

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой
Киварич А.А. к.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проект ТЭУ для лоёкка Шамалой

Специальность 5B071700 - "Теплоэнергетика" специализация "ТЭ"

Выполнил Гаршин А.П. ТЭУ-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ст. преподаватель Ем. П. М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н. профессор Гарамонь С.Т.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
С.Т. « 16 » июня 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Манандяева С.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
С.С. « 14 » июня 20 16 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

ст. преподаватель Ем. П. М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Ем. П. « 14 » 06 20 16 г.
(подпись)

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

Нормоконтролер: ст. преподаватель Ем. П. М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Ем. П. « 14 » 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: зам. нач. ЦМО ТЭУ-1 АО, АлтУ Шамалко А.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Шамалко А.В. « 17 » 06 20 16 г.
(подпись)

Алматы, 2016 г.

ДП.5B071700.ДО.ПЗ

Лист

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический
Специальность Теплоэнергетика
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Гаршин Алексей Петрович
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Проект ТЭУ для койки Шамалган

утверждена приказом ректора № 141 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «21» июня 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

число жителей койки 7526 человек
средняя температура воздуха в ОП $t_{\text{в}}^{\text{в}} = -25^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{в}}^{\text{н}} = -12^{\circ}\text{C}$
расчетная температура воздуха внутри жилых, обслуживаемых административных зданий равна 20°C

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

1. Введение
2. Предтепловая часть
3. Тепловая часть
4. Экономическая часть
5. Заключение
6. Список литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Технологичный и модельный разрез турбины К-6-35
2. Формовой эскиз теплообменника
3. Чертеж котла ДБ

Рекомендуемая основная литература

1. Соколов Е.А. Теплофикацию и тепловые сети - М.: «Энергострой», 2001, 422 с.
2. Сапожников А.П. Сборник задач по теплофикационному и тепловым сетям - М.: «Энергия», 1985, 232 с.
3. Финкелсон Е.А., Цафарец Л.С. Теплофикационные паровые турбины - М.: Энергия, 1985, 128 с.
4. Соколов Е.А., Трошилов И.К., Сапожников А.П. Эксплуатация тепловых сетей - М.-Л.: «Энергострой», 1995, 128 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Парамонов С.Г.	16.06.16г.	<i>[Подпись]</i>
ФМД	Мамондаева С.Е.	15.12 - 14.06.16	<i>[Подпись]</i>
Описание часов	Бил Т.И.	14.06.16	<i>[Подпись]</i>

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Введение	1.03.06	
2	Формально-технический раздел	7.03.06	
3	Формальная исполнительность	1.05.06	
	3.1. Анализ условий труда в сварочной цехе	3.05.06	
	3.2. Тесты Вейблеуши	7.05.06	
	3.3. Загрязнение одежды	10.05.06	
4	Аналитический раздел	17.05.06	
5	Заключение	1.06.06	
6	Список литературы	2.06.06	

Дата выдачи задания « » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В современное время все города и посёлки нуждаются в тепловой и электрической энергии. Её нехватка негативно отражается на жизни людей. В настоящее время ст. Шамалган находится в фазу стабильного экономического роста. В связи с этим ст.Шамалган и ближайшие с ней населённые пункты нуждаются в больших количествах тепловой, а также электрической энергии.

Annotation

In modern times all the towns and villages in need of heat and electricity. Her lack of a negative impact on people's lives. Currently, st. Shamalgan is a phase of sustained economic growth. Therefore st.Shamalgan with it and coming settlements need large amounts of heat and electrical energy.

Қазіргі уақытта барлық кенттер мен ауылдық жылу және электр энергиясын мұқтаж. Адамдардың өміріне жағымсыз әсер ету Оның болмауы. Қазіргі уақытта, өнер. Шамалған тұрақты экономикалық өсу фазасы болып табылады. Сондықтан онымен Шамалған ауылы және алдағы елді мекендер жылу және электр энергиясын көп мөлшерде қажет.

Содержание

Введение.....	
1. Теплотехническая часть.....	
1.1 Определение отапливаемой площади.....	
1.2 Находим расчетные климатические параметры.....	
1.3 Определение расчетной тепловой мощности.....	
1.4 Расчетная нагрузка горячего водоснабжения.....	
1.5 Построение графика теплопотребления.....	
1.6 Подбор турбины.....	
1.7 Подбор паровых котлов.....	
1.8 Общие сведения о котлах ДЕ.....	
1.9 Основные контуры циркуляции котлов ДЕ-25-100 ГМ.....	
1.10 Вспомогательное оборудование.....	
1.11 Мазутное хозяйство.....	
2. Безопасность жизнедеятельности.....	
2.1 Анализ условий труда в турбинном цехе.....	
2.2 Расчет вентиляции.....	
2.3 Расчет зануления двигателя.....	
3. Экономическая часть.....	
3.1 Задание.....	
3.2 Расчет.....	
3.3 Выводы.....	
Заключение.....	
Список литературы.....	

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ		
№	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Паршин А.П.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ем Т.М.			у		
Рецен.		Тимченко А.В.			Содержание		
Зав. каф.		Кибарин А.А.			ДП.5В071700.ДО.ПЗ		
И.конт		Ем Т.М.			АУЭС, каф. ТЭУ, ТЭС 12-2		
					Лист		

Введение

Задача обеспечения надежного и устойчивого теплоснабжения потребителей поселка Шамалган имеет социальную направленность.

Обеспечение соответствующего современным требованиям теплового комфорта в жилищах, является одной из важнейших социальных задач, и поэтому система централизованного теплоснабжения должна быть технически совершенной и достаточной по тепловой мощности источника и пропускной способности тепловых сетей.

В связи с этим одним из вариантов обеспечения устойчивого теплоснабжения является строительство ТЭЦ, проект которой рассматривается в данной выпускной работе.

1. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Определение отопливаемой площади

1)Находим отопливаемую площадь общественно-административных зданий:

- $V_1 = 50072 \text{ м}^3$, 2-х этажная школа на 1260 человек
- $V_2 = 4911 \text{ м}^3$, детский сад на 125 чел.
- $V_3 = 7150 \text{ м}^3$, 2-х этажный административный корпус
- $V_4 = 1279 \text{ м}^3$, 2-х этажная больница
- $V_5 = 1787 \text{ м}^3$, магазины

2)Находим отопливаемую площадь жилых зданий района.

Здания (1-5 этажей)

В поселке имеются следующие строения:

- одноэтажный пятикомнатный дом, с жилой площадью $S_1 = 70 \text{ м}^2$, численностью $m_1 = 60$ шт.

$$S'_1 = S_1 \cdot m_1 = 70 \cdot 60 = 4200 \text{ м}^2,$$

- 4-х квартирный блочный дом, с жилой площадью $S_2 = 120 \text{ м}^2$, численностью $m_2 = 56$ шт.

$$S'_2 = S_2 \cdot m_2 = 120 \cdot 56 = 6720 \text{ м}^2,$$

- 2-х этажный пятикомнатный дом, с жилой площадью $S_3 = 110 \text{ м}^2$, численностью $m_3 = 109$ шт.

$$S'_3 = S_3 \cdot m_3 = 110 \cdot 109 = 11990 \text{ м}^2,$$

- 15 домов, с жилой площадью $S_4 = 37000 \text{ м}^2$,

- общежитие 2-х этажное, с жилой площадью $S_5 = 2724 \text{ м}^2$

1.2 Находим расчетные климатические параметры

К тепловым сетям центральной системы теплоснабжения присоединяются разнородные потребители теплоты: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха и технологическое пароснабжение. Необходимая для покрытия потребности теплопотребителей нагрузка части потребителей, например, отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха зависит от параметров наружного воздуха, и их называют сезонными потребителями, а нагрузка горячего водоснабжения и технологического пароснабжения не зависит или слабо зависит от параметров наружного воздуха, и их называют круглогодичными потребителями. А в данном поселке, который мы рассматриваем, мы имеем два вида нагрузки это - отопление, сезонная нагрузка и горячее водоснабжение – круглогодичная нагрузка.[1]

При расчете нагрузки сезонных потребителей теплоты учитывают следующие параметры наружного воздуха: температуру, относительную влажность, скорость и направление ветра, а при расчете нагрузки круглогодичных потребителей – температуру холодной воды.

РК находится в зоне резкого континентального климата. Климатические параметры наружного воздуха приведены [7,10]. При проектировании используют следующие характеристики наружного воздуха:

– расчетная температура наружного воздуха, определяемая как средняя температура наиболее холодных пятидневок за период наблюдения с заданной обеспеченностью, t_n^p ,

– средняя температура холодного (отопительного) периода, t_n^{cp} ,

– продолжительность Z отопительного периода (ОП),

– температура воздуха.

Расчетные температуры наружного воздуха, продолжительность ОП Z

сут, среднюю температуру воздуха в ОП, следует принимать по таблицам В.1 и В.3 [10]. Так для г. Алматы $t_n^p = -25^0 C$, $t_n^{cp} = -1,2^0 C$, $z = 167$.

Установленная мощность всего оборудования систем отопления выбирается по расчетной температуре наружного воздуха t_n^p . Оптимальные и допустимые параметры воздуха внутри помещений следует принимать по [9] с учетом, рекомендаций, приведенных в [10]. Так в г. Алматы расчетная температура воздуха внутри жилых, общественно – административных зданий согласно таблице В.2 [10] принимается равной $20^0 C$.

1.3 Определение расчетной тепловой мощности

Расчетную тепловую мощность отопления Q_{om}^p находим по соотношению

$$Q_{om}^p = q_h^A * S_h \frac{t_{вн}^p - t_n^p}{24 * 3600} \quad \text{кВт},$$

или

$$Q_{om}^p = q_h^V * V_h \frac{t_{вн}^p - t_n^p}{24 * 3600} \quad \text{кВт},$$

где S_h, V_h – отапливаемые площади и объемы зданий района,

а q_h^A, q_h^V – расчетная удельная (на 1 м^2 отапливаемой площади [или на 1 м^3 отапливаемого объема] здания) потребность в полезной тепловой энергии на отопление, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^0 C \cdot \text{сут})$ [$\text{кДж}/\text{м}^3 \cdot ^0 C \cdot \text{сут}$]. Она берется с учетом типа здания и этажности согласно таблице 6 [10].

$$Q_1^p = q_1^A * S_1' \frac{t_{вн}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 135 \cdot 4200 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 295 \text{ кВт},$$

$$Q_2^p = q_1^A * S_2' \frac{t_{вн}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 135 \cdot 6720 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 472 \text{ кВт},$$

$$Q_3^p = q_1^A * S_3' \frac{t_{вн}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 135 \cdot 11990 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 852 \text{ кВт},$$

$$Q_4^p = q_2^A * S_4 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 90 \cdot 37000 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 1734 \text{ кВт},$$

$$Q_5^p = q_1^A * S_5 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 135 \cdot 2724 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 192 \text{ кВт},$$

$$Q_6^p = q_1^V * V_1 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 38 \cdot 50072 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 87 \text{ кВт},$$

$$Q_7^p = q_2^V * V_2 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 45 \cdot 4911 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 39 \text{ кВт},$$

$$Q_8^p = q_3^V * V_3 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 34 \cdot 7150 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 19 \text{ кВт},$$

$$Q_9^p = q_4^V * V_4 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 39 \cdot 1279 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 18 \text{ кВт},$$

$$Q_{10}^p = q_5^V * V_5 \frac{t_{\text{вн}}^p - t_n^p}{24 * 3600} = 23 \cdot 1787 \frac{20 - (-25)}{24 \cdot 3600} = 3 \text{ кВт},$$

Суммарная нагрузка отопления:

$$Q_{\text{сум}}^p = Q_1^p + Q_2^p + \dots + Q_9^p + Q_{10}^p = 4,92 \text{ МВт},$$

1.4 Расчетная нагрузка горячего водоснабжения

Средний расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется:

$$\text{в Отопительный период} \quad Q_{\text{ГВС}}^{\text{ОП}} = \frac{1,2 * M * (a + \epsilon)(55 - t_c) * c}{24 * 3600}, \text{ кВт},$$

$$\text{в Летний период} \quad Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЛП}} = \frac{1,2 * M * (a + \epsilon)(55 - t_c^S) * c}{24 * 3600}, \text{ кВт},$$

где $1,2$ – коэффициент учитывающий теплоотдачу в помещение системы ГВС (трубопроводы, отопление ванной, полотенцесушители), M – количество

жителей района, a – норма горячей воды на одного человека в литрах в сутки, для жилых зданий, b то же в общественных зданиях, c – теплоемкость воды, t_c, t_c^S – температуры холодной воды в Отопительный и Летний периоды.

При расчете нагрузки Горячего Водоснабжения температура холодной воды принимается равной в Отопительный период $+5^{\circ}\text{C}$, в теплый период $+15^{\circ}\text{C}$.

Отопительный период:

- жилых зданий

$$Q_{\text{ОП ГВСЖ}}^{\text{ОП}} = \frac{1,2m(a)(55 - t_x) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = \frac{1,2 \cdot 6560 \cdot 120 \cdot (55 - 5) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 2,289 \text{ МВт},$$

- общественно - административных зданий

$$Q_{\text{ОП ГВСА}}^{\text{ОП}} = \frac{1,2m(a)(55 - t_x) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = \frac{1,2 \cdot 1565 \cdot 60 \cdot (55 - 5) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 0,273 \text{ МВт}.$$

Летний период:

- жилых зданий

$$Q_{\text{ЛП ГВСЖ}}^{\text{ЛП}} = \frac{1,2m(a)(55 - t_x) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = \frac{1,2 \cdot 6560 \cdot 120 \cdot (55 - 15) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 1,831 \text{ МВт},$$

- общественно - административных зданий

$$Q_{\text{ЛП ГВСА}}^{\text{ЛП}} = \frac{1,2m(a)(55 - t_x) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = \frac{1,2 \cdot 1565 \cdot 60 \cdot (55 - 15) \cdot 4,187}{24 \cdot 3600} = 0,218 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{СУМ}} = Q_{\text{ОП ГВСЖ}}^{\text{ОП}} + Q_{\text{ОП ГВСА}}^{\text{ОП}} + Q_{\text{ЛП ГВСЖ}}^{\text{ЛП}} + Q_{\text{ЛП ГВСА}}^{\text{ЛП}} = 4,925 \text{ МВт}.$$

1.5 Построение графика теплопотребления

Годовой график состоит из двух частей. Левая часть графика характеризует зависимость суммарной нагрузки отопления и ГВС района от температуры наружного воздуха в интервале расчетных температур от $t_{вн}^p$ до t_n^p . Правая часть графика характеризует длительность стояния суммы всех нагрузок теплопотребления в течение года .

Отопительная нагрузка зависит линейно от алгебраической разности температур ($t_{вн}^p - t_n$):

$$Q_{от} = Q_{от}^p \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p}.$$

Нагрузка Горячего Водоснабжения ступенчато изменяется от величины пропорциональной $(55 - t_c^s)$ летом до величины пропорциональной $(55 - t_c)$ в ОП, т.е. в интервале температур $(+8^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})$ для г. Алматы). [1]

Для построения годового графика теплопотребления определим суммарную нагрузку теплоснабжения района при температурах наружного воздуха

$$+8^{\circ}\text{C}, -1,2^{\circ}\text{C}, -25^{\circ}\text{C}.$$

Нагрузки сезонных потребителей теплоты линейно зависят от температуры наружного воздуха:

$$Q_{от}(+8) = Q_{от}^p \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p} = 4,922 \frac{20 - 8}{45} = 1,313 \text{ МВт};$$

$$Q_{от}(-1,2) = Q_{от}^p \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p} = 4,922 \frac{20 + 1,2}{45} = 2,319 \text{ МВт};$$

$$Q_{от}(-25) = Q_{от}^p \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p} = 4,922 \frac{20 + 25}{45} = 4,922 \text{ МВт}.$$

Суммарные нагрузки теплоснабжения района в зависимости от температуры наружного воздуха:

в Отопительный период

$$Q(+8) = Q_{OT} (+8) + Q^{OP}_{ГВСЖ} + Q^{OP}_{ГВСА} = 3,96 \text{ МВт};$$

$$Q(-1,2) = Q_{OT} (-1,2) + Q^{OP}_{ГВСЖ} + Q^{OP}_{ГВСА} = 5,03 \text{ МВт};$$

$$Q^p = Q(-25) = Q_{OT} (-25) + Q^{OP}_{ГВСЖ} + Q^{OP}_{ГВСА} = 7,8 \text{ МВт}.$$

в Летний период

$$Q(ЛП) = Q^{ЛП}_{ГВСЖ} + Q^{ЛП}_{ГВСА} = 2,05$$

По этим данным строится левая часть годового графика теплопотребления $Q = f(t_H)$.

Для построения гистограммы в правой части графика используем среднемесячные температуры наружного воздуха г. Алматы в ОП приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Среднемесячные температуры г. Алматы

№	месяц	t _{ср}	Кол. дней
1	Январь	-6,8	31
2	Февраль	-5,1	28
3	Декабрь	-4,4	31
4	Март	1,9	31
5	ноябрь	1,1	30
6	Октябрь	9,6	11
7	апрель	10,7	5

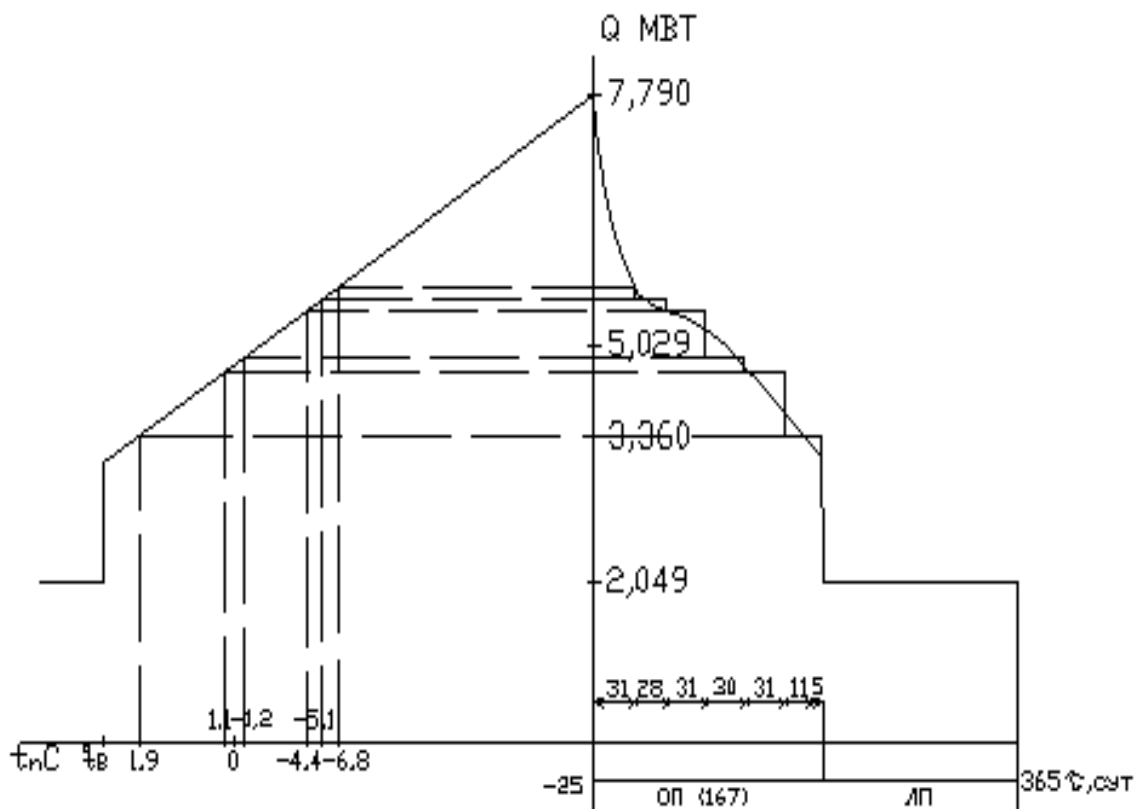


Рисунок 1 - Годовой график теплопотребления

На рис. 1 представлен годовой график изменения суммы нагрузок $Q = Q_{om} + Q_{ГВС}$. Максимальная нагрузка при $t_n = t_n^p$ будет равна расчетной нагрузке, по величине которой выбирается мощность установленного оборудования.

Осредняющую кривую в правой части проводят так, чтобы площадь под кривой была равна площади гистограмм (принцип построения гистограмм). Обычно годовым графиком теплопотребления называют правую часть графика, а левая часть служит для построения годового графика.

1.6 Подбор турбины

По начальным параметрам $P = 9,7 \text{ МПа}$, $t_0 = 525^\circ\text{C}$ и Н – S диаграмме находим энтальпии

$$h_0 = 3456 \text{ кДж/кг}$$

$$h_k^a = 2048 \text{ кДж/кг}$$

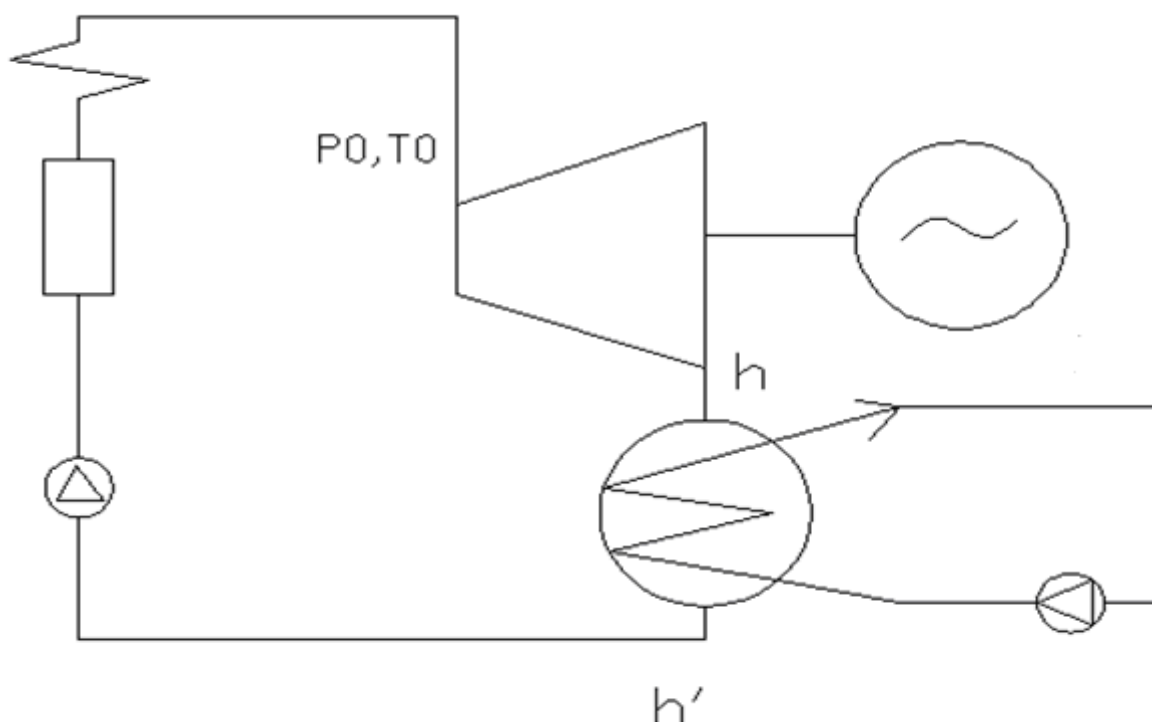


Рисунок 2 – Энтальпии пара

$$h_k = 2262 \text{ кДж/кг}$$

$$H_0 = h_0 - h_k^a = 3456 - 2048 = 1408 \text{ кДж/кг}$$

$$H_i = h_0 - h_k = 3456 - 2262 = 1194 \text{ кДж/кг}$$

Находим расход пара:

$$Q^p = g_0 \cdot (h_0 - h_k) \Rightarrow, \text{ что}$$

$$g_0 = \frac{Q^p}{(h_0 - h_k)} = \frac{7800}{1194} = 6,5$$

Для получения т/ч умножаем на 3,6.

Таким образом мы получаем расход пара на т=урбину 23,4 т/ч

Высчитаем КПД турбины, вследствие затем которое понадобится для экономического расчета:

$$\eta = \frac{H_i}{H_0} = \frac{1194}{1408} = 0,848$$

В таблице 1.4 представлены технические характеристики, предполагаемых к установке турбин К-6-35 производства ОАО "Калужский турбинный завод".

Таблица 2 – Характеристики турбины типа К-6-35

№ п/п	Наименование параметров	Величина
1.	Номинальная мощность, МВт	6
2.	Частота вращения ротора, об./мин.	3000
3.	Номинальные параметры свежего пара (рабочий диапазон): <ul style="list-style-type: none">• абсолютное давление, МПа• температура, °С	9,7 (8,8-10,3) 525 (520-535)
4.	Абсолютное давление пара за турбиной, номинал (рабочий диапазон), МПа	0,3 (0,2-0,4)
5.	Температура пара за турбиной, номинал (рабочий диапазон), °С	(147-201)
6.	Номинальный расход пара, т/ч	24,4

№ п/п	Наименование параметров	Величина
7.	Масляная система:	
	• ёмкость масляного бака, м ³	3,0
	• поверхность охлаждения маслоохладителей, м ²	10x2
	• номинальная температура охл. воды, °С	20
	• номинальный расход охл. воды на маслоохладители, м /ч	20x2
8.	Монтажные характеристики:	
	• масса турбины, т	45,8
	• масса наиболее тяжелой части турбины, т	11
	• полная длина турбины, мм	8795,4
	• масса поставляемого оборудования, т	57,2
	• наименьшая высота подъема крюка мостового крана над полом машинного зала , м	9,8

1.7 Подбор паровых котлов

Выбираем основной котел соответственно номинальному расходу пара турбиной.

В таблице 3 представлены основные характеристики котла.

Таблица 3 – Основные характеристики котла ДЕ-25-110 ГМ

Наименование	Обозначение	Значение
Номинальная паропроизводительность	т/ч	25
Расчетное давление: в барабане котла	МПа	11
Температура готового пара	°С	530

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Топливо		Мазут(природный газ)
Объем топочной камеры	м ³	42
Площадь поверхностей нагрева:		
-радиационной	м ²	86
-испарительной	м ²	292
Температура уходящих газов	°С	186
КПД при сжигании газа	%	91,7
Количество горелок	шт.	3
Паровой объем, при максимально допустимом уровне воды в барабане	м ²	2,79
Водяной объем, при максимально допустимом уровне воды в барабане.	м ²	18,5
Габаритные размеры:		
-высота	м	12,72
-ширина	м	7,63
-длина	м	11,55
Масса металлической части	т	33,3

Рассчитываем нагрузку резервного котла по средней температуре самого холодного месяца в году (январь). В январе $t_{cp} = -6,8^{\circ}\text{C}$, соответственно необходимо рассчитать нагрузку на случай выхода из строя основного котла и подключения резервного. Считаем следующим образом:

$$Q_{OT}(-6,8) = Q^P_{OT} \frac{t^P_{вн} - t_n}{t^P_{вн} - t^P_n} = 4,922 \frac{20 + 6,8}{45} = 2,931 \text{ МВт.}$$

$$Q^P(-6,8) = Q_{OT}(-6,8) + Q^{OP}_{ГВСЖ} + Q^{OP}_{ГВСА} = 5,66 \text{ МВт;}$$

Поскольку нагрузка в огромном количестве не отличается от основной, а также в целях более удобного подключения и перспективы развития мы принимаем решение взять резервный котел такой же как и основной.

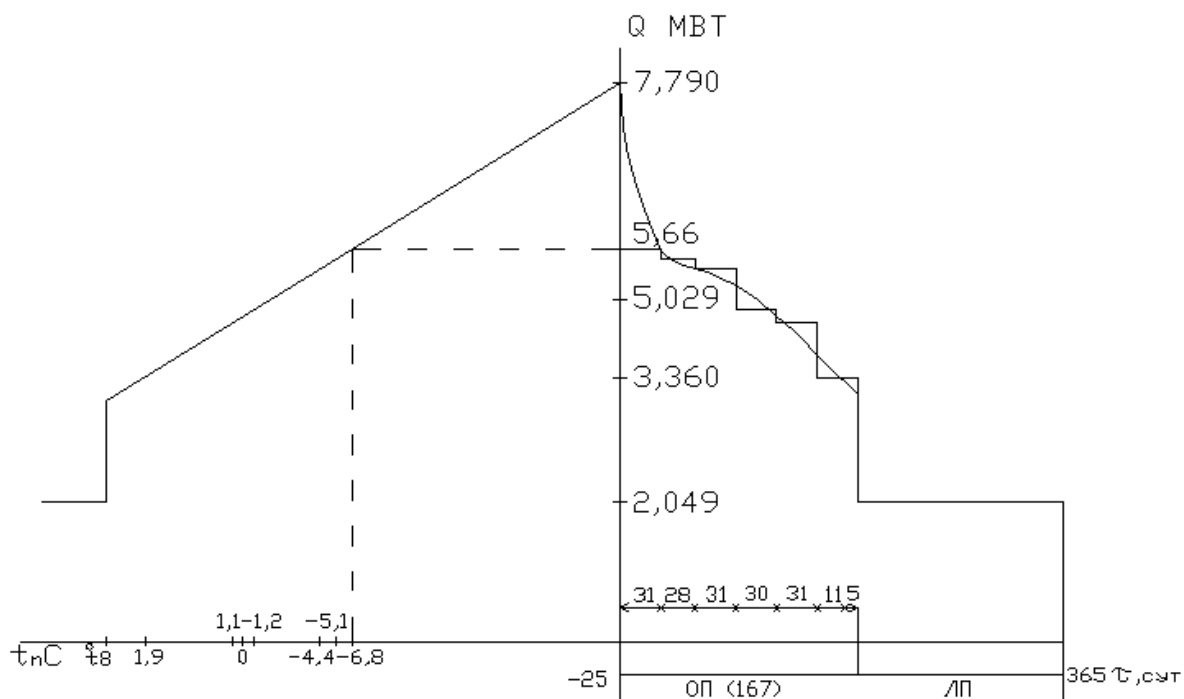


Рисунок 3 – Нагрузка резервного котла

1.8 Общие сведения о котлах ДЕ

Газомазутные котлы типа ДЕ, паропроизводительностью 16 и 25 т/ч и сжигания газообразного и жидкого топлива. [8]

Все газомазутные котлы ДЕ имеют опорную наклонную раму, которая опирается на фундамент. На раму передается масса элементов котла и воды, обвязочного каркаса, натрубная обмуровка и обшивка. Переднее днище нижнего барабана имеет неподвижную опору, а остальные опоры скользящие. На заднем днище нижнего барабана установлен репер (указатель) для контроля теплового расширения элементов котла при работе и растопке. Теплогенераторы состоят из верхнего и нижнего барабанов одинаковой длины, которые соединены между собой коридорно расположенными вертикальными изогнутыми трубами и образуют соответственно первый и второй газоходы конвективной поверхности нагрева. Размер продольного шага кипяtilных труб вдоль барабана 90 мм, а поперечный – 110 мм. Газы котла идут по всему сечению газохода к фронту котла, выходят из котла, а затем по газовому

коробу, размещенному над топочной камерой, направляются в водяной экономайзер, расположенный в хвостовой части котла. [17;18]

наружный диаметр трубы радиационной и конвективной поверхности нагрева развальцованы в барабанах имеют диаметр $51 \times 2,5$ мм, чем достигается лучшая естественная циркуляция в контурах котла. В нижнем барабане так же расположены перфорированные трубы для периодической продувки и парового прогрева воды от соседних котлов при растопке, а также штуцеры для спуска воды. Топочная камера находится сбоку (справа) от конвективного пучка и отделена от него слева газоплотной перегородкой из труб, установленных с шагом 55 мм и сваренных между собой металлическими полосками. Концы труб газоплотного экрана обсажены до 38 мм, выведены в два ряда и уплотнены гребенкой, примыкающей к трубам и барабану. В задней части газоплотного экрана, на расстоянии 700 мм от задней стенки котла, имеется окно для выхода топочных газов из топки в конвективный пучок. Подовый, правый боковой топочный экран и потолок топки образованы длинными изогнутыми трубами, установленными с шагом 55 мм. Концы этих труб разведены в два ряда и соединены непосредственно с верхним и нижним барабанами на вальцовке. Под (нижняя часть топки) в топке выложен слоем огнеупорного кирпича, шамотный кирпич также укладывается на боковую часть нижнего барабана в топке и крепится на шпильках на боковую часть верхнего барабана в топке между газоплотным и потолочным экранами. Вертикальные трубы заднего топочного экрана не имеют обсадных концов и приварены к нижнему и верхнему наклонным коллекторам диаметром 159×6 мм. Верхний коллектор заднего топочного экрана приварен к верхнему барабану с наклоном вниз, а нижний коллектор к нижнему барабану с наклоном вверх. Кроме того, верхний и нижний коллекторы объединены не обогреваемой трубой диаметром $76 \times 3,5$ мм, которая замурована в шамотный кирпич обмуровки. По рециркуляционной трубе происходит сток воды из верхнего коллектора в нижний при отделении ее из пароводяной смеси. Для защиты от теплового излучения коллекторов

заднего топочного экрана они снабжены двумя изогнутыми трубами, развальцованными в нижний и верхний барабаны. [8]

Фронтальной экран топки котлов образован четырьмя изогнутыми трубами, развальцованными в верхний и нижний барабаны, что позволяет разместить на фронтальной стене амбразуры горелки и лаз. Лаз совмещен с взрывным клапаном. Котлы имеют горелки ГМ-10 и ГМП-16. В котлах применено двухступенчатое испарение с внутрибарабанным солевым отсеком.

У котлов в барабанах на расстоянии 1,5 м от задней стенки установлены перегородки, которые образуют чистый, расположенный в передней части котла, и солевой отсеки. В верхнем барабане перегородка установлена до середины парового пространства, а в нижнем сплошная перегородка, отделяющая вторую ступень испарения от первой. Опускная система первой ступени испарения состоит из последних по ходу газов рядов труб конвективного пучка. Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу топочных газов ряды труб конвективного пучка. Опускная система контура солевого отсека состоит из трех не обогреваемых труб диаметром $159 \times 4,5$ мм, по которым вода из верхнего барабана опускается в нижний. Отсеки ступенчатого испарения сообщаются между собой по пару через окно над поперечной перегородкой, а по воде через сопло, расположенное в нижней части перегородки водяного объема верхнего барабана. Это сопло выполняет роль продувки из чистого отсека в солевой. В качестве сепарационных устройств первой ступени испарения используются установленные в верхнем барабане щитки и козырьки, направляющие пароводяную смесь из экранных труб на уровень воды. Для выравнивания скоростей пара по всей длине барабана все котлы (всех производительностей) снабжаются верхним дырчатым пароприемным потолком. На котлах перед пароприемным потолком установлен горизонтальный жалюзийный сепаратор. Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются продольные щитки, направляющие движение пароводяной смеси в торец барабана к поперечной перегородке, разделяющей отсеки. [8]

На котлах периодическая продувка производится из чистого и солевого отсеков, а непрерывная продувка осуществляется из солевого отсека верхнего барабана. Качество котловой (продувочной) воды нормируется по общему солесодержанию (сухому остатку) без учета абсолютной щелочности.

Для производства перегретого пара устанавливают пароперегреватель. На котлах пароперегреватель выполнен двухрядным из труб $51 \times 2,5$ мм. В качестве хвостовых поверхностей нагрева применяются стандартные чугунные водяные экономайзеры ЭП 2. Обмуровка боковых стен, общей толщиной 100 мм, выполнена натрубной и состоит из шамотобетона (25 мм) по сетке и изоляционных (асбестовермикулитовых) плит. Обмуровка фронтальной и задней стен, общей толщиной 100 мм, состоит из шамотобетона (65 мм) и изоляционных плит, толщина теплоизоляционных плит 256...300 мм. Обмуровка котла снаружи покрывается металлической листовой обшивкой для уменьшения присосов воздуха в газовый тракт. Котлы оборудованы стационарными обдувочными аппаратами, расположенными с левой стороны конвективного пучка. Обдувочная труба, с целью повышения надежности работы, выполняется из жаропрочной стали. Вращение трубы для обдувки производится вручную при помощи шкива и цепи. [6;8]

Каждый котел ДЕ снабжен согласно правилам котлонадзора:

- двумя пружинными предохранительными клапанами, из которых один является контрольным; на котлах без пароперегревателя оба клапана устанавливаются на верхнем барабане (и любой может быть выбран как контрольный); на котлах с пароперегревателем контрольным служит клапан на выходном коллекторе пароперегревателя;
- двумя водоуказательными приборами;
- необходимым количеством термометров, манометров, запорной, дренажной и сливной арматуры;
- Приборами регулирования и безопасности

1.9 Основные контуры естественной циркуляции котлов ДЕ-25-100 ГМ.

Питательная вода подается в водный объем чистого отсека верхнего барабана, где смешивается с котловой водой. В котле шесть контуров естественной циркуляции: три в чистом и три в солевом отсеке:

- Чистый отсек, первая ступень испарения.

1-й контур (по кипяtilьным трубам чистого отсека). Котловая вода из верхнего барабана опускается в нижний барабан, по кипяtilьным трубам расположенным ближе к фронту котла в области более низких температур топочных газов, а по кипяtilьным трубам, расположенным ближе к перегородке в области более высоких температур, вода и пароводяная смесь (ПВС) поднимаются в верхний барабан.[6]

2-й контур (по фронтovому экрану) – котловая вода из нижнего барабана по четырем трубам поднимается вверх и в виде ПВС поступает в верхний барабан.[6]

3-й контур (по подовому, правому боковому и потолочному экрану, расположенным до перегородки) – котловая вода из нижнего барабана заполняет трубы и в виде ПВС поступает в верхний барабан.[6]

- Солевой отсек, вторая ступень испарения.

4-й контур (по кипяtilьным трубам солевого отсека) – котловая вода из верхнего барабана по трем опускающим необогреваемым трубам идет в нижний барабан, а по кипяtilьным трубам, расположенным за перегородкой, образующая ПВС поднимается в верхний барабан.[6]

5-й контур (по заднему топочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана поступает в нижний коллектор экрана, распределяется по экранным трубам, а образующая в них ПВС поднимается в верхний коллектор. За счет

расслоения потока в верхнем коллекторе пар идет в верхний барабан, а отделившаяся из ПВС вода опускается в нижний коллектор по опускной необогреваемой трубе.[6]

6-й контур (по подовому, правому боковому и потолочному экрану, расположенным за перегородкой) – котловая вода из нижнего барабана заполняет трубы и в виде ПВС поступает в верхний барабан. Пар в верхнем барабане проходит паросепарационные устройства.[6]

1.10 Вспомогательное оборудование

Паровые котлы, а также турбины комплектуются вспомогательным оборудованием, непосредственно обеспечивающим их работоспособность, как изготавливаемым и поставляемым совместно с основным оборудованием их заводами-изготовителями, так и вспомогательным оборудованием и общекотельным оборудованием, поставляемым по проекту, изготавливаемому и поставляемому сторонними предприятиями.

В таблице 1.5 представлены перечень и технические характеристики вспомогательного оборудования.

Таблица 1.5. - Технические характеристики вспомогательного оборудования.

п/п	Наименование оборудования	Тип	Техническая характеристика	Кол-во
1.	Q = 120000 м ³ /ч дымосос	ДН-21МГМ	Q = 120000 м ³ /ч, H = 1070 Па, N = 160 кВт	2
2.	Вентилятор дутьевой	ВДН-15	Q = 64300 м ³ /ч, H = 3230 Па, N = 75 кВт	2
3.	Насос сетевой воды	СЭ800-100-8	Q = 800 м ³ /ч, H = 100м, N = 315 кВт	3
4.	Перекачивающий насос	1Д 500-636	Q = 400-500 м ³ /ч, H = 45-40 м, N = 110 кВт	2

п/п	Наименование оборудования	Тип	Техническая характеристика	Кол-во
5.	Насос ГВ	1Д 500-63	Q = 435 м ³ /ч, H = 65 м, N = 160 кВт	3
6.	Насос сырой воды	1Д 500-63	Q = 550 м ³ /ч, H = 60 м, N = 160 кВт	3
7.	Насос подпиточной воды	К100-65-200а	Q = 45 м ³ /ч, H = 40 м, N = 18,5 кВт	2
8.	Насос перекачки конденсата	К 50-32-125	Q = 12,5 м ³ /ч, H = 20 м, N = 2,2 кВт	2
9.	Бак для сбора конденсата		V = 3 м ³	1
10.	Холодильник отбора проб	ОСТ 108.030.04-75	Ø 133	2
11.	Подогреватель сетевой воды	TS20-MFG	Q = 17445 Вт	4
12.	Подогреватель греющей воды	M10-MFG	Q = 3023 кВт	2
13.	Подогреватель химочищенной воды	TS20-MFG	Q = 6048 кВт	2
14.	Подогреватель сырой воды	TS20-MFG	Q = 4420 кВт	2
15.	Кран мостовой электрический	ТУ 24.00.4912-88	Q = 5 тс, L _{ПР} = 6 м	1
16.	Кран мостовой электрический однобалочный подвесной	ТУ 24.00.4912-88	Q = 5 тс, L _{ПР} = 9 м	1

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

п/п	Наименование оборудования	Тип	Техническая характеристика	Кол-во
17.	Таль ручная червячная передвижная двухскоростная	ТУ 24.00.4911-88	Q = 5 т	1
18.	Установка для умягчения воды в составе:			
18.1.	Установка мягчения одноступенчатая			1
18.2.	Узел ввода (дозирования) бисульфита натрия			1
18.3.	Установка обратного осмоса			1
18.4.	Устройство промывки мембран			1
18.5.	Ёмкость осмотической воды 5 м ³			1
18.6.	Насосная группа 2 x 25 м"7ч, 4 атм.			1

1.11 Мазутное хозяйство

Мазутное хозяйство используется для сбора, хранения и подготовки мазута к сжиганию.

Для обеспечения выполнения данных задач в мазутном хозяйстве даны следующие участки:

- устройство приёмно сливное
- резервуары для хранения мазута
- мазутонасосная
- магистральные мазутопроводы от мазутонасосной до котельной.

Характеристика мазута	М-40	М-100
Вязкость в УВ:		
при температуре 50° С	-	-
при температуре 80° С	8,0	15,5
Зольность, %	0,15	0,14
Содержание мех. примесей,	1,0	1,5
Содержание воды, %	2,0	1,5
Сера, % 0,5-малосернистый,	1,0-сернистый,	3,5-высокосернистый
Температура вспышки °С	не более 90	не более 110
Температура застывания	не более +25	не более +42
Теплота сгорания Ккал/кг	9700	9650

Устройство для слива и приёма используется для приема, слива, а также для перекачки в резервуары мазутохранилищ прибывшего мазута в ж/д цистернах и включает в себя следующие оборудование и сооружения:

- сливную эстакаду, предназначенную для обслуживания прибывающих под слив цистерн. Эстакада рассчитана для слива и постановки под слив 4 цистерн мазута и одной цистерны масла. 6 час- на разогрев М-40, 8 час- на разогрев М-100. Для слива мазута из цистерн используется нижний сливной люк, далее идёт самотеком в межрельсовый сливной желоб, для того чтобы происходил слив мазута нужен его

предварительный разогрев в цистернах до температуры в пределах 60–70С ,что осуществляется подачей пара в цистерну через верхний люк В этих целях вдоль ж д путей мазутосливата сооружена эстакада для обслуживания цистерн.[12]

Гидрозатвор и фильтр - сетка, расположены на сливе в приёмную емкость. Гидрозатвор служит для предотвращения распространения взрывной волны или пламени при загорания мазута в лотках или на сливной эстакаде. Фильтр служит для очистки поступающего в приемную емкость мазута от крупных предметов (случайно попавших рукавиц, спецодежды, досок и т.д.)

Если резервуар находится в холодном резерве постоянно или периодически, включается в работу система циркуляционного разогрева для поддержания температуры мазута не ниже 60 ° С.

Общая емкость мазутохранилища выбрана из расчета обеспечения 10-ти суточного расхода при полной мощности электростанции. Максимальная температура мазута в резервуарах должна быть не выше 78 град.С ,что обуславливается несколькими причинами а) при температуре выше 90град.С увеличиваются потери от испарения легких фракций . б)при достижения температуры 100 град. С происходит закипание содержащейся в мазуте воды. Мазут выбрасывается наружу через не плотности. Для подогрева мазута в резервуарах ,снабженных змеевиковыми подогревателями, нужно только при уровне жидкости не менее не менее 50см над подогревателями. Для резервуаров это соответствует уровню 4 м. Та часть мазута ,которая остается в резервуаре после срыва мазутных насосов называется «мертвым» остатком. Сумарный «мертвый» остаток в резервуарах составляет - 956.т.[12]

В мазутонасосном помещении и рядом с ним располагается следующее основное оборудование:

основные мазутные насосы-2шт.

фильтры тонкой очистки мазута-2шт.

подогреватели мазута-2шт .

система мазутопроводов и паропроводов для подготовки и подачи мазута в котельную.

Характеристика 0МН №1, 2: Тип - 5Н5х2

Производительность 80т/ч. Напор –33,8
м.вод.ст.

Эл. двигатель:

Мощность – 160 Квт

Частота вращения 2960

об/мин. Напряжение 380 В

Мазутный насос центробежного типа, горизонтальный, четырехступенчатый предназначен для перекачивания нефтепродуктов с $T = 0 \div 200^\circ\text{C}$ плотностью до 1000 кг/м^3 с содержанием взвешенных частиц до 0,5 % по весу. Насос должен эксплуатироваться в интервале подач рабочей части характеристики насоса с напором от 20 до 22 кгс/см² соответствующим расходом от 80 до 40 м³/ч. Эксплуатация насоса при расходах больших, чем допускается рабочей характеристикой не рекомендуется из-за возможной перегрузки эл. двигателя. Рабочие колеса у насоса одностороннего всасывания, направление вращения ротора против часовой стрелки если смотреть со стороны привода. Вал ротора опирается на два подшипника качения. Смазка опорного подшипника №3 ротора насоса осуществляется жидким маслом, поступающему из камеры на вал по плавающему кольцу, подшипник №4 встроен в корпус и смазывается перекачиваемой средой. Для охлаждения подшипника №3, корпуса насоса и создания гидравлической завесы, препятствующей проникновению в помещение просачивающейся через уплотнения перекачиваемой жидкости к соответствующим местам насоса подводится водопроводная вода. Для контроля расхода прошедшей

через насос охлаждающей воды на линии отвода предусмотрены открытые воронки. Для нормальной работы насоса при

эксплуатации к его подшипнику №3 и уплотнению должны постоянно подаваться, охлаждающая смазывающая и уплотняющая жидкость. Для предотвращения нагрева перекачиваемой жидкости в насосе при его работе на малых подачах, т.е. при закрытой или не полностью открытой напорной задвижки, насос имеет обводную линию (байпас), посредством которой жидкость из напорной линии насоса переводится на всасывающую. Для создания смазывающей подушки подшипника скольжения №4 в насосе предусмотрен рециркуляционный трубопровод, который соединяет полость высокого давления перед подшипником №4 с областью пониженного давления на всасывающем патрубке насоса.

Фильтр высоковязкого мазута ФМ –40-30 - 2 шт

Производительность – 30 т/ч

Рабочее давление –40 кгс/см²

Температура - 130 град.С

Ёмкость -0,079 м/куб

Эстакада трубопроводов от мазутонасосной до котельной гл. корпуса включает в себя: прямой и обратный мазутопроводы, паропроводы изолированные в одно целое.

Схема мазутонасосной предусматривает использование пара для опорожнения трубопроводов, разогрева мазута в жд. цистернах.

Подогреватели мазута предназначены для подогрева мазута до $t = 120^{\circ}\text{C}$, и обеспечения нормальной вязкости мазута перед мазутными форсунками котлов.

Характеристика подогревателей: Типа ПМ-

40-30 2 шт

Пропускная способность – 80 т/ч

Рабочее давление: мазута- 40 кгс/см²(труб.
часть)

пара -13 кгс/см² (корпус)

Число ходов мазута по трубной части-8

t мазута на входе 70 ° С.

t мазута на выходе до 135 °С.

По пару: t -250° С.

Подогреватель мазута ПМ-10-120 -2шт.

Пропускная способность- 120 т/час

Рабочее давление мазута – 10 кгс/см²

пара - 13 кгс/см²

Число ходов мазута по трубной части-4

t мазута на входе – 60 град.

на выходе-115 град.

Температура греющего пара 250 град.С

Паровая продувка используется в случае необходимости, для того чтобы очистить мазутопроводы или оборудование от остатков мазута для внутренних осмотров, проведение сварочных работ, а также для уборки поверхностей ФТО, в том случае если происходит повышение гидравлического сопротивления сверх 0,5 кгс/см² и поверхности нагрева мазутных подогревателей в случае снижения их тепловой мощности.[13]

В отдельных случаях, возможна поставка, взамен мазута, других видов жидкого топлива, (дизельное топливо, соляровое масло, сланцевое масло и др.). Технические характеристики этих топлив существенно отличаются от технических характеристик топочных мазутов. Так, большинство этих топлив имеют температуру вспышки более низкую, чем обычные мазуты и использование их требует выполнения специальных мероприятий по

обеспечению пожарной безопасности. В качестве заменителя мазута на электростанциях разрешено использовать жидкие топлива с температурой вспышки не ниже 45°C. [4]

2. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Анализ условий труда в турбинном цехе.

Суть данной дипломной работы заключается в строительстве ТЭЦ на территории ст. Шамалган. Для безопасного использования оборудования предусматриваются площадки и лестницы с ограждениями. Процесс работы заключается в превращении потенциальной энергии острого пара в механическую энергию вращения ротора турбины, механический момент передается от ротора турбины ротору генератора и в генераторе в механическая энергия превращается в электрическую. Работа оборудования сопровождается вибрацией, излучением тепла, шумом и т.п.

Работа в турбинном цехе сопровождается утомлением. Утомление – естественное явление, вредным является переутомление. Для того чтобы не произошло переутомление планируется рациональное использование труда и отдыха, смена типа работы или окружающих условий в зависимости от характера трудовой деятельности и работоспособности сотрудника в течение рабочего дня.

В течении рабочей недели обусловлены следующие данные виды отдыха:

- еженедельный отдых продолжительностью не менее 42 часов
- перерыв между днями работы и сменами установлен не менее 16 часов,
- перерывы и паузы в рабочем процессе, в рабочее время и обеденный перерыв, время его установлено от 0,5 до 2 часов, в зависимости от вида работы.

При постоянных работах разрешён прием пищи в рабочее время.

Установлены особые требования к месту работы.

Основные требования:

- рабочие места должны быть оборудованы таким образом чтобы были созданы благоприятные условия труда для сотрудников;
- рабочее место должно создавать комфортные условия труда, размеры рабочих зон должны соответствовать физическим параметрам человека, также направлению движения рук и ног, показателям зрения и слуха;
- рабочее место должно быть сконструировано таким образом чтобы избавить рабочего от лишних и создающих утомление движений и обеспечить комфортную рабочую позу;
- рабочее место должно быть обеспечено материалами, инструментами и приспособлениями для выполнения работ, а также ящиками и шкафами, приспособлениям для хранения личных вещей сотрудника и должно соответствовать санитарными нормам, рабочее место должно быть в достаточной мере проветривано, в достаточной мере освещено, а также постоянно содержаться в чистоте.

В турбинном цехе было рассчитано зануление двигателя типа 4A180S2 который обеспечил отключающую способность системы зануления

Зануление применяется с целью отключения поврежденного электроприемника в достаточно короткий срок и уменьшить время, объект представляет собой опасность для сотрудников. В случае зануления поврежденный электроприемник отключается под действием тока замыкания на корпус в линии.

Для срабатывания защиты максимального тока кратность тока замыкания на корпус по отношению к току уставки защиты должна быть как можно больше.

Объемно-планировочное решение проектируемого объекта

Турбинный цех перекрывается металлическим листом с битумным покрытием, стены сборные, панели толщиной 0,3 м.

Ширина между проходами и проездами, между сильно выступающими габаритами оборудования, принимается с установленными нормами ТП и правилами безопасности.

Генератор и турбина располагаются на общей отметке обслуживания (отметка 12).

Все трубопроводы, подогреватели располагаются на 3 и 6 отметках обслуживания, ниже турбоагрегата.

От фронтальной стенки до генератора ширина прохода составляет 5 м, от головной части турбины до стены котельного отделения ширина прохода составляет 7 м.

Под генератором, на нулевой отметке обслуживания, проходят производственные ж/д пути.

Переход между отметками осуществляется по лестницам. Ширина лестничных проходов равна 0.6 м. Высота ограждений- 1 м.

Для того чтобы улучшить освещение в дневное время суток необходимо остеклить стену со стороны генератора.

Трубопроводы, для предотвращения ожогов сотрудников цеха, изолируют.

Вдоль всего цеха на нулевой и двенадцатой отметке обслуживания проходят сети внутреннего противопожарного трубопровода.

Места входа и выхода из здания сотрудников оборудованы указательными табличками с подсветкой в темное время суток. Эвакуация персонала в случае чрезвычайной ситуации производится в разных концах цеха.

2.2 Расчет вентиляции

Расчёт естественной вентиляции

Габариты турбинного цеха: длина 26 м, ширина 26 м, высота турбинного отделения 20 м.

В цехе установлена 1 турбина. Площадь тепловыделяющей поверхности одной турбины $F=162\text{ м}^2$.

Температура внутри турбины $t_{\text{вн}}=565\text{ }^\circ\text{С}$.

Мощность осветительной установки 20кВт.

Мощность электродвигателей $N_{\text{ЭН.ДВ.}} = 26,9\text{ кВт}$.

Количество тепла, выделяемое одним рабочим в течении часа для зимних и летних условий, принято в среднем 419 кДж (116 Вт).

Система вентиляции состоит из следующего оборудования:

- приточной камеры, в которую входят вентилятор с электрическим двигателем, калорифер для подогрева воздуха в холодное время года, а также жалюзийная решётка для обеспечения нужного количества поступающего воздуха;

- круглого стального воздуховода длиной 1,5 м;

- воздухораспределителя для ввода воздуха в помещение.

Определим избыточное количество тепла поступающего в помещение турбоцеха в течение часа.

Количество тепла, выделяемое турбиной:

$$Q_1 = n * F * k * (t_{\text{вн}} - t_{\text{ух}}), \text{ Вт (1)}$$

где $n=1$ количество турбин;

$k=1,75\text{ Вт}/(\text{м}^2\text{ К})$ - коэффициент теплопередачи стенок турбины;

летом

$$Q_{1\text{л}} = 162 * 1,75 * (565 - 26) = 152,8\text{ кВт}$$

зимой

$$Q_{1\text{з}} = 162 * 1,75 * (565 - 18) = 155\text{ кВт}$$

Количество тепла, выделяемое работающими электродвигателями.

$$Q_2 = \psi_1 * \psi_2 * \psi_3 * \psi_4 * N_{\text{НОМ}} = 0,25 * 26,9 = 6,725\text{ кВт}$$

Для приближенного определения теплоступлений в механических цехах при работе без охлаждающей эмульсии значение коэффициентов можно принимать равным 0,25.

Тепловыделение от источников освещения

$$Q_3 = \phi * N_{\text{осв}}; \text{ (2)}$$

$$Q_3 = 0,8 * 10 = 8\text{ кВт}$$

Количество тепла, выделяемого организмом работающего человека.

$$Q_4 = q * n = 116 * 9 = 1,04\text{ кВт}$$

Тепло, поступающее в избытке в помещение цеха составит:

летом

$$Q_{\text{изб}}^{\text{л}} = Q_{1\text{л}} + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{5\text{л}} = 179,92\text{ кВт}$$

зимой

$$Q_{изб}^3 = Q_{13} + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{53} = 170,8 \text{ кВт}$$

Количество воздуха, которое необходимо ввести в цех для поглощения избытков тепла:

$$G_{Л} = \frac{3,6 * Q_{изб}^Л}{C * \gamma * (t_{yx} - t_H)} \text{ М}^3/\text{ч}; \quad (3)$$

где $C = 1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ - теплоемкость сухого воздуха;

$t_{yx} = 26\text{С}$ - температура уходящего воздуха;

$t_H = 20\text{С}$ - температура приточного воздуха;

$\gamma = 1,205 \text{ кг}/\text{м}^3$ - вес приточного воздуха при $t = 15 \text{ }^\circ\text{С}$

$$G_3 = \frac{3,6 * Q_{изб}^3}{C * \gamma * (t_{yx} - t_H)}; \text{ М}^3/\text{ч} \quad (4)$$

$$G_3 = \text{EMBED Equation.3} = 17 * 10^3 \text{ М}^3/\text{ч}$$

Кратность часового воздухообмена

летом

$$k = \frac{G_{Л}}{V} = \frac{89,59 * 10^3}{13520} = 6 \quad 1/\text{ч}$$

зимой

$$k = \frac{G_3}{V} = \frac{17 * 10^3}{13520} = 1 \frac{1}{3} \quad 1/\text{ч}$$

По формуле (5) рассчитываем потери давления в системе вентиляции

$$H = R * l * \xi * \frac{V^2 * \rho}{2} \quad (5)$$

где H - потери давления, Па;

R - удельные потери давления на трение в воздуховоде, Па/м;

l - длина воздуховода, м;

ξ - суммарный коэффициент местных потерь в системе;

V - скорость воздуха ($V = 3 \text{ м}/\text{с}$);

ρ - плотность воздуха ($\rho = 1,2 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Диаметр воздуховода нужный для данной системы вентиляции:

$$\sqrt{\frac{G}{900 * V * \pi}} = \sqrt{\frac{1420}{900 * 3 * 3.14}} = 0.41 \text{ м}$$

В качестве диаметра принимается ближайшая большая стандартная величина - 0,45 м. Потери давления на трение для выбранного диаметра $R = 0,24 \text{ Па}/\text{м}$

Местные потери возникают в:

- жалюзийной решётке ($\xi = 1,2$),
- воздухораспределителе ($\xi = 1,4$)
- калорифере ($\xi = 2,2$).

Тогда суммарный коэффициент $\xi = 1,2 + 1,4 + 2,2 = 4,8$.

Тогда по (5):

$$H = 0,24 * 1,5 + 4,8 * = 26,28 \text{ Па.}$$

С учётом 10%-ого запаса

$$H = 1,1 * 26,28 = 28,91 \text{ Па,}$$

$$G = 1,1 * 1420 = 1562 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

По всем этим данным выбираем вентилятор осевой серии МЦ №4:

- Расход воздуха 1600 м³/ч,
- давление 40 Па, КПД 65%,
- скорость вращения 960 об/мин,
- диаметр колеса 400 мм,
- мощность электродвигателя 0,032 кВт

2.3 Расчет зануления двигателя

Для того чтобы рассчитать защитное зануление двигателя в турбинной цехе выбираем плавкие вставки предохранителей, необходимых для срабатывания системы.

Для срабатывания защитного зануления нужно выполнить условия:

$$I_{к.з} \geq k \cdot I_{пл.вст}^H, \quad (6)$$

где $I_{к.з}$ – ток короткого замыкания, А;

$I_{пл.вст}^H$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или ток срабатывания автоматического выключателя, А;

k – коэффициент кратности тока замыкания.

Для плавких вставок предохранителей $k = 3$; для автоматических выключателей $k = 1,25 \dots 1,4$.

Плавкие вставки предохранителей выбирают по расчётному значению номинального тока $I_{пл.вст}^H$. Это значение рассчитывается по выражению

$$I_{пл.вст}^H = \frac{I_{эл.дв}^{нус}}{\alpha}, \quad (7)$$

где $I_{эл.дв}^{нус}$ – пусковой ток электродвигателя, А;

α – коэффициент режима работы.

- для асинхронных двигателей $\alpha = 1,6 \dots 2,5$;
- для двигателей с частыми включениями (крановые двигатели) $\alpha = 1,6 \dots 1,8$;
- для двигателей, задействующие механизмы с редкими пусками (конвейеры, вентиляторы), $\alpha = 2 \dots 2,5$.

1. Для определения номинального тока $I_{пл.вст}^H$ определяется номинальный ток электродвигателя $I_{эл.дв}^H$ по зависимости и значению пускового тока электродвигателя $I_{эл.дв}^{нус}$ по зависимости

Для двигателя типа 4A180S2 принимается:
 $N = 22 \text{ кВт}$, $\cos\phi = 0,91$, $I_{\text{пус}}/I_{\text{н}} = \beta = 7,5$.
Следовательно,

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} = \frac{1000P}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos\phi}; (8)$$
$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} = \frac{1000 \cdot 22}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,91} = 36,73 \text{ А.}$$

Пусковой ток электродвигателя

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} \cdot \beta; (9)$$
$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = 36,73 \cdot 7,5 = 275,5 \text{ А.}$$

Значение номинального тока плавкой вставки

$$I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}} = \frac{I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}}}{\alpha}; (10)$$
$$I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}} = \frac{275,5}{2,5} = 110,2 \text{ А.}$$

Определяем ожидаемое значение тока короткого замыкания

$$I_{\text{к.з}} \geq 3 \cdot I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}} = 3 \cdot 110,2 = 330,6 \text{ А. (11)}$$

2. Проверяем условие обеспечения отключающей способности защитного зануления. Для этого определяются значения сопротивления трансформатора Z_{T} и сопротивления петли "фаза – ноль" $Z_{\text{п.з}}$ [3]

Для трансформаторов с сопротивлением Z_{T} для трансформатора с мощностью 1000 кВ·А принимается равным:

$$Z_{\text{T}} = 0,081 \text{ Ом.}$$

3. определяются активные и индуктивные сопротивления проводников для расчёта сопротивления $Z_{\text{п.}}$ [3]

Активное сопротивление для фазного провода рассчитывается только по формуле:

$$R_{\phi} = \frac{\rho \cdot L_{\phi}}{S_{\phi}}; (12)$$
$$R_{\phi} = \frac{0,018 \cdot 250}{201,1} = 0,022 \text{ Ом.}$$

Так как значениями индуктивных сопротивлений медных проводников пренебрегают, то

$$X_{\phi} = 0 \text{ Ом.}$$

Для нулевого провода активное $R_{\text{н}}$ и внутреннее индуктивное $X_{\text{н}}$ сопротивления рассчитываются по зависимости. Задаются значениями удельного активного r_{ω} и удельного внутреннего индуктивного x_{ω} сопротивлений, которые зависят от плотности тока δ [3]

Плотность тока δ нулевого провода (13)

$$\delta = \frac{I_{к.з}}{S_H} = \frac{330,6}{240} = 1,37 \approx 1,5 \text{ А/мм}^2.$$

$$R_H = r_{\omega} \cdot L_H = 2,08 \cdot 0,2 = 0,416 \text{ Ом.}$$

$$X_H = x_{\omega} \cdot L_H = 1,25 \cdot 0,2 = 0,25 \text{ Ом.}$$

4. Внешнее индуктивное сопротивление петли "фаза – ноль" X_{Π} находится по формуле. Удельное внешнее индуктивное сопротивление x_{Π} принимается равным 0,6 Ом/км. Тогда

$$X_{\Pi} = x_{\Pi} \cdot (L_{\phi} + L_H) = 0,6 \cdot (0,25 + 0,2) = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. Находим значение сопротивления петли "фаза – ноль"

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_H)^2 + (X_{\phi} + X_H + X_n)^2} ; (14)$$

$$Z_n = \sqrt{(0,022 + 0,416)^2 + (0 + 0,25 + 0,27)^2} = 0,68 \text{ Ом.}$$

6. Рассчитываем силу тока короткого замыкания

$$I_{к.з} = \frac{U_{\phi}}{Z_T/3 + Z_n} (15)$$

$$I_{к.з} = \frac{380}{0,081/3 + 0,68} \approx 537,5 \text{ А.}$$

7. Проверяем условие надёжного срабатывания защиты:

$$I_{к.з} \geq 3 I_{пл.вст}^H$$

$$537,5 > 3 \cdot 110,2.$$

$$537,5 > 330,6.$$

Ток $I_{к.з}$ более чем в полтора раза превышает номинальный ток плавкой вставки.

Вывод по разделу БЖД

В данном разделе был произведён расчёт вентиляции и зануления двигателя в турбинном цехе проектируемой ТЭЦ для ст. Шамалган.

При расчёте вентиляции была рассчитано кратность часового воздухообмена,

Которая составила: летом 61/ч, зимой 1 1/ч

Количество воздуха, которое необходимо ввести в цех для поглощения

м^3

м^3

избытков тепла: летом $89,59 \cdot 10^3$ /ч, зимой $17 \cdot 10^3$ /ч

Также был произведён расчёт и выбран вентилятор осевой серии МЦ №4

Был произведен расчет зануления двигателя типа 4A120S2 который обеспечил отключающую способность системы зануления, и поэтому применение

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

двигателя является безопасным. Условие надёжного срабатывания защиты: $I_{к.з} \geq 3 I_{пл.вст}^H$ $537,5 > 3 \cdot 110,2.537,5 > 330,6$. По расчётному номинальному току плавкой вставки выбрали предохранитель предохранитель серии ПН2-250 с номинальным током 100 А.

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Задание

Для посёлка Шамалган будет построена ТЭЦ для обеспечения населения выработки тепловой и электрической энергией.

Тема дипломной работы «Проект ТЭЦ для посёлка Шамалган», где экономическая часть выполняется на тему «Экономическая эффективность строительства и эксплуатации ТЭЦ». Для этого необходимо выполнить следующие действия:

- суммарные затраты на строительство и эксплуатацию комплекса;
- себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии;
- показатели NPV, IRR, PP и сделать вывод о целесообразности реализации проекта.

В качестве исходных данных для расчета принять:

- годовой объем выработки электрической энергии $\mathcal{E}_в = 75,6$ млн.кВт ч;
- годовой объем выработки тепловой энергии $Q_в = 350,1$ тыс. Гкал;
- топливо – мазут;
- цена топлива $C_т = 95$ тыс. тенге /тнт;
- максимальное число часов использования установленной мощности $T_м = 2568$ часов.

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч будет в размере 270 гут/кВтч, а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии - 210 кгут/Гкал.

3.2 Расчет

Необходимо рассчитать годовой отпуск энергии ТЭЦ, определённое количество вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станции, оно зависит от типа оборудования и его мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик - от 6 до 16%.

Расход электроэнергии используемый на собственные нужды равен 7% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии - 0,5% ($Q_{сн}$)

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии рассчитывается по формулам:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{от} &= \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 75,6 * (1 - 0,07) = 70,308 \text{ млн. кВтч,} \\ Q_{от} &= Q_в * (1 - Q_{сн}) = 350,1 * (1 - 0,005) = 348,35 \text{ тыс. Гкал,} \end{aligned}$$

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

Далее определяем затраты на топливо, где годовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} B_э &= \mathcal{E}_в * b_э = 75,6 * 270 = 20,41 \text{ тыс. туг,} \\ B_т &= Q_в * b_т = 350,1 * 210 = 75,52 \text{ тыс. туг.} \end{aligned}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_т = 24,998 + 78,792 = 93,93 \text{ тыс. туг}$$

Полученные величины расхода топлива переводим в натуральное топливо. Расход натурального топлива равен:

$$\begin{aligned} B_n &= B_y * K_n, \text{ где } K_n = 7000 / Q_p^H \\ \text{По справочным данным } Q_p^H \text{ мазута М-100} &= 39900 \text{ кДж/кг} = 9522 \text{ ккал/кг} \\ K_n &= 7000 / 9522 = 0,735 \\ B_n &= 93,93 * 0,735 = 69,05 \text{ тнт} \end{aligned}$$

Затраты на транспортировку мазута. Составляющая затрат на топливо рассчитывается:

$$И_т = B_n * Ц_т = 69,05 * 95000 = 6560 \text{ млн. тенге.}$$

Для получения 1 кВт*ч электрической энергии необходимо 143 кгуг. Далее коэффициент полезного использования топлива с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды рассчитывается:

$$\begin{aligned} КПД_э &= 123 / b_э * 100\% = 123 / 270 * 100\% = 45,556\% \\ КПД_т &= 143 / b_т * 100\% = 143 / 210 * 100\% = 68,095\% \end{aligned}$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{от}}{7 \cdot B_y} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 70,30 + 348,35}{7 \cdot 93,93} \cdot 100\% = 62,174\% , \text{ где}$$

0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

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

Также производится расчет затрат на воду, так как на охлаждение пара в конденсаторах турбин используется вода, ну и на охлаждения генераторов и трансформаторов и т.д. Затраты на воду зависят от системы водоснабжения (прямая, обратная). В расчете затрат на водоснабжение будет равным 0,15 тенге/кВтч.

$$З_в = Э_в * 0,15 = 75,6 * 0,15 = 11,34 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на заработную плату.

Для того чтобы определить затраты на заработную плату ППП необходима его численность:

$$ЧП = 85 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (**Изпо**), в которую входит заработная плата работников.
- дополнительная заработная плата (**Изпд**), которая включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем.
- начисления на заработную плату (**Изпн**) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$И_{зп} = (И_{зпо} + И_{зпд} + И_{зпн}) * ЧП = (880 + 132) * 85 = 86 \text{ млн. тенге.}$$

Величина среднегодовой основной заработной платы $И_{зпо}$ принимается в размере 880 тыс. тенге на одного работающего. Величина $И_{зпд}$ берется в размере 10-15% от значения $И_{зпо}$ ($И_{зпд} = 0,15 * 880 = 132$ тыс. тенге).

Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа .

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, в большинстве своём используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. Стоимость доллара США будет равным 300 тенге.

Установленная электрическая мощность станции рассчитывается через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е:

$$N_y = \mathcal{E}_в / T_m = 75,6 / 2688 * 1000 = 28,125 \text{ МВт.}$$

$$K = 28,125 * 1600 * 300 = 13440 \text{ млн. тенге,}$$

Добавляется к капитальным вложения затраты на хранение мазута,

$$K = 13440 + 107,2 = 13607,2 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. В расчетах норму амортизационных отчислений примем в размере 8% от величины K :

$$I_{ао} = 0,08 * K = 0,07 * 13607,2 = 952,504 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Рассчитываем затраты на проведение текущего ремонта, который определяются:

$$I_{рем} = 0,15 * I_{ао} = 0,15 * 952,504 = 142,8 \text{ млн. тенге.}$$

Необходимым считается расчет платы за выбросы, этот расчёт зависит от объема выбросов и зависит от вида сжигаемого топлива, его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и др.). Величина платы за выбросы располагается в пределах 127,26 тенге за тнт (0,063 МРП из НК. Глава 71):

$$I_{выб} = 127,26 * V_y = 127,26 * 93,93 = 11,954 \text{ млн. тенге}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Расходы на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт):

$$I_{\text{общ}} = 0,25 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 * (952,504 + 86 + 142,8) = 295,35 \text{ млн. тенге}$$

Расчет себестоимости отпуска энергии

Затраты на производство тепловой и электрической энергии. Эти затраты рассчитываются коэффициентом распределения затрат:

$$K_p = B_z / B_y = 20,41 / 93,93 = 0,217$$

который показывает, какое количество топлива израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница:

$$(1 - K_p) = (1 - 0,217) = 0,783$$

показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Расчет проводился по условному топливу.

Затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 5.

Таблица 5 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн.тг	Иэ, эл. энергия, млн.тгг	Ит, тепло, млн.тг
Топливо, Ит	6560,118	1425,54	5134,58
Вода, Зв	11,340	2,46	8,88
Фонд заработной платы, Изп	86,020	18,69	67,33
Амортизационные отчисления, Иао	952,504	206,98	745,52
Ремонт, Ир	142,876	31,05	111,83
Общестанционные, Иоб	295,350	64,18	231,17
Плата за выбросы, Ивыб	11,954	2,60	9,36

Итого затрат	8060,162	1751,50	6308,66
--------------	----------	---------	---------

Определяем себестоимость отпуска электрической энергии

$$S_э = (I_T + 3I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_{рем} + I_{общ} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} =$$

$$= 1751,50 / 70,308 = 24,912 \text{ тенге/кВтч}$$

$$0,27 / 1,43 = 0,188 \text{ кгнт} * 95 = 17,86 \text{ тенге/ кВтч}$$

Определяем себестоимость отпуска тепловой энергии

$$S_T = (I_T + 3I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_{рем} + I_{общ} + I_{выб}) / Q_{от} =$$

$$= 6308,66 / 348,349 * 1000 = 18110,1 \text{ тенге/Гкал}$$

Доля топлива равна:

$$143 / 1,43 = 100 \text{ кг/Гкал} * 95 = 9500 \text{ тенге/ гкал}$$

Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ

Строительство таких крупных объектов, как электрические станции обычно происходит при преобладающей финансовой и правовой поддержке государства, позволяя ему контролировать стратегические объекты. Остальная часть денежных средств обеспечивается за счет создания, чаще всего, акционерных обществ, пользующихся льготным кредитом.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на реконструкцию и расширение Центральной котельной следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО. Эти денежные средства идут только на реконструкцию котельной и строительство ТЭЦ, но необходимы средства и на эксплуатационные расходы комплекса на первый год его работы (таблица 2). Эксплуатационные расходы второго и последующих годов эксплуатации заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них. Здесь 60% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 40% - АО.

Таким образом, объем инвестиций I_0 , которые АО берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство комплекса и 40% от суммарных эксплуатационных расходов.

Таким образом:

$$I_0 = 0,1 * K + 0,4 * Z = 0,1 * 13607,2 + 0,4 * 8060,162 = 4584,785 \text{ млн.тенге}$$

При оценке инвестиционного проекта используют 4 показателя:

I_0 - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

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

n - календарный год кредита.

Производится расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от данной ТЭЦ будет иметь рентабельность 25%, т.е. для текущего проекта

$$T_{оэ} = S_э * 1,25 = 24,912 * 1,25 = 31,140 \text{ тенге/кВтч,}$$

$$T_{от} = S_т * 1,15 = 18110,1 * 1,15 = 20826,659 \text{ тенге/Гкал.}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$Д = T_{оэ} * Э_{от} + T_{от} * Q_{от} = 31,140 * 70,308 + 20826,659 * 348,349 / 1000 = 9444,336 \text{ млн.тг,}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$З = S_э * Э_{от} + S_т * Q_{от} = 24,912 * 70,308 + 18110,1 * 348,349 / 1000 = 8060,162 \text{ млн. тенге.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З = 9444,336 - 8060,162 = 1384,175 \text{ млн. тенге.}$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль:

$$ЧП = ПР * (1 - 0,2) = 1384,175 * (1 - 0,2) = 1107,340 \text{ млн.тг,}$$

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

Таблица 6 - Расчет NPV

год	CF	R, 10	PV, 10	R, 15	PV, 15
0	-5139,78	1	-5139,78	1	-5139,78
1	1107,340	0,909	1006,672	0,870	962,904
2	1107,340	0,826	915,157	0,756	837,308
3	1107,340	0,751	831,961	0,658	728,094
4	1107,340	0,683	756,328	0,572	633,125
5	1107,340	0,621	687,571	0,497	550,544
6	1107,340	0,564	625,064	0,432	478,734
NPV			237,968		-394,077

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV.

Далее метод IRR, где внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования, это значение r , при котором $NPV=0$. Формализовано, это уравнение

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта ($R=1:(1+r)$) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} (r_2 - r_1) = 10 + \frac{237,968}{237,968 - (-394,077)} \cdot 5 = 11,8\%$$

IRR является индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее учитываются ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Это метод определения срока возмещения первоначальных инвестиций

$$PP = I_0 / CF_n$$

Расчёт произведем по методу когда CF равен по годам.

$$PP = I_0 / CF = 4584,785 / 1107,340 = 4,1 \text{ года или } 4 \text{ года и } 1 \text{ месяц.}$$

В этом методе нет коэффициента дисконта, учитывающего изменения стоимости денег во времени, поэтому срок окупаемости меньше чем в предыдущих методах.

3.3 Выводы

Из проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- проект имеет малый срок окупаемости: за 6 лет по методу NPV и 4 года и 1 месяц по методу PP.
- степень риска ($IRR=11,8\%$) позволяет сглаживать небольшие ошибки при оценке будущих денежных вложения, на основе этого можно сделать вывод о небольшом запасе прочности у проекта.

Тем не менее, строительство данного комплекса можно считать доступным и рентабельным при ставке кредитования до 10% в связи с небольшим сроком ее окупаемости.

Заключение

В выпускной работе был рассчитан проект ТЭЦ для поселка Шамалган. Выполнен выбор турбины К-6-35 и двух котлов ДЕ-25-110 ГМ по годовому графику теплотребления. В следствии использования тепла конденсатора для системы теплоснабжения уменьшаются выбросы вредных и парниковых газов в атмосферу. За счет этого улучшается экологическое состояние района. В экономической части рассчитан срок окупаемости комплекса и себестоимость отпуска элетроэнергии. Срок окупаемости составил 4 года и 1 месяц, а себестоимость отпуска электроэнергии 24,91 тг/кВтч. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет вентиляции турбинного отделения, представлен анализ условий труда и расчет зануления двигателя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов Е. А. Теплофикация и тепловые сети – М: «Изд. МЭИ», 2001, 472 с.
2. Промышленные тепловые электростанции /Бажанов М. И. и др. Под ред. Соколова Е. Я – М: «Энергия», 1979, 296 с.
3. Сафонов А. П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям – М: «Энергия», 1985, 232 с.
4. Сайт:<http://www.studfiles.ru/preview/1119043/page:7/>
5. Соколов Е. Я., Громов Н. К., Сафонов А. П. Эксплуатация тепловых сетей – М. – Л: гос. Энерг. изд, 1955, 352 с.
6. Сайт:http://works.doklad.ru/view/f_7c5RJl538/all.html
7. СНиП РК 2.04 – 01 – 2001 Строительная климатология – Астана, 2002, 113с.
8. Сайт: <http://westud.ru/work/213498/Promyshlennye-kotelnye-ustanovki.html>
9. МГС ГОСТ 30494 – 96 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях – М., 1999.
10. СН РК 2.04 – 01 – 2004 Энергопотребления и тепловая защита гражданских зданий – Астана, 2004,
11. СНиП РК 4.02 – 42 – 2006 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Астана, 2007, 53с
12. Сайт:<http://textarchive.ru/c-1564585-p4.html>
13. Бененсон Е. И. Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины – М.:
14. Сайт:<http://gostrf.com/normadata/1/4293852/4293852161.html>
15. Т.С. Санатова, С.Е. Мананбаева. Безопасность жизнедеятельности «Расчет зануления» Методические указания к выпускной работе для студентов - бакалавров всех специальностей и всех форм обучения - Алматы: АУЭС, 2011 - 26 с.
16. Р.В. Кареев, М.Н. Нагоркин, Р.Р. Кареев. Производственная безопасность. Расчёт системы защитного зануления: методические указания к выполнению практической работы для студентов всех форм обучения всех специальностей. – Брянск: БГТУ, 2010. – 20 с.
17. Сайт:<http://www.vemiru.ru/index.php?r=19&sid=820&page=32>
18. Сайт:<http://allrefs.net/c31/35ubq/>
19. Парамонов С.Г. Методические указания для курсовых работ по дисциплине Экономика отрасли, для студентов специальности 5В071700 Теплоэнергетика специализации “ТЭС” ,”ПТЭ”,-Алматы АУЭС,2013