

通辽发电总厂增加供热面积热源改造项目

可行性研究报告



中国电力工程
顾问集团

东北电力设计院有限公司

工程咨询单位资格证书 工咨甲 20820070008

环境影响评价资质证书 国环评证甲字第 1609 号

水土保持方案编制资格证书 水保方案甲字第 97 号

质量管理体系证书 05013Q20041R3L

职业健康安全管理体系证书 05013S20035R2L

环境管理体系证书 05013E20035R2L

2016 年 3 月 长 春

通辽发电总厂增加供热面积热源改造项目

可行性研究报告

主管总工	郭晓克
项目经理	王 林

2016 年 3 月

通辽发电总厂增加供热面积热源改造项目 可行性研究报告

参加本报告编写及校核人员

序号	专 业	专业主管	主要设计人
1	热 机	于凤新	苏 鹏
2	电 气	季丽杰	于忠伟
3	土建结构	赵中南	杨 真
4	化 学	贺 平	尹 旭
5	热 控	王洪伟	闵洪涛
6	总 图	崔 岩	杨明煜
7	技 经	郭凤昌	林昊宇
			马俊昆朋
			邓 骁

目 次

1 概述

1.1 项目概况

1.2 电厂概况

1.3 设计依据

1.4 设计范围

2 热负荷

2.1 供热现状

2.2 备用热源供热改造的必要性

3 备用热源供热改造方案

3.1 概述

3.2 备用热源改造方案的形成

3.3 备用热源改造方案一：停机不停炉方案

3.4 备用热源改造方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

3.5 备用热源改造方案二：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）

3.6 技术及经济性比较

4 总平面布置

5 热工自动化方案

5.1 方案一：停机不停炉方案

5.2 方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

5.3 方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）

6 化学水方案

7 建筑结构方案

8 投资估算

8.1 编制原则及依据

8.2 工程投资

8.3 投资估算表

9 结论

附图 1 方案一：停机不停炉方案原则性热力系统图

附图 2 方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）原则性热力系统图

附图 3 方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）原则性热力系统图

附 图 目 录

序号	图 号	图 名
1	F01131E ₁₈ K-Z01	厂区平面布置图
2	F01131E ₁₈ K-J01	原则性热力系统图（方案一 停机不停炉方案）
3	F01131E ₁₈ K-J02	原则性热力系统图（方案二 主蒸汽减温减压方案（改造三台机组））
4	F01131E ₁₈ K-J03	原则性热力系统图（方案三 主蒸汽减温减压方案（改造两台机组））
5	F01131E ₁₈ K-J04	减温减压器设备布置图

1 概述

1.1 项目概况

通辽发电总厂位于通辽市西北 11 公里处，占地面积 15.14 平方公里，总装机容量为 4 台 200MW 凝汽式发电机组和 1 台 600MW 空冷机组。4 台 200MW 机组分两期建设而成，分别于 1985 年 8 月、11 月和 1989 年 12 月、1990 年 11 月投产；1 台 600MW 空冷机组于 2008 年 7 月投入商业运营，2009 年 3 月通过验收。机组全部燃用蒙东能源集团公司霍林河露天矿褐煤。

为满足国家的能源政策及通辽市供热发展的要求，通辽发电总厂结合地区经济状况和《通辽市主城区供热总体规划》，于 2008~2010 年利用机组大修期间，对 4 台 200MW 凝汽式机组进行抽汽供热改造，实现了对外供热。

随着通辽市供热面积的逐年增加，通辽发电总厂的 4 台 200MW 凝汽式机组进行抽汽的供热能力已不能满足用户需要。根据供热市场现状，通辽发电总厂于 2012~2013 年对 600MW 空冷机组进行了打孔抽汽改造，同时安装热泵机组，提高对外供热能力，满足了日益增长的热负荷需求。

1.2 电厂概况

1.2.1 电厂规模

1985 年，通辽发电总厂一期工程建设两台 200MW 冷凝式汽轮机组；1990 年，二期工程扩建两台 200MW 冷凝式汽轮机组（其中，锅炉为超高压中间再热褐煤锅炉；汽轮机为超高压中间再热冷凝式汽轮机；发电机为水-氢-氢汽轮发电机）；2006 年，三期工程扩建一台 600MW 亚临界空冷机组。目前，通辽发电总厂的总装机容量为 1400MW。其中 200MW 机组锅炉及汽轮机概况如下：

1.2.1.1 锅炉概况

型号：	HG-670/140-12
制造厂：	哈尔滨锅炉厂有限公司
锅炉型式：	超高压、带一次中间再热单汽包自然循环蒸汽锅炉
过热蒸汽流量：	670t/h
过热蒸汽温度：	540℃
过热蒸汽压力：	13.73MPa

锅筒工作压力:	15.68MPa
再热蒸汽流量:	573t/h
再热蒸汽温度:	540℃
再热蒸汽压力:	2.2MPa

1.2.1.2 汽轮机概况

型号:	C180/N220-12.75/535/535/0.245
制造厂:	哈尔滨汽轮机厂有限公司
机组型式:	超高压、冲动、三缸、两排汽、抽汽凝汽式汽轮机
额定功率:	200MW
最大功率:	228.18MW
主蒸汽压力:	12.75MPa
主蒸汽温度:	535℃
主蒸汽额定流量:	642.22t/h
主蒸汽最大流量:	670t/h
再热主汽门前压力:	2.27MPa
再热主汽门前温度:	535℃
额定转速:	3000r/min
回热系统结构形式:	3GJ+1CY+4DJ=8

1.2.2 厂址概述

1.2.2.1 厂址地理位置

通辽发电总厂所在地区属于内蒙古通辽市管辖。该厂坐落于通辽市西北 11km 的双泡子境内，距长春约 300km，距四平 220km，距沈阳 260km，电厂之北侧 3.50km 为福安屯，东侧 2km 处为通霍铁路的双庙乘降所，铁路专用线接轨于双泡子车站，距电厂仅 3.90km，通辽至开鲁公路在电厂东侧 4.00km 处通过，交通运输条件较好。

1.2.2.2 电厂建设规模和规划容量

电厂一期工程安装 2×200MW 的燃煤机组，二期工程安装 2×200MW 的燃煤机组，三期工程安装 1×600MW 燃煤空冷机组，四期工程规划预留安装 2×600MW 的燃煤空冷机组。电厂的最终规划容量为 2600MW。

1.2.2.3 电厂自然条件

电厂位于西辽河平原中部，科尔沁草原的南缘，地貌形态比较简单，地势广阔平缓，由西向东逐渐倾斜。扩建区域内原为风成地貌，稍有起伏，现已被三期工程覆盖。地面标高在 180.68~183.71m 之间。

1.2.3 燃料来源

电厂燃用霍林河褐煤，燃煤采用铁路运输。燃煤经国铁通霍（霍林河至通辽）线及电厂专用线运输至电厂内。

1.2.4 电厂水源

通辽发电总厂一、二期均为 2×200MW 湿冷机组，三期为 1×600MW 空冷机组，均采用地下水作为电厂水源。

1.2.5 交通运输

电厂燃煤由国铁通霍（霍林河至通辽）线经双泡子车站通辽端接轨转出，电厂站至双泡子车站，站间距离为 5.337km。电厂专用线在通霍线双泡子车站接轨转出后，沿通霍线通辽方向平行延伸 2.823km 后，用交角 830.26"，半径为 500m 的曲线引入到电厂内。

电厂外部交通运输条件好，铁路、公路四通八达。大件设备可采用铁路运输，其它建筑材料可采用汽车运输与铁路运输相结合的方式。

1.3 设计依据

- 1) 公司计划发展与法律事务部下发的《通辽发电总厂增加供热面积热源改造项目工程项目任务卡》（2015-JF（FD）-RW-324）。
- 2) 与项目单位确定的设计原则。
- 3) 哈尔滨锅炉厂有限公司提供的相关资料。
- 4) 哈尔滨汽轮机厂有限公司提供的相关资料。

1.4 设计范围

按照 DL/T 5375-2008《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》的要求，依据通辽发电总厂现有装机及供热实际，研究拟订在 5 号机组停运时，通过对 1~4 机组进行备用热源供热改造，保证通辽发电总厂对外供热可靠性的改造方案，同时编制投资估算。

2 热负荷

2.1 供热现状

2009~2011年，通辽发电总厂先后完成了4×200MW凝汽式机组的打孔抽汽供热改造，实现了对外供热。每台机组实际抽汽量100t/h，抽气压力为0.245MPa，温度为240.6℃，设计供热能力为324MW，可满足580万平方米供热面积的采暖需求。

2012~2013年，通辽发电总厂对600MW直接空冷机组进行了供热改造。改造采用热泵技术结合打孔抽汽，实现回收乏汽余热进行供热，4台200MW机组抽汽供热加热器作为乏汽余热回收机组的尖峰加热器。600MW机组供热改造工程分两期完成，一期工程已于2013年11月完成，共安装2台110MW热泵并投入运行，通过对600MW机组余热的回收利用可新增供热能力216MW。

随着通辽市热负荷的快速发展，5号机组热泵供热改造二期工程也将择期建设，届时，可再新增供热能力为216MW。

2.2 备用热源供热改造的必要性

通辽发电总厂5号机组热泵供热改造二期工程建成后，可以新增供热能力216MW，新增供热面积320万平方米。届时，5号600MW机组的供热能力将达到432MW，供热面积640万平方米。5号机组热泵供热改造全部完成后，原有1~4号200MW机组打孔抽汽作为尖峰加热器热源，实际承担供热负荷为213MW。通辽发电总厂5台机组总供热能力将达到645（213+432=645）MW，供热面积达到1220（145×4+640=1220）万平方米。

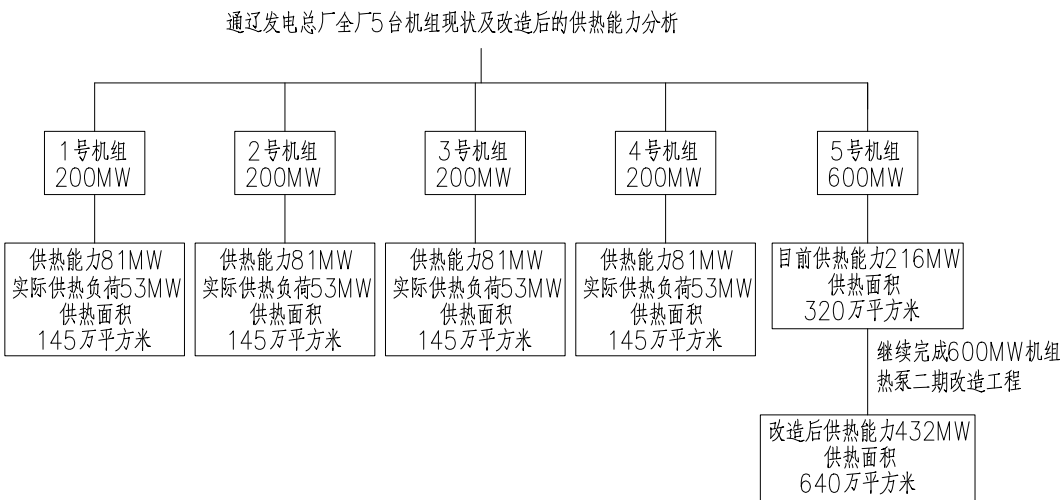


图2.2-1 通辽发电总厂供热能力示意图

根据《通辽市集中供热五期工程可行性研究报告》，由通辽发电总厂、通辽热电公

司和盛发热电厂组成的高温供热管网通过 DN1000 及 DN900 管道相互连接，然而，由于通辽发电总厂供热范围距离通辽热电公司和盛发热电厂较远，在供暖期机组停用时，其他热源点不能作为通辽发电总厂的备用热源。

5 号 600MW 直接空冷机组的锅炉为热网中容量最大的蒸汽锅炉，其供热能力为 432MW，在供暖期停用时，1~4 号机组采暖抽汽供热能力 324MW，仅能够提供原有热网中 50.2% 的供热能力，不能满足《大中型火力发电厂设计技术规范》(GB 50660-2011) 中关于供热可靠性系数为 60%-75% 的要求以及《关于发展热电联产的规定》中的相关要求。因此，对于通辽发电总厂，在 5 号机组热泵供热改造二期工程建成投入运行之前，有必要对 1~4 号机组进行备用热源供热改造，增设一定容量的备用热源，以满足供热热源备用的要求，在 5 号机组出现非计划停机时，作为备用热源对通辽市区原有供热面积进行供热。

3 备用热源供热改造方案

3.1 概述

本工程备用热源供热改造方案既要保证改造后电厂的安全可靠运行，又要最大限度的增加通辽发电总厂总的备用供热能力，以满足 5 号机组停运时热网供热可靠性的要求。此外，由于备用热源并非长期投运，因此备用热源改造方案应尽可能不影响机组原有的运行方式以及运行经济性。

根据上一章节中的供热可靠性分析以及项目单位相关供热要求，在 5 号机组热泵供热改造完成前，还需要增加 300 万平米的备用热源供热面积。

采暖综合热指标的确定应综合考虑以下两方面因素：

1) 气候因素：通辽市位于内蒙古自治区东部，北纬 42°15'~45°41'，属温带大陆性季风气候。冬季漫长而寒冷，采暖期室外平均温度： $t_p = -7.3^{\circ}\text{C}$ 。

2) 建筑节能因素：近年来，随着国家对建筑节能重视度的提高，国家发改委、建设部相继颁布了一系列法规和标准，要求新建建筑必须按照相关的节能标准进行设计、施工和验收，同时要求各地方政府每年必须对相当数量的既有建筑进行节能改造。由于本项目热负荷大部分属新建建筑，在本项目中节能建筑占有比较大的比例。

综合以上因素，采暖综合热指标取值如下：本项目供热范围内住宅总面积约占 58%，公建总面积约占 42%，采暖建筑均为新建建筑，其热指标按节能建筑选取：住

宅热指标取 45W/m^2 ，公建热指标取 65W/m^2 ，经加权平均计算本项目采暖综合热指标为 53.4W/m^2 。

因此，可以计算得到，需要增加的备用热源供热能力约为 160.2MW 或满足供热可靠性 70% 以上。

由于 1~4 号机组投运时间较长，且已经进行过通流改造和打孔抽汽改造，因此汽轮机自身的供热能力已基本达到极限。根据哈尔滨汽轮机厂有限公司的相关核算，对于目前 1~4 号机组的汽轮机，在每台机组打孔抽汽流量 100t/h 不变的前提下，不能从汽轮机的再热冷段、再热热段和中低压连通管等处再抽汽，否则将影响汽轮机轴系的稳定，抽汽量过大时还将造成低压缸最小流量低于设计最小值，这都会严重影响汽轮机本体的安全运行。因此，在现有条件下，1~4 号机组已经不能再进行常规的抽汽供热改造。

基于上述要求，对现有机组不同的备用热源供热改造方案进行分析，以确定最为合适的改造方案。

3.2 备用热源改造方案的形成

根据项目建设单位相关设计原则，自 2014 年 12 月起，开始为通辽发电总厂制订备用热源改造方案。其间，先后制订了对 1~4 号机组进行低真空供热改造以及循环水余热利用改造等方案。

对于机组低真空供热改造方案，哈尔滨汽轮机厂有限公司对现有 200MW 机组进行了核算：在现有基础上，不改变原机的情况下，经计算 200MW 机组背压最大可以提高至 21kPa ，由于电厂提供的热网回水温度 55°C 较高，经计算此时需要的单台机热网循环水量约为 42000t/h 。

根据目前通辽发电总厂供热的实际情况，热网循环水总流量约为 10000t/h ，1~4 号机组热网循环水系统与 5 号机组共用。5 号机组 2 台热泵热网循环水设计流量 4700t/h ，在正常运行工况下，1~4 号机组热网循环水流量应为 5300t/h 左右，与进行机组低真空供热改造所需的热网循环水量差距较大。即便在 5 号机组停用时，热网循环水量与机组进行供热改造后所需的水量仍有较大差距。在热网循环水量没有发生变化的情况下，无法满足机组进行低真空供热改造的要求。

对于循环水余热利用方案，根据 200MW 机组抽汽供热改造后的热平衡图进行初步估算。单台 200MW 机组，如进行循环水余热回收利用改造，能够从循环水中通过热泵

回收的最大余热量为 128MW，不能满足备用热源有关供热可靠性的要求，需要对 2 台机组进行改造。但由于循环水余热利用方案设置的吸收式热泵设备初投资相对较高，且采用循环水余热利用方案时，设备长期处于备用状态，检修维护费用也较高，故而根据项目单位的相关意见，未采用该方案。

在满足供热可靠性的前提下，按照不影响原有机组正常运行以及降低初投资等原则，拟定了如下三种备用热源改造方案。

3.3 备用热源改造方案一：停机不停炉方案

3.3.1 热力系统改造方案

1) 在原有 4 号机主蒸汽管道与再热冷段蒸汽管道之间设置减温减压器，减温水来自给水泵出口的高压给水管道，将主蒸汽经过减温减压后送至再热冷段蒸汽管道回到锅炉再热器，保证再热器流量从而确保再热器不超温，该减温减压器布置在 4 号机组汽机房内；

2) 在原有再热热段蒸汽管道上增加旁路，并在旁路上设置减温减压器，减温水来自热网疏水系统，再热热段蒸汽经过减温减压后作为热网加热蒸汽供至原有 5 号机组热网首站内的热网加热器及老厂热网首站内 4 号机组的热网加热器，再热热段蒸汽通过管架从 4 号机组主厂房引接至 5 号机组热网首站，两台减温减压器布置在 5 号机组热网首站 0m 层；

3) 增设原 5 号机组和 4 号机组热网疏水母管至 4 号机组凝结水管道的热网疏水管道，将经过换热后的热网疏水送回除氧器，并同时设置热网疏水管道至再热热段蒸汽管道减温减压器的减温水管道，热网疏水管道通过管架引接至 4 号机组主厂房；

4) 设置再热冷段蒸汽管道至除氧器的除氧器加热蒸汽管道。

3.3.2 备用热源改造方案运行方式

5 号机组出现事故停机后，经过备用热源改造的 4 号机组立即进入停机程序，锅炉逐渐降低负荷至满足供热要求的工况下运行，汽轮发电机组根据设定的停机过程计划停机，在这一过程中，机炉之间的工质平衡通过新增的两组减温减压器及原有高低压两级旁路来实现。

汽轮机停机后，主蒸汽经过减温减压后送至再热冷段蒸汽管道，再热冷段蒸汽经过再热器加热后经过再热热段蒸汽管道送出，由于主汽门与中压联合汽门均已关闭，再热

热段蒸汽将通过新增的减温减压器后送至热网首站的热网加热器，从而实现对外供热。

热网加热器的疏水通过热网疏水泵送至 4 号机组的除氧器前的凝结水管道中，其中一部分热网疏水作为再热热段至热网加热蒸汽减温减压器的减温水，保证 4 号机组在运行过程中的水量平衡。

对于给水系统，除氧器加热蒸汽由再热冷段蒸汽提供，给水泵继续运行，为锅炉提供给水并为主蒸汽管道至再热冷段蒸汽管道之间的减温减压器提供减温水。对于抽汽系统，除再热冷段提供的二段抽汽外，其他各段抽汽均关闭。为提高进入锅炉的给水温度，仍然投用二号高压加热器，汽源来自再热冷段蒸汽。

辅助蒸汽系统正常投用，汽源来自再热冷段蒸汽系统，满足锅炉及热网系统辅助蒸汽的需求。

哈尔滨锅炉厂有限公司对锅炉负荷降至 60%即约 120MW 时的锅炉热力系统进行了计算，结果如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 120MW 负荷停机不停炉工况热力计算

项 目	单位	数 值
主蒸汽流量	t/h	343
主蒸汽压力	MPa	8.0
主蒸汽温度	℃	510
再热热段蒸汽流量	t/h	361
再热热段蒸汽压力	MPa	1.14
再热热段蒸汽温度	℃	500
热网加热蒸汽压力	MPa	0.245
热网加热蒸汽温度	℃	240.6
热网加热蒸汽流量	t/h	441

4 号机组原打孔抽汽量为 100t/h，改造后实际增加的抽汽量为 341t/h，实际增加的对外供热量为 229MW，能够满足备用热源增加供热能力 160.2MW 的要求。在实际运行中，可以在锅炉稳定燃烧负荷之上再适当降低负荷，适应实际供热的要求。

3.3.3 锅炉及汽轮机本体改造方案

根据哈尔滨锅炉厂有限公司提供的相关热力计算及说明：经过热力计算，在确保锅炉不投油稳燃负荷以上，计算出主汽出口温度为 510°C ，再热器出口蒸汽温度为 500°C ，此时省煤器出口烟气温度为 232°C ，排烟温度在 128°C 左右，过热器的喷水量有所增加。

按照计算的数据进行分析，锅炉受热面壁温均没有超温情况，省煤器出口水温也有足够的过冷度，锅炉可以安全稳定运行。但是省煤器出口烟气温度由于给水温度的降低致使烟温降低幅度比较大，小于脱硝催化剂的设定温度，影响催化剂的催化效果。在这个工况下运行，提高脱硝入口烟气温度是该负荷下运行需要考虑的关键。

在停机不停炉工况下运行时，省煤器出口烟气温度在 232°C ，此温度远远低于脱硝催化剂所承受的温度，必须采取相应的措施提高脱硝入口的烟气温度。根据原脱硝改造时已经考虑了烟气旁路布置进行分析，原烟气旁路从转向室抽取高温烟气与省煤器出口的烟气混合后满足脱硝投运的要求。

根据现场反馈及原布置图纸进行分析，原设计的烟气旁路烟道及抽烟口大小能够满足锅炉稳燃负荷以上运行的要求，但由于尾部为单烟道，在低负荷运行时受热面区域的烟气阻力也将降低，原设计的旁路烟道并没有通过设计的烟气量，导致了在稳燃负荷烟气温度偏低情况。

根据原来的布置方案进行核算，若省煤器出口烟温约 232°C ，如果将混合后温度提高到 315°C ，则需要抽取约 214t/h ，抽烟口入口为两个 $2000\text{mm}\times 1737\text{mm}$ ，经过核算入口处烟道内流速超过 20m/s ，后包墙受热面处流速也更高，因此此处阻力远远大于后烟道水平受热面阻力，使得通过旁路烟道的烟气量非常少，不采取措施无法起到提高烟气温度的作用。

结合停机不停炉的烟气温度，经过对原烟道布置核算和布置进调整，以满足停机不停炉负荷下运行要求，需要从以下两个方面考虑提高烟气温度：

1) 主烟道上增加烟气调节挡板

通过对原来布置的旁路烟气系统进行分析，在旁路合并之前的主烟道上增加增大阻力的烟气调节挡板，运行时适当调整此处挡板来增加尾部烟道的阻力，能够使旁路烟道流通的烟气量增加，实现脱硝入口烟气温度提高。具体增加烟气调节挡板位置如图 3.3-1 所示：

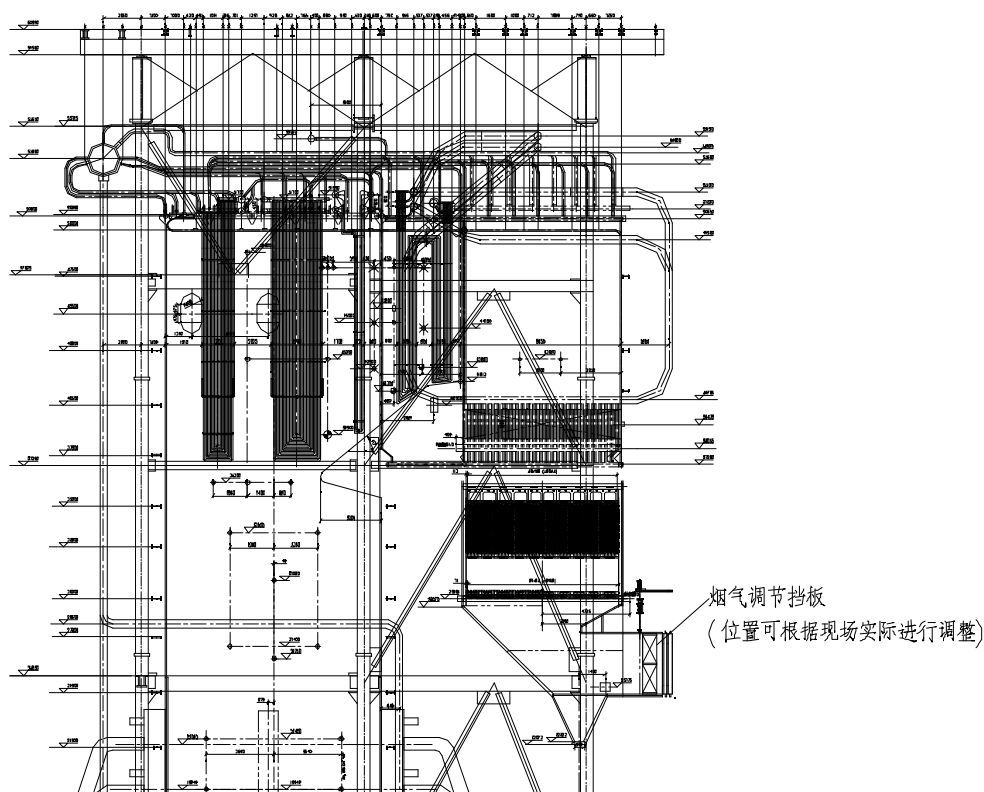


图 3.3-1 主烟道增加烟气调节挡板示意图

2) 加大包墙位置抽烟口面积, 增加旁路烟气量

由于停机不停炉负荷烟气温度比较低, 需要烟气旁路的烟气量比较大才能实现提高脱硝入口烟温的要求。而根据实际布置情况, 抽烟口位置是阻力最大的区域, 可以考虑增加抽烟口面积的方式降低抽烟口的阻力, 进而达到提高脱硝入口烟气温度的要求。

因此, 根据现场实际情况增加抽烟口面积和旁路烟道面积, 根据现场实际布置情况在结构空间允许情况下可以保留原旁路烟道, 新增两个旁路烟道 SCR 入口烟道, 初步布置方案如图 3.3-2 所示:

图纸为修改后的烟道, 仅为示意, 根据具体实际情况来确定详细方案, 全部拆除或增加烟道数量

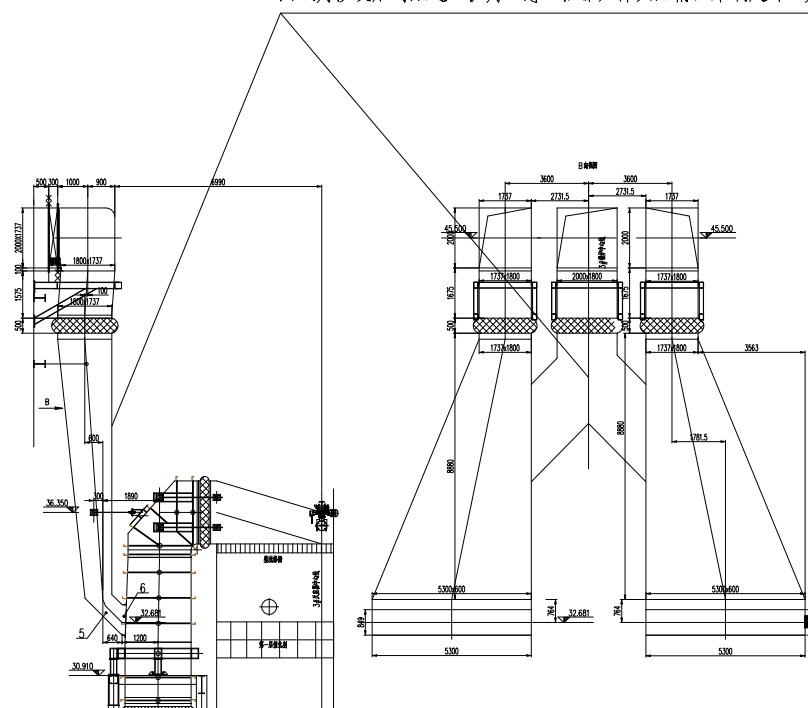


图 3.3-2 加大包墙区域抽烟口面积示意图

采取以上方案后进行核算，通过主烟道上增加烟气调节挡板，脱硝入口的烟气温度可以提高到 285℃ 以上，通过加大包墙区域抽烟口面积，脱硝入口的烟气温度可以提高到 315℃ 以上，满足了脱硝催化剂投运的要求。

综上所述，4号机组现有锅炉可以满足停机不停炉安全运行的要求，同时可以通过对省煤器旁路进行改造满足脱硝装置安全投运的要求。

对于停机不停炉改造方案，由于汽轮机将按照正常停机模式停机，因此不需要对汽轮机本体进行改造。

3.4 备用热源改造方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

3.4.1 热力系统改造方案

1) 分别抽取 2 号、3 号和 4 号机组的主蒸汽，合并成母管后接至减温减压器，减温减压后的蒸汽作为热网加热蒸汽对外供热，主蒸汽通过管架从 1~4 号机组主厂房引接至 5 号机组热网首站；

2) 减温水来自热网疏水系统, 热网加热蒸汽供至原有 5 号机组热网首站内的热网加热器, 减温减压器布置在 5 号机组热网首站 0m 层, 减温水和热网加热蒸汽管道均布置在 5 号机组热网首站内;

3) 热网疏水系统利用原有热网疏水管道。

3.4.2 备用热源改造方案运行方式

5号机组出现事故停机后,经过备用热源改造的2号、3号和4号机组打开主蒸汽管道上的抽汽阀门,将部分主蒸汽通过管道送至5号机组热网首站的减温减压器,经过减温减压后送至5号机组热网加热器对外供热。

根据锅炉厂提供的相关热力计算,对于单台200MW机组,如考虑抽取70t/h的主蒸汽,则需要核算抽汽对于锅炉的影响,根据机组的运行情况,通过热力计算,分析锅炉的参数变化情况,核算受热面运行安全情况。

通过热力核算,抽汽量为70t/h时,汽轮机负荷能够达到200MW工况,锅炉的总输入热量相当于设计工况(BMCR)输入热量的90%,相当于在运行的额定工况增加9.9%的热量,其燃烧生成的烟气量不超过原选型烟气量,同时空气量略有增加,也未超过BMCR工况空气量,均在原BMCR设计工况以下。另外,从各级受热面吸热分析,输入热量增加后,各级受热面的吸热温差并没有发生比较大的变化,受热面壁温经核算安全的,锅炉可以在安全的负荷下运行。另外,相对于原额定工况运行,锅炉出口烟气温度有所增加,在该工况运行过程中,需要定期吹灰,确保受热面、炉膛不产生结渣。

主蒸汽减温减压方案(改造三台机组)的供热量如表3.4-1所示。

表 3.4-1 主蒸汽减温减压方案(改造三台机组) 供热量

项 目	单位	数 值
主蒸汽压力	MPa	12.75
主蒸汽温度	℃	535
单台机组主蒸汽供汽量	t/h	70
改造机组	台	3
主蒸汽供汽量	t/h	210
减温水量	t/h	43
热网加热蒸汽压力	MPa	0.245
热网加热蒸汽温度	℃	240.6
热网加热蒸汽流量	t/h	253

根据上述分析,采用主蒸汽减温减压方案(改造三台机组)可以增加热网加热蒸汽流量 253t/h,折算供热能力约 169.7MW,能够满足备用热源增加供热能力 160.2MW 的要求。在实际运行中,可以适当调节每台机组主蒸汽的抽汽量,适应实际供热的要求。

3.4.3 锅炉及汽轮机本体改造方案

根据哈尔滨锅炉厂有限公司提供的相关分析报告,在目前情况下,单台锅炉抽取 70t/h 的主蒸汽,不会对锅炉的受热面安全产生影响,因此,对于锅炉本体,如采用主蒸汽减温减压方案(改造三台机组),则不需要进行本体改造。

对于汽轮机,单台机组抽取 70t/h 的主蒸汽相当于在锅炉负荷一定的情况下,汽轮机单方面降低负荷,对于汽轮机本体不会产生较大影响,仅需要运行人员加强监控即可。

3.5 备用热源改造方案三:主蒸汽减温减压方案(改造两台机组)

3.5.1 热力系统改造方案

1) 分别抽取 3 号和 4 号机组的主蒸汽,经过管道分别接至两台减温减压器,减温减压后的蒸汽作为热网加热蒸汽对外供热,两根主蒸汽通过管架从 1~4 号机组主厂房引接至 5 号机组热网首站;

2) 减温水来自热网疏水系统,热网加热蒸汽供至原有 5 号机组热网首站内的热网加热器,两台减温减压器布置在 5 号机组热网首站 0m 层,减温水和热网加热蒸汽管道均布置在 5 号机组热网首站内;

3) 热网疏水系统利用原有热网疏水管道。

3.5.2 备用热源改造方案运行方式

5 号机组出现事故停机后,经过备用热源改造的 3 号和 4 号机组打开主蒸汽管道上的抽汽阀门,将部分主蒸汽通过管道送至 5 号机组热网首站内的减温减压器,经过减温减压后送至 5 号机组热网加热器对外供热。

根据锅炉厂有限公司提供的相关热力计算,对于单台 200MW 机组,如考虑抽取 90t/h 的主蒸汽,则需要核算抽汽对于锅炉的影响。根据机组的运行情况,通过热力计算,分析锅炉的参数变化情况,核算受热面运行安全情况。

通过热力核算,抽汽量为 90t/h 时,从各级受热面吸热分析,输入热量增加后,各级受热面的吸热温差并没有发生比较大的变化,但由于锅炉再热器通过的流量较正常设计工况小,为避免再热器超温,需要通过再热器减温水系统向再热器内喷入相应量的减

温水，以满足再热器壁温的要求。由于目前过热器、再热器系统减温水阀门运行多年，其调节性能有一定下降，因此，为保证锅炉受热面的安全，对于这一方面，需要对锅炉过热器及再热器减温水系统的调节阀等进行更换，以满足主蒸汽抽汽后过热器及再热器温度调节的需要。在此种情况下，受热面壁温经核算是安全的，锅炉可以在安全的负荷下运行。另外，相对于原额定工况运行，锅炉出口烟气温度有所增加，在该工况运行过程中，需要定期吹灰，确保受热面、炉膛不产生结渣。此外，经过核算，目前再热器减温水系统的管道容量也能够满足系统运行时喷水量的要求。

主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）的供热量如表 3.5-1 所示。

表 3.5-1 主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）供热量

项 目	单 位	数 值
主蒸汽压力	MPa	12.75
主蒸汽温度	℃	535
单台机组主蒸汽供汽量	t/h	90
改造机组	台	2
主蒸汽供汽量	t/h	180
减温水量	t/h	37
热网加热蒸汽压力	MPa	0.245
热网加热蒸汽温度	℃	240.6
热网加热蒸汽流量	t/h	217

根据上述分析，采用主蒸汽减温减压方案可以增加热网加热蒸汽流量 217t/h，折算供热能力约 145.7MW，略小于上述分析中提到的 160.2MW，但增加该备用热源后，在系统中最大锅炉出现故障时，通辽发电总厂能够提供原有热网中 72.8%的供热能力，满足了寒冷地区热源备用系数的要求，能够提升通辽发电总厂的供热可靠性。

3.4.3 锅炉及汽轮机本体改造方案

根据哈尔滨锅炉厂有限公司提供的相关分析报告，在目前情况下，单台锅炉抽取 90t/h 的主蒸汽，需要适当增大再热器减温水喷水量并定期吹灰，不会对锅炉的受热面安全产生影响，且经过核算，现有再热器减温器及管道能力满足要求，仅需要对过热器

及再热器减温水系统的相关调节阀进行更换，因此，对于锅炉本体，如采用主蒸汽减温减压方案（改造两台机组），则不需要进行本体改造。

对于汽轮机，单台机组抽取 90t/h 的主蒸汽相当于在锅炉负荷一定的情况下，汽轮机单方面降低负荷，对于汽轮机本体不会产生较大影响，仅需要运行人员加强监控即可。

3.6 技术及经济性比较

根据上述分析，三种备用热源改造方案提供的供热能力均能够满足 5 号机组停机时对于供热可靠性的要求。在维持原有 1~4 号机组采暖热负荷的前提下，增加备用供热能力。

对于方案一停机不停炉方案，设置两组减温减压器，将主蒸汽最终减温减压至热网加热蒸汽的参数。由于主蒸汽管道参数较高，且采用此种改造方案时流量较大，因此两组减温减压器的容量均较大。此外，由于该方案需要设置主蒸汽、再热冷段蒸汽、再热热段蒸汽、热网加热蒸汽、热网疏水及除氧器加热蒸汽等多个系统的管道及相关组件，系统较为复杂，在实际运行过程中对于负荷的调整以及锅炉运行工况的控制也较为复杂。但该改造仅需要在 4 号机组范围内实施，改造过程中不会对其他三台机组产生影响，施工周期相对较短。

与此同时，由于需要满足给水温度降低情况下脱硝装置安全投运的要求，还需要对锅炉烟道进行部分改造，增加了部分工程量与初投资。

对于方案二主蒸汽减温减压方案（改造三台机组），需要设置一组减温减压器，只需要增加主蒸汽供汽系统以及热网加热蒸汽系统的管道及相关组件，系统相对简单。但是该方案需要对三台机组的主蒸汽管道同时进行改造，并且由于主蒸汽系统管道造价较贵，长距离的主蒸汽管道布置及自身补偿较为困难，这将进一步增加方案的初投资。此外，由于改造范围较大，改造周期较长。

对于方案三主蒸汽减温减压方案（改造两台机组），需要设置一组减温减压器，只需要增加主蒸汽供汽系统以及热网加热蒸汽系统的管道及相关组件，系统也相对简单。与方案二相比，该方案只需要对两台机组的主蒸汽管道同时进行改造，改造范围较小，改造周期相对较短，且相应管道的长度等有所降低。

从经济性方面进行分析，三方案对外供热的热源最终都是来自锅炉主蒸汽，停机不停炉方案经过两级减温减压，两种主蒸汽减温减压方案直接经过一级减温减压。抽取大

量品质较高的主蒸汽直接对外供汽，降低了发电效率，有较大的热量损失，但由于上述三种方案仅作为备用热源，不参与长期对外供热，备用热源改造提高供热可靠性也将具有较高的社会效益。在对外供热量相同的情况下，由于抽取主蒸汽而产生的发电能力损失基本相同，三种方案的供热经济性基本相当。

4 总平面布置

本改造为保证 5 号机组停运时通辽发电总厂的正常对外供热，对 1~4 号机组进行备用热源供热改造。5 号机位于 1~4 号机组西侧，1~4 号机供热首站位于 1~4 号机组主厂房西南侧，5 号机供热首站紧邻 1~4 号机供热首站北侧布置。

针对工艺专业的改造方案，总平面布置如下：

从 1~4 号机组主厂房扩建端新建一条综合管架接至 5 号机组供热首站。规划路径为：从 1~4 号机组主厂房扩建端引出，向南走架空管架，跨过厂区道路接至 5 号机组供热首站北侧外墙，利用供热首站北墙修建墙上管架，沿外墙接入供热首站。

本项目新建管架总长约 100m，跨路最低高度 5.5m，具体管架布置详见 F01131E18K-Z01《厂区平面布置图》。

5 热工自动化方案

5.1 方案一：停机不停炉方案

5.1.1 控制方式

本改造工程热控新增测点进入 5 号机组 DCS 系统集中控制。

5.1.2 热控新增主要工艺监控对象

- 1) 电动调节门：5 个
- 2) 电动开关门：6 个
- 3) 流量喷嘴：2 个
- 4) 流量孔板：3 个

5.1.3 热控新增主要测点

按工艺系统图，热控需增加 DCS 测点（含系统备用）

- 1) AI 测点：30 点
- 2) 温度 Pt100：5 个
- 3) 温度 K：5 个

- 4) DO/DI: 60 个

5.2 方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

5.2.1 控制方式

本改造工程热控新增测点分别进入 1、2 号机组 DCS 和 3、4 号机组 DCS 系统集中控制。

5.2.2 热控新增主要工艺监控对象

- 1) 电动调节门：4 个
- 2) 电动开关门：5 个
- 3) 流量喷嘴：3 个
- 4) 流量孔板：1 个

5.2.3 热控新增主要测点

按工艺系统图，热控需增加 DCS 测点（含系统备用）

- 1) AI 测点：30 点
- 2) 温度 Pt100：2 个
- 3) 温度 K：8 个
- 4) DO/DI：50 个

5.3 方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）

5.3.1 控制方式

本改造工程热控新增测点进入 3、4 号机组 DCS 系统集中控制。

5.3.2 热控新增主要工艺监控对象

- 1) 电动调节门：3 个
- 2) 电动开关门：5 个
- 3) 流量喷嘴：2 个
- 4) 流量孔板：1 个

5.3.3 热控新增主要测点

按工艺系统图，热控需增加 DCS 测点（含系统备用）

- 1) AI 测点：20 点
- 2) 温度 Pt100：2 个

3) 温度 K: 8 个

4) DO/DI: 50 个

6 化学水方案

针对备用热源改造的三种方案，化学专业对锅炉补水量进行了核算。

方案一：停机不停炉方案

机炉之间的工质平衡通过新增的两组减温减压器来实现，热网加热器的疏水通过热网疏水泵送至 4 号机组的除氧器前的凝结水管道中，其中一部分热网疏水作为再热热段至热网加热蒸汽减温减压器的减温水，保证 4 号机组在运行过程中的水量平衡。

4 号机组经过改造后，热网疏水全部回收，停机不停炉方案供热工况下汽水损失与改造前相同，因此化学专业不需要新增除盐水。

方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

分别抽取 2 号、3 号和 4 号机组的主蒸汽，合并成母管后接至减温减压器，减温减压后的蒸汽作为热网加热蒸汽对外供热。此工况维持正常的锅炉补给水量即可实现，因此化学专业不需要新增除盐水。

方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）

分别抽取 3 号和 4 号机组的主蒸汽，通过两根管道分别接至减温减压器，减温减压后的蒸汽作为热网加热蒸汽对外供热。此工况维持正常的锅炉补给水量即可实现，因此化学专业同样不需要新增除盐水。

7 建筑结构方案

厂区热网管架采用现浇钢筋混凝土结构，连接纵梁采用钢梁，管架基础采用天然地基，扩展基础，一般埋深在-3.0m 左右。

主厂房内管道支架需在原有混凝土梁上补充埋件，采用植筋技术。

8 投资估算

8.1 编制原则及依据

8.1.1 取费标准及编制办法：执行“国家能源局关于颁布 2014 版电力建设工程定额和费用计算规定的通知”。

8.1.2 参考造价指标：电力规划设计总院二〇一五年颁发《火电工程限额设计参考造价指标》（2014 年水平）。

8.1.3 材料价格取定：安装材料价格执行中国电力企业联合会中电联定额[2013]470 号文“关于颁布《电力建设工程装置性材料综合预算价格》（2013 年版）的通知”。综合预算价与电规总院《火电工程限额设计参考造价指标（2014 年水平）》中材料价格的差列入编制基准期价差。建筑材料价格执行《电力建设工程概算定额（2013 年版）-第一册建筑工程》，其主要建筑材料价格与当地最新材料造价信息中材料价格的差列入编制基准期价差。

8.1.4 定额水平调整：执行电力工程造价与定额管理总站文件定额[2014]1 号文“关于发布 2013 版电力建设工程概预算定额价格水平调整的通知”。

8.1.5 建设期贷款利率执行中国人民银行 2015 年 10 月 26 日发布的人民币贷款基准利率，按 4.9%计列。本项目注册资本金比例暂按全部投资的 20%，其余资金为项目融资。

8.1.6 工程量：根据本工程设计文件进行编制。

8.1.7 本工程静态投资估算为 2016 年水平。

8.2 工程投资

本工程方案一静态投资为 2033 万元，其中建筑工程费 154 万元，设备购置费 478 万元，安装工程费 1044 万元，其他费用 357 万元；动态投资 2074 万元。方案二静态投资为 1892 万元，其中建筑工程费 59 万元，设备购置费 307 万元，安装工程费 1173 万元，其他费用 353 万元；动态投资 1930 万元。方案三静态投资为 1669 万元，其中建筑工程费 55 万元，设备购置费 324 万元，安装工程费 965 万元，其他费用 325 万元；动态投资 1702 万元。

8.3 投资估算表

8.3.1 方案一：停机不停炉方案

总 估 算 表

表一甲 机组容量：

金额单位：万元

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 (%)
一	主辅生产工程	148	478	1039		1665	81.90
(一)	热力系统	148	442	990		1580	77.72
(三)	除灰系统						
(五)	供水系统						
(六)	电气系统						
(七)	热工控制系统		36	49		85	4.18
(十)	附属生产工程						
三	编制基准期价差	6		5		11	0.54
四	其他费用				260	260	12.79
(一)	建设场地征用及清理费						
(二)	项目建设管理费				69	69	3.39
(三)	项目建设技术服务费				191	191	9.39
(五)	生产准备费						
五	基本预备费				97	97	4.77

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 (%)
	工程静态投资	154	478	1044	357	2033	100.00
	各项占静态投资 (%)	7.58	23.51	51.35	17.56	100.00	
七	动态费用				41	41	
(二)	建设期贷款利息				41	41	
	项目建设总费用 (动态投资)	154	478	1044	398	2074	
	其中：生产期可抵扣的增值税		69			69	
	各项占动态投资 (%)	7.43	23.05	50.35	19.17	100.00	
	工程项目总投资	154	478	1044	398	2074	

安装工程机务专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设 备 购置费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安 装	其中：工资	小 计		单位	数量	指标
一	主辅生产工程	4421880	7313793	2588576	200230	9902368.4	14324248			
(一)	热力系统	4421880	7313793	2588576	200230	9902368.4	14324248			
1	锅炉烟道等部分改造		2227280	590291	23810	2817570.8	2817571			
2	热网系统	4421880	4801130	1596517	98678	6397648	10819528			
2.1	热网系统设备	4421880		72323	11926	72323	4494203			
2.2	热网系统管道		4801130	1524195	86752	6325325	6325325	t	132	47919.1
3	保温油漆		285383	308447	54009	593830	593830	m3	400	1484.6
4	调试工程			93320	23732	93320	93320			
	合 计	4421880	7313793	2588576	200230	9902368.4	14324248			

安装工程电气专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设 备 购置费	安装工程费				合 计	技术经济指标		
			装置性 材料费	安装费	其中：人工费	小 计		单位	数量	指标
一	主辅生产工程	363326	273781	216290	39401	490071	853397			
(六)	电气系统									
(七)	热工控制系统	363326	273781	216290	39401	490071	853397			
1	监控系统	201400		22892	5716	22892	224292			
1.1	分散控制系统	201400		22892	5716	22892	224292			
2	机组控制	161926					161926			
2.1	现场仪表及执行机构	161926					161926			
3	电缆及辅助设施		273781	193398	33685	467179	467179			
3.1	电缆		171923	133324	24053	305247	305247			
3.2	桥架、支架		4806	12264	2606	17070	17070			
3.3	电缆保护管		5271	1050		6321	6321			
3.4	其他材料		91781	46760	7026	138541	138541			
	合 计	363326	273781	216290	39401	490071	853397			

建筑工程专业汇总概算表

表三甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技术经济指标		
			金 额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程		1482310	121833	1482310	kW		
(一)	热力系统		1482310	121833	1482310	kW		
1	热网系统建筑		1482310	121833	1482310	kW		
1.1	热网首站		149700	9911	149700	项	1	149700
1.2	室外管架		1332610	111922	1332610	m	250	5330
	合 计		1482310	121833	1482310	kW		

其他费用概算表

表四甲

金额单位：元

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
(一)	建设场地占用及清理费					0
1	土地征用费					
2	余物拆除清理费					
(二)	项目建设管理费					694493
1	项目法人管理费					369205
		建筑	1541602	元×	3.08%	47481
		安装	10445576	元×	3.08%	321724
2	招标费					77153
		建筑	1541602	元×	0.46%	7091
		安装	10445576	元×	0.46%	48050
		设备	4785206	元×	0.46%	22012
3	工程监理费					220564
		建筑	1541602	元×	1.84%	28365
		安装	10445576	元×	1.84%	192199

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
4	设备材料监造费					
		设备	4785206	元×	0.36%	
		装材	7637574	元×	0.36%	
5	工程结算审核费					27571
		建筑	1541602	元×	0.23%	3546
		安装	10445576	元×	0.23%	24025
6	工程保险费					
(三)	项目建设技术服务费					1909763
1	项目前期工作费					251731
		建筑	1541602	元×	2.1%	32374
		安装	10445576	元×	2.1%	219357
2	知识产权转让与研究试验费					0
3	设备成套技术服务费	设备	4785206	元×		
4	勘察设计费					1453600
4.1	勘测费					
4.2	设计费					1453600

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	总价
	基本设计费		1020000
	施工图预算编制费	(基本设计费) × 10%	102000
	竣工图编制费	(基本设计费) × 8%	81600
5	设计文件评审费		162478
5.1	可行性设计文件评审费		90000
5.2	初步设计文件评审费		54000
5.3	施工图文件审查费	基本设计费 1231864 元× 1.5%	18478
6	项目后评价费		17980
6.1	发电工程		17980
		建筑 1541602 元× 0.15%	2312
		安装 10445576 元× 0.15%	15668
7	工程建设检测费		23974
7.1	电力工程质量检测费		23974
		建筑 1541602 元× 0.2%	3083
		安装 10445576 元× 0.2%	20891
五	基本预备费		968832

序号	工程或费用名称	编 制 依 据 及 计 算 说 明				总 价
		建筑	1541602	元×	5%	77080
		安装	10445576	元×	5%	522279
		设备	4785206	元×	5%	239260
		其他费用	2604256	元×	5%	130213
	合计					3573088

8.3.2 方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）

总 估 算 表

表一甲

金额单位：万元

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 (%)
一	主辅生产工程	53	307	1166		1526	80.66
(一)	热力系统	53	276	1132		1461	77.22
(三)	除灰系统						
(五)	供水系统						
(六)	电气系统						
(七)	热工控制系统		31	34		65	3.44
(十)	附属生产工程						
三	编制基准期价差	6		7		13	0.69
四	其他费用				263	263	13.90
(一)	建设场地征用及清理费						
(二)	项目建设管理费				71	71	3.75
(三)	项目建设技术服务费				192	192	10.15
(五)	生产准备费						

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 (%)
五	基本预备费				90	90	4.76
	工程静态投资	59	307	1173	353	1892	100.00
	各项占静态投资%	3.12	16.23	62.00	18.66	100.00	
七	动态费用				38	38	
(二)	建设期贷款利息				38	38	
	项目建设总费用（动态投资）	59	307	1173	391	1930	
	其中：生产期可抵扣的增值税		45			45	
	各项占动态投资%	3.06	15.91	60.78	20.25	100.00	
	工程项目总投资	59	307	1173	391	1930	

安装工程机务专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设 备 购置费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安 装	其中：工资	小 计		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程	2761080	7808958	3512062	377084	11321019	14082099			
(一)	热网系统	2761080	7808958	3512062	377084	11321019	14082099			
1.1	热网系统设备	2761080		51265	7203	51265	2812345			
1.2	热网系统管道		6579143	1966170	99988	8545312	8545312	t	147	58131.4
2	保温油漆		1229815	1401307	246162	2631122	2631122	m3	2000	1315.6
3	调试工程			93320	23732	93320	93320			
	合计	2761080	7808958	3512062	377084	11321019	14082099			

安装工程电气专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设 备 购置费	安装工程费				合 计	技术经济指标		
			装置性 材料费	安装费	其中：人工费	小 计		单位	数量	指标
一	主辅生产工程	309955	187228	151030	27727	338258	648213			
(六)	电气系统									
(七)	热工控制系统	309955	187228	151030	27727	338258	648213			
1	监控系统	181260		20601	5144	20601	201861			
1.1	分散控制系统	181260		20601	5144	20601	201861			
2	机组控制	128695					128695			
2.1	现场仪表及执行机构	128695					128695			
3	电缆及辅助设施		187228	130429	22583	317657	317657			
3.1	电缆		98370	72944	12951	171314	171314			
3.2	桥架、支架		4806	12264	2606	17070	17070			
3.3	电缆保护管		5271	1050		6321	6321			
3.4	其他材料		78781	44171	7026	122952	122952			
	合 计	309955	187228	151030	27727	338258	648213			

建筑工程专业汇总概算表

表三甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技术经济指标		
			金 额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程		529398	42279	529398	kW		
(一)	热力系统		529398	42279	529398	kW		
1	热网系统建筑		529398	42279	529398	kW		
1.1	热网首站		154398	10626	154398	项	1	154398
1.2	室外管架		375000	31653	375000	m	70	5357
	合 计		529398	42279	529398	kW		

其他费用概算表

表四

金额单位：元

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
(一)	建设场地占用及清理费					0
1	土地征用费					
2	余物拆除清理费					
(二)	项目建设管理费					705248
1	项目法人管理费					379439
		建筑	588690	元×	3.08%	18132
		安装	11730738	元×	3.08%	361307
2	招标费					70796
		建筑	588690	元×	0.46%	2708
		安装	11730738	元×	0.46%	53961
		设备	3071035	元×	0.46%	14127
3	工程监理费					226678
		建筑	588690	元×	1.84%	10832

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
		安装	11730738	元×	1.84%	215846
4	设备材料监造费					
		设备	3071035	元×	0.36%	
		装材	8066186	元×	0.36%	
5	工程结算审核费					28335
		建筑	588690	元×	0.23%	1354
		安装	11730738	元×	0.23%	26981
6	工程保险费					
(三)	项目建设技术服务费					1917902
1	项目前期工作费					258707
		建筑	588690	元×	2.1%	12362
		安装	11730738	元×	2.1%	246345
2	知识产权转让与研究试验费					0
3	设备成套技术服务费	设备	3071035	元×		
4	勘察设计费					1453600
4.1	勘测费					

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	总价
4.2	设计费		1453600
	基本设计费		1020000
	施工图预算编制费	(基本设计费) × 10%	102000
	竣工图编制费	(基本设计费) × 8%	81600
5	设计文件评审费		162478
5.1	可行性设计文件评审费		90000
5.2	初步设计文件评审费		54000
5.3	施工图文件审查费	基本设计费 1231864 元× 1.5%	18478
6	项目后评价费		18479
6.1	发电工程		18479
		建筑 588690 元× 0.15%	883
		安装 11730738 元× 0.15%	17596
7	工程建设检测费		24638
7.1	电力工程质量检测费		24638
		建筑 588690 元× 0.2%	1177
		安装 11730738 元× 0.2%	23461

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
五	基本预备费					900682
		建筑	588690	元×	5%	29435
		安装	11730738	元×	5%	586537
		设备	3071035	元×	5%	153552
		其他费用	2623150	元×	5%	131158
	合计					3523832

8.3.3 方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）

总 估 算 表

表一甲

金额单位：万元

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 %
一	主辅生产工程	53	324	959		1336	80.05
(一)	热力系统	53	297	924		1274	76.33
(三)	除灰系统						
(五)	供水系统						
(六)	电气系统						
(七)	热工控制系统		27	35		62	3.71
(十)	附属生产工程						
三	编制基准期价差	2		6		8	0.48
四	其他费用				246	246	14.74
(一)	建设场地征用及清理费						
(二)	项目建设管理费				59	59	3.54
(三)	项目建设技术服务费				187	187	11.20
(五)	生产准备费						

序号	工 程 或 费 用 名 称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态投资 %
五	基本预备费				79	79	4.73
	工程静态投资	55	324	965	325	1669	100.00
	各项占静态投资%	3.30	19.41	57.82	19.47	100.00	
七	动态费用				33	33	
(二)	建设期贷款利息				33	33	
	项目建设总费用（动态投资）	55	324	965	358	1702	
	其中：生产期可抵扣的增值税		47			47	
	各项占动态投资%	3.23	19.03	56.69	21.05	100.00	
	工程项目总投资	55	324	965	358	1702	

安装工程机务专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设 备 购置费	安 装 工 程 费				合 计	技 术 经 济 指 标		
			装置性材料	安 装	其中：工资	小 计		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程	2968680	6272275	2965050	332149	9237325.1	12206005			
(一)	热网系统	2968680	6272275	2965050	332149	9237325.1	12206005			
1.1	热网系统设备	2968680		75778	11926	75777.668	3044458			
1.2	热网系统管道		5195360	1598895	87467	6794255	6794255	t	127	53498.1
2	保温油漆		1076915	1197057	209024	2273972	2273972	m3	1700	1337.6
3	调试工程			93320	23732	93320	93320			
	合计	2968680	6272275	2965050	332149	9237325.1	12206005			

安装工程电气专业汇总表

表二甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设备购置费	安装工程费				合 计	技术经济指标		
			装置性材料费	安装费	其中：人工费	小 计		单位	数量	指标
一	主辅生产工程	269675	203636	146677	25861	350313	619988			
(六)	电气系统									
(七)	热工控制系统	269675	203636	146677	25861	350313	619988			
1	监控系统	161120		18315	4573	18315	179435			
1.1	分散控制系统	161120		18315	4573	18315	179435			
2	机组控制	108555					108555			
2.1	现场仪表及执行机构	108555					108555			
3	电缆及辅助设施		203636	128362	21288	331998	331998			
3.1	电缆		124778	72868	11656	197646	197646			
3.2	桥架、支架		4806	12264	2606	17070	17070			
3.3	电缆保护管		5271	1050		6321	6321			
3.4	其他材料		68781	42180	7026	110961	110961			
	合 计	269675	203636	146677	25861	350313	619988			

建筑工程专业汇总概算表

表三甲

金额单位：元

序号	工程项目名称	设备费	建筑费		合 计	技术经济指标		
			金 额	其中：人工费		单 位	数 量	指 标
一	主辅生产工程		525482	41684	525482	kW		
(一)	热力系统		525482	41684	525482	kW		
1	热网系统建筑		525482	41684	525482	kW		
1.1	热网首站		150482	10031	150482	项	1	150482
1.2	室外管架		375000	31653	375000	m	70	5357
	合 计		525482	41684	525482	kW		

其他费用概算表

表四

金额单位：元

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
(一)	建设场地占用及清理费					0
1	土地征用费					
2	余物拆除清理费					
(二)	项目建设管理费					586901
1	项目法人管理费					314042
		建筑	546501	元×	3.08%	16832
		安装	9649664	元×	3.08%	297210
2	招标费					61798
		建筑	546501	元×	0.46%	2514
		安装	9649664	元×	0.46%	44388
		设备	3238355	元×	0.46%	14896
3	工程监理费					187610
		建筑	546501	元×	1.84%	10056

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
		安装	9649664	元×	1.84%	177554
4	设备材料监造费					
		设备	3238355	元×	0.36%	
		装材	6535911	元×	0.36%	
5	工程结算审核费					23451
		建筑	546501	元×	0.23%	1257
		安装	9649664	元×	0.23%	22194
6	工程保险费					
(三)	项目建设技术服务费					1865884
1	项目前期工作费					214120
		建筑	546501	元×	2.1%	11477
		安装	9649664	元×	2.1%	202643
2	知识产权转让与研究试验费					0
3	设备成套技术服务费	设备	3238355	元×		
4	勘察设计费					1453600
4.1	勘测费					

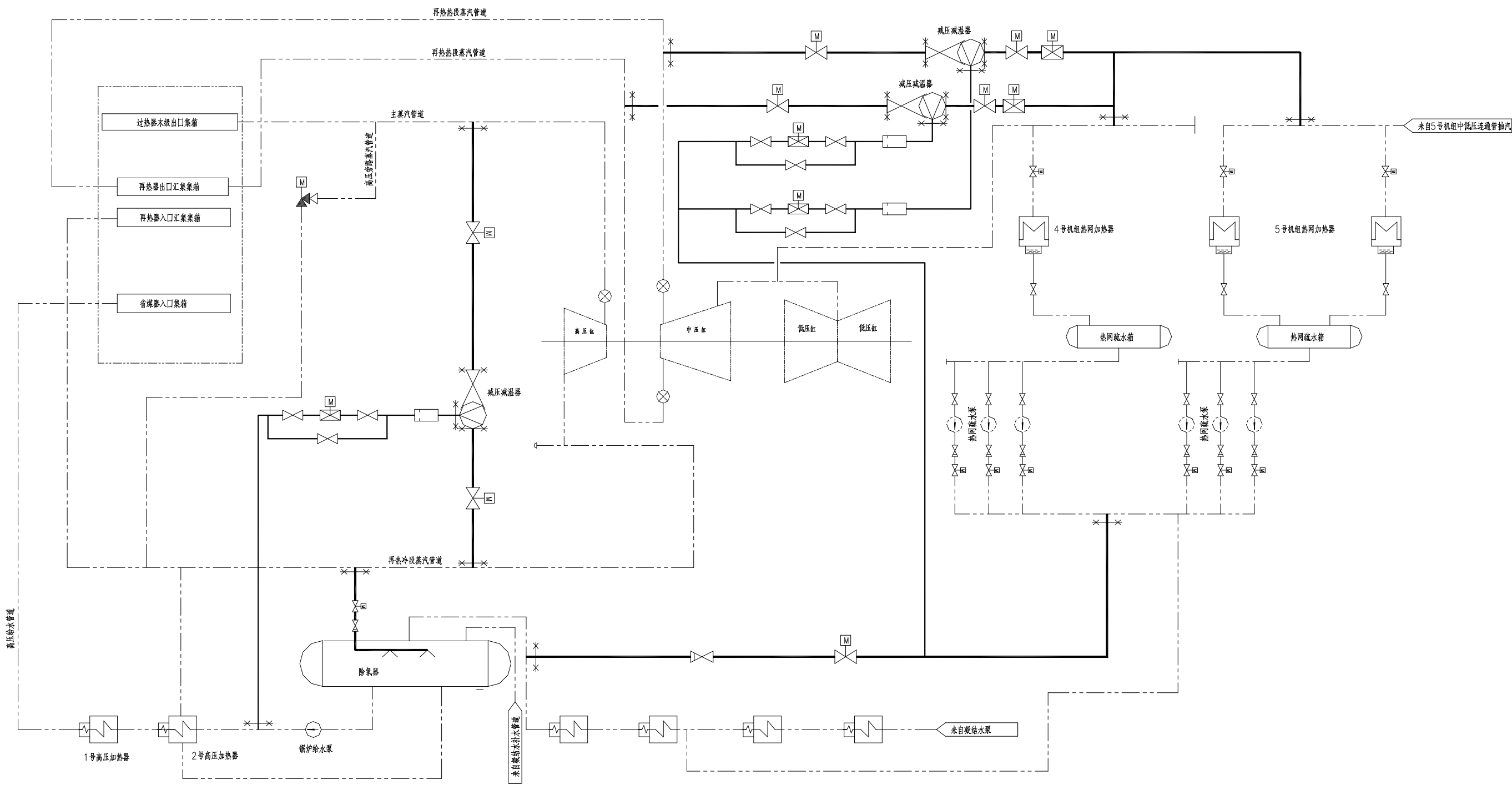
序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明	总价
4.2	设计费		1453600
	基本设计费		1020000
	施工图预算编制费	(基本设计费) × 10%	102000
	竣工图编制费	(基本设计费) × 8%	81600
5	设计文件评审费		162478
5.1	可行性设计文件评审费		90000
5.2	初步设计文件评审费		54000
5.3	施工图文件审查费	基本设计费 1231864 元× 1.5%	18478
6	项目后评价费		15294
6.1	发电工程		15294
		建筑 546501 元× 0.15%	820
		安装 9649664 元× 0.15%	14474
7	工程建设检测费		20392
7.1	电力工程质量检测费		20392
		建筑 546501 元× 0.2%	1093
		安装 9649664 元× 0.2%	19299

序号	工程或费用名称	编制依据及计算说明				总价
五	基本预备费					794365
		建筑	546501	元×	5%	27325
		安装	9649664	元×	5%	482483
		设备	3238355	元×	5%	161918
		其他费用	2452785	元×	5%	122639
	合计					3247150

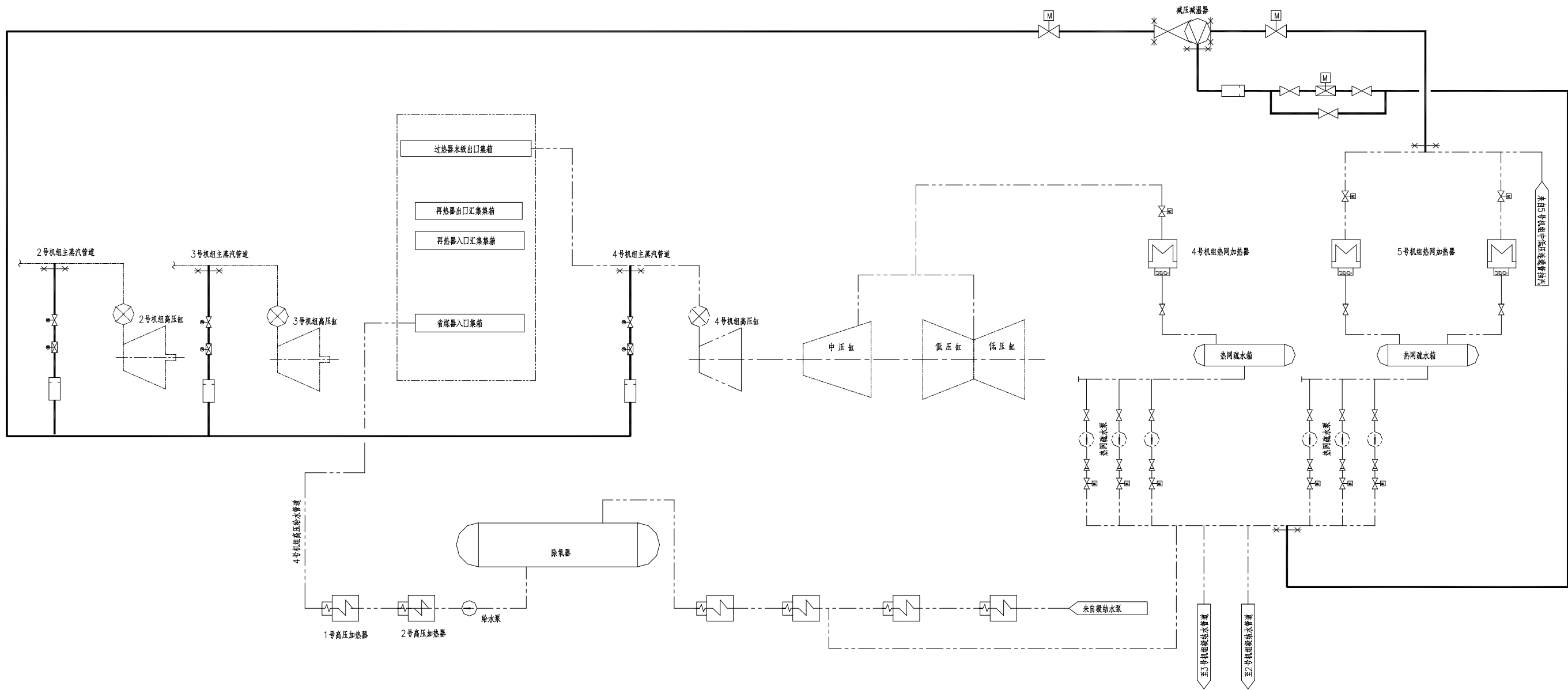
9 结论

1) 本工程三种备用热源改造方案均能够满足通辽发电总厂 5 号机组停机时对外供热可靠性的要求，在技术上均是成熟的，能够满足机组安全稳定运行的要求。

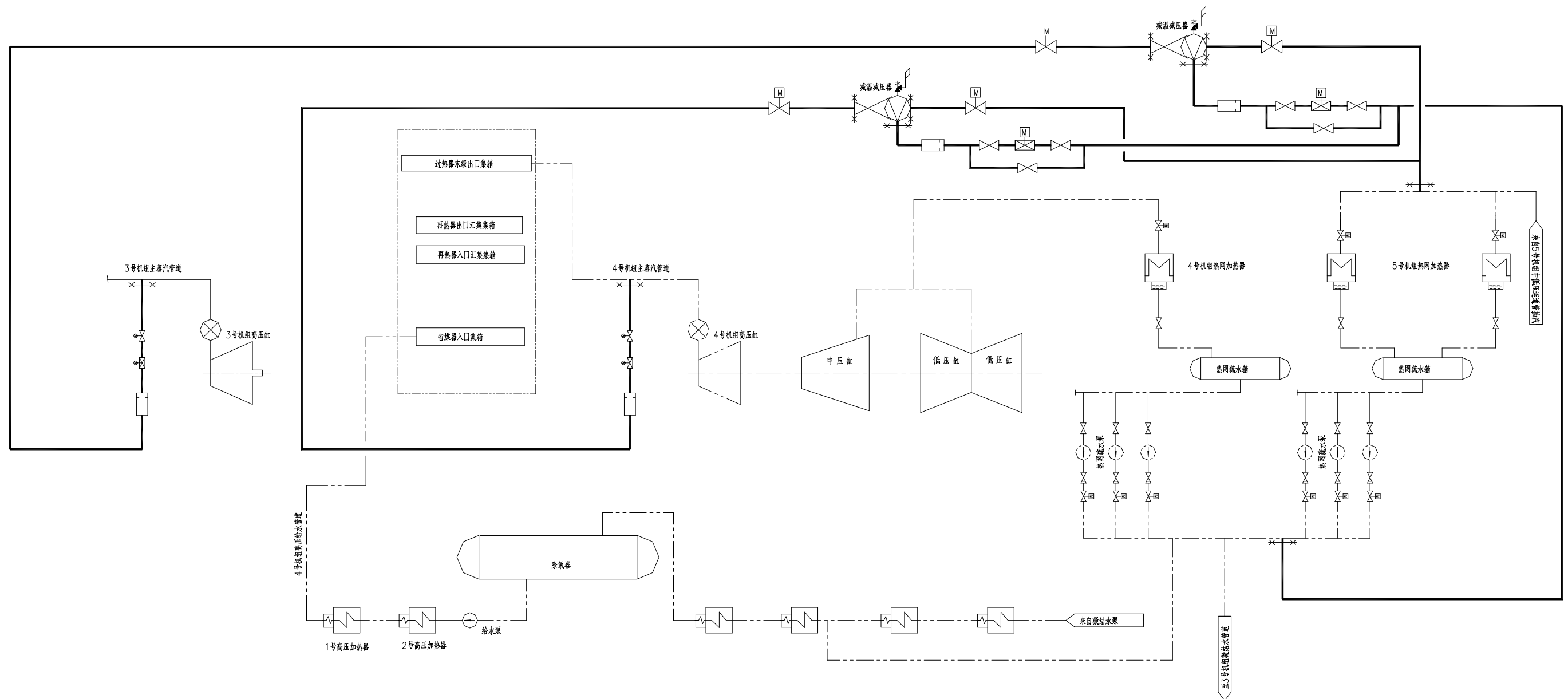
2) 本工程方案一静态投资为 2033 万元，动态投资 2074 万元；方案二静态投资为 1892 万元，动态投资 1930 万元；方案三静态投资为 1669 万元，动态投资 1702 万元。从投资及造价方面考虑，方案三主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）具有较好的经济性，故本阶段推荐采用方案三主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）。



附图 1 方案一：停机不停炉方案原则性热力系统图



附图 2 方案二：主蒸汽减温减压方案（改造三台机组）原则性热力系统图



附图 3 方案三：主蒸汽减温减压方案（改造两台机组）原则性热力系统图