МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Социально-экономический факультет

Кафедра бухучёта и финансов

ДОПУСКАЮ К ЗАЩИТЕ

Руководитель работы \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.А. Зуева

**СОСТАВЛЕНИЕ ГОДОВОГО ПЛАНА ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭЦ**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

К КУРСОВОЙ РАБОТЕ

по дисциплине **“Экономика и организация энергопроизводства”**

**ТПЖА.566742.004 ПЗ**

Разработал студент гр. ЭС-51 / / А.М. Култышев \_\_\_\_\_

Проверил / / Н.А. Зуева \_\_\_\_\_

Нормоконтролер / /

Проект защищён с оценкой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ / /

Председатель комиссии / / Н.А. Зуева

Члены комиссии / / Н.А. Зуева

Киров, 2001

Задание на курсовую работу

1. Состав оборудования

 а) турбоагрегаты 3×ПТ-50-90/13

 К-100-90

 б) парогенераторы 5×БКЗ-220

1. Топливо, сжигаемое на станции

 Райчихинский, Б

1. Дальность транспортировки топлива, км

 650

1. Радиус теплоснабжения потребителей горячей водой, км

 4,5

1. Сроки отопительного периода

 15 / X ÷ 15 / V

1. Графики нагрузок

 Pmax=250 МВт

 Qотmax=670 / 405 ГДж/ч

 Qпрmax=1090 ГДж/ч

|  |  |
| --- | --- |
| Интервалвремени, ч | Нагрузки в процентах от максимума |
| Электрические | Тепловые отопительныезима/лето | Тепловые промышленные |
| 1 | 90 | 65/30 | 70 |
| 2 – 7 | 80 | 60/30 | 70 |
| 8 – 16 | 95 | 95/90 | 95 |
| 17 – 22 | 100 | 90/95 | 95 |
| 23 – 24  | 90 | 75/75 | 65 |

Содержание

# Введение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

# Производственная программа станции\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

* 1. Построение суточных графиков тепловой и электрической нагрузок\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	2. Экономическое распределение нагрузок между агрегатами\_\_\_\_\_
	3. Построение годового графика планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования ТЭЦ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	4. Расчёт выработки электроэнергии и отпуск тепла в суточном разрезе, по сезонам и за год, без учёта и с учётом ППР\_\_\_\_\_\_\_\_\_
1. Энергетический баланс ТЭЦ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	1. Показатели турбинного цеха\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	2. Баланс тепла \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	3. Показатели котельного цеха \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	4. Показатели теплофикационного отделения\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	5. Общестанционные показатели \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
2. Расчёт штатов и фонда оплаты труда персонала \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	1. Нормативная численность персонала\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
	2. Схема организационно-производственной структуры ТЭЦ \_\_\_\_\_
	3. Фонд оплаты труда персонала \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
3. Планирование себестоимости производства электро- и теплоэнергии \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Библиографический список\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Введение

Целью выполнения курсовой работы является закрепление полученных теоретических знаний и приобретение практических навыков в самостоятельном решении некоторых вопросов организации и планирования энергетического производства в части генерирования энергии.

Настоящая курсовая работа посвящена вопросам организации и планирования эксплуатации тепловой электрической станции, работающей в энергетической системе.

# Производственная программа станции

* 1. Построение суточных графиков тепловой и электрической нагрузок

Суточные графики тепловой и электрической нагрузок строятся на основе данных о величинах максимумов нагрузок и диспетчерских графиков их распределения по интервалам времени в течение суток, заданных в процентах от максимума соответствующей нагрузки.



* 1. Экономическое распределение нагрузок между агрегатами /1/

Распределение тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами осуществляется в следующем порядке:

* + 1. Вначале производится распределение тепловых нагрузок Qт . Покрытие графика тепловой нагрузки осуществляется за счёт регулируемых отборов турбин на соответствующие параметры пара в пределах их расчётной (максимальной) величины.

На станции установлены одинаковые по типоразмерам турбоагрегаты, загрузка их отборов будет производиться параллельно.

Если мощности отборов окажется недостаточно, оставшаяся часть графика нагрузки на нужды отопления и горячего водоснабжения покрывается за счёт пиковых водогрейных котлов (ПВК).

* + 1. После распределения тепловых нагрузок определяется вынужденная теплофикационная мощность - Nт отдельно по отборам, турбинам и по станции в целом.
		2. Далее распределяется график электрической нагрузки. Базисная часть графика электрической нагрузки покрывается за счёт вынужденной теплофикационной мощности. Остаток нагрузки распределяется между мощностями конденсационных турбоагрегатов и свободной конденсационной мощностью теплофикационных турбин. При этом следует руководствоваться правилами экономичного распределения: использовать конденсационные мощности в порядке последовательного увеличения частичных удельных расходов тепла на выработку электроэнергии.

После распределения графиков нагрузок рассчитывается выработка электроэнергии и отпуск тепла за сутки (зимние и летние). Для этого мощности, участвующие в покрытии того или иного графика, умножают на число часов в интервале и затем суммируют, чтобы получить суточные величины выработки электроэнергии и отпуска тепла.

Расчёты по распределению графиков тепловой и электрической нагрузок представляются в форме таблицы 1.

Расчёт будет производиться на основании энергетических характеристик турбин /2/:

Турбины №№ 1÷3.

ПТ-50-90/13

Qтурб=25,1+3,69Nт+9,09Nк+Qт

р0=8,8 МПа, Т0=808 К

Qт=Qотт+Qпрт, Nт=Nотт+Nпрт

рототб=(0,12÷0,25) МПа, Qотт=240 ГДж/ч, Nотт=0,138Qотт-8 МВт

рпротб=(0,79÷1,28) МПа, Qпрт=373 ГДж/ч, Nпрт=0,076Qотт-9,5 МВт

Турбина № 4.

К-100-90

Qтурб=88+8,05Nэк+8,67Nнеэк,

р0=8,8 МПа, Т0=808 К

##### Таблица 1 – Результаты расчётов распределения графиков нагрузок

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Зимние / летние сутки | За сутки |
|  | 1 | 2-7 | 8-16 | 17-22 | 23-24 | зима / лето |
| Теплофикационная нагрузка в паре, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- отбор турбины 3 | 763254,3254,3254,3 | 763254,3254,3254,3 | 1035,5345,16345,16345,16 | 1035,5345,16345,16345,16 | 708,5236,16236,16236,16 | 22290743074307430 |
| Теплофикационная нагрузка на нужды отопления, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- отбор турбины 3 | 435,5/182,25145,16/60,75145,16/60,75145,16/60,75 | 402/202,5134/67,5134/67,5134/67,5 | 636,5/364,5212,16/121,5212,16/121,5212,16/121,5 | 603/384,75201/128,25201/128,25201/128,25 | 502,5/303,75167,5/101,25167,5/101,25167,5/101,25 | 13200/75904400/25304400/25304400/2530 |
| Вынужденная теплофикационная мощность, вырабатываемая на базе отбора пара на промышленные нужды, МВт- турбина 1- турбина 2- турбина 3на нужды отопления и горячего водоснабжения, МВт- турбина 1- турбина 2- турбина 3 | 9,839,839,8312,03/0,3812,03/0,3812,03/0,38 | 9,839,839,8310,49/1,3210,49/1,3210,49/1,32 | 16,7316,7316,7321,34/8,7721,34/8,7721,34/8,77 | 16,7316,7316,7319,74/9,719,74/9,719,74/9,7 | 8,458,458,4515,12/5,9715,12/5,9715,12/5,97 | 336,66336,66336,66415,71/157,37415,71/157,37415,71/157,37 |
| Электрическая нагрузка, МВтПокрытиеа) теплофикационной мощностью- турбина 1- турбина 2- турбина 3б) конденсационной мощностью- турбина 4 ЭК- турбина 4 НЕЭК- турбина 1- турбина 2- турбина 3 | 22521,86/10,2121,86/10,2121,86/10,21752519,81/31,4619,81/31,4619,81/31,46 | 20020,32/11,1520,32/11,1520,32/11,15752513,01/22,1813,01/22,1813,01/22,18 | 237,538,07/25,538,07/25,538,07/25,575257,76/20,337,76/20,337,76/20,33 | 25036,47/26,4336,47/26,4336,47/26,43752513,53/23,5713,53/23,5713,53/23,57 | 22523,57/14,4223,57/14,4223,57/14,42752518,1/27,2518,1/27,2518,1/27,25 | 5512,5752,39/494,05752,39/494,05752,39/494,051800600285,11/543,45285,11/543,45285,11/543,45 |

* 1. Построение годового графика планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования ТЭЦ /1/

Вид и количество проводимых ремонтов , а также продолжительность ремонтного простоя указаны в таблице 2.

Все агрегаты один раз в году простаивают в капитальном или среднем ремонте, в текущем ремонте котельные агрегаты простаивают 2÷3 раза.

Таблица 2 /2/

|  |  |
| --- | --- |
| Оборудование  | Простои, календарные сутки |
| Капитальный ремонт | Средний ремонт | Текущий ремонт |
| Кап.  | Тек. | Ср. | Тек. |
| ПТ-50-90/13 | 35 | 6 | 12 | 6 | 9 |
| К-100-90 | 46 | 14 | 18 | 14 | 21 |
| БКЗ-220 | 33 | 13 | 13 | 13 | 20 |

Капремонт данных турбоагрегатов производится 1 раз в 4 года.

Для данного типа котла межремонтный период составляет 4÷5 лет.

В соответствии с принятыми данными строится календарный график ремонта основного оборудования ТЭЦ.

При планировании ремонтов в календарном разрезе исходят из следующего:

* теплофикационные турбоагрегаты капитально ремонтируют в период спада тепловой нагрузки;
* предусматривают одновременный вывод в капремонт связанного по пару оборудования;
* окончание ремонта одного агрегата совмещают с началом ремонта другого, с целью лучшей организации ремонтных работ;
* текущие ремонты агрегатов производят равномерно в течение года.

Таблица 3 – Годовой график ППР

|  |  |
| --- | --- |
| Тип агрегата | Месяцы года |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| турбогенераторы |
| турбина № 1 |  | Т3 |  |  |  | К31 |  |  |  | Т3 |  |
| турбина № 2 |  |  | Т3 |  |  |  | К31 |  |  |  | Т3 |
| турбина № 3 |  |  |  | Т3 |  |  |  |  | С12 |  |  | Т3 |
| турбина № 4 | Т7 |  |  |  | Т7 |  |  |  | К46 |  |  |
| котлоагрегаты |
| котёл № 1 |  | Т7 |  |  |  | К33 |  |  |  | Т6 |  |
| котёл № 2 |  |  | Т7 |  |  |  | К33 |  |  |  | Т6 |
| котёл № 3 |  |  |  | Т7 |  |  |  |  | С13 |  |  | Т6 |
| котёл № 4 | Т6 |  |  |  | Т7 |  |  |  |  | С13 |  |  |
| котёл № 5 |  |  |  |  | Т10 |  |  |  |  |  | Т10 |  |

\*) Обозначение ремонта: К – капитальный, С – средний, Т – текущий; число после обозначения ремонта – количество календарных суток

* 1. Расчёт выработки электроэнергии и отпуск тепла в суточном разрезе, по сезонам и за год, без учёта и с учётом ППР

В данном разделе определяется выработка электроэнергии и отпуск тепла за отопительный и неотопительный периоды и за год по отдельным агрегатам и по станции в целом. При этом исходят из величин суточной выработки электроэнергии и суточного отпуска тепла, полученных в результате экономичного распределения графиков нагрузок между турбоагрегатами, установленными на станции, и продолжительности отопительного и неотопительного периодов. Эти расчёты будут производиться без учётов и с учётом ремонтов оборудования. Для определения выработки электроэнергии и отпуска тепла с учётом ППР исходят из их суточных величин, полученных в результате перераспределения графиков нагрузок между турбоагрегатами при выводе их в ремонты, согласно разработанному ранее графику. Поскольку турбоагрегаты выводятся в ремонт поочерёдно, то снижение выработки энергии в тот или иной период находящегося в ремонте агрегата может быть частично компенсировано путём догрузки до номинальных мощностей, оставшихся в работе турбин. Если это невозможно, то для покрытия графика нагрузки во время ремонтов может быть использован резерв мощности энергосистемы. Для компенсации недоотпуска тепла, при максимальной загрузке соответствующих отборов оставшихся в работе турбин, могут быть использованы ПВК.

Отопительный период составляет 202 суток, неотопительный период – 163, количество суток, отведённых на ремонт турбин – 152, из которых на отопительный период приходится 32, на неотопительный – 120.

Расчёт выработки электроэнергии, млн кВтч :

* теплофикационными турбинами в отопительный период:

в данный период турбина №1 работает 196 суток, из которых 170– в нормальном режиме и 12 – когда турбины №2 и №3 находятся в ремонте, 14 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=(170+14)\*752,39+12\*1017,03=150,644,

Эк=170\*285,11+12\*182,93+14\*447,63=56,931;

турбина №2 работает 196 суток, из которых 170 – в нормальном режиме и 12 – когда турбины №1 и №3 находятся в ремонте, 14 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=(170+14)\*752,39+12\*1017,03=150,644,

Эк=170\*285,11+12\*182,93+14\*447,63=56,931;

турбина №3 работает 196 суток, из которых 170 – в нормальном режиме и 12 – когда турбины №1 и №2 находятся в ремонте, 14 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=(170+14)\*752,39+12\*1017,03=150,644,

Эк=170\*285,11+12\*182,93+14\*447,63=56,931;

Таблица 4 – Распределение графика нагрузок при ремонте конденсационной турбины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Зимние / летние сутки | За сутки |
|  | 1 | 2-7 | 8-16 | 17-22 | 23-24 | зима / лето |
| Теплофикационная нагрузка в паре, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- отбор турбины 3 | 763254,3254,3254,3 | 763254,3254,3254,3 | 1035,5345,16345,16345,16 | 1035,5345,16345,16345,16 | 708,5236,16236,16236,16 | 22290743074307430 |
| Теплофикационная нагрузка на нужды отопления, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- отбор турбины 3 | 435,5/182,25145,16/60,75145,16/60,75145,16/60,75 | 402/202,5134/67,5134/67,5134/67,5 | 636,5/364,5212,16/121,5212,16/121,5212,16/121,5 | 603/384,75201/128,25201/128,25201/128,25 | 502,5/303,75167,5/101,25167,5/101,25167,5/101,25 | 13200/75904400/25304400/25304400/2530 |
| Вынужденная теплофикационная мощность, вырабатываемая на базе отбора пара на промышленные нужды, МВт- турбина 1- турбина 2- турбина 3на нужды отопления и горячего водоснабжения, МВт- турбина 1- турбина 2- турбина 3 | 9,839,839,8312,03/0,3812,03/0,3812,03/0,38 | 9,839,839,8310,49/1,3210,49/1,3210,49/1,32 | 16,7316,7316,7321,34/8,7721,34/8,7721,34/8,77 | 16,7316,7316,7319,74/9,719,74/9,719,74/9,7 | 8,458,458,4515,12/5,9715,12/5,9715,12/5,97 | 336,66336,66336,66415,71/157,37415,71/157,37415,71/157,37 |
| Электрическая нагрузка, МВтПокрытиеа) теплофикационной мощностью- турбина 1- турбина 2- турбина 3б) конденсационной мощностью- турбина 1- турбина 2- турбина 3система | 22521,86/10,2121,86/10,2121,86/10,2128,14/39,7928,14/39,7928,14/39,7975 | 20020,32/11,1520,32/11,1520,32/11,1529,68/38,8529,68/38,8529,68/38,8550 | 237,538,07/25,538,07/25,538,07/25,511,93/24,511,93/24,511,93/24,587,5 | 25036,47/26,4336,47/26,4336,47/26,4313,53/23,5713,53/23,5713,53/23,57100 | 22523,57/14,4223,57/14,4223,57/14,4226,43/35,5826,43/35,5826,43/35,5875 | 5512,5752,39/494,05752,39/494,05752,39/494,05447,63/705,97447,63/705,97447,63/705,971912,5 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Зимние / летние сутки | За сутки |
|  | 1 | 2-7 | 8-16 | 17-22 | 23-24 | зима / лето |
| Теплофикационная нагрузка на промышленные нужды, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- РОУ | 76337337317 | 76337337317 | 1035,5373373289,5 | 1035,5373373289,5 | 708,5354,25354,25- | 22290891089104470 |
| Теплофикационная нагрузка на нужды отопления, ГДж/чПокрытие - отбор турбины 1- отбор турбины 2- ПВК | 435,5/182,25217,75/91,125217,72/91,125-/- | 402/202,5201/101,25201/101,25-/- | 636,5/364,5240/182,25240/182,25156,5/- | 603/384,75240/192,375240/192,375123/- | 502,5/303,75240/151,875240/151,87522,5/- | 13200/75905505/37955505/37952190/- |
| Вынужденная теплофикационная мощность, вырабатываемая на базе отбора пара напромышленные нужды, МВт- турбина 1- турбина 2 нужды отопления и горячего водоснабжения, МВт- турбина 1- турбина 2 | 18,84818,84822,05/4,5822,05/4,58 | 18,84818,84819,74/5,9719,74/5,97 | 18,84818,84825,12/17,1525,12/17,15 | 18,84818,84825,12/18,5525,12/18,55 | 17,42317,42325,12/12,9625,12/12,96 | 449,5449,5567,53/331,97567,53/331,97 |
| Электрическая нагрузка, МВтПокрытиеа) теплофикационной мощностью- турбина 1- турбина 2б) конденсационной мощностью- турбина 4 ЭК- турбина 4 НЕЭК- турбина 1- турбина 2- энергосистема | 22540,9/23,7340,9/23,7375259,1/26,579,1/26,5725 | 20038,59/24,8238,59/24,82752511,41/25,1811,41/25,18- | 237,543,97/3643,97/3675256,03/146,03/1437,5 | 25043,97/37,443,97/37,475256,03/12,66,03/12,650 | 22542,54/30,8342,54/30,8375257,46/19,177,46/19,1725 | 5512,51017,03/781,471017,03/781,471800600182,93/417,59182,93/417,597125 |

Таблица 5 – Распределение графика нагрузок при ремонте теплофикационной турбины

* теплофикационными турбинами в неотопительный период:

в данный период турбина №1 работает 132 суток, из которых 43 – в нормальном режиме и 43 – когда турбины №2 и №3 находятся в ремонте, 46 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=(43+46)\*494,05+43\*781,47=77,574,

Эк=43\*543,45+43\*417,59+46\*705,97=73,799;

турбина №2 работает 132 суток, из которых 43 – в нормальном режиме и 43 – когда турбины №1 и №3 находятся в ремонте, 46 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=89\*494,05+43\*781,47=77,574,

Эк=43\*543,45+43\*417,59+46\*705,97=73,799;

турбина №3 работает 151 сутки, из которых 43 – в нормальном режиме и 62 – когда турбины №1 и №2 находятся в ремонте, 46 – когда в ремонте находится конденсационная турбина:

Эт=89\*494,05+62\*781,47=92,422,

Эк=43\*543,45+62\*417,59+46\*705,97=81,734;

* конденсационной турбиной в отопительный период:

турбина №4 работает 188 суток, из которых 18 – период, когда в ремонте находятся теплофикационные турбины, 170 – нормальный режим:

Ээк=18\*1800+170\*1800=338,4,

Энеэк=18\*600+170\*600=112,8;

* конденсационной турбиной в неотопительный период:

турбина №4 работает 117 суток, из которых 74 – период, когда в ремонте находятся теплофикационные турбины, 43 – нормальный режим:

Ээк=74\*1800+43\*1800=210,6,

Энеэк=74\*600+43\*600=70,2;

* из энергосистемы ТЭЦ получает электроэнергию в течение 152 суток, из которых 32 (18 суток – в ремонте теплофикационные, 14 – конденсационная турбина) – в отопительный период, 120 (74 суток – в ремонте теплофикационные, 46 – конденсационная турбина) – в неотопительный:

Эотопит.=18\*712,5+14\*1912,5=39,6,

Энеотопит=74\*712,5+46\*1912,5=140,7.

Расчёт отпуска тепла, тыс ГДж/ч

* в отопительный период турбина №1 работает 196 суток, из которых 184 – в нормальном режиме, 12 – когда турбины №2 и №3 находятся в ремонте:

Qпр=184\*7,43+12\*8,91=1474,04,

Qот=184\*4,4+12\*5,503=875,64;

турбина №2 работает 196 суток, из которых 184 – в нормальном режиме, 12 – когда турбины №1 и №3 находятся в ремонте:

Qпр=184\*7,43+12\*8,91=1474,04,

Qот=184\*4,4+12\*5,503=875,64;

турбина №3 работает 196 суток, из которых 184 – в нормальном режиме, 12 – когда турбины №1 и №2 находятся в ремонте:

Qпр=184\*7,43+12\*8,91=1474,04,

Qот=184\*4,4+12\*5,505=875,66;

* в неотопительный период турбина №1 работает 132 суток, из которых 89 – в нормальном режиме, 43 – когда турбины №2 и №3 находятся в ремонте:

Qпр=89\*7,43+43\*8,91=1044,4,

Qот=89\*2,53+43\*3,795=388,36;

турбина №2 работает 132 суток, из которых 89 – в нормальном режиме, 43 – когда турбины №1 и №3 находятся в ремонте:

Qпр=89\*7,43+43\*8,91=1044,4,

Qот=89\*2,53+43\*3,795=388,36;

турбина №3 работает 151 сутки, из которых 89 – в нормальном режиме, 62 – когда турбины №1 и №2 находятся в ремонте:

Qпр=89\*7,43+62\*8,91=1213,69,

Qот=89\*2,53+62\*3,795=460,46;

* ПВК на ТЭЦ в отопительный период работают 18 суток, в неотопительный – 0:

Qт отопит=18\*2,19=39,42,

Qт неотопит=0.

* РОУ на ТЭЦ в отопительный период работают 18 суток, в неотопительный – 74:

Qт отопит=18\*4,47=80,46,

Qт неотопит=74\*4,47=330,78.

Результаты расчёта выработки электроэнергии и отпуска тепла представлены в таблицах 6…9.

Таблица 6 – Результаты расчёта выработки электроэнергии без учёта ППР

|  |  |
| --- | --- |
| Источники покрытия нагрузки | Выработка электроэнергии, млн кВтч |
| В отопит. период  | В неотопит. период | За год |
| ЭТ | ЭК | ЭΣ | ЭТ | ЭК | ЭΣ | ЭТ | ЭК | ЭΣ |
| турбина 1 | 151,983 | 57,592 | 209,575 | 80,53 | 88,582 | 169,112 | 232,513 | 146,174 | 378,687 |
| турбина 2 | 151,983 | 57,592 | 209,575 | 80,53 | 88,582 | 169,112 | 232,513 | 146,174 | 378,687 |
| турбина 3 | 151,983 | 57,592 | 209,575 | 80,53 | 88,582 | 169,112 | 232,513 | 146,174 | 378,687 |
| турбина 4 | - | 363,6 | 121,2 | 484,8 | - | 293,4 | 97,8 | 391,2 | - | 657 | 219 | 876 |
| ИТОГО по ТЭЦ | 455,949 | 657,576 | 1113,525 | 241,59 | 656,946 | 898,536 | 697,539 | 1314,522 | 2012,061 |
| Энергосистема  | - | - | - |
| ВСЕГО | 1113,525 | 898,536 | 2012,061 |

Таблица 7 – Результаты расчёта выработки электроэнергии с учётом ППР

|  |  |
| --- | --- |
| Источники покрытия нагрузки | Выработка электроэнергии, млн кВтч |
| В отопит. период  | В неотопит. период | За год |
| ЭТ | ЭК | ЭΣ | ЭТ | ЭК | ЭΣ | ЭТ | ЭК | ЭΣ |
| турбина 1 | 150,644 | 56,931 | 207,575 | 77,574 | 73,799 | 151,373 | 228,218 | 130,73 | 358,948 |
| турбина 2 | 150,644 | 56,931 | 207,575 | 77,574 | 73,799 | 151,373 | 228,218 | 130,73 | 358,948 |
| турбина 3 | 150,644 | 56,931 | 207,575 | 92,422 | 81,734 | 174,156 | 243,066 | 138,665 | 381,731 |
| турбина 4 | - | 338,4 | 112,8 | 451,2 | - | 210,6 | 70,2 | 280,8 | - | 549 | 183 | 732 |
| ИТОГО по ТЭЦ | 451,932 | 621,993 | 1073,925 | 247,57 | 510,132 | 757,702 | 699,502 | 1132,125 | 1831,627 |
| Энергосистема  | 39,6 | 140,7 | 180,3 |
| ВСЕГО | 113,525 | 898,402 | 2011,927 |

Таблица 8 – Результаты расчёта по отпуску тепла без учёта ППР

|  |  |
| --- | --- |
| Источники покрытия нагрузки | Отпуск тепла, тыс ГДж/ч |
| В отопит. период  | В неотопит. период | За год |
| Qотт | Qпрт | Qт | Qотт | Qпрт | Qт | Qотт | Qпрт | Qт |
| турбина 1 | 888,8 | 1500,86 | 2389,66 | 1211,09 | 412,39 | 1623,48 | 2099,89 | 1913,25 | 4013,14 |
| турбина 2 | 888,8 | 1500,86 | 2389,66 | 1211,09 | 412,39 | 1623,48 | 2099,89 | 1913,25 | 4013,14 |
| турбина 3 | 888,8 | 1500,86 | 2389,66 | 1211,09 | 412,39 | 1623,48 | 2099,89 | 1913,25 | 4013,14 |
| РОУ | - | - | - |
| ПВК | - | - | - |
| ВСЕГО | 7168,98 | 4870,44 | 12039,42 |

Таблица 9 – Результаты расчёта по отпуску тепла с учётом ППР

|  |  |
| --- | --- |
| Источники покрытия нагрузки | Отпуск тепла, тыс ГДж/ч |
| В отопит. период  | В неотопит. период | За год |
| Qотт | Qпрт | Qт | Qотт | Qпрт | Qт | Qотт | Qпрт | Qт |
| турбина 1 | 875,64 | 1474,04 | 2349,68 | 388,36 | 1044,4 | 1432,76 | 1264 | 2518,44 | 3782,44 |
| турбина 2 | 875,64 | 1474,04 | 2349,68 | 388,36 | 1044,4 | 1432,76 | 1264 | 2518,44 | 3782,44 |
| турбина 3 | 875,64 | 1474,04 | 2349,68 | 460,46 | 1213,69 | 1674,15 | 1336,1 | 2687,73 | 4023,83 |
| РОУ | 80,46 | 330,78 | 411,24 |
| ПВК | 39,42 | - | 39,42 |
| ВСЕГО | 7168,92 | 4870,45 | 12039,37 |

## Энергетический баланс ТЭЦ /1/

Энергобаланс электростанции разрабатывается с целью определения основных технико-экономических показателей эксплуатации как станции в целом, так и основных её цехов.

* 1. Показатели турбинного цеха

Для конденсационных турбин расход тепла на выработку электроэнергии, ГДж

Qэ=Qхх\*n+qэк\*Ээк+qнеэк\*Энеэк,

где Qхх=88 – расход тепла на холостой ход, ГДж/ч,

n=(8760-nрем) – число часов работы турбоагрегата в течение года, ч,

q – частичный удельный расход тепла на выработку электроэнергии, ГДж/МВтч,

Э – годовая выработка электроэнергии, МВтч;

турбина №4: Qэ=88\*7320+8,05\*549000+8,67\*183000=6650220,

Для теплофикационных турбин расход тепла на выработку электроэнергии, ГДж

Qэ=Qхх\*n+qт\*Эт +qк\*Эк,

где Qхх=25,1 – расход тепла на холостой ход, ГДж/ч,

n=(8760-nрем) – число часов работы турбоагрегата в течение года, ч,

qт=3,69, qк=9,09 – частичные удельные расходы тепла на выработку электроэнергии соответственно: по теплофикационному и по конденсационному циклам, ГДж/МВтч,

Эт, Эк – годовая выработка электроэнергии соответственно по: теплофикационному и конденсационному циклам, МВтч;

турбина №1: Qэ=25,1\*7872+3,69\*228218+9,09\*130730=2228047,

турбина №2: Qэ=25,1\*7872+3,69\*228218+9,09\*130730=2228047,

турбина №3: Qэ=25,1\*8328+3,69\*243066+9,09\*138665=2366411.

Общая выработка электроэнергии по электростанции за год, МВтч

Э=549000+183000+2\*(228218+130730)+ 243066+138665=1831627.

Суммарный расход тепла на выработку электроэнергии по цеху (без учёта расхода тепла на собственные нужды, ГДж

Qэ=6650220+2\*2228047+2366411=13472725.

КПД турбинного цеха брутто, %



Расход электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха:

а) на циркуляционные насосы, МВтч



где - количество воды, расходуемой на охлаждение в конденсаторах турбин, т,

где  - количество тепла в паре, проходящем в конденсатор, ГДж,

где *ηЭМ=*0,97 – электромеханический КПД турбогенератора;



m=60 – кратность охлаждения,

k=1,05 – коэффициент, учитывающий расход охлаждающей воды на охладители,

Δi=2,2 – разность удельного количества теплоты входящего в конденсатор отработавшего пара и выходящего из него конденсата, ГДж/т,



Н=6 – напор, развиваемый циркуляционными насосами(система водоснабжения – прямоточная; насосы установлены в машинном зале), м.вод.ст.,

*ηН, ηЭД* – КПД насоса и электродвигателя,

*ηН\*ηЭД*=0,6;



б) на конденсатные насосы, кВтч

Экн=(а\*n+b\*Эк)\*10-3,

где а – расход электроэнергии на час работы турбоагрегата, кВтч,

b – удельный расход на единицу энергии, вырабатываемой турбоагрегатом, кВтч/МВтч;

для турбины №1: Экн1=(30\*7872+1\*130730)\*10-3=366,89,

для турбины №2: Экн2=(30\*7872+1\*130730)\*10-3=366,89,

для турбины №3: Экн3=(30\*8328+1\*138665)\*10-3=388,505,

для турбины №4: Экн4=(70\*7320+0,5\*732000)\*10-3=878,4,

Экн=Σ Экн i=2000,685;

Расход электроэнергии на прочие собственные нужды турбинного цеха по укрупнённой среднемесячной норме, МВтч/мес

Эпр=25,

Эпр=25\*12=300 МВтч.

Потери в трансформаторах собственных нужд, МВтч



где ηснтр=0,96 – КПД трансформаторов собственных нужд;



КПД нетто турбинного цеха, %



где Qснт=0,005\*Qэ – расход тепла на собственные нужды турбинного цеха, ГДж

Qснт=0,005\*13472725=67364;



* 1. Баланс тепла

Баланс тепла составляется для определения его выработки котельным цехом. Он должен суммировать все расходы и потери тепла на электростанции.

Потери и расход тепла на собственные нужды определяются на основании плановых норм.

Потери при отпуске тепла со станции внешним потребителям, ГДж/ч

Qпот=0,05\*Qт,

Qпот=0,05\*12039,37\*103=601969.

Норматив потерь тепла при распределении, характеризующих совершенство тепловой схемы

qраспр=1.

Потери при распределении, ГДж/ч

Qраспр=Qнк-(Qэ+Qт+Qснт+Qпот),



где

Qраспр=26445887-(13472725+12039370+67364+601969)=

=264459.

Расход тепла на собственные нужды котельного цеха включает в себя: расход тепла на обдувку и расшлаковку, на нефтехозяйство, на отопление топливоподачи и служебных помещений котельного цеха и т.п.

Норматив расхода тепла на собственные нужды котельного цеха

qснк=3.

Расход тепла на собственные нужды котельного цеха, ГДж/ч

Qснк=Qбрк-Qнк,



где

Qснк=27263801-26775887=487914.

Баланс тепла представлен в таблице 10.

Таблица 10

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Статьи баланса | Условное обозначение | Расход, ГДж | Приход, ГДж |
| Расход тепла на выработку электроэнергии | Qэ | 13472725 |  |
| Отпуск тепла со станции на нужды отопления и горячего водоснабжения | Qт QоттQпрт | 1203937039035208135850 |  |
| Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха | Qснт | 67364 |  |
| Потери при отпуске тепла | Qпот | 601969 |  |
| Потери тепла при Распределении | Qраспр | 264459 |  |
| Итого отпуск тепла котельной  | Qнк | 26445887 |  |
| Расход тепла на собственные нужды котельной | Qснк | 487914 |  |
| Всего выработка тепла котельной  | Qбрк |  | 27263801 |

* 1. Показатели котельного цеха

Расход топлива на выработку тепла котельным цехом, т.у.т.



где ηбрк=89,5 – КПД брутто котельных агрегатов;



Расход натурального топлива, т.н.т.



где Qнр=3040 - низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг /2/;



Выработка пара котельным цехом, т



где iпп=3478, iпв=901 – теплосодержание соответственно: перегретого пара и питательной воды, кДж/кг;



Расход питательной воды котельным цехом, т

Gпв=Дбрк,

Gпв=10,58.

Годовой выход золы, т



где qн=2 – процентные потери к весу топлива с механическим недожогом, %,

Ар=15 – зольность рабочей массы топлива, %;



Расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха включает в себя:

а) расход электроэнергии на питательные насосы, МВтч

Эпн=апн\*Gпв\*10-3,

где апн=9 – удельный расход электроэнергии на подачу 1 тонны питательной воды, кВтч/т;

Эпн=9\*10,58\*10-3=0,095;

б) расход электроэнергии на тягу и дутьё, МВтч

Этд=атд\*Дбрк\*10-3,

где атд=5 – удельный расход электроэнергии на дымососы и дутьевые вентиляторы, кВтч/т;

Этд=5\*10,58\*10-3=0,053;

в) расход электроэнергии на топливоподачу, МВтч

Этп=атп\*Вн\*10-3,

где атп=0,8 – удельный расход электроэнергии на подачу 1 тонны натурального топлива в бункера котельной, кВтч/т;

Этп=0,8\*2398909\*10-3=1919;

г) расход электроэнергии на топливоприготовление (дробление, помол топлива и транспорт пыли), МВтч

Эдр=адр\*Вн\*10-3,

Эпт=апт\*Вн\*10-3,

где адр=2 – удельный расход электроэнергии на дробление топлива, кВтч/т.н.т.,

апт=10 – удельный расход электроэнергии на помол топлива (шахтные мельницы) и транспорт пыли, кВтч/т.н.т.;

Эдр=2\*2398909\*10-3=4798,

Эпт=10\*2398909\*10-3=23989;

д) расход электроэнергии на топливоприготовление (дробление, помол топлива и транспорт пыли), МВтч

Эгзу=агзу\*З\*10-3,

где агзу=7 – удельный расход электроэнергии на удаление золы из котельной на золоотвал (система гидрозолоудаления с багреными насосами), кВтч/т,

Эгзу=7\*400618\*10-3=2804;

е) расход электроэнергии на прочие собственные нужды котельного цеха определяется с учётом коэффициента α=1,02 от суммы полученных ранее показателей расхода электроэнергии потребителей собственных нужд котельного цеха. Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды котельной определяется с учётом КПД трансформаторов собственных нужд, МВтч

Эснкц=(α/ηснтр)\*(Эпн+Этд+Этп+Эдр+Эпт+Эгзу),

Эснкц=(1,02/0,96)\*(0,095+0,053+1919+4798+23989+2804)=35605.

КПД нетто котельной, %



где Qснкэ=3,6\*Эснкц/ηнтц – расход тепла, эквивалентный расходу электроэнергии на собственные нужды котельной, ГДж

Qснкэ=3,6\*35605/0,2742=467462;



* 1. Показатели теплофикационного отделения

КПД нетто тепловой теплофикационного отделения, %



Для определения КПД нетто теплофикационного отделения необходимо определить расход электроэнергии на собственные нужды этого отделения, который включает в себя:

а) расход электроэнергии на сетевые насосы, МВтч



где количество сетевой воды, перекачиваемой насосами за год, т,

где Δi=355 – разность удельного количества теплоты прямой и обратной сетевой воды, кДж/кг



Н=ΔНс+ΔНб+ΔНп – напор, развиваемый сетевыми насосами, м.вод.ст.,

где ΔНс=10 – падение напора в прямом и обратном трубопроводах водяной теплофикационной сети, м.вод.ст. на 1 км разветвлённой сети,

ΔНб=6,7 – падение напора в подогревателях станции, м.вод.ст.,

ΔНп=5 – падение напора в приёмниках потребителей, м.вод.ст.,

Н=4,5\*10+6,7+5=56,7,

ηэд, ηн – соответственно КПД электродвигателя и насоса, о.е.

ηэд\*ηн=0,6;



б) расход электроэнергии на конденсатные насосы подогревателей, МВтч

Эпкн=акн\*Gпк,

где количество конденсата, т,

где iоп=2667 – теплосодержание отборного пара, кДж/кг,

iк=419 – теплосодержание конденсата подогревателей, кДж/кг;



акн=2– удельный расход электроэнергии на перекачку 1 тонны конденсата, кВтч/т;

Эпкн=2\*5355592\*10-3=10711.

Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационного отделения с учётом КПД трансформаторов собственных нужд, МВтч

Эснто=(α/ηснтр)\*(Эсн+Эпкн),

где α=1,05 – коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на прочие собственные нужды теплофикационного отделения;

Эснто=(1,05/0,96)\*(289+10711)=12031.

КПД нетто теплофикационного отделения, %



где расход тепла, эквивалентный расходу электроэнергии на собственные нужды теплофикационного отделения, ГДж





* 1. Общестанционные показатели

Удельный расход условного топлива на отпущенное тепло в горячей воде, кг у.т./ГДж



Удельный расход условного топлива на отпущенное тепло в паре, кг у.т./ГДж



Расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию в горячей воде, т.у.т.

Воттэ=bотт\*Qотт\*10-3,

Воттэ=43,1\*3903520\*10-3=168242.

Расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию в паре, т.у.т.

Вптэ=bпрт\*Qпрт\*10-3,

Вптэ=42,53\*8135850\*10-3=346018.

Всего годовой расход условного топлива на отпуск тепла, т.у.т.

Втэ= Вптэ+Воттэ,

Втэ=346018+168242=514260.

Расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, т.у.т.

Вэ=В–Втэ,

Вэ=1041812–514260=527552.

Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, МВтч

Эснтэц=Эснтц+Эснкц+Эснто,

Эснтэц=2950+35605+12031=51586.

Распределение расхода электроэнергии собственных нужд, МВтч:

а) на отпущенную теплоэнергию



б) на отпущенную электроэнергию

Эснэ=Эснтэц –Эснтэ,

Эснэ=51586–29050=22536.

Отпуск электроэнергии с шин станции, МВт

Эотп=Э–Эснтэц,

Эотп=1831627–51586=1780041.

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВтч, кг/кВтч

bотпэ=Вэ/Эотп,

bотпэ=527552/1780041=0,296.

Относительный расход электроэнергии на собственные нужды по производству и отпуску электроэнергии, %

Ксн=Эснэ\*100/Э,

Ксн=22536\*100/1831627=1,2.

Удельный расход электроэнергии на отпущенную единицу тепла, кВтч/ГДж

βт=Эснтэ\*103/Qт,

βт=29050\*103/12039370=2,41.

КПД нетто электростанции по производству электроэнергии, %

ηэтэц=0,123\*100/bотпэ,

ηэтэц=0,123\*100/0,296=41,55.

КПД нетто электростанции по производству теплоэнергии, %

ηттэц=0,0342\*Qт\*100/Втэ,

ηттэц=0,0342\*12039370\*100/514260=80,07.

### Расчёт штатов и фонда оплаты труда персонала

* 1. Нормативная численность персонала /1/

Для ТЭЦ, работающей на буром угле, с суммарным числом котлов и турбин 9 и суммарной паропроизводительностью котлов 1100 т/ч, нормативная численность персонала: всего – 470 человек, в том числе эксплуатационного персонала – 205 и ремонтного персонала – 265 человек.

Состав и численность персонала:

* директор – 1,
* главный инженер – 1,
* заместитель директора по общим вопросам – 1,
* старший инспектор по эксплуатации, по ОТ и ТБ – 1,
* старший инспектор по эксплуатации оборудования электрической станции, подконтрольных Госгортехнадзору – 1,
* начальник смены электрической станции – 5,
* производственно-технический отдел (ПТО) – 6,
* отдел в составе ПТО по подготовке и проведению ремонта – 10,

ремонтный персонал – 10 человек;

* бухгалтерия – 6,
* отдел материально-технического снабжения (ОМТС) – 7,
* группа хозяйственного обслуживания (ГХО) – 7,

эксплуатац. персонал ОМТС и ГХО – 55 человек;

* группа делопроизводственного обслуживания – 3,
* планово-экономический отдел (ПЭО) – 4,
* группа (в составе ПТО) капитального строительства (КС) – 5,

ремонтный персонал – 5 человек;

* отдел (в составе группы КС) оборудования – 4,
* инженер по подготовке кадров – 1,
* инженер по специальной и мобилизационной работе – 1,
* старший инспектор по кадрам – 1,

производственные подразделения:

* топливно-транспортный участок в составе КТЦ,

эксплуатац. персонал – 45 человек;

* котлотурбинный цех (КТЦ),

эксплуатац. персонал – 75 человека;

* электроцех (ЭЦ),

эксплуатац. персонал – 29, ремонтный – 33 человека;

* участок тепловой автоматики и измерений в составе ЭЦ,

эксплуатац. персонал – 8, ремонтный – 26 человека;

* химический участок (с химлабораторией) в составе КТЦ,

эксплуатац. персонал – 33;

* участок централизованного ремонта тепломеханического оборудования в составе КТЦ,

ремонтный персонал – 185 человек;

* лаборатория металлов и сварки,
* цех наладки и испытания оборудования,

эксплуатац. персонал – 6 человек;

* гидротехнический участок в составе КТЦ,
* ремонтно-строительный участок в составе КТЦ,

ремонтный персонал – 13 человек;

* золопогрузочный участок в составе КТЦ;
* участок теплоснабжения и подземных коммуникаций в составе КТЦ.
	1. Схема организационно-производственной структуры ТЭЦ /2/



* 1. Фонд оплаты труда персонала /1/

Расчёт средств на оплату труда в курсовой работе производится укрупнённо в форме таблицы 11.

Принимается минимальная тарифная ставка рабочего первого разряда 840 руб. Т.к. установленная мощность ТЭЦ больше 150 МВт, то принимается 6 группа и тарифный коэффициент 1,76.

Таблица 11

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Величина показателя |
| Среднемесячная заработная плата одного рабочего первого разряда, руб | 840 |
| Тарифный коэффициент, соответствующий средней ступени оплаты труда | 1,76 |
| Среднемесячная тарифная ставка 1 ППП, руб | 1478,4 |
| Доплата к тарифу за вредные условия труда* в процентах
* в руб на человека
 | 573,92 |
| Доплата к тарифу за многосменный режим работы* в процентах
* в руб на человека
 | 15221,76 |
| Текущее премирование, руб* в процентах к тарифу, включая доплаты за вредные условия труда и многосменный режим работы
* в руб на человека
 | 751330,56 |
| Выплата вознаграждений за выслугу лет* в процентах к тарифу
* в руб на человека
 | 12,5184,8 |
| Выплата вознаграждений по итогам работы за год* в процентах к тарифу
* в руб на человека
 | 33487,872 |
| Выплата районных коэффициентов и северных надбавок* в процентах к заработку
* в руб на человека
 | 15566,6 |
| итого расчётная средняя заработная плата ППП на одного человека в месяц, руб | 4343,912 |
| Размер средств на оплату труда за год, руб | 52126,94 |
| Нормативная численность ППП, чел | 470 |
| Размер средств на оплату труда ППП за год, руб | 24499661,8 |

4 Планирование себестоимости производства электро- и теплоэнергии /1/

Себестоимость отпущенной потребителям энергии определяется на основе составления укрупнённой сметы затрат, включающей следующие элементы:

* топливо на технологические цели – Ит,
* расходы на оплату труда – Изп,
* отчисления на социальные нужды – Исн,
* отчисления в ремонтный фонд – Ирф,
* амортизация основных средств – Иа,
* прочие расходы – Ипр.

Затраты на топливо на технологические цели, тыс руб/год



где Цт=300 – цена добычи топлива, руб/т.н.т.,

Цтр=0,2 – стоимость транспортировки топлива, руб/(т.н.т.\*км),

р=1,2 – потери топлива при перевозке, разгрузке и хранении, %;



Расходы на оплату труда отражают расходы на оплату труда основного производственного персонала электростанции, включая премии рабочим, специалистам и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, а также расходы на оплату труда не состоящих в штате станции работников, относящихся к трудовой деятельности, тыс руб

Изп=205\*52,126=10685,83.

Отчисления на социальные нужды отражают отчисления по установленным нормам на социальное страхование, в пенсионный фонд, в фонд занятости и на медицинское страхование, которые принимаются в процентах от фонда оплаты труда, включаемого в себестоимость продукции (38,5%), тыс руб

Исн=0,385\*10685,83=4114,04.

Размер амортизационных отчислений определяется по установленным нормам амортизации, тыс руб

 Иа=На\*Ктэц,

где На=3 – средневзвешенная норма амортизации для электростанций, %,

Ктэц=kуд\*Nу – капитальные вложения в станцию, тыс руб,

где kуд=5 – удельные капитальные вложения в ТЭЦ, тыс руб/кВт,

Nу=250000 – установленная мощность станции, кВт;

Ктэц=5\*250000=1250000;

 Иа=0,03\*1250000=37500.

Отчисления в ремонтный фонд определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов (условно принимается равной величине капитальных вложений) и нормативов отчислений, утверждаемых самими предприятиями. В курсовой работе величина отчислений в ремонтный фонд определяется на основе составления укрупнённой сметы затрат на ремонт. При этом заработная плата (265\*52,126=13813,39 тыс руб) с отчислениями на социальные нужды (0,385\*13813,39=5318,16 тыс руб) ремонтного персонала принимается в размере 35 % от общих затрат на ремонт, а 65 % составят затраты на материалы, запасные части для ремонта, амортизацию оборудования и т.п., тыс руб

Ирф=(13813,39+5318,16)/0,35=54661,57.

К прочим расходам в составе себестоимости продукции относятся платежи по обязательному страхованию имущества предприятия, учитываемого в составе производственных фондов, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, плата по процентам за краткосрочные кредиты, возмещение расходов сбербанкам и другим организациям за приём от населения платежей за энергию и коммунальные услуги, командировочные расходы по установленным нормам, подъёмные, плата сторонним предприятиям за пожарную и сторожевую охрану, оплата услуг связи и вычисленных процентов, плата за аренду в случае аренды отдельных объектов основных производственных фондов и др. Величина прочих расходов приближённо рассчитывается исходя из структуры себестоимости производства энергии и принимается в размере 20 % от суммы условно-постоянных расходов , тыс руб

Ипр=0,2\*(Изп+Исн+Иа+Ирф),

Ипр=0,2\*(10685,83+4114,04+37500+54661,57)=21392,29.

На ТЭЦ затраты необходимо распределять между видами производимой энергии. Расчёт себестоимости производства энергии на ТЭЦ будет производиться балансовым (физическим) методом. Согласно этому методу предполагается, что тепловая энергия, которая отпускается из отборов турбин, поступает непосредственно из котлов, а расходы топлива на отпуск тепла из отборов принимаются такими, какими они были бы при непосредственном отпуске теплоты из котельной ТЭЦ. Так как на ТЭЦ определяющими являются затраты на топливо, то сущность метода калькулирования себестоимости энергии на ТЭЦ определяется способом распределения общего расхода топлива между производством электроэнергии и тепла. Физический метод соответствует условиям энергобаланса ТЭЦ, но имеет недостаток: при его применении не учитывается энергетическая ценность (параметры) теплоты, используемой для отпуска внешним потребителям.

Расход топлива на тепловую энергию, выдаваемую потребителям, т.у.т.



Расход топлива, относимый на электроэнергию, т.у.т.

В’ээ=В–В’тэ,

В’ээ=1041812–481512=560300.

При данном способе распределения топлива весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ относится к отпуску электроэнергии. Поэтому количество тепла, отнесённое к отпуску теплоты, оказывается несколько заниженным. Чтобы уточнить решение, следует расход электроэнергии на собственные нужды разделить между отпуском электрической и тепловой энергии. В результате расход топлива на теплоснабжение внешних потребителей будет равен, т.у.т.

Втэ=В’тэ+bотпэ\*Этэсн,

где  - удельный расход топлива на 1 отпущенный кВтч, т.у.т./кВтч,



Втэ=481512+0,00031\*29050\*103=490517,5.

Расход топлива, относимый к отпуску электроэнергии от ТЭЦ, т.у.т.

Вээ=В–Втэ,

Вээ=1041812–490517,5=551294,5.

Для определения затрат на производство энергии на основе физического метода необходимо:

1. Определить абсолютные значения статей затрат.
2. Распределить затраты по стадиям производства – цехам. При этом в укрупнённых расчётах различают три группы цехов: I –котлотурбинный; II – электрический; III – общестанционные расходы.

Распределение статей затрат по группам цехов показано в таблице 12.

Таблица 12 – Распределение затрат по цехам ТЭЦ, тыс руб (%)

|  |  |
| --- | --- |
| Статьи затрат | Группы цехов |
| I | II | III |
| Ит | 1043909 | - | - |
| Иа | 18750 | 16875 | 1875 |
| Изп | 3740 | 3740 | 3205,7 |
| Исн | 1440 | 1440 | 1234 |
| Ирф | 27330,8 | 24597,7 | 2733,1 |
| Ипр | - | - | 21392,29 |
| Итэц | ИI=1095169,8 | ИII=46652,7 | ИIII=30440,09 |

1. Распределить затраты по вышеуказанным группам цехов между электрической и тепловой энергией. По физическому методу:

а) затраты по I группе цехов распределяются между электро- и теплоэнергией пропорционально расходам топлива на получение каждого из этих видов энергии:

* на производство электрической энергии, тыс руб



* на производство тепловой энергии, тыс руб



б) затраты по II группе цехов относятся целиком на производство электроэнергии, тыс руб



1. Общестанционные расходы распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально суммам затрат на эти виды энергии по I и II группам цехов, тыс руб



Затраты, относимые на электроэнергию, тыс руб

Иэ=ИIэ+ИIIэ+ИIIIэ,

Иэ=580440+46652,7+16742=643834,7.

Затраты, относимые на тепловую энергию, тыс руб

Итэ=ИIтэ+ИIIтэ+ИIIIтэ,

Итэ=514730+0+13698=528428.

Все расчёты сводятся в таблицу 13

Себестоимость единицы электрической энергии, отпущенной с шин ТЭЦ, руб/кВтч

sэ=Иэ/Эотп,

sэ=643834,7/1780041=0,36.

Себестоимость единицы тепла, отпущенного с коллекторов, тыс руб/ГДж

sтэ=Итэ/Qт,

sтэ=528428/12039370=0,044.

В заключении работы приводится сводная таблица основных технико-экономических показателей работы ТЭЦ.

Таблица 13 – Затраты на производство электро- и теплоэнергии на ТЭЦ и их структура

|  |  |
| --- | --- |
| Статьи затрат | Величина затрат |
| Электроэнергия | Теплоэнергия |
| тыс руб | % | тыс руб | % |
| Ит | 553272 | 85,9 | 490637 | 92,8 |
| Иа | 27843,75 | 4,3 | 9656,25 | 1,8 |
| Изп | 7485,3 | 1,2 | 3170,4 | 0,6 |
| Исн | 2881,9 | 0,5 | 1232,1 | 0,3 |
| Ирф | 40586,1 | 6,3 | 14075,5 | 2,7 |
| Ипр | 11765, 8 | 1,8 | 9626,5 | 1,8 |
| ИТОГО | Иэ=643834,7 | 100 | Итэ=528428 | 100 |

Таблица 14 – Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Условное обозначение | Единицы измерения | Величина показателя |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Установленная мощность ТЭЦ | Nу | МВт | 250 |
| Число часов использования установленной мощности | hy=Э/Nу | Ч | 7326,5 |
| Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции | Ксн | % | 1,2 |
| Количество электроэнергии, отпущенной с шин ТЭЦ за год | Эотп | млн кВтч | 1780,041 |
| Годовое число часов использования максимума отопительной / технологической нагрузки | Тотmax/ ТпрmaxТmax=Q/Qт(р) | Ч  | 5421/7270,6 |
| Годовой отпуск тепла с коллекторов на нужды отопления и горячего водоснабжения, промышленные нужды | Qт, Qотт, Qпрт | тыс ГДж | 1203937039035208135850 |
| Удельные расходы условного топлива на:-1 кВтч электроэнергии, отпущенной с шин ТЭЦ-1 ГДж тепла, отпущенного с коллекторов ТЭЦ в паре / горячей воде | bотпэbпрт /bотт | г.у.т./кВтчкг.у.т./ГДж | 29642,53/43,1 |
| КПД станции по:-производству электроэнергии-отпуску тепла | ηэтэцηттэц | %% | 41,5580,07 |
| Капитальные вложения в ТЭЦ | Ктэц | млн руб | 1250 |
| Удельные капитальные вложения в ТЭЦ | kуд | руб/кВт | 5000 |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Штатный коэффициент станции, всего, в т.ч.:по эксплуатационному персоналупо ремонтному персоналу | nпппnэnр | чел/МВтчел/МВтчел/МВт | 1,880,821,06 |
| Годовые издержки производства | Итэц | млн.руб/год | 1172,263 |
| Себестоимость отпущенной электроэнергии | sэ | руб/кВтч | 0,36 |
| Себестоимость отпущенного тепла | sтэ | руб/ГДж | 44 |

#### Заключение

В ходе выполнения курсовой работы были выполнены расчёты экономического распределения нагрузок на турбины с учётом и без учёта планово-предупредительных ремонтов, энергетический баланс ТЭЦ, технико-экономические показатели основных цехов и общестанционные показатели, штатов и фонда оплаты труда персонала, планирование себестоимости производства электро- и теплоэнергии.

Расчёт проводился на основе данных максимально приближённых к реально существующим значений, поэтому результаты сопоставимы с показателями аналогичных действующих ТЭЦ.

В результате выполнения курсовой работы были получены следующие результаты: КПД электрический и тепловой станции соответственно составляют 41,55 и 80,07 %, себестоимость отпущенной электроэнергии – 0,36 руб/кВтч, теплоэнергии – 44 руб/ГДж.

Библиографический список

1. Н.А. Зуева. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине “Экономика и организация энергопроизводства” для студентов электротехнического факультета. – Киров: ПРиП ВятГТУ,1997.[6]
2. Справочные материалы и приложения к методическим указаниям к курсовой работе по дисциплине “Экономика и организация энергопроизводства”/Составитель Н.А. Зуева – Киров, ВятГТУ, 1996.[4]