

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра „Тепловых энергетических установок“

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

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: „Проект ТЭУ для нового района в городе Астана“

Специальность 55071700-„Теплоэнергетика“ специализация „ТЭЭ“

Выполнил Мойкынбеков А.Т. \_\_\_\_\_ ТЭЭ-12-2  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель к.т.н. профессор Пав М.И.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.т.н. профессор Караманов С.Т.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 07 » \_\_\_\_\_ 2016 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Мананбаева С.Б.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 9 » \_\_\_\_\_ 2016 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

к.т.н. профессор Пав М.И.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преподаватель Ем Т.И.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Рецензент: зам. нач. ЛПО ТЭУ-1 АО „АЭС“ Тимченко А.В.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« 10 » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы, 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет теплоэнергетический  
Специальность теплоэнергетика  
Кафедра тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Жойкынбеков Аскар Тологенович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проект ТЭЦ для нового района в городе Астана

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.  
Срок сдачи законченной работы «   »     20    г.

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

Исходные данные: количество жителей 5000 чел.  
 $t_{н}^{вн} = 24,1^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{н}^{вн} = -35^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{вн}^{вн} = 20^{\circ}\text{C}$ ;  $D = 6286^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут}$ ;  $Z = 216 \text{ сут}$ ;  
 $q_{н}^{вн} = 135 \text{ кВт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут}$ ;  $q_{н}^{вн} = 33 \text{ кВт}/\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут}$ ;  $D_{пр} = 10 \text{ м/ч}$   
обеспеченность отоплением площадью жилых зданий  
на 1 чел. =  $20 \text{ м}^2$ ;  $t_{вн.вн} = 55^{\circ}$ ;  $t_{х.в} = 5^{\circ}\text{C}$

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


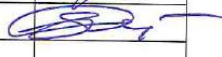
1. Аннотация
2. Введение
3. Техническая часть
4. Вспомогательное оборудование
5. Разраб. БЖД
6. Экономическая часть
7. Заключение
8. Список литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Чертеж турбины Т-50-8,8
2. Чертеж котла Е-320-140 ГМ
3. Тепловая нагрузка (график)

Рекомендуемая основная литература

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Таралмонов С.Т.	07.06.16 г.	
БЖД	Маманбаева С.С.	15.02-9.06	
Основная часть			





## АНДАТПА

Бұл дипломдық жоба «Астана қаласының жаңа ауданына арналған ЖЭО жобасы» тақырыбына әзірленген. Бас ғимараттың бөлігінде жаңа қойылатын негізгі жабдықтың қызметін қамтамасыз ететін 2 типті БКЗ-320-140 энергетикалық бу қазанын және Т-50-8,8 жылуландыру турбинасын барлық қажетті қосымша жабдығамен және жүйелерімен орнату қарастырылған. Жобада қосымша жабдық таңдаудың жылу есебі, өміртіршілік қауіпсіздік мәселелері қаралған, бизнес-жоспар жасалған.

## АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект разработан на тему: «Проект ТЭЦ для нового района в городе Астана». В проектируемой станции предусматривается установка двух котельных агрегатов БКЗ-320-140 ГМ, паровой турбины Т-50-8,8 и технологически необходимое вспомогательное оборудование. В проекте выполнен тепловой расчет с выбором вспомогательного оборудования, рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности, составлен бизнес-план.

## ABSTRACT

This thesis project is developed on the theme: "CHP project for new district in the city of Astana". In the projected station provides installation two boilers BKZ-320-140 GM, steam turbines and T-50-8.8 and technologically necessary accessories. The project was carried out in the thermal design with a choice of accessories, the issues of life safety, and made a business plan.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Содержание

1.	
Введение.....	7
3. Экспериментальное исследование рабочего процесса.....	14
3.1 Динамика свободнопоршневого двигателя Стирлинга.....	16
3.2 Вопросы динамики свободнопоршневого двигателя.....	17
3.3 Силы, действующие в рабочей полости двигателя.....	19
3.4 Типы двигателей.....	21
3.5 Расчетный план программы фирмы «Санпауэр».....	28
3.6 Свободнопоршневые двигатели и вопросы энергетики.....	38
3.7 Солнечные преобразователи энергии.....	39
3.8 Некоторые характеристики двигателей.....	39
4. Дальнейшие области исследований двигателей Стирлинга.....	40
4.1 Идеальный цикл Стирлинга.....	40
4.2 Обозначения, используемые в последующем анализе.....	42
5. Безопасность жизнедеятельности.....	48
5.1 Анализ условий применения Двигатель Стирлинга, работающего на твердом топливе в жилом доме.....	48
5.2 Расчет искусственного освещения.....	50
5.3 Расчет зануления.....	52
6. Экономическая часть.....	55
6.1 Расчёт себестоимости системы теплоснабжения.....	56
6.2 Отсутствие коррозионных свойств.....	58
7	
Заключение.....	61
8 Список использованных литературы .....	62

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

## ВВЕДЕНИЕ

В дипломном проекте «Проект ТЭЦ для нового района в городе Астана» рассмотрена возможность строительства и эксплуатации ТЭЦ для района. Перспективный рост и развитие городов на любой точке земного шара немыслимо без развития инженерной инфраструктуры, одним из важнейших звеньев которого является теплоснабжение. Можно сказать, что тепло является уникальным и необходимым продуктом, которое нельзя купить, привезти, а, естественно, его нужно произвести. Плюс ко всему, специфическая природа теплоэнергии заключается в неразрывном единстве ее производства и потребления.

Для надежного и устойчивого теплоснабжения потребителей города Астана района «Зеленый квартал» задача имеет ярко выраженную, конкретную и четкую направленность.

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

Кроме того, для подключения дополнительных потребителей, размещаемых в сложившейся части города, предусматривается развитие городских тепловых сетей за счет расширения и реконструкции существующих, а также строительства новых тепловых сетей.

Количество жителей района составляет около 5000 человек.

В настоящее время техническое состояние теплоисточников и системы централизованного теплоснабжения характеризуются значительным физическим износом и, как следствие, с каждым годом нарастающим количеством аварий и повреждений. В условиях, когда пропускная способность тепловых сетей полностью исчерпана, любое присоединение новых тепловых нагрузок приведет к ухудшению качества теплоснабжения ранее подключенных потребителей.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

«Основные решения данного дипломного проекта направлены на снижение негативного экологического влияния станции, обеспечение оптимального по технико-экономическим показателям баланса по производству тепловой и электрической энергии»[14]

В настоящее время в городе создается инновационная инфраструктура, растут объемы инвестиций в капитальное строительство.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

--



# 1. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1. Определение тепловой нагрузки промышленного района, построение годового графика теплопотребления

«Для города Астана, для отдельного района «Зеленый квартал» с проживающим количеством 5000 человек нужно будет определить расчетную тепловую нагрузку и расчетный расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение централизованной системы теплоснабжения (ЦСТС) без учета тепловыделения в зданиях и утечки теплоносителя в тепловых сетях (ТС) и сетях потребителя»[16]

Для расчета приняты следующие исходные данные:

- население города, района будет как  $M = 5000$  человек;
- расход пара на технологическое пароснабжение  $D_{пр} = 10$  т/ч;
- обеспеченность отапливаемой площадью жилых зданий на 1 человека равна  $20 \text{ м}^2$ ;
- расчетные параметры внутреннего и наружного воздуха, длительность отопительного периода (ОП), удельная потребность в теплоте на отопление определить по варианту задания;
- принять следующие характеристики горячего водоснабжения (ГВС): норма расхода горячей воды на 1 человека в жилых зданиях 120 л/сут, в общественных зданиях 60 л/сут, расчетная температура горячей воды  $55^\circ\text{C}$ , холодной воды в ОП  $+ 5^\circ\text{C}$ , в летний период (ЛП)  $+ 15^\circ\text{C}$ ;
- принять коэффициент расхода теплоты на вентиляцию общественно-административных зданий (ОАЗ) равным  $k=0,6$ ;
- температурный график центрального качественного регулирования принять равным 120/70 для всех вариантов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

«Для начала производится расчет на нахождение отопляемой площади жилых зданий района в городе Астана» [16]

$$A_{жс} = M \cdot 20, м^2; \quad (1.1)$$

$$A_{жс} = 5000 \cdot 20 = 100000 м^2,$$

$$A_o = A_{жс} \cdot 0,26, м^2$$

зданий»[16]:

«а также площадь общественно-административных

$$(1.2)$$

$$A_o = A_{жс} \cdot 0,26 = 100000 \cdot 0,26 = 26000 м^2$$

Известно, что наш Казахстан находится в зоне резкого континентального климата. «К особенностям климата, характеризующим его континентальность, относятся: большая амплитуда между зимними и летними температурами, сухость воздуха, незначительное количество атмосферных осадков на большей части республики, продолжительная суровая зима и короткое лето на севере, и короткая зима и продолжительное жаркое лето на юге»[21]. Климатические параметры наружного воздуха приведены в [10]:

- «температура воздуха внутри помещений» [16]:

$$t_{вн}^p = 20^{\circ} C$$

- «расчетная и средняя температура наружного воздуха в отопительный период» [16]:

$$t_n^p = -35^{\circ} C \text{ и } t_n^{cp} = -8,1^{\circ} C$$

- «градусо - сутки и продолжительность отопительного периода» [16]:

$$D = 6286^{\circ} C \cdot сут \quad Z = 216 сут$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

«По [10] можно определить нормируемые значения удельной потребности в теплоте для жилых зданий» [16]:

$$q_h^{жс} = 135 \frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^2 \cdot \text{°С} \cdot \text{сут}};$$

а также для общественно-административных зданий:

$$q_h^o = 33 \frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^3 \cdot \text{°С} \cdot \text{сут}}.$$

«Далее можно найти расчетную удельную нагрузку отопления жилых зданий» [16]:

$$q_{от}^{жс} = \frac{q_h^{жс} * [t_{вн}^p - (t_n^p)]}{24 \cdot 3600}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}; \quad (1.3)$$

$$q_{от}^{жс} = \frac{135 * [20 - (-35)]}{24 \cdot 3600} = 85,94 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

А также общественно-административные здания:

$$q_{от}^o = \frac{q_h^o * [t_{вн}^p - (t_n^p)]}{24 \cdot 3600}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}; \quad (1.4)$$

$$q_{от}^o = \frac{33 * [20 - (-35)]}{24 \cdot 3600} = 21 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$$

«Нахождение расчетной отопительной нагрузки и расхода сетевой воды на отопление без учета утечки воды и потери тепла через изоляцию в тепловых сетях» [16]:

«жилых зданий» [16]:

$$Q_{жс}^p = q_{от}^{жс} \cdot A_{жс}, \text{МВт}; \quad (1.5)$$

$$Q_{жс}^p = 85,94 \cdot 100000 = 8,594 \text{МВт}$$

«общественно-административных зданий» [16]:

$$Q_o^p = q_{от}^o \cdot V_h, \text{МВт}; \quad (1.6)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

$$Q_o^p = 26000 \cdot 20 \cdot 3,25 = 1,775 \text{ MBm}$$

«где  $V_h$ - отапливаемый объем общественно-административных зданий, для определения которого принимаем высоту помещений с учетом толщины межэтажных перекрытий равным» [16]:

$$h=3.25 \text{ м,}$$

$$V_h=A_o \cdot h, \text{ м}^3;$$

Для определения расхода необходимо знать отопительную нагрузку района. «Расчетная отопительная нагрузка района равна» [16]:

$$Q_{om}^p = Q_{жс}^p + Q_o^p, \text{ MBm}; \quad (1.7)$$

$$Q_{om}^p = 8,594 + 1,775 = 10,369 \text{ MBm}.$$

«Расход сетевой воды на отопление в расчетном режиме определяем по формуле» [16]:

$$g_{om}^p = \frac{Q_{om}^p}{C_p(t_h^p - t_o^p)}, \text{ кг/с}; \quad (1.8)$$

$$V_{om}^p = \frac{g_{om}^p}{\rho} = \frac{Q_{om}^p}{\rho \cdot C_p(t_h^p - t_o^p)}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (1.9)$$

«Теплофизические свойства воды определяются по [17], а также по средней температуре сетевой воды» [16]:

$$t_{cp} = \frac{t_h^p - t_o^p}{2}, \text{ }^\circ\text{C}; \quad (1.10)$$

$$t_{cp} = \frac{120 + 70}{2} = 95, \text{ }^\circ\text{C};$$

$$C_p = 4,21 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{ }^\circ\text{C}};$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\rho = 961,7 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

Отсюда вычисляем следующее:

$$q_{om}^p = \frac{10,369}{4,21(120 - 70)} = 49,26 \text{ кг} / \text{с},$$

$$V_{om}^p = \frac{49,26}{961,7} = 0,051 \text{ м}^3 / \text{с}$$

«Далее необходимо найти расчетную вентиляционную нагрузку и расчетный расход сетевой воды на вентиляцию общественных зданий» [16]:

$$Q_s^p = k_2 \cdot Q_o^p, \text{ МВт}; \quad (1.11)$$

$$Q_s^p = 1,775 \cdot 0,6 = 1,065 \text{ МВт},$$

$$q_s^p = \frac{Q_s^p}{C_p (t_h^p - t_o^p)}, \text{ кг} / \text{с}; \quad (1.12)$$

$$q_s^p = \frac{1065}{4,21 \cdot 50} = 5,1 \text{ кг} / \text{с}$$

«Нужно определить расчетную нагрузку горячего водоснабжения и расход воды в расчетном режиме по формуле» [16]:

$$Q_{ГВС}^p = \frac{2,4 \cdot 1,2 \cdot M(a + \epsilon) \cdot \rho \cdot C_p (t_z - t_x)}{24 \cdot 3600} = 6,185 \text{ МВт} \quad (1.13)$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«По [17] можно найти при температуре  $55^{\circ}\text{C}$  плотность воды  $\rho = 0,9857 \frac{\text{кг}}{\text{л}}$ , а также теплоемкость  $C_p = 4,183 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ » [16]

$$Q_{ГВС}^p = \frac{2,4 \cdot 1,2 \cdot 5000(120 + 60) \cdot 0,9857 \cdot 4,183(55 - 5)}{24 \cdot 3600} = 6,185 \text{ МВт}$$

$$q_{ГВС}^p = \frac{2,4 \cdot 1,2 \cdot 5000 \cdot 180 \cdot 0,9857}{24 \cdot 3600} = 29,571 \text{ МВт}$$

«Нагрузка горячего водоснабжения в летний период будет равна» [16]:

$$Q_{ГВС}^{ЛП} = 6,185 \cdot \frac{40}{50} = 4,948 \text{ МВт}.$$

«Для построения годового графика теплоснабжения нужно определить суммарную нагрузку теплоснабжения района при температурах наружного воздуха» [16]:  $+8^{\circ}\text{C}$ ,  $-8,1^{\circ}\text{C}$ ,  $-35^{\circ}\text{C}$ .

«Нагрузки сезонных потребителей теплоты линейно зависят от температуры наружного воздуха» [16]

$$Q_{от} = Q_{от}^p \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p} = Q \frac{20 - t_n}{55}; \quad (1.14)$$

$$Q_{от} (+8) = 10,369 \cdot \frac{20 - 8}{55} = 2,26 \text{ МВт}$$

$$Q_{от} (-8,1) = 10,369 \cdot \frac{21 - (-8,1)}{55} = 5,298 \text{ МВт}$$

$$Q_{от} (+8) = 1,065 \cdot \frac{12}{55} = 0,36 \text{ МВт}$$

$$Q_{от} (-8,1) = 1,065 \cdot \frac{28,1}{55} = 0,544 \text{ МВт}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



«Суммарные нагрузки теплоснабжения района в зависимости от температуры наружного воздуха равны»[16]:

в отопительный период

$$Q(+8) = 2,62 + 0,232 + 6,185 + 7,78 = 16,468 \text{ МВт}$$

$$Q(-8,1) = 5,298 + 0,544 + 6,185 + 7,78 = 19,815 \text{ МВт}$$

$$Q^P(-35) = 10,369 + 1,065 + 6,185 + 7,78 = 25,407 \text{ МВт}$$

в летний период

$$Q(ЛП) = 4,95 + 7,78 = 12,736 \text{ МВт}$$

«Тепловая нагрузка района в горячей воде в зависимости от температуры наружного воздуха равна»[16]:

в отопительный период:

$$Q(+8) = 2,62 + 0,232 + 6,185 = 8,679 \text{ МВт}$$

$$Q(-8,1) = 5,298 + 0,544 + 6,185 = 12,026 \text{ МВт}$$

$$Q^P(-35) = 10,369 + 1,065 + 6,185 = 17,619 \text{ МВт}$$

в летний период:

$$Q(ЛП) = 4,948 \text{ МВт}$$

«По тепловой нагрузке в горячей воде строится левая часть годового графика теплопотребления  $Q = f(t_H)$ . Для построения правой части графика используется в отопительный период» [16].

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

Нагрузка горячего водоснабжения постепенно, даже ступенчато, меняется от величины пропорциональной  $(55 - t_c^s)$  летом до величины пропорциональной  $(55 - t_c)$  в отопительный период, т.е. находится в интервале температур от +8 до -35 (+8<sup>0</sup>С; -35<sup>0</sup>С из [7] для г.Астана). Так же нагрузка технологического пароснабжения в годовом графике не учтена. Максимальная нагрузка при  $t_n = t_n^p$  равна расчетной нагрузке системы теплоснабжения, по которой можно выбрать мощность установленного оборудования системы теплоснабжения.

Поскольку в ней содержатся данные по длительности стояния определенных температурных градаций, но есть данные по среднемесячным температурам, то строятся гистограммы в правой части графика по этим данным.

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

Среднемесячные температуры наружного воздуха в отопительный период для г. Астана.

Месяц ОП	Число суток	Средняя температура месяца, <sup>0</sup> С
Март	31	-10,4
Апрель	30	+2,9
Октябрь	31	+2,9
Февраль	28	-16,2
Ноябрь	30	-7,2
Январь	31	-16,7
Декабрь	31	-14
Сентябрь	4	+11,4
	216	

У теплофикационных турбин удельный расход топлива на выработку электрической энергии меньше в теплофикационном режиме (при полном отборе пара на теплофикацию), чем в конденсационном режиме (поток пара в конденсатор почти равен расходу острого пара). Поэтому для повышения

				Лист	
ДП.5В071700.ДО.ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

эффективности теплофикации стараются обеспечить максимальную длительность работы турбин в отопительный период в теплофикационном режиме, а недостающую разность нагрузки обеспечить за счет установки пиковых водогрейных котлов (ПВК). Ордината будет равна мощности теплофикационных отборов турбин  $Q_{отб}$ . Отношение  $Q_{отб}/Q^p$  называют коэффициентом теплофикации  $\alpha$  (часовым).

«Используемое при теплофикации тепло, как правило, является продуктом отходов производства при выработке электроэнергии или сжигании мусора. Вместо того, чтобы бесполезно отдавать это тепло в окружающую среду, его можно применить для обогрева зданий и целых кварталов города. Чем дальше удалено местонахождение источника от потребителя, тем больше тепла теряется при транспортировании. Поэтому для теплофикации предпочтительнее использовать электростанцию небольшой мощности вблизи районов концентрации населения, чем крупные, но удаленные от мест потребления. Таким образом, преимущество теплофикации состоит в том, что, наряду с экономией производственного пространства, достигается лучшее использование произведенной энергии, и поэтому стоимость такого тепла сравнительно низка.»[18]

«Так как подобные энергетические установки могут быть одновременно поставщиками как тепла, так и электрического тока, их общий к.п.д. достигает 80%. Например, теплофикационные установки блочного типа обеспечивают теплом многие жилые кварталы городов. Однако в настоящее время лишь незначительная часть действующих мощностей таких энергетических установок используется наилучшим образом.» [18]

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ						

## 1.2. Выбор основного оборудования ТЭЦ по заданным тепловым нагрузкам

«Необходимо определить расходы теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение при средней температуре наружного воздуха за отопительный сезон»[16].

Согласно [10]  $t_{cp}'' = -8,1 \text{ } ^\circ\text{C}$

«Тогда расход теплоты на отопление жилых и общественно-административных зданий»[16]:

$$Q_{om}^{cp0} = Q_{om}^p \frac{t_{в.р} - t_n^{cp0}}{t_{в.р} - t_{н.о}}, \text{ МВт}; \quad (1.15)$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{om}^{cp0} = 10,369 \cdot \frac{20 - (-8,1)}{20 - (-35)} = 5,298 \text{ MBm}.$$

«Произведем расчет на расход теплоты на вентиляцию общественно-административных зданий» [16]:

$$Q_g^{cp0} = Q_p \frac{t_{г.р} - t_n^{cp0}}{t_{г.р} - t_{н.о}}, \text{ MBm}; \quad (1.16)$$

$$Q_g^{cp0} = 1,065 \cdot \frac{20 + 8,1}{20 + 22} = 0,713 \text{ MBm}.$$

«Так как  $t_{н.г.}$  - температура, принятая за расчетную при проектировании вентиляции, отличается от  $t_{н.о.}$ , ее необходимо определить по [1] стр. 433» [16]; И равняется  $t_{н.о.} = -22^\circ \text{C}$  ;

«Расход теплоты на горячее водоснабжение» [16]:

$$t_n^p = -35^\circ \text{C} \text{ и } t_n^{cp} = -8,1^\circ \text{C}$$

$$Q_{ГВС}^{cp0} = \frac{1,2 \cdot M \cdot (a + \vartheta) \cdot \rho \cdot C_p^{cp} \cdot (55 - t_k)}{24 \cdot 3600}, \text{ MBm}; \quad (1.17)$$

$$Q_{ГВС}^{cp0} = \frac{1,2 \cdot 5000(120 + 60) \cdot 0,9857 \cdot 4,183(55 - 5)}{24 \cdot 3600} = 2,577 \text{ MBm}$$

«И тогда расход теплоты из теплофикационных отборов турбин составляет» [16]:

$$Q^{cp0} = Q_{om}^{cp0} + Q_g^{cp0} + Q_{гвс}^{cp}, \text{ MBm}; \quad (1.18)$$

$$Q^{cp0} = 5,298 + 0,68 + 2,577 = 8,587 \text{ MBm}.$$

«При выборе основного оборудования ТЭЦ обычно начинают с выбора турбин. При проектировании ТЭЦ, работающей в энергосистеме, мощность и тип теплофикационных турбин определяются, главным образом, тепловой нагрузкой, т.е. графиками тепловой нагрузки и параметрами теплоснабжения. Недостаток электрической энергии для снабжения потребителей

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

удовлетворяется за счет энергосистемы и, наоборот, избыточная электроэнергия от ТЭЦ направляется в систему»[16].

«Характер графика тепловой нагрузки определяет тип и мощность теплофикационных турбин. При равномерном графике следует принимать к установке на ТЭЦ противодавленческие турбины, как наиболее простые, дешевые и экономичные по сравнению с другими типами турбин. При колеблющемся характере тепловых нагрузок требуется установка турбин с регулируемыми отборами пара, которые позволяют более гибко удовлетворять потребности в электрической и тепловой энергии потребителя. Рекомендуется следующая последовательность установки турбин на промышленных ТЭЦ. В первую очередь необходимо устанавливать не более одной-двух турбин типа ПТ в начальный период ввода производственных мощностей данного промышленного района. Последующий рост тепловых нагрузок необходимо удовлетворять установкой противодавленческих турбин. Такой подбор оборудования обеспечит достижение минимума неэкономичной конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ и соответствующий рост экономии топлива»[16].

«Таким образом, базовая часть технологической нагрузки будет покрываться за счет противодавленческих турбин, пиковая часть – турбинами с регулируемыми отборами пара»[16].

Известно, что  $D_{пр}=10$  т/ч,  $P_{пр}=13$  бар,  $t_{пр}=565^{\circ}\text{C}$ , т.е. технологическая паровая нагрузка незначительная, отпуск пара на производство целесообразнее осуществлять через редуционно-охладительные установки.

«Поскольку  $Q^{ср0}=8,587\text{Мвт}$ , можно выбрать теплофикационную турбину» [16] Т-50-8,8 [15]

«Основные технические характеристики турбины Т-50-8,8» [16].

- мощность, кВт:

номинальная 50 000;

максимальная 60 000;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



на конденсационном режиме 50 000.

- параметры свежего пара:

давление 8,8 МПа;

температура 550<sup>0</sup>С.

- расход свежего пара, т/ч:

номинальный 246;

максимальный 255.

- пределы регулирования давления в отборах, МПа:

верхнем отопительном 0,06 - 0,25;

нижнем отопительном 0,05 - 0,2.

- Нагрузка[15]:

тепловая (номинальная), 97 (ГДж/ч) = 112,8 Мпа [15],

- Номинальная температура подогрева питательной воды, 220<sup>0</sup>С .

$$Q_{отб}^{2хТ} = 2 * 97 = 194 \frac{Гкал}{ч} = 225 МВт$$

«Поскольку  $Q^{сп0} = 8,587 МВт$ , то теплоты пара из отопительных отборов турбины Т-50-8,8 будет достаточно» [16].

«При выборе производительности парогенераторов ТЭЦ необходимо руководствоваться следующими указаниями» [16]:

а) «для блочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, производительность и число парогенераторов выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом собственных нужд и запасом до 3%»[16 ].

«При выходе из работы одного блока оставшиеся, с учетом работы пиковых водогрейных котлов, должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение» [16 ];

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

б) «для неблочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, выбор парогенераторов производится по максимальному расходу пара с тем, чтобы при выходе из работы одного парогенератора оставшиеся, включая пиковые водогрейные котлы, обеспечили максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, при этом допускается снижение электрической мощности на величину до 10%» [16].

«Выбор энергетических котлов определяется максимальным расходом пара на турбины» [16]:

$$\sum D_k = 2 \cdot D_m^{\text{макс}} (1 + \alpha + \beta), \quad (1.19)$$

где  $D_m^{\text{макс}} = 250 \frac{m}{ч}$  - максимальный расход пара на турбину Т-50-8,8,

$\alpha$  - коэф. запаса по производительности;  $\alpha = 0,03$ ;

$\beta$  - коэф. собственных нужд котельной,  $\beta = 0,02$ ;

$$\sum D_k = 2 \cdot 250(1 + 0,03 + 0,02) = 525 \frac{m}{ч}$$

«Поскольку  $P_o = 130 \frac{кзс}{см^2}$ ;  $t_o = 565^\circ C$ , а ТЭЦ располагается в Северном Казахстане, в городе Астана, выбираем к установке котлы типа Е-320-140-ГМ – котельного завода «Энергия kz» [22]» [16].

Топливо – газ, мазут.  $P_{ne} = 140 \frac{кзс}{см^2}$ ,  $t_{ne} = 570^\circ C$ ,  $D_{ne} = 320 \frac{m}{ч}$ ;

Количество энергетических котлов  $n$ :

$$n = \frac{\sum D_k}{D_k}; \quad (1.20)$$

$$n = \frac{525}{320} = 1,6 \approx 2 \text{ котла}$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«Предварительно выбираем к установке два энергетических паровых котла типа Е-320-140 ГМ» [ 16].

«Однако вследствие частого выхода из строя энергетических котлов их количество уточняется по II - режиму (по  $t_{н.в.} = t^{ср.х.м.}$ ). В нашем случае уточняющий расчет количества котлов производиться не будет» [16 ].

«Для обеспечения надежности энергоснабжения выбираем к установке три энергетических паровых котла» [16 ].

Делаем подбор типов и количества водогрейных котлов:

$$\sum Q_{нex}^p = Q^p - Q^{ср0}, \frac{\Gamma_{кал}}{ч}; \quad (1.21)$$

$$\sum Q_{нex}^p = 19,619 - 8,587 = 11,411 \text{ Мвт} = 9,812 \frac{\Gamma_{кал}}{ч}.$$

Предлагаем к установке водогрейный котел типа КВГМ-20-150 [19] стр.122, т.к.,

$$n_{нex} = \frac{\sum Q_{нex}^p}{Q_{нex}}; \quad (1.22)$$

$$n_{нex} = \frac{9,812}{20} \approx 1$$

«Характеристика водогрейного котла» [16]:

**типоразмер:** КВГМ-20-150

**ТОПЛИВО:** газ, мазут;

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расход воды:  $247 \frac{m}{ч}$  /;

КПД - 92%;

теплопроизводительность –  $20 \frac{Гкал}{ч} / (23,26) \frac{Гкал}{ч}$ ;

расчетная температура воды на выходе из котла -  $150^{\circ}C$ .

«Поскольку технологическая паровая нагрузка закрывается редуционно-охладительные установки, рассчитаем расход свежего пара на редуционно-охладительные установки(РОУ)»[16],

$$D^{свеж} = D^{ред} * \frac{h_{ред} - h_{п.в.}}{h_{св.} \cdot \eta_{роу} - h_{п.в.}}, \frac{m}{ч} \quad (1.23)$$

$$D^{ред} = 10 \frac{m}{ч};$$

$h_{ред}$  - энтальпия редуцированного пара определяется по [5]

по  $P_{кп} = 136 бар$ ;  $t_{кп} = 250^{\circ}C$ ,

$h_{свеж}$  - энтальпия свежего пара определяется по [5]

по  $P_{кв} = 140 бар$ ;  $t_{кв} = 570^{\circ}C$ ,

$h_{п.в.}$  - энтальпия питательной воды определяется по [5] по  $t_{п.в.} = 225^{\circ}C$ ,

(стр. 3) и  $C_p = 4,53 \frac{кДж}{кг^{\circ}C}$

$$D^{свеж} = 4 * \frac{2932 - 225 \cdot 4,53}{3514 \cdot 0,98 - 225 \cdot 4,53} = 3,2 \frac{m}{ч};$$

«Поскольку ТЭЦ работает изолированно, следовательно,  $N_s = 50 МВт$  без снижения электрической мощности» [16]

Выбираем редуционно-охлаждающее устройство (РОУ) [20] стр. 452

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

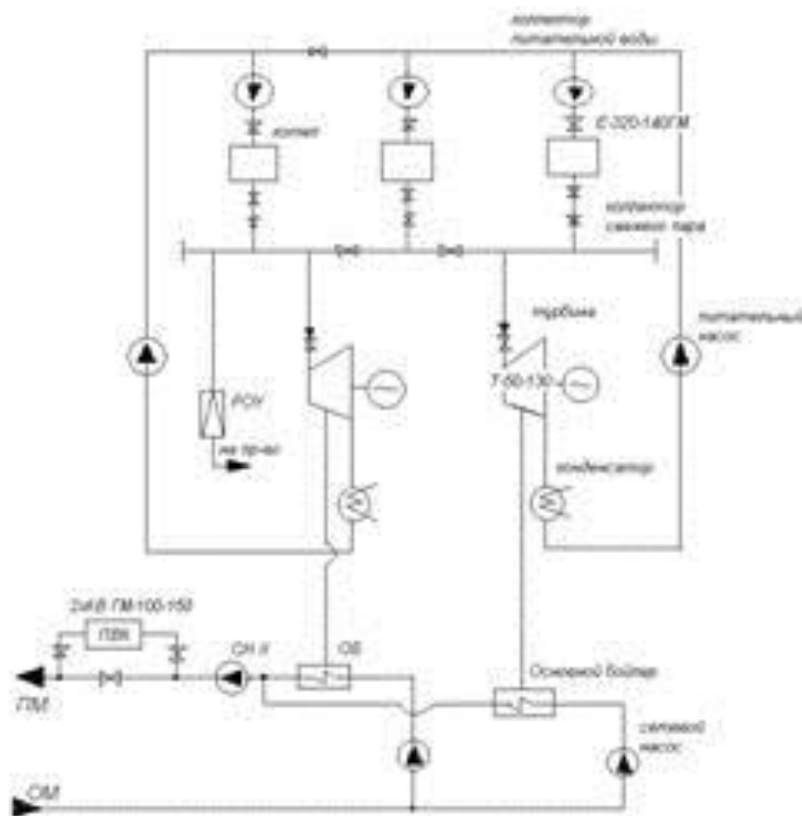
### Технические характеристики РОУ:

- производительность  $125 \frac{m}{ч}$ ;
- параметры свежего пара  $P_o = 137 \frac{кгС}{см^2}; t_o = 560^{\circ}C$ ;
- параметры редуцированного пара  $P_{ред} = 13 \frac{кгС}{см^2}; t_{ред} = 250^{\circ}C$ .

«Таким образом, на заданные тепловые нагрузки ТЭЦ предлагается вариант выбора основного оборудования» [16]

Подведем итоги расчета выбора оборудования:

- два энергетических котла Е-320-140 ГМ;
- паровая теплофикационная турбина Т-50-8,8;
- два водогрейных котла КВГМ-20-150;
- одна РОУ:  $D_m = 125 \frac{m}{ч}; 137(560)/13 (250).$



*Рисунок 1.1 - Принципиальная тепловая схема ТЭЦ*

**1.2. «Определение экономии топлива на ТЭЦ по сравнению с КЭС на выработку электрической энергии для отопительного периода (ОП) и летнего периода (ЛП)» [16].**

Определим экономию топлива при производстве электроэнергии  $\Delta B_s$  по [1] стр.31 формула [1.37]

$$\Delta B_s = \mathcal{E}_T (\epsilon_K^\ominus - \epsilon_T^\ominus) - \mathcal{E}_{Т.К.} (\epsilon_{Т.К.}^\ominus - \epsilon_K^\ominus); \quad (1.24)$$

**Для отопительного периода (ОП)**

$$\begin{aligned} \Delta B_s &= \mathcal{E}_T (\epsilon_K^\ominus - \epsilon_T^\ominus) - \mathcal{E}_{Т.К.} (\epsilon_{Т.К.}^\ominus - \epsilon_K^\ominus) \\ \Delta B_s &= 50 \cdot 10^3 (0,328 - 0,139) - 0 = 9,5 \frac{т}{ч} \end{aligned}$$

«где  $\mathcal{E}_T = 50 \cdot 10^3$  - выработка электроэнергии на тепловом потреблении для турбины Т-50-8,8; в ОП вырабатываем всю электроэнергию на тепловом потреблении» [16].

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



$$e_K^{\text{э}} = 0,328 \frac{\text{кВт}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} - \text{из задания.}$$

$$e_T^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{КС}} \cdot \eta_{\text{ЭМ}}}; \quad (1.25)$$

$$e_T^{\text{э}} = \frac{0,123}{0,9 \cdot 0,98} = 0,139 \frac{\text{кВт}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Для летнего периода (ЛП)

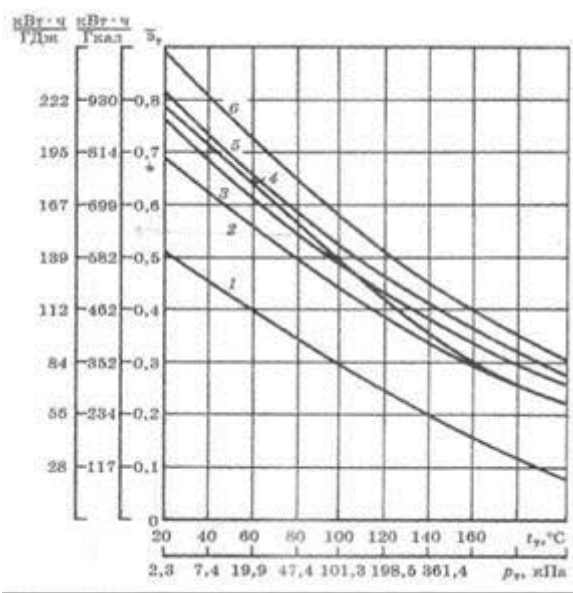
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении летом

$$\mathcal{E}_T = \bar{e}_T \cdot Q_{\text{отб}}^{\text{лето}}; \quad (1.26)$$

$$\mathcal{E}_T = 0,55 \cdot 59,35 = 32,64 \text{ МВт},$$

где  $Q_{\text{отб}}^{\text{лето}}$  - летняя тепловая нагрузка двух турбин Т-50-8,8.

$$Q_{\text{отб}}^{\text{л}} = Q_{\text{ГВС}} = 12,736 \text{ МВт}, \text{ одна турбина несет нагрузку } Q_{\text{ГВС}} = \frac{12,736}{2} \text{ МВт}.$$



**Рисунок 1.2 – Зависимость удельной комбинированной выработки электрической энергии от параметров пара перед турбиной и температуры насыщения отработавшего пара**

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

При построении графиков принято: при  $t_T \leq 100^\circ\text{C}$   $t_{KT} = t_T$ ;  
 при  $t_T > 100^\circ\text{C}$   $t_{KT} = 100^\circ\text{C}$ ,  $\eta_{ЭМ} = 0,96$

Номер кривой	Параметры пара перед турбиной		Параметры пара промперегрева		Температура питательной воды, $t_{п.в}$ , °С	Число ступеней регенеративного подогревателя	Средний внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi}$
	$P_0$ , МПа	$t_0$ , °С	$P_{п.п}$ , МПа	$t_{п.п}$ , °С			
1	3,5	435	-	-	150	5	0,8
2	9	535	-	-	215	8	0,8
3	13	555	-	-	230	8	0,83
4	13	540	3,2/2,9	540	230	8	0,83
5	17	540	3,0/3,3	540	250	8	0,84
6	24	540	4,0/3,6	540	260	9	0,85

Таблица 1.1

По рисунку 1.2 с учетом того, что давление в теплофикационном отборе  $P_T = 47,5 \text{ кПа}$ , определяем  $\bar{\varepsilon}_T = 0,55$ .

$\mathcal{E}_{Т.К.}$  - конденсационная выработка электроэнергии на ТЭЦ, МВт;

$$\mathcal{E}_{Т.К.} = \mathcal{E} - \mathcal{E}_T, \text{ МВт}; \quad (1.27)$$

$$\mathcal{E}_T = 50 - 32,64 = 17,36 \text{ МВт}.$$

где  $\mathcal{E}$  - вся выработка электроэнергии на ТЭЦ, МВт;

$\varepsilon_{Т.К.}$  - удельный расход условного топлива па выработку электрической энергии по конденсационному циклу на ТЭЦ, при работе на твердом топливе, определяется по рисунку 1.3.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				



$$\Delta B_T = B_{PT} - B_{TT} = \frac{34,1 \cdot Q_a}{\eta_{КС} \cdot \eta_{СТ}} \left[ \frac{\eta_{КС} \cdot \eta_{СТ}}{\eta_K \cdot \eta_{СК}} - 1 \right];$$

Для отопительного периода:

$$\Delta B_T = \frac{34,1 \cdot 1370,2}{0,93 \cdot 0,93} \left[ \frac{0,9 \cdot 0,93}{0,8 \cdot 0,95} - 1 \right] = 5655,8 \frac{кг}{ч} = 5,656 \frac{т}{ч};$$

Для летнего периода:

$$Q_a^{лет} = 118,748 МВт = 427,49 \frac{ГДж}{ч};$$

$$\Delta B_T = \frac{34,1 \cdot 427,49}{0,93 \cdot 0,93} \left[ \frac{0,9 \cdot 0,93}{0,8 \cdot 0,95} - 1 \right] = 1764,26 \frac{кг}{ч} = 1,76 \frac{т}{ч}.$$

## 1.5 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист



п/п	Наименование оборудования	Тип	Техническая характеристика	Кол-во
10.	Холодильник для отбора проб двухточечный	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 однобалочный подвесной	ТУ 24.00.4912-88	Q = 5 тс, L <sub>ПР</sub> = 6 м	1
16.	Кран мостовой электрический однобалочный подвесной	ТУ 24.00.4912-88	Q = 5 тс, L <sub>ПР</sub> = 9 м	1
17.	Таль ручная червячная передвижная двухскоростная	ТУ 24.00.4911-88	Q = 5 т	1
18.	Установка 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 <sup>3</sup>			1

ДП.5В071700.ДО.ПЗ



п/п	Наименование оборудования	Тип	Техническая характеристика	Кол-во
18.6.	Насосная группа 2 x 25 м <sup>3</sup> /ч, 4 атм.			1

## 2. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 2.1 Анализ условий труда.

Для отдельного района в городе Астана «Зеленый квартал» будет построен ТЭЦ для выработки тепловой и электрической энергий. Тема дипломной работы «Проект ТЭЦ для нового района в городе Астана».

На любой ТЭЦ обычно проводится один день техники безопасности, целью которого является выявление нарушений, но мой дипломный проект заключается в строительстве не существующего пока еще ТЭЦ, поэтому рассматривается любой ТЭЦ, где, как и во всех, это норма. В проведении него в течение всего года принимают участие все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов. Далее проводятся такие комиссионные проверки: топливно-транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли; компрессорной станции при котельном цехе; полная проверка котельного цеха; комплексная проверка топливо – транспортного цеха. Проводятся также ночные обходы и внезапные проверки состояния техники безопасности и охраны труда на

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		





На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 70-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН №4083-06. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить из-за технической недостижимости, предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

### **Зануление.**

Применение данной защиты требуется чаще всего в помещениях с большим количеством электроприемников, так как заземление на месте каждого из них бывает невозможным из-за объективных причин. Для этого, например, в цехе, прокладываются магистральные защитные проводники из полосовой стали, сечение которой указано ранее. В наружных установках заземляющие и нулевые защитные проводники допускается прокладывать в земле, в полу или по краю площадок, фундаментов технологических установок и т.п. Потом зануляемые части приемников устанавливаются с подключением к магистрали. Ответвления от магистралей к электроприемникам до 1 кВ можно прокладывать скрыто в стене, под чистым полом и т.п. с защитой их от воздействия агрессивных сред. Такие ответвления не должны иметь соединений. Способ прокладки их зависит от помещения, в котором они выполняются. В помещениях сухих, без агрессивной среды, заземляющие и нулевые защитные проводники можно прокладывать по стенам. Во влажных, сырых и особо сырых помещениях и в помещениях с агрессивной средой заземляющие и нулевые защитные проводники следует прокладывать на расстоянии от стен не менее чем 10 мм. А вот сама магистраль выводится к месту устройства заземления.

Также можно привести и дополнительные требования к устройству цепи заземляющих и нулевых защитных проводников:

– в заземляющих и нулевых проводниках не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

– нулевые защитные проводники линий нельзя использовать для зануления электрооборудования, питающегося по другим линиям;

– разрешено использовать нулевые рабочие проводники осветительных линий для зануления электрооборудования, питающегося по другим линиям, но, если все указанные линии питаются от одного трансформатора, и исключена возможность отсоединения нулевых рабочих проводников во время работы других линий, то в таких случаях не должны применяться выключатели, отключающие нулевые рабочие проводники вместе с фазными;

– заземляющие и нулевые защитные проводники должны быть предохранены от химических воздействий;

– использование специально проложенных заземляющих или нулевых защитных проводников для иных целей нельзя;

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2 Расчет вентиляции турбинного цеха

Для оптимальной работы и благоприятных условий труда рабочего персонала турбинного цеха нужно рассчитать объем воздуха, который должен подаваться внутри помещения.

### Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур

«Расчет поступления тепла через ограждающие конструкции в летний период года усложняется колебаниями температуры наружного воздуха в течение суток и еще большими колебаниями теплового потока на наружных поверхностях ограждений благодаря солнечному излучению. Значительное влияние на теплообмен оказывает и массивность ограждений, благодаря чему колебания температуры на их внутренней поверхности уменьшаются»[24]

Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур определяются [24]:

$$Q_{огр} = V_{пом} \cdot X_0 \cdot (t_{Нрасч} - t_{Врасч}) \quad (2.1)$$

$$Q_{огр} = 179010 \cdot 0,42 \cdot (23,8 - 20) = 285,7 \text{ кВт}$$

где  $V_{пом}$  – объем турбинного цеха,  $\text{м}^3$ .  $V_{пом} = 39 \times 270 \times 17 = 179010 \text{ м}^3$ ;

$X_0 = 0,42 \text{ Вт/м}^3$  – удельная тепловая характеристика;

$t_{Нрасч}$  – наружная температура. Для теплого периода  $t_{Нрасч} = 23,8^\circ\text{С}$ .

$t_{Врасч} = 20^\circ\text{С}$  – внутренняя температура, выбирается с учетом комфортных условий или технологических требований, предъявляемых к производственным процессам.

### Теплопоступления от солнечного излучения через остекление

Избыточная теплота солнечного излучения в зависимости от типа стекла почти до 90% поглощается средой помещения, остальная часть отражается. Максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

уровне излучения, которое имеет прямую и рассеянную составляющие. Интенсивность излучения зависит от ширины местности, времени года и времени суток. [24]

Теплопоступление от солнечного излучения через остекление определяется по формуле [24]:

$$Q_p = (q^I \cdot F_o^I + q^{II} \cdot F_o^{II}) \cdot \beta_{сз} \quad (2.2)$$

где  $q^I$ ,  $q^{II}$  – тепловые потоки от прямой и рассеянной солнечной радиации, Вт/м<sup>2</sup>;

$F_o^I$ ,  $F_o^{II}$  – площади светового проема, облучаемые и не облучаемые прямой солнечной радиацией, м<sup>2</sup>;

$\beta_{сз}$  – коэффициент теплопропускания, определяемый по табл.4 [3],  $\beta_{сз} = 1$ , так как нет солнцезащитных устройств.

Для периода облучения остекления солнцем, когда его лучи проникают через окно в помещение:

$$Q_p = ((F_o \cdot n_c \cdot (q^{вп} + q^{вр}) + F_o \cdot n_{ю} \cdot (q^{вп} + q^{вр})) \cdot \beta_{сз} \cdot K_1 \cdot K_2) \quad (2.3)$$

где  $q_{вп}$ ;  $q_{вр}$  – тепловые потоки от прямой рассеянной радиации, Вт/м<sup>2</sup>, по таблице 5 [4] для широты в 44° СШ при расположении С:  $q_{вп} = 0$ ;  $q_{вр} = 60$  Вт/м<sup>2</sup>; при расположении Ю:  $q_{вп} = 245$ ;  $q_{вр} = 84$  Вт/м<sup>2</sup>;

$F_o = 456$  м<sup>2</sup> – площадь светового проема;

$K_1$  – коэффициент затемнения остекления переплетами ( $K_1^C$  – для облученных проемов), по таблице 6 [24] для остекления в металлических переплетах  $K_1^C = 0,8$ ;

$K_2$  – коэффициент загрязнения остекления, по таблице 7 [24]  $K_2 = 0,9$ .

Тогда общее теплопоступление солнечного излучения с окон обеих сторон равно:

$$Q_p = ((456 \cdot (0+60) + 456 \cdot (245+84)) \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 127,7 \text{ кВт}$$

### Теплопоступление от людей

Теплопоступление от людей зависит от интенсивности выполняемой работы и параметров окружающего воздуха. Тепло, выделяемое человеком, складывается из ощутимого (явного), то есть передаваемого в воздух

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

помещения путем конвекции и лучеиспусканий, и скрытого тепла, затрачиваемого на испарение влаги с поверхности кожи и из легких. [24]

По таблице 8 [24] при  $t_{\text{вн.ср}}=26^{\circ}\text{C}$  человек выделяет  $q_{\text{я}}=81$  Вт явного тепла. В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек. Тогда выделение явного тепла людьми составит:

$$Q_{\text{л}}^{\text{я}} = 25 \cdot 81 = 2 \text{ кВт}$$

### Теплопоступление от осветительных приборов

Теплопоступление от ламп определяется по формуле [24]:

$$(2.4) \quad Q_{\text{осв}} = N_{\text{осв}} \cdot \eta$$

где  $N_{\text{осв}}$  – установленная мощность ламп ( $N=50$  Вт/м<sup>2</sup>);

$\eta$  – коэффициент перехода электрической энергии в тепловую. В турбинном цехе освещение создается люминесцентными лампами. Для люминесцентными ламп  $\eta=0,5$ .

$$Q_{\text{осв}} = 50 \cdot 0,5 = 0,025 \text{ кВт}$$

### Теплопоступление от оборудования

В турбинном цехе расположено 6 турбин с установочной мощностью  $N_{\text{уст}}=510$ МВт.

Тепло, выделяемое нагретыми поверхностями турбин, определяется по формуле [4]:

$$(2.5) \quad Q_{\text{об}} = N_{\text{уст}} \cdot K$$

где коэффициент  $K= K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_{\text{уст}}$ ;  $K_{\text{загр}}=0,6$ - коэф. загрузки оборудования,  $K_{\text{од}}=0,7$ - коэф. одновременной работы,  $K_{\text{уст}}=0,8$  - коэф. установочной мощности.

$$Q_{\text{об}} = 510 \cdot 10^3 \cdot 0,34 = 173400 \text{ кВт}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



Избыточное количество тепла поступающего в турбинное отделение рассчитываем по формуле:

$$Q_{изб} = Q_{ср} + Q_{об} + Q_{оу} + Q_{л} - Q_{огр} \quad (2.6)$$

$$\text{Тогда: } Q_{изб} = 127,7 + 173400 + 0,025 + 2 - 285,7 = 173244 \text{ кВт}$$

Рассчитаем теплонапряженность воздуха по формуле:

$$Q_n = \frac{Q_{изб}}{V}, \text{ кВт} \quad (2.7)$$

$$Q_n = \frac{Q_{изб}}{V} = \frac{173244}{39 \cdot 270 \cdot 17} = 0,97 \text{ кВт.}$$

При  $Q_n < 20 \text{ кВт} \Delta t = 6^\circ\text{C}$

Определение объема воздуха, который должен подаваться внутри помещения:

$$L = \frac{860 \cdot Q_{изб}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.8)$$

$$L = \frac{860 \cdot Q_{изб}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t} = \frac{860 \cdot 173244}{1,005 \cdot 1,206 \cdot 6} = 20487,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где  $C=1,005 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$  – теплоемкость воздуха,

$\gamma=1,206 \text{ кг}/\text{м}^3$  – удельная масса приточного воздуха.

*Выбор вентилятора*

По значениям  $L = 20487,6 \text{ м}^3/\text{ч}$  выбран вентилятор Ц-4-76 №12.5 ( $Q_B$  –  $35000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $M_B$  –  $1400 \text{ Па}$ ,  $\eta_B = 0,84$ ,  $\eta_{II} = 1$ ). Отсюда установленная мощность электродвигателя составляет:

$$N_y = \frac{1,1 \cdot Q_B \cdot H_B}{\eta_B \cdot \eta_{II} \cdot 3600 \cdot 102} \quad (2.9)$$

;

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ						

$$N_y = \frac{1,1 \cdot 20487 \cdot 1460}{0,84 \cdot 3600 \cdot 102} = 75 \text{ кВт}$$

где  $Q_{\text{в}}$  – принятая производительность вентилятора,

$N_{\text{в}}$  – принятый напор вентилятора,

$\eta_{\text{в}}$  – КПД вентилятора,

$\eta_{\text{п}}$  – КПД передачи.

**Вывод по части вентиляции.**

По значениям  $N = 75$  кВт и  $n = 1000$  об/мин выбран электродвигатель АО2-92-6 («АО» – защитное исполнение, 92 – размер наружного диаметра, 6 – число полюсов).

При этом необходимо предусмотреть установку реверсивных магнитных пускателей для реверсирования воздуха при соответствующих аварийных ситуациях в данном помещении.

Вентилятор и электродвигатель устанавливаются на железной раме при их одноосном расположении. Для виброизоляции рама устанавливается на виброизолирующие материалы. На воздухоотводе устанавливают диафрагму, а между ними и вентилятором – переходник.

						ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

### 2.3. Разработка мероприятий по обеспечению электробезопасности. Расчет зануления

В случае с турбинным цехом на ТЭЦ в городе Астана следует рассчитать систему защитного зануления для трёхфазной четырёхпроводной линии напряжением 380/220 В, питающей асинхронный электродвигатель 4А180S2 (частота вращения  $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$ ).

Исходными данными для расчета служат: источник тока – трансформатор мощностью 1000 кВ·А с номинальным напряжением обмоток 6/10 кВ и схемой соединения обмоток  $\lambda$  (звезда). Фазный провод – медный,  $\varnothing$  16 мм, сечение  $S_{\phi} = 201,1 \text{ мм}^2$ , длина  $L_{\phi} = 250 \text{ м}$ . Нулевой провод – стальной с сечением  $60 \times 4 \text{ мм}$ ,  $S_{\text{н}} = 240 \text{ мм}^2$ , длина  $L_{\text{н}} = 200 \text{ м}$ .

1. Для нахождения номинального тока  $I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}}$  рассчитываются номинальный ток электродвигателя  $I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}}$  и значение пускового тока электродвигателя  $I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}}$ .

По [2] для двигателя типа 4А180S2 принимается:

$$N = 22 \text{ кВт}, \cos\varphi = 0,98, I_{\text{пус}}/I_{\text{н}} = \beta = 7,5.$$

Следовательно,

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{эл.дв}}^H = \frac{1000P}{\sqrt{3}U_H \cos \phi}; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{эл.дв}}^H = \frac{1000 \cdot 22}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,91} = 36,73 \text{ А.}$$

Пусковой ток электродвигателя

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = I_{\text{эл.дв}}^H \cdot \beta; \quad (2.11)$$

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = 36,73 \cdot 7,5 = 275,5 \text{ А.}$$

Значение номинального тока плавкой вставки:

$$I_{\text{пл.вст}}^H = \frac{I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}}}{\alpha}; \quad (2.12)$$

$$I_{\text{пл.вст}}^H = \frac{275,5}{2,5} = 110,2 \text{ А.}$$

Определяется ожидаемое значение тока короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з}} \geq 3 \cdot I_{\text{пл.вст}}^H; \quad (2.13)$$

$$I_{\text{к.з}} = 3 \cdot 110,2 = 330,6 \text{ А.}$$

2. Проверим условие обеспечения отключающей способности защитного зануления. Для этого определяются значения сопротивления трансформатора  $Z_T$  и сопротивления петли "фаза – ноль"  $Z_{\text{п}}$ .

Сопротивление трансформатора  $Z_T$  принимается по прил. 3.[6] Для трансформатора с мощностью 1000 кВ·А

$$Z_T = 0,081 \text{ Ом.}$$

3. По прил. 4.[6] определяются активные и индуктивные сопротивления проводников для расчёта сопротивления  $Z_{\text{п}}$ .

Для фазного провода рассчитывается только активное сопротивление по зависимости (2.15)

$$R_{\phi} = \frac{\rho \cdot L_{\phi}}{S_{\phi}}; \quad (2.14)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

$$R_{\phi} = \frac{0,018 \cdot 250}{201,1} = 0,022 \text{ Ом.}$$

Так как значениями индуктивных сопротивлений медных проводников пренебрегают, то

$$X_{\phi} = 0 \text{ Ом.}$$

Для нулевого провода активное  $R_n$  и внутреннее индуктивное  $X_n$  сопротивления рассчитываются. Для этого по прил. 4 [6] задаются значениями удельного активного  $r_{\omega}$  и удельного внутреннего индуктивного  $x_{\omega}$  сопротивлений, которые зависят от плотности тока  $\delta$  (2.13).

Плотность тока  $\delta$  нулевого провода

$$\delta = \frac{I_{к.з.}}{S_n}; \quad (2.15)$$

$$\delta = 1,37 \approx 1,5 \text{ А/мм}^2.$$

$$R_n = r_{\omega} \cdot L_n; \quad (2.16)$$

$$R_n = 2,08 \cdot 0,2 = 0,416 \text{ Ом.}$$

$$X_n = x_{\omega} \cdot L_n; \quad (2.17)$$

$$X_n = 1,25 \cdot 0,2 = 0,25 \text{ Ом.}$$

4. По зависимости (2.18) рассчитывается внешнее индуктивное сопротивление петли "фаза – ноль"  $X_n$ . Удельное внешнее индуктивное сопротивление  $x_n$  принимается равным 0,6 Ом/км. Тогда

$$X_n = x_n \cdot (L_{\phi} + L_n) = 0,6 \cdot (0,25 + 0,2) = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. По зависимости (2.10) рассчитывается значение сопротивления петли "фаза – ноль"

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_n)^2 + (X_{\phi} + X_n + X_n)^2}; \quad (2.18)$$

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

6. По зависимости (2.9) рассчитывается сила тока короткого замыкания

$$I_{к.з.} = \frac{U_{\phi}}{Z_T / 3 + Z_n}; \quad (2.19)$$

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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

7. Проверяется 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.

8. По рассчитанному значению номинального тока  $I_H = 110,2$  А в прил. 1 находится ближайшее значение из рядов номинальных токов стандартных предохранителей, равное 60 А.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.4 Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере и определение санитарно-защитной зоны

### 2.4.1 Исходные данные:

- 1.Высота,  $H=30$  м;
- 2.Диаметр устья,  $D=2,5$  м;
3. $T_{г}=186^{\circ}\text{C}$ ;
4. $T_{в}=22,6^{\circ}\text{C}$ ;
- 5.Выброс золы,  $M_{з}=0$  г/с;
- 6.Выброс двуокиси серы,  $M_{\text{SO}_2}=0,08$ г/с;
- 7.Выброс оксидов азота,  $M_{\text{NO}_2}=3,36$ г/с;
- 8.Степень очистки воздуха равна нулю;
- 9.Район расположения г.Алматы;

### 2.4.2 Расчет:

Расчеты рассеивания выбросов выполнены без учета фоновых концентраций, создаваемых существующими источниками выбросов.

Процесс рассеивания примеси в атмосфере зависит от многих факторов, к которым относятся: состояние самой атмосферы, высота источника, масса выброса, рельеф местности и т. д.

Где  $A$ - коэффициент температурной стратификации; для Казахстана  $A=200$ ;

$M$ - масса вредного вещества, выбрасываемого в единицу времени, г/с;

$F$ - коэффициент учитывающий скорость оседания вредных веществ;

$F=1$  для газообразных веществ;

$\eta$ -коэффициент рельефа местности;  $\eta=1$  для ровной местности;

$H$ - высота источника,  $H=30$  м;

$V_1$ - расход газо-воздушной смеси,  $V_1=122,12$  м<sup>3</sup>/с;

$$V_1 = W_0 * F$$

Где,  $W_0$  - скорость движения дымовых газов на выходе из дымовой трубы, м/с;

$$W_0 = \frac{4 * V_1}{\pi * D^2} = \frac{4 * 122,12}{3,14 * 2,5^2} = 24,88 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{24,88^2 * 2,5}{30^2 * 163,4} = 10,523;$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					





где M- масса вредных веществ выбрасываемых в единицу времени, приведенная по ПДК SO<sub>2</sub> к общей массе,

$$ПДКСO_2 = 0,5 \frac{мг}{м^3};$$

$$ПДКNO_2 = 0,085 \frac{мг}{м^3};$$

$$M = M_{SO_2} + \frac{ПДКСO_2}{ПДКNO_2} * M_{NO_2} = 0,08 + \frac{0,5}{0,085} * 3,36 = 19,845 \frac{г}{с};$$

Значение опасной скорости  $u_m$  (м/с) на уровне флюгера (обычно 10м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение приземной концентрации вредных веществ  $C_m$ , в случае  $f < 100$  определяется по формуле :

$$u_m = u_m * (1 + 0,12 \sqrt{f}) = 5,67 * (1 + 0,12 * \sqrt{10,523}) = 7,877 \frac{м}{с}$$

При опасной скорости ветра приземная концентрация вредных веществ достигает максимального значения,  $C_m = 0,098 мг/м^3$ , а ПДК приведенное к SO<sub>2</sub> равняется  $0,5 \frac{мг}{м^3}$ . Сравнивая эти значения видно что приземная концентрация даже в худшем случае меньше ПДК в пять раз. Исходя из этого санитарно-защитная зона принимается равной 500м от зданий и сооружений. Размер санитарно-защитной зоны для электростанций, работающих на газомазутном топливе, должен быть, согласно нормативным документам, не менее 500 метров.

**Таблица 4** – Перечень вредных веществ выбрасываемых в атмосферу.

Наименование вещества	Код вещества	ПДК <sub>М.Р.</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота диоксид NO <sub>2</sub>	0,301	0,085	2

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности

Проведя необходимые расчеты для помещения турбинного цеха ТЭЦ в городе Астана для района «Зеленый квартал» можно сделать следующие выводы: для создания благоприятных условий работы в турбинном цехе используется естественная вентиляция через оконные проемы и двери, искусственная вентиляция (приточно-вытяжная) состоящая из системы воздуховодов, вентиляторов для забора воздуха, калориферов, для которой был произведен расчет вентиляции, где был найден расход воздуха, который равен  $20487,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ . И по значениям  $N = 75 \text{ кВт}$  и  $n = 1000 \text{ об/мин}$  выбран электродвигатель АО2-92-6 («АО» – защитное исполнение, 92 – размер наружного диаметра, 6 – число полюсов).

Расчет зануления удовлетворил условию  $I_{к.з} \geq 3I_{пл.вст}^H$ , иными словами требованию ПУЭ, в котором говорится, что ток короткого замыкания должен превышать уставку защиты. В результате расчета выбран предохранитель серии ПН2-250 с номинальным током 100 А.

## 3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 3.1 Задание

Для отдельного района в городе Астана «Зеленый квартал» будет построен ТЭЦ для выработки тепловой и электрической энергий.

Тема дипломной работы «Проект ТЭЦ для нового района в городе Астана», где экономическая часть выполняется на тему «Экономическая эффективность строительства ТЭЦ в городе Астана в «Зеленом квартале»». В соответствии с этим при выполнении работы рассчитать:

- суммарные затраты на строительство и эксплуатацию комплекса;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

- 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  $\mathcal{E}_B = 80,64$  млн.кВт ч;
- годовой объем выработки тепловой энергии  $Q_B = 375,2$  тыс. Гкал;
- топливо – мазут;
- цена топлива  $C_T = 100$  тыс. тенге /тнт;
- максимальное число часов использования установленной мощности  $T_M = 2688$  часов.

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч будет в размере 310 гут/кВтч, а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии - 210 кгут/Гкал.

### 3.2 Расчет

Нужно произвести расчет на определение годового отпуска энергии ТЭЦ, т.е. когда работает электростанция, какое-то количество вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станции, которое 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. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик - от 6 до 16%.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В расчетах расход электроэнергии на собственные нужды будет в размере 7% ( $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ ), а тепловой энергии - 0,5% ( $Q_{\text{сн}}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам соответственно:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} * (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 80,64 * (1 - 0,07) = 74,99 \text{ млн. кВтч,}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} * (1 - Q_{\text{сн}}) = 375,2 * (1 - 0,005) = 373,32 \text{ тыс. Гкал,}$$

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

Далее по расчет будут определяться затраты на топливо, где годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{в}} * b_{\mathcal{E}} = 80,64 * 310 = 24,99 \text{ тыс. туг,}$$

$$B_{\text{T}} = Q_{\text{в}} * b_{\text{T}} = 375,2 * 210 = 78,79 \text{ тыс. туг.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_{\text{в}} = B_{\mathcal{E}} + B_{\text{T}} = 24,998 + 78,792 = 103,79 \text{ тыс. туг}$$

Поскольку затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива нужно перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет по формуле:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{в}} * K_{\text{п}}, \text{ где } K_{\text{п}} = 7000 / Q_{\text{п}}^{\text{н}}$$

По справочным данным  $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$  мазута М-100 = 39900 кДж/кг = 9522 ккал/кг

$$K_{\text{п}} = 7000 / 9522 = 0,735$$

$$B_{\text{н}} = 103,79 * 0,735 = 76,3 \text{ тыс. тнт}$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Составляющая затрат на топливо будет:

$$И_T = B_H * Ц_T = 76,3 * 100000 = 7630 \text{ млн. тенге.}$$

Нужно произвести расчет КПД использования топлива, чтобы получить 1 кВт\*ч электроэнергии нужно 123 гут, а для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$КПД_э = 123 / b_э * 100\% = 123 / 310 * 100\% = 39,677\%$$

$$КПД_T = 143 / b_T * 100\% = 143 / 210 * 100\% = 68,095\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot Э_{от} + Q_{оо}}{7 \cdot B_y} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 74,995 + 373,324}{7 \cdot 103,79} * 100\% = 60,262\% , \text{ где}$$

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.

$$З_в = Э_в * 0,15 = 80,64 * 0,15 = 12,096 \text{ млн. тенге.}$$

**Расчет затрат на заработную плату.**

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

Чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) комплекса необходимо знать его численность.

Численность персонала станции:

$$\text{ЧП} = 85 \text{ чел.}$$

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:

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

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

### Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления - денежное возмещение физического и морального износа оборудования, которые расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, вместо изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в комплекс.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ . Его величина, даже для станций одного типа, 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 определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е:

$$N_y = \mathcal{E}_в / T_m = 80,64 / 2688 * 1000 = 30 \text{ МВт.}$$

$$K = 30 * 1600 * 300 = 14400 \text{ млн. тенге,}$$

Добавляется к капитальным вложения затраты на хранение мазута,

$$K = 14400 + 107,2 = 14507,2 \text{ млн. тенге.}$$

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  $K$ :

$$I_{ао} = 0,08 * K = 0,07 * 14507,2 = 1015,5 \text{ млн. тенге.}$$

Далее нужен расчет затрат на проведение текущего ремонта, который определяются в размере:

$$I_{рем} = 0,15 * I_{ао} = 0,15 * 1015,5 = 152,3 \text{ млн. тенге.}$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





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	7630,044	1837,73	5792,31
Вода, Зв	12,096	2,91	9,18
Фонд заработной платы, Изп	86,020	20,72	65,30
Амортизационные отчисления, Иао	1015,504	244,59	770,92
Ремонт, Ир	152,326	36,69	115,64
Общестанционные, Иоб	313,462	75,50	237,96
Плата за выбросы, Ивыб	13,208	3,18	10,03
Итого затрат	9222,660	2221,32	7001,34

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_э = (И_т + З_в + И_{зп} + И_{ао} + И_{рем} + И_{общ} + И_{выб}) / \mathcal{E}_{от} =$$

$$= 2221,32 / 74,995 = 29,62 \text{ тенге/кВтч}$$

Доля топливной составляющей:

$$0,31 / 1,43 = 0,216 \text{ кгнт} * 100 = 21,6 \text{ тенге/ кВтч,}$$

$$21,6 / 29,62 * 100\% = 73\%$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_т = (И_т + З_в + И_{зп} + И_{ао} + И_{рем} + И_{общ} + И_{выб}) / Q_{от} =$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

$$=7001,34/373,324*1000=18754,1 \text{ тенге/Гкал}$$

Доля топливной составляющей:

$$210/1,43 = 146,85 \text{ кг/Гкал} * 100 = 14685 \text{ тенге/ гкал,}$$

$$14685/18754,1*100\%=78\%$$

## Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ

Это метод оценки принятия технико-экономических решений, учитывающие изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта.

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов заключается в поступающих в несколько этапов инвестиций. Длительность таких операций приводит к неопределённости оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности проектов. В данной работе будут использованы три метода: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR).

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 ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает акционерное общество. Эти денежные средства идут на 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

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV.

Далее метод расчёта внутренней нормы прибыли 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:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} (r_2 - r_1) = 10 + \frac{454,221}{454,221 - (-278,9)} \cdot 5 = 13,1\%$$

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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

## Метод расчёта окупаемости инвестиций РР

Этот метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций

$$PP = I_0 / CF_n$$

Решение произведем по методу когда CF равен по годам.

$$PP = I_0 / CF = 5139,78 / 1284,425 = 4 \text{ года.}$$

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

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Выводы

Из проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- себестоимость отпуска электрической энергии получилась в размере 29,69 тенге/кВтч, а себестоимость отпуска тепловой энергии – 18754,1 тенге/Гкал, доля топливной составляющей – 73-78%
- проект имеет не очень большой срок окупаемости: за 6 лет с учетом дисконтирования и 4 года – без учета дисконта.
- полученная согласно методу IRR степень риска ( $IRR=13,1\%$ ) позволяет сглаживать небольшие ошибки при оценке будущих денежных поступлений, что является конечно же положительным фактором, но на основе этого можно сделать вывод о небольшом запасе прочности у проекта.

Видно, что использование мазута в качестве топлива на ТЭЦ существенно осложняет конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепловой и электрической энергии региона.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



## Заключение

В выпускной работе была спроектирована ТЭЦ для города Астана района «Зеленый квартал». Произведен выбор турбины Т-50-8,8 и двух котлов Е-320-140 ГМ по годовому графику теплотребления. В ходе 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 электроэнергии. Срок окупаемости составил 4 года, а себестоимость отпуска электроэнергии 29,69 тг/кВтч, также был произведен расчет на себестоимость отпуска тепловой энергии, который составил 18754,1 тенге/Гкал. Нужно отметить также долю топливной составляющей части, которая составляет 73-78%.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет вентиляции газотурбинного отделения, представлен анализ условий труда, расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере, определение санитарно-защитной зоны.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 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. Зингер Н. М, Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем – М: «Энергия», 1976, 336 с.
5. Соколов Е. Я., Громов Н. К., Сафонов А. П. Эксплуатация тепловых сетей – М. – Л: гос. Энерг. изд, 1955, 352 с.
6. Пак М. И., Тютеебаева Г. М. Методические указания к выполнению лабораторных работ – Алматы: АИЭС, 2004, 40 с.
7. СНиП РК 2.04 – 01 – 2001 Строительная климатология – Астана, 2002, 113с.
8. СНиП РК 2.04 – 03 – 2002 Строительная теплотехника – Астана, 2002, 54с.
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. МСН 4.02 – 02 – 2004 Тепловые сети – Астана, 2005, 33с.
13. Бененсон Е. И. Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины – М.:

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



30. 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.

31. 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.

32. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.: с ил.

33. СНиП РК 4.02-42-2006 Отопление вентиляция кондиционирование

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		