

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г
(подпись)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Расширение Эмбастудской ГРЭС-2

Выполнил (а) Курмангалиев Н.И. ТЭС-15-3
(Фамилия и инициалы студента) группа

специальность 5B071700 - Теплоэнергетика

Научный руководитель: Достиев А.М., г.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Ст.пр.н. Байбекова В.О. магистр
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
В. Байбекова « 11 » 06 20__ г.
(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С.Г. профессор, к.э.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 29 » мая 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Маманбаева С.Е. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 15 » июля 20__ г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика
Кафедра Тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент Курмангаалиев Курман Маратұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы Расширение Экибастульской ГРЭС-2

утверждена приказом ректора № 124 от «26» сентября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные

1. Параметры турбины К-500-240-
2. Давление и температура отборов пара
3. Параметры котлоагрегата П-57Р
4. Характеристики вспомогательного оборудования

Перечень вопросов подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание:

1. Тепловой расчет блока 500 МВт
2. Выбор вспомогательного оборудования
3. Горелочные устройства для котельных агрегатов
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Инвестиционный проект расширения ЭГРЭС-2

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Развернутая тепловая схема энергоблока 500 МВт
2. Поперечный разрез главного корпуса
3. Генеральный план Эмбастануской ГРЭС-2

Рекомендуемая основная литература

1. Рыжков В.Я. «Тепловые электрические станции»
2. Ривкин А.А. «Теплофизические свойства воды и водяного пара»
3. Кузнецов Н.В. «Тепловой расчет котельных агрегатов»
4. Кисельгор М.Л. «Расчет и проектирование пиллерготовительных установок котлаагрегатов»

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизнедеятельности	доц. Маманбаева С.Е.	29.04-15.05.19	
Эксплуатационная теплота	проф. к.т.н. Парамонов С.Г.	29.05.19	
Основн. расчет	проф., д.т.н. Доситиев		
Котлоагрегат	Бабаева В.О.	11.06.19	

Аңдатпа

Екібастұз МАЭС-2 станциясында 3 энергоблоқтың құрылысы жобасын іске асыру мүмкіндігін анықтау үшін жаңа жылу блоқы есептелді.

Шудың турбиналық цехтың қызметкерлеріне әсерін бағалауы жүргізілді және бақылау камерасының оқшаулағыш беттерін есептеуі жүргізілді.

Стансаның жылу және электр энергиясының өзіндік құны есептелді.

Аннотация

Были проведены расчеты теплового блока на Экибастузской ГРЭС-2 для определения возможности расширения и увеличения количества производимой энергии.

Дана оценка влияния шума на обслуживающий персонал турбинного цеха и проведен расчет изолирующих поверхностей для камеры наблюдения.

Рассчитана себестоимость тепловой и электрической энергии и дальнейший расчет инвестиционного проекта по расширению ЭГРЭС-2

Annotation

The calculations of the heat block at Ekibastuz GRES-2 were carried out to determine the possibility of the increased amount of energy production.

An assessment of the impact of noise on the turbine department workers has been made and the calculation of the insulating surfaces for the surveillance camera has been carried out.

Calculated the cost of heat and electricity and the further calculation of the investment project for the expansion of EGRES-2

Содержание

Введение	7
1.Тепловой расчет блока 500 МВт	8
1.1 Описание тепловой схемы блока 500 МВт	8
1.2 Расчет принципиальной тепловой схемы блока	14
2 Выбор вспомогательного оборудования	21
2.1 Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха	21
2.2 Выбор оборудования котельного отделения	27
2.3 Золоулавливание	34
2.4 Химводоочистка	34
2.5 Гидрозолоудаление	35
2.6 Технические характеристики выбираемого оборудования	38
3 Горелочные устройства для котельных агрегатов блоком 500 МВт	42
3.1 Системы стадийно-ступенчатого сжигания топлива для снижения выбросов NOx	42
3.2 Новый способ расширения возможностей управления работой вихревых горелок со стандартными завихрителями	43
3.3 Виды горелок применяемых на ТЭЦ	49
3.4 Системы нижнего дутья	51
4 Безопасность жизнедеятельности	53
4.1 Условия труда на ЭГРЭС-2	53
4.2 Акустический расчет	54
5 Экономическая часть	62
5.1 Инвестиционный проект расширения ЭГРЭС-2	62
5.2 Определение эксплуатационных издержек	62
5.3 Определение капитальных вложений	66
5.4 Экономическая оценка	73
Заключение	77
Список литературы	78

					ДП – 5В071700 – 2019 – ПЗ –ДО			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Курмангалиев Н.М</i>						
<i>Провер.</i>		<i>Достияров А.М.</i>						
<i>Реценз.</i>		<i>Ваганов О.В.</i>						
<i>Н. Контр.</i>		<i>Байбекова В.О.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кибарин А.А</i>						
						<i>АУЭС, ИТЭТ, ТЭС-15-3</i>		

Введение

Технический проект расширения Экибастузской ГРЭС-2 разработан в соответствии с заданием на разработку технического проекта Экибастузской ГРЭС-2,3 и 4 мощностью 4000 МВт., утвержденного Минэнерго 30 июня 1977 года.

Станция находится на восточном берегу озера Шандаксор, 39 км севернее города Экибастуз и 19 км севернее станции ГРЭС-1. Перед строительством был проведен анализ площадки, с помощью которого была доказана возможность строительства ГРЭС-2 и 3 на одной площадке. Обе станции планировались с мощностью до млн.кВт.

Выдача электрической мощности предусматривается на напряжении 500 кВ на подстанцию переменного тока 1150 кВ и подстанцию постоянного тока 1500 кВ.

Основное оборудование аналогично установленному на ЭГРЭС-1: турбина К-500-240-4, генератор ТВВ-500, котлоагрегат П-57р паропроизводительностью 1650 т/ч.

Компоновка оборудования и главного корпуса одинакова с Экибастузской ГРЭС-1.

Топливом является экибастузский уголь с разреза «Богатырь». Транспортируется с помощью железнодорожных путей. Угольный склад работает непрерывно, благодаря механизмам непрерывного действия. На сухую массу - средняя зольность составляет 48,5%.

Газоочистка двухступенчатая с общим КПД 99,5%. Высота дымовой трубы 420м. Золоудаление гидравлическое. Золоотвал единый для всех ГРЭС комплекса в котловине озера Карасор. Предусматривалась выдача сухой золы для использования в стройиндустрии.

Техническое водоснабжение оборотное, с созданием водохранилища-охладителя в котловине озера Шандаксор. Источником технического и хозяйственного водоснабжения является канал Иртыш-Караганда. Химводоочистка решена по схеме химического обессоливания.

Существует пусковая котельная для пусковых операций.

В настоящее время станция принадлежит АО «Самрук-энерго» и ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», которым принадлежит по 50% акций.

Расширение станции необходимо для увеличения конкуренции между Экибастузскими ГРЭС-1 и 2. Также, благодаря сотрудничеству с российской компанией ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», расширяется возможность экспорта электроэнергии в Россию, что даст толчок экономике региона.

1 Тепловой расчет блока 500 МВт

1.1 Описание тепловой схемы блока 500 МВт

1.1.1 Турбина паровая К-500-240-4

Турбина паровая, конденсационная, одновальная, без регулируемых отборов, с одним промежуточным перегревом, номинальной мощностью 525 МВт, со скоростью вращения 3000 об/мин. необходима для непосредственного привода генератора переменного тока, устанавливаемого на одном с турбиной фундаменте.

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах:

абсолютное давление перед стопорными клапанами 23,54 МПа;

температура перед стопорными клапанами 540°C;

абсолютное давление на выходе из ЦВД 4,2 МПа;

температура пара на выходе из ЦВД 297°C;

абсолютное давление перед стопорными клапанами ЦСД 3,76 МПа;

температура пара после промежуточного перегрева 540°C;

расчетное средневзвешенное абсолютное давление в конденсаторе 3,5 кПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы 12°C и расходе 51430 м³/ч.

Паровая турбина К-500-240-4 состоит из ЦВД, ЦСД и двух ЦНД. ЦВД имеет внутренний корпус, в него врезаны сопловые коробки. В ЦВД пар поступает из соплового аппарата, затем в регулируемую ступень и в конце проходит через 9 ступеней давления. ЦСД однопоточный с одиннадцатью ступенями, первые ступени находятся в общем, внутреннем корпусе. Из ЦСД в ЦНД пар попадает благодаря четырем трубам, соединенных с выходными патрубками. ЦНД имеют 5 ступеней, двухпоточные.

Для подогрева питательной воды у турбины существует восемь нерегулируемых отборов пара, вода нагревается до температуры 271°C. Данные об отборах пара на регенерацию и турбоприводы приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1

Потребитель пара	Абсолютное давление в отборе, Мпа	Температура в отборе, °С	Кол-во отбираемого пара, т/ч	Ступень за которой производится отбор
ПВД-8	6,13	346	101,7	9
ПВД-7	4,2	297	157,6	12
ПВД-6	1,87	446	88,5	15(26)

Продолжение таблицы 1.1

Турбопривод	1,187	383	97,7	17(28)
Деаэратор	1,187	383	19,0	17(28)
ПНД-4	0,473	267	50,0	21(32)
ПНД-3	0,263	203	60,4	23(34)
Собственные нужды	0,263	203	35,0	23(34)
ПНД-2	0,107	122	73,8	36(41) 46(51)
ПНД-1	0,0187	58,5	50,6	38(43) 48(53)

При снижении мощности до 515 МВт, турбина позволяет два дополнительных отбора:

- 1) отбор пара идет на пиковый бойлер после 21 ступени, давление пара 0,118 МПа;
- 2) отбор идет на основной бойлер после 23 ступени (после ЦСД), давление пара 0,233 МПа.

При отсутствии отбора на собственные нужды, допускается увеличение теплофикационной нагрузки до 293300 ГДж/ч (70Гкал/ч), без сохранения номинальной мощности.

Максимальный расход пара на турбину составляет 1650 т/ч. При этом расходе, включенных отборах на собственные нужды и теплофикацию без подпитки в конденсатор, при выключенной регенерации, номинальных параметрах пара, номинальном расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 535 МВт.

От котла идут паропроводы свежего к двум отдельно стоящим блокам парораспределения турбины. Они необходимы для подвода свежего пара.

Для подвода свежего пара от котла к двум отдельно стоящим блокам парораспределения турбины проходят паропроводы свежего пара. Непосредственно перед стопорными клапанами существует присоединение общих подводящих паропроводов ПСБУ и ПСБУ СН. Для исключения вероятности попадания влаги в стопорные клапаны турбины паропроводы после отбора пара на ПСБУ и ПСБУ СН имеют дренажные линии, по которым дренаж направляется в стационарный расширитель давления.

Согласно рекомендациям завода, турбина может работать при отклонениях от номинальных параметров:

отклонение давления 23-24 МПа и температуры 530-545°C;

если перед стопорными клапанами температура свежего пара находится в пределах 530-545°C, а также если температура пара после промперегрева

перед клапанми ЦСД равна 545-550°C (не более 30 минут). Среднегодовая работа при данных параметрах пара не должна превышать 200 ч/год;

также возможна работа при скользящем давлении свежего пара, при полностью или частично открытых РК ЦВД.

При нагрузках на турбину ниже 150000кВт, работа не допускается.

Внешний корпус ЦВД отлит из стали марки 20ХМФ-Л (хромомолибденованадиевый сплав). Он состоит из 2 частей: верхней и нижней, они соединяются горизонтально, благодаря спец. шпилькам М100 и М80. Внутренний корпус сделан из стали марки 15Х1М1Ф-Л (тоже хромомолибденованадиевый сплав). Аналогично внешнему, состоит из двух частей, соединенных по горизонтальному разьему теми же шпильками.

ЦСД сделан сварно-литым. Паровыпускная часть - 20ХМФ-Л, выхлопная - углеродистая сталь 25-Л. Обе части свариваются друг с другом с помощью сварки электродами. Внутренний корпус отлит из стали марки 15Х1М1Ф-Л. Также состоит из верхней и нижней части, соединенных горизонтальным разьемом.

ЦНД можно разделить на верхнюю часть корпуса и нижнюю часть, а также есть технологичный-вертикальный разьем, он делит ЦНД на 2 выхлопных патрубка - со стороны регулятора и стороны генератора. Горизонтальное разделение необходимо для удобства сборки-разборки и для изготовления. Вертикальный разьем облегчает изготовление и транспортировку по ж/д путям.

Турбина использует 4 ротора в валопроводе:

высокого давления - РВД;

среднего давления - РСД;

2 низкого - (РНД-1,2).

Благодаря муфте они жестко соединены с ротором генератора. РНД сделаны сварнокованные. Это позволило получить ряд достоинств, перед сварными, а именно: отсутствие погибов, увеличение махового момента, меньшее влияние разбалансовки, уменьшение поперечных деформаций.

РВД делается из стали ЭИ-415. Диски ротора имеют 7 пароразгрузочных отверстий для уменьшения осевого усилия. Рабочие лопатки 1-3 ступеней делаются из жаропрочной стали - 15Х12ВНМФШ, остальные из - 12Х13Ш. Все лопатки цельнофрезерованные и имеют постоянный профиль по высоте. Трехопорной является только лопатка первой ступени, все остальные двухопорные. В хвосте имеются грибовидные пазы у всех лопаток.

РСД изготавливают из марки стали - ЭИ-415. Для установки лопаток имеются грибовидны пазы на ободах дисков 1-10 ступеней.

Лопатки изготавливаются из двух марок стали: 1-10 ступени - 15Х12ВНМФШ, 11 ступень - 12Х13Ш. Одиннадцатая лопатка в своей хво-

стовой части получила елочный паз, в отличие от остальных имеющих пазы трехопорные грибовидные. Все лопатки закрученные, переменного сечения по высоте.

РНД-1,2 не имеют конструктивных отличий. Он состоит из: средней части, двух дисков 1-3 ступени, двух дисков 4 ступени и также двух дисков 5 ступени. Средняя часть и диски 3-4 ступеней сделаны из стали 34ХМ1А, остальная хвостовая часть из стали 32ХМ1А. 1-3 ступени используют трехопорные грибовидные пазы для лопаток, 4-5 пазы елочного типа. Лопатки сделаны из стали марок: 12Х13Ш - 1-3 ступени; 15Х11МФШ - 4-5 ступени.

1.1.2 Система промежуточного перегрева пара

Для повышения экономичности теплового цикла и надежности работы турбины существует система промежуточного перегрева пара. Она необходима для перегрева отработавшего в ЦВД пара.

Система включает в себя:

паропаровые теплообменники;

конвективные поверхности нагрева 1 и 2 ступеней, расположенные в газоходах котла;

паропроводы горячего промперегрева от котлоагрегата до ЦСД, выполненного по двухниточной схеме.

После ЦВД пар отводится в промперегреватель трубопроводами 630x17, к ЦСД вторично перегретый пар поступает по трубопроводам 720x22. Пар, в верхнюю половину ЦСД, попадает от левого бока клапанов, от правого в нижнюю.

Применение схемы моноблока позволило отказаться от установки отключающих задвижек на холодных и горячих паропроводах промперегрева. Паропроводы объединены перемычкой, она необходима для выравнивания давления в нитках.

При пусках из холодного и неостывшего состояния используется пар из паропровода ПСБУ СН, который врезан в перемычку, для нагрева системы.

Установлены 8 импульсно-предохранительных клапанов, с целью предотвращения повышения давления на холодных нитках. Данные клапана рассчитаны на полный пропуск пара.

В коллектор собственных нужд пар поступает из паропроводов горячего промперегрева, связанных перемычкой. Также она необходима для выравнивания давления в нитках.

Из перемычки, которая находится в непосредственной близости перед стопорными клапанами турбины, предусмотрен сбросной паропровод, используемый при прогреве и обеспаривании. На сбросном трубопроводе уста-

новлены стопорный клапан сбросной задвижки горячего промперегрева и собственно задвижка горячего промперегрева (СК СЗГ и СЗГ соответственно).

Дренажные трубопроводы используются для исключения сброса влаги в цилиндр при пусках на паропроводах. Дренажные трубопроводы выполнены от стопорных клапанов к регулирующим в нижних точках. Дренаж сливается в расширитель перепускных труб ЦСД.

1.1.3 Система подпитки блока

Для возмещения обессоленной водой потерь пара и конденсата, используется система подпитки блока. Она состоит из:

- общестанционных коллекторов;
- баков запаса конденсата (БЗК);
- перекачивающих насосов БЗК (НЗК);
- насосов аварийного добавка конденсата;
- трубопроводов аварийного и постоянного добавка конденсата до БОУ;
- трубопроводо заполнения и подпитки контуров охлаждения статора и газоохладителей генератора.

Существует постоянный и аварийный добавки воды. Они направлены в нижнюю часть конденсатора. Постоянный - компенсирует потери воды при на блоке до 35 т/ч. Аварийный - восполняет потери воды при пуске и останове блока до 500 т/ч. Для их регулирования используются регулирующие клапана.

При сбросе воды, при отмывках проточной части турбины и котла, подпитка блока организуется до БОУ. Вода сбрасывается благодаря линии напора КЭН-1 ст в БГК и цирк водовод. Регулируется с помощью регулирующего клапана аварийного добавка.

1.1.4 Пусковая схема блока

Пусковая схема блока это комплекс устройств, необходимых для надежной экономичной совместной работе котельного агрегата и турбины в переменных режимах и при частичных нагрузках.

Элементы пусковой схемы:

- пусковой узел котла, в него входит сепараторы с клапанами сброса среды и клапаны отвода пара в тракт;

- пускосбросочное устройство собственных нужд с трубопроводами острого пара (ПСБУ СН)

- растопочный расширитель связанный конденсаторами;

узел прогрева и обеспаривания промперегрева;
паропроводы и коллекторы для собственных нужд;
система охлаждения патрубков ЦНД;
БРОУ ТПН;
устройство для регулирования температуры свежего и вторично-перегретого пара с регулированием давления воды.

Время запуска турбины в различных состояниях:

холодное состояние - 6-7 ч.;
простой в районе 48-55 ч - 3,5-4 ч;
простой в районе 24-32 ч - 2 ч;
простой в районе 6-8 ч - 1 ч;
простой в районе 2-4 ч - полчаса.

1.1.5 Система байпасирования турбины

Используется однобайпасная схема пуска. Промперегреватель котла находится в зоне умеренных температур газов, именно данный факт позволил использовать однобайпасной схемы. Данная схема является самой простой схемой пуска.

Пускосбросочное устройство или ПСБУ - осуществляет отвод пара из кола в конденсатор при пусках. Его пропускная способность при расчетных параметрах пара 25 МПа и 545 °С - 740 т/ч. Электродвигатель переменного тока приводит в действие привод с ПСБУ, ее быстродействие - 27 секунд.

Подвод воды на охлаждение ПСБУ и ПСБУ СН предусмотрен от промступени ТПН. Для охлаждения сбросного пара предусмотрен отдельный охладитель пара с охлаждением водой от КЭН-3ст.

1.1.6 Система паропроводов собственных нужд

Для обеспечения паром ТПН, деаэратора, системы концевых уплотнений турбин К-500-240 и ОК-18ПУ и других потребителей при пусках существует система паропроводов собственных нужд. Также она нужна при сбросах нагрузки до собственных нужд или холостого хода, еще при работе только одного ТПН.

Система состоит из:

двух коллекторов собственных нужд 13 атм. и 375°С;
одного холодного коллектора собственных нужд 12 атм. и 250 °С;
пускосбросочного устройства собственных нужд;
редукционно-охладительной установки горячего промперегрева;

паропровода подачи пара к трубопроводам питательных насосов, к деаэратору, к РОУ ДПТС, к РОУ ПСВ, к РОУ подачи пара в КСН-250;

паропровода подачи пара от КСН-250 к концевым уплотнениям турбины, на ХВО, в электролизную, в бак реагентов.

1.2 Расчет принципиальной тепловой схемы блока.

Блок мощностью 500 МВт с турбиной К-500-240-4 и прямоточным котлом П-57р. Турбина с промежуточным перегревом

1.2.1 Условия расчета:

расход пара на подогреватели определяется без разделения их поверхностей нагрева на зоны;

расчет подогревателей сырой воды не производится;

химочищенная вода для восполнения потерь конденсата в тракте подается в конденсатор турбины;

протечки через концевые уплотнения, штоки клапанов не учитываются;

падение давления от камер отборов до подогревателей не учитывается.

1.2.2 Техническая характеристика турбины К-500-240-4.

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах:

абсолютное давление перед стопорными клапанами 23,54 МПа;

температура перед стопорными клапанами 540°C;

абсолютное давление на выходе из ЦВД 4,2 МПа;

температура пара на выходе из ЦВД 297°C;

абсолютное давление перед стопорными клапанами ЦСД 3,76 МПа;

температура пара после промежуточного перегрева 540°C;

расчетное средневзвешенное абсолютное давление в конденсаторе 3,5 кПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы 12°C и расходе 51430 м³/ч.

Для подогрева питательной воды у турбины существует восемь нерегулируемых отборов пара, вода нагревается до температуры 271°C. Данные об отборах пара на регенерацию и турбоприводы приведены в таблице 1.1

1.2.3 Построение процесса расширения пара в турбине.

Используя таблицы состояния перегретого и насыщенного пара и с помощью программы "WaterSteamPro" находим энтальпии и энтропии перегретого пара перед турбиной и в промежуточном перегреве. Энтальпия в конденсаторе находим по давления из таблиц состояния насыщенного пара. Энтальпия конденсата в отборах определяется по давлению и температуре в каждом отборе.

Полученные значения энтальпии и энтропии занесем в таблицу 1.2

Таблица 1.2 – Значения энтальпии и энтропии

		Давление, Мпа	Тем-ра, °С	Энтальпия, кДж/кг	Энтропия, кДж/кг
1	Перед турбиной	22,4	540	3338,1	6,223
2	1 отбор	6,13	346	3028,9	6,303
3	2 отбор	4,2	297	2946,0	6,317
4	промперегрев	3,76	540	3539,7	7,238
5	3 отбор	1,87	446	3351,0	7,307
6	4 отбор	1,187	383	3225,0	7,329
7	5 отбор	0,473	267	2997,2	7,366
8	6 отбор	0,263	203	2873,9	7,390
9	7 отбор	0,107	122	2719,9	7,445
10	8 отбор	0,0187	58,5	2506,4	7,933
11	конденсатор	0,0035	26,7	2291,6	8,523

Процесс расширения пара в турбине по полученным данным изображен на рисунке 1.1.

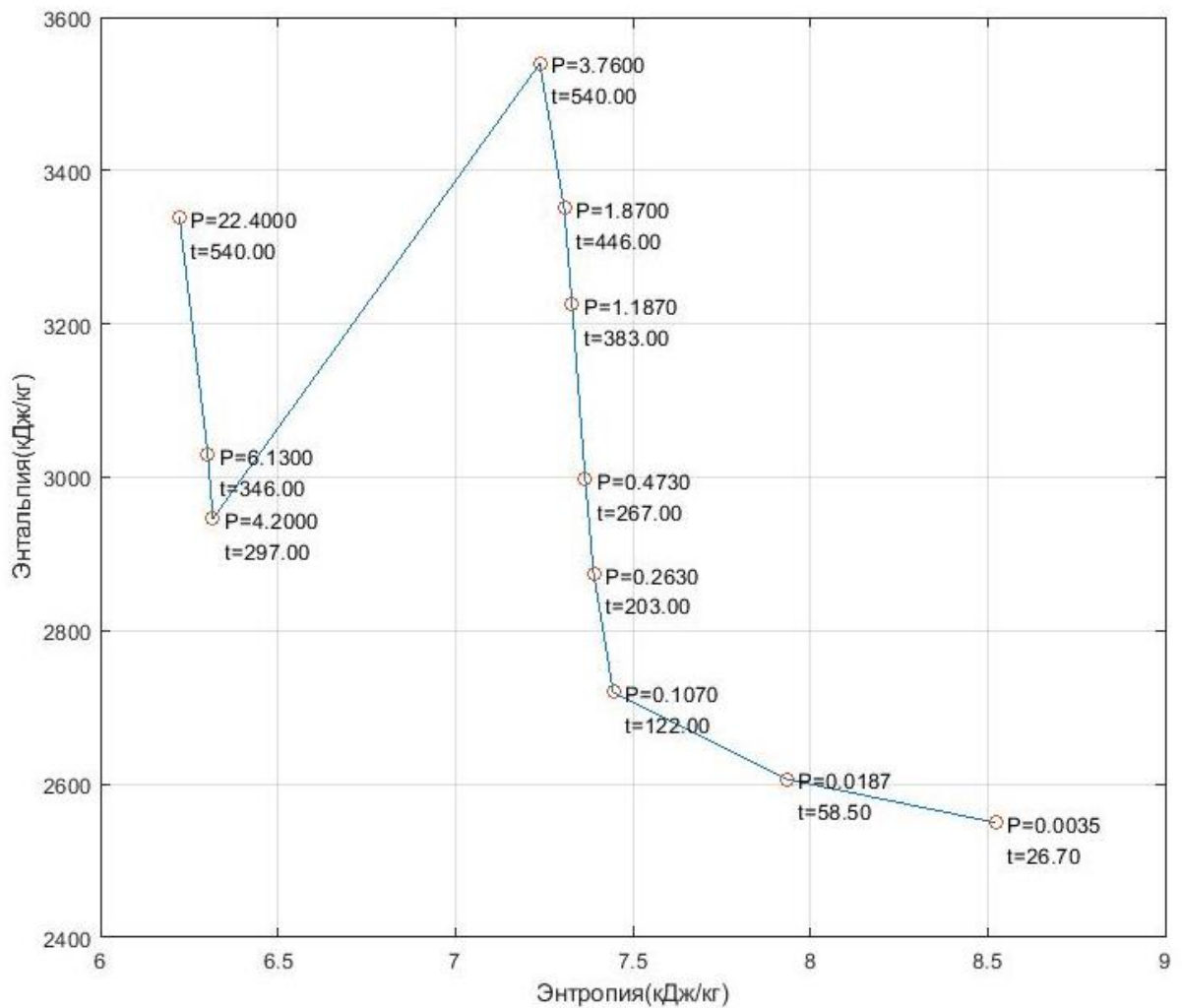


Рисунок 1.1 - Процесс расширения пара в турбине К-500-240-4.

1.2.4 Нахождение температур и энтальпий основного конденсата в системе регенерации низкого и высокого давления.

Условия нахождения температуры за подогревателями принимаются по условию равномерного подогрева; энтальпия конденсата принимается как произведение теплоемкости воды на температуру.

Расчет представим в виде таблиц 1.3, 1.4, 1.5

Таблица 1.3 – Расчет доль пара на ПВД и ПНД

№	Параметры	Обозн.	Разм-ость	Формула или обоснование	
1	Относительный расход питательной воды	$\alpha_{пв}$		$1 + \alpha_{yt} = 1 + 0,02$	1,02

Продолжение таблицы 1.3

2	Доля пара на ПВД-8	α_1		$\frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta h_{пвд}}{\Delta h_1 \cdot \eta_1}$	0,07631
3	Энтальпия ПВ после ПВД-8	$h_{по1}$	кДж/кг		1179,5
4	Доля пара на ПВД-7	α_2		$\frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta h_{пвд} - \alpha_1 \cdot \Delta \tau \cdot \eta_2}{\Delta h_2 \cdot \eta_2}$	0,0803
5	Энтальпия ПВ после ПВД-7	h_2	кДж/кг		1050
6	Давление питательных насосов	$P_{пн}$	МПа		28
7	Удельный расход ПН	$V_{пн}$			0,00192
8	Давление на входе в ПН	$P_{вс}$	МПа		0,686
9	Уд. Расход ПН при $P_{вс}$	$V_{вс}$			0,0011
10	Средний удельный расход ПН	$V_{ср}$		$\frac{V_{пн} + V_{вс}}{2}$	0,00151
11	Повышение I в ПН	$\Delta h_{пн}$	кДж/кг	$\frac{V_{ср} \cdot (P_{пн} - P_{вс})}{\eta_{Hi}}$	48,1
12	Энтальпия пит. воды в ПН	$h_{пн}$	кДж/кг	$h_d + \Delta h_{пн}$	741,8
13	Доля пара на ПВД-6	α_3		$\frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta h_{пвд} - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \Delta \tau_3 \cdot \eta_2}{\Delta h_3 \cdot \eta_3}$	0,0597
14	Энтальпия ПВ за ПВД-6		кДж/кг		865,7
15	Доля пара на Д-7	α_d		$\alpha_{пв} - \sum \alpha_{1,2,3} - \alpha_k$	0,0121
16	Доля пара на кон-р	α_k		$\alpha_{пв} - \alpha_d - \sum \alpha_{1,2,3}$	0,8035
17	Доля пара на ТПН	$\alpha_{тпн}$		$\frac{\alpha_{пв} \cdot V_{ср} \cdot (P_{пн} - P_{вс})}{H_i^{тп} \cdot \eta_H \cdot \eta_H^{тп}}$	0,072
18	Доля пара на ПНД-4	α_5		$\frac{\alpha_k \cdot \Delta h_{пнд}}{\Delta h_5 \cdot \eta_5}$	0,0298
19	Доля пара на ПНД-3	α_6		$\frac{\alpha_k \cdot \Delta h_{пнд} - \alpha_5 \cdot \Delta \tau_{43} \cdot \eta_6}{\Delta h_6 \cdot \eta_6}$	0,0331

Продолжение таблицы 1.3

20	Доля пара на ПНД-2	α_7		$\alpha'_k - \alpha_k - \alpha_d - \alpha_5 - \alpha_6$	0,0511
21	Доля пара на ПНД-1	α_8		$\frac{\alpha'_k \cdot \Delta h_{\text{ПНД}}}{\Delta h_8 \cdot \eta_8}$	0,0242
22	Расход пара в К	α'_k		$\alpha_k - \alpha_d - \alpha_5 - \alpha_6$	0,5614
23	Расход пара при чисто конд. режиме	D_k	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_k$	321,8
24	Коэф. недовыработки ТПН	$\gamma_{\text{ТПН}}$			0,556
25	Произведение доли пара на коэф. недов-ки $\alpha_1 \gamma_1$			$\gamma_1 = \frac{h_1 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,062
26	То же для $\alpha_2 \gamma_2$			$\gamma_2 = \frac{h_{\text{ТПН}} - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,061
27	То же для $\alpha_3 \gamma_3$			$\gamma_3 = \frac{h_3 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,038
28	То же для $(\alpha_d + \alpha_{\text{ТП}}) \gamma_4$			$\gamma_4 = \frac{h_4 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,047
29	То же для $\alpha_5 \gamma_5$			$\gamma_5 = \frac{h_5 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,012
30	То же для $\alpha_6 \gamma_6$			$\gamma_6 = \frac{h_6 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,011
31	То же для $\alpha_7 \gamma_7$			$\gamma_7 = \frac{h_7 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,012
32	То же для $\alpha_8 \gamma_8$			$\gamma_8 = \frac{h_8 - h_k}{h_0 - h_{\text{ХПП}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,004
33	Сумма всех $\alpha_i \gamma_i$			$\sum \alpha_i \cdot \gamma_i$	0,248
34	Расход острого пара на Т	D_0	кг/с	$\frac{1}{1 - \sum \alpha_i \cdot \gamma_i}$	427,9
35	Расход пит. воды		кг/с		436,5

Таблица 1.4 - Расходы пара в отборы

36	Регенеративный отбор № 1	D_1	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_1$	32,63
37	Регенеративный отбор № 2	D_2	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_2$	34,38
38	Регенеративный отбор № 3	D_3	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_3$	25,53
39	Регенеративный отбор № 4	D_4	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_4$	5,18
40	Регенеративный отбор № 5	D_5	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_5$	12,73
41	Регенеративный отбор № 6	D_6	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_6$	14,17
42	Регенеративный отбор № 7	D_7	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_7$	21,87
43	Регенеративный отбор № 8	D_8	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_8$	10,37
44	Расход пара на кон-тор	D_k	кг/с	$D_0 \cdot \alpha_1$	240,3
45	Мощность привода ТПН	$N_{ТПН_i}^{ТПН}$	МВт		18,48

Таблица 1.5 - Мощность турбинной установки по потокам

46	Мощность потока пара отбора 1	N_1	МВт	$D_1 \cdot (h_0 - h_1)$	9,54
47	Мощность п.п. отбора 2	N_2	МВт	$D_1 \cdot (h_0 - h_2)$	13,83
48	Мощность п.п. отбора 3	N_3	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_3)]$	15,8
49	Мощность п.п. отбора 4	N_4	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_4)]$	25,82
50	Мощность п.п. отбора 5	N_5	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_5)]$	12,6
51	Мощность п.п. отбора 6	N_6	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_6)]$	15,67
52	Мощность п.п. отбора 7	N_7	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_7)]$	26,78
53	Мощность п.п. отбора 8	N_8	МВт	$D_1 \cdot [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_8)]$	14,86

Продолжение таблицы 1.5

54	Мощность п.п. для конденсационного потока	N_k	МВт	$D_k \cdot H_i$	373,3
55	Сумма мощностей потоков пара	N_i	МВт	$\sum N_i$	508
56	Мощность на клеммах генератора	N_3	МВт	$N_i \cdot \eta_3$	498
57	Расход тепла ТУ		кДж/кг		1131846,6
58	КПД турбоустановки				0,4418
59	Паровая нагрузка к.у.		кг/с		442,4
60	Тепловая нагрузка к.у.		кДж/кг		1147751,3
61	КПД трубопроводов				0,986
62	КПД электростанции				0,395
63	Уд. расход усл. топлива		г/кВтч		0,3116

Допустимая погрешность расчета

$$\frac{N_3}{N} = \left(1 - \frac{498}{500}\right) \cdot 100 = 0,432\% , \text{ что допустимо.}$$

2 Выбор вспомогательного оборудования.

2.1 Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха

3.1.1 Выбор конденсационной установки

Используем конденсатор 500-КЦС-4. Для выбора конденсатора используем рекомендации Ленинградского Металлического завода. Вместе с конденсатором в комплект входят: водоструйный эжектор типа ЭВ-7-1000 (2 шт.) и эжектор циркуляционной системы ЭВ-1-1000 (2 шт.) (данные взяты из каталога ЛМЗ). Устанавливается один эжектор уплотнений. Рабочее давление воды на все эжектора равно 4 кг. Общий расход воды на эжектора:

$$D=D_{\text{оэ}}+D_{\text{эц}}+D_{\text{у}} \quad (2.1)$$

$$D=2000+460+230=2690 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Реальный расход воды будет ниже из-за отключения эжекторов циркуляционной системы после пуска конденсатора. Насос подъема эжекторов - ДЗ 200-75. Он необходим для создания давления и обеспечения расхода на эжекторах. Используются два насоса на блоке, один основной и резервный.

Рассмотрим схему основного конденсата.

Устанавливаем 3 ступени КЭН. Это необходимо для стандартной работе смешивающих подогревателей. КЭН устанавливаются на выходе из каждого смешивающего подогревателя и еще один на выходе из конденсатора. ПНД-3,4 объединяем в единую группу ПНД поверхностного типа.

Необходимый напор КЭНов-1ст:

$$H_1=H_{\text{боу}}+H_{\text{тр}} \quad (2.2)$$

$$H_1=65+10=75 \text{ м.вод.ст}$$

Необходимый напор КННов-2ст.:

$$H_2=H_{\text{тр}}+H_{\text{под}} \quad (2.3)$$

$$H_2=10+15=25 \text{ м.вод.ст.}$$

Необходимый напор КЭНов-3ст:

$$H_3 = H_d + H_{тр} + H_{пнд} \quad (2.4)$$

$$H_3 = 27 + 10 + 6,9 + 8,1 = 52 \text{ м.вод.ст.}$$

Расход пара ПНД:

Из конденсатора в ПНД-

$$D_1 = D_k - D_{пвд} - D_{пнд-3,4} - D_7 - D_8 \quad (2.5)$$

$$D_1 = 1650 - 106,4 - 148,2 - 69,5 - 52,2 - 53 - 78,6 - 47,2 = 1095 \text{ т/ч}$$

Из ПНД-1 и ПНД-2

$$D_2 = D_1 + D_8 \quad (2.6)$$

$$D_2 = 1095 + 47,1 = 1142,1 \text{ т/ч}$$

Из ПНД-2, проходя через ПНД-3,4, в деаэратор

$$D_3 = D_2 + D_7 + D_{пнд-3,4} \quad (2.7)$$

$$D_3 = 1142,1 + 78,6 + 52,2 + 53 = 1329 \text{ т/ч}$$

Благодаря расчету выбираем данные насосы:

КЭН-1ст - КсВ-1000-95;

КЭН-2ст - КсВ-1600-90;

КЭН-3ст - КсВ-1500-140.

2.1.2 Выбор подогревателей системы регенерации

Турбина К-500-240-4 оснащена 8 отборами, по числу отборов определяем число ПНД и ПВД, а также их производительность. Также стоит учитывать, что четвертый отбор турбины направляется на привод ТПН и деаэратора. В итоге количество ПНД до деаэратора 4, ПВД - 3.

Все подогреватели поверхностного типа, они поставляются вместе с турбиной, без резервирования и возможности замены. Принимая во внимание, что при номинальной нагрузке и номинальных параметрах пара давление в отборах выше 0, можно предположить, что возможно применение в от-

борах только поверхностных подогревателей, но при резком снижении нагрузки, что предусматривается инструкцией по эксплуатации турбины, в седьмом и восьмом отборах создается разрежение, до $-0,4 \text{ кгс/см}^2$ и $-0,9 \text{ кгс/см}^2$ соответственно, для которых температура насыщения составит $t_7=80,1^\circ\text{C}$ и $t_8=45,6^\circ\text{C}$. Температура за ПНД принимается по условию необходимого нагрева воды в деаэраторе по ГОСТ-у 6860-77.

$$t_4=t_8^H-\Delta t \quad (2.8)$$

$$t_4=164,17-14=150,17$$

Нагрев основного конденсата в каждом ПНД по условию равномерного нагрева

$$\Delta t = \frac{t_4 - t_k}{4} \quad (2.9)$$

$$\Delta t = \frac{150,17 - 26,7}{4} = 31^\circ\text{C}$$

Отсюда t за ПНД-1, ПНД-2:

$$t_1 = t_k + \Delta t \quad (2.10)$$

$$t_1 = 26,7 + 31 = 57,7^\circ\text{C}$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t \quad (2.11)$$

$$t_2 = 57,7 + 31 = 88,7^\circ\text{C}$$

Предположим, что седьмом и восьмом отборе стоят поверхностные подогреватели. Примем температурный напор подогревателей равным 5°C . Тогда

$$t_{\text{гр.пара}} = t - 5 \quad (2.12)$$

$$t_{\text{гр.пара1}} = 57,7 - 5 = 52,7^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{гр.пара2}} = 88,7 - 5 = 83,7^\circ\text{C}$$

Из данных расчетов следует, что температура среды в паровом пространстве больше температуры насыщения в 7 и 8 отборах. Это увеличивает вероятность заброса воды в турбину, из-за вскипания конденсата подогревателей и их автоматическому отключения. Выходом из данной ситуации является установка смешивающих подогревателей. В них греющий пар контактирует с конденсатом напрямую.

Давление в седьмом отборе номинальное $1,10 \text{ кгс/см}^2$, температура составляет $121,5^\circ\text{C}$, расход $78,9 \text{ т/ч}$. В восьмом отборе давление $0,196 \text{ кгс/см}^2$, температура 58°C и расход $47,4 \text{ т/ч}$.

Расход через ПНД-1

$$Q_{\text{ок}} = Q_{\text{пв}} - Q_{\text{пвд}} - Q_7 \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{ок}} = 1650 - (106,4 + 148,2 + 69,5) - 78,6 = 1248 \text{ т/ч}$$

Расход через ПНД-2

$$Q_2 = Q_{\text{пв}} - Q_{\text{пвд}} \quad (2.14)$$

$$Q_2 = 1650 - (106,4 + 148,2 + 69,5) = 1326 \text{ т/ч}$$

Полученным данным соответствуют подогреватели типа ПНСВ-2000-1,2, создающие необходимый расход и подогрев.

ЛМЗ рекомендует в качестве ПНД-3,4:

ПН-110-25-6-1;

ПН-850-25-6-1.

В качестве ПВД-6,7,8:

ПВ-1800-37-2,0-6;

ПВ-1800-37-4,5-7;

ПВ-1800-37-6,5-8 для 6,7,8 соответственно.

2.1.3 Выбор деаэратора питательной воды

Найдем максимальный расход через ПВД:

$$D_{\text{пв}}^{\text{max}} = D_{\text{к}}^{\text{ном}} \cdot (1 + \alpha + \beta) \quad (2.15)$$

$$D_{\text{пв}}^{\text{max}} = 1650 \cdot (1 + 0,01 + 0,01) = 1684 \text{ т/ч}$$

где α - часть воды на уплотнения,

β - часть воды на впрыски котла.

Принимаем $\alpha=\beta=0,01$. Получаем

Минимальная вместимость аккумуляторного бака

$$U = \tau^{\min} \cdot \frac{V \cdot D_{пв}}{60} \quad (2.16)$$

$$U = 4 \cdot \frac{1,1 \cdot 1684}{60} = 123,8 \text{ м}^3$$

Используем деаэратор типа ДП-2000-1.

2.1.4 Выбор питательных насосов

ЭГРЭС-2 использует блочную схему компоновки, поэтому питательные насосы должны обеспечить 5% запас подачи. Данный блок работает на сверхкритических параметрах, поэтому используем два питательных насоса. На каждый питательный насос устанавливаются предвключенный бустерные насосы, необходимые для создания кавитационного насоса. Также существует резервный подвод от КСН.

Найдем давление на входе в бустерный насос:

$$P_{вх} = P_d - \Delta P_c^B + \frac{H \cdot \rho_B}{102} \quad (2.17)$$

$$P_{вх} = 0,6 - 0,01 + \frac{19 \cdot 0,998}{102} = 7,9 \text{ кгс/см}^2$$

Суммарное гидравлическое сопротивление питательного тракта

$$P_c = P_{рпк} + P_{тр} + P_{пвд} \quad (2.18)$$

$$P_c = 0,1 + 0,25 + 0,9 = 1,25 \text{ Мпа}$$

Давление на выходе из насоса

$$P_{вых} = P_o^K + P_{ка} + P_c + \Delta P + \frac{H \cdot \rho_B}{102}, \quad (2.19)$$

$$P_{\text{ВЫХ}}=25,5+5+1,25+2,55+\frac{57\cdot 0,998}{102}=34,45 \text{ МПа}$$

P_c - суммарное гидравлическое сопротивление,

$P_{\text{ка}}$ - гидравлическое сопротивление котла,

H - высота подъема воды на котел.

Расчетное давление насоса

$$P_p=P_{\text{ВЫХ}}-P_{\text{ВХ}} \quad (2.20)$$

$$P_p=34,45-0,79=33,66 \text{ МПа}$$

Расход питательной воды - 1650 т/ч (из данных котла).

Данным условиям отвечают:

Бустерный насос ПД-1600-18-М

Питательный насос ПН-1500-350

Турбину ОК-18 ПУ-500 используем в роли турбопривода. Бустерный насос подключается к турбоприводу с помощью редуктора Р-1А. Для комфортного использования персоналом питательного насоса, его ставят со стороны валоповоротного устройства.

ТПН привяжем к 4 отбору, его суммарный расход пара составит 106 т/ч, что соответствует нормам

Суммарный максимальный расход питательной воды более слабого бустерного насоса составит 3275 т/ч, это достаточно для котла.

2.1.5 Техводоснабжение

Техническое водоснабжение первых двух блоков доказала свою надежность, поэтому для третьего блока используем аналогичную схему. Если использовать единый общестанционный коллектор технической воды, с секционными задвижками, можно повысить надежность технического водоснабжения, даже в случае вывода из работы. Устанавливаем насос Д4000-95, его назначение - подъем маслоохладителей. Производительность насоса 3200 м³/ч и напор 55 м.

Для всех блоков используется одна насосная станция. Давление циркуляционных насосов должно учитывать кавитационный запас насоса - 0,55 кг. Давление летом - 0,9 кг, зимой - 1,1-1,2 кг, оно покрывает кавитационный запас насосов.

2.2 Выбор оборудования котельного отделения

2.2.1 Определение максимального часового расхода топлива котлоагрегатом П-57р

Исходные данные:

Паропроизводительность котлоагрегата $D_{пс}=1650$ т/ч;

Давление пара за паровой задвижкой Р-23,5 МПа;

Температура перегрева пара $t_{пс}=540^{\circ}\text{C}$;

Паропроизводительность по вторичному тракту $D_{пп}=1320$ т/ч;

Давление вторичного пара на входе $P_{хпп}=4,125$ МПа;

Давление вторичного пара на выходе $P_{гпп}=3,75$ МПа;

Температура вторичного пара на входе $t_{хпп}=299^{\circ}\text{C}$;

Температура вторичного пара на выходе $t_{гпп}=540^{\circ}\text{C}$;

Температура питательной воды $t_{пв}=276^{\circ}\text{C}$;

Топливо - Экибастузский уголь.

По виду котла и виду топлива выбираем среднеходовые мельницы и индивидуальную систему пылеприготовления с бункерами сырого угля.

Состав и технические характеристики топлива:

$$A^p=38,1\%$$

$$W^p=7\%$$

$$V^r=30\%$$

$$S^p_{оп}=0,4\%$$

$$C^p=43,4\%$$

$$H^p=2,9\%$$

$$N^p=0,8\%$$

$$S^p_{к}=0,4\%$$

$$O^p=7\%$$

$$Q^h_p=4000 \text{ ккал/кг}=16760 \text{ кДж/кг}$$

$$W^h=1,75\% \cdot 10^3 \text{ кг/ккал}=0,41 \text{ \%кг/МДж}$$

$$A^h=9,53 \text{ \%} \cdot 10^3 \text{ кг/ккал}=2,27 \text{ \%кг/МДж}$$

Температура уходящих газов составляет 130°C . Температура воздуха в воздухоподогреватель $t^0_{вп}=30^{\circ}\text{C}$.

Используем жидкое шлакоудаление, из-за вида топлива и типа котла. Температура горячего воздуха $t_{гв}=350^{\circ}\text{C}$. По температуре горячего воздуха принимается одноступенчатый трубчатый воздухоподогреватель, водяной экономайзер. Расчет сводим в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Расчет воздухоподогревателя

№	Наименование	Обоснование	Разм-ть	Расчет	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	$В$	$\frac{Q_{ка}}{Q_p^p \cdot \eta_{ка}}$	кг/ч	271692	Расход топлива за час
2	$Q_{ка}$	$D_{пе} (h_{оп} - h_{пв}) + D_{пп} (h_{гпп} - h_{хпп})$	кДж/к Г	428142000 0	Полное кол-во тепла
3	$H_{пв}$	[11]		3329	Энтальпия
4	$H_{оп}$			1211,4	
5	$H_{гпп}$			3536,4	
6	$H_{хпп}$			2940	
7	Q_p^p			$Q_n^p + Q_b + h_{гпп} + Q_{ср} - Q_k$	
8	Q_b	Воздух не подогревается вне котлоагрегата		248,8	Тепло воздуха, поступающего в КА
9	$H_{гпп}$	Топливо высушено		0	Физическое тепло топлива
10	$Q_{ср}$	Отсутствует паровое дутье		0	Тепло, вносимое паровым дутьем
11	Q_k	Карбонаты в топку не поступают		0	Тепло, используемое на разложение карбонатов
12	$\eta_{ка}$	$100 - \sum q$	%	92,1	КПД КА бр.
13	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{хв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$		5,46	Потери тепла с уходящими газами
14	q_3			0,4	Химнедожог
15	q_4	[13]		1,4	Потери от мехнедожога
16	q_5			0,3	Потери в окружающую среду
17	q_6	$(d_{шл} \cdot (ct)_{шл} \cdot A^p) / Q_p^p$		0,249	Потери со шлаком
18	$D_{шл}$	$1 - \alpha_{yh}$		0,2	Доля шлака
19	$(ct)_{шл}$	[13]	кДж/к Г	560,9	Теплосодержание шлака

2.2.2 Выбор тягодутьевых машин

Тягодутьевые машины необходимы для вентиляции систем пылеприготовления, транспорта пыли и рециркуляции первичного воздуха, за счет создания тяги и дутья.

Для предварительного выбора вентиляторов первичного воздуха и дымососов использовались сводные графики характеристик ТДМ и для окончательного - аэродинамические характеристики машин. Количество вентиляторов и дымососов равно двум. Расчеты сводим в таблицы 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2 – Расчет дымососа

№	Наименование	Обоснование	Разм-ть	Расчет	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Q_p	$\beta_1 \cdot V \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	КДж/кг	14135 00	Расчетная производительность машины
2	V	$B_p(V_{гyx} + \Delta\alpha \cdot V^0) \frac{\vartheta_d + 273}{273}$	М ³ /ч	13110 0	Расход газов при номинальной нагрузке КА
3	B_p	$B \left(\frac{100 - q_4}{q_4} \right)$	кг/ч	26761 7	Расчетный расход топлива с учетом мехнедожога
4	$\Delta\alpha$	[4]		0,02	Присос воздуха в газоходах
5	ϑ_d	t_{yx}	°С	130	Температура дымовых газов у дымососов
6	$V_{гyx}$	$V_{г}^0 + 1.0161V^0$	Нм ³ /кг	6,45	Объем продуктов сгорания на 1 кг топлива
7	$V_{г}^0$	[4]		4,42	
8	V^0			4,79	
9	α_{yx}			1,37	Коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем
10	$H_p^{пр}$	$\kappa_p \cdot H_p$	кг/м ³	375	Приведенное расчетное полное давление дымососа
11	κ_p	[3]		1,04	Коэффициент приведения

Продолжение таблицы 2.2

12	H_p	$\beta_p \cdot \Delta H_{п}$	кг/м ³	360	Расчетное полное давление дымососа
13	β_2			1,2	Коэффициент запаса по давлению
14	ΔH_n	[3]	кг/м ³	300	Перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке КА

Согласно полученным данным выбираем дымосос ДОД-43. Данный дымосос обеспечивает 50% нагрузки котла, что необходимо по технологии проектирования. При номинальной нагрузке данный дымосос выдает $\eta_{рас}=0,805$, что составляет 98,7% от максимального КПД.

Таблица 2.3 – Расчет вентилятора

№	Наименование	Обоснование	Разм-ть	Расчет	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	V	$\beta_1 \cdot V^0 (\sum \Delta \alpha + \alpha_T) \frac{t_{хв} + 273}{273}$	м ³ /ч	1383500	Расход воздуха при номинальной нагрузке
2	α_m	[4]		1,2	Присосы в топке Присосы в пылеприготовлении Присосы в ТВП
3	$\Delta \alpha_m$			0,07	
4	$\Delta \alpha_{нлy}$			0,04	
5	$\Delta \alpha_{bn}$			0,03	
6	$Q_{дв}$	$\beta_1 \cdot V \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	м ³ /кг	1522000	Расчетная производительность дутьевых вентиляторов
7	$H_p^{пр}$	$\kappa_p \cdot H_p$	кгс/см ²	380	Приведенное полное расчетное давление ДВ
8	κ_p	[3]		1	Коэфффициент приведения
9	H_p	$\beta_p \cdot \Delta H_{п}$	кгс/см ²	380	Расчетное полное давление ДВ

Продолжение таблицы 2.3

10	β_2			1,15	Коэффициент запаса по давлению
11	$\Delta H_{\text{п}}$	[3]	кгс/см ²	330	Перепад полных давлений

Выбираем вентиляторы ВДОД-31,5. Также, как и с дымососами один вентилятор должен обеспечивать 50% нагрузки, равной 691,6 м³/ч, с чем он справляется. При расчетной нагрузке $\eta_{\text{рас}}=0,753$, что составляет 91% КПД.

Исходя из типа, котлоагрегата устанавливаем данное оборудование:

-два центробежных вентилятора первичного воздуха типа ВДН-25-2П производительностью 443000м³/ч и напором 935 кгс/см²;

-центробежный вентилятор рециркуляции первичного воздуха типа ВГДН-21 производительность 115000м³/ч и напором 214 кгс/см².

2.2.3 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования

Схема замкнутая, индивидуальная, с сушкой с помощью горячего воздуха и прямым вдуванием. Устанавливаем 6 валковых мельниц.

Максимальная производительность мельниц ограничивается условиями размола и условиями сушки пыли.

Сушильная производительность - это максимальное количество топлива, которое может быть высушено за один час до нужной влажности пыли.

Размольная производительность - это максимальное количество топлива, которое может быть размолото в данной мельнице за один час до необходимой тонины помола.

Необходимая производительность одной мельницы

$$V_M^p = \frac{B}{z_M - 1} \quad (2.21)$$

$$V_M^p = \frac{271.1}{6-1} = 54.22 \text{ т/ч}$$

Чтобы выбрать типоразмер мельниц, необходимо сделать перерасчет производительности по Подмосковному углю по справочным данным.

$$B' = B'' \cdot \frac{K'_{\text{ло}} \cdot \Pi'_{\text{вл1}} \cdot \Pi'_{\text{вл2}} \cdot \Pi''_{\text{дл}} \left(\ln \frac{100}{R'_{90}} \right)^{0.6}}{K''_{\text{ло}} \cdot \Pi''_{\text{вл1}} \cdot \Pi''_{\text{вл2}} \cdot \Pi'_{\text{др}} \left(\ln \frac{100}{R''_{90}} \right)^{0.6}} \quad (2.22)$$

Коэффициент размолоспособности $K_{\text{ло}}$ по табл. 1-1 [13]

$$K'_{\text{ло}} = 1.7 \quad K''_{\text{ло}} = 1.35$$

Коэффициент для Подмосковного Б

$$\Pi'_{\text{вл}} = \sqrt{\frac{K^2 - (W^{\text{cp}})^2}{K^2 - (W^{\text{гн}})^2}} \quad (2.23)$$

где $K=36,3$

$$W^{\text{гн}} = 7,5\%$$

$$W^{\text{р}} = 33\%$$

$$W^{\text{н}} = 15\%$$

$$W^{\text{cp}} = \frac{W_{\text{м}} + 4W^{\text{пл}}}{5} \quad (2.24)$$

где $W'_{\text{м}}$ - влажность топлива перед мельницей,

$W^{\text{пл}}$ - влажность пыли.

$W^{\text{cp}} = 17,6\%$. Подставляем данные в формулу и получим

$$\Pi'_{\text{вл}} = 0,89$$

Аналогичным образом находим подобный коэффициент Экибастузского угла $\Pi''_{\text{вл}} = 1,007$

Коэффициент $\Pi_{\text{вл2}}$ для Подмосковного Б

$$\Pi'_{\text{вл}} = \frac{100 - W^{\text{cp}}}{100 - W^{\text{л}}} \quad (2.25)$$

$$\Pi'_{\text{вл}} = \frac{100 - 17,6}{100 - 33} = 1,23$$

Для Экибастузского

$$\Pi''_{\text{вл}} = \frac{100 - 2,28}{100 - 7} = 1,05$$

Тонкость помола пыли для Подмосковного Б $R'_{90} = 50$ [13]

Тонкость помола пыли для Экибастузского $R''_{90} = 18$ [13]

Коэффициент $\Pi_{др}=1$ - коэффициент перерасчета на другой зерновой состав топлива.

Подставляя цифры в формулу 2.22, получим

Для Подмосковского Б

$$V'=77,9 \text{ т/ч}$$

Для Экибастузского

$$V''=49,8 \text{ т/ч}$$

Устанавливаем шесть валковых мельниц типа MPS.

Находим объем емкости бункеров сырого топлива. По методике расчета, емкость бункеров должна обеспечивать не менее 8 часов работы станции. Для каменных углей емкость БСУ. В данной схеме на каждую мельницу необходимо установить отдельный бункер сырого угля.

$$V_6 = \frac{B \cdot m}{\Psi_6 \cdot \gamma_{тн} \cdot z} \cdot \frac{Q_H^p \cdot \gamma_{тн}}{(Q_H^p)^{аш} \cdot (\gamma_{тн})^{аш}}, \quad (2.26)$$

$$V_6 = \frac{271,1 \cdot 8}{0,8 \cdot 6} \cdot \frac{16760}{24960 \cdot 1,03} = 294,7 \text{ м}^3$$

где $(Q_H^p)^{аш}$ - низшая теплота сгорания АШ,

$(\gamma_{тн})^{аш}$ - насыпной вес АШ, равный 1,03 т/м³

z - количество бункеров,

m - число часов работы котлоагрегата на установленном запасе топлива

Ψ_6 - коэффициент заполнения бункера, принимаем равным 0,8.

Определяем модель питателей сырого угля, их производительность должна быть в 1.1 раз больше производительности мельницы.

$$B_{псу} = 1,1 \cdot B_m^p \quad (2.27)$$

$$B_{псу} = 1,1 \cdot 54,2 = 59,62 \text{ т/ч}$$

2.2.4 Выбор оборудования топливного хозяйства

На ЭГРЭС-2 уже построена система топливопередачи, она была рассчитана на потребление угля четырьмя блоками. Поэтому мы не производим расчет топливного хозяйства, данной мощности хватит для работы станции. Также стоит упомянуть, что по вине топливоподачи не происходило ни одной аварии 1 степени (посадка станции на ноль).

Топливо доставляется на станцию с помощью железнодорожного транспорта. Тип разгрузочного устройства - вагоноопрокидыватель. Общее количество установленных вагоноопрокидывателей, равно двум, по одной на каждую очередь. Подача топлива осуществляется ленточными конвейерами, ширина ленты 1600 мм. Скорость ленты 2,25 м/с, в пике до 3 м/с. В тракте установлены подвесные и шкивные металлоискатлеи, до питателей сырого угля. После дробилок установлены механические пробоотборники и уловители щепы.

2.3 Золоулавливание

Из-за высокой зольности Экибастузского угля, для котла П-57р, тип электростанции КЭС, с мощностью 1500 МВт - КПД золоулавливания должна быть не ниже 99%. На станции используется комбинированный золоуловитель, состоящий мокрой и сухой ступени.

Из-за большой мощности котлоагрегата рекомендуются электрофильтры с горизонтальным ходом, типа унифицированный горизонтальный (УГ). Выбираем электрофильтр ЭГА-2-88-12-6-4У с активной высотой электродов 12м; электрофильтр состоит из двух корпусов, каждый корпус делится на 4 полуполя и плюс одно поле форкамеры. Перед форкамерой устанавливается выравнивающая решетка для ламинирования потока дымовых газов.

Мокрая ступень использует скрубберы ММК-4-2/7-3 в кол-ве 4 штук. . Каждый скруббер оснащен четырьмя входными патрубками с двумя трубами Вентури на каждом, двумя гидрозатворами с побудительными соплами в каждом. Диаметр скруббера 7 метров, диаметр внутренней вставки 3 метра.

2.4 Химводоочистка

При строительстве первых двух блоков, мощность химического цеха рассчитывалась на 8 блоков, поэтому можно оставить схему химводоочистки без изменений. Кратко опишем схему.

Из химического цеха очищенная вода приходит в баки запаса конденсата (2шт.), находящиеся напротив ПОК, у торца главного корпуса. Из БЗК трубопроводами вода поступает на всасы насосов запаса конденсата (НЗК) и далее в общий напорный коллектор, откуда двумя коллекторами подводится к потребителю. От обеих коллекторов вода подается на :

- постоянный и аварийный добавок конденсата в конденсатор турбины;
- охлаждение пробоотборных точек экспресс лаборатории;
- гашение бака низких точек;
- заполнение уравнивательных бачков приборов КИП;

заполнение контуров НОС, НГО;
заполнение, промывку шахты БОУ.

Так же возможно подключение насосов подпитки теплосети (НПТС) из бака грязного конденсата, куда сбрасывается конденсат с напора КЭН-1ст.

Расход подпитки теплосети до 30 т/ч.

Расход постоянного добавка 30 т/ч.

Расход аварийного добавка 500 т/ч.

Расход промывки БОУ до 100 т/ч.

Расход промывки шихты ФСД 900 т/ч.

На станции работает химическое обессоливание, из-за низкого содержания ионов сильных кислот в исходной воде (не превышает 5 мг.экв./кг).

Схема работает следующим образом:

Вода обрабатывается коагуляцией железом;

Пропускается через осветительный фильтр;

Проходит первую стадию Н-катионирования;

Проходит через слабоосновной анионитный фильтр;

Проходит вторую стадию Н-катионирования;

Пропускается через Д-карбонизатор;

Вторую степень слабоосновного анионитного фильтра;

3-х ступенчатые ФСД.

Конечное солесодержание составляет 0,1 мг/кг, кремний содержание 0,02 мг/кг

Ионизация производится блочным способом, то есть последовательным включением в состав блока по одному фильтру каждой ступени БОУ включена в работу на напоре КЭН-1ст. Очистка конденсата производится в ФСД с выносной регенерацией при расчетной скорости фильтрования 100 т/ч. На блок устанавливаются три фильтра. Высота загрузки шихты 1,2м, при отношении 31 Атионита и анионита 1,5/1,0.

2.5 Гидрозолоудаление

Шлакоудаление на станции работает пневмогидравлическим способом.

Данный способ золоудаления принят из-за электрофильтров, точнее ее сухой ступени. Багерные насосы не установлены. Пульпа выводится самотеком по золопроводам с уклоном в 1%. Каналы вывода шлака и золы выполнены отдельно. Уклон золовых каналов составляет 1%, шлаковых 1,8%.

На пристанционном узле установлены 4 насоса гидрозолоудаления (НГЗУ) и два насоса орошающей воды. Два коллектора гидрозолоудаления и орошения идут в котельный цех, в скрубберное и подбункерное помещение

электростанции фильтров. Мощности скрубберов, побудительных сопел и ШШУ должно хватить, т.к. система строилась с расчетом на 8 блоков

Внешняя перевозка золы осуществляется эрлифтами.

Найдем общий выход шлака и золы.

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot B \cdot n (1 - a_{\text{ун}}) \cdot \left(A^{\text{p}} + q_4 \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32680} \right), \text{ т/ч} \quad (2.28)$$

$$G_3 = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \left(A^{\text{p}} + q_4 \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32680} \right), \text{ т/ч} \quad (2.29)$$

где B - расход натурального угля, 156,6 т/ч;

n - кол-во котлов, равно 1;

$a_{\text{ун}}$ - доля золы, уносимая газами, 0,8;

A^{p} - зольность 35%;

q_4 - потери от мехнедожога;

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ - теплота сгорания топлива, 18880 кДж/кг;

КПД принимаем равным 99,5%.

Подставляем в формулы и получаем

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot 156,6 (1 - 0,8) \cdot \left(35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 11,283 \text{ т/ч}$$

$$G_3 = 0,01 \cdot 156,6 \cdot 0,8 \left(35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 44,87 \text{ т/ч}$$

Исходя из полученных величин, выбираем четыре шнека шлакоудаления с производительностью 3 т/ч каждый, с одновалковой дробилкой на каждый шнек с производительностью до 3,5 т/ч.

Радиус облицовки каналов шлакоудаления принимаем равным 200 мм, при наклоне 1,8% это обеспечивает до 500 м³/ч, что достаточно.

Диаметр побудительных сопел принимаем равным 18 мм для мощных котлов при давлении смывной воды 0,5 МПа.

Сопла устанавливаются в торце каналов, в одном метре от выброса шлака, в одном метре от золоуловителей котла, в местах сопряжения каналов, на поворотах и по всей длине на расстоянии 7 метров друг от друга.

Расход воды через побудительные сопла определяется числом сопел и в нашем случае равен 17 м³/ч.

Найдем расход шлаковой пульпы.

$$Q_{\text{ш.п.}} = Q_{\text{ш}} + Q_{\text{охл}} + Q_{\text{тр}}^{\text{ш}} \quad (2.30)$$

где $Q_{\text{ш}}$ - объемный расход шлака,
 $Q_{\text{охл}}$ - расход воды на охлаждение шлака,
 $Q_{\text{тр}}^{\text{ш}}$ - расход воды на транспорт шлака.

$$Q_{\text{ш}} = \frac{G_{\text{ш}}}{\rho_{\text{ш}}} \quad (2.31)$$

$$Q_{\text{ш}} = \frac{11,3}{2,8} = 4,04 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_{\text{охл}} = G_{\text{ш}} \cdot q_{\text{охл}} \quad (2.32)$$

$$Q_{\text{охл}} = 11,3 \cdot 12 = 135,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$Q_{\text{тр}}^{\text{ш}}$ рассчитывается по количеству сопел, 4 шнека, 4 сопла на каждый шнек, 2 канала, 2 сопла на каждый торец, 2 сопла на повороты каналов и 1 сопло на сопряжение каналов, до прямика эрлифтов 20 метров, устанавливаем еще 2 сопла, всего 11 сопел, по $17 \text{ м}^3/\text{ч}$, общий расход равен $187 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$Q_{\text{ш.п.}} = 4,04 + 135,6 + 187 = 326,64 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расход золовой пульпы

$$Q_{\text{з.п.}} = Q_{\text{з}} + Q_{\text{тр}}^{\text{з}} + Q_{\text{ор}} \quad (2.33)$$

где $Q_{\text{з}}$ - объемный расход золы,
 $Q_{\text{тр}}^{\text{з}}$ - расход воды на транспорт золы,
 $Q_{\text{ор}}$ - расход воды на орошение.

$$Q_{\text{з}} = \frac{G_{\text{з}}}{\rho_{\text{з}}} \quad (2.34)$$

$$Q_{\text{з}} = \frac{43,1}{2,45} = 17,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$Q_{тр}^3$ находим по количеству сопел на транспорт. По 1 соплу на каждый гидрозатвор, всего 8, два поворота и 1 сопряжение, всего 11 сопел, общий расход воды составит $187 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$Q_{ор}$ по количеству труб Вентури на скрубберах, получим 32 сопла, расход воды на сопла $544 \text{ м}^3/\text{ч}$, плюс $120 \text{ м}^3/\text{ч}$, итого $664 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$Q_{з.п.} = 17,6 + 187 + 644 = 848,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q = Q_{ш.п.} + Q_{з.п.} \quad (2.35)$$

$$Q = 848,6 + 328,6 = 1177,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для транспорта шлакозоловой пульпы используем два эрлифта, из которых один в резерве. Глубина зумпфа 18 метров, высота подъема пульпопровода 21 метр. давление нагнетаемого воздуха равно $1,1-1,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$. После подъема в подбункерное помещение пульпа отделяется от воздуха и поступает в общий приямок золошлакоудаления, откуда самотеком уходит через золопроводы в золоотвал. Золопроводов 3, один в работе, два в резерве. Мощность золоотвала до 847000 тонн в год, площадь 282790 га, срок службы 50 лет с 1991 года по 2041 год.

2.6 Технические характеристики выбираемого оборудования

Таблица 2.4 - Подогреватели поверхностного типа ПНД-3,4

Типоразмер	ПН-1100-25-6-1	ПН-850-25-6-1
Завод	ПО ТКЗ	ПО ТКЗ
Поверхность теплообмена, м^2	1100	850
Расход выды через подогреватель, $\text{кг}/\text{с}$	483,5	350
Тепловой поток, кВт	54,4	22,9
Температура пара максимальная, $^{\circ}\text{C}$	310	200
Гидравлическое сопротивление воды, м.вод.ст	3,3	1,5
Высота, мм	10100	9300
Диаметр, мм	2664	2632
Сухая масс, тонн	44	36,9

Таблица 2.5 - Подогреватели поверхностного типа ПВД-6,7,8

Типоразмер	ПВ-1800-37-2,0	ПВ-1800-37-4,5	ПВ-1800-37-6,5
Расход, т/ч	1700	1700	1700
Давление пара кгс/см ² (max)	20	45	65
Давление воды кгс/см ² (max)	370	370	370
Давление пара рабочее кгс/см ²	18,7	42	61,3
Давление воды рабочее кгс/см ²	300	300	300

Продолжение таблицы 2.5

Температура пара (max), °С	450	300	350
Температура пара рабочая, °С	440	295	345
Тепловой поток, МВт	69,1	88,5	57,9
Гидравлическое сопротивление, м.вод.ст	39	6	45
Поверхность теплообмена полная, м ²	1782	1890	1782
ОК, м ²	126	126	91
ОП, м ²	108	-	99
Температура питательной воды на выходе, °С	200	243	270
Диаметр корпуса, мм	2860	2910	2960
Общая масса, тонн	126,7	150,5	172,6
Объем водяного пр-ва, м ³	8,7	8,9	8,6
Объем парового пр-ва, м ³	38	36,8	33,5

Таблица 2.6 - Насосы питательной деаэрационной установки

Типоразмер	ПД-1600-180-М	ПН-1500-350
Расход, т/ч	1630	1800
Давление на всасе, кгс/см ²	7,2	22
Давление на напоре, кгс/см ²	23,5	400
Температура перекачиваемой среды, °С	165	165
Кавитационный запас, м.вод.ст	12	-
Число оборотов об/мин	1890	4665
Потребляемая мощность, МВт	0,885	16,25
КПД, %	82	83
Вес, тонн	-	27,93

Таблица 2.7 - Турбопривод

Типоразмер	Мощность, кВт	Число оборотов в минуту	Давление пара, кгс/см ²	Температура пара, °С	Расход пара, т/ч	Число ступеней давления
ОК-18-ПУ-500	11350	4000	10,27	377	53,23	8

Таблица 2.8 - Насосы подъема маслоохладителей и эжекторов.

Типоразмер	Д4000-95	Д3200-75
Производительность, м ³ /ч	3200	2500
Напор, м.вод.ст.	55	45
Число оборотов в минуту	730	750
Кавитационный запас, м.вод.ст	5,5	5,5
КПД насоса, %	88	87
Тип электродвигателя	ДА302-16-54-8	А4-450У-6У3
Мощность, кВт	630	400
Напряжение на клеммах двигателя, кВ	6	6

Таблица 2.9 - Вагонопрокидыватели

Характеристика	Боковой тип
Производительность при вагонах 60т	25
То же при вагонах 93т	20
То же при вагонах 125т	-
Угол поворота, град	170-175
Частота вращения, об/мин	0,702
Установленная мощность двигателя, кВт	200
Габариты, м	25,7/10,4/12,5
Масса, тонн	350,5

Таблица 2.10 - Тяго-дутьевые машины

Тип	Подача, м ³ /ч	Полное давление, Па	Тем-ра газа, °С	КПД, %	n, об/мин	Мощность, кВт
ВДОД-31,5	800/850	5550/6250	30	82,7	596	1540/2000
ВДН-25-2	500/400	3620/2550	30	82,7	735/590	650/290
ВГДН-21	138	3050	40	83	980	190
ДОД-43	1335/1520	3500/4000	100	82,5	370	1570/2500

Таблица 2.11 - Насосы орошения скрубберов и золоудаления

Количество насосов	2	4
Тип насоса	Д-1250-1255	Д-2000-100-2
Производительность, м ³ /ч	1000	2000
Напор, м	86	100
Число оборотов в мин.	1450	1000
Максимальная мощность, кВт	340	760
Диаметр рабочего колеса	535	820
КПД, %	76	95,64
Тип электродвигателя	-	СД-2,85-576
Мощность, кВт	6000	6000

Таблица 2.12 - Циркуляционный насос

Тип	ОПВ-145Э
Температура среды, °С	35
Полный напор, м	8,0/1,15
Подача, м ³ /с	7,65/9,3
Рабочий угол установки лопастей	3°20'
Диаметр рабочего колеса, см	145

3 Горелочные устройства для котельных агрегатов блоком 500 МВт

3.1 Системы стадийно-ступенчатого сжигания топлива для снижения выбросов NO_x

Для уменьшения количества выбросов оксидов азота до предельно низких значений используется технология стадийно-ступенчатого сжигания топлива. Горелки созданные по данной технологии рекомендуют использовать на тепловых станциях и котельных, работающих на каменных и бурых углях.

Данная технология и конструкция горелок внедрены на котлах:

П-57 (блок 500 МВт) Экибастузской ГРЭС-2,

ПК-401 (блок 200 МВт) Томь-Усинской и Беловской ГРЭС,

ОР-140 и WP-120 на ТЭС «Познань» и «Люблин» в Польше.

Технология стадийно-ступенчатого сжигания позволяет:

снижение выбросов оксидов азота в 1,5-2 раза, т.е. до 350-400 мг/нм³%
увеличить стабильность факела и ее экономичность при низкой эмиссии СО;

уменьшить коррозию экранов и шлакование топки.

Система трехступенчатого сжигания - это одно из направлений технологии низкоэмиссионного сжигания. Система создавалась специалистами ГК СибЭнергоГруп и ИК «ЗИОМАР». Принцип работы создает в топке 3 различные зоны:

нижняя зона - избыток воздуха в районе единицы, либо чуть ниже, здесь сгорает 70-75% топлива;

средняя зона - избыток воздуха ниже 1, 15-30% топлива;

верхняя зона - поступает остальная часть топлива, ради сжигания хим. и мех. недожога.

Данная технология, вместе с восстановителем угля, впервые использована на котле Е-210-98 (ОР-210М) на ЭС «Скавина» в Польше. Часть угольной пыли, которая не улавливается циклонами, используется в качестве восстановителя.

Разложение оксидов азота происходит из-за недостатка кислорода при сжигании топлива во второй зоне. В результате образуется N₂.

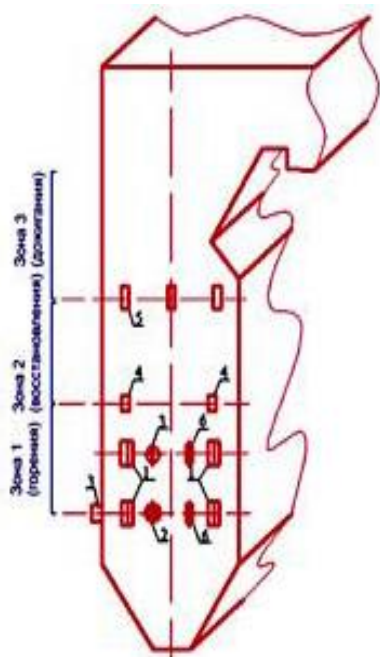


Рис. 1

- 1 - основные пылеугольные горелки;
- 2 - пылемазутные горелки;
- 3 - расточные мазутные горелки;
- 4 - горелки восстановительной ступени;
- 5 - сопла третичного воздуха;
- 6 - боковые сопла вторичного воздуха.

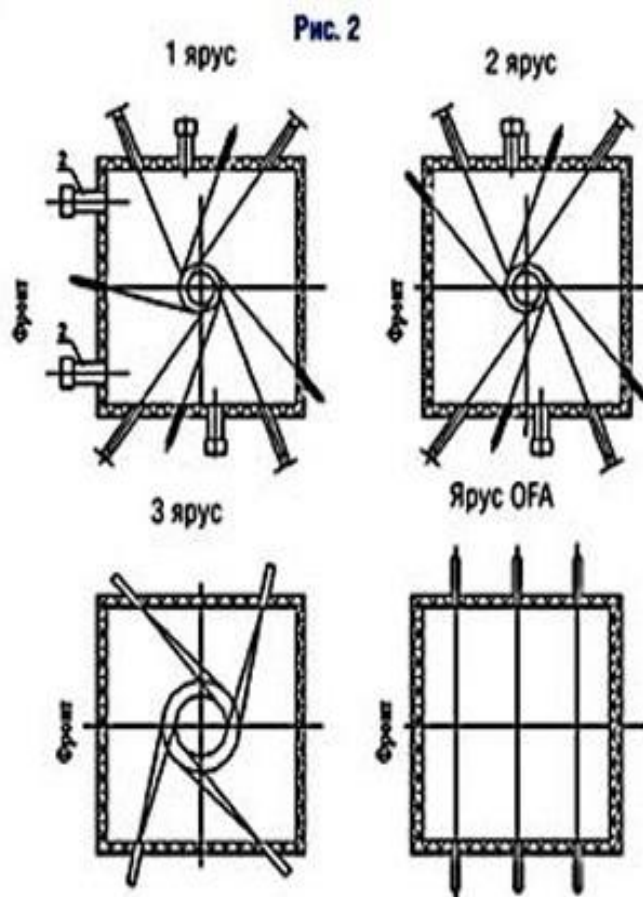


Рисунок 3.1 - Принцип работы системы трехступенчатого сжигания

На Новосибирской ТЭЦ-5 была опробована система с газовой восстановительной ступенью на котле ТПЕ-214. Результаты показали уменьшение количества выбросов NO_x до 300 мг/нм^3 , это почти в 2 раза ниже стандартных показателей.

3.2 Новый способ расширения возможностей управления работой вихревых горелок со стандартными завихрителями

Для экологичного и безопасного сжигания топлива на котлоагрегатах станций необходимо оптимизировать всю система горелка-топка. Система сбросных воздушных сопел, также перерабатывают. Для достижения заданных результатов, необходимо использовать не схемы двухстадийного или трехстадийного сжигания, а более современные и индивидуальные схемы настройки - двухзонные (стадийные, нестехиометрические). В этой технологии топливо сжигается в несколько этапов при разном уровне недостатка кислорода. Это позволяет подавлять образование NO_x , причем разных способов образования - быстрых, топливных, термических. Для этого нужно контролировать температуру и газовый состав каждой горелки во всех зонах.

В средней и верхней зонах происходит дожигание топлива, для этого нужна эффективная аэродинамическая схема смешения воздуха с топочными газами. Реализация данной схемы дает улучшение экономических и экологических показателей котлоагрегатов.

Для реализации схемы нестехиометрического сжигания в топке котлоагрегата, необходимо создать новые виды горелок с индивидуальной схемой настройки. Данные горелки должны удовлетворять нескольким требованиям:

- горелки - вихревые, потому что они обеспечивают высокую надежность горения и воспламенения. Данные горелки дают возможность дополнительного регулирования температуры и избытка воздуха отдельных зон факела.

- горелки должны обеспечивать управление интенсивности крутки потоков факела. Это позволяет регулировать длину и угол раскрытия факела.

- факела из горелок должны иметь сильно пониженную крутку. Низкая крутка факела (вплоть до затухания приосевого тока) усиливает турбулентный обмен в приосевой области факела. В совокупности с низким уровнем избытка воздуха (в районе 0,8), это позволит уменьшить образование сажи и оксидов азота.

- горелки обязаны иметь дополнительные возможности для стабилизации горения факела, из-за опасности обрыва факела при низком уровне крутки. В американских и немецких горелках для этого служат небольшие конусы, шайбы, уступы. Они не меняют аэродинамические сопротивления, при этом являются турбулизаторами отдельных зон факела. существуют еще один способ активизации механизмов перемешивания в приосевой зоне факела горелки и стабилизации горения - это установка лопаточного регистра с радиальными или диагональными лопатками в центральной части горелки.

- максимальное повышение осесимметричности потоков. Осесимметричность помогает снижать избытки воздуха в факеле.

Большинство стандартных горелок не удовлетворяют минимуму предоставленных требования. Поэтому разрабатываются специальные горелки, противоречащие стандартным требованиям. Данный горелки называют горелками экологически чистого сжигания (ГЭЧС).

При разработке ГЭЧС выявляются 3 главные проблемы:

- регулирование интенсивности крутки потока. Широкий диапазон крутки должен быть создан в реальных условиях эксплуатации;

- регистры (закручивающие аппараты) должны давать исходную структура факела, до регулирования;

- данные проблемы должны быть реализованы в пределах возможностей стандартных дутьевых средств котла.

Существует несколько расчетов крутки потока с помощью регистров, но они не совпадают с полученными экспериментальными значениями. По классификации Ахмедова (Найденова) существует 3 лопаточных регистра (лопатки): тангенциальные (ТЛ), аксиальные (АЛ) и аксиально-тангенциальные или диагональные (Д); и 1-2 камерных регистра.

Согласно современным конструкторам, самые лучшие виды регистры - А и Д. Факел из горелки получаются устойчивые и хорошо стабилизированные, в приосевой зоне корня факела формируются хорошие условия смешения угольной пыли с воздухом. Удачные разработки подобных горелок были созданы корпорацией «Siemens» (серия 3а) и в опытном котле ЦКС-УПИ в 1991 году.

Регистры У и Т камерного типа дают высокую надежность стабилизации горения, но смешение смеси у корня факела хуже, чем у лопаточных регистров. Но данную проблему возможно устранить при формировании потока циклоном. Данный вид регистров можно выделить в новый тип Ц, но несмотря на свои преимущества данные горелки нашли широкого применения.

Все перечисленные проблемы можно решить новым способом управления потока. Существует модель с данным управлением потока - она использовала нерегулируемую улитку с выходным каналом. Стенка канала имеет отверстия малого диаметра по всей длине. Сквозь них воздух радиально вдувается в виде струй, со скоростями сопоставимыми со скоростями вихря. Данный способ подачи воздуха - струйный радиальный вдув (СРВ) показал высокую эффективность управления потока.

В этой модели установлен нерегулируемый регистр постоянной геометрии. Среднерасходный импульс всех струй СРВ в отверстиях перфорации стенки выходного канала модели горелки, отнесенный к осевому интегральному импульсу (также среднерасходному) всего потока при выходе из модели:

$$k = K_{вд}/K_{вых} \quad (3.1)$$

Величина k - это изменение интенсивности вдува. В данной модели k ($\approx 0,7$) было в 2 раза выше, чем обычно. Т.е. взаимодействие закрученного потока со стенкой выходного цилиндрического канала прекращалось (скорость вращения опускалась до 0). Благодаря изменению интенсивности вдува изменение крутки потока.

Еще одним плюсом является сильная деформация структуры закрученного потока перед его выходом из горелки, но сохранялись структурные особенности потока. Эти особенности проще всего наглядно представлять радиусами характерных зон закрученного потока. Эти зоны или их границы,

определяют через максимумы и нулевые значения составляющих вектора скорости и нулевые значения полных и статических давлений. После проведенных опытов было получено, что радиусы всех зон всегда остаются в данной последовательности:

$$0 < R_{z0} < R_r < R_{h0} < R_{\phi} < R_{r0} < R < R_{p0} < R_m < R_z < R_k < R_{\text{ц}} \quad (3.2)$$

Такого эффекта невозможно получить без изменения аэродинамического сопротивления и ни с одним из стандартных видов регистра. Анализ горелки с управляющим СРВ доказывает, что вдув позволяет регулировать смешение воздуха и топлива в факеле, также СРВ влияет на турбулентные характеристики потока. Турбулентные характеристики сильно влияют на формирование факела и процессов выгорания топлива в разных областях объема. Благодаря СРВ можно эффективно управлять положением в потоке мест, с различным турбулентным теплообменом, а также контролировать в них температуру и атмосферу.

В ходе работ по разработке новых горелок и анализа эффективности уже имеющихся - ГЭЧС считает важным необходимость владения информацией о характерных зонах закрученного потока. Так, например, первая зона - зона на крайней периферии радиуса $R=R_k$ (радиус максимумов импульса потока в осевом направлении). Данный импульс, является одним из основных факторов в определении дальности факела. Значения ряда турбулентных характеристик в данной зоне при не работающем СРВ являются общеизвестными. При этом данная зона почти совпадает с другой зоной $R=R_z$ - максимумов осевых скоростей ($W_z=W_{z\max}$) у стенки канала. В данном контексте инновационным является то, что включение и усиление СРВ отодвигает эту зону от стенки канала и при этом, одновременно происходит струйная турбулизация вдувом этой зоны, но радиусы R_k и R_z уже немного расходятся ($R_k > R_z$). В реальных условиях появляется возможность управлять интенсивностью процессов на периферии факела рядом с горелкой и размерами периферийными зонами проектируемых стадий горения топлива при многостадийном его сжигании непосредственно в объеме горящего факела горелки.

Для разделения горящего факела на области различных локальных избытков воздуха или для разделения этапов сжигания топлива в объеме факела имеет смысл применять вторую зону - область очень резкого затухания процессов турбулентного переноса в закрученном потоке, которое происходит даже при резкой интенсификации управляющим СРВ переноса в центральных и периферийных областях потока. Предположительно, впервые было установлено что эта кольцевая область минимальных значений турбу-

лентной вязкости и напряжений турбулентного трения совпадает с локализацией в закрученном потоке нулевых значений радиальной скорости ($W_r = 0$). Здесь направление скорости W_r изменяется на обратное, то есть, - это граница расширяющейся и сужающейся областей любого закрученного потока или факела. Также было обнаружено, что управляющий СРВ сильно влияет на изменение радиуса области ($W_r = 0$), при необходимости уменьшая его.

Третья зона – это зона центральной турбулизации потока, появление которой и ее локализацию разные конструкторы чаще связывают с приосевым обратным током сильно закрученного потока (вихря). Более того было определено положение данной зоны, в которой происходит наиболее интенсивное расширение центральной области потока. Стоит отметить что Струйный вдув резко активизирует процессы, протекающие в данной зоне, уменьшая радиус этой зоны, однако при этом сам радиус больше радиуса внешней границы приосевого обратного тока на 10-15%. Данная информация будет полезна при оптимизации схем центрального ввода топлива и его сжигания без выбросов канцерогенов на отдаленных участках факела при местных избытках воздуха.

Соответственно, управляющий вдув через стенку выходного канала горелки способен превратить стандартную неуправляемую вихревую горелку любого типа в регулируемую с различным спектром регулирования. Использование СРВ позволяет превратить в специальную экономичную горелку экологически безопасного сжигания (ГЭЧС) для любого вида энергетического топлива.

Сущность нового способа подачи состоит в том, что пыль к горелкам подается не первичным воздухом, а независимым от него автономным воздухом при высокой концентрации пыли в смеси (30-50 кг топлива/кг воздуха, в отличии от традиционных схем с концентрацией 0,3-0,6 кг/кг). В данном случае в зависимости от мощности горелок диаметр пылепроводов горелок может составлять всего 40-80 мм (вместо 300-500 мм в снынешних системах), а расход транспортируемого воздуха около 0,1—0,3% всего расхода воздуха на горение.

Новая система подачи пыли позволяет:

- упростить компоновку котлоагрегата;
- удешевить компоновку котлоагрегата за счет экономии металла, а также снизить затраты на ремонт и замену пылепроводов;
- уменьшить расходы электроэнергии на собственные нужды;
- снизить выбросы NO_x в среднем на 30%.

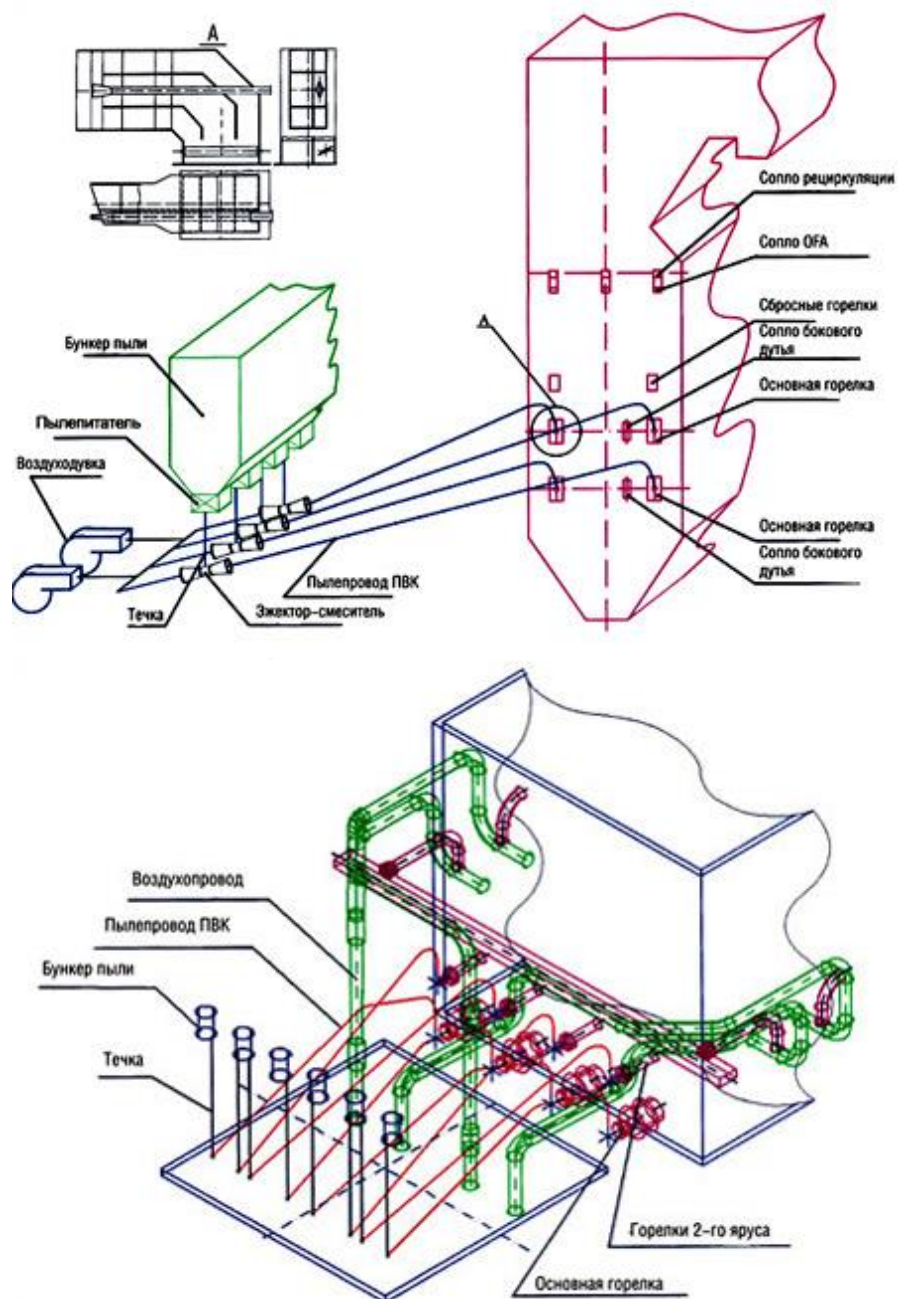


Рисунок 3.2 - Схема трассировки пылепроводов (указаны горелки с фронта топки).

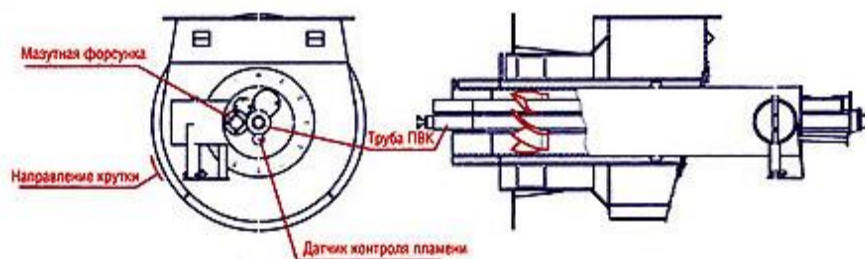


Рисунок 3.3 - Вихревая, низкоэмиссионная горелка с подачей ПВК котла БКЗ-210 паропроизводительностью 210 т/ч на Бийской ТЭЦ (Россия)

3.3 Виды горелок применяемых на ТЭЦ

Низкоэмиссионные газомазутные горелки - созданы для эффективного сжигания газа и мазута. Она состоит из 2 каналов - центрального и периферийного. Осевые лопаточные завихрители направлены к оси горелки и находятся в каналах (наклон лопаток 40-45°). С напора дымососа подаются рециркулирующие газы на всас дутьевого вентилятора.

Смесь рециркулирующих газов и воздуха поступает в центральный канал в объеме 35-45%, в периферийный - 60-65. С помощью специальных клапанов контролируется воздушный поток в каналах и регулируется в заданных диапазонах нагрузки.

Запально-защитное устройство горелки отличается надежностью и простотой, зажигание контролируется со щита управления. В конструкции предоставлена возможность отдельного сжигания мазута. Поэтому в центральном канале установлен запальник.

Горелка дает полную мощность котлоагрегата при любом виде топлива и при сжигании смеси газа и мазута при избытке воздуха 1,03-1,05. Конструкция горелки смешивает рециркулирующие газы (около 15-20%) с воздухом, это уменьшает количество загрязняющих выбросов в атмосферу. При сжигании газа, данная горелка, вместе с рециркуляцией, показывает уровень выбросов оксидов азота на уровне 96 мг/нм³ и при сжигании мазута 150 мг/нм³. Испытания на Шатурской электростанции показали результаты не выше 80 мг/нм³.

Вихревая горелка с регулируемой круткой вторичного воздуха устанавливается на котлоагрегатах с паропроизводительностью 75-420 т/ч, работающих на каменных углях и антрацитовом штыбе. Она обеспечивает регулирование диапазона и угла раскрытия факела, а также условий зажигания топлива. Котел должен быть с жидким и твердым шлакоудалением.

Вихревая пылеугольная горелка с системой ПВК позволяет разгонять пыль высокой концентрации по пылепроводу, с помощью струи воздуха из сопла. Полученная смесь смешивается с воздухом и топочными газами, непосредственно, в топочном пространстве. Распределитель пыли установлен в устье горелки, в виде конического рассекателя.

Прямоточные и щелевые горелки для тангенциальных топок установлены на котлах БКЗ-160 и П-57Р, работающих на экибастузском угле. Конструкция позволяет подавать вторичный воздух отдельно от потока топливо-воздушной смеси, благодаря разделению канала на внутренний и боковой. Это обеспечивает низкую концентрацию кислорода в зоне горения и воспламенения, что уменьшает количество выхода оксидов азота. Подача топлива в

горелку может быть, как традиционной, так и отличаться для подачи угля с большой долей ПВК.

Горелки для камерного сжигания делятся на пылевые, прямоточные, круглые. Также существуют комбинированные горелки, работающие на смеси угольной пыли и газа.

Круглые горелки, в основном, устанавливаются на котлах большой производительности. Они подразделяются на улиточно-лопаточные, лопаточные, двух и одноулиточные. В любой круглой горелке смесь пыли и воздуха закручивается в одном направлении.

Одноулиточная горелка закручивает вторичный воздух в улитке и попадает в топку через кольцевой канал. Пылевоздушная смесь прямоточно попадает в топочную камеру. Разнос смеси, для смешивания с воздухом, создается благодаря рассекающему конусу.

Потоки пылевоздушной смеси и вторичного воздуха в улиточно-лопаточных и двухулиточных горелках закручиваются в лопаточном или улиточном подводе. Оба потока на выходе из горелки создают конусы, с основанием у выхода из горелки. В самой топочной камере они перемешиваются между собой и топочными газами.

Чем лучше потоки пылевоздушной смеси и вторичного воздуха перемешиваются с топочными газами, тем быстрее сгорает топливо. Также необходимо контролировать скорость вдувания в топку этих потоков, от нее зависит полнота сгорания топлива. Если скорость слишком мала, то возможно выпадение частиц угля. Если же скорость наоборот слишком высокая, то уменьшается шанс воспламенения из-за более худших условий. Скорость вторичного воздуха при сжигании тощих углей, полуантрацитов, антрацитов - 20-30 м/с, пылевоздушной смеси - 15-20 м/с. Соответственно для каменных и бурых углей - 25-35 и 20-25 м/с. Кол-во первичного воздуха, также зависит от вида топлива. Так для антрацитов составляет 20-30%, для бурых углей 50-60%. Весь остальной воздух уходит, как вторичный. Мощность одной круглой горелки - 14т/ч.

Вихревая стабилизирующая горелка устанавливается на котлоагрегатах работающих в экстремальных условиях. Это - низкая температура или давление, сжигаются низкокалорийные топлива.

Главной конструкционной особенностью является, возможность поступления факела первой ступени, являющегося стабилизирующим и пусковым, тангенциально во вторую ступень. Благодаря этому поток во второй ступени сильно закручивается и в него поступает топливо. В итоге в топочную камеру поступает устойчивый и стабилизированный факел.

Основные технические характеристики опытных образцов.

Расход сжатого воздуха, г/с 5;

Давление сжатого воздуха, МПа 0,15;
Температура воздуха и топлива на входе в первую ступень - 55°C;
Давление топливо-воздушной смеси в разжигаемой камере сгорания, КПа 10,3
Топливо первой ступени жидкое или газообразное;
Топливо второй ступени газообразное, жидкое, твердое измельченное;
Диапазон надежного запуска и устойчивой работы по коэффициенту избытка воздуха 0,3;
Температура факела на срезе выходного сопла - 700°C.

3.4 Системы нижнего дутья

Данная система позволяет увеличить выгорание топлива (бурый уголь и лигниты) и увеличить экономичность колтоагрегата. В первую очередь она ориентирована на станции с сепараторными мельницами, т.к. они выдают пыль размером более 1 мм. Большинство таких частиц выпадает в шлак, повышая потери с мех. недожогом.

Система нижнего дутья подает горячий воздух по встречно смещенной схеме с помощью системы струй, скорость достигает 35 м/с. В сопла нижнего дутья поступает около 12-17% общего расхода воздуха. Благодаря ней снижается количество образования оксидов азота и увеличивается общий КПД котлоагрегата.

В случаях большого количества ксилитов в лигнитах (10-12% на ТЭС «Битола» в Македонии), данная система показывает себя еще более эффективно. Еще одним достоинством является повышение температуры в нижней части топочной камеры на 150-160 °С. Это увеличило тепловосприятие и устойчивость горения в данной области, а также улучшило температурный режим во всех поверхностях нагрева котла.

В частности на территории СНГ система нижнего дутья установлена на Троицкой и Ангренской ГРЭС. Проведенные на данных станциях испытания показали, что данная система должна быть рекомендована для всех станций, работающих на бурых углях или лигнитах.

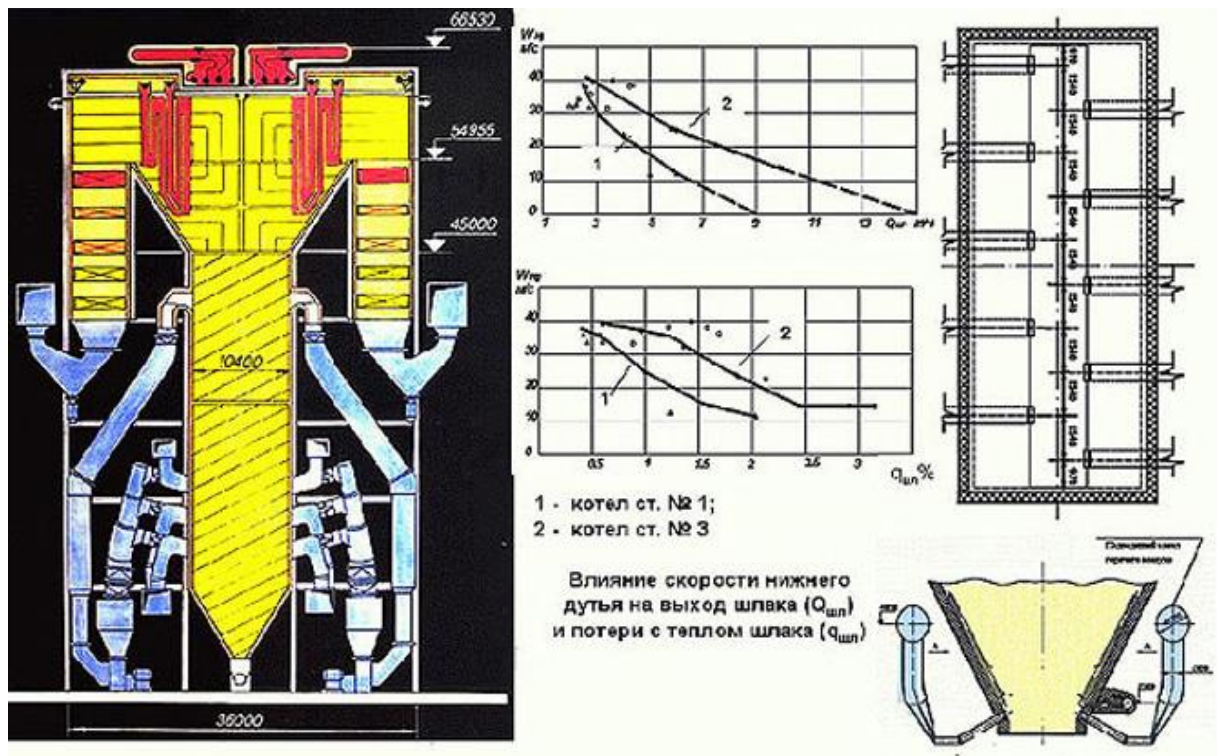


Рисунок 3.4 - Системы нижнего дутья на котле П-64 на котле П-68 блока 210 МВт на ТЭС "Битола" (Македония)

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Условия труда на ЭГРЭС-2

Станция расположена к северо-востоку от г. Экибастуз в 4км от поселка энергетиков п. Солнечного. В 50 км проходит канал Иртыш-Караганда.

Станция работает в конденсационном режиме, котлоагрегат сверхкритических параметров с жидким золо и шлакоудалением. Жилищно-коммунальные потребители отсутствуют. Пусковая котельная работает на мазуте.

1 блок был пущен в эксплуатацию в 1990 году.

Применяется двухступенчатая комбинированная золоулавливающая установка, состоящая из мокрой ступени – скрубберов и электрофилтра.

На станции нет очистных сооружений, ввод которых предусматривался во второй очереди станции, то есть при вводе пятого блока.

Станция не имеет сброса сточных вод, все сброса отправляются в золоотвал.

4.1.1 Общие теоретические сведения

Шум – это совокупность звуков различной частоты и интенсивности, возникающих в результате колебательного движения частиц в упругих средах (твердых, жидких, газообразных).

Основными источниками шума на ТЭС являются: турбины, котельные агрегаты, насосы и т.д. Большая часть этого оборудования расположена внутри помещений. К самым шумным помещениям относятся – турбинный цех, котельный цех, газораспределительный пункт.

Так же на ТЭС есть источники шума, находящиеся за пределами производственных помещений, это тягодутьевые машины, распределительные устройства, сброс пара в атмосферу при срабатывании предохранительных клапанов и др.

Наиболее распространенным типом шума, является звуковой шум. По происхождению шум делят на различные виды: ударный, механический, аэродинамический, гидродинамический и электромагнитный.

Основные физические характеристики звука:

Частота f (Гц) делится на несколько типов звуковых волн в соответствии с f . Другими словами, инфразвуковые- 16-20 Гц слышимые звуки - частота 20-20000 Гц и ультразвуковая - частота выше 20000 Гц;

Звуковое давление P (Па) - это изменение давления в среде, когда звуковая волна проходит через нее;

Интенсивность или интенсивность звука I (Вт / м²) - это средний поток энергии во всех точках среды за единицу времени относительно поверхности на единицу поверхности, перпендикулярной направлению распространения звука.

Мощность звука W_t (Вт);

Длина волны λ (м) - зависит от скорости волны и частоты колебаний частицы.

Пока человек не подвергается воздействию, шум делится на два типа:

Постоянный - уровень шума, который не изменяется более чем на 5 дБ в течение всего рабочего дня.

Непостоянный - уровень шума (дБ или более) и изменяется в течение рабочего дня.

4.2 Акустический расчет

4.2.1 Расчет звукового давления в расчетной точке

Расчет производится для турбинного цеха, т.к турбинный цех является самым шумным производственным помещением на территории ГРЭС, из-за большого количества оборудования. Самым шумным оборудованием являются турбины и генераторы

Источники шума – 3 турбины и 3 генератора.

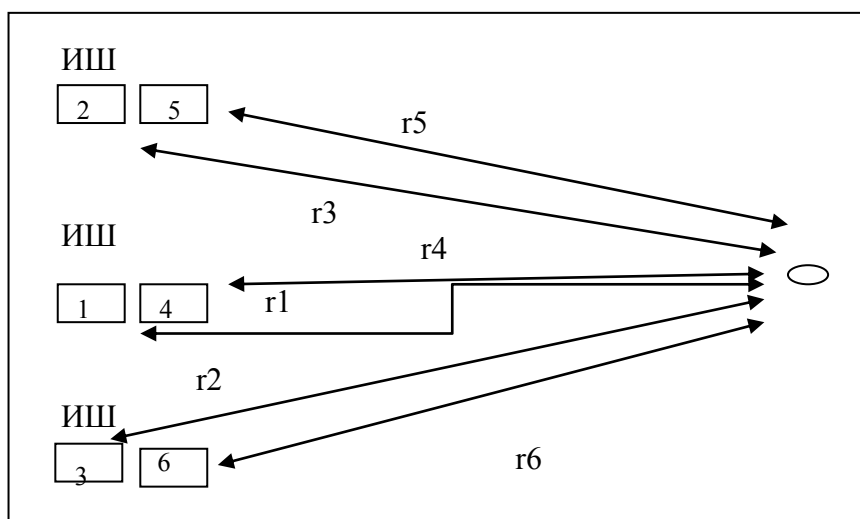


Рисунок 4.1 - Схема расположения оборудования в помещении

Таблица 4.1. Ориентировочные уровни звукового давления теплоэнергетического оборудования

Источники шума	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Газовая турбина	103	105	94	95	93	90	88	85
Генератор	105	105	98	97	98	92	90	92

Расчет уровня звукового давления в рабочих помещениях производим для частоты 63 Гц, где несколько источников шума

Наибольший габаритный размер источников $l_{\max} = 4,8$ м. Из-за выполнения условия $2 l_{\max} < r_{\min}$, $9,6 \text{ м} < 10 \text{ м}$ для 6 источников шума, мы рассчитываем S_i – площадь правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящий через расчетную точку, через следующую формулу:

$$S_i = 2 \pi r_i^2 \quad (4.1)$$

$$S_1 = 6,28 * (25,5^2) = 160,14 \text{ м}^2$$

$$S_2 = S_3 = 6,28 * (65,19^2) = 409,39 \text{ м}^2$$

$$S_4 = 6,28 * (12^2) = 75,36 \text{ м}^2$$

$$S_5 = S_6 = 6,28 * (60,83^2) = 382,01 \text{ м}^2$$

Величина $r_{\min} / l_{\max} = 10 / 4,8 = 2$. По рисунку 3.1 определяем $\chi = 1$ – это коэффициент, учитывающий влияние ближайшего звукового поля.

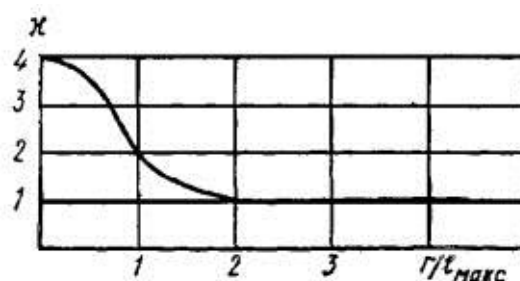


Рисунок 4.2 - График для определения коэффициента χ в зависимости от отношения r к максимальному линейному размеру источника шума l_{\max}

$\Phi=1$ – коэффициент напряженности источника шума, безразмерный, находится опытным путем;

Определяем величину V и μ по табл. 3.8 и 3.9 [5].

Тип помещения 1 – с небольшим количеством людей (турбинный и котельные цеха, машинные залы, цеха металлообрабатывающих предприятий):

$$V_{1000}=V/20 \quad (4.2)$$

$$V_{1000}=97920/20=4896 \text{ м}^3$$

Где, V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц, берется из таблицы 3.8[5];

V – объем данного помещения

μ - частотный множитель, для данного объема ($V=2500$) указан в таблице 3.2.

Таблица 4.2 - Частотный множитель

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Для определения звукового давления в зоне прямого и отраженного звука, в расчетной точке (т.е. на рабочем месте персонала), необходимо воспользоваться данной формулой:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\varphi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta i \right), \quad (4.3)$$

$$L_{\text{ооб}} = 10 \lg \left(2 \cdot \left(\frac{10^{10} \cdot 1 \cdot 1}{70,366} + \frac{10^{10} \cdot 1 \cdot 1}{70,366} + \frac{10^{10} \cdot 1 \cdot 1}{64,684} \right) + \frac{4 \cdot 0,51}{77,244} \cdot 6 \cdot 10^{10} \right) = 127,395 \text{ дБ}$$

L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума;

m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке (т.е. источников, для которых $r_i < 5 r_{\min}$);

n – общее количество источников шума в помещении;

Минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{\min} = 12 \text{ м}$, $5 \cdot r_{\min} = 60 \text{ м}$.

Общее количество источников шума, принимаемых в расчет и расположенных вблизи расчетной точки, когда, $r_i < 5 \cdot r_{\min}$, будет равно 6 ($m=6$).

Рассчитаем суммарные уровни звуковых давлений $L_{\text{общ}}$. Учитываются все источники шума, влияющие на расчетную точку. После находим значения $L_{\text{доп}}$ (ГОСТ 12.1.003-83). В итоге найдем требуемое снижение шума:

$$\Delta L_{\text{тр}} = L_{\text{общ}} - L_{\text{доп}}, \quad (4.4)$$

$$L_{\text{тр}} = 111,928 - 95 = 16,928 \text{ дБ}$$

где, $L_{\text{общ}}$ – ожидаемый уровень звукового давления, создаваемый рассматриваемыми источниками шума в расчетной точке;

$L_{\text{доп}}$ – допустимый уровень звукового давления в расчетной точке

Продолжим расчеты:

$$\Delta_{1,2,3} = 10^{0,1 \cdot L_p} \quad (4.5)$$

$$\Delta_{1,2,3} = 10^{0,1 \cdot 100} = 10^{10}$$

$$V = B_{1000} \cdot \mu \quad (4.6)$$

$$V = 4896 \cdot 0,5 = 2448 \text{ м}^3$$

Аналогичным образом считаем для остальных частот.

Все расчеты сведем в таблицу 4.3 и 4.4

Таблица 4.3 – Акустический расчет для низких частот

	63	125	250	500
Lp1	103	105	94	95
Lp2	105	105	98	97
$\Delta = 10^{0,1 L_{p1}}$	1,9953E+10	3,1623E+10	2,512E+09	3,162E+09
$\Delta = 10^{0,1 L_{p2}}$	3,1623E+10	3,1623E+10	6,31E+09	5,012E+09
S1	160,14	160,14	160,14	160,14
S2=S3	409,3932	409,3932	409,3932	409,3932
S4	75,36	75,36	75,36	75,36
S5=S6	382,0124	382,0124	382,0124	382,0124
$10^{0,1 L_{p1}/S1}$	193714788	301169301	26722196	33287133
$10^{0,1 L_{p1}/S2}$	48737065,4	77243043,1	6135633	7724304,3
$10^{0,1 L_{p1}/S3}$	419622832	419622832	83725762	66505737
$10^{0,1 L_{p2}/S4}$	419622832	419622832	83725762	66505737

Продолжение таблицы 4.3

$10^{0,1Lp2/S5}$	82779450,6	82779450,6	16516672	13119659
$10^{0,1Lp2/S6}$	8,2668E-07	5,3173E-07	5,993E-06	4,811E-06
$\Sigma 10-15$	1164476967	1300437458	216826025	187142570
B1000	4896	4896	4896	4896
M	0,5	0,5	0,55	0,7
B	2448	2448	2692,8	3427,2
$\Sigma(4:1)10^{0,1Lp1}$	5,9858E+10	9,4868E+10	7,536E+09	9,487E+09
$\Sigma(4:1)10^{0,1Lp2}$	9,4868E+10	9,4868E+10	1,893E+10	1,504E+10
строки 19+20	1,5473E+11	1,8974E+11	2,646E+10	2,452E+10
строки 14+22	1,5589E+11	1,9104E+11	2,668E+10	2,471E+10
Лобщ=10lg(стр23)	111,928201	112,811177	104,26205	103,92866
Лдоп	95	87	82	78
$\Delta L_{тр общ}$	16,9282014	25,8111771	22,262055	25,928656

Таблица 4.4 – Акустический расчет для высоких частот

	1000	2000	4000	8000
Lp1	93	90	88	85
Lp2	98	92	90	92
$\Delta=10^{0,1Lp1}$	1995262315	1000000000	630957344,5	316227766
$\Delta=10^{0,1Lp2}$	6309573445	1584893192	1000000000	1584893192
S1	160,14	160,14	160,14	160,14
S2=S3	409,3932	409,3932	409,3932	409,3932
S4	62,8	62,8	62,8	62,8
S5=S6	382,0124	382,0124	382,0124	382,0124
$10^{0,1Lp1/S1}$	21454433,49	11111111,11	7169969,824	3720326,66
$10^{0,1Lp1/S2}$	4873706,537	2442639,497	1541201,33	772430,431
$10^{0,1Lp1/S3}$	100470914,7	25237152,75	15923566,88	25237152,7
$10^{0,1Lp2/S4}$	100470914,7	25237152,75	15923566,88	25237152,7
$10^{0,1Lp2/S5}$	16516671,83	4148800,386	2617716,074	4148800,39
$10^{0,1Lp2/S6}$	7,46419E-06	1,44126E-05	2,23348E-05	4,3045E-05
$\Sigma 10-15$	243786641,3	68176856,49	43176020,99	59115863
B1000	4896	4896	4896	4896
M	1	1,6	3	6
B	4896	7833,6	14688	29376
$\Sigma(4:1)10^{0,1Lp1}$	5985786945	3000000000	1892872033	948683298
$\Sigma(4:1)10^{0,1Lp2}$	18928720334	4754679577	3000000000	4754679577
строки 19+20	24914507279	7754679577	4892872033	5703362875
строки 14+22	25158293921	7822856434	4936048054	5762478738

Продолжение таблицы 4.4

Лобщ=10lg(стр23)	104,0068119	98,9336536	96,93379379	97,6060934
Лдоп	75	73	71	69
ΔЛтр общ	29,00681187	25,9336536	25,93379379	28,6060934

Полученные данные уровня звукового давления показали необходимость проведения мероприятий по снижению шума, с целью сохранения здоровья работников.

4.2.2 Расчет мероприятий для снижения шума

Существует множество вариантов снижения шума на тепловых электростанциях.

укрепить эластичные прокладки, создавая каналы и двери в основании всех элементов жесткости пола и турбинных блоков.

виброизоляция турбинных конденсаторов;

скорость пара в трубопроводе высокого давления принимается в пределах минимального шумового эффекта.

арматура звукоизоляционная.

заключение в монтажное кольцо генератора звукопоглощающего корпуса без стимулятора щетки.

установите вентилятор в антивибрационную основу;

установка вентиляции в вентиляционной камере;

установка глушителей аэродинамического шума в воздуховодах всасывания и нагнетания системы кондиционирования;

тепловая изоляция оборудования одновременно является звукопоглощающим покрытием.

Так как сотрудники большую часть времени проводят внутри комнаты наблюдения, а не у оборудования, было принято решение спроектировать камеру наблюдения с мерами изоляции от шума. В производственных помещениях необходимо выдать индивидуальные меры защиты от шума.

Для кабины наблюдения необходимо рассчитать звукоизоляцию стены и перекрытий. Параметры камеры наблюдения:

Параметры кабины наблюдения – 16*8*4

Площадь глухой стены $S_1=64 \text{ м}^2$

Площадь глухой стены $S_2=128 \text{ м}^2$

Площадь двери $S_3= 4 \text{ м}^2$

Площадь окна $S_4= 3 \text{ м}^2$.

Для расчета проникновения шума из одного помещения в другое применяется формула:

$$R_{\text{тр}} = L_{\text{ш}} - 10 \cdot \lg B + 10 \cdot \lg S_i - L_{\text{доп}} + 10 \cdot \lg n \quad (4.7)$$

где, $L_{\text{ш}}$ – октавный уровень звукового давления в не защищаемом от шума помещении, дБ;

B – постоянная защищаемого от шума помещения, м²;

S_i – площадь рассматриваемой ограждающей конструкции, через которую проникает шум, м²;

$L_{\text{доп}}$ – допустимый октавный уровень звукового давления;

n – общее количество ограждающих конструкций, через которые проникает шум.

Расчет сведем в таблицу 4.5 и 4.6

Таблица 4.5 – Расчет звукоизоляции для низких частот

	63	125	250	500
B1000	4896	4896	4896	4896
M	0,5	0,5	0,55	0,7
B	2448	2448	2692,8	3427,2
Лобщ=10lg(стр23)	111,932875	112,8149912	104,2675024	103,933329
Lдоп	95	87	82	78
10Lgn (n=6)	7,781512504	7,781512504	7,781512504	7,7815125
10LgB	33,88811413	33,88811413	34,30204099	35,3493945
10lgS1(64)	18,06179974	18,06179974	18,06179974	18,0617997
10lgS2(128)	21,0720997	21,0720997	21,0720997	21,0720997
10lgS3(4)	6,020599913	6,020599913	6,020599913	6,02059991
10lgS4(3)	4,771212547	4,771212547	4,771212547	4,77121255
Rтр1	8,888073097	8,888073097	8,888073097	8,8880731
Rтр2	11,89837305	11,89837305	11,89837305	11,8983731
Rтр3	-3,15312673	-3,15312673	-3,15312673	-3,1531267
Rтр4	-4,4025141	-4,4025141	-4,4025141	-4,4025141

Таблица 4.6 – Расчет звукоизоляции для высоких частот

	1000	2000	4000	8000
B1000	4896	4896	4896	4896
M	1	1,6	3	6
B	4896	7833,6	14688	29376
Лобщ=10lg(стр23)	104,0010268	98,9289809	96,929121	97,599749
Lдоп	75	73	71	69
10Lgn (n=6)	7,781512504	7,7815125	7,7815125	7,7815125
10LgB	36,89841409	38,9396139	41,669627	44,679927
10lgS1(64)	18,06179974	18,0617997	18,0618	18,0618

Продолжение таблицы 4.6

10lgS2(128)	21,0720997	21,0720997	21,0721	21,0721
10lgS3(4)	6,020599913	6,02059991	6,0205999	6,0205999
10lgS4(3)	4,771212547	4,77121255	4,7712125	4,7712125
Rтр1	8,883399518	8,88339952	8,8833995	8,8833995
Rтр2	11,89369947	11,8936995	11,893699	11,893699
Rтр3	-3,157800308	-3,1578003	-3,1578	-3,1578
Rтр4	-4,407187674	-4,4071877	-4,407188	-4,407188

Теперь необходимо подобрать конструкции, обеспечивающие необходимую звукоизоляцию.

Величины звукоизолирующей способности конструкций приведены в таблице 3.16, 3.17 [7] звукоизолирующая способность конструкций для стены (с окном и дверью) и перекрытия кабины наблюдения представлена в таблице 3.18.[7]

Согласно предоставленным таблицам было выбрано:

для стен – кирпичная кладка (отштукатуренная с двух сторон), с толщиной $\frac{1}{2}$ кирпича;

для перекрытий – железобетонная панель, полы – плитки ПХВ, древесно-стружечная плита, сплошная прокладка из мягких плит;

обыкновенная филенчатая дверь, без уплотняющих прокладок;

окно с силикатным стеклом, толщиной 6 мм, без уплотняющих прокладок.

Вывод

Согласно полученных результатам октавных уровней звукового давления, было принято решения сооружения кабины наблюдения, для снижения уровня шума до допустимых показателей.

Были подобраны конструкции, обеспечивающие необходимую звукоизоляцию:

для стен – кирпичная кладка, с толщиной $\frac{1}{2}$ кирпича, средняя поверхностная плотность ограждения составляет 220 кг/м^2 ;

для перекрытий – железобетонная панель, полы – плитки ПХВ, древесно-стружечная плита, сплошная прокладка из мягких плит;

обыкновенная филенчатая дверь, без уплотняющих прокладок;

окно с силикатным стеклом, толщиной 6 мм, без уплотняющих прокладок.

В результате стены, перекрытия и дверь обеспечат полную звукоизоляцию камеры наблюдения.

5 Экономическая часть

5.1 Инвестиционный проект расширения ЭГРЭС-2

Для успешного развития экономики страны, необходимо устойчивое развитие казахстанского энергетического комплекса. При обеспечении устойчивого роста мощностей, мы удовлетворим запросы населения и производства и расширим возможности экспорта электроэнергии соседним странам.

Данная дипломная работа посвящена расширению Экибастузской ГРЭС-2 за счет строительства 3 блока, для увеличения числа потребителей электроэнергии и повышения надежности электроснабжения.

В качестве исходных данных для расчета даются годовые объемы выработки электрической тепловой энергии и удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии и 1 Гкал тепловой энергии, вид топлива, его теплотворная способность (ккал/кг для), цена топлива (тенге/тнт для угля), расстояние транспортировки твердого топлива от месторождения до станции. Необходимые данные для расчета приведены в табл.5.1

Таблица 5.1-Исходные данные по ЭГРЭС-2

\mathcal{E}_e , млн. кВтч	Q_e , тыс. Гкал	Топливо	Q_p , ккал /кг	C_m , тенге/ /тнт	R, км
3211	171	уголь	4200	3800	58

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч принимать в размере 260-280 гут/кВтч; а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии – 200-210 кгут/Гкал.

Стоимость транспорта твердого топлива принимать в размере 1,0-1,2 тенге/т-км.

5.2 Определение эксплуатационных издержек.

5.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При определении годового отпуска, необходимо учитывать расход энергии на собственные нужды. Количество электроэнергии, расходуемого, станцией очень велик и составляет 5-15% вырабатываемой энергии. Расход на собственные нужды зависит от многих факторов: тип и единичная мощ-

ность оборудования и агрегатов, вид топлива, уровень совершенности и современности применяемого основного и вспомогательного оборудования а также умение руководства вести правильную политику управления станцией.

В расчетах принимать расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7-9% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 0,5-1% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_e \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{млн.кВтч}; \quad (5.1)$$

$$\mathcal{E}_{от} = 3211 \cdot (1 - 0,08) = 2954,12 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{от} = Q_e \cdot (1 - Q_{сн}), \text{тыс.Гкал}; \quad (5.2)$$

$$Q_{от} = 171 \cdot (1 - 0,05) = 162,45 \text{ тыс. Гкал.}$$

5.2.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_e \cdot b_{\mathcal{E}}, \text{тыс.тут}; \quad (5.3)$$

$$B_{\mathcal{E}} = 3211 \cdot 260/1000 = 834,4 \text{ тыс. тут};$$

$$B_m = Q_e \cdot b_T, \text{тыс.тут}; \quad (5.4)$$

$$B_m = 171 \cdot 200/1000 = 34,2 \text{ тыс. тут.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_{\mathcal{E}} + B_m, \text{тыс.тут}; \quad (5.5)$$

$$B_y = 834,4 + 34,2 = 868,6 \text{ тыс. тут.}$$

Полученный расход необходимо перевести в натуральное топливо. Это связано с тем, что все расходы рассчитываются по натуральному топливу. Расход включает в себя транспортировку и оплату.

Необходимо перевести кол-во используемого топлива из натуральных единиц в тонны условного топлива. Для этого использую два коэффициента: B_y — количество израсходованного котельно-печного топлива в натуральных единицах измерения; K_H — коэффициент для перевода натурального топлива в условное, он определяется как отношение низшей теплоты сгорания рабочего состояния топлива к теплоте сгорания 1 кг условного топлива, то есть 7000 ккал/кг:

$$K_H = \frac{Q_p}{7000} \quad (5.6)$$

$$K_H = \frac{4200}{7000} = 0,6$$
$$B_n = B_y : K_H, \text{ тыс. тнт.}, \quad (5.7)$$

$$B_n = 868,6 \cdot 1000 / 0,6 = 1447,67 \text{ тыс. тнт.}$$

Затраты на транспорт 1 тнт (C_{mp}) твердого топлива определяются:

$$C_{mp} = R \cdot (1,8 - 2,0), \text{ тенге/ тнт}; \quad (5.8)$$

$$C_{mp} = 58 \cdot 1,9 = 110,2 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{mp}), \text{ млн. тенге}; \quad (5.9)$$

$$I_m = 1447670 / 1000000 \cdot (3800 + 110) = 5660,68 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.3 Расчет затрат на воду

Вода из ТЭЦ используется для охлаждения пара в конденсаторе турбины, для дополнения системы отопления, охлаждения генератора и трансформатора, удаления гидравлического пепла и многого другого. По данным системы водоснабжения станции, стоимость воды также зависит. В послед-

нее время стоимость теплоэлектростанции для воды значительно возросла, и в некоторых случаях может быть достигнуто значение 1,4-1,6 тенге/кВт·ч.

Для комплексных расчетов стоимость водоснабжения может быть взята:

$$I_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (0,4-1,4) \text{ млн.тг}; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{в}} = 3211 \cdot 0,7 = 2247,7 \text{ млн. тенге.}$$

5.2.4 Расчет затрат на заработную плату

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов, экологических требований.

Численность ППП можно получить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.:

$$N_y = 1000 \text{ МВт};$$

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{ш}$): для ТЭЦ установленной мощностью более 400 МВт – 1,2 – 1,4 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,5 – 1,8 чел/МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина $K_{ш}$ уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел}; \quad (5.11)$$

$$ЧП = 1,3 \cdot 1000 = 1300 \text{ человек.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ($I_{зпо}$), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ($I_{зпд}$) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд}, \text{ млн. тенге}; \quad (5.12)$$

$$I_{зпо} = 1300 \cdot 1,3 = 1690 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зпд} = 0,1 \cdot 1300 = 130 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зп} = 1690 + 130 = 1820 \text{ млн. тенге}.$$

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо принимается в размере 1,2-1,5 млн тенге на одного работающего. Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо.

5.3 Определение капитальных вложений

Денежные средства необходимы для строительства и эксплуатации когенерации. Для строительства и использования станций так называемые капитальные вложения составляют основные производственные активы и необходимы для эксплуатации оборотных средств. Основные средства - это рабочие, которые неоднократно участвуют в производственном процессе, сохраняя при этом свою естественную материальную форму, выполняя одни и те же функции в течение нескольких производственных циклов и передавая их стоимость на производство.

Постепенно появляются в виде амортизации.

В современной экономике наиболее часто используется термин «инвестиции». Инвестиции - это инвестиции в деньги и реальный капитал. Изменения в капитале и оборотных средствах для дублирования основных средств называются капитальными вложениями. Его инвестиционная концепция объясняет термин «капитальные вложения» более широко, без ограничений по месту и форме инвестиций.

Основными видами инвестиций являются:

- капитальные вложения в виде инвестиций в финансовые, материальные и технические ресурсы в области воспроизводства, строительства, расширения, технического преобразования и существующего производственного обслуживания основных средств;

- создать инвестицию в акции;

- финансовые ресурсы в виде акций, облигаций и других ценных бумаг, а также расходы на получение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельцев на часть имущества, а также прибыль компаний, ценных бумаг, акций, облигаций, выпускающих эти документы).

Можно видеть, что термины инвестиции, капитальные вложения и основные производственные активы имеют много общего и могут рассматриваться почти.

Синонимы, но они также имеют экономические различия. Большинство людей

Литература по экономике энергетики при определении стоимости энергетических продуктов чаще всего используется в термине «основные производственные активы», в то время как некоторые авторы настаивают на терминах «капитальные вложения» или «инвестиции».

По составу природного материала все основные производственные активы подразделяются на следующие группы в зависимости от цели производственного процесса и срока службы:

- здания, сооружения, мастерские, тоннели;

- передаточные устройства (нефте- и газопроводы, линии электропередачи);

- машины и оборудование (тракторы, электрооборудование);

- Автотранспорт (автомобильный, железнодорожный, авиационный, речной);

- производственное и бытовое оборудование;

- Земельные ресурсы (в случае оценки), принадлежащие компании, и другие основные средства.

Эти составляющие основных производственных фондов характерны для энергетики.

Данные из аналогичных типов проектов строительства электростанций широко используются при проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом. На основании проектных оценок общая сумма капиталовложений в строительство электростанции делится на ее установленную мощность, и получается целевой показатель для конкретных капиталовложений. Даже

для станций одного типа их стоимость может сильно различаться в зависимости от мощности, количества, типа топлива и экологических требований блока. Исходя из конкретных капиталовложений, весьма вероятно, что затраты на электроэнергию и отопление предлагаемой станции будут ориентированы на будущее и экономически сопоставимы с другими вариантами энергоснабжения в регионе.

В расчетах принимать величину K_{yd} для ТЭЦ 800 МВт -1200 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт – 1600 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей, K_{yd} принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета 366,36 тенге.

Капитальные вложения в строительство ТЭЦ будут составлять:

$$K_0 = K_{yd} \cdot N_y, \text{млн.тенге} \quad (5.13)$$

$$K_{yd} = 1400 \text{ \$/кВт} \quad (5.14)$$

$$K_{yd} = 532,000 \text{ тыс. тенге/кВт};$$

$$K_0 = 532000 \cdot 1000 = 532\,000 \text{ млн. тенге.}$$

Также необходимо учитывать износ оборудования $\approx 30\%$:

$$K_{из} = K_0 \cdot 0,3 \quad (5.15)$$

$$K_{из} = 532000 \cdot 0,3 = 159\,600 \text{ млн. тенге}$$

$$K = K_0 + K_{из} \quad (5.16)$$

$$K = 532000 + 159600 = 691600 \text{ млн. тенге}$$

Разумеется, полная стоимость основных производственных фондов не может быть немедленно перенесена в расчет затрат на производство энергетических продуктов, и они постепенно переводят свою стоимость в производственные затраты в форме амортизации. Хорошо известно, что амортизационные расходы представляют собой денежную компенсацию за физический и моральный износ оборудования и используются для ремонта и покупки нового оборудования, а не для износа (восстановления). Каждый тип устройства имеет свою собственную норму амортизации. Например, здания - 1,0-1,2%, проходы для жидкого топлива, железнодорожные пути и резервуары - 4,0-6,6%, ЛЭП - 2,0-2,8%, кабельные линии - 3,0%, трубопроводы.

Тепловая сеть - 4,0%, котельное оборудование и водогрейный котел - 4,0-5,5%, силовое оборудование и КРУ - 5,6-6,65, автомобиль - 9,0-20,0%. Норма амортизации устанавливается государством.

Предельная норма амортизации, определяемая Указом Президента Республики Казахстан, имеет юридическую силу и степень амортизации, которая не может быть использована для вышеуказанной нормы амортизации.

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 4-5%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 4,5% от величины К:

$$I_{ao} = 0,045 \cdot K, \text{ млн. тенге}; \quad (5.17)$$

$$I_{ao} = 0,045 \cdot 691\,600 = 31122 \text{ млн. тенге.}$$

5.3.1 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Помимо затрат на текущий ремонт производственного оборудования, эта часть затрат также включает затраты на технический осмотр и техническое обслуживание оборудования в работе (чистота и смазочные материалы) и определяется как:

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ao}, \text{ млн. тенге}; \quad (5.18)$$

$$I_{тр} = 0,15 \cdot 31122 = 4668,3 \text{ млн. тенге.}$$

5.3.2 Расчет платы за выбросы

Количество выбрасываемых вредных веществ зависит от количества выбросов, которое, в свою очередь, зависит от типа сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), количества и способа улавливания вредных веществ (электрофилтры, эмульгаторы). В нашем случае этот компонент лучше по сравнению с существующими сайтами по аналогии. Когда ТЭЦ использует природный газ, сумма платежа будет уменьшена, и можно использовать сумму 80-100 тенге на 1000м³ газа, таким образом:

$$I_{выб} = (200-250) \cdot V_{гнт}, \text{ млн. тенге}; \quad (5.19)$$

$$I_{выб} = 230 \cdot 1\,447\,670 = 3329,64 \text{ млн. тенге.}$$

5.3.3 Общестанционные и цеховые расходы

В этом разделе представлены административные и административные расходы (заработная плата, канцелярские товары, командировочные), общее производство (техническое обслуживание, амортизация, текущее обслуживание, испытания, исследования, рационализация и охрана труда на станционных объектах), вычет целевых затрат (техническая реклама,

Высшая организация), ремонтная мастерская и ее руководство (зарплата руководства цеха, амортизация и расходы на содержание, а также расходы на содержание существующего здания, затраты на охрану труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{тр}}), \text{ млн.тенге} \quad (5.20)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (31122 + 2730 + 4668,3) = 7704,06 \text{ млн.тенге.}$$

5.3.4 Расчет себестоимости отпуска энергии

Известно, что если на ГЭС и КЭС вырабатывается один вид энергии – электрическая, и все затраты станции относятся на нее, то на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия. В этом случае очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

При выполнении данной курсовой работы используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_o}{B_y}, \quad (5.21)$$

$$K_p = 834,86/868,6=0,96;$$

Данный коэффициент показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница $(1 - K_p)$ – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Разнесение затрат энергии

Составляющие затрат	И _{всего} , млн. тенге	И _{э/э} , млн. тенге	И _{т/э} , млн. тенге
Топливо, И _т	5660,68	5434,253	226,427
Вода, И _в	2247,7	2157,792	89,908
Фонд заработной платы, И _{зп}	1820	1747,2	72,8
Амортизационные отчисления, И _{ао}	31122	29877,12	1244,88
Ремонт, И _р	4668,3	4481,568	186,732
Общестанционные, И _{об}	7704,06	7395,898	308,162
Плата за выбросы, И _{выб}	3329,4	3196,224	133,176
Итого затрат $\sum I$	56552,14	54290,055	2262,085

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{от}}; \quad (5.22)$$

$$S_э = \frac{54290,055}{2954,12} = 18,378 \text{ тг/кВт}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = \frac{I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}}; \quad (5.23)$$

$$S_т = \frac{2298485}{162,45} = 13924 \text{ тг/Гкал}$$

Проведем аналогичный расчет для блока 1500 МВт. Из-за увеличения мощности увеличится $\mathcal{E}_э$ до 6000 млн. кВтч.

Расчет сведем в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Расчет для 1500 МВт

Обозн.	Расчет	Разм-ть		Обозн.	Расчет	Разм-ть
Эот	5880	млн. кВтч		Изпо	2535	млн. тг
Qот	162,45	тыс. Гкал		Изпд	195	млн. тг

Продолжение таблицы 5.3

Вэ	1560	тыс. тут		Изп	2730	млн. тг
Вт	34,2	тыс. тут		К0	798000	млн. тг
Ву	1594,2	тыс. тут		К	954600	млн. тг
Вн	2657	тыс. тут		Иао	42957	млн. тг
Цтр	110,2	тг/тнт		Итр	6443,55	млн. тг
Ит	10388,87	млн. тг		Ивыб	6111,1	млн. тг
Ив	4200	млн. тг		Иобщ	11102,33	млн. тг
ЧП	1950	чел.		Кр	0,02	

Таблица 5.4 – Разнесение затрат для 1500 МВт

Составляющие затрат	И _{всего} , млн. тенге	И _{э/э} , млн. тенге	И _{т/э} , млн. тенге
Топливо, И _т	10388,87	10181,0926	207,7774
Вода, И _в	4200	4116	84
Фонд заработной платы, И _{зп}	2730	2675,4	54,6
Амортизационные отчисления, И _{ао}	42957	42097,86	859,14
Ремонт, И _р	6443,55	6314,679	128,871
Общестанционные, И _{об}	11102,33	10880,2834	222,0466
Плата за выбросы, И _{выб}	6111,1	5988,878	122,222
Итого затрат \sum И	83932,85	82254,193	1678,657

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется по формуле 5.22:

$$S_3 = \frac{82254,193}{5880} = 13,989 \text{ тт/кВт}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется по формуле 5.23:

$$S_T = \frac{1678657}{162,45} = 10333 \text{ тт/Гкал}$$

5.4 Экономическая оценка

Экономическая оценка проводится для определения осуществимости проекта на стадии разработки проекта. Это современный способ оценки принятия технико-экономических решений, учитывающий временную стоимость изменений финансирования и общий диапазон затрат по проекту. Цена и цена на будущее; Объем продаж; Доход и прибыль проекта; Часть прибыли вернет кредит; Банковская процентная ставка, по которой компания кредитует; Срок кредитования.

Из-за времени, которое требуется для получения прибыли после инвестирования в крупные энергетические проекты, существует множество факторов, которые влияют на окончательную экономическую оценку. Различные методы оценки инвестиционных проектов используются, чтобы избежать серьезных вычислительных ошибок. Это метод определения чистой приведенной стоимости (NPV), периода окупаемости проекта (PP), внутренней нормы прибыли (IRR), рентабельности инвестиций (PI) и рентабельности инвестиций (ROI). Первые три метода используются для этого расчета. Известно, что для оценки инвестиционных проектов используются только четыре показателя:

I_0 – первоначальные инвестиции;

CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r – процентная ставка банка по кредиту (10%);

n – календарный год кредита.

$$I_0 = 0.1 \cdot K + 0.3 \cdot И, \text{итого, млн.тенге} \quad (5.24)$$

$$I_0 = 0.1 \cdot 954.600 + 0.3 \cdot 83932,85 = 120640 \text{ млн.тенге}$$

Самая сложная часть разработки и анализа инвестиционных проектов - это расчет CF и CF , направленных на погашение кредита.

Мы полагаем, что ставка налога с продаж электроэнергии и тепла ТЭЦ будет на 20% выгоднее.

$$T_{оэ} = S_э \cdot 1,3 \text{ тенге/кВтч}, \quad (5.25)$$

$$T_{оэ} = 13,989 \cdot 1,3 = 18.186 \text{ тенге/кВтч}$$

$$T_{от} = S_m \cdot 1,3 \text{ тенге/Гкал} \quad (5.26)$$

$$T_{от} = 103331,3 = 13433 \text{ тенге/Гкал}$$

Доходы ТЭЦ от продажи электроэнергии и тепловой энергии являются следующими:

$$Д = T_{оэ} \cdot Э_{от} + T_{от} \cdot Q_{от}, \text{ млн.тенге}, \quad (5.27)$$

$$Д = 18.186 \cdot 5880 + 13,433 \cdot 162,45 = 109116 \text{ млн. тенге}$$

а суммарные затраты рассчитываются по формуле:

$$З = S_э \cdot Э_{от} + S_m \cdot Q_{от}, \text{ млн.тенге} \quad (5.28)$$

$$З = 13.989 \cdot 5880 + 10,333 \cdot 162,45 = 83934 \text{ млн.тенге}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З, \text{ млн.тенге} \quad (5.29)$$

$$ПР = 109116 - 83934 = 25182 \text{ млн.тенге.}$$

После уплаты налога на прибыль, в размере 20%, будет сформирована чистая прибыль:

$$ЧП = ПР \cdot (1 - 0,2), \text{ млн.тенге}, \quad (5.30)$$

$$ЧП = 25182 \cdot (1 - 0,2) = 20146 \text{ млн.тенге}$$

Естественно, чистая прибыль распределяется между четырьмя фондами, но в нашей работе мы предполагаем, что вся чистая прибыль вернет весь кредит банку. Это будет денежный поток CF.

5.4.1 Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Ниже приведены методы анализа инвестиций, которые показывают ценность, которую компания может вырастить в результате инвестиционного проекта.

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.31)$$

Результаты расчета занесем в таблицу 5.5

Таблица 5.5 – Расчет NPV

год	CF	R ₁₀	PV ₁₀
0	-120640,00	1,00	-120640,00
1	20146,00	0,91	18314,55
2	20146,00	0,83	16649,59
3	20146,00	0,75	15135,99
4	20146,00	0,68	13759,99
5	20146,00	0,62	12509,08
6	20146,00	0,56	11371,89
7	20146,00	0,51	10338,08
8	20146,00	0,47	9398,26
9	20146,00	0,42	8543,87
10	20146,00	0,39	7767,16
NPV			3148,45

NPV за 10 лет станет положительным, если данные сроки устраивают фирму, его следует принять.

4.4.2 Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV=0$.

$IRR\ NPV = 0$ - этот проект не гарантирует рост стоимости компании, но не ведет к снижению. Этот коэффициент дисконтирования ($R = 1: (1 + r)^n$) делит инвестиции на приемлемые и убыточные. IRR сравнивается с уровнем рентабельности инвестиций, который выбирает компания, принимая во внимание цену, которую компания получила для себя, и чистую прибыльность (барьерный фактор), которую она хотела бы достичь, используя ее.

Таблица 5.6 – Расчет IRR .

год	CF	R_{10}	PV_{10}	R_{20}	PV_{20}
0	-120640,00	1,00	-120640,00	1	-120640,00
1	20146,00	0,91	18314,55	0,8333	16788,33
2	20146,00	0,83	16649,59	0,6944	13990,28
3	20146,00	0,75	15135,99	0,5787	11658,56
4	20146,00	0,68	13759,99	0,4823	9715,47
5	20146,00	0,62	12509,08	0,4019	8096,23
6	20146,00	0,56	11371,89	0,3349	6746,85
7	20146,00	0,51	10338,08	0,2791	5622,38
8	20146,00	0,47	9398,26	0,2326	4685,32
9	20146,00	0,42	8543,87	0,1938	3904,43
10	20146,00	0,39	7767,16	0,1615	3253,69
NPV			3148,45		-36178,46

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) \quad (5.32)$$

$$IRR = 10 + \frac{3148,45}{3148,45 + 36178,46} \cdot (20 - 10) = 10,8\%$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту. Так как IRR превышает r_1 на 0,8%, можно сказать, что запас прочности проекта не большой.

Были сделаны расчеты инвестиционного проекта по расширению Экибастузской ГРЭС-2. С помощью полученных данных были получены

сроки окупаемости проекта с помощью 3 методов NPV, IRR. В итоге сроки окупаемости проекта составляет 10 лет.

Заключение

Данный дипломный проект посвящен теме расширение Экибастузской ГРЭС-2. Расширение производится за счет строительства нового блока мощностью 500 МВт.

Были поставлены и решены следующие задачи:

- проведен расчет теплового блока с целью нахождения удельного расхода топлива и выдаваемой мощности на генератор. Мощность составила 498 МВт; $B_y=0,311$ кг/кВтч;

- проведен расчет расхода условного топлива на котлоагрегат, он составил 271,6 т/ч;

- проведен расчет всего вспомогательного оборудования, кроме тех. что поставлены вместе с котлом и турбиной;

- в работе была дана оценка влияния шума на обслуживающий персонал станции. Акустический расчет проводился для турбинного отделения из-за большого количества источников шума в помещении. Согласно полученным результатам уровень звукового давления в расчетной точке превышал допустимые показатели, поэтому был произведен расчет кабины наблюдения со следующими параметрами - 16*8*4 и выбраны звукоизолирующие поверхности.

- в экономической части работы было необходимо произвести расчет инвестиционного проекта. В основу данного расчета входили определние издержек на: топливо, воду, заработную плату, амортизационные отчисления, ремонт, общестанционные работы, и выбросы до и после расширения для нахождения себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии. В итоге себестоимость отпуска электрической энергии составила – 13,989 тг/кВтч и тепловой энергии – 10333 тг/Гкал. Благодаря полученным данным, мы рассчитали сроки окупаемости проекта, они составили 10 лет.

Список литературы

- 1 Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции» Энергоиздат, 1987г.
- 2 Ривкин А.А. «Теплофизические свойства воды и водяного пара», Москва, энергоиздат, 1983г.
- 3 Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС. Методические указания к дипломному проектированию. Минэнерго, 1986.
- 4 Кузнецов Н.В. «Тепловой расчет котельных агрегатов». Нормативный метод. Энергия, 1973.
- 5 Паровая турбина К-500-240. Энергоатомиздвт, 1984.
- 6 Рожкова Т.П. «Энергооборудование станций и подстанций» Москва, Энергия, 1986г.
- 7 Жандаултова Ф.Р., Бегимбетова А.С., Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах. Алматы: АИЭС, 2009.
- 8 Методические указания к выполнению курсовой работы, раздел, «Экономика энергетики» Алматы 2017.
- 9 Дюсебаев А.А., Абикенова Т.С. «Охрана труда». Методические указания к выполнению лабораторных работ –Алматы: АИЭС, 2006. -18с.
- 10 Качан А. Д., Яковлев В. В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС Мн: Высшая Школа, 1982.
- 11 Кисельгоф М.Л. «Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котлоагрегатов». Нормативные методы. Энергия, 1971
- 12 Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. Энергия, 1973.
- 13 Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ. АУЭС, 2014