会决定。

第一百六十一条 公司解聘或者不再续聘会计师事务所时，提前30天事先通知会计师事务所，公司股东大会就解聘会计师事务所进行表决时，允许会计师事务所陈述意见。

会计师事务所提出辞聘的，应当向股东大会说明公司有无不当情形。

第九章 通知和公告

第一节 通知

第一百六十二条 公司的通知以下列形式发出：

- (一) 以专人送出；
- (二) 以邮件方式送出；
- (三) 以公告方式进行；
- (四) 本章程规定的其他形式。

第一百六十三条 公司发出的通知，以公告方式进行的，一经公告，视为所有相关人员收到通知。

第一百六十四条 公司召开股东大会的会议通知，以公告方式进行。

第一百六十五条 公司召开董事会的会议通知，以专人送达、邮寄、传真或公告方式进行。

第一百六十六条 公司召开监事会的会议通知，以专人送达、邮寄、传真或公告方式进行。

第一百六十七条 公司通知以专人送出的，由被送达人在送达回执上签名（或盖章），被送达人签收日期为送达日期；公司通知以邮件送出的，自交付邮局之日起第5个工作日为送达日期；公司通知以公告方式送出的，第一次公告刊登日为送达日期。

第一百六十八条 因意外遗漏未向某有权得到通知的人送出会议通知或者该等人没有收到会议通知，会议及会议作出的决议并不因此无效。

第二节 公告

第一百六十九条 公司指定《证券时报》以及上海证券交易所网站为刊登公司公告和其他需要披露信息的媒体。

第十章 合并、分立、增资、减资、解散和清算

第一节 合并、分立、增资和减资

第一百七十条 公司合并可以采取吸收合并或者新设合并。

一个公司吸收其他公司为吸收合并，被吸收的公司解散。两个以上公司合并设立一个新的公司为新设合并，合并各方解散。

第一百七十一条 公司合并，应当由合并各方签订合并协议，并编制资产负债表及财产清单。公司应当自作出合并决议之日起10日内通知债权人，并于30日内在《证券时报》上公告。债权人自接到通知书之日起30日内，未接到通知书的自公告之日起45日内，可以要求公司清偿债务或者提供相应的担保。

第一百七十二条 公司合并时，合并各方的债权、债务，由合并后存续的公司或者新设的公司承继。

第一百七十三条 公司分立，其财产作相应的分割。

公司分立，应当编制资产负债表及财产清单。公司应当自作出分立决议之日起10日内通知债权人，并于30日内在《证券时报》上公告。

第一百七十四条 公司分立前的债务由分立后的公司承担连带责任。但是，公司在分立前与债权人就债务清偿达成的书面协议另有约定的除外。

第一百七十五条 公司需要减少注册资本时，必须编制资产负债表及财产清

单。

公司应当自作出减少注册资本决议之日起 10 日内通知债权人，并于 30 日内在《证券时报》上公告。债权人自接到通知书之日起 30 日内，未接到通知书的自公告之日起 45 日内，有权要求公司清偿债务或者提供相应的担保。

公司减资后的注册资本将不低于法定的最低限额。

第一百七十六条 公司合并或者分立，登记事项发生变更的，应当依法向公司登记机关办理变更登记；公司解散的，应当依法办理公司注销登记；设立新公司的，应当依法办理公司设立登记。

公司增加或者减少注册资本，应当依法向公司登记机关办理变更登记。

第二节 解散和清算

第一百七十七条 公司因下列原因解散：

- （一）本章程规定的其他解散事由出现；
- （二）股东大会决议解散；
- （三）因公司合并或者分立需要解散；
- （四）依法被吊销营业执照、责令关闭或者被撤销；
- （五）公司经营管理发生严重困难，继续存续会使股东利益受到重大损失，通过其他途径不能解决的，持有公司全部股东表决权 10%以上的股东，可以请求人民法院解散公司。

第一百七十八条 公司有本章程第一百七十八条第（一）项情形的，可以通过修改本章程而存续。

依照前款规定修改本章程，须经出席股东大会会议的股东所持表决权的 2/3 以上通过。

第一百七十九条 公司因本章程第一百七十八条第（一）项、第（二）项、第（四）项、第（五）项规定而解散的，应当在解散事由出现之日起 15 日内成立清算组，开始清算。清算组由董事或者股东大会确定的人员组成。逾期不成立清算组进行清算的，债权人可以申请人民法院指定有关人员组成清算组进行清算。

第一百八十条 清算组在清算期间行使下列职权：

- （一）清理公司财产，分别编制资产负债表和财产清单；

- (二) 通知、公告债权人；
- (三) 处理与清算有关的公司未了结的业务；
- (四) 清缴所欠税款以及清算过程中产生的税款；
- (五) 清理债权、债务；
- (六) 处理公司清偿债务后的剩余财产；
- (七) 代表公司参与民事诉讼活动。

第一百八十一条 清算组应当自成立之日起 10 日内通知债权人，并于 60 日内在《证券时报》上公告。债权人应当自接到通知书之日起 30 日内，未接到通知书的自公告之日起 45 日内，向清算组申报其债权。

债权人申报债权，应当说明债权的有关事项，并提供证明材料。清算组应当对债权进行登记。

在申报债权期间，清算组不得对债权人进行清偿。

第一百八十二条 清算组在清理公司财产、编制资产负债表和财产清单后，应当制定清算方案，并报股东大会或者人民法院确认。

公司财产在分别支付清算费用、职工的工资、社会保险费用和法定补偿金，缴纳所欠税款，清偿公司债务后的剩余财产，公司按照股东持有的股份比例分配。

清算期间，公司存续，但不能开展与清算无关的经营活动。公司财产在未按前款规定清偿前，将不会分配给股东。

第一百八十三条 清算组在清理公司财产、编制资产负债表和财产清单后，发现公司财产不足清偿债务的，应当依法向人民法院申请宣告破产。

公司经人民法院裁定宣告破产后，清算组应当将清算事务移交给人民法院。

第一百八十四条 公司清算结束后，清算组应当制作清算报告，报股东大会或者人民法院确认，并报送公司登记机关，申请注销公司登记，公告公司终止。

第一百八十五条 清算组成员应当忠于职守，依法履行清算义务。

清算组成员不得利用职权收受贿赂或者其他非法收入，不得侵占公司财产。

清算组成员因故意或者重大过失给公司或者债权人造成损失的，应当承担赔偿责任。

第一百八十六条 公司被依法宣告破产的，依照有关企业破产的法律实施破产清算。

第十一章 修改章程

第一百八十七条 有下列情形之一的，公司应当修改章程：

（一）《公司法》或有关法律、行政法规修改后，章程规定的事项与修改后的法律、行政法规的规定相抵触；

（二）公司的情况发生变化，与章程记载的事项不一致；

（三）股东大会决定修改章程。

第一百八十八条 股东大会决议通过的章程修改事项应经主管机关审批的，须报主管机关批准；涉及公司登记事项的，依法办理变更登记。

第一百八十九条 董事会依照股东大会修改章程的决议和有关主管机关的审批意见修改本章程。

第一百九十条 章程修改事项属于法律、法规要求披露的信息，按规定予以公告。

第十二章 附则

第一百九十一条 释义

（一）控股股东，是指其持有的股份占公司股本总额 50%以上的股东；持有股份的比例虽然不足 50%，但依其持有的股份所享有的表决权已足以对股东大会的决议产生重大影响的股东。

（二）实际控制人，是指虽不是公司的股东，但通过投资关系、协议或者其他安排，能够实际支配公司行为的人。

（三）关联关系，是指公司控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员与其直接或者间接控制的企业之间的关系，以及可能导致公司利益转移的其他关系。但是，国家控股的企业之间不仅因为同受国家控股而具有关联关系。

第一百九十二条 董事会可依照章程的规定，制订章程细则。章程细则不得与章程的规定相抵触。

第一百九十三条 本章程以中文书写，其他任何语种或不同版本的章程与本章程有歧义时，以在新疆维吾尔自治区工商行政管理局最近一次核准登记后的中文版章程为准。

第一百九十四条 本章程所称“以上”、“以内”、“以下”，都含本数；“不满”、“以外”、“低于”、“多于”不含本数。

第一百九十五条 本章程由公司董事会负责解释。

第一百九十六条 本章程附件包括股东大会议事规则、董事会议事规则和监事会议事规则。

第一百九十七条 本章程自股东大会审议通过之日起施行。



国家电网
STATE GRID

新疆电力设计院
XINJIANG ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE

F1971K-A-01

新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排” $2\times 300\text{MW}$ 热电联产工程
可行性研究阶段

可行性研究报告

新疆电力设计院
2009年6月 乌鲁木齐

批 准：邹宗宪

审 核：梅 俊 胡 林 王卫东

校 核：李向东 董 慧 张优社 陈 曦

袁 辉 陈 扬 张道庆 柳 恕

张 艳 黄 磊 阎 成 李春浩

王 强

编 制：王卫东 张 星 张 宁 张 荆

杨晓青 白咸宝 张 鹏 刘永庆

刘 懿 崔建新 张 祥 施 海

温德清 葛方伟 王国江 黄 勇

吕国娟 徐利忠

目 录

1 概述	1
1.1 设计依据.....	1
1.2 建设地点、规模、进度.....	2
1.3 项目背景.....	2
1.4 投资方及项目单位概况.....	3
1.5 项目建设必要性.....	4
1.6 工作过程.....	错误！未定义书签。
1.7 研究范围及目的.....	5
1.8 主要设计原则.....	7
1.9 工作人员名单.....	8
2 电力系统	10
2.1 全疆电力系统现状.....	10
2.2 石河子全地区电网.....	12
2.3 石河子天富电网现状.....	12
2.4 新疆电力发展存在的主要问题.....	13
2.5 电力市场预测.....	14
2.6 电力电量平衡.....	18
2.7 电厂建设必要性.....	24
2.8 接入系统方案展望.....	25
2.9 电厂电气原则主接线.....	25
3 热负荷	27
3.1 城市概况.....	27
3.2 建设本期工程，优化石河子市热电联产的必要性.....	28
3.3 石河子市城区供热现状.....	31
3.4 采暖热指标.....	35
3.5 本期工程规划供热范围、年供热量及年负荷曲线.....	36
3.6 机组选型.....	37

3.7 机组热经济性指标数据	39
3.8 采暖供热参数及供热方式	40
4 燃料供应	45
4.1 煤源概况	45
4.2 煤质煤耗	48
4.3 燃料运输	49
5 建厂条件	50
5.1 厂址概述	50
5.2 交通运输	54
5.3 电厂水源	59
5.4 贮灰场	69
5.5 厂址区域稳定性评价与岩土工程条件	69
5.6 工程水文气象条件	72
6 工程设想	89
6.1 全厂总体规划及厂区总平面规划	89
6.2 装机方案	91
6.3 热力系统	95
6.4 燃烧制粉系统	99
6.5 电气设想	105
6.6 输煤系统	109
6.7 除灰渣系统	110
6.8 电厂化学	115
6.9 热工自动化	119
6.10 主厂房布置	127
6.11 主要生产建筑物的建筑布置及结构选型	130
6.12 空调、采暖、通风及除尘	133
6.13 供排水系统及冷却设施	134
6.14 贮灰场	152
6.15 消防系统	154
7 烟气脱硫和脱硝	157

7.1 烟气脱硫	157
7.2 烟气脱硝	168
8 环境及生态保护与水土保持	175
8.1 厂址所在地区的环境现状	175
8.2 一期工程“三废”治理达标情况	179
8.3 本期工程主要污染源和主要污染物	181
8.4 设计依据及采用的环境保护标准	185
8.5 控制污染的设想与影响分析	186
8.6 绿化及水土保持	199
8.7 环境监测机构的设置及仪器、设备的配置	199
8.8 环境保护投资估算	200
8.9 结论与建议	200
9 综合利用	203
10 劳动安全	204
10.1 职业危害以及造成危害的因素	204
10.2 防范措施	204
10.3 劳动安全机构及设施	205
10.4 本工程项目可能的灾害因素及抗灾能力分析	205
11 职业卫生	211
11.1 防尘、防毒与防化学伤害措施	211
11.2 防雷接地和防电伤设计原则及措施	211
11.3 防暑、防寒及防潮措施	211
11.4 防噪声、防振动措施	211
11.5 防电磁辐射措施	212
11.6 职业卫生机构及设施	212
12 资源利用	213
12.1 能源利用	213
12.2 土地利用	216
12.3 水资源利用	216
13 节能分析	218

13.1 本期工程能源消耗种类和数量设计值	218
13.1 本期工程的节能措施及效果分析	218
13.2 下阶段节能设计设想	223
14 人力资源配置	228
14.1 劳动组织及管理	228
14.2 电厂定员测算的主要原则	228
14.3 电厂定员	228
15 工程项目实施的条件和轮廓进度	230
15.1 电厂工程项目实施的条件	230
15.2 项目实施的轮廓进度	231
16 工程建设招标	232
16.1 编制依据	232
16.2 招标范围	232
16.3 招标组织形式	232
16.4 招标方式	233
16.5 结论	234
17 投资估算及经济效益分析	238
17.1 投资估算编制依据	238
17.2 投资概况	239
17.3 估算与限额设计参考造价指标(2007 年水平)投资比较	239
17.4 经济效益分析	239
18 风险分析	242
18.1 市场风险分析	242
18.2 技术风险分析	243
18.3 工程风险分析	244
18.4 资金风险分析	246
18.5 政策风险分析	246
18.6 外部协作风险分析	247
19 经济及社会影响分析	249
19.1 经济影响分析	249

19.2 社会影响分析	251
20 结论	254
20.1 建设条件	254
20.2 主要技术经济指标	255
20.3 总的结论	257
20.4 今后工作的方向	257

附图清单:

1 厂址地理位置图	F1971K-A-02
2 2007年石河子全网地理接线现状图	F1971K-A-03
3 北疆电网局部接线远景展望图	F1971K-A-04
4 厂区总体规划图	F1971K-A-05
5 厂区总平面规划布置图(方案一)	F1971K-A-06
6 厂区总平面规划布置图(方案二)	F1971K-A-07
7 厂区竖向规划布置图	F1971K-A-08
8 原则性热力系统图	F1971K-A-09
9 原则性燃烧制粉系统图(中速磨)	F1971K-A-10
10 原则性燃烧制粉系统图(双进双出钢球磨)	F1971K-A-11
11 原则性除灰系统图	F1971K-A-12
12 原则性除渣系统图	F1971K-A-13
13 输煤系统总平面布置图	F1971K-A-14
14 锅炉补给水原则性系统图	F1971K-A-15
15 电气主接线图	F1971K-A-16
16 全厂热工自动化系统规划图	F1971K-A-17
17 水工建(构)筑物总布置图	F1971K-A-18
18 厂区水工建(构)筑物布置图	F1971K-A-19
19 供水系统图	F1971K-A-20
20 夏季水量平衡图	F1971K-A-21(1/2)
21 冬季水量平衡图	F1971K-A-21(2/2)
22 空冷凝汽器平面布置图	F1971K-A-22(1/2)
23 空冷凝汽器剖面图	F1971K-A-22(2/2)
24 取水口布置图	F1971K-A-23
25 备用取水口布置图	F1971K-A-24
26 取水闸平剖面图	F1971K-A-25

27	取水泵房平剖面图	F1971K-A-26
28	贮灰场及灰场设施方案图	F1971K-A-27
29	主厂房平面布置图(中速磨)	F1971K-A-28
30	主厂房平面布置图(双进双出钢球磨)	F1971K-A-29
31	主厂房断面布置图(中速磨)	F1971K-A-30
32	主厂房断面布置图(双进双出钢球磨)	F1971K-A-31
33	脱硫工艺平面布置图	F1971K-A-32
34	脱硫工艺系统图	F1971K-A-33
35	可行性研究报告附件	F1971K-A-34
36	直接空冷与间接空冷技术经济比较专题报告	F1971K-A-35
37	投资估算及经济效益分析	F1971K-A-E01

1 概述

1.1 设计依据

1.1.1 电力规划设计总院电规发电[2009]25 号《关于新疆天富南热电厂二期扩建工程初步可行性研究报告的审查意见》

1.1.2 新疆天富热电股份有限公司《关于委托开展新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产工程前期工作的函》

1.1.3 国家发展和改革委员会发改能源 [2008] 295 号《国家发展改革委关于火电机组“上大压小”项目前期工作有关要求的通知》

1.1.4 国家发展和改革委员会发改能源 [2007] 141 号《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定》

1.1.5 国家发展改革委发改能源 [2004] 864 号《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》

1.1.6 国家计委、国家经贸委、建设部、国家环保总局急计基础[2000]1268 号文《关于发展热电联产的规定》

1.1.7 新疆生产建设兵团发展和改革委员会《关于开展 2×300MW 热电联产工程前期工作的通知》2008.3.31

1.1.8 《石河子市市区集中供热建设专项规划(2007~2020 年)》石河子建筑规划设计研究院(有限公司)

1.1.9 《石河子市热电联产规划》新疆电力设计院

1.1.10 《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产工程热网工程可行性研究》新疆广维现代建筑研究院

1.1.11 《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产项目水资源论证报告》新疆兵团勘测规划设计研究院地勘分院

1.1.12 新疆电力公司新电函[2008]85 号《关于天富热电 2×300 兆瓦热电联产工程接入系统原则意见的函》

1.1.13 技术标准

1.1.13.1 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T 5375-2008)

1.1.13.2 火力发电厂前期工程设计守则(可研篇)

1.1.13.3 《火力发电厂设计技术规程》(DL5000-2000)以及各专业有关技术规程规定

1.2 建设地点、规模、进度

1.2.1 建设单位：新疆天富热电股份有限公司。

1.2.2 建设地点：新疆石河子市东南郊新疆天富南热电厂厂址一期工程扩建端外原厂围墙范围内。

1.2.3 建设规模：本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，为原厂同址扩建，本期建设2×300MW 级燃煤供热空冷机组，并留有再扩建余地——再扩建规模应根据热、电负荷增长情况进一步确定。

1.2.4 建设进度：本期工程计划于2009年8月破土动工，2011年10月第一台机组投产发电，2012年2月底第二台机组投产发电。

1.3 项目背景

新疆电力工业经过几十年的建设，取得了显著的成就，截至2007年底，全区发电装机容量8782.09MW，其中火电装机6491.45MW，占74%；水电装机1964.09MW，占22%；风电装机326.55MW，占4%。根据预测，未来新疆维吾尔自治区用电将保持快速增长，预计到2010年，新疆电网全社会用电量达到 $670 \times 10^8 \text{kWh}$ ，“十一五”年均增长率16.7%。到2020年，新疆电网全社会用电量将达到 $2081 \times 10^8 \text{kWh}$ ，2010~2020年年均增长率12%。在上述预测的负荷水平下，充分考虑在建及核准电源项目，新疆电网“十一五”末、“十二五”初期电力仍有一定的缺口。

天富电网2007年用电量为 $21.3 \times 10^8 \text{kWh}$ ，最大负荷为422MW。根据石河子地区电力负荷预测，2010年天富电网最大负荷为740MW，2012年将达1050MW，目前该地区只有437MW电源，无法满足地区负荷较快发展的需要。

本期工程位于石河子市，石河子市地处我国北方严寒地区，冬季采暖期长达6个月。根据《石河子市市区集中供热建设专项规划说明书(调整版)(2007~2020年)》，本期工程将替代现有供热效率低的部分小型热电机组、部分集中锅炉房和分散锅炉房，替代供热面积 $857.6 \times 10^4 \text{m}^2$ ，其供热范围内近期供热面积将达到 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ，远期供热面积将达到 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

天富南热电厂位于新疆石河子市南郊，为天富电网的主要电源，电厂一期工程2×125MW燃煤供热机组，分别于2007年、2008年投产。本期工程在一期工程扩建端建设2×300MW级燃煤供热空冷机组，计划于2011年底前2台机组建成投产。本期工程的建设可充分利用电厂现有资源和技术力量，具有投资省、见效快的优点；有利于改善地区火电

电源结构，促进关停小机组，符合国家“上大压小，节能减排”产业政策；同时，实现热电联产、集中供热，不仅可满足石河子市区近远期采暖热负荷增长的需要，提高能源综合利用率，而且有利于改善城区生态环境和地区环境空气质量，促进地方经济可持续发展。符合国家能源、产业及环保政策。

国家能源局以《国家能源局关于同意哈密大南湖电厂等 8 个项目开展前期工作的函》(国能局电力函〔2008〕124 号)，同意本期工程开展前期工作。

因此，本期工程作为新疆电网规划建设的电源点之一，并作为满足石河子城市发展供热需求的热电联产项目，根据电力和热负荷发展的需要适时建设是必要的。

本期工程初步可行性研究于 2008-4 完成。2008-6 完成可行性研究报告第一版，在《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T 5375-2008)实施后，根据规定的要求于 2008-12 完成可行性研究报告修编。

本期工程 2009-1 通过电力规划设计总院初步可行性研究报告和可行性研究报告审查，电力规划设计总院 2009-2-3 下发电规发电[2009]25 号《关于新疆天富南热电厂二期扩建工程初步可行性研究报告的审查意见》、2009-2-3 下发电规发电[2009]35 号《关于印发新疆天富南热电厂二期扩建工程可行性研究报告审查会议纪要的通知》。

本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，一期工程为湿冷供热机组，容量为 2×125MW。本期扩建方式为原厂同址扩建，在一期工程扩建端外原厂围墙范围内建设，建设单位为新疆天富热电股份有限公司。

1.4 投资方及项目单位概况

1.4.1 项目单位概况

项目公司名称：新疆天富热电股份有限公司

新疆天富热电股份有限公司成立于 1999 年 3 月，于 2002 年 2 月 28 日在上海证券交易所发行上市，是西北唯一一家热电联产，水火电并举、集发、供、调一体化的电力上市公司。公司主营电、热、天然气、煤炭的生产供应，发电总装机容量 562MW，其中水电装机 118.55 MW，年发供电能力 $26 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，拥有供电区域 7681km^2 ，供热面积 $874 \times 10^4 \text{m}^2$ ，现有煤炭生产能力 $215 \times 10^4 \text{t}$ ，是兵团规模最大、生产能力最强、管理水平最高的电力企业。截止 2007 年，公司总股本 32785 万股，资产总额 63 亿元。

1.4.2 项目单位各股东方情况

1.4.2.1 新疆天富电力(集团)有限责任公司

新疆天富电力(集团)有限责任公司为新疆天富热电股份有限公司控股股东,注册资本为人民币 575076 万元,于 2002 年 2 月 4 日在石河子市正式注册成立。住所:石河子市北二路 28 号。经营范围:供电、供热,职业技能培训,物业管理。

1.4.2.2 新疆天富热电股份有限公司

新疆天富热电股份有限公司是大型电力股份制企业集团。位于石河子市红星路 54 号。1999 年 3 月 20 日成立。由石河子电力工业公司、农 7 师电力公司、石河子造纸厂、农 8 师 148 团石河子水泥制品厂共同组成,总资产 15.31 亿元。2002 年 1 月 28 日在上海证券交易所发行上市,股票代码 600509。公司下设红山嘴水电厂、西热电厂、东热电厂、南热电厂、供电分公司、电力调度中心、电力检修安装公司、物资公司等。主营电力、热力生产供应,承担电力设计、安装业务,对石河子地区电力生产的发、供、调工作实行统一管理,是兵团唯一的水、火电并举,发、供、调一体化的地方电网。

1.4.3 建设资金

资本金占动态投资 20%,由天富热电股份有限公司承担;融资部分占动态投资 80%,由银行贷款。

1.5 项目建设必要性

1.5.1 本项目的建设,符合国家“上大压小、节能减排”产业政策,有利于节能、节水、减少污染物排放,优化能源、水资源配置,有利于改善热源结构、煤电电源结构,利于环境保护、改善人居环境。

发展热电联产是节约能源、保护环境的有效措施,是热能和电能联合生产的一种高效能源生产方式,与热电分产相比,可以显著提高燃料利用率,是公认的节约能源、改善环境、增强城市基础设施功能的重要措施,具有良好的经济和社会效益,作为循环经济的重要技术手段,受到了世界各国的高度重视,在我国也一直受到国家的支持和鼓励。

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划(2007~2020 年)》,本期工程投产后,将替代、淘汰低参数、高污染、高耗能的小锅炉、小机组,其中蒸汽锅炉 23 台、热水锅炉 40 台,锅炉容量总计 1654.5t/h,小机组 12 台,总容量 104.5MW、发电量 $5.572 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h} / \text{a}$ 。本期工程投产后,区域热源、煤电电源结构将得到优化和改善。

本期工程建成投产后,可以节省标准煤 $14.13 \times 10^4 \text{t/a}$;可以有效减少污染物排放,减少气态污染物排放近 15000 t/a,其中减少烟尘排放 6509.63t/a、减少 SO_2 排放 6107.18t/a、减少 NO_x 排放 2245.85 t/a,可以减少灰渣排放约 $5.14 \times 10^4 \text{t/a}$;本期工程冷却方式采用直接空

冷方式，每年地表水耗量约为 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，与同类型二次循环湿冷机组相比，节约水量约 $500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，设计耗水指标为 $0.117 \text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ；拟由本期工程替代的小锅炉、小机组每年地下水耗量约为 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，本期工程建成投产后，可以减少地下水开采 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，可以减少污水排放约 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，有助于改善地区水生态环境。本期工程环境生态效益、社会效益突出。

1.5.2 本期工程的建设，可满足全疆及石河子地区较快的电力负荷增长。

随着负荷的不断增长，全疆及石河子地区电力缺口将日益扩大，到 2010 年新疆电网电力缺口约 3161MW 左右，2012 年新疆电网电力缺口达 7809MW，不计备用仍缺 3975MW 装机；到 2010 年，天富电网在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 279MW，到 2012 年，天富电网的最大电力缺口达到 567MW，到 2015 年，在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 1157MW。在冬季小负荷方式下，石河子天富电网目前存在一定的电力盈余，但到 2011 年将出现约 56MW 电力缺口，2015 年将达到 466MW。

1.5.3 促进循环经济，带动经济发展。

本项目建成后，生产过程中产生的粉煤灰、炉渣及脱硫石膏将全部得到综合利用，既变废为宝节约了资源、合理地解决了灰渣飞扬造成新的环境污染，又带动了建筑建材产业的发展、带动地方经济的发展。

1.6 研究范围及目的

1.6.1 研究范围

本期工程可行性研究的范围和深度按《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T 5375-2008)及《火力发电厂前期工程设计守则可研篇》进行工作和编制。

1) 阐述新疆电力系统现状及石河子市供热规划，通过对热力负荷、电力市场需求的预测与规划，提出分析意见，论述本期工程建设规模，提出机组选型及运行方式。阐述电厂接入系统方案，提出本期工程的出线电压等级及出线回路数，进一步论述本项目热电联产的建设必要性。

2) 论证电厂燃料资源与供应，通过对电厂煤源的进一步调查、分析，论证燃料供应的可靠性，确定燃料运输方式。

3) 研究厂址环境、交通运输、供水水源、灰渣场、工程地质、水文气象等建厂条件，并就与上述外部条件密切相关的电厂总体布置、装机方案和输煤、供水、除灰、电气、控制等技术方案提出工程设想，对各技术方案进行技术经济比较，充分论证项目建设的可行性。

- 4)提出工程建设项目对环境的影响及防治措施原则。
- 5)提出工程建设项目有关劳动安全、工业卫生、节约能源及电厂定员的方案。
- 6)估算工程项目投资并进行经济效益分析，提出综合经济评价结论。
- 7)综合以上各方面的研究成果，对本项目的可行性提出主要结论意见，并对下一步工作提出建议。

1.6.2 总体设计指导思想

- 1)充分借鉴国内外的先进设计思想，采用先进的设计手段和方法，对工程设计进行优化；
- 2)充分贯彻落实“安全可靠、经济适用、符合国情”的工程建设项目指导思想，在设计中按照建设节约型社会的要求，降低能源消耗和满足环保要求，以安全可靠、高效环保、以人为本、经济适用、系统简单、备用减少为原则；
- 3)根据国家节能减排指导方针，优化厂区总平面布置，严格控制电厂用地指标，降低工程造价。全厂热效率、供电煤耗、厂用电率、污染物排放、电厂定员、发电成本等各项经济技术指标应领先国内同类机组水平；
- 4)根据地形条件和主要建构筑物地基情况合理选择竖向布置方式，避免高挖深填，做到厂区满足防排洪要求、排水顺畅，厂区、施工区和建构筑物基槽余土土方综合平衡，主要建构筑物地基处理费用合理，厂内外设施标高衔接适当；
- 5)全厂总体规划和厂区总平面布置要远近结合，统筹考虑，对规划容量后的再扩建也要全面考虑；
- 6)系统的配置力求简单实用，合理减少备用设备和备用容量。

1.6.3 有关专题报告及外委研究项目

表 1-1 本项目相关专题报告及编制单位一览表

序号	专题报告	编制单位
1	可行性研究报告	新疆电力设计院
2	投资估算及经济效益评价	新疆电力设计院
3	岩土工程勘测报告	新疆电力设计院
4	水文气象报告	新疆电力设计院
5	接入系统报告	新疆电力设计院
6	石河子市热电联产规划	新疆电力设计院
7	石河子市市区集中供热建设专项规划	石河子建筑规划设计研究院
8	热网工程可行性研究	新疆广维现代建筑研究院
9	环境影响报告书	新疆兵团勘测规划设计研究院环评中心
10	水土保持方案报告书	新疆兵团勘测规划设计研究院分院
11	安全预评价报告	新疆电力设计院
12	职业病危害预评价报告书	新疆电力设计院
13	节约及合理利用能源	新疆电力设计院
14	地震安全性评价报告	新疆防御自然灾害研究所

序号	专题报告	编制单位
15	地质灾害危险性评价报告	新疆地质工程勘察院
16	水资源论证报告	新疆兵团勘测规划设计研究院地勘分院
17	大件运输	新疆铁道勘察设计院
18	空冷气象对比分析报告	新疆气象科技服务中心

在以上各方面论证研究的基础上，作出全面的厂址方案与技术经济评价，得出厂址方案的初步结论，提出电厂建设规模、建设进度、接入系统等方面意见，并提出存在的主要问题和下阶段应进行的工作。

1.7 主要设计原则

1.7.1 建设规模

本期建设 2×300MW 级燃煤供热空冷机组，留有扩建余地——再扩建规模应根据热、电负荷增长情况进一步确定。

1.7.2 系统连接方式

石河子天富南热电厂二期以 220kV 一级电压接入石河子电网，220kV 侧本期不新增出线。

1.7.3 机组年利用小时

电力电量平衡、经济效益分析按 5000h，其余按 5500h 计。

1.7.4 燃料供应

本期工程煤源为天富电力集团公司下属煤矿企业--天富煤业公司塔西河煤矿、南山煤矿及拟建的大白杨沟 300×10⁴t/a 煤矿。燃料全部采用公路运输。

1.7.5 电厂水源

以玛纳斯河地表水作为本期工程供水水源，取水口布置在五级电站尾水渠上，位于五级电站尾水渠“8km”过河涵洞闸门下游约 100m 处，距厂区直线距离 1400m；备用取水口布置在“8km”过河涵洞西出口处石河子总干渠上，距厂区直线距离 700m。冷却方式采用直接空冷方式。

1.7.6 燃烧制粉系统

燃烧制粉系统采用中速磨冷一次风机正压直吹式制粉系统。

1.7.7 燃料运输系统

充分利用已有系统，对原有系统进行改造扩容，新建一座斗轮堆取料机煤场，设一台斗轮堆取料机。

1.7.8 除灰系统

除灰渣系统采用灰渣分除，风冷除渣系统，气力除灰，灰渣汽车外运。

1.7.9 化学水处理系统

充分利用已有系统，锅炉补给水处理系统设计采用过滤+一级除盐+混床系统。凝结水精处理系统采用设置中压粉末树脂覆盖过滤器系统。循环水处理系统采用加稳定剂、杀菌剂系统。

1.7.10 环境保护

按环保标准保证污染物达标排放，电厂废水处理后全部回收复用。

1.7.11 公用设施

充分利用一期已有公用设施，本期不新增公用设施。

1.7.12 脱硫、脱硝系统

同步建设石灰石-石膏湿法脱硫系统，脱硝系统暂按预留场地和空间考虑。

1.8 工作人员名单

表 1-2 参加本次工作主要人员

序号	姓名	单位	职务/职称
1	刘伟	新疆天富热电股份有限公司	董事长
2	钟玖唏	新疆天富热电股份有限公司	顾问
3	朱祖均	新疆天富热电股份有限公司	顾问
4	王生龙	天富南热电有限公司工程指挥部	常务副总指挥
5	喻汉运	天富南热电有限公司	副总经理
6	李奇隼	天富南热电有限公司工程指挥部	副总指挥
7	孔新文	天富南热电有限公司工程指挥部	副总指挥
8	高丽芳	天富南热电有限公司	副总经理
9	成伟	天富南热电有限公司	副总经理
10	牟维明	天富南热电有限公司生技部	部长
11	明建新	天富南热电有限公司总工室	主任
12	蒲永成	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	综合组负责人
13	颜鑫	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
14	卓强	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
15	李义军	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
16	唐忠强	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
17	邓林希	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
18	李喜生	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
19	史宏俊	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
20	沈德军	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
21	魏民	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
22	郭建军	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
23	宋立志	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
24	李晓山	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
25	王卫民	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
26	赵启绢	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
27	周崎	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工

序号	姓名	单位	职务/职称
28	尹章英	天富南热电有限公司“2×300MW 项目组”	专工
29	邹宗宪	新疆电力设计院	院长
30	梅俊	新疆电力设计院	副院长
31	胡林	新疆电力设计院	副总工程师
32	刘军	新疆电力设计院	副总工程师、发电管理部主任
33	李向东	新疆电力设计院	发电管理部主任工程师
34	王卫东	新疆电力设计院	设总
35	施海	新疆电力设计院	系统专业主设人
36	张星	新疆电力设计院	热机专业主设人
37	陈曦	新疆电力设计院	运煤专业主设人
38	张宁	新疆电力设计院	化水专业主设人
39	白咸宝	新疆电力设计院	除灰专业主设人
40	张鹏	新疆电力设计院	暖通专业主设人
41	张荆	新疆电力设计院	总图专业主设人
42	刘永庆	新疆电力设计院	水工专业主设人
43	黄勇	新疆电力设计院	土建专业主设人
44	吕国娟	新疆电力设计院	热控专业主设人
45	徐利忠	新疆电力设计院	电气专业主设人
46	温德清	新疆电力设计院	地质专业主设人
47	葛方伟	新疆电力设计院	测量专业主设人
48	王国江	新疆电力设计院	水文气象专业主设人
49	张祥	新疆电力设计院	环保专业主设人
50	崔建新	新疆电力设计院	技经专业主设人

本报告编写过程中，得到了本项目建设单位的大力支持，在此一并表示感谢！

2 电力系统

2.1 全疆电力系统现状

2007 年是新疆电网大发展的一年，电网建设全面加快，220kV 网架延伸至塔城、和田电网，实现了 220kV 全疆联网。电网最高电压等级 220kV，形成以乌鲁木齐为中心、东西约 2000 多千米、南北约 3300 多千米、覆盖地域约 $120 \times 10^4 \text{km}^2$ 的大电网。

截至 2007 年底，新疆全地区发电装机容量达 8782.09MW，其中火电 6491.45MW 占 72.9%、水电 1964.09MW 占 22.4%，风电 326.55MW 占 3.7%。2007 年全疆最高发电负荷约 7250MW，全社会用电量 $413 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，同比增长 16%。其中，火电完成 $344.54 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，增长 16%，水电 $63.06 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，增长 14.8%，风电 $5.4 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，增长 37.1%。全年发电设备平均利用小时数增加 129h，达到 5068h/a，其中，火电机组设备利用小时数 5632h/a，比去年增加 100h，电力供应已趋于偏紧。

2007 年全疆在网发电装机总容量为 8374.33MW，其中：火电 6124.58MW(其中：燃气电站 538.68 MW)，水电 1947.4 MW，风电 302.35MW。省调调管的发电总装机容量为 5820.4MW，其中：火电 4494.28MW(其中：燃气电站 71.28MW)，风电 300.1MW，水电 1026 MW。2007 年新疆电网机组的发电能力有所增长，恰甫其海水电厂、察汗乌苏水电站的并网运行，增强了系统调峰、调频能力。2007 年新疆在网机组完成发电量 $378.24 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，较 2006 年增长了 23.44%。最大负荷 5859MW，出现在 6 月末。其中电网直调机组发电量 $284.9 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，火电发电量 $257.4222 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，水电发电量 $23.2995 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，风电发电量 $4.1785 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。直调最大负荷 4573MW。2007 年新疆在网火电机组发电利用小时数为 6101h/a，水电机组发电利用小时为 2770h/a，风电机组利用小时数为 2032h/a。

截至 2007 年，新疆电网已建成 220kV 降压变电站 28 座，变压器 48 台，总变电容量 5669MVA。220kV 线路 54 条，长度 5192.146km。110kV 降压变电站 257 座，变压器 435 台，总变电容量 10270MVA。110kV 线路共 429 条，长度为 13691km。

2007 年北疆分地区装机容量见表 2-1。

表 2-1

2007 年北疆分地区装机容量一览表

单位：MW

序号	电网	总装机容量	火电		水电		风电		供电区域
			容量	比重	容量	比重	容量	比重	
1	乌昌米阜核心电网	2771.63	2456.55	89%	40.78	1%	274.3	10%	乌鲁木齐市、乌鲁木齐县、准东三县一市、南山矿区和昌吉供电区
2	石河子区域电网	1856.52	1731	93%	125.52	7%			石河子市、农八师、玛纳斯县
3	奎屯区域电网	392.7	350	89%	42.7	11%			奎屯市、沙湾县、独山子、农七师
4	博州电网	93.1	36	39%	55.9	60%	1.2	1%	博州、农五师
5	哈密电网	394.14	389	99%	5.14	1%			哈密地区
6	吐鲁番电网	352	297.4	84%	4.6	1%	50	14%	吐鲁番地区
7	克拉玛依电网	257	257	100%		0%			克拉玛依市
8	塔城电网	99.68	89	89%	10.68	11%			塔北四县一市、农九师
9	阿勒泰电网	146.66	18	12%	127.61	87%	1.05	1%	阿勒泰地区、农十师
10	伊犁电网	996.7	106.3	11%	890.4	89%			伊犁地区、农四师
	合计	7360.13	5730.25	78%	1300.33	18%	326.55	4%	

2.2 石河子全地区电网

石河子全网主要包括石河子天富电网和天业自备电网。截至 2007 年底，石河子全网总装机容量为 1216.05MW，其中天富热电有限责任公司所属电源装机容量 437.05MW，自备电厂总装机容量 779MW。

表 2-2 2007 年石河子全网电源情况表 单位：MW

序号	名称	机组台数及单机容量	装机总容量
一	天富热电股份公司所属厂站		437.05
1	红山嘴水电站		115.05
	其中：一级电站	2×9+2×16	50
	二级电站	4×3.2	12.8
	三级电站	3×8.75	26.25
	四级电站	1×4+3×3	13
	五级电站	1×4+3×3	13
2	西热电厂		148
	其中：西热电一厂	2×6+3×12	48
	西热电二厂	2×50	100
3	东热电厂	2×12+25	49
4	南热电厂一期	1×125	125
二	自备电厂		779
1	南山水泥自备电厂	2×3+1.5	7.5
2	24 小区热电厂	0.75	0.75
3	26 小区热电厂	0.75	0.75
4	八一毛纺厂	2×3	6
5	糖厂自备电厂	3+6+15	24
6	天业自备热电厂一二三期	2×25+2×25+2×50	200
7	天业自备热电厂四期	4×135	540
三	合计		1216.05

2007 年石河子全网最高供电负荷为 632.6MW，比 2006 年的 525.4MW 增长了 20.4%。

最大负荷发生在夏季 8 月；最低负荷为 279.4MW，发生在冬季 1 月份。

2007 年石河子全网完成发电量 $37.5 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，比 2006 年的 $33.29 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ 增长了 12.65%；2007 年石河子全网供电量 $39.245 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，比 2006 年的 $27.638 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ 增长了 42%。

2.3 石河子天富电网现状

石河子天富电网是石河子地区的公共电网，现通过 110kV 玛东双回线并入新疆主电网，目前最高电压等级 110kV。

截至 2007 年底，天富热电有限责任公司所属电源装机容量 437.05MW。2007 年天富电网完成供电量 $19.5728 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，比 2006 年的 $16.568 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ 增长了 18.14%。2007 年天富电网购新疆主电网电量 $1.7626 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，比 2006 年的 $1.2766 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ 增长了 38%。

2007 年天富电网最高供电负荷为 422MW，较 2006 年的 348MW 增长 21.26%。截至 2007 年底，石河子天富热电股份公司所属 110kV 变电所 15 座，27 台变压器，变电容量为 1372MVA；公司所属 35kV 变电所 19 座，32 台变压器，变电容量为 172.7MVA。

天富热电公司计划 2008 年在电网南部的二级电站和三级电站之间新建负荷较大的晶鑫硅 110kV 变电所(规划主变容量为 2×100MVA，负荷约 110-120MW)，由 110kV 二三线开口接入，并新架设 1 回 110kV 线路至南热电厂。另外，为改善下野地片区电压质量逐年恶化的问题，满足 2008 年夏季农灌高峰负荷来临时电压质量的要求，天富热电公司正在实施南热电-钟家庄-下野地 220kV 架设 110kV 降压运行的线路。

2.4 新疆电力发展存在的主要问题

2.4.1 主网结构还较薄弱，亟需进一步补强 220kV 网架并加快建设 750kV 电网

随着全疆联网工程的逐步实施，近两年新疆 220kV 主网架覆盖范围大幅扩展，各地区电网间电力相互调配能力得到大大提高，窝电和弃水发电现象大幅下降，乌鲁木齐核心环网也得到了进一步的加强，已形成了局部三回 220kV 双环网结构，但周边 220kV 网架结构依然较为薄弱，单回长距离 220kV 联网线路较多，联网线输送功率有限，供电可靠性也较低，特别是随着今后地区间交换功率的增大和大型电厂的接入系统，现有 220kV 网架越来越不能适应国民经济和电力工业的发展需要，部分断面稳定极限低，不能满足地区间功率交换需要，亟需进一步补强 220kV 网架和加快建设 750kV 电网。

2.4.2 电源容量不足，成为制约地区经济发展的瓶颈

2006 年新疆全社会发电量达到 $356 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，同比增长 16.2%。2007 年发电量达到 $413 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，同比增长 16%。由于电力需求实际发展速度远高于“十一五”初的预计，加之“十一五”前两年公共电源开工项目不足，造成全疆电力供需形势日趋紧张，电力供应不足已影响了地区经济社会发展。2007 年上半年，全区有 11 个地区性电网出现限电情况。为了保障供电，电网在用电高峰时段不得不大量启用备用容量，主电网直调系统每月均有备用容量不足 200MW，还不到直调总容量的 4%，全疆统计口径总备用容量不到 16%，若扣除冬季不可调容量，则全疆尚存在 1900MW 的电力缺口。因此，急需在新疆尽快开工建设大容量火电机组和超高压电网，满足自治区经济社会发展对电力的需要。

2.4.3 电源无序建设逐步加剧，给电网合理发展造成不利的影响

随着电力体制改革的顺利实施，厂网分开、电网和发电企业资产重组等政策的执行，加之在国家相关政策的支持下，各地方、企业、兵团和水利等部门自办电源的积极性很高，

电源建设投资主体更加多元化，极大地丰富了全行业电源建设资金筹集渠道，有利于提高全行业的电力供给水平。但随之而来的电源无序建设现象也越加严重，给电网统筹规划，合理发展造成不利的影

2.4.4 电网建设成本高，社会对电价的承受能力有限，制约了新疆电网的持续发展

新疆地域辽阔，负荷分散，目前 220kV 电网线路长度与变电容量比为 0.92km/MVA，与内地省份相比明显偏高，客观上增加了电网建设成本，加之近几年来，土地价格上涨迅速，进一步加大了电力建设成本，特别是加大了城市电网架设成本。而与内地相比，新疆国民经济发展水平较为滞后，社会承受能力有限，销售电价加价空间小，进而影响了电网建设的资金投入，制约了新疆电网的持续发展。

2.5 电力市场预测

2.5.1 全疆电力市场预测

2.5.1.1 经济和社会发展主要奋斗目标

根据党的十七大精神、国务院 32 号文件和中央经济工作会议精神，自治区党委七届五次全委(扩大)会议确定了经济建设和社会发展的中长期目标是：综合实力和竞争力明显增强，建立完善的社会主义市场经济体制和更具活力、更加开放的经济体系；基础设施日趋完善；建成全国重要的石油天然气、石油化工、纺织工业、食品工业、有色金属工业和农牧产品加工工业基地，基本实现工业化；城镇化水平达到 50%左右，城乡人民物质文化生活达到全国中等水平；可持续发展能力不断提高，生态环境有较大改善；建立起比较完善的社会保障体系 and 市场就业机制；形成比较完善的国民教育体系、科技和文化创新体系、全民健身和医疗卫生体系，国民素质进一步提高；精神文明建设和民主法制建设取得明显进展，人民的政治、经济、文化权益得到切实尊重和保障。2020 年人均 GDP 比 2000 年翻两番半，全面实现小康。

新疆“十一五”期间经济建设的基本指导思想是：坚持以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导，坚定不移地贯彻落实党的十七大精神和中央关于新疆发展与稳定的战略部署，以科学发展观统领经济社会发展全局，抓住重要战略机遇期，坚持把发展作为第一要务，以经济建设为中心，调整和优化经济结构，转变经济增长方式，加快优势资源转换，推进农业产业化、新型工业化和城镇化进程，进一步深化改革、扩大开放，不断改善各族人民生活，促进城乡区域协调发展和社会全面进步，稳疆兴疆、富民固边，努力构建社会主义和谐社会。坚持以结构优化为主线。大力推进农业产业化和新型工业化，积极发展服务业，

加快培育特色优势产业，进一步优化产业结构，协调好三次产业发展的关系。坚定不移地走适合区情的新型工业化道路，充分发挥资源优势，做大做强特色支柱产业，实现工业超常规、高速度、跨越式发展，在推进新型工业化上取得重大突破。实施以市场为导向的优势资源转换战略，继续大力推进以石油天然气、煤炭、棉花为重点的优势资源开发利用，努力将资源优势转化为经济优势。实施可持续发展战略，推进资源节约和综合利用，发展循环经济，保护生态环境，促进人与自然和谐发展。培育国家重要的能源基地和石油天然气化工、重化工产业体系；国家重要的矿产资源生产加工基地和矿产资源勘探开发体系；特色农牧产品生产基地和纺织、绿色食品加工产业体系；高新技术产业基地及相关科研、服务体系；民族特色旅游商品生产基地和特色旅游产业体系；以及向西出口加工基地及现代物流产业体系等六大支柱产业体系。

“十一五”后三年自治区国民经济和社会发展主要预期目标是：全区生产总值确保两位数增长，力争增长 12% 以上，到 2010 年达到 5200 亿元。人均地区生产总值接近达到全国平均水平，位居西部地区前列。全社会固定资产投资年均增长 18% 以上，到 2010 年投资规模达到 3000 亿元。财政收入年均增长 20% 以上，到 2010 年地方财政一般预算收入达到 460 亿元，全口径财政收入超过 1000 亿元。外贸进出口总额年均增长 20%，到 2010 年达到 210 亿美元。到 2010 年城镇居民人均可支配收入达到 14350 元以上，农牧民人均收入达到 4000 元以上。万元生产总值能耗年均下降 4% 左右；SO₂ 和化学需氧量排放基本完成减排目标。以改善民生为重点的社会建设长足进步，各项事业蓬勃发展，社会更加和谐稳定。初步预计工业增加值年均增长 17%，固定资产投资完成年均增长 18%。

2.5.1.2 全疆电力市场发展预测

依据《新疆维吾尔自治区电力工业“十一五”规划及 2020 年远景目标》报告，通过采用平均增长率法、电力消费弹性系数法和回归分析三种方法，提出新疆需电量高、中、低三个方案，结合近年来新疆电力市场的变化走势，考虑今后新疆国民经济发展的不确定和不稳定性，以及电力市场变化和电力体制改革的作用，最新调整各方案预测水平如下，目前根据全疆需电量及电力负荷增长的情况，推荐采用中方案，但在规划电源电网前期项目，做好电源电网项目储备时，采用高方案预测结果。

表 2-2 新疆需电量预测高、中、低方案 单位：10⁸kW·h

类别	2007 年 (实际)	2010 年	2012 年	2015 年	2020 年	2007~2010 年 年均增长率	“十二五”年均 增长率	“十三五”年均 增长率
高方案	413	710	990	1428	2632	18%	15%	13%
中方案	413	670	900	1234	2081	17%	13%	11%

类别	2007年 (实际)	2010年	2012年	2015年	2020年	2007~2010年 年均增长率	“十二五”年均 增长率	“十三五”年均 增长率
低方案	413	620	810	1045	1608	15%	11%	9%

表 2-3 新疆最大电力负荷预测表 单位: MW

类别	2007年	2010年	2012年	2015年	2020年	2007~2010年 年均增长率	“十二五”年均 增长率	“十三五”年均 增长率
高方案	7200	12200	16800	24540	45230	18%	15%	13%
中方案	7200	11600	15300	21370	36030	17%	13%	11%
低方案	7200	10700	13700	18030	27750	15%	11%	9%

2.5.2 石河子电力市场发展预测

石河子地域处于天山北麓中段，准噶尔盆地南缘，乌鲁木齐以西 150km 处。区域总面积 7529km²。石河子交通发达便利，亚欧大陆桥的北疆铁路、乌奎高等级公路和 312 国道贯穿市区南北两侧，垦区公路通达各农牧团场，其中省道 7 条，县道 16 条。

2007 年，农八师石河子市经济和社会发展呈现出发展速度快、投资规模大、经济效益好，职工收入明显提高的特点，经济总量突破 100 亿元。全石河子垦区实现生产总值 104.5 亿元；农八师石河子市实现生产总值 101.92 亿元，比上年增长 13.2%。农业实现增加值 30.3 亿元，增长 8.3%；工业生产和效益大幅增长，实现工业增加值 30.68 亿元，增长 16.8%，工业增加值占 GDP 的比重比上年提高了两个百分点。第三产业实现增加值 34.92 亿元，增长 11.5%；商贸流通业发展较快，全年实现社会消费品零售总额 25.48 亿元，增长 16.9%；交通运输、金融保险、旅游和信息服务呈现良好发展势头。

农八师和石河子市实行一个党委、政企分设、部门合一的体制。在国家实施“西部大开发”战略的今天，石河子地区已成为新疆西部大开发的桥头堡、向西开放的前沿阵地和繁荣新疆、展示兵团风貌的重要“窗口”。根据《八师石河子市国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》，“十一五”期间，石河子以科学发展观统领经济社会发展全局，把发展作为第一要务，以经济建设为中心，调整优化经济结构，转变经济增长方式，加快推进农业产业化、新型工业化和城镇化进程，实施优势资源转换，进一步深化改革，扩大开放，做大做强东开发区和北工业园区。因此，社会经济将会得到进一步发展，电力负荷也将以较快速度增长。

表 2-4 1995-2007 年石河子全网电量及最大负荷 单位:10⁸kW·h, MW

年份	项目	发电量	供电量	最高供电负荷
1995 年		5.65	5.0171	110.2
1996 年		5.8939	5.5366	116.3
1997 年		6.3676	6.3266	131.7

年 份 \ 项 目	发电量	供电量	最高供电负荷
1998 年	3.8947	6.5452	145.3
1999 年	7.9324	6.7436	133.3
2000 年	8.724	7.448	152.5
2001 年	8.6815	7.9323	168.8
2002 年	9.3441	8.4829	171.6
2003 年	11.0753	10.378	201.5
2004 年	14.6392	13.032	266.4
2005 年	22.471	18.926	370.8
2006 年	33.2897	27.638	525.4
2007 年	37.4996	39.245	632.6
1995-2007 年均增长率	17.1%	18.7%	15.26%
2000-2007 年均增长率	23.16%	26.8%	22.9%

注：以上数据均为石河子全口径数据，即包括天业城北化工园自备电网的数据，近年来增长率较快的原因是天业自备电厂一、二期陆续投产的原故。

表 2-5 1995-2007 年石河子天富电网电量及最大负荷 单位:10⁸kW·h, MW

年 份 \ 项 目	供电量	最高供电负荷
1995 年	5.0171	110.2
1996 年	5.5366	116.3
1997 年	6.3266	131.7
1998 年	6.5452	145.3
1999 年	6.7436	133.3
2000 年	7.448	152.5
2001 年	7.9323	168.8
2002 年	8.4829	171.6
2003 年	10.378	201.5
2004 年	12.86	266.4
2005 年	17.068	321
2006 年	16.568	348
2007 年	19.5728	422
1995-2007 年均增长率	12%	11.18%
2000-2007 年均增长率	14.8%	15.65%
2002-2007 年均增长率	18.2%	19.72%
2006-2007 年均增长率	18.14%	21.26%

注：以上数据仅为石河子天富电网数据。

从上表可以看出 1995-2007 年石河子电网全口径发电量、供电量、最高供电负荷年均增长率分别为 17.1%、18.7%、15.26%；2000-2007 年石河子全网发电量、供电量、最高供电负荷年均增长率分别为 23.16%、26.8%、22.9%。1995-2007 年石河子天富电网供电量、最高供电负荷年均增长率分别为 12%、11.18%；2000-2007 年石河子天富电网供电量、最高供电负荷年均增长率分别为 14.8%、15.65%，其中 2002-2007 年和 2006-2007 年石河子天富电网供电量、最高供电负荷年均增长率均达到 18% 以上。因此，无论石河子全网还

是石河子天富电网近年来的发展都呈较快的增长趋势。

根据近十一年来石河子全网和石河子天富电网的发展情况,考虑到负荷发展的不确定性和投资风险性,本报告针对石河子天富电网进行了负荷预测,结果见下表。

表 2-6 石河子天富电网 2007-2015 年负荷预测 单位:10⁸kW·h, MW

年份 项目	2007	2008	2009	2010	2012	2015	2020
需电量	19.5728	23.4	28	34	48	75	147
年均增长率	19.6%				15%		
最大供电负荷	422	510	622	740	1050	1640	3210
年均增长率	20%				15%		

根据石河子天富电网电力市场预测结果,2010 年最大负荷达到 740MW,需电量 34×10⁸kW·h;2012 年最大负荷达到 1050MW,需电量 48×10⁸kW·h;2015 年最大负荷将达到 1640MW,需电量 75×10⁸kW·h;2020 年最大负荷将达到 3210MW,需电量 147×10⁸kW·h。

2.6 电力电量平衡

2.6.1 全疆电力电量平衡

- 1)平衡范围:本次电力电量平衡范围为新疆境内;
- 2)平衡年限:2007-2012 年作逐年电力平衡,展望 2015 年;
- 3)发电机出力:火电机组出力按装机容量考虑;冬季水电受阻容量按装机容量的 30% 考虑。
- 4)备用容量:备用容量由负荷备用、事故备用、检修备用三部分组成。负荷备用取最大发电负荷的 5%,由水电承担,检修备用取最大发电负荷的 10%,由水、火电按各自工作出力分摊,事故备用取最大发电负荷的 10%,并不小于系统最大单机容量,水、火电按各自工作出力分摊,水电备用容量不足时,由火电承担。

5)根据《新疆维吾尔自治区电力工业“十一五”规划及 2020 年远景目标》,“十一五”期间,新疆电源建设规划如下表 2-7 所示。

表 2-7 “十一五”新疆电源投产计划 单位:MW

序号	项 目	2007	2008	2009	2010	合计	结转“十二五”	备注
一	水电	103	395	641	0	1090	1528.5	
1	吉林台二级水电站			50		50		已开工
2	喀拉塑克水电站		140			140		已开工
3	下坂地水电站			150		150		已开工
4	察汗乌苏水电站	103	206			309		已开工
5	塔孜克一级电站		49					
6	柳树沟水电站	开工		180		180		

序号	项 目	2007	2008	2009	2010	合计	结转“十二五”	备注
7	特克斯山口水电站			141		141		
8	温泉电站			120		120		
9	卡拉贝利水电站		开工			0	49.5	
10	波波娜电站		开工				150	
11	布伦口-公格尔电站		开工				201	
12	吐木秀克电站		开工				48	
13	冲呼尔水电站						110	
14	小山水电站						50	
15	哈德布特电站						200	
16	肯斯瓦特电站						120	
17	开英布拉克电站						140	
18	布尔津山口						240	
19	尼勒克梯级						220	
二	风电	129.5	313	175	20	637.5	499.5	
1	达坂城风电场	80	190	100	20	390	250	2007-2010年逐年开工
2	小草湖风电场	49.5	49.5			99	50	
3	玛依塔斯风电场		24.75	24.75		49.5	50	
4	布尔津风电场		24.75	24.75		49.5	100	
5	阿拉山口风电场		24	25.5		49.5	49.5	
三	煤电	300	1309	1135	1095	3839	135	
1	昌吉热电厂	125				125		已投产一台
2	喀什火电厂	50				50		已投产一台
3	玛纳斯电厂三期		600			600		已开工
4	阜康火电厂			300		300		
5	华电乌鲁木齐热电厂一期				660	660		
6	塔什店火电厂			300		300		
7	红雁池电厂扩建			300	300	600		
8	天池能源				135	135	135	
9	图木舒克热电厂			100		100		
10	石河子天富热电厂	125	125			250		
11	奎屯农七师热电厂	开工	135	135		270		
12	独山子自备		375			375		
13	阿瓦提生物电厂		12			12		
14	巴楚生物电厂		12			12		
15	农一师阿拉阿尔热电		50			50		
五	合 计	532.5	2017	1951	1115	5566.5	2163	

新疆 2007-2020 年电力平衡见下表 2-8，电量平衡见表 2-9。

表 2-8

全疆电力平衡

单位：MW

序号	项目	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2015 年
一	最大发电负荷	7200	8480	9920	11600	13300	15300	21370
二	备用容量	1800	2120	2480	2900	3325	3825	5343
	I 负荷备用	216	254	298	348	399	459	641
	II 事故备用	720	848	992	1160	1330	1530	2137
	III 检修备用	864	1018	1190	1392	1596	1836	2564

序号	项目	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2015年
三	需要装机容量	9000	10600	12400	14500	16625	19125	26713
四	可能装机容量	8782.09	10759.09	12719.59	13904.59	14637.09	14867.09	16107.59
	I 水电	1964.09	2379.09	3040.09	3170.09	3707.59	3777.59	4688.59
	II 火电	6491.45	7740.45	8815.45	9850.45	9995.45	10005.45	10035.45
	III 风电	326.55	639.55	864.05	884.05	934.05	1084.05	1383.55
五	受阻及空闲容量	842	1190	1400	1660	1946	2241	3259
	其中:水电	589	714	912	951	1112	1133	1407
	风电	131	256	346	354	374	434	553
	火电	122	160	226	386	386	390	400
六	实际可利用容量	7940.09	9569.09	11319.59	12244.59	12691.09	12626.09	12848.59
七	电力盈亏	-1059.91	-1030.91	-1080.41	-2255.41	-3933.91	-6498.91	-13864.41
八	水电装机容量	1964.09	2379.09	3040.09	3170.09	3707.59	3777.59	4688.59
1	新增装机容量	123	415	661	130	537.5	70	911
	吉林台二级			50				
	喀拉塑克水电站		140					
	下板地水电站			150				
	察汗乌苏水电站	103	206					
	塔孜克一级电站		49					
	柳树沟水电站			180				
	特克斯山口水电站			141				
	温泉电站			120				
	小山口水电站						50	
	哈德布特电站					200		
	卡拉贝利电站					49.5		
	吐木秀克电站					48		
	尼勒克梯级					220		
	波波娜水电站							150
	冲乎尔电站				110			
	布伦口电站							201
	开英布拉克							140
	肯斯瓦特电站							120
	布尔津山口电站							240
	兵团及水利自建小水电	20	20	20	20	20	20	60
九	火电装机容量	6491.45	7740.45	8815.45	9850.45	9995.45	10005.45	10035.45
1	新增容量	360	1369	1195	1155	195	60	180
	昌吉热电厂扩建	125						
	喀什火电厂	50						
	阿瓦提生物电厂		12					
	巴楚生物电厂		12					
	玛纳斯电厂		600					
	阜康发电厂			300				
	图木舒克热电			100				
	塔什店火电厂			300				
	天池能源				135	135		
	乌鲁木齐热电一				660			

序号	项目	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2015年
	期							
	红雁池电厂扩建			300	300			
	兵团及企业自建小型备用电源	60	60	60	60	60	60	180
	独山子自备电源		375					
	石河子天富热电	125	125					
	农一师阿拉尔热电		50					
	奎屯农七师热电厂		135	135				
2	关停容量	120	120	120	120	50	50	150
十一	风电装机容量	326.55	639.55	864.05	884.05	934.05	1084.05	1383.55
1	新增装机容量	80	313	224.5	20	50	150	299.5
	达板城风电场	80	190	100	20	50	50	150
	小草湖风电场		49.5	49.5			50	
	玛依塔斯风电场		24.75	24.75				50
	布尔津风电场		24.75	24.75			50	50
	阿拉山口风电场		24	25.5				49.5

表 2-9 全疆电量平衡 单位：10⁸kWh

序号	项 目	2007年	2010年	2011年	2012年	2015年
一	电网需电量	413	670	776	900	1234
二	实际可能发电量	413	619.5	621.9	644.9	744.7
	其中：水电发电量	63.06	93.5	94.2	104.4	126.8
	火电发电量	344.54	505	505.5	515.5	586.1
	风电发电量	5.4	21	22.2	25	31.8
三	电量盈亏		-50.5	-154.1	-255.1	-489.3

2.6.2 石河子天富电网电力电量平衡

2.6.2.1 电力电量平衡原则

1)平衡负荷：选择石河子天富电网最高负荷出现的夏季进行电力平衡。由于石河子电网冬季负荷较小，盈余电力较多，因此本报告针对石河子天富电网冬季小负荷方式进行电力平衡，根据近年来实际运行数据，冬小负荷按夏大负荷的 50~53%选取。

2)电源建设：天富南热电厂 1 台 125MW 机组已于 2007 年上半年投产运行，第 2 台 125MW 机组已于 2008 年 4 月投产。南热电厂二期两台机组计划于 2010 年、2011 年下半年各投运 1 台。肯斯瓦特 100(4×25)MW 水电站目前已得到国家发改委核准，计划 2010 年下半年投产发电，建成后将极大的改善石河子电网的调峰能力。

3)电源退役：国家明确提出建设节约型社会，就是在各个领域各个方面，切实保护和合理利用各种资源，提高资源利用效率，以尽可能少的资源消耗获得最大的经济效益和社会效益。同时为有利于天富南热电厂二期工程的顺利实施，将考虑以下小机组在南热电厂二

期工程建成投运当年退役。

表 2-10 石河子上大压小、节能减排、拟淘汰小机组计划 单位：MW

序号	电 源	机组类型	机组容量	数量	总容量
1	西热电厂	抽凝	12	3 台	36
		背压	6	1 台	6
		抽背	6	1 台	6
2	东热电厂	抽凝	25	1 台	25
		抽凝	12	1 台	12
		背压	12	1 台	12
3	八一毛纺厂	背压	3	1 台	3
		抽背	3	1 台	3
4	24 小区热力站	背压	0.75	1 台	0.75
5	26 小区热力站	背压	0.75	1 台	0.75
合计				12 台	104.5

4) 电厂出力：在夏大方式下，西热电一厂 2 台背压式机组(2×6MW)只能开一台，东热电厂 1 台背压机组(1×12MW)也无法开机，故西热电一厂和东热电参与夏季电力平衡的机组容量分别为 42MW 和 37MW。另外，根据《石河子电网二〇〇八年年度运行方式》，南热电 2 台 125MW 机组夏大方式出力按 200MW 参与平衡，冬小方式出力按 180MW 参与平衡。

5) 机组利用小时数：根据 2002~2007 年实际统计情况，水电站发电设备利用小时数按 4200h 估算，新建的较大机组的火电厂发电设备利用小时数按 5500h 左右估算，机组投运当年设备利用小时数适当减小。

2.6.2.2 电力电量平衡

石河子天富电网夏大和冬小电力平衡分别见表 2-11 和表 2-12。

表 2-11 石河子天富电网夏大电力平衡表 单位：MW

序号	项 目	年 份						
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2015
一	电网最大供电负荷	422	510	622	740	880	1050	1640
二	系统实际出力	361	361	461	461	546	483	483
1	水电实际出力	110	110	110	110	195	195	195
	红山嘴电站	110	110	110	110	110	110	110
	肯斯瓦特电站					95	95	95
2	火电实际出力	251	251	351	351	351	288	288
	西热一电厂	34	34	34	34	34	---	---
	西热二电厂	88	88	88	88	88	88	88
	东热电厂	29	29	29	29	29	---	---
	天富南热电厂一期	100	100	200	200	200	200	200
三	电力盈(+)/亏(-)	-61	-149	-161	-279	-334	-567	-1157
四	由新疆电网下网电力	61	149	161	279	334	567	1157

注：①天业自备电厂四期投产后，天业企业电网将与石河子电网解列运行，不足电力从新疆电网下网，而且本报告中石河子天富电网最大供电负荷不包括天业化工园负荷，因此天业电厂不参与电力电量平衡。

②石河子最大负荷发生在夏季，实际运行中西热电一厂 2 台背压式机组(2×6MW)只能开一台，东热电厂 1 台背压机组(1×12MW)也无法开机，故西热电一厂和东热电参与夏季电力平衡的机组容量分别为 42MW 和 37MW。

③肯斯瓦特电站和南热电厂二期工程均于 2010 年下半年投产运行，因此不参与 2010 年夏大电力平衡。

表 2-12 石河子天富电网冬小电力平衡表 单位：MW

序号	项 目	年 份						
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2015
一	电网最小供电负荷	208	260	320	390	470	560	880
二	系统实际出力	331	421	421	487	414	414	414
1	水电实际出力	80	80	80	146	146	146	146
	红山嘴电站	80	80	80	80	80	80	80
	肯斯瓦特电站				66	66	66	66
2	火电实际出力	251	341	341	341	268	268	268
	西热一电厂	36	36	36	36	---	---	---
	西热二电厂	88	88	88	88	88	88	88
	东热电厂	37	37	37	37	---	---	---
	天富南热电厂一期	90	180	180	180	180	180	180
三	电力盈(+)/亏(-)	+123	+161	+101	+97	-56	-146	-466
四	向新疆电网输送电力	123	161	101	97	56	146	466

石河子天富电网电量平衡见表 2-13。

表 2-13 石河子天富电网电量平衡表 单位：10⁸kW·h

序号	项 目	年 份					
		2007	2008	2009	2010	2012	2015
一	电网需电量	19.5728	23.4	28	34	48	75
二	电网实际可能发电量	18.1	25.6	29.3	28.9	28.6	28.6
1	水电实际可能发电量	4.7	4.7	4.7	5.3	8.7	8.7
	红山嘴电站	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
	肯斯瓦特电站				0.6	4	4
2	火电实际可能发电量	13.4	20.9	24.6	23.6	19.9	19.9
	西热一电厂	2.3	2.3	2.3	1.8	---	---
	西热二电厂	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
	东热电厂	2.4	2.4	2.4	1.9	---	---
	天富南热电厂一期	2.0	9.5	13.2	13.2	13.2	13.2
三	电量盈(+)/亏(-)	-1.5	+2.2	+1.3	-5.1	-19.4	-46.4
四	由新疆电网下网电量	1.5	0	0	5.1	19.4	46.4

注：以上各厂站发电量均为扣除厂用电后的发电量。

2.6.3 电力电量平衡分析

2.6.3.1 根据全疆电力平衡结果来看

根据全疆电力电量平衡结果来看，随着负荷的不断增长，新疆电力缺口仍将日益扩大，为满足全疆地区未来电力市场发展需求，必须贯彻多种发电能源并重的方针，注重煤电建设，以缓解新疆的电力供需矛盾。由平衡结果看，“十一五”期间随着新疆电力市场的发展，电力缺口逐步增大，到 2010 年新疆电网电力缺口约 2255MW 左右，2012 年新疆电网电力缺口达 6500MW，不计备用仍缺 2680MW 装机，“十二五”期间新疆电网仍有较大的电力市场空间，天富南热电二期 2×330MW 机组可以在新疆电网消纳。根据火电厂的正常建设周期，应抓紧实施天富南热电二期工程，力争于 2011 年之前实现 2×330MW 机组投产发电。

2.6.3.2 根据石河子天富电网电力电量平衡结果来看

根据石河子天富电网电力电量平衡结果，目前在电网夏季大负荷期间存在约 61MW 的电力缺口，需从新疆电网下网，随着负荷的快速增长，即使 2008 年天富南热电厂一期第 2 台 125MW 机组投产发电，天富电网仍存在一定的电力缺额，之后出现逐年增大的趋势，到 2010 年，在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 279MW，到 2012 年，天富电网的最大电力缺口达到 567MW，到 2015 年，在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 1157MW。在冬季小负荷方式下，石河子天富电网目前存在一定的电力盈余，但到 2011 年将出现约 56MW 电力缺口，2015 年将达到 466MW，因此，今后如果天富电网内再不新建设其它较大电源，随着电网负荷的不断增长，到“十二五”初期，石河子天富电网无论冬夏季都将属于受端电网。根据上述分析，天富南热电二期 2×330MW 机组所发电力在石河子天富电网夏大方式下完全可以在石河子天富电网内消纳，不足电力还需由新疆电网输送；但在冬小方式下，存在一定的盈余电力，需向新疆主电网输送。本期电厂 2×330MW 机组建成初期可作为石河子天富电网上的一座重要的电网支撑电源，电力市场主要在石河子天富电网，但建成初期所发电力应立足于大区平衡、实现大范围内的资源优化配置，盈余电力需向新疆电网输送，到“十二五”中期电力将完全在石河子天富内消纳。

2.7 电厂建设必要性

2.7.1 有利于缓解全疆电力供应的紧张局面

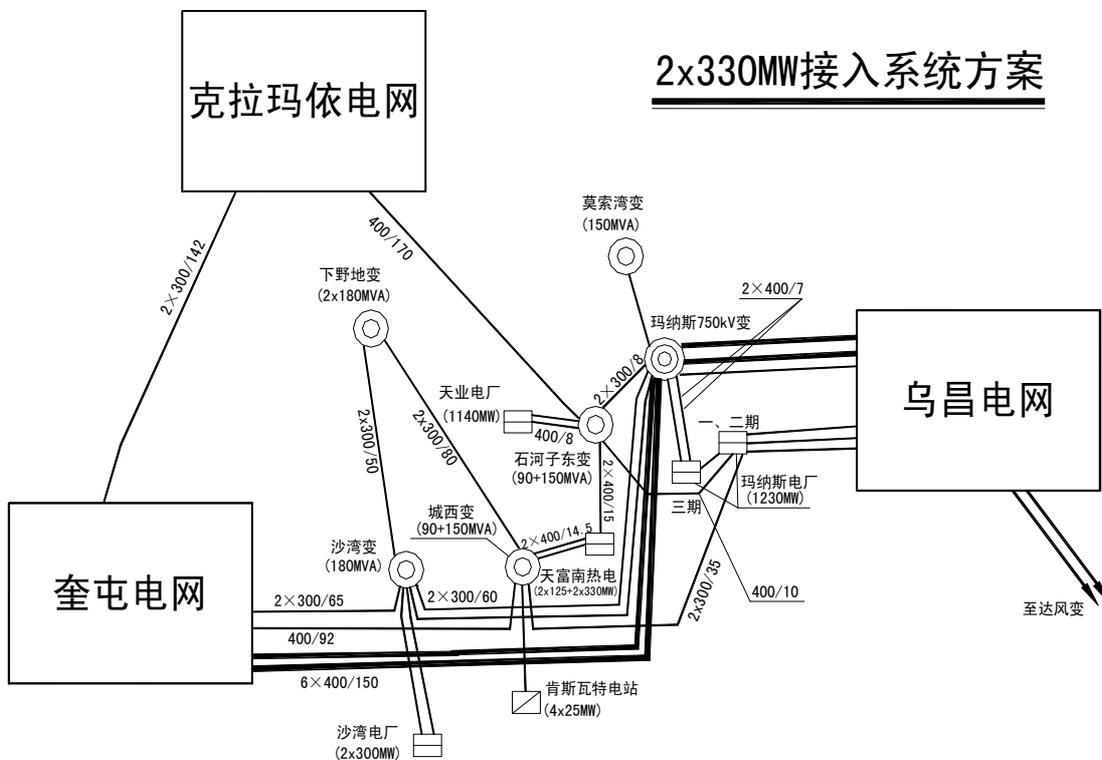
今后随着全疆工农业的快速发展，电力需求呈现快速增长的趋势，导致电力缺口也逐年增大，到 2010 年新疆电网电力缺口约 2255MW 左右，2012 年新疆电网电力缺口达 6500MW，天富南热电厂二期 2×330MW 机组的建设，将有效缓解全疆电力供应的紧张局面，为国民经济发展奠定基础。

2.7.2 有利于改善火电电源结构，促进小火电的关停

目前新疆 100MW 以下的小型火电机组仍然占比重较大，造成新疆电网发电煤耗高，电力工业长期处于低水平、粗放型经营模式下发展，不符合我国可持续发展战略的要求。国家明确提出建设节约型社会，就是在各个领域各个方面，切实保护和合理利用各种资源，提高资源利用效率，以尽可能少的资源消耗获得最大的经济效益和社会效益。天富南热电厂二期 2×330MW 机组的建设，不仅可以改善火电电源结构，促进关停小火电，实现节能减排，同时还加快了新疆大容量煤电机组的建设，实现了新疆电力工业产业结构的进一步升级。

2.8 接入系统方案展望

石河子天富南热电厂二期 2×330MW 机组建议以 220kV 一级电压接入石河子电网，新建南热电-石河子东 220kV 变电所的 220kV 单回线，届时要求南热电-城西 220kV 变电所双回 220kV 线路应已实施，另外，还需将 220kV 城西变-玛电原有 LGJ-400 型号的 220kV 线路更换为 LGJ-2×300 导线(最终接入系统方案以接入系统专题报告为准)。接入方案示意图如下：



2.9 电厂电气原则主接线

南热电二期 2×330MW 机组采用发电机-变压器组接线形式，变压器高压侧接入电厂一期已建成的 220kV 侧(为双母线设计)。220kV 侧本期不新增出线。主变选择为三相双卷无载调压变压器，由于本期单台 330MW 机组最大出力可达 353MW，因此容量选择为 420MVA，共 2 台，电压比为：242kV±2×2.5%/发电机机端电压，容量比 100/100，接线组别 YN，d11。主变 220kV 侧中性点按直接接地设计，低压侧按不接地设计。

本电厂发电机组如采用自并励静止励磁系统，需装设电力系统稳定器(PSS)。

3 热负荷

3.1 城市概况

石河子市南倚天山,东濒玛纳斯河,东距乌鲁木齐市 150km,西至霍尔果斯口岸 500km,距阿拉山口口岸 330km。海拔 430~520m 左右,地势由东南向西北倾斜,地形较为平坦。

石河子市是中国军垦名城,是新疆生产建设兵团的经济、科技、教育、文化、卫生、医疗的重要基地,是天山北坡经济带中部的中心城市,是石河子垦区的政治、经济、科技、文化中心,是新疆“东联西出”的重要通道。

石河子市是新疆维吾尔自治区的直辖市,也是国家最早对外开放的城市之一。这座被中央绿化委员会评为公园城、生态城的绿洲新城,绿化覆盖率达 42%,居全国城市领先地位。石河子交通便利、通讯发达,亚欧大陆桥和 312 国道,分别从市区南北两侧横贯而过。作为石河子市新的经济增长点的经济技术开发区,在市区东部迅猛崛起,广纳客商。

石河子市又是新疆新兴的工业城市,在国内外有“戈壁明珠”之称,是新疆范围内人口相对密集,文化素质相对较高的地区。1999 年和 2000 年两次获得“全国城市环境综合整治优秀城市”的称号,连续几年被评为“全国绿化先进城市”、“全国卫生城市”、“国家园林城市”、“全国双拥模范城”和“全国精神文明工作先进城市”。在 2000 年被评为“联合国人居环境良好范例奖”。2001 年获建设部首届“中国人居环境奖”。从 2003 年起,农八师石河子市连续三年跻身“全国百强县市”;2005 年进入“全国中小城市综合实力 100 强”;2007 年被国家列为“循环经济试点城市”。

石河子市发展规划目标:

- 1)建设一座经济结构合理、经济总量可观、经济效益良好、综合竞争力强的富裕城市。
- 2)建设一座科技教育发达、文化体育繁荣,产、学、研密切结合,人民素质较高的文明城市。
- 3)建设一座生态平衡、环境优美、文明清洁、特色鲜明,最适于人类居住的北方园林城市。
- 4)调整城市结构,拓展城市空间,拉开城市框架,加速开发区发展,实施新区建设,完善旧区改造,建设一座富有生机的北疆中心城市。
- 5)按照师市统筹规划的原则,建设完善以石河子市为中心,以北泉镇,十六个农牧团(场)自然镇、三个工矿区镇和若干风景区构成的合理的城镇体系。

石河子市行政区用地 460km²,城市规划区用地 150km²,远期 2020 年城市规划建设用

地面积 66.0km²。

石河子市 2005 年城市人口 30 万人；近期 2010 年，城市人口 40 万人；远期 2020 年，城市人口 55 万人。

3.2 建设本期工程，优化石河子市热电联产的必要性

3.2.1 石河子市城市发展的需要

2007年，农八师石河子市生产总值达到104.5亿元，全口径财政收入13亿元，地方财政收入7.57亿元，城镇居民人均可支配收入10473元，团场农牧工家庭人均收入7420元。精神文明建设硕果累累，先后荣获全国“双拥”模范城、绿化先进城、卫生先进城和自治区文明城市称号，并被联合国授予改善人类居住环境良好范例称号，国家建设部授予国家级园林城市，国家首批人居环境奖。

3.2.2 电力工业发展的需要

电力工业方面以电力为中心，煤炭为基础，加快调整能源结构，构建安全可靠的能源保障体系。坚持电力统一规划、电源电网协调发展，以发展大功率发电机组为重点，大力发展煤电一体化，积极推广城市热电联产，加快建设石河子热电联产工程。

3.2.3 节能减排、保护环境的需要

石河子市采暖供热现状还存在很多弊端，供热结构不合理。不利于生活、工作环境条件的提高，也不利于市政治理城市大气污染和环境污染。建设大容量、高参数、高效率的热电联产工程，既能为石河子市采暖供热提供可靠、稳定的热源点，节约能源，同时还可以替代城区中小型分散的锅炉房以及较为落后的小型热电厂，通过高效除尘、脱硫、降氮等技术，可以有效的减少污染物的排放，还城市居民一个湛蓝的天空。

本期工程(与拟替代小机组、锅炉比较)节能、减排数据分别见表 3-1 节能数据统计表(供热煤耗)、表 3-2 节能数据统计表(发电煤耗)、表 3-3 减排数据统计表(供热、供电)。

表 3-1 节能数据统计表(供热煤耗)

序号	单位(拟替代锅炉)	单锅炉容量(t/h)	锅炉数量(台)	年供热量(10 ⁴ GJ/a)	年均供热标准煤耗率:(kg 标准煤/GJ)	年耗标煤量:(10 ⁴ t/a)	备注
拟替代蒸汽锅炉							
1	西热电厂旧厂	75	3	267.79	40.29	10.79	
		130	2				
2	东热电厂	75	3	346	40	13.84	
		130	1				
		160	1				
3	八一毛纺厂	10	3	16.5	55.6	0.917	
		35	2	43.52	48.5	2.11	

序号	单位(拟替代锅炉)	单锅炉容量(t/h)	锅炉数量(台)	年供热量(10^4 GJ/a)	年均供热标准煤耗率:(kg 标准煤/GJ)	年耗标煤量:(10^4 t/a)	备注
4	二十四供热站	10	1	5.18	55.6	0.288	
5	二十六供热站	10	1	5.20	55.6	0.289	
6	味精厂	10	2	10.54	55.6	0.586	
7	石河子宾馆	4	1	2.30	67	0.154	
8	白杨酒厂	12	3	19.53	55.6	1.086	
拟替代热水锅炉							
1	三号供热站	50	3	111.81	47.6	5.32	
2	二十六供热站	50	3	122.44	47.6	5.83	
3	二十四供热站	10	2	10.36	55.6	0.576	
4	石河子宾馆	10	1	5.5	55.6	0.305	
		20	1	11.0	48.8	0.536	
5	军分区	4	2	4	68	0.272	
6	火车站	4	4	8	68	0.544	
		2	1	1.0	69	0.069	
7	六建	20	1	12	48.9	0.586	
		10	1	5.5	55.6	0.306	
		6	1	3.2	68	0.218	
		4	1	2	69	0.138	
8	抗震加固队	20	1	11.5	48.6	0.558	
		4	1	1.8	69	0.124	
9	工务段	2	2	1.78	69	0.123	
10	粮库	4	1	1.9	68	0.129	
11	燃汽公司	1	2	1.0	68	0.068	
12	老街	2	2	1.26	69	0.087	
13	149 办事处	4	1	1.8	68	0.122	
14	塑料厂	1.5	1	0.6	70	0.04	
		4	1	2	67	0.134	
15	瓜果市场	4	1	1.78	68	0.121	
16	汽车市场	0.5	2	0.42	70	0.03	
17	郊区支队	1	1	0.5	70	0.035	
18	预备役炮团	2	2	1.84	69	0.126	
19	园林研究所	1	1	0.42	70	0.03	
20	拟替代机组(锅炉)供热量、耗煤量合计			1041.97		46.487	
21	2×330MW 机组耗煤量(相同供热量)			1041.97		41.356	
22	本期工程供热(替代老机组、锅炉)部分节煤量					5.131	

注：替代机组(锅炉)供热量 1041.97×10^4 GJ/a 中的 420×10^4 GJ/a 为工业热负荷供热量。

表 3-2 节能数据统计表(发电煤耗)

序号	单位(拟替代小机组)	机组容量(MW)	数量(台)	年发电量(10^8 kW·h/a)	年平均发电标准煤耗率(kg 标准煤/kW·h)	年发电耗标煤量:(10^4 t/a)	备注
1	西热电厂旧厂	12	3	2.623	0.411	10.78	
		6	1				
		6	1				
2	东热电厂	25	1	2.78	396	11.009	
		12	1				

序号	单位(拟替代小机组)	机组容量(MW)	数量(台)	年发电量($10^8\text{kW}\cdot\text{h/a}$)	年平均发电标准煤耗率(kg标煤/ $\text{kW}\cdot\text{h}$)	年发电耗标煤量: (10^4t/a)	备注
		12	1				
3	八一毛纺厂	3	2	0.136	0.450	0.6	
4	二十四供热站	0.75	1	0.0156	0.457	0.07	
5	二十六供热站	0.75	1	0.0174	0.455	0.08	
拟替代小机组供电量、耗煤量合计				5.572		22.539	
2×330MW 机组耗煤量(相同供电量)				5.572		13.54	
本期工程供电(替代老机组、锅炉)部分节煤量						8.999	

表 3-3 减排数据统计表(供热、供电)

序号	单位(拟替代锅炉)	单锅炉容量(t/h)	锅炉数量(台)	年供热耗标煤量(10^4t/a)	除尘效率(%)	烟尘排放量(t/a)	SO ₂ 排放量(t/a)	NO _x 排放量(t/a)	备注
1	西热电厂旧厂	75	3	21.57	99.5	256.175	1960.605	674.424	
		130	2						
2	东热电厂	75	3	24.849	99.4	354.034	2257.832	776.667	
		130	1						
		160	1						
3	八一毛纺厂	10	3	1.517	70.0	342.96	128.64	92.45	
		35	2	2.11	70.0	477.03	178.93	128.59	
4	二十四供热站	10	1	0.288	75.0	67.45	30.36	21.82	
5	二十六供热站	10	1	0.289	70.0	83.42	31.29	22.49	
6	味精厂	10	2	0.586	70.0	132.48	49.69	35.71	
7	石河子宾馆	4	1	0.154	70.0	34.82	13.06	9.39	
8	白杨酒厂	12	3	1.086	70.0	245.52	92.09	66.18	
9	三号供热站	50	3	5.32	70.0	1202.75	451.14	324.21	
10	二十六供热站	50	3	5.91	70.0	1318.05	494.38	355.29	
11	二十四供热站	10	2	0.646	75.0	108.52	48.84	35.10	
12	石河子宾馆	10	1	0.305	70.0	68.95	25.86	18.59	
		20	1	0.536	70.0	121.18	45.45	32.67	
13	军分区	4	2	0.272	70.0	61.49	23.07	16.58	
14	火车站	4	4	0.544	70.0	122.99	46.13	33.15	
		2	1	0.069	70.0	15.60	5.85	4.21	
15	34#小区锅炉房	20	1	0.586	70.0	132.48	49.69	35.71	
		10	1	0.306	70.0	69.18	25.95	18.65	
		6	1	0.218	70.0	49.29	18.49	13.29	
		4	1	0.138	70.0	31.20	11.70	8.41	
16	33#小区锅炉房	20	1	0.558	70.0	126.15	47.32	34.01	
		4	1	0.124	70.0	28.03	10.52	7.56	
17	工务段	2	2	0.123	65.0	32.44	10.43	7.50	
18	粮库	4	1	0.129	68.0	31.11	10.94	7.86	
19	燃汽公司	1	2	0.068	60.0	20.50	5.77	4.14	
20	老街	2	2	0.087	65.0	22.95	7.38	5.30	
21	149 办事处	4	1	0.122	68.0	29.42	10.35	7.43	
22	塑料厂	1.5	1	0.04	60.0	12.06	3.39	2.44	
		4	1	0.134	60.0	40.39	11.36	8.17	
23	瓜果市场	4	1	0.121	65.0	31.91	10.26	7.37	
24	汽车市场	0.5	2	0.03	0.0	22.61	2.54	1.83	
25	郊区支队	1	1	0.035	0.0	26.38	2.97	2.13	

序号	单位(拟替代锅炉)	单锅炉容量(t/h)	锅炉数量(台)	年供热耗标煤量(10 ⁴ t/a)	除尘效率(%)	烟尘排放量(t/a)	SO ₂ 排放量(t/a)	NO _x 排放量(t/a)	备注
26	41#小区锅炉房	2	2	0.126	60.0	554.65	156.03	112.13	
27	园林研究所	1	1	0.03	0.0	316.51	35.62	25.60	
28	拟替代锅炉合计排放量					6590.68	6313.93	2957.04	
29	2×330MW 机组排放量(相同的热量、电量)					81.05	206.75	711.19	
30	减排量					6509.63	6107.18	2245.85	

从表 3-1 和表 3-2 可以看出：拟替代的小机组和小锅炉每年可供热量为 $1041.97 \times 10^4 \text{GJ}$ ，每年可发电 $5.572 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，每年供热和发电耗标准煤达 $69.026 \times 10^4 \text{t}$ 。若改为由本期机组供相同热量和电量(本期工程近期年平均发电标准煤耗率为： 0.243kg 标准煤/ $\text{kW}\cdot\text{h}$ ，年均供热标准煤耗率为： 39.69kg 标准煤/ GJ)，则每年可节省标煤为： $5.131 + 8.999 = 14.13 \times 10^4 \text{t}$ 。

从表 3-3 可以看出：拟替代的小机组和小锅炉烟尘排放量为 6590.68t/a ，SO₂ 排放量为 6313.93t/a ，NO_x 排放量为 2957.04t/a 。本期机组建设时实施脱硫、除尘工艺后，供相同热量、电量每年烟尘排放量为 81.05t/a ，SO₂ 排放量为 206.75t/a ，NO_x 排放量为 711.19t/a 。由此可知，本期工程建成后每年减少烟尘排放量 6509.63t/a ，减少 SO₂ 排放量 6107.18t/a ，减少 NO_x 排放量 2245.85t/a 。

3.2.4 国家产业政策的需要

发展热电联产是节约能源、保护环境的有效措施，是热能和电能联合生产的一种高效能源生产方式，与热电分产相比，可以显著提高燃料利用率，是公认的节约能源、改善环境、增强城市基础设施功能的重要措施，具有良好的经济和社会效益，作为循环经济的重要技术手段，受到了世界各国的高度重视，在我国也一直受到国家的支持和鼓励。2004 年国务院转发了国家发改委《节能中长期专项规划》，其中将发展热电联产作为重点领域和重点工程。同时又出台了各项政策以保证热电联产项目的健康、有序、高速的发展。

因此，根据“以热定电，热电联产，节约能源，改善环境”的国家政策，遵循“对规划热源点规模及参数选择时，应遵循选择高参数、大容量、效率高的机组”的原则，结合当地实际情况和石河子市供热规划，并考虑到城市的发展是一个动态连续过程，具有连续性和弹性，电厂的建设随城市的建设应具有一定的适应性，本期工程拟扩建 $2 \times 330 \text{MW}$ 供热机组是合适的、是需要的。

3.3 石河子市城区供热现状

3.3.1 供热格局

石河子市集中供热工程起步于八十年代，经过二十几年的发展建设，供热格局已经形

成，供热能力颇具规模。市区已建立以新疆天富热电股份有限公司西热电厂、东热电厂、南热电一期为主要热源，以三号供热站、二十六号供热站为辅的城市热力网系统。由此形成了石河子市以区域热电厂为主，小区采暖热力站为补充的大中小全方位热电联产、集中供热的局面。这些热电联产工程，对石河子市的经济发展、电力供应、降低企业产品能耗指标、改善大气污染、美化城市环境等都起到了积极的作用。

新疆天富热电股份有限公司于 1999 年 3 月成立，2002 年 2 月 28 日在上海上交所发行上市，是西北第一家热电联产的上市公司。公司“十五”期间主营业务逐年稳定增长，经济效益显著，连续在石河子市“国民生产总值、利润、上缴国税”排名名列前茅，多次被评为“重合同、守信用”企业及兵团科技进步先进企业，2003 年被自治区工商局评为“免检工商企业”。作为石河子的能源基础支柱企业，公司做大、做强主业，加快电源、热源、电网、热网建设。

3.3.2 城区热源现状

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划说明书(调整版)(2007~2020 年)》，石河子城区热源现状如下：

3.3.2.1 石河子热电厂(西热电)现状

1)热电厂老厂

热电厂老厂位于西工业区工 1 小区，始建于 1987 年。一期工程：装有三台 75t/h 煤粉炉，二台 6MW 背压机组和一台 12MW 单抽供热机组；二期工程：装设一台 130t/h 煤粉炉，一台 12MW 单抽供热机组；三期工程：装设一台 130t/h 煤粉炉，一台 12MW 单抽供热机组。热电厂现有装机五机五炉，总装机容量为 48MW，锅炉总容量 485t/h。供汽能力：工业用汽压力 0.784~1.27MPa(a)，280℃，工业用汽量 210t/h。采暖用汽压力 0.5~0.7MPa(a)，180℃，采暖用汽量 120t/h。

2)热电厂新厂

石河子热电厂新建 2×50MW 机组工程(简称热电厂新厂)。厂址坐落于现有八一棉纺厂厂区的西北角原动力车间处。装有 3 台 220t/h 高温高压固态排渣煤粉锅炉，配两台 50MW 双抽凝汽式汽轮发电机组，对外最大供汽量为 480t/h，其中工业抽汽量为 2×140t/h，采暖抽汽量为 2×100t/h。

表 3-4 热电厂新、老两厂供热能力统计一览表 单位：t/h

序号	供汽参数	老厂		新厂		总计	
		中压蒸汽	采暖用汽	中压蒸汽	采暖用汽	中压蒸汽	采暖用汽

序号	供汽参数	老厂		新厂		总计	
		中压蒸汽	采暖用汽	中压蒸汽	采暖用汽	中压蒸汽	采暖用汽
1	0.98MPa(a)280℃	210				210	
2	0.5MPa(a)180℃		120				120
3	0.98MPa(a)272.2℃			280		280	
4	0.196MPa(a)152.5℃				200		200
	合计	210	120	280	200	490	320

3)现状供热面积和供热范围

(1)现状供热面积：建筑采暖面积 $323.43 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

(2)现状供热范围：312 国道以南、东一路以西、南一路以北、西四路以东区域。供热区域 10.02km^2 。

3.3.2.2 石河子东热电厂现状

1)东热电厂位于石河子经济技术开发区 70#小区，始建于 1990 年。现有三台 75t/h 循环流化床配一台 12MW 背压机组和一台 12MW 单抽供热机组；一台 130t/h 和一台 160t/h 煤粉炉配一台 25MW 单抽供热机组。该厂现装设五炉三机，装机容量：49MW，锅炉容量：515t/h，运行方式：以热定电，热电联产。该厂设计总供热能力：中压蒸汽 170t/h，低压蒸汽 136t/h。由于三台 75t/h 循环流化床先天不足，实际上东热电厂最大每小时可产生 290t/h，除满足工业用汽(80t/h)和民用建筑采暖外，还能向市区调热 100t/h。

2)现状供热面积和供热范围

(1)现状供热面积：民用建筑采暖面积 $268.68 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

(2)现状供热范围：石河子市东一路以东、北二路以北区域内的工业及民用采暖用户。供热区域 14.84km^2 。

3.3.2.3 石河子南热电厂一期现状

1)南热电厂一期位于乌奎高速公路和北疆铁路以南，石河子南区石河子乡河沿村，距离市区 8km。该厂址东临玛纳斯河，西为农田，东西长 1000m，南北宽 800m，可利用场地约 40hm^2 。南热电厂于 2005 年 6 月份开始一期建设。锅炉选用燃煤超高压自然循环汽包炉，单机额定蒸发量 500t/h，汽轮机为双抽凝汽式汽轮发电机组，单机额定功率 90MW。一期装机容量为 2×125MW 发电机组。

汽机为 2 台双抽凝汽式机组，额定功率 90MW，最大功率 125MW。

工业抽汽压力 0.78~1.27MPa

额定工业抽汽量 2×200t/h

最大工业抽汽量 2×365t/h

采暖抽汽压力 0.059~0.245MPa

采暖热负荷额定值 $2 \times 335 \text{GJ/h}$

采暖热负荷最大值 $2 \times 502 \text{GJ/h}$

目前南热电厂一期的两台锅炉和一台汽机和发电机已投入运行，供热面积为 $109.35 \times 10^4 \text{m}^2$ ，工业生产供汽量为 98t/h；第二台机已于 2008 年上半年投入运行。

2)现状供热面积和供热范围

(1)现状供热面积：民用建筑采暖面积 $109.35 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

(2)现状供热范围：东至玛纳斯河西岸，南至北疆铁路、乌奎高速公路以北区域，西至东四路，北至北四路。供热区域 12.14km^2 。

3.3.2.4 集中供热锅炉现状

1)三号供热站

(1)现状：三号供热站位于乌伊公路(312 国道)以北、石莫公路以西，于 1998 年建成投产。三号供热站为集中高温热水锅炉房，锅炉装机为 $3 \times 35 \text{MW}$ 俄罗斯产高温热水锅炉。主要供 11#、12#、20#、21#、22#小区和 312 国道以北的部分小区内的采暖用户。

(2)现状供热面积和供热范围

①现状供热面积：民用建筑采暖面积 $122.88 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

②现状供热范围：东至东一路，南至幸福路、北四路，西至西一路，北至 312 国道以北带状区。供热区域为 1.9km^2 。

2)二十六号供热站

(1)现状：二十六号供热站位于 26#小区内，于 1995 年建成投产。二十六号供热站为热电联产供热站，锅炉装机为 $2 \times 35 \text{MW}$ 热水锅炉，一台 10 t/h 蒸汽炉配一台 750kW 发电机组，用于供热站内的用电负荷，另一台 10.5MW 热水锅炉作为备用。

(2)现状供热面积和供热范围

①现状供热面积：民用建筑采暖面积 $143.59 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

②现状供热范围：北至北三路，南至天山路，东至东一路，西至西一路。供热 2#、3#、4#、16#、25#、26#小区，供热区域 2.04km^2 。

3)二十四号供热站

二十四号站位于 24#小区内，现有 1 台 10 t/h 蒸汽炉，2 台 10 t/h 热水锅炉，只为 24#小区服务。

二十四号供热站现状供热面积为 $22.73 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

4)石河子市区零散锅炉

石河子市区尚有分散锅炉房 30 余座,供热面积 $148.9 \times 10^4 \text{m}^2$,其中集中供热占 74.98%。其中 10t/h 以上的锅炉房主要有:铁路生活区锅炉房、八毛锅炉房、六建锅炉房、抗震加固队锅炉房、原八糖锅炉房、宾馆锅炉房、白杨酒厂锅炉房、味精厂锅炉房、中基酱厂锅炉房。锅炉房集中供热面积 $111.65 \times 10^4 \text{m}^2$ 。10t/h 以下的小锅炉有 10 余座,供热面积 $37.25 \times 10^4 \text{m}^2$,占 25.02%。石河子市现有分散锅炉房及其供热面积见表 3-5:

表 3-5 2007 年现有分散锅炉房供热面积调查统计表

序号	锅炉房名称	锅炉类型	台数	总容量(MW, t/h)	现状供热面积(10^4m^2)	备注
1	23#宾馆锅炉房	热水炉	2	21	15.6	23#
		蒸汽炉	1	4		
2	军分区锅炉房	热水炉	2	5.6	3.2	12#
3	37#铁路生活区锅炉房	热水炉	3	12.6	18.4	37#
4	34#小区锅炉房	热水炉	4	28	24.6	34#
5	33#小区锅炉房	热水炉	2	16.8	14.6	33#
6	工务段锅炉房	热水炉	2	2.8	1.6	11#
7	粮库锅炉房	热水炉	1	2.8	1.6	106#
8	燃气公司锅炉房	热水炉	2	1.4	0.8	22#
9	老街锅炉房	热水炉	2	2.8	1.6	5#
10	149 团办事处锅炉房	热水炉	1	2.8	1.6	5#
11	塑料厂锅炉房	热水炉	2	3.85	2.2	153#
12	瓜果市场锅炉房	热水炉	1	2.8	1.6	170#
13	汽车市场锅炉房	热水炉	2	0.7	0.4	172#
14	预备役郊区支队	热水炉	1	0.7	0.4	152#
15	41#小区锅炉房	热水炉	2	2.8	6.25	41#
16	园林研究所锅炉房	热水炉	1	0.7	0.4	西公园
17	火车站锅炉房	热水炉	2	8	7.8	
18	棉麻公司锅炉房	热水炉	2	8	9.0	108#
19	其他零散锅炉房	热水炉			37.25	市区
	合计			159.9MW+4 t/h	148.90	

3.4 采暖热指标

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划说明书(调整版)(2007~2020年)》:石河子市采暖期按室外环境温度 $+5^\circ\text{C}$ 为计算期,从当年 10 月 15 日供热至次年 4 月 15 日,采暖期共 181 天,采暖期室外平均温度 -9.1°C ,室外采暖设计温度 -25°C 。石河子市区现有住宅建筑多为砖混结构,高层建筑多为框架填充墙结构;现有民用建筑的采暖综合热指标为 $80\text{W}/\text{m}^2$;同时根据《城市热力网设计规范》并结合本市集中供热的实践经验,在用户室温平均达到 $18^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ 时,确定近期新增民用建筑采暖热负荷指标为 $60\text{W}/\text{m}^2$,远期新增民用建筑采暖热负荷指标为 $55\text{W}/\text{m}^2$ 。

3.5 本期工程规划供热范围、年供热量及年负荷曲线

3.5.1 供热范围

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划说明书(调整版)(2007~2020 年)》：将西热电旧厂、东热电厂、三号供热站、二十六号供热站及二十四号供热站、气象局汽水交换总站和其它分散锅炉房的民用建筑采暖热负荷切换至本期工程，采用高温水供热，替代供热面积 $857.6 \times 10^4 \text{m}^2$ 。供热区域 12.14km^2 ，最远供热距离为 12.7km 。

3.5.2 年供热量及年负荷曲线

3.5.2.1 本期工程近期热负荷

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划说明书(调整版)(2007~2020 年)》：

本期工程供热范围内现状(2007 年)供热面积约为 $857.6 \times 10^4 \text{m}^2$ ；

本期工程供热范围内近期(规划至 2012 年)供热面积约为 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ；

本期工程近期(规划至 2012 年)采暖热负荷约为 889.86MW ；

根据石河子市采暖室外计算温度 -25°C ；采暖期平均室外温度为 -9.1°C 计算，本期工程：

近期采暖平均热负荷 $889.86 \times (18+9.1)/(18+25) = 560.6 \text{MW}$

近期采暖最小热负荷： $889.86 \times (18-5)/(18+25) = 266.95 \text{MW}$

近期采暖最大负荷利用小时数为： $181 \times 24 \times (18+9.1)/(18+25) = 2738 \text{h}$

近期年采暖供热量： $Q = 560.6 \times 10^6 \times 3600 \times 181 \times 24 / 10^9 = 876.69 \times 10^4 \text{GJ}$

3.5.2.2 本期工程远期热负荷

根据石河子市供热规划：

本期工程供热范围内远期(规划至 2020 年)供热面积约为 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ ；

本期工程远期(规划至 2020 年)采暖热负荷约为 1073.77MW ；

根据石河子市采暖室外计算温度 -25°C ；采暖期平均室外温度为 -9.1°C 计算，本期工程：

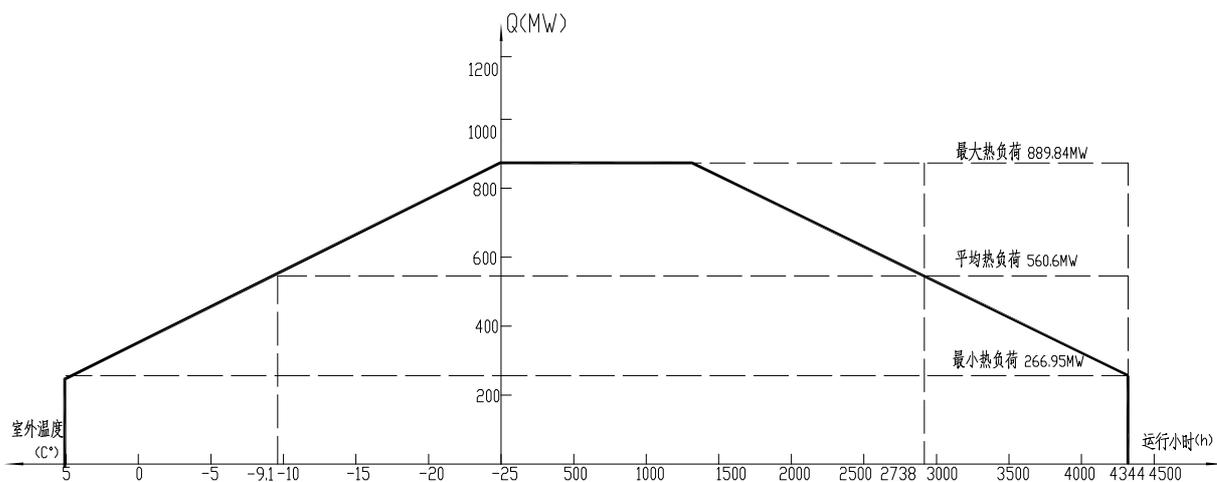
远期采暖平均热负荷 $1073.77 \times (18+9.1)/(18+25) = 676.72 \text{MW}$

远期采暖最小热负荷： $1073.77 \times (18-5)/(18+25) = 324.63 \text{MW}$

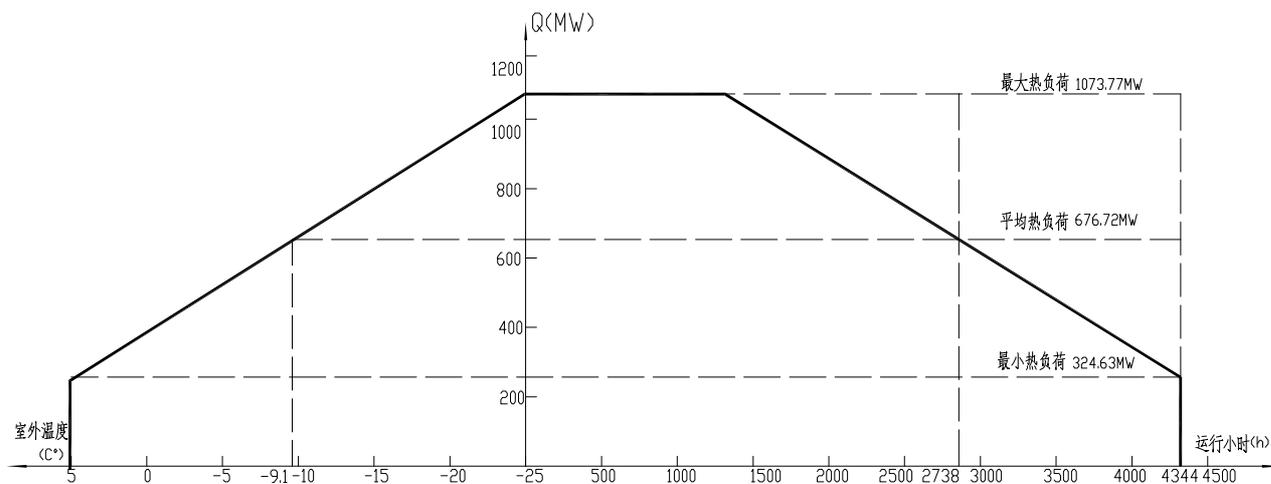
远期采暖最大负荷利用小时数为： $181 \times 24 \times (18+9.1)/(18+25) = 2738 \text{h}$

远期年采暖供热量： $Q = 676.72 \times 10^6 \times 3600 \times 181 \times 24 / 10^9 = 1058.28 \times 10^4 \text{GJ}$

据以上统计数据可以绘制出本期工程近、远两个时段采暖热负荷曲线图如下：



2012年采暖负荷曲线图



2020年采暖负荷曲线图

3.6 机组选型

本期工程在选择装机方案时，依据以热定电、热电联产、节约投资原则，力求热电厂投产后有较好的经济效益。

依据上述原则和实际热负荷情况，本期拟选用两台亚临界 330MW 单抽供热机组配两台

1176t/h 亚临界煤粉炉。

3.6.1 主要设备技术规范

3.6.1.1 汽轮机： 330MW 单抽供热机

纯凝工况功率(TRL)： 330MW

抽汽压力： 0.64MPa

额定抽汽量： 440t/h

最大抽汽量： 550t/h

3.6.1.2 锅炉： 1176t/h 亚临界煤粉炉

型号： 1176/17.5-540

额定蒸发量： 1176t/h

3.6.2 汽水平衡

表 3-6 2012 年汽水平衡

类别	项 目	单位	数 值	
			采暖期	非采暖期
1	锅炉蒸发量	t/h	2×1176	2×1176
	汽机进汽量(额定)	t/h	2×1120	2×1120
	汽机 vwo 进汽量	t/h	2×1176	2×1176
	汽水平衡结果	t/h	正常+2×56 最大 0	正常+2×56 最大 0
	结 论		锅炉蒸发量满足机组正常进汽量的要求，且汽机 vwo 进汽量与锅炉最大连续工况蒸发量一致。	
2	汽机采暖抽汽量	t/h	2×550	0
	采暖额定用汽量	t/h	2×440	0
	电厂自身用汽量	t/h	45	0
	汽水平衡结果	t/h	+175	0
	结 论		汽机的抽汽能力满足 2012 年采暖供热的需求	

表 3-7 2020 年汽水平衡

类别	项 目	单位	数 值	
			采暖期	非采暖期
1	锅炉蒸发量	t/h	2×1176	2×1176
	汽机进汽量(额定)	t/h	2×1120	2×1120
	汽机 vwo 进汽量	t/h	2×1176	2×1176
	汽水平衡结果	t/h	正常+2×56 最大 0	正常+2×56 最大 0
	结 论		锅炉蒸发量满足机组正常进汽量的要求，且汽机 vwo 进汽量与锅炉最大连续工况蒸发量一致。	
2	汽机采暖抽汽量	t/h	2×550	0
	采暖额定用汽量	t/h	2×525	0
	电厂自身用汽量	t/h	45	0
	汽水平衡结果	t/h	+5	0
	结 论		汽机的抽汽能力满足 2020 年采暖供热的需求	

3.6.3 机组运行方式:

通过对采暖期和非采暖期的平衡计算可以初步确定如下运行方式:

近期在刚入冬季采暖期,室外日平均温度为 5℃时,电厂首站的供热最小热负荷为 266.95MW,两台供热机组采暖总供汽量达 420t/h。室外温度从+5℃~-10℃,热负荷达到 560.6MW,此阶段高温水逐渐升温至 150℃,采用质调节。两台供热机组采暖总供汽量达 880t/h。在冬季-10℃至采暖最寒冷时段室外日平均温度为-25℃时,此阶段电厂采用量调节。此时热负荷最大达到 889.84MW,本期工程两台机组的供热能力可达约 700MW,此时辅设在规划区内保留的调峰锅炉,将不影响市区供热。

根据石河子市供热规划拟将二十六号供热站、三号供热站作为本期工程的调峰锅炉。三号供热站为集中高温热水锅炉房,锅炉装机为 3×35MW 俄罗斯产高温热水锅炉;二十六号供热站为热电联产供热站,锅炉装机为 2×35MW 热水锅炉,一台 10 t/h 蒸汽炉配一台 750kW 发电机组,用于供热站内的用电负荷,另有一台 10.5MW 热水锅炉。本期工程调峰锅炉的供热能力达到了 185.5MW。

在夏季非采暖期时,汽轮机纯凝汽工况运行。

根据热电联产项目可行性研究技术规定“热电联产规划必须按照‘统一规划、分步实施、以热定电和适度规模’的原则进行,以供热为主要任务,并符合环境改善、节约能源和提高供热质量的要求。”根据上述原则,并结合目前供热的实际情况,本期上两台抽凝式机组,当其中一台机组停机时,另一台机组至少能够提供总热负荷的 60~75%,可维持供热区采暖锅炉系统不冻。此种情况若发生在最冷季节,辅设尖峰锅炉,也能够提供总热负荷的 60~75%,也可维持供热区采暖锅炉系统不冻,故其采暖供热是有保障的。

3.6.4 供热机组运行小时数

本期工程机组年利用小时为 5000h,近期 2012 年机组供采暖负荷时抽汽量后折算年运行小时数约为 5630h,按 2020 年远期时机组供采暖负荷时抽汽量后折算年运行小时数为 5760h。

3.7 机组热经济性指标数据

表 3-8 供热机组热经济性指标计算表

项 目	单 位	2012 年(近期)	2020 年(远期)
本期工程年均发电标准煤耗率	kg 标准煤/kW·h	0.243	0.225
本期工程年均供热标准煤耗 (含机组在采暖期供热耗电折算的热量)	kg 标准煤/GJ	39.69	39.51
本期工程年均供电标准煤耗率	kg 标准煤/kW·h	0.274	0.256

项 目	单 位	2012 年(近期)	2020 年(远期)
本期工程年发电耗标准煤量	10 ⁴ t 标准煤	80.23	74.36
本期工程年供热耗标准煤量	10 ⁴ t 标准煤	34.79	41.81
本期工程年耗标准煤总量	10 ⁴ t 标准煤	115.01	116.06
本期工程年发电量(本期工程合计)	10 ⁸ kW·h	33.00	33.00
本期工程全年综合厂用电率	%	11.3	11.8
本期工程年供电量(本期工程合计)	10 ⁸ kW·h	29.29	29.11
本期工程年供热量(本期工程合计)	10 ⁴ GJ	876.69	1058.28
本期工程采暖期热电比	%	112.4	141.2
本期工程全年热电比	%	83.1	100.7
本期工程总热效率	%	57.273	61.832
天富南热电全厂全年热电比(含一期)	%	85.1	/
天富南热电全厂总热效率(含一期)	%	54.886	/

根据国家计委等四委、部、局所发的急计基础[2000]1268 号文的规定及热电联产编制规定(报审稿)的要求“供热式汽轮发电机组的蒸汽即发电又供热的常规热电联产，应符合下列指标：

- 1)总热效率年平均大于 50%；
- 2)单机容量为 50、100、125MW 的供热机组，其年平均热电比应大于 50% ；
- 3)单机容量为 200、300MW 的供热机组，其在采暖期的平均热电比应大于 50%。”

本期工程两台机组投产时(近期)总热效率就达到 57.273%，采暖期热电比为 112.4%；远期总热效率达到 61.832%，采暖期热电比为 141.2%；完全符合 1268 号文的规定及热电联产编制规定(报审稿)的要求。

天富南热电厂全厂(包括一期和本期)近期总热效率达到 54.886%，全年热电比为 85.1%；天富南热电厂全厂完全符合 1268 号文的规定及热电联产编制规定(报审稿)的要求。

3.8 采暖供热参数及供热方式

3.8.1 采暖供热介质的确定

南热电厂与三号供热站地形高差 103.0m，需要设置隔压热力站。本项目选用 150℃ 高温水作为采暖热负荷的供热介质。

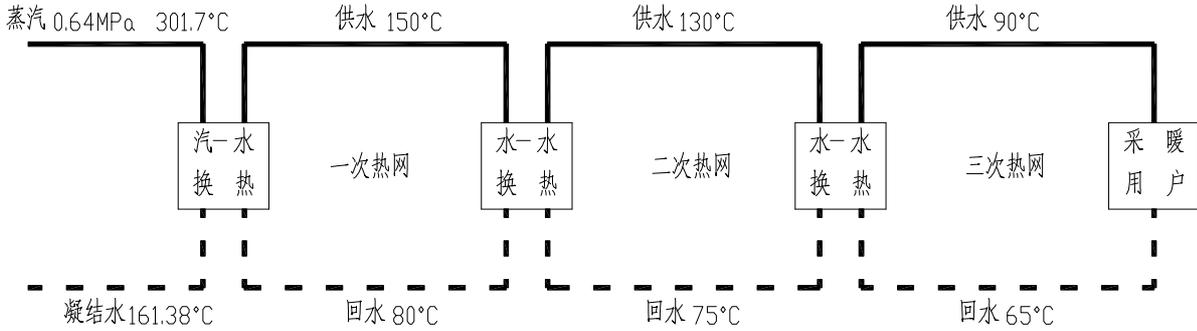
3.8.2 采暖供热参数及供热方式

设采暖负荷供热首站，将热电厂的抽汽与城市供热一次热网进行汽水热交换，然后向城市供热。

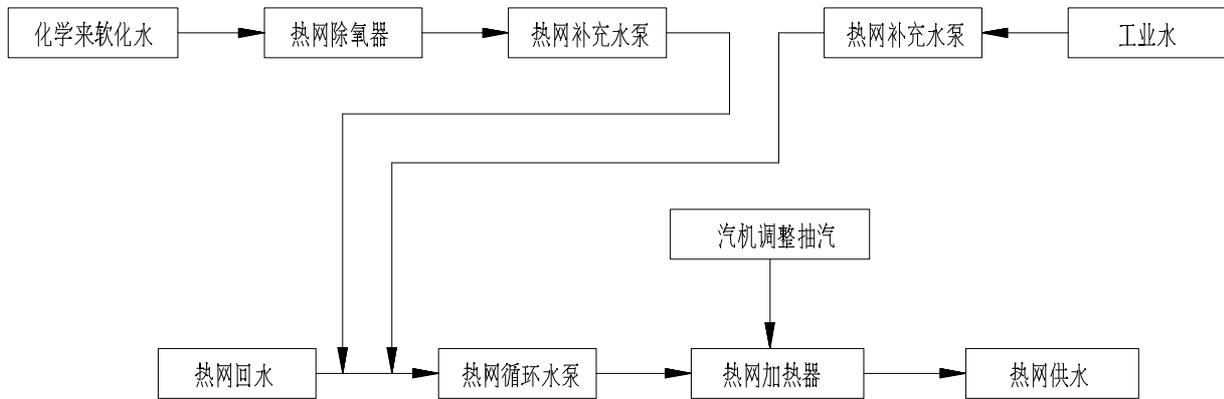
本期工程两台机组在主厂房扩建端共新建一座热网首站。首站设置四台循环水泵，三台运行，一台备用；四台疏水泵，三台运行，一台备用；两台补水泵，一台运行，一台备用；四台热网加热器，另设一台热网除氧器。

热网首站的循环水作为整个热网的一次循环水，为闭式循环，一次网供水温度 150℃，回水温度 80℃。

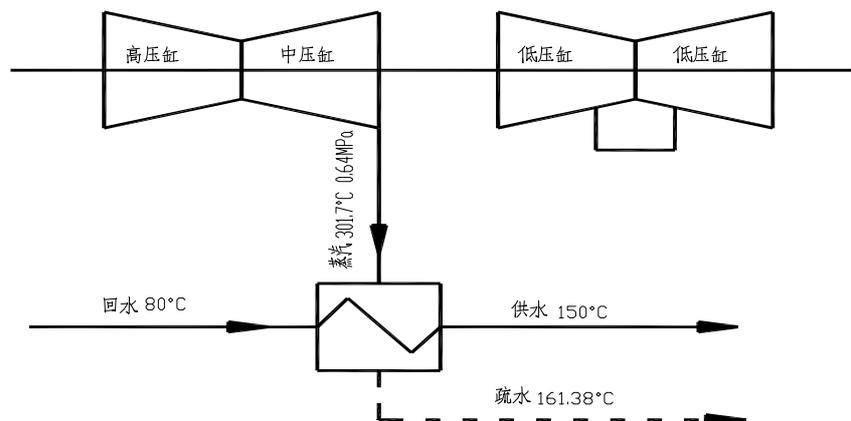
本期拟定的采暖供热方式为：由汽轮机抽出的蒸汽送至厂内的热网首站，经热交换后，将 150℃ 高温水经厂外热网(一次热网)送至隔压换热站，经热交换后，将 90℃ 的低温水经小区内热网(二次热网)送至热用户。如下图所示：



热网首站出来的 150℃ 高温水通过换热后为 80℃ 热水经厂外热网回至热网首站，由热网循环泵加压后通过热网加热器使之达到 150℃ 供出，热网加热器疏水通过疏水泵打入主凝结水系统。热网补充水由电厂制备通过热网补充水泵补入一次供热管网，热网补充水泵兼作定压系统。热网首站的系统流程图如下：



热网加热器系统示意简图：



3.8.3 系统运行调节方式

供热首站系整个热网系统的第一热源点，其运行调节方式对整个热网系统的安全经济运行起着决定性的作用，本期工程热网循环水采用质量混调的方式，这主要取决于室外环境温度的变化。

3.8.3.1 蒸汽系统的运行调节

首站的热网加热器的加热汽源来自汽轮机的可调整抽汽。当然此可调整抽汽必须具有最小的开度，以保证在所有的工况下，低压缸叶片都能安全运行，且低压缸维持一定的流量，避免因鼓风而造成汽温度过高。在汽机调整抽汽管道上还装有进口的调节阀，也用于调节热网加热器的进汽流量，在热网循环水采用质调运行时，循环水量保持不变，而改变加热蒸汽的流量，从而达到改变循环水供水温度的目的。在热网循环水采用质量混调的工况下，根据外网监控中心的指令，改变首站的循环水量及供水温度，相应的加热蒸汽量也由此发生变动，从而达到调节出水温度的目的。

3.8.3.2 热网循环水的调节

首站的热网循环水根据室外环境温度的变化，接受外网监控中心的指令进行变工况调节运行。本期工程首站设有4台调速循环水泵，3台运行，1台备用，循环水泵采用液力耦合器调速，变速泵的采用不仅能使厂用电降低提高经济性而且还可以平滑地改变管路特性，从而避免发生管系振动，节流降压能耗过高的情况。

循环水泵在变工况运行时，通过调整液力耦合器的转速来调节其出水流量，这样在理论上就可以保证管路出口的所有阀门均处于全开的位置，从而避免过度调节管路上的阀门开度而造成较大的节流损失。

每台循环水泵的工作点流量选取为每个首站总流量的 37%，这种多泵并联方式比较利

于热网供水调节，且低负荷时单泵的流量仍然可以满足水泵在较高的效率点下运行。

3.8.3.3 补水定压系统的调节

补水定压系统对于大型供热工程来说是相当重要的，因为热网系统要保证安全运行，必须有定压设备来维持管系有足够的静水压头从而防止发生因汽化导致水击。

在热网首站系统正常运行时，如软化水补充水泵发生故障，则工业水补充水泵自动投入运行，此时可以通过操作两台补充水泵入口电动门，将工业水补充水泵的水源切换至软化水补充水泵，从而达到两台补充水泵即可单独运行，又能互为备用的目的。

当循环水回水母管压力大大降低，且软化水补充水泵已不能满足管网定压的要求时，工业水补充水泵也自动投入运行，此时两台泵同时补水定压，同时联系外网监控中心，采取有效的事故处理措施。一般说来，首站的循环水系统，其流程为闭式循环，如无管道、阀门、设备等重大损坏事故发生，循环水的回水压力不致于降低太快。总之，补水定压系统对于大型热网系统的安全运行是十分重要的。本期工程为提高补水系统运行的连续稳定性，决定将补充水泵设为变频调速型水泵，这样便于水泵的平稳运行。

3.8.4 首站系统安全保护措施

3.8.4.1 预防水击的措施

在大型热网中，水击是一个极为严重的问题，尤其是在长距离的大型管道中较易发生严重的水击。一般说来，危害较大且易发生的水击多为停泵水击。故本期工程在水击的预防上采取了一些有成熟经验的措施。

1)在循环水泵的总回水管与总供水管之间设有快启式止回阀，介质流向为回水管至供水管。这种措施主要是预防当循环泵突然停运，供水母管压力降低，发生水柱瞬间中断时，回水管中的水能够通过快启式止回阀迅速进入供水管中从而达到压力的自平衡。

2)水泵出口不设置止回阀，而设置液压缓闭式止回阀，关闭时间 $\geq 3\text{min}$ 。

3.8.4.2 其它安全保护措施

1)在汽机调整抽汽至热网加热器的蒸汽管道上设置安全阀，防止蒸汽超压而影响汽轮机的正常运行。

2)在加热器的水侧和汽侧装设安全阀。

3)在热网循环水供水总管上设置安全阀，防止循环水泵出口母管压力过高而导致管道和设备超压。

4)热网循环水泵和补充水泵采用双电源供电。

热网循环水泵和补充水泵是热网系统的关键设备，如果采用单一电源，当该电源因故障

突然消失时，导致循环泵突然停运，补水泵无法运行，也无法维持整个管系的静水压头，即无法定压，则会出现因管系中介质汽化而发生大面积水击的恶性事故，故此热网循环水泵和补水泵采用双电源供电，避免造成非计划事故性停运。

4 燃料供应

4.1 煤源概况

4.1.1 概况

新疆天富南热电厂厂址位于石河子市东南郊，距石河子市中心约 8km 处。电厂一期工程为 2×125MW 机组，年耗煤量 $70.52 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源为天富电力集团公司下属的南山煤矿和玛纳斯县境内的煤窑沟矿、凉州户股份制煤矿等。其中南山煤矿供煤约 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 。各矿平均运距约 75km。全部采用公路运输。

本期扩建工程建设 2×330MW 燃煤机组，年耗煤量 $176.02 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源拟定为天富电力集团公司下属煤矿企业有天富煤业公司塔西河煤矿和南山煤矿，及拟建的大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 煤矿。各矿平均运距约 72km，全部采用公路运输进厂。

天富电力集团公司下属的所有煤矿 2007 年的实际产能约 $100 \times 10^4 \text{t}$ ，主要供应天富的南热电、西热电和东热电。本期用煤考虑各煤矿技改后产能的增量部分。

4.1.2 天富煤业公司塔西河煤矿

天富煤业公司塔西河煤矿位于玛纳斯县正南 56km 的塔西河乡境内，从井田至省道 S101 岔路口为 12km 砂石路，沿省道西行 4km 至玛南线(X156)南端，再沿玛南柏油路北行 55km 即达玛纳斯县城与铁路和公路干线联接，交通便利。天富集团 2003 年收购塔西河两岸小煤矿并成立全资子公司——天富煤业公司，将小井田合并后加强开发。

矿区井田地理坐标为 $N43^\circ 54' 32''$ 、 $E85^\circ 44' 13''$ 。井田东西走向长 3.6km，南北宽 1.33km，面积约 4.8 km^2 。塔西河井田内煤层赋存于中侏罗统西山窑组中下部地层，井田有可采煤层 14 层，自下而上编号为 B_0 、 B_1 、 B_2^1 、 $B_2^{1'}$ 、 B_2^2 、 B_3 、 B_4 、 B_5 、 B_6 、 B_7 、 B_8 、 B_9 、 B_{10} 、 B_{11} 。平均厚度 52.2m，可采含煤系数为 6.1%。厚煤层较多，煤层倾角稳定在 24~28 度之间。矿井采用主副斜井开拓的采煤方式。经勘探(精查)证实：井田总资源量 $2.422 \times 10^8 \text{t}$ ，其中 $(331)6074.81 \times 10^4 \text{t}$ 、 $(332)8691.51 \times 10^4 \text{t}$ 、 $(333)9447.52 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量约 $2454.49 \times 10^4 \text{t}$ 。

井田内煤层主要为特低灰-低中灰、局部中灰-中高灰、特低硫-低硫份、特低磷-低磷的高热值-特高热值的煤炭，其中有九层煤还具有富油-高油的特点，可见井田内主要煤层均可作为良好的工业动力，气化及民用煤，部分煤层还可作良好的炼焦用煤及炼油用煤。

塔西河煤矿现有实际生产能力 $12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，将改扩建至 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 。矿井服务年限 61 年。

塔西河煤矿 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 预可行性研究报告已获得兵团发改委能源处批复(兵发改能源[2006]1280 号)，塔西河煤矿 $120 \times 10^4 \text{t}$ 矿井扩建项目正在进行中，预计 2009.4 投产。

4.1.3 天富煤业公司南山矿区煤矿

南山矿区位于石河子市西南约 75km 处。矿区总面积 18.54 km²。南山煤矿下辖 4 个分矿,其中红沟和小沟分矿正在进行 60×10⁴t/a 矿井扩建工程,水沟和大沟矿正在进行 15×10⁴t/a 矿井扩建工程。根据国家产业政策,产能在 15×10⁴t 以下的矿均在关停范围,故本期煤源不考虑水沟和大沟分矿。

4.1.3.1 南山煤矿红沟分矿

南山煤矿红沟分矿位于新疆石河子西南 75km 沙湾县东湾乡境内,行政区划隶属于沙湾县管辖。矿区有 15km 柏油路与 151 团团部相连接,经柏油路与 312 国道相连。交通便利。

矿区井田走向长 3.92km,倾斜宽 0.4~1.2km,面积约为 3.3542km²。矿区含煤地层为中侏罗统西山窑组的上段和中段。上段主要含 1~12 层极不稳定的劣质煤层。中段共含煤 20 层,其煤层编号为 13~33。该段地层总厚为 325~400m,该段平均总煤厚为 43.02~52.57m,含煤系数为 10.99%。煤矿可采和局部可采煤层有 14 层,其编号为 13、19、20、21、22-1、22-2、23、25、26、27、28、29、30、33 号。煤层总厚度为 37.15m。煤层倾角为 40°~46°。矿井开拓方式为斜井-平硐开拓。根据《新疆天富电力(集团)有限责任公司红沟煤矿改扩建初步设计》文件,井田地质储量为 6187×10⁴t,其中 A+B+C 为 4713×10⁴t,可采储量 3183×10⁴t。

各煤层煤种主要为弱粘结-长焰煤。属中灰、特低硫、中磷、高热量的优质动力用煤。

红沟分矿是在原 25×10⁴t/a 的基础上,扩建为 60×10⁴t/a 的生产能力,服务年限 38 年,已获矿井改扩建项目立项的批复(兵发改能源〔2005〕309 号),已于 2008 年 6 月投产。

4.1.3.2 南山煤矿小沟分矿

南山煤矿小沟分矿位于石河子市西南 74km,地处石场西北 4km 处。北行 50km 至 312 国道,全为柏油路面。交通便利。行政区划属新疆维吾尔自治区沙湾县管辖。

矿区井田走向长 3.5km,倾斜宽 0.9km,面积约为 3.1km²。井田中心地理坐标: N43°54'32"、E85°44'13"。采用平硐和斜井联合开拓的采煤方式。井田范围内含可采或局部可采的煤层有 14 层,分别是 B₁、B₃、B₄、B₅、B₇、B₈、B₉、无编号 1、无编号 2、无编号 3、B₁₀、B₁₁ 和 B₁₃ 煤层;其中全区可采的有 9 层(B₁、B₃、B₄、B₅、B₇、B₈、B₉、B₁₁ 和 B₁₃ 煤层),局部可采的有 5 层(B₂、无编号 1、无编号 2、无编号 3 和 B₁₀ 煤层),B₆ 煤层不可采。14 层可采及局部可采煤层平均总厚 24.15m,可采系数为 88.43%。B₁~B₉ 各煤层平均厚度分别为 1.48m、0.9m、1.49m、1.82m、1.47m、0.39m、1.26m、3.46m、1.14m,煤层倾角 15°~46°。煤层平均间距在 5.12~28.96m。煤层结构简单,属稳定~较稳定煤层。根据《新疆天富电力(集团)有限责任公司南山煤矿小沟井田延伸勘探地质报告》评审意见书,批准的资源量 3641×10⁴t,其中(331)1282.34×10⁴t, (332)696.63×10⁴t, (333)1468.90×10⁴t。

另外, 报告还提供了井田内无编号 1、无编号 2 和无编号 3 三层煤层的 334 资源量为 $399.21 \times 10^4 \text{t}$, B_{10} 、 B_{11} 和 B_{13} 三层煤层的 334 资源量为 $682.46 \times 10^4 \text{t}$, 扩大区(榆树沟井田)资源储量($331+332+333$) $331.26 \times 10^4 \text{t}$ 。

各煤层煤种主要为不粘结-长焰煤, 局部有气煤。井田内可采、局部可采煤层多为高发热量、高挥发份、特低硫、磷、氯、低灰份、富油煤。主要作为气化和发电用煤和动力及民用煤。

小沟分矿是在原 $21 \times 10^4 \text{t/a}$ 的基础上, 扩建为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 的生产能力, 服务年限 36.3 年, 该项目已获改扩建立项批复(兵发改能源〔2007〕300 号)并已完成初步设计。预计 2010 年 7 月达产。

4.1.4 大白杨沟矿区

天富热电拟建的大白杨沟矿区位于玛纳斯县煤产地西部, 是新疆淮南煤田西段的一部分。从县城到达矿区(井口)约 42km, 拟建新公路, 是离玛纳斯县城最近的煤矿。

大白杨沟矿勘探区位于玛纳斯县城西南 42km 处, 行政区划隶属玛纳斯县清水乡、旱卡子滩乡管辖, 地理坐标: $N43^\circ 51' 15'' \sim 43^\circ 54' 00''$ 、 $E85^\circ 53' 30'' \sim 85^\circ 58' 45''$ 。井田勘探面积为 22.73 km^2 , 走向长 5.5km。储煤面积为 10.68 km^2 。区内自南而北分布的地层有中生界侏罗系下统八道湾组、三公河组、中统西山窑组及新生界第四系。井田含煤地层为侏罗系中统西山窑组, 地层最大厚度 887.37m, 含 0.3m 以上煤层 84 层, 总厚 88.2m。井田内可采、局部可采煤层 23 层, 自下而上煤层编号依次为: B_1^2 、 B_1^3 、 B_1^4 、 B_2^1 、 B_3 、 B_4 、 B_5 、 B_5' 、 B_6 、 B_7 、 B_8 、 B_9 、 B_{10} 、 B_{11} 、 B_{12} 、 B_{13} 、 B_{14} 、 B_{15} 、 B_{19} 、 B_{22} 、 B_{23} 、 B_{24} 、 B_{25} 。煤层平均可采总厚 50.32m, 煤层倾角平均 $27^\circ \sim 35^\circ$, 一般为 30° 。矿井采用斜井、立井混合开拓方式。根据 2007 年的《新疆淮南煤田玛纳斯县大白杨沟勘探报告》(国土资矿评储字〔2007〕74 号), 井田地质储量 $55076 \times 10^4 \text{t}$, 其中(331) $11169 \times 10^4 \text{t}$, (332) $17485 \times 10^4 \text{t}$, (333) $26422 \times 10^4 \text{t}$ 。可采储量为 $32300 \times 10^4 \text{t}$ 。

各煤层煤种主要为弱粘结煤。气煤、长焰煤、焦煤、不粘煤、粘煤均有分布, 可作为良好的动力、气化及民用煤。

大白杨沟矿为 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 的新建项目, 服务年限 83 年。该项目的项目建议书已获兵团发改委批复(兵发改外资[2007]1580 号)。目前, 项目已完成地质勘探及可行性研究设计工作, 可行性研究报告已进入报批阶段。

4.1.5 煤炭供应

电厂已建成的一期工程为 $2 \times 125 \text{MW}$ 机组, 电厂年耗煤量 $70.52 \times 10^4 \text{t}$; 本期建设

2×300MW 级燃煤机组，年耗煤量 $176.02 \times 10^4 \text{t}$ ，电厂扩建后全厂年煤耗 $242.78 \times 10^4 \text{t}$ 。通过以上论述可知：天富电力集团公司所属天富煤业公司塔西河煤矿、南山红沟分矿和南山小沟分矿技改后年产能可达 $240 \times 10^4 \text{t}$ ，新增产能约 $182 \times 10^4 \text{t/a}$ ，见表 4-1。大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 新建矿的可行性研究报告已在报批当中，设计建设进度与本期工程匹配，因此电厂燃煤是有保证的。

表 4-1 各供煤煤矿产能明细表

煤矿名称	现在产能(10^4t/a)	技改后产能(10^4t/a)	新增产能(10^4t/a)
天富煤业公司塔西河煤矿	12	120	108
南山红沟分矿	25	60	35
南山小沟分矿	21	60	39
大白杨沟煤矿			300
合计	58	240	482

4.2 煤质煤耗

4.2.1 煤质资料

本期工程设计煤种为塔西河煤矿煤样，校核煤种 1 为大白杨沟煤矿煤样，校核煤种 2 为红沟煤矿、小沟煤矿 1:1 混合样。根据电力工业新疆发电用煤质量监督检验中心煤样检验报告，设计煤种、校核煤种煤质资料列表如下：

表 4-2 煤质资料

名称	符号	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
收到基碳份	Car	%	56.75	58.24	53.58
收到基氢份	Har	%	3.61	3.41	3.24
收到基氧份	Oar	%	6.48	8.39	8.40
收到基氮份	Nar	%	0.91	0.87	0.86
收到基硫份	St, ar	%	0.53	0.41	0.52
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	37.99	38.85	39.47
收到基灰份	Aar	%	25.12	24.08	25.19
收到基水份	Mar	%	6.60	4.60	8.20
空气干燥基水份	Mad	%	1.48	1.53	1.84
收到基低位发热量	Qnet, ar	MJ/kg	21.57	22.51	20.64
可磨性系数	HGI	-	66	66	76
灰变形温度	DT	°C	1150	1210	1220
灰软化温度	ST	°C	1260	1240	1260
灰流动温度	FT	°C	1310	1270	1290

4.2.2 耗煤量

本期建设直接空冷供热机组耗煤量(锅炉容量 1176t/h)

项目		锅炉容量	
		1×330MW (1×1176t/h 锅炉)	2×330MW (2×1176t/h 锅炉)
锅炉台数		1	2
小时耗煤量(t)	设计煤种	152.8	305.6
	校核煤种 1	146.5	293

	校核煤种 2	159.7	319.4
日耗煤量(t)	设计煤种	3056	6112
	校核煤种 1	2930	5860
	校核煤种 2	3194	6388
年耗煤量($\times 10^4$ t)	设计煤种	88.01	176.02
	校核煤种 1	84.38	168.76
	校核煤种 2	91.99	183.98

说明：1、电厂日运行小时数：按 20h 计；

2、电厂年设备利用小时数：按 5760h 计。

4.3 燃料运输

天富热电扩建工程各煤源点距离厂址平均约 72km，电厂一期厂外来煤为公路运输，年来煤量 70.52×10^4 t；本期扩建 2×330MW 机组，新增燃煤量 176.02×10^4 t/a，仍采用公路运输，届时全厂年来煤量 246.54×10^4 t，全部采用自卸汽车运输。本期年来煤时间按 280 天计算，日来煤不均衡系数取 1.3，日最大来煤量约为 8172t/d，每日最大来煤车辆次数约为 204 辆(每辆车载重量：单车按 40t、拖挂按 60t 计)。

厂址至各煤矿的燃料运输路径简述如下：

1)南山矿区(含红沟、小沟分矿)

运输路径为矿区道路→S223 省道→G312 国道→石河子市南郊道路→清红路→厂区，公路平均运距 75km。

2)天富煤业公司塔西河煤矿

运输路径为矿区道路→S101 省道→X156 县道→G312 国道→西环路→南三路→南子午路→清红路→厂区，公路运距 70km。

3)大白杨沟矿区

运输路径为矿区道路→S101 省道→X156 县道→G312 国道→西环路→南三路→南子午路→清红路→厂区，公路运距 69km。

5 建厂条件

5.1 厂址概述

5.1.1 厂址地理位置

5.1.1.1 地区概述

石河子市地处天山北麓中段、准噶尔盆地南缘。东与玛纳斯县相邻，西、南、北与沙湾县相接。地理坐标 N43°27'42"~45°14'55"、E84°58'25"~86°24'00"，区域面积 7680km²。

石河子市为自治区直辖县级市，是新疆生产建设兵团农八师师部驻地，辖 1 镇、1 乡、5 个街道办事处。

石河子市地势平坦，由东南向西北倾斜，属玛纳斯河冲洪积平原，区域构造属天山北部地槽向准噶尔盆地过渡地带，区域地质基本稳定。气候为典型的大陆性干旱气候，冬冷夏热、光照充足，年均温 7.4℃、年均降水 210.3mm、年均蒸发 1491.5mm。

石河子市主要矿产资源有煤、石灰石、铁、金等。

石河子市主要水资源有玛纳斯河。

石河子是以大农业为基础，轻工业为主体，工农结合，农工商贸综合经营的绿洲城市，拥有天业、天富、天宏三家上市企业。工业以塑料化工、电力、造纸、纺织、食品加工为主要产业，农业以设施农业为主，盛产棉花、小麦、玉米、甜菜等。

5.1.1.2 厂址位置

本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，现有机组容量为 2×125MW，本期扩建 2×330MW 燃煤供热空冷机组，并留有扩建余地。本期扩建方式为原厂同址扩建，在一期工程扩建端外原厂围墙范围内建设，建设单位为新疆天富热电股份有限公司。

新疆天富南热电厂厂址位于石河子市东南郊，城市规划区范围内，西北距市中心约 6.3km。厂址地理坐标为 N44°15'40"、E86°06'41"。

厂址周边为城市道路，其中南侧清红路、东侧东十路为已建成道路，北侧南五路、西侧东八路为规划道路。

厂址北距北疆铁路约 1km，西北距石河子火车站约 3.7km。

厂址北距乌奎高速公路约 1.3km，东北约 1.6km 东十路与高速交叉处为高速公路出口。

厂址北距 G312 国道约 5.5km。

厂址东距玛纳斯河西岸约 0.8km，距东岸大渠约 1.6km。距东岸大渠分支五宫支干渠穿玛纳斯河道处约 1.2km。五宫支干渠穿玛纳斯河后沿厂址东侧约 0.6km 处流向北向约 1.2km 后再折向西流过。电厂一期工程水源地位于厂址东南约 0.7km 处，水源为地下水。本期工

程以玛纳斯河地表水作为本期工程供水水源，取水口布置在五级电站尾水渠上，位于五级电站尾水渠“8km”过河涵洞闸门下游约 100m 处，距厂区直线距离 1400m；备用取水口布置在“8km”过河涵洞西出口处石河子总干渠上，距厂区直线距离 700m。

本期工程为原址扩建项目，在原厂区围墙内建设，工程用地为原厂扩建预留用地，可利用地东西宽 285m，南北长 423m，面积约 12hm²，属工业用地范畴，现已取得石河子市国土资源局及兵团农八师建设局关于本期工程选址及用地的批复文件。

5.1.2 厂址自然条件

5.1.2.1 水文气象

1) 气象条件

厂址所处地区地处欧亚大陆深处，远离海洋，气候为典型的大陆性干旱气候，冬冷夏热、光照充足。主要气象特征参数详见 5.6.2.1。

2) 防排洪：

根据《水文气象勘测报告》，厂址位于玛纳斯河的 II、III 阶地，根据现有资料分析所得，玛纳斯河百年一遇洪峰流量 1260m³/s 与断面资料及有关参数，推算得玛纳斯河不同断面处的百年一遇设计水位。

表 5.1-1 百年一遇设计水位计算成果表

断面		坐标(m)		水位(m)
		西岸	东岸	
上	X	4902587	4902268	541.12
	Y	429623.4	430538.3	
下	X	4903179	4902868	535.65
	Y	429486.3	430639.4	

通过现场的洪水调查、并根据洪水水位计算资料与厂址地面标高比较，玛纳斯河 100 年一遇的洪水对厂址不构成影响。

从现场对石河子南厂址的积水调查知：厂址区地势由南向北倾斜，地面标高在 539.0~550.0m 之间，如发生强降雨，一部分水会顺地势流入玛纳斯河，一部分汇入已建成的排水系统，厂区无大面积积水现象

5.1.2.2 工程地质

根据《岩土工程勘测报告》，厂址在勘探深度 40m 范围内的岩土地层主要由杂填土、粉质粘土、卵石地层组成。

厂区地下水位埋藏深度在 -50m 以下，不考虑地下水对建(构)筑物基础的影响。

厂址区无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、采空区、地面沉降等不良地质作用。

厂区粉质粘土具有非自重湿陷性，湿陷等级为 I 级，初步判定为非自重湿陷性场地。

场地土易溶盐含量全部小于 0.3%，属非盐渍土。初步判定场地土对混凝土结构无腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构无腐蚀性。

针对类似本期工程的结构类型、特点、荷载分布及对变形的要求，考虑场地的岩土工程条件、地下水条件、岩土参数的不确定性等因素，对本期工程主要和附属建筑物的地基方案初步分析得出，本次勘探深度 40m 范围内的岩土地层以杂填土、粉质粘土、卵石为主，杂填土工程性质差，建议清除；粉质粘土层，工程性质一般；下部卵石，厚度大，承载力高，工程性质良好，是理想的天然地基持力层和下卧层。

重要建(构)筑物采用卵石直接作为持力层，但卵石层中夹有 0.3m 左右的粉砂、粗砂，呈透镜体分布，应进行强度和变形验算，如不满足建(构)筑物对地基要求时，应采取结构措施。当重要建(构)筑物基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理。

一般建(构)筑物基础底面位于卵石层时可采用天然地基，当基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理，当基础底面位于粉质粘土时，可根据地基要求和地层的分布情况，采用天然地基或砂(砾)卵石换土填层方案。

厂址场地土类型为中硬场地，建筑场地类别为 II 类，地区地震基本烈度为 8 度，地震动峰值加速度值 0.2g，反应谱特征周期 0.40s。

厂址场地地下水埋深大于 50m。

5.1.2.3 其它

厂址区域地下无矿藏，无文物，已取得石河子市国土资源局、石河子市文体局相关支持性文件。

本期工程建设范围为原厂扩建端，为#2 机组施工场地，存在少量遗留临建需拆迁。

5.1.3 厂址的周围环境

本期工程厂址已取得石河子无线电管理处、农八师人武部关于通讯及军事设施的相关支持性文件。

本期工程厂址暂未取得相关部门关于机场净空批复文件。

厂址北侧及南侧隔道路分布有其它企业，其中北侧除规划有本期工程及前期工程出线走廊外，东北角尚有少量电厂预留用地，面积约 2.0hm²，场地为不规则三角形。厂址东侧距玛纳斯河西岸约 0.8km，属河道保护及绿化范围。厂址西侧隔规划东八路，为未利用土地，现状为农田(已纳入土地置换范围)，本期工程拟利用部分该场地做为施工临时用地，现已取得石河子市国土资源局及兵团农八师建设局关于本期工程选址及用地的支持性文件。

厂址北距北疆铁路约 1.0km，距 G312 国道约 5.5km，北疆铁路及 G312 国道为石河子市现状建设大约南北界限。

以玛纳斯河地表水作为本期工程供水水源，取水口布置在五级电站尾水渠“8km”过河涵洞闸门下游约 100m 处，距厂区直线距离 1400m；备用取水口布置在“8km”过河涵洞西出口处二支干渠上，距厂区直线距离 700m。

本期工程煤源为天富电力集团公司下属天富煤业公司塔西河煤矿和南山煤矿，及拟建的大白杨沟 300×10⁴t/a 煤矿。南山矿区位于石河子市西南 75km 处，沙湾县境内；天富煤业公司塔西河煤矿，矿区位于玛纳斯县城正南 56km，属玛纳斯境内；大白杨沟矿区，矿区位于玛纳斯县城西南约 42km，属玛纳斯境内。本期工程燃料运输拟采用公路运输方式，运输车辆依托社会运力。

本期灰场距厂址西南约 18.5km，地貌属于山前冲洪积平原，地形破碎。该灰场主要利用废弃砖厂库容近似相等的两个取土坑，自然地面高程在 515~525m (1985 国家高程基准) 之间。土坑近似呈长方形，其中的大坑长 250m 左右，宽 230m 左右，深约 7m，库容约 40.25×10³。小坑长 260m 左右，宽 200m 左右，深约 7m，库容约 36.40×10³。灰场交通和运输较为便利。

本期工程变压器高压侧接入电厂一期已建成的 220kV 侧(为双母线设计)。220kV 侧本期不新增出线。

5.1.4 厂址用地

本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，现有机组容量为 2×125MW，本期建设 2×330MW 燃煤供热机组，并留有扩建余地。厂址用地除部分场外工程外无新增用地。

本期工程用地如下：

表 5.1-2 厂址用地统计表 单位：hm²

项目	工程量	备注
厂址总用地面积	39.2	
厂址总征地面积	7.35	
厂区用地面积	7.45	在原电厂围墙范围内建设
进厂道路征地面积	0.00	依托原厂道路
运煤道路征地面积	0.00	依托现有及矿区规划道路
运灰道路征地面积	0.00	依托现有道路
灰场征地面积	7.10	
厂外补给水管线用地面积	2.40	施工宽度按 15m 计列
取水泵房征地面积	0.25	
施工生产区用地面积	18.00	厂区扩建端外
施工生活区用地面积	4.00	厂区扩建端外，靠北布置

5.1.5 厂址土石方工程量

本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，现有机组容量为 2×125MW，本期建设 2×330MW 燃煤供热机组，并留有扩建余地。厂区部分在电厂规划建设用地范围内建设，场地平整在前期工程中已施工完成，本期工程厂区内仅有少量机槽余土平整工程量。

本期工程用地如下：

表 5.1-3 厂址土石方统计表 单位：10⁴m³

项目		工程量	备注
厂址土石方量	挖方	4.20	
	填方	5.70	
厂区土石方量	挖方	1.50	机槽余土 3.00
	填方	3.00	
进厂道路土石方量	挖方	0.00	依托原厂道路
	填方	0.00	
运煤道路土石方量	挖方	0.00	依托现有及矿区规划道路
	填方	0.00	
运灰道路土石方量	挖方	0.00	依托现有道路
	填方	0.00	
灰场土石方量	挖方	0.20	
	填方	0.20	
施工生产区土石方量	挖方	2.00	
	填方	2.00	
施工生活区土石方量	挖方	0.50	
	填方	0.50	

5.2 交通运输

5.2.1 铁路运输

5.2.1.1 北疆铁路概况

北疆铁路东西向贯穿境内，设有石河子火车站。

北疆铁路线路的有关技术指标如下：

- 1)铁路等级： I 级；
- 2)正线数目： 双线；
- 3)限制坡度： 6‰；
- 4)最小曲线半径： 既有线 800m；
第二线 一般 1600m 困难 800m；
- 5)路段旅客列车设计行车速度： 120km/h ；
- 6)牵引种类： 近期内燃、远期电力；
- 7)机车类型： 近期 DF_{4D}；

远期 货运机车 SS₇，客运机车 SS_{7C}；

8)牵引质量：4000t，2020 年前 3000t 过渡；

9)到发线有效长度：850m；

10)机车交路：

客机交路：乌鲁木齐西机务段担当乌鲁木齐(乌鲁木齐西)至奎屯、精河、阿拉山口间肩回式机车交路。

货机交路：近期奎屯内燃机务段担当奎屯至乌鲁木齐西、阿拉山口间半循环机车交路及奎屯至乌鲁木齐西、阿拉山口间肩回式机车交路、奎屯至精河间立折机车交路；远期乌西机务段担当乌鲁木齐(乌鲁木齐西)至奎屯间立折机车交路、至伊宁、阿拉山口、克拉玛依、北屯间肩回式机车交路。

11)闭塞类型：自动闭塞。

2001 年以来，根据铁道部计划安排，对整个兰新线西段进行了单线扩能改造工程。扩能改造工程于 2004 年 4 月底竣工投产。形成阿拉山口口岸过货能力 1300×10^4 t。

乌西至奎屯段在开行客车 4 对/日的条件下，现状输送能力为 1223×10^4 t/a；奎屯至精河段在开行客车 2 对/d 的条件下，现状输送能力为 1467×10^4 t/a。2004 年实际乌西至奎屯间上行最大货流密度为 1054×10^4 t，客车 4 对/d；奎屯至精河间上行最大货流密度为 806×10^4 t，客车 2 对/d，全段输送能力已趋于饱和。

乌西至奎屯段区段货流密度表

表 5.2-1 兰新线乌西至奎屯段区段货流密度表 单位： 10^4 t

区 段	2004 年		近期(规划)		远期(规划)	
	上行	下行	上行	下行	上行	下行
乌西~奎屯	1054	330	3775	1112	4390	1324

乌西-奎屯-精河段目前正在进行复线改造，计划本年度内建成投运，届时将极大增强该段铁路货运能力，可满足近远期客货运输需要。

5.2.1.2 塔西河(宽沟)铁路专用线简介

根据新疆煤赛德能源有限责任公司的委托，新疆铁道路勘察设计院 2007 年 10 月 31 日完成的《塔西河煤矿铁路专用线预可行性研究》(已通过乌鲁木齐铁路局的审察)。

现对塔西河煤矿铁路专用线描述如下：

塔西河煤矿铁路专用线为连接宽煤矿井田、铁列克煤矿井田和涝坝湾煤矿井田并延伸至北疆铁路的铁路运输通道。与北疆铁路接轨站为玛纳斯站，集煤站为石门子站。玛纳斯站至石门子站全长 22.3km。另规划有石门子至铁列克煤矿井田的煤矿铁路专用线，线路长

11.9km。

塔西河煤矿铁路专用线主要技术标准如下：

项目 \ 线别	塔西河煤矿铁路专用线
铁路等级	国铁 I 级
正线数目	单线
限制坡度‰)	18
最小曲线半径(m)	600m, 困难地段 400m
牵引种类	内燃
机车类型	DF4D
牵引质量(t)	上行 4000t
到发线有效长(m)	850
闭塞类型	半自动闭塞

塔西河煤矿铁路专用线远期留有增建二线及电气改建余地。

塔西河煤矿铁路专用线区段货流密度如下：

区段	近期		远期	
	上行	下行	上行	下行
玛纳斯至石门子	860	0	1400	0

车站简介：

1)玛纳斯车站

玛纳斯车站位于乌精复线上，现有到发线 4 股(含正线 1 条)，货场 1 处，牵出线 1 条。西端咽喉接玛纳斯电厂专用线。车站到发线有效长 850m。在建乌精复线对玛纳斯车站改造如下：新增到发线 2 条(含正线 1 条)，中间站台 1 座。同时做为塔西河煤矿铁路专用线接轨站还需新增到发线 4 条，预留 1 条。

2)石门子站

石门子站为塔西河煤矿铁路专用线的集煤站，设有到发线 4 条(含正线 1 条)，装车线 2 条。

塔西河煤矿铁路专用线初步拟定总工期 2.5 年，计划安排 2009 年 6 月开工，2011 年 12 月竣工。

5.2.1.3 石河子火车站概况

位于兰新线 2027km+189m 处，于 1986 年 12 月 14 日开办客货运输业务，按技术性质为中间站，按业务性质为客货制，工作量为三等站，隶属北疆铁路公司奎屯车务段。石河子火车站为单线半自动闭塞电气集中连锁，现有 5 股到发线，办理列车到发及调车作业。具有客运、货运的功能；现有候车大厅 700m²，有货物线 4 股，专用 4 条，26t、10t 门各 1 台，微机联网向全路各站开办整车、零担、集装箱业务；2003 年装车 4880 辆，267848t；发送旅客 18.4 万人。

5.2.1.4 本期工程铁路运输分析及结论

本期工程煤源为天富电力集团公司下属煤矿企业有天富煤业公司塔西河煤矿和南山煤矿，并拟建大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 煤矿。南山矿区位于石河子市西南 75km 处，沙湾县境内；天富煤业公司塔西河煤矿，矿区位于玛纳斯县城正南 56km，属玛纳斯境内；大白杨沟矿区，矿区位于玛纳斯县城西南约 42km，属玛纳斯境内。

本期工程建设时南山矿区不具备铁路运输条件，塔西河矿区铁路专用线仅为规划建设，各矿井规模及产能均较小，且相对分散，故本期工程暂按公路运输考虑。

当后续工程建设时，如煤源至国铁具备铁路运输条件，电厂可由石河子站引接铁路专用线，由现状及预测铁路货流密度对比可知，后期工程时只需对站场进行改建，即可满足接轨要求，具备铁路运输条件。

5.2.2 公路运输

石河子市境内有乌奎高速路、312 国道、石莫公路、石南公路、安下公路、沙下公路。到 2010 年农八师公路建设总规模为 1219.6km。其中二级公路 130km，三级公路 87.6km，四级公路 862km，等外公路 140km；沥青路面达到 604km。

各公路概况如下

名称 项目	乌奎高速路	312 国道	石南公路	石莫公路	安下公路	沙下公路
公路等级	二级	二级	二级	二级	三级	三级
路宽	12m	9m	7m	7m	7m	7m
流量	中等	中等	少量	少量	少量	少量

本期工程燃料、灰渣、建材、施工及运行设备运输依托道路为：G312 国道、S101 省道(玛纳斯段)、S223 省道(沙湾段)。

已取得自治区、市、县级交通管理部门的支持性文件。

5.2.3 燃料运输

本期工程煤源为天富电力集团公司下属天富煤业公司塔西河煤矿和南山煤矿，及拟建的大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 煤矿。南山矿区位于石河子市西南 75km 处，沙湾县境内；天富煤业公司塔西河煤矿，矿区位于玛纳斯县城正南 56km，属玛纳斯境内；大白杨沟矿区，矿区位于玛纳斯县城西南约 42km，属玛纳斯境内。

燃料运输采用公路运输方式，各矿区燃料运输路径如下：

南山矿区(含小沟、红沟分矿)运输路径为矿区道路→S223 省道→G312 国道→石河子市南郊道路→清红路→厂区，公路平均运距 75km。

天富煤业公司塔西河煤矿运输路径为矿区道路→S101 省道→X156 县道→G312 国道→

西环路→南三路→南子午路→清红路→厂区，公路运距 70km。

大白杨沟矿区运输路径为矿区道路→S101 省道→X156 县道→G312 国道→西环路→南三路→南子午路→清红路→厂区，公路运距 69km。

本期工程燃料运输依托社会运力，新增燃煤量 $176.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ，届时全厂年来煤量 $246.54 \times 10^4 \text{t}$ ，全部采用自卸汽车运输。每日最大来煤车辆次数为 204 辆。已取得相关交通主管部门关于燃料运输批复文件。

5.2.4 大件运输

建厂所需大件设备，由国铁兰新线运至乌鲁木齐，再由北疆铁路运至石河子火车站，卸车后由大型平板车运至厂区。公路运距 4.5km。具体的大件设备运输方案已由建设单位外围进行专题研究，详见大件运输专题。

大件设备最大运输尺寸及重量见下表(运输尺寸及重量供参考，以厂家资料为准，数量为单台机组)：

1) 锅炉主要大件设备外形尺寸及重量

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×宽×高	重量(t)	部件产地	备注
1	大板梁	4	24.5×1.3×4.0	105	哈尔滨锅炉厂	
			25.7×1.3×4.0	90	上海锅炉厂	
			29.0×1.0×3.0	80	东方锅炉厂	
2	磨煤机大罐	6	10×Φ4.9	55	上海/沈阳/北京	

2) 汽轮机主要大件设备外形尺寸及重量

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×宽×高	重量(t)	部件产地	备注
1	低压转子	2	8.2×4.4×4.6	88	上海汽机厂	
2	低压外缸下半(调)	2	7.62×3.9×3.1	39	上海汽机厂	
3	低压内缸上半	2	4.97×3.4×3.05	40	上海汽机厂	
4	低压内缸下半	2	5.31×3.5×3.62	40	上海汽机厂	
5	高中压外缸上半	1	6.65×4.2×2.3	41	上海汽机厂	
6	高中压外缸下半	1	7.65×4.2×2.8	47	上海汽机厂	

3) 发电机外形尺寸及重量

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×宽×高	重量(t)	部件产地	备注
1	定子	1	10.52×4.0×4.35	325	哈尔滨电机厂	
			10.35×4.0×4.27	345	上海电机厂	
			9.14×3.8×3.735	240	东方电机厂	
2	转子	1	14.3×1.9×2.0	76	哈尔滨/上海/东方	

4) 主变压器外形尺寸及重量

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×宽×高	重量(t)	部件产地	备注
1	暂按 750kV 变压器(三相变)	1	9.7×3.88×4.54	333.8	上海/西安/保定	
2	暂按 750kV 变压器(单相变)	3	9.3×3.9×4.2	150	保定变压器厂	
			5.0×3.4×4.0	151	沈阳变压器厂	

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×宽×高	重量(t)	部件产地	备注
			6.9×4.0×4.27	152	西安变压器厂	

5)高、低加与除氧器外形尺寸及重量

序号	部件名称	数量	尺寸(m)长×直径	重量(t)	部件产地	备注
1	高压加热器	3	12.89×2.24	128	杭州锅炉集团有限公司	
			14.04×2.2	112	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	
			9.2×2.22	78	上海电气集团有限责任公司	
2	低压加热器	3	13.07×1.64	30	上海电气集团有限责任公司	
3	除氧器	1	37×3.9	125	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	

以上运输尺寸及重量供参考，以厂家资料为准。

5.3 电厂水源

根据国家发展改革委员会《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》(发改能源【2004】864号)中要求“在北方缺水地区，新建、扩建电厂禁止取用地下水，严格控制使用地表水，鼓励利用城市污水处理厂的中水或其它废水，原则上应建设大型空冷机组”，以及“坑口电站项目首先考虑使用矿井疏干水”的精神，本项目针对中水水源、矿井疏干水水源及地表水等各种水源，进行充分论证，以体现节能、高效、经济、适用、环保的理念。

本期工程水源详细论证详见《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW热电联产项目水资源论证报告》

5.3.1 地表水水源

5.3.1.1 地表水水源概况

本项目厂区位于玛纳斯河西岸冲洪积平原中上游，位于玛纳斯河西岸西约 1km。

根据《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产项目水资源论证报告》：

玛纳斯河为冰雪消融和大气降水及泉水补给的内陆水系，发源于天山山脉北坡西段依连哈比尔尕山海拔 5000m 以上的永久冰川地带，是天山北麓最大河流，河道全长 324km，流域面积 $2.43 \times 10^4 \text{km}^2$ ，汇水面积 5156km^2 。河水流向在山区大致由南向北，在冲洪积平原区向西偏转为北西向。南部海拔 3600m 以上的高山区为岩漠或终年积雪，冰川面积约 900km^2 ，冰雪融水是河流主要、稳定的补给源。中南部雪线以下海拔 1200~3600m 的高中山区降水量 400~500mm，天然植被发育以林、草类为主，河网密布，河谷陡峭，为河流径流的形成区；中部海拔 700~1200m 的丘陵及山间谷地降水量 200~400mm，天然植被较发育以草类为主，丘陵地形坡度比较缓，山间谷地地形平缓但坡降大，河谷阶地发育，阶坎陡峭，IV级阶地前缘阶坎高度多大于 40m，只有少部分降水汇入河道，是河流径流的转运区；

中北部海拔 600~1200m 的低中山丘陵区降水量 200~250mm，地形坡度比较缓，植被不发育，以季节性短命类草为主，为散流区；北部海拔 350~600m 的山前冲洪积平原降水量 150~200mm，河道宽浅，河水渗漏强烈，是河道径流的散失区。

据玛纳斯河红山嘴水文站观测资料(1954~2006 年)，年内径流量变化较大。多年平均径流量 $13.16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最大年径流量 $19.41 \times 10^8 \text{m}^3$ (2002 年)，最小年径流量 $10.30 \times 10^8 \text{m}^3$ (1954 年)，相距最近的枯水年为 1992 年，径流量只有 $10.69 \times 10^8 \text{m}^3$ 。玛纳斯河在 50% 的保证率情况下，径流量为 $12.58 \times 10^8 \text{m}^3$ ；玛纳斯河在 75% 的保证率情况下，径流量为 $11.68 \times 10^8 \text{m}^3$ 。年内 7 月份流量最大，占全年的 28.0%；2 月份流量最小，占全年的 1.7%；6~8 月为洪水期，三个月径流量占全年的 67.83%。11 月至第二年 4 月为枯水期，水量只占全年的 13.47%。(统计结果见表 5.3-1)。据玛纳斯河红山嘴渠首水文站多年观测统计资料，渠首多年平均引水量占玛纳斯河径流量的 71.39%。除洪水期红山嘴渠首以下河段行水外，其余时段基本呈干涸状态。据玛纳斯河红山嘴站多年水文观测，渠首以下河床内年均径流量约 $3.2093 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

表 5.3-1 玛纳斯河红山嘴断面径流多年(1954~2006 年)平均月分配统计表

项目 \ 月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年合计
径流量(10^8m^3)	0.27	0.22	0.27	0.31	0.64	1.95	3.69	3.29	1.24	0.58	0.39	0.32	13.16
流量(m^3/s)	10.07	9.19	9.89	11.86	24.02	75.12	137.70	122.90	47.72	21.75	14.84	11.89	41.7
占全年的(%)	2.05	1.69	2.01	2.38	4.89	14.79	28.02	25.01	9.40	4.43	2.93	2.42	100.0

根据玛纳斯河五级电站尾水 11 年流量观测资料分析计算，在 25%、50%、75%、97% 保证率下的来水流量分别为 $27.9 \text{m}^3/\text{s}$ 、 $16.1 \text{m}^3/\text{s}$ 、 $12.1 \text{m}^3/\text{s}$ 、 $4.8 \text{m}^3/\text{s}$ 。

玛纳斯河年际径流量变化不大，变差系数 C_v 值为 0.12。其年际径流量变化不大主要原因是：干旱年份降水虽少，但山区晴天多气温高，冰川融化量增大；反之，降水多的年份，阴雨天多气温较低，冰川融化量减少；山区的降水量与冰川融化量对河流径流量相互弥补导致了玛纳斯河年际径流量比较稳定。

玛纳斯河属于多水源补给的山溪性河流，径流的年际变化主要受气温和降水的影响。根据《新疆地表水资源》分析，此类大、中型河流，年径流的 C_v 值变幅在 0.10~0.20 之间。 C_s/C_v 一般在 4.0 左右。从红山嘴站建站以来观测数据频率分析，基本符合上述河流的普遍性规律， C_s/C_v 偏大是受最近两个特丰水年的影响。设计代表年的分析，根据年径流频率计算结果，按丰水年(5%、25%)、平水年(50%)和枯水年(75%、95%)选择典型年进行缩放计算，所选典型年应具备水量与相应频率下设计值接近、枯水时段水量与相应频率下的枯水设计值接近(红山嘴站设计代表年计算见表 5.3-2)。

表 5.3-2 玛纳斯河红山嘴断面不同频率设计年径流月分配表

频率 (P)	月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年
	项目														
95%	典型年流量 $Q(m^3/s)$		8.42	8.09	8.71	10.4	18.5	64.7	94	110	39.5	15.5	11.5	9.64	33.43
	设计 年	流量 $Q(m^3/s)$	8.46	8.13	8.75	10.5	18.6	65	94.5	110	39.7	15.6	11.6	9.69	33.6
		径流量(10^8m^3)	0.227	0.197	0.234	0.271	0.498	1.686	2.53	2.948	1.029	0.417	0.3	0.26	10.6
	占全年的(%)			2.14	1.86	2.21	2.56	4.7	15.91	23.88	27.82	9.71	3.94	2.83	2.45
75%	典型年流量 $Q(m^3/s)$		8.23	9.28	10.1	10.8	20	68	114	105	46.2	16.7	12	11	36.18
	设计 年	流量 $Q(m^3/s)$	8.23	9.29	10.1	10.8	20	68	114	105	46.2	16.7	12	11	36.2
		径流量(10^8m^3)	0.221	0.225	0.271	0.28	0.536	1.764	3.055	2.814	1.198	0.448	0.311	0.295	11.42
	占全年的(%)			1.93	1.97	2.37	2.45	4.69	15.45	26.76	24.65	10.5	3.92	2.73	2.58
50%	典型年流量 $Q(m^3/s)$		9.13	9.42	10.6	11.5	23.1	70.5	130	109	49.6	20.4	13.6	10.6	39.19
	设计 年	流量 $Q(m^3/s)$	9.27	9.57	10.8	11.7	23.5	71.6	132	110	50.4	20.7	13.8	10.8	39.8
		径流量(10^8m^3)	0.248	0.231	0.288	0.303	0.628	1.856	3.53	2.959	1.306	0.555	0.358	0.288	12.55
	占全年的(%)			1.98	1.84	2.3	2.41	5.01	14.78	28.13	23.58	10.4	4.42	2.85	2.3
25%	典型年流量 $Q(m^3/s)$		10.1	9.36	10.4	11.6	23.5	75.5	139	160	53.4	23.2	14.8	13.6	45.72
	设计 年	流量 $Q(m^3/s)$	9.98	9.25	10.3	11.5	23.2	74.6	137	158	52.8	22.9	14.6	13.4	45.2
		径流量(10^8m^3)	0.267	0.224	0.275	0.297	0.622	1.935	3.675	4.236	1.368	0.614	0.379	0.36	14.25
	占全年的(%)			1.88	1.57	1.93	2.09	4.37	13.57	25.78	29.72	9.6	4.31	2.66	2.53
5%	典型年流量 $Q(m^3/s)$		13.5	13.7	12.8	12	20.2	95.5	186	179	48.3	24.6	17.1	13.8	53.49
	设计 年	流量 $Q(m^3/s)$	14.2	14.4	13.5	12.7	21.3	101	196	189	50.9	25.9	18	14.6	56.4
		径流量(10^8m^3)	0.38	0.349	0.362	0.328	0.571	2.609	5.253	5.062	1.32	0.695	0.467	0.39	17.79
	占全年的(%)			2.14	1.96	2.03	1.84	3.21	14.67	29.54	28.46	7.42	3.91	2.63	2.19

玛纳斯河河水一般化学指标和毒理指标均达到生活饮用水标准。由于上游山区矿物质和清水乡人为有机污染物的排入，造成总大肠菌落和总磷超标。河水矿化度小于 0.5g/L，水化学类型多为 HCO_3-Ca 型。玛纳斯河是一个多泥砂河流，根据肯斯瓦特水文站 38 年的泥沙观测资料：玛纳斯河实测最大年输砂量为 $1747.5 \times 10^4 t$ (1999 年)，最小年输砂量为 $49.7 \times 10^4 t$ (1992 年)，实测多年平均输砂量为 $295.4 \times 10^4 t$ ，输砂率为 93.7kg/s，侵蚀模数为 $636 t/km^2$ 。玛纳斯河的输沙量主要集中在水量较大的月份，其中 6~8 月输沙量可占全年输沙量的 94.1%。

5.3.1.2 水利工程

根据《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产项目水资源论证报告》：

玛纳斯河干流上建有五座梯级水电站，总装机容量 $11 \times 10^4 kW$ 。农八师石河子市在玛纳斯河干流上建有 4 个引水口，引水能力 $22 m^3/s$ 。建成各类主干渠系 1153.8km。现状机井共有 526 眼，包括生活供水井、工业供水井、农业灌溉井、水库蓄水井。其中市区自来水公司及各单位自备水源井 172 眼，152 团 28 眼，石河子乡 47 眼，其余分布在市北郊的石河子总场一、二、三分场、玛管处等单位。

石河子市玛纳斯河灌区目前建有 3 座平原水库，设计库容约 $3.2 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

玛纳斯河五级水电站尾水渠位于玛纳斯河东岸、玛纳斯河东岸大渠东侧、本项目厂区东侧，与玛纳斯河东岸大渠平行，玛纳斯河五级水电站发电尾水经尾水渠汇入玛纳斯河东岸大渠内，也可通过尾水渠上闸门切换经“8km”过河涵洞将发电尾水引至玛纳斯河西岸，见图 5.3-1、3。

“8km”过河涵洞建于 1957 年，为拱形干砌卵石、双孔，单孔宽 4m，设计过水流量 $36 \text{m}^3/\text{s}$ 。涵洞进水口位于玛纳斯河东岸的五级水电站尾水渠上，从东岸大渠底部自东向西横穿玛纳斯河河床底部，在玛纳斯河西岸与石河子总干渠相接。经过 50 多年的运行，孔底有 0.7m 左右厚度的细砂淤积，目前洞内净高约 2m，过水能力 $22 \text{m}^3/\text{s}$ ，一般在 4~11 月行水。50 多年的运行情况表明，“8km”过河涵洞未受洪水影响，运行安全可靠。

按照《玛纳斯河流域灌区管理章程》规定，每年三月下旬至四月中旬，是进行玛纳斯河东岸引水工程及其相关的工业和灌区工程的岁修时间，一般为 7~15 天；另外，在工程运行期(即主汛期)还要停水检修 1 至 2 次，每次时间不超过 24 小时。近年来，一般都安排在 7 月 1 日。在此期间，上游来水全部走玛纳斯河河道，所有渠道均不能引水。

玛纳斯河东岸现有干、支渠系密布，可以结合已有水利设施和合理调度，通过东岸大渠、东岸大渠节制闸，依次经补水渠、涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞后，引玛纳斯河水进入石河子总干渠中，见图 5.3-1、2、3。



图 5.3-1 厂区附近玛纳斯河水利工程



图 5.3-2 厂区上游玛纳斯河水利工程

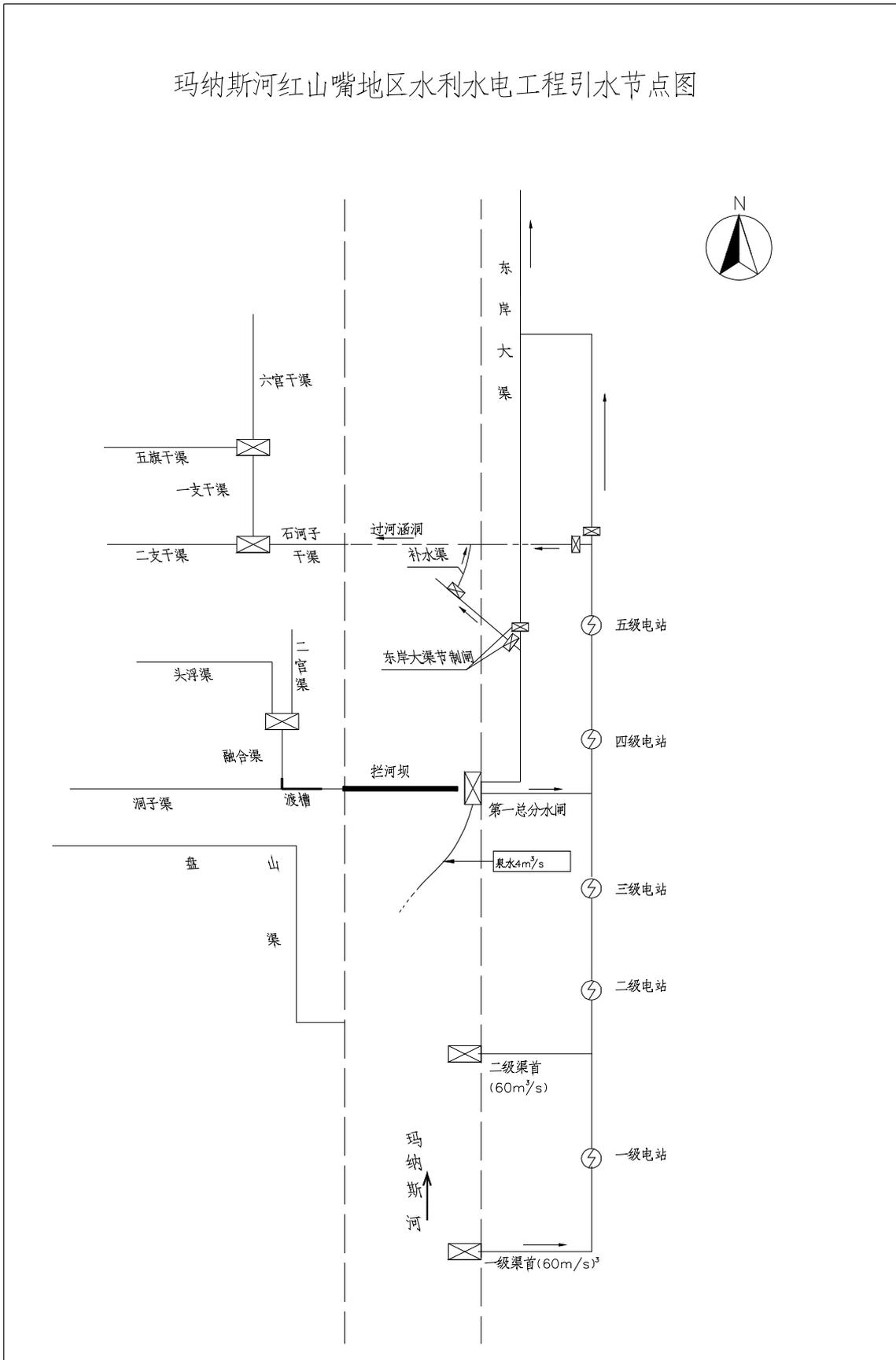


图 5.3-3 玛纳斯河红山嘴地区水利水电工程引水节点图

5.3.2 石河子市中水

根据《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产项目水资源论证报告》，石河子市中水水源位为石河子市北部的污水处理厂，距本项目厂区直线距离约 30km，地理坐标 X417734、Y4920095。污水处理厂 2002 年建成投产，采用德国百来克生物排污工艺技术，主要针对生活污水，建有 4 个污水处理池，设计处理污水能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前，受资金短缺的限制，实际达到二级排放标准的污水处理量约 $2.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。随着石河子市工业经济的迅速发展，工业污水排放量逐渐增大，部分化工企业工业污水未达到排放标准就排入总排污渠，污水处理厂受处理工艺限制，污水处理难度极大。悬浮物含量较高，致使 pH 值超标，最高达到 13，个别指标达不到二级排放标准(见表 5.3-3，石河子污水处理厂 2007 年水质化验评价表)。另一方面，污水处理厂采用的生物排污处理工艺，对进水温度有较高要求，当气温低于 -15°C 时，微生物失去存活能力，石河子市进入 12 月中旬至第二年 3 月底，平均气温低于 -10°C ，露天污水池全部封冻，生物处理工艺失效，这段时间污水处理厂无法进行污水处理，市区生活、工业污水经磨引渠直接排入蘑菇湖水库。

综上，石河子市污水处理厂处在农灌区，处理后的中水直接排入蘑菇湖水库用于下游农业灌溉和沙漠生态灌溉，没有多余的水量向工业供水；冬季(每年 12 月底到来年的 4 月初)污水处理厂无法正常运行，污水经磨引渠直接排入蘑菇湖水库。

石河子市污水处理厂2007年4~12月水质分析评价表

表 5.3-3

		水质分析评价项目														
月份	取样地点	水温(°C)	PH		悬浮物SS(mg/L)		总磷P(mg/L)		化学需氧量CODcr(mg/L)		五日生化需氧量BOD ₅ (mg/L)		NH ₃ -N(mg/L)		总氮TN(mg/L)	
			二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果	二级排放标准最高允许排放浓度	分析测试结果
四月	污水厂进水口	15~19	6~9	11.85	200	1	150	60	25	25	25	25	25	25	25	25
	污水厂排水口	16.5~19	6~9	6.98			285.96~658.64									
五月	污水厂进水口	13.5~24	10.47~13.09	超标	729~1387	超标	86.31	超标	8.76~11.5	达标						
	污水厂排水口	14~23	11.45~12.56	超标	41~65	达标	327~4130	超标	6.6~8.7	达标						
六月	污水厂进水口	20~26	8.79~13.23	超标	581~4029	超标	284.7~1590.7	超标	7.28~12.41	达标						
	污水厂排水口	21.5~27.5	7.46~12.22	超标	32~396	超标	147.01~483.7	超标	9.71~13.87	达标						
七月	污水厂进水口	22.5~29.5	7.84~12.35	超标	220~2248	超标	289.1~3908.15	超标	4.71~10.54	达标						
	污水厂排水口	23.5~28	7.57~8	达标	30~210	超标	141.25~343.5	超标	3.12~12.13	达标						
八月	污水厂进水口	20.5~27	7.78~12.44	超标	237~2268	超标	331.85~1918.85	超标	6.54~10.84	达标						
	污水厂排水口	20.5~27.5	7.81~8.35	达标	21.6~200	达标	81.2~272	超标	3.05~8.69	达标						
九月	污水厂进水口	15.5~24.5	8.76~12.61	超标	219~1392	超标	301.55~2907.3	超标	7.34~14.31	达标						
	污水厂排水口	16.5~25.5	7.79~8.3	达标	20~135	达标	41.1~148.5	超标	6.65~8.18	达标						
十月	污水厂进水口	13~14.5	9.51~12.64	超标	192~2458	超标	283.8~4074.75	超标	5.37~10.02	达标						
	污水厂排水口	13~14.5	7.89~8.25	达标	34~124	达标	84.9~188.17	超标	4.62~8.11	达标						
十一月	污水厂进水口	10.5~15	7.99~12.78	超标	41~767	超标	45.1~1296.4	超标	0.99~8.63	达标						
	污水厂排水口	9~14.5	7.68~12.8	超标	11~153	达标	29~119.9	超标	4.83~11.71	达标						
十二月	污水厂进水口	4.5~14	9.67~12.62	超标	26.4~1352.4	超标	71.3~903.95	超标	5.37~14.83	达标						
	污水厂排水口	6.5~11.5	12.26~12.55	超标	5.2~105	达标	38.4~155.6	超标	8.69~10.48	达标						

注:排污水质分析评价依据《污水综合排放标准》(8978-1996)

5.3.3 煤矿疏干水

根据《新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产项目水资源论证报告》，石河子市南部天山北坡开采规模较大的煤矿有塔西河煤矿和洪沟煤矿。塔

西河煤矿位于项目区东南部的塔西河东岸中低山区，距项目区直线离约 49km。目前正在扩建，设计开采量 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 。据本次调查，该煤矿两个坑口合计排放疏干污水水量 $2900 \text{m}^3/\text{d}$ 。若采用塔西河煤矿处理达标疏干水，用管道输水其 $2900 \text{m}^3/\text{d}$ 的供水量不能满足电厂日均需水量 $0.575 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的要求。而且水权属玛纳斯县，申请取水困难；红沟煤矿位于项目区南部的玛纳斯河西岸，距项目区直线离约 48km。设计开采量 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现状开采量 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。据本次调查，煤矿疏干水量 $15 \sim 18 \text{m}^3/\text{h}$ ，全天最大排水量 $430 \text{m}^3/\text{d}$ ，直接排入玛纳斯河。若用红沟煤矿疏干水，用管道输水，其供水量不能满足电厂日均需水量 $0.575 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的要求。

上述两个煤矿疏干水可供水量相加为 $3330 \text{m}^3/\text{d}$ ，供水量不能满足电厂日均需水量 $0.575 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的要求。另外，供水管道需跨越塔西河、玛纳斯河及中低山区，沿线地质条件复杂，管道安全难以保障，后期维护困难。

5.3.4 电厂供水水源选择

石河子市污水处理厂处在农灌区，处理后的中水直接排入蘑菇湖水库用于下游农业灌溉和沙漠生态灌溉，没有多余的水量向工业供水；冬季(每年 12 月底到来年的 4 月初)污水处理厂无法正常运行，污水经磨引渠直接排入蘑菇湖水库。城市中水的水量、水质保证率较低，且输水距离较长，不能满足电厂供水要求，因此，本项目供水水源不考虑采用石河子市中水供水方案。

煤矿疏干水供水量不能满足电厂水量要求，且输水距离较长，因此，本项目供水水源不考虑采用煤矿疏干水供水方案。

玛纳斯河红山嘴断面 95% 保证率下最小流量 $8.13 \text{m}^3/\text{s}$ ，详见表 5.3-1；玛纳斯河五级电站尾水渠 97% 保证率流量为 $4.8 \text{m}^3/\text{s}$ ，可满足电厂二期的用水需求。

本期工程供水水源考虑以玛纳斯河地表水作为供水水源，通过在玛纳斯河五级电站尾水渠上建设取水口(设施)及配套建设的补给水系统向本期工程供水，详见图 5.3-1。

由于电站引水渠和东岸大渠在每年 7~15 天岁修期间停止向下游供水，为保证电厂的供水安全，本期工程在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水口(设施)，在玛纳斯河五级电站尾水渠停水期间，利用东岸大渠节制闸调整东岸大渠节制闸闸上、闸下段的检修时段，通过玛纳斯河取水渠、东岸大渠节制闸闸上段、东岸大渠节制闸、补水渠、涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞向本期工程提供备用水源，详见图 5.3-1、2。

由于电站引水渠和东岸大渠每年在主汛期停水检修时停止向下游供水，为保证电厂的供水安全，本期工程在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水设施，在玛纳斯河主汛期五级电站尾水渠停水期间，通过玛纳斯河河道、补水渠节制闸、补水渠、

涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞、备用取水设施向本期工程提供备用水源，详见图5.3-1。

5.4 贮灰场

本期工程两台机组设计煤质年产灰渣总量为 $45.9 \times 10^4 \text{t}$ ：其中灰量为 $41.31 \times 10^4 \text{t}$ 、渣量为 $4.59 \times 10^4 \text{t}$ ，年石膏量为 $5.21 \times 10^4 \text{t}$ ，年石子煤量约为 $1.232 \times 10^4 \text{t}$ 。

天富南热电厂一期工程两台机组设计煤质年产灰渣总量为 $18.49 \times 10^4 \text{t}$ ：其中灰量为 $16.63 \times 10^4 \text{t}$ 、渣量为 $1.86 \times 10^4 \text{t}$ ，年石膏量为 $1.6 \times 10^4 \text{t}$ ，年石子煤量约为 $0.35 \times 10^4 \text{t}$ 。

根据本期工程《粉煤灰综合利用专题报告》(F1971K-A-36)的结论：综合利用中断期间的一期、二期工程灰渣、脱硫石膏需运送至电厂贮灰场临时(中转)贮存，待次年各综合利用项目启动后，由电厂贮灰场运送至各综合利用项目；未被综合利用的石子煤需运送至电厂贮灰场贮存。电厂贮灰场容积按能够贮存新疆天富南热电厂一期工程 $2 \times 125 \text{MW}$ 及二期扩建 $2 \times 330 \text{MW}$ 工程 1~1.5 年的灰渣、脱硫石膏及石子煤产量来考虑，即贮灰场设计容积为 $73 \times 10^4 \text{m}^3 \sim 110 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

天富南热电厂一期工程贮灰场距厂址西南约 16.5km，位于西热电材料厂灰场西侧，为黄土冲沟，沟内为荒地，冲沟沟谷呈 U 型，沟内宽约 150m，沟长度 750m，平均沟深 16m。该灰场最终堆灰至高程 523m，最大堆灰高度 25m，占地 $2.16 \times 10^5 \text{m}^2$ ，相应堆灰容积 $205.1 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

天富南热电厂一期工程贮灰场能够满足新疆天富南热电厂一、二期工程 1~1.5 年的灰渣、脱硫石膏的中转贮存及新疆天富南热电厂一、二期工程 30 年石子煤产量永久贮存所需的贮量。

本期工程除灰渣系统采用灰渣分除，风冷除渣系统，气力除灰，灰渣汽车外运至综合利用现场，在外部综合利用中断期间汽车外运至天富南热电厂一期工程贮灰场作中转贮存。

5.5 厂址区域稳定性评价与岩土工程条件

5.5.1 厂址区域稳定性评价

5.5.1.1 地震活动性评价

1)区域范围涉及北、中、南天山地震带，各地震带的地震活动具有强度大、频度高的特点。地震活动趋势分析反映，在未来百年内，各地震带的地震活动水平与过去百年相当。区域未来有发生 6 级地震的危险。

2)区域内共发生 $M \geq 4.7$ 地震 60 次，其中 $M \geq 7.0$ 地震 2 次，6.0~6.9 级地震 4 次，5.0~5.9

级地震 36 次，4.7~4.9 级地震 18 次，最大地震为 1906 年 12 月 23 日沙湾东南 7.7 级地震。5 级以上地震大都发生在活动断裂及其附近。

3)1970 年~2007 年 11 月区域台网共记录到 $M \geq 2.0$ 地震 2201 次，其中 5.0~5.9 级地震 11 次，4.0~4.9 级 63 次，3.0~3.9 级 384 次，最大地震为 1995 年 5 月 2 日乌苏 5.8 级地震。地震主要分布北天山山前地带，具有线状和片状分布特征，中、小地震活跃。

4)根据对区域震源机制解、水系分布和地震地质构造特征分析，表明区域现代构造应力场主要受北北东向水平挤压作用力控制，其错动方式主要以倾滑逆冲为主。

5)场地曾遭受多次破坏性地震的影响，其中影响最大的地震为 1906 年 12 月 23 日沙湾东南 7.7 级地震，对场地的影响烈度为 VII 度。

6)1970 年以来，近场区发生 $M \geq 2.0$ 地震 101 次，其中 4.0~4.9 级地震 1 次，5.0~5.9 级地震 1 次，场区(场地周围 5km 范围内)无 3 级以上地震发生。

5.5.1.2 地震构造评价

区域范围包括了哈萨克斯坦-准噶尔板块和塔里木-华北板块，地质构造复杂，新构造运动强烈。区域范围内主要分布有活动断裂 22 条，其中全新世活动断裂 11 条，区域内的喀什河断裂具有发生 8 级地震的构造条件；博罗科努-阿其克库都克断裂、清水河子断裂、喀拉温古泉断裂、那拉提断裂和柴窝铺盆地南缘断裂具备发生 7 级地震的构造条件；区域内 6 级地震构造主要有独山子-安集海断裂、霍尔果斯-玛纳斯-吐谷鲁断裂、亚马特断裂、西山断裂、阜康南断裂和乌拉斯台断裂等。

近场区在大地构造上主要位于乌鲁木齐山前拗陷内，在新构造分区上主要包含了天山北麓最新隆起和准噶尔南部拗陷，新构造主要表现为南北向压缩隆起和差异升降运动的特征。近场区内的活断层均为乌鲁木齐山前拗陷第二排逆断裂-背斜构造带，即霍尔果斯-玛纳斯-吐古鲁逆断裂-背斜带的次级构造，这些断层下部汇聚到同一滑脱面上，滑脱面的根部与清水河子断层相交汇，由于它们切割深度不大，属表皮构造，不易聚集太多的能量，因而发生大地震的可能性较小，但在构造力的作用下，新活动容易表现出来，具备发生 6.5 级地震的构造条件，未来有发生 6.5 级地震的可能。

5.5.1.3 地震危险性分析

区域范围共划分 20 个潜在震源区，对场地影响较大的潜在震源区包括石河子南 6.5 级潜源、清水河子 8.0 级潜在震源区、博-阿断裂西北段 7.5 级潜在震源区、博-阿断裂中段 7.5 级潜在震源区、乌鲁木齐 7.5 级潜在震源区。

应用概率方法计算得出场地 50 年超越概率 63%、10%、2%的基岩峰值加速度分别为

53.1gal、159.6gal、277.9gal。结果见表 5.5-1。

表 5.5-1 场地地震危险性结果(50 年基准期)

超越概率水平	P=63%	P=10%	P=2%
加速度 A (gal)	53.1	159.6	277.9

5.5.1.4 场地工程地质条件与地震地质灾害评价

厂址地形平坦开阔，天然地基土层结构主要由冲洪积卵砾石层组成，场地等效剪切波速为 349~357m/s，场地最小覆盖层厚度为 8~10m，地下水埋深大于 30m，场地类别为 II 类，属中硬场地土。场地内无其它地震地质灾害发生的可能性。为抗震有利地段。

场地基本排除未来发生地震滑坡、砂土液化、震陷以及构造性地裂等地震地质灾害的可能性。

5.5.1.5 场地地震反应分析

根据场地地震危险性分析，利用土的动力学参数建立计算模型，输入人造地震波计算场地在 50 年超越概率 63%、10%、2% 下的土层反应，结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 场地水平向设计地震动参数

参数 概率	β_0	K	α_{\max}	T_g
P ₅₀ =63%	2.4	0.08	0.19	0.35
P ₅₀ =10%	2.4	0.22	0.53	0.40
P ₅₀ =2%	2.4	0.38	0.91	0.45

根据上表可知：场地在 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.22g，特征周期为 0.4s，基本烈度为 VIII 度。场地等效剪切波速为 349~357m/s，场地最小覆盖层厚度为 8~10m，地下水埋深大于 30m，场地类别为 II 类，属中硬场地土。场地内无其它地震地质灾害发生的可能性。为抗震有利地段。

5.5.2 厂区岩土工程条件及环境岩土工程问题

5.5.2.1 厂区岩土工程条件

厂址位于新疆维吾尔自治区石河子市东南方向约 5km(直线距离)处，北距北疆铁路 1.3km，区域地貌为天山北坡玛纳斯河西岸冲洪积平原，原始地貌属玛纳斯河的 II、III 级阶地，厂区地形较为平坦，地面海拔高程在 539.0~543.0m 之间，自然坡度 1~3%，地势呈南高北低，为天富南热电一期西段的扩建区域，现为一期施工场地，场地内分布着大量的杂物、临建物及地下水管线。厂区西侧围墙内有一条 220kV 高压线穿过。

厂址在勘探深度 40m 范围内的岩土地层主要由杂填土、粉质粘土、卵石地层组成。

厂区地下水位埋藏深度在 -50m 以下，不考虑地下水对建(构)筑物基础的影响。

厂址区无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、采空区、地面沉降等不良地质作用。

厂区粉质粘土具有非自重湿陷性，湿陷等级为 I 级，初步判定为非自重湿陷性场地。

场地土易溶盐含量全部小于 0.3%，属非盐渍土。初步判定场地土对混凝土结构无腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构无腐蚀性。

针对类似本期工程的结构类型、特点、荷载分布及对变形的要求，考虑场地的岩土工程条件、地下水条件、岩土参数的不确定性等因素，对本期工程主要和附属建筑物的地基方案初步分析得出，本次勘探深度 40m 范围内的岩土地层以杂填土、粉质粘土、卵石为主，杂填土工程性质差，建议清除；粉质粘土层，工程性质一般；下部卵石，厚度大，承载力高，工程性质良好，是理想的天然地基持力层和下卧层。

重要建(构)筑物采用②层卵石直接作为持力层，但②层卵石层中夹有 0.3m 左右的粉砂、粗砂，呈透镜体分布，应进行强度和变形验算，如不满足建(构)筑物对地基要求时，应采取结构措施。当重要建(构)筑物基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理。

一般建(构)筑物基础底面位于卵石层时可采用天然地基，当基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理，当基础底面位于①层粉质粘土时，可根据地基要求和地层的分布情况，采用天然地基或砂(砾)卵石换土填层方案。

5.5.2.2 环境岩土工程问题

本期拟选的厂址和灰场，根据目前勘察，厂址地形较平坦，不存在边坡稳定问题；本次拟选灰场为砖厂废弃的取土坑，坑边已形成一定的边坡，在目前现状下，该边坡处于相对安全稳定的。考虑到将来厂址施工时深、大基坑开挖的弃土堆放不合理，以及灰场库区内取土，可能会产生一些不稳定的边坡，建议对深、大基坑开挖和库区内取土，必须按规范要求进行放坡或边坡支护，从而避免因基坑壁失稳造成地质灾害的发生。对弃土和贮料的堆放须进行科学的设计与管理，其高度、坡角也须符合技术规范要求。

贮灰场广泛分布有弱透水性的粉质粘土，当灰场运行后灰水会向灰场外渗漏，污染环境，因此建议贮灰场采取防渗处理。

另外，在施工过程中，还应加强施工用水管理，严禁各种形式的水进入场地或基坑内，尽量避免不良影响的发生。

5.6 工程水文气象条件

5.6.1 工程水文

5.6.1.1 天然径流

玛纳斯河(简称玛纳斯河)发源于天山北麓依连哈比尔孕山脉,主流源远流长,由南向北流经沙湾、玛纳斯、石河子等县(市)汇入玛纳斯湖,全长324km。玛纳斯河的主要支流有大白杨沟、小白杨沟、清水河、红霓沟、芦苇沟、狼协沟等河沟。

玛纳斯河上游流经中高山地带,河源最高峰在5000m以上,雪线3600m以上为终年积雪所覆盖,冰川面积约700km²,是冰川径流补给的可靠来源。雪线以下3600~1500m地区,降雨比较丰沛,天山雪松林发育,植被比较好河网密度较大,是河川径流形成区。中游多低山丘陵,岩石裸露,两岸植被比较差,延河河谷阶地发育,陡崖高达40m左右,自红山嘴渠首工程以下,河道开阔,在平水年枯水季节,河水均引入东岸大渠,河流呈干涸状态。下游洪积山前缘,有大量泉水溢出,形成沼泽和泉流河。玛纳斯河下游灌区,灌溉系统已具有一定规模,并有夹河子、跃进、大泉沟、蘑菇湖等水库,总库容4.38×10⁸m³,起到蓄水调洪的作用。

玛纳斯河干流上有两个基本水文站:一是肯斯瓦特水文站,该站在玛纳斯县南面的肯斯瓦特,地理位置为E86°05′、N43°59′,站址上的集水面积4637km²,海拔高程940.0m。二是红山嘴水文站,该站设在玛纳斯县红山嘴,地理位置为E86°09′、N44°13′,站址以上的集水面积5156km²,海拔高程610.0m。

玛纳斯河下游在红嘴山以下进入冲积扇地区,河床渗漏严重,据当地水利部门介绍,其渗漏损失约25%。河床由卵石、砾石和沙子组成。由于河道渗漏量较大,河流两岸地下水是比较丰富的。

5.6.1.2 水库

肯斯瓦特水库在石河子以南约36km处的玛纳斯河干流之上,水库坝址与肯斯瓦特水文站相邻,距厂址及下游出山口红山嘴水文站30km。肯斯瓦特水利枢纽工程是一座具有灌溉、防洪、生态供水、发电等综合利用效率的水利工程,本水利枢纽工程为大(2)型二等工程。设计洪水标准为500年一遇(Q=1810m³/s),校核洪水标准为5000年一遇(Q=2700m³/s)。水库正常蓄水位965.0m,总库容3.113×10⁸m³,正常蓄水位下库容2.89×10⁸m³;死水位930.0m,死库容1.26×10⁸m³,兴利库容1.63×10⁸m³。

5.6.1.3 径流及洪水特性

玛纳斯河属融雪冰川补给型河流,河流水量的大小与山间气温有密切关系,洪水主要集中于七、八月份的汛期。红山嘴站、肯斯瓦特站多年流量观测资料统计结果见表5.6-1。

表5.6-1 玛纳斯河多年月平均流量表 单位: m³/s

月份 站	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
红山嘴	10.3	9.64	10.6	12.4	24.2	73.0	137	121	47.1	22.0	15.1	12.2	41.5
肯斯瓦特	7.37	6.38	6.67	9.26	21.9	71.0	132	118	44.5	18.9	11.7	8.96	38.4

根据玛纳斯河的洪水形成成因分三种类型：融雪型、暴雨型、混合型洪水。

融雪型洪水受气温控制，冰川及永久性积雪消融，洪水有明显一日一峰，峰谷变化较有规律。在整个汛期这里洪水水量占很大的比重，春季如果积雪量大，气温回升快，这样中、低山区和丘陵区的积雪融化能形成较大的春季洪水。

暴雨型洪水受局部天气和地形的影响，暴雨一般发生在中低山区，汇流速度较快，具有陡涨陡落、峰高量少、水势凶猛的特点，其洪水的历时很短，在数小时内即可完成。

混合型洪水主要发生于7、8月份，由高山区的融雪(冰)洪水和中低山区的暴雨洪水迭加而成。特点是洪峰高、洪量大、历时长，是水利枢纽工程、拦河水库重点防治的对象。

5.6.1.4 历史洪水调查

玛纳斯河的历史洪水曾有多家单位进行过数次调查和考证，根据收取到的资料汇总如下：

铁道部第一设计院于1956年4月为兰新铁路工程勘测，进行的洪水调查和分析成果为：对自1901年~1956年间的玛纳斯河洪水进行了排位，按洪水大小依次为1923年、1931年、1945年，并推得1931年的洪峰流量为842.6m³/s(玛纳斯河公路桥附近)，百年一遇洪峰流量1130m³/s和三百年一遇洪峰流量1330m³/s。

新疆自治区公路局在玛纳斯河大桥下游3km处调查计算1932年洪峰流量为760m³/s。

1977年6月由新疆农垦局总局设计院和石河子水文队等部门，联合对玛纳斯河进行历时3个月的历史洪水调查，其分析结果见表5.6-2。

表5.6-2 玛纳斯河干流历史洪水调查成果表 单位：m³/s、年

序号	1			2		
重现期	1906年			1940年		
站名	洪峰	重现期	资料评价	洪峰	重现期	资料评价
煤窑	1030	100	供参考	866	50	可靠
肯斯瓦特	1600	100	供参考	1932	50	可靠
红山嘴	1750	100	供参考	1440	50	可靠
序号	3			4		
重现期	1923年			1931年		
站名	洪峰	重现期	资料评价	洪峰	重现期	资料评价
煤窑	>607		较可靠	607	25	可靠
肯斯瓦特	>810		较可靠	810	25	可靠
红山嘴	>870		较可靠	870	25	可靠

1984年，发生一场罕见的春洪，汹涌的洪水从东、西、中三路汇流石河子至沙湾之间

的乌拉乌苏地带，淹没了312国道，阻塞交通达半个多月，冲毁农田和水利工程施工设施。

1987、1988年连续两年洪水，玛纳斯河上夹河子水库告急，被迫向玛纳斯河古道大量泄水，造成石莫公路交通中断。

1994年出现近百年一遇的特大洪水，造成312国道玛纳斯河公路大桥桥墩下沉，致使桥面断裂交通中断。

1996年出现特大洪水，洪水历时长，峰高量大，北疆铁路玛纳斯河大桥西段冲毁10余米，钢轨悬空，致使铁路中断；亦冲毁了玛纳斯河西岸防洪堤及堤后的西调渠达3km长，夹河子水库溢洪道超设计流量泄水，冲毁了溢洪道的1、2号闸门。

1999年7月20日~8月20日，玛纳斯河与其相邻的金钩河、巴音河同时发生特大洪水，玛纳斯河的洪峰流量高达 $1100\text{m}^3/\text{s}$ ，七日洪量达 $2.496\times 10^8\text{m}^3$ ，造成下游夹子河水库最高水位离坝顶仅0.13m，呼克公路交通中断，欧亚通讯光缆中断，石油管线中断，经济损失多达8亿人民币。

5.6.1.5 玛纳斯河两岸防洪工程现状

玛纳斯河从肯斯瓦特至红山嘴渠首河道长30km，两岸只有二级电站引水渠和少量河滩林地，尚无防洪工程。

红山嘴渠首至夹河子水库段长有30km，沿河东西两岸有引水干渠、水电站、玛纳斯火电厂，跨河有乌伊公路桥、乌奎高速公路桥、北疆铁路桥、玛纳斯河西岸调水大渡槽及过河涵洞。防洪工程主要是两岸不完全连续的防洪堤。

东岸大堤长20.6km主要保护玛纳斯河东岸大渠和红山嘴电厂的四座引水式电站、玛纳斯火电厂等设施。

西岸防洪堤19km，主要保护沿岸耕地、石河子市、堤后的西岸调水渠。

目前红山嘴过水断面的洪峰流量超过 $500\text{m}^3/\text{s}$ 时，两岸防洪堤就无法承受。特别是玛纳斯河大渡槽上、下游受河床淤积的影响，过水能力已有原设计的 $648\text{m}^3/\text{s}$ 下降为目前的 $500\text{m}^3/\text{s}$ 左右。根据1954~1999年的水文系列进行洪峰频率分析， $500\text{m}^3/\text{s}$ 仅相当于玛纳斯河10年一遇的洪峰流量，因此认为红山嘴-夹子河水库间的两岸防洪堤目前的防洪能力为10年一遇标准。

5.6.1.6 玛纳斯河两岸防洪工程规划

玛纳斯河洪水多年来给石河子市造成巨大的经济损失，为确保北疆铁路、312国道及乌奎高速公路交通顺畅，欧亚通讯光缆正常运行，当地水利部门对石河子市进行总体防洪规划。其中渠首至公路大桥段按50年一遇洪水标准设防，防洪流量为 $1030.5\text{m}^3/\text{s}$ ，设计洪水位

为585.67~529.06m，设计堤顶高程587.37~530.62m。公路大桥至夹子河水库段按20年一遇标准设防。

5.6.1.7 玛纳斯河洪水分析及计算

红山嘴水文站是玛纳斯河下游出山口处的控制测站，集水面积为5156km²。于1955年05月设立到1995年撤站后，由玛纳斯河流域管理处引水渠首继续观测，观测项目仅为径流。

肯斯瓦特水文站是玛纳斯河中上游的控制测站，断面基本控制了全部的地表径流，1955年5月设立至今。测站断面比较规整，河床稳定，资料齐全，系列长，代表性好。

但在洪水计算过程中，红山嘴和肯斯瓦特两个水文站的资料进行比较，并根据实测和调查历史洪水资料，采用经验频率由P-III型曲线适线，获得玛纳斯河的各设计洪峰流量有较大的差别，由于红山嘴水文站于1995年撤站，洪水计算时没有加入1996、1999年发生的特大洪水资料。1999年夏，天山北坡各河流普遍发生了特大洪水，肯斯瓦特水文站也相应出现了有实测记录以来的最大洪水。

因此认为本次洪水计算采用肯斯瓦特站的资料较为合理，而且两站之间无其他支流加入，根据石河子市城市防洪工程可行性研究报告，其洪水计算资料亦采用肯斯瓦特站的资料。采用1953~2001年肯斯瓦特站实测洪水资料，经验频率由P-III型曲线适线，算得玛纳斯河的各设计洪峰流量能够反映厂址河段洪水的变化规律，计算成果见表5.6-3。

表5.6-3 玛纳斯河各频率设计洪峰流量

参数	项目	洪峰流量(m ³ /s)
均值		351
统计参数值	Cv	0.461
	R	5.9
选用参数值	Cv	0.6
	R	6.4
P(%)	0.1	2050
	1	1260
	2	1040
	5	759
	10	568

5.6.1.8 厂区及取水口洪水分析

本期工程属天富南热电一期西段的扩建区域，根据调查了解，一期工程从施工开始至今未受到过洪水危害，其原有的洪水设计结果满足本期设计要求。

厂址及取水口位于玛纳斯河的II、III级阶地，据玛纳斯河百年一遇洪峰流量1260m³/s与断面资料及有关参数，推算玛纳斯河不同断面处的百年一遇设计水位。

表5.6-4 百年一遇设计水位计算成果表

断面	坐标(m)	水位(m)
----	-------	-------

		西 岸	东 岸	
上	X	4902587	4902268	541.12
	Y	429623.4	430538.3	
下	X	4903179	4902868	535.65
	Y	429486.3	430639.4	

通过现场的洪水调查、并根据洪水位计算资料与厂址及取水口地面标高比较，玛纳斯河百年一遇的洪水对厂址及取水口均不产生影响。从现场对石河子南热电厂址的积水调查知：厂址区地势由南向北倾斜，地面标高在 539.0~546.0m 之间，如发生强降雨，一部分水会顺地势流入玛纳斯河，一部分汇入已建成的排水系统，厂区无大面积积水现象。

5.6.1.9 灰场洪水分析

本期灰场区域冲沟较发育，由于该与南山山脉相通，冰雪融化和大气降水后，有间歇性的洪水沿冲沟流向坑内，故此应采取必要的排洪、排水措施。

结合现有的 1:10000 地形图，经现场实地踏勘调查，本期灰场南侧汇水区域可分为两部分，一部分水汇向本期灰场内东侧的取土坑；另一部分水汇向本期灰场内西侧的取土坑，因此建议将本期灰场东南侧来水引向本期灰场以东，设置涵洞(或涵管)将汇水沿灰场外围排入灰场西北侧的自然冲沟内；将西南侧来水沿灰场外围排入灰场西北侧的自然冲沟内。该自然冲沟较发育，总体呈南北走向，上口宽 2~5m，下口宽 1~2m，深 1~3m。

依照实地调查情况及 1:10000 地形图，将灰场南侧汇水面积划分为东南侧和西南侧，东南侧汇水面积约为 0.68km²，西南侧汇水面积约为 0.40km²。

以石河子气象站从 1954 年到 2007 年的年最大一日降雨量资料作为计算数据，利用水文气象计算程序(EHP, V1.1 版本)计算，并结合当地的地理位置、地形地貌等综合因素分析，所得洪水频率计算结果见表 5.6-5、6。

表 5.6-5 本期灰场东南侧洪水频率计算

频率 (%)	水科院法		一院两所法		林平一法	
	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)
1	1.854	0.775	3.161	0.852	3.285	0.743
2	1.537	0.652	2.686	0.734	2.704	0.642
5	1.116	0.499	2.083	0.584	1.86	0.499

表5.6-6 本期灰场西南侧洪水频率计算

频率 (%)	水科院法		一院两所法		林平一法	
	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)	洪峰流量 (m ³ /s)	洪水总量 (10 ⁴ m ³)
1	0.884	0.445	1.669	0.489	1.884	0.426
2	0.733	0.374	1.42	0.421	1.551	0.368
5	0.532	0.286	1.102	0.335	1.067	0.286

据上述三种计算方法所得结果与实地勘察的情况经综合分析，本期灰场东南侧百年一

遇洪水总量 $0.75 \times 10^4 \text{m}^3$ ，洪峰流量按 $3.3 \text{m}^3/\text{s}$ 考虑，灰场西南侧百年一遇洪水总量 $0.43 \times 10^4 \text{m}^3$ ，洪峰流量按 $1.9 \text{m}^3/\text{s}$ 考虑。

5.6.2 气象条件

5.6.2.1 区域气候特征

厂址所在地区位于欧亚大陆腹地，地处天山北麓中段、准噶尔盆地南缘，远离海洋，受帕米尔高原、青藏高原和天山山脉的阻隔，来自海洋的水汽稀少，是典型的大陆性干旱气候区，气候特点表现为：气温变化剧烈，光照充足，雨量稀少，春季冷空气侵袭频繁，气温极不稳定，夏季雨较多，秋季天气晴朗，冬季天气稳定而严寒。

5.6.2.2 气象站位置及代表性

石河子气象站位于石河子西郊，中心坐标为 $\text{N}44^\circ19'$ 、 $\text{E}86^\circ03'$ ，观测场海拔高度为 442.9m 左右，该气象站于 1951 年建站至今，未发生搬迁变化，其 50 余年的基础资料及气象条件的可靠性、一致性及代表性都是可信的，由于气象站与厂址相距约 8km (直线距离)，与二期灰场相距约 16km (直线距离)，中间无高大地形阻隔，二者又同处一个气候区，所以该气象站的常规气象资料可以直接移用。

因本期工程拟采用空冷设备，厂址附近将建临时气象观测站，待建站观测一年与石河子气象部门所得数据进行相关分析后，再将部分气象参数进行适当调整。

根据石河子气象站实测资料统计，本站的常规气象要素主要气象特征参数：(资料年代 1952~2007年)

累年极端最高气温： 42.2°C 出现时间1975年7月13日

累年极端最低气温： -39.8°C 出现时间1954年12月29日

年平均气温： 7.4°C

累年平均气压： 968.3hPa

累年最高气压： 970.6hPa

累年最低气压： 965.5hPa

累年最大一日降水量： 39.2mm 出现时间1999年8月14日

累年最大一次降水量及历时： 54.6mm 出现时间1999年8月13日~14日

累年年平均降水量： 209.6mm

累年年最大降水量： 339.7mm 出现时间 1999 年

累年年最小降水量： 124.9mm 出现时间 1978 年

累年年平均降雨日数： 57d

累年最大连续降水日数及出现日期：2d，出现时间 1999 年 8 月 13 日~14 日

累年年平均蒸发量：2073.8mm

累年年最大蒸发量：2633.1mm (1997年)

累年年最小蒸发量：1780.5mm (1994年)

累年平均相对湿度：65%

最小相对湿度：0%，出现时间1962年3月31日

累年平均水汽压：7.6hPa

累年平均风速：1.5m/s

累年最大积雪深度：54.0cm 出现时间 2000 年 1 月 2d

累年最大冻土深度：140cm 出现时间 1969 年 3 月 4d。

累年年平均沙暴日数：1d

累年年平均雷暴日数：15d

累年年平均积雪日数：109d

累年年平均大风日数：11d

累年年平均晴天日数：83d

累年年平均日照时数：2754.9h

累年年平均日照百分率：62%

累年主导风向为：S，次主导风向为：NE

最多冻融次数：4次

累年年平均结冰日数：152d(10月12日~4月10日)

50年一遇10min平均最大风速按30m/s考虑，对应计算风压为0.56kN/m²。

5.6.2.3 空冷气象条件

1) 典型年的选择

根据有关规范规定，累年算术平均气温值与近十年某年的平均气温最接近年做为典型年，根据该原则，结合所收集的资料计算可得，年均气温最接近10年平均气温8.2℃的年份出现1998年，但由于2005年之前气象站没有采用逐时观测，因此从2005年往后选一年，2005年年平均气温7.8℃最接近8.2℃，所以选取2005年作为典型年。待建站观测一年与石河子气象部门所得数据进行相关分析后，再进行适当调整。

表5.6-7 最近10年逐年平均气温

年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	10 年均温
---	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--------

均温(°C)	8.2	8.3	7.8	8.3	8.5	7.4	8.3	7.8	9.1	8.7	8.2
--------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

2)通过对典型年的统计可得到：典型年全年、冬季、夏季各风向频率和平均风速(见表5.6-8)。

表5.6-8 典型年全年、冬季、夏季各风向频率和平均风速

风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	WNW	C
冬	2	3	6	2	1	1	0	2	5	14	9	8	11	15	13	4	3
夏	1	7	5	7	5	2	3	8	11	10	7	9	5	4	7	3	6
年	2	4	6	7	4	2	2	7	8	9	7	7	7	8	7	4	8
风速	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	WNW	C
冬	0.6	1.0	1.7	1.3	0.4	0.3	0.2	0.6	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.2	
夏	0.7	1.9	1.7	1.9	1.6	1.4	1.2	1.3	1.4	1.6	1.8	2.4	2.4	2.0	2.0	1.8	
年	1.5	1.8	1.5	1.6	1.7	1.2	1.0	1.2	1.2	1.3	1.4	1.8	1.9	1.7	1.6	1.5	

典型年的年平均风速为 1.4m/s(利用 2min 平均风速资料统计值)。

3)最近十年风速>3m/s的风向频率玫瑰图，最近十年6、7、8月风速>3m/s的风向频率玫瑰图，典型年(2005年)风速>3m/s的风向频率玫瑰图，典型年(2005年)气温≥26°C、风速>4m/s的风向频率玫瑰图(见图5.6-2、3、4、5、6)。

4)统计典型年各级气温(温度区间为1°C)累计出现小时数(见表5.6-3);典型年气温累计频率曲线见图5.6-1。

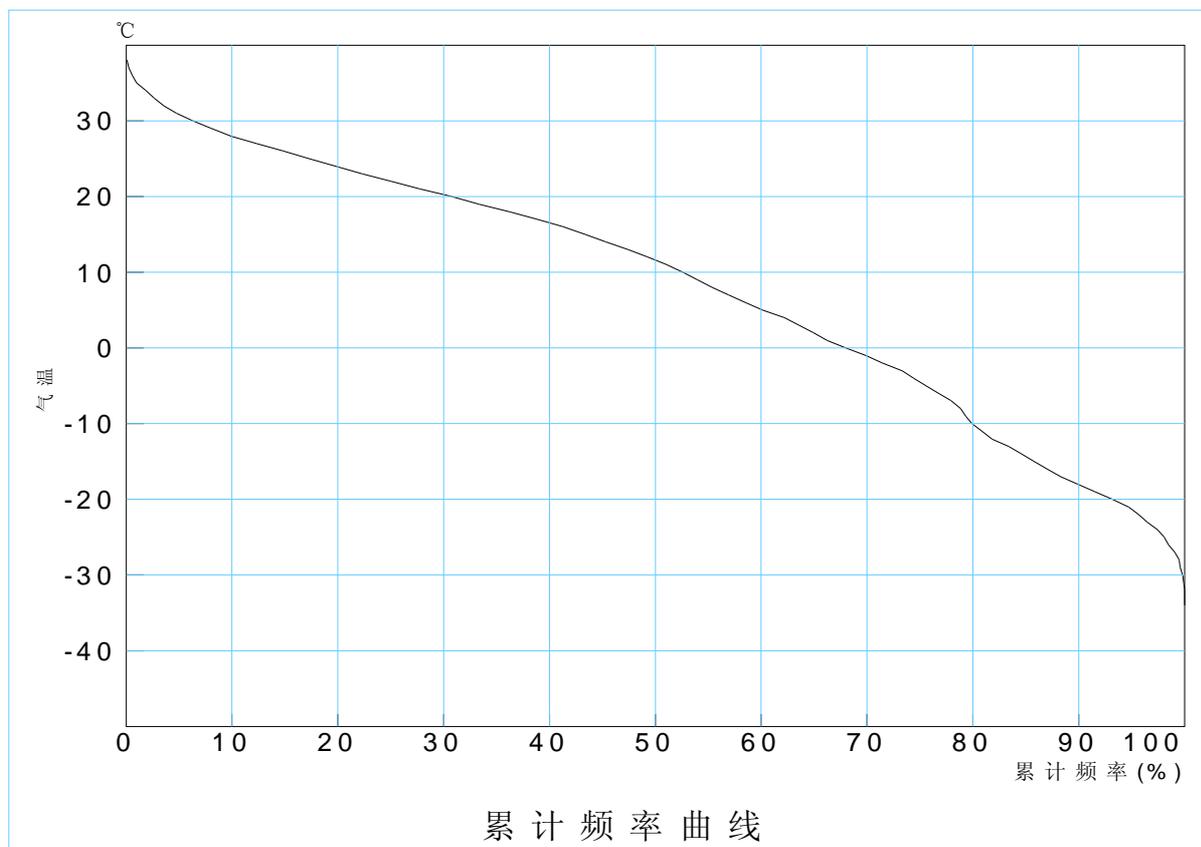


图 5.6-1 典型年气温累计频率曲线

表5.6-10 典型年各级气温累积出现小时数统计表

温度区间(°C)	累积数(个)	累积频率(%)	温度区间(°C)	累积数(个)	累积频率(%)
38	5	0.06	1	5801	66.22
37	21	0.24	0	5956	67.99
36	49	0.56	-1	6126	69.93
35	90	1.03	-2	6256	71.42
34	157	1.79	-3	6426	73.36
33	236	2.69	-4	6517	74.39
32	316	3.61	-5	6622	75.59
31	418	4.77	-6	6725	76.77
30	545	6.22	-7	6827	77.93
29	703	8.03	-8	6905	78.82
28	872	9.95	-9	6952	79.36
27	1079	12.32	-10	7000	79.91
26	1302	14.86	-11	7081	80.83
25	1511	17.25	-12	7172	81.87
24	1745	19.92	-13	7304	83.38
23	1960	22.37	-14	7406	84.54
22	2190	25	-15	7513	85.76
21	2428	27.72	-16	7623	87.02
20	2685	30.65	-17	7737	88.32
19	2923	33.37	-18	7880	89.95
18	3173	36.22	-19	8015	91.5
17	3399	38.8	-20	8165	93.21
16	3611	41.22	-21	8300	94.75
15	3803	43.41	-22	8379	95.65
14	3968	45.3	-23	8452	96.48
13	4156	47.44	-24	8535	97.43
12	4313	49.24	-25	8592	98.08
11	4470	51.03	-26	8632	98.54
10	4613	52.66	-27	8679	99.08
9	4732	54.02	-28	8714	99.47
8	4844	55.3	-29	8727	99.62
7	4988	56.94	-30	8747	99.85
6	5135	58.62	-31	8753	99.92
5	5272	60.18	-32	8757	99.97
4	5444	62.15	-33	8759	99.99
3	5573	63.62	-34	8760	100
2	5686	64.91			

5) 典型年小时气温 ≥ 24 、 28 、 32 °C时，风速 ≥ 3 m/s、 6 m/s、 9 m/s时各风向频率和平均风速(见表5.6-10)

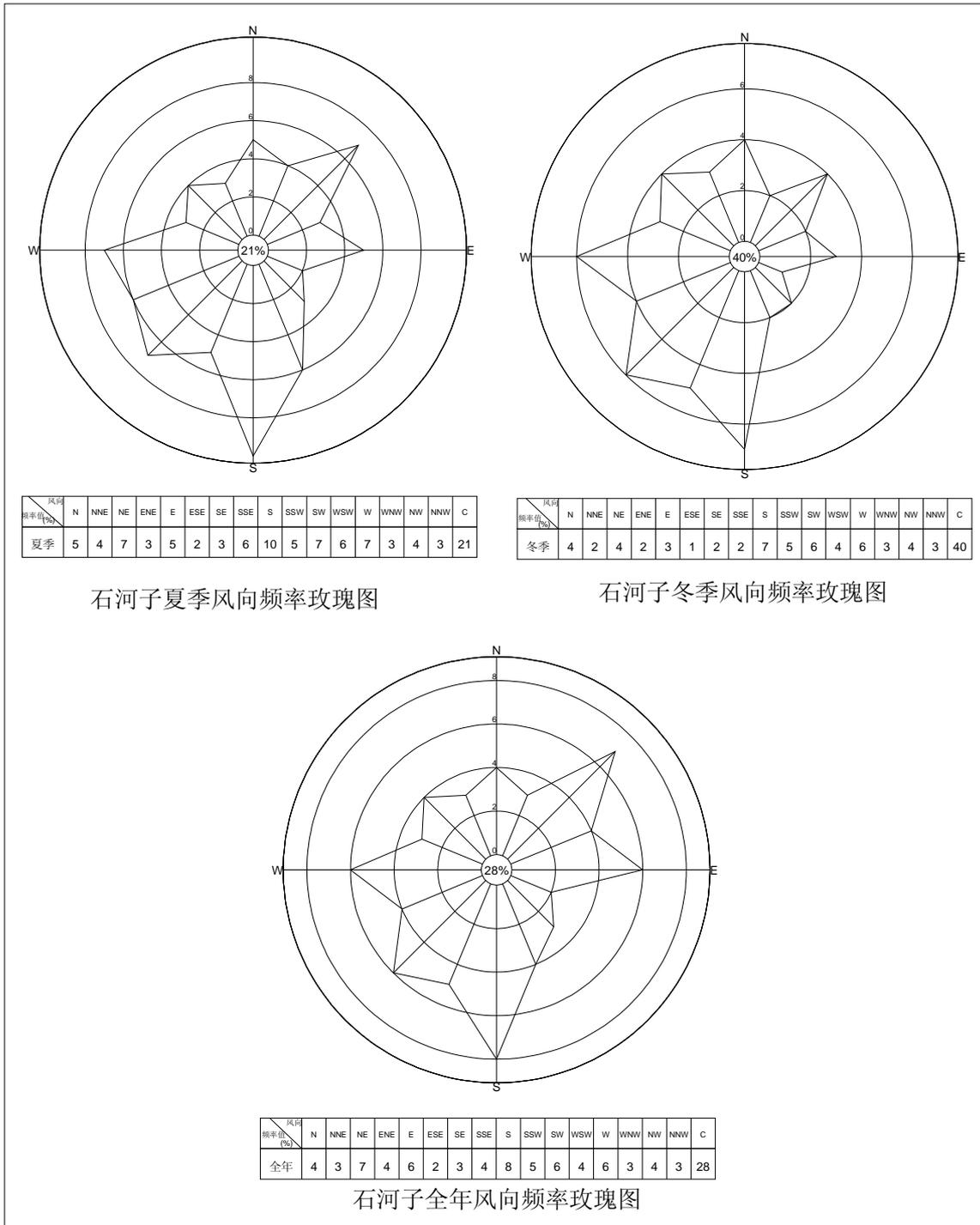


图 5.6-2 石河子地区累年(1957-2007)冬、夏、全年风向频率玫瑰图

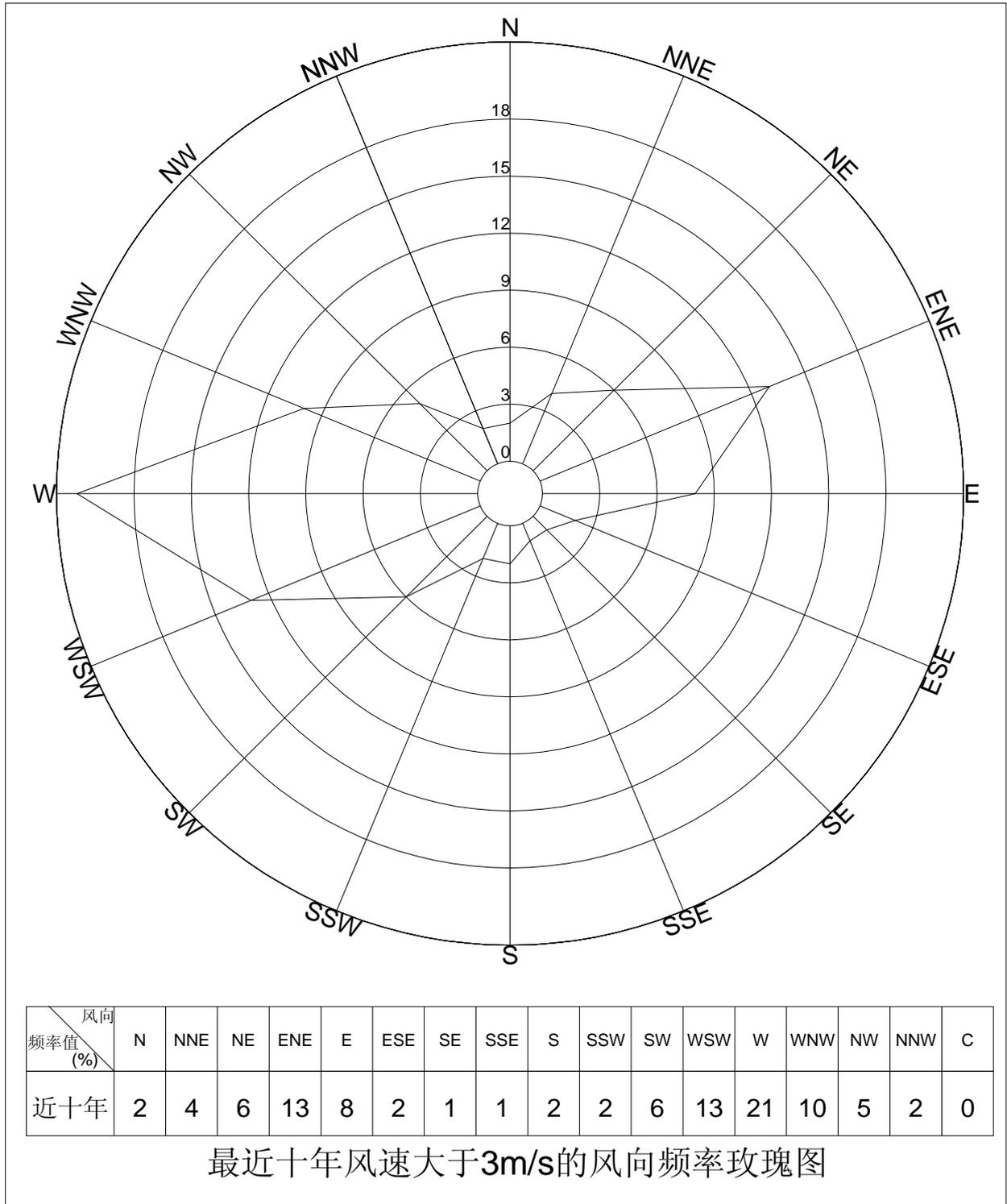


图 5.6-3 最近十年风速大于 3m/s 的风向频率风玫瑰图

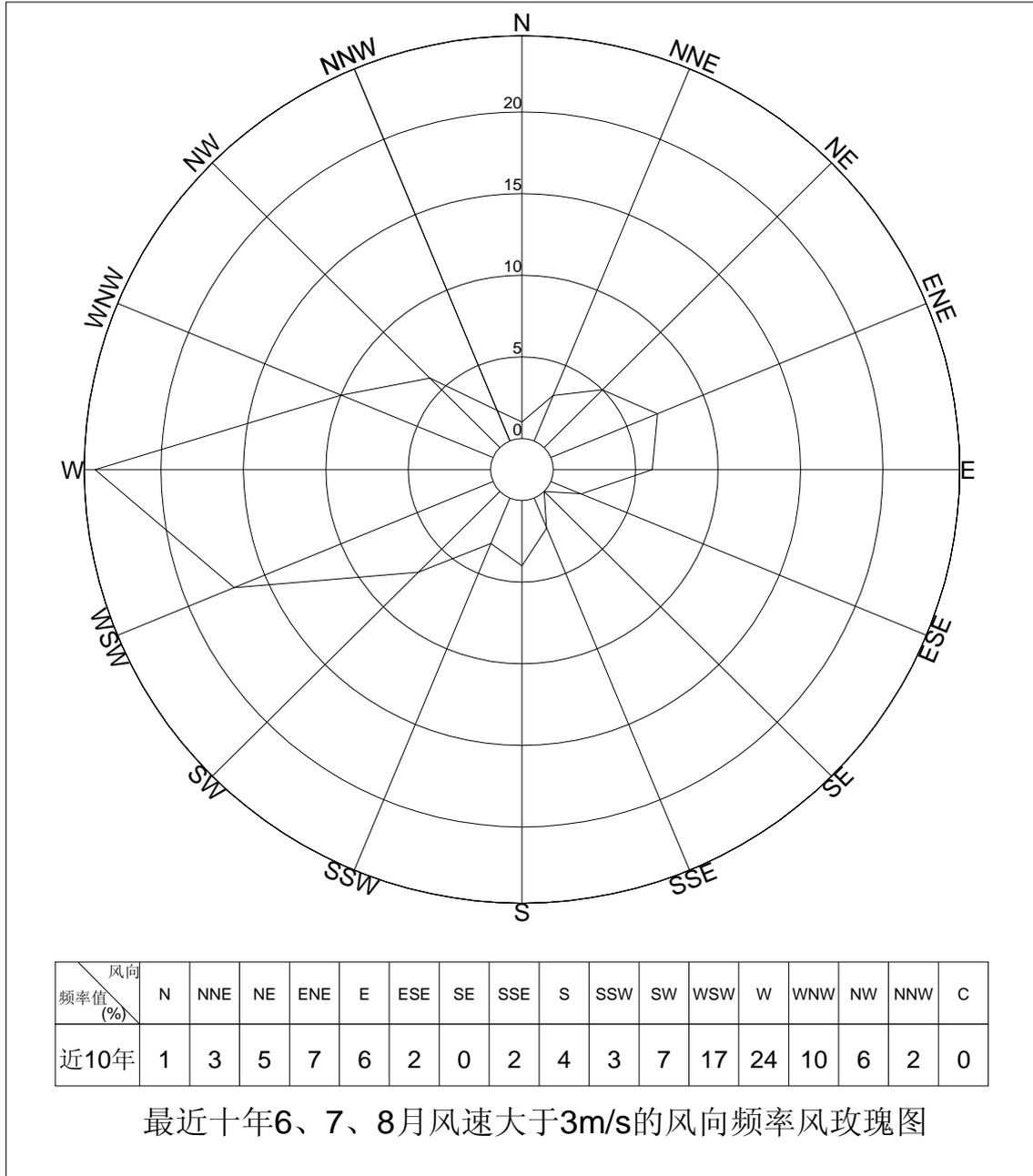


图 5.6-4 最近十年 6、7、8 月风速大于 3m/s 的风向频率风玫瑰图

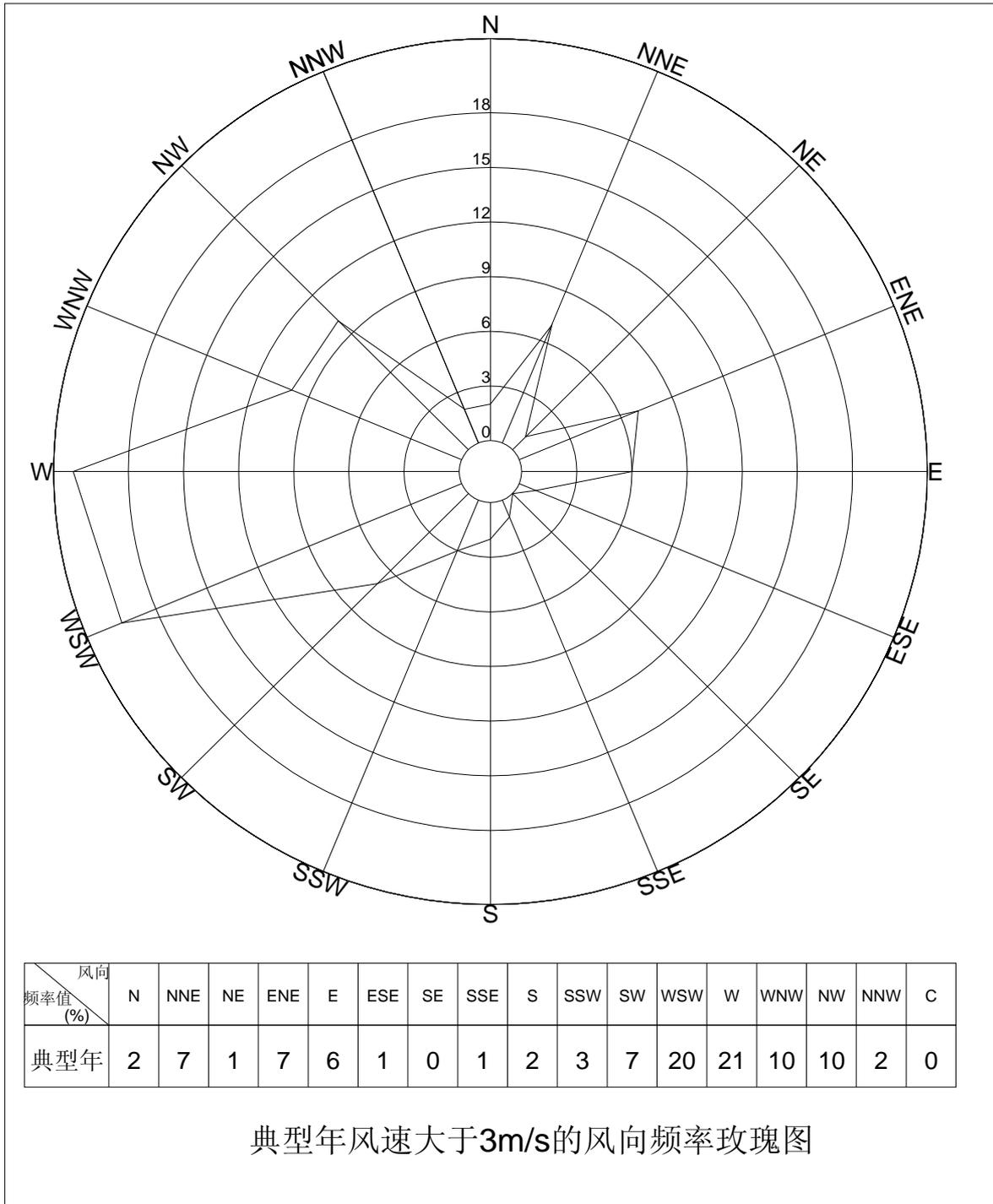


图 5.6-5 典型年风速>3m/s 的风向频率风玫瑰图

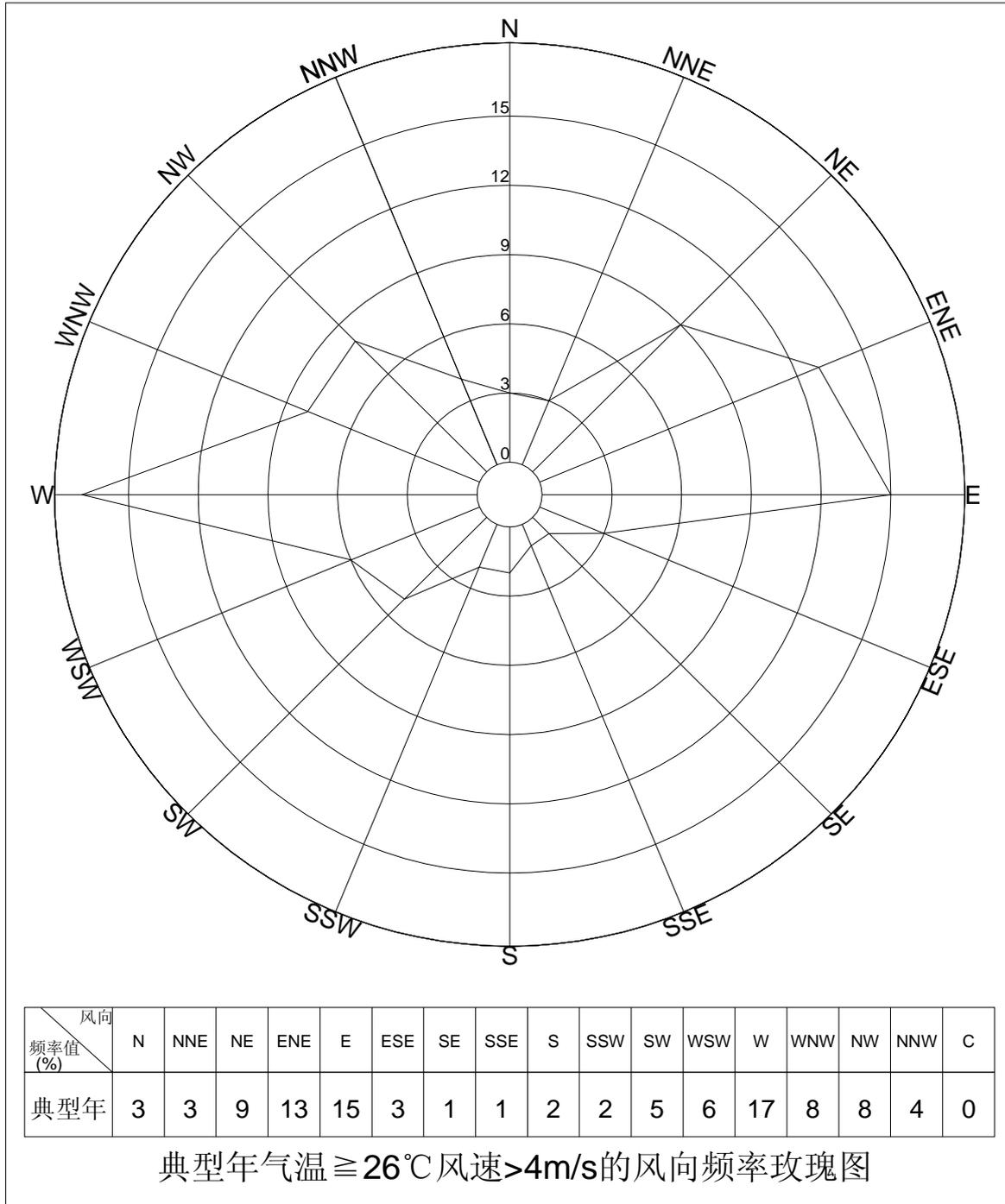


图 5.6-6 典型年气温 $\geq 26^{\circ}\text{C}$ 、风速 $> 4\text{m/s}$ 的风向频率玫瑰图

表 5.6-16

石河子典型年(2005 年)小时风速气温统计表

单位: (频率: %; 风速: m/s)

项 目	N		NNE		NE		ENE		E		ESE		SE		SSE	
	频率	风速	频率	风速												
风速≥3.0m/s	2	3.5	6	4.0	4	3.4	7	3.5	7	3.7	0	3.5	0	3.9	1	3.4
风速≥6.0m/s	0	0	7	6.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
风速≥9.0m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
气温≥24℃, 风速≥3.0m/s	2	3.3	5	3.3	5	3.4	7	3.3	2	3.2	0	0	0	0	1	3.4
气温≥28℃, 风速≥3.0m/s	2	3.4	8	3.3	9	3.4	7	3.3	1	3.6	0	0	0	0	1	3.1
气温≥32℃, 风速≥3.0m/s	4	3.4	12	3.2	12	3.2	8	3.3	2	3.6	0	0	0	0	2	3.1

注: 规范规定, 风向频率取整数, 小数四舍五入, 某风向频率<0.5 时记为 0, 未出现时, 相应栏空白。

续附表

石河子典型年(2005 年)小时风速气温统计表

项 目	S		SSW		SW		WSW		W		WNW		NW		NNW	
	频率	风速	频率	风速	频率	风速	频率	风速	频率	风速	频率	风速	频率	频率	风速	频率
风速≥3.0m/s	2	3.7	5	3.7	7	4.0	14	4.2	22	4.6	13	4.1	8	3.8	3	3.4
风速≥6.0m/s	0	0	0	0	2	6.5	14	7.0	55	7.1	19	6.9	2	6.3	0	0
风速≥9.0m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	9.2	0	0	0	0
气温≥24℃, 风速≥3.0m/s	4	3.9	5	3.5	8	4.0	9	4.3	25	4.8	15	3.9	11	3.7	3	3.3
气温≥28℃, 风速≥3.0m/s	2	3.9	4	3.4	7	4.0	5	4.4	21	4.5	17	4.0	12	3.6	3	3.4
气温≥32℃, 风速≥3.0m/s	4	3.8	0	0	2	4.0	6	4.0	10	4.1	16	3.6	16	3.9	6	3.4

注: 规范规定, 风向频率取整数, 小数四舍五入, 某风向频率<0.5 时记为 0, 未出现时, 相应栏空白。

5.6.3 结论和建议

5.6.3.1 本期工程拟选场址附近没有气象观测站，最近的气象观测站是在距本期工程约8km的石河子气象观测台，因此工程点气象条件暂引用该气象台资料。需对一些受地形地貌影响的参数(如风速、降雨等)取值进行适当调整后才可移用石河子市气象观测资料，其中一部分数据可在建站观测一年后进行调整。

5.6.3.2 厂址和灰场区域主导风向：累年主导风向为：S，次主导风向为：NE。

5.6.3.3 累年最大冻土深度 140cm。

5.6.3.4 综合分析本期工程推荐采用下列风速值：50年一遇10min平均最大风速为30m/s，计算风压为0.56kN/m²。

5.6.3.5 根据石河子气象站最近5年夏季6、7、8月逐日平均湿球温度统计，求得累积频率为10%的湿球温度为19.8℃，选择相对湿度最大的一日为2001年6月22日及2003年6月5日，对应的日均干球温度为19.8℃，相对湿度为49%，平均气压分别为956.3hPa和959.5hPa，平均风速分别为2.6m/s和1.8m/s。

5.6.3.6 根据石河子市气象站1954~2007年的年一日最大降雨资料统计计算，得到厂址区域百年一遇的24小时最大降雨量为48.268mm。

5.6.3.7 通过现场的洪水调查、并根据洪水位计算资料与厂址地面标高比较，玛纳斯河100年一遇的洪水对厂址不产生影响。从现场对石河子南厂址的积水调查知：厂址区地势由南向北倾斜，如发生强降雨，一部分水会顺地势流入玛纳斯河，一部分汇入已建成的排水系统，厂区无大面积积水现象。

5.6.3.8 一期灰场设计之初，其冲沟百年一遇洪峰流量为 4.3m³/s，相应洪水总量为 3.32×10⁴m³，从施工到现在未受到过洪水危害。

5.6.3.9 二期灰场区域内有冲沟发育，由于灰场与南山山脉相通，冰雪融化和大气降水后，有间歇性的洪水沿冲沟流向坑内，因此建议将二期灰场东南侧来水(百年一遇洪水总量 0.75×10⁴m³，洪峰流量 3.3m³/s)引向二期灰场以东，经涵洞排向灰场北侧的自然沟中，将西南侧来水(百年一遇洪水总量 0.43×10⁴m³，洪峰流量 1.9m³/s)沿灰场西侧排向灰场北侧的自然冲沟。

6 工程设想

6.1 全厂总体规划及厂区总平面规划

本期工程为新疆天富南热电厂二期扩建工程，现有机组容量为 2×125MW，本期扩建 2×300MW 级燃煤供热空冷机组，并留有扩建余地。本期扩建方式为原厂同址扩建，在一期工程扩建端外原厂围墙范围内建设，建设单位为新疆天富热电股份有限公司。

6.1.1 厂址总体规划

6.1.1.1 原厂总体规划

- 1) 厂区方位：主厂房纵轴东西向，固定端向东，出线向北。东围墙距东十路 65m；
- 2) 出线：采用 110kV 和 220kV 二级电压送出，110kV 出线 6 回，220kV 出线 4 回；
- 3) 水源及冷却方式：以地下水及引水济石工程作为供水水源，冷却方式为湿冷二次循环；
- 4) 煤源及燃料运输：煤源为天富电力集团公司下属的南山煤矿和玛纳斯县境内的煤窑沟矿、凉州户股份制煤矿等。全部采用公路运输，各矿平均运距约 75km；
- 5) 灰场：南山山沟山谷灰场，距厂址西南约 16.5km，灰渣采用公路运输，运距 25km；
- 6) 防排洪：厂区不受洪水影响；
- 7) 排水：厂区雨水及事故状态废水排至城市下水管网；
- 8) 生活区：生活区依托石河子市；
- 9) 施工生产及生活区：设于厂区扩建端外，占地面积 22hm²。

6.1.1.2 本期工程总体规划

- 1) 本期工程为二期扩建工程，扩建方式为原厂顺扩；
- 2) 厂区方位及出入口沿用原厂格局，本期工程不再重新规划；
- 3) 变压器高压侧接入电厂一期已建成的 220kV 侧(为双母线设计)，220kV 侧本期不新增出线；
- 4) 水源及冷却方式：以玛纳斯河地表水作为本期工程供水水源，取水口布置在玛纳斯河东侧的五级电站尾水渠上，位于五级电站尾水渠“8km”过河涵洞闸门下游约 100m 处，距厂区直线距离 1400m；备用取水口布置在玛纳斯河西侧的“8km”过河涵洞西出口后石河子总干渠上，距厂区直线距离 700m。冷却方式采用直接空冷方式；
- 5) 本期工程煤源为天富电力集团公司下属煤矿企业--天富煤业公司塔西河煤矿、南山煤矿及拟建的大白杨沟 300×10⁴t/a 煤矿。燃料全部采用公路运输，各矿平均运距约 72km；
- 6) 灰场：本期灰场距厂址西南约 18.5km，一期灰场以南约 2km，灰渣采用公路运输，运距 27km；

7)排水、生活区、防排洪沿用原厂规划;

8)施工区分别设于(1)主厂房扩建端外、原厂区围墙内;(2)厂区南围墙外;(3)厂区东北侧。生产区 18hm^2 、生活区 4hm^2 。

6.1.2 厂区总平面及竖向布置规划设想

6.1.2.1 原厂厂区总平面及竖向布置

原厂总平面按三列式布局,由北向南依次为屋外配电设施区-主生产区(含脱硫设施区)-燃料贮存及受卸设施区。冷却塔区设于屋外配电装置固定端侧(厂区东北角)。其余辅助生产区及附属建筑布置于主生产区及燃料贮存及受卸设施区固定端侧。主出入口设于厂区东围墙,货流出入口设于厂区南围墙。

厂区最大宽度 637.5m ,最大长度 700m ,占地 32.55hm^2 。

原厂竖向布置采用台阶式布置,贮煤场北侧设 2m 高挡墙,厂区宽度方向平整坡度 4‰ ,长度方向 3‰ 。

场地排水采用场地→道路排水方式。

主厂房室内 $\pm 0.00\text{m}$ 高程 543.10m 。

6.1.2.2 本期工程厂区总平面及竖向布置规划设想

本期工程为二期扩建工程,扩建方式为原厂顺扩。

1)方案一:冷却方式采用直接空冷

厂区总平面沿用原厂三列式布局,新建 330MW 机组主厂房接原厂房顺扩,煤仓间皮带对齐,新老厂房间设 8.5m 联接档。输煤系统充分利用原有系统,除筛碎设施改建外无其他工程量。

220kV 屋外配电装置在原装置扩建端外扩建,直接空冷平台设于主厂房 A 排外。

污水处理设施及工业废水处理设施位于 220kV 屋外配电装置西侧,辅机设施设于空冷平台与污水处理设施之间。新建厂内净化站在原厂预留冷却塔区建设。制氢、灰库等设施均布置于原有设施预留场地处。

本期工程占地面积约 7.45hm^2 。

本期工程基本在原厂区以平整场地上建设,竖向布置及厂区排水方式沿用原厂规划布局。主厂房室内零米高程 543.10m 。

2)方案二:冷却方式采用间接空冷

厂区总平面沿用原厂三列式布局,新建 330MW 机组主厂房接原厂房顺扩,煤仓间皮带对齐,新老厂房间设 8.5m 联接档。输煤系统充分利用原有系统,除筛碎设施改建外无其

他工程量。

220kV 屋外配电装置在原 110kV 东侧扩建。

间接空冷塔布置在本期工程 A 列外，受本期可利用场地限制两空冷塔中心连线稍有倾斜，每塔配独立循环水泵房，220kV 主变至配电装置间部分地段采用电缆连接。

污水处理设施及工业废水处理设施位于厂区西北角。

新建厂内净化站在原厂预留冷却塔区建设。制氢、灰库等设施均布置于原有设施预留场地处。

6.1.2.3 厂区方案特点及推荐意见

以上两个平面规划方案均能较好的结合原厂规划布局，充分利用现有设施，充分体现扩建工程特点，方案二采用间接冷却方式布置厂区，虽然电厂运行费用较低，但对扩建影响较大，且从占地等各指标看均比方案一略差，故在平面布置上推荐方案一。

6.1.3 厂区地下设施规划

本期工程主要地下设施集中于厂区 A 列外及主厂房扩建端处，与原厂区联接沿原厂规划预留管廊敷设。敷设方式及原则沿用原厂方式，才用架空、沟道及直埋三种方式，其中：

架空：灰管线、厂外供热管线。

沟道：动力、通信电缆、油管线、各类加药管线。

直埋：工业及生活上下水、消防水、厂内采暖管线。

6.2 装机方案

本期工程地处新疆石河子市，地区及周边煤炭资源十分丰富，煤质能够满足电厂燃煤的需求，煤炭运输较方便。该地区气候干旱少雨，水资源短缺。常规的湿冷火电机组耗水量大，因地制宜的发展节水型火电空冷机组是合适的选择。

6.2.1 机组选型

近年来，我国电力行业发展速度较快，国内几大主机厂均具有良好的 300MW 级——330MW 火电机组生产和运行的业绩。目前国内生产 330MW 机组的制造厂有哈尔滨、上海和东方集团等多个生产厂家，其产品各有特点，机组的可靠性差别不大。鉴于目前国产 330MW 机组在制造、安装、运行等方面均已十分成熟，因此本期工程主机均选用国产设备，工程实施时可根据具体条件通过招标合理选择制造厂家。超临界机组的参数高，与亚临界机组相比，效率提高，热耗率下降，节约燃料，是我国大容量火电机组发展的趋势；但是参数的提高，必然又引起有关设备投资的增加，据测算，超临界机组比亚临界机组投资约

增加 1.9%。通常通过提高容量来降低单位容量机组的造价。一般认为，在 330MW 等级采用超临界参数其容量太小。目前，国内三大动力厂均有 330MW 亚临界空冷机组的制造业绩，其机组可靠性差别不大，机组效率稍有出入，工程实施时可根据具体条件通过招标合理选择制造厂家。

综合以上分析，本期工程拟采用 300MW 级——330MW 亚临界空冷机组。

空冷机组背压高，背压变化大，是变功率工况汽轮发电机组，厂用电和煤耗也比常规湿冷火电机组高。通过对汽轮机各热力工况进行详细的研究，为保证空冷汽轮机夏季满发不低于湿冷机组，按照以汽轮机为中心的炉-机-电匹配原则，将锅炉最大连续出力适当加大为 1176t/h(BMCR 工况)。

6.2.2 锅炉

1) 锅炉选型论证

国产 300MW 级——330MW 汽轮发电机组配套的锅炉型式主要有：自然循环汽包锅炉、控制循环汽包锅炉和直流锅炉等，这几种型式的锅炉各有优缺点。因国内 330MW 机组所配锅炉较多采用自然循环汽包炉，并且对该炉型有着丰富的运行经验；控制循环锅炉需配备炉水循环泵，炉水循环泵消耗能量较大，且在高温高压下工作，增加了不安全因素。所以，本期工程推荐采用自然循环汽包锅炉。

本期工程设计煤质和校核煤质均为高挥发份烟煤，其着火特性、着火稳定性和燃尽特性均比较好。针对此类煤质，本期工程锅炉拟采用我国电站锅炉传统的燃烧方式-四角喷燃切圆燃烧。

为了有效地降低 NO_x 排放，所选锅炉的煤粉燃烧器拟采用低 NO_x 煤粉燃烧器。燃烧器的设计、布置应充分考虑设计煤种和校核煤种在煤质允许变化范围内的适应性。煤粉燃烧器采用上下或水平浓淡分离型，合理配风，实现全面的分级燃烧，可有效地降低 NO_x 生成量，NO_x 的排放浓度尽可能低，争取控制在 350~400mg/Nm³，为适应将来更加严格的环保要求，本期工程预留了脱硝场地及条件。

本期工程燃用设计煤种 St_{ar} 为 0.53%，考虑到环保方面要求，本期工程同步建设脱硫设施。

综合以上论述，本期工程拟扩建 2×300MW 级亚临界、一次中间再热、空冷式汽轮机，配 2 台 1176t/h 亚临界、一次中间再热、燃煤汽包锅炉和 2 台 330MW 静态励磁、水氢氢冷却汽轮发电机。

6.2.3 主机技术条件

6.2.3.1 锅炉

型式：亚临界、一次中间再热、四角切圆燃烧、固态排渣、全钢构架、紧身封闭、自然循环汽包、煤粉锅炉，采用三分仓回转式空予器。

最大连续蒸发量(BMCR):	1176 t/h
过热器出口蒸汽压力(BMCR):	17.5MPa
过热器出口蒸汽温度(BMCR):	540℃
再热蒸汽流量(BMCR):	972.42t/h
再热器蒸汽进口压力(BMCR):	4.0MPa(g)
再热器蒸汽进口温度(BMCR):	328.9℃
再热器蒸汽出口压力(BMCR):	3.605MPa(g)
再热器蒸汽出口温度(BMCR):	540℃
给水温度(BMCR):	280.4℃
燃烧方式:	煤粉四角切圆燃烧
排烟温度:	130℃
锅炉保证效率:	92.5%
通风方式:	平衡通风
不投油稳燃负荷:	≥40%额定负荷
排渣方式:	固态排渣
点火方式:	轻油二级点火及等离子点火互为备用

6.2.3.2 汽轮机

1)汽轮机选型论证

近年来，我国 300MW 汽轮机使用十分广泛，现役运行的汽轮机型式主要有国内几大主机厂自主开发设计生产的国产型、纯引进型以及国产优化引进型几种系列，其中早期自主开发设计的国产型机组因效率低、故障率高目前已不生产。在国内应用较多且技术已十分成熟的为国产优化引进型汽轮机，该种机型效率高、热耗低、可用率高、稳定性好，本期工程汽轮机拟采用国产优化引进型 330MW 亚临界直接空冷抽凝式汽轮机。

2)汽轮机型式

型式：亚临界、一次中间再热、单轴、双缸(高中压合缸)、双排汽、直接空冷、单抽凝式汽轮机。

3)参数

机组型式:	两缸、两排汽、亚临界、一次中间再热、直接空冷、单抽、凝汽式
最大连续功率(TMCR):	353MW
额定功率(TRL):	330MW
近期额定抽汽工况功率:	约 282MW
额定主蒸汽流量(TRL):	1120t/h
主汽门前额定蒸汽压力:	16.7MPa(a)
主汽门前额定蒸汽温度:	537℃
高压缸额定排汽压力(TRL):	3.855 MPa (a)
高压缸额定排汽温度(TRL):	324.7℃
再热蒸汽额定流量(TRL):	923.9t/h
再热汽门前额定蒸汽压力:	3.469 MPa(a)
再热汽门前额定蒸汽温度:	537℃
采暖抽汽压力:	0.64MPa(a)
采暖抽汽温度:	301.7℃
额定采暖抽汽量(近期):	440t/h
最大采暖抽汽能力:	550t/h
额定给水温度(TRL):	277℃
排汽压力(TRL):	34 kPa(a)(暂定)
排汽压力(THA):	15 kPa(a) (暂定)
最高允许背压:	60kPa(a)
阻塞背压:	6.15kPa(a)
额定转速:	3000r/min
运行方式:	滑压运行
回热抽汽级数:	7 级(3 高加+1 除氧+3 低加)
调节系统型式:	电调(高压抗燃油)

6.2.3.3 汽轮发电机

1)选型论证

国产 300MW 级——330MW 等级的汽轮发电机冷却方式现多采用水-氢-氢冷型式。采用氢气作为发电机冷却介质，由于其密度小、通风损耗小，可提高发电机效率；氢气的流

动性强，可大大提高传热能力和散热能力；氢气比较纯净，不易氧化，发生电晕时不产生臭氧，对发电机绝缘可起到保护作用。本期工程汽轮发电机拟采用水-氢-氢冷却方式。

2) 汽轮发电机参数

型号:	QFSN-330-2
型式:	三相两极同步发电机，采用水氢氢冷却方式，励磁方式采用自并励静止励磁系统。
最大连续容量:	388MVA(功率因数 0.85)
额定容量:	353MVA
额定功率:	330MW
额定电压:	20kV
额定功率因素:	0.85(迟相)
额定频率:	50HZ
额定转速:	3000r / min
相数:	3
定子线圈接法:	YY(出线端数目 12 个)
短路比(保证值):	0.58
效率(保证值):	98.85%
发电机定子重:	约 206.7t
冷却方式:	水-氢-氢冷

6.3 热力系统

原则性热力系统图见 F1971K-A-09 图。

6.3.1 主蒸汽、再热蒸汽系统

主蒸汽及冷、热再热蒸汽均采用单元制系统。

主蒸汽管道从锅炉过热器出口接出单根管道，在汽机房分成两根管道分别接至汽机高压自动主汽门；再热冷段蒸汽管道从汽机高压缸排汽口接出单根管道，到锅炉处再分成两根管道分别接至锅炉再热器进口联箱两侧入口；再热热段蒸汽管道从再热器出口联箱的两个出口接出两根管道，然后合并成一根单管，到汽机房分成两根管道分别接至中压主汽门。

单管系统较双管系统简化了管道布置、节省了管材投资费用，有利于消除主蒸汽和再热热段蒸汽由于管路布置可能产生的热偏差，以及由于管道阻力不同产生的压力偏差。

汽轮机的主汽门具有良好的严密性，为降低主蒸汽系统的压降，提高经济性，主汽阀前不装隔离门。汽轮机启动时暖机、冲转和升速都利用主汽调速汽门来控制。

主蒸汽管道的管材选用 ASTM A335P91；高温再热蒸汽管道的管材选用 ASTM A335P22；低温再热蒸汽管道选用 ASTM A672B70CL32。

6.3.2 旁路系统

旁路系统的容量对于机组启动速度和启动时间影响较大，我国汽轮机均采用正温差启动。机组热态启动时，锅炉过热蒸汽和再热蒸汽的温度应与汽轮机金属温度相匹配。旁路容量小，锅炉蒸汽温升速度(尤其是热再热蒸汽)就比较迟缓，从而延长了机组的启动时间，对于需调峰运行的机组十分不利，因此本期工程暂推荐采用 30%BMCR 容量的高低压两级串联旁路系统装置，确保机组在冷态、温态、热态和极热态启动时，均能安全、快速地启动，缩短机组启动时间。

旁路装置拟采用简化功能的电动旁路，取消旁路的快速启闭功能，降低工程造价。

6.3.3 抽汽系统

国产优化引进型 300MW 级——330MW 空冷机组具有七级不可调整抽汽，构成“3 高加 +1 除氧 +3 低加”的回热抽汽系统。一、二、三级抽汽分别供给三台高压加热器；四级抽汽供给除氧器和辅助蒸汽系统；五、六、七级抽汽分别供给三台低压加热器。七号低压加热器布置在排汽装置喉部，抽汽管道由排汽装置喉部直接接出。

三台高压加热器均为全焊接结构，采用固定板 U 形管卧式布置，按双流程设计。每台高加均设置过热蒸汽冷却段、蒸汽凝结段和疏水冷却段三个传热区段。

三台低压加热器均为焊接结构，采用 U 形管卧式布置，按双流程设计。

根据热负荷的要求，汽轮机还设置有一级可调整抽汽，供给采暖用汽。

6.3.4 主给水系统

主给水系统采用单元制，每台机组配置 3×50% 电动调速给水泵，两台运行，一台备用。

系统在正常运行时，由两台 50% 容量的电动调速给水泵提供锅炉所需的全部给水量和减温水量等。

在正常运行工况下，给水在系统中的流程是：自除氧器依次流经前置泵、给水泵、3 号高压加热器、2 号高压加热器和 1 号高压加热器，最后到锅炉省煤器入口联箱。按给水管道工作压力划分，从除氧器出口到前置泵进口之间的管道为低压给水管道；从前置泵出口到给水泵入口之间的管道为中压给水管道；从给水泵出口到锅炉省煤器入口之间的管道为高压给水管道。

系统设三台全容量、卧式、双流程高压加热器，给水流经加热器管束时，被汽轮机的相应级抽汽加热，在三台高压加热器范围的给水管道采用大旁路连接方式。

6.3.5 凝结水系统

凝结水系统采用单元制。

本期工程主凝结水采用中压精处理系统，设三台 50%容量凝结水泵配一套手动切换变频装置，凝结水泵两台运行，一台备用。

本期工程采用直接空冷机组，在汽轮机低压缸下部设置了一个排汽装置，两者间弹性连接。排汽装置内部设有本体疏水扩容器，用以接收汽机本体、抽汽管道、各种阀门中的疏水和低加的正常、事故疏水及高加事故疏水、除氧器溢流放水等。在排汽装置底部，设有储水箱，用来接收扩容器等的疏水，然后经凝结水泵将凝结水经精处理装置送到回热抽汽加热系统。

系统设有三台全容量的表面式低压加热器(5号、6号、7号低压加热器)、一台汽封冷却器和一台无头除氧器。7号低压加热器为组合式单壳体结构，置于排汽装置喉部与排汽装置成为一体。5号和6号低压加热器为卧式，双流程型式。低加采用小旁路系统。凝结水再循环管道由汽封冷却器后引出至凝结水箱。再循环管道上设有调节阀以保证低负荷时汽封冷却器通过最小流量。

本期工程采用无头除氧器，滑压运行，正常运行由汽轮机的四级抽汽供汽，启动时由辅助蒸汽系统供汽。无头除氧器的优点在于：

1)节能。由于采用蒸汽与水直接接触，不会出现蒸汽跑漏现象，在排除凝结气体是伴随排放的蒸汽量少，热效率高。

2)除氧效果好、运行平稳可靠，适应负荷的变化能力较强，负荷允许的变化范围为10~110%之间，在此范围内均能保证上述除氧效果。出水含氧量 $<5\mu\text{g/L}$ 。

3)使用寿命长。取消了除氧头，可避免除氧水箱支撑除氧头处产生的应力所产生的裂纹，增加了除氧器的使用寿命。

4)安装检修维护简单、方便。因取消除氧头，总高度降低、外形紧凑，其自身高度至少能降低3~5m，无需设除氧头的检修维护平台，只需沿水箱布置一个平台即可，满足检修维护要求。

5)设备维护费用低。无头除氧器不需要填料，喷嘴性能稳定，正常情况下不需要更换喷嘴，设备维护及备件费用低。

6.3.6 辅助蒸汽系统

本期工程每台机组设一个辅助蒸汽联箱，正常运行汽源来自本机四级抽汽，系统设置 0.8~1.0MPa 高压辅助蒸汽联箱，主要向汽机轴封供汽阀门站等系统供汽。高压辅助蒸汽经减温减压后进入低压辅助蒸汽联箱，向各低压用汽点供汽。启动时来自老厂来汽，暖风器、燃油加热、炉底加热等用汽均由辅助蒸汽联箱引出。

6.3.7 加热器疏水系统

系统在正常情况下，加热器的疏水逐级自流，3号高压加热器出口的疏水疏入除氧器；7号低压加热器出口的疏水疏入排汽装置。每一根疏水管道均设有疏水调节阀，用于控制加热器中的疏水正常水位，在正常情况下，如果逐级疏水不能满足要求，则加热器的疏水经危急疏水管道疏至排汽装置，这些疏水管道上的疏水调节阀受加热器高水位信号控制。高压加热器危急疏水先通过排汽装置的本体疏水扩容器扩容泄压后再疏入排汽装置。在下述三种情况下将启用高加危急疏水：一、在高压加热器发生管子断裂或管板处焊口泄漏时，给水进入加热器壳侧，造成加热器水位升高，或者正常疏水调节阀发生故障，疏水不畅而造成加热器水位升高；二、低一级高加或除氧器发生高水位后，使上一级高压加热器的疏水无出路；三、机组启动时高压加热器随机启动或者在低负荷情况下，高压加热器级间或3号高压加热器与除氧器间的压差小，无法实现疏水逐级自流时。低压加热器事故疏水的作用和运行方式与高压加热器危急疏水相同，但它可直接单独疏至排汽装置。

汽封冷却器的疏水经 U 形多级水封疏至排汽装置。

与本系统有联系的“锅炉疏放水系统”，每台机组设有锅炉定期排污扩容器和连续排污扩容器各一台，疏水经连续排污扩容器扩容后形成的蒸汽回收至除氧器中，连排疏水疏至定期排污扩容器，定期排污扩容器扩容后形成的蒸汽排大气，汽机本体的疏水直接疏入排汽装置。

6.3.8 启动蒸汽系统

本期工程为扩建工程，启动蒸汽取自老厂。

6.3.9 真空系统

因空冷系统尚未招标，根据初步估算，拟每台机组设 3 台水环式真空泵。机组启动时，三台泵全部投入运行，以便加快抽真空过程。正常运行时，则保持一到两台泵运行，具体情况需与空冷系统综合考虑。

6.3.10 冷却水系统

本期工程设辅机循环水泵，设辅机机力冷却水塔，辅机冷却水可进入机力冷却水塔冷却，也可进入老厂冷却塔冷却。来自辅机循环水泵出口管道的冷却水可满足用水量较大的

辅机设备的用水需求，如主机冷油器等，同时，也作为闭式循环冷却水系统板式换热器的冷却水。

闭式循环冷却水系统设 100%容量的闭式循环冷却水泵和 65%容量的水-水热交换器两套，在正常情况下，一套运行，一套备用。在夏季当二次循环水温大于 30℃时，可二套同时运行，以满足闭式水水温的要求。

闭式循环冷却水系统采用凝结水或除盐水作为冷却介质，可减少对设备的污染和腐蚀，使设备具有较高传热效率。同时又可防止流道阻塞，提高各主、辅设备运行的安全性和可靠性，大大减小设备的维修工作量。

6.3.11 锅炉疏水、放气系统

每台锅炉设置一台定期排污扩容器和一台连续排污扩容器。锅炉启动疏水及停炉放水、下联箱定期排污水等接至定期排污扩容器。汽包连续排污水经扩容后排汽接至除氧器，排污水至定期排污扩容器。

以往工程将定排排水排至定排水坑，然后排入水工下水道至水工污水处理站。本此设计经综合考虑，由于定排排水水质较好，可将其排至水工辅机循环水泵前池，虽然前池水温会升高 0.5℃，但这样可以将定排、连排的排水回收，充分利用，从而减小了污水处理站的能力，节省了投资。

6.4 燃烧制粉系统

原则性燃烧制粉系统图(中速磨)见 F1971K-A-10 图。

原则性燃烧制粉系统图(双进双出钢球磨)见 F1971K-A-11 图。

6.4.1 煤质

本期工程设计煤种为塔西河煤矿煤样，校核煤种 1 为大白杨沟煤矿煤样，校核煤种 2 为红沟煤矿、小沟煤矿 1:1 混合样。

煤质分析数据表

名称	符号	单位	设计煤质	校核煤质 1	校核煤质 2
收到基碳份	Car	%	56.75	58.24	53.58
收到基氢份	Har	%	3.61	3.41	3.24
收到基氧份	Oar	%	6.48	8.39	8.40
收到基氮份	Nar	%	0.91	0.87	0.86
收到基硫份	St, ar	%	0.53	0.41	0.52
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	37.99	38.85	39.47
收到基灰份	Aar	%	25.12	24.08	25.19
收到基水份	Mar	%	6.60	4.60	8.20
空气干燥基水份	Mad	%	1.48	1.53	1.84

名称	符号	单位	设计煤质	校核煤质 1	校核煤质 2
收到基低位发热量	Q _{net, ar}	MJ/kg	21.57	22.51	20.64
可磨性系数	HGI	-	66	66	76
灰变形温度	DT	°C	1150	1210	1220
灰软化温度	ST	°C	1260	1240	1260
灰流动温度	FT	°C	1310	1270	1290

6.4.2 电厂燃煤量

本期工程燃煤量见下表：

锅炉容量		1×330MW (1×1176t/h 锅炉)	2×330MW (2×1176t/h 锅炉)
项目	锅炉台数	1	2
小时耗煤量(t)	设计煤种	152.8	305.6
	校核煤种 1	146.5	293
	校核煤种 2	159.7	319.4
日耗煤量(t)	设计煤种	3056	6112
	校核煤种 1	2930	5860
	校核煤种 2	3194	6388
年耗煤量(10 ⁴ t)	设计煤种	88.01	176.02
	校核煤种 1	84.38	168.76
	校核煤种 2	91.99	183.98

注：日运行小时数按 20h 计，年运行小时数按远期 5760h 计。

6.4.3 制粉系统

6.4.3.1 制粉系统设计原则

目前国内 300MW 级——330MW 机组的制粉系统根据燃用煤种的特性、煤源的稳定性、机组的运行方式等情况不同而型式呈多样化，对于燃用无烟煤及低挥发分贫煤或金属磨损性很强的煤种时，有的电厂采用钢球磨煤机中间储仓式制粉系统。近几年随着双进双出钢球磨煤机国产化率的提高，其设备价格已呈逐年下降趋势，很多电厂在燃用上述煤种时采用双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统。对于燃用金属磨损性不强且为中高挥发份烟煤的电厂，目前大多采用中速磨煤机正压直吹式制粉系统，也有部分电厂因煤源不稳定、来煤变化较大而采用双进双出钢球磨煤机。

根据《火力发电厂设计技术规程》(DL 5000-2000)第 8.2.1 条规定：“对于大容量机组，在煤种适宜时，宜优先选用中速磨煤机”，同时规定“当采用中速磨煤机、风扇式磨煤机或双进双出钢球式磨煤机制粉设备时，宜采用直吹式制粉系统”及“当采用中速磨煤机和双进双出钢球式磨煤机，且空气预热器能满足要求时，宜采用正压冷一次风机系统”。本期工程设计煤质和校核煤质均为高挥发分、较高发热量、低水分、低磨损性、低硫的优质烟煤，适宜于采用直吹式制粉系统。

综上所述，本期工程制粉系统拟采用两个方案并加以比选，具体如下：

方案一：中速磨煤机冷一次风机正压直吹式制粉系统。

方案二：双进双出钢球磨煤机冷一次风机正压直吹式制粉系统。

6.4.3.2 制粉系统方案的选择

1) 制粉系统配置

(1) 方案一：中速磨煤机、冷一次风机正压直吹式系统

① 每台锅炉配置五座园筒形钢煤斗，下接五台耐压称重皮带式给煤机。

② 每台锅炉配置 5 台中速磨煤机，4 台运行，1 台备用。磨煤机密封风系统采用母管制，每台锅炉配置 2 台密封风机，1 台运行，1 台备用。密封风机吸入管接自冷一次风道空预器进口前联络管道上。

每台锅炉配置 5 台中速磨煤机为国内 330MW 机组典型设计方案。

目前国产技术先进、运行成熟的中速磨煤机有上海重型机器厂引进美国 CE 公司技术生产的 HP 型碗式磨煤机，以及沈阳重型机器厂引进德国 Babcock 公司技术生产的 MPS 型辊式磨煤机和北京电力修造总厂生产的 ZGM 型辊式磨煤机。对于 HP 磨和 MPS 磨各有其特点，两种磨型在国内大容量火电机组中使用均比较广泛，本阶段暂按 HP 型或 MPS 中速磨煤机配置，对于具体的中速磨磨型可在下一阶段进行选择论证。

磨煤机型号：HP843 型（或 MPS190 型），铭牌出力：46t/h；配用电动机功率 400kW。

③ 每台锅炉配置两台单吸离心式一次风机，风机出口压力冷风经三分仓空气预热器加热后，作为干燥和送粉介质通过磨煤机将煤粉送入炉膛。

(2) 方案二：双进双出钢球磨煤机、冷一次风机正压直吹式系统

① 每台锅炉配置 3 座大容量钢煤斗，下接 6 台耐压称重皮带式给煤机。

② 每台锅炉配置 3 台双进双出钢球磨煤机，不设备用。密封风系统采用母管制，每台锅炉配置两台密封风机，一台运行，一台备用。密封风机吸入管接自冷一次风道空预器进口前联络管道上。

目前国内生产双进双出钢球磨煤机的厂家不多，从生产业绩和运行业绩两方面分析，沈阳重型机器厂和上海重型机器厂在国内处于领先地位，1998 年沈重厂从法国 ALSTOM 公司引进了 BBD 型双进双出钢球磨煤机技术，打破了国外进口产品的垄断地位，目前沈重厂的产品在国内市场占有率稍高。

双进双出钢球磨煤机型号 BBD4060 型，名牌出力：60t/h。

配套电动机功率：1400kW，最大装球量：76t。

③每台锅炉配置两台单吸离心式一次风机，风机出口压力冷风经三分仓空气预热器加热后，作为干燥和送粉介质通过磨煤机将煤粉送入炉膛。

2)制粉系统方案的技术经济比较

(1)技术方面

①方案一：HP(或 MPS)中速磨煤机

HP(或 MPS)型中速磨煤机磨制煤粉细度均匀、对煤种的适应性较好，耐磨性好，在国内应用十分广泛。当煤质的磨损指数 ≤ 5 、哈氏可磨指数 ≥ 35 、水分 $< 40\%$ 、灰分 $\leq 30\%$ 、挥发分 $16\sim 40\%$ 时均适用。根据《火力发电厂设计技术规程》(DL 5000-2000)规定：“对于大容量机组，在煤种适宜时，宜优先选用中速磨煤机。”

a、HP(或 MPS)磨煤机采用液压(或弹簧)变加载：磨煤机的出力大小可随时自动地进行调整，机组调峰时，可避免磨煤机的频繁启停，运行操作十分方便，利于延长耐磨件的寿命；

b、HP 型磨煤机可空载启停；

c、在无须移走分离器的情况下，磨辊可方便地翻出，检修更换极为方便；

d、可采用高效新型分离器，增强分离效果，降低了磨煤机内部磨损及一次风阻力；

e、机组启动及调峰运行时，可通过调整运行磨机的台数实现经济运行；

f、磨煤电耗低、噪声低、运行平稳振动小；

g、采用成熟先进的磨辊堆焊工艺及耐磨技术，磨辊寿命大幅提高，且磨辊磨损后可重复堆焊使用。

②方案二：双进双出钢球磨煤机

双进双出钢球磨煤机磨制煤粉细度细、对煤种的适应性好，耐磨性好。当煤质的哈氏可磨指数为 $49\sim 70$ 、水分 $8\sim 20\%$ 、灰份 $18\sim 40\%$ 、挥发份 $20\sim 40\%$ 时均适用。根据《火力发电厂设计技术规程》(DL 5000-2000)规定：“对无烟煤、低挥发分贫煤、磨损性很强且易爆的烟煤等煤种，当技术经济比较合理时，可选用双进双出磨煤机。”

a、双进双出钢球磨可用率较高。其易损部件为钢球和磨煤机的端衬板及筒体衬板。运行中采用不停磨加钢球装置，避免了由于钢球磨蚀而造成的磨机出力和煤份细度的降低；

b、在出现单侧堵煤时，可单侧进煤而出力下降影响较小，其筒体内煤粉存量较大，可维持 $8\sim 9\text{min}$ 煤粉需求；

c、煤种适应范围较广，尤其适宜于无烟煤、低挥发分贫煤及高磨损性煤种，对于煤源很不稳定、来煤煤质变化大的电厂较为适用；

d、磨煤机电耗大、噪声高。

(2)投资方面

①主厂房布置

方案一与方案二主厂房尺寸比较表

项目	单位	中速磨(方案一)	双进双出钢球磨(方案二)
主厂房柱距	m	9	12
煤仓间跨度	m	12.5	12.5
煤仓间屋面标高	m	39.3	39.3
炉前距离	m	6.5	9
煤仓间长度	m	145.5	145.5
炉前封闭标高	m	32.1	32.1
汽机房总长	m	145.5	145.5

从上表可以看出，方案二(双进双出钢球磨)主厂房尺寸明显大于方案一：炉前距离较方案一多 2.5m，炉前部分总的厂房体积较方案一多约 11700 m³，土建投资增加约 330 万元。

②土建结构方面

a、方案二的主厂房柱距为 12m，本期工程厂址区域地震基本烈度为 8 度。主厂房在 8 度地区采用 12m 柱距在布置抗震构件时较为困难，梁柱截面尺寸较方案一增大很多。与方案一相比，方案二在土建结构上于抗震不利。

b、方案二煤仓间及炉前框架各层各跨内的一级次梁截面需加大，减少了各层净空，土建投资相应加大。

③设备投资

制粉系统方案设备投资比较表

项目	单位	中速磨(方案一)	双进双出钢球磨(方案二)
磨煤机	万元	360×5 台	750×3 台
给煤机	万元	35×5 台	35×6 台
除铁器	万元	20	/
总计	万元	1995	2460

从上表可以看出，方案一较方案二初投资每台炉将减少 465 万元。本期工程两台炉总计减少 930 万元。

④两方案总的初投资比较

通过主厂房土建结构及设备初投资两方面的比较，可以得出：方案一(中速磨)总的初投资较方案二将减少 930+330=1260 万元。

⑤运行电耗的比较

在进行运行费用分析时，年运行小时数按 6000h 计算，其中 100% 负荷按 3000h 计，75% 负荷按 2000h 计，50% 负荷按 1000h 计，每台炉制粉系统年耗电量见下表：

制粉系统方案设备运行电耗比较表

项目	单位	中速磨(方案一)	双进双出钢球磨(方案二)
磨煤机 100%BMCR(3000 小时)	kW·h	350kW×4 台×3000h	1200kW×3 台×3000h
磨煤机 75%BMCR(2000 小时)	kW·h	330kW×3 台×2000h	1200kW×2.5 台×2000h
磨煤机 50%BMCR(1000 小时)	kW·h	300kW×2 台×1000h	1200kW×2 台×1000h
每炉年耗电量	10 ⁴ kW·h	678	1920
每炉年耗电费	万元	135.6	384

说明：a、上述电机功率均按轴功率计算，双进双出钢球磨轴功率对于磨煤出力基本无变化，故此轴功率均取用 1200kW。

b、每 kW·h 厂用电费按 0.20 元计。

通过上表可以得出：方案一(中速磨)的年运行厂用电耗大大小于方案二，每台炉的年运行费用较方案二减少 $384-135.6=248.4$ 万元，本期工程两台炉年运行费用较方案二减少 496.8 万元。

近年来国内中速磨煤机生产厂家在总结生产及运行经验的基础上，不断地与生产实际相结合，其制造技术和设备质量均已达到较高的水平，设备的可用率和运行稳定性均在稳步提高，中速磨煤机的年检维修费用已极大地降低。

3)总的结论

(1)通过技术方面的比较可以得出：

本期工程燃用煤质为高挥发分、较高发热量、低水分、低磨损性、低硫的优质烟煤，而且煤源比较稳定，来煤煤质变化不大，此点与内地的许多电厂情况不同，从燃用煤质的角度分析：本期工程宜采用方案一(中速磨方案)。同时中速磨煤机具有技术成熟可靠、煤粉均匀性好、厂用电耗低、噪声低、便于负荷调节等诸多特点，从设备特性的角度分析：本期工程也宜采用方案一(中速磨方案)。

(2)通过投资及运行费用等方面的比较可以得出：

方案一(中速磨)主厂房建筑尺寸小，投资低，方案二(双进双出钢球磨煤机)炉前尺寸大于方案一，方案一土建初投资较方案二低 330 万元。

方案一设备初投资较方案二低 930 万元。

方案一土建与设备两方面初投资较方案二低 1260 万元。

(3)通过厂用电耗比较可以得出：

方案一年运行厂用电耗较方案二低很多，同时年运行厂用电费也低于方案二 496.8 万元。

(4)结论

通过技术经济多方面的比较，中速磨煤机方案明显优于双进双出钢球磨煤机方案，本

期工程推荐中速磨煤机、冷一次风机、正压直吹式系统作为燃烧制粉系统设计方案。

6.4.4 烟风系统

烟风系统按平衡通风的运行方式设计，烟风量的计算基于 BMCR 工况。

送风机选择：每台炉设 2 台 50% 容量的动叶可调轴流式送风机。送风机的风量和压头计算按照《火力发电厂设计技术规程》(以下简称《大火规》)有关规定进行选择。

引风机选择：每台炉设 2 台 50% 容量的静叶可调轴流式引风机。引风机的风量和压头计算按照《大火规》有关规定进行选择。

6.4.5 除尘器和烟囱

每台炉设两台双室四电场静电除尘器，除尘效率 $\geq 99.7\%$ 。通过环保评价确定，选用高 210m 烟囱，两台炉共用一座烟囱。

6.4.6 点火及助燃油系统

燃油系统按 0 号(夏季)及-20 号(冬季)轻柴油作为点火及助燃油。锅炉采用二级点火，由高能点火器电火花点燃轻油枪，再用轻油枪点燃煤粉。同时根据本期工程的煤质情况，采用等离子点火系统，设置等离子点火装置，以节约燃油。

考虑到采用离子点火装置，可以做到无油或少油点火，保守估计可节省 70% 以上的调试点火用油，每台机组正常启动用油 30t/次，试运阶段到 168h 结束正式投运，一台机组燃油量全部仅为 0~350t，最大耗油量不超过 400t，电厂一期工程上有两台 500m³ 油罐，完全能够满足本期的点火及助燃油的需求，故本期油罐区采用一期设施，不再新上油罐区。暂定新上两台轻油泵，一台运行、一台备用。

6.4.7 锅炉尾部受热面低温防腐措施

为了防止空预器低温段的腐蚀和堵灰，通常采用热风再循环或设置暖风器以提高空预器的进风温度。热风再循环宜用于管式空予器或用在煤质条件较好、环境温度较高的地区。对于回转式空予器，考虑热风再循环易携带灰尘导致风机和风道磨损，而且本期工程地处北方严寒地区，冬季环境温度很低，空予器低温段极易堵灰，采用热风再循环通常难以达到预期效果，故需设置暖风器。

本期工程考虑在空预器前一、二次风道上分别装设暖风器，同时在锅炉招标时要求空预器低温段采用耐腐蚀钢。

6.5 电气设想

6.5.1 电厂规划与建设

本期建设 2×300MW 级供热机组。

6.5.2 电气主接线

前期工程两台 125MW 机组分别经两台 160MVA 三双卷变压器，分别接入 220kV 和 110kV 配电装置。

根据系统专业提资和技术经济比选，本期工程采用发电机-双卷变压器组单元接线，经 420MVA 双卷变压器以 220kV 一级电压接入原有 220kV 屋外配电装置。发电机、主变压器之间采用离相封闭母线连接。

原有 220kV 屋外配电装置电气主接线采用双母线接线方式。本期新增 1 回 220kV 出线至石河子东 220kV 变。

6.5.3 主要设备及配电装置

6.5.3.1 主要设备

本工程所有屋外电气设备的外绝缘均选用防污型产品，泄漏比距 $\geq 3.1\text{cm/kV}$ 。

主变型号：SFP10-420000/220，420MVA，YN，d11，242±2×2.5%/20kV，高厂变型号：SFF10-50000/20，50/31.5-31.5MVA，D，yn1-yn1，20±2×2.5%/6.3-6.3kV。起备变型号：SFFZ10-50000/220，50/31.5-31.5MVA，YN，yn0-yn0+d，230±8×1.25%/6.3-6.3kV。

220kV 断路器：LW6-220(W)，3150A，50kA。

6.5.3.2 高压配电装置

220kV 配电装置采用屋外分相中型布置。本期建设主变进线间隔 2 回，起/备变进线间隔 1 回，出线间隔 1 回。220kV 配电装置采用 SF6 断路器。

6.5.4 厂用电系统

每台机组设一台高压厂用分裂变压器，变压器高压侧直接引自发电机出口，为所有高低压厂用负荷供电。高压厂用变高压侧中性点不接地，低压侧中性点经低电阻接地。每台机组 6kV 厂用配电装置分两段，主厂房附近的高压公用负荷分布在各 6kV 厂用母线段上。

本期工程两台机组设一台高压起/备变，采用有载调压双绕组变压器。起/备变高压侧中性点可接地也可不接地运行，低压侧中性点经低电阻接地。电源从 220kV 屋外配电装置引接，采用架空进线。

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。

主厂房内低压厂用电系统采用 380/220V 动力与照明、检修分开供电方式；辅助厂房内低压厂用电系统采用动力与照明、检修合并供电方式。

主厂房内低压电动机的供电方式，原则上采用暗备用动力中心(PC)和电动机控制中心(MCC)的供电方式。另设低压公用段、保安段、照明段、检修段等。

空冷部分电动机的供电方式，采用明备用动力中心(PC)和电动机控制中心(MCC)的供电方式。空冷变低压侧接空冷配电盘。

设置水源地 6kV 配电装置，为水源地 6kV 电动机及水源地变压器供电。

脱硫岛设置 6kV 配电装置，为脱硫 6kV 电动机及脱硫变压器供电。

6kV 开关柜推荐采用中置落地式开关柜。低压变压器拟采用干式变压器，380V 开关柜拟采用抽屉式开关柜。

按规程规定，每台机设置一套柴油发电机组作为保安电源，在全厂交流失电的紧急情况下，保安电源由 DCS 控制按负荷重要程度分批投入保安负荷，保证保安电源的正常工作。

6.5.5 主要电气设备的布置

主变压器、高压厂用变压器及高压起动备用变压器均布置在主厂房 A 列柱外。3#主变、4#主变、高压起备变 21B 与 220kV 屋外配电装置的连接均采用架空线连接方式。

发电机出线至主变压器采用封闭母线联结。6kV 开关柜布置在汽机房 6.3m 层，通过共箱封闭母线与高厂变、起备变低压侧连接。

蓄电池室集中布置在两台锅炉之间的综合楼底层。直流屏布置在综合楼 6.3m 层 UPS 及直流屏室内。发变组保护柜、起备变保护柜、快切装置屏、故障录波装置屏、机组同期屏等布置在单控室两侧的电气继电器室内。

380V 开关柜布置在汽机房 0m 层。电除尘配电室及控制室考虑同工艺专业联合布置。

6.5.6 直流、励磁及不停电电源系统

6.5.6.1 直流系统

每台机组设置两组 220V 蓄电池，均为动力、控制混合供电，不设端电池，每组为 104 只，采用阀控式密封铅酸电池，蓄电池容量 1000Ah。直流系统采用单母线的接线方式，每组蓄电池设置一段单母线，每台机组两段单母线间考虑设机械闭锁设施的互联。每组蓄电池配 1 套智能高频开关电源屏，高频模块按 N+2 冗余配置，作为充电浮充电装置。

在水源地设置一组 220V，200Ah 阀控式密封铅酸蓄电池，供水源地直流负荷。

化水车间不设独立的直流系统，设分电屏，其直流电源由主厂房直流系统引接。

6.5.6.2 励磁系统

发电机励磁型式为自并励静止励磁系统。

6.5.6.3 UPS 系统

每台机组设置一套 80kVA 单相输出的静态不停电电源装置，布置于综合楼 6.3m 层的 UPS 及直流屏室内，该装置主要部件包括：整流器、逆变器、静态开关、手动旁路开关、旁路隔离变压器、调压变压器、配电屏等。

6.5.7 二次线、继电保护及自动装置

本期工程采用炉、机、电单元控制方式，单元机组的电气系统纳入 DCS 监控。纳入 DCS 监控的电气设备有：发电机—变压器组及发电机励磁系统；高、低压厂用工作变压器；高压启动/备用变压器；低压公用变压器；低压照明变压器，低压检修变压器；单元机组用柴油发电机等。

本期工程设置电气及热工合用的紧急停机台，不设置电气专用的后备盘。

每台机组装设一套独立的同期系统，为微机型自动准同期装置，同期接线采用单相同期方式。高压厂用电源切换利用厂用电源快切装置的同期功能。

本期工程网络部分控制纳入前期已建成的网络计算机控制系统。

本期工程新增输煤系统设备控制纳入前期输煤控制系统。

电除尘采用 IPC 智能控制系统，并能实现闭环控制，由制造厂提供成套设备，并设置 DCS 通信接口。

元件保护采用数字式微机型保护。保护装置的配置原则按《继电保护和安全自动装置技术规程》、《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》、《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》的规定执行。

6.5.8 过电压保护及接地

为了对配电装置、主变压器、高压启动/备用变压器、高压厂用变压器及封闭母线等进行直击雷过电压保护，在主厂房和配电装置的构架上设置了避雷针。

对烟囱、冷却塔等高建筑物和制氢站及其储罐等易燃、易爆的建筑物和设备采用避雷针或避雷带进行直击雷保护。

为保护发电机绕组免受雷电波侵入的危害，在发电机出线上装设一组氧化锌避雷器。

为防止侵入雷电波对主变压器、高压启动/备用变压器造成危害，在上述主变压器高压进线侧和高压启动/备用变压器的高压侧分别装设一组氧化锌避雷器。

在主变压器中性点装设一组氧化锌避雷器并辅以并联放电间隙作为变压器中性点绝缘的保护设备。

为保护人身和设备安全，按照《交流电气装置的接地》(DL/T621-1997)，在全厂设置人工接地网和集中接地装置，并尽可能利用自然接地体，以降低接地电阻，接地网采用以水

平接地体为主的水平接地体和垂直接地体组成的复合接地网。

6.5.9 电缆及防火措施

主厂房内采用电缆隧道，半隧道和架空相结合的敷设方式。辅助厂房和厂区主要采用电缆沟和直埋、穿管方式。

本工程对主厂房内电缆均采用 C 级阻燃电缆，对特别重要的回路，如消防系统、直流系统、保安电源、事故照明系统采用耐火电缆。

本工程电缆防火主要采用以下措施：采用阻燃和耐火型电缆；电缆通道按单元系统分开设置，一台机组一个通道，两机之间的电缆联络隧道设隔离的防火门。在适当的地方设置防火隔墙，在隔墙两侧的电缆表层涂防火涂料。采用架空桥架敷设方式时，当电缆通过高温、油管路、易燃场所时采用带盖板的耐火槽盒。在敷设密集、部位重要的电缆夹层、电缆隧道交叉口、电缆竖井等处设置感烟、感温探测器与火灾自动报警装置连接。对所有电缆孔洞均采用堵料及耐火材料进行严密封堵。对主变、起备变等设置水喷雾。

6.6 输煤系统

6.6.1 原有输煤系统

原有输煤系统按规划容量 4×125MW 设计，一期工程为 2×125MW 机组。每台炉小时煤耗为 64.1t，全部采用公路运输。汽车卸煤沟按 13 档设计(每档柱距 7m)，贯通式布置，4 档自卸汽车车位、9 档载重汽车车位，在载重汽车的卸煤沟上方，选用 3 台汽车卸车机；卸煤沟为双缝隙式叶轮沟，配 4 台出力 200~500t/小时的叶轮给煤机；煤场按 1 个斗轮机煤场设计，总储量约为 7.7×10^4 t，煤场设 1 台 DQ400/400.25 悬臂式斗轮堆取料机(设备尚未订货)；系统不设筛分设备，破碎设备选用重型环锤式碎煤机，出力为 500t/h；运煤系统带式输送机规格为 B=1000mm，Q=400t/h，V=1.6m/s；系统控制采用微机程序控制，三班制运行；设置了入厂及入炉煤的计量、采样、校验、胶带机各类保护装置、除铁、喷水抑尘、水利清扫、检修起吊等附属设施。

6.6.2 本期输煤系统主要设计原则

本期扩建工程新增锅炉小时耗煤量为 313.2t/h，全厂小时耗煤量将达到 441.4t/h，运煤系统的系统出力按照扩建电厂系数 1.35 选取，则扩建后的运煤系统出力应为 600t/h，原有输煤系统的出力 400t/h 不能满足扩建 2×330MW 机组的需要。本着充分利用已有设备的原则，将原有输煤系统进行改造，以满足本期扩建后的需要。

主要设计原则：

- 1)系统出力定为 600t/h;
- 2)叶轮给煤机在缝隙式煤沟不作变动的情况下更换设备, 将出力定为 300~800t/h;
- 3)1 至 3 号带式输送机更换整机设备(B=1000、V=2.5m/s、Q=800t/h、上托辊槽角 45°), 4 至 6 号带更换托辊及驱动装置(B=1000、V=2.0m/s、Q=600t/h), 并将原 6 号甲乙带式输送机延长至本期原煤斗;
- 4)斗轮堆取料机设计为 DQL800/600.30(堆料 800t/h, 取料 600t/h, 回转半径 30m);
- 5)碎煤机更换为出力 800t/h 的碎煤机, 基础由土建专业核算后将基础改造以适应本期更换设备后的安装, 具体方案在下一设计阶段论述;
- 6)煤场斗轮机加大臂长后煤场约可存煤约 10×10^4 t, 满足扩建后全厂锅炉约 11 天的煤耗;
- 7)控制方式及运行方式不变(具备调节相关设备出力的手段);
- 8)其它附属设施基本均可利用现有设施。

6.7 除灰渣系统

6.7.1 锅炉燃煤资料

6.7.1.1 煤源

本期工程设计煤种为塔西河煤矿煤, 校核煤种 1 为大白杨沟煤矿煤样, 校核煤种 2 为红沟煤矿、小沟煤矿 1:1 混合样。

6.7.1.2 燃煤量

每台锅炉最大连续蒸发时, 设计煤种实际消耗量为 152.8t/h, 校核煤种 1 实际消耗量为 146.5t/h, 校核煤种 2 实际消耗量为 159.7t/h。

6.7.2 锅炉形式

2×1176t/h 亚临界煤粉锅炉, 固态连续排渣。

6.7.3 除尘形式

静电除尘器, 除尘保证效率 99.7%。

6.7.4 环保要求

本期工程设干、湿两个出灰口为粉煤灰综合利用提供条件, 并实现粗、细灰的分别输送和分别存储。

6.7.5 灰场

本期灰场距厂址西南约 18.5km, 一期灰场以南约 2km, 库容约 40.25×10^3 m³, 交通和运

输较为便利。

6.7.6 锅炉排灰渣量

表 6.7-1 锅炉排灰渣量

容量	灰渣量			小时排灰渣量(t/h)			年排灰渣量(10 ⁴ t/a)			排石子煤量	
	灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣	小时排 t/h	年排(t/a)
设计煤种											
2×1176t/h 锅炉	71.72	7.97	79.69	41.31	4.59	45.90	2.14			2.14	12321.8
校核煤种 1											
2×1176t/h 锅炉	66.13	7.35	73.48	38.09	4.23	42.32	2.05			2.05	11813.8
校核煤种 2											
2×1176t/h 锅炉	75.04	8.34	83.38	43.22	4.80	48.03	2.24			2.24	12878.2

其中：锅炉排灰渣量分配比为 9:1；

机组年运行小时数为 5760h；

锅炉机械未完全燃烧热损失 1.5%；

石子煤为锅炉最大连续蒸发量时燃煤量的 0.7%。

6.7.7 除灰渣系统的设想

本期工程本期新建 2×300MW 级热电联产机组，机组配置为 2×330MW 亚临界间接空冷抽汽式汽轮机配 2×1176t/h 亚临界固态排渣燃煤锅炉。

工程厂址位于新疆石河子市，性质为上大压小热电联产项目，灰渣综合利用已签定了意向性协议。

为了保持粉煤灰的收敛特性，不破坏其原有的资源价值，同时也为了消除灰渣存放对环境的不利影响，除灰渣系统应具备干灰渣干排的必要条件。

根据电厂的建设规模、机组配置、煤质资料、环保要求、综合利用条件、灰场条件及其特点，拟定本期工程除灰渣系统的两种方案如下：

方案一：除灰渣系统采用灰渣分除，机械除灰渣，汽车外运方式。即锅炉排出的渣在渣井内裂化后落入刮板捞渣机冷却，再经刮板机脱水后直接运送到高位渣仓，每台炉设两座高位渣仓以满足储渣时间要求和运备切换要求；然后装箱式自卸汽车外运灰场存放或综合利用。刮板捞渣机的溢流水流入刮板机旁的初沉水池，初步沉淀后的水经循环泵输送到自动排污滤水器和板式水-水冷却器后循环使用。溢流水循环水系统设有加酸加阻垢剂的设施。

电除尘器和锅炉省煤器灰斗收集的干灰采用正压浓相输送系统集中到灰库，以一台炉为一个输送单元。每台炉的飞灰分组输送，省煤器灰为一组，一电场为一组，两组灰设一根输灰管道；二电场为一组设一根输灰管道；其余电场各为一组，共用一根输灰管道输送。每台炉的飞灰输送按照程序依次进料输送。

全厂空压机站设五台同型号的螺杆式空气压缩机供输灰和，其中两台 $Q=40\text{m}^3/\text{min}$ ，

P=0.85MPa 空压机作为输灰气源，一备。飞灰输送系统的设备均满足锅炉 MCR 时的最大排灰量且留有足够的裕量，系统出力按燃用设计煤种时排灰量的 150%，同时满足燃用校核煤种时排灰量的 120%。正常时系统连续运行，还能满足间断运行的要求，留出检修设备的时间。

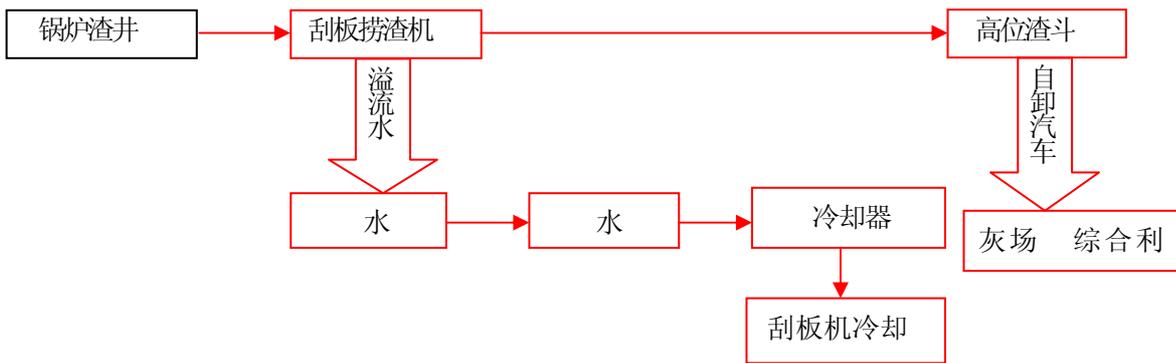
除灰系统设两座粗灰库和一座细灰库，有效容积可储存两台炉 48h 的灰量(设计煤种)。库底设有气化风，灰库顶部安装有袋式收尘器，收尘效率为 99.9%。灰库设置考虑了粉煤灰深加工的便利条件。

每座灰库设有三个排出口，一路经干灰卸料器直接装密封罐车，一路至湿式搅拌机，下装箱式自卸车运至灰场存放，一路作为备用排出口。

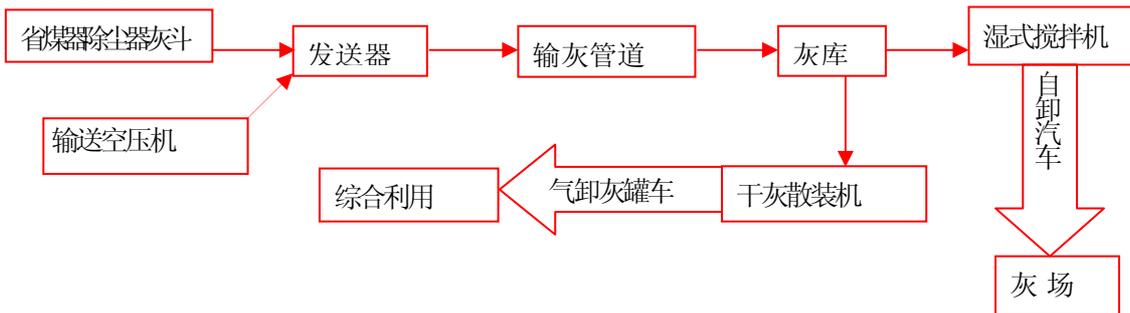
石子煤采用叉车将活动石子煤斗运出锅炉房外然后装车外运灰场的方式排放。

除灰渣系统工艺流程框图：

除渣系统：



除灰系统：



刮板捞渣机的链轮冲洗水和输送用空压机冷却水由工业水连续供给；溢流水冷却器冷却水来工业水系统；灰库搅拌机耗水由工业水回收后加压连续供给。

刮板捞渣机为连续运行，与锅炉运行制相同，就地控制。飞灰输送为连续运行，采用可编程控制器自动程控+就地手操+LCD。

方案二：除灰渣系统采用灰渣分除，风冷除渣系统，气力除灰，灰渣汽车外运。

干式排渣系统主要由底渣冷却系统、机械输送系统、贮渣系统、卸渣系统、仪表及电气

控制系统组成。

每台炉底渣冷却系统包括：一台渣井、一套大渣破碎装置、一台干式排渣机、一套中间渣仓、一台碎渣机。渣井通过水封槽和水封挡板或者采用金属机械密封材料直接与锅炉底部密封连接，干式排渣机与渣井采用波纹板密封连接(大渣破碎装置封闭在波纹板内)，碎渣机密封连接于中间渣仓出口，为隔绝碎渣机的震动，碎渣机进出口与上下连接设备间均采用柔性密封连接，通过这些设备的连接，锅炉底部干式排渣机间形成一个密封系统，同时该系统能自由适应热膨胀。

炉底渣经由渣井下落到干式排渣机不锈钢输送钢带上，高温炉渣由不锈钢输送带向外输送，在输送过程中热渣被逆向流动的空气冷却，到干式排渣机头部时被冷却到 200℃ 以下；冷却空气在锅炉炉膛负压的作用下，由干式排渣机壳体上开设的可调进风口进入设备内部，冷空气与热渣进行逆向热交换；冷空气吸收热量升温到 800℃~900℃ 直接进入炉膛，将炉渣的热量回收。冷却空气总量不超过锅炉总燃烧空气量的 1% 并能根据排渣温度进行调节。

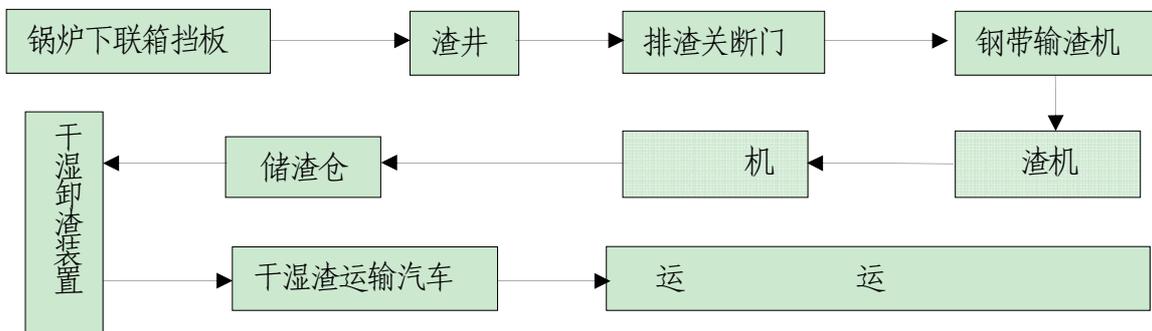
为避免锅炉结大焦时影响干式排渣机的正常运行，在渣井出口设置大焦拦截网和大渣破碎装置，将大渣预破碎至小于 300mm，大焦拦截网上设有监视器，能监视到拦截网上大焦的情况；同时在干式排渣机出口处设有破碎设备，该设备能将小于 300mm 而碎渣机不易破碎的渣破碎至 50~60mm 以下。

被冷却的炉底渣被大渣破碎装置和碎渣机破碎后由机械输送系统送至贮渣仓储存，贮渣仓下干湿渣装车外运至综合利用或贮灰场。

方案二的除灰系统工艺流程和石子煤排放系统与方案一相同。

除灰渣系统工艺流程框图：

除渣系统：



除灰系统：同方案一除灰系统工艺流程框图

6.7.8 两种方案的比较

1) 系统方面

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
------	---------	---------

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
渣井	有	可无,可以降低整个锅炉标高,节约投资。
液压关断门	有(有防止大焦冲击功能,并能自动进行预破碎)	可无,可以降低整个锅炉标高,节约投资。
炉底输送设备	钢带输渣机 (关键件进口)	大倾角刮板捞渣机 (关键件进口)
碎渣机	有	无
储渣斗	有	无
链斗输送机	有	无
储渣仓	有	有(需要配置脱水元件)
装车设备	有	有
澄淀池	无	有
清水池	无	有
循环水泵	无	有(1用1备)
排污泵	无	有(1用1备)
回水泵	无	有(1用1备)
溢流水沟	无	有

2)系统节水、节能、环保、资源再利用方面

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
水资源消耗	◆渣冷却耗水量为零	◆年耗水~ 6.3×10^4 t/炉
锅炉热量损失	◆底渣在输送带上可继续燃烧,热量被返送入炉膛,所以降低了机械不完全燃烧热损失 q_4 ; ◆国内为同类技术应用结果证明,干排渣系统可提高锅炉效率0.05%-0.38%。	◆底渣直接落到水槽中,可燃物不能继续燃烧,产生机械不完全燃烧热损失 q_4 ;
环境影响	◆箱体结构紧密,在微负压下运行,无灰尘外泄漏; ◆无污水排放; ◆在利用途径多一些,可用来水泥厂综合利用、铺路或灰场储存。	◆箱体结构紧密,水系统闭式循环,无灰尘外泄漏; ◆湿渣含有一定量的水分,渣仓卸渣和运输中对道路和厂房区可能造成轻微污染(视管理水平); ◆再利用途径少一些,能用来铺路或灰场储存。

3)可靠、维护方面

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
对锅炉结焦的适应性	◆大渣块落在隔栅上,防止冲击毁坏下部设备; ◆大渣块经预破碎后再由输送带送出; ◆用摄像监视系统可及时发现大渣块,有利于及时处理。 ◆通常不超过30~40t/h的渣。	◆大渣块落到水槽中,产生水爆冲击,要求捞渣机抗冲击能力提高; ◆由于大渣块直接落到水槽中,无监视系统,一般在锅炉底部出口外处理。 ◆可处理较大的渣。
运动的可靠性	◆输送钢带采用摩擦传动,低速运行,所有轴承设在低温位置; ◆输送带运行中无水、颗粒等污染物质的磨损侵蚀,在干燥状态运转,但国产输送带在高温下长期运行也有待	◆采用链传动,低速运行,链条、液压马达等关键部件进口,确保捞渣机整体质量超过大修期; ◆链条、链轮长期在灰水混合物中运行,存在锈蚀、磨损问题(能够达到

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
	进一步考验；	设计要求)。
主输送部件的可靠性	◆网带的寿命保证值50000h。国产化进口材质在大容量机组上未完全经运行考验。	◆链条的寿命保证值35000h。已在大容量机组上经运行考验。
维护检修工作量	◆需要维护检修内容是清扫链(辅件)、托滚等，检修量较少； ◆后续的碎渣机、机械系统存在一定的维修工作量。	◆需要维护检修内容是链条(采用原装进口)、链轮(铸钢)、刮板、底板(耐磨铸石等材料)，检修量较小； ◆无后续系统维修工作量。

4)工程造价、运行维护费用

比较内容	钢带输渣机系统	刮板捞渣机系统
设备费用	830万元	590万元
安装费用	60.2万元	75.2万元
建筑费用	16.5万元	33.3万元
初始投资共计	906.7万元	698.5万元
年运行费	-86.3万元	+25.2万元

注：1、年运行费用为提高锅炉效率、渣综合利用等情况下的收益与一般运行消耗费用的综合值，负值为正收益。详见下表：

除渣方案年运行费用对比表

序号	比较内容	干式排渣方案	刮板捞渣机系统
1	年运行水费	0	+13.5万元
2	年运行电费	+7万元	+12.6 万元
3	年节煤费用	-70.4万元	0
4	年检修维护费用	+8万元	+7 万元
5	运行人员年工资	+15.0万元	+15.0万元
6	年售渣费用	-45.9万元	-22.9万元
7	年运行总费用	-86.3万元	+25.2 万元

注：年运行费用是基于以下数据：

年运行小时数为5760h；

每台炉设计煤种耗煤量为152.8 t/h，采用干式排渣方案可提高锅炉效率0.25%；

电费：0.20元/kW·h；水费：1.5元/t；煤价：160元/t；干、湿渣：10、5元/t；

运行人员年工资：5.0万元/a。

通过以上方案的技术经济对比，为实现系统经济安全运行，达到节水降耗、工艺合理，推荐方案二作为除灰渣系统优选方案。

6.8 电厂化学

6.8.1 设计依据和基础资料

6.8.1.1 机组型式及装机容量

本期工程拟选 2×300MW 级亚临界间接空冷抽汽供热机组+2×1180t/h 煤粉炉。发电机冷却方式采用水-氢-氢内冷。

6.8.1.2 水源及水质

本期电厂供水水源为玛纳斯河地表水。

6.8.2 锅炉补给水处理系统及热网补给水处理系统

6.8.2.1 锅炉及热网补给水处理系统

根据电厂现有水质报告、机组参数及对炉水品质的要求，经过计算，本期锅炉补给水处理系统设计同一期为：过滤+一级除盐+混床系统。

本期工程各项水汽损失及补给水量见表 6.9-1。

表 6.9-1 全厂汽水平衡表

序号	项 目	数 量(t/h)	
		2×330MW 机组	
		冬季	夏季
1	厂内水汽循环损失	35.4	35.4
2	锅炉排污损失	23.6	23.6
3	蒸汽吹灰损失	1	1
4	采暖用汽损失	10	
5	燃油吹扫伴热及灰斗加热用汽	6	
6	闭式循环冷却水损失	5.3	5.3
7	热网除氧蒸气折合消耗除盐水	8	
8	热力系统需要的正常补水量	89.3	65.3

表6.9-1 全厂汽水平衡表

序号	项 目	数 量(t/h)	
		2×330MW机组	
		冬季	夏季
1	厂内水汽循环损失	35.4	35.4
2	锅炉排污损失	23.6	23.6
3	蒸汽吹灰损失	1	1
4	采暖用汽损失	14	
5	燃油吹扫伴热及灰斗加热用汽	6	
6	闭式循环冷却水损失	10	5.0
7	热网除氧蒸气折合消耗除盐水	10	
8	热力系统需要的正常补水量	100	65.0

本期工程设置了为城市居民采暖供热的供热首站，将热电厂的抽汽与城市供热一次热网进行汽水热交换，然后向城市供热。冬季供热工况正常需热网补软化水 50 t/h，考虑到补水量较少，只有冬季需要补水，另设软化水处理系统不经济，操作运行麻烦，设计考虑采

用除盐水加碱作热网补水，故冬季正常补水量约为 140 t/h，夏季正常补水量约为 65 t/h。

电厂一期已建锅炉补给水处理系统流程为：供水系统来生水→盘式过滤器→阳双室床→除碳器→中间水箱→中间水泵→阴双室床→混床→除盐水箱→除盐水泵→主厂房。

系统为母管制连接方式，运行及再生采用程序控制。

原水经上述系统处理后，出水水质如下：

硬度 $\approx 0\mu\text{mol/L}$ ；二氧化硅 $\leq 20\mu\text{g/L}$ ；电导率(25℃) $\leq 0.2\mu\text{s/cm}$ 。

一期冬季正常补水量为 650t/h，夏季正常补水量约为 435 t/h。一期已建有 4 台出力为 240 t/h 盘式过滤器， $\phi 2800$ 阴、阳双室床各 7 台，6 运一备，运行流速为 19.2m/h，出力为 200~250 t/h 除碳器及 $V=75\text{m}^3$ 中间水箱各 4 台，出力为 300 t/h 中间水泵 4 台， $\phi 2500$ 混床 6 台，5 运一备，运行流速为 29m/h。

考虑本期补水量后，冬季正常总补水量为 790t/h，夏季正常总补水量约为 500 t/h。

考虑自用水后，两期系统设计出力为 850 t/h。

经核算，原有系统设备及除盐水箱、中和水池容积均能满足本期需要，阴、阳双室床 6 运一备，运行流速为 23m/h，混床 5 运一备，运行流速为 35m/h。故本期利用原有系统设备不再扩建。

由于电厂一期锅炉补给水处理系统采用西玛纳斯河漫滩地下水，而本期采用玛纳斯河水，因两者水质差异不大，可将本期经水工澄清后河水接至一期水处理系统生水母管，或将一期循环冷却用水的 150 t/h 地下水用于锅炉补给水处理系统用水，将本期河水补充到一期循环冷却水系统。

6.8.2.2 锅炉补给水处理室布置

本期利用一期原有锅炉补给水处理室及化验办公楼，不再扩建。

按《火力发电厂化学设计技术规程》(DL / T5068-2006)中亚临界参数机组的要求增加部分试验仪器。

6.8.3 凝结水精处理系统

本期工程为表面式间接空冷机组，凝结水精处理系统需要具有以除铁为主、又可除去水中溶解杂质的系统和设备。

凝结水精处理装置拟设置中压粉末树脂覆盖过滤器系统。具体工艺流程为：

凝结水泵来水 → 粉末树脂覆盖过滤器 → 低压加热器。

每台机组的凝结水精处理设备按凝结水量的 2×100% 设置，并配置一套铺膜及清洗系统。

凝结水精处理系统再生采用微处理机程序控制。凝结水精处理系统设备布置在主厂房

内。

6.8.4 给水、炉水、闭冷水校正处理及水汽取样

为减少热力系统及闭式循环冷却系统酸性腐蚀，提高介质 PH 值，采用凝结水、给水加氨及闭冷水加联氨处理并留有停炉保护加药的接口。

为减少热力系统的氧腐蚀，对经热力除氧的给水及凝结水采用联氨加药处理。

为防止锅炉中的钙镁盐类沉积、维持炉水 PH 值及有效的防止锅炉腐蚀，采取炉内加氢氧化钠处理措施。

各加药系统加药泵按单元机组加药控制设置，并设有公共备用泵。

为提高机组热力系统的水汽取样和分析准确性并方便集中取样，拟设每台机组的水汽集中取样装置，水汽取样装置包含高、低温架及仪表盘，具有仪表自动分析的功能，并采用微机数据管理。

为方便运行管理，各加药装置布置于加药室内，各机组取样装置集中布置于水汽取样室内，加药室及水汽取样室布置在主厂房内，加药系统及取样系统实行微机集中监控。

6.8.5 辅机循环冷却水处理

辅机循环冷却水处理系统本着节水、系统运行安全可靠为原则，需采用加稳定剂、杀菌剂系统，加稳定剂、杀菌剂设备各设置一套，均为两箱三泵组合加药装置。

6.8.6 氢系统

一期原有一套出力为 $10\text{Nm}^3/\text{h}$ 中压水电解制氢装置，据现场反映，裕量很小，仅满足一期用量。本期新增一套出力为 $10\text{Nm}^3/\text{h}$ 中压水电解制氢装置；3 个容积为 13.9m^3 的氢气贮罐；1 个容积为 10m^3 压缩空气贮罐，布置在一期制氢站旁扩建位置。

6.8.7 油净化处理

一期原有一台移动式绝缘油的净油机，本期不再增设。

6.8.8 工业废水处理系统

本期工程采用集中工业废水处理方式。设计出力为 100t/h 集中工业废水处理系统。

集中工业废水处理系统将全厂工业废液集中收集于废液贮存池，通过曝气氧化、PH 调节、凝聚、澄清等工艺处理废液，对化学水处理酸碱等经常性废水主要经中和处理，使 PH 达 6-9，对锅炉酸洗排水、锅炉烟道冲洗排水、空气预热器冲洗水等非经常性废水排入贮存池，根据不同的废水性质采取不同的治理措施：有机酸洗废液可采用池内投加氧化剂，空气搅拌氧化处理；无机酸洗废液可采用中和处理；含悬浮物废水可采用沉淀、絮凝澄清方式予以处理。

废液处理合格后复用或排入全厂下水系统。

6.8.9 酸洗设施

根据《火力发电厂设计技术规程》(DL 5000-2000)规定, 锅炉化学清洗一般由具有酸洗资质的单位清洗, 本期工程不设固定酸洗设施, 不开列酸洗设备及相应设备费用。

6.9 热工自动化

6.9.1 机组控制方式

本期工程规模为2×330MW供热式汽轮发电机组, 采用炉、机、电集中控制方式, 为便于管理, 两台机组合设一集中控制室。在集中控制室内布置有炉、机、电单元机组操作员站, 电气网络监视操作员站、全厂的火灾报警、消防、空调监控站、值长工作站等。

按照控制系统物理分散的原则, 两台机组设置各自的电子设备间, 每台机组设置一个锅炉动力设备间、电子设备间和一个汽机动力及电子设备间。锅炉电子设备间布置在辅机综合楼内, 位于集中控制室后部, 锅炉动力设备间布置在锅炉电子设备间后部, 电气设备间分别布置在集控室附近, 标高皆为12.6m, 集中控制室及各设备间下面设电缆夹层; 汽机热控动力室和汽机电子设备间布置在汽机房汽机头部附近, 标高6.3m, 下面为电缆夹层。

集中控制室内表盘均按炉、机、电顺序布置, 表盘采用盘、台分离方式。操作台主要由分散控制系统(DCS)的操作员站组成。操作人员对机组运行进行监视和控制是通过LCD及操作键盘进行。盘为辅助控制盘, 位于操作台后面, 上面设有炉膛火焰电视、汽包水位电视和随主设备供货的控制监视设备。

辅助车间采用辅助车间集中监控系统, 在集中控制室设置辅网控制点, 实现辅助车间的远程集控; 各辅助车间按水、煤、灰三个区域设置就地集中控制室, 设置就地操作员站, 辅助车间均采用可编程程序控制(PLC)方式。其中水系统包括: 凝结水精处理控制系统、综合水泵房控制系统、废水处理控制系统、汽水取样装置控制系统、锅炉加药控制系统、制氢站等系统, 水网系统的就地集中控制设置就地操作员站。煤系统的相关控制及描述见电气部分。灰系统包括: 除灰控制系统(含灰库、卸灰卸料设备、气化风机、输送空压机等公用系统的控制)、除渣控制系统(包括除渣公用系统), 灰网系统的电子设备间设在除灰电气综合楼内的控制室内, 为减少定员, 灰网的就地集中控制室设在除灰电气综合楼控制室内。脱硫部分采用分散控制系统(DCS), 其控制系统及仪控设备随脱硫岛一体供货。脱硫部分控制柜等设备布置在脱硫岛电子设备间, 就地操作员站设在灰网的就地集中控制室, 其主要监控部分设置在集中控制室。预留脱硝控制系统与辅助车间集中监控系统的接口。

空调控制系统采用程控方式，空压站、辅机循环水泵房、空冷系统的控制纳入到DCS系统，分别在辅机循环水泵房设置远程I/O站，空冷系统设置远程监控站。远程IO站、远程控制站统一由主厂房控制室监视、控制。

对于测点相对集中而又距监控中心较远的一些热工参数检测和信息处理可采用远程I/O实现(如过热器壁温、再热器壁温、发电机线圈温度等)，以减少控制电缆和施工工作量。

6.9.2 控制水平

单元机组确立 DCS 操作员站的主导地位，形成以操作员站“软操”为操作手段，LCD 显示屏为监视界面的机组控制与监视模式。机组的起动、运行及停止或事故处理，通过 DCS 的数据采集、顺序控制、闭环自动调节和完善的联锁保护来实施。每台机组不再设计常规显示仪表，仅按规程规定设置少量独立于 DCS 的后备启停和跳闸操作手段。

设计中也将借鉴同类机组工程设计的经验，积极采用先进可靠技术和设备，满足机组监视、控制、报警和保护的要求，在确保机组安全经济运行的同时，能迅速调整机组负荷，发挥机组调峰能力，适应电网不断变化的负荷需求。

单元机组控制采用分散控制系统(DCS)，实现炉、机、电集中控制，分散控制系统(DCS)的功能包括数据采集(DAS)、模拟量控制(MCS)、锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)、炉机辅机顺序控制(SCS<B/T>)，发电机变压器组及厂用电源顺序控制系统(SCS<G/A>)，为实现炉、机、电单元统一值班创造良好条件，空压站、辅机循环水泵房、汽轮机空冷系统的监视控制也纳入DCS控制。

集中控制室内，运行人员籍助于热工控制系统可以实现：

1)在 1~2 名就地操作和巡回人员检查配合下实现机组启动、机组运行工况监视和调整、停机和事故处理。机组按一名主值班员监控为主，另配二名副值班员完成本台机组的正常监控考虑。

2)实现以 LCD 和键盘为中心的炉、机、电集中监视和控制，其主要内容为：屏幕显示、键盘操作、报警打印、定期制表、事件顺序记录、性能计算及历史数据存储检索等。

当分散控制系统一旦故障时，少量的后备操作开关/按钮将保证机组紧急安全停机。机组的协调控制及炉跟踪、机跟踪和炉、机分别远控/手操均以 DCS 系统为基础。

为提高电网水平，适应商业化运营需要，使机组更好地满足参与电网调峰控制的要求，将设置自动发电控制(AGC)的接口，接受电网调度的负荷指令，参与电网的调峰控制，提高机组变负荷适应能力。

6.9.3 热工自动化功能

6.9.3.1 分散控制系统(DCS)

分散控制系统(DCS)的功能范围包括:

- 1)数据采集和处理系统(DAS)
- 2)模拟量控制系统(MCS)
- 3)辅机顺序控制系统(SCS<B/T>+SCS<G/A>)
- 4)锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)

6.9.3.2 人-机接口

它作为主要的人-机联系手段,对机炉电及辅机设备实现监视、控制、参数设定、M/A站切换、系统故障自诊断功能。

6.9.3.3 汽机数字电液控制系统(DEH)的功能

1)基本的控制功能

(1)转速控制

(2)负荷控制

(3)阀门管理

(4)阀门试验

2)汽机起停和运行中的监视功能

(1)基本监视功能

(2)显示、报警功能

(3)制表记录

(4)操作指导

(5)甩负荷控制功能

(6)热应力计算功能

(7)主汽压力控制功能

DEH系统提供与电厂DCS系统的各种接口,并能接受和发送为综合整个机组运行工况所要求的信息和指令。对于汽机的一般信息,DEH系统能与DCS系统通过数据通讯线路连接、实现信息共享。对于控制信号,采用硬接线连接。

6.9.3.4 汽机安全监视系统(TSI)

为保证汽机的安全稳定运行,汽机设安全监视系统,主要监视项目有:

1)转速

2)轴向位移

- 3)相对膨胀
- 4)大轴振动(X、Y方向, 含发电机)
- 5)轴承振动(X、Y方向, 含发电机)
- 6)偏心
- 7)零转速
- 8)绝对膨胀
- 9)油箱油位

TSI装置由汽机厂配供。TSI系统提供与电厂其它系统的各种接口,并能发送为综合整个机组运行工况所要求的信息。TSI与DCS系统通过数据通讯线路连接、实现信息共享。TSI与ETS、DEH系统通过硬接线连接。

6.9.3.5 汽机紧急跳闸系统(ETS)

主要跳闸条件、最终将按汽机厂技术要求确定,原则上对所有的跳闸条件均要求具有在线试验功能。

汽轮机紧急跳闸系统(ETS)独立设置,采用带冗余控制器的PLC实现其功能。ETS监视所有引起汽机跳闸的输入信号,一旦有异常讯号发生,ETS立即动作发出汽机跳闸指令。

汽机紧急跳闸系统(ETS)的保护内容如下:

- 转速超限
- 凝汽器真空低
- 润滑油压低
- 轴向位移超限
- 大轴振动超限
- 相对膨胀超限
- 轴承座振动超限
- 发变组主保护动作
- 锅炉发生MFT
- EH油压低
- DEH失电
- DEH跳闸指令
- 其它汽机本体要求跳闸信号

汽机的防进水保护、低压缸喷水保护等其它保护项目由DCS完成。

6.9.3.6 旁路控制系统(BPS)

根据原电力规划设计总院电规发(1996)42号文发送的《300MW引进型机组旁路系统专题讨论会议纪要》的精神,对旁路控制系统进行简化,即:

1)控制逻辑只考虑启动要求,控制方式改为手动远操。

2)旁路阀的开启和关闭不再按快速进行设计,仅要求严密性和启闭灵活性。设置必要的联锁保护,控制上对DEH逻辑也相应修改。

3)除阀门的动力控制回路外,其余控制回路均纳入DCS系统中。

6.9.3.7 热工信号报警系统

不设置常规热工信号报警光字牌。过程参数越限或控制装置故障,均通过分散控制系统的LCD画面报警;对重要参数以及需要引起运行人员特别注意的预告报警信号,拟在分散控制系统的LCD设置专用的报警画面,与此同时按锅炉、汽机、发电机划分区域,由DCS引出报警接点鸣放故障音响报警信号。

重要报警接点进入DCS系统时可重复设置,并由不同的检测通道及控制器实施其报警功能。

6.9.3.8 汽轮机振动监测和故障诊断系统(TDM)

汽轮机振动监测和故障诊断系统(TDM)的功能:

机组启、停实时信号的数据采集、处理、分析和存储;

机组日常运行实时信号的数据采集、处理、分析和存储;

实时信号监视、报警及危急识别;

例行报表输出;

振动特征分析;

故障诊断功能;

事故追忆及报警历史档案存储管理等。

6.9.3.9 火灾报警

本期工程设置一套火灾报警系统,火灾报警系统包括探测装置(点式或缆式探测器、手动呼叫器)、区域报警器、集中报警装置、电源装置和联动信号装置等。全厂集中报警装置设置在主厂房集中控制室内,主厂房内的探测点直接汇接至集中报警装置上。主厂房外若干区域报警点,同时将信号通过通讯方式传输到集中报警装置,因而全厂火警都可以在集中报警装置上立即发出声光信号,并记录下火警地址和时间。

发生火警后,原则上应由运行巡视人员立即赴现场确认火情,然后再手动启动相应消防

设施组织灭火。但某些场所，例如电缆夹层、汽机运转层下及中间层油管道、主厂房透平油箱、给水泵油箱、柴油发电机室等，当发生火警后一方面发出报警，同时还自动联动喷雾或喷淋动作。在集中报警装置表盘上还装设高压消防水泵远方启动操作开关。火灾检测及自动报警区域如下：

- 1)集中控制室、电子设备设备室、工程师工作室、升压站继电器室。
- 2)主厂房内高、低压厂用配电装置室。
- 3)电缆夹层、桥架主通道、竖井、隧道。
- 4)汽轮机轴承、润滑油箱、EH 油箱、氢密封油装置、给水泵油箱。
- 5)锅炉四角燃烧器区域、磨煤机油箱
- 6)主变压器、高压厂用变压器、启动/备用变压器
- 7)柴油发电机室
- 8)输煤综合楼、输煤栈桥、转运站及筒仓、碎煤机楼
- 9)汽机运转层下及中间层油管道
- 10)燃油泵房及油罐区
- 11)脱硫系统的电控楼(火灾报警系统随脱硫岛供货)

6.9.3.10 厂级信息管理系统

厂级管理信息系统(MIS)主要包括基建期 MIS 和生产期 MIS。

基建期 MIS 共包括 10 个功能模块：进度管理、财务管理、设备材料管理、合同管理、档案管理、质量安全管理、三维数字化电厂管理、办公事务管理(OA)、综合查询、系统维护。各相关模块之间能够实现信息的安全共享。

生产期 MIS 原则上充分利用基建期 MIS 的应用软件，并根据实际使用情况和生产期的需求进行增加新的功能模块，并做到统一规划设计和管理工作，做好与基建期应用软件的数据接口。还应具有中文在线操作帮助和一定的辅助决策功能。建立以关键指标体系查询为基础的综合查询系统。其功能模块主要有：运行管理、设备检修管理、燃料管理、计划统计管理、安监管理、物资管理、人力资源管理、综合查询、系统维护。

本期工程根据将电厂实际情况设置厂级信息管理系统。

6.9.3.11 厂级监控信息系统(SIS)

厂级监控信息系统是全厂实时监控和信息管理的中心，通过将各个控制系统联成一体的通讯网络，最有效地提高电厂的安全及经济管理。其主要功能有：厂级性能计算、实时数据库、实时监控、生产管理和过程指导。

6.9.3.12 全厂闭路工业电视系统

本期工程拟设一套闭路电视监视分系统,监视范围包括本期工程新建的主厂房内各重要部位及厂区各辅助车间,组成一个的全厂范围闭路电视监视系统,采用全数字传输方式。

6.9.3.13 脱硫

烟气脱硫分散控制系统(DCS):目前分散控制系统(DCS)在国内已得到普遍的应用,并有较多的供货商,在工程实施阶段可通过招标方式择优选取也可考虑随工艺设备成套供货。

6.9.3.14 锅炉炉管泄漏检测装置

本期工程两炉设一套锅炉炉管泄漏检测装置,用于监测过热器、再热器、省煤器、水冷壁等锅炉承压受热面管道的早期水、汽泄漏及有效检测吹灰运行工况。

6.9.4 热工自动化设备选择

仪表和控制设备应是经过电厂实际应用考核证明是成熟适用的产品,不采用试验性器件,不采用国家明文淘汰的产品;仪表和控制设备应是经过电厂实际应用考核证明是成熟适用的产品,不采用试验性器件,不采用国家明文淘汰的产品;不使用含有汞、放射性等对人体有害物质的仪表;仪表和控制设备的精度需满足实际使用的要求。

6.9.4.1 分散控制系统(DCS)

选用在大型火电机组上有成功应用经验,适合电站特点,且性能价格比好的产品。同时考虑降低工程造价等多方面因素择优选择,应在国内有良好技术支撑的产品中通过招议标方式选定。

6.9.4.2 厂级管理信息系统(MIS)

厂级管理信息系统(MIS)的设备在国内有成功运行经验的厂商中通过招标决定。MIS系统的实时信息部分由SIS系统提供。

6.9.4.3 厂级监控信息系统(SIS)

厂级监控信息系统(SIS)的设备在国内有成功运行经验的厂商中通过招标决定。

6.9.4.4 控制室设备及现场仪表,材料

1)控制室布置的热工控制盘台柜设备

将优先选用符合国家标准的系列产品,并注意满足设备检修、安装环境的要求。控制回路使用的的电气设备如开关、按钮、继电器、信号灯等,优先选用技术性能较优的产品。

2)现场仪表、设备

(1)执行机构

重要的模拟量控制均采用进口执行机构。一般控制系统采用国产执行机构。电动门(挡

板)电动装置和调节电动执行机构选用智能一体化系列产品。

(2)变送器

选用高性能智能变送器。

(3)逻辑开关

逻辑开关采用进口产品。

(4)材料

a 电缆桥架

主厂房及一般辅助车间采用钢质冷镀锌桥架;锅炉补给水处理车间等有酸碱腐蚀性场所采用防腐型桥架。

b 仪表阀门

主厂房高温高压仪表一次阀门及排污阀门由于国产此类阀门质量差,寿命短,往往影响测点的可靠性和测量精度,因此采用进口产品,其它采用国产产品。

c 电缆

全厂采用阻燃型电缆,包括控制电缆、计算机用屏蔽电缆和补偿导线等。部分高温区域采用耐高温电缆。

6.9.4.5 随主设备配套提供的控制装置

随主设备配套提供的控制装置项目较多,其中随汽机配供的主要项目有 DEH、ETS、TSI、TDM 等;随锅炉配供的设备有 FSSS 炉前设备、空预器控制柜、空预器火灾报警柜等;随发电机配供的设备有氢油水控制柜、氢纯度计、氢湿度计等设备。在满足工程设计要求的前提下,其选型原则要求成熟、可靠;TSI 采用进口设备;TDM 采用国产设备。电动门(挡板)电动装置和调节电动执行机构建议选用智能一体化系列产品;程控系统的 PLC 选型全厂品种尽量统一,以方便今后运行管理和日常维护。条件允许时 DEH 的电子硬件选型应与机组 DCS 一致,以便于机组控制系统一体化。

6.9.4.6 电厂辅助车间的热工自动化系统及设备选型

全厂辅助车间接水、煤、灰三个监控点,辅助车间均采用可编程程序控制(PLC)方式。考虑到今后运行、检修、维护的方便,全厂辅助车间拟采用统一型号系列的 PLC。附属辅助生产车间系统按相对控制点联网后,通过网关(接口机)可将有关信息送至厂级信息系统(SIS)。厂级信息系统(SIS)的实时数据库拟采用国产产品。

6.9.4.7 环境监测

根据国家环境保护有关法规以及烟气脱硫连续排放监测控制的要求,本期工程两台机组

将装设烟气连续自动监测系统(CEM)，相关设计说明见环保专业。设备随脱硫装置配供。

6.9.4.8 火灾报警系统

选用的火灾报警系统应经我国公安部消防主管部门检验合格，并在电厂有较好应用实绩的产品。为保证系统投用可靠，参考同类电厂选型经验，本期工程建议采用进口产品。

6.9.5 电源

1)DCS、DEH、ETS 及其它控制装置的供电均为双路供电，其中一路接自 220VAC UPS 电源，另一路接自 220VAC 事故保安电源。

2)电动阀门、三相电动执行机构及热控检修用电源，采用 380V/220VAC 切换电源，分别由低压厂用配电装置不同段馈电。

3)热工保护、疏水电磁阀等控制电源：采用直流电源时，由电气蓄电池组双回提供；采用交流电源时，由经双电源自动切换装置的电气 UPS 和保安电源提供。

4)辅助系统控制由所在车间 380V/220VAC 电源供电，一般为双路。设有 PLC 的程控装置一般另配置专用小容量 UPS 装置。

6.9.6 气源

1)仪用气源由全厂专用无油空压机室提供，并设有贮气罐，当全部空气压缩机停用时，贮气罐容量应能维持 5min 耗气量。

2)仪用气源供气对象为汽机抽汽逆止门控制、气动执行机构、锅炉火焰及水位工业电视等。

3)在各个用气支管上设配气箱，在要求较高的用气点上设过滤器。

6.9.7 热工试验室

热工自动化试验设备清单设计按电力行业标准 DL / T5004-2004 中执行检修任务类型电厂设计，原热工自动化试验室不再扩建。热工自动化试验室仪器设备清单将在施工图设计时提出，业主可在专项费用包干前提下酌情购置。

6.10 主厂房布置

6.10.1 主厂房总体设计原则

本期工程在充分借鉴国内 300MW 机组主厂房典型设计的基础上，结合二十一世纪示范电站的有关思想，优化设计方案，努力降低工程造价。

1)新疆天富南热电一期工程建设 2×125MW 机组，本期工程建设 2×330MW 机组，本期工程主厂房按与一期主厂房连接设计，并留有扩建余地。

2)主厂房布置充分考虑与一期主厂房的衔接、节约用地、降低造价、减轻运行人员的劳动强度和运行、维护、检修的便利。

3)根据新疆冬季气温较低的特点,本期工程按严寒地区设计,锅炉运转层以下为室内布置,运转层以上设计为紧身封闭。

4)自汽机房向炉后看,右为主厂房扩建端,即本期工程主厂房为右扩建型式。

5)为方便机组的运行维护和管理,本期工程两台汽轮发电机组按纵向顺列方式布置。

6)一期工程考虑到扩建两台 125MW 机组,在煤仓框架扩建端预留了双柱(双柱距离 1.2m),该柱无法利用或拆除,为了布置本期工程柱基础,本期主厂房的第一排柱(16 柱)和上期最后一排柱(15a 柱)的间距为 7m,即在本期和上期主厂房间设置一个 8.2m(1.2+7=8.2)的连接档,此连接档中布置楼梯等。

本阶段主厂房布置拟按两个方案设计,其中:

1)方案一:中速磨煤机方案;

2)方案二:双进双出钢球磨煤机方案。

通过上述两方案主厂房布置尺寸的比较,并结合本报告制粉系统论述中提出的制粉系统推荐意见,进一步确定主厂房布置推荐方案。

6.10.2 主厂房布置方案一:中速磨煤机方案

6.10.2.1 主要布置原则

1)主厂房按汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉、预留脱硝区域、烟囱、脱硫区域顺序布置。

2)锅炉房运转层以下为室内布置,运转层以上为紧身封闭。炉前设高封屋面。本期工程锅炉采用主副双钢架结构。

3)汽机房运转层采用岛式布置。

4)主厂房柱距为 9m。汽机房跨度 24m,除氧间跨度 9.5m(同上期一致),煤仓间跨度 12.5m,炉前距离 6.5m。

6.10.2.2 汽机房及除氧间布置

1)2 台汽轮发电机组纵向顺列布置。

2)电动调速给水泵布置在除氧间 0 米层。

3)6kV 及 380V 厂用配电装置布置在发电机侧。

4)汽机房两机之间布置零米检修场,汽机房设置两台 75/20t 桥式起重机。

5)卧式低压加热器布置在汽机房运转层靠 A 排处,卧式高压加热器及除氧器分层布置在除氧间内。除氧间与煤仓间之间设置隔墙。

6.10.2.3 煤仓间、锅炉房及炉后布置

- 1)煤仓间底层布置 5 台中速磨煤机，运转层布置 5 台给煤机，给煤机上接原煤斗。
- 2)锅炉房零米层空预器后布置两台离心式冷一次风机，锅炉两侧布置两台轴流式送风机。锅炉房零米层还布置有除渣设备、暖风器疏水箱、磨煤机密封风机等设备。
- 3)锅炉房固扩端各布置一座高位渣仓。
- 4)炉后顺序布置电气除尘器、引风机室及两炉合用的一座烟囱，烟囱后为脱硫装置场地。

6.10.3 主厂房布置方案二：双进双出钢球磨煤机方案

6.10.3.1 主要布置原则

- 1)主厂房按汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉、预留脱硝区域、烟囱、脱硫区域顺序布置。
- 2)锅炉房运转层以下为室内布置，运转层以上为紧身封闭，炉前设高封屋面。
- 3)汽机房运转层采用岛式布置。
- 4)主厂房柱距为 12m。汽机房跨度 24m，除氧间跨度 9.5m，煤仓间跨度 12.5m，炉前距离 9m。

6.10.3.2 汽机房及除氧间布置

汽机房及除氧间布置同中速磨煤机方案。

6.10.3.3 煤仓间、锅炉房及炉后布置

- 1)每台炉配置 3 台双进双出钢球磨煤机，3 座大容量钢煤斗。
- 2)磨煤机横向布置在煤仓间 0m，运转层布置给煤机(每炉 6 台)，运转层至皮带层布置钢煤斗。
- 3)锅炉房及炉后布置同中速磨煤机方案。

6.10.4 主厂房布置方案选择

6.10.4.1 主厂房布置方案一与方案二重要尺寸比较表

主厂房主要外形尺寸

名 称	尺寸m		名 称	标高 m	
	方案二	方案一		方案二	方案一
汽机房跨度	24	24	汽机房运行层	12.6	12.6
煤仓间跨度	12.5	12.5	锅炉房运行层	12.6	12.6
D列距K1(炉前)	9	6.5	汽机房中间层	6.3	6.3
A--烟囱中心线	167.42	164.92	汽机行车轨顶	25.3	25.3
主厂房柱距及长度	12m/1.5m 12m×12+1.5m=14 5.5m	9m/1.5m 9m×16+1.5m=1 45.5m	输煤皮带层	32.1	32.1
汽轮机中心线距A排 柱距离	13	13	给煤机层	12.6	12.6
除氧间跨度	9.5	9.5	除氧器层	21.0	21.0

名 称	尺寸m		名 称	标高 m	
	方案二	方案一		方案二	方案一
两机凝汽器中心距	82.5	82.5			

6.10.4.2 主厂房布置方案选择

经过对主厂房布置两个方案的论证、对比可以得出：

方案一主厂房尺寸小于方案二，其主厂房建筑造价也小于方案二。方案一采用国内十分成熟的 330MW 机组主厂房布置典型模式，且在本报告制粉系统论证时已将中速磨煤机直吹式系统列为本期工程推荐方案，因此本期工程主厂房布置推荐采用方案一，即中速磨煤机方案。

6.10.4.3 方案一主厂房主要结构尺寸

主厂房主要结构尺寸表

项 目		尺 寸
汽机房	跨距(m)	24.0
	长度(m)	145.5
	运转层标高(m)	12.6
	行车轨面标高(m)	25.3
	屋架下弦标高(m)	29.345
	体积(10^4m^3)	10.25
除氧框架	跨距(m)	9.5
	长度(m)	145.5
	加热器平台标高(m)	12.6
	运转层标高(m)	12.6
	除氧层标高(m)	21.0
	屋面梁标高(m)	35.30
体积(10^4m^3)	4.88	
煤仓框架	跨距(m)	12.5
	长度(m)	145.5
	运转层标高(m)	12.6
	给煤层标高(m)	12.6
	煤仓层标高(m)	25.2
	皮带层标高(m)	32.1
	屋面梁标高(m)	39.3
体积(10^4m^3)	7.15	
锅炉房	跨距(m)	55.82(暂定)
	长度(m)	2×57.75(暂定)
	运转层标高(m)	12.6
	体 积	运转层以下部分体积(10^4m^3)
紧身封闭部分		19.23(暂定)
从A列柱到烟囱中心线距离(m)		164.92

6.11 主要生产建筑物的建筑布置及结构选型

6.11.1 主厂房总体设计原则

本期工程考虑与前期主厂房协调布置，充分利用已有输煤系统，优化设计方案，努力降低工程造价。

1)一期工程建设 2×125MW 机组，本期工程建设 2×330MW 机组，本期工程主厂房按与一期主厂房连接设计，并留有扩建余地。

2)建筑设计方案以“人文内涵，环境协调，生态平衡，企业文化”为设计理念，对厂区建筑形象进行整合；对建筑面积与体积指标进行优化，充分为业主着想，该建的建，能省的省。

3)根据新疆冬季气温较低的特点，本期工程按严寒地区设计，锅炉运转层以下为室内布置，运转层以上设计为紧身封闭。

4)自汽机房向炉后看，左为主厂房固定端，右为扩建端，即本期工程主厂房为右扩建型式。

5)为方便机组的运行维护和管理，本期工程两台汽轮发电机组按纵向顺列方式布置。

6.11.2 主要生产建筑物的建筑布置及结构选型

建筑形象设计应源于建筑功能又要融入厂区环境，结合周围地域环境，考虑到建筑的性格特点，体型力求端庄，简洁，方正；建筑色彩与天富集团企业文化相结合，设计理念以外表的简洁与周围环境取得一致和谐。

主厂房是整个厂区的标志性建筑，色彩的正确运用对生产、生活环境、生产效率、安全生产均有一定的积极影响。利用压型钢板的不同纹理、色彩，形成不同的构图，并将天富集团醒目地点缀其上，同时削弱了大体量造成的单调、平淡，充分展现天富集团公司的企业精神风貌。

6.11.2.1 主厂房

1)主厂房建筑布置：见 6.11。

2)主厂房结构选型

主厂房采用钢筋混凝土结构，并进行空间建模，充分考虑空间的协同作用，根据工艺荷载，在满足强度、变形基础上，使结构断面达到最优。

结构选型上两方案相同，均为横向为汽机房外侧柱-汽机房屋盖-除氧煤仓框架组成的钢筋混凝土框排架结构，纵向为框架钢支撑结构。汽机房屋盖推荐采用钢屋架结构、屋面材料采用压型钢板做底模混凝土的屋面结构型式；汽机基础采用钢筋混凝土框架结构；汽机房平台、煤仓间运转层和皮带层楼板采用焊接或轧制 H 型钢梁、现浇钢筋混凝土楼板，梁顶设置抗剪件与钢梁连接；锅炉运转层采用钢梁混凝土叠合板结构；煤斗采用焊结钢结构；

吊车梁采用钢筋混凝土吊车梁或钢吊车梁。外围护结构主要采用砌体；汽机房固扩端墙运转层以上采用三角型抗风桁架外挂金属夹心板围护。汽机房 A 列柱运转层以下采用砌体封闭，运转层以上采用外挂金属夹心板围护。炉架为钢结构由制造厂家设计，锅炉运转层以下砌体围护，运转层以上用金属夹心板封闭。

3)基础型式

主厂房基础采用钢筋混凝土柱下独立基础。

6.11.2.2 炉后建筑

1) 烟囱为单套筒式烟囱，排烟筒与外筒分开。排烟筒采用自立式普通钢板内贴发泡玻璃砖内筒，排烟筒高 210m，出口直径为 7.5m；外筒为钢筋混凝土；烟囱底板采用环板式基础。两台炉合用一根排烟筒，烟囱两侧各设烟道口与烟道相连。

2)烟道为钢筋混凝土框架结构，基础为钢筋混凝土独立基础。

3)引风机房为钢筋混凝土框架结构，砌体维护，基础为钢筋混凝土独立基础。

6.11.2.3 电气建构筑物

1)电除尘及除灰配电楼为三层框架结构，轴线尺寸 24.0×12.0m，各层标高 0.00、5.20、8.50、12.50m。基础为独立基础，埋深-2.5m。

2)屋外配电装置架构及设备支架采用 $\Phi 300\sim 400\text{mm}$ 的钢筋混凝土环形等径杆以及镀锌钢桁架梁。

6.11.2.4 燃料运输系统建筑

原有输煤系统按规划容量 4×125MW 设计，一期工程为 2×125MW 机组，本期扩建 2×330MW 机组，本着充分利用已有设备的原则，对原有碎煤机楼、转运站里的设备基础进行改造，以满足运煤对本期扩建后的需要。

6.11.2.5 除灰渣系统建筑

灰库采用现浇钢筋混凝土筒仓结构，基础为钢筋混凝土圆板结构。

6.11.2.6 供热建(构)筑物

供热首站采用现浇钢筋混凝土框、排架结构，钢屋架，屋面为预制大型预应力混凝土屋面板，基础采用钢筋混凝土独立基础。

6.11.3 工程地质及基础

6.11.3.1 地质概况

1)拟建厂址位于天山北坡玛纳斯河西岸冲洪积平原，地形平坦开阔，地层上部为粉质粘土，承载力相对较低；下部为卵石，厚度大承载力高，场地具有二元结构，为非自重湿陷

性中等复杂场地。地基为简单地基。

2) 依据《中国地震动参数区划图》，本场地抗震设防烈度 8 度，地震动峰值加速度为 0.22g，地震动反应谱特征周期为 0.40s。厂址场地属中硬场地土，场地类别为 II 类。

3) 厂区地下水位埋藏深度大于 50m，对构筑物基础及施工不产生影响。

4) 经判定场地土对混凝土结构无腐蚀性，对混凝土结构中钢筋无腐蚀性。

6.11.3.2 基础形式

主厂房基础采用混凝土独立基础。其他建(构)筑物基础采用混凝土独立基础或条形基础。

6.11.3.3 地基处理及防腐

根据前期《厂区岩土工程勘测报告》，结合总平面布置，基础等可采用天然地基。本期工程厂区环境类别为 II 类(b)，场地土对混凝土结构无腐蚀性，对混凝土结构中钢筋有弱腐蚀性。所以零米以下混凝土建(构)筑物须采取防腐措施。

6.11.4 建筑结构抗震

本期建设规模为 2×330MW 级抽汽凝汽式国产亚临界燃煤供热空冷机组，属重要大型电厂，主厂房、集控室、烟囱等主要建(构)筑物相当于《建筑抗震设计规范》中乙类建筑，其余建筑物相当于《建筑抗震设计规范》中丙类建筑，由于建筑场地类别为 II 类，故乙类建筑地震作用计算按 8 度考虑、抗震构造措施按 9 度考虑。其余丙类建筑建(构)筑物按 8 度计算及抗震构造措施按 8 度考虑。

6.12 空调、采暖、通风及除尘

6.12.1 采暖系统

石河子天富热电位于新疆石河子市，冬季室外日平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 的天数为 153 天，属集中采暖区，因此主厂房及全厂生产附属辅助建筑均设计采暖，采暖热媒采用 110~70 $^{\circ}\text{C}$ 高温热水。热源接自本期工程建设的厂区换热站。

6.12.2 通风、除尘系统

锅炉房通风采用低侧窗自然进风，屋顶通风器加局部屋顶风机通风系统。夏季开启屋顶通风器自然排风，排除锅炉房室内余热；冬季关闭屋顶通风器，开启屋顶风机反转往室内送风，降低锅炉房屋顶温度，减少冷风渗透。

汽机房夏季采用自然进风，机械排风的通风方式。为有效地排除汽机房及除氧间设备及热管道的散热散湿量，室外空气由汽机房室外侧底层、夹层的平开窗进入，然后经由设在

汽机房屋顶上的屋顶风机排风，以维持室内工作地带温度。

厂区高、低压配电室、变压器室等电气间采用铝合金百叶窗自然进风，轴流风机机械排风通风系统，排风机兼做事故排风机。通风系统与消防系统连锁。

各转运站、碎煤机楼及煤仓层落煤点煤尘飞扬严重处设置机械通风除尘加喷雾除尘装置，以降低粉尘的飞扬，保证生产运行人员的工作环境。除尘器与运煤皮带驱动装置连锁运行。

6.12.3 空调系统

集中控制室为两机一控式。即机炉共设一个控制室。集中控制室、电子设备间空调系统按全年性空气调节系统设置，满足工艺对空气参数的要求，保证电厂安全可靠运行。集中控制室、电子设备间空调分两个系统，独立运行，空调设备采用屋顶式空调机组，布置于集中控制室屋顶的空调机房内。空调系统与消防系统连锁。

各就地控制室包括输煤、除灰、电除尘等设置风冷分体式柜式空调机或壁挂式空调器。

6.12.4 锅炉房真空清扫系统

锅炉房设置真空清扫系统，兼给煤机层的真空吸尘以及煤仓间内不宜用水冲洗的设备、管道表面积尘等清扫。两台锅炉共用一台真空吸尘车。

6.13 供排水系统及冷却设施

6.13.1 全厂水务管理和水量平衡

电厂水务管理的目的，是按照工艺系统对用水量及水质的要求，结合水源条件，设计合理的各供水系统，根据电厂各排水点的水量及水质和环保要求，合理确定各排水系统及污水处理方案；通过研究电厂供水排水的水量平衡及水的重复使用和节约用水措施，求得合理的用水系统，以达到保护环境，保证电厂长期、安全、经济地运行的目的。

6.13.1.1 辅机冷却水量

辅机冷却水系统需水量见下表。

辅机冷却水量表

序号	机组容量(MW)	冷却水量(m ³ /h)
1	2×330	2×2200

6.13.1.2 补给水量

本期工程采用最新的水处理工艺，提高水的重复利用率，降低电厂耗水量，节约水资源，从而达到将本期工程建成节水型电厂的目的。

采用上述水量平衡设计方案及相应可靠的节水措施后，电厂本期两台机组在没有增加较

大投资和运行难度的条件下，实现了年平均耗水量最小的目标，本方案实现了正常工况下厂区废水排放为零的目标。

本期工程两台机组补给水量见下表，水量平衡见 F1881K-A-21 图。

本期工程两台机组夏季补给水量

序号	项 目	需水量	回收水量	实耗水量
		(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
1	辅机冷却塔蒸发损失	59	0	59
2	辅机冷却塔风吹损失	5	0	5
3	辅机冷却塔排污损失	99.5	99.5	0
4	锅炉补给水处理用水	70	5	65
5	酸碱废水处理	1	0	1
6	机务及除灰空压机用水	75	75	0
7	除渣搅拌用水	1.5	0	1.5
8	制氢站用水	30	30	0
9	空调补充水	1	0	1
10	厂区杂用水	11	9	2
11	燃油泵房用水	5	5	0
12	输煤系统冲洗及除尘补充水	10	7	3
13	干灰调湿用水	12	0	12
14	干灰场喷洒用水	10	0	10
15	煤场除尘用水	5	0	5
18	厂区绿化用水	10	0	10
19	生活水用水	5	4	1
20	脱硫工业用水	15	15	0
21	脱硫工艺用水	90	12	78
22	未预见用水	20	0	20
23	净化站预处理用水	10.5	9	1.5
24	煤泥水处理间	7	5	2
25	总 计	552.5	275.5	277

本期工程两台机组冬季补给水量

序号	项 目	需水量	回收水量	实耗水量
		(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
1	辅机冷却塔蒸发损失	41	0	41
2	辅机冷却塔风吹损失	4	0	4
3	辅机冷却塔排污损失	82.5	82.5	0
4	锅炉补给水处理用水	108	8	100
5	酸碱废水处理	1	0	1
6	机务及除灰空压机用水	65	65	0
7	除渣搅拌用水	1.5	0	1.5
8	制氢站用水	30	30	0
9	热网补充水	54	4	50
10	厂区杂用水	11	9	2
11	燃油泵房用水	5	5	0
12	输煤系统冲洗及除尘补充水	10	7	3
13	干灰调湿用水	12	0	12
14	生活水用水	5	4	1
15	脱硫工业用水	15	15	0

18	脱硫工艺用水	90	12	78
19	未预见用水	20	0	20
20	净化站预处理用水	15.5	14	1.5
21	煤场除尘用水	5	0	5
22	干灰场喷洒用水	10	0	10
23	煤泥水处理间	7	5	2
24	总计	592.5	260.5	332

注：年平均补给水量按月平均气象条件计算。

本期工程两台机组夏季耗水量 $277\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ，冬季供热工况耗水量 $332\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.14\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ，扣除热网补水后耗水量为 $278\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标为 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 。

本期工程考虑 10% 的裕量后的年取水量为 $210\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

已取得新疆兵团农八师水利局对本项目取用玛纳斯河地表水的批复文件。

6.13.1.3 主要节水措施

本期工程采用空冷系统，降低电厂耗水量，节约水资源。

辅机冷却水采用带机力通风冷却塔的再循环系统。锅炉排污水、热力设备和管道正常和事故工况的疏放水，经冷却后作为辅机冷却水系统的补充水。

本期工程采用气力除灰、干式输送、干灰贮存系统。采用干除系统，仅需补充少量的用水。

全厂各类废水处理后综合利用：生活污水处理后用于厂区绿化；含盐量与原水变化不大的工业废水(淡水)处理后回用作辅机冷却水系统的补水；辅机冷却水系统的排污和化学废水属含盐量较高的中高浓度工业废水，用于除灰、脱硫和输煤系统。

在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置。

加强水务管理和节水的宣传力度，提高全厂人员的节水意识，制定切实可行的规章制度，将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标，使各项节水措施最终得以落实。

6.13.1.4 设计耗水指标

设计耗水指标按夏季 $P=10\%$ 气温(或水温)条件下的耗水量计算，百万千瓦耗水指标为 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 。

6.13.2 补给水系统

6.13.2.1 取水设施

在五级电站尾水渠上设取水口，建设拦河水闸与分水闸，详见水工建(构)筑物总布置图(F1971K-A-18)、取水口布置图(F1971K-A-23)、取水闸平剖面图(F1971K-A-25)。

设 2 根 DN800 补给水管，补给水管穿越东岸大渠、玛纳斯河河床后，接取水泵房，管

线长度约 0.9km。

取水泵房布置在玛纳斯河西侧、石河子总干渠东侧。取水泵房设3台补给水泵，二运一备，水泵 $Q=190\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=55\text{m}$ ，转速2900rpm， $N=55\text{kW}$ 。详见水工建(构)筑物总布置图(F1971K-A-18)、备用取水口布置图(F1971K-A-24)、取水泵房平剖面图(F1971K-A-26)。

在石河子总干渠上设备用取水口，建设拦水闸与分水闸，详见水工建(构)筑物总布置图(F1971K-A-18)、备用取水口布置图(F1971K-A-24)。

取水泵房至电厂补给水管道为 2 根 DN350 焊接钢管，管线长度约 1.1km。厂区设置净化站，对化学、生活用水和部分工业杂用水进行预处理。

6.13.2 净化站

本期 2×330MW 机组需在厂区建净化站。

6.13.2.1 工艺流程

净化站主要处理工艺为混凝、沉淀，对于水质要求较高的生水、生活用水再经过过滤、消毒处理，以达到各用水点水质要求。

工业水、消防水、补给水系统处理工艺流程：

加药
↓
原水 → 械加速澄清池 → 工业、消防蓄水池 → 升压送至各用水点。

生水系统流程：

加药
↓
原水 → 机械加速澄清池 → 工业、消防蓄水池 → 升压 → 过滤器 → 生水蓄水池 → 升压至生水系统。

生活水系统流程：

加药
↓
原水 → 机械加速澄清池 → 工业、消防蓄水池 → 升压 → 过滤器 → 加氯消毒 → 生活水蓄水池 → 升压至生活水系统。

一般情况下，进入净化站的原水首先进入机械加速澄清池。机械加速澄清池进水含砂量 $\leq 5\text{kg}/\text{m}^3$ ，加药混凝沉淀后，出水浊度 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ ($0.02\text{kg}/\text{m}^3$)。本期共设 2 座处理能力为 $350\text{m}^3/\text{h}$ 的澄清池。

经机加池处理后的水直接进入工业及消防蓄水池，一部分直接用于工业水系统，另一部分水再经水泵升压进入滤池过滤，过滤后进入生水、消防蓄水池和生活蓄水池供化学用水

及生活用水使用。

6.13.2.2 净化站排泥

机械加速澄清池的排泥自流汇集在污泥浓缩间的污泥浓缩池，浓缩后的污泥再经污泥泵提升至同房间的带式压滤机脱水设备脱水干化成泥饼，机械清运至干灰场。

6.13.3 空冷系统

6.13.3.1 空冷系统概述

空冷系统分为直接空冷系统和间接空冷系统。直接空冷系统根据通风方式分为机械通风和自然通风。间接空冷系统根据配用的凝汽器分为表面式凝汽器和混合式凝汽器。各系统型式特点简述如下：

1) 机械通风直接空冷系统(ACC)

ACC 系统是指汽轮机的排汽直接用空气来冷凝，空气与蒸汽间进行热交换，其工艺流程为汽轮机排汽通过粗大的排气管道至室外的空冷凝汽器内，轴流冷却风机使空气流过冷却器外表面，将排汽冷凝成水，凝结水再经泵送回锅炉。ACC 系统国外供货商有德国 GEA 公司、美国 SPX(已收购德国 BDT 和比利时 HAMON 公司)，国内已完全具备自主化设计能力，哈空调、国电科技环保、江苏双良等一批国内厂家也已具备设备生产能力，并应用于西霍州电厂、河津电厂、乌拉山电厂等。

国外也有较多业绩，如南非马廷巴电厂 6×665MW、美国怀俄达克 365MW 等等。

2) 自然通风直接空冷系统(NDC)

自然通风直接空冷系统是以自然塔代替直接空冷系统的风机，空冷散热器安装在冷却塔内进风口上部。该系统解决了 ACC 系统的噪声和热风回流问题，但目前尚无系统投运业绩。本期工程不考虑采用此系统。

3) 表面式凝汽器间接空冷系统(ISC)

表面式凝汽器间接空冷系统是指汽轮机排汽以水为中间介质，将排汽与空气之间的热交换分两次进行：一次为蒸汽与冷却水之间在表面式凝汽器中换热；一次为冷却水和空气在空冷塔里换热。系统流程为：汽机排汽进入凝汽器由凝汽器管束内的冷却水进行表面换热，凝汽器循环水排水由循环水泵打至空冷塔内的空冷散热器，空冷塔冷却水出水再回到汽机房凝汽器内作闭式循环。该系统根据空冷散热器材质和布置不同分为水平布置表凝间冷和立式布置表凝式间冷。水平布置表凝间冷系统指冷却散热器水平布置在冷却塔内，散热器材质为钢管、钢翅片，制造厂有 SPX 公司所属德国 BDT 公司、德国 GEA 公司、山西捷益等。立式布置表凝间冷系统指冷却散热器垂直布置在冷却塔进风口外侧。

该系统的主要特点是运行噪声小、对环境条件敏感程度较 ACC 略低，但塔外垂直布置的冷却器还是会受到风的较大影响；缺点是风筒式冷却塔占地面积大、防冻控制较繁琐。表面式凝汽器间接空冷系统目前没有大容量机组采用机械通风冷却塔的业绩，因此该方案不予考虑，本文仅考虑自然通风的表凝间冷系统方案。

4)混合式凝汽器间接空冷系统(海勒 Heller 系统)

混合式凝汽器间接空冷系统采用具有凝结水水质的循环水，在喷射混合式凝汽器中喷成水膜与汽轮机排汽直接接触将其凝结。循环水吸热升温后大部分经循环水泵送到空冷塔的空冷散热器冷却，通过水轮机调压并回收部分能量后进入凝汽器。少量循环水量的凝结水经凝结水泵送到凝结水精处理装置，在经凝结水升压泵送到汽轮机回热系统。

带喷射式混合凝汽器的空冷系统是由匈牙利 EGI 的海勒教授所开发，故又称海勒(Heller)系统，目前在发电厂应用 Heller 系统的空冷散热器均为福哥型。海勒(Heller)系统是采用福哥型散热器垂直布置于塔外进风口处的立式布置方案，其基管及翅片均为纯铝制成，由于其材质刚度、挠度所限，及整个系统的配置等因素，该系统散热器不推荐水平布置。

系统的主要特点是运行噪声小、对环境条件敏感程度较 ACC 略低，但也会受环境风的影响；缺点是风筒式冷却塔占地面积大、水质要求高、系统设备较多控制较复杂，防冻控制较繁琐。

Heller 系统采用机械通风冷却塔，仅在俄罗斯的 Bilibino 核电厂有运行业绩，但机组容量和所应用系统均不详，最低环境空气温度是-62℃。

6.13.3.2 国内外直接空冷、间接空冷系统运行、生产概况

1)国内外直接空冷 ACC 系统运行情况

目前国内在建和投产的 300MW 等级空冷机组绝均采用该系统，如山西霍州电厂、河津电厂、乌拉山电厂等。尚有大量 600MW 直接空冷机组投入运行，如大同二厂二期；托克托电厂三、四期；上都电厂一、二期；锦界电厂一、二期；宁夏灵武电厂等等。

国外也有较多业绩，如南非马廷巴电厂 6×665MW、美国怀俄达克 365MW 等等。

2)国内外间接空冷系统运行情况

水平布置表面式间接空冷系统(ISC)在国外有南非肯达尔 6×665MW，德国舒英豪斯 1×300MW 等运行业绩；立式布置表面式间接空冷系统在国内山西阳城发电厂的 2×600MW 应用，目前刚刚投产，采用的是福哥式散热器。

混合式间接空冷系统在国外多用于 100~200MW 机组，国内 1987-1988 年建成投产的大同第二发电厂 5、6 号机组；1993-1995 年建成投产的丰镇电厂 3~6 号机组和近期投产的卓

资发电厂 1~4 机组均为 200MW 容量的混合式间接空冷系统。

近年来随着单机容量增加,在国外混合式间接空冷系统技术也有较大发展,国外已有用于相当于 200~550MW 凝汽式汽轮机的发电厂业绩,尚有土耳其 Bursa2×700MW 联合循环机组和 Gebze & AdaPazari 的 3×777MW 联合循环机组(均相当于凝汽轮机的 300MW 等级冷却负荷)。亚美尼亚 2×300MW 级电厂采用两机一塔方案,冷却塔的散热能力与 600MW 机组容量基本相当。

3)国内外直接、间接空冷系统设备生产情况

直接空冷系统的空冷凝汽器可以是国外技术国内制造,也完全可以国产,国外公司价格稍高。目前空冷凝汽器供货方国内有哈尔滨空调机厂、双良空调机厂及国电科技环保等,国外有 GEA 公司、SPX 公司等。

对于表面式间接空冷系统水平布置方案,即空冷散热器水平布置在冷却塔内的方案,其空冷散热器材质可为钢管、钢翅片或其他型式,该散热器的制造厂有现属 SPX 公司的原德国 BDT 公司、德国 GEA 公司、国内山西捷益等,但各制造厂管束的加工工艺、型式均有不同。

对于散热器立式布置混合式或表面式间接空冷系统,其空冷散热器垂直布置在冷却塔进风口外侧,目前在发电厂应用的该空冷散热器均为福哥型散热器,该散热管束原由匈牙利 EGI 公司开发研制,现 EGI 公司已归属于德国 GEA 公司。其特点是基管及翅片均为纯铝(99.5%)制成,在集束基管上配以大面积的板式翅片代替通用的每根基管配置翅片的制造工艺。此外,据 SPX 公司介绍,该公司近期也已推出散热器垂直布置的表面式间接空冷系统,管束为钢管、钢翅片,可以在其国内的生产基地生产。

国内的混合式间接(Heller)空冷系统的管束设计、制造能力和散热器垂直布置的表面式间接空冷系统一样,哈空调、GEA、SPX 公司均有国内生产能力。但混合式凝汽器、循环泵水轮机组、百叶窗控制机构等可能需进口或进口技术国内制造。

4)技术原理成熟性和科学性方面

直接空冷和间接空冷均为空气冷却方式,从冷却的原理方面来说没有本质的差别,均是科学的且符合理论基础的,但目前国内暂无 300MW 机组采用间接空冷技术的实际基建和运行业绩。

5)具体工程实施的可靠性方面

在国际范围内间接空冷占有市场份额约为 40%;在国内的空冷领域,间接空冷有已经投运的太原二热、山西大同云岗热电、内蒙卓资、内蒙丰镇电厂(单机均为 200MW)机组的

间冷运行业绩，去年投运的有大唐山西阳城电厂 2×600MW 机组，即将投运的还有宝鸡二电厂(2×600MW)工程，有市场份额约为 10%。

6)直接空冷和间接空冷方案在工程具体应用中存在的优缺点

直接空冷防冻措施相对较为成熟，可采用调整风机转速甚至停转、反转(返回引入热风再循环)改变外界换热条件来解决，且直接空冷的冷却器管径较粗，对于防冻特性较有利。

间接空冷由于是空气冷却循环水，循环水再冷却汽轮机排汽，属于两级换热，因此和冷空气直接接触的是循环水，其温度低、流速受机组负荷波动影响大，散热器管径小，在寒冷地区且措施不到位的情况下易被冻结，可采取关闭百叶窗、停投部分散热单元水系统(放空个别单元的水系统)等手段来解决运行中的实际问题。

7)两种冷却方案的设备国产化率情况

直接空冷设备目前均已实现设备国产化，仅仅是设计技术可采用国外技术，间接空冷部分设备需依靠国外进口，应当说二者在国产化率方面差异不大。

6.13.3.3 冷却方式的选择

关于空冷系统的选择作为本期工程的主机冷却系统的主要问题，本期工程电厂所在地区为大风且灰尘多地带，且为扩建工程，前期主厂房 A 列朝向为北，厂址主导风向为北风、北偏东和南风；如采用直接空冷，需考虑炉后南风形成热风回流，带来机组背压增高，煤耗大增，甚至发生掉闸停机现象。综合厂区总平面目前总体布置形式及风向，本期工程对采用直接空冷进行了数模试验，对直接空冷系统受风影响的问题进行了论证。评估环境气象要素对电厂空冷系统造成的影响；为空冷系统的设计提供依据；为避免或减少不利风向、风速、气温对空冷系统的影响，提出建议性防治措施。

以给定的空冷平台高度、挡风墙高度、风向、风速和环境温度所确定的工况进行了计算。

通过数模试验要获得的计算结果有：对不同风向、风速、环境温度的各种组合情况计算出：

各种情况下空冷机组汽轮机的背压。

每个空冷模块的风机流量系数和整个空冷平台的风机流量系数。

整个空间流场空气的速度、压力、温度和密度分布。

综合上述计算结果，对电厂的安全性和经济性做出评价。

通过“新疆天富热电股份有限公司 2×300MW 热电联产工程《电厂直接空冷系统数学模型研究报告》中的结论可知：

1)正面来风 N 风使得迎风面的整排风机出力和散热面的散热都受到影响，是效率最低的风向，并且随着速度的增加该方向的风对平台的影响较大。但是 N 风全年出现的频率以及夏季高温大风速出现的频率都很低，速度小，在夏季尤其最近 10 年 6、7、8 月风速大于 3m/s 时出现的频率更低，所以正面来风对整个平台的经济性影响很小；

2)作为夏季主导风向西风对空冷平台来说是侧面来风，对空冷平台最大的影响在迎风面和下游出口位置。在迎风面处是由于扩散阻力引起内部回流，在下游是下洗作用产生的流线下移而导致外部回流；夏季次主导风向东风对空冷平台来说也是侧面来风，不同于西风的是，东风受到水塔的阻挡作用，使得迎风面上的内部回流减弱，也使得该风向下的效率有所提高。按照气象资料，夏季主导风向 W 风时环境风速为 2.4m/s，最大温度出现的也只有 4.8m/s，次主导风向 E 风出现的最大风速为 3.6m/s，而在本次计算中速度为 9m/s，因此实际夏季的运行效率还会增加；

3)在全年主导风向 S 风即炉后来风时，热回流现象比较明显，风机的入口温度比较高，平均温度升高了 8℃，最高升高了 12℃，但同时由于高大建筑物对强大来流的阻挡作用，使得风机处于避开横向风的干扰区域内，风机的出力得到保证，迎面风速基本都达到或者超过额定风速，充足的冷却风弥补了风纪入口温度升高带来的负面效果，综合热效率没有逊于其他风向。按照气象资料实际全年气温为 7.4℃，平均风速为 1.5m/s，S 风时平台效率还有提高的余量；

4)在四种风向下，直接空冷平台都能够安全运行，在常年风速和温度下能够满负荷低背压运行，在夏季的非极限温度和速度下也能够基本满足设计要求运行；

5)在石河子地区 7 月出现的最大风速为 19m/s，当环境风速增加到该风速时从计算结果可以看出，炉后风速增加使得主厂房和平台之间的流动增强，该区域的热空气扩散增强，风机入口温升降低，横向扩散速度增加，对提高平台效率有益。由于建筑物阻挡形成的低速环境风，风机受到横向风的干扰减少了很多，但是伴随的是凝汽器的热扩散速度减慢，随着环境速度的提高，来流形成的上部高压使得凝汽器的热空气出口向上扩散阻力增加，风机入口的静压降低，风机的吸入阻力增加，在进出口压力场共同的作用下，风机的出力有所降低，最低的单元散热器迎面风速降低到 0.2m/s，因此综合散热效率会下降较多，在 19m/s 和环境温度为极限最高 42℃，整个平台效率下降到 65%，背压超过 50kPa，接近临界报警背压。但是在气象资料中显示，最高温度发生时的风主要为西风和东风，在最高温度出现的 6~8 月，炉后来风的最大风速为 3.9m/s，并且出现的频率很低，因此炉后高速度环境风对平台造成的影响可以通过降低负荷的方法度过短暂的极限气候。

6)实际出现的高速高温气候是在夏季主导风向和次主导风向时，因此对于 W 风和 E 风对平台造成的影响程度分析将在以后的报告中给出；环境温度变化以及风向角变化对空冷平台的效率和风机出力的影响同样在以后的报告中给出。

7)综合以上，在该地理位置处的气象条件和电厂布置方案下，直接空冷完全可以作为该位置电厂的汽轮机排汽冷却方式。

因此本期工程选用直接空冷作为电厂冷却方式。

经技术经济比较，直接空冷系统较间接空冷系统虽在运行中汽轮机背压变动幅度大，受气象条件影响大，煤耗较高，但直接空冷系统的初期投资比间接空冷节省，有投资少，国内技术较成熟的优点。综合比较后本期工程采用直接空冷系统。有关直接空冷与间接空冷的详细比较见“直接空冷与间接空冷技术经济比较专题报告”

6.13.3.4 空冷系统的优化计算

由于汽机热力参数资料不全且有些资料是假定的，本阶段只能进行初步的计算，待汽机确定后，将在空冷系统投标阶段再进行详细的优化计算。

空冷系统的优化一般先对初始温差(ITD)进行优化，ITD 值越大，空冷系统投资越小，ITD 值越小，空冷系统投资愈大，根据我院近年来多个空冷机组的优化，并结合空冷厂家投标的结果，ITD 值范围多在 34℃~39℃之间、变幅不大。在满足相同技术条件下(ITD 值相同)，可以进一步对散热面积、迎风面风速、风机台数和空冷平台高度等进行优化，得出年费用最小的方案。因空冷平台高度国内 300MW 级空冷机组大多采用 35m，风机台数本阶段暂按 24 段考虑，故本阶段主要对散热面积和迎风面风速进行了优化。

本期工程本阶段的空冷系统优化初步选取 6 组 ITD 值，按年总费用最小法进行优化，根据其优化结果初步确定空冷凝汽器散热面积。根据优化计算结果，并考虑噪声及布置场地等因素，初步确定空冷系统的主要设计参数如下：

1)设计条件

设计气温：15℃

设计初始温差(ITD)：36.00℃

设计背压 15kPa

2)夏季条件

夏季满发温度：33℃

机组满发背压：30kPa

3)空气凝汽器(单台 330MW 机组)

散热器总冷却面积：792983.688 m²

迎风面积为：6925.622m²

冷却段数：24

顺、逆流面积比：3:1

迎风面风速：2.30m/s

风机型式：轴流风机

风机直径：9.14m

风机风量：663.705 m³/s

风机风压：114.071 Pa

电机功率：110kW

空冷平台高度：35m

空冷凝汽器布置在主厂房 A 排外高架平台上，平台高 35m。24 个冷却段排成 6 列，每列由 3 个顺流冷却段和 1 个逆流冷却段组成。

6.13.3.5 空冷系统设备选型

1)冷却元件

目前，空冷系统有多种冷却元件可供选择，如铝管套铝翅片、小口径热浸镀锌椭圆钢管套矩形翅片、热浸镀锌大直径椭圆钢管套矩形翅片双排管、大直径扁管蛇形翅片单排管及热浸镀锌椭圆钢管绕椭圆翅片三排管。其中，铝管套铝翅片只应用于海勒式间接空冷系统；小口径热浸镀锌椭圆钢管套矩形翅片用于表面式凝汽器间接空冷系统；其他三种型式(单排管、双排管、三排管)在直接空冷电厂均有应用。

(1)大直径扁管蛇形翅片单排管

基管尺寸：219×19mm；基管为碳钢外包铝层复合管，翅片为铝翅片钎焊在基管上，无需热浸镀锌。主要特点：采用大直径的基管，管内蒸汽通流面积增大，有利于汽液的分离和防冻，管内和空气侧阻力较小。相比双排管、三排管，单排管防冻性能较好，目前国内天津和廊坊有生产厂家。山西河津电厂 2×300MW、山西霍州电厂 2×300MW、陕西神木锦界厂 2×600MW 等直接空冷电厂空冷器即采用该种型式。

(2)热浸镀锌大直径椭圆钢管套矩形翅片双排管

基管(椭圆管)尺寸：100×20mm；矩型翅片嵌套在基管上，基管和翅片材质均为碳钢，外表面热浸镀锌。主要特点：管内流通面积较大，两排管翅片间距不同，热负荷均匀。翅片上开有绕流孔，以提高换热效率。清洗水压要求较高。双排管是 GEA 公司的成熟产品，

在国内已有两家生产厂家，即哈尔滨空调股份有限公司和山西捷益热能设备有限公司。山西大同一厂 2×200MW 直接空冷电厂的空冷器均采用双排管。

(3)热浸镀锌椭圆钢管绕椭圆翅片三排管

基管(椭圆管)尺寸：72×21mm；翅片缠绕在基管上，基管和翅片材质均为碳钢，外表面热浸镀锌。主要特点：翅片是缠绕在椭圆基管上，翅片间无空气流动干扰，换热效率较高，空气侧阻力小。清洗容易。三排管是 Balcke-Durr 的成熟产品，在国内生产厂家为张家口巴克-杜尔换热器有限公司。山西榆社电厂 2×300MW 空冷电厂及平朔电厂 2×50MW 空冷电厂的空冷器均采用三排管。

从业绩上面来说，世界上几十座电厂采用双排管、三排管且已运行多年，双排管单机容量最大为 665MW，三排管单机容量最大为 300MW，而目前的单排管是在 1990 年发展起来的，也在世界上多座电厂采用，其中 GEA 公司的单排管是近几年才发展起来的。

本期工程暂推荐采用蛇形翅片单排管。

2)风机

风机可分为鼓风式和吸风式，鼓风式风机在工程中得到广泛的应用。风机包括：叶片、轮毂、叶轮、减速箱、电机等。上述各部件依次直接连接，坐落于风机桥架上，风机桥架四周通过减震器与“A”型钢结构平台支撑连接。

应用于空冷凝汽器的风机有三种驱动方式，即单速、双速及变频调速。采用双速电机和变频调速电机驱动风机，其目的是根据室外环境温度改变风机转速，调整汽轮机排汽压力，增加发电功率，减少风机耗功。本期工程暂推荐采用变频调速风机。

空冷系统的一个特点就是由于使用大型轴流风机而使得周围的噪音水平有所增加。近年来，随着人民生活水平的不断提高，人们对环境的要求也越来越高。本期工程环保要求的厂界噪声标准为，白天不超过 65dB(A)，夜间不超过 55dB(A)。要达到以上要求，最简单的方法是距离降噪，即使厂界(或虚拟厂界)距离空冷平台尽量远。其余的降噪方式有多种，如可采用挡风墙内设消音板、降低空冷散热器迎风面风速、减速装置采用皮带传动等方式来降低噪音，但相应的费用也将增加，另外可采用小流量、小功率的风机，当然，为之付出的代价是空冷器面积的增大。

3)空冷凝汽器冲洗设备

根据本地区多风、多灰尘的情况，考虑每年应冲洗空冷凝汽器外表面 1~2 次，将沉积在空冷凝汽器翅片间的灰、泥垢清洗干净，保持空冷凝汽器良好的散热性能。本设计采用高压水冲洗方式，两台机共设移动式冲洗装置一套。

6.13.3.6 冬季防冻措施

根据本地区气温的特点，属于北方严寒地区，当冬季外界气温降低时，空冷器如没有采取有效的防冻措施，翅片管内的凝结水可能过冷却甚至结冻。

采用机械通风直接空冷系统就是考虑其防冻性能好，结合本期工程的实际情况，从设计的角度，主要考虑的防冻措施有以下几种：

1)设置逆流空冷器，防止凝结水在空冷器下部出现过冷而冻结，另外可使空气和不凝结气体比较顺畅的排出，不致形成死区而冻裂翅片管。

2)系统设有冬季运行保护模式程序，即根据凝结水温度、抽真空温度、环境温度来自动进入保护模式，避免空冷系统发生冻结，因此系统运行必须为自动控制。在冬季运行中如出现异常，控制系统及时发出指令，同时发出警报，提请运行人员注意。

3)风机转速采用变频调速，逆流空气冷凝器配置的风机还可反转运行，可根据机组负荷和气温变化任意调整风机转速，温度较低时，可定时使逆流风机反转倒送热风，防止凝结水结冰。

4)设置挡风墙，防止冬季外界自然风直接吹向散热器，引起两侧凝结水温相差较大。

5)设置电动真空隔离阀，在冬季启动时采取关断某几列空气冷凝器，提高凝结水温度，防止凝结水在空冷器下部出现过冷而冻结。

6)机组冬季启动时，旁路打开使蒸汽直接进入空气冷凝器，旁路的容量应经比选及防冻计算后合理确定。必要时，还需限制冬季启动的大气温度，如在-15℃或-20℃以下的环境温度不宜启动。更应避免长期在最小防冻流量以下的排汽量工况下运行。

6.13.3.7 空冷凝汽器系统布置

1)空冷凝汽器系统总体布置

空冷凝汽器系统总体上在主厂房 A 列外且平行于 A 列布置。从直接空冷的角度来看，系统总体布置主要考虑风对空冷凝汽器散热的影响，即热回流问题。热回流对系统的影响程度主要与所在区域内的地形地貌、周围建构筑物和外界大风有关。按照国外试验研究成果和设计运行试验，确定空冷系统总体布置的原则是把空冷平台下主要进风侧作为全年或夏季的主导风向的迎风面，同时考虑锅炉房后来风的风速、风频较小。其他风向风的影响应根据试验结果分析其影响程度，最大限度考虑防范措施。

根据典型气象特征，夏季气温大于等于 24℃、28℃、32℃，同时风速等于或大于 3.0m/s 的风向频率统计分析，本期工程厂址处夏季高温大风影响的主导风向为西向东西向。

本期工程确定主厂房空冷平台，汽机房，锅炉房依次从北向南布置，空冷平台在北，

并考虑一定的裕量来满足本期工程不利风向对空冷凝汽器的影响。

根据电厂所在地区灰尘多、污染较重的情况，考虑每年应冲洗空冷凝汽器外表面 2~3 次，将沉积在空冷凝汽器翅片间的灰尘、泥垢清洗干净，保持空冷凝汽器良好的散热性能。空冷凝汽器清洗采用高压水，每台机设置一套半自动清洗水系统，清洗水压为 130bar 左右，清洗水量 200L/min。

2) 直接空冷系统设备布置

从汽轮机低压缸底部排出乏气，通过一根 DN5500mm 的管道引到主厂房外，又分为 6 根 DN2500 的蒸汽分配管，向空冷凝汽器管束分配排汽。

单排管空冷凝汽器，每台汽轮机需配置 24 个空冷凝汽器冷却单元，共分 6 组，每组有 4 个空冷凝汽器冷却单元，其中 3 个为顺流空冷凝汽器，1 个逆流空冷凝汽器。逆流凝汽器布置在顺流凝汽器的中间。

6.13.4 辅机冷却水系统

电厂本期工程主机冷却采用空冷系统，由于辅机冷却水要求水温较低，故辅机冷却采用水冷系统。本期两台机组辅机冷却用水量约 4400m³/h，两机配三段冷却塔和三台冷却水泵，机械通风冷却塔和辅机冷却水泵房布置在主厂房附近。

电厂前期工程 2×125MW 主机冷却采用二次循环系统，2 台机配置 2 座 3000 m² 冷却塔，初步设计中冷却塔的出水水温在夏季 10% 气象条件下为 29℃。本期工程辅机冷却水与前期二次循环系统水系统进行连接，夏季高温时各系统分别独立运行，气温较低和机械通风冷却塔检修时可利用前期工程二次循环系统。

6.13.4.1 机械通风冷却塔

两台机建三段 9.4m×9.4m 的机械通风冷却塔，其参数如下：

单台冷却塔淋水面积：9.4m×9.4m

单台冷却水量：2500m³/h

单台冷却塔高度：9.4m

风机直径：6m

风机配套功率：57kW

经初步计算，在夏季频率 10% 的条件下，冷却塔出水温度不大于 33℃。

6.13.4.2 辅机冷却水泵房

辅机冷却水泵房内设三台冷却水泵。泵房尺寸为 22.5×9m，半地下式，地上部分高 8.0m，地下深 4m。泵房前进水间为露天式，进水间内每台水泵前设平板滤网。冷却水总管管径

DN900。

辅机冷却水泵采用卧式泵，其中两台运行，一台备用，其性能参数如下：

流量： $Q=2800\text{m}^3/\text{h}$

扬程： $H=30\text{m}$

功率： $N=315\text{kW}$

冷却水系统采用单母管系统，给水管和回水管主管均为 DN900 的焊接钢管，汽机房内每台机冷却水管径为 DN600。

6.13.5 生产生活给排水系统

本期工程在厂区内的生产、生活给水系统包括：生水系统、工业水系统、输煤系统冲洗水和生活给水系统。

生水系统供给锅炉补充水处理室用水；工业水系统供给轴承冷却水、暖通用水及主厂房以外的零散设备冷却用水；输煤系统冲洗水包括输煤栈桥、转运站冲洗及除尘用水；生活水系统包括厂区生活、淋浴用水。

厂区内生产、生活给排水系统各自设置独立的给、排水管网。

6.13.5.1 公用水泵房

本期工程设一座半地下式的公用水泵房，泵房内装有两套工业水泵、两套生水泵、一套变频调速(自动恒压)生活供水设备和生活水消毒设备。其中生水泵单泵参数： $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=42\text{m}$ ；工业水泵单泵参数： $Q=220\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ；生活水泵单泵参数： $Q=25\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=60\text{m}$ 。

6.13.5.2 蓄水池

本期工程设两座 800m^3 蓄水池和一座 100m^3 蓄水池，其中一座为 800m^3 工业、消防蓄水池，一座为 800m^3 生水、消防蓄水池，另一座为 100m^3 生活水蓄水池。

6.13.5.3 污水处理系统

本期工程采用分流制排水系统，厂区内设有生活污水下水道、工业废水下水道、含油污水下水道。地面雨水采用散流，经道路集中后排入厂区周围排水沟再排至厂外低洼处。

6.13.5.4 工业废水处理

制氢站冷却水、空压机冷却水排水基本未受到污染，且为压力出水，因此，无须处理，出水直接补入辅机冷却水系统。

非酸性工业废水一般是主厂房内部分设备及在生产过程中产生的各类自流收集性废水，经工业废水下水道汇入污水处理站。

化学废水指锅炉补给水的再生废水以及凝结水再生废水等经常性化学废水和锅炉酸洗

废水空预器冲洗废水等非经常性含酸、碱废水。化学废水经化水专业酸碱废水收集池先通过加药、中和、沉淀后再逐渐汇入工业污水处理站处理，化水专业不单独设过滤设备。

工业污水处理系统处理能力为 $2 \times 50 \text{ m}^3/\text{h}$ ，设计最大过水能力为 $2 \times 60 \text{ m}^3/\text{h}$ 。工业废水下水道汇集厂区的非酸性工业废水，和经化水专业中和沉淀的酸性废水以及生活污水处理设备的出水都汇至废水处理间的工业废水调节池。然后经工业废水提升泵提升后，经加药、混凝、澄清后，送入气浮池。在气浮池中，与回流溶气水一同进入气浮池，污水中的油粒在气浮池内凝聚成较大的油膜，漂浮在池面上，利用浮油收集装置将废油收集后处理。气浮池处理后的工业废水经滤池过滤，然后进入回收清水池，通过水泵升压后用于脱硫工艺用水及干灰加湿、灰场喷洒。工业废水处理中产生的污泥，经浓缩后进行脱水处理，脱水后的干泥外运。

工业废水处理系统流程为：工业废水调节水池→悬浮物澄清装置→气浮装置→过滤→工业废水回收清水池→送至各用水点。

6.13.5.5 生活污水处理

生活污水采用生物处理工艺，该工艺过程是在池内设置填料，经过充氧的污水以一定的流速流过填料，使填料上长满生物膜，污水和生物膜相接触，在生物膜生物的作用下污水得到净化。

其工艺流程为：污水经污水泵提升后，进入生物反应池，出水进入工业废水调节池经沉淀、气浮、过滤、消毒。

生活污水处理系统选用 $2 \times 5 \text{ m}^3/\text{h}$ 地埋式处理设备，其主要技术要求如下：

1) 整套生活污水处理设备的处理能力为 $2 \times 5 \text{ m}^3/\text{h}$ ，设计最大过水能力为 $2 \times 6 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

2) 生活污水的进水水质为： $\text{COD}_{\text{cr}} \leq 200 \text{ ppm}$ ， $\text{BOD}_5 \leq 150 \text{ ppm}$ ， $\text{SS} \leq 200 \text{ ppm}$ ，氨氮 $\leq 60 \text{ ppm}$ 、总磷 $\leq 5 \text{ ppm}$ 、含油 $\leq 150 \text{ ppm}$ 。

3) 出水水质要求： $\text{COD}_{\text{cr}} \leq 50 \text{ ppm}$ ， $\text{BOD}_5 \leq 10 \text{ ppm}$ ， $\text{SS} \leq 5 \text{ ppm}$ ，氨氮 $\leq 3 \text{ ppm}$ 、总磷 $\leq 0.3 \text{ ppm}$ 、含油 $\leq 5 \text{ ppm}$ 。

4) 整套设备应在长期较低的进水水质负荷条件下： $\text{COD}_{\text{cr}} \leq 100 \text{ ppm}$ ， $\text{BOD}_5 \leq 50 \text{ ppm}$ ， $\text{SS} \leq 100 \text{ ppm}$ ，其出水水质完全满足上述要求。

整套设备应有较强的抗冲击负荷能力，当进水流量达到最大过水流量，且进水水质达到上线指标时，应保证出水水质。

6.13.5.6 含煤废水处理

含煤废水是指输煤系统冲洗后的废水。采用成套煤水处理设备，处理后的水直接用于输

煤系统冲洗、煤场喷洒及干灰加湿、灰场喷洒等。沉淀的煤泥送至煤场。含煤废水处理系统处理能力为 $2\times 10\text{m}^3/\text{h}$ 。

6.13.5.7 污水处理站

含油污水不设单独的处理系统，进入工业废水处理系统。

本期工程设一座污水处理站，站内设生活污水处理系统和工业废水处理系统；生活污水采用二级生物接触氧化处理，经处理后的生活污水与工业废水混合，再进行过滤、消毒等工艺回收作为脱硫工艺系统补水、灰场喷洒、干灰搅拌及厂区绿化。污水处理系统设备和调节池都采用两套并联，事故停运或冲洗放空时，可以相互备用。

6.13.5.8 排水系统

本期工程正常排水都可以处理后回收利用，但是厂内污水处理系统的回用水池调节能力有限，而可能存在停机检修等临时性排水，经处理后不能及时回收利用，因此，需要将设置与前期排水系统连接的管道。

排水泵设在厂区污水处理站的清水回收池，管道采用 DN150 的钢管，从污水处理站至前期厂区下水管道系统。

6.13.6 水工构筑物

6.13.6.1 补充水系统

本期工程补充水系统由厂外及厂区内构筑物组成。

厂外取水构筑物分别为设在五级电站尾水渠及石河子总干渠上的取水设施——拦河水闸与分水闸，以及取水泵房。

拦河水闸设计满足渠道最大过水流量要求，闸墩为钢筋混凝土门形结构，单孔跨度为 5.5m，共 2 孔。闸门提升采用手电两用启闭机，启闭机安装在 4.5m 高的混凝土框架平台上。分水闸孔跨度为 3.5m，闸门提升采用手电两用启闭机，安装位置方法同拦河水闸。

取水泵房地上部分为排架结构， $24\text{m}\times 7.5\text{m}$ ，檐高 7.5m，屋面板为预制大型屋面板，屋架采用 7.5m 跨薄腹梁屋架，排架围护墙为 370mm 厚砖墙，塑钢窗、钢大门。

地下部分为钢筋混凝土箱形结构，分为泵坑和前池两部分，泵坑部分平面尺寸同上部结构，底板顶面深 3.50m，侧壁厚 0.55m，底板厚 0.7m，前池部分平面尺寸为 $24\text{m}\times 5.5\text{m}$ ，池底板深 10.00m，侧壁厚 0.45m，底板厚 0.5m。

厂区补给水构筑物主要为净化站内澄清室、过滤加药间及泥水处理室。

澄清室轴线尺寸 $35\text{m}\times 15\text{m}$ ，高 8.5m，采用现浇钢筋混凝土框架结构，独立柱基础。内砌砖墙，墙厚 240mm，塑钢窗，室内地面为水泥地面。

过滤加药间轴线尺寸 27.5m×9m，高 8.5m，采用现浇钢筋混凝土框架结构，独立柱基础。内砌砖墙，墙厚 240mm，塑钢窗，室内地面为水泥地面，

泥水处理室轴线尺寸 22.5m×7.5m，高 6.5m，采用现浇钢筋混凝土框架结构，独立柱基础。内砌砖墙，墙厚 240mm，塑钢窗，室内地面为水泥地面。

6.13.6.2 辅机循环水系统

辅机循环水泵房无人值守，没有控制室，只设检修平台。地上部分为排架结构，24m×9m，檐高 7.5m，屋面板为预制大型屋面板，屋架采用 9m 跨薄腹梁屋架，排架围护墙为 370mm 厚砖墙，塑钢窗、钢大门。

地下部分为钢筋混凝土箱形结构，分为泵坑和前池两部分，泵坑部分平面尺寸同上部结构，底板顶面深 3.50m，侧壁厚 0.55m，底板厚 0.7m，前池部分平面尺寸为 24m×2.5m，池底板深 3.90m，侧壁厚 0.45m，底板厚 0.5m。

6.13.6.3 公用水泵房及蓄水池

设公用水泵房 1 座，平面尺寸为 36.0m×9.0m。上部结构高 7.4m，为 9m 跨现浇钢筋混凝土框架结构，屋面结构为现浇钢筋混凝土屋面板，围护墙为 370mm 厚砖墙，塑钢窗、钢大门，室内地面为混凝土地面。地下部分深 3.00m，为钢筋混凝土箱形结构，侧壁厚 0.4m，底板厚 0.5m。检修和控制跨采用钢筋混凝土条形基础，与泵池之间设沉降缝。

工业水池为 1 个座 1000m³ 标准水池，每座平面尺寸为 15.9×15.9m；净高 4.0m；消防水池也为 1 座 1000m³ 标准水池，平面尺寸为 15.9×15.9m，净高 4.0m。水池均为半地下式钢筋混凝土无梁楼盖结构，地上 1m 地下 3m，侧壁、底板厚 0.25m，顶板厚 0.20m。生活蓄水池为一座 100 m³ 标准水池，平面尺寸为 6.0×6.0m；净高 3.5m；地上 1m 地下 2.5m，侧壁、底板厚 0.22m，顶板厚 0.18m。

6.13.6.4 煤水处理间

本期工程设一座煤水处理间，建筑平面轴线尺寸为：30.0m×15.0m。上部结构高 10.0m，为 15m 跨预制装配式钢筋混凝土排架结构，屋面结构为预制装配式钢筋混凝土双坡屋面梁-上铺大型屋面板，围护墙为 370mm 厚砖墙，塑钢窗、钢门，室内地面为混凝土地面。

地下部分深 4.5m，为钢筋混凝土箱形结构。

6.13.6.5 厂区排水及工业废水处理间

一期工程设厂区排水及废水处理间一座，建筑平面轴线尺寸为：48.0m×15.0m。上部结构高 11.5m，为 15m 跨预制装配式钢筋混凝土排架结构，屋面结构为预制装配式钢筋混凝土双坡屋面梁-上铺大型屋面板，围护墙为 370mm 厚砖墙，塑钢窗、钢门，室内地面为混

凝土地面。

地下部分深 5.5m，为钢筋混凝土箱形结构。

6.13.6.6 厂内其它建(构)筑物

变压器事故油池 2 座；尺寸为 5×5×7m，为钢筋混凝土全地下结构。

6.13.6.7 厂内水工构筑物地基处理

根据本次勘察结果，在勘探深度 40m 范围内的岩土地层主要杂填土、粉质粘土、卵石为主，杂填土工程性质差，建议清除；粉质粘土层，工程性质一般；下部卵石，厚度大，承载力高，工程性质良好，是理想的天然地基持力层和下卧层。

重要建(构)筑物采用②层卵石直接作为持力层，但②层卵石层中夹有 0.3m 左右的粉砂、粗砂，呈透镜体分布，通过进行强度和变形验算，如不满足建(构)筑物对地基要求时，采取结构措施。当重要建(构)筑物基础位于砂层透镜体时，采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理。

一般建(构)筑物基础底面位于卵石层时可采用天然地基，当基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进行地基处理，当基础底面位于①层粉质粘土时，可根据地基要求和地层的分布情况，采用天然地基或砂(砾)卵石换土填层方案。

场地土对混凝土结构无腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构无腐蚀性。由此考虑厂区建构筑物均采用涂刷环氧煤沥青厚浆型涂料 1 道防腐处理措施。

6.14 贮灰场

本期灰场选用灰场 2 个坑中的大坑作为灰场，大坑库容满电厂半年的堆灰库容要求。本期工程对要堆灰的大坑进行边坡修整并对外形修整规则，边坡达到边坡安全稳定及坑底标高平齐的要求，对坑底进行清理整平总体至 7m 深，经过以上修整与扩容措施，大坑库容可进一步扩大。

同时对大坑四周设挡水堤拦截四周雨水汇入冲沟，并根据地形在挡水堤外修建排水渠，将洪水导向冲沟及无用的大坑，并且加固 2 个坑之间的自然的分隔堤，防止洪水进入存灰大坑。

挡水堤为均质碾压土堤，筑堤用的土料就近取自灰场库区内整平及修整余土，采用分层碾压。挡水堤最高处约 1.5m，顶宽 1m，上游堤坡为 1:1.5，下游堤坡为 1:1.5。排水渠道深 1.0m，底部宽 0.8m，边坡为 1:2，采用浆砌块石护坡及护底。由于灰场周围本身的汇水面积很小，且当地暴雨强度也较小，光照充足，蒸发量大，暴雨形成的少量汇水，会在短时间

内蒸发掉，因大坑内部不设排水设施。

根据《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB18599-2001 规定，为防止雨水及喷洒水等渗滤液下渗对灰场及其附近的地下水造成污染，灰场底部及坑边迎水面采用 350g/m² 的土工膜防渗，以防止雨水及喷洒水等渗滤液下渗对灰场及其附近的地下水造成污染。土工膜底部铺 0.15m 厚中粗沙防护层，顶部采用灰渣做防护，厚度不小于 1m。

6.14.1 灰场运行管理

运行时，可根据实际情况，分区、分块使用(同时对脱硫石膏与灰渣分开堆放)。

贮灰场内进行干灰碾压，首先应根据电厂产生的灰渣特性，采用的碾压机具，结合设计要求进行现场碾压实验，确定灰渣碾压参数。运灰车将调湿灰渣运至灰场，根据碾压实验确定的参数，用推土机推铺后用压路机碾压多遍达到压实干容重。

堆灰时自上游灰坝内坡向下游堆起，以免雨水产生的汇水影响灰场的运行。灰渣堆放采用分层洒水碾压，灰渣堆至初期坝设计标高后，再对二期灰场进行修整并贮坝进行堆灰。

为满足灰场运行、维护、管理及环保要求，配置相应的碾压、摊铺、撒水、检修机械和车辆。灰场干灰碾压考虑夜间运行，需配必要的照明设施，考虑灰场周围设 1~2 个照明探照灯塔。

贮灰场设置管理站，站内考虑运行机械设备的停放，检修，运灰车辆的冲洗、喷洒水池、值班运行人员办公、休息及必要的生活设施等。

电厂灰渣由汽车经现有道路，运至灰场，及时喷洒保湿并进行碾压。

6.14.2 环保措施

- 1) 库边及库底设复合土工膜防渗层，防止库内积水下渗污染地下水；
- 2) 在灰场四周植树，建 10~15m 宽的防护林带；
- 3) 配置洒水车等，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；
- 4) 运到灰场的调湿灰应及时铺摊碾压；
- 5) 堆灰体的作业面应适时洒水；
- 6) 一旦形成永久灰坝面，及时覆盖。

6.14.3 运行机具

运行机具量见下表

序号	项目	单位	数量
1	灰场洒水车，V=8m ³	辆	1
2	装载机	辆	1

3	碾压机, 型号 YZT-12 震动平滚压路机	辆	1
4	推土机, 型号 T120 推土机,	辆	1

6.15 消防系统

6.15.1 消防设计的主要原则

1)贯彻“预防为主, 防消结合”的方针, 各专业根据工艺流程特点, 在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施, 在建筑物的防火间距、建筑消防及厂区消防通道(道路)等方面采取有效措施, 预防火灾的发生与蔓延。

(1) 建构筑物的防火间距

厂区总平面布置严格执行《建筑设计防火规范》及《火力发电厂设计技术规程》(DL 5000-2000)等有关规定, 保证建构筑物之间的防火间距, 特别是内部工艺系统易燃、易爆建构筑物的防火、消防要求。

厂区建构筑物的布置均按满足最小防火间距进行布置, 对易燃、易爆设施均沿厂区边缘地带布置, 以确保运行安全, 减小火灾影响。

(2)建筑消防措施

主厂房内各防火分区及各车间墙体均采用非燃烧体材料, 配电室、电缆竖井、电缆夹层、出线小室等车间均采用防火门, 防火分区隔墙门亦采用防火门, 变压器室采用防火门。空压机室采用塑钢门窗, 屋面采用金属压型钢板做为泻爆面积。

汽机房内汽轮机主油箱上方及相邻跨的钢屋架及支撑系统均涂刷防火涂料, 耐火极限 $\geq 0.5h$ 。

主厂房内电缆隧道及电缆沟道均设置防火隔断, 与室外相接的电缆沟道、隧道亦设置防火隔断以防止火势蔓延。

制氢站吊顶采用水泥压力板吊顶, 门窗采用可泄爆的门窗, 门定位用定位器, 不用插销。油罐区的油罐四周设高度为 1.8m 的围堰(防火堤)。

一期工程燃用煤质为高挥发分烟煤, 易自燃, 输煤栈桥的钢结构桁架及其支撑系统均涂刷防火涂料, 耐火极限 $\geq 1h$ 。

(3)主厂房防火安全疏散

主厂房内固定端设置一部能与主厂房各层联系且封闭的钢筋混凝土楼梯, 在扩建端设置能通向各层及屋面的室外钢梯, 作为消防及安全疏散通道, 主厂房内各车间均设有两个出口通向室外或相邻车间, 至疏散通道口的距离均 $\leq 50m$, 以利安全疏散。

(4)消防道路

厂区道路采用混凝土路面，路宽分为 6m 双坡、4m、3.5m 单坡两种，均为城市型道路。汽机房 A 列外道路及主厂房固定端外道路两侧增设人行道，宽 1.5m。

炉后场地按照规程要求均做成混凝土地坪。

2) 电厂灭火立足于自救。水消防是主要的灭火手段，本期设临时高压消防给水系统，厂区消防水管网为独立系统，在综合水泵房内设一套电动消防泵、一套柴油机消防泵和一套稳压装置。电动消防水泵单泵参数 $Q=110L/s$ ， $H=105m$ ， $N=280kW$ 。设 $1000m^3$ 消防水池 1 座，平面尺寸为 $15.9\times 15.9m$ ，净高 4.0m。

(1) 主厂房内设有消防栓水消防系统与消防水环形管道。室外消防管网至少设两路接入主厂房，当一路发生故障时，另一路进水管能供给全部消防水量。室内消火栓给水管道用阀门分为若干独立的区段，各段检修时，同时停止使用的消火栓一层不超过 5 个，并设试验用消火栓；

(2) 主变、厂高变、启动/备用变、主厂房内重要油设备及燃油装置和油管路密集区域，设自动水喷雾灭火系统；

(3) 由于本期工程用煤挥发分较高，煤仓层和输煤栈桥内的输煤皮带，设自动喷水灭火系统；

(4) 对汽轮机转运层下及中间层油管道、给水泵油箱等采用雨淋喷水灭火系统，其它采用水喷雾灭火系统。

(5) 厂区设常规室外消火栓灭火系统。

3) 重要的建筑物及设备设有多种灭火手段。除设置常规消防系统及移动式灭火器材外，还设有一些特殊的灭火系统。

(1) 汽轮发电机组各轴承部分和汽机头部、主油箱、溢油装置处设置固定式粉末灭火消防设施。

(2) 在集中控制楼的电子设备间、电缆夹层等设置低压 CO_2 灭火系统，灭火方式采用全淹没或局部应用，其设计最低灭火浓度为 34%；

(3) 在集中控制楼的工程师室等主要房间设洁净剂气体 IG541 灭火系统，灭火方式采用全淹没，电气火灾的最小设计浓度应为 37.5%。

4) 电气设施的消防措施

(1) 变压器消防

变压器油量在 1000kg 及以上的充油电气设备的下部设贮油坑，坑内铺厚度不小于 250mm 的卵石层，并有将油在事故状态下排至事故放油坑的设施。

(2) 电缆防火

对易遭受外部着火影响的架空电缆采取防护措施，如涂刷防火涂料、采用耐火隔板及槽盒等，消除安全隐患。

对电缆着火后易造成延烧的区段，采取分段隔离措施，尽可能缩小事故范围，减少损失，如电缆隧道通往竖井处设防火门，电缆竖井、电缆贯穿楼板、墙洞及车间配电屏的电缆孔洞均用耐火隔板与软性耐火材料严密封堵，电缆主隧道引向分隧道处及隧道与电缆沟交接处设阻火隔墙，厂区电缆沟道进入建筑物入口处设阻火隔墙等。

主厂房及进出主厂房的电缆采用护套阻燃电缆。

3) 其它

电气装置选用绝缘良好的电气设备。

5) 建立全厂的火灾探测、报警及控制系统。

火灾报警系统包括探测装置、区域报警器、集中报警装置、电源装置和联动信号装置等。全厂集中报警装置设置在主厂房单元控制室内，主厂房内的探测点直接汇接至集中报警装置上。在集中报警装置表盘上还装设高压消防水泵远方启动操作开关。

6) 通风空调设施的防火

主厂房采用自然加机械通风。屋顶设通风器或通风机排风，既能满足自然通风要求同时能满足排烟的需要。空调系统的设备、管道材质、保温材料均为不可燃材料。

7) 电厂配置一辆水罐消防车和一辆干粉泡沫联用消防车，厂区内设消防车库 2 间。

7 烟气脱硫和脱硝

7.1 烟气脱硫

7.1.1 设计依据

7.1.1.1 国家政策法规

- 1) 《火力发电厂设计技术规程》DL5000-2000;
- 2) 《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》DL/T5-2004;
- 3) 《火电厂烟气脱硫工程技术规范》HJ/T 179-2005;
- 4) 《火力发电厂可研报告内容深度规定烟气脱硫部分暂行规定》DLGJ138-1997;
- 5) 关于发布《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》的通知(国家环境保护总局·环发[2002]26号);
- 6) 《火力发电厂烟气脱硫关键技术与设备国产化规划要点》(国经贸资源(2000)156号);
- 7) 国家发改委《关于加快火电厂烟气脱硫产业化发展若干意见》2005年5月23日。

7.1.1.2 国家环保标准

- 1) 《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第3时段标准;
- 2) 《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90)中III类标准。

7.1.1.3 设计原则

- 1) 符合我国电力建设的方针和政策,贯彻安全可靠适用符合国情的原则,满足排放达标,并促进电力环保的发展。
- 2) 烟气脱硫工艺应遵循经济有效、安全可靠、资源节约、综合利用、因地制宜的选取最优工艺。
- 3) 推荐烟气脱硫工艺应是技术成熟、先进适用、经济合理(造价和运行费用低),并在国内外有工业化业绩的工艺系统。
- 4) 为降低工程投资,在确保安全可靠、高效的原则下,除主要设备需要进口外,原则上选用国产设备。
- 5) 脱硫工艺应尽最大可能节约资源和能源,使其对环境的负面影响最小。
- 6) 本期工程脱硫采用一炉配一塔。
- 7) 采用在线监测系统对脱硫前后烟气进行实时连续监控。

7.1.2 脱硫工艺系统的选择

7.1.2.1 几种脱硫工艺简介

目前,世界上燃煤电厂所采用的脱硫工艺多种多样。经过初步筛选,对本期工程可参

考的几种典型脱硫工艺进行简单介绍。

1) 石灰石/石膏湿法脱硫工艺

石灰石/石膏湿法脱硫工艺采用价廉易得的石灰石作为脱硫吸收剂，石灰石经破碎、磨细成粉状，与水混合搅拌制成吸收浆液。在吸收塔内，吸收浆液与烟气接触混合，烟气中的 SO_2 与浆液中的碳酸钙以及鼓入的氧化空气进行化学反应被脱除，最终反应产物为脱硫石膏。脱硫石膏浆经脱水装置脱水后回收。由于吸收剂的循环利用，脱硫吸收剂的利用率高。该工艺适用于任何含硫量煤种的烟气脱硫，脱硫效率可达到 95% 以上。

按脱硫副产物石膏的处置方式划分，一般有抛弃和回收利用两种方法，脱硫石膏处置方式的选择主要取决于市场对脱硫石膏的需求、脱硫石膏的质量，以及是否有足够的堆放场地等因素。

石灰石/石膏湿法脱硫是目前世界上技术最为成熟、应用最多的脱硫工艺。目前，我国 300MW 以上机组脱硫主要采用应用石灰石/石膏湿法工艺，应用的单机容量已达 1000MW。

2) 喷雾干燥法脱硫工艺

喷雾干燥法脱硫工艺以石灰为脱硫吸收剂，石灰经消化加水制成消石灰乳，消石灰乳在吸收塔内被雾化成细小液滴，与烟气中的 SO_2 发生化学反应生成 CaSO_3 和 CaSO_4 ，达到脱除烟气中的 SO_2 的目的。脱硫反应产物及未被利用的吸收剂以干燥的颗粒物形式随烟气带出吸收塔，进入除尘器被收集下来。除尘后的烟气经烟囱排放。

喷雾干燥法脱硫工艺具有技术成熟、工艺流程较为简单、系统可靠性高等特点，脱硫率可达到 85%。目前，该工艺在我国多用于中小机组的脱硫改造上，当钙硫比为 1.4 时脱硫率可达到 80% 以上。

3) 炉内喷钙加尾部增湿活化器脱硫工艺(LIFAC)

该工艺以石灰石粉为吸收剂，石灰石粉由气力喷入炉膛，石灰石受热分解为氧化钙和二氧化碳， CaO 与烟气中的 SO_2 反应生成亚硫酸钙。增湿水以雾状喷入尾部增湿活化反应器内，与未反应的 CaO 接触生成 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 进而与烟气中的 SO_2 反应。当 Ca/S 控制在 2.5 及以上时，系统脱硫率可达到 65~80%，未反应的吸收剂、反应产物呈干燥态随烟气排出，被除尘器收集下来。由于脱硫过程吸收剂的利用率较低，脱硫副产物中亚硫酸钙含量较高，其综合利用受到一定的限制。

4) 电子束法脱硫工艺

本工艺流程由排烟预除尘、烟气冷却、氨的充入、电子束照射和副产品捕集等工序所组成。锅炉烟气经过除尘器粗滤处理之后进入冷却塔，冷却塔内喷射冷却水将烟气冷却到适

合于脱硫、脱硝处理的温度(约 70℃)。在反应器进口处将一定的氨气、压缩空气和软水混合喷入，冷却后的烟气流进反应器经电子束照射，SO₂ 和 NO_x 在自由基作用下生成粉状微粒(硫酸铵(NH₄)₂SO₄ 与硝酸铵 NH₄NO₃ 的混合粉体)。生成的粉体微粒一部分沉淀到反应器底部，其余被副产品除尘器所分离和捕集。净化后的烟气经烟囱向大气排放。

目前，电子束法脱硫工艺工业化装置试验在成都热电厂 1 台 200MW 机组的部分烟气进行，处理烟气量为 30×10⁴Nm³/h，该装置已投入运行。

5) 氨法脱硫工艺

该脱硫工艺是以氨水为吸收剂，其副产品为硫酸铵化肥。锅炉烟气经烟气换热器冷却至 90~100℃，进入预洗涤器除去 HCl 和 HF，洗涤后的烟气经液滴分离器除去水滴，再进入前置洗涤器中。在前置洗涤器中，氨水自塔顶喷淋洗涤烟气，烟气中的 SO₂ 被洗涤吸收除去，经洗涤后的烟气排出后经液滴分离器除去水滴，进入脱硫洗涤器。在该洗涤器中烟气进一步被洗涤，经洗涤塔顶部的除雾器除去雾滴，再经烟气换热器加热后由烟囱排放。洗涤工艺中产生的约 30%的硫酸铵溶液排出洗涤塔，可以送到化肥厂进一步加工或直接作为液体氮肥出售。

氨法脱硫属较为成熟的一种脱硫工艺。目前，在有条件的地区已在使用。

6) 烟气循环流化床技术

烟气循环流化床脱硫属于干法脱硫工艺，利用石灰或消石灰粉作脱硫剂，烟气经预除尘器，从吸收塔底部的布气管进入，加速的烟气与脱硫剂粉反应而除去 SO₂，烟气从顶部排出，进入除尘器，引风机排入烟囱。除尘器除下的大部分颗粒，经再循环系统返回吸收塔，部分进除灰系统。据资料介绍，该技术可配锅炉容量为 5~300MW，脱硫效率为 80~98%，国外有在 270MW 燃油机组上使用的业绩，国内广州恒运电厂 210MW 燃煤机组采用的这种脱硫装置已投运，彭城电厂二期 2×300MW 机组、榆社电厂二期 2×300MW 机组脱硫装置也采用该工艺。

7.1.2.2 脱硫工艺方案选择

几种脱硫工艺的比较，见表 7.1-1。

表 7.1-1 脱硫工艺比较表

工艺方案 项目	石灰石/石膏 湿法	喷雾 干燥法	炉内喷钙尾 部增湿活化	电子束法	氨法	烟气循环 流化床
技术成熟程度	成熟	成熟	成熟	工业试验	成熟	较成熟
工艺难易程度	较复杂	较简单	简单	复杂	复杂	较简单
应用业绩	达80%以上	较多	较少	较少	较少	一般

工艺方案 项目	石灰石/石膏 湿法	喷雾 干燥法	炉内喷钙尾 部增湿活化	电子束法	氨法	烟气循环 流化床
使用煤种	不受含硫 量限制	适用于中、 低硫煤	适用于中、 低硫煤	适用于中、 高硫煤	不受含硫 量限制	适用于中、高 硫煤
应用单机规模	没有限制	多为中小机 组	多为中小机 组	中小机组	中小机组	中小机组
能达到脱硫率	95%以上	70~85%	75%左右	75%左右	90%左右	90%左右
吸收剂种类	石灰石/石灰	消石灰	石灰石	氨	氨水	石灰
吸收剂来源	来源较广泛	高质量石灰 或消石灰， 来源较困难	来源较广泛	受条件限 制	受条件限 制	来源较广泛
废水处理	多数情况 下需处理	无废水	无废水	无废水	需处理	无废水
Ca/s(一般)	>1.05	1.3~1.4	>2			1.3~1.5
占地面积	较大	较小	较小	较大	较大	较小
机组负荷影响	一般	一般	一般	一般	一般	一般
防腐要求	较高	不需要	不需要	较高	较高	不需要
投资	较高	较低	低	较高	高	较低
运行成本	较高	较低	较低	较高	高	较低
副产品种类	石膏	脱硫废渣 (亚硫酸钙)	脱硫废渣 (亚硫酸钙)	硫酸铵/硝 酸铵	硫酸铵	脱硫废渣
副产品出路	用作水泥缓 凝剂、石膏 制品原料	难以综合利用	难以综合利用	可用作化 肥	可用作化 肥	难以综合利用

环发[2002]26号《燃煤SO₂排放污染防治技术政策》中规定：电厂锅炉烟气脱硫的技术路线是：……或大容量机组(≥200MW)的电厂锅炉建设烟气脱硫设施时，宜优先考虑采用湿式石灰石/石膏法工艺，脱硫率应保证在90%以上，……。

石灰石/石膏湿法脱硫工艺由于具有脱硫效率高(Ca/S 大于 1.03 时，脱硫效率可达 95~98%)、吸收剂利用率高、技术成熟、运行稳定等特点，是目前技术成熟、应用最多的脱硫工艺。本期工程烟气脱硫属大容量机组脱硫，烟气量大，脱硫效率要求高，因此，须选用脱硫效率高、工艺成熟的技术，对烟气中 SO₂ 尽最大能力脱除，故本期工程推荐采用石灰石/石膏法脱硫工艺，并选用价廉易得的石灰石作为脱硫吸收剂。

石灰石/石膏湿法脱硫工艺具有在大型发电机组上应用的业绩，可以满足脱硫率的要求，其脱硫副产品-脱硫石膏可以作为水泥缓凝剂或作为纸面石膏板的原料得到有效的利用。因脱硫系统布置在除尘器之后，不会对灰渣的成分造成影响，从而影响电厂粉煤灰的综合利用。

7.1.3 脱硫吸收剂来源及消耗量

本期工程采用石灰石/石膏湿法脱硫，石灰粉供应厂家为沙湾县大明矿业有限责任公司，该公司石灰石储量约 100×10⁴t，承诺为本期工程提供石灰石粉 3~5×10⁴t/a，石灰石粉品质为 325 目(90%以上的通过率)。本期工程与该已经公司签订了石灰粉成品供货意向性协议。

石灰石运输路径为：沙湾县大明矿业至 S223(沙湾段，3 级道路，路宽 7m)经石河子市南郊道路和清红路(市政道路)到厂，全程约 90km。

石灰石矿基本情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 石灰石矿基本情况

项 目 \ 厂 家	沙湾县大明矿业	备注
运输距离	约90km	公路运输
生产规模(10^4 t)	8	
CaO含量(%)	54.57	
MgO含量(%)	0.76	

石灰石粉由罐车运至厂内，卸到石灰石粉仓中，通过冲板流量计计量后送入石灰石浆液箱，配成浓度约 30%的石灰石浆液，再由石灰石浆液泵送至 SO_2 吸收塔。

本期工程采用石灰石/石膏湿法脱硫，校核煤质所需石灰石粉约 6.1t/h，年消耗量约 3.0×10^4 t/a。

7.1.4 原则性脱硫工艺系统

7.1.4.1 脱硫工艺及主要技术参数

1) 脱硫工艺

石灰石/石膏湿法脱硫工艺系统主要由 SO_2 吸收系统和烟气系统两大部分组成，见脱硫工艺图。

(1) SO_2 吸收系统

SO_2 吸收系统是烟气脱硫系统的核心，主要包括吸收塔、除雾器、循环浆泵和氧化风机等设施、设备。在吸收塔内，烟气中的 SO_2 被吸收浆液洗涤并与浆液中的 CaCO_3 发生反应，在吸收塔底部的循环浆池内被氧化风机鼓入的空气强制氧化，最终生成石膏晶体，由石膏浆排浆泵排出吸收塔送入石膏处理系统脱水。在吸收塔的出口设有除雾器，以除去脱硫后烟气带出的细小液滴，使排出的烟气含液滴量低于 $75\text{mg}/\text{Nm}^3$ (干态)。

湿法脱硫吸收塔按吸收浆液与烟气的流向分有顺流塔、逆流塔及顺逆流塔等几种形式；按其塔内结构不同又可分为填料塔和喷淋塔。在填料塔内为便于吸收浆液与烟气充分接触，一般在塔内设置有填料或格栅；在喷淋塔内，采用多层喷嘴将吸收浆液以雾状均匀地喷于充有烟气的塔中。几种吸收塔型式各有特点，在大量的工业应用中不断改进，吸收塔内烟气流速有所提高，以进一步减少吸收塔体积与占地面积，降低吸收塔的造价。目前，湿法脱硫吸收塔已将除尘、脱硫、氧化三项功能集于一体，使系统大为简化。

在脱硫系统解列或出现事故停机需要检修时，可以用排浆泵将吸收塔内的吸收浆液排入

事故浆池中存放。

(2) 烟气系统

烟气系统包括：增压风机、脱硫系统进出口挡板门、旁路挡板门和相关烟道。锅炉烟气经电除尘器、引风机、脱硫系统入口挡板门进入脱硫增压风机，然后被送进脱硫系统。经增压风机升压后进入吸收塔，经洗涤脱硫后的烟气温度约 45℃(不上 GGH)，经过脱硫系统出口挡板门进入电厂 210m 高烟囱排入大气。

目前，国内外对脱硫系统排烟温度没有统一的要求。德国标准要求烟囱出口脱硫烟气温度不低于 72℃。利用德国政府贷款的北京一热、重庆、半山电厂脱硫工程，脱硫烟气在气-气换热器出口温度设计值均为 80℃。中日合作太原一热部分烟气量脱硫工程，约 50% 脱硫烟气与未脱硫烟气掺混，据测算混合后的烟气温度约 80℃。在扬州发电厂，日本川崎公司按中方要求气-气换热器出口设计烟温为 90℃。一般来说，是否对脱硫烟气加热主要由脱硫装置的投资和后部烟道及烟囱的防腐要求所决定。本期工程排烟温度约 45℃，需对烟道及烟囱采取防腐措施。

2) 主要技术参数

本期工程配两台 1176t/h 煤粉炉。脱硫装置的设计基础参数，见表 7.1-3。

表 7.1-3 脱硫装置的设计基础参数

序号	项 目	单 位	数 值		
			设计煤质	校核煤质1	校核煤质2
1	锅炉容量	t/h	2×1176		
2	脱硫装置处理烟气量(干态)	Nm ³ /h	2452624.92	2363531.82	2374167.38
3	脱硫装置处理烟气量(湿态)	Nm ³ /h	2638740.65	2528456.31	2363264.00
4	机组耗煤量	t/h	305.6	293.0	319.4
5	煤质含硫量(应用基)	%	0.53	0.41	0.52
6	脱硫装置进口烟气温度	℃	126	126	126
7	脱硫装置排烟温度	℃	45	45	45
8	脱硫装置进口SO ₂ 浓度	mg/Nm ³	1205.42	926.53	1275.27
9	脱硫装置进口烟尘浓度	mg/Nm ³	119.46	114.31	129.13
10	脱硫装置的脱硫效率	%	≥95	≥95	≥95

7.1.4.2 主要设备选择

按《火电发电厂设计技术规程》的规定，根据本期工程装机规模及煤质中含硫量一炉设一套脱硫装置考虑。脱硫系统主要设备，见表 7.1-4。

表 7.1-4 主要设备一览表

序号	名 称	主要技术规范	单位	数量	备注
一	烟气系统				
1	增压风机及润滑油系统	静叶可调轴流风机，压头：4000Pa， 电动机：1740kW/6kV	套	2	
2	原烟气挡板门	5000×7500mm	台	2	

序号	名称	主要技术规范	单位	数量	备注
3	旁路烟气挡板门	5000×9500mm	台	2	
4	净烟气挡板门	5000×6500mm	台	2	
5	挡板密封气系统	12450m ³ /h, 11kW	台	4	
6	电加热器	热容量132kW	台	2	
二	石灰石制浆系统				
1	石灰石粉仓	V=400m ³	个	1	
2	布袋除尘器	2000m ³ /h, 2.2kW, 效率99.95%	台	1	
3	石灰石旋流分离器	一级旋流	套	2	聚氨酯
4	石灰石浆液箱	Φ5.0×6.0m(H) V=105m ³	个	1	碳钢+橡胶内衬
5	石灰石浆液输送泵	Q=20m ³ /h, 0.35MPa	台	4	
三	吸收系统				
1	吸收塔	碳钢+衬里, Φ13m×26m(H)	套	2	塔内部件进口
2	除雾器	两级 FRP/PP	套	2	进口
3	吸收塔浆液循环泵	4560m ³ /h, 350/500/560/630kW/6kV	台	8	
4	石膏浆液排出泵	40m ³ /h, 0.45MPa, 5kW/380V	台	4	
四	石膏脱水系统				
1	石膏水力旋流站	垂直式水力旋流器	套	2	
2	石膏浆液箱	V=60m ³ , φ4m×H5.5m	个	1	
3	石膏浆液泵	Q=20m ³ /h, 扬程0.26MPa	台	3	
4	真空皮带脱水机	出力9.0t/h(10%含水率) 包括: 皮带脱水机本体 真空泵水环式, 90kW 滤布冲洗水箱, 有效容积1.54m ³ 滤布冲洗水泵, 离心式, Q=3.5m ³ /h	套	2	
5	滤液水泵	Q=20m ³ /h, H=0.25MPa	台	2	
6	废水旋流器	垂直式水力旋流器	套	2	
7	废水转运泵	Q=25m ³ /h, H=0.28MPa	台	2	
五	浆液排放与回收系统				
1	事故浆池	V=950m ³	个	1	
2	事故浆液返回泵	Q=100m ³ /h, H=0.25MPa, 45kW	台	2	
3	吸收塔排水坑泵	Q=50m ³ /h, H=0.3MPa, 22kW	台	2	
六	工艺水系统				
1	工艺水箱	V=75m ³ , φ4.5m, H=6m	个	1	
2	工艺水泵	Q=200m ³ /h, 扬程0.65MPa	台	3	

表 7.1-5 进口设备范围

序号	项目	说明	备注
一	设备进口范围		
1	吸收塔除雾器	含清洗喷嘴	
2	吸收塔喷淋系统	吸收塔喷嘴及内部件	
3	吸收塔搅拌设备	含驱动头	
4	旋流器	石灰石、石膏、废水系统的旋流器	离心式旋流子
5	自动执行阀门	含驱动头	石灰石浆液、石膏浆液、滤液、脱硫废水、工艺水等系统电动、气动调节及电磁阀
6	石灰石成品浆液箱搅拌器		

序号	项 目	说 明	备 注
7	事故浆液箱顶进式搅拌器		
8	仪控系统(FGD-DCS)	硬件进口,国内系统集成和技术服务	
9	仪表及浆液分析仪器	变送器、pH计、密度计、电磁流量计、液/料位计、逻辑开关、废水处理化学分析仪表等	
10	烟气分析仪器		
11	计量泵		
12	加药泵		
二	关键部件进口范围		
1	增压风机	轴承、失速报警、电动执行机构、	电动机变频器(如有)
2	真空皮带机	滤布、驱动减速箱、变频器、关键仪表、纠偏装置	
3	挡板门	执行机构	烟气进出口、旁路挡板
4	顶进式搅拌器	减速器	
三	材料进口范围		
1	玻璃鳞片及树脂		
2	丁基胶板及粘结剂	吸收塔内	
3	镍基合金材料		

7.1.5 脱硫场地及平面布置

本期工程的脱硫区拟布置在本期工程烟囱尾部，占地面积约 42×130m。在脱硫区内，布置有增压风机、吸收塔、除雾器、循环浆泵、氧化风机等设备及构筑物，石膏脱水车间也布置在脱硫区。设一座石灰石粉仓，粉仓容积满足设计煤种 2 台炉 BMCR 工况 3 天的石灰石耗量。

7.1.6 脱硫吸收剂制备系统

7.1.6.1 脱硫吸收剂制备系统工艺流程

外购石灰石粉由罐车运至脱硫岛内，经罐车仓泵输送至石灰石粉仓，石灰石粉经冲板流量计计量后进入石灰石浆液箱，加水搅拌制成石灰石浆液，然后经石灰石浆液泵送往吸收塔。为使浆液混合均匀、防止沉淀，在石灰石浆池内装设浆池搅拌器。

本期工程配套石灰石/石膏湿法脱硫工艺要求石灰石粉的细度为 250 目筛余量小于 5%。按脱硫效率 95%、Ca/S=1.03 计，石灰石粉小时用量约 6.17t，石灰石制粉车间按单路系统两班制运行，系统出力为 9t/h。本期 2×330MW 机组石灰石耗量，见表 6.14-5。

表 6.14-6 石灰石耗量表

项 目	煤 质	小时耗量(t/h)	日耗量(t/d)	年耗量(10 ⁴ t/a)
本期工程 (2×1176t/h)	设计煤 Star0.53%	5.1	102.7	3.0
	校核煤1 Star0.41%	3.8	76.2	2.2
	校核煤1 Star0.52%	5.3	105.3	3.0

注：运行按 20h，年运行按 5500h。

7.1.6.2 贮存与运输

石灰石粉由罐车运至厂内，卸到石灰石粉仓中，设一座石灰石粉仓，粉仓容积满足设计煤种 2 台炉 BMCR 工况 3 天的石灰石耗量。

7.1.7 脱硫副产品处理

7.1.7.1 脱硫石膏处理系统

本期工程脱硫后生成的脱硫石膏量，见表 7.1-6。

表 7.1-7 本期工程脱硫石膏产生表

锅炉容量(t/h)	煤 质	小时排放量(t/h)	日排放量(t/d)	年排放量(10^4 t/a)
本期工程 2×1176	设计煤 Star0.53%	9.1	181.0	5.2
	校核煤1 Star0.41%	6.7	134.4	3.9
	校核煤1 Star0.52%	9.3	185.6	5.3

注：运行按 20h，年运行按 5500h。

本期工程脱硫后生成的脱硫石膏约 6×10^4 t/a，主要考虑制作建筑材料，如石膏板和其它石膏制品。另外，本期工程在贮灰场专门设置了脱硫石膏临时堆放场地，贮存未利用脱硫石膏。

脱硫石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)预计的基本参数如下：

纯度：	$\geq 90\%$
湿度：	$\leq 10\%$
余氯：	$\leq 200\text{ppm}$
颗粒度：	$\leq 42\mu$
pH：	5~7
F：	$\leq 0.01\%$
Mg：	$\leq 0.01\%$
CaCO_3 ：	$\leq 3\%$
飞灰：	$\leq 4\%$
其它杂质：	$\leq 4\%$

从脱硫吸收塔排出的石膏浆固体物浓度含量约 15~20%，为了便于脱硫石膏的运输、贮存和利用，需要对脱硫石膏浆进行脱水处理。脱硫石膏浆经水力旋流器浓缩至固体物含量约 40%后进入真空皮带脱水机，经脱水处理后的脱硫石膏固体物表面含水率不超过 10%，脱水石膏送入脱硫石膏仓库中存放待运。脱硫石膏仓库堆放的脱硫石膏量按 3 天考虑。

为控制脱硫石膏中 C1 等成分的含量不超过 200mg/kg，确保脱硫石膏质量满足用作建筑材料的要求，在石膏脱水过程中设有冲洗装置，用清水对石膏进行冲洗。石膏脱水装置滤出液、石膏及脱水装置冲洗水进入滤出液接收池，作为吸收塔和吸收剂制备系统的补充水循环使用。

7.1.7.2 脱硫石膏综合利用前景分析

电厂脱硫石膏的处置一般有抛弃和回收利用两种方法。脱硫石膏处置方式的选择主要取决于市场对脱硫石膏的需求、脱硫石膏的质量，以及堆放场地等因素。中国硅酸盐学会曾对珞璜电厂的脱硫石膏进行性能验证性试验结果，见表 7.1-7。

表 7.1-8 脱硫石膏验证性试验结果

序号	试验项目	试验结果
1	建筑石膏物理性能	建筑石膏的性能达到建筑石膏国家标准
2	水泥缓凝剂	用于配制硅酸盐水泥和普通硅酸盐水泥。性能优于或等于天然石膏
3	纸面石膏板	板材的性能均达到相应厚度板材国家标准规定的优等品指标
4	石膏矿渣板	试体强度与天然石膏相同
5	充气石膏保温板	性能稍优于品位相近的天然石膏制作的试体和复合保温板，可以满足使用要求
6	粉刷石膏	石膏-石灰型粉刷石膏性能达到日本JIS6904-1976标准，半水石膏 - 硬石膏粉刷石膏，性能达到技术标准的要求
7	II型硬石膏饰面胶结料	性能达到新疆地区的要求(白度除外)
8	饰面石膏	基本性能达到技术标准规定的指标
9	刮墙腻子	性能达到京Q/JCH03-88(SG-88)企业标准的要求
10	石膏板嵌缝腻子	性能达到北京市石膏板厂制定的企业质量标准的要求
11	粘结石膏	性能达到技术标准的要求
12	石膏粘结剂	性能可以满足技术要求

试验结果表明：电厂脱硫石膏一般纯度较高，颜色较差，但并不影响作为水泥缓凝剂和制造石膏板使用。

据了解，在硅酸盐水泥中必须加入适量的二水石膏用以调节水泥的凝结时间，以达到标准中所规定的要求。在水泥标准中除了规定凝结时间外，还规定水泥中 SO_3 含量不得超过 35%，一般控制在 15~30% 的范围。因此，在水泥中需加入 5% 左右的石膏，作为水泥缓凝剂。

为了确定脱硫石膏作为水泥缓凝剂对水泥质量的影响，中国硅酸盐学会分别用珞璜电厂脱硫石膏(含游离水 10%)与天然石膏作水泥缓凝剂，进行了对比试验，结果表明；脱硫石膏作为缓凝剂是可行的。其效果不低于天然石膏的效果，对燃煤脱硫石膏含游离水 10%，但由于缓凝剂加入量仅为加入量的 5%，不会影响水泥的质量。

7.1.7.3 脱硫副产品抛弃系统

脱硫石膏经真空皮带脱水机脱水，至表面湿度低于 10% 后，已基本达到了综合利用的要求。本期工程暂不考虑对脱硫石膏做进一步处理的设想。在特殊情况下，脱硫石膏综合利用不畅时，可采用汽车将脱硫石膏直接运到灰场堆放，作为临时性措施。

7.1.7.4 脱硫系统废水处理

经旋流器分离出的脱硫废水直接连续输送至脱硫废水处理系统，废水处理系统设计容量为 15t/h。脱硫废水中残留少量固体物，pH 值在弱酸范围(pH=5~6)，本期工程拟将脱硫废水进行处理后复用。

7.1.8 脱硫系统用水、用汽、用电及控制系统

7.1.8.1 脱硫系统用水、用汽

1) 脱硫装置的用水主要为脱硫装置因汽化、排污等引起的补充水，补水水源来水源地和本期回收水池。水量情况，见表 7.1-8。

表 7.1-9 水量一览表

名 称	水 量 (t/h)
脱硫工艺水	105
脱硫工业用水(全部消耗)	15
合 计	120

2) 本期工程脱硫装置的用气量不大，气源由厂内除灰系统空压机泵房提供，主要是仪表用气、检修杂用等。仪用及检修压缩空气量最大约 8m³/min。

7.1.8.2 脱硫系统用电

脱硫系统电负荷范围包括：烟气系统、吸收剂制备系统、石膏脱水系统、脱硫废水处理系统、工艺水系统、事故浆液箱系统的电气负荷，事故保安系统及电气控制与保护、照明及检修系统、热控仪表电源系统负荷。

脱硫岛不设 6kV 脱硫段，高压负荷由主厂房厂用电系统供给。

7.1.8.3 脱硫系统仪表和控制

1) 控制方式及水平

在《火力发电厂设计技术规程》(DL5000-2000)中，对烟气脱硫技术有关热工控制的内容有以下具体的规定：脱硫系统的控制水平不应低于机组控制水平。脱硫控制室宜与其它控制室合并设置，当与主体工程不能同步建设时，也可设独立控制室。

根据上述原则，对本期工程烟气脱硫装置的控制系统有以下设想：

(1)控制方式和控制室

本期工程脱硫控制拟采用集中控制的方式，即在脱硫控制室内，可完成对脱硫设备和辅助系统，以及电气设备的监控。

(2)控制水平

本期工程主厂房机组设备采用分散控制系统(DCS)进行控制，为与机组控制水平相适应，脱硫系统也采用分散控制系统(DCS)进行监控，即在炉后烟气脱硫系统控制室内设置一套单独的 DCS。

控制室不设常规的控制表盘，仅设少量的紧急操作开关或按钮，运行人员通过 CRT 和鼠标可完成整个脱硫系统的监控。

(3) 脱硫控制系统的硬件构成

在脱硫控制室内，以 OIS(操作员站)1 套作为监控中心，实现对脱硫工艺系统全过程的正常运行工况监视、控制及调整，异常工况的报警及紧急事故的处理。同时设有 EWS(工程师站)1 套。EWS 具有两个作用，一为可与 OIS 互相兼容构成冗余，在 OIS 故障时，代替 OIS 对烟气脱硫系统进行监控；二为可用于程序开发、系统诊断、在线编辑和修改以及系统组态等功能。

(4) 通讯

控制系统能与主厂房单元机组的控制系统进行通讯。并预留与全厂 MIS 的通讯接口。

2) 烟气连续监测系统(CEMS)

由于本期工程一台锅炉的烟气采用一套脱硫装置，在脱硫系统前后各安装一个探头，共设置两套烟气连续监测系统(CEMS)，监测项目包括脱硫装置进口的烟气流量和 SO₂ 浓度；出口的 SO₂、NO_x、O₂、烟尘等指标的含量。

烟气连续监测系统(CEMS)的测量结果送入 DCS，作为数据采集、自动调节、历史记录、联锁保护等的输入信号。

烟气连续监测系统(CEMS)是脱硫系统监测的重要设备，考虑采用进口产品。

3) 烟气脱硫分散控制系统(DCS)

目前，分散控制系统(DCS)在国内已得到普遍的应用，并有较多的供货商，在工程实施阶段可通过招标方式择优选取也可考虑随工艺设备成套供货。有条件时，采用和主厂房 DCS 相同的设备。

烟气脱硫系统运行指标，见表 7.1-9。

表 7.1-10 脱硫系统运行指标

序号	项 目	单 位	指 标
1	年利用小时	h	5760
2	处理烟气量(按校核煤种计)	10 ⁴ Nm ³ /h	245.3
3	脱硫率	%	≥95
4	石灰石耗量(按校核煤种计)	t/h	5.1
5	平均耗水量	t/h	120
6	脱硫装置占地面积	hm ²	0.55
7	生产运行人员数(每班4人)	人	16

注：以上数据根据设计煤质计算。

7.2 烟气脱硝

7.2.1 脱硝工艺选择

7.2.1.1 燃煤锅炉 NO_x 的生成

煤燃烧过程中产生的 NO_x 主要是一氧化氮(NO)和 NO₂(NO₂), 这两种统称为 NO_x, 在煤燃烧过程中 NO_x 的生成量和排放量与煤的燃烧方式, 特别是燃烧温度和过量空气系数等燃烧条件有关。研究表明, 在煤的燃烧过程中生成 NO_x 的主要途径有三个:

- 1) 热力型 NO_x, 它是空气中的氮气在高温下氧化而生成的 NO_x。
- 2) 快速型 NO_x, 它是燃烧时空气中的氮和燃料中的碳氢离子团等反应生成的 NO_x。
- 3) 燃料型 NO_x, 它是燃料中含有的氮化合物在燃烧过程中热分解而又接着氧化而生成的 NO_x。

这三种类型的 NO_x, 其各自的生成量和煤的燃烧温度有关, 在电厂锅炉中燃料型 NO_x 是最主要的, 其占 NO_x 总量的 75~90%, 热力型其次, 快速型最少。

7.2.1.2 脱硝工艺简介

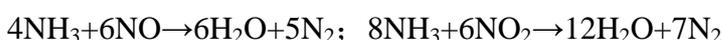
1) 低 NO_x 燃烧技术

对 NO_x 的形成起决定作用的是燃烧区域的温度和过量空气量, 低 NO_x 燃烧技术就是通过控制燃烧区域的温度和空气量, 以达到阻止 NO_x 生成及降低其排放的目的。对低 NO_x 燃烧技术的要求是, 在降低 NO_x 的同时, 使锅炉燃烧稳定, 且飞灰含碳量不能超标。目前常用的低 NO_x 燃烧技术主要有: ①燃烧优化技术; ②空气分级燃烧技术; ③燃料分级燃烧技术; ④烟气再循环技术; ⑤低 NO_x 燃烧器技术等。

2) 炉膛喷射脱硝技术

炉膛喷射脱硝技术是在炉膛上部喷射某种物质, 使其在一定的温度条件下还原以生成的 NO_x, 以降低 NO_x 的排放量。它包括喷水、喷二次燃料和喷氨等。但喷水和二次燃料的方法, 尚存在着如何将 NO 氧化为 NO₂ 和解决非选择性反应的问题, 因此, 目前还不成熟。

喷氨法是一种选择性降低 NO_x 排放量的方法(因喷入的氨只与烟气中的 NO_x 发生反应, 而不与烟气中的其他成分反应), 当不采用催化剂时, NH₃ 还原 NO_x 的反应只能在 950~1050℃这一狭窄的温度范围内进行。因此这种方法又称为选择性非催化脱硝法(SNCR)。氨的喷入地点一般在炉膛上部烟气温度在 950~1050℃范围内的区域。当氨和烟气中 NO_x 接触时, 会发生下面的还原反应:



采用该方法要解决好两个问题: 一是氨的喷射点选择, 要保证在锅炉负荷变动的情况下,

喷入的氨均能在 950~1050℃ 范围内与烟气反应。因此，一般在炉墙上开设多层氨喷射口。二是喷氨量的选择要适当，少则无法达到预期的脱除 NO_x 的效果，但氨量过大，将在尾部受热产生硫酸铵，从而堵塞并腐蚀空气预热器，因此要求尾部烟气中允许的氨的泄漏量应小于 5ppm，在这一条件限制下，非催化烟气喷氨脱硝法的 NO_x 降低率为 30%~70%。

反应原理见图 7.2-1。

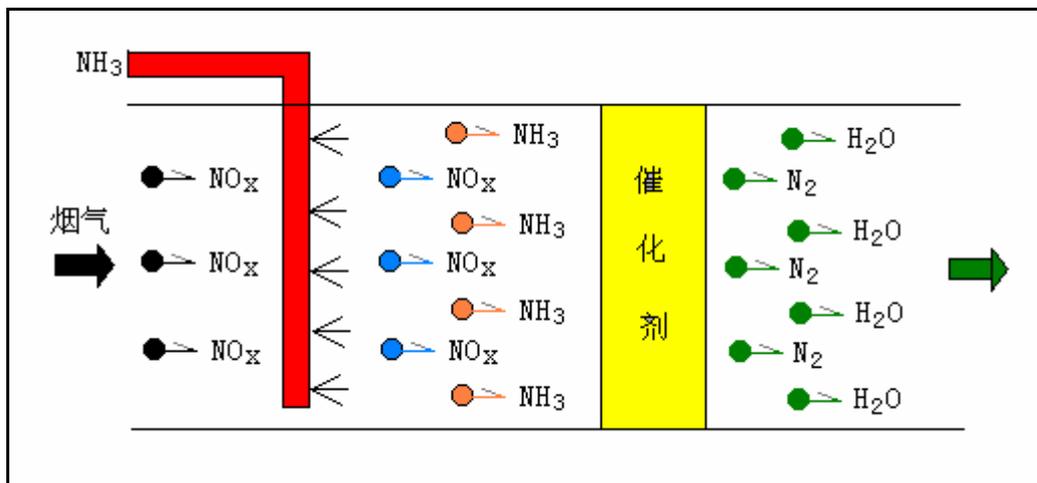


图 7.2-1 SCR 反应原理示意图

3) 烟气脱硝技术

由于低 NO_x 燃烧技术和炉膛喷射脱硝技术降低 NO_x 排放的效率是比较低的(一般在 50% 以下)，因此，当 NO_x 的排放标准要求比较严格时，就要考虑采用燃烧后的烟气处理技术来降低 NO_x 的排放量。烟气脱硝分为干法和湿法。

(1) 干法烟气脱硝技术

干法烟气脱硝技术包括采用催化剂来促进 NO_x 发生还原反应的选择性催化脱硝法 (SCR)、电子束照射法和电晕放电等离子体同时脱硫脱硝法。

(2) 湿法烟气同时脱硫脱硝技术

传统湿法烟气脱硝有两大类，一类是利用燃煤锅炉已装有烟气洗涤脱硫装置，只要对脱硫装置进行适当改造，或调整运行条件，就可将烟气中的 NO_x 在洗涤过程中除去。另一类是单纯的湿法洗涤脱硝。

7.2.1.3 适合本期工程的脱硝方法

虽然目前新建项目的锅炉已经采取了低 NO_x 燃烧技术，但此方法对于煤种变化的适应性较差，故只能作为一种调节的手段。

如采用选择性非催化烟气喷氨脱硝法 (SNCR) 投资少，运行费用也低，但此方法反应温度范围狭窄，对于煤种和负荷变化的适应性很差，且对喷氨量控制有一定限制，故 SNCR

的脱硝效率较低，一般在 50% 以下，且随锅炉负荷变化较大；此外，SNCR 氨氮摩尔比较大，氨的逃逸率较高，对下游设备(除尘器和空预器等)的影响较大，故 SNCR 脱氮技术一般用在 100MW 以下的机组上，在世界范围内大型锅炉采用此法运行的很少。

电子束照射、电晕放电等离子体和烟气同时脱硫脱硝技术都还在进一步研究中，离大规模的工业应用还有一定距离。

本期工程推荐采用选择性催化还原法(SCR)，该方法脱硝效率可以达到 90% 以上，工艺成熟，在全世界脱硝方法中占主导地位。

7.2.1.4 本期工程烟气脱硝主要设计原则

1)本期工程烟气脱硝拟采用选择性催化还原法(SCR)，该方法脱硝效率高，工艺成熟，在全世界脱硝方法中占主导地位。

2)烟气脱硝效率按不低于 80%考虑(炉膛出口烟气中 NO_x 含量设计值按 450mg/Nm³ 计算)。

3)脱硝反应器(SCR 装置)采用高尘布置方案，即布置在锅炉省煤器和空预器之间。

4)脱硝系统不设置 SCR 反应器旁路系统和省煤器高温旁路系统。

5)吸收剂采用纯氨(液态氨)。

6)脱硝设备年利用小时按 5500 小时考虑。

7)装置设计寿命为 30 年。脱硝系统及装置可用率不小于 98%。

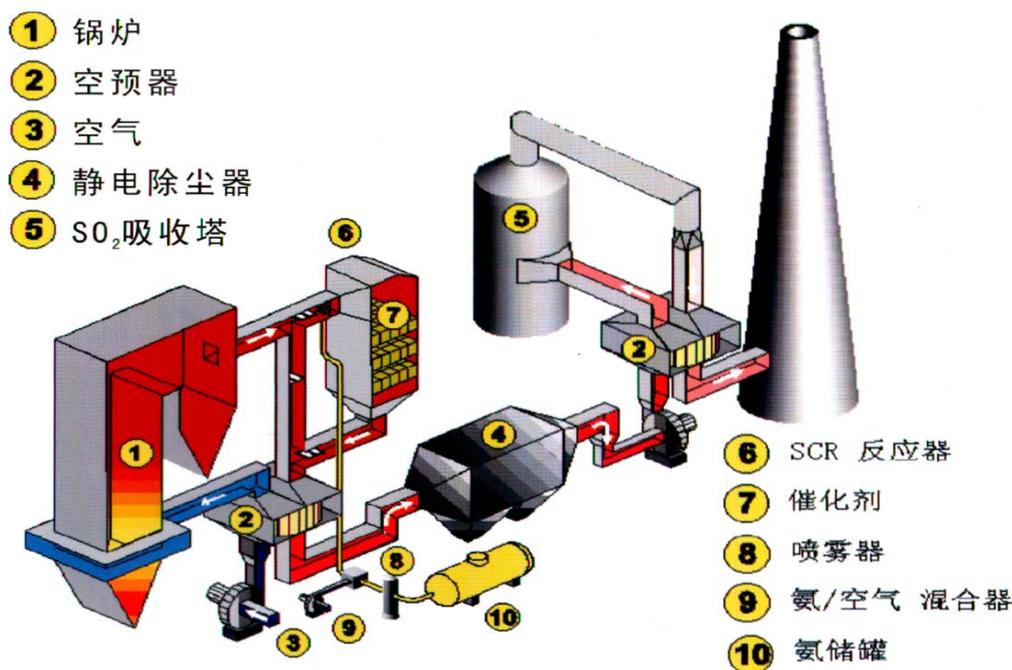
7.2.2 烟气脱硝工艺系统

7.2.2.1 烟气流程

脱硝装置布置位置，目前国内外一般采用高尘布置方式，即布置在省煤器和空预器之间的高温烟道内。在该位置，烟气温度能够达到反应的最佳温度。本期工程脱硝装置布置在省煤器和空预器之间的高温烟道内。

烟气在锅炉省煤器出口处被平均分为两路，每路烟气并行进入一个垂直布置的 SCR 反应器里，即每台锅炉配有二个反应器，烟气经过均流器后进入催化剂层。在烟气进入催化剂层前设有氨气注入系统，烟气与氨气充分混合后进行催化反应，脱去 NO_x。反应后的烟气进入空预器、电除尘器、引风机和脱硫装置后，排入烟囱。

SCR工艺流程布置



SCR 烟气脱硝工艺流程图

7.2.2.2 主要设备

脱硝主工艺系统中主要设备包括：SCR 反应器、催化剂及附属装置等。

1) SCR 反应器

本方案采用一台炉配一个反应器的方式。SCR 反应器是由钢板构成，里面填充有催化剂，截面成矩形，被固定在中心并向外膨胀，从而获得最小的水平位移。烟气水平进入反应器的顶部并且垂直地通过反应器，均流器安装在烟道上，催化剂层由板式结构的构架支撑。为防止催化剂层积灰，在每层催化剂上装有吹灰器。

2) 催化剂

催化剂的型式分为平板式和蜂窝式两种。

对于催化剂的两种形式，两者各有优缺点：一般布置在省煤器和空预器之间时，采用平板式催化剂和大孔径的蜂窝式催化剂都是可行的。

7.2.3 氨的运输、贮存、制备和供应系统

7.2.3.1 脱硝剂的选择和耗量

制氨一般有三种方法：尿素法，纯氨法，氨水法。三种方法中，使用尿素制氨的方法最安全，但是，其投资、运行总费用最高；纯氨的运行、投资费用最低，但是，纯氨的存储需要较高的压力，安全性要求较高。氨水介于两者之间。

在日本和中国台湾均采用纯氨法，在欧洲根据不同地区的情况三种方法均有应用。纯氨法应用广泛，贮运量小，有利于布置，同时考虑到国外应用的情况和电厂的管理水平，纯氨系统作为主选方案。

脱硝系统用的反应剂为纯氨，浓度为 99.6%，其品质符合国家标准 GB536-88《液体无水氨》技术指标的要求。

本期工程 2 台炉脱硝剂(液氨)的消耗量如下表所示。

表 7.2-1 液态氨消耗量

项目	设计煤种
小时用量 t/h	0.42
日用量 t/d	8.4
年用量 t/a	2310

注：按照锅炉 BMCR 工况计算；炉膛出口 NO_x 浓度按 450mg/Nm³(干烟气)计算，脱硝效率按 80% 计算；日用量按照 20 小时计算，年用量按 5500h 计算，并留有正常的裕度。

7.2.3.2 脱硝剂的贮存和制备系统

液氨贮存和制备系统为本期工程两台机组公用系统，包括液氨卸料压缩机、液氨储槽、液氨蒸发槽、氨气缓冲槽及氨气稀释槽、废水泵、废水池等。

液氨的供应由液氨槽车运送，利用液氨卸料压缩机将液氨由槽车输入液氨储槽内。随本期工程建设 1 个液氨储槽，一个液氨储槽可满足两台机组 SCR 脱硝反应所需约两周的用量。

储槽输出的液氨在液氨蒸发槽内蒸发为氨气。从蒸发槽蒸发的氨气流进入氨气缓冲槽，通过调压阀减压，再通过氨气输送管线送到锅炉侧的脱硝系统。

氨气系统紧急排放的氨气排入氨气稀释槽中，经水的吸收排入废水池，再经由废水泵送至废水处理站处理。

为防止氨气的泄漏以及氨气与空气的混合造成爆炸，本系统的卸料压缩机、液氨储槽、液氨蒸发槽、氨气缓冲槽等都备有氨气吹扫管线。在液氨卸料之前，通过氨气吹扫管线对以上设备分别进行严密性检查和氨气吹扫，防止氨气泄漏和系统中残余的空气混合造成危险。

液氨作为一种重要的化工原料和化肥，生产厂家繁多，可供选择的供货商很多。根据调查，国内对液氨输送的槽车行驶并没有特殊规定，液氨生产厂家均可以提供槽车运输。

7.2.3.3 脱硝系统的布置

本期工程脱硝装置布置在锅炉省煤器和空预器之间的位置。烟道分两路从省煤器后接出，经过垂直上升后变为水平，接入 SCR 反应器，反应器为垂直布置，经过脱硝以后的烟气经烟道接入空预器。脱硝装置支撑在炉后和除尘器之间的烟道支架上。

厂区内需要留有氨的储存和制备场地，场地面积约 200m²。
最终是否上脱硝装置以环境影响报告书的结论意见为准。

8 环境及生态保护与水土保持

8.1 厂址所在地区的环境现状

8.1.1 自然环境

新疆天富南热电厂在石河子市东南郊的石河子乡辖区内，厂区地理位置为 E86°06'30"、N44°15'15"，占地面积约 42hm²，周围部分为农田，有少量的防风林带。厂区东侧为河滩地，约 800m 处是玛纳斯河，该河由南向北从厂区东侧流过；厂区西南侧约 2km 处为石河子乡河沿村，有居民住宅，其它方向均为农田及荒地。热电厂附近有新建道路通往石河子市区。

热电厂所在区域为玛纳斯河的台地，该区域不受玛纳斯河洪水的威胁。厂区所在区域地形开阔，地势较平坦，东南高西北低，厂区自然标高在 535~545m，坡度在 1%左右。该区域属玛纳斯河冲积、洪积平原，上部有约 0.5m 厚可耕土，地下水埋深大于 20m。

石河子市深居欧亚大陆腹地，属典型的大陆干旱性气候，其特点是：冬季寒冷，夏季酷热、气温年、日温差较大，全年干旱少雨，蒸发量大于降水量。据石河子气象站资料统计，年平均气温 8.3℃，年平均降水量 199.1 mm，多集中在 7~9 月，年平均风速 1.7m/s，常年主导风向为 S，次主导风向为 NE。

8.1.2 污染源现状

石河子市 2006 年“三废”排放及处理情况，见 8.1-1。

表 8.1-1 2006 年“三废”排放及处理情况

指标名称	计量单位	2006年实际
一、废水	10 ⁴ t/a	
1、废水排放总量	10 ⁴ t/a	5140.05
其中：工业废水排放总量	10 ⁴ t/a	2635.05
生活废水排放总量	10 ⁴ t/a	2505.00
2、工业废水排放达标量	10 ⁴ t/a	1745.93
3、工业废水排放达标率	%	66.26
4、COD排放总量	t	44121.9
其中：工业COD排放量	t	38555.9
生活COD排放量	t	5566.0
二、废气		
1、工业废气排放总量	10 ⁴ Nm ³ /a	2785368
其中：燃料燃烧过程中排放量	10 ⁴ Nm ³ /a	1898156
生产工艺过程中排放量	10 ⁴ Nm ³ /a	887212
2、SO ₂ 排放量	t	19666.29
其中：工业SO ₂ 排放量	t	14576.29
生活SO ₂ 排放量	t	5090.00
3、烟尘排放总量	t	9055.70
其中：工业烟尘排放量	t	6510.70
生活烟尘排放量	t	2545.00
4、工业粉尘排放量	t	3098.30

指标名称	计量单位	2006年实际
三、工业固体废物		
1、工业固体废物产生量	10 ⁴ t/a	69.60
2、工业固体废物综合利用量	10 ⁴ t/a	29.84
工业固体废物综合利用率	%	42.8
3、工业固体废物贮存量	10 ⁴ t/a	0
4、工业固体废物处置量	10 ⁴ t/a	39.77
工业固体废物处置率	%	57.1
5、工业固体废物排放量	10 ⁴ t/a	0.06

8.1.3 环境质量现状

石河子市环境监测站于 2008 年 1 月 28 日~2 月 1 日对项目所在区域大气、水体进行了现状监测，监测结果如下。

8.1.3.1 环境空气质量现状

环境空气监测评价结果，见表 8.1-2。

表 8.1-2 石河子市空气质量监测数据统计结果

监测日期		2008 年 1 月 28 日~2 月 1 日							
项目	点位	28日	29日	30日	31日	1日	日均范围	平均	超标率%
SO ₂	金龙池酒厂	0.085	0.087	0.096	0.111	0.109	0.085~0.111	0.098	0
	艾青诗歌馆	0.167	0.138	0.180	0.188	0.175	0.138~0.188	0.170	80
	阳光双语学校	0.109	0.108	0.110	0.158	0.138	0.108~0.158	0.125	20
NO ₂	金龙池酒厂	0.014	0.015	0.016	0.020	0.019	0.014~0.020	0.017	0
	艾青诗歌馆	0.060	0.061	0.070	0.090	0.080	0.060~0.090	0.072	0
	阳光双语学校	0.016	0.018	0.018	0.027	0.023	0.016~0.027	0.020	0
PM ₁₀	金龙池酒厂	0.122	0.108	0.115	0.089	0.136	0.089~0.136	0.114	0
	艾青诗歌馆	0.180	0.153	0.183	0.195	0.202	0.153~0.202	0.183	100
	阳光双语学校	0.158	0.114	0.139	0.146	0.217	0.114~0.217	0.155	40
备注	监测数据除阳光双语学校和艾青诗歌馆为空气自动监测系统数据外，金龙池酒厂为实测值。								

由表 8.1-2 可知：

1) SO₂：艾青诗歌馆 SO₂ 日均浓度范围在 0.138~0.188mg/m³ 之间，超标率 80%，阳光双语学校日均浓度范围在 0.108~0.158mg/m³ 之间，超标率 20%；金龙池酒厂监测点 SO₂ 日均浓度范围在 0.085~0.111mg/m³ 之间，超标率 0。几个测试点 SO₂ 日均浓度最大值 0.188mg/Nm³，出现在艾青诗歌馆，占二级标准(0.15 mg/Nm³)的 125.3%，石河子市城区域 SO₂ 浓度值相对较高，这主要是因为区域冬季采暖的低矮面源较多，不利于大气污染物的扩散稀释所致。

2) NO₂：各监测点 NO₂ 日均浓度范围在 0.014~0.217mg/m³ 之间，超标率 0。几个测试点 NO₂ 日均浓度最大值 0.09mg/Nm³，出现在艾青诗歌馆，占二级标准(0.12 mg/Nm³)的 75%，

3) PM₁₀：阳光双语学校 PM₁₀ 日均浓度范围在 0.066~0.090mg/m³，超标率为 40%；艾青

诗歌馆 PM_{10} 日均浓度范围在 $0.153\sim 0.202\text{mg}/\text{m}^3$ ，超标率为 100%；金龙池酒厂监测点 TSP 日均浓度范围在 $0.089\sim 0.136\text{mg}/\text{m}^3$ ，均未超过国家并满足《环境空气质量标准》(GB3095-1996)及修改通知单中二级标准限值。几个测试点 PM_{10} 日均浓度最大值 $0.217\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，出现在阳光双语学校，占二级标准($0.15\text{mg}/\text{Nm}^3$)的 144.7%。

由以上分析可知，石河子市冬季空气污染较重，其原因主要是冬季为燃煤期，燃煤量增大，烟尘和 SO_2 等污染物排放量随之增大，造成污染加重。

根据历年统计数据可知，石河子市夏季环境空气质量良好。

8.1.3.2 水环境质量现状

项目所在区域地表水、地下水监测统计结果，见表 8.1-3、表 8.1-4。

表 8.1-3 玛纳斯东岸大渠监测数据统计结果

监测日期		2007年9月10日	
监测地点	监测项目	10日	超标倍数
玛纳斯东岸大渠(地表水)	水温	22	0
	pH	8.07	0
	硬度	132	-
	氨氮	0.318	0
	砷	0.0002	0
	六价铬	0.002	0
	汞	0.00004	0
	铅	0.005	0
	镉	0.0005	0
	氟化物	0.54	0
	氰化物	0.002	0
	挥发酚	0.001	0
	悬浮物	233	-
	生化需氧量	1.10	0
	溶解氧	9.22	0
化学需氧量	34.8	1.32	
石油类	0.05	0	

表 8.1-4 南热电厂区地地下水监测数据统计结果

监测日期		2008年1月30日~31			
监测地点	监测项目	30日	31日	平均	超标率%
厂区地下水	pH	7.98	8.01	8.00	0
	总硬度	139	136	138	0
	高锰酸盐指数	0.90	0.85	0.88	0
	氨氮	0.012	0.012	0.012	0
	硝酸盐氮	4.03	3.99	4.01	0
	亚硝酸盐氮	0.002	0.002	0.002	0
	砷	0.0002	0.0002	0.0002	0

监测日期		2008年1月30日~31			
监测地点	监测项目	30日	31日	平均	超标率%
	六价铬	0.002	0.002	0.002	0
	汞	0.005	0.005	0.005	0
	铅	0.005	0.005	0.005	0
	镉	0.0005	0.0005	0.0005	0
	氟化物	0.71	0.98	0.84	0
	氰化物	0.002	0.002	0.002	0
	挥发酚	0.001	0.001	0.001	0
	氯化物	7.90	8.07	7.98	0
	硫酸盐	51.3	51.1	51.2	0
	溶解性总固体	142	138	140	0

由表 8.1-3、表 8.1-4 可知：

1) 地表水：玛纳斯东岸大渠化学需氧量超标 1.32 倍，其它监测指标满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 II 类标准限值。

2) 地下水：热电厂厂区地下水各项监测指标均未超标，满足《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中 III 类标准限值。

8.1.3.3 噪声环境质量现状

2006 年石河子市在居民文教区、混合区、工业区及交通干线两侧等典型功能区测点测得的噪声水平均未超标。1 类区昼间等效声级 51.8dB(A)，夜间等效声级 44.0dB(A)，2 类区昼间等效声级 53.9dB(A)，夜间等效声级 49.9dB(A)，3 类区昼间等效声级 55.9dB(A)，夜间等效声级 46.8dB(A)，4 类区昼间等效声级 60.2dB(A)，夜间等效声级 50.1dB(A)，从全年看，典型功能区三季度噪声值最低，四季度噪声值最高。

不同等效声级下覆盖的面积和人口百分比，见表 8.1-5。

表 8.1-5 不同等效声级下覆盖面积和人口比例

声级范围dB(A)		<45	46~55	56~65	66~75	>76
测点个数	昼	6	148	99	14	0
	夜	122	129	16	0	0
占总网格面积 (%)	昼	2.2	55.4	37.1	5.2	0
	夜	45.7	48.3	6.0	0	0
占总网格人口 (%)	昼	2.2	55.4	37.1	5.2	0
	夜	45.7	48.3	6.0	0	0

由表 8.1-5 可知，目前石河子市白天有 57.6% 的人，夜间有 94% 的人处于安静环境中。

8.1.3.4 固体废弃物

石河子市的固体废弃物主要是工业固体废弃物和生活垃圾，2006 年全市固体废弃物产生量为 $69.6 \times 10^4 \text{t}$ ，综合利用率 42.8%。其余需堆放至垃圾场。

8.1.3.5 生态环境现状

石河子境内一半以上土地为沙漠、戈壁、盐碱地、裸地及裸岩，因难以利用而未能利用，草地面积较少，而对生态环境改善具有重要控制作用的林地面积则更少，因此区域生态环境系统抗逆性低，生态系统脆弱。

垦区林木所占面积较少，仅占土地总面积的 3.08%。林木多为人工林，面积约 5 万亩。主要是杨树，此外区内还有少量荒漠灌木林，树种为红柳、梭梭等。

石河子垦区草地广泛分布在南部山区、中部平原区及北部沙漠区，草地总面积 67596.78hm²，仅占土地总面积的 9.13%。其中天然草地 67247.47 hm²，改良草地 119.73 hm²，人工草地 469.93 hm²。天然草地系由三大部分组成，即山区草地、平原沙漠草地和垦区弃耕荒草地，三者面积比例 11.96%：34.91%：53.13%。

石河子市市区的生态环境良好，道路两侧林草密布。该市曾先后赢得了自治区“园林城市”、“文明城市”的称号，获得了联合国授予的“人类居住环境改善良好范例奖”。目前，人均占有绿地 6.4m³。

石河子市的野生动物较少，约有 93 种，其中两栖类 3 种，爬行类 4 种，鸟类 68 种，兽类 18 种，主要分布在郊外和山区。

8.2 一期工程“三废”治理达标情况

由于一期工程至尚未竣工验收，因此，污染物排放情况均参考一期工程环评报告书。

8.2.1 烟气排放情况

一期工程(2×500t/h 煤粉炉)排烟状况一览表，见表 8.2-1。

表 8.2-1 一期工程排烟状况一览表

项 目		符 号	单 位	2×500 (t/h)		
				设计煤质	校核煤质	
烟 囱	烟囱方式	/	/	两炉共用一座单管钢筋砼烟囱		
	几何高度	Hs	m	180		
	出口内径	D	m	5.0		
烟气排放状况 (除尘器出口)	干烟气量	Vg	Nm ³ /s	273.15	272.49	
	湿烟气量	Vo	Nm ³ /s	293.63	292.22	
	烟气含氧量	O ₂	%	/		
	空气过剩系数	α	/	1.4		
烟囱出口参数	烟气温度	Ts	°C	111		
	排烟速度	Vs	M/s	22.01	21.90	
大气 污染 物排 放状 况	SO ₂	排放浓度	C _{SO2}	mg/Nm ³	491.89	898.49
		排 放 量	M _{SO2}	t/h	0.484	0.881
	NO ₂	排放浓度	C _{NO2}	mg/Nm ³	410	410
		排 放 量	M _{NO2}	t/h	0.403	0.402
	烟尘(除尘 器出口)	排放浓度	C _A	mg/Nm ³	92.54	71.93
		排 放 量	M _A	t/h	0.091	0.071

注：日运行按 20h 计，年按 5760h 计。

由表 8.2-1 可知：本期工程设计煤质(校核煤质) SO₂、NO₂、烟尘排放浓度均满足《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第 3 时段排放标准(位于西部非两控区的燃用特低硫煤(入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%)的坑口电厂锅炉执行该限值)。

8.2.2 水污染源及其污染物

一期工程厂区室外下水道采用分流制，自流排水。设独立的生活污水下水道、含油废水下水道、工业废水下水道。

生活污水下水道收集厂区各建筑物的生活污水，最终自流至一期工程的生活污水调节池，经生活污水提升泵提升至埋地式生活污水处理装置处理，处理后的水汇入工业废水处理间。

工业废水下水道收集厂区各系统的工业排水，最终自流至一期工程的工业废水处理间工业废水调节池，经工业废水提升泵提升至工业废水处理设备处理，处理后的水回用。

含油污水经事故油池隔油，处理后水作为电厂一期工程循环水冷却系统补水及厂区绿化用水等。含煤废水是输煤系统的冲洗排水和煤场、集煤站的雨水，经混凝沉淀、过滤处理后作为输煤系统冲洗用水、输煤系统除尘及煤场喷洒。

一期工程一般废水排放情况，见表 8.2-2。

表 8.2-2 一般废水排放情况一览表

项 目	排放量(m ³ /h)	主要污染因子	排放方式	处 理 方 式
冷却塔排污水	8 [75] (146)	盐类等	排 放	直接排入厂区下水管网
酸 碱 废 水	65.0 [45] (5)	pH、SS 等	间 断	中和池
含 油 废 水	少 量	石油类、SS 等	间 断	隔油池、回收
*锅炉酸洗废水	约 2000	pH、SS 等	4~5 年一次	中和池或焚烧
生 活 污 水	3.5	SS、COD 等	间 断	化粪池及生化处理、回收复用

注：* - 水量为 4~5 年一次瞬时排放量。 括号外数值为冬季平均工况用水量平均用水量，[] 括号内数值为夏季平均工况用水量，() 括号内数值为夏季纯凝汽工况用水量。

8.2.3 固体污染源及其污染物

一期工程灰渣排放量及处置方式，见表 8.2-3。

表 8.2-3 灰渣量及处置方式

煤 种	锅炉容量 (t/h)	排 灰 量			排 渣 量		
		t/h	t/d	10 ⁴ t/a	t/h	t/d	10 ⁴ t/a
设计煤种	1×500	15.121	302.42	8.317	1.685	33.70	0.927
	2×500	30.242	604.84	16.634	3.370	67.40	1.854
校核煤种	1×500	11.725	234.50	6.449	1.307	26.14	0.719
	2×500	23.450	469.00	12.898	2.614	52.28	1.438
输送及 处置方式	输送方式	专用汽车输送					
	贮存方式	贮灰场集中堆放、碾压、保湿					
	综合利用方式	用于筑路、填坑等			用于生产水泥、加气混凝土制品等		

注：日运行按 20h 计，年按 5760h 计。

2) 石子煤

一期工程石子煤排放量及处置方式，见表 8.2-4。

表 8.2-4 石子煤排放量及处置方式

煤种	锅炉容量 (t/h)	石子煤量		
		(t/h)	(t/d)	(t/a)
设计煤种	1×500	0.321	6.41	1763
	2×500	0.641	12.82	3526
校核煤种	1×500	0.292	5.84	1606
	2×500	0.584	11.68	3212
输送及 处置方式	输送方式	汽车输送		
	贮存方式	贮灰场堆放		

注：石子煤按燃煤量的 0.5% 计。

8.2.4 噪声

一期工程厂界噪声的现状监测结果，见表 8.2-5。

表 8.2-5 厂区厂界噪声监测结果 单位：Leq dB(A)

编号	2008年1月31日		2008年2月1日		平均	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#厂界东	44.8	41.3	53.9	40.6	49.4	41.0
2#厂界南	43.9	56.6	40.6	50.3	42.2	53.4
3#厂界西	50.7	44.5	55.8	44.0	53.2	44.2
4#厂界北	42.8	44.7	40.1	44.9	41.4	44.8
5#厂区附近公路	65.2	60.8	46.0	44.9	55.6	52.8

由表 7.2-5 可知，厂址区域昼间、夜间噪声均满足《城市区域环境噪声标准》(GB/3096-93) 中 3 类标准(昼间：65dB(A)；夜间 55dB(A))的要求，无超标现象。

8.2.5 电磁辐射

一期工程生产电磁辐射的主要设备及部位如下：

一期工程 110kV 及 220kV 配电装置均布置在主厂房 A 排外升压站区域。

根据热电厂总体布置要求，110kV 配电装置采用户外普通中型断路器单列布置，进、出线均采用架空线。

220kV 屋外配电装置采用屋外敞开式普通中型断路器单列布置。一期工程进线采用电缆，远期采用架空线。

8.3 本期工程主要污染源和主要污染物

8.3.1 大气污染源及其污染物

本期工程(2×1176t/h 煤粉炉)烟气中主要污染物排放情况，见表 8.3-1。

表 8.3-1 本期工程烟气中污染物排放情况

项 目		单 位	设计煤质	校核煤质 1	校核煤质 2	备注
SO ₂	排 放 量	kg/h	287.2	213.0	294.5	NO _x 的排放浓
		t/a	827.0	1226.8	848.1	

项 目	单 位	设计煤质	校核煤质 1	校核煤质 2	备 注	
排放浓度	mg/Nm ³	119.6	92.0	126.6	度为理论计算 值, 考虑低氮燃 烧降低的浓度 值450 mg/Nm ³ 。 脱硝效率 按照80%理论 计算	
排 放 量	kg/h	1080.9 (216.2)	1041.5 (208.3)	1046.3 (209.3)		
	t/a	5534.0 (1245.1)	5332.6 (1199.8)	6026.7 (1205.3)		
排放浓度	mg/Nm ³	450 (90)	450 (90)	450 (90)		
烟 尘	排 放 量	kg/h	107.6	99.2		112.6
		t/a	619.6	571.3		648.3
	排放浓度	mg/Nm ³	43.8	42.9	48.4	

注：日运行按 20 小时计，年按 5760 小时计。括号内为 SCR 脱硝工艺排放量及排放浓度，脱硝效率按 80% 计，是否上脱硝由环评最终确定。

由表 8.3-1 可知：本期工程设计煤质(校核煤质 1、校核煤质 2) SO₂ 排放量为 287.2(213.0、294.5)kg/h；NO₂ 脱硝前排放量为 1080.9(1041.5、1046.3)kg/h、脱硝后排放量为 216.2(208.3、209.3)kg/h；烟尘排放量为 107.6(99.2、112.6)kg/h。

8.3.2 水污染源及其污染物

本期工程补给水量见下表。

表 8.3-2 本期工程夏季补给水量

序号	项 目	需水量	回收水量	实耗水量
		(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
1	冷却塔蒸发损失	59	0	59
2	冷却塔风吹损失	5	0	5
3	冷却塔排污损失	99.5	99.5	0
4	锅炉补给水处理用水	70	5	65
5	酸碱废水处理	1	0	1
6	机务及除灰空压机用水	75	75	0
7	除渣搅拌用水	1.5	0	1.5
8	制氢站用水	30	30	0
9	空调补充水	1	0	1
10	厂区杂用水	11	9	2
11	燃油泵房用水	5	5	0
12	输煤系统冲洗及除尘补充水	10	7	3
13	干灰调湿用水	12	0	12
14	干灰场喷洒用水	10	0	10
15	煤场除尘用水	5	0	5
18	厂区绿化用水	10	0	10
19	生活水用水	5	4	1
20	脱硫工业用水	15	15	0
21	脱硫工艺用水	90	12	78
22	未预见用水	20	0	20
23	净化站预处理用水	10.5	9	1.5
24	煤泥水处理间	7	5	2
25	总 计	552.5	275.5	277

表 8.3-3 本期工程冬季补给水量

序号	项 目	需水量	回收水量	实耗水量
		(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)
1	冷却塔蒸发损失	41	0	41
2	冷却塔风吹损失	4	0	4
3	冷却塔排污损失	82.5	82.5	0
4	锅炉补给水处理用水	108	8	100
5	酸碱废水处理	1	0	1
6	机务及除灰空压机用水	65	65	0
7	除渣搅拌用水	1.5	0	1.5
8	制氢站用水	30	30	0
9	热网补充水	54	4	50
10	厂区杂用水	11	9	2
11	燃油泵房用水	5	5	0
12	输煤系统冲洗及除尘补充水	10	7	3
13	干灰调湿用水	12	0	12
14	生活水用水	5	4	1
15	脱硫工业用水	15	15	0
18	脱硫工艺用水	90	12	78
19	未预见用水	20	0	20
20	净化站预处理用水	15.5	14	1.5
21	煤场除尘用水	5	0	5
22	干灰场喷洒用水	10	0	10
23	煤泥水处理间	7	5	2
24	总 计	592.5	260.5	332

注：年平均补给水量按月平均气象条件计算。

主要节水措施：

- 1)本期程采用空冷系统，降低电厂耗水量，节约水资源。
- 2)辅机冷却水采用带机力通风冷却塔的再循环系统。锅炉排污水、热力设备和管道正常和事故工况的疏放水，经冷却后作为辅机冷却水系统的补充水。
- 3)本期程采用气力除灰、干式输送、干灰贮存系统。采用干除系统，仅需补充少量的用水。
- 4)全厂各类废水处理后综合利用：生活污水处理后用于厂区绿化；含盐量与原水变化不大的工业废水(淡水)处理后回用作辅机冷却水系统的补水；辅机冷却水系统的排污和化学废水属含盐量较高的中高浓度工业废水，用于除灰、脱硫和输煤系统。
- 5)在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置。
- 6)加强水务管理和节水的宣传力度，提高全厂人员的节水意识，制定切实可行的规章制度，将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标，使各项节水措施最终得以落实。

8.3.3 固体污染源及其污染物

1) 灰渣排放情况

本期工程采用灰渣分除系统。本期工程灰场为调湿灰碾压干式贮灰场，当灰渣综合利用出现短暂中断时，可将灰渣运往周转灰渣场集中堆放、碾压、保湿、贮存。本期工程灰渣排放量及处置方式，见表 8.3-4。

表 8.3-4 灰渣量及处置方式

锅炉容量 (th)	煤种	排渣量			排灰量		
		t/h	t/d	10 ⁴ /a	t/h	t/d	10 ⁴ t/a
2×1176	设计煤种	7.97	159.40	4.59	71.72	1434.40	41.31
	校核煤种 1	7.35	147.00	4.23	66.13	1322.60	38.09
	校核煤种 2	8.34	166.80	4.80	75.04	1500.80	43.22
输送及处置 方式	输送方式	专用汽车输送					
	贮存方式	贮灰场分格、碾压、保湿					
	综合利用方式	用于建材、筑路、填坑等			用于生产水泥、特种纤维纸浆等		

注：日运行按 20h 计，年按 5760h 计。

2) 石膏排放情况

本期工程采用石灰石/石膏湿法脱硫工艺副产品为脱硫石膏，该产物可供建材业使用。本期工程脱硫石膏排出量，见表 8.3-5。

表 8.3-5 脱硫石膏产量统计表

锅炉容量(th)	煤质	小时排放量(t/h)	日排放量(t/d)	年排放量(10 ⁴ t/a)
本期工程 2×1176	设计煤 Star0.53%	9.1	181.0	5.2
	校核煤 1 Star0.41%	6.7	134.4	3.9
	校核煤 1 Star0.52%	9.3	185.6	5.3

注：日运行按 20h 计，年按 5760h 计。

8.3.4 噪声

经调查类比分析，本期工程主要设备噪声源及噪声值，见表 8.3-6。

表 8.3-6 主要发电设备噪声

设备名称	设备数量(台、套)	噪声值 dB(A)
锅炉对空排汽	2	110
汽轮发电机	2	94~98
锅炉	2	82~85
碎煤机	2	90~95
中速磨	10	90~95
引风机	4	90~95
送风机	4	92~95
给水泵	4	85~90
凝结水泵	6	85~90

本期工程脱硫系统设备噪声水平，见表 8.3-7。

表 8.3-7 脱硫系统主要设备噪声水平

设备名称	设备数量(台、套)	噪声值 dB(A)
增压风机	2	90

抽浆泵	2	85
循环浆泵	8	85
氧化风机	4	90
空压机	4	90
浆泵及其他泵类	10	85

8.4 设计依据及采用的环境保护标准

8.4.1 设计依据

- 1) 《火力发电厂环境保护设计规定》(试行)(DLGJ102-91);
- 2) 《火力发电厂可行性研究报告深度规定》(DLGJ118-92);
- 3) 新疆维吾尔自治区环境保护局关于本期工程环境影响评价适用标准的批复。

8.4.2 环境保护标准

本期工程采用的大气、水体、噪声标准如下:

1) 大气环境保护标准

本期工程设计中采用的大气环境保护标准, 见表 8.4-1。

表 8.4-1 大气环境保护标准

标准名称	内 容				
	项 目	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO ₂ (mg/Nm ³)	TSP (mg/Nm ³)	PM ₁₀ (mg/Nm ³)
《环境空气质量标准》(GB3095-1996)及修改单的通知中二级标准	1 小时平均	0.50	0.24	/	/
	日 平 均	0.15	0.12	0.30	0.15
	年 平 均	0.06	0.08	0.20	0.10
内 容 排 放 标 准	SO ₂		烟 尘	NO ₂	
	允许排放量 (kg/h)	允许排放浓度(mg/Nm ³)	允许排放浓度 (mg/Nm ³)	允许排放浓度 (mg/Nm ³)	
《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第3时段	6186(设计) 6120(校核1) 6138(校核2)	400	50	450	
《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)新污染源	无组织排放源	TSP (mg/m ³ 标态)	周界外浓度最高点: 1.0		

注: 按本期工程提供的设计、校核煤质计算本期工程 SO₂ 的允许排放总量。

2) 水环境保护标准

本期工程设计中采用的水环境保护标准, 见表 8.4-2。

表 8.4-2 水环境保护标准

评价水体	评价范围	执行的环境质量标准与级别及排放标准与级别
地 表 水	玛纳斯河	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准
地 下 水	贮灰场附近	《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中的III类标准
热电厂排水	热电厂排水口	《污水排入城市下水道水质标准》(CJ3082-1999)

3) 噪声环境保护标准

本期工程设计中采用的噪声环境保护标准，见表 8.4-3。

表 8.4-3 噪声环境保护标准

功能区名称	评价范围	执行的标准与级别
厂界	围墙外 1m 处	《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90)中的 III 类标准
厂区内	厂区	《建筑施工场界噪声限值》(GB12523-90)
厂界外	热电厂附近区域	《城市区域环境噪声标准》(GB3096-93)中的 3 类标准

4) 固体废物环境保护标准

贮灰场评价执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)中第 II 类一般工业固体废物环境保护的要求。

8.5 控制污染的设想与影响分析

8.5.1 烟气治理及其排放与影响分析

8.5.1.1 烟气治理措施

1) 烟尘治理措施

本期工程新建二台 330MW 空冷供热发电机组，配二台 1176t/h 的煤粉锅炉。根据《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第 3 时段的有关要求，本期工程除尘器出口处最高允许烟尘排放浓度为 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。按设计煤质的灰分 25.12% 计算，要达到该限值的最低除尘效率为 99.7%。本期工程采用双室四电场静电除尘器，除尘效率可达 99.7% 以上，采用湿法脱硫后除尘效率可达 99.85% 以上，可满足环境保护当前及未来发展对热电厂烟尘允许排放浓度的要求。

2) SO₂ 防治措施

根据《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第 3 时段的有关要求，烟气中 SO₂ 的最高允许排放浓度为 $400\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。本期工程采用石灰石/石膏湿法脱硫工艺，环评脱硫效率按 90% 估算，烟气经过脱硫后，SO₂ 排放浓度满足排放浓度的要求。根据设计规范的要求，本期工程在烟道上安装烟气连续自动监测系统，对锅炉排放的烟气进行连续监测。

3) 烟囱高度的论证

由于本期工程有限空因素的限制，在未得到限空文件的同时，本期工程将论证新建一座高 180m 或 210m 的合理性，出口内径 7.5m 的钢筋砼烟囱排放烟气，以降低烟气中大气污染物(SO₂、NO₂、烟尘)的落地浓度。

4) NO_x 防治措施

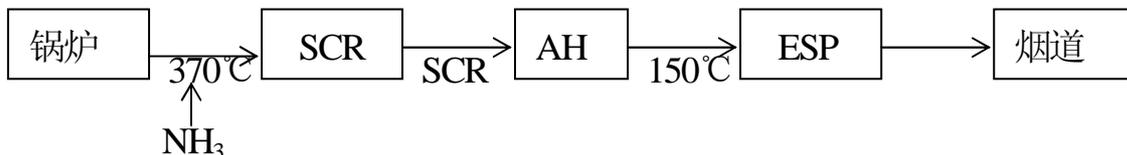
为了减少 NO_x 的形成，本期工程采用低氮燃烧技术，改变锅炉内的燃烧状态，以降低锅炉燃烧时 NO_x 的产生量。同时根据环保需要，可同步配套脱硝设施，脱硝效率 80%，这将大大降低 NO_x 排放量和排放浓度。根据《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003) 中第 3 时段的有关要求，烟气中 NO_x 的最高允许排放浓度为 450mg/Nm³。本期工程建成投运后，不上脱硝设施时烟气中 NO₂ 的排放浓度在 450mg/Nm³ 以下，可满足环保规定对本期工程建设的要求。

考虑到石河子市 NO_x 最大浓度已经占到标准的 75%，本阶段工作将讨论以下四个方案 NO_x 最大落地浓度对环境的影响：

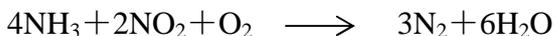
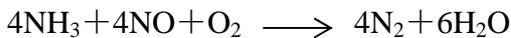
- (1)方案一：210m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450mg/Nm³ 计)；
- (2)方案二：210m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80% 计)；
- (3)方案三：180m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450mg/Nm³ 计)；
- (4)方案四：180m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80% 计)；

目前商业化应用最广泛的脱硝工艺是选择性催化还原法。

选择性催化还原(selective catalytic reduction, SCR)是基于在金属催化剂的作用下，喷入的氨中的 NO_x 还原成 N₂ 和 H₂O。还原剂以 NH₃ 为主，催化剂有贵金属和非贵金属两类。SCR 过程如下：



SCR 的化学反应机理比较复杂，但主要的反应是 NH₃ 在一定的温度和催化剂的作用下，有选择地把烟气中的 NO_x 还原为 N₂。



上面第一个反应是主要的，因为烟气中几乎 95% 的 NO_x 是以 NO 的形式存在。在没有催化剂的情况下，上述化学反应只在很窄的温度范围内(980°C)进行；通过选择合适的催化剂，反应温度可以降低到适合电厂实际使用的 290~430°C 范围。

SCR 系统主要由反应器、催化剂、氨贮存罐和氨喷射器等组成。氨喷射点在 SCR 装置的起始端。

选择适当的催化剂上述反应可以在 290°C~430°C 的温度范围内有效进行。在 NH₃/NO=1 的条件下，可以得到 50~90% 的 NO_x 脱除率。目前，世界各国采用的 SCR 系统有数百套之

多，技术成熟运行可靠，NO_x 脱除率高。我国电力系统最大的烟气脱硝装置国华太仓电厂和福建后石电厂 600MW 机组配套脱硝系统采用的就是 SCR 烟气脱硝技术。

整个 SCR 烟气脱硝系统分为两大部分，即 SCR 反应器系统和氨储存及供应系统。本期工程在脱硫岛西侧为烟气脱硝贮氨区，脱硝氨区设备占地约 480m²。SCR 反应器布置在省煤器与空预器之间。本期工程 2×330MW 机组脱硝工程设计共用一套氨储存及供应系统，其布置应满足相应安全要求。

本期工程与烟气脱硝相关的系统按照安装 SCR 后的工况条件进行设计。在 SCR 投运后，提高锅炉引风机转速以克服增加的阻力；风机基础按照装设 SCR 后的要求设计。电除尘器及锅炉烟道留有足够设计余量，以适应增加的负压。

在锅炉省煤器与空气预热器之间加装 SCR 装置，会给锅炉的垂直烟道和下部基础增加一定的承重荷载，因此 SCR 反应器的支撑结构与锅炉钢架统筹考虑，基础在考虑 SCR 荷载后一次建成。

8.5.1.2 大气污染物的排放及影响分析

1) 烟尘、SO₂ 和 NO₂ 允许排放与实际排放情况

根据《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)计算，SO₂、烟尘、NO₂ 的允许排放与实际排放情况，见表 8.5-1。

表 8.5-1 烟尘、SO₂ 和 NO₂ 的允许排放与实际排放情况

项 目 锅炉容量 (t/h)		SO ₂				NO ₂			烟尘(PM ₁₀)		
		排放量 (kg/h)		排放浓度 (mg/Nm ³)		排放量 (kg/h)	排放浓度 (mg/Nm ³)		排放量 (kg/h)	排放浓度 (mg/Nm ³)	
		实际	允许	实际	允许		实际	实际		允许	实际
2×1176	设计煤质	287.2	6186	119.6	400	1080.9 (216.2)	<400 (90)	450	107.6	44.8	50
	校核煤质 1	213.0	6120	92.0		1041.5 (208.3)			99.2	42.9	
	校核煤质 2	294.5	6138	126.6		1046.3 (209.3)			112.6	48.4	

注：1)浓度已换算为 a=1.4 时的数据。计算除尘效率按 99.85%。

2)日运行按 20h 计，年按 5760h 计。括号内为 SCR 脱硝工艺排放量及排放浓度，脱硝效率按 80% 计，是否上脱硝由环评最终确定。

由表 8.5-1 可以看出：本期工程 SO₂、NO₂ 和烟尘的实际排放量、实际排放浓度均符合《火力发电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第 3 时段对排放量和排放浓度的要求。本期工程除尘器、脱硫方式及烟囱高度的选择符合环保要求。

2) 本期工程烟气中大气污染物落地浓度的计算及影响分析

考虑到石河子市 NO_x 最大浓度已经占到标准的 75%，本阶段工作将讨论以下四个方案 NO_x 最大落地浓度对环境的影响：

(1)方案一：210m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450mg/Nm³ 计)

本期机组投运后在各稳定度下 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现的距离，见表 8.5-2。

表 8.5-2 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现距离

项目		稳定度				
		B	C	D	E	
关心风向E U=2.2m/s	设计	C _{max S}	0.0108	0.0068	0.0009	0.0001
		C _{max N}	0.0401	0.0253	0.0033	0.0006
		X _{max}	4970	9990	9990	9990
	校核1	C _{max S}	0.0080	0.0051	0.0007	0.0001
		C _{max N}	0.0391	0.0248	0.0034	0.0006
		X _{max}	4920	9990	9990	9990
	校核2	C _{max S}	0.0107	0.0068	0.0009	0.0002
		C _{max N}	0.0378	0.0240	0.0033	0.0006
		X _{max}	4940	9990	9990	9990

注：1)表中单位：SO₂ 最大浓度 C_{max.S}—mg/Nm³、NO₂ 最大浓度 C_{max.N}—mg/Nm³、最大浓度出现距离 X_m—m；

2)E 为关心风向。

由表 8.5-2 可以看出：当 210m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450mg/Nm³ 计)时，本期机组投运后，SO₂ 和 NO₂ 轴线浓度最大值均出现在 B 类稳定度，设计煤质(校核煤质 1、校核煤质 2)在关心风向(E)下，SO₂ 最大值为 0.0108(0.0080、0.0107)mg/Nm³，占《环境空气质量标准》及修改通知单中的二级标准(0.5mg/Nm³)的 2.2(1.6、2.1)%。NO₂ 最大值为 0.0401(0.0391、0.0378)mg/Nm³，占二级标准(0.24mg/Nm³)的 16.7(16.3、15.8)%。最大轴线浓度距离出现在电厂西侧 4970(4920、4940)m 处。由此可见，本期工程在关心风向下对评价区域影响不大。

(2)方案二：210m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80%计)

本期机组投运后在各稳定度下 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现的距离，见表 8.5-3。

表 8.5-3 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现距离

项目		稳定度				
		B	C	D	E	
关心风向 E U=2.2m/s	设计	C _{max S}	0.0108	0.0068	0.0009	0.0001
		C _{max N}	0.0080	0.0051	0.0007	0.0001
		X _{max}	4970	9990	9990	9990
	校核 1	C _{max S}	0.0080	0.0051	0.0007	0.0001
		C _{max N}	0.0078	0.0050	0.0007	0.0001

校核 2	X_{\max}	4920	9990	9990	9990
	$C_{\max S}$	0.0107	0.0068	0.0009	0.0002
	$C_{\max N}$	0.0077	0.0048	0.0007	0.0001
	X_{\max}	4940	9990	9990	9990

注：1)表中单位： SO_2 最大浓度 $C_{\max S}$ — mg/Nm^3 、 NO_2 最大浓度 $C_{\max N}$ — mg/Nm^3 、最大浓度出现距离 X_m —m；

2)E 为关心风向。

由表 8.5-3 可以看出：当 210m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80% 计)时，本期机组投运后， SO_2 和 NO_2 轴线浓度最大值均出现在 B 类稳定度，设计煤质(校核煤质 1、校核煤质 2)在关心风向(E)下， SO_2 最大值为 0.0108(0.0080、0.0107) mg/Nm^3 ，占《环境空气质量标准》及修改通知单中的二级标准(0.5 mg/Nm^3)的 2.2(1.6、2.1)%。 NO_2 最大值为 0.0080(0.0078、0.0077) mg/Nm^3 ，占二级标准(0.24 mg/Nm^3)的 3.3(3.2、3.2)%。最大轴线浓度距离出现在电厂西侧 4970(4920、4940)m 处。由此可见，本期工程在关心风向下对评价区域影响很小。

(3)方案三：180m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450 mg/Nm^3 计)

本期机组投运后在各稳定度下 SO_2 、 NO_2 的最大一小时平均浓度及出现的距离，见表 8.5-4。

表 8.5-4 SO_2 、 NO_2 的最大一小时平均浓度及出现距离

项目		稳定度	B	C	D	E
关心风向 E U=2.2m/s	设计	$C_{\max S}$	0.0133	0.0088	0.0020	0.0004
		$C_{\max N}$	0.0492	0.0326	0.0073	0.0016
		X_{\max}	4500	9990	9990	9990
	校核1	$C_{\max S}$	0.0098	0.0065	0.0015	0.0003
		$C_{\max N}$	0.0479	0.0318	0.0074	0.0017
		X_{\max}	4450	9990	9990	9990
	校核2	$C_{\max S}$	0.0119	0.0079	0.0018	0.0004
		$C_{\max N}$	0.0422	0.0280	0.0064	0.0014
		X_{\max}	4470	9990	9990	9990

注：1)表中单位： SO_2 最大浓度 $C_{\max S}$ — mg/Nm^3 、 NO_2 最大浓度 $C_{\max N}$ — mg/Nm^3 、最大浓度出现距离 X_m —m；

2)E 为关心风向。

由表 8.5-4 可以看出：当 180m 烟囱不配套上脱硝设施(低氮燃烧排放浓度按 450 mg/Nm^3 计)时，本期机组投运后， SO_2 和 NO_2 轴线浓度最大值均出现在 B 类稳定度，设计煤质(校核煤质 1、校核煤质 2)在关心风向(E)下， SO_2 最大值为 0.0133(0.0098、0.0119) mg/Nm^3 ，占《环境空气质量标准》及修改通知单中的二级标准(0.5 mg/Nm^3)的 2.7(2.0、2.4)%。 NO_2 最大值为 0.0492(0.0479、0.0422) mg/Nm^3 ，占二级标准(0.24 mg/Nm^3)的 20.5(20.0、17.6)%。最大轴线

浓度距离出现在电厂西侧 4500(4450、4470)m 处。由此可见，本期工程在关心风向下对评价区域有一定影响。

(4)方案四：180m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80%计)

本期机组投运后在各稳定度下 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现的距离，见表 8.5-5。

表 8.5-5 SO₂、NO₂ 的最大一小时平均浓度及出现距离

项目		稳定度	B	C	D	E
		关心风向E U=2.2m/s	设计	$C_{\max S}$	0.0133	0.0088
$C_{\max N}$	0.0098			0.0065	0.0015	0.0003
X_{\max}	4500			9990	9990	9990
校核1	$C_{\max S}$		0.0098	0.0065	0.0015	0.0003
	$C_{\max N}$		0.0096	0.0063	0.0015	0.0003
	X_{\max}		4450	9990	9990	9990
校核2	$C_{\max S}$		0.0119	0.0079	0.0018	0.0004
	$C_{\max N}$		0.0093	0.0062	0.0014	0.0003
	X_{\max}		4470	9990	9990	9990

注：1)表中单位：SO₂ 最大浓度 $C_{\max S}$ —mg/Nm³、NO₂ 最大浓度 $C_{\max N}$ —mg/Nm³、最大浓度出现距离 X_m —m；
2)E 为关心风向。

由表 8.5-5 可以看出：当 180m 烟囱配套上脱硝设施(在低氮燃烧基础上脱硝效率按 80%计)时，本期机组投运后，SO₂ 和 NO₂ 轴线浓度最大值均出现在 B 类稳定度，设计煤质(校核煤质 1、校核煤质 2)在关心风向(E)下，SO₂ 最大值为 0.0133(0.0098、0.0119)mg/Nm³，占《环境空气质量标准》及修改通知单中的二级标准(0.5mg/Nm³)的 2.7(2.0、2.4)%。NO₂ 最大值为 0.0098(0.0096、0.0093)mg/Nm³，占二级标准(0.24mg/Nm³)的 4.1(4.1、3.9)%。最大轴线浓度距离出现在电厂西侧 4500(4450、4470)m 处。由此可见，本期工程在关心风向下对评价区域影响很小。

本期工程采用双室四电场静电除尘器，烟尘的排放量及浓度较低，经高烟囱排放、大气稀释扩散后，烟尘的落地浓度很低，对评价区域环境空气质量产生的影响较小。

綜上訴，当烟囱高度为 180m，且不采取脱硝措施时，NO_x 对关心风向下敏感目标影响较大，NO_x 贡献值占标准值的 20.5%，最大轴线浓度距离出现在电厂西侧约 4.5km 处，该处主要有部分村庄及耕地，请环评单位在评价时予以重视。

本期工程建成投运后，全厂大气污染物排放影响预测结果，详见《环境影响报告书》的有关内容。

3) 替代小锅炉

本期工程建成后将淘汰蒸汽锅炉 23 台，热水锅炉 40 台，锅炉容量总计 1654.5t/h；淘汰小机组 12 台，总容量 104.5MW。这将遏止大量分散供热小型燃煤锅炉房的产生，减少新污染源的产生。本期工程替代小锅炉污染物减排量，见表 8.5-3。

表 8.5-3 替代小锅炉污染物减排量

序号	单位	单锅炉容量 (t/h)	锅炉数量 (台)	年供热耗标煤量 (10 ⁴ t/a)	除尘器形式	除尘效率 (%)	烟尘减排量 (t/a)	SO ₂ 减排量 (t/a)	NO _x 减排量 (t/a)	备注
1	西热电厂旧厂	75	3	21.57	静电除尘	99.5	256.175	1960.605	674.424	
		130	2							
2	东热电厂	75	3	24.849	静电除尘	99.4	354.034	2257.832	776.667	
		130	1							
		160	1							
3	八一毛纺厂	10	3	1.517	旋风子除尘	70.0	342.96	128.64	92.45	
		35	2	2.11		70.0	477.03	178.93	128.59	
4	二十四供热站	10	1	0.288	水膜多管除尘	75.0	67.45	30.36	21.82	
5	二十六供热站	10	1	0.289	多管式除尘	70.0	83.42	31.29	22.49	
6	味精厂	10	2	0.586	多管式除尘	70.0	132.48	49.69	35.71	
7	石河子宾馆	4	1	0.154	多管式除尘	70.0	34.82	13.06	9.39	
8	白杨酒厂	12	3	1.086	多管式除尘	70.0	245.52	92.09	66.18	
1	三号供热站	50	3	5.32	多管式除尘	70.0	1202.75	451.14	324.21	
2	二十六供热站	50	3	5.91	多管式除尘	70.0	1318.05	494.38	355.29	
3	二十四供热站	10	2	0.646	水膜除尘	75.0	108.52	48.84	35.10	
4	石河子宾馆	10	1	0.305	多管式除尘	70.0	68.95	25.86	18.59	
		20	1	0.536		70.0	121.18	45.45	32.67	
5	军分区	4	2	0.272	多管式除尘	70.0	61.49	23.07	16.58	
6	火车站	4	4	0.544	多管式除尘	70.0	122.99	46.13	33.15	
		2	1	0.069		70.0	15.60	5.85	4.21	
7	六建	20	1	0.586	多管式除尘	70.0	132.48	49.69	35.71	
		10	1	0.306		70.0	69.18	25.95	18.65	
		6	1	0.218		70.0	49.29	18.49	13.29	
		4	1	0.138		70.0	31.20	11.70	8.41	
8	抗震加固队	20	1	0.558	多管式除尘	70.0	126.15	47.32	34.01	
		4	1	0.124		70.0	28.03	10.52	7.56	
9	工务段	2	2	0.123	多管式除尘	65.0	32.44	10.43	7.50	

序号	单位	单锅炉容量 (t/h)	锅炉数量 (台)	年供热耗标煤量 (10 ⁴ t/a)	除尘器形式	除尘效率 (%)	烟尘减排量 (t/a)	SO ₂ 减排量 (t/a)	NO _x 减排量 (t/a)	备注
10	粮库	4	1	0.129	多管式除尘	68.0	31.11	10.94	7.86	
11	燃汽公司	1	2	0.068	多管式除尘	60.0	20.50	5.77	4.14	
12	老街	2	2	0.087	多管式除尘	65.0	22.95	7.38	5.30	
13	149 办事处	4	1	0.122	多管式除尘	68.0	29.42	10.35	7.43	
14	塑料厂	1.5	1	0.04	多管式除尘	60.0	12.06	3.39	2.44	
		4	1	0.134		60.0	40.39	11.36	8.17	
15	瓜果市场	4	1	0.121	多管式除尘	65.0	31.91	10.26	7.37	
16	汽车市场	0.5	2	0.03	直排	0.0	22.61	2.54	1.83	
17	郊区支队	1	1	0.035	直排	0.0	26.38	2.97	2.13	
18	预备役炮团	2	2	0.126	多管式除尘	60.0	554.65	156.03	112.13	
19	园林研究所	1	1	0.03	直排	0.0	316.51	35.62	25.60	
替代锅炉合计排放量							6590.68	6313.93	2957.04	
2x330MW 机组供同等面积排放量							81.05	206.75	711.19	
消减量							6509.63	6107.18	2245.85	

从减排表可以看出：替代热电厂及供热小锅炉每年烟尘排放量为 6590.68t/a，SO₂ 排放量为 6313.93t/a，NO_x 排放量为 2957.04t/a。2×330MW 机组建设时实施脱硫、除尘工艺后，供同等面积每年烟尘排放量为 81.05t/a，SO₂ 排放量为 206.75t/a，NO_x 排放量为 711.19t/a。由此可知，热电联产工程建成后，同等供热面积每年减少烟尘排放量 6509.63t/a，减少 SO₂ 排放量 6107.18t/a，减少 NO_x 排放量 2245.85t/a。

8.5.2 废水治理及其排放与影响分析

本期工程在厂区内的生产、生活给水系统包括：生水系统、工业水系统、输煤系统冲洗水和生活给水系统。

生水系统供给锅炉补充水处理室用水；工业水系统供给轴承冷却水、暖通用水及主厂房以外的零散设备冷却用水；输煤系统冲洗水包括输煤栈桥、转运站冲洗及除尘用水；生活水系统包括厂区生活、淋浴用水。

厂区内生产、生活给排水系统各自设置独立的给、排水管网。

8.5.2.1 废水治理及其排放

1) 工业废水处理

制氢站冷却水、空压机冷却水排水基本未受到污染，出水直接补入辅机冷却水系统。

工业废水经工业废水下水道汇入污水处理站。

化学废水经化水专业酸碱废水收集池先通过加药、中和、沉淀后再逐渐汇入工业污水处理站处理，化水专业不单独设过滤设备。

工业污水处理系统处理能力为 $2 \times 50 \text{m}^3/\text{h}$ ，设计最大过水能力为 $2 \times 60 \text{m}^3/\text{h}$ 。工业废水下水道汇集厂区的工业废水，和经化水专业中和沉淀的酸性碱性废水以及生活污水处理设备的出水都汇至废水处理间的工业废水调节池。然后经工业废水提升泵提升后，经加药、混凝、澄清后，送入气浮池。在气浮池中，与回流溶气水一同进入气浮池，污水中的油粒在气浮池内凝聚成较大的油膜，漂浮在池面上，利用浮油收集装置将废油收集后处理。气浮池处理后的工业废水经滤池过滤，然后进入回收清水池，通过水泵升压后用于脱硫工艺用水及干灰加湿、灰场喷洒。工业废水处理中产生的污泥，经浓缩后进行脱水处理，脱水后的干泥外运。

2) 生活污水处理

生活污水采用生物处理工艺，该工艺过程是在池内设置填料，经过充氧的污水以一定的流速流过填料，使填料上长满生物膜，污水和生物膜相接触，在生物膜生物的作用下污水得到净化。

3) 含煤废水处理

含煤废水采用成套煤水处理设备，处理后的水直接用于输煤系统冲洗、煤场喷洒及干灰加湿、灰场喷洒等。沉淀的煤泥送至煤场。

4) 污水处理站

含油污水不设单独的处理系统，进入工业废水处理系统。

本期工程设一座污水处理站，站内设生活污水处理系统和工业废水处理系统；生活污水采用二级生物接触氧化处理，经处理后的生活污水与工业废水混合，再进行过滤、消毒等工艺回收作为脱硫工艺系统补水、灰场喷洒、干灰搅拌及厂区绿化。当污水处理系统设备和调节池都采用两套并联，事故停运或冲洗放空时，可以相互备用。

5) 雨水

本期工程采用分流制排水系统，厂区内设有生活污水下水道、工业废水下水道、含油污水下水道。地面雨水采用散流，经道路集中后排入厂区周围排水沟再排至厂外低洼处。

6) 排水系统

本期工程正常排水都可以处理后回收利用，但是厂内污水处理系统的回用水池调节能力

有限，而可能存在停机检修等临时性排水，经处理后不能及时回收利用，因此，需要将设置与前期排水系统连接的管道。

排水泵设在厂区污水处理站的清水回收池，管道采用 DN150 的钢管，从污水处理站至前期厂区下水管道系统。全厂厂排水经厂区管网排入市政排水管网送往石河子市污水处理厂。

8.5.2.2 水环境影响分析

1) 排水水质

本期工程投运后，主要外排水有输煤系统排水、脱硫废水和生活污水。主要污染物为 pH、悬浮物、化学需氧量、盐等。

根据同类工程外排水水质监测结果，以及本期工程废污水治理措施分析，本期工程在采用了行之有效的废污水治理措施后，外排的废污水均能达到《污水排入城市下水道水质标准》(CJ3082-1999)标准要求。

2) 外排废污水影响分析

本期工程在采取了有效地废污水治理及复用措施后，废水全部复用，不会给该区域的水环境造成不良影响。

8.5.3 灰渣治理及其排放与影响分析

8.5.3.1 灰渣治理及其排放

本期工程灰渣治理方案为灰渣分除系统。该系统为粉煤灰及炉渣的综合利用创造条件。各系统方案如下：

1) 除灰系统：锅炉燃烧产生的大量飞灰(烟尘)，被电除尘器捕集，灰经除尘器落入灰斗 → 仓泵 → 贮灰库 → 干灰卸料器(或湿式搅拌机) → 密封罐车(或湿灰密封罐车) → 综合利用(贮灰场)。本系统可避免粉煤灰在装卸及运输中干灰飞扬对运灰道路附近的污染。

2) 干式排渣系统：炉底渣经由渣井下落到干式排渣机不锈钢输送钢带上，高温炉渣由不锈钢输送带向外输送，在输送过程中热渣被逆向流动的空气冷却，到干式排渣机头部时被冷却到 200℃ 以下；冷却空气在锅炉炉膛负压的作用下，由干式排渣机壳体上开设的可调进风口进入设备内部，冷空气与热渣进行逆向热交换；冷空气吸收热量升温到 800~900℃ 直接进入炉膛，将炉渣的热量回收。冷却空气总量不超过锅炉总燃烧空气量的 1% 并能根据排渣温度进行调节。本系统无冲渣水外排。

3) 本期工程为热电厂，规划灰场库容按能堆放电厂 6 各月的灰渣量设计，本期工程 2×300MW 机组设计煤质年产生灰量为 $41.31 \times 10^4 \text{t}$ ，产生渣量为 $4.59 \times 10^4 \text{t}$ ，灰渣总量为

45.90×10⁴t, 年石膏量为 5.21×10⁴t, 年石子煤量约为 1.232×10⁴t。每年实际需要堆放库容约为 56.932×10⁴m³, 6 个月的堆放库容约 28.466×10⁴m³。

本期工程锅炉排灰渣量, 见表 7.3-4; 本期工程脱硫后生成的石膏量, 见表 7.3-5。

8.5.3.2 灰场设计

本期灰场选用灰场 2 个坑中的大坑作为灰场, 大坑库容满电厂半年的堆灰库容要求。本期工程对要堆灰的大坑进行边坡修整并对外形修整规则, 边坡达到边坡安全稳定及坑底标高平齐的要求, 对坑底进行清理整平总体至 7m 深, 经过以上修整与扩容措施, 大坑库容可进一步扩大。

同时对大坑四周设挡水堤拦截四周雨水汇入冲沟, 并根据地形在挡水堤外修建排水渠, 将洪水导向冲沟及无用的大坑, 并且加固 2 个坑之间的自然的分隔堤, 防止洪水进入存灰大坑。

挡水堤为均质碾压土堤, 筑堤用的土料就近取自灰场库区内整平及修整余土, 采用分层碾压。挡水堤最高处约 1.5m, 顶宽 1m, 上游坝坡为 1:1.5, 下游坝坡为 1:1.5。排水渠道深 1.0m, 底部宽 0.8m, 边坡为 1:2, 采用浆砌块石护坡及护底。由于灰场周围本身的汇水面积很小, 且当地暴雨强度也较小, 光照充足, 蒸发量大, 暴雨形成的少量汇水, 会在短时间内蒸发掉, 因大坑内部不设排水设施。

根据《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB18599-2001 规定, 为防止雨水及喷洒水等渗滤液下渗对灰场及其附近的地下水造成污染, 灰场底部及坑边迎水面采用 350g/m² 的土工膜防渗, 以防止雨水及喷洒水等渗滤液下渗对灰场及其附近的地下水造成污染。土工膜底部铺 0.15m 厚中粗沙防护层, 顶部采用灰渣做防护, 厚度不小于 1m。

8.5.3.3 灰场运行管理

运行时, 可根据实际情况, 分区、分块使用。

贮灰场设置管理站, 站内考虑运行机械设备的停放, 检修, 运灰车辆的冲洗、喷洒水池、值班运行人员办公、休息及必要的生活设施等。

电厂灰渣由汽车经现有道路, 运至灰场, 及时喷洒保湿并进行碾压。

8.5.3.4 环保措施

- 1) 库边及库底设复合土工膜防渗层, 防止库内积水下渗污染地下水。
- 2) 灰场四周植树, 建 10~15m 宽的防护林带。
- 3) 置洒水车等, 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。

- 4) 到灰场的调湿灰应及时铺摊碾压。
- 5) 灰体的作业面应适时洒水。
- 6) 一旦形成永久灰坝面，及时覆盖。

8.5.3.5 灰渣影响分析

本期工程建成投运后干灰排放量较大(按校核煤质 2 约 $48.03 \times 10^4 \text{t/a}$)，虽然热电厂目前已落实部分粉煤灰综合利用的途径，但热电厂应按综合利用可能中断的最长持续时间内所排出的灰渣量选定周转或备用灰渣堆场，其存量不宜超过 6 个月的热电厂最大排灰渣量。

本期工程灰库排出的干灰经湿式搅拌后，用湿式密封罐车运往干灰场分格保湿碾压堆存，锅炉排放的炉渣由自卸汽车运往干灰场保湿碾压贮存。本期工程采用专用车辆运送灰渣，并修建专用运灰道路，在运输途中扬尘对运灰道路两侧的环境影响较小。本期工程必须加强干灰场基础设施的建设及干灰场运行的监督管理，避免大风天气将贮灰场灰渣扬起，对贮灰场附近区域造成不良影响。

本期工程脱硫后按校核煤质计算生成的石膏约 $6.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要考虑制作建筑材料，如石膏板和其它石膏制品。本期工程的脱硫石膏，供给建材公司外，未利用部分在贮灰场专门设置了脱硫石膏临时堆放场地。

8.5.4 运输道路、煤场扬尘及其他粉尘气体的影响分析

8.5.4.1 运输道路、煤场扬尘及其粉尘气体的防治

1) 运输道路：运输车辆装满煤、灰渣、脱硫石膏后应压实并加盖棚布，以防止在运输途中物料散落产生扬尘，对运输道路沿途环境产生污染。加强运输道路的管理，及时进行洒水、清扫。禁止在大风天气进行装卸作业，以避免扬尘飞扬影响环境。

2) 煤场：本期工程贮煤场设在厂区西侧，在煤场周围建防风抑尘网及防风林带，并在煤场设置喷水设施，禁止大风天气往煤场运煤、卸煤，在煤场运行时及时喷洒，确保煤场的降尘、降温。在煤场与厂区间种植高低错落的树木，可防止煤尘飞扬影响厂区环境。

3) 输煤系统：在地下煤斗，胶带机导料槽处、碎煤机和煤仓间原煤仓等接口处布设喷水口、水击式除尘器或布袋式除尘器，用于降尘吸尘。在输煤栈桥内铺设水管线便于运行人员对栈桥进行水力清扫，以降低输煤系统的扬尘，改善工作环境。

4) 石灰石粉采用罐车运输，送到厂区后采用气力输送至粉仓，粉仓顶部设有布袋除尘器。

8.5.4.2 环境影响分析

- 1) 运输道路：运输车辆在采取较有效的防尘措施后，在一般情况下，只要严格按照规定

操作，管理人员加强监督管理，可以避免扬尘飞扬影响环境。

2) 煤场：煤场在采取较有效的防尘措施后，在一般情况下，只要运行人员严格按照规定操作，管理人员加强监督管理。在大风天气，煤场运行对周围环境影响很大。在煤场各项治理及运行规定落实后，可减少大风天气对煤场运行及堆煤的不利影响，降低煤场扬尘对周围环境的影响程度。

3) 输煤系统：输煤系统在各项污染治理措施落实后，并按规定操作，输煤系统各工作场所的环境可满足劳动安全卫生有关规定的要求。

4) 石灰石粉仓采用布袋除尘器后，无组织排放满足标准要求，对周围环境不会产生明显影响。

8.5.5 噪声治理及其影响分析

8.5.5.1 噪声污染源防治措施

对于噪声较大的机械设备，设计时向制造厂家提出噪声控制要求，以便从根本上进行治理。

本期工程主要噪声污染源的防治措施，见表 8.5-5。

表 8.5-5 主要噪声污染防治措施

噪声源	噪声限值 dB(A)	防治措施
汽轮机	92	装隔音罩、基础减震
发电机及励磁机	94	装隔音罩、基础减震
中速磨煤机	95	封闭式设计、基础减震
送风机	92	在吸风口处加装消声器
引风机	90	装隔音罩、基础减震
循环水泵	90	隔音罩、基础减震
碎煤机	98	装隔音罩、基础减震
机力冷却塔	85	局部加高围墙
锅炉排汽口	110	加装高效排汽消声器
脱硫增压风机	90	装隔音罩、基础减震
抽浆泵	85	装隔音罩、基础减震
循环浆泵	90	基础减震
氧化风机	90	装隔音罩、基础减震
空压机	90	基础减震

在采取上述噪声污染防治措施的同时，厂区内要统一规划，合理布局，加强厂区内外的绿化，以减少主厂房内噪声对其它区域的影响。

8.5.5.2 噪声影响分析

本期工程的噪声源主要集中在主厂房内，工程在采取了有效的减震、防噪、绿化等措施后，基本满足《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90)中III类标准。

锅炉排汽产生的噪声属偶发性噪声，且每次排汽时间短。虽然在锅炉排汽口安装了高效

消声器，但在锅炉排汽时该噪声的影响范围仍很大。

预测结果可详见本期工程《环境影响报告书》的有关内容。

8.6 绿化及水土保持

8.6.1 水土保持

本期工程厂址所在区域属典型的大陆性干旱气候，其主要特点是：气温变化大，冬季寒冷、夏天酷热，全年晴多少雨，降水少，蒸发量较大，多年平均降水量 207.0mm 之间。近年来拟选厂址所在区域的主导风向为东北(NE)风，春夏两季风速大于冬季，年最大大风日数 48 天，年平均风速 1.4m/s。厂址所在区域为玛纳斯河的台地，该区域土地利用程度较高，水土流失类型从侵蚀面积上看风蚀面积为大，但以微度和轻度为主。厂址附近的玛纳斯河流域，从侵蚀强度、危害大小上看，则以水蚀为主。

热电厂所在区域被列入石河子市水土保持重点治理区。该区综合土壤侵蚀模数为 750t/km².a，属轻度水蚀、微度风蚀区。

目前，一期工程建设已经结束，经现场调查，厂区内开挖的土石方尽量做到了挖填平衡，厂前区已种植了草坪，道路进行了硬化，全厂水土保持措施符合水土保持方案提出的要求。

本期工程在施工过程中必须严格按设计要求进行施工。厂区内基础开挖及场地平整等土石方开挖工程应尽量做到挖方、填方基本平衡；将开挖土石就近作为场地平整土石，不得在厂区内或其它地点随意堆放；施工中的取土场的选择要征得当地有关主管部门的认可，并按要求进行取土，在取土工作结束时对取土场按规定进行处理，防止增加新的水土流失；施工区、施工生活区等临时用地，在施工结束后应清除废弃物，平整土地，降低风蚀的影响，保护现有的生态环境，避免因本期工程建设造成大量地水土流失。

8.6.2 绿化

本期工程的绿化重点在厂区、煤场附近及贮灰场周围。目前，厂前区进行了适当绿化。

本期工程应进一步完善厂区绿化，以不影响生产、不防碍交通，采光通风为原则，综合考虑生产工艺和建筑布局，以实用为主。

本期工程应加强热电厂储煤场周围的绿化，确保煤场安全运行，减少煤场运行中扬尘对厂区及附近环境的影响，并降低大风天气对煤场运行的影响。

本期工程还应加强灰场区域绿化工作，降低扬尘对周边环境的影响。

8.7 环境监测机构的设置及仪器、设备的配置

根据《火电厂环境监测技术规范》(DL414-2004)的要求,应建立环境监测站。目前,热电厂设环保办公室,有专职环保管理人员一人,负责热电厂各类环保设施运行的管理及日常的环保管理工作。

根据热电厂现有环境保护管理的具体情况,本期工程环保办公室及专职环保管理人员均依托一期工程现有组织机构,负责热电厂各类环保设施运行的管理及日常的环保管理工作,按照电厂情况增加环保人员编制。

本期工程在建设时考虑计列部分费用,根据热电厂环境监测及管理的需要购置所需仪器及设备,以满足本期工程投运后环保设施运行测试及监测的要求。电厂需新增仪器和设备的具体内容,见《环境影响报告书》。

8.8 环境保护投资估算

本期工程环保投资估算包括环境保护设施费、环评费用和环境保护设施竣工验收测试费三部分组成,环保投资为 21620.8 万元,工程静态总投资为 239123 万元,环保投资占总投资的 9.04%,见表 8.8-1。

表 8.8-1 本期环保投资估算表

项 目		本期工程费用(万元)	备注
烟囱(含基础)及烟道		2796	
除尘器设备		1079	包括安装
除尘系统支架基础		272	
脱硫设施		10800	
取排水 环保系统	取排水系统	933	
	煤泥沉淀池	175	
	酸碱废水处理系统	1347	
	生活污水处理系统		
煤场降尘		181	
除灰渣系统		3316	
贮灰场	灰坝	175	
	坝基处理		
	灰场喷洒降尘系统	127	
	管理站及灰场设备		
隔声降噪		110	
绿化及植被恢复		194.8	
环境影响评价费		75	
竣工验收测试费		40	
合 计		21620.8	
工程总投资(静态投资)		239123	
占总投资费用的比例 (%)		9.04	

8.9 结论与建议

8.9.1 结论

1) 石河子市冬季空气污染较重,其原因主要是冬季为燃煤期,燃煤量增大,烟尘和 SO₂ 等污染物排放量随之增大,造成污染加重。

根据历年统计数据可知,石河子市夏季环境空气质量良好。

地表水:玛纳斯东岸大渠化学需氧量超标 1.32 倍,其它监测指标满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 II 类标准限值。

地下水:南热电厂厂区地下水各项监测指标均未超标,满足《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中 III 类标准限值。

2006 年石河子市在居民文教区、混合区、工业区及交通干线两侧等典型功能区测点测得的噪声水平均未超标。从全年看,典型功能区三季度噪声值最低,四季度噪声值最高。

石河子市的固体废物主要是工业固体废物和生活垃圾,2006 年全市固体废物产生量为 69.6×10⁴t,综合利用率 42.8%。其余需堆放至垃圾场。

2) 本期工程在设计中采用了静电除尘器,根据设计提供的煤质资料,本期工程采用双室四电场静电除尘器,除尘效率可达 99.7%以上,采用湿法脱硫后除尘效率可达 99.85%以上,使烟尘做到达标排放。本期工程建成投运后,烟气采用一座高 210m、出口内径 7.5m 的钢筋砼烟囱排放。本期工程采用石灰石/石膏湿法脱硫,脱硫效率大于 95%。热电厂锅炉采用低氮燃烧技术,并预留脱硝空间,本期工程在烟道上安装烟气连续自动监测系统,对锅炉排放的烟气进行连续监测。本期工程建成投运后,烟尘和 SO₂ 排放均不超过允许排放要求。

3) 本期工程各类排水经分别处理后,尽量循环使用,最大限度地减少外排水量,全厂废污水均得到复用,无废水外排。因此,本期工程建成后对区域水环境不会造成影响。

4) 本期工程投运后,噪声经综合治理,厂界昼间噪声基本达到《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90)中的 III 类标准。

5) 本期工程灰渣及脱硫石膏均有综合利用途径,未综合利用的灰渣及脱硫石膏运至灰场,本期工程只要加强灰场运行管理,灰渣及脱硫石膏的贮存对灰场周围环境影响不大。

综上所述,本期工程的建设符合国家热电联产的环保政策,拟采取的各项污染防治措施是积极、合理的。所以,本期工程的建设从环保角度分析是可行的。

8.9.2 建议

本期工程应进一步开拓粉煤灰及脱硫石膏综合利用的途径,扩大粉煤灰、炉渣及脱硫石膏的利用率,以便减少贮灰场的堆灰。

加强厂区及贮灰场周围的绿化，及运行管理，确保贮灰场灰渣安全堆存，减少贮灰场扬尘对附近环境的影响。

本期工程投运后，尽快开展竣工验收工作。

9 综合利用

经调查,目前热电厂生产过程中产生的粉煤灰及炉渣在夏季均被附近建材单位用于生产水泥及灰渣砖,冬季有部分未能利用灰渣运往灰场暂时堆存。

本期工程与新疆天富特种纤维纸浆制造有限公司签订了粉煤灰综合利用协议,粉煤灰特种纤维纸浆项目一期工程2条生产线预计2008年6月投产,届时年需求粉煤灰量为 $10\times 10^4\text{t}$ 。二期工程计划2010年扩建至10条生产线,年生产特种纤维纸浆 $30\times 10^4\text{t}$,粉煤灰消耗量 $50\times 10^4\text{t}$,完全可以消耗本期工程全部粉煤灰生产量。粉煤灰特种纤维纸浆项目主要工艺过程是:粉煤灰、生石灰、碱性氧化物、水等原料,经过造粒、高温熔炼、离心成纤、水力碎浆、除渣、纤维软化、侧压浓缩、真空制浆等工艺。

本期工程与石河子开发区天富新型建材有限责任公司签订了粉煤灰综合利用协议,该公司年生产粉煤灰砖3000万块,年需要粉煤灰约 $5\times 10^4\text{t}$ 。

本期工程应进一步加强粉煤灰综合利用项目的开发工作,不断提高灰渣的利用率,变废为宝,尽量减少粉煤灰的堆存,避免灰渣飞扬造成新的环境污染。

本期工程脱硫后生成的脱硫石膏约每年 $6\times 10^4\text{t}$,主要考虑制作建筑材料和水泥添加剂,具体协议如下:

- 1) 与新疆屯河水泥有限责任公司特种水泥厂签定石膏综合利用协议,每年供石膏 $1.5\times 10^4\text{t}$ 。
- 2) 与新疆屯河屯河沙湾五宫分公司签定石膏综合利用协议,每年供石膏 $2.5\times 10^4\text{t}$ 。
- 3) 与南山水泥厂签定石膏综合利用协议,每年供石膏不小于 $0.8\times 10^4\text{t}$ 。
- 4) 与石河子新兰水泥建筑有限公司签定石膏综合利用协议,每年供石膏 $0.7\times 10^4\text{t}$ 。
- 5) 与石河子天筑建设(集团)有限责任公司签定脱硫石膏综合利用协议,每年供脱硫石膏 $0.5\times 10^4\text{t}$ 。

本期工程的脱硫石膏,未能利用的脱硫石膏临时堆放在灰场。

10 劳动安全

为了保护劳动者在我国电力建设中的安全和健康，改善劳动条件，火力发电厂设计必须贯彻执行国家及部颁现行的有关劳动安全和工业卫生的法令、标准及规定，以提高劳动安全和工业卫生的设计水平。

在火力发电厂劳动安全和工业卫生的设计中，应贯彻“安全第一，预防为主”的原则，重视安全运行，加强劳动保护，改善劳动条件。劳动安全与工业卫生防范措施和防护设施与一期工程同时设计、同时施工、同时投产，并应安全可靠，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康。

对电力行业必须遵守的“25项反事故措施”，在一期工程设计中严格贯彻执行，一期工程设计符合《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规范》的要求，劳动安全和工业卫生均在各专业的设计工作中加以实现。

10.1 职业危害以及造成危害的因素

生产中可能产生职业危害以及造成危害的因素主要有以下几点：

1)机械事故

机械设备在运行中如没有安全防护设施易发生伤人事故，易发生机械事故的地点：汽轮发电机组、风机、水泵、皮带运输机等设备。

2)漏电事故

输电线路、电器设备、各种开关等如管理不善或违章操作等，都会造成漏电、跑电伤人事故。

3)火灾事故

违章乱接电线、电缆，随意增大用电设备负荷都易造成火灾事故，伪劣电气产品也可引起火灾事故。机械摩擦也可引起火灾，如皮带运输机，还有人为火灾等。

4)烫伤事故

有些管道或设备保温材料脱落，或漏汽漏水(高温水)也会造成烫伤事故。

10.2 防范措施

1)加强生产场所和修配场等机械设备的防机械伤害措施，所有外露的机械部件均设有安全防护罩，机械设备设有必要的闭锁装置，对运煤系统等重要转动机械设就地事故停机按钮。

2)在吊物孔、平台扶梯孔等处设防护栏杆，所有管沟、闸门井、坑池等处设盖板或栏杆，需登高检查和维修的设备、阀门处设置维护平台等。在检修起吊设施处留有足够的检修场

地和安全起吊距离，设置围栏及标志，防止发生起吊伤害。

3)操作现场应有足够的照明。

4)全厂低空输电线路均采用绝缘性能高的胶皮或铠装电缆，对所有电气设备均设有保安接地，选用的高压开关柜满足“五防”要求，杜绝乱拉、乱接电线、电缆的现象。

5)对于设备和管道的保温没有按规程及设计要求施工的部位，或保温材料脱落的部位，要及时按要求返工或修补。对于漏汽、漏水或有隐患的管道及管道零件应及时修理或更换。

6)在电厂运行检修中，加强安全观念，严格遵守安全操作规程。

10.3 劳动安全机构及设施

1)设劳动保护基层监测站，并配置有必要的专职监测管理人员和粉尘、烟气报警等监测仪器。

2)设安全教育培训机构并配置有相应的教育设备。

3)设医务室，临时处置工伤事故。

10.4 本工程项目可能的灾害因素及抗灾能力分析

本项目作为石河子地区重要的电(热)源点，对于支持石河子地区国民经济可持续发展和社会进步有着十分重要的作用。因此，针对本工程项目可能的灾害因素及抗灾能力进行分析，并采取必要的工程措施加以预防和防范，对防御自然灾害侵袭，尽量减少灾害损失，经济、高效、稳定、可靠地为全社会的经济发展提供充足的能源供应是十分必要的。

10.4.1 地质灾害

根据本期工程《地质灾害危险性评估报告》及其审查意见，本工程现状条件下地质灾害危险性小；本期工程建设期间以及建成后运行期间，不易遭受滑坡、泥石流、地面塌陷、地裂缝和地面沉降等地质灾害的危害，预测评估为危险性小；地质灾害危险性综合分区评估结果为地质灾害危险性小区，土地适宜性为适宜。

10.4.2 地震

10.4.2.1 地震安全性评价

根据本期工程《场地地震安全性评价报告》，本期工程场地内无其它地震地质灾害发生的可能性。为抗震有利地段；场地基本排除未来发生地震滑坡、砂土液化、震陷以及构造性地裂等地震地质灾害的可能性。

10.4.2.2 建筑结构抗震

本期建设 2×330MW 亚临界燃煤供热空冷机组，属重要大型电厂，主厂房、集控室、烟囱、碎煤机室、栈桥等主要建(构)筑物相当于《建筑抗震设计规范》中乙类建筑，其余建筑物相当于《建筑抗震设计规范》中丙类建筑，由于建筑场地类别为 II 类，故乙类建筑地震作用计算按 8 度考虑、抗震构造措施按 9 度考虑。其余丙类建筑建(构)筑物按 8 度计算，抗震构造措施按 8 度考虑。

1) 主厂房抗震设计

汽机房、除氧间和电气综合间、锅炉房、煤仓间各自形成独立框架体系。各独立体系之间的变形缝满足抗震规范要求，不同结构单元之间联系平台采用两端简支，支承长度及连接节点均满足抗震设防要求。

A 列纵向设柱间支撑，除氧间、煤仓间结构抗震分别由各自的纵横向框架、支撑或剪力墙及屋面联合组成的空间结构抗侧力系统承担地震水平荷载。

屋面可以采用空间网架或钢屋架结构体系，通过对四川巴蜀江油电厂汽机房空间网架屋盖大面积塌落分析，认为汽机房屋盖不同于一般单层厂房屋盖，受力比较复杂，汽机房外侧柱的纵向刚度与主厂房 B、C 列框架纵向刚度相差较大，地震时容易引起屋盖结构扭转，因而本工程采用钢屋架结构，具有较好的抗震能力，并且对屋架支座与牛腿的连接采取加强措施，避免因扭转致使屋架脱落。

主厂房砌体填充墙沿柱高与框架柱拉结，并沿墙全长设置；填充墙高度超过 4m 时增设圈梁；不同结构单元之间的防震缝宽度填充墙体构造柱设置均符合《建筑抗震设计规范》有关规定。

2) 烟囱

电厂中的烟囱属高耸结构，受风荷载和地震荷载影响较为明显，而且破坏后果较严重，因此，在结构选型上优先考虑采用套筒式烟囱，外部承重筒和内部排烟筒分开，结构计算和烟囱防腐严格按现行《烟囱规范》进行设计。

3) 其他建(构)筑物抗震设计

根据大量震害调查分析表明，一般钢结构和钢筋混凝土结构比砖混结构具有较好的抗震性能，因此对影响电厂连续运行的建(构)筑物避免采用砖混结构。其它采用砖承重的房屋，要求建筑体型简单，承重墙布置力求均匀、对称，以有利于房屋抗震性能的提高、减少震害。

输煤栈桥考虑在低端布置抗震支撑或剪力墙，与相邻建筑物之间设置防震缝。通过计算及合理布置，协调栈桥的横向变形，使各相邻横向承重结构刚度相近似，避免地震中的

扭转效应。

由地震灾害的宏观现象和理论分析表明，突出建筑物顶面的附属建筑地震作用有较大的放大，在地震时容易破坏，而且往往会产生次生灾害，因此对于屋顶女儿墙根据不同高度采取相应的抗震构造措施；不同结构单元之间的防震缝宽度填充墙体构造柱设置均符合《建筑抗震设计规范》有关规定。

10.4.2.3 电气抗震设计

升压站布置型式采用抗震性能好的中型布置，电气设备选型全部按抗 8 度地震选择。

10.4.2.4 设备抗震设计

大型设备，如锅炉、汽轮机及 ACC 空冷岛等，在项目实施阶段，均按 8 度地震向设备制造商提出抗震要求。

10.4.3 洪水灾害

10.4.3.1 厂址安全

厂址位于玛纳斯河西岸的 II、III 级阶地，厂址区地势由南向北倾斜，地面标高在 539.0~546.0m 之间，据玛纳斯河百年一遇洪峰流量 $1260\text{m}^3/\text{s}$ 与断面资料及有关参数，推算玛纳斯河厂址附近断面处的百年一遇设计水位为 535.65m，低于厂址区地面标高，因此玛纳斯河百年一遇的洪水对厂址不构成影响。

10.4.3.2 灰场

本期灰场区域冲沟较发育，由于该与南山山脉相通，冰雪融化和大气降水后，有间歇性的洪水沿冲沟流向坑内。

依照实地调查情况及 1:10000 地形图，将灰场南侧汇水面积划分为东南侧和西南侧，东南侧汇水面积约为 0.68km^2 ，西南侧汇水面积约为 0.40km^2 。本期灰场东南侧百年一遇洪水总量 $0.75 \times 10^4\text{m}^3$ ，洪峰流量按 $3.3\text{m}^3/\text{s}$ 考虑，灰场西南侧百年一遇洪水总量 $0.43 \times 10^4\text{m}^3$ ，洪峰流量按 $1.9\text{m}^3/\text{s}$ 考虑。

结合现有的 1:10000 地形图，经现场实地踏勘调查，本期灰场南侧汇水区域可分为两部分，一部分水汇向本期灰场内东侧的取土坑；另一部分水汇向本期灰场内西侧的取土坑，采取工程措施将本期灰场东南侧来水引向本期灰场以东，设置涵洞(或涵管)将汇水沿灰场外围排入灰场西北侧的自然冲沟内；将西南侧来水沿灰场外围排入灰场西北侧的自然冲沟内。该自然冲沟较发育，总体呈南北走向，上口宽 2~5m，下口宽 1~2m，深 1~3m。

10.4.3.3 取水安全

1) 厂外水泵房

厂外水泵房布置在玛纳斯河西侧、石河子总干渠东侧。泵房室外地面标高在543.0m，高于玛纳斯河厂址附近断面处的百年一遇设计水位535.65m，因此玛纳斯河100年一遇的洪水对厂外水泵房不构成影响。

2) 主汛期取水安全

按照《玛纳斯河流域灌区管理章程》规定，在主汛期停水检修 1 至 2 次，每次时间不超过 24 小时，近年来，一般都安排在 7 月 1 日。在此期间，上游来水全部走玛纳斯河河道，所有渠道均不能引水。

为保证电厂主汛期的供水安全，本期工程在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水设施，在玛纳斯河主汛期五级电站尾水渠停水期间，通过玛纳斯河河道、补水渠节制闸、补水渠、涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞、备用取水设施向本期工程提供备用水源，详见图5.3-1。

10.4.3.4 交通安全

厂址处累年最大一日降水量 39.2mm，累年最大一次降水量及历时 54.6mm，累年年平均降雨日数 57d。

燃料及灰渣运输依托 G312 国道、S223 省道(沙湾段)道路、S101 省道，燃料及灰渣运输道路等级较高，车流量较小，降水对以上路段通行能力影响不大，S101 省道(玛纳斯段)及矿区道路主要位于山区，降水引发的山洪对道路通行有一定影响，但由于降水量普遍较小，山洪规模较小，道路修复容易，降水引起道路中断时间较短，电厂可通过厂区内存煤解决燃料临时无法运输的矛盾。

10.4.4 雷电灾害

本期工程设有完善接地装置，可以防止雷电的反击。

本期工程厂址累年年平均雷暴日数 15d，不属于雷电活动强烈地区。本工程在 220kV 配电装置的构架、烟囱、空冷平台顶部装设避雷针；油站和输油管道等处装设独立避雷针；输煤系统转运站等高大建筑物屋顶设避雷带，防止直击雷。220kV 配电装置装设氧化锌避雷器；主变、发电机出口也各装设一组氧化锌避雷器，用于防止雷电入侵波。

10.4.5 低温冰雪灾害

10.4.5.1 电气设备

按 DL/T5222-2005《导体和电器选择设计技术规定》中的环境条件要求，结合本工程环境条件进行导体和设备选择。本期工程按 IV 级防污等级选择设备，可防止覆冰闪络。本工程厂址最大覆冰厚度约 10mm，本期工程采用高破冰能力的隔离开关以防止覆冰影响设备运

行。

10.4.5.2 燃料、灰渣运输交通安全

厂址所在区域冬季严寒漫长，道路积雪对燃料及灰渣运输影响较大。

S101 省道(玛纳斯段)及矿区道路位于山区，冬季积雪后通行困难，道路时有中断，局部路段可通过临时铺撒灰渣或砂土防滑的方式解决运输问题。一般解决办法为入冬时厂区煤场尽量多存煤，本工程煤场设计贮煤天数 $\geq 11d$ ，厂址地区基本不会出现道路中断超过 11d 情况，同时利用天气及路况较好时段集中运输，可保证电厂冬季燃煤供应。个别极端情况下可通过 G312 国道跨地区调煤。

灰渣运输主要依托 S223 省道，该道路等级较高，车流较少，一般不会出现因积雪造成道路中断情况，局部路段可通过临时铺撒灰渣或砂土防滑的方式解决运输问题。

10.4.5.3 低温季节的取水安全

本期工程供水水源为玛纳斯河地表水，低温季节通过设在玛纳斯河五级电站尾水渠上的取水口(设施)及配套建设的补给水系统向本期工程供水，详见图 5.3-1。

玛纳斯河东岸梯级水电站上游的二级水电站引水渠两侧已设有 16 口融冰机井，合计最大出水流量约 $1.5m^3/s$ ；在三级水电站尾水渠红山咀处引入流量约 $4m^3/s$ 的南山洼地泉水。因此，玛纳斯河五级电站尾水渠在冬季运行期间水温高于 $0^{\circ}C$ ，本期工程低温季节从玛纳斯河五级电站尾水渠取水是安全可靠的。

10.4.5.4 低温季节 ACC 空冷岛防冻措施

石河子累年极端最低气温 $-39.8^{\circ}C$ ，冬季寒冷。本期工程承担石河子市区域供热的任务，冬季采暖期 ACC 空冷岛热负荷较小，ACC 空冷岛防冻问题应引起足够的重视。

- 1)采用抗冻性能较好的大直径扁管蛇形翅片单排管为冷却元件；
- 2)采用 K/D 结构管束，K:D 比暂定 3:1，下阶段，通过分析研究进一步确定合理的 K:D 比；
- 3)设抽真空系统，及时抽除冷凝汽器管束内的不凝气体；
- 4)设置电动真空隔离阀，在冬季启动时或供热时采取关断某几列空冷凝汽器来运行；
- 5)采用变频调速风机，可以根据气温的变化合理地调节风量，还可以使逆流段风机反转运行，以形成内部热风循环，提高或保持凝结水温，防止冻结；
- 6) 在空冷凝汽器平台设置挡风墙，防止冬季外界自然风直接吹向散热器，引起两侧凝结水温相差较大；
- 7)提高 ACC 空冷岛控制水平，加强系统监控。

8)加强运行管理，制定防冻预案，跟踪气象预报，根据气象条件及时调整 ACC 空冷岛运行工况。

10.4.6 大风沙尘

10.4.6.1 电气设备防风抗尘

按 DL/T5222-2005《导体和电器选择设计技术规定》中的要求“选择导体和电器时所用的最大风速，可取离地面 10m 高、30 年一遇 10min 平均最大风速。最大设计风速超过 35m/s 的地区，可在屋外配电装置的布置中采取措施”。本工程厂址 30 年最大风速仅为 20.0m/s，屋外配电装置的导体和设备按本工程环境条件进行最大风速的校验。

屋外电气设备按 IV 级防污等级及不低于 IP54 防护等级选择设备，具有较强的抗沙尘能力。

10.4.6.2 ACC 空冷岛防风抗尘

1)空冷岛设计中，特别关注夏季高温时大风对 ACC 空冷岛系统和机组安全运行带来的不利影响，提出以下工程技术措施：(1)采用变频调速风机，增加冷却空气流量，以抵消大风的不利影响；(2)在空冷凝汽器平台设置挡风墙，防止夏季大风时热风回流，提高机组出力；(3)在空冷凝汽器平台下设置防风网，维持风机入口的吸入阻力相对稳定；(4)采用喷雾降温系统，以提高传热温差，进而提高 ACC 散热效率。

2) 设高压水冲洗系统，定期对空冷凝汽器外表面进行冲洗，一般每年 3~4 次，在沙尘过程结束后，应对空冷凝汽器外表面进行冲洗，保持空冷凝汽器良好的散热性能和通风性能。

3)加强运行管理，制定防风预案，跟踪气象预报，根据气象条件及时调整 ACC 空冷岛运行工况。

11 职业卫生

工业卫生设计应充分考虑电厂在生产过程中对人体健康不利因素,并根据设计规范和劳保有关规定,采取相应的防范措施。

11.1 防尘、防毒与防化学伤害措施

锅炉燃烧的粉煤灰、贮煤场、输煤系统煤尘、主厂房煤仓层、电除尘器、灰库区附近及设备检修清扫时的灰尘、保温材料的粉尘等是粉尘的主要来源。防毒、防化学伤害的主要场所是锅炉补给水处理系统的酸碱库等。产生有毒物质房间空气浓度的设计标准,执行《工作场所有害因素职业接触限值》(GBZ2-2002)的规定。

1)加强运煤系统通风、除尘、喷洒及水力清扫设计,防止粉尘飞扬。加强制粉系统和除灰系统的工艺设计,防止粉灰泄漏。

2)在贮存及产生有害气体或腐蚀性物质的场所设自然进风和防腐轴流排风设备,其换气量根据不同条件考虑。

3)重视煤仓框架的除尘通风。

4)重视厂区绿化工作,是防尘美化环境的有效措施。

11.2 防雷接地和防电伤设计原则及措施

1)根据现行的《建筑防雷设计规范》中的要求进行保护装置的设计。

2)根据现行《电力设备接地设计技术规程》和《电力工程接地设计规范》的规定进行全厂安全接地设计,并根据《电力设备过电压保护设计技术规程》的要求进行带电设备安全净距的设计,以保护人身及设备安全。

11.3 防暑、防寒及防潮措施

1)对电厂有热源的管道及设备均采用保温材料与外界隔离,对运行维修人员可能接触的高温设备及管道均设置保温或隔热套,保证其外表温度小于 50℃。生产操作人员一般在单元控制室或值班室内工作,对重要或生产人员集中的工作场所设置空气调节系统。

2)厂内各工作间均设置冬季采暖设备防寒,以保护运行人员身体,提高工作效率。

3)在输煤系统运转站地下部分及潮湿处设置通风设施。

11.4 防噪声、防振动措施

1)电厂的噪声有机械动力噪声、气体动力噪声、交通噪声及其它噪声。噪声的防治措施:设备订货时提出设备噪声限制要求,对于长期连续运行产生高噪声的场所和部位采取消声、隔声措施,如汽轮机加装隔音罩、风机入口及锅炉排汽管加装消声器,单控室和值班室采用隔音性能好的门窗及有较好吸声性能的墙面材料,使其噪声满足《工业企业噪声控制设

计规范》的要求。

2)对高压管道，控制其流速在设计流速范围内，以降低高速气流产生的噪声。

3)烟气管道设计时，布置合理、流道顺畅，以减少空气动力噪声。

4)厂区布置设计、建筑设计考虑防噪措施，对噪声较大的建筑物单独布置。

5)防振动危害，应首先从振动源上进行控制并采取隔振措施。主设备和辅助设备及平台的防振设计应符合《动力机械基础设计规范》、《作业场所局部振动卫生标准》及其它有关标准、规范的规定。

11.5 防电磁辐射措施

微波辐射的卫生防护按《作业场所微波辐射卫生标准》和《电力系统微波通讯设计技术规程》执行，即：一日 8h 暴露的平均功率密度为 $50\mu\text{W}/\text{cm}^2$ ，日剂量不超过 $400\mu\text{W}/\text{cm}^2$ ，对于微波辐射强的作业场所采取屏蔽措施。

11.6 职业卫生机构及设施

1)设劳动保护基层监测站，并配置有必要的专职监测管理人员和粉尘、烟气报警等监测仪器。

2)设医务室，医治职工常见病。

3)根据车间卫生特征考虑设置浴室等卫生设施。

12 资源利用

本期工程为热电联产燃煤电站，为占用资源型建设项目。本期工程主要利用煤、水、油、土地等资源，主要产品为电和供热蒸汽。

12.1 能源利用

12.1.1 自治区能源状况分析

新疆是我国能源资源大区，能源生产和消费小区。新疆有九大煤田，预测远景地质储量为(2000m 深度以内) 2.19×10^{12} t，占全国预测储量的 40%，居全国首位；新疆有九大流域，理论水能蕴藏量为 38178.7MW，可开发水电资源装机容量 31782.33MW。根据全国水能资源普查，新疆排第四位；新疆风能资源丰富，新疆九大风区风能资源总量为 8.72×10^8 kW，风区年均风能密度在 $150\text{W}/\text{m}^2$ 以上，有效风速在 5500h 以上；新疆太阳能资源丰富，年日照时数为 2550~3500 小时，年太阳能辐射总量达到 $5430 \sim 6670\text{MJ}/\text{m}^2$ ，仅次于西藏，居全国第二位；新疆准噶尔盆地、塔里木盆地和吐哈盆地含有丰富的石油天然气资源。新疆三大盆地石油资源量为 209.22×10^8 t，占全国陆上石油总量的 30%，居全国第三位；天然气资源量为 $10.85 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，占全国陆上天然气资源量的 34%，居全国第一。

1)煤炭供应情况

新疆煤炭资源十分丰富，储量大，分布广，品种齐全，煤炭预测储量 2.19×10^{12} t，占全国煤炭预测储量的四成，有着巨大的开发潜力，其大规模的储量和煤质完全可以建设国家特大型煤电基地。2007 年全疆生产原煤 5018.64×10^4 t，比上年的 4518×10^4 t 增长了 11%，全区外调煤炭 450×10^4 t。

在自治区能源十一五规划中，新疆将加快煤炭资源的开发。十一五期间将有 2~3 个 5000 万吨级的大型煤电化基地和一批 1000 万吨级的煤炭基地在新疆诞生，5 年后，新疆煤炭产量增至 1.2×10^8 t，深加工和转化创造工业增加值 300 亿元。

2)石油天然气供应情况

新疆石油天然气资源十分丰富，可供油气勘探的沉积盆地总面积超过 $90 \times 10^4\text{km}^2$ 。根据全国第二次油气资源评价，新疆石油资源量 208.6×10^8 t，占全国陆上石油资源量的 30%；天然气资源量为 $10.3 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，占全国陆上天然气资源量的 34%。2007 年全疆生产石油 2604 万吨，调出 1436.11 万吨(含进口量)。天然气产量超过 $210 \times 10^8\text{m}^3$ ，主要满足西气东送需求。

十一五期间，国务院提出要把新疆建成中国能源的重要战略基地。自治区政府出台的“十一五”发展规划中表示，将最大限度延伸石油天然气产业链，将拥有丰富资源储备及特殊战略地位的新疆建设成为中国能源的储备基地。

目前计划每年输送原油一千万吨的中哈石油管道目前已全线完工，并于 2006 年五月开始输送原油，新疆独山子正在建设一个年产一千万吨的大型炼油厂和年产百万吨的乙烯工程。

2006 年末，新疆塔里木油田宣布，其油气产量当量已突破一千万吨，成为继克拉玛依油田之后新疆第二个千万吨级大型油气田。

石油、石化工业在新疆经济总量中占据半壁江山，逐渐形成独山子石化、乌鲁木齐石化、塔里木石化和吐鲁番哈密石化四大基地。中国最大的石化基地已显雏形。

根据官方估计，新疆 2007 年预计原油产量将继续保持稳定的增长态势，新疆石油增长幅度在中国产油省区中连续十六年保持第一。政府不久前出台的“十一五”发展规划中表示，将最大限度延伸石油天然气产业链，推动新疆石油化学工业产业结构升级和跨越式发展，到 2010 年，新疆油气当量超过五千万吨，相当于再造一个大庆。

与此同时，为了让新疆的石油资源得到充分的利用，中国正在建设一条由乌鲁木齐至兰州的原油成品油管道，目前工程进展顺利。该管道建成以后，新疆以及西部地区石油产业可以实现由资源外输向产品外输的转变，形成中西部成品油外输的骨干管网。

3)当地能耗情况

2006 年(统计年鉴数)，全区一次能源生产总量为 9528.72×10^4 t 标准煤，其中：煤炭占 37.3%，石油占 37.1%，天然气占 22.9%，水、风电占 2.7%。当年区内消费能源总量为 6047.27×10^4 t 标准煤，占能源生产总量的 63.5%。其中：煤炭占 56.7%，石油占 24.7%，天然气占 14.3%，水、风电占 4.3%。当年新疆调出能源总量为 3977.9×10^4 t 标准煤，占当年生产总量的 41.75%，调出能源产品主要是原油、天然气和煤炭。

根据统计数据，2007 年全疆单位产值能为万元 GDP 能耗 2.72t 标准煤，比之全国的单位 GDP 能耗 1.43t 标准煤，具有较大的节能空间。

根据新疆维吾尔自治区节能中长期规划(评审稿)，十一五期间全区单位产值能指标年均降幅为 4%。

4)新疆火电机组能耗情况

根据统计数据，截至 2007 年，新疆主电网火电机组装机总容量 8374.33MW，以 135MW 及以下机组为主，最大单机容量 200MW。2007 年新疆全区火电机组平均发电标煤耗 429g/kW.h；平均厂用电率 8.5%(均无脱硫)；平均点火耗油量 4500t。2008 年 6 月投产的玛电三期扩建工程为 2×300MW 纯凝机组，设计发电标煤耗 293g/kW.h；平均厂用电率 5.65%(不含脱硫)；全厂热效率 42%；每百万千瓦容量耗水量 $0.734 \text{m}^3/\text{s}/\text{GW}$ 。

12.1.2 石河子能源状况分析

石河子市已初步探明的矿产资源有煤、石油、石灰岩等。北部沙漠区蕴藏有石油，南山拥有煤矿资源。

“十一五”期间，石河子市全社会年用煤约 $1060 \times 10^4 \text{t}$ ，至 2010 年，石河子市煤炭年产能将达到 $678 \times 10^4 \text{t}$ ，煤炭自产自产量占全社会需求量的 63.8%，不足部分由石河子市周边邻近煤矿供应。

本期工程 2×330MW 机组年耗煤量为 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源拟定为天富电力集团公司所属天富煤业公司塔西河煤矿和南山煤矿，及拟新建大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 煤矿。

天富煤业公司塔西河煤矿可采储量约 $2454.49 \times 10^4 \text{t}$ ，现有产能 $12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2008.10 将改扩建至 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，矿井服务年限 61 年。

南山煤矿红沟分矿可采储量 $3183 \times 10^4 \text{t}$ ，现有产能 $25 \times 10^4 \text{t/a}$ 的基础上，2008.6 扩建为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 的生产能力，服务年限 38 年。

南山煤矿小沟分矿现有产能 $21 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2010 年 7 月将扩建为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，服务年限 36.3 年。

天富电力集团公司所属天富煤业公司塔西河煤矿、南山红沟分矿和南山小沟分矿技改后年产能可达 $240 \times 10^4 \text{t}$ ，新增产能约 $182 \times 10^4 \text{t/a}$ ，

天富煤业公司塔西河煤矿、南山煤矿红沟分矿及南山煤矿小沟分矿已与电厂签定长期供煤协议，同意每年向电厂供应 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ 煤炭。

天富热电拟建的大白杨沟矿矿井田地质储量 $55076 \times 10^4 \text{t}$ ，其中(331) $11169 \times 10^4 \text{t}$ ，(332) $17485 \times 10^4 \text{t}$ ，(333) $26422 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量为 $32300 \times 10^4 \text{t}$ 。大白杨沟矿为 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 的新建项目，服务年限 83 年。该项目的项目建议书已获兵团发改委批复(兵发改外资[2007]1580 号)。目前，项目已完成地质勘探及可行性研究设计工作，可行性研究报告已进入报批阶段。

本期工程近期(2007~2012 年)供热范围内总供热面积为 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ，远期(2012~2020 年)供热范围内总供热面积为 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ ；近期(2007~2012 年)采暖热负荷约为 889.86MW，远期(2012~2020 年)采暖热负荷约为 1073.76MW。本期工程近期年供热量为 $876.69 \times 10^4 \text{GJ}$ ，远期年供热量为 $1058.28 \times 10^4 \text{GJ}$ 。

本期工程发电标煤耗近期为 $243 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ 、远期为 $225 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ ，供电标煤耗近期为 $274 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ 、远期为 $256 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ 。近期发电标煤耗 $243 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ 与“发改能源【2004】864 号”文规定的发电标煤耗 $295 \text{g/kW}\cdot\text{h}$ 相比，降低约 17.6%。

本期工程将替代、淘汰低参数、高污染、高耗能的小锅炉、小机组，其中蒸汽锅炉 23

台、热水锅炉 40 台，锅炉容量总计 1654.5t/h，小机组 12 台，总容量 104.5MW、发电量 $5.572 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a}$ ，本期工程投产后，可以节省标准煤 $14.13 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

本期工程锅炉点火、助燃油采用零号轻柴油，采用等离子点火技术，可以大幅降低锅炉在安装调试以及正常运行启动时的耗油量，降低燃油费用。

本期工程符合国家上大压小节能减排的产业政策要求，有利于优化和改善区域热源、煤电电源结构，有利于节约煤炭资源。

12.2 土地利用

1.2.2.1 厂区

本期工程在原厂区围墙内建设，工程用地为原厂扩建预留用地，可利用地东西宽 285m，南北长 423m，面积约 12 hm^2 ，属工业用地范畴。

本期工程厂区占地面积约 7.45 hm^2 ，厂区经济技术指标见下表：

序号	项目		单位	数量	备注
1	厂区围墙内用地面积	一期工程	hm^2	32.55	在一期围墙范围内建设
		二期工程		7.45	
2	单位容量用地面积	一期工程	m^2/kW	1.302	
		二期工程		0.113	
3	厂区建构筑物用地面积		m^2	36073.11	
4	建筑系数		%	48.42	
5	厂区内场地用地面积		m^2	66061.08	
6	利用系数		%	88.67	
7	厂区道路及广场地坪面积		m^2	8310.00	
8	道路广场系数		%	11.15	
9	厂区绿化用地面积		m^2	13037.5	
10	绿化率		%	17.50	
11	厂区围墙长度		m	0.00	在一期围墙范围内建设
12	厂区土石方工程量	挖方	10^4 m^3	1.50	不含基槽余土
		填方	10^4 m^3	3.00	

本期工程厂区平面规划方案较好的结合了原厂规划布局，充分利用现有设施，充分体现扩建工程特点，平面布置紧凑合理，即提高了土地利用效率，又节省了工程投资。

1.2.2.2 贮灰场。

本期工程灰场库容按电厂 6 个月的灰渣量设计。

本期灰场距厂址西南约 18.5km，利用废弃砖厂库容近似相等的两个取土坑，土坑近似呈长方形，其中的大坑长 250m 左右，宽 230m 左右，小坑长 260m 左右，宽 200m 左右。

灰渣贮填到一定高度后，覆土 0.7~0.8m，可实现造地复垦。

12.3 水资源利用

石河子垦区水资源较为丰富，地表有河水、泉水，境内有玛纳斯河、宁家河、金沟河、

大南沟河、巴音沟河等五条河流，河水年径流量 $15.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水可采量 $3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。建有大中小型水库 11 座，蓄水总量 $4.33 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

本期工程冷却方式采用直接空冷方式，补给水水源为玛纳斯河地表水，每年地表水耗量约为 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，补给水水源条件落实可靠。

本期工程采用直接空冷方式后，设计耗水指标为 $0.117 \text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ，与同类型二次循环湿冷机组相比，节约水量约 $500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

拟由本期工程替代的小锅炉、小机组每年地下水耗量约为 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，本期工程建成投产后，每年可以减少地下水开采 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

13 节能分析

13.1 本期工程能源消耗种类和数量设计值

本期工程主要能耗指标如下表：

序号	内 容	单 位	2012 年(近期)	2020 年(远期)
1	本期工程热效率	%	57.273	61.832
2	发电标煤耗率	kg/kWh	0.274	0.256
3	厂用电率(含脱硫)	%	11.3	11.8
4	设计耗水指标	m ³ /s·GW	0.117	
5	冬季供热工况耗水指标	m ³ /s·GW	0.14	
6	每次正常点火用油量	t	~30	

13.1 本期工程的节能措施及效果分析

本期工程为高效节能的亚临界大型发电机组，符合我国“十一五”经济社会发展的指导原则，而且有利于建设环保型社会，节约型社会。本期工程的建设，将替代、淘汰小锅炉、小机组，并能够有效的抑制小机组的重复建设，有利于改善城市大气环境质量，有利于提高人民生活质量。

13.1.1 节煤措施

1) 热电联产具有节约能源、改善环境、提高供热质量、增加电力供应等综合效益。热电厂的建设是改善城市大气环境质量的有效手段之一，是提高人民生活质量的公益性基础设施。本期工程 2×330MW 机组采用热电联产机组，具体优越性如下：

(1) 将汽轮机内做过功的蒸汽抽排出来对外供热，可避免蒸汽在发电过程中的冷源损失，从而降低发电煤耗率，达到节能目的。

(2) 热电联产集中供热可在供热区内取消分散的小锅炉房，煤集中运输、贮存、灰渣集中处理，可改善城市环境；电站的锅炉容量大、效率高，可节约燃料以及相应地减少污染物的排放量，减少环境污染。

(3) 热电联产可以提高锅炉房的设备利用率，提高劳动生产率，具有社会进步意义。

根据《石河子市市区集中供热建设专项规划(2007~2020 年)》，本工程投产后，将替代、淘汰低参数、高污染、高耗能的小锅炉、小机组，其中蒸汽锅炉 23 台、热水锅炉 40 台，锅炉容量总计 1654.5t/h，小机组 12 台，总容量 104.5MW、发电量 5.572×10⁸kW·h/a。地区热源、煤电电源结构将得到优化和改善。

本项目建成投产后，可节省标准煤 14.13×10⁴t/a，可以有效的减少污染物的排放，减少气态污染物排放近 15000 t/a，其中减少烟尘排放 6509.63t/a、减少二氧化硫排放 6107.18t/a、减少氮氧化物排放 2245.85 t/a，环境效益、社会效益突出。

2) 本期工程为空冷机组，空冷系统风机群是电厂的用电大户，故选择合适的空冷凝汽器

冷却面积和合适的风机电动机功率是节能的关键，本期工程空冷系统设计在节能方面主要考虑如下措施：空冷凝汽器冷却面积优化：针对电厂厂址的水文气象条件、结合总平面布置，对不同的迎风面风速、空冷器面积等几个可变参数进行组合，通过优化计算选择空冷系统主要参数经济合理的组合。本期工程空冷器(一台机)散热面积为 792983m²，风机直径 9.14m，电动机功率 110kW，空冷器设计背压 15kPa(a)，夏季满发气温 33℃，空冷器夏季满发背压 30kPa(a)，选择合理的空冷器设计背压，可使汽轮机热耗率低，以提高机组效率。

3)汽水系统采用单元制连接，机组运行采用定-滑-定方式，并配以 30%BMCR 一级大旁路系统，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，节能效果显著。

4)热力系统中设置了本体疏水扩容器和高压疏水扩容器以回收工质充分利用热能，达到节能的目的。

5)除渣系统采用风冷干式排渣系统，锅炉排出的渣经渣斗、关断门落入风冷式排渣机内，由风冷式排渣机连续捞出，经碎渣机破碎后排至斗式提升机，由斗式提升机将渣提升输送至渣仓储存，在干渣输送的过程中，高温的渣采用空气冷却，由于锅炉炉膛为负压，冷空气通过风冷式排渣机上的进风口进入排渣机，与热渣逆向流动进行热交换，渣慢慢冷却到 150℃以下，热空气则从渣井进入炉膛，回收热量，使锅炉效率提高 0.25~0.38%。

6)各种辅机的选型应对各种系统严格计算，再根据规程按照安全、合理、高效的原则进行选型，杜绝随意估算盲目加大辅机容量。

13.1.2 节油

本期工程拟采用等离子点火技术，可以大幅降低锅炉在安装调试以及正常运行启动时的耗油量，降低燃油费用，同时燃油系统的出力可以适当的降低，减少初投资费用和运行费用。

根据已经投运的 300MW 机组的运行情况来看：未采用等离子点火技术的 1 台 300MW 机组安装调试启动耗油约 1200t，采用等离子点火从调试到通过 168h 燃油量为 0~350t，1 台 300MW 机组最大耗油量不超过 400t，最小的做到了零投油。因用油量与煤的挥发份、等离子运行经验等有关，考虑到一些不确定的因素，保守的按照 80%的节油率计算，调试运行期间的用油量见下表。

采用等离子点火装置与不采用等离子点火装置机组的 1 台机组耗量比较表：

序号	项目	耗油量	
		试运阶段到 168h 结束	正常启动/次

		不设等离子装置	设等离子装置	不设等离子点火装置	设等离子装置
1	耗量(t)	4453(注)	890.6	150	30
2	耗量差(t)	基准	-3562.4	基准	-120

注：取自《电力工业基本建设预算管理制度及规范》2002年版。

从以上可看出，采用等离子点火技术后节省燃料油的效果非常明显，根据现场运行情况，油系统存储容量可以适当减小。可以对燃油系统进行优化设计，则整个系统的初始投资减少，占地面积减小，燃油的运输费用降低，各方面均有利于降低电厂的成本，提高电厂的经济效益。

此外，按照常规的试运方法，机组在试运期间要长期低负荷运行，此期间锅炉纯烧油或油煤混烧，尾部二次燃烧的可能性较大，同时为避免未燃尽的油滴粘污电除尘器的电极，锅炉电除尘器无法正常投入，大量烟尘直接排放到大气中，给环境带来严重的污染，同时烟气中的粉尘会对锅炉受热面和引风机叶片造成磨损，这些均给电厂带来间接的经济损失。采用等离子点火燃烧系统，电除尘器可以在锅炉点火初期正常投入，大大减少了粉尘的排放量，避免了环境污染，同时由于无油助燃，锅炉尾部二次燃烧的可能性大大减小，带来了显著的环保效益和经济效益。

13.1.3 节水

13.1.3.1 水资源合理利用

1)本期工程为空冷机组，其用水量为：夏季用水量(含脱硫)277m³/h，用水指标 0.117m³/s.GW；冬季用水量(含脱硫、供热)332m³/h，用水指标 0.14m³/s.GW，年用水量为 210×10⁴m³/a(按机组年利用 5500h 计算)。与同类型二次循环湿冷机组相比，节约水量约 500×10⁴m³/a。。

2) 拟由本期工程替代的小锅炉、小机组每年地下水耗量约为 555.78×10⁴m³，本期工程建成投产后，可以减少地下水开采 555.78×10⁴m³/a，可以减少污水排放约 100×10⁴m³/a，有助于改善地区水生态环境。。

13.2.3.2 辅机冷却系统的节水技术

1)本期工程除渣系统采用风冷钢带排渣机干式除渣系统，与湿式除渣系统比可节约冷却用水 280m³/h，机组年利用小时数按 5500h 计，则年可节约用水 154×10⁴m³。

2)主厂房空压机和除灰空压机冷却用水、脱硫消化用水总量约为 170m³/h，采用两台水水换热器实现闭式循环系统，仅补充 20m³/h 的水用于脱硫损耗。

3)脱硫岛内的设备尽可能地采用空冷方式，以减少设备冷却水的使用量。

13.1.3.3 主要节水措施

1)对锅炉等设备的疏水排汽，尽量采用扩容后回收其热量和工质。选用性能良好的保温材料并严格按照要求施工，以减少热量损失；汽轮机采用二级串联旁路系统，减少机组起、停及事故情况下的工质损失；设备和蒸汽管道的启动疏水和经常疏水，当水质不合格时，接至锅炉疏水扩容器；当水质合格时均接至凝汽器，以减少凝结水的损失。

2)尽量降低热力系统的补水率，使水汽损失率控制在最低范围内，锅炉的泄漏损耗控制在 1.5% 以内。

3)运煤系统各转运站及栈桥采用水力清扫系统，逐段清扫，以避免瞬时水量过大引起降压断水。冲洗水量为 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，水源采用废水处理站回用水。冲洗过的污水汇集到各转运站、碎煤机室、翻车机室等处的集水井中，由液下污水泵将污水排至煤水沉淀池，经初步沉淀后送入煤水处理设备，处理后再回用。

4)脱硫系统进行严格工艺设计，控制吸收塔内浆液的氯离子浓度，从而减少脱硫废水排放量。本期工程脱硫废水量 $12\text{m}^3/\text{h}$ ，经处理后送到灰场用于灰场喷洒。

5)本期工程采用干灰集中系统，干灰综合利用后剩余的干灰经调湿后用汽车运到灰场，不再使用耗水较多的水力除灰系统，只需要少量的加湿用水，因而大大节约了用水，而且经处理后送到灰场用于灰场喷洒，提高了废水的利用率，相应地减少了厂区废水排放量。

6)本期工程污水量按 $2\times 330\text{MW}$ 容量设计，选用两套组合埋地式生活污水处理设备、两套含煤废水处理设备、一套含油废水处理设备及一套工业废水处理系统。经过上述污水处理设备处理后的二次水，回收重复使用。

7)为了节约用水，提高水的重复利用率，在油罐区、除灰空压机室、制氢站等处设置工业水回收水池，利用安装在室内的自吸泵将水回收使用。

8)电厂节水管理应贯穿设计、施工、调试和生产运行的全过程，并加强部门间、专业间的密切配合和相互协调。设计阶段把节约用水作为一项主要的技术原则，只是为施工和生产过程节水创造条件；在电厂的施工、调试和运行中，应全面贯彻和正确实施设计的各项节水措施和要求，以保证节水措施的实施。

经过上述节水措施后，本期工程的用水指标为：夏季用水量(含脱硫) $277\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ；冬季用水量(含脱硫、供热) $332\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.14\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ，年用水量为 $210\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ (机组年利用小时数按 5500h 计)。

13.1.4 降低电耗

1)合理选择发电机容量。发电机和汽轮机的容量选择条件应相互协调。在额定功率因数

和额定氢压下，发电机的额定容量应与汽轮机的额定出力配合选择，发电机的最大连续容量应与汽轮机的最大连续出力配合选择，但其冷却器进水温度宜与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致。

2)主变压器、高压厂用变压器、高压启动/备用变压器、低压厂用变压器，均采用低损耗、节能型电力变压器，节能型电力变压器较普通型电力变压器一般可降低损耗 10~20%。

3)采用中速磨正压直吹制粉系统，不仅节约主厂房占地，而且节约厂用电。

4)其它工艺系统采用的主要降电耗措施

(1)选用新型的节能型光源及附件。照明采用高光效的金属卤化物灯、高压钠灯、细管荧光灯、紧凑型节能灯和电子整流器，推广应用太阳能路灯。淘汰白炽灯。在相同的照度下细管荧光灯比粗管荧光灯节电 35.9%，紧凑型节能灯比白炽灯节电 75%，电子整流器较普通型镇流器可节能 30%。

(2)优化电气设备布置，根据设备重要程度及工艺要求，尽量采取分区供电方式，减少电缆长度，并选用合适的电缆材质和截面，降低输电过程中的电能损耗。

(3)选用国家公布推广的节能、高效电动机、变压器及其它机电产品，降低损耗。

(4)对负荷变化较大的设备，加装变频或其他调速装置，节约电能。如给水泵、一次风机采用液力耦合器；给煤机采用变频调节，降低厂用电。

(5)确定合理的设备裕度，避免设备长时间低效率运行。

(6)输煤系统喷洒器及冲洗卷盘箱等设备根据需要由人工手动启停，节省厂用电。

(7)输煤系统合理选择胶带输送机及驱动电动机，以节约能源。各皮带机的电动机与减速机之间，采用液力联轴器连接，取代以往的柱销齿式联轴器，可降低启动电流，使电动机能根据负荷变化改变运行功率，节省厂用电。

(8)各工艺系统均选择高效可靠的电动机，提高了电动机效率，节约了能源。如采用中速磨正压直吹式冷一次风制粉系统，降低厂用电；锅炉的送风机和引风机均选用轴流式，送风机采用动叶可调、引风机采用静叶可调风机，一次风机采用离心式风机，不仅在额定负荷运行时高效节能，在机组降负荷调峰期间，更能明显节省厂用电；

(9)脱硫系统取消 GGH，每台机组脱硫减少电负荷 740kW，节省大量厂用电。

(10)在除灰系统中，按照系统出力，设置空压机，并以此设置了其他设备的参数，适当的控制了除灰系统的厂用电。

(11)在除渣系统中，主要设备捞渣机采用变频控制，根据实际的渣量适时调整系统出力。在溢流水池中，设置了水位计，根据水位数据，按需启停溢流水泵，节约了厂用电。

5)厂用电率与同容量机组全国平均指标的对比

本期工程的厂用电率(含脱硫)近期(2012年)为11.3%，远期(2020年)为11.8%。

对比我院设计的新疆玛纳斯电厂300MW机组，厂用电率为7.25% (含脱硫)，虽指标有所上升，但考虑新疆玛纳斯电厂300MW机组为纯凝、湿冷机组，而本期工程330MW机组为供热、空冷机组，耗电量较大，故本期工程厂用电率指标在合理范围内。

13.2 下阶段节能设计设想

13.2.1 对连续运行的设备采用变频或调速装置的初步设想

厂用电率是火电厂的一项重要经济指标。火电厂拥有大量风机、泵类辅机，约占厂用电率的70~80%，其中电动给水泵、送引风机、排粉机又为主要部分。先择适当的调速方式，使风机、泵类节能明显，效益显著，根据本期工程初步设想如下设备采用变频或其他调速装置：

1)凝结水泵、循环水泵、一次风机、引风机采用斩波式内反馈调速方式；

2)供油泵采用变频调节；

3)结合脱硫工艺要求，脱硫岛内以下设备为变频运行：

石膏浆液排出泵，每套脱硫装置各2台，1运1备。

石膏溢流浆液泵，两套脱硫装置设3台，2运1备。

废水旋流泵，两套脱硫装置设2台，1运1备。

4)在除渣系统中，主要设备捞渣机采用变频控制，根据实际的渣量适时调整系统出力。

13.2.2 采用绿色照明技术如高效率照明灯具、长寿命的电光源、节能灯用电器附件等设想。

绿色照明是保护环境、节约能源、有益于提高人们工作和生活质量、保障身心健康的照明。也就是指通过科学的照明设计，采用效率高、寿命长、安全和性能稳定的照明电器产品(包括光源，电器附件，灯具，配线器材，调光控制设备及光控器材)，最终达到建成环保、高效、舒适、安全、经济、有利于环境和提高人们工作、学习和生活质量的照明系统。

实施绿色照明的宗旨，就是要达到节能、环保、照明质量高，经济实用的效果。目前在火力发电厂照明设计中，我们依然沿用着一般工矿照明的设计思路，只是考虑满足基本的照明功能需要，距绿色照明的要求还有一段距离。如果在新建的工程中能够大量采用绿色照明技术，对于提高生产人员的工作效率，改善工作环境，同时降低厂用电率，提高经济效益都有巨大的意义。

13.2.3 对于采暖、通风、制冷及空气调节系统节能降耗措施的初步设想

负荷按火力发电厂采暖、通风空调热负荷估算方法计算；采用优良的保温(冷)材料。

1)采暖

厂区建筑物采暖除煤仓间皮带层及煤仓间转运站采用蒸汽采暖外均采用热水采暖,凝结水回收利用。

尽量使用低参数的蒸汽(0.4MPa(表压)左右)作为采暖用汽。

在厂区采暖加热站设置温控装置,根据室外温度的变化,人工设定组合式热交换器不同的供水温度,通过调节组合式热交换器进汽管上的调节阀,实现采暖系统的质调节,达到节省能源的目的。

采用合适的比摩阻,对厂区冷热网进行水力平衡计算,并在建筑物入口处设置自力式流量控制装置。

根据各房间性质,选用金属热强度高的散热器。

2)通风

通风系统设置自动控制,根据汽机房工作地带温度,分组逐台启动屋顶风机的开启台数,在满足室内环境温度的前提下,最大限度的节省能源。

3)制冷及空气调节系统

冬季、夏季在满足新风要求的前提下,采用最小新风量,过渡季节大量使用新风,以便最大限度的节省运行费用和能源。

集控室及电子设备间空调采用自带冷源的屋顶式风冷空调机组,机组制冷量可根据负荷的需要,或减少或增加;每台机组制冷量能进行 10%~100%调节。控制各办公室内空调温度为夏季不低于 26℃,冬季不高于 20℃,实现全方位节能。

13.2.4 建筑节能

建筑能耗非常大,据统计建筑在建造和使用过程中消耗了全球能源的 50%,因而发达国家提出零能耗的建筑理念。除了充分地利用地热、太阳能、风能等自然能源外,更重要的是降低能耗,而电厂建筑在节能方面潜力巨大。

在建筑设计中,必须执行有关建筑节能设计标准。要重视改善夏热冬冷和夏热冬暖地区的室内热环境,提高建筑物的保温隔热性能,尽量利用自然通风,要扭转片面强调降低造价、忽视使用功能和污染大气、浪费能源的倾向,也要改变那种因电厂的电力和热力是用之不竭的,而轻视节能设计的错误思想。

本期工程厂址位于石河子市南郊,深处大陆腹地,属于中温带大陆干旱气候区。气候特点是温差大,寒暑变化剧烈;冬季寒冷漫长,四季分配不均。虽然电厂大多是工业建筑,

目前国家也尚无建筑节能定量要求。但从长远利益出发，为业主着想，本期工程设计中就如何与当地气候条件相适应，以达到建筑节能的目的作了充分的考虑。

1)科学的规划布局与合理的建筑设计

对于电厂内设置有采暖或集中空调系统的建筑规划布局，根据地方气候特点，因地制宜，使建筑物的布局和平面布置有利于日照、采光和自然通风，增加植被绿化，减少硬化地面，形成小区微气候。建筑物的单体设计控制其体型系数，将体型系数控制在一个较低的水平上；在满足使用净空高度的前提下，减小层高。以减少其外围护结构的传热损失，降低建筑能耗。

建筑的立面设计，应有利于自然通风。全厂建筑在总体规划时，应根据夏季主导风向，进行建筑规划。办公及居住房屋朝向宜采用南北向、或接近南北向，尽量避免单朝向，实现南北通透，吸引换气降温的“穿堂风”。厂房采用平开窗，组织气流，自然流通，这种自循环降温可以在很大程度上减少机械加热制冷所消耗的能量。

建筑之间应保持合理间距，以利厂区自然通风。在厂区内种植“身量”稍高、防晒性好的乔木，并布置一些凉亭、草坪，既美观又降温。

传统的路面设计，到了夏天，水泥、沥青地面经过一天的曝晒，往往到了傍晚还热气烘人，透气透水的地砖就没有这个问题。本期工程设计中将尽量不过多铺设水泥、沥青地面，而以透水性好的地面为主，如“连环扣”地砖等等。

2)节能产品与围护结构

推广使用建筑节能产品和技术，提高建筑围护结构的保温隔热性能。建筑围护结构主要包括屋顶、外墙和外窗三个部分，本期工程将要采取的工程措施包括：

(1)屋顶拟采用压型钢板底模加憎水珍珠岩保温加刚性防水层作为建筑屋面保温隔热层，其传热系数、热惰性指标优于相关的标准规定。

(2)外墙采用低热转移值的外墙材料加气混凝土砌块，杜绝采用粘土砖，建筑外墙的热工性能应满足标准的规定。

(3)玻璃幕墙的建筑，看起来风光无比，室内光线也很充足，却无意中成了电力“杀手”。一方面，越来越多的房屋夏季全靠空调降温；另一方面，隔热差、不保温的玻璃窗却越开越大，近乎密闭式的大窗，极少考虑遮阳和通风措施，大大增加了太阳辐射，导致空调低效率，耗费电能。因此，应少用或不用玻璃幕墙。

建筑围护结构热工性能最薄弱的环节是外窗。在建筑能耗方面，外窗散热量平均约占建筑外围护结构总散热量的 50%。因此，在本期工程的设计中严格控制窗墙比：北向不大于

0.45；东、西不大于 0.3；南向不超过 0.5；在有空调要求的建筑采用密封门窗、保温窗框和中空玻璃，以提高窗户的保温隔热性能。通过控制窗墙比和采用节能窗共同提高建筑外围护结构节能性能。对朝夕晒厉害的正东、正西和西北、东北方向，不设置大面积的玻璃门窗或玻璃幕墙。除了窗户外，东、西墙和屋顶还要做适当的隔热处理。

(4)建筑外墙隔热措施还包括外墙表面采用浅色设计，以反射太阳辐射热，一般办公的屋顶和外墙，宜做浅色饰面，不提倡深色。为了降温，可在屋面种植绿化，或安置遮阳装饰，实现冬暖夏凉的生态恒温。日照厉害的东、西外墙，在条件可能的情况下可采用花格藤植物遮阳。

13.2.5 对降低“煤耗、油耗、水耗、厂用电率等可控指标”的调控技术措施及软硬件的配置设想

本期工程将采用先进技术，优化机组运行方式，全方位降低煤耗、油耗、水耗、厂用电率等可控指标，主要有：

1)本期工程将设置锅炉飞灰含碳量在线检测装置。锅炉飞灰含碳量是反映火力发电厂燃煤锅炉燃烧效率的重要指标，实时检测飞灰含碳量将有利于指导运行正确调整风煤比，提高锅炉燃烧控制水平；另外，飞灰含碳量还是反应灰的质量的一个重要指标，它直接影响到灰综合利用时的价格。合理控制飞灰含碳量的指标，有利于降低发电成本，提高机组运行的经济性。装置的投运还将有助于电厂管理人员分析锅炉燃烧效率，提高制粉系统和送风系统的经济安全运行。

2)本期工程分散控制系统将考虑采用低功耗系统，如 DCS 系统的 I/O 模件采用散热量低、能耗低的卡件，DCS 系统机柜将采用不带排风扇的结构，以利于降低能耗，提高系统运行可靠性。

3)本期工程辅助车间及辅助系统均采用可编程控制器(PLC)+上位机(MMI)的监控模式，实现自动程序控制。并将通过统一的网络平台组成辅助系统集中监控网络，在全厂稳定运行后，可在机组集中控制室实现全厂统一监控。同时，本期工程还将设置一套数字化闭路工业电视监视系统，对厂内重要的运行区、危险区和无人值班的辅助车间的设备状态进行实时摄像远方监视、记录。这样，可提高全厂自动化控制水平，加强机组的运行管理，实现辅助车间无人值守，减少了就地监控点，减小了控制室面积，有效地减少空调容积，降低能耗和电耗。

4)现场生产过程的一次测量元件，将考虑采用低功耗高精度的产品。压力/差压变送器采用低功耗电子线路板，如，ROSEMOUNT 3051C 系列。

13.2.6 其他节能措施

在下阶段的设计过程中，尽可能使用节水型卫生设施，如节水型水龙头、便器系统、淋浴设施等，合理布置管网，选用质量可靠的设备、管道和阀门，设置必要的节流、减压设施，以减少和杜绝管道系统的漏损。

提高供排水设施自动化水平，完善各种用水设备的用水量调节监控手段。各系统用水点设流量计，水池设液位自动调节阀及高低水位报警仪。建立全厂用水监测系统，实现用水量自动统计，为电厂节水管理创造条件。

14 人力资源配置

14.1 劳动组织及管理

新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产工程建设2×300MW 级亚临界燃煤供热空冷发电机组，主要设备采用国内成熟、先进的技术，机组的技术水平、自动化程度和设备的可靠性均达到国内较先进水平。

一期工程组织机构及人员编制以原国家电力公司国电人劳[1998]94 号“关于颁发《火力发电厂劳动定员标准》(试行)的通知”及《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《定员标准》)为基础进行测算编制，按A类机组实行单元集中控制值班方式。其总的指导思想是：从现代火力发电企业的要求和现代化管理方式出发，并结合电厂目前的实际情况，充分考虑电厂的技术水平、管理水平和人员素质，切实提高劳动生产率，控制电厂运行成本，努力提高电厂投产后的竞争实力。

14.2 电厂定员测算的主要原则

14.2.1 定员标准

在国家电力公司颁发的《定员标准》中，根据电厂装机规模的情况分为《新型火力发电厂劳动定员标准》和《常规火力发电厂劳动定员标准》两大部分。新型火力发电厂劳动定员标准主要针对：

高参数、大容量机组(单机容量200MW及以上)；其主机采用计算机集散控制系统，各辅助生产系统实现了集中监控的机组。机组技术水平、自动化程度和设备的可靠性均比较先进，实现了按现代化管理方式组织生产经营的火力发电厂。

一期工程全厂定员水平的设计以《新型火力发电厂劳动定员标准》的原则编制。

14.2.2 定员原则及要求

本定员测算考虑主要运行岗位的值班人员应达到全能值班水平。因此，电厂应加大职工的培训力度，采取切实可行的措施，提高职工的业务素质和技能水平，使之结构合理，专业技术水平普遍达到一专多能。同时，管理岗位也按一岗多责考虑。

炉、机、电大小修、燃料的采购和运输、修配、热效率、金属监督、修缮、服务等充分利用玛纳斯电厂现有的检修力量、运输力量及社会和市场服务来解决。

运行人员的备员原则上按实际人员的10%考虑。

本定员测算仅作为电厂调整定员的参考，不作为电厂各部门人数的实际划分。

14.3 电厂定员

本期工程全厂定员234人。电厂各类人员定员测算见表9.3-1，本定员测算中运行人员，

原则上按 5 值 3 班倒考虑。电厂可根据实际情况对各部门的人员数量及总定员进行适当的调整。

表 14.3-1 电厂定员测算汇总表

项 目	人 数	备 注
1 生产人员	216	
1.1 机组运行	98	
1.1.1 集控室	50	
1.1.2 辅助系统运行	22	
1.1.3 脱硫	10	
1.1.4 其它运行	16	
1.2 机组维修	88	
1.2.1 热机	43	
1.2.2 电气	20	
1.2.3 热控	25	
1.3 燃料系统	26	
1.3.1 翻车机、斗轮机运行	10	
1.3.2 检修	10	
1.3.3 燃料管理	6	
1.4 其它	4	
1.4.1 仓库	2	
1.4.2 车辆	2	
2 管理人员	8	
3 党群工作人员	5	
4 服务性管理人员	5	
合 计	234	

15 工程项目实施的条件和轮廓进度

15.1 电厂工程项目实施的条件

15.1.1 施工场地条件

施工生产区位于厂区扩建端，占地 20.00 hm²，场地开阔平坦；施工生活区位于厂区扩建端，占地 4.0 hm²。估算施工生产区和施工生活区土方工程量为：挖方 3.5×10⁴m³，填方 3.5×10⁴m³；有少量临建需拆迁。

15.1.2 大件设备运输条件

建厂所需大件设备，由国铁兰新线运至乌鲁木齐，再由北疆铁路运至石河子火车站，卸车后由大型平板车运至厂区，公路运距 4.5km。

15.1.3 力能供应

施工道路：由沿电厂进厂道路进厂。

施工用电：本期工程高峰用电负荷为 4000kVA。施工电源拟从位于厂区附近的城网引接。

施工用水：本期工程高峰用水量为 400t/h，施工水源由原厂引接。

施工通信：从当地电信局引接 15 对中继线，至施工现场，与施工总机相连，满足施工期间通信需要。

15.1.4 地方材料供应

工程建设所需要的砖、瓦、石、石灰、砂等地方材料，本地区均有应质量和数量均可满足要求。

15.1.5 设备及材料供应状况

主机设备及其配套辅机设备，国内有多家技术成熟的生产厂家，选型时可通过考察各厂运行业绩，并参考电力部推荐名录的定点生产厂家择优选择。碳钢钢材、合金钢材、管件、主要电缆均由内地省区、市供应，普通建筑钢筋、水泥砖、砂石、建筑材料等由当地或乌鲁木齐供应，一些关键设备和阀门考虑选用进口产品或国内的合资厂家产品。

15.1.6 主要大型机具配备

根据起吊重量的要求，初步考虑各大型机具选型、配置如下：

1)两汽机房之间，布置 5K-1000t-M 型 50t 塔式起重机一台，主要承担现浇主厂房结构钢筋、钢模、混凝土的垂直运输，以及汽机房屋架、屋面板的吊装就位。

2)锅炉房布置 DBQ-3000 型 100t 塔式起重机，150t 履带吊、25t 炉顶吊各一台，用于吊装钢炉架和锅炉设备。

3)电除尘安装区,布置 JKQ600(A)30t 门式起重机,负责电除尘器安装并配合锅炉吊装。

4)A 排柱行车梁、钢支撑、墙板等吊装由一台 50t 履带吊负责。

5)汽机房扩建端,布置两台 40t/42m 龙门吊,负责汽机设备组装。

6)锅炉房扩建端,布置一台 60t/42m、一台 40t/42m 龙门吊,配合锅炉设备组合吊装。

7)电除尘扩建端布置两台 30t/32m 龙门吊,一台 10t/32m 龙门吊负责电除尘器安装和
部分铆焊加工件制作。冷作铆工场及钢材堆放场布置两台 10t/25m 龙门吊。

上述配置仅作参考,具体可由中标的施工安装单位提供施工投标文件及施工组织设计最终确定。

15.1.7 施工安装单位选择

施工安装以招标方式选择具有相应资质的单位承担,为确保工程顺利施工,施工安装单位应有较好的施工组织设计及丰富电厂施工安装经历。

15.1.8 资金筹措

本项目为扩建工程,资金来源由新疆天富热电股份有限公司自筹 20%作资本金,其余 80%为融资。

15.2 项目实施的轮廓进度

15.2.1 根据《火力发电厂工程施工组织设计导则》和《电力工程项目建设工期定额》以及有关文件的规定,排除可研等前期工作所需的时间,2×330MW 等级工程初步设计工期定额为 4 个月、施工图设计周期约 12 个月、1 号机组自主厂房开工到投产的施工工期为 26 个月。

15.2.2 本项目工期进度

2008 年 1 月~2009 年 1 月完成可行性研究报告编制、上报核准、批复;

2008 年 12 月~2009 年 3 月完成初步设计;

2009 年 3 月初步设计审查;

2009 年 3 月~5 月主设备及主辅以上设备招标;

2009 年 5 月~2010 年 5 月施工图设计,并按施工进度出施工图;

2009 年 5 月~2009 年 7 月施工准备;

2009 年 8 月~2011 年 10 月主厂房开工至#1 机投产,工期 26 个月;

2012 年 2 月#2 机投产,与#1 机间隔 4 个月。

16 工程建设招标

16.1 编制依据

16.1.1 《中华人民共和国招标投标法》

16.1.2 国家计委令第3号《工程建设项目招标范围和规模标准规定》

16.1.3 国家计委令第5号《工程建设项目自行招标试行办法》

16.1.4 国家计委令第9号《工程建设项目可行性研究报告增加招标内容和核准招标事项暂行规定》

16.1.5 本期工程可研文件及参照类似工程

16.2 招标范围

根据国家计委令第3号《工程建设项目招标范围和规模标准规定》第七条的要求，本项目的勘察、设计、施工、监理以及与工程有关的重要设备、材料等的采购，达到下列标准之一的，必须进行招标：（一）施工单项合同估算价在200万元人民币以上的；（二）重要设备、材料等货物的采购，单项合同估算价在100万元人民币以上的；（三）勘察、设计、监理等服务的采购，单项合同估算价在50万元人民币以上的；（四）单项合同估算价低于第（一）、（二）、（三）项规定的标准，但项目总投资额在3000万元人民币以上的。

同时，该规定第八条内容为“建设项目的勘察、设计、采用特定专利或者专有技术的，或者其建筑艺术造型有特殊要求的，经项目主管部门批准，可以不进行招标”。

根据以上规定，结合本期工程具体情况确定本项目招标范围如下：

勘察、设计、建设工程(土建)、安装工程、监理、设备、重要材料、其他应招标项目。

16.3 招标组织形式

建设项目招标组织形式有委托招标和自行招标。

16.3.1 委托招标

招标人(建设单位)可自行选择招标代理机构，委托其办理招标事宜，任何单位和个人不得以任何方式为招标人指定招标代理机构。

招标代理机构须具备如下条件：

- 1)有从事招标代理业务的营业场所和相应资金；
- 2)有能够编制招标文件和组织评标的相应专业力量；
- 3)有符合规定条件、可以作为评标委员会成员人选的技术、经济等方面的专家库。

16.3.2 自行招标

由招标人(建设单位)自行招标,说明如下:

16.3.2.1 按《中华人民共和国招标投标法》规定,“招标人具有编制招标文件和组织评标能力的,可以自行办理招标事宜”。

本期工程建设单位为新疆天富热电股份有限公司,在长期的电力工程建设及生产运行过程中,建设单位已拥有一大批高水平高素质的火电厂建设、生产、管理等方面领导、专家、技术人员。在天富南热电厂一期工程建设管理及设备招议标过程中亦取得了成功经验,培养了建设工程施工管理包括进行招投标工作的大批优秀人才。

本期工程招标人具备自行招标的人才资源、管理资源、技术资源等。

16.3.2.2 招标人(项目建设单位)自行招标有利于招标工作及项目建设的顺利进行:

由取得了建设管理及设备招议标成功经验的项目建设单位自行组织招标工作,对项目建设的顺利进行、工程技术管理的延续性、建设进度环节的准确把握控制、工程造价的控制管理等诸方面均大有裨益。

16.3.2.3 进行自行招标,招标人将严格按照《中华人民共和国招标投标法》、《工程建设项目自行招标试行办法》(2000 年国家计委令第 5 号)、《评标委员会和评标方法暂行规定》(2001 年国家计委等七部委)等法规的规定进行招投标工作的规范运行,并接受有关部门的监督。

16.3.3 结论

本项目招标组织形式可采用委托招标或自行招标,若采用委托招标,建议招标代理机构的工作必须接受建设单位在技术管理等各方面的监督领导。

16.4 招标方式

招标方式分为公开招标及邀请招标。

16.4.1 本期工程可采用公开招标

采用公开招标方式时,应当发布招标公告。依法必须进行招标的项目的招标公告,应当通过国家指定的报刊、信息网络或者其他媒介发布。招标人可以根据招标项目本身的要求,在招标公告或者投标邀请书中,要求潜在投标人提供有关资质证明文件和业绩情况,并对潜在投标人进行资格审查;国家对投标人的资格条件有规定的,依照其规定。

16.4.2 本期工程亦可采用邀请招标

16.4.2.1 本期工程招标内容专业性较强,采用邀请招标较适宜

以设备招标为例，根据设备技术特性要求并参考国家电力公司《电力工程主要辅助设备推荐厂商名录》、其他权威推荐名录及招标人掌握厂商信息，选择满足技术要求、信誉良好、设备在本地区有成功运行经验的厂商进行本期工程邀请招标，应是较适宜的方法。

16.4.2.2 建设单位已取得招议标的经验，更有利于本期工程邀请招标时对邀请厂商的有选择筛选。

16.4.2.3 本项目招标内容繁杂厂商众多，较适宜邀请招标。

16.4.2.4 采用邀请招标，有利于简化招标过程、缩短招标时间，对项目建设进度的加快有利。

16.4.2.5 本期工程部分招标内容由于其技术特殊性 & 国内生产能力的局限，具备条件的厂商很少，则更适宜采用邀请招标或询价议标确定厂商。

16.4.2.6 采用邀请招标，招标人将严格执行以下原则：

1) 应当向三个以上具备承担招标项目的能力、资信良好的特定的法人或者其他组织发出投标邀请书。

2) 邀请厂商的推荐应坚持公正公平原则、有利于提高工程建设水平原则、质优价合理信誉好原则。

3) 严格考察邀请推荐厂商的生产能力、业绩、信誉，作到高起点高要求的邀请招标。

4) 邀请招标全过程接受有关部门的监督。

16.4.3 结论

本期工程招标方式可为公开招标或邀请招标。

16.5 结论

根据以上论述，对本期工程招标范围、招标组织形式、招标方式综述如下：

16.5.1 勘察

本期工程前期勘察工作由新疆电力设计院承担，本期工程新疆电力设计院按可研勘测深度规定完成了厂区工程地质、测量等工作；掌握了大量水文、工程地质气象等资料。鉴于此加之下阶段勘察与前期工程存在大量接口配合、原始资料计算数据等基础资料的沿用问题，具有一定不可分割性，故建议勘察单位可不进行招标，仍然由新疆电力设计院承担本期工程勘察工程任务。

16.5.2 设计

本期工程可研设计等工作均由新疆电力设计院承担，下阶段设计与前期工程存在大量接口配合、原始资料计算数据等基础资料的沿用问题，具有一定不可分割性，故建议设计单

位不进行招标，或进行邀请招标。招标组织形式建议为建设单位自行招标。

16.5.3 建设工程(土建)

土建施工应选择具有相应资质的单位承担，为确保工程顺利施工，施工单位应有较好的施工组织设计及丰富的热电工程施工经历及本地区施工经验，故建议采用邀请招标方式确定施工单位。招标组织形式为委托招标或建议建设单位自行招标。

16.5.4 安装工程

安装工程亦应选择具有相应资质的单位承担，为确保工程顺利施工，安装单位应有较好的施工组织设计及丰富的热电工程施工经历，故建议采用邀请招标方式确定施工单位。招标组织形式为委托招标或建议建设单位自行招标。

16.5.5 监理

按国家有关建设项目应实行监理制的规定，本期工程监理单位确定应进行招标，可采用公开招标或邀请招标方式。招标组织形式为委托招标或建议建设单位自行招标。

16.5.6 设备

本项目重要设备及生产工艺配套之重要零星设备均应进行招标，可采用邀请招标。招标组织形式为委托招标或建议建设单位自行招标。

招标设备具体主要内容如下(未全部计列):

1)主机

汽轮机

发电机

锅炉

2)辅机

主要辅机设备及生产工艺配套之重要零星设备均应招标，下为部分设备(未全部计列):

热网加热器

热网循环水泵

给水泵

高压加热器

除氧器

凝汽器

磨煤机

引、送风机

电除尘器

3)电气设备

电气系统重要设备均应招标，如：

主变压器、厂用变压器

升压站设备(断路器、隔离开关、CT 等)

控制屏、保护屏

高低压开关柜

动力箱

4)运煤系统设备

运煤系统重要设备均应招标，如：

带式输送机

给煤机

犁式卸料器

筛碎设备

5)除灰渣系统

除灰渣系统重要设备均应招标，如：

渣浆泵

湿式搅拌机、干灰散装机

刮板捞渣机

6)供水系统

供水系统重要设备均应招标，如：

循环水泵

工业水泵

7)化学水处理系统

重要设备均应招标如锅炉补给水处理系统设备：

机械过滤器

强酸阳床

除碳器

混床

除盐水箱

8)热工控制设备

热工控制系统重要设备均应招标，如：

主厂房计算机监控系统(DCS)

除灰程控系统

变送器

仪表

就地控制盘台

9)采暖通风空调除尘

采暖通风空调除尘系统重要设备均应招标，如：

大型空调机

新风机组

热网泵

16.5.7 重要材料

重要、大宗、对施安质量及生产系统安全运行影响较大的施工安装材料应招标，可采用公开招标并结合材料情况部分采用邀请招标。招标组织形式为委托招标或建议建设单位自行招标。

招标材料主要包括：

主蒸汽管

主给水管

锅炉六道

保温材料

主要阀门

电缆及电缆桥架

循环水管

17 投资估算及经济效益分析

17.1 投资估算编制依据

17.1.1 项目划分

执行中国电力企业联合会 2007 年颁发的《火力发电工程建设预算编制与计算标准》；

17.1.2 工程量

由设计人员提供，不足部分参考类似工程施工图工程量；

17.1.3 文件、定额指标

1) 执行中国电力企业联合会 2007 年颁发的《电力建设工程概算定额》(2006 年版)、《调试定额》(2006 年版)、《发电建设工程装置性材料综合预算价格》(2006 年版)；

2) 根据新疆电力建设定额站新电定额[2008]4 号文《关于发布新疆维吾尔自治区电力工程概预算定额 2007 年价格水平调整系数的通知》，对定额材料及机械价格进行调整并作为编制年价差计入总估算；

3) 根据新疆电力建设定额站新电定额[2008]3 号文《关于发布“新疆维吾尔自治区《电力建设工程预算定额(2006 年版)》及《电力建设工程概算定额(2006 年版)》定额体系使用说明”的通知》，对定额人工工日单价进行调整并作为编制年价差计入总估算表；

4) 国家计委、建设部计价格[2002]10 号文关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知。

5) 其它直接费，间接费，计划利润及税金按现行预规及国家电力公司有关文件执行。

17.1.4 材料价格

1) 建筑工程:建筑材料与定额材料之价差作为编制年价差计入总估算,其中钢材采用目前的市场价格计列;其余材料执行石河子地区 2007 年下半年价格信息。

2) 安装工程:《发电建设工程装置性材料综合预算价格》(2006 年版)与《火电工程限额设计参考造价指标》(2007 年水平)中装材综合价之材差作为编制年价差计入总估算。

17.1.5 设备购置费

设备原价:三大主机及其他设备采用国家电力规划设计总院颁发的电规科(2008)1 号文《关于印发“火电工程限额设计参考造价指标(2007 年水平)”的通知》中价格和参考类似工程设备合同或招标价(调整至 2007 年价格水平)。

设备运杂费:三大主机设备运杂费率 0.5%;采用“限额设计参考造价指标”价格的设备运杂费率 0.7%;其余设备运杂费率 5.56%。

17.1.6 建设期贷款利息

按 7.83%(年息)计算。

17.1.7 说明

- 1) 编制年价差只计取税金 3.41%；
- 2) 基本预备费和其他费用计算基数不包含脱硫装置。

17.2 投资概况

工程静态投资为 2007 年价格水平。

工程静态投资 239123 万元，单位投资 3623 元/kW

建设期贷款利息 18261 万元

工程动态投资 257384 万元，单位投资 3900 元/kW

17.3 估算与限额设计参考造价指标(2007 年水平)投资比较

本项目具有扩建工程性质。

本项目虽属新建工程，但是在原有电厂厂址上进行建设，部分设施利用了已有设施，如：煤场机械仅增加了斗轮堆取料机和改造部分输煤皮带；锅炉补给水处理系统主要使用原有系统，只增设除盐水泵和热网补充水泵和相配套的管道；没有厂址征地费等等，因此本项目具有扩建工程性质。

电力规划设计总院电规科 [2008] 1 号文颁发的《火电工程限额设计参考造价指标(2007 年水平)》中，扩建 2×300MW 国产亚临界燃煤供热机组，静态投资单位造价控制指标为 3723 元/kW，本期工程建设 2×300MW 级国产亚临界燃煤供热机组的静态投资为 3623 元/kW，比限额设计参考造价指标低 100 元/kW，即降低投资 6600 万元。总之分析，本项目投资估算水平适中，符合目前电力工程建设的一般造价水平，工程造价是可信和合理的。

17.4 经济效益分析

17.4.1 财务评价计算依据

17.4.1.1 执行国家发展计划委员会文件：计价格[2001]701 号《国家计委关于规范电价管理有关问题的通知》；

17.4.1.2.财务评价软件：采用中国电力工程顾问有限公司 2007 年颁发的《电力建设项目经济评价软件》V-2.0 版本；

17.4.1.3.原始数据：

1)除电力规划设计总院电规科 [2008] 1 号文颁发的《火电工程限额设计参考造价指标(2007 年水平)》中确定外,均系设计数值和由天富热电股份有限公司提供。

2)主要原始数据

机组年利用小时 5000h

生产期 20 年

年发电量 3300GW·h

年供热量 876.69×10^4 GJ

上网含税热价 15 元/GJ(不含税热价 13.28 元/GJ)

到厂不含税标准煤价 205.65 元/t(到厂含税煤价 240 元/t)

发电标准煤耗 243kg/MW·h

供热标准煤耗 39.69kg/GJ

材料费 6.0 元/MW·h

其它费用 12 元/MW·h

水费 0.2052 元/m³(耗水量 210×10^4 t/a)

石灰石单价 60 元/t

排污费 581.7 万元/a

大修理提存: 2.5%

综合厂用电率 11.3%

职工定员 234 人

年人均工资 40000 元

贷款期限 15 年(含建设期)

基准收益率 8.5%

17.4.2 财务评价计算

本期工程计划于 2009 年 8 月开工,2011 年 10 月第一台机组投产,2012 年 2 月第二台机组投产。建设期 2 年,投产期 2 年。

17.4.2.1 资金筹措及利息

1)资本金:资本金占动态投资比例为 20%,由天富热电股份有限公司承担。

2)融资部分:融资部分占动态投资比例为 80%,由银行贷款,利率 7.83%。

17.4.2.2 财务评价:财务评价结果详见“财务评价指标一览表”(盈利能力)

财务评价指标一览表

财务评价指标	盈利能力
不含税电价(元/MW·h)	201.54
含税电价(元/MW·h)	235.38
不含税热价(元/GJ)	13.29
含税热价(元/GJ)	15
全部投资(所得税前): 内部收益率(%)	10.52
净现值(万元)	34262
投资回收期(年)	10.7
全部投资(所得税后): 内部收益率(%)	8.65
净现值(万元)	2340
投资回收期(年)	11.74
项目资本金: 内部收益率(%)	11.23
投资方: 内部收益率(%)	10
静态指标: 总投资收益率(%)	6.74
资本金净利润率(%)	16.42
发电单位成本(元/MW·h)	135
供热单位成本(元/GJ)	13

财务评价计算详见各财务计算报表

17.4.3 与标杆电价比较(竞争能力)

新疆乌鲁木齐地区 2006 年平均上网含税标杆电价为 250 元/MW·h(脱硫), 本期工程在资本金内部收益率 10% 时上网含税电价为 235.38 元/MW·h, 均比上网含税标杆电价低 14.62 元/MW·h, 说明本期工程的含税电价具有较强的上网竞价能力。

17.4.4 敏感性分析

对发电量、标煤价、上网热价、静态投资四个单因素在正负 10% 的变化范围内对上网含税电价的影响作敏感性分析(基准收益率 8.5%)

从分析结果可以看出, 影响全部投资内部收益率大小的因素依次是发电量、静态投资、标煤价、供热价。

详细计算结果见“敏感性分析汇总表”。

17.4.5 综合财务评价

从财务评价看, 本期工程有较好经济效益, 工程投产后, 达产期年平均: 可向电网供电 $29.27 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$; 向热网供热 $876.69 \times 10^4 \text{ GJ}$; 实现销售收入 70636 万元; 可上缴销售税金及附加 8492 万元; 实现利润总额 12911 万元; 上缴所得税 4085 万元。

本期工程能够使投资方取得很好的经济效益, 有利于企业的经济发展, 同时对发展当地工农业生产、提高人民生活水平、促进地区经济发展起到一定的促进作用, 本项目具有良好的经济和社会效益, 从经济效益角度看本项目是可行的。

18 风险分析

18.1 市场风险分析

18.1.1 燃料价格

新疆煤炭资源极为丰富，储量大，分布广，品种齐全，远景储量约占全国煤炭资源 40%，煤炭供应充足，而需求量相对稳定，因此在本轮内地电煤供应价格的上涨过程中，新疆的煤炭价格较为平稳，变化幅度相对很小。

根据《中长期铁路网调整规划》，新疆煤外运通道建成实施后，新疆煤炭外运能力将大幅提高，届时，预计电煤供应价格将有所上涨，但随着加大煤炭开采力度、增加煤炭供应量，煤炭供应价格会维持在一个合理的价格水平上。

本期工程 2×330MW 机组年耗煤量为 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源为塔西河煤矿和南山煤矿的新增产能，及拟建的大白杨沟煤矿。

天富煤业公司塔西河煤矿、南山煤矿红沟分矿及南山煤矿小沟分矿已与电厂签定长期供煤协议，承诺每年向电厂供应煤炭 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ 。

塔西河煤矿、南山煤矿和拟建的大白杨沟煤矿均为天富电力集团公司下属企业，与天富热电是“姊妹”企业，煤炭供应价格的变化幅度将小于市场变化。

综上，煤炭供应价格变化对本项目影响很小。

18.1.2 市场需求

18.1.2.1 电力需求

根据石河子天富电网电力电量平衡结果，目前在电网夏季大负荷期间存在约 61MW 的电力缺口，需从新疆电网下网，随着负荷的快速增长，即使 2008 年天富南热电厂一期第 2 台 125MW 机组投产发电，天富电网仍存在一定的电力缺额，之后出现逐年增大的趋势，到 2010 年，在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 279MW，到 2012 年，天富电网的最大电力缺口达到 567MW，到 2015 年，在夏季大负荷方式下需从新疆电网下网电力约 1157MW。在冬季小负荷方式下，石河子天富电网目前存在一定的电力盈余，但到 2011 年将出现约 56MW 电力缺口，2015 年将达到 466MW，因此，今后如果天富电网内再不新建设其它较大电源，随着电网负荷的不断增长，到“十二五”初期，石河子天富电网无论冬夏季都将属于受端电网。根据上述分析，天富南热电二期 2×330MW 机组所发电力在石河子天富电网夏大方式下完全可以在石河子天富电网内消纳，不足电力还需由新疆电网输送；但在冬小方式下，存在一定的盈余电力，需向新疆主电网输送。本期电厂 2×330MW 机组建成初期可作为石河子天富电网上的一座重要的电网支撑电源，电力市场主要在石河子天

富电网，但建成初期所发电力应立足于大区平衡、实现大范围内的资源优化配置，盈余电力需向新疆电网输送，到“十二五”中期电力将完全在石河子天富内消纳。

18.1.2.2 热负荷需求

本期 2×330MW 热电联产工程承担石河子市区近期 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ 、远期 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ 采暖供热面积的热负荷，热负荷稳定、可靠。

石河子冬季寒冷，累年极端最低气温为 -39.8°C 。石河子市采暖期按室外环境温度 $+5^\circ\text{C}$ 为计算期，从当年 10 月 15 日供热至次年 4 月 15 日，采暖期共 181 天，采暖期室外平均温度 -9.1°C ，室外采暖设计温度 -25°C 。

现有西热电旧厂、三号供热站、二十六号供热站及二十四号供热站、气象局汽水交换总站和其它分散锅炉房承担供给的民用建筑采暖热负荷将由本期 2×330MW 热电联产工程供给，采用高温水供热。供热区域 12.14km^2 ，最远供热距离为 12.7km。

本期工程供热范围内现状(2007 年)供热面积约为 $857.6 \times 10^4 \text{m}^2$ ，供热范围内近期(规划至 2012 年)供热面积约为 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ，近期采暖热负荷约为 889.86MW，近期采暖最大负荷利用小时数为 2738h，近期年采暖供热量 $876.69 \times 10^4 \text{GJ}$ 。

本期工程供热范围内远期(规划至 2020 年)供热面积约为 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ ，采暖热负荷约为 1073.77MW，远期采暖最大负荷利用小时数为 2738h，远期年采暖供热量 $1058.28 \times 10^4 \text{GJ}$ 。

18.2 技术风险分析

本期工程建设 2×300MW 级燃煤供热亚临界空冷机组，在机组选型、主要工艺系统方案选择等方面，本着符合政策、与时俱进、经济适用的原则，结合扩建工程特点，采用先进、成熟、可靠的机型和技术方案。

本期工程汽轮机采用国产优化引进型 330MW 亚临界直接空冷抽凝式汽轮机。该种机型效率高、热耗低、可用率高、稳定性好，近年应用十分广泛，技术已十分成熟。

本期工程推荐采用 1176t/h 自然循环汽包锅炉，国内 330MW 机组所配锅炉较多采用自然循环汽包炉，并且对该炉型有着丰富的运行经验。

本期工程设计煤质和校核煤质均为高挥发份烟煤，其着火特性、着火稳定性和燃尽特性均比较好。针对此类煤质，本期工程锅炉拟采用我国电站锅炉传统的燃烧方式-四角喷燃切圆燃烧。

为了有效地降低 NO_x 排放，所选锅炉的煤粉燃烧器拟采用低 NO_x 煤粉燃烧器。煤粉燃烧器采用上下或水平浓淡分离型，合理配风，实现全面的分级燃烧，可有效地降低 NO_x

生成量，NO_x 的排放浓度尽可能低，争取控制在 350~400mg/Nm³，为适应环保要求，本期工程预留了脱硝场地及条件。

本期工程燃用设计煤种 St.ar 为 0.53%，考虑到环保方面要求，本期工程同步建设脱硫设施。

本期工程空冷系统采用直接空冷系统——ACC 系统，采用大直径扁管蛇形翅片单排管为冷却元件以提高 ACC 系统冬季抗冻能力，ACC 系统国内已完全具备自主化设计能力，哈空调、首航 IHW、国电科技环保、江苏双良等一批国内厂家也已具备设备生产能力，并已应用于北方多家大中型火电厂。

18.3 工程风险分析

18.3.1 地质条件

18.3.1.1 厂区地质条件

厂址地形平坦开阔，天然地基土层结构主要由冲洪积卵砾石层组成，场地等效剪切波速为 349~357m/s，场地最小覆盖层厚度为 8~10m，地下水埋深大于在-50m 以下，场地类别为 II 类，属中硬场地土。

场地在 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.22g，特征周期为 0.4s，基本烈度为 VIII 度。场地等效剪切波速为 349~357m/s，场地最小覆盖层厚度为 8~10m，地下水埋深大于 30m，场地类别为 II 类，属中硬场地土。场地内无其它地震地质灾害发生的可能性。为抗震有利地段。

场地基本排除未来发生地震滑坡、砂土液化、震陷以及构造性地裂等地震地质灾害的可能性。

厂址区无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、采空区、地面沉降等不良地质作用。

厂址在勘探深度 40m 范围内的岩土地层主要由杂填土、粉质粘土、卵石地层组成。

厂区粉质粘土具有非自重湿陷性，湿陷等级为 I 级，初步判定为非自重湿陷性场地。

场地土易溶盐含量全部小于 0.3%，属非盐渍土。初步判定场地土对混凝土结构无腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构无腐蚀性。

18.3.1.2 建(构)筑物地基

重要建(构)筑物采用②层卵石直接作为持力层，但②层卵石层中夹有 0.3m 左右的粉砂、粗砂，呈透镜体分布，应进行强度和变形验算，如不满足建(构)筑物对地基要求时，应采取结构措施。当重要建(构)筑物基础位于砂层透镜体时，宜采用砂(砾)卵石换土填层方案，进

行地基处理。

一般建(构)筑物基础底面位于卵石层时可采用天然地基,当基础位于砂层透镜体时,宜采用砂(砾)卵石换土填层方案,进行地基处理,当基础底面位于①层粉质粘土时,可根据地基要求和地层的分布情况,采用天然地基或砂(砾)卵石换土填层方案。

18.3.1.3 贮灰场

贮灰场广泛分布有弱透水性的粉质粘土,当灰场运行后灰水会向灰场外渗漏,污染环境,因此贮灰场须采取防渗处理措施。

18.3.2 水文条件

18.3.2.1 取水安全

本期工程两台机组夏季耗水量 $277\text{m}^3/\text{h}$,用水指标 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$,冬季供热工况耗水量 $332\text{m}^3/\text{h}$,用水指标 $0.14\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$,扣除热网补水后耗水量为 $278\text{m}^3/\text{h}$,用水指标为 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 。

本期工程考虑 10%的裕量后的年取水量为 $210\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

本期工程以玛纳斯河地表水作为供水水源,取水口布置在玛纳斯河东侧的五级电站尾水渠上,位于五级电站尾水渠“8km”过河涵洞闸门下游约 100m 处,距厂区直线距离 1400m;备用取水口布置在玛纳斯河西侧的“8km”过河涵洞西出口后石河子总干渠上,距厂区直线距离 700m。

玛纳斯河红山嘴断面 95%保证率下最小流量 $8.13\text{m}^3/\text{s}$,玛纳斯河五级电站尾水 97%保证率下的流量为 $4.8\text{m}^3/\text{s}$,可满足电厂二期的用水需求。

本期工程正常情况下通过在玛纳斯河五级电站尾水渠上的取水口(设施)及配套补给水系统向本期工程供水,详见图 5.3-1。

由于电站引水渠和东岸大渠在每年7~15天岁修期间停止向下游供水,为保证电厂的供水安全,本期工程在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水口(设施),在玛纳斯河五级电站尾水渠停水期间,利用东岸大渠节制闸调整东岸大渠节制闸闸上、闸下段的检修时段,通过玛纳斯河取水渠、东岸大渠节制闸闸上段、东岸大渠节制闸、补水渠、涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞向本期工程提供备用水源,详见图5.3-1、2。

由于电站引水渠和东岸大渠每年在主汛期停水检修时停止向下游供水,为保证电厂的供水安全,本期工程在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水设施,在玛纳斯河主汛期五级电站尾水渠停水期间,通过玛纳斯河河道、补水渠节制闸、补水渠、涵洞前短明渠、“8km”过河涵洞、备用取水设施向本期工程提供备用水源,详见图5.3-1。

玛纳斯河东岸梯级水电站上游的二级水电站引水渠两侧已设有 16 口融冰机井，合计最大出水流量约 $1.5\text{m}^3/\text{s}$ ；在三级水电站尾水渠红山咀处引入流量约 $4\text{m}^3/\text{s}$ 的南山洼地泉水。因此，玛纳斯河五级电站尾水渠在冬季运行期间水温高于 0°C ，本期工程低温季节从玛纳斯河五级电站尾水渠取水安全可靠。

18.3.2.2 厂址安全

厂址位于玛纳斯河西岸的 II、III 级阶地，厂址区地势由南向北倾斜，地面标高在 539.0~546.0m 之间，据玛纳斯河百年一遇洪峰流量 $1260\text{m}^3/\text{s}$ 与断面资料及有关参数，推算玛纳斯河厂址附近断面处的百年一遇设计水位为 535.65m，低于厂址区地面标高，因此玛纳斯河百年一遇的洪水对厂址不构成影响。

18.4 资金风险分析

工程动态投资 257384 万元，资本金占动态投资比例为 20%，由天富热电股份有限公司承担，其余部分为银行贷款。

新疆天富热电股份有限公司是大型电力股份制企业集团，主营电、热、天然气、煤炭的生产供应，承担电力设计、安装业务，对石河子地区电力生产的发、供、调工作实行统一管理，是兵团唯一的水、火电并举，发、供、调一体化的地方电网。公司发电现有总装机容量 562MW，其中水电装机 118.55MW，年发供电能力 $26\times 10^8\text{kW}\cdot\text{h}$ ，拥有供电区域 7681km^2 ，供热面积 $874\times 10^4\text{m}^2$ ，现有煤炭生产能力 $215\times 10^4\text{t}$ ，是兵团规模最大、生产能力最强、管理水平最高的电力企业。公司资金实力雄厚，截止 2007 年，公司总股本 32785 万股，资产总额 63 亿元。

随着美国金融危机的爆发，今年三季度以来，央行已数次降低人民币贷款利率，贷款利率的降低对本期工程减少资金成本、降低工程投资、加快投资回收、降低资金风险无疑是有益的。

18.5 政策风险分析

本期工程 2×330MW 热电联产燃煤空冷机组投产后，将替代、淘汰低参数、高污染、高耗能的小锅炉、小机组，其中蒸汽锅炉 23 台、热水锅炉 40 台，锅炉容量总计 1654.5t/h ，小机组 12 台，总容量 104.5MW、发电量 $5.572\times 10^8\text{kW}\cdot\text{h/a}$ ，可以节省标准煤 $14.13\times 10^4\text{t/a}$ ；可以有效减少污染物排放，减少气态污染物排放近 15000t/a，其中减少烟尘排放 6509.63t/a、减少 SO_2 排放 6107.18t/a、减少 NO_x 排放 2245.85t/a，可以减少灰渣排放约 $5.14\times 10^4\text{t/a}$ ；本

期工程冷却方式采用直接空冷方式，每年地表水耗量约为 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，与同类型二次循环湿冷机组相比，节约水量约 $500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，设计耗水指标为 $0.117 \text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ；拟由本期工程替代的小锅炉、小机组每年地下水耗量约为 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，本期工程建成投产后，每年可以减少地下水开采 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，可以减少污水排放约 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，有助于改善地区水生态环境。

本项目新建两台亚临界燃煤供热机组，是新疆地区目前单机容量最大的火力发电机组，本项目的建设将利于改善新疆电网装机容量小、小机组比例较大的现状，促进新疆电网小火电的关停，符合国家上大压小节能减排的政策，亦符合国家发改委《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定》的要求。

本期工程符合国家发改委 864 号文《关于燃煤电站规划和建设的要求》的要求，亦符合国家发改委、环保局等四委、部、办 [2000] 1268 号文的精神。

本期工程近期(2007~2012 年)供热面积为 $1210.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ，远期(2012~2020 年)供热面积为 $1540.8 \times 10^4 \text{m}^2$ 。符合发改能源 [2008] 295 号文《国家发展改革委关于火电机组“上大压小”项目前期工作有关要求的通知》的要求

本期工程冷却方式采用直接空冷方式，符合发改办能源 [2007] 3212 号文中附件《2008 年燃煤发电项目项目上报审核标准》的要求。

18.6 外部协作风险分析

18.6.1 交通运输

18.6.1.1 工程建设期大件运输

详见本报告 5.2.4 大件运输。

18.6.1.2 运行期燃料运输

详见本报告 5.2.3 燃料运输。

18.6.2 燃料供应

本期工程 2×330MW 机组年耗煤量为 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源为塔西河煤矿和南山煤矿的新增产能，及拟建的大白杨沟煤矿。

天富煤业公司塔西河煤矿、南山煤矿红沟分矿及南山煤矿小沟分矿已与电厂签定长期供煤协议，承诺每年向电厂供应煤炭 $172.26 \times 10^4 \text{t}$ 。

塔西河煤矿、南山煤矿和拟建的大白杨沟煤矿均为天富电力集团公司下属企业，与天富热电是“姊妹”企业，均已与本工程签订煤炭供应协议。

18.6.3 水源

本期工程两台机组夏季耗水量 $277\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ，冬季供热工况耗水量 $332\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标 $0.14\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ，扣除热网补水后耗水量为 $278\text{m}^3/\text{h}$ ，用水指标为 $0.117\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 。

本期工程考虑 10% 的裕量后的年取水量为 $210\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

已取得新疆兵团农八师水利局对本项目取用玛纳斯河地表水的批复文件。

18.6.4 供电

已取得新疆电力公司同意本期工程两台机组作为新疆电网公用电源，所发电力全部上网的支持性文件。

19 经济及社会影响分析

19.1 经济影响分析

19.1.1 行业影响分析

19.1.1.1 电力行业现状

近年来，很多省市都不同程度出现了电力短缺问题，这既有我国电力工业本身的原因，也有钢铁、水泥、建材等高耗能产业过快发展的原因。要保证我国电力工业协调、健康、有序的发展，就应该重点发展水电、优化火电、开发新兴能源产业，降低重点行业电力消耗，加快低效率企业向高效率企业转变。

19.1.1.2 电力生产的结构及其变化

近几年来，我国电力工业取得了较快发展，但是电力品种结构仍有待调整。据统计，从1995年到2003年，我国发电量年均增长8.34%。其中：火电年均增长8.84%；水电年均增长5.10%，火电比水电高出3.74%。

从火电装机的规模结构来看，也急待改善。目前，中、低压小火电机组比重过大，而高效率、大容量的机组比重较小。在火电装机中，发电机组平均规模容量不到20万千瓦，和相应的30、60万千瓦经济规模机组差距很大。目前，由于电力装机不足，很多中、低压小火电机组仍在超期服役。另外火电区域布局存在很多问题，西部矿区、坑口电站的开发建设相对迟缓，难以适应国民经济快速发展的需要。

19.1.1.3 工业高耗能低产出，加剧了资源的紧缺程度

黑色金属冶炼及压延加工业、化学原料及化学制品制造业、电力、热力的生产和供应业、非金属矿物制品业和有色金属冶炼及压延加工业五大行业，2006年累计用电量占全国的59.28%，企业单位数占全国比重为21.54%，即占全国1/5左右的高耗能企业消耗了全国工业用电的3/5。尽管这五大行业的经济效益较好，但是对社会的能源占用比例过高，从长远看，将在一定程度上制约我国经济的发展。

从企业用电的地区分布来看，我国工业用电主要集中在山东、江苏、广东、河南、河北、浙江、辽宁、山西等八省，占全国工业用电的一半。由于资源、人口分布和经济发达程度的差异，造成南方某些地区电力紧张，形成一定的供需缺口。在这些用电大省，国家应当限制高耗能产业的投资，发展耗能低的产业，形成经济发展的良性循环，国家应当按照不同的产业类别，建立不同区域的电力运营监控预警系统，以便尽快为宏观经济决策提供科学可靠的依据和手段，减少判断失误对我国经济可能造成的损害。

19.1.1.4 劳动生产率逐步提高，但高效率企业仍然较少

随着国民经济的不断发展，我国电力工业的劳动生产率在逐步提高。其中火电生产率的提高速度快于水电，这是由于火电不受季节的影响，效益比较稳定。但是必须看到，我国电力工业还存在大量的低效率企业，尽管电力工业的整体效率有限提高，但低效率企业占全部电力企业的比例，并没有下降很多。所以提高电力工业生产率的关键是降低小火电和小水电在整个电力工业中的比例，全面加大中间状态企业到高效企业的结构调整力度。

19.1.2 本项目对行业的影响分析

新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产工程是新疆天富热电股份有限公司投资建设的目前新疆地区单机容量最大的热电联产火电项目。

本期工程建成后，近期年供热量为 $876.69 \times 10^4 \text{GJ}$ ，远期年供热量为 $1058.28 \times 10^4 \text{GJ}$ ，年均发电量 $3300 \text{GW} \cdot \text{h}$ ，不仅可满足地区经济发展对用电、用热日益增大的需求，而且将替代、淘汰低参数、高污染、高耗能的小锅炉、小机组，其中蒸汽锅炉 23 台、热水锅炉 40 台，锅炉容量总计 1654.5t/h ，小机组 12 台，总容量 104.5MW 、发电量 $5.572 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ ，区域热源、煤电电源结构将得到优化和改善。

本期工程年均发电标准煤耗率(2012 年近期) $243 \text{g/kW} \cdot \text{h}$ ，建成投产后可以节省标准煤 $14.13 \times 10^4 \text{t/a}$ ；可以有效减少污染物排放，减少气态污染物排放近 15000t/a ，其中减少烟尘排放 6509.63t/a 、减少 SO_2 排放 6107.18t/a 、减少 NO_x 排放 2245.85t/a 。

本期工程冷却方式采用直接空冷方式，设计耗水指标为 $0.117 \text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ，补给水水源为玛纳斯河地表水，每年地表水耗量约为 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，与同类型二次循环湿冷机组相比，节约水量约 $500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；拟由本期工程替代的小锅炉、小机组每年地下水耗量约为 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，本期工程建成投产后，每年可以减少地下水开采 $555.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，每年节水量为 $345.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ，有助于改善地区水资源紧缺的局面。本期工程环境生态效益、社会效益突出。

本项目建成后，生产过程中产生的粉煤灰、炉渣及脱硫石膏将全部得到综合利用，既变废为宝节约了资源、合理地解决了灰渣飞扬造成新的环境污染，又带动了建筑建材产业的发展、带动地方经济的发展。

本期工程的投资主体为新疆天富热电股份有限公司。新疆天富热电股份有限公司现有发电总装机容量 562MW ，其中水电装机 118.55MW 。

目前，新疆境内电源投资公司主要有中国华电新疆发电有限公司、中国国电集团公司、中国华能集团公司新疆发电有限公司、中电投新疆公司、新疆天山电力股份有限公司及其他电力投资企业，投资主体较多。根据“十一五”新疆电源投产计划，“十一五”新疆电源新增

容量 5566.5MW，其中煤电 3839MW，新疆在网发电装机总容量将达 13940.83MW，其中煤电 9424.9MW，届时，新疆天富热电股份有限公司发电总装机容量为 1087.5MW，其中煤电装机 968.95MW，总装机及煤电装机占新疆装机的比例分别为 7.8%和 10.28%。因此，本期工程项目的建设不会产生行业垄断。

19.1.3 区域经济影响分析

新疆天富热电股份有限公司“上大压小、节能减排”2×300MW 热电联产工程项目是兵团“十一五”期间重点电源建设项目。本项目的建设将对石河子的经济发展和产业空间布局产生长远的意义。

1)本项目位于石河子市南郊，该电厂年耗标准煤 $115 \times 10^4 \text{t}$ ，年发电量 $33.0 \times 10^8 \text{kWh}$ ，年供热量 876.69 万 GJ/a，供热面积达 $1210.24 \times 10^4 \text{m}^2$ 。本工程建成后与天富南电厂一期、天富西电厂二厂形成完整的热电联产供热圈，可以替代石河子市的集中供热站和小锅炉房，不仅节约能源，而且降低污染，为石河子的节能减排作出贡献。

2)“十一五”以来，石河子电力需求快速增长，年均增长率达 19.6%，全地区公共发电装机容量增幅与全社会用电量增长水平相比有较大差距，全地区发电设备利用小时数连续 5 年保持增长，机组备用容量日渐减小。与此同时，随着石河子城市化进程快速推进，居民采暖面积和工业供汽量也快速增长，导致目前机组供热能力出现不足甚至滞后。本项目的建设将有效解决这一问题，保障石河子地区国民经济和社会发展保持快速增长。

3)本项目的建设为开展新疆能源中长期发展战略打下基础。新疆维吾尔自治区政府出台的“十一五”发展规划中指出，将拥有丰富资源储备及特殊战略地位的新疆建设成为中国能源的储备基地，建设全国重要的石化基地；加快煤炭开发；实现西电东送；积极开发可再生能源四大目标预示新疆正将自己打造成为中国能源储备基地。本项目可以作为西电东送的重要支撑电源之一。运距长、运输费用高一直是新疆能源开发的瓶颈，利用高压输电线路替代运力有限的铁路、公路输出能源将有效解决我国能源空间分布不均的矛盾。目前新疆与西北电网的联网工作正加紧进行，750 千伏交流输变电工程今年启动，800 千伏直流超高压输变电工程 2007 年破土，5 年后数千公里的电线将跨越空间阻隔，将源源不断的电力送到经济发达的华东和华南，这样以来给本项目带来可观的经济效益。

19.2 社会影响分析

19.2.1 社会影响效果分析

天富热电股份有限公司是石河子第一家火力发电企业，是本市第一家向城市供热的热电

联产火电厂。多年来，为兵团社会稳定及经济建设做出了应有的贡献。天富热电股份有限公司是兵团国民经济的基础产业，担负着电力、热力生产的重要任务，关系到经济发展、社会稳定、千家万户，在构建和谐社会中负有重大的社会责任。企业始终把公司发展建立在为国家和社会多作贡献的基础之上，一方面，努力为经济社会发展提供清洁、经济、可靠的电力、热力保证，力求在创造最大经济效益的过程中，直接创造社会效益；另一方面，通过增加纳税、支持就业、参与公益、保护环境等积极承担社会责任。在公司内部，坚持员工发展与公司发展相协调，努力构建和谐的劳动关系，确保安全稳定，确保一方平安。在公司外部，妥善处理生产建设与生态、区域经济发展的关系，努力做到建好热电企业，带动一方经济，改善一片环境，造福一地人民。

为加快石河子城市化进程，集中人力、物力和财力建设一个以氯碱化工、纺织服装、新型建材、能源建设和矿产资源开发等产业为骨干的工业体系，把石河子建设成自治区和兵团重要的化工产业基地、绿色食品加工基地、纺织产品基地、现代农业装备制造基地。确立石河子重化工和制造加工业核心区地位，同时也使石河子能够在更大范围内调整城市功能布局、优化经济产业结构，实现经济、社会和生态等方面的协调和可持续发展。天富热电股份有限公司 2×300MW 热电联产工程的建设与石河子城市发展具有较好的相融性、协调性和前瞻性。

天富热电股份有限公司 2×300MW 热电联产工程符合国家发改委的发展规划和“上大压小、节能减排”产业结构政策。是改善石河子大气质量、提高供热可靠性和加强电网结构的兵团重点建设项目，是维护公共利益、构建和谐社会、落实以人为本的科学发展观的重点项目。

19.2.2 社会适应性分析

本项目从项目的规划、布局和确定，处处考虑了社会效果，从电网结构、电力和热力负荷、燃料供应、水源、交通及大件设备的运输、环境保护、灰渣处理、出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、施工以及对周围工矿企业的影响等条件进行了反复论证，通过全面的经济比较和社会效益、环境效益分析，最后将厂址确定在石河子市河沿村；北临铁路，为工程建设大件运输和铁路运煤提供了便利的条件。

该项目通过发放有关资料、发布公告、专家咨询、座谈会、听证会等多种形式的社会调查，触及到的人有人大代表、人民政府、社会团体以及工程影响范围内的自然人等，公众参与十分积极，认为从石河子市国民经济、环境保护、供热可靠性等方面考虑，天富热电股份有限公司建设 2×300MW 级热电联产机组十分必要和十分紧迫。

天富热电股份有限公司 2×300MW 级热电联产机组建成后，年实现供热面积 $1210.24 \times 10^4 \text{m}^2$ ，发电量 $33 \times 10^8 \text{kW}\cdot\text{h}$ (按年利用小时 5000h 计)。对促进石河子市小锅炉的关停，节能降耗，提高电网稳定运行水平都有着极为重要的意义，同时，提高了资源的利用率，享受清洁的电能和热能，周边的工矿企业享受强大的电力和工业用汽，也带动了煤炭产业和建材行业等相关产业的发展。同时增加了就业机会，保障了社会稳定。

20 结论

20.1 建设条件

20.1.1 燃料供应

本期工程两台机组年耗煤量 $176.02 \times 10^4 \text{t}$ ，煤源为天富电力集团公司下属煤矿企业--天富煤业公司塔西河煤矿、南山红沟分矿和南山小沟分矿扩大产能后的增量部分以及拟建的大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 煤矿。

天富煤业公司塔西河煤矿井田总资源量 $2.422 \times 10^8 \text{t}$ ，可采储量约 $2454.49 \times 10^4 \text{t}$ 。现有产能 $12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2008.10 将改扩建至 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，矿井服务年限 61 年。

南山煤矿红沟分矿井田地质储量为 $6187 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $3183 \times 10^4 \text{t}$ 。现有产能 $25 \times 10^4 \text{t/a}$ ，预计 2008.6 扩建为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 的生产能力，矿井服务年限 38 年。

南山煤矿小沟分矿资源量 $3641 \times 10^4 \text{t}$ ，现有生产能力 $21 \times 10^4 \text{t/a}$ ，预计 2010.7 扩建为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 的生产能力，矿井服务年限 36.3 年。

天富热电拟建的大白杨沟矿区地质储量 $55076 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量为 $32300 \times 10^4 \text{t}$ 。大白杨沟矿为 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 的新建项目，服务年限 83 年。该项目的项目建议书已获兵团发改委批复(兵发改外资[2007]1580 号)。目前，项目已完成地质勘探及可行性研究设计工作，可行性研究报告已进入报批阶段。

天富电力集团公司所属天富煤业公司塔西河煤矿、南山红沟分矿和南山小沟分矿技改后年产能可达 $240 \times 10^4 \text{t}$ ，新增产能约 $182 \times 10^4 \text{t/a}$ 。大白杨沟 $300 \times 10^4 \text{t/a}$ 新建矿的可行性研究报告已在报批当中，设计进度与本期工程匹配，因此电厂燃煤是有保证的。

上述各矿煤质良好，具备公路运输条件，各矿平均运距约 72km，燃料全部采用公路运输。

20.1.2 厂址条件

本期工程为原厂同址扩建，在一期工程扩建端外原厂围墙范围内建设，建设条件较好，施工场地宽敞，场地条件落实可行。

20.1.3 大件设备运输

本期工程大、重件设备由铁路运至石河子站，再经公路运至厂区，具备大重件设备运输条件。

20.1.4 电厂水源

本期工程 (含脱硫)年均用水量为 $304.5 \text{m}^3/\text{h}$ ，年用水量为 $210 \times 10^4 \text{m}^3$ (按年运行小时数 5500h 计)。

本期工程供水水源考虑以玛纳斯河地表水作为供水水源,通过在玛纳斯河五级电站尾水渠上建设取水设施及配套建设的补给水系统设施向本期工程供水。

在“8km”过河涵洞西出口后的石河子总干渠上建设备用取水设施,结合已有水利设施和合理调度,在梯级电站引水渠和东岸大渠岁修期间及主汛期停水检修期间,向电厂供水。

20.1.5 贮灰场

本期工程拟选灰场距厂址西南约 18.5km,一期灰场以南约 2km,规划灰场库容按能堆放电厂 6 个月的灰渣量设计。通过加强管理,及时覆土、碾压、绿化,可以防止二次扬尘污染,达到环保要求。

20.1.6 工程地质

厂址位于区域稳定性较差的地区中相对稳定的地段,场地在 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.22g,特征周期为 0.4s,基本烈度为Ⅷ度。

地基土的最大冻结深度为 1.40m,地下水位埋藏深度介于 80~150m 之间。厂区按非自重湿陷性场地考虑,地基湿陷等级可按 I 级考虑,湿陷下限为①层黄土状粉质粘土的底部。

该厂区的易溶盐含量小于 0.3%,属非盐渍土场地。硫酸盐含量未超过 1%,可不考虑盐胀性。土壤对混凝土无腐蚀性,对钢筋混凝土结构的钢筋有弱腐蚀性。

20.1.7 环境保护

每台炉设两台双室四电场静电除尘器,除尘效率 $\geq 99.7\%$ 。选用高 210m 烟囱,两台炉共用一座烟囱。

综上所述,本项目燃煤供应及运输、电厂水源、贮灰场等基本落实,建厂外部条件基本可行,所选厂址区域地质稳定,具备电厂建设条件。

20.2 主要技术经济指标

发电工程静态总投资	239123 万元
单位造价	3623 元/kW
发电工程动态总投资	257384 万元
单位造价	3900 元/kW
电厂年运行小时数	5000h
年发电量	$33 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$
全年综合厂用电率(2012 年近期)	11.3%

全年综合厂用电率(2020 年远期)	11.8%
年供电量(2012 年近期)	$29.27 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$
年供电量(2020 年远期)	$29.11 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$
上网电价	236.58 元/MW·h (含税)
热价	15 元/GJ(含税)
本期工程热效率 (2012 年近期)	57.273 %
本期工程热效率 (2020 年远期)	61.832%
全厂热效率	54.886%
年均发电标准煤耗率(2012 年近期)	243g/kW·h
年均发电标准煤耗率(2020 年远期)	225g/kW·h
百万千瓦耗水量	$0.117 \text{ m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$
发电单位成本	137 元/MW·h
供热单位成本	12 元/GJ
贷款偿还年限	15 年
全部投资投资回收期(所得税前)	10.7 年
全部投资投资回收期(所得税后)	11.74 年
总投资利润率	6.74%
资本金净利润率	16.42%
全部投资内部收益率(所得税前)	10.52%
全部投资内部收益率(所得税后)	8.65%
净现值	2346 万元
电厂定员	234 人
用地面积	
--厂区用地面积	7.45 hm^2
--施工区用地面积	22 hm^2
--灰场用地面积	7.1 hm^2
--水源取水口用地面积	0.25 hm^2
总土石方量	
--厂区土石方量	$4.5 \times 10^4 \text{ m}^3$

--施工区土石方量	$5.0 \times 10^4 \text{m}^3$
--灰场土石方量	$0.4 \times 10^4 \text{m}^3$
--厂外补给水土石方量	$3.0 \times 10^4 \text{m}^3$

从上述分析可以看出，各项技术经济指标均能满足部颁经济评价指标要求，具有较强的赢利能力。在满足电厂成本、税金、企业盈余公积金、项目还本付息及投资者合理利润的前提下，总体经济效益较好。

20.3 总的结论

新疆电力工业体制复杂，地方、兵团、水利、石油等各为实体，电力市场分割严重。为了配合国家“西部大开发”战略顺利实施，确保新疆国民经济持续、快速、健康发展，必须构筑开放、有序、竞争和统一的新疆电力大市场，建立和完善电力工业市场经济体制，优化调整电力结构。针对新疆特殊的电力工业状况，要逐步加强完善主网与各小电网联接通道，积极发展大机组、高电压、大电网技术，促进全疆能源资源优化配置，实现新疆电力工业可持续发展战略，提高新疆电力工业整体经济效益。

本期工程建成投产后，有利于上大压小、节能降耗，优化能源资源配置，优化热源结构、改善煤电电源结构，有利于环境保护、改善人居环境；有利于补强 220kV 电网网架，提高石河子电网电压等级，提高供电可靠性；有利于改善石河子电网调峰能力，适应电力负荷峰谷差较大的现状；满足地区日益增长的电力负荷、工业及采暖热负荷的需求。

本期工程具有较好的经济效益，对实现资源优化配置具有重要意义，既可以带动煤炭工业、运输产业的发展，又可以灰渣综合利用带动地区及周边建筑建材产业的发展，有很好的社会效益，项目实施的必要性是显而易见的。

总的来看，本期工程建成后，按机组年利用小时 5000h 进行经济分析有较强的偿还能力，财务上是可行的，效益是可观的，同时本项目建成后将对党中央提出的西部大开发、优化我国能源资源配置、合理解决一次能源短缺、水资源综合利用、促进西部地区经济快速发展的战略起着积极的推动作用。本项目的实施，将为地方和企业带来可观的社会效益和经济效益，建议抓紧实施本期工程的建设。

20.4 今后工作的方向

请建设单位尽早取得项目核准所需的相关支持性文件。