






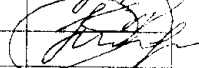
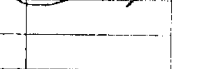
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. БЖД "уровни" 1-500-140
2. "планы" П-31Р
3. "сферическое тепловое поле" методика 50011/137

Рекомендуемая основная литература

- Гуркин В.П. "Тепловое электрическое поле"
- Смирнов Р.Н. "Результаты расчета теплового электрического поля"
- Смирнов Р.Н. "Практические тепловые поля электрических устройств"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Порасомов С.Г.	01.06.14	
БЖД	Билимеева А.С.	09.06.14	
Корпус контроль	Дудавин В.П.	07.06.14	





Аннотация к диплому.....	
Введение.....	
1. Тепловой расчет энергоблока К-500-240.....	
2. Выбор основного оборудования.....	
3. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭЦ.....	
4. Топливное хозяйство ТЭЦ.....	
5. Определение годовой нагрузки на район.....	
6. Экономическая часть.....	
7. БЖД.....	
8. Заключение.....	
9. Список используемой литературы.....	

**Введение**

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

Казахстан занимает одно из ведущих мест в СНГ по энергетическому потенциалу. В республике имеются крупные залежи углей открытых разработок, нефтяные и газовые месторождения.

Развитие энергетики, наряду с существенным влиянием на инфраструктуру экономики страны, неблагоприятно сказывается на состоянии окружающей среды. Использование органического топлива при выработке электроэнергии сопровождается вредными выбросами в атмосферу в виде газов и пыли. Особо вредным и опасным являются выбросы окислов азота. Они не только отрицательно влияют на организм человека, но и оказывают вредное воздействие на биологические процессы в природе, на почву, технику и технические сооружения.

Защита воздушного и водного бассейнов от вредных выбросов ТЭЦ (особенно окислов азота) является весьма актуальной проблемой.

В настоящем дипломном проекте рассмотрены вопросы строительства ТЭЦ в Южном Казахстане с наименьшими выбросами вредных выбросов, в частности окислов азота. Необходимость строительства крупного источника, такого как Южно- Казахстанская ТЭЦ, просматривается за расчетным периодом после 2015 года (т.е. при объеме электропотребления более 90 млрд.кВтч).

В проекте для снижения выбросов окислов азота предлагается оснастить котлы горелками с малым избытком воздуха и двухстадийным сжиганием топлива.

Предложенные мероприятия дают экономический эффект за счет снижения общего социального ущерба а также за счет снижения платы за экологию.

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





$$P_1 = 1,06 * P_{п1} = 6,7 \text{ МПа}$$

Оценим давление питательной воды  $P_{пв} = 32 \text{ МПа}$ , тогда удельная энтальпия воды за ПВД1:  $h_{пв}^B = h_{п1}^B = 1215,4 \text{ кДж/кг}$

Давление пара перед ЧСД турбины после промежуточного перегрева принято равным  $P_{пп} = 3,75 \text{ МПа}$  ( $15-20\%P_0$ ) с учетом сопротивления системы промперегрева  $P_{пп} = 1,1 * P_{пп} = 1,1 * 3,75 = 4,125 \text{ МПа}$ .

ПВД П2 питается паром из «холодной» нитки промежуточного перегрева и с учетом сопротивления линии отбора  $P_{п2} = 0,94 * P_{пп} = 0,94 * 4,125 = 3,88 \text{ МПа}$ .

Соответствующая температура насыщения  $t_{2н} = 248,5 \text{ }^\circ\text{C}$

С учетом недогрева  $t_{п2} = t_{2н} - \nu_{пвд} = 247 - 4 = 243 \text{ }^\circ\text{C}$ . И удельная энтальпия воды за подогревателем  $h_{п2}^B = 1053 \text{ кДж/кг}$ .

Третий отбор пара осуществляется после почки промперегрева. Параметры третьего и последующих отборов определяются по методу «индифферентной» точки. Для этого необходимо построить  $h-s$  диаграмму процесса в ЧВД турбины, промперегрева пара, и наметить ориентировочно  $h-s$  диаграмму процесса в ЧСД и ЧНД

Необходимо оценить КПД проточной части турбины

$$\eta_{oi}^{ЧВД} = 85 \% \text{ (учтено наличие регулирующей ступени)}$$

$$\eta_{oi}^{ЧСД} = 89 \% \quad \eta_{oi}^{ЧНД} = 80 \% \text{ (учтено наличие влажности в последних ступенях)}$$

Начальная удельная энтальпия пара  $h_0 = 3335 \text{ кДж/кг}$  Потерю давления на входе острого пара примем равной  $5\%$  откуда  $P_0 = 0,95 * P_0 = 0,95 * 23,5 = 22,3 \text{ МПа}$

Адиабатическая энтальпия пара после ЦВД  $h_{ппа} = 2890 \text{ кДж/кг}$   
действительная энтальпия  $h_{пп} = h_0 - \eta_{oi}^{ЧВД} (h_0 - h_{ппа}) = 3335 - 0,85(3335 - 2890) = 2957 \text{ кДж/кг}$

Энтальпия пара после промперегрева  $h_{пп} = 3550 \text{ кДж/кг}$ .

Оценивая давление пара после ЧСД  $P_{чсд} \approx 0,2 \text{ МПа}$

Получаем  $h_{чсда} \approx 2755 \text{ кДж/кг}$  и

$$h_{цсд} = h_{пп} - \eta_{oi}^{ЧСД} (h_{пп} - h_{чсда}) = 3550 - 0,89(3550 - 2755) = 2842,4 \text{ кДж/кг. При } P_k = 0,0033 \text{ МПа } h_{ка} \approx 2215 \text{ кДж/кг}$$

$$h_k = h_{цсд} - \eta_{oi}^{ЧНД} (h_{чсд} - h_{ка}) = 2842,4 - 0,8(2842,4 - 2215) = 2340,4 \text{ кДж/кг}$$

Для нахождения «индифферентной» точки необходимо определить абсолютный внутренний КПД ЧВД турбины

$$\eta_{iЧВД} = \frac{h_0 - h_{пп}}{h_0 - h_{пв}^B} = \frac{3335 - 2957}{3335 - 1215} = \frac{378}{2120} = 0,178$$

$$\text{Индифферентный теплоперепад } N_{инд} = \eta_{iЧВД} (h_{пп} - h_{пп}) = 0,178(3550 - 2957) = 105,6 \text{ кДж/кг}$$

Удельная энтальпия пара в «индифферентной» точке

$$h_{инд} = h_{пп} - N_{инд} = 3550 - 105,6 = 3444,4 \text{ кДж/кг}$$

Давление в индифферентной точке  $P_{инд} = 2,6 \text{ МПа}$ ,

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

Температура насыщения  $t_{\text{инд}}^{\text{н}}=225\text{ }^{\circ}\text{C}$

Принимая температурный напор для ПВД  $v_{\text{пвд}}=4\text{ }^{\circ}\text{C}$  получаем условную температуру подогретой питательной воды паром «индифферентной» точки  $t_{\text{п.инд}}=225-4=221\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Соответствующая энтальпия питательной воды при  $P_{\text{пв}}=32\text{ МПа}$   $h_{\text{пз инд}}^{\text{в}}=957\text{ кДж/кг}$

Разбивка подогрева питательной воды и основного конденсата от конденсатора турбины до индифферентной точки производится по методу геометрической прогрессии прироста энтальпии воды [12] предложенному В.Я. Рыжким.

Удельная энтальпия конденсата в конденсаторе турбины  $h_{\text{к}}^{\text{в}}=106,23\text{ кДж/кг}$ .

В соответствии с принятой тепловой схемой до индифферентной точки должно быть семь интервалов подогрева воды (седьмой интервал не реализуется)

$$\frac{\tau_{\text{инд}}}{\tau_3} = \frac{\tau_3}{\tau_4} = \frac{\tau_4}{\tau_5} = \frac{\tau_5}{\tau_6} = \frac{\tau_6}{\tau_7} = \frac{\tau_7}{\tau_8} = m$$

Сумма перепадов удельных энтальпий этих семи интервалов равно общему приросту энтальпий

$$h_{\text{пз инд}}^{\text{в}} - h_{\text{к}}^{\text{в}} = \tau_8(1+m+m^2+m^3+m^4+m^5+m^6) = \tau_8(1-m^7)/(1-m)$$

Пологая  $m=1,03$  получаем :

$$\tau_8 = (h_{\text{пз инд}}^{\text{в}} - h_{\text{к}}^{\text{в}}) \frac{1-m}{1-m^7} = (957-106,23) \frac{1-1,03}{1-1,03^7} = 110,97\text{ кДж/кг}$$

Соответственно подсчитывая удельные энтальпии воды после подогревателей

$$h_{\text{п8}}^{\text{в}} = h_{\text{к}}^{\text{в}} + \tau_8 = 106,23 + 110,97 = 217,2\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{п7}}^{\text{в}} = h_{\text{п8}}^{\text{в}} + m \cdot \tau_8 = 217,2 + 1,03 \cdot 110,97 = 331,5\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{п6}}^{\text{в}} = h_{\text{п7}}^{\text{в}} + m^2 \cdot \tau_8 = 331,5 + 1,061 \cdot 110,97 = 449,23\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{п5}}^{\text{в}} = h_{\text{п6}}^{\text{в}} + m^3 \cdot \tau_8 = 449,23 + 1,093 \cdot 110,97 = 570,49\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{п4}}^{\text{в}} = h_{\text{п5}}^{\text{в}} + m^4 \cdot \tau_8 = 570,49 + 1,125 \cdot 110,97 = 695,39\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{п3}}^{\text{в}} = h_{\text{п4}}^{\text{в}} + m^5 \cdot \tau_8 = 695,39 + 1,159 \cdot 110,97 = 824,03\text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пз инд}}^{\text{в}} = h_{\text{п3}}^{\text{в}} + m^6 \cdot \tau_8 = 824,03 + 1,194 \cdot 110,97 = 956,53\text{ кДж/кг}$$

Распределение выполнено правильно, поскольку полученное значение  $h_{\text{пз инд}}^{\text{в}}$  совпало со значениями, определенным ранее. Далее вычисляется последовательно температура подогретой воды, насыщенного греющего пара и давления пара в подогревателях

Пологая давление основного конденсата  $P_{\text{кн}} \approx 2\text{ МПа}$  и применяя где требуется линейную интерполяцию, [10] получаем:

$$t_{\text{п8}} = 51,4\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{8н}} = 51,4 + v_{\text{пнд}} = 51,4 + 0 = 51,4\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$P_{\text{п8}} = 0,1324\text{ кгс/см}^2;$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

$$t_{п7}=78,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_{7н}=78,8+0=78,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$P_{п7}=0,459 \text{ кгс/см}^2;$$

$$t_{п6}=106,7 \text{ }^\circ\text{C}; t_{6н}=106,7+ v_{пнд}=106,7+2=108,7 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$P_{п6}=1,3983 \text{ кгс/см}^2;$$

$$t_{п5}=135,3 \text{ }^\circ\text{C}; t_{5н}=135,3+v_{пнд}=135,3+2=137,3 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$P_{п5}=3,412 \text{ кгс/см}^2;$$

$$t_{п4}=164,3^\circ\text{C};$$

$$t_{4н}=164,3+v_{пнд}=164,3+2=166,3^\circ\text{C}; P_{п4}=7,379 \text{ кгс/см}^2;$$

Принимая  $P_{пв}=32$  МПа, будем искать:

$$t_{п3}=190,5^\circ\text{C}; t_{3н}=t_{п3}+ v_{пвд}=190,5+4=194,5^\circ\text{C};$$

$$P_3=14,114 \text{ кгс/см}^2=1,41 \text{ МПа};$$

Давление в патрубках отборов для ПНД определяется с учетом потери давления в линиях отборов в размере 10%

$$P_8=1,1*P_{п8}=0,1324*1,1=0,1456 \text{ кгс/см}^2=0,0146 \text{ МПа};$$

$$P_7=1,1*P_{п7}=1,1*0,459=0,505 \text{ кгс/см}^2=0,051 \text{ МПа};$$

$$P_6=1,1*P_{п6}=0,154 \text{ МПа};$$

$$P_{п5}=3,753 \text{ кгс/см}^2=0,375 \text{ МПа}$$

$$P_{п4}=1,1* P_{п4}=1,1*7,379=8,12 \text{ кгс/см}^2=0,812 \text{ МПа};$$

Потеря давления в третьем отборе принята равной 6%

$$P_{п3}=1,06* P_{п3}=1,06*14,114=14,961 \text{ кгс/см}^2=1,496 \text{ МПа}.$$

Теперь могут быть уточнены параметры процесса расширения пара в турбине:

Давление за ЧСД равно давлению в шестом отборе округленно принимаем  $P_6=0,154$  МПа

Удельная энтальпия пара за ЧСД  $h_6=2800$  кДж/кг

$$\text{Пологая } P_k=h_6-\eta_{oi}^{чнд}*(h_6-h_{ка})=2800-0,8(2800-2215)=2332 \text{ кДж/кг}.$$

Вместо ПНД4 поверхностного типа принято при разбивке подогрева по ступеням, в реальной схеме должен быть деаэратор. Рабочее давление в нем принимается несколько ниже, чем  $P_4$  по разбивке, что бы обеспечить регулирование давления в деаэраторе при колебаниях нагрузки. Принимаем  $P_d=0,7$  МПа и  $t_{дн}=170,4$  °С

Коэффициенты недовыработки пара отборов подсчитываются по формулам:

$$y_1 = \frac{h_1 - h_{пп} + h_{пп}'' - h_k}{h_0 - h_{пп} + h_{пп}'' - h_k} = \frac{3055 - 2957 + 3550 - 2332}{3335 - 2957 + 3550 - 2332} = 0,825$$

$$y_2 = \frac{h_{пп}'' - h_k}{h_0 - h_{пп} + h_{пп}'' - h_k} = \frac{3550 - 2332}{1596} = 0,763$$

$$y_3 = \frac{h_3 - h_k}{H_i} = \frac{3285 - 2332}{1596} = 0,597$$

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

$$y_4 = \frac{h_4 - h_k}{H_i} = \frac{3135 - 2332}{1596} = 0,503$$

$$y_5 = \frac{h_5 - h_k}{H_i} = \frac{2960 - 2332}{1596} = 0,393$$

$$y_6 = \frac{h_6 - h_k}{H_i} = \frac{2800 - 2332}{1596} = 0,293$$

$$y_7 = \frac{h_7 - h_k}{H_i} = \frac{2650 - 2332}{1596} = 0,199$$

$$y_8 = \frac{h_8 - h_k}{H_i} = \frac{2500 - 2332}{1596} = 0,105$$

Некоторые регенеративные подогреватели имеют охладители дренажа. Для ПВД превышение температуры охлажденного дренажа над температурой входящей воды принимается равным  $\nu_{од} = 7^\circ\text{C}$

В таком случае для подогревателя П1

$$t_{1др} = t_{п1} + \nu_{од} = 243 + 7 = 250^\circ\text{C}$$

При давлении  $P_{п1} = 6,32$  МПа удельная энтальпия дренажа  $h_{1др}^B = 1085,8$  кДж/кг

Соответственно для ПВД П2  $t_{2др} = t_{п2} + \nu_{од} = 190,5 + 7 = 197,5^\circ\text{C}$

При давлении  $P_{п2} = 3,98$  МПа;  $h_{2др}^B = 842,15$  кДж/кг. До выполнения соответствующей оценки для ПВД3 необходимо определить повышение энтальпии воды в питательном насосе, где осуществляется сжатие воды от давления в деаэраторе  $P_d = 0,7$  МПа до  $P_{пв} = 32$  МПа. Удельный объем воды при температуре насыщения в деаэраторе  $\nu \approx 0,0011$  м<sup>3</sup>/кг; Приняв внутренних относительный (гидравлический) КПД питательного насоса  $\eta_{oi}^H = 0,85$  определим повышение энтальпии воды в питательном насосе:

$$h_n = \frac{10^3 \cdot \nu_{ср} \cdot (P_{пв} - P_d)}{\eta_{oi}^H} = \frac{10^3 \cdot 0,0011 \cdot (32 - 0,7)}{0,85} = 40,3 \text{ кДж/кг}$$

В таком случае энтальпия питательной воды за питательным насосом:

$$h_{пн}^B = h_d^B + h_{ni} = 720,3 + 40,3 = 761,2 \text{ кДж/кг}$$

Соответствующая температура воды  $t_{пн} = 175,6^\circ\text{C}$ ,

Теперь можно оценить температуру дренажа из ПВД ПЗ

$$t_{3др} = t_{пн} + \nu_{од} = 175,6 + 7 = 182,6^\circ\text{C}$$

При давлении  $P_{пз} = 14,1$  кгс/см<sup>2</sup> = 1,41 МПа;  $h_{3др}^B = 774,8$  кДж/кг

Принимаем для ПНД  $\nu_{од} = 5^\circ\text{C}$

$$\text{Для ПНД П5 } t_{5др} = t_{п6} + \nu_{од} = 106,7 + 5 = 111,7^\circ\text{C}$$

При давлении в корпусе подогревателя  $P_{п5} = 0,34$  МПа

$$h_{5др}^B = 468,7 \text{ кДж/кг}$$

$$\text{Для ПНД П6 } t_{6др} = t_{п7} + \nu_{од} = 78,8 + 5 = 83,8^\circ\text{C}$$

При давлении  $P_{п6} = 1,39$  кгс/см<sup>2</sup>;  $h_{6др}^B = 350,96$  кДж/кг

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

Остальные 2 подогревателя – смешивающего типа для охладителя пара второго отбора

$t_{п02} = t_{2н} + v_{оп} = 248,5 + 10 = 258,5^\circ\text{C}$  и энтальпия пара  $h_{п02} = 2568,5$  кДж/кг ( $P_{п02} = 4,125$  МПа)

То же для охладителей пара третьего отбора:  $t_{п03} = t_{3н} + v_{оп} = 194,5 + 10 = 204,5^\circ\text{C}$  и энтальпия пара  $h_{п03} = 2807,72$  кДж/кг ( $P_3 = 1,49$  МПа)

Для пароохладителей ПНД

Для охладителей пара пятого отбора

$t_{п05} = t_{5н} + v_{оп} = 137,3 + 10 = 147,3^\circ\text{C}$  и энтальпия пара  $t_{п05} = 2754,6$  кДж/кг ( $P_5 = 0,375$  МПа)

Для охладителя пара шестого отбора:

$t_{п06} = t_{6н} + v_{оп} = 108,7 + 10 = 118,7^\circ\text{C}$  и энтальпия пара  $t_{п06} = 2712$  кДж/кг ( $P_6 = 0,154$  МПа)

Необходимо построить процесс работы пара в приводной турбине питательного насоса

На турбину забирается пар из 4<sup>го</sup> отбора с давлением 0,812 МПа и температурой 336 °С и энтальпией 3135 кДж/кг.

Учитывая потерю давления в 10% на входе пара в приводную турбину, будем иметь  $P_{птп} = 0,9 * P_4 = 0,73$  МПа.

До давления 0,26 МПа примем КПД проточной части приводной турбины насоса  $\eta_{птноi} = 0,82$

Энтальпия пара в конце этого участка  $\eta_{птноi} = 2921,8$  кДж/кг. При давлении в конденсаторе приводной турбины 0,006 МПа КПД  $\eta_{птноi} = 0,75$

$h_{птно} = h_{птно1} - \eta_{птноi} (h_{птно1} - h_{ка}) = 2921,8 - 0,75(2921,8 - 2310) = 2462,95$  кДж/кг

$h_{птно1} = h_4 - \eta_{oi}^{птно} (h_4 - h_a) = 3135 - 0,82(3135 - 2875) = 2921,8$  кДж/кг

В таблице 1 приводятся расчетные параметры пара и воды для рассматриваемой турбоустановки.

### 1.1. Расчет тепловой схемы

Относительный расход питательной воды  $\alpha_{пв} = 1 + \alpha_{уг} + \alpha_{упл} = 1 + 0,02 + 0,015 = 1,035$

Расчет регенеративной системы начинаем с расчета ПВД. В схеме включения пароохладителей, полагаем что на каждый пароохладитель ответвляется 10% расхода питательной воды.

Тогда через П1 подогреватель проходит 0,8  $\alpha_{пв}$ , через П2-0,9  $\alpha_{пв}$ , через ПЗ-полный расход питательной вод. Из уравнения теплового баланса подогревателя П1:

$\alpha_{п1} * (h_1 - h_{1др}^B) * \eta_{п} = 0,8 * \alpha_{пв} * (h_{п1}^B - h_{п2}^B)$  находим

$$\alpha_{п1} = \frac{0,8 * \alpha_{пв} * (h_{п1}^B - h_{п2}^B)}{(h_1 - h_{1др}^B) \eta_{п}} = \frac{0,8 * 1,035 * (1215,4 - 1053)}{(3055 - 1085,8) * 0,98} = 0,068$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ДП.5В071700.ПЗ

Из уравнения теплового баланса подогревателя П2:

$$\alpha_{п2} * (h_{по2} - h_{2др}^B) * \eta_{п} + \alpha_{п1} (h_{1др}^B - h_{2др}^B) * \eta_{п} = 0,9 * \alpha_{пв} * (h_{п2}^B - h_{п3}^B) \text{ находим:}$$

$$\alpha_{п2} = \frac{0,9 * \alpha_{пв} * (h_{п2}^B - h_{п3}^B) - \alpha_{п1} (h_{1др}^B - h_{2др}^B) * \eta_{п}}{(h_{по2} - h_{2др}^B) * \eta_{п}} = \frac{0,9 * 1,035 (1053 - 844,5) - 0,068 (1085,8 - 842,15) * 0,98}{(2568,5 - 842,15) * 0,98}$$

$$= 0,11$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П3:

$$\alpha_{п3} * (h_{по3} - h_{3др}^B) * \eta_{п} + (\alpha_{п1} + \alpha_{п2}) (h_{2др}^B - h_{3др}^B) * \eta_{п} = \alpha_{пв} * (h_{п3}^B - h_{п4}^B)$$

$$\alpha_{п3} = \frac{\alpha_{пв} * (h_{п3}^B - h_{п4}^B) - (\alpha_{п1} + \alpha_{п2}) (h_{2др}^B - h_{3др}^B) * \eta_{п}}{(h_{по3} - h_{3др}^B) * \eta_{п}} =$$

$$\frac{1,035 (844,5 - 761,2) - (0,068 + 0,11) (842,5 - 774,8) * 0,98}{(2807,7 - 774,8) * 0,98} = 0,037$$

Из уравнения теплового баланса пароохладителя ПО2:

$$\alpha_{п2} (h_2 - h_{по2}) \eta_{п} = 0,1 * \alpha_{пв} * (h_{по2}^B - h_{п2}^B);$$

$$h_{по2}^B = \frac{h_{п2}^B * 0,1 \alpha_{пв} + \alpha_{п2} (h_2 - h_{по2}) \eta_{п}}{0,1 \alpha_{пв}} = \frac{1053 * 0,1 * 1,035 + 0,11 (2957 - 2568,5) * 0,98}{0,1 * 1,035} = 1457,6 \text{ кДж/кг}$$

Из уравнения теплового баланса пароохладителя ПО3:

$$\alpha_{п3} (h_3 - h_{по3}) \eta_{п} = 0,1 * \alpha_{пв} * (h_{по3}^B - h_{п3}^B);$$

находим

$$h_{по3}^B = \frac{0,1 * \alpha_{пв} * h_{п3}^B + \alpha_{п3} (h_3 - h_{по3}) \eta_{п}}{0,1 * \alpha_{пв}} = \frac{0,1 * 1,035 * 844,5 + 0,037 (3285 - 2807,7) * 0,98}{0,1 * 1,035} =$$

$$1011,75 \text{ кДж/кг}$$

Из уравнения теплового баланса смешения основного потока питательной воды с потоками воды, прошедшими через пароохладители:

$$0,8 * \alpha_{пв} * h_{пв}^B + 0,1 * \alpha_{пв} * h_{по2}^B + 0,1 * \alpha_{пв} * h_{по3}^B = \alpha_{пв} * h_{пв}^{\prime}$$

Находим энтальпию питательной воды после точки смешения

$$h_{пв}^{\prime} = 0,8 * h_{пв}^B + 0,1 h_{по2}^B + 0,1 h_{по3}^B = 0,8 * 1215,4 + 0,1 * 1457,6 + 0,1 * 1011,8 = 1219,26 \text{ кДж/кг}$$

Из уравнения материального баланса деаэратора

$$\alpha_{пв} = \alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3} + \alpha_{упл1} - \alpha_3 + \alpha_{кн} + \alpha_{д4}$$

находим,

$$\alpha_{кн} = 1,035 - 0,068 - 0,11 - 0,037 - 0,01 + 0,006 - \alpha_{д4} = 0,816 - \alpha_{д4}$$

Из уравнения теплового баланса деаэратора:

$$(\alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3}) h_{3др}^B + \alpha_{упл1} * h_0 + \alpha_{кн} * h_{п5}^B + \alpha_{д4} * h_4 - \alpha_3 * h_{дн} = \alpha_{пв} * h_{дн}^B / \eta_{п} \text{ (при } P_{д} = 0,7 \text{ МПа } h_{дн}^{\prime\prime} = 2768,4 \text{ кДж/кг)}$$

$$(0,068 + 0,11 + 0,037) 774,8 + 0,01 * 3335 + (0,816 - \alpha_{д4}) * 568,9 + \alpha_{д4} * 3135 - 0,006 * 2768,4 = 1,035 * 720 / 0,98$$

$$166,6 + 33,35 + 464,2 - 568,9 * \alpha_{д4} + 3135 * \alpha_{д4} 16,61 = 761,4$$

$$2566,1 \alpha_{д4} = 313,81$$

$$\alpha_{д4} = 0,12 \quad \alpha_{кн} = 0,816 - 0,12 = 0,696$$

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

Доля расхода пара на приводную турбину питательного насоса:

$$\alpha_{\text{тп}} = \frac{\alpha_{\text{пв}} * h_{\text{н}}^{\text{а}}}{H_{\text{т}}^{\text{тп}} * \eta_{\text{н}} * \eta_{\text{мех}}^{\text{тп}}} = \frac{1,035 * 10^3 (p_{\text{пв}} - P_{\text{д}}) v_{\text{ср}}}{(3135 - 2462,9) 0,83 * 0,98} = 0,065$$

Из уравнения теплового баланса ПНД П5

$$\alpha_{\text{п5}} (h_5 - h_{5\text{др}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} (h_{\text{п5}}^{\text{B}} - h_{\text{п6}}^{\text{B}})$$

$$\alpha_{\text{п5}} = \frac{\alpha_{\text{кн}} (h_{\text{п5}}^{\text{B}} - h_{\text{п6}}^{\text{B}})}{(h_5 - h_{5\text{др}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}}} = \frac{0,696(568,9 - 450,04)}{(2960 - 468,7) 0,98} = 0,034$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П6:

$$\alpha_{\text{п6}} (h_6 - h_{\text{др6}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}} + \alpha_{\text{п5}} (h_{\text{др5}}^{\text{B}} - h_{\text{др6}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} (h_{\text{п6}}^{\text{B}} - h_{\text{п7}}^{\text{B}})$$

$$\alpha_{\text{п6}} = \frac{\alpha_{\text{кн}} (h_{\text{п6}}^{\text{B}} - h_{\text{п7}}^{\text{B}}) - \alpha_{\text{п5}} (h_{\text{др5}}^{\text{B}} - h_{\text{др6}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}}}{(h_6 - h_{\text{др6}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}}} = \frac{0,696(450,04 - 332,3) - 0,034(468,7 - 350,96) 0,98}{(2800 - 350,96) 0,98} = 0,033$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П7:

$$\alpha_7 * h_7 + (\alpha_5 + \alpha_6) h_{\text{др6}} = (\alpha_{\text{кн}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7) (h_{\text{п7}}^{\text{B}} - h_{\text{оу2}}^{\text{B}})$$

Что бы найти  $h_{\text{оу2}}^{\text{B}}$  составляем уравнение теплового баланса для подогревателя уплотнений ОУ2

$$\alpha_{\text{упл}} (h_0 - h_{\text{пун}}^{\text{B}}) \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} (h_{\text{оу2}}^{\text{B}} - h_{\text{п8}}^{\text{B}})$$

Пологая, что при  $P_{\text{пу}} \approx 0,1$  МПа

$$h_{\text{пун}}^{\text{B}} = 417 \text{ кДж/кг} \text{ и принимая во внимание, что } \alpha_{\text{кн1}} = \alpha_{\text{кн}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 = 0,696 - 0,034 - 0,033 - \alpha_7 = 0,639 - \alpha_7$$

II Вариант:

$$\text{Считая, что } h_{\text{оу2}}^{\text{B}} = h_{\text{п8}}^{\text{B}} + 20 \text{ кДж/кг} = 215,2 + 20 = 235,2 \text{ кДж/кг}$$

Найдем  $\alpha_7$

$$\alpha_7 * 2650 + (0,034 + 0,033) * 350,96 = (0,696 - 0,034 - 0,033 - \alpha_7) * (332,3 - 235,2)$$

$$\alpha_7 * 2650 + 23,5 = (0,629 - \alpha_7) * 97,1$$

$$\alpha_7 * 2673,5 = 37,6 \quad \alpha_7 = 0,014$$

Из уравнения теплового баланса П8

$$\alpha_8 * h_{\text{д}} + (\alpha_{\text{кн}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8) h_{\text{оу1}}^{\text{B}} = (\alpha_{\text{кн}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7) h_{\text{п8}}^{\text{B}}$$

Пологая что  $h_{\text{оу1}}^{\text{B}} = h_{\text{к}}^{\text{B}} + 20 = 111,88 + 20 = 131,88 \text{ кДж/кг}$

$$\alpha_8 * 2500 + (0,696 - 0,034 - 0,033 - 0,014 - \alpha_8) * 131,88 = (0,696 - 0,034 - 0,033 - 0,014) * 215,2$$

$$\alpha_8 = 0,022 \quad \alpha_{\text{кн}} = \alpha_{\text{кн}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 = 0,696 - 0,034 - 0,033 - 0,014 - 0,022 = 0,599$$

Доля расхода пара в конденсатор турбины

$$\alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_{\text{п1}} - \alpha_{\text{п2}} - \alpha_{\text{п3}} - \alpha_{\text{д4}} - \alpha_{\text{тп4}} - \alpha_{\text{п5}} - \alpha_{\text{п6}} - \alpha_{\text{п7}} - \alpha_{\text{п8}} = 1 - 0,068 - 0,11 - 0,037 - 0,12 - 0,065 - 0,034 - 0,033 - 0,014 - 0,022 = 0,497$$

В качестве проверки правильности расчета определим расход основного конденсата из уравнения материального баланса конденсатора турбины

$$\alpha_{\text{кн}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{тп}} + \alpha_{\text{оу1}}^{\text{B}} + \alpha_{\text{оу2}}^{\text{B}}$$

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП.5В071700.ПЗ

$$0,593=0,497+0,065+0,031=0,593$$

Результат совпал с полученным ранее значением.

Расход пара турбиной при чисто конденсационном режиме:

$$D^k = \frac{N}{(h_0 - h_{\text{пп}} + h_{\text{пп}} - h_k) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{ген}}} = \frac{500 * 10^3}{(3335 - 2957 + 3550 - 2340,4) 0,993 * 0,99} = 320,36 \text{ кг/с}$$

Далее определяется сумма произведений  $\sum \alpha_i y_i$

$$y_{\text{пп}} = \frac{h_{\text{тп}} - h_{\text{тп}}}{h_0 - h_{\text{тп}} + h_{\text{тп}} - h_k} = \frac{h_4 - h_k}{h_0 - h_{\text{пп}} + h_{\text{пп}} - h_k} = y_4$$

$$y_4 = \frac{3135 - 2340,4}{378 + 1209,6} = 0,5$$

В таком случае

$$\sum \alpha_i y_i = \alpha_{\text{п1}} y_1 + \alpha_{\text{п2}} y_2 + \alpha_{\text{п3}} y_3 + (\alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{тп4}}) y_4 + \alpha_{\text{п5}} y_5 + \alpha_{\text{п6}} y_6 + \alpha_{\text{п7}} y_7 + \alpha_{\text{п8}} y_8 = 0,068 * 0,825 + 0,11 * 0,763 + 0,031 * 0,597 + (0,12 + 0,065) * 0,503 + 0,034 * 0,393 + 0,033 * 0,293 + 0,014 * 0,199 + 0,022 * 0,105 = 0,2832$$

Расход острого пара на турбину

$$D = \frac{D^k}{1 - \sum \alpha_i y_i} = \frac{320,36}{1 - 0,2832} = 446,9 = 447 \text{ кг/с}$$

Расход питательной воды:  $D_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} * D = 1,035 * 447 = 462,65 \text{ т/ч}$

Расходы пара в отборы

$$D_{\text{п1}} = \alpha_{\text{п1}} * D = 0,068 * 447 = 30,39 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п2}} = \alpha_{\text{п2}} * D = 0,11 * 447 = 49,17 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п3}} = \alpha_{\text{п3}} * D = 0,037 * 447 = 16,54 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{д4}} = \alpha_{\text{д4}} * D = 0,12 * 447 = 53,64 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{тп4}} = \alpha_{\text{тп}} * D = 0,065 * 447 = 29,055 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п5}} = \alpha_{\text{п5}} * D = 0,034 * 447 = 15,198 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п6}} = \alpha_{\text{п6}} * D = 0,033 * 447 = 14,751 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п7}} = \alpha_{\text{п7}} * D = 0,014 * 447 = 6,258 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п8}} = \alpha_{\text{п8}} * D = 0,022 * 447 = 9,834 \text{ кг/с}$$

$$D_k = \alpha_k * D = 0,497 * 447 = 222,159 \text{ кг/с}$$

Для проверки правильности расчета определяется мощность турбоустановки по работающим потокам пара

$$N_{\text{п1}} = 10^{-3} * D_{\text{п1}} (h_0 - h_1) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{г}} = 10^{-3} * 30,39 (3335 - 3055) 0,993 * 0,99 = 8,365 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{п2}} = 10^{-3} * D_{\text{п2}} (h_0 - h_{\text{пп}}) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{г}} = 10^{-3} * 49,17 (3335 - 2957) 0,993 * 0,99 = 18,272 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{п2}} = 10^{-3} * D_{\text{п3}} (h_0 - h_{\text{пп}} + h_{\text{пп}} - h_3) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{г}} = 10^{-3} * 16,54 (3335 - 2957 + 3550 - 3285) 0,993 * 0,99 = 10,455 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{д}} + N_{\text{тп}} = 10^{-3} (D_{\text{д4}} + D_{\text{тп4}}) (h_0 - h_{\text{пп}} + h_{\text{пп}} - h_4) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{г}} = 10^{-3} (53,64 + 29,055) (3335 - 2957 + 3550 - 3135) 0,993 * 0,99 = 64,467 \text{ МВт}$$

$$N_5 = 10^{-3} * D_{\text{п5}} (h_0 - h_{\text{пп}} + h_{\text{пп}} - h_5) \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{г}} = 10^{-3} * 15,19 (3335 - 2957 + 3550 - 2960) 0,993 * 0,99 = 14,455 \text{ МВт}$$

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП.5В071700.ПЗ



$$N_{п6}=10^{-3} * D_{п6}(h_0 - h'_{пп} + h''_{пп} - h_6) \eta_{мех} * \eta_{г} = 10^{-3} * 14,751(3335 - 2957 + 3550 - 2800) 0.993 * 0.99 = 16,357 \text{ МВт}$$

$$N_{п7}=10^{-3} * D_{п7}(h_0 - h'_{пп} + h''_{пп} - h_7) \eta_{мех} * \eta_{г} = 10^{-3} * 6,258(3335 - 2957 + 3550 - 2650) 0.993 * 0.99 = 7,862 \text{ МВт}$$

$$N_{п8}=10^{-3} * D_{п8}(h_0 - h'_{пп} + h''_{пп} - h_8) \eta_{мех} * \eta_{г} = 10^{-3} * 9,834(3335 - 2957 + 3550 - 2500) 0.993 * 0.99 = 13,805 \text{ МВт}$$

$$N_{к}=10^{-3} * D_{к}(h_0 - h'_{пп} + h''_{пп} - h_{к}) \eta_{мех} * \eta_{г} = 10^{-3} * 222,159(3335 - 2957 + 3550 - 2332) 0.993 * 0.99 = 348,563 \text{ МВт}$$

Сумма мощностей потока:

$$\sum N_i = 8,365 + 18,272 + 10,455 + 64,467 + 14,455 + 16,357 + 7,862 + 13,805 + 348,563 = 502,601 \text{ МВт}$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.  
Погрешность составляет:

$$\delta = \frac{500 - 502,601}{500} = 0,5\%$$

Расход тепла турбогенераторной установкой

$$Q_{гв} = D_{гв}(h_0 - h_{пв}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2})(h''_{пп} - h'_{пп}) = 453,44(3335 - 1215,4) + (477 - 30,39 - 49,17)(3550 - 2957) = 1\,179\,003 \text{ кВт} = 4244,4 \text{ ГДж/ч}$$

Расход протечек пара через уплотнения  
 $D_{упл} = D_{упл1} + D_{упл2} = 4,29 + 2,15 = 6,44 \text{ кг/с}$

Расход пара на турбогенераторную установку

$$D_{гв} = D + D_{упл} = 447 + 6,44 = 453,44 \text{ кг/с}$$

Коэффициент полезного действия турбогенераторной установки:

$$\eta_{гв} = \frac{N}{Q_{гв}} = \frac{500000}{1179003} = 0,424$$

Паровая нагрузка котельной установки  
 $D_{ку} = D_{гв} + D_{гт} = 453,44 + 8,94 = 462,38 \text{ кг/с}$

$$D_{гт} = \alpha_{гт} * D = 0,02 * 447 = 8,94 \text{ кг/с}$$

Тепловая нагрузка котельной установки:

$$Q_{ку} = D_{ку}(h_{пк} - h_{пв}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2})(h_{ппк2} - h_{ппк1}) = (462,38(3324 - 1215,4) + (447 - 30,39 - 49,17)(3554,6 - 2967,4)) = 1\,190\,734 \text{ кВт} = 486,5 \text{ ГДж/ч}$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов

$$\eta_{гв} = Q_{гв} / Q_{ку} = 1\,179\,003 / 1\,190\,734 = 0,99$$

Пологая КПД котельной установки  $\eta_{ку} = 0,94$ , получаем КПД электростанции

$$\eta_{с} = \eta_{гв} \eta_{гт} \eta_{ку} = 0,424 * 0,99 * 0,94 = 0,401$$

Удельный расход условного топлива

$$B_y = 0,123 / \eta_{с} = 0,123 / 0,401 = 0,312 \text{ кг/(кВт*ч)}$$

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

## 2. Выбор основного оборудования ТЭС

Единая мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединенные энергосистемы выбирается возможно более крупной для данного вида топлива с учетом перспективного развития объединенной системы.

Паровые турбины, предназначенные для привода турбогенераторов электростанций, работающих на органическом топливе, изготавливаются по ГОСТУ 3618-82. Типы и основные технические характеристики ПТУ имеются в [3]. На ТЭЦ с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы (котел-турбина).

На проектируемой станции устанавливаются четыре блока, каждый мощностью 500 МВт. Каждый блок содержит однотипное оборудование. К установке приняты турбины ПО «Ленинградский металлический завод» типа К-500-240-4 мощностью 500 МВт с одним промперегревом, с ПНД смешивающего типа, с продольными конденсаторами, водоструйными эжекторами, турбопитательными насосами производительностью по 1500 м<sup>3</sup>/ч, с системой регулирования на огнестойком масле типа ОМТИ. Номинальная теплофикационная нагрузка турбины 50 Гкал/час, максимальная 70 Гкал/час, без сохранения номинальной мощности турбины. Производительность энергетических котлов для таких моноблоков согласно [1] выбираются по максимальному пропуску на собственные нужды и запаса в размере 3%. Параметры котла определяются выбранным типом турбины. Тип котла выбирают по необходимой производительности, параметром пара и виду топлива. Паровые котлы для ТЭЦ на органическом топливе изготавливаются по ГОСТу 36-19-82.

Производительность котла подсчитывается с запасом 3% и учетом расхода на собственные нужды:

$$D_k = (1 + \alpha + \beta) D_T^{max} = (1 + 0,03 + 0,05) * 1398 = 1509,94 \text{ т/ч.}$$

Где  $D_T^{max} = 1398 \text{ т/ч}$  – максимальный расход пара через турбину, [3]

$\alpha = 0,03$  – запас пара (В долях от  $D_T^{max}$ )

$\beta = 0,05$  – расход пара на собственные нужды (в долях от  $D_T^{max}$ )

К установке принимаются котлы Подольского машиностроительного завода типа ПП-1650-255 (П-57Р) производительностью 1650 т/ч с параметрами пара 255 кгс/см<sup>2</sup> и 545/545 °С, предназначенного для сжигания высокочазного топлива. Котлы устанавливаются по одному на блок.

В качестве генерирующих устройств устанавливаем генераторы

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

Ленинградского производственного объединения «Электросила» типа ТВВ-500 мощностью 500 МВт единой серии, с автономной системой смазки и управления.

## 2.1. Выбор деаэраторов питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течении не менее 3,5 мин. К основным деаэраторам предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации воды при пусках. Тепло выпара деаэраторов питательной воды используется в тепловой схеме электростанций [1]. Типы деаэраторов регламентируются ГОСТом 16860-77.

Максимальный расход питательной воды для котла ПП-1650-255:

$$D_{пв} = (1 + \alpha + \beta) * n * D_{к}^{ном} = (1 + 0,05 + 0) * 1 * 1650 = 1732,5 \text{ т/ч}$$

Где  $\alpha = 0,05$  – расход питательной воды на собственные нужды в долях от  $D_{к}^{ном}$ , [3].

$\beta = 0$  – расход питательной воды на продувку

$D_{к}^{ном} = 1650 \text{ т/ч}$  – номинальная производительность котла ( по заводским данным).

Минимальная полезная вместимость деаэраторного бака:

$$V = \tau_{тип} * \frac{V * D_{пв}}{60} = 3,5 * \frac{1,1 * 1732,5}{60} = 111,2 \text{ м}^3$$

Где  $V = 1,1 \text{ м}^3/\text{ч}$  - удельный объем воды, [10];

Выбирается деаэратор типа ДСП-2000, производительностью 2000 т/ч с давлением 0,7 МПа, с деаэраторным баком ДБ-150 полезной вместимостью  $150 \text{ м}^3$ . Подогрев воды в деаэраторе на 20-23 °С (данные ГОСТа 16860-77)

## 2.2. Выбор подогревателей схемы регенерации

Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяется числом имеющихся у турбины для этих целей отборов пара. При этом каждому отбору пара должен соответствовать один корпус подогревателя (за исключением деаэраторов) Турбина типа К-500-240-4 имеет восемь нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды. Основной конденсат после конденсатных насосов I ступени проходит 100%-ную очистку в БОУ и направляется в смешивающий ПНД 8, маркировка которого ПН-800-29. Конденсатные

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

насосы II ступени направляют конденсат в смешивающий ПНД 7 (ПН-800-29). Далее конденсат направляется в поверхностные ПНД 6 и ПНД 5 с маркировкой ПН-900-29-7. ПНД 7 имеет 2 сливных насоса КСВ-200-220, производительностью 200 м<sup>3</sup>/ч, напором 220 м.вод.ст. ПНД 5 имеет сливной насос КС-125-140 производительностью 125 м<sup>3</sup>/ч и напором 140 мм.вод.ст. [3].

Применение смешивающих подогревателей требует принятия дополнительных защитных мер, таких как установка обратных клапанов-мигалок на подводе пара внутри ПНД, установка без арматурной защиты от повышения кровня в виде трубопровода с гидрозатвором, соединяющего подогреватель с конденсатором турбины. Группа ПВД выполнена в одну нитку из трех последовательно включенных подогревателей типа ПВ-2300-380 [12]. Все подогреватели имеют охладители дренажа а подогреватели ПВД 1 и ПВД 2,3 также снабжены каскадно сливается в деаэратор. Уровень этого конденсата в каждом ПВД поддерживается регулятором уровня, воздействующим на клапан дренажной линии. ПВД снабжены общим байпасом от повышения уровня и обводной линией «холодного» питания котла при отключении ПВД. При повышении уровня воды в любом из корпусов ПВД до первого и второго пределов защита сначала отключает группу ПВД, а затем все питательные насосы и энергоблок. На корпусах ПВД устанавливают предохранительные клапаны для защиты от повышения давления в случае перетека пара из одного корпуса в другой через регуляторы уровня при отключении ПВД. Все регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва.

### **2.3. Выбор оборудования конденсационной установки**

Конденсационная установка включает в себя: конденсатор, конденсационные насосы, эжекторы, циркуляционные насосы. Конденсатор входит в теплообменное оборудование комплектующее турбину, и тип его всегда указан в перечне оборудования, поставляемого с турбинной, [3].

К турбоустановке К-500-240-4 устанавливается два конденсатора тика К-11520. Конденсатор приварен к четырем выхлопам ЦНД. Потери рабочего тела основного энергоблока в размере 1-2% расхода пара на турбину восполняются добавкой обессоленной воды из химической водоочистки. На линии ее подачи в конденсатор турбины установлены регуляторы уровня воды в деаэраторах РУД 1 и РУД 2. Уровень конденсата в конденсаторе

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

поддерживается регулятором уровня (РУК) установленным на линии конденсата перед ПНД 8.

Регулятор РУД 1 (нормального действия) настроен на постоянную добавку обессоленной воды в конденсатор. При аварийном понижении уровня воды в деаэраторе полностью открывается РУД 1, включается регулятор РУД 2 (аварийного действия), что приводит к повышению уровня воды в конденсатор. В результате срабатывает основной регулятор уровня в конденсаторе (РУК), увеличивается количество конденсата, поступающего на смешивающие ПНД, включаются их регуляторы уровня. В итоге это приводит к увеличению подачи конденсата в деаэратор. Вакуум в конденсаторе поддерживается изменением числа включенных в работу циркуляционных насосов (два насоса ОП6-145 на один энергоблок), а также поворотом рабочих лопаток насосов.

Также в конденсационную установку входит следующее оборудование:  
 -эжектор основной ЭП-3-50-150 (два);  
 -эжектор циркуляционной системы пусковой ЭП-1-150(один);  
 -эжектор уплотнений ЭУ-16 (один);

Типы и количества конденсатных насосов, хотя они и не указаны в оборудовании, комплектующем паровую турбину [3], должны быть выбраны так как технические решения по выбору этих насосов в зависимости от различных условий (освоения заводами новых типов насосов, нового оборудования конденсатоочистки блока, а также изменение производительности основного оборудования) могут быть не однозначны.

Конденсатные насосы выбираются по условиям максимального расхода пара в конденсатор, необходимому напору, температуре конденсата. Конденсатные насосы должны иметь резерв.

Общая подача конденсатных насосов:

$$D_{\text{к}}^{\text{нас}} = (1,1 \div 1,2) D_{\text{к}}^{\text{max}} = 1,2 * 868 = 1061,6 \text{ т/ч}$$

Где  $D_{\text{к}}^{\text{max}} = 868 \text{ т/ч}$  – расход отработанного пара в конденсатор, [11]

Коэффициент при  $D_{\text{к}}^{\text{max}}$  учитывает отвод в конденсатор дренажей системы регенерации, дренажей трубопроводов, ввод обессоленной воды и другие потоки.

Напор конденсатных насосов определяется исходя из давления в деаэраторе и преодоления сопротивления всей регенеративной системы и всего тракта от конденсатора до деаэратора, в том числе от высоты гидростатического столба в связи с установкой деаэратора на значительной высоте по условиям полпора ПН.

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

Напор КН:

$$H_{\text{кн}}=k[h_{\text{т}}+102(P_{\text{д}}-P_{\text{к}})+\sum h_{\text{пот}}]=1,2(25+102(0,7-0,0035)+90,5)=224 \text{ мм.вод.ст.}$$

$$\sum h_{\text{пот}}=4h_{\text{пнд}}+h_{\text{оу}}+h_{\text{тр}}+h_{\text{питкл}}=4*7,5+5,5+15+40=90,5 \text{ мм.вод.ст.}$$

Где  $h_{\text{пнд}}=7,5$  мм.вод.ст. – гидравлическое сопротивление ПНД [3]

$h_{\text{оу}}=5,5$  мм.вод.ст. – сопротивление охладителей уплотнений, [3];

$h_{\text{тр}}=15$  мм.вод.ст. – сопротивление клапана питания деаэратора, [3];

По приведенным расчетам выбираются:

- 1) Конденсатные насосы I ступени КС2-1600-90 в количестве двух штук, из которых один рабочий, а другой – резервный. Подача насосы 1600 м<sup>3</sup>/ч, напор 220 мм.вод.ст.
- 2) Конденсационные насосы II ступени ЦН-1600-220 в количестве двух штук, из которых один рабочий а другой – резервный. Подача насоса 1600 м<sup>3</sup>/ч, напор 220 мм.вод.ст

#### **2.4. Выбор питательных насосов**

Для электростанций с блочными схемами количество и производительность питательных насосов должны соответствовать следующим нормам:

- 1) Подача питательных насосов определяется максимальным расходом питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%;
- 2) На блоках с критическим давлением пара устанавливается ПН с турбоприводом, один подачей 100% или два по 50% куждый

При установке на блок одного турбонасоса подачей 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромuftой, подачей 30-50%. При установке на блок двух турбонасосов подачей по 50% насос с электроприводом не устанавливается, к турбонасосам предусматривается резервный подвод пара [1];

Для обеспечения нормальной бескавитационной работы главного и пускорезервного питательных насосов на блоках с критическими параметрами пара устанавливается группа предвключенных насосов.

В тепловой схеме турбоустановки К-500-240-4 устанавливается:

- 1) Два предвключенных питательных насоса ПД-1600-180 производительностью 1045 м<sup>3</sup>/ч и напором 129 мм.вод.ст каждый;
- 2) Два питательных турбонасоса ПН-1500-350 подачей 1500 м<sup>3</sup>/ч и напором 350 мм.вод.ст каждый;

						<i>ДП.5B071700.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

Оборудование для привода питательного турбонасоса включает в себя (для каждого):

- Турбина питательного турбонасоса – ОК-18-ПУ с параметрами пара 11,2 атм и температурой 375 °С;
- Конденсатор ТПН КП-1200;
- Конденсатный насос ПТН-КС-50-55, подачей 50 м<sup>3</sup>/ч и напором 55 мм.вод.ст.
- эжектор конденсаторный ТПН-ЭО-30
- эжектор пусковой ТПН-ЭП-150-II
- эжектор системы отсоса ТПН-ЭУ-430

## 2.5. Выбор баков запаса обессоленной воды

На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых все здания. На блочных электростанциях емкость баков принимается на 30 минут работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4000 м<sup>3</sup>

Емкость баков:

$$V_{б} = 0,5 * D_{пв} = 0,5 * n_{бл} * D_{к}^{ном} = 0,5 * 4 * 1650 = 3300 \text{ м}^3, \text{ где } 0,5 = 30 \text{ мин}$$

$D_{к}^{ном} = 1650 \text{ т/ч}$  – производительность котла;

$n_{бл} = 4$  – количество блоков;

К установке принимается 2 бака по 3000 м<sup>3</sup>

## 2.6. Выбор насосов баков обессоленной воды

Подача и количество насосов, откачивающих воду из БОВ должны обеспечивать одновременную нормальную подпитку цикла и 30%-ного расхода питательной воды. Насосы устанавливаются в количестве не менее 2-х без резерва (при условии):

$$D_{нас} = \alpha_{ут} * D_{к} * n_{бл} + 0,3 * D_{пв}^{бл} = 0,02 * 1650 * 4 + 0,3 * 1650 = 627 \text{ т/ч}$$

Второе условие: Емкость баков и подача насосов должны обеспечивать для ТЭЦ с мощностью блоков более 300 МВт совмещенный пуск двух блоков. Ориентировочно на пуск прямоточного котла требуется 30%  $D_{н}$ , [1];

Таким образом, по второму условию:

$$D_{нас} = 0,3 * D_{пв}^{бл} * n_{бл} = 0,3 * 1650 * 4 = 1980 \text{ т/ч}$$

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

Выбираем 4 насоса типа Д-500-36. Подача насосов 500 м<sup>3</sup>/ч, напор 36 мм.вод.ст. Допустимый кавитационный запас – 5 м. (ГОСТ.10272-77) [5]

### 2.7. Выбор оборудования теплофикационных установок ТЭЦ

На ТЭЦ подогреватели сетевой воды устанавливаются не менее чем на двух блоках. При выходе из работы одной установки сетевых подогревателей оставшиеся должны обеспечить 70% максимальной тепловой нагрузки, [1].

Сетевая установка турбины К-500-240-4 включает в себя:

- 1) Подогреватель сетевой воды основной ПСВ-500-3;
- 2) Подогреватель сетевой воды пиковый ПСВ-315-14;
- 3) Насос сетевой воды – СЭ-1250-140 производительностью 1250 м<sup>3</sup>/ч, напором 140 мм.вод.ст.
- 4) Дренажный насос ПСВ-500-3 – КС-125-140, подачей 125 м<sup>3</sup>/ч, напором 140 мм.вод.ст.

### 2.8. Производительность ХВО ГРЭС

Расчетную производительность обессоливающей или испарительной установки для КЭС следует принимать равной 2% производительности устанавливаемых котлов. Величина производительности обессоливающей установки принимается для электростанции с прямоточными котлами при мощности блока 500 МВт – 50 т/ч

### 2.9. Выбор и расчет системы технического водоснабжения

Тепловые и атомные электростанции потребляют значительное количество воды для конденсации пара в конденсаторах паровых турбин, обеспечиваемое техническим водоснабжением эл. станций. Потребителями технической воды являются также маслоохладители главных турбин и вспомогательного оборудования, охладители водорода и конденсата статоров электрогенераторов, охладители водорода и конденсата статоров электрогенераторов, охладители воздуха возбудителей, система охлаждения подшипников механизмов и т.п. В связи с тем, что для котла П-57 Р принято твердое шлакоудаление, техническая вода также используется в системе гидротранспорта золы и шлака, для гидроуборки в тракте топливоподачи.

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



Основные потребители технической воды-конденсаторы паровых турбин – являются частью низкопотенциального комплекса электростанции, включающего также ЦНД турбин, систему технического водоснабжения с водоохладителями, где осуществляется передача теплоты конденсации пара окружающей среде.

Поставляемый с турбиной конденсатор (К-500-240-4) типа К-11520 имеет 2 хода по воде. Конденсатор выполнен регенеративного типа с нагревом переохлажденного конденсата до температуры насыщения отработавшего пара; поверхность нагрева выполнена из латунных трубок диаметром 24-28 мм. Техническая вода из водоохладителя при помощи циркуляционных насосов поступает по подводным каналам (водоводам) в водяные камеры конденсаторов, проходит по их трубной системе и затем сбрасывается по отводящим каналам снова в пред охладитель.

Наиболее распространенный источник технической воды для электростанции – реки. В тех случаях, когда дебит реки значительно превышает потребление технической воды электростанцией (В 3-4 раза и более) применяют прямоточную систему водоснабжения. Обратная система водоснабжения характеризуется многократным использованием технической воды. Ее применяют в тех случаях, когда в районе сооружения электростанции нет источника с достаточным расходом воды или ее ресурсы исчерпаны другими потребителями. В качестве водоохладителя в обратной системе водоснабжения используют водоем-охладитель, либо градирни. Система технического водоснабжения проектируемой ТЭЦ решена по оборотной схеме, с созданием водохранилища – охладителя в котловине озера Шандаксар. Источником технического водоснабжения ТЭЦ принят канал Иртыш – Караганда, единственная постоянно действующая водная артерия этого района Казахстана канал Иртыш – Караганда имеет производительность  $75 \text{ м}^3/\text{сек}$  летом и  $42 \text{ м}^3/\text{с}$  зимой. Вода на наполнение и подпитку водохранилища поступит через водозабор подпитки водохранилища Экибастузской ГРЭС-1, транзитом, через водохранилище ЭГРЭС-1. Площадь водохранилища – охладителя составляет  $40 \text{ км}^2$ . В состав сооружений подпитки входят: открытый самотечный канал с сооружениями трубчатый водосброс, шлюз – регулятор, мостовые переходы через канал, сопрягающее устройство в концевой части канала.

Из водохранилища – охладителя охлажденная вода забирается с глубины 12м, посредством водозабора. Глубинной водозабор состоит из 16 водозаборных галерей длиной по 51,5 м каждая и 16 водоподводящих галерей длиной по 110 м, соединенных попарно. Все конструкции

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

выполняются из сборного железобетона. Подача воды на конденсаторы турбин осуществляется насосными станциями. Расход охлаждающей воды по характеристике конденсатора составляет на каждый конденсатор – 51480 м<sup>3</sup>/ч, с температурой 12 °С, кратность охлаждения 59,7 кг/кг. Каждая блочная насосная станция запроектирована на 8 насосов типа ОП6-145 КЭ и обеспечивает подачу циркуляционного расхода в размере от 48,8 м<sup>3</sup>/сек до 62 м<sup>3</sup>/сек.

### 3. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС

Определение максимального часового расхода топлива котлоагрегатом П-57 Р (ПП-1650-255)

При следующих исходных данных:

Паропроизводительность котлоагрегата	$D_{пе} = 1650$ т/ч
Давление пара за паровой задвижкой	$P = 23,5$ МПа
Температура перегрева пара	$t_{пе} = 540$ °С
Паропроизводительность по вторичному пару	-
Давление вторичного пара на входе	$D_{втпе} = 1320$ т/ч
Давление вторичного пара на входе	$P'_{втпе} = 4,125$ МПа
Давление вторичного пара за паровой задвижкой	$P''_{втпе} = 3,75$ МПа
Температура вторичного пара на входе	$t'_{втпе} = 299$ °С
Температура перегрева вторичного пара	$t''_{втпе} = 540$ °С
Температура питательной воды	$t_{пв} = 276$ °С
Топливо - Экибастузский каменный уголь СС	

По виду котла и виду топлива согласно табл. 2,1. 2,2 [8] Выбираем молотковые мельницы и индивидуальную схему пылеприготовления с прямым вдуванием. По табл. I п,7 [6] определяется состав и технические характеристики топлива:

$$\begin{aligned}
 A^p &= 38,1\% & C^p &= 43,4\% \\
 W^p &= 7\% & H^p &= 2,9\% \\
 V^r &= 30\% & N^p &= 0,8\% \\
 S_k^p &= 0,4\% & O^p &= 7\% \\
 S_{ор}^p &= 0,4\% & Q_H^p &= 4000 \text{ ккал/кг} = 16760 \text{ кДж/кг} \\
 W^п &= 1,75 \frac{\%10^3 \text{ кг}}{\text{ккал}} = 0,41 \frac{\% \text{ кг}}{\text{МДж}}; & A^п &= 9,53 \frac{\%10^3 \text{ кг}}{\text{ккал}} = 2,27 \frac{\% \text{ кг}}{\text{МДж}}
 \end{aligned}$$

По табл. П-8 [6], принимается температура уходящих газов  $V_{yx}=130$  °С, так как  $W^p < 3 \frac{10^3 \text{ кг}}{\text{ккал}}$

По таблице § 17-25 [2] применяется температура воздуха на входе в воздухоподогреватель  $t_{вп}^{01} = 30$  °С

По типу выбранного котлоагрегата, виду топлива и рекомендаций прил. П.А.[6] принимается твердое шлакоудаление. По таблице П-10 [6] температура горячего воздуха принимается  $t_{гв} = t_{вп}^{011} = 350$  °С

По  $t_{гв} = 350$  °С и по заводским конструкциям котлоагрегата принимается одноступенчатый трубчатый воздухоподогреватель.

Расчет:

Часовой расход топлива  $V = \frac{Q_{ка}}{Q_p^p * \eta_{ка}}$ , кг/ч

Где  $Q_{ка}$  – полное количество тепла, полезного отданного в котлоагрегате, кДж/ч;

$Q_p^p$  – располагаемое тепло на 1 кг твердого топлива, кДж/кг;

$\eta_{ка}$  – коэффициент полезного действия брутто котлоагрегата %;

$Q_{ка} = D_{пс}(h_{пп} - h_{пв}) + D_{втпе}(h_{втпе}'' - h_{втпе}') \quad \text{где} \quad D_{пс}$  – количество выработанного перегретого пара (при выработке только перегретого пара, что чаще всего встречается  $D_{пс}$  равно паропроизводительности котлоагрегата  $D$ ), кг/с

$h_{пп}$  – энтальпия перегретого пара,  $h_{пп} = 3329$  кДж/кг;

$h_{пв} = 1211,4$  кДж/кг – энтальпия питательной воды;

$D_{втпе} = 1320$  т/ч – расход пара через вторичный перегреватель;

По таблице XXIV и XXV, [6]:  $h_{втпе}'' = 3536,4$  кДж/кг

$$h_{втпе}' = 2940 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{ка} = 1650 * 10^3 (3329 - 1211,4) + 1320 * 10^3 (3536,4 - 2940) = 4281,42 * 10^6 \text{ кДж/ч}$$

Располагаемое тепло на 1 кг топлива

$$Q_p^p = Q_H^p + Q_{внеш} + h_{тл}, \text{ кДж/кг};$$

Где  $Q_{внеш}$  – тепло затраченное на подогрев воздуха, поступающего в котлоагрегат; кДж/кг;

$$Q_{внеш} = \beta[(J_B^0) - J_{хв}] = 1,06(410 - 175) = 248,8 \text{ кДж/кг}$$

$h_{тл}$  – физическое тепло топлива, кДж/кг;

$$h_{тл} = C_{тл} * t_{тл} = 101,18 \text{ кДж/кг}$$

по гл. III [6]  $t_{тл} = 75$  °С

$$Q_p^p = 16760 + 248,8 + 101,18 = 17110 \text{ кДж/кг}$$

Коэффициент полезного действия котлоагрегата, брутто

$$\eta_{\text{ка}}=100-\sum q, \%$$

где  $\sum q$ -суммарная потеря тепла котлоагрегатом, определяется

$$\sum q=q_2+q_3+q_4+q_5+q_{\text{бшл}}+q_{\text{бохл}}$$

$q_2$ -потеря тепла с уходящими газами

$$q_2=\frac{(J_{\text{yx}}-\alpha_{\text{yx}}*J_{\text{хв}}^0)(100-q_4)}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}$$

По табл. XVI и XVIII, принятой компоновке поверхностей нагрева и типу котлоагрегата, определяется  $\alpha_{\text{yx}}$ :

$$\alpha_{\text{yx}}=\alpha_{\text{т}}+\Delta\alpha_{\text{пе}}+\Delta\alpha_{\text{втпе}}+\Delta\alpha_{\text{вп}}+\Delta\alpha_{\text{эк}}+\Delta\alpha_{\text{пз}}+\Delta\alpha_{\text{пер.п}} \text{ где } \alpha_{\text{т}}=1,2, \text{ топка открытая}$$

$\Delta\alpha_{\text{пе}}=0,03$ -присос воздуха в газоход первичного пром-перегревателя;

$\Delta\alpha_{\text{втпе}}=0,03$  – присос воздуха в газоход вторичного пром-перегревателя;

$\Delta\alpha_{\text{вп}}=0,03$  – присос воздуха в газоход ТВП;

$\Delta\alpha_{\text{эк}}=0,02$  – присос воздуха в газоход экономайзера;

$\Delta\alpha_{\text{пз}}=0,03$  присос в газоход первичного перегревателя;

$\Delta\alpha_{\text{пер.п}}=0,03$ -присос в газоход переходной зоны;

$$\alpha_{\text{yx}}=1,2+0,03+0,03+0,03+0,02+0,03+0,03=1,37$$

Теплосодержание уходящих газов

$$J_{\text{yx}}=J_{\text{Г}}^0+(\alpha_{\text{yx}}-1)*J_{\text{В}}^0+J_{\text{зл}}, \text{ кДж/кг};$$

$$\text{Так как } \alpha_{\text{ун}}*A^{\text{п}}=0,8*2,27>1,4 \frac{\% \text{ кг}}{\text{кДж}}$$

Где  $\alpha_{\text{ун}}=0,8$ -доля золы уносимой газами табл XVIII [6],

То теплосодержание золы  $J_{\text{зл}}$  учитывается,

$$J_{\text{зл}}=(CV)_{\text{зл}}*\frac{A^{\text{п}}}{100}*\alpha_{\text{ун}}=107,3*\frac{38,1}{100}*0,8=32,7 \text{ кДж/кг}$$

Где  $(CV)_{\text{зл}}$ -теплосодержание 1 кг золы;

$J_{\text{Г}}^0$ -теплосодержание газов при  $\alpha=1$  и  $V_{\text{yx}}$ , табл. XIV [6]

$$J_{\text{Г}}^0=159+\frac{322-159}{100}*30=207,9 \text{ ккал/кг}=871,1 \text{ кДж/кг}$$

$J_{\text{В}}^0$ -теплосодержание теоретически необходимого количества воздуха при температуре  $V_{\text{yx}}$ :

$$J_{\text{В}}^0=140+\frac{281-140}{100}*30=182,3 \text{ ккал/кг}=763,8 \text{ кДж/кг}$$

$$J_{\text{yx}}=871,1+(1,37-1)*763,8+32,7=1186,3 \text{ кДж/кг};$$

Теплосодержание холодного воздуха  $J_{\text{хв}}^0$  по таблице XIV [6] для Экибастузского каменного угля при  $t_{\text{хв}}=30$  °С

							Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

ДП.5В071700.ПЗ

$$J_{\text{хв}}^0 = \frac{140}{100} * 30 = 42 \text{ ккал/кг} = 175,9 \text{ кДж/кг}$$

Потери тепла с механическим недожогом  $q_4 = 1,5\%$  [6]

$$q_2 = \frac{(1186,3 - 1,37 * 175,9)(100 - 1,5)}{17110} = 5,44\%$$

$q_3$ -потеря тепла от химического недожога,  $q_3 = 0,5\%$  [6]

$q_5 = 0,2\%$  - потеря тепла от наружного охлаждения котлоагрегата, рис 5-1 [6];

$q_{6\text{шл}}$ -потеря с физическим теплом шлака, %;

$$q_{6\text{шл}} = \frac{a_{\text{шл}} * (ct)_{\text{шл}} * A^p}{Q_p^p} = \frac{0,2 * 560,6 * 38,1}{17110} = 0,249\%$$

где  $a_{\text{шл}} = 1 - \alpha_{\text{вн}} = 1 - 0,8 = 0,2$

$(ct)_{\text{шл}}$ -теплосодержание шлака, кДж/кг, по таблице XIII [6]. Температура шлаков при сухом шлакоудалении принимается равной  $600 \text{ }^\circ\text{C} = (ct)_{\text{шл}} = 560,6 \text{ кДж/кг}$

Коэффициент полезного действия котлоагрегата

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - \sum q = 100 - (5,44 + 0,5 + 1,5 + 0,2 + 0,249) = 92,1\%$$

$q_{6\text{ох}}$ -потеря тепла на охлаждение не включенных в циркуляцию котла панелей и балок, отсутствует.

Расход топлива котлоагрегатом

$$B = \frac{4281,42 * 10^6}{17110 * 92,1} * 100 = 271692 \text{ кг/ч}$$

### 3.1. Выбор тягодутьевых устройств

Тягодутьевые машины предназначены для следующих целей:

- 1) Обеспечение тяги и дутья;
- 2) Транспорт пыли;
- 3) Вентиляцию систем пылеприготовления;
- 4) Рециркуляции дымовых газов для регулирования температуры перегрева пара.

Количество тягодутьевых машин

Выбираем два дымососа и два вентилятора

Выбор типоразмеров тягодутьевых машин

Выбор производится предварительно по сводным графикам характеристик тягодутьевых машин и затем окончательно по аэродинамическим характеристикам машин [7] рис. УП-39÷УП÷95 на основании  $Q_p$  (расчетной производительности машин,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) и  $H_p^{\text{пр}}$  (приведенного полного давления машины,  $\text{кг}/\text{м}^2$ )

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП.5В071700.ПЗ

Расчетная производительность машины, определяется по формуле:

$$Q_p = \beta_1 * V * \frac{760}{h_{бар}}; \text{ м}^3/\text{ч};$$

Где  $\beta_1$ -коэффициент запаса по производительности для дымососов и вентиляторов,  $\beta_1 = 1,1$ , [1], п.5,12;

$$h_{бар} = 760 \text{ мм.рт.ст};$$

$V$ -расход газов воздуха при нормальной нагрузке котлоагрегата,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ; При установке двух машин расход через каждую машину равен  $Q_h/2$ .

$$\text{Для дымососа: } V = V_d = B_p(V_{гyx} + \Delta\alpha V^0) * \frac{V_d + 273}{273}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Где  $B_p$ -расчетный расход топлива с у четом механического недожога,

$$B_p = B * \left(\frac{100 - q_4}{100}\right) = 271692 * \frac{100 - 1,5}{100} = 267617 \text{ кг/ч}$$

$\Delta\alpha$  – присос воздуха в газоходах и золоуловителях котельной установки на участке «выход воздухоподогревателя – вход в дымосос», по табл. XVI [6]

$$\Delta\alpha = 0,01 * 2 = 0,02$$

$V_d$ -температура дымовых газов у дымососа, при величине присоса за воздухоподогревателем  $\Delta\alpha \leq 0,1$ , принимается равной температуре газов за воздухоподогревателем (температуре уходящих газов),  $V_d = 130 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$V_{гyx}$ -объем продуктов горения на 1кг топлива при избытке воздуха  $\alpha_{yx}$  за воздухоподогревателем:

$$V_{гyx} = V_r^0 + 1,0161 * V^0 + (\alpha_{yx} - 1), \text{ нм}^3/\text{кг};$$

Где  $V_r^0$  и  $V^0$  определяется по [6], табл. XI

$$V^0 = 4,42 \text{ нм}^3/\text{кг}; V_r^0 = 4,79 \text{ нм}^3/\text{кг}; \alpha_{yx} = 1,37;$$

$$V_{гyx} = 4,79 + 1,0161 * 4,42(1,37 - 1) = 6,45 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_d = 0,5 * 267617(6,45 + 0,02 * 4,42) * \frac{130 + 273}{273} = 1311 * 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_p = 1,1 * 1311 * 10^3 * \frac{760}{760} = 1413,5 * 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим приведенное расчетное полное давление дымососа:

$$H_p^{pp} = K_p * H_p, \text{ кг/м}^2;$$

Где  $K_p$ -коэффициент приведения расчетного давления дымососа к условиям для которых поставлена заводская характеристика дымососа:

$$K_p = \frac{0,132 * T}{\rho_0 * T_{зав}} * \frac{760}{h_{бар}}$$

Где  $\rho_0$ -плотность воздуха или газов при  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $760 \text{ мм.рт.ст.}$  для воздуха  $\rho_0 = 0,132 \text{ кгс/м}^4$ , для газов  $\rho_0 = 0,132 \text{ кгс/м}^4$ ;

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП.5В071700.ПЗ

Лист

М р находится по [7], рис УП-26 в зависимости от парциального давления водяных паров:

$$\chi_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{гyx}} = \frac{0,502}{6,18} = 0,08 \quad M p = 1,015$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{yx} - 1)V^0 = 0,48 + 0,0161(1,37 - 1) \cdot 4,42 = 0,502 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$\text{Для газов } \rho_0 = 0,132 \cdot 1,015 = 0,133 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$$

T-абсолютная температура воздуха или газов у дымососа,

$$\text{K: } T = 130 + 273 = 403 \text{ K};$$

T<sub>зав</sub>-абсолютная температура воздуха по заводской характеристике машины, принимается по [7], рис УП-30÷УП-36, t<sub>зав</sub>=100 °С, T<sub>зав</sub>=100+273=273 К;

$$K_p = \frac{0,132}{0,133} \cdot \frac{403}{373} \cdot \frac{760}{760} = 1,04$$

H<sub>p</sub>-расчетное полное давление машины, определяется по формуле:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{п}, \text{ кг/м}^2;$$

Где  $\beta_2$ -коэффициент запаса по давлению, для дымососа равна 1,2, для вентилятора -1,15 [I], п.5,12;

$\Delta H_{п}$ -перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора, принимаем по аналогии с подобным котлоагрегатом  $\Delta H_{п} = 300 \text{ кг/м}^2$

$$H_p^{np} = 360 \cdot 1,04 = 375 \text{ кг/м}^2$$

По  $Q_p = 1413,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $H_p^{np} = 375 \text{ кг/м}^2$  рассматриваем дымососы [7] ДОД-43, n=370 об/мин, имеющий при расчетной нагрузке максимальный КПД

$$\eta_{расч} = 0,805, \text{ что составляет } \frac{80,5}{81,5} \cdot 100 = 98,7\% \text{ от максимального КПД.}$$

Так как «нормы технологического проектирования» [I] предусматривают обеспечение 1 дымососом при сжигании каменных углей 50% номинальной нагрузки котла, производим проверку:

Расход газов при  $0,5 D_{ном}$

$$V_d^{0,5} = 1311 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 0,5 = 1311 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Согласно рис VII-67 [7] данная нагрузка дымососом обеспечивается.

Для дутьевого вентилятора:

Рециркуляции горячего воздуха нет

$$V = V_{xв} = B_p \cdot V^0 (\alpha_T - \Delta \alpha_T - \Delta \alpha_{плу} + \Delta \alpha_{вп}) \frac{t_{xв} + 273}{273}; \text{ м}^3/\text{ч};$$

Где  $\Delta \alpha_T, \Delta \alpha_{плу}$ -соответственно присосы воздуха в топке и пылеприготовительной установке, [6];

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5B071700.ПЗ

$$\alpha_T=0,07 \quad \Delta\alpha_{плу}=0,04 \quad \alpha_T=1,2 \quad \Delta\alpha_{вп}=0,03$$

$t_{хв}=30$  °С-температура холодного воздуха на входе в вентилятор

$$V=V_{хв}=267617*4,42(1,2-0,07-0,04-0,03)\frac{30+273}{273}=1383,5*10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчетная производительность дутьевых вентиляторов

$$Q_{дв}=\beta_1*V\frac{760}{760}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

Где  $\beta_1=1,1$  – коэффициент запаса, [1];

$$Q_{дв}=1,1*1383,5*10^3*1=1522*10^3 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ производительность одного ДВ}$$

$$Q_{дв}^I = Q_{дв}/2=1522*10^3/2=761*10^3 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Приведенное расчетное полное давление ДВ

$$H_p^{пп}=K_p*H_p, \text{ кгс}/\text{м}^2;$$

$$K_p=\frac{0,132}{\rho_0}*\frac{T}{T_{зав}}*\frac{760}{h_{бар}}$$

Где  $\rho_0=0,132$  – для воздуха при нормальных условиях

$T=303$  К – абсолютная температура холодного воздуха

$T_{зав}=303$  К – абсолютная температура воздуха при заводской характеристике [7]

$$K_p=\frac{0,132}{0,132}*\frac{303}{303}*\frac{760}{760}=1$$

Расчетное полное давление ДВ:  $H_p=\beta_2*\Delta H_n, \text{ кгс}\cdot\text{м}^2$

$\beta_2=1,15$  – коэффициент запаса по давлению [1]

Перепад полных давлений  $\Delta H_n$  принимаем по аналогии с подобным котлоагрегатом  $\Delta H_n = 330 \text{ кгс}/\text{м}^2$

$$H_p=1,15*330=380 \text{ кгс}/\text{м}^2$$

$$H_p^{пп}=1*380=380 \text{ кгс}/\text{м}^2$$

По  $Q_{дв}^I=761*10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $H_p^{пп}=380 \text{ кгс}/\text{м}^2$  рассматриваем вентиляторы ВДОД-31,5  $n=590$  об/мин, имеющий при расчетной нагрузке максимальный КПД  $\eta_{расч}=0,753$ , что составляет  $\frac{75,3}{82,7}*100=91\%$

Расход воздуха при  $0,5D_n$   $V^{0,5}=1383,9*10^3*0,5=691,9 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Эту нагрузку, согласно [7], ВДОД-31,5 обеспечивает.

Также на каждый котел устанавливается следующее оборудование:

-два центробежных вентилятора на первичном воздухе типа ВДН-25х2-П, производительностью  $433*10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$  напором  $-935 \text{ кгс}/\text{м}^2$ ;

-центробежный вентилятор рециркуляции воздуха в первичный тракт типа



ВГДН-21, производительностью  $115 \cdot 10^3$ , напором  $-214 \text{ кгс/м}^2$

### 3.2. Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования

Выбор схем пылеприготовления производится на основании данных табл. 2-2, рис 2-1 [8], в зависимости от влажности, съема влаги  $\Delta W$ , паропроизводительности котла  $D$ , вида топлива и способа сушки топлива.

$$\text{Съем влаги } \Delta W = \frac{W_1 - W_{пл}}{100 - W_{пл}}$$

Где  $W_1$  - начальная влажность топлива, %  $W_1 = W_p = 7\%$

$W^{пл}$  - влажность пыли, табл 1-1 [8],  $W^{пл} = 1,5\%$

$$\Delta W = \frac{7 - 1,5}{100 - 1,5} = 0,066$$

По табл. 2-2 [8] принимаем индивидуальную замкнутую схему с прямым вдуванием, с ММ и сушкой горячим воздухом. К установке принимаем 8 молотковых мельниц типа ММТ.

Наибольшая производительность мельницы ограничивается установленными собственно размола или условиями сушки. Размольная производительность мельницы  $B_M^{разм}$  - это наибольшее количество заданного топлива, которое может быть размолото в данной мельнице за 1 до пыли и определенной тонкости, исходя из условий затраты определенной энергии.

Сушильная производительность  $B_M^{разм}$  - это наибольшее количество заданного топлива, которое может быть выпущено в процессе размола в течении 1 ч в данной мельнице со снижением его начальной влажности  $W^p$  до конечной влажности пыли  $W^{пл}$ . Определяем необходимую производительность одной мельницы

$$B_M^p = \frac{B}{z_M - 1} = \frac{271,7}{8 - 1} = 38,8 \text{ т/ч}$$

Где  $B = 271,7 \text{ т/ч}$  – расход топлива на котел;

$z_M = 8$ шт – принятое количество мельниц

Для выбора типоразмера мельницы по справочным таблицам, производим пересчет производительности мельницы по Подмосковному углю:

$$B = B \cdot \frac{K_{ло} \cdot \Pi_{вл1} \cdot \Pi_{вл2} \cdot \Pi_{др} \cdot \left(\ln \frac{100}{R_{90}}\right)^{0,6}}{K_{ло} \cdot \Pi_{вл1} \cdot \Pi_{вл2} \cdot \Pi_{др} \cdot \left(\ln \frac{100}{R_{90}}\right)^{0,6}} \cdot \text{Т/ч};$$

Индекс «'» относится к Подмосковному углю, индекс «» - Экибастузскому СС.

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

Коэффициент размо­лос­пособности  $K_{\text{ло}}$  по табл. 1-1 [8]

$$K_{\text{ло}}^{\dot{}} = 1,7 \quad K_{\text{ло}}^{\ddot{}} = 1,35$$

Коэффициент  $\Pi_{\text{вл}1}^{\dot{}}$  для подмосковного Б:

$$\Pi_{\text{вл}1}^{\dot{}} = \sqrt{\frac{K^2 - (W^{\text{cp}})^2}{K^2 - (W^{\text{ги}})^2}} = \sqrt{\frac{36,3^2 - 17,6^2}{36,3^2 - 7,5^2}} = 0,89$$

Где  $\Pi_{\text{вл}1}$ ,  $\Pi_{\text{вл}2}$  – коэффициенты учитывающие влияние влажности топлива на его размо­лос­пособность и его сырого топлива

$$K = 1 + 1,07 * W^{\text{p}} = 1 + 1,07 * 33 = 36,3$$

$W^{\text{ги}}$ -влажность топлива гигроскопическая,  $W^{\text{ги}} = 7,5\%$ , [6];

$$W^{\text{cp}}\text{-средняя влажность топлива, } W^{\text{cp}} = \frac{W_{\text{м}}^{\dot{}} + 6W^{\text{пл}}}{7} = \frac{33 + 6 * 15}{7} = 17,6\%$$

$W_{\text{м}}^{\dot{}}$ -влажность топлива перед мельницей,  $W_{\text{м}}^{\dot{}} = W^{\text{p}}$ , так как топливо перед мельницей не подсушивается

$\Pi_{\text{др}}$ -коэффициент пересчета на другой зерновой состав топлива, равен 1 (остаток  $R_5 = 20\%$ )

Для Экибастузского СС

$$W^{\text{ги}} = 2,5\% \text{ см. табл. 1,1 [8]}$$

$$W^{\text{p}} = 7\%$$

$$K = 1 + 1,07 * W^{\text{p}} = 1 + 1,07 * 7 = 8,49$$

$$W^{\text{cp}} = \frac{W_{\text{м}}^{\dot{}} + 6 * W^{\text{пл}}}{7} = \frac{7 + 6 * 1,5}{7} = 2,28$$

$$\Pi_{\text{вл}1}^{\ddot{}} = \sqrt{\frac{8,49^2 - 2,28^2}{8,49^2 - 2,5^2}} = 1,007$$

Коэффициент  $\Pi_{\text{вл}2}^{\ddot{}}$  для Подмосковского Б

$$\Pi_{\text{вл}2}^{\dot{}} = \frac{100 - W_{\text{cp}}}{100 - W_1} = \frac{100 - 2,28}{100 - 33} = 1,23$$

Для Экибастузского СС

$$\Pi_{\text{вл}}^{\ddot{}} = \frac{100 - W_{\text{cp}}}{100 - W_1} = \frac{100 - 2,28}{100 - 7} = 1,05$$

Тонкость пыли:

Для Подмосковского Б

$$R_{90}^{\dot{}} = 50\% \text{ см табл. 1,1 [8]}$$

$$\text{Ln} \frac{100}{R_{90}^{\dot{}}} = 0,693 \quad (\text{Ln} \frac{100}{50})^{0,6} = 0,81$$

Для Экибастузского СС:

$$R_{90}^{\ddot{}} = 18\% \text{ табл. 1,1 [8]}$$

ДП.5В071700.ПЗ

Лист

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
-----	------	----------	---------	------	--

$$\ln\left(\frac{100}{18}\right)^{0,6}=1,25$$

Производительность мельницы по Подмосковскому углю

$$V = 38,8 \frac{1,7*0,89*1,23*1*1,25}{1,35*1,007*1,05*1*0,81} = 78 \text{ т/ч}$$

Таким образом, производительность мельницы по Подмосковскому углю должна быть 78 т/ч. По табл. 3,5 [8] выбираем мельницу ММТ 2600/3360/590,  $V_M=101$  т/ч

$$\text{Производительность по Экибастузскому углю } V_M=101 * \frac{38,8}{78} = 50 \text{ т/ч}$$

Принимаем 8 мельниц типа ММТ 2600/2550/590.

### 3.3. Определение емкости бункеров сырого угля

Согласно [1], полезная емкость бункеров сырого топлива принимается из расчета не менее, для каменных углей – 8 – часов запаса. В индивидуальных схемах пылеприготовления на каждую мельничную установку предусматривается бункер сырого топлива.

Для каменных углей емкость бункеров сырого угля:

$$V_6 = \frac{B * m}{\psi_6 * \gamma_{\text{ТН}} * Z} * \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} * \gamma_{\text{ТН}}}{(Q_{\text{Н}}^{\text{P}})^{\text{аш}} * (\gamma_{\text{ТН}})^{\text{аш}}}, \text{ М}^3;$$

Где  $Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания расчетного топлива

$(Q_{\text{Н}}^{\text{P}})^{\text{аш}}$  – низшая теплота сгорания АШ, кДж/кг

$(\gamma_{\text{ТН}})^{\text{аш}}$  – насыпной вес АШ, т/м<sup>3</sup>  $(\gamma_{\text{ТН}})^{\text{аш}}=1,03$

Z-число бункеров на один котлоагрегат, шт Z=8 шт

$\psi_6$  – коэффициент заполнения бункера, принимается 0,8

m-число часов работы котлоагрегата на установленном запасе топлива; m=8

B=271,7 т/ч

$$V_6 = \frac{271,7 * 8}{0,8 * 1 * 8} * \frac{16760 * 1}{24960 * 1,03} = 221 \text{ М}^3$$

### 3.4. Выбор питателей сырого топлива

Производительность питателей сырого топлива выбирается с коэффициентом запаса 1,1 к производительности мельницы. Применяются дисковые, ленточные, скребковые, пластинчатые и шнековые питатели. Питатели сырого угля для молотковых мельниц (ММ) при схемах с прямым вдуванием должны снабжаться эл. двигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов

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

$$V_{\text{пит}}=1,1*38,8=42,6 \text{ т/ч}$$

Выбираем скребковый питатель типа СПУ. По табл. 6,9 [8] подходит питатель ПСУ-900. Производительность 63т/ч, ширина 900мм.

#### **4. Топливное хозяйство ТЭС**

##### **4.1. Выбор оборудования топливного хозяйства ТЭС на твердом топливе**

Согласно [1], п. 4,1,1, суточный расход топлива определяется исходя из 24 ч работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности.

Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива электростанции с запасом 10%, исходя из 24-часовой работы топливоподачи, [1]. Необходимая площадь склада нетто:

$$F_n = \frac{V}{K * H_m * \gamma_y}, \text{ м}^2;$$

Где V-емкость склада, т;

$H_m$ -максимальная высота штабеля, устанавливаемая с учетом вида топлива и намечаемого складского оборудования, м

K- коэффициент, зависящий от формы и размеров штабеля;

$\gamma_y$  – объемный вес топлива, уплотненного в штабеле, т/м<sup>3</sup>;

Емкость склада

$$V=24*n*V*t=24*4*271,7*15=391104 \text{ т}$$

Где n-число рабочих котлоагрегатов;

V-расход топлива котлоагрегатом при номинальной нагрузке, т/ч;

t – запас топлива на складе (сутки):

$$F_n = \frac{391104}{0,8*17*1,15} = 25006 \text{ м}^2$$

$$\gamma_y = 1,15*1 = 1,15 \text{ т/м}^3$$

Площадь склада  $F_{\text{бр}}$  (с учетом разрывов и проездов)

$$F_{\text{бр}} = 1,4*25006 = 35008 \text{ м}^2$$

##### **4.2. Подача твердого топлива в котельную**

Согласно [1], п. 4,1,12. Подача в котельную осуществляется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на 3-х сменную работу, из которых одна нитка является резервной, при этом

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

должна быть обеспечена возможность одновременной работы обеих ниток системы.

Угол наклона ленточных конвейеров принимается 18°. Расчетная часовая производительность каждой нитки ленточных транспортеров.

$$Q_{\text{час}} = 1,1 * V * n = 1,1 * 271,7 * 4 = 1195,5 \text{ т/ч}$$

Где n-количество котлов, шт;

Принимаем двухниточную систему ленточных конвейеров и 3-х сменный режим работы топливоподачи. Часовая производительность каждой нитки

$$Q_{\text{час}} = 1195,5 \text{ т/ч. ширина ленты конвейера:}$$

$$V = \sqrt{\frac{Q_{\text{час}}}{K_{\varphi} * W * \gamma_{\text{тлнас}} * K_{\beta}}} = \sqrt{\frac{1195,5}{355 * 2,25 * 1 * 0,92}} = 1,275 \text{ м}$$

где  $K_{\varphi}$ - коэффициент, зависящий от угла наклона  $\varphi$  боковых роликов верхней опоры, при  $\varphi = 30^{\circ}$   $K_{\varphi} = 355$

W-скорость ленты, принимаем ориентировочно равной 1600мм-ширина ленты, и задаемся скоростью ленты 2,25 м/с

$\gamma_{\text{тлнас}}$ -насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>, табл. 1,1 [8]

$K_{\beta}$ -коэффициент учитывающий наклон конвейера. Во избежании осыпания угла увеличиваем ширину ленты на 300мм и принимаем стандартную ленту шириной 1600мм.

Емкость мазутохранилища на ТЭС, работающей на твердом топливе

$$V = V_{\text{расч}} = 6000 \text{ м}^3$$

Принимаем емкость приемного резервуара 200 м<sup>3</sup> где  $V_{\text{расч}}$ -емкость растопочного мазутохранилища для энергетических котлов, м<sup>3</sup>; для электростанций с общей производительностью котлов от 4000 до 8000 т/ч выполняется с тремя резервуарами емкостью по 2000 м<sup>3</sup>

На проектируемой станции принимается установка двух вагоноопрокидывателей типа ВРС-125 так как расход топлива на станцию составляет 1086,4 т/ч дальность доставки топлива с разреза «Богатырь» до проектируемой ТЭЦ составляет 70км

#### 4.3. Выбор оборудования золоулавливания золошлакоудаления и дымовых труб

Для ТЭЦ мощностью 1000-2400 МВт применяются высокоэффективные электрофильтры, со степенью очистки газов не ниже 98% [1];

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

На проектируемой станции, для котлов П-57Р принята комбинированная система золоулавливания: на первой ступени устанавливаются мокрые золоуловители типа ММК-4 $\frac{7}{3}$  \* 2 (на один котел устанавливаются 4шт). На второй ступени применяются электрофильтры с горизонтальным ходом газов типа УГЗ-Э, с высотой активности электродов 12м, производительностью 620-1430 тыс. м<sup>3</sup>/ч, при скорости газов до 1,5 м/с.

$$Q_p = 1413,5 * 10^3 * 2 = 2827 * 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Согласно [7], табл. III-4 можно установить два электрофильтра типа УГЗ-4-265-Э, производительностью 2х1430\*10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/ч, шириной корпуса 29,9м

#### 4.4.Расчет и выбор дымовых труб

Для ТЭС основным типом труб является железобетонные с внутренней защитной футеровкой. В целях повышения надежности, применяются железобетонные дымовые трубы с вентилируемым каналом между стволом и футеровкой.

Количество дымовых труб должна быть минимальным. Высота дымовых труб должна обеспечивать такое рассеивание золы, окислов серы, окислов азота и других примесей при котором концентрации их у поверхности земли становятся меньше допустимых.

Высота трубы:

$$h_{\text{тр}} = P_{\Pi} \sqrt{A * F * m * n \left( \frac{M_{SO_2}}{\text{ПДК}_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}} \right)^3 \sqrt{\frac{N}{V_{\text{сек}} * \Delta T}}}, \text{ м};$$

где А-коэффициент, зависящий от температурной стратификации слоистого строения атмосферы,  $A = 200 \frac{\text{сек}^{2/3}}{\text{град}^{1/3}}$

F=1 – безразмерный коэффициент учитывающий влияние скорости осаждения примеси в атмосфере;

m-коэффициент, учитывающий условие выхода из устья трубы.

n – безразмерный коэффициент, определяется в зависимости от параметра V<sub>м</sub>;

ПДК<sub>SO<sub>2</sub></sub>=0,5 мг/м<sup>3</sup>-предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида SO<sub>2</sub>

ПДК<sub>NO<sub>2</sub></sub>=0.085 мг/м<sup>3</sup> – предельно допустимая концентрация двуокиси азота NO<sub>2</sub>

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

Ориентировочно принимаем для проектируемой станции одну трубу, высотой 420 м и диаметром устья 13,6 м.

Скорость газов в устье трубы

$$W_0 = \frac{V_{\text{сек}}}{N \cdot F_y} = \frac{4 \cdot V_{\text{сек}}}{N \cdot \pi \cdot d_0^2}, \text{ м/с};$$

Где  $V_{\text{сек}} = \frac{V_d \cdot n}{3600} = \frac{1311 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 4}{3600} = 2913 \text{ м}^3/\text{с}$  – секундный расход удаляемых газов;

N-число труб, шт;

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{Г}}}{\pi \cdot \omega_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2913}{3,14 \cdot 20}} = 13,6 \text{ м} – \text{ диаметр устья трубы}$$

где  $\omega_0$  – скорость дымовых газов, м/с

$$W_0 = \frac{2913 \cdot 4}{3,14 \cdot 13,6^2 \cdot 1} = \frac{11652}{580,7} = 20 \text{ м/с}$$

Принимаем  $m=0,85$

Определяем параметр  $V_m$

$$V_m = 0,65^3 \sqrt{\frac{V_{\text{сек}} \cdot \Delta T}{H}} = 0,65^3 \sqrt{\frac{2913 \cdot 110}{420}} = 5,93$$

Где  $\Delta T$  – разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха самого жаркого месяца в полдень,  $\Delta T = V_d - t_{\text{жм}} = 130 - 20 = 110 \text{ }^\circ\text{C}$

При  $V_m > 2$   $n=1$

$M_{\text{SO}_2}$ -выброс  $\text{SO}_2$  из котельной, г/с;

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot V_{\text{сек}} \cdot (1 - \eta_{\text{SO}_2}') \cdot (1 - \eta_{\text{SO}_2}'') \cdot (1 - \frac{q_4}{100})$$

Где  $S^p$ -содержание серы на рабочую массу топлива, %;

$V_{\text{сек}}$ -секундный расход топлива электростанцией, кг/с;

$\eta_{\text{SO}_2}' = 0,02$  – доля окислов серы, улавливаемая летучей золой в газоходах котла, для Экибастузского угля.

$S_{\text{SO}_2}''$ -доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителях для мокрых золоуловителей

$\eta_{\text{SO}_2}''$ -доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителях для мокрых золоуловителей  $\eta_{\text{SO}_2}'' = 0,015 \div 0,03$

$$M_{\text{SO}_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,8}{100} \cdot 301,8 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - \frac{1,5}{100}) = 4568 \text{ г/с}$$

$$V_{\text{сек}} = \frac{B \cdot n}{3600} = \frac{271692 \cdot 4}{3600} = 301,8 \text{ кг/с}$$

$M_{\text{NO}_2}$ -выброс  $\text{NO}_2$  из котельной, г/с;

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot V_{\text{сек}} \cdot Q_H^p \cdot (1 - q_4/100) \cdot \beta_3$$

Лист

ДП.5В071700.ПЗ

Где  $\beta_1$ -безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота, качество сжигаемого топлива (содержание  $N^P$ ) и способ шлакоудаления содержание в топливе азота, влаги и золы [6]:

$$N^P=0,8\% \quad W^P=7\% \quad A^P=38,1\%$$

$$N^G=\frac{N^P*100}{100-W^P-A^P}=\frac{0,8*100}{100-7-38,1}=1,45\%$$

При  $N^G=1,45\%$ ,  $\beta_1=1$

$K$ -коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива, кг/т;

$$K=\frac{12*Д}{200+Д}=\frac{12*1650}{200+1650}=10,7$$

Где  $Д$  – производительность котла, т/ч;

$\beta_3=1$ -коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;  $Q_H^P=16,76$  МДж/кг

$$M_{NO_2}=0,034*1*10,7*301,8*16,76*\left(1-\frac{1,5}{100}\right)*1=1812,5 \text{ г/с}$$

$P_n$ -поправочный коэффициент для расчета многоствольных труб;

$$h_{tr}=1*\sqrt[3]{200*1*0,85*1*\left(\frac{4568}{0,5}+\frac{1812,5}{0,085}\right)*\sqrt{\frac{1}{2913*110}}}=308\text{м.}$$

#### 4.5. Выбор оборудования системы шлакоудаления

Зола и шлак тепловых электрических станций транспортируется на золоотвал отдельно или совместно. На электростанциях СНГ применяется главным образом гидравлическое золошлакоудаление по совместной схеме и осуществляется оно безнапорным транспортом по открытым каналам до багерных насосных и напорным транспортом от багерных насосов до золоотвала. Система гидрозолоудаления применяется обратная с возвратным осветленной воды для повторного использования.

Система внешнего гидрозолоудаления для проектируемой ТЭЦ принята гидравлической, совместной для золы и шлака. Система является прямоточной, что обеспечивает непрерывность золошлакоудаления, делает систему максимально простой и экономичной в строительстве и эксплуатации, позволяет практически полностью автоматизировать удаление очаговых остатков.

Шлак из-под котлов и зола из-под скруберов поступает в шахту эрлифта с помощью которого золошлаковая пульпа поднимается на отметку 21800 мм и подается в золовые каналы под электрофильтрами и далее

						<i>Лист</i>
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*ДП.5В071700.ПЗ*



самотеком в золоотвал. Складирование золошлаков производится на зоотвале, размещенном в котловине горько-соленного озера, расположенного в 10 км от ТЭЦ

Расчет выхода шлака и золы

$$G_{\text{ш}}=0,01 \cdot B \cdot n \cdot (1-a_{\text{ун}}) \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^p}{32680}); \text{ т/ч}$$

$$G_3=0,01 \cdot B \cdot n \cdot (a_{\text{ун}} \cdot (A^p \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^p}{32680})) \cdot \eta_{\text{зу}}, \text{ т/ч};$$

n-количество устанавливаемых котлов, шт;

$a_{\text{ун}}$ -доля золы топлива, уносимая газами

$\eta_{\text{зу}}$  – 0,99÷0,995 – КПД золоулавливающих устройств, для комбинированных золоуловителей.

$$G_{\text{ш}}=0,01 \cdot 271,692 \cdot 4 \cdot (1-0,8) \cdot (38,1 + 1,5 \cdot \frac{16760}{32680}) = 84,4 \text{ т/ч}$$

$$G_3=0,01 \cdot 271,7 \cdot 4 \cdot 0,8 \cdot (38,1 + 1,5 \cdot \frac{16760}{32680}) \cdot 0,99 = 334 \text{ т/ч}$$

Часовой объемный выход шлака и золы

$$Q_{\text{ш}} = \frac{G_{\text{ш}}}{\rho_{\text{ш}}} = \frac{84,4}{2,5} = 33,76 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Где  $\rho_{\text{ш}}=2,5 \text{ т/м}^3$  – плотность шлака при твердом шлакоудалении;

$$Q_3 = \frac{G_3}{\rho_3} = \frac{334}{2,3} = 145,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Где  $\rho_3=2,3 \text{ т/м}^3$  – плотность золы;

#### 4.6. Выбор шлакоудаляющих устройств и золосливных аппаратов

Для удаления шлака принимаем к установке на каждый котлоагрегат 4 шнековых транспортера производительностью 2 т/ч и 4 шнековых транспортера производительностью 2 т/ч и 4 одноволоковые дробилки ТКЗ, производительностью до 3 т/ч, каждая.

#### 4.7. Золосмывные аппараты

Для сброса золы рассчитываем промежуточные бункера, исходя из 8 – часового выхода золы.

Объем бункеров:

$$V_{\text{пб}}=Q_3 \cdot 8=145,2 \cdot 8=1161 \text{ м}^3$$

Принимаем объем промежуточных бункеров 1200 м<sup>3</sup>

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

Для смыва золы устанавливаем 16 сливных аппаратов типа АЗ-750, производительностью по сухой золе 10 т/ч с диаметром смывного сопла 24 мм и расходом воды 3,7 м<sup>3</sup>/т золы.

Давление смывной воды выбирается 1 МПа, диаметр сопел по шлаковому каналу в среднем 12мм и 10мм, по золовому каналу. Расстояние между соплами в шлаковых каналах в этом случае может быть до 16мм, в золовых каналах до 20м. После смешения золошлаковой пульпы эрлифтом поднимается на отметку 21800 мм и далее по пульпопроводам, самотеком подается на золоотвал.

Общий объемный расход пульпы

$$Q_{п} = Q_{шп} + Q_{зп} + Q_{упл}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\text{Принимаем } Q_{упл} = 60 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объемный расход шлаковой пульпы

$$Q_{шп} = Q_{ш} + Q_{охл} + Q_{тр}^{шл} = 33,76 + 844 + 270 = 1147,76 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{Где } Q_{ш} = 33,76 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расход воды на охлаждение шлака:

$$Q_{охл} = G_{шл} * q_{охл} = 84,4 * 10 = 844 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\text{Где } q_{охл} = 10 \text{ м}^3/\text{т} - \text{ принимаем};$$

Расход воды на транспорт шлака:

$$Q_{тр}^{шл} = q_{сопел} = 13,5 * 20 = 270 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{Где } q_{сопел} = 13,5 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{ определяем по давлению воды и диаметру сопла};$$

$$N_{сопел} = 10 \text{ шт} - \text{ количество сопел};$$

Объемный расход золовой пульпы:

$$Q_{зп} = Q_{з} + Q_{см}^{зл} + Q_{тр}^{зл} = 145,2 + 1235,8 + 140,25 = 1521 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{Где } Q_{з} = 145,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расход воды на смыв золы из промбункеров

$$Q_{см}^{зл} = q_{см} * G_{з} = 3,7 * 334 = 1235,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{Где } q_{см} = 3,7 \text{ м}^3/\text{т} \text{ (для аппаратов АЗ-750)}$$

Расход воды на транспорт золы:

$$Q_{тр}^{зл} = q_{сопла} * n_{сопел} = 9,35 * 15 = 140,25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$q_{сопла} = 9,35 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$n = 15 \text{ шт} - \text{ количество сопел};$$

Общий объемный расход пульпы:

$$Q_{п} = 1147,76 + 1521 + 60 = 2728 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

Скорость движения пульпы:

$$V = k * V_0 = 1,3 * 2,1 = 2,73 \text{ м/с,}$$

Скорость пульпы зависит от концентрации твердых частиц  $C$

$$C = \frac{G_{ш}^2 * 100}{Q_B (G_{ш} + G_3)} = \frac{84,4^2 * 100}{2550 * (84,4 + 334)} = 0,667 \%$$

Где  $Q_B = Q_n - Q_{ш} - Q_{зл} = 2728 - 33,76 - 145,2 = 2550 \text{ м}^3/\text{ч}$  – объемный расход воды.

Принимаем  $V_0 = 2,1 \text{ м/с}$ , [3];

$K = 1,3$  – поправочный коэффициент к зависящий от весовой пористости шлака, принимаем по [3]

Подставляя найденные значения, получим диаметр пульпопровода:

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q_n}{3600 * \pi * V}} = \sqrt{\frac{4 * 2728}{3600 * 3,14 * 2,73}} = 0,543 \text{ м;}$$

Выбираем трубы диаметром 550x15 мм

Емкость золоотвала

$$V_{зо} = \frac{(G_3 + G_{ш}) * \tau * t_p * 10^{-6}}{\eta_{зо} * \rho_c}, \text{ млн.м}^3;$$

Где  $\tau = 58000 \text{ ч}$  – число часов работы котлоагрегатов в год

$T_p = 25 \text{ лет}$  – расчетная емкость золошлакоотвала

$\eta_{зо} = 0,9$ , при  $V_{зл} > 5 \text{ млн.т.}$

$\rho_c$  - средняя плотность намытого золошлакового материала:

$$\rho_c = \frac{\rho_{шм} * G_{ш} + \rho_{зл} * G_3}{G_{ш} + G_3} = \frac{1,59 * 84,4 + 1,44 * 344}{84,4 + 334} = 1,469 \text{ т/м}^3;$$

Где  $\rho_{шм}$  – плотность шлакового материала

$$\rho_{шм} = \frac{Q * \rho_{ш} * T_r}{1000} = \frac{0,34 * 2,2 * 2123}{1000} = 1,59 \text{ т/м}^3$$

$Q = 0,34$ , [3],  $\rho_{ш} = 2,2 \text{ т/м}^3$   $T_r = 2123 \text{ К}$  - теоретическая температура горения топлива, рассчитанная по указаниям [6] §6-12.

$$\rho_{зл} = \frac{Q * \rho_3 * T_r}{1000} = \frac{0,34 * 2 * 2123}{1000} = 1,44 \text{ т/м}^3$$

Емкость золоотвала

$$V_{зо} = \frac{(84,4 + 334) * 5000 * 25}{0,9 * 1,469} * 10^{-6} = 36,56 \text{ млн.м}^3$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

## 4.8. Выбор схемы и производительности водоподготовительной установки

Выбор способа обработки добавочной воды котлов тепловых электростанций производится в зависимости от качества исходной воды. Как правило, для всех электростанций высокого давления восполнение потерь пара и конденсата производится химическим обессоливанием воды, или в испарительных установках, предназначенных для переработки высокоминерализированных вод. Для тепловых электростанций рассчитанных на сверхкритические параметры пара применяется химическое обессоливание в три ступни. Первыми ступенями очистки являются Na-катионирование и H-катионирование. Третья ступень – фильтр смешенного действия.

Водоподготовительные установки ТЭЦ включают в себя

- 1) Обессоливающую установку для восполнения потерь пара и конденсата в цикле станции;
- 2) Установку умягчения воды для подпитки теплотрассы с закрытым водозабором;
- 3) Установку для подпитки паровых котлов пуско-отопительной котельной;
- 4) Очистку турбинных и внутрестанционных конденсатов

Вода для обессоливающей установки обрабатывается по следующей схеме: известкование и коагуляция в осветителе, механическая фильтрация, ступенчато-противоточное водород-катионирование, анионирование на первой ступени, декарбонация, вторая ступень анионирования сильноосновным анионитом. Ионитная часть установки включена по принципу блочного включения «цепочками». Производительность установки – 350 м<sup>3</sup>/ч.

Установка умягчения воды для подпитки теплотрассы по закрытой схеме принята по схеме «натрий-катионирование». Предочистка общая с обессоливающей установкой. Производительность установки 50 м<sup>3</sup>/ч

Установка для подпитки паровых котлов пуско-отопительной котельной и подпитки теплотрассы в пусковой период принята по схеме «прямоточная коагуляция на механических фильтрах, двухступенчатое натрий - катионирование». Отвод воды для подпитки теплотрассы осуществляется после первой ступени котионирования. Производительность установки – 65 м<sup>3</sup>/ч.

Для каждого блока предусматривается конденсатоочистка производительностью 1150 м<sup>3</sup>/ч по следующий схеме: «обезжелезивание на электромагнитных фильтрах, обессоливание на фильтрах смешанного действия с выносной регенерацией». Для очистки внутрестанционных

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

конденсатов предусматривается автономная конденсатоочистка производительностью 150 м<sup>3</sup>/ч, по схеме: «Обезжелезивание на сульфугольных фильтрах, обессоливание на фильтрах смешенного действия с внутренней регенерацией». Обессоливающая установка со складом реагентов и подпиткой теплосети размещается в объединенно-вспомогательном корпусе. Блочные конденсатоочистки размещаются в главном корпусе у ряда «А».

Автономная конденсатоочистка внутристанционного конденсата размещается в пролете Ц-К, постоянного торца котельного цеха на отметке +- 8 м.

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

## 5. Определение годовой нагрузки на район

### 5.1. Исходные данные:

Климатический район РК – Балхаш

Число потребителей района M, тыс.чел. – 76

Доля общ. Админ. Зданий  $k_1$  – 0,23

Произв. Отбор пара, Дпр, т/ч – 13

Средняя этажность жилых зданий - 3

Средняя этажность общ.-админ. Зданий – 5

### 5.2. Решение:

1. Находим отапливаемую площадь жилых зданий района

$$A_{\text{ж}} = M * 20 = 76000 * 20 = 1\,520\,000 \text{ м}^2$$

Площадь ОАЗ

$$A_o = A_{\text{ж}} * 0,15 = 1\,520\,000 * 0,23 = 349\,600 \text{ м}^2$$

2. Находим расчетные климатологические параметры:

-температура воздуха внутри помещений

$$t_{\text{вп}}^{\text{р}} = +21$$

-расчетная и средняя температура наружного воздуха в ОП

$$t_{\text{н}}^{\text{р}} = -31 \text{ C}, t_{\text{н}}^{\text{ср}} = 5,9 \text{ C}$$

- градусо – сутки и продолжительность ОП

$$D = 5871 \text{ C} * \text{сут}, Z = 189 \text{ сут}$$

3. Находим нормируемые значения удельной потребности в теплоте для жилых зданий

$$q_{\text{h}}^{\text{ж}} = 135 \text{ кДж/м}^2 * \text{C} * \text{сут}$$

$$\text{для ОАЗ } q_{\text{h}}^{\text{о}} = 33 \text{ кДж/м}^3 * \text{C} * \text{сут}$$

4. Находим расчетную удельную нагрузку отопления:

Жилых зданий

$$q_{\text{от}}^{\text{ж}} = q_{\text{h}}^{\text{ж}} * (t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}) / 24 * 3600 = 135 * (21 - (-31)) / 24 * 3600 = 81,25 \text{ Вт/м}^2$$

ОА3

$$q_{от}^o = q_h^{o*} (t_{вп}^p - t_h^p) / 24 * 3600 = 33 * (21 - (-31)) / 24 * 3600 = 19,86 \text{ Вт/м}^3$$

5. Находим расчетную отопительную нагрузку и расход сетевой воды на отопление без учета утечки воды и потери тепла через изоляцию в тепловых сетях:

жилых зданий

$$Q_{ж}^p = q_{от}^{ж*} * A_{ж} = 81,25 * 1\,520\,000 = 126,5 \text{ МВт}$$

ОА3

$$Q_o^p = q_{от}^o * V_h = 349\,600 * 19,86 * 3,25 = 22,94 \text{ МВт}$$

Где  $V_h$  -отапливаемый объем ОА3, для определения которого примем высоту помещений с учетом толщины межэтажных перекрытий равным  $h=3,25$ м

$$V_h = A_o * h$$

Расчетная отопительная нагрузка района равна

$$Q_{от}^p = Q_{ж}^p + Q_o^p = 126,5 + 22,94 = 149,44 \text{ МВт}$$

Расход сетевой воды на отопление в расчетном режиме определим по формуле

$$g_{от}^p = Q_{от}^p / Cp (t_h^p - t_o^p)$$

$$V_{от}^p = g_{от}^p / \rho = Q_{от}^p / \rho * Cp * (t_h^p - t_o^p)$$

Теплофизические свойства воды определяются по 5 по средней температуре сетевой воды

$$t_{cp} = (t_h^p + t_o^p) / 2 = 120 + 70 / 2 = 95 \text{ C}$$

$Cp=4,21 \text{ кДж/кгC}$ ,  $\rho=961,7 \text{ кг/м}^3$ . Отсюда

$$g_{от}^p = 172,7 / 4,21 * (120 - 70) = 0,82 \text{ т/с}$$

								Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

ДП.5В071700.ПЗ

6. Находим расчетную вентиляционную нагрузку и расчетный расход сетевой воды на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_B^P = k_2 * Q_o^P = 22,94 * 0,6 = 13,764 \text{ МВт}$$

$$g_B^P = Q_B^P / C_p(t_h^P - t_o^P) = 13764 / 4,21 * 50 = 65,38 \text{ кг/с}$$

7. Определим расчетную нагрузку ГВС и расход воды в расчетном режиме по формуле

$$Q_{ГВС}^P = (2,4 * 1,2 * M(a+v) * \rho * C_p(t_r - t_x)) / 24 * 3600 = 2,4 * 1,2 * 76000(120+60) * 0,9857 * 4.183(55-5) / 24 * 3600 = 94 \text{ МВт}$$

$$g_{ГВС}^P = \frac{2,4 * 1,2 * 76000 * 180 * 0,9857}{24 * 3600} = 449,5 \text{ кг/с}$$

Нагрузка ГВС в ЛП равна

$$Q_{ГВС}^{ЛП} = Q_{ГВС}^P(55 - t_x^S) / (55 - t_x) = 117,51 * (40/50) = 94 \text{ МВт}$$

8. Определим нагрузку технологического пароснабжения. Примем параметры пара производственного отбора турбины:  $P_{пр} = 13 \text{ бар}$ ,  $t_{пр} = 250 \text{ С}$ . По 5 находим энтальпию пара производственного отбора

$$h_{пр} = 2931,16 \text{ кДж/кг}, h' = 814,7 \text{ кДж/кг}.$$

$$\text{Отсюда } Q_{пр} = D_{пр} / 3,6 * (h_{пр} - h') = 19 / 3,6 * (2931,16 - 814,7) = 11,1 \text{ МВт}$$

9. Для построения годового графика теплотребления определим суммарную нагрузку теплоснабжения района при температурах наружного воздуха +8С, -5,9С, -31С.

Нагрузки сезонных потребителей теплоты линейно зависят от температуры наружного воздуха

$$Q_{от} = Q_{от}^P * (t_{вн}^P - t_n) / (t_{вн}^P - t_n^P) = Q * (21 - t_n) / 52$$

$$Q_{от}(+8) = 149,44 * (13/52) = 37,36 \text{ МВт}$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ



$$Q_{от}(-5,9) = 149,44 * (26,9/52) = 77,3 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q_B^p * (21 - t_n) / 52$$

$$Q_{от}(+8) = 13,764 * (13/52) = 3,44 \text{ МВт}$$

$$Q_{от}(-5,9) = 6,15 \text{ МВт}$$

Суммарные нагрузки теплоснабжения района в зависимости от температуры наружного воздуха равны:

В ОП

$$Q(+8) = 37,36 + 3,44 + 94 + 11,1 = 145,9 \text{ МВт}$$

$$Q(-5,9) = 77,3 + 6,15 + 94 + 11,1 = 188,55 \text{ МВт}$$

$$Q^p(31) = 149,44 + 13,764 + 94 + 11,1 = 268,04 \text{ МВт}$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 94 + 11,1 = 105,1 \text{ МВт}$$

Тепловая нагрузка района в горячей воде в зависимости от температуры наружного воздуха равна:

В ОП

$$Q(+8) = 37,36 + 3,44 + 94 = 134,8 \text{ МВт}$$

$$Q(-5,9) = 77,3 + 6,15 + 94 = 177,45 \text{ МВт}$$

$$Q^p(-31) = 149,44 + 13,764 + 94 = 257,20 \text{ МВт}$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 94 \text{ МВт}$$

По тепловой нагрузке в горячей воде строится левая часть годового графика теплопотребления  $Q=f(t_n)$

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

Таблица Среднемесячные температуры наружного воздуха в г. Балхаш

Месяцы	Среднемесячная температура наружного воздуха, °С	Число суток
январь	-14,7	31
февраль	-13,4	28
Декабрь	-11,3	31
ноябрь	-3,7	30
Март	5,2	31
Октябрь	6,6	21
Апрель	7,5	17
	-5,9	189

### 5.3. Рассчитаем тепловую нагрузку района:

По графику Россандера находим тепловую нагрузку на каждый месяц, и умножаем ее на число часов работы этого месяца. Затем складываем все отапливаемые месяца.

$212 \text{ МВт} \cdot 744 \text{ ч} = 157\ 728 \text{ кВтч}$  – Январь

$206 \text{ МВт} \cdot 672 \text{ ч} = 138\ 432 \text{ кВтч}$  – Февраль

$200 \text{ МВт} \cdot 744 \text{ ч} = 148\ 800 \text{ кВтч}$  – Декабрь

$176 \text{ МВт} \cdot 720 \text{ ч} = 126\ 720 \text{ кВтч}$  – Ноябрь

$148 \text{ МВт} \cdot 744 \text{ ч} = 110\ 112 \text{ кВтч}$  – Март

$143 \text{ МВт} \cdot 504 \text{ ч} = 72\ 072 \text{ кВтч}$  – Октябрь

$140 \text{ МВт} \cdot 408 \text{ ч} = 57\ 120 \text{ кВтч}$  - Апрель

$Q_{\text{уст}} = 810\ 984 \text{ кВтч} = 697,3 \text{ тыс. Гкал}$

## 6. Бизнес-план

### 6.1. Проект ТЭЦ мощностью 2000 МВт

Резюме: Проектируемая мощность станции составляет 2000 МВт, но со временем в случае необходимости, мощность можно увеличить, за счет расширения станции до 6-8 блоков. Средства для реализации проекта будут взяты в кредит в Европейском банке реконструкции и развития под 12% годовых.

### 6.2. Цели и задачи:

Преодоление дефицита в электроэнергии в Южно-Казахстанской области на перспективу; удовлетворение потребностей потребителей в электроэнергии; укрепления технического и производственного потенциала региона; увеличение занятости населения, увеличение рабочих мест непосредственно на станции, а также при строительстве.

### 6.3. Виды товаров и услуг:

Основным и главным товаром на ТЭЦ является электрическая энергия. Среднегодовая выработка электроэнергии составит 14 640 млн.кВт\*ч. Кроме выдачи электроэнергии потребителям на станции возможно предоставление следующих видов услуг: проведение химических анализов ремонт электроизмерительных приборов и т.д.

Установка состоит из 4 блоков по 500 МВт каждый. В каждый блок входит одна турбина К-500-240-4, один паровой котел П-57Р и один турбогенератор ТВВ-500. С технической точки зрения реализация проекта не представляет трудностей, так как он разработан на основе типовых проектных решений в соответствии с нормами и правилами. Оборудование, устанавливаемое на станции, необходимо закупать в России. На данный момент в районе строительства находится достаточно специалистов с высшим образованием, которые необходимы для работы на станции. Для работы на станции предполагается принять 2600 чел.

#### **6.4. Анализ рынка**

Основным потребителем электрической энергии является Южно-Казахстанская область. Так же есть ЛЭП 500кВ «Север-Юг» которая позволит транспортировать электроэнергию без ограничения пропускной способности.

#### **6.5. План маркетинга**

ТЭЦ может выдавать на рынок энергии основную электрическую мощность и нести бесперебойное питание потребителей в любое время суток. В часы пик: когда потребителей электроэнергии максимальное, станция будет всю имеющуюся мощность. Это позволяет обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей и покупателей на свой продукт практически всегда

#### **6.6. Оценка риска и страхования.**

Вопросы, связанные с риском и его оценкой, прогнозированием и управлением им, являются весьма важными, так как инвесторы и кредиторы строительства станции должны знать какие проблемы придется решать. Роль рисков в строительстве и эксплуатации весьма существенна, а вероятность каждого типа различна, так же как и суммы убытков, которые он может вызвать. Поэтому от руководства требуется четко оценивать тот риск, который для него наиболее вероятен на том или ином этапе развития предприятия, и во что он в случае возникновения, может обойтись предприятию. Вероятность наступления рисков (рост инфляции, рост цен на топливные перевозки и т.д.) для данного проекта оцениваются величиной 12-15%.

#### **6.7. Исходные данные для выполнения работы:**

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$Эв=2000 \text{ МВт} \cdot 305 \text{ дней} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 10^{-3} = 14\,640 \text{ млн. кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

$$Q_B = 697,3 \text{ тыс.Гкал};$$

Топливом данной станции является Экибастузский уголь с низшей теплотой сгорания  $Q_n^p = 3830$  ккал/кг;

Цена топлива:  $C_T = 3000$  тг/тнт;

Число часов установленной мощности:

$$T_M = \frac{Э_B}{N_y} = 14\ 640 \text{ млн.кВтч} / 2000 \text{ МВт} = 7\ 320 \text{ часов};$$

Где  $N_y = 2000$  МВт- установленная электрическая мощность ТЭЦ;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $Э_{сн} = 8\%$  ;

Расход тепла на собственные нужды  $Q_{сн} = 1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии:  $b_э = 240$  (гугт/кВтч);

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:  $b_T = 205$  (кгугт/Гкал)

### 6.8. Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.

$$Э_{от} = Э_B(1 - Э_{сн}) = 14\ 640(1 - 0,08) = 13\ 468,8 \text{ млн. кВтч};$$

$$Q_{от} = Q_B(1 - Q_{сн}) = 697,3(1 - 0,01) = 690,3 \text{ тыс.Гкал};$$

### 6.9. Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

$$B_э = Э_о * b_э = 14\ 640 * 240 / 1000 = 3\ 513,6 \text{ тыс. туг}.$$

Переводим полученные величины расхода топлива в натуральное топливо, так как затраты на оплату и транспортировку топлива производятся по натуральному топливу. Для этого находим коэффициент перевода  $K_p$ :

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

$$K_{п} = Q^y / Q_p^u = 7000 / 3830 = 1,83 ;$$

$$V_T = Q_B * b_T = 697,3 * 205 / 1000 = 142,95 \text{ тыс. туг};$$

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ-1 будет составлять:

$$V_y = V_{\text{э}} + V_T = 3\,513,6 + 142,95 = 3\,656,55 \text{ тыс. туг};$$

#### 6.10. Определяем расход натурального топлива:

$$V_n = V_y : K_{п} = 3\,656,55 * 1,83 = 6\,682,98 \text{ тыс. тнт}$$

#### 6.11. Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива :

$$C_{\text{тр}} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 671 * 0,8 = 536,8 \text{ тенге/тнт.}$$

Где  $R=671$  км , расстояние которое проходит топливо от Экибастузского бассейна до ТЭЦ.

#### 6.12. Составляющая затрат на топливо:

$$И_T = V_n (C_T + C_{\text{тр}}) = 6\,682,98 (536,8 + 3000) / 1000 = 23\,636,375 \text{ млн. тенге}$$

#### 6.13. Коэффициент полезного действия использования топлива:

$$K_{ПД_3} = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 240 * 100\% = 51,25 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гуг.

$$K_{ПД_T} = 143 : b_T * 100\% = 143 / 205 * 100\% = 69,8 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

#### **6.14. Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{00}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 13\,468,8 + 690,3}{7 \cdot 3656,55} = 48\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

7- теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг

#### **6.15. Расчет затрат на воду.**

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов и золы из золоуловителей на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. . Затраты на воду находятся в пределах 0,17 – 0,19 тенге/кВтч.

$$Зв = \mathcal{E}_в \cdot 0,14 = 14\,640 \cdot 0,19 = 2\,781,6 \text{ млн. тенге}$$

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП.5В071700.ПЗ

## 6.16. Расчет затрат на заработную плату.

Для определения затраты на заработную плату рабочего персонала на ТЭЦ, нужно знать число рабочих.

Количество рабочего персонала зависит от штатного коэффициента, показывающий, сколько людей приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

$$T_m = \frac{Эв}{N_y} = \frac{14\ 640}{2000} = 7320 \text{ч}$$

$$N_y = 2000 \text{ МВт.}$$

Если установленная мощность станции более 500 МВт, а в нашем случае это 2000 МВт то штатный коэффициент (Кш) будет в пределах 1,3-1,5.чел/МВт Численность персонала определяется как произведение установленной мощности и штатного коэффициента.

$$ЧП = Кш * N_y = 1,3 * 2000 = 2600 \text{ человек.}$$

## 6.17. Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге.}$$

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии ,работы в праздничные дни и т.д.

Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

Изпн - начисления на заработную плату, в нее входят налоги пенсионные начисления.

В среднем, на одного работника в год приходится 950 тыс. тенге, отсюда следует:

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



$$\text{Изпо}=\text{ЧП} \cdot 950 = 950 \cdot 2600 / 1000 = 2\,470 \text{ млн. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$$\text{Изпд}=\text{Изпо} \cdot 0,15 = 2\,470 \cdot 0,15 = 370,5 \text{ млн. тенге.}$$

Начисления на заработную плату берутся в размере 21,5 % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$$\text{Изпн}=(2\,470+370,5) \cdot 0,215 = 596,5 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 2\,470 + 370,5 + 596,5 = 3\,437,01 \text{ млн. тенге.}$$

### **6.18. Расчет амортизационных отчислений**

Для чего нам нужно рассчитывать амортизационные отчисления на нашей ТЭЦ , для того чтобы определить такое денежное возмещение физического и морального износа оборудования, за счет которого производится капитальный ремонт и замена изношенного оборудования. Они составляют долю от суммарных капитальных вложений. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от назначения производственных фондов в производственном процессе и срока службы оборудования.

Для определения стоимости основных производственных фондов, существует такой показатель удельных капитальных вложений Куд. Удельные капитальные вложения позволяют определить размер капитальных вложений, приходящихся на единицу вводимой в действие производственной мощности или единицу прироста годового объема продукции . Для нашей станции  $\text{Куд}=1200\$/\text{кВт}$ . Курс доллара составляет 183 тенге.

																			Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата															

ДП.5В071700.ПЗ

**6.19. Капитальные вложения в нашу станцию составляют:**

$$K=K_{уд} \cdot N_{у}=(1200 \cdot 183 \cdot 2000 \cdot 1000)/1000000= 439\,200 \text{ млн. тенге.}$$

**6.20. Амортизационные отчисления:**

$$И_{ао}=0,07 \cdot K= 0,07 \cdot 439\,200 = 30\,744 \text{ млн. тенге.}$$

**6.21. Расчет затрат на проведение текущего ремонт.**

Кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования, в эту составляющую входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы)

$$И_{рем} = 0,15 \cdot И_{ао}=0,15 \cdot 30\,744 = 4\,611,6 \text{ млн. тенге.}$$

**6.22. Расчет платы за выбросы.**

При сжигании топлива, происходит выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании на нашей станции Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 140-150 тенге за тнт:

$$И_{выб} = (130-140) \cdot V_{н}=150 \cdot 6\,682,98 = 1\,002,45 \text{ млн. тенге.}$$

**6.23. Расчет общестанционных и цеховых расходов**

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами.

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

$I_{\text{общ}} = 0,2 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,2 * (30\ 744 + 3\ 437,01 + 23\ 636,37) = 11\ 563,48$   
млн. тенге.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу.

$$K_p = V_{\text{э}} / V_{\text{у}} = 3\ 513,6 / 3\ 656,55 = 0,96$$

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	23636,37	22712,35	924,02
Вода Ив	2781,6	2672,86	108,74
Фонд зар.платы Изп	3437,01	3302,64	134,36
амортизационные отчисления Иао	30744,0	29542,12	1201,88
ремонт Ир	4611,60	4431,32	180,28
общестанционные Иоб	11563,48	11111,42	452,05
плата за выбросы Ивыб	1002,45	963,26	39,19
Итого затрат	77776,50	74735,96	3040,54

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) /$$

$$Q_{\text{от}} = 74735,96 / 14\ 640 = 5,55 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 3\ 040,54 / 697,3 * 1000 = 4\ 404,49$$

тенге/Гкал;

## 6.24. Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов связана с тем, что инвестиции поступают в несколько этапов, и имеет место длительность срока получения результатов от реализации проекта. Длительность таких операций приводит к неопределенности оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП.5В071700.ПЗ

проектов. Это методы: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR), расчета рентабельности инвестиций (PI), определения бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI). Естественно, что в практике не всегда применяются все пять методов оценки инвестиционных проектов, поэтому и данной работе будут использованы только первые три метода.

Как уже указывалось во введении, строительство таких крупных объектов, как электрические станции, в развитых странах 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 строительство ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут только на строительство станции, но необходимы средства и на эксплуатационные расходы станции на первый год ее 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 «Энергоинвест».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (12%) будет составлять 12% от суммарных капиталовложений в строительство ТЭЦ и 40% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

$I_0$  - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

г - процентная ставка банка по кредиту (12%);

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

n- календарный год кредита.

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

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

$$T_{\text{оэ}} = S_{\text{э}} * 1,25, \text{ тенге/кВтч} = 5,55 * 1,2 = 6,55 \text{ тенге/кВтч}$$

$$T_{\text{от}} = S_{\text{т}} * 1,2 \text{ тенге/Гкал} = 4\,404,49 * 1,2 = 5\,285,39 \text{ тенге/Гкал}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$D = T_{\text{оэ}} * \text{Э}_{\text{от}} + T_{\text{от}} * Q_{\text{от}} = 6,55 * 13\,468,8 + 5\,285,39 * 690,3 = 93\,331,8 \text{ млн. тенге,}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_{\text{э}} * \text{Э}_{\text{от}} + S_{\text{т}} * Q_{\text{от}} = 5,55 * 13\,468,8 + 4\,404,49 * 690,3 = 77\,776,5 \text{ млн. тенге.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = D - Z = 93\,331,8 - 77\,776,5 = 15\,555,3 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$ЧП = ПР * (1 - 0,2) = 15\,555,3 * (1 - 0,2) = 12\,444,2 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$I_0 = 0,1 * K + 0,4 * Z = 0,1 * 439\,200 + 0,4 * 77\,776,50 = 67\,252,95 \text{ млн.тенге.}$$

Где Z- общие затраты

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ

### 6.25. Метод определения текущей стоимости NPV.

### 6.26. Метод расчета внутренней нормы прибыли IRR

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

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

Метод NPV основан на сопоставлении величины исходной инвестиции  $I_0$  с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента  $r$ , установленного инвестором самостоятельно исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый или капитал. Допустим, что инвестиция ( $I_0$ ) будет генерировать в течение  $n$  лет, годовые доходы в размере  $P_1, P_2, \dots, P_n$ . Общие накопления величины дисконтированных доходов (PV) и чистый приведенный эффект (NPV).

Очевидно что если:  $NPV > 0$ , то проект следует принять,

$NPV < 0$ , то проект следует отвергнуть

При прогнозировании доходов по годам необходимо по возможности учитывать все виды поступлений как производственного, так и непроизводственного характера, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Так если по окончании периода реализации проекта планируется поступление средств в виде ликвидационной стоимости оборудования или высвобождения части оборотных средств, они должны быть учтены как доходы соответствующих периодов.

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

Расчет приведенных формул вручную достаточно трудоемок поэтому для удобства применения этого и других методов основанных на дисконтированных оценках разработаны специальные статистические таблицы, в которых табулированы значения сложных процентов, дисконтирующих множителей, дисконтированного значения денежной единицы и т.п. в зависимости от временного интервала и значения коэффициента дисконтирования.

Под нормой рентабельности инвестиций (IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования, при котором NPV проекта равен нулю,  $IRR=r$  при  $NPV f(r)=0$ .

Смысл расчета этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Практическое применение данного метода осложнено если в распоряжении нет специального финансового калькулятора. В этом случае применяется метод последовательных итераций с использованием табулированных значений дисконтирующих множителей. Для этого с помощью таблиц выбираются два значения коэффициента дисконтирования  $r_1 < r_2$  таким образом что бы в интервале  $(r_1 r_2)$  функция  $NPV = f(r)$  меняла свое значение с «+» на «-» или наоборот. Далее применяют формулу

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} * (r_2 - r_1)$$

Где  $r_1$ -значение табулированного коэффициента дисконтирования, при котором  $f(r_1) < 0$  ( $f(r_1) > 0$ );

$r_2$ -значение, при котором  $(r_1) > 0$  ( $f(r_2) > 0$ );

Результаты расчета NPV и IRR сводим в таблицу.

Исходя из расчетов можно сделать вывод что функция  $NPV=f(r)$  меняет свой знак в интервале 10-15%

$$IRR=12+\frac{3059,78}{3059,78-(-4759,63)}*(15-12)=13,2 \%$$

IRR служит индикатором 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.

*Метод определения чистой текущей стоимости NPV*

год	CF	R12	PV10
0	-67252,95	1,00	-67252,95
1	12444,24	0,89	-56142,02
2	12444,24	0,80	-46221,55
3	12444,24	0,71	-37363,98
4	12444,24	0,64	-29455,45
5	12444,24	0,57	-22394,25
6	12444,24	0,51	-16089,61
7	12444,24	0,45	-10460,47
8	12444,24	0,40	-5434,45
9	12444,24	0,36	-946,93
10	12444,24	0,32	3059,78

*Метод расчета внутренней нормы прибыли IRR*

год	CF	R12	PV12	R15	PV15
0	-67252,95	1,00	-67252,95	1	-67252,95
1	12444,24	0,89	-56142,02	0,87	-56431,87
2	12444,24	0,80	-46221,55	0,76	-47022,24
3	12444,24	0,71	-37363,98	0,66	-38839,95
4	12444,24	0,64	-29455,45	0,57	-31724,91
5	12444,24	0,57	-22394,25	0,50	-25537,93
6	12444,24	0,51	-16089,61	0,43	-20157,94
7	12444,24	0,45	-10460,47	0,38	-15479,69
8	12444,24	0,40	-5434,45	0,33	-11373,09
9	12444,24	0,36	-946,93	0,28	-7835,66
10	12444,24	0,32	3059,78	0,25	-4759,63



## 6.27. Срок окупаемости

Этот метод один из самых простых и широко распространенных в мировой практике. Он не предполагает временной упорядоченности денежных поступлений. Алгоритм расчета срока окупаемости (PP) зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиций. Если доход распределен по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода, обусловленного ими. При получении дробного числа оно округляется в сторону увеличения до ближайшего целого. Если прибыль распределена неравномерно, то срок рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течении которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом.

Период окупаемости для строительства ТЭЦ

$$PP = \frac{I_0}{CF} = \frac{67\,252,95}{12\,444,24} = 5,4 \text{ года.}$$

При расчете окупаемости, получили срок окупаемости с банковским процентом 10 лет. Если считать без него то срок выйдет 5,4 года.

## 7. Экологический паспорт

### 7.1. Краткое описание проектируемой ТЭЦ

ТЭЦ мощностью 2000 МВт планируется построить в районе города Балхаша, кололо поселка Улькен в 30 км от железнодорожной станции Чигнак.

Установка состоит из четырех блоков. Мощность блока 500 МВт. Станция блочного типа. В блоке с турбиной К-500-240-4, устанавливается паровой котел ПП-1650-255, в качестве генерирующего источника принят турбогенератор ТВВ-500. Топливом служит Экибасузский каменный уголь, топливо на станцию будет поступать с угольного разреза «Богатырь». Состав и технические характеристики топлива, [6];

$$A^p = 38,1 \% \quad Q_H^p = 3830 \text{ ккал/кг}$$

$$W^p = 7 \%$$

$$S_{\text{общ}} = 0,8 \% \quad W^{\text{II}} = 0,41 \frac{\% \text{кг}}{\text{МДж}} \quad A^{\text{II}} = 2,27 \frac{\% \text{кг}}{\text{МДж}}$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП.5В071700.ПЗ



Характеристики	Величина
Коэффициент стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	+27,9
Средняя температура наиболее холодного месяца	-13,7

*Повторяемость различных направлений ветра, % Таблица 7.1*

направл.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
<b>С</b>	16	16	15	12	12	13	15	16	15	15	15	16	15
<b>СВ</b>	51	50	47	30	22	24	23	27	31	32	40	47	35
<b>В</b>	11	11	12	13	11	8	8	7	8	11	12	11	10
<b>ЮВ</b>	2	3	3	5	6	6	5	5	4	4	3	3	4
<b>Ю</b>	3	3	5	11	14	16	17	15	12	8	4	4	9
<b>ЮЗ</b>	8	7	7	14	17	16	16	14	12	12	10	7	12
<b>З</b>	7	8	7	9	11	10	9	9	10	12	12	9	10
<b>СЗ</b>	2	2	4	6	7	7	7	7	8	6	4	3	5
<b>штиль</b>	5	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	6	4





### 7.3. Характеристика основного оборудования

Установленная мощность станции 2000 МВт.

Таблица 7.5

Наименование	Станционный N	Паропроизводительность или мощность
КВГМ-100	1	418 ГДж/кг
КВГМ-100	2	418 ГДж/кг
ГМ-50-1	3	50 т/ч
ГМ-50-1	4	50 т/ч
ГМ-50-1	5	50 т/ч
ГМ-50-1	6	50 т/ч
ГМ-50-1	7	50 т/ч
П-57р	1	500 МВт
П-57р	2	500 МВт
П-57р	3	500 МВт
П-57р	4	500 МВт

Характеристика источников Выделения вредных веществ

Таблица 7.6.

Источник	Вид энергии	вещество	Количество т/год	Прибор контроля	Мах ч/с	Сумма т/ч	На тут
Дымовая труба Н=420 м	э/э	Зола	1286870	расчет	4,8	1286780	48,9
		Оксид серы	53149	расчет	0,407	53149	11,94
		Оксид азота	10440	расчет	0,011	10440	0,407
		Пятиокись ванадия	0,504	расчет	0,021	0,504	0,0003

ДП.5В071700.ПЗ

Лист

























## Список используемой литературы

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей «Минэнерго ССР, Москва, 1981г.;
2. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Энергия, 1997 г.;
3. «Тепловые и атомные электрические станции «Справочник, Москва, Энергоиздат, 1982г.
4. Ермолов В.Ф., Смешивающие подогреватели паровых турбин», Энергоиздат, 1982г;
5. Малюшенко В.В. «Энергетические насосы» Справочное пособие, М: Энергоиздат, 1981 г.;
6. «Тепловой расчет котельных агрегатов». Нормативный метод, М: Энергия, 1973г;
7. «Аэродинамический расчет котельных установок» Нормативный метод, М:Энергия, 1977 г.;
8. «Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов» Нормативные материалы, Москва, Энергоиздат, 1971г.;
9. Елизаров Д.П. «Теплоэнергетические установки электростанций», Москва: Энергоиздат, 1982г;
- 10.Ривкин А.А. «Теплофизические свойства воды и водяного пара», Москва, энергоиздат, 1983г;
- 11.«Теплотехнический справочник» т. 1-2
- 12.Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции» Энергоиздат, 1987г;
14. Дюсебаев А.А., Абикенова Т.С. «Охрана труда». Методические указания к выполнению лабораторных работ –Алматы: АИЭС, 2006. - 18с.
- 15.Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС», Методические указания к дипломному проектированию (4П), Иваново, 1987г.;
- 16.Рожкова Т.П. «Энергооборудование станций и подстанций» Москва, Энегия, 1986г;
- 17.Цвынар Л.П. «Пуск паровых котлов» Москва, Энергоиздат, 1981г.;
- 18.Леонков А.М. Качан А.Д. «Тепловые и атомные электрические станции» Дипломное проектирование Москва «высшая школа» 1991г;
- 19.Попова Т.М. Ходанова Т.В. «Дипломное проектирование» Методические указания к выполнению экономической части, Алматы: АИЭС, 2000г.

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

20. Суляева Н.Г. «Расчет рассеивания вредных выбросов ТЭС»  
Методические указания к дипломному проекту, Алматы: АИЭС, 1990г;
21. Суляева Н.Г. «Защита от производственного шума» Методические  
указания к выполнению дипломного проекта, Алматы: АИЭС, 1995г.;
22. Летин Л.А. Роддатис К.Ф. «Среднеходные и тихоходные мельницы»  
Москва: Энергоиздат, 1981 г.;
23. «Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания  
топлива в пылевидном состоянии» Москва: Энергия, 1975г.;
24. Трухний А.Д. «Стационарные паровые турбины» Москва: Энергоиздат,  
1990г;

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