**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение

1. Общая часть

1.1 Описание технологического процесса систем тепловодоснабжения

1.2 Характеристика технологического оборудования

1.3 Характеристика парового котла как объекта автоматизации

1.4 Выбор параметров контроля и управления

1.5 Характеристика системы управления

1.6 Определение классов пожаро - и взрывоопасных зон

2. Специальная часть

2.1 Автоматизированные системы управления контроля и учета электроэнергии. Ввод устройства сбора данных в работу

2.2 Выбор средств автоматизации

2.3 Разработка электрической принципиальной схемы логического блока

2.4 Выбор щита управления. Разработка общего вида щита

2.5 Разработка схемы защиты измерительных цепей

2.6 Разработка схемы внешних соединений

2.7 Разработка структурной схемы УСД

2.8 Расчетная часть

2.8.1 Расчет комплексного показателя уровня автоматизации

2.8.2 Расчет надежности схемы УСД

2.8.3 Оценка надежности системы проектирования

3. Организация производства

3.1 Режим работы. Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего

3.2. Организация ремонта оборудования. График планово – предупредительного ремонта

3.3 Расчет численности рабочих

4. Расчет себестоимости производства одного киловатт-час электроэнергии

4.1 Производственная программа

4.2 Расчет плановых капитальных затрат

4.3 Расчет плановых годовых текущих затрат

4.4 Расчет калькуляции себестоимости производства одного киловатт-час электроэнергии

5. Охрана труда, техника безопасности и противопожарная техника

5.1 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации электроустановок

5.2 Правила безопасной эксплуатации приборов и средств автоматизации

5.3 Мероприятия по охране окружающей среды

Список литературы

**ВВЕДЕНИЕ**

Под термином «Автоматизация» понимается применение технологических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека частично или полностью от непосредственного участия в процессах получения, преобразования, в передаче и использовании энергии, материалов или информации.

Автоматизация предприятия, в случае системы учета электропотребления ТЭЦ АО «ССГПО», приводит к улучшению основных показателей эффективности использования электроэнергии: снижению количества, улучшению качества и снижению себестоимости потребления энергии, повышению производительности труда энергодиспетчеров и операторов. Внедрение специальных автоматических устройств способствует безаварийной работе оборудования, исключает случаи травматизма, предупреждает загрязнение атмосферного воздуха и водоемов промышленными отходами. Также, внедрение автоматических устройств обеспечивает высокое качество выпускаемой продукции, сокращение брака и отходов, уменьшение затрат сырья, уменьшение численности основных рабочих. Целью создания системы управления электропотребление электроэнергии является:

1. Снижение удельных расходов электроэнергии на производство продукции;

2. Рациональное использование электроэнергии технологическими службами подразделений;

3. Правильное планирование потребления электроэнергии;

4. Контроль потребления и удельных расходов электроэнергии на единицу выпускаемой продукции в режиме реального времени.

На предприятии АО «ССГПО» ведется ежесуточный учет электропотребления основного производства, который позволяет оперативно оценивать и вносить корректировки.

Для каждого подразделения рассчитывается распределение лимита на потребление электроэнергии. Для учета электроэнергии, потребляемой подразделениями АО «ССГПО» внедрена система КТС «Энергия», которая позволяет видеть как текущие значения потребления электроэнергии, так и суточные значения потребляемой электроэнергии по подразделения и АО «ССГПО» в целом.

**1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ**

**1.1 Описание технологического процесса систем тепловодоснабжения**

В качестве топлива на ТЭЦ применяется Экибастузский уголь, который после размола в пыль транспортируется к горелкам котла.

Энергетические котлы имеют растопочное топливо – мазут, которое доставляется на станцию в железнодорожных цистернах (15). Проектом предусмотрена возможность снижения природного газа. Природный газ поступает на ТЭЦ из магистрального газопровода через газорегулировочный пункт (22), где производится учет расхода и понижения давления газа до рабочего, при котором он транспортируется в котельный цех на энергетические и водогрейные котлы. При сжигании топлива (угля, мазута) образуется шлак и зола. Шлак сбрасывается под топку, а зола дымовыми газами выносится в газовый тракт котла, поступает в мокрые золоуловители (55) с трубами «Вентури», где улавливается, смывается водой в каналы гидрозолоудаления (58), в эти каналы поступает и шлак.

Золошлаковая смесь по каналам гидрозолоудаления (ГЗУ) транспортируется смывной водой в зумф багерных насосов (59), которые перекачивают ее на золоотвал (60), расположенный в 8,5 км от ТЭЦ на северо-востоке, в районе поселка Васильевка. На золоотвале золошлак осаждается, а осветленная вода возвращается в систему гидрозолоудаления ТЭЦ насосами осветленной воды (61). Продувочная вода золоотвала сбрасывается на Васильевский испаритель-накопитель.

Поступающая в энергетический котел (14) питательная вода подогревается в водяном экономайзере (38) до температуры насыщения в барабане котла, поступает в барабан (39), где происходит сепарация пара из пароводяной смеси. Пар далее направляется в пароперегреватель (40), а вода из барабана возвращается по водоопускным трубам в нижние коллекторы экранных труб. По экранным трубам, омываемым дымовыми газами, пароводяная смесь опять поступает в барабан (котлы с естественной циркуляцией). Перегретый пар после пароперегревателя (40) подается на турбину (24), Где на решетках и рабочих лопатках происходит преобразование тепловой энергии пара в кинематическую энергию вращения турбин. Пройдя проточную часть турбины, ст. №3, пар направляется в коллектор 1,2 для подогрева сетевой воды в бойлерах. Часть пара после турбин ст.№1,2 поступает в конденсатор турбины (31), где охлаждается циркуляционной водой, транспортируемой из градирни (62) (техническое оборотное водоснабжение) циркуляционными насосами (49). Из конденсатора турбины конденсат конденсатным насосом (32) прокачивается через подогреватели низкого давления (34) системы регенерации в деаэраторы (35). Из деаэратора питательным насосом (36) питательная вода через подогреватели высокого давления (37), подается в экономайзер энергетических котлов. Греющей средой регенеративных подогревателей является пар нерегулируемых отборов турбин (на ПВД, ПНД, деаэраторах). Отпуск тепла с паром потребителем осуществляется из редукционно-охладительной установки РОУ – 100/8-13.

Отпуск тепла с горячей водой на отопление и горячее водоснабжение производится из теплофикационных отборов турбин и вторичным паром испарителей. Вторичный пар испарителя направляется в коллектор 1,2 для восполнения пароводяных потерь в цикле станции. Турбогенератор включен блоком с трансформатором связи и отпайкой с шинами ГРУ-6 кВ (главное распределительное устройство) для обеспечения электрических собственных нужд станции, а потребителем – через ОРУ – 110 кВ по ниткам 35 кВ и 110 кВ.

**1.2 Характеристика технологического оборудования**

Основным электрическим оборудованием, обеспечивающим передачу и распределение электроэнергии от электрических станций к потребителям, являются силовые трансформаторы, с помощью которых осуществляется необходимое повышение или понижение напряжений.

В схемах предусмотрены токоведущие части высоковольтного оборудования – это шины с изоляторами и высоковольтные кабели (изоляторы и линейные вводы, проходные изоляторы, маслонаполненные линейные вводы, разъединители, плавкие предохранители, выключатели и т.д.) Для наружных и внутренних электроустановок напряжением 0,38-500 кВ применяются трансформаторы напряжения, предназначенные для включения катушек напряжения измерительных приборов и аппаратов защиты, измерения и контроля напряжения, а также, для отделения цепей измерительных приборов и аппаратов защиты от сети высокого напряжения.

Для ограничения тока короткого замыкания предназначены реакторы, а для защиты электроустановок от перенапряжений служат разрядники. Также применяются синхронные генераторы и синхронные компенсаторы.

Характеристика генераторов:

1 ТЭВ-63\_2УЗ (1981 г.) – активная мощность 63000 кВт, коэффициент мощности -0,8, напряжение статора – 6300 В, ток статора 7230 А, частота вращения ротора -3000 об/мин , ток ротора – 1650, напряжение возбуждения – 280 В, частота – 50 Гц, соединение фазовой обмотки – треугольник.

2 ТЗВ-63\_2УЗ (1978 г.) – параметры такие же, как и у генератора ТЭВ-63 2УЗ.

3 ТВС-30-2 (1964) – Р=30000 кВт, соединение обмоток статора – треугольник, частота вращения ротора – 3000 об/мин, частота – 50 Гц.

4 ТВС-32 (2002 г.) – Р=30000 кВт, напряжение статора – 6300 В, ток статора – 3440 А, коэффициент мощности – 0,8, соединение обмоток статора – треугольник; напряжение возбуждения – 220 В ( ток -400А).

Трансформаторы связи:

1 ТДНТ-63000/110 (1979 г.) группа соединения обмоток номинальная мощность обмоток : ВН 110000В-63000 кВА; СН-35000 В-63000 кВА; НН 6000 кВА; Uкз; ВН-СН-17,4 %; ВН-НН-9,93%; СН-НН-6,45%.

2 ТДТН-63000/110 (1978 г.) Uкз : ВН-СН-17,82%; ВН-НН-10,36%; СН-НН-6,56%.

3 ТДТНГ-60000/110 (1964 г.) Схема соединения, номинальная мощность обмоток: ВН=СН=НН=60000 кВА. Uкз:ВН-СН-17,2%; ВН-НН-10,4%; СН-НН-6,52%.

Турбогенераторы: В эксплуатации 5 турбогенераторов №1,2,3 типа ТЗВ-63-2УЗ на водяном охлаждении; №4,5 типа ТВС-30, ТВС-32 – на воздушном охлаждении.

Трансформаторы:

На территории открытого распределительные устройства ОРУ-110кВ установлены 3 трехобмоточных трансформатора связи С1Т, С2Т, С3Т.

Трансформаторы связи №1,2 (С1Т, С2Т) типа ТДТН-63000/110.

Трансформатор связи №3 (СЗТ) типа ТДНТГ-60000/110.

Два разделительных трансформатора №1,2 наружной установки для питания закрытого распределительного устройства РРУ-6 кВ. Трансформатор №1 типа ТМ-7500/35, трансформатор №2 типа ЬМ-10000/35. Для питания потребителей собственных нужд напряжением 0,4 кВ установлены трансформаторы мощностью от 180 до 1000 кВА.

Теплофикационные турбогенераторы:

1 Паровая турбина Р-42-90/1, 4 №1 – электрическая мощность=42000

кВт/ч, тепловая-116,6 Гкал/ч.

2 Паровая турбина Т-50/25-90№2 электрическая мощность=50000 кВт/ч, тепловая-97,6 Гкал/ч.

3 Паровая турбина ПР-31-90/10/1,4 №3 электрическая мощность=31000 кВт/ч, тепловая -109,8 Гкал/ч.

**1.3 Характеристика парового котла как объекта автоматизации**

Главной задачей при разработке системы управления является выбор параметров, которые должны участвовать в управлении, и с изменением которых в объект будут поступать возмущающие воздействия. Необходимо также определить критерии управления для проектируемой системы.

Для того, чтобы выявить основные параметры контроля и регулирования в системе автоматизации необходимо разработать блок схему типовых воздействий на проектируемый объект управления (см. рис.1).

Автоматизация системы учета электропотребления на ТЭЦ. Объектом управления является теплоэлектроцентраль. Основной принцип управления на данном объекте – контроль параметра по результатам разработки блок схемы типовых воздействий. В дальнейшем будут выбраны параметры контроля, регулирования, главные регулируемые величины и регулирующие воздействия.

В системе электроснабжения предприятия объектом управления является ТЭЦ города Рудного. Теплоэлектроцентрали снабжают потребителей электрической и тепловой энергией, располагаются в районе их потребления. Также, ТЭЦ вырабатывает электроэнергию и для собственных нужд.

Основной принцип в данном объекте – по возмущению, так как увеличение количества потребляемой электроэнергии приводит к изменению частоты вращения вала турбогенератора.

Для того, чтобы количество электроэнергии увеличивалось или уменьшалось, в зависимости от потребления электроэнергии, изменяется количество подаваемого пара в турбину.

Для компенсации возмущающего воздействия, т.е. изменения частоты вращения вала турбогенератора, используется система автоматического регулирования (САР).

Для учета электроэнергии, потребляемой подразделениями АО «ССГПО» внедрена система КТС «Энергия», позволяющая видеть как текущие значения потребления электроэнергии, так и суточные значения потребляемой электроэнергии по подразделениям и АО «ССГПО» в целом.

Z1 Z12

X1 Y1

ТОУ-

###### теплоэлектроцентраль

X24 Y6

Рисунок 1 Блок-схема типовых воздействий

Х1 - установленная мощность турбогенераторов, 175 МВт

Х2 - расход пара турбогенератора (ТГ), 250-270 т/ч

Х3 – давление пара ТГ, 8,8-9,2 МПа

Х4 – температура пара на ТГ, (490-510)≈510°С

Х5 – частота ТГ, f=50 Гц

Х6 – мощность 1 ТГ, кВА≈35МВА

Х7 – скорость вращения ТГ, 3000-3120 об/мин

Х8 – производительность котла, 220 т/ч

Х9 – температура питающей воды, 215°С

Х10 – давление в котле, 11,4 МПа

Х11 – температура впрыска, 412°С

Х12 – температура после регулятора, 409°С

Х13 – давление воздуха на горение после вентилятора, 125 кГс/м2

Х14 – разряжение воздуха в топке, 2,5 кГс/м2

Х15 – заданный уровень воды в барабане котла (ср.)- ±10 см (от нормы)

Х16 – расход газа на топку, м3

Х17 – температура на выходе из подтопка экономайзера, 197°С

Х18 – расход питательной воды, т/ч (зависит от производительности)

Х19 – температура после экономайзера, 347°С

Х20 – частота вращения ротора турбины, 3000 об/мин

Х21 – активная мощность на выходе, 63000 кВт

Х22 – напряжение статора, 6300В

Х23 –ток ротора, ток статора соответственно, 1650А, 7230А

Х24 – напряжение возбуждения, 280 В

Y1 – давление пара на выходе, 11,5 кГс/м2

Y2 – температура пара на выходе:

А) на турбину - 510°С

Б) потребителю - 270°С

Y3 – уровень воды в барабане котла, см

Y4 –температура воды потребителя, 215°С

Y5 – производительность котла по воде, 210 т/ч

Y6 – расход пара на турбогенератор, 250-270 т/ч

Z1 – изменение давления воздуха на горение после вентилятора

Z2 – изменение расхода газа на топку

Z3 – изменение температуры на выходе их подтопка экономайзера

Z4 – изменение расхода питательной воды

Z5 – температура после экономайзера (ее отклонение)

Z6 – изменение частоты вращения вала турбины

Z7 - погодные условия

Z8 - перенапряжения

Z9 – увеличение значения тока

Z10 – в сетях переменного тока – короткое замыкание

Z11 – в сетях постоянного тока – пробой изоляции

Z12 – изменение частоты (повышение (до49Гц) или понижение (до47,5Гц)

**1.4 Выбор параметров контроля и управления**

Система управления должна обеспечить достижение цели управления за счет заданной точности технологических регламентов в любых условиях производства при соблюдении надежной и безаварийной работы оборудования, требований взрыво- и пожароопасности.

Целью управления электропотреблением является: снижение удельных расходов электроэнергии на производство продукции; рациональное использование электроэнергии технологическими службами подразделений; правильное планирование потребления электроэнергии; контроль потребления и удельных расходов электроэнергии на единицу выпускаемой продукции в режиме реального времени.

Главной задачей при разработке системы управления является выбор параметров, участвующих в управлении, то есть тех параметров, которые нужно контролировать, регулировать и анализируя изменение значений которых можно определить предаварийное состояние технологического объекта управления (ТОУ) – ТЭЦ.

Успешному достижению цели управления способствует правильный выбор автоматических устройств для реализации цели управления.

Контролю подлежат те параметры, по значениям которых осуществляется оперативное управление технологическим процессом (ТП), а также пуск и останов технологических агрегатов.

В проектируемой системе такими параметрами являются:

- частота до заданного значения (47,5 Гц);

- значение тока; (ротора и статора);

- активная мощность;

- напряжение постоянного тока;

- установленная мощность турбогенераторов (ТГ);

- расход пара ТГ;

- давление пара ТГ;

- температура пара на ТГ;

- скорость вращения ТГ;

- частота вращения ротора турбины;

- напряжение статора;

- напряжение возбуждения;

- давление пара на выходе;

- температура пара на выходе:

а) на турбину,

б) потребителю.

**1.5 Характеристика системы управления**

На ТЭЦ имеется ряд распределительных устройств, в частности ОРУ 110 кВ, на которой находится 2 трансформатора связи типа ТДТН-63 мВА, диспетчерское наименование (С1Т, С2Т) и третий трансформатор связи типа ТДТНГ-60 мВА (С3Т). Трансформаторы связи имеют 3 обмотки: обмотка 110 кВ соединение «звезда» с заземленной нейтралью и обмотка 6 кВ соединение «треугольник».

Электростанция связана с энергосистемой тремя воздушными линиями 110 кВ, которые идут на Сарбайскую подстанцию 220 кВ. Для выработки электроэнергии на подстанции установлено 3 генератора: 2 сепаратора типа ТЭВ-63-2УЗ с номинальной активной мощностью 63 мВт и третий генератор типа ТВС-30 с номинальной активной мощностью 30 мВт.

Электрическая схема работы станции построена по блочному типу, т.е. генератор, вырабатывающий электроэнергию, работает блоком с трансформатором связи. Вырабатываемая генератором электроэнергия через масляный выключатель поступает на обмотку трансформатора связи 6 кВ. Далее электроэнергия трансформируется трансформатором связи с обмотки 110 кВ через масляный выключатель поступает по воздушной линии на Сарбайскую подстанцию. С обмотки 35 кВ электроэнергия поступает в 3РУ 35 кВ, которая имеет 1 и 2 системы шин, с 3РУ 35 кВ запитываются потребители электроэнергии РТЭЦ 35 кВ.

Фидер 1- трикотажная фабрика; Ф3 – узловая; Ф5, Ф7- город; Ф9; Ф11; Ф13; Ф15 –ССГПО. Для питания потребителей 6 кВ и схемы соединения собственных нужд, от каждого блока выведены отпайки, через которые запитываются главные распределительные устройства 6 кВ (ГРУ 6,3 кВ). С ГРУ 6,3 кВ запитаны различные распределительные устройства (РРУ). С РРУ 6 кВ питаются потребители 6 кВ ТЭЦ: РП РЖКХ; РПР промбаза: ССГПО.

Учет и контроль электроэнергии производятся расчетным и техническим (контрольным) учетом для денежного расчета за электроэнергию и для контроля расхода электроэнергии электростанций, подстанций, предприятий и т.д. соответственно.

Учет электроэнергии производится с помощью системы КТС «Энергия», структурная схема которой приведена ниже (рис.2).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ТОУ  Счетчик эл  Датчик  УСД  ЭВМ   |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  | Плата ввода |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рисунок 2 Структурная схема системы КТС «Энергия»

Система выполняет функции:

1. Планирование электроэнергии по АО «ССГПО». Планирование распределения лимитов электропотребления цехами объединения. Планирование суточного расхода электроэнергии подразделениями.

2. Учет и анализ фактического потребления электроэнергии и фактических удельных норм потребления электроэнергии подразделениями.

3. оперативный контроль наличия напряжения на сетях 110/35 кВ внешнего электроснабжения АО «ССГПО».

4. оперативный учет потребления электроэнергии в целом АО «ССГПО» по сетям 110/35 кВ.

5. Снижение расхода электроэнергии на единицу продукции.

И другие функции

**1.6 Определение классов пожаро- и взрывоопасных зон**

Расположение оборудования и коммуникаций ТОУ должны предусматривать их безопасное обслуживание и соблюдение требований действующих нормативных документов при эксплуатации. Общая компоновка проектируемой системы должна быть приведена в соответствие среды обслуживания к пожаро-взрывобезопасности и обеспечивать безопасные условия эксплуатации приборов и средств автоматизации. Оборудование должно безотказно работать в установленный межремонтный период. Технологическая схема объекта автоматизации должна быть составлена таким образом, чтобы он был разбит на зоны таким образом, чтобы была возможность воздействия на характеристики оборудования, и был обеспечен доступ человека к местам установки приборов, запорных устройств и регулирующих органов. Учет указанных условий окружающей среды поможет правильно выбрать приборы и средства автоматизации в проектируемой системе по исполнению, в результате чего будет спроектирована безопасная, надежная и экономически эффективная система учета электропотребления на ТЭЦ. Среда эксплуатации проектируемой системы характеризуется как: влажная, с выделением тепла и шума.

Таблица 2 Характеристика пожаро- взрывоопасных зон

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование производства, цеха, помещения | Катего-рия пожаро-опас-ности | Катего-рия взрыво-безопас-ности | Категория взрыво-  опасности | Краткая характеристика помещения |
| Здание котельного отделения | В-1 | Не класс-сифи-цируется | Не использу-ется | Стены здания их железобетонных плит, частично из кирпича и щитов, из листового шифера мягкая кровля, отопление водяное, освещение электрическое, внутри пять котлов. Горючие материалы: газ, мазут, кабельная проводка |

**2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

**2.1 Автоматизированные системы управления контроля и учета электроэнергии. Ввод устройства сбора данных в работу**

Автоматические системы управления применяют на электростанциях и в системе энергоснабжения предприятий с большой потребляемой мощностью. Поступающая в ВМУ информация обрабатывается и используется для отключения и включения источников питания, регулирования нагрузок отдельных потребителей предприятия и выдачи о них соответствующих данных (мощности, энергии, напряжений и др.), автоматической регистрации основных параметров системы электроснабжения в эксплуатационном журнале, для предупреждающей и аварийной сигнализации. Основным достоинством вычислительных машин управления (ВМУ) перед системой с релейным управлением и защитой является большой объем выполняемой ими информации в сочетании с быстродействием, определяемым временем в несколько миллисекунд.

Система может применяться:

А) на промышленных предприятиях с присоединенной мощностью 750кВ∙А и выше, рассчитываемой за потребляемую электроэнергию по двухставочному и дифференцированному тарифу;

Б) на электростанциях и подстанциях при организации учета и выработки энергии:

В) на предприятиях Энергонадзора при организации сбора информации о выработке и потреблении электроэнергии и введении ограничений на электропотребление;

Г) на АСУ предприятий, объединений и отрасли.

Включение УСД в работу производится в следующей последовательности:

А) подать напряжение питания сети (220+22-33) В на УСД;

Б) при использовании счетчиков СИ-206 подать на них напряжение 12 В (24 В) согласно паспорту счетчика;

В) включить измерительные преобразователи с унифицированным сигналом постоянного тока.

Выключение УСД происходит в обратной последовательности.

После подачи напряжения питания на УСД по индикатору убедиться в прохождении тестов 1-9. При ошибочном завершении какого-либо теста, цифра с его номером периодически высвечивается на индикаторе. При правильном завершении всех тестов УСД начинает передавать информацию в систему энергоучета (периодическое высвечивание светодиодов «1» и «2») и на счетчике импульсов СИ-206. При обрыве линии связи с системой энергоучета светодиоды не светятся.

Перед включением УСД в работу необходимо его проверить. При проверке УСД должны производиться следующие операции:

1. внешний осмотр.

При этом должно быть установлено отсутствие механических повреждений, которые могут повлиять на его работу;

1. проверка сопротивления электрической изоляции.

Сопротивление изоляции измеряется мегомметром Ф4101;

1. опробирование.

Опробирование УСД производится путем самотестирования с помощью тестов 1-9;

1. определение основной приведенной погрешности УСД.

Для определения основной приведенной погрешности устанавливаем напряжение источника питания 64(12+1,2)В или (24+2,4-3,6)В, в зависимости от применяемого счетчика. Подаем питающее напряжение на УСД и убеждаемся в прохождении тестов.

Подготавливаем систему ИИСУЭЗ-64. Занести с пульта оператора системы массив констант, указанных в паспорте на конкретное УСД. На выход поверяемых контактов подать ток от источников калиброванного тока. Величина тока, подаваемого на каждый канал, указывается в паспорте на конкретное УСД для первой поверяемой точки. В момент отсутствия подачи данных УСД 9 неизменное состояние светодиодов «1» и «2» произвести запуск системы. Через три минуты записать показания итоговых канальных ячеек системы и сравнить полученные значения с расчетными значениями выходной величины, указанной в паспорте на УСД. Устанавливая последовательно входные токи каналов, соответствующие следующим поверяемым точкам, снимать и записывать через три минуты показания итоговых канальных ячеек системы.

Устанавливаем входные токи каналов, соответствующие наибольшему значению. В момент отсутствия передачи данных произвести запуск системы. Через тридцать минут записать показания счетчиков импульсов.

За основную приведенную погрешность УСД принимают разность между полученными результатами и расчетными значениями входной величины, отнесенную к нормирующему значению выходной величины.

Величина основной приведенной погрешности определяется по формуле:

, (1) [5]



где Ах – полученное значение выходной величины;

Ар – расчетное значение выходной величины;

Ан – нормирующее значение выходной величины.

УСД выдержал проверку, если величина основной погрешности не превышает ±1%.

УСД обеспечивает следующие виды расчетов:

1. расход сухого газа;
2. расход перегретого пара;
3. расход сухого насыщенного пара;
4. расход горячей воды (конденсата);
5. расход холодной воды;
6. расход тепловой энергии с паром и водой;
7. расход электрической энергии.

Для выполнения необходимого вида расчета заказчик заполняет карту заказа, в которой предоставляются предприятию – изготовителю исходные данные для изготовления УСД. На каждое УСД заполняется отдельная карта заказа.

**2.2 Выбор средств автоматизации**

Поступающая в энергетический котел 1 питательная вода подогревается в водяном экономайзере до температуры насыщения, поступает в барабан, где происходит сепарация пара из пароводяной смеси. Полученный пар направляется в паронагреватель и далее на турбину 2. Где происходит преобразование тепловой энергии пара в кинетическую энергию вращения турбины. Пройдя проточную часть турбины, часть пара поступает в коллектор для подогрева сетевой воды в бойлерах, а часть в конденсатор турбины 8, где охлаждается циркуляционной водой, транспортируемой из градирни 10. Из конденсатора турбины, конденсат конденсатным насосом 11 прокачиваются через подогреватели, деаэраторы и далее питательным насосом подается в экономайзер энергетических котлов.

Возможно, полная автоматизация работы котельной установки имеет очень большое значение для надежной и экономичной работы этой установки, а также электростанции в целом. Надежно работающая автоматика, немедленно реагируя на различные изменения, гораздо лучше поддерживает оптимальный режим работы оборудования, чем это может сделать обслуживающий персонал. Практика показала, что автоматизация установок при надлежащем ее выполнении значительно повышает среднегодовой КПД этих установок, а также надежность их работы.

Также автоматизация позволяет сократить оперативную загруженность персонала, связанную с выполнением однообразных действий по контролю и управлению, передав эти функции автоматике.

Теплоэнергетические установки, как объекты управления характеризуются следующими особенностями:

1. Значительные по амплитуде и длительные отклонения регулируемой величины от заданного значения не только ухудшают экономические показатели основного оборудования, но и также повышают вероятность его повреждения. Так повышение температуры перегрева пара выше заданного значения может привести к повреждению труб подогревателя.
2. Кратковременные, но значительные отклонения также могут привести к повреждению основного оборудования.
3. Незначительные, длительные и систематические отклонения регулируемой величины от заданного значения могут привести к ухудшению экономичности того или иного участка технологического процесса.

Автоматические устройства и приборы, реализующие функции управления должны выбираться по возможности в рамках Государственной Системы приборов с учетом сложности объекта, его пожаро-взрывоопасности, агрессивности и токсичности окружающей среды, вида измеряемого технологического параметра, расстояния от датчиков и исполнительных устройств до пунктов управления, требуемой точности и быстродействия, допустимой погрешности измерительных систем, место установки устройств, режима работы технологического оборудования и требований Правил установки электрооборудования. Предпочтение отдается однотипным централизованным и серийно выпускаемым устройствам, что упростит поставку и эксплуатацию системы управления.

В проектируемой системе учета электропотребления на ТЭЦ к выбору предлагаются приборы системы автоматизации контура управления учета электропотребления на ТЭЦ.

Для учета электропотребления в системе ТЭЦ применяется счетчик электроэнергии с датчиком для формирования импульсов и преобразования оборотов диска в импульсный сигнал. Сигнал с этого счетчика поступает на датчик Д 365 для контроля вырабатываемой и потребляемой активной мощности. Далее этот сигнал поступает на устройство сбора данных для обработки полученных данных и выдачи их в двухпроводную выдачи связи, технические характеристики (таблица 3), тип Е 441М импульс переменного тока. Входной сигнал 1 мВ, напряжение питания 12 В; мощность 20 ВА. Далее сигнал поступает на ЭВМ, где при помощи программного обеспечения КТС «Энергия» полученная информация отражается в удобном для оператора виде.

Таблица 3 Технические характеристики

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Наиме-нование | Входной сигнал | Выходной сигнал | Напряжение | Класс точности | Габаритные размеры |
| Евро-  аль-фа | Датчик парамет-ров | Вт/ч | Импульс~I | 40-300В | 0,25 | 300х170х80мм |

Сигнал со счетчика поступает на датчик, где обороты диска преобразуются в импульсный сигнал, и передается на устройство сбора данных.

Таблица 4 Технические характеристики

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наи-  мено-ва-ние | Тип | Выходное сопро-тивление,  Ом | Напряжение, В | Часто-  та, Гц | Диапазон измерения вых. сигнала, мА | Ток наг-рузки, мА | Пот-ребляемая мощность, ВА |
| УСД | Е443М | 2000+2  499± 0,5 | 220 | 50±1 | 0-5;  0-20; 4-20 | 0-200 | 45 |

УСД Е443М предназначен для:

1) многофункционального преобразования входных токовых сигналов, пропорциональных параметрам газообразных или жидких энергосистем (температуры, давления, перепада давления на сужающем устройстве)

2) сбора данных от счетчиков электрической энергии, оснащенных передающими устройствами (ПУ) обработки этих данных и выдачу их в двухпроводную линию связи.

3) приема данных от цифровых измерительных приборов или датчиков телесигнализации в двухпроводную линию связи.

При разработке в автоматическом режиме УСДЕ443М предназначены для выдачи информации на счетчики импульсов (ГЧ лист 2).

С УСД сигнал подается на ЭВМ.

**2.3 Разработка электрической принципиальной схемы логического блока**

Основным назначением принципиальных схем является отражение с достаточной точностью, полнотой и наглядностью взаимной связи между отдельными приборами, средств автоматизации и вспомогательной аппаратуры, входящих в состав функциональных узлов систем автоматизации с учетом последовательности их работы и принципа действия. Эти схемы служат для изучения принципа действия системы автоматизации и необходимы при производстве наладочных работ в эксплуатации.

Принципиальные схемы являются основанием для разработки других документов проекта: монтажных схем и таблиц щитов и пультов, схем соединения внешних проводок, схем подключения и др.

Принципиальные схемы составляют на основании схем автоматизации, исходя из данных алгоритмов функционирования отдельных узлов контроля, сигнализации, управления и общих технических требований, предъявляемых к автоматизированному объекту.

В общем случае принципиальные схемы содержат:

1) условные изображения принципа действия того или иного функционального узла системы автоматизации;

2) поясняющие надписи;

3) части отдельных элементов (приборов, средств автоматизации, электрических аппаратов) данной схемы, используемые в других схемах, а также элементы устройств из других схем;

4) диафрагмы переключений контактов многопозиционных устройств;

5) перечень использованных в данной схеме приборов и средств автоматизации, аппаратуры;

6) перечень чертежей, относящихся к данной схеме, общие пояснения и примечания.

Принципиальные схемы систем контроля и управления по назначению подразделяются на схемы управления, технологического контроля и сигнализации, автоматического регулирования.

Принципиальные схемы по видам бывают: электрические, пневматические, гидравлические, комбинированные. В настоящее время широко применяют электрические и пневматические.

В данном дипломном проекте для изображения схемы электрической принципиальной принят адресный способ, который является более кратким, но удобным для монтажа и машинной обработки проектной документации.

Логический блок питается от блока питания БП напряжением плюс 5 В и имеет восемь входов от датчиков, по каждому из которых передаются импульсы, которые меняют состояние логических элементов D8, D9 с низкого на высокий уровень. Состояние на выходе логических элементов D8, D9 записывается триггерами D10-D13 и заносится в регистры D14-D16 по сигналу разрешения, который вырабатывается генератором тактовых импульсов, собранного на элементах D4.1-D4.3. От данного генератора работает счетчик D5, с выхода которого импульсы подаются на логические элементы D6.1, D6.3, которые производят параллельную запись информации с регистров D14- D16.

Элементы D6.2, D7.3 применяются в качестве задержки времени для прихода высокого уровня на вход V регистра, а затем на вход С2 того же регистра.

После занесения информации в регистры D14-D16 происходит сброс триггеров D10-D13 по входу R (элементы D6.3, D7.2, D7.4).

Через линию опроса происходят импульсы опросы, через логический элемент D2.1 и R4 на RS – триггер. Затем импульс подается на логический элемент D4 для создания ответного импульса.

Элементы D19.1, D18.2, D19.2, D18.1, R18, R19, С22, С23, D18.3, D18.4, D17, D19.3, D2 служат для передачи данных транзитом.

На логических элементах D17, D2, D19.3 собрано устройство, которое позволяет разделять пакеты импульсов для совместной работы нескольких КП.

Информация с регистров D4-D16 перелается последовательно на логический элемент D4 (вывод 8). Одновременно на вывод 9 логического элемента D4 подается тактовый импульс с линии опроса через логические элементы D2.1-D2.3.

С вывода 10 логического элемента D4 импульсы поступают в блок гальванической разрядки ГР-3, где усиливаются и передаются в линию связи АСИ-2М (клемма 25а). Схема электрическая принципиальная логического блока (ГЧ лист 4).

**2.4 Выбор щита управления. Разработка общего вида щита**

Щиты представляют собой комплексное устройство, выполняющее функции постов управления и являющиеся связующим звеном между объектом управления и оператором. Для удобства управления, защиты приборов от механических повреждений комплекс технических средств в проектируемой системе предлагается разместить на щитах управления ГЩУ (главный щит управления), ЦТЩ1 и ЦТЩ2 (центральные щиты), информирующие операторов о состоянии всего технологического процесса, типа ЩПК-1 - щиты панельные с каркасом двухсекционные, эскиз которого изображен на рисунке 4. ЩПК-2-ЦТЩ-I-2200×1600-У4-IР00-ОСТ3613-76.

При выборе исполнения руководствовались следующими рекомендациями: щиты должны иметь климатическое исполнение у (умеренное), категорию размещения 4, стандартные щиты предназначены для эксплуатации в условиях окружающей среды с температурой от одного до тридцати пяти градусов Цельсия и влажностью не более восьмидесяти процентов. Пункт управления размещается в операторской. На щитах и панелях управления размещены электроизмерительные приборы для контроля вырабатываемой и потребляемой активной мощности типа Д365, Д305; для контроля тока Э421, Э8021, Э8025, Э8027, Э377, Э378, Э365.

Для размещения приборов на щите определены монтажные зоны щита, которые на рисунке изображены виде заштрихованных участков.

Компоновка аппаратуры, приборов, установочных изделий выполняется с учетом их конструктивных особенностей, функционального назначения, обеспечение удобства – монтажа и эксплуатации, размеров монтажных зон щита.

Приборы и средства автоматизации на чертеже общего вида щита изображены сплошными основными линиями, упрощенно в виде внешних очертаний. Нижнее функциональное поле предназначено для входного клеммника щита ХТ. Общий вид щита изображен на рисунке 5.

**2.5 Разработка схемы защиты измерительных цепей**

В схеме представлены линии ЛЭП-110 кВ; ЗРУ-35 кВ; ГРЧ-6 кВ. Рассмотрим ряд защит. Это защиты трансформаторов, линий, шин, генератора. К линиям подключаются измерительные приборы. Защита трансформаторов представлена в виде дифференциальной защиты, перегруза и максимальной токовой защиты (МТЗ).

Основными повреждениями трансформаторов являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора. Работа трансформаторов обусловлена внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Особенно опасны токи, проходящие при внешних коротких замыканиях, эти токи могут значительно превышать номинальный ток трансформатора. В случае длительного прохождения тока возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение.

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Сверхтоки перегрузки невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточно для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. Защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием на сигнал, без дежурного персонала. Защита выполняется на разгрузку или отключение.

Дифференциальная защита трансформатора выполняется быстродействующей, реагирующей на повреждения в обмотках, на выводах. Дифференциальная защита выполнена в виде токовой защиты с промежуточными насыщающими трансформаторами тока. Для выполнения защиты используются реле с НТТ типа РНТ-565. Защита основана на сравнении токов по концам защищаемого трансформатора.

Максимальная токовая защита является основной защитой трансформатора, действующей на отключение выключателя соответствующей стороны. МТЗ - это защита с выдержкой времени. Основные параметры защиты – это ток срабатывания защиты Iсз и время срабатывания защиты Tсз. МТЗ используется в качестве защиты от внешних коротких замыканий, но может и реагировать на внутренние короткие замыкания.

Основными повреждениями генераторов являются: прохождение сверхтоков при симметричной и несимметричной перегрузках: прохождение сверхтоков при внешних коротких замыканиях; повышение напряжения; асинхронный режим с потерей возбуждения; перегрузка обмотки ротора током возбуждения (для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток).

Максимальная токовая защита выполняется двухфазной двухрелейной и двухфазной однорелейной аналогично максимальной токовой защите линий. Чувствительность защиты считают достаточной, если при двухфазных коротких замыканиях на выводах одиночно работающего генератора коэффициент чувствительности Кч≥1,5.

В минимальной защите напряжения используются три минимальных реле напряжения, подключенных к трансформатору напряжения через автоматический воздушный выключатель. Чувствительность защиты проверяется при трехфазном коротком замыкании в конце зоны резервирования, при этом междуфазное напряжение в месте установки защиты должно быть таким, чтобы коэффициент чувствительности был не менее Кч=1,2.

Продольная дифференциальная защита выполняется в виде двухфазной двухрелейной и трехфазной трехрелейной. Недостатком защиты в двухфазном исполнении является то, что она не может отключать двойные замыкания на землю, если одно из мест повреждения находится в сети генераторного напряжения, а второе – в фазе генератора, не имеющей трансформаторов тока. Чувствительность продольной дифференциальной защиты проверяют при двухфазном кратком замыкании на выводах генератора. При этом ток находят для двух возможных режимов: одиночно работающего генератора, когда ток к месту повреждения идет только от генератора; включения генератора в сеть методом самосинхронизации, когда к месту повреждения ток подходит только от сети.

Защита от замыканий на землю, на генераторах, работающих непосредственно на шины, в качестве защиты от замыканий на землю в обмотке статора используют токовую защиту нулевой последовательности, реагирующую на токи установившегося режима.

Под синхронизацией понимают процесс включения синхронной машины на параллельную работу с другой синхронной машиной или с энергосистемой. Процесс включения может быть полностью автоматизирован. Все операции при этом выполняются без вмешательства персонала. Сущность ее заключается в том, что во время включения генератора при скорости, близкой к синхронной, автомат гашения поля остается отключенным и обмотка ротора генератора оказывается замкнутой на разрядный резистор и отсоединенной от возбудителя. Таким образом, генератор включается в сеть невозбужденным. После включения выключателя генератора подается сигнал на включение автомата гашения поля, который подключает обмотку ротора к возбудителю. Генератор возбуждается и втягивается в синхронизм. Принципиальная схема защиты измерительных цепей ( ГЧ лист 5).

**2.6 Разработка схемы внешних соединений**

Схемы внешних соединений приборов и средств автоматизации линиями связи, показывают характер соединений, их длину, маркировку, наличие промежуточных мест коммутации. Приборы и средства автоматизации соединяют между собой с помощью электрических линий связи. Схема внешних соединений представлена в виде отдельных прямоугольников с обозначением элементов схемы, связанных между собой электрическими соединениями с позиционными обозначениями и маркой кабелей.

Трансформатор тока и трансформатор напряжения соединятся с панелью ИУУ № 81 кабелями КВВГ 5×2,5 длиной 10 м позиционные обозначения 1 и 2.

Панель ИУУ № 81 соединена с панелью №109 кабелем марки ТРП 20×0,35 длиной 10 м позиция 3, панель №109 связана со щитом энергоучета УСД кабелем марки АТФРВ 15×2 длиной 4 м позиция 4. В свою очередь, информация со щита энергоучета УСД по кабелю АТФРВ 15×2 длиной 3000 м позиция 5 поступает на ЭВМ. Схема внешних соединений (ГЧ лист 3).

**2.7 Разработка структурной схемы УСД**

При включении УСД в сеть осуществляется системный сброс по питанию, после чего МП стартует по начальному адресу, записанном в постоянном запоминающем устройстве (ПЗУ).

На первом этапе работы МП проводят тестирование функциональных узлов УСД и комплексную проверку работоспособности.

Последовательно выполняются следующие тесты:

1 – тест ПЗУ. Осуществляется контроль содержимого ПЗУ и сравнивается с контрольной суммой;

2 – тест ОЗУ. Проводится запись и считывание информации в ОЗУ и проверка ее на достоверность;

3 – тест параллельного интерфейса КР580ВВ55А, производится инициализация интерфейса и выдача через него «шахматного» когда на индикаторы HG2, HG3;

4 – тест АЦП и параллельного интерфейса. Проверяется сигнал «готовность данных» АЦП после его запуска сигнал «Преобразование» выдаваемого через параллельный интерфейс;

5 – тест таймера КР580ВИ53. Производится инициализация каналов таймера на частоте 64, 6400 и 1Гц;

6 – тест контроллера прерываний КР580ВН59. Задаются вектора обработки прерываний;

7 – тест УСАППКР580ВВ51А. Производится инициализация и проверка байта состояния УСАПП;

8 – комплексный тест таймера и контроллера прерываний. Производится проверка обработки прерываний с частотой 64 Гц;

9 – тест идентификации УСД, позволяет проверить правильность выдачи информации в двухпроводную линию связи.

Во время тестирования индикатор высвечивает цифру с номером теста. При неправильном завершении какого-либо теста (неисправность функционального узла) цифра с номером теста на индикаторе периодически включается и выключается. Прохождение следующих тестов запрещается.

Если все тесты прошли правильно, то МП проводит программную подготовку аппаратной части УСД для работы в рабочем режиме программы.

1. Программирует универсальный синхронно - асинхронный приемопередатчик (УСАПП) КР580ВВ51А для работы в режиме асинхронной передачи данных.
2. Программирует параллельный интерфейс с КР580ВВ55А для работы в режиме ввода-вывода (режим «0»).
3. Программирует таймер КР580В453, который выдает частоты 64 Гц по входу С1, 6400 по выходу С2 и 1 Гц по выходу С3.

Частота 64 ГЦ используется МП для формирования временных интервалов, а в Е443 М кроме того служит для опроса входов, на которые поступает информация от счетчиков – датчиков.

Частота 64000 Гц определяет скорость передачи данных для УСАПП, а частота 1Гц используется для формирования сигнала «тест».

Синхронизацию работы МП и всего устройства в целом осуществляет тактовый генератор, собранный на микросхеме КР580ГФ24 и вырабатывающий тактовые импульсы для МП (выходы С1; С2) и опорную частоту 2048 кГц (выход С3).

Закончив программную подготовку аппаратной части УСД, МП переходит к рабочей программе, которая обеспечивает выполнение всех функций УСД.

Сигналы от аналоговых датчиков поступают на коммутатор, выполненный на микросхеме К561КП2, который поочередно подключает вход УСД к АЦП, выполненном на микросхеме К1113ПВ1А. Период опроса аналоговых датчиков не превышает 10 с.

АЦП преобразует аналоговый сигнал в двоичный код (10 разрядов), который через параллельный интерфейс с КР580ВВ55А поступает на магистраль данных (МД).

Данные, поступившие на МД, считываются МД и записываются в оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), выполненное на микросхемах КР573РУ10. В ОЗУ хранится и служебная информация, появляющаяся в процессе работы МП.

Управление работой ОЗУ осуществляется выдачей на магистраль адреса нужной ячейки ОЗУ и служебных сигналов MWR, MRD. После опроса всех аналоговых входов МП производит необходимые вычисления и готовит данные для передачи в двухпроводную линию связи и на счетчики импульсов.

Для увеличения расстояния передачи данных по двухпроводной линии между УСАПП и линией связи включен линейный блок, формирующий импульсы амплитудой 120±4 В на нагрузки 1кОм при изменении электрического сопротивления линии связи от 0 до 5,7 кОм. Источник питания вырабатывает все напряжения, необходимые для работы УСД. Питание УСД осуществляется однофазным током с напряжением (220+22-33)В и частотой (50±1)Гц. Структурная схема устройства сбора данных (ГЧ лист 2).

**2.8 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ**

Для уточнения выбора СА проектируемой системы перед сдачей системы в эксплуатацию необходимо провести обязательные расчеты в системе.

**2.8.1 Расчет комплексного показателя уровня автоматизации**

Уровень автоматизации характеризует долю труда по управлению технологическим объектом производимую автоматическими устройствами без участия человека. Количественная оценка уровня автоматизации определяется с помощью комплексного показателя – К, при использовании которого можно оценить анализ состояния автоматизации действующих установок. Максимальное значение показателя уровня автоматизации приравнивается к единице, а нормативное значение всегда меньше единицы.

Кmax=1

Кн=0,7-0,9

Показатель уровня автоматизации подсчитывают по уровню 12

К=∑ ∙αi∙Ki /∑ αi , (2) [7]

i=1

где Ki – частные показатели уровня автоматизации отдельных функций управления;

αi – коэффициент «важности» функции, определяющий относительную значимость данной функции в общем процессе управления (см. табл.5 ).

Таблица 5 Исходные данные

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номер функции | Наименование функции | Коэффициент «важности» |
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Контроль технологических параметров | 0,9 |
| 2 | Контроль параметров качества сырья, полуфабрикатов и целевых продуктов | 0,9 |
| 3 | Регистрация технологических параметров | 0,7 |
| 4 | Контроль состояния основного оборудования | 1,0 |
| 5 | Контроль работоспособности комплекса технических средств (КТС) | 1,0 |
| 6 | Расчет технико-экономических показателей (ТЭП) | 0,8 |
| 7 | Анализ технологических ситуаций | 0,7 |
| 8 | Пуск и останов | 0,8 |
| 9 | Управление ТП | 0,9 |
| 10 | Оптимизация ТП | 0,9 |
| 11 | Оценка качества ведения ТП | 0,7 |
| 12 | Обмен информацией со смежными и вышестоящими уровнями управления | 0,7 |

В проектируемой системе могут участвовать не все функции управления (см. табл. 5). Для каждой функции определяются свои способы реализации. Анализируя функциональную схему автоматизации. Составляем таблицу данных для расчета

Таблица 6 Данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Ki | nо | Кj | nj | “α” |
| K1 | 6 | 0,2; 0,7; 1,0 | 6; 6; 3 | 0,9 |
| K3 | 6 | 0,2; 0,6; 1,0 | 6; 6; 1 | 0,7 |
| K4 | 3 | 0,2; 0,7 | 3; 2 | 1,0 |
| K6 | 18 | 0,2; 1,0 | 18; 18 | 0,8 |
| K8 | 2 | 0,6; 0,8 | 2; 2 | 0,8 |
| K9 | 1 | 0,7; 0,9 | 1; 1 | 0,9 |
| K12 | 18 | 0,3; 0,7; 0,9 | 18; 10; 5 | 0,7 |

α – коэффициент «важности» данной функции в общем ТП;

Ki – частный показатель отдельной функции управления;

nо – общее число контролируемых параметров;

Кj – коэффициент конкретного способа реализации функции управления;

nj – число параметров, контролируемых по определенному способу.

Расчет

1. Определить частный показатель уровня автоматизации контроля технологических параметров.

К1=∑ ∙(3) [7]



К1=++



К1=1,4

2. Определить частный показатель уровня автоматизации регистрации ТП

К3=∑ ∙(4) [7]



К3=++



К3=0,9

3. Определить частный показатель уровня автоматического контроля состояния основного оборудования автоматической регистрации технологического процесса.

К4=∑ ∙(5) [7]



К4=+



К4=0,66

5. Определяем частный показатель уровня автоматизации. Расчет технико-экономических показателей.

К6=∑ ∙(6) [7]



К6=+



К6=1,2

6. Определяем частный показатель уровня автоматизации. Пуск и останов оборудования.

К8=∑ ∙(7) [7]



К8=+



К8=1,4

7. Определить частный показатель уровня автоматического управления технологического процесса.

К9=∑ ∙(8) [7]



К9=+



К9=1,6

8. Определить частный показатель уровня автоматического обмена информации со смежными и вышестоящими уровнями управления.

К12=∑∙ (9) [7]



К12=++



К12=0,8

Количественная оценка уровня автоматизации

К=



К=0,9

**2.8.2 Расчет надежности схемы УСД**

Надежность схемы определяется способностью элементов выполнять заданные функции с сохранением во времени установочных значений эксплуатационных показателей.

Основными эксплуатационными показателями являются безотказность, ремонтопригодность и долговечность.

Расчет надежности основывается на расчете показателей безотказности. Отказ – это событие, после которого схема полностью или частично перестает выполнять свои функции.

Причинами отказа могут быть: естественные процессы изнашивания, старение элементов, дефекты изготовления, монтажа и ремонта, нарушение правил и норм эксплуатации. Составляем таблицу данных для расчета.

Таблица 7 Данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер группы элементов | Наименование элемента схемы | Количество | Интенсивность отказов | Результативная интенсивность отказа |
| 1 | Счетчик электрический | 1300 | 1,5∙10-6 | 19,5∙10-4 |
| 2 | Датчик | 560 | 6,78∙10-5 | 37,9∙10-4 |
| 3 | УСД | 20 | 0,65∙10-5 | 130∙10-4 |
| 4 | ЭВМ | 10 | 0,65∙10-5 | 63∙10-4 |
| 5 | Линии связи | - | 0,02∙10-6 | 2∙10-4 |
| 6 | Электрические контакты | 16 | 0,015∙10-6 | 2,4∙10-4 |
|  |  |  |  | ∑=254,8∙10-4 |

1) Принимаем срок нормальной эксплуатации схемы до первого отказа Т=10000 ч;

2) Определяем результирующую суммарную интенсивность отказов всей схемы ∑λi=254,8∙10-4

3) Определяем величину относительной наработки на отказ

λ=λрi∙Т (10) [7]

λ= 254,8∙10-4∙10000=25,48∙10-4=0,025

4) Определяем вероятность безотказной работы схемы Р=2,7-0,025=0,97

Вывод: Вероятность безотказной работы схемы = 0,9. Учитывая среду эксплуатации схемы надежность принимается в диапазоне Р=0,7-0,9

**2.8.3 Оценка надежности системы проектирования**

Структурной надежностью системы называется надежность системы, в целом, оцененная по структурной схеме (см. ГЧ лист 2), с учетом надежности автоматических устройств, составляющих схему, а также надежности электрической принципиальной схемы.

В ходе оценки надежности сделали предположение, что все элементы схемы соединены между собой последовательно, а выход из строя одного элемента схемы приводит к неработоспособности всю систему. Оценка надежности системы проводится методом сравнения вероятностей безотказной работы ТОУ схемы САУ

1) Из технического паспорта на УСД выписываем вероятность безотказной работы объекта управления, который составляет: РТОУ=0,58

2) Вероятность безотказной работы автоматических устройств, составляющих электрическую принципиальную схему автоматизации в соответствии с проведенным ранее расчетом составляет: РСАР=0,97

3)Сравниваем надежность управления и автоматизации устройств. 0,58<0,97

Так как вероятность безотказной работы ТОУ меньше безотказной работы автоматических устройств, то автоматические устройства, составляющие схему САР не снизят надежности объекта управления, а средняя вероятность безотказной работы системы, в целом будет иметь следующее значение

РСАР ср= (11) [7]



РСАР ср=



Что лежит в пределах нормативного 0,97< 0,77<1.

**3. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ**

**3.1 Режим работы. Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего**

Режим работы – это установленный порядок и продолжительность производственной деятельности предприятия, участков, цехов во времени (в течение суток и недели).

Режим работы предприятия определяет время производительной работы и время перерывов, а также число рабочих смен в сутках, длительность смен и продолжительность рабочей недели (число рабочих и выходных дней) и общее время работы в течение календарного периода (месяц, год). От принятого режима работы зависят организация производства, труда и отдыха рабочих, влияющие на успешное выполнение планов производства. Различают годовой и суточный режимы работы предприятия.

Годовой режим работы в зависимости от числа рабочих дней в неделе может быть прерывным или непрерывным.

Прерывный годовой режим работы с общими выходными днями имеет следующие положительные стороны: создаются нормальные условия для проведения планово-предупредительных ремонтов в общие выходные дни. Вследствие этого превышается надежность и увеличивается срок службы оборудования без существенного изменения его технических характеристик, обеспечивается постоянный состав рабочих без подменных бригад.

Недостатком прерывного режима работы является уменьшение планового фонда рабочего времени, а это в отдельных случаях может привести к ухудшению использования основных производственных фондов.

Прерывный режим работы может быть с одним или двумя общими выходными днями для рудника, горного участка и рабочих, а также с одним общим выходным днем в неделю для рудника и горного участка и двумя – для рабочих.

Непрерывный годовой режим обуславливается технологией производства (например, на обогатительных фабриках); горно-геологическими условиями, не допускающими длительных перерывов при выполнении горных работ. При этом режиме весьма сложно организовывать техническое обслуживание и ремонт оборудования, появляется необходимость подмены постоянного состава рабочих, увеличивается их списочная численность, создаются отдельные трудности в организации отдыха и культурного обслуживания трудящихся.

При непрерывном годовом режиме выделяется специальное время (обычно при уменьшении производственного плана) для проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования.

Суточный режим работы горного предприятия зависит от особенностей технологии производства и может быть прерывным и непрерывным.

Прерывный суточный режим работы является наиболее рациональным. В этом случае в межсменные перерывы осуществляется интенсивное проветривание, осмотр и текущий ремонт оборудования. Перерывы между сменами могут быть одинаковыми или один из двух может быть больше, чем два остальных.

Непрерывно суточный режим работы применяется на рудниках обычно, на таких процессах, как проветривание, водоотлив, при обслуживании агрегатов, вырабатывающих энергию.

Для оценки экономической эффективности различных режимов работы применяются показатели: производительность труда, себестоимость добычи руды, удельные капитальные затраты.

I смена с восьми до двадцати часов;

II смена с двадцати до восьми часов.

Рассматриваем баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего:

I Календарный фонд рабочего времени – 365 дней

Выходные и праздничные дни – 165 дней

II Номинальный фонд рабочего времени – 200

Невыходы и неявки: всего – 33 дня

В том числе: отпуск – 30 дней

по болезни – 2 дня

государственные обязанности – 1 день

прочие невыходы – 0 дней

III Плановый фонд рабочего времени – 167 дней

Коэффициент списочного состава

(12) [8]



График выходов на работу представлен в таблице 8.

**3.2 Организация ремонта оборудования. График планово-предупредительного ремонта**

В основу организации ремонта на железорудных предприятиях положена система планово-предупредительного ремонта (ППР).

Под системой ремонта понимается выполняемый в определенной последовательности комплекс работ, после проведения, которого восстанавливается работоспособность машин и механизмов.

Система планово-предупредительного ремонта должна обеспечивать постоянное работоспособное и безопасное состояние оборудования, а также снижение расходов на их поддержание в работоспособном состоянии и выполнение ремонтов.

Система планово-предупредительного ремонта предусматривает:

1) Удлинение сроков службы отдельных деталей, что достигается своевременным и качественным выполнением осмотров и ремонтов;

2) Обеспечение необходимыми ремонтными средствами, запасными частями и материалами;

3) Организацию прогрессивных методов ремонта и систематическое снижение их стоимости;

4) Организацию контроля за правильной эксплуатацией и ремонтом турбин и котлов.

Система планово-предупредительного ремонта предусматривает текущий и капитальный ремонты. Текущий ремонт заключается в разборке некоторых узлов, мелком ремонте деталей, замене быстроизнашивающихся деталей. Текущий ремонт является основным и выполняется для поддержания и сохранения оборудования в работоспособном состоянии в период между ремонтами, а также для уточнения объема предстоящего в дальнейшем ремонта. Текущий ремонт производится на месте установки оборудования или в мастерских.

Текущий ремонт подъемной установки производится один раз в одну – две недели. Капитальный ремонт (К) характеризуется разборкой всех узлов, восстановлением и заменой изношенных деталей с доведением их в большинстве случаев до нормальных конструктивных размеров. При выполнении капитального ремонта рекомендуется проводить модернизацию оборудования. Капитальный ремонт осуществляется рудоремонтными заводами. Капитальный ремонт осуществляется за счет амортизационных отчислений, текущий – за счет себестоимости продукции. Для капитального ремонта на планируемый год составляется смета. Смета составляется по нормативам на объемы работ, перечисленных в дефектных актах. Капитальный ремонт производится один раз в 120-180 месяцев.

Ремонты разделяются на узловые (агрегатно–узловые и скоростные) и индивидуальные. Наиболее рациональным методом ремонта является агрегатно-узловой, при котором узлы и агрегаты машин, требующие ремонта, заменяются запасными, заранее отремонтированными или изготовленными.

Необходимым условием проведения агрегатно-узлового ремонта является полная взаимозаменяемость узлов оборудования. Агрегатно-узловой метод позволяет значительно сокращать сроки нахождения машин в ремонте и снижать стоимость ремонтных работ.

Узловые ремонты получили широкое распространение при ремонте больших стационарных установок шахт, карьеров и обогатительных фабрик. Узловой ремонт по времени может быть проведен одновременно или в несколько приемов.

При одновременно узловом ремонте заменяются все неисправные узлы. В случае разновременного узлового ремонта замена узлов производится при нескольких остановках машин.

Источниками доходов являются: прибыль от производственно – хозяйственной деятельности предприятия; амортизационные отчисления, выручка от реализации выбывшего и изымного имущества; экономия по капитальному ремонту. График ППР представлен в таблице 9.

**3.3 Расчет численности рабочих**

Численность рабочих определяют по количеству оборудования, норме обслуживания на одну машину или по количеству смен в сутки.

Таблица 10 Плановая численность рабочих

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Профессия | Квали-фика-ция | Коли-чество оборудо-вания | | Коли-чество смен в сутки | Норма обслу-жива-ния | Явоч-ная числен-ность | Списоч-ный коэф-фициент | Списочная численность |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Машинист турбины | 4 разряд | 5 | | 2 | 0,5 чел. | 5 | 2,1 | 11 |
| Старший машинист  котельного  оборудова-ния | 5 разряд | 5 | | 2 | 0,3 чел. | 3 | 2,1 | 6 |
| Машинист обходчики котельного оборудова-ния | 4 разряд | | 5 | 2 | 0,6 чел. | 6 | 2,1 | 13 |

В промышленности оплата труда рабочих производится по сдельной форме – за выполненный объем работы. I Системы сдельной оплаты:

а) Простая сдельная (Зсд)

Зсд═Офакт∙Рс, (13) [8]

где Офакт – фактически выполненный объем работы;

Рс - сдельная расценка за единицу объема.

б) Сдельно премиальная к зарплате начисленный за объем прибавляется премия за перевыполнения нормы выработки.

Зсд пр.═ Зсд+П, (14) [8]

в) Аккордно – премиальная, применяется для стимулирования выполнения срочной работы. Рабочему (бригаде) дается конкретный объем работы, рассчитывается сумма заработной платы и дается срок выполнения. За сокращение срока выплачивается премия.

С=∙100%, (15) [8]



где С – сокращение срока;

Тфакт – нормативное и фактическое время выполнения работы.

II Повременная форма (за отработанное применяется для технического время) рабочих профессий труд, которых не поддается обоснованному нормированию.

а) Простая повременная:

Зтар=В∙Тс, (16) [8]

где В – отработанное время в час, сменах.

б) Повременно – премиальная:

Зпов=Зтар+П, (17) [8]

где П – премия за качественное исполнение обязанности рабочим.

Фонд заработной платы сдельного или повременного заработка включает следующие доплаты:

1) Премия

2) Доплата за работу в ночное время (с двадцати двух до шести часов) производится в размере пятидесяти процентов от тарифной ставки.

3) Оплата за работу в праздничные дни производится в двойном размете.

4) Оплата за сверхурочные работы (после смены) производится в полуторном размере. Сверхурочная работа допускается на одного человека не более четырех часов в течении двух дней подряд и не более ста двадцати часов в течении года.

5) Доплата бригадиру за руководство бригадой осуществляется в следующих размерах. При численности бригады до десяти человек в размере десяти процентов от его заработной платы. При численности сверх десяти человек пятнадцать процентов. Доплата производится при отсутствии нарушений рабочими трудовой дисциплины, техники безопасности.

д) Социальный налог установлен в размере от восемнадцати до двадцати одного процента от годового фонда заработной платы одного среднесписочного рабочего (за минусом десять процентов от нее) социальный налог используется на выплату государственных пенсий и пособий на стипендии студентам государственных учебных заведений.

Соц. Налог=13203202,77∙0,19=2508608,526

е) Прочие затраты (на оплату труда управленцев производственного участка, на охрану труда и ТБ, на канцелярские расходы). Принимаются в размере пятидесяти-семидесяти процентов от фондов оплаты труда.

Прочие расходы=13203202,77∙0,5=6601601,385

**4. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ОДНОГО КИЛОВАТТ-ЧАС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**4.1 Производственная программа**

Под производственной мощностью понимается максимально возможный годовой (суточный) объем выпуска продукции при заданных номенклатуре и ассортименте, с учетом наилучшего использования всех ресурсов, имеющихся на предприятии.

Производственная мощность предприятия определяется, как правило, в расчете на год по мощности основных (ведущих) цехов, участков, которые выполняют основные технологические операции по изготовлению продукции. Производственная мощность предприятия зависит от следующих факторов: количества и качества действующего оборудования, максимально возможной производительности каждой единицы оборудования и пропускной способности площадей в единицу времени, принятого режима работы (сменность, прерывное и непрерывное производство), номенклатуры и ассортимента продукции, трудоемкости производимой продукции, пропорциональности (сопряженности) производственных площадей отдельных цехов, участков; уровня внутризаводской и межзаводской специализации и кооперирования, уровня организации труда и производства.

Производственная мощность цеха, оснащенного разнородным оборудованием, определяется так же, как и мощность предприятия, - исходя из производительности парка ведущих групп оборудования, характеризующих профиль данного подразделения.

Таблица 11 Производственная программа

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наиме-нова-ние работ | Еди-ницы изме-рения | Коли-чество обору-дова-ния | Q,  часо-вое | ∑Q | Плановый фонд вре-мени | План на 2006 год | | | |
| На год | На квар-тал | На ме-сяц | На сутки |
| Произ-водст-во эл. энер-гии | кВ∙час | 5 тур-бин | 40000  кВ | 200000  кВ | 8250  часов | 1650  млн. | 412,5  млн. | 137,5  млн. | 4,58  млн. |

Производственная программа – это задание по выпуску продукции и объемов работ на год, на квартал.

В производственной программе рассчитывают стоимость валовой продукции (вся производственная продукция).

Стоимость реализованной продукции – отгруженная потребителю и оплачиваемая им.

**4.2 Расчет плановых капитальных затрат.**

Инвестиции – это вложения финансовых средств в различные виды экономической деятельности с целью сохранения и увеличения капитала.

Инвестиции (от английского «investments») означают «капитальные вложения», однако в настоящее время этот термин трактуют более широко.

Показатели абсолютной экономической эффективности:

1. Коэффициет экономической эффективности

Е==, (18) [8]



где ∆П – прирост прибыли в результате внедрения мероприятия;

С1, С2 – себестоимость продукции до и после внедрения мероприятий;

V – годовой объем выпуска продукции после внедрения;

К – сумма капитальных затрат на внедрение мероприятий;

Е ≥ Енорм – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных затрат, установленный для данной отрасли (предприятий).

Енорм= (19) [8]



1. Срок окупаемости (Токуп.) – время в годах, в течении которого затраты окупятся прибылью

Токуп.==∙V (20) [8]



Сравнительная экономическая эффективность капитальных затрат. При выборе для внедрения наиболее эффективного проекта из имеющихся пользующихся формой приведенных затрат и выбирают вариант с минимальными приведенными затратами.

ПЗi=Ci+Енорм∙Кi=min (21) [8]

где Ci- годовая себестоимость продукции по каждому из рассмотренных проектов;

Кi – капитальные затраты на внедрение каждого из проектов.

Таблица 12 Плановые капитальные затраты

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наиме-нование обору-дования | Ко-ли-чес-тво | Первоначальная стоимость | | | | | Суммарная первона-чальная стоимость |
| Цена заво-да изг. | Транс-портные расходы,  5% | Монтаж-ные  расходы | Прочие расходы,  2% | Итого |
| Котел | 5 | 17000 | 850 | 1700 | 340 | 19890 | 99450 |
| Турбины | 5 | 6000 | 300 | 600 | 120 | 7020 | 35100 |

Примечание:

1) Транспортные расходы определяются по калькуляции на транспортировку в зависимости от расстояния перевозки, вида транспорта и тарифа на перевозку одной тонны на один километр, условно принимаем транспортные расходы в размере пяти - десяти процентов от цены.

2) Затраты на монтажные работы определяются по смете на монтаж. Условно принимаются от десяти до пятнадцати процентов от цены.

3) Прочие расходы включают затраты на растаможивание, на предвиденное обстоятельство в пути.

**4.3 Расчет плановых годовых текущих затрат**

а) Основные фонды – это совокупность производственных, материально – вещественных ценностей, которые действуют в процессе производства в течение длительного периода времени, сохраняют при этом на протяжении всего периода натурально – вещественную форму и переносят их стоимость на продукцию по частям по мере износа виде амортизационных отчислений.

Износ основных фондов определяется и учитывается по зданиям и сооружениям, передаточным устройством, машинам и оборудованию, нематериальным активам.

Физический износ – это изменение механических, физических, химических и других свойств материальных объектов под воздействием процессов труда, сил природы и других факторов. В экономическом отношении физический износ представляет собой утрату первоначальной потребительской стоимости вследствие снашивания, ветхости и устаревания.

Моральный износ проявляется в потере экономической эффективности и целесообразности использования основных фондов до истечения срока полного физического износа. Моральный износ бывает двух видов:

1) Уменьшение стоимости оборудования, вследствие удешевления их воспроизводства в современных условиях.

2) Обусловлен созданием и внедрением в производство более производительных и экономичных видов оборудования.

Амортизация основных фондов – это перенос части стоимости основных фондов на вновь созданный продукт для последующего воспроизводства основных фондов ко времени их полного износа. Амортизация в денежной форме выражает износ О.Ф. и отчисляется на издержки производства на основе амортизационных норм.

Амортизационные отчисления используются на покупку нового оборудования, на автоматизацию производства, капитальный ремонт.

Таблица 13 Плановые годовые амортизационные отчисления

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование  О.Ф. | Количество | Суммарная первоначальная стоимость,  тыс. тг | Норма амортизации,  % | Годовые амортизационные отчисления,  тыс. тг |
| Паровой котел | 5 | 99450 | 3,7 | 3679,65 |
| Турбина | 5 | 35100 | 3,7 | 1298,7 |
| ИТОГО | | | | 4978,35 |

б) Затраты на электроэнергию (Э) определяется по плановому количеству электроэнергии (W) и по тарифу за один киловатт-час (Т). Предприятие рассчитываются за электроэнергию согласно показанию электросчетчика:

Э= W∙Т

Рудненская ТЭЦ является производителем электроэнергии и электроэнергия, потребляемая для собственных нужд включается в себестоимость продукции. в) Плановые годовые затраты на топливо.

Таблица 14 Плановые годовые затраты на топливо

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование материала | Единица измерения | Норма расхода | Годовой объем работы | Плановые материалы  количество | Цена единицы материала | Плановые затраты на материалы, тенге |
| Уголь | тонн | 1600 | 365 сут. | 424000 | 1500 | 636000000 |

Примечание:

Расход материала определяется по норме расхода материалов (на одну продукцию или на один час или сутки работы) и объему работ по количеству продукции или времени работы. Нормы расходов рассчитывают производительно – технический отдел предприятия.

**4.4 Расчет калькуляции себестоимости производства одного киловатт-час электроэнергии**

Себестоимость – это сумма затрат на производство и реализацию продукции.

Затраты, входящие в себестоимость классифицируются:

1) По полноте их учета:

а) участковая себестоимость сырье и материалы, зарплата рабочих, электроэнергия, амортизационные отчисления, общеучастковые расходы;

б) цеховая себестоимость равна участковой себестоимости плюс общецеховые расходы;

в) фабрично – заводская (производительность) себестоимость равна цеховой себестоимости плюс общезаводские расходы;

г) полная (коммерческая себестоимость) равной производительной себестоимости плюс затраты на реализацию.

2)По характеру затрат:

а) условно – постоянные затраты (независящие от количества выпущенной продукции) – это затраты на содержание аппарата управления, освещения, отопления, оплату телефонов;

б) условно – переменные (зависящие от количества выпущенной продукции) – сырье и материалы, зарплата рабочих, электроэнергия.

3) По экономическому значению затрат:

а) прямые затраты – отчисленные на конкретный вид продукции и рассчитаны точно (сырье, электроэнергия, материалы);

б) косвенные (накладные) затраты – на организацию производства и управления им.

4) По экономическим элементам:

а) сырье и материалы;

б) зарплата и начисления на нее;

в) амортизационные отчисления;

г) энергозатраты;

д) прочие затраты.

Данная классификация применяется при составлении сметы затрат на производство и отчетом по затратам.

5)По статьям калькуляции (при планировании себестоимости единицы продукции):

а) сырье и основные материалы;

б) вспомогательные материалы;

в) основная зарплата рабочих;

г) дополнительная зарплата рабочих;

д) социальный налог;

е) амортизационные отчисления;

ж) электроэнергия;

з) общезаводские расходы.

Для снижения себестоимости необходимо повышать производительность труда, которая зависит от перечисленных внутри производственных факторов.

Внутрипроизводственные факторы:

а) состояния оборудования;

б) организация снабжения производства;

в) условие труда и материальное стимулирование труда;

г) квалификация рабочих и трудовая дисциплина.

Социальный налог с января две тысячи четвертого года установлен в размере от восемнадцати до двадцати процентов от фонда оплаты труда, государственный бюджет используют социальный налог на выплату пособий, стипендий.

Таблица 16 Расчет калькуляции себестоимости производства одного киловатт-час электроэнергии Qгод=20000 кВт∙ч

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Статьи затрат и расходов | Единица измерения | На годовой объем | | | | На 1 кВт∙час | |
| Количество | | Цена, тенге | Сумма | Удельный расход | Сумма, тенге |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Зарплата рабочих | тенге | - | | - | 13203,2  тыс. | - | 0,008 |
| Социальный налог | тенге | - | | - | 25008,6  тыс. | - | 0,0015 |
| Амортизационные отчисления | тенге | - | - | | 4978,35  тыс. | - | 0,003 |
| Электроэнергия | кВт∙час | - | - | | - | - | - |
| Затраты на топливо  уголь | тонн | 424000 | 1500 | | 636000  тыс. | - | 0,38 |
| Прочие расходы | тенге | - | - | | 6601,6  тыс. | 0,00025 | 0,004 |
| Итого себестоимость производства 1кВт∙час=0,3965 тенге=0,4 тенге | | | | | | | |

Расчет экономической эффективности. Автоматизация системы учета электропотребления на ТЭЦ.

1. Капитальные затраты на автоматизацию

А) до автоматизации К1=0;

Б) после автоматизации К2=207 000 тенге

Счетчик электрический импульсный – 3 000 тенге;

Датчик – 16 000 тенге;

УСД – 15 000 тенге;

ЭВМ – 173 000 тенге.

Итого: 207 000 + 30% - неучитанные СА

207 000 + 61 200 = 268 200 тенге

Капитальные затраты с учетом монтажа СА (2,5%):

М = 66 050 тенге

Итого: капитальные затраты К2=330 250 тенге

1. Автоматизация системы производства электроэнергии. Данная система позволяет получить и сократить потери электроэнергии на 5 % от электроэнергии, потребляемые на нужды ТЭЦ.

Экономия электроэнергии за год составит:

∆ W = 1 650 000 000 ∙ 0,05 = 825 000 кВт ∙ час

Экономия затрат на электроэнергию:

Э = 825 000 000 ∙ 0,4 = 330000 тенге

Токуп = = 1 год



**5. ОХРАНА ТРУДА**

**5.1 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации электроустановок**

Устройство и обслуживание котельных установок должно соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Правилам взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии, Правилам взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках.

Предохранительные и взрывные клапаны котла должны иметь отводы для удаления пароводяной смеси и взрывных газов при срабатывании клапанов за пределы рабочего помещения в места, безопасные для обслуживающего персонала, или должны быть ограждены отбойными щитами со стороны возможного нахождения людей.

Запрещается заклинивать предохранительные клапаны работающих котлов или увеличивать нажатие на тарелки клапанов путем увеличения массы груза или каким–либо другим способом.

Все горючие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Важную роль в электробезопасности играет изоляция электроустановок. Все виды изоляции должны отвечать требованиям механической прочности, достаточно большого сопротивления на предприятии. В процессе эксплуатации электроустановок производится периодический контроль изоляции при капитальном и текущем ремонтах. Запрещается во время обхода открывать люки, лазы на котле, за исключением кратковременного открытия смотровых лючков. Смотровые лючки для постоянного наблюдения за факелом должна быть закрыта стеклом. У котлов, работающих под наддувом, должны быть предусмотрены устройства, предотвращающие разрыв стекол.

Персонал, производящий осмотр должен надевать защитные очки.

На каждом рабочем месте должны быть должностные, производственные инструкции и инструкции по охране труда.

До начала работы должно быть проверено выполнение всех требований настоящих правил, относящихся к предстоящей работе.

К работе с электрифицированным ручным инструментом допускаются рабочие не моложе восемнадцати лет, прошедшие специальное обучение и проверку знаний, имеющих удостоверение по технике безопасности, соответствующую запись.

К оперативному обслуживанию допускаются лица, знающие оперативные схемы, должностные и эксплуатационные инструкции, особенности оборудования и прошедшие обучение и проверку знаний в соответствии с указаниями настоящих Правил.

Лица, из оперативного персонала, обслуживающие электроустановки единолично и старшие в смене или бригаде, за которыми закреплена данная электроустановка, должны иметь группу по электробезопасности не ниже четвертой в установках напряжением до тысячи вольт.

Оперативный персонал обязан проводить обходы и осмотры оборудования, производственных помещений на закрепленном за ним участке. Запрещается снимать предупреждающие плакаты и ограждения, проникать за них, касаться токоведущих частей и обтирать или чистить их, устранять обнаруженные неисправности при осмотре распределительных устройств, щитов, сборок напряжением до тысячи вольт.

**5.2 Правила безопасной эксплуатации средств автоматизации**

Безопасность труда при эксплуатации приборов и средств автоматизации обеспечивается системой организационно-технических мероприятий. Ее основу составляют система стандартов безопасности (ССБТ) и требования техники безопасности (ТБ), положения которые должен знать и выполнять персонал, обеспечивающий техническое обслуживание и персонал, контролирующий выполнение этих работ. При работе с устройствами автоматизации необходимо пользоваться специальным инструментом с изолированными ручками.

Проверку цепей вторичной коммутации осуществляют с помощью источника безопасного напряжения – омметра, тестера или других приборов с питанием от сухих элементов напряжения до двенадцати Вольт. Проверяемые цепи должны быть полностью обесточены.

Измерение сопротивления изоляции, испытание электрической прочности изоляции повышенным напряжением производится только на полностью отключенных средствах автоматизации.

В качестве мероприятий по предотвращению облучения электромагнитными излучениями (радиоволнами) предусматривают использование отдельных помещений для настройки и регулировки приборов и средств автоматизации, ограждение опасных зон предупредительными знаками и надписями, включением в технологические карты ремонта указаний по применению средств индивидуальной защиты.

При наладке, монтаже, поверке и ремонте используют защитные средства, приборы, аппараты, приспособления и устройства, которые служат для защиты работающего персонала от поражения электрическим током, воздействия электроучасток дуги и продуктов ее горения. Перед применением защитного средства проверяют возможность его использования для конкретных условий и исправность.

Все операции, по установке и присоединению измерительных приборов следует производить осторожно, при этом во время измерений касаться включенных приборов, трансформаторов, сопротивлений и других элементов системы автоматизации запрещается.

Переносные приборы располагают таким образом, чтобы можно было снимать их показания, не прикасаясь к частям находящимся под напряжением.

Работники цехов КИП и А при эксплуатации действующих установок должны знать и соблюдать допуски по значениям токов и напряжений. Безопасным напряжением в сухих помещениях считается 42 В, в сырых помещениях 36 В, в особо опасных помещения 12 В. Уровни допуска по току следующие: ощутимый - 2 мА, не отпускания - 10 – 15 мА, опасный - 50 мА, смертельный - 100 мА. Перед началом работы:

-убедится в достаточной освещенности шкафа;

-освободить пространство вокруг шкафа от предметов препятствующих его открытию на всю ширину;

-застегнуть рукава спецодежды, заправить волосы под головной убор;

-визуально проверить отсутствие внешних механических повреждений шкафа, монитора, пульта дистанционного управления и функциональной клавиатуры; проверить целостность заземляющих проводников;

-устранить выявившиеся неполадки, при отсутствии такой возможности не приступать к работе, доложить непосредственному руководителю. Во время работы необходимо соблюдать следующие требования:

-работы по обслуживанию автоматизированных систем выполнять по принципиальным электрическим схемам и инструкциям по эксплуатации системы;

-открывать двери шкафа на всю ширина и поставить их на фиксатор;

-комбинированный электроизмерительный прибор – тестер установить на подставку, а измерения контрольных параметров производить только с лицевой стороны монтажной плоскости шкафа согласно принципиальной электрической схеме;

-для проведения работ внутри шкафа нужно выполнить следующие требования: перевести систему в режим управления с «места»; отключить автоматы питания шкафа 220 В и 380 В, в соответствии с электрической принципиальной схемой автоматизированной системой управления (АСУ); при помощи указателя напряжения убедится в отсутствии напряжения на токоведущих частях шкафа АСУ; открыть и зафиксировать поворотную раму, приступить к обслуживанию;

Отчистить от пыли путем продувки АСУ сжатым воздухом, производить это в исправных защитных очках и респираторе.

В случае аварийных ситуаций:

к аварийным случаям при работе по техническому обслуживанию АСУ относятся: возгорание электрооборудования и внезапное отключение освещения;

-в случае возгорания (появление огня, дыма, запаха горящей изоляции, искрения) отключить шкаф АСУ от сети питания 220 В или 380 В, при наличии пламени принять меры по тушению пожара, используя средства пожаротушения которыми располагает помещение. При невозможности ликвидации пожара собственными силами сообщить о возгорании в пожарную часть, расположенную на производстве или по телефону 01;

-при внезапном отключении освещения прекратить работу, при свете фонаря закрыть шкаф и покинуть рабочее место;

-о любом случае возникновения аварийной ситуации сообщить непосредственно руководителю работ.

По окончании работ надо выполнить следующие мероприятия:

-убрать из шкафа комбинированный прибор, инструменты и вспомогательные приспособления;

-освободить фиксаторы дверей и вернуть поворотную рам шкафа АСУ в исходное положение;

-закрыть шкаф на ключ;

-передать ключ от шкафа технологическому персоналу, обслуживающему данное оборудование, управляемое данной АСУ;

-покинуть рабочее место, о выполнении работ доложить непосредственному руководителю;

-оформить окончание работы в оперативном журнале.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электрический ток, не смотря на свое широкое применение в промышленности, является причиной случаев травматизма. Они происходят при нарушении условий электробезопасности.

Следует помнить, что поражение электротоком даже незначительной силы вызывает опасность. Необходимо помнить, что ток в 0,1 А и напряжением выше 40 В являются смертельными.

Для защиты от поражения электрическим током при замыкании на корпус применяются следующие меры безопасности: зануление, ограждения, заземления. Зануление - это преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Нулевым защитным проводником называется проводник, соединяющий зануленные части с глухо-заземленной нейтральной точкой обмотки источника тока.

Ограждение - защита от прикосновения к токоведущим частям. К этой мере относятся: выполнение аппаратов и приборов в закрытых корпусах, применение закрытых распределительных устройств, во многих случаях они снабжаются блокировками, не допускающими снятия корпусов или ограждений, если предварительно отключено напряжение.

Заземление - преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических токоведущих частей, которые могут оказаться под

**5.3 Мероприятия по охране окружающей среды**

В процессе своей деятельности человек всегда воздействовал на природу. В условиях современного производства и развития промышленности, связанных с добычей и переработкой полезных ископаемых, являющихся основой социального развития и прогресса, происходит изменение окружающей среды: ухудшаются режимы грунтовых и подземных вод, изменяется структура почвы, значительно ухудшается в связи с вредными выбросами микроклимат в районе ведения горных работ.

На обогатительной фабрике применяется в качестве реагентов химические вещества, поэтому для очистки стоков фабрики необходимо применять в сочетании механическую, химическую и биологическую очистку промышленных стоков.

Для получения конечного продукта обогатительной фабрики используются обжиговые методы с применением в качестве топлива природного газа. Так как, для производства электроэнергии топливом служат: уголь, торф, вода, ветер, солнце, атомная энергия и другие природные богатства, при сжигании некоторых из них в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества, то охране окружающей среды проектируемого технологического процесса необходимо уделить особое внимание.

Под охраной окружающей среды понимают комплекс государственных, административных, правовых, технических и общественных мероприятий, направленных на рациональное использование, воспроизводство и сохранение природных ресурсов земли.

На конкретном рабочем месте должен быть предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на снижение вредного воздействия окружающей среды на человека. Между человеком и окружающей его средой происходит постоянное взаимодействие.

На организм человека действуют в сочетании следующие факторы:

- температура;

- относительная влажность;

- скорость движения воздуха;

- шум;

- вибрация;

- давление;

- электромагнитные излучения;

- ультразвук;

- производственная пыль;

- яды;

- лазерное излучение.

В горно-обогатительной промышленности оздоровление условий труда должно проводиться в следующих направлениях: механизация и автоматизация производственных процессов; борьба с пылевыделением, токсическими газами, шумом и вибрацией, излучением освещения и производственного быта.

На все указанные направления должны проводиться профилактические мероприятия, для осуществления которых разрабатывается план работ по окружающей среды на конкретном предприятии.

При разработке мероприятий по охране окружающей среды необходимо знать и учитывать предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны в миллиграммах на метр кубический в соответствии с государственными стандартами:

О2 – кислород – 5;

NO2 – азот – 0,085;

CO – углекислый газ – 5;

Н2S – сероводород – 0,008;

НNO2 – азотистый водород – 0,4;

SO2 – оксид серы – 0,5;

Пыль – 0,15-0,5;

Сажа – 0,15;

Свинец – 0,0003 (в сутки);

Мышьяковый водород – 0,3;

Сернистый ангидрид – 1,0;

Аммиак – 20.

Для улучшения микроклимата рабочих помещений в них должны соблюдаться нормы освещенности, шума, температурный и влажностный режимы, режим электромагнитных и радиационных излучений и других показателей (см. табл. 17 ).

Таблица 17 Предельно-допустимые концентрации

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Температура производ-ственного помещения, оС | | Относи-тельная влажность, % | | Осве-ще-ние,  ЛК | Уро-вень зву-ка, ДБ | Вели-чина инфра-звука, Гц | Электро-магнитные излучения (напряженность), В/м | Плот-ность потока энергии, МкВт/ см2 |
| Лето | Зима | Лето | Зима |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 21-23 | 18-20 | 40-60 | 40-60 | 50-150 | 50-80 | 8-16 | <1000 | ≤10 |

Проектируемая система подлежит эксплуатации в окружающей среде тепловой автоматизации ТЭЦ: содержание вредных примесей в воздухе имеется восьмикратное превышение, равное восьмидесяти миллиграммам. Шум: цех топливо – подачи до девяносто – девяносто пяти Децибел; котельный цех до девяносто пяти – ста Децибел. Вибрация незначительна. При использовании ламповых генераторов высокой частоты, ультравысокочастотных генераторов, генераторов сверхвысоких частот и другого оборудования образуются электромагнитные поля, распространяющиеся виде электромагнитных волн со скоростью, близкой к скорости света.

Работающие с высокочастотной аппаратурой практически находятся в волновой зоне. Интенсивность поля оценивается величиной плотности потока энергии – количеством энергии, падающей на единицу поверхности и выражается в ваттах на квадратный метр или в мили - и микроваттах на квадратный сантиметр. Также, источниками электромагнитных полей могут быть линии электропередач, рабочие индукторы, отдельные участки фидерных линий машинных установок мощностью до пятисот киловатт, используемая энергия импульсного электромагнитного поля низких частот, высокочастотные системы; радиосвязь, радиовещание и другое.

Для защиты от электромагнитных полей (ЭМП) применяют металлические листы, которые обеспечивают быстрое затухание поля в материале, используются организационные, инженерно-технические, лечебно-профилактические средства и меры защиты.

Оборудование должно соответствовать требованиям Санитарных правил при работе с источником ЭМП высоких, ультра- и сверхвысоких частот.

Оборудование должно снабжаться паспортом, с указание уровней излучения для проектного режима работы, измеренного разработчиком и изготовителем.

Должны предусматриваться организационные мероприятия (расположение оборудования, планировка, управление и рациональный режим труда, при которых время облучения сводится к минимальному и исключается нахождение работающих в зоне повышенного излучения; применяются стандартные переносные экранирующие устройства и индивидуальная экранирующая одежда; специальные поглотители мощности, покрываются стены, пол и потолок материалами, поглощающими энергию; используются специальные защитные очки, стекла которых покрыты тонким слоем металла. Производятся медицинские осмотры, предусматривается дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день.

Решение проблемы охраны окружающей среды от вредного воздействия предприятий тепловой энергетики требуют комплексного подхода.

Тепловые электростанции в районе их расположения существенно влияют на окружающую среду и на состояние биосферы в целом.

Массовыми загрязнителями при работе тепловых электростанций являются летучая зола, диоксид серы еры и оксиды азота. Методы сокращения выбросов зависят от свойств топлива и условия его снижения.

Предотвращение загрязнения летучей золой достигается очисткой всего объема продуктов сгорания твердого топлива в высокоэффективных золоуловителях.

Сокращение выбросов оксидов азота с продуктами сгорания топлива на тепловых электростанциях, а также в парогазовых и газотурбинных установках обеспечивается, главным образом, технологией сжигания топлива. Уменьшение выбросов диоксида серы может быть достигнуто различными методами облагораживания и переработки топлива вне тепловых электростанций, либо непосредственно на тепловых электростанциях, а также очисткой дымовых газов.

Контроль за выбросом вредных веществ электростанций осуществляется специальными приборами.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Справочное пособие. Проектирование систем автоматизации под редакцией А.С. Клюева. – М: Энергоатомиздат, 1990

2. Справочник. Промышленные приборы и средства автоматизации под редакцией Ю.А. Черенкова. –Л.: Машиностроение, 1990

3. Справочник. Монтаж средств измерений и автоматизации под редакцией А.С. Клюева. – М.: Энергоатомиздат, 1988

4. А.с. Клюев. Техника чтения схем автоматического управления и технического контроля.- М.: Энергоатомиздат, 1991

5. В.В. Шувалов. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности. – М.: Высшая школа, 1991

6. А.А. Шарков. Автоматическое регулирование и регуляторы. – М.: Недра, 1990

7. Е.Б Петрова. Методическое пособие по расчету комплексного показателя уровня автоматизации. РПТК, - рудный, 1993

8. Н.Я Лобанов. Экономика, организация и планирование производства горнорудной промышленности. – М.: Недра, 1986

9. ПТЭ электроустановок потребителей и ПТБ при эксплуатации электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1996

**Приложения**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рисунок 3 Принципиальная тепловая схема станции

1. Паровой котел
2. Турбина
3. Генератор
4. Потребитель пара
5. Сетевой насос
6. Сетевой подогреватель
7. Потребитель горячей воды
8. Конденсатор
9. Циркуляционный насос
10. Градирня
11. Конденсатный насос
12. Блок питательной воды
13. Питательный насос

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | |  | |  |  |  |  |  |  | |  | | --- | |  | |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рисунок 4 Эскиз шкафа

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| |  | | --- | | 2100 | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1800 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1500 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1200 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 800 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 350 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  | 800 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рисунок 5 Общий вид щита

Таблица 8 График выходов на работу оперативного персонала

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** | **25** | **26** | **27** | **28** | **29** | **30** |  |
| **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** | **16** |
|  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **15** |
|  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **14** |
| **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  |  | **I** | **II** |  | **15** |

Таблица 9 График планово-предупредительного ремонта

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наиме-нование обору-до-вания** | **Ремонтные нормативы** | | | | | | **Дата пос-лед-него ре-мон-та** | **Месяцы 2006 года** | | | | | | | | | | | | **Режим факти-ческого време-ни,**  **ч** | **Время просто-ев в ремон-те,**  **ч** | **Плано-вый фонд рабо-чего време-ни,**  **ч** |
| **Период ремонта** | | | **Продолжителн.**  **ремонта** | | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
|
| **К** | **Т1** | **Т2** | **К** | **Т1** | **Т2** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Турби-на** | **5** | **1** | **2** | **600** | **120** | **240** | **Янв.**  **2003** | **Т2** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **8760** | **240** | **8520** |
| **Котел** | **4** | **1** | **2** | **744** | **120** | **240** | **Янв.**  **2003** | **Т2** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 1 Характеристика основного оборудования

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Котлы | | | | | | | Турбины | | | | | | Генераторы | | |
| Ст.№  Обо-рудо-вания | Тип и завод-  изготовитель | Год ввода | Произ-води-тель-ность,  т/ч 1000 | Давле-ние  пара,  Кгс/ см2 | Тем-  пера-  тура,  оС | Нара-ботка,  час | Тип и завод-  изгото-витель | Год вво-  да | Мощ-ность,  МВт | Рпар,  Кгс/см2 | Тпар,  оС | Нара-ботка,  час | Тип и завод-  изготовитель | Мощ-ность  МВт | Нап-  ряже-  ние,  кВ |
| 1 | ТП-170 ТКЗ | 1961 | 190 | 100 | 510 | 200589 | Р-42-90/  1,4 | 1961 | 42 | 90 | 500 | 210829 | ТЭВ-63-2У3 | 63 | 6 |
| 2 | ТП-170 ТКЗ | 1961 | 190 | 100 | 510 | 186904 | Т-50/25-90 | 1962 | 50 | 90 | 500 | 223229 | ТЭВ-63-2У3 | 63 | 6,3 |
| 3 | БКЗ-180 100Ф  БКЗ | 1963 | 180 | 100 | 510 | 181037 | ПР-31-90/10/0,9 | 1964 | 31 | 90 | 500 | 192176 | ТВС-30-2  ХЭТН | 30 | 6,3 |
| 4 | БКЗ-220 100Ф  БКЗ | 1981 | 220 | 100 | 510 | 81854 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | БКЗ-220-100-4 БКЗ | 1994 | 220 | 100 | 510 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1В | ПТВМ-100  БКЗ | 1964 | 100 Гкал/4 |  |  | 69957 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2В | ПТВМ-100  Б4КЗ | 1965 | 100 Гкал/4 |  |  | 70051 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3В | ПТВМ-100  Б4КЗ | 1966 | 100 Гкал/4 |  |  | 71104 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4В | ПТВМ-100 | 1971 | 100 Гкал/4 |  |  | 52935 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5В | ПТВМ-100 | 1976 | 100 Гкал/4 |  |  | 52382 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 15 Плановый годовой фонд заработной платы

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Про-фес-сия** | **Ква-ли-фи-ка-ция** | **Яво-чная чис-лен-ность** | | **Спи-соч-ный коэф-фи-циент** | **Списо-чный состав** | **Плано-вое коли-чество рабо-чих дней** | **Смен-ная тариф-ная ставка** | **Фонд основной заработной платы,**  **тыс.тг** | | | | | **Фонд дополнительной зарплаты тыс. тг.** | | | **Фонд зарплаты одного рабочего** | **Фонд зарплаты группы рабочих** |
| **Зарп-**  **лата по тарифу** | **Пре-мия**  **20%** | **Допла-та за ночь** | **Доп-лата за праз-дни-ки** | **Итого** | **От-пуск-ные** | **Про-чие доп-латы**  **2%** | **Ито-го** |
| **Машинист турби-ны в сетки** | **4 раз-ряд** | | **5** | **2,1** | **11** | **167** | **1713,13** | **286,09** | **57,21** | **47,68** | **8,56** | **399,56** | **71,77** | **7,99** | **79,76** | **479,32** | **5272,62** |
| **Стар-ший маши-нист котел оборуд** | **5 раз-ряд** | | **3** | **2,1** | **6** | **167** | **1638** | **273,54** | **54,7** | **45,59** | **8,19** | **382,03** | **68,62** | **7,64** | **76,26** | **458,3** | **2749,83** |
| **Машинист обход-чик котельного оборуд** | **4 раз-ряд** | | **6** | **2,1** | **13** | **167** | **1427,61** | **238,41** | **47,68** | **39,73** | **7,13** | **332,96** | **59,81** | **6,65** | **66,47** | **399,44** | **5192,73** |
| **ИТОГО: 113203,2 тыс.** | | | | | | | | | | | | | | | | | |