

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
имени Гумарбека Даукеева**

кафедра Тепловых энергетических установок

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ИТЭТТ

Бахтияр Б.Т.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » _____ 2020 г.

(подпись)

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой

к.т.н., доц. Кибарин А.А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » _____ 2020 г.

(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Повышение эффективности работы блока К-500 МВт

Выполнил (а) Кульбекова Г.Е.

(Фамилия и инициалы студента)

ТЭС-16-3

группа

Специальность 5В071700

Научный руководитель: доцент Ходанова Т.В.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Рецензент: Ваганов О.В.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Нормоконтролер: Олжабаева К.С.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

доцент Абильдина А.Ш.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

к.т.н., доцент Приходько Н.Г.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Алматы 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ имени
Гумарбека Даукеева

Институт теплоэнергетики и теплотехники
Специальность 5В071700 – Теплоэнергетика
Кафедра Тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студента Кульбекова Гульмира Ернуровна
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы Повышение эффективности работы блока К-500 МВт

утверждена приказом ректора № от « » 20 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные

- 1) Установленные мощности (тепловая и электрическая) станции СЭГРЭС-2
- 2) Принципиальная тепловая схема турбины К-500-240
- 3) Характеристики турбины с противодавлением Р-4-13/3
- 4) Параметры нормативного уровня освещенности КТЦ
- 5) Годовой отпуск электрической энергии, стоимость Экибастузского угля марки КСН-300

Перечень вопросов подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание:

- 1) Обзор технологического процесса производства электроэнергии на СЭГРЭС-2
- 2) Расчет тепловой схемы блока К-500 МВт
- 3) Расчет тепловой схемы с учётом турбины Р-4-13/3
- 4) Технико-экономическое обоснование проведения реконструкции
- 5) Расчет мероприятий по энергоэффективности в системе наружного освещения станции ГРЭС-2
- 6) Обзор способов прохождения блоком 500 МВт минимальных нагрузок и расчет показателя степени m
- 7) Заключение по работе

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1) Поперечный разрез станции с блоками К-500-240 (Поперечный разрез станции Кульбекова ТЭС-16-3.dwg)

- 2) Развернутая тепловая схема энергоблока К-500-240 (РТС энергоблока К-500-240 Кульбекова ТЭС-16-3.dwg)
- 3) Тепловая схема блока К-500-240 (ТС К-500-240 Кульбекова ТЭС-16-3.dwg)
-
-
-

Рекомендуемая основная литература

- 1) Использование паровых турбин малой мощности для энергосбережения на энергоузлах предприятий/ А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий// Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2008. – № 3
- 2) Д.П. Елизаров Теплоэнергетические установки электростанции: Учебник для вузов. 2-е издание перераб. и доп.- М.: Энергоиздат, 1982.-264 с.
- 3) Алимгазин А. Ш., Бергузинов А. Н., Шарыпов А. С. Повышение энергоэффективности работы теплофикационной установки с применением когенерации/ Научный журнал Павлодарского государственного университета имени С. Торайгырова/ 2018 / с. 25
- 4) Борисова Л. М., Гершанович Е. А. Экономика энергетики: Учебное пособие. –Томск: Изд-во ТПУ, 2014. –208 с.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	Абильдина А.Ш.	27.04.2020-8.05.2020	
БЖД	Приходько Н.Г.	11.05.2020-16.05.2020	
Основная часть	Ходанова Т.В.	02.03.2020-21.03.2020	

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Формирование плана выполнения дипломной работы	17.02.2020- 20.02.2020	
2	Обзор технической документации и отчетов деятельности станции	21.02.2020- 28.02.2020	
3	Написание основной части работы с учетом изученной документации и отчетов	02.03.2020- 21.03.2020	
4	Обзор оборудования ТФУ	23.03.2020- 25.03.2020	
5	Расчет тепловой схемы турбины К-500-240	26.03.2020- 11.04.2020	
6	Расчет тепловой схемы с учетом вновь введенной турбины	13.04.2020- 24.04.2020	
7	Проведение расчета экономической стороны реконструкции, вычисление необходимых показателей	27.04.2020- 8.05.2020	
8	Рассмотрение станции с точки зрения БЖД, расчет электробезопасности и системы освещения	11.05.2020- 16.05.2020	
9	Написание пояснительной записки к дипломной работе	18.05.2020- 25.05.2020	

Дата выдачи задания « _____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____ Кибарин А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Ходанова Т.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению _____ Кульбекова Г.Е.
(подпись студент) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Дипломдық жұмыс жылу станциясының тиімділігін арттыру тақырыбын қамтиды. Рационализаторлық ұсыныс станцияның жеке қажеттіліктерін қанағаттандыруға болатын қосымша электрэнергиясын алу үшін тізбектің жылу бөлігін модернизациялау болып табылады.

Негізгі бөлімде станция туралы жалпы ақпарат және оның негізгі жабдықтарының сипаттамалары берілген. Сондай-ақ, жұмыста жылу станциясының техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің есебі және жаңадан енгізілген турбинасы көрсетілген.

Қаржылық негіздеу үшін экономикалық бөлім ұсынылған, онда жоба құны, шығындар және өтелу мерзімі есептелген. Тіршілік қауіпсіздігі бөлімі өндірістік қауіптер тұрғысынан жұмысшылардың еңбек жағдайларының сипаттамасын және екі есептеуді қамтиды.

Аннотация

В дипломной работе охвачена тема повышения эффективности работы блока К-500 МВт. Рационализаторское предложение заключается в модернизации тепловой части схемы для получения дополнительной выработки электрической энергии, которая может быть направлена на удовлетворение собственных нужд станции, путем замены РОУ 13/6 турбиной малой мощности с противодавлением типа Р-4-13/3.

Основная часть содержит общие сведения о станции и характеристики ее основного оборудования. Также в работе представлен расчет технико-экономических показателей ТЭС действующей схемы и схемы с вновь введенной турбиной.

Для финансового обоснования представлен экономический раздел, в котором вычислены капиталовложения, издержки и срок окупаемости проекта.

Раздел БЖД включает в себя описание условий труда сотрудников с точки зрения производственных опасностей и два расчета: зануления (по электробезопасности) и освещенности на рабочем месте.

В качестве спецвопроса рассматриваются способы прохождения блоком 500 МВт минимальных нагрузок.

Annotation

The thesis covers the topic of improving the efficiency of a thermal plant. The rationalization proposal is to modernize the thermal part of the circuit to obtain additional generation of electric energy, which can be used to meet the station's own needs.

For financial justification, an economic section is presented in which the capex, costs and payback period of the project are calculated. The life safety section includes a description of the working conditions of employees from the point of

view of production hazards and two calculations: grounding (for electrical safety) and illumination at the workplace.

As a special issue, ways of passing the minimum loads by a 500 MW unit are considered.

Содержание

Введение	9
1 Особенности функционирования АО «Экибастузская ГРЭС-2».....	10
1.1 Общие сведения об Экибастузской ГРЭС-2	10
1.2 Характеристика систем функционирования ГРЭС-2	13
1.3 Основное энергетическое оборудование ГРЭС-2	19
1.3.1 Техническая характеристика котлоагрегата П-57Р	20
1.3.2 Общая характеристика турбоустановки К-500-240	21
1.3.3 Турбогенератор ТВВ	23
1.3.4 Трансформатор ТЦ-630000/500	24
2 Технико-экономическое обоснование реконструкции	26
2.1 Индикаторы энергоэффективности КЭС	26
2.2 Повышение энергоэффективности теплофикационной установки	28
2.3 Техническое обоснование реконструкции тепловой схемы с РОУ	32
3 Теплотехническая часть	34
3.1 Расчет тепловой схемы блока К-500-240	34
3.1.1 Исходные данные для расчета	34
3.1.2 Построение процесса расширения пара в турбине	37
3.1.3 Определение параметров по элементам схемы.....	41
3.2 Расчет тепловой схемы	42
3.2.1 Расчет испарительной установки.....	42
3.2.2 Расчет регенеративной схемы ПВД.....	43
3.2.3 Расчет деаэратора	45
3.2.4 Расчет турбопривода питательного насоса	45
3.2.5 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	46
3.3 Расчет технико-экономических показателей работы станции	50
3.4 Перерасчет параметров турбины с учетом ввода Р-4-13/3	51
4 Технико-экономическое обоснование	54
4.1 Исходные данные для расчета.....	54

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб.		Кульбекова Г.						Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ходанова Т.В.							6	99
Реценз.		Ваганов О.В.						АУЭС		
Зав.каф.		Кибарин А.А.						ИТЭиТТ		
Н.контр.		Олжабаева			ТЭС-16-3					

4.2 Расчет капитальных вложений	54
4.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией ...	56
4.3.1 Расчет затрат на топливо	56
4.3.2 Расходы на оплату труда	57
4.3.3 Амортизационные отчисления.....	57
4.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию	58
4.3.5 Прочие расходы	58
4.4 Расчет себестоимости единицы электрической энергии	58
4.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений ...	59
5 Безопасность жизнедеятельности.....	63
5.1 Общая характеристика реконструируемого объекта.....	63
5.2 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей ...	63
5.2.1 Опасность поражения электрическим током.....	64
5.2.2 Опасность получения травмы движущимися частями машин ..	64
5.2.3 Опасность тепловых излучений	65
5.3 Производственная санитария.....	67
5.3.1 Микроклимат производственных помещений.....	67
5.3.2 Освещение	68
5.3.3 Вредные вещества в воздухе рабочей зоны	69
5.3.4 Производственный шум и вибрация.....	69
5.4 Расчет защитного зануления	71
5.5 Оценка экономической эффективности КЛЛ.....	74
5.6 Оценка эффективности установки фотореле	75
5.7 Оценка эффективности галогенных светильников	77
6 Спецвопрос. Способы прохождения провалов нагрузок	79
6.1 Пример расчета режима частичной нагрузки К-500-240	81
6.2 Удельный расхода топлива при частичных нагрузках.....	92
6.3 Определение показателя степени m	93
6.4 Определение способов прохождения минимальных нагрузок	93
Заключение	96
Список использованной литературы.....	98

Введение

Тепловые электрические станции на нынешнем этапе становления экономики страны являются первоисточником электрической и тепловой энергии. Совершенствование работы станции с начала их появления сориентировалось на путь увеличения единичной мощности блоков, чего можно было достичь либо увеличением производительности оборудования, либо повышением начальных параметров пара. Нельзя не сказать, что строительство новых ТЭС в последнее десятилетие существенно сократилось. Однако, каждый год сопровождается экономическим ростом в стране, который в свою очередь приводит к увеличению потребления тепло- и электроэнергии. Строительство тепловой станции с основания до первого запуска требует масштабных капитальных вложений, по этой причине значительно выгодным является расширение уже действующих энергопредприятий.

Приоритетом для современной энергетике стало сосредоточение на реконструкции и модернизации функционирующего оборудования. Данное направление актуально для многих казахстанских электростанций, поскольку энергооборудование устаревает или его использование становится невыгодным и неэффективным.

Одно из реально возможных направлений повышения эффективности процессов генерации, передачи и потребления электрической энергии — это переустройство станций на основе современных технологий и мероприятий на всех уровнях энергопроизводства. Для частичного покрытия нагрузочных перекосов на станции устанавливается редуционно-охлаждающая установка, действующая на постоянной основе. Работа РОУ предрасположена к потере «ценного» потенциала теплоносителя, а вследствие того, что эффективное функционирование предприятия энергетики в нынешних рыночных условиях сводится к максимальному снижению безвозвратных потерь энергии, уместным является решение задач восполнения теплопотери, как вариант, заменой этих установок на турбины малой мощности.

КЭС, рассматриваемая в этой дипломной работе, одна из крупнейших энергетических предприятий Северного региона, охватывающего своей электрической сетью пять областей нашей страны, и имеющая связь с электроэнергетикой России, - Экибастузская ГРЭС-2.

В ходе работы будет рассмотрено рационализаторское предложение, которое предполагает реконструкцию тепловой схемы энергокомпании путем замещения редуционно-охлаждающей установки на маломощную противодавленческую турбину для покрытия части собственных нужд в электрической энергии.

1 Особенности функционирования АО «Экибастузская ГРЭС-2»

1.1 Общие сведения об Экибастузской ГРЭС-2 и ее технологические возможности

Отличительная черта электроэнергетики Казахстана неравномерность распределения энергетических мощностей по территории республики. Энергосистема разделена на три региона, объединяющих сети нескольких областей. ЭГРЭС-2 входит в Северный регион, энергетическое хозяйство которого состоит из объединенной сети между пятью областями нашей страны и имеет развитую связь с энергетической системой Российской Федерации.

На рисунке 1.1 отражены производственные мощности страны по регионам, по источникам электроэнергии и количество энергопотребления.

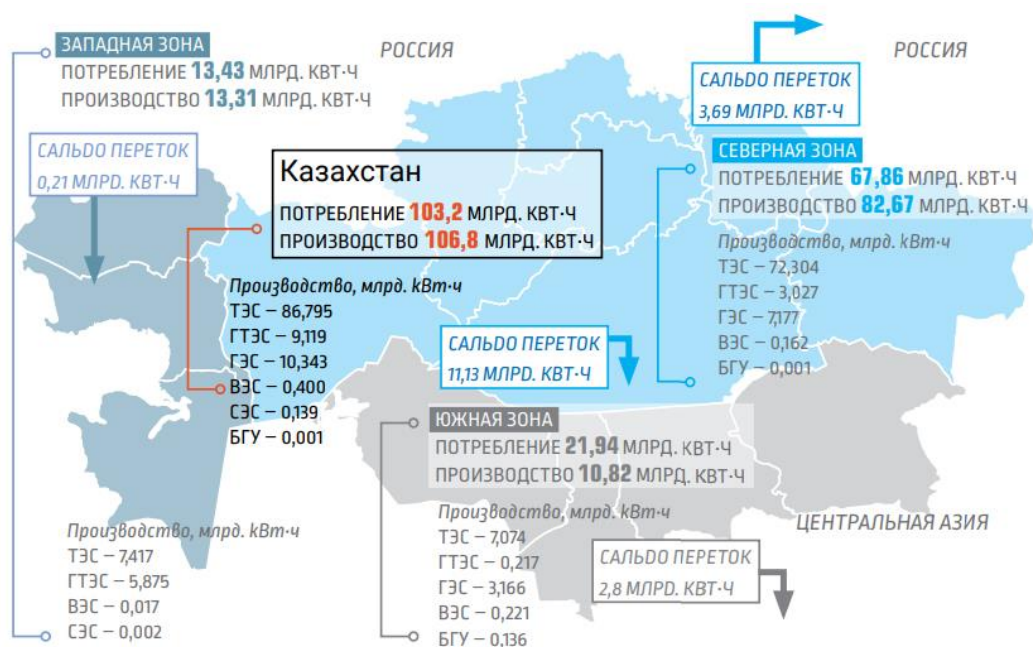


Рисунок 1.1 – Баланс электроэнергетики Казахстана

87 % производства электроэнергии РК приходится на долю тепловых электростанций. Если рассматривать генерацию регионально, то 77 % общей выработки выполнено Северным регионом. Поскольку здесь расположены основные угольные месторождения и водноэнергетические ресурсы. Избыток электроэнергии передается в энергодефицитную Южную зону и экспортируется в Российскую Федерацию.

Наибольшая часть выработки электроэнергии этого региона приходится на станции Экибастуза.

В связи с расположением около значительных месторождений угля, регион способен не только обеспечить себя в полной мере доступной электрической энергией, но и имеет возможности для ее экспорта.

Экибастузская ГРЭС-2 – передовик интегрирования энергетических комплексов Казахстана и России, результат политической воли двух президентов.

Начало строительства пришлось на 1979 год, на торжественном мероприятии по закладке основания ГРЭС-2 присутствовали, и даже приняли участие в процессе, министр энергетики СССР Непорожний П.С. и председатель Совета Министров Казахской ССР Назарбаев Н.А., который, в свою очередь, в 1993 году, будучи уже президентом Республики Казахстан, дал команду на первое включение второго энергоблока в сеть, повернув ключ на пульте управления.

Проект тепловой станции на восемь блоков разработан в стенах Новосибирского института «Теплоэнергопроект». На стадии разработки ЭГРЭС-2 представляла собой комплекс четырех электростанций общей располагаемой мощностью 4000 МВт, работа которых должна была быть основана на сжигании высокозольного экибастузского угля.

Созданный энергопроект имел ряд производственных и экономических преимуществ, в том числе месторасположение, близкое к месту добычи топлива, располагающее естественными источниками для пруда-охладителя и золоотвала и отлично вписывающееся в розу ветров окружающей местности.

Существенный экономический эффект давали элементы строительства, которые предполагали возведение водохранилища и подводящего канала, имеющих общую со станцией промышленную площадку, и, в дополнение, развертывание на той же площадке вспомогательных зданий и сооружений, инженерных коммуникаций и рабочего поселка.

После введения в эксплуатацию второго блока К-500 было приостановлено дальнейшее возведение тепловой станции. Строительство теплоэлектростанций всегда подразумевает задел для будущего увеличения мощности, т.е. введение новых блоков, поэтому вспомогательное оборудование было сооружено с запасом на определенное количество блоков: пруд охладитель и золоотвал на 16, цех химической обработки воды на 8, а топливно-транспортный на 4 новых энергетических блоков.

Вспомогательное оборудование разрабатывалось по проекту, который не предусматривал незавершённое строительство и по этой причине на энергетической станции возникают технологические потери по топливно- и водоснабжению, очистке уходящих газов и др. К примеру, фильтрация водохранилища, рассчитанного на шестнадцать блоков, приводит к потерям в 8 раз превышающих проектные. Ко всему сказанному, добавляется тот факт, что на станции должным образом не эксплуатируется аварийный резерв мощности и это является возможным риском потери от половины до всей мощности.

Основной род деятельности Экибастузской теплоэлектростанции производство, передача и распределение электроэнергии в целях удовлетворения нужд энергопотребителей, обеспечения технической надежности и получения прибыли. Вместе с тем энергопредприятие также

может осуществлять операции по покупке электрической энергии с целью дальнейшей продажи, проводить поверку средств измерений, планировать развитие систем энергетического оборудования своими или привлеченными экспертными силами.

На тепловых электрических станциях производство энергетической продукции происходит по следующей технологической схеме: топливо на станцию доставляют железнодорожным составом в общем весе 4000-4400 тонн.

После топливо транспортируется в котлотурбинный цех, где после бункера сырого угля оно поступает на размол и сушку в валковые мельницы. Полученный уголь в форме пыли направляется на горелочные устройства котлов, в которых проходит процесс его горения. Передача тепла от дымовых газов передается нагреваемой среде, то есть питательной воде, находящейся от них по ту сторону стенок поверхности нагрева котла.

Параметры химического состава воды пригодные для пропуска ее в котел обеспечиваются химическим подразделением станции, а необходимая температура достигается при ее прохождении через регенеративные подогреватели питательной воды, которые установлены в турбинном отделении. В ходе работы паровых котлов поступившая питательная вода преобразуется в пар со сверхкритическими параметрами. Пар, параметры которого перед турбиной перед турбиной 23,5 МПа и 545 °С направляется в цилиндр высокого давления турбоагрегата, где отработав снова возвращается в котел на промежуточный перегрев, соответствующий давлению 4 МПа и температуре 545 °С. В границе этих величин пар поступает в цилиндры среднего и низкого давления поочередно. После турбины в тепловой схеме предусмотрен конденсатор, действие которого заключается в охлаждении технической водой отработавшего пара для получения конденсата. Энергия теплоты пара передается ротору турбины преобразовавшись в механическую, энергия вращения передается генератору, функция которого преобразование полученной энергии в электрическую. Последняя направляется в повышающий трансформатор для достижения напряжения величиной до 500 кВт. Энергопотребителю она доставляется по линии электропередач.

Один из крупнейших потребителей электрической энергии – промышленность. Существенный объем энергии также реализуется за счет внутреннего и наружного освещения, хозяйственно-бытовых нужд, транспорта, сельского хозяйства.

Рынок сбыта электрической энергии станции охватывает оптовый энергорынок Республики Казахстан, затрагивая сразу несколько областей, в том числе Костанайскую, Павлодарскую, Алматинскую, Восточно-Казахстанскую и Карагандинскую области. К крупным предприятиям, которые закупают электрическую энергию на станции относятся АО «KEGOC», ТОО «Теміржолэнерго», ТОО «Богатырь Комир», ТОО «АлматыЭнергоСбыт».

В условиях развития отрасли показатели работы станции претерпевают постоянные изменения. По итогам производственной деятельности показатели станции последних лет приняли результаты, которые запишем в виде таблицы 1.1.

Таблица 1.1 – Изменение итогов производственной деятельности за период 2008-2018 года.

Показатель	Ед. изм.	2008 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Установленная эл. мощность	МВт	1000	1000	1000	1000	1000
Объем производства э/э	млн. кВт·ч	6198,86	3210,99	4976,15	5495,46	5436,5
Объем реализации э/э	млн. кВт·ч	5850,83	2980,33	4706,9	5208	5161
Объем отпуска т/э	тыс. Гкал	105,96	81,347	70,84	66,52	78,62

Тепловая станция ЭГРЭС-2 одна из крупнейших предприятий по производству и сбыту электроэнергии, также станцией отпускается тепловая энергия, которая используется для собственных нужд станции, отопления и водоснабжения рабочего поселка Солнечный.

Тепловая нагрузка рабочего поселка практически постоянна, поскольку территория его не увеличивается, население тоже, расширение промышленных предприятий не производится. Величина доступной тепловой мощности станции по состоянию на первый квартал 2020 года составила 342,62 Гкал/ч. Величина отпуска теплоэнергии зависит от температурной нагрузки, т.е. все погодные условия отражаются на графике тепловой нагрузки.

Таблица 1.2 – Динамика отпуска с коллекторов и полезного отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год
1	Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс. Гкал	66,517	78,622	82,807
	в том числе:				
1.1	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	41,199	46,853	43,645
1.2	Хоз. нужды станции	тыс. Гкал	24,718	31,769	39,161

1.2 Характеристика систем, обеспечивающих функционирование АО «Экибастузская ГРЭС-2»

Территория, в границах которой действуют основные объекты АО «Экибастузская ГРЭС-2» расположена в Павлодарской области в 38 км северо-восточнее города Экибастуза. Ближайший населенный пункт -

поселок энергетиков Солнечный, который находится на расстоянии более одного километра от источников воздействия станции. В менее 1000 метров западнее от электростанции расположилось водохранилище-охладитель. Канал им. Сатпаева, который его подпитывает, проходит в 24 км южнее ЭГРЭС-2.

Промышленная площадка энергопредприятия связана с городами Павлодар и Экибастуз ж/д и автодорогами.

К основным подразделениям СЭГРЭС-2 относятся цеха: котлотурбинный (КТЦ) с пуско-отопительной котельной (ПОК); топливно-транспортный (ТТЦ); электрический (ЭЦ).

Подразделения обеспечивающие функционирование станции и считающиеся вспомогательными: химический цех (ХЦ); цеха гидротехнических сооружений и подземных коммуникаций (ЦГТСиПК), подготовки производства (ЦПП), централизованного ремонта (ЦЦР), тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ); автохозяйство (АХ); ремонтно-строительный цех (РСЦ); отдел материально-технического снабжения (ОМТС); цех средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ); испытательные и аналитические лаборатории, физкультурно-оздоровительный комплекс.

Главный корпус предприятия, или КТЦ, включает в себя два энергетических комплекса котел-турбина. Основное топливо-слабоспекающийся многозольный каменный уголь экибастузского месторождения, характеристика которого по зольности составляет от 21 до 41%, с высоким содержанием в своём составе серы и со средней теплотворной способностью в 4000-4500 ккал. На первом энергоблоке для сжигания пылевидного угля применяют вихревые горелки, на втором-прямоточные с тангенциальной схемой сжигания. Растопка котла производится на мазуте.

На котельных установках действует КАВР (кислородно-аммиачный водно-химический режим). Оптимальные параметры водно-химического режима энергетических блоков 500 МВт достигаются коррекционной обработкой питательной воды котлоагрегатов раствором аммиака ($\text{NH}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$).

ПОК, обеспечивающий тепловой энергией рабочий поселок и саму станцию, состоит из семи водогрейных котлов, работающих на мазуте: котлы ст. №1В, 2В – КВГМ-100; котлы ст. №3В ÷ 7В – ГМ-50. КВГМ на настоящее время выведены из эксплуатации.

Станции ГРЭС-2 и ГРЭС-1 имеют общий золоотвал, который расположен в 12,4 км от первой. Золошлаковые отходы сбрасываются в накопитель в виде пульпы. На предприятии утвержден план мероприятий по охране окружающей среды, следуя которому на протяжении пяти теплых месяцев каждого года проводятся пылеподавительные работы, заключающиеся в засыпке заполненных секций золоотвала грунтом с дальнейшим засеиванием поверхности травой.

Технологический процесс производства электроэнергии представляет собой цепь последовательно расположенных блоков и систем. В центре этой цепочки находятся энергоблоки главного корпуса. К ним подводятся блок топливоподачи и система водоснабжения. Последняя включает в себя подсистемы: подготовки химически очищенной и подвода охлаждающей воды.

Цех подготовки производства (ЦПП) обеспечивает заданный уровень готовности, высокий степень надежности и экономичной работы тепломеханического оборудования станции. В цехе имеется мастерская кислородной станции, механический участок, сварочное отделение, мастерская по ремонту газового хозяйства, компрессорная установка, мастерская компрессорной ОВК, инструментальная мастерская на блоке, мастерская по ремонту задвижек. Кроме того, на металлообрабатывающих станках изготавливает нестандартное оборудование металлоконструкций, детали, оснастку, приспособления для производства ремонтных работ по заявкам цехов станции.

Блоком топливоподачи или ТТЦ совершается прием поступающего на электростанцию топлива, его хранение, подготовка и транспортировка от места хранения до оборудования КТЦ. В ведении цеха находятся: открытый склад угля общей площадью 50000 м², разгрузочное устройство с двумя вагоноопрокидывателями производительностью 840 т/ч, дробилки угля и конвейеры ленточные для его транспортировки. Доставка угля на промплощадку ТЭС производится полувагонами грузоподъемностью 70 тонн. Для надвига полувагонов в ротор вагоноопрокидывателейиспользуюся тепловозы ТЭМ-15. Здание разгрузочного устройства рассчитано на три вагоноопрокидывателя. В работе находятся два из них типа ВРС-134, действующие в комплексе с дробильно-фрезерными машинами ДФМ-11А и ленточными питателями.

По приему большая часть угля попадает в бункера и после ленточными конвейерами доставляется в ГК к котлам. Оставшаяся часть остается на хранение и закладывается в штабель на складе. Перегрузка топлива со склада к бункерам производится по мере необходимости.

Основное топливо - уголь марки КСН (коксовый слабоспекающийся низкометаморфизованный), предназначенный для пылевидного сжигания на тепловых электростанциях, добывается из разреза «Богатырь». Расстояние от ТЭС до угольного разреза чуть более 57 км, следовательно станции необходимо иметь тридцатидневный запас угля на складе.

Загрузка угля на складе выполняется телескопическим разгрузочным устройством американской компании DCL типа TS36-32-34SXL0532*T1-A1V.

Установка DCL предполагала уменьшение выбросов пыли и ускорение разгрузочных операций. Разгрузочный конец выгрузного рука выполнен в виде выпускного отверстия с резиновой манжетой. Для подъема и опускания выгрузного рукава есть подъемник с электрическим приводным двигателем.

Резиновая манжета выходного патрубка расширяется по мере образования под патрубком конусообразной горки выгружаемого угля. Далее срабатывает датчик автоматического подъема, поднимающий рукав на небольшое расстояние над вершиной конусообразной горки. Резиновая манжета при этом продолжает расширение. Рукав поднимается, не теряя контакта с горкой, что обеспечивает минимальный уровень выброса пыли.

Для перемещения угля и формирования штабеля используются бульдозеры и тракторы. Для обслуживания и ремонта техники, работающей на складе угля, предусмотрена теплая стоянка.

При подготовке угля к сжиганию в пылевидном состоянии в мельницах угля образуется отсев – так называемый провал, который поступает в контейнеры удаления провала. В составе провала содержатся различные негорючие минералы, в основном глинистые около 50 %, и меньше 8 % частиц угля.

Отсев из контейнеров удаления провала вручную выгружается в контейнеры для сбора отходов (отсев углей) и далее с помощью крана пересыпается в автотранспорт для доставки к местам захоронения (полигон) или утилизации (планировка промплощадки и отсыпка внутриплощадочных дорог). Из машины отсев выгружается и уплотняется бульдозером. Годовой объем образования отсева составляет до 2500 тонн, из них утилизируется по мере необходимости 100-250 тонн.

Мазутное хозяйство предприятия имеет возможность разгружать на специально оборудованной железнодорожной эстакаде одновременно 4 цистерны по 60 тонн. Для этого установлены два перекачивающих насоса производительностью по 130 м³/ч каждый. Одновременно на разогреве перед разгрузкой может находиться не более 4 цистерн мазута. Разгрузка мазута ведется в заглубленную приемную емкость объемом 240 м³. Железнодорожные цистерны после разгрузки мазута очищаются паром.

Для хранения запасов мазута на предприятии имеется резервуарный парк: 3 резервуара объемом по 10000 м³, 3 резервуара объемом по 3000 м³, резервуары наземные, вертикальные. Резервуары объемом 10000 м³ оснащены внутренними паронагревателями для автоматического поддержания температуры мазута 86 °С.

Для подачи мазута из резервуаров объемом 3000 м³ по кольцевому трубопроводу к котлам установлены насосы I и II подъема и подогреватели, в которых мазут подогревается до температуры 120-150 °С. Для очистки сточных вод растопочного маслوماзутного хозяйства (РММХ), маслохозяйства электроцеха и пуско-отопительной котельной имеется нефтеловушка. Из нефтеловушки уловленные нефтепродукты периодически откачиваются в приемную емкость мазута.

Перемещение железнодорожных цистерн и вагонов с грузами по территории предприятия осуществляется маневровыми тепловозами.

Для обслуживания тепловозов предусмотрена теплая стоянка тепловозов (ТСТ). В теплой стоянке тепловозов имеется стенд для опрессовки форсунок. При выполнении ремонтов тепловозов используются

металлообрабатывающие станки и выполняются сварочные работы. В теплой стоянке бульдозеров (ТСБ) имеется аккумуляторная для зарядки кислотных аккумуляторов.

При производстве ремонтных работ используются металлообрабатывающие станки и выполняются сварочные работы.

В мастерских ТТЦ: по ремонту грузоподъемного оборудования, ВиК и ППУ, по ремонту грузоподъемных устройств, по ремонту ленточных конвейеров, РММХ используются металлообрабатывающие станки и производятся сварочные работы. Кроме того, выполняется вулканизация конвейерных лент. ТТЦ производятся работы по ремонту и обслуживанию железнодорожных путей.

Химическим цехом осуществляется приготовление добавочной воды энергетических котлов и теплосети, для чего используется вода из поверхностного источника – канала имени К. Сатпаева. Вода подается в отдельно стоящее здание химводоочистки (ХВО) АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». Предварительная очистка воды осуществляется по схеме: известкование с коагуляцией в осветлителях, осветление на механических фильтрах. С 2015 года известь на предочистке не используется, в качестве коагулянта вместо используемого ранее сульфата железа применяется сульфат алюминия.

Схема приготовления воды для подпитки энергетических котлов – трехступенчатое химическое обессоливание (схема «цепочка»). Производительность обессоливающей установки – 320 м³/ч. Для регенерации фильтров обессоливающей установки используются серная кислота и гидроксид натрия (щелочь). Схема приготовления воды для подпитки теплосети – двухступенчатое натрий-катионирование. Производительность натрийкатионитной установки – 180 м³/ч. Фильтры регенерируются раствором соли.

Комовая строительная известь поступает в железнодорожных вагонах и разгружается в ячейки сухого хранения. Из ячеек сухого хранения при помощи грейферного крана известь перегружается в бункер аппарата гашения. Готовое известковое молоко из аппарата гашения переливается в разгрузочную камеру и сливается в железобетонную ячейку известкового молока. Крупные частицы недопада из аппарата гашения ссыпаются в желоб и поступают в ячейку недопада. По мере накопления недопал выгружается грейферным краном из ячеек и вывозится автотранспортом на свалку (полигон).

Коагулянт и соль разгружаются в ячейки мокрого хранения и заливаются водой для приготовления концентрированных растворов.

В лабораториях цеха при выполнении различных химических анализов воды, топлива, масел используются реагенты: соляная кислота, азотная кислота, серная кислота, уксусная кислота, аммиак, натрий гидроокись, калия гидроокись, бензол, ацетон, уайт-спирит, толуол и др.

В ремонтно-строительном цехе на деревообрабатывающих станках изготавливаются и ремонтируются различные столярные изделия. В

подразделениях предприятия при ремонте помещений, оборудования, зданий и сооружений выполняются покрасочные работы.

В цехе средств диспетчерского и технологического управления находится дизельгенератор Д-246.1 с резервуаром дизельного топлива. Дизель-генератор К 657 М2 с 2015 года списан. В цехе производится зарядка аккумуляторных батарей, лужение и пайка металла.

В мастерских электроцеха при ремонте оборудования проводятся сварочные работы, газовая резка металла, пайка и другие работы.

Зарядка аккумуляторных батарей осуществляется путем постоянного подзаряда от ВЗУ.

В главном корпусе проводится регенерация (очистка и осушка) турбинного масла на специальной установке ПСМ2-4.

В электролизной электроцеха при разложении воды постоянным током получают водород и кислород. Водород применяется в системе охлаждения подшипников турбин. Чистая вода обладает низкой электропроводимостью, поэтому в качестве электролита в электролизере применяется раствор КОН (едкий калий). Для приготовления раствора электролита используется гидрат окиси калия КОН (ГОСТ 24363), который поступает в сухом виде. Раствор готовится один раз в год, так как электролит не участвует в реакциях и используется только как проводник электрического тока. Проводятся сушильнопропиточные работы в сушильной камере электрической печи пропиточным материалом, производятся пайка и лужение с применением припоя.

Для стоянки, обслуживания и мойки транспорта автохозяйства (АХ) имеется гараж. Здесь хранятся и ремонтируются легковые, грузовые, специальные карбюраторные и дизельные автомобили и автобусы. Для стоянки специальных автомобилей, перевозящих кислород и бензин, предусмотрены два отдельных бокса с расположенной рядом мойкой автомобилей. В гараже автохозяйства на территории СЭГРЭС-2 оборудован участок технического обслуживания (ТО) и текущего ремонта (ТР) автотранспорта. Часть автотранспорта предприятия хранится в гараже на территории города Экибастуз, где арендуется место для стоянки. Небольшие гаражи имеются также в некоторых цехах и подразделениях для стоянки транспорта и автотракторной техники, находящихся в ведении подразделений.

Заправка автотранспорта предприятия бензином и дизельным топливом производится на АЗС, расположенной на территории склада ОМТС, и за пределами территории предприятия.

Заправка тепловозов и бульдозеров дизельным топливом производится также на АЗС через специальный «гусак». Для уборки территории промплощадки используются мотопомпа и снегоуборочная машина.

У контрольно-пропускного пункта (КПП) расположена стоянка личного автотранспорта. В помещениях КПП-12 и КПП-6 предусмотрено электрическое отопление.

Для отопления в зимнее время помещений КПП-11 на золоотвале и КПП-28 на насосной станции (на канале им. Сатпаева) применяются печи, работающие на угле.

Цех гидротехнических сооружений и подземных коммуникаций (ЦГТСиПК) обеспечивает бесперебойное обеспечение станции технической водой, проводит сбор и очистку хозяйственных стоков на очистных сооружениях полной биологической очистки, осуществляет эксплуатацию гидротехнических сооружений системы оборотного водоснабжения, транспортировку и складирование золошлаков в золоотвале.

Очистные сооружения хозяйственно-бытовой канализации (ОСХБК) предназначены для приема и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод п. Солнечный и промплощадки СЭГРЭС-2. На ОСХБК ЦГТСиПК для обеззараживания сточных вод применяется электролизная установка «ЭН-25» по получению гипохлорита натрия путем электролиза раствора поваренной соли. Бактерицидное действие гипохлорита натрия аналогично действию хлора. Соль вручную (ведрами) загружается в баки концентрированного раствора соли.

Проектом реконструкции ОСХБК планируется использование в технологической схеме анаэробных аэротенков для биологической очистки сточных вод с помощью активного ила.

На балансе АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» имеется физкультурно-оздоровительный комплекс (ФОК) с плавательным бассейном.

Для проведения ремонтных работ на предприятии в различных цехах и мастерских имеются посты сварки и резки металла, ремонтные мастерские с металлообрабатывающими станками различных марок, проводится зарядка аккумуляторных батарей и т.п.

В столярном отделении РСЦ установлены деревообрабатывающие станки различных марок.

Для складирования отходов производства и потребления на балансе предприятия имеется свалка промышленно-строительных отходов, в стадии строительства находится полигон опасных отходов, находящиеся рядом в 38 км северо-восточнее города Экибастуз, в 3 км к юго-востоку от промплощадки АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». Три раза в месяц на свалке работает бульдозер для разравнивания и уплотнения отходов, планировки поверхности.

1.3 Основное энергетическое оборудование АО Экибастузской ГРЭС-2

Основной задачей котлотурбинного цеха является эксплуатация тепломеханического оборудования для выработки электрической и тепловой энергии. В главном корпусе предприятия установлены два энергоблока.

Энергоблок представляет собой систему оборудования котел-турбина-генератор-повышающий трансформатор, исходной энергией которой

является химическая энергия топлива, а конечной сгенерированная электрическая энергия.

Состав оборудования рассматриваемой электростанции представлен котлоагрегатом подольского машиностроительного завода «ЗиО» типа П-57Р, паровой турбиной К-500-240-4 ленинградского металлического завода, генератором ТВВ-500-2ЕУЗ энергомашиностроительного предприятия «Электросила» и повышающим трансформатором ТЦ-630000/500 запорожского трансформаторного завода.

1.3.1 Техническая характеристика котлоагрегата П-57Р

Для работы на экибастузских углях, зольность которых доходит до 55% на станции установлен котел Пп-1650-25-545/542, составляющий энергоблок с турбиной 500 МВт.

Таблица 1.3 – Технические характеристики котлоагрегата П-57Р

Наименование	Показатель
Номинальная производительность	1650 т/ч
Расход пара через промперегреватель	1364 т/ч
Давление пара: на выходе из пароперегревателя высокого давления	25 МПа
промперегрева: на входе	4,1 МПа
на выходе	3,8 МПа
Температура: на выходе пара высокого давления	545 °С
пара промперегрева: на входе	302 °С
на выходе	542 °С
питательной воды	271 °С
уходящих газов	157 °С
Теплопроизводительность	1021 Гкал/ч
Объем топочной камеры	$10 \cdot 10^3 \text{ м}^3$
Эквивалентный уровень шума	85 дБ

Котел прямоточный действует на сверхкритические параметры пара с однократным промежуточным перегревом пара. Компоновка однокорпусного котла Т-образная с уравновешенной тягой и твердым шлакоудалением.

Полностью экранированная вертикальными панелями топочная камера-призматическая, открытая и является восходящим газоходом.

Панели, состоящие из плавниковых труб, средней радиационной части экранируют боковые стенки и переходят в подогреватель горизонтального газохода. Экранирование вертикальных стен горизонтального газохода производят панели ВРЧ. Поверхности нагрева переходной части выполнены 16 двухсветными L-образной формы. Высокотемпературный потенциал газов

по ходу прохождения ими двух одинаковых конвективных шахт забирается следующими поверхностями нагрева: конвективный пароперегреватель сначала высокого давления, затем промперегрева второй ступени; два пакета конвективного промперегревателя первой ступени; водяной экономайзер.

Трубы промперегревателей \varnothing 57x4, пароперегревателя и гладкотрубного экономайзера \varnothing 32x6.

В горизонтальных газоходах установлен двухступенчатый ширмовый пароперегреватель.

Первичный пар движется по всему газоходу независимыми двумя потоками, пар промперегрева четырьмя отдельно регулируемые потоками.

Для регулировки температуры пара высокого давления используется оптимальное соотношение расхода воды и топлива и впрыск питательной воды. Регулирование температуры промперегрева производится байпасированием паро-парового теплообменника.

Воздух подогревается в трубчатом воздухоподогревателе.

Для очистки поверхностей нагрева топки выполняется обдувка, ширмовых пароперегревателей- пневмоимпульсная очистка, воздухоподогревателя- промывка и обдувка.

Система пылеприготовления с прямым вдуванием для этого установлены 6 среднеходовых мельниц с концентраторами пыли.

1.3.2 Общая характеристика турбоустановки К-500-240 и ее вспомогательного оборудования

К-500-240 снабжена высоко функциональной системой регенеративного подогрева питательной воды с всережимными питательными насосами с конденсационными турбинными приводами. Помимо отборов на регенерацию, система которой выполнена одноточной с минимальным числом параллельных связей по пару, производится отпуск пара, поступающего в теплофикационную установку, пара для подогрева поступающего в котел воздуха и подогрева добавочной химически обессоленной воды, попадающей в конденсаторы.

Конструктивная схема установки ЦВД+ЦСД+2ЦНД с сопловым типом парораспределения. Количество ступеней цилиндров: высокого давления-10; среднего давления-11; низкого давления в каждом- 5.

Вспомогательное оборудование турбоагрегата представлено в виде конденсаторной установки, системы автоматического регулирования, парораспределения и защиты и системы маслоснабжения и гидростатического подъема роторов.

Конденсаторная установка состоит из двух поверхностных, двухходовых по охлаждающей воде конденсаторов типа К-11520. Они оснащены механическим устройством самоочистки трубного пучка непрерывного действия. Очистка производится резиновыми шариками. На каждом конденсаторе в количестве двух на каждый установлено устройство защиты снижения вакуума, которое срабатывает при его снижении до 30 кПа.

Таблица 1.4 – Техническая характеристика турбоустановки К-500-240

Наименование	Показатель
Тип турбины	К-500-240, одновальная, конденсационная, с промперегревом пара (однократный) и нерегулируемыми отборами;
Мощность при полностью открытых клапанах с отбором только на регенерацию	540 МВт
Параметры свежего пара перед стопорными клапанами ЦВД: давление температура Потери давления в системе промперегрева Параметры вторичного пара перед клапанами ЦСД: давление температура Давление конденсатора	23,5 МПа (240 кгс/см ²) 540 °С 10 % 3,81 МПа (38,8 кгс/см ²) 540 °С 3,9 кПа (0,04 кгс/см ²)
Расчетная температура: охлаждающей воды питательной воды	12 °С 274 °С
Число отборов пара на регенеративные подогреватели и приводные турбины ПН	9
Дополнительные отборы сверх указанных в пред. пункте: на ТФУ при сетевом режиме 130/70 °С на подогрев воздуха для КА на подогрев ХОВ в конденсаторы	Производительность по теплоте 29 МВт (25 Гкал/ч) 35 т/ч пара (при давлении 0,296 МПа) 30 т/ч

Конденсаторы имеют один пусковой эжектор типа водоструйный с производительностью по сухому воздуху 100 кг/ч при давлении 5 кПа. К нему установлен насос центробежного типа с напором 0,59 МПа.

Пусковой эжектор циркуляционной системы пароструйный одноступенчатый производительностью 150 кг/ч по сухому воздуху при давлении 24,5 кПа.

Конденсатные насосы I и II ступени установлены в количестве двух на каждую ступень (в работе находятся по одному). Тип насосов центробежный,

параметры по производительности 1600 м³/ч, по напору: для первой ступени 0,88 МПа, для второй- 2,16 МПа.

В составе конденсаторной установки имеется один эжектор уплотнений. Пароструйный, двухсекционный по паровоздушной стороне с двухступенчатым поверхностным охладителем имеет производительность по одной секции 5,64 т/ч (для паровоздушной смеси) с расходом рабочего пара 1,9 т/ч (при давлении 0,6 МПа) и расходом охлаждающего конденсата 1400 т/ч.

Таблица 1.5 – Параметры пара в проточной части и расходы пара в турбоустановке К-500-240

Ци- линдр	Участок пароводяного тракта	Давление, МПа	Темпе- ратура, °С	Расход пара в отбор, т/ч	Потребитель пара
ЦВД	Свежий пар	23,5	540	-	-
	Камера регулирующей ступени	16,8	493	-	-
	Камера I отбора (за 8 ступенью)	6,13	346	101,7	ПВД-9
	Камера выхлопа (II отбор)	4,20	297	157,6	ПВД-8
ЦСД	Вторичный пар	3,65	540	-	-
	Камера III отбора (за 4 ст.)	1,87	446	88,5	ПВД-7
	Камера IV отбора (за 6 ст.)	1,187	383	97,7	ПТ, ПН Д
		1,187	383	19,0	
	Камера V отбора (за 9 ст.)	0,52	280	46,3 18,3	ПНД-5 ПБ
Камера выхлопа (VI отбор)	0,473	267	50 36,0	ПНД-4 ВП	
ЦНД	Камера паровыпуска	0,312	217	-	-
	Камера VII отбора (за 1 ст.)	0,263	203	60,4	ПНД-3 ОБ
	Камера VIII отбора (за 2 ст.)	0,107	122	73,8	ПНД-2
	Камера IX отбора (за 4 ст.)	0,0187	58,5	50,6	ПНД-1
	Выхлоп ЦНД	0,0035	26,5	-	

1.3.3 Турбогенератор ТВВ

В непосредственном соединении с паровой турбиной установлен генератор, который предназначен для выработки электроэнергии в длительном номинальном режиме работы.

На Экибастузской ГРЭС-2 в эксплуатации находится турбогенератор серии ТВВ с водородно-водяным охлаждением на 3000 об/мин с мощностью 500 МВт.

Турбогенераторы этой серии имеют прямое охлаждение обмотки статора дистиллированной водой, его сердечника-водородом, форсированное

охлаждение обмотки ротора и охлаждение его внешней поверхности также водородом.

Статор турбогенератора большой мощности выполнен разъемным для возможности транспортировки. Его корпус разделен на три части центральную и две концевые.

Корпус турбогенератора заполнен водородом под давлением. Для циркуляции охлаждающего водорода предусмотрены два осевых вентилятора и устанавливаются они на валу ротора. Для охлаждения водорода в корпус генератора встроены газоохладители.

Газоохладители в количестве четырёх штук расположены вертикально в каждой концевой части по два. Вне генератора устанавливаются два насоса для циркуляции в них технической воды.

Таблица 1.6 – Технические характеристики турбогенератора ТВВ-500-2

Тип	Мощность, МВт	Напряжение статора, кВ	Ток статора, кА	Частота вращения, об/мин	Давление водорода, кПа
ТВВ-500-2	500	20	17	3000	441

Коэффициент мощности эксплуатируемого генератора составляет 0,85 ($\cos\varphi=0.85$).

У генератора 500 МВт есть 9 выводов для статорной обмотки: шесть из них нулевые и оставшиеся три линейные.

Ротор изготавливается цельным из специальной стали и имеет массу 61,5 тонн. Общая масса генератора 361 тонна.

На всех основных узлах установлены термометры сопротивления, подключенные к контролирующим приборам для теплового контроля.

1.3.4 Трансформатор ТЦ-630000/500

Энергоблоки станции работают на шины 500 кВ и на них установлены трансформаторы типа ТЦ-630000/500. Он представляет собой трансформатор трехфазный двухобмоточный с типом охлаждающей системы Ц- принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла.

Конструкция блочного трансформатора включает части: активную часть (остов, обмотки, изоляция), бак с арматурой, вводы, систему охлаждения, расширитель контрольно-измерительных приборов и устройств защиты.

Активной называется часть внутри бака трансформатора, она служит для создания магнитного потока и отвода электроэнергии. Обмотки НН и ВН последовательно расположены от стержня несущей части конструкции-магнитопровода. Изоляция между обмотками НН и стержнем выполнена в виде масляных каналов.

Таблица 1.7 – Технические характеристики масляного трансформатора

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Тип		ТЦ-630000/500
Номинальная мощность, кВА		630000
Номинальные напряжения, кВ	обмотки НН	24,0
	обмотки ВН	525
Вид охлаждения		Ц выносная
Масса, т	полная	395
	масла	69,3
	масла для доливки	69,3
	транспортная	295
Длина x ширина x высота, мм	установочные	12200x4400x10450
	транспортные	10590x3968x4988

2 Технико-экономическое обоснование предлагаемой реконструкции

2.1 Индикаторы энергоэффективности конденсационной электростанции

Экономическая эффективность энергетических объектов, производительность которых связана с сжиганием натурального топлива обусловлена тепловой экономичностью. Тепловая экономичность тепловых станций и агрегатов, установленных на них, характеризуется КПД, удельными расходами теплоты и условного топлива. При этом на ТЭС удельный расход условного топлива является основным показателем.

При практических расчетах технико-экономических показателей КЭС и нормировке величин удельных расходов условного топлива коэффициент полезного действия турбоустановки не принимается во внимание.

Расчет основывается на обратной величине – удельном расходе тепла на выработку и отпуск электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{бр}} = 3600/q_{\text{т}}^{\text{бр}},$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{н}} = 3600/q_{\text{т}}^{\text{н}},$$

где $q_{\text{т}}^{\text{бр}}$ и $q_{\text{т}}^{\text{н}}$ - удельные расходы тепла нетто и брутто соответственно.

Определение последних величин основывается на энергетической характеристике турбины, которая представлена в «Расчете нормативных энергетических характеристик котлов и турбин, графиков исходно-нормативных удельных расходов топлива, макета расчетов удельных расходов топлива электростанции АО «Станция ЭГРЭС-2».

Кратко запишем основные показатели энергетической эффективности и формулы их нахождения.

Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВт·ч:

$$v_{\text{э}} = q_{\text{т}}^{\text{н}} \cdot 10^4 / (7 \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}).$$

Тот же показатель на отпуск тепловой энергии:

$$v_{\text{тэ}} = (100 - \alpha_{\text{пот}}^{\text{к}}) \cdot 10^5 / (7 \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}).$$

В формулах представлены значения: $q_{\text{т}}^{\text{н}}$ - удельный расход тепла «нетто» на выработку электроэнергии, ккал/кВт; $\eta_{\text{ка}}^{\text{н}}$ - КПД котлоагрегата нетто; $\alpha_{\text{пот}}^{\text{к}}$ - номинальная величина потерь, связанных с отпуском тепла, %.

Чем больше сжигается топлива за цикл производства электроэнергии, тем ниже у котлоагрегата станции КПД.

Выражения нахождения коэффициента полезного действия брутто по прямому и обратному балансу:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{(B \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}})},$$

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{\text{бшл}}),$$

где q_2 - потери теплоты с уходящими газами; q_3 - потери теплоты с химическим недожогом; q_4 - потери теплоты с химическим недожогом; q_5 - потери теплоты в окружающую среду; $q_{\text{бшл}}$ - потери теплоты с физическим теплом шлака; $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ - теплота сгорания топлива; B - расход топлива; $Q_{\text{ка}}$ - тепловая нагрузка котлоагрегатов, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ка}} = D_{\text{ка}} \cdot (h_{\text{не}} - h_{\text{нв}}) + D_{\text{нп}} \cdot (h_{\text{нн}_2} - h_{\text{нн}_1}) + D_{\text{нр}} \cdot (h_{\text{нр}} - h_{\text{нв}}).$$

Потери теплоты рассчитываются по нормативному методу, принятому на станции ЭГРЭС-2 и при изменении условий эксплуатации оборудования к ним, вносятся поправки.

КПД нетто котла определяется выражением:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{(100 - q_{\text{к}}^{\text{сн}}) \cdot (100 - \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн}} - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}})}{100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}}},$$

где $q_{\text{к}}^{\text{сн}}$ - удельный расход тепла на собственные нужды котла, определяется по формуле:

$$q_{\text{к}}^{\text{сн}} = \frac{(Q_{\text{к}}^{\text{сн}} + Q_{\text{пуск}}^{\text{сн}}) \times 100}{Q_{\text{ксп}}^{\text{бр}}};$$

$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн}}$ - относительный расход электроэнергии на собственные нужды котла с учетом коэффициента КТР

$$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн}} = \frac{1,03N_{\text{к}}^{\text{сн}}}{N_{\text{тур}}}$$

$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}}$ - относительный расход электроэнергии на собственные нужды турбины.

Для выбора оптимальной энергетической стратегии используют показатель, который представляется более полным и подытоживающим - коэффициент полезного использования топлива:

$$\eta_{\text{ти}} = (N \cdot 0,86 + Q) / (B_{\text{эз}} + B_{\text{тэ}}) \cdot 7,$$

$$\eta_{\text{ти}} = F(C_{\text{пП}}, C_{\text{хПр}}, N, Q, T, P),$$

где $\eta_{ти}$ – КПИТ – это универсальный показатель, характеризующий эффективность комбинированного потребления (производства) тепловой и электрической энергии в зависимости от: $C_{пп}$ – способа потребления тепловой или электрической энергии; $C_{хПр}$ – схемы производства тепловой электрической энергии; N – электрической мощности; Q – тепловой мощности; T, P – температуры воды или давления пара для потребителя.

КПИТ представляет собой обобщающий показатель, который способствует формированию должной технологии отпуска и потребления на станциях с комбинированной выработкой тепловой и электрической видов энергий. Коэффициент также используется для грамотного нормирования энергопотребления для крупных потребителей.

Отношение средней за определенный отрезок времени мощности электроустановки к установленной дает значение коэффициента использования установленной мощности, который обрисовывает эффективность КЭС в целом. По сути расчет КИУМ представляется частным фактически выработанной электрической энергии к теоретически возможной при условии работы оборудования без простоя и в номинальном режиме. Результатом расчета является показатель, который определяет совершенство станции, уровень классифицированности рядового и управленческого персонала и другое.

Стабильная работа тепловых станций основывается на нормальных нагрузках. В условиях развития энергетической отрасли станциям необходимо модернизироваться в целях существенного увеличения энергетической и экономической эффективностей.

Эффективность технического перестроения крупных электростанций рассматривается в двух аспектах: технологическом и финансовом. Технологическая результативность состоит из цепочки обстоятельств, которые зависят только от способа получения тепловой или электрической энергии. Базисом этого аспекта приняты такие факторы, как география, демография, близость топливно-сырьевой базы, также сюда можно отнести себестоимость электро- и теплоэнергии и платных услуг.

2.2 Повышение энергоэффективности теплофикационной установки

Энергетическая нагрузка растет ежегодно, что делает необходимым увеличение мощности отдельно стоящих тепловых электростанций. Границы расширения уже действующего энергетического производства зависят от месторасположения, возможностей водо- и топливоснабжения, экологических требований местности и т.п.

Устойчивое развитие страны во много опирается на пути повышения энергоэффективности методами снижения энергоемкости экономики и способствованию в увеличении конкурентоспособности произведенных товаров и услуг. Предстоящий мировой кризис определил это направление весьма важным на государственном уровне. В реализации ранее

обнародованных стратегий в Казахстане уже проходит ряд мероприятий по улучшению энергосреды и модернизации некоторых ее объектов.

В работе конденсационных станций одной из проблем считается отсутствие когенерации, т.е. совместной выработки тепло и электроэнергии.

Станциям после отработки на выработку электрической энергии необходимо снижать параметры отработавшей среды для того, чтобы вернуть ее в технологический цикл. Верная организация использования энергии путем выбора оптимальной технологической схемы позволит получить выше КПД, при этом появится возможность использовать низкотемпературный потенциал отработавшего пара для удовлетворения тепловых потребностей, что увеличивает эффективность обычных электрических станции в 2-3 раза в системах когенерации.

Правильное использование таких систем в завершении даст четыре преимущества, каждое из которых является следствием другого: экономия, утилизация тепла, надежность, экологичность. [статья 1]

Наличие на рынке энергоустановок малой мощности с должными значениями КПД, габаритными размерами, стоимости делает возможным производить совместную выработку электроэнергии и тепла на КЭС.

Уже было сказано, что инфраструктура промышленной площадки рассматриваемой нами станции рассчитана на 8 энергоблоков, а с только двумя запущенными блоками невозможно использовать все ее энергетические возможности.

Экономичность работы паротурбинной установки на Экибастузской ГРЭС-2 осложняется потерями энергии, которые появляются по следующим причинам:

1. Ухудшение вакуума;
2. Работа с отключенным четвертым отбором турбины и питание приводной турбины питательного насоса и деаэратора от коллектора собственных нужд;
3. Работа с отключенной группой ПВД;
4. Отклонение начальных параметров пара и пара промежуточного перегрева

Последствия несоответствия начальных параметров острого пара и пара промперегрева не сильно влияют на недовыработку мощности. Значение их температуры выдерживается на номинальном уровне. Среднее значение давления острого пара при надежной работе котлоагрегата составляет 230 кгс/см^2 . Незначительные отклонения дает такое же незначительное изменение энтальпии перегретого пара, следовательно и общий теплоперепад выдерживается в несильно отклоненных показателях. Влияние этих отклонений на экономичность работы станции проявляется в показателе удельного расхода условного топлива, увеличение которого из-за снижения: температуры острого пара $\leq 0,02 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч}$; давления острого пара $\leq 0,1-0,2 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч}$; параметров пара промперегрева $\leq 0,1-0,2 \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч}$.

За прошлый год в целях повышения качества работы на ГРЭС-2 было одобрено два рационализаторских предложения. Первое из которых чистка трубок конденсатора при помощи специально разработанных форсунок.

Ухудшенный вакуум конденсатора имеет влияние на перерасход угля, что в результате приводит к снижению мощности для первого блока на 5,3 МВт, второго- 8,3 МВт. Разница между фактическим и нормативным давлением конденсатора менялась от 0,01 до 0,5 кгс/см². После пробного применения данной технологии, созданной своими силами, показатель не менялся и оказался в значении ниже 0,01 кгс/см². Это и является показателем экономии, ведь в денежном эквиваленте удастся сэкономить за прогнозный год более двенадцати миллионов тенге.

Еще одним предложением по рационализации работы станции было перераспределение тепловой нагрузки между бойлерами пуска-отопительной котельной и главного корпуса. Состав тепловой нагрузки ЭГРЭС это два контура: первый- пуска-отопительная котельная, рабочий поселок Солнечный и второй- главный корпус и промплощадка.

Для нагрева сетевой воды первого контура используется пар КСН, а для бойлеров главного корпуса отработанный пар в турбинах. Экономия была достигнута также перераспределением нагрузки, происходило это в следующем порядке: снизили расход сетевой воды с ПОК на промплощадку, после этого увеличили расход с ГК на промплощадку, сделав монтаж регулятора расхода и байпасной линии на уже функционирующей задвижке ПС-3. Таким образом, достигли снижения расхода пара на собственные нужды и увеличения доли использования пара турбин водонагревателями главного корпуса.

После практического использования этого предложения энергопредприятию удалось достичь годовой экономии в размере 14,81 тыс. туг., что в денежном эквиваленте составило 54,44 миллиона тенге.

Приводная турбина ПН питается главным образом от четвертого отбора, при аварийных ситуациях от ПСБУ СН. Резерв питания в период пусковых операций обеспечивает КСН 375 °С, который питает и теплофикационную установку электростанции.

Комбинированная генерация выработки электроэнергии и тепла теплофикационной установки с паротурбинным оборудованием станции даст возможность повысить энергоэффективность.

Теплофикационная установка включает в себя:

- основной бойлер типа ПСВ-315-3-23;
- пиковый бойлер типа ПСВ-200У;
- охладитель конденсата типа ОВ-150-3А;
- сетевой насос типа СЭ-1250-140;
- трубопроводы греющего пара и конденсата греющего пара;
- трубопроводы отвода неконденсирующихся газов, система опорожнения, дренажи, воздушники;

- система контрольно-измерительных приборов, средств управления, защит, блокировок, сигнализации.

Теплофикационная установка ПОК состоит из деаэратора подпитки котлов (ДСА-300), деаэратора подпитки теплосети (ДСА-200), шести подогревателей сетевой воды: два ОБ типа ПСВ-20-7-15 и два ПБ типа ПСВ-315-14-23. Собственные нужды котельного подразделения удовлетворяются за счет коллекторов пара, в целях чего установлены шесть РОУ 40/13, одна РОУ 40/6, по три РОУ 13/1,2 и РОУ 13/6, а также три РУ 6/1,2.

Таблица 2.1 – Редукционно-охладительные установки, установленные на ЭГРЭС-2

Тип установки и ее параметры	Д, т/ч	Питаемые потребители	Кол-во, шт
РУ 6/1,2 БКЗ, t=190	2,5	ДА 300/75; ДА 300/50	3
РОУ 40/13, 440/390 БКЗ	50	КСН 13/375	3
РОУ 40/13, 440/390 БКЗ	60	КСН 13/75, РОУ 13/6, 13/1,2	1
РОУ 40/13, 440/250 БКЗ	60	Мазутное хозяйство	1
РОУ 40/13, 440/250 БКЗ	20	Мазутное хозяйство РОУ 13/6№1	1
РОУ 40/6, 440/190 БКЗ	20	ПСВ-200-7х15, коллектор бата	2
РОУ 13/6, 250/190 БКЗ	60	ПСВ-315-14-23, РУ 6/1,2	1
РОУ 13/6 390/190 БКЗ	40	ПСВ-315-14-23	1
РОУ 13/6, 390/190 БКЗ	60	Калориферы котлов	1
РОУ 13/1,2; 390/130 БКЗ	60	ПСВ-315-3-23	1
РОУ 13/1,2; 390/130 БКЗ	40	ПСВ-315-3-25	1

Для подогрева сетевой воды в подогревателях ТФУ используется пар КСН, с параметрами 13 кгс/см² и 375 °С. Для снижения температуры пригодной для использования параметры пара снижаются РОУ 13/6, где температура составит 190 °С. Снижение энтальпии при этом 377 096,5 Дж/кг-столько теряется энергии с каждым килограммом пара безвозвратно.

Отпуск пара через редукционно-охладительную установку хоть и допустим в некоторых случаях, не экономичен. Для решения этой задачи возможно изменение проектной схемы теплофикационной установки, что требует существенных инвестиционных вложений, которые включают в себя пересчет теплового баланса по причине несоответствия действующей инфраструктуры новому проекту и в результате потребуется изменить состав оборудования и режимов тепловой сети. Все эти перетекающие друг в друга факторы в конечном счете отразятся на объеме капитальных вложений, поэтому принимая во внимание низкую эффективность работающей ныне ТФУ целесообразным и более экономичным решением будет оптимизация ее тепловой схемы. На основании сказанного предлагаю провести реконструкцию тепловой схемы, которая заключается в замене РОУ на турбину с противодавлением малой мощности.

2.3 Техническое обоснование реконструкции тепловой схемы с РОУ

Эффективность замены снижения параметров РОУ будет заключаться в срабатывании адекватного потенциала в турбине с противодавлением, которая по существу является вращающейся РОУ. Направив приведенную мощность на собственные электрические нужды, можно существенно снизить основной показатель экономичности работы станции- расход условного топлива на отпущенную электроэнергию.

Противодавленческие турбины могут использоваться во всех энергосистемах, имеющих источники пара.

Средний расход пара на подогрев теплосети (рассчитанный на период 2015-2017 г) составил 32,6 т/ч, что соответствует мощности 3414,82 кВт. Эта та мощность, которая теряется за счет дросселирования пара на РОУ.

С целью перевода приведенной выше мощности 3,4 МВт из потерь в полезную работу предлагается рассмотреть в качестве РОУ противодавленческую турбину.

Бойлерная имеет нагрузку порядка 90 Гкал/час.

Для ее питания достаточно использование пара 3 кгс/см².

Параметры пара в КСН принимаем Р=13 кгс/см² и Т=250 °С и тепловой перепад составит 175 кДж/кг.

При нагрузке 90 Гкал/ч мощность паровой турбины будет приблизительно равна 8,5 МВт.

Исходя из этого к установке можно принять две турбины типа Р-4-13/3, техническая характеристика которой указана в таблице.

Таблица 2.2 – Техническая характеристика турбины Р-4-13/3

Показатели	Р-4-13/3
Номинальная мощность, кВт	4000
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Номинальные параметры свежего пара (рабочий диапазон): Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	1,3 (13)
Температура, °С	300 (290-320)
Абс. давление пара за турбиной номинал, МПа (кгс/см ²)	0,3 (3)
Рабочий диапазон, МПа	0,2-0,4
Температура пара за турбиной, °С (рабочий диапазон)	175 (147-201)
Номинальный расход пара, т/ч	31,6-42,5

По исходным данным найдем расход пара на голову одной турбины.

При давлении 1,3 МПа и температуре 300 °С энтальпия пара на входе будет равна $h''=3087$ кДж/кг.

Энтальпия на выходе будет составлять $h=2725$ кДж/кг.

Формула нахождения количества теплоты Q, которое должна дать турбина:

$$Q = D(h'' - h),$$

Выразим расход пара D :

$$D = \frac{Q}{(h'' - h)},$$

Подставим свои значения:

$$D = \frac{45}{(3087 - 2725)4,19} = 30 \text{ т/ч},$$

То есть расход пара на две турбины составит порядка 60 т/ч. Этот расход необходимо учесть при расчете тепловой схемы блока К-500, поскольку отбор на новую турбину повлияет на расход подаваемого топлива в сторону в его увеличения.

3 Теплотехническая часть

3.1 Расчет тепловой схемы блока К-500-240

3.1.1 Исходные данные для расчета

Принципиальная тепловая схема энергоблока с турбиной 500 МВт представлена на рисунке 3.1. Схема имеет 9 регенеративных отборов и в дополнение к ним имеются отборы на ТФУ, состоящую из двух (верхний и нижний сетевые) подогревателей. Состав регенеративной схемы представлен в виде трех ПВД, деаэратора ПНД-4 и пяти подогревателей низкого давления (ПНД-5, ПНД-6, ПНД-7, ПНД-8, ПНД-9). Также в схеме показаны охладитель уплотнений ОУ, охладитель эжекторов ОЭ, обессоливающая блочная установка ОБУ, различные насосы. На привод питательного насоса берется турбина, которая запитана от четвертого отбора основной турбины. Слив с ПВД каскадный в деаэратор. С ПНД слив также каскадный, который далее дренажным насосом сливается в точку смешения после ПНД-9. Слив конденсата после сетевых подогревателей осуществляется дренажным насосом в точку смешения после ПНД-8. Конденсат турбопривода питательного насоса конденсатным насосом направляется в конденсатор, куда также идет слив конденсата из охладителей уплотнений и эжекторов. В блоке используется прямоточный котёл с промежуточным пароперегревателем.

Конденсационный энергоблок 500 МВт предназначен преимущественно для установки на крупных ГРЭС и спроектирован на начальные параметры:

- давление перед стопорно-регулирующим клапаном $p_0 = 23,5$ МПа;
- начальная температура пара $t_0 = 550^\circ\text{C}$;

С промежуточным перегревом пара, который осуществляется:

- при давлении 3.76 МПа (перед ЧСД)
- при температуре до 550°C .

Потери давления в линиях промперегрева пара примем равной:

$$\Delta p_{\text{п.п}} = 0,1 p'_{\text{п.п}}$$

На приводной турбине питательного насоса, пар в которую подается из четвертого отбора главной турбины имеется конденсатор с давлением:

$$p_{\text{к}}^{\text{п.т.н}} = 0,006 \text{ Мпа.}$$

Давление конденсатора главной турбины:

$$p_{\text{к}} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Мпа.}$$

$\alpha_{\text{упл1}}$ и $\alpha_{\text{упл2}}$ принимаются соответственно 0,01 и 0,005.

Можно условно принять, что поток пара поступающего из паропровода острого пара, имея энтальпию i_0 равняется:

$$\alpha_{упл} = \alpha_{упл1} + \alpha_{упл2} = 0,015.$$

Пар на эжекторы ($\alpha_э=0,006$) подается из деаэратора с энтальпией $i_{д.н}$.

Потеря на утечку, восполняемая испарительной установкой, принимается равной $\alpha_{ут}=0,02$.

По технико-экономическим рекомендациям принимается: $t_{п.в} = t_{п1} = 271^\circ\text{C}$.

В процессе расчета будет учтено, что эта температура будет несколько выше из-за подмешивания потоков из выносных пароохладителей.

В результате технико-экономических расчетов недогрев воды в ПВД для топлива принимается $\vartheta_{ПВД} = 4^\circ\text{C}$, тот же показатель для ПНД $\vartheta_{ПНД} = 2^\circ\text{C}$. Остаточный перегрев пара после пароохладителей $\vartheta_{п.о} = 10^\circ\text{C}$.

П1 имеет встроенный охладитель пара, поэтому эффект его применения выражается в снижении недогрева воды до $t_{нас}$. Недогрев П1 принимаем равным $\vartheta_{п1} = 2^\circ\text{C}$. В таком случае температура насыщения пара из первого отбора в корпусе подогревателя должна быть равна $t_{1н} = t_{п.в} + \vartheta_{п.1} = 273^\circ\text{C}$.

По этой температуре определяем давление пара в подогревателе $p_{п1} = 5,77$ МПа.

Потерю давления в паропроводах отборов на ПВД принимаем равной 6%, исходя из этого получаем необходимое давление в патрубке первого отбора $p_1 = p_{п1} \cdot 1,06 = 6,12$ МПа.

Давление питательной воды можно оценить $p_{п.в} = 32$ МПа. Тогда удельная энтальпия за первым подогревателем $i_{п.в}^B = i_{п1}^B = 1186$ кДж/кг.

Давление пара перед ЧСД турбины после промперегрева $p''_{п.п} = 3,76$ МПа.

Учитывая сопротивление самой системы промперегрева $p'_{п.п} = 1,1p''_{п.п} = 4,14$ МПа.

ПВД второго подогревателя (П2) питается паром из холодной нитки промперегрева, учтем сопротивления линии отбора и примем $p_{п2} = 0,94$, $p''_{п.п} = 3,89$ МПа. Температура насыщения определяется соответственно $t_{2н} = 248,7^\circ\text{C}$ и с учетом недогрева $t_{п2} = t_{2н} - \vartheta_{ПВД} = 244,7^\circ\text{C}$. Удельная энтальпия воды за подогревателем будет равна $i_{п2}^B = 1060$ кДж/кг.

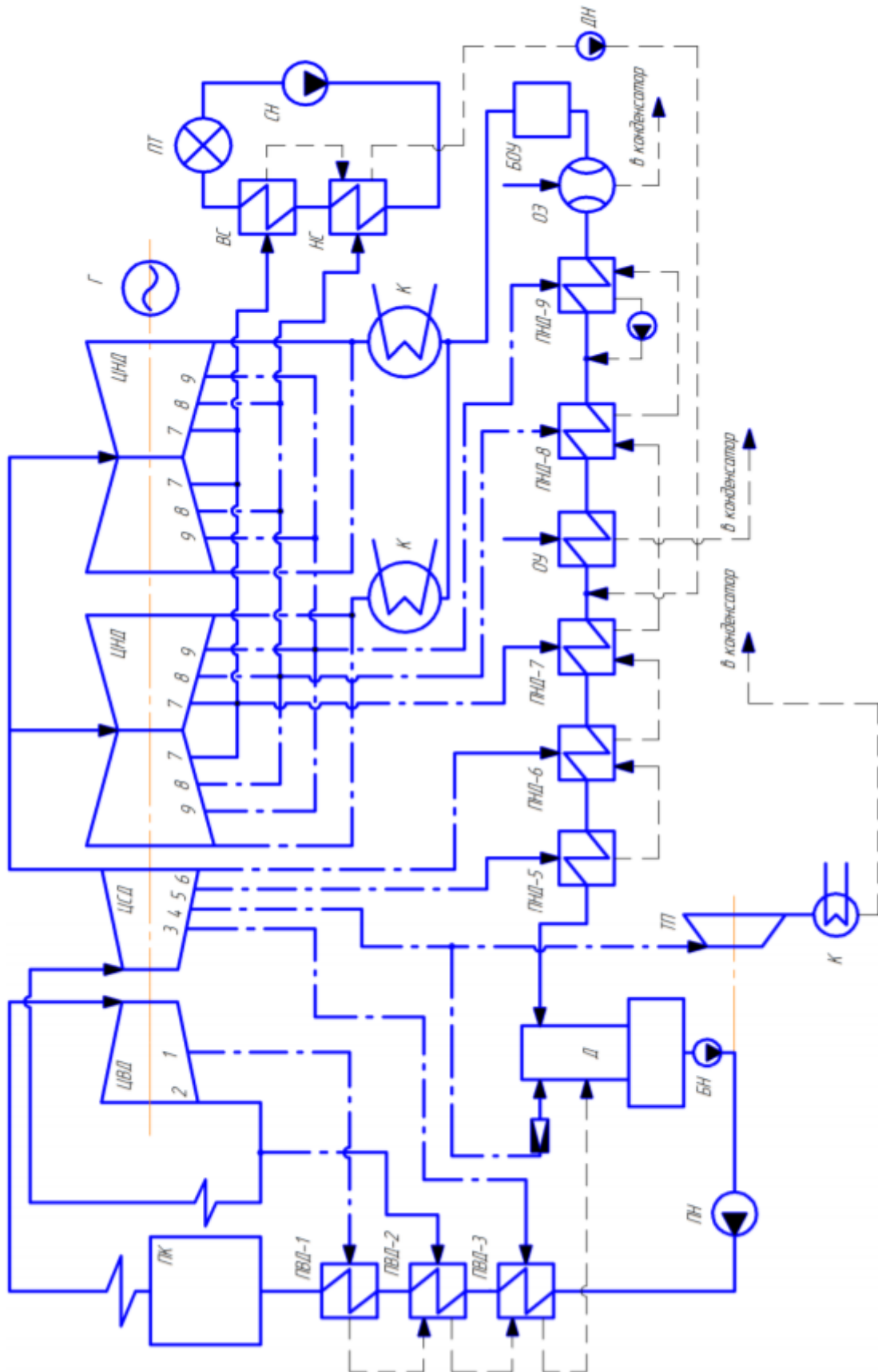


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема блока К-500-240

3.1.2 Построение процесса расширения пара в турбине

После точки промперегрева осуществляется третий отбор пара. Чтобы определить параметры третьего и последующих отборов используется метод «индифферентной» точки. Для этого построим процесс в ЧСД турбины на i, s -диаграмме и примерно наметим i, s -диаграмму процесса. КПД проточной части турбины обычно оценивается исходя из заводских расчетных данных. В нашем случае значения относительных КПД частей турбины будут равны следующим значениям:

- с учетом регулирующей ступени $\eta_{oi}^{\text{ЧВД}} = 85\%$, $\eta_{oi}^{\text{ЧСД}} = 89\%$

- с учетом наличия влажности в последних ступенях $\eta_{oi}^{\text{ЧНД}} = 80\%$.

Начальная удельная энтальпия пара: $i_0 = 3357$ кДж/кг.

Потеря давления на входе острого пара в турбину может быть принята равной 5%, откуда: $p'_0 = 0,95 \cdot p_0 = 22,4$ МПа.

В расчете не учитываем потерю давления в перепускных трубах между ЦСД и ЦНД.

Адиабатическая энтальпия пара после ЦВД: $i'_{\text{п.п.а}} = 2909$ кДж/кг.

Рассчитываем действительную:

$$i'_{\text{п.п}} = i_0 - \eta_{oi}^{\text{ЧВД}}(i_0 - i'_{\text{п.п.а}}) = 3357 - 0,85(3357 - 2909) = 2976 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара после промперегрева $i''_{\text{п.п}} = 3562$ кДж/кг

Давление пара после ЦСД примерно оценивается $p''_{\text{ЧСД}} \approx 0,2$ МПа, тогда энтальпия $i'_{\text{ЧСДа}} = 2750$ кДж/кг:

$$i'_{\text{ЧСД}} = i''_{\text{п.п}} - \eta_{oi}^{\text{ЧСД}}(i''_{\text{п.п}} - i'_{\text{ЧСДа}}) = 3562 - 0,89(3562 - 2750) = 2839 \text{ кДж/кг.}$$

При $p_k = 0,005$ МПа $i_{\text{к.а}} = 2259$ кДж/кг.

Рассчитываем:

$$i_{\text{к.}} = i'_{\text{ЧСД}} - \eta_{oi}^{\text{ЧНД}}(i'_{\text{ЧСД}} - i_{\text{к.а}}) = 2375 \text{ кДж/кг.}$$

Перейдем к нахождению индифферентной точки. Для этого найдем значение абсолютного внутреннего КПД ЧВД турбины:

$$\eta_{i\text{ЧВД}} = \frac{i_0 - i'_{\text{п.п}}}{i_0 - i''_{\text{п.п}}} = \frac{3357 - 2976}{3357 - 1186} = 0,176.$$

«Индифферентный» теплоперепад

$$h_{\text{инд}} = \eta_{i\text{ЧВД}}(i''_{\text{п.п}} - i'_{\text{п.п}}) = 0,176(3562 - 2976) = 103,14 \text{ кДж/кг}$$

Найдем удельную энтальпию в этой точке

$$i_{\text{пнд}} = i_{\text{п.п}}'' - h_{\text{инд}} = 3562 - 103,14 = 3459 \text{ кДж/кг}$$

Найденной «индифферентной» точке соответствуют значения давления $p_{\text{инд}} = 2,85 \text{ МПа}$, температуры насыщения $t_{\text{инд}}^{\text{H}} = 231^{\circ}\text{C}$.

Принимая температурный недогрев для ПВД $\vartheta_{\text{ПВД}} = 4^{\circ}\text{C}$, условная температура подогретой паром в индифферентной точке воды получится равна $t_{\text{п.инд}}^{\text{H}} = 227^{\circ}\text{C}$. Соответствующая энтальпия для $p_{\text{п.в}} = 32 \text{ МПа}$ $i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} = 985 \text{ кДж/кг}$.

Пока не учитывая наличие в схеме деаэратора, по методу геометрической прогрессии прироста энтальпии воды произведем разбивку подогрева питательной воды и основного конденсата по точкам от конденсатора до индифферентной точки.

Удельная энтальпия конденсата в конденсаторе турбины $i_{\text{к}}^{\text{B}} = 137,8 \text{ кДж/кг}$. По принятой схеме блока до индифферентной точки должно быть 8 интервалов подогрева воды, при этом восьмой интервал не реализуется:

$$\frac{\tau_{\text{инд}}}{\tau_3} = \frac{\tau_3}{\tau_4} = \frac{\tau_4}{\tau_5} = \frac{\tau_5}{\tau_6} = \frac{\tau_6}{\tau_7} = \frac{\tau_7}{\tau_8} = \frac{\tau_8}{\tau_9} = m$$

Сумма перепадов удельных энтальпий восьми интервалов равна общему приросту энтальпии:

$$i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}} = \tau_9(1 + m + m^2 + m^3 + m^4 + m^5 + m^6 + m^7) = \frac{\tau_9(1 - m^8)}{1 - m}$$

Предположим, что $m = 1,03$, тогда

$$\tau_9 = (i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}}) \frac{1 - m}{1 - m^8} = 95,3 \text{ кДж/кг}$$

Используя это значение, подсчитаем соответствующие энтальпии после подогревателей:

$$\begin{aligned} i_{\text{п9}}^{\text{B}} &= i_{\text{к}}^{\text{B}} + \tau_9 = 137,8 + 95,3 = 233,1 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п8}}^{\text{B}} &= i_{\text{п9}}^{\text{B}} + m\tau_9 = 233,1 + 1,03 \cdot 95,3 = 331,3 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п7}}^{\text{B}} &= i_{\text{п8}}^{\text{B}} + m^2\tau_9 = 331,3 + 1,03^2 \cdot 95,3 = 432,4 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п6}}^{\text{B}} &= i_{\text{п7}}^{\text{B}} + m^3\tau_9 = 432,4 + 1,03^3 \cdot 95,3 = 536,5 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п5}}^{\text{B}} &= i_{\text{п6}}^{\text{B}} + m^4\tau_9 = 536,5 + 1,03^4 \cdot 95,3 = 643,8 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п4}}^{\text{B}} &= i_{\text{п5}}^{\text{B}} + m^5\tau_9 = 643,8 + 1,03^5 \cdot 95,3 = 754,3 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{п3}}^{\text{B}} &= i_{\text{п4}}^{\text{B}} + m^6\tau_9 = 754,3 + 1,03^6 \cdot 95,3 = 868 \text{ кДж/кг}, \\ i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} &= i_{\text{п3}}^{\text{B}} + m^7\tau_9 = 868 + 1,03^7 \cdot 95,3 = 985,2 \text{ кДж/кг}. \end{aligned}$$

Убедившись, что расчет выполнен верно (поскольку $i_{пз\text{инд}}^B$ совпадает с определенным ранее значением) найдем последовательно температуры подогретой воды, насыщенного греющего пара и давления пара в подогревателях. Принимая давление конденсата $\tau_9 \approx 2$ МПа составим таблицу.

Таблица 3.1 – Параметры некоторых элементов схемы

	$t_{ni}, ^\circ\text{C}$	$\vartheta_{\text{ПНД}}, ^\circ\text{C}$	$t_{in}, ^\circ\text{C}$	$p_{ni}, \text{МПа}$	$p_i, \text{МПа}$ (с учетом потерь 10%)
П9	55,3	2	57,3	0,0176	0,019
П8	78,8	2	80,8	0,049	0,054
П7	102,8	2	104,8	0,12	0,13
П6	127,4	2	129,4	0,265	0,29
П5	152,5	2	154,5	0,54	0,59
П4	177,9	2	179,9	1	1,1

Параметры третьего отбора будем искать, принимая $p_{п.в} = 32$ МПа:

$$t_{пз}=200,4^\circ\text{C}; t_{зн} = t_{пз} + \vartheta_{\text{ПВД}}=200,4+4=204,4 \text{ и } p_{пз}=1,7 \text{ МПа.}$$

Потеря давления в третьем отборе приблизительно 6%, поэтому $p_3 = 1,06p_{пз}=1,8$ МПа. Теперь перейдем к уточнению параметров процесса расширения пара в турбине: давление за ЧСД равно давлению шестого отбора, ранее принятого $p_6=0,29$ МПа. Удельная энтальпия пара за ЧСД $i_6=2908$ кДж/кг. По-прежнему принимая давление в конденсаторе $p_k=0,005$ МПа и $\eta_{oi}^{\text{ЧНД}}=0,8$ получаем $i_k=2385$ кДж/кг.

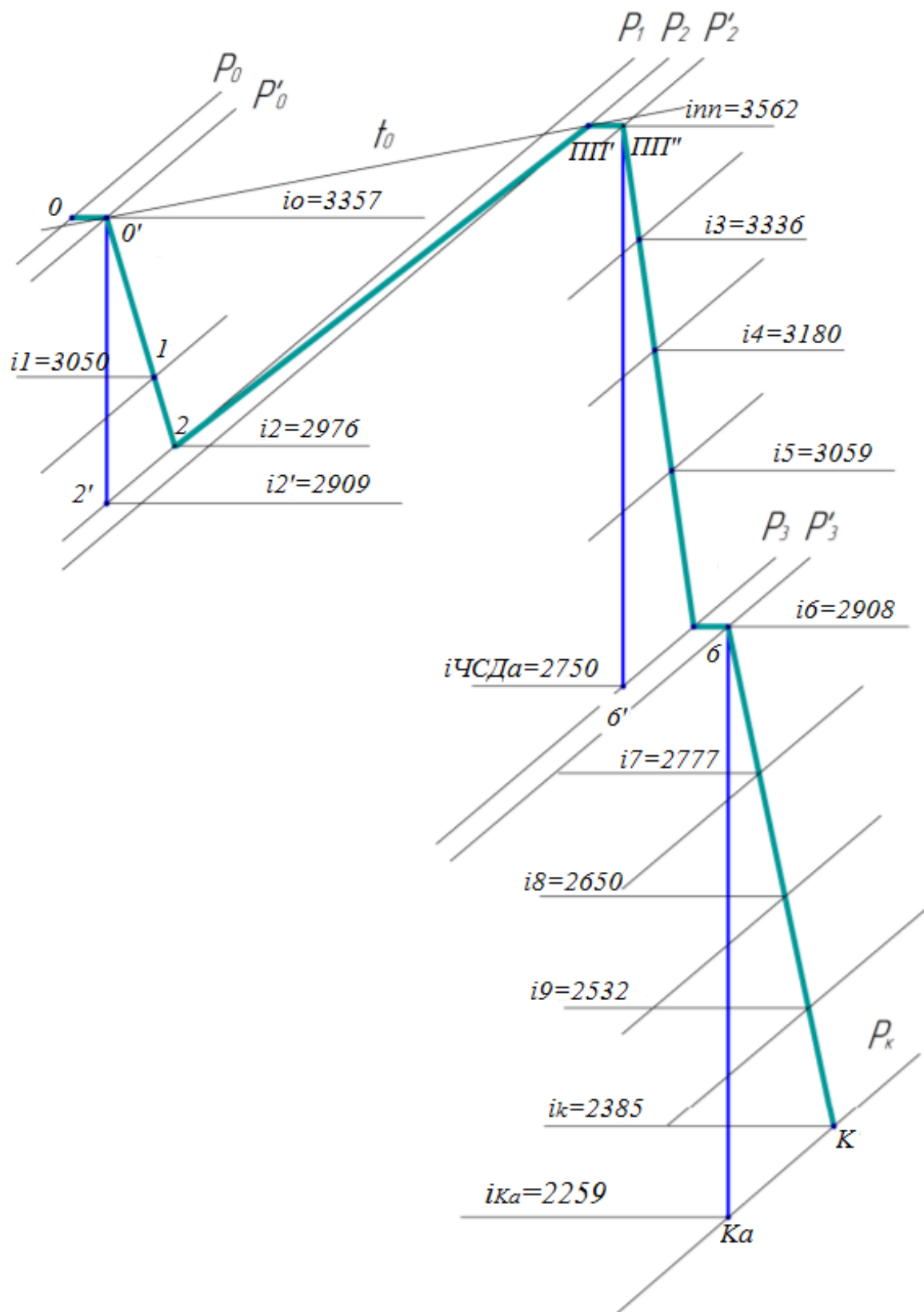


Рисунок 3.1 – i, S - диаграмма процесса

3.1.3 Определение параметров по элементам схемы

В реальной схеме П4 вместо ПНД поверхностного типа является деаэратором. Чтобы обеспечить необходимое регулирование давления в деаэраторе, рабочее давление принимается несколько ниже, чем p_4 по разбивке. Условно принимаем $p_d=0,8$ МПа и $t_{дп}=170,4$ °С.

Рассчитываем по формулам коэффициенты недовыработки пара отборов:

$$y_1 = \frac{i_1 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k}{i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k'}$$
$$y_1 = \frac{3050 - 2976 + 3562 - 2385}{3357 - 2976 + 3562 - 2385} = 0,803,$$
$$y_2 = \frac{i''_{п.п} - i_k}{i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k'}$$
$$y_2 = \frac{3562 - 2385}{3357 - 2976 + 3562 - 2385} = 0,756,$$
$$y_3 = \frac{i_3 - i_k}{H_i} = \frac{3336 - 2385}{1558} = 0,61.$$

Аналогично третьему находим коэффициенты недовыработки остальных отборов: $y_4=0,526$; $y_5=0,433$; $y_6=0,336$; $y_7=0,252$; $y_8=0,17$; $y_9=0,094$.

Некоторые регенеративные подогреватели (П5 и П6) имеют охладители дренажа. Превышение температуры охлажденного дренажа над температурой входящей воды для ПВД принято равным $\vartheta_{о.д} = 5$ °С.

Для подогревателя П1: $t_{1др} = t_{п2} + \vartheta_{о.д} = 244,7 + 5 = 249,7$.

При давлении $p_{п1} = 5,77$ МПа удельная энтальпия дренажа $i_{1др}^B = 1084$ кДж/кг.

ПВД П2 $t_{2др} = t_{п3} + \vartheta_{о.д} = 200,4 + 5 = 205,4$.

При давлении $p_{п2} = 3,89$ МПа удельная энтальпия дренажа $i_{2др}^B = 877,6$ кДж/кг.

Для ПВД П3 прежде всего определим значение повышения энтальпии воды в питательном насосе, где осуществляется сжатие воды от давления в деаэраторе $p_d=0,8$ МПа до $p_{п.в}=32$ МПа. Удельный объем воды при температуре насыщения в деаэраторе $\vartheta \approx 0,0011$ м³/кг. Приняв внутренний относительный КПД питательного насоса $\eta_{0i}^H=0,85$, найдем повышение энтальпии воды в питательной насосе:

$$h_{ни} = \frac{10^3 \vartheta_{ср} (p_{п.в} - p_d)}{\eta_{0i}^H} = \frac{10^3 \cdot 0,0011 (32 - 0,8)}{0,85} = 40,3 \text{ кДж/кг}$$

Соответствующая температура воды $t_{п.н} = 175,6 \text{ }^\circ\text{C}$. Следует, что температура дренажа из ПВД ПЗ $t_{здр} = t_{п.н} + \vartheta_{о.д} = 175,6 + 7 = 182,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

При давлении $p_{пз} = 1,7 \text{ МПа}$, $i_{здр}^B = 775 \text{ кДж/кг}$.

Принимаем для ПНД $\vartheta_{о.д} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, тогда считая для ПНД П5 $t_{5др} = t_{п6} + \vartheta_{о.д} = 127,4 + 5 = 132,4 \text{ }^\circ\text{C}$.

При давлении подогревателя $p_{п5} = 0,54 \text{ МПа}$, $i_{5др}^B = 556,8 \text{ кДж/кг}$.

То же для ПНД П6: $t_{6др} = t_{п7} + \vartheta_{о.д} = 102,8 + 5 = 107,8$ и при давлении $p_{п6} = 0,265 \text{ МПа}$ энтальпия будет равна $i_{6др}^B = 452 \text{ кДж/кг}$.

Подогреватели П7, П8 и П9 не имеют охладителей дренажа.

Для охладителей пара второго и третьего отбора $\vartheta_{о.п} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$.

Рассчитаем второй отбор: $t_{п.о2} = t_{2в} + \vartheta_{о.п} = 248,7 + 10 = 258,7 \text{ }^\circ\text{C}$ и $i_{п.о2} = 2797 \text{ кДж/кг}$.

Таким же образом для охладителя пара третьего отбора:

$$t_{п.о3} = t_{3в} + \vartheta_{о.п} = 204,4 + 10 = 214,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

и энтальпия соответственно $i_{п.о3} = 2799 \text{ кДж/кг}$.

Перейдем к построению процесса работы пара в приводной турбине питательного насоса. На эту турбину пар забирается из четвертого отбора с параметрами:

- давление $p_4 = 1,1 \text{ МПа}$;
- температурой $t_4 = 373 \text{ }^\circ\text{C}$;
- энтальпией $i_4 = 3180 \text{ кДж/кг}$.

На входе в эту турбину происходит потеря давления в 10% поэтому давление в корпусе будет равно $p_{п.т.н} = 0,9p_4 = 0,99 \text{ МПа}$.

КПД проточной части турбины до 0,264 МПа может быть принят $\eta_{п.т.н.оi} = 0,82$.

Энтальпия пара в конце этого участка $i_{п.т.н1} = 2957 \text{ кДж/кг}$.

При давлении в конденсаторе приводной турбины 0,006 МПа КПД $\eta''_{п.т.н.оi} = 0,75$ и $i_{п.т.н1} = 2482 \text{ кДж/кг}$.

3.2 Расчет тепловой схемы

3.2.1 Расчет испарительной установки

Начнем расчет тепловой схемы с внешнего узла, т.е. для выбранной схемы с испарителя. Производительность испарителя (И) по вторичному пару должна быть равна потерям теплоносителя:

$$\alpha_{и1} = \alpha_{ут} = 0,02.$$

Температурный напор условно $\vartheta_{и} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$, тогда температуры насыщения вторичного пара $t_{и1н} = t_{и.и} - \vartheta_{и} = t_{5н} - \vartheta_{и} = 154,5 - 15 = 139,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Соответствующие значения давления $p_{и1}=0,36$ МПа, энтальпий насыщенного пара $i_{и1н}=2733$ кДж/кг и воды в испарителе $i_{и1н}^B=587$ кДж/кг. Допустим в испарителе температура питательной воды $t_{о,в}=30^\circ\text{C}$ и ее энтальпия $i_{о,в}^B=126,1$ кДж/кг.

Продувку испарителя примем в размере $\alpha_{и1}^{пр} = 0,05 \cdot \alpha_{и1} = 0,001$.

Воспользуемся уравнением теплового баланса испарителя

$$\alpha_{и5}(i_5 - i_{5н}^B)\eta_{и} = \alpha_{и1}(i_{и1н} - i_{о,в}^B) + \alpha_{и1}^{пр}(i_{и1н}^B - i_{о,в}^B)$$

и получим

$$\alpha_{и5} = \frac{0,02(2733-126,1)+0,01(587-126,1)}{0,98(3024-651,7)} = 0,0223.$$

Относительный расход питательной воды

$$\alpha_{п,в} = 1 + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} = 1 + 0,02 + 0,015 = 1,035.$$

3.2.2 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 3.3

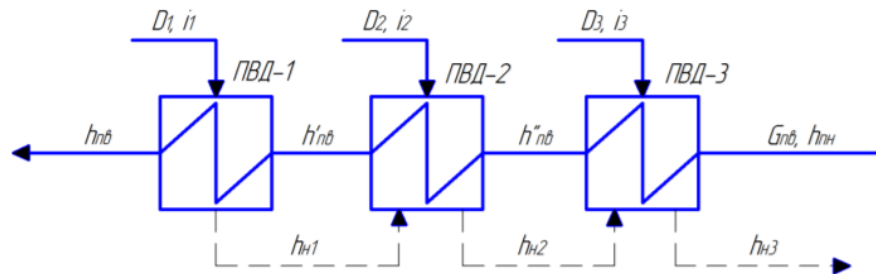


Рисунок 3.3 – Расчетная схема ПВД

Расчет ПВД является началом расчета регенеративной системы. Поскольку в нашей схеме пароохладители (ПО2 и ПО3) подключены параллельно ПВД, можно считать, что на каждый пароохладитель отводится 10% расхода питательной воды.

Из этого следует, что через П1 проходит $0,8\alpha_{п,в}$; П2- $0,9\alpha_{п,в}$ и через ПЗ- $\alpha_{п,в}$ (полный расход питательной воды).

Из уравнения теплового баланса подогревателя П1:

$$\alpha_{п1}(i_1 - i_{1др}^B)\eta_{п} = 0,8\alpha_{п,в}(i_{п1}^B - i_{п2}^B),$$

находим

$$\alpha_{п1} = \frac{0,8 \cdot 1,035(1186 - 1060)}{(3050 - 1102,9) \cdot 0,98} = 0,0559.$$

Из уравнения теплового баланса второго подогревателя П2

$$\alpha_{п2}(i_{п.02} - i_{2др}^B)\eta_{п} + \alpha_{п1}(i_{1др}^B - i_{2др}^B)\eta_{п} = 0,9\alpha_{п.в}(i_{п2}^B - i_{п3}^B),$$

выразим $\alpha_{п2}$:

$$\alpha_{п2} = \frac{0,9 \cdot 1,035(1060 - 854,2) - 0,0559 \cdot (1084 - 877,6) \cdot 0,98}{(2797 - 877,6) \cdot 0,98} = 0,096.$$

Взяв уравнение теплового баланса П3:

$$\alpha_{п3}(i_{п.03} - i_{3др}^B)\eta_{п} + (\alpha_{п1} + \alpha_{п2})(i_{2др}^B - i_{3др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{п3}^B - i_{п.н}^B).$$

Найдем:

$$\alpha_{п3} = \frac{1,035 \cdot (854,2 - 760,8) - (0,0559 + 0,096)(877,6 - 775) \cdot 0,98}{(2799 - 775) \cdot 0,98} = 0,041.$$

Из уравнения теплового баланса пароохладителя ПО2

$$\alpha_{п2}(i_2 - i_{п.02})\eta_{п} = 0,1\alpha_{п.в}(i_{п02}^B - i_{п2}^B),$$
$$i_{п02}^B = 1060 + \frac{0,096 \cdot (2976 - 2797)0,98}{0,1 \cdot 1,035} = 1222,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Аналогично у ПО3

$$\alpha_{п3}(i_3 - i_{п.03})\eta_{п} = 0,1\alpha_{п.в}(i_{п03}^B - i_{п3}^B),$$
$$i_{п03}^B = 854,2 + \frac{0,041(3336 - 2799)0,98}{0,1 \cdot 1,035} = 1062,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Из уравнения теплового баланса смешения основного потока питательной воды с потоками воды, прошедшими через пароохладители

$$0,8 \alpha_{п.в} i_{п.в}^B + 0,1 \alpha_{п.в} i_{п02}^B + 0,1 \alpha_{п.в} i_{п03}^B = \alpha_{п.в} i_{пв}^B.$$

Находим энтальпию питательной воды после точки смешения

$$i_{пв}^B = 0,8 \cdot 1190 + 0,1 \cdot 1222,7 + 0,1 \cdot 1062,7 = 1180,5 \text{ кДж/кг}$$

3.2.3 Расчет деаэратора

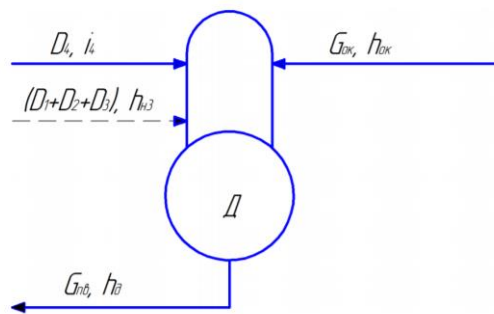


Рисунок 3.4 – Схема включения деаэратора

Применив уравнение материального баланса деаэратора;

$$\alpha_{п.в} = \alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3} + \alpha_{упл1} - \alpha_{э} + \alpha'_{к.н} + \alpha_{д4} + \alpha_{и1},$$

Находим

$$\begin{aligned} \alpha'_{к.н} &= 1,035 - 0,0559 - 0,096 - 0,041 - 0,01 + 0,006 - 0,02 - \alpha_{д4} \\ &= 0,86 - \alpha_{д4} \end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса деаэратора

$$\begin{aligned} (\alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3})i_{3др}^B + \alpha_{упл1}i_{э} + \alpha'_{к.н}i_{п5}^B + \alpha_{д4}i_4 - \alpha_{э}i_{д.н} + \alpha_{и1}i_{и1н}^B \\ = \alpha_{п.в}i_{д.н}^B/\eta_{п}, \end{aligned}$$

Из этого уравнения находим $\alpha_{д4}$:

$$\begin{aligned} \alpha_{д4} &= (0,0559 + 0,096 + 0,041)775 + 0,01 \cdot 3357 + (0,86 - \alpha_{д4}) \cdot 643,1 \\ &\quad + \alpha_{д4} \cdot 3205 - 0,006 \cdot 2768,4 + 0,02 \cdot 587 = 1,035 \cdot 720,9/0,9 \\ &= 0,0118, \end{aligned}$$

Следовательно, $\alpha'_{к.н} = 0,808$.

3.2.4 Расчет турбопривода питательного насоса

Доля расхода пара на приводную турбину питательного насоса

$$\begin{aligned} \alpha_{т.п} &= \frac{\alpha_{п.в}h_N^a}{H_i^{т.п}\eta_H\eta_{мех}^{т.п}} = \frac{\alpha_{п.в}10^3(p_{п.н} - p_d)\vartheta_{ср}}{H_i^{т.п}\eta_H\eta_{мех}^{т.п}} = \frac{1035 \cdot (32 - 0,8)0,0011}{0,98(3180 - 2482) \cdot 0,83} \\ &= 0,0626 \end{aligned}$$

3.2.5 Расчет регенеративной схемы ПНД

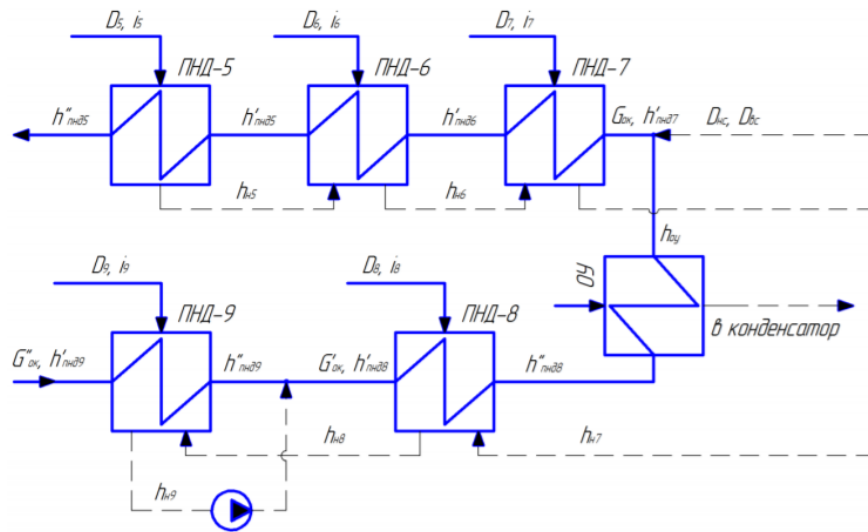


Рисунок 3.5 – Схема включения ПНД

По уравнению теплового баланса подогревателя П5:

$$\alpha_{п5}(i_5 - i_{5др}^B)\eta_{п} = \alpha'_{к.н}(i_{п5}^B - i_{к.н}^B),$$

или $\alpha_{п5}(3059 - 556,8)0,98 = 0,808(643,1 - i_{к.н}^B)$, т.е. $\alpha_{п5} = 0,212 - 0,000329i_{к.н}^B$.

Чтобы выразить неизвестную величину $i_{к.н}^B$ рассмотрим уравнение теплового баланса конденсатора испарителя

$$\begin{aligned} \alpha_{и1}(i_{и1н} - i_{и1н}^B)\eta_{п} &= (\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6})(i_{к.н}^B - i_{п6}^B) + (\alpha_{п5} + \alpha_{и5} + \\ &+ \alpha_{п6})(i_{к.н}^B - i_{6н}^B), \\ 0,02(2733-587)0,98 &= (0,808-0,212+0,000329i_{к.н}^B-0,0223-\alpha_{п6})(i_{к.н}^B - \\ &535,3)+(0,212-0,000329i_{к.н}^B+0,0223+\alpha_{п6})(i_{к.н}^B - 543,8), \\ i_{к.н}^B &= 587,8 + 10,5\alpha_{п6}\alpha_{п5} = 0,0187 - 0,0035\alpha_{п6} \end{aligned}$$

Из уравнения теплового баланса ПНД П6

$$\begin{aligned} \alpha_{п6}(i_6 - i_{6др}^B)\eta_{п} + \alpha_{и5}(i_{п5}^B - i_{6др}^B)\eta_{п} + \alpha_{п5}(i_{5др}^B - i_{6др}^B)\eta_{п} &= \\ &(\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6})(i_{п6}^B - i_{п7}^B), \\ \alpha_{п6}(2908 - 452)0,98 + 0,0223(651,7 - 452)0,98 + (0,0187 - \\ 0,0035\alpha_{п6})(556,8 - 452)0,98 &= (0,808 - 0,0187 + 0,0035\alpha_{п6} - 0,0223 - \\ &\alpha_{п6})(535,3 - 430,9), \\ \alpha_{п6} &= 0,0294, \alpha_{п5} = 0,0186, i_{к.н}^B = 588 \text{ кДж/кг}, t_{к.н} = 139,5. \end{aligned}$$

Из уравнения теплового баланса П7

$$\alpha_{п7}(i_7 - i_{7H}^B)\eta_{п} = (\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8})(i_{п7}^B - i_{п8}^B) + (\alpha_{п7} + \alpha_{п8})(i_{п7}^B - i_{8H}^B),$$
$$\alpha_{п7}(2777-439,4)0,98=(0,808-0,0186-0,0223-0,0294-\alpha_{п7} - \alpha_{п8})(430,9-329,9)+(\alpha_{п7} + \alpha_{п8})(430,9-338,3),$$
$$\alpha_{п7}= 0,0324-0,00365\alpha_{п8}$$

Из уравнения теплового баланса П7:

$$\alpha_{п7}(i_7 - i_{7H}^B)\eta_{п} + \alpha_{п7}(i_{п7}^B - i_{8H}^B)\eta_{п} = (\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8})(i_{п8}^B - i_{п9}^B),$$
$$\alpha_{п8}(2650-338,3)0,98+(0,0324-0,00365\alpha_{п8})(439,4-338,3)0,98= (0,808-0,0186-0,0223-0,0294-0,0324+0,00365\alpha_{п8} - \alpha_{п8})(329,9-231,5).$$

С учетом предыдущего уравнения $\alpha_{п8}=0,028$ и $\alpha_{п7}=0,0323$

Из уравнения теплового баланса подогревателя уплотнений ПУ

$$\alpha_{упл}(i_0 - i_{п.у.н}^B)\eta_{п} = \alpha_{к.н}(i_{п.у}^B - i_K^B).$$

Принимая во внимание, что $\alpha_{к.н}=\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8}=0,808-0,0186-0,0223-0,0294-0,0323-0,028=0,677$ и $p_{п.у} \approx 0,1$ МПа имеем $i_{п.у.н}^B = 417,5$ кДж/кг получаем:

$$i_{п.у}^B = 137,8 + \frac{0,005(3357-417,5)0,98}{0,677} = 159 \text{ кДж/кг.}$$

При $p_{п.у} = 2$ МПа $t_{п.у}=37,5^\circ\text{C}$

Из уравнения теплового баланса подогревателя эжектора ПЭ

$$\alpha_{э}(i_{д.н} - i_{п.э.н}^B)\eta_{п} = \alpha_{к.н}(i_{п.э}^B - i_{п.у}^B)$$

Принимая при $p_{пэ} \approx 0,1$ МПа имеем $i_{п.э.н}^B = 417,5$ кДж/кг получаем:

$$0,006(2768,4-417,5)0,98=0,677(i_{п.э}^B-159).$$

Отсюда $i_{п.э}^B=179,4$ кДж/кг. При $p_{п.у} = 2$ МПа $t_{п.у}=42,4^\circ\text{C}$.

Находим $\alpha_{п9}$ из уравнения теплового баланса П9

$$\alpha_{п9}(i_9 - i_{9н}^B)\eta_{п} = \alpha_{к.н}(i_{п9}^B - i_{п.э}^B),$$

$$\alpha_{п9} = \frac{0,677(231,5 - 179,4)}{0,98(2532 - 239,9)} = 0,0157.$$

Доля расхода пара в конденсатор турбины

$$\alpha_k = 1 - \alpha_{п1} - \alpha_{п2} - \alpha_{п3} - \alpha_{д4} - \alpha_{т.н4} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8} - \alpha_{п9},$$

$$\alpha_k = 1 - 0,0559 - 0,096 - 0,041 - 0,0118 - 0,0626 - 0,0186 - 0,0223 - 0,0294 - 0,028 - 0,0323 - 0,0157 = 0,5864.$$

Проверим достоверность расчета определив расход основного конденсата из уравнения материального баланса конденсатора турбины:

$$\alpha_{к.н} = \alpha_k + \alpha_{п9} + \alpha_{п.э} + \alpha_{упл2} + \alpha_{т.п} = 0,5864 + 0,0157 + 0,006 + 0,005 + 0,0626 = 0,676.$$

Расход пара при работе в чисто конденсационном режиме

$$D^K = \frac{N}{(i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k)\eta_{мех}\eta_{г}} = \frac{500000}{1558 \cdot 0,993 \cdot 0,99} = 327 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Теперь необходимо вычислить сумму коэффициентов недовыработки $\sum \alpha_i y_i$.

По не применённому главной турбиной теплоперепаду $i'_{п.т.н} - i''_{п.т.н}$ рассчитаем коэффициент недовыработки пара отбора на приводную турбину насоса, потому как выхлоп из приводной турбины насоса может возвращаться в нижерасположенный отбор главной турбины. В рассматриваемом случае приводная турбина конденсационного типа и поэтому:

$$y_{т.п} = \frac{i'_{т.п} - i''_{т.п}}{i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k} = \frac{i_4 - i_k}{i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k} = y_4,$$

$$\sum \alpha_i y_i = \alpha_i y_i + \alpha_i y_i + \alpha_i y_i + (\alpha_i + \alpha_i) y_i + (\alpha_i + \alpha_i) y_i + \alpha_i y_i + \alpha_i y_i + \alpha_i y_i + \alpha_i y_i = 0,0559 \cdot 0,803 + 0,096 \cdot 0,756 + 0,041 \cdot 0,61 + (0,0118 + 0,0626)0,526 + (0,0223 + 0,0186)0,433 + 0,0294 \cdot 0,336 + 0,252 \cdot 0,0323 + 0,028 \cdot 0,17 + 0,0157 \cdot 0,094 = 0,2236.$$

Расход острого пара в турбину

$$D = \frac{D^K}{1 - \sum \alpha_i y_i} = \frac{327}{1 - 0.2236} = 421 \text{ кг/с.}$$

Расход питательной воды $D_{п.в} = \alpha_{п.в} D = 1,035 \cdot 421 = 436 \text{ кг/с}$

Расходы пара в отборы: $D_{п1} = 23,5 \text{ кг/с}; D_{п2} = 40,4 \text{ кг/с}; D_{п2} = 40,4 \text{ кг/с};$

$D_{п3} = 17,3 \text{ кг/с}; D_{д4} = 5 \text{ кг/с}; D_{т.п4} = 26,4 \text{ кг/с}; D_{п5} = 7,8 \text{ кг/с}; D_{и5} = 9,4 \text{ кг/с}; D_{п6} = 12,4 \text{ кг/с}; D_{п7} = 13,6 \text{ кг/с}; D_{п8} = 11,8 \text{ кг/с}; D_{п9} = 6,6 \text{ кг/с}; D_{к} = 246,9 \text{ кг/с.}$

Мощность привода турбонасоса

$$N_{т.п} = \frac{D_{п.в} \vartheta_{ср} (p_{п.в} - p_{д})}{\eta_{н} \eta_{мех}^{тп}} = \frac{436 \cdot 0,0011(32 - 0,8)}{0,83 \cdot 0,98} = 18,4 \text{ МВт.}$$

Расход протечек пара сквозь уплотнения $D_{упл} = D_{упл1} + D_{упл2} = 4,21 + 2,1 = 6,31 \text{ кг/с}$. Расход пара на эжектор из деаэратора $D_{э} = \alpha_{э} D = 2,53 \text{ кг/с}$; потери с утечками конденсата $D_{ут} = \alpha_{ут} D = 8,42 \text{ кг/с}$.

Удельный расход пара:

$$d = \frac{3,6D}{N} = 3,6 \cdot \frac{421}{500} = 3,03.$$

Расход химически очищенной воды в испаритель

$$D_{о.в} = (\alpha_{и1} + \alpha_{и1}^{пп}) D = (0,02 + 0,001) 421 = 8,8 \text{ кг/с.}$$

Расход дистиллята в испарителе $D_{и1} = \alpha_{и1} D = 8,42 \text{ кг/с}$; расход продувки испарителя $D_{и1}^{пп} = \alpha_{и1}^{пп} D = 0,42 \text{ кг/с}$; расход пара на турбогенераторную установку $D_{т.у} = D + D_{упл} = 421 + 6,31 = 427,31 \text{ кг/с}$.

Мощность турбоустановки по работающим потокам пара

$N_{п1} = 10^{-3} D_{п1}(i_o - i_1) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 23,5(3357-3050) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 7,09 \text{ МВт};$

$N_{п2} = 10^{-3} D_{п2}(i_o - i'_{п.п}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 40,4(3357-2976) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15,13 \text{ МВт};$

$N_{п3} = 10^{-3} D_{п3}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_3) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 17,3(3402,8-2986+3599,6-3336) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 10,32 \text{ МВт};$

$N_{д} + N_{т.п} = 10^{-3} (D_{д4} + D_{т.п4}) (i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_4) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot (5+26,4) \cdot (3402,8-2986+3599,6-3180) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 23,55 \text{ МВт};$

$$N_{п5} = 10^{-3} (D_{п5} + D_{и5}) \cdot (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_5) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot (7,8 + 9,4) \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 3059) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 14,95 \text{ МВт};$$

$$N_{п6} = 10^{-3} D_{п6} (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_6) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 12,4 \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 2908) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 12,6 \text{ МВт};$$

$$N_{п7} = 10^{-3} D_{п7} (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_7) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 13,6 \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 2777) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15,6 \text{ МВт};$$

$$N_{п8} = 10^{-3} D_{п8} (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_8) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 11,8 \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 2650) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15 \text{ МВт};$$

$$N_{п9} = 10^{-3} D_{п9} (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_9) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 6,6 \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 2532) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 9,2 \text{ МВт};$$

$$N_{к} = 10^{-3} D_{к} (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_{к}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 246,9 \cdot (3357 - 2976 - 3562 - 2385) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 378,2 \text{ МВт}.$$

Суммарная мощность потоков пара в турбине $\Sigma N_i = 501,6 \text{ МВт}$.

Погрешность составляет порядка 0,3%. Результаты расчета приемлемы.

3.3 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла турбогенераторной установки:

$$Q_{т.у} = D_{т.у} (i_0 - i_{п.в}^B) + (D + D_{п1} + D_{п2}) (i''_{п.п} - i'_{п.п}) - D_{и1} (i_{п.в}^B - i_{о.в}^B) - D_{и1}^{пп} (i_{и1н}^B - i_{о.в}^B),$$

$$Q_{т.у} = 427,31 \cdot (3357 - 1186) + (421 - 23,5 - 40,4) \cdot (3562 - 2976) - 8,42(1186 - 126,1) - 0,42(587 - 126,1) = 1127834 \text{ кВт} (4060 \text{ ГДж/ч}).$$

Коэффициент полезного действия турбогенераторной установки:

$$\eta_{т.у} = N/Q_{т.у} = 501600/1127834 = 0,445.$$

Паровая нагрузка котельной установки:

$$D_{к.у} = D_{т.у} + D_{у.т} = 385 + 7,6 = 392,6 \text{ кг/с}.$$

Тепловая нагрузка котельной установки :

$$Q_{к.у} = D_{к.у} (i_{пе} - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2}) (i_{п.п.к2} - i_{п.п.к1}),$$

$$Q_{к.у} = 435,73 \cdot (3327 - 1186) + (421 - 23,5 - 40,4) \cdot (3554,6 - 2967,4) = 1142587 \text{ кВт}.$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов:

$$\eta_{\text{тр}} = Q_{\text{т.у}}/Q_{\text{к.у}} = 1127834/1142587=0,987.$$

Принимая КПД котельной установки $\eta_{\text{ку}} = 0,94$, вычисляем коэффициент полезного действия станции:

$$\eta_{\text{с}} = \eta_{\text{т.у}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{к.у}} = 0,445 \cdot 0,987 \cdot 0,94 = 0,4129.$$

Удельный расход условного топлива:

$$b_{\text{у}} = 0,123/\eta_{\text{с}} = 0,123/0,4129 = 0,2979 \text{ кг}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = 297,9 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

3.4 Перерасчет параметров турбины с учетом ввода Р-4-13/3

Зная, расход необходимый для обеспечения систем регенерации (п. 2.4) и для работы всех узлов системы, должны найти долю отбора для устанавливаемой турбины:

$$\alpha_{\text{т}} = D_{\text{т}}/D = 60/421 = 0,143,$$

$$\sum \alpha_i y_i = 0,2236 + 0,0391 \cdot 0,143 = 0,229.$$

Расход острого пара в турбину

$$D = \frac{D^{\text{к}}}{1 - \sum \alpha_i y_i} = \frac{327}{1 - 0,229} = 424 \text{ кг}/\text{с}$$

Расход питательной воды $D_{\text{п.в}} = \alpha_{\text{п.в}} D = 1,035 \cdot 424 = 439 \text{ кг}/\text{с}$

Расходы пара в отборы: $D_{\text{п1}} = 23,7 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п2}} = 40,7 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п3}} = 17,4 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{д4}} = 5 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{т.п4}} = 26,5 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п5}} = 7,85 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{и5}} = 9,5 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п6}} = 12,47 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п7}} = 13,7 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п8}} = 11,9 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{п9}} = 6,7 \text{ кг}/\text{с}$; $D_{\text{к}} = 248,6 \text{ кг}/\text{с}$;

Мощность привода турбонасоса

$$N_{\text{т.п}} = \frac{D_{\text{п.в}} \vartheta_{\text{ср}} (p_{\text{п.в}} - p_{\text{д}})}{\eta_{\text{н}} \eta_{\text{мех}}^{\text{тп}}} = \frac{439 \cdot 0,0011 (32 - 0,8)}{0,83 \cdot 0,98} = 18,5 \text{ МВт}.$$

Расход протечек пара сквозь уплотнения $D_{\text{упл}} = D_{\text{упл1}} + D_{\text{упл2}} = 4,24 + 2,12 = 6,36 \text{ кг}/\text{с}$.

Расход пара на эжектор из деаэратора $D_{\text{э}} = \alpha_{\text{э}} D = 2,54 \text{ кг}/\text{с}$; потери с утечками конденсата $D_{\text{ут}} = \alpha_{\text{ут}} D = 8,48 \text{ кг}/\text{с}$.

Удельный расход пара:

$$d = \frac{3,6D}{N} = 3,6 \cdot \frac{424}{500} = 3,05.$$

Расход химически очищенной воды в испаритель

$$D_{o.v} = (\alpha_{и1} + \alpha_{и1}^{pp})D = (0,02 + 0,001)424 = 8,9 \text{ кг/с.}$$

Расход дистиллята в испарителе $D_{и1} = \alpha_{и1}D = 8,48 \text{ кг/с}$; расход продувки испарителя $D_{и1}^{pp} = \alpha_{и1}^{pp}D = 0,42 \text{ кг/с}$; расход пара на турбогенераторную установку $D_{т.у} = D + D_{упл} = 424 + 6,36 = 430,4 \text{ кг/с}$.

Мощность турбоустановки по работающим потокам пара

$$N_{п1} = 10^{-3} D_{п1}(i_o - i_1) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 23,7(3357-3050) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 7,15 \text{ МВт};$$

$$N_{п2} = 10^{-3} D_{п2}(i_o - i'_{п.п}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 40,7(3357-2976) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15,2 \text{ МВт};$$

$$N_{п3} = 10^{-3} D_{п3}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_3) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 10,4(3402,8-2986+3599,6-3336) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 10,4 \text{ МВт};$$

$$N_{д} + N_{т.п} = 10^{-3} (D_{д4} + D_{т.п4})(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_4) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot (5+26,5) \cdot (3402,8-2986+3599,6-3180) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 23,63 \text{ МВт};$$

$$N_{п5} = 10^{-3} (D_{п5} + D_{и5})(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_5) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot (12,47+9,5)(3357-2976-3562-3059) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15,07 \text{ МВт};$$

$$N_{п6} = 10^{-3} D_{п6}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_6) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 12,47 \cdot (3357-2976-3562-2908) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 12,7 \text{ МВт};$$

$$N_{п7} = 10^{-3} D_{п7}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_7) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 13,7 \cdot (3357-2976-3562-2777) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15,7 \text{ МВт};$$

$$N_{п8} = 10^{-3} D_{п8}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_8) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 11,9 \cdot (3357-2976-3562-2650) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 15 \text{ МВт};$$

$$N_{п9} = 10^{-3} D_{п9}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_9) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 6,7 \cdot (3357-2976-3562-2532) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 9,3 \text{ МВт};$$

$$N_{к} = 10^{-3} D_{к}(i_o - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_{к}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 248,6 \cdot (3357-2976-3562-2385) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 380,8 \text{ МВт.}$$

Суммарная мощность потоков пара в турбине $\Sigma N_i = 504,95 \text{ МВт}$.
Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Расход тепла турбогенераторной установки:

$$Q_{т.у} = D_{т.у}(i_o - i_{п.в}^B) + (D + D_{п1} + D_{п2})(i''_{п.п} - i'_{п.п}) - D_{и1}(i_{п.в}^B - i_{о.в}^B) - D_{и1}^{pp}(i_{и1н}^B - i_{о.в}^B),$$

$$Q_{т.у} = 430,4 \cdot (3357 - 1186) + (424 - 23,7 - 40,7) \cdot (3562 - 2976) - 8,48(1186 - 126,1) - 0,42(587 - 126,1) = 1135942,5 \text{ кВт (ГДж/ч)}.$$

Коэффициент полезного действия турбогенераторной установки:

$$\eta_{т.у} = N/Q_{т.у} = 504950/1135942,5 = 0,4445.$$

Паровая нагрузка котельной установки:

$$D_{к.у} = D_{т.у} + D_{у.т} = 438,88 \text{ кг/с.}$$

Тепловая нагрузка котельной установки :

$$Q_{к.у} = D_{к.у} (i_{пе} - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2})(i_{п.п.к2} - i_{п.п.к1}) = 438,88 \cdot (3327 - 1186) + (424 - 23,7 - 40,7)(3562 - 2976) = 1150368 \text{ кВт}$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов:

$$\eta_{тр} = Q_{т.у}/Q_{к.у} = 1135942,5/1150368 = 0,9875$$

Принимая КПД котельной установки $\eta_{к.у} = 0,94$, вычисляем коэффициент полезного действия станции:

$$\eta_c = \eta_{т.у} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{к.у} = 0,4445 \cdot 0,9875 \cdot 0,94 = 0,4126.$$

Удельный расход условного топлива:

$$b_y = 0,123/\eta_c = 0,123/0,4126 = 0,2981 \text{ кг/(кВт}\cdot\text{ч)} = 298,1 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Можно сделать вывод, что при учете вновь введенной турбины удельный расход условного топлива увеличится на величину:

$$298,1 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)} - 297,9 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)} = 0,2 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}$$

Турбина Р-4-13/3 позволяет увеличить суммарную мощность турбоустановки, что влечет за собой дополнительную выработку электроэнергии. Дополнительная выработка позволит увеличить энергоэффективность и повысить экономичность станции в целом.

Технико-экономическое обоснование приведем в следующем разделе.

4 Технико-экономическое обоснование

4.1 Исходные данные для расчета

На реконструируемой станции большое число часов использования установленной мощности и невысокая стоимость угля. В таблице представлены исходные данные для расчета экономической эффективности ГРЭС.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования КЭС	Г. Экибастуз
Вид топлива	Каменный уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	85
Годовой коэффициент теплофикации по пару	0
Годовой коэффициент теплофикации по гор. воде	1
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год	
а) в паре	0
б) в горячей воде	3600
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	1000
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	6500
Производительность энергетического котла, т/час	2х1650
Коэффициент полезного действия котла, %	90
Число часов работы турбин, час/год	7320
Замыкающие затраты на топливо, тг/т.н.т	12400
Среднегодовой фонд оплаты труда одного рабочего, тенге/год	194054
Районный коэффициент	1,6
Отчисление в социальные фонды (в % к ФОТ), %	30

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета нововведенной турбины

Наименование показателя	Величина показателя
Тип турбины	P-4-13/3
Мощность, кВт	4000
Количество к установке, шт	2
Число часов работы турбины, часов	6000

4.2 Расчет капитальных вложений

Капвложения на реконструкцию складываются из стоимости вводимых ОПФ, затрат на демонтаж выбывающих и затрат на прирост оборотного капитала.

Капвложения на оборудование включают затраты:

- демонтаж старого оборудования (20-25 % от его остаточной стоимости);
- приобретение нового;
- транспортировка, установка и монтаж ново вводимого оборудования (45-50 % от стоимости вновь вводимого оборудования).

Стоимость оборудования, необходимого для осуществления реконструкции или технического перевооружения, определяется как сумма его стоимости до реконструкции (за вычетом демонтируемого), стоимости вводимого оборудования и затрат на демонтаж заменяемого. Если демонтируемое оборудование имеет неамортизированную часть (остаточную стоимость), то оно может быть продано или сдано в металлолом, а разница между неамортизированной частью стоимости ликвидируемых фондов и выручкой от их реализации добавляется к сумме дополнительных капвложений на реконструкцию или техническое перевооружение.

Затраты на увеличение оборотного капитала определяются исходя из стоимости продукции на действующем предприятии пропорционально увеличению объема производства в результате реконструкции или технического перевооружения производства.

Ориентировочная стоимость новой турбины 250-300 млн. тенге.

Таблица 4.3 – Смета капитальных вложений на реконструкцию тепловой схемы СЭГРЭС-2

Капитальные вложения	Сумма, млн. тенге
Затраты на приобретение оборудования	2x300=600
Затраты на доставку, установку и монтаж оборудования (35-40 % от его стоимости)	240
Затраты на демонтаж выбывающего оборудования	0,375

Затраты на установку турбины по представленной смете в среднем составляют 250 долларов США/кВт.

Суммарные капиталовложения К при курсе 423,74 тенге за 1 доллар США (по состоянию на 14.05.2020) определим по формуле:

$$K = W_3 \cdot 423,74 \cdot 250 \cdot 10^{-6}$$

где W_3 – электрическая мощность устанавливаемой турбины, кВт;

$$K = 8000 \cdot 423,74 \cdot 250 \cdot 10^{-6} = 847,48 \text{ млн тенге.}$$

4.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчетах, группируются в укрупненные статьи калькуляции, млн. тенге/год:

$$U_{\text{э}} = Z_{\text{топ}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}},$$

где $Z_{\text{топ}}$ – затраты на топливо; $U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда; $U_{\text{ам}}$ – амортизация основных производственных средств; $U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств; $U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

4.3.1 Расчет затрат на топливо

Удельные расходы условного топлива после реконструкции увеличились.

Дополнительные расходы топлива составляют:

$$298,1 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)} - 297,9 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)} = 0,2 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Годовые затраты топлива при работе приключенной турбины 6000 часов составят:

$$B = \tau_{\text{ту}} \cdot \Delta b_{\text{у}} \cdot N$$

где N - установленная мощность турбоустановки. Суммарная мощность потоков пара в турбине $\Sigma Ni = 504,95 \text{ МВт}$.

$$B = 0,2 \cdot 504950 \cdot 6000 = 605,94 \text{ т/год}$$

Данный расход необходимо перевести в расход натурального топлива:

$$B_{\text{тн}} = B \cdot \frac{Q_{\text{у}}}{Q_{\text{н}}},$$

где $Q_{\text{у}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива, ккал; $Q_{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал.

Посчитаем расход:

$$B_{\text{тн}} = 605,94 \cdot \frac{7000}{4000} = 1060,4 \text{ т. н. т.}$$

Тогда топливная составляющая в структуре себестоимости будет составлять:

$$Z_{\text{топ}} = B_{\text{тн}} \cdot C_{\text{топ}} = 1060,4 \cdot 12,4 \cdot 10^{-3} = 131,49 \text{ млн. тг.}$$

4.3.2 Расходы на оплату труда

Численность ППП можно получить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{шт}$): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,2 – 1,4 чел/МВт. Численность персонала станции определяется:

$$\begin{aligned} ЧП &= K_{шт} \cdot N_y, \text{ чел,} \\ ЧП &= 1,25 \cdot 4 \approx 10 \text{ чел.} \end{aligned}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ($I_{зно}$), 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 ($I_{знд}$) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

- начисления на заработную плату ($I_{зпн}$) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зно} + I_{знд}, \text{ млн.тенге.}$$

Величина $I_{знд}$ берется в размере 10-15% от значения $I_{зно}$.

Посчитаем приближенные значения заработной платы:

$$\begin{aligned} U_{зно} &= 10 \cdot 194054 = 1940540 \text{ тенге;} \\ U_{зпд} &= 0,15 \cdot 1940540 = 0,29 \text{ млн тенге;} \\ U_{зп} &= 1,94 + 0,29 = 2,23 \text{ млн. тенге.} \end{aligned}$$

4.3.3 Амортизационные отчисления

Расчеты показывают, что в зависимости от типа станций мощности единичных блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в среднем по станции может находиться в пределах 5,0-8,0%.

Размер амортизационных отчислений:

$$U_a = K \cdot H_a,$$

где H_a - средняя норма амортизации станции в целом;

$$U_a = 847,48 \cdot \frac{7,6}{100} = 64,41 \text{ млн. тенге в год}$$

4.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту вычисляются по выражению:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}},$$

где H_a - норма отчислений на ремонтное обслуживание от капвложений в ТЭС.

$$U_{\text{тр}} = 847,48 \cdot \frac{5,0}{100} = 42,374 \text{ млн. тенге/год}$$

4.3.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учетом страховых взносов во внебюджетные фонды, млн. тенге/год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2(U_{\text{ам}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СТР},$$

где СТР – страховые взносы во внебюджетные фонды, которые рассчитываются по ставке 30 % от расходов на оплату труда.

$$U_{\text{пр}} = 0,2(64,41 + 42,374 + 2,23) + 0,30 \cdot 2,23 = 22,47$$

Эксплуатационные расходы составят, млн. тенге/год:

$$U_3 = 131,49 + 64,41 + 42,374 + 2,23 + 22,47 = 262,98$$

4.4 Расчет себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч:

$$W_{\text{Г.отп}} = W_{\text{отп}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot n \cdot 10^{-3}$$

где $W_{отп}$ – отпущенная мощность одного блока, кВт ч; n – количество блоков;
 $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, часов.

$$W_{отп} = W_э \cdot (1 - \alpha_{сн1бл})$$

где $\alpha_{сн1бл}$ – коэффициент использования э/э на собственные нужды одного блока;

$$W_{отп} = 500000 \cdot (1 - 0,07) = 465000,$$

$$W_{г.отп} = 465000 \cdot 6000 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 2790 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Дополнительная выработка электрической энергии составит:

$$W_{г.отп.доп} = 4000 \cdot 6000 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 48000 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость отпуска электрической энергии с новой турбины составит:

$$S_э = \frac{U_э}{W_{г.отп.доп}} = \frac{262,98}{48} = 5,47 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}$$

4.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС предполагает расчёт коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозрасчетных показателей предприятий.

Для оценки эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций.

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \sum_{n=0}^5 [(T_э + U_э)W_{э.отп} + (T_т + U_т)W_{т.отп} + U_{ам}] \cdot \frac{1}{(1 + 0.1)^n} - K$$

где $T_э$ – тариф на отпущенную единицу электрической энергии, тенге/кВт ч;
 $U_э$ – себестоимость отпущенной электрической энергии, тенге/кВт ч; $W_{э.отп}$ – годовой отпуск электрической энергии с расширяемой части станции, МВт ч;
 $T_т$ – тариф на отпущенную единицу тепловой энергии, тенге/Гкал; $U_т$ – себестоимость отпущенной тепловой энергии, тенге/Гкал; $W_{т.отп}$ – годовой отпуск тепловой энергии с расширяемой части ТЭЦ, Гкал; $U_{ам}$ – амортизационные отчисления, млн. тенге/год n – текущий год; K – капитальные вложения, млн. тенге.

Доход на рынке электроэнергетики, млн.тг/год

$$P_{p\text{э}} = C_{p\text{э}} \cdot W_{\text{э.отп}}$$

где $C_{p\text{э}}$ - тариф на электроэнергию на рынке, $C_{p\text{э}}=7,3$ тг/кВт·ч

$$P_{p\text{э}} = 48000 \cdot 7,3 = 350,4 \text{ млн. тенге}$$

Прибыль от отпущенной электроэнергии, млн. тенге/год:

$$D_{\text{э/э}} = P_{\text{э/э}} - (U_{\text{э}} \cdot W_{\text{э.отп}}) = 350,4 - (5,47 \cdot 48) = 87,42$$

Таблица 4.4 – ЧДД расчетного периода

Показатель	Расчетный период					
	0	1	2	3	4	5
Капитальные вложения, млн.тенге	- 847,48	-	-	-	-	-
Денежный поток по основной деятельности, млн тенге		153,21	153,21	153,21	153,21	153,21
-амортизационные отчисления		64,41	64,41	64,41	64,41	64,41
-доход по отпущенной э/э		87,42	87,42	87,42	87,42	87,42
Чистый денежный поток, млн тенге	- 847,48	151,83	151,83	151,83	151,83	151,83
коэффициент дисконтирования	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621
чистый дисконтированный доход	- 847,48	276,06	250,96	228,14	207,4	188,55
ЧДД нарастающим итогом, млн. тенге	- 847,48	-571,43	-320,47	-92,32	115,1	303,6

Проект реконструкции АО «Экибастузская ГРЭС-2» с установкой турбины с противодавлением Р-4-13/3 вместо РОУ 13/3 окупится через три года эксплуатации. ЧДД нарастающим итогом проекта составляет 303,63 млн. тенге.

Учет риска проекта проводится с использованием метода анализа чувствительности ЧДД проекта к изменению основных значимых параметров проекта – цены топлива и капитальных вложений. Результаты анализа чувствительности сведем в таблицы

Таблица 4.5 – Анализ чувствительности в зависимости от цены топлива

Показатель	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Цена топлива	8680	9920	11160	12400	13640	14880	16120
Себестоимость э/э	4,66	4,93	5,20	5,48	5,75	6,03	6,30
Доход	126,87	113,72	100,58	87,43	74,28	61,13	47,98
ЧДД	237,54	221,22	204,89	188,56	172,23	155,90	139,57
ЧДД нарастающим потоком	602,75	503,06	403,69	303,68	203,99	104,30	4,61
Δ ЧДД	299,07	199,4	100,01	0	-99,69	-199,38	-299,07
Δ ЧДД %	98,48	65,65	32,93	0,00	-32,83	-65,65	-98,48

Таблица 4.6 – Анализ чувствительности в зависимости от величины капитальных вложений

Показатель	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Цена топлива	593,24	677,98	762,73	847,48	932,23	1016,98	1101,72
Себестоимость э/э	4,68	4,94	5,21	5,48	5,75	6,01	6,28
Доход	125,87	113,05	100,24	87,43	74,61	61,80	48,98
ЧДД	236,30	221,22	204,89	188,55	172,23	155,90	140,82
ЧДД нарастающим потоком	849,37	672,55	488,12	303,63	119,24	-65,20	-242,02
Δ ЧДД	545,74	368,92	184,49	0,00	-184,39	-368,83	-545,65
Δ ЧДД %	179,74	121,50	60,76	0,00	-60,73	-121,47	-179,71

На рисунке 4.1 представлен график чувствительности в зависимости от цены топлива и величины капитальных вложений.

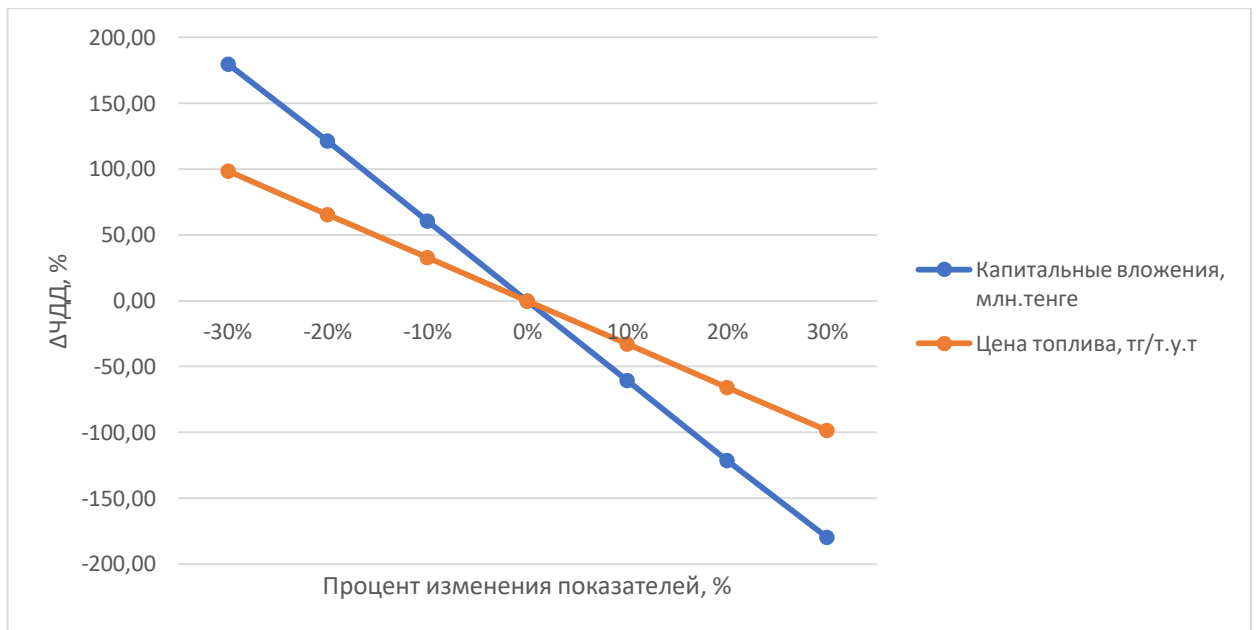


Рисунок 4.1 – Чувствительность ЧДД нарастающим потоком к изменениям цен

Вывод по разделу

Проект окупится за 3 года эксплуатации нового оборудования. Себестоимость электроэнергии отпущенной вновь введенной турбиной составит 5,45 тг/кВт·ч.

Исходя из графика, можно сделать заключение что показатель ЧДД весьма чувствителен к изменению как цены на топливо, так и величины капитальных вложений, при этом более чувствителен к изменению величины капвложений.

Риск проекта характеризуется как высокий.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Общая характеристика реконструируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда

Тепловые электростанции считаются высокотехнологичными объектами, представляющими собой потенциально опасное оборудование. В процессах, происходящих при высоких температурах, большинство оборудования и устройств находятся под высоким давлением. Существует также большое количество вращающихся механизмов.

Уровень пожарной безопасности объекта повышается, как при горении основного технологического процесса на ТЭС, так что используемое твердое топливо обладает свойством самовоспламенения (на угольном складе) и в замкнутом пространстве. Помимо топлива используются тепловые электростанции и другие горючие вещества, например, водород, машинное масло, мазут и другие.

Главное здание разделено на секции: котельная и турбина. Котлоагрегаты и турбоагрегаты, а также перегретые трубы пара и питательной воды работают под высоким давлением и температурой, испытывая большие механические нагрузки. Вспомогательное оборудование котельных и турбинных цехов (насосы, вентиляторы, дымоходы, мельницы) работают под высоким напряжением. Все перечисленные особенности рабочего оборудования требуют самого строгого соблюдения ПТБ и охраны труда. Источники вредного воздействия на человека должны располагаться в отдельных помещениях. Площадь производственных площадей на одного работника превышает 4,5 м², а объем - 15 м³. Здание котельного и турбинного цехов покрыто железобетонными блоками. Стены цехов выполнены из железобетонных плит толщиной до 300 мм. Для удобства предусмотрены специальные платформы и лестницы с ограждениями.

В энергетических компаниях принимаются меры по снижению уровня опасности, перечисленной до минимума, и нормализации значений до официального уровня.

5.2 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса

При эксплуатации и ремонте основного и вспомогательного оборудования есть вероятность возникновения опасных ситуаций, таких как:

- захват спецодежды движущимися частями оборудования, ранения об остроконечный рабочий инструмент;
- тепловые ожоги;
- поражение электрическим током;
- воздействие вибраций и шума на организм и т.д.

Во избежание всего этого на персонал возлагается обязанность соблюдать требования инструкций по охране труда и правил техники

безопасности. С персоналом регулярно проводятся занятия и тренировки с периодической проверкой знаний требований инструкций по охране труда и правил техники безопасности.

5.2.1 Опасность поражения электрическим током

Турбинный цех, согласно «Правил устройства электроустановок», относится к помещениям с повышенной опасностью, с рабочим напряжением 0,4...6кВ. Для защиты от поражения электрическим током правилами предусматривается на проектируемом объекте:

- изоляция;
- недоступность токоведущих частей;
- применение электрического тока малого напряжения;
- автоматы отключения и блокировка нерасчётных режимов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- защитное заземление ($R \leq 4 \text{ Ом}$);
- защитное зануление.

Защитное заземление применяют в электроустановках до 1 кВ и более переменного тока с изолированной нейтралью или изолированным выводом однофазного тока, а также в электроустановках постоянного тока с изолированной средней точкой при повышенных требованиях безопасности: сырые помещения, передвижные установки, торфяные разработки и т.д. Зануление применяют в электроустановках до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью или глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, а также глухозаземлённой средней точкой в трёхпроводных сетях постоянного тока).

К общей системе заземления подключают все металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания, на корпус.

5.2.2 Опасность получения травмы движущимися частями машин и механизмов

На ТЭЦ имеются незащищённые подвижные элементы производственного оборудования, движущиеся и вращающиеся вспомогательных устройств, которые повышают вероятность получения травмы.

Причины разнообразны:

- выход движущихся частей за установленные пределы;
- биение или неправильная установка узлов;
- динамическая перегрузка механизмов;
- несоблюдение инструкций по эксплуатации, или нарушение правил техники безопасности.

Для обеспечения безопасности при работе с данным оборудованием, в соответствии с правилами предусматривается на проектируемом объекте следующее:

- защитное ограждение оборудования;
- на период ремонта вместо снятого ограждения следует устанавливать временное;
- лестницы и площадки ограждаются перилами высотой не менее 1м, с боковым бортовым элементом не менее 0,14м;
- минимальная высота от уровня площадки до верхнего перекрытия 2м;
- применение звуковой, световой сигнализаций, знаков безопасности и предупредительных плакатов.

5.2.3 Опасность тепловых излучений

В турбинном цехе, благодаря особенностям технологического процесса, имеется место повышенной температуры и соответствующего тепловыделения. Основное оборудование связано с повышенной температурой поверхности: турбины, теплообменники и трубопроводы.

Для того чтобы уменьшить возможность теплового нагрева и снизить интенсивность выбросов от нагреваемых поверхностей до менее 140 Вт/м² в пространстве турбинного цеха, в соответствии с [20], используют:

- тепловая изоляция высокотемпературных поверхностей с температурой наружных частей не выше 45 °С;
 - защитное экранирование (теплоотражающее, тепло поглощающее, рассеивающее тепло) в зоне сильного разделения тепла;
 - сигнальная окраска трубопроводов;
 - специальные средства защиты и средства индивидуальной защиты;
 - вентиляция помещений;
 - применение систем кондиционирования воздуха;
 - организация рационального отдыха (специальные места отдыха, обеспеченные вентиляцией, питьевой водой и т. д.).
- В таблице приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 5.1 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
≥ 50	35
20-50	70
<25	100

Электромагнитные излучения

Источники электромагнитных излучений в турбинном цехе: трансформаторы, устройства защиты и автоматики и др.

Предельно допустимые уровни электромагнитных полей регламентируются СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» в зависимости от пребывания персонала.

Таблица 5.2 – Допустимые уровни магнитных полей

Время пребывания человека, ч	Допустимые уровни электромагнитных полей	
	Напряженность, А/м	В (индукция), (мкТл)
≤1	1600	2000
2	800	1000
4	400	500
8	80	100

Мероприятия по защите от воздействия электромагнитных полей:

- уменьшение составляющих напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции, в зоне излучения;
- уменьшение плотности потока энергии, если позволяет данный технологический процесс или оборудование;
- защита временем (ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля);
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;
- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

К природным источникам ионизирующих излучений относится космическое излучение, а также излучение от земли, почвы, горных пород, в том числе угля. Они оказывают на человека внешние и внутренние действия, заканчивающиеся изменением химического состава клетки, ее гибелью, образованием новообразований. При поражении крови возникает лейкоцитоз, при однократной эквивалентной дозе облучения в 80-120 бэр начинается лучевая болезнь, при 270-300 бэр летальный исход в 50% случаев.

Нормирование ионизирующих излучений производят в соответствии с санитарными правилами СП 2.6.1.758-99 (НРБ-99) дифференцированно для различных категорий облучаемых лиц:

- категория А - лица, непосредственно, работающие с источником;
- категория Б - лица, работающие периодически или находящиеся рядом;
- категория В - все остальное население.

К средствам защиты относятся:

- метод защиты количеством, т.е. по возможности снижение нормы дозы облучения;

- защита временем, т.е. ограничение времени облучения;
- экранирование (свинец, бетон); - защита расстоянием;

5.3 Производственная санитария

5.3.1 Микроклимат производственных помещений

Помещение турбинного цеха характеризуется:

- повышенной температурой;
- наличием теплового излучения;
- повышенной относительной влажностью.

Для обеспечения комфортной работы персонала т.е. в соответствии со СанПиНом 2.2.4.548-96, «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», на проектируемом объекте предусматривается следующее:

- вентиляция, приточно-вытяжная по СНиПРК 4.02-42-2006«Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- установка систем воздушного отопления, совмещённых с вентиляцией;
- герметизация технологического оборудования.

Перечисленные мероприятия обеспечивают параметры микроклимата в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88«Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Параметры микроклимата на рабочем месте устанавливаются в зависимости от энергозатрат и времени года.

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах представлены в таблице 5.3, а по допустимым в таблице 5.4. Интегральный показатель тепловой нагрузки при категории работ IIa равен 20,5 – 25,1 °С.

Таблица 5.3 – Оптимальные значения микроклимата на рабочих местах

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с
Холод.	IIa	19-21	18-22	40-60	0,2
Теплый	IIa	20-22	19-23	40-60	0,2

Таблица 5.4 – Допустимые значения микроклимата на рабочих местах

Сезон года	Категория работ	Температура поверхности, °С	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с	
			Ниже оптим.	Выше оптим.		Ниже оптим.	Выше оптим.
Холодн.	IIa	16-24	17-18,9	21,1-23	15-75	0,1	0,3
Теплый	IIa	17-28	18-19,9	22,1-27	15-75	0,1	0,4

5.3.2 Освещение

Для работы в цехах главного корпуса предусматривается совмещённое освещение в соответствии сводомправил республики Казахстан СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение», которые в данном случае предусматривают:

- естественное освещение через боковые оконные проёмы;
- искусственное освещение, система комбинированная. Источники освещения: лампы накаливания, лампы газоразрядные.

Для работы в турбинном цехе необходимы различные виды искусственного освещения, а именно:

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с разрядом зрительных работ;
- аварийное, для возможности продолжения работ при отключении основного освещения;
- эвакуационное, расположенное вдоль эвакуационных проходов и лестниц.

Таблица 5.5 – Нормы освещения по СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение»

Наименование помещения	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещенность при искусственном освещении, Лк		Тип светильника
		Комбинированное	Боковое	Комбинированное	При системе общего освещения	
Маш. зал	Наблюдение за произв. процессом (VIII разряд зрит. работ)	0,5	0,2	-	50	ЛЛ типа: ЛТБ, ЛБ, 730, 735, КЛЛ, СД
БЩУ	Наблюдение за измерениями, приборами (III разряд зрит. работы)	3,0	1,2	750	300	ЛЛ типа: ЛЕЦ, 840, 865, МГЛ, СД

Здесь БЩУ – блочный щит управления; ЛЛ- люминесцентная лампа; ЛТБ - люминесцентные лампы тепло-белого света; ЛБ – люминесцентные лампы белого света; КЛЛ – компактная люминесцентная лампа; СД –

светодиодная лампа; ЛЕЦ - люминесцентные лампы естественного цвета; МГЛ – металлогалогенная лампа.

5.3.3 Вредные вещества в воздухе рабочей зоны

Основными источниками выделения вредных веществ в турбинном цехе являются аэрозоли и испарения химических веществ.

Токсикологические характеристики вредных веществ [ГН], выделяемых в турбинном цехе, приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Характер воздействия на человека	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Гидрогидрат	Жидкое	Отравление	0,1	1
Турбинное масло Т-22	Бесцветный пар со слабым запахом	Воздействие на дыхательные пути	5	4
ОМТИ	Бесцветный пар с острым запахом	Воздействие на нервную систему	0,1	1

Для обеспечения профилактики неблагоприятных воздействий вредных веществ на организм человека необходимо, в соответствии с ГОСТ 12.0.001-82, предпринять следующие мероприятия:

- максимально герметизировать источники выделения вредных веществ;
- организовать рациональную систему вентиляции (как общую, так и местную вытяжную) в соответствии с СНиП РК 4.02-42-2006.

5.3.4 Производственный шум и вибрация

Производственный шум.

Источниками шума на проектируемом объекте являются:

- турбины;
- вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и т.д.);
- установки РОУ и БРОУ и другие дросселирующие устройства;
- трубопроводы воды и пара.

Нормативные величины уровней шума для турбинного цеха приведены в таблице.

Таблица 5.7 – Допустимые уровни звукового давления по СН РК 2.04-02-2011 «Защита от шума»

Назначение помещений	Уровни звукового давления, Дб, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и экв. уровни звука, Дб(А)	Максимальный уровень звука, Дб(А),
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону, участки точной сборки, телефонные и телеграфные станции, залы обработки информации на ЭВМ	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75
2. Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»:

- рациональное размещение оборудования; - своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- звукопоглощающая облицовка; - звукоизолирующие кожухи, экраны, кабины;
- использование индивидуальных средств защиты (наушники, беруши, комбинированные каски с наушниками и т. д.);

- дистанционное управление шумным оборудованием;
- установка глушителей трубчатого типа в системах приточной вентиляции и кондиционирования воздуха.

Вибрация

К основным источникам вибрации проектируемого объекта относятся турбоагрегаты, насосы, электродвигатели.

Вибрация передаётся от её источника опорным элементам и распространяется в твёрдых телах (перекрытиях, балках и т.д.) заставляя вибрировать более мелкие тела (в том числе человека) находящимися с ними (твёрдыми телами) в соприкосновении.

Наиболее опасна резонансная вибрация, которая вследствие резкого возрастания амплитуды колебаний может приводить к различным негативным последствиям. Систематическое воздействие общей вибрации на человека приводит к нарушениям опорнодвигательного аппарата, нервной системы, желудочно-кишечного тракта.

Устранение вредного воздействия вибрации на человека в производственных условиях, в соответствии с ГОСТ 12.1.012-90 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность» достигаются путём применения:

- рациональное размещение оборудования;
- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- вибропоглощающие фундаменты, виброизоляция;
- вибродемпфирующие материалы на оборудование;

Вибрация, воздействующая на человека, нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СН 2.2.4/2.1.8.566-96 "Санитарные нормы. Производственная, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях".

5.4 Расчет защитного зануления

Зануление применяется в трехфазных четырёхпроводных электрических сетях напряжением до 1000В с глухозаземлённой нейтралью, а также в однофазных двухпроводных сетях с глухозаземлённой нейтралью. Зануление обязательно в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также неопасных помещениях при напряжении выше 42 В переменного и выше 100 В постоянного тока. Занулению подлежат металлические нетоковедущие части электроприёмников, в том числе металлические корпуса электроприборов, контрольных и наладочных станций, трансформаторов, пусковых и регулировочных реостатов, переносных электроприёмников и т.п.

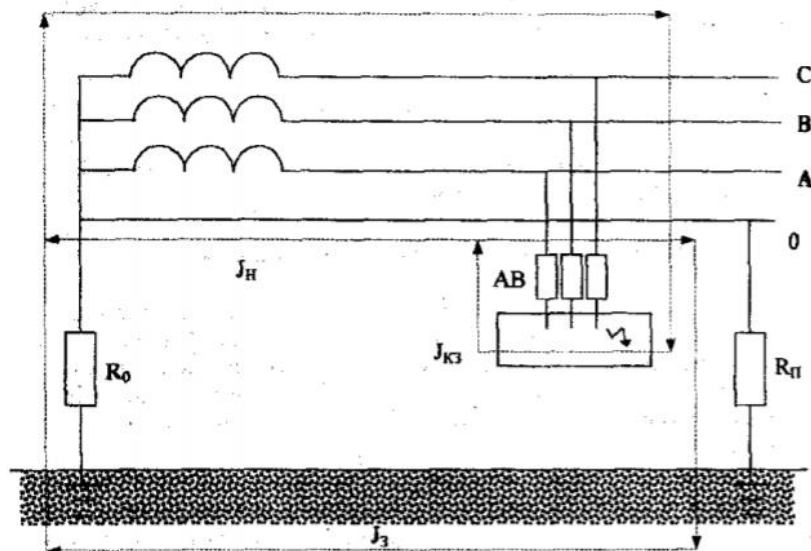


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема зануления

При замыкании фазы на занулённый корпус ток короткого замыкания $I_{кз}$ проходит через следующие участки цепи: нулевой провод I_n , обладающий сопротивлением R_0 , обмотку трансформатора, фазный провод и даёт сигнал автоматический выключатель АВ, который отключает электрооборудование. От начала замыкания фазы А на корпус срабатывания АВ электрический ток I_3 стекает в землю через повторное сопротивление R_n нулевого провода в течение $5 \div 7$ с.

Цель зануления – снизить напряжение на корпусе в аварийный период и обеспечить быстрое отключение установки от сети при замыкании фазы на её корпус. В соответствии с этим зануление рассчитывается прежде всего на отключающую способность.

Рассчитаем защитное зануление электродвигателя одного из насосов, работающего в турбинном цехе и питающегося от внутрицеховой подстанции, оборудованной понижающим трансформатором 6кВ/380В общей мощностью

400 кВА со схемой соединения обмотки Y/Y_n . Электрическая сеть – трёхфазная с изолированной нейтралью, выполненная из медных проводников $3 \times 25 \text{ мм}^2$ (диаметр проводника 5,64мм). Провод напряжения к двигателю насоса осуществляется двумя расположенными рядом кабелями длиной 200м каждый. Нулевой провод выполнен из стальной полосы сечением 20х4мм и проложен в 20см от фазных проводов. Электродвигатель защищён автоматическим выключателем. Номинальный ток автоматического выключателя для электродвигателя под нагрузкой 65А.

По таблице 3.2 [24] находится сопротивление обмоток трансформаторов, Ом:

$$Z_T = 0,195.$$

Активное сопротивление однофазного провода, Ом:

$$R_{\phi} = \frac{\rho \cdot l}{S},$$

где ρ - удельное сопротивление металла, из которого выполнен фазный провод, Ом·мм²/м ($\rho = 0,018$ для меди); l - длина фазного провода, м; S - сечение фазного провода, мм².

$$R_{\phi} = \frac{0,018 \cdot 200}{50} = 0,144.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление, Ом, фазного провода принимаем $X_{\phi} = 0$. Так как для автоматических выключателей при $I_{ном} \leq 100$ А коэффициент кратности номинального тока $k = 1,4$, то ожидаемый ток короткого замыкания, А:

$$I_H = k \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 65 = 91,0.$$

Плотность тока, А/мм², находим по формуле:

$$i = \frac{k \cdot J_{ном}}{S_H},$$

где k – коэффициент кратности ном. тока; $J_{ном}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А; S_H – площадь сечения нулевого провода, мм². (табл. 3.3 [24])

$$i = \frac{1,4 \cdot 65}{80} = 1,14.$$

Далее по табл. 3.3 [24] определяем активное и внутреннее индуктивное сопротивление 1км проводника, $R_1 = 3,998$ Ом/км; $X_1 = 2,790$ Ом/км. Находим активное и внутреннее индуктивное сопротивления нулевого провода, Ом:

$$R_H = R_1 \cdot l = 3,998 \cdot 0,2 = 0,800,$$

$$X_H = X_1 \cdot l = 2,790 \cdot 0,2 = 0,558.$$

Находим внешнее индуктивное сопротивление проводников петли «фаза-ноль», Ом:

$$X_H = 0,1256 \cdot l \cdot \ln \left(\frac{2D}{d} \right),$$

где l – длина нулевого провода, км; D – расстояние между нулевым и фазными проводами, м; d – диаметр проводника, м.

$$X_H = 0,1256 \cdot 0,2 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 0,2}{0,00564}\right) = 0,107.$$

Сопротивление проводников петли «фаза-ноль», Ом, считаются по формуле:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_H)^2 + (X_\phi + X_H + X_n)^2},$$

$$Z_n = \sqrt{(0,144 + 0,800)^2 + (0 + 0,558 + 0,107)^2} = 1,155.$$

Величину тока, протекающего через нулевой защитный проводник, находим из выражения, А:

$$I_H = \frac{U_\phi}{\left(\frac{Z_m}{3} + Z_n\right)},$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В.

$$I_H = \frac{380}{\frac{0,195}{3} + 1,155} = 311,5.$$

Для надёжного срабатывания автоматического выключателя или предохранителя требуется выполнение условия:

$$I_{кз} \cong I_H \geq k \cdot I_{ном}$$

Условие выполняется и отключение электродвигателя при пробое фазы на корпус обеспечивается ($311,5\text{А} > 1,4 \cdot 65\text{А}$).

5.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по установке энергосберегающих ламп освещения

Методика замены ЛН энергосберегающими строится на принципе обеспечения того же уровня освещенности, что и был до замены. Следовательно базовое условие строится равенством:

$$E_{л2} = E_{л1}.$$

Также для экономического обоснования замены необходимо рассчитать годовое потребление электрической энергии действующей лампы накаливания и нововводимой энергосберегающей:

$$W_{л1} = \frac{P_{л1} \tau_{пв}}{1000}, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{л2} = \frac{P_{л2} \tau_{пв}}{1000}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\tau_{пв} = k_{пв} \cdot 8760$ - средняя продолжительность включения лампы в год, $P_{л}$ - мощность лампы, кВт.

Произведем сравнительный расчет для определения эффективности замены ламп и светильников на энергосберегающие на примере замены 1000 ЛН одиночной мощностью 100 Вт на КЛЛ.

Выбор замещающей лампы осуществляется путем отбора соответствующей по параметрам линейки энергосберегающих ламп.

Примем коэффициент $k_{пв}$ равный 0,5. Тогда $\tau_{пв} = 0,5 \cdot 8760 = 4380$ ч. Рассчитаем частоту замены ламп в году:

$$\tau_1 = \frac{\tau_{пв}}{\tau_{л1}} = \frac{4380}{1000} = 4,38 \sim 4 \text{ раза в год,}$$

$$\tau_2 = \frac{\tau_{пв}}{\tau_{л2}} = \frac{4380}{8000} = 0,5 \text{ раза в год.}$$

Далее рассчитываем потребляемую за год энергию. Для удобства сравнения представим технико-экономические показатели таблицей.

Таблица 5.8 – Оценка эффективности замены ЛН лампами КЛЛ

Тип лампы	ЛН	КЛЛ
Количество	1000	1000
Мощность, кВт	0,1	0,02
Общая мощность, кВт	100	20
Разница потребления мощности, кВт	80	
Световой поток, лм	1200	1200
Средний срок работы, ч	1000	8000
Цена, тенге	133	1888+70=1958
Стоимость, тенге	133000	1958000
Потребляемая за год э/э, кВт·ч	438000	87600
Годовая экономия, кВт·ч	350400	
Общая годовая экономия, тыс. тенге	5956,145	
Общая экономия за 2 года, тыс. тенге	12654,45	
Простой срок окупаемости, лет	0,15	

5.6 Оценка эффективности установки на наружное освещение фотореле

Назначение фотореле — это управление электроустановками в зависимости от уровня естественного освещения. Современные фотореле имеют границы контролируемой освещенности от 0,5 до 50000 Лк. Данный прибор предназначен для автоматического включения и отключения уличного освещения в зависимости от установленного уровня.

Достоинства фотореле базируются на высокой надежности и механической износостойкости исполнительного реле, широком диапазоне

рабочих температур. Регулирование порога срабатывание производится подстроечным резистором. Использование этих приборов позволяет увеличить экономию энергии и к тому же увеличить срок службы используемых ламп.

Электронное фотореле типа ФР-1 работает в комплекте со светильниками. Фотореле реагирует на уровень естественной освещенности и регулирует включение и выключение осветительных приборов.

Таблица 5.9 – Технические данные фотореле ФР-1

Номинальное напряжение	В	220
Номинальная частота	Гц	50
Максимальный ток загрузки	А	36/63/100
Номинальное напряжение нагрузки	В	660/500/380/220
Мощность, потребляемая фотореле от сети (не более)	Вт	10
Уровень освещенности для включения	Лк	1
Уровень освещенности для выключения	Лк	4
Габаритные размеры (не более)	Мм	230x185x170
Масса (не более)	Кг	1,7
Допустимые колебания напряжения электросети	%	10
Температура окружающей среды	°С	-40...+60

Экономия от внедрения с лампами накаливания составит около 25 % от общей потребляемой энергии станцией:

$$Q_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 438000 \cdot 0,25 = 109500 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Экономия от внедрения технологии в тенге составляет:

$$Q_{\text{тенге}} = 109500 \cdot 7,31 = 800445 \text{ тенге}.$$

Затраты на установку устройств в комплекте с датчиком и кабелем с работой составят:

$$З = 10(19516 + 5740) = 252560 \text{ тенге}.$$

Срок окупаемости будет равняться:

$$T = \frac{З}{Q_{\text{тенге}}} = \frac{252650}{800445} = 0,3 \text{ лет}.$$

При внедрении с люминесцентными или светодиодными светильниками ожидается экономия 50% электроэнергии, затрачиваемой на освещение:

$$Q_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 87600 \cdot 0,5 = 43800 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Экономия от внедрения технологии в тенге составляет:

$$Q_{\text{тенге}} = 43800 \cdot 7,31 = 320178 \text{ тенге.}$$

Затраты на установку устройств в комплекте с датчиком и кабелем с работой составят:

$$З = 10(19516 + 5740) = 252560 \text{ тенге.}$$

Срок окупаемости будет равняться:

$$T = \frac{З}{Q_{\text{тенге}}} = \frac{252560}{320178} = 0,78 \text{ лет.}$$

Таким образом, установка этих устройств малозатратная и при этом позволяет увеличить уровень экономии даже без замены ламп накаливания на КЛЛ.

5.7 Оценка экономической эффективности мероприятий по установке галогенных сенсорных светильников в зданиях ППД, ППН, мастерских и т.д.

Галогенные лампы (ГЛН) более долговечный и надежный вариант источника света в сравнении с традиционными лампами накаливания. Широкое применение этих ламп объясняется тем, что при относительно небольших размерах ГЛН являются высокоинтенсивными источниками излучения. Световая отдача ламп 25-30 лм/Вт. Срок службы более долгий чем у ЛН- 3000-5000 часов.

ГЛН имеют сплошной спектр, в основном в видимой и инфракрасной областях спектра, и высокое постоянство светового потока на протяжении всего срока эксплуатации, обеспечивая к концу срока службы 85 - 95% его начального значения. При эксплуатации включаются в сеть питания напряжением от нескольких вольт до 380 В без каких-либо дополнительных устройств.

К основным группам ГЛН относятся линейные, малогабаритные и ГЛН для оптических систем.

В настоящее время ведущие фирмы выпускают до 250 типоразмеров ГЛН, а в России разработано и серийно выпускается более 200 типоразмеров ГЛН, которые применяются для общего, студийного, бытового освещения, световой сигнализации, аэродромного освещения, транспортных средств, лучистого нагрева и др.

Таблица 5.10 – Оценка эффективности оборудования освещения

Показатель	Ед. изм.	с ЛН	с ГЛН
Ориентировочная стоимость светильника	тыс. тенге	6,00	9,50

Потребляемая мощность освещения	Вт	300,0	180,0
Продолжительность работы освещения в год	часов	1 300	1 300
Световой поток	лм/Вт	14	20
Срок службы	часов	1000	3000
Потребление электрической энергии	кВт·ч	390,0	234,0
Расчетная стоимость эксплуатации светильника (за год)	тыс. тенге	5,8	3,3
Тариф на электрическую энергию	тенге/ кВт·ч	14,1	14,1
Ожидаемый экономический эффект	кВт·ч		156,0
	тыс. тенге		2,5
Период окупаемости	лет		1,3

Сравнительный расчет представлен для замены одной лампы. Если предположим заменить 100 ламп на галогенные сенсорные светильники, то экономия составит 15,6 тыс.кВт·ч в год.

Вывод по разделу 5

В рамках данного раздела были рассмотрены вопросы по внедрению энергосберегающих мероприятий. Предложены мероприятия по экономии электрической энергии, а следовательно, и денежных средств, путем повышения эффективности осветительных приборов наружного освещения АО «Экибастузская ГРЭС-2».

Так внедрение данных мероприятий по замене систем освещения на энергосберегающие нового поколения, которые превосходят первые как длительностью работы, так и по качеству освещения, позволят получить экономию электроэнергии до 50 % от расходуемой сегодня на систему освещения АО «Экибастузская ГРЭС-2». При этом период окупаемости комплекса приведенных мероприятий может составить не более 2 лет.

6 Спецвопрос. Определение способов прохождения минимальных нагрузок блоками К-500 МВт

В связи с деконсолидацией суточных графиков энергосистем очень важно изучить эффективные способы прохождения минимальной электрической нагрузки ночью и в выходные дни.

Основными методами работы блоков при сбое нагрузки могут быть их глубокая разгрузка или отключение, а также перевод некоторых блоков в так называемый моторный режим. Оптимальным будет метод, который обеспечивает более высокую экономическую эффективность КЭС, то есть минимальный расход топлива.

Диапазон изменения нагрузки в основном зависит от оборудования, установленного на станции. Для оборудования, работающего на твердом топливе, диапазон изменения нагрузки составляет 100–70% для жидкого удаления шлака и 100–60% для сухого удаления шлака. Ограничения в основном связаны с режимами работы котла, а именно: с условиями удаления шлака и стабильной горелкой горелки. Более надежным способом считается разгрузка всех турбин или части в регулировочном режиме. Надежный он поскольку не требуется изменений или существенных переключений в схеме, однако при этом снижается экономичность работающих турбин.

Ряд эксплуатационных преимуществ, благодаря которым разгружение оборудования получило широкое распространение:

- сохранение горячего вращающегося резерва в энергосистеме;
- сравнительно высокая надежность работы основного и вспомогательного оборудования;
- высокие маневренные свойства (высокая скорость разгрузки и нагружения);
- практически полная автоматизация операций.

Затраты топлива за весь промежуток времени вывода энергоблоков в резерв определяются суммой затрат топлива на каждом этапе:

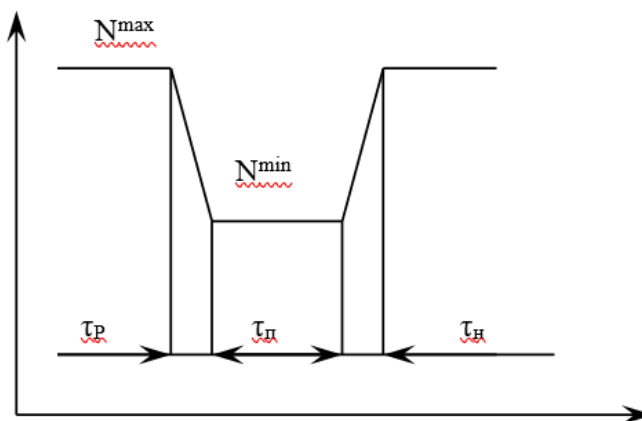


Рисунок 6.1 – График прохождения провала нагрузки и его этапы

Способ останова части котлов и турбин с последующим пуском среди достоинств имеет высокий показатель экономичности оборудования, оставшегося в работе. Этот режим используется для более продолжительных провалов или же когда разгрузка блоков не дает нужного уровня снижения нагрузки. Среди преимуществ также максимальная глубина разгрузки.

К его недостаткам можно отнести:

- низкую надежность вследствие большого числа операций для останова и пуска;
- снижения срока эксплуатации металла из-за значительных изменений параметров теплоносителей и металла;
- ограничение скорости набора нагрузки (от 1,5 до 8 часов до полной нагрузки в зависимости от продолжительности простоя и типа блока);
- сложность автоматизации процессов;
- дополнительные расходы топлива, связанные с остановом.

Следующий режим моторный, представляющий собой режим работы турбогенератора, при котором подача через паровпускные органы турбины прекращается, но генератор не отключается от сети, а переходит в режим двигателя и вращает ротор турбины с синхронной частотой, потребляя при этом мощность из сети, необходимую для преодоления сил трения в подшипниках турбины и генератора, а также для преодоления сил трения и вентиляции в лопастном аппарате турбины.

В этом случае вакуум в конденсаторе не нарушается, эжекторная установка продолжает работать, и подача циркуляционной воды в конденсатор продолжается. Пар подается на уплотнения турбины, поскольку почти вся проточная часть турбины в этом случае находится под вакуумом.

Вращение ротора турбины с синхронной частотой приводит к нагреву направляющей и рабочих лопаток проточной части вследствие потерь на трение и вентиляцию, а также утечки пара через уплотнения.

Преимущества моторного режима:

- турбина вращается с синхронной частотой, нет необходимости ее разворачивать, можно сразу подавать пар и принимать начальную нагрузку;
- турбина поддерживает температурное состояние, близкое к температурному, при работе под нагрузкой;
- отсутствие ступени вращения ротора турбины уменьшает охлаждение пара на входе турбины, что снижает тепловые напряжения. Количество возможных переводов блоков в МР оценивается в 9000-10000, что в 5-6 раз больше, чем для ОПР;
- обеспечивается глубокая разгрузка агрегата, диапазон изменения нагрузки которого составляет 100%;
- более быстрый набор нагрузки по сравнению с ОПР, хотя и медленнее, чем при разгрузке устройства.

Недостатки:

- дополнительные топливно-энергетические затраты на поддержание режима двигателя;
- экономия затрат на топливо, связанных с остановкой и запуском котла с блочными установками.

Считается, что использование МР экономически целесообразно при продолжительности сбоя нагрузки в энергосистеме не более 6 часов.

Режим горячего вращающегося резерва (ГВР), который также называют режимом частичных оборотов (РЧО), сводится к следующему.

Блок питания разряжается по скользящим параметрам, генератор отключается от сети. ГПЗ турбины закрыта, и когда частота вращения ротора турбины достигает 800 - 1100 об / мин, пар подается через байпас ГПЗ таким образом, что эта частота вращения ротора сохраняется.

В этом случае котел не выключается и продолжает работать на одном дымососе и на одном вентиляторе, в то время как поддержание выработки небольшого количества пара обеспечивается работой одной форсунки или газовой горелки. Вакуум в конденсаторе поддерживается, и пар подается на уплотнения турбины в соответствии с пусковым блоком силового агрегата.

6.1 Пример расчета режима частичной нагрузки турбоустановки К-500-240

Рассмотрим расчет тепловой схемы турбоустановки для режима $D/D_0=0,6$. Расчетная схема установки представлена на рисунке 6.3. также будут приведены кривая $\eta_{oi}^{p.c}$ зависимости от относительного расхода на турбину и диаграммы процесса расширения пара. Относительные пропуски пара через отсеки обозначим $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_X$, а протечки через уплотнения $\alpha_{пр1}, \alpha_{пр2}$ и т.д. Тепловая схема ЦВД также приведена на рисунке (6.4)

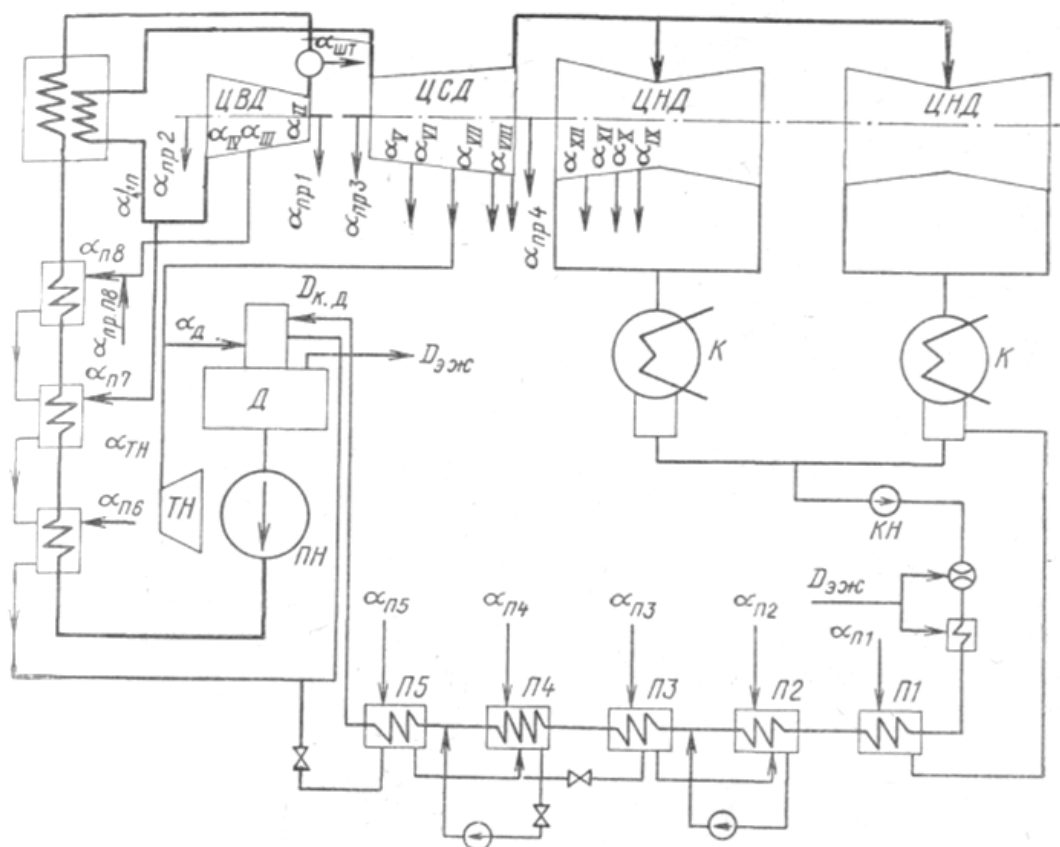


Рисунок 6.3 – Расчетная схема установки К-500-240

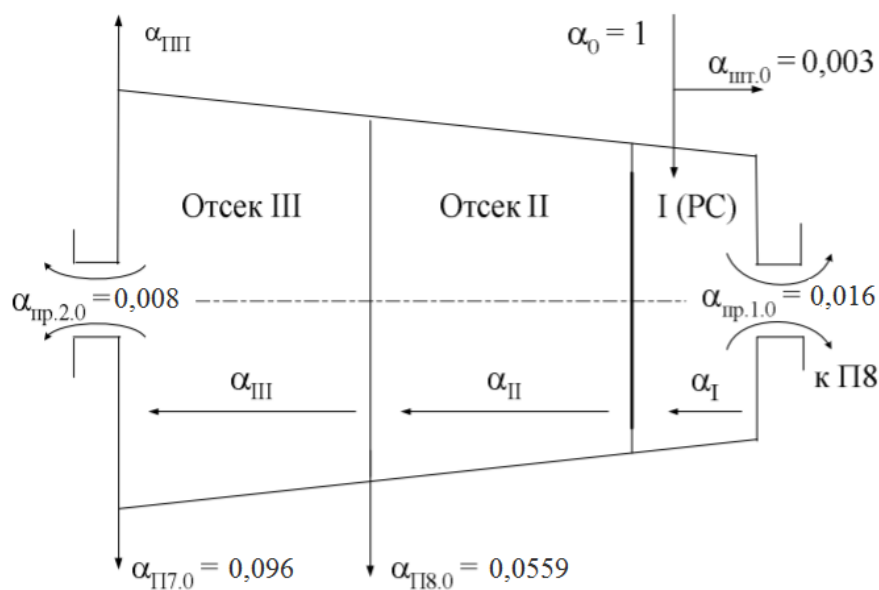


Рисунок 6.4 – Тепловая схема ЦВД турбины

В качестве номинального расчета принимается режим с полностью открытыми клапанами со следующими исходными данными:

$$D_0=421 \text{ кг/с (1515 т/ч); } p_0=23,5 \text{ МПа; } t_0=550^\circ\text{C; } t_{\text{III}}=550^\circ\text{C.}$$

Проточную часть можно разбить на 12 отсеков, что показано на рис. 6.3, причем 1 отсек - регулирующая ступень. Относительные пропуски пара

через отсеки обозначаем $\alpha_I, \alpha_{II}, \dots, \alpha_{XII}$, а протечки через уплотнения $\alpha_{пр1}, \alpha_{пр2}$ и т. д. Относительный пропуск на входе равен 1,0. Тогда:

$$\begin{aligned}\alpha_{II} &= \alpha_{р.с} = 1 - \alpha_{шт}; \\ \alpha_{III} &= 1 - \alpha_{шт} - \alpha_{пр1}; \\ \alpha_{IV} &= 1 - \alpha_{шт} - \alpha_{П8}; \\ \alpha_{III} &= 1 - \alpha_{шт} - \alpha_{пр2} - \alpha_{П8} - \alpha_{П7} - \alpha_{пр3}\end{aligned}$$

и т. д. до $\alpha_{XII} = \alpha_K$, где $\alpha_{шт}$ - доля протечки пара через штоки клапанов.

Для расчетного режима имеем $\alpha_{шт}^0 = 0,003$; $\alpha_{пр1}^0 = 0,0180$; $\alpha_{пр2}^0 = 0,008$; $\alpha_{пр3}^0 = 0,006$; $\alpha_{пр4}^0$ не учитываем.

Из переднего уплотнения часть протечки пара направляется в П8 $\alpha_{прП8}^0 = 0,008$; часть протечки пара из переднего и заднего уплотнений ЦВД и переднего ЦСД направляется в деаэрактор: $\alpha_{прД}^0 = 0,014$. Остальная часть протечек уплотнений направляется в П2 $\alpha_{прП2}^0 = 0,01$.

Отборы на регенерацию равны: $\alpha_{П8}^0 = 0,0559$; $\alpha_{П7}^0 = 0,096$; $\alpha_{П6}^0 = 0,041$; $\alpha_{ТН}^0 = 0,626$; $\alpha_{Д}^0 = 0$ (деаэрактор получает пар протечек через уплотнения и протечки штоков клапанов высокого давления, что с избытком обеспечивает баланс тепла).

Таблица 6.1 – Параметры отборов пара турбины в расчетном режиме $D_0=421$ кг/с

Отсек	Отбор пара перед отсеком			Расход пара через отсек, кг/с	Давление пара в отборе, МПа
	Отбор пара	Относительный расход	Абсолютный расход, кг/с		
I	шт.	0,003	1,26	419,74	17,05
II	пр. 1	0,016	6,61	413,3	-
III	П8	0,0559	23,53	389,6	6,12
IV	П7 (ПП)	0,096	40,42	343,29	5,77
	ПП	-	-		3,89
	пр. 2	0,008	3,37		-
	пр. 3	0,006	2,53		-
	сумма	0,11	46,31		-
V	П6	0,041	17,26	326,03	1,7
VI	ТН+Д	0,0744	31,32	294,8	1,1
VII	П5	0,0626	26,35	268,45	0,59
VIII	П4	0,0294	12,38	256,07	0,29
IX	П3	0,028	11,79	244,28	0,13
X	П2	0,041	17,26	227,02	0,054
XI	П1	0,0323	13,60	213,42	0,019
-	К	-	-	213,42	0,005

В том случае, когда при частичной нагрузке $p_0 = \text{const}$, протечка пара $\alpha_{\text{шт}}$ остается неизменной и поэтому ее доля растет:

$$D_{\text{шт.}} = D_{\text{шт.0}},$$

$$\alpha_{\text{шт}} = \frac{D_{\text{шт.0}}}{D_0}.$$

При переменном начальном давлении можно принять:

$$D_{\text{отб}} = D_{\text{отб.0}} \frac{D_0}{D_{0.0}},$$

в этом случае расход пара изменяется пропорционально давлению, и доля расхода пара при частичных нагрузках не меняется:

$$\alpha_{\text{отб}} = \frac{D_{\text{отб}}}{D_0} = \frac{D_{\text{отб.0}}}{D_0} \cdot \frac{D_0}{D_{0.0}} = \alpha_{\text{отб.0}}$$

Если принять, что деаэратор работает со скользящим давлением, то подогрев воды в деаэраторе не вытеснит подогрева воды в Пб и $\alpha_{\text{Пб}} = \alpha_{\text{Пб.0}}$. Доли всех отборов пара и также отбора турбопривода питательного насоса сохраняются.

Таблица 6.2 – Оценочный расчет расходов пара в проточной части турбины при $D/D_0 = 0,6$

Отсек	Отбор пара перед отсеком		Расход пара через отсек, кг/с
	Место отвода пара	Расход, кг/с	
I	шт.	1,26	251,34
II	пр. 1	3,97	247,37
III	П8	14,12	233,25
IV	П7 (ПП)	24,25	205,46
	ПП	-	
	пр. 2	2,02	
	пр. 3	1,52	
	сумма	27,79	
V	П6	5,63	199,83
VI	ТН+Д	18,79	181,04
VII	П5	15,81	165,23
VIII	П4	7,43	157,8
IX	П3	7,07	150,73
X	П2	10,36	140,37
XI	П1	8,16	132,31
-	К	-	132,31

Рассчитаем режим при относительном расходе $D/D_0 = 0,6$ (252,6 кг/с). Чтобы определить к какой области распределения пара относится данный режим, представим кривые внутреннего относительного кпд регулирующей ступени в зависимости от расхода пара на турбину.

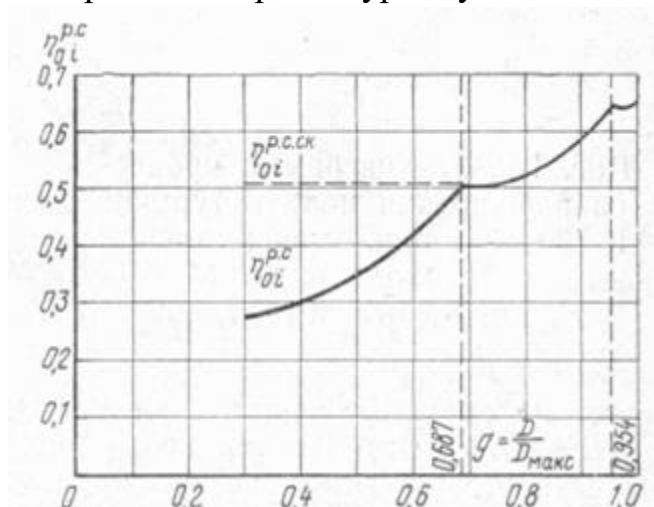


Рисунок 6.5 – Зависимость $\eta_{oi}^{p.c}$ от относительного расхода пара на турбину ($\eta_{oi}^{p.c.ck}$ – внутренний относительный кпд регулирующей ступени при скользящем начальном давлении)

Как видно из рисунка 6.4 этот режим относится к области дроссельного распределения пара. При этом относительный расход для полного открытия четырех клапанов составляет 0,0687.

Абсолютное давление в конденсаторе турбины:

$$t_k = t_{B1}^{расч} + (t_k^0 - t_{B1}^{расч}) \frac{D}{D_0} = 12 + (28,2 - 12) \cdot 0,6 = 21,7 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$p_k = 0,0026 \text{ МПа} ; i'_k = 91,03 \text{ кДж/кг}.$$

Тем же образом пересчитаем давление в конденсаторе приводной турбины ПН:

$$t_k^{ТН} = t_{B1}^0 + (t_k^{ТН0} - t_{B1}^0) \frac{D_{ТН}}{D_{ТН}^0}.$$

Для этого необходимо провести расчет $D_{ТН}/D_{ТН}^0$:

$$D_{ТН} = \frac{D_{п.в} v_{ср} (p_H - p_B) \cdot 10^3}{\eta_H H_i^{ТН} \eta_M^{ТН}},$$

где $D_{п.в}$ - расход питательной воды, кг/с; p_H, p_B - давления воды на входе и

выходе питательного насоса, МПа; v_{cp} - удельный объем воды при ее средней температуре в питательном насосе; η_H - к. п. д. питательного насоса; H_i^{TH} - действительная разность энтальпий в приводной турбине питательного насоса.

Если учесть $D_{п.в} = D$

$$\alpha_{TH} = \frac{D_{TH}}{D_{п.в}} = \frac{D_{TH}}{D} = \frac{h_{ni}}{H_i^{TH} \eta_M^{TH} \eta_M^H},$$

где η_M^{TH} - механический к. п. д. приводной турбины; h_{ni} — нагрев воды в питательном насосе:

$$h_{ni} = \frac{v_{cp}(p_H - p_B)}{\eta_{ni}},$$

здесь $\eta_{ni} = \frac{\eta_n}{\eta_m}$; η_n определяется расчетом и $\eta_{n,мех} = 0,98$.

К блоку 500 МВт с турбиной К-500-240 устанавливают для параллельной работы два турбопитательных насоса типа ПН-950-350.

Номинальный режим двух питательных насосов ПН-950-350 определяется номинальной паропроизводительностью котла 1650 т/ч, что соответствует подаче двух насосов:

$$Q_{ПН}^0 = D_{п.в} v_{cp} = 1650 \cdot 0,0011 \cdot 10^3 = 1888 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Номинальный режим насоса характеризуется следующими данными:

Подача.....	$Q_{ПН} = 940 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$
Перепад давлений (суммарный главного и предвключенного насосов) $H_{ПН}^0 = 33,5$ МПа	
Частота вращения.....	$n_{ПН}^0 = 4600 \text{ мин}^{-1}$
К. п. д. насоса.....	$\eta_{ПН} = 79\%$
Мощность.....	$N_{ПН} = 11,3 \text{ МВт}$

На рисунке 6.5 в координатах $H_{ПН}$, $Q_{ПН}$ нанесена точка номинального режима А, через которую проведены три линии: характеристика H , Q насоса при номинальной частоте вращения (1); квадратичная характеристика сети, выходящая из точки начала координат (2) (линия A_0); действительная характеристика сети (3).

Действительная характеристика сети, т. е. водопарового тракта котла и главных паропроводов до турбины, так же, как и характеристика 2, подчиняется квадратичному закону и определяется тем, что перед турбиной поддерживается постоянное давление $p_0 = 23,5$ МПа.

Гидравлическое сопротивление водопарового тракта при номинальном режиме питательных насосов и котла равно:

$$\Delta p_{\text{тр}}^0 = H_{\text{ПН}}^0 + p_{\text{н.в}} - p_0,$$

где $p_{\text{н.в}}$ - давление на входе в насос;

$$\Delta p_{\text{тр}}^0 = 33,5 + 0,9 - 23,5 = 10,9 \text{ МПа.}$$

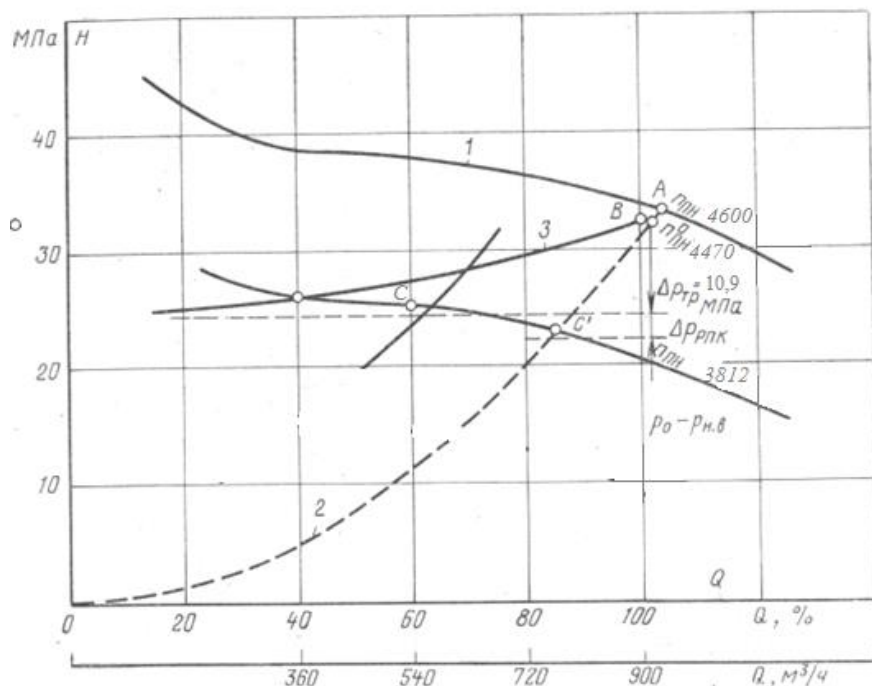


Рисунок 6.6 – Q, H-характеристика турбопитательного насоса для номинального и расчетного режимов

В эту величину входит гидравлическое сопротивление регулирующего питательного клапана (РПК) $\Delta p_{\text{РПК}}$, которое поддерживается постоянным, равным 2,0 МПа. Остальная часть гидравлического сопротивления тракта меняется с изменением нагрузки по квадратичному закону:

$$\Delta p_{\text{тр}}^0' = \Delta p_{\text{тр}}^0 - \Delta p_{\text{РПК}} = 10,9 - 2,0 = 8,9 \text{ МПа.}$$

Рассмотрим в данном примере два режима:

- 1) расчетный режим турбины при $D = D_{\text{п.в}} = 1515 \text{ т/ч}$, что требует работы двух насосов $Q_{\text{ПН}} = 1800 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- 2) при работе одного насоса $900 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Наносим эту точку В на характеристике сети; подаче $900 \text{ м}^3/\text{ч}$ соответствует давление $H_{\text{ПН}} = 33,0 \text{ МПа}$. Через точку В проводим линию,

эквидистантную характеристике H, Q при номинальном режиме, т. е. характеристику H, Q для расчетного режима при частоте вращения $n_H^{0'}$.

На пересечении характеристики H, Q при $n_{\text{ПН}}^0$ с квадратичной характеристикой A_0 получаем точку B' с напором $(H_{\text{ПН}}^0)' = 32,7 \text{ МПа}$.

Это дает возможность подсчитать $n_{\text{ПН}}^{0'}$:

$$(n_{\text{ПН}}^0)'' = n_{\text{ПН}}^0 \sqrt{\frac{H_{\text{ПН}}^{0'}}{H_{\text{ПН}}^0}} = 4600 \sqrt{\frac{32,7}{33,5}} = 4470 \text{ мин}^{-1}.$$

Аналогично для режима $g = \frac{D}{D_0} = 0,6$ находим: $H_{\text{ПН}} = 25,0 \text{ МПа}$ и $H_{\text{ПН}}' = 23,0 \text{ МПа}$ (точки C и C'). Тогда

$$n_{\text{ПН}}' = 4600 \sqrt{\frac{25,0}{33,5}} = 3812 \text{ мин}^{-1}.$$

В результате обработки заводских расчетных данных с помощью метода наименьших квадратов получена следующая зависимость КПД питательного насоса ПН-950-350, %, от подачи и частоты вращения:

$$\eta_{\text{ПН}} = 72,4 + 21,6x_1 - 7,63x_2 - 7,25x_1^2,$$

где x_1 и x_2 - переменные факторы: подача $Q_{\text{ПН}}$ и частота вращения $n_{\text{ПН}}$ в нормированном виде:

$$x_1 = \frac{Q_{\text{ПН}} - 620}{320};$$

$$x_2 = \frac{n_{\text{ПН}} - 3680}{920}.$$

Подсчитаем $\eta_{\text{ПН}}$ по предыдущей формуле для расчетного режима:

$$x_1^1 = \frac{900 - 620}{320} = 0,875;$$

$$x_2^0 = \frac{4470 - 3680}{920} = 0,85;$$

$$\eta_{\text{ПН}} = 72,4 + 21,6 \cdot 0,875 - 7,63 \cdot 0,85 - 7,25 \cdot 0,875^2 = 77,35\%.$$

для режима $g = 0,6$:

$$x_1^1 = \frac{540 - 620}{320} = -0,25;$$

$$x_2^0 = \frac{3812-3680}{920} = 0,144;$$

$$\eta_{\text{ПН}} = 72,4 - 21,6 \cdot 0,25 - 7,63 \cdot 0,144 - 7,25 \cdot 0,25^2 = 65,45 \%$$

Возвращаемся к расчету расхода пара на турбонасос: для расчетного режима:

$$h_{\text{ПН}}^0 = \frac{0,00112 \cdot 33,54 \cdot 10^3}{0,79} = 47,5 \text{ кДж/кг};$$

$$\eta_{\text{ПН}i} = \frac{\eta_{\text{Н}}}{\eta_{\text{М}}} = \frac{0,7735}{0,98} = 0,79;$$

$$\alpha_{\text{ТН}}^0 = \frac{47,5}{0,98 \cdot 730 \cdot 0,975} = 0,0607.$$

для режима $g = 0,6$

$$h_{\text{ПН}i} = \frac{0,001085 \cdot 24,7 \cdot 10^3}{0,668} = 40,12 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_{\text{ТН}} = \frac{40,12}{0,95 \cdot 730 \cdot 0,975} = 0,0593.$$

Подсчитываем значение $t_{\text{к}}^{\text{ТН}}$:

$$t_{\text{к}}^{\text{ТН}} = 12 + (34,6 - 12) \frac{0,0593}{0,0607} \cdot 0,6 = 25,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$p_{\text{к}}^{\text{ТН}} = 0,003 \text{ МПа.}$$

После этого, имея все необходимые данные, строим процесс расширения пара в турбине в i,s -диаграмме (рис. 6.7). Параметры пара и воды сведем в таблицу 6.3.

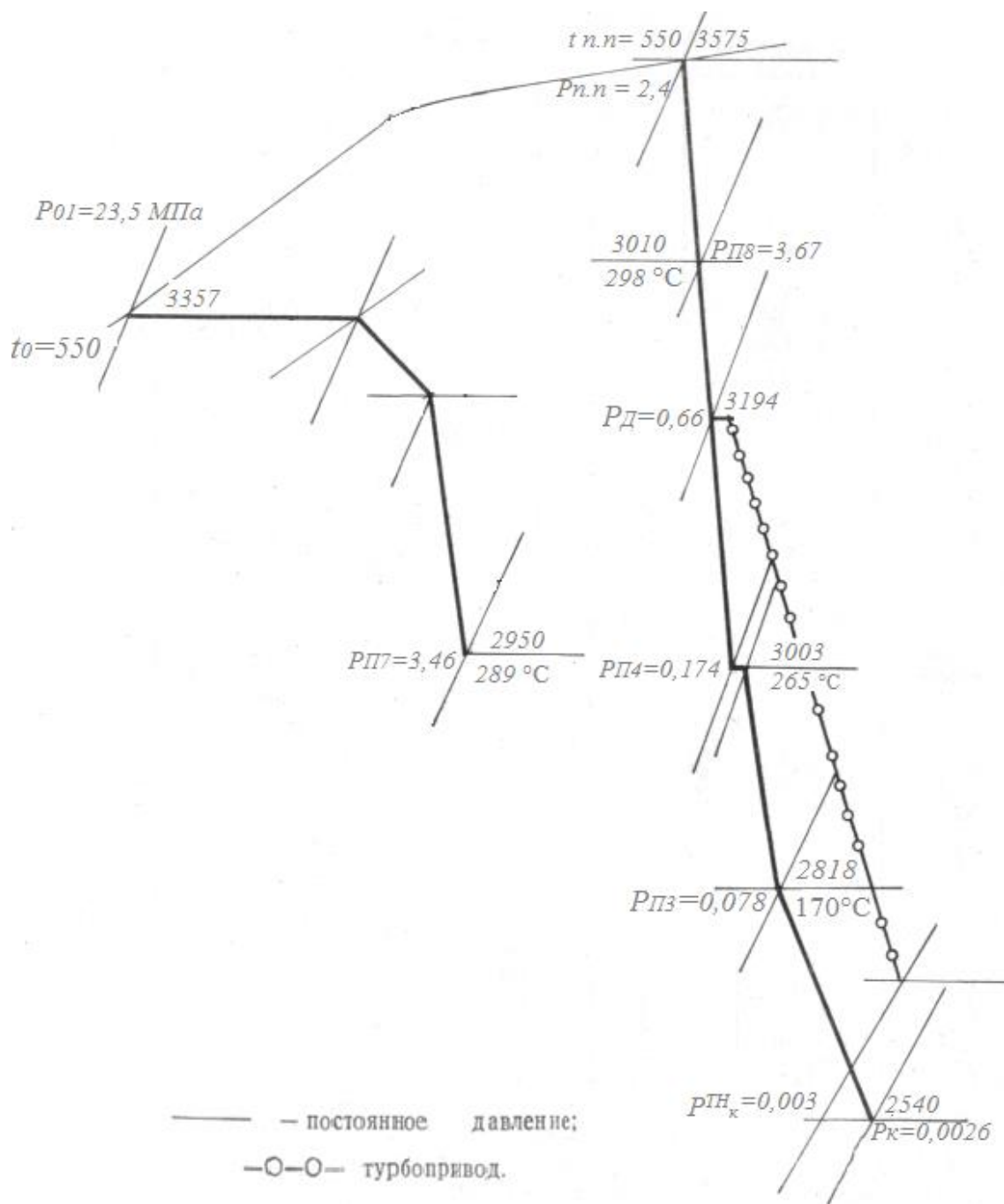


Рисунок 6.7 – Процесс расширения пара в турбине при относительном расходе $g=0,6$ (i, s – диаграмма)

Используя формулы тепловых балансов регенеративных подогревателей, находим расходы отборов пара и занесем их также в таблицу (6.4).

Там же даны расчетные значения внутренней мощности по отсекам турбины, откуда можно найти суммарную удельную внутреннюю мощность $H_{\text{впр}} = 1186,9 \text{ кДж/кг}$, и, следует, внутренняя мощность турбины равна:

$$N_i = DH_{\text{впр}} = 252,6 \cdot 1186,9 \cdot 10^3 = 299,81 \text{ МВт};$$

электрическая мощность

$$N_{\text{э}} = N_i - \Delta N_{\text{м.г}} = 299,81 - 7,4 = 292,41 \text{ МВт},$$

где $\Delta N_{\text{м.г}}$ - механические потери в генераторе (по заводским данным).

Таблица 6.3 – Параметры пара и воды для режима $g=0,6$

Точка процесса	p, МПа	t, °С	i, кДж/кг	p', МПа	t _н , °С	i' _н , кДж/кг	q, кДж/кг
П8	3,67	298	3010	3,3	239,2	1034	1976
П7	3,46	289	2950	3,11	235,9	1018	1932
ПП	2,4	550	3575	-	-	-	-
П6	1,02	435	3339	0,917	176,2	746,4	2592,6
Д	0,66	365	3196	0,594	158,4	686,6	-
П5	0,354	310	3089	0,318	135,5	569,9	2519,1
П4	0,174	265	3003	0,157	112,7	472,8	2530,2
П3	0,078	170	2818	0,070	89,9	376,5	2441,5
П2	0,0324	110	2704	0,029	68,3	285,9	2418,1
П1	0,0114	65	2620	0,010	45,8	204,3	2415,7
К	0,0026	21,9	2541	0,0023	19,7	82,66	2458,3

Мощность турбопривода питательного насоса

$$N_{\text{ТН}} = \alpha_{\text{ТН}} D H_i^{\text{ТН}} \eta_{\text{м}}^{\text{ТН}} = 0,0735 \cdot 252,6 \cdot 730 \cdot 0,795 = 10,77 \text{ МВт}.$$

Подсчитываем расход тепла турбоустановкой:

$$Q_{\text{э}} = D(i_0 - i'_{\text{п.в}}) + D_{\text{п.п}} \Delta i_{\text{п.п}} = 252,6 \cdot (3357 - 928,4) \cdot 10^3 + 0,853 \cdot 252,6 \cdot (3575 - 2950) \cdot 10^3 = 748 \text{ МВт}.$$

Коэффициент полезного действия турбоустановки нетто (условный – с учетом расхода энергии только на привод питательного насоса):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{Н}} = \frac{292,41}{748} = 0,3909.$$

Коэффициент полезного действия турбоустановки брутто (условный)

$$\eta_{\text{э}}^{\text{бр}} = \frac{292,41+10,77}{748} = 0,4053.$$

Таблица 6.4 – Мощность турбины по отсекам

Отсек	Отбор пара перед отсеком	Доля расхода пара через отсек	Разность энтальпий, кДж/кг	Приведенная разность энтальпий, кДж/кг
II (PC)	$\alpha_{\text{ум}} = 0,0075$	0,9925	58	57,6
III	$\alpha_{\text{np1}} = 0,018$	0,9745	254	248,5
IV	$\alpha_{\text{II8}} = 0,034$	0,94	70	65,5
V	$\alpha_{\text{II7}} = 0,0735$	0,853	228	195,0
	$\alpha_{\text{np2}} = 0,008$	-	-	-
	$\alpha_{\text{np3}} = 0,006$	-	-	-
	$\alpha_{\text{сумма}} = 0,0875$			
VI	$\alpha_{\text{II6}} = 0,0057$	0,847	118	99,5
VII	$\alpha_{\text{TH}} + \alpha_{\text{д}} = 0,155$	0,692	175	122,0
VIII	$\alpha_{\text{II5}} = 0,031$	0,661	112	74,0
IX	$\alpha_{\text{II4}} = 0,023$	0,638	108	68,8
X	$\alpha_{\text{II3}} = 0,020$	0,618	106	65,5
XI	$\alpha_{\text{II2}} = 0,036$	0,582	209	121,5
XII	$\alpha_{\text{II1}} = 0,020$	0,5622	123	69,0
Всего	-	-	-	1186,9

6.2 Определение удельных расходов топлива при работе КЭС на частичных нагрузках: $D/D_0 = 0,6$ и $0,8$

При покрытии суточного графика электрической нагрузки агрегаты должны работать в широком диапазоне нагрузок от номинальной до минимальной технической. Следовательно, режимы частичной нагрузки блока представляют практический интерес как во время проектирования, так и во время работы, и, следовательно, существует необходимость в расчете теплового контура в этих условиях.

Давайте сравним эффективность отключения части блоков в резерве с режимом снижения нагрузки на параллельные рабочие блоки. При уменьшении удельной нагрузки удельный расход топлива на единицу выделенной энергии можно найти из выражения:

$$b_i = b_0 (N_0/N_i)^m,$$

здесь b_0 - удельный расход топлива при номинальной нагрузке блока; N_0 , N_i - соответственно номинальная и текущая нагрузки блока; m – показатель степени.

Величину удельного расхода топлива определим из расчета тепловой схемы блока 500 МВт при работе на частичных нагрузках станции ($D/D_0 = 0,6$ и $0,8$).

Таблица 6.5 – Удельный расход топлива для режимов $g = 0,6$ и $0,8$

Наименование	Обозначение	$D/D_0 = 0,6$	$D/D_0 = 0,8$
Снижение КПД по сравнению с номинальным режимом	-	0,003	0,0027
Удельный расход топлива, кг/кВтч	$b_{э}$	0,3035	0,3083

6.3 Определение показателя степени m

Для определения показателя используем значения расхода топлива при нормальном режиме и при снижении нагрузки $D/D_0 = 0,6$

Таблица 6.8 – Исходные данные для расчета показателя степени m

N_0 , МВт	N_i , МВт	b_0 , кг/кВтч	b , кг/кВтч
1000	600	0,2979	0,3035

Показатель степени может быть найден по формуле, указанной выше. Исходя из этого выражения показатель равен:

$$m = 0,061123$$

6.4 Определение способов прохождения минимальных нагрузок на КЭС при следующих условиях: изменение нагрузки – 20%, 30%, 40%, 50%; длительность простоя: 8 часов, 12 часов, 24 часа

Расход топлива для запуска силового агрегата зависит от продолжительности простоя. Для запуска операций дополнительный расход топлива составляет:

$$\Delta B = (a + k \cdot t) \cdot 10^3 \cdot n,$$

где k , a – постоянные коэффициенты; t - длительность простоя блока, ч.

1. Для варианта отключения одного блока:

$$\Delta B' = (a + k \cdot t) \cdot 10^3 \cdot n;$$

2. Для варианта снижения нагрузки каждого из 2 блоков:

$$\Delta B'' = (b_i - b_0) \cdot N_i \cdot t = b_0(c^m - 1) \cdot N \cdot t.$$

Для анализа приведены расчеты при следующих условиях:

- изменение нагрузки составляет: 20%, 30%, 40%, 50%;
- длительность простоя составляет: 8 часов, 12 часов, 24 часа.

Таблица 6.9 – Пример расчета расхода топлива при снижении нагрузки на 20 %

Исходные данные для варианта снижения нагрузки на 20 % на 8 часов

N, МВт	a	r	c	t, час	n, шт	b ₀ , кг/кВтч	m
800	40	1,8	2	8	2	0,2979	0,061128

Вариант отключения одного блока

$$B_{ээ} = 108,8 \text{ тут}$$

Вариант снижения нагрузки на всех блоках

$$B_{ээ} = 82,5 \text{ тут}$$

Исходные данные для варианта снижения нагрузки на 20 % на 12 часов

N, МВт	a	r	c	t, час	n, шт	b ₀ , кг/кВтч	m
800	40	1,8	2	12	2	0,2979	0,061128

Вариант отключения одного блока

$$B_{ээ} = 123,2 \text{ тут}$$

Вариант снижения нагрузки на всех блоках

$$B_{ээ} = 123,8 \text{ тут}$$

N, МВт	a	r	c	t, час	n, шт	b ₀ , кг/кВтч	m
800	40	1,8	2	24	2	0,2979	0,061128

Вариант отключения одного блока

$$B_{ээ} = 166,4 \text{ тут}$$

Вариант снижения нагрузки на всех блоках

$$B_{ээ} = 247,6 \text{ тут}$$

Аналогично рассчитываем удельные расходы топлива при снижении на 30, 40, 50 % на 8, 12 и 24 часа и строим график динамики удельных расходов при снижении нагрузки КЭС с блоками К-500.

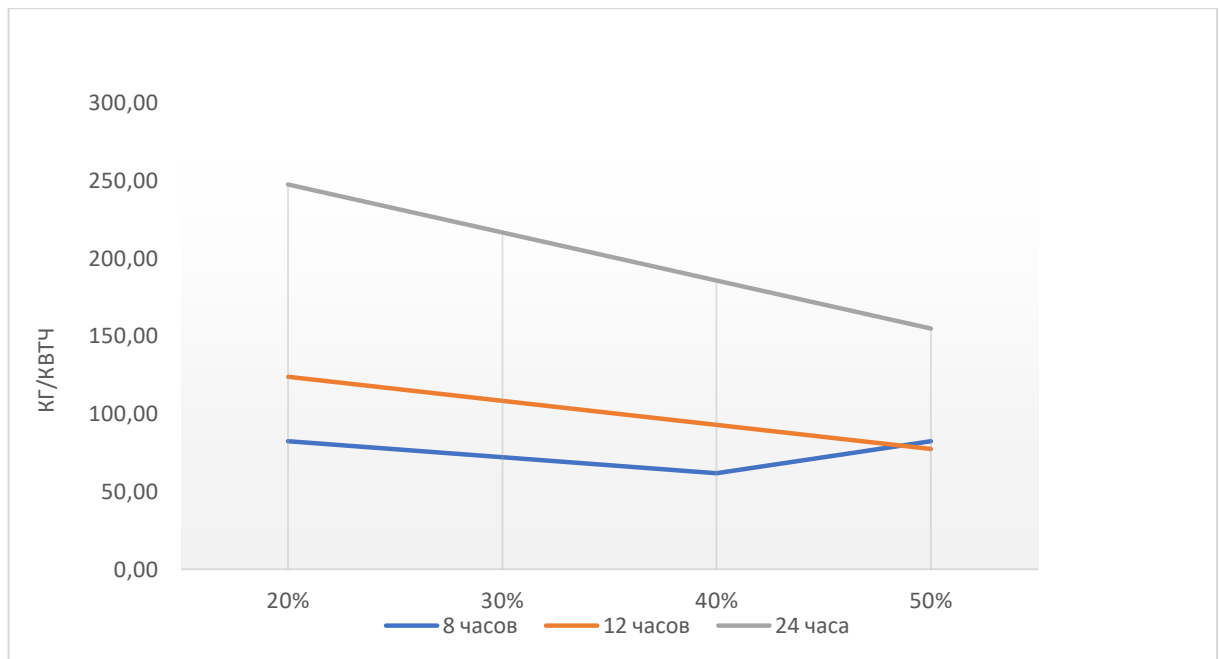


Рисунок 6.8 – Динамика удельных расходов при снижении нагрузки КЭС

Выводы: по рисунку 6.8 можно сказать, что при условии, что время простоя составляет от 8 до 12 часов, более экономичным является снижение нагрузки на всех блоках. Если время простоя превышает 24 часа (снижение нагрузки на 50%), более экономичным является отключение одного блока.

Заключение

Дипломный проект охватывает вопросы энергоэффективности Экибастузской ГРЭС-2. Необходимость анализа способов увеличения энергетической результативности основана на послании президента РК «О развитии топливно-энергетического комплекса страны до 2030 года».

Основная часть проекта рассматривает текущие производственные возможности станции. Проект охватывает вопросы эффективности работы действующего оборудования посредством модернизации теплофикационной установки. Теплофикационная установка ПОК состоит из деаэратора подпитки котлов (ДСА-300), деаэратора подпитки теплосети (ДСА-200), шести подогревателей сетевой воды: два ОБ типа ПСВ-20-7-15 и два ПБ типа ПСВ-315-14-23. Собственные нужды котельного подразделения удовлетворяются за счет коллекторов пара, в целях чего установлены шесть РОУ 40/13, одна РОУ 40/6, по три РОУ 13/1,2 и РОУ 13/6, а также три РУ 6/1,2.

Для подогрева сетевой воды в подогревателях ТФУ используется пар КСН, с параметрами 13 кгс/см² и 375 °С. Для снижения температуры пригодной для использования параметры пара снижаются РОУ 13/6, где температура составит 190 °С. Снижение энтальпии при этом 377 096,5 Дж/кг-столько теряется энергии с каждым килограммом пара безвозвратно.

Отпуск пара через редуционно-охладительную установку хоть и допустим в некоторых случаях, не экономичен. Для решения этой задачи возможно изменение проектной схемы теплофикационной установки, что требует существенных инвестиционных вложений, которые включают в себя пересчет теплового баланса по причине несоответствия действующей инфраструктуры новому проекту и в результате потребуется изменить состав оборудования и режимов тепловой сети. Все эти перетекающие друг в друга факторы в конечном счете отразятся на объеме капитальных вложений, поэтому принимая во внимание низкую эффективность работающей ныне ТФУ целесообразным и более экономичным решением будет оптимизация ее тепловой схемы. На основании сказанного предлагаю провести реконструкцию тепловой схемы, которая заключается в замене РОУ на турбину с противодавлением малой мощности типа Р-4-13/3

Теплотехническая часть представлена расчетом тепловой схемы блока К-500-240 при номинальных параметрах и расчетом, учитывающим установку новой турбины малой мощности.

Раздел технико-экономического обоснования содержит информацию о сроке окупаемости предложенных мероприятий, который составит порядка 3-х лет. Также показана чувствительность проекта, т.е. оценен риск инвестиционных вложений.

Безопасность жизнедеятельности работников объекта рассмотрена с точки зрения возможных опасностей и способ их предупреждения.

Шестая глава рассматривает вопрос об определении способов прохождения минимальных нагрузок блоками К-500 МВт. Проведенные расчеты показывают, что при условии, что время простоя блоков К-500 составляет от 8 до 12 часов, более экономичным является снижение нагрузки на всех блоках. Если время простоя превышает 24 часа (снижение нагрузки на 50%), более экономичным является отключение одного блока.

Список использованной литературы

- 1 Н.Г. Борисова, А.А. Кибарин: Методические указания к выполнению дипломного проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). - Алматы: АУЭС, 2017. - 36 с.
- 2 Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года: утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014
- 3 Электроэнергетика Казахстана: состояние и перспективы дальнейшего развития отрасли: информационно-инновационный журнал. Выпуск №4, 2014 г.
- 4 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара : Учеб. для вузов / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 424с.
- 5 Д.П. Елизаров Теплоэнергетические установки электростанции: Учебник для вузов. 2-е издание перераб. и доп.- М.: Энергоиздат, 1982.-264 с.
- 6 Алимгазин А. Ш., Бергузинов А. Н., Шарыпов А. С. Повышение энергоэффективности работы теплофикационной установки с применением когенерации/ Научный журнал Павлодарского государственного университета имени С. Торайгырова/ 2018 / с. 25.
- 7 Заключение государственной экологической экспертизы на проект нормативов предельно – допустимых выбросов в атмосферу для АО “Станция Экибастузская ГРЭС-2” на 2016 -2020 годы”.
- 8 Справочник по электрическим машинам (И.П. Копылов) - 1988 г.
- 9 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.
- 10 Тенденция модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации/ В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко // – Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 4 (86).
- 11 Технический отчет по результатам энергоаудита АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» – Институт развития электроэнергетики и энергосбережения (Казахэнергоэкспертиза). – 2015.
- 12 Использование паровых турбин малой мощности для энергосбережения на энергоузлах предприятий/ А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий// Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2008. – № 3.
- 13 Каталог паровых турбин компании Турбопар: официальный сайт компании [<http://www.turbopar.ru/>].
- 14 ОВОС к рабочему проекту «Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2. Консервация объектов» АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». Павлодар, 2017.
- 15 Жакупов А.А., Валиева Л.Ш., Хижняк Р.С. Экономическая часть выпускной работы. Методические указания по выполнению экономической

части выпускной работы для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика. – Алматы: АУЭС; 2016. – 38 с.

16 Борисова Л. М., Гершанович Е. А. Экономика энергетики: Учебное пособие. –Томск: Изд-во ТПУ, 2014. –208 с.

17 «О Программе развития электроэнергетики до 2030 года» Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384.

18 Основы управления финансовыми рисками в энергетических компаниях Соколов Ю.А., д-р экон. наук, Клочкова Н.В., канд. экон. Наук, 2006 г.

19 ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда/ Электробезопасность.

20 ГОСТ 12.4.221-2002 Система стандартов безопасности труда «Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты».

21 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

22 СП 2.6.1.758-99 «Нормы радиационной безопасности» (НРБ-99).

23 Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

24 Т.С.Санатова, С.Е. Мананбаева Безопасность жизнедеятельности «Расчет зануления»: Методические указания к выпускной работе для студентов - бакалавров всех специальностей и всех форм обучения - Алматы: АУЭС, 2011 - 26 с.

25 СН РК 2.04-XX-2011 «Естественное и искусственное освещение».

26 СНиП РК 2.04-05-2002.

27 Данилюк М.А. Расчет естественного освещения помещений Ленинград-Москва: ГИСтройЛит, 1941. — 140 с.

28 Емелина З.Г., Емелин Д.Г.. Безопасность жизнедеятельности : Учебное пособие. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000 - 183 с.

29 А.Я. Коц. Освещение электрических станций и подстанций, Москва Энергоиздат, 1981 г, стр. 127.