

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Курганский государственный университет»

Кафедра энергетики и технологии металлов

РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭС

Методические указания к выполнению курсового проекта  
по курсу «ИСТОЧНИКИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОТЫ»

для студентов всех форм обучения

направления 13.03.01

«Теплоэнергетика и теплотехника»

Курган 2019

Кафедра: «Энергетика и технология металлов»

Дисциплина: «Источники производства теплоты»  
Направление 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Составили:

доцент, канд. техн. наук С. В. Титов; доцент, канд. техн. наук В. А. Савельев;  
ассистент А. П. Панфилова.

Утверждены на заседании кафедры «03» июля 2019 г.

Рекомендованы методическим советом университета  
«14» марта 2019 г.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 4  |
| 1 ЦЕЛЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ .....           | 6  |
| 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА .....   | 8  |
| 3 МЕТОДИКА РАСЧЁТА .....  | 10 |
| 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА ВНЕШНИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ .....                             | 15 |
| 5 РАСЧЁТ МОЩНОСТЕЙ ТУРБИН, РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНЫ, ВЫБОР ТИПА И ЧИСЛА ТУРБИН ..... | 17 |
| 6 ПОДБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ .....   | 19 |
| 7 РАСЧЁТ ГОДОВОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОТЫ, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....                     | 20 |
| 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД КОТЛОАГРЕГАТА И РАСХОДА ТОПЛИВА .....                             | 25 |
| 9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС .....                               | 28 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....  | 30 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ .....  | 31 |

## ВВЕДЕНИЕ

**Источник тепловой энергии** – теплогенерирующая установка (тепловая электрическая станция или котельная), предназначенная для производства и отпуска тепловой энергии.

В настоящее время наиболее широко применяются источники теплоты, использующие органические топлива – твёрдое, жидкое и газообразное. Основными источниками теплоты являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), котельные и АТЭЦ. На базе ТЭЦ создана теплофикация – система централизованного теплоснабжения, позволяющая сократить расход топлива для выработки теплоты и электроэнергии на 20 – 25%.

Системы теплоснабжения классифицируются по ряду признаков: по взаимному расположению источника теплоснабжения и потребителей – централизованные и децентрализованные; по виду теплоносителя – водяные и паровые; по характеру отпуска теплоты из тепловой сети – открытые и закрытые; по способу присоединения потребителей теплоты – с зависимым и независимым присоединением; по количеству параллельно идущих теплопроводов – однотрубные, двухтрубные и многотрубные.

При централизованной системе теплоснабжения источник теплоты расположен на значительном расстоянии от самого удалённого потребителя и имеет значительную тепловую сеть. Децентрализованный тепловой источник находится вблизи потребителя, тепловая сеть в этом случае не нужна.

В качестве теплоносителя для систем центрального отопления жилых зданий и горячего водоснабжения (ГВС) обычно используется вода. При температурах теплоносителя до 100 – 150 °С вода применяется и в различных технологических промышленных процессах. При температурах теплоносителя более 150 °С в промышленности чаще используют пар.

Закрытый способ отпуска теплоты подразумевает то, что вода из тепловой сети не забирается, а нагревает в теплообменниках холодную водопроводную воду. Используется при жёсткой местной воде (Курган, Москва). При открытом способе отпуска теплоты вода для ГВС или технологических нужд забирается из тепловой сети и после использования сливается в канализацию (Санкт-Петербург).

При зависимом присоединении систем отопления сетевая вода проходит непосредственно через приборы отопления. При независимом – сетевая вода в теплообменниках нагревает воду, являющуюся независимым теплоносителем, циркулирующим в системе отопления.

Сетевая вода может транспортироваться по одному теплопроводу. Это возможно, если вся сетевая вода разбирается потребителям – однотрубная система теплоснабжения. Двухтрубная система – когда два теплопровода расположены параллельно. По подающему (прямому) теплопроводу поступает сетевая вода потребителям, по обратному происходит сбор охлаждённой воды и возврат её в котельную или на ТЭЦ. Если потребители нуждаются в горячей воде разной температуры, то подающих теплопроводов несколько, а обратный один – это многотрубная система теплоснабжения.

## **Классификация электрических станций**

**Тепловой электрической станцией (ТЭС)** называется комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и тепловую энергию.

1 По назначению и виду отпускаемой энергии ТЭС делятся на районные и промышленные.

Районные ТЭС – обслуживают все виды потребителей района (промышленные предприятия, транспорт, население и др.). Промышленные ТЭС – обслуживают тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс.

2 По виду топлива ТЭС делятся на атомные электростанции (АЭС) и электростанции, работающие на органическом топливе (ТЭС в узком смысле): газовые, пылеугольные, мазутные.

3 По типу силовых установок различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой **паротурбинных электростанций** являются **паротурбинные установки (ПТУ)**, которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют **паровую турбину**.

**Газотурбинные тепловые электростанции** оснащаются **газотурбинными установками (ГТУ)**, работающими на газообразном или жидком (дизельном) топливе.

**Парогазовые тепловые электростанции** комплектуются **парогазовыми установками (ПГУ)**, представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность.

4 По технологической схеме паропроводов ТЭС делятся на блочные ТЭС и на ТЭС с поперечными связями.

Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок – энергоблоков. В энергоблоке каждый котёл подаёт пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котёл. Работа котлов и турбин на ТЭС с поперечными связями обеспечивается по-другому: все котлы ТЭС подают пар в один общий паропровод (коллектор) и от него питаются все паровые турбины ТЭС.

5 По уровню начального давления различают ТЭС докритического давления и сверхкритического давления. Критическое давление – это 22,1 МПа. В российской теплоэнергетике начальные параметры стандартизованы (8,8; 12,8 и 23,5 МПа).

# 1 ЦЕЛЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ

Курсовой проект по дисциплине «Источники производства теплоты» имеет целью углубить знания, получаемые студентами при изучении курса, и дать им представление о тепловой схеме промышленной ТЭС, назначении основного и вспомогательного оборудования ТЭС, а также принципах расчёта тепловой схемы и технико-экономических показателей ТЭС.

Курсовой проект должен включать в себя пояснительную записку, состоящую из разделов:

- определение параметров пара и конденсата в характерных точках системы;
- определение максимального расхода пара внешними потребителями;
- расчёт расхода пара и мощности турбин, выбор типа и числа турбин;
- выбор типа и числа паровых котлов;
- расчёт показателей тепловой экономичности ТЭС.

Пояснительная записка оформляется на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210 x 297 мм). Записка может содержать листы другого формата в виде приложений.

Текстовая часть в пределах пояснительной записки оформляется однотипным образом:

- в виде рукописного текста, написанного шариковой ручкой синего, фиолетового или черного цветов с высотой букв не менее 2,5 мм;
- машинописным способом с использованием полужирной ленты черного цвета и межстрочным интервалом печати – 2, высотой шрифта не менее 2,5 мм;
- с использованием печатающих и графических устройств по ГОСТ 2.004-88. Рекомендуется шрифт Times New Roman, кегль не менее 12.

При использовании графических иллюстраций, помимо указанных средств, допускается использование простого карандаша.

Для каждой страницы записки выдерживаются поля: левое не менее 30 мм; верхнее и нижнее не менее 20 мм; правое не менее 10 мм.

В случае, когда внутри записки, выполненной рукописным способом, имеются листы с распечатками средств вычислительной техники (результаты расчетов и тому подобное), их допускается включать в основную текстовую часть при условии, если их оформление соответствует всем требованиям насто-

ящих положений. В противном случае они оформляются в виде приложений.

Абзац выделяется от начала строки 5 пробелами при написании машинописным текстом или 10 – 15 мм – рукописным.

Вписывание специальных символов в формулы, иллюстрации, таблицы производится с тем же размером, плотностью и цветом, что и в основной текст.

Исправление опечаток производится аккуратной подчисткой или закрашиванием белой краской (типа «Штрих») исправляемых символов с последующим нанесением на том же месте исправленного изображения. Исправления методом заклеивания не допускаются. Листы с большим числом исправлений (больше 5) подлежат замене.

Все заголовки текстовых разделов, подразделов и пунктов и наименования таблиц, рисунков, приложений подчиняются следующим единым требованиям:

- должны кратко и точно отображать содержание;
- не допускаются переносы слов в заголовках;
- точка в конце заголовка не ставится;
- не допускается подчеркивание заголовка;
- при исполнении на компьютере заголовков может набираться жирным шрифтом;
- если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой;
- при переходе заголовка на вторую строку она должна быть расположена симметрично первой строке;
- сверху и снизу заголовки выделяются пустыми строками;
- должны располагаться симметрично тексту, кроме заголовков таблиц.

Расстояние между заголовком и текстом при выполнении записки на компьютере и машинописным способом должно быть равно 1 интервалу, а при выполнении рукописным способом – 15 мм. Расстояние между заголовками раздела и подраздела – 2 интервала. Расстояние между заголовками и текстом – 1 интервал, между текстом подраздела или пункта до их следующих заголовков – 2 интервала. Новый раздел (глава) должны начинаться с нового листа.

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА

$P = 3,5$  МПа и  $t = 435$  °С – начальные параметры пара;

$N_{эл}$ , МВт – электрическая нагрузка;

$Q_{от}^p$ , МВт – отопительная нагрузка;

$t_{пс}/t_{ос}$ , °С – температура сетевой воды;

$D_{п1}$ , т/ч – расход пара на производство 1;

$P_{п1}$ , МПа – давление пара в производственном отборе 1;

$D_{п2}$ , т/ч – расход пара на производство 2;

$P_{п2}$ , МПа – давление пара в производственном отборе 2;

$G_{гвс}$ , т/ч – расход горячей воды;

$Q_{в}$ , МВт – расход теплоты на вентиляцию;

$P_{от}$ , МПа – давление пара на теплофикацию;

Подогреватель высокого давления 1 (ПВД1):  $P_{в} = 0,575$  МПа – давление пара в первом нерегулируемом отборе;

Подогреватель низкого давления (ПНД):  $P_{д} = 0,01$  МПа – давление пара во втором нерегулируемом отборе.

Вид топлива – уголь определённой марки;

Место расположения – город.

Расчёт ведётся для тепловой схемы ТЭС на средние параметры пара, представленной на рисунке 1.



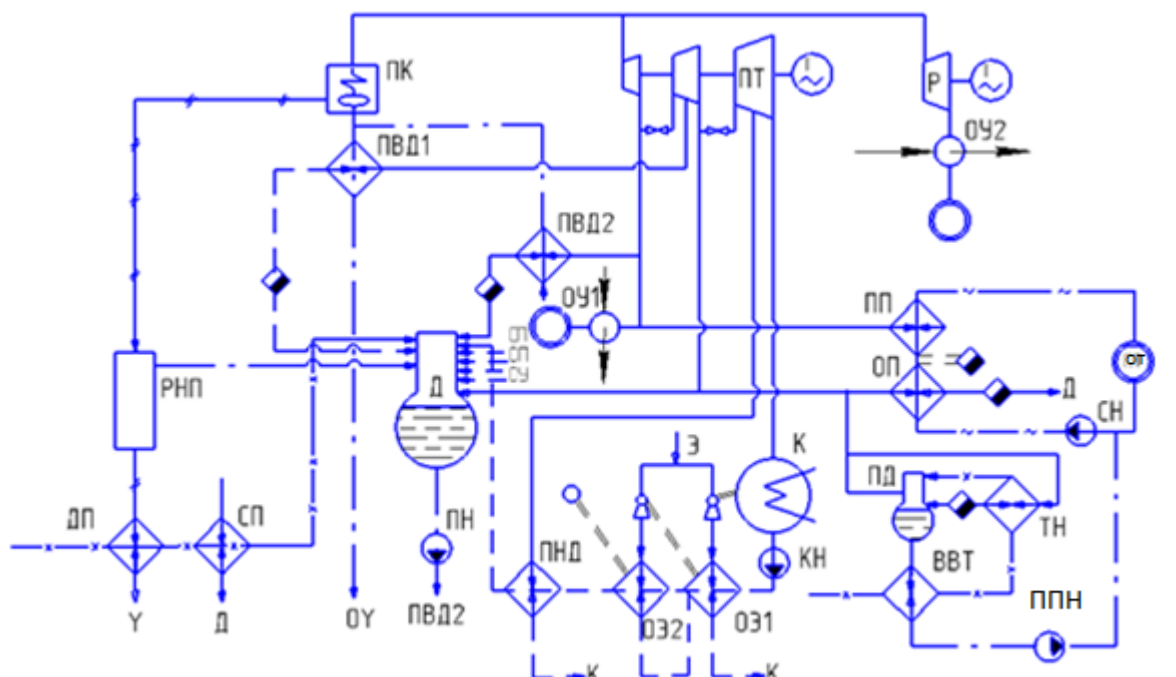


Рисунок 1 – Тепловая схема ТЭС на средние параметры пара (ПК – паровой котёл; Г – электрогенератор; ОУ – охладительная установка; ОТ – отопительная нагрузка; ОП – основной подогреватель; ПП – пиковый подогреватель; Д – деаэрактор; К – конденсатор; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; Э – эжекторная установка; ОЭ – охладитель выхлопа эжекторов, ПД – деаэрактор узла подпитки тепловой сети; ТП – теплообменник узла подпитки; ВВТ – водо-водяной теплообменник, РНП – расширитель непрерывной продувки; СП – сальниковый подогреватель; ДП – дренажный подогреватель; КН – конденсационный насос; ПН – питательный насос; СН – сетевой насос; ППН – подпиточный насос)

### 3 МЕТОДИКА РАСЧЁТА

ДАНО:

$P = 3,5$  МПа и  $t = 435$  °С – начальные параметры пара;

$N_{эл} = 32$  МВт – электрическая нагрузка;

$Q_{от}^p = 23,8$  МВт – отопительная нагрузка;

$t_{пс}/t_{ос} = 150/48$  °С – температура сетевой воды;

$D_{п1} = 80$  т/ч – расход пара на производство 1;

$P_{п1} = 0,9$  МПа – давление пара в производственном отборе 1;

$D_{п2} = 80$  т/ч – расход пара на производство 2;

$P_{п2} = 0,4$  МПа – давление пара в производственном отборе 2;

$G_{гвс} = 100$  т/ч – расход горячей воды;

$Q_{в} = 6,7$  МВт – расход теплоты на вентиляцию;

$P_{от} = 0,12$  МПа – давление пара на теплофикацию;

Подогреватель высокого давления 1 (ПВД1):  $P_{в} = 0,575$  МПа – давление пара в первом нерегулируемом отборе;

Подогреватель низкого давления (ПНД):  $P_{д} = 0,01$  МПа – давление пара во втором нерегулируемом отборе.

Вид топлива – каменный уголь – Печорский Ж;

Место расположения – город Архангельск.

## РАСЧЁТ

Расчёт тепловой схемы ТЭС начинается с построения процесса расширения пара в турбине на  $i$ - $s$  диаграмме (приложение Л).

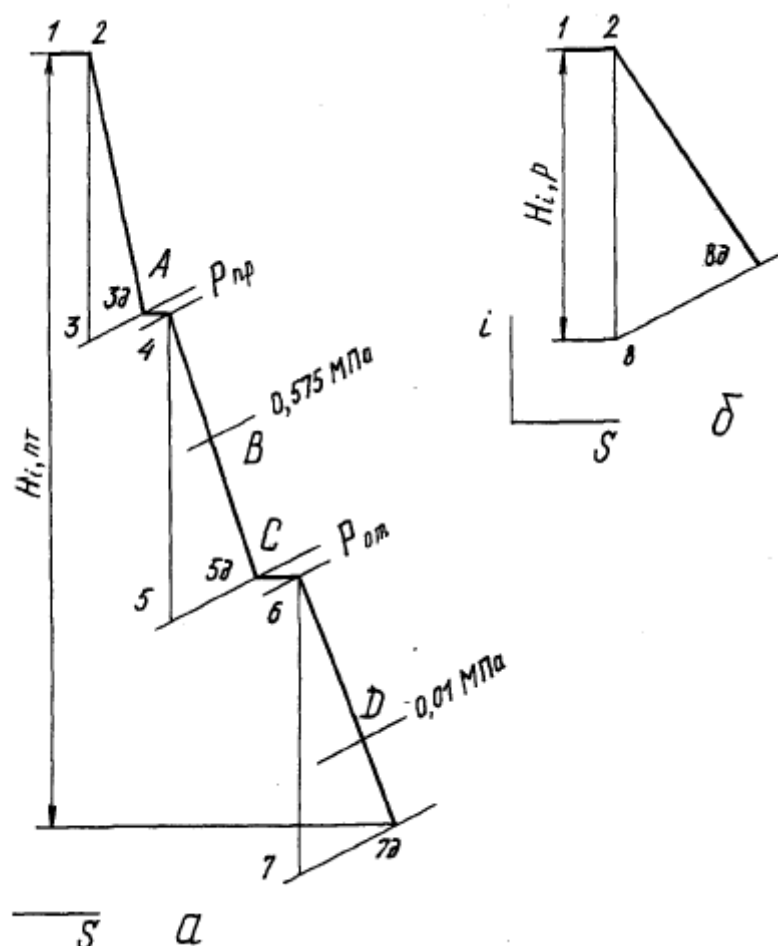


Рисунок 2 – Процесс построения расширения пара в турбине: а – в турбине типа ПТ (паровой теплофикационной турбине); б – в турбине типа Р (турбина противодавления)

По давлению  $P = 3,5 \text{ МПа}$  и температуре  $t = 435 \text{ }^{\circ}\text{C}$  перегретого пара перед турбиной находится положение точки 1 (рисунок 2а).

Строится процесс дросселирования пара в стопорном и регулирующих каналах турбины по условию  $i_2 = i_1 = 3305 \text{ кДж/кг}$ ;  $P_2 = 0,9 \cdot P_1 = 0,9 \cdot 3,5 = 3,15 \text{ МПа}$  и находятся положение и параметры пара в точке 2 (рисунок 2а).

Выполняется процесс расширения пара в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины. Для этого сначала строится процесс изоэнтропного расшире-

ния пара до давления в производственном отборе и находятся параметры в точке 3 (рисунок 2а) по условию  $S_3 = S_2$ .

Затем из соотношения:  $\eta = \frac{i_2 - i_{3a}}{i_2 - i_3}$  определяется значение

$i_{3a} = i_2 - \eta_{\text{цвд}} \cdot (i_2 - i_3)$ , кДж/кг. По полученному значению и давлению в первом производственном отборе определяются положение и параметры пара в точке 3а (рисунок 2а). Для турбин на средние параметры пара  $\eta_{\text{цвд}} = 0,85$ . Изображение процесса расширения в цилиндре высокого давления (ЦВД) получается соединением точек 2 и 3а (рисунок 2а).

Аналогично строится процесс расширения пара в цилиндре среднего давления (ЦСД) и в цилиндре низкого давления (ЦНД) турбины типа ПТ и процесс расширения в турбине типа Р.

Потери давления в регулирующих органах принимаются такими же, как для ЦВД – равными 10 %. Внутренние относительные КПД по проточной части могут быть приняты следующими:  $\eta_{\text{цсд}} = 0,8$ ;  $\eta_{\text{цнд}} = 0,72$ ;  $\eta_p = 0,78$ .

Параметры пара в нерегулируемых отборах находятся по положению точек пересечения изобар, соответствующих давлениям в отборах, и линий расширения пара в турбинах типа ПТ и Р в координатах  $i$ -s диаграммы.

По окончании построения процесса расширения пара в турбине определяется использованный теплоперепад:

$$H_{i,\text{ПТ}} = i_1 - i_{7a}, \text{ кДж/кг};$$

$$H_{i,\text{ПТ}} = 3305 - 2362 = 943 \text{ кДж/кг};$$

$$H_{i,\text{Р}} = i_1 - i_{8a}, \text{ кДж/кг}$$

$$H_{i,\text{Р}} = 3305 - 2901 = 404 \text{ кДж/кг}. \quad (1)$$

Находим коэффициенты недовыработки мощности:

$$\varepsilon_A = \frac{i_A - i_{7a}}{H_{i,\text{ПТ}}}; \quad \varepsilon_B = \frac{i_B - i_{7a}}{H_{i,\text{ПТ}}};$$

$$\varepsilon_C = \frac{i_C - i_{7a}}{H_{i,\text{ПТ}}}; \quad \varepsilon_D = \frac{i_D - i_{7a}}{H_{i,\text{ПТ}}}. \quad (2)$$

$$\varepsilon_A = \frac{3013 - 2362}{943} = 0,69; \quad \varepsilon_B = \frac{2945 - 2362}{943} = 0,62;$$

$$\varepsilon_C = \frac{2704 - 2362}{943} = 0,36; \quad \varepsilon_D = \frac{2440 - 2362}{943} = 0,08.$$

Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбин заносим в таблицу 1.

По данным таблицы 1 определяются параметры пара и конденсата в характерных точках системы (используя таблицу водяного пара). Потери давления в паропроводах от турбин до теплообменных устройств (кроме охлаждающей установки ОУ) составляют 10 %. Результаты определения параметров пара и конденсата заносятся в таблицу 2.

Таблица 1 – Параметры пара в проточной части турбины и коэффициенты недовыработки мощности

| Параметр   | Турбина ПТ |       |       |        |       |       |       |        |       |      |       |       | Турбина Р |       |
|------------|------------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|------|-------|-------|-----------|-------|
|            | 1          | 2     | 3     | 3а (А) | 4     | В     | 5     | 5а (С) | 6     | Д    | 7     | 7а    | 8         | 8а    |
| Р, МПа     | 3,50       | 3,15  | 0,9   | 0,9    | 0,81  | 0,575 | 0,12  | 0,12   | 0,108 | 0,01 | 0,004 | 0,004 | 0,4       | 0,4   |
| t, °С      | 435        | 433   | 257   | 281    | 279   | 244   | 105   | 115    | 114   | 46   | 29    | 29    | 163       | 219   |
| i, кДж/кг  | 3305       | 3305  | 2962  | 3013   | 3013  | 2945  | 2627  | 2704   | 2704  | 2440 | 2229  | 2362  | 2787      | 2901  |
| S, кДж/кгК | 6,96       | 7,01  | 7,01  | 7,10   | 7,15  | 7,18  | 7,15  | 7,35   | 7,40  | 7,70 | 7,40  | 7,84  | 7,01      | 7,25  |
| ε          | -----      | ----- | ----- | 0,69   | ----- | 0,62  | ----- | 0,36   | ----- | 0,08 | ----- | ----- | -----     | ----- |

14

Таблица 2 – Параметры пара и конденсата в характерных точках системы

| Параметр                                      | Теплообменники |          |       |       |           |       |
|---|----------------|----------|-------|-------|-----------|-------|
|   | ОУ1            | ПВД2, ПП | ПВД1  | ОУ2   | ОП, Д, ПД | ПНД   |
| Давление пара в отборе, МПа                   | 0,9            | 0,9      | 0,575 | 0,4   | 0,12      | 0,01  |
| Энтальпия пара, кДж/кг                        | 3013           | 3013     | 2945  | 2901  | 2704      | 2440  |
| Давление пара в теплообменном устройстве, МПа | 0,9            | 0,81     | 0,517 | 0,4   | 0,108     | 0,009 |
| Энтальпия конденсата, кДж/кг                  | 743            | 721      | 640   | 605   | 429       | 183   |
| Температура конденсата, °С                    | -----          | 170      | 152   | ----- | 102       | 44    |

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА ВНЕШНИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

**Расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ1:**

$$G_{OY1} = \frac{i_{П,OY1} - i_{П,П1}}{\varphi \cdot (i_{П,П1} - i_{К,П1}) + (i_{К,П1} - i_{ПВ})}, \text{ кг/кг} \quad (3)$$

$i_{П,OY1}$  – энтальпия пара в точке А (рисунок 2а), кДж/кг;

$i_{К,П1}$   $i_{П,П1}$  – энтальпии конденсата и пара при давлении  $P_A$ , кДж/кг;

$\varphi$  – доля испаряемой питательной воды ( $\varphi=0,9$ );

$i_{ПВ} = 4,19 \cdot t_{ПВ}$  – энтальпия питательной воды.

$$G_{OY1} = \frac{3013 - 2772}{0,9 \cdot (2772 - 743) + (743 - 4,19 \cdot 102)} = 0,11 \text{ кг/кг}$$

**Расход пара, поступающего на ОУ1:**

$$D_{OY1} = \frac{D_{П1}}{1 + \varphi \cdot G_{OY1}}, \text{ кг/с} \quad (4)$$

Примечание: расход пара дан в т/ч, его необходимо перевести в кг/с.

$$D_{OY1} = \frac{80}{3,6 \cdot (1 + 0,9 \cdot 0,11)} = 20,2 \text{ кг/с.}$$

**Расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ2:**

$$G_{OY2} = \frac{i_{П,OY2} - i_{П,П2}}{\varphi \cdot (i_{П,П2} - i_{К,П2}) + (i_{К,П2} - i_{ПВ})}, \text{ кг/кг}; \quad (5)$$

$$G_{OY2} = \frac{2901 - 2738}{0,9 \cdot 2133 + 605 - 427,38} = 0,08 \text{ кг/кг.}$$

**Расход пара, поступающего на ОУ2:**

$$D_{OY2} = \frac{D_{П2}}{1 + \varphi \cdot G_{OY2}}, \text{ кг/с}; \quad (6)$$

$$D_{OY2} = \frac{80}{3,6 \cdot (1 + 0,9 \cdot 0,08)} = 20,7 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на отопление и ГВС.**

**Расход сетевой воды на отопление:**

$$G_{CB} = \frac{Q_{от}^P}{\eta \cdot C_B \cdot (t_{ПС} - t_{ОС})}, \text{ кг/с}; \quad (7)$$

$$G_{CB} = \frac{23,8 \cdot 10^3}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (150 - 48)} = 56,8 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на пиковый подогреватель:**

$$D_{ПП} = \frac{G_{CB} \cdot C_B \cdot (t_{ПС} - t_{ОП})}{\eta \cdot (i_{П,ПП} - i_{К,ПП})} \text{ кг/с,} \quad (8)$$

где  $t_{ОП}$  – температура сетевой воды на выходе из основного подогревателя,

$t_{ОП} = t_{К,ОП} - \delta t$ ;  $\delta t$  – температурные потери,  $\delta t = 8 \dots 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$t_{К,ОП}$  – температура конденсата в основном подогревателе (из таблицы 2).

$$D_{ПП} = \frac{56,8 \cdot 4,19 \cdot (150 - 93)}{0,98 \cdot (3013 - 721)} = 6,04 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на основной подогреватель:**

$$D_{ОП} = \frac{G_{CB} \cdot C_B \cdot (t_{ОП} - t_{ОС}) - D_{ПП} \cdot (i_{К,ПП} - i_{К,ОП}) \cdot \eta}{\eta \cdot (i_{П,ОП} - i_{К,ОП})}, \text{ кг/с;} \quad (9)$$

$$D_{ОП} = \frac{56,8 \cdot 4,19 \cdot (93 - 48) - 6,04 \cdot (721 - 429) \cdot 0,98}{0,98 \cdot (2704 - 429)} = 4,03 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на ГВС:**

$$D_{ПД} = \frac{G_{ГВС} \cdot C_B \cdot (t_{ОС} - 5)}{\eta \cdot (i_{П,ПД} - C_B \cdot 5)}, \text{ кг/с;} \quad (10)$$

$$D_{ПД} = \frac{27,8 \cdot 4,19 \cdot (48 - 5)}{0,98 \cdot (2704 - 4,19 \cdot 5)} = 1,90 \text{ кг/с.}$$

В тепловой схеме рассчитываемой ТЭС принята открытая схема ГВС, подпитка осуществляется водой, подготовляемой в подпиточном узле,  $t_{\text{воды}} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ .



## 5 РАСЧЁТ МОЩНОСТЕЙ ТУРБИН, РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНЫ, ВЫБОР ТИПА И ЧИСЛА ТУРБИН

Турбина с противодавлением типа Р на средние параметры пара не имеет отборов пара на регенеративный подогрев питательной воды, поэтому расход пара на турбину равен расходу пара на ОУ2.

**Мощность, развиваемая турбинами типа Р:**

$$N_p = D_p \cdot H_{ip} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}, \text{ кВт} \quad (11)$$

где  $\eta_m = 0,98$  – механический КПД,  $\eta_{эг} = 0,96$  – КПД электрогенератора.

$$N_p = 20,7 \cdot 404 \cdot 0,98 \cdot 0,96 = 7868 \text{ кВт}$$

По найденной мощности  $N_p$  выбираем турбину противодавления.

**Мощность, развиваемая турбинами типа ПТ:**

$$N_{пт} = N_{э} - N_p, \text{ МВт} \quad (12)$$

$$N_{пт} = 32 - 7,87 = 24,13 \text{ МВт}$$

По найденной мощности  $N_{пт}$  выбираем тип и число турбин ПТ.

**Расход пара на ПВД2:**

Подогреватель высокого давления ПВД2 предназначен для нагрева питательной воды в количестве, соответствующем расходу конденсата греющего пара производства 2 (П2).

$$D_{пвд2} = \frac{G_{пв,пвд2} \cdot (i_{пв,пвд2} - i_{пв,д})}{\eta \cdot (i_{п,пвд2} - i_{к,пвд2})}, \text{ кг/с}, \quad (13)$$

где  $G_{пв,пвд2} = D_{ou2} \cdot (1 + \alpha_{пр})$ ;  $\alpha_{пр} = 2...5 \%$  – коэффициент, учитывающий расход котловой воды на непрерывную продувку;

$i_{пв,пвд2} = C_v \cdot t_{пв,пвд2}$ ,  $t_{пв,пвд2} = 145 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура питательной воды на выходе из ПВД2 принята равной  $145 \text{ }^\circ\text{C}$ , что соответствует требованиям по температуре питательной воды для паровых котлов на средние параметры пара,  $C_v$  – теплоёмкость воды;

$$i_{пв,д} = C_v \cdot t_{пв}, \quad t_{пв} = 102 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$D_{\text{ПВД2}} = \frac{20,7 \cdot (1 + 0,035) \cdot (4,19 \cdot 145 - 4,19 \cdot 102)}{0,98 \cdot (3013 - 721)} = 1,72 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на турбины типа ПТ:**

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{i,\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эГ}}} + (D_{\text{ОУ1}} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \cdot \varepsilon_{\text{А}} + (D_{\text{ОП}} + D_{\text{ПД}}) \cdot \varepsilon_{\text{С}}}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \varepsilon_{\text{В}} - \alpha_{\text{Д}} \cdot \varepsilon_{\text{С}} - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \varepsilon_{\text{Д}}}, \quad (14)$$

где  $\alpha_{\text{Д}} = 0,1$ ;  $\alpha_{\text{ПВД1}} = 0,1$ ;  $\alpha_{\text{ПНД}} = 0,015$  – доли расходов пара на деаэратор Д, подогреватель высокого давления ПВД1 и подогреватель низкого давления ПНД,  $\varepsilon$  – коэффициенты недовыработки мощности.

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{24 \cdot 10^6}{943 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96} + (20,2 + 6,04 + 1,72) \cdot 0,69 + (4,03 + 1,90) \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,08} = 53,81 \text{ кг/с.}$$

## 6 ПОДБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Выбор типа и количества паровых котлов для ТЭС производится по максимальному расходу пара с учётом заданного вида топлива. Суммарная производительность включенных котлов и 1 котёл резервный должны обеспечивать расход пара на все турбины и собственные нужды (СН) котельного цеха, составляющие 2 % от расхода пара на турбины.

***Максимальная производительность котельного цеха:***

$$D_{\text{кот}} = (1 + \alpha_{\text{СН}}) \cdot (D_{\text{р}} + D_{\text{пт}}), \text{ где } \alpha_{\text{СН}} = 0,02; \quad (15)$$

$$D_{\text{кот}} = (1 + 0,02) \cdot (20,7 + 53,81) = 76,0 \text{ кг/с.}$$

Переводим полученные данные в т/ч и выбираем тип и количество устанавливаемых котлов.

## 7 РАСЧЁТ ГОДОВОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОТЫ, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### ***Годовые расходы пара технологическим потребителям:***

Годовые расходы на технологические нужды определяются из условия непрерывной работы технологического оборудования в течении 345 суток (20 суток составляет ремонтный период).

### ***Расход пара на производство 1:***

$$D_{П1}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{ОУ1}, \text{ т/год}; \quad (16)$$

$$D_{П1}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,2 = 6,02 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

### ***Расход пара на производство 2:***

$$D_{П2}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{ОУ2}, \text{ т/год}; \quad (17)$$

$$D_{П2}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,7 = 6,17 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

### ***Расход пара на отопление и ГВС:***

### ***Годовой расход тепла на отопление:***

$$Q_{от}^{год} = Q_{от} \cdot \frac{t_{вн} - t_n^{cp}}{t_{вн} - t_{н,от}^p} \cdot Z, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (18)$$

где  $t_{вн} = 18 \text{ }^{\circ}\text{C}$  – внутренняя температура воздуха в помещении;

$t_n^{cp}$  – средняя температура наружного воздуха для отопления (приложение И);

$t_{н,от}^p$  – расчётная температура воздуха для отопления (приложение И);

$Z$  – число часов отопительного периода (приложение З).

$$Q_{от}^{год} = 23,8 \cdot \frac{18+4,7}{18+32} \cdot 6024 = 6,5 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 2,34 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

### ***Годовой расход тепла на вентиляцию:***

$$Q_{в}^{год} = Q_{в} \cdot \frac{t_{вн} - t_n^{cp}}{t_{вн} - t_{н,в}^p} \cdot Z, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (19)$$

где  $t_{н,в}^p$  – расчётная наружная температура воздуха для вентиляции (приложение И).

$$Q_{в}^{год} = 6,7 \cdot \frac{18+4,7}{18+19} \cdot 6024 = 2,48 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 0,89 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

**Годовая нагрузка на отопление и вентиляцию** распределяется между пиковым и основным подогревателем следующим образом:

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}), \text{ МДж}; \quad (20)$$

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 0,9 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 0,32 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

$$Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}), \text{ МДж}; \quad (21)$$

$$Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 8,1 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 2,92 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

**Годовые расходы пара на пиковый и основной подогреватели:**

$$D_{\text{ПП}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ПП}}^{\text{год}}}{(i_{\text{п,пп}} - i_{\text{к,пп}}) \cdot \eta}, \text{ т/год } (\eta=0,98); \quad (22)$$

$$D_{\text{ПП}}^{\text{год}} = \frac{0,32 \cdot 10^8}{(3013 - 721) \cdot 0,98} = 14247 \text{ т/год}.$$

$$D_{\text{ОП}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} - D_{\text{ПП}}^{\text{год}} \cdot (i_{\text{к,пп}} - i_{\text{к,оп}}) \cdot \eta}{(i_{\text{п,оп}} - i_{\text{к,оп}}) \cdot \eta}, \text{ т/год } (\eta=0,98); \quad (23)$$

$$D_{\text{ОП}}^{\text{год}} = \frac{2,92 \cdot 10^8 - 14247 \cdot (721 - 429) \cdot 0,98}{(2704 - 429) \cdot 0,98} = 129177 \text{ т/год}.$$

**Годовой расход пара на ГВС:**

$$D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = D_{\text{ПД}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ т/год}; \quad (24)$$

$$D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 1,90 \cdot 3,6 \cdot 345 \cdot 24 = 56635 \text{ т/год}.$$

**Годовой расход пара на ПВД2:**

$$D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = D_{\text{ПВД2}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ т/год}; \quad (25)$$

$$D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = 1,72 \cdot 3,6 \cdot 345 \cdot 24 = 51270 \text{ т/год}.$$

**Годовые расходы пара составляют:**

**- из турбины противоаварийного,  $P=P_{\text{П2}}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{\text{П2}}}^{\text{год}} = D_p = D_{\text{П2}}, \text{ т/год} - \text{из формулы 17};$$

$$D_{P=0,4}^{\text{год}} = 6,17 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

**- из производственного отбора турбины,  $P=P_{П1}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{П1}}^{\text{год}} = D_{П1}^{\text{год}} + D_{ПП}^{\text{год}} + D_{ПВД2}^{\text{год}}, \text{ т/год} \quad (26)$$

$$D_{P=0,9}^{\text{год}} = 602000 + 14247 + 51270 = 667517 = 6,68 \cdot 10^5 \text{ т/год}$$

**- из теплофикационного отбора турбины,  $P=P_{от}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{от}}^{\text{год}} = D_{оп}^{\text{год}} + D_{ГВС}^{\text{год}}, \text{ т/год} \quad (27)$$

$$D_{P=0,12}^{\text{год}} = 129177 + 56635 = 185812 = 1,86 \cdot 10^5 \text{ т/год}$$

**Годовая выработка электроэнергии**

**1 Турбиной  $P$ :**

$$\mathcal{E}_P^{\text{год}} = \frac{D_{P=P_{П2}}^{\text{год}} \cdot H_{i,p} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}}{3600}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (28)$$

$$\mathcal{E}_P^{\text{год}} = \frac{6,17 \cdot 10^5 \cdot 404 \cdot 0,98 \cdot 0,96}{3600} = 65,1 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

**2 Турбиной типа ПТ:**

$$\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} = n \cdot N_{ПТ}^{\text{ном}} \cdot K_{и} \cdot 365 \cdot 24, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (29)$$

где  $n$  – количество турбин типа ПТ

$K_{и} = 0,8$  – коэффициент использования установленной мощности.

$$\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} = 2 \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 365 \cdot 24 = 168,2 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

**3 Суммарная годовая выработка электроэнергии турбинами:**

$$\mathcal{E}^{\text{год}} = \mathcal{E}_P^{\text{год}} + \mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (30)$$

$$\mathcal{E}^{\text{год}} = 65,1 \cdot 10^3 + 168,2 \cdot 10^3 = 233,3 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

**Годовая выработка пара:**

**Годовой расход пара на турбины типа ПТ:**

$$D_{ПТ}^{\text{год}} = \frac{\frac{\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{i,ПТ} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}} + D_{P=P_{П1}}^{\text{год}} \cdot \varepsilon_A + D_{P=P_{от}}^{\text{год}} \cdot \varepsilon_C}{1 - \alpha_{ПВД1} \cdot \varepsilon_B - \alpha_D \cdot \varepsilon_C - \alpha_{ПНД} \cdot \varepsilon_D}, \text{ т/год}; \quad (31)$$

$$D_{ПТ}^{\text{год}} = \frac{\frac{168,2 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 10^6}{943 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 10^3} + 667517 \cdot 0,69 + 185812 \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,08} = 1343466 \text{ т/год}.$$

**Годовая производительность котельной с учётом 2% расхода пара на СН:**

$$D_{\text{КОТ}}^{\text{ГОД}} = 1,02 \cdot (D_{\text{Р}}^{\text{ГОД}} + D_{\text{ПТ}}^{\text{ГОД}}), \text{ т/ГОД}; \quad (32)$$

$$D_{\text{КОТ}}^{\text{ГОД}} = 1,02 \cdot (6,17 \cdot 10^5 + 13,4 \cdot 10^5) \text{ т/ГОД}.$$

**Годовая выработка тепла для внешних потребителей**

**Годовой расход тепла на производство 1:**

$$Q_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} = D_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} \cdot i_{\text{П,П1}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч/ГОД}; \quad (33)$$

$$Q_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} = \frac{6,02 \cdot 10^5 \cdot 2770}{3600} = 463206 \text{ МВт} \cdot \text{ч/ГОД}.$$

(чтобы получить данную размерность необходимо перевести кДж в МВт·ч)

**Годовой расход тепла на производство 2:**

$$Q_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} = D_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} \cdot (i_{\text{П,П2}} - 0,8 \cdot i_{\text{К,П2}}), \text{ МВт} \cdot \text{ч/ГОД}, \quad (34)$$

где  $i_{\text{П,П2}}$ ,  $i_{\text{К,П2}}$  – находятся из таблицы водяного пара, значения энтальпий при давлении производственного отбора Рп2;

коэффициент 0,8 учитывает суммарные потери тепла, связанные с утечками конденсата в паропроводах и в производстве, а также в связи с охлаждением конденсата в трубопроводе.

$$Q_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} = \frac{6,17 \cdot 10^5 \cdot (2738 - 0,8 \cdot 605)}{3600} = 386311 \text{ МВт} \cdot \text{ч/ГОД}.$$

**Годовой расход тепла на ГВС:**

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{ГВС}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ МВт/ГОД}, \quad (35)$$

где

$$Q_{\text{ГВС}} = G_{\text{ГВС}} \cdot \eta \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ОС}} - 5) = \frac{100 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,98 \cdot 4,19 \cdot (48 - 5) = 4,905 \text{ МВт} \quad (36)$$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ГОД}} = 4,905 \cdot 345 \cdot 24 = 40613 \text{ МВт/ГОД} \quad (35)$$

**Годовой расход тепла на отопление:**

$$Q_{\text{ОТ}}^{\text{ГОД}} = 6,5 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} - \text{из формулы (18)}.$$

***Годовой расход тепла на вентиляцию:***

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 2,48 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} - \text{из формулы (19)}.$$

***Суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям:***

$$Q_{\text{вп}}^{\text{год}} = Q_{\text{п1}}^{\text{год}} + Q_{\text{п2}}^{\text{год}} + Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} + Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}; \quad (37)$$

$$Q_{\text{вп}}^{\text{год}} = 463206 + 386511 + 40613 + 65000 + 24800 = 980130 = 98,01 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$



## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД КОТЛОАГРЕГАТА И РАСХОДА ТОПЛИВА

**Величина КПД котлоагрегата  $\eta_{КА}$** , необходимая для расчёта годового расхода топлива, определяется из теплового баланса котлоагрегата:

$$\eta_{КА} = 100 - \sum q_i, \quad (38)$$

где  $\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$  – сумма тепловых потерь. (39)

**Тепловые потери с уходящими газами:**

$$q = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xb}) \cdot (100 - q_4)}{Q_H^P}, \quad (40)$$

где  $I_{yx}$  – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

$I_{xb}$  – энтальпия холодного воздуха ( $t=30^\circ\text{C}$ ), кДж/кг;

$\alpha_{yx} = \alpha_T + \Delta\alpha$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за котлоагрегатом;  $\alpha_T$  – коэффициент избытка воздуха в топке, принимается по приложению Д (зависит от вида топлива);  $\Delta\alpha = 0,15$  – сумма присосов по газовому тракту котла.

**Энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$  и температура уходящих газов:**

$$I_{yx} = I_{yx}^0 + (\alpha_{yx} - 1) \cdot I_{xb}, \quad (41)$$

где  $I_{yx}^0$  – энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$  кДж/кг.

Для определения  $I_{yx}$ ,  $I_{xb}$  необходимо выполнить расчёты по воздуху и продуктам сгорания.

По приложению В определяем элементарный состав рабочей массы топлива для заданного топлива:  $C^P$ ,  $H^P$ ,  $S_{л}^P$ ,  $O^P$ ,  $N^P$ ,  $A^P$ ,  $W^P$ .

**Теоретически необходимое количество воздуха:**

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_{л}^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (42)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 5,4 = 6,15 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Теоретический объём азота ( $N_2$ ):**

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot N^P / 100, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (43)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 6,15 + 0,8 \cdot 1,3 / 100 = 4,87 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Объём трёхатомных газов ( $RO_2$ ):**

$$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P_{\text{л}}), \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (44)$$

$$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) = 1,12 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Теоретический объём водяных паров ( $H_2O$ ):**

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 \cdot (9 \cdot H^P + W^P) + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (45)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 \cdot (9 \cdot 3,8 + 5,5) + 0,0161 \cdot 6,15 = 0,59 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Полный объём продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$ :**

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (46)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 1,12 + 4,87 + 0,59 = 6,58 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$  и  $t = t_{yx}$ :**

$$I_{yx}^0 = I_{RO_2} + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0 = V_{RO_2} \cdot (Ct)_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (Ct)_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (Ct)_{H_2O}, \quad (47)$$

кДж/кг;

$$I_{yx}^0 = 1,12 \cdot 1,69 \cdot 115 + 4,87 \cdot 1,3 \cdot 115 + 0,59 \cdot 1,51 \cdot 115 = 1048 \text{ кДж/кг}.$$

Теплоёмкости продуктов сгорания при температура уходящих газов  $t_{yx} = 115^\circ\text{C}$  (температура берётся из приложения Б):

$$C_{CO_2} = 1,69 \text{ кДж/м}^3\text{К}; C_{N_2} = 1,3 \text{ кДж/м}^3\text{К}; C_{H_2O} = 1,51 \text{ кДж/м}^3\text{К}; \quad C_B = 1,32 \text{ кДж/м}^3\text{К}.$$

$$I_{xB} = V^0 \cdot (Ct)_B, \text{ кДж/кг}; \quad (48)$$

$$I_{xB} = 6,15 \cdot 1,32 \cdot 115 = 933,6 \text{ кДж/кг}.$$

Находим энтальпию уходящих газов  $I_{yx}$  по формуле (41):

$$I_{yx} = 1048 + (1,35 - 1) \cdot 933,6 = 1375 \text{ кДж/кг}.$$

**Тепловые потери с уходящими газами:**

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xB}) \cdot (100 - q_4)}{Q_H^P} \% , \quad (49)$$

где  $Q_H^P$  – низшая теплота сгорания рабочей массы твёрдого топлива, принимается по таблице приложения В или на основании анализа проб газа, кДж/кг;

потери тепла от химической и механической неполноты сгорания определяются по приложению Д.

потери тепла в окружающую среду  $q_5$  зависят от выбранного котлоагрегата, для котлоагрегатов производительностью  $D \geq 75$  т/ч  $q_5 = 0,6 \%$ ;

потерями с физическим теплом шлака можно пренебречь, т. е.  $q_6 = 0$ ;

С учётом всех найденных потерь тепла находим КПД котлоагрегата по формуле (38):  $\eta_{КА} = 100 - 0,5 - 1,5 - 0,6 = 97,4 \%$ .

$$q_2 = \frac{(1375 - 1,35 \cdot 933,6) \cdot (100 - 1,5)}{23,7 \cdot 10^3} = 0,48 \approx 0,5 \%$$

**Годовой расход топлива на котлоагрегаты** с учётом потерь тепла при продувке котлов ( $P=3 \%$ ):

$$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{D_{\text{кот}}^{\text{год}} \cdot \left[ (i_{\text{ПП}} - i_{\text{ПВ}}) + \frac{P}{100} (i_{\text{КВ}} - i_{\text{ПВ}}) \right]}{\eta_{КА} \cdot Q_H^P}, \text{ т/год}, \quad (50)$$

где  $i_{\text{ПП}}$  – энтальпия перегретого пара на выходе из пароперегревателя при номинальных параметрах  $P = 4 \text{ МПа}$  и  $t_{\text{ПП}} = 440 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$i_{\text{КВ}}$  – энтальпия котловой воды при  $P = 4 \text{ МПа}$  и  $t_{\text{КВ}} = 145 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$D_{\text{кот}}^{\text{год}}$  – годовая производительность котельной, формула (32).

$$\begin{aligned} B_{\text{кот}}^{\text{год}} &= \frac{19,57 \cdot 10^5 \cdot \left[ (3308 - 4,19 \cdot 145) + \frac{3}{100} \cdot (1089 - 4,19 \cdot 145) \right]}{0,974 \cdot 23700} = \\ &= 230122 = 23,01 \cdot 10^4 \text{ т/год}. \end{aligned}$$

## 9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС

### *Годовой расход топлива на выработку тепла:*

$$B_T^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}}{\eta_{\text{КА}} \eta_{\text{ТП}} Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}, \text{ т/год}; \quad (51)$$

$\eta_{\text{ТП}} = 0,99$  – КПД, учитывающий потери в паропроводах;

$Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}$  – суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям, формула (37).

$$B_T^{\text{год}} = \frac{980130 \cdot 3600}{0,974 \cdot 0,99 \cdot 23700} = 154399 = 15,4 \cdot 10^4 \text{ т/год}.$$

### *Годовой расход топлива на выработку электроэнергии:*

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = B_{\text{кот}}^{\text{год}} - B_T^{\text{год}}, \text{ т/год} \quad (52)$$

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = 230122 - 154399 = 75723 = 7,57 \cdot 10^4 \text{ т/год}.$$

### *Частный КПД по выработке электроэнергии:*

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} = \frac{\text{Э}^{\text{год}} \cdot 3600}{B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}; \quad (53)$$

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} = \frac{233,3 \cdot 10^3 \cdot 3600}{75723 \cdot 23700} = 0,47.$$

### *Частный КПД по выработке тепловой энергии:*

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}; \quad (54)$$

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} = 0,974 \cdot 0,99 = 0,96.$$

### *Удельные расходы топлива на выработку электроэнергии:*

#### *- натурального:*

$$b_{\text{Э}}^{\text{Н}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}; \quad (55)$$

$$b_{\text{Э}}^{\text{Н}} = \frac{3600}{0,47 \cdot 23700} = 0,323 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}.$$

#### *- условного:*

$$b_{\text{Э}}^{\text{У}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{Усл}}^{\text{Р}}}, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}; \quad (56)$$

где  $Q_{\text{Усл}}^{\text{Р}} = 29300$  кДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

$$b_3^y = \frac{3600}{0,47 \cdot 29300} = 0,261 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч.}$$

***Удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии:***

***- натурального:***

$$b_T^H = \frac{10^6}{\eta_{ТЭЦ} \cdot Q_H^p}, \text{ кг/ГДж}; \quad (57)$$

$$b_T^H = \frac{10^6}{0,96 \cdot 23700} = 43,95 \text{ кг/ГДж.}$$

***- условного:***

$$b_T^y = \frac{10^6}{\eta_{ТЭЦ} \cdot 29300}, \text{ кг/ГДж}; \quad (58)$$

$$b_T^y = \frac{10^6}{0,96 \cdot 29300} = 35,55 \text{ кг/ГДж.}$$

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Теплотехника. Расчёт элементов тепловых схем методом энергетического баланса: учеб. пособие к курсовому проектированию для студ. спец. 260200, 260300 всех форм обуч. / Л. Д. Ахрямкина, И. М. Владимирова, Н. В. Дзыга; М-во образования Рос. Фед., Сиб. гос. технол. ун-т. – Красноярск : СибГТУ, 2002. – 32 с.

2 Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС: учеб. пособие для студ. вузов / А. Г. Герасимова; Университетская библиотека онлайн (ЭБС). – Минск: Вышэйш. шк., 2011. – 272 с. – URL: [http://www.biblioclub.ru/index.php?page=book\\_view&book\\_id=119839](http://www.biblioclub.ru/index.php?page=book_view&book_id=119839) (25.10.2018).

3 Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины: производст. изд. / А. Д. Трухний; ред. А. Д. Трухний. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.

4 Трухний, А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – Москва : Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.

5 Тепловой расчёт котельных агрегатов. Нормативный метод / Н. В. Кузнецов [и др.]; ред. Н. В. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – Репринтное воспроизведение издания 1973 г. – Москва : ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.

6 Теплоэнергетика и теплотехника: справ. серия в 4 кн. / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – Москва : Энергоатомиздат, 1987-1988. Кн. 1.

7 Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник в 4-х кн. / под общ. ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. – 4-е изд., перераб. – Москва : Изд-во МЭИ, 2007. – 632 с.

8 Источники производства теплоты. Расчет тепловой схемы ТЭС: методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления бакалавриата 40100 «Теплоэнергетика и теплотехника» (профиль «Промышленная теплоэнергетика») всех форм обучения / Сыкт. лесн. ин-т; сост. – Т. Л. Леканова, Е. Г. Казакова. – Сыктывкар : СЛИ, 2014. – URL: <http://lib.sfi.komi.com> (25.10.2018).

9 Шляхин П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П. Н. Шляхин, М. Л. Бершадский. – Москва – Ленинград : Госэнергоизд, 1961. – 128 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение А (справочное)

#### Паровые котлы на различные давления и перегревы

Таблица А.1 — Паровые котлы на давление 4,0 МПа с перегревом пара до 440 °С

| <i>D</i> , т/ч | Обозначение по ГОСТ | Топливо        | Заводская маркировка |
|----------------|---------------------|----------------|----------------------|
| 35             | Е-35-40Н            | Каменный уголь | —                    |
|                | Е-35-40             | Каменный уголь | К-35-40              |
|                |                     | Бурый уголь    | Б-35-40              |
|                |                     | Торф           | Т-35-40              |
|                | Е-50-40-ГМ          | Газ, мазут     | БГМ-35М              |
| 50             | Е-50-40Н            | Каменный уголь | —                    |
|                | Е-50-40             | Каменный уголь | К-50-40              |
|                |                     | Бурый уголь    |                      |
|                |                     | Торф           |                      |
|                | Е-50-40             | Мазут, газ     | ГМ-50-1              |
| 75             | Е-75-40Н            | Каменный уголь | —                    |
|                | Е-75-40МТ           | Кора           | КМ-75-40             |
|                | Е-75-40             | Каменный уголь | БКЗ-75-39-ФБ         |
|                |                     | Бурый уголь    |                      |
|                |                     | Торф           |                      |
|                |                     | АШ             |                      |
|                | Е-75-40-ГМ          | Газ, мазут     | БКЗ-75-39-ФБЖ        |
|                |                     |                | БКЗ-75-39-ГМА        |

Таблица А.2 — Паровые котлы на давление 9,8 МПа с перегревом пара до 540 °С

| <i>D</i> , т/ч | Обозначение по ГОСТ | Топливо        | Заводская маркировка |
|----------------|---------------------|----------------|----------------------|
| 120            | Е-120-100-ГМ        | Газ, мазут     | БКЗ-120-100-ГМ-3     |
| 160            | Е-160-100-ГМ        | Газ, мазут     | БКЗ-160-100-ГМ-3     |
| 220            | Е-220-100           | Каменный уголь | БКЗ-220-100-6        |
|                |                     |                | ТП-14-А              |
|                |                     | Бурый уголь    | БКЗ-220-100-6        |
|                |                     |                | ТП-152/А             |
|                | Е-220-100-1М        | Газ, мазут     | ТГМ-151/Б            |

Приложение Б  
(рекомендуемое)  
Рекомендуемая температура уходящих газов

| Топливо         |  | Давление, $P$ , МПа |                 |
|-----------------|--|---------------------|-----------------|
|                 |  | 4,0                 | 10,0            |
|                 |  | Температура, °С     | Температура, °С |
| Твердое топливо | $W^P/Q_n^P \leq 1 \text{ \%кг / МДж}$  | 110...120           | 110...130       |
|                 | $W^P/Q_n^P = 1...5 \text{ \%кг / МДж}$ | 110...130           | 120...150       |
|                 | $W^P/Q_n^P > 5 \text{ \%кг / МДж}$     | 130...140           | 160...170       |
| Мазут           | $S_n^P < 0,5 \text{ \%}$               | 110...120           |                 |
|                 | $S_n^P = 0,5...2,0 \text{ \%}$         | 130...140           |                 |
|                 | $S_n^P > 2,0 \text{ \%}$               | 150...160           |                 |
| Природный газ   |  | 110...120           |                 |

Приложение В  
(справочное)  
Расчетные характеристики рабочей массы твердых и жидких топлив

| Бассейн<br>месторождения  | Состав рабочей массы топлива, % |       |         |       |       |       |       | $Q_n^P$ ,<br>МДж/кг | $V^P$ ,<br>% |
|---------------------------|---------------------------------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|---------------------|--------------|
|                           | $W^P$                           | $A^P$ | $S_n^P$ | $C^P$ | $N^P$ | $O^P$ | $H^P$ |                     |              |
| Донецкий Г                | 13,0                            | 21,8  | 3,0     | 49,3  | 1,0   | 8,3   | 3,6   | 19,6                | 44,0         |
|                           | 8,0                             | 23,0  | 3,2     | 55,2  | 1,0   | 5,8   | 3,8   | 22,0                | 44,0         |
|                           | 8,5                             | 22,9  | 1,7     | 69,8  | 0,6   | 1,3   | 1,6   | 22,6                | 3,5          |
| Кузнецкий Т               | 12,0                            | 13,2  | 0,3     | 58,7  | 1,9   | 9,7   | 4,2   | 22,8                | 42           |
|                           | 6,5                             | 16,8  | 0,4     | 68,6  | 1,5   | 3,1   | 3,1   | 26,2                | 13,0         |
|                           | 7,0                             | 30,7  | 0,7     | 53,6  | 1,6   | 3,4   | 3,0   | 21,0                | 23,0         |
| Печорский Ж               | 5,5                             | 23,6  | 0,8     | 59,6  | 1,3   | 5,4   | 3,8   | 23,7                | 33,0         |
|                           | 11,0                            | 25,4  | 2,6     | 47,7  | 1,3   | 6,8   | 3,2   | 18,3                | 40,0         |
| Канско- Б1<br>Ачинский Б2 | 44,0                            | 6,7   | 0,5     | 34,3  | 0,4   | 11,7  | 2,4   | 11,8                | 48,0         |
|                           | 39,0                            | 7,3   | 0,4     | 37,6  | 0,4   | 12,7  | 2,6   | 13,0                | 48,0         |
| Карагандинский К          | 8,0                             | 27,6  | 0,8     | 54,7  | 0,8   | 4,8   | 3,3   | 16,3                | 30,0         |
| Экибастузский СС          | 7,0                             | 38,1  | 0,8     | 43,4  | 0,8   | 7,0   | 2,9   | 16,7                | 30,0         |
| Нерюнгринский<br>СС       | 9,5                             | 12,7  | 0,2     | 66,1  | 0,7   | 7,5   | 3,3   | 24,7                | 24,0         |
| Челябинский БЗ            | 18,0                            | 29,5  | 1,0     | 37,3  | 0,9   | 10,5  | 2,8   | 14,0                | 45,0         |
| Малосернистый             | 3,0                             | 0,05  | 0,3     | 84,7  | —     | 0,3   | 11,7  | 40,3                | —            |
| Мазут сернистый           | 3,0                             | 0,1   | 1,4     | 83,8  | —     | 0,5   | 11,2  | 39,7                | —            |
| Высокосернистый           | 3,0                             | 0,1   | 2,8     | 83,0  | —     | 0,7   | 10,4  | 38,8                | —            |



Приложение Г  
(справочное)  
Расчетные характеристики газообразного топлива

| Газопровод                        | Состав газа по объему |                               |                               |                                |                                |                |                 | Теплота сгорания<br>сухого газа,<br>$Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ , МДж/м <sup>3</sup> |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|--|
|                                   | CH <sub>4</sub>       | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | N <sub>2</sub> | CO <sub>2</sub> |  |
| Саратов —<br>Москва               | 84,5                  | 3,8                           | 1,9                           | 0,9                            | 0,3                            | 7,8            | 0,8             | 35,9   |
| Саратов —<br>Н. Новгород          | 91,9                  | 2,1                           | 1,3                           | 0,4                            | 0,1                            | 3,0            | 1,2             | 36,2   |
| «Северное<br>сияние»              | 95,7                  | 1,9                           | 0,6                           | 0,3                            | 0,2                            | 1,3            | —               | 36,5   |
| Серпухов<br>—<br>С.-<br>Петербург | 89,7                  | 5,2                           | 1,7                           | 0,5                            | 0,1                            | 2,7            | 0,1             | 37,5   |
| Ср. Азия —<br>Центр               | 93,8                  | 3,6                           | 0,7                           | 0,2                            | 0,4                            | 0,7            | 0,6             | 37,6   |

Приложение Д  
(справочное)  
Расчетные характеристики камерных топок

| Топливо                    | Коэффициент<br>избытка воздуха<br>в топке, $\alpha_{\text{T}}$ | Потери теплоты, в % при $D$ , т/ч |             |          |             |
|----------------------------|--|-----------------------------------|-------------|----------|-------------|
|                            |  | $q_3$                             |             | $q_4$    |             |
|                            |  | $D < 75$                          | $D \geq 75$ | $D < 75$ | $D \geq 75$ |
| Антрацит и<br>полуантрацит | 1,2...1,25   | 0,5                               | 0           | 2...3    | 4...6       |
| Каменный уголь             | 1,2  | 0,5                               | 0           | 2...3    | 1...1,5     |
| Бурый уголь                | 1,2  | 0,5                               | 0           | 1...2    | 0,5...1,0   |
| Мазут                      | 1,1...1,15   | 0,5                               | 0,5         | 0        | 0           |
| Газ                        | 1,1  | 0,5                               | 0,5         | 0        | 0           |

Приложение Е  
(справочное)  
Основные характеристики турбин с двумя регулируемыми отборами

| Тип турбины    | Начальные<br>параметры<br>пара |             | Производственный<br>отбор |   | Теплофикацион-<br>ный отбор |   | Давление<br>в кон-<br>денсато-<br>ре | Давление в<br>нерегули-<br>руемых<br>отборах |
|----------------|--------------------------------|-------------|---------------------------|---|-----------------------------|---|--------------------------------------|--|
|                | $P$ ,<br>МПа                   | $t$ ,<br>°C | $P$ ,<br>МПа              | $D_{\text{ном}}/D_{\text{макс}}$ ,<br>т/ч | $P$ ,<br>МПа                | $D_{\text{ном}}/D_{\text{макс}}$ ,<br>т/ч | МПа                                  | МПа  |
| ПТ-12/15-35/10 | 3,5                            | 435         | 0,8-1,3                   | 50/80                                     | 0,07-<br>0,25               | 40/65                                     | 0,004                                | 0,575; 0,01                                  |
| ПТ-25/30-90/10 | 9,0                            | 535         | 0,8-1,3                   | 70/130                                    | 0,07-<br>0,25               | 50/92                                     | 0,005                                | 2,7; 2,0                                     |
| ПТ-60/75-90/10 | 9,0                            | 535         | 1,0-1,6                   | 25/165                                    | 0,07-<br>0,25               | 115/125                                   | 0,005                                | 0,25; 0,04                                   |

Приложение Ж  
(справочное)  
Основные характеристики турбин противодействия

| Обозначение турбины  | Мощность, МВт | Пределы регулирования противодействия, МПа | Номинальный расход пара, т/ч | Начальные параметры пара                                    |
|--|---------------|--|------------------------------|---|
| P-4-32/1,2   | 4,0           | 0,07...0,25                                | —                            | $P = 3,5 \text{ МПа}$<br>$t = 435 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| P-4-35/3   | 4,0           | 0,2...0,4                                  | 35,6                         |   |
| P-4-35/5   | 4,0           | 0,4...0,7                                  | 44,8                         |   |
| P-4-35/10  | 4,0           | 0,8...1,3                                  | 65,0                         |   |
| P-4-35/15  | 4,0           | 1,3...1,7                                  | 85,4                         |   |
| P-6-35/1,2   | 6,0           | 0,07...0,25                                | —                            |   |
| P-6-35/3   | 6,0           | 0,2...0,4                                  | 50,5                         |   |
| P-6-35/5   | 6,0           | 0,4...0,7                                  | 66,6                         |   |
| P-6-35/10  | 6,0           | 0,8...1,3                                  | 87,7                         |   |
| P-12-35/1,2  | 12,0          | 0,07...0,25                                | —                            |   |
| P-12-35/5  | 12,0          | 0,4...0,7                                  | 114,7                        | $P = 9,0 \text{ МПа}$<br>$t = 535 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| P-12-90/7  | 12,0          | 0,5...0,9                                  | 87,0                         |   |
| P-12-90/13   | 12,0          | 1,1...1,5                                  | 115                          |   |
| P-12-90/7  | 12,0          | 2,9...3,3                                  | —                            |   |
| Примечание. Турбины на начальное давление 3,5 МПа не имеют нерегулируемых отборов пара. Турбины на начальное давление 9,0 МПа имеют нерегулируемые отборы при 2,7 и 1,6 МПа. |               |  |                              |   |

# Приложение И

(справочное)

## Климатические данные городов России

| Город           | Отопительный период       |                 |            |         |
|-----------------|---------------------------|-----------------|------------|---------|
|                 | Продолжительность,<br>сут | Температура, °С |            |         |
|                 |                           | Расчетная для   |            | Средняя |
|                 |                           | отопления       | вентиляции |         |
| Архангельск     | 251                       | -32             | -19        | -4,7    |
| Астрахань       | 172                       | -24             | -8         | -1,6    |
| Владивосток     | 201                       | -25             | -16        | -4,8    |
| Волгоград       | 196                       | -28             | -16        | -3,4    |
| Вологда         | 228                       | -31             | -16        | -3,4    |
| Воронеж         | 199                       | -28             | -14        | -3,4    |
| Екатеринбург    | 228                       | -31             | -20        | -6,4    |
| Иваново         | 217                       | -33             | -16        | -4,4    |
| Иркутск         | 241                       | -38             | -25        | -8,9    |
| Казань          | 218                       | -36             | -18        | -5,7    |
| Киров           | 231                       | -35             | -19        | -5,8    |
| Краснодар       | 152                       | -22             | -5         | 1,5     |
| Красноярск      | 235                       | -40             | -22        | -7,2    |
| Курск           | 198                       | -29             | -14        | -3      |
| Москва          | 205                       | -25             | -14        | -2,2    |
| Н. Новгород     | 218                       | -30             | -16        | -4,7    |
| Новосибирск     | 227                       | -39             | -24        | -9,1    |
| Омск            | 220                       | -39             | -23        | -9,5    |
| Пермь           | 226                       | -34             | -20        | -6,4    |
| Петрозаводск    | 237                       | -29             | -14        | -2,9    |
| Ростов-на-Дону  | 175                       | -25             | -8         | -1,1    |
| Санкт-Петербург | 219                       | -25             | -11        | -2,2    |
| Саратов         | 198                       | -30             | -16        | -5      |
| Смоленск        | 210                       | -28             | -13        | -2,7    |
| Сыктывкар       | 244                       | -39             | -20        | -6,1    |
| Тамбов          | 202                       | -30             | -15        | -4,2    |
| Томск           | 234                       | -40             | -25        | -8,8    |
| Тюмень          | 220                       | -35             | -21        | -5,7    |
| Уфа             | 214                       | -38             | -19        | -6,     |
| Чита            | 238                       | -42             | -31        | -12,4   |
| Хабаровск       | 205                       | -32             | -23        | -10,1   |
| Якутск          | 254                       | -57             | -45        | -21,2   |
| Магадан         | 302                       | -31             | -23        | -9,6    |

## Приложение К

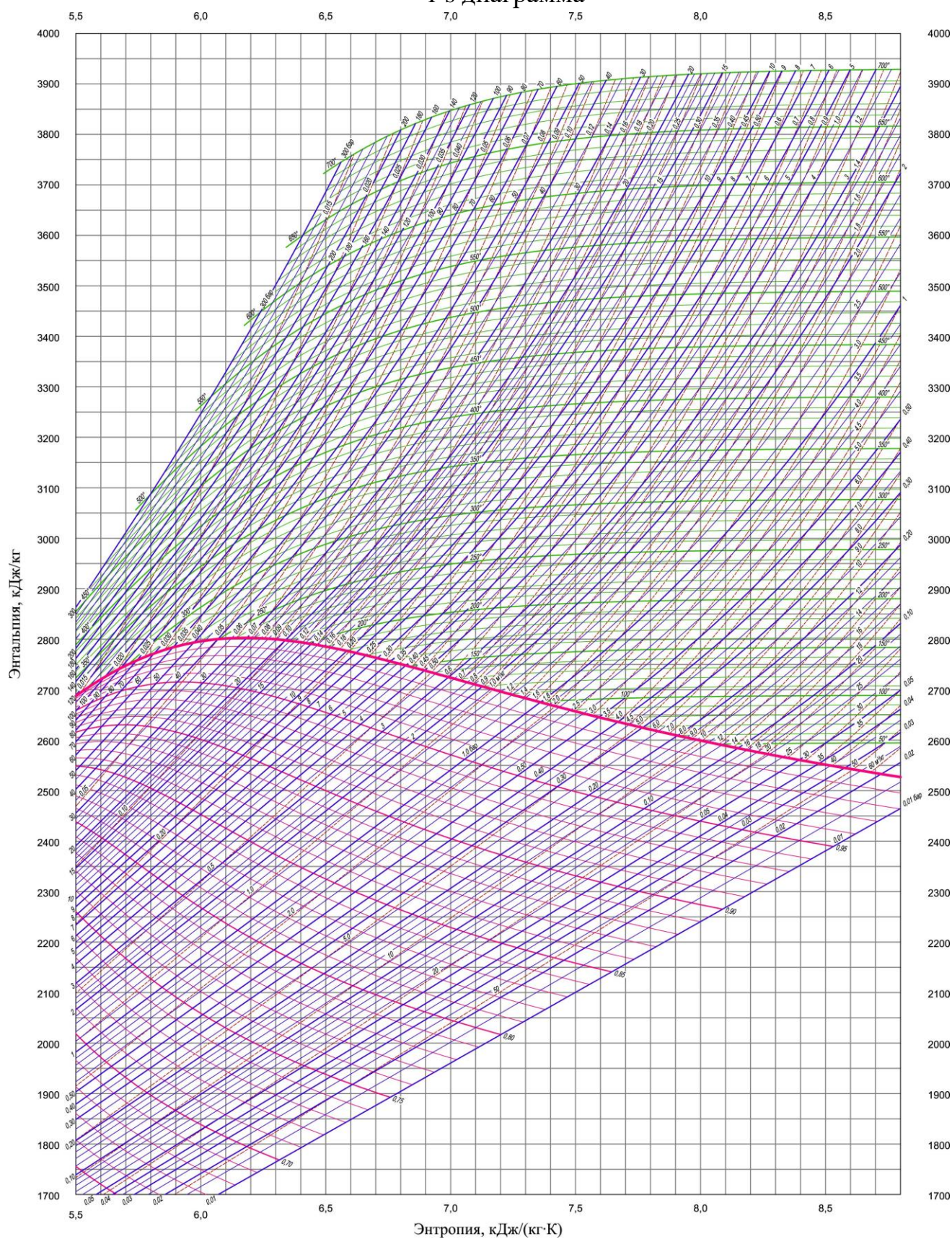
### Варианты для курсовой работы

| Параметр                | B1          | B2          | B3          | B4         | B5          | B6          | B7          | B8         | B9          | B10         | B11        | B12         | B13         | B14         | B15         |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nэл, МВт                | 39          | 30          | 31          | 39         | 36          | 37          | 34          | 37         | 36          | 32          | 35         | 37          | 31          | 31          | 34          |
| Qот, МВт                | 21,5        | 25,4        | 24,2        | 24,0       | 29,0        | 24,3        | 29,9        | 20,7       | 27,2        | 24,7        | 25,4       | 24,0        | 25,5        | 23,4        | 24,3        |
| tпс/тос, °С             | 150/48      | 150/48      | 150/48      | 150/48     | 150/48      | 150/48      | 150/48      | 150/48     | 150/48      | 150/48      | 150/48     | 150/48      | 150/48      | 150/48      | 150/48      |
| Dп1, т/ч                | 75          | 70          | 80          | 70         | 90          | 85          | 70          | 80         | 90          | 70          | 80         | 80          | 75          | 70          | 80          |
| Pп1, МПа                | 1,0         | 0,9         | 1,0         | 0,9        | 1,0         | 1,0         | 1,0         | 0,8        | 0,9         | 0,85        | 0,9        | 0,9         | 0,9         | 0,8         | 1,0         |
| Dп2, т/ч                | 55          | 40          | 90          | 50         | 60          | 50          | 65          | 55         | 5           | 85          | 70         | 40          | 90          | 65          | 50          |
| Pп2, МПа                | 0,5         | 0,6         | 0,75        | 0,5        | 0,65        | 0,55        | 0,65        | 0,7        | 0,55        | 0,85        | 0,5        | 0,5         | 0,7         | 0,6         | 0,5         |
| GГВС, т/ч               | 90          | 105         | 100         | 95         | 90          | 105         | 95          | 105        | 90          | 90          | 105        | 90          | 110         | 95          | 100         |
| Qв, МВт                 | 9,4         | 5,1         | 6,8         | 6,0        | 8,0         | 7,6         | 6,0         | 6,4        | 7,9         | 7,6         | 9,3        | 8,1         | 6,3         | 8,5         | 5,6         |
| Pот, МПа                | 0,12        | 0,12        | 0,12        | 0,12       | 0,12        | 0,12        | 0,12        | 0,12       | 0,12        | 0,12        | 0,12       | 0,12        | 0,12        | 0,12        | 0,12        |
| ПВД1: Pв,<br>МПа        | 0,575       | 0,575       | 0,575       | 0,575      | 0,575       | 0,575       | 0,575       | 0,575      | 0,575       | 0,575       | 0,575      | 0,575       | 0,575       | 0,575       | 0,575       |
| ПНД: Pд,<br>МПа         | 0,01        | 0,01        | 0,01        | 0,01       | 0,01        | 0,01        | 0,01        | 0,01       | 0,01        | 0,01        | 0,01       | 0,01        | 0,01        | 0,01        | 0,01        |
| Вид топлива             | Кузнецкий Ж | Донецкий Д  | Донецкий А  | Донецкий Г | Печорский Ж | Кузнецкий Д | Печорский Ж | Донецкий Г | Печорский Д | Печорский Д | Донецкий Г | Печорский Ж | Печорский Ж | Печорский Д | Кузнецкий Т |
| Место распо-<br>ложения | Красноярск  | Владивосток | С.Петербург | Курск      | Омск        | Томск       | Новосибирск | Краснодар  | Архангельск | Пермь       | Иваново    | Москва      | Киров       | Н.Новгород  | Чита        |



# Приложение Л

## i-s диаграмма



Панфилова Анна Павловна  
Титов Сергей Владимирович  
Савельев Виктор Андреевич

## РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭС

Методические указания к выполнению курсового проекта по курсу «ИСТОЧНИКИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОТЫ» для студентов всех форм обучения направления 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Редактор Л. П. Чукомина

---

|                    |                   |                            |
|--------------------|-------------------|----------------------------|
| Подписано в печать | Формат 60х84 1/16 | Бумага 65 г/м <sup>2</sup> |
| Печать цифровая    | Усл. печ. л.      | Уч. – изд. л.              |
| Заказ              | Тираж             |                            |

---

БИЦ Курганского государственного университета.

640020, г. Курган, ул. Советская, 63/4.

Курганский государственный университет.