

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электронные энергетические системы

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кабарин А. А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: ИЭО расширение АО "АЭС" ТЭЦ-2

Специальность 3В071700-Электроэнергетика, ИЭС

Выполнил (а) Амисаев Д. И. ИЭС Ю-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Корнилова И. В., ст. пр.п. кат. ТЭЦ.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Маралятов С. Г. кат. Энергет. техн., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » июня 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Беломестова А. С. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 4 » июня 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Фурманов В. П. доц. АЭЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Амисаев Д. И. « 4 » июня 2014 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет ЭТФ
Специальность 5B041700 - Электроэнергетика
Кафедра ЭТЭУ

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Чапизов Вадим Александрович
(Фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Про расширение АО "АЭС" ЭТЭУ-2

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

- 1) Актаны геодезическая съемка территории Алматы и Алматыский административный округ
- 2) Тепловая схема АЭС ЭТЭУ-2 существующая и предлагаемая и расширенная
- 3) Расчет тепловой схемы ЭТЭУ-2 с учетом предлагаемых расширений, включая (детальные котлы Е-550-128-360 и турбины Т-120/150-10) и другие расширения объектов, в том числе и оборудования (вспомогательные котлы, насосы и др.)

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

- Актаны территории
- Расчет
- Тепловая тепловая схема ЭТЭУ-2
- Тепловая схема ЭТЭУ
- Расчет тепловой схемы ЭТЭУ-2 с учетом предлагаемых расширений
- Схема турбины и ее параметры
- Вопросы о расширении АО "АЭС" ЭТЭУ-2
- Специальное
- Вопросы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Листы эскизы
 Поперечный разрез

Рекомендуемая основная литература

Д.Т. Емизуров Тепло-энергетические установки
 электростанций. 1982г.
 М.П. Соловьев. Проектирование теплоиспользующих
 установок для промышленных предприятий. 1978г.
 В.А. Рыжков Тепловые электрические станции 1977г.
 Тепловые и атомные электрические станции. Руководство
 проектирование. Под ред. А.И. Леонкова, А.В. Кочет.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Технический	Половинин С.Г.	03.06.14	
ЭПД	Вильямов А.С.	20.04 - 04.05.14	
См. часть	Харина Т.В.	04.06.2014	
Кермоконтролер	Рубовик В.П.	04.06.2014	

АНДАТПА

Бұл дипломдық жобада ТЭЦ-2 кеңейту мәселелері қарастырылған.

Сондай-ақ жобада бизнес-жоспар жасалған және өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

АННОТАЦИЯ

В настоящем дипломном проекте рассмотрены вопросы расширения ТЭЦ-2.

А так же в проекте составлен бизнес-план и рассмотрены вопросы жизнедеятельности.

ANNOTATION

This actual project will consider expanding the "AIES HPP-2".

And as in the project, a business plan and the issues of life.

Содержание

Аннотация к диплому.....	
1. Введение.....	
2. Схема ТЭЦ - 2.....	
2.1 Описание электростанции	
2.1.1 Оборудование	
2.2 Схема ТЭЦ.....	
3. Расчёт с учетом расширения.....	
3.1 Тепловые нагрузки станции после расширения.....	
3.2 Расчет тепловой схемы	
3.3 Балансы после ввода нового оборудования.....	
3. Оборудование предлагаемогоок установке.....	
4. ОБЖД.....	
4.1 Анализ труда.....	
4.2 Защита от шума.....	
4.4 Охрана воздушного бассейна.....	
4.5 Охрана подземных вод от загрязнения.....	
5. Бизнес план расширения АО «АлЭС» ТЭЦ-2.....	
5.8.1 Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии до расширения.	
5.8.2 Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии после расширения.	
6. Спецвопрос.....	
7. Заключение	

1. Введение

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), особенностью которых является то, что отработанный в турбине пар или горячая вода затем используются для отопления и горячего водоснабжения промышленной и коммунальной сферы. ТЭЦ строятся преимущественно в крупных городах, поскольку эффективная передача пара или горячей воды из-за высоких тепловых потерь в трубах возможна на расстоянии не более 20...25 км. Кроме того, чтобы уменьшить потери тепла, ТЭЦ необходимо дополнять небольшими подстанциями, которые должны размещаться вблизи от потребителя. При всех указанных недостатках ТЭЦ представляют собой установки по комбинированному производству электроэнергии и тепла, в связи с чем суммарный коэффициент полезного использования топлива повышается до 70 %.[10]

Теплоэнергетика является ведущей отраслью современного индустриально развитого народного хозяйства. Развитие централизованного теплоснабжения осуществляется путем строительства ТЭЦ различной теплопроизводительности. Строительство теплоэлектроцентралей для нужд отопления и горячего водоснабжения ведется как в районах массовой жилой застройки, так и в сельской местности.[18]

Задачей данного дипломного проекта является расширение АО «АлЭС» ТЭЦ – 2, с помощью ввода установки энергетического блока с котлом Е-550-13,8-560 и турбиной Т-120/130-130-8.

В разделе БЖД дипломного проекта приведен расчёт выбросов вредных веществ в атмосферу.

В экономической части дипломного проекта составлен бизнес-план строительства станции.

Также рассмотрен спец вопрос.

2. Схема ТЭЦ - 2

2.1 Описание электростанции

ТЭЦ-2 построена в две очереди: 1 очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы. Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13. 2 очередь строительства осуществлялась в 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.

Мощность станции :

- электрическая - 510 Мвт
- тепловая - 1176 Гкалл/ч

Мощность располагаемая :

- электрическая - 410 Мвт
- тепловая - 768 Гкалл/ч

Максимальная тепловая нагрузка составила 734 Гкалл/ч. Причиной разрыва установленной и располагаемой мощности является дефицит паропроизводительности котлов, работающих на непроектном топливе. Кроме того, из-за отсутствия потребителя пара 1,3 МПа турбина Р-50-130/13 ст. № 4 недопроизводит электроэнергию. Выработка электроэнергии в конденсатном режиме, особенно в летний период, ограничивается недостаточной охлаждающей способностью градирен и неудовлетворительным состоянием конденсаторов турбин.

2.1.1 Оборудование

На станции установлено 7 энергетических котлов:
БКЗ – 420 – 140 – 7С

Сжигаемое топливо: Каменный уголь

Установлено 7 турбин:

одна паровая турбина типа Р – 50 – 130/13

три паровых турбины типа ПТ – 80/100 – 130/13

три паровых турбины типа Т – 110/120 – 130 – 5

На начало 2002 года установленная мощность станции составила:

- электрическая – 510 МВт

- тепловая – 1176 Гкал/ч

Располагаемая мощность составила:

- электрическая - 410 МВт

- тепловая - 768 Гкалл/ч

2.2 Схема ТЭЦ

ТЭЦ работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме. Тепловая схема ТЭЦ выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде. Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается химобессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпускается тепла от ТЭЦ осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы и в пос. Алгабас, и в паре для расположенного на прилегающей территории мазутохозяйства Алматинского предприятия тепловых сетей (АПТС). ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме.

Тепло отдается на ЗТК осуществляется по тепломагистрали из двух труб $D_y = 800$ и 1000 мм. Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла - специальный с температурой сетевой воды зимой - 150°C , летом - 70°C . Выдача тепла в пос. Алгабас по тепломагистрали из труб $D_y = 400$ мм, по традиционной двухтрубной системе. Мазутохозяйству АПТС по двум паропроводам $D_y = 150$ мм, с максимальным расчетным расходом тепла 17.6 Гкалл/ч.

3. Расчёт с учетом расширения

3.1 Тепловые нагрузки станции после расширения

Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию составляет $Q_{от+в.} = 698$ Гкал/ч; на горячее водоснабжение $Q_{г.в.с.} = 312,7$ Гкал/ч; температура наружная средняя $t_{н.ср.} = -7,8^{\circ}\text{C}$; температура наружная расчетная $t_{н.р.} = -25^{\circ}\text{C}$; температура наружного воздуха наиболее холодного месяца $t_{н.х.м.} = -10^{\circ}\text{C}$; отпуск пара $D_{п.} = 25$ т/ч.

Расчет тепловых нагрузок

Тепловые нагрузки рассчитываются для четырех режимов работы теплоэлектроцентрали. I - режим максимально зимний, отвечающий температуре наружного воздуха.

Q^I – вычисляется, как сумма максимальных нагрузок:

$$Q^I = Q_{от+в.} + Q_{г.в.с.} = 698 + 312,7 = 1010,7 \text{ Гкал/ч (0,8692 ГВт);}$$

II – режим отвечает средней за наиболее холодный месяц:

$$Q^{II} = Q_{от+в.} + Q_{г.в.с.} = 698 + 312,7 = 1010,7 \text{ Гкал/ч (0,8692 ГВт);}$$

III – режим средне зимний:

$$Q^{III} = Q_{от+в.} + Q_{г.в.с.} = 636 + 284,9 = 920,9 \text{ Гкал/ч (0,7919 ГВт);}$$

IV – режим летний, характеризует работу ТЭЦ в летний период, когда отсутствует нагрузка на отопление и вентиляцию:

$$Q^{IV} = 121 \text{ Гкал/ч (0,104 ГВт);}$$

3.2 Расчет тепловой схемы

Схема рассчитывается с учетом дополнительно устанавливаемой турбины Т-120 и котельного агрегата БКЗ-550-130. С учетом того, что в отопительный период ТЭЦ-2 работает по тепловому графику в базовой части рассчитываются следующие 4 режима:

- 1 – Зимний режим.
- 2 – Аварийный режим (выход из строя турбоагрегата Т-120).
- 3 – Переходный режим (работа станций в период перехода с зимнего графика нагрузки на летний).
- 4 – Летний режим.

Исходные данные для расчета:

Отпуск тепла:

зимой – 330 МВт

Температура подпиточной воды:

зимой - 135°C

летом - 60°C

Температура исходной воды:

зимой - 5°C

летом - 15°C

Система водоразбора – открытая

Расчет тепловой схемы ТЭЦ-2 с учетом расширения проведен в среде Excel (таблица 3.1).

3.3 Балансы ТЭЦ-2 после ввода нового оборудования.

Опуска пара и потреблении после ввода нового оборудования для расширения при 130 -140 т/ч

КА БКЗ-550-140 при режимах:

- I - режим максимально зимний;

- II - режим отвечает средней за наиболее холодный месяц.

до ввода: при I = 3080 т/ч потребление до: 3077,8 т/ч

при II=3060 т/ч 3044,6 т/ч

после ввода: при I = 3405 т/ч потребление после: 3404,2 т/ч

при II=3375 т/ч 3374,4 т/ч

Из этого баланса видим, что после ввода нового оборудования для расширения отпуск, сумма пара значительно увеличилась.

Так же мощность новой турбины Т-120-130/13

При режимах:

- I - режим максимально зимний;

-II - режим отвечает средней за наиболее холодный месяц.

до ввода: при I = 510 МВт

при II=510 МВт

после ввода: при I = 630 МВт

при II=630 МВт

Что показывает сумма мощности значительно увеличилась.

Балансы ТЭЦ-2 с учетом расширения проведен в среде Excel .

3.4 Описание основного и вспомогательного оборудования, предлагаемого к установке

Турбина типа Т – 120/130 - 130.

Номинальной мощностью $N = 120$ МВт предназначена специально для покрытия отопительной нагрузки, при расходе свежего пара $D_o = 520$ т/ч и расчетных параметрах: давление $P_o = 12,75$ МПа, температура $t_o = 555^\circ\text{C}$. Скорость вращения 3000 об/мин. Максимально допустимая мощность турбины составляет 130 МВт. Суммарный отбор пара на теплофикацию $D_{т.} = 320$ т/ч, расход тепла 670 ГДж/ч. Расчетная температура охлаждающей воды, поступающей в конденсатор, составляет 20°C . Турбина имеет два отопительных отбора, из которых один регулируемый, и пять регенеративных отборов. Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют один общий упорный подшипник комбинированного типа. Роторы ЦСД, ЦНД и генератора соединены полугибкими муфтами.. Критические числа оборотов роторов турбины: ЦВД - 2325 об/мин, ЦСД - 2210 об/мин. Также турбина снабжена валоповоротным устройством. Количество и единичная мощность устанавливаемых котлов зависит от суммарных тепловых нагрузок ТЭЦ и режима отпуска тепла, и определяется режимом потребления тепла отдельными потребителями. *Энергетические котлы* должны обеспечить суммарный расход пара на турбоустановки в номинальном режиме и параметры острого пара на паровпуске в турбину. Число котельных агрегатов должно удовлетворять условию обеспечения теплом в расчетно-контрольном режиме (III – режиме), при средней температуре наружного воздуха самого холодного месяца за отопительный период, при выходе из строя одного из котлов.

4. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ труда

Ежемесячно каждый третий вторник проводится день техники безопасности, цель которого является выявление нарушений техники безопасности. В его проведении в течении года принимают участия все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов. Проводятся следующие комиссионные проверки:

Топливо-транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли.

Помещения аккумуляторных батарей электрического цеха.

Компрессорной станции при котельном цехе.

Комплексная проверка турбинного цеха.

Комплексная проверка котельного цеха.

Комплексная проверка химического цеха.

Комплексная проверка электрического цеха.

Комплексная проверка топливо – транспортного цеха.

Проводятся также ночные обходы и внезапные проверки состояния ТБ и охраны труда на рабочих местах руководством станции, цехов, инспекцией станции. По результатам обходов и проверок составляют приказы по станции или выдаются предписания руководителям цехов, где было обнаружено нарушение.

Действует кабинет техники безопасности в котором имеются:

Тренажер для обучения персонала правилам реанимации при поражении электрическим током и при других случаях остановки сердца,

Уголок противопожарной безопасности с выставкой разных видов огнетушителей,

Видеоаппаратура для просмотра учебных видеофильмов. Кроме того кабинет техники безопасности используется в качестве учебного класса для обучения работе с электрифицированным оборудованием.

Таблица 4.1 - Нормы освещённости

Разряд	Характеристика работы	Размеры объекта различения, %	Освещение верхнее и комбинированное, %	Освещение боковое, %
1	Особо точная	0,1	10	3,5
2	Высокой точности	0,1-0,3	7	2
3	Точная	0,3-1	5	1,5
4	Малой точности	1-10	3	1
5	Грубая	Более 10	2	0,5
6	Общее наблюдение за ходом процесса	----	1	0,25

4.2 Защита от шума

Шум осуществляется по ГОСТу 12.1.003-83 “ССБТ. Шум, общие требования безопасности”, который устанавливает допустимые значения уровня звукового давления и уровня звука (в дБА) для постоянного шума. Уровень звукового давления нормируется в зависимости от характера шума (наружный или возникающий внутри помещения), от напряженности работы и частотной характеристики шума. Звукоизоляция и защита от шума достигается следующим образом:

ИЦУ, тепловые щиты управления находятся в звукоизолирующих помещениях (защита персонала от шума);

для защиты от шума, в соответствии со СНиП II-12-77 “Защита от шума”, применены защитные экраны;

персонал, который находится непосредственно у оборудования, применяет средства индивидуальной защиты; противошумные наушники.

Таблица 4.2 - Уровни шума на ТЭЦ-2

Наименование помещения	Уровни звука в дБА
2. Котельный	82-92

Эквивалентный уровень шума в зоне постоянного обслуживания котла БКЗ-420-140-5 составляет в размере 85 дБ.

4.4 Охрана воздушного бассейна

Снижения выбросов вредных веществ в атмосферу на АТЭЦ – 2 предусмотрены эффективные золоулавливающие установки – скрубберы с вертикальными трубами Вентури (МВ-ВТИ) с интенсивным орошением труб Вентури водой. Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой $H=129$ м , диаметром устья $Dy=6$ метров(1 труба), и диаметром устья $Dy=6.6$ м (2труба). К трубе №1 подключены котлы 1-4, к трубе №2 подключены котлы 5-7. Контроль за выбросами вредных веществ на ТЭЦ-2 осуществляется расчетным путем ежемесячно. Концентрация в дымовых газах NOx и CO_2 определяется химическим путем.

4.5 Охран подземных вод от загрязнения

Система тех водоснабжения, химобработки воды и хозяйственные воды выполнены в закрытом исполнении, преимущественно в стальных трубах.

Система герметизации водоводов и коллекторов не допускает утечек, а, следовательно, и загрязнение грунтовых и поверхностных вод. Система и сооружения гидрозолоудаления выполнены в соответствии со СНиП 2.01.28-85 "полигоны по обезвреживанию и захоронению промышленных отходов".

Золошлаковые отходов, мощность 1800 тонн золы хранения год. Для первый этап строительства был построен золоудаления мощностью 9,5 млн м3 на расстоянии 1 км от завода. В 1998 году был построен 2 секции золоотвала. Существующего золоотвала овраг-Тип системы защиты подземных вод от загрязнения. Как непроницаемой защиты золоотвала непроницаемой экрана по всей площади и кроватк склонах. Экран изготовлен из уплотненной глины, суглинки, толщиной до 1 м имеющихся золоотвала непроницаемой защиты обеспечивает защиту от загрязнения природных вод.

5. Бизнес план расширения АО «АлЭС» ТЭЦ-2

5.8.1 Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии до расширения.

Определение годового отпуска энергии ТЭЦ-2

Расход электроэнергии на собственные нужды 8% ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$), а тепловой энергии 0,75 % ($Q_{\text{сн}}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{от}} &= \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 2000 \cdot (1 - 0,08) = 1840 \text{ млн. кВтч,} \\ Q_{\text{от}} &= Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 2\,800 \cdot (1 - 0,0075) = 2\,779 \text{ тыс. Гкал,}\end{aligned}$$

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

Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{о}} \cdot b_{\mathcal{E}} = 2000 \cdot 336 = 732 \text{ тыс. тут,}$$

$$B_{\text{T}} = Q_{\text{о}} \cdot b_{\text{T}} = 2\,800 \cdot 175 = 490 \text{ тыс. тут.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ-2 составляет

$$B_{\text{у}} = B_{\mathcal{E}} + B_{\text{T}} = 732 + 490 = 1222 \text{ тыс. тут}$$

Расход натурального топлива будет

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 1222 : 1,75 = 698,3 \text{ тыс. тут.}$$

Кп - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива

$$K_p = Q^y / Q_p^н = 7000/4000 = 1,75$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива определяются

$$Ц_{тр} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 1420 \cdot (0,9) = 1278 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется

$$И_t = B_n \cdot (Ц_t + Ц_{тр}) = 2397,5 \cdot (1457 + 1278) = 5848,798 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет КПД использования топлива

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

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 366 \cdot 100\% = 33,6\%$$

$$КПД_t = 143 : b_t \cdot 100\% = 143 : 175 \cdot 100\% = 81,7\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Q_{от} + Q_{от}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 2000 + 2800}{7 \cdot 1222} = 52,8\% , \text{ где}$$

0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

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

Расчет затрат на воду

Вода на ТЭЦ-2 расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. Система технического водоснабжения ТЭЦ-2 оборотная. Установлено, что затраты на воду равна 1,6 тенге/кВтч.

$$Z_B = \Xi_B \cdot (1,6) = 2000 \cdot 1,6 = 3200 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на заработную плату

На ТЭЦ-2 $N_y = 510$ МВт.

Численность персонала станции

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

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату

$$I_{\text{зпо}} = 765 \cdot 900 = 688,50 \text{ млн.тенге ;}$$

- дополнительная заработная плата $I_{\text{зпд}} = 688,50 \cdot 0,15 = 103,3$ млн.тенге ;

- начисления на заработную плату

$$I_{\text{зпн}} = (688,50 + 103,3) \cdot 0,215 = 166,3 \text{ млн.тенге.}$$

Суммарного фонда заработной платы

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 688,50 + 103,3 + 166,3 = 958,05 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет амортизационных отчислений

Стоимость доллара США- 182 тенге, $K_{\text{уд}} = 2000 \text{ \$/кВт}$

$$K = K_{\text{уд}} \cdot N_y = 2000 \cdot 182 \cdot 510 \cdot 1000 = 185640,0 \text{ млн. тенге.}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot K = 0,07 \cdot 185640,0 = 12994,8 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot I_{\text{ао}} = 0,15 \cdot 12994,8 = 1949,22 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы

Установлено, что величина платы за выбросы 164 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = (164) \cdot V_{\text{н}} = 164 \cdot 2138 = 350,71 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Для укрупненных расчетов

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (12994,8 + 958,05 + 5848,798) = 4950,41 \text{ млн. тенге}$$

Расчет себестоимости отпуска энергии

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_3 / B_y = 799,51 / 1223,51 = 0,60 ,$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,60) = 0,40$$

То есть 60% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 40% затрат.

Затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 5.1.

Таблица 5.1- Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	5848,80	3503,54	2345,26
Вода Ив	3200	1916,86	1283,14
Фонд зар.платы Изп	958,05	573,89	384,16
Амортизационные отчисления Иао	12994,8	7784,12	5210,68
Ремонт Ир	1949,22	1167,62	781,60
Рбщестанционные Иоб	4950,41	2965,39	1985,03
плата за выбросы Ивыб	350,71	210,08	140,63
Итого затрат	30251,99	18121,49	12130,50

Себестоимость отпуска электрической энергии

$$S_{э}=(I_{т}+I_{в}+I_{зп}+I_{ао}+I_{р}+I_{об}+I_{выб})/Э_{от}=18121,49/2000=9,06 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии

$$S_{т}=(I_{т}+I_{в}+I_{зп}+I_{ао}+I_{р}+I_{об}+I_{выб})/Q_{от}=12130,50/2800=4357,54 \text{ тенге /Гкал}$$

5.8.2 Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии после расширения:

Определение годового отпуска энергии ТЭЦ-2

расход электроэнергии на собственные нужды 10% ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$), а тепловой энергии 20 % ($Q_{\text{сн}}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 2073,22 \cdot (1 - 0,1) = 1865,8 \text{ млн. кВтч,}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 3594,304 \cdot (1 - 0,2) = 2875,44 \text{ тыс. Гкал,}$$

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

Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии

$$B_{\text{э}} = 923,537 \text{ тыс. тут,}$$

$$B_{\text{т}} = 725,636 \text{ тыс. тут.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ-2 составляет

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 923,537 + 725,636 = 1649,174 \text{ тыс. тут}$$

Расход натурального топлива будет

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 1649,174 : 1,75 = 2805,53 \text{ тыс. тут.}$$

$K_{\text{п}}$ - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива

$$K_{\text{п}} = Q^{\text{у}} / Q^{\text{н}} = 7000 / 4000 = 1,75$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива определяются

$$\Pi_{\text{гр}} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 1400 \cdot (0,8 - 1,0) = 1260 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется

$$I_{\text{т}} = V_{\text{н}} \cdot (\Pi_{\text{т}} + \Pi_{\text{гр}}) = 1945,46 \cdot (1467 + 1260) = 7650,693 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на заработную плату

После ввода нового оборудования на ТЭЦ-2 $N_{\text{у}} = 620$ МВт.

Численность персонала станции

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_{\text{у}} = 1,5 \cdot 620 = 806 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату

$$I_{\text{зпо}} = 806 \cdot 900 = 725,40 \text{ млн.тенге ;}$$

- дополнительная заработная плата $I_{\text{зпд}} = 725,40 \cdot 0,15 = 108,8$ млн.тенге ;

- начисления на заработную плату

$$I_{\text{зпн}} = (725,40 + 108,8) \cdot 0,215 = 175,2 \text{ млн.тенге.}$$

Суммарного фонда заработной платы

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 725,40 + 108,8 + 175,2 = 1009,39 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет амортизационных отчислений

Стоимость доллара США- 182 тенге, $K_{\text{уд}} = 2000$ \$/кВт

$$K = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{у}} = 2000 \cdot 182 \cdot 620 \cdot 1000 = 225680,0 \text{ млн. тенге.}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot K = 0,07 \cdot 225680,0 = 13540,8 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 * I_{\text{ао}} = 0,15 * 13540,8 = 2031,12 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы

Установлено, что величина платы за выбросы 164 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = (164) \cdot V_{\text{н}} = 164 \cdot 2805,53 = 460,11 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Для укрупненных расчетов

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (13540,8 + 1009,39 + 7650,693) = 5550,22 \text{ млн. тенге}$$

Расчет себестоимости отпуска энергии

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_3 / B_y = 626,59 / 1018,59 = 0,56 ,$$
$$(1 - K_p) = (1 - 0,57) = 0,44$$

То есть 56% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 44% затрат.

Затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии занесены в таблицу 5.2

Таблица 5.2- Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
Топливо Ит	7650,69	4284,39	3366,30
Вода Ив	3317,152	1857,61	1459,55
Фонд зар.платы Изп	1009,39	565,26	444,13
Амортизационные отчисления Иао	10890,7	6098,79	4791,91
Ремонт Ир	2031,12	1137,43	893,69
Общестанционные Иоб	5550,22	3108,12	2442,10
Плата за выбросы Ивыб	434,46	243,30	191,16
Итого затрат	30883,74	17294,89	13588,84

Себестоимость отпуска электрической энергии

$$S_э = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 17294,89 / 1865,8 = 9,27 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии

$$S_т = (I_т + I_в + I_{зп} + I_{ао} + I_р + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 13588,84 / 2875,44 = 4725,83 \text{ тенге /Гкал}$$

ВЫВОДЫ

Прилагаемые в проекте технические решения по реконструкции ТЭЦ-2 являются энергоэффективными мерами, так в энергодефицитном регионе увеличение выработки электрической энергии составит порядка 1712,8 млн. кВт*ч, отпуск тепловой энергии 10620,7 тыс. Гкал в год.

6. Спецвопрос « Реконструкция проточной части турбины ПТ-80 с заменой лабиринтовых уплотнений на сотовые для увеличения относительного внутреннего КПД турбин».

Вот таким образом, дальнейшая оптимизация термодинамического цикла (турбина, генератор, устанавливая различные типы уплотнений, позволяя паровая ликвидировать переполнения, считается одним из основных направлений модернизации работающей паровой турбины. Сотовые уплотнения являются наиболее перспективными класс лабиринтные уплотнения, позволяющие связаться (выпас) уплотнительных поверхностей без ущерба для производительности дизайн. Такие уплотнения позволяют относительный порядок, чтобы сократить разрыв с пропорциональное сокращение утечки пара и, соответственно, увеличить общий КПД установки. По оценкам экспертов, рассчитанные и ОАО "ВТИ" и производители паровых турбин, замена уплотнения существующих на сотовый с уменьшение радиального зазора в печать-от 1,5 мм до 0,5 мм, Эффективность возрастает до 1.5-2.0%.

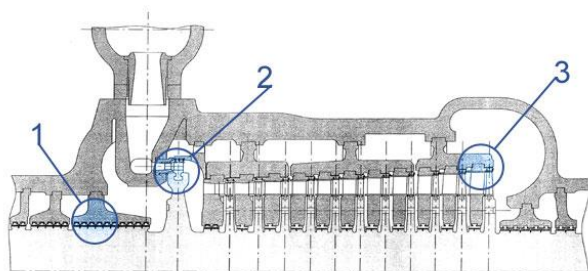


Схема - Техническое решение по модернизации проточной части паровых турбин (оснащение сотовыми уплотнениями).

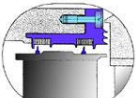
1 Концевые и диафрагменные уплотнения	2 Надбандажные уплотнения регулирующей ступени	3 Надбандажные (надлопаточные) уплотнения
до модернизации		
		
после модернизации		
		

Таблица 6.1 - Интегральные показатели при установке сотовых уплотнений в проточную часть паровых турбин

	Параметр	Результат после установки сотовой конструкции	Примечание
1	Проблемы, решаемые при установке сотовых уплотнений	Стабильность термодинамических характеристик проточной части при эксплуатации турбины в межремонтный период - повышение маневренности турбоагрегата - нет опасности разрушений конструкции - «омоложение» (снятие усталостных напряжений) ротора ЦВД - устранение обводнения масла за счет улучшения работы концевых уплотнений	Опыт эксплуатации турбоагрегатов с сотовыми уплотнениями в различных энергосистемах
2	Относительный внутренний КПД ЦВД	1,5 – 2 года	Результаты тепловых испытаний проводимых АО«Фирма ОРГРЭС»
3	Окупаемость	~ 1020/2010 тонн у.т/год	При установке надбандажных сотовых уплотнений в ЦВД
4	Экономия топлива	Не менее 10 лет	По расчетам заводоизготовителей
5	Срок службы	Разработана и согласована заводами – изготовителями КД на оснащение проточной части - надбандажными - диафрагменными - концевыми сотовыми уплотнениями для всех типов турбоагрегатов	По результатам эксплуатации лидерной турбины ПТ-30-90 в ОАО «Башкирэнерго»
6	Комплексность	3 месяца	Совместные работы с: «ЛМЗ» (филиал ОАО «Силовые машины», г. Санкт-Петербург);
7	Сроки изготовления комплекта сотовых уплотнений	Не более 1,5 месяцев	В условиях ФГУП «НПП «МОТОР»
8	Сроки доработки проточной части энергоремонтными предприятиями	2,5 млн. рублей	Опыт ОАО «Камэнергоремонт», ОАО «Татэнергоремонт», ЦРМЗ ОАО «Мосэнерго»
9	Ориентировочная стоимость реконструкции		Р-100-130/15, Нижнекамская ТЭЦ-1.

Применения сотовых уплотнений

Таблица – Опыт установки и эксплуатации сотовых уплотнений

ТЭЦ – 4, (г. Уфа, ОАО «Башкирэнерго»)	1994 г.	ПТ-30-	1 комп
ТЭС «Жерань» (г. Варшава, Польша)	1999-2002	WT – 25	3
Новостерлитамакская ТЭЦ (ОАО	2000 г.	ПТ-60-	1
Новосалаватская ТЭЦ (ОАО	2002 г.	P-50	1
Салаватская ТЭЦ (ОАО «Башкирэнерго»)	2002 г.	ПТ-60-	1
Краковская ТЭЦ (г. Краков, Польша)	2002 г.	13 UK –	1
ТЭЦ – 25 (ОАО «Мосэнерго»)	2002,2003	T-250/300-	3
По заказу «ТМЗ» для новых турбин ОАО «Мосэнерго»	2003 г.	T-110/130	2 компл
Балаковская ТЭЦ-4 (ОАО	2003 г.	T-50-30/13	1

Станция, где впервые применено новшество на турбине P-100-130/15, Нижнекамская ТЭЦ-1. Все работы по реконструкции уплотнений выполнялись согласно маршрутному технологическому процессу, разработанному специалистами НПП «Мотор». Основные этапы технологии включали следующие работы:

- токарная обработка диафрагмы;
- сборка диафрагмы со вставками сотовых;
- токарная обработка вставок сотовых с диафрагмой в сборе;
- выплавка легкоплавкой пластмассы из сот;
- восстановление уплотнительных гребней на лопатках ротора;
- сборка проточной части турбины.

Основные пять этапов технологического процесса, осуществляемого в условиях производственной базы, ООО "KamEnergoRemont", которое определяет высокое качество всех видов работ. Результаты экспресс-теста и последующей эксплуатации турбины подтвердили ожидаемые технико-экономические показатели основных параметров эффективности работы

турбины. До ремонта этот показатель составлял 79 %, а после проведенной модернизации он достиг 84,76%, что на 1,76% выше нормативного значения. Внедрение радиально-сотовых уплотнений на турбинах НЧТЭЦ позволило улучшить КПД на 2,5 %, на Казанской ТЭЦ-2 на 0,64 %, на Казанской ТЭЦ-3 на 6,25 %, на НКТЭЦ-1 на 2,0 % по ТГ№8 и на 0,9 % по ТГ№7.

Срок окупаемости единовременных затрат на проведение реконструкции уплотнений турбины, по расчетам ПТО НКТЭЦ-1, составляет один год.

Эффективности работы турбины ПТ-60 при реконструкции проточной части с заменой лабиринтовых уплотнений на сотовые

№	Показатель	Ед. изм.	До реконстр	После реконстр
1	Стоимость реконструкции	тыс. \$		10
		млн. тенге		1,82
2	Выработка электрической мощности	млн. кВтч	76	
3	КПД (электрический), в том числе:		0,365	0,371
	КПД (относительный внутренний)		0,820	0,835
4	Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч	г/кВтч	337,28	331,22
5	Расход условного топлива	тут/год	90000	87756
	Расход натурального топлива	тнт/год	126000	123737
6	Экономия топлива	тнт/год		2263
7	Цена 1 тонны топлива	тенге/тнт	3000	
	Затраты на топливо	млн. тенге	378	371,2
8	Выбросы в атмосферу (зола)	усл. тонн	47895	47035

	угольная, диоксид и оксид азота, сернистый ангидрид, оксид углерода)			
	Экологические платежи	млн. тенге	15,61	15,33
9	Суммарные затраты (топливо + выбросы)	млн. тенге	393,61	386,53
10	Экономический эффект	млн. тенге		7,8

Выводы:

Реконструкция паровых турбин ТЭЦ-2 сотовыми уплотнениями позволит обеспечить:

- повышение экономичности турбины;
- сохранение достигнутой величины прироста КПД ЦВД;
- повышение надежности и безопасности работы турбины;
- годовую экономию в размере 7,8 млн. тенге.

Реконструкция паровых турбин сотовыми уплотнениями позволит обеспечить высокоэффективную выработку электроэнергии, а также повышение КПД (электрический) 0,3710 % и КПД (относительный внутренний) 0,8350 %.

7 Заключение

В дипломном проекте были рассмотрены вопросы расширения АО «АлЭС ТЭЦ-2». Предложенный проект предполагает установку турбины типа Т-120/130-130-8 и энергетического котла типа Е-550-13,8-560. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы. ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с западным тепловым комплексом, который работает в пиковом режиме.

В разделе безопасности жизнедеятельности был найден уровень шума в котельном цехе. Выбраны мероприятия по его снижению. Проведен расчет уровня выбросов станции с учетом вводимого оборудования.

В экономическом разделе рассчитаны себестоимости электрической и тепловой энергии до и после расширения АО «АлЭС ТЭЦ-2».

Специальная часть проекта посвящена вопросам повышения технико-экономических показателей турбин посредством применения различных конструкций сотовых уплотнений (на примере турбины ПТ-80).

Список литературы:

- 1) 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.
- 2) Д.П. Елизаров Тепло-энергетические установки электростанций. 1982 г.
- 3) Ю.П. Соловьев. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. 1978 г.
- 4) В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции, 1987 г.
- 5) Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование. Под ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качан.
- 6) Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы, -Алматы: АИЭС, 2007.-20 с.
- 7) Энергетическое оборудования для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Номенклатурный каталог. Часть 3. Турбины. 1999 г.
- 8) Котельные установки и парогенераторы, Бойко Е.А. 2005 г.
- 9) Котельные установки и парогенераторы, 2ч., Бойко Е.А. 2005 г.
- 10) Котельные установки промышленных предприятий. Тепловой расчет. Пак Г.В. 2002 г.
- 11) http://www.utz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in_id=8
- 12) <http://www.ales.kz/ru/contact-info/35-podrazdeleniya/66-almatinskaya-tets-2>
- 13) <http://kk.convdocs.org/docs/index-278574.html?page=6>
- 14) http://www.gazinstitut.by/info/library_files/13/Kotelnye_ustanovki_i_parogeneratory_Konstrukcionnye_harakteristiki_jenergeticheskikh_kotelnyh_agregatov.pdf
- 15) <http://03-ts.ru/index.php?nma=index&fla=index>

Таблица 3.1- Расчет тепловой схемы ТЭЦ-2

Параметры	Обознач.	Ед.измер.	Расчетная формула	t=-25°C	t=-7,8°C	t=-1,6°C	Лист
1	2	3	4	5	6	7	8
Исходные данные							
Нагрузка отопления	$Q_{от}$	Гкал/ч		698,0	698,0	636,0	270
ГВС	$Q_{гвс}$	Гкал/ч		312,7	312,7	284,9	121
Суммарная тепловая нагрузка	$Q_{тс}$	Гкал/ч	$Q_{ов} + Q_{гвс}$	1010,7	1010,7	920,9	121
Отпуск пара 13 кг/см ²	$D_{п}$	т/ч		25,0	25,0	25,0	20
Тем-ра в подающей магистрали	$t_{пм}$	°С		135	113	88	6
Объём тепловой сети	$V_{тс}$	м ³	По факту	5117	5117	5117	15
Температура холодной воды	$t_{хв}$	°С	По СНиП	5	5	5	1
Температура горячей воды ГВС	$t_{гв}$	°С	По СНиП	60	60	60	6
Температура воды перед ХВО	$t_{хво}$	°С	Принимается	30	30	30	3
Температура воды после ХВО	$t'_{хо}$	°С	Принимается с учетом охлаждения ХВО	27	27	27	2
Возврат конденсата с производства	$D_{ок}$	т/ч	по договорам	0	0	0	0
Расход пара 13 кг/см ² на мазутное х.	$D_{мх}$	т/ч		12,0	10,0	8,0	4,

Расчет

Расход воды на ГВС	$G_{гв}$	т/ч	$Q_{гвс} / (t_{гв} - t_{хв}) c_p$	5685,5	5685,5	5180,5	268
Расход воды с утечками	$G_{ут}$	т/ч	факт	62,0	62,0	62,0	19
Расход подпиточной воды	$G_{подп}$	т/ч	$G_{гв} + G_{ут}$	5747,5	5747,5	5242,5	270
Тем-ра воды после ВП	$t_{пхв}$	°С	$t_{вп} = t_{хв} + Q_{вп} / G_{подп}$	12,3	12,3	13,0	20
Энтальпия пара 1,2 кг/см ²	$h_{1,2}$	ккал/кг		642,0	642,0	642,0	642
Тем-ра воды после ДСВ	$t_{лсв}$	°С	$t_{лсв} = t_{обр}$	70	60	53	4,

Расход пара 13 кг/см ² на ДСВ т.с.	D _{дсв,тс}	т/ч	G _{подп} (t _{дсв} -t _{пхв})c _p /(h _п η - t _{дсв} c _p)	434,7	354,7	268,8	85
Расход сетевой воды	G _{св}	т/ч	Q _{тс} /(t _{под} -t _{об})c _p	9358,4	11752,4	15222,0	366
Тепловая нагрузка отборов "Т" ТА 1-3	Q _{тф, ПТ}	Гкал/ч	нормативная хар-ка ПТ-80/100-130/13	204	204	180,0	68
Тепловая нагрузка отборов "Т" ТА 5-6	Q _{тф, Т}	Гкал/ч	нормативная хар-ка Т-105/110-130-5	368,0	368,0	368,0	368
Тепловая нагрузка отборов "Т" ТА 7	Q _{тф, Т}	Гкал/ч	нормативная хар-ка Т-120	197,0	197,0	197,0	
Расход пара 1,2 кг/см ² на ОСП	D _{осп}	т/ч	Q _{тф} /(h _{1,2} -h')	1063,2	1063,2	1018,6	810
Тепловая нагрузка пиковых бойлеров	Q _{псп}	Гкал/ч	Q _{тс} - Q _{отб}	438,7	438,7	372,9	-
1	2	3	4	5	6	7	8
Энтальпия пара при p _п	h _{рпп}	ккал/кг	По таблице (л 3)	832,9	832,9	832,9	832
Энтальпия воды при p _п	h _{рпп}	ккал/кг	По таблице (л 3)	194,7	194,7	194,7	194
Расход пара 13 кг/см ² на пик.бойлер	D _{псп}	т/ч	Q _{псп} /(h ₁₃ -h')	687,4	687,4	584,3	-
Расход сырой воды на подпитку ТС	G _{св.тс}	т.ч	1,07x G _{хо}	6149,9	6149,9	5609,5	289
Температура питательной воды	t _{пв}	°С	t _н -5 °С	195,0	195,0	195,0	195
Энтальпия питательной воды	h _{пв}	ккал/кг	По таблице (л 3)	200,4	200,4	200,4	200
Расход питательной воды	D _{пв}	т/ч	D _{ка} +D _{пр}	2909,3	2878,4	2657,9	978
Расход пара 16 кг/см ² на ПВД	D _{пвд}	т/ч	D _{пв} (h _{пв} -h _д)/(h _п - h _{пв})	188,2	186,2	171,9	63
Паропроизводительность КА	D _{ка}	т/ч	предварительно	2880,5	2849,9	2631,6	969
Непрерывная продувка КА	p _{пр}	%	принимается по факту	1,0	1,0	1,0	1,
Расход продувочной воды	G _{пр.в}	т.ч	p _{пр} /100 D _к	28,80	28,50	26,32	9,0
Энтальпия котловой воды при p _б =140 кг/см ²	h _{кр.в}	ккал/кг	По таблице (л 3)	375,6	375,6	375,6	375
Давление в РНП	P _{рпп}	кг/см ²	Принимается	7,0	7,0	7,0	7,

Энтальпия пара при $p_{рнп}$	$h_{рнп}$	ккал/кг	По таблице (л 3)	659,7	659,7	659,7	659,7
Энтальпия воды при $p_{рнп}$	$h_{рнп}'$	ккал/кг	По таблице (л 3)	165,7	165,7	165,7	165,7
К-т сепарации РНП	α	-	$(h_{кв} 0,98 - h_{рнп}) / (h_{рнп}' - h_{рнп})$	0,41	0,41	0,41	0,41
Расход пара из РНП	$D_{сеп}$	т/ч	$\alpha G_{пр.в}$	11,80	11,68	10,78	3,9
Расход воды из РНП	$G_{сеп}$	т/ч	$G_{пр.в} - D_{сеп}$	17,00	16,82	15,53	5,7
Потери пара и воды с утечками	$\Delta D_{ка}$	т/ч	$0,02 D_{ка}$	57,61	57,00	52,63	19,0
Общие потери в основном цикле	$D_{хво}$	т/ч	$G_{сеп} + D_{мх} + \Delta D_{ка}$	94,6	92,0	85,6	43,0
Расход сырой воды на подпитку цикла	$G_{сыр.ц}$	т/ч	$1,07 G_{пкхо}$	101,23	98,44	91,63	46,0
Расход пара 13 кг/см ² на ДСВ котлов	$D_{дсв, к}$	т/ч	$D_{хво}(t_{дса} - t_{хов})c_p / (h_{п\eta} - t_{хов}c_p) - D_{сеп}$	2,37	2,29	2,23	3,7
Суммарный расход пара 13 кг/см ²	D_{13}	т/ч	$D_{пвд} + D_{п+} + D_{дсв, к} + D_{дсв, тс} + D_{мх}$	474,0	392,0	304,1	113,0
Расход острого пара на ТА №1	D_{01}	т/ч	по диаграмме режимов	468,0	468,0	400,0	230,0
Расход острого пара на ТА №2	D_{02}	т/ч	по диаграмме режимов	468,0	468,0	400,0	
Расход острого пара на ТА №3	D_{03}	т/ч	по диаграмме режимов	468,0	468,0	400,0	
Расход острого пара на ТА №4	D_{04}	т/ч	по диаграмме режимов	460,0	440,0	440,0	420,0
Расход острого пара на ТА №5	D_{05}	т/ч	по диаграмме режимов	480,0	475,0	470,0	300,0
Расход острого пара на ТА №6	D_{06}	т/ч	по диаграмме режимов	480,0	475,0	470,0	
Расход острого пара на ТА №7	D_{07}	т/ч	по диаграмме режимов	515,0	515,0	480,0	
Электрическая мощность ТА № 1	N_1	МВт	по диаграмме режимов	80,0	80,0	80,0	48,0
Электрическая мощность ТА № 2	N_2	МВт	по диаграмме режимов	80,0	80,0	80,0	
Электрическая мощность ТА № 3	N_3	МВт	по диаграмме режимов	80,0	80,0	80,0	
Электрическая мощность ТА № 4	N_4	МВт	по диаграмме режимов	50,0	50,0	50,0	27,0

Электрическая мощность ТА № 5	N ₅	МВт	по диаграмме режимов	110,0	110,0	110,0	86
Электрическая мощность ТА № 6	N ₆	МВт	по диаграмме режимов	110,0	110,0	110,0	
Электрическая мощность ТА № 7	N ₇	МВт	по диаграмме режимов	120,0	120,0	120,0	
Суммарный расход острого пара на Т	D ₀	т/ч	D ₀₁ + D ₀₂ + D ₀₃ + D ₀₄ + D ₀₅ + D ₀₆	3339,0	3309,0	2580,0	950
Паропроизводительность КА	D _{ка}	т/ч	1,02D ₀	3405,8	3375,2	2631,6	969

Таблица 3.2 - Баланс пара 1,2 кг/см², Гкал/ч

Источники	Режимы				Потребители	Режимы			
	I	II	III	IV		I	II	III	IV
1. ПТ-80/100-130/13 № 1	68,0	68,0	60,0	68,0	1. Основные бойлеры	562,0	562,0	538,0	432,0
2. ПТ-80/100-130/13 № 2	68,0	68,0	60,0		2. Собственные нужды	10,0	10,0	10,0	4,0
3. ПТ-80/100-130/13 № 3	68,0	68,0	60,0		ИТОГО	572,0	572,0	548,0	436,0
4. Т-100/110-130 № 5	184,0	184,0	184,0	184,0					
5. Т-100/110-130 № 6	184,0	184,0	184,0	184,0					
ИТОГО	572,0	572,0	548,0	436,0					

Таблица 3.3 - Баланс пара 13 кг/см², т/ч

Источники	Режимы			Потребители	
	I	II	III	IV	
1. ПТ-80/100-130/13 № 1	185,0	185,0	163,2	25,0	1. Промышл потребитель
2. ПТ-80/100-130/13 № 2	185,0	185,0	163,2		1. Мазутное
3. ПТ-80/100-130/13 № 3	185,0	185,0	163,2		2. Пиковая б
4. Р-50-130/13 № 4	381,8	381,8	381,8		3. Бойлерная
5. РОУ 13,8/1,3	223,0	220,0	180,2	0,0	ИТ
ИТОГО	1159,8	1156,8	1051,7	25,0	

Таблица 3.4 - Суммарная тепловая энергия отпускаемая от ТЭЦ-2, Гкал/ч

Отпуск тепловой энергии по ТМ ТЭЦ-2 - ЗТК	413,0	413,0	413,0	168,0	Основные и пиковые б
Отпуск тепловой энергии по ТМ ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1	246,0	246,0	246,0	100,1	Бойлерная
ИТОГО	659,0	659,0	659,0	268,1	ИТОГО

Таблица 3.5 - Баланс пара 130 -140 кг/см², т/ч

Источники	Режимы			Потребители	
	I	II	III	IV	
1. КА БКЗ-420-140 ст.№ 1	345,0	315,0	330,0		1. ПТ-80/ № 1
2. КА БКЗ-420-140 ст.№ 2	380,0	380,0	330,0		2. ПТ-80/ № 2
3. КА БКЗ-420-140 ст.№ 3	380,0	380,0	330,0		3. ПТ-80/ № 3
4. КА БКЗ-420-140 ст.№ 4	380,0	380,0	330,0	285,0	4. Р-50-13
5. КА БКЗ-420-140 ст.№ 5	380,0	380,0	330,0		5. Т-100/1
6. КА БКЗ-420-140 ст.№ 6	380,0	380,0	330,0	285	6. Т-100/1
7. КА БКЗ-420-140 ст.№ 7	380,0	380,0	330,0		5. РОУ 13

8. КА БКЗ-420-140 ст.№8	380,0	380,0	322,0	399,0	7. Утечки
9. КА БКЗ-550-140 ст.№9	400,0	400,0			8. Т-120/130-130-8 ст.№7
ИТОГО	3 405,0	3 375,0	2 632,0	969,0	И

Таблица 3.6 - мощность, МВт

Турбины	Режимы				Выработка электроэнергии, млн.кВтч
	I	II	III	IV	
1. ПТ-80/100-130/13 № 1	80,0	80,0	80,0	48,0	1. ПТ-80/100-130/13 № 1
2. ПТ-80/100-130/13 № 2	80,0	80,0	80,0	-	2. ПТ-80/100-130/13 № 2
3. ПТ-80/100-130/13 № 3	80,0	80,0	80,0	-	3. ПТ-80/100-130/13 № 3
4. Р-50-130/13 №4	50,0	50,0	50,0	27,0	4. Р-50-130/13 №4
5. Т-100/110-130 № 5	110,0	110,0	110,0	86,0	5. Т-100/110-130 № 5
6. Т-100/110-130 № 6	110,0	110,0	110,0	-	6. Т-100/110-130 № 6
7. Т-120/130-130-8 ст.№7	120,0	120,0	120,0		7. Т-120/130-130-8 ст.№7
ИТОГО	630,0	630,0	630,0	161,0	ИТОГО