

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра ЭЭУ

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение деаэратора ЭЭУ-2 в г. Алматы

Специальность 5B071700 - теплоэнергетика

Выполнил (а) Абдулвахаев Э.У. ЭЭУ-17  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бокшиер В.М. - к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Салткова М.С. к.э.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
Салткова « 6 » 06 2019 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Ст. преп. кафедра ЭЭУ Эмченко Э.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
Эмченко « 7 » 06 2019 г.  
(подпись)

Нормоконтролер:

Найбекова В.О.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
В.Найб. « 17 » 06 2019 г.  
(подпись)

Рецензент:

Астаубаев М. - зам. нач. к/ц  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
Астаубаев « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетический  
Специальность Тепловые электрические станции  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ауыспагозов Е.И.  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение генератора ТЭС-2 в г. Алматы

утверждена приказом ректора № 152 от «27» 12 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «06» 06 2019 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Сведения по департаменту АО "АЭС" - ТЭС-2

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Аннотация
2. Введение
3. Описание и оценка состояния АЭС-ТЭС-2
4. Обзор предлагаемых мер по снижению разрыва мощности на ТЭС
5. Обоснование предлагаемых мер по снижению разрыва мощности на АЭС-ТЭС-2
6. Спектральные воздействия АЭС-ТЭС-2 на окружающую среду
7. Экологический раздел  
Заключение  
Список литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Тек. план АТЭС-2

Поперечный разрез шавило корпуса

Трёхконтурная тепловая схема АТЭС-2

Рекомендуемая основная литература

- 1) Теплообмерные аппараты АТЭС книга 1: Вводные в двух томах под общ. ред. Ю.Ф. Назарова, В.И. Шляпникова. - М: Изд. дом МЭИ. 2010. - 430 с. ил.
- 2) Графики проп. и экстрем. пред-ий, стр. пособие / под общ. ред. В.С. Поповичко, Ю.И. Яковлев-м.: Энергоатомиздат: 1998. - 376 с.: ил. Горюхи А.Х. Автоматизированные системы управления технологическими процессами АТЭС и ТЭС / А.Х. Горюхи. - Харьков.:
- 3) Вуэль М.А. АСУ энергообъектами с использованием средств вычислительной техники М.А. Вуэль. - М: Энергоатомиздат, 1983. - 207 стр.
- 4) Соловьев Ю.П. Проектирование теплообогреющих установок для промышленных предприятий. - М: Энергия, 1998. - 313 с.: ил

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	Самкова М	7.01.2019-10.01.19	
ВнеД	Шуцкина Е.И	02.01.19-28.01.19	
Спец. вопросы	Ташшир Б.П	21.01.19-20.05.19	
Тепловая	Ташшир Б.П	24.05.19-31.05.19	
Нормы контролер	Байбекова В.О	17.06.19	



## Аннотация

В настоящее время работа станции АЭС ТЭС-2 обеспечена база основных и вспомогательных мастерских и оборудования. Анализ основных условий первичного, комбинированного оборудования и экологического расселения. Технологические оценки и выбор систем охлаждения на АТЭС-2. Основным путем является смещение уставки и позиционирование намагниченности. Это было предложено в результате прекращения вывода из эксплуатации. И, по-видимому, ускорение турбины рассчитывается для охлаждения охлаждающей воды, обращаясь к конденсатору турбины. Даны оценки термоэлектричества и электрической энергии АТПК-2 и после расширения. В разделе об опасном для жизни жизненном цикле рассчитайте шум от проектируемого кулера и пропустите его через вентиляторы.

## Андатпа

Қазіргі уақытта АЭС ТЭЦ-2 станциясының жұмысы негізгі және қосалқы шеберханалар мен жабдықтар базасымен қамтамасыз етілген. Бастапқы, аралас жабдықтың және қоршаған ортаның қоныс аударуының негізгі шарттарын талдау. АПЕК-2-дегі салқындату жүйелерін технологиялық бағалау және таңдау. Негізгі жол нүкте мен магнитизацияның орналасуын ауыстырады. Бұл пайдаланудан шығаруды тоқтатудың нәтижесі ретінде ұсынылды. Турбинаны жылдамдату турбиналық конденсаторға қатысты салқындату суын салқындату үшін есептеледі. АТПК-2 термоэлектрлік және электр энергиясын және кеңейтуден кейінгі бағалар. Өмірге қауіп төндіретін өмірлік циклдегі бөлімде болжанған салқындатқыштан шуды есептеңіз және оны желдеткіштерден тұрады.

## Annotation

At present, the operation of the NPP TES-2 station is provided with a base of main and auxiliary workshops and equipment. Analysis of the basic conditions of the primary, combined equipment and environmental resettlement. Technological assessment and selection of cooling systems at АРЕС-2. The main path is offset setpoint and magnetization positioning. This was proposed as a result of the termination of decommissioning. And, apparently, the acceleration of the turbine is calculated to cool the cooling water, referring to the turbine condenser. Estimates of thermoelectricity and electric energy of АТПК-2 and after expansion are given. In the section on life-threatening life cycle, calculate the noise from the projected cooler and pass it through the fans.

Лист

**ДП - 5В071700 – 2019– 30**

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

## Содержание

Введение	6
Глава 1 Описание и оценка состояния АлЭС- ТЭЦ-2	6
1.1 Основное оборудование станции	8
1.2 Тепловая схема ТЭЦ	8
1.3 Газоочистное оборудование	9
1.4 Топливное хозяйство	10
1.5 Химводоочистка	10
1.6 Система технического водоснабжения	11
1.7 Система гидрозолоудаления	11
1.8 Электрическая схема ТЭЦ	12
1.9 Котельный цех	12
1.10 Турбинный цех	12
1.11 Компоновка главного корпуса	13
1.12 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2	14
1.13 Анализ причин разрыва между установленной и располагаемой мощностью АлЭС-ТЭЦ-2	14
Глава 2 Обзор предлагаемых мер по снижению разрыва мощности на ТЭС	15
2.1 Мероприятия по очистке турбинного масла	16
2.2 Понижение температуры охлаждающей воды, поступающей в конденсатор за счет использования градирен	18
2.3 Другие меры по снижению разрыва мощности	21
Глава 3 Обоснование предлагаемых мер по снижению разрыва мощности на АлЭС- ТЭЦ-2	26
3.1 Градирни и современные конструкции оросителей и каплеуловителей	53
3.2 Предусмотрение установки самостоятельной системы охлаждения для турбоагрегатов ст. №7, 8 с устройством переключки между существующей и проектируемой обратными системами	55
3.3 Расчет и выбор градирен с учетом расширения ТЭЦ-2 III очереди	56
Глава 4 Снижение воздействия АлЭС ТЭЦ-2 на окружающую среду	57
4.1 Расчет шума, создаваемого противоточной вентиляторной градирней	57
Глава 5 Экономический раздел	62
5.1 Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии для существующего состояния ТЭЦ-2	62
5.2 Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии после расширения ТЭЦ-2	62
Заключение	63
Список литературы	64

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Введение

Актуальность проблемы ресурсосбережения и энергоэффективности в системе производства тепловой и электрической энергии является одним из стратегической задачей страны и требует особый подход решения. [1]

Суммарное потребление на производстве первичной энергии при процессе производства электрической и тепловой энергии составляет 35 %

В настоящее время рост выработки электрической энергии осуществляется за счет загрузки существующих ТЭС. Соответственно это влияет на нарастания потребления топливных ресурсов. Рост потребления топливных ресурсов увеличивает удельные затраты, который сопровождается значительным износом основного оборудования, установленных на ТЭЦ. Так как объекты производства электрической и тепловой энергии РК построены в Советском союзе, износ оборудования составляет около 75 %, что приводит к неэффективному использованию технологий при производстве энергии. [2]

Выработка основного ресурса и физический износ оборудования в Казахстане достигает около 75 % и расхождение между располагаемой мощностью и установленной мощностью в 2014 году составило 27,6 тыс. МВт, и на данный момент около 30 тыс. МВт, в итоге это требует реализацию проектов реконструкции существующих станций и составление плана модернизации. К 2020 году за счет модернизации и реконструкции существующих генерирующих мощностей это расхождение между располагаемой мощностью и установленной мощностью планируют сократить до 2 тыс. МВт. [3,4]

В приведенном сводном анализе МЭ РК по состоянию и перспективе развития мировой энергетики отмечено: «Повышение эффективности применения в ближайшие 10 – 15 лет существующих, в том числе новых станций будет основной задачей. При этом надо учесть, зависимость всей страны от угля, производство электрической энергии на основе угля остается довольно на высоком уровне. Нужно отметить что для реализации проектов по повышению эффективности производства электрической энергии существует огромный потенциал. Например, чтобы сократить выбросы в атмосферу CO<sub>2</sub> нужно при значительно высокой температуре пара от ЭС до 670 гр. на кВт ч, не должно быть ниже 30% среднемировых показателей.».[5]

В Алматинском регионе АО «АлЭС» по поставке электрической энергии занимает доминирующее положение по сравнению с остальными энергопроизводящими организациями. Предприятие является основным монопольным поставщиком тепловой энергии.

В числе стратегических задач и целей предприятия АО «АлЭС» названы следующие пункты:

- за счет снижения расхождения между располагаемой мощностью и установленной мощностью добиться увеличения объема производства электрической и тепловой энергии;

Лист

**ДП - 5В071700 – 2019– 30**

Изм. Лист № документа Подпись Дата

- рассмотрение инновационного развития предприятия;
- перспективное применение политики по применению мероприятий энергосбережения и энергоэффективности;

- за счет применения модернизации существующих оборудования ТЭС и внедрения наиболее эффективных технологий по производству видов энергии и новейших методов очистки дымовых газов добиться снижения экологического воздействия на окружающую среду.

При разработке перспективных балансов мощности с привлечением специалистов - эксплуатационников и проектных организаций должен проводиться анализ причин появления «разрывов» мощности, возможности их ликвидации или уменьшения в перспективе [7].

Основной целью данной работы является исследование и разработка мер по уменьшению расхождения между располагаемой мощностью и установленной мощностью предприятия АО «АлЭС». Решение этой задачи обеспечить экономичной работы ЭС во всех режимах работы.

Для достижения основной цели в дипломном проекте подлежат к решению следующие поставленные задачи:

- приведение анализа нынешнего состояния ТЭЦ – 2, то есть в эту часть входит изучение станции, расчетной схемы, существующие проблемы ТЭЦ – 2, анализ состояния оборудования, численная характеристика расхождения между располагаемой мощностью и установленной мощностью, выявления причин расхождения и т.д.;

- краткий обзор применяемых мер по снижению расхождения между располагаемой мощностью и установленной мощностью;

- приведение обоснования и предложений по снижению расхождения мощности на ТЭЦ – 2.

						<i>Лист</i>
					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



# 1 Описание и оценка состояния АлЭС – ТЭЦ – 2

## 1.1 Основное станции

ТЭЦ – 2 , расположенный в Алматинской области построена в три этапа:

Первый этап строительства производилась – 1978 – 1983 гг. В тот момент в эксплуатацию был введен три паровых котла марки БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

Второй этап включает в себя 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7С, одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т-110/120-130-5.

В третьем этапе происходит строительства новой бойлерной и 8-го котла идет с 2012 года бойлерная запущена в эксплуатацию к началу 2013 года.

Установленная мощность станции составляет:

- электрическая - 510 МВт,
- тепловая - 1176 Гкал/ч.

Располагаемая мощность станции составляет:

- электрическая - 410 МВт,
- тепловая - 841 Гкал/ч.

## 1.2 Тепловая ТЭЦ

Процесс подготовки подпитки тепловых сетей основного цикла и питьевых в том числе технологических нужд применяется вода питьевого качества. Насосную станцию снабжает водой Талгарский подземный водозабор, который распространяется по 2 водопроводящим трубам диаметром Ø 700 мм и Ø 800 мм с установленной температурой 11-13 °С.

По трубопроводам диаметром Ø 700 сырая вода поступает к бакам запаса сырой воды  $4 \times V = 3000 \text{ м}^3$ , и насосами сырой воды подается на охлаждение конденсаторов в встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов 3хПТ-80/100-130/13 2х Т- 110/120-130-5. Затем, подогреваясь до 30-35 °С, сырая вода поступает на химводоочистку. После ХВО подпиточная вода направляется в вакуумные деаэратеры 14 штук, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров.

Предприятия, использующие на технологические нужды пар 1,3 МПа, получают его по шести паропроводам из производственных отборов турбин ст. №1,2,3, противодавления турбины ст. №4 и через РРОУ-1,2,3 от парового котла ст. №1,2,3,4,5,6,7.

В основных и пиковых подогревателях подогревается сетевая вода.

Сетевая вода распределяется по двуступенчатой схеме подачи.

Вначале были установлены сетчатые насосы сверху второго котла и двух

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

других пиковых котлов.

Жесткие чистые масла поставляются с 2 х Т-110 / 120-130-5 на основе термопар термостата. Пиковый нагреватель паровых турбин и обычных газовых котлов. Второй насос подключен к линии водопровода в городе. ТЭЦ-2 работает на термостойкой графике с подачей электроэнергии в конденсированном режиме.

Тепловая схема ТЭЦ-2 была применена по принципу секционирования с параллельными соединениями по двойной и волновой схеме.

Тепловые насосы используются для питьевой воды.

Отопуск тепла от ТЭЦ Алматы и в паре для размещения на прилегающей территории мазутного хозяйства.

ТЭЦ работает в базовом режиме с комбинированным теплоотводящим комплексом, который работает в пиковом режиме, ТЭЦ-1.

Горелка построена на теплопроводнике из двух труб ДУ = 800 и 1000 мм. ТЭЦ-1 строится на рельсовом переходе на D = 800 или обратной магистрали с ТЭЕ-1 = 800. Система горячего водоснабжения. Температурные диаграммы с максимальной температурой 135 ° С, с максимальной температурой 70 ° С.

Мазутохозяйству АПТС распространяется по двухсторонним паром, DU = 150 мм, с максимальной температурой калибровки 17,6 Гкал / ч.

Газовое и энергетическое оборудование

Для дымообразования газа из целительных свойств КОТЛН ТЭС-2 применяются мокаловые зололовители:

на котню ст. № 1,2,3,4,5,6,7 - скруббер МВ-ВТИ с ожидаемыми трубками Вентури.

Дымовые газы от котлов выгружаются через двойные дымовые трубы высотой 129 м, диаметром 6,0 и 6,6 м. К трубе № 1 подключены скот ст. № 1,2,3,4, к трубе № 2 - котлы ст. № 5,6,7.

Топливное хозяйство

Тракт топливоподачи выделяется из следующих сооружений

Холодильная установка, состоящая из двух роторных полноприводных железнодорожных прицепов, разгружала до 134 тонн измельченных вагонов.

В ДФМ-11 оснащен сверхмощной машины ДФМ-11. Бункеры на ленточных конвейерах затоплены увядающими черешками. Вагоны Nadwig заняты локомотивами.

Дробильный корпус, оснащенный двухголовочной дробилкой с производительностью типа D20x20 1000 т / ч.

Запас составляет 362730 тонн, оснащен ленточными конвейерами, которые расположены на складе и на поле. Бульдозеры с загрузочными ковшами на штабелях, с помощью петель для вязания крючком.

Держатели труб основного тракта, состоящие из ленточных конвейеров 1 и 2, с лентой диаметром 1400 мм. Субстрат 2 переворачивается с помощью литосомного типа ЛТМ. Для защиты от дробилки и картера на конвейере ст.

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

Установлены электромагнитные сепараторы № 2 и № 3: надувной гиподевал.

В верхней части подвального корпуса, где загрузочные бункеры изготавливаются из сыра с помощью двухлинейных стационарных Лужковых ребризеров. В верхней части основного корпуса и на конвейерной станции № 2 расположены компактные установки для установки с направляющими для развертывания.

Для разгрузки вагонов коврик имеет высоту 3 м, длину 120 м, с откидными дверными доводчиками.

Для сушки, которая является теплопроводностью теплопроводника, она используется двухкамерным регулятором для 20 вагонов.

Мазутное хозяйство на Алматинской ТЭЦ-2 входит в состав 60-ти тонн емкостей для воды высокого давления маркировки «100» и поставляется с сепаратором бутылок на котле и погружным комплектом, до 45 м<sup>3</sup> / ч, с Р = 2,2 МПа, переработка и набивка из:

Наклонная горловина длиной 100 м, с насосами с четырьмя отверстиями.

Основание мазута, состоящее из трех тысяч металлических ячеек, составляет 1000 м<sup>3</sup>. Нефтяной танкер, заблокированный каменной кладкой.

#### Химводоочистка

Уплотнитель стружки работает по схеме 2х с понижением 140м<sup>3</sup> / час.

Тепловые погружные насосы работают на обработку бомб подкислением или с последующей декарбонизацией. Производственная мощность 7000 м<sup>3</sup> / час.

#### Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения тепловой электрической станции-обмотка.

Охладители вентилятора использованы в комфорте воздуха. Охлаждающая вода в конденсаторе приходит вверх с поступком природного газа. Роторный насос произведен насосом циркуляции насоса.

ТЭС установило 6 охладителей вентилятора двойн - сердечника. Общая площадь сада составляет 6 648 х = 3880 м<sup>2</sup>. Полная температура охлажденной воды 6 х 8000 = 48000 м<sup>3</sup> / hr.

Вентиляторы, установленные на кулерах, выпускаются двумя фирмами. Рабочий щеточный вентилятор (ступица с 6-лопастями), который снабжен диаметром 10,4 м, изготовлен немецкой фирмой NEMA и установлен на паровой турбине VASV-17-40-52, изготовленной на Московском электромеханическом заводе. Владимир Ильич.

Электродвигатели - асинхронные, трехфазные, остановочного типа для работы на открытом воздухе типа ВАСВ-17-40-52 работают в режиме бесперебойного парового наддува:

Номинальная мощность, кВт 200; Прорыв, В 6000; Быстрая скорость, об / мин 110; СРР - 84,5%;

Выход для электрической охлаждающей жидкости 10 м<sup>3</sup> / ч;

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

Захват 2м.вод.ст.

Согласно паспортным данным фирмы «Нема», вентилятор диаметром 10,4 м предусматривает эксплуатацию:

Количество воздуха 2,7 млн. М<sup>3</sup> (при T = 30СС = 80%, РБ = 760 мм.рт.ст.); Скорость до 95 об / мин.

Потребляемая мощность 200 кВт

Гидросолидирование системы1

Гидротурбинная система состоит из 3 гидравлических насосных станций, гидравлических турбин, гидравлических турбин, насосных станций, легкой воды и двухволновых насосных станций.

Насос № 1 транспортирует отверстие и шлак от от котлов № 1,2,3 насосная станция №3 золуоткотовс.№4,5,6,7.Насосная №2-шлакоткотловст. № 4,5,6,7. Легкие водосульфатные насосы откачиваются с помощью насосов. Насос накачанной воды (НОВ) подает легкий поток на форсунку Ventura. На повороте скрубберов, транспортных поддонов и шлака охлаждающая вода откачивается из коллекторных насосов НГУЗ.

Электрическая схемаТЭЦ

В настоящее время электроэнергия ТЭЦ распределяется и распределяется при 110 кВ.

Генератор ул. Тип ТВФ-120-2 тип 1,2,3, генератор ул. Тип ТВФ-110-2Е, тип 5.6 с блочными типами с двухшпindelными трансформаторами

ТДЦ-125000/110 и генератор ст. Тип ТФФ-63-2Е, тип 4 ТДС-80000/110 с двухскоростным трансформатором, подключенным к шине 110 кВ. Автоматический выключатель 110 кВ оснащен двумя рабочими рампами и вспомогательными системами, один автоматический выключатель. Другая операционная система разделена. Нефть 110-2000 настроена на ОАЕ 110 кВ

По проекту котлы БКЗ-420-140-7С АТЭЦ-2 рассчитаны на сжигание Карагандинского промпродукта с использованием информации:

Теплота сгорания, ккал/кг	3 880
Зольность, %	38,7
Влага, %	10,0
Выход летучих, %	30,0

С 1990 года компания была перестроена впервые. Произошел взрыв на лодке, лодке и в Экибастузском хребте.

В соответствии с частью 4.3.33 ПТЭС в лицензированное предприятие РГП «Казэнергонадка» были внесены следующие изменения, результаты которых гарантированы его энергоснабжением и противопожарным оборудованием (ул. ТЭС-420-140-7с, Алма-Ата, ул. Атинская ТЭЦ-2).В последнее времяАТЭЦ-2 сжигает угли только экибастузского месторождения.

Средняя характеристика сжигаемых углей за 2014 год составила:

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

Теплота сгорания, ккал/кг	4 520
Зольность, %	34
Влага, %	5,5

### Котельный цех

Однотрубная вертикально-турбинная котельная установка БКЗ-420-140-7с с циркуляцией природного газа для производства угарного газа из Карагандинского участка.

В обширном водохранилище водохранилища можно использовать природный газ бухарской земли.

Завод-изготовитель-Барнаульский котельный завод. 7-летняя модификация спроектирована с сейсмичностью в состоянии покоя.

Расчетные характеристики сжигаемого котлом промпродукта мокрого обогащения Карагандинских углей:

$$A^p=38,7\%;w^p=10\%;C^p=42,1\%;H^p=267;S^p=0,9\%;$$

$$O^p=4,9\%;N^p=0,7\%;O^p_{H}=3880\text{Ккал/Кг};V^r=30\%.$$

В последнее время на котлах сжигаются угли Экибастузского и Карагандинского месторождений разных разрезов.

Основные характеристики: а/ Экибастузского угля:

Теплота сгорания  $-Q^p_{H} = 4125 - 4560$  ккал/кг

Влажность –  $W_p = 4,9 - 7,5$  %

Зольность -  $A_p =$  до 40,6 % б/ Карагандинского угля:

Теплота сгорания  $-Q^p_{H} = 4100 - 4400$  ккал/кг

Влажность –  $W_p = 2,8 - 5,2$  %

Зольность -  $A_p =$  до 43 %

### 1.2.Краткая характеристика котла

- паропроизводительность	-420Т/ч
-видимое в топке	-103,5х -10 <sup>3</sup> Ккал/м <sup>3</sup> ч.
-давление барабанекотла	-159Кгс/см <sup>2</sup> .
-давлениеперегретого	-140Кгс/см <sup>2</sup> .
Расход навпрыск	-12,7Т/ч
-температураперегретогопара	-560°С.
-температурапитательнойводы	-210°С.
(заводом допускается п.в.=160 °С с паровой нагрузкой не более 89% номинала	
-373,8Т/ч при номинальных параметрах пара).	

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

-температура уходящих газов	-128°С.
-температура ядра факела	-1922°С.
-температура на выходе из топки	-1079°С.
-температура воздуха за I ст. ТВП	-343°С.
-температура холодного воздуха	-30°С.
температура воздуха за I ст. ТВП	-210°С.
температура питательной воды за I ст. ВЭ	-234°С.
-температура питательной воды за II ст. ВЭ	-310°С.
-температура пара за I ст. ПП	-378°С.
-температура за ПП-I	-396°С.
ШПП-II _433 °С; ПП-III –501 °С; ПП-IV –560°С.	
-поверхность стен топочной камеры и ширм	-1961м2.
-поверхность пароперегревателя(ПП)	-3168м2
-то же водяного экономайзера(ВЭ)	-4150м2.
-то воздухоподогревателя(ПВП)	-26838м2.
-ширина котла по осям колонн	-19,5м.
-глубина котла по осям колонн	-20м.
-высота котла	-42м.
-полный металл котла	-2580т
-вес под давлением	-868т

## 1. 10 Турбинный цех

### 1.10.1 Турбина ПТ-80/100-130/13

Турбина паровая турбина ПТ-80 / 100-130 / 13 с конденсацией с двумя регулируемые бункерами сгорания и двухступенчатой термообработкой, номинальная мощность до 80 МВт. Турбина является агрегатом двухцилиндрового блока и предназначена для нетокового генератора переменного напряжения типа ТНФ-120-2 мощностью 120 МВт.

Свежая птица поставляется из двойного мешка в двойном ящике, который помещается в вентиляционный клапан

(автоматическая смазка) или запорный клапан, который протекает через переливной канал через трубки (регулирующие клапаны) к постоянному току. Цилиндры в цилиндрах разделены между средним подшипником, в результате чего костные суставы обертывают подшипник.

ЦВД литой конструкции из жаропрочной стали. Умная часть TDD имеет один регулирующий ход и 16 толчков. С самого начала, CWD имеет частичный производственный процесс, но другая часть идет в СКК.

Переход на видеокамеру поддерживается четырьмя регулирующими клапанами, отделенными от передней части CPD. DPD разделен на две чашки трубчатых трубок, которые регулируются клапанами ЦНС. Вычитание КПК из

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

высокомолекулярного углевода лития. Самая крутая часть с ЧПУ сварная.

Проточная часть ЦНД состоит из четырех частей:

Верхняя часть верхней термообработки - один шаг вверх и вниз до 7 шагов. Второй - с термоупругим выбором - прорывной прорыв - имеет два этапа. Сокровище СND - низкий рейтинг - есть только один регулятор и две точки хода.

Регулировка теплопередачи регулируется одной вращающейся диафрагмой, отделенной от СНД.

Ротор высоколегированный (RVD), а низкая скорость ротора (RND) состоит из полного привода и полного привода.

Основные параметры турбины:

Номинальная мощность 80 000 кВт.

Частота вращения ротора 3000м / мин. Турбина рассчитывает следующие параметры: абсолютное поглощение замороженной партии до - 130 кгс / см<sup>2</sup>; Температура замороженной партии перед АЗЗ - 5550С. Количество охлаждающей воды, проходящей через конденсатор — 8000 м<sup>3</sup>/час, при расчетной температуре на входе в конденсатор 20 °С.

### 1.10.3 Турбина Р-50-130/13.

Турбина представлена одноцилиндровым узлом с одноступенчатой регулировкой хода и 16-футовой заглушкой. Роторная турбина легирована, критическое смещение критической частоты составляет 1790 об / мин, генератор снабжен уплотнительной муфтой. Турбина имеет характерную дифференциацию. Самая свежая часть парогенератора отдельно расположена в паровом резервуаре, который размещен на автоматическом клапане, с парой проходов, проходящих через регулирующие клапаны, расположенными в паровых боксах, заключенными в передний цилиндр и перепускной клапан для 4-тактного клапана.

Подача турбины размещена на ободке турбогенератора, а тепловая турбина расширения уходит на дно подшипников.

## 1.11 Компоновка главного корпуса

В объёмно-планировочном решении главный корпус выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки трех турбоагрегатов типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ, двух Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С и представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных:

машинного отделения пролётом 39 м, ряд «А – Б» с пристройкой 12м конденсационном отделении ряд «а – А».

деаэрационного отделения пролётом 12 м , ряды «Б –В»

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				

бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В –Г» котельного отделения пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 метрам.

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного отделения:

пол конденсационного отделения минус 12,00 метров.

отметка обслуживания турбогенераторов 0,00м.

низ ферм перекрытия плюс 16,70м

Компрессорно-конденсаторные агрегаты состоят из турбогенераторов, конденсаторов, питательного, конденсатного и дренажного насоса, гидравлических и пластовых электронасосов, конденсаторов охлаждающей жидкости, регенеративных и сетевых нагревателей.

Турбины и генераторы устанавливаются на бетонном основании в форме конуса или в сочетании с другими конструктивными конструкциями (по принципу острова) во избежание вибрации турбогенераторов. Вакуумные турбогенераторы установлены в области технического обслуживания и являются частью самых длинных взлетно-посадочных полос. Создание турбогенераторов в сфере обслуживания + 0,15 м.

Дымососы ДН – 26х2-0,65 устанавливаются с внутренней стороны основного корпуса, с "Е". 24 и 25 основной корпус стационарных и периодических концов и осей обеспечены монтажными и ремонтными работами на стыках автомагистралей [8].

## 1.12 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

### 1.12.1 Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным ТОО «Алматыэнерго» и «Алматинские тепловые сети», максимальная тепловая нагрузка АТЭС-2 составляет  $Q_{max} = 1065$  Гкал / ч, из которых нагрузочная способность составляет 195 Гкал / ч, скорость загрузки и вентиляции = 870 Гкал / ч.

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопленият<sub>Н</sub><sup>р</sup>= -25° С
- Средняя холодная месяца t<sup>хм</sup>= -7,4°С
- Средняя отопительного периода t<sup>оп</sup><sub>Н</sub> = -2,1°С
- Средняя летнего периода t = +20°

С [9]  $Q^{IV} = Q_{твс} = 195$  Гкал/ч

Тепловая мощность основного оборудования Теплофикационных

Лист

ДП - 5В071700 – 2019– 30

Изм. Лист № документа Подпись Дата



отборов турбин  
 $3 \times \text{ПТ-80/100-130/13}, \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{пт}} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч}$

$2 \times \text{Т-110/120-130}, \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{т}} = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч}$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{\text{отб}} = \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{пт}} + \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{т}} = 240 + 350 = 590$$

Гкал/ч Мощность пиковых бойлеров

$$\text{ПТ-80/100-130}, \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{пт}} = 3 \times Q_{\text{пб}}^{\text{пт}} = 3 \times$$

$$130 = 390 \text{ Гкал/ч Р-50-130}, \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{р}} = 230 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\Sigma Q_{\text{пб}} = \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{пт}} + \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{р}} = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{тэц}} = 0,5 \div 0,55$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{тэц}} = Q_{\text{отб}} / Q^1$$

=0,52 Нагрузка отборов турбин

$$Q_{\text{отб}} = \alpha_{\text{тэц}} Q^1 = 0,52 \times 1065 = 554$$

Гкал/ч Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{\text{пик}} = Q^1 - Q_{\text{отб}} = 1065 - 554 = 511$$

Гкал/ч Данные по тепловым нагрузкам

сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1 - Сводная таблица тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование потребителя	Обозна- чение	Един.	Режи мы			
				1	11	111	1 V
1	Отопление и вентиляция	$Q_{\text{от}}$	Гкал/ч	870	513	405	-
2	Горячего водоснабжения	$Q_{\text{гвс}}$	Гкал/ч	195	195	195	195
3	Итого по ТЭЦ	$Q$	Гкал/ч	1065	708	600	195
4	Основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	554	554	554	195
5	Пиковые сетевые подогреватели	$Q_{\text{пб}}$	Гкал/ч	511	154	46	-

Лист

**ДП - 5В071700 – 2019– 30**

Изм. Лист № документа Подпись Дата

### 1.1.1 Определение расходов пара на собственные нужды ТЭЦ

а) Расход пара на мазутохозяйство

На АТЭЦ-2 мазут используется как растопочное топливо. Теплотворная способность мазута

$$Q_p^p = 38940 \text{ кДж/кг}$$

Расход мазута на растопку энергетических котлов

$$B_{\text{экрасч}} = D_{\text{расч}} (h_{\text{пл}} Q^p \eta - h_{\text{пв}}) = \frac{252(3480 - 994)}{38940 \cdot 0.91} = 17.68 \text{ т/ч},$$

$$38940 \cdot 0.91$$

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30 %

производительностью [1], определяется как

энтальпия пара и воды [3]:

$$h_{\text{пл}} = 3480 \text{ кДж/кг при } P = 140 \text{ ата, } t =$$

$$545^\circ\text{C } h_{\text{пв}} = 994 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 230^\circ\text{C}$$

$$, P_{\text{пв}} = 175 \text{ ата}$$

Расход пара на слив мазута из ж/д

$$\text{цистерн } D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{нв}}), \text{ т/ч}$$

где  $n = 5$  число цистерн в одной ставке слива мазута,  $t_{\text{нв}}$ -

температура наружного воздуха.

Расчет ведем по

$$\text{режимам: } D_{\text{сл}}^1 = 5(0,636 -$$

$$0,0106 (-25)) = 4,5 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{11} = 5(0,636 - 0,0106 (-7,4)) = 3,6 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{111} = 5(0,636 - 0,0106 (-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{1V} = 5(0,636 - 0,0106 (-20)) = 2,1 \text{ т/ч}$$

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища.

На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по  $1000 \text{ м}^3$ . Расход пара

на один резервуар  $1000 \text{ м}^3$ .

$$D_{\text{под}}^1 = 0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}}); \text{ т/ч}$$

Расход пара на три

$$\text{резервуара: } D_{\text{под}} = n (0,876 -$$

$$0,0146 (\pm t_{\text{нв}}); \text{ т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{под}}^1 = 3 (0,876 - 0,0146 (-25)) = 3,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{11} = 3 (0,876 - 0,0146 (-7,4)) = 3,0 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{111} = 3 (0,876 - 0,0146 (-2,1)) = 2,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{под}}^{1V} = 3 (0,876 - 0,0146 (-20)) = 1,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара на разогрев при

$$\text{транспортировке мазута } D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot B_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} =$$

$$0,0665 \cdot 17,68 = 1,2 \text{ т/ч},$$

где расход мазута на котлы  $B_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} =$

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019 – 30	

17,68 т/ч. Полный расход пара  
намазутохозяйство

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}, \text{ т/ч}$$

Расчет по  
режимам:

$$D_{\text{мх}}^1 = 4,5 + 3,7 + 1,2 = 9,4 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{мх}}^{11} = 3,6 + 3,0 + 1,2 = 7,8 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{мх}}^{111} = 3,3 + 2,7 + 1,2 = 7,2 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сл}}^{1V} = 2,1 + 1,8 + 1,2 = 5,1 \text{ т/ч}$$

б) Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25(G_{\text{ут}} + G_{\text{под}}^{\text{тс}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}} G^{\text{в}}_{\text{сеч}}); \text{ т/ч}$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами  $G_{\text{ут}} = 0,02 D_{\text{к}}^1 = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ т/ч}$ ,

где расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D_{\text{к}}^1 = 1,03(n_{\text{пт}} D_{\text{мах}}^{\text{пт}} + D_{\text{мах}}^{\text{р}} + n_{\text{т}} D_{\text{мах}}^{\text{т}}) = 1,03(3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

$$G_{\text{под}}^{\text{тс}} = G_{\text{сет.воды}} = \frac{Q^1}{(t_{\text{пм}} - t_{\text{ов}}) C_{\text{в}}} = \frac{1065 \cdot 10^3}{(150 - 30)1} = 8875 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

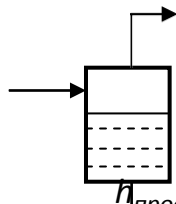
где температуры воды в подающей магистрали  $t_{\text{пм}} = 150^\circ\text{C}$ , температура подпиточной воды теплосети

$$t_{\text{ов}} = 30^\circ\text{C}.$$

Потери пара на мазутохозяйстве

$$G_{\text{мх}}^{\text{пот}} = 0,2 D_{\text{мх}} = 0,2 \cdot 9,4 = 1,8 \text{ т/ч}$$

Количество продуваемой воды из РНП



Расход воды на продувку котлов

$$G_{\text{прод}} = 0,01 D_{\text{к}}^1 = 0,01 \cdot 2884 = 28,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара из РНП:

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \frac{\eta_{\text{сеп}}^{\text{п}} - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{п}} - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}} = 28,8 \frac{1573 \cdot 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

Лист

ДП - 5В071700 - 2019 - 30

Изм. Лист № документа Подпись Дата

–  $h$

где энтальпия воды в барабане  $h_{\text{прод}} = 1573$  кДж/кг,  
энтальпия пара  $P=0,6$  МПа,  $h_{\text{сеп}}^{\text{п}} = 2756$  кДж/кг,  
энтальпия воды из РНП  $h_{\text{сеп}}^{\text{п}} = 671$  кДж/кг.

Тепло отданное продувкой в теплообменнике

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 28,812,0 = 16,8 \text{ т/ч}$$

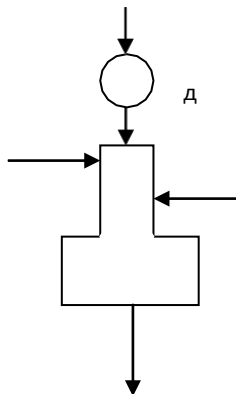
Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 (57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

в) Расчет деаэрата подпитки цикла

$$G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} = G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{пот}}) = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч}$$

Температура воды в деаэраторе



По значению  $t^{\text{в}}$  и температура воды в деаэраторном баке<sup>в</sup> = 43°C  
находим коэффициент  $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$ .

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} \cdot k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}$$

Расход пара на эжекторы

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^{\text{п}} = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС  
т/сети

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{G_{\text{тс}} (h^{\text{п}} - h^{\text{д}})}{\vartheta} = \frac{8875 (167 - 159)}{\vartheta} = 221 \text{ т/ч}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019 – 30	

$$\square \frac{h^1}{482 - 167} \delta$$

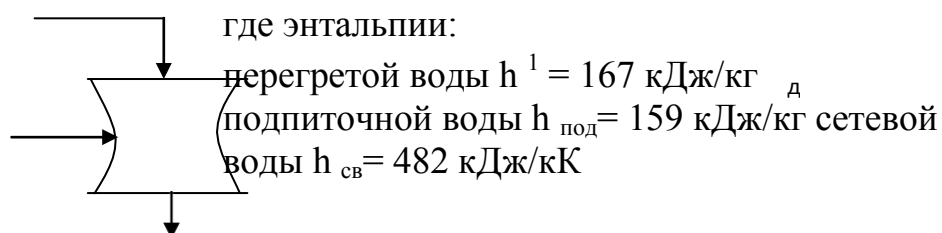


Таблица 2 - Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей и СН АТЭЦ-2

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Един.	Режимы			
				1	11	111	1V
I	Нагрузка по пару 13 ата:						
1	Пар 13 ата на пиковые бойлера	$D_{п}^{ПБ}$	т/ч	698	210	63	
2	Расход пара 13 ата на мазутохозяйство	$D_{п}^{МХ}$	т/ч	9.4	7,8	7.2	5.1
3	Расход пара 13 ата на эжекторы вакуумного деаэратора	$D_{п}^{ЭЖ}$	т/ч	0.5	0,5	0,5	0,5
4	Расход пара 13 ата на подогрев подпиточной воды	$D_{п}^{под}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Итого:	$D_{п}^{ПБ}$ $Q_{п}$	т/ч Гкал/ч	715,6 524	226 166	78,4 57	13,3 9,7
II	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
1	На основные сетевые подогреватели	$Q_{осп}$	Гкал/ч	554	554	554	554
2	На подогреватели сырой воды	$Q_{св}$	Гкал/ч	36	36	36	36
	Итого:	$Q$	Гкал/ч	590	590	590	225
	Всего:	$Q_{\Sigma}$	Гкал/ч	1114	756	647	234,7

Компактность охлаждающей жидкости в охлаждающей жидкости является основным фактором при использовании собственных тепловых

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

электростанций, а также того, сколько основных частей земли расположено в зонах замерзания крупных водоемов. Схема оснащена водоохладителями с двумя винтами. Циркуляционные насосы обычно устанавливаются в машинном отделении - на двух турбинах, с комбинацией различных видов подачи воды, но без оговорок.

### 3.1.1 Оросители градирен

Термоусадочные аппараты являются основным конструктивным элементом охладителя, определяющим его охлаждающую способность. Конструкция сопла должна быть обеспечена достижением контактной поверхности плунжера при оптимальных аэродинамических коэффициентах. Характерными особенностями предварительного нагрева поверхностей может быть формирование: покрытия, капли (с покрытием), комбинации и Брыз. Любой тип оберточного устройства может иметь различные конструкции различных элементов и размеров, а также может быть отделен от различных материалов. Обеспечивая влияния высокого сброса, фильм-как, но не 10 чувственное в пользу нефтехимических веществ, возбужденных продуктов, и других излишних дискомфорта. При пленочных препаратах концентрацию нефтепродуктов следует увеличить до 25 мг / л, а концентрацию-до 50 мг / л. Общая концентрация сырой нефти, нефтепродуктов и нефтепродуктов составляет 25,120 мг / л, применяют дифтерийные или капучиносодержащие валики, экстрагированные из детергентов сетчатки, и концентрированные в витаминах отдельно, более 120 мг / л, брикеты. В последнее время приходится наносить чистейшие пленочные покрытия и листовые конструкции, размер капилляра уходит к минимуму или полностью. Плиты и листы пленки могут быть изготовлены из различных материалов: дерево, асбестоцемент, пластик, металлы, бумага и картон, отличительные отличительные смолы и так далее. Асбестоцементное и деревообрабатывающее оборудование для производства основных материалов. Асбестоцементные ролики изготавливаются из стандартного золы или цементированного асбестоцемента, который, как и древесина, хорошо поливается, гигроскопичен, поглощает воду в объеме до 12% от собственной массы. К счастью, это качество лучше всего обеспечивается пленкой воды, которая необходима для эффективности охлаждающего погреба.

						<i>Лист</i>
					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

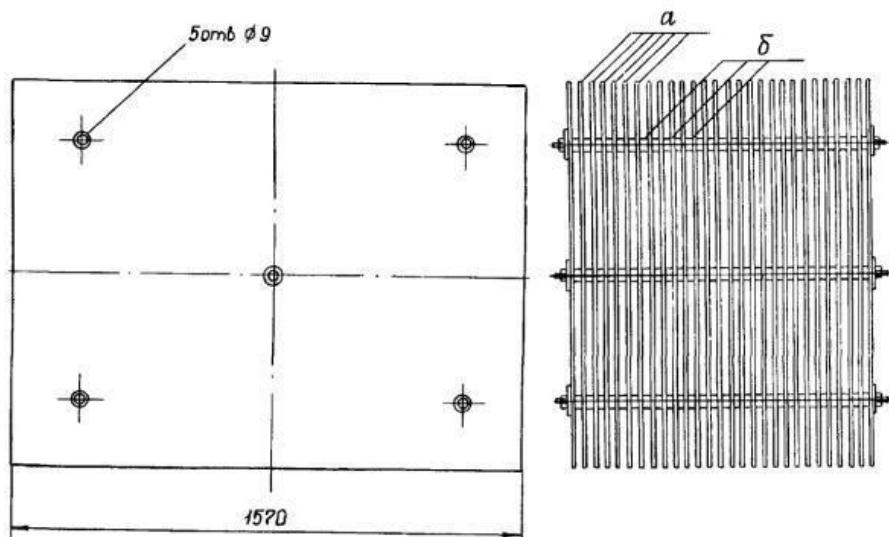


Рисунок 1 - Блок оросителя из асбестоцементных листов:  
а - асбестоцементный лист; б - керамические прокладки

Сравнительный анализ технических характеристик водоуловителей показано в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнительный анализ технических характеристик водоуловителей

Номер	Водоуловитель	Скорость воздуха, м/с	Капельный % (от расхода охлаждающей воды)	Коэффициент сопротивления $\xi_{\text{в}} \text{ в}$
4.2.1	Деревянный жалюзийный двухрядный	2,5	0,011	4,7
4.2.2	Решетчатый из элементов ПР- 50 (четыре слоя) из ПНД	1,5	0,001	2,6

**3.1 Предусмотрение установки самостоятельной системы охлаждения для турбоагрегатов ст.№7, 8 с устройством перемычки между существующей и проектируемой оборотными системами.**

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

### 3.2 Описание ситуации

С установкой турбоагрегатов ст.№7,8 типа Т-120/130-130 сохраняется обратная система технического водоснабжения ТЭЦ-2.

Турбо-паровые двигатели типа Т-120 / 130-130 типа № 7,8 оснащены системой технического охлаждения ТЭЦ-2. Для аварийного охлаждения турбина конденсационного режима турбина № 1, 8 входит в состав промышленной системы водоснабжения, которая оснащена самоходной системой охлаждения турбоагрегатов № 7, 8 с сменной сменной и проектируемой круговой системой. Для удобства кулеров предусмотрены дополнительные градирни с реконструкцией основного корпуса трехступенчатым вентиляторным охладителем площадью 648 м<sup>2</sup> на этаж. В расширенной части основного корпуса до проектируемых корпусов охлаждения также имеется планка из основных круговых водяных струй. При работе ТЭЦ в летнем и конденсационном режиме нагретая техническая вода после конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования главного корпуса подается на оросители градирен №1÷9 по существующим и проектируемым магистральным циркуловодам. При работе теплоэлектростанции в режиме отопления конденсаторы и аксессуары поставляются в бассейн, установка вентилятора и градирни отключаются. Гротовочная система технического водоснабжения (повреждение от замерзания воды) с установкой оборудования будет отрегулирована согласно принципиальной схеме.

#### 3.1.2 Проектируемые сооружения системы технического водоснабжения

В соответствии с расходом воды, для охлаждения существующих и проектируемых турбин и вспомогательного оборудования главного корпуса, с учетом производства конденсата, в качестве искусственного охладителя дополнительно к существующим градирням № 1-6 после их реконструкции предлагается установить три двухсекционные вентиляторные градирни № 7-9 с площадью орошения 648 м<sup>2</sup> каждая, начиная от временного торца главного корпуса. С учетом строительства, опыта эксплуатации существующих градирен по сейсмичности участка составляет 9 баллов, просадки грунтов II категории, проектируемые градирни принимаются аналогично существующим. С учетом летне - конденсационного режима существующего и Проектируемого оборудования, от временного торца главного корпуса расположены три двухсекционные градирни с площадью орошения 324 м<sup>2</sup> каждая, общая площадь орошения проектируемых градирен 1944м<sup>2</sup>. Оборудование проектируемых градирен принято аналогично существующим градирням. При расширении ТЭЦ с установкой т.а. ст.№7, 8 аналогично существующему оборудованию устанавливаются четыре циркуляционных насоса марки Д6300-27 расходом 6500 м<sup>3</sup>/ч, напором 24,0 м.в.ст, по два насоса у каждой турбины в кармане вдоль ряда "А" на отметке – 12,0 м. Существующие и

									<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				



проектируемые насосы соединены между собой общей перемычкой. В соответствии с проведенными гидравлическими расчетами пропускная способность существующих магистральных циркуляционных трубопроводов диаметром 1000-1800 мм будет обеспечиваться только в летне-конденсационном режиме, т. е. Статья 1-6. Учет тепловых нагрузок при максимальном расходе охлаждающей воды 48000.0 м<sup>3</sup>/ч. Для ТП ст. 7 и ст. 8 предусматривают независимую циркуляционную систему технического водоснабжения с перемычкой между существующей и проектируемой циркуляционными системами. Устройство перемычки позволит, при необходимости, использовать башни по прогнозам охлаждения нет. 7-9 для охлаждения оборотной воды. Искусство. №1№ 6. Предназначен для основных круглых цепей в основном корпусе и диаметром 1000 × 1800 мм. Круглый диаметр 1600x1800 мм выполнен из листовой футеровки с балками корпуса. Емкости для воды имеют легированную антикоррозионную стойкость. Круговая дренажная система представляет собой подложку, которая соединена с крышей из ферросплава. Для восстановления и гидротермальной гидротерапии, меры предосторожности.

### 3.2 Расчет и выбор градирен с учетом расширения ТЭЦ-2 III очереди

#### 3.2.1. Исходные данные

Тепловые электрические станции являются одним из самых продвинутых пользователей воды, которая используется для охлаждения технологического оборудования. Основное использование технологической воды на ТЭС - это тепло, вырабатываемое теплом от радиатора от турбины в конденсаторах. Для этого теплоэлектростанция получит 92-94% всей использованной воды. Абсолютные ноты потока воды. абсолютные магнитные потоки для некоторых типов турбинных электростанций включены в таблицу 12.

Таблица 12 - Охлаждающая вода для турбинной электростанции

Турбина	Расход, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч
К-200-12,8	25
К-300-23,5	36
К-500-23,5	52
К-800-23,5	80
Т-120/130-12,8	16
Т-250/300-23,5	28

Исходя из таблицы 12, двух турбин с объемом охлаждающей воды 32 000 м<sup>3</sup> / час. Когда конденсатор турбоагрегата закипает охлаждающую воду, турбина охлаждается до температуры от 280 °С до 320 °С. Колебания температуры запускаются при t<sub>1</sub> = 320 °С, и температура падает от охлаждающей жидкости до t<sub>2</sub> = 280 °С. Т.е. охлаждающий бак 40С. Термометр холодильника изготовлен из нерабочих материалов для работы в летние месяцы в атмосфере. Однако температура и влажность атмосферы не выше нормы, так как за ними можно наблюдать в течение как минимум нескольких лет, и чем выше температура и влажность, тем больше размеры охлаждающей воды и соответствующая коррозия. При низких или низких температурах минимальная температура и влажность могут быть увеличены за счет того, что фактические перепады температуры от охлаждающей жидкости к более прохладному периоду летом (сезону) не должны компенсировать технологические продукты до требуемой температуры t<sub>p</sub>.

Для расчета из расчета значений дистилляции дистиллята можно использовать среднюю температуру или среднюю долговечность средней температуры воздуха для кондиционера и для выдержки районных строителей на охлаждение (или даже около 5-10 лет).

Измеренные значения для забора атмосферного воздуха для района строительства градиента определяются в соответствии с таблицей 14 по метеорологическим параметрам шельфа 2 образца.

Таблица 13 - Метеорологические параметры обеспеченности

Категория водопотребителя	Зависимость технологического процесса производства или работы оборудования от превышения температуры охлажденной воды (или продукта) над расчетной	Обеспеченность метеорологических параметров за летний период года (июнь, июль, август) при расчете градиент, %
1	Нарушение технологического процесса производства в целом и, как следствие, значительные убытки	1 (1 дн.)
2	Допускаемое временное нарушение технологического процесса отдельных установок	5 (5 дн.)
3	Временное снижение экономичности технологического процесса производства в целом и отдельных	10 (10 дн.)

Таблица 14 – Расчетные параметры атмосферного воздуха

Пункты наблюдений	Обеспеченность параметров атмосферного воздуха, %								
	1			5			10		
	U	$\phi$	$\tau$	U	$\phi$	$\tau$	U	$\phi$	$\tau$
Алма-ата	32	28	19,8	27,7	31	17,4	26,5	34	17
Астрахань	30,4	52	23,2	28,8	55	22,4	27,8	56	21,6
Ашхабад	36,3	18	20,2	34,8	20	19,8	33,9	22	19,7
Горький	26,8	48	19,6	24	52	17,8	22,7	56	17,3
Иркутск	22	63	17,6	20,5	68	16,9	19,7	71	16,5
Казань	26,8	43	18,7	24,6	51	18,2	23,4	55	17,8
Краснодар	28	55	21,6	26,5	57	20,6	25,5	59	20,1
Красноярск	24,4	55	18,6	22,5	61	17,8	21,4	64	17,2
Ленинград	26	56	20,1	23,2	60	18,3	21,7	63	17,4
Луганск	30,1	30	18,8	27	37	17,8	25,7	44	18
Москва	27	55	20,8	24,5	57	19	22,9	59	17,9
Новосибирск	25,4	54	19,3	23,3	59	18,2	22	63	17,6
Омск	27,4	44	19,4	24,1	50	17,6	22,5	55	17
Свердловск	25,8	49	18,8	23,2	57	17,8	21,5	62	17
Ташкент	31,2	37	21	29,4	38	19,8	28,6	40	19,6
Томск	24,3	60	19,2	22,3	64	18	21	68	17,4
Тула	25,5	56	19,6	23,1	60	18,2	21,6	63	17,3
Уфа	27,6	44	19,5	25,3	48	18,3	23,8	53	17,8
Харьков	28,5	38	19,2	26,4	45	18,8	24,9	52	18,6
Челябинск	26	51	19,4	23,7	54	15,8	22,4	58	17,3

Для Алматы по таблице 13 мы выбираем обеспеченность в 10%, и по таблице 14 выписываем параметры атмосферного воздуха:

Температура по сухому термометру  $U=26,5^{\circ}\text{C}$ , Температура по сухому термометру  $\tau=17^{\circ}\text{C}$ , Влажность  $\phi=34\%$ .

Барометрическое давление для Алматы примем равным  $p_0=680$  мм.рт.ст..

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3.2.2. Выбор типа и конструкции градирен

Угол передней головки не может быть определен типом и конструкцией охладителя, оснований основания, полированного вентилятора, размерами воздушного потока, воздухоочистителем, форсункой, генератором водяных лопастей. При расчете наибольшего разнообразия существующих типов и конструкций, охлаждения и применения жесткости выбор рационального типа для каждой конкретной системы кругового водоснабжения всегда может быть один к одному. Привилегии в таблице 7.12 [1, с. 412-416] систематизированные дренажные системы на основе вентиляторов и бассейновых кулеров могут быть снабжены предварительно отобранными опциями для возможного охлаждения и технологии охлаждения и технико-экономических решений.

### 3.2.3. Методика расчета параметров градирен

Технологические оценки антироликов можно разделить на два этапа. На шаге 1 определяется удельный воздушный поток, на шаге 2, на шаге 2 - ссадины от морщин и морщин (пол) Н.

Этап 1. Для определения удельного расхода воздуха  $\Omega$  вычисляют вспомогательные параметры  $Y, U$  и  $R$

Этап 2. На этапе 2 технологического расчета определяются плотность орошения  $q_{ж}$ , кг/м<sup>2</sup>\*ч, и число градирен секций  $N$ .

### 3.4.2 Технологический расчет проектируемых градирен

Исходные данные:

$$G_{ж} = 32\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$$

$$t_1 = 32\ ^\circ\text{C}\ t_2 = 28\ ^\circ\text{C}\ U = 26,5\ ^\circ\text{C}$$

$$\varphi = 0,34$$

$$\tau = 17\ ^\circ\text{C}$$

$$p_0 = 680\ \text{мм.рт.ст.} = 90,44\ \text{кПа.}$$

Градирия вентиляторная секционная ( $f_{op} = 648\ \text{м}^2$ ,  $h_{op} = 4,7\ \text{м}$ ).

Ороситель пленочный (винипласт) из волнистых листов - перекрестная волна под углом 90 град. [1, см. схему III на рисунке 7.13 с. 379]

По таблице 7.19 [1, с. 428]:  $A = 0,630\ \text{м}^{-1}$ ;  $m = 0,569$ ;

$$k_{op} = 0,12 \cdot 10^{-3}; \zeta_{co} = 12,38.$$

Водоуловитель пластмассовый с криволинейным очертанием лопаток [1, см. схему IV на рисунке 7.20 с.386]:

По таблице 7.3 [1, с. 387]:  $\zeta_{бу} = 3,8$ .

Вентилятор фирмы «Нема» с нижним приводом

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				

По таблице 7.22 [1, с. 436]:  $L = -1,7 \cdot 10^{-12} \text{ кг} \cdot \text{ч}^2 / \text{м}^8$ ;  $M = 5,78 \cdot 10^{-6} \text{ кг} \cdot \text{ч} / \text{м}^3$ ;  
 $d_B = 12,597 \text{ кг} / \text{м}^2$ ;  $\xi_{\text{вы}} = 20$  при  $\bar{f} = f_{\text{ок}} / f_{\text{оп}} = 0,42$  по рисунку 7.43 [1, с. 437].  
 ор

Для этой градирни  $l = 4,7 \text{ м}$ .

Таблица 15 – Исходные данные

Исходные данные		
Наименование	Обозначение	Значение
Расход оборотной воды в системе	$G_{\text{ж}}$ , м3/ч	32000
Температура нагретой воды	$t_1$ , °C	32
Температура охлажденной воды	$t_2$ , °C	28
Температура атмосферного воздуха по сухому термометру	$U_1$ , °C	26,5
Температура атмосферного воздуха по влажному термометру	$\tau_1$ , °C	17
Относительная влажность воздуха	$\phi_1$ , доли	0,34
Давление атмосферного воздуха	$P_0$ , мм.рт.ст.	680
Градирня вентиляторная секционная:	-	-
Площадь орошения	$f_{\text{оп}}$ , м <sup>2</sup>	648
Высота орошения	$h_{\text{оп}}$ , м	1,4
Ороситель пленочный (винипласт) из волнистых листов - перекрестная волна под углом 90 град.:	-	-
Основные параметры градирни в зависимости от конструкции оросителя:	-	-
	$A$ , м <sup>-1</sup>	0,63
	$m$	0,569
	$k_{\text{оп}}$ , м*ч/кг	0,00012
	$\xi_{\text{со}}$ , м <sup>-1</sup>	12,38
Водоуловитель пластмассовый с криволинейным очертанием лопаток	$c$	-

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

Коэффициент сопротивления	$\xi_{\text{бу}}$	3,8
фирмы НЕМА с нижним приводом:	-	-
Характеристики вентилятора градирни:	-	-
	$L, \text{кг}\cdot\text{ч}^2/\text{м}^8$	$1,7\cdot 10^{-12}$
	$M, \text{кг}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$	$5,78\cdot 10^{-6}$
	$d_b, \text{кг}/\text{м}^2$	12,597
	$\xi_{\text{гр}}$	20
	$l, \text{м}$	4,7

Таблица 16 - Константы

Константы		
Наименование	Обозначение	Значение
Удельная теплоемкость воды	$C_{\text{ж}}, \text{кДж}/\text{кг К}$	4,19
Удельная газовая постоянная воздуха	$R_{\text{в}}, \text{Дж}/\text{кг К}$	287,1
Удельная теплота парообразования	$r, \text{кДж}/\text{кг}$	2493
Ускорение свободного падения	$g, \text{м}/\text{с}^2$	9,81

Таблица 17 – Технологический расчет

Технологический расчет		
Этап 1		
При $t_1=26,5^{\circ}\text{C}$ :		
Парциальное давление насыщенного водяного пара	$p''_{\text{т}}, \text{кПа}$	3,462
Плотность насыщенного водяного пара	$\rho''_{\text{т}}, \text{кг}/\text{м}^3$	0,0251
Плотность воздуха	$\rho_1, \text{кг}/\text{м}^3$	1,178
Удельная энтальпия воздуха	$i_1, \text{кДж}/\text{кг}$	55,38
При $t_1=32^{\circ}\text{C}$ :		

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Парциальное давление насыщенного водяного пара	$p''_{\tau}$ , кПа	4,753
Плотность насыщенного водяного пара	$\rho''_{\tau}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,0339
Удельная энтальпия воздуха	$i''_1$ , кДж/кг	75,72
При $t_1=28^{\circ}\text{C}$ :		
Парциальное давление насыщенного водяного пара	$p''_{\tau}$ , кПа	3,779
Плотность насыщенного водяного пара	$\rho''_{\tau}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,0272
Удельная энтальпия воздуха	$i''_2$ , кДж/кг	60,24
При $t_{cp}=30^{\circ}\text{C}$ :		
Парциальное давление насыщенного водяного пара	$p''_{\tau}$ , кПа	4,242
Плотность насыщенного водяного пара	$\rho''_{\tau}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,0303
Удельная энтальпия воздуха	$i''_m$ , кДж/кг	67,41
Изменение удельной энтальпии воздуха	$\Delta i''$	0,29
Вспомогательные параметры:		
	$Y$	4,39
	$k$	0,953
	$U$	3,850
	$R$	0,604
	$x$	3,4
Удельный расход воздуха	$\Omega$	1,132
Этап 2		
Коэффициенты сопротивления градирни:		
	$\xi_1$	$4,86 \cdot 10^{-4}$
	$\xi_2$	41,6

Коэффициенты кубического уравнения:		
	$a_B$	$2,078 \cdot 10^{-12}$
	$b_B$	$3,826 \cdot 10^{-7}$
	$c_B$	$1,85 \cdot 10^{-3}$
Решение кубического уравнения:		
	$p_1$	$2,56 \cdot 10^{14}$
	$p_2$	$-4,06 \cdot 10^9$
	$D$	$-1,576 \cdot 10^{27}$
	$r_p$	$6,38 \cdot 10^4$
	$\cos\phi$	0,988
	$\phi$	0,154
	$\phi/3$	0,051
	$Z$	$6,94 \cdot 10^4$
Плотность орошения	$q_{ж}, \text{кг/м}^2 \cdot \text{ч}$	$8,01 \cdot 10^3$
Число секций градирен	$N$	6,142
Расчетная подача воздуха вентилятором	$G''_{в}, \text{м}^3/\text{ч}$	$3,08 \cdot 10^6$
Номинальная подача воздуха вентилятором	$G_{в}, \text{м}^3/\text{ч}$	$2,70 \cdot 10^6$
Отклонение	$\Delta, \%$	14

Вывод:

Аналитические и маркетинговые исследования различных материалов, применяемых для дизайнеров и водоуловителей, доказали свою эффективность в повседневной работе с пластмассами.

При соединении с охлаждающим баком для расширения ТЭЦ-2

АО "АлЭС" со следующими пунктами оборудования для типа пылесоса:

- пленки (ветровое стекло) из волнистых листов - пересекают волновод под углом 90 градусов.

- с пластиковыми сварщиками, с кривыми покрытиями.

Для удовлетворения потребности в охлаждаемой воде для турбин типа Т-120/130-130-8 ст. №7-8 устанавливаем три двухсекционные градирни.

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	



Технические характеристики устанавливаемых градирен приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики градирен

Характеристика	Показатель
Тип градирни	противоточная, секционная
Число секций	2
Площадь орошения градирни, м <sup>2</sup>	2х324
Высота орошения, м	1,4
Расход охлаждаемой воды, м <sup>3</sup> /ч	32000
Глубина охлаждения, °С	4
Ороситель	пленочный (винипласт)
Водоуловитель	криволинейный (пластмасса)
Вентилятор	"НЕМА"
Диаметр рабочего колеса, м	10,4
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	91
Мощность электродвигателя, кВт	250
Расход воздуха, тыс. м <sup>3</sup> /ч	2700
Масса вентилятора, кг	14250
Коэффициент сопротивления градирни	20
Высота градирни, м	4,7
Плотность орошения, кг/м <sup>2</sup> ·ч	8010

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

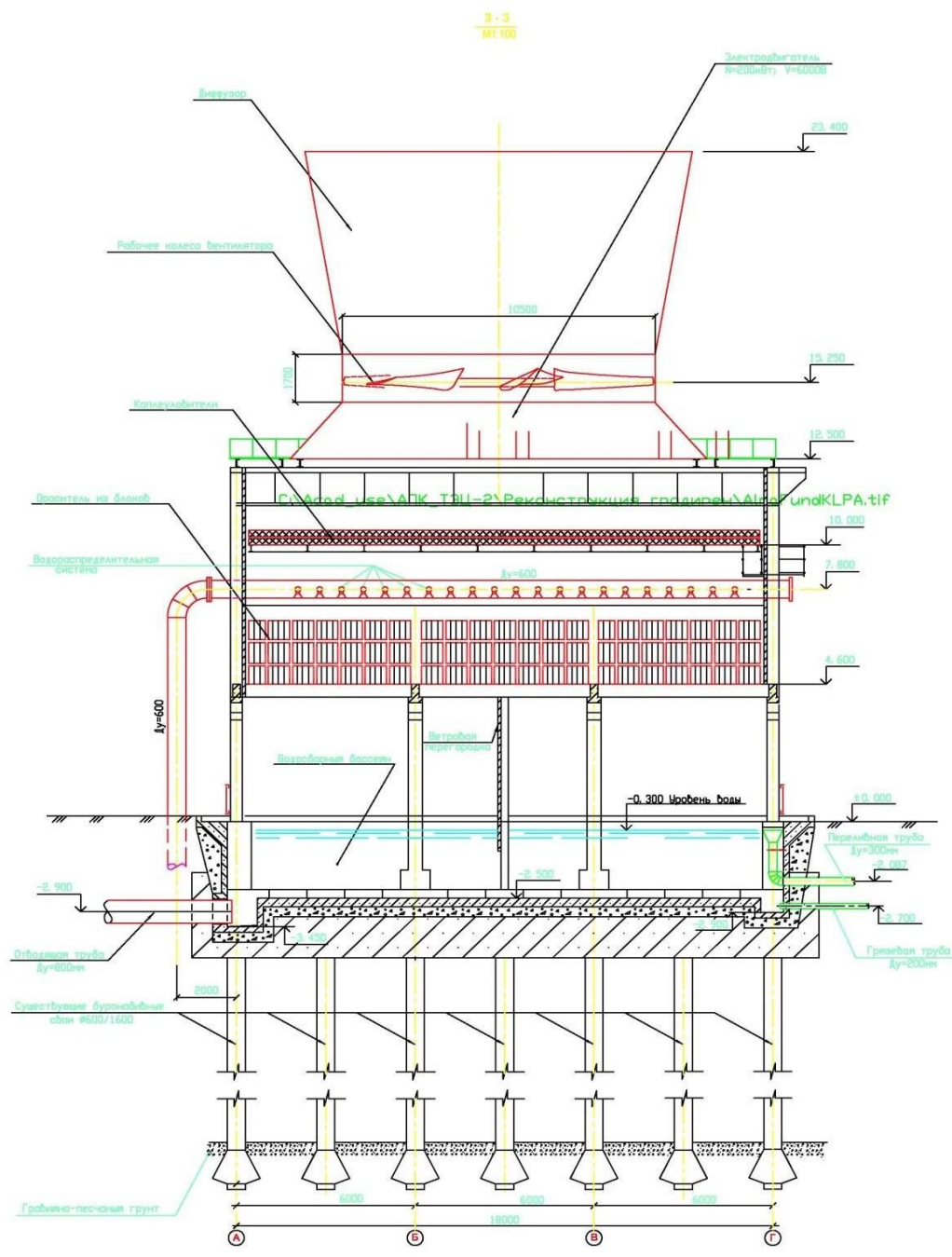


Рисунок 6 – Двухсекционная вентилляторная градирня с площадью орошения 648 м<sup>2</sup>

#### Глава 4 Снижение воздействия АлЭС ТЭЦ-2 на окружающую среду

В конце концов, спрос увеличивается, чтобы защитить окружающую среду от загрязнения. Всякий раз, когда проводится санитарная инспекция вентилятора ИВЛ, инспекция оценит, какой будет источник шума. Хирурги должны позаботиться о соблюдении санитарных норм в окружающей среде.

При установке охлаждения на охлаждающие или производственные объекты требуется акустическое измерение, необходимое для создания

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30	

акустического исчисления и предотвращения предупредительного воздействия на ил.

Когда охладитель охлаждается, можно создать систему вентиляции с настройкой вентилятора на 63-500 Гц и на низких скоростях 500 - 8000 Гц.

В зависимости от конструкции и размеров вентиляторов-охладителей в генераторной сети, можно переключаться с одного из указанных источников, или они могут расплавиться при наддуве.

Он имеет низкий уровень шума, шланг вентилятора, пыльный диск, профилированную прорезь, стружку, подшипниковую конструкцию, электродвигатель и тип привода.

Дополнительные детали также могут быть использованы для обнаружения люльки и вибрации отдельных элементов охладителя (кожуха, диффузора и т. Д.). В случае качественной генерации охладителей охлаждающей жидкости, редуктора, вибрационных конструкций вентилятор ИВЛ неуправляем.

#### **4.1 Расчет шума, создаваемого противоточной вентиляторной градирней**

За счет постепенного расширения проекта «АлЭС» на ТЭЦ-2 была рассмотрена проблема установки трехконтурных двухконтурных вентиляторов-охладителей площадью 648 м<sup>2</sup> и марки «Нем» rsh = 100 м для пожарного управления пожарным персоналом.

Градирня работает круглосуточно. Шум от градирни в помещения административно-управленческого персонала проникает через три окна. Площадь окна  $S = 4 \text{ м}^2$ . Площадь трех окон  $S=12 \text{ м}^2$ . Уровень шума от градирни в помещении административно-управленческого персонала не должен превышать 50 дБА (см. таблицу 26 [5, с. 213-217]).

Невозможно обнаружить потребность в преуменьшении, которое создает ливень на администрацию административно-контрольного персонала через закрытое окно.

Различие требуемого порога шума основано на акустическом расчете.

Акустическое исчисление следует из восьми октавных полозов со средними радиометрическими числами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 8000 Гц.

Калькулятор выдает в следующем порядке:

1) Таблица 25 (5, с.211-212) описывает описательную характеристику (октавный уровень звукового давления).

2) Выберите точку в помещении или на территории, для которой рассчитывается расчет (точки обмена). Избирательные пункты изготавливаются на территории или у хозяев, с наиболее благоприятными районами, а также с количеством видных отправлений. Акустический калькулятор отдельно от расчетного значения.

3) Допускается треугольное падение звукового давления в расчетных точках  $L_{доп}$ , дБ.

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				

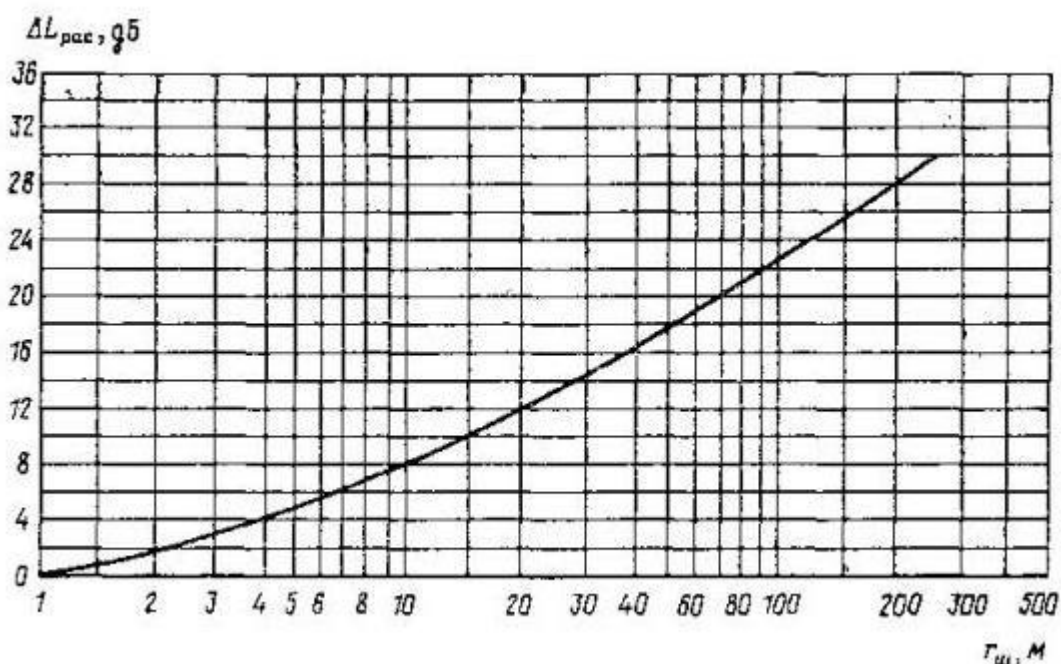


Рисунок 7 - График снижения шума  $L_{рас}$ , дБ, в зависимости от расстояния между градирней и расчетной точкой.

Выходы основаны на фактических размерах, падениях звукового давления, сечении, образованном сгибом, и функции выравнивания на высшем уровне для нескольких рабочих диапазонов (охладителей), который составляет от 1 до 2 дБ, в зависимости от точности измерений. Это тот случай, когда большие размеры в сечении (охладителях) смещения к значению точки указываются на значение сечения, отделенное минимальным расстоянием от расчетной точки.

Рассчитанные суммарные уровни звукового давления могут быть выражены тем фактом, что они находятся на одном уровне с разделением с одним голосом.

Октопетические колебания  $L$ , дБ, возникающие при охлаждении зоны увлажнения в уплотненной области, в закрытом состоянии, путем задания формул:

$$L = L_{тер} - 10 \lg V + 10 \lg S - R_{ок} + 1.$$

Постоянную помещения  $V$ ,  $м^2$ , в октавных полосах частот следует определять по формуле:

$$V = V_{1000} m_{мин}.$$

Требуемая степень октавного уровня звукового давления  $\Delta L_{тер}$  в точной точке в области или на прилегающей территории в четко определенной области определяется по формулам:

$$\Delta L_{тер} = L - L_{доп}.$$

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

Таблица 19 – Результаты расчета

№ п.	Показатель	Ссылка	Рассчитываемое значение при среднегеометрической частоте октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	Шумовая характеристика секционной противоточной вентиляторной градирни L, дБ с вентилятором марки Нема	Табл .24 поз. I	84	82	80	83	75	69	61	55
2	Величина $\Delta L_{рас}$ , дБ, при $r_{ш}=100м$	Рис. 3.1	23	23	23	23	23	23	23	23
3	Показатель направленности излучения звука $\Delta L_n$ , дБ	Табл .28	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Снижение уровня звукового давления полосами зеленых насаждений $\Delta L_{зел}$ , дБ, $l=0м$	Табл .30	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Октавные уровни звукового давления, $L_{тер}$ , дБ, создаваемого градирней на расстоянии $r_{ш}=100м$ у фасада помещения	Формула 2.1	61	59	57	60	52	46	38	32
№ п.	Показатель	Ссылка	значение при среднегеометрической частоте октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	Частотный множитель m	Табл .32	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2

7	Постоянная помещения В:	Табл.31	32,5	31	32	37,5	50	75	120	210
	$V_{1000}=V/6$		50	50	50	50	50	50	50	50
8	10lgB, дБ		15,12	14,91	15,05	15,74	16,99	18,75	20,79	23,22
9	10lgS, дБ		10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79
	S, м <sup>2</sup>		12	12	12	12	12	12	12	12
10	Звукоизолирующая способность окон R, дБ:	Табл.30								
	а) открытых		0	0	0	0	0	0	0	0
	б) закрытых		12	16	24	27	31	33	32	32
11	Октавные уровни звукового давления, L, дБ, создаваемые в помещении архива при протекании шума от градирни через окна:	Формула 2.3								
	а) открытые		57,67	55,88	53,74	56,05	46,80	39,04	29,00	20,57
	б) закрытые		45,67	39,88	29,74	29,05	15,80	6,04	-3,00	-11,43
12	Допустимые уровни звукового давления в помещении, L <sub>доп</sub> , дБ	Табл.26	71	61	54	49	45	42	40	38
13	Величины требуемого снижения	Формула								
№ п.	Показатель звукового давления	Ссылка	Рассчитываемое значение при среднегеометрической частоте октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

$\Delta L_{тр}$ , дБ, при окнах:									
а) открытых	-13,33	-5,12	-0,26	7,05	1,80	-2,96	-11,00	-17,43	
б) закрытых	-25,33	-21,12	-24,26	-19,95	-29,20	-35,96	-43,00	-49,43	

Как видно из таблицы 2.1. Дополнительных мер по снижению шума от градирни в офисе административно-управленческого персонала с закрытыми окнами не требуется. В то же время, из поз. 13, но из этого следует, что октавные уровни звукового давления в административно-управленческом аппарате при проникновении шума с прилегающей территории в градирню с открытыми окнами превышают допустимые уровни звукового давления, установленные нормами в двух октавных диапазонах со средними геометрическими частотами 500, 1000 Гц. Поэтому необходимо предусмотреть дополнительные меры по снижению уровня звукового давления в административно-управленческом аппарате. Также уровень звукового давления можно снизить, изменив режим работы градирни - отключив ее на период от 23 до 7 ч (см. таблицу 27 [5, С. 217-218]) или с помощью защитных экранов, которые могут быть использованы для снижения уровня звукового давления на 10-25 дБ.

Вывод:

Борьба с шумом вентиляторных градирен должна вестись также по следующим основным направлениям:

а) уменьшение шума в источнике (градирне) - конструктивными и административными методами (создание и применение малошумного источника, регламентация времени его работы и мест расположения на территории);

б) снижение шума на пути его распространения в городской среде от источника (градирни) до объекта шумозащиты;

в) устройство шумозащиты непосредственно на объекте конструктивно-строительными методами, обеспечивающими улучшение звукоизоляционных качеств ограждающих конструкций, зданий и сооружений.

Может быть рекомендовать доставить:

вентиляционный вентилятор ситового переключения для расчета изменений в конструкции или работе креплений двухскоростного привода;

вспомогательные диффузоры с непостоянной подложкой внутренней поверхности диффузора с пластиковой пленкой для защитного материала;

аэродинамические характеристики воздушных перегородок вентиляторов;

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				

в случае, где это возможно, с заранее заданным режимом работы, с задержкой часов (с 23 до 7 часов);

лопнувшая с охлаждением звуковая энергия в счетчике, противоположная рассматриваемой безличности.

В контексте предпринимательской деятельности можно рекомендовать следующее:

- удаление холодильных камер для отделений неотложной помощи;
- установка кулеров в натуральную или искусственную отделку или среднего размера;
- устройство, в котором отвертка и объект просматриваются в видеопотоках, колыбелях, подставках, поло-теплицах;
- Использование вентиляционных охладителей для отверток, расположение рельефа (см. СНиП II-12-77);

Серьезность возмущения может быть выполнена с помощью клейкой ленты (см. «Типичная вентиляционная установка», серия 5.904-17, 1982).

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## Глава 5 Экономический раздел

В городе Алматы интенсивность тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения будет постоянно изменяться.

ТЭЦ-2 (АО «АлЭС») с увеличением электрической и тепловой мощности за счет расширения мощности тепловой перекачки:

- по однотрубной схеме через СПЛ в западной части города;
- потермодинамическая схема через ТЭЦ-1 в центре города;
- двухфазная схема водоснабжения в строительстве Сайранского района;
- двухуровневая схема в районной строительной мастерской под названием «Калкаман».

Централизованное теплоснабжение с комбинированным теплообменником и электрической энергией на ТЭЦ - использование рационального использования актуальных ресурсов для теплоснабжения. Благодаря хорошим экономическим, экологическим и социальным преимуществам, эта система является доминантной системой теплоснабжения в самых густонаселенных городах Казахстана, в т.ч. Алматы.

От руководителя производства рассчитывается энергия и тепловая энергия до и после расширения ОАО «АлЭС» ТЭЦ-2.

Исчерпывающие данные для Расчёты являются данными АО «АлЭС» ТЭЦ-2 рассчитаны ранее:

- электрическая энергия обращения: до 2758,6 млн. КВтч;

Выработка электроэнергии после отпуска электроэнергии:  $E_V = 3718,6$  млн. КВтч;

Термоакустическая экстракция:  $- Q_W = 5141,5$  тыс. Гкал;

Выработка термоэлектрической энергии после извлечения конденсата:  $Q_v = 6608,8$  тыс. Гкал;

В целях определения тепловой энергии производства тепловой и электрической энергии расходы производятся на производство энергии.

### 5.1 Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии для существующего состояния ТЭЦ-2

#### 5.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ-2

При работе электростанций часть вырабатываемой энергии питается от необходимых станций собственных нужд. Этот тип источника питания является одним из наиболее распространенных типов оборудования и оборудования, используемых в совокупности, использование подвала, техническое и техническое оборудование технического и технологического

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30				

оборудования, а также техническая и финансовая политика на станции.

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 8% ( $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ ), а тепловой энергии 1 % ( $Q_{\text{сн}}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) \quad (5.1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 2758,6 \cdot (1 - 0,08) = 2537,9 \text{ млн. кВтч,}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) \quad (5.2)$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 5141,5 \cdot (1 - 0,01) = 5090,1 \text{ тыс. Гкал,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{в}}$  и  $Q_{\text{в}}$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

### 5.1.1 Определение затрат на топливо

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

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_{\text{э}} \quad (5.3)$$

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_{\text{э}} = 2537,9 \cdot 320 = 812,13 \text{ тыс. тут,}$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{от}} \cdot b_{\text{т}} \quad (5.4)$$

$B_{\text{т}} = Q_{\text{от}} \cdot b_{\text{т}} = 5090,1 \cdot 200 = 1018,01 \text{ тыс. тут.}$  Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} \quad (5.5)$$

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 812,13 + 1018,01 = 1830,14 \text{ тыс. тут.}$$

В связи с тем, что перевозка товаров и транспортировка осуществляется по натуральной траве, откуда благословенный свадебный выезд невозможно пересадить в натуральные волокна.

Показатель естественного населения:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} \cdot K_{\text{п}}$$

где  $K_{\text{п}}$  - коэффициент преобразования средней производной в натуральном, это следует из совпадения уравнения теплопередачи нормального и натурального волокон:

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>				

$$K_{\Pi} = Q^Y / Q^H_{\rho}$$

$$K_{\Pi} = Q^Y / Q^H_{\rho} = 7000 / 4000 = 1,75,$$

$$B_{\Pi} = B_y \cdot K_{\Pi} = 1830,14 \cdot 1,75 = 3202,76 \text{ тыс. тнт.}$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива определяются, где R- расстояние:

$$C_{\text{тр}} = R \cdot (0,8 - 1,0) \quad (5.8)$$

$C_{\text{тр}} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 1420 \cdot 0,9 = 1278$  тенге/тнт. Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_{\text{т}} = B_{\Pi} (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) \quad (5.9)$$

$$I_{\text{т}} = B_{\Pi} \cdot (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) = 3202,76 \cdot (1500 + 1278) = 8897,3 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.2 Расчет затрат наводу

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. Расходы на воду на ТЭЦ -2 составляют 1,6 тг/кВт·ч.

$$Z_{\text{в}} = \Xi_{\text{в}} \cdot 1,6 \quad (5.1)$$

0)

$$Z_{\text{в}} = \Xi_{\text{в}} \cdot 1,6 = 2758,6 \cdot 1,6 = 4413,8 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.3 Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут, а для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 гут при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_{\text{э}} = 123 : b_{\text{э}} \cdot 100\% \quad (5.11)$$

$$\text{КПД}_{\text{э}} = 123 : b_{\text{э}} \cdot 100\% = 123 : 320 \cdot 100\% = 38,4\%,$$

$$\text{КПД}_{\text{т}} = 143 : b_{\text{т}} \cdot 100\% \quad (5.12)$$

$$\text{КПД}_{\text{т}} = 143 : b_{\text{т}} \cdot 100\% = 143 : 200 \cdot 100\% = 71,5\%.$$

						<i>Лист</i>
					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 5.1.4 Расчет затрат на заработную плату

Для определения выручки производственной единицы (ППС) ТЭЦ, ее производства и ее обслуживания неясно, как ее кальцифицировать. ГЧП субподрядится с эксплуатационным, ремонтным и административно-управленческим персоналом. Возможности продукта основаны на индивидуальной мощности и базовой энергоэффективности, которая используется при ремонте, ремонте и обслуживании ремонтов. ППС могут быть определены напрямую с помощью регулярного коэффициента, указывающего, сколько сотрудников путешествует на установленной электростанции мощностью 1 МВт. Расчетная электрическая мощность на станции, т.е. до расширения:

$$N_y = 510 \text{ МВт.}$$

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y \quad (5.14)$$

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,5 \cdot 510 = 765 \text{ чел.}$$

Накопительный пенсионный фонд включает в себя:

- базовый доход ( $I_{\text{зпо}}$ ), который переводится в единицу, генерирующую доход, которая занимается технологическими процессами производства и включает в себя продукт, связанный с одновременно выполняемой работой (тарифные ставки и сборы, премиальные работы на белом фоне), и ночные идентификаторы).

Средняя заработная плата одного рабочего за год 900 тыс. тг.  
 $I_{\text{зпо}} = 900 \cdot 765 = 688,5 \text{ млн.тенге};$

- Дополнительная заработная плата ( $I_{\text{зпд}}$ ), включая следующее, или связанные с рабочим временем (за исключением исключений, дополнительных и резидентских исключений, а также самых современных удобств).

$$I_{\text{зпд}} = 688,5 \cdot 0,15 = 103,3 \text{ млн.тенге};$$

- Запуск дебетовой карты (входной) включен в социальный отчет и пенсионный фонд:

$$I_{\text{зпн}} = (688,5 + 103,3) \cdot 0,21 = 166,3 \text{ млн.тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} \quad (3.15)$$

						<i>Лист</i>
					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 688,5 + 103,3 + 166,3 = 958,05 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.5 Расчет амортизационных отчислений

#### 5.1.6

Примечательно, что амортизационные отчисления представляют собой физическое разрушение физического и морального ущерба и капитальных затрат на капитальный ремонт и приобретение нового оборудования, отремонтированного (обновленного). Отчеты об амортизации выпускаются в% от общей суммы денежных средств на предприятии (основной производственный фонд, основные активы, собственный капитал). Каждый тип оборудования основан на требованиях амортизации при производстве шлама и производстве производственных мощностей в процессе производства. Максимальные нормы амортизации устанавливаются в соответствии с Указом Президента Республики Казахстан, Закон о котором № 2235 от 24.04.95 г. может быть использован для повышения норм амортизации. За период предварительных квалификационных расчетов базовый производственный капитал (капитальные затраты) в странах СНГ и рубль капитала, использованный держателем капитала в денежных эквивалентах Куд. Его величина, даже для одного типа станции, находится в ширине печных блоков, в наличии блоков, их дальности, использовании затмений и спроса. В то же время можно рассчитать значение 800 МВт для 1500 долларов США / кВт, для 200 МВт для ТЭС - 1800 долларов США / кВт. Для станций, которые работают в диапазоне энергий, Куд принимает соответствующую пропорцию. Стоимость доллара США примем с расчетом 147тенге.

$$K_{\text{уд}} = 1800 - (1800 - 1500) \cdot (510 - 200) / (800 - 200) = 1696,7 \text{ \$/кВт,}$$

$$K = K_{\text{уд}} \cdot N_y \tag{5.16}$$

В связи с тем, что на ТЭС Казахстана основное оборудование физически устарело на 40%, то на него амортизационные отчисления неначисляются.

$$K = K_{\text{уд}} N_y (1 - 0,40) = 1696,7 \cdot 510 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,40) \cdot 147 / 10^3 = 76319,5 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 7% от величины К:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot K \tag{5.17}$$

						<i>Лист</i>
					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{ao} = 0,07 \cdot 76319,5 = 5342,4 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Стоимость компонента оценивается по стоимости производства и ремонта технического оборудования и расходных материалов, а стоимость оборудования корректируется в следующих измерениях:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao} \quad (5.18)$$

$$I_{рем} = 0,15 \cdot 5342,4 = 801,35 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.8 Расчет платы завывбросы

В результате преимущества виртуозности могут быть уменьшены до того же уровня, что и те, которые используются при производстве отходов (газ, нефть, газ, нефть, газ, нефть, газ, нефть и газ). На ТЭЦ-2 находится зональный Экибастузский павильон. Установлено, что на момент затмения Акбозтуйского размер вагона составляет 167 тысяч тенге.

$$I_{выб} = 167 \cdot V_n \quad (5.19)$$

$$I_{выб} = 167 \cdot V_n = 167 \cdot 3202,76 / 1000 = 534,86 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.1.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая, предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охранетруда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{общ} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{ao} + I_{зп} + I_{тр}) \quad (5.2)$$

0)

$$I_{общ} = 0,25 \cdot (5342,4 + 958,05 + 801,35) = 1755,44 \text{ млн.тенге.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

### 5.1.10 Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_э / B_y \quad (5.2)$$

1)

$$K_p = 812,13 / 1830,14 = 0,44,$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница

$$(1 - K_p) \quad (5.2)$$

2)

$$(1 - K_p) = (1 - 0,44) = 0,56 \quad \text{-показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.}$$

Затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии занесены в таблицу 20.

Таблица 20 – Составляющие затрат

Составляющие затрат	И, всего млн.тенге	Иэ, эл. энергия млн.тенге	Ит, тепло млн.тенге
Топливо, И <sub>т</sub>	8897,26	3948,18	4949,08
Вода, И <sub>в</sub>	4413,76	1958,62	2455,14
Фонд заработной платы, И <sub>зп</sub>	958,05	425,14	532,91
Амортизационные отчисления, И <sub>ао</sub>	5342,4	2370,69	2971,68
Ремонт, И <sub>р</sub>	801,35	355,60	445,75
Общестанционные, И <sub>об</sub>	1775,44	787,86	987,58
Плата за выбросы, И <sub>выб</sub>	534,86	237,35	297,51
Итого затрат	22723,08	10083,42	12639,66

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} \quad (5.2)$$

3)  $S_э = 10083,08 / 2537,9 = 3,97$  тенге/кВтч.

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} \quad (5.2)$$

4)  $S_т = 12639,66 / 5090,1 = 2483,20$  тенге/Гкал.

## 5.2 Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии после расширения ТЭЦ-2

### 5.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. В расчетах после расширения принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 20 % ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 3718,6 \cdot (1 - 0,1) = 3346,74 \text{ млн. кВтч}, \quad Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 6608,8 \cdot (1 - 0,2) = 5287,04 \text{ тыс. Гкал},$$

где  $\mathcal{E}_в$  и  $Q_в$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии

### 5.2.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам, где  $b_э = 348$  гут/кВтч удельный расход топлива на выработку одного кВтч,  $b_т = 173$  удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии (исходя из теплового баланса):

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э = 3346,74 \cdot 348 = 1165,02 \text{ тыс. тут}, \quad B_т = Q_{от} \cdot b_т = 5287,04 \cdot 173 = 915,37 \text{ тыс. тут}.$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



$$B_y = B_3 + B_T = 1165,02 + 915,37 = 2080,39 \text{ тыс. туг.}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot K_n = 2080,39 \cdot 1,75 = 3640,69 \text{ тыс. тнт.},$$

где  $K_n$  - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется:

$$K_n = Q^y / Q^H = 7000 / 4000 = 1,75.$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива определяются:  $C_{тр} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 1420 \cdot 0,9 = 1278 \text{ тенге/тнт.}$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_T = B_n \cdot (C_T + C_{тр}) = 3640,69 \cdot (1500 + 1278) = 10113,84 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.2.3 Расчет затрат наводу

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. Расходы на воду на ТЭЦ -2 составляют 1,6 тг/кВт·ч.

$$Z_B = \Xi_B \cdot 1,6 = 3718,6 \cdot 1,6 = 5\,949,76 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.2.4 Расчет КПД использования топлива

Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$КПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 348 \cdot 100\% = 35,3\% \quad КПД_T = 143 : b_T \cdot 100\% = 143 : 173 \cdot$$

$$100\% = 82,6\%$$

$$7 \square B_y$$

$$6 \square 2080,39$$

где 0,86 - коэффициент перевода Вт в ккал/ч;

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

### 6.2.1 Расчет затрат на заработную плату

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

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции после расширения будет равна:

$$N_y = 760 \text{ МВт.}$$

Численность персонала станции определяется:  $ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 \cdot 760 = 1140$  чел.

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ). Средняя заработная плата одного рабочего за год 900 тыс.тг.

$$I_{зпо} = 900 \cdot 1140 = 1026 \text{ млн. тенге;}$$

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем.

$$I_{зпд} = 1026 \cdot 0,15 = 153,9 \text{ млн. тенге;}$$

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

$$I_{зпн} = (1026 + 153,9) \cdot 0,21 = 247,8 \text{ млн. тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн} = 1026 + 153,9 + 247,8 = 1427,68 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.2.2 Расчет амортизационных отчислений

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию (основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал).

Так как, устанавливается новое оборудование, то необходимы капитальные вложения с учетом нового оборудования, т.е.:

$$K^{\text{после}} = K^{\text{до}} + K_{\text{уд}}^{\text{после}} \cdot (N_{\text{уд}}^{\text{после}} - N^{\text{до}}) = 76319,5 + 2200 \cdot 250 \cdot 147 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,40) / 10^3 = 156131,1 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 6% от величины K, с учетом амортизационных отчислений предыдущего периода:

$$I_{\text{ао}} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 156131,1 = 9367,9 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.2.3 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot I_{\text{ао}} = 0,15 \cdot 9367,9 = 1405,18 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.2.4 Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и др.). На ТЭЦ-2 сжигается уголь Экибастузского месторождения. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы составляет 167 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = 167 \cdot V_{\text{н}} = 167 \cdot 3640,69 / 1000 = 608 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.2.5 Расчет общестанционных и цеховых расходов

						Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охранетруда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (9367,9 + 1427,68 + 1405,18) = 3050,18 \text{ млн.тенге.}$$

### 6.2.6 Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат, показывает долю расхода топлива на отпуск электроэнергии:

$$K_p = V_e / V_y = 1165,02 / 2080,39 = 0,56, (1 - K_p) = (1 - 0,56) = 0,44$$

-показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии занесены в таблицу 21

Таблица 21 – Составляющие затрат

Составляющие затрат	И, всего, млн.тенге	Иэ, эл. энергия млн.тенге	Ит, тепло, млн.тенге
Топливо, Ит	10113,84	5663,75	4450,09
Вода, Ив	5949,76	3331,87	2617,89
Фонд заработной платы, Изп	1427,68	799,50	628,18
Амортизационные отчисления, Иао	9367,9	5246,00	4121,86
Ремонт, Ир	1405,18	786,90	618,28
Общестанционные, Иоб	3050,18	1708,10	1342,08

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Плата за выбросы, Ивыб	608,00	340,48	267,52
Итого затрат	31922,50	17876,60	14045,90

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 17876,6 / 3346,74 = 5,34 \text{ тенге/кВтч,}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 15699,76 / 5287,04 = 2656,67$$

тенге/Гкал.

### Выводы:

После проведенного расчета, видно, что себестоимость тепловой и электрической энергии после расширения выросла по сравнению с существующей себестоимостью:

Таблица 22 – Изменение себестоимости

наименование показателя	До расширения	После расширения	Подорожание, %
$S_э$ , тенге/кВт*ч	3,97	5,34	25,6
$S_т$ , тенге/Гкал	2483,20	2656,67	6,5

Лист

ДП - 5В071700 – 2019– 30

Изм. Лист № документа Подпись Дата

## Заключение

В настоящее время работа станции АЭС ТЭС-2 обеспечена. База основных и вспомогательных мастерских и оборудования. Анализ основных условий первичного, комбинированного оборудования и экологического расселения. Технологические оценки и выбор систем охлаждения на АТЭС-2. Основным путем является смещение уставки и позиционирование намагниченности. Это было предложено в результате прекращения вывода из эксплуатации. И, по-видимому, ускорение турбины рассчитывается для охлаждения охлаждающей воды, обращаясь к конденсатору турбины. Даны оценки термоэлектричества и электрической энергии АТЭС-2 и после расширения. В разделе об опасном для жизни жизненном цикле рассчитайте шум от проектируемого кулера и пропустите его через вентиляторы.

					<i>ДП - 5В071700 – 2019– 30</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Список литературы

1. Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» РК от 13.01.2012.
2. Программа «Энергосбережение– 2020». Постановление Правительства РК № 904 от 04.09.2013 г.
3. <http://www.kazenergy.kz/arhiv/36/14.htm>
4. <http://www.investkz.com/articles/2981.html>
5. [www.iea.org/etp](http://www.iea.org/etp) Energy Technology Perspectives 2012 (Журнал ЭНЕРГЕТИКА, №1 (36) февраль 2011 г).
6. <http://www.ales.kz/ru/ustojchivoe-razvitiye/40-strategiya-ustojchivogo-razvitiya> СТРАТЕГИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ
7. [http://studopedia.net/11\\_88456\\_balansi-moshchnosti.html](http://studopedia.net/11_88456_balansi-moshchnosti.html)
8. Техническая документация с АлЭСТЭЦ-2.
9. [www.dpva.info/.../Climate/.../SNIP230199BuildingClimatologyTable2](http://www.dpva.info/.../Climate/.../SNIP230199BuildingClimatologyTable2)  
us
10. Теплообменные аппараты ТЭС книга 1: Справочник в двух книгах под общ. ред. Ю.Г.Назмеева, В.Н. Шлянникова. – М.: Издательский дом МЭИ: 2010.- 490 с.:ил.
11. Градирни промышленных и энергетических предприятий: Справочное пособие/ под общ. ред. В.С. Пономаренко, Ю.И. Арефьев. – М.: Энергоатомиздат: 1998.- 376 с.: ил. Горелик А.Х. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ТЭС и АЭС/ А.Х. Горелик. -Харьков.:
12. Дуэль М.А. АСУ энергоблоками с использованием средств вычислительной техники М.А. Дуэль. - М.: Энергоиздат, 1983.-207
13. Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1978.-312 с.:ил.
14. Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных – 2-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984.- 80 с: ил. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций / Г.П. Плетнев .- М.: Энергоиздат, 1985
15. The Business Case For Reliability. John Schultz, Robert DiStefano // The 18th International Maintenance Conference.
16. СНиП 2.04.02-84. Пособие по проектированию градирен. ВНИИ ВОДГЕО Госстроя СССР – М.: ЦИТП: 1989.- 248 с.:ил.
17. Sound and Vibration / R. Bannister .- 1982 .- №9 .-Р.16-20.
18. Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы, -Алматы: АИЭС, 2007.-20с.
1. СНиП II-35-76 “Котельные установки” [Электронный ресурс]. – Режим доступа : // <http://www.vashdom.ru/snip/II-35-76.2>. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ДП - 5В071700 – 2019– 30				

81 [Электронный ресурс

19. <http://www.sigma08.ru/jur3-9.htm>
20. [www.microninter-sibir.ru/?n=28](http://www.microninter-sibir.ru/?n=28)
21. Н. П. ЖУКОВ, Н. Ф. МАЙНИКОВА, О. Н. ПОПОВ и др  
.КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ.ПАРОВЫЕ КОТЛЫ стр.7-8
22. Технический отчёт за 2014 год АО АлЭСТЭЦ-2
23. <http://el.kz/blogs/entry/content-4049>
24. [http://total.kz/business/economics/2013/09/19/almatinskie\\_elektriches\\_kie\\_stanc](http://total.kz/business/economics/2013/09/19/almatinskie_elektriches_kie_stanc).
25. <http://www.ales.kz/ru/35-b-limsheleri/66-almatinskaya-tets-2>
26. <http://brendas.kz/stavki-platy-za-emissii-v-okruzhayushhuyu-sredu-pogorodu-almaty.html>

					<b>ДП - 5В071700 – 2019– 30</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		