

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Тепловые энергетические установки

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Зав. кафедрой д.т.н., доцент Жибарин А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Реконструкция Усть-Каменогорской ТЭЦ  
с расчётами ТВД

Специальность 53071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Рахимжанова Р.Э. Группа ТЭ-12-2  
(Ф.И.О.)

Научный руководитель д.т.н., профессор Жибарин А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Консультанты:

по экономической части:

д.э.н., профессор Тарасионов Р.Т.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
« 7 » июня 2016 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

старший преподаватель Манамбаева Р.Е.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
« 1 » июня 2016 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

д.т.н., профессор Жибарин А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
« 28 » мая 2016 г.  
(подпись)

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

(подпись)

Нормоконтролер: старший преподаватель Ели Т.М.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

« 7 » июня 2016 г.  
(подпись)

Рецензент: Айтабаев М.С.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.  
(подпись)

Алматы, 2016 г

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Факультет Теплоэнергетический

Кафедра Тепловые энергетические установки

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студенту Рахимжановой Салике Эдиевны

Тема проекта Ремонструкция Усть-Каменогорской ТЭЦ  
с расчётом ТВД

Утверждено приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.

Срок сдачи законченной работы «   » \_\_\_\_\_ 201   г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта): Установленная мощность: электр-я - 252,2 МВт; тепловая  
- 962,9 Гкал/час, Т-100-130: мехин-я мощность  $N_H = 100$  МВт;  
- максим-я Эл. мощность  $N_{max} = 120$  МВт, Давление светлo пара  $p_0 = 12,75$  МПа  
температура светлo пара  $t_0 = 535^\circ\text{C}$

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта: Описание Усть-Каменогорской ТЭЦ,  
Расчёт тепловой схемы т/у Т-100-130. Безопасность пускo-деятельности:  
- Анализ условий труда, Расчёт искр. освещеннoй, Потенциал профилактики.  
Экономическая часть: - Определение себестоимости отпущенoй электр и  
тепловой энергии. Спечвопрос: - Кар-ка ТВД, Тепловой расчёт ТВД



Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Тепловой план  
Тепловой разрез  
ТТТС т/у Т-100-130

Основная рекомендуемая литература: А.Д. Туржунский, Б.В. Лапачкин. Тепло-эрификационные паровые турбины и турбоустановки МЭИ 2002;  
А.С. Стержман, В.М. Лавочкин, С.Т. Тишин. Тепловые и атомные электростанции МЭИ 2004; С.А. Ривкин, А.А. Александров. Термодинамические свойства воды и водяного пара" Справочник, 1984; Л.Н. Шелкин, М.А. Буршадецкий. Краткий справочник по паротурбинной установке, 1961;  
Индрикин Т.М. - Справочная книга для проектирования электростанций.  
Васильев О.И. Экономическая эффективность. Ут., 1998; Шеремет А.Д. Теория экономического анализа - М, 1982.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Раздел III.С / Спецвопрос	Тенбаев А.А	11.12 - 7.06.16	
Безопасность теплоэнергетики	Мананбаева С.Е	15.12 - 1.06.16	
Экономической часть	Парамонов С.Т	19.02 - 07.06.16	



## **Аннотация**

В данном дипломном проекте предлагается реконструкция АО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ" с расчетом подогревателей высокого давления. Производится расчет тепловой схемы турбинной установки Т-100-130 станции. В специальном вопросе производится тепловой расчёт подогревателей высокого давления для выбранной турбины .

В разделе безопасности жизнедеятельности сделан анализ условий труда сотрудников станции. Произведен расчет искусственного освещения в помещении турбинного цеха, а также расчет путей эвакуации из производственного помещения.

В экономическом разделе выполнено определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии АО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ" после реконструкции.

## **Андатпа**

Осы дипломдық жобада жоғары қысымды жылытқыштар есептеу «AES Өскемен ЖЭО» ЖШС қайта жаңарту ұсынды. Ол жылу тұйықталу Т-100-130 турбиналық зауыты станцияны әзірлейді. Тандалған турбинаға арналған жылу өндірілген жоғары қысымды жылытқыштар есептеу арнайы нөмірінде.

Станциясының тіршілік әрекеті мен қауіпсіздік бөлімінде қызметкерлері талдау еңбек жағдайларын жүзеге асырылады. Турбины зауытының бөлмесінде жасанды жарықтандыруды есептеу, сондай-ақ өндірістік эвакуациялау маршруттарының есептеу.

Экономикалық бөлімде анықтауда қайта жөндеуден кейін электр және жылу «AES Өскемен ЖЭО» ЖШС құны жеткізуді жүзеге асырылады.

## **Abstract**

In this graduation project proposed reconstruction of "AES Ust-Kamenogorsk CHP" with the calculation of the high-pressure heaters. It designs a thermal circuit turbine unit station T- 100-130. In a special issue of the calculation of the heat produced high pressure heaters for selected turbine.

In the health and safety section of the station is made working conditions of staff analysis. The calculation of artificial lighting in the room of a turbine plant, as well as the calculation of the escape routes from the production facilities.

In the economic section determination is made cost supply of electric and thermal energy "AES Ust-Kamenogorsk CHP" after reconstruction.

## Содержание

1. Введение
2. Описание "Усть-Каменогорской ТЭЦ"
3. Генеральный план
4. Компоновка главного корпуса
5. Расчет тепловой схемы
  - 5.1 Описание турбины Т-100-130
  - 5.2 Описание принципиальной тепловой схемы ТОО "Усть-Каменогорская ТЭЦ" на базе турбоустановки типа Т-100-130
  - 5.3 Исходные данные
  - 5.4 Порядок расчета
6. Безопасность жизнедеятельности
  - 6.1 Анализ условий труда сотрудников турбинного цеха
  - 6.2 Расчет искусственного освещения
  - 6.3 Пожарная профилактика. Расчет путей эвакуации
  - 6.4 Общий вывод по разделу
7. Экономическая часть:
  - 7.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии ТОО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ"
  - 7.2 Определение эксплуатационных затрат
  - 7.3 Расчет себестоимости отпуска энергии
  - 7.4 Выводы
8. Специальный вопрос
  - 8.1 Краткая характеристика ПВД
    - 8.1.1 Назначение ПВД
    - 8.1.2 Технические характеристики ПВД
    - 8.1.3 Описание ПВД
  - 8.2 Тепловой расчет ПВД
9. Заключение
10. Список использованной литературы

## Введение

Электроэнергетика - одна из важнейших отраслей экономики Казахстана, а электрическая энергия один из наиболее прогрессивных видов энергетики. Важнейшей задачей развития электроэнергетики Казахстана является создание единой энергосистемы, объединяющей все электростанции в одну высоковольтную сеть. Наблюдавшийся в Казахстане вплоть до последнего времени экономический бум сопровождался столь же стремительным ростом потребления электрической и тепловой энергии. Однако сегодня наша энергетика, созданная в основном еще в советское время, подошла к пределу своих возможностей.(1)

В последние годы объемы электропотребления в Казахстане ежегодно увеличивались на 5–7%. И все же, разворачивающийся глобальный экономический кризис отражается и на ситуации в электроэнергетической отрасли. Падение объемов производства в строительстве, металлургии и ряде других секторов, а также общеэкономический спад повлекли за собой негативные изменения в работе энергетиков.Прежде всего это сказывается на объемах потребления.Осознавая надвигающиеся проблемы, правительство намерено в 2016–2030 годах провести широкомасштабную модернизацию уже существующих и строительство новых объектов комплекса. (1)

ТОО «AES Усть-Каменогорская ТЭЦ» обеспечивает производство тепловой энергии для крупных промышленных предприятий и покрывает 80 % нагрузки жилищно-коммунального сектора города, а также является крупнейшим производителем электроэнергии ВКО.

В дипломном проекте предлагается реконструкция "Усть-Каменогорской ТЭЦ" с расчетом подогревателей высокого давления. На данном предприятии будет рассчитана тепловая схема самой мощной турбины Т-100-130. В Для специального вопроса будет выполнен расчет соответственного типа подогревателя высокого давления.

## **2. Описание "Усть-Каменогорской ТЭЦ"**

ТОО «AES Усть-Каменогорская ТЭЦ» обеспечивает производство тепловой энергии для крупных промышленных предприятий и покрывает 80 % нагрузки жилищно-коммунального сектора города, а также является крупнейшим производителем электроэнергии ВКО.

### **Технические характеристики**

Виды продукции: тепловая и электрическая энергия;

Установленная мощность: тепловая – 962,9 Гкал/час; электрическая – 252,2 МВт;

Годовая выработка электроэнергии – 1 445 млн. кВт·ч., тепла – 2 469 тыс. Гкал;

Установленное оборудование: 9 котлов от 75 т/ч до 500 т/ч;

7 турбин, мощностью от 4 до 120 МВт;

УК ТЭЦ работает на угле- каменный уголь Майкубенского месторождения, растопочным топливом является мазут.

Численность персонала – 515 человек

Исполнительный директор – Илчовски Георги [19]

### **История предприятия**

1939 г. – разработан проект Усть-Каменогорской ТЭЦ.

1947 г. – введена во временную эксплуатацию первая очередь мощностью 6 664 кВт.

1951 г. – введена вторая очередь УК ТЭЦ. Затем, в течение восьми лет, введены в эксплуатацию в общей сложности 14 котлоагрегатов и турбогенераторов.

1953 г. – ввод третьей очереди УК ТЭЦ, начало теплоснабжения г. Усть-Каменогорск.

1954 -1959 гг. – ввод четвертой очереди УК ТЭЦ.

1963-1967 гг. – ввод пятой очереди.

1967-1970 гг. – ввод шестой очереди.

Одновременно с введением новых мощностей станция занималась расширением тепловых сетей, результатом чего стало закрытие более сотни мелких котельных города.

1991 г. – ввод котлоагрегата №15, расширение седьмой очереди УК ТЭЦ.

1997 г. – приобретение станции в собственность Корпорацией AES.



1999 г. — введены в эксплуатацию пусковые комплексы 2-го вагоноопрокидывателя и НГВС (насосная станция горячего водоснабжения).[19]

### **Достижения**

2010 год — Комитет Евро-Азиатского сотрудничества государственных метрологических учреждений (КООМЕТ) вручил санитарно-промышленной лаборатории отдела охраны окружающей среды AES Усть-Каменогорской ТЭЦ свидетельство участника международного проекта по разработке стандартных образцов состава воды.

2011 год — Министерство охраны окружающей среды РК вручило благодарственное письмо AES Усть-Каменогорской ТЭЦ за участие в продвижении международных инструментов Орхусской Конвенции – в проекте регистров выбросов и переноса загрязнений в РК.

2013 год — по результатам независимого рейтинга 2010-2012 гг. Министерства охраны окружающей среды ТОО «AES УК ТЭЦ» получило наилучшие результаты среди предприятий энергетической отрасли Республики Казахстан по интегральным экологическим показателям высокой прозрачности предоставляемой информации, низким экологическим издержкам, сокращению удельных воздействий на окружающую среду.[19]

**Таблица 2.1 Основное оборудование УК ТЭЦ**

Оборудование	Тип	Ввод в эксплуатацию	Наработка(на 1 сентября 2015), час
Турбоагрегат-4	Р-3,5-29/7	сентябрь 1959 г.	183 964
Турбоагрегат-6	Р-8-29/7	декабрь 1951 г.	368 288
Турбоагрегат-7	Р-8-29/7	март 1952 г.	363 779
Турбоагрегат-8	Р-25-29/1,2	декабрь 1954 г.	310 346
Турбоагрегат-9	Р-38-130/32	сентябрь 1967 г.	296 270
Турбоагрегат-10	Т-50-1-130	октябрь 1966 г.	271 450
Турбоагрегат-11	Т-120-1-130	декабрь 1970 г.	4396
Котлоагрегат-7	ЦКТИ-75-39	ноябрь 1953 г.	182 048
Котлоагрегат-8	ЦКТИ-75-39	ноябрь 1956 г.	202 522
Котлоагрегат-9	ЦКТИ-75-39	февраль 1957 г.	182 111
Котлоагрегат-10	ЦКТИ-75-39	июль 1957 г.	187 637
Котлоагрегат-11	БКЗ-320-140	сентябрь 1966 г.	264 952
Котлоагрегат-12	БКЗ-320-140	сентябрь 1967 г.	258 861
Котлоагрегат-13	БКЗ-320-140	июль 1970 г.	232 874

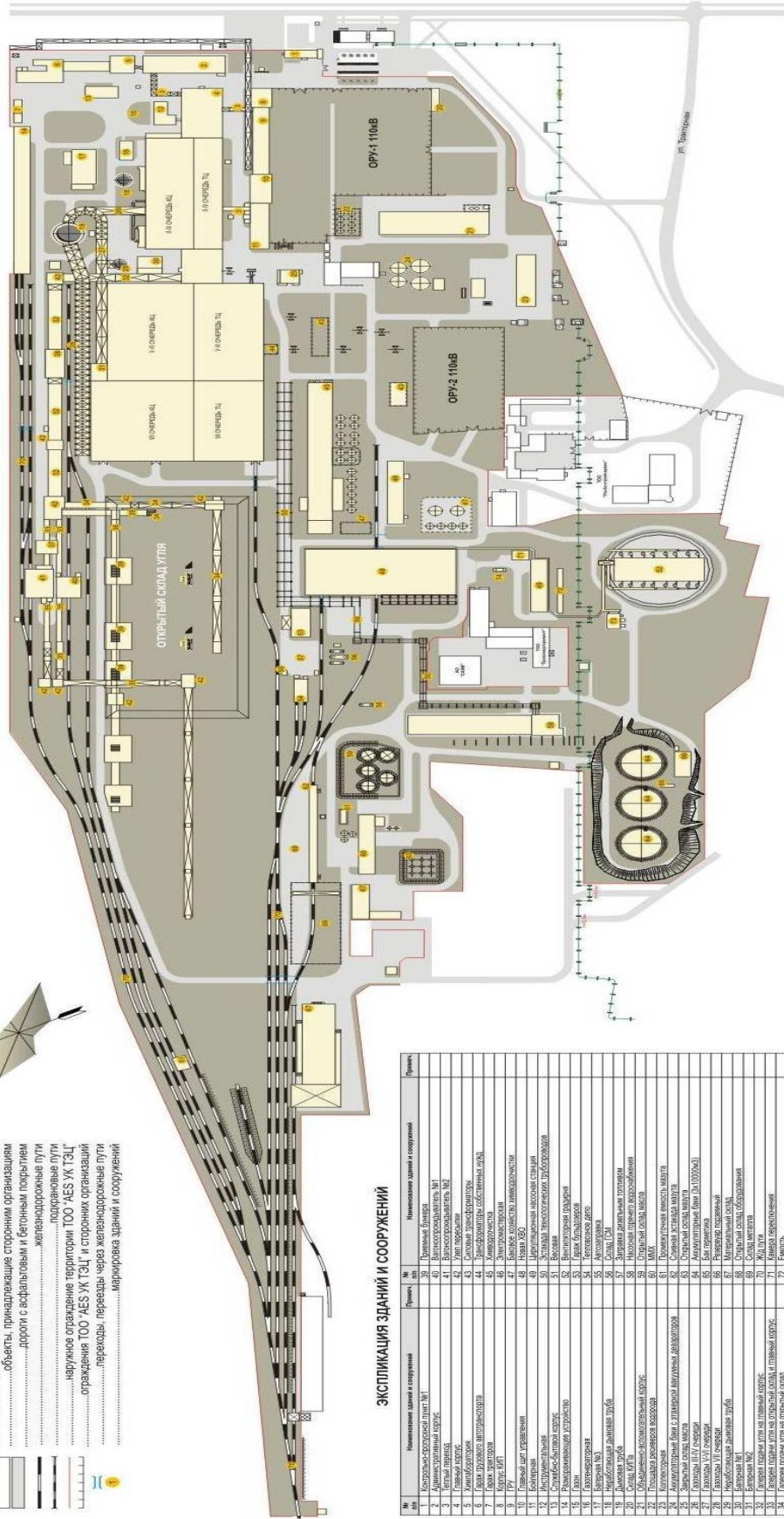
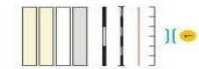
<b>Котлоагрегат-14</b>	<b>БКЗ-320-140</b>	<b>декабрь 1970 г.</b>	<b>220 237</b>
<b>Котлоагрегат-15</b>	<b>Е-500</b>	<b>декабрь 1991 г.</b>	<b>91479</b>

### **3. Генеральный план**

# План ТОО "АЕС Усть-Каменогорская ТЭЦ"



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- ..... объекты, принадлежащие ТОО "АЕС УК ТЭЦ"
  - ..... объекты, принадлежащие ТОО "АЕС УК ТЭЦ"
  - ..... объекты, принадлежащие сторонним организациям
  - ..... дороги с асфальтовым и бетонным покрытием
  - ..... железнодорожные пути
  - ..... подстанции
  - ..... наружные ограждения территории ТОО "АЕС УК ТЭЦ"
  - ..... ограждение ТОО "АЕС УК ТЭЦ" и сторонних организаций
  - ..... переходы / проезды, через железнодорожные пути
  - ..... маркировка зданий и сооружений



## ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

№	Наименование здания и сооружения	Планы	№	Наименование здания и сооружения
1	Сторонний складской пункт №1		39	Примечание: Бункер
2	Административный корпус		40	Вспомогательная №1
3	Склад		41	Участок №1
4	Склад		42	Участок №2
5	Минибюро		43	Складовый трансформатор
6	Ванная, туалет, санитарный пункт		44	Трансформаторная собственная станция
7	Склад		45	Химическая станция
8	Склад		46	Склад
9	Склад		47	Банковское отделение
10	Главный склад		48	Новая ЛЭО
11	Бункер		49	Центральная котельная станция
12	Центральная котельная станция		50	Вспомогательная котельная станция
13	Центральная котельная станция		51	Вспомогательная котельная станция
14	Вспомогательная котельная станция		52	Вспомогательная котельная станция
15	Ванная		53	Склад
16	Склад		54	Тепловое отделение
17	Склад		55	Склад
18	Склад		56	Склад
19	Склад		57	Завода дробильных аппаратов
20	Склад		58	Наружная котельная станция
21	Склад		59	Склад
22	Склад		60	Склад
23	Склад		61	Промышленные объекты
24	Административный корпус		62	Склад
25	Склад		63	Склад
26	Склад		64	Склад
27	Склад		65	Склад
28	Склад		66	Склад
29	Склад		67	Склад
30	Склад		68	Склад
31	Склад		69	Склад
32	Склад		70	Склад
33	Склад		71	Склад
34	Склад		72	Склад
35	Склад		73	Склад
36	Склад		74	Склад
37	Склад		75	Склад
38	Склад		76	Склад

#### **4. Компоновка главного корпуса**

Под термином «компоновка» понимается взаимное расположение основных производственных цехов и прочих цехов электростанции, а также расположение в них основного и вспомогательного оборудования. Компоновка помещений и оборудования электростанции является одним из наиболее трудных и ответственных этапов проектирования.

К компоновке электростанции предъявляются следующие основные требования:

1. Надёжность и бесперебойность эксплуатации. Компоновка должна соответствовать наиболее простой технологической схеме производства.

2. Минимальная стоимость сооружений..

3. Минимальные эксплуатационные расходы.

4. Возможность расширения станции.

Главным корпусом тепловой электростанции называют главное её здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию. Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки. Так, в главный корпус подаётся топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбин и т. д. Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы парогенераторов, шлак и зола при использовании твёрдых топлив и т. д. Из главного корпуса выводится конечная продукция электростанции — электрическая энергия, а на теплоцентралях, кроме того, и тепловая энергия с паром или горячей водой.

В соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов — парогенераторов и турбоагрегатов — в состав главного корпуса входят два основных помещения (или отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования турбоагрегатов и парогенераторов. Промежуточное помещение выполняют многоэтажным в виде этажерки. Наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, в частности, колонны наружных фасадных стен машинного зала и отделения парогенераторов.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками, иногда бункеры топлива и оборудование пылеприготовления. Оно выполняется двухпролётным, состоящим из деаэраторного и бункерного отделений, или однопролётным в виде совмещённого бункерно-деаэраторного помещения.

Кроме того, в нём размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты, в том числе блочные щиты управления. Эти щиты размещают на основном уровне обслуживания, составляющем  $9\div 11$  м и совпадающим с помещениями турбоагрегатов и парогенераторов.

Бункерное и совмещённое бункерно-деаэраторное отделения входят в состав парогенераторного отделения. Отдельно выполненное деаэраторное помещение относят к машинному залу.

В случае централизованной сушки и размола топлива вне главного корпуса оборудование пылеприготовления размещают в отдельном здании центрального пылезавода (ЦПЗ). Там же размещают бункеры сырого угля и промежуточные бункеры угольной пыли. При индивидуальном и центральном пылеприготовлении расходные бункеры угольной пыли размещают в главном корпусе, близ топочных камер парогенераторов.

Часть вспомогательного оборудования парогенераторов — золоуловители, дымососы на пылеугольных электростанциях — размещают, как правило, вне главного корпуса, рядом с ним, на открытом воздухе.

В помещении парогенераторов устанавливают также один-два мостовых электрических крана. Вспомогательное оборудование обслуживают грузоподъёмными механизмами. На электростанции устанавливают, кроме того, пассажирские и грузовые лифты. На ТЭЦ допускается въезд только со стороны временного торца.

Концентрические обмотки имеют форму цилиндров и располагаются концентрически. Такая конструкция применяется почти во всех силовых трансформаторах отечественного производства.

Чередующиеся обмотки размещаются в осевом направлении — попеременно группы катушек ВН и ПН. Эту конструкцию применяют в трансформаторах для электропечей.

Непрерывные и вивтовые обмотки наматывают либо на постоянном бумажно-бакелитовом цилиндре, либо по временному стальному цилиндру или разборном шаблоне.

Масляный канал между бумажно-бакелитовым цилиндром и обмоткой образуют рейки, склеенные из полос электрокартона. Каналы между катушками образуют прокладки из электрокартона, укрепленные на рейках. Бумажно-бакелитовый цилиндр является неотъемлемым элементом обмотки трансформатора, и поэтому при сборке трансформатора обмотка насаживается на стержень вместе с цилиндром.

Большинство непрерывных и винтовых обмоток мощных трансформаторов наматывают на временных стальных цилиндрах. По



окружности располагают временные деревянные планки с продольными вырезами, в которые вставляет рейки с насаженными на них прокладками.

После намотки обмотку поднимают из горизонтального положения в вертикальное и стягивают стальными шпильками и плитами 2, прокладывая временные деревянные бруски 3. Рейки 4 берут с запасом по длине, так как первоначальная длина обмотки при ее намотке больше расчетной окончательной длины вследствие неплотностей и распухания изоляционных деталей.

При сборке трансформатора, после сушки, пропитки и запекания обмотки должны быть удалены стальные.

В последнее время вместо шаблонов в виде стального цилиндра применяют разборные стальные шаблоны, обеспечивающие ряд преимуществ. Такой разборный шаблон состоит в основном из двух дисков с пазами по окружности в соответствии с необходимым числом прокладок в обмотке. Таким образом, при данной технологии намотки обмотка поступает в сборочный цех, стянутой между прессующими плитами.

Двойные катушки дисковых обмоток наматывают по специальному шаблону и затем собирают в группы на временном стальном цилиндре. Между отдельными катушками и между цилиндром образуются замковыми прокладками из электрокартона, надеваемыми по катушки при сборке обмотки. В таком виде обмотку стягивают стальными плитами. При сборке трансформатора цилиндр, плиты и шпильки удаляют. В некоторых конструкциях трансформаторов дисковую обмотку одного стержня собирают целиком, а в виде отдельных групп – каждую на своем цилиндре.

В соответствии с этим и посадку таких обмоток на стержень магнитопровода при сборке трансформатора производят по частям (обмотки ВН трансформаторов 400-500 кВ и др.).

В магнитных трансформаторах общего и специального назначения применяют обмотки с большим количеством различных схем. Разнообразие применяемых схем объясняется наличием или отсутствием регулировочных ответвлений, их числом, расположенном.

Изоляция обмоток трансформаторов подразделяют на два вида: *продольную* и *главную*. Продольной изоляцией называют изоляцию между отдельными элементами данной обмотки — витками, катушками, слоями и т. п. Эта изоляция почти полностью выполняется при изготовлении обмотки в обмоточном цехе и поэтому здесь не рассматривается.

Главной изоляцией называют изоляцию данной обмотки от заземленных частей магнитопровода, бака и других обмоток. Эта изоляция в основном осуществляется в процессе сборки трансформатора.

В силовых трансформаторах отечественного производства главная изоляция – *маслобарьерная*. Это означает, что для изоляции между отдельными частями трансформатора применяют минеральное масло. Для повышения электрической прочности масляных промежутков их разделяют

барьерами из электрокартона. Число барьеров выбирают с таким расчетом, чтобы отдельные масляные промежутки между ними не превышали 20-25 мм.

Таким образом, электрическая прочность главной изоляции обмоток в основном зависит от прочности масляных промежутков, в то время как барьеры играют вспомогательную роль, способствуя повышению прочности изоляции в целом. Поэтому при увеличении толщины барьера (изоляционного цилиндра между обмотками) в 2 раза (например, с 4 до 8 мм) электрическая прочность всего промежутка увеличится отнюдь не вдвое, а меньше.

В большинстве мощных трансформаторов изоляционные цилиндры выполняют «мягкими», т. е. из электро-изоляционного картона, обычно толщиной 2 мм. В трансформаторах 110 кВ применяют картон марки ЭА4Ц. Для более высоких напряжений желательна марка ЭМТ; электрокартон этой марки более эластичен и поэтому позволяет осуществить более плотную намотку цилиндров.

По высоте цилиндры делают сплошными, без стыков. По окружности стыки в каждом слое должны перекрывать друг друга не менее чем на 50 мм с тем, чтобы ни в одном месте толщина цилиндра не была меньше указанной в чертеже.

Во избежание значительных утолщений цилиндра, которые могли бы затруднить насадку обмотки, не допускаются два стыка в одном пролете между рейками.

«Мягкие» (сшивные) угловые шайбы изготовляют из электрокартона марки ЭМТ толщиной 1 мм или ЭМЦ толщиной 0,5 мм. Благодаря их применению прочность главной изоляции обмоток у края значительно повышается, что дает возможность применять меньшие изоляционные расстояния, чем в конструкции без угловых шайб. В цилиндрической части отдельные листы угловой шайбы – целые, в горизонтальной части они имеют надрезы, что и позволяет производить их отбортовку.

В изоляционном промежутке между торцами обмоток и ярмом  $i$  ставливают ярмовые барьеры, перекрывающие поверхность ярма, обращенную к обмоткам.

В масляном промежутке между двумя обмотками ВН трехфазных трансформаторов устанавливают междуфазную перегородку в виде плоских листов из электрокартона, которая в сочетании с барьерами обмотки В11. В некоторых случаях (в зависимости от схемы обмотки ВН) междуфазную перегородку.

Надежная работа трансформатора во многом зависит от того, насколько механически прочно закреплены на своих местах обмотки.

Расчет конструкции и деталей крепления обмоток должен быть выполнен, не только исходя из веса обмоток, но и с учетом усилий, действующих на обмотки при коротких замыканиях. Такие усилия складываются из двух составляющих: радиальные усилия, сжимающие внутреннюю обмотку и растягивающие наружную, и осевые усилия,

стремящиеся сместить обмотки или их части друг относительно друга в осевом направлении. В соответствии с этим обмотки должны быть надежно закреплены как в радиальном, так и в осевом направлениях.

В радиальном направлении внутренняя по расположению обмотка закрепляется круглыми деревянными стержнями и деревянными планками фасонного сечения. Деревянные стержни ставятся в уступах стержня магнитопровода, планки с четырех сторон на эти плоских поверхностях.

Деревянные стержни должны быть установлены так, чтобы не закрывать охлаждающих каналов магнитопровода, и располагаться по возможности ближе к осям прокладок. Обычно ближайшего наружнего — прокладками, выступающими за обмотку. Если между двумя соседними обмотками расположено более одного изоляционного цилиндра, то между цилиндрами устанавливаются планки прямоугольного сечения, склеенные из электрокартона.

Основой осевого крепления обмоток являются стальные прессующие кольца. В трансформаторах класса 110 кВ применяют общую прессовку обмоток одним прессующим кольцом, в трансформаторах 220-500 кВ — раздельную прессовку двумя кольцами — в двухобмоточных и тремя в трехобмоточных трансформаторах.

В процессе сушки активной части трансформатора высота обмоток уменьшается за счет осевой усадки деталей из электрокартона (шайбы, прокладки) и бумажной изоляции. Подтягивание упорных домкратов и нажимных шпилек прессующих колец позволяет восстановить ослабившее после сушки осевое крепление обмоток и обеспечить необходимое прессующее усилие. Кроме того, прессующие кольца, как уже указывалось выше, облегчают зашивку верхнего ярма в процессе сборки трансформатора.

Промежутки между прессующими кольцами и верхними торцами обмоток, а также между нижними торцами обмоток и ярмом заполняются деталями концевой изоляции — шайбами с прокладками, горизонтальными отворотами угловых шайб, барьерами. В нижней части промежутков между ярмовой изоляцией и полкой ярмовой балки, образованный выступом ярма магнитопровода, заполняется уравнивающей прокладкой.

Концы внутренних обмоток выводятся либо в канале между ярмовой изоляцией и уравнивающей прокладкой (при классе изоляции внутренних обмоток до 35 кВ включительно), либо через отверстие в ярмовой балке (при классах изоляции внутренних обмоток 110-220 кВ).

В трансформаторах обмотки разных напряжений (например, ВН и СН) не имеют электрической связи; они связаны только магнитно. В автотрансформаторах две обмотки (обычно ВН и СН), кроме магнитной связи, имеют еще непосредственную электрическую. Это обеспечивает значительные преимущества, позволяя уменьшить вес, габариты размеры по сравнению с трансформатором той же мощности.

Кроме того, автотрансформатор имеет третью обмотку, электрически не связанную с другими, обмотку НН.

Обмотки ВН, СН и НН автотрансформатора не располагают так, как это схематично показано, сдвинутыми в осевом направлении. Их нужно располагать концентрически и совпадающими по высоте.

В автотрансформаторах 220-500 кВ обмотку ВН делают не с вводом А на конце, а с вводом А по середине стержня. Схема повышающих автотрансформаторов отличается лишь тем, что обмотка НН является не внутренней, а расположена между обмотками ВН и СН.

В понижающем автотрансформаторе обмотки ВН и СН расположены рядом. Это позволяет их соединение осуществить внутри путем пайки кабелей емкостных колец, не выводя наружу.

В повышающем автотрансформаторе между обмотками ВН и СН расположена обмотка НН. Поэтому осуществить внутреннее соединение обмоток ВН и СН не удастся. Нижний конец обмотки СН приходится выводить (так же как в трансформаторе с отдельными обмотками) и снаружи обмоток соединять с обмоткой ВН.

В двухобмоточных повышающих трансформаторах большой мощности обмотку ВН разделяют на две части, располагая их концентрически; между ними помещают обмотку НН. Такое расположение обмоток называют *двойными концентрическим*.

В процессе эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменять в некоторых пределах их коэффициент трансформации. Это связано, например, с необходимостью поддержания номинального напряжения на зажимах вторичной обмотки при колебаниях нагрузки, при изменениях напряжения питания на первичной обмотке и пр.

Для возможности изменения коэффициента трансформации обмотки снабжают *регулируемыми ответвлениями* в двухобмоточных трансформаторах одну из обмоток, в трехобмоточных – одну или две.

В трансформаторах применяют две системы регулирования напряжения (изменения коэффициента трансформации); при *отключенном от сети трансформаторе* (без нагрузки) и *под нагрузкой*.

В первом случае переключение ответвлений производится после отключения всех обмоток трансформатора от сети.. Это означает, что на время переключения все приемники электроэнергии, питаемые от данного трансформатора, лишаются электроснабжения.

При этой системе аппаратура переключения состоит из двух основных элементов – *переключателя ответвлений* и *привода*, устанавливаемого на крышке или ступке бака и служащего для управления переключателем.

Переключатель устанавливают на активной части трансформатора. Его основными элементами являются: система неподвижных контактов, соединенных с соответствующими регулирующими ответвлениями обмотки,

и система подвижных контактов, соединяющих те или иные неподвижные контакты.

Переводить переключатель из одного положения в другое допустимо лишь при отсутствии напряжения на нем.

В мощных трансформаторах применяют однофазные *переключатели барабанного типа*, состоящие в основном из двух дисков с вставленными в них контактными стержнями или трубами.

В качестве подвижных контактов используют кольца, укрепленные на пружинах на коленчатом валу. Соединения между контактными стержнями и регулировочными ответвлениями обмотки осуществляют гибким кабелем, один конец которого припаивают к ответвлению, а второй натягивают либо непосредственно в соответствующий контактный стержень, либо в наконечник, ввинчиваемый в контактную трубу. При относительно небольших токах подводка кабелей к переключателю – односторонняя, при больших токах – двусторонняя.

Крепление переключателя барабанного типа на активной части трансформатора. Переключатель устанавливается в вертикальном положении. В вырез в гегинаксовых дисках переключателя входят выступы двух коротких бумажно-бакельтовых цилиндров.

Управление переключателем осуществляется *ручным приводом*. В трансформаторах до 110 кВ включительно привод устанавливают на крышке бака крепят к флагцу. Вал привода посредством верхней муфты соединяют, нижняя муфта которой штифтом скреплена с переходной втулкой коленчатого вала переключателя. Таким приводом, приводят во вращение коленчатый вал переключателя, а вместе с ним перемещают подвижные контакты.

Привод имеет *конусное кольцо*, служащее для подгонки положения колпака к положению коленчатого вала и контактной системы переключателя. Опыт показывает, что от правильной подгонки привода значительной мере зависит надежность работы переключателя и трансформатора. При плохой подгонке на месте монтажа подвижная контактная система переключателя может оказаться несколько отжатой от одного из неподвижных контактных стержней, в результате в этом месте сильно растет переходное сопротивление, а вместе с ним и нагрев, что может привести к обгоранию и аварии трансформатора.

В трансформаторах 220 и 330 кВ, как правило, применяют так называемые *боковые приводы*, выведенные на стенку бака.

Нижняя коробка бокового привода обычно устанавливается на стенке бака на высоте около 1200 мм над уровнем катания трансформатора. Таким образом, в эксплуатации обеспечивается удобное управление переключателем с фундамента трансформатора. Сокращается время, необходимое для переключения, по сравнению с тем, которое необходимо, когда приводы установлены на крышке.



При системе *регулирования напряжения под нагрузкой* (сокращенно – РПН) переключение ответвлений можно производить без отключения обмоток от сети, т. е. в процессе нормальной работы трансформатора, по обмоткам которого протекают нагрузочные токи. Таким образом, при этой системе регулирования питание приемников электроэнергии в процессе переключения не прерывается и цепь тока остается замкнутой в течение всего времени переключения.

Как уже указывалось, сам переключатель позволяет производить его перевод из одного положения в другое лишь в обесточенном состоянии. Поэтому в комплект аппаратуры регулирования под нагрузкой, помимо привода и переключателя, входит еще один аппарат – *контактор*, прерывающий цепь тока переключателя перед его переводом в другое положение. Для того чтобы при этом не прерывалось, хотя бы даже на короткое время, электроснабжение потребителей, предусматривают два переключателя и два контактора, работающие по очереди.

При этом через каждый переключатель и контактор, а также по каждой половине обмотки реактора протекает половина нагрузочного тока трансформатора. Направления намотки выбраны так, что результирующая индуктивность реактора при этом равна нулю.

Допустим, что аппаратуру необходимо перевести из положения 2 в положение 1. Полный цикл перехода состоит из шести отдельных операций, производимых в следующей последовательности.

Затем обесточенный переключатель *II* переходит из положения 2 в положение 1. Далее, снова включается контактор. Это положение называется положением «моста», так как аппаратура переключения как бы перекрывает (образует «мост») участок обмотки между двумя соседними ответвлениями (в данном случае между ответвлениями 1 и 2).

В положении «моста» по замкнутому контуру, образовавшему участком обмотки, переключателями, контакторами и реактором, протекает циркулирующий ток. В ветви переключателя  $I_1$  и контактора  $K_1$  он добавляется к половине нагрузочного тока, а в ветви переключателя  $II_2$  и контактора  $K_2$  вычитается.

Назначение *реактора* заключается в том, чтобы в положении «моста» ограничить циркулирующий ток и тем самым избежать перегрузки обмотки, переключателей и контакторов.

Наконец, включается контактор  $K_2$ . На этом заканчивается цикл переключения. Теперь аппаратура снова находится в рабочем положении, по уже по ответвлению.

Все описанные операции производятся последовательно посредством привода, снабженного электродвигателем. Однако в случае необходимости переключение может быть произведено и вручную рукояткой.

Отдельные элементы аппаратуры переключения располагаются на трансформаторе следующим образом.

Привод – в специальном кожухе, устанавливаемом на стенке бака, обычно с узкой стороны, на высоте, удобной для его обслуживания.

В верхней части бака над приводом располагают бачок контактора, заливаемый маслом. Контактор соединят с приводом вертикальным валом. Помещать контактор в бак трансформатора нельзя, так как при работе контактора между его контактами образуется электрическая дуга, под действием которой масло обугливается и ухудшает свои электроизоляционные свойства.

Поэтому контактор всегда размещают в отдельном бачке, масло которого не сообщается с маслом трансформатора.

В некоторых случаях их помещают с узкой стороны активной части трансформатора между верхними и нижними ярмовыми балками.

**Таблица 4.1 Здания и сооружения Усть-Каменогорской ТЭЦ**

№	Наименование	Тип здания, сооружения	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Кубату -ра, м <sup>3</sup>	Год постройки
1	Главный корпус ТЭЦ	Кирпич., сбор.- ж/б.	32203	586553	1947/91
2	Дымовая труба №1	Кирпич., сбор.- ж/б.	176	7800	1950
3	Дымовая труба №2	Кирпич., сбор.- ж/б.	232	8300	1966
4	Дымовая труба №3	Кирпич., сбор.- ж/б.	452	14130	1991
5	Багерная насосная №1	Сбор. ж/б, заглуб.	239	4678	1970
6	Багерная насосная №2	Сбор. ж/б, заглуб.			1991
7	Багерная насосная №3	Сбор. ж/б	648	5443	1989
8	Береговая насосная №2	Кирпичное	454	2280	1950
9	Золотвал №2	Равнинный	600 000	489000 0	1970
10	Золотвал №3	Карьерный.	250000	263000 0	2004
11	Админ-бытовой корпус	Сбор. ж/б.	1080	152280	1974
12	Управление	Кирпичное	269	2879	1951
13	Масломазутохозяйство 1	Сбор. ж/б., металл.	18000		1987
14	Электромонтаж. мастерская	Кирпичное	858	4805	1965
15	Объед. вспомогат. корпус	Сбор. ж/б.	2130	17900	1987
16	Бойлерная	Кирпичное	745	14006	1970
17	Химводоочистка 1-6 очереди	Кирпичное	1467	12175	1970
18	Вагонопрокидыватель №1	Монолит, сб. ж/б	296	4335	1972
19	Вагонопрокидыватель №2	Монолит, сб. ж/б	720	7200	1999
18	Насосная горячего водоснабж	Монолит, сб. ж/б	2000	12000	2000

19	ГПП-2, Глав. Щит Управлен	Кирпичное	1642	24895	1945/62
20	Коллекторная теплосети	Кирпичное	648	4536	1966
21	Гараж бульдозеров	Сбор.ж/б.	540	4255	1972
22	Тепловозно-вагонное депо	Сбор.ж/б.	288	3281	1972
23	Дробильный корпус	Кирпичное	344	2448	1951
24	Мастерская топливоподачи	Кирпичное	724	4603	1951
25	Материальный склад	Сбор.ж/б.	2016	12100	1987
26	Размораживающее ус	Сбор.ж/б.	1872	11200	1986
27	Служ.-быт. корпус топл/под.	Сбор.ж/б.	288	1730	1993

## 5. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

### 5.1 Описание турбины Т-100-130

Использование турбины с двумя регулируемыми отборами пара объясняется тем, что ТЭЦ должна давать пар двух различных давлений для промышленных целей. Турбины типа ТП получили широкое распространение и позволяют покрыть потребности окружающих районов в паре и горячей воде.

При производственном отборе  $D_n=185$ т/ч, сумме отопительных отборов  $\sum D_r=132$ т/ч расходе пара на турбину 470т/ч, при номинальных параметрах свежего пара и номинальных давлениях в отборах, при расчетной температуре охлаждающей воды  $t_{в1}^p=20^\circ\text{C}$  и расходе ее 8000 т/ч турбина развивает номинальную мощность 80МВт.

При  $D_{по}=300$  т/ч и  $P_n=1,3$ МПа, при отсутствии отопительных отборов  $N_3=70$ МВт. При номинальной мощности  $N_3=100$  МВт без отопительных отборов  $D_n=245$ т/ч. При  $\sum D_r=200$ т/ч и отключенном производственном отборе  $N_3=76$ МВт. Максимальная мощность 120 МВт достигается при максимальном расходе пара  $D_{max}=470$ т/ч и пониженных отборах пара.[5]

Подогрев сетевой воды - двухступенчатый. Может быть использован теплофикационный пучок конденсатора для подогрева первой ступени

обратной сетевой воды или химически очищенной воды, утилизирующий теплоту вентиляционного пропуска пара при работе турбины в режиме с противодавлением. Развитая регенеративная система подогрева питательной воды обеспечивает на выходе ее температуру 249<sup>0</sup>С.

Регулирование давления пара теплофикационных отборов осуществляется поворотной диафрагмой, установленной в камере нижнего теплофикационного отбора, производственного – регулирующим клапаном.

Основные характеристики турбины представлены в табл. 5.1.1

**Таблица 5.1.1 Основные параметры и характеристики турбины  
Т-100-130**

№ п/п	Показатель	Значение
1.	Завод-изготовитель	ПОТ ЛМЗ
2.	Мощность, МВт: - номинальная - максимальная	100 120
3.	Частота вращения, 1/с	50±0,1
4.	Начальные параметры пара: - давление, МПа - температура, °С	12,75 555
5.	Пределы изменения давления пара в регулируемом отборе, кПа: - верхнего - нижнего	49 – 245 29 – 98
6.	Тепловая нагрузка, ГДж/час	284
7.	Номинальный расход отбираемого пара, кг/с: - производственного отбора	51,4

	- теплофикационного отбора	–
8.	Число отборов пара на регенерацию	7
9.	Температура питательной воды, °С	249
10.	Давление пара за турбиной, кПа	3,5
11.	Расход охлаждающей воды через конденсатор, т/ч	16000
12.	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	20
13.	Максимальный расход свежего пара, т/ч	470
14.	Число ступеней	30
15.	Число выхлопов пара	1
16.	Длина рабочей лопатки последней ступени, мм	665

**Продолжение таблицы 5.1.1**

17.	Средний диаметр последней ступени турбины, мм	2000
18.	Расчетный удельный расход теплоты, кДж/кВтч	9585
19.	Длина турбины, м	14,845

- максимальный расход пара – 485 т/час (подвод свежего пара к турбине осуществляется односторонним трубопроводом Д 377х50);

- номинальный суммарный теплофикационный отбор – 285 ГДж/час (68 Гкал/час) при давлении в верхнем отборе 0,088 МПа (0,9 кгс/см<sup>2</sup>) и нижнем отборе 0,034 МПа (0,35 кгс/см<sup>2</sup>).

Турбина Т-100-130 является турбиной нового поколения, имеет современные показатели надежности: коэффициент готовности - не менее 0,995; среднюю наработку на отказ единичного изделия - не менее 6000 часов; ресурс деталей и сборочных единиц из жаропрочных материалов - не менее 170000 часов; срок службы между ремонтами со вскрытием цилиндров - не менее 6 лет; полный срок службы турбины - не менее 30 лет.

ТЭЦ имеет тепловую схему с поперечными связями. Турбина типа Т-100-130 подключается к существующим паровым и тепловым магистралям



ТЭЦ. Главные паропроводы запроектированы по схеме котел-турбина с переключением на общественную паровую магистраль.

Подогрев сетевой воды турбоустановки осуществляется в двух горизонтальных подогревателях ПСГ-1300-3-8-1, подключенных параллельно, паром из нижнего отопительного отбора. Предусмотрен резервный подвод греющего пара ПСГ турбины от коллектора пара 1,2 ата, расположенного по ряду «А». С турбоустановкой устанавливаются также пиковые подогреватели сетевой воды, как второй ступени подогрева. Пар на пиковые подогреватели забирается от производственного отбора турбины.

Турбина Т-100-130, а также все предусмотренные проектом оборудование пригодно к ремонту и размещается в зоне действия существующего мостового крана грузоподъемностью 100/20 т.

## **5.2 Описание принципиальной тепловой схемы ТОО "Усть-Каменогорская ТЭЦ" на базе турбоустановки типа Т-100-130**

Принципиальная тепловая схема турбоустановки – это структурная схема оборудования пароводяного тракта, характеризующая процессы преобразования и использования теплоты. Принципиальные схемы турбоустановок включают структурную схему турбины, схемы конденсационного устройства (в части тракта рабочего тела), регенеративного подогрева воды, включения теплофикационной установки и некоторые другие.

Трубопроводы на принципиальной схеме указывают одной линией независимо от числа параллельных потоков; параллельно включённое однотипное оборудование также изображают только один раз; при этом полностью отражают последовательно включённые элементы. Арматуру, входящую в состав трубопроводов или установленную на самих агрегатах, на таких схемах не указывают, за исключением важнейшей.

Принципиальная тепловая схема станции с турбиной Т-100-130 приведена на рисунке 5.1. Турбина имеет семь отборов, из которых два последних – теплофикационные. Система регенеративного подогрева состоит из трёх ПВД, деаэратора (присоединенного к третьему отбору турбины по предвключённой схеме) и четырёх ПНД. Кроме того, как и обычно, в системе имеются подогреватели, работающие на паре уплотнений ПУ<sub>1</sub> и ПУ<sub>2</sub> и паре ПЭ. Все ПВД имеют встроенные ОП и ОД. Подогреватель низкого давления П<sub>3</sub> имеет вынесенный ОД.

Подогрев сетевой воды проводится в ПСГ<sub>1</sub> и НСГ<sub>2</sub>. В зимнее время для подогрева воды можно использовать также встроенный в конденсатор выделенный пучок. При такой схеме подача циркуляционной воды в конденсатор прекращается и давление в нём несколько возрастает. Однако теплота отработавшего пара при этом полностью используется. В холодное время года, когда количество теплоты, отдаваемой паром теплофикационных отборов при максимальных расходах 2 последних отборов недостаточно, включается пиковый водогрейный котёл. В летний период сетевая вода подогревается лишь паром второго теплофикационного отбора.

В энергоблок Т-100/-130 входит четыре подогревателя низкого давления: ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3 и ПНД-4. Также в схему входят сальниковый подогреватель и вакуумный охладитель уплотнений.

Конденсат турбины Т-100-130 из конденсатора проходит последовательно через охладители эжекторов, ПС-50 (ПС-100), охладитель пара отсасываемого из концевых уплотнений турбины, ПНД № 1,2,3,4 и поступает в деаэрактор 6 ата.

Пар со штоков уплотнений в количестве  $D_{шт} = 0,003D_0$  идет в деаэрактор 0,6 МПа. Из крайних камер уплотнений сухой насыщенный пар отсасывается в (СХ), конденсат которого направляется в бак нижних точек (БНТ). Из СХ конденсат идет в атмосферный деаэрактор и насосом вместе с добавочной водой направляется в конденсатор. Пар со средних камер уплотнений направляется подогреватель сальниковый (ПС). Конденсат из ПС и ПЭ направляется в конденсатор.

Для нормальной работы основных эжекторов ПС-50 и БО-90 предусмотрена рециркуляция конденсата.

Система регенерации высокого давления предназначена для регенеративного подогрева питательной воды за счёт охлаждения и конденсации пара из отборов турбины и тем самым повышения экономичности станции в целом.

Подогреватели высокого давления по принципу работы относятся к поверхностным. Питательная вода прокачивается по трубной системе, а греющий пар омывает трубки (спирали) и конденсируется на их поверхности. Температура плёнки конденсата на трубках независимо от состояния пара (перегретый или насыщенный) приблизительно равна температуре насыщения пара при соответствующем давлении в паровом пространстве подогревателя. При передаче тепла от пара к воде в поверхностных подогревателях температура подогреваемой воды всегда ниже температуры насыщения пара вследствие термического сопротивления стенки трубки и загрязнений на внутренней и наружной её поверхности. Величина недогрева, т.е. разность температуры насыщения греющего пара и температуры воды на выходе из

подогревателя обычно 2-6 °С. Недогрев воды в подогревателях определяет эффективность их работы.

Для восполнения потерь в схеме предусмотрен забор воды из реки. Вода поступившая из реки подогревается в подогревателе сырой воды (ПСВ) до температуры 35 °С, затем пройдя химическую очистку поступает в деаэратор 0,12 МПа. Для обеспечения подогрева и деаэрации добавочной воды, используется теплота пара из пятого отбора. Пар из этого отбора поступает в (ПСВ), а так же в деаэратор 0,12 МПа, конденсат из ПСВ поступает в СМ1.

В схеме предусмотрены расширитель продувочной воды из котла. В расширитель поступает пароводяная смесь, которая разделяется в нем на относительно чистый пар, отводимый в деаэратор Д-6 ата, и воду (сепарат или концентрат), с которой выводится примеси (соли и т.п.), удаляемые из парогенератора с продувочной водой. После расширителя первой ступени, пар поступает в деаэратор 0,6 МПа, а вода из первой ступени поступает во вторую. Выпар второй ступени поступает в деаэратор 0,12МПа, а вода поступает в линию сетевой воды, перед ПСГ1.

В нижней части каждого конденсатора турбины размещена дополнительная поверхность охлаждения (около 18% основной поверхности), названная встроенным теплофикационным пучком, использующим тепло отработавшего пара для подогрева сетевой или подпиточной воды. Встроенные пучки имеют независимые водяные камеры, через которые можно пропускать сетевую или циркуляционную воду в зависимости от тепловой нагрузки турбины. При работе турбины в теплофикационном режиме и закрытой регулирующей диафрагме, когда пропуск пара в конденсатор минимальный, конденсация пара осуществляется только за счёт поверхности встроенных пучков и подача циркуляционной воды в конденсаторы может быть частично или полностью прекращена, что уменьшает расход энергии на собственные нужды.

Таким образом, в отопительный период подогрев сетевой воды может осуществляться по трёхступенчатой схеме. Использование тепла отработавшего пара турбины для подогрева сетевой воды при теплофикационном режиме даёт возможность повысить экономичность теплофикационной установки.

Управление режимами энергообъединения осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности

формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

В данной работе рассматриваются вопросы формирования адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение упрощенных моделей системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетным режимным параметрам
- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям параметров режима ;
- Контроль устойчивости по измеряемым параметрам режима ;
- Использование синхронизированных векторных измерений для корректировки параметров модели
- Определение предельных режимов и контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения;
- Разработка структуры устройств автоматики контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения.

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности.

Классические полные модели используемые в комплексах программ моделирования установившихся и переходных режимов были представлены в разделах 1.1 и 1.2. Анализ использования этих моделей показывает, что подготовка информации для моделей требует огромного числа данных которые вводятся вручную для заранее известных расчетных схем, процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Указанные недостатки существующей технологии использования полных моделей не позволяют их использовать в контуре управления. Ниже приводится анализ использования наиболее известных программ в контуре управления .

Управление режимами энергообъединениями осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Для устранения указанного недостатка программного управления, в настоящее время, в электроэнергетике все более актуальным становятся переход к адаптивным принципам управления режимами/3/. Использование расчетных моделей, адаптируемых к изменениям текущих схем и режимов, позволяет выполнение большей части расчетов непосредственно в контуре управления. В связи с изложенным, возникает задача определения параметров модели сети по данным измерений при ее известной структуре или оценка состояния системы в реальном времени.

В данной статье рассматриваются вопросы формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение структуры модели системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетных режимных параметров;
- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям электропотребления;
- Выполнение прогнозных расчетов устойчивости по расчетной моделей;
- Анализ результатов выполненных расчетов для оценки достаточности управления.



На стадии планирования режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Основными условиями сохранения параметров режима для исходной и упрощенной схемы базируются на теории обобщенного состояния сети и используют правила и методы определения состояния многополюсника по выходным параметрам при ее известной структуре./6/ Так, например, обобщенное уравнение состояния сети в установившемся режиме можно представить в следующем виде:

$$U_{\Delta} = Z \cdot J + E_0 \quad (2.1)$$

где  $Z$  - матрица пассивных параметров многополюсника,  
 $E_0$  - матрица активных параметров многополюсника

Матрица  $Z$  пассивных параметров многополюсника, имеет порядок равным числу независимых полюсов или числу контролируемых узлов исходной схемы.

Активными параметрами многополюсника  $E_0$  можно считать значения напряжения узлов присоединенных непосредственно ко всем независимым полюсам. В настоящее время для контроля режима сети стали использоваться устройства PMU (Phasor measurement unit). Синхронизированные векторных измерения модуля и фазы напряжения активных узлов позволяют выполнить условия адаптивности параметров модели режима к реальным условиям состояния режима сети. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что матрица  $Z$  характеризует упрощенную схему с уменьшенным числом узлов.

Принятым условиям сохранения эквивалентности модели в отношении сохранения устойчивости отвечают модели в виде собственных и взаимных проводимостей активных узлов (СВП)/4,5/

Математическая формализация и решение этой задачи базируется на методах идентификации динамических систем, использующих наиболее информативные параметры контролируемой части системы.

Для построения модели сети в виде СВП рассмотрим уравнения установившегося режима сети в виде матричной системы :

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

где за положительное принято направление тока в сеть.

Модели сети в виде СВП генераторных узлов представляется матричным уравнением:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1k} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2k} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{k1} & -Y_{k2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{kk} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_k \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

Система (2) в отличие от системы(1) представлена собственными ( $Y_{ii}$ ) и взаимными  $Y_{ij}$  проводимостями относительно генераторных узлов. Для их определения воспользуемся методом «единичных токов». Суть данного метода заключается в следующем :

- для системы (1) в генераторных узлах последовательно задаем значение тока равным единице, начиная с первого и определяем значения вектора напряжения для системы (1). Эту процедуру повторяем  $K$  раз по числу активных (или генераторных узлов) .
- в схеме замещения нагрузки приняты пассивными узлами и представлены постоянными сопротивлениями  $Z_k = \text{const}$ .
- полагая, что к первым  $m$  узлам сети ( $j = m+1, \dots, k$ ) подключены генераторы, а к остальным узлам ( $j = k+1, \dots, n$ ) - нагрузки.

В результате выполнения процедуры  $K$  раз получим следующую матрицу распределения напряжения определенных по методу единичных токов:

$$|U_{ij}| = \begin{bmatrix} U_{11} & \dots & -U_{1m} & -U_{1(m+1)} & \dots & -U_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{m1} & \dots & U_{mm} & -U_{m(m+1)} & \dots & -U_{(mn)} \\ -U_{(m+1)1} & \dots & -U_{(m+1)m} & [U_{(m+1)(m+1)} + U_{H(m+1)}] & \dots & -U_n \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{k1} & \dots & -U_{km} & -U_{k(m+1)} & \dots & [U_{kn} + U_{kH}] \end{bmatrix}$$

Число строк (к) равно числу генераторных узлов,  
Число столбцов (n) равно числу узлов в схеме  
Собственные значения проводимости (2) определяется в виде:

$$Y_{ii} = I_i / U_{ii}$$

где  $I_i$  - значение тока для I –того расчета,

$U_{ii}$  - значение напряжения в I-том узле для I-расчета

Взаимная проводимости активных узлов определяются в виде :

$$Y_{ij} = I_i / U_{ij}$$

Контроль ограничений осуществляется автоматическими устройствами, получившие названия автоматики от наброса мощности (АНМ).

АНМ, фиксирующая опасную перегрузку сечения межсистемной связи по условиям статической устойчивости в энергосистеме, является выявительным органом ПА, действующей по принципу 2 "ДО", до наступления нарушения. Уставки АНМ настраиваются по условиям достижения предельных значений мощности в контролируемых точках по сечению.

Настройка противоаварийной автоматики по принципу 2 "ДО" предполагает выполнение расчетов по настройке устройств ПА в до аварийном режиме. В связи с этим правильная настройка АНМ, определяющая эффективность ее действия, во многом зависит от полноты и корректности выполненных расчетов по определению предельно допустимых перетоков мощности на стадии планирования ожидаемых режимов и расчетных возмущений.

С целью выявления опасных перегрузок по условиям нарушения устойчивости выполняются многочисленные вариантные расчеты нормальных и утяжеленных режимов сети. При этом определяются необходимые точки установки устройств АНМ и предельные значения контролируемых перетоков мощности.

Для примера, на рисунке 1 приведены контролируемые сечения и предельные значения перетоков или максимально допустимые перетоки для транзита "Север-Юг". Максимально допустимые перетоки (МДП) мощности по контролируемым сечениям определяются с учетом коэффициента запаса статической устойчивости для наихудшего условия существования режима.

Для транзита "Север-ЮГ" наиболее значимыми являются:

Развитие технических средств управления режимами энергообъединениями позволяет использованием адаптивных расчетных моделей в контуре управления. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных

схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Трансформатор – один из важнейших элементов всякой электрической установки. Среди большого числа различных типов трансформаторов, изготавливаемых отечественными заводами, на первом месте по количеству и суммарной мощности стоят силовые масляные трансформаторы общего назначения, предназначенные для передачи электроэнергии на расстояние и ее распределения по потребителям – промышленным предприятиям, жилым домам, общественным зданиям и т. п.

За годы развития трансформаторостроения наметилась определенная тенденция к увеличению мощности трансформаторов в одной единице и повышению их напряжения.

Так, рост в единице мощности трансформаторов и автотрансформаторов, выпускавшихся в СССР, характеризуется следующими цифрами: 1925 г. - 12,5 тыс. *кв*, 1932 г. - 20 тыс. *кв*, 1936 г. - 40 тыс. *кв*, 1957 г. - 180 тыс. *кв*, 1959 г. - 240 тыс. *кв*.

Повышение с годами номинальных напряжений отечественных трансформаторов видно из следующих данных: до 1931 г. - 35 *кв*, 1931 г. - 110 *кв*, 1933 г. - 220 *кв*, 1955 г. - 400 *кв*, 1958 г. - 500 *кв*.

В настоящее время уже изготовлены силовые трансформаторы, мощность которых приближается к 400 тыс. *кв* в СССР работают трансформаторы с самым высоким в мире номинальным напряжением - 500 *кв*. Однако это не предел: в ближайшие годы потребуются трансформаторное оборудование, рассчитанное на передачу еще больших мощностей при напряжении 700-800 *кв*.

По принципу работы и основным элементам мощный трансформатор на высокое напряжение не отличается от трансформаторов малой и средней мощностей. Однако конструкции отдельных его узлов и трансформатора в целом имеют характерные особенности, связанные с большим весом, значительными механическими усилиями, возникающими в обмотках при коротких замыканиях, необходимостью отводить большое количество тепла, выделяющегося при работе

трансформатора в обмотках, магнитопроводе и элементах конструкции, большими изоляционными расстояниями, которые должны быть выдержаны как внутри трансформатора, в баке, так и в воздухе, и др. Существенное влияние на конструкцию мощных трансформаторов оказывают также условия их перевозки по железной дороге.

С конструктивными особенностями самым тесным образом связан технологический процесс сборки магнитных трансформаторов высокого напряжения, которому и посвящена данная книга. Более того, технология производства и в первую очередь сборки сама влияет на конструкцию, заставляя при конструировании отдельных узлов трансформатора выбирать наиболее «технологичные» решения.

В трансформаторе передача электроэнергии к одной обмотки в другого происходит электромагнитным путем, что и определяет размеры его магнитопровода и всего трансформатора. В последние годы большое распространение получили мощные автотрансформаторы на высокие напряжения взамен трансформаторов.

В автотрансформаторе две обмотки связаны не только электромагнитным путем, но и непосредственно электрически. При этом лишь часть электроэнергии передается электромагнитным путем, остальная же часть передается непосредственно из обмотки в обмотку электрическим путем. Благодаря этому при той же передаваемой мощности автотрансформатор легче трансформатора, имеет меньшие потери энергии и габаритные размеры.

Естественно, что и конструкции автотрансформаторов имеют свои характерные особенности и различную технологию сборки.

В процессе эксплуатации трансформаторов часто возникает необходимость изменения в некоторых пределах их коэффициента трансформации для регулирования напряжения. Это может быть осуществлено изменением числа витков одной из обмоток, подключением или отключением части витков.

В зависимости от того, предусматривает ли конструкция изменение числа витков при отключенном от сети или работающем трансформаторе, различают трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и при отключенном от сети трансформаторе. Первые отличаются более сложной конструкцией, в частности отводов и переключающих устройств, наличием пристроенного к баку приводного механизма и пр.

Это влечет за собой и усложнение ряда сборочных операций, особенно на последних этапах сборки.

При очень больших мощностях встраивание аппаратуры для регулирования напряжения под нагрузкой в силовой трансформатор может оказаться трудным, так как приведет к увеличению веса и габаритных размеров сверх допустимых пределов.

В таких случаях для регулирования напряжения под нагрузкой применяют отдельные, так называемые вольтодобавочные трансформаторы

или вольтодобавочные агрегаты, состоящие из двух трансформаторов, устанавливаемых рядом с главным трансформатором, регулируемое напряжение которых складывается с напряжением главного трансформатора или вычитается из него.

Среди большого числа различных трансформаторов специального назначения особое место занимают трансформаторы для питания дуговых металлургических электропечей. Характерной особенностью этих трансформаторов заключается в том, что их обмотка НН рассчитана на сравнительно низкие напряжения порядка десятков или сотен вольт и на большие токи, достигающие десятков, а иногда и сотен тысяч ампер. Тщательная сборка таких трансформаторов, в полной мере учитывающая особенности их конструкции, имеет решающее значение для их надежности безаварийной работы.

Технологический процесс сборки трансформатора завершает производственный цикл его изготовления. В сборочный цех или на сборочный участок поступают заранее изготовленные узлы трансформатора с других производственных участков – штамповочного, обмоточного, сварочного и некоторых других, вспомогательных.

Основными узлами, поступающими на сборку, являются магнитопровод в полностью собранном виде, обмотки, число которых может достигать до 12 на один трансформатор, например, для трехфазного автотрансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, детали и узлы изоляционной конструкции, детали отводов, переключающие устройства, трансформаторы тока, бак, расширитель и вводы на все напряжения данного трансформатора.

Вместе с тем практика показывает, что некоторые детали трансформатора целесообразно изготавливать на самом сборочном участке. К таким деталям относятся, например, шинные отводы.

Технологический процесс сборки трансформатора на заводе, как правило, имеет целью собрать трансформатор в том виде, в каком он должен работать в эксплуатации. По окончании процесса заводской сборки трансформатор должен быть полностью подготовлен к контрольным испытаниям, предусмотренным ГОСТ 401-41 или техническими условиями. При заводской сборке на трансформаторах не устанавливаются те узлы и детали, в которых нет необходимости при проведении контрольных испытаний. К таким деталям относятся: тележка, охлаждающие устройства (радиаторы, охладители), термосифонные фильтры, контрольные и измерительные устройства, аппаратура управления и сигнализации, выхлопная труба на которые другие относятся.

Указанные детали и узлы устанавливают на трансформаторе при его монтаже на месте эксплуатации, так как монтаж трансформатора в противоположность сборке на заводе имеет целью подготовить трансформатор не к контрольным испытаниям, а к нормальной эксплуатации на месте установки. В заводских условиях лишь в некоторых случаях производят

установку охлаждающих устройств, например для производства технических трансформаторов.

Поэтому сборку трансформатора на заводе нельзя отождествлять с его монтажом на месте установки.

Процесс сборки трансформаторов включает большое количество самых разнообразных производственных операций: расшихтовку и зашихтовку верхнего ярма магнитопровода, посадку обмоток, пайку, изолирование и многие другие. Кроме того, технологический процесс сборки включает и такие процессы, как сушка активной части, заливка трансформатора маслом (под вакуумом или без вакуума), окраска бака и др.

Отсюда вытекают и требования к оборудованию и планировке цеха или участка сборки трансформаторов, причем для трансформаторов больших мощностей решающее значение имеют габаритные размеры их активных частей и баков, обуславливающие необходимые площади, и соответствующие веса, определяющие необходимую грузоподъемность кранового оборудования, и др.

Учитывая многообразие производственных операций, составляющих технологический процесс сборки трансформатора, необходимость сушки активной части на определенном этапе сборки, а также необходимость в промежуточных испытаниях трансформатора до окончания процесса сборки и проведения контрольного испытания, весь процесс сборки принято подразделять на ряд основных этапов. 1) первая сборка; 2) вторая сборка; 3) третья сборка; 4) демонтаж и погрузка.

Первая сборка трансформатора имеет цель собрать магнитопровод с обмотками. Она включает снятие верхних ярмовых балок и расшихтовку верхнего ярма магнитопровода, укладку нижней концевой изоляции, насадку на стержни всех обмоток и установку изоляционных деталей между обмотками (изоляционные цилиндры, угловые шайбы и др.), укладку верхней концевой изоляции, зашихтовку и прессовку верхнего ярма.

По окончании первой сборки трансформатор проходит первое предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации, опыт холостого хода при пониженном возбуждении, измерение сопротивления изоляции активной стали магнитопровода. Испытанные изоляции ярмовых балок и прессующих опилек.

Вторая сборка включает все операции, необходимые для подготовки активной части трансформатора к сушке и последующей установке ее в баке. В процессе второй сборки производятся подготовка отводов к установке на трансформаторе, пайка катушек, сборка, пайка и изолирование отводов в местах паяк, установка переключающих устройств. Ко второй сборке относятся также установка трансформаторов тока, если они конструктивно объединены с отводами, установка изоляционной перегородки между обмотками и ступкой бака на некоторые другие операции. Таким образом, в процессе второй сборки выявляется схема соединения всех обмоток.



По окончании второй сборки трансформатор проходит второе предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации и схемы и группы соединения обмоток, а также измерение сопротивления обмоток постоянному току; в отдельных случаях проводится опыт короткого замыкания.

После испытания активная часть трансформатора подвергается сушке в специальных вакуумсушильных шкафах, причем для некоторых типов трансформаторов вслед за сушкой активную часть в сушильном шкафу заливают трансформаторным маслом.

В процессе сушки происходит усадка изоляционных материалов, в результате чего ослабевают крепления отводов, уменьшается высота обмоток, ослабевает их прессовка и т. п. Поэтому после сушки производят отделку активной части для ее подготовки к помещению в бак.

Третья сборка охватывает все оставшиеся операции, необходимые для подготовки трансформатора к испытаниям. В сюда входят: комплектовка крышки, установка активной части в баке и его уплотнение, установка вводов всех напряжений и прочей арматуры и заливка трансформатора маслом.

По окончании третьей сборки трансформатор предъявляется испытательной станции для проведения контрольных испытаний в соответствии с ГОСТ 401-41 и техническими условиями. В эти испытания входит, в частности, испытание изоляции трансформатора повышенным напряжением.

В комплекс работ сборочного цеха или участка входят также демонтаж трансформатора после испытания и его погрузка на железнодорожную платформу или трансформер.

Объем демонтажных работ особенно велик у мощных трансформаторов на высокие напряжения (в нормальном исполнении), конструкция которых не позволяет перевозить их по железной дороге в том виде, в каком они проходили испытание.

Все демонтированные узлы и детали, а также все оборудование трансформатора, которое не устанавливалось на нем в процессе сборки, погружаются на железнодорожные платформы и отправляются отдельно от трансформатора.

Современный мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа различных конструктивных элементов, каждый из которых в той или иной мере оказывает влияние на его работу.

В процессе сборки – одного из важнейших этапов технологического процесса – отдельные элементы трансформаторов объединяют в готовое изделие. Высокое качество всех сборочных операций имеет решающее значение для успешного прохождения трансформатором испытаний при его выпуске с завода, для соответствия (его характеристик расчетным значениям и, наконец, для его бесперебойной работы в эксплуатации.

Это особенно важно, когда речь идет о трансформаторах больших мощностей, исчисляемых десятками и сотнями тысяч киловольт-ампер, так как один такой трансформатор питает крупный район с большим количеством потребителей – промышленных, коммунальных и бытовых.

Для обеспечения высококачественной сборки необходимо знать конструкции отдельных элементов трансформатора, их назначение и взаимодействие. При описании отдельных узлов особое внимание обращено на те особенности их конструкции, которые связаны со сборкой трансформатора.

Основными элементами трансформатора являются *магнитопровод* и *обмотки*. Магнитопровод, по которому замыкается магнитный поток, представляет собой магнитную цепь трансформатора, а обмотки, по которым протекает электрический ток, - его электрические цепи.

Магнитопровод вместе с насаженными на него обмотками представляет собой *активную часть* трансформатора. Остальные элементы являются его вспомогательными, неактивными частями.

Соединения различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями ответвлений называют *отводами* трансформатора.

При работе трансформатора, а также при его заводских испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, стенки бака, крышки и других заземленных частей, а также между собой. При этом должна быть обеспечена цельность *изоляционной конструкции* трансформатора. Отдельные изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов – электроизоляционного картона, бумаги, дерева, гетинакса и т. п. изоляции большинство силовых трансформаторов, особенно мощных, используют жидкие электронизоляционные материалы, главным образом трансформаторное (минеральное) масло (так называемые масляные трансформаторы).

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации или *регулирования напряжения*. В некоторых конструкциях предусматривается регулирование при обесточенном, т. е. *отключенном от сети*, трансформаторе, осуществляемое переключателем, а в других – *регулирование напряжения под нагрузкой* (сокращенно - РПН), осуществляемое при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя, реактора, контактора и приводного механизма, представляющих собой самостоятельные конструктивные элементы, устанавливаемые на трансформаторе.

Для присоединения обмоток трансформатора к сети служат *вводы*, состоящие из токоведущих частей (стержень или труба), фарфоровой оболочки и опорного фланца ввод устанавливаются на крышке или стенке бака; при этом их нижняя часть находится внутри бака, в масле, а верхняя – вне бака, в воздухе.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами помещают в *бак*, служащий резервуаром для масла. Основные части бака – стенки, дно и крышка.

Крышку бака используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей.

На стенке бака укрепляют *охлаждающие устройства* трансформатора – *радиаторы* или *охлаждители* (при маслено-воздушном охлаждении). В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором масляно-водяное охлаждение осуществляется при помощи *охлаждающих колонок*, устанавливаемых отдельно от трансформатора.

Некоторые конструкции трансформаторов больших мощностей и высоких напряжений предусматривают использование стенки бака также для установки вводов.

Ко дну бака крепится *тележка*, позволяющая перевозить трансформатор по рельсовым путям с небольшой скоростью в пределах подстанции.

Для того чтобы масло при всех практически возможных температурах всегда полностью заполняло бак, необходимо предусмотреть пространство, которое масло могло бы заполнить при увеличении своего объема. Для этой цели и служит *расширитель*, устанавливаемый выше уровня крышки и соединяемый с баком маслопроводом.

Для контроля за нормальной работой трансформатора, предотвращения аварий и управления им служат *контрольные, защитные и управляющие устройства*.

К контрольным устройствам относятся: *маслоуказатель, реле низкого уровня масла и термометры* для измерения температуры масла, к защитным – *газовое реле и выхлопные трубы*.

Трансформаторы с РПН снабжают *дистанционным указателем положения переключающего устройства* а также аппаратурой для *дистанционного управления приводным механизмом*. Большинство мощных трансформаторов с *путевым охлаждением* выпускают со *шкафами автоматического управления путем*, осуществляющими включение и отключение двигателей пути в зависимости от температуры масла и тока нагрузки. В современных конструкциях мощных трансформаторов предусматривают *встроенные трансформаторы тока*.

Магнитопровод представляет собой магнитную цепь трансформатора, по которой замыкается его основной магнитный поток. Одновременно магнитопровод служит основой для установки обмоток, крепления отводов, переключателей и некоторых других элементов. Его собирают из отдельных от изолированных друг от друга пластин электротехнической стали, образующих его активную часть. Изоляция пластин производят в основном лаком или бумагой наряду с другими.

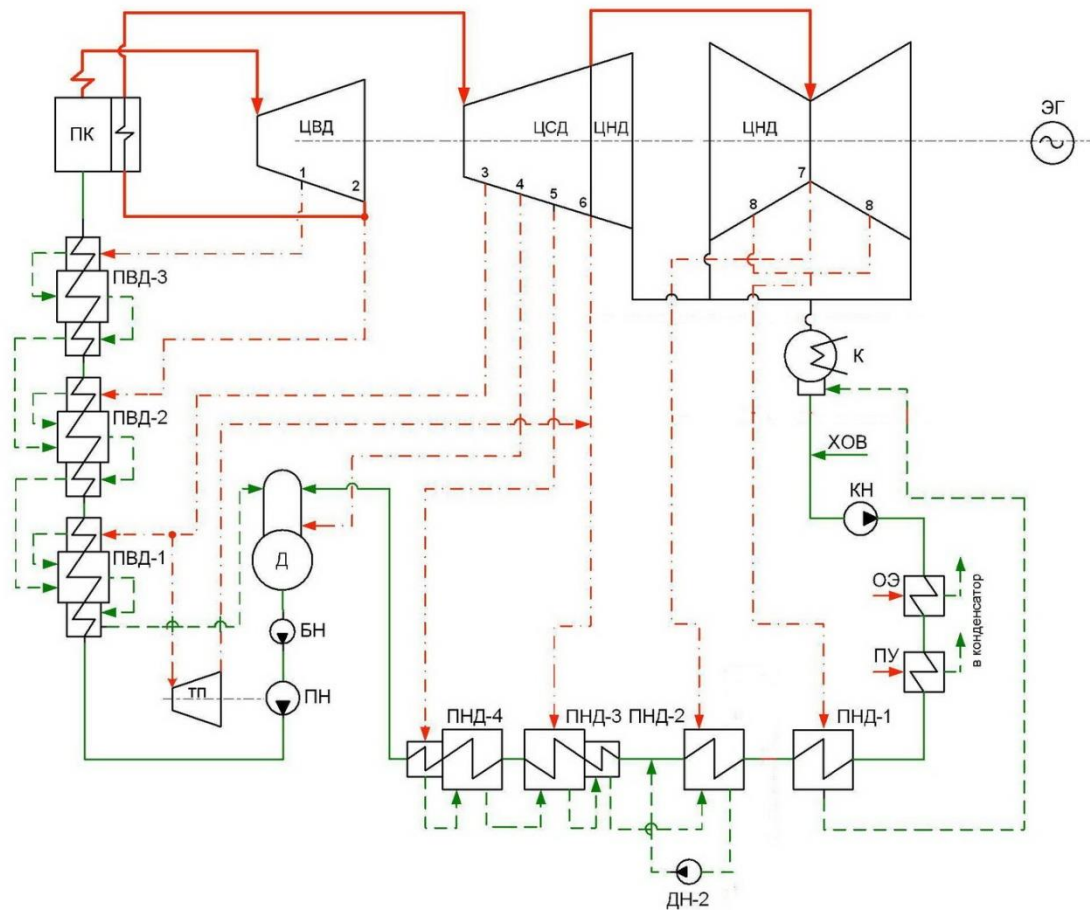


Рисунок. 5.1 – Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбоустановкой Т-100-130

### 5.3 Исходные данные:

Технические характеристики турбины:

- типоразмер: Т-100/120-130, Завод изготовитель- УТМЗ.
- номинальная электрическая мощность  $N_H=100\text{МВт}$ ;
- максимальная электрическая мощность  $N_{\text{max}}=120\text{ МВт}$

Параметры свежего пара перед турбиной:

$p_o = 12,75\text{ МПа}$  – давление свежего пара

$h_o = 3485\text{ кДж/кг}$  – энтальпия свежего пара

$t_o = 555^\circ\text{C}$  – температура свежего пара

$D_o = 89\text{ кг/с}$  – расход свежего пара

				<b>ДПР 50071700-2016.ПЗ</b>		
				<b><math>D_{\text{пв}} = 130,6\text{ кг/с}</math> – расход питательной воды</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	$t_p$	$249^\circ\text{C}$	Разработка	температура	питательной воды	
Руковод.	Генбач А.А				Лит.	Лист
Реценз	Олжабаев М.С					6
Зав.каф.	Кибарин А.А				<b>АУЭС, ТЭС-12-2</b>	
Н. Контр.						
<b>Содержание</b>						

$Q_m = 75$  МВт – теплофикационная нагрузка

$\alpha_{тэц} = 0,5$  – коэффициент теплофикации

$D_{np} = 1,3$  кг/с – величина непрерывной продувки

$D_{ут} = 1,3$  кг/с – величина утечек

$D_{ук} = 0,29$  кг/с – расход пара из уплотнений штоков стопорных и регулирующих клапанов ЦВД и ЦНД.

Расход пара из уплотнений:

$D_{упл.эу} = 0,31$  кг/с – на эжектор уплотнений

$D_{упл.пс} = 1,6$  кг/с – в сальниковый подогреватель

Расход пара из деаэратора:

$D_{эо} = 0,21$  кг/с – на основной эжектор

$D_{эу} = 0,34$  кг/с – на эжектор уплотнений

$D_y = 0,31$  кг/с – на концевые уплотнения

$t_{nc} / t_{oc} = 150^\circ\text{C} / 70^\circ\text{C}$  – температура прямой и обратной сетевой воды.

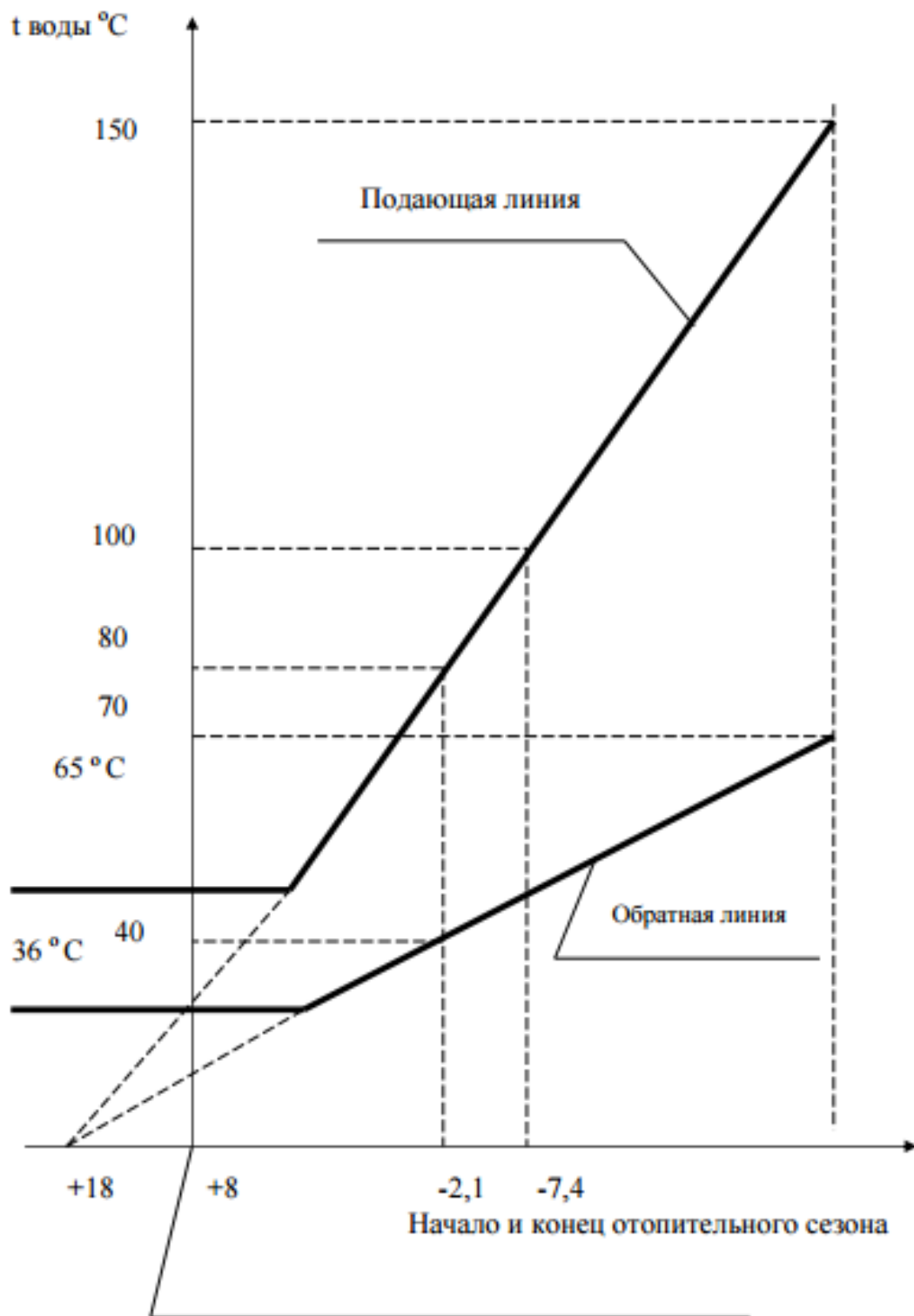


Рисунок 5.2 - Температурный график тепловой сети 150-70  $^{\circ}\text{C}$

## 5.4 Порядок расчета

### Расчет параметров сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей

По заданному значению коэффициента теплофикации  $\alpha_{тэц} = 0,5$  и расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -30^\circ\text{C}$ , определяем значение температуры сетевой воды на выходе из верхнего сетевого подогревателя  $t_{нс2}$ . Расчетная формула выводится из примерного соотношения:

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_m}{Q_m + Q_{пвк}} = \frac{t_{нс2} - t_{oc}}{t_{нс} - t_{oc}}$$

$Q_m$  – тепловая нагрузка, обеспеченная паром теплофикационных отборов турбины, МВт;

$Q_{пвк}$  – тепловая нагрузка, обеспечиваемая пиковыми водогрейными котлами, МВт;

$t_{oc}$  – температура воды, поступающей из теплосети к сетевым подогревателям турбоустановки (температура обратной сетевой воды);

$t_{нс}$  – температура сетевой воды, поступающей от ТЭЦ в теплосеть (температура прямой сетевой воды).

$$t_{нс2} = t_{oc} + \alpha_{тэц} \cdot (t_{нс} - t_{oc}) = 70 + 0,5 \cdot (150 - 70) = 110^\circ\text{C}$$

Давление на выходе из сетевого насоса равно  $p_{сн}^6 = 0,78\text{МПа}$  (т.к. предельно допустимое избыточное давление в трубках подогревателя равно 0,88 МПа).

Потери давления сетевой воды в ПСГ составляют  $\Delta p_{нсг}^6 = 0,05\text{МПа}$ .

Давление сетевой воды на выходе из ПСГ1

$$p_{нсг1}^6 = p_{сн}^6 - \Delta p_{нсг}^6 = 0,78 - 0,05 = 0,73\text{МПа}$$

Давление сетевой воды на выходе из ПСГ2:

$$p_{нсг2}^6 = p_{нсг1}^6 - \Delta p_{нсг}^6 = 0,73 - 0,05 = 0,68\text{МПа}$$



При  $t_{nc2} = 110^\circ\text{C}$  и давлении на выходе из ПСГ2  $p_{nc2} = 0,68\text{ МПа}$  (учитываются гидравлические потери по тракту сетевой воды) находим энтальпию воды на выходе из ПСГ2:  $h_{nc2}^e = 461,4\text{ кДж/кг}$ .

Энтальпию сетевой воды на входе в ПСГ1 определяем при  $t_{oc} = 70^\circ\text{C}$  и давлении  $p_{cn}^e = 0,78\text{ МПа}$ :  $h_{oc}^e = 293,6\text{ кДж/кг}$ .

Расход воды теплосети через сетевые подогреватели равен:

$$G_{cs} = \frac{Q_m \cdot 10^3}{h_{nc2}^e - h_{oc}^e} = \frac{75 \cdot 10^3}{461,4 - 293,6} = 446,1\text{ кг/с}$$

### Расчет давления в теплофикационных отборах турбины

Задаемся величиной недогрева:  $\theta_{nc2} = 3^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения в ПСГ2 равна:

$$t_{nc2}^H = t_{nc2}^e + \theta_{nc2} = 110 + 3 = 113^\circ\text{C}$$

Находим давление в ПСГ2 и энтальпию его дренажа:

$$p_{nc2}^H = 0,15\text{ МПа и } h_{nc2}^H = 474,02\text{ кДж/кг}$$

Потери давления пара в трубопроводе от камеры отбора до сетевого подогревателя оцениваются величиной 9% от давления в камере (сетевые подогреватели удалены от турбины). С учетом потерь:

$$p_{ec} = \frac{p_{nc2}^H}{0,91} = \frac{0,15}{0,91} = 0,17\text{ МПа}$$

Распределение подогрева сетевой воды между сетевыми подогревателями принимается равномерным:

$$\frac{\Delta t}{2} = \frac{t_{nc2}^e - t_{oc}}{2} = \frac{110 - 70}{2} = 20^\circ\text{C} \Rightarrow t_{nc1}^e = 90^\circ\text{C при } p_{nc1}^e = 0,73\text{ МПа}$$

Находим энтальпию сетевой воды после ПСГ1:  $h_{nc1}^e = 377,5\text{ кДж/кг}$ .

Величина недогрева:  $\theta_{nc1} = 3^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения в ПСГ1 равна:

$$t_{nc21}^H = t_{nc21}^6 + \theta_{nc21} = 90 + 3 = 93^\circ\text{C}$$

Находим давление в ПСГ1 и энтальпию его дренажа:

$$p_{nc21}^H = 0,078 \text{ МПа и } h_{nc21}^H = 389,6 \text{ кДж/кг.}$$

Давление в камере нижнего теплофикационного отбора с учетом потерь (9%):

$$p_{nc} = \frac{p_{nc21}^H}{0,91} = \frac{0,078}{0,91} = 0,08 \text{ МПа.}$$

### **Расчет подогрева воды в питательном насосе**

Давление питательной воды на выходе из питательного насоса оцениваем величиной на 30-40% больше давления свежего пара:

$$p_{nn}^6 = p_o \cdot 1,4 = 12,75 \cdot 1,4 = 17,85 \text{ МПа.}$$

Прирост энтальпии в питательном насосе определяем по формуле:

$$\Delta h_{nn} = \frac{(p_{nn}^6 - p_\partial) * U_{cp} * 10^3}{\eta_n};$$

$p_\partial = 0,59 \text{ МПа}$  – давление на входе в питательный насос;

$U_{cp} = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$  – усредненный объем воды в насосе;

$\eta_n = 0,8$  – КПД проточной части насоса.

$$\Delta h_{nn} = \frac{(17,85 - 0,59) * 0,0011 * 10^3}{0,8} = 23,73 \text{ кДж/кг}$$

При  $p_\partial = 0,59 \text{ МПа}$  находим температуру и энтальпию:  $t_\partial^H = 158,2^\circ\text{C}$ ,  
 $h_\partial^H = 667,6 \text{ кДж/кг}$ .

Энтальпия воды после питательного насоса определяется как:

$$h_{nn}^6 = h_\partial^H + \Delta h_{nn} = 667,55 + 23,73 = 691,3 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия  $h_{nn}^6 = 691,3 \text{ кДж/кг}$  и давление  $p_{nn}^6 = 17,85 \text{ МПа}$  (давление за питательным насосом с учетом гидравлических потерь в парогенераторе)

позволяют определить температуру воды за питательным насосом:

$$t_{nn}^6 = 161,3^\circ\text{C}.$$

### Расчет термодинамических параметров в ПВД

Потери давления питательной воды в ПВД составляют:  $\Delta p_{n6\partial}^6 = 0,5 \text{ МПа}$ .

Давление питательной воды на выходе из ПВД составляет:

$$p_{n5}^6 = p_{nn}^6 - \Delta p_{n6\partial}^6 = 17,85 - 0,5 = 17,35 \text{ МПа}$$

$$p_{n6}^6 = p_{n5}^6 - \Delta p_{n6\partial}^6 = 17,35 - 0,5 = 16,85 \text{ МПа}$$

$$p_{n7}^6 = p_{n6}^6 - \Delta p_{n6\partial}^6 = 16,85 - 0,5 = 16,35 \text{ МПа}$$

Температура питательной воды после ПВД7  $t_{пв}=249^\circ\text{C}$ , а за питательным насосом  $t_{nn}^6=161,3^\circ\text{C}$ . Определим подогрев питательной воды в ПВД:

$$\Delta t_{n6} = t_{n6} - t_{nn}^6 = 249 - 161,3 = 87,7^\circ\text{C}.$$

Подогрев питательной воды в системе ПВД распределим равномерно:

$$\frac{\Delta t_{n6}}{3} = \frac{87,7}{3} = 29,2^\circ\text{C}.$$

Температура воды на выходе из ПВД составляет:

$$t_{n5}^6 = t_{nn}^6 + 29,23 = 161,3 + 29,23 = 190,5^\circ\text{C}$$

$$t_{n6}^6 = t_{n6} - 29,23 = 249 - 29,23 = 219,8^\circ\text{C}$$

$$t_{n7}^6 = t_{n6} = 249^\circ\text{C}$$

По температуре  $t_{n6\partial}^6$  и давлению  $p_{n6\partial}^6$  питательной воды находим энтальпию  $h_{n6\partial}^6$  после ПВД по таблице Ривкина:

$$h_{n5}^6 = 817,1 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{n6}^6 = 947,2 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{n7}^6 = 1081,8 \text{ кДж/кг}$$

Недогрев в ПВД равен  $\theta_{n6\partial} = 1^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения в ПВД равна:

$$t_{n5}^H = t_{n5}^e + \theta_{n5\partial} = 190,53 + 1 = 191,5^\circ\text{C}$$

$$t_{n6}^H = t_{n6}^e + \theta_{n6\partial} = 219,77 + 1 = 220,8^\circ\text{C}$$

$$t_{n7}^H = t_{n7}^e + \theta_{n7\partial} = 249 + 1 = 250^\circ\text{C}$$

В состоянии насыщения по температурам определяем давление и энтальпию:

$$p_{n5}^H = 1,3 \text{ МПа} \quad h_{n5}^H = 814,4 \text{ кДж/кг}$$

$$p_{n6}^H = 2,4 \text{ МПа} \quad h_{n6}^H = 947,2 \text{ кДж/кг}$$

$$p_{n7}^H = 3,9 \text{ МПа} \quad h_{n7}^H = 1085,8 \text{ кДж/кг}$$

Для определения давлений в камерах отборов принимаем потери на гидравлическое сопротивление в трубопроводах от камер отборов до ПВД 6%:

$$p_5 = \frac{p_{n5}^H}{0,94} = \frac{1,298}{0,94} = 1,4 \text{ МПа}$$

$$p_6 = \frac{p_{n6}^H}{0,94} = \frac{2,354}{0,94} = 2,5 \text{ МПа}$$

$$p_7 = \frac{p_{n7}^H}{0,94} = \frac{3,978}{0,94} = 4,2 \text{ МПа}$$

Величины недоохлаждения дренажа, сливаемого из ПВД, оцениваем значениями:

$$\theta_{n5}^{o\partial} = 10,7^\circ\text{C}; \theta_{n6}^{o\partial} = 9,9^\circ\text{C}; \theta_{n7}^{o\partial} = 8,2^\circ\text{C}$$

Температура и энтальпия дренажа, сливаемого из ПВД, соответственно равны:

$$t_{n5}^{o\partial} = t_{n5}^e + \theta_{n5}^{o\partial} = 161,3 + 10,7 = 172^\circ\text{C} \quad h_{n5}^{o\partial} = 728,0 \text{ кДж/кг}$$

$$t_{n6}^{o\partial} = t_{n6}^e + \theta_{n6}^{o\partial} = 190,53 + 9,97 = 200,5^\circ\text{C} \quad h_{n6}^{o\partial} = 852,4 \text{ кДж/кг}$$

$$t_{n7}^{o\partial} = t_{n7}^e + \theta_{n7}^{o\partial} = 219,77 + 8,23 = 228^\circ\text{C} \quad h_{n7}^{o\partial} = 980,9 \text{ кДж/кг}.$$

Для определения температуры и энтальпии пара в камерах отборов необходимо построить процесс расширения пара в ЦВД на  $h,s$  – диаграмме с начальными параметрами пара:

$$p_o = 12,75 \text{ МПа}; t_o = 555 \text{ }^\circ\text{C}; h_o = 3485 \text{ кДж/кг}.$$

Потеря давления свежего пара в стопорном и регулирующем клапанах и тракте паров пуска при полностью открытых клапанах составляет примерно 3%. Поэтому, давление пара перед первой ступенью турбины равно:

$$p'_o = p_o \cdot 0,97 = 12,75 \cdot 0,97 = 12,4 \text{ МПа}$$

### Расчет термодинамических параметров в ПНД

Потери давления питательной воды в ПНД составляет:  $\Delta p_{\text{пнд}}^6 = 0,1 \text{ МПа}$ .

Давление на выходе из конденсатного насоса равно  $p_{\text{кн}}^6 = 1,2 \text{ МПа}$ , т.к. предельно допустимое избыточное давление в трубках ПНД  $p_{\text{пнд}}^{6,\text{изб}} = 2 \text{ МПа}$ .

Давление питательной воды на выходе из ПЭО составляет:

$$p_{\text{пэо}}^6 = p_{\text{кн}}^6 - \Delta p_{\text{пэо}}^6 = 1,2 - 0,1 = 1,1 \text{ МПа}$$

Давление питательной воды на выходе из ПЭУ составляет:

$$p_{\text{пэу}}^6 = p_{\text{пэо}}^6 - \Delta p_{\text{пэу}}^6 = 1,1 - 0,1 = 1,0 \text{ МПа}$$

Давление питательной воды на выходе из ПНД составляет:

$$p_{\text{пн1}}^6 = p_{\text{пэу}}^6 - \Delta p_{\text{пнд}}^6 = 1,0 - 0,1 = 0,9 \text{ МПа}$$

$$p_{\text{пн2}}^6 = p_{\text{пн1}}^6 - \Delta p_{\text{пнд}}^6 = 0,9 - 0,1 = 0,8 \text{ МПа}$$

$$p_{\text{пн3}}^6 = p_{\text{пн2}}^6 - \Delta p_{\text{пнд}}^6 = 0,8 - 0,1 = 0,7 \text{ МПа}$$

$$p_{\text{пн4}}^6 = p_{\text{пн3}}^6 - \Delta p_{\text{пнд}}^6 = 0,7 - 0,1 = 0,6 \text{ МПа}$$

Определяем давления в камерах отборов для ПНД. Известны давления в камерах отборов на ПНД2 и ПНД3:

$$p_{\text{ис}} = p_2 = 0,08 \text{ МПа}; p_{\text{вс}} = p_3 = 0,2 \text{ МПа}.$$

С учетом гидравлических потерь (6%) получаем давление в ПНД2:

$$p_{\text{пн2}}^u = p_2 \cdot 0,94 = 0,08 \cdot 0,94 = 0,08 \text{ МПа}.$$

Температура насыщения и энтальпия:

$$t_{n2}^H = 93,8^\circ\text{C}; \quad h_{n2}^H = 393,1 \text{ кДж/кг.}$$

Принимаем недогрев:  $\theta_{n2} = 5^\circ\text{C}$ .

Температура воды на выходе из ПНД2:

$$t_{n2}^G = t_{n2}^H - \theta_{n2} = 93,8 - 5 = 88,8^\circ\text{C} \Rightarrow h_{n2}^G = 372,8 \text{ кДж/кг.}$$

Давление в ПНД3 с учетом гидравлических потерь 6%:

$$p_{n3}^H = p_3 \cdot 0,94 = 0,174 \cdot 0,94 = 0,16 \text{ МПа.}$$

Температура насыщения и энтальпия:

$$t_{n3}^H = 114^\circ\text{C}; \quad h_{n3}^H = 478,2 \text{ кДж/кг}$$

Принимаем недогрев:  $\theta_{n3} = 5^\circ\text{C}$ .

Температура воды на выходе из ПНД3:

$$t_{n3}^G = t_{n3}^H - \theta_{n3} = 114 - 5 = 109^\circ\text{C} \Rightarrow h_{n3}^G = 457,6 \text{ кДж/кг}$$

Распределяем подогрев основного конденсата по тракту от ПНД3 (не включая его в этот подогрев) до деаэрата включительно: две трети подогрева отнесем на ПНД4 и одну треть на деаэратор.

$$\Delta t_{ок} = \frac{t_{д}^H - t_{n3}^G}{3} = \frac{158,2 - 109}{3} = 16,4^\circ\text{C};$$

Находим температуру воды на выходе из ПНД4:

$$t_{n4}^G = t_{n3}^G + 2 \cdot \Delta t_{ок} = 109 + 2 \cdot 16,4 = 141,8^\circ\text{C} \Rightarrow h_{n4}^G = 597,4 \text{ кДж/кг}$$

Принимаем недогрев в подогревателе:  $\theta_{n4} = 1,7^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения в ПНД4 равна:

$$t_{n4}^H = t_{n4}^G + \theta_{n4} = 141,8 + 1,7 = 143,5^\circ\text{C}$$

В состоянии насыщения определяем давление и энтальпию:

$$p_{n4}^H = 0,4 \text{ МПа} \quad h_{n4}^H = 604,1 \text{ кДж/кг}$$

С учетом гидравлических потерь в паропроводе находим давление в камере регенеративного отбора на ПНД4:

$$p_4 = \frac{p_{n4}^H}{0,94} = \frac{0,4}{0,94} = 0,4 \text{ МПа}$$

Учитывая подогрев основного конденсата в конденсатном насосе, а также в ПЭУ и ПЭО, задаемся величиной подогрева конденсата в ПНД1. Пусть температура основного конденсата на выходе из ПНД1 составляет:  $t_{n1}^e = 57,5^\circ\text{C}$ .

Тогда энтальпия воды на выходе из ПНД1:

$$h_{n1}^e = h_{\kappa}^e + \tau_1 = 111,8 + 129,9 = 241,8 \text{ кДж/кг.}$$

Принимаем недогрев:  $\theta_{n1} = 5^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения в ПНД1 равна:

$$t_{n1}^H = t_{n1}^e + \theta_{n1} = 57,5 + 5 = 62,5^\circ\text{C}$$

В состоянии насыщения определяем давление и энтальпию:

$$p_{n1}^H = 0,02 \text{ МПа} \quad h_{n1}^H = 261,6 \text{ кДж/кг}$$

Давление в камере отбора на ПНД1 с учетом гидравлических потерь:

$$p_1 = \frac{p_{n1}^H}{0,94} = \frac{0,02}{0,94} = 0,023 \text{ МПа}$$

Строим процесс расширения пара в ЦНД, при  $\eta_{oi}^{цнд'} = 0,83$  – внутреннем относительном КПД ступеней ЦНД (от начальных ступеней до конечных ЦСД) и  $\eta_{oi}^{цнд''} = 0,6$  (от начального ЦНД до ступеней камеры отбора ПНД-1), аналогично процессу расширения пара в ЦВД.

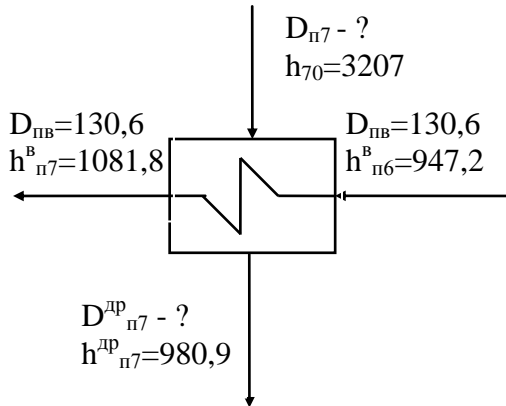
Все значения заносим в свободную таблицу термодинамических параметров пара и конденсата.

таблица 5.1



## Расчет расходов пара и конденсата в элементах тепловой схемы

### ПВД7



Неизвестные величины -  $D_{n7}, D_{n7}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

$$D_{n7}^{dp} = D_{n7}$$

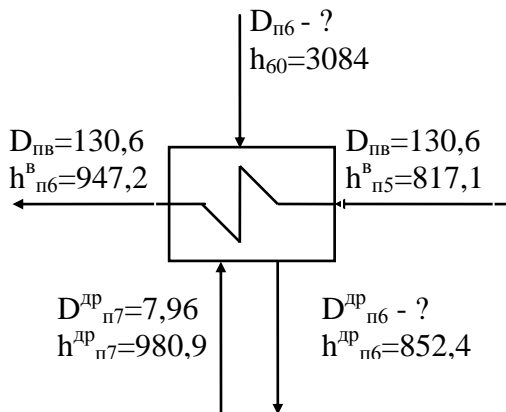
Уравнение теплового баланса:

$$D_{n7} \cdot h_{70} - D_{n7}^{dp} \cdot h_{n7}^{dp} = K_8 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n7}^e - h_{n6}^e)$$

$$D_{n7} = \frac{K_8 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n7}^e - h_{n6}^e)}{h_{70} - h_{n7}^{dp}} = \frac{1,008 \cdot 130,6 \cdot (1081,8 - 947,2)}{3207 - 980,9} = 7,96 \text{ кг/с}$$

$$D_{n7}^{dp} = D_{n7} = 7,96 \text{ кг/с}$$

### ПВД6



Неизвестные величины -  $D_{n6}, D_{n6}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

$$D_{n6}^{dp} = D_{n6} + D_{n7}^{dp}$$

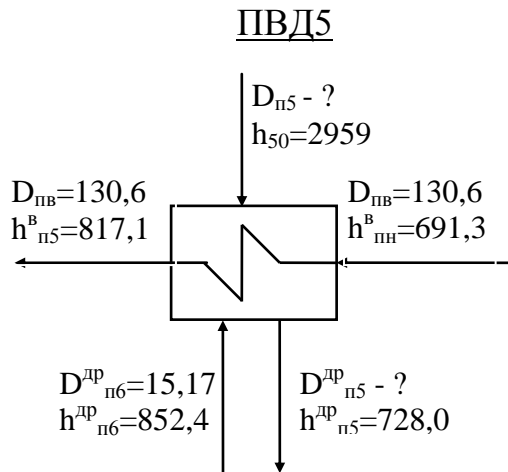
Уравнение теплового баланса:

$$D_{n6} \cdot h_{60} - D_{n7}^{dp} \cdot h_{n7}^{dp} - D_{n6}^{dp} \cdot h_{n6}^{dp} = K_7 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n6}^e - h_{n5}^e)$$

$$D_{n6} = \frac{K_7 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n6}^e - h_{n5}^e) - D_{n7}^{dp} \cdot (h_{n7}^{dp} - h_{n6}^{dp})}{h_{60} - h_{n6}^{dp}} =$$

$$= \frac{1,007 \cdot 130,6 \cdot (947,2 - 817,1) - 7,96 \cdot (980,9 - 852,4)}{3084 - 852,4} = 7,21 \text{ кг/с}$$

$$D_{n6}^{dp} = 7,21 + 7,96 = 15,17 \text{ кг/с}$$



Неизвестные величины -  $D_{n5}, D_{n5}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

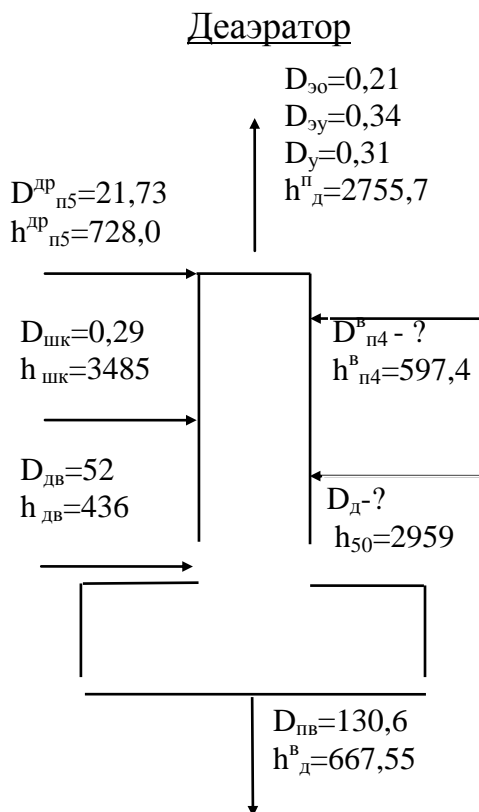
$$D_{n5}^{dp} = D_{n5} + D_{n6}^{dp}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{n5} \cdot h_{50} + D_{n6}^{dp} \cdot h_{n6}^{dp} - D_{n5}^{dp} \cdot h_{n5}^{dp} = K_6 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n5}^g - h_{nn}^g)$$

$$D_{n5} = \frac{K_6 \cdot D_{n6} \cdot (h_{n5}^g - h_{nn}^g) - D_{n6}^{dp} \cdot (h_{n6}^{dp} - h_{n5}^{dp})}{h_{50} - h_{n5}^{dp}} = \frac{1,006 \cdot 130,6 \cdot (817,1 - 691,3) - 15,17 \cdot (852,4 - 728,0)}{2959 - 728,0} = 6,56 \text{ кг/с}$$

$$D_{n5}^{dp} = 6,56 + 15,17 = 21,73 \text{ кг/с}$$



Неизвестные величины -  $D_{д}, D_{n4}^g$

Уравнение материального баланса:

$$D_{n5}^{dp} + D_{шк} + D_{n4}^g + D_{дв} + D_{д} = D_{нв} + D_{эо} + D_{эу} + D_{у}$$

$$D_{n4}^g + D_{д} = D_{нв} + D_{эо} + D_{эу} + D_{у} - D_{пд}^{dp} - D_{шк} - D_{дв} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow D_{n4}^g = 57,44 - D_{д}$$

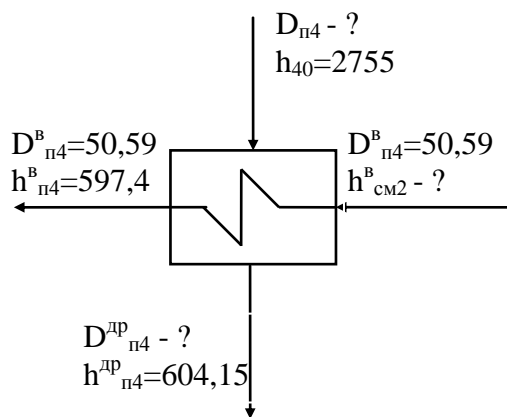
Уравнение теплового баланса:

$$D_{n5}^{\text{dp}} \cdot h_{n5}^{\text{dp}} + D_{\text{ук}} \cdot h_{\text{ук}} + D_{\text{де}} \cdot h_{\text{де}} + D_{n4}^{\text{е}} \cdot h_{n4}^{\text{е}} + D_{\text{о}} \cdot h_{50} = K_5 \cdot (D_{n6} \cdot h_{\text{о}}^{\text{е}} + (D_{\text{зо}} + D_{\text{зы}} + D_y) \cdot h_{\text{о}}^{\text{н}})$$

$$D_{\text{о}} = \frac{K_5 \cdot (D_{n6} \cdot h_{\text{о}}^{\text{е}} + (D_{\text{зо}} + D_{\text{зы}} + D_y) \cdot h_{\text{о}}^{\text{н}}) - D_{\text{ук}} \cdot h_{\text{ук}} - D_{\text{де}} \cdot h_{\text{де}} - D_{n5}^{\text{dp}} \cdot h_{n5}^{\text{dp}} - D_{n4}^{\text{е}} \cdot h_{n4}^{\text{е}}}{h_{50} - h_{n4}^{\text{е}}} = \frac{1,005 \cdot (130,6 \cdot 667,6 + (0,21 + 0,34 + 0,31) \cdot 2755,7) - 0,29 \cdot 3485 - 52 \cdot 436 - 21,73 \cdot 728 - 57,44 \cdot 597,4}{2959 - 597,4} = 6,85 \text{ кг/с}$$

$$D_{n4}^{\text{е}} = 57,44 - 6,85 = 50,59 \text{ кг/с}$$

#### ПНД4



Неизвестные величины -  $D_{n4}, D_{n4}^{\text{dp}}, h_{\text{см}2}^{\text{е}}$

$h_{\text{см}2}^{\text{е}} = 463,3 \text{ кДж/кг}$  — получаем в результате итерационного расчета по уравнению смешения и является величиной предварительной.

Уравнение материального баланса:

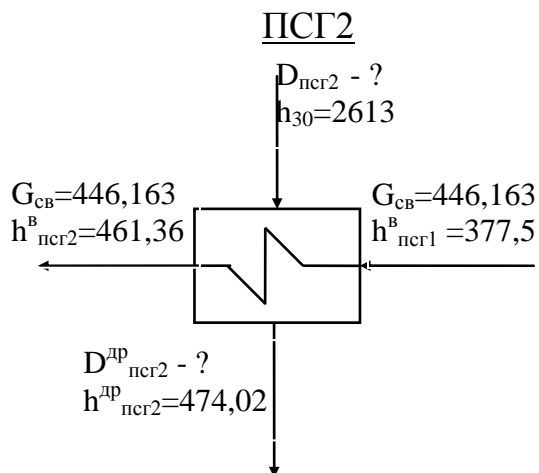
$$D_{n4}^{\text{dp}} = D_{n4}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{n4} \cdot h_{40} - D_{n4}^{\text{dp}} \cdot h_{n4}^{\text{dp}} = K_4 \cdot D_{n4}^{\text{е}} \cdot (h_{n4}^{\text{е}} - h_{\text{см}2}^{\text{е}})$$

$$D_{n4} = \frac{K_4 \cdot D_{n4}^{\text{е}} \cdot (h_{n4}^{\text{е}} - h_{\text{см}2}^{\text{е}})}{h_{40} - h_{n4}^{\text{dp}}} = \frac{1,004 \cdot 50,59 \cdot (597,4 - 463,3)}{2755 - 604,15} = 3,17 \text{ кг/с}$$

$$D_{n4}^{\text{dp}} = D_{n4} = 3,17 \text{ кг/с}$$



Неизвестные величины -  $D_{nc2}, D_{nc2}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

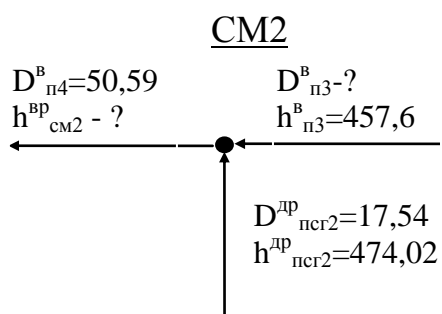
$$D_{nc2}^{dp} = D_{nc2}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{nc2} \cdot h_{30} - D_{nc2}^{dp} \cdot h_{nc2}^{dp} = K_3 \cdot G_{св} \cdot (h_{nc2}^6 - h_{nc1}^6)$$

$$D_{nc2} = \frac{K_3 \cdot G_{св} \cdot (h_{nc2}^6 - h_{nc1}^6)}{h_{30} - h_{nc2}^{dp}} = \frac{1,003 \cdot 446,163 \cdot (461,36 - 377,5)}{2613 - 474,02} = 17,54 \text{ кг/с}$$

$$D_{nc2}^{dp} = D_{nc2} = 17,54 \text{ кг/с}$$



Неизвестные величины -  $D_{n3}, h_{см2}^{6p}$

$h_{см2}^{6p} = 463,3 \text{ кДж/кг}$  – получаем в результате итерационного расчета и должно быть проверено.

Уравнение материального баланса:

$$D_{n4}^6 = D_{n3}^6 + D_{nc2}^{dp}$$

$$D_{n3}^6 = D_{n4}^6 - D_{nc2}^{dp} = 50,59 - 17,54 = 33,05 \text{ кг/с}$$

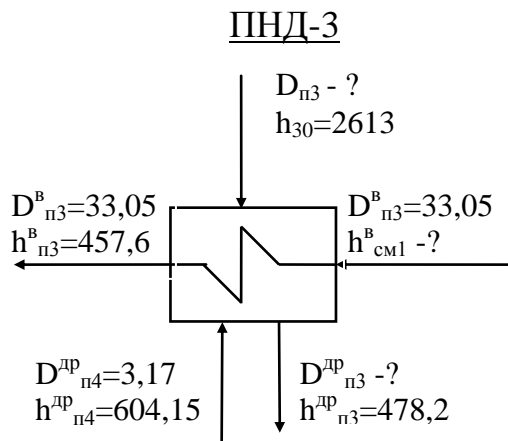
Уравнение теплового баланса:

$$D_{n4}^6 \cdot h_{см2}^6 = D_{n3}^6 \cdot h_{n3}^6 + D_{nc2}^{dp} \cdot h_{nc2}^{dp}$$

Из уравнения теплового баланса находим  $h_{см2}^{6p}$  – расчетная величина:

$$h_{см2}^{6p} = \frac{D_{n3}^6 \cdot h_{n3}^6 + D_{nc2}^{dp} \cdot h_{nc2}^{dp}}{D_{n4}^6} = \frac{33,05 \cdot 457,6 + 17,54 \cdot 474,02}{50,59} = 463,3 \text{ кДж/кг}$$

Так как предварительно принятая величина  $h_{см2}^{6p} = 463,3 \text{ кДж/кг}$  совпала с полученной расчетной величиной, то относительного отклонения нет, и следующей итерации не требуется.



Неизвестные величины -  $D_{n3}, D_{n3}^{dp}, h_{cm1}^e$

$h_{cm1}^e = 384,7$  кДж/кг – получаем в результате

те итерационного расчета по уравнению смешения СМ1.

Уравнение материального баланса:

$$D_{n3}^{dp} = D_{n3} + D_{n4}^{dp}$$

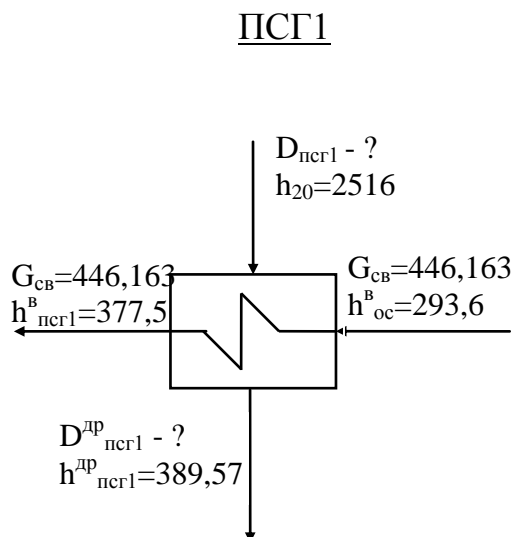
Уравнение теплового баланса:

$$D_{n3} \cdot h_{30} - D_{n4}^{dp} \cdot h_{n4}^{dp} - D_{n3}^{dp} \cdot h_{n3}^{dp} = K_3 \cdot D_{n3} \cdot (h_{n3}^e - h_{cm1}^e)$$

$$D_{n3} = \frac{K_3 \cdot D_{n3} \cdot (h_{n3}^e - h_{cm1}^e) - D_{n4}^{dp} \cdot (h_{n4}^{dp} - h_{n3}^{dp})}{h_{30} - h_{n3}^{dp}} =$$

$$= \frac{1,003 \cdot 33,05 \cdot (457,6 - 384,7) - 3,17 \cdot (604,15 - 478,2)}{2613 - 478,2} = 0,94 \text{ кг/с}$$

$$D_{n3}^{dp} = 0,94 + 3,17 = 4,11 \text{ кг/с}$$



Неизвестные величины -  $D_{nsg1}, D_{nsg1}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

$$D_{nsg1}^{dp} = D_{nsg1}$$

Уравнение теплового баланса:

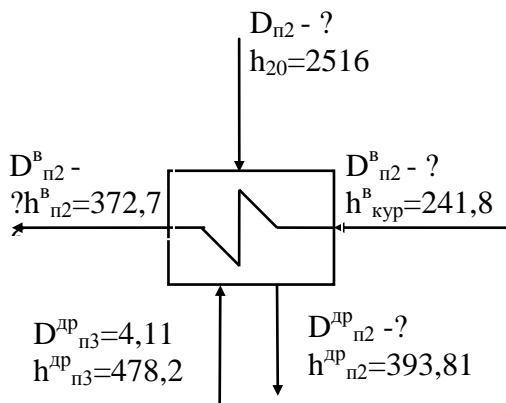
$$D_{nsg1} \cdot h_{20} - D_{nsg1}^{dp} \cdot h_{nsg1}^{dp} =$$

$$= K_2 \cdot G_{cb} \cdot (h_{nsg1}^e - h_{oc}^e)$$

$$D_{nsg1} = \frac{K_2 \cdot G_{cb} \cdot (h_{nsg1}^e - h_{oc}^e)}{h_{20} - h_{nsg1}^{dp}} = \frac{1,002 \cdot 446,16 \cdot (377,5 - 293,6)}{2516 - 389,6} = 17,64 \text{ кг/с}$$

$$D_{nsg1}^{dp} = D_{nsg1} = 17,64 \text{ кг/с}$$

### ПНД2



Неизвестные величины -  $D_{n2}, D_{n2}^{\partial p}, D_{n2}^{\epsilon}$

Уравнение материального баланса:

$$D_{n2}^{\partial p} = D_{n2} + D_{n3}^{\partial p}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{n2} \cdot h_{20} + D_{n3}^{\partial p} \cdot h_{n3}^{\partial p} - D_{n2}^{\partial p} \cdot h_{n2}^{\partial p} = K_2 \cdot D_{n2}^{\epsilon} \cdot (h_{n2}^{\epsilon} - h_{n2}^{\epsilon_{куп}})$$

Неизвестные величины находим в СМ1.

Неизвестные величины -  $D_{n2}^{\epsilon}, D_{n2}^{\partial p}, h_{см1}^{\partial p}$

$$h_{см1}^{\partial p} = 384,7 \text{ кДж/кг} - \text{получаем ранее}$$

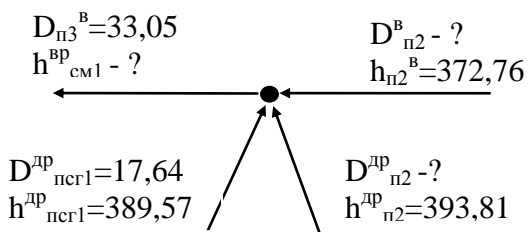
В

результате предварительного

итерационного расчета и должно быть

проверено.

### СМ1



Уравнение материального баланса:

$$D_{n3}^{\epsilon} = D_{n2}^{\epsilon} + D_{ncz1}^{\partial p} + D_{n2}^{\partial p}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{n3}^{\epsilon} \cdot h_{см1}^{\epsilon} = D_{n2}^{\epsilon} \cdot h_{n2}^{\epsilon} + D_{ncz1}^{\partial p} \cdot h_{ncz1}^{\partial p} + D_{n2}^{\partial p} \cdot h_{n2}^{\partial p}$$

Из уравнений теплового и материального баланса ПНД2 и материального баланса СМ1 находятся численные значения  $D_{n2}^{\epsilon}, D_{n2}^{\partial p}, D_{n2}$ :

$$D_{n2} = \frac{K_2 \cdot (D_{n3}^{\epsilon} - D_{ncz1}^{\partial p} - D_{n3}^{\partial p}) \cdot (h_{n2}^{\epsilon} - h_{куп}^{\epsilon}) - D_{n3}^{\partial p} \cdot (h_{n3}^{\partial p} - h_{n2}^{\partial p})}{(h_{20} - h_{n2}^{\partial p}) + K_2 \cdot (h_{n2}^{\epsilon} - h_{куп}^{\epsilon})} = \frac{1,002 \cdot (33,05 - 17,64 - 4,11) \cdot (372,76 - 241,8) - 4,11 \cdot (478,2 - 393,8)}{(2516 - 393,81) + 1,002 \cdot (372,76 - 241,8)} = 0,504 \text{ кг/с}$$

$$D_{n2}^{\partial p} = 0,504 + 4,11 = 4,614 \text{ кг/с}$$

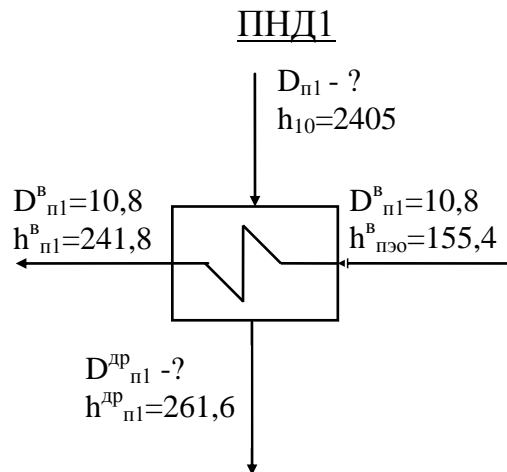
$$D_{n2}^{\epsilon} = D_{n3}^{\epsilon} - D_{ncz1}^{\partial p} - D_{n2}^{\partial p} = 33,05 - 17,64 - 4,614 = 10,796 \text{ кг/с}$$

Из уравнения теплового баланса находим  $h_{см1}^{\partial p}$  – расчетная величина:

$$h_{см1}^{ep} = \frac{D_{n2}^e \cdot h_{n2}^e + D_{nc21}^{dp} \cdot h_{nc21}^{dp} + D_{n2}^{dp} \cdot h_{n2}^{dp}}{D_{n3}^e} =$$

$$= \frac{10,79 \cdot 372,76 + 17,64 \cdot 389,6 + 4,614 \cdot 393,8}{33,05} = 384,7 \text{ кДж/кг}$$

Так как предварительно принята величина  $h_{см1}^{ep} = 384,7 \text{ кДж/кг}$  совпала с полученной расчетной величиной, то относительного отклонения нет, и следующей итерации не требуется.



Неизвестные величины -  $D_{n1}, D_{n1}^{dp}$

Уравнение материального баланса:

$$D_{n1}^{dp} = D_{n1}$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{n1} \cdot h_{10} - D_{n1}^{dp} \cdot h_{n1}^{dp} =$$

$$= K_1 \cdot D_{n1}^e \cdot (h_{n1}^e - h_{n3o}^e)$$

$$D_{n1} = \frac{K_1 \cdot D_{n1}^e \cdot (h_{n1}^e - h_{n3o}^e)}{h_{10} - h_{n1}^{dp}} = \frac{1,001 \cdot 10,8 \cdot (241,8 - 155,4)}{2405 - 261,6} = 0,44 \text{ кг/с}$$

$$D_{n1}^{dp} = D_{n1} = 0,44 \text{ кг/с}$$

### Проверка расчета по материальному балансу

Проверка правильности учета в расчетах всех потоков тепловой схемы осуществляется сравнением материальных балансов по пару и конденсату в конденсаторе турбоустановки.

Расход отработавшего пара в конденсатор:

$$D_{\kappa}^n = D_o - D_{шк} - D_{упл.нс} - \sum_{j=1}^7 D_j^{омб}$$

$D_j^{омб}$  – расход пара из камеры отбора турбины с номером j (j от 1 до 7).

$$D_{\kappa}^n = 130 - 0,29 - 1,6 - 7,96 - 7,21 - (6,56 + 51,4 + 6,85) - 3,17 - (0,94 + 17,54) -$$

$$- (0,504 + 17,64) - 0,44 = 7,9 \text{ кг/с}$$

Расход конденсата отработавшего пара турбины по балансу воды в конденсаторе:

$$D_{\kappa}^e = D_{кур}^{ннд} - D_{н3o}^{dp} - D_{н3у}^{dp} - D_{нс}^{dp} - D_{n1}^{dp}$$

$$D_{нэу}^{\partial p} = D_{эу} + D_{унл.нс} = 0,34 + 0,31 = 0,65 \text{ кг/с}$$

$D_{нэо}^{\partial p}$  – без учета потока из конденсатора.

$$D_{к}^e = 10,796 - 0,21 - 0,65 - 1,6 - 0,44 = 7,9 \text{ кг/с}$$

Так как рассчитанные значения  $D_{к}^n$  и  $D_{к}^e$  одинаковы, следовательно, все потоки тепловой схемы учтены правильно.

### Расчет мощности турбины и турбогенератора

Внутренняя мощность турбины (на роторе) рассчитывается по формуле:

$$W_m = \sum D_j^{omc} * \Delta h_j$$

$D_j^{omc}$  – расход пара через отсек турбины с номером j;

$\Delta h_j$  – теплоперепад, срабатываемый в отсеке с номером j.

Расчет потоков и мощность отсеков турбины оформлены в виде таблицы.

Таблица 5.2. Энергетический баланс турбоагрегата

От-сек	Расход пара через отсек		Теплоперепад отсека, кДж/кг	Внутр. мощность отсека, МВт
	Расчетная формула	Величина, кг/с		
0-1	$D_1^{omc} = D_o - D_{ук} - D_{унл.нс}$	128,1	278	35,6
1-2	$D_2^{omc} = D_1^{omc} - D_{n7}$	120,1	123	14,7
2-3	$D_3^{omc} = D_2^{omc} - D_{n6}$	112,9	125	14,1
3-4	$D_4^{omc} = D_3^{omc} - D_{n5} - D_{\delta} - D_{но}$	48,1	204	9,8
4-5	$D_5^{omc} = D_4^{omc} - D_{n4}$	44,9	142	6,3
5-6	$D_6^{omc} = D_5^{omc} - D_{n3} - D_{нс2}$	26,4	97	2,5
6-7	$D_7^{omc} = D_6^{omc} - D_{n2} - D_{нс1}$	8,3	111	0,9
7-К	$K = D_7^{omc} - D_{n1}$	7,9	0	0

Сумма мощностей отсеков  $W_m = 84,2 \text{ МВт}$ .

С учетом потерь, электрическая мощность на клеммах генератора равна:

$$N_{э} = W_m \cdot \eta_{эм} = 84,2 \cdot 0,98 = 82,5 \text{ МВт}$$



Мощность, потребляемая на собственные нужды турбоустановки (на привод насосов конденсатно-питательного тракта):

$$N_{сн} = N_{кн} + N_{дн1} + N_{дн2} + N_{дн3} + N_{пн}$$

КПД электропривода всех насосов  $\eta_{np} = 0,86$ .

1) мощность электропривода конденсатного насоса:

$$N_{кн} = \frac{\Delta h_{кн} \cdot D_{кн}}{\eta_{np}} = \frac{1,88 \cdot 43,3}{0,86} = 94,5 \text{ кВт}$$

2) мощность электропривода сливного насоса ДН1:

$$N_{дн1} = \frac{\Delta h_{дн1} \cdot D_{дн1}^{dp}}{\eta_{np}} = \frac{1,7 \cdot 4,6}{0,86} = 9,1 \text{ кВт}$$

3) мощность электропривода сливного насоса ДН2:

$$N_{дн2} = \frac{\Delta h_{дн2} \cdot D_{дн2}^{dp}}{\eta_{np}} = \frac{1,5 \cdot 17,54}{0,86} = 30,6 \text{ кВт}$$

4) мощность электропривода сливного насоса ДН3:

$$N_{дн3} = \frac{\Delta h_{дн3} \cdot D_{дн3}^{dp}}{\eta_{np}} = \frac{1,7 \cdot 17,6}{0,86} = 34,9 \text{ кВт}$$

5) мощность электропривода питательного насоса:

$$N_{пн} = \frac{\Delta h_{пн} \cdot D_{пн}}{\eta_{np}} = \frac{23,73 \cdot 130,6}{0,86} = 3603,6 \text{ кВт} = 3,6 \text{ МВт}$$

Мощность, потребляемая на собственные нужды турбоустановки:

$$N_{сн} = 94,5 + 9,1 + 30,6 + 34,87 + 3603,6 = 3772,7 \text{ кВт} = 3,7 \text{ МВт}$$

Отпускаемая электрическая мощность:

$$N_{э}^{om} = N_{э} - N_{сн} = 82523 - 3772,7 = 78750,3 \text{ кВт} = 7,9 \text{ МВт}$$

### **Показатели тепловой экономичности турбоустановки**

Полный расход теплоты на турбоустановку:

$$Q_{my} = D_o \cdot (h_o - h_{n7}^e) = 130 \cdot (3485 - 1081,8) = 312,4 \text{ МВт}$$

Расход теплоты с паром производственного отбора:

$$Q_{no} = D_{no} \cdot h_{no} - D_{ек} \cdot h_{ек} = 51,4 \cdot 2959 - 51,3 \cdot 419,4 = 130,5 \text{ МВт}$$

Расход теплоты внешним потребителям:

$$Q_{mn} = Q_{no} + Q_m = 130577,4 + 75000 = 205,5 \text{ МВт.}$$

Расход теплоты на турбоустановку по производству электроэнергии:

$$Q_{my}^{\circ} = Q_{my} - Q_{mn} = 312416 - 205577,4 = 106,8 \text{ МВт}$$

КПД турбоустановки с генератором по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{N_{\circ}}{Q_{my}^{\circ}} = \frac{82,5}{106,8} = 0,77$$

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии:

$$q_{my}^{\circ} = \frac{1}{\eta_{my}^{\circ}} = \frac{1}{0,772} = 1,3 \text{ или } q_{my}^{\circ} = 4662 \text{ кДж/кВтч}$$

### Энергетические показатели ТЭЦ

Тепловая нагрузка парогенератора:

$$Q_{nz} = D_{nz} \cdot (h_{nz} - h_{n7}^e) = 131,3 \cdot (3495 - 1081,8) = 316,8 \text{ МВт}$$

КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{my}}{Q_{nz}} = \frac{312,4}{316,8} = 0,98$$

КПД ТЭЦ по производству электроэнергии:

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} = 0,77 \cdot 0,98 \cdot 0,94 = 0,7$$

КПД ТЭЦ по производству и отпуску тепловой энергии:

$$\eta_c^m = \eta_m \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} = 0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,94 = 0,92$$

Удельный расход условного топлива по производству электроэнергии:

$$e_y^{\circ} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,718} = 171,3 \text{ Г/кВтч} = 171,3 \text{ кг/МВтч}$$

Удельный расход условного топлива на производство и отпуск тепловой энергии:

$$e_y^m = \frac{34,1}{\eta_c^m} = \frac{34,1}{0,925} = 36,9 \text{ кг/ГДж}$$

**Вывод:** В данном разделе произведен расчет принципиальной тепловой схемы т/у Т-100/120-130 в номинальном режиме.

При расчете определены показатели:

1) Тепловой экономичности турбоустановки: полный расход теплоты на турбоустановку  $Q_{my} = 312,4 \text{ МВт}$ , КПД турбоустановки с генератором по производству электроэнергии  $\eta_{my}^э = 0,77$ ; удельный расход теплоты на производство электроэнергии  $q_{my}^э = 4662 \text{ кДж/кВтч}$ .

2) Энергетические показатели: тепловая нагрузка парогенератора  $Q_{пг} = 316,8 \text{ МВт}$ , удельный расход условного топлива по производству электрической и тепловой энергии  $e_y^э = 171,31 \text{ кг/МВтч}$ ,  $e_y^m = 36,9 \text{ кг/ГДж}$ .

## **6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **6.1. Анализ условий труда сотрудников турбинного цеха**

В данном дипломном проекте предлагается реконструкция "Усть-Каменогорской ТЭЦ" с расчетом ПВД. В связи с постоянным ростом

потребления электрической и тепловой энергии, возникает необходимость увеличения производственных мощностей ТЭЦ за счет реконструкции.

Работа в цехах предприятия связана со значительными рисками безопасности труда, т. к. в производстве используется сложное технологическое оборудование, кроме того, использование на предприятии угля в качестве топлива и различных химических реагентов представляет опасность с точки зрения воздействия на здоровье работников.

Турбинный (машинный) цех является одним из главных цехов ТЭЦ как в технологическом процессе выработки электрической и тепловой энергии, так и в организационной структуре.

«После проведения комплексной оценки условий труда работающих в турбинном цехе АО «АЭС Усть-Каменогорская ТЭЦ» на основе методологии риска были отмечены неблагоприятные - нагревающий и охлаждающий производственный микроклимат, высокие уровни производственного шума, слабое искусственное освещение, опасность возникновения пожаров и взрывов. Источником шума и вибрации на ТЭЦ являются турбогенераторы, компрессоры, вентиляторы, насосы, мельницы и т.д. Шум машин обусловлен наличием механических вибраций деталей, возникающих за счет наличия неуравновешенности, зазоров и недостаточной жесткости крепления узлов и деталей.

«Условия искусственного освещения на промышленных предприятиях оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Увеличение освещенности в производственных помещениях положительно влияет на функции зрения. При повышении контраста между объектом различия и фоном, на котором объект рассматривается, зрительная работоспособность увеличивается. Она также зависит от соотношения яркостей рабочей зоны и окружающего фона: с увеличением этого соотношения работоспособность понижается. Более благоприятное соотношение яркостей при системе общего освещения, менее благоприятное - при комбинированном освещении.

В последнем случае условия зрительной работы улучшаются при повышении яркости фона, что достигается повышением коэффициента отражения поверхностей помещения (стен, потолка, пола) и производственного оборудования.» [10]

В турбинном цехе имеются большие оконные проемы, которые обеспечивают хорошую естественную освещенность. При нормировании освещения руководствуются СНиП РК 2.04-05-2002\* «Естественное и искусственное освещение» и производится с помощью коэффициента естественной освещенности. Параметры турбинного цеха АО "Усть-Каменогорской ТЭЦ" 350x47x20. Разряд зрительных работ - IV, б средней точности [11]. Нормируемая освещенность соответственно равна  $E_n=300$  лк.

Существующая система освещения турбинного цеха: лампы ДРЛ мощностью – 400 Вт со световым потоком Фл - 23000 лм.

Метод коэффициента использования предназначен для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей при отсутствии крупных затеняющих предметов.

На производственном предприятии ТЭЦ важен вопрос "Пожарной профилактики". Принимаемые на работу рабочие и служащие проходят противопожарный инструктаж: первичный в пожарной охране, повторный на рабочем месте. На станции приняты профилактические меры к пожаробезопасности предприятия, разработаны инструкции, разрабатывается комплекс технических и организационных мер. Одно из важных мероприятий - "Эвакуация людей из помещения"

### **Особенности вынужденного движения людей**

«Основная особенность вынужденной эвакуации заключается в том, что при возникновении пожара, уже в самой его начальной стадии, человеку угрожает опасность в результате того, пожар сопровождается выделением теплоты, продуктов полного и неполного сгорания, токсических веществ, обрушением конструкций, что, так или иначе, угрожает здоровью и даже жизни человека. Поэтому при проектировании зданий принимают меры, что процесс эвакуации мог бы завершиться в необходимое время и безопасно.

Следующая особенность заключается в том, что процесс движения людей в силу угрожающей им опасности инстинктивно начинается одновременно в одном направлении - в сторону выходов.

Это приводит к тому, что проходы быстро заполняются людьми при определенной плотности потоков. С увеличением плотности потоков скорости движения снижаются, что создает вполне определенный ритм движения. Если при нормальном движении процесс эвакуации носит произвольный характер (человек волен двигаться с любой скоростью и в любом направлении), то при вынужденной эвакуации это становится невозможным.

Безопасность вынужденной эвакуации достигается тогда, когда продолжительность, эвакуации людей из отдельных помещений или зданий в целом будет, например, меньше продолжительности пожара, по истечении которой возникают опасные для человека воздействия. Кратковременность процесса эвакуации достигается конструктивно-планировочными и организационными решениями.

Согласно нормам (СНиП П-А. 5–62, п. 4.1) **эвакуационными выходами** считаются дверные проемы, если они ведут из помещений непосредственно наружу; в лестничную клетку с выходом наружу непосредственно или через вестибюль; в проход или коридор с непосредственным выходом наружу или в лестничную клетку; в соседние помещения того же этажа, обладающие огнестойкостью не ниже III степени, не содержащие производств, относящихся по пожарной опасности к категориям А, Б и В, и имеющие непосредственный выход наружу или в лестничную клетку (см. рисунок 1.2 )

Все проемы, в том числе и дверные, не обладающие указанными выше признаками, не считаются эвакуационными и в расчет не принимаются.

К **эвакуационным путям** относят такие, которые ведут к эвакуационному выходу и обеспечивают безопасное движение в течение определенного времени. Наиболее распространенными путями эвакуации являются проходы, коридоры, фойе и лестницы. »[13]



Рисунок 6.1. Основные помещения производственного здания ТЭС [14]

Обычно в производственных зданиях протяженность путей эвакуации измеряют от наиболее удаленного рабочего места до ближайшего эвакуационного выхода. Чаще всего эти расстояния нормируют в пределах первого этапа эвакуации. При этом косвенно увеличивается общая продолжительность эвакуации людей из здания в целом. В многоэтажных зданиях протяженность путей эвакуации в помещениях будет меньше, чем в одноэтажных. Это совершенно правильное положение дано в нормах.

Степень огнестойкости здания также влияет на протяженность эвакуационных путей, так как она предопределяет скорость распространения

горения по конструкциям. В зданиях I и II степеней огнестойкости протяженность путей эвакуации при прочих равных условиях будет больше, чем в зданиях III, IV и V степеней огнестойкости.

Протяженность путей эвакуации для общественных и жилых зданий предусматривается, как расстояние от дверей наиболее удаленного помещения до выхода наружу или в лестничную клетку с выходом наружу непосредственно или через вестибюль.

Обычно при назначении величины предельного удаления учитываются назначение здания и степень огнестойкости. Согласно СНиП П-Л.2-62 «Общественные здания», протяженность путей эвакуации до выхода в лестничную клетку незначительна и удовлетворяет требованиям безопасности. [14]

## **6.2. Расчет искусственного освещения**

Рассчитаем общее освещение помещения турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

Параметры турбинного цеха Усть-Каменогорской ТЭЦ 350x47x20:

( $A=350$  метров;  $B=47$  метров;  $H=20$  метров)

Разряд зрительных работ - IV, б средней точности(по СНиП РК 2.04-05-2002\*)

Нормируемая освещенность  $E_n=300$  лк, потолок побеленный, стены светло-зеленого цвета.

Принимаем систему освещения с лампами ДРЛ мощностью – 400 Вт со световым потоком  $\Phi_l$  - 23000 лм. Коэффициент отражения потолка, стен, пола принимаем соответственно:  $\rho_{пот}=70\%$  ,  $\rho_{стен}=50\%$  ,  $\rho_{пол}=30\%$  [11]

В связи с работой мостового крана:  $h_{св}$  – расстояние от светильников до перекрытия принимаем 0,5 м. Рабочая поверхность находится от 1 метра до 10 метров, поэтому для расчета принимаем максимальную высоту  $h_{рп}$  - 10 м, отсюда высота подвеса над рабочей поверхностью:

Определение расчетной высоты подвеса[12]:

$$h_{расч} = H - (h_{св} + h_{рп}) = 20 - (0,5 + 10) = 9,5 \text{ м}, \quad (6.1)$$

Расстояние между соседними светильниками определяем:

$$L = \lambda * h_{расч}, \quad (6.2)$$

где  $\lambda$  - коэффициент учитывающий экономическое расположение светильника  $\lambda = 0,6 \div 1$  .

Тогда:  $L = 0,6 \cdot 9,5 = 5,7$  м;

Расстояние от крайних светильников до стен:

$$l = 0,3 \cdot L = 0,3 \cdot 5,7 \approx 1,7 \text{ м}; \quad (6.3)$$

Тогда для предварительного расположения принимаем в турбинном отделении 8 рядов по 60 светильника, расстояние между ними 5,7м, расстояние от стен – 1,7 метра всего 480 светильника.[12]

Индекс помещения определяется по формуле [12]:

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} = \frac{350 \cdot 47}{9,5 \cdot (350 + 47)} = 4,3 \quad (6.4)$$

где  $A$  – длина помещения, м;

$B$  – ширина помещения, м;

$h$  - расчетная высота, м.

Определим коэффициент использования светового потока ( $\eta$ ) по таблице 5-18 [11] –  $\eta = 77,5\%$ ;

$z = (1,1 \div 1,2)$  – коэффициент минимальной освещенности, принимаем 1,15

$K_z$  – коэффициент запаса, равен 1,5

Произведем определение светового потока каждой лампы:



$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot S \cdot z \cdot K_3}{\eta \cdot N} = \frac{300 \cdot (350 \cdot 47) \cdot 1,15 \cdot 1,5}{0,775 \cdot 480} = 22884_{лм} \quad (6.5)$$

По световому потоку выбираем ближайшую стандартную лампу из Таблицы 6.2. Световые и электрические параметры ртутных ламп ДРЛ<sup>1</sup>

Световой поток не должен отличаться от расчетного в пределах -10% и +20%.

**Вывод:** Для обеспечения нормируемого освещения окончательно принимаем в турбинном цехе 480 ламп ДРЛ (УПДДР) в 8 рядов по 60 ламп в каждом.

По  $\Phi_{л} = 22884$  лм подбираем лампу мощностью 400 Вт со световым потоком  $\Phi_{л}=23000$  лм. Оптимальная освещенность на рабочем месте обеспечена. Рассчитанная система освещения позволяет создать условия труда, исключая возможность производственного травматизма, из-за недостаточного освещения рабочих мест. [10]

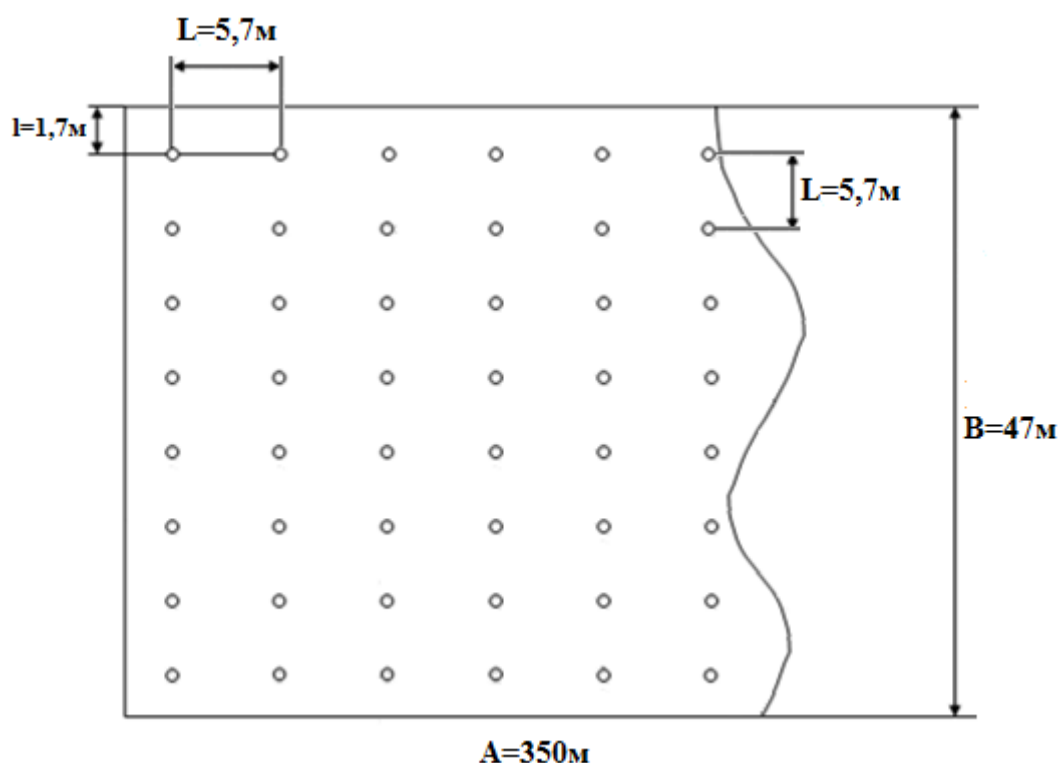


Рисунок 6.3. Схема размещения светильников в помещении турбинного отделения

### 6.3. Пожарная профилактика. Расчет путей эвакуации

<sup>1</sup>по ГОСТ 6825—91

Проведем расчет путей эвакуации из производственного помещения - турбинного цеха, относящегося к категории В (рис.6.3). Здание одноэтажное, степень огнестойкости III. Высота помещений здания - 20 м. Размещение оборудования в помещении допускает образование эвакуирующихся людских потоков плотностью  $D = 1 \text{ чел/м}^2$ . В цехе работает 200 человек.

Требуется проверить запроектированные решения по вопросам эвакуации в 1-м помещении на соответствие требованиям норм.

Ширина двери принята в проекте 0,9 м.

1. Проверим количество эвакуационных выходов из помещения №1 по минимально допустимому (рис.6.3).  $n_{\phi} = 2$  - фактическое количество эвакуационных выходов. [14]

*Примечание.* Выход в помещение 2 не является эвакуационным, т.к. оно относится к категории Б.

Согласно СНиП РК 2.02-05-2009,  $n_{\text{мр}} \geq 2$ . [14]

Вывод:  $n_{\phi} = n_{\text{мр}}$  - условие безопасности выполнено.

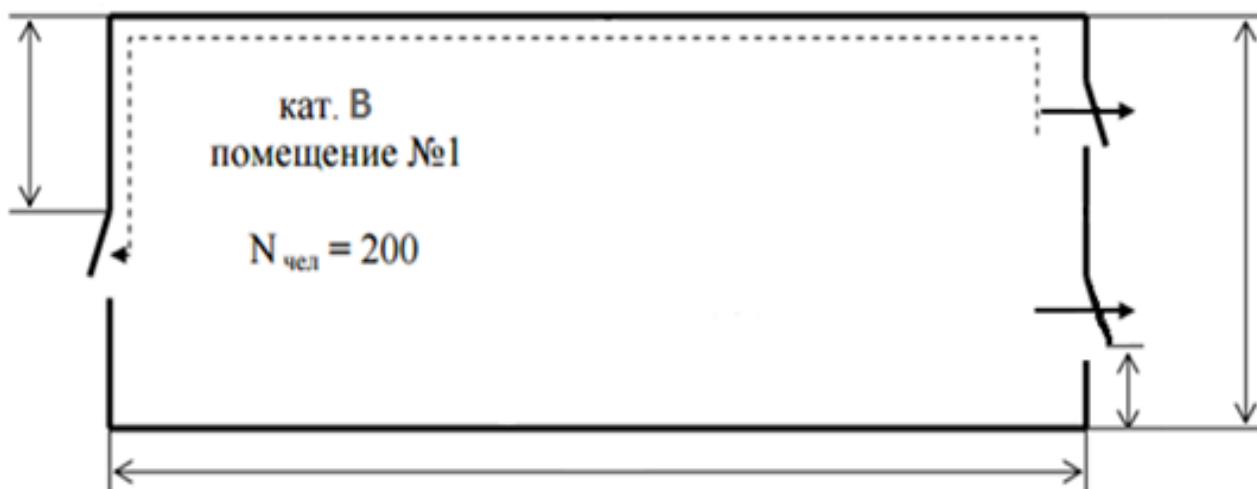


Рисунок 6.4. План помещения

2. Проверяем протяженность путей эвакуации из помещения №1.

$l_{\phi} = 397 \text{ м}$  - фактическая протяженность путей эвакуации от наиболее удаленного рабочего места в помещении №1 до ближайшего выхода наружу либо на лестничную клетку (обозначено пунктиром на рис.3).

Допустимая протяженность путей эвакуации  $l_{\text{доп}}$  определяется по СНиП РК 2.02-05-2009. [14]

Таблица 6.3 - Определение допустимой протяженности путей эвакуации [14]

Объем помещения, тыс.м <sup>3</sup>	Категория помещения	Степень огнестойкости здания	Расстояние, м при плотности людского потока в общем проходе, чел/м <sup>2</sup>		
			До 1	Свыше 1 до 3	Свыше 3 до 5
100 и более	В	I,II,III,IIIa	240	140	100

Объем помещения №1:

$$V_{пом} = S_{пом} \cdot H_{эт} = 350 \cdot 47 \cdot 20 = 329 \text{ тыс. м}^3 \quad (6.6)$$

тогда

$$l_{доп} = 240 \text{ м}$$

учитывая высоту помещения

$$l_{доп} = 240 \cdot 1,3 = 312 \text{ м} \quad (6.7)$$

Для обеспечения безопасной эвакуации необходимо чтобы выполнялось условие:

$$l_{ф} \leq l_{доп}$$

в нашем случае  $l_{ф} = 170 \text{ м}$ ;  $l_{доп} = 140 \text{ м}$ , условие не выполняется.

Значит необходимо предусматривать дополнительный выход из помещения №1, удовлетворяя условиям протяженности (рис.4). Вносим коррективы в проект

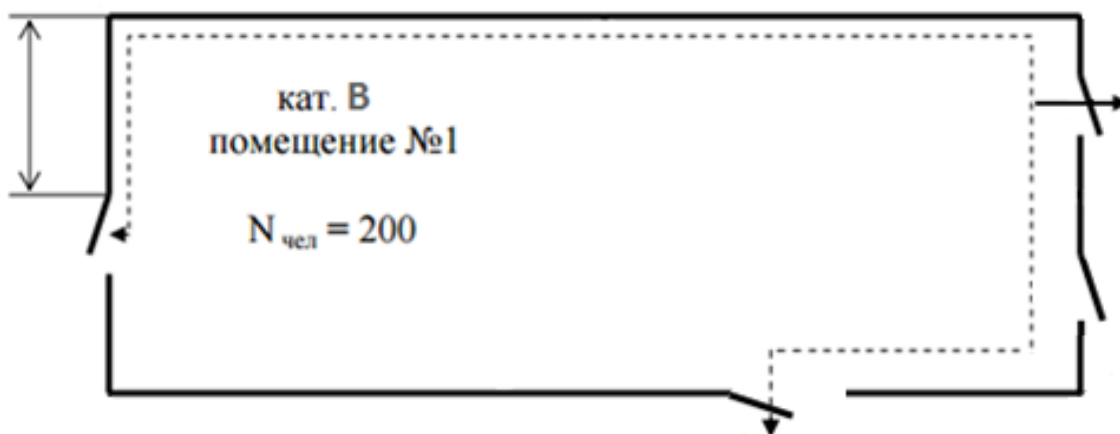


Рисунок 6.5. - Скорректированный план помещения

Предусматриваем еще один выход из помещения №1 наружу (рис.4).

Наиболее удаленное рабочее место в помещении №1 находится в середине длины пунктира (рис.4).

$$l'_{ф} = \frac{18 + 350 + 47}{2} = \frac{415}{2} = 207,5 \text{ м} \quad (6.8)$$

В этом случае условие безопасности  $l_{ф} \leq l_{доп}$  выполняется, т.к.  $207,5 \leq 312$ .

3. Проверяются пути эвакуации по пропускной способности.

Суммарная ширина эвакуационного выхода из помещения №1

$$\sum \delta_{\phi} = \sum_{i=1}^n \delta_{\phi}^i = 0,9 \cdot 3 = 2,7 \text{ м} \quad (6.9)$$

Требуемая суммарная ширина  $\Sigma \delta_{\text{тр}}$  определяется по СНиП РК 2.02-05-2009 [14]

$$\Sigma \delta_{\text{тр}} = N / N', \quad (6.10)$$

где N - количество работающих в помещении, чел;

N' - количество человек на 1 м ширины эвакуационного выхода

$$N' = 120$$

учитывая высоту помещения,

$$N' = 120 \times 1,3 = 156 \text{ чел / м}^3, \quad (6.11)$$

тогда

$$\Sigma \delta_{\text{тр}} = 200 / 156 = 1,2 \text{ м} \quad (6.12)$$

Условие безопасности  $\Sigma \delta_{\phi} \geq \Sigma \delta_{\text{тр}}$  выполняется.

4. Проверяем пропускную способность отдельно каждого выхода.

По проекту ширина каждой двери из помещения №1 принята

$$\delta_{\phi} \text{ min} = 0,9 \text{ м.}$$

По СНиП 2.02-05-2009 минимальная ширина эвакуационного выхода

$$\delta_{\text{тр}} \text{ min} \geq 0,8 \text{ м.}$$

Условие безопасности выполнено.

**Вывод:** Безопасная эвакуация обеспечивается. Дополнительно требуется применение сигнальных цветов и знаков пожарной безопасности. Что обязательно для организаций независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности на всей территории Республики Казахстан. При выборе места установки знака необходимо соблюдение следующих требований:

- знак должен быть хорошо виден, его восприятию не должны мешать цвет окружающего фона, посторонние предметы или яркостный контраст при искусственном или естественном освещении;

- знак должен находиться в пределах поля зрения при условиях наиболее естественного (привычного) зрительного восприятия окружающей среды;

- расстояние между одноименными знаками, указывающими местонахождение эвакуационного выхода или пожарно-технической продукции, не должно превышать 60 м;

- знак должен располагаться в непосредственной близости от объекта, к которому он относится.

Но для полной безопасности здание, в котором располагается турбинный цех, необходимо оборудовать системой оповещения о пожаре, средствами автоматической сигнализации на каждом этаже.

#### 6.4 Общий вывод по разделу

В данном разделе был сделан анализ условий труда сотрудников турбинного цеха АО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ". Турбинный цех является одним из главных цехов ТЭЦ как в технологическом процессе выработки электрической и тепловой энергии, так и в организационной структуре. Работа в цехах предприятия связана со значительными рисками безопасности труда, т. к. в производстве используется сложное технологическое оборудование

В пункте 6.2 раздела произведен расчет искусственного освещения турбинного цеха. Для обеспечения нормируемого освещения приняли в турбинном цехе 480 ламп ДРЛ (УПДДР). По  $\Phi_{л} = 22884$  лм подобрали лампу мощностью 400 Вт со световым потоком  $\Phi_{л} = 23000$  лм. Оптимальная освещенность на рабочем месте обеспечена. Рассчитанная система освещения позволяет создать условия труда, исключая возможность производственного травматизма, из-за недостаточного освещения рабочих мест.

На производственном предприятии ТЭЦ не мало важен вопрос "Пожарной профилактики". В пункте 6.3. раздела был произведен расчет путей эвакуации из производственного помещения - турбинного цеха, относящегося к категории В. Безопасная эвакуация обеспечивается. Дополнительно требуется применение сигнальных цветов и знаков пожарной безопасности. Что обязательно для организаций независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности на всей территории Республики Казахстан. Для полной безопасности здание, в котором располагается турбинный цех, необходимо оборудовать системой оповещения о пожаре, средствами автоматической сигнализации на каждом этаже.

## **7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.**

## **7.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии ТОО "АЕСУсть-Каменогорская ТЭЦ"**

В Казахстане прогнозируется рост потребления тепловой и электрической энергии. Следовательно возникает необходимость наращивания мощностей станций. И в связи с высокой себестоимостью продукции и нехваткой мощностей, в дипломном проекте предлагается реконструкция "Усть-Каменогорской ТЭЦ" с расчетом подогревателей высокого давления. В данном разделе рассматриваются вопросы экономики и определяется себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии.

«Себестоимость электрической и тепловой энергии является важнейшим экономическим показателем работы энергопредприятий и представляет собой совокупность затрат в денежном выражении овеществленного и живого труда в процессе производства на электростанциях, передачи и распределения энергии в сетях. Такие затраты: стоимость топлива; заработной платы и начисления на нее; амортизации; стоимости эксплуатационных материалов, запасных частей, воды и электроэнергии; прочих расходов, включающих текущий ремонт и т.п.»[22]

«Определение себестоимости электрической и тепловой энергии, производимой в отдельных специализированных теплоэнергетических установках, не вызывает сложностей, поскольку главная составляющая стоимости энергии - топливная, а точнее, расход топлива - поддается простому расчету и учету. Сложнее определить реальные топливные затраты на каждый вид энергии (электрической, тепловой), производимый в комбинированном теплофикационном цикле, что обусловлено не только термодинамической и физической особенностью такого цикла, но и механизмом формирования тарифов на энергоносители, учитывающим коммерческие интересы производителей и потребителей энергии. Расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии используется для оценки эффективности и прибыльности работы предприятия.

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции.»[15]

## **7.2 Определение эксплуатационных затрат**

## Эксплуатационные затраты

затраты на эксплуатацию и обслуживание объекта на протяжении его жизненного цикла, после даты его сдачи в эксплуатацию. Установлен единый для всех предприятий перечень экономически однородных элементов затрат:

- амортизационные отчисления от капитальных вложений;
- затраты на топливо;
- затраты на воду для технологических целей;
- заработная плата работникам электростанции;
- плата за выбросы;
- затраты на текущий ремонт;
- прочие общестанционные расходы.

Под экономическим элементом затрат принято понимать экономически однородный вид затрат на производство и реализацию продукции (работ, услуг), который на уровне предприятия невозможно разложить на отдельные составляющие.

Основные производственные фонды представляют собой средства труда, участвующие в процессе производства длительное время и сохраняющие при этом свою натуральную форму. Их стоимость переносится на себестоимость выпускаемой продукции частями, по мере утраты потребительской стоимости в виде амортизационных отчислений. [17]

Исходные данные для расчёта: годовые объемы выработки электрической и тепловой энергии ( $\mathcal{E}_e = 1800$  млн.кВтч и  $Q_e = 2470$  тыс.Гкал соответственно) и удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии ( $b_{\mathcal{E}} = 320$  гут/кВтч) и 1 Гкал тепловой энергии ( $b_T = 200$  кгут/Гкал).

Принимаем значение капитальных вложений для "Усть-Каменогорской ТЭЦ":

$$K = K_{yo} \cdot N_y = 736 \cdot 252 \cdot 10^6 = 185472 \text{ млн.тенге} \quad (7.1)$$

где  $K_{yo}$  – удельные капитальные вложения, величина которых зависит от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований, для "У-Ка ТЭЦ" принимаем  $K_{yo} = 2300$ \$/кВт. Соответственно при переводе курса доллара в тенге  $K_{yo} = 2300 \cdot 320 = 736$ тыс.тг).

$N_y$  – установленная мощность электростанции, для "У-Ка ТЭЦ"  $N_y = 252$  МВт.

Амортизационные отчисления (амортизационные расходы) — денежные суммы, соответствующие частям стоимости основных фондов (внеоборотных

активов), постепенно переносимым, по мере их использования в производстве, на стоимость производимого с их помощью продукта. Начисляются по установленным нормам амортизации, как правило, в процентах к балансовой стоимости материальных и нематериальных внеоборотных активов. [18]

Норму амортизационных отчислений будем учитывать для всего предприятия, а не для каждого элемента в отдельности. Согласно методическим указаниям, для проведения укрупненных расчетов норму амортизационных отчислений принимают в размере 5-7% от величины капитальных вложений. Таким образом, величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{ao} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 185472 = 11128,3 \text{ млн. тенге} \quad (7.2)$$

Далее определим годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии:

$$B_y = \mathcal{E}_e \cdot b_e = 1800 \cdot 320 = 576 \text{ тыс. тунт}, \quad (7.3)$$

$$B_m = Q_e \cdot b_T = 2470 \cdot 200 = 494 \text{ тыс. тунт}. \quad (7.4)$$

Итого расход условного топлива "У-Ка ТЭЦ" составляет:

$$B_y = B_y + B_m = 576 + 494 = 1070 \text{ тыс. тунт}. \quad (7.5)$$

Для определения затрат на топливо полученные величины необходимо перевести в натуральное топливо, т.к. затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу. Следовательно используется коэффициент перевода условного топлива в натуральное  $K_n$  (для Майкубенского угля  $Q_n^p = 4500 \text{ ккал/кг}$ , тогда переводной коэффициент равен  $K_n = 0,64$ ).

Тогда расход натурального топлива равен:

$$B_n = B_y : K_n = \frac{1070}{0,64} = 1671,9 \text{ тыс. тнт}, \quad (7.6)$$

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

$$C_{mp} = R \cdot (1,4 \div 1,6) = 1000 \cdot 1,5 = 1500 \text{ тенге/тнт} \quad (7.7)$$

где  $R$  – расстояние транспортировки угля от месторождения до станции, принимаем  $R=1000$  км.

Цена Майкубенского угля, который используется в качестве основного топлива для энергетических и водогрейных котлов "У-Ка ТЭЦ", составляет в среднем 1400 тенге за тонну.

Годовые затраты электростанции на топливо определяются по формуле:



$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{mp}) = 1671,9 \cdot (2400 + 1500) = 6520,4 \text{ млн.тенге} \quad (7.8)$$

Вода на "Усть-Каменогорской ТЭЦ" в основном расходуется конденсаторами паровых турбин. В которых происходит охлаждение пара. Кроме них на электростанциях водой происходит охлаждения генераторов, трансформаторов, питательных электронасосов, гидрозолоудаления и т.д.

Плата на воду для тепловых электростанций могут достигать величины 1,8 тенге/кВтч. Затраты на воду, используемую для технологических целей, принимаем:

$$I_v = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot 1,8 = 1800 \cdot 1,8 = 3240 \text{ млн.тенге} \quad (7.9)$$

К промышленно-производственному персоналу (ППП), занятого в процессе производства продукции и его обслуживания относятся все работники основных, вспомогательных, подсобных и обслуживающих цехов; научно — исследовательских, конструкторских организаций и лабораторий, находящихся на балансе предприятия; заводоуправления со всеми отделами и службами, а также служб, занятых капитальным и текущим ремонтом оборудования и транспортных средств своего предприятия.

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, необходимо знать его численность и величину среднегодовой основной заработной платы на одного работающего.

Одним из методов определения численности ППП является определение численности ППП через штатный коэффициент, показывающий, какое количество работников приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

Согласно методическим данным можно принимать усредненное значение штатного коэффициента  $K_{ш}$  для ТЭЦ с установленной мощностью менее 500 МВт — 1,6 — 1,8 чел/МВт.

Установленная мощность Усть-Каменогорской ТЭЦ после реконструкции равна 252 МВт. Следовательно, численность персонала станции составит:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,7 \cdot 252 = 428 \text{ чел} \quad (7.10)$$

Фонд оплаты труда является составляющей частью себестоимости продукции ТЭЦ и определяется следующим образом:

$$I_{зн} = I_{зно} + I_{знд} + I_{знн} = 428 + 42,8 + 170,93 = 642,2 \text{ млн.тенге} \quad (7.11)$$

где  $I_{зно}$  — среднегодовая основная заработная плата работников предприятия; удельный фонд заработной платы принимаем в размере 1000 тыс. тенге;

$I_{зпд}$  —

дополнительная заработная плата; берется в размере 10-15% от значения среднегодовой основной заработной платы;

$I_{зпн}$  —

начисления на заработную плату (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд); принимаются в размере 21% от суммы  $I_{зпо}$  и  $I_{зпд}$ .

Затраты на проведение текущего ремонта оборудования электростанции являются следующей составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии, также включая передаточные устройства, внутрицеховые транспортные средства, затраты на технический осмотр и издержки на вспомогательные материалы (обтирочные и смазочные материалы).

Затраты на проведение текущего ремонта будут составлять 15% от  $I_{ао}$ :

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 11128,3 = 1669,25 \text{ млн.тенге} \quad (7.12)$$

С промышленных предприятий, деятельность которых оказывает негативное воздействие на окружающую среду, взимается плата за эмиссии в окружающую среду. , т.к. данные предприятия являются природопользователями, осуществляющие следующие виды воздействия на окружающую природную среду:

выброс в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;

сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты;

размещение отходов.

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива. Согласно Налоговому кодексу РК объектом обложения является фактический объем эмиссий в окружающую среду в пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссий в окружающую среду:

- 1) выбросов загрязняющих веществ;
- 2) сбросов загрязняющих веществ;
- 3) размещенных отходов производства и потребления.[24]

Установлено, что величина платы за выбросы при сжигании Майкубенского угля с начала 2016 г. МРП увеличился на 7%, а в период 2015 г величина составляла- 190тг за тнт. Следовательно принимаем величину платы за выбросы - 203,3 тг за тнт.

$$I_{выб} = 203,3 \cdot B_{н} = 203,3 \cdot 1671,9 = 340 \text{ млн.тенге} \quad (7.13)$$

Общестанционные расходы распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально их цеховой себестоимости. И включают в себя:

а) затраты на основную и дополнительную заработную плату административно-управленческого персонала, премии и начисления в фонд социального страхования;

б) затраты на содержание, амортизацию и ремонт управленческих помещений и имеющегося оборудования, инвентаря,

в) налоги и сборы;

г) затраты на охрану, почтовые расходы и пр. [22]

Для укрупненных расчетов принимаем, что общестанционные расходы составляют 20% от суммы амортизационных затрат, заработной платы работникам станции и затрат на проведение текущего ремонта:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{мр}}) = 0,2 \cdot (11128,3 + 642,2 + 1669,25) = 2687,95 \text{ млн. руб.} \quad (7.14)$$

Сертификация лифтов согласно стандарту VDI Guideline 4707. Энергосберегающие лифты приобретают все большее и большее значение. Разработка этих лифтов стимулируется, в основном, растущей конкуренцией среди производителей, растущей стоимостью электроэнергии, климатическими изменениями и ограниченностью ресурсов. В этих условиях лифтовые установки не должны использовать больше необходимого количества электроэнергии. Компания «TUV SUD Industrie Service» определяет класс энергосбережения и сертифицирует энергосберегающие лифты в соответствии с директивой Ассоциации немецких инженеров VDI Guideline 4707.

На фоне изменений климата, глобального потепления, а также постоянного роста стоимости электроэнергии лифтостроительная промышленность приняла добровольные меры и обязалась выполнять положения директивы VDI Guideline 4707, для того, чтобы справиться с задачами повышения эффективности использования электроэнергии. Компания TUV SUD Industrie Service поддерживает деятельность владельцев и производителей подъемных лифтовых систем, направленную на повышение их экологической благоприятности и экономичности, предлагая сертификат «Энергосберегающего подъемного устройства», подтверждающий соответствие директиве VDI Guideline 4707, чтобы помочь выявить потенциал экономии энергии, сокращения расходов и выбросов, а также сбережения ресурсов.

В настоящее время директива VDI Guideline 4707 является единственным официальным документом, который дает методические указания по определению потребляемой лифтами энергии. Сертификат энергетической эффективности лифтов по стандарту VDI Guideline 4707 разработан по инициативе лифтостроительной промышленности и следует образцу Европейских директив по энергосбережению. В этой директиве

описана процедура, позволяющая сравнивать эффективность использования энергии лифтами и, соответственно, классифицировать их. Директива VDI Guideline 4707, например, вводит для лифтов классы энергосбережения. Классы от А до G, которые ранее использовались для бытовой техники, теперь используются и для систем лифтов.

Целью данной директивы является введение стандартизованных критериев для оценки потребности в энергии и ее потребления лифтами. Директива 2002/91/ЕС Европейского парламента и Совета от 16 декабря 2002 года делает Сертификаты энергетических характеристик обязательными для оборудования зданий, однако это не относится к лифтам. Это означает, что уменьшение потребления электроэнергии путем повышения эффективности ее использования все еще остается добровольной мерой лифтостроительной промышленности.

Потребляемая лифтами электроэнергия составляет существенную часть общих расходов здания на энергию. В виду растущей стоимости электроэнергии уменьшение потребления электричества приобретает все большее значение и для лифтостроительной отрасли. Для уменьшения расхода энергии и реализации потенциала энергосбережения важна детальная оценка ее потребления в лифте - например, путем установки интеллектуальной системы управления лифтом или системы освещения кабины.

Сертификация лифтов, согласно стандарту VDI Guideline 4707, обеспечивает надежное руководство для владельцев лифтов, снабженцев, строительных подрядчиков, архитекторов и планировщиков при оценке общей потребности в энергии устанавливаемых ими лифтов. Она предоставляет сертификат, документально подтверждающий эффективность использования энергии данным лифтом, и протокол, выявляющий реальный потенциал энергосбережения. Образец сертификата лифтов для проекта Mega Plaza (Mega SilkWay) в городе Астана показан на рисунке 4.1.

Стандарт VDI 4707 стимулирует производителей лифтов к разработке новых, более энергосберегающих мероприятий. Сертификат, то есть, подтверждение эффективности использования энергии лифтом, полученный от незаинтересованной третьей стороны, предоставляет его владельцу преимущества в конкурентной борьбе и также является дополнительным плюсом для получения сертификатов зданий Breeam и LEED. Энергосберегающий лифт документально подтверждает ответственное отношение к потреблению ресурсов и приверженность защите окружающей среды, что благоприятно сказывается на репутации компании.

Определение эффективности использования энергии за три шага.

Экономия энергии можно начать с многих компонентов лифта. Помимо потребления энергии во время поездки, на общую потребность в энергии значительно влияет ее расход в режиме ожидания. Для идентификации удельной потребности в энергии тем или иным лифтом специалисты компании TUV SUD Industrie Service определяют эффективность

использования энергии в три шага согласно стандарту VDI 4707. Эти шаги предусматривают определение категории эксплуатации, потребности в энергии в режиме ожидания и потребности в энергии при поездке.

В зависимости от условий, в которых используется лифт, эти три аспекта могут по-разному влиять на потребление энергии. Так, чем меньше используется лифт (например, по количеству поездок за день), тем важнее потребление энергии в режиме ожидания. Оценку эффективности использования энергии, согласно стандарту VDI Guideline 4707, можно провести как для новых, так и для уже действующих лифтов. Однако при сравнении полученных результатов измерения с техническими данными компании-производителя следует помнить, что колебания и небольшие расхождения в задаваемых параметрах могут привести к отклонениям до 20%.

Шаг 1: Определение категории эксплуатации. Первый шаг предусматривает отнесение лифта к одной из пяти категорий эксплуатации в зависимости от ежедневного периода работы и количества рабочих циклов. Категория эксплуатации основана на интенсивности и частоте использования, и может быть от очень низкой интенсивности/очень малой частоты в категории 1 до очень высокой интенсивности/очень большой частоты в категории 5. Критическим фактором в определении категории эксплуатации служит средний период работы в часах за сутки, который можно рассчитать по среднему количеству поездок и средней продолжительности поездки.

В категории эксплуатации, согласно директиве VDI Guideline 4707, учитывается среднее время ожидания в часах за сутки, а также типичные виды зданий и их использование. Например, здания могут находиться в диапазоне от жилых зданий с количеством квартир не более шести или небольших офисных и административных зданий, относящихся к категории 1, до офисных и административных зданий высотой более 100 метров, относящихся к категории 5. В последнем случае демонстрируется значение потребности в энергии в режиме ожидания в общем расходе энергии системой лифта. Даже при условии, что интенсивность использования в категории 5 считается очень высокой, согласно директиве VDI Guideline 4707, суммарное время ожидания в этой категории составляет порядка 18 часов в сутки.

Шаг 2: Определение потребности в энергии в режиме ожидания. Второй шаг предусматривает идентификацию потребности в энергии в режиме ожидания путем измерения и регистрации энергии, потребляемой электрическими компонентами, которые держат лифт готовым к работе и эксплуатации во время режима ожидания. Для расчета потребности в энергии в режиме ожидания измеряются индивидуальные значения потребляемой энергии примерно через 5 минут после того, как лифт завершит свою последнюю поездку, а затем складываются. Значения потребности в энергии относятся к разным классам потребления энергии, от класса A (50 Вт и ниже) до класса G (более 1600 Вт).

При оценке потребности в энергии в режиме ожидания также учитывается энергия, потребляемая при освещении приямка и машинного

помещения. Здесь потенциал экономии энергии могут дать освещение кабины и органы управления лифтом. Замена традиционных ламп на энергосберегающие люминесцентные, отключение света в пустой кабине или установка интеллектуальной системы управления лифтом, которая активирует запрограммированный режим ожидания, служат лишь некоторыми примерами возможной экономии энергии.

Шаг 3: Определение потребности в энергии во время поездки. Третий шаг предполагает измерение общей потребности в энергии во время работы лифта. Определенный контрольный цикл предоставляет точные данные о потреблении энергии, которые сравниваются для разных систем лифтов. Контрольный цикл состоит из базовой поездки на всю высоту подъема при пустой кабине. Потребность в энергии измеряется во время движения вверх и во время движения вниз. В расчет потребности в энергии включается и работа дверей лифта.

Как и для потребности в энергии в режиме ожидания, потребность при работе лифта тоже приписывается к определенному классу эффективности использования энергии. Удельное потребление энергии лифтом рассчитывается на основе потребляемой им энергии, веса и высоты подъема. Потребляемая лифтом энергия в мВт·ч/кг·м лежит в диапазоне от 2,21 и менее для категории эксплуатации 1 и класса эффективности использования энергии А до 5,53 для категории эксплуатации 5 и класса эффективности использования энергии G.

Экологически благоприятная работа оборудования положительно сказывается на результатах деятельности компаний. Сертификация «Энергосберегающих лифтов», согласно директиве VDI Guideline 4707, позволяет владельцам и производителям лифтов адекватно оценить потребность в энергии своих лифтов и реализовать потенциал экономии энергии. Энергосберегающие лифты позволяют уменьшить эксплуатационные издержки, создать конкурентные преимущества и продемонстрировать работу с эффективным использованием ресурсов.

БПО КТС «АУЭС - Энергия+» реализовано на технологии «клиент-сервер», позволяющий устанавливать клиентскую и серверную часть как на одном компьютере, так и на разных компьютерах. Серверная часть содержит программные модули приема и обработки данных и базу данных Microsoft SQL Server 2008 R2. В составе клиентской части находятся программные модули, позволяющие пользователям системы получать электронные данные на основе различных технологий. Основной сетевой протокол, используемый при функционировании БПО – TCP/IP.

В котором в качестве нагрузки усилительного каскада выступает двойной балансный смеситель. Стандартная схема такого смесителя [18] предполагает наличие трансформаторов с обоих концов диодного моста. Роль этих трансформаторов в основном сводится к правильной фазировке подаваемых на диоды сигналов. Оказывается, что, имея симметричный (относительно земли) источник сигнала, мы можем отказаться от первого

трансформатора. Данное решение довольно часто применяется в простых бытовых радиоприемниках.

В современной звукотехнике широкое распространение получили т.н. системы псевдоквадрафонического звучания. Все они основаны на одном принципе - преобразовании исходного двухканального стереосигнала к четырехканальному псевдоквадрафоническому сигналу. Приставка псевдо появляется здесь из-за того, что получаемые четыре канала не являются совершенно независимыми, как должно быть в "чистой" квадрафонии. Тем не менее подобные системы позволяют получить впечатляющие объемные эффекты, благоприятно воспринимаемые слушателем.

Система звуковоспроизведения псевдоквадрафонического комплекса (как и квадрафонического) состоит из четырех акустических подсистем: двух фронтальных и двух тыловых. К фронтальным АС подводятся два канала исходного стереосигнала, а к тыловым – два дополнительных канала, получаемых из исходных путем определенного комбинирования и фазового сдвига. Существует довольно широкий ряд методик получения этих дополнительных сигналов, отличающихся, в основном, законами преобразования фазы. На практике хорошо себя зарекомендовали схемотехнические решения с т.н. дисперсионными фазовращателями. В них сдвиг фазы сигнала определенным образом зависит от его частоты, а общая АЧХ системы в то же время линейна.

На рис. 6.15 представлена относительно простая схема приставки для псевдоквадрафонического звуковоспроизведения с дисперсионными фазовращателями. На вход этой приставки подаются исходные сигналы правого и левого каналов (которые одновременно поступают на фронтальные АС), а с выхода снимаются сигналы для тыловых АС (естественно, перед подачей непосредственно на АС все эти сигналы должны сначала усиливаться в четырехканальном УМЗЧ).

Приставка состоит из двух идентичных частей, отвечающих за формирование правого и левого тыловых каналов. Входные фазовращатели (VT1, VT4) построены на базе усилительного каскада с ОК. Цепи R5, R6, R7, R8, C2, C3, C4 и R21, R22, R23, R24, C8, C9, C10 обеспечивают требуемые фазовые и частотные характеристики, а также комбинируют исходные сигналы левого (Л) и правого (П) каналов таким образом, что: Птыл Пфронт - 0,7 Лфронт, Лтыл Лфронт - 0,7 Пфронт. Следующие звенья (VT2 VT5) также являются фазовращательными, они окончательно формируют фазовую характеристику (задают фазу выходного сигнала в тыловых каналах). Заметим, что по своему построению они совершенно идентичны описанному нами выше фазовращателю (рис. 6.11). Выходные каскады (VT3, VT6) представляют собой эмиттерные повторители. Они выполняют роль буферных усилителей, понижая выходное сопротивление и повышая нагрузочную способность приставки.

Большинство типовых усилительных каскадов на биполярных транзисторах обладает одним неприятным свойством: при включении

напряжения питания они могут не сразу перейти в режим усиления. Это особенно характерно для низкочастотных усилителей и объясняется тем, что на начальный заряд переходных, блокировочных и фильтрующих емкостей требуется определенное время. Наиболее медлительными оказываются переходные емкости, которые блокируют вход усилительного каскада до тех пор, пока постоянное напряжение на них не превысит напряжение открывания транзистора. Поскольку начальный заряд переходных конденсаторов обычно происходит через высоко омный входной делитель напряжения, данный процесс в низкочастотных усилителях (где переходные емкости достаточно велики) может занять несколько секунд.

Указанный недостаток в большинстве случаев не является существенным. Однако, если нам необходимо ускоренное включение каскада при подаче питания, проблему может решить схема, показанная на рис. 6.16. В ней при поступлении напряжения питания сразу же открывается транзистор VT1. Через него быстро заряжается переходной конденсатор C1. По достижении определенного постоянного напряжения на конденсаторе C1 транзистор VT1 закрывается (переходит в режим отсечки, т.е. в режим с высоким внутренним сопротивлением) и перестает оказывать влияние на работу усилительного звена на транзисторе VT2. Приведенная схема универсальна и может использоваться во всех каскадах.

Схема простого фазовращателя представлена на рис. 6.11. Его работа основана на важнейшем эффекте, который имеет место в усилителе с ОЭ, – инверсии сигнала, проходящего через усилитель. Имея в своем распоряжении два противоположных по фазе сигнала, один из которых снимается с коллектора, а другой – с эмиттера транзистора (как в усилителе с ОК), мы можем комбинировать их в различных пропорциях. Именно это и происходит в представленной схеме.

При заданных на рис. 6.11 номиналах резисторов коэффициент усиления каскада по напряжению равен единице, т.е. усиления не происходит. Поступающий на вход сигнал расщепляется на два идентичных и инверсных друг относительно друга сигнала, причем сигнал на эмиттере транзистора в точности повторяет входной сигнал. Обращаем внимание на то, что для обеспечения симметрии оба выхода усилительного звена должны нагружаться на одинаковые или очень большие импедансы.

В общем случае выходной сигнал этой схемы не повторяет в точности входной сигнал. Основным условием здесь является синусоидальная форма сигнала. Т.е., если входной сигнал имеет форму синусоиды, то и сигнал на выходе будет синусоидальным. Фазовый сдвиг при этом будет определяться положением движка потенциометра R5. Точные номиналы конденсатора C2 и резистора R5 зависят как от амплитуды входного сигнала, так и от его частоты. Причем и получаемый в схеме сдвиг фазы также будет колебаться при различных частотах входного сигнала.



В простейших усилителях звуковых частот в качестве регулятора громкости используются переменные резисторы, включаемые как делитель напряжения на входе или выходе каскадов предварительного усиления.

При приёмке систем учёта электроэнергии и в процессе эксплуатации требуется проводить периодическую поверку ТТ, ТН, счётчиков электрической в соответствии с нормативными документами [7-9]. Для проведения поверка в лабораторных условиях требуется изъятие приборов учета из обращения на срок от 2 до 4 недель, что требует наличия подменного фонда, а кроме того - организации демонтажа, погрузки, транспортировки, ведения учёта по замещающей методике. Поэтому поверка счетчика на месте установки признана более эффективной. Для выполнения поверочных работ непосредственно на месте эксплуатации уже более 5 лет успешно применяется мобильный комплекс метрологического оборудования типа «УПТВ 3-10». Самую большую трудность при выполнении поверки, представляет собой вопрос соблюдения условий поверки в соответствии.

Полная величина годовых эксплуатационных расходов определяется как сумма перечисленных затрат (таблица 8.1).

Концентрические обмотки имеют форму цилиндров и располагаются концентрически. Такая конструкция применяется почти во всех силовых трансформаторах отечественного производства.

Чередующиеся обмотки размещаются в осевом направлении – попеременно группы катушек ВН и ПН. Эту конструкцию применяют в трансформаторах для электропечей.

Непрерывные и вивтовые обмотки наматывают либо на постоянном бумажно-бакелитовом цилиндре, либо по временном стальном цилиндре или разборном шаблоне.

Масляный канал между бумажно-бакелитовым цилиндром и обмоткой образуют рейки, склеенные из полос электрокартона. Каналы между катушками образуют прокладки из электрокартона, укрепленные на рейках. Бумажно-бакелитовый цилиндр является неотъемлемым элементом обмотки трансформатора, и поэтому при сборке трансформатора обмотка насаживается на стержень вместе с цилиндром.

Большинство непрерывных и винтовых обмоток мощных трансформаторов наматывают на временных стальных цилиндрах. По окружности располагают временные деревянные планки с продольными вырезами, в которые вставляют рейки с насаженными на них прокладками.

После намотки обмотку поднимают из горизонтального положения в вертикальное и стягивают стальными шпильками и плитами 2, прокладывая временные деревянные бруски 3. Рейки 4 берут с запасом по длине, так как первоначальная длина обмотки при ее намотке больше расчетной окончательной длины вследствие неплотностей и распухания изоляционных деталей.

При сборке трансформатора, после сушки, пропитки и запекания обмотки должны быть удалены стальные.

В последнее время вместо шаблонов в виде стального цилиндра применяют разборные стальные шаблоны, обеспечивающие ряд преимуществ. Такой разборный шаблон состоит в основном из двух дисков с пазами по окружности в соответствии с необходимым числом прокладок в обмотке. Таким образом, при данной технологии намотки обмотка поступает в сборочный цех, стянутой между прессующими плитами.

Двойные катушки дисковых обмоток наматывают по специальному шаблону и затем собирают в группы на временном стальном цилиндре. Между отдельными катушками и между цилиндром образуются замковыми прокладками из электрокартона, надеваемыми по катушки при сборке обмотки. В таком виде обмотку стягивают стальными плитами. При сборке трансформатора цилиндр, плиты и шпильки удаляют. В некоторых конструкциях трансформаторов дисковую обмотку одного стержня собирают целиком, а в виде отдельных групп – каждую на своем цилиндре.

В соответствии с этим и пасадку таких обмоток на стержень магнитопровода при сборке трансформатора производят по частям (обмотки ВН трансформаторов 400-500 кВ и др.).

В магнитных трансформаторах общего и специального назначения применяют обмотки с большим количеством различных схем. Разнообразие применяемых схем объясняется наличием или отсутствием регулировочных ответвлений, их числом, расположенном.

Изоляция обмоток трансформаторов подразделяют на два вида: *продольную* и *главную*. Продольной изоляцией называют изоляцию между отдельными элементами данной обмотки — витками, катушками, слоями и т. п. Эта изоляция почти полностью выполняется при изготовлении обмотки в обмоточном цехе и поэтому здесь не рассматривается.

Главной изоляцией называют изоляцию данной обмотки от заземленных частей магнитопровода, бака и других обмоток. Эта изоляция в основном осуществляется в процессе сборки трансформатора.

В силовых трансформаторах отечественного производства главная изоляция – *маслобарьерная*. Это означает, что для изоляции между отдельными частями трансформатора применяют минеральное масло. Для повышения электрической прочности масляных промежутков их разделяют барьерами из электрокартона. Число барьеров выбирают с таким расчетом, чтобы отдельные масляные промежутки между ними не превышали 20-25 мм.

Таким образом, электрическая прочность главной изоляции обмоток в основном зависит от прочности масляных промежутков, в то время как барьеры играют вспомогательную роль, способствуя повышению прочности изоляции в целом. Поэтому при увеличении толщины барьера (изоляционного цилиндра между обмотками) в 2 раза (например, с 4 до 8 мм) электрическая прочность всего промежутка увеличится отнюдь не вдвое, а меньше.

В большинстве мощных трансформаторов изоляционные цилиндры выполняют «мягкими», т. е. из электроизоляционного картона, обычно толщиной 2 мм. В трансформаторах 110 кВ применяют картон марки ЭА4Ц.

Для более высоких напряжений желательна марка ЭМТ; электрокартон этой марки более эластичен и поэтому позволяет осуществить более плотную намотку цилиндров.

По высоте цилиндры делают сплошными, без стыков. По окружности стыки в каждом слое должны перекрывать друг друга не менее чем на 50 мм с тем, чтобы ни в одном месте толщина цилиндра не была меньше указанной в чертеже.

Во избежание значительных утолщений цилиндра, которые могли бы затруднить насадку обмотки, не допускаются два стыка в одном пролете между рейками.

«Мягкие» (сшивные) угловые шайбы изготовляют из электрокартона марки ЭМТ толщиной 1 мм или ЭМЦ толщиной 0,5 мм. Благодаря их применению прочность главной изоляции обмоток у края значительно повышается, что дает возможность применять меньшие изоляционные расстояния, чем в конструкции без угловых шайб. В цилиндрической части отдельные листы угловой шайбы – целые, в горизонтальной части они имеют надрезы, что и позволяет производить их отбортовку.

В изоляционном промежутке между торцами обмоток и ярмом  $i$  устанавливают ярмовые барьеры, перекрывающие поверхность ярма, обращенную к обмоткам.

В маслянном промежутке между двумя обмотками ВН трехфазных трансформаторов устанавливают междуфазную перегородку в виде плоских листов из электрокартона, которая в сочетании с барьерами обмотки В11. В некоторых случаях (в зависимости от схемы обмотки ВН) междуфазную перегородку.

Надежная работа трансформатора во многом зависит от того, насколько механически прочно закреплены на своих местах обмотки.

Расчет конструкции и деталей крепления обмоток должен быть выполнен, не только исходя из веса обмоток, но и с учетом усилий, действующих на обмотки при коротких замыканиях. Такие усилия складываются из двух составляющих: радиальные усилия, сжимающие внутреннюю обмотку и растягивающие наружную, и осевые усилия, стремящиеся сместить обмотки или их части друг относительно друга в осевом направлении. В соответствии с этим обмотки должны быть надежно закреплены как в радиальном, так и в осевом направлениях.

В радиальном направлении внутренняя по расположению обмотка закрепляется круглыми деревянными стержнями и деревянными планками фасонного сечения. Деревянные стержни ставятся в уступах стержня магнитопровода, планки с четырех сторон на эти плоских поверхностях.

Деревянные стержни должны быть установлены так, чтобы не закрывать охлаждающих каналов магнитопровода, и располагаться по возможности ближе к осям прокладок, а именно ближайшего наружной — прокладками, выступающими за обмотку. Если между двумя соседними обмотками расположено более одного изоляционного цилиндра, то между цилиндрами

устанавливают планки прямоугольного сечения, склеенные из электрокартона.

Основой осевого крепления обмоток являются стальные прессующие кольца. В трансформаторах класса 110 кВ применяют общую прессовку обмоток одним прессующим кольцом, в трансформаторах 220-500 кВ – раздельную прессовку двумя кольцами в двухобмоточных и тремя в трехобмоточных трансформаторах.

В процессе сушки активной части трансформатора высота обмоток уменьшается за счет осевой усадки деталей из электрокартона (шайбы, прокладки) и бумажной изоляции. Подтягивание упорных домкратов и нажимных шпилек прессующих колец позволяет восстановить ослабившее после сушки осевое крепление обмоток и обеспечить необходимое прессующее усилие. Кроме того, прессующие кольца, как уже указывалось выше, облегчают зашивку верхнего яра в процессе сборки трансформатора.

Промежутки между прессующими кольцами и верхними торцами обмоток, а также между нижними торцами обмоток и яром заполняются деталями концевой изоляции – шайбами с прокладками, горизонтальными отворотами угловых шайб, барьерами. В нижней части промежутков между яровой изоляцией и полкой яровой балки, образованный выступом яра магнитопровода, заполняется уравнивающей прокладкой.

Концы внутренних обмоток выводятся либо в канале между яровой изоляцией и уравнивающей прокладкой (при классе изоляции внутренних обмоток до 35 кВ включительно), либо через отверстие в яровой балке (при классах изоляции внутренних обмоток 110-220 кВ).

В трансформаторах обмотки разных напряжений (например, ВН и СН) не имеют электрической связи; они связаны только магнитно. В автотрансформаторах две обмотки (обычно ВН и СН), кроме магнитной связи, имеют еще непосредственную электрическую. Это обеспечивает значительные преимущества, позволяя уменьшить вес, габариты размеры по сравнению с трансформатором той же мощности.

Кроме того, автотрансформатор имеет третью обмотку, электрически не связанную с другими, обмотку НН.

Обмотки ВН, СН и НН автотрансформатора не располагают так, как это схематично показано, сдвинутыми в осевом направлении. Их нужно располагать концентрически и совпадающими по высоте.

В автотрансформаторах 220-500 кВ обмотку ВН делают не с вводом А на конце, а с вводом А по середине стержня. Схема повышающих автотрансформаторов отличается лишь тем, что обмотка НН является не внутренней, а расположена между обмотками ВН и СН.

В понижающем автотрансформаторе обмотки ВН и СН расположены рядом. Это позволяет их соединение осуществить внутри путем пайки кабелей емкостных колец, не выводя наружу.

В повышающем автотрансформаторе между обмотками ВН и СН расположена обмотка НН. Поэтому осуществить внутреннее соединение обмоток ВН и СН не удастся. Нижний конец обмотки СН приходится выводить (так же как в трансформаторе с отдельными обмотками) и снаружи обмоток соединять с обмоткой ВН.

В двухобмоточных повышающих трансформаторах большой мощности обмотку ВН разделяют на две части, располагая их концентрически; между ними помещают обмотку НН. Такое расположение обмоток называют *двойными концентрическим*.

В процессе эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменять в некоторых пределах их коэффициент трансформации. Это связано, например, с необходимостью поддержания номинального напряжения на зажимах вторичной обмотки при колебаниях нагрузки, при изменениях напряжения питания на первичной обмотке и пр.

Для возможности изменения коэффициента трансформации обмотки снабжают *регулируемыми ответвлениями* в двухобмоточных трансформаторах одну из обмоток, в трехобмоточных – одну или две.

В трансформаторах применяют две системы регулирования напряжения (изменения коэффициента трансформации); *при отключенном от сети трансформаторе* (без нагрузки) и *под нагрузкой*.

В первом случае переключение ответвлений производится после отключения всех обмоток трансформатора от сети. Это означает, что на время переключения все приемники электроэнергии, питаемые от данного трансформатора, лишаются электроснабжения.

При этой системе аппаратура переключения состоит из двух основных элементов – *переключателя ответвлений* и *привода*, устанавливаемого на крышке или стенке бака и служащего для управления переключателем.

Переключатель устанавливают на активной части трансформатора. Его основными элементами являются: система неподвижных контактов, соединенных с соответствующими регулирующими ответвлениями обмотки, и система подвижных контактов, соединяющих те или иные неподвижные контакты.

Переводить переключатель из одного положения в другое допустимо лишь при отсутствии напряжения на нем.

В мощных трансформаторах применяют однофазные *переключатели барабанного типа*, состоящие в основном из двух дисков с вставленными в них контактными стержнями или трубами.

В качестве подвижных контактов используют кольца, укрепленные на пружинах на коленчатом валу. Соединения между контактными стержнями и регулирующими ответвлениями обмотки осуществляют гибким кабелем, один конец которого припаивают к ответвлению, а второй натягивают либо непосредственно в соответствующий контактный стержень, либо в наконечник, ввинчиваемый в контактную трубу. При относительно

небольших токах подводка кабелей к переключателю – односторонняя, при больших токах – двусторонняя.

Крепление переключателя барабанного типа на активной части трансформатора. Переключатель устанавливается в вертикальном положении. В вырез в гетинаксовых дисках переключателя входят выступы двух коротких бумажно-бакельтовых цилиндров.

Управление переключателем осуществляется *ручным приводом*. В трансформаторах до 110 кВ включительно привод устанавливают на крышке бака крепят к флагцу. Вал привода посредством верхней муфты соединяют, нижняя муфта которой штифтом скреплена с переходной втулкой коленчатого вала переключателя. Таким приводом, приводят во вращение коленчатый вал переключателя, а вместе с ним перемещают подвижные контакты.

Привод имеет *конусное кольцо*, служащее для подгонки положения колпака к положению коленчатого вала и контактной системы переключателя. Опыт показывает, что от правильной подгонки привода значительной мере зависит надежность работы переключателя и трансформатора. При плохой подгонке на месте монтажа подвижная контактная система переключателя может оказаться несколько отжатой от одного из неподвижных контактных стержней, в результате в этом месте сильно растет переходное сопротивление, а вместе с ним и нагрев, что может привести к обгоранию и аварии трансформатора.

В трансформаторах 220 и 330 кВ, как правило, применяют так называемые *боковые приводы*, выведенные на стенку бака.

Нижняя коробка бокового привода обычно устанавливается на стенке бака на высоте около 1200 мм над уровнем катания трансформатора. Таким образом, в эксплуатации обеспечивается удобное управление переключателем с фундамента трансформатора. Сокращается время, необходимое для переключения, по сравнению с тем, которое необходимо, когда приводы установлены на крышке.

При системе *регулирования напряжения под нагрузкой* (сокращенно – РПН) переключение ответвлений можно производить без отключения обмоток от сети, т. е. в процессе нормальной работы трансформатора, по обмоткам которого протекают нагрузочные токи. Таким образом, при этой системе регулирования питания приемников электроэнергии в процессе переключения не прерывается и цепь тока остается замкнутой в течение всего времени переключения.

Как уже указывалось, сам переключатель позволяет производить его перевод из одного положения в другое лишь в обесточенном состоянии. Поэтому в комплект аппаратуры регулирования под нагрузкой, помимо привода и переключателя, входит еще один аппарат – *контактор*, прерывающий цепь тока переключателя перед его переводом в другое положение. Для того чтобы при этом не прерывалось, хотя бы даже на

короткое время, электроснабженис потребителей, предусматривают два переключателя и два контактора, работающие по очередно.

При этом через каждый персключатсль и контактор, а также по каждой половине обмотки реактора протекает прловина нагрузочного тока трансформатора. Направления намотки выбраны так, что результирующая индуктивность реактора при этом равна нулю.

Допустим, что аппаратуру необходимо перевести из положения 2 в положенис 1. Полный цикл перехода состоит из шести отдельных операций, производимых в следующей последовательности.

Затем обесточенный переключатель *И* переходит из положения 2 в положение 1. Далее, снова включается контакгор. Это положение называется положением «моста», так как аппаратура переключения как бы перекрывает (образует «мост») участок обмотки между двумя соседними ответвлениями (в данном случае между ответвлениями 1 и 2).

В положенни «моста» по замкнутому контуру, образовавшому участком обмотки, переключателями, контакторами и реактором, протекает циркулирующий ток. В ветви переключателя *И1* и контактора *К1* он добавляется к половине нагрузочного тока, а в ветви переключателя *И2* и коптактора *К2* вычитается.

Назначение *реактора* заключается в том, чтобы в положении «моста» ограничить циркулирующий ток и тем самым избежать перегрузки обмотки, переключателей и контакторов.

Наконец, включается контактор *К2*. На этом заканчивается цикл переключения. Теперь аппаратура снова находится в рабочем положении, по уже по ответвлении.

Все описанные операции производятся последовательно посредством привода, снабжснного электродвигателем. Однако в случае необходимости переключение может быть произведено и вручную рукояткой.

Отдельные элементы аппаратуры переключения располагаются на трансформаторе следующим образом.

Привод – в специальном кожухе, устанавливаемом на стенке бака, обычно с узкой стороны, на высоте, удобной для его обслуживания.

В верхней части бака над приводом располагают бачок контактора, заливаемый маслом. Контактор соединят с приводом вертикальным валом. Помещать контактор в бак трансформатора нельзя, так как при работе контактора между его контактами обазуется электрическая дуга, под действием которой масло обугливается и ухудшает свои электроизоляционные свойства.

Поэтому контактор всегда размещают в отдельном бачке, масло которого не сообщается с маслом трансформатора.

В некоторых случаях их помещают с узкой стороны активной части трансформатора между верхними и нижними ярмовыми балками.

### 7.3 Расчет себестоимости отпуска энергии

В новых экономических условиях расчет тарифов обоих видов энергии стал одним из барьеров на пути повышения эффективности использования топлива в энергосистемах за счет теплофикации. Иначе, повышенные тарифы на тепловую энергию электростанций приводят к искажению конкуренции производителей тепла на потребительском рынке, уменьшению на ТЭЦ выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что в конечном итоге снижает эффективность использования топлива в народном хозяйстве. В этой связи исследуются методы распределения затрат между видами энергии и, следовательно, расчета тарифов на энергию, отпускаемую от ТЭЦ.[7]

Разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода осуществляется с помощью коэффициента, который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии:

$$K_p = \frac{B_z}{B_y} = \frac{576}{1070} = 0,54 \quad (7.15)$$

Доля расхода топлива на отпуск тепловой энергии.  $(1 - K_p) = 0,46$

Результаты затрат занесены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчётов

№	Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	Иэ,эл.энергия млн.тг.	Ит, тепло, млн.тг.
1	Амортизационные отчисления	11128,3	6009,28	5119,02
2	Затраты на текущий ремонт	1669,25	901,4	767,86
3	Затраты на воду	3240	1749,6	1490,4
4	Заработная плата	642,2	346,79	295,41
5	Затраты на топливо	6520,4	3521,02	2999,4
6	Общестанционные расходы	2687,95	1451,5	1236,5
7	Плата за выбросы	340	183,6	156,4
	<b>Итого</b>	<b>26228</b>	<b>14163</b>	<b>12064,9</b>

Для определения себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии необходимо рассчитать годовой отпуск электрической и тепловой энергии ТОО "Усть-Каменогорская ТЭЦ".

Расход электрической энергии на собственные нужды электростанций обеспечивает необходимые условия функционирования электростанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии. Поэтому при определении годового отпуска энергии



необходимо учитывать расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ (в размере 16% и 1% соответственно).

Годовой отпуск электрической энергии "Усть-Каменогорской ТЭЦ" будет равен:

$$\mathcal{E}_{om} = \mathcal{E}_e \cdot (1 - \mathcal{E}_{cn}) = 1800 \cdot (1 - 0,16) = 1512 \text{ млн. кВтч} \quad (7.16)$$

Годовой отпуск тепловой энергии "Усть-Каменогорской ТЭЦ" будет равен:

$$Q_{om} = Q_e \cdot (1 - Q_{cn}) = 2470 \cdot (1 - 0,01) = 2445,3 \text{ тыс. Гкал}, \quad (7.17)$$

Таким образом, себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_s = \frac{I_m + I_e + I_{zn} + I_{ao} + I_p + I_{ob} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{om}} = \frac{14163}{1512} = 9,4 \text{ тенге/кВтч}. \quad (7.18)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_m = \frac{I_m + I_e + I_{zn} + I_{ao} + I_p + I_{ob} + I_{выб}}{Q_{om}} = \frac{12064,9}{2445,3} = 4933 \text{ тенге/Гкал}. \quad (7.19)$$

#### 7.4 Выводы:

Себестоимость является одним из важных показателей хозяйственной деятельности предприятия. Она является одним из основных факторов формирования прибыли, а значит, от нее зависит финансовая устойчивость предприятия и уровень его конкурентоспособности. В данном дипломном проекте был представлен расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии ТОО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ". Представлены как теоретические аспекты данной темы, так и практический расчет.

Расчет себестоимости направлен на выявление возможностей повышения эффективности использования материальных, трудовых и денежных ресурсов в процессе производства, снабжения и сбыта продукции.

Расчеты показали, что при реконструкции существующей "Усть-Каменогорской ТЭЦ", себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии будет составлять 9,4 тенге/кВт·ч и 4933 тенге/Гкал соответственно.

На ТЭЦ идёт комбинированное производство нескольких видов продукции на базе комплексного использования топлива, следовательно при расчётах был использован физический метод разнесения затрат между электрической и тепловой энергией, который состоит в распределении общего расхода топлива между производством теплоты и электрической энергии.

Одним из способов увеличения прибыли является снижение себестоимости продукции. Это достигается повышением эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе современной техники. Возможны и другие пути – реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства. Чем ниже себестоимость и цена производства по сравнению с такими же показателями у конкурентов на рынке, тем выше прибыльность.

## **8. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС**

### **8.1. Краткая характеристика подогревателей высокого давления**

На "Усть-Каменогорской ТЭЦ" в эксплуатации находится турбина Т-100-130, которая снабжена тремя подогревателями высокого давления ПВ-425-230-13/ПВ-425-230-23/ПВ-425-230-35 соответственно

#### **8.1.1 Назначение подогревателей высокого давления.**

Подогреватели высокого давления предназначены для подогрева питательной воды для котло-агрегатов за счёт охлаждения и конденсации пара. ПВД-9 питается паром из паропровода 31,5 ата, ПВД-10 из паровых отборов турбины Т-50-130, ПВД-11 из паровых отборов турбины Т-100-130, ПВД 12А-1 и ПВД12А-2 соответственно от РОУ 16-17 и РОУ 14,15.

Для примера шифр подогревателя ПВ-425-230-13 обозначает: подогреватель высокого давления, с поверхностью нагрева 425 м<sup>2</sup>, максимальное давление питательной воды в трубной системе 230 ата, расчётное давление в паровом пространстве 13 ата.

#### **8.1.2 Технические характеристики ПВД.**

##### **ПВД 9-1 и ПВД 9-2.**

1. Тип подогревателя ----- ПВД-425-230-35
2. Максимальное давление пара ----- 37 ата
3. Расчётная температура пара ----- 323°С
4. Пропускная способность по воде ----- 550 т/ч

5. Гидравлическое сопротивление ----- 34,5 м. вод. ст.

#### **ПВД 5,6,7 турбины Т-50-130.**

1. Тип подогревателя ----- ПВ-350-230-20/ПВ-350-230-35/ПВ-350-230-49
2. Максимальное давление пара ----- 36/50/50 ата
3. Расчётная температура пара ----- 290/300/300°C
4. Пропускная способность по воде ----- 375 т/ч
5. Гидравлическое сопротивление ----- 28 м. вод. ст.

#### **ПВД 5,6,7 турбины Т-100-130.**

1. Тип подогревателя ----- ПВ-425-230-13/ПВ-425-230-23/ПВ-425-230-35
2. Максимальное давление пара ----- 12/22/34 ата
3. Расчётная температура пара ----- 263/338/387°C
4. Расчётный расход пара ----- 10,3/24,5/19,05 т/ч
1. Пропускная способность по воде ----- 500 т/ч

#### **ПВД 12А-1 и ПВД 12А-2.**

1. Тип подогревателя ----- ПВ-425-230-23-3/ПВ-425-230-35-3
2. Максимальное давление пара ----- 25/37 ата
3. Расчётная температура пара ----- 530/500°C
4. Пропускная способность по воде ----- 550 т/ч

#### **8.1.3 Описание подогревателя высокого давления.**

Подогреватель представляет собой сварную конструкцию, состоящую из корпуса и трубной системы (сердечника).

Съёмная часть корпуса подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, свальцованной из стали марки ст.20к, к нижней части обечайки приварен фланец. В верхнюю часть на оси подогревателя вварен штуцер для подвода греющего пара во встроенный охладитель. На цилиндрической части корпуса расположены штуцера для присоединения водоуказательных приборов и отвода воздуха и конденсата из предыдущего корпуса. С нижней части корпуса отводится конденсат через встроенный охладитель конденсата и выполнен штуцер для отвода воздуха.

Нижняя подвижная часть подогревателя состоит из штампованного днища эллиптической формы. К днищу приварена кольцевая опора и плита

для крепления подогревателя на фундаменте. Фланцевые соединения ПВД уплотняются наглухо заваренной мембраной, которая при вскрытии подогревателя разрезается.

Поверхность нагрева подогревателя представляет собой сварную конструкцию, состоящую из двух распределительных, двух коллекторных и четырёх соединительных труб, центральной отводящей трубы, перегородок и спиральных змеевиков.

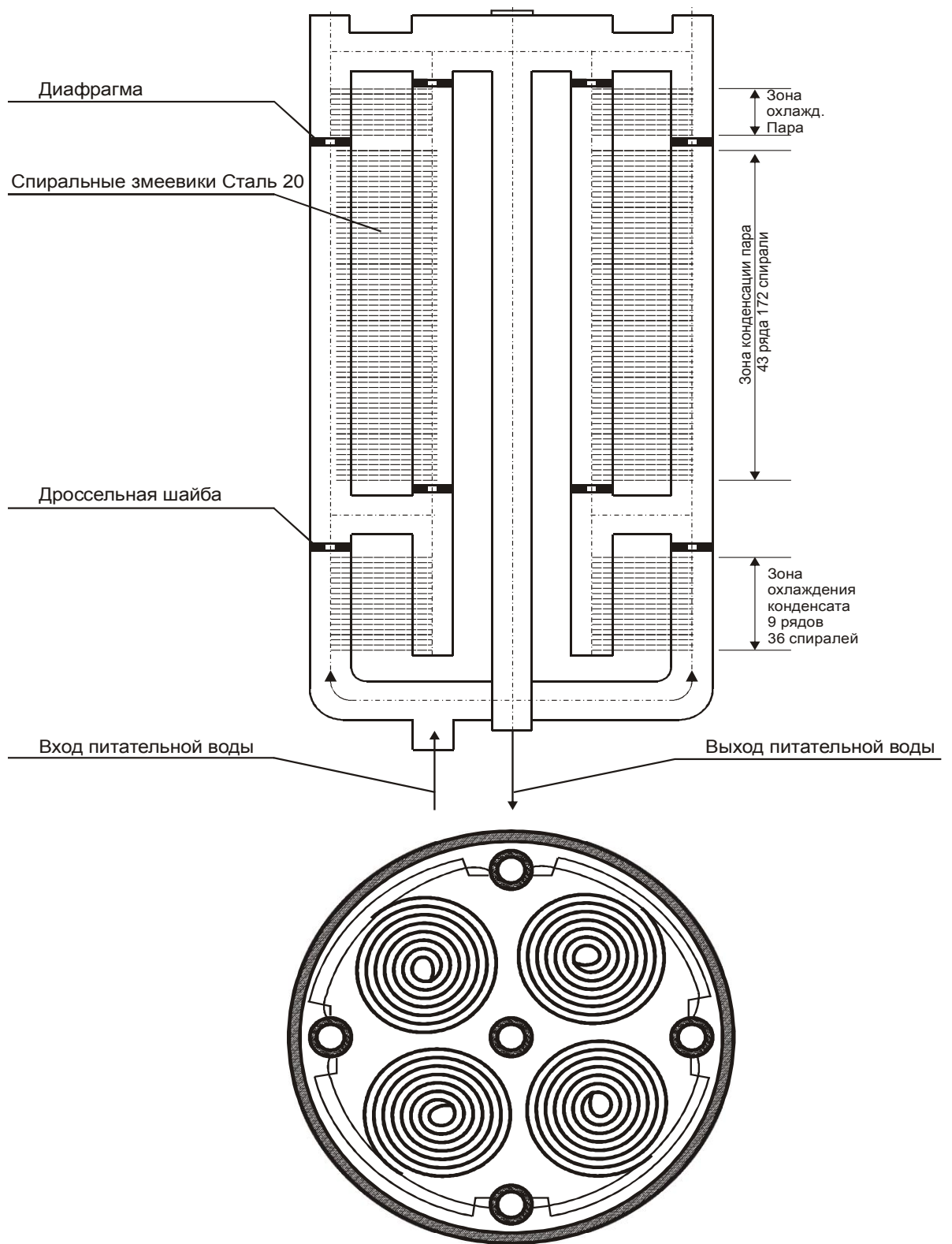


Рис. Схема движения питательной воды в трубной системе подогревателя типа ПВ 425-230-37-1

## 8.2 Тепловой расчет подогревателей высокого давления

Исходные данные для теплового расчёта берутся из расчёта тепловой схемы на номинальный режим:

- расход греющего пара  $D_{II}$ , кг/с,
- параметры греющего пара (давление, температура, энтальпия, температура насыщения),
- давление и температура нагреваемой среды на входе. [4]

### Параметры греющего пара из отбора турбины:

- давление  $p_{II}=1,3$  МПа;
- температура  $t_{II}=450$  °С;
- энтальпия  $h_{II}=3366,8$  кДж/кг;
- температура насыщения  $t_{II}=191,5$  °С;
- энтальпия конденсата греющего пара  $h_k=814,4$  кДж/кг.

### Параметры питательной воды:

- расход питательной воды  $G_{ПВ}=130,6$  кг/с;
- давление питательной воды на входе  $p_{ПВ}'=17,85$  МПа;
- давление питательной воды на выходе  $p_{ПВ}''=17,35$  МПа;
- температура питательной воды на входе  $t_{ПВ}'=161,3$  °С;
- температура питательной воды на выходе  $t_{ПВ}''=190,5$  °С;
- энтальпия питательной воды на входе  $h_{ПВ}'=691,3$  кДж/кг;
- энтальпия питательной воды на выходе  $h_{ПВ}''=817,1$  кДж/кг.

### Дренаж с верхнего ПВД:

- расход  $D_{др1}=15,17$  кг/с;
- температура дренажа  $t_{др1}=200,5$  °С;
- энтальпия  $h_{др1}=852,4$  кДж/кг.

### Дренаж ПВД:

- температура дренажа  $t_{др2}=172$  °С;
- энтальпия  $h_{др2}=728$  кДж/кг;

### 1. Расчётная схема подогревателя

Расчётная схема составляется на основе схемы движения воды в поверхностях нагрева (рис. 8.1). [4]

Принимаем коэффициент сохранения тепла  $\eta=0,99$ , тогда расход пара на подогреватель:

$$D_{ПВ} = \frac{G_{ПВ} \cdot (h_{ПВ}'' - h_{ПВ}') - D_{др} \cdot (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta}{(h_{II} - h_{др2}) \cdot \eta} = \frac{130,6(817,1 - 691,3) - 15,17 \cdot (852,4 - 728) \cdot 0,99}{(3366,8 - 728) \cdot 0,99} = 5,6 \text{ кг/с}$$

Температуру остаточного перегрева пара принимаем на 25 °С выше температуры насыщения:

$$t_{on} = t_n + 25 = 191,5 + 25 = 216,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При этой температуре энтальпия пара на выходе из охладителя пара равна  $h_{оп} = 2786 \text{ кДж/кг}$ .

## 2. Тепловая нагрузка ОП:

$$Q_{оп} = D_{п} \cdot (h_{п} - h_{оп}) \cdot \eta = 5,6 \cdot (3366,8 - 2786) \cdot 0,99 = 3220 \text{ кВт}$$

Энтальпия воды на выходе из СП:

$$h_{e2}^{сп} = h_{пв}'' - Q_{оп} / G_{пв} = 793,1 \text{ кДж/кг}$$

Этой энтальпии при среднем давлении питательной воды в ПВД  $P_B = 17,6 \text{ МПа}$  соответствует температура  $t_{e2}^{сп} = 185,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Недогрев до температуры насыщения составляет 5 °С.

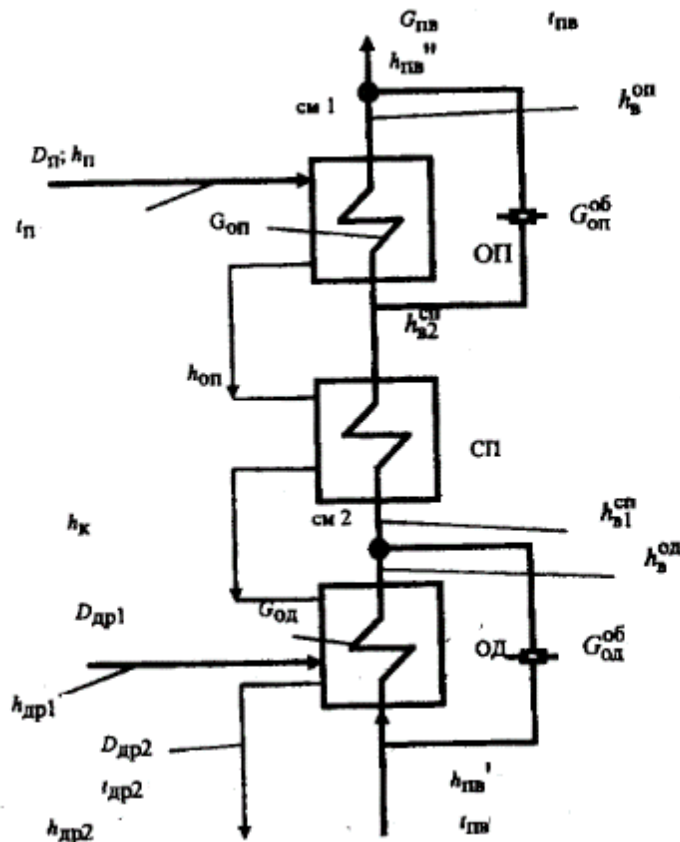


Рис. 8.1 Расчётная схема подогревателя

Энтальпия конденсата при температуре насыщения  $h_k = 814,4 \text{ кДж/кг}$ .  
Расход дренажа из ПВД:

$$D_{др2} = D_{п} + D_{др1} = 20,7 \text{ кг/с}$$

Тепловая нагрузка собственно подогревателя:

$$Q_{сп} = D_{п} \cdot (h_{оп} - h_k) \cdot \eta = 10950,1 \text{ кВт}$$

Энтальпия воды на входе в собственно подогреватель:

$$h_{e1}^{СП} = h_{e2}^{СП} - Q_{СП} / G_{ПВ} = 709,3 \text{ кДж/кг}$$

Тепловая нагрузка охладителя дренажа:

$$Q_{ОД} = [D_{П} \cdot (h_{к} - h_{др2}) + D_{др1} (h_{др1} - h_{др2})] \cdot \eta = 2345 \text{ кВт}$$

Суммарная тепловая нагрузка подогревателя:

$$Q_2 = Q_{ОП} + Q_{СП} + Q_{ОД} = 16429 \text{ кВт}$$

Доля тепловой нагрузки ОП составляет 52,9 %, СП – 41%, ОД – 6,1%.

Для уменьшения гидравлического сопротивления подогревателя через ОП можно пропускать не весь поток воды, а лишь его часть. Расход воды через ОП можно принимать пропорциональным его тепловой нагрузке, т.е в данном случае 52,9%.

Расход воды через ОП:

$$G_{ОП} = 24,9 \text{ кг/с}$$

Расход воды через обвод ОП:

$$G_{ОП}^{Об} = G_{ПВ} - G_{ОП} = 105,7 \text{ кг/с}$$

Энтальпия воды, проходящая через ОП перед смесителем:

$$h_B^{OG} = h_{e2}^{СП} + Q_{СП} / G_{ПВ} = 918,9 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия воды за подогревателем:

$$h_{ПВ}'' = (G_{ОП} \cdot h_e^{ОП} + G_{ОП}^{Об} \cdot h_{e2}^{СП}) / G_{ПВ} = 817,1 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия совпадает с заданной, значит расчеты произведены верно.

### 3. Тепловой расчет собственно подогревателя

Температура воды перед СП при энтальпии  $h_{в1сп}=709,3$  кДж/кг составляет  $t_{e1}^{СП} = 174$  °С.

Температура конденсата греющего пара на выходе из СП  $t_{к} = t_{н} = 191,5$  °С.

Находим температурный напор на выходе из СП. Учитывая, что остаточный перегрев пара быстро снимается, принимаем  $\Delta t_{м} = t_{н} - t_{e2}^{СП} = 6$  °С.

Температурный напор на входе  $\Delta t_{\delta} = t_{к} - t_{e1}^{СП} = 17,5$  °С.

Средний логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{м}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{м}}} = 10,7 \text{ °С}$$

Средняя температура питательной воды в СП:

$$t_e^{СП} = (t_{e1}^{СП} + t_{e2}^{СП}) / 2 = 179,8 \text{ °С}$$

Температура пленки конденсата:

$$t_{пл} = (t_{н} + t_{cm}) / 2 = 188,6 \text{ °С}$$



При этой температуре по таблице 1.1 литературы [4] находим

$$b = \sqrt[4]{\frac{\rho^2 \cdot \lambda^3 \cdot g}{\mu}} = 370,3$$

Тепло, выделяемое одним килограммом пара в СП:

$$r' = h_{OP} - h_k = 1984,4$$

На электростанциях обычно устанавливаются подогреватели высокого давления вертикального типа с горизонтальными спиралями. Тогда принимаем, что трубки поверхности нагрева выполнены из горизонтальных двойных спиралей (6 двойных спиралей в каждой из шести секций между перегородками), тогда число трубок по вертикали между перегородками  $n=12$ . [21]

Наружный диаметр трубок 32 мм.

Коэффициент теплоотдачи от конденсирующего пара к стенке:

$$\alpha_1 = C \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho^2 \cdot \lambda^3 \cdot g}{\mu}} \cdot \sqrt[4]{\frac{r'}{n \cdot d_s \cdot (t_n \cdot t_{cm})}} = 12800,2$$

где  $C$  – коэффициент, учитывающий расположение трубы, для горизонтальных труб  $C=0,725$ .

Расчетный коэффициент теплоотдачи для стальных трубок:

$$\alpha_{1p} = 0,8 \cdot \alpha_1 = 10240,1$$

Удельный тепловой поток в СП:

$$q = \alpha_{1p} \cdot \Delta t_1$$

Удельный тепловой поток через стенку:

$$q = \lambda_{cm} \cdot \Delta t_2 / \delta_{cm}$$

где  $\lambda_{cm}$  – коэффициент теплопроводности для стали,  $\lambda_{cm} = 46,6 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$ ;

$\delta_{cm}$  – толщина стенки трубок  $\delta_{cm} = 5 \text{ мм}$ .

Удельный тепловой поток при теплоотдачи от стенки к воде:

$$q = \alpha_2 \cdot \Delta t_3 =$$

Для нахождения параметра  $B_0$ , следовательно,  $\alpha_2$ , необходимо указать при температуре питательной воды СП и среднем давлении в ПВД удельный объем, плотность, вязкость и теплопроводность воды. Тогда параметр равен:

$$B_0 = 0,023 \cdot \lambda_{жс} / \mu_{жс}^{0,8}$$

Принимаем скорость воды в трубках  $w_{жс} = 1,8 \text{ м/с}$ . Внутренний диаметр трубок 22 мм.

Количество параллельных трубок для обеспечения заданной скорости воды:

$$N = 4 \cdot G_{ПВ} \cdot \nu / (\pi \cdot d_s^2 \cdot w_{жс})$$

На каждую из шести секций приходится по  $N_s = 555/6 = 92,5$  трубок. Округляем до наибольшего целого, получаем  $N_s = 92$ .

Уточняем скорость воды в трубках:

$$w = 4 \cdot G_{\text{ПВ}} \cdot \nu / (\pi \cdot d_{\text{с}}^2 \cdot N_{\text{с}}) = 1,8$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_2 = [B_0 (\rho \cdot w)^{0,8}] / d_B^{0,2}$$

Поправка на увеличение теплоотдачи в спиральных:

$$\varepsilon = 1 + 1,77 \cdot d_{\text{с}} / R = 1 + 1,77 \cdot 22 / 140 = 1,278$$

где  $R_{\text{ср}}$  – средний радиус спирали, который принимается в качестве радиуса змеевика,  $R_{\text{ср}} = \text{мм}$ .

Расчетный коэффициент теплоотдачи от стенки к воде:

$$\alpha_{1p} = \varepsilon \cdot \alpha_2 =$$

Удельный тепловой поток:

$$q = \alpha_{2p} \cdot \Delta t_3$$

Итак, из имеющихся выражений  $q$  выделим температурные напоры:

$$\Delta t_1 = \cdot q$$

$$\Delta t_1 = \cdot q$$

$$\Delta t_1 = \cdot q$$

Зададим различные значения  $q$  и построим таблицу 5.2.

Таблица 5.2

q	20000	30000	40000	50000	60000
$\Delta t_1$	2,49	4,27	6,26	8,43	10,76
$\Delta t_2$	2,15	3,22	4,29	5,36	6,44
$\Delta t_3$	1,17	1,76	2,35	2,93	3,52
$\Delta t$	5,80	9,25	12,90	16,73	20,71

Далее строим график зависимости температурных напоров от удельного теплового потока, рис. 5.2. Из графика определяем удельный тепловой поток при  $\Delta t_{\text{ср}} = 10,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ , он равен  $32620 \text{ Вт/м}^2$ .

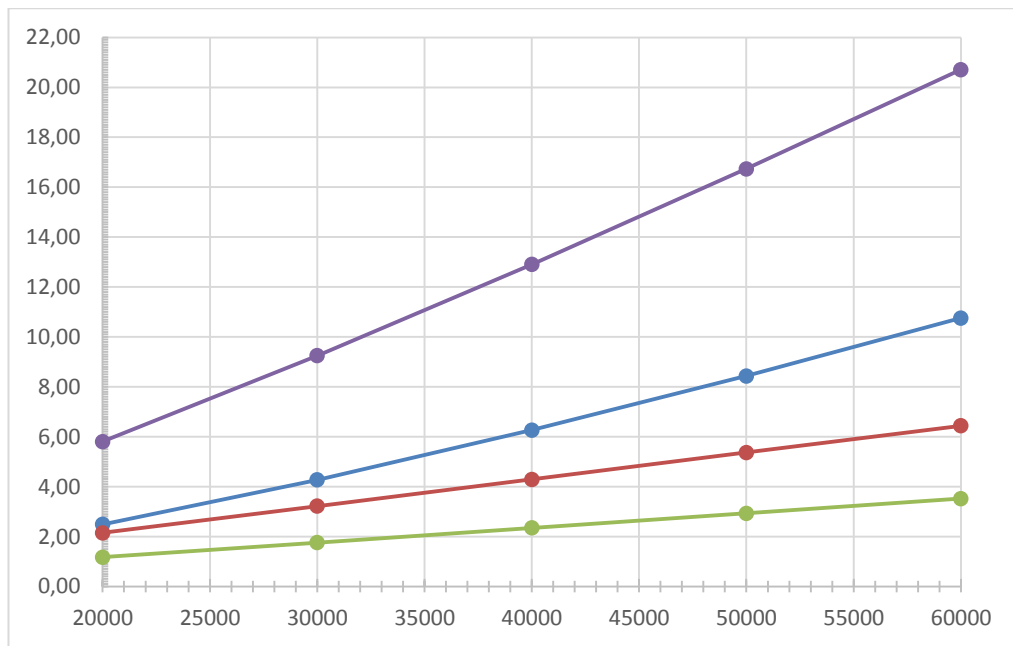


Рис. 5.2 График зависимости температурных напоров от удельного теплового потока

Коэффициент теплопередачи для СП:

$$k = q / \Delta t_{cp}$$

Необходимая поверхность нагрева СП:

$$F = Q_{СП} / (k \cdot \Delta t_{cp})$$

Длина двойных спиралей:

$$L = F_{СП} / (\pi \cdot d_n \cdot N_T)$$

Шаг трубок выбираем равным 36мм. Общая высота трубной системы  $h_{СП} =$

#### 5.4 Расчет охладителя пара

Температурный напор на входе в ОП  $\Delta t_m = t_{ОП} - t_B^{ОП} = ^\circ\text{C}$ .

Температурный напор на входе из ОП  $\Delta t_\sigma = t_{II} - t_B^{ОП} = ^\circ\text{C}$ .

Средний логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_\sigma - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_\sigma}{\Delta t_m}} = ^\circ\text{C}$$

Средняя температура пара в межтрубном пространстве.

Учитывая, что коэффициент теплопередачи в ПО примерно в два раза меньше, чем в СП, принимаем, что количество трубок в ОП составляет примерно 20% от количества трубок в СП, т.е.  $N = 0,2 \cdot 348 \approx 70$ . Для каждой секции  $N_c = 70/6 \approx 12$ .

Высота ОП составит:

$$h = (2 \cdot N_c - 1) \cdot s + 2 \cdot 0,02 = 0,868 \text{ м}$$

Ширина одного хода пара составит:

$$a = (N_B - 1) \cdot s + 2 \cdot 0,02 = 0,868 \text{ м}$$

где  $N_B$  – количество витков в спирали,  $N_B = 7$ .

$$f = a \cdot h + 0,785 \cdot d_n^2 \cdot N_c \cdot 2 \cdot N_B$$

Смоченный периметр сечения одного прохода:

$$u = 2 \cdot (a + h) + N_c \cdot 2 \cdot N_B \cdot \pi \cdot d_n$$

Эквивалентный диаметр:

$$d_s = 4 \cdot f / u$$

Скорость пара в межтрубном пространстве:

$$w_{II} = D_{II} \cdot v_{II} / f$$

Критерий Рейнольдса:

$$Re = w_{II} \cdot d_s / (\mu \cdot v_{II})$$

Число Нуссельта:

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4} = 0,023$$

$$\alpha_1 = Nu \cdot \lambda / d_s$$

Находим значения удельного объема, плотности, вязкости и теплопроводности воды при температуре питательной воды СП и среднем давлении в ПВД.

Площадь поперечного сечения для прохода воды

$$F_{вн} = 12 \cdot 6 \cdot 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot [4]$$

Скорость воды в трубках:

$$w_g = 4 \cdot G_{ОП} \cdot v_g / F_g = 1,8$$

Определим параметр  $B_0$ :

$$B_0 = 0,023 \cdot \lambda_g / \mu_g^{0,8}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде:

$$\alpha_2 = [B_0 (\rho \cdot w)^{0,8}] / d_s^{0,2}$$

Расчетный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{2p} = \varepsilon \cdot \alpha_2 = 1,278$$

Коэффициент теплопередачи от пара к воде:

$$k = \frac{1}{\left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)}$$

Площадь поверхности нагрева охладителя пара:

$$F_{ОП} = Q_{ОП} / (k \cdot \Delta t_{cp})$$

Длина двойных спиралей:

$$L = F_{СП} / (\pi \cdot d_n \cdot N_T)$$

Площадь поверхности нагрева одной спирали (спираль берется таких же размеров, как и в СП):

$$f_{СП} = \pi \cdot d_n \cdot L$$

Необходимое количество спиралей:

$$N_{ОП} = F_{ОП} / f_{СП}$$

### **Вывод**

В специальном вопросе был рассчитан подогреватель высокого давления №5 (ПВ-425-230-13) для турбинной установки Т-100-130. ПВД-5 работает при параметрах пара перед входом в подогреватель: давлении 1,3МПа, температуре 450 °С и расходом пара 5,6 кг/с. В результате были рассчитаны следующие площади составляющих частей подогревателя: СП:  $F_{СП} = 1852 \text{ м}^2$  ; ОП:  $F_{ОП} = 84,4 \text{ м}^2$  ; ОК :  $F_{ОК} = 184,2 \text{ м}^2$  . Полученные в результате расчёта значения площадей немного отличаются от реальных табличных значений данного подогревателя Т-100-130 ( $F_{СП} = 1863 \text{ м}^2$  ;  $F_{ОП} = 84,7 \text{ м}^2$  ;  $F_{ОК} = 185 \text{ м}^2$  ) на допустимую величину. В результате можно сделать вывод, что расчеты выполнены верно

## Заключение

В дипломном проекте произведен расчет принципиальной тепловой схемы энергоблока с турбиной Т-100-130. Произведен расчет расходов пара и конденсата в элементах тепловой схемы, проведена проверка расчета по материальному балансу. При расчете определены показатели: -тепловой экономичности турбоустановки: полный расход теплоты на турбоустановку  $Q_{my} = 312416 \text{ кВт}$ , КПД турбоустановки с генератором по производству электроэнергии  $\eta_{my}^э = 0,772$ ; удельный расход теплоты на производство электроэнергии  $q_{my}^э = 4662 \text{ кДж/кВтч}$ ; - энергетические показатели: тепловая нагрузка парогенератора  $Q_{ng} = 316853,16 \text{ кВт}$ , удельный расход условного топлива по производству электрической и тепловой энергии  $e_y^э = 171,31$ ,  $e_y^m = 36,86$ .

В разделе безопасности жизнедеятельности был сделан анализ условий труда сотрудников турбинного цеха АО "АЭС Усть-Каменогорская ТЭЦ". Турбинный цех является одним из главных цехов ТЭЦ как в технологическом процессе выработки электрической и тепловой энергии, так и в организационной структуре. Работа в цехах предприятия связана со значительными рисками безопасности труда, т. к. в производстве используется сложное технологическое оборудование. Далее был произведен расчет искусственного освещения турбинного цеха. Для обеспечения нормируемого освещения приняли в турбинном цехе 480 ламп ДРЛ (УПДДР). По  $\Phi_{л} = 22884$  лм подобрали лампу мощностью 400 Вт со световым потоком  $\Phi_{л} = 23000$  лм. Оптимальная освещенность на рабочем месте обеспечена. Рассчитанная система освещения позволяет создать условия труда, исключающие возможность производственного травматизма, из-за недостаточного освещения рабочих мест.

В экономическом разделе расчеты показали, что при реконструкции существующей "Усть-Каменогорской ТЭЦ", себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии будет составлять 9,4 тенге/кВт·ч и 4933 тенге/Гкал соответственно.

Специальный вопрос связан с расчетом подогревателя высокого давления типа ПВ-425-230-13. Произведен расчет собственно подогревателя, а также охладителя пара.

## Список использованной литературы

1. А.А. Александров, Б.А. Григорьев «Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара», М., «МЭИ», 1999. – 168с.
2. С.Л. Ривкин, А.А. Александров «Термодинамических свойств воды и водяного пара» Справочник, М., Энергоатомиздат, 1984.
3. Роман Якуткин, Р.Энергетика Казахстана. В ожидании чуда. б.м. : KAZAKHSTAN №5/6, 2008 год.
4. А.М. Грибков «Тепловой расчет подогревателей высокого давления», Казань., «КГЭУ», 2004
5. А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки.-М.: Издательство МЭИ, 2002,-540 с.
6. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции – М.: МЭИ,2004-424с
7. Ю.М. Хлебалин. Совершенствование тепловых схем и конструкций ТЭЦ большой мощности. Промышленная энергетика, 2009 №3. С 42-44.
8. Шляхин П.Н., Бершадский М.Л. Краткий справочник по паротурбинным установкам. - М.: Госэнергоиздат, 1961. - 127с.
9. Керимбекова А.М. Обеспечение безопасности труда и экологической безопасности в цехах АО «АЭС УК ТЭЦ». Усть-Каменогорск. 2010
10. Кнорринг Г.М. - Справочная книга для проектирования электрического освещения.-Л.: «Энергия»,1976
11. СНиП РК 2.04-05-2002\* Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы и правила
12. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009.
13. Абикенова А.А., Санатова Т.С. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Пожарная профилактика» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009.-32 с
14. СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
15. Волков О.И. Экономика предприятия. Учебник. –М.:ИНФРА-М, 1998. 415с

16. Шеремет А.Д. теория экономического анализа. –М.:ИНФРА-М, 1982
17. Т.В. Яркина Основы экономики предприятия (Учебное пособие)
18. Словарь Лопатникова. Общеэкономический и экономико-математический объяснительный словарь  
<http://lopatinikov.pro/slovar/a/amortizacionnye-otchisleniya-amortizacionnye-rasxody/>
19. . <http://www.aes-group.kz/>
20. <https://www.wikipedia.org/>
21. О.А. Гайдай, магистр, НТУ «ХПИ» Л.И. Лысенко, канд. Техн. Наук, доц., НТУ «ХПИ» «Анализ методов распределения комплексных затрат в комбинированном цикле ТЭЦ»
22. Большая техническая энциклопедия. Общестанционные расходы <http://www.ai08.org/index.php/term/7-tehnicheskij-slovar-tom-vii,8073-obschestantsionnye-rashody.shtml>.
23. <http://mash-xxl.info/> - Энциклопедия по машиностроению XXL с 332.
24. Налоговый кодекс РК. Другие обязательные платежи. Глава 71. Плата за эмиссии в окружающую среду.